

**平成 23 年度案件別事後評価：
パッケージ I-3
インド国**

**平成 24 年 7 月
(2012 年)**

**独立行政法人
国際協力機構 (JICA)**

**委託先
OPMAC 株式会社**

評価
JR
12-13

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、円借款事業については主に 2009 年度に完成した事業、また技術協力プロジェクトおよび無償資金協力事業については主に 2008 年度に終了した事業のうち、主に協力金額 10 億円以上の事業に関する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。

2012 年 7 月
独立行政法人 国際協力機構
理事 渡邊正人

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。

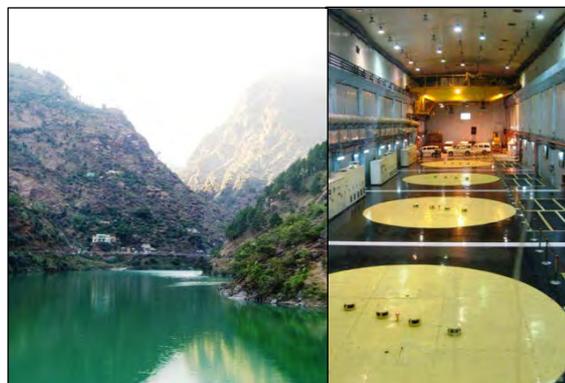
0. 要旨

本事業は、ウッタラカンド州において流れ込み式ダムおよび地下式発電所の建設、発電機器の調達・据え付けを行うことにより、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を目的として実施された。本目的は、インドの開発政策や開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。発電所の最大出力や設備利用率、稼働率、発電量等の主要運用効果指標は概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性は高い。なお、本事業は北部地域に接続するグリッドの電源の1%に満たず、インパクトの評価には限界があった。また、自然・社会環境については実施機関の自助努力も含めて負の影響が最小限にとどめられ、また上流域の自然環境の改善や被影響住民の生活環境改善など一部正のインパクトもみられた。事業アウトプットについては、ダム形状など設計上の変更はあったが、それ以外は計画どおり実現している。事業費は計画内に収まり、事業期間が上回ったため、効率性は中程度である。現在の施設設備の維持管理状況は概ね良好であり、体制、技術、財務面における持続性は高いと認められる。以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



案件位置図



貯水池および地下発電所内部

1.1 事業の背景

1996年以降、インドの電力需要は年平均5.2%の伸びを示してきたが、各州電力庁の財務悪化や民間部門の参入低迷により設備投資が十分に行われず、深刻な電力不足の状態が慢性化していた。これに対し、中央政府が所有する電源の各州における有効利用、既存電源施設の改修・近代化による発電量の確保およびピーク対応、外国援助資金等を活用した新規電源開発、送配電網整備などが進められていた。

同国の北部グリッド接続地域（ウッタラプラデシュ州、ラジャスタン州、パンジャブ州、

ハリヤナ州、ヒマチャルプラデシュ州、ジャムカシミール州およびデリー特別首都市¹⁾においては、インド全体と同様に電力需給が逼迫し、1993年度²⁾における電力需給は推定ピーク需要の19,240MWに対し供給は12,455MW(64.8%)に留まっていた。また、電力量は102,416GWh(同年度)の必要電力量に対し供給可能量は90,106GWhと約12%の電力量不足であり、拡大する電力需要への対応が喫緊の課題となっていた。

1.2 事業概要

ウッタラカンド州ピトラガル県(Pithoragarh District)において、280MW(70MW×4基)規模の流れ込み式ダムおよび地下式発電所の建設、発電機器の調達・据え付けを行うことにより、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を図り、もって同地域の生活水準の改善、産業の活性化、雇用の創出等の経済発展、および化石燃料依存からの脱却へ寄与する。

円借款承諾額／実行額	第1期：5,665百万円／4,976百万円 第2期：16,316百万円／16,312百万円 第3期：13,890百万円／12,048百万円
交換公文締結／借款契約調印	第1期：1996年1月／1996年1月 第2期：1997年10月／1997年12月 第3期：2004年3月／2004年3月
借款契約条件	第1期：金利2.3%、返済30年(うち据置10年)、一般アンタイド 第2期：金利2.3%、返済30年(うち据置10年)、一般アンタイド 第3期：金利1.3%、返済30年(うち据置10年)、一般アンタイド
借入人／実施機関	国営水力発電公社／国営水力発電公社(NHPC Ltd.)
貸付完了	第1期：2002年5月 第2期：2004年9月 第3期：2009年7月
本体契約	Hindustan Construction Company Ltd(インド)／Samsung Corporation(韓国)、鹿島建設(日本)／Daewoo Corporation(韓国)
コンサルタント契約	日本工営(日本)／Electrowatt Engineering Services Ltd(スイス)／Electrowatt Engineering Ltd(スイス)
関連調査(フィージビリティ・スタディ：F/S)等	ダウリガンガ川水力開発マスタープラン(国営水力発電公社、1985年)、詳細プロジェクトレポート(SWEDPOWSER、1985年7月)
関連事業	北部送電網整備事業(有償資金協力)

¹⁾ 各州の英語名称は Uttar Pradesh State, Rajasthan State, Punjab State, Haryana State, Himachal Pradesh State, Jammu Kashmir State, National Capital Territory of Delhi である。なお、2011年現在、北部グリッド接続地域はウッタラカンド州(Uttarakhand State)とチャンディガール特別市(Union Territory of Chandigarh)も含む。ウツタルプラデシュ州の一部が分割され2000年に一州となった。分割当初の州名はウツタランチャルUttaranchalであったが、その後ウッタラカンドに名称変更された。

²⁾ インドの会計年度は、日本と同様に4月から翌年3月までである。

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

宮崎慶司・藤原純子（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：2011年8月～2012年6月

現地調査：2011年11月20日～12月10日、2012年3月11日～3月21日

2.3 評価の制約

特になし。

3. 評価結果（レーティング：A³）

3.1 妥当性（レーティング：③⁴）

3.1.1 開発政策との整合性

計画時のインドの国家開発計画である第8次5か年計画（1992年4月～1997年3月）において、電力セクターの重点項目として①発電設備稼働率の向上、②送配電ロスの削減、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民間投資の活用等が挙げられていた⁵。同計画の公共部門総投資額4兆3,410億ルピーのうち、電力を含むエネルギー分野への投資額は1兆1,556億ルピー（26.6%）と、他分野に比して最も大きい投資額で、中でも電力セクターは7,959億ルピー（同18.3%）を占めた⁶。

本事後評価調査実施時点でインドが実施中であった第11次5か年計画（2007年4月～2012年3月）では、同計画終了時の2012年3月における同国での電力需要量は1,097GWh、ピーク電力は158,000MWと見積もられ、この結果78,577MWの新規電源開発が計画されていた⁷。また、公共部門総投資額36兆4,472億ルピーのうち、エネルギー分野は8兆5,412億ルピー（23.4%）で、社会セクターに次ぐ重点分野となっている⁸。

本事業の実施は、計画時および事後評価時におけるインドの国家開発計画および電力セクター開発計画と整合性が認められる。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

中央電力庁は、インド全域の1997年から2012年の電力需要、ピーク電力需要の増加を年平均6%と見積もっていた。中でも、デリー特別首都圏を擁する北部グリッド接続地域の1996年度の電力量、ピーク電力はそれぞれ129,587GWh、24,234MWと、他地域に比して高い予測で（表1）、西部地域と並んでインド国内で最も電力消費が顕著となっていた。

³ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁴ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁵ Planning Commission, Government of India. “Eighth Five Year Plan”. (1992).

⁶ 電力以外のエネルギーとして、石油2,400億ルピー（5.5%）、石炭1,051億ルピー（2.4%）、代替エネルギー147億ルピー（0.3%）がある。

⁷ Planning Commission, Government of India. “Eleventh Five Year Plan (2007-2012), Volume I Inclusive Growth” (2008).

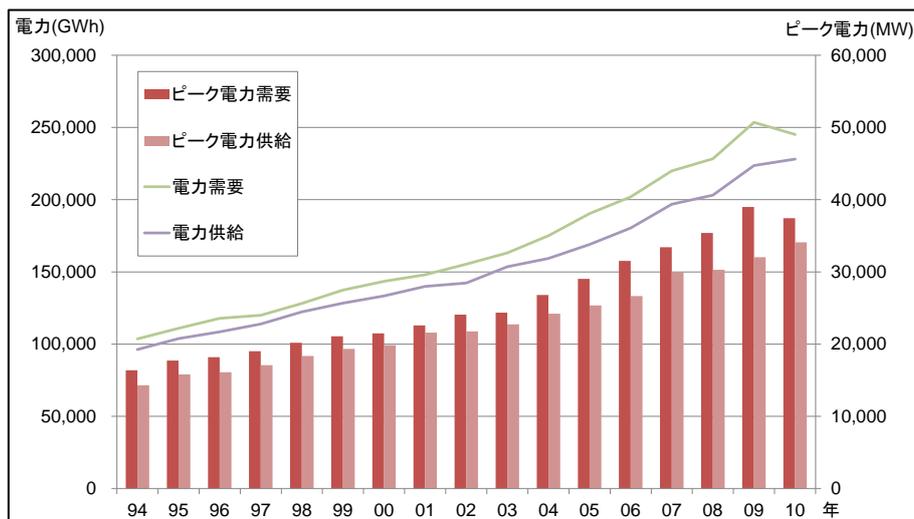
⁸ 社会セクターへの投資額は11兆234億ルピー（30.2%）である。上掲。

表 1：インド各地域の電力需要およびピーク電力需要予測（1996 年度）

地域	電力 (GWh)	ピーク電力 (MW)
北部	129,587	24,234
西部	121,159	19,587
南部	103,191	18,150
東部	56,011	10,254
北東部	6,169	1,388
諸島	157	43
インド全国	416,274	73,656

出所：Central Electricity Authority. 14th Electric Power Survey (1991)

NHPC 側の資料によると、同地域の電力需要およびピーク電力は拡大の一途をたどり（図 1）、2010 年の北部グリッド接続地域における電力需要は 245,137GWh、ピーク電力需要は 37,431MW となっている。一方、同年の電力供給量、ピーク時供給量はそれぞれ 16,959GWh（6.93%）、3,360MW（8.92%）不足しており、需給ギャップが依然として顕著である。需要の内訳は、家庭 31%、産業 29%、農業 22%、製造業 10%、その他 8%となっている。



出所：NHPC への質問票の回答より作成。

図 1：インド北部地域の電力およびピーク電力の推移実績

2012年3月末時点の北部地域の電源別の設備容量をみると(表 2)、全設備容量(53,925MW)は西部地域に次ぐ大きさである一方、水力発電が 15,123MWと同地域全体の約 3 割を占め、北東部地域に次いで水力発電の割合が高い⁹。全国平均では約 66%を占める火力発電への依存度が高い一方¹⁰、第 11 次 5 か年計画では北部地域を中心に全国で 16,533MWの新規水力電源開発が計画されており¹¹、インドの豊富な水力資源を利用した電源開発の重要性、特に

⁹ 中でもウッタラカンド州、ジャムカシミール州、ヒマチャルプラデシュ州の水力発電の割合が高い。

¹⁰ 第 11 次五か年計画における火力の新規電源開発計画は 58,644MW である。

¹¹ Eleventh Five Year Plan (2007-2012), Volume III.

水力発電によるピーク需要対応の必要性は依然として高い。

表 2：電源構成の地域間比較（2012年3月時点）

	水力		火力		原子力		再生可能エネルギー		計	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
北部	15,122.8	28.04	32,791.8	60.81	1,620.0	3.00	4,391.4	8.14	53,925.9	100.00
西部	7,447.5	11.57	47,196.8	73.29	1,840.0	2.86	7,910.0	12.28	64,394.2	100.00
南部	11,338.0	21.50	28,512.6	54.06	1,320.0	2.50	11,569.3	21.94	52,739.9	100.00
東部	3,882.1	14.77	22,005.1	83.71	0.0	0.00	398.7	1.52	26,285.9	100.00
北東部	1,200.0	48.88	1,026.9	41.83	0.0	0.00	228.0	9.29	2,454.9	100.00
諸島	0.0	0.00	70.0	91.99	0.0	0.00	6.1	8.01	76.1	100.00
全国	38,990.4	19.51	131,603.2	65.84	4,780.0	2.39	24,503.5	12.26	199,877.0	100.00

出所：Central Electricity Authority 資料

3.1.3 日本の援助政策との整合性

第1期審査時点において、対インド国別援助政策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、対インド援助方針における重点分野の中に5ヵ年計画の優先目標である電力、運輸を中心としたインフラ支援の推進が含まれていた¹²。2006（平成18）年度に策定された国別援助計画¹³においては、インフラ整備を通じた経済成長への支援が重視され、中でも電力セクターは運輸セクターと並び重点が置かれている。したがって、本事業の実施は日本の援助政策と十分に合致しており、本事業の選定の適切性、妥当性ともに認められる。

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 有効性（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

表3は、2005年度から2011年度までのダウリガンガ水力発電所における主要な運用効果指標を示したものである¹⁴。

NHPCは、ダウリガンガ発電所の設計上の最大発電端電力量を1,134GWh/年とし¹⁵、発電端電力量として同設計値を上回る予測値を毎年掲げている。一方、送電端電力量については、JICA

¹² ODA 白書（平成10年）。

¹³ 対インド国別援助計画（平成18年5月）。

¹⁴ 第3期審査時に設けられた運用効果指標は、ダウリガンガ水力発電所における送電端電力量、最大出力、設備利用率、計画外停止時間である。本評価調査では、かかる指標に加えて発電端電力量、稼働率、計画停止時間、水力利用率、年間総入量、貯水池の堆砂量についてもデータ収集および聞き取り調査を行い、可能な限り包括的な事業効果の分析を試みた。

¹⁵ ダウリガンガ発電所が位置するピトラガル県ダルチュラ地域では、雨期（6～9月）と乾期（12～3月）の雨量に大きな差があり、この結果、ダウリガンガ川からダムへ流れ込む水量に顕著な季節差が生じる。また同発電所は、雨期にはベース電力を供給する一方、水量が低下する乾季は主にピーク需要に対応することをその役割とし、北部地域給電指令所の指示によって発電量を調整している。さらに、貯水池の堆砂が及ぼす発電量への影響等も設計段階で検討されている。

なお、1,134GWhのうち、所在地であるウッタラカンド州への無償電力供給（12%）が義務づけられている。

と合意・設定した 1,110GWh/年を予測値とした。発電端電力量の実績値を見ると、2006 年度および 2008 年度を除いてほぼ予測値に近い実績を得ている。送電端電力量は同 2 か年を除いてすべて予測値を上回っている。NHPCによると、2006 年度についてはタービン設備の不備により計画外の停止を余儀なくされ、また、2008 年度は河川流入量が予測を下回ったことにより予測値を若干下回ったとしている。いずれにしても、期待される発電量は、ほぼ毎年確保されている。

表 3：主要な運用効果指標

		2005 年度 ⁽¹⁾	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度 ⁽¹⁾
発電端電力量 (GWh/年)	予測値 ⁽²⁾	279.00	1,191.75	1,197.10	1,191.75	1,155.00	1,144.56	1,151.68
	実績値	314.93	1,093.95	1,186.00	1,116.59	1,134.35	1,134.45	982.00
送電端電力量 (GWh/年)	予測値	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00
	実績値	313.99	1,089.14	1,173.52	1,103.70	1,124.04	1,117.43	967.44
最大出力	予測値	280	280	280	280	280	280	280
	実績値	280	280	280	280	280	280	280
設備利用率 ⁽³⁾ (%)	予測値	45	45	45	45	45	45	45
	実績値	26.32	45.06	48.74	46.01	46.74	46.75	N/A
稼働率 ⁽³⁾ (%)	予測値 ⁽²⁾	94.79	94.79	91.59	92.93	86.97	87.00	93.74
	実績値	97.83	77.27	92.71	89.85	92.62	92.15	99.51

出所：NHPC への質問票の回答より抜粋。

注 1：2005 年度は運開後（10 月 1 日）から、また、2011 年度は同年 10 月末日までの値である。

注 2：発電端電力量および稼働率については、NHPC 側が毎年の予測値を設定している。

注 3：設備利用率＝送電端電力量÷（最大出力×年間時間数）×100

稼働率＝（年間運転時間/年間時間数）×100

最大出力については、毎年予測値に達している。また設備利用率は予測値とほぼ同様もしくは若干上回る数値を示す結果となっている。稼働率は 2006 年を除いては毎年ほぼ予測値に達しており、直近の 2 か年を見ると 2009 年が 92.62%、2010 年が 92.15%であった。NHPC 年次報告書によると、NHPC が所有する全水力発電所の平均稼働率は 2009 年度で 84.1%、2010 年度で 85.2%であり、ダウリガンガ発電所はこれを大きく上回る結果となっている。

次に、計画外停止時間については、予測値に収まったのは 2007～2009 年度の 3 か年のみであった（表 4）。しかしながら、電力量は各年とも予測値の概ね 9 割を上回っており（表 3）、設計値(1,134GWh/年)にほぼ達していることから、操業に大きな影響はない。

計画外停止は機械故障によるものであり、その主な原因はタービンのガイドベーン¹⁶の開閉の不備、RTD（測温抵抗体）¹⁷の不調、シャープピン¹⁸の破断等である。人員ミスその他の原因による停止は確認されなかった。

¹⁶ フランス水車の入口部分にある案内羽根のこと。開度を調整することで水量を調節し、水車が使用水量に応じた効率的な運転を行えるようにする。

¹⁷ 温度センサーのこと。

¹⁸ パーツどうしを接続するピンのこと。

表 4：計画外停止時間および計画停止時間

指標		2005 年度 ⁽¹⁾	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度 ⁽¹⁾
計画外 停止時間	予測値(2006)	実績						
	100 時間/年	200.31	777.04	92.20	82.30	86.07	130.59	250.35
機械故障	90 時間/年	200.31	777.04	92.20	82.30	86.07	130.59	250.35
	人員ミス	0 時間/年	0	0	0	0	0	0
	その他	10 時間/年	0	0	0	0	0	0
計画停止時間 (時間)	予測値 ⁽²⁾	1825:35:00	1825:35:00	2946:50:00	2477:20:00	4565:45:00	4551:10:00	2193:30:00
	実績値	277:42:00	8150:05:00	4104:50:00	5036:00:00	3834:15:00	3801:30:00	789:10:00

出所：NHPC への質問票の回答より抜粋。

注 1：2005 年度の値は運開後（10 月 1 日）から、2011 年度は同年 10 月末日までの値である。

注 2：計画停止時間の予測値は NHPC 側が設定したもので、発電機 4 基の合計時間を示している。

一方、計画停止時間は、運開後から 2008 年までは NHPC 側が策定した予測値を大きく上回ったものの、2009 年度以降の実績値は予測値内に収まっている（表 4）。前述の如く電力量は確保されていることから、大きな影響はない。計画停止の主な目的は、4 基の発電機それぞれの年間メンテナンスに加え、乾期の発電量調整のための計画停止や、上記機械故障に伴う修理期間の延長、部品交換、貯水池の排砂（雨期中 15 日ごとに実施）によるものである。年度によってはこの他に部品交換等のための停止があった。

年間総流入量を見ると（表 5）、貯水池に流入する河川流量の年間総和は各年とも NHPC 側が予測した量の 7～9 割に留まっている。しかしながら、年間総流入量に基づいて算出される水力利用率を見ると、予測値 61.26%に対して 64.9%（2010 年）から 84.55%（2009 年）の範囲で推移しており、毎年の電力量は設計値に前述の如くほぼ達していることから、現在に到るまで大きな影響はない。

貯水池内における累積堆砂量は、2006 年度、2007 年度は予測値を上回ったが、その後は一転して減少に転じ、2009 年度以降は予測値の 10 分の 1 程度となっている。堆砂量が 2009 年度以降飛躍的に減少している理由として、NHPC 側は、上流地域における植林活動による森林面積の増加や、土壌保全活動、河口堰保護、貯砂堰堤の設置（プロジェクト・コンポーネントとして当初より計画・実施された：後述）、伝統的慣習や生計手段の改善指導（同上）による森林伐採行為の減少を挙げている。貯水池の堆砂量の減少は、発電所の適切な機能発現および電力量の確保には欠かせず、本事業の持続性の向上（後述）に大きく貢献しているといえる。

表 5：年間総流入量、水力利用率および貯水池堆砂量

指標		2005 年度 ⁽¹⁾	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度 ⁽¹⁾
年間総流入量 (m ³ /年)	予測値 ⁽²⁾	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50
	実績値	258.57	2,202.33	2,224.86	2,170.33	1,865.75	2,430.65	N/A
水力利用率 ⁽³⁾ (%)	予測値 ⁽²⁾	N/A	61.26	61.26	61.26	61.26	61.26	61.26
	実績値	N/A	69.08	74.13	71.53	84.55	64.90	66.86
貯水池の堆砂量 (m ³ /年)	予測値 ⁽²⁾	N/A	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000
	実績値	N/A	410,000	340,000	180,000	30,000	30,000	N/A

出所：NHPC への質問票の回答より抜粋。

注 1：2005 年度の年間総流入量の実績値は運開後（11 月 5 日）から、2011 年度の水力利用率は同年 10 月末日までの値である。

注 2：予測値はすべて NHPC 側が設定したものである。

注 3：水力利用率 = 送電端電力量 ÷ 当該年の年間可能発電電力量 × 100

3.2.2 定性的効果

本事業は、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を図ることを目的としているが、本事業設備容量（280MW）は 2005 年度（運開時点）で北部地域の全設備容量の 0.86%、2009 年度で 0.62% を占めるに留まり、その有効性は限定的であった。

3.3 インパクト

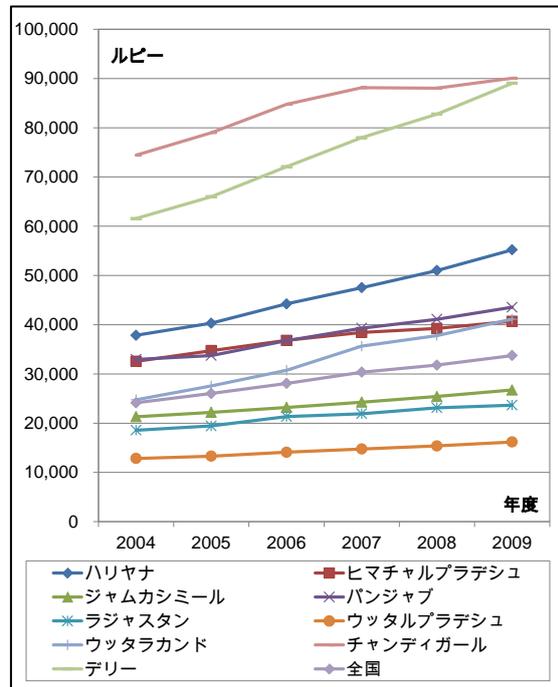
3.3.1 インパクトの発現状況

(1) 北部地域における雇用拡大効果等の経済発展へのインパクト

インド全体および北部地域各州の一人当たり実質総生産（Net Domestic Product at Constant Prices）を見ると（図 2）、デリー、チャンディガール、ハリヤナ州、ウッタラカンド州の伸びが著しい。本事業によって建設されたダウリガンガ水力発電所が位置するウッタラカンド州は、2004 年度時点ではインド全国平均とほぼ同じ（ウッタラカンド州 24,740 ルピー、インド全国 24,143 ルピー）であったが、2009 年度には 41,126 ルピーと、インド全国（33,731 ルピー）を大きく上回る結果となっている。

しかしながら、上述の如く本事業設備容量は 2005 年度で北部地域の全設備容量の 0.86%、2009 年度で 0.62% を占めるに留まり、北部地域全体へのインパクトは限定的であった。

また、ダウリガンガ水力発電所で発電された電力は、233km 離れたウツタルプラデシュ州にあるバレーリー 400kV 変電所

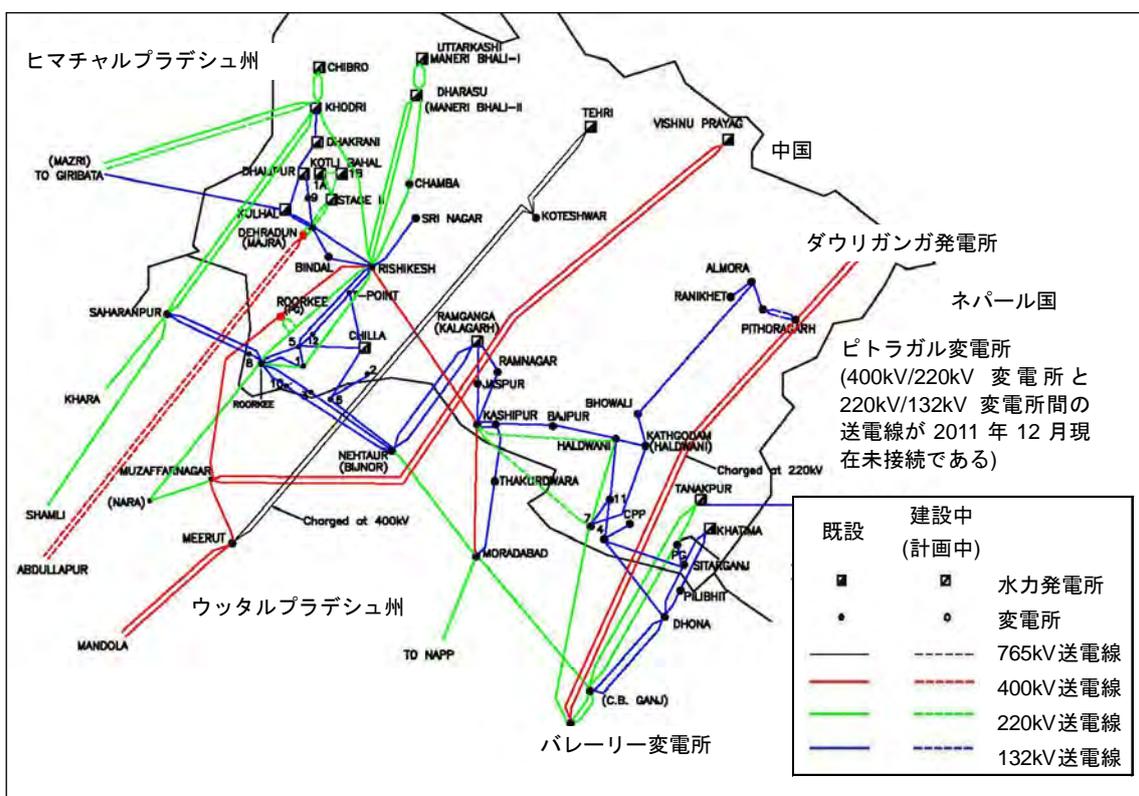


出所：Reserved Bank of India. “Handbook of Statistics on Indian Economy 2010-2011” (2011).

図 2：インド全国および北部地域各州の一人当たり実質総生産

(Bareilly Substation) に2回線で接続されている¹⁹(図3)。同送電線は、同発電所から59kmの地点で2回線のうち1線路がピトラガル220kV変電所に接続されているが、2011年12月現在、ピトラガル220kV変電所とピトラガル132kV変電所との間の送電線が建設途中で未接続であることから、同発電所が位置するピトラガル県への電力供給はいまだ実現していない。このため、バレーリー400kV変電所を通して供給される電力は、ハルドワニ変電所を経た後さらに他変電所を経由してピトラガル県を含む北部地域全域に送電されている。従って、ピトラガル県を含むウッタラカンド州への貢献についてもその確認は困難である。

こうした状況より、本事業実施が北部地域の雇用拡大効果等の経済発展に及ぼしたインパクトについては、本事後評価調査実施時点ではその確認が困難である。



出所：Power System Operation Corporation Ltd., Northern Regional Load Despatch Centre (2011). Annual Report 2010-2011.

図3：ウッタラカンド州の系統図

(2) 北部地域の産業の活性化へのインパクト

上記(1)と同様に、本事業実施が北部地域の産業の活性化に及ぼしたインパクトについては、本事後評価調査実施時点ではその確認が困難である。

¹⁹ ダウリガンガ発電所からバレーリー変電所までの送電線は、1996年度に有償資金協力が行われた「北部送電網整備事業」(貸付実行金額3,726百万円)において整備された。同事業にかかる事後評価調査は、2008年度に実施済みである。

(3) 北部地域の生活水準の改善へのインパクト

2011年12月現在、ダウリガンガ発電所で発電された電力は、発電所周辺地域に直接送電されておらず、バレーリー変電所からハルドワニ変電所を経た後、さらに他変電所を経由して北部グリッドに接続されているため、裨益住民の特定が困難である。従って、北部地域の生活水準の改善効果にかかるインパクトの確認は困難である。

(4) 化石燃料依存からの脱却へのインパクト

上述のとおりダウリガンガ発電所の北部地域全体設備容量に占める割合は僅かであり、インパクトは限定的であると言える。

なお、2012年3月現在、北部地域における水力発電、火力発電設備容量の割合はそれぞれ全体の3割、6割であり、水力電源の一定量の確保が図られている。

3.3.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境への影響

・ 流域全体へのインパクト

本事業サイトは、環境森林省が設立したサンクチュアリ内に位置しているが、現場は貴重な動植物の生息地ではなく²⁰、工事期間中の爆破作業に際しても、動植物への影響を最小限とするよう作業された。また、景観回復を目的として、工事受注建設業者らが契約金額の範囲内でダム周辺および発電所付近における景観整備および回復作業を行った。

本事業実施に当たっては、自身が1995年に策定した環境行動計画に基づき、NHPCは以下のとおり裸地植林、流域対策、被影響住民へのリハビリテーション活動を行った。これらはダム貯水池の堆砂軽減をも視野に入れたものであった。

① 裸地の植林

ダウリガンガ水力発電所建設工事の着工に先駆け、裸地140haの植林が1994～1996年にかけて行われた（補償植林：740万ルピー）。同植林はウッタールプラデシュ州社会林業局によるものである²¹。

② 流域対策

1,571haに亘る植林（苗木約185万本）や土壌保全、貯砂堰堤（計1,940箇所）、農業段丘改善（370ha）、河川改修、給水タンク整備（167箇所）、河口堰保護（計64km）等が計画され、2001年度から2006年度まで予定どおり実施された（約7千万ルピー）。

こうした活動に加え、ダム上流域・ダム周辺・発電所・住民居住地域での生活改善指導および農法指導、LPガスやディーゼルストーブ、電気調理器等の薪に代わる燃料提供などが行われた。

③ 被影響住民へのリハビリテーション活動

水力発電所周辺地域の生活インフラや経済インフラが整備され、被影響住民581世帯

²⁰ 第1期審査時（1995年）に確認された後、第3期審査時（2003年）に改めて環境審査が行われ、事業地およびその周辺は保護種および絶滅危惧種の重要な生息地ではないと結論づけられた（JICA審査資料より）。

²¹ 同植林活動はウッタールプラデシュ州からの分離前に行われたため、同州が管轄していた。

のうち、移転対象住民 37 世帯の直接雇用が行われた（詳細は下記 (2)に述べるとおり）。

本事後評価現地調査で入手したリモートセンシング調査²²によると、1999 年から 2004 年にかけて発電所施設周辺流域の林地面積が増加し、また、土壌侵食およびダム貯水池の堆砂量が減少するなどのプラスのインパクトが確認された。

かかる実績を踏まえ、NHPC 側は流域の植林活動を CSR 活動の一環として現在も継続している。2007 年から 2011 年までには、ダム上流域・ダム周辺・発電所・住民居住地域に約 3 万 2 千本の樹木や草花、果樹が既に植えられ、今後も活動継続が予定されている。

・ 水質へのインパクト

NHPC では、水力発電所内の 6 カ所（①放水路トンネルの合流地点、②ダム下流域、③ダム地下道、④貯水池末端、⑤発電所サービスベイ、⑥ダム貯水池上流域）で定期的に採水し、水質観測を実施している。水質観測項目は、水温、導電率、塩度、pH、濁度、溶解性物質、塩化物イオン、カルシウム、マグネシウム、アルカリ度、硝酸態窒素、DO（溶存酸素）、COD（化学的酸素要求量）、鉄、細菌などで、これまでの検査では水質に特に問題は確認されておらず、マイナスのインパクトは認められない。

(2) 用地取得及び住民移転

本事業の実施に当たって取得が必要な用地は計 166.7 ha（林地 138.6 ha、私有地 28.15 ha）であり、また、水没地域は 28.6 ha であった。用地取得の結果、ダム建設地周辺に居住する 581 世帯が影響を受けた（以下「被影響住民」）。このうち、「全面的に影響を受けた」とされたのは 37 世帯で（以下「移転対象住民」とする）、土地家屋の 50%もしくはそれを超える範囲で不動産を喪失した 22 世帯と、家屋をすべて喪失することとなった 15 世帯がこれに当たる。

本事業実施に伴う用地取得および移転に当たって、NHPC 側は積極的に情報公開を行い、複数の選択肢を伴う形で被影響住民への補償措置等を検討した。また、地元政府も被影響住民に対して優遇政策を行った。NHPC との対話を経て、移転対象住民 37 世帯のうち 35 世帯は再建や移転は自らで行うことを決め、現金補償を得た。残る 2 世帯は NHPC による再建・移転措置を希望し、家屋の提供を受けた。これら 37 世帯は、ダウリガンガ水力発電所および関連施設での雇用機会を得ることになった。残る被影響住民 545 世帯は、ピトラガル県の用地取得担当職員を通して、土地や資産の損失に対する補償を受けた。補償費は総額 66.99 百万ルピー（土地約 29.5 百万ルピー、家屋約 17.4 百万ルピー、果樹約 5.9 百万ルピー、その他約 13.19 百万ルピー、登録料約 2 百万ルピー）に上った。

用地取得および住民移転は計画どおり実施され、かかる社会影響を要因とする事業の遅延や事業計画の大幅な変更等のマイナスのインパクトはなかった。

NHPC 側は、本事業の工事完了後も周辺地域における CSR 活動を継続的に行っており、事業期間中に構築した被影響地元住民およびその他周辺住民との信頼関係の維持向上に努めている。具体的には、子どもへの奨学金付与や眼科治療、水辺環境整備、冬期の毛布提供、コメの提供など、その活動は多岐に亘る。

²² NHPC 提供資料。

(3) 対象地域及び周辺住民への裨益

本事後評価調査では、本事業の被影響住民を対象としてインタビュー調査を実施した。フォーカスグループディスカッション、詳細インタビュー、世帯インタビューを通し、事業実施後の住民の居住環境は、衛生状態が改善されると共に、職業の機会を与えられたことで収入レベルも向上し、また、子どもの教育環境も改善していることを確認した。

世帯インタビューを行った被影響住民 28 世帯のうち、25 世帯は「移転は彼らの生活スタイルや生計にプラスのインパクトをもたらした」と回答し、16 世帯は「現在の生活に満足」と回答した。しかしながら、生活道路は一定期間が経過して改修が必要となるなど、継続的な支援が求められている。インタビュー調査結果について NHPC 側と協議を行ったところ、NHPC 側は CSR 活動の策定に当たって地元住民らの意向や要望を毎年反映させており、住民コンサルテーションを継続するとともに、かかる状況にも迅速に対応するとしている。

<被影響住民インタビュー調査>

調査日時：2011 年 11 月

調査場所：ピトラガル県ダルチュラ町 (Dharchula) ニガルパニ村 (Nigalpani)、ガルガワ村 (Chirkela Hamlet, Gargawa Village)、タポバン村 (Tapovan, Ranthi)、ジャムカ村 (Jamuka)

調査方法：フォーカスグループディスカッション、詳細インタビュー (ケーススタディ)、世帯インタビュー (質問票に基づいて直接聞き取り)

<世帯インタビュー結果>

本事後評価調査の現地調査において、50%以上の損失を被ることとなった移転対象住民 37 世帯のうち、現在も発電所周辺地域に居住する 28 世帯を対象としてインタビュー調査を実施した (残る 9 世帯は他地域に既に転居済みである)。

インタビューを行った 28 世帯は、NHPC で職を得られたこともあり、同じ村に留まって住み続けている。このうち、高齢化等により職を既に辞している世帯は 10 世帯、残る 18 世帯の住民は NHPC で勤務を継続している。現在の世帯収入はそれぞれ年間 30 万ルピーを越え、経済的に特に問題はない。

28 世帯は、補償金を元手にして土地の購入や新しい住居の建設を行った。一世帯当たりの区画や居住面積等は減ったものの、集落周辺の道路や上水道、電気・ガス供給設備が整備され、所得の向上に加えて生活環境が改善されている。

インタビューを行った世帯の 9 割は、移転は彼らのライフスタイルや生計にプラスのインパクトをもたらしたと回答した。同 6 割は現在の生活に満足しており、隣近所が治安がよいと回答した。しかしながら、生活道路は一定期間が経過して改修が必要となるなど、継続的な支援が求められている。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性は高い。なお、本事業は北部地域に接続するグリッドの電源の 1%に満たず、インパクトの評価には限界があった。また、自然・社会環境については実施機関の自助努力も含めて負の影響が最小限にとどめられ、また上流域の自然環境の改善や住民の生活環境改善など一部正のインパクトもみられた。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業は、ウッタラカンド州ピトラガル県に出力280MWの水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、貯水池の建設（総貯水量620万 m^3 、最大レベル海拔1,348.5m）、ロックフィルダム（ダム高56m、堤頂長270m）、洪水吐3門の建設（高さ10.0m×幅6.0m）、分流トンネル、導水路トンネル、沈砂池（全長300m）、調圧立坑、水圧管路、地下式発電所（発電設備280MW（70MW×4基）、有効落差297m）、放水路トンネル、放水路調圧ギャラリー、コンサルティングサービス（117人月）、専門家パネル（45人月）などであった。

計画時からの主な変更は、ダム形式と洪水吐の門数の変更である²³。その他の変更は軽微なものであり、おおむね計画どおり実施された。

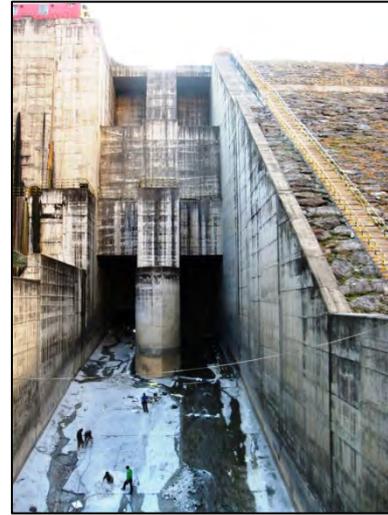
コンサルティングサービスについては、当初の計画117人月に対して115人月が費やされた。その内容は、詳細設計レビュー、調達支援、専門家パネルのメンバー推薦・選定補助・詳細業務内容の作成等を行った。事業施工監理は、NHPCが現場に施工管理事務所を設け、設計から建設、品質管理、モニタリングに到るまで自ら行った。

専門家パネルは、地質学者、水力機械技術者、電気機械技術者、土木技術者、環境専門家、水文学者、水理学者のうち5名が年平均4回程度現地に赴き助言を行うために外国人エンジニア計45人月が想定されたが、実際は計6.5人月に留まった。業務内容としては、施工段階において発生する問題の解決、品質管理、事業の円滑な進捗のための助言を行うものであったが、実際は具体的な問題の解決に特化し、ダム形式の変更に当たっての技術的妥当性の検証・確認や、右岸崩落による洪水吐の2門化および既存分流トンネルのトンネル吐化による第3門の確保等、計画、設計、実施に当たって様々な技術的助言を行うなどし、事業の円滑な進捗に大きく貢献した。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

計画事業費²⁴は、建中金利を含めて52,968百万円であった。実際の事業費は47,541百万円であった（計画比89.8%）。なお、円借款金利別貸付承諾額35,871百万円に対し、貸付実行総額は33,336百万円で、円借款対象部分の事業費についても当初計画を下回った（92.9%）。



出所：調査団撮影

写真 1：洪水吐開閉門

²³ ダム形式がロックフィルダムからコンクリート表面遮水壁ロックフィルダムに変更された。この背景は、事業サイト付近や近郊で建材の粘土の入手が困難で、遠隔地から運搬する場合の高コストが予想されたためである。また、当初3門を予定していた洪水吐は、土砂崩れによる右岸の崩落が一部認められたことから、当該箇所での建設は2門に留められ、残る1門については、既存の分流トンネルに手を加えてトンネル吐とされた。

²⁴ 第一期審査時（1995年度）の事業費である。

表 6：計画および実績事業費の比較

	計画値			実績値
	外貨(百万円)	内貨(百万 INR)	合計(百万円)	合計(百万円)
1. 準備工事	-	1,410	4,075	686
2. 土木工事	12,361	1,390	16,380	25,191
3. 鋼構造物	523	-	523	
4. 電気設備	8,033	-	8,033	6,146
5. 用地取得	-	119	344	562
6. 管理費	-	1,259	3,637	9,476
7. 関税等	-	857	2,476	
8. プライスエスカレーション	2,746	2,266	9,293	2,028
9. 予備費	1,875	441	3,151	
10. コンサルタント/専門家パネル	669	18	721	482
11. 建中金利	4,355	-	4,335	2,970
合計	30,542	7,760	52,968	47,541

出所：JICA および NHPC

注1：計画値は第1期審査時（1995年度）の事業費を適用している。換算レートは1ルピー=2.89円（1995年4月）。

注2：実績値の換算レートは、貸付実行期間中に内貨・ドルレートおよび同期間の円・ドルレートに大きな変動があったことから、1995年から2005年までの各年について、International Financial Statistics; Yearbook (IMF) の年平均レートを適用した。

注3：実績値の外貨・内貨の内訳については特定が困難であった。

右岸崩落に伴う土木工事やトンネル吐工事の追加、資機材運搬のための道路拡幅や橋梁強化による支出増加、事業実施期間中の大幅な物価上昇などから、建設工事開始時点（2000年）にインド政府が承認した事業予算（15,783 百万ルピー）に比し、実績は 18,589 百万ルピーと超過した。しかしながら、円換算による事業費は、貸付実行期間中にインドルピーに対して円価が上昇したことを主要な要因とし、計画を下回った。

3.4.2.2 事業期間

計画事業期間は、1996年1月の事業開始²⁵から2004年9月の事業完成²⁶までの105ヶ月であったのに対し、実際の事業期間は1996年1月から2005年11月までの119ヶ月で、計画を上回った（計画比113%）。

表 7：計画および実績事業期間の比較

	計画値	実績値
円借款（第1期）契約締結	1996年1月	1996年1月
コンサルタント選定	1996年1月～1997年7月	1996年9月～1997年6月
詳細調査	1997年7月～12月	1997年7月～1998年5月
事前審査・入札図書レビュー	1997年9月～12月	
入札準備	1997年12月～1999年6月	1998年10月～1999年12月
専門家パネルによる助言	1998年10月～2004年9月	1998年5月～2005年10月
事前審査	1997年10月～1998年2月	1998年5月～10月

²⁵ 事業開始の定義は、第一期の借款契約の調印年月である。

²⁶ 事業完成の定義は、発電機4基すべてが商業運用を開始した年月である。

	計画値	実績値
入札	1998年2月～1999年6月	1998年10月～2000年2月
氷河湖決壊洪水調査	1997年6月～1998年3月	2000～2001年
準備工事	1995年4月～1997年3月	1998年～2000年
土木工事	1998年8月～2003年11月	2000年1月～2005年1月
鋼構造物工事	1999年6月～2003年2月	2000年2月～2005年10月
電気機械工事	1999年6月～2001年10月	2000年2月～2005年11月
送電線敷設・変電所	1999年6月～2003年5月	1997年12月～2005年7月
運開	1号機：2003年12月 2号機：2004年3月 3号機：2004年7月 4号機：2004年9月	1号機：2005年11月 2号機：2005年11月 3号機：2005年10月 4号機：2005年11月

出所：JICA および NHPC

事業期間の遅延および長期化の主な要因は、中央政府からの各種認可取得の遅延である。計画では1998年から本体工事を開始予定であったが、インド中央政府内閣経済問題委員会（Cabinet Committee on Economic Affairs: CCEA）の事前承認の取得を待つこととなり、同承認を2000年に取得した後に着工となった。なお、中央電力庁（Central Electricity Authority: CEA）による技術経済認可（Techno Economic Clearance: TEC）は1988年に、公共投資局（Public Investment Board: PIB）の承認は1991年に、それぞれ取得している。

事業期間中の遅延としては、右岸崩落を主な要因とする洪水吐の建設遅延（8か月間）や、これに伴う設計変更、調圧立坑および水圧管路の掘削方法の変更、送電線の敷設の遅延等による各ロット工期の延長などがある。また、施設が2005年3月に完成した段階で行われた確認作業において導水管トンネルに漏水等が発見され、その処置に同年7月まで半年程度が費やされた。なお、発電所に接続される送電線の敷設は国営電力網公社（Power Grid Corporation of India Ltd: PGCIL）の負担事項であり、同関連施設工事は2005年7月末に完了した。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

3.4.3.1 財務的内部収益率（FIRR）

第1期（1995年度）および第2期審査時（1997年度）のFIRRは7.24%であったが、第3期審査時（2003年度）の再計算では8.5%となっていた。計画時のそれぞれのFIRR算出の前提条件は以下のとおりである。なお、本事後評価において本事業のFIRRの再計算を行ったところ結果は8.93%となった²⁷。

	第1期・第2期審査時	第3期審査時
FIRR	7.24%	8.5%
費用	建設費、維持管理費	建設費、維持管理費用
便益	売電収入	売電収入
プロジェクトライフ	商用運転開始後25年	商用運転開始後25年

²⁷ NHPCはインド中央政府計画委員会（Planning Commission）に対して2009年10月末に事業完了届を提出しており、その際FIRRを9.05%、EIRRを9.27%としている。

3.4.3.2 経済的内部収益率（EIRR）

第1期および第2期審査時の本事業のEIRRは12.83%、第3期審査時（2003年度）の再計算では15.6%であった。本事後評価における再計算に当たっては、第1期・第2期の計算で便益とされていた代替費用（石炭火力発電所の建設費用）と同様のデータ入手が不可能であった。また、第3期再計算の便益長期限界費用を算出するための各種データの入手が困難であった。従って再計算は行わなかった。なお、計画時のEIRR算出の前提条件は以下のとおりであった。

	第1期・第2期審査時	第3期審査時
EIRR	12.83%	15.6%
費用	本事業の事業費	初期投資（税金等を除く）、 維持管理費用
便益	代替プロジェクト実施に要する費用 （同規模の石炭火力発電所にかかる 建設・運営費）	長期限界費用
プロジェクトライフ	商用運転開始後25年	商用運転開始後25年

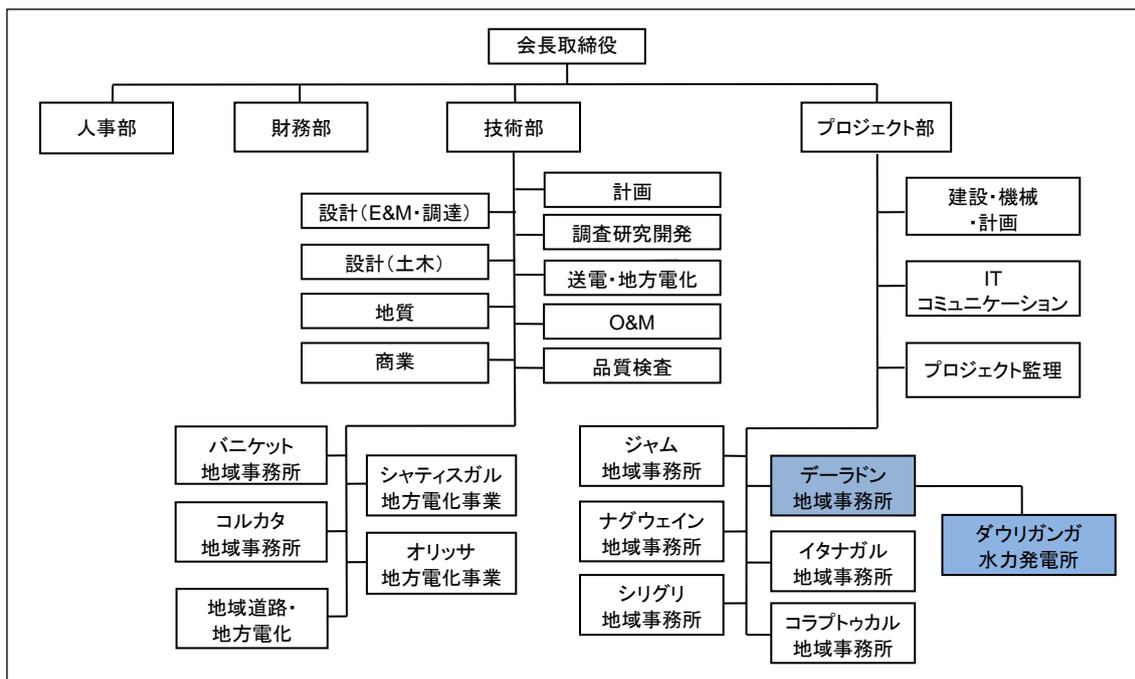
以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

3.5 持続性（レーティング：③）

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NHPCである。2011年11月現在、NHPCの総従業員数は約1万1千人で、会長兼取締役の下に人事、財務、技術、プロジェクト各部門および地域事務所、発電所が配置されている。2005年度時点で総発電量12,567GWhであったが、2010年度は18,606GWhとなっており、発電量は毎年上昇している。下図にNHPCの組織図を示す。

2011年3月末現在、NHPCが運営する水力発電所は全国で12カ所である。このうち、本事業施設の直接の運営・維持管理を担当するダウリガンガ水力発電所は、ウッタラカンド州都にあるデーラドン地域事務所の管轄下にある。同発電所の職員数は2011年11月末現在303名で、総支配人、チーフエンジニア、シニアマネージャーらエグゼクティブスタッフ68名、ジュニアスタッフら監督責任者26名、熟練技術者・技術者・非技術者計201名、医療スタッフ8名からなる。この他、契約ベースで270名の地元住民が雇用されている。



出所：NHPC 提供資料

注：本事業に関連する主な部署を中心に抜粋している。

図 4：NHPC の組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

NHPC は ISO9001:2008 (品質マネジメントシステム)、ISO14001:2004 (環境マネジメントシステム)、OHSAS 18001:2007 (労働安全衛生マネジメントシステム)、PAS99 (総合マネジメントシステム) を取得し、本部事務所および各発電所において品質管理、環境管理、安全衛生管理を徹底している。2011 年にはインド政府公共事業局より「最優秀人材管理組織賞」を受け表彰されるなど、国内でも多くの賞を受賞している。

NHPC では、外部研修機会の提供および職員対象研修の実施が行われている。2010 年度実績で、外部研修参加は述べ 145 名、職員対象研修は述べ 894 名が受講するなど、研修機会は豊富に提供されている。具体的には、技術知識の習得や、各種スキルの向上、環境分野、財務管理、労働法等である。2010 年度には、ダウリガンガを含む発電所の運営維持管理に従事する職員の 98.5%が研修を受講している。また、アフリカ諸国より研修員を受け入れ、水力発電所の運営維持管理に関する研修機会を提供している。

これらの実績より、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

2005 年度から 2011 年度のダウリガンガ水力発電所の維持管理予算と実績は下表に示すとおりである。ダウリガンガ発電所によると、維持管理予算はその必要最小限について予算申請を行い、NHPC 本部より承認額が配分されている。実績額が予算額を毎年度超えているが、ダウリガンガ発電所は北部地域の電力公社各社に売電を行っており、その収益で維持管理費を賄っている。

表 8 : ダウリガンガ発電所の維持管理予算および実績

単位：百万ルピー

2005 年度		2006 年度		2007 年度		2008 年度		2009 年度		2010 年度		2011 年度*	
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
453.4	592.6	1,207.1	1,292.8	1,228.8	2,188.5	1,308.5	3,046.3	2,146.9	2,288.1	2,180.3	3,968.6	2,258.9	1,628.4

出所：NHPC への質問票の回答より。

注：2009 年度は 9 月末までの値、2011 年度の実績は同年 10 月末までの値である。

2011 年現在、売電先は 8 州 2 直轄地（デリー特別首都市、チャンディガール特別市、ウッタラプラデシュ州、ジャムカシ米尔州、パンジャブ州、ジャイプール州、ラジャスタン州、ウッタラカンド州、ハリヤナ州、ヒマチャルプラデシュ州）の電力関連組織である²⁸。2010 年度は売電収入だけで 3,116 百万ルピーに達し、過去 6 年間を通して順調に収入を伸ばしている（表 9）。

なお、電力料金は、中央電力規制委員会（Central Electricity Regulatory Commission）によって定められており、ダウリガンガ発電所もこれに従っている²⁹。2011 年 11 月末現在の同発電所による売電料金は 1kWh 当たり 2.68 ルピーである。

表 9 : ダウリガンガ発電所の損益状況

単位：百万ルピー

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
売上	939.6	1,794.9	3,039.6	3,810.1	3,010.3	5,187.3
うち売電収入	903.8	1,744.8	2,028.9	2,265.7	2,837.1	3,116.2
支出	592.6	1,292.8	2,188.5	3,046.3	2,288.1	3,968.6
うち発電管理費他	80.6	199.6	134.4	248.4	389.2	297.1
うち減価償却	200.0	410.8	403.9	471.6	976.5	938.7
経常利益	347.2	502.1	851.1	763.9	722.2	1,218.7
当期利益	347.0	494.5	794.2	761.6	721.6	1,150.7

出所：NHPC 提供資料より抜粋。

一方、NHPC およびグループ企業全体の損益状況を見ると（表 10）、ダウリガンガ発電所だけでなく、グループ全体でも毎年着実に売上および当期利益を伸ばしていることが分かる。総資本経常利益率は毎年 4～5% 台と良好であり（表 11）、長期的に収益性が十分確保されていることが裏付けられる。

²⁸ 売電先としてはウッタラプラデシュ州電力公社とパンジャブ州電力庁が全体の 4 割を超える。

²⁹ インド政府と各州政府は、電力セクター改革を政策の柱に据え、1990 年代後半から州規則委員会の設立や料金規制の制定・公開による料金決定の非政治化および透明性の向上、配電公社への民間企業出資による経営改善、州補助金の撤廃などに取り組んでいた。電力規制委員会の設置が国および州レベルで進められ、中央電力規制委員会（The Central Electricity Regulatory Commission: CERC）が 1998 年 7 月に設置された。現在の売電料金は、No.L-7/145(160)/2008-CERC（2009 年 1 月 19 日付）通知により定められた 2009 年から 2014 年までの料金形体に拠る。

表 10 : NHPC グループの損益状況 (連結決算)

単位 : 百万ルピー

	2007	2008	2009	2010
売上	34,298.3	40,720.4	57,945.5	59,507.4
うち売電収入	29,821.0	35,334.9	51,638.7	49,166.6
支出	18,984.9	25,802.7	30,392.5	33,499.9
うち発電管理費他	3,235.7	3,690.8	2,919.0	5,851.5
うち減価償却	5,455.4	6,440.7	12,683.5	11,665.5
経常利益	15,313.4	14,917.7	27,553.0	26,007.5
当期利益	12,994.4	13,310.9	22,775.6	24,627.7

出所 : NHPC 年次報告書より抜粋 (2008 年度、2009 年度、2010 年度)。

NHPC グループ全体の流動比率、固定比率ともに良好な数値を示しており、また、純資産が負債より大きく、自己資本比率は優良な数値を示している。総じて組織の健全性が高いといえ、ダウリガンガ発電所の維持管理についても長期的に安定した予算配置や支援体制が確保されている。

表 11 : NHPC グループ全体の財務指標

	2007	2008	2009	2010	2011	備考
流動比率	145.86%	135.68%	208.31%	142.87%	N/A	流動資産/流動負債
固定比率	143.44%	151.35%	128.78%	134.01%	N/A	固定資産/自己資本
自己資本比率	57.58%	54.29%	56.95%	56.29%	N/A	自己資本/総資本
総資本経常利益率	4.08%	3.57%	5.56%	4.92%	N/A	経常利益/総資本

出所 : NHPC 年次報告書 (2008 年度、2009 年度、2010 年度) より計算した。

以上より、本事業施設の維持管理にかかる全体予算は十分確保され、また、ダウリガンガ水力発電所および NHPC グループ全体の損益状況、財務状況は堅調であることから、財務面での問題は認められない。

3.5.4 運営・維持管理の状況

(1) 発電所関連施設設備

マニュアルに基づき、発電機に 49 項目、ローターに 27 項目など、合わせて 211 の点検項目が設けられている。これらは毎月、毎年定期的に行われている。

定期・予防保全が毎日・週・月単位で、主要保全は毎年実施されており、定期・予防保全および年間保全は、発電所とダムそれぞれ行われている。発電所については、2010 年度は 1 号機 28 日間、2 号機 25 日間、3 号機 22 日間、4 号機 18 日間実施された。

発電所およびダムにおいては、それぞれ運営保守に関するデータが定期的に記録・保管されており、管理状態は良好であることを現地調査で確認した。

(2) 堆砂対策

NHPC および各州が所有する水力発電所の運営上、貯水池の堆砂は深刻な問題としてその対応策が講じられており、ダウリガンガ発電所の建設に際しては、沈砂排除工や沈砂池の

設置等が当初の設計に反映されただけでなく、環境対策として流域対策計画や植林などが計画・実施され、上流域からの堆砂の軽減が図られた。

本事後評価調査において現地を確認したところ、ダム貯水池における堆砂量が 2009 年度以降年間 30,000m³ 程度に大幅に減少している（上記 3.2.1 参照）ことに加え、雨期放流期間中は半月に一度排砂が行われるなど、土砂流入を最小限に抑える取り組みがなされている。流入土砂の内容は、上流域の沈砂排除工付近と放水路トンネル付近において毎日記録・管理されており、大きな問題が生じた場合も迅速に対策が検討される体制にある。

(3) 氷河湖決壊洪水対策

第 1 期審査時点で、本事業の取水河川であるダウリガンガ川および支流上流において 7 つの氷河湖が確認され、氷河湖決壊洪水対策検討の必要性が指摘されていた。本事業実施期間中の 2001 年に実施された案件実施支援調査（Dhauliganga Hydroelectric Power Project Special Assistance for Project Implementation）において、国家リモートセンシング庁（National Remote Sensing Agency: NRSA）が撮影した 1994 年と 2000 年のデジタル衛星画像等を踏まえて氷河湖のサイズ変化等が観察・分析された。しかしながら、氷河湖サイズが 1.0～1.2 百万 m³ に留まり、またサイズ変化は微小であることが確認されたため、切迫した氷河湖決壊洪水の潜在的危険性は示されず、予警報システムの早急な設置は不要とされた一方、氷河湖の定期的なモニタリングを行い、危険が発覚した時点でインド側が遅滞なく予警報システムを設置すべきことが提言された。

NHPC 側は、1994 年から 5 年ごとにリモートセンシング調査を実施しており、同結果によると、ダウリガンガ上流の氷河湖面積の推移に一定の傾向や特徴は認められず、決壊洪水につながる予兆傾向は確認されていない。また、現在の氷河湖面積はダウリガンガ水力発電所に影響を与えるほど大きなものではないとしている。

NHPC 側は、案件実施支援調査の提言に従って今後も定期的モニタリングを継続する予定である。

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. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、ウッタラカンド州において流れ込み式ダムおよび地下式発電所の建設、発電機器の調達・据え付けを行うことにより、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を目的として実施された。本目的は、インドの開発政策や開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。発電所の最大出力や設備利用率、稼働率、発電量等の主要運用効果指標は概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性は高い。なお、本事業は北部地域に接続するグリッドの電源の 1%に満たず、インパクトの評価には限界があった。また、自然・社会環境については実施機関の自助努力も含めて負の影響が最小限にとどめられ、また上流域の自然環境の改善や住民の生活環境改善など一部正のインパクトもみられた。事業ア

ウトプットについては、ダム形状など設計上の変更はあったが、それ以外は計画どおり実現している。事業費は計画内に収まり、事業期間が上回ったため、効率性は中程度である。現在の施設設備の維持管理状況は概ね良好であり、体制、技術、財務面における持続性は高いと認められる。以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

特になし。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

(1) 専門家の知見を活用した事業実施体制の仕組みづくり

本事業では、地質学者、水力機械技術者、電気機械技術者、土木技術者、環境専門家、水文学者、水理学者などの各分野の専門家から構成される専門家パネルが設けられた。本事業工期中に右岸崩落による建設遅延、設計変更等の諸問題が生じたが、それに対して専門家パネルは、右岸崩落時の対処方法や計画・設計変更に対する様々な助言を行い、また実施機関が迅速に対応した。

当該分野の専門家の知見を活用する仕組みは、工期中のリスク管理や想定外の事態発生を防止する機能を強化する一助となり、事業の遅延を防ぎ、事業の円滑な進捗に貢献する。また、第三者を投入することで公平性や透明性を確保することにもつながる。専門家パネルのような仕組みを必要に応じて計画段階より事業実施体制に導入することは、同種の他事業の参考となろう。

(2) 包括的な用地取得・住民移転対策と関係機関および被影響住民との協力関係の構築

本事業の実施機関は、州林業局等やの地元政府関係機関との連携・調整を円滑に行い、用地取得および住民移転のプロセスをすべて被影響住民に公開し、彼らの意見を計画に反映させ、住民の理解と協力を得ることができた。被影響住民世帯は個別補償を得ただけでなく、実施機関による道路、上水道、電気、ガスなどの生活インフラ整備によって生活環境が改善された。中でも移転対象住民は就労機会を得て生活の長期的安定につながった。この結果、用地取得・住民移転手続き起因する工事の遅延等は発生しなかった。

今後同様の案件形成および実施を行うに当たっては、本事業のように関係機関および地元住民との協力関係の構築に重点を置き、包括的なアプローチを検討・導入することが望まれる。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプット	<p>① 貯水池の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 最大レベル: 海拔 1,348.5m ・ 満水レベル: 海拔 1,345m ・ 最低レベル: 海拔 1,330m ・ 総貯水量: 6.2 百万 m³ ・ 利用可能容量: 1.54 百万 m³ <p>② ダムの建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ダム形式: ロックフィルダム ・ ダム高: 56m ・ 堤頂長: 270m (海拔 1,351m) <p>③ 洪水吐の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ スルースゲートによる開閉樋・フリップバケット減勢工 ・ 設計洪水量: 3,210m³/秒 ・ インバートレベル: 1,307m ・ 門数: 3 門 (高さ×幅: 10.0m×6.0m) <p>④ 分流トンネル</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: ホースシュー ・ 直径: 10m ・ 坑口間長さ: 750m <p>⑤ 導水路トンネル (取水口側構造)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ インバートレベル: 1,307m ・ 注入口数: 2 本 (高さ×幅: 5m×5m) ・ 除去最少微粒子: 0.2mm <p>⑥ 沈砂池</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 全長: 300m ・ 室数: 2 室 (高さ×幅: 13.0m×16.2m) <p>⑦ 導水路トンネル (コンクリート管)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: ホースシュー ・ 直径: 6.5m ・ 長さ: 5,400m ・ 排出容量: 107m³/秒 <p>⑧ 調圧立坑 (サージシャフト)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: 垂直立坑 ・ 内径: 15m ・ 深度: 95m <p>⑨ 水圧管路</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 条数および形式: 2 条・コンクリート巻立て水圧鉄管および鉄筋コンクリート管併用 ・ 直径: 4.0m ・ 深度: 250m 	<p>① 貯水池の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり <p>② ダムの建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ダム形式: コンクリート表面遮水壁ロックフィルダムに変更 ・ ダム高: 計画どおり ・ 堤頂長: 計画どおり <p>③ 洪水吐の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ スルースゲートによる開閉樋・フリップバケット減勢工: 計画どおり ・ 設計洪水量: 計画どおり ・ インバートレベル: 計画どおり ・ 門数: 2 門 (高さ×幅: 10.0m×6.0m) <p>④ 分流トンネル</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: 計画どおり ・ 直径: 計画どおり ・ 坑口間長さ: 753.56 m <p>⑤ 導水路トンネル (取水口側構造)</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり <p>⑥ 沈砂池</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 全長: 315m ・ 室数: 2 室 (高さ×幅: 13.0m×16.2m) <p>⑦ 導水路トンネル (コンクリート管)</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり <p>⑧ 調圧立坑 (サージシャフト)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: 制限オフィスに変更 ・ 内径: 14m に変更 ・ 深度: 96m に変更 <p>⑨ 水圧管路</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり

項 目	計 画	実 績
	<p>⑩ 発電所・変動施設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形式:地下式 ・ 水車形式:フランス水車 ・ 発電設備:280MW(70MW×4 基) ・ 通常放水位:1,034m ・ 総落差:311m ・ 有効落差:297m (発 電 機 建 屋) 長 さ × 幅 × 高 さ : 16.5m×103m×39m (変 圧 器 建 屋) 長 さ × 幅 × 高 さ : 12m×76m×10m <p>⑪ 放水路トンネル(コンクリート管)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状:ホースシュー ・ 直径:6.5m ・ 長さ:445m <p>⑫ 放水路調達ギャラリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状:D 形 ・ 直径:6.0m ・ 長さ:280m <p>⑬ コンサルティングサービス 外国人エンジニア計 117M/M</p> <p>⑭ 専門家パネル 外国人エンジニア計 45M/M</p>	<p>⑩ 発電所・変動施設 ほぼ計画どおり</p> <p>⑪ 放水路トンネル(コンクリート管) 計画どおり</p> <p>⑫ 放水路調達ギャラリー 計画どおり</p> <p>⑬ コンサルティングサービス 外国人エンジニア計 115M/M</p> <p>⑭ 専門家パネル 外国人エンジニア計 6.5M/M</p>
② 期間	1996年1月～2004年9月 (105ヵ月)	1996年1月～2005年11月 (119ヵ月)
③ 事業費		
外貨	30,542百万円	不明
内貨	22,246百万円 (7,760百万 INR)	不明
合計	52,968百万円	47,541百万円
うち円借款分	35,871百万円	33,336百万円
換算レート	1INR=2.89円 (1995年4月現在)	1INR=2.73円 (1995年～2005年平均)

インド

西ベンガル州送電網整備事業(I)(II)

外部評価者：OPMAC 株式会社 宮崎慶司・藤原純子

0. 要旨

本事業は、西ベンガル州全域において送電網の敷設整備および変電所の新設・拡張を行うことにより、電力システム全体の信頼性の向上、送電ロスの削減、電圧の安定化を目指して実施され、開発政策や開発ニーズとの整合性が高い。また、設備稼働状況は順調で、電力システム全体の信頼性の向上や送電ロスの削減、電圧の安定化といった事業の目的は概ね達成されており、有効性は高い。西ベンガル州の産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善にも直接・間接的に寄与していると判断される。なお、事業期間は大幅に長期化した一方で事業費は大きく下回ったため、効率性は中程度である。現在の設備機器の維持管理状況は概ね良好であり、体制、技術、財務面における持続性も高いと認められる。

以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



案件位置図



アランバグ変電所の増設設備

1.1 事業の背景

西ベンガル州は、コルカタを州都に持つ東部の主要州である。同州における 1994 年度から 1998 年度の電力需要の年平均伸び率は約 7.3% となっており、1999 年度から 2012 年度についても約 6.5% と、電力需要は堅調に推移することが予測されていた。しかしながら、同州における電力の需給ギャップは著しく、1997 年度の最大電力は 2,749MW、供給可能設備容量は 2,329MW、1999 年度はそれぞれ 3,161MW、2,577MW となっていた。また同州の送電線網は、同州だけでなく東部グリッド¹の電力供給の安定ならびに隣接する北東部地域グリッドへの電力供給においても主要な役割を担っていたものの、送電負荷レベルに対する

¹ 西ベンガル州、オリッサ州、ビハール州、シッキム州。なお、ビハール州は 2000 年に一部地域の分離独立が成立し、2012 年現在ビハール州とジャルカンド州となっている。

送電設備容量が不十分であることに加え、検針不備や料金徴収の不徹底・盗電による商業ロスが顕著であった。さらに、本事業の実施機関であった西ベンガル州電力庁（West Bengal State Electricity Board: WBSEB）が所有していた州内の変電所の通信施設が未整備であったため、送電状況の把握や中央給電指令所（West Bengal State Load Despatch Centre: WBSLDC）との意思疎通に支障をきたしていた。

1.2 事業概要

西ベンガル州全域において送電網の敷設整備および変電所の新設・拡張を行うことにより、電力システム全体の信頼性の向上、送電ロスの削減、電圧の安定化を図り、もって同州の産業活性化、雇用拡大、農村電化や家庭電器普及等による地域住民の生活改善に寄与する。

	第 1 期	第 2 期
円借款承諾額／実行額	11,087 百万円／ 10,485 百万円	3,127 百万円／ 2,251 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 1 月／1997 年 2 月	2002 年 3 月／2002 年 5 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
借入人／実施機関	インド大統領／西ベンガル州送電公社 (West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.: WBSETCL)	
貸付完了	2004 年 5 月	2009 年 8 月
本体契約	RPG Transmission Ltd. (インド)、KEC International Ltd. (インド)、BHEL (インド)、Crompton Greaves Ltd. (インド)、W.S. Industries Ltd. (インド)、NELCO Ltd. (インド)	
コンサルタント契約	Power Grid Corporation of India Ltd. (インド)／電源開発 (日本)／東電設計 (日本)	
関連調査 (フィージビリティ・スタディ：F/S) 等	特になし。	
関連事業	プルリア揚水発電所建設事業 (有償資金協力) バクreshewal 火力発電所建設／3 号機増設事業／増設事業 (有償資金協力)	

注：本事業の実施機関であった西ベンガル州電力庁（West Bengal State Electricity Board: WBSEB）は、2007 年 4 月 1 日に西ベンガル州送電公社（West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.: WBSETCL）と同配電公社（West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.: WBSEDCL）に分離・発足した。

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

宮崎慶司・藤原純子（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：2011年8月～2012年6月

現地調査：2011年11月20日～12月10日、2012年3月11日～3月21日

2.3 評価の制約

本事業において新設・増設を行った31カ所の変電所のうち、時間等の制約により現地調査で視察を行ったのは4カ所に留まった。

また、運用効果指標を継続的に記録・モニタリングするためにパイロットとして指定された5カ所の変電所について、同指標のデータ収集を行ったが、それ以外の26カ所についてはデータ取得システムが未整備であるため、同データの収集が困難であった。

3. 評価結果（レーティング：A²）

3.1 妥当性（レーティング：③³）

3.1.1 開発政策との整合性

計画時のインドの国家開発計画である第8次5か年計画（1992年度～1996年度）において、電力セクターの重点項目として①発電設備稼働率の向上、②送配電ロスの削減、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民間投資の活用等が挙げられた⁴。同計画の公共部門総投資額4兆3,410億ルピーのうち、電力を含むエネルギー分野への投資額は1兆1,556億ルピー（26.6%）と、他分野に比して最も大きい投資額で、中でも電力セクターは7,959億ルピー（同18.3%）を占めた⁵。

本事後評価調査実施時点で同国が実施中であった第11次5か年計画（2007年度～2011年度）では、同計画終了時に必要となる電力量は1,097GWh、ピーク電力は158,000MWと見積もられ、この結果78,577MWの新規電源開発が計画された⁶。また、地域間および地域内の送電網の整備・拡張や高い送配電ロス率の低下（年率3%）が掲げられた。公共部門総投資額36兆4,472億ルピーのうち、エネルギー分野は8兆5,412億ルピー（23.4%）で、社会セクター（11兆234億ルピー（30.2%））に次ぐ重点分野となっている。

西ベンガル州においては、第8次計画における同州への投資総額は976億ルピーで、このうち302.5億ルピーはエネルギー分野への投資であり、他分野に比して最も大きい投資額を占めていた。また、第11次計画における同州への投資総額6,378億ルピーのうち、エネルギー分野投資額は1,763億ルピーで、社会セクター（2,378億ルピー）に次ぐ重点分野となっている。

以上より、本事業の実施は、計画時および事後評価時におけるインドの国家開発計画および電力セクター開発計画と整合性が認められる。

² A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

³ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁴ Planning Commission, Government of India. “Eighth Five Year Plan” (1992).

⁵ 電力以外のエネルギーとして、石油2,400億ルピー（5.5%）、石炭1,051億ルピー（2.4%）、代替エネルギー147億ルピー（0.3%）がある。

⁶ Planning Commission, Government of India. “Eleventh Five Year Plan (2007-2012), Volume I Inclusive Growth” (2008).

3.1.2 開発ニーズとの整合性

第1期審査時の西ベンガル州の電力需要は年平均約7.3%（1994～1998年度実績）の伸び率を示し、その後も堅調に伸びることが見込まれていた。しかしながら、最大電力が1997年度には2,749MWであったのに対し、供給可能設備容量は2,329MWと420MWの需給ギャップが生じ、設備増強が喫緊の課題となっていた。また、既存送配電設備においては電圧降下等が頻繁に発生していたが、増加電力を需要地まで安定的に供給するには、送電系統の設備拡張や信頼度向上が全面的に必要となっていた。

2003年度時点で13,807GWhの需要量に対して供給量は8,787.41GWhに留まり、2006年度には需要量17,840GWhに対して供給量11,724GWh、2009年度には24,711GWhに対して15,497GWhと、本事業完成後から事後評価実施時に到るまで、西ベンガル州における電力供給不足は解消されていない。工業・農業およ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おり、電力需要への対応および送電線網の強化に対するニーズは依然として高い。

以上より、本事業の実施は、西ベンガル州における喫緊の送電網整備のニーズへの対応であり、計画時および事後評価時のいずれにおいても、本事業の必要性は認められる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

第一次審査時点においては、日本政府の対インド援助方針における重点分野の中に、5か年計画の優先目標である電力、運輸を中心としたインフラ支援の推進が含まれていた⁷。その後、1999年度当時のJICAの海外経済協力業務実施方針として、貧困問題、環境保全対策等への支援、自立的な経済開発の基礎となる経済・社会インフラ整備等への支援を重点とする旨が謳われた。2006（平成18）年度に策定された日本政府の国別援助計画⁸では、インフラ整備を通じた経済成長への支援が重視され、中でも電力セクターは運輸セクターと並び重点が置かれている。

したがって、本事業の実施は日本側の援助政策と十分に合致しており、本事業の選定の適切性、妥当性ともに認められる。

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 有効性⁹（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業の目的は、電力システム全体の信頼性の向上、送電ロスの削減、電圧の安定化であり、これらの達成状況を確認するために5カ所の変電所がモニタリング対象地点として設定された¹⁰。同変電所の位置および詳細は表1および図1のとおり。

⁷ ODA 白書（平成10年度）。

⁸ 対インド国別援助計画（平成18年5月）。

⁹ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

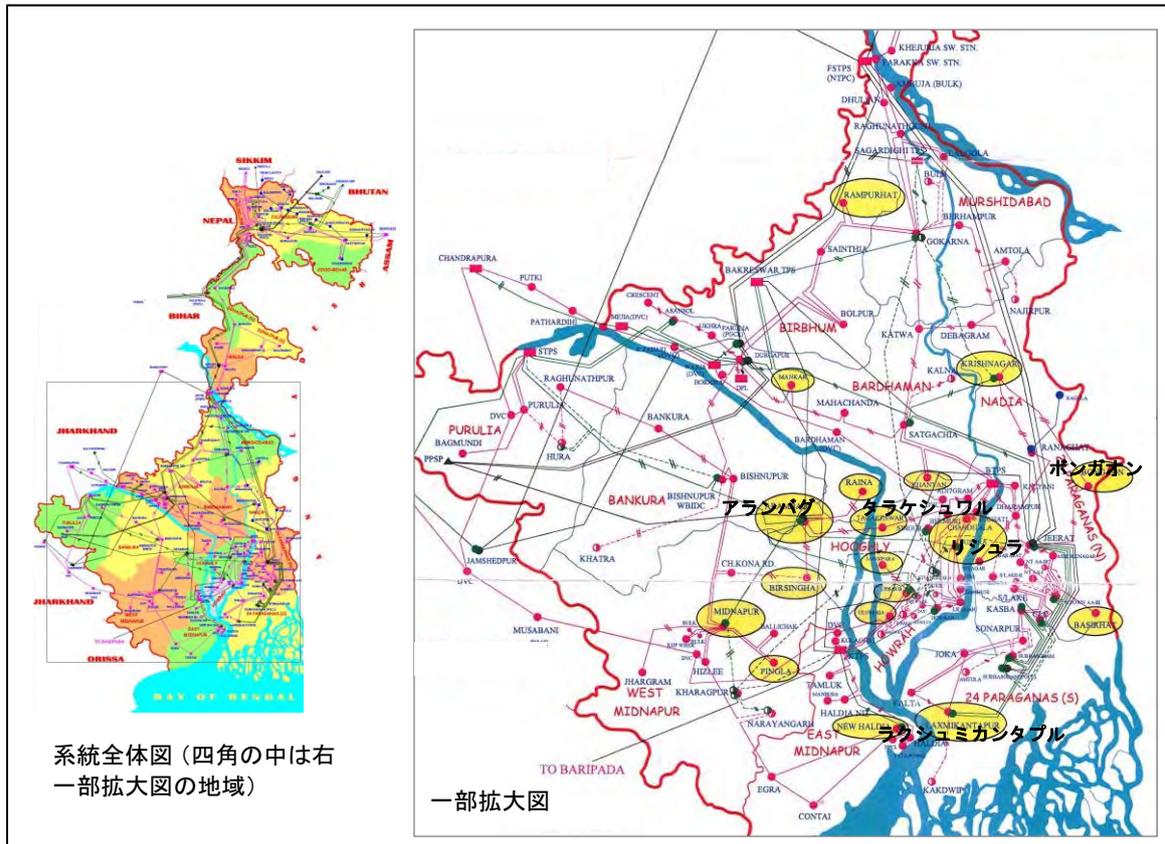
¹⁰ 第2期審査時に運用効果指標として設けられた指標のうち、需要電力量、送電端電力量、変電所稼働率、送電損失率、変電所内電力消費量、送電端最大電力については、WBSETCL側で既にデータを取得・管理していた。本評価調査では、かかる指標に加えて計画停止時間、計画外停止時間、変電所の事故率、送電

表 1：モニタリング対象変電所の概要

変電所名	電圧 (kV)	変圧容量 (MVA)	本事業支援内容
アランバグ	400/220	315.0×3	315MVA 変圧器 2 台、160MVA 変圧器 1 台の増設、400kV・220kV・132kV 送電線の敷設
	220/132	160.0×3	
	132/33	31.5×2、50.0×1	
ラクシュミカンプル	220/132	160.0×2	160MVA 変圧器 2 台の新設、220kV・132kV 送電線の敷設
	132/33	31.5×3	
リシュラ	220/132	160.0×3	160MVA 変圧器 2 台の新設、220kV 送電線の敷設
	132/33	50.0×3	
ボンガオン	132/33	31.5×2	31.5MVA 変圧器 2 台の新設、132kV 送電線の敷設
タラケシュワル	132/33	50.0×1	31.5MVA 変圧器 2 台の新設、132kV 送電線の敷設
	132/33	31.5×1	

出所：WBSETCL 提供資料に基づき作成。

注：各変電所の英語名称は Arambag, Laxmikantapur, Rishra, Bongaon, Tarakeswar である。電圧および変圧容量は、2011 年 3 月末現在。本事業実施以降に増設等が行われたものもある。



出所：WBSETCL (2011 年 3 月末時点)

注：黄色の楕円で囲まれた変電所が本事業支援対象で、四角で囲まれた変電所がパイロット変電所 (5 カ所：北西より北東に向かってアランバグ、タラケシュワル、リシュラ、ボンガオン、最南がラクシュミカンプル) である。

図 1：西ベンガル州系統図 (全体図および一部拡大図)

線の事故率についてもデータ収集および聞き取り調査を行い、可能な限り包括的な事業効果の分析を試みた。

(1) 電力システム全体の信頼性の向上

2011年11月末現在で WBSETCL は西ベンガル州に 103 カ所の変電所を有し、このうち本事業で増設もしくは新設した変電所は 31 カ所に及ぶ。これに加え主要な高圧送電線の整備は、各モニタリング対象変電所におけるデータから判断すると、西ベンガル州における送配電能力の確保および向上に大きく貢献しているといえる。

各モニタリング変電所における現状および経年変化は以下のとおりである。

① アランバグ変電所

アランバグ変電所は、1995年にサンタルディヒ（Santaldih）火力発電所 - アランバグ 220kV 送電線とアランバグ - ホウラ（Howrah）送電線に接続する 220kV 変電所として運転を開始した。

本事業下で 400kV、220kV、132kV 部分が増設・拡張され、400/220kV 変圧器、220/132kV 変圧器が調達された。220kV と 132kV の開閉装置建設は WBSETCL 側の予算で行われたが、400kV 開閉器は本事業に拠る調達である。同 400kV 変電所は西ベンガル州では二番目に建設され、同州では最大規模である。

同変電所は、コラガート（Kolaghat）火力発電所、バクreshwar（Bakreshwar）火力発電所¹¹、サンタルディヒ（Santaldih）火力発電所、プルリア揚水発電所¹²より 800MW を超える電力を得ている（表 2 参照）。最大電力は 2000 年度時点で 200MW に過ぎなかったものが、2009 年度にはその 4 倍以上に達したことになる。220kV レベルでは、同変電所はミドナプル（Midnapur）変電所¹³、ビシュヌプル（Bishnupur）変電所、ドムジュール（Domjur）変電所¹⁴に二回線で、リシュラ変電所に一回線で接続され¹⁵、132kV レベルでは、ビルシンハ（Birsingha）変電所¹⁶、ライナ（Raina）変電所¹⁷、タラケシュワル変電所に二回線で接続している。かかる系統内での役割や位置づけの重要性は非常に高く、このため、送電端電力量、需要電力量ともに当初の予測値を大幅に上回っており、需要電力量は 4,000GWh を超えている（表 2）。



出所：現地視察時に撮影。

写真 1：アランバグ変電所の各種制御盤

¹¹ バクreshwar火力発電所建設事業(I)（借款契約額：27,069 百万円、借款契約：1993 年度）、同発電所建設事業(II)（同 34,151 百万円、1997 年度）、同発電所 3 号機増設事業(I)（同 8,659 百万円、1994 年度）、同 3 号機増設事業(II)（同 11,537 百万円、1998 年度）、火力発電所増設事業（同 36,771 百万円、2002 年度）が有償資金協力によって実施されている。

¹² 有償資金協力により、1987 年度にエンジニアリング・サービス（借款契約額 628 百万円）、1994 年度にプルリア揚水発電所建設事業(I)（同 20,520 百万円）、2003 年度に同事業(II)（同 23,578 百万円）、2005 年度に同事業(III)（同 17,963 百万円）が実施されている。

¹³ 本事業による整備が行われた 31 カ所の変電所の一つである。

¹⁴ 本事業による整備が行われた。

¹⁵ 同一回線は本事業による整備である。

¹⁶ 本事業による整備が行われた。

¹⁷ 本事業による整備が行われた。

WBSETCLによると、2010 年度には 400/220kV変圧器および 132/33kV変圧器の稼働率が100%を超えたため、315MVA変圧器と 37MVA変圧器がそれぞれ 2012 年中に 1 台ずつ増強される予定である¹⁸。

表 2：アランバグ変電所における各指標および経年推移

指標名	予測値 (2010 年度)	実績値		
		(2008 年度)	(2009 年度)	(2010 年度)
送電端電力量 (GWh)	2,939	2,541	3,526	3,909
需要電力量 (GWh)	2,895	2,522	3,529	4,173
変電所稼働率 (%)	66.36	57.43	61.73	105.50
送電損失率 (%)	0.5	0.73	0.11	0.10
変電所内電力消費量 (GWh)	29.393	N/A	N/A	N/A
送電端最大電力 (MW)	533.07	726.20	791.77	876.35
計画停止時間 (時間)	-	N/A	N/A	245:41
計画外停止時間 (時間)	-	N/A	N/A	327:10
変電所の事故率 (回/MVA)	-	N/A	N/A	0.117
送電線の事故率 (回/km)	-	N/A	N/A	N/A

出所：WBSETCL（質問票への回答に基づき表を作成した）。

② ラクシュミカンタプル変電所

ラクシュミカンタプル変電所は最も古くから建設され、系統内でも重要な位置付けである。132kV、33kV、11kV レベルの開閉装置は既にあったものの、本事業下では 220kV レベルが新設された。WBSETCLによると、220kV レベルの送電が可能となったことで近郊の農村地域への送電がより効果的となり、過去 5 年の間に、農業分野の需要家の成長に貢献した。

同変電所では、送電端電力量、需要電力量ともに当初の目標値に達し、これを大幅に上回る結果となっている（表 3 参照）。2010 年度時点で変電所稼働率が 90%を超えたため、本事業で装備した既存変圧器 (160MVA) 2 台に加え、さらに 1 台が増強される予定である。

表 3：ラクシュミカンタプル変電所における各指標および経年推移

指標名	予測値 (2010 年度)	実績値		
		(2008 年度)	(2009 年度)	(2010 年度)
送電端電力量 (GWh)	803	760	1,233	1,152
需要電力量 (GWh)	791	759	1,180	1,116
変電所稼働率 (%)	53.56	80.92	88.53	90.02
送電損失率 (%)	0.5	N/A	2.08	2.10
変電所内電力消費量 (GWh)	8.033	3.94	4.38	5.52
送電端最大電力 (MW)	145.69	233.57	255.82	266.73
計画停止時間 (時間)	-	N/A	N/A	120:01
計画外停止時間 (時間)	-	N/A	N/A	63:49
変電所の事故率 (回/MVA)	-	N/A	N/A	0.075
送電線の事故率 (回/km)	-	N/A	N/A	1.11

出所：WBSETCL（質問票への回答に基づき表を作成した）。

¹⁸ WBSETCL 提供資料および聞き取り調査より（2011 年 12 月現地にて入手）。

③ リシュラ変電所

本事業実施以前にリシュラ変電所には 132kV、33kV レベルの開閉装置が既にあり、ラクシュミカンタプル変電所と同様に、本事業で 220kV レベルが新設された。上記アランバグ変電所から 220kV 一回線を通して電力供給を受け、また、バンドル (Bandel) 火力発電所から 220kV 送電線を通して電力を得ている。同変電所では、送電端電力量は当初の目標値に達し、変電所稼働率や最大電力は目標値を大幅に上回っている。また、計画外停止時間は改善する傾向にある (表 4)。同変電所の周辺 50~60km の範囲に多くの工場が立地しており、電力供給のニーズは高い。

表 4：リシュラ変電所における各指標および経年推移

指標名	予測値 (2010 年度)	実績値		
		(2008 年度)	(2009 年度)	(2010 年度)
送電端電力量 (GWh)	651	241	652	655
需要電力量 (GWh)	641	222	606	598
変電所稼働率 (%)	43.41	50.34	59.37	66.33
送電損失率 (%)	0.5	1.9	1.12	1.02
変電所内電力消費量 (GWh)	6.510	5.6	6.1	7.0
送電端最大電力 (MW)	118.07	114.38	157.70	172.13
計画停止時間 (時間)	-	N/A	1034:33	444:06
計画外停止時間 (時間)	-	N/A	357:12	277:46
変電所の事故率 (回/MVA)	-	N/A	0.055	0.0698
送電線の事故率 (回/km)	-	N/A	1.536	1.0267

出所：WBSETCL (質問票への回答に基づき表を作成した)。

④ ボンガオン変電所

ボンガオン変電所は、本事業で新設された 132kV 変電所である。ジーラト 400kV 変電所¹⁹ およびクリシュナガル 132kV 変電所²⁰ と、132kV 送電線で接続されており、同変電所における送電端電力量や変電所稼働率、最大電力は当初の目標値にほぼ達し、計画外停止時間や変電所の事故率、送電線の事故率は経年で微小ながら改善されつつある (表 5)。

表 5：ボンガオン変電所における各指標および経年推移

指標名	予測値 (2010 年度)	実績値		
		(2008 年度)	(2009 年度)	(2010 年度)
送電端電力量 (GWh)	255	148.5	165	227
需要電力量 (GWh)	251	145	163.7	232
変電所稼働率 (%)	86.48	76.12	81.95	83.30
送電損失率 (%)	0.5	0.11	5.39	0.27
変電所内電力消費量 (GWh)	2.553	0.936	0.960	0.948
送電端最大電力 (MW)	46.31	42.05	45.90	48.07
計画停止時間 (時間)	-	85	72	70

¹⁹ 同変電所の 132kV 部分は本事業で整備が行われた。

²⁰ 本事業による整備が行われた。

指標名	予測値 (2010年度)	実績値		
		(2008年度)	(2009年度)	(2010年度)
計画外停止時間 (時間)	-	55	50	46
変電所の事故率 (回/MVA)	-	0.34	0.27	0.29
送電線の事故率 (回/km)	-	0.06	0.07	0.06

出所：WBSETCL（質問票への回答に基づき表を作成した）。

⑤ タラケシュワル変電所

タラケシュワル変電所は、ボンガオン変電所と同様に本事業で新設された 132kV 変電所である。上記アランバグ変電所の 132kV 送電線を通して電力供給を得ている。同地域は農業地域であり、リシュラ変電所等工業施設が集中する地域に比して電力需要が低く留まっていることから送電端電力量が抑えられており、最大電力も当初の目標値に達していないが、変電所稼働率は良好な数値を示している（表 6）。

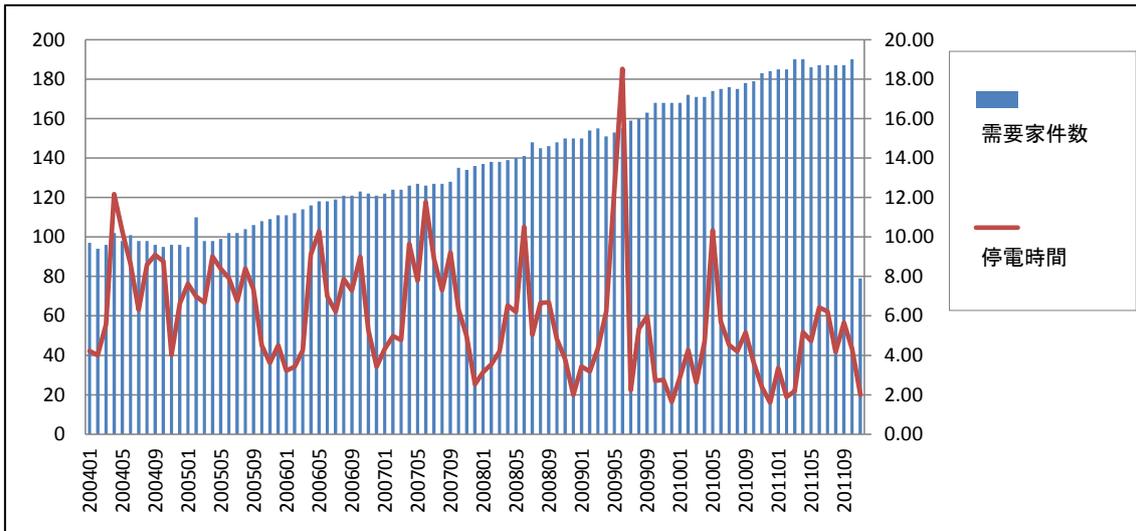
表 6：タラケシュワル変電所における各指標および経年推移

指標名	予測値 (2010年度)	実績値		
		(2008年度)	(2009年度)	(2010年度)
送電端電力量 (GWh)	340	116	185	218
需要電力量 (GWh)	335	115	184	218
変電所稼働率 (%)	64.29	60.00	66.81	73.39
送電損失率 (%)	0.5	0.37	0.37	0.18
変電所内電力消費量 (GWh)	3.405	0.143	0.09	0.07
送電端最大電力 (MW)	61.75	43.23	48.84	54.91
計画停止時間 (時間)	-	N/A	N/A	153
計画外停止時間 (時間)	-	N/A	N/A	866
変電所の事故率 (回/MVA)	-	N/A	N/A	0.294
送電線の事故率 (回/km)	-	N/A	N/A	0.117

出所：WBSETCL（質問票への回答に基づき表を作成）。

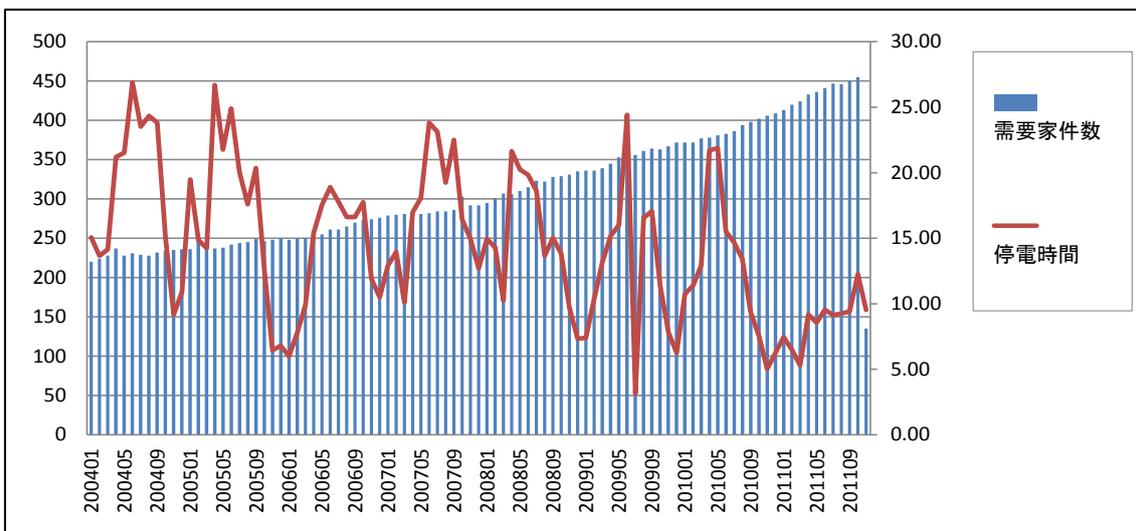
また、WBSEDCLによると、過去数年間のうちに電力供給は大きく改善し、停電回数は著しく減少している。西ベンガル州では、およそ 5,000 件の需要家が WBSEDCL と 500kVA を超える大口契約を行っており、このうち約 30 件が 132kV 送電線に、約 200 件が 33kV 配電線に、約 460 件が 11kV 配電線に接続している²¹。需要家件数および需要家一件当たりの停電時間の 2004 年 1 月から 2011 年 12 月までの推移をみると、33kV、11kV 配電線ともに 500kVA を超える契約を結ぶ需要家件数は 7 年間で約 2 倍と需要が拡大する一方であるのに対し、需要家一件当たりの停電時間は季節によって変動があるものの、年々減少傾向にある（図 2 および図 3 参照）。2011 年末時点で 33kV 配電線の需要家一件当たりの停電時間は月平均 5 時間程度、11kV 配電線は 10 時間弱である。

²¹ WBSETCL は 132kV 以上の送電線に接続する大口需要家への安定的な電力供給を優先的に行っており、これらの大口需要家では停電等がほとんど発生していない。これに対し、33kV および 11kV 配電線に接続する需要家は、最も停電や電圧降下の影響を最も受け易く、停電回数および時間が相対的に多い。



出所：WBSEDCL より入手したデータに基づき作成。

図 2：需要家件数・一件当たりの停電時間の推移（33kV 配電線に接続する大口需要家）



出所：WBSEDCL より入手したデータに基づき作成。

図 3：需要家件数・一件当たりの停電時間の推移（11kV 配電線に接続する大口需要家）

次に、変電所ごとに見ると、複数の 33kV 変電所において 100 回を超える停電が数えられたものの（2011 年 10 月時点）、大多数の変電所では多くとも 30～50 回程度に留まり、停電ゼロの変電所も多く確認されている。11kV 変電所における停電回数は、一か月当たり 200 回を超えるケースも見られる一方、停電ゼロから数回程度に留まる変電所も見られる²²。

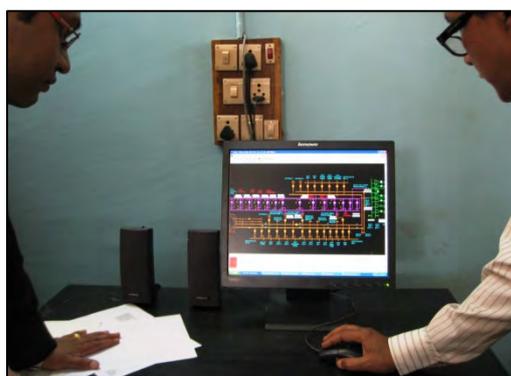
こうしたデータは、本事業下で整備されたデータ取得システムの導入によってコンピュータ化が進んだことにより、リアルタイムかつ正確な記録が可能となった。事業実施以前はログシート（運用記録）に手書きで記録が取られていたが（写真 2）、同システムの導入

²² WBSEDCL 提供資料より（2011 年 12 月入手）。

によって電力停止時刻や時間、発生場所等が正確かつリアルタイムに記録され（写真 3）、次回の計画外停電等における対応の改善、復旧作業の効率化促進に役立てられている。また、10カ所に設置されたマイクロ波無線通信システムは、WBSETCL と中央給電指令所（WBSLDC）との間の意思疎通を飛躍的に向上させた。



出所：現地視察時に撮影。ドムジュール変電所。



出所：現地視察時に撮影。リシュラ変電所。

写真 2：データ取得システム未導入の変電所で使用されているログシート

写真 3：本事業で導入のデータ取得システムを操作する WBSETCL 技術者

なお、2012年3月現在、データ取得システムの導入はモニタリング対象の5カ所の変電所のみとなっている。WBSETCLは、今後パイロット変電所を設けてデジタルデータによるデータ取得システムおよび光ファイバーによる通信システムを2012年度中に別途新たに導入する予定であり、試行結果次第で他変電所にも導入することを検討している。

(2) 送電ロスの削減

分社化が行われた2007年度時点には4.0%であったWBSETCL管区の送電ロスは、2009年度には3.8%に改善されており、2012年度には3.5%と予測されている²³。インド全国の送電ロスは平均5%から5.5%であり、西ベンガル州の送電ロスはこれに対して非常に良好な数値を示している。

モニタリング対象変電所における送電ロス率をみると、アランバグ、ボンガオン、タラケシュワルは0.5%の目標値を大きく下回っている（2010年度値でそれぞれ0.1%、0.27%、0.18%）。ラクシュミカンプルとリシュラについては目標値を超えているものの、2010年度はそれぞれ2.1%、1.02%に留まっており、良好といえる。

なお、本事業では33kV以下の配電網は整備の対象ではなかったが、配電ロスは2007年度の24.6%から2009年度には24.3%に改善されており、2012年度は22.0%となる見込みである。しかしながら、テクニカルロス、ノンテクニカルに加え、届け出の無い電力使用や電気窃盗など依然として課題が多い。

(3) 電圧の安定化

各変電所から延びる33kV配電線および11kV配電線の母線電圧を見ると、33kV配電線の

²³ WBSETCL 提供資料より（2011年12月入手）。

場合は最も悪い電圧降下のケースで 25kV 程度である一方、電圧降下が 32kV 程度に留まるケースも多い。また、11kV 配電線の場合は最も悪いケースで 8.36kV、良好なものは 10～11kV に留まるなど、電圧降下の幅も小幅なものとなっている。

3.2.2 定性的効果

本事後評価調査実施期間中に、11kV、33kV 配電線および 132kV 送電線に接続する大口需要家に聞き取り調査を行ったところ、配電公社のサービスの質や電力供給状況全般については概ね満足しているとの結果が得られた。以下は主な聞き取り内容である。

現地大口需要家への聞き取り (1)	
聞き取り日	2011 年 12 月 2 日
需要家氏名	Sapan Kumar Ghosh 氏 (社長)
会社名称	Khadagpur Metal Reforming Industries Ltd. (鉄鋼生産) (聞き取り場所は西ベンガル州配電公社内である)
接続電圧	11 kV
契約電力	不明
電力使用量	約 50,000 kWh/月
電力使用料金	320～350 万ルピー/月
聞き取り内容	「近年電圧降下が改善され、停電回数が減少するなど、電力供給がより安定した。しかし、毎日 4～5 回、30 分から 1 時間程度の停電による業務への支障は著しく、電圧降下も頻繁かつ深刻である。」

Sapan Kumar Ghosh 氏。同社はコルカタより 120km 程度の距離のカダグプル (Khadagpur) にある。

現地大口需要家への聞き取り (2)	
聞き取り日	2011 年 12 月 2 日
需要家氏名	Sunil Gawande 氏 (社長) Mitra 氏 (電気オートメーション総責任者)
会社名称	Bhushan Power & Steel Ltd. (鉄鋼生産)
接続電圧	33 kV
契約電力	50,000 kVA
電力使用量	不明
聞き取り内容	「リシュラ変電所が 132kV から 220kV レベルまで増設されたお蔭で電力供給が以前より安定するようになった。停電時間や回数は過去 3 年で劇的に減少した。」 「サービスの質や信頼性、電力の安定供給には大幅に改善が見られているので概ね満足している。」 「夜間に発生する停電による支障があり、全体の生産工程に影響している。」

鉄工所内の様子。同社はコルカタより 60km 離れたリシュラ産業地域 (Rishra Industrial area) にあり、リシュラ変電所より直接配電されている。月間 3 万 5 千トンの鉄鋼を生産している。

Sunil Gawande 氏

現地大口需要家への聞き取り(3)	
聞き取り日	2011年12月2日
需要家氏名	V. K. Goenka 氏 (上級副社長)
会社名称	Jaya Shree Textiles (繊維産業)
接続電圧	132 kV
契約電力	10,000 kVA
電力使用量	不明
聞き取り内容	<p>「60年前に設立し、当時はリシュラ変電所から 33 kV 電圧で電力供給を受けていたが、近年の事業拡大に伴い 1999 年より 132 kV 電圧にした。当時従業員は 2,000 人弱で年間売上は 35 億ルピーだったが、規模拡大に伴い従業員は 3,700 人に増員し、売上は約 100 億ルピーに達している。」</p> <p>「最近の電力料金の値上がり傾向が心配だ。産業需要家にとって死活問題であり、料金値上げが続けば他州へ移転する企業も出てくるだろう。現在州の発電の 9 割は火力だが、州政府にはより安価な水力や再生可能エネルギーの利用を検討してほしい。」</p>



V. K. Goenka 氏。同社はコルカタより 60 km 離れたリシュラ産業地域 (Rishra Industrial area) にあり、リシュラ変電所より直接配電されている。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

(1) 電力供給増大による産業の活性化へのインパクト

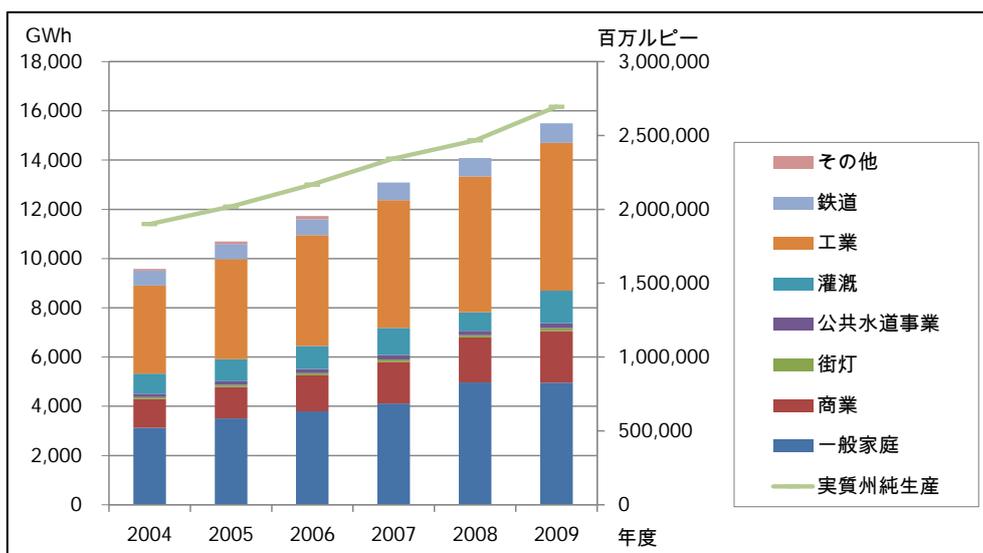
過去 6 年間に亘る西ベンガル州の実質州純生産 (Net State Domestic Product at Constant Prices) の推移をみると、2004 年度には約 1 兆 9007 億ルピーであったものが、2009 年度には約 2 兆 6945 億ルピーへと大幅な実質成長を遂げている²⁴ (図 4)。同期間の、CESC²⁵および DPSC²⁶への供給を除いた同州のエネルギー消費量全体の推移をみると、2004 年度に 9,581 GWh であったものが 2009 年度には 15,497 GWh と約 1.6 倍に増加している。エネルギー消費量の伸びを牽引しているのは、このうち製造業を含む工業分野と一般家庭による消費であり、それぞれ 3,581 GWh から 5,995.3 GWh へ、3,128 GWh から 4,595 GWh と全体を押し上げている。

本事業による送電網整備と変電所 31 カ所の新設・増設は、州の産業活性化に伴い堅調に増加するエネルギー需要を下支えする役割を果たしたと考えられる。

²⁴ Reserve Bank of India. “Handbook of Statistics on Indian Economy 2010-2011” (2011).

²⁵ 1899 年に設立されたインド国内では最初の総合電力会社であり、合計 1,225 MW の火力発電設備を有し、コルカタとハウラの需要家 250 万件に対して電力供給を行っている。

²⁶ 1919 年に設立された電力会社であり、西ベンガル州において電力エネルギーの発電および調達から送配電までを行っている。



出所：WBSETCL 提供資料。Reserve Bank of India. “Handbook of Statistics on Indian Economy 2010-2011” (2011).
注：CESC および DPSC への電力供給量を除く。

図 4：実質州純生産およびエネルギー消費量の推移

(2) 産業活性化による雇用拡大効果

上記のとおり、実質州純生産の成長に伴うエネルギー消費の伸びが顕著であり、本事業は同需要を下支えしたと考えられるが、雇用拡大に対するインパクトについて本事業全体としての効果検証は困難である。

なお、大口需要家への聞き取り調査より、Jaya Shree Textiles 社（「3.2.2 定性的効果」参照）の事業拡大を可能にしたのは本事業による変電所の増強であり、これに伴い従業員を増員していたケースが確認された。大口雇用を必要とする分野の需要家については、雇用拡大に対する直接・間接的なインパクトがあったものと考えられるが、定量的な検証は困難であった。

(3) 農村電化、家庭電器普及に拠る地域住民の生活改善効果

インド中央政府電力省は、本事業実施期間中の 2005 年 4 月より農村電化プログラム (Rajiv Gandhi Grameen Vidhyutikaran Yojana: RGGVY) を開始し、4 年間で全国の農村電化を行う目標を掲げた。2009 年 3 月時点で西ベンガル州の農村電化率²⁷は 97.3%と、同プログラムによる村落レベルの配電設備整備の成果が確認されている。

本事業は 132kV 以上の送電網整備であり、直接配電事業との関連が無いこと、また、上記状況から、本事業による農村電化および家庭電器普及等へのインパクトの把握および農村電化や家庭電器普及等によって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は、その把握が困難であった。

²⁷ 2004 年に改訂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、地元役場、保健所、診療所、コミュニティセンター等）への電力供給 ③村落内の世帯電化率が最低 10% の 3 つの要件を満たすことであり、電化人口や世帯電化率とは異なる。

http://www.iea.org/country/Poverty_India/Electrification.pdf (2012 年 5 月現在)

なお、2001年には8,017万人であった州人口は、2011年には約9,135万人へと大きく増加しており²⁸、一般家庭需要家のエネルギー消費量は、上記のとおり2004年度の3,128 GWhから2009年度には4,959 GWhに拡大している²⁹。街灯や公共水道事業、灌漑、鉄道牽引にかかるエネルギー消費量も堅調に伸びている³⁰ことから、本事業によるインパクトとしては、西ベンガル州の市民生活を支える生活インフラの活用および住民の生活環境の改善に大きく寄与したものと考えられる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境への影響

環境面でマイナスのインパクトは発生しなかった。

(2) 用地取得及び住民移転

送電線建設に関して用地取得は行われなかった。線下補償については、インド国内関連法規に基づいて農作物や樹木の損失に対する金銭補償等が行われた。また、変電所建設に当たっては109haの私有地の用地取得が行われた。林地の取得は無かった。なお、非自発的住民移転は発生していない。また、変電所用地取得は西ベンガル州政府が行った。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業は、西ベンガル州全域において送電網の敷設整備および変電所の新設・拡張を行うものであり、計画された主要なアウトプットは、送電線敷設にかかる資機材調達（400kV送電線1線路（12km）、220kV送電線4線路（74km）、132kV送電線19線路（884km））、変電所建設にかかる資機材調達・土木工事（400kV変電所1カ所、220kV変電所8カ所、132kV変電所23カ所、マイクロ波無線局設置にかかる資機材調達（11カ所）、コンサルティングサービスの実施（調達支援、事業モニタリング、報告補助 計100人月）である。

これらアウトプットについては、送電ネットワーク全体の円滑かつ効率的な相互接続に鑑みた送電線線路数の変更や、地盤状況に応じた変電所の形状変更、線下影



出所：調査団撮影

写真 4：マイクロ波無線装置
（ハウラ変電所/給電指令所）

²⁸ <http://www.censusindia.gov.in/>（2012年5月現在）

²⁹ WBSETCL 提供資料より（2011年12月入手）。

³⁰ 街灯や公共水道事業、灌漑、鉄道牽引にかかるエネルギー消費は、2003年時点でそれぞれ76.41GWh、145.55GWh、770.00GWh、600.04GWhであったが、2009年には117.38GWh、207.07GWh、1,322.97GWh、801.59GWhに増加している。

響への配慮によるルート変更等、状況の変化や必要性に応じて変更がなされた。具体的には、各送電線の亘長の変更（400kV 送電線：10.56km、220kV 送電線：77.56km、132kV 送電線：690.80km）、変電所数の変更（220kV 変電所 2 カ所削除、132kV 変電所 1 カ所追加）、マイクロ波無線局 1 カ所削除である。また、第 2 期審査時に運用効果指標のモニタリングおよびモニタリング手法にかかる提言がコンサルティングサービスの内容として追加となったことから、コンサルティングサービスの量が 110 人月に増加した。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

計画事業費は 28,322 百万円であったのに対し、実際の事業費は 13,385 百万円であった（計画比 47.3%）。なお、円借款貸付承諾額 14,214 百万円に対し、貸付実行総額は 12,736 百万円で、円借款対象部分の事業費についても当初計画を下回った（89.6%）。

表 7：計画および実績事業費の比較

	計画値			実績値
	外貨 (百万円)	内貨 (百万ルピー)	合計 (百万円)	合計 (百万円)
1 資機材（送電線）	1,651	789	4,128	2,788
2 資機材（変電所）	7,595	1,613	12,659	8,704
3 用地取得費	0	63	198	130
4 税金	0	765	2,402	792
5 管理費	0	652	2,049	
6 予備費	694	239	1,445	
7 コンサルティングサービス	294	6	314	130
8 プライスエスカレーション	665	1,016	3,854	247
9 建中金利	1,274	0	1,274	594
合計	12,174	5,143	28,322	13,385

出所：JICA 審査時資料および WBSETCL

注 1：計画値は第 1 期審査時（1996 年度）の事業費を適用している。換算レートは 1 ルピー=3.14 円（1996 年 5 月）。

注 2：実績値の換算レートは、貸付実行期間中に内貨・ドルレートおよび同期間の円・ドルレートに大きな変動があったことから、1995 年から 2009 年までの各年について、International Financial Statistics; Yearbook (IMF) の年平均レートを適用した。

注 3：実績値の外貨・内貨の内訳については、WBSETCL 側に資料が無いことから特定が困難であった。

事業費が大きく下回った大きな理由としては、当初国際競争入札とすることを想定していた資機材調達の一部を国内競争入札としたため入札価格が低く抑えられたことや、貸付実行期間中にインドルピーに対して円価および米ドルが上昇したため、円換算による事業費が当初の計画を大きく下回ったことが挙げられる。

3.4.2.2 事業期間

計画事業期間は、1997 年 2 月³¹から 2001 年 8 月の事業完成³²までの 55 ヶ月間であった

³¹ 事業開始の定義は、第 1 期の借款契約の調印年月である。

³² 事業完成の定義は、本事業に関連するすべてのアウトプットが完成した年月である。

のに対し、実際の事業期間は1997年2月から2009年10月までの153ヶ月間であり、計画を大幅に上回った（計画比278%）。

表 8：計画および実績事業期間の比較

	計画値	実績値
円借款（第1期）契約締結	1997年2月	1997年2月
資機材調達・建設（準備工事）	1997年3月～1999年2月	1997年6月～2004年7月
送電線（Lot I & II）	1999年3月～2001年8月	1999年8月～2004年12月
変電所（Lot III & IV）	1999年3月～2001年8月	2000年3月～2005年12月
電力工事	1999年3月～2001年8月	2000年3月～2006年3月
マイクロ波無線局	-	2003年6月～2006年11月
運用効果指標モニタリングシステム	-	2008年1月～2009年10月
事業完成	2001年8月	2009年10月

出所：JICA 審査時資料および WBSETCL

事業期間が大幅に延びた要因は、送電線ルート of 線下補償に関する地域住民との折衝の長期化、一部送電線ルートの変更、土壌調査結果に基づく鉄塔の設計変更、地盤整備作業の雨期中断、変電所建設にかかる用地取得および入札手続きの遅延があったことなどにより、借款契約調印から工事着工まで約4年が経過したことである。また、変電所施設及び送電網については、2003年から2007年にかけて段階的に完工・運用が開始されていたが、データ取得システムの構築および運用効果指標モニタリング体制の整備にその後時間を要した。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

3.4.3.1 財務的内部収益率（FIRR）

第1期審査時には13%、第2期審査時に再計算が行われ、10.4%とされていた。本事後評価実施に当たって、FIRRの再計算に必要なデータ収集を試みたところ、本事業で整備を行った変電所および送電線に限った指標がWBSETCL側に存在しておらず、再計算は困難であるため行わない。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。

- ・ 費用：事業全体の合算建設費、運転維持管理費
- ・ 便益：送電ロス率の改善、送電量の拡大
- ・ プロジェクトライフ：事業完了後35年

3.4.3.2 経済的内部収益率（EIRR）

第1期審査時には15%、第2期審査時に再計算が行われ、29.5%とされていた。本事後評価実施に当たって、EIRRの再計算に必要なデータ収集を試みたところ、本事業で整備を行った変電所および送電線に限った指標がWBSETCL側に存在しておらず、再計算は困難であるため行わない。

なお、計画時のEIRR算出の前提条件は以下のとおりであった。

- ・ 費用：FIRRで計上した初期投資および運転維持管理費から税金を除いたもの
- ・ 便益：エネルギー節約効果、誘発効果、代替効果

- ・ プロジェクトライフ：事業完了後 35 年

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。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

西ベンガル州では、本事業の実施機関であった西ベンガル州電力庁（West Bengal State Electricity Board: WBSEB）が 2007 年 4 月 1 日に西ベンガル州送電公社（West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.: WBSETCL）と同配電公社（West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.: WBSEDCL）に分離・発足した³³。

実施機関の分社化に伴い、本事業はWBSETCLに引き継がれている。WBSETCLでは、分社化以降各種内規が整備され、経営改善が行われている。分社化以前に本事業下で開始されたトータル・クオリティ・マネジメント（Total Quality Management, TQM）は、その後も各変電所で実行されており、毎年コンテストが開催されるなどWBSETCL内でもその成果が重要視されており、2009 年にはWBSETCLがISO9001:2000³⁴を取得するなど、マネジメントの改善に大きく貢献している。



出所：現地視察時に撮影

注：他変電所にも同様のメッセージが掲げられている。

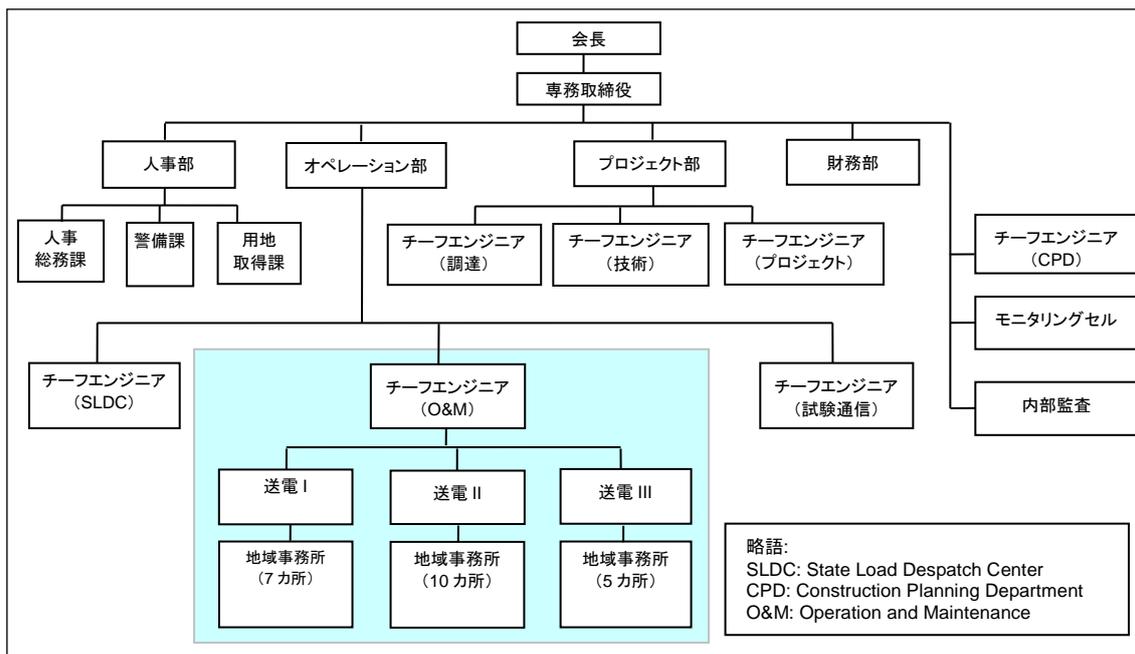
写真 5：アランバグ変電所に掲示される TQM ポリシー

WBSETCLには、2011 年現在エンジニア 343 名、管理職 18 名、監督責任者 156 名、テクニシャン 1,154 名、支援スタッフ 203 名、事務職 309 名、補助職 50 名が勤務している³⁵。変電所および送電線の各設備のメンテナンスは、オペレーション部のチーフエンジニアおよび同部エンジニアらが行っている（図 5 参照）。

³³ インド政府と各州政府は、電力セクター改革を政策の柱に据え、1990 年代後半から州規則委員会の設立や料金規則の制定・公開による料金決定の非政治化および透明性の向上、配電会社への民間企業出資による経営改善、州補助金の撤廃などに取り組んでいた。西ベンガル州における州電力庁の解体・分社化の動きは全国的な取り組みの一環であり、同州を含む全国 14 州でセクター改革が進行し、発電・送電・配電機能の分社化が行われている。また、各州で電力規制委員会の設置が義務付けられ、同委員会が各州の電力料金を設定することとなった。また、2001 年には送電効率向上のための緊急改善計画（Accelerated Power Development and Reform Programme: APDRP）が立ち上げられ、都市部や産業地域における送配電網の整備や送配電商業ロスの削減等の抜本的状況改善が図られ、2012 年現在も同計画は引き続き実施中である。

³⁴ 組織が品質マネジメントシステム(QMS: Quality Management System)を確立し、文書化し、実施し、かつ維持するために要求される規格。具体的には、品質マネジメントシステムの有効性を改善するため、プロセスアプローチを採用し、組織内におけるプロセスを明確にし、その相互関係を把握・運営管理することとあわせ、一連のプロセスをシステムとして適用していると認められた場合、認定を受けることができる。

³⁵ WBSETCL 提供資料より（2011 年 12 月入手）。



出所：WBSETCL. “Annual Report & Accounts 2010-2011 (2011).

図 5：WBSETCL の組織図

以上より、分社化後の WBSETCL の体制はより強固なものとなっており、本事業の運営維持管理の体制面での問題は認められない。

3.5.2 運営・維持管理の技術

WBSETCL は、2007 年度に送電線事業者としてインド政府電力省より Best Power Availability Award を受賞し、また、超高電圧変電所 13 カ所が ISO:9001:2000 を取得している。WBSETCL では、内部研修に加え外部研修への参加機会が多く与えられており、特に分社化以降は、社内で研修ニーズについてもよくヒアリングされ、職員に必要な研修が提供されるよう配慮されている。

本事業で整備された 5 カ所の変電所にデータ取得システムが整備されたことにより、停電の発生の事実および発生時間、問題の所在等の正確な把握と記録、問題解決のための分析を行うことが可能となっている。WBSETCL は、データ取得システムを他変電所に新たに拡大・普及することを 2012 年度より行う予定である。

これらより、運営・維持管理の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

分社化後の WBSETCL 全体の送変電施設設備維持および整備に関する費用は、年々多く積み重ねられる傾向にある。このうち、施設設備の減価償却および整備のための投資は、着実にその予算が確保・計上されている (表 9)。

表 9：分社化後の WBSETCL の維持管理予算

単位：百万ルピー

	2007 年度		2008 年度		2009 年度		2010 年度		2011 年度		2012 年度	
	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績
1 管理その他	127.18	126.92	138.10	175.00	169.00	191.12	191.10	239.99	229.72	-	244.36	-
2 人件費	483.90	550.30	774.00	1,081.96	849.00	930.59	1,269.15	1,150.13	1,256.55	-	1,380.60	-
3 減価償却	871.70	817.02	1,057.10	897.53	1,230.20	1,118.93	1,403.30	1,200.12	1,260.34	-	1,567.39	-
4 金利	1,275.27	1,551.37	1,990.30	1,767.31	1,852.30	1,966.83	1,808.70	1,828.73	2,520.31	-	2,610.72	-
5 引当金	2.90	6.48	124.50	245.59	137.10	541.28	144.20	420.75	983.44	-	758.83	-
6 前年度調整	-	-	-	(62.50)	-	30.40	-	0.64	-	-	-	-
7 投資支出	8,398.40	6,711.18	7,165.40	5,118.42	8,729.30	2,851.94	9,278.60	4,363.02	8,104.76	-	9,245.03	-
8 払戻金	-	-	-	5.44	-	7.18	-	7.51	-	-	-	-
合計	11,159.35	9,763.207	11,249.40	9,228.75	12,966.90	7,638.27	14,095.05	9,210.89	14,355.12	0.00	15,806.93	0.00

出所：WBSETCL への質問票の回答より。

分社化後の WBSETCL の損益状況を見ると（表 10）、送電収入は年々堅調に増加している。一方、送電支出は抑えられ、また、老朽化した施設設備等の減価償却が着実に行われている。経常利益は、分社化二年目以降は 20 億ルピー以上確保されており、損益状況は良好であるといえる。

表 10：分社化後の WBSETCL の損益状況

単位：百万ルピー

	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度
売上	4,369.4	6,740.2	7,295.6	7,655.4	N/A
うち送電収入	4,280.4	6,664.4	7,212.8	7,485.3	N/A
支出	3,549.6	4,538.2	5,177.7	5,490.4	N/A
うち送電支出	353.1	423.7	661.3	588.7	N/A
うち減価償却	817.0	897.5	1,118.9	1,200.1	N/A
経常利益	819.7	2,202.1	2,117.9	2,165.0	
税引き前当期利益	819.7	2,139.6	2,148.3	2,165.6	N/A
当期利益	813.2	1,894.3	1,746.8	1,744.9	N/A

出所：WBSETCL 年次報告書（2007 年度、2008 年度、2009 年度、2010 年度）

次に、キャッシュフローを見ると（表 11）、操業活動によるキャッシュフローは 50 億ルピー前後で安定している。全体を見ると、2009 年度からキャッシュフローが好転しており、同傾向から、キャッシュフローとしても特段の大きな問題はないものと判断される。

表 11：分社化後の WBSETCL のキャッシュフロー

単位：百万ルピー

	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度
操業活動によるキャッシュフロー	5,406.7	4,966.3	4,618.3	5,940.9	N/A
投資活動によるキャッシュフロー	-6,700.3	-4,568.2	-2,819.5	-4,249.7	N/A
財務活動によるキャッシュフロー	1,511.4	-639.8	-1,295.9	-1,599.7	N/A
現金及び現金同等物の増加額	217.8	-241.7	502.9	91.5	N/A
現金及び現金同等物の期首残高	231.8	449.6	207.9	710.8	N/A
現金及び現金同等物の期末残高	4,49.6	207.9	710.8	802.3	N/A

出所：WBSETCL 年次報告書（2007 年度、2008 年度、2009 年度、2010 年度）

WBSETCL の財務状況を見ると（表 12）、固定資産・固定負債ともに流動資産・流動負債を大きく上回るが、これは公共インフラを提供する送電事業主の性質として、固定資産が相対的に大きく、かつ長期的な投資を必要とするためである。また、負債が依然として純資産より大きくなっているが、純資産（自己資本）は分社化以後、年率約 30%で増加する傾向にあり、自己資本比率が上昇している（表 13）。また、2010 年度は鈍化したものの自己資本増加率は 10%を超え、成長性が確保されている。

表 12：分社化後の WBSETCL の財政状況

単位：百万ルピー

	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度
資産の部	33,536.7	38,270.1	41,249.8	43,927.5	N/A
固定資産	30,497.4	34,205.5	37,243.0	39,838.9	N/A
流動資産	3,039.3	4,064.6	4,006.8	4,088.6	N/A
負債の部	24,319.6	26,174.0	27,406.9	28,288.4	N/A
流動負債	3,595.4	4,322.3	3,579.8	4,744.6	N/A
固定負債（長期借入金）	20,724.2	21,851.7	23,827.1	23,543.7	N/A
純資産	9,217.1	12,096.1	13,842.8	15,639.1	N/A
うち資本金	10140.0	11055.2	11055.2	11,055.2	N/A
うち政府グラント			0	51.4	N/A
負債・純資産の部合計	33,536.7	38,270.1	41,249.8	43,927.5	N/A

出所：WBSETCL 年次報告書（2007 年度、2008 年度、2009 年度、2010 年度）

表 13：分社化後の WBSETCL の財務指標

指標	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度	備考
総資本経常利益率	2.44%	5.75%	5.13%	4.93%	N/A	経常利益／総資本
流動比率	84.53%	94.04%	111.93%	86.17%	N/A	流動資産／流動負債
固定比率	330.88%	282.78%	269.04%	254.74%	N/A	固定資産／自己資本
自己資本比率	27.48%	31.61%	33.56%	35.60%	N/A	自己資本／総資本
自己資本増加率	-	31.23%	14.44%	12.98%	N/A	-
経常利益成長率	-	168.65%	-3.82%	2.22%	N/A	-

出所：WBSETCL 年次報告書（2007 年度、2008 年度、2009 年度、2010 年度）より計算した。

以上より、本事業施設の維持管理にかかる全体予算は十分確保され、また、分社化後の WBSETCL の損益状況、キャッシュフロー、財務状況には成長性が認められることから、財務面での大きな問題は認められない。

3.5.4 運営・維持管理の状況

WBSETCL の各施設では、毎日・毎月の定期巡視が行われている。故障時のメンテナンスについては随時対応が行われている。年一回の定期点検は、予防保全の考え方にに基づき、マニュアルに基づいて変電所のすべての機器と送電線設備が整備されている。また、現場の状況に応じて随時対応が行われている。

本事業下の 5 カ所の変電所ではデータ取得システムが整備され、2009 年度までログシー

トに手書きで記入していた計画停止時間や計画外停止時間等が秒単位で記録されるようになり、あらゆる情報が正確かつリアルタイムに入手・分析可能となった。これらより、運営維持管理状況について特段の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。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、西ベンガル州全域において送電網の敷設整備および変電所の新設・拡張を行うことにより、電力システム全体の信頼性の向上、送電ロスの削減、電圧の安定化を目指して実施され、開発政策や開発ニーズとの整合性が高い。また、設備稼働状況は順調で、電力システム全体の信頼性の向上や送電ロスの削減、電圧の安定化といった事業の目的は概ね達成されており、有効性は高い。西ベンガル州の産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善にも直接・間接的に寄与していると判断される。なお、事業期間は大幅に長期化した一方で事業費は大きく下回ったため、効率性は中程度である。現在の設備機器の状況は概ね良好であり、体制、技術、財務面における持続性が高いと認められる。

以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

効率的かつ正確な送配電の運用管理を行うため、将来の変電所の拡張整備計画に、データ取得システムの整備を送配電システム全体に導入することを検討することが望ましい。また、システム内で管理するデータ量の増加が将来的に予測されるため、マイクロ波無線通信システムを上回る通信情報網の増強・改善についても、早期に検討を行うことが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

西ベンガル州での配電ロスは 24.6% (2007 年度) から 22.0% (2012 年度見込み) へと改善されているが、テクニカルロス、ノンテクニカルに加え、届け出の無い電力使用や電気窃盗など更なる改善の余地がある。分社化によって配電部門は本事業対象外となったが、本事業で改善された送電・変電システムの恩恵が各需要家にも十二分にいきわたるよう、送電に留まらない協力の在り方について、今後も関係機関と引き続き協議されたい。

4.3 教訓

- ・無理のないプロセスによる適正規模のパイロット活動の導入

本事業においては、送電網および変電所整備を大規模に行う一方で、事業スコープの一部として 5 カ所の変電所に限ってデータ取得システムを導入し、運用効果指標の測定を行った。同システム導入以前は、職員が手作業で各種データを読んで記述を行っており、ヒ

ューマンエラーを排除できない状態であったが、同システムを導入したことにより、例えば停電の発生の事実および発生時間、問題の所在等が正確かつ瞬時に記録され、問題解決のための分析が行われるようになった。同システムは、運用効果指標の測定だけでなく、実施機関の各施設運営・維持管理の質・技術の向上および作業の効率化に役立っており、パイロットとして学習効果があったと判断される。また、実施機関としても、費用・人材両面での投入量を限定した上でデータ取得システムの優位性を検証することが可能となり、実施機関にかかる負担も最小限に抑えられたと考えられる。

これらより、今後同様の送電網事業の案件形成および実施を行うに当たっては、本事業におけるデータ取得システムの如く、インフラ整備をより効果的に行うための包括的な投入の検討が必要であり、また、実施機関側の財務状況や人員配置等をよく分析し、適正規模を検討した上で導入することが望まれる。

・組織持続性の向上にかかる支援

本事業の実施促進活動下に行われた案件実施支援調査（Special Assistance for Project Implementation for West Bengal Transmission System Project (II)）でトータル・クオリティ・マネジメント（TQM）が導入・指導されたことを機に、実施機関側では変電所ごとにクオリティ・サークルを形成するようになり、各変電所の質の向上が積極的に図られた。これらの活動を通し、実施機関の各施設での運営管理向上に関する意識や責任感が定着し、ISO9001:2000等の取得につながったものと判断される。

これらより、今後同様の送電網事業の案件形成および実施を行うに当たっては、実施機関組織の分析を適切に行い、インフラ整備・維持をより効果的に行うための組織改善や運営管理能力の向上といった体制整備のための投入を検討・導入することが望まれる。

以上

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
① アウトプット	<p>(1) 資機材調達(送電線)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 400kV 送電線 2 回線 1 線路 (12km) ・ 220kV 送電線 1 回線 1 線路 (60km)、2 回線 3 線路(14km) ・ 132kV 送電線 19 線路 (884km) <p>(2) 資機材調達・土木工事・電気工事(変電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 400kV 変電所 拡張 1 カ所 ・ 220kV 変電所 新設 6 カ所、拡張 2 カ所 ・ 132kV 変電所 新設 16 カ所、拡張 7 カ所 <p>(3) 資機材調達(マイクロ波無線局)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ マイクロ波無線局 11 カ所 <p>(4) コンサルティングサービス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 調達支援、事業モニタリング、報告補助、計 100M/M 	<p>(1) 資機材調達(送電線)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 400kV 送電線 2 線路 (10.56km) ・ 220kV 送電線 3 線路 (77.562km) ・ 132kV 送電線 19 線路 (690.7975km) <p>(2) 資機材調達・土木工事・電気工事(変電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 400kV 変電所 計画どおり ・ 220kV 変電所 6 カ所 ・ 132kV 変電所 24 カ所 <p>(3) 資機材調達(マイクロ波無線局)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ マイクロ波無線局 10 カ所 <p>(4) コンサルティングサービス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 調達支援、事業モニタリング、報告補助、運用効果指標モニタリング、計 110M/M
② 期間	1997年～2001年 (55ヵ月)	1997年2月～2006年11月 (153ヵ月)
③ 事業費		
外貨	12,174百万円	不明
内貨	16,148百万円 (5,143百万 INR)	不明
合計	28,322百万円	13,580百万円
うち円借款分	23,674百万円	12,736百万円
換算レート	1INR=3.14円 (1996年5月現在)	1INR=2.65円 (1995年～2009年平均)

インド

シマドリ・バイザック送電線建設事業(I)(II)

外部評価者：OPMAC 株式会社 宮崎慶司

0. 要旨

本事業は、アンドラ・プラデシュ州（AP 州）ビシャカパトナム市近郊に建設中のシマドリ火力発電所（1,000MW、円借款案件）ならびにバイザック火力発電所（1,040MW、民活案件）の新設に合わせて、ビシャカパトナム市～州都ハイデラバード間約 600km を含む地域において、送電線敷設、変電所建設等を行うことにより、両発電所からの発電電力を AP 州都ハイデラバードを含む州内の需要地へ効率的に送電し、かつサイクロンが頻発する地域での高規格系統の信頼性の確保を図ることを目的として実施された。本目的は、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。本事業により新設または増強が行われた変電所の稼働状況は概ね良好で、送配電損失率の減少、電力需給ギャップの縮小、電力供給の安定性および信頼性の向上といった事業の目的は達成されている。またアンドラ・プラデシュ州における産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善に対しても一定の貢献が認められる。従って、有効性は高いと判断される。事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回っており、効率性は中程度である。本事業で整備された変電所施設および送電施設の維持管理状況は良好で、運営・維持管理における実施機関の体制、技術、財務の面において問題もなく、持続性は高いと認められる。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



本事業で建設した 400KV 送電線

1.1 事業の背景

アンドラ・プラデシュ州（以下 AP 州という）は、1996 年当時、面積でインド国内 4 番目、人口で 5 番目に大きい南部の主要州であった。全人口の 7 割が農業従事者である AP 州では、農業向け電力需要の伸びが大きく（1992～1995 年の買電金額に占める農業部門の割合は約 4 割、全国平均は約 3 割）、このため工業部門向けの電力供給不足が、同州経済発展

のボトルネックとなっていた。この状況に対応すべく AP 州政府は電源開発に取り組んでおり、1996 年当時、AP 州南部のビシャカパトナム市において大型民活案件であるバイザック火力発電所建設事業（発電設備容量 1,040MW、事業者：ヒンドゥージャ発電会社）および円借款事業「シマドリ石炭火力発電所建設事業(I)(II)(III)(IV)」（発電設備容量：1,000MW、実施機関：インド国営火力発電公社）が計画されていた。この 2 つの新規発電事業からの電力を有効活用するため、両発電所から AP 州送電網へ電力を送電するための送電線および変電所の整備が必要であった。

1.2 事業概要

AP 州ビシャカパトナム市近郊に建設中のシマドリ火力発電所（1,000MW、円借款案件）ならびにバイザック火力発電所（1,040MW、民活案件）の新設に合わせて、ビシャカパトナム市～州都ハイデラバード間約 600km を含む地域において、送電線敷設、変電所建設等を行うことにより、両発電所からの発電電力を AP 州都ハイデラバードを含む州内の需要地へ効率的に送電し、かつサイクロンが頻発する地域での高規格系統の信頼性の確保を図り、もって同州の産業活性化、雇用拡大、農村電化や家庭電器普及等による地域住民の生活改善に寄与する。

	フェーズ 1	フェーズ 2
円借款承諾額／実行額	10,629 百万円／10,436 百万円	6,400 百万円／5,476 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 10 月／1997 年 12 月	2002 年 3 月／2002 年 5 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
借入人／実施機関	インド大統領／アンドラ・プラデシュ州送電公社(APTRANSCO)	
貸付完了	2003 年 2 月	2009 年 8 月
本体契約	なし	
コンサルタント契約	Lahmeyer International GmbH（ドイツ）・日本工営（日本）の共同企業体	
関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	F/S：アンドラ・プラデシュ州電力庁（APSEB）により 1994 年 3 月に作成	
関連事業	<ul style="list-style-type: none"> • 円借款「スリサイラム左岸揚水発電建設事業(I)(II)(III)」 • 円借款「スリサイラム送電線建設事業(I)(II)」 • 円借款「シマドリ石炭火力発電所建設事業 (I)(II)(III)(IV)」 	

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：2011年8月～2012年6月

現地調査：2011年11月27日～12月10日、2012年3月11日～3月21日

2.3 評価の制約

一部変電所の運用効果指標データについて十分な情報が得られなかったため、当該変電所の稼働状況に関する分析に限界があった。

3. 評価結果 (レーティング：A¹)

3.1 妥当性 (レーティング：③²)

3.1.1 開発政策との整合性

フェーズ1審査時(1997年)では、インドの第8次5カ年計画(1992～1997年)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送配電ロスの削減、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。また、AP州の第9次5カ年計画(1997～2002年)において開発予算の22.9%が電力セクターに配分され、うち約61%が送配電セクターに重点配分されるなど、同州における送配電セクター開発は優先課題であった。

事後評価時点では、同国の第11次5カ年計画(2007～2012年)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。またAP州の第11次5カ年計画(2007～2012年)でも引き続き電力セクター開発の優先度は高く、2007～2012年の5年間で新たに5,485MW³の発電能力の増強を目指している。本事業は、AP州における送電の効率性および信頼性の向上により電力需給ギャップの緩和を目指すものであり、国家開発計画の開発戦略である送配電ロスの削減や地方電化の促進、およびAP州開発計画と整合性を持つ。

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

³ 内訳は、アンドラ・プラデシュ州発電公社(APGENCO)による電源開発が3,053MW、インド中央政府が769MW、民間部門が1,128MW、非従来型エネルギー事業が535MWとなっている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

フェーズ 1 審査時 (1997 年)、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、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。また 1997 年の AP 州の送配電ロス率は 38% と非常に高かった。当時計画中の全発電所が予定通り完成したとしても、本事業に関連するバイザックおよびシマドリ両火力発電所の完成予定の 2002 年時点で約 6.6% の電力不足 (ピーク時) が生じる見込みであった。また AP 州電力庁⁴ (当時) と電力会社との間で締結最終段階にあった買電契約の条件のひとつとして、バイザック発電所 1 号機運開の 6 ヶ月以上前までに必要な送電施設を完成させることが義務付けられており、本事業の優先度は高かった。さらに、本事業は 1996 年度以降の円借款案件である「シマドリ石炭火力発電所建設事業(I)(II)(III)(IV)」(発電設備容量: 1,000MW) および大型民活案件であるバイザック火力発電所 (同上: 1,040MW) からの電力を有効活用するためのものであり、本事業の必要性および緊急性は高かった。

しかしながら、本事業実施の前提条件のひとつであったバイザック火力発電所の建設については、事業実施主体であるヒンドゥージャ発電会社 (HNPC) の建設費用および電力料金の設定にかかる AP 州政府との協議が長引いたため、本事業完成まで実現できなかった。シマドリ火力発電所は当初計画通り、2004 年に完成した。事業実施が遅れていたバイザック火力発電所⁵は、現在、ヒンドゥージャ発電会社 (HNPC) による建設工事が進行中であり、2013 年 9 月に完成予定とされている。完成後、同発電所からの電力の 85% は AP 州向け、15% はオープンアクセス電力取引⁶ (Open Access Power Trading) により供給先が決まる予定である。

また、シマドリ火力発電所は、国営火力発電公社 (NTPC) により設備容量を既存の 1,000MW から 2,000MW へ拡張する工事 (第 3 号機および第 4 号機の新設) を行っており、2012 年 3 月に完成した。既に第 3 号機 (500MW) は 2011 年 12 月より稼働を開始し、現在、第 4 号機 (500MW) は試運転期間中であり、2012 年 8 月には商業運転を開始する予定となっている。この拡張工事により新たに追加される 1,000MW 分の電力については、約 6 割が AP 州以外の南部州 (タミルナド州、カルナタカ州、ケララ州、ポンディシェリ連邦政府直轄地域) にも送電されることになっており、最終的にはシマドリ火力発電所の 1,452MW (既存 1,000MW および拡張分から 452MW) の電力が AP 州向けに供給される予定である。

結果的にバイザック発電所の建設は本事業完成まで実現しなかったが、計画時においては、バイザック発電所およびシマドリ発電所の建設計画の実施可能性はあったと思われる。仮に本事業の前提条件としてバイザック発電所の建設が含まれていなかったとしても、シマドリ発電所は計画通りに実施されており、同発電所と AP 州送電網をつなぐ送電施設 (変電所、送電線) の整備の必要性は高かった。従って、計画時におけるニーズとの整合性は認められる。

⁴ 1998 年の州電力改革法の成立により、AP 州電力庁は、発電、送電、配電公社へ分割され、州電力規制委員会が設置された。

⁵ バイザック火力発電所の発電設備容量は、最終的に 1,040MW (520MW x 2 基) とされた。

⁶ バイザック火力発電所からの電力購入を希望する AP 州内外の送配電公社および大口需要家電力が参加する競争入札により、電力供給先が決められる。

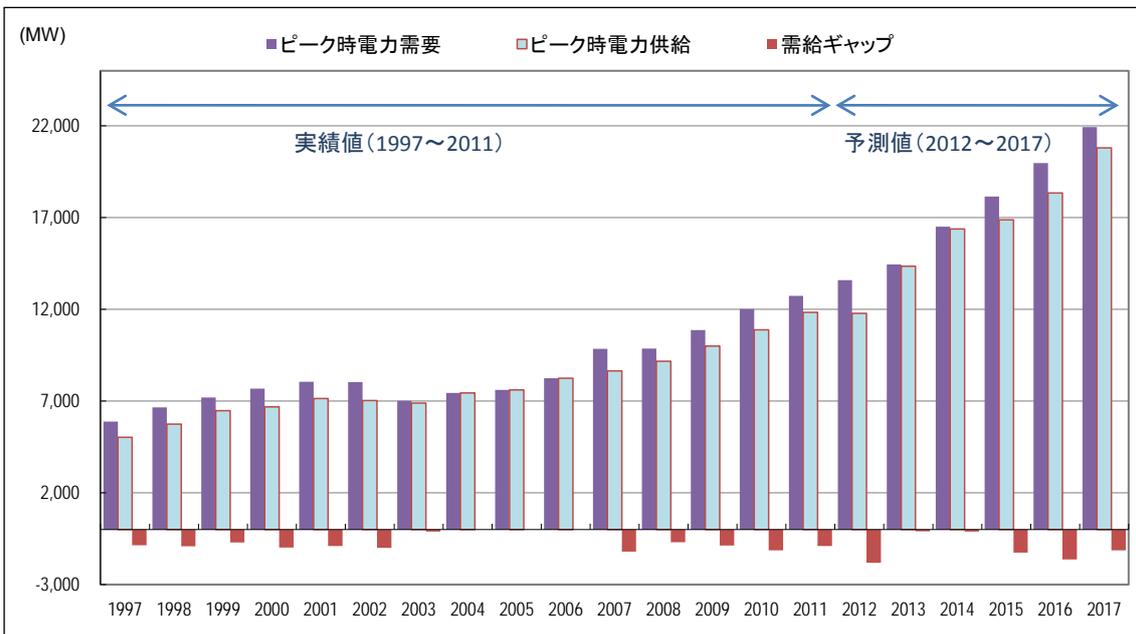


建設工事中の NHPC バイザック火力発電所
(2011 年 12 月撮影)



NTPC シマドリ火力発電所

事後評価時では、AP 州では継続して電源開発に取り組んでいるものの、2011 年では約 7% (905MW) の電力不足 (ピーク時) が生じており、本事業完成後においても AP 州における電力供給不足は解消されていない。AP 州の一人当たり電力消費量も 2006 年の 600kWh から現在は 950kWh まで増加しており、今後も更なる電力需要の増加が見込まれている (図 1)。このように事後評価時においても、AP 州は電力供給不足の状況下にあり、AP 州電力需給の緩和の観点から、本事業の必要性は認められる。



出所：APTRANSCO

注 1：1997～2011 年の数値は実績値、2012～2017 年の数値は予測値。

注 2：シマドリ火力発電所が完成した 2004 年から 2006 年までの 3 年間については、一時的にピーク時電力需給ギャップが解消された。

注 3：APTRANSCO の将来予測では、バイザック火力発電所完成予定の 2013 年にはピーク時電力需給ギャップが 0.6% (95MW)、2014 年には 0.7% (121MW) となり、一時的にほぼ解消されることを見込んでいる。

図 1：AP 州のピーク時電力需要および電力供給の推移 (実績値および予測値)

3.1.3 日本の援助政策との整合性

フェーズ1 審査時（1997年）において、対インド国別援助政策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、対インド援助方針における重点分野のなかに、5カ年計画の優先目標である電力、運輸を中心としたインフラ支援の推進が含まれていた⁷。

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 有効性⁸（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

①運用・効果指標

本事業により2カ所の変電所の新設（バイザック（カルパカ）変電所⁹、デイリー・ファーム変電所）、6カ所の既存変電所の拡張（ペンドウルチ変電所、ガジュワカ変電所、ベマギリ変電所、ヌナ変電所、カマム変電所、ハイデラバード変電所）、および400kV送電線877km、220kV送電線74kmの整備が行われた（図2）。

なお上記8カ所の変電所のうち、ガジュワカ変電所、ヌナ変電所、カマム変電所の3カ所については、国営企業であるインド電力網公社（PGCIL）が所有・管理する施設であり、本事後評価では実施機関を通じて上記3変電所の運用・効果指標のデータ収集を試みたものの回答を得ることができなかった。そのため、本事後評価では、上記3カ所を除いた、5カ所の変電所について、定量的効果（運用・効果指標）の分析を行った。

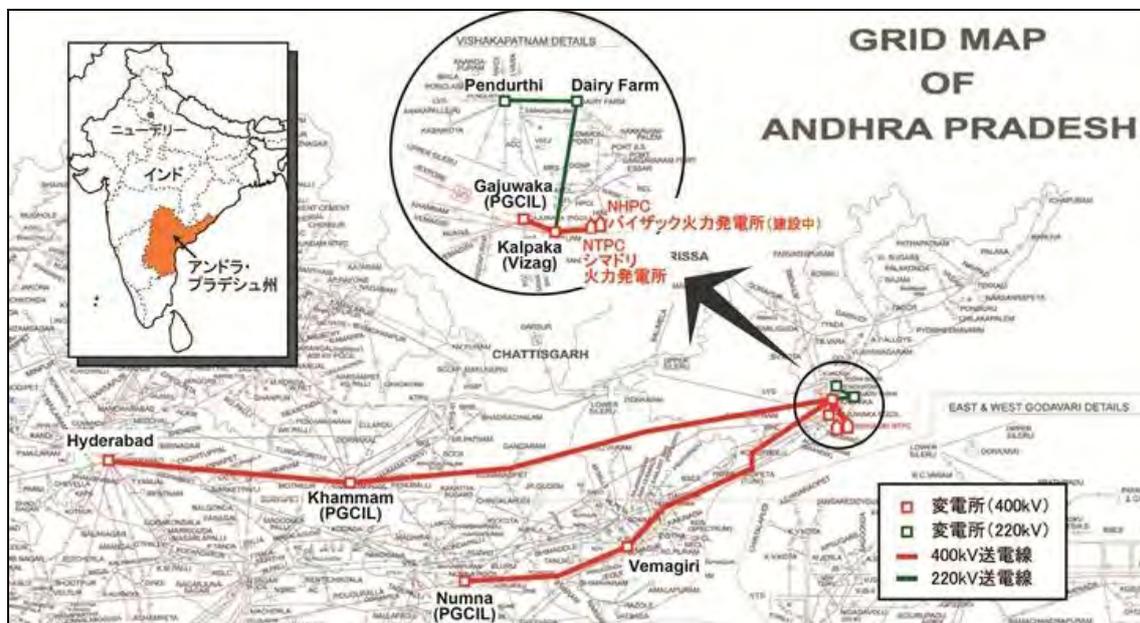


図2：事業サイト地図

⁷ 外務省「ODA白書」（平成10年）。

⁸ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

⁹ バイザック変電所は、同変電所が位置する村の地名をとって、一般的にはカルパカ変電所と呼ばれている。

a) バイザック（カルパカ）変電所（新設）

バイザック（カルパカ）変電所のデータについては、送電端電力量、需要電力量、変電所稼働率の実績値は2009/10年までは計画値を十分達成している。送電損失率は2005/06年から2009/10年にかけて継続して減少しており、2009/10年には計画値をほぼ達成している。2010/11年の送電損失率がマイナスとなっているのは、実施機関の説明によると自然環境の影響や送電施設の建設・維持管理などが原因で変流器および変圧器がダメージを受ける場合があり、そのことにより誤ったデータが記録されるとのことであった。送電端最大電力が計画値を上回っているのは、近年、ビジャカパトナム市では、製鉄業、製油業、化学肥料製造業、精錬業などが入居する経済特区の開発が進んでおり、バイザック（カルパカ）変電所もこれらの大口電力需要家に対する電力供給も行っていることから、送電端最大電力が1,000MWと大きくなっていると考えられる。一方、定期点検による停止時間が、例えば2010/11年では5,446時間と計画値に対して非常に長くなっている。本事業の実施機関であるアンドラ・プラデシュ州送電公社（APTRANSCO）によると、この理由は最大負荷に対する変圧器定格容量を示す変電所稼働率は概ね90%以上と高いものの、ピーク時を除くバイザック（カルパカ）変電所の設備容量には十分な余裕があり、ピーク時以外の時間帯は一部の変圧器を停止しており、結果として停止時間が非常に長くなっているとのことである。このこともあり、変電所内電力消費量の実績値も計画値を大きく下回っている（表1）。

表1：バイザック（カルパカ）変電所（400kV）の運用効果指標

指標名		2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11*	2011/12*	
1	送電端電力量 (GWh)	計画	5,641	5,641	5,641	5,641	5,641	11,283	11,283
		実績	7,742	8,123	7,742	8,533	8,521	8,417	6,541
2	需要電力量 (GWh)	計画	5,633	5,633	5,633	5,633	5,633	11,273	11,273
		実績	6,692	7,588	7,508	8,501	8,290	8,424	6,101
3	変電所稼働率 (%)	計画	48	48	46	27	48	54	60
		実績	95.3	98.5	73.9	99.4	91.6	89.9	n.a.
4	送電損失率 (%)	計画	1.6	1.6	2.5	2.5	2.5	1.5	1.5
		実績	13.6	5.9	3.5	0.4	2.7	-0.1	6.7
5	変電所内電力消費量 (MWh)	計画	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
		実績	885	875	798	781	713	719	618
6	送電端最大電力 (MW)	計画	428	428	428	428	428	708	708
		実績	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
7	定期点検による停止時間 (hr.)	計画	44	44	44	44	44	44	44
		実績	1,336	1,397	23,473	7,363	1,983	5,446	n.a.
8	年間単位こう長あたり事故率 (送電線)(No./100km)	計画	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		実績	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注1：計画値はフェーズ2 審査時（2002年）に設定されたもの。

注2：2010/11年以降の送電端電力量（計画値）が11,283GWhへ、需要電力量（計画値）が11,273GWhへと大きく拡大しているのは、事業完成5年後にバイザック火力発電所が完成し、同発電所からの送電をバイザック変電所が受けることを想定したものの。

注3：2011/12年の実績値は、2011年4～12月までの9ヶ月間の実績値。

注4：バイザック（カルパカ）変電所の定期点検による停止時間は、変電所内電力消費量削減のための停止時間も含まれる。またこの停止時間は複数の変電器の停止時間の合計の停止時間となっている。

b) デイリー・ファーム変電所（新設）

デイリー・ファーム変電所では、変電所稼働率、送電損失率、定期点検による停止時間などは計画値を達成する一方、送電端電力量などは計画を下回っている。当初計画では、デイリー・ファーム変電所の近くに経済特区が建設される予定があり、デイリー・ファーム変電所が主にその経済特区への送電を行う予定であった。しかし、その後の事業計画の変更により、同経済特区がペンドゥルチ変電所の近くに建設されたため、APTRANSCOではペンドゥルチ変電所の能力を拡張し、バイザック（カルパカ）変電所からペンドゥルチ変電所を経由して、同経済特区に電力供給を行うよう設計の変更を行った。このため、デイリー・ファーム変電所の実際の送電端電力量が計画値を下回る結果となった。このことにより、変電所内電力消費量の実績値も計画値を大きく下回っている（表2）。

表 2：デイリー・ファーム変電所（220/132/33kV）の運用効果指標

指標名		2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	
1	送電端電力量 (GWh)	計画	687	687	687	687	721	721	
		実績	92	125	111	127	154	163	134
2	需要電力量 (GWh)	計画	685	685	685	685	685	719	719
		実績	91	124	110	126	154	163	133
3	変電所稼働率 (%)	計画	39	39	39	39	39	41	41
		実績	28.4	33.0	31.8	31.8	37.5	44.3	61.4
4	送電損失率 (%)	計画	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0
		実績	0.7	0.6	0.7	0.6	0.5	0.5	0.7
5	変電所内電力消費量 (MWh)	計画	900	900	900	900	900	900	900
		実績	70	70	70	70	100	100	100
6	送電端最大電力 (MW)	計画	83	83	83	83	83	86	86
		実績	25	29	28	28	33	39	54
7	定期点検による停止時間 (hr.)	計画	50	150	150	150	150	150	150
		実績	0	0	9	6	18	7	0
8	年間単位こう長あたり事故率 (送電線)(No./100km)	計画	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
		実績	0.16	0.14	0.49	0.24	0.36	0.31	0.28

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注：計画値はフェーズ2 審査時（2002年）に設定されたもの。

c) ベマギリ変電所（拡張）

ベマギリ変電所は、送電端電力量、需要電力量、変電所稼働率、送電損失率などは2010/11年では計画値を十分に達成している。殊に変電所稼働率については、ほぼ100%近くまで達している。一方、定期点検による停止時間、年間単位こう長あたり事故率は、計画値を下回っている（表3）。

表 3：ベマギリ変電所（400kV）の運用効果指標

指標名			2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
1	送電端電力量 (GWh)	計画	1,309	2,617	5,020	5,020	8,916	8,916	8,916
		実績	n.a.	2,009	1,830	4,467	9,832	11,587	9,560
2	需要電力量 (GWh)	計画	1,306	2,614	5,017	5,017	8,913	8,914	8,914
		実績	n.a.	1,936	1,760	4,423	9,752	11,422	9,389
3	変電所稼働率 (%)	計画	17	17	27	27	38	38	38
		実績	n.a.	98.1	98.9	99.6	98.2	99.4	99.8
4	送電損失率 (%)	計画	1.0	1.0	2.2	2.2	2.5	2.5	2.5
		実績	n.a.	0.3	2.6	0.9	0.8	1.4	0.7
5	変電所内電力消費量 (MWh)	計画	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300
		実績	n.a.	920	972	955	992	931	579
6	送電端最大電力 (MW)	計画	434	434	434	724	724	724	724
		実績	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,922	1,836
7	定期点検による停止時間 (hr.)	計画	44	44	44	44	44	44	44
		実績	n.a.	80	140	106	95	133	253
8	年間単位こう長あたり事故率 (送電線) (No./100km)	計画	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		実績	n.a.	1.0	0.9	1.4	2.1	1.6	1.3

出所：JICA 審査資料および APTRANS CO

注：計画値はフェーズ 2 審査時（2002 年）に設定されたもの。

d) ハイデラバード変電所（拡張）

ハイデラバード変電所については、計画時に運用効果指標の計画値の設定が行われていなかった。各指標の経年変化をみると、送電端電力量、需要電力量などは 2005/06 年から 2010/11 年にかけて毎年増加しており、変電所稼働率も 2007/08 年を除いて 90%を超えており高い。定期点検による停止時間も 2.5～18.6 時間の範囲に留まっており、他の変電所と比較しても低い。送電損失率がマイナスとなっているのは、バイザック（カルパカ）変電所の場合と同様の理由によるものであると考えられる。全般的に、ハイデラバード変電所の稼働状況は良好であると言える（表 4）。

表 4：ハイデラバード変電所（400kV）の運用効果指標

指標名			2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
1	送電端電力量 (GWh)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	3,284	3,450	3,986	4,954	5,499	5,670	3,273
2	需要電力量 (GWh)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	3,352	3,437	4,227	5,069	5,678	5,996	3,492
3	変電所稼働率 (%)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	93	90	77	93	90	95	93
4	送電損失率 (%)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	-0.021	0.003	-0.061	-0.023	-0.033	-0.057	-0.067
5	変電所内電力消費量 (MWh)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	896	1,055	1,047	861	955	1,078	689
6	送電端最大電力 (MW)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	560	540	699	720	810	858	840

指標名			2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
7	定期点検による停止時間 (hr.)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	42.6	15.4	8.2	12.7	6.2	2.5	15.9
8	年間単位こう長あたり事故率 (送電線) (No./100km)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	0.13	0.24	0.23	0.17	0.34	0.34	0.10

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注：ハイデラバード変電所の計画値については、フェーズ2 審査時（2002年）に設定されていない。

e) ペンドウルチ変電所（拡張）

ハイデラバード変電所と同様に、ペンドウルチ変電所でも計画時に運用効果指標の計画値の設定が行われていなかった。各指標の経年変化をみると、送電端電力量、需要電力量などは2005/06年から2011/12年にかけて毎年増加しており、変電所稼働率も90%を超えており高い。この要因としては、デイリー・ファーム変電所の分析で既述の通り、ペンドウルチ変電所の近くに経済特区が建設されたことより、同変電所から経済特区への電力供給が増えたことによるものと考えられる。一方、2008/09年の変電所稼働率は103%と過負荷容量となっており、ペンドウルチ変電所についても、今後、同変電所の更なる能力拡張が必要と思われる。定期点検による停止時間は126～134時間の範囲に留まっている。全般的に、ペンドウルチ変電所の稼働状況は良好であると言える（表5）。

表5：ペンドウルチ変電所（220kV）の運用効果指標

指標名			2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
1	送電端電力量 (GWh)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	747	786	790	977	998	1,139	1,601
2	需要電力量 (GWh)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	684	730	757	938	980	1,127	1,598
3	変電所稼働率 (%)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	96	96	98	103	73	90	95
4	送電損失率 (%)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	8.3	7.1	4.1	3.9	1.7	1.0	0.2
5	変電所内電力消費量 (MWh)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	107	107	107.5	108	108	109	110
6	送電端最大電力 (MW)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	190	190	194	204	216	267	281.8
7	定期点検による停止時間 (hr.)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	131	126	130	128	132	126	134
8	年間単位こう長あたり事故率 (送電線) (No./100km)	計画	—	—	—	—	—	—	—
		実績	0.37	0.39	0.39	0.35	0.40	0.44	0.52

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注：ペンドウルチ変電所の計画値については、フェーズ2 審査時（2002年）に設定されていない。

なお、稼働率が90%を超えているバイザック、ベマギリ、ハイデラバードの各変電所については、APTRANSCOでは今後、容量の拡張を行う計画である。



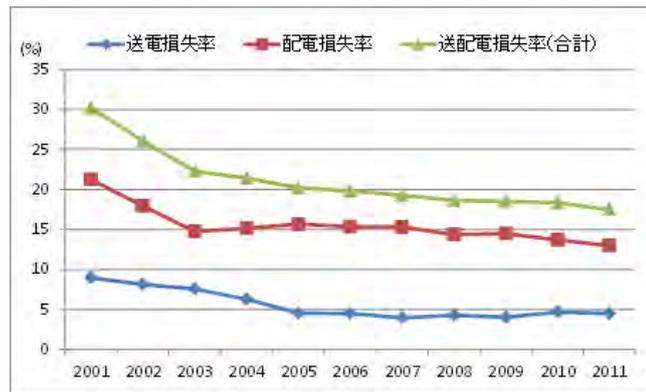
バイザック（カルパカ）変電所

デイリー・ファーム変電所

ハイデラバード変電所

②送配電損失率の減少

AP州の送配電損失率は1997年の33%から2011年には17.5%へと減少し、同様に送電損失率についても2001年の8.9%から2011年には4.5%へと約半分に減少した(図3)。この数字は、インド全国平均の送電損失率27%(2011年)と比較しても大変良好な実績であり、AP州はインドでも送配電損失率が最も低い州のひとつに数えられる。要因としては、本事業を含む送電施設の拡張や更新などが積極的に行われたことに加えて、AP州における電力セクター改革により、発電、送電、配電部門の分離など組織改革が実行され各部門の経営の効率化が図られたこと、効果的な盗電防止対策¹⁰が行われたこと、などによるものと考えられる。AP州の送配電網の一部をなす本事業は、同州の送配電損失率の減少に対しても一定の貢献があったと思われる。



出所：APTRANSCO

図3：AP州における送配電損失率

③電力需給ギャップの縮小

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1997年から2011年までの14年間で、AP州の総発電設備容量は6,764 MW(1997年)から15,003 MW(2011年)へと2.2倍に、年間総発電量も33,130 GWh/年(1997

¹⁰ 例えば、自動検針メーターの導入、配電公社従業員の不正行為に対する罰則強化、課金・料金徴収システムの改善などの取り組みが挙げられる。

年) から 77,764 GWh/年 (2011 年) へと 2.3 倍の規模に拡大した (図 4)。

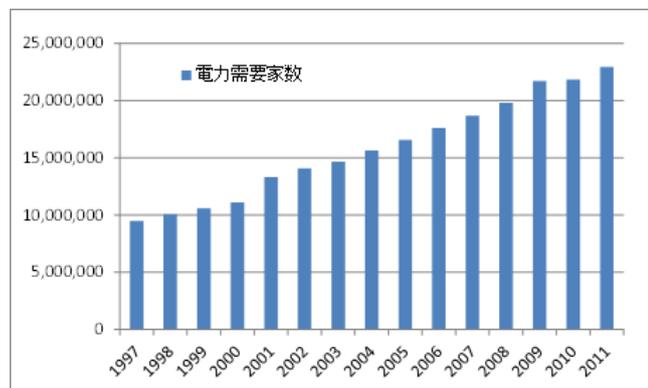
一方、AP 州の電力需要家数 (契約者数) も 1997 年の 948 万件からの 2011 年には 2,295 万件へと 2.4 倍に増加し (図 5)、一人当たり電力消費量も 600kWh (2006 年) から 950kWh (2011 年) へと増加するなど、電力需要も拡張を続けており、前述の図 1 に示す通り、シマドリ火力発電所が完成した 2004 年から 2006 年までの 3 年を除いて、AP 州の電力需給ギャップは解消されていない。

しかしながら、シマドリ火力発電所は 2011 年末時点で AP 州の総発電施設容量の 10% を占めており¹¹、さらに現在実施中のシマドリ火力発電所の拡張事業 (1,000MW→2,000MW)、およびバイザック火力発電所 (1,040MW) の完成により、2013 年 9 月以降は両発電所より少なくとも 2,336MW の電力が本事業施設を通じて、AP 州送電網に送られる予定である。これは AP 州全体の総発電容量の約 15% に相当する。従って、本事業は AP 州の電力供給体制において重要な役割を担っており、同州の電力需給ギャップの縮小に一定の貢献をしていると認められる。



出所：APTRANSCO

図 4：AP 州における総発電設備容量および総発電量



出所：APTRANSCO

図 5：AP 州における電力需要家数

3.2.2 定性的効果

①安定性および信頼性の向上

本事業実施後、APTRANSCO は、停電および電圧昇降が少ない安定した電力供給を行う能力が高まった。APTRANSCO によると、バイザック変電所 (カルパカ変電所) - カマム変電所 - ハイデラバード変電所間の 400kV 送電線の電圧については 10~16kV の改善が、バイザック変電所 (カルパカ変電所) - ベマギリ変電所間の 400kV 送電線の電圧は 2kV の改善が認められた。また AP 州はインド洋で発生するサイクロンの被害を受けやすい地域であるが、沿岸部に近い場所を通るバイザック変電所 (カルパカ変電所) - ベマギリ変電所間 - ヌナ変電所間の送電線などについては、基礎部分を含めた鉄塔構造の強化や角度の調整、各鉄塔間の距離の短縮などの対策を講じた。このことにより沿岸部の送電系統はサイクロ

¹¹ シマドリ火力発電所の 2011 年末における発電設備容量は 1,500MW である。

ンの被害を受けにくくなり、信頼性の向上にも繋がった。

また、AP州電力局、AP州配電公社に対するヒアリングでも、本事業はAP州の電力の安定供給および信頼性の向上に効果があったとの認識であった。仮に本事業が実施されなければ、電力需要が集中するAP州東部および中部は、現在よりもっと多くの停電や電力供給規制に見舞われていたであろうとのことであった。

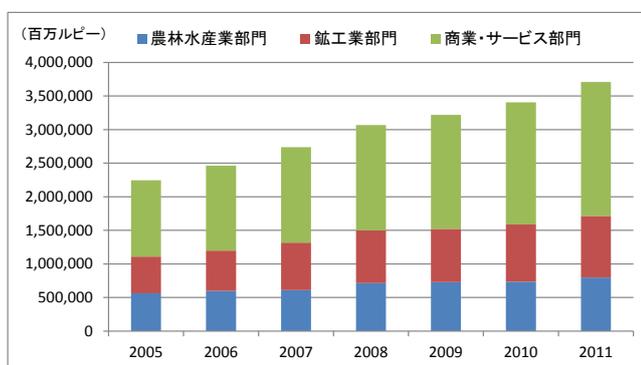
従って、本事業は、電力供給の安定性および信頼性の向上についても、一定の効果が認められる。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

①産業活性化

AP州の州内総生産は2005年度の2兆2,471億ルピーから2011年度には3兆7,100億ルピーへと約1.7倍に拡大している(図6)。AP州では近年、工業団地の開発が進み、織物産業、医薬品製造業、金属機械・機器製造業などの大規模製造業が増加している。また企業数も増加している。AP州配電公社に対するヒアリングでも、シマドリ発電所などからの電力を電力消費地に安定的に送電することにより、本事業はAP州の産業の促進に貢献しているとの認識であった。



出所：Andhra Pradesh Socio Economic Survey 2011-12 (AP州政府)

注：金額は2005年度を基準としたコンスタントプライス。

図6：AP州における州内総生産

シマドリ火力発電所建設事業(I)~(IV)事後評価報告書¹²でも、同事業がAP州の電力需給ギャップの縮小に一定の貢献があるとされており、同発電所からの電力を送電することを目的とする本事業も、その貢献要因のひとつであると認められる。

本事業は、電力需要の高い産業等に対する安定的な電力供給を通じて、AP州の産業活性化を下支えする役割を果たしていると思われる。

②雇用拡大

雇用拡大に対するインパクトについては、本事業スコープとの関連性から検証は困難であるが、AP州配電公社に対するヒアリングでは、シマドリ発電所などからの電力を電力消費地に安定的に送電することにより、本事業はAP州の産業の促進に貢献し、雇用の拡大にも貢献しているとの認識であった。

③農村電化や家庭電器普及等による地域住民の生活改善

統計上の数字によるとAP州では2001年にはすでに電化率¹³100%を達成済みであるが、低

¹² http://www2.jica.go.jp/ja/evaluation/pdf/2009_ID-P120_4_f.pdf

¹³ 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

カーストや貧困層の居住地区を含めると実際の電化率は100%には達していない¹⁴。しかし既述の通り電力契約者数も毎年増加しており、新規電力契約者数の増加は、新たに電力供給サービスを受けることが可能となった地域住民（家庭、企業等）の生活改善にも結び付いたと推測される。これは送電部門の能力向上のみならず、発電部門および配電部門も含むAP州電力システム全体の供給能力の拡大によるものであると考えられる。

従って、本事業は州内送電網の安定性向上に貢献していることから、地域住民の生活改善に対して、限定的ではあるが一定の貢献があったと考えられる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

①自然環境へのインパクト

インドでは送電線事業に対する環境クリアランスの取得や環境影響評価（EIA）も義務付けられていなかったが、本事業実施中に生じた一部事業スコープの変更に伴い、バイザック（カルパカ）変電所—デイリー・ファーム変電所間の220kV送電線の一部が保全林を通過することになったため、2002年2月にAP州政府より森林クリアランスを取得した。上記の森林クリアランス取得手続きも適法に行われており、本事業による自然環境への負のインパクトは認められない。

②住民移転・用地取得

a) 用地取得面積

計画時には変電所および鉄塔の建設用地として71.8haの用地取得が見込まれていたが、実際には156haの用地が取得された。用地取得面積増加の理由は、事業スコープの変更に伴い変電所および鉄塔の設置場所の変更等によるものである。用地取得および送電線の線下補償は所定のインド国内法に従って、手続きが行われた。

b) 住民移転

本事業では、住民移転は発生しておらず、この点で社会環境へのマイナスの影響は認められない。

上記の通り、本事業により新設または増強が行われた変電所の稼働状況は概ね良好で、送配電損失率の減少、電力需給ギャップの縮小、電力供給の安定性および信頼性の向上といった事業の目的は達成されている。またAP州における産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善に対しても一定の貢献が認められ、一方、自然環境や社会環境に対するマイナスのインパクトは認められなかった。以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

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（出所：2004年2月5日付インド電力省通達文書No.42/1/2001-D(RE)）。

¹⁴ この電化率は既存の都市・村落についての統計上の数字であり、これに含まれない低カーストや貧困層などの居住地区（多くの場合は一般市民の居住地区と離れた場所にある）における電化率は100%には達していないものの、2011年には94～99%まで改善している（出所：Rural Electrification Progress 2001-2011, APTRANSCO）。

仮に当初計画通りに本事業の完成と同じタイミングでバイザック発電所の建設が実現していれば、本事業完成の 2005 年 12 月以降は、シマドリおよびバイザック両火力発電所より年間約 14,800GWh¹⁵の電力をAP州内へ供給することが可能であったと想定されるどころ、実際には年間約 8,000GWh¹⁶の供給に留まった。このことから、本事業実施の前提であったバイザック火力発電所の建設が計画通りに実現していれば、事後評価時点における事業の効果発現やインパクトはさらに高かったであろうと推測される。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業は、シマドリおよびバイザック両発電所からの発電電力の送電のために最小限必要なコンポーネントをフェーズ 1、その他の系統の信頼度向上に必要なコンポーネントをフェーズ 2 とし、2つのフェーズに分けて実施された。フェーズ 1 のうちバイザック発電所の運営主体であるヒンドゥージャ発電会社（HNPC）と AP 州との間で結ばれた売電契約上での合意内容に従い、同発電所 1 号機の運転開始の 6 か月前（審査時の予定では 2000 年 4 月）に完成させなければならぬ部分をフェーズ 1-A、その他の部分をフェーズ 1-B とした。計画および実績アウトプットの比較は、表 6 に示す通り。

表 6：計画および実績アウトプットの比較

項目	計画値*	実績値
【フェーズ 1-A】		
a) 400kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> Vizag 発電所～Vizag 変電所(25km x 4 回線) Vizag 変電所～Gazuwaka 変電所(PGCIL) (20km x 2 回線) 	<ul style="list-style-type: none"> キャンセル 4 km x 2 回線
b) 変電所	Vizag 変電所:400kV 開閉設備(14 ベイ)	計画どおり
c) その他	Gazuwaka 変電所(PGCIL)の 400kV 変電所引出口増設 2 ヲ所	計画どおり
【フェーズ 1-B】		
c) 400kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> Simhadri 発電所～Vizag 変電所(30km x 4 回線) Vizag 変電所～Khammam 変電所(PGCIL) (390km x 2 回線) Khammam 変電所(PGCIL)～Hyderabad 変電所(200km x 2 回線) 	<ul style="list-style-type: none"> 4 km x 4 回線 364 km x 2 回線 198 km x 2 回線
d) 220kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> Vizag 変電所～Eximpark 変電所(30km x 2 回線) Eximpark 変電所～Gazuwaka 変電所(PGCIL) (8km x 1 回線) Vizag 変電所～Pendurthi 変電所(40km x 2 回線) Pendurthi 変電所～Garividi 変電所(65km x 1 回線) Gazuwaka 変電所～Pendurthi 変電所(31km x 1 回線) 	全てキャンセル
e) 変電所	<ul style="list-style-type: none"> Vizag 変電所:400/220kV 変圧器(315MVA x 2 台)、220kV 開閉施設(6 ベイ) Eximpark 変電所:220/132kV 変圧器(100MVA x 2 台) 	<ul style="list-style-type: none"> 計画どおり キャンセル(Dairy Farm 変電所に変更)

¹⁵ シマドリ火力発電所 (1,000MW) より年間 8,000GWh (発電電力の 100%)、バイザック火力発電所 (1,040MW) より年間 6,800GWh (発電電力の 85%)、合計年間 14,800GWh が APTRANSCO へ売電されると想定。

¹⁶ シマドリ火力発電所 (1,000MW) から APTRANSCO へ売電量は年間約 8,000GWh。

項目	計画値*	実績値
f) その他	<ul style="list-style-type: none"> • Gazuwaka 変電所 (PGCIL) : 400/220kV 変圧器増設 (315MVA x 1 台) • Pendurthi 変電所 : 220/132kV 変圧器増設 (100MVA x 1 台) • 400kV 変電所引出口増設 : Khamman 変電所 (PGCIL) (4 ベイ)、Hyderabad 変電所 (2 ベイ) • 220kV 変電所引出口増設 : Pendurthi 変電所 (4 ベイ)、Garividi 変電所 (1 ベイ)、Gazuwaka 変電所 (PGCIL) (1 ベイ)、Vizag 開閉所 (1 ベイ) 	<ul style="list-style-type: none"> • キャンセル • キャンセル • 計画どおり • Pendurthi 変電所 (1 ベイ)、Garividi 変電所 (キャンセル)、Gazuwaka 変電所 (キャンセル)、Vizag 開閉所 (2 ベイ)
【フェーズ 2】 g) 400kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> • Vizag 変電所～Vemagiri 変電所 (180km x 2 回線) • Vemagiri 変電所～Nunna 変電所 (PGCIL) (160km x 2 回線) 	<ul style="list-style-type: none"> • 167 km x 2 回線 • 140km x 2 回線
h) その他	<ul style="list-style-type: none"> • Vemagiri 変電所 : 400/220kV 変圧器増設 (315MVA x 2 台) • Vemagiri 変電所 : 引出口増設 (16 ベイ) • Nunna 変電所 (PGCIL) : 引出口増設 (2 ベイ) 	<ul style="list-style-type: none"> • 計画どおり • 400kV (16 ベイ)、220kV (8 ベイ) • 計画どおり
i) コンサルティング・サービス	外国人 120M/M ローカル 96M/M	不明
<追加スコープ>	—	<ul style="list-style-type: none"> • 220kV 送電線 : Vizag 変電所～Dairy Farm 変電所 (55km x 2 回線) • 220kV 送電線 : Dairy Farm 変電所～Pendurthi 変電所 (15km x 2 回線) • 220kV 送電線 : Vizag 変電所～開閉所 (4km x 2 回線) • Dairy Farm 変電所 : 220/132kV 変圧器 (100MVA x 2 台)

出所 : JICA 審査資料および APTRANSCO

注 1 : 計画アウトプットはフェーズ 1 審査時 (1997 年) およびフェーズ 2 審査時 (2002 年) のアウトプットを適用。

注 2 : バイザック変電所 (Vizag SS) は、同変電所が位置する村の地名をとって、一般的にはカルパカ変電所 (Kalpaka SS) と呼ばれている。

注 3 : 本事業対象の変電所のうちカマム変電所 (Kammam SS)、ヌナ変電所 (Nunna SS)、ガジュワカ変電所 (Gazuwaka SS) の 3 ヲ所については、インド電力網公社 (PGCIL) が所有・管理する変電所である。

主要な変更点および変更理由は、以下の通りである¹⁷⁾。

- 本事業の前提であるバイザック発電所の建設計画が大幅に遅延し事業完成までに建設される見通しが立たなくなったため、フェーズ 2 審査時 (2002 年) にフェーズ 1-A および 1-B のスコープの一部をキャンセルした。

¹⁷⁾ 計画時想定された計画アウトプットに対する実績アウトプットを施設コンポーネントごとに比較すると、①400kV 送電線が計画の総延長 1,005km に対して、実績が 877km、②220kV 送電線が計画の総延長 174km に対して実績が 74km、③バイザック (カルパカ) 変電所、ベマギリ変電所およびガジュワカ変電所における 315MVA 変圧器新設および増設が計画の 5 ユニットに対して実績が 4 ユニット、④イグジム・パーク変電所、ペンドゥルチ変電所およびデイリー・ファーム変電所における 100MVA 変圧器増設が計画の 3 ユニットに対して実績が 2 ユニット、⑤バイザック (カルパカ) 変電所開閉施設の設置が計画の 20 ベイに対して実績が 20 ベイ、⑥8 ヲ所の変電所引出口増設が計画の 33 ベイに対して実績が 37 ベイであった。

- 当初予定していた場所にバイザック（カルパカ）変電所の用地が確保できなかったことから、シマドリ発電所の近所に同変電所を建設した。そのため、シマドリ発電所からバイザック（カルパカ）変電所—ガジュワカ変電所までの400kV送電線の距離が計画よりも短くなった。
- イグジム・パーク変電所建設予定用地はビシャカパトナム空港¹⁸に近く、送電鉄塔および送電線が航空機の飛行航路の障害になる可能性があるとの理由で、海軍および民間航空当局が同予定地への変電所建設に異議を唱えたため、建設地をイグジム・パークからビシャカパトナム市内のデイリー・ファームへと変更を行った。そのためイグジム・パーク変電所建設に関連する送電線、変電所などの建設がキャンセルとなった。一方、デイリー・ファーム変電所の建設およびバイザック（カルパカ）変電所から同変電所までの400kV送電線の建設が追加された。
- バイザック（カルパカ）変電所—ペンドゥルチ変電所—ガリビディ変電所間の220kV送電線はAPTRANSCOの自己資金で建設することになったため、本事業スコープの対象外となり、キャンセルされた。
- パラワダ変電所はAP州産業インフラ局の資金にて建設される予定であったが、財源の問題で2003年9月以前に同変電所完成の見込みが立たなくなったため、キャンセルされた。そのため、代わりにバイザック（カルパカ）変電所からバイザック開閉所までの220kV送電線が追加スコープとして建設された。

上記の事業スコープ変更は、当初想定されていたバイザック発電所建設計画の遅延、飛行航路の障害の可能性のあるイグジム・パーク変電所の建設予定の変更、などの理由によるものであり、フェーズ1の計画時には十分に想定しえなかった事柄であったと思われる。従って、事業スコープの変更は、状況の変化に対応するためのものであり、事業目的の達成を著しく阻害するものではないため、妥当なものであったと判断される。なお、仮に計画段階において海軍および民間航空当局との事前協議および情報共有がなされていれば、少なくともイグジム・パークの建設場所変更に伴う計画変更や工期の遅れについては、ある程度、最小化できたと思われる。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

計画事業費は20,014百万円に対して、実績事業費は15,750百万円であった（計画比79%）であり、計画内に収まった（表7）。事業費減の一番の要因は、競争入札の結果、資機材調達費が計画見積もりより低く抑えられたこと、その結果、計上していた予備費が未使用となったこと、また外貨交換レートの変動などによるものと考えられる。

¹⁸ ビシャカパトナム空港には、ビシャカパトナム海軍航空基地が併設されている。

表 7：計画および実績事業費の比較

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. 土木工事	24	1,149	3,069	1,747.5	462.2	2,903.0
2. 資機材調達費(送電線および変電所)	14,352	0	14,352	11,808.4	0.0	11,808.4
3. コンサルティング・サービス費	607	18	655	252.8	23.3	311.1
4. 用地取得費	0	26	69	0.0	42.9	107.3
5. 管理費	0	66	175	0.0	0.0	0.0
6. 税金およびプライス・エスケーション	69	196	588	0.0	103.9	259.8
7. 予備費	303	56	451	0.0	0.0	0.0
8. 建中金利	655	0	655	361.1	0.0	361.1
合計	16,010	1,511	20,014	14,169.8	632.3	15,750.7

出所：JICA 審査資料および APTRANSKO

注 1：計画事業費はフェーズ 2 審査時（2002 年）の事業費を適用。

注 2：換算レートは、計画値は 1 ルピー＝2.65 円（2002 年 1 月時点）、実績値は 1 ルピー＝2.51（1997～2005 年平均）を適用。

3.4.2.2 事業期間

計画事業期間は 1997 年 12 月（借款契約調印）から 2003 年 8 月（事業完成）までの 69 ヶ月に対して、実績事業期間は 1997 年 12 月から 2005 年 12 月までの 97 ヶ月であり、計画を上回った（計画比 141%）（表 8）。

表 8：計画および実績事業期間の比較

項目	計画値	実績値
1. L/A 調印	(フェーズ 1)1997 年 12 月 (フェーズ 2)2002 年 5 月	(フェーズ 1)1997 年 12 月 (フェーズ 2)2002 年 5 月
2. 用地取得	(フェーズ 1)2000 年 3 月～2001 年 8 月 (フェーズ 2)2002 年 4 月～2003 年 3 月	2000 年 7 月～2001 年 6 月
3. 送電線調達	(フェーズ 1)2000 年 7 月～2001 年 12 月 (フェーズ 2)2002 年 6 月～2003 年 3 月	2000 年 7 月～2004 年 11 月
4. 送電線工事	(フェーズ 1)2000 年 7 月～2002 年 3 月 (フェーズ 2)2002 年 6 月～2003 年 8 月	2000 年 8 月～2005 年 7 月
5. 変電所調達	(フェーズ 1)2000 年 9 月～2002 年 6 月 (フェーズ 2)2002 年 5 月～2003 年 3 月	2001 年 1 月～2005 年 1 月
6. 変電所工事	(フェーズ 1)2000 年 10 月～2002 年 7 月 (フェーズ 2)2002 年 7 月～2003 年 8 月	2001 年 3 月～2005 年 3 月
7. コンサルティング・サービス	—	1999 年 5 月～2005 年 6 月
8. 事業完了	(フェーズ 1)2002 年 7 月 (フェーズ 2)2003 年 8 月	2005 年 12 月
9. 全体工期	1997 年 12 月～2003 年 8 月(69 ヶ月)	1997 年 12 月～2005 年 12 月(97 ヶ月)

出所：JICA 審査資料および APTRANSKO

注：計画事業期間はフェーズ 2 審査時（2002 年）の計画値を適用。

遅延の理由としては、①事業スコープ変更により生じた設計変更、建設工事に関わる遅れ、②送電線建設場所の大部分が田圃にあり、その建設工事が可能な期間が農閑期にあたる3ヵ月間に限られており、遅れが生じたこと、③農作物に対する補償手続きや、送電線の線下補償手続きに時間を要したこと、④鉄道線路上の送電線架設工事のための許可取得に時間を要したこと、⑤山間部の溪谷など難しい地形に長い距離の送電線を通すための特別な送電鉄塔の設計に時間を要したこと、⑥スコープ変更に伴いバイザック（カルパカ）変電所－デイリー・ファーム変電所間の220kV送電線の一部が保全林を通過することになり、そのための森林クリアランスの取得に時間を要したこと、などが挙げられる。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

3.4.3.1 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11.7%であり、計画時の9.0%よりも高くなった。この主な要因は、シマドリ火力発電所の拡張により販売可能な電力が増加し、売電収入の増加に繋がったためと考えられる。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、運営・維持管理費、買電費用
- 便益：売電収入
- プロジェクトライフ：事業完成後35年

3.4.3.2 経済的内部収益率（EIRR）

審査時の本事業のEIRRは10.0%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い。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（税金除く）、運営・維持管理費（税金除く）、買電費用
- 便益：誘発効果
- プロジェクトライフ：事業完成後35年

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。

3.5 持続性（レーティング：③）

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、アンドラ・プラデシュ送電公社（APTRANSCO）である¹⁹。担当部署は、APTRANSCO本社送電部の下にある首都圏地域事務所、バイザック地域事務所、ヴィジャヤワダ地域事務所であり、各地域事務所の送電課、維持管理課、計測・継電器検

¹⁹ APTRANSCOはAP州電力改革法（1998年）によりアンドラ・プラデシュ州電力庁（APSEB）の送配電部門を引き継ぐ形で1999年2月に設立されたAP州政府出資の送電公社。その後、2000年4月に配電部門が地域毎に4つの配電公社に分離され、送電部門のみをAPTRANSCOが担当することとなった。

査課の職員が現場レベルでの送電・変電施設の保守を行っている。また主要変電所には送電線エンジニアも配置され、変電所および送電線の両方の維持管理を行っている。各地域事務所には所長として技師長が配属され、各担当地域の施設の維持管理、予算計画・執行に責任を持つ。バイザック地域事務所の総職員数は376名（技師長／所長1名、監督技師7名、主任技師20名、主任技師補138名、技師補210名）である。APTRANSCOによると、運営・維持管理の従事職員数は確保されており、問題なしとの認識であった。APTRANSCOの組織図は図7に示す通り。

なお、本事業の対象に含まれているガジュワカ変電所、カマム変電所およびヌナ変電所については、所有者であるインド電力網公社（PGCIL）が維持管理を担当する。PGCILは1992年に設立された国営企業で、各州を跨る全国規模の広域送電網を有し、インド国内の電力の45%の送電を担っている。PGCIL管理下の上記3カ所の変電所の維持管理は、各変電所が責任を負うが、各変電所に繋がるAPTRANSCO所有の送電線は、APTRANSCOが維持管理を担う。

以上のことより、運営・維持管理における組織・体制面での問題は認められない。

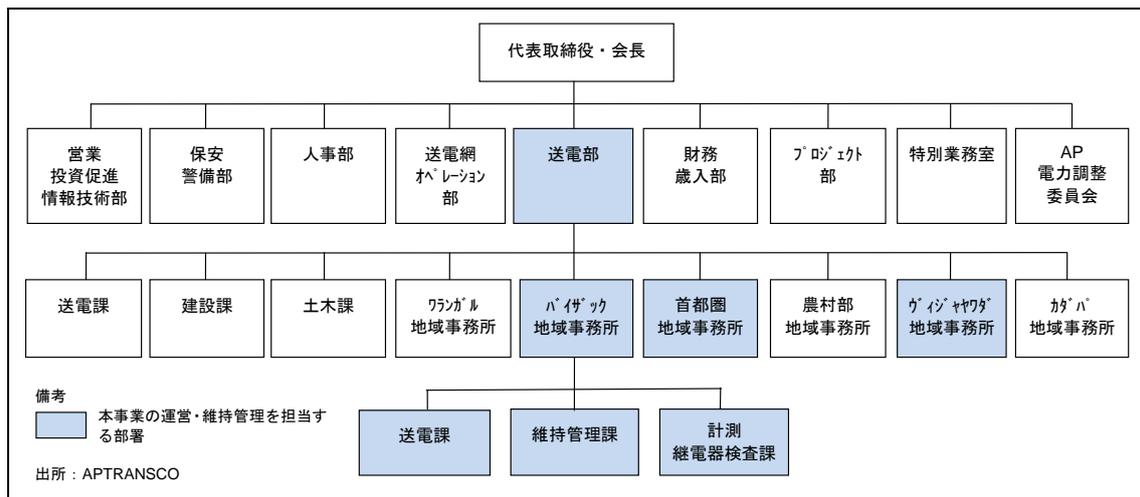


図7：APTRANSCO 組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

APTRANSCOでは職員研修に重点を入れており、2011/12年度の職員研修として99の研修講座（参加者のべ2,030名）の実施を計画している。ヒアリングを行ったAP州配電公社（APCPDCL, APEPDCL）でもAPTRANSCOとの業務関係は良好であり、技術面での問題はなしとの認識であった。APTRANSCOはその業務実績・技術力に対し、インド政府等より数々の賞を贈られている²⁰。

以上のことより、運営・維持管理における技術面での問題は認められない。

²⁰ (1) The India Power Award 2008 and 2010 for the best “Overall Utility Performance”, Council of Power Utilities, (2) 2nd Prize in IEEMA Power Awards 2009 for Excellence in Power Transmission, (3) the 4th and 5th Enertia Award for Best Performing Utility (under Category III: Utilities and T & D Awards) (2010 and 2011).

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業施設の運営・維持管理費用は表 9 に示す通り。以前は、予算不足によりスペアパーツの購入に支障をきたすなど問題が見られたが、現在は各地域事務所が権限移譲を受け予算計画・執行面での権限が拡大しており、状況は改善されている。バイザック地域事務所所長へのヒアリングでも、予算面での問題はないとの認識であった。

表 9：本事業の運営・維持管理費用

単位：百万ルピー

		2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
運営・維持管理費用 (人件費、管理費等を含む)	計画	171.1	172.7	165.6	178.2	254.5	281.7
	実績	243.8	224.2	221.6	242.8	258.0	385.2

出所：APTRANSCO

2007/08～2010/11 年度までの過去 4 年間の APTRANSCO の財務状況を見ると、APTRANSCO では開発事業資金の多くを借り入れにより調達していることもあり、流動比率は 79～88%、自己資本比率は 27～33%とそれほど高くはないが、総資本利益率は 2～3%、売上高純利益率は 9～15%などとなっており一定の収益性を確保している（表 10）。AP 州の電力料金は AP 州電力規制委員会により約 4～5 年毎に見直しが行われているが、送電料金は APTRANSCO の経常費用をベースに設定されており、APTRANSCO には一定の利益が確保される料金体系となっている

以上のことから、運営・維持管理における財務面での問題は認められない。

表 10：APTRANSCO の財務状況

単位：10 万ルピー

主要営業収支指標	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
(1) 売上	67,541.69	74,257.10	81,659.21	95,452.19
(2) 営業支出	26,030.79	28,610.05	30,654.92	45,954.64
(3) 営業利益	41,510.90	45,647.05	51,004.29	49,497.55
(4) 減価償却費	26,343.97	29,178.09	31,750.37	35,803.45
(5) 税引前利益／損失	15,166.93	16,468.96	19,253.92	13,694.10

主要財務実績・指標	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
I. 財務実績				
① 総資本	341,553.90	370,939.84	414,515.28	495,838.24
② 流動資産	178,717.15	249,494.60	178,533.43	198,749.00
③ 流動負債	218,394.65	282,143.94	225,771.29	238,627.39
④ 自己資本	111,420.37	118,188.54	125,960.27	132,124.17
⑤ 売上高	67,541.69	74,257.10	81,659.21	95,452.19
⑥ 純利益	6,131.70	10,020.10	12,110.08	10,871.14
II. 財務指標				
総資本利益率(%)⑥／①	2%	3%	3%	2%
売上高純利益率(%)⑥／⑤	9%	13%	15%	11%
総資本回転率(回)⑤／①	0.20	0.20	0.20	0.19
流動比率(%)②／③	82%	88%	79%	83%
自己資本比率(%)④／①	33%	32%	30%	27%

出所：APTRANSCO 年次財務報告書（2008-09, 2009-10, 2010-11）

注：インドの会計年度は 4 月～3 月。

3.5.4 運営・維持管理の状況

APTRANSCOでは業務マニュアル²¹、および国家インド送配電網規約（2010年）に基づいて施設の運営維持管理を行っている。保守点検は日常保守から、週・月・四半期・半年・1年の6段階において実施されている。各地域事務所での維持管理業務については、送電課は、送電施設の巡回、絶縁体の交換、腐食防止のための塗装などを担当している。維持管理課は、遮断器、変流器、断路器などの開閉施設の維持管理を担当し、計測・継電器検査課は、遮断器、変流器、継電器、電力計の検査を担当している。事業完成後、塩害被害による送電線の腐食などが発生したが、送電線のコーティングなど必要な塩害対策が講じられた。また、サイト調査を行ったバイザック（カルパカ）変電所及び周辺送電線、デイリー・ファーム変電所、ハイデラバード変電所、PGCIL管理下のガジュワカ変電所などでは、施設の管理状況について特段の問題は認められなかった。

以上のことより、運営維持管理状況には特段の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。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、AP州ビジャカパトナム市近郊に建設中のシマドリ火力発電所（1,000MW、円借款案件）ならびにバイザック火力発電所（1,040MW、民活案件）の新設に合わせて、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、送電線敷設、変電所建設等を行うことにより、両発電所からの発電電力をAP州都ハイデラバードを含む州内の需要地へ効率的に送電し、かつサイクロンが頻発する地域での高規格系統の信頼性の確保を図ることを目的として実施された。本目的は、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。本事業により新設または増強が行われた変電所の稼働状況は概ね良好で、送配電損失率の減少、電力需給ギャップの縮小、電力供給の安定性および信頼性の向上といった事業の目的は達成されている。またAP州における産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善に対しても一定の貢献が認められる。従って、有効性は高いと判断される。事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回っており、効率性は中程度である。本事業で整備された変電所施設および送電施設の維持管理状況は良好で、運営・維持管理における実施機関の体制、技術、財務状況の問題もなく、持続性は高いと認められる。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

- 一部の発電所では、自然環境の影響や送電施設の建設・維持管理などが原因で変流器

²¹ Reference Manuals on Operational Practices of EHV Substations & Lines and Commercial and Load Dispatch Operations.

および変圧器がダメージを受ける場合があり、そのことにより実態を反映しない誤った送電損失率に係るデータが記録されている。送電損失率は各変電所の運営管理上、重要なデータであり、ダメージを受けた変流器や変圧器の取り換えや、エネルギーメーターに近い場所に変流器や変圧器を設置するなど、今後、必要な対策が講じられることが望ましい。

- 本事後評価では、変電所施設の運用効果指標のデータ収集を行ったが、古いデータについては手入力で作成され、一部の変電所では文書管理も十分ではなかったため、データへのアクセスが困難なものもあった。変電所施設の運用効果指標データは、施設の運用状況を把握するうえで重要な情報であり、今後はコンピュータ・システムを活用したデータ管理システムの導入など近代化を進めることが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

- 本事業計画時には、送電線建設予定地の土地利用については、地権者と AP 州政府および APATRANSCO との間で基本的な合意が得られていた。しかしながら、事業実施中にイグジム・パークへの変電所建設は航空機の飛行航路の障害となる恐れがあると海軍および民間航空当局の異議申し立が行われた結果、当初イグジム・パークに予定していた変電所の建設がビシャカパトナム市内のデイリー・ファームへと変更された。今回のケースのように空港や軍施設の周辺など制限地域において事業を行う場合は、計画段階において関係者間の事前協議および情報共有を十分に行い、事業に伴うリスクや次善策についても予め検討すべきである。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット		
a) 400kV 送電線		
・ Vizag 発電所～Vizag 変電所	25km x 4 回線	キャンセル
・ Vizag 変電所～Gazuwaka 変電所 (PGCIL)	20km x 2 回線	4 km x 2 回線
・ Simhadri 発電所～Vizag 変電所	30km x 4 回線	4 km x 4 回線
・ Vizag 変電所～Khammam 変電所 (PGCIL) ～Hyderabad 変電所	590km x 2 回線	562 km x 2 回線
・ Vizag 変電所～Vemagiri 変電所	180km x 2 回線	167 km x 2 回線
・ Vemagiri 変電所～Nunna 変電所 (PGCIL)	160km x 2 回線	140km x 2 回線
b) 220kV 送電線		
・ Vizag 変電所～Eximark 変電所	30km x 2 回線	キャンセル
・ Eximark 変電所～Gazuwaka 変電所 (PGCIL)	8km x 1 回線	キャンセル
・ Vizag 変電所～Pendurthi 変電所	40km x 2 回線	キャンセル
・ Pendurthi 変電所～Garividi 変電所	65km x 1 回線	キャンセル
・ Gazuwaka 変電所～Pendurthi 変電所	31km x 1 回線	キャンセル
・ Vizag 変電所～Dairy Farm 変電所～ Pendurthi 変電所	—	70 km x 2 回線 (追加スコープ)
・ Vizag 変電所～開閉所	—	4km x 2 回線 (追加スコープ)
c) Vizag(Kalpaka)変電所 (新設)		
・ 400/220kV 変圧器	315MVA x 2台	計画どおり
・ 400kV 開閉設備	14ベイ	計画どおり
・ 220kV 開閉施設	6ベイ	計画どおり
・ 220kV 引出口増設	1ベイ (Vizag 開閉所)	2 ベイ
d) Eximark 変電所 (新設)		
・ 220/132kV 変圧器	100MVA x 2台	キャンセル (Dairy Farm 変電所 に変更)
e) Pendurthi 変電所 (拡張)		
・ 220/132kV 変圧器増設	100MVA x 1台	キャンセル
・ 220kV 引出口増設	4ベイ	1ベイ
f) Vemagiri 変電所 (拡張)		
・ 400/220kV 変圧器増設	315MVA x 2 台	計画どおり
・ 400kV 引出口増設	16 ベイ	400kV (16 ベイ)、220kV (8 ベイ)
g) Hyderabad 変電所 (拡張)		
・ 400kV 引出口増設	2 ベイ	計画通り
h) Garividi 変電所 (拡張)		
・ 220kV 引出口増設	1ベイ	キャンセル
i) Nunna 変電所 (PGCIL) (拡張)		
・ 400kV 引出口増設	2 ベイ	計画どおり
j) Gazuwaka 変電所 (PGCIL) (拡張)		
・ 400/220kV 変圧器増設	315MVA x 1 台	キャンセル
・ 400kV 変電所引出口増設	2 ベイ	計画どおり
・ 220kV 変電所引出口増設	1 ベイ	キャンセル
k) Khammam 変電所 (PGCIL) (拡張)		
・ 400kV 変電所引出口増設	4 ベイ	計画通り
l) Dairy Farm 変電所 (新設)		
・ 220/132kV 変圧器	—	100MVA x 2 台 (追加スコープ)
m) コンサルティング・サービス	外国人 120M/M ローカル 96M/M	不明

項 目	計 画	実 績
②期間	1997年12月～2003年8月 (69ヶ月)	1997年12月～2005年12月 (97ヶ月)
③事業費		
外貨	16,010百万円	14,170百万円
内貨	4,005百万円 (1,510百万ルピー)	1,580百万円 (632百万ルピー)
合計	20,014百万円	15,750百万円
うち円借款分	17,029百万円	15,912百万円
換算レート	1ルピー＝2.65円 (2002年1月時点)	1ルピー＝2.51円 (1997～2005年平均)