

## ウジャニ水力発電所建設事業

評価報告： 2001年10月

現地調査： 2001年8月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



ウジャニ水力発電所

#### 1.1 背景

1986年の審査時において、インド西部に位置するマハラシュトラ州は、面積308,000km<sup>2</sup>、人口6,300万人を擁するインド第3の州であった。同州はムンバイなどの有数な産業都市を抱え商工業の発展した州として知られていた。しかし、総労働人口の62%は農業従事者であり、州政府は第1次5カ年計画（1951～56年）より一貫して大規模灌漑事業を実施し、農地の開拓に努めてきた。

州政府は、商工業地帯への適切な電力供給と同時に農村電化や灌漑用ポンプの電化を促進するなど、地域の電力不足が解消できるよう努めてきた。しかし、1984年時点における電力需給格差は-656MWに達し、頻繁な計画停電<sup>1</sup>を余儀なくされている状態にあった。

審査時において州政府が保有する発電設備の総発電容量は6,229 MWであり、そのうち79%を火力発電が占めていた。また、第7次5カ年計画（1985～90年）において建設が計画されていた発電設備（1,750MW）のうち、水力発電所はわずか15%であった。これは、大規模発電所に供給する水資源が既に開発され尽くしていたためである。したがって、州政府は大規模火力発電所建設に加え、既設灌漑用ダムを利用した小規模水力発電所の開発に重点を置いていた。

#### 1.2 目的

マハラシュトラ州の増大する電力需要、とりわけ灌漑用ポンプ電化に対するピーク時需要に対処するため、12MWの揚水水力発電所を建設するもの。

#### 1.3 事業範囲

- (1) 貯水ポンプ及びタービン発電機（12MW×1機）
- (2) 発電所本体、導水管（ペンストック）、放水路

<sup>1</sup> 電力負荷を一定の水準以下に維持するため、施設内のあらかじめ選定された消費者電力供給線を一時的に停止するもの。

### (3) 揚水式発電用下部ダム

事業費の外貨分全額が円借款の対象である。

## 1.4 借入人/実施機関

インド国大統領/ マハラシュトラ州政府灌漑局 (Maharashtra State Irrigation Department)

## 1.5 借款契約概要

円借款承諾額	1,500 百万円
円借款実行額	1,312 百万円
交換公文締結	1985 年 9 月
借款契約調印	1985 年 11 月
借款契約条件	金利 3.25%、返済期間 30 年 (据置期間 10 年) 部分アンタイド
貸付完了	1995 年 5 月

## 2. 評価結果

### 2.1 計画の妥当性

審査時において、マハラシュトラ州では電力不足が深刻化しており、ピーク時には計画停電を行なわなければならない状況であった。しかしながら、大規模水力発電所に供給する水資源は開発され尽くしていたため、州政府は増大する電力需要に対処すべく、大規模火力発電所及び既設灌漑用ダムを利用した小規模水力発電所の建設に重点を置いていた。こうした政策のもと、本事業は第 7 次 5 ヵ年計画において高い優先順位が置かれていた。したがって、本事業目的は当時のマハラシュトラ州開発政策に沿ったものであり、妥当であったと考えられる。

現在の発電設備構成及び負荷曲線を考慮すると、既存発電施設はベースロード<sup>2</sup>に偏っていることが判る。また、マハラシュトラ州が計画を進めている電源開発計画にて計画されている IPP<sup>3</sup>を始めとする各発電所は、ミドル及びピークロード<sup>4</sup>の電力需要に対処するには不相当であると思われる。一方、マハラシュトラ州電力庁 (MSEB) が行った需要予測によると、主に産業需要家により構成されているベースロード需要が伸び悩むのに対し、家庭・農業需要家から構成されるピークロード需要が増加するとの見通しを立てている。このような発電施設の不均衡な構成に鑑みた場合、ウジャニ水力発電所を含むピークロード型施設の役割は、今後ますます重要となってくるであろう。以上の背景から、本事業は現在においてもマハラシュトラ州電力開発計画に有効であり、その妥当性は維持されていると判断できる。

<sup>2</sup> 年間・季節間における必要最小電力生産量。

<sup>3</sup> IPP (独立系電力企業): 公共団体及び電力消費者に対する電力販売を目的に発電施設を所有する民間企業体。

<sup>4</sup> 一定期間における最大電力需要に対応する電力負荷。

## 2.2 実施の効率性

### 2.2.1 事業範囲

本事業の範囲として当初予定されていた全体計画及び施設設計は、事業実施に伴いかなりの変更がなされた。

当初計画では、発電所は11 kVの送電線により1ヶ所の変電所とだけ結ばれる予定であった。しかし、建設時に更なる需要増加が予測されていたことから、電力供給をより安定させる目的もあり、発電所の変圧器に回線接続ベイがもう1セット追加建設されることになった。その結果、変圧器の規模と場所に若干の変更がなされた。

なお、発電所の稼働開始以来、2つの接続ベイのうち1つのみが利用されている。しかし、ジェウール地域における需要の増加に対応するため、本発電所とジェウール変電所を接続する送電線が、MSEBの予算<sup>5</sup>（本事業外の予算）で2001年10月に完成をめざし建設されている。したがって、接続ベイの追加は必要なものであったと考えられる。

その他、本事業対象地を掘削中、地質が審査時の想定より軟質であることが判明したため、設計・工事活動の見直しがなされた。見直しに際して、放水路の延長、発電所の形状、下部ダムが形状が変更され、鉄筋の追加及びセメントコンクリート加工により建造物が強化された。しかしながら、主に1997年の洪水により、下部ダム堤防及び放水路が完成後に崩壊した<sup>6</sup>。

### 2.2.2 工期

本事業は、当初の完成予定である1989年10月から75ヶ月遅れとなる1996年1月に完成した。この遅延は以下の要因によるものである：

#### a) 設計の変更

前述したように、本事業実施中に設計変更及び追加土木工事が必要となった。これらの変更が遅延の原因の一つとなった。

#### b) 事業対象地における洪水

建設時、洪水およびそれに伴うウジャニダムからの継続的放水により工事が頻繁に中断された。発電所の本体は、1994年4月半ばに完成した。その時点で、放水路の下部が既に完成していたため、発電所は翌月から稼働を開始している。放水路の上部に関しては、雨季が終了した後に再開される予定であったが、1994年の雨季（4月～11月）における発電所の稼働中、洪水に伴うダムからの激しい放水の水圧により未完成であった放水路上部に損傷が生じた。その結果、放水路内・外に大量の土砂が堆積した。放水路内の土砂の除去及び清掃作業により、工期は更に遅延する結果となった。

#### c) 建設業者の低パフォーマンス

建設業者の工事進行が遅かったため、工事は計画どおりに完成されなかった。最初に契約した業者は解任されたが、その解任について当該業者が訴訟を提起した結果、再入札及び新たな建設業者の確保に係る裁判所の許可を得るのに大幅な時間が費やされてしまった。

<sup>5</sup> 本事業施設は2.5.1で述べるように、1997年に灌漑局からMSEBに移管されている。

<sup>6</sup> 詳細については本報告書の2.2.2及び2.3.1にて述べる。

### 2.2.3 事業費

審査時における事業費の見積りは3,370百万円で、その内訳は円借款分が1,500百万円、インド側の自己資金分が93.5百万ルピーであった。これに対して事業費の実績は4,499百万円(円借款分1,312百万円、自己資金分468.4百万ルピー)となった。1,129百万円(審査時見積り額の133.5%)の大幅な超過(コストオーバーラン)は、内貨分が審査時の見積りよりも374百万ルピー(審査時見積り額の500.1%)も超過したことが原因であった。この内貨分の大幅な超過は主に、軟質な地質状態に対処するための土木工事及び必要関連機材<sup>\*7</sup>が増加したこと、工期が遅延したことに伴い国内物価高騰の影響を受けたこと等が挙げられる。

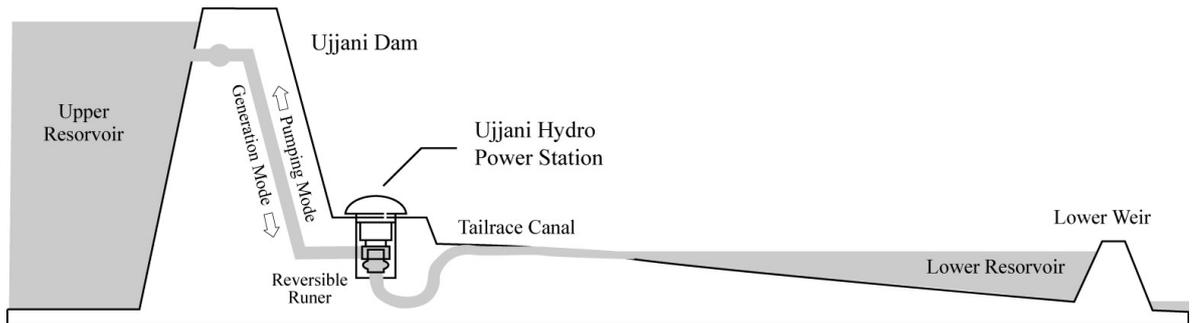


図-1: ウジャニ水力発電所の側面図

## 2.3 効果(目的達成度)

### 2.3.1 年間発電量

本事業で建設されたウジャニ水力発電所は、1981年に灌漑を目的として建設されたウジャニダム直下流に位置し、同ダムから放水される水を利用して運用されている。発電所には特徴的なリバーシブル発電機が設備されている。ダムの水量が豊富な時には、通常と同じように放水を利用して12 MWの電力を発電する。一方、ダムの利用可能水量が少ない場合、発電所はピーク時間外に下部ダムからウジャニダムに水を汲み上げておき、ピーク時に再び導水管(ペンストック)を通じてタービンに放水し発電を行うことができる。

審査時において、発電のために使用することができる水量は、灌漑事業の進行と平行して年々減少し、2001～2002年以降にはゼロになると予測されていた(図-2参照)。したがって、発電所は完成後最初の10年間は一般的なベース・ミドルロード施設として稼動し、その後は揚水機能を利用したピークロード施設として稼動する計画であった。

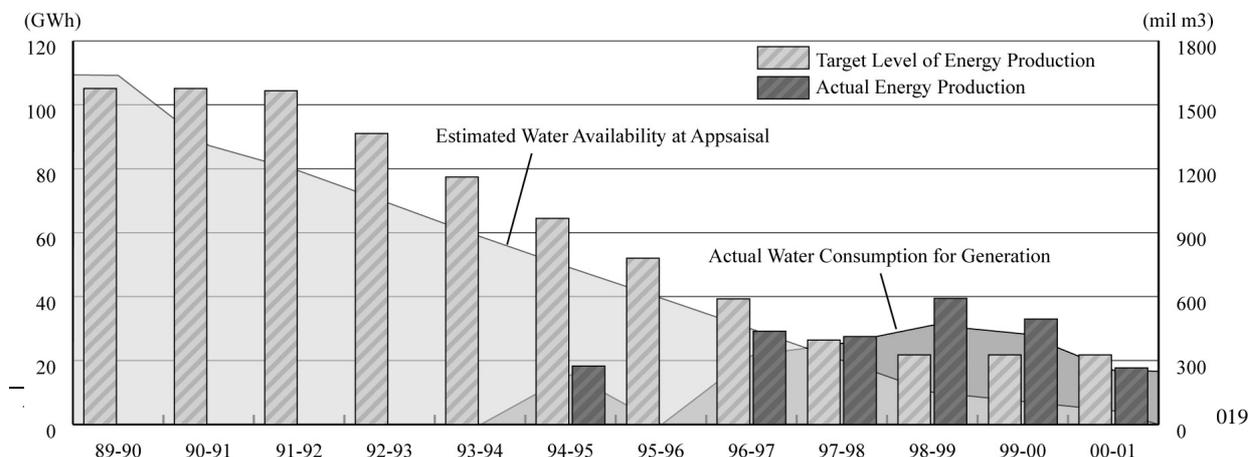


図-2: 計画と実績の比較

出典: MSEB

しかしながら、発電所の稼働開始時期が計画より 57 ヶ月遅れたため、利用可能な水量は運用当初から限られていた。更に悪いことには、前述にあるように、放水路の深刻な損傷及びそれに伴う漂積物の堆積により、発電機は 1994 年 11 月から 1996 年 3 月まで稼働することができなかった。その結果、図-2 に示したように、1996～97 年以前における発電量の実績は、計画よりも大幅に低い値となった。

また、1997 年の洪水により崩壊した下部ダム堤防の復旧工事が終了した 2000 年 7 月までの期間、発電所はポンプによる揚水が不可能となり、放流による一般発電方式のみによって運転されていた。このような事態にもかかわらず、1997/98 年度から 1999/2000 年度の実績は計画値を上回った。これは、灌漑開発の進行具合が遅れていたため、発電に利用可能な水量がある程度確保されていたためである。一方、2000/2001 年度における発電量は前年を下回り、計画値よりも低い値となっている。この低い発電量は、灌漑開発の遅れによるものではなく、前年の干ばつが原因で生じたものであった。

表-1: ダム水量、年間雨量、揚水ポンプ方式稼働時間

	1994-95	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01
6月1日* <sup>8</sup> における ウジャニダムの水位 (m)	492.932	490.957	488.772	491.887	491.702	492.183	489.72
年間降雨量 (mm)	504.20	439.40	736.65	527.30	1137.00	372.50	647.80
揚水方式での稼働時間 (hrs.)	8.0	0.0	523.9	0.0	0.0	0.0	497.9

出典：MSEB

### 2.3.2 財務的内部収益率(FIRR)の再計算

審査時において、本事業の財務的内部収益率(FIRR)は13.3%と算出されていた。FIRRの再計算を審査時に採用された方法に従い、事業費の変動、発電量の実績、実際の電気料金、運用・維持管理費及びその他の関連変数を考慮して行った。再計算で使用した費用及び便益は全て1994年時点の価格に調整し、内貨(ルピー)にて表示した。事業費の超過、後期の遅れ、それに伴う利用可能水量の低下などにより、再計算したFIRRはマイナスとなった<sup>\*9</sup>。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 社会に対する正のインパクト

#### a) 期待されていたインパクトの実現

審査時において、本事業は農村電化に対する貢献及びベース・ピークロード運転での、地域灌漑用電化ポンプへの電力供給に対する貢献が期待されていた。しかしながら、工事完了の遅れにより、発電所は稼働開始以来、主に夜間の電力使用ピーク時を対象に稼働している。その結果、発電所は灌漑というよりも家庭用の電力供給に貢献している。一方、マハラシュトラ州における農村電化は、本事業完成5年前の1989年に完了している。これらより、本事業は農

<sup>8</sup> 対象地域における雨季(モンスーン)の始まりは7月1日である。

<sup>9</sup> 審査時において、本事業の便益は発電量の増加分及び消費者に対する単位電気料金を基に算出された。その際、本事業で発生した利益の増加分全てが事業便益として考慮されていた。しかし、利益の増加分は本事業によりもたらされたもののみならず、別途建設された送電・配電システムから生じたものも含まれる。実際、ジェワール及びインダプール変電所に新設された2区間の送電線及び2ヶ所の送電ベイは別途事業にて実施されたものである。その他、既設送配電施設も利益増加に寄与している。再計算時には、このような本事業以外で発生した便益を差し引いて計算した結果、FIRRがマイナスとなった。

村電化そのものよりも、その安定化に貢献していると思われる<sup>\*10</sup>。

## b) インダプール地域における生活水準の向上

審査時において、マハラシュトラ州は発電施設不足のため、ピーク時の計画停電の問題を抱えていた。しかし、過去6年間(1996年~2001年)を見た場合、MSEBは計画停電を一度も実施していない。同州の総施設容量9,097 MWに比べれば、本事業で建設された12 MWの発電施設の貢献は微々たるものであるが、ピーク時にはMSEBの132 kV送電網に電力を供給することにより、インダプール地域の夜間ピーク時需要対応に貢献している。

また、本事業の一部として変圧器に取り付けられたシンクロナイズド・コンデンサーは、グリッド送電システムの安定化及び電力率の改善を通じ送電ロスの減少に貢献している。同コンデンサーは送電網が不安定になった時、給電センター<sup>\*11</sup>の指示により稼働している。特に1997/98年度から1998/99年度にかけては、不安定となったグリッド送電システムの安定化に貢献している。

結果として、本事業は電力供給の安定化という観点から、インダプール地域に住む人々の生活の質的向上に貢献している。

表-2: シンクロナイズド・コンデンサーの稼働時間(単位: 時間)

1994-95	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01
228.75	0.00	223.16	802.23	831.24	448.40	212.27

出典: MSEB

## 2.4.2 土地収用・移転

本事業対象地はウジャニダム建設時に取得済みであり、本事業実施に伴う土地収用・住民の移転は行われていない。

## 2.4.3 環境に対するインパクト

発電所は環境モニタリング・システムを確立していないため、本事業の環境に対するインパクトを定量的に評価することはできない。しかしながらMSEBによると、環境に対する負のインパクトは現在まで特段報告されていないとのことである。

## 2.5 持続性・自立発展性

### 2.5.1 運営・維持管理担当機関の変更

発電所はウジャニダムの所有者である州政府灌漑局により建設され、完成当初は同灌漑局が運営・維持管理(O&M)を担当していた。その後、1997年10月に発電所は計画どおりMSEBに引き渡された。それ以降、MSEBがO&Mを担当しており、灌漑局に施設のレンタル料金を支払う代わりに発電所で発電された電力を買電することにより直接、利益を得ている。

MSEBはマハラシュトラ州における電力の発電、送電、配電を統括している<sup>\*12</sup>。MSEBは2000年3月31日時点で111,724名の職員、38ヶ所の発電所(稼働中)を抱えており、その総施設容量

<sup>10</sup> MSEBの職員によると、本事業は農村における受電先を独立送電システムからグリッド送電システムに変更したことに貢献している。

<sup>11</sup> MSEBの負荷管理センターはムンバイに位置し、マハラシュトラ州にある全ての発電所・変電所を統括している。同センターは電力消費者の需要を満たすため発電量及び送電量を調整している。

<sup>12</sup> 他の大多数の州と異なり、MSEBはマハラシュトラ州の送電・配電の全てを統括しているわけではなく、ムンバイ市及びアーメドナガル地区の一部は送電許可を与えられた業者により管轄されている。

は 9,097MW であった。

## 2.5.2 MSEB のパフォーマンス及び財務状況

各州の州電力公社<sup>\*13</sup> (SEB) に共通して見られる問題として、発電コストを下回る電力料金水準、高い送配電ロス、発電施設の低い稼働率、不十分な経営体制が挙げられる。そのため、各 SEB は州政府から補助金を受けているにもかかわらず、財政難に苦しんでいる。

表 3 は MSEB の運営にかかる指標を全国平均と比較したものである。同表からは、1999 年～2000 年の送配電ロスを除くと、MSEB のパフォーマンスが全国平均よりも常に良好であることを示している。これらの数値などから、MSEB の実施能力は以下の通り概観できる。

表-3: MSEB のパフォーマンスと全国平均の比較

	MSEB			全国平均
	1995-96	1997-98	1999-00	
平均電力料金 (Paisa/ kWh)	170.96	210.56	253.10	185.48 (1998-99)
プラント稼働率 (PLF) <sup>*14</sup> (%)	64.89	68.17	71.77	64.60 (1998-99)
発電所利用可能率 <sup>*15</sup> (%)	84.4	85.0	84.59	80.30 (1999-00)
送配電ロス (%)	17.70	17.20	38.89	23.20 (1998-99)
従業員一人あたり売電電力量 (GWh)	2.60	2.42	2.26	3.10 (1998-99)
収入に占める補助金の割合 (%)	8.86	3.31	19.61	30.56 (1999-00)

出典：NTPC

### a) MSEB 施設のパフォーマンス

MSEB は、1995 年以降、総容量 1,372MW の発電設備を追加投入している。表-3 に示したように、1995/96 年度～1999/2000 年度の過去 5 年間における MSEB 所有発電所のパフォーマンスは着実に改善されている。プラント稼働率は 1995/96 年度の 64.9% から 1999/2000 年度には 71.8% へと増加し、発電所利用可能率は全国平均の 80.3% に対して 85.0% と高い水準を維持している。また、他州では現在においても未だ電力供給されていない農村が数多く存在するなか、マハラシュトラ州は州内の町村に対する 100% の電化を 1989 年に達成した全国でも数少ない州の一つである。以上のことから、他の SEB に比べ MSEB の運営能力は高いと考えられる。

しかしながら、送配電ロスに焦点を当てると、MSEB の最近の数値は全国平均値よりも高く、その送配電ロスは 1997/98 年の 17.2% から 1999/2000 年には 38.9% と急激に増加している。この送配電ロスの急激な増加<sup>\*16</sup>は、マハラシュトラ州電力規制委員会<sup>\*17</sup> (MERC) が測定・推測を行ったことが原因(同委員会の算出方法は、従来の MSEB が行っていた方法よりも厳密な方法)である。つまり、送配電ロスが急増したのではなく、厳密な査定の結果数値が上昇したと考えるべきである。しかしながら、このような高い送配電ロスの改善は言うまでもなく必要である。

現在、マハラシュトラ州政府は MSEB に対し、MERC と協力して網羅的なエネルギーの監査・会計を実施し、料金回収率を高め、送配電ロスを 18% まで引き下げを要求している。

<sup>13</sup> 州電力公社 (SEB) は 1948 年の電力供給法の下に設立され、各対象地域への電力供給を委託されている。オリッサ州、アンドラ・プラデシュ州、ハルヤナ州では最近、構造改革に伴い SEB が解体されている。同 3 州の発電、送電、配電は独立して経営されており、民営化されたものもある。現在、インドには MSEB を含む 15 ヶ所の SEB が存在している。

<sup>14</sup> 発電負荷率：1 年間に発電された電力量に対する年間を通して最高出力で発電した場合可能な電力量の割合。

<sup>15</sup> 発電所利用可能率：年間の時間に対する発電所の利用可能時間の割合。

<sup>16</sup> このような送配電ロスの急激な増加は、電力セクターの構造改革を実施し、厳密な測定を実施したハルヤナ州、オリッサ州、アンドラ・プラデシュ州などにも見られる。

<sup>17</sup> 同委員会は 1998 年の中央電力規制委員会法の下、1999 年 8 月に設立された。

これらの目標を達成するため以下の対策が実施に移されている。 2001年12月31日までに全ての11kV配電線に測定メーターを設置、 2003年3月までの地区支局レベルにおける料金徴収システムのコンピューター化、 効果的な配電管理情報システムの開発。

#### b) 料金設定水準の妥当性及び料金回収率

他州の多くがそうであるように、マハラシュトラ州政府は内部相互補助政策を推し進めており、農業・一般需要家は、商工業の需要家から内部補助を受けている。小規模農家や貧困ライン以下の生活をしている人々が補助を受けるのはやむを得ないが、その他多くの不適格な需要家まで補助金を受けている。

同州は多くの商工業の需要家を抱えているため、単位当たりの平均電気料金は全国平均よりも高くなっている。しかし、料金レベルは平均電力供給コストに比べ低く、1999/2000年度における料金回収率も全国平均よりも低い値であったことが分かる。これに伴い、kWh当たり平均料金収入と電力供給コストの差は近年広がっており、1999～2000年には19.3%に達している。

表-4: MSEB の電力供給コスト及び平均電気料金

	国内平均	MSEB				
		1999-00	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99
平均電力料金 (ルピー/kWh)	1.99	1.71	2.01	2.11	2.18	2.53
平均料金収入 (ルピー/kWh)	1.39	1.44	1.69	1.74	1.74	1.71
平均電力供給コスト (ルピー/kWh)	2.84	1.53	1.76	1.85	1.89	2.12
料金徴収率 <sup>*18</sup>	69.9%	84.21%	84.08%	82.46%	79.82%	67.59%
料金収入と供給コストのギャップ <sup>*19</sup>	51.6%	5.88%	3.98%	5.95%	7.94%	19.34%

出典：MSEB 及び中央電力庁

#### c) MSEB の財務状況

上記に述べたように、低い料金回収率及び高い送配電ロスが MSEB の財務状況を圧迫している。また、MSEB は独立系発電事業者 (IPP) 所有の発電所から電力を購入しているが、その高額な料金設定に苦しんでいる。1995/96年度に20,500百万ルピーであったIPPからの買電料金総額は、1998/99年度には28,340百万ルピーへと徐々に増加していたが、1999/2000年度になると43,770百万ルピーへと一気に増加している。これは、1998/1999年度におけるkWh当りの平均買電料金が2.53ルピーであったのに対し、1999年5月から2000年12月の買電単価は4.67ルピーへと急増したことが主な原因である。こうした値上げは、米ドルに対するインド・ルピーの下落、ナフサの価格の急騰など様々な原因により生じたものである。

売電料金の値下げをめぐるMSEBとIPPの交渉が決裂したことにより、MSEBがIPPに対する支払いを拒否する事態へともつれ込んでいる。この売電料金をめぐる論争は更に悪化し、双方は事案を最高裁判所に持ち込むに至った。しかしながら、本件和解の見通しは現在においても立っていない。

MSEBは4.5%の利益率<sup>\*20</sup>を確保できるように州政府から補助金を受けているので、その財務的な健全性は担保されている。しかし、州政府からの急激な補助金の増加を考えると、本事業の持続性・自立発展性に関し若干の懸念が残る。

<sup>18</sup> 料金回収率：料金徴収額 / 料金請求額

<sup>19</sup> kWh当りの電力供給コストと料金回収率の差：(平均電力供給コスト - 補助金を除く料金回収額) / 平均電力供給コスト

<sup>20</sup> 1948年の電力供給法によると、電力庁は自己資本に対して最低3%の剰余金を確保しなければならない。同時に、同庁は資金調達先である世銀やインド電力融資法人と合意した契約に従い、4.5%の利益率を上げなければならない。

### 2.5.3 運用・維持管理能力

現在、MSEBのうち82名の職員が本発電所及び付属の11kV変電所のO&Mを担当している。発電所本体の運営・維持管理は、16名の運転要員と11名のメンテナンス要員が3交替制で実施している。

一方、ウジャニダム、放水路、下部ダム堤防の維持管理は灌漑局が担当している。放水路及び下部ダム堤防は、1995年と1997年の洪水により大きな損傷を受けたものの、修復時に更なる被害を防止するため構造の補強が実施されている。また、施設の良い状態を保つため、日常の巡回や毎月の検査が行われている。

一方、発電施設のメンテナンス及び検査は、各業者から配布されたメンテナンス・マニュアルに則り体系的に実施されており、ほぼ日程どおりに実行されている。また、メンテナンス活動の中で最も費用のかかる年毎のオーバーホールは、雨季が始まる前の1月間にわたり実施されており、これまでのところ、本事業施設に特段の問題は見られない。

現時点において、施設の構造上・機械上の問題はMSEB及び灌漑局により解決されている。また、上記の改修により、放水路などの構造物の耐久性があがっている。過去に問題点はあったものの、結果として発電所の運用・維持管理能力は十分であると考えられる。

### 2.5.4 利用可能水量の見通し

審査時において、発電に用いることができる水の量は、周辺地域の灌漑開発に伴い減少し、2001年には無くなると予測されていた。しかし、実際には灌漑計画が縮小されたため、ある程度の水量を将来的にも確保できる見通しとなっている。

## 3. 教訓

### 3.1 地質調査の重要性

仮に本事業が計画通り完成していたら、発電所は初期の稼働期間において十分な水を利用できたため、ベースロード施設としての運用も可能であったと考えられる。実際には、発電所の稼働が計画より5年遅れて開始されたため、利用できる水の量は既に限られたものであった。この遅延により、本事業の内部収益率など財務的な事情が大幅に悪化する結果となった。この遅延の要因として、当初予期できなかった地質条件が間接的に関わっている。

水力発電事業の場合、事業費、工期、事業範囲に影響を与えるキー・ファクターの一つとして地質条件が挙げられる。このような地質条件の重要性に鑑み、実施機関は事業開始前の段階において詳細な地質調査を実施すべきであった。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
<b>I. 事業範囲</b> 1. 発電機据付 2. その他の設備 - クレーン - 11KV 電力ケーブル  - 補助機器及び緊急用変圧器 - D.C.機器 - 132KV 変圧器 - 排水・水分離システム  - パワーハウスリフト 3. 土木工事 - パワーハウス - 放水路 - 下部ダム	12MW×1機  60/10M.T.・E.O.T.クレーン 11KV×XLPE ケーブル (1) 1×630mm <sup>2</sup> = 250M (1) 3×70mm <sup>2</sup> = 100M 250KVA 220V, 300A.H. 132KV (大きさ: 35×15m) 30H.P.V.T.ポンプ (2ヶ所)  長方形 (25.5×19.18×31.5m) 総延長: 572m、底幅: 6m 延長: 440m 高さ: 13.42m (ストップ・ログ門付)	同 左  65/15M.T.・ゴリアテ・クレーン 11KV×XLPE ケーブル (1) 1×400mm <sup>2</sup> = 2000M (1) 3×70mm <sup>2</sup> = 160M 315KVA 220V, 350A.H. 132KV (大きさ: 56×26m) 30H.P.V.T.ポンプ及び20HP 水中ポンプ (各2ヶ所) 6人乗り (408kg)  円形 (直径: 26.8m 高さ: 34.5m) 総延長: 225m、底幅: 7m 延長: 620m 高さ: 8.62m (サービス門付)
<b>II. 工期</b> 1. 発電機 - 入札・契約 - 製造・輸送 - 据付 - 稼動開始 2. その他の設備 - 入札・契約 - 製造・輸送 - 据付 3. 土木工事 - 発電所 - 下部ダム - 放水路	1985年11月 -1986年8月 1986年9月 -1988年8月 1987年9月 -1989年7月 1989年8月 -1989年10月  1986年5月 -1987年8月 1987年9月 -1988年11月 1989年12月 -1989年5月  1986年2月 -1988年1月 1986年9月 -1989年7月 1985年12月 -1989年7月	1985年10月 -1986年11月 1986年12月 -1988年8月 1988年6月 -1993年12月 1994年3月 -1994年5月  1986年6月 -1994年12月 1987年1月 -1995年13 1988年1月 -1996年1月  1985年12月 -1992年2月 1986年5月 -1994年2月 1985年12月 -1995年12月
<b>III. 事業費</b> 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	1,500 百万円 93.5 百万円ルピー 3,370.4 百万円 1,500 百万円 1 ルピー=20 円 (1985年6月)	1,312.3 百万円 468.4 百万円 4,498.9 百万円 1,312.3 百万円 1 ルピー=6.80 円 (1991年)