

インド

## スリサイラム左岸揚水発電所建設事業（1）～（3）

評価者：藺田 元

評価技術移転専門家：Mr. K Ramanathan, Mr. Shahid Hasan

合同評価参加機関：アンドラ・プラデッシュ発電公社<sup>1</sup>

現地調査：2005年11月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



地下発電タービン施設

#### 1.1 背景

アンドラ・プラデッシュ州（AP州）は人口約5,400万人（1981年）、州GDPにおいてインド第4位（1983年）、南部諸州の中心であった。主な産業は農業であり、州政府は公共投資の3分の1以上を投資してきたが、州の第6、7次5カ年計画（1980–84年、1985–89年）では工業開発が新たな優先セクターとされ、州政府は工業化を急いでいた。

AP州は豊富な水力資源と石炭埋蔵量に恵まれ、バランスの取れた水力・火力発電を開発できる、インドでも数少ない州の一つであったが、電力供給は需要に追いつかず、1985年に26%の電力不足があった。ピーク時需給はほぼ均衡していたが、将来は大幅に足りなくなると予想されていた。

本事業の立地するクリシュナ河スリサイラムには、有効容量69億 $m^3$ のスリサイラム貯水池（1984年完成）と、これを利用した770MWの水力発電所（1987年完成）があったが、河川流量は既設発電所の使用水量を上回り、発電に利用できる流量が未利用のまま放水されていた。上流の水開発が進む2000年以降は通常の発電が難しくなる見込みであったが、下流には有効貯水容量55億 $m^3$ のナガルジュナサガール貯水池があ

<sup>1</sup> 本事業はアンドラ・プラデッシュ州発電公社との合同評価を行った。また、インド電力セクターにおける評価能力向上を目的とし、Mr. K Ramanathan, Mr. Shahid Hasan (The Energy Research Institute) が専門家として参画している。

り、これをそのまま下池に利用した揚水発電が可能と考えられた。

本事業は、揚水発電による効率的な発電を通じて、増加する AP 州の電力需要に対応することを目的として計画され、1988 年 2 月から 2003 年 9 月まで 3 次にわたって円借款が供与された。

## 1.2 目的

アンドラ・プラデシュ（AP）州に、スリサイラム貯水池を上池、ナガルジュナサガール貯水池を下池とする揚水発電所を建設し、スリサイラム貯水池の河川流量を有効利用した貯水池式発電および余剰電力を利用した揚水発電を行うことにより、増加する AP 州の電力需要（特にピーク時の電力需要）に対応し、もって同州の産業振興と電化による住民生活改善に資する。

## 1.3 借入人／実施機関

インド国大統領／アンドラ・プラデシュ州電力庁<sup>2</sup>

## 1.4 借款契約概要

	第 1 次
円借款承諾額／実行額	26,101 百万円／26,089 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1987 年 9 月／1988 年 2 月
借款契約条件	金利 2.75%、返済 30 年（うち据置 10 年） LDC アンタイド
貸付完了	1999 年 1 月
本体契約	住友商事、PATEL ENGINEERING INC.（インド）、 P.E.S. ENGINEERS PVT.（インド）、三井物産、丸 紅、三菱商事等
コンサルタント契約	CEA（インド）、CWC（インド）、電源開発等
事業化調査（フィジビリティ・スタディ：F/S）等	アンドラ・プラデッシュ州電力庁（1985 年 4 月）

	第 2 次
円借款承諾額／実行額	22,567 百万円／22,471 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1994 年 12 月／1995 年 2 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 4 月
本体契約	第 1 次と同じ
コンサルタント契約	第 1 次と同じ

<sup>2</sup> 1999 年に実施された州電力庁の機構分離（アンバンドリング）により、現在の実施機関はアンドラ・プラデッシュ州発電公社（Andhra Pradesh Power Generation Corporation: APGENCO）となっている。

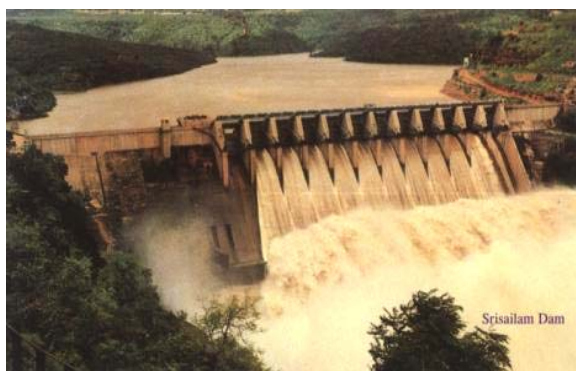
	第3次
円借款承諾額／実行額	14,499 百万円／14,184 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 10 月／1997 年 12 月
借款契約条件	金利 2.3%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド
貸付完了	2003 年 2 月
本体契約	第 1 次と同じ
コンサルタント契約	第 1 次と同じ

## 2. 評価結果

### 2.1 妥当性

#### 2.1.1 審査時点における計画の妥当性

電力部門はインドの 5 カ年計画において経済開発の主要手段の一つであり、一貫してプライオリティーが高い。第 7 次 5 カ年計画（1985－90 年）では国内経済の健全な発展のために極めて重要なセクターとして電力部門への公共投資が重視されていた。



スリサイラム貯水池からの放流

AP 州では 1985 年に 26% の電力不足であり、ピーク時需給は均衡しているもの

の、ピーク時供給不足が 94 年には 15% に達すると予想され、ピーク供給能力の増大が最重要課題であった。かかる状況下、これまで重視されてきた農業セクターに変わり、州の第 6、7 次 5 カ年計画（1980－85 年、1985－90 年）では産業開発が新たな優先セクターとされ、その環境整備のため電力サービスの改善が急務であった。

スリサイラム貯水池からは発電に利用できる流量が未利用のまま放水され、上流の灌漑開発による水利用が進む 2000 年頃までは通常の貯水池式発電が可能と予想されていた。さらに、下流のナガルジュナサガール貯水池を下池に利用した効率的な揚水発電が可能と考えられた。

以上を総合すると、審査時における本事業の妥当性は高いと判断される。

#### 2.1.2 評価時点における計画の妥当性

電力部門はインドの第 10 次 5 カ年計画（2002－07 年）で予算の 16% が配分され、引き続き重要セクターである。全国的な電力不足は解消しておらず、既存設備の更新・修復と火力発電所の稼働率改善、新規建設による発電能力の強化、州発電庁（State

Electricity Board: SEB) の機構改革が重要課題とされている<sup>3</sup>。

AP州では過去10年間に発電能力が7割以上増加し火力発電所の稼働率が改善したため電力不足は大幅に改善し、ピーク時の電力不足は1995年の19%から2003年の11%に減少した。また、州の第10次5カ年計画(2002-07年)では引き続き工業・サービスセクターを経済成長の牽引車と位置付けており、年率8%強の成長が目指されている。したがって同州の電力需要は引き続き増加しており2010年まで年率5.8%で増加が見込まれていることから、発電能力の増強は引き続き重要課題である。

スリサイラム貯水池上流の灌漑等による水利用は当初計画より低調のため、2005年現在でも揚水を行わない通常の貯水池式発電が可能である。

以上を総合すると、評価時においても本事業は高い妥当性を維持しているといえる。



取水トンネルの分岐点

## 2.2 効率性

### 2.2.1 アウトプット

本事業ではほぼ計画通り出力990MWの地下式揚水発電所が建設された。ただし、発電ユニットの構成は、審査時には110MWユニット9基あるいは165MWユニット6基のいずれかが想定されていたが、コンサルタントによる調査結果をふまえ、コスト節約・工期短縮の観点からAPGENCOは最終的に165MWユニット6基に決定した。コンサルティング・サービスは工期延長に伴い増加した。

---

<sup>3</sup> インドでは1990年代以降多くの州でSEBの機構改革が始まり、発電・送電・配電各部門の分割と配電部門の段階的な民営化により、料金体系の歪み、損失の多さ、料金徴収率の低さ等の課題に取り組み、発電・配電への民間参入を促進する努力が開始された。



スリサイラム左岸揚水発電所の施設配置

揚水発電のための下池について、当初はナガルジュガサガール貯水池をそのまま下池に利用することが想定され、同貯水池の水位が低い時でも安定した揚水が可能となるように、スリサイラム貯水池下流の一部で河床整理が計画されていた。この河床整理は APGENCO の自己資金で行う予定であったが、詳細な調査の結果、河床整理に予想以上の工事量が必要で巨額の資金がかかることが判明した。このため、河床整理の代わりに下流に堰を建設し、1日8時間の揚水を可能とする下池を新たに形成することになった。この堰は APGENCO の自己資金で建設中であり、ナガルジュガサガール貯水池の水位上昇により工事が中断しなければ 2006 年末までに完成する予定である。

## 2.2.2 期間

本事業はインド最大の地下式発電所であり、難工事であった。第 1 期審査時には本事業の実施期間は 1987 年 1 月から 1994 年 3 月までの 87 カ月間が予定されていたが、実際は 1988 年 2 月から 2003 年 9 月までの 212 カ月間であり、事業は第 1 期審査時の計画に比べ 9 年半遅れて完成した。

遅延の主な要因は、当初予想されなかった多量の漏水、軟弱地盤による地下土木工事の追加作業、実施機関の財務的制約によるコントラクターへの支払い遅れ、関税支払い遅れ等である。

1997 年の第 3 期審査時には既に 7 年以上の遅れが生じていたが、その後、実施の効率化と促進のため、土木工事の 24 時間体制導入、建設重機追加、ベルトコンベヤー導

入、土木工事請負会社への遅延ペナルティー契約、実施機関の管理強化（定例会議による調整の強化等）、支払方法のトランスファー方式への変更等の対策が講じられた。

表-1 事業実施期間・事業費の計画と実績

	実施期間	総事業費
第1期審査時計画（1987年）	1987年1月～1994年3月（87カ月間）	60,044百万円
第3期審査時計画（1997年）	1988年2月～2002年1月（168カ月間）	79,153百万円
実績	1988年2月～2003年9月（212カ月間）	78,093百万円

### 2.2.3 事業費

総事業費は78,093百万円に達し、第1期審査時の計画60,044百万円を約3割超過した。事業費の増加要因は、①発電機器の価格上昇、②コンサルタントの調査に基づく送変電設備の最新技術採用と数量増加、③漏水、軟弱地盤による土木工事量の増加およびインフレに伴う土木工事費の増加等である。土木工事費の増加は工事の遅延に伴い一層拡大した。事業費増加の8割以上は電気機械設備関連（①、②）のコスト増である（計画比41%増）。土木工事費（ほぼすべて内貨）の増加は現地通貨の減価により相殺され、円貨換算では12%増にとどまった。

### 2.2.4 効率性の評価まとめ

以上から、アウトプットはほぼ計画通り実施されたものの、実施期間に大幅な遅延がみられ、事業費も計画を超過したことから、全体として本事業の実施にかかる効率性は低いといえる。

## 2.3 有効性

### 2.3.1 発電所の運用と発電実績

当初計画では本事業は1994年に完成し、上流での灌漑等による水利用が増加する2000年頃までは通常の貯水池式発電と揚水発電、その後は専ら揚水発電のみを行うことが想定されていた。実際には6基ある発電ユニットが2001年から順次運転を開始し、2003年9月に最後の発電ユニットが完成し設備能力990MWで運転を開始した。最大出力は2004年度に967MWを記録している。

表-2 スリサイラム左岸揚水発電所の運用・発電状況（通常の貯水池式発電）

	最大出力	年間稼働時間	年間発電量	APGENCO 総発電量に占める比率
2001年度	307 MW	2,092 時間	382 GWh	1.2%
2002年度	476 MW	2,304 時間	558 GWh	1.9%
2003年度	721 MW	1,516 時間	328 GWh	1.2%
2004年度	967 MW	3,154 時間	1,412 GWh	5.5%

2005 年度 (上半期)	941 MW	2,372 時間	1,465 GWh	-
------------------	--------	----------	-----------	---

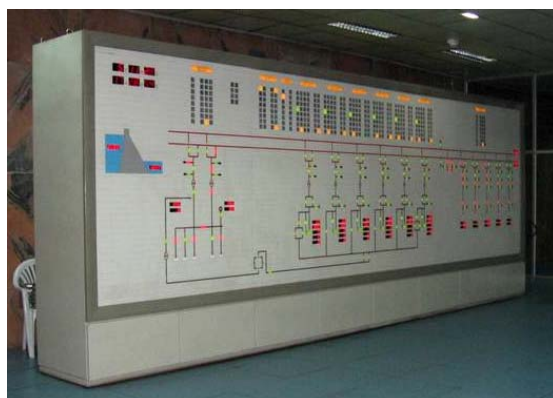
上流での水利用は予想ほど進んでおらず、現在も通常の貯水池式発電が行われている。2001、2002 年度は全発電ユニットが完成していなかったため、2003 年度は渇水のため発電量は少なかったが、2004 年度以降は稼働時間、発電電力量ともに十分目標を達成し順調な伸びを示し、2004 年度の実発電量は APGENCO の総発電量の 5.5% に達した<sup>4</sup>。なお、2004 年度、2005 年度上半期の発電量の 4 割近くはピーク時（5～8 時、18～21 時）の発電である。揚水発電は、下流の堰は未完成であるが、ナガルジュナサガール貯水池に十分な水位があったことから 2005 年 12 月に開始された。

### 2.3.2 AP 州の電力需給への貢献

AP 州では一時電力不足が深刻化し、1995-99 年の電力供給は需要に比べ 13～15% の不足となった。その後発電能力が増大し、2003 年度の電力需要は 48,161GWh、電力供給は 47,441GWh で、不足率は 1.5% まで改善された。2004 年度の本事業による発電量 1,412GWh は同年度の AP 州電力供給のほぼ 3% に相当した。

AP 州のピーク時電力不足は 2000 年度以降ほぼ 10～11% で推移し、1995 年頃の 19% に比べ改善されている。2003 年度の AP 州の最大ピーク時供給は 6,615MW であったが、本事業の最大出力 721MW

（2003）はその 11% に相当し、ピーク時電力不足の緩和に大きく貢献している。本発電所は AP 州電力需要の中心近くに位置し



発電制御室の表示パネル

州都ハイデラバードに直接送電可能であるうえ、刻々と変化する電力需要に応じて臨機応変に発電を行う能力を備えている<sup>5</sup>。さらに、渇水等で通常の貯水池式発電が難しい時期でも揚水すれば左右両岸合計 1,760MW の発電能力でピーク時発電が可能となるなど<sup>6</sup>、電力の安定供給にさらに大きな役割を果たすことができる。また、本事業により電力供給能力の余裕ができたので、AP 州では火力発電所のオーバーホールを順次行えるようになり、同州火力発電所の稼働率向上に間接的に貢献している<sup>7</sup>。

<sup>4</sup> 審査時の計画では、本発電所の平均年間稼働時間は約 2,500 時間、発電電力量は通常発電が 751GWh（運用開始後 15 年間の平均値）、揚水発電が 788GWh と想定されていた。また、APGENCO が各発電所に与える年間発電量の目標は、2004 年度が 1,420GWh、2005 年度が 1,155GWh であった。

<sup>5</sup> 本発電所の発電ユニットは、完全に停止した状態からわずか 15 分で発電を開始することができる。

<sup>6</sup> スリサイラム貯水池の右岸には、発電能力 770MW の半地下式水力発電所があり、本事業により揚水された水量を利用した発電が可能である。左右の水力発電所を合わせた発電能力は APGENCO の総発電能力の 27% を占める。

<sup>7</sup> APGENCO の火力発電所の稼働率(Plant Load Factor)は 1995-96 年の 78% 台から現在は 89% 台を達成

また、本発電所はスリサイラム貯水池の未利用水資源の活用、火力発電所の夜間余剰電力の活用等、資源の有効活用にも貢献している<sup>8</sup>。

### 2.3.3 内部収益率（IRR）の再計算

審査時に本事業の発電電力の販売収入を便益とし、本事業の建設費、維持管理費、揚水原資（電力）のための燃料費を費用とし、プロジェクト・ライフを 30 年として財務的内部収益率（FIRR）を算出したところ、10%という結果を得た。本評価において同様の条件にて再計算したところ、マイナス 4.2%と算出された。審査時の値を大幅に下回った理由は建設費の増加、完成の遅れ、および電力販売価格の低さである<sup>9</sup>。

審査時には経済的内部収益率（EIRR）は算出されていなかったが、本事業による発電電力の消費を便益とし、本事業の建設費、維持管理費、揚水原資（電力）のための燃料費を費用とし、プロジェクト・ライフを 30 年として新たにこれを算出したところ、2.8%となった。

### 2.3.4 まとめ

2000 年度に開始する計画であった揚水発電は 2005 年 12 月に開始されたばかりであるが、2001 年の運転開始以降、通常の貯水池式発電による本事業の運用は順調であり、降雨が平年以下だった 2004 年度にも当初目標を大きく超える発電量を達成した。本事業は最大出力時に AP 州のピーク時電力供給の 1 割以上を担い、運転開始スケジュールは当初計画から遅れたものの、プロジェクトの目標は概ね達成されている<sup>10</sup>。建設中の堰は下流貯水池の水位が上昇しなければ 2006 年夏に完成し、その後は安定した揚水発電が可能となりプロジェクトの目標は十分達成される見込みである。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 産業振興へのインパクト

---

し、大きく向上している。なお、揚水発電が本格的に始まれば夜間余剰電力の有効利用が可能となり稼働率の更なる改善が期待される。

<sup>8</sup> 本事業完成まではスリサイラム右岸発電所が利用しきれない河川水が未利用のまま放流されていた。その量は貯水池への流入量にもよるが、1995-00 年度は年間 62~1,371 兆立方フィートであった。本事業完成後は渇水により流入量が少ないが、未利用放流量は 19~135 兆立方フィートである。本発電所には、電力需要があれば未利用放流をゼロにできるだけの発電能力が備わっている。

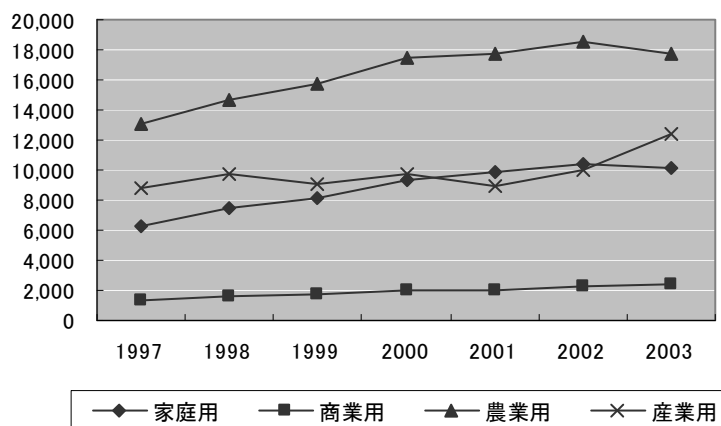
<sup>9</sup> 現行の価格水準は、物価変動を考慮すると、審査時に想定されていた電力価格水準のほぼ半分である。AP 州電力規制委員会によりスリサイラム左岸水力発電所の販売価格（2005 年度）は、ピーク時電力が 0.86 ルピー/KWh、ピーク時外電力が 1.41 ルピー/KWh と定められているが、これは本来火力発電所の可変費用（減価償却を含まない、燃料費等の費用）に相当する価格水準であり、同発電所には不利である。再計算には現行の価格水準を採用したが、APGENCO はより有利な価格設定を求めて電力規制委員会に働きかける予定である。

<sup>10</sup> 本事業は 2003 年度に最大 721MW のピーク時電力供給を行い、これは AP 州のピーク時電力供給実績の 11%に相当することから、同年の本事業の受益者数は AP 州人口の 1 割に相当する約 800 万人（ほぼ神奈川県の人口に相当）と考えられる。



1990年代、AP州の電力消費量の4割は農業（灌漑ポンプ）が占めてきたが、2002年以降、農業電力消費は減少に転じた。1997-2003年に家庭用電力消費は年率8%、サービス部門の電力消費は年率11%と高い増加を示した。工業用電力消費は2001年以降増加が著しく、2年間に38%増加した。

図-2 AP州部門別電力消費量（単位：GWh）



他方、2003年のGRDPシェアは第1次産業が28%、第2次産業が23%、第3次産業が49%であった。第1次産業は過去10年間に約20ポイント下げた一方、2000年以降は第2、3次産業の伸びが著しい。2004年までに第1次産業が1.5%しか成長しなかったのに比べ、第2次産業は23.2%、第3次産業は13.8%の高成長を示した。

AP州商工会議所によると、同州では継続的な産業振興政策のもと、インフラ、法制度等の投資環境が整い、投資が集まった結果、製造業、サービス業が経済の牽引車となった。電力サービスの改善がこれに貢献していると考えられる。例えば10年前頃は電圧変動が大きな問題だったが、発電能力が増加したのと産業への配電が優先された結果、3~4年前から大幅に改善された。また、計画停電が大幅に減った結果、以前は工業生産の35%を自家発電に頼らなければならなかったのが、現在は5%以下で済むようになった。さらに、農業用電力に過度の補助金が与えられていた電力料金体系が適正化された結果、過去3年間連続して工業部門の電力料金が下がり、製造コストが減少した。

以上をまとめると、AP州では2000年以降、製造業、サービス業が高成長を示し経済の牽引役を担っている。電圧変動や計画停電の減少等電力サービスの改善は同州の投資環境改善、製造・営業効率向上の重要な条件となったことから、本事業は同州のピーク時電力供給能力を増加させることを通じて産業振興に貢献したと考えられる。

#### 2.4.2 電化による生活改善へのインパクト

AP州の村落電化率は1988年に32%であったが、これまでに一部の部族村落を除き、ほぼ全村落が電化された<sup>11</sup>。2003年の1人当たり電力消費量は全国平均をほぼ2割上回るほか、アンドラ・プラデシュ州の2001年世帯電化率はインド平均43.5%を上回る62.3%であり、住民は電化の恩恵を受けている。本事業は電力供給の安定化を通してこ

<sup>11</sup> 少なくとも1割の世帯が電化されるとその村落は電化されたと見なされるため、必ずしも全世界帯が電化されたわけではない。

れに間接的に貢献している。

#### 2.4.3 発電所周辺へのインパクト

本事業実施により約 4,000 名の短期雇用が発生し、主に地元住民が採用された。完成後は発電所で約 200 名が雇用されているが、その半分は地元住民である。

本事業の一部として、スリサイラム貯水池北側に発電所職員 200 世帯が生活する居住区（コロニー）が建設されたが、その一部であるクリニックと学校では地元住民にも無料でサービスを提供している。クリニックと学校の受益者の半数は地元住民である。さらに、本事業実施後、発電所周辺には新たに人口約 1,000 人の集落が形成された。

なお、本事業は既設のダム貯水池を利用した地下発電所であり、周辺環境への直接の影響は軽微である。新たな用地取得はほとんどなく、本事業に伴う住民移転は無かった。

### 2.5 持続性

#### 2.5.1 実施機関による事業の継続性

##### 2.5.2.1 技術

APGENCO はインドで第 3 位の発電能力、第 1 位の水力発電能力を有する電力企業であり、火力発電所の稼働率はインド随一である。既設水力発電所のなかには 30 年以上稼働しているものもある。技術面に特段の問題はみられない。

##### 2.5.2.2 体制

1999 年度に AP 州電力庁（APSEB）の機構改革が行われ、発電会社として APGENCO が設立された。職員は約 1 万人である。発電実績、財務パフォーマンス等から判断すると、組織運営の効率は十分に高いと思われる。

##### 2.5.2.3 財務

1999 年に始まった電力セクターの改革が効果を上げ、APGENCO の営業収支は大幅に改善した<sup>12</sup>。売り上げも順調に伸び、2002 年度以降は黒字が続いていることから、財務的な持続性は高いと考えられる。

---

<sup>12</sup> AP 州の電力セクター改革では、1999 年度に APSEB の機構改革を行うとともに、新たに AP 州電力規制委員会を設置した。盗電対策強化等により、送配電ロスが 1999 年の 37% から 2002 年の 26% に減少し、料金徴収率も 98% に改善された。電力料金の合理化により農業用電力への過度の補助を削減し、産業・商業用電力料金を適正な水準に値下げした。この間、1999 年以降に 3,000MW の発電能力が追加され、AP 州の電力事情は大きく改善した。

表 APGENCO の財務状況（単位：億ルピー）

会計年度	売上	純損益
1999	363.7	-20.4
2000	383.5	-10.5
2001	402.8	-9.6
2002	418.4	5.6
2003	420.9	1.0
2004	429.3	5.2

### 2.5.2 本事業の維持管理状況

本発電所では運転開始初年度に発電設備調節のため長時間の計画外停止があったが、その後は問題なく運用され、2003年度以来、計画外の停止は起きていない。APGENCOは独力で発電設備のオーバーホールを実施しており、その運営維持管理能力は十分高い。主要なスペアパーツの備えもある。したがって、本事業の維持管理は良好であり特に問題はないと判断される。

## 3. フィードバック事項

### 3.1 教訓

事業の形成・計画にあたり、事業実施および目標達成に大きな影響を及ぼす恐れのあるリスク要因を見過ごさず、リスクの大きさと影響、対処方法について十分に検討することが重要である。特に水力発電・揚水発電事業においては以下の二点に留意する必要がある。

- ・ 本事業の当初計画のように下流の貯水池をそのまま下池に利用する場合であっても、その水位が河床改善工事費用や揚水運転の安定性に及ぼす影響を分析し、必要に応じ、代替案として堰の建設による新たな下池の形成を検討することが求められる。
- ・ 大規模な地下土木工事を行う事業の場合、地質状況はコスト・実施期間・スコープを左右する重要な項目の一つであり、実施機関は基本設計等なるべく早い段階で詳細な地質調査を行うことが必要である。

### 3.2 APGENCO への提言

安定した揚水発電を可能とするため、建設中の堰をできるだけ早く完成させること。

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	(1) 地下式揚水発電所： i) 発電機器: 990MW 110MW×9基 または 165MW×6基 ii) 送変電設備 主変圧器 開閉所 iii) 土木施設 導水路トンネル サージタンク 圧力シャフト ペンストックトンネル 地下発電所空洞 地下変電室 サージプール 放水路トンネル (2) コンサルタント業務：102M/M	(1) 地下式揚水発電所： i) 発電機器: 990MW 165MW×6基 ii) 送変電設備 ほぼ計画通り iii) 土木施設 ほぼ計画通り (2) コンサルタント業務：120M/M
②期間		
主発電機・タービン	1991年5月～2002年1月	1993年5月～2003年9月
電気機械設備	1994年7月～1999年4月	1994年7月～2003年9月
土木工事	1990年6月～1999年4月	1990年6月～2003年8月
③事業費		
外貨	39,187百万円	39,120百万円
内貨	39,966百万円 (11,696百万ルピー)	38,973百万円 (12,643百万ルピー)
合計	79,153百万円	78,093百万円
うち円借款分	63,167百万円	62,750百万円
換算レート	1ルピー＝3.41円	1ルピー＝3.085円