

インド

## ファリダバード火力発電所建設事業

評価報告：2003年2月

現地調査：2002年11月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



ファリダバード発電所

#### 1.1 背景

インドの第8次5カ年計画（1992年4月～1997年3月）において、公共部門総投資予定額は4兆3,410億ルピーであり、そのうち電力セクターは7,959億ルピー（18.3%）とトップシェアであった。同計画中、電力セクターについては、発電設備稼働率の向上、送配電ロスの削減等の効率化、電力供給機関の財務体質の改善、新規建設事業の促進、民間活用等が重要事項とされており、北部・西部及び東部における天然ガスの活用が重視されていた。

インド北部地域は首都デリーを有し、その電力量需要（GWh）は1992年度でインド全体の30.6%を占めていた。当時同地域のピーク電力需要（MW）は年率約9.1%で増加しており、国内他地域と同様、電力需給状況は需要が供給を上回る逼迫した状況にあった<sup>1</sup>。北部地域はデリー近郊を中心として工業化や首都圏への一層の人口集中が予想され、今後も電力需要が高まることが予想されていた。なお、北部地域における電源設備構成（1992年3月時点の公益事業者分）は火力発電所65.0%、水力発電所30.5%と全国平均とほぼ同様であった。

#### 1.2 目的

本事業は、インド北部ハリヤナ州ファリダバード地区ニムカ村に、天然ガスを燃料とする出力約400MWのガスコンバインドサイクル発電所を建設し、併せて関連送・変電設備を建設することにより、北部地域の電力不足の解消を図り、民生の向上及び産業の発展に資するものである。

<sup>1</sup> インド中央電力庁（CEA）の統計によると、北部地域のピーク時電力需給は1990年代の初めから不足の傾向にあり、1992年度には28.6%の不足であった。電力量需給も同様であり、1992年度には7.3%の不足の状態にあった。こうした状況はその後継続すると見られていた。

### 1.3 事業範囲

当初予定された事業範囲は以下の通り。

(1) 発電所（出力約 400MW）

- ガスタービン発電機（140MW 級×2 基）
- スチームタービン発電機（130MW 級×1 基）
- 排熱回収ボイラー（2 基）
- 監視制御装置、水処理施設
- スイッチヤード及び関連施設

(2) 送・変電設備

- ダドリー～バラブガー間からファリダバード発電所への 400kV 送電線引き込み工事（約 5km）
- バラブガー～ジャイプール間からアルワル変電所への 400kV 送電線引き込み工事（約 18km）
- 変電所新設（於アルワル）
- 既設変電所増設（於バラブガー）

発電所、送・変電所の事業費のうち、用地取得費、事業管理費、税金及びスイッチヤードの一部等の借款非対象部分を除いた 56,154 百万円が円借款の対象となったが、本案件では、このうち 1995 年度までに必要となる金額（23,536 百万円）を供与することとなった。

### 1.4 借入人／実施機関

インド国大統領／国营火力発電公社（National Thermal Power Corporation Ltd.: NTPC）  
国营送電公社（Powergrid Corporation of India Ltd.: POWERGRID）

### 1.5 借款契約概要

円借款承諾額／円借款実行額	23,536 百万円／19,937 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1993 年 12 月／1994 年 01 月
借款契約条件	金利 2.6% 返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド
貸付完了	2001 年 3 月

## 2. 評価結果

### 2.1 計画の妥当性

インド北部のハリヤナ州にガスコンバインドサイクル発電所\*<sup>2</sup>および関連の送変電設備を建設することにより、北部地域の電力不足を解消し、民生の向上および産業の発展に資することが本事業の目的であった。北部の電力不足は既述したように明らかであり、政策

<sup>2</sup> 相対的に発電コストの低い水力発電ではなく、ガスタービンによる発電が選択されたのは、ハリヤナ州が地形的に水力発電に適していないこと、水力発電は工期が長くかつ環境問題や住民移転などの問題が起きうること、当地ではガス燃料が確保しやすかったことによる。

的にも本事業は第 8 次 5 カ年計画の一環として位置付けられていた。

本事業では当初、北部地域全体が受益地域とされ、発電所出力もそれに見合うように 800MW 程度が想定された。しかしながら、燃料確保の点で 800MW の出力規模が過大とされ<sup>3</sup>、さらに北部のハリヤナを除く各州がガスの高い燃料費を理由として、同発電所からの将来の電力購入に難色を示したため<sup>4</sup>、ファリダバード発電所が生産する電力のすべてが供給されることを条件として、ハリヤナ州政府が電力購入契約の締結を提案した。結果的に NTPC はこれを受け入れ、中央政府も承認したため、本事業の受益地域は当初の北部地域全体からハリヤナ州のみに絞り込まれることとなった。

以下の表は、ハリヤナ州における電力および電力量需給の推移である。本事業実施（1994 年）前後には需給が逼迫していることが分かる。

表 1 ハリヤナ州の電力量需給状況

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	2001
ギャップ (%)	-2.0	-2.3	-9.4	-4.8	-4.4	-5.9	-1.6

表 2 ハリヤナ州のピーク時電力需給ギャップ

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	2001
ギャップ (%)	-20.2	-15.8	-9.6	-3.8	-16.5	-15.9	-3.3

出所：中央電力庁年報（2001-2002 版）

また、本事業成立のための外部条件（燃料用天然ガスの採掘と供給）であった「フレアガス削減プロジェクト」および「HBJ（Hazira-Bijaipur-Jagdshpur）ガスパイプライン増強事業」も、それぞれ 1999 年と 1998 年に完成している<sup>5</sup>。

以上のことから、政策的な重要性や現地でのニーズなどは満たしており、本事業は審査時および現時点においても妥当であるといえる。

## 2.2 実施の効率性

### 2.2.1 事業範囲

本事業では以下の 2 点に変更が生じている。いずれの変更も、本事業の目的および背景からして妥当なものであるといえる。

#### 発電所の出力規模

発電所の出力は、発電設備の落札業者の条件が相対的に良かったため、結果として 430MW になった<sup>6</sup>。また、スイッチヤード設備も当初の 400kV 用から 220kV 用に変更された。こ

<sup>3</sup> 現在は出力規模が下方修正されたため、稼働に必要な日量 2 百万立方メートルのガスは問題なく確保されている。

<sup>4</sup> 本発電所は、ムンバイ沖の South Bassein と呼ばれるガス田（発電所からの距離は約 1,300km）を供給源としている。NTPC がガスに支払う金額は、石油（代替燃料）の輸入価格の 75%（ただし上限として \$ 1.7 / MMBtu）に輸送コストを加えたものである。なお、ハリヤナ州にとっては、ファリダバード発電所の電力料金は、過去に同州が購入していた水準を下回ったものとなっている。

<sup>5</sup> 両事業は本行と世界銀行・ADB 等の協調融資により進められたもので、ファリダバード発電所へのガス供給もこれらの事業の完成が前提となっていた。事業は複数のコンポーネントに分かれており、最終コンポーネントの完成時期である。

<sup>6</sup> 入札価格が他と同条件であったが、機能面（出力規模）で相対的に他社を上回ったことを意味する。

れは、発電規模の縮小（800MW→400MW）により、220kV に連系することとなったためである。

#### 送変電設備

発電所を 220kV 系統へ連系することとなったため、400kV 変電所の新設・拡張および 400kV 送電線の引込工事は省略され、発電所から既設変電所までの 220kV 送電線 2 ルートが新設されることとなった。

### 2.2.2 工期

#### (1) 発電所

発電所の完成は、当初予定（1997 年 12 月）から 2 年 7 ヶ月遅れの 2000 年 7 月である。この遅延は建設工事が始まる前の、出力規模等の変更に伴う承認手続きによるものであるが、発電所そのものの建設は以下のとおり極めて円滑に実施されている。

表 3 発電所主要部分の建設期間

コンポーネント	当初予定	実績
1号ガスタービン発電機	30ヶ月	23ヶ月
2号ガスタービン発電機	32ヶ月	27ヶ月
スチームタービン発電機	42ヶ月	36ヶ月

#### (2) 送変電設備

上記と同じ理由で工事の開始は 3 年ほど遅れたが、建設そのものはほぼ予定（1 年 2 ヶ月）どおりの 1 年 4 ヶ月で完成している。

建設工事前の遅延原因は、複数の州政府や関係機関を含むものであったため、NTPC 単独での対処には限界があったと思われる。しかしながら、出力規模の変更に関する議論が承認手続きの遅延につながっていることから、各州の電力購入見込み等について事前の確認・検証を充実させることにより、遅延期間を短縮できた可能性もある。ただ、こうした状況下で当初予定よりも短期で建設工事を完了させたことは評価に値するものと思われる。

### 2.2.3 コスト

#### (1) 発電所

事業費の当初計画と実績を比較すると、全体としてコストアンダーランであり、円貨で見ると、実績額は当初予定（約 5,340 百万円）の約 51%（2,710 百万円）となっている。その理由として、為替レートが審査時点から事業完了までに 35%<sup>\*7</sup>ほどの円高になったほか、以下の項目で大幅なコストアンダーランとなったことが挙げられる。

#### メインプラント（当初計画の約 54%）

実施機関の分析では、入札当時、世界の発電所建設市場が極めて活発であり、さらに技術革新の影響もあってプラント価格が安定していたこと、さらに落札企業が競争力のある価格を提示したことがその事由として指摘されている。

#### プライスエスカレーション（当初計画の約 13%）

<sup>7</sup> 審査時点（1994 年 1 月）の為替レートが 1 ルピー=3.70 円であったのに対し、事業実施中の平均レートは、1 ルピー=2.73 円であった。

当時の市況が落ち着いていたこと、さらに建設期間が短かったことが主たる事由として挙げられている。

## (2) 送変電設備

事業範囲の変更や円高などの影響で、実績額は当初予定（975 百万円）の約 78%（759 百万円）で、全体としてコストアンダーランとなっている。

こうしたコストアンダーランは、結果的に電力価格の設定を低くできたという恩恵をハリヤナ州にもたらしめている。なお、円借款分についても、第 2 次借款が不要となり、結果として第 1 次借款承諾額（23,536 百万円）の約 85%（19,937 百万円）が実行額となっている。

### 2.2.4 コンサルタント、建設業者のパフォーマンス

本事業においては、実施機関（NTPC および POWERGRID）の実績や技術力を考慮して、特にコンサルタントは雇用されなかった。本事業の建設業者は実施機関から高く評価されており、それは建設工事が予定より短期で終了したことに表われている。

なお、今回コンサルタントが雇用されなかったこともあり、事業全体の進捗監理を行う調整機関として、電力省・NTPC・POWERGRID の 3 者からなる「事業調整委員会」( Project Coordination Committee: 以下 PCC ) が組織された。PCC は 2～3 ヶ月に 1 回の頻度で開催され、必要に応じ現地視察も実施された。

NTPC 担当者の意見では、PCC は「発電所の建設スケジュールと関連する送電ネットワークや、HBJ ラインと発電所をつなぐパイプラインの建設スケジュールを適合させ」ることにより、建設工事の早期完了を含む本事業の進捗に大きな貢献をしたとのことである。特に、発電所と送変電設備で実施機関が異なり、さらに外部条件も重なっていた本事業においては、両者および外部条件の関係者との連携を図る機構の存在は事業の円滑な進捗には欠かせないものであったと思われる。本事業における PCC は、電力省の担当者<sup>8</sup>がメンバーとして加わっており、強い調整能力を発揮することができたと考えられる。

一方、POWERGRID は、「統合事業管理システム ( Integrated Project Management and Control System: IPMCS ) という制度を独自に持っている。IPMCS は、定期的に行なわれる会議を通じて全体的なプロジェクトの進捗確認を行うものである。同会議には関係するすべての部署の代表者が集まり、事業の進捗度や阻害要因について議論し、その報告書に基づき必要な対策・支援措置が実施されるものである。

結果として、工事の開始までには遅延が生じたものの、PCC や IPMCS などがうまく機能し、本事業は投入が有効に成果に結びついたといえよう。

## 2.3 有効性（目的達成度）

### 2.3.1 運用指標

発電所の運用指標を見ると、下表のように過去 3 年間の送電端電力量は当初目標を上回り、利用率および事故率についてもほぼ目標どおりとなっており、全体として良好な状況にある。発電に必要な燃料ガスも予定どおり供給されており、特段の問題は生じていない。

<sup>8</sup> 電力省からは Undersecretary が PCC に参加した。

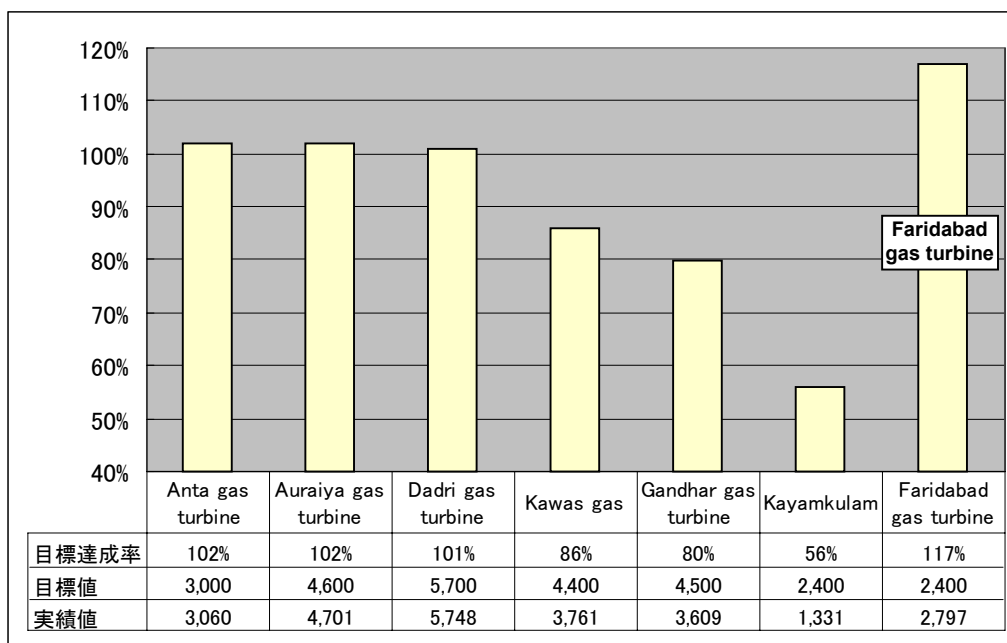
表4 目標達成度

運用指標		年度	1999	2000	2001
		送電端電力量 (MWh)	目標値	800.00	2200.00
		実績値	1060.67	2256.13	2796.80
利用率 (%)	目標値	-	78.82	79.35	
	実績値	79.22	74.37	75.65	
事故率 (%)	目標値	-	-	2.00	
	実績値	16.85	12.82	1.54	

出所：NTPC

一般に NTPC が所管する発電所の運営成績は、他の発電会社<sup>9</sup>を含めた全国水準を上回っているといわれているが、NTPC の運営する他の発電所と比較しても、下図が示すようにフアリダバード発電所の実績は高い水準にある。

図1 他の発電所（NTPC 所管）の実績との比較（単位：MWh）



出所：NTPC

### 2.3.2 IRR（内部収益率）の再計算

#### (1) FIRR（財務的内部収益率）

各実施機関より受領した収入・支出の実績値に加え、審査時より確実性の高い予測値に基づいて行った再計算の結果、FIRR（財務的内部収益率）は当初の数字（13.6%）を上回る16.9%となった。再計算時の前提として、審査時点からの変更は以下のとおりである。

<sup>9</sup> NTPC に類する発電会社としては、国営水力発電会社（NHPC）、北東部電力会社（NEEPCO）などがある。

## 便益

売電価格・送電価格：審査時は売電 180 パイサ/kWh、送電 5.37 パイサ/kWh と固定。

再計算では減価償却費等に基づき変動価格とし実態に合わせる。

発電所容量：審査時（400MW）より若干多い 432MW とした。

年間総発電量：審査時（2,328 百万 kWh）より若干多い 2,514 百万 kWh とした。

## 費用

天然ガス費用：審査時（2,637 ルピー / 1,000m<sup>3</sup>）より高い 4,231 ルピー / 1,000m<sup>3</sup> で再計算。

2000 年度までは実績値、2001 年度以降は予測値。

## (2) EIRR（経済的内部収益率）

また、本事業の「国民経済」的観点からの意義を計測するべく EIRR の計算を行ったところ、17.3% という数字になった。EIRR 算出時の前提は以下のとおりである。

## 電力供給量

電力供給量：発電量は FIRR で用いた NTPC のデータを基礎とし、1999 年度におけるハリヤナ州の実績からシステムロス分 40% を控除した。

産業分野別の配電量：州のセクター別電力消費割合（1997～99 年度）の平均値を使用。

## 便益

ADB（アジア開発銀行）がインドで実施したある火力発電所案件の評価手法<sup>\*10</sup>に倣い、農業・工業・家計・商業分野の消費者の便益算出には Willingness to Pay Approach（支払い意思額法）を、農業分野については Resource Cost Saving Approach（代替材費用削減法）を利用した。

Willingness to Pay による便益の単価、Resource Cost Saving による便益の単価とも、上記 ADB の参考事例で実際に用いられた数字を年度間の調整の上で準用した。

## 費用

投資費用・維持管理費（発電および送電費用に相当）については、FIRR の計算で使用した数字（財務価格）に変換係数（0.9）を掛けた経済価格を使用した。燃料費は発電量より必要ガスを算出した上で、天然ガス単価を掛けて求めた。（1kWh 発電に必要な天然ガスは 0.2426m<sup>3</sup>、天然ガス価格は Rs3.4/ m<sup>3</sup> である）なお、天然ガス価格は世界銀行作成の資料に掲載されている国際価格を用いた。また、配電費用は、ハリヤナ州の電力セクターに関するデータ（2001SEB Report）より推定した。

### 2.3.3 ハリヤナ州における本事業の存在

発電所が稼働し始めたのは 1999 年からであるが、その生産する電力は 100% ハリヤナ州に供給されている。仮に 1999 年度に本発電所がなかったとすると、同州の電力量需給は、2.3% の不足から 9.0% の不足へと悪化する<sup>\*11</sup>。また、翌 2000 年度において試算すると、同州の電力量需給は 2.8% の不足から 15.8% の不足へと悪化することとなる。実際に同州におけるピーク時の電力不足は、1998 年度において 8.3% であったのに対し、2000 年度に 3.3% まで下がっており、ファリダバード発電所が一定の貢献をしているものと思われる<sup>\*12</sup>。

なお、発電所の送電端電力量は、2001 年度で約 2,797MWh に達している。これはハリヤ

<sup>10</sup> Project Performance Audit Report on the North Madras Thermal Power Project in India (PPA: IND 18181)

<sup>11</sup> 電力省の統計に基づいて試算を行った。ただし、送配電ロスについては、未調整である。

<sup>12</sup> 本発電所はハリヤナ州にとっての「ライフライン」であるとする発言も関係機関の担当者から聞かれた。

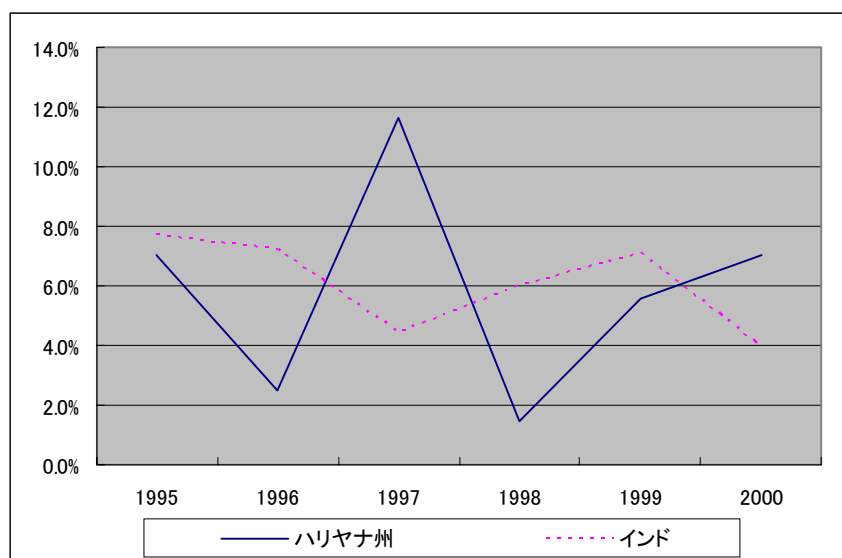
ナ州の総電力消費量 17,856MWh の約 16%にも相当する。また、州のピーク時電力需要(2001年度)は 3,004MW であり、本発電所はピーク時需要の 12.7%を供給していることになる。以上を総合すると、本事業は当初の目標をほぼ達成しているといえる。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 ハリヤナ州経済への影響

下図はハリヤナ州およびインド全体の 1995～2000 年における経済成長率を表している。ハリヤナ州では成長率の推移は国全体よりもやや振幅が激しくなっているが、2000 年度には国全体の数値より 2%以上高い成長率となっている。

図 2 実質 GDP 成長率推移 (単位: %)



出所: ハリヤナ州政府、国際通貨基金など

州の経済を牽引するのは農業と工業部門であり、州 GDP に占めるシェアは農業がトップである。ただし農業セクターのシェアは漸減しており、逆に工業セクターがシェアを伸ばしているのが最近の傾向である。両部門の概況は以下のとおりである。

#### 農業

ハリヤナ州総所得の 33%は農業によるものである。近年も収穫量は増加を続けており、2000 年度には全作物の合計で 1,325 万トンに達している。下表が示すように農業セクターの電力消費量は相対的に大きく、本事業はハリヤナ州の基幹産業である農業分野の振興に電力供給の面から一定の貢献しているといえる。

#### 製造業

ハリヤナ州の製造業は自動車産業を中心に成長を続けており、州 GDP に占めるシェアは 2000 年度で 21%に達している。海外からの投資や輸出も急速に増加しており、輸出につい



では1966年の45百万ルピーから2001年には700億ルピーまで拡大している\*<sup>13</sup>。このうちIT産業（ソフトウェア）が300億ルピーを占めており、衣料や自動車部品などが続いている。下表のとおり、製造業部門では過去2年間の（電力）消費の伸びが顕著で、本事業を含めた電力セクターの開発が、こうした電力消費を可能にし、製造業部門の成長を支えているといえる。

表5 セクター別電力消費量（単位：MWh）

年度 セクター	1998	1999	2000	2001
家庭用	2,010	2,088	2,164	2,286
商業	351	390	462	552
製造業	<b>1,877</b>	<b>1,888</b>	<b>2,102</b>	<b>2,467</b>
農業	<b>3,888</b>	<b>4,420</b>	<b>4,602</b>	<b>4,384</b>
特定の灌漑	158	169	162	143
公共工事	238	225	241	255
その他	377	417	416	429

出所：中央電力庁（CEA）

ハリヤナ州における一人当たりの電力消費量推移は以下のとおりとなっている。1990年代半ばから増減を繰り返しながら微増傾向にあるといえる。1999年度の数字（473 kWh）でみると、インドの平均値（350 kWh）を35%ほど上回っている。なお、ハリヤナ州の世帯電化率は1970年に既に100%に達している。

表6 ハリヤナ州1人当たり電力消費量（年度別）（単位：kWh）

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
458	462	438	450	473	507	521

出所：Planning Commission, Government of India

#### 2.4.2 その他の影響

##### (1) 地域住民への影響（用地取得・移転）

発電所については、敷地内に土地を保有していた住民\*<sup>14</sup>（90名）および現住者6名に対し、インド政府の「用地取得法」（Land Acquisition Act）に基づき、土地の所有者には補償費として合計で252百万ルピー、現住していた6名には1キロほど離れた場所に住宅地（50フィート×40フィート）が提供された。送変電設備に関連した土地の収用等は発生していない。

なお、Village Development Advisory Committee という組織（NTPC職員と地域住民代表で構成）が作られ、上記の補償とは別に発電所付近のコミュニティに対する支援事業が実施されている\*<sup>15</sup>。内容としては、学校の増築、動物病院の建設、井戸の設置などであり、現在までおよそ19百万ルピーが支出されている。

##### (2) 環境への影響

<sup>13</sup> “The Economic Survey of Haryana” (2001年度) に基づく情報。

<sup>14</sup> 発電所建設用地321.4エーカーのうち、170.5エーカーが政府の所有地、150.9エーカーが私有地であった。

<sup>15</sup> この委員会は半年に一度開催され、必要に応じて現地視察もなされた。

NTPC では、窒素酸化物や硫黄酸化物を含む大気汚染物質の排気中や発電所周辺大気中の濃度、発電所からの排水および放流先河川の水質（浮遊物質、温排水等）を定期的に測定している。これまでのところ、インド政府が定めた排出基準や環境基準はすべて遵守されており、環境に対する悪影響は特段報告されていない。

## 2.5 持続性・自立発展性

### 2.5.1 発電所

#### (1) 施設の現状

発電所はほぼ計画どおり建設されている。上述した各種運用指標（送電端電力量・利用率・事故率）に表れているように、本事業で整備された施設等は良好な稼働状況にあるといえる。

#### (2) 施設の維持管理上の課題

発電所の維持管理はメーカーの発行しているマニュアル等に沿って適切に行われており、実際の視察においても特段問題は確認されなかった。

#### (3) 維持管理体制

##### 組織面

発電所の維持管理は、当初の予定どおり NTPC が担当している。NTPC の組織規模や体制については審査時点から大きな変更はない。なお、発電所事業の環境に与える影響を精査するため、運営部門の中に「環境管理課」\*<sup>16</sup>が新設されている。

##### 技術面

発電所で維持管理に携わる人材は、学士号やディプロマなどの学位を持つ技術者が 52 名、それ以外の技術者が 33 名となっている。彼らの平均経験年数は 15 年となっており、NTPC では維持管理業務には十分な規模と技術力であるとしている。

##### 財務面

維持管理費に係る予算は、ほぼ計画どおり確保・支出（2001 年度で約 310 百万ルピー）されており、今後も維持管理費用は十分に確保される見通しである。

なお、財務諸表によると、2000 年 3 月期・2001 年 3 月期にそれぞれ 34,245 百万ルピー・37,338 百万ルピーの税引後利益が計上されており、組織全体の財務面も健全な状態にあるといえる。

表 7 NTPC 損益計算書（単位：百万ルピー）

年度	1991	1999	2000
営業収入	39,929	171,841	203,442
発電費用	24,215	125,706	151,786
うち燃料費	16,424	96,419	117,952
営業利益	15,714	46,134	51,656
経常利益	10,071	36,309	40,738
税引後利益	10,071	34,245	37,338

<sup>16</sup> 2名の幹部職員が配置されており、環境指標のモニタリング、環境関連法案の確認、環境マネジメントシステム（ISO14001）の維持などを主たる業務としている。

表 8 NTPC 貸借対照表 (単位: 百万ルピー)

年度	1991	2000	2001
流動資産	34,494	160,756	171,808
固定資産	190,424	222,819	220,888
投資	0	39,915	9,016
資産合計	224,918	423,490	401,712
流動負債	22,428	67,324	71,893
固定負債	97,766	98,047	100,774
資本	104,744	258,208	229,104

## その他

発電用燃料となる天然ガスの価格については、2000～02年度の過去3年間、1,000m<sup>3</sup>あたり4,000ルピー程度で安定推移している\*<sup>17</sup>。

また、事業収入の基盤となる電力の販売価格は、NTPCが特定の方式\*<sup>18</sup>により算定した希望販売価格を「中央電力規制委員会」(CERC)\*<sup>19</sup>に申請し、それが認可された場合に正式な販売価格となる仕組みである。1999年以降、販売価格はkWhあたり2.52、2.21、1.64(ルピー)と下がってきている\*<sup>20</sup>。

ファリダバード発電所からの電力は、ハリヤナ州電力庁(SEB)からのアンバンドリング(機構分離)により誕生した配電公社HVPNL(Haryana Vidyut Prasaran Nigam Ltd)が購入している。

HVPNLでは、NTPCへの支払いを確実にするため以下のような措置を講じている。まず、HVPNLは2002年の時点でそれまで累積した料金の滞納額を債券化し、さらに2002年7月に、電力量の月額額の105%に相当する額の信用状を開設した。これにより、仮にHVPNLが料金を滞納した場合、NTPCはインド準備銀行(Reserve Bank of India; RBI)に当該金額の支払いを要請でき、インド準備銀行は州政府の支払いを代行することになる\*<sup>21</sup>。ただし、2002年7月以降HVPNLは料金を滞納することなく支払っている。

## 2.5.2 送変電設備

### (1) 施設の現状

送変電設備は上述した事業範囲の変更を伴って建設された。現時点で特段の問題は報告されていない。

### (2) 施設の維持管理上の課題

POWERGRIDによれば、本事業で建設された送変電設備については、特段維持管理上の問題は報告されていない。

### (3) 維持管理体制

<sup>17</sup> 政府が価格規制を行っており、現在1単位(MMBtu)あたり1.7ドルが上限となっているためである。

<sup>18</sup> 事業に必要な資金の金利・減価償却・維持管理費・税金・株主資本利益率・運転資金に対する金利の各要素に一定の係数を乗じて算出する。

<sup>19</sup> 1998年の電力規制法に基づいて設立された、准司法的能力を持つ独立機関である。主な役割は、中央セクターで発電された電力の料金、および複数の州に売電している際の電力料金、州をまたぐ電力料金を定めることである。なお、各州内での料金の設定については、州の電力規制委員会(SERC)が担当する。

<sup>20</sup> 販売価格の低下は、発電所の稼働率が上昇し、1単位(kWh)あたりの発電コストが漸減したことを反映している。

<sup>21</sup> 電力料金の支払いを確実にするためにハリヤナ州政府がRBI、NTPCと結んでいる3者契約による。

### 組織面

送変電設備の維持管理は POWERGRID が担当している。組織規模や体制は審査時点から大きな変更はない。

### 技術面

本事業に関する設備の維持管理に直接かかわっているスタッフは、建設作業終了時が 11 名、現在が 13 名となっている。POWERGRID では、管轄する施設の維持管理には十分な人員数であるとしている。また、技術系の職員に対しては定期的な研修がなされている。

### 財務面

維持管理費に係る予算は、ほぼ計画どおり確保・支出（2001 年度で約 8 百万ルピー）されており、今後も維持管理費用は十分に確保される見通しである。

組織全体の財務状況についても、過去 3 年間における税引後利益はそれぞれ 4,444 百万ルピー、6,009 百万ルピー、7,425 百万ルピーとなっており、財務的に健全な状態にあるといえる。

表 9 POWERGRID 損益計算書 (単位：百万ルピー)

年度	1998	1999	2000
営業収入	17,703	21,239	26,826
費用	8,924	10,230	12,597
営業利益	8,779	11,008	14,229
経常利益	4,970	6,806	8,123
税引後利益	4,444	6,009	7,425

表 10 POWERGRID 貸借対照表 (単位：百万ルピー)

年度	1998	1999	2000
流動資産	16,275	20,422	22,474
固定資産	109,820	119,301	129,378
資産合計	126,095	139,722	151,852
流動負債	7,143	8,764	9,149
固定負債	65,311	73,153	80,622
資本	53,708	59,412	66,285

### その他

送電事業について POWERGRID では、電力の購入者であるハリヤナ州 (HVPNL) から毎月支払いを受けることになっている。同州の支払いは滞納もなく順調になされている。今次調査時点の売掛金も、使用料の 1.21 ヶ月分 (約 143 百万ルピー) と健全な水準にある。また、ハリヤナ州政府は送電料に関しても、月額 80% ~ 90% に相当する額の信用状を開設しており、POWERGRID はインド準備銀行に当該金額の支払いを要請できることになっている。

### 2.5.3 ハリヤナ州電力セクターの状況

近年、インドの電力セクターは、構造的な問題<sup>\*22</sup>から財政赤字が問題となっており、ハリヤナ州も例外ではなかった。ハリヤナ州の財政状況は本事業の実施機関の自立発展性にも大きく影響するので、ここでハリヤナ州の状況について補足する。

ハリヤナ州は、1990年代の後半に、電力の供給不足や発電所の低い稼働率などにより州電力庁（SEB）の財務状態が非常に悪化していた。そこで1998年から本格的なセクター改革に着手し、いわゆるアンバンドリング（機構分離）<sup>\*23</sup>が実施され、同州における電力事業全体の収益性の改善を目指した様々な取り組み（未払料金の回収促進、盗電防止対策の強化、職員の削減など）がなされた。結果的にハリヤナ州の電力事業の効率性・収益性は改善し、2002年度には州の電力事業は約1,160百万ルピーの経常黒字を計上するまでに至った。

このセクター改革は、電力料金の回収をより確かなものにするという意味で本事業に対しても好影響を与えており、実際に本事業の実施機関も順調に電力料金を回収している。しかしながら、改革はまだ道半ばであり、事業の持続性を確固たるものにするためには、今後も継続してセクター改革の行方を見守る必要がある。

上記を総合すると、まず本事業で建設された発電所は期待された機能を十分発揮しており、現時点で物理的な問題はほとんどない。また、これらの施設を維持管理する組織・人員・予算も整っており、実施機関自体も財務的に健全な状態にある。加えて、電力購入先のHVPNLの財務内容も改善してきており好材料といえる。したがって、全体的に本事業の自立発展性は高いものと判断される。

## 3. フィードバック事項

### 3.1 教訓

#### 類似案件では、機関間の調整組織（PCC）設置が有効である

本事業で機関間の調整を目的に設置されたPCCは、事業の進捗監理に大きな効果を発揮したと関係者は述べている。そもそも本事業のように、複数の事業実施機関がある場合には機関間の連携は不可欠であり、PCCのような調整機関の設置はある程度当然といえる。しかしながら、とりわけ本事業においては、事業の成立に重大な影響を及ぼす外部条件として別個の事業があったため、電力省の担当者を含む調整機関の設置は結果として非常に有益であった。今後も1つの事業に複数の実施機関が含まれるような事業で、かつ他の政府系事業との調整も必要な場合には、こうした上位組織の担当者を含む調整機関の設置を積極的に提案すべきと思われる。

<sup>22</sup> 料金構造の歪み、施設稼働率の低迷、送配電ロスの高さ、未収金の多さなどが指摘されており、その結果として各州電力庁（SEB）の財政赤字を引き起こしていた。このようなSEBの財政赤字問題への対応と電力供給不足状況の改善を目的に、1996年12月には「全国電力共通行動プラン」（CMNAPP）が採択されている。

<sup>23</sup> 事業の効率化を目的に、発電と送配電の機能を別々の事業者に担わせること。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
1) 事業範囲		
発電所	1) ガスタービン発電機 140MW 級×2 基 2) スターター発電機 130MW 級×1 基 3) 排熱回収ボイラー 2 基 4) 監視制御装置、水処理施設等	1) ガスタービン発電機 150MW × 2 基 2) 計画どおり 3) 計画どおり 4) 計画どおり
送変電設備	5) スイッチヤード及び関連施設  1) ダトリ〜ハラガ間の 400kV 送電線引込工事 2) ハラガ〜ジャップ間の 400kV 送電線引込工事 3) 変電所新設および増設	5) 400kV から 220kV に変更  1) ファリダバード〜マイン間の 220kV 送電線新設工事 2) ファリダバード〜ハラ間の 220kV 送電線新設工事 3) 220kV ベイのみ新設
2) 工期		
発電プラント	1994 年 12 月 ~ 1997 年 12 月	1998 年 1 月 ~ 2000 年 7 月
送電線	1995 年 8 月 ~ 1996 年 9 月	1998 年 8 月 ~ 1999 年 12 月
変電所	1994 年 8 月 ~ 1996 年 9 月	1998 年 8 月 ~ 1999 年 12 月
3) 事業費 <sup>*24</sup>		
外貨	37,742 百万円	9,021 百万円
内貨	27,840 百万円	19,228 百万円
合計	65,582 百万円	28,249 百万円
うち円借款分	23,536 百万円	19,937 百万円
換算レート	1 比 = 3.70 円 (1994 年 1 月時点)	比 = 2.73 円 (2002 年 3 月時点)

<sup>24</sup> 事業費は計画段階での総額で、1993～1998年の資金計画に基づくもの。円借款は総額のうち1993～1996年までに必要となる額が対象となっている。

## **Third Party Evaluator's Opinion on Faridabad Gas Based Power Station and Associated Transmission**

S.K.N. Nair  
Advisor

National Council of Applied Economic Research, New Delhi, India

### **Relevance**

Relevance of the project was beyond question at appraisal and it remains so today. Persisting capacity shortages in India's electricity sector are identified as a major obstacle to the country achieving higher rates of economic growth. A relatively well-implemented project like this one is thus a signal contribution to the sector as well as the national and state economies. The capacity utilisation factors achieved by this station attest to the fact that the project objectives are being met. The period over which this project was implemented also saw major reforms in India's power sector and specifically in the beneficiary state (Haryana). 'Unbundling' of vertically integrated state-owned power utilities and setting up of largely autonomous regulatory agencies with the chief responsibility for regulating tariffs are the main features of these reforms. Owing to the efficiency levels attained by the Faridabad plant, this power station has succeeded in meeting the changed beneficiary needs. A forthcoming important sector reform concerns the phased introduction of competition. Given the very satisfactory performance record of this plant, it is favourably placed to adjust to the forthcoming competitive environment as well.

The fuel option of the plant and its design ('CCGT' suited to meet peak hour requirements) are particularly relevant to the plant location in the so-designated 'National Capital Region' that is among the country's most important centres of industry, commerce and emerging 'new economy'.

### **Impact**

That the project has met its overall goal is evident from the fore-going comments. Several favourable factors have contributed to this result. Firstly, the project was executed by an efficient implementing agency – the NTPC – which had actual experience in constructing and operating several gas-based projects earlier. Secondly, project implementation coincided with the review of rigid norms relating to allocation of output of power stations owned by Central Public Sector Undertakings between the states constituting the 'region'. This new flexibility enabled NTPC to negotiate with Haryana state for purchase of all the capacity and output of the plant and led to satisfactory commercial arrangements. Robust economic growth in the northern region of the country is yet another favourable circumstance.

Electricity sector is not identified as having direct impact on poverty reduction. However, availability of electricity facilitates industrial and other economic activity that bring about steady alleviation of poverty. This plant has certainly made a contribution in this respect, as evidenced by the quantifiable reductions it has brought about in electricity shortages in the northern region.

All thermal power generation involves emissions into the environment but these are relatively less in the case of plants using a clean fuel like natural gas. It is seen that in actual operation also, this plant has conformed to the emission norms stipulated by the concerned authorities. As regards project design and scope, limitations imposed by available natural reserves of gas would have influenced the plant scale and design. It is notable that owing to efficient operations, the price per unit of electricity generated by this plant has been coming down. This is added proof of the effectiveness of the plant in achieving the project purpose.