

インド

## ウミアム水力発電所改修事業

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



ウミアム水力発電所

#### 1.1 背景

インドの北東部に位置するメガラヤ州は、1972年1月21日にアッサム州から分離し誕生した州である。面積 22,429km<sup>2</sup>、標高 1,000m以上のシロン高原にあり、その 38%が森林に覆われ、丘陵地帯が多いことで有名である。また、モンスーンが多いことからインドにおける最大の降水量（年間平均 1,200cm）を記録し、豊富な包蔵水力資源を持つ。北にはアッサム州が位置しており、南にはバングラデシュと国境を接している。人口は約 232 万人、2004 年度における 1 人当たり実質州内総生産は 11,278 ルピーであり、インドの 32 州・連邦直轄地域中<sup>1</sup>20 位と、経済発展が遅れている<sup>2</sup>。

1994 年当時、メガラヤ州はインドで唯一電力を自給している州であったが、州自体の経済発展に加え、北東部全体の経済発展とともに電力需要が増加することが見込まれ、新規電源開発、および既存の発電設備の改修が重要課題とされていた。なお、メガラヤ州政府は 1997 年に工業化政策を導入し、これを背景に電力需要が増加し、2001 年度以降電力不足が生じ、北東電力網から割り当てを受ける立場に転じた。

#### 1.2 目的

メガラヤ州において、ウミアム第 1 水力発電所（9MW×4 基、1965 年運開）を

<sup>1</sup> 2007 年 12 月現在、インドは 28 州 7 連邦直轄地域からなる。

<sup>2</sup> インド統計局 Ministry of Statistics and Programme Implementation. (1993 年度 = 100)  
([http://mospi.nic.in/mospi\\_nad\\_main.htm](http://mospi.nic.in/mospi_nad_main.htm))

改修・近代化することを通じて、出力および発電量、発電効率の改善をはかり、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

インド国大統領 / メガラヤ州電力庁 (Meghalaya State Electricity Board, MeSEB)

### 1.4 借款契約概要

円借款承諾額 / 実行額	1,700 百万円 / 1,693 百万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1997 年 1 月 / 1997 年 2 月
借款契約条件	金利 2.3%、返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイト
貸付完了	2004 年 6 月
本体契約 (10 億円以上のみ記載)	三井物産 (日本)
コンサルタント契約 (1 億円以上のみ記載)	-
事業化調査 (フィージビリティ・スタディ : F/S) 等	1994 年 (社) 日本プラント協会

## 2. 評価結果 (レーティング : B)

### 2.1 妥当性 (レーティング : a)

インドにおける電力部門は、案件承諾時の国家第 8 次 5 カ年計画 (1992-1997 年) および評価時現行の国家第 10 次 5 カ年計画 (2002-2007 年) において、それぞれ公共部門総投資予定額の 18.3% および 26.4% とトップ・シェアを占めており、国家政策のなかでも最重要分野の一つであることに変わりはない。電力部門政策においては、中央電力庁 (Central Electricity Authority : CEA) は既存の水力発電所の利点を認識し、2000 年に国家展望計画 (National Perspective Plan) を策定した。同計画は、国家第 11 次 5 カ年計画 (2007-2012 年) 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の一つとしていた。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、再生可能エネルギー資源という観点から水力発電が重視された。また、2003 年 5 月には、2017 年度をめぐりに、水力の重点的開発を目的とした

「50,000MW 水力開発イニシアティブ」が開始されている<sup>3</sup>。以上から明らかなように、電力部門における水力発電の重要性は引き続き高い。メガラヤ州では前述のとおり、豊富な包蔵水力資源を有していることから、水力発電の役割は元来高かった。1994年度時点で州の発電量は年間584GWhであったのに対し、消費量は年間249GWhと電力自給を達成し、その差を北東部へ売電していた。1991年当時、北東部の1人当たり電力需要が今後も上昇傾向にあると予測され、電源開発促進の必要性が示唆されていた。このような背景の下、メガラヤ州のウミアム第1・第2発電所は、州全体の発電量26%を占める重要な発電所であったが、すでに運用開始から30年が経過し、設備が老朽化しているため、同発電所の抜本的改修・近代化を行う本事業の必要性は高かった<sup>4</sup>。

他方、メガラヤ州自体、1997年度に工業化政策が導入されたことにより、工業部門の電力消費が1997年度から2005年度にかけ、約10倍強急増した。結果、メガラヤ州は2001年度以降電力不足に陥り、2006年度(4月～8月)は5カ月経過した時点でピーク需要電力に対する電力不足は37.8%までに陥った。この状況を改善するためにも州内における既存電力設備のリハビリ、および電源開発促進は引き続き重要課題とされ、現在における本事業の妥当性は維持されている。

表1 メガラヤ州の電力需給状況

年度	01	02	03	04	05	06 (4月～8月)
発電設備容量[MW]	185.2	185.2	185.2	185.2	185.2	185.2
ピーク需要電力[MW]	165	189	246	264	280	291
ピーク供給電力[MW]	160	189	195	207	205	181
<b>差引 [MW]</b>	<b>-5</b>	<b>0</b>	<b>-51</b>	<b>-57</b>	<b>-75</b>	<b>-110</b>
<b>(%)</b>	<b>-3</b>	<b>0</b>	<b>-20.7</b>	<b>-21.6</b>	<b>-26.8</b>	<b>-37.8</b>
年間需要電力量[GWh]	700	949	1,151	1,374	1,382	574
年間供給電力量[GWh]	705	947	1,076	1,228	1,144	454
<b>差引 [MW]</b>	<b>5</b>	<b>-2</b>	<b>-75</b>	<b>-146</b>	<b>-238</b>	<b>-120</b>
<b>(%)</b>	<b>0.7</b>	<b>-0.2</b>	<b>-6.5</b>	<b>-10.6</b>	<b>-17.2</b>	<b>-20.9</b>

出所：メガラヤ州電力庁、North Eastern Development Finance Corporation Ltd.

## 2.2 効率性 (レーティング：b)

### 2.2.1 アウトプット

本事業は、タービン部品の更新、発電機部品の更新、11kV開閉器の更新、制御盤の更新、およびコンサルティング・サービス(29M/M)により構成されていた。

<sup>3</sup> 同イニシアティブは16州における、合計162件の水力発電プロジェクトにより構成されており、メガラヤ州については、11プロジェクト(合計発電容量931MW)が含まれている。

<sup>4</sup> 本事業は、メガラヤ州第8次5カ年計画では“Renovation and Upgrading of Existing Hydro Power Station”、第9次(1997-2002年)および第10次5カ年計画(2002-2007年)では“Renovation and Modernization of Umiam-Power Station”として盛り込まれた。

しかし、実際は以下の変更が行われた。

タービン部品に関しては、4基とも案内軸受の更新が追加され、また、第3・4基の案内軸受パッドのスペアの更新も追加された。さらに、第1基・第2基の主入口弁、およびサーボモーターの修理が更新に変更された。また、4基ともバイパス・バルブおよびプレッシャー・リリーフ・バルブの更新が追加された。なお、これらのタービン部品のうち4基すべて更新された部品は、借款契約調印時においてはいずれも更新の必要はないとされたものだった。しかし、オーバーホールを行った結果、部品が変形していることが判明し、更新する結果となった。主入口弁に関しても同様であったが、予算の制約により、更新は第1基・第2基に限られた。

発電機部品に関しては、4基すべてのローターファンの数量が、新モデル部品導入により半減した。加えて、第1基の空気冷却器更新が中止となった。制御盤に関しては、第1基のレコーダパネルの更新が予算の制約により中止となった。

#### 2.2.2 期間

本事業の計画期間は、1997年2月～2001年11月（57カ月）であったが、実際は、1997年2月～2003年1月（71カ月）と14カ月の遅延が生じた。主な遅延理由は、「コンサルタント選定に時間を要した」、「調達方法が国際競争入札から随意契約に変更された」、「アウトプットの追加と変更に関する実施機関・コンサルタント・JBICとの協議や承認に時間を要した」点が挙げられ、これらの要因による遅延は合計で約9カ月になる。また、副次的理由として、タービン案内軸受の輸送・通関手続による約5カ月の遅延も確認された<sup>5</sup>。

#### 2.2.3 事業費

事業費は、計画では20億4,700万円であったが、実際は20億9,000万円と、計画比2.1%増であった。ほぼ計画通りではあるものの、インフレによる資機材費増加の影響が事業費超過要因となった。

#### 2.2.4 まとめ

以上、アウトプット・期間・事業費に一部変更が加えられたものの、右変更理由が妥当なものも含まれており、総合的にみれば、本事業の実施にかかる効率性は十分高いといえる。

---

<sup>5</sup> 本事業期間の遅延の理由として、上述理由に加え、2002年5月に勃発したカシミールでのパキスタンによるインド陸軍駐屯地襲撃事件をきっかけに、インド北東部の治安が悪化し、日本政府による退避勧告に従い邦人エンジニアが帰国を強いられた点も挙げられた。なお、退避勧告は6月には解除され、その影響は限られたものであった。

## 2.3 有効性（レーティング：a）

### 2.3.1 運用効果指標

ウミアム第1水力発電所のリハビリ終了、および運転再開日は以下のとおり。

第1基	2002年2月25日
第2基	2002年9月11日
第3基	2002年10月21日
第4基	2003年1月17日

図1 ウミアム第1水力発電所



#### (1) 最大出力

最大出力計画値は、9MW×4基、合計36MW。目標達成率は100%であった。

#### (2) 年間発電量

F/Sにおける年間発電量の計画値は、年間降雨量86.6インチを基に、143GWhに設定されている。リハビリ後、実際同目標値を100%達成した年は一度もないが、2003年度・2004年度においては、80%以上は達成している。なお、2005年度における低達成率は、第3基の変圧器が故障し、交換されたことにより、発電量が16.6GWhと低かったことによる。

表2 年間発電量目標値達成率

(単位：GWh)

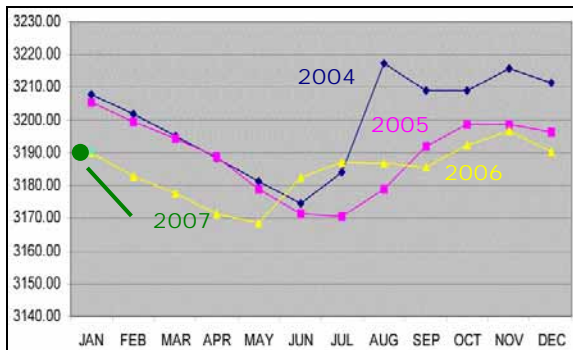
目標値： 143GWh	リハビリ前 (98/99～ 00/01 平均)	リハビリ後		
		03/04	04/05	05/06
第1基	16.4	25.3	31.1	22.1
第2基	21.9	30.6	37.8	30.1
第3基	24.4	23.1	30.8	16.6
第4基	47.3	37.3	39.6	30.1
合計	110.1	116.4	139.3	98.9
目標値		143GWh		
目標値 達成率		81.4%	97.2%	69.2%

なお、目標値を100%達成できていない主要因は、近年における降雨量の低下である。F/Sで想定されていた降雨量と同レベル、あるいは、それを上回る降雨量が観測されたのは、2004年度のみであった。2000年度から2005年度まで、また、降雨量が多い年について、必ず少ない年が続くといった一定の傾向が観測されていたものの、2006年度

で、必ず少ない年が続くといった一定の傾向が観測されていたものの、2006年度

は、前年度よりもさらに降雨量が減少している。2007年度1月時点で48.9インチであったが、これは、F/S時に仮定された降雨量の約5割に過ぎない。

図2 ウミアム川貯水池の水位  
 ウミアム貯水池の降雨量 (単位：インチ)      ウミアム川貯水池の水位 (2006年10月現在)



出所：メガラヤ州電力庁のウェブサイト  
 注1) 2007年は1月のデータのみ

(3) 設備利用率<sup>6</sup>

F/Sにおける設備利用率の計画値であった45.3%を達成したことは、今まで一度もない。その主たる要因は、上述ウミアム貯水池における降雨量の減少による年間発電量の低下である。一方で、2003年度、および降雨量が多かった2004年度には、目標値の8割以上は達成している<sup>7</sup>。なお、2005年度の低達成率は、前述第3基変圧器の故障による。

表3 設備利用率

	リハビリ前 98/99 - 00/01 平均	リハビリ後		
		03/04	04/05	05/06
ウミアム第1発電所	34.9%	36.8%	44.2%	31.4%
<b>目標値達成度</b>		<b>81.1%</b>	<b>97.4%</b>	<b>69.2%</b>

(4) 計画外停止時間・計画停止時間

本来、計画外停止時間の目標値はゼロである。本事業実施機関は、計画外停止時間の理由を、(A) 機械装置・タービンの故障と、(B) その他(変圧器や電気回

6

$$\text{設備利用率} = \frac{\text{年間発電量}}{\text{最大出力} \times 8760\text{Hrs}} \times 100$$

7 MeSEBは別途、審査時目標値とは別に、「MeSEB年次計画」において、設備利用率の目標値を設定している。これに基づくと、2004年度には100%以上を達成している。

路等の故障)に分類しているが、いずれの理由による停止時間もゼロであったことは一度もない<sup>8</sup>。

なお、2003年度における第2基、および2005年度を含める第3基の「その他」停止時間が長かったが、その理由は、前者に関しては自動電圧制御装置(AVR)の故障によるものであり、後者に関しては変圧器の故障による。なお、どちらも、メーカーから部品を取り寄せ修理を行い、問題は解決済みである。

一方、計画停止時間は維持管理を目的とした発電所の停止時間を示すが、その記録方法に一部問題がみられた。適切な維持管理を実施している限り、機械を停止した上で行われる維持管理作業が必ず発生するため、値がゼロであることは考えられない。しかし、値がゼロと記録されていたほか、4時間以下の停止が記録されていなかった。適切な維持管理のためには、記録方法に関する改善が必要であるといえる。

### 2.3.2 経済分析(IRR)

審査時と比較し、FIRRが増加している。その理由は、審査時の売電収入単価を1.478M円/GWhから実勢値の3.5M円/GWhに見直したためである。また、EIRRが減少した理由は、審査時に算入していなかった内貨分を事業費として算入しているためである。

IRR	審査時		事後評価時	
	FIRR : 6.97%	EIRR : 19.12%	FIRR : 16%	EIRR : 17%
費用	設備投資および維持管理費。ただし、設備投資資金については外貨分のみを算入	プロジェクト費用として計上されていた関税の控除、および為替変換係数の適用、VAT(12.5%)は控除	総事業費として内貨分も含めて算定	
便益	売電純収益(本事業実施する場合・しない場合の差)	石炭発電所を建設した場合の1kWhあたりの建設・維持コスト(0.035USD/kWh)を売電単価とした	売電純収益(本事業実施する場合・しない場合の差)	
プロジェクトライフ	25年			

注1) 審査時のEIRRに関しては、算出されていなかったため、費用・便益について前提を設け、試算した。

### 2.3.3 まとめ

降雨量の著しい低下によりウミアム貯水池の水位が、直近3年間において減少していることから、年間発電量および設備利用率ともに目標値100%を達成してい

<sup>8</sup> MeSEBの場合、2004年度以前は4時間以下の停止を記録していない。なお、記録されていない停止時間は、各基について年間15時間~30時間の範囲とのことであった。

ない。しかし、最大出力は目標値を 100%達成しており、年間発電量および設備利用率ともに目標値をおおむね 80%を達成していることから、本発電所の一定の効果は認められる。

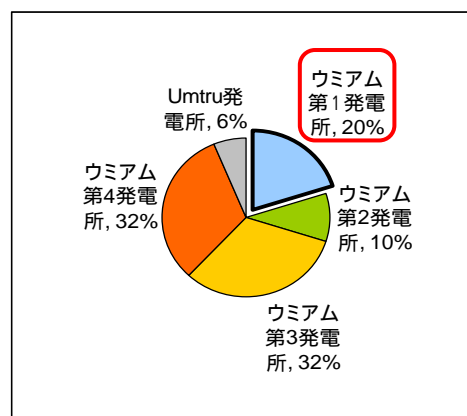
## 2.4 インパクト

### (1) 経済発展

ウミアム第 1 発電所のメガラヤ州電力庁の総発電能力に占める割合は表 4 の通り 20%であり、ウミアム第 3・4 発電所に次いで、現在も重要な位置を占めている。したがって、老朽劣化により、使用不能となる可能性が高かった発電所を改修することにより、36MW の発電量を安定的に確保できたことに本事業の価値があるといえる。

表 4 メガラヤ州電力庁の総発電能力に占める本事業の割合（2007 年現在）

発電所名	発電能力
<b>ウミアム第 1 発電所</b>	<b>36MW</b>
ウミアム第 2 発電所	18MW
ウミアム第 3 発電所	60MW
ウミアム第 4 発電所	60MW
Umtru 発電所	11.2MW
合計	185.2MW



加えて、1997 年から工業政策による経済発展計画、およびそれに伴う電力需要の増加を考慮すると、メガラヤ州の工業化・近代化への本事業のインパクトは大きい。参考までに、電力需要の増加は表 5 の通り、1 人当たり消費量については約 1.5 倍伸びている。また、工業部門への売電量の増加はめざましく、1998 年度の 76.9kWh から 490.8 kWh へと、638%増加しているが、これは 1997 年の工業化政策を受けたものと思われる。

表 5 消費者別売電量

	(単位: kWh)					
	98/99	99/00	00/01	01/02	03/04	04/05
家庭	122.9	151.6	144.2	182.3	159.0	171.6
商業	34.2	37.9	47.3	52.6	31.2	35.5
<b>工業</b>	<b>76.9</b>	<b>77.4</b>	<b>120.7</b>	<b>182.9</b>	<b>455.9</b>	<b>490.8</b>
公共サービス	23.0	23.3	29.8	41.9	28.3	27.0



その他(州内)	85.6	88.3	95.7	140.2	122.6	127.9
州外	175.8	183.5	168.9	77.0	7.7	7.4
合計	518.2	561.9	606.6	677.1	804.7	860.2
一人当り消費量	192.8	213.2	246.6	259.7	343.7	367.7

出所: MeSEB/02/03: N.A.

## (2) 生活環境改善<sup>9</sup>

発電所事業がもたらす生活環境へのインパクトは、送電・配電の状況にも影響を受けやすい。よって、発電所の改修に限られた本事業のインパクトを正確に把握することは不可能である。しかし、ウミアム第1発電所を拠点とし、市場や学校、医療施設等を含むコミュニティができあがっており、実施機関・地域住民の所感として、生活環境改善に改善したとの回答もあることから、間接的とはいえ、本事業の貢献は大きいといえる。

## (3) 環境

本事業実施機関は1996年8月21日に取得した環境クリアランスに基づき、6か月ごとに環境森林省に対し、プログレスレポートを提出する義務があるが、同レポートは2005年5月31日まで未作成であったため、本発電所事業の環境への影響について調べることは困難であった。その後、実施機関は環境森林省の規則順守の重要性を認識し、2006年7月に専任の担当者を任命して以来、同担当者がプログレスレポートを含め、環境関連業務を一括して行っていることから、環境関連業務に大幅な改善が認められる<sup>10</sup>。

ウミアム第1発電所新設事業の一環として作られたウミアム貯水池は、現在「ウミアム湖」として州の観光地としても重要な役割を果たしているが、近年において固形廃棄物の増加、沈泥の固化等の水質汚染問題が深刻化している。右貯水池の水は最初にウミアム第1発電所に流れ、発電機材への影響が憂慮されるため、実施機関が固形物処理を単独で行っているが、大きな負担となっており、今後、メガラヤ州公害管理局による早期解決が強く望まれる。

## (4) まとめ

発電所の改修に限られた本事業による経済発展および生活環境改善へのインパクトを正確に測定することは不可能である。しかし、老朽劣化により使用不能となる可能性が高かった発電所を改修することにより、高まる電力需要への対応に

<sup>9</sup> 生活環境改善の指標として用いられる「世帯電化率」は、人口センサスが実施される年のみ集計・公表されている。2001年のセンサスまでの傾向をみる限り、「世帯電化率」は1981年の17%から2001年には43%へと大幅に改善されているが、その後について比較可能な指標は入手不可能であった。また、メガラヤ州のように農村人口が多い場合、生活環境改善指標として「農村電化率」を用いることが考えられるが、実施機関にその定義を確認したところ、「11kVの変圧器が設置された農村」を電力化された農村とみなしており、実際電力が各世帯に届いていない場合も多いとのことであった。以上から「農村電化率」は、真の意味での生活環境改善指標ではない点、および発電よりも配電・送電にかかわる指標であるため、本調査では用いていない。

<sup>10</sup> 環境クリアランスの条件として、改修中に生ずる廃油等の処理への十分な配慮が挙げられていた。この点に関して、廃油はろ過したのち、ほかの発電所で再利用された。

貢献しているとともに、地元住民の生活環境改善に関するプラスのインパクトも確認されていることから、本事業の意義は大きいといえる。

### 〔コラム〕ウミアム水力発電所近郊の大口需要家・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）および本事業の受益者の一部を構成すると予想される個人消費者の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 >

	工業	個人
調査時期	2006年10月23日～11月3日	
場所	ビルニハット輸出促進工業団地	
サンプル数 選定方法	25社 無作為抽出	ウムトゥル村（A村）15世帯およびラドリングドゥ村（B村）15世帯の30世帯 無作為抽出
おもな産業	鉄鋼、製鉄、セメント、合金鉄	農業
有効回答率	40%（12社）	100%

#### < 調査結果 >

- ・ 調査対象企業は現在の電力供給状況に関して、「非常に不満足」であると回答した。一方、個人消費者は、世帯の67%が現在の電力供給状況に「満足・やや満足」と回答しており、全世帯が「停電により、特に不自由を強いられてはいない」と答えている。理由は以下に示すとおり。
- (1) 電力の質：電圧変動が激しい。
  - (2) 停電の頻度：〔工業〕1日に5～6回、合計約1時間～1時間半。結果、生産ライン停止時間が1日平均1～2時間となっている。〔個人消費者〕A村では冬季に5・6回（各3～4時間）、夏季に、8・9回（各6～7時間）。B村の場合、冬季には5・6回（各6～7時間）、夏季には、8・9回（各12時間）。なお、雨季は、2・3日停電が続くこともある。いずれの村においても、全世帯が代替手段として石油ランプや石炭を用いて生活している。
  - (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、契約のキャンセル等含め、大半の企業で100万ルピー（約270万円）以下であった。
  - (4) 今後改善すべき点：新規発電所建設、既存発電所更新、電力セクター制度改革、従業員のスキルアップ、顧客サービス改善（課金システムの導入等）（なお、大口需要家によれば「州政府は、企業誘致の際の公約として、電力を含めたインフラ整備を保障したにもかかわらず、実状は追いついていない」とのことであった。）

## 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

本事業実施機関における技術はオンザジョブトレーニング（OJT）により継承されている。なお、そのほかの研修はエンジニアのみが対象となっており、おもに外部研修機関で実施される<sup>11</sup>。他方、実施機関は技術・経営の両面から人材育成を強化していく必要があることを認識し、メガラヤ州政府からの助成を受け、2004年に既存の研修機関を人材開発センター（Human Resource Development Center：

HRDC）として本格始動させた。研修生は延べ 467 人（2006 年 9 月現在）で、エンジニアを対象とした研修は整いつつある。2007 年 2 月時点において、実施機関は、今後人材開発センターに外部専門家を招き、研修受講対象者を増やす方向でカリキュラムを組む試みを始め、今後も強化される予定であった。

しかし、現地調査時は、人材開発センター強化の試みは始まったばかりであり、ニーズアセスメントや研修生の選定基準、研修内容のアップデートはいまだ行われていなかった。また、経営関連の研修は増えていたものの、依然として技術的な研修に重きが置かれていることが確認された。さらに、実際作業を行う技術者（フロントライン技術者）は OJT 以外の研修を受けておらず、現場の技術者に対して、最新技術の教育、全社的な技術力の統一が実施されていない状態である。

一方、日常保守点検に関しては、必ずしもメーカーから支給されたマニュアルにそって行われていない。結果、予防保全よりも、事後保全が主体となっている。日常保守点検は 1 日おきに実施され、記録も保管されている<sup>12</sup>。オーバーホール技術については十分でないが、本事業のように人材が少ない小規模発電所の場合、

図 4 人材開発センター（HRDC）



<sup>11</sup> 外部研修機関とは、国家電力研修機構（National Power Training Institute：NPTI）および電力システム研修機構（Power Systems Training Institute：PSTI）を指す。両機関で実施される研修は、その内容が最先端技術に触れる機会となっても、実施機関の技術レベルに適合していない場合が多く、実用性に欠けるとのコメントが多数聞かれた。インドのエネルギー資源研究所（The Energy and Resources Institute：TERI）が 2003 年に実施した調査において、実施機関のメガラヤ州電力庁には、維持管理システムの改善、財務・技術・マネジメント能力の強化に関する人材育成が必要であると提言されている。なお、2006 年 2 月に、本事業フェーズ 2 におけるコンサルティング・サービスの一環として、東京電力・東電設計株式会社により、メガラヤ州電力庁の管理職に対し、「財務および投資計画」、「維持管理」、「財務分析・財務予測」、「品質管理サークル実践」等の研修を実施している。これらにより、電力会社にとって人材開発はいかに重要であることを明らかにし、メガラヤ州電力庁における研修制度構築への提言を行った。

<sup>12</sup> ただし、上述したように、2004 年度以前における 4 時間以内の停止理由や詳細な内容は記録されていない。

インドでは外部委託することが最適手段であるとされる。よって、全体として、実施機関の技術に関して改善すべき点はあるものの大きな問題はない。

### 2.5.1.2 体制

総裁を筆頭に、配電、送電・発電、農村電化をそれぞれ担当するチーフ・エンジニアが常駐している。ウミアム第 1 発電所の稼働体制に関して、大きな問題はない。しかし、維持管理体制に関しては、合計 11 人の技術者によって形成されることが目標とされているものの、2007 年 2 月現在、アシスタント・エンジニアのポストは欠員、技術者は 4～6 人のみであり、最低限の人数で作業にあっている。現場においては、稼働体制を常に 100% に保つことが先決とされるため、稼働体制に欠員が生じた場合、維持管理チームからスタッフが補充されるシステムとなっている。したがって、維持管理体制が後回しにされることは少なくない。

上記の問題は、実施機関の人事方針が不明確である点に端を発している。右機関は、エンジニア・技術者が不足している一方、事務スタッフが多く、人事異動に関する計画的な方針が存在しないため、エンジニアの短期かつ予測不可能な移動が多い。その結果、維持管理体制が流動的となり、「現状維持」にとどまっている。加えて、発電・送電・配電の部門間異動も多く、ゼネラリストは多いものの、真の発電所専門家が育たない体制となっている。

### 2.5.1.3 財務

実施機関の財務状況は、税前利益の傾向をみる限り、直前期（2004 年度）に改善しており、税前利益も同様に改善しており、州政府からの補助金収入 1 億 800 万ルピーを除いた場合でも、黒字となっている。一方、利益は 200 万ルピーに過ぎず、他州からの電力調達に依存する体制であるため、売上げ増に比例した利益の改善にはつながっておらず、健全な財務状況といえない。しかし、収入補填および設備投資において、州政府補助が行われているため、これが今後継続されるという前提においては、財務上の持続性が確保されているといえる<sup>13</sup>。

表 8 MeSEB の財務状況

(単位:百万ルピー)

年度	売上高		外部電力 購入費	その他 費用	税前利益	借入金残高
		内補助金				
00/01	1,172	103	-101	-1,272	-201.	4,837.9
01/02	1,299	110	-253	-1,295	-249	5,164.0
02/03	1,733	109	-567	-1,412	-246	6,360.3
03/04	2,075	104	-976	-1,282	-183	5,481.2

<sup>13</sup> エネルギー省は、各州における電力セクター改革パフォーマンスを 7 項目に分類し評価している。2005 年 3 月時点で、メガラヤ州電力庁の総合得点は 100 点中 26.72 (29 州中 18 位) 評価が低かった「財務リスク」については、料金収入により費用がカバーされていない点が課題として取り上げられた。

04/05	2,591	108	-1,324	-1,157	110	5,824.8
-------	-------	-----	--------	--------	-----	---------

## 2.5.2 維持管理<sup>14</sup>

現在、ウミアム第 1 発電所では、第 4 基の主入口弁の老朽化が進んでいる。審査時、全基主入口弁の更新が必要であるとの助言がコンサルタントからあったにもかかわらず、コスト最小化のため、実施機関の要請で、第 3 期および第 4 基の更新は中止されたことが根本的な原因となっている。第 4 基のリハビリ終了直後（2003 年 7 月）にはすでに異常音が確認され、漏水が生じている事実が判明したが<sup>15</sup>、その後 4 年間弱経った事後評価時もおお漏水問題が完全に解決されていなかった。これは、維持管理に対する意識改善が必要であることを裏づけている。他方、交換部品関連問題が頻発しており、第 3 基下側案内軸受冷却機の漏水再発は、現地部品の低品質によるところが大きい<sup>16</sup>。

なお、上記の問題の重要性は否めないものの、インド全国における発電所の維持管理状況（特に清掃状況等）の平均と比較を行った場合、ウミアム第 1 発電所の維持管理状況水準は同平均を上回っており、技術評価者からは高い評価を得た。

## 2.5.3 まとめ

以上を総合すると、実施機関の技術・体制および維持管理に関して改善すべき点はあるものの、これらの必要性に関して実施機関自らが認識しており、すでに人材育成システムの強化や維持管理記録の徹底等、一部の課題については改善の試みがされている。したがって、事後評価時にいくつかの側面において「現状維持」の状況であったとしても、確実に改善方向に向かっている。また、そのために重要な財務上の持続性が一定程度確保されていることから、総じて持続性に大きな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

第 4 基の漏水問題の発生は、本事業でのリハビリの際に、実施機関のコスト削減の求めに応じて部品の更新を見送ったことが尾を引き、結果としてその更新費用よりも高い費用を負担することになった。今後、特に主要機材・部品の更新は極力初期段階から考慮し実施するよう適時実施機関への助言を行う。

<sup>14</sup> 従業員のヘルメット常備に関する安全対策意識について改善が必要である。なお、本発電所の清掃状況に関しては、インドの平均水準を上回っている点は評価される。

<sup>15</sup> 2007 年 2 月、主入口弁更新のための企画案完成。MeSEB 理事会の承認を得る段階であった。

<sup>16</sup> 交換部品の主な問題は、設備仕様が古いため、供給が困難である、日本仕様であるため、メーカーから調達する場合、コストがかさむ。重要性は二次的なものの、通関手続きに時間を要する点も無視することはできない。

## 3.2 提言

### 3.2.1 実施機関への提言

#### (1) 維持管理について

オーバーホールは通常 5 年ごとに行われることが望ましいため、本事業は 2007 年度に実施することが推奨される。早急にメーカーによるアセスメントを要請し、予算に折り込む手続きを行う。また、発電所における維持管理のデータ記録の徹底が必要とされる。この際、4 時間以下の停止を含め 100% 記録する。

#### (2) 人材開発・意識改善について

人事部と人材開発センターの連携を強化し、発電所における知識・ノウハウの長中期的維持および人材の適切な育成を目的とし、エンジニアおよび技術者の発電所への配属期間に上限・下限を設定することが推奨される。加えて、真の専門家を育成するためにも、発電・配電・送電の部門間の人事異動を極力最小限にとどめる。人材育成に関しては、人材開発センターの強化（研修ニーズアセスメント、研修後の評価・モニタリング、研修のアップデート、研修生選定基準の明確化、経営に関する強化）を行う。また、フロントライン技術者に対する研修の導入を早急に行う。

発電所における安全対策をインドの法律に準拠し徹底する。ヘルメットを早急に購入し常備・常用する。加えて、発電所に勤務するスタッフに対し、これらの対策を徹底するよう日常的に教育する。

### 3.2.2 インド政府への提言

(1) ウミアム貯水池における降雨量のパターンの変化について再評価を行う。必要業務の分担や問題が生じた場合の対処方法等について、環境森林省シロング事務所およびシロング市と協議する。加えて、貯水池の水質汚染問題解決策の具体的な案を、早急にメガラヤ州公害管理局に要請する。

(2) 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、十分予算措置を取るなどして、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	1) 以下部品の更新 : ・ タービン部品 ・ 発電機部品 ・ 11kV開閉器 ・ 制御盤 2) コンサルティング・サービス ( 29M/M )	1) 以下部品の更新変更 : ・ タービン : 案内軸受 4 基更新追加。案内軸受パッド・スペア第3・4基更新追加。主入口弁・サーボモーター : 第 1 基・第 2 基の修理を更新に変更。バイパス・バルブ4基更新追加。プレッシャーレリーフバルブ 4 基更新追加 ・ 発電機部品 : ローターファン4基分数量半減。第1基空気冷却器更新中止 ・ 11kV開閉器 : 計画通り ・ 制御盤 : 第1基レコーダパネル更新中止 2) コンサルティング・サービス : 計画通り
期間	1997年2月 ~ 2001年11月 ( 57カ月 )	1997年2月 ~ 2003年1月 ( 71カ月 )
事業費		
外貨	1,602百万円	1,693百万円
内貨	445百万円	397百万円
	( 142百万ルピー )	( 153百万ルピー )
合計	2,047百万円	2,090百万円
うち円借款分	1,700百万円	1,693百万円
換算レート	1ルピー = 3.14円	1ルピー = 2.59円
	( 1996年5月現在 )	( 1997年2月現在 )