

インド

## 2016年度 外部事後評価報告書

円借款「プルリア揚水発電所建設事業 (I) (II) (III)」

外部評価者：アイ・シー・ネット株式会社 大西由美子・笹尾隆二郎

### 0. 要旨

1990年代インドは高い経済成長を達成し、それに伴い電力需要も増加していた。インドの各地同様、西ベンガル州ではピーク時の電力不足の解消が課題となっていた。このような状況下、本事業は西ベンガル州のプルリア地区に出力900MWの揚水発電所と関連送変電設備を建設することで、ピーク時電力不足を緩和することが期待されていた。電力分野は、インド政府や西ベンガル州政府の開発政策において審査時から事後評価時まで一貫して重要な位置づけにある。審査時同様、事後評価時においても引き続きピーク時の電力需要は伸び続けており、今後も電力供給力の増強は必要とされている。日本の援助政策との整合性も確認され、本事業の妥当性は高い。本事業で計画されていたアウトプットは、ほぼ計画どおり実施された。事業費は事業期間中の為替レートの変動等により計画費用の6割程度で実施された。他方、事業期間は森林クリアランス取得の遅れにより当初計画より52カ月遅れ、効率性は中程度となった。本事業による効果の発現状況については、審査時に設定された運用・効果指標のほとんどを達成している。西ベンガル州のピーク時電力不足の緩和、石炭火力発電所の運用効率の改善、電力供給増加による産業の活性化、民生の向上といった面で一定のインパクトが認められる。自然環境面での負のインパクトは確認されておらず、有効性・インパクトは高いといえる。本事業の運営・維持管理の体制、技術、財務、状況の面においても特段の問題は確認されず、持続性も高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

### 1. 事業の概要



事業位置図



プルリア下池

## 1.1 事業の背景

インドは、1990年代に年間6~7%の高い経済成長を達成し、同国の経済活動を支える電力需要も増加していた。しかし、ピーク時の電力不足が産業の発展や生活レベルの改善における問題の一因となっており、インド全土で電力不足の解消は緊急課題となっていた。特に、西ベンガル州においては、ピーク時需給ギャップの解消が課題となっていた。同州の1992年度の推定ピーク時需要は2,237MWであったのに対し、ピーク時供給力は2,180MWと電力不足になっていた。同年度の推定需要電力量は6,525GWhであったのに対し、西ベンガル電力庁の販売電力は6,189GWhとなっていた。このため、ピーク時を中心に1日2時間程度の計画停電が実施され、同州の国民生活に与える影響は小さくなかった。さらに、同州の電源の95%以上を火力が占めており、バランスのとれた電源構成となっていなかった。これは同州北西部を中心に石炭資源が豊富な反面、水力資源の開発が遅れているためであった。

## 1.2 事業概要

本事業は、インド東部西ベンガル州コルカタ市北西約300kmのプルリア地区キストバザール川に、出力900MW（225MW×4基）の揚水発電所と関連送変電設備を建設することにより、インド東部地域、特に西ベンガル州におけるピーク時電力不足と石炭火力発電所運用の改善を図り、もって民生の向上と産業の発展に寄与することを目的としていた。

|               |   |
|---------------|---|
| 円借款承諾額/実行額    | I 20,520 百万円 / 20,388 百万円<br>II 23,578 百万円 / 23,534 百万円<br>III 17,963 百万円 / 13,316 百万円  |
| 交換公文締結/借款契約調印 | I 1994 年 12 月 / 1995 年 2 月<br>II 2004 年 3 月 / 2004 年 3 月<br>III 2006 年 3 月 / 2006 年 3 月 |
| 借款契約条件        | 金利 2.6% (I)、1.3% (II、III)<br>返済 30 年<br>(うち据置 10 年)<br>調達条件 一般アンタイド                     |
| 借入人/実施機関      | インド大統領 / 西ベンガル州配電公社 <sup>1</sup>  |
| 事業完成          | 2008 年 2 月  |
| 本体契約          | 三井物産株式会社(日本)、三菱重工業株式会社(日本)、大成建設株式会社(日本)、ティーエム・ティーアンドディー株式会社(日本) / 丸紅(日本)                |

<sup>1</sup> 当初は西ベンガル州電力庁であったが、2007年の分社化により本事業は西ベンガル州配電公社に引き継がれた。

|                               |   |
|-------------------------------|---|
|                               | (JV)、KEC International Ltd. (インド)、Jyoti Structures Ltd. (インド) / Kalpataru Power Transmission Ltd. (インド) (JV)  |
| コンサルタント契約                     | Water and Power Consultancy Services (India) Limited (インド) / 電源開発株式会社 (日本)  |
| 関連調査<br>(フィージビリティ・スタディ：F/S) 等 | 1988年に海外経済協力基金(OECF)がエンジニアリング・サービス(E/S)借款を供与。   |
| 関連事業                          | <u>円借款</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ プルリア揚水発電事業 (E/S) (1988年2月)</li> <li>・ ガトガール揚水発電所建設事業(1988年12月)</li> <li>・ バクreshuワール火力発電所建設事業(I)(II) (1994年1月、1997年12月)</li> <li>・ バクreshuワール火力発電所3号機増設事業(I)(II) (1995年2月、1999年3月)</li> <li>・ スリサイラム左岸揚水発電所建設事業(I)(II)(III) (1988年2月、1995年2月、1997年12月)</li> <li>・ バクreshuワール火力発電所増設事業 (2003年3月)</li> </ul> <u>アジア開発銀行 (ADB)</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Power Sector Reform Project (2003年)</li> </ul> <u>英国国際開発省 (DFID)</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ West Bengal Public Sector Enterprise Reform Programme (2004年)</li> </ul> |

## 2. 調査の概要

### 2.1 外部評価者

大西由美子・笹尾隆二郎 (アイ・シー・ネット株式会社)

### 2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2016年9月～2017年10月

現地調査：2017年1月17日～1月25日、2017年4月10日～4月14日

### 3. 評価結果（レーティング：A<sup>2</sup>）

#### 3.1 妥当性（レーティング：③<sup>3</sup>）

##### 3.1.1 開発政策との整合性

1995年のI期審査時に、インド政府の第8次五カ年計画（1992年4月～1997年3月）では、公共部門総投資予定額4兆3,410億ルピーのうち18%を電力セクターに割り当てていた（電力を含むエネルギーセクター全体では26%）。同じく西ベンガル州の五カ年計画においても、州政府の公共部門総投資予定額933億ルピーのうち約30%を電力セクターが占めていた。II期とIII期の審査時においても、電力セクターの優先順位は高く、本事業はインド政府や西ベンガル州政府の開発政策と合致していた。

「3.1.2 開発ニーズとの整合性」に後述のとおり、事後評価時の西ベンガル州においては、ピーク時の電力需給ギャップは縮小されている。しかし、第12次五カ年計画（2012年4月～2017年3月）において、ピークロードを含む新規電源開発は引き続き重要な課題とされている。実施機関である西ベンガル州配電公社（West Bengal State Electricity Distribution Co. Ltd：WBSEDCL）の情報によると、事後評価時の西ベンガル州の電力セクターにおける目標は、以下のように掲げられている。

- 24時間の電力供給
- 2017年内に全世帯に対する安定した電力の供給
- 農業促進のための専用給電線（フィーダ）の構築
- 将来的な産業成長をサポートするための発電能力の増強

さらに、西ベンガル州では、本事業が揚水事業として当初の期待どおりピーク時需給ギャップの緩和に貢献しているため、将来的なピーク時需要に対応すべく1,000MWの新規揚水発電所の建設を計画している。このように、事後評価時においても本事業はインド政府や西ベンガル州政府の開発政策との整合性がある。

##### 3.1.2 開発ニーズとの整合性

西ベンガル州では、本事業のI期審査時以前より州内の発電設備が不足していること、火力発電所の設備利用率が低いこと、石炭火力発電所のピーク時対応能力が低いこと、送配電ロスが高いことに起因し、ピーク時供給力・電力量ともに不足している状態であった。このような状況を解決するためには、ピーク時の電力供給に対応する揚水発電所を建設することで、ピーク時電力供給のギャップ緩和を図りつつ、水力電源の開発を通じてバランスのとれた電源構成を確保する必要があった。

<sup>2</sup> A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

<sup>3</sup> ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

表 1 西ベンガル州の電力需給状況

|              | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ピーク時需要 (MW)  | 5,850  | 6,162  | 6,592  | 6,832  | 7,180  | 7,600  | 7,876  |
| ピーク時需要年間伸び率  | 13.0%  | 5.3%   | 7.0%   | 3.4%   | 5.1%   | 5.9%   | 3.6%   |
| ピーク時出力 (MW)  | 5,840  | 6,112  | 6,532  | 6,734  | 7,120  | 7,540  | 7,713  |
| ピーク時過不足 (MW) | ▲10    | ▲50    | ▲60    | ▲98    | ▲60    | ▲60    | ▲163   |
| ピーク時過不足比率    | ▲0.2%  | ▲0.8%  | ▲0.9%  | ▲1.4%  | ▲0.8%  | ▲0.8%  | ▲2.1%  |
| 電力需要量 (GWh)  | 33,750 | 36,481 | 38,679 | 44,151 | 44,935 | 48,429 | 49,238 |
| 発電電力量 (GWh)  | 29,415 | 33,052 | 33,996 | 43,762 | 44,718 | 48,192 | 49,055 |
| 電力需要量年間伸び率   | 7.7%   | 8.1%   | 6.0%   | 6.8%   | 1.8%   | 7.8%   | 1.7%   |
| 電力量過不足 (GWh) | ▲4,335 | ▲3,429 | ▲4,683 | ▲390   | ▲217   | ▲237   | ▲183   |
| 電力量過不足比率     | ▲14.7% | ▲10.4% | ▲13.8% | ▲0.9%  | ▲0.5%  | ▲0.5%  | ▲0.4%  |

出所：2009～2011 年度のデータは WBSEDCL 統計年鑑、2012 年度以降は中央電力庁

表 1 は 2009 年からの西ベンガル州の電力の需給状況に関するデータである。ピーク時供給力は強化されてきたものの、需要は近年も増加し続けている。電力需要全体も同様に増え続けている。中央政府や他州政府からの買電等の対応を用いつつも、ピーク時の設備容量における需給ギャップは 2009 年から 2015 年の間は平均マイナス 1%となっており、過不足はほぼ解消されている。電力需給量のギャップも 2009 年はマイナス 14.7%であったが、2015 年にはマイナス 0.4%となっており、過不足は解消の傾向にある。WBSEDCL の予測にもとづく将来的なピーク時需要は、今後も伸び続けて 2026 年には 9,690MW に達するとされている。したがって、ピーク時の電力需要に対応している本事業は、審査時から事後評価時まで一貫して、西ベンガル州の開発ニーズとの整合性は高い（詳細は「3.4 インパクト」の項を参照）。

### 3.1.3 日本の援助政策との整合性

I 期審査時に、経済インフラ整備が日本政府の対インド援助政策の重点分野の一つとしてあげられていた。特に、インドの五カ年計画の優先目標である電力・運輸を中心と

したインフラ整備の支援を進めることとしていた<sup>4</sup>。その後、2004年と2006年のⅡ期・Ⅲ期審査時のJICAの海外経済協力業務実施方針においても、対インド支援では経済インフラの整備が重点分野とされており、本事業は日本の援助政策と合致していた。

以上より、本事業の実施はインド政府や西ベンガル州の開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

### 3.2 効率性（レーティング：②）

#### 3.2.1 アウトプット

本事業のアウトプットの計画と実績は表2のとおり。

表2 アウトプットの計画と実績

| 計画  | 実績  |
|---|---|
| ①ダム及び上池：ロックフィルダム、ダム高71m、堤長1,505m、総貯水容量16.5百万m <sup>3</sup>                            | 計画どおり   |
| ②ダム及び下池：ロックフィルダム、ダム高95m、堤長310m、総貯水容量16百万m <sup>3</sup>                                | 計画どおり   |
| ③水圧鉄管路：本数2本、長さ256.57m、内径7.7m  | 計画どおり   |
| ④発電所：地下式、幅22.5x長さ157.0x高さ47.7m、出力900MW（225MWx4基）                                      | 計画どおり   |
| ⑤開閉所（詳細なし）  | 開閉所：地上、GIS設置面積45x152m   |
| ⑥送電線：2区間<br>発電所－ドゥルガプール変電所：電圧400kV、回線数2、亘長160km<br>発電所－アランバーグ変電所：電圧400kV、回線数2、亘長150km | 発電所－ドゥルガプール変電所：電圧400kV、回線数2、亘長185km<br>発電所－アランバーグ変電所：電圧400kV、回線数2、亘長209km |
| ⑦変電所2カ所<br>ドゥルガプール変電所：電圧400kV、分路リアクトル4x50MVAR<br>アランバーグ変電所：電圧400kV、分路リアクトル4x50MVAR    | 計画どおり   |
| ⑧コンサルティング・サービス：78人月（詳細計画策定）   | 851人月（詳細計画策定、入札補助、施工管理）   |

出所：JICAやWBSIEDCLの提供資料

ハードコンポーネントの実績はほぼ計画どおりである。計画から変更があったのは、送電線の亘長であり、これは詳細計画時の実態に即した見直しの結果である。

コンサルティング・サービスについては、Ⅰ期審査時は詳細計画策定の業務分のみの

<sup>4</sup> 外務省ホームページ「国別援助実績（1991～1998年）」より。

78 人月が計上されていた。しかし、II 期審査時には実施機関の分社化（詳細は「3. 5 持続性」の項を参照）の一環として人員削減が進められていたため、実施機関が担当する予定であった施工管理部分の業務をコンサルティング・サービスで補うこととなり、結果的に 851 人月となった。

III 期審査時には、組織強化支援として①州間電力取り引きに関する料金設定・決裁システム（Availability Based Tariff：ABT）の強化、②総合品質管理（TQM）の推進、③送電設備のデータベースの開発、が本事業の範囲に追加された。しかし、この追加範囲はその後、実施機関の分社化が間近であったことから円借款の資金を利用しては実施されなかった。結果的に、ABT については、分社後に WBSSEDCL 内に ABT を推進する部署が設置され、必要なメカニズムが構築された。TQM については、上記の施工管理のコンサルティング・サービスに関する日常業務の一環として実施したほか、実施機関独自で活動を行った（詳細は「3. 5 持続性」の項を参照）。送電設備のデータベースについては、事後評価時までには開発されていないが、WBSSEDCL への聞き取りによると、準備を進めているとのことであった。組織強化支援の範囲追加については、III 期審査時に慎重に検討されるべきであったが、その後の状況を踏まえ、本事業から除外するに至ったことは妥当であったと考えられる。

### 3.2.2 インプット

#### 3.2.2.1 事業費

表 3 は本事業の I 期審査時の事業費について計画と実績を比較したものである。この表に見られるとおり、事業費は計画内に収まった。円借款はその 65%がダムやその他水力発電設備を含む主要土木工事と機器調達に費やされた。実施機関負担分の資金は税金、用地取得費、管理費にあてられた。

表 3 事業費の計画と実績

|       | 計画          | 実績         | 計画比 |
|-------|-------------|------------|-----|
| 総事業費  | 107,150 百万円 | 60,256 百万円 | 56% |
| うち円借款 | 88,027 百万円  | 57,238 百万円 | 65% |

出所：JICA や WBSSEDCL の提供資料

実績が計画費用を大きく下回ったのは、事業期間中の為替レートの変動が大きな理由である。1995 年から 1998 年にかけては、1 ルピーあたり 3 円台であったのに対し、事業実施が本格化した 2003 年頃は 2.5 円をきっており、2009 年以降はさらに 2 円をきる状況となった。為替レートの変動は、事業計画時に予見することは難しく、当初の事業費の積算は妥当であったと考えられる。このほか、本事業がインド政府の大規模事業に認定され、一部、税金優遇措置を受けたこと、複数のコントラクターの応札価格が当初

想定額を下回ったことも費用が削減された理由である。

### 3.2.2.2 事業期間

本事業の完了時期の定義は、I 期・II 期の審査時は全 4 基の商業運転の開始時期とされていた。III 期審査時に組織強化支援のコンポーネントが追加されたため、その時点では同コンポーネントの活動終了を事業完了と定義づけていた。しかし、前述のとおり組織強化支援は本事業にて実施されなかったため、当初の定義のとおり商業運転の開始を事業完了とする。I 期審査時の事業期間は、借款契約（L/A）調印予定時期であった 1994 年 7 月から 2003 年 3 月までの 105 カ月と予定されていた。

実際の L/A 調印は 1995 年 2 月であり、1～4 号機はそれぞれ 2008 年 1 月、2008 年 2 月、2007 年 11 月、2007 年 10 月に商業運転を開始した。事業完了は 2008 年 2 月となり、本事業の期間は 157 カ月（計画比 150%）と計画を上回った。当初計画より 52 カ月の遅れが生じたことになるが、その最大の理由は各種施設の建設に必要な森林地の取得手続き（森林クリアランス）に時間を要したことである。本事業に必要な森林地計 373 ヘクタールのうち 233 ヘクタールについては、森林環境省のクリアランスにもとづき必要な用地が提供された。しかし、残り 140 ヘクタールについては 2002 年までクリアランスが下りなかった。森林クリアランスは森林環境省の管轄であり、実施機関の努力によりこの手続きに起因する事業遅延を回避することは困難であった。森林クリアランスを待っている間、本事業では入札手続きや準備工事の一部を進めることで、遅延の短縮に努めた。実際、本体土木工事は 75 カ月を要する予定であったのに対し、60 カ月で完成しており、クリアランス取得後も事業期間の短縮を図った。

### 3.2.3 内部収益率（参考数値）

本事業の審査時と事後評価時に計算した内部収益率とその条件は表 4 のとおり。審査時の数値は III 期審査時に算出されたものである。事後評価時の再計算は審査時と同じ条件で行った。

表 4 内部収益率と条件

|            | 財務的内部収益率                | 経済的内部収益率                  |
|------------|-------------------------|---------------------------|
| 内部収益率      | 審査時：5.3%<br>事後評価時：11.1% | 審査時：10.4%<br>事後評価時：9.1%   |
| 費用         | 事業費、運営・維持管理費、揚水発電費用     | 事業費（税金を除く）、運営維持管理費、揚水発電費用 |
| 便益         | 本事業による売電収入              | 代替電力購入費節約効果               |
| プロジェクト・ライフ | 25 年                    |                           |



### 財務的内部収益率 (FIRR)

事後評価時の FIRR が審査時よりも高くなったのは、為替変動により事業費が抑えられたことと、オフピーク時に消費する揚水のための発電量が当初の想定より少なくなったことにより、FIRR の計算に用いる費用が 4 割程度になったことが主因である。便益の面で売電価格が審査時は 4.20 ルピー/KWh であったのに対し、事後評価時は 5.41 ルピー/KWh (2008～2016 年の平均値) となったことも一因である。

### 経済的内部収益率 (EIRR)

EIRR については、事業費に関連する税金を除くが、費用の考え方は基本的に FIRR と同じであり、事後評価時の再計算では審査時の 4 割程度となった。便益は、プルリア揚水発電所の発電により節約される代替電力購入費である。代替電力購入費の算出にあたっては、2016 年まではプルリア揚水発電所の発電電力量の実績を用い、それ以降は同発電所に期待される 1,515GWh/年の想定で便益を計算した。発電量が当初の想定を下回っていること、さらに買電単価の実績値が審査時想定 4.20 ルピー/KWh を下回る 3.53 ルピー/KWh (2008 年～2016 年の平均値) となったことから、EIRR は審査時の数値より若干、小さくなった。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

## 3.3 有効性<sup>5</sup> (レーティング : ③)

### 3.3.1 定量的効果 (運用・効果指標)

有効性においては、II 期審査時に設定された運用・効果指標に重きを置いて評価した<sup>6</sup>。表 5 は、本事業の運用・効果指標の目標と実績を示したものである。本事業においては、事業完成 2 年後が目標年とされているため、実績との比較においては実際の事業完成 2 年後にあたる 2010 年の数値を用いて評価した。

<sup>5</sup> 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

<sup>6</sup> 運用・効果指標は I 期審査時には設定されていなかったため、II 期審査時に設定されたものである。

表 5 運用・効果指標の目標と実績

|                      | 目標値         | 実績値   |             |             |
|----------------------|-------------|-------|-------------|-------------|
|                      | 2010年       | 2008年 | 2009年       | 2010年       |
|                      | 事業完成<br>2年後 | 事業完成年 | 事業完成<br>1年後 | 事業完成<br>2年後 |
| 計画外停止時間（時間/年）        | 258         | 5     | 73          | 892         |
| 計画点検・補修による停止時間（時間/年） | 42          | 2     | 0           | 41          |
| 総合循環効率（%）            | 75.5        | 77.9  | 78.0        | 77.7        |
| 送電端電力量（GWh/年）        | 700         | 668   | 863         | 872         |
| 最大出力（MW）             | 900         | 900   | 900         | 900         |

出所：JICA 提供資料、実施機関への質問票調査

運用指標である計画外停止時間の目標値は、機械故障 168 時間、人員ミス 0 時間、その他 90 時間の計 258 時間と設定されていた。2010 年の実績値をみると、892 時間と目標値の 3.5 倍となっている。ちなみに 2011 年、2012 年もそれぞれ 355 時間、627 時間となっており、目標値を大幅に超過している。これは、発電機やタービンの予想外の故障とその修理に多大な時間を要したことに起因している。WBSSEDCL によると、計画外停止時間は全て機械故障に起因するものである。計画点検・補修による停止時間は、2010 年は目標値内に収まっている。しかし、それ以降はオーバーホールの実施により、2011 年は 198 時間、2013 年は 795 時間と目標値を大幅に超えている（表 6 を参照）。発電所の性能が維持されているかを評価する指標である総合循環効率は、目標どおりの実績となっている。

表 6 プルリア揚水発電所の停止時間の実績

単位：時間/年

|                | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|----------------|------|------|------|------|------|
| 計画外停止時間        | 355  | 627  | 5    | 108  | 405  |
| 計画点検・補修による停止時間 | 198  | 40   | 795  | 602  | 109  |

出所：WBSSEDCL

送電端電力量については、II 期審査時（2004 年）の時点では、プルリア揚水発電所は地域電力網に接続される想定であった。そのため、目標値は 1,721.4GWh/年と設定されていた。しかし、インド国内で国家電力網が順次導入され、本事業完成時には同発電

所は国家電力網につながる事となった。インドでは中央電力庁（Central Electricity Authority: CEA）が毎年、各発電所の送電端電力量を定めており、CEA の計画と地域負荷分散局の指示に基づき、発電所では発電を行っている。プルリア揚水発電所でも独自の判断により発電を行うのではなく、CEA の計画に従う必要がある。そのため、同発電所の送電端電力量は CEA が定めた数値を目標値として用いることが適切と判断し、CEA の目標値と実績を比較した。その結果、2010 年は目標を達成している。本事業は表 7 に示すように、2010 年以降も 2015 年を除き CEA の定めた送電端電力量を満たしている。

表 7 プルリア揚水発電所の送電端電力量の計画と実績

単位：GWh/年

|     | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014  | 2015  |
|-----|------|------|------|------|-------|-------|
| 計画値 | 700  | 700  | 700  | 700  | 1,200 | 1,200 |
| 実績  | 872  | 759  | 791  | 778  | 1,408 | 1,048 |

出所：WBSSEDCL

このほか、参考指標としてプルリア揚水発電所の設備利用率と稼働率の実績についても情報収集を行った。これら指標の経年の状況は表 8 のとおり。設備利用率については比較対象となる基準値がないが、稼働率については、CEA が発表する全国の水力発電所の 2015 年の実績にみると、平均は 87.9% となっており、プルリア揚水発電所の経年の稼働率にみると、これを上回る稼働率を維持していることになる。

表 8 設備利用率及び稼働率<sup>7</sup>

単位：%

|       | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 設備利用率 | 39   | 50   | 51   | 44   | 46   | 45   | 82   | 61   |
| 稼働率   | 97   | 100  | 99   | 93   | 93   | 91   | 92   | 77   |

出所：WBSSEDCL

本事業は、5 つの運用効果指標のうち 4 つをほぼ目標どおり達成している。特に送電端電力量は CEA の指示に基づき課せられた電力量を満たしており、本事業に期待されていた効果を発現しているといえる。

<sup>7</sup> WBSSEDCL では、設備利用率(%)=年間送電端電力量÷最大発電量 x 100、稼働率(%)=年間稼働日数÷365 日 x 100 で算出している。

### 3.3.2 定性的効果（その他の効果）

審査時に期待されていた定性効果は、その内容からむしろインパクトと判断されるため、インパクトの項で評価する。

## 3.4 インパクト

### 3.4.1 インパクトの発現状況

本事業に期待されていたインパクトは、①西ベンガル州のピーク時電力不足の緩和、②近隣石炭火力発電所の運用効率の改善、③電力供給増加による産業の活性化、④民生の向上<sup>8</sup>であった。

#### ① 西ベンガル州のピーク時電力不足の緩和

西ベンガル州全体の発電電力量にみると本事業による発電量は限定的である。しかし、西ベンガル州のピーク時電力需給の状況は表 1 に示したとおりであり、2015 年は 163MW のピーク時電力の不足となっている。本事業は最大出力 900MW であり、近年の西ベンガル州のピーク時出力に占める割合は 12%程度となっていることから、本事業の供給力の存在は重要な位置づけにあると考えられる。

#### ② 近隣石炭火力発電所の運用効率の改善

石炭火力発電所の運用効率の改善については、審査時に建設中であったバクレスジュール火力発電所の 4 号機・5 号機が発電する電力で、プルリア揚水発電所の水を汲み上げることが想定されていた。しかし、実際にはバクレスジュール火力発電所から直接、プルリア揚水発電所に揚水用の電力が供給されているわけではなく、電力網を通じて電力供給が行われているため、特定の火力発電所の設備利用率などのデータをもって本事業による運用効率の改善の度合いを示すことは適当ではない。参考までに 1992 年当時、実施機関が運営していた複数の火力発電所の平均設備利用率 28.7%と本事業と同じ地域電力網に属する 5 つの火力発電所の近年の平均設備利用率を比較すると、表 9 に示すように大幅な改善がみられる。

表 9 本事業と同じ電力網に属する火力発電所の設備利用率

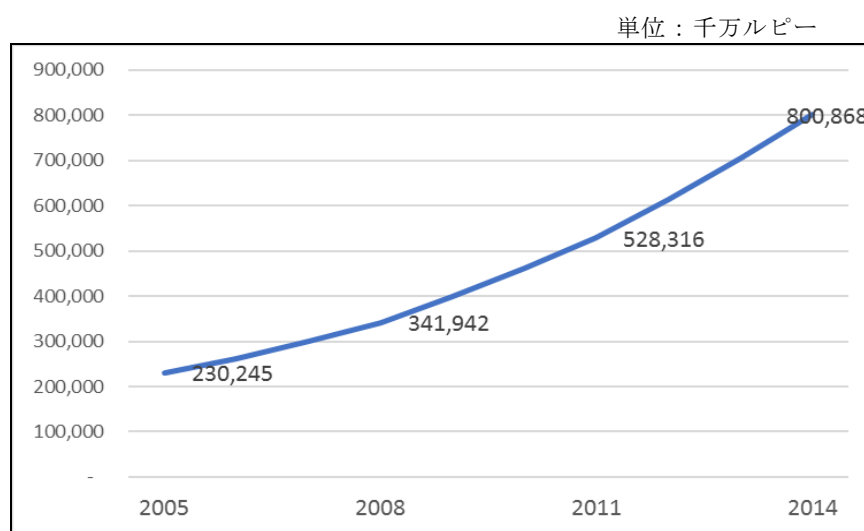
| 火力発電所    | 平均設備利用率（2007～2015 年） |
|----------|----------------------|
| バクレスジュール | 83%                  |
| コラガット    | 64%                  |
| バンドル     | 45%                  |
| サントルディ   | 58%                  |
| サガルディギ   | 67%                  |

出所：WBSEDCL

<sup>8</sup> 審査時、「産業の活性化に伴う民生の向上」とされていた。本事業による産業の活性化への直接的な貢献を特定することは難しいため、電化による民生の向上とした。

### ③ 電力供給増加による産業の活性化

図1は2005年から2014年までの西ベンガル州のGDPの推移を示したものである。本事業による直接的な貢献度を特定することは難しいが、同州の経済が安定的に成長してきたことがうかがえる。



出所：西ベンガル州政府

図1 西ベンガル州のGDPの推移

このほか、事後評価時に事業サイトであるプルリア地区バグムンディの街の事業所<sup>9</sup>10件への聞き取りを行った。事業所はいずれも2004年あたりから地域の電力供給が安定したと感じていた。本事業の直接的なインパクトではないが、地域の電化が進み、電力供給が安定したことで、日没後も営業ができるようになったことは大きいとも感じていた。また、本事業実施中は外部からやってきた多くの事業関係者の消費活動や地元住民の雇用により、地域経済が一時的に活性化した模様であった。

### ④ 民生の向上

本事業から発電される電力は国家電力網に供給され、ある一定の地域を本事業の受益地と特定することは困難である。また、本事業による直接的な産業の活性化への貢献を特定することも難しい。そのため、事後評価では発電、すなわち電化による地域住民の生活水準の変化について調査を行った。バグムンディ地区は本事業以前から電化されており、本事業では配電整備は行っていない。他方、プルリア地区にみる電化率は2001年の64.2%から2012年以降、99.9%となった。同地域で電化された世帯の生活水準の

<sup>9</sup> 企業その他、未登記のビジネスや個人商店を含む。

変化を把握するため、事業サイトを中心に 2007 年以降電化された世帯に対し、簡易受益者調査を行った<sup>10</sup>。この地域は指定部族の人口が多く、調査世帯は 10 件中 8 件が貧困世帯であった。そのため、電化されてはいるものの住居には照明用の電球があるだけで、いずれの世帯もテレビや冷蔵庫といった電化製品は所有していなかった。このような状況のなか、日没後も子どもが勉強できるようになったことが、電化の最大のインパクトということであった。一部の女性は、日没後も手仕事ができるようになったため、若干の所得向上につながっていると感じていた。



図 2 事業サイトの集落



図 3 代替植林地

### 3.4.2 その他、正負のインパクト

#### ① 自然環境へのインパクト

事業対象地域はインドゾウなどの複数のインド保護種の生息地であるアヨダ丘陵の端に位置している。本事業の計画時、インド動物研究所が行った調査では、同地域は保護種の重要な生息地ではないとされていた。

本事業はインド政府の環境・森林クリアランスを取得したうえで事業を実施している。事業実施期間中の自然環境面での影響をモニタリングするため、1996 年に環境モニタリング委員会が設立された。同委員会は、州の森林局・環境局・指定部族開発局・電力局などから構成された。実施機関は工事の完了する 2007 年まで同委員会に事業地域周辺の騒音・振動・土壌質・大気質・水質・動植物生態の状況について半年ごとに報告していた。同委員会のモニタリングにおいて、特段の問題は報告されていない。WBSEDCLによると、同委員会は操業フェーズを含む 2016 年まで必要に応じ現場踏査を行っていた。

本事業の施設を建設するために州政府から取得した森林地については、同規模の植林を代替地に行うことが義務付けられていた。森林局が取得面積と同じ 373 ヘクタールの土地に代替植林を実施していたことは、事後評価時の現地踏査および文書で確認された。このほか環境配慮への事項として同じく森林局により、野生動物のための水飲み場の設置、上下ダム間の移動回廊の確保、植草、流域管理などが実施される予定であった。森

<sup>10</sup> 調査対象世帯は、バグムンディ周辺の村の中心の家屋を拠点にして幹線道路から遠ざかる方向に進む形で電化されている在宅世帯を順に、対象 5 村からそれぞれ 2 軒ずつ選定した。

林局への聞き取りでは、上下ダム間の移動回廊は既に確保されていたため、別途整備されなかったが、そのほかの事項は森林局により対応がなされたとのことであった。植草や流域管理については当初、2001年頃に森林局により実施された。土壌保全など、維持管理が必要な介入はその後、政府の他のスキームにより維持管理が行われた。キストバザール川からの取水点において堆砂のモニタリングが行われている。本事業では送電線の敷設においても、保護区や貴重種の生息域を通過しておらず、想定されていなかった環境への負のインパクトは確認されなかった。

事後評価時の簡易受益者調査で事業実施中や完成後の大気質・水質・廃棄物・騒音・振動・悪臭などの状況について確認した。その結果、施設建設中の状況への意見は下図のようになった。

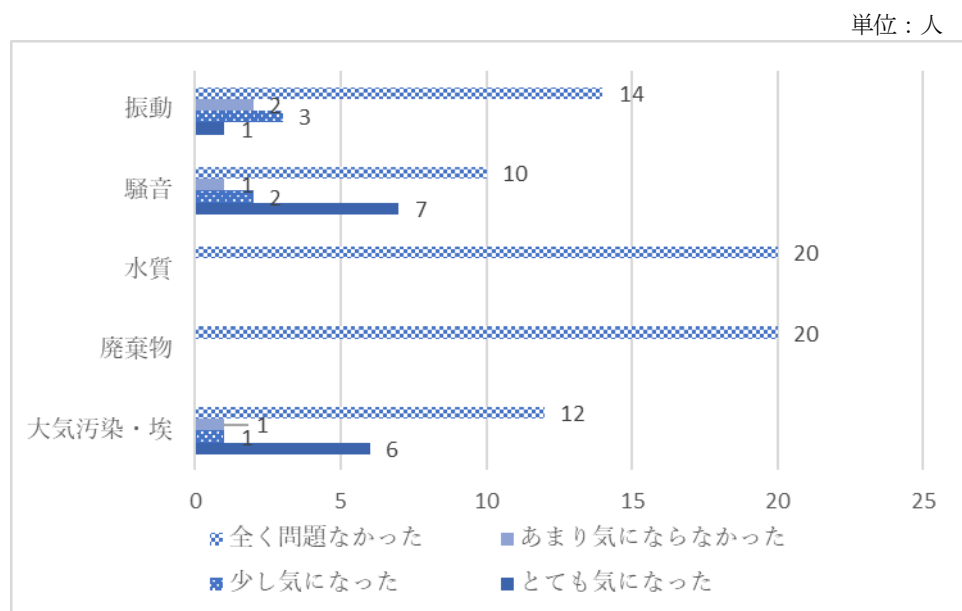


図4 事業建設中の環境に対する住民の意見

振動・騒音・大気汚染・埃の状況については回答に若干のばらつきがあった。主に上ダム付近の世帯は、施工中に工事現場の騒音やほこり、ダイナマイト使用時の振動が気になったとのことであった。騒音や埃に起因する健康被害は報告されなかった。事業完成後は、これらの状況については全ての回答者が「全く問題ない」としており、現時点では特に問題はないといえる。事業に対する苦情申し立てについては、本事業においては特別なシステムは構築されなかった。他方で、地域住民への聞き取りでは、問題があれば直接または地域の政治家や自治体を通じて実施機関に対し苦情申し立てをすることができたとの証言があった。

## ② 住民移転・用地取得

本事業のために取得された土地は、373ヘクタールの森林地に加え私有地24ヘクタ

ール、州政府所有地 28 ヘクタールの計 425 ヘクタールであった。住民移転は発生していない。地域住民から取得された私有地は主に農地として使われていた。私有地の取得に関しては、インドの土地収用法に基づき実施された。当時の市場価格に 30% 上乗せした補償金額が地区行政事務所を通じて被影響世帯に支払われた。実施機関は、これらの世帯に対し、生計の状況を確認するための調査を 2004 年に実施している。しかし、2004 年以降は同様の調査やモニタリングは実施されていない。事後評価時の被影響世帯 3 件への聞き取りでは、農地を手放したことにより家計への負担があったとの声が聞かれたが、これらの世帯は取得用地に対して払われた補償には満足している様子であった。

### ③ その他、正負のインパクト

本事業で建設した上下ダムは、下流に既存するロハリア灌漑ダムに吐水しており、WBSEDCL や灌漑局への聞き取りでは、プルリア上下ダムができたことにより、灌漑水の安定供給につながったとのことであった。特に、乾期の作付面積が若干増えたようであった。ただし、本事業実施前後の灌漑対象地域の灌漑用水の水量や農作物の収量の変化は、定量的に確認することはできなかった。

このほか、本事業はアヨダ丘陵の端に位置しており、ダムができたことで事業サイトをアヨダ丘陵観光のゲートウェイとして利用する地元観光客が増えた。観光客の増加により、上ダム付近には土産物やスナックを売る露店が設営された。ただし、近隣住民への聞き取りでは、露天商は同地域の外からきた人々が営んでいるとのことであった。観光客によるごみの投棄が景観を乱している様子も見受けられた。

以上より、本事業の実施によりおおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。

## 3.5 持続性（レーティング：③）

### 3.5.1 運営・維持管理の体制

I 期審査時には、本事業の実施機関は西ベンガル州電力庁（West Bengal State Electricity Board：WBSEB）であった。WBSEB は電力供給法（1948 年）に基づき 1955 年に設立された。西ベンガル州電力局の監督下に、同州の発電・送配電を担当していた。火力発電については、1985 年に設立された西ベンガル電力開発公社に移管済みであった。州政府が進める電力セクターの改革により、1998 年には西ベンガル地方エネルギー開発公社が設立され、当時、農村部の配電・電化は同公社に移管されつつあった。2007 年には WBSEB が分社化され、西ベンガル州配電公社（WBSEDCL）、西ベンガル州送電公社となった。本事業は WBSEDCL に引き継がれた。

分社直前の III 期審査時の計画では、事業完成後はプルリア揚水発電所の操業、運営・維持管理は 164 人体制で行われることが予定されていた。表 10 は審査時の人員配置と



事後評価時の認可ポスト数と実際の在籍数を示したものである。

表 10 本事業の運営・維持管理の人員配置

|               | 審査時計画<br>(2006 年) | ポスト数            | 在籍数 |
|---------------|-------------------|-----------------|-----|
|               |                   | (2016 年 12 月現在) |     |
| エンジニア         | 82                | 29              | 49  |
| その他技術職        | 50                | 70              | 43  |
| 専門職 (除くエンジニア) | 12                | 17              | 10  |
| 非技術職          | 20                | 19              | 21  |
| 合計            | 164               | 135             | 123 |

出所：WBSEDCL

実施機関の分社化を考慮し III 期審査時に計画された運営・維持管理の人員数は 164 人であり、これには維持管理の人員も含まれている。しかし、実際、維持管理は外部委託されており、表 10 の在籍数にその人数は含まれていない。外部委託の人員は 34 人程度であり、これを在籍数に加えると、現在の人員数はほぼ計画どおりとなる。WBSEDCL への聞き取りでは、分社後当時は一時的に人員不足の問題が生じていたが、現在は組織全体として分社化の影響による問題は生じていないとのことであった。

プルリア揚水発電所の運営・維持管理においては必要な人員が確保されており、運営・維持管理の体制に問題はない。

### 3.5.2 運営・維持管理の技術

表 11 は本事業の運営・維持管理の各職種に求められる職員の学歴と実際に配属されている職員の学歴である。本事業の運営・維持管理に従事している職員は必要な学歴を有している。

表 11 運営・維持管理職員に求められる学歴と配属職員の学歴

|               | 求められる学歴  | 配属されている職員の学歴   |
|---------------|--|--|
| エンジニア         | Graduate Engineer  | M-tech, Graduate Engineer                                      |
| その他技術職        | Diploma, ITI   | Graduate Engineer, Diploma, ITI                                |
| 専門職 (除くエンジニア) | Chartered and Cost Accountancy, Personal & Business Management | Chartered and Cost Accountancy, Personal & Business Management |
| 非技術職          | Graduate   | Graduate, Inter Pass   |

出所：WBSEDCL

注：各セルに記載されている学位は、高い学位から順に左から記載している。

本事業では、実施期間中に現場や本邦で発電所と関連機器類の運営・維持管理のための研修が行われた。WBSEDCL では通常、職員の再研修や新技術の導入においては、組織内での定期研修を通じて職員の技術水準の維持・向上を図っている。ただし、揚水発電に関する研修は WBSEDCL 内では行われていないため、運営・維持管理に必要な技術は OJT または必要に応じ外部での研修を通じて習得している。WBSEDCL への聞き取りにおいても、プルリア揚水発電所の運営・維持管理に携わっている職員は必要な技術を有しており、技術面での問題はないとのことであった。

運営・維持管理に関するマニュアルは、各種機器類別に整備されている。ほとんどのマニュアルは発電所運開当時に製造業者が作成したものである。その後、改訂の必要性は特に認められていないため、現在までのところ同じものを活用している。点検整備も発電機、タービンなどの主要機器別に製造業者が定めたスケジュールにそって行われており、点検の記録も付けられている。

「3.2 効率性」の項に記載した組織強化支援の一部であった TQM については、本事業とは別に WBSEDCL 内部で活動が実施されている。需要家への給電の質を高めることを目的に「Quality Customer Care Center (QCCC)」を設立し、これまでに州内各地に 120 の QCCC を立ち上げている。このほか、500 にのぼる消費者センターにヘルプデスクを設置したほか、定期的に QCCC のコンペを開催し、功績のよい QCCC を表彰するなどの取り組みを手掛けている。

職員は必要な学歴、技術を有しており、技術水準の維持・向上への取り組みが図られており、運営・維持管理の技術においても問題は見受けられない。

### 3.5.3 運営・維持管理の財務

プルリア揚水発電所の 2013～2015 年の運営・維持管理予算と執行状況（人件費と事務コストを除く）は表 12 のとおり。発電所の予算は必要金額を WBSEDCL 本部に申請し、本部で査定の上各年度の予算が配分される。同発電所の関係者への聞き取りでは、現在までのところ十分な予算配分が行われており、運営・維持管理の予算に不足は生じていないとのことであった。

表 12 プルリア揚水発電所の運営・維持管理予算と執行状況

単位：百万ルピー

|    | 2013 年 | 2014 年 | 2015 年 |
|----|--------|--------|--------|
| 予算 | 352    | 273    | 588    |
| 支出 | 192    | 233    | 436    |

出所：WBSEDCL

WBSEDCL 全体の 2012～2015 年の財務諸表を表 13 に示した。この 4 年間の状況のみ

ると黒字経営となっている。流動比率をみると短期的な支払い能力に問題はないとみられる。WBSEDCL が公表している負債比率は高くなっているが、負債比率を算出する際の負債の金額に長期借入金も含まれているためである。WBSEDCL では現在でも各世帯への電化率の向上と電力の安定供給を図るための事業を推進しており、そのための借入が大きくなっている模様である。

表 13 WBSEDCL の財務諸表

単位：INR 百万（流動比率・負債比率は実数）

|      | 2012 年  | 2013 年  | 2014 年  | 2015 年  |
|------|---------|---------|---------|---------|
| 総資産  | 279,397 | 322,153 | 361,066 | 406,177 |
| 自己資本 | 57,080  | 59,257  | 22,567  | 22,567  |
| 固定資産 | 129,867 | 146,301 | 161,973 | 173,662 |
| 固定負債 | 130,656 | 151,304 | 161,648 | 174,255 |
| 流動資産 | 90,583  | 133,077 | 133,519 | 179,862 |
| 流動負債 | 91,660  | 111,592 | 127,158 | 145,719 |
| 流動比率 | 0.99    | 1.19    | 1.05    | 1.23    |
| 負債比率 | 6.23    | 7.10    | 7.53    | 8.18    |
| 総収入  | 174,999 | 178,799 | 195,833 | 186,113 |
| 支出   | 173,915 | 178,503 | 195,533 | 185,761 |
| 純利益  | 817     | 191     | 198     | 216     |

出所：WBSEDCL 年報

2013 年からインド電力省が格付け会社に委託して実施している国内の電力公社の格付け（パフォーマンス・レーティング）がある。2013 年の第 1 回総合評価で、WBSEDCL は 39 社中 5 位と高いパフォーマンスを示していた。2015 年の第 4 回総合評価では、WBSEDCL は 40 社中 15 位となった。2013 年と比較すると格付けは下がっているが、2015 年には WBSEDCL の補助金への依存度が低いことが高く評価されている。WBSEDCL が受け取っている補助金に関する詳細データは入手できなかった。ただし、年報から 2014 年度は、WBSEDCL の収入を補完するための補助金は提供されていないことがわかる。

プルリア揚水発電所の運営・維持管理のための予算は過不足なく配分されている模様であり、実施機関自体の財務状況も比較的良好である。

#### 3.5.4 運営・維持管理の状況

定期点検（日常・週間・月次）は、先述のとおり定められたスケジュールにそって実

施されている。2010年に発電機の故障が発生し、その後も機器の不具合や故障に何度か見舞われているが、必要な修理は実施されている。WBSEDCLへの聞き取りでは、一部のスペアパーツを日本から取り寄せる必要があるため、調達するのに時間がかかることであったが、スペアパーツ自体を確保することに問題はない。事後評価時点で発電所は正常に機能していた。

審査時の計画では、オーバーホールは10年に1回と考えられていたが、実際には5～7年の周期でオーバーホールが必要となっている。本事業では、点検時の機器の状況や故障を踏まえ、2014年1月に1号機、2015年3月に2号機、2016年10月に3号機、2017年1月に4号機のオーバーホールを実施済みである。

このように本事業の施設の運営・維持管理状況には問題はない。

以上より、本事業の運営・維持管理は体制、技術、財務、状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

## 4. 結論及び提言・教訓

### 4.1 結論

1990年代インドは、高い経済成長を達成し、それに伴い電力需要も増加していた。インドの各地同様、西ベンガル州ではピーク時の電力不足の解消が課題となっていた。このような状況下、本事業は西ベンガル州のプルリア地区に出力900MWの揚水発電所と関連送変電設備を建設することで、ピーク時電力不足を緩和することが期待されていた。電力分野は、インド政府や西ベンガル州政府の開発政策において審査時から事後評価時まで一貫して重要な位置づけにある。審査時同様、事後評価時においても引き続きピーク時の電力需要は伸び続けており、今後も電力供給力の増強は必要とされている。日本の援助政策との整合性も確認され、本事業の妥当性は高い。本事業で計画されていたアウトプットは、ほぼ計画どおり実施された。事業費は事業期間中の為替変動等により計画費用の6割程度で実施された。他方、事業期間は森林クリアランス取得の遅れにより当初計画より52カ月遅れ、効率性は中程度となった。本事業による効果の発現状況においては、審査時に設定された運用・効果指標のほとんどを達成している。西ベンガル州のピーク時電力不足の緩和、石炭火力発電所の運用効率の改善、電力供給増加による産業の活性化、民生の向上といった面で一定のインパクトが認められる。自然環境面での負のインパクトは確認されておらず、有効性・インパクトは高いといえる。本事業の運営・維持管理の体制、技術、財務、状況の面においても特段の問題は確認されず、持続性も高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

## 4.2 提言

### 4.2.1 実施機関への提言

なし。

### 4.2.2 JICA への提言

なし。

## 4.3 教訓

### 事業を取り巻く環境が変化した場合の運用・効果指標の見直し

本事業では、II 期審査時に計画停止時間を除く運用・効果指標とその目標値の設定がなされた。III 期審査時には計画停止時間が運用指標として追加されたが、送電端電力量は II 期までの目標値を用いたままとし、見直しがされなかった。さらに、III 期審査時まで、本事業は地方電力網に接続されると考えられていたが、国家電力網の導入が進み、本事業完成時には審査時に設定された送電端電力量は本事業の目標値としてはふさわしくない状況となった。

運用・効果指標は、事業効果の発現状況を確認するうえで重要な情報である。このことを踏まえ、複数のフェーズに分けて審査をする案件についてはその都度、JICA と実施機関で運用・効果指標とその詳細を確認することで関係者の本事業に期待される効果への認識を改めることにつながることを考えられる。さらに、事業を取り巻く環境が変化した際には、その状況を踏まえ、必要であれば運用・効果指標とその目標値を適時に改訂することは重要である。

以上

主要計画/実績比較

| 項目               | 計画  | 実績  |
|------------------|---|---|
| ①アウトプット          |   |   |
| a) ダム及び上池        | ロックフィルダム、ダム高 71m、堤長 1,505m、総貯水容量 16.5 百万 m <sup>3</sup>                                 | 計画どおり   |
| b) ダム及び下池        | ロックフィルダム、ダム高 95m、堤長 310m、総貯水容量 16 百万 m <sup>3</sup>                                     | 計画どおり   |
| c) 水圧鉄管路         | 本数 2 本、長さ 256.57m、内径 7.7m   | 計画どおり   |
| d) 発電所           | 地下式、幅 22.5 x 長さ 157.0 x 高さ 47.7m、出力 900MW (225MW x 4 基)                                 | 計画どおり   |
| e) 開閉所           | 詳細なし  | 地上、GIS 設置面積45 x 152m  |
| f) 送電線           | 2 区間<br>発電所ードゥルガプール変電所：電圧 400kV、回線数 2、亘長 160km<br>発電所ーアランバーグ変電所：電圧 400kV、回線数 2、亘長 150km | 2 区間<br>発電所ードゥルガプール変電所：電圧 400kV、回線数 2、亘長 185km<br>発電所ーアランバーグ変電所：電圧 400kV、回線数 2、亘長 209km |
| g) 変電所           | 2 カ所<br>ドゥルガプール変電所：電圧 400kV、分路リアクトル 4 x 50MVAR<br>アランバーグ変電所：電圧 400kV、分路リアクトル 4 x 50MVAR | 計画どおり   |
| h) コンサルティング・サービス | 78 人月 (詳細計画策定)  | 851 人月 (詳細計画策定、入札補助、施工管理)   |
| ②期間              | 1994年7月～<br>2003年3月<br>(105カ月)  | 1995年2月～<br>2008年2月<br>(157カ月)  |
| ③事業費             |   |   |
| 外貨               | 69,815百万円   | 27,472百万円   |
| 内貨               | 37,335百万円<br>(11,112百万ルピー)  | 32,784百万円<br>(13,717百万ルピー)  |
| 合計               | 107,150百万円  | 60,256百万円   |
| うち円借款分           | 88,027百万円   | 57,238百万円   |
| 換算レート            | 1ルピー = 3.36 円<br>(1994年4月時点)  | 1ルピー = 2.39 円<br>(1995年1月～2015年12月平均)   |
| ④貸付完了            | 2016年1月   |   |