

インドネシア

ルヌン水力発電及び関連送電線建設事業(I)(II)(III)

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



トバ湖畔に立地するルヌン水力発電所

1.1 背景：

インドネシアのスマトラ島は西部大スンダ列島の西端に位置する島である。北西から南東方向に長く、延長約 1,750km、最大幅 450km、面積は日本の 1.15 倍にあたる 43 万 3,800 km<sup>2</sup>、同国第 2 位、世界第 6 位の大島であり、人口規模は約 4,500 万人である。マラッカ海峡に臨む東西交通の要衝であるため、いくつもの古代王国が栄え、中でもその覇権がマラッカ海峡を通して広く東南アジア地域にも及んだスリウィジャヤ王国は有名である。本事業が立地する北スマトラ州の州都はメダン、人口約 225 万人、ジャカルタ、スラバヤ、バンドゥンに次ぐインドネシア第 4 の大都市である。経済に占める農業の地位は大きい、食品、ゴム加工、その他化学工業等の発展を背景とした電力需要の増加も急速であった。本事業が計画された当時の第 6 次国家開発 5 年計画では、このような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：

スマトラ島北スマトラ州トバ湖に設備容量 82MW の水力発電所と関連送電線を建設することによって、北スマトラ州の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及び生活水準の向上に寄与する。

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	(Ⅰ) 5,460 百万円 (Ⅱ)15,668 百万円 (Ⅲ) 5,479 百万円 (合計) 26,607 百万円 / (Ⅰ) 5,439 百万円 (Ⅱ)15,642 百万円 (Ⅲ) 3,219 百万円 (合計) 24,300 百万円
交換公文締結／借款契約調印	(Ⅰ) 1991 年 6 月(Ⅱ) 1993 年 6 月(Ⅲ) 1994 年 7 月 / (Ⅰ) 1991 年 9 月(Ⅱ) 1993 年 11 月(Ⅲ) 1994 年 11 月
借款契約条件	(Ⅰ) (Ⅱ) (Ⅲ) 金利 2.6%、返済 30 年 (うち据置 10 年)、 (Ⅰ) 複合 (Ⅱ、Ⅲ) 一般アンタイド
貸付完了	(Ⅰ) (Ⅱ) (Ⅲ) 2005 年 12 月
本体契約	HYUNDAI CORPORATION (韓国)、JINRO (インドネシア)、MBRC (インドネシア)、PT. MARTA KARYA (インドネシア)、PT. AUSTRODWIPA (インドネシア)、VA TECH ELIN GMBH (オーストリア)、酒井鉄工所 (日本)
コンサルタント契約	日本工営 (日本)
事業化調査 (フィージビリティ・スタディ：F/S)等	ルヌン水力発電開発計画 F/S (JICA 1985 年) ルヌン水力発電事業 E/S (JBIC 1985 年、F/S レビュー、現地調査、基本設計、詳細設計、入札書類等の作成、要員訓練、その他事業実施に必要なサービス) 事業実施支援調査 (SAPI) (JBIC 2003 年)

## 2. 評価結果 (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次開発5カ年計画（1994－1998年）のエネルギーセクターに関する主な重点政策は（1）エネルギー源の供給と利用の向上、（2）エネルギーセクターにおける諸施設、設備の拡充、（3）エネルギー制度、法律を含む組織の機能強化であり、石油代替エネルギー源の比率上昇と新エネルギー源の開発による石油依存率の低下を目標に掲げていた。同計画では電化率の向上（93年の37%から98年の60%）、さらに計画期間中6%台のGDP成長率を見込み、13%の総電力需要増を予測しており、また脱石油化及び効率性の観点から、ディーゼル発電を主とする自家発電からPT. PLN (Persero)（以下 PLN）グリッドへの代替を年平均20%で伸ばすこと、総発電電力量に占める石油火力の割合を同期間に17.5%から9.9%に落とすことを目標として掲げていた。下表に審査時点におけるインドネシア全体の PLN 電力に対する需要量及びピーク・ロード、ならびに PLN 発電設備容量の推移を示す。

表1：電力需給予測

	1993年	1998年	2003年
PLN 電力需要量	38,962GWh	88,285GWh	137,484GWh
ピーク・ロード	7,448MW	17,291MW	27,018MW
発電設備容量	12,605MW (うち水力 2,315MW)	20,128MW (うち水力 3,193MW)	24,951MW (うち水力 6,952MW)

出所：審査資料

注：1993年数値は審査時点の実績見込値、1998年、2003年は予測値及び計画発電設備容量

北スマトラ地区（当時の PLN 第2地区）の1992年から2003年度までの販売電力量伸び率は年平均17.4%であり、2003年度時点の需要は11,005GWh（11,888GWh）、ピーク需要は2,343MW（2,581MW）であった<sup>1</sup>。PLN 第2地区においては1999年～2001年の間に建設が予定されていた民活によるサルラ、シバヤク地熱発電所の実施が遅れており、また当時アサハン水力発電所（Ⅲ）は実施の見通しが立っておらず、本事業が実施されない場合は2003年度にピーク・ロードに対する供給予備率がわずか4%と供給余力がほとんどなくなるため、電力不足解消のためにも本事業の早期実施が必要であった。またこれら電源開発が計画通り進んだとしても、電力需給が逼迫するため予備電源確保の必要性が高いとされていた。北スマトラ州の電源構成は石油火力、ディーゼル発電に極端に依存しており（1998年で1567MWのうち1543MW（98.5%））、バランスの取れた安定的な

<sup>1</sup> 当時1998年に同第1地区<アチェ州>と連結される計画があり、カッコ内は双方を合算した数値である。

電力供給の達成のため水力発電所の建設が望まれていた。

## 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、その中でエネルギー源としての石油依存度の軽減を目標とし、引き続き水力を含む代替エネルギー源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。

表 2： PLN 電力販売量の伸び

（単位：TWh）

地域	2003	2004	2005	2006	2007	年平均 伸び率
スマトラ	11.22	12.34	13.28	14.59	15.80	8.9%
インドネシア全体	90.54	100.10	107.03	112.61	121.25	7.6%

出所：RUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018

電源の観点からは、脱石油政策のもと、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>2</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)（以下 PLN））、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出力能力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、本事業の位置する北スマトラ（NAD州、北スマトラ州、リアウ州）もそれに含まれている。特に2004年のスマトラ沖地震、津波による被災で電力関連施設の荒廃からの復興が遅れているNAD州への発電投資には重点が置かれている。

本事業の電力供給地域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11年間における電力需要のうちピーク・ロードはNADの73%から一番高いリアウでは163%の増加が予測されている。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、スマトラ

<sup>2</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。

島全体で 9,145MW の発電所建設（いずれも PLN、IPP 合計）が必要とされ、そのうち水力発電所はインドネシア全体では全体の 3.8%にあたる 4,740MW（PLN のみでは 10.9%、3,835MW）、スマトラ島全体では 9.8%にあたる 893MW（PLN のみでは 7.1%、262MW）を占める。

表 3：電力供給地区別電力予測需要

電力供給地区 (Wilayah)	電力需要(GWh)			ピーク・ロード(MW)		
	2008	2018	伸び率	2008	2018	伸び率
NAD 注	1,225	2,206	80%	239	413	73%
北スマトラ	6,382	15,213	138%	1,146	2,648	131%
リアウ	2,316	6,347	174%	423	1,114	163%

出所：RUPTL2009-2018

注：Nanggröe Aceh Darussalam 州（2002 年までアチェ特別州と呼ばれていた）

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

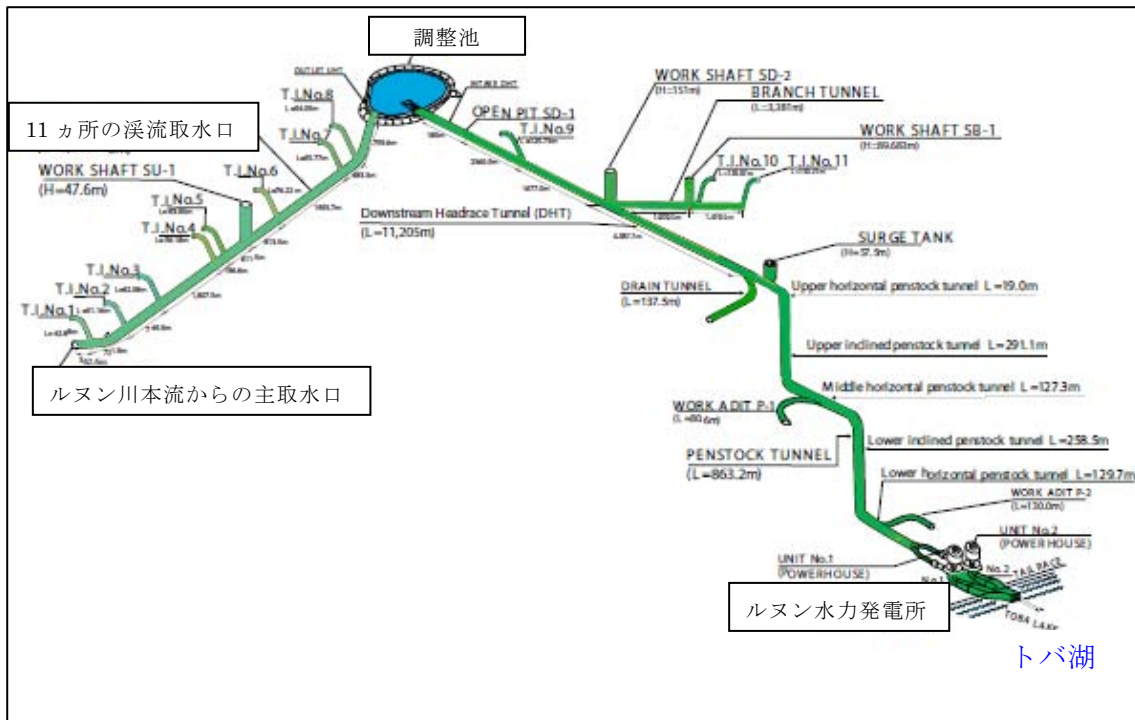
本事業はインド洋に注ぐルヌン川をトバ湖<sup>3</sup>に転流して得られる水力によって発電を行う流れ込み式発電所をトバ湖畔に建設するものであり、全体工事を次の 3 つのフェーズに分けて個別に円借款を供与したものである。

表 4：全体事業のフェーズ分けと各事業内容

フェーズ <sup>a</sup>	円借款契約 No.	主な事業内容
I	IP-376	1. コンサルティング・サービス 2. アクセス道路、ベース・キャンプ等の建設
II	IP-407	上流、下流各部分のトンネル工事
III	IP-424	1. 水力発電所建設 2. 送電線建設

<sup>3</sup> 南北 84km、東西 24km、面積 1,460 km<sup>2</sup> のカルデラ湖。インドネシア最大の湖で琵琶湖の 2 倍の広さがある。最大深度は 903m で世界第 8 位、水面の標高は 906m。湖畔には保養地のパラパット、北方の高原にはブラスタギがあり、国際的な観光地となっている。

図 1：事業全体配置図



発電所およびその関連施設に関しては審査時計画どおりのアウトプット実績となったが、以下の2点につきアウトプットの変更があった。

1. 灌漑施設追加

11カ所のルモン川支流取水地点下流域には約2,000haの水田灌漑が存在し、適切な水配分を通じての水力発電と灌漑との共生を図るための設備面での施策として、本事業において灌漑設備改善に総額3,130万円の投資を追加した。

2. コンサルティング・サービス人月の増加

次項に示すとおり本事業の実施期間は様々な要因によって、審査時計画に比較して大幅な遅延を余儀なくされた。これに伴ってコンサルティング・サービスのうちの施工監理業務の分量が大幅に増加することとなった。



変電設備



調整池

### 2.2.2 期間

本事業の全体の実施期間は、計画では1991年9月～1999年10月（98カ月）であったが、実際には、貸付期限延長を含む1991年9月～2006年11月（183カ月）と、対計画比86.7%の遅延となり、計画を大幅に上回った。

表 5：貸付期限延長の内訳

IP No.	当初期限	延長後期限	
		1回目	2回目
IP-376	2000年10月29日	2001年12月29日	2005年12月30日
IP-407	2001年12月8日	2005年12月30日	-
IP-424	2001年12月15日	2005年12月30日	-

事業実施遅延の主な原因と、おのこの要因による概算遅延月数は次のとおりである。

1. 第1期工事（IP-376）を請負ったローカル業者のアクセス道路建設土木工事が遅れた。（6カ月）
2. 第2期工事（IP-407）の導水路建設土木工事が、(a)請負業者（現代建設）の財務状況悪化によるパフォーマンス低下、(b)掘削作業における想定外の軟弱層通過によって大幅に遅延した。（18カ月）
3. 上記軟弱層通過後に異常出水に遭遇し導水路掘削作業進捗が大幅に遅延した。（42カ月）
4. タービンと発電機のトラブルによりコミッションング・テストが遅れた。（12カ月）

### 2.2.3 事業費

事業費は、計画では 314 億 2,200 万円（うち円借款部分 266 億 700 万円）であったものが、実際の円借款部分は 243 億と、対計画比 8.7%減と計画を下回った。なお、PLN におけるプロジェクト会計システムの不備のためインドネシア政府予算および PLN 予算より出費された正確な金額が帳簿記録として残っていないために、本事業全体の総事業費の信頼できる金額は把握できない。大幅な工事遅延と実績アウトプットが計画を上回ったにもかかわらず円借款部分事業費が計画を下回ったのは、国際および国内競争入札の下での公正な価格競争の結果適正価格による発注が実現し総事業費自体の抑制につながったことと、事業実施中のアジア通貨危機に端を発する現地通貨価値の下落（審査時に比較して約 80%の減価）によるものである。

本事業は、円借款部分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 運用・効果指標による事業効果の測定

本事業の運用・効果指標の審査時の目標値並びに運転開始後の実績値を表 6 にまとめた。

表 6：運用・効果指標実績値の経年推移

指標名(単位)	発電機	審査時 目標値	2007年 実績値	2008年 実績値
<b>運用指標</b>				
計画外停止率 (注2)	1号機		0%	8%
	2号機		0%	0%
計画停止率 (注2) (補修・点検)	1号機		5%	1%
	2号機		2%	1%
設備利用率 (注3)	1号機	44%	27%	50%
	2号機		63%	52%
所内率		2.1%	1%	0%
運転時間 (年)	1号機		4,911 時間	4,860 時間
	2号機		4,559 時間	5,882 時間
最大使用水量		22.1 m <sup>3</sup> /s		
年平均取水量		10.1 m <sup>3</sup> /s		
<b>効果指標</b>				
送電端電力量				
(GWh/year)	1号機	313.5	97.6	179.6
	2号機		228.0	186.2

最大出力 (MW)	1号機	82	41	41
	2号機		38	41
電化率 スマトラ島		54.8%	56.8%	

出所：審査資料、PLN 資料、RUPTL

注 1：空白のコラムは数値なし。

注 2：補修、点検等による計画停止時間、及び左記以外の原因による計画外停止時間の年間総運転時間に対する割合。

注 3：Annual Energy Production(年間発電量)／Maximum Power (最大出力)× Annual Hours (年間運転時間)

本事業による発電所は、上流トンネルにより調整池（容量約 567,000m<sup>3</sup>）に水が溜められ、ピーク時間（午後 5 時より 10 時）に合わせて下流トンネルを通じて発電所に水を放流して発電を行うという運営方式を取っている。発電への使用水量の記録は取られていないが、発電所が基準とする 1MWh あたりの使用水量 917,561M<sup>3</sup>/MWh を用いると、2008 年度の発電への水使用量は 335,669 百万 M<sup>3</sup> と計算される。

2006 年の運転開始後、目標値を上回る発電量を達成しての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で計算を行っているコンサルタントの事業完了報告書（PCR：2006 年 10 月）を基に下記項目を 2008 年までの実績により置き換えて経済的内部収益率（EIRR）および財務的内部収益率（FIRR）のアップデートを図った。なお 2.2.3 に上述のとおり正確な総事業費及び年次支出額は不明のため、それらについては PCR の数値をそのまま用いた。

表 7：IRR 再計算の前提と結果

	EIRR	FIRR
プロジェクト・ライフ	事業完成後 50 年	
便益	本事業発電所及びアサハ水力発電所の増分発電量 <sup>4</sup> に係る ①最小費用代替電源建設費	増分売電収入

<sup>4</sup> 本事業によるルヌン川のトバ湖への転流に伴い同湖の水位が上昇し、その水力を利用しているアサハ水力発電所の発電電力量が増大する、という前提を便益計算に織り込んでいるものだが、近年は同地域の雨量の増加によってトバ湖の水位は高く保たれている状況にあり、必ずしもルヌン川転流による水量のすべてが 100%アサハ水力発電所の発電量増加に貢献するものではなく、保守的に考えれば事後評価時の EIRR 値は上記算定数値よりは低くなる、と考えるのが合理的である。しかし、今後の気候予測による雨量の推移を推定することは不可能なので、低くなる程度の推定は不可能である。

		(年間運営・維持間費を含む) <キャパシティ便益> ②同上燃料費<エネルギー便益>	
費用		①経済費用に転換後の総事業費 ②運営・維持管理費	①総事業費 ②運営・維持管理費
算出値	審査時	13.0%	4.4%
	事後評価時	19.4%	5.8%

EIRR、FIRRとも事後評価時の値は審査時の値を上回っているが、主として次のような要因が考えられる。

- ① 燃料油 (HSD) 単価が 1990 年(審査時に適用)の 1 バレルあたり 23.0 米ドルから、評価時 (RUPTL で用いている単価を使用) 105 米ドルに上昇しキャパシティ便益を押し上げた。(EIRR 上昇要因)
- ② 本事業発電所の実際年間発電量(2008 年度 365.8Gwh)が審査時計画(313.5GWh)を上回っている。(FIRR 上昇要因)

### 2.3.3 定性的効果

#### (1) 電化率およびスマトラ島域内総生産 (GRDP)

ルヌン水力発電所の対象電力供給地域における発電量シェアは表 8 に示すとおり小さく、地域指標の推移によって同発電所の直接効果を計ることは不可能であるが、参考として同発電所が電力を供給するスマトラ島の電化率及び域内総生産 (GRDP) の推移を表 9 に掲げる。

表 8：ルヌン水力発電所のシェア

内訳	設置発電所出力 (MW)	ルヌン水力発電所のシェア
北スマトラ州合計	1,607.80	5.1%
スマトラ島合計	9,145.00	0.9%
うち水力発電所	893.00	9.8%

表 9：電化率と GRDP の推移

	2004	2005	2006	2007
電化率の推移 (単位：%)				
スマトラ	54.9	55.8	57.2	56.8
インドネシア全体	57.5	58.3	59.0	60.9

GRDP の推移（単位：兆ルピア）				
スマトラ	357	370	389	403
インドネシア全体	1,604	1,690	1,778	1,878

出所：電化率: RUPTL 2009-2018、GRDP: BPS<中央統計局>統計

域内電化率、GRDP ともその伸びは順調に推移しているが、上記のとおりルヌン水力発電所のシェアは非常に小さく、これらの域内指標改善への影響は極小である。

## (2) 石油消費額節減効果

2008 年までの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節減額を試算すると、年間 8,500 万米ドルとなる。

以上のとおり、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 受益者調査

本事業発電所の電力供給地域（スマトラ島全体）に占めるシェアは 0.9%と極小であるので電力供給に関する意味のある受益者調査は行えないが、副次効果としての本事業によって建設されたアクセス道路に関して受益者調査を実施した。アクセス道路は Medan-Aceh 間州道と Sidikarang-Dolok Sanggul 県道をつなぐ総延長約 20km にわたって 1992 年 10 月から 1996 年 3 月にかけて建設されたが、その沿道 6 村の住民 180 世帯をサンプルに偏りのないよう任意に選び質問票を用いたインタビュー調査を行った。結果は表 10 のとおりである。

アクセス道路建設前には一般住居 25 棟商店 2 店のみがあったに過ぎなかったが現在は一般住居が 630 棟商店が 47 店に大幅に増加し、また、以前には皆無であった教会・モスク、診療所、給油所、市場、給水施設が立地している。

表 10：アクセス道路に関する受益者調査の結果

質問・コメント項目	肯定回答の割合
道路ができたのが移住の理由	43.9%
移住後道路の恩恵を受けている	98.3%
運輸の改善	60.0%
社会との交流活発化	74.2%
子供の教育への貢献	71.1%

家族の健康への貢献	96.7%
-----------	-------

本事業のために新たに建設したアクセス道路は他地域から多くの人の流入を招来し地域経済の活性化による多大な副次効果をもたらした。また、それによってもたらされた地域への負の影響も生じているが（回答割合：交通事故 22%、大気汚染 2%、好ましくない人間の流入 4%、森林の荒廃 12%）多くの住民はそれを感じていない。

#### 2.4.2 自然環境へのインパクト

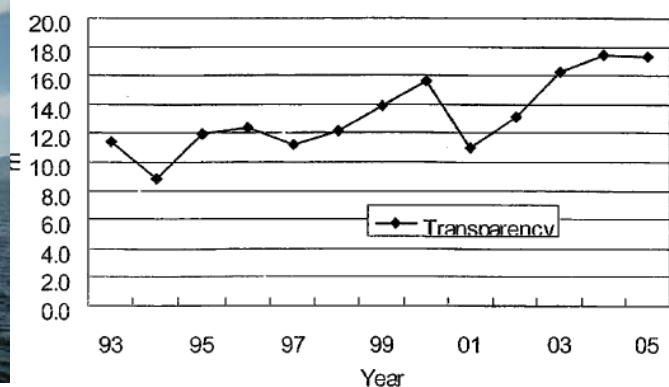
##### (1) トバ湖の水質

本事業のため、以前はインド洋に注いでいたルヌン川の水の一部がトバ湖に転流されたことによるトバ湖の水質への影響が審査時に懸念されていた。

発電所付近のトバ湖の湖面



図 2：トバ湖透明度の推移



これに関しては 2005 年までの発電所付近の湖水の透明度調査が行われているが<sup>5</sup>、結果は以下のとおり、負の影響は見られていない。これは主に建設工事に伴う土砂のトバ湖への流れ込みによる影響を調べるための水質モニタリングであり 2006 年以降は同様の調査は行われていないが、現地踏査時の目視による確認によっても発電所近辺のトバ湖水質の悪化は認められなかった。トバ湖の水質への影響を軽減するために、湖水温に比して 6~7℃低い発電用水を湖底方向に沈めるためのボックス・カルバート形式の放水路を採用する等の措置が採られており、その効果を確認するためにも発電所運転開始後もトバ湖水質に関する同様の調査を定期的に行う必要がある。

##### (2) その他の項目および環境保全への努力

本事業完成後も「環境モニタリング計画」に基づき 12 項目にわたる定期的な環

<sup>5</sup> コンサルタントの事業完了報告書（PCR）による。

境モニタリングが行われているが、事後評価時点までの期間において特段の環境への悪影響は報告されていない。また、PLN 自身による流域での植林活動、アクセス道路建設に伴ってもたらされた地域流入住民による違法森林伐採などの森林省による規制等、本事業の自然環境への悪影響を最小化する努力がインドネシア側の独自の努力によってなされている。また、本事業施設の建設中、運転開始後も事業周辺地域はインドネシア政府による環境モニタリングの下にあり、それらによっても特段の自然環境への悪化は現在まで報告されていない。

#### 2.4.3 社会環境へのインパクト

##### (1) 用地取得、住民移転

本事業施設の建設準備作業のため 77 万 3,000 m<sup>2</sup>、建設のため 62 万 3,000 m<sup>2</sup>の用地取得および建設作業のため 83 万 2,000 m<sup>2</sup>の用地賃借が行われたが、その過程において特段の障害は生じなかった。なお、本事業の実施にあたっての住民移転は発生していない。

##### (2) 灌漑、生活用水との水配分の問題

事業実施途中で主に現地 NGO を通じて提起された地域農民の灌漑および生活用水との水配分問題に関しては、旧 JBIC によって実施された「案件実施支援調査 (SAPI) (2003 年 5 月～9 月実施)」を踏まえて、①ルヌン発電所の操業にあたり住民の水需要が優先されること、②その後の河川流量等のモニタリングを共同で行うこと、③以下の委員会を立ち上げて共同管理体制を形成することにつき県政府、PLN、住民、NGO 間で合意がなされた。

- ・ Water Management Committee による水問題解決
- ・ Socialization Committee による灌漑との適正な水配分
- ・ Special Task Force の森林伐採監理

現実には上記のと通りの体制では実現していないが、現地での水配分問題についての懸念はその後再燃していない。また、発電への取水方式として一定の水量を確保した後に溢れた水を発電用に取り入れるといった設備方式を取ったため、実際に灌漑及び生活用水の流量は確保されており、事業計画時にあった住民のルヌン川流量減少による生活への悪影響といった懸念は払拭された模様で、その後の住民、NGO 側からのクレームは起きていない<sup>6</sup>。

本事後評価においては、上記の状況を補足するため、現時点での地域住民の声

---

<sup>6</sup> 住民及び NGO からのクレームも実際に取水が開始される以前における将来を懸念してのものであり、PLN 側からの的確な説明が不十分であったことにも起因している。しかし、その後の客観的な水量等の調査、住民との話し合い、実際に問題が起こった場合の制度的施策が行われたことと、発電所運転開始後にも特段の農業、生活への影響が実際には生じなかったことから、住民の上記懸念が払拭されたものである。

を聞く影響調査を、2.4.1 に示したアクセス道路の受益者調査と並行して実施した。方法としては、ルヌン発電所への取水口が設置された 11 の支流より灌漑用水を引いている 6 村の農家合計 180 世帯をサンプルに偏りが生じないように任意に選んで、質問票を用いてのインタビュー調査を行った。



ルヌン水力発電所事業の灌漑用水への影響に関する地元農民との話し合い

調査結果は次表のとおりである。

表 11：影響調査の結果

コメント項目	回答割合
発電所が出来たことによって影響があった	82.8%
影響はない、またはわからない	17.2%
合計	100.0%
影響の種類	
灌漑水が減少した	37.2%
停電が改善した 注 1)	20.0%
水を巡ってのコンフリクトが増した	17.8%
その他	25.0%
合計	100.0%
悪影響の軽減方策	
灌漑施設を整備する	46.1%
住民への水配分を優先すべき 注 2)	36.7%
その他	17.2%
合計	100.0%
米生産高の変化	
発電所への取水開始後減少した	70.6%
その他	29.4%
合計	100.0%
米生産高減少の主因	
良い種子が得られない	28.9%
肥料/殺虫剤が足りない	33.3%
農業技術が不十分	20.0%
水が足りない	17.8%
合計	100.0%
本事業で行った灌漑設備改善は役立っている	75.6%
その他	24.4%
合計	100.0%

注

1) 実際はルヌン発電所の電気はスマトラ島全体に供給されており、停電が減ったことと発電所の運転開始はほとんど無関係。

注 2) 実際には住民の水需要を満たして余った分を発電に用いている。

本事業で改善した灌漑水路で食後の食器洗いをする若い女性



農業(米)生産高が減少したと言いき、それを発電への取水による灌漑水の減少によるものだ、といった感情的な意見も多いが、客観情報は必ずしもその事実を裏付けていない。現に米生産高減少の主因として水以外の要因を挙げたものが 82%に及ぶことと、水不足も発電への取水というよりは、大半が灌漑設備の不十分さに起因するものと考えられ、本事業内で実施した灌漑設備の改善の効果が非常に上がっていることがそれを裏付けている。つまり、発電への取水により灌漑システムへの水の流量が減ったことは事実であるが、実際のネックは灌漑設備の不備にあり、水不足があったとしてもそれは発電への取水を主因とするものではないというのが実態であると思われる。以上より結論として、本事業による 11 の支流からの取水が灌漑用水の減少を通じて地域農業生産に障害を及ぼしているといった事実は認め難い。むしろ、適正な水配分の実施が有効に行われていることにあわせ、本事業内で追加実施された一部地域の灌漑施設の整備は農業（及び一部生活用水にも使用）への水供給の改善をもたらして住民からの評価を受けている。

## 2.5 持続性（レーティング：a）

### 2.5.1 運営・維持管理の体制

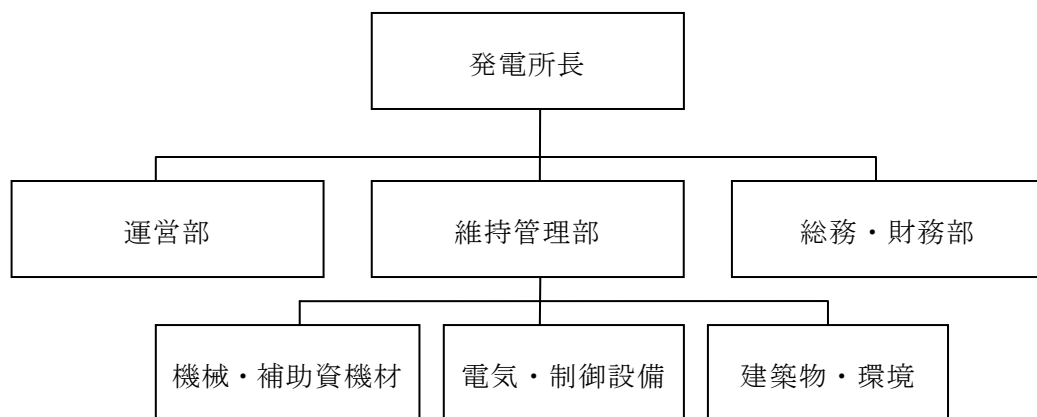
発電所の運営・維持管理は次表に示したような階層をもって PLN 各部局が担当している。

表 12：運営維持管理体制

運営・維持管理体制
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 北部スマトラ発電管理事務所 (PT PLN (PERSERO) Pembangkitan Sumatra Bagian Utara)</li> <li>- パندان発電セクター (PT PLN (PERSERO) Sektor Pembangkitan Pandan)</li> <li>- ルヌン水力発電所 (PLTA Renun)</li> </ul>

また、発電所の組織は下記のような体制をとっており、発電および関連設備の運営・維持管理が行われている。

図 3：発電所組織図



各部門に配属された技術者（職員）は「運営」が約 3 名、「維持管理（機械・補助資機材）」が 2 名、「維持管理(電気・制御設備)」が 3 名「維持管理(建築物・環境)」が 2 名「総務・財務」は 3 名という構成である。

### 2.5.2 運営・維持管理における技術

上記各運営・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（発電運営・維持管理（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。

ルヌン水力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ものと認められる。

2.5.3 運営・維持管理における財務

PLNにおいては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

の直轄事業とあってよい。そのような形態を成さざるを得ない根本原因の一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の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もちょうむり、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>7</sup>。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、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

##### (1) 発電設備

本事後評価第 1 回現地調査を行った 2009 年 3 月時点では発電所 1 号機が故障中（ただし 2 号機の代替により発電所全体としての発電運営には支障なし）であったが、第 2 回現地調査の同年 6 月時点ではメーカーによる修理が完了し、正常運転に戻っていた。

##### (2) 主取水口における堆泥問題

主取水口にての堆泥問題が PLN にとって深刻な問題として捉えられておりその人海戦術による排除に多大の労力がかけられていることが、現地地の技術雑誌などでも大きく取り上げられている。取水口における堆泥の問題はすでに事業実施前から想定されており、堆積した泥を水と共に流し去って本流に戻すスプルーエ（水吐き口）も設置されており、その運用も運転マニュアルに示されている。したがって定期的に排水口を開いて泥を排除していけば発電所への水路に大量に流れ込んだり（そうすると取水口が塞がれたりトンネル及び調整池への泥の流入による堆泥問題が起こる）、泥によって取水口が塞がるといった恐れはないが、堆泥によって水深が低下し十分な水が発電に流れ込まなくなるといった障害が起こる。これらの操作は PLN により行われているが、河川水への泥の混入量が多く、また下記のとおり予想をはるかに上回るスピードでの堆泥が進行し PLN にとっては頭の痛い問題となっている。

調整池に溜まった泥は池を空にしての浚渫作業を必要とし、その作業には概ね 1 カ月がかかりその間発電はストップする。コンサルタントの運営・維持管理マニュアルは、およそ 10～15 年に 1 度は必要となるとし、詳細な作業方法を示して

---

<sup>7</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%）。

いるが、堆泥は上記想定スピードの 2～3 倍の速度で進行しており、早くも 2010 年には作業実施のための予算が組まれている。

この現象は多分にルヌン川上流での現地住民の採砂活動に起因するが、PLN はその管理・規制にあたる県政府と対策につき協議をしており、2009 年 3 月 6 日に、共同で状況のモニターにあたり、県側で適切な措置を取ることによるルヌン川の流域管理にあたる旨の合意書取り交わしに至っている。



ルヌン川上流の採砂現場  
砂を掘った後の泥で濁った水  
がルヌン川に流れ込む。

本事業は、堆泥の問題はあるものの、関係機関と適切に解決にむけて取組みが行われており、実施機関の能力及び維持管理体制には特段問題なく、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、フル稼働による予定を上回る発電量によってスマトラ島における不足する電力供給への貢献を果たし、同時に建設されたアクセス道路による副次効果としての地域経済の活性化、民生の向上にも寄与しており事業の有効性は高い。また水力発電所の運営・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. 環境保全に気を配った事業実施

自然環境（トバ湖の水質問題）及び社会環境（適切な水配分による地元農業、地元住民生活との共生）への悪影響の排除又は軽減措置が事業実施中にとられ、環境へのマイナス影響を極力抑える努力が払われている。また、PLN 自身によるルヌン川流域における植林活動も行われている。このような環境保全に気を配った慎重な事業実施が水力発電事業には必須である。

### 2. 適切なプロジェクト完了報告書（PCR）の提出と受領

PCR として JICA に提出されている報告書は、コンサルタントの「完了報告書」であり、JICA が円借款契約書（LA）に基づいて要求している PCR に記載すべき事項で網羅されていない箇所が多くある。JICA は LA 規定にそった PCR を受領できるよう実施機関に働きかける必要がある。

## 3.3 提言

### 1. 流域管理の実施

想定された主取水口その他での堆泥への対処は PLN によって積極的に取られているが、水源であるルヌン川河川水への大量の泥の混入は、多分に上流における地域住民による採砂活動に起因しており、地域政府との協力に基づいた流域管理による、特に違法採砂に対する規制が図られていく必要がある。これに関しては PLN、県政府、第三者機関（北スマトラ大学）の参加による共同歩調の基礎となる協議が開かれ、流域管理の実施に当たっての合意書（MOU）が結ばれ行動への準備が緒についたところであるが、今後 PLN は地方政府への訴えかけ及びファシリテーターとしての役割を担い、さらにインドネシア地方政府においてはその積極的な実施が求められる。[対インドネシア政府及び PLN]

### 2. トバ湖透明度の継続的モニタリング

2.4.2 (1) で指摘したとおり、コンサルティング・サービス期間中の 2005 年までに行われていたルヌン発電所付近におけるトバ湖の湖水透明度計測とモニタリングは、インドネシア側の手で継続的に行われるべきである。[対 PLN および関連機関]

### 3. プロジェクト会計システムの確立と実施

プロジェクトに関わる収支は、一般会計とは独立したプロジェクト会計を設けて管理しなければならない。しかしながら本事業においては、実施機関による事業費のプロジェクト会計に基づいた適切な管理が行われていなかった。プロジェクト準備段階におけるプロジェクト実施管理体制構築の中で、しっかりとしたプロジェクト会計の設置と実施開始後の記帳責任を明確化し、事業実施中の中間監理においてもその運用状況の適否を検査し、不備な場合には改善策を講ずる必要がある。[対 PLN、JICA]

#### 4. 運転・維持管理（O&M）マニュアルの問題

コンサルティング・サービスの成果物の一つとして事業により建設された諸施設の「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に引き渡されていなかった。PLN内の異なる部署をまたぐ事業の実施・運営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。[対 PLN]

### 主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	取水堰 11カ所 導水路 上流部 8,800m 下流部 11,000m 調整池 水力発電所 最大出力 82MW 送電線 70.7km 変電所拡張 2カ所 コンサルティング・サービス 1,314M/M	取水堰 11カ所 導水路 上流部 8,800m 下流部 11,200m 調整池 水力発電所 最大出力 82MW 送電線 70.7km 変電所拡張 2カ所 灌漑施設 堰、水門、水路、 修復 コンサルティング・サービス 2,333M/M
②期間	1991年9月～1999年10月 (98カ月)	1991年9月～2006年11月 (183カ月)
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	19,547百万円 11,875百万円 (現地通貨) 31,422百万円 26,607百万円 (Ⅰ) Rp.1=0.068円 (1991年4月現在) (Ⅱ) Rp.1=0.059円 (1993年4月現在) (Ⅲ) Rp.1=0.050円 (1994年4月現在)	(総事業費不明)  24,300百万円 Rp.1=0.016円 (1995年3月～ 2005年8月平均)