

参考和訳

インドネシア共和国

コタパンジャン水力発電および関連送電線建設事業(1) (2)

第三者評価報告書

(本評価報告書は英語版を正文とする。)

## 序章

インドネシアの西スマトラ州およびリアウ州における地域電化の必要が高まるとの予測に基づき、スマトラ島中央部にコタパンジャン水力発電所(発電能力 114 MW)および関連送電線の建設が行われた。本事業については、面積 12,400 ヘクタールに上るコタパンジャンダム貯水池により、現地に甚大な影響がもたらされることが予測されたため、インドネシア政府がその社会的及び環境に対するインパクトに十分な注意を払うというコミットメントの下、日本の政府開発援助による円借款の供与が決定された。本事業における建設作業は 1992 年に始まり、発電所の稼働は 1998 年に開始された。同発電所は現在両州における電力供給量の 20%をカバーしている。

本事業の完了から 3 年を経過し、事業の事後評価を行う時期に至った。事後評価調査は、2002 年、OECD-DAC 評価項目である妥当性、効率性、有効性、持続性、そしてインパクトに基づき、インドネシアと日本の第三者評価者によって実施された。このダム事業のインパクトに関する評価には、現地住民 4,886 家族の非自発的再定住から発生した問題や、ダムの建設によるその他の影響の分析が含まれている。図 1 は、事業による影響を受けた世帯(PAF)の、以前の居住地から新しい地域への移転の状況を示したものである。

インドネシアと日本の学識経験者(第三者評価者)に現地の状況の検証および本事業のプラス面とマイナス面の双方の評価を委託することにより、客観的な評価が行われている。

第三者評価者が検証を行ったのは、以下の 5 つの分野である：

### (1) 妥当性

- 本事業が、対象地域(西スマトラ州およびリアウ州)のニーズや、借入国における優先課題および政策とどの程度一致しているかの評価。
- 事後評価時においても、事業目標や目的は妥当であったか？
- 本事業における個々のスコープや事業内容も妥当であったか？

### (2) 効率性

- 事業費に比して、本事業のアウトプットがどの程度効率的に達成されたかを検討する。事業完了のために、最も効率的な方法が採用されたか？
- 本事業のスコープ、実施スケジュール、費用、そして実施のスキームは効率性の向上を促進するものであったか？

### (3) 有効性

- 本事業の目標、すなわち、西スマトラ州とリアウ州で急速に拡大している電力需要への対応、電力の安定供給、そして発電所の効率的な稼働がどの程度達成されたかの測定。
- 電力供給量の増加/改善状況、送電線の設置による送電ロスの減少、第 3 ディストリクトにおける電力供給の確認等。

### (4) 持続性

- 本事業の目標の維持の度合い。
- 実施機関あるいは本事業の受益者が、事業目標の達成に関してどの程度責任を享受するかの度合い(オーナーシップの有無)。
- 環境面・経済面における持続性の度合い。

### (5) インパクト

- 本事業の上位目標が地域コミュニティにどのように影響をもたらしたか(西スマトラ州とリアウ州の地域電化状況改善、地域経済開発、水力発電への移行の結果としての石油輸出による外貨の流入を原因とする、地元住民の福祉の改善)。
- 下流地域の洪水防止対策、灌漑の開発、ダム地域の観光、魚の養殖等、副次的な経済開発による地域経済への二次的効果。
- 技術的、経済的、社会的、文化的、組織構造的、そして環境的側面を含む事業による間接的な効果(貯水池および下流の水質、ムアラタクス寺院遺跡の保存、スマトラ象等の野生生物の保護等を

- 含む)。
- 事業による影響を受けた世帯へのインパクト(住民の福祉のレベル、土地に対する補償、ゴム農園・ヤシ農園、上水、電気、道路といったインフラの供与、インドネシアのアクションプランのレビュー等)。

以下の 5 名の第三者評価者が評価を実施した。Maksum 博士と中山博士はそれぞれ評価者の共同リーダーをつとめた。本報告書の作成については評価者全体で行ったが、各章は下記の通り、それぞれ 1 名以上の評価者が担当している。

藤倉良博士(日本・法政大学): 第 2 章・第 5 章

Syafruddin Karimi 博士(インドネシア・アンダラス大学): 第 5 章

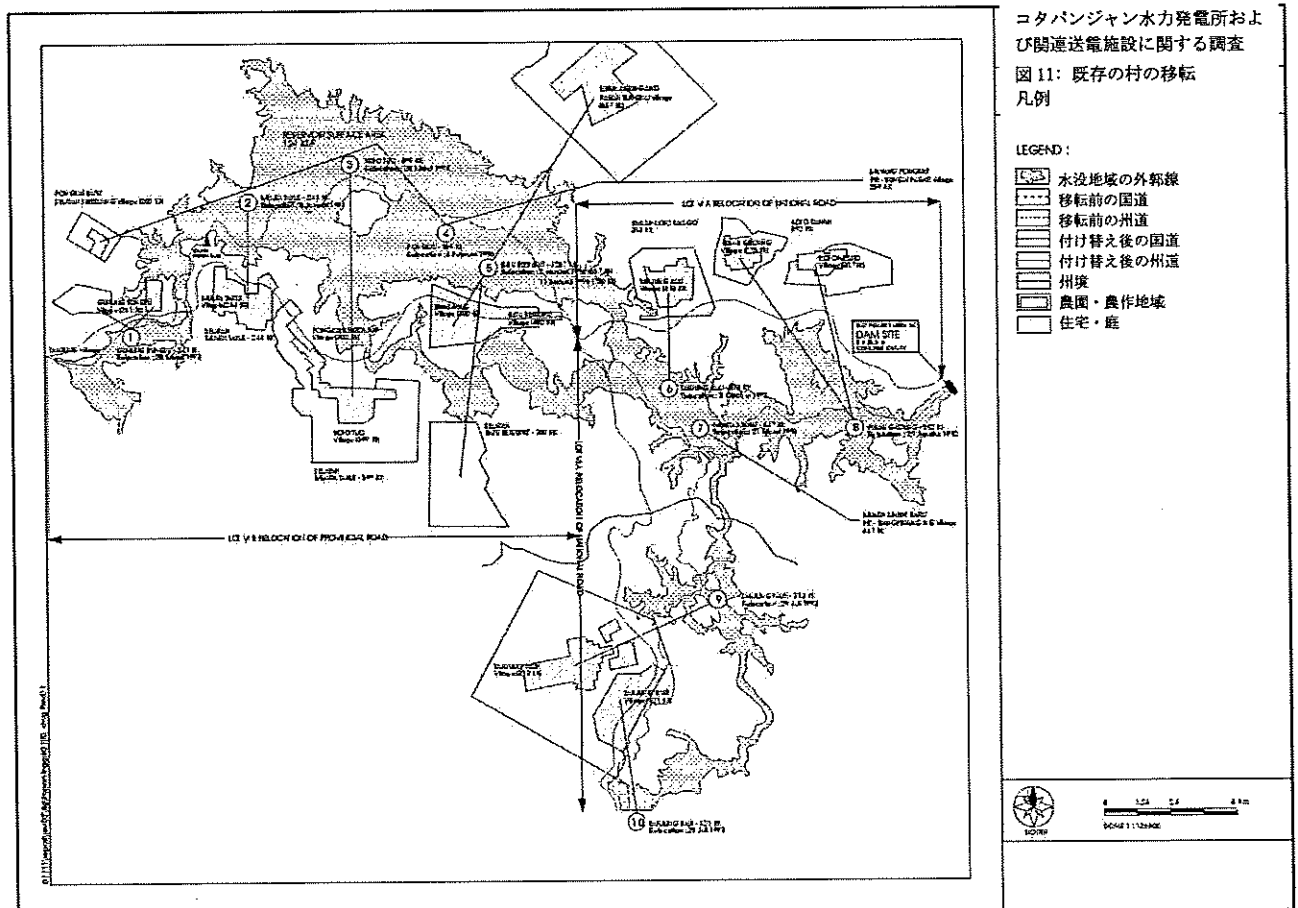
Ir Mochammad Maksum 博士(インドネシア・ガジャマダ大学): 第 3 章・第 4 章

Auda Murad 博士(インドネシア・リアウ大学): 第 5 章

中山幹康博士(日本・東京農工大学): 序章および第 1 章

評価作業は 2002 年 1 月から 2003 年 6 月にかけて実施された。本報告書は、第三者評価による調査結果を要約したものである。

図 1:事業による影響を受けた世帯(PAF)の再定住の状況



## 1. 妥当性

### 1.1 妥当性

国家エネルギー政策に関しては、インドネシア政府は第5次5ヶ年計画(1988-1993年 REPELITA V)の中で、外貨収入(ハードカレンシー)を獲得するために、石油を輸出用に確保することを目的として国内のエネルギー源多様化に重点を置いた。このため、代替エネルギー開発には高い優先順位がおかれた。同5ヶ年計画では、地方農村部の電化の促進、地方農村部の発電量増加、電力供給の信頼性向上、発電および送電の効率改善の促進にも重点がおかれていた。

表1-1は、1988-89年のPLN(インドネシア国有電力企業)の発電能力を示したものである。1983年から1988年にかけて、インドネシア国内の民需用のエネルギー消費は毎年5.1%増という急激な伸びを示している(1983年:石油換算223.2百万バレル、1988年:285.7百万バレル)。一方、同時期にエネルギー全体に対して石油が占める割合は、74.9%から64.5%に減少している。インドネシアは産油国であるが、採掘可能な埋蔵量は50億バレル程度と推定されており、インドネシア政府は国内消費の削減を優先順位としてあげている。1987年現在の総発電量のうち石油燃料によるものは51%であったが、1993年度までに24%まで低下させることが目標とされていた。

インドネシアにおいて、水力発電の包蔵水力量は75TW(テラワット:兆ワット)でありそのうち商業的にひきあうのは32TWと予測されていた。表1-1に記載されているように、1980年代後半までに開発されたのはそのうちわずか6%程度にすぎず、特にジャワ島以外では更なる開発への大きな可能性が秘められていた。インドネシアでは当時、国内の水力発電量の92%はジャワ島においてのものであった。表1-1にあるように、1988年時点で、リアウ州および西スマトラ州で構成されるスマトラ島の第3地域における設備容量は285.1MWとなっている。西スマトラ州の167.8MWの電力の内訳は、水力(46.9%)、天然ガス(25.7%)、ディーゼル(27.4%)となっており、一方リアウ州では117.3MWの電力すべてをディーゼルに頼っている。PLN以外による発電はほとんどの場合民間のディーゼル発電によるものであるが、西スマトラ州で21MW(メガワット:百万ワット)、リアウ州で134MWにのぼっている。リアウ州における電化率は12.3%と低く、西スマトラ州では33.6%、スマトラ島全体では24.9%となっている。

送電網が敷設されているのは西スマトラ州の州都パダンおよびその周辺地域のみであった。一方リアウ州には送電網は存在せず、小規模のディーゼル発電所とそれによる独立した配電系統による電力供給が行われていた。

リアウ州および西スマトラ州には、新たな発電所を維持できるだけの天然ガスや地熱源が存在しなかった。同地域の炭田は、1994-1995年稼働開始予定であった発電能力130MWのオンピリン火力発電所が使用する石炭をかるうじて供給できるのみで、その後には火力発電に使用できる埋蔵炭は残っていないと想定されている。当時計画中の地熱発電所は、ケリンチ発電所(発電能力5MW)だけであった。

表1-1 スマトラ島における設備容量(1988/89年)

(単位: MW)

	水力	火力	ディーゼル	天然ガス	地熱	合計
リージョン1	0.4	0.0	149.7	0.0	0.0	150.1
リージョン2	3.2	130.0	128.5	244.6	0.0	506.3
リージョン3	78.7	0.0	163.2	43.2	0.0	285.1
リージョン4	2.4	155.0	296.2	64.5	0.0	518.1
スマトラ島合計	84.7	285.0	737.6	352.3	0.0	1,459.6
ジャワ島以外	152.0	310.0	1,649.9	430.8	0.0	2,542.7
ジャワ島	1,817.5	3,107.0	119.2	802.8	140.0	5,986.5
インドネシア合計	1,969.5	3,417.0	1,769.1	1,233.6	140.0	8,529.2

(出典: PLN)

1983年から1988年まで間に、スマトラ島リージョン3における年間電力需要量は、急速な経済成長のために20.2%上昇した。この上昇率はスマトラ島全体の数字(14.1%)を上回り、インドネシア全体の上昇率(20.2%)と肩をならべるものとなっている。表1-2は、1991年から2000年の需要についてPLNが1989年に予想したものである。この中で、コタバンジャン水力発電所は1996年から1997年の間に稼働を開始するものと想定されていた。

表 1-2 リージョン 3 需要・供給予測

(単位: MW)

	実績	予測								
	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00
設備容量	285	313	309	318	458	461	567	562	741	748
最高発電可能容量	197	225	221	230	370	373	410	405	490	491
最大ユニット	17	17	17	17	65	65	65	65	65	65
供給力(信頼容量)	180	208	204	213	305	308	345	340	425	426
最大需要電力	157	177	198	222	246	273	291	321	353	387
供給予備力 <sup>1</sup>	23	31	6	-9	59	35	54	19	72	39
供給予備率 <sup>2</sup>	14.6%	17.5%	3.0%	-4.1%	24.0%	12.8%	18.6%	5.9%	20.4%	10.1%

(出典: PLN)

## 1.2 現在の妥当性

インドネシア政府は、5つの目標を掲げた総合エネルギー政策(KUBE: Kebijakan Umum Bidang Energi)を採択している。この目標には、「エネルギーの多様化」および「エネルギー源開発の強化」も含まれている。前者は、国家的なエネルギー供給をもっとも経済的に達成し、且つ化石燃料採掘を抑制し、持続的開発を可能にして、国民の純利益を最大限に得るための、再生可能なエネルギーを含む多様なエネルギーの活用を意味する。後者は、これまで調査されていない地域で新たな化石燃料を調査・探査し、確定埋蔵量として加えることである。水力発電の重要性も再生可能エネルギー源の重要なコンポーネントとして強調された。

再生可能エネルギー開発は、インドネシアの国家的エネルギー政策、特にエネルギー多様化政策の一部となっている。インドネシアのエネルギー需要に対して再生可能エネルギーが使用されている割合は依然として低い。再生可能エネルギーがインドネシアにおけるエネルギーミックスに大きく貢献するよう、開発に力をいれる必要がある。集中的な発電施設および電力供給ネットワークがあるという条件の下、PLN はすでに確立されている再生可能エネルギー開発を施策として取り込む準備があるようである。この分野で注目をあびると考えられる発電施設としては、水力発電および小規模水力発電、地熱発電および小規模地熱発電、大規模送電網に接続されたバイオマス発電、風力発電等があげられる。

表 1-3 は、コタパンジャン水力発電所の発電単価を、PLNの他の発電所の単価と比較したものである。コタパンジャン水力発電所の発電単価は他の水力発電所の平均単価と比べて高いが、他のエネルギー源を利用した発電所と比較すると著しく低く(半分以下)となっている。事業開始前は、リアウ州における発電はディーゼル発電所のみ依存しており、発電コストは PLN の平均コストと比べると極めて(50%程度)高かった。この意味で、コタパンジャン水力発電所はリアウ州全体の発電コスト削減に貢献したといえる。

表 1-3 発電単価の比較

(ルピア/kWh)

	水力	蒸気	ディーゼル	ガスタービン	コンバインド・サイクル	PLN 平均	コタパンジャン
1995	20.13	55.87	157.05	131.52	69.76	74.82	-
1996	17.19	56.8	156.11	179.94	69.49	68.37	-
1997	18.39	69.47	186.16	253.11	95.73	87.43	-
1998	20.03	106.93	211.5	247.91	233.02	152.2	-
1999	29.55	116.08	221.36	224.38	192.63	146.79	58.96
2000	32.61	109.79	231.92	324.29	204.51	148.33	62.64
2001	-	-	-	-	-	-	60.74

(出典: PLN)

<sup>1</sup> 供給予備力: 供給力 - 最大需要電力<sup>2</sup> 供給予備率: 供給予備力 / 供給力

## 2 効率性

### 2.1 事業スコープ

1982年から84年にかけて実施されたフィージビリティ・スタディの一環として、最適規模に関する調査が行われた。表 2-1 はその結果をまとめたものである。結論として、経済面からみて最適なダム満水位 (HWL) は 100m であることが確認された。しかしながら、この水位を採用すると、パンガラコタバル村 (Pangkalan Kotabaru) の一部が水没してしまう。パンガラコタバル村の人口は 8,572 人で、ムアラタクス仏教寺院遺跡 (Muara Takus) が存在する。再定住を最小限に抑え遺跡を保存するために、満水位を低くし 85m とすることが決定された。貯水池の湛水による土砂崩れを防止するために寺院西部に位置する川岸に沿った斜面の補強も検討された。しかし川岸の安定性が非常に高いとみなされたため、護岸工事は実施されなかった。現在川岸の斜面は自然に支えられており、土砂崩れの兆候は見られない。また遺跡も、これまでどおり保存されている。

上記の決定により建設費用、便益費用比率ともに表 2-1 の通り減少した。将来のエネルギー需要予測を考慮に入れると、より大規模な発電施設の建設が望ましかった。しかしながら、上記の決定により結果的に再定住者の数は減少した。一方、再定住の社会的コストの削減については算出されていない。また、寺院遺跡については、遺産そのものとしての価値だけではなく、将来観光収入源として他の経済的便益をもたらす可能性もある。このような潜在的便益もこの計算には含まれていない。更に、最終的な事業スコープは、詳細設計を実施した結果満水位 85m において 111,000 kW から 114,000kW に修正された。結果として、潜在的な便益費用比率は、フィージビリティ・スタディ時に得られたものよりも高いであろうことが予想された。よって、上記の決定は適切なものであったと結論づけられる。

表 2-1 フィージビリティ・スタディ時のダムの規模比較

	満水位=76m	満水位=85m	満水位=100m
最大出力 (kW)	90,000	111,000	160,000
最大放流量 (m <sup>3</sup> /sec)	348	348	348
有効水頭 (m)	30.7	38.1	54.4
年間発電量 (kWh)	393 x 10 <sup>6</sup>	495 x 10 <sup>6</sup>	697 x 10 <sup>6</sup>
建設費用 (10 <sup>3</sup> US\$)	155,447	190,194	268,796
kW あたり建設費用 (US\$)	1,727	1,713	1,680
kWh あたり建設費用 (US\$)	0.40	0.38	0.39
便益 - 費用 (B-C)	1.43	1.47	1.47
便益 / 費用 (B/C)	9,534	12,551	17,923

(出典: フィージビリティ・スタディ)

事業審査(アプレイザル)時に想定された事業スコープ原案はその後大きな変更はなかった。事業の実施段階においては、以下の修正が行われている。

- a) 送電線ルートの変更  
当初はコタパンジャンの送電開閉施設とペカンバル間の 69.3km を予定していたが、ペカンバルの変電所予定地がコタパンジャン側に移動し、送電線の距離は 64.4 km に縮小した。
- b) 再定住地域への道路のルート変更  
事業予定地の地形を実際に考慮した結果、再定住地域の国道について、スロープ部分の勾配の調整が行われた。
- c) フィージビリティ・スタディで想定されたムアラタクス寺院周辺の川岸補強の中止  
審査時に寺院周辺の川岸に沿った斜面の補強工事が想定されていた。しかしながら、川岸の安定性が非常に高いことが確認されたため、補強工事は実施されなかった。

## 2.2 期間

建設工事・設置の主要部分は、1999年9月に完了した。33ヶ月の遅延である。表2-2は、工事の主要部分について当初のスケジュールと実際の実施時期を比較したものである。本事業向けのコンサルティング・サービスは、予定より約23ヶ月遅れて1999年10月に完了した。上記の遅延は以下の理由によるものである。

- a) 発電機材・装置据付完了の遅れ(24ヶ月)
- b) 変電所機材・装置据付完了の遅れ(11ヶ月)
- c) 送電線資材の調達の遅れ(19ヶ月)
- d) 幹線道路の付け替え完了の遅れ(24ヶ月)

ダム建設事業は完了し、1998年からすでに電力供給が始まっている。しかしながら、本事業で再定住した住民の中には、移住先の村の状況について苦情を述べる人々が依然として存在している。2002年、JBICは必要な対策案とアクションプラン策定のための追加調査を実施した。この事実は、今後の追加対策の経済的規模は小さいものの、本事業は完璧に終了していないということを意味する。事業の準備段階でより賢明な措置がとられていれば、この問題は防げた可能性がある。(注:JBIC見解1を参照)

表 2-2 当初スケジュールと実際の実施期間の比較

項目	当初スケジュール (OECF審査時)	実施時期
<IP-358> 借款契約	1990年1月	1990年12月
コンサルティング・サービス	1990年10月・1997年11月	1991年3月・1999年10月
土木工事	1990年12月・1996年10月	1992年10月・1997年11月
用地取得・住民移転	1990年5月・1996年5月	1990年5月に開始したが終了時が不明(注:JBIC見解2を参照)
<IP-374> 借款契約	1991年10月	1991年9月
コンサルティング・サービス	1991年7月・1996年11月	1991年9月・1999年8月
<水力発電所> 通信設備設置	1991年10月・1993年2月	1997年10月・1999年9月
メタルワーク	1992年1月・1996年5月	1993年8月・1996年11月
機材設置	1991年10月・1996年11月	1993年9月・1998年11月
付替道路・橋梁	1991年10月・1995年11月	1993年2月・1997年3月
<送電線関連> 送電線機材装置調達	1991年11月・1994年4月	1994年4月・1997年6月
設置作業・土木工事	1991年11月・1994年12月	1994年4月・1997年11月

(出典: PLN)

## 2.3 事業費

本事業の審査時に見積もられた総建設費用は 36,499 百万円相当である。実際の支出は 29,898 百万円相当で、表 2-3、2-4、2-5 のとおり、見積りを 18% 下回っている。差異の要因は以下のとおりである。

- a) 競争が激しかったため、入札価格が 29.6% 下回った(表 2-6)。  
及び
- b) インドネシアルピーおよび US ドルに対して、円価が高騰した。

表 2-3 フェーズ 1 およびフェーズ 2 における当初見積原価と実際の支出 (百万円)

	見積			実際の支出		
	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計
1990	174 (174)	950 (N.A)	1,124 (N.A)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
1991	2,142 (2,142)	2,188 (N.A)	4,330 (N.A)	103 (103)	180 (36)	283 (138)
1992	3,955 (3,955)	3,386 (N.A)	7,341 (N.A)	1,530 (1,530)	2,992 (791)	4,522 (2,321)
1993	4,858 (4,858)	2,891 (N.A)	7,749 (N.A)	2,202 (2,202)	3,006 (1,344)	5,208 (3,546)
1994	5,338 (5,338)	2,653 (N.A)	7,991 (N.A)	1,423 (1,423)	2,885 (1,904)	4,308 (3,327)
1995	3,501 (3,501)	1,795 (N.A)	5,296 (N.A)	1,597 (1,597)	1,706 (1,233)	3,303 (2,830)
1996	1,146 (1,146)	1,100 (N.A)	2,246 (N.A)	2,912 (2,912)	2,994 (2,397)	5,906 (5,309)
1997	347 (347)	75 (N.A)	422 (N.A)	1,124 (1,124)	1,239 (962)	2,363 (2,086)
1998	0 (0)	0	0	2,019 (2,019)	412 (145)	2,431 (2,164)
1999	0 (0)	0	0	933 (933)	641 (156)	1,574 (1,089)
合計	21,461 (21,461)	15,038 (8,564)	36,499 30,025	13,843 (13,843)	16,055 (8,967)	29,898 (22,810)

( ) 円借款

(出典: PLN)

表 2-4 フェーズ 1 当初費用見積(項目別) (百万円)

費用項目内訳	見積原価			実際の支出		
	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計
土木工事	5,207 (5,207)	5,055 (5,055)	10,262 (10,262)	4,916 (4,916)	3,799 (3,797)	8,715 (8,713)
コンサルティングサービス	1,532 (1,532)	295 (295)	1,827 (1,827)	1,567 (1,567)	381 (345)	1,948 (1,912)
予備費	209 (209)	202 (202)	411 (411)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
税金	0 (0)	1,068 (0)	1,068 (0)	0 (0)	1,066 (0)	1,066 (0)
用地取得費用	0 (0)	2,313 (0)	2,313 (0)	0 (0)	3,779 (0)	3,779 (0)
合計	6,948 (6,948)	8,933 (5,552)	15,881 (12,500)	6,483 (6,483)	9,025 (4,142)	15,508 (10,625)

( ) 円借款

(出典: PLN)

為替レート: (審査時) 1 ルピア = ¥ 0.08 (1990 年 3 月現在)

(実際の支出) 1 ルピア = ¥ 0.069- 0.010 (SOP 発行時の月平均為替レート)



表 2-5 フェーズ 2 当初費用見積(項目別)

費用項目内訳	見積原価			実際の支出		
	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計
メタルワーク	1,615 (1,615)	284 (n.a)	1,899 (n.a)	849 (849)	241 (241)	1,090 (1,090)
水力発電所機材装置	5,920 (5,920)	376 (n.a)	6,296 (n.a)	3,509 (3,509)	588 (588)	4,097 (4,097)
開閉所機材装置	856 (856)	74 (n.a)	930 (n.a)	332 (332)	56 (56)	388 (388)
通信設備	22 (22)	1 (n.a)	23 (n.a)	135 (135)	41 (41)	176 (176)
道路・橋梁付け替え	1,527 (1,527)	1,236 (n.a)	2,763 (n.a)	0 (0)	3,750 (2,964)	3,750 (2,964)
送電機材装置	1,541 (1,541)	0 (n.a)	1,541 (n.a)	807 (807)	7 (7)	814 (814)
変電所機材装置	1,287 (1,287)	0 (n.a)	1,287 (n.a)	564 (564)	4 (4)	568 (568)
設置作業	0 (0)	515 (n.a)	515 (n.a)	0 (0)	654 (621)	654 (621)
変電所土木工事	0 (0)	304 (n.a)	304 (n.a)	0 (0)	136 (129)	136 (129)
コンサルティングサービス	1,061 (1,061)	259 (n.a)	1,320 (n.a)	1,164 (1,164)	190 (173)	1,354 (1,337)
予備費	684 (684)	327 (n.a)	1,011 (n.a)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
税金	0 (0)	1,556 (n.a)	1,556 (n.a)	0 (0)	1,303 (0)	1,303 (0)
用地取得費用	0 (0)	1,173 (n.a)	1,173 (n.a)	0 (0)	60 (0)	60 (0)
合計	14,513 (14,153)	6,105 (3,012)	20,618 (17,525)	7,360 (7,360)	7,030 (4,824)	14,390 (12,184)

( ) 円借款

(出典: PLN)

為替レート: (審査時) 1 ルピア = ¥ 0.068 (1991 年 4 月現在)

(実際の支出) 1 ルピア = ¥ 0.069- 0.010 (SOP 発行時の月平均為替レート)

表 2-6 競争入札によるコストセービング

(百万円)

	A: 当初見積	B: 実績	差異 (B/A)	比率 (B/A)
ロット 1 土木工事	10,262	8,190	-2,072	79.81%
ロット 2 メタルワーク	1,899	1,149	-750	60.51%
A & B 発電機	6,296	4,330	-1,966	68.77%
開閉所機材装置	930	400	-530	43.01%
道路付け替え	2,763	2,063	-700	74.67%
送電線資材	1,541	843	-698	54.70%
変電所機材	1,287	607	-680	47.16%
送電線関連土木工事	515	419	-96	81.36%
変電所関連土木工事	304	211	-93	69.41%
合計	25,797	18,212	-7,585	70.60%

(出典: PLN)

上記の費用には、本事業がもたらした悪影響による「隠れた費用」が含まれていないことに留意する必要がある。住民の再定住に関して、移転先で水産養殖業による経済的恩恵を得ている人々がいる一方で、困難な状況に苦しむ人々が依然として存在する。象をはじめとする絶滅の恐れのある動物で、本事業の対象地域から自然保護地域に移送されたものについては、現在の状況が把握できていない。本事業が野生生物に与えた悪影響は極めて大きいものであったと思われる。(注: JBIC 見解 3 を参照) 開発事業において発生するこのような社会的・環境的コストは金額ベースの数値的測定を行うのがほとんど不可能であるが、一般的に見過ごされてしまう。

## 2.4 事業のパフォーマンス

ダムおよび貯水池については、事業審査段階で満水位 85mとして設計(最適化)され、年間発電量は 472 GWhと見積もられた。しかしながら、実際の操業における満水位は 83mとなっている。満水位の減少は、明らかに便益費用比率の低下につながる。にもかかわらず、発電所自体の実際のパフォーマンスは、設計時を上回っているようである。表 2-7 にもあるように、2001 年の年間発電量は 483.7GWhであった。同年度の流入量は 168.7m<sup>3</sup>/sec.(表 2-8 参照)で、「降水量の少ない年」の 192.2m<sup>3</sup>/sec.と「降水量の非常に少ない年」の 156.6m<sup>3</sup>/sec.の中間であった。通常年の流入水量は 209.4m<sup>3</sup>/secと試算されている。これは、2001 年は流入量が通常年(209.4m<sup>3</sup>/sec.)よりも著しく少なかった(168.7m<sup>3</sup>/sec.)にもかかわらず、通常年よりも多い発電量が達成されたということの意味している。コタパンジャン発電所の設計においては、年間平均流入量は 173.5m<sup>3</sup>/sec.と(1971 年から 1981 年までの 11 年間の平均)控えめに見積もられていることに留意する必要がある。2001 年の流入水量はこの値よりも少なく、それでもなお発電所は設計発電量をしのぐパフォーマンスを達成している。

表 2-7 コタパンジャン水力発電所年度別総発電量 (単位: MWh)

	1998	1999	2000	2001	2002*
当初計画発電量**	542,000.0	542,000.0	542,000.0	542,000.0	542,000.0
修正後計画発電量***	308,540.0	392,260.0	412,346.0	472,872.0	542,000.0

操業時 発電量	ユニット 1	28,825.5	160,343.8	132,799.8	102,131.4	46,943.1
	ユニット 2	135,048.2	120,264.0	138,994.5	161,088.4	46,185.0
発電量	ユニット 3	137,574.9	112,615.4	140,570.4	220,497.0	59,406.0
	合計	301,448.6	393,223.2	412,364.7	483,716.8	153,164.1

\* 2002 年の実績値は 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間のみを記載している。

(出典: PLN)

\*\* PLN

\*\*\* PLN

表 2-8 コタパンジャンダムへの流入水量 (単位: m<sup>3</sup>/sec)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
実際													
1998									335.9	134.4	101.3	335.9	134.4
1999	427.0	324.3	225.9	97.4	136.1	93.0	113.2	131.6	218.8	355.7	270.6	318.9	225.8
2000	538.9	232.5	153.9	170.2	102.0	111.2	59.6	129.1	55.6	66.1	264.3	176.5	170.9
2001	305.6	294.1	156.2	250.7	164.7	106.1	80.0	89.0	101.2	113.0	164.0	200.1	168.7
2002	220.9	232.5											226.7
予測													
降水量が非常に多い	310.6	278.0	278.8	377.8	245.2	154.1	100.5	78.2	112.1	175.4	294.4	410.6	234.3
通常	331.2	193.8	263.2	195.8	240.4	79.7	73.3	82.0	151.5	225.8	337.4	334.3	209.4
降水量が非常に少ない	269.4	159.3	172.8	174.0	191.8	127.6	76.1	56.0	103.5	122.6	188.8	237.1	156.6

(出典: PLN)

## 2.5 結論

再定住を最小限に抑え仏教寺院遺跡を保護するために、満水位は最適な満水位を下回る 85 m で決定された。この決定により再定住コストは抑えられ、将来観光収入源として期待される遺跡は保全されることとなった。一方、ダムおよび貯水池は満水位よりも低い水位 (83m) で操業しているにもかかわらず、発電量は計画発電量を超えている。本事業は、他の選択肢と比較した場合、最も効率的に実施されていると結論づけることができる。

しかしながら、水没地域から再定住した住民の中には、移転先の整備が不十分だったために困難な状況に苦しむ人々も存在する。本事業の準備段階でより慎重な措置がとられていれば、この問題は防げた可能性がある。本事業の実施は予定よりも 23 ヶ月遅延しているが、再定住の件に關してはより長い期間を設定すべきであった。(注: JBIC 見解 4 を参照)

### 3 有効性

#### 3.1 はじめに

事業の開始から数年たった現在、本事業の有効性を含む DAC 評価基準に基づく事後評価を客観的に実施するのに最適な時期に至ったと考える。有効性は、本事後評価の諸側面の一つであるが、以下の測定を行うことを目的とする。

- 本事業の目的達成度。すなわち、西スマトラ州およびリアウ州の急増する電力需要への対応。電力の安定供給および発電所の効率的な操業。
- 新しい送電線の建設による地域電力供給量の増加および改善、および送電ロスの減少。第 3 ディストリクトにおける電力供給の安定状態の確認。

上記の目的に加え、一般的に水力発電所の建設と非常に関係が深いと考えられている社会経済的な開発という観点から本事業の有効性を評価することも必要である。

しかしながら、他の評価基準から切り離して社会経済的開発にかかる評価を実施することは容易ではない。本ケースの有効性評価においては、本事業による影響を受けた住民一般、特に開発によって再定住した住民に対して持続可能な生計手段が、いかに効果的に提供できているかという観点に基づいた有効性検証も行うため、上記の社会経済的開発評価は本事業のインパクト評価とある程度重なる部分があるかもしれない。

上記以外では、コタパンジャン水力発電所の存在はスンパー・リアウ系統と結びつけて計画されているという事実から、同発電所の有効性を地域全体における効果という面から評価するのもある意味で興味深い。

#### 3.2 オペレーション上の有効性

コタパンジャン水力発電所の発電施設は、コタパンジャンダムの下流左岸に建設された。このため、本事業の有効性は、ダム水位が、水車流量 (116 m<sup>3</sup>/sec) および各水車の有効水頭 (38.1 m) を満たすだけの水位に到達できるか否かというところにかかっている。ダムの貯水可能水量は当該地域の降水条件と上流の保水力に大きく依存している。

コタパンジャン水力発電所システムにおいては、技術面の有効性を高めるための対策が必要なだけでなく、統合的水資源管理システム (IWRM) の一般的観点に基づき、上流に位置するコミュニティの開発の有効性が河川流域システムの存続と密接な関係にあることを認識する必要がある。結果として水力発電システムの全般的なオペレーションの有効性に直接的影響があるのは避けられないと考えられている。

#### 3.3 総発電量

これまでも述べたとおり、ダムの満水位は当初計画された 100 m から 85 m に変更されている。従って、コタパンジャン水力発電所の計画総発電量<sup>1</sup>も 697GWh から 542GWh と大幅に修正されている。修正後計画発電量ならびに水力発電所の稼働開始からこれまでの発電量実績は表 3-1 のとおりである。

---

<sup>1</sup> 発電所の発電ユニットによる総発電量であり、発電端において測定される。

表 3-1 年度別コタパンジャン水力発電所総発電量 (単位: GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002*
当初計画発電量**	542.0	542.0	542.0	542.0	542.0
修正後計画発電量***	308.5	392.2	412.3	472.8	542.0
発電量実績	301.4	393.2	412.3	483.7	153.1

\*2002 年の実績値は 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間のみを記載している。

(出典: PLN)

\*\* PLN

\*\*\* PLN

上記期間において、実際の発電量が計画を完全に達成していることは興味深い事実である。2001 年の総発電量実績は計画をおよそ 10GWh 上回っている。1999 年および 2000 年の計画達成率もすばらしいものとなっている。

上記期間において操作が 3 度大きな停止したが、計画発電量の達成についての有効性はかなり高い。操作停止のうち 2 度は 1998 年のユニット 2 およびユニット 3 における計画による停止<sup>2</sup>、残りの 1 度は 2001 年の故障による停止<sup>3</sup>である。原因はユニット 1 のガバナーの基盤の機能不良であった。すべての不具合が事業当初の請負業者による保証の範囲で修復されたことは、水力発電所にとって好都合であった。

すべての不具合は請負業者の保証の範囲であったものの、修理期間中は日々の操作に何らかの支障が出る。上記の計画による停止、故障による停止の状況についてさらに説明すると、(i)ユニット 2 および 3 のナット不良品交換による停止(1998 年 11 月 - 1999 年 7 月)、(ii)ユニット 1 のガバナーの破損による停止(2001 年 7 月 - 2001 年 12 月)、(iii)ユニット 1 のガバナーの基盤の不具合による停止(2001 年 7 月 2 日)となっている。

### 3.4 日々の稼働

コタパンジャン水力発電所による電力供給は、西スマトラ州およびリアウ州における PLN の全体的な電力供給の一部として統合されている。スンパー・リアウ系統<sup>4</sup>の包括的オペレーションのもと、コタパンジャン水力発電所を含む各サブシステムの操作は、PLN UPB (Unit Pengatur Beban - Load Management Unit)<sup>5</sup> スンパー・リアウが準備したスケジュールに則って実施されなければならない。また、PLN UPB スンパー・リアウ(UPLB)は、各発電所から稼働状況や貯水池の水位等に関する報告を定期的に受けている。この定期情報に基づき、UPLB は各発電所に対する日々の(発電)割当量を決定している。割当状況は一般的に図 3-1 のとおりである。

<sup>2</sup> 点検のための装置稼働停止、および主要装置の分解点検による。計画停止は通常の場合電力供給に支障をもたらすことはないが、需要のピーク時期に操作を停止することは系統に負荷をかけるものとなる。

<sup>3</sup> 非常事態あるいは突発的な故障のために装置が使用不能となり、発電設備の稼働が停止した状態。

<sup>4</sup> コタパンジャン水力発電所は、西スマトラとリアウの 2 州に延びているスンパー・リアウ送電系統と接続されている。

<sup>5</sup> スンパー・リアウ系統の給電指令所。

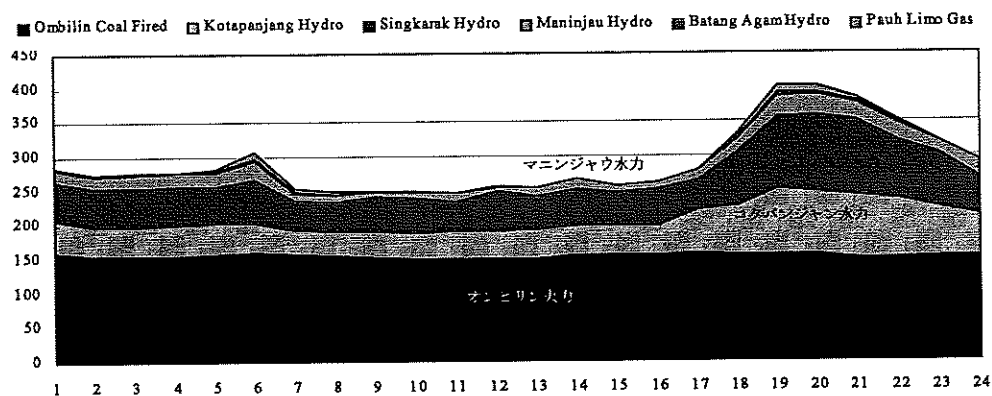


図 3-1 スーパー・リアウシステムの典型的日次負荷曲線 (出典: PLN)

ピーク負荷時とオフ・ピーク負荷時には、大きな差異があることを見込み、またダムの水位を管理するために、コタパンジャン水力発電所はいわゆる「ミドルロード」にて運用している。ピーク時にはすべてのユニットを稼動し、そうでない時期には 1-2 ユニットで対応している。

### 3.5 高い減価償却費

表 3-2 は、コタパンジャン水力発電所の発電コストの詳細である。発電量は 393.2 GWh(1999 年)から 483.7 GWh(2001 年)に伸びているものの、発電コストはほぼ同じであることが明確にわかる。平均発電コストは、Rp 60.00/kWh となっている。

表 3-2 コタパンジャン水力発電所発電コスト (単位: 1,000 ルピア(Rp.))

	1998	1999	2000	2001
発電コスト総額	3,635,945.6	23,186,129.8	25,832,537.8	29,379,373.1
減価償却分	2,946,905.2 (81.05)	21,755,502.4 (93.82)	22,223,425.4 (86.03)	21,836,287.1 (74.32)
非減価償却分	689,040.4 (18.95)	1,430,627.4 (6.18)	3,608,112.4 (13.97)	7,543,086.0 (15.68)
発電量 (MWh)	301,448.60	393,223.20	412,364.70	483,716.80
発電コスト (Rp/kWh)	12.06	58.96	62.64	60.74

\* カッコ内はパーセンテージを表す。

(出典: PLN)

表 3-2 で見られる興味深い傾向として、発電コストのうち減価償却費比率が非常に高いという点があげられる。表を見ると、1999 年から 2001 年の減価償却の額は絶対額としては横ばいであるが、比率としては低下している。減価償却費が 1999 年の 93.82%から 2001 年には 74.32%まで低下している理由は、1999 年から 2001 年にかけての非減価償却部分が 1,430 百万ルピアから 7,543 百万ルピアへと急増しているからである。

電力投資という面から考えると、発電事業は資本集中型ビジネスとして分類することができるため、減価償却費比率が非常に大きいということが容易にわかる。また、コタパンジャン水力発電所におけるこの大きい部分を PLN の平均と比較するのもさらに興味深い分析といえる。

PLN の統計データによると、2001 年のコタパンジャン水力発電所の減価償却比率は 86.9%で、PLN の発電所全体の平均(83.1%)および PLN の水力発電所の平均(73.9%)と比較するとともに高い。まずいえることは、水力発電所への投資は貯水池開発への投資を意味するものであり、投資額は水力以外をエネルギー源とする発電所と比較して通常はるかに大きい。また、コタパンジャン水力発電所の減価償却費比

率が他の水力発電所と比較して高いという点は、コタパンジャン水力発電所の貯水池が、他の目的でなく、水力発電用のみに建設されているという事実によるものと思われる。

しかしながら、減価償却費比率がもっとも高いという事実を考慮した場合、減価償却費をより有効に吸収するような種々の活動を実現できるよう、放流水の再利用の可能性を検討した方がよいと思われる。たくさんある選択肢の中で、周辺地域の灌漑用水や家庭用水、その他の目的のための再利用の可能性は、調査が行われるのに、もっとも合理的だと思われる。放流水の再利用が実現可能であれば、比較的少額の追加投資によって、さまざまな形で水の使用により、非常に大きな減価償却費の吸収が可能となるはずである。

再利用の実現可能性がどのようなものであるにせよ、少なくとも減価償却費を下流の洪水軽減目的として配賦する可能性が同時に考えられる。洪水軽減という分析に組み入れられるべきであった便益を内部化することで、水力発電所の EIRR 分析での経済的費用と便益を再計算すれば、水力発電所の収益パフォーマンスの改善が可能となるであろう。

上記に加え、プロジェクトによる影響を受けた世帯の予想される生活水準の向上や、その他の社会的な目に見えない間接的な将来の便益を内部化することにより、事業全体の経済的便益は増加し、結果として全体的なパフォーマンスや収益性も増加したかと思われる。

### 3.6 水の確保

水力発電所では一般的にいえることであるが、コタパンジャン水力発電所の操業は 1,040 百万 m<sup>3</sup> の有効貯水容量<sup>6</sup>を有するコタパンジャンダム貯水池に非常に大きく依存している。貯水池は、カンパル・カナン川とマハット川の合流点の約 10km 下流に位置している。ダムが建設された地域は大変幸運なことに、熱帯でモンスーンが吹き、降水量は多く、湿度は高く、年間を通してあまり温度差がない地方である。また、一年は、はっきりと雨季（北東からのモンスーンが吹く 11 月から 5 月）と乾季（南西からのモンスーンが吹く 6 月から 10 月）に分かれている。

ダムの水量は、発電のために必要な流量が確保されなければならない。満水位が計画当初では 85m ではなく、100m に設定されたのはこのためである。予想流出・入水量および実際の流出・入水量で示されたポテンシャルを比較すると、1999 年には余剰水量の一部が発電には使用されず洪水吐きから放流された。しかしながら、2001 年と 2002 年の流入水量は平年並みであり、全水量が発電のためだけに使用されている（表 3-3）。1999 年の月間流入水量の平均が 225.8m<sup>3</sup>/sec だったのに比べ、2001 年の平均は 168.7m<sup>3</sup>/sec にとどまっている（表 3-4 参照）。

表 3-3 貯水池からの放流量（1999 年 - 2001 年）（単位: m<sup>3</sup>/sec）

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1999	タービン放流	123.61	147.82	137.27	138.	136.5	135.3	106.8	79.2	203.8	167.0	144.1	123.9
	洪水吐き放流	247.3	185.6	51.4	0	0	0	0	0	0	222.6	142.3	136.7
	放流量合計	370.9	333.4	188.7	138.4	136.5	135.3	106.8	79.2	203.8	389.6	286.4	260.6
2000	タービン放流	162.7	226.8	134.0	169.5	156.8	138.8	92.4	132.7	113.2	98.7	127.9	170.8
	洪水吐き放流	353.9	86.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	放流量合計	516.6	313.4	134.0	169.4	156.8	138.8	92.4	132.7	113.2	98.7	127.9	170.8
2001	タービン放流	182	264.8	207.5	156.7	245.3	178.3	126.1	137.3	106.4	88.1	134.6	207.5
	洪水吐き放流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	放流量合計	182	264.8	207.5	156.7	245.3	178.3	126.1	137.3	106.4	88.1	134.6	207.5

（出典: PLN）

<sup>6</sup> 貯水池が通常利用することができる総水量（最高水位より下の容量）。総貯水容量から死水容量を減じたもの。より具体的に言えば、取水口敷から洪水吐き天端までの容量をいう。

表 3-4 コタパンジャンダムへの流入水量

(単位: m<sup>3</sup>/sec)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	335.9	134.4	101.3	335.9	134.4
1999	427.0	324.3	225.9	97.4	136.1	93.0	113.2	131.6	218.8	355.7	270.6	318.9	225.8
2000	538.9	232.5	153.9	170.2	102.0	111.2	59.6	129.1	55.6	66.1	264.3	176.5	170.9
2001	305.6	294.1	156.2	250.7	164.7	106.1	80.0	89.0	101.2	113.0	164.0	200.1	168.7
2002	220.9	232.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226.7

(出典: PLN)

図 3-2 は、貯水池のルールカーブ<sup>7</sup> および実際の水位を示したものである。貯水池からの放流量は、電力需要および規定曲線に基づいて PLN UPB スンバー・リアウ給電指令所が決定する。洪水吐きゲートおよび発電所取水口の操作は、「標準操作規定 (Standard Operation Procedures (SOP))」に基づいて発電所のスタッフが行っている。この手順は、コンサルタントの作成した「貯水池オペレーションマニュアル」「洪水吐きゲートオペレーションマニュアル」に定められたものである。

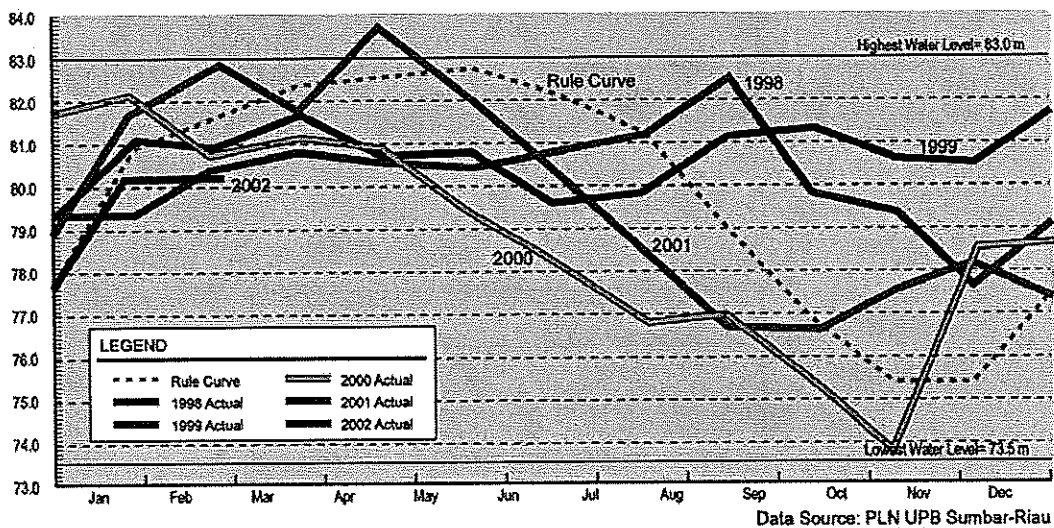


図 3-2 ダムの理想的なルールカーブと実際の水位

流入水量が著しく大きい場合、コタパンジャン水力発電所は、ダムの満水位に達していない時でも、洪水を懸念する上流の住民や関係機関の要求に応じて洪水吐きを開けなければならない。これは、余剰水量を発電に貢献することなく放流するしかないということを意味する(表 3-5)。

表 3-5 洪水の恐れを原因とする喪失電力量

期間	水位 (m)	流入水量 (m <sup>3</sup> /s)	放出水量 (洪水対策) (m <sup>3</sup> /s)	要請元
1999年1月14日-20日	+81.200 m	1,009.40	3,147.60	住民代表
1999年2月7日-13日	+81.200 m	674.00	3,818.85	公共事業
2000年1月8日-14日	+82.760 m	795.80	3,728.10	住民代表
2000年2月1日-7日	+82.140 m	574.19	2,137.08	住民代表
合計			12,831.63	

(出典: PLN)

発電に貢献しない形で放流が行われる可能性としては、(i) 上流の保水能力を超える多量の降雨、(ii)

<sup>7</sup> 貯水池オペレーションの基本となる、貯水池の水位をカーブで表したものである。カーブの数値は、ある特定の条件下で最良のあるいはあらかじめ設定された結果を達成するために貯水池が保持すべき水位を示す。

上流の保水力不足、(iii) 上流の保水力を超える多量の降雨と上流の保水力不足の両方、といったものがある。

コタパンジャン水力発電所の操業パフォーマンスは、水の流入状況にかかっている。このため、河川流域水資源管理(basin water resource management (BWRM))の標準的アプローチに基づき、水量のバランスを統括的に管理することが重要である。BWRM の概念のもとでは、コタパンジャン流域は、多面的な開発の側面をカバーする、単一流域、および単一水源、統一された計画に基づいた管理を行う必要がある。管理を実施する場合、ダム の寿命(技術的耐用年数)を伸ばすことを目的とした社会経済的開発の重要性も検討する必要がある。

コタパンジャン水力発電所の計画総発電量は 542 GWh である。操業開始以降の年間総発電量は、1999 年は 393.2 GWh、2000 年は 412.4 GWh、2001 年は 483.7 GWh となっている。また、同じ期間の貯水池への流入水量の年平均値は、それぞれ 225.8 m<sup>3</sup>/sec、170.9 m<sup>3</sup>/sec、168.7 m<sup>3</sup>/sec であった。表 3-4 のとおり、1999 年と 2000 年の流入水量の一部は、貯水池の上流に位置するパングカラコタバル村の住民の要求により、貯水池の水位を下げるために(発電用として利用されずに)放流されている。1999 年から 2001 年における発電設備からの実際の放出水量は、それぞれ 137 m<sup>3</sup>/sec、143 m<sup>3</sup>/sec、170 m<sup>3</sup>/sec であった。図 3-3 は、発電設備の放出水量と発電量を示したものである。赤い点は、計画段階のシミュレーションにおける(1977 年から 1995 年までの水量データに基づく)電力量を、また青い点は 1999 年から 2001 年までの実際の操業における発電量を示す。これらの点は明らかに同じ直線上ののっており、コタパンジャン水力発電所は計画通りに機能しているといえる。

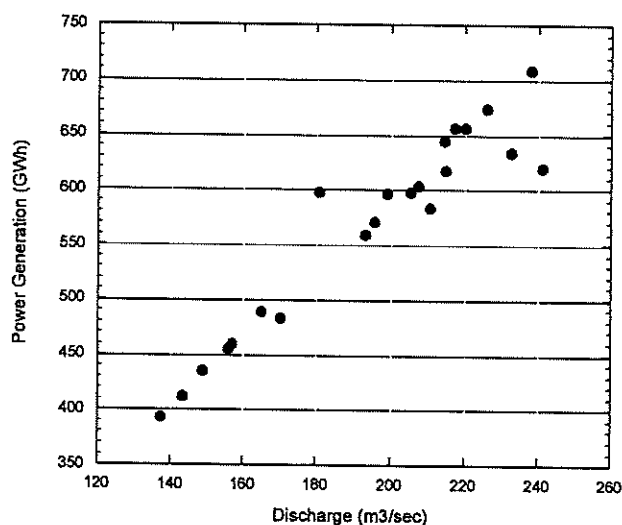


図 3-3 発電設備からの放出水量と発電量

### 3.7 財務面・経済面でのパフォーマンス

#### 3.7.1 財務的内部収益率(FIRR)

事業の財務実績は、以下の条件に基づき見直された。

##### a) 基本的仮定条件

便益を除き、計算の前提条件については当初計画時と同じ方法論が採用された。事業の経済的耐用年数は操業開始(1998 年)後 50 年と仮定されている。価格および費用はすべて消費者物価指数を用いた 1998 年の固定価格(インドネシアルピア)で記載されている。



b) 費用

再評価の対象となった費用は資本費用および発電所とダムの維持管理費である。ここでいう資本費用とは、事業の全段階における、発電所、送電線、変電所、道路と橋梁付け替えを含む土木工事・建設費用、コンサルティング・サービス、用地の取得、移転対象者への補償および税金にかかる実際の費用から構成されるが、再定住関連費用は含まれない<sup>8</sup>。1998年から2001年の維持管理コストには実績値を使用し、将来の維持管理コストは2001年のコストと同額と仮定している。

c) 便益

再評価時の事業の便益計算については、当初の方法論は採用していない。以下の方法論がより現実を反映しているように思われるからである。この便益は、(a)発電所からの増分収益、および(b)送電線の設置による燃料コスト節約分から構成されていた。アプレイザル時には、収益の増分は送電・配電ロスをも十分に考慮した後の本事業による総発電量に消費者向け電気料金を乗じ、算出していた。この計算式においては、事業による増分収益のすべてを事業の実際の収益としてとらえていた。しかしながら、増分収益の中には、本発電事業自体によるものではなく、(本事業以外の)送電・配電システムによるものも含まれる。このため、本事業に特定した便益としては、本事業における資本費用の対象となった発電施設と送電線から発生する収益のみを抽出する必要があった。また、燃料コストの節約分は便益として認識すべきではない。

本事業のFIRRの再評価においては、便益はKITLUR North<sup>9</sup>からPLNリージョンに対する販売量に平均移転価格を乗じたものとして定義された。PLNリージョンへの販売電力量は、「送電端電力量」から「所内ロス」および「系統の送配電ロス」を減じて計算された。1998年から2001年までの便益は、実地調査の際に収集されたデータに基づいて計算した。将来の所内ロス<sup>10</sup>については、実際の平均所内ロス<sup>11</sup>(0.67%)を用いて予測されている。将来の移転価格と送配電ロスについては、2002年の実際の価格と2001年の実際のロス(2.70%)とそれぞれ同じであると仮定している。基本ケースにおいては、将来の総発電量は計画発電量と同じものとして計算されている。

表 3-6 本事業の便益

事業の便益	
当初	増分収益 (発電所の建設によるもの) PLNによる消費者への販売による売上 (総発電量 - システムロス <sup>12</sup> ) x 消費者への販売価格
	燃料コスト節約分 (送電線の設置によるもの) 発電量 x 既存の発電装置の熱消費率 x 燃料単価 / 燃料中の熱量
再評価時	増分収益 リージョンに対する売上: (純発電量 - 送電ロス) x KITLUR からリージョンへの移転価格

本事業の財務的内部収益率(FIRR)は上記の条件によって再計算された。表 3-7 はその結果をまとめたものであるが、当初(9.9%)と比べ低いFIRR(6.1%)となっている。

<sup>8</sup> 再定住関連予測費用は、ゴム農園の開発およびリハビリ、上水道設備の構築、再定住先における住宅の建設から構成される。再定住関連費用は、リアウ州の実際の支出およびアクションプランのリハビリ・メンテナンス費用に基づく。

<sup>9</sup> 1997年、PLNはスマトラ島の電気事業を2つの発電・送電事業(KITLUR NorthとKITLUR South)および4つの電力供給事業主体(PLNリージョン1-4)に分割している。各事業主体は個別に財務諸表を作成し、収益性の高いビジネスを追求している。スマトラ島において、KITLURはPLNリージョンに対しPLN本部の決定した価格で電力の販売を行っている。しかしながら、この内部移転は各事業主体の財務諸表作成の目的でのみ実施されており、実際の取引は行われていない。

<sup>10</sup> 発電所のオペレーション、あるいは補助的ニーズによる電力消費(ファンモーター、ポンプモーター、その他発電ユニットのオペレーションに不可欠な機器の使用による消費)

<sup>11</sup> 所内ロス ÷ 発電端電力量

<sup>12</sup> 系統ロス(15.5%)は、送電・配電ロス(13.5%)と所内ロス(2.0%)によって構成されている。

表 3-7 FIRR によるキャッシュフロー（基本ケース）

		売却発電量 (MWh)	移転価格 (Rp/kWh)	稼収益 (Mil Rp.)	資本費用 (Mil Rp.)	O/Mコスト (Mil Rp.)	総費用 (Mil Rp.)	純利益(便益) (Mil Rp.)
91					10,425.5		10,425.5	-10,425.5
92					171,421.4		171,421.4	-171,421.4
93					210,937.3		210,937.3	-210,937.3
94					181,098.7		181,098.7	-181,098.7
95					143,462.2		143,462.2	-143,462.2
96					213,947.9		213,947.9	-213,947.9
97					89,624.8		89,624.8	-89,624.8
98	1	299,929.4	105.680	30,881.9	185,952.7	689.0	186,641.7	-155,759.8
99	2	390,463.4	222.327	84,510.2	90,091.8	1187.4	91,279.2	-6,769.0
00	3	409,521.7	149.059	59,394.9		2888.9	2,888.9	56,506.0
01	4	480,823.4	137.308	64,238.3		5415.0	5,415.0	58,823.3
02	5	538,368.6	211.846	110,971.9		5415.0	5,415.0	105,556.9
47	50	538,368.6	211.846	110,971.9		5415.0	5,415.0	105,556.9

FIRR= 6.14%

(注) 将来の発電量: 計画発電量と同じとして見積もっている。 移転価格: 2002 年の実際の移転価格を採用 (再定住関連費用を除く)。

### 3.7.2 感度分析

感度分析のシナリオは、再定住関連費用<sup>13</sup> や発電量・移転価格の増減などを盛り込んだ 24 のケースに基づいている(表 3-8 および表 3-9 参照)。 PLN リージョンへの移転価格は 2001 年の 191.78 ルピア/kWh から 2002 年は 319.93 ルピア/kWh に増加している。この価格上昇は PLN リージョンから消費者への販売価格の値上げを反映している。

表 3-8 再定住関連費用を含まない FIRR 感度分析

将来の 発電量	将来の移転価格	2002年の実価格 より 20%低い	2002年の実価格 より 10%低い	2002年の実価格 と同じ	2002年の実価格 より 10%高い
計画発電量より 10%低い		4.47%	5.05%	5.59%	6.09%
計画発電量とほぼ同じ		4.99%	5.59%	6.14% (Base Case)	6.65%
計画発電量より 10%高い		5.47%	6.09%	6.65%	7.18%

表 3-9 再定住関連費用を含む FIRR 感度分析

将来の 発電量	将来の移転価格	2002年の実価格 より 20%低い	2002年の実価格 より 10%低い	2002年の実価格 と同じ	2002年の実価格 より 10%高い
計画発電量より 10%低い		3.56%	4.11%	4.62%	5.09%
計画発電量とほぼ同じ		4.05%	4.62%	5.14%	5.63%
計画発電量より 10%高い		4.51%	5.09%	5.63%	6.13%

<sup>13</sup> 1990 年から 1997 年の間再定住費用は、再定住の実施スケジュールおよび州政府から支給された再定住費用の総額に基づいて予測されている。1999 年から 2004 年の年間再定住費用は、州政府・地方政府からのデータに基づいている。

インドネシアにおける電力の市場価格は消費者の利益の観点から政府による厳しい管理が行われているが、内部収益率の分析において電力の市場価格の自由化についてより急進的な予測を盛り込むことは依然重要と思われる。より現実的な電力の市場価格を課さない限り、コタパンジャン水力発電所が収益的となるのは不可能であると考えられる。

### 3.7.3 経済的内部収益率(EIRR)

参考資料として、本事業の経済的内部収益率（EIRR）の大まかな評価が行われた。費用と便益の計算については、すべて 1998 年の価格に基づいており、インドネシアルピアで表記されている。分析の結果、本事業の EIRR は 10.6%と算出された（表 3-10 参照）。FIRR の場合と同じく、経済的耐用年数は稼働開始（1998 年）後 50 年と予測している。

表 3-10 EIRR によるキャッシュフロー

		売却発電量 (MWh)	ディーゼル発電 燃料コスト (Rs./kWh)	ディーゼル発電 その他コスト (Rs./kWh)	便益合計 (Mil Rs.)	資本費用 (Rs. Yen)	O/Mコスト (Mil Rs.)	総費用 (Mil Rs.)	便益純額 (Mil Rs.)
91						1383.412		1383.4	-9,382.9
92						1505.279		1505.3	-154,279.3
93						1741.193		1741.2	-189,843.6
94						1948.417		1948.4	-162,988.8
95						2205.330		2205.3	-129,115.9
96						1982.663		1982.7	-192,553.1
97						2177.598		2177.6	-80,662.4
98	1	299929.4	185.0	45.0	68,970.3	6884.302	8.11	6892.4	-99,076.2
99	2	390463.4	153.6	37.3	74,526.1	6224.592	18.73	6243.3	-7,744.0
00	3	409521.7	150.6	36.6	76,635.8		38.94	38.94	73,746.9
01	4	480823.4	205.9	50.0	123,029.4		75.61	75.61	117,614.4
02	5	538368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
03	6	538368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
04	7	538368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
05	8	538368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
47	50	538368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8

EIRR= 10.6%

#### a) 費用

再評価のために使用された費用は、発電所とダムにかかる資本費用および維持管理費用である。ここでいう資本費用とは、事業の全段階における土木工事、（発電所、送電線、変電所、橋梁・道路の付け替え等の）建設費用、コンサルティング・サービス、用地の取得、および税金にかかる実際の費用から構成されるが、再定住関連費用は含まれない。本事業の資本費用と維持管理費用を経済的成本に変換する場合、変換係数として 0.9 を乗じている。

#### b) 便益

本事業の開始前は、当該地域の村民の一部は自分たちの有する小型ディーゼル発電機を利用していた。このため、EIRR の算出においては、このようなディーゼル発電機の燃料コストおよび維持管理コストを、消費者の支払意思額（Willingness to Pay、WTP）として把握している。

発電能力 10 kW の民間のディーゼル発電機の燃料コストは、燃料消費量 0.37 リッター/kWh に HSD 価格（500 ルピア/リッター（1998 年）・1,100 ルピア/リッター（2002 年））を乗じることによって算出している。減価償却費を含む小型ディーゼル発電機のその他維

持管理コストは、燃料費に 0.243 を乗じて算出している<sup>14</sup>。

### 3.7.4 電力供給の安定性

コタパンジャン水力発電所の現地における電力の安定供給に対する貢献度を評価する場合、発電所が操業している地域とは議論を切り離して考えることが現実的である。また、より広い地域における他の電力供給者との貢献度の比較を行うことも、ある程度重要である。

安定性を示す指標には様々なものがあるが、分析では、1997 年から 2001 年までに PLN リージョンの事業所が入手した「需要家 1 軒当年間事故停電時間 (SAIDI)<sup>\*15</sup>」および「需要家 1 軒当年間事故停電回数 (SAIFI)<sup>\*16</sup>」を使用した (表 3-11 および表 3-12) (リアウ州を検討する地域とした)。

表 3-11 リージョン 3 における SAIDI

エリア	西スマトラ州			リアウ州		
	Padang	Bukit tinggi	Solok	Pekan baru	Dumai	Rengat
1997	15.19	28.22	16.27	80.69	19.21	33.59
1998	31.38	20.14	7.63	38.96	20.51	27.84
1999	44.25	17.97	7.03	36.05	17.12	30.06
2000	35.76	16.14	4.32	37.18	67.46	30.38
2001	25.62	14.06	3.78	23.66	67.28	24.18

表 3-12 リージョン 3 における SAIFI

エリア	西スマトラ州			リアウ州		
	Padang	Bukit tinggi	Solok	Pekan baru	Dumai	Rengat
1997	15.46	16.01	41.86	75.2	13.25	31.54
1998	36.04	14.02	20.15	46.4	17.84	31.88
1999	46.6	13.09	13.4	31.07	13.06	31.36
2000	45.38	16.14	9.14	31.51	20.38	28.26
2001	35.1	12.71	5.6	19.15	30.03	21.77

(出典: PLN)

### 3.8 結論と提案

以上の点から導かれる結論・提案は以下のとおりである。

- (i) コタパンジャン水力発電所のオペレーション効果は非常に高い。特に、リアウ州および西スマトラ州における電力の安定供給への貢献といった意味で、当該発電所が果たした役割は大きい。しかしながら、多額の減価償却部分による発電費用は大きく、削減努力が必要と思われる。多額の発電費用は、巨額の投資が、他の目的ではなく、コタパンジャン水力発電所のみによって負担されているという事実にも関係している。今後、コタパンジャン水力発電所の収益性分析には、間接的な便益や数字に表れない便益を内部化することを提案する。
- (ii) 水量が多い時期には発電に使用しない形で余剰水が放流され、水量が不足している時期には発電量も少なく送電停止が起こるのは非常に皮肉である。(注:JBIC 見解 5 を参照) 使用可能水量の均一化を図るために、河川流域管理アプローチを通して、上流の保水能力を向上させるための河川・土壌保全対策を構築することを強く勧めるものである。
- (iii) 河川流域水資源管理システム(BWRM)におけるアプローチの概念には、コミュニティの役割も含まれている。このため、いかなる社会経済的開発も、集水域における効果的な河川・土壌保全管理の必要性との統合を図ることを強く推奨する。

<sup>14</sup> 2000 年における PLN のディーゼル発電の平均発電コストは 231.92 Rp/kWh で、そのうち 75.7% は燃料コスト (175.49 Rp/kWh) である。このため、 $(1 - 0.757) = 0.243$  を変換係数として採用している。

<sup>15</sup> SAIDI: ある地域の顧客が一年間に平均して経験する電力供給停止時間の累積値 (時間数で表す)。

<sup>16</sup> SAIFI: ある地域の顧客が一年間に平均して経験する電力供給停止の回数。

- (iv) 内部収益率 (IRR) を新たに分析した結果、計画時の数値を大幅に下回った。審査時の見積りが過大評価だったといえることができるであろう。コタパンジャン水力発電所がより効果的な操業を行うためには、収益性を向上させるための戦略が絶対に必要である。さもなければ、発電所の効果はより危ぶまれるだろう。(注:JBIC の見解 6 を参照)
- (v) 将来電力需要の大きな伸びが見込まれる中、電気業界の持続可能な運営の実現を目的とした収益性の向上を実現するためには、近い将来インドネシアの電力市場価格をさらに自由化することが必要と思われる。自由化市場のメカニズムのもとでは政府の介入が最小限に抑えられるという点を考慮しても、料金の自由化導入は現実的な策と言える。(注:JBIC 見解 6 を参照)

## 4 持続性

### 4.1 はじめに

DAC 評価基準において、事業の持続性は非常に大切である。今回の事後評価において持続性を評価する目的は、主として以下の点を測定することにある。

- 本事業の目的がどの程度保持されているか
- 事業実施機関や事業受益グループが事業の目的達成に対してどの程度責任を負うことができるか、または責任を負う意思があるか(オーナーシップの存在もしくは欠如)
- 環境面および/または経済面における持続性

実際のところ、事業の究極の目的は、リアウ州および西スマトラ州で急増する電力需要に対応し電力を供給すること、電化率を引き上げること、そして当該地域の住民の生活水準を向上させることである。しかしながら、これらの目的を考慮し、事業の持続性は周囲の環境および事業による影響を受けた世帯(PAF)の生活の質に大きく依存しているという事実を考え合わせた場合、事後評価活動で実施する持続性評価は発電所の商業的パフォーマンスという従来の分野に絞って考えることはできなくなる。このため、今回の持続性評価の基準は、発電所の建設が環境面・社会経済面の開発にもたらした影響といった意味でのパフォーマンスもカバーするものとなる。発電所(PLN)の発展に表されている、この考えを簡略化したものを図4-1に示す。

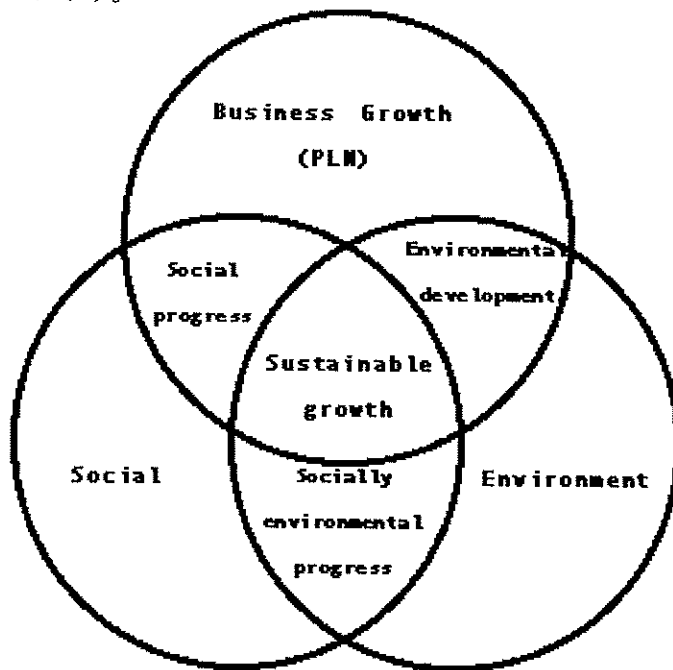


図 4-1 持続可能なビジネスの成長実現に対する成長-環境-社会発展の貢献<sup>1</sup>

<sup>1</sup> このモデルでは、ビジネスの安全性は「最大限の成長」ではなく「持続可能な成長」をより保証するものとなる。「Maksum, Mochammad. 2002. Hubungan antara Perusahaan Pertambangan dan Energi dengan Masyarakat Sekitar: Charity, Social Responsibility atau Social Investment (採鉱企業およびエネルギー企業と近隣のコミュニティとの関係: 慈善、社会的責任、社会的投資) (2002年5月14日にガジャマダ大学で実施された社会的受容分析に関する全国規模の研修・ワークショップでの配布資料)」を参照のこと。

図 4-1 に記載されたように、成長・環境・社会が相互にかかわって長期的な持続可能性を達成するためには、ビジネス主体としての PLN が意義ある社会的成長と環境的発展の改善を提供することが必要である。これらふたつの制約は、PLN が期待する持続可能な成長を実現する PLN の能力を最終的に決定するものである。さもなければ、PLN の事業の安全性は著しく損なわれる。

#### 4.2 財務上の持続性

本事業における財務上の持続性は、電力供給市場をほぼ独占している国有企業 PLN のビジネスパフォーマンスに基づいている。以下で展開する、財務の持続性の分析では、まずマクロレベルで集計的に財務分析を行い、その後事業運営のネックとなるものを予測することを目的として、PLN の現在懸案の経営上の課題をいくつかピックアップして見ていくことにする。

#### 4.3 PLN の財務状況

財務上の持続性を分析する際、国有企業としての PLN の財務パフォーマンスの観察から始めると効果的である。PLN は、資産 77,995,058 百万ルピアの巨大企業である。主な財務状況を、表 4-1 に示している。同社の営業収益(電力の売上が大部分を占める)は近年営業費用を著しく下回っており、この傾向は顕著になっていることは、驚くべきことではない。営業レベルでは、PLN リージョン 3 および KITLUR の財務状況が、PLN 全体と同じ傾向を示していることも驚くべきことではない。(表 4-2 および表 4-3 参照)。

表 4-1 PLN の損益計算書 (1996-2000) (単位: 百万ルピア)

	1996	1997	1998	1999	2000
総営業収益	9,645,993	11,126,100	14,036,015	15,997,118	22,556,663
総営業費用	7,642,510	9,449,753	16,808,773	21,502,678	27,215,821
営業利益(損失)	2,003,483	1,676,347	(2,772,758)	(5,505,561)	(4,659,158)
営業外費用(純額)	(754541)	(2255361)	(6382787)	(5349229)	(19331236)
税引き前純利益(損失)	1178415	(579014)	(9155545)	(10854790)	(23990394)
繰延税金			(390077)	(514293)	(620975)
税引き後純利益(損失)	1178415	(579014)	(9545622)	(11369083)	(24611369)

(出典: PLN)

表 4-2 リージョン 3 の損益計算書 (単位: 百万ルピア)

	1996	1997	1998	1999	2000
営業収益	201,382.5	255,076.0	340,512.9	399,864.3	576,148.3
総営業費用	316,935.9	328,666.5	370,800.6	642,616.3	801,226.9
営業利益(損失)	(115,553.3)	(73,590.5)	(30,287.7)	(42,752.0)	(225,078.6)
営業外収益(費用)	(2,480.0)	(3,520.0)	(19,190.7)	(12,010.9)	(38,619.7)
純利益(損失)	(118,033.3)	(77,110.4)	(49,478.4)	(254,762.9)	(263,698.3)

(出典: PLN)

表 4-3 North KITLUR の損益計算書 (単位: 千ルピア)

	1998	1999	2000	2001
営業収益	489,171.0	1,280,048.3	951,882.3	1,048,267.4
総営業費用	1,264,235.8	1,182,148.5	1,262,321.8	1,554,677.8
営業利益(損失)	(775,064.8)	97,899.8	(310,439.5)	(506,430.4)
営業外収益(費用)	(9,429.6)	(7,817.9)	(39,264.0)	(32,928.4)
純利益(損失)	(784,494.4)	90,081.9	(349,703.5)	(539,358.8)

(出典: PLN)

財務状況の悪化は、インドネシアルピアの急激な下げを招いた通貨危機がインドネシアを襲い始めた1997年以降に顕著になっているという事実を目を向ける必要がある。しかしながら、財務面でのパフォーマンスはインドネシアのマクロ経済政策の失敗による通貨危機によるところが大きいとしても、財務上の安定性という意味からすれば、現在の営業損失の数字はコタパンジャン水力発電所が収益向上のためにより目を向けなければならないという必要性を明確に示している。

#### 4.4 運営上の制約

全国レベル・地方レベル(PLN リージョン 3 および KITLUR North の双方)の PLN の財務面でのパフォーマンスの特徴は「収益性が低い」ということであるが、その原因はビジネス環境にあることは容易に理解できる。この会社の営業の収益性については、外的制約と内的制約の双方が存在する。

##### 4.4.1 外的制約

PLN の事業が損失を計上している原因のひとつとして、電力市場が政府によって厳しく管理され、政府の補助を受けているという事実がある。これに加えて、この国の電力産業は、極端に高い電力購入によっても影響されている。内部レベルにおいては、PLN は、国有企業としてより財務的に効率化するため、その営業を最大化する政策的対策が必要であると考えられるのも、合理的である。

実際のところ、PLN の収益性を改善するためには、電気料金を値上げすることが最も理想的な戦略であった。しかしながら、住民にとって電気はベーシック・ニーズの一部であるということと平均的消費者の購買力は非常に限られているということを考え合わせ、多額の政府補助金を受けている産業が料金の値上げを行うのは容易なことではなかった。電力業界の価格設定は、政府機関を通してインドネシア議会の承認を得た上で、通常 PLN が提案している。2000年および2002年の PLN による地域や消費者区分ごとの値上げの提案は、PLN の真摯な努力の一つであり、最終的に政府と議会の承認を得ている。

電気料金の値上げについてもっとも物議をかもし出した動きは、今年の初めに発表された。政府によって2003年1月1日に提案された電力料金は民間企業と比べるとはるかに安いものではあったが、電気料金改定に対する国民の反対や批判により、政府は発表から数週間後にその決定を覆すこととなった。今日の世界経済を考慮した場合、インドネシアの電力産業の効率性を改善するためには、業界の民営化や市場自由化を検討することが勧告できるかもしれない。

産業を自由化する必要性に加え、コタパンジャン水力発電所の状況や地方分権化や地方自治の精神を鑑み、電気料金の地域別設定を勧告すべき時期に来ているといえる。リアウ州はインドネシア有数の裕福な州であるとともに住民に購買力があることから、州政府は電気料金の値上げに踏み切るか、州政府による補助金を支給し続けるかを選択すべき時期と思われる。

その他の PLN の収益性を外的に改善するための重要な提案として、PLN のビジネスの民営化を早める政治的意志を形成することの必要性があげられる。世界中どここの国有企業でも典型的に同様であるが、PLN の事業は非効率であり、透明性に欠け、政治的利権に支配されやすいという特徴がある。国有企業の非効率な運営は、その大部分が人的資源のパフォーマンスが効率的でないという理由による。

##### 4.4.2 内的制約

PLN の事業のあらゆるレベルにおいて発生している多額の運営コストは、運営の効率化により最小限に抑えることができるはずである。効率性改善のために、PLN は現在「Early Wins (アーリー・ウィン)」と名づけられた大掛かりな短期再建戦略を展開中である。PLN の内部オペレーションの改善を目標としたこの戦略は、コスト削減とマーケティング戦略というふたつの戦略から構成されている。ふたつの戦略の要点は表 4-4 のとおりである。



表 4-4 PLN の Early Win 戦略

No.	運営費削減戦略	マーケティング戦略
1	ネットワークロスの削減	人員と組織面での準備
2	資産の効率的活用	マーケットリサーチ
3	運営維持管理システムの改善	商品開発と差別化
4	子会社やジョイント・ベンチャーの設立による新しい生産体制の確立	市場におけるプロモーション
5	調達プロセスの透明化による合理的な事業費用やすぐれたクオリティの実現	サービスの改善
6	商品サイクルの短期化	電力供給の信頼性向上

運営管理の改善に加え、効率性の向上を目標とする PLN の一連の事業方針では、特に運営維持管理の能力向上に重点をおいた人材開発を推進している。他のトレーニングプログラムとしては、(i) 製造業者の工場や(円借款の対象となっている)事業の実施場所における O&M に集中したトレーニングプログラム、(ii) 関連職員の技術・マネジメント能力を持続させることを目的とした人材開発トレーニング等がある。後者は、(i) コタパンジャン電力発電所における自社トレーニング、(ii) ジャワ島での実地研修、(iii) ジャカルタにおける机上研修、(iv) インドネシアの他の地域を訪問することによる比較研修等による実施がそれぞれ代替的に可能である。トレーニングは人的資源の能力拡大に大きく貢献するだけでなく、人材開発の促進において最良の方法として認識されている。本事業の建設段階における実行作業をスムーズにするために、建設実施にかかる一連のセミナーも実施された。

数年前より、PLN は請負業者のサポートによってオペレーション手順およびマニュアルを作成することにより、オペレーションの標準化も図っている。その手順はとりわけ、オペレーション面、メンテナンス活動、交換部品の在庫、システムモニタリング、そして報告作業等の項目から構成されている。標準化により、オペレーションの効率性が大きく向上したとの報告がある。表 4-5 は、メンテナンスの効率性向上を目標とした標準化活動の例である。

表 4-5 主なメンテナンス活動およびその頻度と対象範囲

メンテナンス活動	頻度	対象範囲
予測	日次	モニターのふれ方のチェック、水/オイルの温度確認、モニターの圧力チェック
故障防止	月次 年次	月次点検 (チェックと清掃) 分解点検 (ユニット別)
故障対応	-	故障防止作業で対応できなかった場合に実施
分解点検	5・6年に 一度	分解による詳細点検。必要に応じて部品交換

(コタパンジャン水力発電所におけるインタビューによる)

上記のとおり、運営維持管理に関するトレーニング活動による人材開発は PLN に提供された円借款によって実現したものである。人材開発に対する多額の投資は、PLN の運営の改善や効率性向上を補償すると思われる。一方、PLN がコミュニティ開発のために同時に多額の投資を行う場合、資金調達は大きな問題となると思われる。

#### 4.5 専属市場における需要と供給の不均衡

コタパンジャン水力発電所は、リアウ州と西スマトラ州における総電力供給量の約 20%に貢献してきたといわれている。しかしながら、現地の電力需要量は依然として供給量を超えている事実を PLN は考慮し、

潜在的な専属市場としてとらえるべきである。このような専属的需要がありながら不十分な供給能力によって満たすことができないのだとしたら、実に不幸なことである。

需要がありながら満たすことができないということについては、配電、送電、料金、そしてキャパシティの面における問題による制約を考えた場合、容易に理解可能である。これらの条件によって、PLN は市場における可能性を大きく逃しているのである。需要に追いつくために、PLN の運営能力を拡大する方法を検討する必要がある。また、調査期間内にたびたび確認された送電停止も、発電能力の深刻な減少のために PLN が市場にて損失しているということの意味する。

送電停止に関する批判が最近しばしば高まっているが、PLN は、気候によって左右される使用可能水量によって発電能力が深刻な影響を受けることを認識し、電力の使用に対する一般の人々の意識を高め、住民との対話を通して、その不満を適切に予測できるようにしなければならない。また、集水地域の保水力改善を行うことで、環境改善も促進する必要がある。さもなければ、よりよい環境保護対策をとらない場合、住民の批判は PLN にとってより深刻な社会的問題につながる可能性がある。

#### 4.6 コミュニティに対するダム安全性とビジネスとしての持続性

貯水可能水量にかかる技術上・経済上の損失、および集水域の保全是、既存の発電システムを支えるダムの寿命に大きな影響を与える。管理が行き届かない場合によく見られる土砂の多量の堆積は、ダムの経済的寿命を大きく縮める原因となる。

ガジャマダ (Gadjah Mada) 大学の農村・地域開発調査センターの経験から学ぶことは大変意味がある。同センターは、ジョグジャカルタのセルモダム周辺地域の農村コミュニティのエンパワーメントへの技術支援に関するリサーチに基づき、当初 2002 年においては 45 年となることが想定されたダムの寿命が、上流の河川流域管理が非常にうまくいっていないという理由のみによって約 35 年に縮まっているという点を指摘している<sup>2</sup>。

この調査結果からもいえることであるが、いかなる社会経済的介入も、コミュニティの再定住にかかる補償や認識に限られるべきではない。事業による影響を受けた世帯に対する持続可能なサポートの重要性が損なわれることなく、PLN の安定性向上の観点から、ダムの寿命を維持するためのバランスのとれた介入戦略を構築していく必要がある。

上記の統合化戦略は、コタパンジャンダムの耐用年数（および PLN のビジネスの安定性）は上流の河川流域管理に大きく依存するという事実と、上流にあるコミュニティ、特にプロジェクトによる影響を受けた世帯は発電所による恩恵をあまり受けないという事実に基づいて構築する必要がある。このため、ダムの安定的運営について上流地域の住民の参加を促すための慎重な対応が必要となる。

セルモダムを含め、上記のような統合的アプローチは世界各地のダム管理において展開されてきた。コタパンジャン水力発電所においても、いわゆるダム・セーフティ・コミュニティ (DSC) アプローチを開始することが必要と思われる。DSC によって、コタパンジャン周辺の河川流域における土壌および水の保全に関するコミュニティの参加と意識が、エネルギー生産のため適切に実現されることが期待される。

発展途上国において DSC を促進するための介入戦略は、通常の場合参加型の手段を通じ、住民の生活水準の改善に向けた社会経済のエンパワーメントという形で実施される。しかしながら、このような介入の究極の目的は、単に事業による影響を受けた世帯の持続可能でよりよい生計のための参加活動を行うことだけではない。PLN の利益という点に限れば、事業による影響を受けた世帯のよりよい生計は、正に同社のビジネスの持続性を達成するための手段なのである。社会経済的開発をレビューする上で、上記の原則が今日最も重要なコンテキストとして取り上げられてはこなかった。

<sup>2</sup> Maksum, Mochammad, at al., *Technical Assistantship for Community Empowerment Surrounding the Greenbelt Area of the Sermo Dam in Yogyakarta Special Province* (ジョグジャカルタ特別州のセルモダム周辺のグリーンベルト近隣地域におけるコミュニティエンパワーメントのための技術支援), 2002, (Action research conducted by the Center for Rural and Regional Development Studies of Gadjah Mada University in cooperation with Water Resource Development Project of Yogyakarta Special Province and World Bank [ガジャマダ大学地域開発調査センターとジョグジャカルタ特別州および世界銀行による水資源開発事業の共同研究]).

#### 4.7 社会的投資としてのエンパワーメント

インドネシアにおいて企業が社会経済的開発に関与し始めたのはつい最近のことである。政府の強力なサポートを得た資本の蓄積というアプローチに重点をおいた同国の開発政策下では、国内・国外投資家がビジネスの安定性を確実なものとするのは、必要とされていなかった。政府による強力なサポートは、成長を形成していくために、セキュリティ・アプローチを含めた一般的政策に反映されていた。

セキュリティ・アプローチに基づき、資源その他必要物資の調達も、慎重にならずとも容易に行うことができた。採鉱企業やエネルギー企業はこのアプローチを享受し、軍事力を通じてビジネスの安定を保護していた。しかしながらこのようなアプローチに対する国民の批判が 1990 年代半ばに高まり、また根底において上記のアプローチは効果がないことが判明した。各地域では暴動と大衆による反対運動が日常茶飯事となった<sup>3</sup>。また、地元のコミュニティと大企業と間の紛争により、企業のビジネスの安定に支障が出始めていた。

歴史的には<sup>4</sup>、企業はもともとチャリティ活動を通して共栄アプローチを実行していた。特に計画を準備せず、企業は地元のコミュニティの要求・提案に積極的な反応を見せるのが普通であった。しかしながら、このようなチャリティのプロセスは、企業の持続可能な成長を実現するうえで全く効果がないことが判明した。企業の社会的責任という世界的課題が、チャリティに代わって採用された。コミュニティ開発におけるよりよい計画・実施プロセスは、当時非常にうまくいっていたといえる。しかしながら、より高い効果をあげるためには、コミュニティ開発とエンパワーメントはビジネス活動の中に内部化されることが必要であるとされ、そのような考え方は社会投資という原則に置き換えられた。この新しいアプローチがなければ、不安定なビジネスによる機会喪失は計り知れないものとなったことであろう。

コタパンジャン水力発電所の用地取得および移転の初期においては、住民からの大きな反対もなく、作業は非常に順調に進んだ。しかしながら、最後の数年では、コミュニティにより、申し立てが成されることが多くなったことが見られた。PRA および調査活動において数多くの問題が報告され、インドネシアの大企業が共通して直面する社会的現象が確認された。

季節によって流入水量に大きな変動があるという事実を考慮した場合、上流地域の保全状況の改善の必要性にコミュニティのエンパワーメントを盛り込む必要がある。水力発電所の持続性を高めるためには、社会経済的エンパワーメントおよびコタパンジャン流域全域における水と土壌の保全のための社会投資にかなりの費用をささなければならない。

#### 4.8 結論と提案

上記の議論から導かれる結論・提案は以下のとおりである。

- (i) 電力需要という専属市場が巨大であるにもかかわらず、コタパンジャン水力発電所の稼働から数年間にわたり財務状況が非常に悪いことが確認されたのは本当に皮肉である。インドネシアの通貨危機に加え、稼働パフォーマンスの制約となる要因が存在するが、それは外的制約と内的制約に分けられる。外的制約としては、電気料金の価格設定方針や電力市場の柔軟性の低さがあげられる。内的制約としては、高額なオペレーション費用や非効率な稼働状況といったものが存在する。(JBIC 見解 6 を参照)

<sup>3</sup> この時期におけるインドネシアの暴動については、Mas'oe'd, Mochtar; Mochammad Maksu and Moh. Syuhada, eds., *Kekerasan Kolektif : Kondisi dan Pemicu* (集团的暴力行為:条件と誘因), Center for Rural and Regional Development Studies of Gadjadara University, Yogyakarta (ガジャマダ大学 (ジョグジャカルタ) 農村地域開発調査センター), 2001 に詳細に記されている。

<sup>4</sup> 慈善活動から企業の社会的責任、さらには社会投資といった歴史的な流れは、Maksu, Mochammad., *Pemahaman Sistem Sosiokultural Masyarakat Sebagai Dasar Pendekatan Pembangunan dan Pemberdayaan* (開発とエンパワーメントの基礎としてのコミュニティの社会文化的システムの理解), 2002, (Paper submitted at a national training on Social Acceptance Analysis for the Mining and Energy Companies, Yogyakarta, August 27, 2002 (2002年8月27日にジョグジャカルタで開催された採鉱企業・エネルギー企業向け社会的受容分析にかかる全国的トレーニングで配布された資料)で確認することができる。

- (ii) 内的制約を考えた場合、水力発電所のスタッフの継続的教育やトレーニングを通してオペレーションの効率性を改善することが提案される。一方、事業の透明性向上や民主化により、管理面にみられる非効率な状況は最小限に抑えることができると思われる。
- (iii) 外的要因に関する提案事項としては、(a)電力政策の分権化、(b)電力市場の自由化、(c) PLN の民営化プロセスの促進等があげられる。
- (iv) 上記の制約に加えて、河川流域の保護対策を通じて水不足を防ぐことによってコタパンジャン水力発電所のオペレーション能力を確保する必要がある。水量の確保に加え、土壌の侵食もコタパンジャン貯水池の寿命(技術的耐用年数)に大きな影響を与える。コタパンジャン水力発電所の持続性にも直接的な影響を与える。
- (v) ダムおよび企業の寿命は河川流域の保全管理に大きく依存している事実を考慮した場合、PAF を含む上流住民の参加が非常に必要である。いわゆるダム・セーフティ・コミュニティ(DSC)の構築を目指し、水および土壌の保全活動に対するコミュニティの積極的な参加を促進するための介入戦略という形のアクションプランを策定することが必要である。
- (vi) どのようなアクションプランを構築・実行するにしても、基本概念として新たな認識を胸に抱く必要がある。PAF のために社会経済面での開発を行う究極の目的は、単に補償の実施や新たに作られた村々への再定住の意思の確認だけではない。地域の電力供給における PLN の事業の持続可能な成長を確実なものとするこも含まれるのである。上記の原則に基づき、ビジネスの継続を確実なものとするための社会的投資という形で、いかなる介入戦略も構築・実行していく必要がある。

## 5. インパクト

### 5.1 環境面におけるインパクト

#### 5.1.1 現状のレビュー

##### 5.1.1.1 環境モニタリングの背景

正式な「環境インパクト評価(EIA)」の付属報告書として、リアウ大学は1984年、環境管理計画(RKL)と環境モニタリング計画(RPL)を作成した。EIA、RKL、RPLは、1989年にインドネシア政府の中央環境委員会(Central Environmental Committee)による承認を受けた。これらの計画の目的は、環境への悪影響を最小限に抑えるための対策を特定することである。また、各対策を実行する責任機関も特定する。RKLおよびRPLにかかる戦略的決定およびその管理を行うために、州環境調整チーム(Provincial Environmental Coordination Teams : PECT)が設立された。PECTの長はリアウ州および西スマトラ州の州知事がつとめ、全国レベルでは国家開発企画庁(BAPPENAS<sup>1</sup>)による調整を受けた。

PLNはプロジェクトの全体に責任を負う実行機関であるが、PECTにおいて中心的な役割を務めていないように見受けられた。PLNの責任範囲は環境モニタリングにおける水質汚染(鉛汚染を除く)および病原媒介生物の管理である。その他の環境問題については、表5-1-1に記載の関係当局が責任を負う。例えば、森林省(Ministry of Forestry)は、野生動物および森林の保護に、そして州政府は土地の利用計画に責任を負っている。下流への影響の軽減および開発は公共事業省(Ministry of Public Works)が担当する。PLNは、他の関係当局の調整やコントロールを実施する権限を与えられていない。また、モニタリングやEIAを含むインドネシアの環境問題全般に責任を負うBAPEDAL (Ministry of Environment、環境省)およびMoH(Ministry of Health and Social Welfare、保健省)はこのプロジェクトにまったく参画していない。

表 5-1-1 責任機関

問題	責任機関
水質汚染：鉛	鉱業・エネルギー省
水質汚染：植生の除去	PLN
水質調査	PLN
森林保護	森林省
侵食の防止	森林省/地方政府
野生動物の保全と管理	森林省
魚類の保全	海洋水産省/関連大学
漁業開発	海洋水産省
病原媒介生物管理	PLN/海洋水産省
下流への影響の軽減と開発	公共事業省
土地利用計画	州政府

環境の管理はセクションを越えた課題であり、多数の機関が参加する例が極めて一般的である。この様な場合、環境管理に対して確固たるインセンティブと責任の権限を有する単一の機関を設定することは不可欠である。このアプローチを通じ、当該機関の職務を実施し、モニターすることが可能になる。しかしながら、本プロジェクトでは、このアプローチは採用されなかったようである。PECTのコーディネイト役としてはPLNまたはBAPEDALが最適と思える。しかしPLNの役割は、PECTのみに限られているようである。またBAPEDALはPECTの構築時には、完全には設置されていなかった。しかしながら、インドネシア全土の環境管理における責任を負った時点で、BAPEDALはPECTに参画すべきであった。BAPEDELがPECTに参加していないことにより、関係当局間の効果的なコーディネイトは実現されず、PLNがリアウ大

<sup>1</sup> 本調査期間中において、PECTの活動に関する記録は入手できなかった。このため、PECTの決定によってどのようなアクションがとられたのかは把握できていない。

学と協力して2001年に環境管理の実態に関するモニタリングを実施するまで、各対策の実行状況が明らかにされることはなかった。

1984年にRKLおよびRPLにて提案された多くの活動については、1995年にパジャジャラン(Padjadjaran)大学の研究所がRKLとRPLの実施状況にかかるレビューを実施するまで、報告は行われなかった。また、表5-1-2に記載の堆砂、植生、および土地利用計画については、2002年に至るまでほとんど実質的な活動がなされた報告はない。これらの活動の大部分はPLN以外の機関によって実行されるべきものである。関係当局間の適切な調整と実施に関する定期的なモニタリングが行われるべきであった。

表 5-1-2 RKL および RPL が提案した活動および  
2001年9月までにリアウ大学がレビュー中に確認した実施状況

項目	RKL および RPL 提案のアクション	実施状況
水質	鉛探鉱許可の廃止	N
	貯水池からの植生の除去	P
	貯水池におけるバイオマスの除去状況のモニター	P
	流入水によるバイオマスと水草の増加状況のモニター	T
	水質のモニター	T
堆砂	再定住村周辺の土地の回復と侵食の防止	N
	地元農民に対する土壌保全訓練	N
	勾配40%以上の森林地域の保全	N
	森林再生計画の実施	T
	貯水池の区域別堆砂状況のモニター	P
植生	森林破壊の規制	N
	侵略状況のモニター	N
	規制の実施	N
	貯水池からの植物の除去	N
	集水域における肥料使用の制限	N
	水草繁殖のリスクを評価するための水質調査	P
野生動物	象の移送	T
	プランクトン、魚類、植生の変化のモニター	T
	養殖稚魚の河川への放流	N
	漁業開発のためのプロジェクトプロポーザル準備	T
	ボウフラ・カタツムリのコントロールのための魚類の利用	T
	マラリア/ビルハルツ住血吸虫症の発生状況のモニター	N
土地利用計画	観光開発計画の作成	N
	森林再生計画の作成	P
	再定住地域を勾配15%未満の箇所に限定	N
	勾配40%以上の地域での森林再生・保全の実施	N

実施状況: T: 実施済み P: 一部実施、後刻実施  
N: 未実施または報告なし

## 5.1.2 水質

### 5.1.2.1 貯水池からの植生の除去

湛水前に貯水池からの植生の除去は行われなかった。タンジュン・バリ地区およびムアラタクス地区周辺の貯水池の25haにおいて除去が行われたのみである。植生除去の主な目的は有機物の分解による水質の悪化を防ぐことである。以下に述べるとおり、水質の極端な悪化は確認されていない。しかしながら、水面から木の先がのぞき、アメニティに悪影響を与える。植生の除去による漁業への影響は複雑であり、不明である。依然として残っている植生は貯水池における航行を妨げるかもしれないが、漁業自体にとつ

ては水の富栄養化によって役立つかもしれない。

### 5.1.2.2 サンプルング

1994年から水質モニタリングが行われており、2003年まで継続される予定である。表5-1-3に記載されている7つのサンプル採取箇所では、ダムの上流で湛水後サンプルの採取が行われている。場所の選択に関する説明は存在しない。一例としては、日本の環境庁が1971年に制定したガイドライン(以下「日本のガイドライン」という)では、湖水のサンプルをとる場合、(1)湖沼中央、(2)水の利用地点、(3)汚染された流入水が湖水と十分に混ざる箇所、(4)上流水が湖水と十分に混ざる箇所、(5)湖沼の下流での採取が必要とされている。

表 5-1-3 サンプル採取箇所

ステーション 1:	タンジュン・バリのダムサイト上流
ステーション 2:	グラモ橋周辺の貯水池
ステーション 3:	タンジュン村のダムサイト上流
ステーション 4:	パトゥ・プルスラット周辺の貯水池
ステーション 5:	ダムサイト周辺の貯水池
ステーション 6:	カンパル川(ランタウ・ブランギン橋)
ステーション 7:	カンパル川(バンキナン橋)

サンプルングの頻度は不定期であり、1995年は0回、1994年、1996年、1998年、2000年は1回、1997年と1999年は2回、2001年は3回となっている。表5-1-4は、2001年のデータを示したものである。実施時期選択の理由に関する説明はなく、水質の変化を月別に追うことは不可能である。現地には乾季と雨季が存在するため、サンプルは少なくとも恐らく5月(雨季)と11月(乾季)の年2回採取されるべきである。日本のガイドラインでは、サンプルは少なくとも月1回、日に4回採取することとされている。

実地調査時には毎回、ダムの表層、中層、深層(深度は不明)からサンプルの採取が行われ、各サンプルを混ぜた複合サンプルが作成された。深度別の測定を行わず、なぜ複合サンプルの作成を行ったかという理由については説明されていない。日本のガイドラインでは、5-10m おきに採取したすべての深度のサンプルを分析することが推奨されている。

表 5-1-4 貯水池、カンパル川、下流域における水質調査(2001年9月15日)

測定項目	単位	ST 1	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5	ST 6	ST 7	BM
物理的項目									
電気伝導率	µmhos/cm	29.3	39.4	49.8	42.4	37.7	51.4	39.0	*
温度	°C	30.0	33.0	30.0	32.0	31.0	30.0	31.0	****
濁度	NTU	4.5	4.3	5.1	5.6	9.2	12.3	10.7	*
溶解性物質	Mg/l	20.6	22.1	30.9	25.4	35.6	57.0	42.1	1000
化学的項目									
pH		6.22	6.60	7.10	6.55	7.25	6.09	6.01	5-9
塩化物	mg/l	19.2	22.1	30.0	26.5	31.3	37.5	29.8	600
硬度	mg/l	183.2	193.8	137.0	136.7	225.4	146.9	177.0	*
硫酸塩	mg/l	44.78	51.94	10.32	49.53	63.35	17.16	50.49	400
硫化物	mg/l	0.09	0.05	0.04	0.06	0.06	0.12	0.10	0.1
溶存酸素	mg/l	7.3	7.4	6.8	6.7	5.9	6.8	7.0	> 6.0
BOD (生物化学的酸素要求量)	mg/l	3.70	4.45	4.61	4.80	5.22	8.96	6.23	6*)
COD (化学的酸素要求量)	mg/l	9.24	10.56	12.05	11.22	13.50	23.76	16.20	10*)
亜硝酸塩	mg/l	0.034	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	< 0.001	1.0
硝酸塩	mg/l	1.516	1.107	0.973	0.832	0.902	0.820	0.611	10
マンガン	mg/l	0.066	0.037	0.041	0.035	0.061	0.117	0.103	0.5

鉄	mg/l	0.208	0.131	0.106	0.119	0.102	0.125	0.158	5
銅	mg/l	0.028	0.044	0.037	0.031	0.029	0.024	0.011	1.0
カドミウム	mg/l	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	0.01
鉛	mg/l	0.025	0.033	0.011	0.021	0.030	0.019	0.017	0.1

出典：リアウ大学

(注)ST = ステーション

ステーション 1 = タンジュン・パリのダムサイト上流

ステーション 2 = グラモ橋周辺の貯水池

ステーション 3 = タンジュン村のダムサイト上流

ステーション 4 = バトゥ・プルスラット周辺の貯水池

ステーション 5 = ダムサイト周辺の貯水池

ステーション 6 = カンパル川(ランタウ・ブランギン橋)

ステーション 7 = カンパル川(バンキナン橋)

\* : 必要なし

\*\*\*\*\* : 通常の水温

\*) : 省令 No. 02/MenKLH/1/1998

BM : インドネシア水質基準カテゴリー B

### 5.1.2.3 現状

サンプルの取り方が不適切だと思われるため、水質(特に垂直分布)を正確に評価することは難しい。貯水池の水は家庭用水として使用される可能性があるにもかかわらず、大腸菌はモニタリングサンプルとはされていない。(他方ダム周辺の池からとった水のサンプルについては大腸菌測定が行われた。上水としての基準を超える大腸菌が検出されたため、池の水は未処理の場合飲用に適さないということが明らかにされた。)

限られたデータをもとに、以下の結論が導かれるであろう。

- 水質サンプルの多くは、COD を除き、インドネシアの水質基準 B(煮沸後の飲用可能)に合致している。現状では、ダムの水は家庭用水としての使用に十分であるようである。COD がしばしば水質基準値を上回っている理由は、貯水池の植生のバイオマス、家庭排水、および養殖業が原因と思われる。堆積物中に重金属が蓄積して、深層において高濃度である可能性があるため、魚類への影響を評価する目的で異なった深度における分析が必要である。
- 「サンプル採取時期 6」における鉄、カドミウム、硫化物、鉛、BOD、および COD の濃度は、他の時期と比べて非常に高かった。もし「サンプル採取時期 6」が 1998 年であるとすれば、湛水の直後ということになり、湛水の影響によりこのような高い濃度が測定されたということも考えられる。報告は行われていないが、強風や多量の降雨も他の要因として考えられる。「サンプル採取時期 6」においては濁度と蒸発残留物が高いことはこの仮定を示している。しかしながら、測定時に(サンプルの汚染等)何らかのエラーが発生した可能性も除外できない。
- 湛水後、硫化物がしばらくの間増加した後、減少している。その後、硫酸塩が代わって増加し始めている。この傾向は、最初は有機物が嫌氣的に分解され、その後好氣的に分解されたことを示しているようである。現状の把握と将来の予想を行うために、異なった深度の濃度を測定することが必要である。
- 硬度および塩化物、銅の濃度が上昇している。これは堆砂の流入が原因と思われる。

### 5.1.3 堆砂

堆砂は、2001 年 12 月、貯水池に 2 測線(ダム側壁近辺およびグランボ橋周辺)を設定して深淺測定を行うことにより、初めてモニターされた。(図 1)土砂の堆積は一般的に河口近くに起こるため、測定もダムの側壁よりは河口付近で行う必要がある。しかしながら、河口における堆砂の測定は行われず、従って測定結果は比堆砂量を過小評価している可能性がある。堆砂を正確に分析するためには、貯水池中に存在する樹木を考慮にいれつつ、ボートおよび超音波水深測定器を用いて湖全体を定期的に測定すべきであると思われる。

入手可能な不十分なデータに基づくと、現在の比堆砂量は毎年 20.48 - 26.23 トン/ha と結論付けられ



る。計画時の見積りでは、毎年 7.5 トン/ha であった。このような比堆砂量の増加は、ダムの寿命に大きな悪影響を与えるであろう。RKL と RPL では堆砂を防ぐための対策が勧告されているが、十分な森林管理や土壌保全等の実質的なアクションはなにもとられていないと報告されている。(注:JBIC 見解 7 を参照)多くの地域で樹木の伐採や焼き払いが起こっていると報告され、堆砂は顕著であり、増加するものとの懸念がある。加えて、再定住した住民の中には生活がより苦しくなったと感じる人々も存在し、約束どおりにゴム園が開発されていないとの苦情も聞かれる。このような状況では保護林か否かにかかわらず森林へのさらなる破壊に人々を駆り立て、堆砂が促進されてしまう恐れがある。

#### 5.1.4 森林と野生動物

##### 5.1.4.1 森林

集水域における森林保全は主として堆砂をコントロールするために計画され、野生動物の生息地としても欠くことができない。RKLおよびRPLで提案された森林保全対策(急勾配の斜面における森林保全、定住規制、開墾行為のモニター等)について、実質的な活動は何も行われていない。森林破壊は急速なスピードで進行しているようである。(注:JBIC見解 8 を参照)1985年にコタパンジャン集水域で保護林の指定を受けていたのは2,142km<sup>2</sup>であった。1999年の衛星写真に基づいた調査によると、林冠が密林または準密林の様相を維持し存続している保護林は424 km<sup>2</sup>にすぎなかった。1985年に保護林が原型を保っていたとするならば、保護指定地域における森林破壊率は年 10%以上ということになり、スマトラ州におけるいかなる調査で判明した数字よりも高いことになる。

森林環境については実質的なモニタリングは実施されていないが、リアウ大学が2001年12月に提出したモニタリング・レポートに記載された断片的情報(下記参照)は、集水域における深刻な森林破壊に関する上記の状況を立証するものとなっている。

- 貯水池周辺の土地がガンビール(阿仙薬)の農園に転用されている(75ha)。
- 採石地が6ヶ所確認された。
- 緩衝地帯用の土地がアクセス道路に沿って居住地に転用されている。
- 水面から50m高いところにある土地が居住地に転用されている。

保護林が近い将来実質的保護対策もなく切り開かれてしまう大きな危険性が存在する。

ダムの建設が上記の森林破壊にどの程度影響を与えたのかは明確ではないが、次の点を指摘することができる。

- a) 貯水池の隣接地域ではほとんどの原生林が姿を消している。
- b) 貯水池周辺では今でも森林伐採が商業活動として大きな位置をしめており、カンパル・カナン橋ではたくさんの丸太を引くボートの姿を見ることはまれではない。
- c) 新しい道路の建設により森林へのアクセスが促進された。
- d) 約束されたゴム農園が開発されていないことを理由とする、再定住者による森林の伐採が考えられる。(注:JBICの見解 8 を参照)

ダムの建設が森林保全に与えたインパクトを数値化することはできないが、野生動物の保全を図り、堆砂を防止するためには、提案された森林保全対策のできるだけ早い実施がいずれにせよ必要である。少なくとも、状況を定量的に分析し保全対策におけるより優先度の高い地域を特定するために、衛星リモートセンシングデータを使用して集水域の森林の状況を直ちにモニターしなければならない。

##### 5.1.4.2 野生動物

1992年から1997年にかけて森林省リアウ地域事務所のKSDA(Natural Resource Conservation Sub-Institute:天然資源保全センター)によって、また1999年からリアウ大学環境研究センターによって、哺乳動物と鳥類のモニタリングが行われている。リアウ大学の調査報告にはほとんど価値がないようである。方法論の詳細が記載されておらず、記録に疑問が生じる箇所もあり、統計的判断を下すにはサンプル数が少なすぎる。KSDAのレポートは丁寧に作成されているようだが、生息数を予測するにはデータが不足している。貯水池周辺の急激な森林破壊およびダムの湛水を考慮すると、本事業は野生動物に甚

大な影響を及ぼしたであろう。しかしながら、現在入手可能な限られたデータでは、生息数の数値化は不可能である。本事業によるインパクトを数値化し野生動物の管理計画を策定するには、野生動物の専門家による詳細な調査が必要である。

RKLによると、本事業地域に生息していた象は1993年と1995年に移送されたとのことである。PLNの報告によると、総頭数は36頭であったとのことである。移送先としては、ふたつの候補地の中から象の生息に適し保全状況もより優れているという理由によりジヤム・シアク・クチール(Giam Siak Kecil)森林野生動物保護区が選ばれた。WWF(世界自然保護基金)の口頭による発表によると、移送中に7頭の象が死亡したことが明らかになっているとのことである。それ以降、残り29頭の象の状況についてはモニタリングが行われておらず、不明である。一方、野生動物保護区を守るための対策はうまく実施されていないようである。保護区の周辺で自然林がアカシアや油やし農園に次々と転用されている姿を見ると、保護区が十分に守られているかということには疑問がある。移送された象の運命については、大きな懸念が残る(写真1~4参照)。象を助けるためには移送するほかに道はなかった。しかし、移送された象のモニタリングや保護区の保全対策は十分とは言えなかったようである。(注:JBICの見解9を参照)

#### 5.1.4.3 プランクトン

プランクトンに関するモニタリングは1999年5月から実施されている。2000年12月および2001年9月のモニタリング結果の比較によると、プランクトンの種類にほぼ変わりはないものの、生息数は増加しているとのことである。モニタリングは水質調査と同時に同じ場所で実施されているため、季節的変動を評価することはできず、異なった季節のデータを比較することにどれだけの意味があるのかということも不明である。プランクトンの生息状況が次第に変化していることは、水質が貧栄養型から中栄養型になったと結論づけることはできるかもしれない。この変化は、貯水池に沈む植生および増え続ける堆砂による栄養分の供給が原因となっている可能性がある。

#### 5.1.5 魚類

##### 5.1.5.1 貯水池と河川

具体的な生息地点は明らかにしていないが、環境影響評価(EIA)は貯水池に27種の魚類が生息すると報告している。生息数についてはモニタリングされていない。EIAはダムによって移動が妨げられている回遊魚の状況に関するモニタリング、およびそれらの稚魚の川への放流も提案している。一種類の稚魚の川への放流は行われたが、それに関するモニタリングは実施されなかった。

上流および下流の魚の生息数は数十年前から減少しているようである。ダムの建設前は余った魚を売っていた人々も存在したが、今では上流で漁業を営んでいる人はほとんどいないようである。下流からは、生息する魚の種類の変化も報告されている。貯水池で捕獲される魚の種類も変化を見せているが、情報の不足により生息数の変化については評価不可能である。

この地域の魚類の生息状況に変化をもたらした要因に、ダムの建設が含まれると結論付けられるかもしれない。ダムの建設による、回遊の妨害、堆砂の増加、そして水質の変化は、恐らく悪い影響をもたらしたかもしれない。しかしながら、データが十分でないことから、その数値化は不可能である。魚の生息数減少を予測し、*Pangasius pangasius*の稚魚が放流されたが、その後モニターが実施されていないため、影響は不明である。

貯水池では、養魚用の生簀が作られている。RKLが提案した貯水池からの植生の除去が適切に実施されていないため、ダムに沈んだ樹木の先端が養殖業の妨げとなっている。一方、残存する植生は、水の富栄養化を通じて魚の生産量に貢献しているようである。

再定住先においては、多くの養殖池が作られている。これは本事業による取り組みというよりは、再定住者の私的な活動によるものである。ため池の中には管理がうまく進み、養殖による利益を得ている人々も存在する。えさのやりすぎと思われる不適切な管理のために富栄養化が進みすぎた池もある。池での養殖活動の持続可能性および硝酸塩による地下水の汚染について懸念が存在する。

### 5.1.6 洪水制御

下流のコミュニティはダムによる洪水緩和効果の恩恵を得て、結果的に食料の増産を実現することが期待されている。計画時における下流の洪水制御対策は、ダムにより貯水池（満水位は設計よりも 2m 下）に洪水を防ぐための貯水を行い、サイレンによる警報が鳴るといったものである。1996 年以来、大規模な洪水は発生していない。

### 5.1.7 水に関連する疾病

#### 5.1.7.1 マラリア

疾病のモニタリングおよび対策は通常 MoH が担当している。マラリア対策については、症例の発見と病原媒介昆虫への対処を含むマラリア調査が実施されている。1996 年から 2001 年の間、50 の市・郡においてマラリア調査は実施されていない。これは症例がみられなかったためと思われる。2001 年、RKL はマラリア発症例増加の可能性を確認し、ボウフラを餌とする魚が放流された。マラリア調査の中止以来、ボウフラやベクター媒介病に関する調査は行われていない。本事業によるインパクトの評価は、従って、保健所が保有する非常に限られたデータを参考とするしかなかった。

リアウ州と西スマトラ州における保健衛生の指標（新生児死亡率や栄養状況）は、インドネシアの他の州と比べて悪くない。感染症については、主として結核、急性呼吸器疾患、および下痢が、州内で最も蔓延している。これらの疾病については、ダムおよび再定住先の村の近くに位置する 3 つの保健所が対応している。1994 年に再定住が行われた再定住先の一つリンボ・ダタルでは、マラリアが蔓延していた。

リンボ・ダタルにおけるマラリア罹患率は他の地域よりも高くなっており、マラリア調査の対象地となることが予想されている。ダム貯水池近くのマラリア患者のほとんどは、貯水池にある島で寝起きしているガンビル（阿仙薬）栽培従事者およびその家族、漁業従事者やその家族、ダム周辺地域やため池・藪の近辺にある家に住む住民である。しかしながら、データが十分ではないということから、ダム貯水池の建設そのものが高い罹患率に大きな影響を与えたのかを判断することは不可能である。

#### 5.1.7.2 下痢と疥癬

下痢は水質と、疥癬は上水の給水量と関連性があると見られている。本事業地域における症例は他の地域に比べて統計的に高いと結論づけることはできないものの、同地域の罹患率は一般的に高くなっている。再定住村における水の供給が不十分であることによる可能性がある。

### 5.1.8 文化遺産

フィジビリティ・スタディの結論では、経済面からみて最適なダムの満水位 (HWL) は 100m ということであった。しかしながら、この選択肢を採用すると仏教寺院遺跡 (ムアラタクス) および 8,572 人の住民が生活する村の一部が水没することが確認された。遺跡の保全を考慮し、満水位を 85m に下げることが決められた。その結果、遺跡は無傷で残された。しかしながら遺跡の保護の費用は便益費用比率の低下を意味し、その数値は決して小さいものではなかった。地元住民の中に仏教徒は存在しないと思われ、信仰施設という意味では地元住民にとって遺跡は重要ではないようである。しかしながら、遺跡は文化遺産としてのみでなく、将来の観光資源としても重要である。

観光の振興のため、UNESCO (ユネスコ: 国際連合教育科学文化機関) からの資金援助のもと、1978 年から 1992 年にかけて寺院の修復作業が行われた。修復後の観光客は飛躍的に増え、以前の年間 500 ~ 1,000 人から 2000 年には 10,006 人、2001 年には 7,012 人に増加している。政府によるプロモーションに加え、ダムおよび寺院の周辺には地の利を生かした小規模店舗やレストランも次々とオープンしている。引き続き課題となっているのは、本事業の範囲からは外れるものの、地域経済に貢献する形での適切な観光業促進計画を作成することである。上記の計画の中には、既存のトイレの適切な管理や寺院周辺で観光客が休息をとることのできる施設の設置等が例としてあげられる。

### 5.1.9 環境管理の評価

環境管理計画(RKL)と環境モニタリング計画(RPL)の双方とも、実質的な失敗に終わっている。(注: JBIC 見解 10 を参照)水質モニタリング、貯水池への稚魚の放流、養殖場の設置といった試みを除いては、実質的なアクションはほとんどとられていない。水質や野生動物のモニタリングにしても、環境の状況を適切に評価するには不十分かつ不完全である。環境に与えたインパクトの中には非常に大きいものがあったと思われるものの、モニタリングデータが不足しているため問題の深刻さを認識することは難しい。

ダム建設がどの程度促進しているのかを結論づけるのは難しいものの、集水域における森林破壊は明らかに深刻な問題である。森林破壊は野生動物に直接的な影響を与えると同時に、堆砂の増加によってダム貯水池の寿命にも間接的に影響する。野生動物の実質的な保護といった意味では象の移送が行われただけであるが、その後モニタリングは実施されておらず、象の生死は不明である。移送先では十分な管理が実施されていないようであり、移送された象の運命については大きな懸念がある。

このように環境管理やモニタリングがうまく機能していない大きな理由のひとつとして、必要な対策を実施するメカニズムの不在があげられる。RKLおよびRPLを実行するために構築されたタスクフォース(実行委員会)であるPECTは適切に機能していないようであり、名目上の存在に過ぎないように思われる。適切な機関によるRKLおよびRPLの実行を促進するようなメカニズムは存在しないようである。結果として、PLN以外の機関には、PKLおよびRPLを適切かつ継続的に実行するに十分な動機付けが欠けている。他方、RKLおよびRPLの適切な実行による直接的な便益(貯水池の寿命が延びるという利益)を受けるのはPLNでありながら、PLNは他の機関にその実行を強制する権限を有していない。また、象の移送先の管理に責任を負うジウム・シアク・クチール森林野生動物保護区にとって、移送した象を管理するインセンティブは何もない。保護区を管理する機関は本事業の拠点から非常に離れた地域に存在し、象の管理による利点は何も存在しないのである<sup>2</sup>。

RPL および RKL の実行がうまくいっていない他の要因には、人的資源や財源の不足がある。この状況は発展途上国および本事業地域では一般的に見られるものであるため、RPL および RKL の実施については独立した資金メカニズムが必要であり、それは事業費用に含まれるべきであった。環境モニタリングが不完全な理由も、人的資源や財源の不足に起因すると思われる。

### 5.1.10 環境へのインパクトについての結論と提案

#### 5.1.10.1 実行メカニズム

本事業においては環境管理とモニタリングを実施するための適切なメカニズムが欠けており、環境に関する情報は非常に限られた数しか蓄積されていないことが明らかになった。十分な情報がなければ、適切な管理は不可能である。例えば、魚類と水質の関係に関するデータはほとんど入手不可能である。従って、貯水池における動物相の保全に必要な対策を特定することはできない。影響はネガティブであると思われるが、外来の魚種の導入によるインパクトを評価することは難しい。

環境に対するインパクトの大きさを特定することと、環境管理およびモニタリングの適切なメカニズムを構築することは、ニフトリと卵の関係にある。両者は並行して促進することが可能である。深刻な問題は何かということがわからない場合、環境管理やモニタリングによって関係機関が短期間のうちに直接的な利点を得ることができないため、活動への動機付けが低い状態が続いてしまう。このようなメカニズムがなければ、深刻化する前に環境問題を迅速に特定することは困難である。

環境問題は多くの分野にまたがる課題であり、多くの機関が関係するのが一般的であるため、適切な機関が必要な対策を実施することを促進するような枠組みを構築することが不可欠である。例えば、今回の例でいえば、集水域における森林保全は野生動物だけでなくダム貯水池にとっても重要な課題である。インドネシアの森林管理は一般的に不十分な場合が多いといわれている。このため、森林省は集水域の森林保全により注意を向ける必要がある。しかしながら、森林省はダムの耐用年数に関心などないため、同省がより多くの注意を払う動機は存在しないようである。他方、ダム貯水池には地元住民が集まり、ダム

<sup>2</sup> 先進国とは異なり、発展途上国における多くの政府機関では人的資源や財源が不足している。ジウム・シアク・クチール森林野生動物保護区の管理団体も例外ではないだろう。資金の追加配分がなければ、当局が限られた資源を移送された象の適切な管理のために費やすとは考えにくい。

開発のために建設された道路によって保護林へのアクセスが可能となり、またゴム農園が未完成なことが住民の一部に対し森林の破壊行為に駆り立てている。結果として森林破壊は進み堆砂増加の原因ともなっている。PLN は、集水域における森林保全による直接的利益を受ける機関として、森林問題により関与する必要がある。しかしながら、政府の官僚主義および/または PLN の認識不足により、PLN の関与は妨げられているようである。これを避けるには、関係当局間の情報交換が重要であり、また情報交換を促進するには各機関を結束するような実践的な枠組の構築が必要である。

枠組作りの第一歩は、関係機関による調整会議を開くことだと思われる。他の団体に活動の実施を強制する権限といった特定の権利が単一の機関に与えられない場合、対策を実施するためのインセンティブを設定する必要がある。財政上の問題を抱えている機関が多いことから、特別に資金提供を行うことは可能な選択肢としてあげられる。

このような状況のもと、国外のドナーには援助対象機関が実施体制を構築するよう支援を行うことが期待される。本事業の例をとると、RPL および PKL を適切に実行するための資金として、事業費用の一部を割り当てることである。適切な環境管理およびモニタリングから一番の利益を得るのは PLN であり、資金を適切に活用するインセンティブを他の機関より強く持つのも PLN であることから、PLN が資金の管理主体となることが適当と思われる。ドナーから PLN に資金が提供されれば、PLN は RPL および PKL の実施における実際的な権限を自動的に (PLN に対する正式な権限委譲がなくても) 手にすることができる。ドナーはしばしば、「コア事業(今回の例でいえばダムの建設と運営)」について援助対象機関が能力を有するかといったことのみ注意を払いがちであり、審査段階では取るに足らない感もある環境モニタリング能力といったものは見過ごしてしまうことが多い。しかしながら、環境保全および事業の長期にわたる持続性のために、環境モニタリング能力にはより注意を払う必要がある。必要があれば、ドナーの方から援助対象機関にそのような目的の必要な基金の設立を提案すべきだと考える。

本ケースの場合、BAPEDAL がなぜ関与しなかったのかは明らかになっていない。BAPEDAL はインドネシア全体の環境モニタリングについて権限と能力を有しており、本件におけるモニタリング能力の改善にも貢献するものと思われるからである。例えば、BAPEDAL が関与することによって水質調査のクオリティを高めることができるはずである。また、必要があれば、日本政府による技術支援と無償資金協力を得ているジャカルタの環境管理センター (EMC) の能力を活用することも可能である。本事業も EMC も日本の ODA による援助を受けているため、日本政府が提案することにより、本事業地域における適切な環境管理のために両者のコーディネイトを図るのは不可能ではないと思われる。

#### 5.1.10.2 作業範囲

ダム事業を持続可能なものとするためには、集水域の森林保全を真剣に考えることが不可欠である。今回の例においても、事業費用として技術支援を含む森林管理費用を計上すべきであった。特にジラム・シアク・クチール森林野生動物保護区の管理・モニタリング費用は、集水域から離れているということもあり、重要視されなかったようである。象が事業地域から移送された後は、実施主体である PLN の記憶から遠のいてしまった感がある。このようなケースにおいて、ドナーには、集水域以外で実行される環境管理の費用を援助対象機関が算入し、適切な機関による環境管理を奨励するよう提案する役割を果たすことができる。ドナーには、事業のできるだけ早い時期(遅くとも審査時)に、集水域だけでなく関係地域全体における(本事業においてはジラム・シアク・クチール森林野生動物保護区等を含む)環境管理に注意を払うことが推奨される。

図 1 グランボ橋の位置

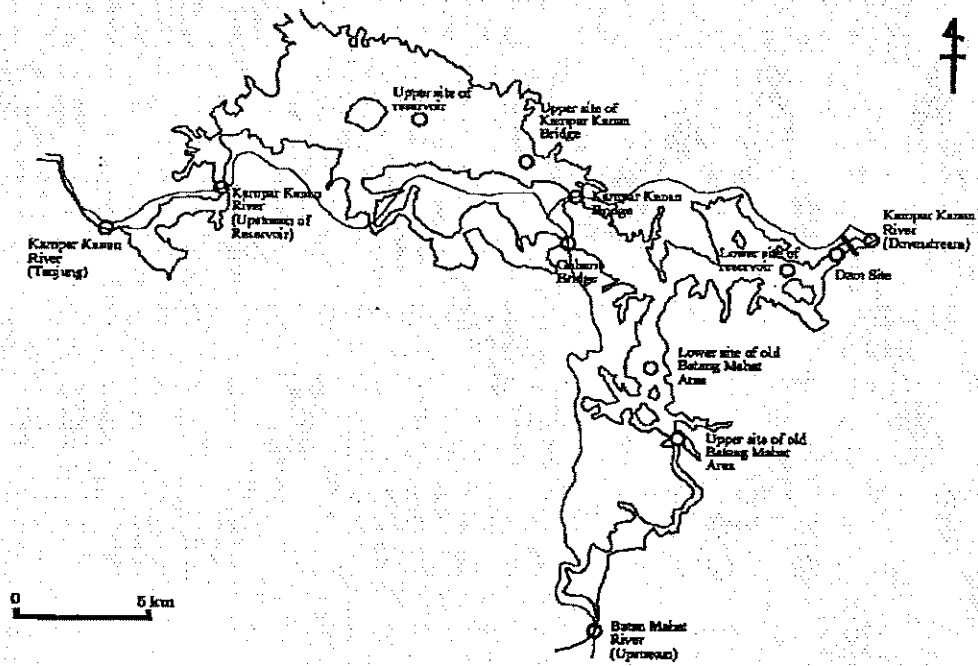


写真 1 ジアム・シアク・クチール森林野生動物保護区の入口

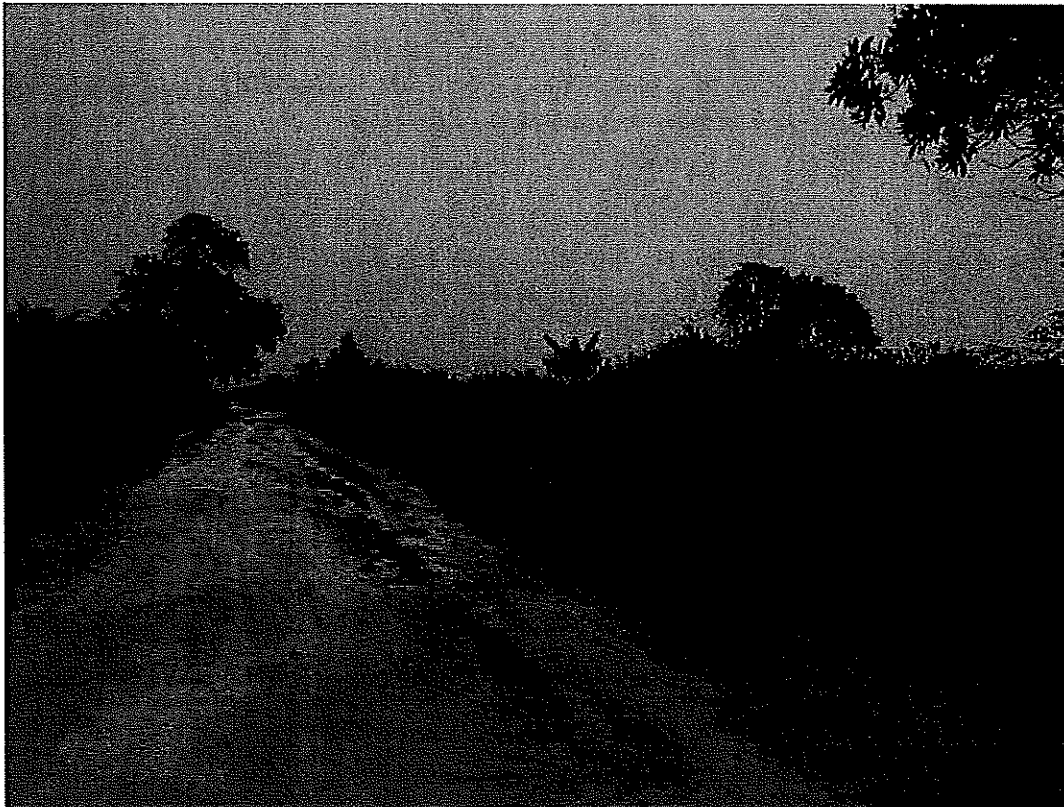


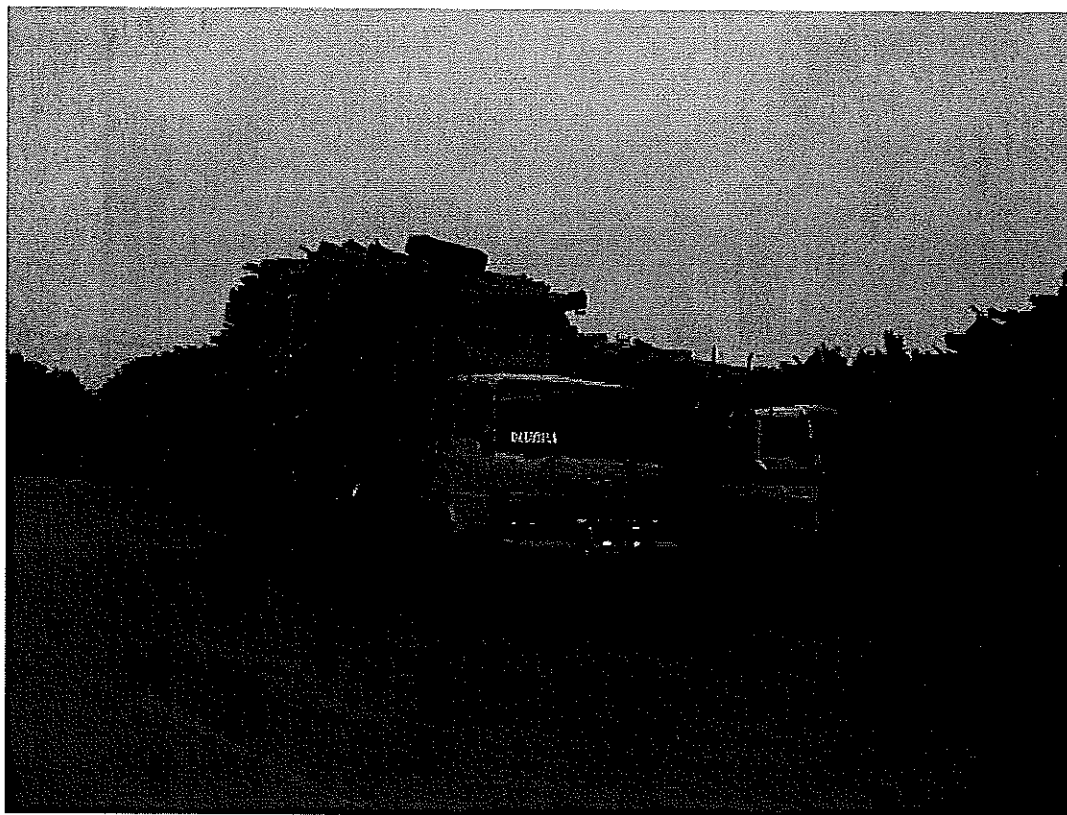
写真 2 ジアム・シアク・クチール森林野生動物保護区周辺のアカシア・プランテーション



写真 3 ジアム・シアク・クチール森林野生動物保護区周辺のアカシア・プランテーション



写真 4 アカシアの木を積んだたくさんのトラック。搬出のためにたくさんのトラックが夜まで待機していた  
とのことであるが、理由はわからない。



写真はすべて 2002 年 2 月に藤倉が撮影



## 5.2 社会経済的インパクト

### 5.2.1 再定住のプロセス

コタパンジャン発電所が商業的稼働を開始してから、電力供給量は増加している。現在の商業的稼働に至るまでには、いくつか複雑な問題もあった。コタパンジャンの住民の移転は、容易な仕事ではなかったといえるだろう。再定住プログラムにおいて最も重要なのは、住環境の変化という点であった。

この章では、コタパンジャン再定住プログラムのもたらした社会経済的影響について分析を試みる。分析にあたっては、再定住村における地域経済活動への影響に焦点をあてることとする。再定住プログラムは、経済活動の構造にどのような変化をもたらしたのだろうか？その変化は、再定住者の生活環境改善にどの程度影響を与えているのか？

コタパンジャンダム事業においては、リアウ州の 8 村および西スマトラ州の 2 村から 4,886 世帯の再定住に成功した。

表 5-2-1 は、再定住により移転してきた住民の人数、再定住地の世帯数、そして新たに設立された 16 の再定住村での一世帯あたりの平均人数を示したものである。2000 年の国勢調査によると、再定住先の村の人口は 22,074 人に達している。各村の人口は、384 人から 2,785 人となっている。再定住先には、5,194 世帯が存在する。各村の世帯数は、178 世帯から 599 世帯である。一世帯あたりの人数の平均は、各村 2 人から 5 人となっている。

表 5-2-1

No.	村名	人口	再定住世帯数	一世帯あたり 平均人数
	<u>リアウ</u>			
1	ブラウ・ガダン	1,163	333	3
2	コト・メスジッド	1,235	259	5
3	ラナ・スンカイ	1,354	337	4
4	ルブ・アグン	947	200	5
5	バトゥ・ブルスラット	2,434	522	5
6	ビナマン	903	178	5
7	ボンカイ・バル	384	200	2
8	マヨン・ボンカイ	818	259	3
9	ボンカイ・イステイコマ	939	187	5
10	タンジュン・アライ	1,583	313	5
11	ムアラ・タクス	1,056	244	4
12	コト・トゥオ	2,785	599	5
13	ムアラ・マハット・バル	2,335	477	5
14	グヌン・ブンス	1,171	241	5
	<u>西スマトラ</u>			
15	タンジュン・パウ	1,620	450	4
16	タンジュン・バリ	1,347	350	4
	合計	22,074	5,149	4

### 5.2.2 再定住と経済活動の構造における変化

表 5-2-2 は、再定住の前後の主たる経済活動を示したものである。住民の経済活動は、主たる経済活動、二次的な経済活動、三次的な経済活動に分かれている。ここで特に問題としているのは、再定住の対象となった人々の主な収入源の中で高い割合を占めている主たる経済活動である。住民の経済活動は、主として米、米以外の食物、ゴム(農園)、果物、漁業、林業である。最も重要な収入源となっているのは、ゴム農園である。再定住前は、ほぼ 60%の世帯の収入はゴム農園によるものであった。ゴム農園の次

に重要な位置にあったのは、米作で、世帯の主たる経済活動に占める割合は 11%であった。賃金労働が占める割合は主たる経済活動の 5%強であり、その他職業の従事によるものはそれぞれ主たる経済活動の 5%に満たなかった。再定住前には、ゴムの経済に占める位置が非常に顕著であったといえる。

表 5-2-2 再定住前/後の主たる経済活動(%)

No.	収入源	主たる経済活動		2 次的経済活動		3 次的経済活動	
		再定住前	再定住後	再定住前	再定住後	再定住前	再定住後
1	米作	11.0	0.6	11.8	0.1	1.6	-
2	米以外の作物	2.0	1.3	4.9	0.9	0.7	0.2
3	ゴム農園	59.7	19.6	7.8	3.2	0.5	0.2
4	ヤシ農園	0.4	8.6	0.2	1.0	0.1	0.0
5	果物	0.9	0.6	9.3	1.3	7.2	0.6
6	コーヒー	0.1	0.1	0.9	0.1	1.0	-
7	漁業	1.5	19.4	4.9	2.6	3.1	0.4
8	畜産	0.2	1.1	2.4	0.8	1.6	0.3
9	農産物加工	2.6	2.7	0.6	0.3	2.2	0.2
10	交通・運輸	2.8	2.4	0.6	0.2	0.0	-
11	木材収集	0.9	2.1	1.4	0.3	0.7	-
12	林業	0.4	1.0	0.7	0.5	0.6	0.0
13	大工	1.0	2.6	0.7	0.7	0.2	0.1
14	小売業	3.2	4.1	1.9	1.8	0.5	0.4
15	公務員	3.6	4.2	0.1	0.5	0.1	0.0
16	賃金労働	5.7	12.6	2.0	2.6	0.7	0.4
17	送金	0.1	2.6	0.2	0.5	-	0.2
18	補助金	0.0	1.3	0.1	0.1	-	0.0
19	借金	0.1	0.1	0.2	0.5	0.1	0.4
20	その他	2.2	4.6	17.4	1.7	14.0	1.8
21	ガンビール農園	1.0	2.1	0.9	0.5	0.1	-
22	なし	0.6	6.2	31.2	79.9	64.8	94.7
合計		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

(注)「-」は該当なし

(出典: JBIC 資料からの計算値)

再定住プログラムは、コタパンジャンの農村経済の主要な構造に変化をもたらした。再定住後の主たる経済活動構造においては、ゴム農園の重要性が低下している。ゴム栽培は主たる経済活動源としては最も大きいものの、その割合は約 60%から 20%未満に低下している。コタパンジャン地域のほとんどの住民は古くからゴム農園でその生計を立てていた。現在ではゴムの果たす役割は相当低下している。また、米作の占める割合も、11%から 1%未満に減っている。ゴムと米の役割におけるこの激しい減少は、多くの人々はその伝統的職業を失ったということを意味する。漁業、賃金労働、ヤシ栽培が主たる経済活動全体に占める割合は、それぞれ 19%、13%、9%となっているものの、主たる収入源を何も持たない世帯の割合は 0.6%から 6.2%に増加している。漁業は、全世帯の主な収入源のほぼ 20%を占めている。以前は、各世帯の主たる収入源の 2%未満を提供していた。しかしながら、本事業の影響を受ける世帯にとって漁業が重要な収入源になるということは、本事業において計画されていなかった。

現在の経済活動構造は、農業の役割割合が低下し農業以外の経済活動の役割が高まるという工業化のプロセスではない。これは、再定住世帯に生計を提供するというゴム農園が失敗したという証拠なのである。(注: JBIC 見解 11 を参照) 再定住後においてもゴム栽培を第一の収入源とするというのが当初の計画であったが、移住を受け入れた住民を待ち受けていたのは、想像とは異なる現実であった。すべての住民は、再定住先には 2 ha の生産力のあるゴム農園が待ち受けているものと理解していた。しかし現実には、計画とは違っていた。(注: JBIC 見解 11 を参照) 1996 年にリアウ州および西スマトラ州においてゴム農園として成功していたのは、15-20 箇所のみということであった。リアウ州では、1999 年から 2000 年にかけて、6,892 ha の地域におけるリハビリプログラムが行われている。以下の表のとおり、再植林されたゴムのかなり多くが順調な生育をみせている。

表 5-2-3 リアウ州のゴム農園における生育状況の分類

評価	定義	2000年植林	2001年植林
A	順調に生育	2,886 ha (42.9%)	0 ha (0.0%)
B	植林地域の平均 10 %に再植林が必要	2,000 ha (29.7%)	104 ha (85.9%)
C	植林地域の平均 35 %に再植林が必要	1,419 ha (21.1%)	17 ha (14.1%)
D	再植林が必要	424 ha (6.4%)	0 ha (0%)
合計		6,729 ha (100%)	121 ha (0%)

(出典: JBIC)

他方西スマトラ州では、ゴム農園再生活動は 1998 年から 1999 年にかけて 1,022 ha にわたって実施されている。しかしながら、植樹から約 3 ヶ月後に、ほとんどのゴムの木が火災により焼失してしまった。このため、政府は当該地域の再定住世帯に対し、追加の生活援助を行っている。

表 5-2-4 再定住前後の主たる収入源(再定住後の村別)(%)

No.	村名	米作		ゴム農園		ヤシ農園	
		再定住前	現在	再定住前	現在	再定住前	現在
1	ブラウ・ガダン	4.1	1.7	72.4	70.7	-	-
2	コト・メスジッド	-	-	77.0	53.1	-	0.5
3	ラナ・スンカイ	7.8	0.8	84.4	21.9	0.5	2.0
4	ルブ・アグン	42.5	-	3.4	90.1	1.1	0.9
5	バトゥ・ブルスラット	29.7	-	46.0	5.2	0.4	1.0
6	ビナマン	20.2	-	46.8	1.9	0.9	-
7	ポンカイ・バル	-	-	87.0	1.4	-	-
8	マヨン・ポンカイ	32.4	-	51.4	0.8	1.4	93.8
9	ポンカイ・イステイコマ	2.8	0.6	90.4	1.1	-	-
10	タンジュン・アライ	0.6	-	52.9	29.5	0.6	-
11	ムアラ・タクス	2.7	-	87.3	17.7	-	-
12	コト・トゥオ	4.2	0.6	84.0	1.2	0.2	0.2
13	ムアラ・マハット・バル	1.3	0.3	32.3	0.7	2.0	73.0
14	グヌン・ブンス	83.6	-	9.8	54.2	-	-
15	タンジュン・パウ	2.9	0.9	55.4	16.5	-	0.9
16	タンジュン・バリ	4.9	-	34.2	5.8	-	-
	合計	11.0	0.6	59.7	19.6	0.4	8.6

(注)「-」は該当なし

(出典: JBIC 資料からの計算値)

表 5-2-4 は、コタパンジャン地域のほとんどすべての村において、ゴム農園が主な収入源であることを示している。割合としては、タンジュン・バリ の 34%からポンカイ・イステイコマの 90%の間となっている。この表では、再定住後の経済活動にゴム栽培が占める役割の急激な低下という皮肉な事実を示している。最も主要な収入源であったゴム栽培は、今や総世帯数に対して約 20%までその割合を落としているのである。コタパンジャン全体において米作はゴムに次ぐ最も主要な経済活動となっていたが、ゴム農園を上回っていた地域としてはグヌン・ブンスとルブ・アグンのみであった。グヌン・ブンスにおいて米作が第一収入源だった世帯の割合は総世帯の 80%を超え、一方ルブ・アグンでは 40%を越えていた。その他の村においては、ムアラ・マハット・バルの 1%からの 32%となっている。再定住世帯の 10%近くがヤシ農園を主たる収入源としていると報告している。ヤシ農園は、世帯の生計、特にマヨン・ポンカイおよびムアラ・マハット・バルの住民を支援するために、本事業により計画された。このふたつの村の人々は、移転プランに基づいて再定住を選択した。

コタパンジャンの再定住村の経済構造は、依然として農業活動が支配的であることを特徴としている。農業は依然として70%近くの世帯を吸収しているが、生計の所得源はゴム農園に占められてはいない。コタパンジャンの村の経済にとってゴム農園が単一で支配的な収入源だったのは過去の話となっている。同時にゴム農園がその主要収入源としての割合を落とした分、漁業がその割合を高めている。

発展の変化のプロセスは、経済活動全体に占める非農業部門の重要性の増加にも反映されている。農業は依然として支配的な位置を占めているが、非農業部門も約20%から約30%までその役割を伸ばしている。本報告書においては、小売業、大工、運輸、農作物加工、公務員、そして賃金労働を非農業部門と区分している。

表 5-2-5 村別再定住前後の賃金労働と失業の実態(%)

No.	村名	賃金労働		失業					
				主たる経済活動		2次的経済活動		3次的経済活動	
		再定住前	現在	再定住後	現在	再定住前	現在	再定住前	現在
1	ブラウ・ガダン	1.5	0.6	7.1	9.4	76.9	89.9	95.3	100.0
2	コト・メスジッド	0.4	0.5	-	-	31.0	19.5	97.1	94.9
3	ラナ・スンカイ	3.9	36.0	-	9.3	37.6	92.3	38.5	96.9
4	ルブ・アグン	-	0.9	-	1.8	13.5	96.2	99.5	100.0
5	バトゥ・ブルスラット	3.3	11.6	-	4.3	-	94.3	79.9	100.0
6	ピナマン	14.7	2.5	-	1.9	44.5	81.0	79.0	99.4
7	ボンカイ・バル	2.2	76.8	2.2	1.4	-	86.3	-	100.0
8	マヨン・ボンカイ	1.4	1.5	-	-	-	83.5	26.2	93.0
9	ボンカイ・イスティコマ	0.6	1.7	1.1	4.5	5.9	99.4	12.9	100.0
10	タンジュン・アライ	11.5	13.1	0.6	5.5	91.4	99.6	-	88.6
11	ムアラ・タクス	2.0	2.0	-	0.7	43.7	94.1	99.0	100.0
12	コト・トゥオ	0.7	10.6	0.7	28.3	-	96.7	-	98.8
13	ムアラ・マハット・バル	4.6	1.7	-	0.7	5.0	75.2	83.9	94.0
14	グヌン・プンス	1.6	21.1	-	0.7	11.7	69.6	10.0	51.1
15	タンジュン	11.5	19.4	-	0.7	80.9	77.9	98.9	81.7
16	カルヤ・マルロ	55.8	-	-	-	81.3	66.7	100.0	97.7
17	グヌン・マルロ	5.4	3.7	-	1.2	44.7	57.4	3.2	-
18	タンジュン・パウ	10.0	21.6	-	-	15.8	55.7	69.4	94.0
19	タンジュン・バリ	16.5	27.6	-	-	-	21.4	27.6	77.2
	合計	5.7	12.6	0.6	6.2	31.2	79.9	64.8	94.7

(注)「-」は該当なし

(出典: JBIC 資料からの計算値)

表 5-2-5 で見られるように、再定住村において賃金労働が主たる収入源となっている世帯は全世帯の13%近くを占めている。再定住前と比べると、各世帯での主要収入源としての賃金労働の役割は2倍となった。一方、主たる収入源を持たない世帯の割合は、再定住以前の1%未満から再定住後の6%以上に増加した。

再定住は、住民の生活に変化をもたらしている。この変化は、世帯の主たる職業構造における変化として反映されている。再定住前の主要な生活手段を未だ維持している世帯も存在する。例えば、以前ゴム農園に勤務していた世帯が、今なおゴム栽培による経済活動により生計を立てているような場合である。事実上はこのような世帯は少数派のようである。大部分の世帯は、再定住村で新たな経済活動への参入を始めているのである。

以前は支配的であったゴム農園就業状況を見てみると、再定住後もゴム農園からの収入を生計手段としていると答えた世帯は、いまや14%未満となっている。ゴム農園からの収入を生計手段としていると答えた世帯の約5%のみが、以前ゴム栽培に従事していなかった世帯である。全体的に見ると、以前はゴム農園からの収入を生計手段としていた世帯の3分の2以上が新たな経済活動に参入している。

表 5-2-6 再定住先の村別世帯数および現在の生活状況

No.	村名	再定住前と比較した現在の生活状況 (%)			合計
		よくなった	変わらない	悪くなった	(%)
1	プラウ・ガダン	50.6	39.1	10.3	100.0
2	コト・メスジッド	72.3	26.1	1.6	100.0
3	ラナ・スンカイ	2.3	9.4	88.3	100.0
4	ルブ・アグン	4.5	6.1	89.4	100.0
5	バトゥ・ブルスラット	2.4	5.3	92.3	100.0
6	ピナマン	4.8	1.8	93.4	100.0
7	ポンカイ・バル	-	5.2	94.8	100.0
8	マヨン・ポンカイ	67.9	25.8	6.3	100.0
9	ポンカイ・イステイコマ	2.7	9.6	87.7	100.0
10	タンジュン・アライ	2.3	6.5	91.2	100.0
11	ムアラ・タクス	0.9	3.7	95.3	100.0
12	コト・トゥオ	7.3	10.6	82.1	100.0
13	ムアラ・マハット・バル	43.6	24.6	31.8	100.0
14	グヌン・ブンス	11.3	17.0	71.7	100.0
15	タンジュン・パウ	18.6	9.8	71.6	100.0
16	タンジュン・バリ	10.3	23.1	66.5	100.0
	合計	18.2	14.0	67.8	100.0

(注)「-」は該当なし

(出典: JBIC 資料からの計算値)

再定住者の生活状況を村別に分類すると(表 5-2-6)、ゴムとヤシの栽培を主たる経済活動としている地域の満足度が高いという傾向が確認できる。プラウ・ガダン、コト・メスジッド、マヨン・ポンカイ、およびムアラ・マハット・バルの住民の多くが、再定住先での生活状況は以前よりもよいと述べている。そのうち最初の二つにおいては、再定住後もゴム栽培が主たる経済活動となっている。マヨン・ポンカイおよびムアラ・マハット・バルの再定住者は、ヤシ農園を伴った移転プランに参加した人々である。その他の村の再定住者のほとんどは、以前よりも苦しい生活を経験している。原因はここでも、再定住プログラムにおいて当初の計画どおりに生産的な収入源を確保できているか否かということに由来する。計画がうまく実行されていない場合、再定住者の生活水準の悪化につながっているのである。

生活状況が改善したと答えた世帯の割合は非常に小さいものの、ポンカイ・バルを除き、全ての村に生活の改善を実現した世帯が存在する。ポンカイ・バルについては、生活水準が向上したと答えた世帯は存在しなかった。再定住者の約 95%は、以前よりも生活条件は悪化したと報告している。

## <国際協力銀行の見解>

### 見解 1

#### 2. 効率性 2.2 期間 (P.6 11 行目～)

「2002年、JBICは必要な対策案とアクションプラン策定のための追加調査を実施した。この事実は、今後の追加対策の経済的規模は小さいものの、本事業は完璧に終了していないということを意味する。事業の準備段階でより賢明な措置がとられていれば、この問題は防げた可能性がある。」との記述がある。

上記の調査は、本事業による1998年2月の発電所操業開始後、移転先での生活に必要なインフラの一部で課題が残っているという現状認識の下、JBICとしては、事業実施主体であるインドネシア政府と移転住民との対話促進及びアクションプラン(課題解決を目的とした対応策)の透明性強化を図る観点から、インドネシア政府を支援すべく実施したものである。

円借款事業の準備については、一般に、事業実施主体である相手国政府の責任においてなされるべきものであり、本件事業においては当該主体であるインドネシア政府が、1)事前準備段階当時には実施可能性調査(F/S)段階で環境影響評価報告書(EIA)を作成した上で、2)その後のEIA見直し・政府承認を行う中で、①社会環境面では住民移転とそれに伴う補償計画が定められるなどの配慮、②自然環境面では当該地域に棲息している象の移転に係る提言、③文化財保護の観点からの仏教遺跡配慮等が同EIAに記載されており、インドネシア政府が当該記載内容に則り措置を講じたと承知している。

### 見解 2

#### 2. 効率性 表 2-2 (P.6)

「用地取得・住民移転」の項目について、「1990年5月に開始したが終了時が不明」との記述がある。

これについて、JBICは、1999年11月時点でインドネシア政府から1996年2月に終了したとの報告を受けている。

### 見解 3

#### 2. 効率性 2.3 事業費 (P.8 1 行目)

「上記の費用には、本事業がもたらした悪影響による「隠れた費用」が含まれていないことに留意する必要がある。住民の再定住に関して、移転先で水産養殖業による経済的恩恵を得ている人々がいる一方で、困難な状況に苦しむ人々が依然として存在する。象をはじめとする絶滅の恐れのある動物で、本事業の対象地域から自然保護地域に移送されたものについては、現在の状況が把握できていない。本事業が野生生物に与えた悪影響は極めて大きいものであったと思われる。」との記述がある。

住民の再定住の関連では、移転住民の生活の一部に改善を要すべき部分が残っていることはインドネシア政府も認識し、住民の意見や参加を踏まえてアクションプランを策定するなど対応策を取ってきている。JBICとしても上記調査を行うなどの方法によって、インドネシア政府による取組みを側面支援してきている。

また、象といった野生動物の関連では、インドネシア政府策定の野生生物の保護・モニタリング計画に基づき、インドネシア政府は実施機関に対し事業地域内に棲息する全ての象を適切に保護区域に移動させることを指示しており、JBICも計36頭の象がリアウ州北部のジラム・シアク・クチール保護区に移動された旨インドネシア側より報告を受けている。

#### 見解 4

##### 2. 効率性 2.5 結論 (P.9 19 行目)

「水没地域から再定住した住民の中には、移転先の整備が不十分だったために困難な状況に苦しむ人々も存在する。本事業の準備段階でより慎重な措置がとられていれば、この問題は防げた可能性がある。本事業の実施は予定よりも23ヶ月遅延しているが、再定住の件に関してはより長い期間を設定すべきであった。」との記述がある。

JBICとしては、上述見解1の通り、本事業においては事業実施主体であるインドネシア政府が事業準備段階当時には所要の措置を講じたと承知している。

#### 見解 5

##### 3. 有効性 3.8 結論と提案 (P.19 19 行目～)

(ii)「水量が多い時期には発電に使用しない形で余剰水が放流され、水量が不足している時期には発電量も少なく送電停止が起こるのは非常に皮肉である。」との記述がある。

事業実施機関である PLN によれば、発電所は順調に稼働し、2001 年は 483GWH/年、2002 年は 577 GWH/年、2003 年には計画発電量(542GWH/年)の 130%に当たる 706 GWH/年の発電量を記録したとのことである。

なお、ダム式水力発電は、水をダムに貯めることによって乾季・雨季による発電の平準化を促す目的がある。従って、ダム建設によって、乾季においても安定的に発電ができていくといえる。更に、モンスーン気候下にある同地では、雨季の降水量が非常に多いため災害防止のためにも余剰水を放流するのは当然の措置である。

#### 見解 6

##### 3. 有効性 3.8 結論と提案 (P.20 1 行目～及び 6 行目～)

(iv)「内部収益率(IRR)を新たに分析した結果、計画時の数値を大幅に下回った。審査時の見積りが過大評価だったといえることができるであろう。コタパンジャン水力発電所がより効果的な操業を行うためには、収益性を向上させるための戦略が絶対に必要である。さもなければ、発電所の効果はより危ぶまれるだろう。」

(v)「将来電力需要の大きな伸びが見込まれる中、電気業界の持続可能な運営の実現を目的とした収益性の向上を実現するためには、近い将来インドネシアの電力市場価格をさらに自由化することが必要と思われる。自由化市場のメカニズムのもとでは政府の介入が最小限に抑えられるという点を考慮しても、料金の自由化導入は現実的な策と言える。」

##### 4 持続性 4.8. 結論と提案 (P.26 30 行目～)

(i)「電力需要という専属市場が巨大であるにもかかわらず、コタパンジャン水力発電所の稼働から数年間にわたり財務状況が非常に悪いことが確認されたのは本当に皮肉である。インドネシアの通貨危機に加え、稼働パフォーマンスの制約となる要因が存在するが、それは外的制約と内的制約に分けられる。外的制約としては、電気料金の価格設定方針や電力市場の柔軟性の低さがあげられる。内的制約としては、高額なオペレーション費用や非効率な稼働状況といったものが存在する。」

以上 3 箇所の記述については、コタパンジャン水力発電所の有効性・持続性と事業実施機関である PLN の企業自体の持続性が混在して議論されている。

1997年以降2000年までのPLNの財務状況の悪化は、アジア経済危機による現地通貨(ルピア)の対ドル交換レートの下落に伴う①燃料費を中心とした発電費用の増加、②独立系発電事業者(IPP)からの電力購入価格の上昇(主にドル建て)、③それらと比較して不十分な料金値上げに起因するものである<sup>1)</sup>。PLNでは、財務状況の更なる改善のため、料金体系やIPPとの契約の見直し、経営効率の改善、配電の効率化(テクニカルロスの削減)、発電原料のガス化等に取り組んでいる。

セクター全体としては、PLNの財務リストラ及び企業組織再編、電力料金の適正水準への段階的引上げ、電力市場の規制緩和による民間投資の促進等に取り組んでおり、2004年度から黒字化する見込みである。新電気事業法(2002年)では、2007年度を目処とした発電分野・小売分野での競争原理の導入等が掲げられ、対応が進んでいる。(下記見解12【持続性】参照。)

## 見解 7

### 5. インパクト 5.1.3 堆砂 (P.32 2行目～)

「RKLとRPLでは堆砂を防ぐための対策が勧告されているが、十分な森林管理や土壌保全等の実質的なアクションはなにもとられていないと報告されている。」との記述がある。

2003年には、ダム湖周辺での緑地帯500㏎整備、保護林での緑化500㏎、カンパル川流域での砂防・保全ダム各15基建設等に係る実施計画・設計が準備され、今後実施されることになっている。

## 見解 8

### 5. インパクト 5.1.4.1 森林 (P.32 11行目～及び26行目～)

「RKLおよびRPLで提案された森林保全対策(急勾配の斜面における森林保全、定住規制、開墾行為のモニター等)について、実質的な活動は何も行われていない。森林破壊は急速なスピードで進行しているようである。」および「ダムの建設が上記の森林破壊にどの程度影響を与えたのかは明確ではないが、次の点を指摘することができる。a)貯水池の隣接地域ではほとんどの原生林が姿を消している。b)貯水池周辺では今でも森林伐採が商業活動として大きな位置をしめており、カンパル・カナン橋ではたくさんの丸太を引くボートの姿を見ることはまれではない。c)新しい道路の建設により森林へのアクセスが促進された。d)約束されたゴム農園が開発されていないことを理由とする、再定住者による森林の伐採が考えられる。」との記述がある。

まず前者に関しては、上述見解7にもある通り、2003年には、ダム湖周辺での緑地帯500㏎整備、保護林での緑化500㏎、カンパル川流域での砂防・保全ダム各15基建設等に係る実施計画・設計が準備され、今後実施されることになっている等、インドネシア側で対策が講じられているものと理解している。また森林破壊の程度については、計算のベースとしている1985年の数値である2,142km<sup>2</sup>は保護林の指定を受けていた地域の面積であり、これが実際の森林の被覆割合かどうか不明である。

また後者に関しては、「どの程度影響を与えたのかは明確ではない」と評価報告書自体に記述されているように、本事業との因果関係が明確となっていない。

<sup>1)</sup> ルピアの対ドル交換レートの下落により、1997年に4,663,998百万ルピアであった電力購入費および燃料費の合計は、2001年には22,724,436百万ルピアになり、487.3%増加している。対売上費比率においても、1997年には41.9%であったが、2001年には79.4%まで占めるようになった。これに対し、平均電力料金は、1997年の169.13ルピアから2001年の334.55ルピアへと推移しており、197.8%値上げされるに留まっている。



## 見解 9

### 5. インパクト 5.1.4.2 野生動物 (P.33 12 行目～)

「移送された象のモニタリングや保護区の保全対策は十分とはいえなかったようである。」との記述がある。

上述見解3にもある通り、事業実施主体であるインドネシア政府の責任において、象の保護には当初より配慮がなされており、象は保護区に移送された。しかしながら、移送後は、1997 年以降の同国の政治・経済的混乱で野生動物の保護体制が手薄になった可能性がある。

## 見解 10

### 5. インパクト 5.1.9 環境管理の評価 (P.35 2 行目)

「環境管理計画 (RKL) と環境モニタリング計画 (RPL) の双方とも実質的な失敗に終わっている。」との記述がある。

JBIC としては、事業実施主体であるインドネシア政府を環境管理・環境モニタリングの観点からも支援すべく、2002 年に実施した上記調査の中で、インドネシア政府に対し、他の提案と共に環境アクションプランも提案した。その後、リアウ州カンパル県では、環境管理・モニタリング報告の策定、ダム湖への魚卵放流、マラリア撲滅対策等が行われ、また、住民代表・地方政府参加の下、自然資源維持・居住環境保護のための住民参加会合が催されるなど、インドネシア側で環境管理・モニタリングのアクションが取られていると承知している。

## 見解 11

### 5. インパクト 5.2.2 再定住と経済活動の構造における変化 (P.41 15 行目～及び 17 行目～)

「これは、再定住世帯に生計を提供するというゴム農園が失敗したという証拠なのである。」及び同段落の「すべての住民は、再定住先には 2ha の生産力のあるゴム農園が待ち受けているものと理解していた。しかし、現実には、計画とは違っていた。」との記述がある。

JBIC としては、事業実施主体であるインドネシア政府によるアクションプラン作成を側面支援すべく、2002 年に実施した上記調査の中で、ゴム農園の改善に向けた提案を行った。かかる提案に基づき、インドネシア政府が策定したアクションプランの実施によって、かかる状況が今後更に改善されることを期待している。

なお、本項目文中にある表 5-2-1 にある人口や再定住世帯数について補足すれば、インドネシア政府は、移転開始前に人口調査(1990 年 12 月～1991 年 1 月)を実施し、移転世帯数を 4,886 世帯(約 1 万 7 千人)に確定している。

## 見解 12

一般に事後評価報告書は、経済協力開発機構 (OECD) の開発援助委員会 (DAC) によって定められた「評価 5 項目 (妥当性、効率性、有効性、インパクト、持続性)」に沿って取り纏められるところ、今次報告書に補足する形で、本事業の有効性、インパクト、持続性に関わる点について以下記載する。

### 【有効性】

中部スマトラの年間電力販売量は、活発な電力需要に伴い大きな伸びを示している中、コタパンジャン水力発電所もその効果発現が顕著となっており、2003 年には、中部スマトラの全電力量の4分の1以上を

供給する拠点の発電所となっている。

また見解 5 にて述べたように、事業実施機関である PLN によれば、発電所は順調に稼働しており、2001 年は 483GWH/年、2002 年は 577 GWH/年、2003 年には計画発電量 (542GWH/年) の 130% に当たる 706 GWH/年の発電量を記録しているとのことであるが、これはコタパンジャン水力発電所の十分な有効性を示している。

コタパンジャン水力発電所にて発電された電力は、西スマトラ州とリアウ州のグリッド(西スマトラ系統)につながっており、両州の裨益人口は 105 万世帯(2002 年時点)に上る。

中部スマトラの年間発電量とコタパンジャン水力発電所の年間発電量

年	1998	1999	2000	2001	2002	2003
年間電力販売量(地域全体, GWH)	1,671	1,890	2,182	2,396	2,530	2,624
年間発電量(コタパンジャン, GWH)	301	393	412	483	577	706
割合(%)	18.0	20.8	18.9	20.2	22.8	26.9

(出所:PLN) (2003 年数値は暫定値)

#### 【インパクト】

本事業のインパクトを世帯電化率の面で見ると、西スマトラ州とリアウ州の世帯電化率は、1997 年にそれぞれ 48.69%、33.83%であったのに対して、特にリアウ州での世帯数の伸びにも関わらず、2002 年において西スマトラ州では 10.67 ポイント、リアウ州では 1.43 ポイント増加して、それぞれ 59.36%、35.26% となっていることが認められる。

西スマトラ州・リアウ州の世帯電化率と世帯数増加率(\*)推移 (単位:%)

年		1997	1998	1999	2000	2001	2002
西スマトラ州	電化率	48.69	48.22	50.05	56.00	58.16	59.36
	世帯数	100	107.1	109.6	103.4	104.8	106.5
リアウ州	電化率	33.83	32.78	33.85	36.38	34.23	35.26
	世帯数	100	110.4	115.6	117.9	133.3	138.9

(出所:PLN) (\*:97 年の世帯数を 100 とした)

#### 【持続性】

PLN(以下、連結ベースを前提)の営業収入は電力料金、加入料金等で構成されている。過去 7 年間における営業収入は年々増加しているものの、この増加分は同様に増加する営業費用を賄うに至っていない(下記表参照)。その結果、1998 年以降 2003 年まで営業利益段階において 6 期連続の赤字となっているが、2002 年、2003 年の決算においては資産再評価(“revaluation”)(時価主義適用)を行ったことに伴う減価償却費の激増が赤字の大きな要因であり、仮に 2001 年までの従来の資産評価方法(原価主義)に基づけば、2002 年より増加した電力補助金による営業収入増を除いたとしても、電力料金の段階的引上げによる収入増と相俟って、2002 年の赤字幅は大幅減、2003 年には黒字転換となっていたのではないかと推定される。当期利益段階においては、2001 年に黒字に回復したものの、この黒字は支払い利息額および融資返済期間の変更による金融費用の減少、ならびに国家予算(APBN)からの政府補助金(6,735,209 百万ルピア)によるものであり、電気事業での完全な業績回復を示すものではない。短期的な

安定性を示す流動比率<sup>2</sup>や長期的なそれを示す自己資本比率<sup>3</sup>はいずれも 2000 年以降回復の兆しを表しており、直近の 2003 年では、各々 1997 年のレベルよりも高い水準を達成している(下記表参照)。

これらの指標が示すとおり、PLNの財務状況は依然として健全な状況とは言えないものの、改善傾向にあると考えられる。1997 年以降 2000 年までの財務状況の悪化は、アジア経済危機による現地通貨(ルピア)の対ドル交換レートの下落に伴う①燃料費を中心とした発電費用の増加、②独立系発電事業者(IPP)からの電力購入価格の上昇(主にドル建て)、③それらと比較して不十分な料金値上げに起因するものである<sup>4</sup>。PLNでは、財務状況の更なる改善のため、料金体系やIPPとの契約の見直し、経営効率の改善、配電の効率化(テクニカルロスの削減)、発電原料のガス化等に取り組んでいる。

セクター全体としては、PLN の財務リストラ及び企業組織再編、電力料金の適正水準への段階的引上げ、電力市場の規制緩和による民間投資の促進等に取り組んでおり、2004 年度から黒字化する見込みである。新電気事業法(2002 年)では、2007 年度を目処とした発電分野・小売分野での競争原理の導入等が掲げられ、対応が進んでいる。

PLN(連結)損益計算書(1997 年～2003 年)

(単位:10 億ルピア)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
営業収入	11,126	14,036	15,997	22,556	28,624	44,183	54,430
電力販売	10,877	13,766	15,670	22,139	28,275	39,018	49,809
その他	248	269	326	416	348	5,165	4,621
営業費用	9,449	16,808	21,502	27,215	31,939	52,345	55,877
電力購入	325	1,885	5,082	9,395	8,717	11,169	10,834
燃料費	4,338	9,408	9,691	10,375	14,007	17,957	21,478
維持管理費	965	924	1,497	1,610	2,630	3,589	4,827
人件費	1,068	1,018	1,335	1,802	2,086	2,583	3,828
減価償却費	2,250	3,074	3,224	3,229	3,404	15,627	12,745
その他	501	495	670	802	1,094	1,420	2,165
営業利益	1,676	-2,772	-5,505	-4,659	-3,314	-8,162	-1,446
営業外収益・費用	-2,255	-6,382	-5,348	-19,331	3,880	1,584	-1,305
経常利益	-579	-9,155	-10,853	-23,990	566	-6,577	-2,752
税金	-	-390	-514	-620	-569	-1,814	-1,818
特別収益・費用	-	-	-	-	183	2,333	1,012
当期利益	-579	-9,545	-11,368	-24,611	180	-6,059	-3,558

(出所)PLN

<sup>2</sup> 流動比率=流動資産/流動負債(支払能力を示す)

<sup>3</sup> 自己資本比率=自己資本/総資本(調達資金の安定性を示す)

<sup>4</sup> ルピアの対ドル交換レートの下落により、1997 年に 4,663,998 百万ルピアであった電力購入費および燃料費の合計は、2001 年には 22,724,436 百万ルピアになり、487.3%増加している。対売上費比率においても、1997 年には 41.9%であったが、2001 年には 79.4%まで占めるようになった。これに対し、平均電力料金は、1997 年の 169.13 ルピアから 2001 年の 334.55 ルピアへと推移しており、197.8%値上げされるに留まっている。

## 流動比率・自己資本比率

(単位:10 億ルピア)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
流動資産	3,017	6,985	6,456	8,744	11,381	12,893	12,297
流動負債	4,849	17,833	29,722	21,883	24,270	14,846	16,162
流動比率(%)	62.22	39.17	21.72	39.96	46.89	86.84	76.09
自己資本	30,271	23,395	14,506	18,625	19,198	152,084	149,742
総資産	60,508	74,460	73,219	77,995	79,885	213,888	207,615
自己資本比率(%)	50.03	31.42	19.81	23.88	24.03	71.10	72.12

(出所) PLN

なお、本事業については、JBIC ホームページの以下のアドレスを参照。

<http://www.jbic.go.jp/autocontents/japanese/news/2003/000039/index3.htm>

(丁)