

インドネシア

多目的ダム発電事業

評価者：新光オーエムシー株式会社

杉本 正実

現地調査：2009年2月～2009年6月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



ウォノレジョ水力発電所遠景

1.1 背景：

本事業は、東ジャワ州の州都スラバヤ市、南スマトラ・ランポン州の州都バンドルランポン市及び南スラウェシ州の州都マカッサル市及びその周辺地域の経済発展に必要な家庭用、工業用上水及び灌漑用水供給のための水源開発、ならびに洪水制御のために建設される多目的ダムを中心とする総合プロジェクトの一環として、同水源を利用した水力発電所を建設し、もって急増する当該電力供給地域の電力需要に対応しようとするものである。本事業は、公共事業省によって実施される上記3つの多目的ダム事業及びその関連事業のうち、水力発電所部分のみを一つの円借款事業として組成し、国营電力会社である PT. PLN (Persero) (以下 PLN) を実施機関として実施されたものである。本事業が計画された当時の第6次国家開発5カ年計画では、急増する電力需要に対応するため着実な電源開発が計画されており、主としてベース・ロード対応の石炭火力発電所の建設とならんで、包蔵水力の利用が大きな課題となっていた。

1.2 目的：

PLN ジャワ・バリ系統、第IV (ランポン州) 供給区、第VIII (南スラウェシ州) 供給区にそれぞれ 6.2MW、28MW、17.2MW の水力発電所を建設することにより、各供給区で急増する電力需要への対応を図り、もって同地域の経済発展および生

活水準の向上に寄与する。



本事業により建設されたビリビリ水力発電所  
多目的ダム銘板には日本・インドネシアの協力  
事業であることが明示されている

1.3 借入人／実施機関：インドネシア共和国／インドネシア国有電力企業  
(PT. PLN (Persero))

1.4 借款契約概要：

円借款承諾額／実行額	6,291 百万円／4,044 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1996 年 12 月／1996 年 12 月
借款契約条件	金利 2.7% (コンサルティングサービス 2.3%)、 返済 30 年 (うち据置 10 年)、 一般アンタイド
貸付完了	2007 年 3 月
本体契約	住友商事(株) (日本)
コンサルタント契約	PT. Kwarsa Hexagon (インドネシア) (株)建設技術 研究所、電源開発(株) (日本)
事業化調査 (フィージビリティ・スタ ディ：F/S)等	1973 年 OTCA (ウォノレジョダム) 「ブランタス流域河川事業 M/P」 1991 年 (ウォノレジョダム) 「ウォノレジョダム E/S」 1982 年 JICA (ビリビリダム) 「ビリビリ F/S」 1988 年 (ビリビリダム) 「ビリビリダム E/S」

## 2. 評価結果（レーティング：A）

### 2.1 妥当性（レーティング：a）

#### 2.1.1 審査時点における計画の妥当性

第6次国家開発5カ年計画（REPELITA VI、1994～1998）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、インドネシア各地の資源賦存量に応じた電源開発が計画されていた。1995年度時点で電力消費量は年率10%を大きく超える高い伸びを示しており、ベース・ロード対応の石炭火力発電の建設と並び、包蔵水力の利用が大きな課題となっており、また、電力供給体制の効率化を達成するため、電力セクターにおいて、発電部門への民活導入及び組織改編等の電力セクター改編が進行していた。

そのような状況を背景として本事業対象電力供給区における電力需給は下記のとおり逼迫していた。

表 1: インドネシア電力需給状況

（単位：ピーク・ロード<MW> 設備容量<MW>）

PLN 電力供給区		1993	1994	1995	1996	1997	1998
ジャワ・バリ	ピーク・ロード	5,756	7,093	8,273	9,645	11,285	13,203
	既存設備能力	6,223	6,223	6,118	5,898	5,578	5,538
IV	ピーク・ロード	301	343	374	416	483	561
	既存設備能力	571	566	565	545	538	511
VIII	ピーク・ロード	176	194	215	239	286	342
	既存設備能力	349	348	347	319	300	296

出所：審査資料集

注：1996年審査時の各発電所が所属する電力供給地区はウルクジョ発電所がジャワ・バリ、バトゥワギ発電所が第IV供給区、ヒリヒリ発電所が第VIII供給区であった。その後 PLN の電力供給区は、ジャワ・バリを除き各地域の名前を付した Wilayah（地方）に改編されている。（次表2を参照）

#### 2.1.2 評価時点における計画の妥当性

中期国家開発計画（RPJMN）（2004～2009）は、電力セクター開発の国家開発への必要性を説き、その中でも主要エネルギー源となっている石油に対する依存の軽減を目標とし、水力を含む代替エネルギーの開発に重点を置いている。電力消費量の伸びも著しく、1997年度の電力消費量が10%を超える高い伸びを記録した後同年に発生した経済危機により減速したが、その後も年平均7.6%と順調な増加を見せている。電源多様化の観点からは、脱石油政策の下、ベース・ロード対

応の火力発電における石炭火力への転換と並んで包蔵水力の活用による水力発電の強化が進められ、2007年時点のそれらの発電能力はそれぞれ全体の39%、11%を占め、石油・ガスの46%を凌駕するに到っている<sup>1</sup>。インドネシア全土の水力発電の潜在キャパシティは75,000MWと見積もられており（“Hydropower Potentiality Study”, 1982 PT. PLN (Persero)、2008年までに開発された発電所の出力合計は4,125MWとその5.5%にすぎない。

PLNはピーク・ロード需要を現行発電設備の設備容量でカバーし切れていない地域を「危機的地域(Daerah Krisis <Critical Region>)」と定義して発電長期計画(RUPTL)においてそれらの地域の発電施設の開発を最優先している。危機的地域として10の送電系統が挙げられているが、本事業の位置する南スマトラ(バトウトウギ)及び南スラウェシ(ビリビリ)もそれに含まれている。

各発電所が所属する電力供給地域<sup>2</sup>における電力需給は逼迫しており、RUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018)によると今後10年間における電力需要におけるピーク・ロードは2~3倍に増加することが予測されている。これに対応するため同期間においてインドネシア全体で合計57,442MWの発電所建設(PLN、IPP合計)が必要とされ、そのうち水力発電所は全体の3.8%にあたる4,740MW(PLNのみでは10.9%、3,835MW)を占める。各電力供給地域別内訳および電源別必要発電所総容量を以下に示す。

表2：電力供給地区別電力予測需要

発電所	電力供給地区 (Wilayah)	電力需要(MWh)			ピーク・ロード(MW)		
		2008	2018(注)	増(%)	2008	2018(注)	増(%)
ウォノレジョ	東ジャワ	22,219	48,623	119	3,681	7,842	113
バトウトウギ	ランポン	1,985	5,027	153	420	963	129
ビリビリ	南・中央 スラウェシ	3,292	9,834	199	592	1,744	195

出所：RUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018

注)：東ジャワのみ2017年の数値

<sup>1</sup> その他地熱4%。いずれも数値の出所はRUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018。

<sup>2</sup> 評価時点においてはバトウトウギ、ビリビリ水力発電所の発電電力はそれぞれスマトラ島、スラウェシ島全体を結ぶ送電網に接続されている。ウォノレジョ水力発電所はジャワ・バリ系統に属するが、発電電力は東ジャワ州トゥルンアグン変電所を通じてトゥルンアグン県の一部に供給されている。

表 3 : 2008~18 年における電源別必要発電所総容量

(単位 : MW)

	ジャワ・バリ	スマトラ	スラウェシ
PLN	27,042	3,668	1,754
うち水力発電	2,984	262	505
IPP	13,910	5,477	1,488
うち水力発電	140	631	257
合計	40,952	9,145	3,242
うち水力発電	3,142	893	762

出所 : RUPTL< PLN 発電長期計画 > 2009-2018

以上のとおり、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極めて高い。

## 2.2 効率性 (レーティング : b)

### 2.2.1 アウトプット

本事業はそれぞれの円借款で実施された多目的ダム（東ジャワのウォノレジョ、南スマトラのバトゥトゥギ、南スラウェシのビリビリ）の発電部分を建設するもので、発電所および関連送変電施設に係る資機材調達、土木工事（ビリビリのみ）とコンサルティング・サービス（ビリビリのみ）から構成されている。以下の点を除きアウトプット実績に関して審査時計画よりの大きな変更はない。

(主な変更点)

#### 1. バトゥトゥギ変電関連施設

バトゥトゥギ発電所変圧器は当初 1 台容量 17,250kVA の設置が計画されていたが、システムの信頼性増強のため 17.86MVA x 2 台、合計 35.72MVA の設置となった。

#### 2. ビリビリ発電および送電関連施設

ビリビリ発電所は、ダム上流のバワカラエン山の崩落事故による土砂のダム貯水池への流入に伴って生じる土砂混入水流の発電への流れ込みによるタービン損傷に備えるためコーティング（クロム系微粉末を高速ガス炎溶射）を施したスペアパーツ（約 3 億円）を追加調達している。また、系統強化のため発電所～ボロングロエ（15km、2 回線）に加え発電所からダムの上流側に向かうリンダム・マリノ配電線に接続する 2 回線(20kV) 2km を当初計画に加えた。

#### 3. ビリビリ コンサルティング・サービス

ビリビリ発電所のコンサルティング・サービスは審査時見積りより人月を絞り

込んだ形で契約を行い、当初契約人月は 国際コンサルタント：103.00 人月 ローカル・コンサルタント 216.50 人月であった。工期延長に伴い国際コンサルタントを国際コンサルタントを 114.43 人月と増やしたが、ローカル・コンサルタント分は PLN の技術者で代替させる事とし 202.51 人月に減らした。

### 2.2.2 期間

本事業の期間は、計画では 1996 年 12 月～2003 年 8 月 (81 カ月) であったが、実際には、15 カ月の貸付期限延長を含む 1996 年 12 月～2007 年 3 月 (124 カ月) と、対計画比 53.1%の遅延となった。主な遅延要因としては、①1997 年にインドネシアを襲った経済危機およびそれに引き続く政変、行政システムの改編を含む経済的行政的混乱による手続きの遅れを主因としてコンサルティング・サービスの開始が 2 年遅れたこと、②ビリビリの発送電機器の入札にあたって 1 位業者との契約交渉が長引いた後に決裂し 2 位業者との交渉を新たに始めたことにより 1 年半の遅延が生じたこと、および③バワカラエン山の大规模な地滑りによるビリビリダムへの土砂流入が起こり、それによる水質汚濁による発電機 (タービン・ランナー部分) 損傷の可能性に備える為のコーティングを施したスペアパーツ追加調達に 1 年半の追加期間を要したこと等が挙げられる。

### 2.2.3 事業費

事業費は、計画では 83 億 8,800 万円 (うち円借款部分 62 億 9,100 万円) であったものが、実際には 49 億 2,200 万円 (うち円借款部分 40 億 440 万円) と、対計画比 41.3%減と計画を下回った。実績アウトプットが計画とほぼ同じだったにもかかわらず事業費が計画を大幅に下回ったのは、1997 年に始まったアジア通貨危機による現地通貨の大幅な下落による共通要因にあわせ、バトゥトゥギ水力発電所の工事部分の一部が、ワイスカンポン灌漑事業の一部に移管されて公共事業省による同事業予算に組み込まれたためである。

本事業は、事業費については計画内に収まったものの、期間が計画を上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。

#### バトゥトゥギ水力発電所

事後評価チームと発電所および  
関連 PLN 機関との評価に関する  
合同協議



3 有効性（レーティング：a）

2.3.1 運用・効果指標による事業効果の測定

本事業の運用・効果指標の実績値の経年変化を以下の表に取りまとめた。

表 4：運用・効果指標実績値の経年推移

No	指標名	単位	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
運用指標									
<b>1</b>	<b>計画外停止時間</b>								
	ウォルジヨ	時間/年	17.4	3.67	2.26	0.56	0.39	0	0
	バトウトウギ	時間/年	31.0	138.6	175.3	186.5	7.3	43.2	168.4
	ビリビリ	時間/年	-	-	-	-	160	2	8
<b>2</b>	<b>設備利用率</b>	%							
	ウォルジヨ		29.83	30.96	31.81	29.67	32.24	36.39	40.43
	バトウトウギ		17.04	13.21	47.23	57.93	43.30	45.13	23.16
	ビリビリ		-	-	-	-	40.8	53.5	53.9
<b>3</b>	<b>年間運転時間</b>	時間/年							
	ウォルジヨ		3,260	4,565	4,946	4,588	3,519	3,939	4,535
	バトウトウギ		284	2,886	7,012	10,250	8,153	10,197	8,858
	ビリビリ		-	-	-	-	10,326	11,551	11,501
<b>4</b>	<b>計画点検・補修による停止時間</b>	時間/年							
	ウォルジヨ		108.77	0	73.25	0	80.75	103.33	79.33
	バトウトウギ		171.0	151.1	289.6	349.6	304.0	412.0	409.0
	ビリビリ		-	-	-	-	208	112	110
<b>5</b>	<b>最大使用水量</b>	千立米/秒							
	ウォルジヨ		28,160	29,429	30,094	28,178	29,995	34,005	38,187
	バトウトウギ		173,908	139,862	479,049	573,757	461,076	544,487	364,213
	ビリビリ								
効果指標									
<b>6</b>	<b>送電端電力量</b>	MWh/年							
	ウォルジヨ		16,000	16,721	17,099	16,010	17,043	19,321	21,697
	バトウトウギ		42,681	33,103	118,332	145,136	108,489	113,063	58,016
	ビリビリ		-	-	-	-	70,897	92,334	93,189
<b>7</b>	<b>最大出力（実績値）</b>								
	ウォルジヨ		6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	バトウトウギ								
	ビリビリ								

出所：PLN 資料

注）： 空欄の部分は発電所の記録がなく不明。

いずれの水力発電所も多目的ダムの一つの機能としての水力発電であり、水利利用の優先順位は灌漑、上水に劣後する「従属発電」の形を取っている。つまり上水（バトウトウギを除く）及び灌漑（すべてのダム）利用のためのダムからの放流水を発電に利用する、という運営により発電の主体性はなく、総体的に設備利

用率の値も小さく変動も大きい。

バトゥトゥギ、ビリビリとも立ち上がり初期の年度はマイナーなトラブルが比較的多く起こったのと慎重な運営を行っていた要因により計画外停止時間が多く発生しているが、いずれも的確な補修による早期解決が図られて、現在に至るまで順調な発電が行われている。

バトゥトゥギの設備利用率 (Capacity Factor <CF><sup>3</sup>) が 2008 年に落ちているのは、主に同年雨期における少雨のためダム湖の水位が他の年に比べ著しく低くなったことにより発電量が落ちたためである。なお、2009 年にはダム湖水位も元に戻り設備利用率も正常値に回復している。

以上、いずれの発電所とも上記の枠組の中で順調な発電を行っており、運営状況は良好である。

### 2.3.2 内部収益率 (IRR) の再計算

審査時と同様の方法を用いて財務的内部収益率 (FIRR) を再計算したところ、以下のとおりの結果を得た。なお、ビリビリの FIRR に関しては、PLN によるプロジェクト会計システム不備のためインドネシア政府予算よりの出費部分の正しい金額数値および全体の年次支出額の会計記録がなく、また経済的財務収益率 (EIRR) については審査時にも算出されておらず、また当事後評価時においても信頼性のある十分なデータが揃わなかったため、いずれも算出はできなかった。

表 5 : FIRR 再計算の前提と結果

プロジェクト・ライフ		事業実施開始後 50 年
費用		1. 投資コスト (土木工事、資機材調達、コンサルティング・サービス) 2. 運営維持管理費 (投資コストの 1.5%)
便益		電力料金収入
FIRR	審査時	ウオノレジョ : 18.9%、バトゥトゥギ 10.4% ビリビリ : 12.8%
	事後評価時	ウオノレジョ : 16.1%、バトゥトゥギ 25.0%

バトゥトゥギの FIRR が審査時に比較して大幅に上昇しているが、主な要因は、計画通りのアウトプットを得るための総事業費が大幅に減少したことによる。

### 2.3.3 定性的効果

<sup>3</sup>  $CF = \frac{\text{Annual Energy Production}}{\text{Maximum Power} \times \text{Annual Hours}}$

(1) 本事業発電所の各地域におけるシェアと関連指標

各発電所の接続送電系統と電力供給地域は表 6 のとおりであり、各々の送電系統の電力供給地域における各発電所の電力供給シェアは表 7 のとおりである。

表 6：接続送電系統と電力供給地域

発電所	接続送電系統又は変電所	接続送電系統の電力供給地域
ウォノレジョ	トゥルンアグン変電所	東ジャワ州トゥルンアグン県の4郡
バトゥトゥギ	南スマトラ系統	スマトラ全島
ビリビリ	南・東南・西スラウェシ系統	スラウェシ全島

表 7：各発電所の全体電力供給地域におけるシェア（設備出力 MW）2007 年

ウォノレジョ (6.5 MW)				ウォノレジョの シェア
(ジャワ・バリ)	PLN 合計	IPP	合計	
水力	2,386	150	2,536	0.26%
小水力	0	0	0	
スチーム	7,320	3,050	10,370	
コンバインドサイクル	6,143	0	6,143	
ガス	2,086	150	2,236	
ディーゼル	76	0	76	
地熱	360	515	875	
ジャワ・バリ合計	18,371	3,865	22,236	0.03%
バトゥトゥギ (28 MW)				バトゥトゥギの シェア
(スマトラ)	PLN 合計	IPP	合計	
水力	850			3.3%
小水力	13			
スチーム	945			
コンバインドサイクル	818			
ガス	481			
ディーゼル	832			
地熱	40			
スマトラ合計	3,979	361	4,340	0.65%
ビリビリ (20.1 MW)				ビリビリの シェア
(スラウェシ)	PLN 合計	IPP	合計	
水力	172			11.69%
小水力	38			
スチーム	25			
コンバインドサイクル	0			
ガス	123			
ディーゼル	440			
地熱	40			
スラウェシ合計	838	195	1,033	1.95%

出所：PUPTL 2009-2018

注 1)：ウォノレジョ発電所はジャワ・バリ送電系統に属するが、同発電所の電力はトゥルンア

グン変電所を通じてトゥルンアグン県の4郡に供給されている。上記は系統におけるシェアを参考までに示したものである。

注2) : スマトラとスラウェシのIPPについては電源別内訳がないので、バトゥトゥギ、ビリビリ両発電所の島全体の水力発電に占める割合は PLN 分に対してのみ。

各発電所の電力供給地域はジャワ・バリ系統に属するウォノレジョが 20kV 送電線により直接トゥルンアグン変電所に接続され、トゥルンアグン県の一部地域のみで電力を供給しているのに対して、バトゥトゥギおよびビリビリはそれぞれスマトラ、スラウェシを網羅する送電網を通じて他の多くの発電所の電力とミックスされて全島に電力を供給していることになる。また上記のとおりそのシェアはきわめて小さいので、ウォノレジョを除いて該当電力供給地域の関連指標をもってしては各発電所の効果を直接測ることは困難であるが、参考のために各発電所の所属する地域の電化率と域内総生産（GRDP: Gross Regional Domestic Product）を以下に掲げる。

表 8 : 電化率の推移

(単位 : %)

送電系統	2004	2005	2006	2007
ジャワ・バリ	62.3	63.1	63.9	66.3
スマトラ	54.9	55.8	57.2	56.8
スラウェシ	51.6	53.0	53.2	53.6
インドネシア全体	57.5	58.3	59.0	60.9

出所 : RUPTL

表 9 : 域内総生産の推移

(単位 : 兆ルピア)

送電系統	2003	2004	2005	2006	2007
ジャワ・バリ	927,599	977,537	1,033,670	1,093,320	1,160,726
スマトラ	346,715	356,879	369,612	389,067	403,377
スラウェシ	65,961	69,714	74,079	79,212	84,662
インドネシア全体	1,538,655	1,604,036	1,690,229	1,777,994	1,878,019

出所 : BPS (中央統計局) 統計

## (2) ウォノレジョ電力供給地域における関連指標

トゥルンアグン県は 19 の郡から成っているが、このうちウォノレジョ水力発電所の電力供給を受けるのは“Campurdarat” “Sumburgempol” “Boyolangu” “Kedungwaru”の4つの郡であり、他の郡は既存のトゥルンアグン発電所よりの電

力供給を受けている。次に同県の域内総生産（GRDP）と企業数の変化を示す。

表 10：トゥルンアグン県部門別域内総生産推移<sup>4</sup>

(単位：兆ルピア)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	増加率(%)
農業	984	1,002	1,026	1,047	1,071	1,096	1,121	1,149	1,188	21
鉱業	109	113	117	122	128	134	140	147	153	41
製造	810	855	882	915	965	1,020	1,077	1,141	1,208	49
公益	27	34	43	54	63	71	78	86	95	247
建設	108	109	111	113	115	117	124	126	131	22
商業・観光業	1,350	1,414	1,494	1,579	1,676	1,782	1,906	2,047	2,190	62
運輸	142	154	170	187	203	221	243	265	292	105
金融	547	585	608	637	674	710	749	789	836	53
その他サービス	609	624	640	658	684	715	752	794	831	36
全体	4,686	4,891	5,091	5,312	5,579	5,865	6,187	6,543	6,924	48

出所：BPS 統計 “Tulungagung Dalam Angka” <Tulungagung in Figures>より評価者作成

部門別域内総生産の伸びは電気を含む公益事業で最も著しいが、製造業、商業・観光業の伸びも全体平均を上回っており、2002年9月に完成したウォノレジョ発電所による電力供給体制の増強による貢献も大きいものと考えられる。

表 11：トゥルンアグン県企業数の増加率

	2000~2008年増加率	
	ウォノレジョ発電所が給電する4つの郡	トゥルンアグン県全体
大・中企業数	78.0%	6.7%
小企業・個人事業体数	25.7%	4.8%

出所：BPS 統計 “Tulungagung Dalam Angka” (Tulungagung in Figures)

上記のとおりウォノレジョ発電所が給電する4つの郡における2000~08年の期間における企業数の増加率はトゥルンアグン県全体の増加率に比較して著しく、これには新設のウォノレジョ発電所の影響が大きいものと考えられる。

<sup>4</sup> BPS 統計は2000~2003年までが1993年価格、2004~2008年が2000年価格を基準としているので年次成長率で割り戻すことによって前者の数値も2000年価格に置き換えた。

### (3) 石油消費削減効果

石油代替エネルギー源としての本事業による水力発電所には石油消費削減効果とそれに伴う発電原価低減効果が期待されるが、2008年までの各発電所平均発電実績に基づいて、RUPTL 2009-2018で適用されている発電用ディーゼル石油単価を用いて本事業の石油消費削減額を試算すると、年間5,800万米ドルとなる。

### (4) 受益者調査の結果

すでに述べたとおり、バトゥトゥギおよびビリビリはそれぞれスマトラ、スラウェシを網羅する送電網を通じて他の多くの発電所の電力とミックスされて全島に電力を供給しており、それぞれの全体におけるシェアは上掲表7に示したごとく大きくないところから意味のある受益者の特定は不可能であるが、ウォレジョの電力はトゥルンアグン変電所を通じてトゥルンアグン県の4つの郡のみに供給されており受益者の特定が可能であるところから当該地域において受益者調査を実施した。

#### ① 方法

PLNの配電の最前線に位置するトゥルンアグンUPJ (Unit Pelayanan Jaringan: 配電サービスユニット)の顧客台帳から、ビジネス主体に関しては電力購入量の多い順から5番目までの大口契約者を含む14件(上記5件を除き業種が偏らないように任意に抽出)、個人世帯についてはサンプルに偏りのないよう任意に選んだ101件、合計115件に対して、質問票に基づくインタビュー調査を行った。なお、裨益地域4郡の人口は合計で27万5千人、トゥルンアグン県全体の人口は102万人である。また、ウォレジョ発電所に係る契約者数は合計3万件である。

#### ウォレジョ水力発電所

トゥルンアグン県での受益者訪問  
聞き取り調査



#### ② 結果の要約

一般的な電力の質に関しては事業前の状態が「非常に良い」と答えた回答者の割合がビジネス主体では7%、一般家庭では15%に過ぎなかったところ、事業後の評価ではそれぞれ85%、89%に急増している。また、事業前の停電頻度に関して

は「めったに起こらない」と答えた回答者の割合はビジネス主体で 57%、一般家庭で 28%であったが、事業後にはそれぞれ 100%、83%が「めったに起こらなくなった」と答えている。他方電圧の安定性に関しては事業前に「非常に安定している」と答えた割合はビジネス主体で 79%、一般家庭で 17%であったが、事業後の状況に関してその割合がそれぞれ 100%、73%に上昇した。

以上の結果は、ウォノレジョ発電所の運転開始に伴って裨益地域への電力供給が質、量ともに大きく改善したことを示している。

以上より、本事業の実施により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 自然環境へのインパクト

いずれの事業も主要施設である多目的ダムに追加的に小規模な発電所を追加するものであり、それによって大きな環境負荷を与えるものではない。また、建設中、運転開始後もインドネシア政府の環境モニタリングの下にあり、現在まで特段の環境への悪影響は報告されていない。

### 2.4.2 社会環境へのインパクト（含、住民移転・用地取得）

上記と同様、本事業による社会的影響はほとんどない。唯一用地取得を伴ったバトゥトゥギ発電所のパガラランまでの送電線敷設工事においても、用地取得は特段の問題なくスムーズに行われた。また本事業においては住民移転もなかった。

## 2.5 持続性（レーティング：a）

### 2.5.1 運営・維持管理の体制

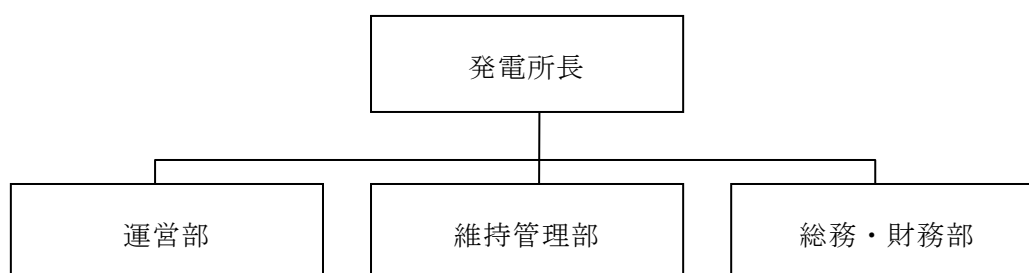
各発電所の運営・維持管理は次表に示した PLN グループの各組織の責任のもとに階層的に行われている。

表 12：運営維持管理体制

発電所	運営・維持管理体制
ウォノレジョ	- ジャワ・バリ電力発電会社（PT PJB : Pembangkitan Jawa-Bali）＜ PLN の子会社＞ - ウォノレジョ発電所（PLTA Wonerejo）
バトゥトゥギ	-南部スマトラ発電管理事務所（PT PLN (PERSERO) Pembangkitan Sumatra Bagian Selatan) -バンドル・ランブン発電セクター（PT PLN (PERSERO) Sektor

	Pembangkitan Badar Lampung) - バトゥトゥギ発電所 (PLTA Batuteги)
ビリビリ	- 南、東南及び西スラウェシ地区事務所 (PT PLN (PERSERO) Wilayah Sulawesi Selatan, Tenggara & Barat) - バカル発電セクター (Sektor Bakaru) - ビリビリ発電所 (PLTA Bili-Bili)

各発電所ごとに組織は若干の相違があるが、基本的には下記のような単純な構成になっている。



PLN 直営のバトゥトゥギ、ビリビリ両発電所は発電所長(Manager)の下に「運営(Operation)」「維持管理(Maintenance)」「総務・財務(Administration & Finance)」担当の3名の Supervisor (監督部長) (バトゥトゥギの場合は運営部門は4つのチームに分かれている)が配属され、それぞれの任務にあっている。各部門に配属された技術者(職員)は「運営」が約10名、「維持管理」が約3名、「総務」は1名(守衛、清掃員を除く)である。

一方 PLN の子会社である PJB により運営されているウォノレジョ発電所は所長(Foreman)の下に合計13名の技術者が配置されている。他の2つの PLN 発電所とは異なり「運営」と「維持管理」に部門分けはしていないが、「制御」「機械」「電気」「機材」「土木」分野の技術者が配置されている。

### 2.5.2 運営・維持管理における技術

上記の各運営・維持管理部門に配属された技術者のほとんどは STM (高等専門学校<技術単科大学に相当>)で電気、機械工学分野の高等教育を終えた人材が配置されている。またいずれも、PLN の下記教育研修スキームの水力発電コースを年に複数回受講し、技術のアップグレード、アップデートを図っている。

PLN では教育研修に関する内部規則に基づき全社的職員研修に力を入れ次のような構成により体系的トレーニングを実施している。

#### a. 新人教育研修

- b 専門教育研修（発電 O&M、送電 O&M、配電 O&M、その他専門分野）
- c. 段階教育研修（幹部、戦略スペシャリスト教育）
- d. その他補強教育研修（各種ワークショップ、セミナー、知識普及）

教育研修は主に PLN トレーニング・センター(PUSDIKLAT)で実施されているが、そのうち水力発電に関しては西スマトラ州のパダンのトレーニング・センターで集中的に行われており、2008 年度は 50 余りのコースに延べ約 1,100 名の職員が運営・維持管理を中心とする技術研修を受けた。

本事業による 3 発電所に配属された職員も上記スキームによる十分なトレーニングを受けており、また新設発電所には既存発電所で十分な経験を積んだ技術スタッフが配置されることになっているといった方針が採られている。このような体制、及び現時点での良好な設備の運営・維持状況から技術的側面に特段の問題はないと認められる。

### 2.5.3 運営・維持管理における財務

PLN（バトゥトゥギ、ビリビリ）の場合個々の発電所の運営・維持管理コストは発電所単位で必要額を見積もった上管轄のセクター及び地域事務所(Wilayah)のレビューを経て本社に挙げられ、本部経常予算から支弁されることになっている。下記のとおり PLN 本社財務は極めて厳しい状況にあり発電所の要求どおりの予算額が配分されることはないが、運営・維持管理に支障の及ぶような予算の過小配分は生じておらず、本事業は運転コストの非常に低い水力発電所ということもあり実際の現場での運営・維持管理が資金不足によって支障をきたすといった事態はなく、良好な運転と維持管理が行われている。

表 13：PLN 損益概況(連結ベース)の推移

(単位：10 億ルピア)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
電力売上	39,018	49,809	58,232	63,246	70,735	76,286	84,250
政府補助金	4,739	4,097	3,470	12,511	32,909	36,605	78,577
営業収益計	44,183	54,430	62,273	76,543	104,726	114,042	164,209
燃料・潤滑油費	17,957	21,478	24,491	37,355	63,401	65,560	107,783
営業費用計	52,345	55,876	59,710	76,024	105,228	111,505	160,598
営業利益	-8,162	-1,446	2,563	519	-502	2,537	3,611
為替差損益	2,725	1,009	-1,523	-699	1,763	-858	-9,296
当期純利益	-6,060	-3,558	-2,021	-4,921	-1,928	-5,645	-12,304

出所：PLN 年次報告書

PLN は巨額の政府補助金によってその営業を支えられている体質が定着し、損

益計算書上政府補助金を営業収益の一項目として計上していることにも端的に表明されているように独立会社の実態を備えているとは言いがたく、実質的には国の直轄事業と見てよい。そのような形態を成さざるを得ない根本原因のひとつは発電のための燃料費の重圧である。特に原油価格が高騰した 2008 年にはほぼ電力売上高に匹敵するほどの巨額政府補助金を受け入れている。同年にはルピア価値の下落に伴って巨額の為替差損をこうむり、上記補助金の受入にもかかわらず 12 兆ルピアの当期純損失を計上しているが、これはインドネシア全国営企業の赤字総額(23 企業)14.5 兆ルピアの 83%を占める<sup>5</sup>。因みにウォノレジョを運営する PLN 子会社の PJB 単体の損益状況は良好に推移しており、2006 年までの 5 年間一貫して営業利益、当期利益を上げている(売上高利益率 5~7%)。発電所の運営・維持管理予算も不足なく、運転維持管理も順調である。

このように会社としてみた場合の PLN の損益、財務状況には多くの課題がありその改善に向かって今後一層の経営努力が傾けられるべきではあるが、現状においては巨額の政府補助金によって国がインドネシアの電力セクターを支えている、という実態となっている。また、本事業の水力発電所現場の運営・維持管理の財務とは次元の異なる問題であり、現段階では上記のとおり資金不足によって直接の影響をこうむることはない。

#### 2.5.4 運営・維持管理状況

ビリビリ発電所の設備は良好に維持管理され、順調に運営されている。ダム水源の汚濁に備えて追加調達された発電機スペアもまだ使用には至っておらず(良好な状態でスタンバイ)、既存発電機で順調な発電が行われている。ダム貯水池からの水流への土砂混入度合いが発電に直接大きな悪影響を及ぼすほどのものではなかったことと、対策として当初の設計を一部変更して冷却水設備に水中の土砂分を除去するサイクロン・セパレーターを採用したことも功を奏しているものと考えられる。また、ウォノレジョ、バトゥトゥギ両発電所も良好な維持管理の下主要設備に故障はなく、順調な運営が行われている。バトゥトゥギ発電所のガバナー(調速機)2台の一部機能に軽微な不具合が生じているが(発電所側の説明では寿命)、現在続いている自動運転に支障はなく、買替予算(2台で1,600万円)も既に計上済みである。

上記ガバナーに関してタッチ・パネルのディスプレイが日本語表示となっていたり、ヒューマン・マシン・インターフェース(HMI)の設定変更に必要なパスワードやバックアップ・プログラムが見当たらないといった現場での問題が生じている。これらは自動運転が続行している現状では運転に支障をきたすものではないが、ひとたび事が起こって手動運転に切り替える際には問題が顕在化する恐

---

<sup>5</sup> 2009年5月14日付 KOMPAS 紙(インターネット版)による。因みに同記事によると国営企業で2番目に大きな赤字を計上したのは、航空会社であるムルパティ・ヌサンタラ社で、損失額は5千億ルピア(PLN 損失額の4%)。

れがある。そもそも物品納入時点で不完全なものが納入されたのか、あるいは完全品の現場への PLN 内移管プロセスの過程で生じた不備なのかの客観的検証は現時点に至ってはできないが、いずれにせよ、契約書に沿った受入研修及び書類などの管理が的確に行われていなかった等、PLN の内部管理体制に問題があることにはかわりはない。納入時に十分なチェック体制を構築して完全な状態での納入品の現場への移管が間違いなく行われるような体制を整えなければならない。また、ウォノレジョとバトゥトゥギに関しては水力発電所に関するコンサルティング・サービスは実施機関が公共事業省である多目的ダムプロジェクトに含まれているが、その一環で作成された「運営・維持管理マニュアル」が公共事業省より PLN に引き渡されていない。このような異なる実施機関をまたいだ事業にあつては相互の連携を密にした実施運営が望まれる。

以上より、機器が現地の事情に則していない、マニュアルが活用されていない等の事項はあるものの、本事業は実施機関の能力及び維持管理体制ともに問題なく、高い持続性が見込まれる。

### 3. 結論及び教訓・提言

#### 3.1 結論

本事業は高い伸びをみせるインドネシアの電力需要への対応とエネルギー源としての石油依存率の軽減を目指す国家開発目標に沿い、同国の開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており事業実施の妥当性は極めて高い。事業実施の遅延により効率性についての評価は中程度といえるが、各送電系統における不足する電力供給への貢献、また地域電力の質、量両面の改善を通じての地域産業の振興および民生の向上に寄与しており有効性は高い。また各水力発電所の運営・維持管理体制、能力にも問題はなく事業の持続性も高い。以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

#### 3.2 教訓

##### 1. 実施・運営機関間の連携

一つの事業に複数の実施・運営機関が関わる場合、事業実施段階から運営への引継ぎ段階において相互の連携を良好に保たれないと十分な事業効果の発現や事業持続性の確保が疎外される（下記提言 2 を参照）。

##### 2. 適切なプロジェクト完了報告書（PCR）の提出と受領

円借款事業においては、事業完了後に定められた書式のプロジェクト完了報告書（PCR: Project Completion Report）を事業実施機関は作成し JICA に提出する

ことになっている。しかしながら、本事業の PCR として JICA に提出されている報告書は、コンサルタント契約に基づいてコンサルタントより PLN に提出された「完了報告書」であり、JICA が円借款契約書 (L/A: Loan Agreement) に基づいて要求している PCR ではない。しかも本事業に関しては、コンサルタントが PLN 契約のビリビリ水力発電所に関するものしか含まれておらず、コンサルタントが公共事業省契約のウォノレジョ、バトゥトゥギ両水力発電所に関するものは JICA にも提出されていない。今後の事業の完成にあたっては、L/A 規定に則った PCR を作成し提出すべきである。また、JICA 側も中味を十分確認した上で PCR を受領すべきである。

### 3.3 提言

#### 1. マネジメント体制の改善

PLN 内部及び複数の実施機関間の連携体制といった、インドネシア側のマネジメントに問題がある。ハードウェア側面の実施、運営を的確に行い、事業効果の十分な発揮を促進するためソフトウェアの側面である実施機関のマネジメントの強化改善が必要である。以下の 2 点はその具体例である。

#### 2. 運転・維持管理 (O&M) マニュアルの問題

ウォノレジョ、バトゥトゥギ両水力発電所建設に係るコンサルティング・サービスは、いずれも公共事業省 (PU) を実施機関とする、前者が「ウォノレジョ多目的ダム建設事業」後者が「ワイスカンポン灌漑事業(1)」のコンサルティング・サービスに含まれている。同サービスの成果物の一つとして水力発電所の「運営・維持管理マニュアル」がコンサルタントによって作成されているが、これらが現場発電所はおろか PU より PLN にも引き渡されていない。異なる実施機関をまたぐ事業の実施にあたっては相互の連絡を密にして、事業成果の最大限の発揮が目指されねばならない。(なお、PLN との直接契約であるビリビリ水力発電所の「運営・維持管理マニュアル」は PLN との合意により作成されなかった) PU に保存されている水力発電所運営維持管理マニュアルは即座に PLN に引き渡され、発電所現場に送付されるべきである。[対 PLN、PU]

#### 3. 資機材の検収・受入に関する問題

バトゥトゥギ水力発電所の設備のうちガバナーに関してタッチ・パネルのディスプレイが日本語表示となっていたり、ヒューマン・マシン・インターフェース (HMI) の設定変更に必要なパスワードやバックアップ・プログラムが見当たらないといった現場での問題が生じている。これらは自動運転が続行している現状では運転に支障をきたすものではないが、ひとたび事が起こって手動運転に切り替える際には問題が顕在化する。そもそも物品納入時点で不完全なものが納入されたのか、あるいは完全品の現場への PLN 内移管プロセスの過程で生じた不備な

のかの客観的検証は現時点に至ってはできないが、いずれにせよ、契約書に沿った受入研修及び書類などの管理が的確に行われていなかった等、PLNの内部管理体制に問題があることにはかわりはない。納入時に十分なチェック体制を構築して完全な状態での納入品の現場への移管が間違いなく行われるような体制を整えなければならない。[対 PLN]

## 主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p><u>ウォノレジョ水力発電所</u> (設備出力：6.3MW) ・発電所 6.5MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、13km)、スイッチヤード</p> <p><u>バトゥトゥギ水力発電所</u> (設備出力：28MW) ・発電所 28.9MW ・送変電関連施設：送電線 (150KV、30km)、スイッチヤード、変圧器</p> <p><u>ビリビリ水力発電所</u> (設備出力：17.2MW) ・発電所 17.7MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、12km)、スイッチヤード ・<u>コンサルティングサービス</u> (IC：120MM、LC：239MM)</p>	<p><u>ウォノレジョ水力発電所</u> (設備出力：6.5MW) ・発電所 6.5MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、13km)、スイッチヤード</p> <p><u>バトゥトゥギ水力発電所</u> (設備出力：28MW) ・発電所 29.8MW ・送変電関連施設：送電線 (150KV、30km)、スイッチヤード、 変圧器</p> <p><u>ビリビリ水力発電所</u> (設備出力：20.1MW) ・発電所 20.1MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、17km)、スイッチヤード ・<u>コンサルティングサービス</u> (IC：114.43MM、LC： 202.51MM)</p>
②期間	1996年12月～2003年8月 (93カ月)	1996年12月～2007年3月 (124カ月)
L/A 調印	1996年11月	1996年12月
コンサルタント選定	1996/11～1997/10	1999/11
コンサルティングサービス	1997/11～2003/8	2000/1～2006/12
調達・工事	1996/11～2003/2	2000/12(ビリビリ)～2006/12
③事業費		
外貨	4,875百万円	
内貨	3,513百万円 (現地通貨)	
合計	8,388百万円	4,922百万円
うち円借款分	6,291百万円	4,044百万円
換算レート	US\$1=105.7円 Rp.1=0.046円 (1996年4月現在)	US\$1=115.3円 Rp.1=0.013円 (1997年～2005年実績)