

インド

西ヤムナ運河水力発電事業

評価者：中込昭弘・スズキ S. ヒロミ

現地調査：2006年10月 / 2007年2月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



コントロールルーム

1.1 背景

ハリヤナ州はインドの北部に位置し、1966年までパンジャブ州の一部であった。ハリヤナ州の人口は約2,200万（うち約7割は農村人口）、面積は44,212km²（インド全領土の1%）であり、地形はその大半が平坦である。北にはパンジャブ州およびヒマチャル・プラデシュ州、西南にはラジャスタン州と接しており、ヤムナ川を境として東にウッタラカンド州とウッタル・プラデシュ州に接している。

1993年時、州内総生産に占める農業の割合は42.5%と、農業が主体であったのに対し、2004年においては、その比率が28.2%に減少している。一方、工業は26%から27%台を維持しており、サービス業は1.4倍へとめざましく成長している。産業構造の変化は、部門別電力消費の傾向にも現れており、全消費量における農業の割合は、2000年度をピークに減少傾向であるのに対し、工業部門の割合は上昇傾向にある。州の電力消費量は2000年度から2004年度にかけて約36%上昇しており、電力需給の逼迫状況が続いているが、加えてハリヤナ州政府が今後も製造業、およびサービス産業を強化する政策を打ち出していることに鑑みれば、新規の電源開発と既存発電所の発電効率の向上は、今後も最重要課題の一つであることがうかがえる。

1.2 目的

ハリヤナ州タジワラ地区において、既設西ヤムナ運河に発電用水路を併設するとともに発電所を建設することにより、発電量増加をはかり、もって同州の経済の発展および生活環境改善に寄与するもの。

1.3 借入人 / 実施機関

借入人：インド国大統領 / ハリヤナ州電力庁

実施機関：ハリヤナ州電力庁 (Haryana State Electricity Board : HSEB) 。なお、1997 年からはハリヤナ発電公社 (Haryana Power Generation Corporation Limited : HPGCL) に変更¹

1.4 借款契約概要

円借款承諾額 / 実行額	4,000 百万円 / 3,244 百万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1981 年 3 月
借款契約条件	金利 2.75%、返済 30 年 (うち据置 10 年)、部分アンタイド
貸付完了	1992 年 3 月
本体契約 (10 億円以上のみ記載)	住友商事 (インド)
コンサルタント契約 (1 億円以上のみ記載)	なし
事業化調査 (フィージビリティ・スタディ : F/S) 等	1984 年 ハリヤナ州電力庁 ²

2 . 評価結果 (レーティング : D)

2.1 妥当性³ (レーティング : b)

インドにおける電力部門は、国家第 6 次 5 カ年計画 (1980-1984) 、国家第 8 次 5 カ年計画 (1992-1997) 、および現行の国家第 10 次 5 カ年計画 (2002-2007) においてそれぞれ公共部門総投資予定額のトップ・シェアを占め、常に国家政策における重点分野の一つとされている⁴。

¹ ハリヤナ州電力庁 (HSEB) は 1997 年ハリヤナ州電力改革法において、発電を担当するハリヤナ発電公社 (HPGCL) および当初は送電・配電を担当したハリヤナ送電公社 (HVPNL) に分社された。さらに 1999 年に HVPNL 自らは送電に特化し、配電については自社 100% 子会社として北ハリヤナ配電公社および南ハリヤナ配電公社を設立し事業を移行した。

² 本事業終了までの 20 年間強の間、事業化調査 (Detailed Project Report (DPR インド政府名称)) は 3 度作成されている。1984 年 DPR (第 1 期・2 期) 1994 年 DPR (84 年 DPR 改定版、第 1 期のみ) および 1998 年 DPR (第 2 期のみ) 。なお、1989 年に中央水利委員会 (Central Water Commission : CWC) によるプロジェクトレポートが作成されたとの記載が当行内部資料にあるが、同レポートは入手不可能であった。

³ 本事業に関して過去に実施された調査は、中間監理調査 (1985) 、第 1 期のリハビリを目的とした援助効果促進調査 (SAPS、1997) 、第 2 期を対象とした SAPS (2000) が実施されている。

⁴ 国家第 6 次 5 カ年計画における電力開発プログラムには、ハリヤナ州が属する北部地域において水力発電関係で 1,295MW の設置をはかることが計画されており、本事業第 1 期はこれに含まれた。

一方電力部門政策において、中央電力庁(Central Electricity Authority : CEA)は、2000年に国家展望計画(National Perspective Plan)を策定し、国家第11次5カ年計画(2007-2012)までに、既存水力発電所のリハビリおよび近代化をはかることにより、不足分の電力を補完することを目的とした。その後2003年4月に採択された新電力法(The Electricity Act, 2003)に基づき制定された国家電力政策(National Electricity Policy, 2006)において、国家社会経済開発における重要なインフラとして水力発電が挙げられ、中でもクリーンかつ再生可能なエネルギー資源という観点から重視された。

ハリヤナ州の電力供給は1979年末時点でピーク需要電力に対して約16%不足しており、この状況は1980年代においても不足量の増加傾向が予測されていた。この慢性的な電力不足への対応が、ハリヤナ州第6次5カ年計画(1982-1987)に上位政策として掲げられた。2006年度上半期においても電力需給バランスは11.8%の不足で依然として電力供給不足が続いており、ハリヤナ州における電力開発の必要性は州の最重要課題であった。

ハリヤナ州の大半が平坦な地形を有しているにもかかわらず、火力ではなく水力発電開発が選択された理由としては、第1期については既設のタジワラ頭首工から下流のダドプール間までの有効落差(38.4m)が利用可能とされ、第2期については、新設がすでに決定されていたハツニクンド頭首工からダドプール間において得られる有効落差(48.9m)を利用することにより発電量を増加させることが可能であると考えられたからである。⁵ これにより、本事業はハリヤナ州初の水力発電所を建設する試みとなった。⁶

図2 ヤムナ川から運河に流れ込むシルト



以上により、本事業とインド国家政策、電力セクター政策、ハリヤナ州開発計画との整合性は確認されたものの、事業の計画およびスコープについては、以下に示すとおり妥当性は十分確保されていたとは言いがたい。

第1の問題は、第2期の発電所Dの稼働に必要な水量確保の見通しについて、本案件各関係者による分析および確認が十分でなかった点が挙げられる。

⁷ 水量確保にとって、隣接州との水利権問題の解決と右解決が前提条件となるハツ

一方、第2期は国家第8次5カ年計画の実施予定事業に含まれた。

⁵ なお、1981年時点における電力不足解消手段としての火力発電開発は、ハリヤナ州が炭鉱地から遠く、石炭輸送費がかさむことから困難とされ、新たに水力発電設備の確保が切望されていた。石炭の輸送コストについての事実確認は不可能であったものの、1981年当時、ハリヤナ州は「石炭連結」が1985年には実現するものと想定していたのに対し、これが1990年まで延期される可能性が高くなり、審査時における火力発電開発は困難であったと考えられる。(石炭連結とは、専属の採炭とおもなユーザーを結びつけることにより石炭の安定的供給を保障する規定。)

⁶ 1981年時点において、タジワラ頭首工はすでに建設後109年経過しており老朽化が進んでいた。したがってこれを廃止し、ヤムナ川上流のハツニクンドに新たな頭首工を建設することがすでに決まっていた。

ニクンド頭首工の建設が審査時において必要不可欠とされていたが、水利権問題は1994年まで実を結ばず、ハツニクンド頭首工の正確な位置や資金源等、重要事項は具体化されず、その着工も大幅に遅れた。⁸ これら、水利権問題解決とハツニクンド頭首工着工の遅延が本事業の最大の遅延要因となった。

第2の問題として、ハリヤナ州の土地の大半が平坦であるという地形的条件下において、水力発電所の建設を選択したことである。⁹ 確かに、上述した背景により、水力発電の必要性は大きかったと認められるものの、水力発電所の仕様について十分な技術的検討が行われたのかなど、いくつか疑問点が指摘されうる。¹⁰

2.2 効率性（レーティング：c）

2.2.1 アウトプット

本事業で予定されていたアウトプットは、水車（バルブタービン）、同期発電機、日本における工程検査、水位計器、および100トントレーラー購入費より構成されていた。水車と発電機実際に関しては、仕様変更（落差の減少や、サプライヤーによる仕様変更）が生じたものの、おおむね計画通りであった。ただし、日本における工程検査、水位計器、および100トントレーラーに関して詳細な情報は入手不可能であった。

なお、上記機材は、第2期使用分を含め、すべて第1期着工時に納入された。しかし、第2期が大幅に遅延したことにより、これらの機材・部品等の一部が第1期の交換部品として流用された。この分の機材・部品（おもにAVR、ガバナー、潤滑装置）は2000年にインドの電力金融公社（Power Finance Corporation：PFC）の融資のもとに調達した。実施機関からのヒアリングによればこれらの機材のコ

⁷ 水利権問題は、1954年にパンジャブ州およびウッタル・プラデシュ州間でタジワラ頭首工における水利権に関する覚書（MOU）が結ばれ、その後50年間有効であると定められていた。しかし、1975年に再度水利権問題が勃発し、その後解決に至るまで、中央水利委員会（Central Water Commission）による81年・85年・90年・91年の4回にわたる同問題解決のための努力が行われている。当行としても同水利権問題の複雑さを認識していたため、1976年6月のプレッジ後、交換公文の締結を延期していたが、最終的には、1981年2月に来日した当時の実施機関（HSEB）長官による水利権問題およびハツニクンド頭首工に関する詳細説明を根拠に、交換公文締結に及んだとみられる。

⁸ その裏づけとして1979年当時、インド中央政府はハツニクンド新頭首工建設が前提条件となっていた本事業第2期について承認していなかった。最終的に同頭首工は世銀の融資で実施されたハリヤナ水資源統合プロジェクト（Haryana Water Resources Consolidation Project）の主要プロジェクトとして1996年に実施された。

⁹ 1981年2月におけるハリヤナ州の電力設備は合計1,077.5MW、うち水力61.2%、火力38.8%と「水主火従」と理解されていた。しかし、水力発電はすべてパンジャブ州、およびヒマーチャル・プラデシュ州の他州水力発電所に費用負担し買電しており、ハリヤナ州自体には水力発電所は存在しなかった。

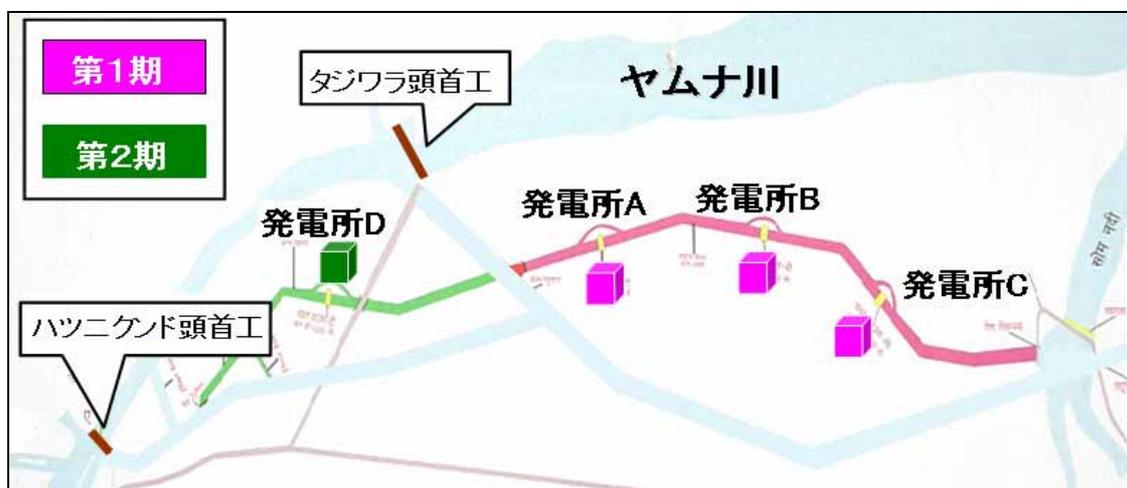
¹⁰ たとえば、本事業においては、横軸バルブタービンが用いられたが、それが技術的に適切であったのか議論の余地がある。横軸バルブタービンは低有効落差に用いられることが推奨され、その点において本事業に適していたといえる。しかし、効率的な稼働のための前提として、水質が清水であることが必要であり、砂利や石英シルトを大量に含んでいる西ヤムナ運河では、維持管理が比較的容易な縦軸バルブタービンが導入されることが最良の選択肢であったとの見解もある（技術評価者の分析に基づく。これによる問題については、2.3「有効性」を参照。）

ストは、第2期建設費の約20%に相当する。

表1 西ヤムナ運河水力発電事業構成

第1期	第2期
既存のタジワラ頭首工から、18km下流のダドプールまでの間に発電用水路を併設し、この水路上に三つの発電所A,B,Cを建設し、それぞれ2基ずつの発電機を設置する。	タジワラ頭首工から上流4kmのハツニクンドからタジワラ取水口までの間に発電用水路を併設し、この水路上に一つの発電所Dを建設し、発電機を2基設置する。

図1 西ヤムナ運河水力発電事業：各発電所の位置



出所：HPGCL

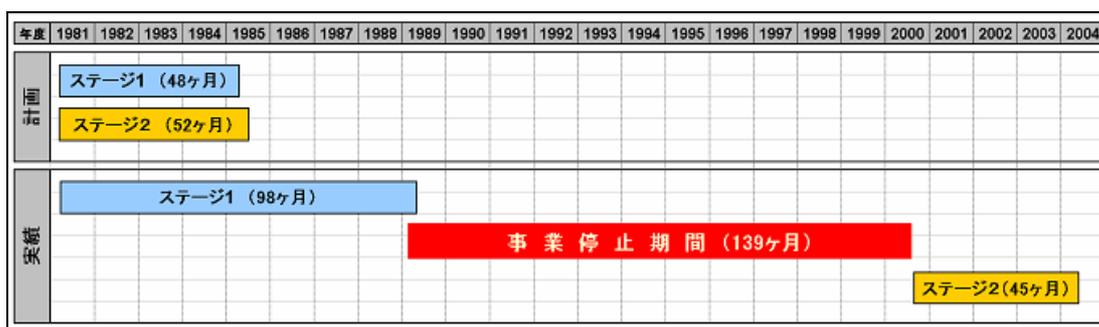
表2 本事業アウトプット変更内容の詳細

	第1期		第2期	
	計画	実績	計画	実績
水車	落差：13.59m 回転数：166.7min-1 ランナー直径：3.30m	落差：12.80m 回転数：187.5min-1 ランナー直径：3.15m	落差：10m 回転数：166.7min-1 ランナー直径：3.30m	落差：12.80m 回転数：187.5min-1 ランナー直径：3.15m
発電機	最大出力：8.0MW 電圧：6.6kV 回転数：166.7min-1 バルブ直径：3.5m 発電所(A~C)×2基(各8MW)= 合計出力48MW 年間発生電力量275GWh	回転数：187.5min-1に変更 年間発生電力量225~284GWhに変更	最大出力：8.0MW 電圧：6.6kV 回転数：166.7min-1 バルブ直径：3.5m 発電所D、2基(各6MW)=合計出力12MW 年間発生電力量64GWh	回転数：187.5min-1に変更 発電所(D)合計出力14.4MWに増加(7.2MW×2)

2.2.2 期間

本事業は、1981年3月から1985年6月（52カ月）までを実施期間とし、第1期および第2期は同時に進行される予定であった。しかし、実際は1981年3月から2004年5月（282カ月）と、当初計画比542%増の大幅な遅延が生じた。最大の遅延理由は、第2期の着工の遅れであった。

図3 事業実施期間：計画と実績



なお、各期を独立した事業とみなした場合の実施期間は、第1期は計画比204%遅延、第2期は着工が遅れたものの、当初計画比87%と建設期間は計画内であった。なお、事業停止期間は139カ月にまで上った。

第1期の遅延理由は、中央電力庁の設計技術者不足により、発電所Aの設計図作成が20カ月遅れたことによる。また、州灌漑局の要請により堰における水位が変更され、これによる水路の底幅・水深の追加工事が発生した。加えて、発電所B・Cにおいて、地下水の出水が発生し工事が中断され、排水計画・掘削計画の再検討に24カ月（81年2月から83年2月）もの時間を要した点も挙げられる。¹¹

一方、第2期着工の遅延理由は上記ヤムナ川水利権問題である。実施計画としては、ハツニクンド頭首工の着工とともに第2期の着工を予定していた。それは同頭首工の建設が確実なものとなり、リンク水路が完成しない限り、第2期着工の意味がなかったからである。上述のとおり、ヤムナ川水利権問題は1994年に解決し、同頭首工新設は1996年に着工、2000年12月に稼働開始した。

2.2.3 事業費

計画されていた事業費は、1,72億8,000万円（58.19億ルピー）であったが、実際は工事の長期化および追加作業が発生したため、2,35億3,100万円と36%増加した。

¹¹ 中間監理報告書では、地下水を有する砂礫層の発掘工事は、最も不確定要素の多い難工事であり、計画段階の工法は妥当であったとされている。

2.3 有効性（レーティング：a）

2.3.1 運用効果指数

(1) 最大出力

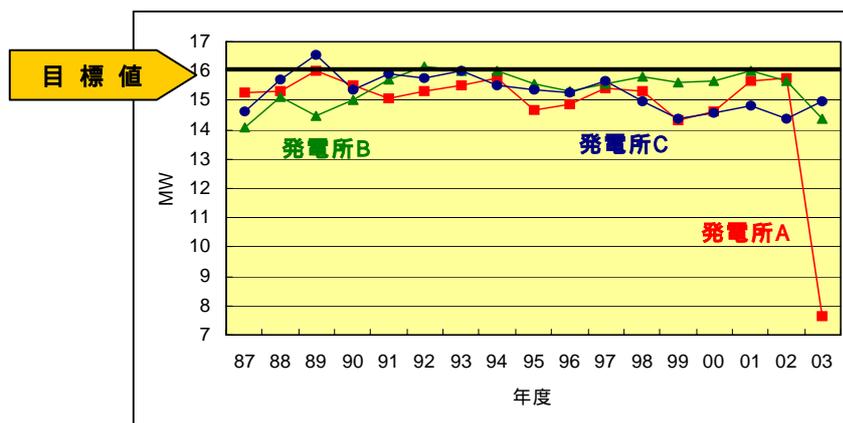
最大出力計画値は、第1期の場合、 $16\text{MW} \times 3$ （発電所 A～C）= 48MW、第2期は $7.2\text{MW} \times 2 = 14.4\text{MW}$ であった。実際は、第1期（発電所 A～C）に関して、データが入手可能であった16年間において、同目標値を達成した年数はきわめて少ない。第2期（発電所 D）に関しては一度もない。しかし、2003年度における発電所 A を除き、目標値の80%以上は各発電所とも達成している。

なお、100%を達成できない主要因は近年におけるヤムナ運河流量減少である。¹² 一方、2003年度の最大出力が著しく低い理由は、発電所 A 第1基のシルトエジェクターが故障し、1カ月半後にはフロント・ゲートが沈泥のため開閉不可能となったためである。最終的には用水路の閉鎖に至り、1年間稼働停止となった。なお、シルトエジェクターは現地メーカーから調達し、問題はすでに解決している。

表3 西ヤムナ電力発電所完成・運転開始日

	発電所		完成・運転開始
	第1期	A	第1基
第2基			1986年6月23日
B		第1基	1987年5月15日
		第2基	1987年6月20日
C		第1基	1989年3月27日
		第2基	1989年4月18日
第2期	D	第1基	2004年4月20日
		第2基	2004年5月16日

図5 第1期 最大出力



出所：実施機関（HPGCL）から入所したデータに基づき作成

¹² ハリヤナ州とウッタル・プラデシュ州間で取り決められている利用可能最大水量（5,400cusecs）が実際に観測されるのは、雨季である7月～9月に限られている。

(2) 送電端電力量

送電端電力量の計画値は、第 1 期については 275 GWh、第 2 期については 64 GWh であった。しかし実際計画値を 100%達成したのは、第 1 期は 1990 年度の 1 年のみ、第 2 期は運開初年度の 2004 年度のみであった。その主原因は、上述西ヤムナ運河水流出量減少に加え、計画外停止の増加が挙げられる。

一方、第 1 期は、完成した 1989 年度以降、2005 年度を除き全年度とも目標値の 80%以上は達成し、第 2 期についても、2005 年度は 80%以上を達成している。実施機関（HPGCL）は別途、年度毎に計画点検・補修による停止時間を考慮したうえで、計画値を設定しており、これらを基準とした場合、全年度において計画値の 80%以上は達成していることから、おおむね適切な運営が実施されていることが確認される。

(3) 設備利用率¹³

第 1 期の設備利用率計画値は、平均流量年に基づいた場合 67.54%、濁水流量年に基づいた場合 53.51%となり、第 2 期では一律 51.37%である。¹⁴

第 1 期は、平均流量を基準とした場合、発電所 A の 1990 年度を除き、一度も 100%を達成したことはない（発電所 A の 2005 年度を除く）。しかし、全発電所において 80%以上 100%未満は達成している。また、第 2 期も 80%以上は達成している（第 2 期の 1988 年度を除く）。これらのデータは発電所の運営が完全ではないものの、一定の適切な運営が行われていることを裏付けている。

(4) 水力利用率¹⁵

審査時の計画値もしくは定期的な再評価に基づく比較可能な基準値が設定されていないため、本評価では当行が設定している「水力発電・運用指標」に基づき 90%程度を用いた。¹⁶

第 1 期・2 期ともに、過去 19 年間のうち目標値を 100%達成した年数は、以下のとおり非常に少ない。しかし、ほぼ全年において目標値の 80%以上は達成している。

$$\text{設備利用率} = \frac{\text{送電端電力量}}{\text{最大出力} \times 8,760\text{Hrs}} \times 100$$

¹⁴ 審査時における第 1 期の設備利用率計画値は、平均流量年に基づいた場合 79.9%、濁水流量年に基づいた場合 65.3%であった。また第 2 期は、それぞれ 55.9%と 45.8%であった。しかし、ヤムナ運河における利用可能水量が減少している点を考慮し、本評価では送電端電力量および計画値を再計算した。

$$\text{水力利用率} = \frac{\text{送電端電力量}}{\text{当該年の年間可能発電電力量}} \times 100$$

¹⁶ 技術評価者との協議に基づく。

表 4 水力利用率

(A) 計画値 100%達成年数

第 1 期	発電所 A : 19 年中 0 年
	発電所 B : 19 年中 4 年
	発電所 C : 17 年中 1 年
第 2 期	発電所 D : 2 年中 0 年

(B) 計画値 80%以上 100%未満達成年数

第 1 期	発電所 A : 19 年中 17 年
	発電所 B : 19 年中 18 年
	発電所 C : 17 年中 17 年
第 2 期	発電所 D : 2 年中 1 年

(5) 停止時間

計画外停止時間がゼロであったことは今までない。したがって、発電所の適正な運用が行われているとは言い難い。一方、計画停止時間に関して、実施機関が設定した目標値は、年間約 20 日（480 時間）である。しかし、全発電所につきほぼ全年度において目標値を大幅に上回っている。2004 年度には発電所 A は 138 日間もの計画停止となっている。また、完成間もない第 2 期についても計画停止時間が目標を 100%超えている事実は、目標値の再検討が必要であるか、または維持管理が適切に行われておらず、発電所 A 第 1 基のシルトエジェクターやフロント・ゲートの故障のような即時解決が困難な問題が多発していることを意味する。

表 5 各発電所において計画停止時間を超過した年数

第 1 期	発電所 A : 18 年中 13 年	72%
	発電所 B : 18 年中 15 年	83%
	発電所 C : 16 年中 13 年	81%
第 2 期	発電所 D : 2 年中 2 年	100%

2.3.2 経済分析

表 6 のとおり、事後評価時の EIRR の値がマイナスとなっているが、これは、本事業において、初期投資が事業収益でもって回収できていないことを表している。負の IRR は、絶対値が同値の正の IRR をもたらず事業に対して、事業の損益がほぼマイナス側に振れていることを意味する。

表 6 経済分析

	審査時		事後評価時	
IRR	FIRR：11.14%	EIRR：14.63%	FIRR：-9.74%	EIRR：-3.56%
費用	事業費、維持管理費			
便益	売電純収益 (売電原価 4.4 円/kWh)	火力発電所の 建設・運営コス ト	売電収入(2006 年度以降の売 電収入を01～ 05年度の平均 売電単価をも とに算出)	火力発電所の 建設・運営コ スト
プロジェクト ライフ	35年			

注1) EIRRの算出にあたっては、関税金額の控除、VAT税額の控除、SPF(為替換算係数)の適用を行っている。

2.4 インパクト

(1) 地域経済の発展

上述のとおり、現在実施機関が保有する発電所の供給能力のうち本事業の供給能力は4.0%にすぎず、地域経済発展へのインパクトはきわめて限定的なものである。加えて、発電された電力はすべてグリッドへ送電されるため、本事業の受益人口の特定・推計は不可能であった。

表 7 ハリヤナ州保有発電所の供給能力

発電所名	発電力供給容量	%
ファリダバード 火力発電所	3×55MW=165MW	16%
パニパット 火力発電所	4×110 MW=440MW 2×210 MW=420MW	80%
西ヤムナ水力 発電所	6×8MW=48MW	4%
合計	1,073MW	100%

(2) 生活環境改善

本事業は発電所建設事業であるため、発電された電気が個人消費者に届くまでの過程(送電・配電等)を考慮する必要があるため、本事業の個人消費者の生活環境への直接的なインパクトを把握することは不可能であった。

(3) 自然環境面

本事業の自然環境面への影響は認められなかった。

〔コラム〕西ヤマナ水力発電所付近の大口需要家・個人消費者満足度調査

今次事後評価では、本事業実施地域付近の電力大口需要家（工業・農業）・個人消費者を対象として満足度調査を実施した。統計としては十分なサンプルを収集するには至らなかったものの、かつ必ずしも本事業の直接的な貢献度は明示できないが、限られた利用者の意見を知るうえでは意義があったものと思われる。

< 調の目的 >

- ・ 事業関連地域の電力事情を把握し、電力供給に必要な改善点を明確化する。

< 調査方法 >

	大口需要家		個人消費者
	工業	農業	
調査時期	2006年11月15日～ 2007年2月10日	2006年11月15日～ 20日	2006年11月15日～20日
場所	ヤマナナガル町	カルサル村、バハドゥルプール村	ヤマナナガル町、ブドゥ・カーラン村
サンプル数	18社	合計20世帯	合計30世帯
選定方法	無作為抽出	無作為抽出	無作為抽出
有効回答率	56%（10社）	100%	100%

< 調査結果 >

- ・ 全社および農家の大半が現在の電力供給状況全般（発電・配電・送電）に関して「非常に不満足」、全個人消費者が「不満足」と回答した。その理由は以下の通り。
 - (1) 電力の質：「電圧変動が激しく、低品質である」と回答。機材の耐用年数の減少や灌漑ポンプへの損傷の問題が指摘された。
 - (2) 停電の頻度：〔工業〕1日3回、合計約1時間～1時間半。結果、生産ライン停止を強いられる。この問題への対応策として全社とも自家発電を行っている。〔農業〕全世帯とも季節に限らず、「1日1時間以上」の停電を経験している。特に、10ha以上の土地を所有している世帯に関しては、ディーゼル駆動のポンプを購入するなどの代替手段を用いている。〔個人消費者〕両村とも世帯電化率は100%であるものの、停電の頻度が多く1日に2・3回、また停電期間が各2～3時間と長い。
 - (3) 停電により発生した年間費用：〔工業〕原材料費、機材の故障、契約のキャンセルを含め、大半が100万ルピー（約270万円）までの費用を負担している。〔個人消費者〕ヤマナナガル町では大半の世帯が無停電電源装置（インバータ）を所持している。
 - (4) 今後改善すべき点：新規発電所の建設、既存発電所の更新、従業員のスキルアップ、電力セクターの制度改革、顧客サービスの改善、より効率的な課金システムの導入

(4) 用地取得・住民移転

用地取得は、計画時には、第1期については1,837エーカー、第2期については

50 エーカーを予定しており、加えて住民移転はないとされた。実際の用地取得は、第 1 期については 837 エーカー、第 2 期については 120 エーカーとなり、住民移転は計画通り発生しなかった。ただし、第 2 期については、1998 年に土地所有者が補償の増額を求め、裁判所に告訴するという問題が生じた。2000 年には事業実施機関が土地所有者全員に対し、約 860 万ルピーを支払うことにより問題は解決した。

2.5 持続性（レーティング：b）

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 技術

本事業は実施機関にとって初の水力発電所であったが、事業開始時、数人の担当エンジニアや技術者が州外の水力発電所勤務経験を持っており、水力発電所の運用については十分な技術を持ち合わせていたといえる。

現在、技術レベルの維持・継承は主にオンザジョブトレーニング（OJT）を通じて行われている。実施機関は独自の研修機関を持っていないため、研修は主に外部研修機関である国家電力研修機構（National Power Training Institute：NPTI）にて行われる。なお、これらの研修はエンジニアのみが対象となっている点に加え、人材不足のためエンジニアが一定期間不在となる外部研修への参加は非常に限られている。また、近年においては火力発電関連の研修への参加が優先されている。以上、技術に関する持続性は保たれているものの改善すべき点はある。

なお、オーバーホールの技術に関しては、本事業対象発電所のように小規模の場合、外部委託することが最適手段であり、インドにおいてはそれが慣習とされている。

2.5.1.2 体制

上述のとおり、本事業は実施機関にとって初の水力発電所であったものの、担当エンジニア（管理職）15 人（チーフ・エンジニア 2 人を含む）および技術者 13 人は、それぞれバクラ水力発電所（パンジャブ州サトレジ川）、チュッカ水力発電所（ブータン）、シャナン水力発電所（ヒマチャル・プラデシュ州）における水力発電所での勤務経験があり、実施体制・能力は十分持ち合わせていたといえる。

¹⁷ しかし、実施機関は、西ヤムナ水力発電所建設に携わった多数の企業の管理・モニタリングについて自らの管理能力に関して問題があったと認識しており、本事業が必ずしも効率的に実施されなかったと判断される。

現在、実施機関は総裁を筆頭に職員合計 4,868 人（本社 124 人、水力発電事業

¹⁷ 中間監理報告書では、電気機器の配線・配管工事に関しては、HSEB 技術者の経験不足について言及しているが、HSEB はそのリスクを見越し、富士電機の据付指導員の助言に基づき、同工事を外部委託している。

415人、火力発電所事業4,329人)から構成されている。なお、ハリヤナ州庁からハリヤナ発電公社への移行の際、体制や従業員の業務内容等に特筆すべき変更はなく、前者の発電関連組織・人材がそのまま後者に移行し、右プロセスは円滑に行われた。また実施機関のハリヤナ発電公社は発電のみに特化しているため、以前の体制と比べ人事異動が減り、現在では最低で3年間は同じ職場にとどまることが可能となった。

西ヤムナ水力発電所においては、勤務従業員数312人(うち187人はエンジニアを含む技術者)が所属している(維持管理に特化している従業員数は160人)。なお、実施機関は技術者の人材不足について懸念を抱いている。加えて、西ヤムナ水力発電所のチーフ・エンジニアはパニパット火力発電所の運営・維持管理も兼務しており、援助効果促進調査(SAPS)ですでに指摘されていたように、チーフ・エンジニアへの過剰な業務集中が継続している。このように維持管理体制が改善されない状況は、引き続き本事業の円滑・迅速な意思決定の妨げになっており、本事業の持続性の確保にとり重要な課題である。

2.5.1.3 財務

過去数年はほぼ国内のインフレに追従して費用が伸びており、費用自体の構成に大きな変化はない。しかし、火力発電所の新規設備投資に合わせ、借入金も増加傾向にあり、今後は金利負担が増加すると考えられる。

なお、実施機関で発生した費用はすべて送電会社であるハリヤナ送電公社に付け替えることとなっている。つまり、実施機関の税前利益は基本的に“0(ゼロ)”となるよう調整されており、かかる調整システムが機能しなくなる蓋然性(リスク)が現時点ではみられないことから、実施機関の財務的持続性は担保されていると判断される。¹⁸

表8 分社後の事業実施機関(HPGCL)の財務状況推移

(単位:百万ルピー)

年度	売上高	売上高経費率	キャッシュインフロー	税前利益	借入金残高
1998	5,174	91.1%	184.4	0	9,714.6
1999	8,078	88.7%	615.3	0	12,492.4
2000	8,083	91.8%	505.7	0	14,820.2
2001	9,866	88.1%	-194.1	0	14,881.5
2002	14,112	88.0%	1,116.4	0	17,804.4
2003	15,486	89.3%	1,250.6	0	24,673.6
2004	16,470	90.8%	1,257.9	-40.0	32,355.6

出所: HPGCL Annual Accounts

¹⁸ JBIC「インド:電力セクター調査」(2005年)では、2004年度時点におけるハリヤナ州の電力事業は、採算が取れている数少ない州であるとの結果を得ている。

なお、実施機関は今後も事業費の約4%と、妥当なレベルの予算を維持管理に割り当てる方針である（インフレに追従し、年間約5%の上昇を考慮）。

2.5.2 維持管理

維持管理業務の記録は各発電所に保管されているが、マニュアルは結節点と位置づけられている発電所Bのみに保管されており、ほかの発電所は必要に応じてコピーをし、それを使用している。なお、年1度の定期点検において、必ずしもメーカーが推薦する頻度や内容に準じた実施は行っていないことを実施機関は認めている。加えて、維持管理の内容・頻度に関して、大幅な改善が必要とされる。

現在発生している維持管理に関する最重要課題は、第1期のオーバーホールである。SAPS等における度重なる提言にもかかわらず、20年以上行われていない（通常5~6年ごとに実施される）。なお、現場レベルではオーバーホールの必要性を理解し、実施されていない点について懸念を抱いている。オーバーホールがこれまで行われなかった理由として、これを実施するにあたって、発電所の運転休止が必要となるため、ハリヤナ州の慢性的な電力不足状況からみて、社会的・政治的に困難であること、加えて、実施機関の維持管理予算は毎期一定の枠が決められており、オーバーホールのような「特別修繕」のための予算が取りづらく、

図6 石英シルトにより
磨耗したタービン



経済的理由により本社の承認が得られないことが挙げられた。なお、第1期については、本社もリハビリの必要性を認識し、現在コントラクターに技術アセスメントを打診中である。

早急な対処を必要とする問題として、モンスーン期における石英シルト増加に伴う水面下タービン部品の磨耗や、すべての発電所において空調設備が稼働していないことによる、コントロールルームの電子制御板の損傷への懸念等が確認された。

なお、これら諸問題は、交換部品の問題（旧製品のため入手困難、現地には交換部品製造能力がないなど）および維持管理意識不足によるところが大きい。

加えて、SAPSでも指摘があった安全・衛生管理がいまだに徹底されておらず、何ら改善は認められなかった。¹⁹

¹⁹ 2007年2月時点、水面下タービン部品の磨耗に関してはランナーブレードおよびディスチャージ・リングの修繕、カーボン・リングを取り替えることにより問題は解決されつつあった。空調設備に関しては、本年度内に新規調達する予定。安全・衛生管理に関しては、ゴムブーツおよび軍手は完備されていることが確認できたものの、引き続きヘルメットは不要であるとし、完備する予定も無い。清掃は現在外部委託することを検討中。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

- (1) インド全土において、水利権問題は常に多発し、かつ解決に時間を要することは基本的知識となっている。今後、水力発電事業の実施にあたっては、水利権問題に関して、実施機関および当行を含む各関係者が独自に詳細な調査・分析を行い、右問題による円借款事業への影響につき、細心の注意を払うことが、事業の実行可能性を客観的かつ的確に見極めるうえで重要である。特に本事業第2期着工の前提となっていたハツニクンド頭首工の建設は、世銀の融資によるインド灌漑局管轄のプロジェクトであることから、対象事業の実施機関のみならず、関連プロジェクトの援助・実施機関からの情報収集も、問題の深刻化を未然に防ぐうえで不可欠であったと判断される。
- (2) 水力発電開発は、降雨量・水量・地形・地質・地下水・水質等、さまざまな要素を十分把握し、それらに適した技術を用いる必要がある。本事業では、西ヤムナ運河の水質を考慮した場合、最適とはいえない技術が用いられたことがおもな理由で、維持管理が困難となり、初期段階から機材の磨耗が生じている。今後の水力発電開発事業において、技術の適切性について詳細な調査・分析を行い、技術の選択に関してより客観的な判断が求められる。
- (3) 本事業は1992年に、「貸付完了」したが、未完成ポーション（発電所D）が完成していなかったため、当行は本件を「未完成案件」ととらえていた。他方で、本事業が「未完成案件」であるという点につき実施機関には十分認識されていなかった。今後、貸付期限内に事業が完成しなかった場合には、借入人のみならず、実施機関レベルの詳細な説明、および共通の認識を確保するための努力が求められる。

3.2 提言

3.2.1 実施機関への提言

<JBIC とのコミュニケーションの徹底>

事業の円滑な実施を確保するためには、当行との日常的なコミュニケーションを徹底し、解決すべき問題が生じた場合は、早急に対策を検討・協議する。

<維持管理の徹底>

- (1) 早急に第1期のオーバーホールを実施する。また、実施機関本社は今後定期

的なオーバーホールの重要性を十分認識し、そのための予算を通常の維持管理予算に含めることを検討し実行する。

- (2) 発電所 D は稼働開始から 2 年しか経っていないにもかかわらず、運用効果指標に基づくと運用が十分ではない可能性が高い。特に 2005 年度に関して、運用指数が 80% に達していない指標が多く、その根本的な理由をメーカーとの協議に基づき解明し、早急に対処する。
- (3) メーカーが推薦する頻度・内容に準じた定期維持管理を実施し、予防整備を強化する。早急にメーカーからマニュアルを取り寄せ、各発電所に常備する。
- (4) インドの法律に準拠した安全対策を徹底する。発電所に勤務するスタッフに対し、これら対策を徹底するよう日常的に教育する。
- (5) 発電所の清掃を外部委託する計画を早急に進めるなど、維持管理を徹底する。

< 技術 >

現在の西ヤムナ運河利用可能水量に基づき、全発電所の発電能力の再評価を行い、水力利用率の向上をはかる。

3.2.2 インド政府への提言

交換部品に関する諸問題は本事業に限られたものではなく、解決するためには十分予算をとるなどの措置を通じ、必要とされる機材・部品を調達する能力を蓄える。

主要計画 / 実績比較

項 目	計 画	実 績
アウトプット	<ul style="list-style-type: none"> ・ 用水路の建設 ・ 水車（バルブタービン） ・ 同期発電機×8基 ・ 日本における工程検査 ・ 水位計器 ・ 100トントレーラー購入費 	<p>用水路の建設、水車、および発電機について、仕様変更（回転数・ランナー直径、年間出力合計）があったものの、おおむね計画通り。</p> <p>なお、日本における工程検査、水位計器、100トントレーラーに関する詳細は入手不可能であった。</p>
期間	<p style="text-align: center;">< 全工程 ></p> <p style="text-align: center;">1981年3月～1985年6月 (52カ月)</p> <p style="text-align: center;">< 第1期 ></p> <p style="text-align: center;">1981年3月～1985年2月 (48カ月)</p> <p style="text-align: center;">< 第2期 ></p> <p style="text-align: center;">1981年3月～1985年6月 (52カ月)</p>	<p style="text-align: center;">< 全工程 ></p> <p style="text-align: center;">1981年3月～2004年5月 (282カ月、当初計画比 542%)</p> <p style="text-align: center;">< 第1期 ></p> <p style="text-align: center;">1981年3月～1989年4月 (98カ月) 当初計画比204%</p> <p style="text-align: center;">< 事業停止期間 ></p> <p style="text-align: center;">1989年2月～2000年8月 (139カ月)</p> <p style="text-align: center;">< 第2期 ></p> <p style="text-align: center;">2000年9月～2004年5月 (45カ月) 当初計画比87%</p>
事業費		
外貨	4,000百万円	3,244百万円
内貨	13,279百万円 (447百万ルピー)	20,287百万円 (1,568百万ルピー)
合計	17,280百万円	23,531百万円
うち円借款分	4,000百万円	3,244百万円
換算レート	1ルピー = 29.7円 (1981年3月現在)	1ルピー = 12.94円 (1980年～1998年平均)