

平成 21 年度円借款事業事後評価報告書 (インドネシア VI・インド・ネパール・ フィリピン IV)

平成 22 年 12 月
(2010 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

OPMAC 株式会社

評価
JR
10-35

序文

政府開発援助においては、1975 年以来個別プロジェクトの事後評価を実施しており、その対象を拡大させてきました。また、2003 年に改訂された「ODA 大綱」においても「評価の充実」と題して「ODA の成果を測定・分析し、客観的に判断すべく、専門的知識を有する第三者による評価を充実させる」と明記されています。

こうした背景の中、より客観的な立場から事業の成果を分析し、今後の類似事業等に活用できる教訓・提言の抽出を目的として、主に 2007 年度に完成した円借款事業の事後評価を外部評価者に委託しました。本報告書にはその評価結果が記載されています。

本評価から導き出された教訓・提言は、国際協力機構内外の関係者と共有し、事業の改善に向けて活用していく所存です。

終わりに、本評価にご協力とご支援を頂いた多数の関係者の皆様に対し、心より感謝申し上げます。

2010 年 12 月
独立行政法人 国際協力機構
理事 黒田 篤郎

本評価結果の位置づけ

本報告書は、より客観性のある立場で評価を実施するために、外部評価者に委託した結果を取り纏めたものです。本報告書に示されているさまざまな見解・提言等は必ずしも国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。

また、本報告書を国際協力機構のウェブサイトに掲載するにあたり、体裁面の微修正等を行うことがあります。

なお、外部評価者とJICA事業担当部の見解が異なる部分に関しては、JICAコメントとして評価結果の最後に記載することがあります。

本報告書に記載されている内容は、国際協力機構の許可なく、転載できません。

目 次

インドネシア シパンシハポラス水力発電事業 (E/S) シパンシハポラス水力発電所及び関連送電線建設事業 シパンシハポラス水力発電事業 (II)

1. 案件の概要	1-1
1.1 事業の背景	1-1
1.2 事業概要	1-1
2. 調査の概要	1-2
2.1 外部評価者	1-2
2.2 調査期間	1-2
2.3 評価の制約	1-2
3. 評価結果 (レーティング : A)	1-3
3.1 妥当性 (レーティング : a)	1-3
3.1.1 開発政策との整合性.....	1-3
3.1.2 開発ニーズとの整合性.....	1-4
3.1.3 日本の援助政策との整合性.....	1-4
3.2 効率性 (レーティング : b)	1-5
3.2.1 アウトプット.....	1-5
3.2.2 インプット	1-6
3.2.2.1 事業期間	1-6
3.2.2.2 事業費	1-7
3.3 有効性 (レーティング : a)	1-7
3.3.1 定量的効果	1-7
3.3.1.1 運用・効果指標	1-7
3.3.1.2 内部収益率の分析結果	1-8
3.3.2 定性的効果	1-9
3.4 インパクト	1-12
3.4.1 インパクトの発現状況 : 対象地域および対象者への裨益.....	1-12
3.4.2 その他、正負のインパクト.....	1-13
3.5 持続性 (レーティング : a)	1-15
3.5.1 運営・維持管理の体制.....	1-15
3.5.2 運営・維持管理の技術.....	1-17
3.5.3 運営・維持管理の財務.....	1-18
3.5.4 運営・維持管理の状況.....	1-19
4. 結論及び教訓・提言	1-20

4.1 結論	1-20
4.2 提言	1-20
4.2.1 実施機関への提言.....	1-20
4.3 教訓	1-20
主要計画／実績比較	1-21

インド シマドリ石炭火力発電所建設事業 (I) (II) (III) (IV)

1. 案件の概要	2-1
1.1 事業の背景	2-1
1.2 事業概要	2-1
2. 調査の概要	2-2
2.1 外部評価者	2-2
2.2 調査期間	2-2
2.3 評価の制約	2-2
3. 評価結果 (レーティング : A)	2-2
3.1 妥当性 (レーティング : a)	2-2
3.1.1 開発政策との整合性	2-2
3.1.2 開発ニーズとの整合性	2-3
3.1.3 日本の援助政策との整合性	2-3
3.2 効率性 (レーティング : a)	2-4
3.2.1 アウトプット	2-4
3.2.2 インプット	2-4
3.2.2.1 事業期間	2-4
3.2.2.2 事業費	2-6
3.3 有効性 (レーティング : a)	2-7
3.3.1 定量的効果	2-7
3.3.1.1 運用・効果指標	2-7
3.3.1.2 内部収益率の分析結果	2-8
3.3.2 定性的効果	2-9
3.3.2.1 受益者からのヒアリング結果	2-9
3.4 インパクト	2-10
3.4.1 アンドラ・プラデシュ州の電力需給ギャップ縮小に対するインパクト	2-10
3.4.2 アンドラ・プラデシュ州の産業の活性化とそれによる雇用拡大に対する インパクト	2-12
3.4.3 農村電化や家庭電気普及等による地域住民の生活改善に対するインパクト	2-12
3.4.4 自然環境に対するインパクト	2-12
3.4.5 住民移転・用地取得に係る社会的インパクト	2-15
3.5 持続性 (レーティング : a)	2-18
3.5.1 運営・維持管理の体制	2-18
3.5.2 運営・維持管理の技術	2-19
3.5.3 運営・維持管理の財務	2-19
3.5.4 運営・維持管理の状況	2-20
4. 結論及び教訓・提言	2-21

4.1	結論	2-21
4.2	提言	2-21
4.2.1	実施機関への提言.....	2-21
4.2.2	JICA への提言	2-22
4.3	教訓	2-22
	主要計画／実績比較	2-23

ネパール カリガンダキ A 水力発電所建設事業

1. 案件の概要	3-1
1.1 事業の背景	3-1
1.2 事業の概要	3-1
2. 調査の概要	3-2
2.1 外部評価者	3-2
2.2 調査期間	3-2
2.3 評価の制約	3-2
3. 評価結果（レーティング：A）	3-3
3.1 妥当性（レーティング：a）	3-3
3.1.1 開発政策との整合性.....	3-3
3.1.2 開発ニーズとの整合性.....	3-4
3.1.3 日本の援助政策との整合性.....	3-5
3.2 効率性（レーティング：b）	3-6
3.2.1 アウトプット.....	3-6
3.2.2 インプット	3-8
3.2.2.1 事業期間	3-8
3.2.2.2 事業費	3-9
3.3 有効性（レーティング：a）	3-9
3.3.1 定量的効果	3-9
3.3.1.1 運用・効果指標	3-9
3.3.1.2 内部収益率の分析結果	3-12
3.3.2 定性的効果	3-13
3.4 インパクト	3-14
3.4.1 インパクトの発現状況.....	3-14
3.4.2 その他、正負のインパクト.....	3-15
3.4.2.1 対象地域および周辺住民への裨益	3-15
3.4.2.2 自然環境へのインパクト	3-16
3.4.2.3 住民移転・用地取得の実施状況	3-17
3.5 持続性（レーティング：a）	3-18
3.5.1 運営・維持管理の体制.....	3-18
3.5.2 運営・維持管理の技術.....	3-19
3.5.3 運営・維持管理の財務.....	3-19
3.5.4 運営・維持管理の状況.....	3-22
4. 結論及び教訓・提言	3-23
4.1 結論	3-23
4.2 提言	3-23
4.2.1 実施機関への提言.....	3-23

4.3 教訓	3-23
主要計画／実績比較	3-25

フィリピン 北ネグロス地熱開発事業

1. 案件の概要	4-1
1.1 事業の背景	4-1
1.2 事業概要	4-1
2. 調査の概要	4-2
2.1 外部評価者	4-2
2.2 調査期間	4-2
2.3 評価の制約	4-2
3. 評価結果（レーティング：D）	4-3
3.1 妥当性（レーティング：a）	4-3
3.1.1 開発政策との整合性.....	4-3
3.1.2 開発ニーズとの整合性.....	4-3
3.1.3 日本の援助政策との整合性.....	4-4
3.2 効率性（レーティング：b）	4-5
3.2.1 アウトプット.....	4-5
3.2.2 インプット	4-6
3.2.2.1 事業期間	4-6
3.2.2.2 事業費	4-6
3.3 有効性（レーティング：c）	4-6
3.3.1 定量的効果	4-6
3.3.1.1 運用・効果指標	4-6
3.3.1.2 内部収益率の分析結果	4-8
3.3.2 定性的効果	4-9
3.4 インパクト	4-9
3.4.1 インパクトの発現状況.....	4-9
3.4.2 その他、正負のインパクト.....	4-9
3.5 持続性（レーティング：b）	4-12
3.5.1 運営維持管理の体制.....	4-12
3.5.2 運営維持管理の技術.....	4-12
3.5.3 運営維持管理の財務.....	4-13
3.5.4 運営維持管理の状況.....	4-13
4. 結論及び教訓・提言	4-14
4.1 結論	4-14
4.2 提言	4-14
4.2.1 実施機関への提言.....	4-14
4.2.2 JICA への提言	4-14
4.3 教訓	4-14

主要計画／実績比較	4-15
-----------------	------

インドネシア

シパンシハポラス水力発電事業 (E/S)

シパンシハポラス水力発電所及び
関連送電線建設事業

シパンシハポラス水力発電事業 (II)

インドネシア

シパンシハポラス水力発電事業 (E/S)
シパンシハポラス水力発電所及び関連送電線建設事業
シパンシハポラス水力発電事業 (II)

外部評価者：三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社 島村 真澄

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



シパンシハポラス水力発電所

1.1 事業の背景

シパンシハポラス水力発電所は、スマトラ島北部の北スマトラ州シボルガ市の東方約 10km のシパンシハポラス川に位置する。本事業により、2つの水路式発電所（第1発電所：33MW、第2発電所：17MW、計 50MW）および関連送電線が建設された。

北スマトラ州は、本事業計画当時、州都メダン市をはじめ急増する電力需要（ピークロード）への対応が急務であり、積極的な電源開発が求められていた。また、本事業が位置するシボルガ市においても工場進出、新ホテル建設などの地域開発が進み、電力需要の増大が見込まれていた。また、同地域には効率的なピーク対応型の発電所が不足していた。

本事業計画当時の第6次5ヵ年計画では、急増する電力需要に対応するため着実な電源開発が計画されており、特に、石油代替エネルギー源の比率上昇と再生可能エネルギー源の開発による石油依存率の低下が目標に掲げられていた。本水力発電所の建設は、再生可能なクリーンな電源として、バランスある電源開発の観点から重要かつ不可欠と期待されていた。

1.2 事業概要

スマトラ島北スマトラ州シボルガ近郊シパンシハポラス川において、設備容量 50MW の日調整可能なピークロード対応型の調整池式水力発電所を建設することにより、同州の急増する電力需要への対処を図り、もって同地域の経済発展および生活水準の向上に寄与する。

	E/S	第1期	第2期
円借款承諾額／ 実行額	820百万円／ 580百万円	2,978百万円／2,699 百万円	8,408百万円／ 6,760百万円
交換公文締結／ 借款契約調印	1992年11月／ 1992年11月	1995年12月／ 1995年12月	1996年12月／ 1996年12月
借款契約条件	金利2.6% 返済30年 (うち据置10年) 部分アンタイド	金利2.5% 返済30年 (うち据置10年) 一般アンタイド コンサルタント： 金利2.3% 返済30年 (うち据置10年) 一般アンタイド	金利2.7% 返済30年 (うち据置10年) 一般アンタイド
借入人／実施機関	インドネシア共和国政府／ インドネシア国有電力会社 (PT. PLN (Persero))		
貸付完了	E/S：1996年12月 第1期および第2期：2005年10月		
本体契約	熊谷組(日本)・PT. Wijaya Karya (インドネシア) 共同企業体 (JV)		
コンサルタント契約	PT. Trimitra Nusa Engineering (インドネシア)・PT. Gurmilang Pancang Kvetama (インドネシア)・東電設計(日本) (JV) / PT. Jaya CM Manggala (インドネシア)・PT. Tata Guna Patria (インドネシア)・PT. Trimitra Nusa (インドネシア)・東電設計(日本) (JV)		
関連調査 (フィージビリティ・スタディ：F/S) 等	1990年7月 JICA F/S		

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

島村 真澄 (三菱UFJリサーチ&コンサルティング株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2010年4月～2010年12月

現地調査：2010年6月6～19日、2010年8月22～28日

2.3 評価の制約

特記事項なし

3. 評価結果（レーティング：A）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業の審査時、インドネシア政府は、第6次5ヵ年計画（REPELITA VI：1994年～1999年）において、電力供給信頼度の向上および石油を外貨獲得源とする石油化政策に沿った電源開発（「電源の脱石油政策」）を主要な開発目標のひとつに掲げ、各地の資源賦存量に適合した電源の開発および送電線の建設を行うとしていた。また同国の電力需要は高い伸びが見込まれ、積極的な電源開発が必要とされていた。本事業は、同5ヵ年計画に基づいて、インドネシア政府が推進する電力供給信頼度の向上および再生可能な資源によるクリーンな電源、地域のエネルギーとして水力資源開発に合致するものであった。

事後評価時においても、インドネシア政府は、中期国家開発計画（RPJMN2004～2009年および同2010～2014年）において、引き続き「電源の脱石油政策」および電源開発におけるエネルギー・ミックスの改善を掲げている。RPJMN2010～2014年では再生可能エネルギー（水力、地熱等）の一層の活用を唱えており、2012年の2,000MWから2014年の5,000MWを目標としている。また、電力セクターに係る政府のRUKN（National Electricity Global Planning 2008-2027）においても再生可能エネルギーの一層の利用が明示されている。さらに、PLNのRUPTL（PLN Electricity Supply Plan 2010-2019）では2019年までにインドネシア全土の世帯（村落）電化率を91%に引き上げる目標を設定しており、国民の生活水準向上を図るとともに、地域間格差の緩和をめざしている。

下表は、インドネシアのエネルギー源別消費構成比率および電力販売量の経年推移を示したものである。

表1：インドネシアのエネルギー源別消費構成比率%（エネルギー・ミックス）

	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年
石油	18.8	18.4	21.0	14.6	23.5	24.9	29.9	30.6	27.7	25.5	27.7
天然ガス	34.6	34.8	30.4	25.0	20.8	18.6	14.3	12.7	13.0	13.5	14.2
石炭	30.2	31.7	34.5	28.9	27.1	28.2	25.9	26.1	28.8	29.3	27.6
地熱	3.5	3.4	3.2	2.9	2.9	2.6	2.6	2.4	2.4	2.2	2.3
水力	13.0	11.7	10.9	10.5	8.2	7.5	7.4	7.7	6.6	7.5	7.2
購入				13.1	17.6	18.2	19.9	20.5	21.5	22.0	20.9

出所：PLN年次報告書（2002-2008）（四捨五入の関係で合計は100%にならない）

表2：インドネシアの電力販売量

	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年
販売電力量 (GWh)	65,261	71,332	79,165	84,520	87,089	90,441	100,097	107,032	112,609	121,246	129,019
販売電力量 増加率(%)	1.5	9.3	11.0	6.7	3.9	3.8	10.7	6.9	5.2	7.7	6.4
GDP 成長率 (%)	-13.1	0.7	4.9	3.8	4.3	4.7	5.0	5.6	5.5	6.3	6.1

出所：販売電力量および販売電力量増加率はPLN年次報告書（2002-2008）

注：GDP成長率（実質成長率（2000年価格ベース））はエネルギー・鉱物資源省ハンドブック（2006, 2007, 2008）

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査時、北スマトラ州における電力需要は、1993年に14%の伸びを示しており、その後10年間で年率約15%の伸びが見込まれていたことから、電力供給信頼度を維持するため一定の供給余力を確保することが不可欠であった。インドネシア政府は、水力発電の取り組み方として、再生可能な資源によるクリーンな電源、地域のエネルギーとして水力資源開発に高いプライオリティを付していた。また、本事業サイトにおいては効率的なピーク対応型の発電所が不足しており、ピーク対応型水力発電所の建設が期待されていた。本事業は、同地域における電力需要の増大に対処し、かつ石油節約・クリーンな電源・地域のエネルギー源・効率的電力供給に資する電源開発事業であることから、その必要性と優先度は高かった。

事後評価時においても、北スマトラ州における電力需要は引き続き高い伸びを示しており、ピークロードの伸び率は、1995年(541.96MW)から2009年(1,170.70MW)の14年間で2.2倍となっている(表3)。北スマトラ州は、依然として電力供給に関する「危機的領域」に位置づけられており、PLNのRUPTL(PLN Electricity Supply Plan 2010-2019)において発電施設開発の最優先地域となっている。本事業実施によりピーク対応型水力発電所が整備され、北スマトラ地域の電力供給が追加されたが、これによっても高い電力需要に追いつけない状況であり、電力施設開発が急務である。

表3：北スマトラ州電力需要実績 (GWh ベース)

	1995年	2000年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
販売電力量:住宅用	880.80	1,527.29	1,989.34	2,119.94	2,196.17	2,458.13	2,657.31
工業用	1,111.00	1,507.76	1,635.37	1,737.18	1,823.13	1,902.34	2,069.15
商業用	203.70	388.36	609.11	675.39	694.83	895.22	960.75
公用	157.40	222.95	379.55	408.36	449.31	502.17	550.02
合計	2,352.90	3,646.35	4,613.37	4,940.87	5,163.44	5,757.85	6,237.23
増加率(%)	15.88	7.00	3.91	7.10	4.50	11.51	8.33
総発電電力量	3,005.46	4,142.87	5,476.01	5,616.17	5,908.60	6,469.15	6,881.32
PLN 利用	110.28	0	0	0.35	0	0	0
エネルギー需要	2,895.18	3,881.31	5,476.01	5,615.82	5,908.60	6,469.15	6,881.32
送・配電ロス率(%)	18.73	11.98	15.09	11.32	11.88	10.18	9.36
ピークロード(MW)	541.96	865.00	970.00	1,021.00	1,052.00	1,113.00	1,170.70

出所：PLN への質問票回答

3.1.3 日本の援助政策との整合性

本事業目的は、審査時において、日本政府の援助政策と整合的である。外務省1999年度ODA白書によれば、審査時点における日本国の対インドネシア援助方針にて5つの重点分野が示されている。その1つ「産業基盤整備(経済インフラ)」において、特に①電力、②水資源開発、③運輸、④通信が重要との認識が示されている。また、本事業の開始後に事業の方向性を変えるような日本政府およびJICAの援助政策の変更はなく、本事業内容との整合性は引き続き担保されている。

以上より、本事業の実施はインドネシアの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：b）

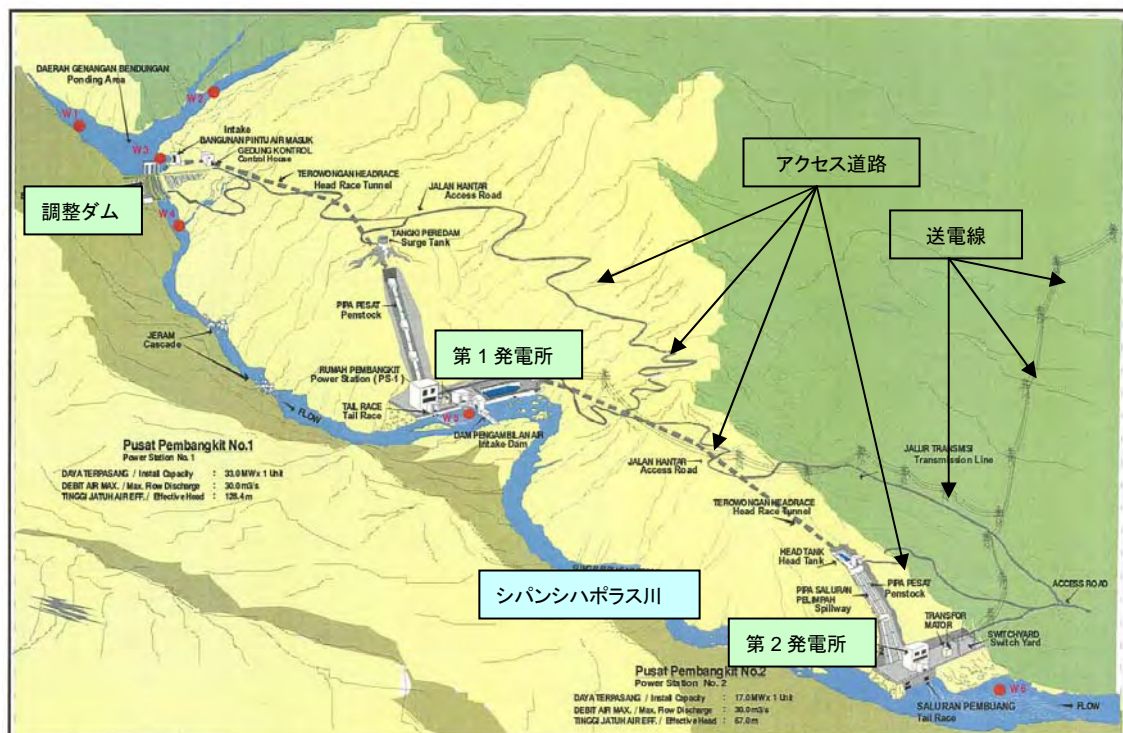
3.2.1 アウトプット

本事業は、E/S、第1期、第2期を1事業として評価を行うものである。各事業内容は以下表4のとおりである。

表 4：事業全体の案件毎の内訳と各事業内容

略称	案件名	主な事業内容
E/S	シパンシハポラス水力発電事業(E/S)	コンサルティングサービス(F/S、詳細設計、入札準備補助等)
第1期	シパンシハポラス水力発電所及び関連送電線建設事業	1. 下流部アクセス道路、ベースキャンプの建設 2. コンサルティングサービス(土木工事・鋼構造物・発電機・アクセス道路等の建設監理)
第2期	シパンシハポラス水力発電事業(II)	1. 本体土木工事および洪水警報設備 2. 鋼構造物(メタルワーク) 3. 水車 4. 発電機 5. 送電線

いずれの事業内容についても審査時計画どおりのアウトプット実績であり、変更はなかった。



出所：PLN

図 1：事業全体の配置図

E/S および第 1 期のコンサルティングサービスについて以下表 5 のとおりそれぞれ投入量の変更があった。E/S については、外国人コンサルタントは若干減少、インドネシア国内コンサルタントは増加しており、全体として 23M/M の増加となっている。主な原因は、①天候不順による工程の遅れを取り戻すためエンジニアを増やして実施促進を図ったことと、②用地測量の追加実施に対応したことによるもの。

第 1 期のコンサルティングサービスについては、外国人コンサルタント、インドネシア国内コンサルタント共に増加しており、全体として 844M/M の大幅増加となっている。主な原因は、後述のとおり、第 2 期の鋼構造物（メタルワーク）および土木工事等の事業期間の延長に伴い、コンサルティングサービス（施工管理）の投入量が大幅に増加したものの。

表 5：計画時のコンサルティングサービス投入量と実績の比較（M/M）

	E/S		第 1 期	
	計画	実績	計画	実績
外国人	169	151	515	766
インドネシア人	91	132	630	1,223
合計	260	283	1,145	1,989

出所：JICA 内部資料および質問票回答・現地調査インタビューによる



変電設備



ペンストック（水圧鉄管）

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

E/S、第 1 期、第 2 期を通算した本事業の実施期間は、計画では 165 ヶ月であったが、実際には、貸付期限延長を含む 207 ヶ月と、計画の 125.5% となり計画を上回った（内訳は表 6 を参照）。工期遅延により、本事業は、第 1 期および第 2 期ともに 2003 年 12 月に貸付実行期限の延長が行われた。延長後の貸付実行期限は、第 1 期、第 2 期ともに 2005 年 10 月となった。

表 6：事業実施期間の比較

	計画	実績	差異
E/S	1992年9月*－1995年4月 (32ヵ月)	1992年11月*－1995年10月 (36ヵ月)	4ヵ月遅延
第1期	1995年10月*－2001年10月 (73ヵ月)	1995年12月*－2005年1月**	38ヵ月遅延
第2期	1996年11月*－2001年10月 (60ヵ月)	1996年12月*－2005年1月**	

注1：* 借款契約締結時

注2：** 事業効果が発現開始した2005年1月を事業完成とした。

事業実施遅延の主な原因は以下のとおりである。

- ① 第2期事業の鋼構造物（メタルワーク）を請負ったローカル業者の財務状況悪化により工事履行が不可能となり、契約上の責任を有する主契約業者がローカル部分の手当てを行うために時間を要した。
- ② 第2期事業について、第1発電所の導水路トンネル等の土木工事において、当初予期し得なかった軟弱な地質（火山灰性の粘土層）での難工事により遅延した。
- ③ E/S について、天候不順の影響等により現地調査工事（測量、地質、物探等）が遅延した。

3.2.2.2 事業費

E/S、第1期、第2期を通算した総事業費は、当初計画では157億8,200万円（うち円借款部分は合計122億600万円：E/S 8億2,000万円、第1期29億7,800万円、第2期84億800万円）であったのに対し、実際の円借款部分は合計100億3,900万円（E/S 5億8,000万円、第1期26億9,900万円、第2期67億6,000万円）と、計画を下回った（計画比82.2%）。

なお、事業費については 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 予算より支出された正確な金額が帳簿記録として残っておらず、事業費の信頼できる金額は把握できない。

事業実施遅延とアウトプット実績の増加がみられたにもかかわらず、円借款部分の事業費が計画を下回った主な理由は、①国際および国内競争入札の下での価格競争の結果、総事業費自体の抑制につながったこと、②事業実施中のアジア通貨危機に起因する現地通貨インドネシア・ルピアの対円減価の影響等によるものである。

以上より、本事業は円借款部分の事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

審査時には運用・効果指標は設定されておらず、事後評価時に入手可能なデータに基づき、計画外停止時間、設備利用率、計画点検・補修による停止時間、送電端電力量（発電

量)、最大出力について運転開始後の実績値を表7にまとめた。なお、PLNは、貯水池内における堆砂状況の数値データは測定していない。

表7：運用・効果指標実績値の経年推移

指標名 (単位)	目標値	実績値				
	2005年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
運用指標						
計画外停止時間 (hr/Year)	NA	0.09	-	0.21	50.26	-
設備利用率 (%)	NA	38.31	41.68	47.01	20.90	26.88
計画点検・補修による停止時間 (hr/Year)	NA	0.99	1.11	0.09	0.08	2.21
年間総流入量 (m ³ /Year) *	NA	NA	NA	NA	NA	290,236,923
効果指標						
送電端電力量 (GWh/Year)	NA	167.78	182.54	205.92	91.54	117.74
最大出力 (MW)	NA	50	50	50	50	50

出所：PLNへの質問票回答

注：*ダム貯水池に流入する河川流量の年間総和

運転開始後、2007年まで順調な発電を行っており、年間発電量は堅調に増加している。計画外停止時間が2008年に50.26時間と増加しているのは、第1発電所の発電機の故障によるものである(2008年3月終わり～2009年6月)。これにより2008、2009年の設備利用率、送電端電力量(発電量)が減少しているが、2009年6月には修理が完了し、以降、正常運転に戻っている。

PLNによると、第1発電所の発電機故障は、本事業の建設期間中における発電機の施工不良によるものとの指摘があった¹。発電再開までに時間を要した理由として、PLNは、①(本件瑕疵担保の対象であり)コントラクターが保険会社からの承認を得るのに時間を要したこと、②修理の際、新たにコイルの組み立てを行う必要があり時間を要したことを挙げている。

なお、事後評価時において、第1発電所・第2発電所共に順調な発電を行っており、運営状況は良好である。2010年の実績値は故障前の2007年データを上回る見込みである。

3.3.1.2 内部収益率の分析結果

PLNより入手した費用²および便益のデータを基に、審査時と同様の方法で財務的内部収益率(FIRR)の再計算を行った。なお、経済的内部収益率(EIRR)については審査時の設定が不明であることから分析は行わなかった。

¹ 修理のため発電機を分解した際にコイルの据付不備が2箇所発見されたとのこと。

² 正確な総事業費および年次支出額は不明のため、PLNより入手したデータに基づき管理費、税金、金利を除いた数値を用いた。

表 8 : FIRR 再計算の前提と結果

	審査時	事後評価時
FIRR 値	10.89% (第 1 期審査時の数値) 12.35% (第 2 期審査時の再計算数値)	12.80%
便益	売電収入 (本発電所建設に伴うもの)	売電収入 (2010 年以降の実質料金上昇率を年率 1.56%**と仮定)
費用	建設費、コンサルティングサービス費、 土地取得費、税金、管理費、予備費 および維持管理費 (プライスエスカレーションを除く)	建設費、コンサルティングサービス費、 土地取得費、維持管理費 (プライスエスカレーションを除く)
プロジェクト・ライフ	事業完成度 50 年	

注：** 審査時の前提をそのまま用いた。

事後評価時の FIRR 値は審査時よりもやや上回っているが、主として以下の要因が考えられる。

- ① 総事業費が不明のため、費用の数値が管理費、税金、金利を除いた金額となっていること。
- ② 本件発電所の年間発電量実績 (供用開始後、205.92GWh (2007 年) が最大発電量) が審査時計画 (183GWh) を上回っており、2010 年以降、同実績値を上回る見込みであること。

3.3.2 定性的効果

(1) 北スマトラ州への電力供給の増加

シパンシハポラス水力発電所による電力供給の増加については、表 9 で示したとおり、北スマトラ州全体における設置発電所出力のシェアが 3.11%、スマトラ島全体における同シェアが 0.55%と小さく、同発電所の供給地域全体への量的貢献という観点からは極小である。

他方で、送電地域における電化率の向上の観点からは、本事業により新たに電化された村が存在し、電力供給による具体的な裨益が確認できる (下記参照)。

表 9 : シパンシハポラス水力発電所のシェア

内訳	設置発電所出力 (MW)	シパンシハポラス水力発電所のシェア
北スマトラ州合計	1,608	3.11%
スマトラ島合計 ³	9,145	0.55%
うち水力発電所	893	5.60%

出所：PLN への質問票回答

(2) 送電地域における電化率の向上

現地視察時に、本事業周辺の住民⁴にインタビューを行ったところ、本事業実施後、シハ

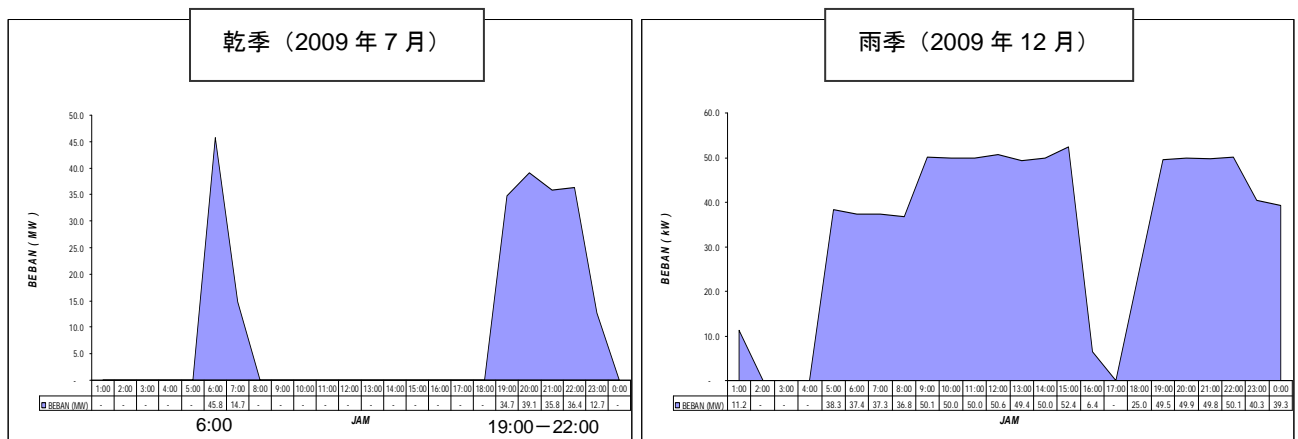
³ 事後評価時点でスマトラ系統は連結されている。2007 年 8 月 14 日に Rantau Prapat - Bagan Batu 間が連結され、それまで独立していた北スマトラ系統と中央・南スマトラ系統がつながり、スマトラ系統が連結された。

⁴ シブルアン村およびシハポラス村あわせて 5 名。

ポラス村（約 50 世帯）が新たに電化されたとの発言があった。これにより村の住民は炊飯器、洗濯機、テレビ等が利用できるようになり生活の質が向上したとの指摘があった。

(3) 効率的なピーク対応型の水力発電所としての意義の創出

シパンシハポラス水力発電所は、乾季（4～9月）・雨季（10～3月）いずれにおいてもピークロード時間帯（19-22時および6時）に稼動しており、ピーク対応型発電所としての役割を果たしている。また水量が十分に確保される雨季は、ピークロード時間帯以外も稼動し、電力供給増加に貢献している（図2）。



出所：PLN への質問票回答

図 2：本発電所の代表的な運用時間・出力

(4) アクセス道路建設による輸送能力および地域住民の生活水準の向上

本事業によって建設されたアクセス道路⁵（維持管理用の発電所への道路および溪流取水地点を結ぶ道路）を利用している周辺の住民および沿道に立地するホテルの経営者と従業員、看護学校経営者、商店の店員にインタビューを行ったところ以下の回答を得た。

表 10：アクセス道路利用者に対するインタビュー結果

回答者	回答内容
周辺の住民	<ul style="list-style-type: none"> アクセス道路が整備されて農作物や食料等の物資の移動が楽になった。 バスの駐留所が設置され、シボルガ市内等への移動が便利になった。 アクセス道路沿いに学校、モスク、教会、収納庫等が建設され、生活が豊かになった。 事業実施前は、シブルアン村～シハポラス村間の移動は徒歩で3～4時間かかっていたが(山を迂回するルートで、一人一人が通れるくらいのあぜ道を通行)、アクセス道路が整備されて、自転車で10分で移動できるようになり、両村の住民間の交流が促進されてきている。

⁵ アクセス道路は、シブルアン村とシハポラス村をつなぎ、本事業サイトに至る総延長約 5km の片側 1 車線の舗装道路。

回答者	回答内容
ホテル経営者/ 従業員	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本事業のコントラクターの住居あとを活用してホテルを新設した。 ・ 本事業周辺地域はもともと観光地(ハイキング、つり、水遊び等)としての潜在性があった。アクセス道路が整備されたことにより経済効果が発現してきている。
看護学校経営者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本事業のコントラクターのプロジェクトオフィスあとを活用してシボルガから移転してきた(既存の建物の活用+新たに建物を建設)。 ・ まだ卒業生は出ていないが、地元のクリニック等での雇用の機会拡大が見込まれる。
商店の店員	<ul style="list-style-type: none"> ・ アクセス道路設置による経済効果を見越して2年前に店を設置した。 ・ それまでは農業で生計を立てていたが、雇用機会が創出され、収入が増えて生活が豊かになった。 ・ 沿道には、数多くの商店が新設されており、周辺地域の経済が活性化している。

上記のとおり、インタビューを行った周辺住民およびアクセス道路沿道で経済活動を行う人々はいずれも本事業による便益、とりわけ経済的便益に満足しており、本事業実施に対する謝意を示していた。



本事業により建設されたアクセス道路



アクセス道路沿線のホテル

(5) 工事の実施に伴う雇用機会の創出

周辺住民へのインタビューの結果、いずれの住民からも建設期間中の雇用創出効果があったとの回答があった。シブルアン村およびシハポラス村のほとんどの住民(男女とも)が6年間にわたってアクセス道路整備の準備・支援等の作業に従事し、新たな収入源が得られたとの発言があった。

このとおり、シパンシハポラス水力発電所は効率的なピーク対応型水力発電所としての意義を創出しており(ベースロード電源を想定していない)、FIRR値についても審査時の送電端電力量(発電量)と比較しても問題ない数値である。また、周辺住民および経済活動従事者より本事業による便益に満足しているとの認識が示されている。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況：対象地域および対象者への裨益

既述のとおり、シパンシハポラス水力発電所による電力供給地域における発電量シェアは極小であることから、地域指標の推移により同発電所の直接的効果を計ることは困難である。

実際、北スマトラ州の工業用電力需要の推移（表 11）を見ると、工業 GRDP の伸びと本発電所の稼働の間に明確な相関は見られない。

表 11：北スマトラ州工業用電力需要

	1995年	2000年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
工業 GRDP 増加率 (%)	9.21	3.54	4.76	5.47	5.09	2.92*	2.76*
消費電力量伸び率 (%)	-	-2.22	0.93	6.23	4.95	4.34	8.77
PLN 発電量伸び率 (%)	-	6.74	3.63	2.56	5.21	9.49	6.37

出所：工業 GRDP 成長率は BPS-北スマトラ州統計局（*は推計値）

注：消費電力量伸び率および PLN 電力伸び率は：PLN への質問票回答

北スマトラ地域の電化率は堅調に増加しており（表 12）、本事業による追加的な電力量の供給シェアは小さいものの電化率増加に寄与したものとする⁶。

表 12：北スマトラ州住宅用電力需要

	1995年	2000年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
人口（千人）	11,062.7	11,642.0	12,326.7	12,643.5	12,833.2	13,042.3	13,248.4
人口増加率 (%)	1.52	0.47	1.68	2.57	1.50	1.63	1.58
電化率 (%)	51.01	65.05	74.04	73.48	74.29	75.53	77.60
GRDP 成長率 (%)	9.09	4.98	5.48	6.20	6.00	6.00	6.00

出所：PLN への質問票回答

北スマトラ州への外国直接投資（FDI）および国内投資の推移と本発電所の稼働の間についても明確な相関関係は見られない（表 13）。微少なながら貢献はあったと考えられるが、地域指標の推移によって本発電所の効果を計ることは困難である。

表 13：北スマトラ州への海外直接投資（FDI）および国内投資の推移

	1995年	2000年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
新規 FDI 金額 (US\$1,000,000)	670.67	69.66	107.94	606.02	246.87	74.05	0.50
新規 FDI 件数	15	20	12	12	17	3	2
新規国内投資金額 (IDR1,000,000,000)	249.02	65.59	599.40	797.26	1,855.44	117.41	688.90
新規国内投資件数	11	6	6	3	7	6	1

出所：北スマトラ州投資促進庁

⁶ なお、審査時の調書にて「5万世帯の電化」が記されているが、その根拠は表 12 からは得られない。以下の前提で算出した場合、理論的には 74,074 世帯が本事業により新たに電化された計算となる。

- 新たに電化された世帯の半数が 450W、残り半数の世帯が 900W で電力を利用したと仮定：=世帯平均：675W
- 各世帯 1 日の電力使用時間：12 時間
- 最大出力（50MW）

3.4.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境へのインパクト

本事業実施中および完成後も自然環境への重大な負のインパクトは観察されていない。現地事情に詳しい地元 NGO の 2 つの団体および周辺住民 5 名へのヒアリング結果からも本事業実施による環境への負の影響は指摘されていない。なお、PLN によると、シパンシハポラス水力発電所は National Standard of Safety and Health Condition および ISO14000 の認証を受けている。

環境影響評価 (AMDAL) は 1996 年 7 月 3 日にエネルギー・鉱物資源省中央委員会により再承認がなされている。事業実施期間中の環境モニタリングは 3 ヶ月に 1 度の頻度で実施されている。発電所の供用開始後は水質 (年 4 回)、動植物への影響 (年 2 回)、周辺住民への影響 (年 1 回) の各項目についてモニタリングを実施している。各項目のモニタリング結果は表 14 のとおりである。事業実施中および発電所供用後いずれも PLN による環境モニタリングは、頻度および対応とも十分な内容であったと判断される。なお、予期せぬ軟弱地盤に起因する周辺の地形等への影響は特段確認されていない。

表 14：本事業に係る PLN による環境・社会モニタリング

事業実施期間中のモニタリング結果	
大気汚染	アクセス道路でのモニタリングの結果、粉塵および排気ガスともに基準値以下 ⁷ 。
騒音	発電所付近でのモニタリングの結果、基準値をやや上回った ⁸ 。
水質	ダムの上流地点、下流地点、取水地点、落水地点でそれぞれサンプルを採取した結果、良好 ⁹ 。
保護林・流域の動植物への影響	国際自然保護連合 (IUCN) 作成の Red Data Book (1990) ¹⁰ に基づいてモニタリングを行った結果、分布・多様性ともに良好 ¹¹ 。
水中の動植物への影響	上述の水質観測地点で、生物多様性に係る Shannon-Wiener の多様度指数に基づいてモニタリングを行った結果、特段の汚染はない ¹² 。
土壌の機能への影響	事業地周辺の植生分布の変化についてモニタリングを行った結果、特段影響はない。
発電所供用開始後のモニタリング結果	
水質	事業実施期間中と同様の水質モニタリング基準に基づいてモニタリングを行った結果、浮遊物質 (TSS)、生物化学的酸素要求量 (BOD)、溶存酸素量 (DO) 等 23 項目のモニタリング指標いずれも基準値以下。
動植物への影響	上記基準に基づいてモニタリングを行った結果、分布・多様性ともに良好。
周辺住民への影響	住民へのインタビュー等の結果、特段、負の影響は報告されていない。経済・社会活動の活性化等による正の影響 ¹³ が確認されている。

⁷ ①基準値と②実測値データは次のとおり (単位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)。粉塵: ①260、②49.25~76.30、NOx: ①92.5、②29.20~38.15、SOx: ①260、②46.65~89.90、CO: ①22600、②547~1149、H2S: ①42、②1.02~3.98

⁸ ①基準値と②実測値データは次のとおり (単位: dBA)。①70、②50~82

⁹ ①基準値と②実測値データは次のとおり。TDS (mg/L): ①1000、②16.80~20.60、pH: ①5~9、②6.54~7.45、Cl (mg/L): ①600、②2.98~4.21、SO4 (mg/L): ①400、②1.00~5.08、Fe (mg/L): ①5.0、②0.11~2.01、DDT (mg/L): ①0.042、②不検出、大腸菌 (MPN/100mi): ①10000、②30~185 等

¹⁰ 絶滅の恐れのある野生生物について記載したデータブック。

¹¹ 各観測地点で鳥類 (9種・8種・6種)、哺乳類 (7種・3種・5種)、両生類 (2種・2種・2種)、爬虫類 (3種・4種・3種) が観測された。

¹² 各観測地点で底生生物 2種、プランクトン (11種・11種・23種)、魚類 5種が観測された。

¹³ シプルアン村とシハポラス村の住民間の交流促進、生計向上、生活の質の向上等。

PLN は自身の取り組みとして、企業の社会的責任（CSR）の活動の一環として、植林活動や NGO による環境活動のサポートを積極的に行っており、本事業の持続性の向上に向けて継続的な努力を行っている。具体的には、2009 年の活動として、シパン村とシハポラス村の住民を対象とした、環境専門家による講演会を主催し、森林保護の重要性について、本水力発電所との関係性も交えた教育・啓蒙活動を行っている。また、“One Man One Tree”という名称のプログラムを実施し、植林活動も行っている。PLN のこうした森林保護・環境保全活動は、水力発電に不可欠な水資源を保護すると共に、地元住民や NGO との良好な関係の形成・維持にも役立っている。こうした配慮・取り組みは本事業の持続性向上にも貢献しており、好事例として注目される。

(2) 用地取得・住民移転のインパクト

本事業においては、当初計画どおり住民移転は発生していない。また、用地取得プロセスは公聴会および住民との協議を含め、インドネシアの規則（大統領 Degree No.55-1993）に基づいて適正に実施され、補償額を含め住民からの反対・異論はなかった¹⁴。用地取得に係る当初計画と実績の比較表は以下のとおりである。

表 15：用地取得の計画と実績の比較

	計画	実績
公有地	71.1ha	21.23ha
私有地	45.4ha	67.14ha
合計	116.6ha	88.37ha

出所：PLN への質問票回答

PLN によると、公有地の面積が減少し、私有地の面積が増加している理由は、事業実施による土地価格の上昇に伴い、当初土地の所有権を主張していなかった住民が所有権を要求してきたためとのことである。

なお、住民に対する生計回復、向上策は特段講じられていないが、PLN による CSR 活動の一環として、アクセス道路沿道にモスク、教会、収納庫、公共の水供給所等が設置されている。これにより、住民の社会活動が活性化されており、本事業に対する周辺住民の受容度が一層向上している¹⁵。

(3) その他のインパクト：下流住民への河川利用に対する影響

周辺住民へのヒアリングによると、本事業実施の前後においてシパンシハポラス川の利用状況に変更はなく、住民は引き続き釣り、水浴び、洗濯、食器洗い等を行っており、特段負の影響は認識されていない。

また、放水時の警報装置システムの稼働状況については、放水の 20 分前に警報機が稼働し、適切に機能しているとのことだった。警報は住民にも周知されており（いくつかのメッセージを異なる音のパターンで発信）、特段の事故は発生していない。

¹⁴ 用地取得で影響を受けた住民に対しては補償の支払いのみで特段の生計回復向上策は取られていない。

¹⁵ 事業実施後も PLN より継続的にモスクや教会の活動支援等が行われている。

以上より、本事業においては、自然環境等への負の影響を抑制しつつ、正のインパクトが多数発現していると判断される。



シパンシハポラス川を利用する地元住民

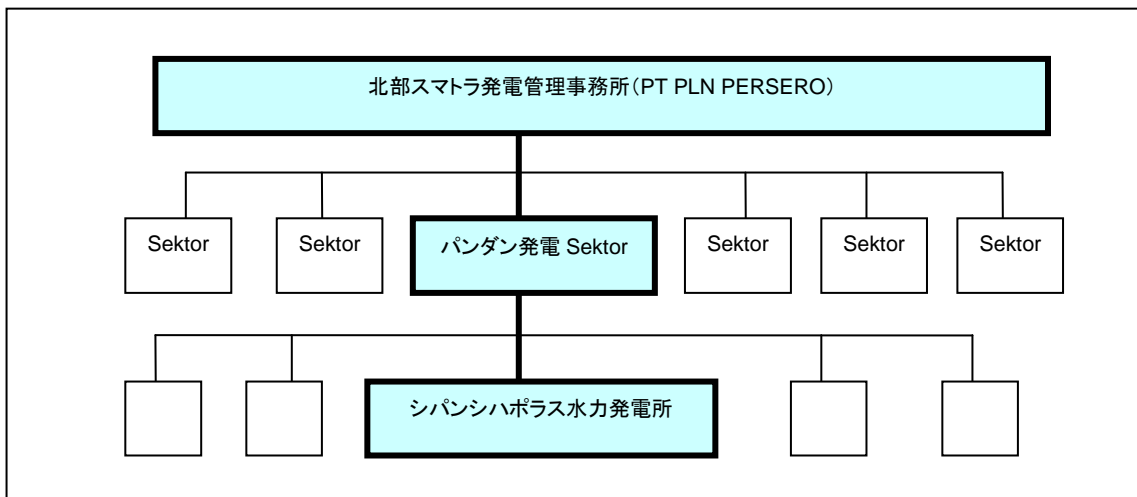


警報装置が入った構造物

3.5 持続性（レーティング：a）

3.5.1 運営・維持管理の体制

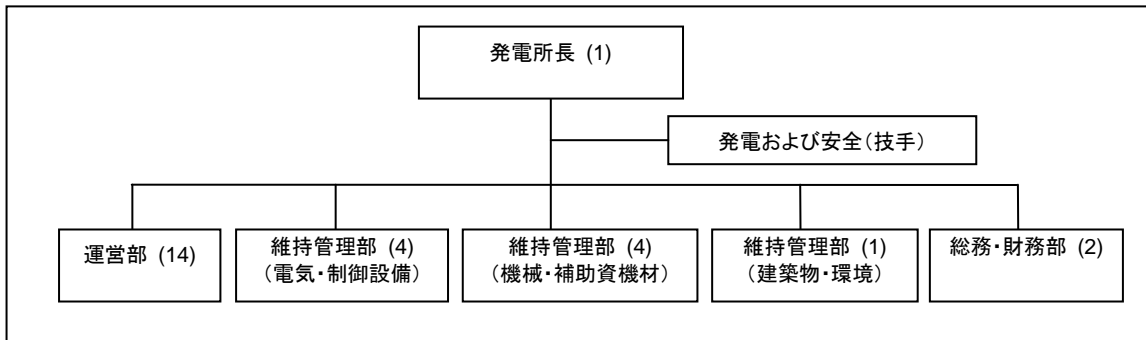
本事業の運営・維持管理は、北スマトラ州メダンにある PLN の北部スマトラ発電管理事務所（PT PLN (PERSERO) Pembangkitan Sumatra Bagian Utara）が担当している。本事務所管轄の下、発電所管理事務所（Sektor）を含め 2010 年 6 月現在、1,400 人程度の従業員が勤務している。北部スマトラ発電管理事務所管轄の Sektor は 2010 年 6 月現在、6 つあり、このうち、パンダン発電 Sektor（従業員数約 200 人）がシパンシハポラス水力発電所の運営維持管理を担当している（図 3）。



出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

図 3：運営・維持管理体制

シパンシハポラス発電所の組織図は図4のとおりである。下図の体制が整備されたのは、2008年4月以降のことで、それ以前は、①電気・制御設備、②機械・補助資機材、③建築物・環境が1つの部（旧維持管理部）の下にあった。PLNより、旧維持管理部が3分割されたことにより、意思決定の迅速化・専門性の深化・パンダン発電 Sektor の組織の効率化につながったとの指摘があった。



出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

注：* 図中のカッコ内の数字は、各部に配置されている正規職員の数。（この他に非正規職員が各部で業務に従事している。）

図 4：パンシハポラス水力発電所組織図

パンダン発電 Sektor において、シパンシハポラス水力発電所に従事するスタッフ（正規および非正規職員）の数の内訳は表16のとおりである。

表 16：本水力発電所に従事するスタッフ数（全体）と O&M 従事者数

	スタッフ数 (人)	うち O&M 従事者数 (人)	O&M 従事者比率
2005 年	73	21	28.8%
2006 年	88	18	20.5%
2007 年	92	21	22.8%
2008 年	91	19	20.9%
2009 年*	74	17	23.0%

出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

注：* 2009 年のデータは、同年初頭の数字。

2010年6月時点の PLN の全職員数は約 45,000 人である。PLN は、2009年12月に組織全体の改編を行っており、2010年2月初頭に新体制が発足した。役員の担当事項に従いこれまで建設、営業と業務を縦割りにしていた2分野を3地域に分割し、地域割りによる業務体制となっている。地域割りは①ジャワバリ、②西部インドネシア（スマトラ、カリマンタン、バタム、バンカ）、③東部インドネシア（スラヴェシ、東部諸島、イリアン）となり、それぞれ a.発電、b.送電、c.配電/営業、d.建設管理および IPP の4ポジションが設置されている。

PLN より、地域割りの業務体制とすることで、各地域において、計画—調達—建設—発

電—送電—配電—売電の一貫性を確保し、効率的な運営が期待されるとの指摘があった。但し、事後評価時点では、新体制が整備されるまでの過渡期で、まだ具体的な変化・効果が出るに至っていないとのこと。また、PLN の組織改編による本水力発電所の運営・維持管理体制への影響は特段ないとのことであった。

3.5.2 運営・維持管理の技術

本事業実施期間中、完成後から発電所供用開始前、供用開始後の各段階において、本事業の運営・維持管理に必要なトレーニング・研修が実施されている。

本事業実施期間において、コンサルタントおよび発電機・変電機器のメーカーより PLN 職員計 50 名に対して、維持・管理業務にかかるトレーニングが実施されている（国内研修：2 回、日本での研修 2 回：日本の水力発電所の視察を含む）。

本事業の完成後から発電所の供用開始前において、23 名の PLN 職員が発電機・電気・機械に係る維持・管理研修を受講している。受講者内訳は表 17 のとおり。

表 17：本事業完成後～発電所供用開始前における維持・管理研修受講者数

研修分野	受講者数
発電機	5 名
機械	2 名
電気	16 名

出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

発電所の供用開始後において、PLN が組織全般的に実施している教育研修に、PLN パンダン発電 Sektor より以下のとおり参加している（表 18）。（教育研修は主にジャカルタの PLN トレーニング・センターで実施されているが、そのうち水力発電に関しては主に西スマトラ州パダンのトレーニング・ユニットで集中的に行われている。）

表 18：PLN トレーニング・センターにおける研修受講者数
（パンダン発電 Sektor からの参加者数）

2006 年	1 名
2007 年	5 名
2008 年	9 名
2009 年	16 名
2010 年	4 名
合計	35 名

出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

なお、パンダン発電 Sektor において、シパンシハポラス水力発電所の運営・維持管理に従事するスタッフの学歴・経験年数の内訳はそれぞれ表 19、20 のとおりである。

表 19：本水力発電所に従事する O&M スタッフの学歴の内訳

	大卒以上	中卒/職業学校	中卒
2005 年	10%	90%	0%
2006 年	0%	100%	0%
2007 年	10%	90%	0%
2008 年	16%	84%	0%
2009 年	18%	82%	0%

出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

表 20：本水力発電所に従事する O&M スタッフの経験年数内訳

0-5 年	6-10 年	11 年以上
7 名	5 名	7 名

出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

注：* 2009 年 6 月時点の数字。

このような体制および良好な設備の運営・維持管理状況から技術的側面に特段の問題は見られない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

シパンシハポラス水力発電所に係る運営・維持管理費はパンダン発電 Sektor にて必要額を見積もった後、メダンに所在する管轄の北スマトラ発電事務所のレビューを経て本部（ジャカルタ）にあげられ、本部経常予算から北スマトラ発電事務所を通じて配分されることになっている。通常、運営・維持管理費として予算要求した額の 70～80%が実際に配分されている。PLN によると予知保全および定期的なメンテナンスに必要な予算は必要額の 100%手当てされており問題はない。（発電所建物の塗装等、発電機以外のメンテナンスについては要求額の満額が確保されない場合があるとのこと。）緊急対応として追加コストが発生した場合は、北スマトラ発電事務所より追加配分が行われる。シパンシハポラス水力発電所に係る運営・維持管理予算の推移は表 21 のとおりで、全体的にみると増加傾向にある。

表 21：本水力発電所の運営・維持管理予算

2005 年	IDR 4,550,042,351
2006 年	IDR 4,273,080,227
2007 年	IDR 7,667,106,018
2008 年	IDR 5,284,503,474
2009 年	IDR 7,683,897,066

出所：PLN への質問票回答・現地調査インタビューによる

なお、PLN 全体の財務状況を見ると（表 22）、巨額の政府補助金によって支えられており¹⁶、実質的には国の直轄事業とみなすことができる。発電のための燃料・潤滑油費の高負担、

¹⁶ PLN への政府補助金は、2001 年の国営企業法 66 条に Public Service Obligation (PSO) で規定されている（国営企業に対する財務上の補填）。

非効率なオペレーション、低い電力料金¹⁷等が高コスト体制の主要因として指摘されている¹⁸。なお、PLN 全体の財務状況と本事業の運営・維持管理の財務は異なるレベルの問題であり、本事業に対する直接の影響はない。

表 22：PLN 損益計算書

単位：10 億 IDR

	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年
電力売上	63,246	70,735	76,286	84,250	90,172
政府補助金	12,511	32,909	36,605	78,577	53,720
その他収益	786	1,082	1,152	1,382	1,330
営業収益計	76,543	104,726	114,043	164,209	145,222
燃料・潤滑油費	37,355	63,401	65,560	107,783	76,235
保守費	6,511	6,629	7,269	7,620	7,965
人件費	5,508	6,720	7,064	8,344	9,758
その他費用*	26,650	28,478	31,612	36,851	41,318
営業費用計	76,024	105,228	111,505	160,598	135,276
営業利益	519	-502	2,537	3,611	9,946
営業外損益**	-2,694	1,547	-5,635	-15,802	2,257
税金	2,746	2,973	2,547	112	1,848
当期純利益	-4,921	-1,928	-5,645	-12,304	10,356

出所：PLN 年次報告書

注 1：四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

注 2：* 電力購入費、固定資産の減価償却費他

注 3：** 金利収入・費用、為替差損益他

3.5.4 運営・維持管理の状況

発電設備は、事後評価時点でいずれも全般的に良好な状態に維持管理されており、特段の問題はない。(既述のとおり、2008 年 3 月終わりから 2009 年 6 月にかけて、第一発電所の発電機故障が発生したが、2009 年 6 月には修理が完了し、正常運転に戻っている。)

アクセス道路は、洪水の影響により一部(数メートル)損傷が出たが、サイト視察時、復旧作業が進められていた。

日常保守、週毎の保守、月毎の保守は適正に行われており特段の問題は見られない。また、稼働時間が 2 万時間および 4 万時間に達した設備は、今後、特別保守が行われる予定である。

PLN は、貯水池内における堆砂状況の数値データは測定しておらず、音響測深器を利用したモニタリングを行っている。2008 年に第一発電所周辺において、掘削機により堆積した砂・石を除去している。これ以外に、スピルウェー(水吐き口)のゲートを開門することにより(半年毎に実施)、堆積物を水と共に本流に流している。事後評価時点で特段の間

¹⁷ インドネシア政府は、2010 年 7 月 1 日より電力料金を引き上げた。料金引き上げは 2003 年以来 7 年ぶりのことである(料金改定は国会の承認事項である。)

¹⁸ PLN は、財務・経営体質の改善を図るため、政府補助金の削減・電力料金の値上げ・自己資金調達率の向上、民間資金の積極的導入を目指しているが、特に料金設定については政治的にデリケートな問題を包含することから、PLN の目標を実現するためには様々なハードルがある。

題は発生していないが、2008年時点の写真との比較では、確実に堆砂は増えている。モニタリングを継続し、発電所の稼動に多大な影響を来たさない段階で適切な対策を講じることが重要である。

以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

本事業は、実施期間が計画を上回ったが、事業内容と政策との一貫性は高く、定量的・定性的に正の効果およびインパクトが多数発現している。

以上より、本事業の評価は、(A) 非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

【貯水池内における堆砂対策】

貯水池内における堆砂対策について、事後評価時点では特段の問題は見受けられなかったが、将来的に、対策を講じる必要性が見込まれる。PLN は、現状としては、貯水池内における堆砂状況の数値データは測定していないが、音響測深器を利用したモニタリングを行っている。音響測深器を利用すれば、堆砂量を数値データとして把握することも可能であるため、PLN は、浚渫やフラッシングによる排砂を計画的に実施するためにも堆砂量について数字で把握し、適切に管理すべきである。

4.3 教訓

CSR 活動の一環として PLN 自身が展開する森林保護活動や環境保全活動は好事例として特筆すべきである。これらの活動を通じて PLN は地元住民や NGO と良好な関係を形成・維持しており、また、環境保全に配慮した継続的な努力は、本事業の持続性向上に大きく貢献していることから、こうした活動を事業コンポーネントに含める等により実施機関等を支援することも一案である。

以上

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	調整ダム 取水ダム 導水路 水力発電所（第1発電所・第2 発電所：設備容量計50MW） アクセス道路 警報装置 送電線 コンサルティングサービス（F/S、詳細 設計、入札準備補助等） 260M/M コンサルティングサービス（土木工事・ 鋼構造物・発電機・アクセス 道路等の建設監理） 1,145M/M	計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり コンサルティングサービス（F/S、詳細 設計、入札準備補助等） 283M/M コンサルティングサービス（土木工事・ 鋼構造物・発電機・アクセス 道路等の建設監理） 1,989M/M
②期間	E/S： 1992年9月－1995年4月 （32ヵ月） 第1期： 1995年10月－2001年10月 （73ヵ月） 第2期： 1996年11月－2001年10月 （60ヵ月） 合計 165 ヵ月	E/S： 1992年11月－1995年10月 （36ヵ月） 第1期： 1995年12月－2005年1月 第2期： 1996年12月－2005年1月 合計 207 ヵ月
③事業費	外貨 9,372百万円 内貨 6,410百万円 （現地通貨） 合計 15,782百万円 うち円借款分 12,206百万円 換算レート E/S：1IDR=0.064円 （1992年4月時点） 第1期：1IDR=0.045円 （1995年4月時点） 第2期：1IDR=0.046円 （1996年4月時点）	（総事業費不明） 10,039百万円 1IDR=0.0102円 （1998年平均）

インド

シマドリ石炭火力発電所建設事業 (I) (II) (III) (IV)

インド

シマドリ石炭火力発電所建設事業 (I) (II) (III) (IV)

外部評価者：OPMAC 株式会社 宮崎 慶司

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



シマドリ火力発電所

1.1 事業の背景

インド南部の農業州であるアンドラ・プラデシュ州（以下、AP 州という）では、売電収入に農業向け電力需要が大きく、例えば 1992～1995 年度の売電金額に占める農業部門のシェアは約 4 割と大きく、全国平均の約 3 割を超えていた。このため、工業部門向けの電力供給が不足し、同州経済発展のボトルネックとなっていた。1996 年当時のアンドラ・プラデシュ州電力庁（以下、APSEB という）によれば、AP 州の電力需要は過去 5 年間で平均 9.6%の伸びを示しており、現在計画中の全発電所が予定通り完成したとしても、本事業が完成予定の 2004 年末時点でピーク時において約 8%の供給不足が生じることが見込まれていた。インド政府は中央政府及び州政府による新規発電事業の促進とともに、民間発電事業者（以下、IPP という）を後押し、官民全体での発電設備の増強を通じて電力供給能力を強化する方針であったが、現実には、計画されていた IPP による電源開発事業の進捗が遅れており、AP 州の電力需給ギャップは更に拡大する可能性が高かった。

1.2 事業概要

インド南部 AP 州のビジャカパトナム市近郊に、国産炭（インド東部オリッサ州産）を使う発電出力 1,000MW（500MW×2 基）の大規模石炭火力発電所を建設することにより、同州における電力需要の増加への対応及び電力の安定供給を図り、もって同州の産業の活性化、それによる雇用拡大、農村電化や家庭電気普及等による地域住民の生活改善に寄与する。

	(I) ID-P120	(II) ID-P138	(III) ID-P140	(IV) ID-P144
円借款承諾額／ 実行額	19,817 百万円／ 19,371 百万円	12,194 百万円／ 12,191 百万円	27,473 百万円／ 27,294 百万円	5,684 百万円／ 1,251 百万円
交換公文締結／ 借款契約調印	1997 年 1 月／ 1997 年 2 月	2001 年 3 月／ 2001 年 3 月	2002 年 2 月／ 2002 年 2 月	2003 年 3 月／ 2003 年 3 月
借款契約条件	金利 2.3% 返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイド	金利 1.8% 返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイド	金利 1.8% 返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイド	金利 1.8% 返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイド
借入人／実施機関	国営火力発電公社 ／同左 (インド政府 保証)	国営火力発電公社 ／同左 (インド政府 保証)	国営火力発電公社 ／同左 (インド政府 保証)	国営火力発電公社 ／同左 (インド政府 保証)
貸付完了	2007 年 4 月	2007 年 4 月	2007 年 4 月	2007 年 4 月
本体契約	Baharat Heavy Electricals Ltd. (インド)、Hindustan Steel Works Construction Ltd. (インド)、Larsen & Toubro Ltd. (インド)			
コンサルタント契約	該当なし			
関連調査 (フィージビリティ ・スタディ: F/S) 等	F/S: 国営火力発電公社により 1995 年 7 月に作成 SAPI: JICA により「シマドリ石炭火力発電所建設事業(I)(II)」に係る案件実施支 援調査 (SAPI) を 2001 年に実施			
関連事業	円借款事業 シマドリ・バイザック送電線建設事業 第 1 期 (1997 年) 及び 第 2 期 (2002 年)			

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

宮崎 慶司 (OPMAC 株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間: 2010 年 2 月～2010 年 11 月

現地調査: 2010 年 5 月 2 日～5 月 15 日、2010 年 8 月 9 日～8 月 15 日

2.3 評価の制約

なし。

3. 評価結果 (レーティング: A)

3.1 妥当性 (レーティング: a)

3.1.1 開発政策との整合性

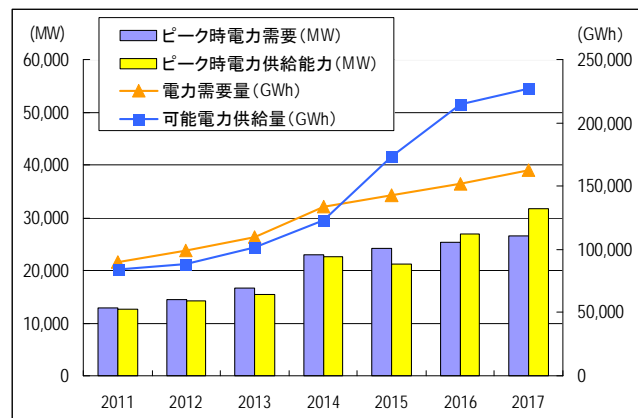
審査時では、第 8 次 5 年計画 (1992～1997) における公共部門総投資額 (4 兆 3,410 億ルピー) のなかで電力セクターに対する投資額は 18.3% (7,959 億ルピー) であり、全セクター中トップシェアであった。同計画では、①発電設備稼働率の向上、②送配電ロス削減、③電力供給機関の財務体質の改善、④新規電源開発事業の促進、⑤民間投資の活用等

に重点が置かれていた。本事業は AP 州の発電能力の増強を行なうものであり、新規電源開発の促進という重点項目と整合性があった。

事後評価時では、第 11 次 5 年計画（2007～2012）期間中の中央政府、州政府、民間部門の全てを含むインフラへの総投資額（20 兆 5,610 億ルピー）のなかで電力セクターに対する投資額は 32.42%（6 兆 6,652 億ルピー）を見込んでおり、全セクター中トップシェアである。同計画では、電力セクターに対する開発戦略として、①中央電力規制委員会（CERC）、州電力規制委員会（SERC）の能力強化、②送配電ロスの削減、③地方電化の促進、④電力セクターへの民間投資の促進等に重点が置かれている。本事業は AP 州の発電能力の増強を通じて、同州の産業の活性化、それによる雇用拡大、農村電化や家庭電気普及等による地域住民の生活改善に寄与することを目指しており、同計画の開発戦略のひとつである地方電化の促進と整合性を持つ。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

審査時、インド南部の農業州である AP 州では、農業向け電力需要の伸びが大きく、また IT 関連産業を中心とした産業発展により、工業部門向けの電力供給が不足し、同州経済発展のボトルネックとなっていた。当時計画中の全発電所が予定通り完成したとしても、本事業完成予定の 2004 年時点でピーク時において約 8%の不足が生じることが見込まれていた。従って、本事業による新規電源開発の緊急性は高かった。



出所：APTRANSCO

図 1：AP 州における電力需要及び電力供給予測

事後評価時では、本事業完成後も AP 州における電力供給不足は解消されておらず、工業部門、農業部門、及び一般家庭部門における将来的な電力需要の増加も予想されている。AP 州の送電部門を担うアンドラ・プラデシュ送電公社（以下、APTRANSCO という）によれば、現在、計画・実施中の電源開発事業が完成しても、2014 年までは需要が供給能力を上回る状況であり、同州における発電能力の増強に対するニーズは引き続き高い（図 1 参照）。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

審査時点において、対インド国別援助計画は策定されていなかったが、これまでの調査研究、インド政府との政策対話等を踏まえて、外務省の対インド援助計画（平成 18 年 5 月）における重点目標のなかに、第 11 次 5 年計画の優先目標である電力、運輸セクターを中心とした「インフラ整備を通じた経済成長」の推進が含まれていた。

以上より、本事業の実施はインドの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：a）

3.2.1 アウトプット

本事業は AP 州ビジャカパトナム市の西南約 25km に出力 1,000MW の石炭火力発電所を建設するものであり、計画された主要アウトプットは、メインプラント（ボイラー2基（循環式）、タービン（出力 500MW×2 基）、発電機（出力 588MW×2 基、力率 0.85）、灰処理施設（面積 249ha、全容量 4,816 万 m³、25 年分の排出量）、貯水池（面積 112ha）、電気集塵機、燃料油供給施設、冷却水装置（自然通風式、6 万 t/h）¹、変圧器、開閉装置などであった。これらアウトプットについては計画通りに実施された。

本事業ではコンサルタント部分は円借款対象外であり、施工管理部分は国営火力発電公社（以下、NTPC という）が自ら担当した。本事業は計画事業期間内に全てのアウトプットが完成し、予定よりも前倒して商業運転の開始が出来た²。

なお、本発電所に関連する送変電設備については、円借款事業「シマドリ・バイザック送電線建設事業 第 1 期及び第 2 期」³としてアンドラ・プラデシュ送電公社（APTRANSCO）により実施されることになっていたが、同事業は既に 2005 年 12 月に完成している。



図 2：事業サイト地図

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

計画事業期間⁴は 1997 年 2 月の事業開始⁵から 2004 年 8 月の事業完成⁶までの 91 ヶ月であったのに対して、実際の事業期間は 1997 年 2 月から 2004 年 1 月までの 84 ヶ月であり、計画を下回った（計画比 92%）。試運転開始は、第 1 号基及び第 2 号基でそれぞれ 1 ヶ月及び 4 ヶ月早く稼働した。商業運転開始は、第 1 号基及び第 2 号基でそれぞれ 2 ヶ月及び 3 ヶ月前倒しとなった（表 1 参照）。

¹ 本事業では冷却水として海水が使われている。

² このことにより、2005 年に国際プロジェクトマネジメント協会（IPMA）から本事業に対して最優秀プロジェクトマネジメント賞が与えられた。

³ 同事業は、AP 州ビジャカパトナム市～州都ハイデラバード間約 600km を含む地域において、400kV 及び 220kV の送電線敷設、変電所建設等を行なうもので、2005 年 12 月に完成した。

⁴ 事後評価における計画・実績比較の基準として、第 II 期審査時（2001）の計画事業期間を適用。この理由は 1998 年 5 月のインド核実験を受けて日本政府による対印経済措置が発動されたことにより、第 II 期の借款契約締結が 2001 年まで延期されたため、第 II 期審査時に事業期間及び事業費の見直しが行われたことによる。

⁵ 事業開始の定義は、第 I 期の借款契約の調印年月とする。

⁶ 事業完成の定義は、主要アウトプットが完成し本格的な商業運転が始まった年月とする。

表 1：計画及び実績事業期間の比較

項目	計画値*	実績値
1. 円借款（第Ⅰ期）契約締結	1997年2月	1997年2月
2. メインプラント（一括請負契約）		
a) 入札準備・手続き・契約	1997年10月～1998年8月	1997年10月～1998年11月
b) 1号基 試運転開始	2002年3月	2002年2月
商業運転開始	2002年7月	2002年9月
引渡し	2002年9月	2002年7月
c) 2号基 試運転開始	2002年12月	2002年8月
商業運転開始	2003年6月	2003年3月
引渡し	2003年6月	2003年1月
3. 石炭輸送施設（入札～引渡し）	1998年2月～2003年6月	1998年2月～2003年3月
4. 冷却水施設（入札～引渡し）	1998年4月～2003年6月	1998年3月～2003年3月
5. 水供給施設（入札～試運転調整）	1997年11月～2003年1月	1997年11月～2002年11月
6. 冷却塔（入札～試運転調整）	1998年4月～2002年11月	1998年4月～2002年7月
7. 煙突（入札～試運転調整）	1998年4月～2002年2月	1998年4月～2001年9月
8. 水処理施設（入札～試運転調整）	1998年5月～2002年9月	1998年3月～2001年12月
9. 排水処理施設（入札～試運転調整）	1998年5月～2002年9月	1998年3月～2001年6月
10. 鉄道引込み線（入札～試運転）	1997年10月～2001年12月	1997年10月～2001年12月
11. 灰処理施設（入札～建設工事完成）	1998年5月～2002年8月	1998年5月～2002年8月
12. 事業完成**	2004年8月	2004年1月

出所：JICA 審査資料及び NTPC

注1：計画事業期間は第Ⅱ期審査時（2001）の事業期間を適用。

注2：事業完成の定義は、主要アウトプットが完成し本格的な商業運用が始まった年月。

NTPC へのヒアリングをもとに事業期間が計画内に収まった要因を以下のとおり分析した。

- ① 本事業は NTPC のモデル事業として位置付け、各部署から優秀な人材を配置するとともに、最優先事業として進め、かつ手厚い事業予算配分を行なうなど、本事業に対しては NTPC が優先的に資源の投入を行なったこと。
- ② コントラクターの実施能力及び信用力が高かったこと。
- ③ NTPC が過去実施した他事業での施工管理の経験と実績が活かされたこと。また長年の経験による NTPC の事業実施能力が高かったこと。
- ④ AP 州政府、ビジャカパトナム市政府など地元自治体から本事業に対して積極的な支援があったこと。AP 州では当時の州知事が強力なリーダーシップで電力セクター開発及び電力セクター改革⁷に取り組んでおり、またシマドリ発電所から発電される電力全てが AP 州向けであったことから、AP 州における本事業の優先度及び重要度が高かった。そのため、例えば環境クリアランス取得手続きなども、通常プロジェクトに比べて非常に短時間で行なわれた。また用地取得・住民移転に対する州政府、地元自治体からの支援もあった。

⁷ AP 州はインドでも最も電力セクター改革が進んだ州のひとつであり、1998 年の州電力改革法の成立以降、州電力庁（SEB）の発電、送電、配電会社への分割、州電力規制委員会の設置、電力料金の合理化などの諸改革に取り組んでいる。

- ⑤ 社会配慮プログラムと一体となった用地取得及び住民移転に対する補償スキームが適用されたことより、用地取得及び住民移転手続きがスムーズに実施されたこと（詳細は後述の「3.4.4 住民移転・用地取得に係る社会的インパクト」を参照）。

3.2.2.2 事業費

計画事業費⁸は 97,369 百万円であったのに対して、実際の事業費は 90,946 百万円であった（計画比 93%）。費目別としては、灰処理設備の建設費が計画の 2,014 百万円から 4,812 百万円（実績）へと増えた。これは石炭灰量の増加に対応するための建設工法の変更によるものであった。また鉄道引込線の出発地点の変更および電化を行なったことにより、鉄道引込線の建設費が計画の 2,177 百万円から 3,460 百万円（実績）へと増加した。それ以外の費目は概ね計画事業費と同じかそれ以下であった。全体としては計画事業費内に収まった（表 2 参照）。

表 2：計画及び実績事業の比較

費目	計画値*			実績値		
	外貨 (百万円)	内貨 (百万ルピー)	合計 (百万円)	外貨 (百万円)	内貨 (百万ルピー)	合計 (百万円)
1 メインプラント	14,919	14,297	49,804	15,366	15,546	54,428
2 石炭輸送施設	153	871	2,278	151	910	2,438
3 水処理・冷却水施設	333	1,550	4,116	352	1,892	5,106
4 水供給施設	-	235	573	-	216	543
5 冷却塔	-	831	2,027	-	835	2,098
6 灰処理施設	-	826	2,014	-	1,915	4,812
7 煙突	-	232	565	-	194	487
8 鉄道引込線	-	892	2,177	-	1,377	3,460
9 管理棟・付属設備等	-	1,509	3,682	-	1,536	3,860
10 用地取得	-	864	2,107	-	894	2,246
11 その他資機材	-	281	686	-	178	447
12 エンジニアリング費、管理費、 コンサルティング・サービス費、 コミッションング費など	-	2,098	5,120	-	1,993	5,008
13 税金	-	600	1,464	上記の各費目に含まれる		
14 プライスエスケーション	359	5,043	12,664	上記の各費目に含まれる		
15 予備費	788	1,506	4,464	-	42	106
16 建中金利	3,628	-	3,628	-	1,356	3,407
17 為替変動調整					995	2,500
合計	20,180	31,635	97,369	15,869	29,879	90,946

出所：JICA 及び NTPC

注 1：計画事業費は第 II 期審査時(2001)の事業費を適用。

注 2：交換レート：1 ルピー＝2.44 円(1999 年 12 月)(計画)、1 ルピー＝2.5127 円(1999～2004 年平均)(実績)

⁸ 計画事業費については、第 II 期審査時(2001)の事業費を適用。理由は、1998 年 5 月のインド核実験を受けて日本政府による対印経済措置が発動され、第 II 期の借款契約が凍結された。その後、事業費の見直しを主目的として 1999 年 12 月に実施された中間管理ミッションの結果を受けて、第 II 期審査時に事業費の変更を行なった。この変更により、事業費が第 I 期審査時(1996)の 140,159 百万円から、第 II 期審査時(2001)には 97,369 百万円へと約 7 割の規模に縮小した。そのため、事後評価における計画・実績比較の基準として、見直し後の第 II 期審査時の計画時事業費を適用することとしたため。

以上より、本事業は事業費及び事業期間ともに計画内に収まり、効率性は高い。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

表3は、2003/04年度から2009/10年度までのシマドリ発電所の主要運用効果指標を示したものである。最大出力、設備利用率、稼働率、所内率、発電端熱効率、送電端電力量など、全主要指標が計画値（目標値）を十分達成している。とりわけ2008/09～2009/10年度にかけての過去2年間の設備利用率は、97%を超えている。2008/09年度におけるインド国内の発電所の設備利用率は、中央政府管理下の国営発電所が平均84.3%、州政府管理下の発電所が平均71.2%、IPPが平均91%、全インド平均が77.2%である⁹ことを考えると、シマドリ発電所の設備利用率97%超は、全国でもトップレベルの高水準といえる¹⁰。

また原因別の停止時間・回数は、2007/08年度を除いては、全て計画値（目標値）を達成している（表4参照）。2007/08年度の計画停止時間のみが、計画値の1,402時間に対して実績値が1,878時間（2号基）となり目標が達成されていないのは、この年に実施した2号基のオーバーホールの際に、タービンのベアリングに不具合（振動）が発見され、その修理に追加的な時間を要したためであった。その後、不具合は解消した。

表3：主要運用効果指標

		2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10
最大出力 (MW)	計画	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	実績	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
設備利用率 (%)	計画	56.08	66.31	85	85.00	85.00	85.00	85.00
	実績	87.90	92.72	88.38	92.10	88.57	97.41	97.27
稼働率 (%)	計画	80.00	85.00	89.00	89.00	89.00	89.00	89.00
	実績	90.30	93.23	93.72	92.44	87.68	94.54	94.38
所内率 (%)	計画	8.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	6.00
	実績	8.00以下	7.50以下	7.50以下	7.50以下	7.50以下	7.50以下	6.00以下
発電端熱効率 (%)	計画	33.60	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
	実績	33.60以上	35.00以上	35.00以上	35.00以上	35.00以上	35.00以上	35.00以上
送電端発電量 (GWh)	計画	4,495	5,344	6,962	6,962	6,962	6,962	6,962
	実績	7,244	7,663	7,304	7,622	7,324	8,080	8,051

出所：NTPC

注：設備利用率（%）＝年間発電量／（定格出力×年間時間数）×100

稼働率（%）＝（年間運転時間／年間時間数）×100

所内率（%）＝（年間所内消費電力量／発電端発電量）×100

発電端熱効率（%）＝（年間発電端発電量×860）／（年間燃料消費量×燃料発熱量）×100

送電端発電量（GWh）＝発電端発電量－所内消費電力量

⁹ インド電力省「2009/10年度年次報告書」より（Ministry of Power, Annual Report 2009-10）。

¹⁰ ちなみに、2008/09年度におけるNTPC傘下の全発電所の設備利用率の平均は91%であった（2008/09年度NTPC年次報告書より）。

表 4：原因別の停止時間及び回数（停止時間：時間/年間、停止回数：回/年間）

		2003/04		2004/05		2005/06		2006/07		2007/08		2008/09		2009/10	
		時間	回数	時間	回数	時間	回数	時間	回数	時間	回数	時間	回数	時間	回数
人員ミス	計画	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1号基	実績	0	0	0	0	4.39	2	0	0	0	0	0	0	1.68	1
2号基	実績	3.57	2	0	0	0	0	0	0	1.8	1	0	0	0	0
機械故障	計画	876.00	72	876.00	72	526.00	48	526.00	48	526.00	48	526.00	48	526.00	48
1号基	実績	551.14	19	138.39	7	234.74	10	101.31	6	204.24	7	69.25	1	121.52	2
2号基	実績	512.11	16	124.55	7	67.82	5	130.09	6	80.44	6	96.74	2	183.50	6
計画停止	計画	2,102.40	4	2,102.40	4	1,402.00	4	1,402.00	4	1,402.00	4	1,402.00	4	1,402.00	4
1号基	実績	642.47	1	410.43	1	429.77	1	699.90	1	0	0	789.90	1	0	0
2号基	実績	0	0	512.12	1	363.31	1	393.47	1	1,878.61	2	0	0	677.31	2

出所：NTPC

3.3.1.2 内部収益率の分析結果

(1) 財務的内部収益率（FIRR）

事後評価時の本事業の FIRR の再計算結果は 12.6% であり、計画時¹¹の 12.03% とほぼ同じであった。なお計画時の FIRR 算出の前提条件は以下のとおりであった。

< 計画時の FIRR 前提条件 >

- 費用：建設費（建中金利除く）、燃料費、運営・維持管理費
- 便益：売電収入（11,690 百万ルピー／年）
- プロジェクトライフ：商用運転開始後 25 年
- 設備利用率：65%（年間発電量約 6,000GWh）
- 発電コスト：2.12 ルピー／kWh

(2) 経済的内部収益率（EIRR）

審査時の本事業の EIRR は 36.63% であった。EIRR の再計算については、再計算に必要な情報データの入手が困難であったため、本事後評価では再計算は行なわなかった。なお EIRR 算出のための計画時の前提条件は以下のとおりであった。

< 計画時の EIRR 前提条件 >

- 費用：建設費、燃料費、運営・維持管理費
- 便益：誘発効果、代替効果
- プロジェクトライフ：商用運転開始後 25 年
- 設備利用率：65%（年間発電量約 6,000GWh）

¹¹ 本事後評価では計画時の IRR として、第 III 期審査時（2002 年）に積算された IRR を適用した。理由としては、本事業では第 II 期審査時に大幅な事業費の変更を行なったため、IRR 再計算の比較対象としては第 II 期以降に積算された IRR が妥当であると思われること、さらに第 II 期～第 IV 期審査資料のうち計画時の詳細な積算根拠を追跡することができるデータが入手可能なものは、第 III 期の審査資料のみであったため。

3.3.2 定性的効果

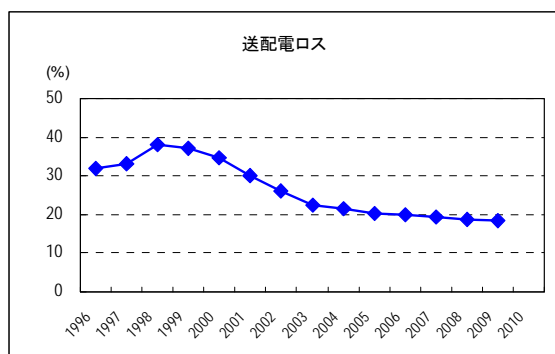
3.3.2.1 受益者からのヒアリング結果

シマドリ発電所で発電される全ての電力は APTRANSCO に売電され、その後、各配電会社を通じて AP 州内の各電力需要家へ届けられる。APTRANSCO によれば、2004 年の事業完成時よりシマドリ発電所からは安定的な電力供給を受けており、このことは APTRANSCO の送電サービスの信頼性の向上にも貢献しているとのことであった。また、シマドリ発電所は発電効率が高いため他発電所と比較して売電価格が安く、同発電所からの安定的な電力供給は、間接的に同送電会社の財務体質の健全化にも貢献したとのことであった。

また、アンドラ・プラデシュ中部配電会社 (APCPDCL)¹²も、シマドリ発電所の完成後、以前に比べて電圧昇降が一定で安定的な電力供給が可能となり、停電時間も減少したとのことであった。APCPDCL によると AP 州ではアンドラ・プラデシュ発電公社 (APGENCO) の設備利用率が約 85%、民間発電事業者 (IPP) の設備利用率が約 85~90% に対して、97% を超えるシマドリ発電所の設備利用率は AP 州の全ての発電施設のなかで最も高いことから、シマドリ発電所は AP 州で最も効率的で生産性が高い発電所であるとの認識であった。電力需要家である 5 つの地元企業¹³に対するヒアリングにおいても、シマドリ発電所の完成後、量及び質の両面で、電力供給の改善がみられたとの見解であった。

このことから、シマドリ発電所は AP 州のベースロード発電として安定的な電力の供給に重要な役割を果たしているといえる。

一方、近年 AP 州では送配電部門の能力強化及び効率化を含む電力セクター改革に積極的に取り組んでおり、2001 年以前は 30% 以上あった送配電ロスが、2010 年には 18.5% まで改善している。本事業実施後に電力の量及び質の両面で改善効果があったとの電力需要家の認識は、送配電部門の効率性の改善による効果も含まれていると考えるのが妥当である (図 3 参照)。



出所：APTRANSCO

図 3：AP 州における送配電ロスの推移

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

¹² AP 州では 4 つの配電会社があり、首都ハイデラバードをカバーする中部配電会社 (APCPDCL) のほかに、南部配電会社 (APSPDCL)、東部配電会社 (APEPDCL)、北部配電会社 (APNPDCL) がある。

¹³ ヒアリングを行なった電力需要家 5 社は、ハイデラバード近郊の Jeedimetra 工業団地内で操業する地元製造業者から選定した。この工業団地はアンドラ・プラデシュ中部配電会社 (APCPDCL) から電力供給を受けている。

写真：ハイデラバード市内の電力需要家へのヒアリング



化学薬品製造業者



梱包材製造業者



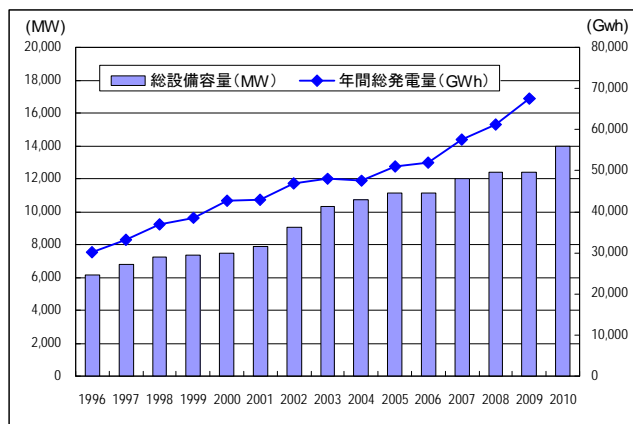
金属線製造業者

3.4 インパクト

3.4.1 アンドラ・プラデシュ州の電力需給ギャップ縮小に対するインパクト

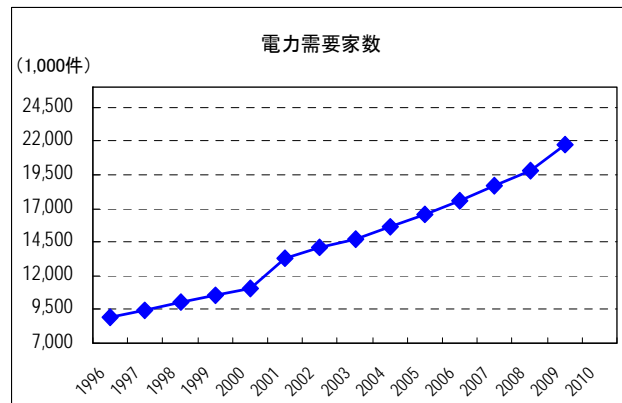
AP 州では恒常的な電力不足の解消のため、電源開発に積極的に取り組んでおり、本事業がスタートした 1996 年から 2009 年までの 13 年間で、AP 州の総発電設備容量は 6,163MW (1996 年) から 12,427MW (2009 年) へと 2 倍に、年間総発電量も 30,119GWh/年 (1996 年) から 67,387GWh/年 (2009 年) へと 2.2 倍の規模に拡大した (図 4 参照)。2009 年時点において、シマドリ発電所は AP 州の総発電設備容量の 8%、総発電量の 11.9% を占めており、AP 州の発電部門において重要な役割を果たしている。記述のとおりシマドリ発電所は AP 州のベースロード発電として年間約 8,000GWh の安定的な電力を供給していることから、本事業は AP 州の電力需給ギャップ縮小に一定の貢献をしている。

しかしながら、AP 州の電力需要家の急激な増加 (2000 年 1,110 万人→2009 年 2,171 万人) に伴い、AP 州最大の電力部門である農業部門を始め、工業部門及び一般家庭での電力需要は毎年拡張を続けており、現在でも電力需要に対して供給能力が追いついていない状況である (図 5) ¹⁴。



出所：APTRANSCO

図 4：AP 州の総発電設備容量及び年間総発電量

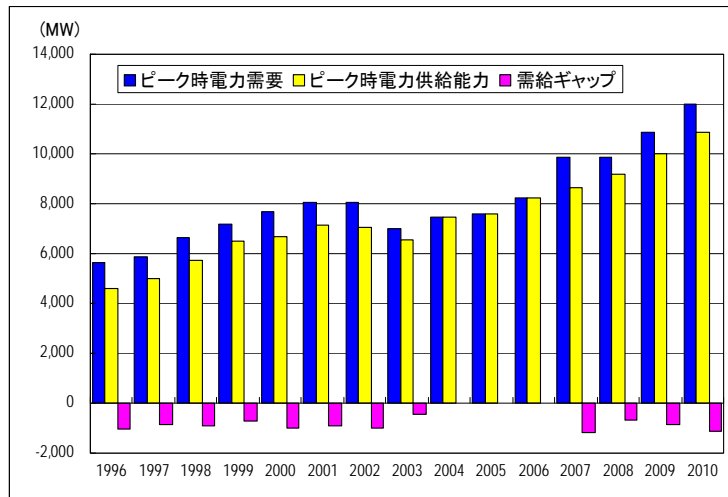


出所：APTRANSCO

図 5：AP 州の電力需要家数の推移

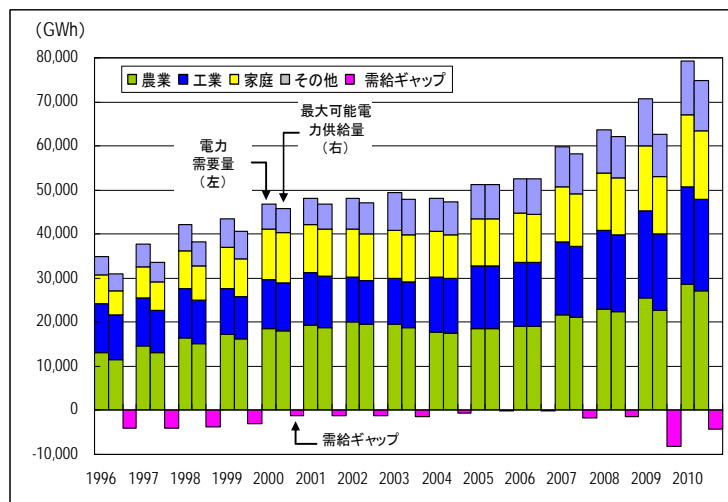
¹⁴ そのため、AP 州では日常的に計画停電が発生し、工場、企業などの大口電力需要家は、自家発電にも依存している。

図 6 及び図 7 に示すように、AP 州の電力需給ギャップがほぼ解消されたのは、1996～2010 年の 15 年間で 2004～2006 年の 3 年間のみである。現在、NTPC により本事業の第 2 フェーズ事業が実施中であり、2011/12 年(予定)の完成後はシマドリ発電所の発電能力が 1,000MW から 2,000MW へと増強されることになり、AP 州の電力需給ギャップの更なる解消に貢献することが期待されている¹⁵。



出所：APTRANSCO

図 6：AP 州の電力需要量及び最大可能電力供給



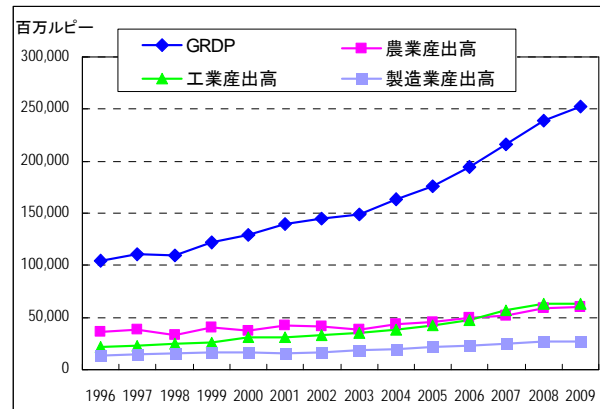
出所：APTRANSCO

図 7：AP 州のピーク時電力需要及び電力供給能力

¹⁵ なお第 2 フェーズ事業での追加分 1,000MW の発電設備から発電される電力については、AP 州だけでなく近隣のカルナタカ州、ケララ州、タミルナド州へも送電される計画となっている。

3.4.2 アンドラ・プラデシュ州の産業の活性化とそれによる雇用拡大に対するインパクト

AP州の州内総生産（GRDP）、農業、工業、製造業産出高は毎年、順調に伸びている（図8参照）。シマドリ発電所はAP州のベースロード発電としての安定的な電力供給を通じて、同州の産業の活性化を下支えする役割を果たしたと思われる。雇用拡大に対するインパクトについては、本事業のスコープとの関係性から検証は困難であった。



出所：AP州政府

図8: AP州のGRDP、工業、農業、製造業産出高

3.4.3 農村電化や家庭電気普及等による地域住民の生活改善に対するインパクト

AP州では、本事業が完成する前の2002年時点において、電化率¹⁶は100%を達成しており、本事業による農村電化及び家庭電気普及等へのインパクトの把握は困難であった。同様に農村電化や家庭電気普及等によりもたらされる地域住民の生活改善に対するインパクトについても、把握が困難であった。そのためこれらインパクトについては評価を行っていない。

3.4.4 自然環境に対するインパクト

(1) 大気汚染及び水質汚濁に係るインパクト

本事業では事業実施前の1994年にNTPCにより環境影響評価（EIA）が実施され、1996年7月にAP州政府の環境クリアランス（Techno-economic Clearance）を取得していた。また2001年にJICAによる「シマドリ石炭火力発電所建設事業（I）（II）」に係る案件実施支援調査（SAPI）が実施され、インド国の環境基準、環境対策技術及び日本、米国における国際的な環境基準、対策技術を踏まえた上での本事業の環境影響評価及び環境対策に対する改善措置、ならびに石炭灰再利用計画の見直し案¹⁷などの提言が行なわれた。これらのSAPIの提言内容¹⁸は、本事業の環境対策及び石炭灰再利用計画に反映された。NTPCはAP州公

¹⁶ 2004年2月に改定された「電化」の定義は、①居住区の基本配電設備の整備、②公共の場所（学校、会議所、診療所、薬局、公民館など）への電気供給、③村落内の世帯電化率が10%以上、の3つの条件を満たすことである。

¹⁷ インド政府が1999年9月14日付けで交付した石炭灰利用に関する新規制「Dumping and Disposal of Fly Ash Notification」に対応するため。

¹⁸ SAPIでは環境対策に関する提言として9つ、石炭灰有効利用に関する提言として6つの提言を行なった。これら提言に対する実施機関の対応状況は以下の通り。①石炭中の重金属及び微量元素の分析＝実施中、②石炭灰中の重金属及び微量元素の分析＝実施中、③4カ所以上の環境大気モニタリング地点の設置＝6カ所に設置済み、④開放的な地形の地点（地上高10m）における気象観測設備の設置＝実施済み、⑤飲料水水質基準パラメータを地下水モニタリングパラメータに含めること＝実施済み、⑥既存の上流側6井戸に加えた下流側6井戸における地下水水質モニタリング地点の設置＝上流下流合わせて9井戸にモニタリング地点を設置済み、⑦コミュニティ開発計画のモニタリングの維持＝シマドリ発電所CSR課がモニタリングを実施中、⑧ISO14001認証取得＝2004年に取得済み、⑨環境モニタリングデータが基準値を超えた場合の対応策の作成＝実施中、⑩石炭灰利用の潜在的市場開拓のための戦略策定＝実施済み、⑪石炭灰製品・

害監査局（以下、APPCB という）及び環境森林省のガイドラインに沿って排煙、排水等のモニタリングを毎月実施し、定期的に当局へ報告を行なっている¹⁹。

シマドリ発電所では、プラント周辺 6 カ所に環境大気モニタリング地点を設け、煙突から排出される大気汚染物質のモニタリングを行なっている。本事業では高煙突の採用、電気集塵機の設置、低硫黄炭の使用等により、主要パラメータである浮遊粒子状物質 (SPM)、二酸化硫黄 (SO₂)、窒素酸化物 (NO_x) 等の着地濃度 (24 時間値) は、全てインド環境基準を満たしている (表 5 参照)。上記 6 カ所のモニタリング地点のうち 3 カ所については SAPI の提言を踏まえて追加設置されたものである。排水に関しても全てのパラメータの値 (年平均値) は、インド環境基準を満たしている。これら排出ガス及び排水モニタリングデータは、オンラインで同発電所中央制御室にて監視されており、NTPC 本部及び環境森林省でも常時閲覧可能なシステムを構築している (表 6 参照)。

表 5：プラント周辺の排出ガスモニタリングデータ

パラメータ	単位	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	インド環境基準
浮遊粒子状物質 (SPM)	µg/m ³	88.3	74.4	80.0	81.9	88.0	81.9	74.5	73.6	200
粒径 10 ミクロン以下の吸入性粒子状物質 (RPM)	µg/m ³	-	37.0	44.4	47.8	48.9	47.0	42.2	35.7	100
二酸化硫黄 (SO ₂)	µg/m ³	18.0	15.8	15.2	14.2	15.4	12.3	8.9	17.0	80
窒素酸化物 (NO _x)	µg/m ³	25.7	24.5	20.8	18.8	18.5	15.3	10.3	11.5	80

出所：NTPC

注：上記の着地濃度データは 24 時間値を示す。着地濃度は週 2 回、6 カ所の環境大気モニタリング地点で測定される。煙突出口前での排出濃度は 24 時間連続測定される。

表 6：排水モニタリングデータ

パラメータ	単位	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	インド環境基準
水素イオン濃度	pH	8.10	8.47	8.25	8.10	7.61	8.00	8.17	7.96	5.50-8.50
取水温度に対する排水温度の差*	°C	3.40	2.30	2.10	0.90	1.40	2.33	1.80	2.5	5
総浮遊物質 (TSS)	ppm	51.8	21.45	14.58	10.00	19.92	12.83	12.59	19.8	100
遊離塩素含有量	ppm	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	<0.1	0.5
リン酸態リン含有量 (PO ₄ -P)	ppm	ND	3.84	3.84	0.136	0.42	0.26	N/A	0.6	20
鉱油類含有量	ppm	ND	3.7	N/A	1.03	2.42	1.38	<0.2	3.5	20
クロム含有量	ppm	BDL	0.146	0.16	0.071	<0.01	0.13	N/A	<0.01	0.2
鉄含有量	ppm	0.37	N/A	0.13	0.05	0.08	0.048	N/A	0.07	1.0
亜鉛含有量	ppm	0.025	0.476	0.240	0.063	N/A	0.330	0.138	0.060	1.0
銅含有量	ppm	0.078	0.052	0.050	0.033	0.009	0.080	0.061	0.040	1.0

出所：NTPC

注 1：上記データは年平均値を示す。発電所からの排水は排水処理装置出口で 24 時間連続測定される。

注 2：ND=検出不能、BDL=検出可能レベル以下、N/A=データなし。

注 3：シマドリ火力発電所では、タービン発電機で使用した蒸気を取水口から取り入れた海水で冷却し、放水口から温排水を海へ放流している。

道路工事及び農業への石炭灰の利用=実施中、⑫露天採掘鉱山と荒廃地の開発への石炭灰の利用=発電所敷地内の荒廃地の埋立への石炭灰の利用は実施済み、発電所周辺の荒廃地開発について実施中、⑬石炭灰有効利用促進のためのインセンティブ=石炭灰製品製造業者に対する石炭灰の無償提供、石炭灰の輸送費の一部負担等の対策を実施中、⑭石炭灰の環境影響調査及び粉塵対策=実施中、⑮石炭灰利用に関する追加的調査=実施中。

¹⁹ 本事業では、火力発電によって生じる排煙、排水等のモニタリング結果を APPCB に対しては毎月、環境森林省中央公害監査局 (CPCB) に対しては 3 ヶ月ごとに報告することが義務付けられている。

本事後評価では、AP州環境局、ビジャカパトナム市政府、近隣住民及び村長数名に対するヒアリングを行なったが、本事業による発電所周辺住民への健康被害及び周辺地域への環境被害は確認されなかった²⁰。

(2) 石炭灰処理

本事業では環境森林省のガイドラインに基づき、運用開始から3年後に30%、9年後に100%の石炭灰を再利用することを目指していた。表7は石炭灰の再利用状況実績及び予測を示しているが、2007/08年度、2008/09年度には石炭灰の再利用は70%まで達した。用途としては、プラント敷地内の低地の埋め立てや灰処理施設拡張のための土木用資材としての再利用が最も多く、次いでセメント、コンクリート、煉瓦、タイル等の灰製品の原材料としての再利用であった。2009/10年度には、インドの景気後退に伴う建設業界の低迷により土木用資材としての石炭灰に対する需要が落ち込んだこともあり、再利用率は45%まで低下した。

現在、NTPCでは2013/14年度に石炭灰再利用100%達成を目標に、2010/11～2014/15年度にかけての5カ年間計画（ローリングプラン）を作成しており、NTPCでは新たな顧客層の開拓のための市場調査、セメント工場とのタイアップ、インド国道庁（NHAI）への営業活動、石炭灰を利用した農業モデル事業の実施、セミナーの開催などを行い、石炭灰再利用促進に取り組んでいる。

表7：石炭灰再利用計画及び実績

(単位：1,000トン)

	石炭灰発生量	再利用目標値	石炭灰再利用							合計	再利用率
			低地埋め立て工事	セメント・コンクリート	灰処理施設拡張工事	灰製品(レンガ・タイル等)	道路工事	その他			
2003/04	1,950	165	179	30	62	2	-	-	273	14.0%	
2004/05	2,065	410	443	13	29	28	-	4	517	25.0%	
2005/06	1,765	600	628	115	28	37	32	10	850	48.2%	
2006/07	2,043	735	799	227	222	70	4	6	1,328	65.0%	
2007/08	2,304	890	1,107	258	2.5	107	139	10	1,624	70.5%	
2008/09	2,364	1,050	888	222	319	182	14	35	1,660	70.2%	
2009/10	2,217	1,300	174	190	304	216	2	114	1,000	45.0%	
2010/11	2,012	1,267	60	235	525	235	66	146	1,267	63.0%	
2011/12	2,020	1,414	200	175	600	200	100	139	1,414	76.0%	
2012/13	2,024	1,821	300	250	600	250	100	321	1,821	90.0%	
2013/14	2,050	2,050	400	275	600	300	100	375	2,050	100.0%	
2014/15	2,050	2,050	400	275	600	300	100	375	2,050	100.0%	

出所：NTPC

注：2003/04～2009/10年は実績値。2010/11年以降は計画値。

²⁰ なお、ヒアリングを行なった住民の一部からは、夏季に灰処理施設からの浮遊物の飛来があり、それによる塩田への被害、住民への健康被害が生じているとの苦情が聞かれた。この問題について AP 州環境局へ確認したところ、発電所の付近にはセメント工場などもあり、住民が申告している健康被害の原因の特定や本事業との因果関係については、科学的には確認はされていないとのことであった。

写真：環境大気モニタリング施設、灰処理施設、石炭灰再利用例



気象観測機器および環境大気
モニタリング設備

灰処理施設

石炭灰再利用（煉瓦製造）

シマドリ発電所周辺では近年、宅地開発が進められており、将来、住宅地になることも想定され、新たな住民から環境問題が持ち上がる懸念がある。AP 州環境局からは NTPC がプラント周辺地区の土地を取得し、植林等により緩衝地帯（グリーン地帯）とすることに関して提言があった。NTPC では既に灰処理施設周辺や発電所周辺の近隣村落への植林を実施済みであり、第 2 フェーズ事業においても石炭輸送施設周辺への追加的な植林等を行なっているが、発電所周辺の既存道路のロケーション、追加的財源の必要性などもあり、NTPC は緩衝地帯となる追加的な土地の取得は行っていない。

以上のことから、事後評価時においては自然環境に対するマイナスのインパクトは確認されていない。

3.4.5 住民移転・用地取得に係る社会的インパクト

本事業の実施に伴い 1,369ha の用地取得が行われ、80 世帯が住民移転の対象となった。移転対象世帯数が当初計画の 71 世帯から 80 世帯に増加した理由は、本事業計画地周辺の放水路の流路変更等によるものであった。当該 80 世帯は土地家屋に対する補償を得た上、希望者には NTPC が用意した移転区画に 1 世帯当り 163m²の土地が無償供与された。また移転区画には、道路、電気、井戸などが整備された（表 8 参照）。

表 8：用地取得面積及び住民移転対象世帯数

項目	計画	実績
1. 用地取得面積	1,369ha	計画どおり
2. 住民移転地区面積	2ha	計画どおり
3. 補償を受けた住民数	不明	2,272 人
4. 住民移転対象世帯数	71 世帯	80 世帯

出所：NTPC 及び SAPI 報告書（2001 年）

上記の用地取得及び住民移転手続きは、NTPC と地区開発諮問委員会 (VDAC) ²¹ との協議に基づいて策定され「シマドリ火力発電所に係る住民移転リハビリテーション・ポリシー (1993 年策定)」及び「同住民移転・リハビリテーション・ガイドライン及びコミュニティ開発計画 (1999 年策定)」の枠組みで実施された。本事業では土地補償費の基準価格として、市場価格に比べて 3~4 倍高い 1 エーカー当り 225,000 ルピーが適用²²されており、通常の場合と比べて好条件であった。その他にも家屋の有無、農作物の種類などに応じて追加給付金 (インセンティブ) も供与された²³。このような好条件の土地補償価格が可能となった理由は、NTPC では迅速な用地取得の実現を優先しており、そのため用地取得交渉が地権者と NTPC の当事者間のみではなく、VDAC を加えた参加型で行なわれ、土地の買取価格も地権者との交渉によって決められたこと、またそのための十分な予算も事業費のなかに準備されていたことなどであった。

またコミュニティ開発計画 (事業費: 約 50 百万ルピー) に基づいて、旧土地所有者、移転住民を含むシマドリ発電所周辺住民を対象として、生活環境の向上、雇用機会の創出などを目的に、ハード及びソフト両面の様々な支援が行なわれた。ハード面での支援としては、道路、上水道、医療施設、教育施設、公共施設等のインフラ整備などに加えて、移転住民に対しては優先的な店舗区画の割当てが行なわれた。ソフト面での支援としては、地元職業訓練校²⁴での職業教育・訓練、コンピュータ訓練、女性を対象とした仕立て技術訓練²⁵等のほか、家族計画支援、白内障手術なども行なった。さらに、51 人の移転住民をシマドリ発電所で直接雇用したほか、同発電所内の園芸、清掃、雑務等の小規模作業を周辺の住民組織 (Cooperative Societies) ²⁶へ外部委託したり、職業訓練を受けた移転住民を同発電所の保守管理を請け負う民間会社への就職斡旋、本事業実施中の建設工事作業員として短期雇用²⁷するなどの支援を行なった。(表 9 及び表 10 参照)。上記の周辺住民・コミュニティに対する社会的配慮は、シマドリ発電所の CSR (企業の社会的責任) 活動の一環として現在でも継続的に取組まれており、本事業完成後も同発電所では、周辺村落の道路、学校、保健所の建設、地元住民に対する職業教育訓練、シマドリ発電所の一部作業の外部委託、植林²⁸などの支援を行なっている。NTPC によるとこれまで仕立て訓練を受講した 85 人の女性のうち 75 人以上が近隣のアパレル企業への就職に結びついたとのことであった。

²¹ 地区開発諮問委員会 (VDAC) は地区代表 1 人、NTPC 代表 2 人、州政府代表 4 人、村長 8 人、旧土地所有者 10 人からなる 25 のメンバーで構成された (SAPI 報告書)。

²² NTPC によると事業対象地域の土地価格の相場は、1 エーカー当り 50,000~60,000 ルピー程度であった。

²³ 補償金を受領した 2,376 人のうち 1,448 人が VDAC で決定された認定基準以下 (補償額が 300,000 ルピー以下) であった。これら 1,448 人は要援助者と認定され、要援助者認定カード (LINFO Card: Land Oustees Information Card) が給付された。要援助者認定カード保有者は生計に関する相談、店舗の割当て、訓練などが優先的に受けられることになっていた (SAPI 報告書)。

²⁴ Industrial Training Institute (ITI)。

²⁵ この仕立て訓練 (研修期間は 3 ヶ月) は地元自治体と協力して行なわれており、近隣の経済特区にある外資アパレル企業の求める技術を備えた人材の育成を目指していた。

²⁶ 現在、12 の住民組織があり 200 人のメンバーを擁している。

²⁷ 現在実施中の第 2 フェーズ事業の建設工事でも周辺住民を作業員として優先的に短期雇用している。

²⁸ NTPC は 1998/99 年よりシマドリ発電所周辺及びビジャカパトナム市内における植林活動を行っており、2006/07 年までの 8 年間で合計 600,797 本の木が植樹された。

表 9：コミュニティ開発計画の概要

(2003年4月までの実績)

	項目	数量
1	主要道路の建設	5カ所
2	村落道路の建設	17カ所
3	公民館の建設	11カ所
4	バス待合所の設置	7カ所
5	既存学校内の追加校舎の建設	6カ所
6	女子高へのトイレ設備の設置	1カ所
7	墓地内の納屋の設置	7カ所
8	市場の整備	1カ所
9	手押しポンプ付き飲料水道管の設置	46カ所
10	給水管の整備	4.5km
11	職業訓練校 (ITI) での職業教育訓練	150人
12	コンピュータ訓練	40人
13	女性に対する仕立て技術訓練	40人
14	各戸トイレ設備の設置	117戸
15	家族計画支援	450人
16	白内障手術	300人
17	店舗割り当て	10カ所
18	小学校の備品の整備	16校
19	高校の備品の整備	8校
21	短期大学の備品の整備	1校
21	学校・大学の実験器具の整備	4校
22	診療所の備品の整備	2カ所

表 10：コミュニティ開発計画支出実績

(単位：千ルピー)

	項目	金額
1	社会経済調査	510
2	追加社会調査	385
3	要援助者に対する相談サービス	1,826
4	要援助者認定カードの準備	47
5	立ち退き対象者に対する訓練	828
6	コミュニティ開発計画関連	
	a. 道路整備	36,697
	b. 教育・訓練サービス	3,167
	c. 保健サービス	125
	d. 飲料水設備整備	1,365
	e. その他	4,475
7	コミュニティ福祉プログラム	804
8	社会学者の雇用	124
9	雑費	195
10	公共情報センター建設	-
	合計	50,548

出所：表 9 及び表 10 とも NTPC

注：コミュニティ開発計画支出実績は、2003年4月までの累計額。

このように、用地取得及び住民移転手続きが、VDAC の関与のもと NTPC、地権者を始め地元自治体関係者が参加し、ガイドライン等の基準を明確にして進められたこと、補償額が通常のケースに比べて高かったこと、生活環境の向上及び雇用機会の創出のための社会配慮プログラム（コミュニティ開発計画）と一体で進められたことなどにより、住民の理解と協力を得ることが容易となり、結果として用地取得・住民移転手続きはスムーズになされ、特段の問題は生じなかった。

アンドラ大学が 2007 年に実施した社会インパクト調査²⁹では、本事業による住民移転及びコミュニティ開発計画の実施後、シマドリ発電所周辺住民の一人当たり所得の向上、就学率の向上、とりわけ女子児童の就学率の向上、教育、保健、飲み水、交通、公共サービス等へのアクセスの著しい向上などがあったと評価している³⁰。本事後評価でも移転住民数名へのヒアリングを行なったが、アンドラ大学の調査結果と同様、本事業実施後、住民移転地区を含む同発電所周辺地域において、生活水準の向上、教育、保健、交通のアクセスの向上が認められた。

²⁹ “Social Impact Study of Simhadri Project”, Andhra University, 2007.

³⁰ 上記社会インパクト調査は、本事業により土地家屋の収用を受けたり移転を余儀なくされたシマドリ発電所周辺の住民 2,790 人（20 村落に在住）のうち 547 人を対象として実施された。

一方、本事後評価で行なった移転住民へのヒアリングでは、彼らが雇用問題を抱えていることもわかった。移転住民は、本事業実施以前は僅かな土地を所有する零細農家及び小作農家が大半であったが、移転後の農業から新たな職業への移動が必ずしも順調に進んでいないケースが見受けられた。移転住民のなかには補償金を元手に新たに商売を始めたり、職業教育訓練を受けた後に新たな職業に就くものもいる一方、訓練を受けても就職に結びつかなかったり、能力的に農業以外の仕事に付くことが難しい一部の住民（特に老人）も存在した。これまで、NTPC は住民の雇用機会の向上に繋がるような支援を行なってはいるが、地元の経済状況、移転住民の能力面等の要因もあり、この問題の解決が容易でないこともわかった。

この問題については、全国農村雇用保障法³¹に基づく農村雇用振興策など公的支援の活用を始め、地元自治体及び NGO 等と連携したマイクロファイナンスを活用した生計向上活動の取り組みの可能性など幅広い対応策の検討が求められる。

以上のことから、事後評価時点においてはマイナス面の社会的インパクトは総じて生じていないと判断される。

写真：移転住民へのヒアリング



住民移転地区



移転住民へのヒアリング 1



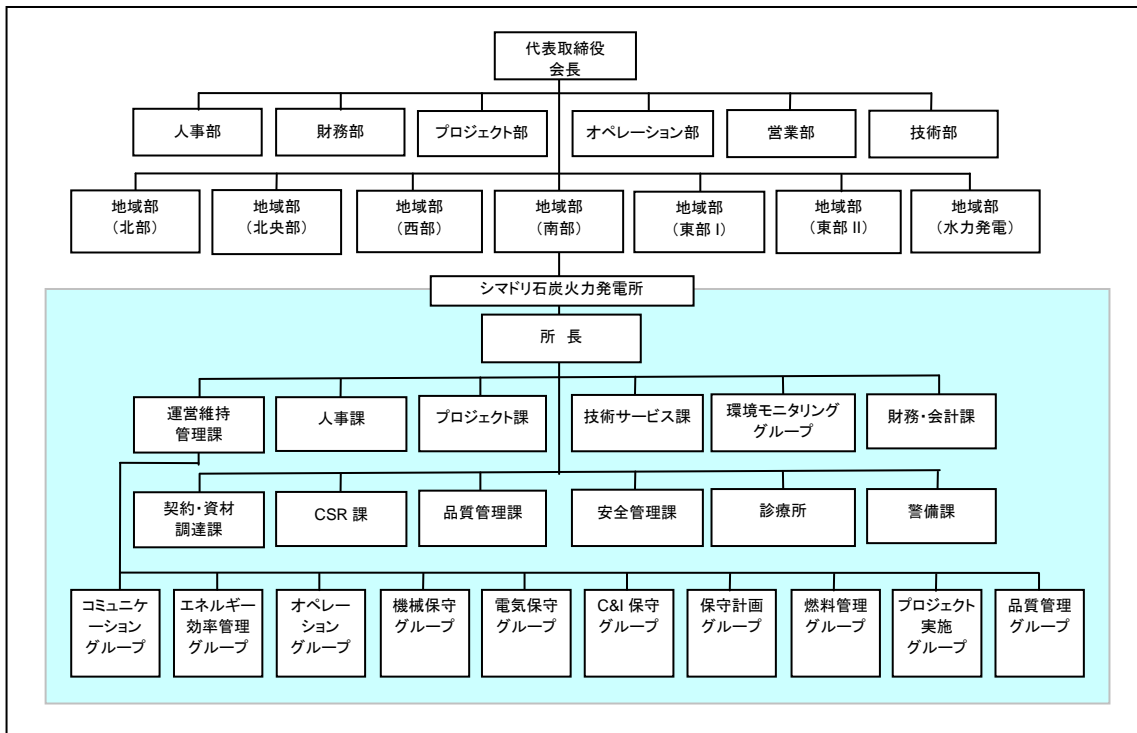
移転住民へのヒアリング 2

3.5 持続性（レーティング：a）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業の運営・維持管理機関は NTPC である。NTPC はインド全土の総発電設備容量の 19%、総発電量の 29% を占めるインド最大の電力会社である。2010 年 6 月現在、NTPC の総従業員数は 24,955 人である。本事業施設の直接の運営・維持管理を担当するシマドリ発電所の職員数は 615 人（うち 73 人は第 2 フェーズ事業の従事者）。また、シマドリ発電所は、ISO9001（品質マネジメントシステム）、ISO14001（環境マネジメントシステム）、OHSAS18001（労働安全衛生マネジメントシステム）の適合事業者の認定を取得している。NTPC 本社及びシマドリ発電所の組織体制には問題は認められない。NTPC の組織図は、下記の図 9 に示すとおり。

³¹ 全国農村雇用保障法（National Rural Employment Guarantee Act 2005）は 2005 年 8 月に施行され 2006 年 2 月より実施された法律。同法の目的は農村地域のインフラ建設事業を通じて雇用を創出し、農村住民の生活を安定させることであり、農村の貧困ライン以下の住民に、本人が希望すれば一世帯あたり最低年間 100 日の非熟練作業の雇用機会を成人に保障する内容になっている。



出所：NTPC

図 9：NTPC 組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

NTPC 及びシマドリ発電所はこれまで数々の賞³²を受賞するなど、職員の技術レベルはインドでもトップクラスと政府から認められている。NTPC では職員研修制度を設けており、全ての職員は毎年7日間の研修を受講することが義務付けられている。シマドリ発電所は、毎年、NTPC 本社の技術監査を受けており、技術面での問題は認められない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

2003/04～2009/10 年度の維持管理予算・実績は表 11 に示すとおりである。維持管理費用は毎年増加している。2007/08 年度に実績額が予算額を超えた理由は、第 2 基のタービン修理のための追加費用であった。また 2008/09～2009/10 年度に人件費が増加したのは、職員の給与体系、退職金等の見直しを行なったことによるものであった。シマドリ発電所によると、維持管理予算は必要に応じて NTPC 本部より配分されているとのことであった。電力の売電先である APTRANSCO からの NTPC に対する買電料金支払いの延滞も発生しておらず、2005/06～2008/09 年度までの過去 4 年間の NTPC の財務指標を見てみると、総資本純利益率は 7～8%、売上高純利益率は 18～21%、総資本回転率は 0.37～0.41%などと高く、収

³² シマドリ発電所はインド政府電力省より、優れた業績を示した発電所に対して送られる賞を度々受賞している。例えば、National Award (Gold) for Meritorious Performance in Power Sector (金賞：2003/04 年度、2004/05 年度、2008/09 年度に受賞)、National Award (Silver) for Meritorious Performance in Power Sector (銀賞：2002/03 年度に受賞)、Gold Shield for Outstanding Performance among Thermal Power Stations (金の盾賞：2005/06 年度、2006/07 年度、2007/08 年度に受賞) など。

益性が高いことを示している。また流動比率は 252～305%、自己資本比率は 52～61%などと高く、支払い能力についても高いことがわかる。NTPC の財務体質は健全であり、財務面での問題は認められない (表 12 参照)。

表 11：シマドリ発電所の維持管理予算

(単位：百万ルピー)

	2003/04		2004/05		2005/06		2006/07		2007/08		2008/09		2009/10	
	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績
人件費	412	257	375	257	300	238	385	275	377	398	507	636	639	664
維持管理費	404	175	159	216	197	228	242	246	273	362	274	365	415	426
間接費	202	181	249	176	203	196	198	198	216	226	218	261	249	310
合計	1,018	613	783	649	700	662	825	719	865	986	999	1,262	1,303	1,400

出所：NTPC

表 12：NTPC 財務分析 (NTPC グループ連結決算)

主要営業収支指標

(単位：百万ルピー)

項目	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
(1) 売上	275,478	338,392	386,350	442,453
(2) 営業支出	232,768	276,897	310,038	382,005
(3) うち減価償却費	20,710	20,998	22,060	24,949
(4) 営業利益	42,710	61,495	76,312	60,448
(5) 税引前利益／損失	66,407	89,614	103,510	93,073

注：売上は利息等のその他収入は除く。

主要財務実績・指標

(単位：百万ルピー)

項目	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
財務実績				
① 総資本	742,069	841,294	935,527	1,100,541
② 流動資産	160,305	228,224	263,157	324,633
③ 流動負債	63,574	76,935	86,225	120,334
④ 自己資本	450,006	487,125	528,629	574,076
⑤ 売上高	275,478	338,392	386,350	442,453
⑥ 純利益	58,408	68,983	74,699	80,925
財務指標				
総資本利益率 (%) ⑥／①	8%	8%	8%	7%
売上高純利益率 (%) ⑥／⑤	21%	20%	19%	18%
総資本回転率 (回) ⑤／①	0.37	0.40	0.41	0.40
流動比率 (%) ②／③	252%	297%	305%	270%
自己資本比率 (%) ④／①	61%	58%	57%	52%

出所：NTPC年次報告書 (2006/2007年度, 2007/2008年度, 2008/2009年度)

3.5.4 運営・維持管理の状況

シマドリ発電所では、年間計画に基づく事業施設の日常保守、予防保守、オーバーホー

ル等を実施しており、コンピュータによるメンテナンス管理システムを導入している。オーバーホールなどの大規模保守は製造メーカーへ、ボイラーの保守点検は民間メンテナンス会社へそれぞれ委託しており、NTPC の役割は維持管理の監督が主となっており、維持管理マニュアルも整備されている。

発電所で使用する石炭燃料は、オリッサ州の国営石炭会社との長期契約（20 年）に基づき安定的に供給されており、石炭会社からシマドリ発電所までの石炭の輸送についても、インド国鉄との契約に基づき安定的に運搬される体制が敷かれている。APTRANSCO へのヒアリングでは、シマドリ発電所から同社に対して安定的な電力供給がなされており、これまで大きなトラブルも無かったことから、NTPC による本事業施設の維持管理には問題が無いと同社は評価していた。

サイト訪問時に本事業主要設備（ボイラー、発電機、冷却塔、灰処理施設、貨物引込み線、管理センター、環境大気モニタリング設備等）の視察を行ない、各施設の担当者に施設の稼働状況、維持管理手順等の確認を行なったが、各施設において特段の問題は観察されなかった。従って、施設の維持管理状況に問題は認められない。

以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高いと判断される。

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

本事業の実施はインドの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。事業アウトプットも計画どおりに実現し、事業費及び事業期間ともに計画内に収まり効率性は高い。また、最大出力、設備利用率、稼働率、熱効率、発電量などの主要運用効果指標も目標値を十分達成しており、プラスのインパクトも認められることから、概ね計画通りの効果発現が見られ有効性も高い。さらに本事業の持続性も高い。

以上より、本事業の評価は、(A) 非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

(1) 緩衝地帯の拡張

現在、シマドリ発電所では第 2 フェーズ事業を実施中であり、完成後は発電規模も現在の 1,000MW から 2,000MW へと増強される。これまでのところ、周辺地区及び住民に対する環境問題は生じていないが、将来、発電所周辺の宅地開発が進み人口増加が生じた場合、住民から環境問題が持ち上がる懸念がある。このような将来のリスクに対応するために、プラントから一定範囲内の周辺の土地を追加取得し、植林等を行い、プラントと周辺村落との間に設けられた既存の緩衝地帯（グリーン地帯）を拡張することを検討することが望ましい。

(2) 移転住民の雇用機会の促進

一部の移転住民は依然として雇用問題を抱えており、NTPCはこの問題の解決のために引き続き努力することが期待される。NTPCは従来同様、CSR活動の一環として、住民に対する教育、職業訓練の支援等を引き続き行なうとともに、全国農村雇用保障法に基づく農村雇用振興策の活用などの公的支援を始め、地元自治体及びNGO等と連携したマイクロファイナンスを活用した生計向上活動に対する取り組みの可能性なども検討することが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

多くの ODA 事業では用地取得、住民移転のプロセスに問題を抱え、そのことが事業実施の大きな障害となる例が多く見られる。本事業では、事業実施者、地権者、地元自治体及び住民代表など利害関係者の関与のもと明確なガイドラインに基づいて透明性を持った補償手続きが進められた。また土地買取価格も市場価格を参考に地権者との交渉により決められたため、通常の場合よりも高く好条件であった。そして、生活環境の向上及び雇用機会の創出のための社会配慮プログラム（コミュニティ開発計画）と一体で進められたことなどにより、住民の理解と協力が得易くなり、結果として、用地取得・住民移転手続きはスムーズに実施された。用地取得、住民移転に対するこのような包括的なアプローチは、成功事例として他事業の参考となろう。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	a) ボイラー：2基（循環式） b) タービン：出力500MW×2基 c) 発電機：出力588MW×2基 力率0.85 d) 灰処理施設：面積249ha 全容量4,816万 m ³ e) 貯水池：面積112ha f) 電気集塵機 g) 燃料油供給施設 h) 冷却水装置：自然通風式 6万トン/時 i) 変圧器 j) 開閉装置	全て計画どおり
②期間 全体 試運転開始 商業運転開始	1997年2月～2004年8月（91ヶ月） 第1号基：2002年3月 第2号基：2002年12月 第1号基：2002年7月 第2号基：2003年6月	1997年2月～2004年1月（84ヶ月） 第1号基：2002年2月 第2号基：2002年8月 第1号基：2002年9月 第2号基：2003年3月
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	21,180 百万円 77,189 百万円 (31,635 百万ルピー) 97,369 百万円 65,168 百万円 1 ルピー = 2.44 円 (1999年12月現在)	15,869 百万円 75,077 百万円 (29,879 百万ルピー) 90,946 百万円 60,109 百万円 1 ルピー = 2.5127 円 (1999年～2004年平均)

ネパール

カリガンダキ A 水力発電所建設事業

ネパール

カリガンダキ A 水力発電所建設事業

外部評価者：三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社 大西 元

1. 案件の概要



事業地域の位置図



完成した取水ダム

1.1 事業の背景

ネパールは、海拔 8,848m のエベレスト（チョモランマ）を最高峰とするヒマラヤ山脈を中心に、国土の 8 割以上が急峻な山岳地帯で占められている。水力開発に有利な地形に加え、広大な氷雪地域とモンスーンによる降雨量の多さを背景に、莫大な包蔵水力を有する国として知られている。

他方、その急峻な地形および地質から大規模な水力発電所の建設は常に技術的な困難とコスト高を伴うため、同国の水力発電開発は電力需要にタイムリーに応える形で進展してきたとは言い難い。1996 年当時、電力需要は電力量で年 11.3%、ピーク時電力で年 8.9%と高い伸びを示していた一方で、ピーク時の電力不足は総供給量の 19%にも上っており、首都カトマンズでは計画停電が実施されていた。電力の供給不足は同国の経済発展における最大のボトルネックと認識されており、産業界を中心にその解決を望む声は非常に高かった。

これら背景から電源開発の促進は当時、同国政府の喫緊の課題であり、既存発電所のリハビリや送配電網の整備とともに、大型の新規水力発電所の早期建設が望まれていた。

1.2 事業の概要

首都カトマンズの西方約 180km 地点のカリガンダキ川に流込式水力発電所 144MW を建設することにより、ネパールにおけるピーク時電力不足の解消を通じて安定的な電力供給体制の構築を図り、もって同国の経済発展に寄与する。

円借款承諾額／実行額	16,916 百万円／13,542 百万円 (いずれも JICA ポーションのみ)
交換公文締結／借款契約調印	1996 年 10 月／1996 年 10 月
借款契約条件	金利 1.0%、返済 30 年（うち据置 10 年）、 一般アンタイド
借入人／実施機関	ネパール王国（当時）政府／ネパール電力庁 (Nepal Electricity Authority, NEA)
貸付完了	2007 年 7 月
本体契約（10 億円以上のみ記載）	IMPREGILO S.P.A.（イタリア）、NOELL STAHL - UND MASCHINENBAU GMBH（ドイツ）、東芝（日本）／三 井物産（日本）共同企業体、CEGELEC（フランス）／東 芝（日本）／三井物産（日本）共同企業体、TATA INTERNATIONAL Limited（インド）／丸紅（日本）共 同企業体 (注：東芝および三井物産は共同企業体メンバーとし て複数の契約ロットを受注している)
コンサルタント契約（1 億円以上 のみ記載）	MORRISON KNUDSEN INTERNATIONAL, INC.（アメ リカ）／NORCONSULT INTERNATIONAL A.S.（ノルウ ェー）／IVO INTERNATIONAL LTD（フィンランド） 共同企業体
関連調査（フィージビリティ・ スタディ：F/S）等	1992 年 UNDP による F/S 1993 年 ADB・UNDP・ネパール政府による詳細設計 (D/D)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

大西 元（三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社）

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2010 年 4 月～2010 年 11 月

現地調査：2010 年 5 月 30 日～6 月 13 日、2010 年 8 月 15 日～8 月 20 日

2.3 評価の制約

特記事項なし

3. 評価結果（レーティング：A）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

国家上位政策との整合性

本事業の審査が行われた1996年当時、第8次5ヵ年計画（1992年～1997年）において、①持続的経済成長（目標：年率5.1%）、②新規雇用の創出（同：140万人）、③貧困緩和、④地域格差の是正を目標として、総額1,703億ルピー（約40億ドル）の財政支出計画が作成されていた。このうち、電力セクター向け支出は、支出総額の約21%を占めており、農業セクターに次ぐ重点投資分野とされていた。また同計画では「水力発電を通じた低コストエネルギーを製造プロセス等において有効利用し、農業、工業、観光セクター等での比較優位を実現する」との点が謳われており、水力発電の有効利用は国家優先政策を実現する手段とされていた。

一方、現行の国家最上位計画である「暫定3ヵ年国家開発計画（2007/08-2010/11）」¹においては、平和構築、貧困削減、雇用促進等が政策目標とされている。これら目標を実現するための手段として「インフラ整備への投資促進」が主要戦略の核に設定されており、このうち水力発電所への建設投資の拡大は優先分野のひとつに定められている。水力発電に係る長期ビジョン（目標年：2027年）として、①国内需要を満たす発電能力の確保、②電化地域の拡大、③外貨獲得源としての水力発電の推進等が標榜されており、新規電源2,115MWの開発等が具体的な目標値に設定されている。

以上から、事業の計画時および現在のいずれにおいても電力セクターへの投資促進は国家上位政策において高い優先度が付与されており、電力の安定供給体制の構築を目標とする本事業との整合性は極めて高い。

セクター政策との整合性

1996年の審査時において、電力セクターに係る具体的な政策文書は存在していないが、その後電力セクターに特化した2種の政策が策定されている。まず2001年に策定されたThe Hydropower Development Policy 2001においては、①豊富な包蔵水力を利用した低コスト水力エネルギーの開発、②信頼性かつ質の高い電力サービスの安定供給等²が上位目標に設定されている。また2008年12月に前政権下で閣議決定されたEnergy Crisis Management Action Planにおいては、慢性的な電力不足の解消に資する具体的な各種長期・短期プランが策定されており、DSM（需要サイドマネジメント）、再生可能エネルギーの活用、インドからの買電拡大等の施策に加え、電力供給体制の強化の観点から、計画・構想中の水力発電プロジェクトの早期実施等がリスト形式で記載されている。

上記2点は2009年5月発足の現政権下においても有効であり、いずれも水力発電を通じた電力供給体制の安定化を志向していることから、本事業目的の方向性と完全に合致して

¹ 第10次5ヵ年計画（2002年～2007年）が終了した後、新たに平和構築、貧困削減、雇用促進等を柱とする本暫定3ヵ年計画が2007年に策定された。本計画は第10次5ヵ年計画の「暫定延長版」と位置づけられている。

² その他の目標は①電化事業と経済活動の有機的連携、②地方電化の拡大を通じた農村開発の推進、③輸出品としての水力発電の促進、等である。

いる³。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

1996年当時、ネパールでは電力需要が高い伸びを示していた一方、電力供給が追いつかず、カトマンズ市内その他では計画停電が実施されていた。現在においても、以下表に示したとおり電力需要は拡大の一途を辿っており、電源開発に対するニーズは急拡大を続けている。発電施設の整備はニーズの拡大スピードに追いついておらず⁴、2007年より需給ギャップが生じ、その差は更に拡大している。2002年にリザーブマージン⁵の増加に大きく貢献した本事業が実施されていなければ、現在の需給ギャップはさらに拡大していたものと予想される⁶。

表 1：ネパールにおける電力需給状況

単位：MW

ネパール年度	総発電設備容量	ピーク電力需要 (カッコ内は前年比%)	需給ギャップ
1999/00	440	351.9 (N/A)	88.1
2000/01	440	391.0 (11.1)	49.0
2001/02	584	426.0 (9.0)	158.0
2002/03	604	470.3 (10.4)	133.7
2003/04	613	515.2 (9.5)	97.8
2004/05	613	557.5 (8.2)	55.5
2005/06	615	603.3 (8.2)	11.7
2006/07	617	648.4 (7.5)	-31.4
2007/08	689	721.7 (11.3)	-32.7
2008/09	689	812.5 (12.6)	-123.5

出所：NEA に対する質問票回答、NEA Annual Report 2008/09

注 1：2000年の総発電容量は不明（440MW と仮定）

注 2：カリガンダキ A 発電所の運転開始は 2002 年 5 月

注 3：データはネパール年度（当該年 7 月 16 日から翌年 7 月 15 日まで）

なお、カトマンズでは、2009年乾季に一日最大 16 時間の計画停電（Load Shedding）が実施されている⁷。需給ギャップがここまで拡大した遠因として、①ネパールの国家予算不足（独自予算のみでは大型水力発電所案件を手掛けられない）、②政治リスクの高さに起因する大型電力案件への他国ドナーの援助忌避、③（同じく政治リスクに伴う）大型電力インフラ事業への民間インベスターの投資意欲の低さ（ただし隣国インドの投資家を除く）等

³ なおネパールは石油、石炭、天然ガス等の資源を有しておらず、実質的に水力のみが唯一の電源となっている。火力発電については、①物理的な燃料供給ルートの開拓困難、②燃料費の高騰に伴う維持管理コストの問題、③燃料購入に要する外貨準備に係る問題、等から導入に積極的でない。

⁴ 2002年のカリガンダキ発電所の完成以降、ミドル・マルシャンディ発電所（70MW）を除いて大型の新規発電所の建設は無く、既存発電所の発電能力の改善のみが行われていた。

⁵ ピーク需要に対する供給能力（＝総発電設備容量）の余裕度を示す指標。例えば 2002年のリザーブマージンは 37.1%（＝ $((584/426-1) \times 100)$ ）となる。（詳細は 3.3 節の有効性項目を参照）

⁶ 1999/2000年度以降の総発電設備容量について、本事業により 2002年 5月にカリガンダキ A 水力発電所の運転が開始された結果、総発電設備容量がそれまでの 440MW から 584MW へ約 33%増加した。他方、ピーク電力需要は年率 10%前後で増加しており、2006/07年度にはリザーブマージンがマイナスに転じ、需要が供給を上回る事態となっている。

⁷ 2010年 6月現在においても、一日平均 8～12 時間の計画停電が実施されている。

が指摘されている⁸。



図 1：プロジェクトサイトの位置

3.1.3 日本の援助政策との整合性

外務省の1999年度ODA白書によれば、91年～98年において日本は対ネパールの重点課題として①人材資源開発、②社会分野とともに③経済基盤開発を掲げ、③においては特に、電力、道路、橋梁、水供給、通信等の基礎的な経済インフラの整備を重視していた。以上より本事業と日本の援助政策との整合性は極めて高かったといえる。

なお、ネパールにおける発電設備の多くは、本事業のカリガンダキA水力発電所を始め、年間（年間）調整が出来ない流れ込み式である。現在、電力需給ギャップの解消のためには、（雨季の流水を効果的に活用できる年間調整型の）貯水池方式水力発電所の建設が不可欠とされており、JICAは右の認識のもと、「全国貯水式水力発電マスタープラン調査」を実施する予定である。カリガンダキA発電所は上記の「年間調整の効かない流れ込み式発電所」として計画されたが、1996年当時、本事業への第一の期待は電力不足が続いていたネパール全国に対する「ベースロード電力」の早期供給であった⁹ことから、流れ込み式発電

⁸ 2002年のカリガンダキ発電所の完成以降、新規大型発電所の建設が進まなかった理由について、NEA総裁は「2002年以降継続している政治的混乱、およびそれに伴う投資家・国際ドナーの投資意欲の減退」を指摘している。（出所：NEA総裁に対するインタビュー結果）

⁹ 加えて同時期に計画されていた大型発電プロジェクト「アルンIII水力発電所事業」（発電設備容量：402MW）がドナー間の調整不調等によりキャンセルされたため、ベースロード電源としての本カリガンダキ事業の早期着手・早期完成へのニーズがより高まったという背景もある。

所の建設に問題はなく、本事業の実施は当時の被援助側の事情にタイムリーに対応した結果といえる。

以上より、本事業の実施は審査時および事後評価時ともに、開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：b）

3.2.1 アウトプット

本事業は JICA と ADB による協調融資により実施された。計画および実績の比較は以下表の通りである。まず JICA 側ポジションについては、土木工事（契約ロット C2）、鋼構造物、発電機の 3 コンポーネントについて、アウトプットに大幅な変更は無い。水車（タービン）については、契約ロット 6 の当初契約を通じて最初に調達された水車ランナーの搬入・据付は計画どおりに行われたが、2003 年 9～10 月の定期分解点検（発電所の運転開始後初の定期点検）において同ランナーの一部が著しく磨耗していることが判明した。これを受け、(1) 耐磨耗コーティングを施したランナー 3 基の追加調達および据付済み上記ランナーとの交換、(2) 耐磨耗コーティング済み主要部品スペアパーツの追加調達、(3) ネパール電力庁（以下、NEA という）職員に対する運営・維持管理研修プログラムの実施（JICA による提案¹⁰）、の計 3 点が追加コンポーネントとして実施された。

また送電線について、以下背景および理由により送電線のルート変更および鉄塔の設置場所の変更が行われた結果、送電線の延長距離が変更となった¹¹。

- ✓ ブトワル等の人口密集地における土地収用の回避
- ✓ ポカラにおける送電線の接続先変電所の変更
- ✓ ネパール航空総局の指示に伴うポカラ空港周辺地域での送電線ルートの変更

ADB 側ポジションについては、まず土木工事（契約ロット C1 および C3）に関しアウトプットに大幅な変更は無い。環境対策はほぼ予定通り行われている（詳細は後段のインパクト項目において記述）。コンサルティングサービスについては、実施機関であるネパール電力庁 NEA が M/M 実績を把握しておらず、不明である。

¹⁰ NEA とコントラクターとの原契約において NEA 職員に対する研修費用が見積もられていたものの、「有効に利用されていなかった」との JICA 側判断により、中長期的な視点からの運営・維持管理トレーニングの重要性が指摘されるに至った。これを受け、NEA 側が職員研修プログラムのプロポーザルを策定し、別途雇用された日本側コンサルタントによる精査およびプログラムの優先順位付け等を経て、2003 年 8 月に同研修プログラムが開始された。プログラムの具体的内容は①発電機・タービンの分解・点検を通じた維持管理（O&M）トレーニング、②コンサルタントによる O&M マニュアルの策定（スペアパーツ管理システムの策定を含む）である。なお 2003 年 9～10 月に実施された定期分解点検は上記 O&M トレーニングの一環として実施されたものである。（出所：JICA 内部資料）

¹¹ 出所：JICA 内部資料

表 2：アウトプットの比較

事業コンポーネント	計画	実績	差異
【JICA 側コンポーネント】 1.土木工事（ロットC2） 2.鋼構造物（ロット4） 3.発電機（ロット5） 4.水車（ロット6） 5.送電線（ロット7）	導水路トンネルの掘削：導水路トンネル延長 5,925m ゲートの搬入・据付：取水ダム放流ゲート3基、取水口ゲート6基など ジェネレータの搬入・据付：3基（48MW×3）など 水車の搬入・据付：縦軸フランス型水車ランナー3基など 送電線2路線の建設：132kV送電線、発電所～ボカワ間 58km、発電所～ブートル間 48km	導水路トンネル延長 5,905m ほぼ左記のとおり 左記のとおり 搬入・据付は計画どおり、追加コンポーネントとして NEA 職員に対するトレーニング、補修等を実施 発電所～ボカワ間 66km、発電所～ブートル間 40km	ほぼ計画通り ほぼ計画通り 計画通り 追加コンポーネントあり ルート変更等に 伴い、延長距離に変更あり
【ADB 側コンポーネント】 1.土木工事（ロットC1&C3） 2.コンサルティングサービス 3.環境対策	取水ダム（堤高 43m、堤長 98m、総貯水容量約 770 万 m ³ ）、沈砂池、発電所建屋の建設など 計 567.2M/M（外国人 523.5M/M、ローカル 43.7M/M） 環境モニタリング、回遊魚養殖などの対策実施	ほぼ左記のとおり 外国人 735M/M、ローカル（不明） 左記のとおり	ほぼ計画通り N/A 計画どおり

出所：JICA 内部資料および現地調査インタビューによる

なお 2009 年に承認された世界銀行「Power Development Project」への追加融資において、当カリガンダキ水力発電所のリハビリ¹²がコンポーネントのひとつに含まれている。同 Project はリハビリの直接的な原因として「沈砂池（Desanding Basin）の設計・運営上の問題点」を指摘しているが、これに対し NEA は「ダムの上流地域で開発が進んだことを遠因に、設計時の想定以上の浮遊物・シルト等が沈砂池に流入し、この一部が導水路トンネルを通じて水車タービン内に流入した結果、タービンが損傷した」としている。また上記に加え、NEA へ派遣中の JICA 専門家は「予想以上にカリガンダキ川の掃流力（砂などを下流へ運搬する力）が高く、設計時の想定以上の流砂が沈砂池に流入したため」としている¹³。

¹² 2010 年 6 月に同 Project で雇用されたイタリアのコンサルタントチームが約 2 週間の現地調査を実施済みである。具体的な内容は、今後コンサルタントチームにより提出される報告書内容に拠るが、2010 年 8 月の現時点では、①タービンの修理、②タービン関連のスペアパーツの調達、③取水口弁（Main Inlet Valve）の修理および新規調達、④カリガンダキ A 水力発電所の水理特性に係る研究、等が見込まれている。（出所：NEA に対するヒアリング結果）

¹³ 上記世銀プロジェクトで交換対象に想定されている水車及びタービンの取水口弁（Main Inlet Valve）の現況については、後段の持続性項目において詳述する。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

本事業の期間は、計画を上回った。

審査時には、1996年10月から2000年12月までの51ヶ月を予定していたが、実際には1996年10月から2002年8月¹⁴までの71ヶ月間（計画比139%）を要した。3.2.1節にて記載のとおり、送電線建設に際して大幅な設計変更が行われたほか、ポカラ（Chine Danda 地区等）での鉄塔建設に際して用地買収に数ヶ月を要している。

表 3：実施期間の比較（JICA 側バージョン）

タスク	計画(カッコ内はヶ月)	実績(カッコ内はヶ月)	差異(ヶ月)
入札・契約 ¹⁾	1996年09月～1998年01月 (17.0)	1996年09月～1998年06月 (22.0)	- 5.0
土木工事(導水路)	1997年01月～2000年05月 (41.0)	1997年01月～2001年11月 (59.0)	- 18.0
鋼構造物	1999年02月～2000年07月 (18.0)	1997年12月～2002年01月 (50.0)	- 32.0
発電機	1999年06月～2000年10月 (17.0)	2000年07月～2002年02月 (20.0)	- 3.0
水車	1998年02月～2000年09月 (32.0)	1998年05月～2002年01月 (45.0) ³⁾	- 13.0
送電線 ²⁾	1999年03月～2000年03月 (25.0)	1998年05月～2002年08月 (51.0)	- 26.0
プラント試運転	2000年03月～2000年12月 (10.0)	2002年01月～2002年05月 (5.0)	5.0
事業全体 ⁴⁾	1996年10月～2000年12月 (51.0)	1996年10月～2002年08月 (71.0)	- 20.0

出所：JICA 内部資料、NEA に対する質問票回答および現地調査インタビューによる

注 1：本事業の詳細設計（D/D）は L/A 調印前に完了しており、D/D を担当したコンサルタントチームが引き続き施工監理を担当した。

注 2：送電線建設のうち、発電所～プトワル間は 2002 年 5 月、発電所～ポカラ間は 2002 年 8 月に建設工事が完成している。2002 年 5 月の発電所の運開時にはまずプトワル方面に送電が開始された。

注 3：追加コンポーネントの終了は 2007 年 6 月

注 4：事業完了の定義は以下脚注のとおり

表 4：実施期間の比較（ADB 側バージョン）

タスク	計画(カッコ内はヶ月)	実績(カッコ内はヶ月)	差異(ヶ月)
入札・契約	1996年04月～1996年12月 (9.0)	1996年04月～1997年01月 (10.0)	- 1.0
ダム・沈砂池の建設	1997年01月～2000年05月 (41.0)	1997年01月～2002年01月 (61.0)	- 20.0
発電所建屋の建設等	1997年01月～2000年05月 (41.0)	1997年01月～2002年05月 (65.0)	- 24.0
コンサルティングサービス	不明(L/A 調印時に既にアポイント済み)	1996年01月～2002年08月 (69.0)	N/A
環境対策など	不明	2002年08月までに完了	N/A
事業全体 ¹⁾	1996年10月～2000年12月 (51.0)	1996年10月～2002年08月 (71.0)	- 20.0

出所：ADB による事業完了報告書（2004 年作成）

注 1：事業開始および完了の定義は以下脚注のとおり

¹⁴ 本事業の貸付完了は 2007 年 7 月であるが、表 3 にて既述のとおり各種工事は 2002 年 8 月までに完成し、発電所は 2002 年 5 月に全基が稼動を開始している。（有効性項目にて後述のとおり）運転開始後はネパール最大の水力発電所として電力供給全体の約 4 分の 1 を担っており、2002 年 5 月以降から事業効果が発現し始めていることから、上記の運転開始月を事業完成とするのが妥当と思われる。

遅延の主要因は、①設計変更及び用地買収の遅れに伴う送電線建設の遅れ、及び②自然・地盤条件の困難さに起因する各種土木工事（導水路、ダム、沈砂池、発電所建屋）の遅延、の2点である¹⁵。

なお、上述のとおり本事業は2002年5月までに発電所全基の商業運転が開始された一方、3.2.1節にて記載のとおり、2003年9～10月の分解点検において水車が著しく磨耗していることが判明した。このため、3基すべての水車ランナーの交換が決定され、2007年6月まで追加コンポーネントが実施されている¹⁶。この水車磨耗に関しては「ADB ポーションであった沈砂池の設計・運用の不備に起因する可能性が高い」との指摘がある一方、既述のとおりNEA側は「取水ダムの上流地域での開発の進展や、カリガンダキ川の予想以上の掃流力の高さに伴う、想定以上の流砂量の流入」を原因として挙げており、水車磨耗は不可抗力によるものとしている。

以上に鑑み、沈砂池の設計・運用に不備があったかどうかについては現時点では判断が困難である（なお水車磨耗の原因究明および磨耗防止に係る対策は今後、世界銀行「Power Development Project」において抜本的な対応がなされる予定）。

3.2.2.2 事業費

本事業の事業費は、計画を下回った（99%以下）。

本事業の総事業費は計画では428億9,300万円（4億572万米ドル、うち円借款部分169億1,600万円、ADBによる融資部分1億6,000万米ドル）であったが、実際には3億5,480万米ドル（うち円借款部分135億4,200万円、ADBによる融資部分1億5,710万米ドル）と対計画比87%となった。

国際競争入札による効率的な発注の結果、総事業費は減少した。特にJICA側ポーションに関しては、土木工事（導水路トンネル）、鋼構造物、発電機、水車、送電線のいずれのコンポーネントにおいても、上記理由により事業費が当初見積もりを下回った。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため（計画比139%）、効率性は中程度である。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

審査時には運用効果指標が設定されていない。入手データが限られているなかで、ここでは発電電力量（送電端電力量）データを中心に分析を行った。またリザーブマージンに着目してピーク時電力不足解消への貢献度を俯瞰した。

(1) 送電端電力量（年間発電電力量）の実績および電力供給量のプレゼンス

以下表のとおり、カリガンダキA水力発電所の年間発電電力量は2002年5月の運転開始

¹⁵ 出所：NEAに対する質問票回答およびヒアリング結果

¹⁶ 水車追加コンポーネントの実施決定を受け、本事業は2004年10月に貸付実行期限の延長が決定されている。

後、堅調に増加している。2008/09年度の年間発電電力量は、運転開始直後の2002/03年度の約2.5倍(=805.63GWh/319.48GWh)に拡大している。持続性項目にて後述のとおり、「連続運転下での水車ランナーの輪番交換」という難題に対応しつつ、オペレーションの習熟度の向上に伴って発電電力量実績が伸長していると考えられる。

また目標発電電力量に対する達成率は、年間発電電力量と同じく運転開始以降伸長し、2008/09年度においてほぼ100%となっている。

表5：カリガンダキA水力発電所の発電実績、目標達成率その他

ネパール 年度	目標発電電力量 (GWh) a	年間発電電力量 実績 (GWh) b	目標達成率 (%) b/a	年間発電電力量 (ネパール全国、GWh) c	電力供給割合 (%) b/c
2002/03	812.10	319.48	39.3	2,066.45	15.5
2003/04	812.10	577.21	71.1	2,261.13	25.5
2004/05	812.10	505.02	62.2	2,380.89	21.2
2005/06	812.10	614.18	75.6	2,642.75	23.2
2006/07	812.10	656.70	80.9	2,780.92	23.6
2007/08	812.10	768.02	94.6	3,051.82	25.2
2008/09	812.10	805.63	99.2	3,185.95	25.3
2009/10	764.72	657.68	86.0	3,310.77	19.9

出所：カリガンダキA水力発電所部資料、NEA Annual Report 2008/09等より作成

注1：発電所の運転開始は2002年5月、2009/10年度の年間発電電力量（送電端電力量）データは2010年5月までの実績

注2：目標発電電力量の設定に際しては、カリガンダキ川の月別平均流量等のデータから最大可能発電電力量を計算した上で、発電所内の利用分を差し引いて算出。なお前年度までの発電実績を考慮し、2009/10年度より目標発電電力量をやや低下させている。

注3：ネパール年度は当該年の7月16日から翌年の7月15日まで

電力供給量の面から見たカリガンダキA発電所のプレゼンスに関し、上記表のとおり同発電所が供給する年間発電電力量は、運転開始後一貫してネパール全体の25%程度を占めている。文字通り「ベースロード」電源として、ネパール全国に対する安定的な電力供給に大きく貢献している点が伺える。

(2) リザーブマージンの動向と設備容量のプレゼンスーピーク時電力不足の解消と安定的な電力供給への貢献

以下表のとおり、2002年5月のカリガンダキA水力発電所の運転開始に伴い、リザーブマージンは大幅に強化された。運転開始直前に12.5%まで低下していたリザーブマージンは、運転開始直後の2001/02年度に37.1%へ増加し、その後2003/04年度まで20%程度を維持した。上記数年間においてピーク時の電力不足解消に大いに貢献したことが伺える¹⁷。

¹⁷ この点は3.3.2節にて後述する企業インタビュー結果と合致している。

表 6：ネパールにおける電力需給状況とリザーブマージン、本事業のプレゼンス

ネパール年度	総発電設備 容量 (MW) a	ピーク電力 需要 (MW) b	需給ギャップ (MW) c = a-b	リザーブ マージン (%) c/b*100	設備容量割合 (%) 144MW/a*100
1999/00	440	351.9	88.1	25.0	N/A
2000/01	440	391.0	49.0	12.5	N/A
2001/02	584	426.0	158.0	37.1	24.7
2002/03	604	470.3	133.7	28.4	23.8
2003/04	613	515.2	97.8	19.0	23.5
2004/05	613	557.5	55.5	10.0	23.5
2005/06	615	603.3	11.7	1.9	23.4
2006/07	617	648.4	-31.4	-4.8	23.3
2007/08	689	721.7	-32.7	-4.5	20.9
2008/09	689	812.5	-123.5	-15.2	20.9

出所：NEA に対する質問票回答、NEA Annual Report 2008/09 等より作成

注 1：2000 年の総発電容量は不明（440MW と仮定）

注 2：カリガンダキ A 発電所の運転開始は 2002 年 5 月（上記表の着色部分）

注 3：リザーブマージンはピーク需要に対する供給能力（＝総発電設備容量）の余裕度を示す指標。例えば 2008/09 年度のリザーブマージンは $(689-812.5)/812.5*100 = -15.2\%$ となる。

また設備容量の面から見た発電所のプレゼンスに関しては、本発電所の設備容量 144MW は、運転開始直後の 2001/02 年度にネパール全体の約 25% を占めており、同国における総発電設備容量がそれまでの 440MW から 584MW へと飛躍的に増加（増加率：約 33%）した。また 2008/09 年度には設備容量のシェアは 20% 程度に低下しているものの、依然として電力供給における重要な存在となっている。

(3) 水車ランナーの交換に伴う各種影響

前節 3.2 にて既述のとおり、本事業は 2002 年 5 月に商業運転が開始されたが、2003 年 10 月の分解点検において水車が著しく磨耗していることが判明したため、3 基の水車ランナーの交換を行うことが決定された¹⁸。追加コンポーネントを通じて調達された 3 基、および事業本体にて調達済みの 3 基（後に追加コーティングが施された）を加えた計 6 基の水車タービンについては、毎年実施されている定期総点検（Permanent Overhauling）を通じ、稼動 3 基のうち年間 1～2 基が輪番にて交換されている。

上記の交換作業は発電出力の低下する乾季に集中して実施されており¹⁹、交換作業に伴う

¹⁸ 水車ランナー交換の背景・原因・具体的対策内容は以下のとおりである。

- ・ 設計当初から土砂磨耗が想定されており、水車ランナーの一部に耐磨耗コーティングが予め施されていた。他方、カリガンダキ川の掃流力の高さに伴って想定以上の流砂が沈砂池に流入した結果、その一部が導水路トンネル、ペンストックを通じて水車タービン部分に混入し、結果として水車ランナー全体に磨耗が生じた。
- ・ 2003 年 9～10 月の分解点検実施の背景に関し、(3.2 節の効率性項目の脚注にて既述のとおり) 本事業の実施中に中長期的な視点からの運営・維持管理トレーニングの重要性が JICA により指摘され、2003 年 8 月にトレーニングプログラムが開始された。2003 年 9～10 月に実施された定期分解点検は同トレーニングプログラムの一環として実施されたものである。本トレーニングが JICA によって提案されていなかった場合、水車磨耗の発見が遅れていた可能性は高い。
- ・ 2003 年の分解点検までに各号機の最大出力がどの程度低下していたかは不明である。なお交換した水車に対しては、ランナー全体に耐磨耗コーティングが施された。

¹⁹ ネパールでは 10 月から翌年 5 月までの乾季において河川の流量が極端に低下する。

発電能力への影響は軽微である。仮にタービン 1 基の運転が停止されたとしても、流量低下に伴って最大発電能力も低下しており、発電能力への影響は極めて限定的である²⁰。

3.3.1.2 内部収益率の分析結果

(1) 財務的内部収益率

以下表の諸条件をベース・シナリオとして FIRR 値の再計算を行った。また電力料金収入をパラメータとし、ベース・シナリオよりもやや悲観的なケース（シナリオ 1）、および楽観的なケース（シナリオ 2）の 2 種を設定し、FIRR 再計算値の感度分析を実施した。以下表に再計算結果を示す。

表 7：FIRR 値の再計算結果

計算時期	計算条件・前提等 (プロジェクトライフはいずれのシナリオも 50 年)	FIRR 計算 結果
審査時 1996 年	費用：不明（建設費、維持管理費等と想定される） 収益：不明（電気料金収入と想定される）	12.7%
事後評価時 2010 年	ベース・シナリオ 費用：土木工事費、コンサルティングサービス費、維持管理費（2009 年までの実績値に基づく） 収益：電力料金収入（2011 年に平均 25%の料金値上げが実施されると仮定、基準年となる 2003 年の料金は 1kWh 当たり 0.114US ドル）、送電ロスを含むシステムロスは 2003 年現在 25%、2015 年に 22.5%、2020 年に 20.0%まで下がると仮定	10.1%
	シナリオ 1（ベース・シナリオよりも悲観的） 費用：ベース・シナリオに同じ 収益：引き続き電力料金の値上げは行われず、送電ロスを含むシステムロスは 2003 年の水準のまま（25%）と仮定	8.9%
	シナリオ 2（ベース・シナリオよりも楽観的） 費用：ベース・シナリオに同じ 収益：電力料金収入（2011 年に平均 25%の料金値上げが実施され、以後 5 年おきに同率（25%）の値上げが実施されると仮定）、送電ロスを含むシステムロスはベースシナリオに同じ	11.9%

FIRR 値の再計算結果は上記 3 ケースのいずれも審査時（12.7%）より低い値となった。審査時の資料がないため、当時の計算過程の詳細は不明であるが、理由として①電力料金が当初想定よりも極めて低い水準に止まっている（政治的な理由等により 9 年間据え置かれている）、②システムロスの低減がほぼ進まなかった（2010 年現在においても審査時と同水準の 25%）、③新規発電所の建設が進まず、インドへの電力輸出に伴う売電収入が拡大しなかった、の 3 点が考えられる。特に FIRR 再計算にクリティカルな影響を与えた①については外部要因と判断し、ここでの FIRR 値の再計算結果は有効性評価に含めないこととする。

感度分析の結果はシナリオ 1 の場合（ベースシナリオよりも悲観的）で 8.9%、シナリオ 2 の場合（ベースシナリオよりも楽観的）で 11.9%となった。シナリオ 2 は電力料金の値上

²⁰ ちなみに貯水池への堆砂状況については、3.5 節の持続性項目にて後述のとおり、カリガンダキ川の掃流力の高さから雨季の増水期に貯水池から流れ出されており、深刻な問題は発生していない。流れ込み式発電所のため、堆砂自体が直接的に発電能力へ影響を与えている事実も無い。

げ幅を極端に楽観視したケースであるが、それでも IRR 値は審査時よりもやや低い値となった。事業の収益性を高めるには、電力料金の値上げが必須である。

(2) 経済的内部収益率

なお経済的内部収益率（EIRR）については、便益側の入力データとして例えば①それまで利用されていた電力の代替財（薪、灯油、ディーゼル等）の節約効果および②対象住民の電力利用に対する WTP（Willingness to Pay）を個別インタビュー、あるいは代替財価格と電力料金からの推計等により把握する必要があるため、今次調査のリソースの制約等に鑑み、再計算を断念した。

3.3.2 定性的効果

電力供給の増加に伴う企業のビジネス環境の改善

企業のビジネス環境の改善に関し、カトマンズ市内に本社機能を有する大口電力需要家 5 社（製造業 4 社、観光業 1 社²¹）に対し深層インタビュー（In-depth Interview）を実施したところ、本事業による電力供給増加に伴う直接的な効果として、以下表の意見が得られた。

表 8：カトマンズ市内の企業に対する深層インタビュー結果

回 答 内 容	回答業種 (カッコ内は回答社数)
発電所の運転開始に伴って、停電回数が低下した	製造業 (3)
安定的な電力供給の実現を背景に、適切な生産計画の立案が可能となり、生産量が増加した	製造業 (1)
安定的な電力供給の実現および供給電力の質の向上を背景に、工場の稼働状況が好転した	製造業 (1)
安定的な電力供給の実現および供給電力の質の向上を背景に、追加の投資判断を行った	製造業 (1)
サプライヤーとして同事業に鋼構造物を供給し、売上が増加した	製造業 (1)
状況が好転したのは運転開始後 2～3 年間のみであり、その後は再び供給事情が悪化した	製造業 (4)
発電所の完成はその後の企業投資計画へ影響を与えなかった	製造業 (1)
カリガンダキ事業のビジネスへの影響は軽微であった	観光業 (1)

上記のインタビュー結果によれば、2002 年のカリガンダキ A 水力発電所の運転開始後、一定期間において一部企業のビジネス環境が改善された点が伺える。一方で、企業側は電力供給のベース電源としての本事業のプレゼンスを十二分に認識しているものの、その後の需給事情の悪化に対して相当のマイナスイメージを抱いており、結果として本事業の貢献をやや過少評価する傾向にある。

以上から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。

²¹ 具体的な業種は、製造業がセメント製造 1 社および鉄鋼業 3 社の計 4 社、観光業はホテル 1 社。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

カリガンダキ A 水力発電所は、本事業下で建設されたポカラ方面送電線を通じて基幹送電網（ナショナルグリッド）に接続されていることから、本事業による便益はネパール全土に波及している。以上を前提にインパクトの評価を行う。

(1) GDP の動向

ネパールの GDP は、2002 年の政変に伴う混乱時期を除き、ここ 10 年間は年率 3～6% 程度で推移している。カリガンダキ A 水力発電所が稼働を開始した 2002 年以降では、成長率はそれまでの 4～6% 台から 3～5% 台へやや鈍化している。

表 9：ネパールのマクロ経済指標の推移

項目	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年
GDP (10 億 USドル)	5.03	5.49	5.60	6.05	6.33	7.27	8.13	9.07	10.28	12.61
GDP 成長率 (%)	4.4	6.2	4.8	0.1	3.9	4.7	3.1	3.7	3.3	5.3
一人あたり GDP (USドル)	211	225	224	236	242	272	299	327	363	438
GDP デフレーター (%)	8.9	4.5	3.4	11.6	3.1	4.2	6.5	7.0	7.7	6.7

出所：世界銀行 World Development Indicators

注：GDP は名目価格、GDP 成長率は実質成長率（2000 年価格ベース）

上記表を見る限りにおいては、GDP の伸びと本事業の完成時期との間に明確な相関は見られない。他方、間接的にはベースロード電源としての産業活動への貢献は自明であり、また（後述の）FDI 流入や雇用促進への貢献等を通じて、同国経済の発展・拡大に寄与したものと想定される。

(2) FDI および雇用創出の動向

ネパールへの海外直接投資 (Foreign Direct Investment: 以下、FDI という) について、2004/05 年度の前を境に件数および投資額とも急激な伸びを示している。特に金額は 2004/05 年度以前の 4 年間で平均 15 億ルピーであったのに対し、2004/05 年度以降の 4 年間は平均 42 億ルピーへ伸長している。業種別では従来から FDI 件数・金額の多かった製造業、観光業に加えて、サービス業への投資が伸びている。

表 10：ネパールへの海外直接投資 (FDI) および FDI に伴う雇用創出

年/項目	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
新規 FDI	71	96	77	74	78	63	116	188	212	150
	1,418	3,102	1,210	1,794	2,765	1,636	2,606	3,227	9,811	5,356
雇用創出数(人数)	4,703	6,880	3,731	3,572	2,144	5,559	7,358	7,389	10,677	8,305

出所：ネパール産業省産業局「Industrial Statistics 2008/09」

注 1：FDI の上段は投資件数、下段は FDI 額（単位：百万ルピー）

注 2：データはネパール年度（当年 7 月 16 日から翌年 7 月 15 日まで）

FDIに伴う雇用創出に関しても、上記のFDIに支えられ毎年一定規模の雇用が創出されている。2007/08度には1992/93年度以来、15年ぶりに年間1万人超のFDIによる雇用創出が実現している。

FDIの伸びについては、当然ながら電力供給の増強だけでなく様々な要因が絡むことから、一概に本事業のインパクトのみを示すものではないが、一定規模の電力供給がネパール全土のビジネス・投資環境を改善し、企業誘致・投資の拡大に一部寄与したものと想定される。

3.4.2 その他、正負のインパクト

3.4.2.1 対象地域および周辺住民への裨益

本事業の実施を通じ、発電所建設サイト付近の2地区（発電所建屋のあるBeltari地区および取水ダムのあるMirmi地区）周辺において、少なくとも3,000世帯の電化が実現している。また、発電所の立地先ローカルコミュニティに対する副次的インパクトとして、以下4点が確認された²²。

- ✓ アプローチ道路の建設（計28.5km、1995年完成）に伴い、上記BeltariおよびMirmi地区住民の輸送コストおよび輸送時間が大幅に短縮²³
- ✓ ダム湖上において小型モーターボートの定期運航が開始され（住民移転対象であったBote族による運営）、Mirmi地区と上流側のSeti Beni Bazar地区が湖上水運で連結され、これに伴いSeti Beni Bazar地区の小売業の発展に貢献²⁴
- ✓ Beltari地区およびMirmi地区において新規ビジネスの開拓²⁵および雇用創出²⁶に貢献
- ✓ （後述の社会インパクト緩和対策の一環として実施された）学校建設、寺院改修、マイクロクレジットプログラム等の社会開発事業を通じた地域コミュニティ開発への貢献

特に、急峻な山岳地帯に位置するBeltari、Mirmi両地区において、アプローチ道路建設および湖上水運の開始に伴う輸送時間・コストの短縮効果は絶大であり、両地区住民の利便性が格段に向上している。

ネパールでは、その急峻な地形のため水力発電所建設事業においては長距離のアプローチ道路の新設を伴う事業設計となる。このため、これら道路の建設は運輸ネットワークから外れた山間地域のアクセス性向上に大きく資するため、ネパールにおける水力発電所事業は一種の「道路建設事業」の側面も有していることとなる²⁷。

²² 出所：現場踏査時の地域住民に対するインタビュー結果

²³ BeltariおよびMirmi地区から最も近いマーケットが存在するGalyang地区（上記2地区から20km）への移動時間は、事業実施前の3.5時間から実施後の1時間へと激減した。（出所：両地区住民に対するインタビュー結果）

²⁴ Seti Beni Bazar地区の小売業者にインタビューを行ったところ、「モーターボートの運行に伴い、輸送コストが75%削減した」との回答があった。

²⁵ 上述のボート運航およびダム湖畔でのレストハウス業、淡水魚養殖業など。

²⁶ 雇用先はカリガンダキA発電所、ボート運航業など。

²⁷ 例えばクリカニ水力発電所事業では、アクセス道路の建設に伴う周辺住民の利便性向上が指摘されている。（出所：国際協力機構（2004）「クリカニ防災事業（2）」事後評価報告書その他）

3.4.2.2 自然環境へのインパクト

(1) EIA、環境モニタリング等の実施状況²⁸

環境影響評価（Environmental Impact Assessment, EIA）については、ADB の融資を通じて 1995 年 12 月に完了している。

環境モニタリングに関しては、詳細設計・入札図書作成時（本事業の L/A 調印前）にコンサルタントによって Mitigation Management and Monitoring Plan（以下、MMMP という）が策定されている。この MMMP の実行主体として、1997 年 1 月に「Kali Gandaki Environmental Management Unit（以下、KGEMU という）が設立されている。KGEMU は、上記 MMMP をガイドラインとして各コントラクターが策定した各種環境緩和、モニタリングプランを監視する立場にあり、実際の各種活動はコントラクターが実施している²⁹。

またプロジェクト完成後の環境モニタリングに関しては、NEA エンジニアリングサービス本部環境・社会研究部（Environmental and Social Studies Department, ESSD）が、2003 年より 2006 年までの毎年において、環境・社会インパクトに係るモニタリング報告書を作成している。インパクトの測定項目は①物理環境（水文、水質、土質等）、②生物環境（森林、動物、魚類等）、③社会環境（用地取得状況、雇用環境、農畜産業の現況、地域経済の現況等）である。

(2) 確認された具体的インパクト

上述の事業実施後の環境モニタリング活動を通じ、自然環境に対する以下のインパクトが報告されている。

- ✓ 取水ダムおよび発電所の下流域において、乾季に事業実施前と比較して数%程度の流量低下が確認されている³⁰。
- ✓ 取水ダム建設に伴う魚の生息数および魚種の多様性への影響に関し、本事業の審査時においてネパールの他ダムにて魚道整備の効果が見られなかったことから、影響緩和のための代替策としてダム下流地点での捕獲と運搬（trapping and hauling）および孵化場（hatchery）の設置が採用された経緯がある。他方、ダム完成後に実施された自然環境に係るインパクト調査では、下流から上流への魚の回遊が遮断された結果、生息数が減少傾向にあるほか、魚種の多様性がやや低下した点が報告されている³¹。

また事業実施前の段階において、貯水池への堆砂により Seti Beni Bazar 地区の「聖なる石（以下、Holy Stone という）」の水没の可能性が指摘されていたため、本事業の環境緩和対策の一環として Holy Stone 周辺の補強工事が実施されている。Seti Beni Bazar 地区での住民

²⁸ 環境緩和・モニタリングの実施は ADB による融資部分である。

²⁹ 各コントラクターが策定した環境緩和、モニタリングプランには、①建設残土等の廃棄物管理、②魚類・動物類の自然環境管理、③植林、④社会インパクト緩和策（移転住民対策等）等が含まれている。また社会インパクト緩和策の内容は、①淡水魚養殖・種苗生産池の建設、②学校建設および改修（計 3 校）、③寺院改修、④マイクロクレジットプログラムの実施、⑤簡易水道建設等である。

³⁰ 出所：NEA-ESSD (2003) Post Construction Environmental Impact Audit Study

³¹ NEA 環境・社会研究部の報告によれば、本事業実施前のベースライン調査時に 31 種の魚種が確認されていたが、2006 年には 22 種に減少した模様である。一方で同報告では「詳細なインパクトを見極めるには、さらなる継続的なモニタリングが必要」としている。（出所：NEA-ESSD (2006) Environmental and Social Monitoring Report of Kali Gandaki “A” Hydroelectric Project）

ヒアリングによれば、「2009年9月に発生した大規模洪水によって Holy Stone 全体が一度水没した」との事実があるものの、通常時においては特段の問題は無い³²。

3.4.2.3 住民移転・用地取得の実施状況³³

本事業においては、建設工事に際して住民移転・用地取得が行われている。住民移転の規模・プロセス等は以下表のとおりである。

表 11：住民移転および用地取得の実績

項目	審査時の計画（1996年）	実績（2003年）
被影響住民（Project-Affected Families, PAFs）	1,081 世帯	1,468 世帯
移転規模	54 世帯	217 世帯（延べ世帯数）
移転計画・プロセス等	ADB の融資を通じ、収用・補償・リハビリ計画が策定済み。全体計画のうち、アクセス道路建設に伴って用地買収 540 世帯、住民移転 8 世帯が事業実施前に完了。	代替住居の建設にやや時間を要したため、一部住民についてはまず仮住宅（自費にて対応）へ移動した後、新住居の完成後（あるいは補償費受け取り後）に改めて移転
用地取得規模	約 200ha	207ha
移転完了	1999 年 12 月	2001 年

出所：JICA 内部資料および NEA (2003) Post Construction Environmental Impact Audit Study

注：補償措置については、①新住居の提供を無償で受けるか、②住居の提供を受けず補償費を受け取るか、の二者より選択

住民移転・用地取得に係る基本計画として、詳細設計・入札図書作成時（本事業の L/A 調印前）にコンサルタントによって Acquisition, Compensation and Resettlement Plans (ACRP) が策定されている。

NEA が 2003 年に作成した「Post Construction Environmental Impact Audit Study」では、被影響住民 PAFs の平均収入は 22,000 ルピー（事業前）から 128,000 ルピー（2003 年現在）へ 6 倍以上増加した、と報告されている。また今次調査における被影響住民 PAFs に対するインタビューでは、①輸送時間の短縮による生活の利便性の向上、②学校建設・改修、寺院改修による社会サービスの向上を評価する声を得られた。本事業を通じて実施された各種社会インパクト緩和策が奏功したと思われる。

なお ADB が 2004 年に作成した事業完了報告書において、「Bote 族の計 17 世帯が深刻な影響を受けている（一部世帯は 2 度の住民移転を余儀なくされた）」との記述があるが、移転の対象となった Bote 族 17 世帯のリーダーおよび関係者数名に対してインタビューを実施したところ、全員から「現在の生活に大いに満足している」旨の回答が得られた³⁴。移転プロセスおよび補償措置に特段の問題は無かったものと思われる³⁵。

³² なお雨季においては Stone 下部が水に浸るといった軽微な水没が多発している模様（出所：Seti Beni Bazar 地区での住民ヒアリング結果）。

³³ 住民移転・用地取得は ADB による融資部分である。

³⁴ 現在の Bote 族の雇用状況は、カリガンダキ A 水力発電所への雇用（4 名）、ダム湖畔でのレストハウス運営（1 世帯）、淡水魚養殖業に新規従事（7 名）、ダム湖での小型モーターボート運航（6 名）となっている。生活の満足度が高い理由として、雇用の安定、収入の増加、生活の利便性向上が指摘されている。（出所：Bote 族に対するヒアリング結果）

³⁵ 移転規模に関し、当初予定の 54 世帯から約 4 倍の 217 世帯への増加は、（表 11 にて既述のとおり）代替

3.5 持続性（レーティング：a）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業により建設された発電所関連施設の運営・維持管理（以下、O&M という）は、本事業の実施機関 NEA³⁶が所管している。運営・維持管理体制に特段の問題は見受けられない。

NEA の部局構成は、事業総本部（Business Group）と管理総本部（Corporate Offices）の 2 総本部制となっており、これら総本部のもとに計 9 部署が設置されている。事業総本部のもとには①配電・顧客サービス本部（Distribution & Consumer Services）、②電化推進本部（Electrification）、③発電本部（Generation）、④送電・システム運営本部（Transmission and System Operation）、⑤エンジニアリングサービス本部（Engineering Services）の 5 部署³⁷、管理総本部のもとには⑥計画・モニタリング・IT 本部（Planning, Monitoring & IT）、⑦管理本部（Administration）、⑧財務本部（Finance）、⑨内部監査本部（Internal Audit）の 4 部署が存在する。また 3 つの関連会社（Upper Tamakoshi 水力発電会社、Chilime 水力発電会社、Power Transmission Company Nepal Limited）を有している。

カリガンダキ A 水力発電所の維持管理業務は、上記③発電本部の下に設置されている「カリガンダキ A 水力発電所部」が所管している。業務の詳細な実施体制は以下表 12 のとおり。

表 12：カリガンダキ A 水力発電所の維持管理業務実施体制

業務区分／業務段階	計画策定	入札書類作成	業務実施	業務監理
日常維持管理	KGA	KGA	KGA	KGA
定期維持管理	KGA	KGA	KGA	KGA
大規模修繕	コンサルタント	コンサルタント	コントラクター	NEA 本部及びコンサルタント

出所：NEA に対する質問票回答

注：KGA とあるのはカリガンダキ A 水力発電所部・サイト事務所を指す

上記表のとおり、発電所の維持管理業務は（大規模修繕を除き）直営により行われている。本事業の追加コンポーネント等を通じて、コンサルタントにより O&M マニュアルが整備されており、OJT を通じて水車ランナー交換を含む維持管理スキルの移転が完了している。また大規模修繕の際の入札実施、コントラクター監理に際し、現在のところ KGA の実施体制に特段の問題は見られない。

職員数については、以下表のとおり 2001/02 年以降、減少傾向にある。事業実施前に進行していた「世銀／IMF 提言による公的機関の合理化・商業化」の流れを受け、余剰人員の削減が進んでいるものと思われる。カリガンダキ A 水力発電所部の人員は建設工事完成後に大幅に減少したが、その後はほぼ横ばいとなっており、相応の人員が継続的に確保されている（O&M 担当職員の数も同様）。

住居の建設遅れに伴う、同一世帯の複数回の移転によるところが大きい。

³⁶ NEA の設立は 1985 年。発電、送電、変電、配電に係る計画・設計・建設・運営維持管理のほか、売電を含むすべての電気事業を所管している。

³⁷ これら 5 事業本部については、2003 年に「インターナル・アンバンドリング制」が導入されており、事業本部別の独立採算制が採られている（各事業本部の本部長 General Manager が、部の経営に第一義的な責任を負っている）。

表 13：NEA 及びカリガンダキ A 水力発電所部の職員数推移

ネパール年度	職員総数	カリガンダキ A 水力発電所部 職員数
2001/02	9,790	259 (172)
2002/03	9,860	171 (107)
2003/04	9,673	177 (110)
2004/05	9,779	178 (111)
2005/06	9,540	211 (144)
2006/07	9,272	172 (130)
2007/08	9,298	175 (143)
2008/09	9,280	181 (145)

出所：NEA Annual Report 2008/09

注 1：カッコ内は発電所部職員のうち、O&M に関与している職員数

注 2：職員数には非正規社員も含まれる

注 3：2009 年現在の NEA の定員は 10,314 名

3.5.2 運営・維持管理の技術

エンジニア・テクニカルスタッフの技術レベル

カリガンダキ A 水力発電所部の職員のうち、運営・維持管理業務に関与している技術職の総数は 2009 年 7 月現在で 145 名であり、これらスタッフの学歴構成は大卒以上 20%、高卒 40%、高卒以下 40%となっている。スタッフの水力発電所の維持管理業務の経験年数については、管理職クラスの職員において 10 年以上となっている。

上記表のとおり、カリガンダキ A 水力発電所部に所属している職員のうち、運営維持管理業務に関与している技術職は約 8 割程度である。NEA はネパール国内に流れ込み式水力発電所を多数有しており、これら発電所の運営を通じて O&M に係るスキルを十二分に蓄積している。エンジニア・テクニカルスタッフの量・質に問題は無いと見受けられる。

本事業コントラクターによるトレーニングの実施実績等

維持管理を担当する技術職に対し、本事業追加コンポーネントの実施を通じて、コンサルタント及びコントラクターにより各種トレーニングが実施されている。トレーニングの方法は、①座学（タービン、発電機、スイッチギア、各種ソフトウェア、制御システム）、②On the Job Training（以下、OJT という）および③海外研修³⁸の 3 種で、トレーニング内容は①O&M 計画立案に必要な各種数値計算トレーニング、②シミュレータを利用した機器の操作トレーニング等である。コントラクターによるトレーニングは滞りなく実施されており、トレーニング内容に対する受講側の評判も高い³⁹。

他方、①熟練職員の高齢化、②2002 年以降の新規発電所建設事業の停滞に伴う、OJT 機会の逸失（およびそれに伴う若年世代への技術スキルの未移転）が一部指摘されている。

3.5.3 運営・維持管理の財務

(1) 収益状況

①総供給量の 30%を占める卸電力事業者（以下、IPP という）への買電支出が総支出の

³⁸ 派遣国は日本、ドイツ、フランスの 3 カ国で期間は約 1 ヶ月間。

³⁹ 出所：トレーニングを受講した職員に対するインタビュー結果より

40%、売上原価の 80%を占めている点や、②電力料金の不払い、③2001 年以降電気料金が 9 年間据え置かれている、の 3 点を原因に収益状況が相当に悪化している⁴⁰。

特に IPP に対する支払い負担が大きい。他方で電力需給ギャップの拡大に伴う計画停電が頻発している中で、安定供給源の確保は至上命題であり、IPP からの買電は（インドからの電力輸入と並び）数少ないオプションと認識されている。

加えて電力料金の不払いに伴って、売掛金が増加傾向にある。特に、「(売掛金の 3 割程度を占めている) 地方自治体の未払い分の回収は困難を極めている」⁴¹とされる。売掛債権回転率は後段の表のとおり 3.0 前後、売掛金回転日数は 120 日前後であり、料金回収に平均 4 ヶ月程度を要する事態となっている。他方で、民間部門の支払い状況はほぼ問題ないとされている。

なお今後の電力料金の値上げ動向について 2010 年 8 月現在、電力料金規制機関である ETFC (Electricity Tariff Fixation Commission) が平均 25%の電力料金値上げ、及び料金調整メカニズムの導入を近々政府に勧告するものと見込まれている（本値上げ案に係るパブリックコメントは実施済み）⁴²。平均 25%の電力料金値上げは NEA の財務体質を抜本的に改善する可能性があり、今後の値上げ動向を注視する必要がある。

表 14：NEA の損益計算書

単位：百万ルピー

項目	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
売上高	12,605	13,332	14,450	15,041	15,220
売上原価	7,462	8,333	9,035	9,531	10,675
うち発電関連	642	811	856	980	1,122
うち買電関連	5,760	6,392	6,968	7,437	8,423
売上総利益	5,143	4,999	5,415	5,511	4,545
営業利益	3,654	3,516	4,118	3,651	2,370
支払利息	3,080	3,051	2,385	2,274	2,809
減価償却	1,734	1,817	1,856	1,895	2,231
経常利益	▲1,093	▲1,565	267	▲1,171	▲4,631
前期損益修正	▲220	297	47	152	▲50
税引後当期純利益	▲1,313	▲1,268	314	▲1,019	▲4,681

出所：NEA Annual Report 2008/09 より作成

注 1：買電関連は IPP 等からの電力購入代金

注 2：2008/09 年度は速報値

(2) 財務状況

以下に NEA の貸借対照表および各種財務指標を示す。

⁴⁰ 2001/02 年以降、黒字を達成したのは 2006/07 年度のみであり、残りの 7 年間はすべて赤字となっている。2008/09 年度は 47 億ルピー（約 60 億円）の赤字であり、前年度の 10 億ルピーの赤字幅がさらに拡大した。

⁴¹ NEA 財務本部は、回収困難な理由として①道路の未整備等に伴う地方自治体への物理的なアクセシビリティの問題、②政治的な背景に起因する治安・セキュリティの問題、③法の執行に係る諸問題、の 3 点を挙げている。

⁴² なお過去にも同様の電力値上げ勧告が実施されるとの観測が流れたが、貧困層に対する政治的配慮等によりこれまで実現しなかった経緯がある。他方、NEA のトップマネジメントの一部は「過去の例と異なり、今回の値上げの実現性は極めて高い」と認識している。（出所：NEA 役員に対するヒアリング結果）

表 15：NEA の貸借対照表

単位：百万ルピー

項目	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
資産の部					
流動資産	8,868	9,355	10,199	11,409	9,805
うち売掛金	3,698	4,088	5,151	5,721	4,766
固定資産	69,004	74,555	81,809	89,350	99,053
資産合計	77,872	83,910	92,008	100,759	108,858
負債／資本の部					
資本金	15,868	17,568	21,580	23,177	22,159
流動負債	17,466	19,854	22,812	26,213	28,481
固定負債	44,538	46,488	47,616	51,369	58,218
負債／資本合計	77,872	83,910	92,008	100,759	108,858

出所：NEA Annual Report 2008/09 より作成

注：2008/09 年度は速報値

表 16：各種財務指標

項目	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
売掛債権 回転率	3.3	2.8	2.6	3.2
売掛金回転 日数(日)	112	130	139	114
総負債 (百万ルピー)	66,342	70,428	77,582	86,699
流動比率(%)	47.1	44.7	43.5	34.4
当座比率(%)	26.9	28.9	26.9	19.2
自己資本比率 (%)	20.9	23.5	23.0	20.4

出所：損益計算書および貸借対照表より作成

2008/09 年度末における自己資本比率は 20.4% となっており、近年低下傾向にある。有利子負債は一貫して増加傾向にあり、利払い負担が経営を圧迫しつつある。また流動比率、当座比率はいずれも 100% を大きく割り込んでおり、財務の安定性や短期的な支払い能力に大きな懸念が残る。なお NEA に対する政府からの補助金は無い。

ちなみに NEA の財務報告書に関して、政府機関である Auditor's General Office (AGO) が政府系企業の会計監査を担当しているが、ADB 等のドナー機関より同機関の監査能力が問題視されている。財務報告書の透明性確保のためには、外部の民間会計コンサルタント等による監査が望まれるところである（なお AGO は今年度、会計監査業務を民間の会計コンサルタントに委託する予定）。

(3) 本事業に関連する維持管理支出状況

2008/09 年度末の本事業関連の維持管理支出は 1.14 億ルピー（約 1.5 億円）となっており、これは NEA の 2008/09 年度の O&M 全体予算（約 14.6 億ルピー）の約 8% を占めている。

2002 年の運転開始以降、運営・維持管理に係る年間支出にはややばらつきが見られる。維持管理支出の主な費目構成は①人件費、②燃料費、③修繕費（外注費を含む）、④車輛費その他であり、このうち定期総点検作業に係る諸費用が含まれている「修繕費」が毎年全体の 4～6 割を占めている。加えて近年は維持管理に要する人件費（出張手当など）も増加しつつある。

表 17：NEA の全体予算および維持管理支出状況

単位：百万ルピー

年度	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
NEA の全体予算および O&M 予算					
全体予算	12,713	14,023	14,778	16,131	13,675
O&M 予算	647	741	1,059	1,487	1,464

年度	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
カリガンダキ A 水力発電所部 (KGA) の O&M 予算および実支出					
O&M 予算	134	139	126	132	115
O&M 支出	85	154	189	189	114
うち人件費	23	28	27	30	40
燃料費	15	40	32	27	19
修繕費	37	75	121	121	43
車輛費	5	7	6	7	8
管理費他	5	4	3	4	4

出所：NEA に対する質問票回答

注：人件費は O&M 活動に係る人件費（各種手当等）のみ、燃料費は停電時用の自家発電機に関するディーゼル燃料購入代等、修繕費は O&M 活動に係るパーツ等購入費、外注費等を含む

なお毎年の予算承認額が実支出額を下回っているケースが見られる。予算見積の精度向上が望まれる。

3.5.4 運営・維持管理の状況

建設・搬入された各種施設・機器（ダム、貯水池、発電機、水車、その他構造物）の利用状況、運営・管理などの面において、基本的に問題はない。

本事業追加コンポーネントにおいて交換された水車ランナーについては、その後も毎年実施されている定期総点検（Permanent Overhauling）を通じて年間 1～2 基が交換されている。3.3 節の有効性項目において既述のとおり、交換作業は発電出力の低下する乾季に集中して実施されており、発電所の発電能力への影響は極めて限定的である⁴³。しかし、水車ランナーを毎年度取り替えることは今後の安定的な発電を継続する上で、問題となる可能性がある。

貯水池の堆砂については、カリガンダキ川の掃流力の高さから雨季の増水期に貯水池から計画どおり流れ出されており、深刻な問題は発生していない（なお堆砂率等のデータは不明）。

なお運営維持管理作業について、現在まで大きな問題は発生していないが、既述のとおりカリガンダキ A 水力発電所はネパール最大の電力供給源として、例え定期点検であっても運転停止が許されない状況にある。この状況下において、上述のとおり現在まで乾季の出力低下期間というネパール特有の「好機」を活用し、部品・機器の交換作業等が効率的に実施されてきた。2012/13 年度に運転開始が予定されている大型水力発電所 Upper Tamakoshi (456MW) の完成まで、今後も「連続運転下での水車ランナーの輪番交換（発電所を稼働させつつ同時に維持管理作業を実施）」を行う必要がある。

以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

⁴³ 既述の世界銀行「Power Development Project」にて調査対象とされている水車及びタービンの取水口弁（Main Inlet Valve）に関し、水車については計 6 基（うち 3 基はスペアパーツとして供与）の水車ランナーの断続的修繕を繰り返しつつ、毎年一定数を交換している。取水口弁（Main Inlet Valve）については、世銀プロジェクトでの各種調査を通じて、再設計の必要性が検討され、対応策が策定される予定である。

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

事業内容と政策との一貫性は高く、運営・維持管理体制に問題は見当たらない。財務の持続性の面でやや懸念が残るものの、電力料金の値上げが予定されており、NEA の財務体質の大幅な改善が見込まれる。また正のインパクトが多数発現しており、加えて効率性の面でも事業期間は計画を上回ったが、事業費は計画内に収まっている。

以上より、本事業の評価は、(A) 非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

【その1】

電力需要の堅調な増加を受けて、電力の需給ギャップが急拡大している。カリガンダキ A 水力発電所はネパール全国の 4 分の 1 の発電電力量を担う基幹発電所であり、さらなる効率運用が望まれている。世銀が実施中の Power Development Project を通じて、コンサルタントチームが技術的な観点から各種提言を行い⁴⁴、今年度中に抜本的な対策が提案される見込みであるが、NEA は同チームの勧告を速やかに実行に移すための措置（例えば勧告内容・対策規模に応じた人員・予算面での手当が早急かつ効率的に行えるような特例措置）を現段階から進めておく必要がある。

【その2】

他方、カリガンダキ A 水力発電所のみを効率的に運用してもその効果は限られており、需給ギャップ解消の根本的解決とはならない。ギャップを一気に解消するには何よりも新規の大型発電所の建設が不可欠であり、NEA は Upper Tamakoshi 水力発電所を含め、現在準備中の各種案件の迅速な実施に向け、あらゆる努力（例えば短期的には有望ドナーとの対話促進、新規事業実施に向けた NEA 内の体制作りなど）を払うべきである。

【その3】

電力料金値上げの実現については依然不透明であるが、値上げ実現のためには当然ながら NEA 側の経費削減努力も要求されることとなる。引き続き人員削減、経費節減に向けた経営努力を継続すべきである（特に現在高い水準で停滞している送電ロスやノンテクニカル・ロスの低減に向けた具体的対策の早期実施が望まれる）。

4.3 教訓

2003 年 9 月～10 月に実施された発電機器の分解点検は、本事業の当初 TOR には含まれておらず、中長期的な視点から JICA が別途 NEA 側に提案した追加トレーニングプログラムの産物であった。上記分解点検が提案されていなければ、（結果論ではあるが）水車ランナー磨耗の発見が遅れていた可能性は高く、本事業の有効性、持続性の担保が大きく揺らぐ

⁴⁴ カリガンダキ A 水力発電所の水理特性に係る研究（沈砂池の能力評価等を含む）、タービンの修理、取水口弁（Main Inlet Valve）の修理等が見込まれている。詳細は脚注 12 を参照。

事態になっていたものと想定される。ネパールにおいては地球温暖化や上流域での開発の進展等を遠因として河川の掃流力が例外なく高まっていると認識されているところ、今後同国において水力発電所事業を進める場合は、詳細設計時の配慮（水車ランナーのコーティング方法の検討など）に加え、事業完成直後（例えば完成 1 年後）およびその後の高い頻度での定期総点検を実施機関側に義務付けることが望ましい。（場合によっては高い頻度の定期総点検を予め事業コンポーネントに含めておき、実施機関側の内貨予算にて実施させることが考えられる。）

また本事業の開始前にネパール側予算によって整備されたアプローチ道路（計 28.5km）は、地域コミュニティの経済活動に多大なインパクトを与えている。ネパールでは、その急峻な地形のため水力発電所建設事業においては長距離のアプローチ道路の新設を伴うこととなり、これら道路の建設は運輸ネットワークから外れた山間地域のアクセス性向上に大きく貢献している。（これらインパクトの多寡は裨益地域の人口、経済規模に拠るため、人口希薄地域での水力発電所建設の場合はインパクトの大きさが相対的に低くなる可能性はあるが）、今後同国において水力発電所事業を進める場合は「道路建設事業」としての側面にも十分留意し、事業計画段階においてはアクセス道路建設と発電所建設を一体として捉え、道路事業としての側面が積極的に評価されてよい（例えば①道路建設コンポーネントを単独で評価し、可能であれば EIRR の計算を行う、②EIRR 計算が困難な場合は定性的なインパクトを事前評価に盛り込む、など）。

以上

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
<p>①アウット 【JICA側ポーション】</p> <p>1.土木工事 導水路トンネルの掘削（ロットC2）</p> <p>2.鋼構造物（ロット4） ・ゲートの搬入・据付 ・その他</p> <p>3.発電機（ロット5） ・ジェネレータの搬入・据付 ・その他</p> <p>4.水車（ロット6） ・水車の搬入・据付 ・その他</p> <p>5.送電線（ロット7） ・送電線（132kV）2路線の建設</p> <p>【ADB側ポーション】</p> <p>1.土木工事 ・取水ダムの建設（ロットC1） ・沈砂池の建設（ロットC1） ・発電所建屋の建設（ロットC3）</p> <p>2.コンサルティングサービス</p> <p>3.環境対策</p>	<p>導水トンネル延長 5,925m、内径 7.40m、勾配 0.35%</p> <p>取水ダム放流ゲート 3基、取水口ゲート 6基</p> <p>水圧鉄管（ペンストック）及び圧力立坑（プレッシャーシャフト）の鋼製ライニング</p> <p>ストップログ・ゲート（取水ダム放流ゲートの前後）の搬入・据付</p> <p>3基（48MW×3） 開閉器等の電気機器の搬入・据付</p> <p>縦軸フランシス型水車ランナー：3基 ガバナー等その他機械類の搬入・据付</p> <p>発電所～ボカ間 58km、発電所～ブートル間 48km</p> <p>重力式コンクリートダム、堤高 43m、堤長 98m、総貯水容量約 770 万 m³ 屋外式 発電所建屋 24m×40m×100m</p> <p>計 567.2M/M（外国人 523.5M/M、ローカル 43.7M/M）</p> <p>環境モニタリング 回遊魚養殖などの対策実施</p>	<p>導水トンネル延長 5,905m、内径 7.40m、勾配 0.35%</p> <p>計画通り</p> <p>計画通り</p> <p>ほぼ計画どおり</p> <p>計画どおり 計画どおり</p> <p>（追加コンポネントとして NEA 職員に対する運営・維持管理トレーニング、補修等を実施）</p> <p>発電所～ボカ間 66km、発電所～ブートル間 40km</p> <p>堤高 43m、堤頂長 105m、総貯水容量約 770 万 m³ 計画どおり 21m×43m×91m</p> <p>外国人 735M/M、ローカル不明</p> <p>計画どおり 計画どおり 社会インパクト緩和策の実施</p>
②期間	1996年10月～2000年12月 (51ヶ月)	1996年10月～2002年8月 (71ヶ月)
③事業費（ADBポーションを含む）	<p>外貨 33,832 百万円</p> <p>内貨 9,061 百万円</p> <p>(4,795 百万ネパールルピー)</p> <p>合計 42,893 百万円</p> <p>うち円借款分 16,916 百万円</p> <p>為替レート 1 ネパールルピー = 1.89 円 (1996年3月)</p>	<p>241 百万米ドル</p> <p>114 百万米ドル</p> <p>355 百万米ドル</p> <p>13,542 百万円</p> <p>N/A</p>

フィリピン

北ネグロス地熱開発事業

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



北ネグロス地熱発電所

1.1 事業の背景

化石燃料の産出が限られるフィリピンでは、エネルギー資源を輸入に依存しており、本事業が形成された 1990 年台前半では全エネルギー消費量の約 7 割を輸入原油に依存していた。輸入エネルギーへの依存度を引き下げることが、1970 年代からのエネルギー政策の継続した方針となっていた。火山国であるフィリピンでは、地熱は有望な国内エネルギー資源として開発が進められており、同国の地熱発電は全発電設備容量の約 1 割（1995 年時点）を占めていた。本事業を実施したフィリピン石油公団エネルギー公社¹（以下、PNOC-EDC という）は、長年にわたり同国の地熱資源開発に携わってきた。

本事業の位置するネグロス島はビサヤス電力系統の一部を占めており、同電力系統の電力需要は 1980 年代半ばから高い伸びを見せていた。本事業の審査時（1996 年）、同系統における需要増加が将来も続くことが予想され、需要増に対応できる電源開発が急務となっていた。事業サイトはビサヤス電力系統の供給地域であるネグロス島北部にあり、カンラオン山中の国立公園に隣接している。事業サイト周辺の地熱資源の探索は 1970 年代に始められ、1994 年には試験井の掘削が行われ、一定規模の地熱資源の存在が確認されていた。

1.2 事業概要

西ネグロス州において地熱発電所を建設することにより、国内エネルギーの活用およびビサヤス系統にベースロード電源として安定した電力供給を図り、もって同系統周辺の地域経済の活性化に寄与する。

¹ 審査時の実施機関名称

円借款承諾額／実行額	14,460 百万円／10,510 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 3 月／1997 年 3 月
借款契約条件	金利 2.7% (コンサルティング・サービス部分は 2.3%)、 返済 30 年 (うち据置 10 年)、 一般アンタイド
借入人／実施機関 ²	エネルギー開発会社 (EDC) / 同上 (フィリピン共和国政府保証)
貸付完了	2006 年 7 月
本体契約	Miescor Builders, Inc. (フィリピン)、兼松 (株) (日本)・ 富士電機システムズ(株) (日本) (JV)
コンサルタント契約	Institute of Geological & Nuclear Sciences Limited (ニュージーランド)・PB Power (NZ) Ltd. (ニュージーランド)・Sigma Energy Technologies, Inc (フィリピン)・九州電力 (日本)・西日本技術開発 (株) (日本) (JV)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ：F/S) 等	フィリピン共和国政府 フィージビリティスタディ (1993 年) 国際協力機構 北ネグロス地熱開発事業 案件形成調査 (SAPROF) (1995 年)
関連事業	なし

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

小林 信行 (OPMAC 株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2010 年 2 月～2010 年 11 月

現地調査：2010 年 5 月 25 日～6 月 7 日、2010 年 8 月 22 日～8 月 28 日

2.3 評価の制約

本事業の実施機関は、事業実施中に民営化され、現在はフィリピン証券取引所にも上場する民間企業となっている。そのため、報告書への評価情報の記載にあたり、実施機関の守秘義務にも配慮した。また、地熱資源量の推計や事業化調査内容の適切さの判断には技術面での知見が必要とされるため、主に実施機関からの情報に基づき評価を行ったが、判断結果として断定出来ない部分が生じざるを得なかった。

² 事後評価時点の実施機関名称

3. 評価結果（レーティング：D）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業の審査時点での国家開発計画「中期開発計画（Medium-term Philippine Development Plan）1993-1998」においては、国産エネルギーの活用促進に加え、低コストで安定的な電力供給を確保するために電源の多様化が掲げられていた。電源多様化促進の一環として、地熱発電開発が着目されていた。

輸入エネルギー資源への依存度の低下、自国のエネルギー資源の一層の活用が、1970年代から継続したエネルギー施策となっている。審査時点でのセクター計画である「フィリピンエネルギー計画（Philippine Energy Plan）1992-2000」では、地熱は有望な国産エネルギーと位置づけられていた。また、1980年代後半から需要増加に伴う電力不足が深刻となっていたため、安定的で十分な電力が安価なコストをもって供給されることを目標に、国産エネルギーの活用を念頭においた発電能力向上が重視された。

事後評価時点での国家政策「中期開発計画（Medium-term Philippine Development Plan）2004-2010」では、エネルギー分野の自立がエネルギーセクター政策の柱として位置づけられ、国産エネルギー開発が重視されている。また、国産エネルギーの活用のため、国内での石油・ガス開発と並び、幅広い再生可能エネルギー開発（地熱、風力、太陽光、水力、バイオマス）が提唱されており、地熱利用の一層の取り組みが掲げられている。再生可能エネルギーの活用に向けて、2008年に再生エネルギー法案（Renewable Energy Act of 2008）が成立し、再生エネルギー開発に向けた優遇措置（所得税減税、機材の輸入関税の減免など）が打ち出されている。

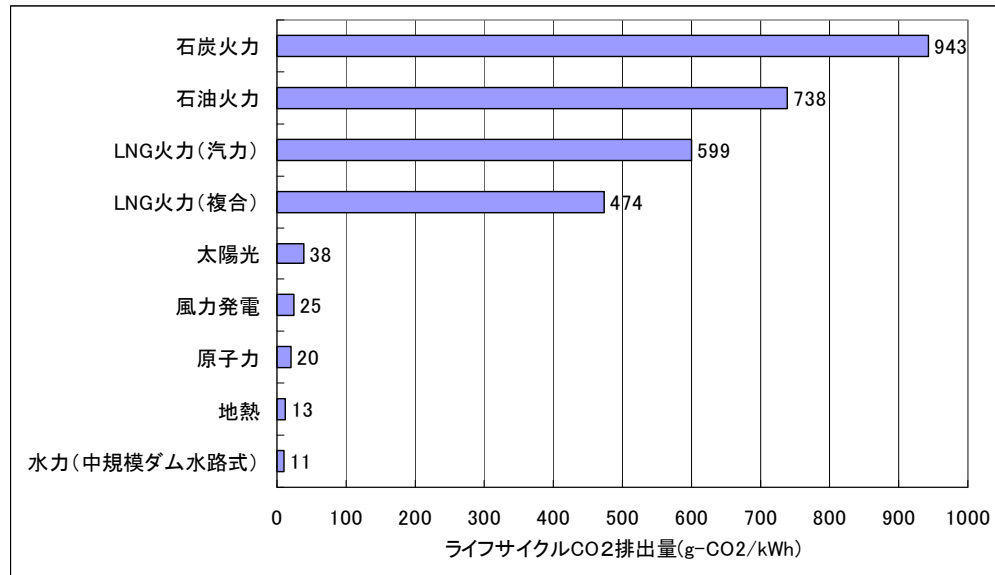
セクター政策に関しては、「フィリピンエネルギー計画（Philippine Energy Plan）2007-2014」でも国産エネルギーのシェアを維持する見通しである。2006年のエネルギー供給量（実績）38.7百万TOE（石油換算トン）に対して、2014年は54.5百万TOE（2006年比：41%増加）を予想している。2014年には、国産エネルギー（フィリピン国内で算出する石油、天然ガス、バイオガス、水力、地熱などの合計）はエネルギー供給全体の57%、地熱は全体の20%を占める計画となっている。

本事業の実施は、審査時及び事後評価時ともに、国家政策・セクター政策と合致している。審査時から事後評価時にかけて、国家政策では国産エネルギーの活用が重視されている。さらに、現行の国家開発計画では、再生可能エネルギーの開発がより明確となっており、様々な分野での再生エネルギー利用が打ち出され、その一環として地熱開発が続けられている。再生エネルギー利用促進のための法律も整備された。事後評価時点のセクター計画では、エネルギー消費が増加する中で、国産エネルギーの比率を維持する方針が打ち出されている。地熱は国内で算出するエネルギー源としては最大の比率を占めており、地熱開発が継続される見通しである。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業が接続するビサヤス電力系統は1995年までの過去10年間、同国で最も高い需要の伸びを記録した。審査時では、1995年から2005年にかけての10年間でも年12%の高い電力需要増加が想定されていたため、電源開発が課題となっていた。事後評価時点の送電

開発計画（NGCP “Transmission Development Plan 2009”）（2009 年）では、2009 年から 2018 年にかけて最大電力需要が約 40% 増加（年 5% 増加）することを想定している。2010 年においては、発電設備容量と最大電力需要がほぼ同じ水準となり、向こう数年にわたり電力需給が逼迫した状態となることが予想されている。電力需要の逼迫を考慮すると、ビサヤス電力システムにおける電源開発は適切であり、開発ニーズに沿っていると判断される。



出所：電力中央研究所報告「日本の発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価」（平成 22 年 7 月）

図 1：電源別ライフサイクル CO₂ 排出量

1997 年の京都議定書の議決を機に、国際的に二酸化炭素（CO₂）を含む温室効果ガスの排出削減への取り組みが強化されている。フィリピンも 2003 年に京都議定書を批准している。CO₂ 排出量の観点からは、地熱発電は他の電源に比べて望ましい電源である。日本におけるデータに基づくと、火力発電ばかりでなく、他の再生可能エネルギーと比較しても、地熱発電からの二酸化炭素の排出量は少ない。ライフサイクル全体³でみた地熱発電の発電量 1kWh あたりの CO₂ 排出量は水力発電所に次いで低い水準にある（図 1 を参照）。フィリピン国内の電力需要増に対応しつつ、温室効果ガスの排出を抑制する上で、地熱発電を開発するニーズは高い。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

本事業の審査時点では、旧 ODA 大綱（92 年）において日本と東アジア地域（ASEAN を含む）の密接な関係に言及があり、アジア地域への支援に重点がおかれていた。また、同大綱ではインフラストラクチャー分野での支援を重点項目と位置づけている。ODA 白書（97 年版）の「フィリピン（国別援助方針）」では、「我が国の援助の重点分野」として、経済基盤整備がとりあげられており、エネルギー分野での協力を中心に経済基盤整備を支援す

³ 発電所の運用で発生する CO₂ ばかりではなく、発電所の建設や廃棄、燃料の採掘・輸送などで発生した CO₂ も含める。

る方針となっている。

審査時点の旧 ODA 大綱では、アジア地域への支援、インフラストラクチャー分野での支援を重視しており、援助方針ではエネルギー分野での協力が特に強調されている。本事業はアジア地域において電力分野のインフラ整備を支援するものであり、日本の援助政策との整合性は高い。

以上より、本事業の実施はフィリピンの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：b）

3.2.1 アウトプット

本事業では、①地熱井の掘削工事、②地熱流体輸送設備（Fluid Collection and Disposal System, FCDS）、③地熱発電所の建設、④コンサルティングサービス、に対して支援を行った。事業実施に際して、工事や調達には変更が加えられている（表 1 を参照）。審査時点では、国家電力公社（NPC）による送電設備建設が想定されていたが、売電契約は締結されておらず、建設時期や送電線の建設区間などの条件は最終決定されていなかった。2001 年に NPC の分割民営化が決定された結果、電力の販売先が当初想定していた NPC から電力プール市場や電力組合に変更され、送電設備は実施機関が建設した。

表 1：主要なアウトプットの変更点とその理由

変更点	理由
地熱井の掘削本数の削減 (計画：21 本、実績 18 本)	掘削の難航と既存の蒸気井の減衰に対応し、蒸気井の掘削本数を増加（計画：14 本、実績：15 本）させた。また、蒸気井の掘削の結果、還元する熱水量が明確となり、還元井の本数を削減（計画：7 本、実績：3 本）した。地熱井は合計で計画 21 本に対し、実績では 18 本となった。
発電所設備容量の拡大 (計画：40MW、実績 49.37MW)	設備容量は審査時点では 40MW を想定していた。応札者からより大きな設備容量（54MW）で提案があったが、想定される蒸気・熱水の量から適切な水準（49.37MW）に変更した。設備容量の変更に伴い、応札価格を引き下げる交渉を行ったが合意できず、再入札の原因となった。
地熱発電所の工事内容 (計画：硫化水素除去装置を設置、実績：未設置)	大気シミュレーションにより、設備容量（49.37MW）を前提すると、発電所敷地及びバッファゾーン外 ⁴ では硫化水素がフィリピン政府の環境基準内となることがわかった ⁵ 。近隣住民への影響はないと判断されたため、硫化水素除去装置を未設置とした。
コンサルティングサービスの拡大	コンサルティングサービスに、実施機関の環境マネジメント、環境モニタリングの評価が追加された。実施機関の環境配慮の適切さを専門的な立場から検証することが目的であった。

出所：「北ネグロス地熱開発事業」事業完成報告書

⁴ フィリピンの法規（RA7586）では、環境への影響を緩和するため、自然保護地域に隣接する地域を「バッファゾーン」に指定し、開発に制限を加えている。

⁵ わが国の悪臭防止法では 0.02～0.2ppm を大気濃度規制値としており、フィリピンの環境基準（0.07ppm）とほぼ同じ基準を目安としている。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

本事業の事業期間は計画を大幅に上回った（計画比：353%）（表2を参照）。審査時点では、電力の需給ギャップを早期に解消すべく、事業期間短縮を図るため、地熱井開発と比較的規模の大きい発電所建設をほぼ同時に進める予定となっていた。事業遅延の主な原因として、①アジア通貨危機により売電契約の見通しが立たなかったこと、②発電所の建設工事が再入札となったこと（「3.2.1 アウトプット」を参照）、が挙げられる。アジア通貨危機により、フィリピン政府の財政支出削減が進められ、NPCが新規の買電契約に慎重となった。そのため、EDCは本事業を含む新規案件の実施を一時休止しており、コンサルタント選定開始が遅延した。

表2：事業期間の詳細

	計画	実績
借款契約調印	97年3月	97年3月
コンサルタント選定	96年12月～97年6月	00年2月～00年12月
入札手続き	97年6月～98年1月	01年11月～06年4月
地熱井掘削、FCDS建設	97年4月～99年7月	00年11月～06年9月
発電所建設	98年1月～99年12月	05年3月～07年2月
送電線建設	97年7月～98年9月	03年3月～06年6月
コンサルティングサービス	97年6月～99年12月	01年1月～07年4月
事業完成 ⁶	99年12月（34ヶ月）	07年2月（120ヶ月）

出所：EDC

3.2.2.2 事業費

本事業の事業費は計画を下回った。地熱井の削減、硫化水素除去装置の不設置を考慮した調整後の事業費（計画）は182億9,800万円となったのに対し、事業費（実績）は165億7,800万円（計画比：91%）となった。アジア通貨危機によりペソが対円で減価したため、円建てでの事業費は減少した。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は中程度である。

3.3 有効性（レーティング：c）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

(1) 蒸気流量、最大出力、送電先端発電量

運転開始直後（2007年）、蒸気流量は実施機関の計画値の約3分の2の水準となっていたが、蒸気井へのカルサイトの付着や蒸気井の減衰により、2007年後半には減少に転じた。

⁶ 「計画」、「実績」ともに事業完成はコミッションニングを含む工事完工時点。

2008年5月から2009年5月まで地熱井の改修工事のため、操業を停止した。改修工事後、蒸気流量は回復をみせたものの、2010年4月時点において計画値には達していない。

蒸気流量の減少に伴い、発電所の最大出力、送電端電力量も低下に転じた。最大出力は運転開始直後には定格設備容量の約半分の水準にあったが、蒸気流量の低下に伴い減少した。改修工事後、最大出力の小幅な回復があり、2010年4月の時点では計画値（設備容量の85%）の約5分の1で推移している。送電端電力量もほぼ同様の推移となっており、事後評価時点では審査時の計画値の約5分の1の水準にある。



写真1：現在開発中の蒸気井

事後評価時点では、8本の蒸気井のうち、稼動3本、一時休止2本、停止3本となっている。熱源の開発リスクは地熱発電所の根源的な課題であり、本事業では事業化調査や案件形成促進調査を実施し、リスク低減に努めたと考えられる。地熱発電事業における地熱資源開発では、運転開始前の調査では資源量の推定精度は限られており、熱源があったとしても蒸気井の場所によっては実際には十分な蒸気が得られない場合もある⁷。そのため、地熱開発では当初想定した蒸気量を得られないリスクを伴う。特に本事業での地熱開発は、開発地域が国立公園の保護地域に隣接しているため、掘削地点に制約があった。さらには、噴気試験中に二酸化珪素がパイプに付着し、複数の蒸気井で同時に噴気試験を行うことができず、地熱資源の状態を精度よく推定できなかつたと考えられる。

現在、より熱源に近い地点から掘削するため、実施機関側負担にて、発電所に隣接するバッファゾーンにおいて新規の蒸気井3本の開発が行われている。2010年3月に蒸気井1本の掘削工事が完成し、6月末まで噴気試験が行われた。噴気試験の結果に基づき、EDC雇用の外部専門家が地熱資源の推計を見直し、2010年末までにバッファゾーン内の更なる開発の継続が判断される予定である。

(2) 運転時間、計画外停止

2008年5月から2009年5月まで地熱井の改修工事のため、操業を停止していた。そのため、FCDSおよび発電所の稼働率⁸は2008年、2009年に大きく低下したが（表3を参照）、2009年6月以降、月次でのFCDSと発電所の運転時間（実績値）は計画された運転時間の90%を超える水準にある。計画外停止は機械故障によるものが多い（表4を参照）。機械故障による計画外停止は、主に蒸気管のメインストップバルブの不具合が原因となっている（「3.5.4 運営維持管理の状況」を参照）。

⁷ 地下資源の状況を直接確認することは難しく、運転開始後に地熱資源の情報が増加し、推定精度が改善する。

⁸ 年間運転時間÷年間時間

表 3：年間運転時間・稼働率（FCDS および発電所）

	2007	2008	2009
年間時間	8,760	8,784	8,520
年間運転時間	7,422	3,709	5,343
稼働率	84.7%	42.2%	62.7%

出所：EDC

表 4：計画外停止（回数、時間）

	2007	2008	2009
計画外停止（回数）	3	0	3
うち機械故障（回数）	3	0	2
うち人員ミス（回数）	0	0	1
計画外停止（時間）	70.59	0.00	89.48
うち機械故障（時間）	70.59	0.00	77.00
うち人員ミス（時間）	0.00	0.00	12.48

出所：EDC

3.3.1.2 内部収益率の分析結果

本事業の財務的內部収益率（FIRR）は、審査時の予想値（7.0%）を下回る水準にある。FIRR 計算の前提は以下の通り。

表 5：FIRR 計算の前提条件

項目	審査時	事後評価時
費用	投資コスト、維持管理費用、所得税（完成後 15 年目まで税率 26%、16 年目以降は同 35%）、蒸気コスト	投資コスト（事業完成後、事後評価時点までに追加実施された地熱開発も含む）、維持管理費用（実施機関の提供に基づく）、所得税（10%）、コミュニティファンドへの支出（0.01 ペソ/kWh）
便益	売電収入、蒸気収入（政府持分を推計するため、蒸気収入を別項目とし、蒸気コストを計上することで相殺している）	売電収入（売電量は 2007 年～2009 年は実績、2010 年～2012 年は 2010 年の実績値に基づき推計、2013 年以降は実施機関の提供データに基づく。売電単価は実施機関の提供データに基づく）
プロジェクトライフ	完成後 25 年（1999 年～2023 年）	完成後 25 年（2007 年～2031 年）

出所：審査資料、EDC

審査時に比べて FIRR が低下した理由として、①売電量が審査時に想定された水準以下であること、②追加の地熱開発により投資コストが増加していること、が挙げられる。

3.3.2 定性的効果

(1) 受益者へのインタビュー

今次評価では、停電頻度や電圧安定に関して意見を聞くため、西ネグロス州の州都であるバコロド市の民間企業の経営者・職員、フィリピン送電公社（NGCP）の職員にインタビューを実施した。

民間企業からの聞き取りでは、バコロド市では輪番停電が1年近く継続し、特に需要が増加する夏季に発生していることが分かった。実施機関はバッファゾーンの開発にあたり、本事業から西ネグロス州への優先的な売電に同意しているが、事後評価時点では発電所に十分な発電量がなく、供給余力が乏しい。また、バコロド市を供給地域とする配電組合は2011年以降、他社から電力供給を受けることになっており、実施機関と買電契約を結ぶことができない。

バコロド市内の大口需要家は十分な容量のバックアップ用電源を保有しているが、コストが通常の2倍となるため、電力の安定供給を強く要望している。自家発電に切り替える際に生産ラインを調整する必要があり、その作業に時間がかかるとの意見もあった。他方、NGCPからは、電力需要のピーク時において電圧安定に寄与しているとの意見が聞かれた。

バコロド市の電力供給は不安定であるが、北ネグロス地熱発電所の発電量不足のみがその原因ではない。需要が増加していることに加えて、配電組合が他社と買電契約を結んでいるため、新規の買電契約に消極的であることも考慮されるべきである。西ネグロス州においてはベースロード電源としての役割は限定的であるが、電圧安定の面では一定の貢献があると考えられる。

以上より、本事業の実施による効果発現は計画と比して限定的であり、有効性は低い。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

(1) ビサヤス系統に占める割合

2008年時点では、北ネグロス地熱発電所が、ビサヤス系統全体の発電端電力量、同系統の電力消費に占める割合は僅少である。そのため、事後評価時点においては、ビサヤス系統の電力安定供給に果たす役割は限定的と判断され、またマクロ経済への影響も軽微なものと推察される。

3.4.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境への影響

事後評価時点において、実施機関より入手したモニタリングデータでは、大気中の硫化水素はフィリピンの環境基準内（0.07ppm）に収まっている。北ネグロス地熱発電所は硫化水素除去装置を設置しなかったが、硫化水素は環境省の設定した環境基準の範囲内にある。実施機関の説明では、地表水のモニタリングがパターン川（Pataan River）およびバゴ川（Bago River）で実施されている。環境省（DENR）は、河川水の用途に応じて、重金属や化学物質（六価クロム、鉛、カドミウム、砒素など）の濃度に基準を設けている。パターン川はClass B（水泳が問題ないと判断される水準）、バゴ川はClass D（灌漑利用が問題

ないと判断される水準)に対応する⁹。騒音は通常運転中は 50dB 以下にあり、日常生活では支障を感じない水準にある¹⁰。

また、実施機関は第三者であるマルチセクターモニタリングチーム (Multi Sectoral Monitoring Team、MSMT)¹¹に対してモニタリング結果を報告している。

(2) バッファゾーン開発

事後評価時点において、より熱源に近い地点から掘削するため、実施機関は発電所に隣接するバッファゾーンにおいて新規の蒸気井開発を行っている。審査時点では、バッファゾーンでの地熱開発は議論されていなかったが、2001 年に関連法規 (Mt. Kanla-on Natural Park Act of 2001、RA9154) が制定され、開発可能な地域であることが明確となった。

バッファゾーンで地熱開発を行うにあたり、実施機関は州政府と合意を結んでいる。主な合意事項として、①西ネグロス州への優先的な電力供給、②植林の実施、③開発地域のモニタリングの実施、が定められている。州政府との合意 (400ha) をこえる規模 (535ha) を目指し、植林が開始されている。植林にあたっては現地の農民団体の参加を得ている。開発地域のモニタリングの実施に関しては、2008 年以降、州議会の委員会が事前通告なしの検査を数度にわたり実施している。また、環境の影響を軽減するため、同委員会は事前に開発サイトやアクセス道路の設計図を確認し、設計変更を提言している。

(3) 用地取得・住民移転

実施機関は 2000 年に住民と用地取得条件につき合意し、30ha の用地が取得された。本事業の用地取得に際して、42 世帯が影響を受けた。うち 25 世帯が移転サイトに移住し、13 世帯が現金補償を選択した。4 世帯は農地のみ用地取得の対象となったため、代替の農地を割り当てられている。移転時の合意に基づき、各移転世帯には、200m² の土地、25m² の家屋が割り当てられた。実施機関の説明では、事業サイトでは、土地登記が未整備であったため、土地の所有・耕作の



写真 2 : 移転サイト

権利が不明確だった。そのため、農地が取得された世帯に関しては、政府の発行した CLOA (Certificate of Land Ownership Award) を保有する世帯には 1ha、そうでない世帯には 0.5ha を割り当てている。実施機関は土地保有の証明書を発行し、一定の条件 (5 年間の居住) がみたされた時点で土地登記を行う手順で、用地の譲渡を進める方針である。事後評価時点では、実施機関は必要な対応を行っているものの、土地登記当局による手続きが遅れており、割り当てた土地の登記は完了していない¹²。なお、土地の登記に係る費用は実施機関が

⁹ 発電所職員の説明では、パターン川、バゴ川も DENR による正式な区分がないが、DENR の地方事務所は用途に沿ってパターン川を Class B、バゴ川を Class D としてモニタリングを行っている。

¹⁰ 50dB は「静かな事務所」に相当する (日本建築学会編 「建築物の遮音性能基準と設計指針」)

¹¹ 地方自治体の環境部門職員、環境省職員、NGO メンバーなどで構成されている。

¹² 実施機関は 2010 年末までの土地登記完了を想定している。

負担している。

移転住民（3世帯）の聞き取りでは、移転後に耕作面積が減少した世帯があった反面、交通アクセスの改善により、利益の高い商品作物への転換や就労機会の増加ももたらされたことが確認された。また、移転住民に限らず、事業サイト周辺の農民団体（32団体）に対して、実施機関は生計改善プログラムを提供している。生計改善プログラムを通じて、小規模契約プログラム（清掃業務の請負など）、野菜栽培や地鶏育成への支援などが提供されている。実施機関は移転前から事後評価時点まで移転住民の生計モニタリングを行っており、モニタリング結果は移転世帯の所得が移転後に改善したことを示している（表6を参照）。所得増加の理由としては、利益の高い作物への転換、就労機会の増加、小規模契約プログラムからの所得、移転時の農作物補償金を元手にした事業からの収入などが挙げられる。実施機関は移転時の目標として、世帯あたり資産額を429,112ペソに設定している。移転住民の世帯あたり資産額は2009年の時点では495,920ペソとなっており、目標値を超える水準にある。

表6：世帯あたり収入

（単位：ペソ）

	2000	2006	増減
移転世帯平均	43,501.53	145,915.52	+235.4%
西ビサヤス地域平均	109,600	129,905	+18.5%

出所：EDC、NSCB “2009 Philippine Statistical Year Book”

実施機関は発電所への道路を整備・維持管理しており、この道路は地域住民の生活道路としても利用されている。また、実施機関は発電所に近い集落にて診療所の補修を行い、医薬品の提供を行っている。

フィリピンの法律では、公共の福祉に寄与する事業において、地権者が用地取得に合意していない場合でも、法的な手続きに沿って補償金を供託し、用地を取得することが認められている。本事業でも送電線の敷設に関して上記の条件で取得した用地がある。実施機関は国内の法規に従って補償金を準備しているが、地権者がその金額に合意していないため、現在裁判所による判断を待っている状態であり、支払いが終了していない事例が約20件ある。

(4) 熱水流出事故

2009年2月にPT-B地区¹³の蒸気井のポンプ故障により、4時間にわたり熱水が流出する事故が発生している。事故はDENRに報告され、EDCは第三者による調査を要請した。MSMTによる環境影響調査が実施され、2009年4月に調査結果がDENRなどへ報告された。調査結果では、関連する環境法規への違反はなく、農地の土壌への恒久的な被害はないことが示された。2009年4月17日に事故対応は完了したが、その後もEDCは当初の収量を回復するため、農民への支援を実施した。MSMTの説明から、事故後に皮膚のアレルギーを訴えた住民がいたことがわかったが、影響をうけた地域の病院の治療記録からは症状と事故との因果関係を証明する明確な証拠は見つけられなかった。実施機関の説明では、地

¹³ 本事業による地熱資源開発はPT-A地区、PT-B地区、PT-C地区の三箇所で行われた。

熱井の改修工事中には熱水の改修・還元設備や地熱井を停止しており、同様の事故は通常運転時には発生しないため、再発の可能性は低い。また、熱水を回収する水路や警報装置の設置を進めており、被害を軽減する措置をとっている。

以上より、電力の安定供給や地域経済への貢献は限定的と判断される一方、自然環境・社会環境への影響を軽減する取り組みがなされており、深刻なネガティブインパクトは確認されなかった。大気、水質、バッファゾーンの開発、移転住民の生計に関しては、モニタリングが適切かつ継続的に行われている。

3.5 持続性（レーティング：b）

3.5.1 運営維持管理の体制

審査時点では、国営企業フィリピン石油公団が実施機関を保有していた。事後評価時点では、同公団は保有していた実施機関の株式をすべて放出しており、実施機関は民間企業（Red Vulcan Holdings）の子会社となっている。また、実施機関はフィリピン株式市場に上場している。

本事業により建設された施設の運営維持管理では、地熱井の運営維持管理部門と総務部門の監督、発電所の運営維持管理部門の監督は分離されている。地熱井運営と発電所運営は異なった性格の業務であるため、責任を明確にするため、実施機関は2つの部門を分離して運営している。本事業で建設された施設の運営維持管理の管掌は明確になっている。

3.5.2 運営維持管理の技術

本事業を通じて、コントラクター及びコンサルタント（富士電機、西日本技術開発）が実施機関職員に対して発電所の運営維持管理につきトレーニングを実施した。実施機関は1970年代より地熱井の運営を行っており、地熱井の管理に関しては十分な経験を有している。事後評価時点では、地熱井、発電所の運営維持管理に携わる職員は年間40時間のトレーニングが義務付けられている。トレーニングは運営維持管理の基礎知識（作業安全など）の再確認を目的としている。実施機関の説明では、職員は日常の運営管理には十分な技能を有しているが、発電所の修理を監督できる人材は十分ではないため、必要時にはコントラクターにエンジニアの派遣を依頼している。事業サイトで勤務する職員は約170人、うち地熱井や発電所の運営に係わる人数は表7の通り。過去の経験、継続的なトレーニング、十分な人員配置から、実施機関は日常的な運営・維持管理に必要な技術水準を有していると考えられる。

表 7：運営維持管理を担当する職員数

担当業務	職員数	うちエンジニア
地熱井運営	26	12
地熱井維持管理	14	4
地熱井技術サービス	17	3
発電所	40	30

出所：EDC

3.5.3 運営維持管理の財務

実施機関は上場企業であるため、フィリピンの会計基準に基づいた財務諸表が公開されている。2009年のROA¹⁴は4%となっており、電力会社としては適切と判断される水準にある（表8を参照）。2008年度は為替差損の発生により、大幅に利益率（ROA、ROE¹⁵）が低下している。流動比率¹⁶、負債比率¹⁷は2007年度に比べて悪化しているが、その水準は財務安定性が懸念されるほどではない。

表 8：EDC の財務指標*

	2007	2008	2009
ROA	12.2%	1.9%	4.0%
ROE	25.4%	4.7%	11.1%
流動比率	1.33	0.87	0.88
負債比率	1.08	1.41	1.79

注：EDC 年次報告書（2008、2009）に基づき算出

事後評価時点では、発電量が十分ではないため、北ネグロス地熱発電所単独の売電収入は運営維持管理に十分ではなく、財政面での持続性にはやや不透明感がある。ただし、現在行っている新規の地熱井開発により、運営維持管理に十分な売電収入が得られると実施機関は予想している。

3.5.4 運営維持管理の状況

発電所の維持管理は、2年おきに小規模な精密検査（点検、潤滑油の注油など）、4年おきに大規模な精密検査（点検、必要に応じタービンなどの主要部品の交換）を行う計画となっている。直近で実施された2年おきの検査は地熱井の改修中に実施された。事業完成後、蒸気管のメインストップバルブに不具合が発生した。契約業者の補償期間内であったため、技術者が派遣され、不具合箇所の部品交換を行っている。

サイト調査では、地熱井、発電所の運営に影響を与えるほどの設備の毀損は確認されず、硫化水素による腐食は軽微なものに止まっていた。また、事業効果の発現に影響がでるような深刻な不具合は見当たらなかった。

以上より、本事業の維持管理は財務状況に軽度な問題があり、本事業によって発現した効果の持続性は中程度である。

¹⁴ 純利益÷総資産額

¹⁵ 純利益÷株主資本総額

¹⁶ 流動資産÷流動負債

¹⁷ 債務総額÷株主資本総額

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

本事業はフィリピン政府の進める国産エネルギー開発を支援するものであり、フィリピンの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策との整合性が認められ、高い妥当性を有していると判断される。他方、アジア通貨危機や発電所の再入札により事業期間が長引いた。本事業の低い評価は有効性に起因している。事後評価時点では蒸気流量が不足しており、発電量が計画値を下回っている。有効性の低さは発電量に依拠するものである。実施機関は追加投資を含む蒸気流量の回復措置をとっており、事後評価時点では外部専門家が事業のアセスメントを行っている。この点は、今後の蒸気量回復を見極める必要がある。環境・社会配慮は法律に沿って適切に行われた。実施機関は環境社会配慮に関する措置を効果的かつ適切にとり、ステークホルダーとの利害衝突を低減することができた。発電所単体では十分な売電収入が得られないものの、実施機関全体では財務的には健全であり、体制面、技術面、施設の現況でも事業効果の持続性を損なう要因はない。送電線の電圧安定への寄与があるため、送電公社は本事業を有益と考えている。

以上より、本事業の評価は、(D) 低いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

バッファゾーンでの噴気試験結果を考慮した上で、EDC は引き続き発電量回復に向けた取り組みを実施していくことが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

JICA は、EDC が発電量回復に向けた取り組みを実施していくにあたり、引き続き同取り組みにつきモニタリングを継続することが望ましい。

4.3 教訓

国内に地熱資源を豊富に有するフィリピンにとっては、地熱発電は有望な再生可能エネルギーである。また、CO₂排出量の点からは、地熱発電は他の電源に比べて望ましい電源である。本事業の事後評価時点での有効性は低いが、この点は今後の蒸気量の回復を見極める必要があり、フィリピンにおける地熱発電全般の妥当性を否定するものではない。地熱発電固有のリスクとして、熱源の開発リスクが事業の有効性に深刻な影響を与えるが、本事業でもそのリスクが課題となった。本事業では、実施機関が事業化調査を行い、案件形成促進調査の実施によりリスク低減を図ったが、開発リスクを完全に回避することはできなかった。電力需給の逼迫状況、追加費用にも配慮する必要があるが、高い開発リスクを踏まえて、審査時において開発リスク低減のための措置を検討することが望ましい。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	①地熱井の掘削（蒸気井 14 本、還元井 7 本） ②蒸気輸送・還元設備の調達・据付 ③地熱発電所建設（20MW×2機）（送電線含む） ④コンサルティングサービス（地熱資源詳細レビュー、D/D、入札補助、施工管理）	①地熱井の掘削（蒸気井 15 本、還元井 3 本） ②計画通り ③地熱発電所建設（49.37MW×1機）（送電線含む） ④コンサルティングサービス（地熱資源詳細レビュー、D/D、入札補助、施工管理、環境モニタリング評価）
②期間	1997年3月～1999年12月 (34ヶ月)	1997年3月～2007年2月 (120ヶ月)
③事業費		
外貨	12,196百万円	10,427百万円
内貨	7,084百万円	6,151百万円
	(1,771百万ペソ)	(2,412百万ペソ)
合計	19,280百万円	16,578百万円
うち円借款分	14,460百万円	10,510百万円
換算レート	1ペソ = 4.00円 (1996年5月現在)	1ペソ = 2.55円 (2005年時点)

