

インド

シマドリ・バイザック送電線建設事業(I)(II)

外部評価者：OPMAC 株式会社 宮崎慶司

0. 要旨

本事業は、アンドラ・プラデシュ州（AP 州）ビシャカパトナム市近郊に建設中のシマドリ火力発電所（1,000MW、円借款案件）ならびにバイザック火力発電所（1,040MW、民活案件）の新設に合わせて、ビシャカパトナム市～州都ハイデラバード間約 600km を含む地域において、送電線敷設、変電所建設等を行うことにより、両発電所からの発電電力を AP 州都ハイデラバードを含む州内の需要地へ効率的に送電し、かつサイクロンが頻発する地域での高規格系統の信頼性の確保を図ることを目的として実施された。本目的は、インドの開発政策、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。本事業により新設または増強が行われた変電所の稼働状況は概ね良好で、送配電損失率の減少、電力需給ギャップの縮小、電力供給の安定性および信頼性の向上といった事業の目的は達成されている。またアンドラ・プラデシュ州における産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善に対しても一定の貢献が認められる。従って、有効性は高いと判断される。事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回っており、効率性は中程度である。本事業で整備された変電所施設および送電施設の維持管理状況は良好で、運営・維持管理における実施機関の体制、技術、財務の面において問題もなく、持続性は高いと認められる。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



本事業で建設した 400KV 送電線

1.1 事業の背景

アンドラ・プラデシュ州（以下 AP 州という）は、1996 年当時、面積でインド国内 4 番目、人口で 5 番目に大きい南部の主要州であった。全人口の 7 割が農業従事者である AP 州では、農業向け電力需要の伸びが大きく（1992～1995 年の買電金額に占める農業部門の割合は約 4 割、全国平均は約 3 割）、このため工業部門向けの電力供給不足が、同州経済発展

のボトルネックとなっていた。この状況に対応すべく AP 州政府は電源開発に取り組んでおり、1996 年当時、AP 州南部のビシャカパトナム市において大型民活案件であるバイザック火力発電所建設事業（発電設備容量 1,040MW、事業者：ヒンドゥージャ発電会社）および円借款事業「シマドリ石炭火力発電所建設事業(I)(II)(III)(IV)」（発電設備容量：1,000MW、実施機関：インド国営火力発電公社）が計画されていた。この 2 つの新規発電事業からの電力を有効活用するため、両発電所から AP 州送電網へ電力を送電するための送電線および変電所の整備が必要であった。

1.2 事業概要

AP 州ビシャカパトナム市近郊に建設中のシマドリ火力発電所（1,000MW、円借款案件）ならびにバイザック火力発電所（1,040MW、民活案件）の新設に合わせて、ビシャカパトナム市～州都ハイデラバード間約 600km を含む地域において、送電線敷設、変電所建設等を行うことにより、両発電所からの発電電力を AP 州都ハイデラバードを含む州内の需要地へ効率的に送電し、かつサイクロンが頻発する地域での高規格系統の信頼性の確保を図り、もって同州の産業活性化、雇用拡大、農村電化や家庭電器普及等による地域住民の生活改善に寄与する。

| | フェーズ 1 | フェーズ 2 |
|--------------------------|---|--|
| 円借款承諾額／実行額 | 10,629 百万円／10,436 百万円 | 6,400 百万円／5,476 百万円 |
| 交換公文締結／借款契約調印 | 1997 年 10 月／1997 年 12 月 | 2002 年 3 月／2002 年 5 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 | 金利 1.8% 返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド |
| 借入人／実施機関 | インド大統領／アンドラ・プラデシュ州送電公社(APTRANSCO) | |
| 貸付完了 | 2003 年 2 月 | 2009 年 8 月 |
| 本体契約 | なし | |
| コンサルタント契約 | Lahmeyer International GmbH（ドイツ）・日本工営（日本）の共同企業体 | |
| 関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等 | F/S：アンドラ・プラデシュ州電力庁（APSEB）により 1994 年 3 月に作成 | |
| 関連事業 | <ul style="list-style-type: none"> • 円借款「スリサイラム左岸揚水発電建設事業(I)(II)(III)」 • 円借款「スリサイラム送電線建設事業(I)(II)」 • 円借款「シマドリ石炭火力発電所建設事業 (I)(II)(III)(IV)」 | |

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

宮崎 慶司 (OPMAC 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：2011年8月～2012年6月

現地調査：2011年11月27日～12月10日、2012年3月11日～3月21日

2.3 評価の制約

一部変電所の運用効果指標データについて十分な情報が得られなかったため、当該変電所の稼働状況に関する分析に限界があった。

3. 評価結果 (レーティング：A¹)

3.1 妥当性 (レーティング：③²)

3.1.1 開発政策との整合性

フェーズ1審査時(1997年)では、インドの第8次5カ年計画(1992～1997年)における公共部門総投資額(4兆3,410億ルピー)のなかで電力セクターに対する投資額は18.3%(7,959億ルピー)であり、全セクター中トップシェアであった。同計画では、①発電設備稼働率の向上、②送配電ロスの削減、③電力供給機関の財務体質の改善、④新規電源開発事業の促進、⑤民間投資の活用等に重点が置かれていた。また、AP州の第9次5カ年計画(1997～2002年)において開発予算の22.9%が電力セクターに配分され、うち約61%が送配電セクターに重点配分されるなど、同州における送配電セクター開発は優先課題であった。

事後評価時点では、同国の第11次5カ年計画(2007～2012年)期間中の中央政府、州政府、民間部門の全てを含むインフラへの総投資額(20兆5,610億ルピー)のなかで電力セクターに対する投資額は32.42%(6兆6,652億ルピー)を見込んでおり、全セクター中トップシェアである。同計画では、電力セクターに対する開発戦略として、①中央電力規制委員会(CERC)、州電力規制委員会(SERC)の能力強化、②送配電ロスの削減、③地方電化の促進、④電力セクターへの民間投資の促進等に重点が置かれている。またAP州の第11次5カ年計画(2007～2012年)でも引き続き電力セクター開発の優先度は高く、2007～2012年の5年間で新たに5,485MW³の発電能力の増強を目指している。本事業は、AP州における送電の効率性および信頼性の向上により電力需給ギャップの緩和を目指すものであり、国家開発計画の開発戦略である送配電ロスの削減や地方電化の促進、およびAP州開発計画と整合性を持つ。

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

³ 内訳は、アンドラ・プラデシュ州発電公社(APGENCO)による電源開発が3,053MW、インド中央政府が769MW、民間部門が1,128MW、非従来型エネルギー事業が535MWとなっている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

フェーズ 1 審査時 (1997 年)、インド南部の農業州である AP 州では、農業向け電力需要の伸びが大きく、工業部門向けの電力供給が不足し、同州経済発展のボトルネックとなっていた。また 1997 年の AP 州の送配電ロス⁴は 38% と非常に高かった。当時計画中の全発電所が予定通り完成したとしても、本事業に関連するバイザックおよびシマドリ両火力発電所の完成予定の 2002 年時点で約 6.6% の電力不足 (ピーク時) が生じる見込みであった。また AP 州電力庁⁴ (当時) と電力会社との間で締結最終段階にあった買電契約の条件のひとつとして、バイザック発電所 1 号機運開の 6 ヶ月以上前までに必要な送電施設を完成させることが義務付けられており、本事業の優先度は高かった。さらに、本事業は 1996 年度以降の円借款案件である「シマドリ石炭火力発電所建設事業(I)(II)(III)(IV)」(発電設備容量: 1,000MW) および大型民活案件であるバイザック火力発電所 (同上: 1,040MW) からの電力を有効活用するためのものであり、本事業の必要性および緊急性は高かった。

しかしながら、本事業実施の前提条件のひとつであったバイザック火力発電所の建設については、事業実施主体であるヒンドゥージャ発電会社 (HNPC) の建設費用および電力料金の設定にかかる AP 州政府との協議が長引いたため、本事業完成まで実現できなかった。シマドリ火力発電所は当初計画通り、2004 年に完成した。事業実施が遅れていたバイザック火力発電所⁵は、現在、ヒンドゥージャ発電会社 (HNPC) による建設工事が進行中であり、2013 年 9 月に完成予定とされている。完成後、同発電所からの電力の 85% は AP 州向け、15% はオープンアクセス電力取引⁶ (Open Access Power Trading) により供給先が決まる予定である。

また、シマドリ火力発電所は、国営火力発電公社 (NTPC) により設備容量を既存の 1,000MW から 2,000MW へ拡張する工事 (第 3 号機および第 4 号機の新設) を行っており、2012 年 3 月に完成した。既に第 3 号機 (500MW) は 2011 年 12 月より稼働を開始し、現在、第 4 号機 (500MW) は試運転期間中であり、2012 年 8 月には商業運転を開始する予定となっている。この拡張工事により新たに追加される 1,000MW 分の電力については、約 6 割が AP 州以外の南部州 (タミルナド州、カルナタカ州、ケララ州、ポンディシェリ連邦政府直轄地域) にも送電されることになっており、最終的にはシマドリ火力発電所の 1,452MW (既存 1,000MW および拡張分から 452MW) の電力が AP 州向けに供給される予定である。

結果的にバイザック発電所の建設は本事業完成まで実現しなかったが、計画時においては、バイザック発電所およびシマドリ発電所の建設計画の実施可能性はあったと思われる。仮に本事業の前提条件としてバイザック発電所の建設が含まれていなかったとしても、シマドリ発電所は計画通りに実施されており、同発電所と AP 州送電網をつなぐ送電施設 (変電所、送電線) の整備の必要性は高かった。従って、計画時におけるニーズとの整合性は認められる。

⁴ 1998 年の州電力改革法の成立により、AP 州電力庁は、発電、送電、配電公社へ分割され、州電力規制委員会が設置された。

⁵ バイザック火力発電所の発電設備容量は、最終的に 1,040MW (520MW x 2 基) とされた。

⁶ バイザック火力発電所からの電力購入を希望する AP 州内外の送配電公社および大口需要家電力が参加する競争入札により、電力供給先が決められる。

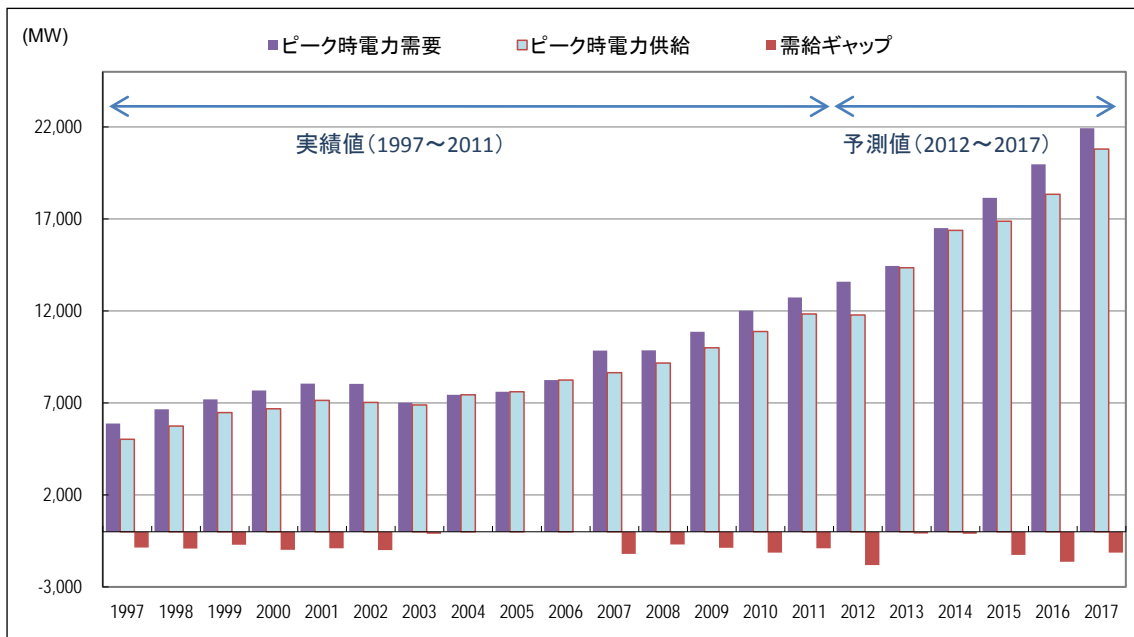


建設工事中の NHPC バイザック火力発電所
(2011 年 12 月撮影)



NTPC シマドリ火力発電所

事後評価時では、AP 州では継続して電源開発に取り組んでいるものの、2011 年では約 7% (905MW) の電力不足 (ピーク時) が生じており、本事業完成後においても AP 州における電力供給不足は解消されていない。AP 州の一人当たり電力消費量も 2006 年の 600kWh から現在は 950kWh まで増加しており、今後も更なる電力需要の増加が見込まれている (図 1)。このように事後評価時においても、AP 州は電力供給不足の状況下にあり、AP 州電力需給の緩和の観点から、本事業の必要性は認められる。



出所：APTRANSCO

注 1：1997～2011 年の数値は実績値、2012～2017 年の数値は予測値。

注 2：シマドリ火力発電所が完成した 2004 年から 2006 年までの 3 年間については、一時的にピーク時電力需給ギャップが解消された。

注 3：APTRANSCO の将来予測では、バイザック火力発電所完成予定の 2013 年にはピーク時電力需給ギャップが 0.6% (95MW)、2014 年には 0.7% (121MW) となり、一時的にほぼ解消されることを見込んでいる。

図 1：AP 州のピーク時電力需要および電力供給の推移 (実績値および予測値)

3.1.3 日本の援助政策との整合性

フェーズ1 審査時（1997年）において、対インド国別援助政策は策定されていなかったが、これまでの調査研究、インド政府との政策対話等を踏まえて、対インド援助方針における重点分野のなかに、5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支援の推進が含まれていた⁷。

以上より、本事業の実施はインドの開発政策、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 有効性⁸（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

①運用・効果指標

本事業により2カ所の変電所の新設（バイザック（カルパカ）変電所⁹、デイリー・ファーム変電所）、6カ所の既存変電所の拡張（ペンドウルチ変電所、ガジュワカ変電所、ベマギリ変電所、ヌナ変電所、カマム変電所、ハイデラバード変電所）、および400kV送電線877km、220kV送電線74kmの整備が行われた（図2）。

なお上記8カ所の変電所のうち、ガジュワカ変電所、ヌナ変電所、カマム変電所の3カ所については、国営企業であるインド電力網公社（PGCIL）が所有・管理する施設であり、本事後評価では実施機関を通じて上記3変電所の運用・効果指標のデータ収集を試みたものの回答を得ることができなかった。そのため、本事後評価では、上記3カ所を除いた、5カ所の変電所について、定量的効果（運用・効果指標）の分析を行った。

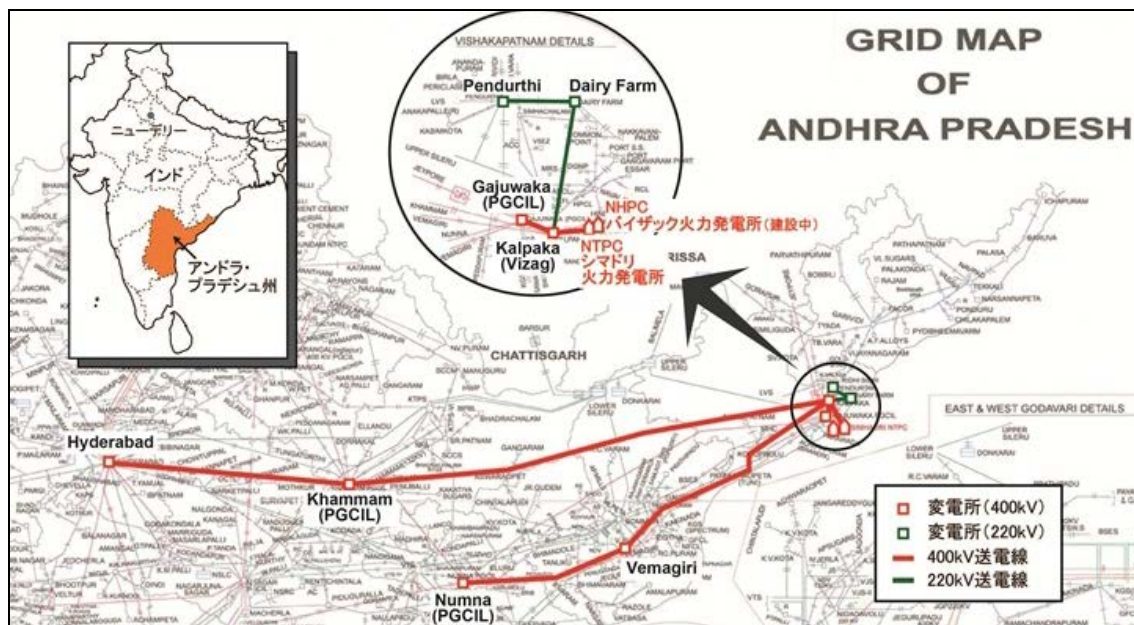


図2：事業サイト地図

⁷ 外務省「ODA白書」（平成10年）。

⁸ 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。

⁹ バイザック変電所は、同変電所が位置する村の地名をとって、一般的にはカルパカ変電所と呼ばれている。

a) バイザック（カルパカ）変電所（新設）

バイザック（カルパカ）変電所のデータについては、送電端電力量、需要電力量、変電所稼働率の実績値は2009/10年までは計画値を十分達成している。送電損失率は2005/06年から2009/10年にかけて継続して減少しており、2009/10年には計画値をほぼ達成している。2010/11年の送電損失率がマイナスとなっているのは、実施機関の説明によると自然環境の影響や送電施設の建設・維持管理などが原因で変流器および変圧器がダメージを受ける場合があり、そのことにより誤ったデータが記録されるとのことであった。送電端最大電力が計画値を上回っているのは、近年、ビジャカパトナム市では、製鉄業、製油業、化学肥料製造業、精錬業などが入居する経済特区の開発が進んでおり、バイザック（カルパカ）変電所もこれらの大口電力需要家に対する電力供給も行っていることから、送電端最大電力が1,000MWと大きくなっていると考えられる。一方、定期点検による停止時間が、例えば2010/11年では5,446時間と計画値に対して非常に長くなっている。本事業の実施機関であるアンドラ・プラデシュ州送電公社（APTRANSCO）によると、この理由は最大負荷に対する変圧器定格容量を示す変電所稼働率は概ね90%以上と高いものの、ピーク時を除くバイザック（カルパカ）変電所の設備容量には十分な余裕があり、ピーク時以外の時間帯は一部の変圧器を停止しており、結果として停止時間が非常に長くなっているとのことである。このこともあり、変電所内電力消費量の実績値も計画値を大きく下回っている（表1）。

表1：バイザック（カルパカ）変電所（400kV）の運用効果指標

| 指標名 | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11* | 2011/12* | |
|-----|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|--------|
| 1 | 送電端電力量 (GWh) | 計画 | 5,641 | 5,641 | 5,641 | 5,641 | 11,283 | 11,283 | |
| | | 実績 | 7,742 | 8,123 | 7,742 | 8,533 | 8,521 | 8,417 | 6,541 |
| 2 | 需要電力量 (GWh) | 計画 | 5,633 | 5,633 | 5,633 | 5,633 | 5,633 | 11,273 | 11,273 |
| | | 実績 | 6,692 | 7,588 | 7,508 | 8,501 | 8,290 | 8,424 | 6,101 |
| 3 | 変電所稼働率 (%) | 計画 | 48 | 48 | 46 | 27 | 48 | 54 | 60 |
| | | 実績 | 95.3 | 98.5 | 73.9 | 99.4 | 91.6 | 89.9 | n.a. |
| 4 | 送電損失率 (%) | 計画 | 1.6 | 1.6 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 1.5 | 1.5 |
| | | 実績 | 13.6 | 5.9 | 3.5 | 0.4 | 2.7 | -0.1 | 6.7 |
| 5 | 変電所内電力消費量 (MWh) | 計画 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| | | 実績 | 885 | 875 | 798 | 781 | 713 | 719 | 618 |
| 6 | 送電端最大電力 (MW) | 計画 | 428 | 428 | 428 | 428 | 428 | 708 | 708 |
| | | 実績 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 7 | 定期点検による停止時間 (hr.) | 計画 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| | | 実績 | 1,336 | 1,397 | 23,473 | 7,363 | 1,983 | 5,446 | n.a. |
| 8 | 年間単位こう長あたり事故率 (送電線)(No./100km) | 計画 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| | | 実績 | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注1：計画値はフェーズ2 審査時（2002年）に設定されたもの。

注2：2010/11年以降の送電端電力量（計画値）が11,283GWhへ、需要電力量（計画値）が11,273GWhへと大きく拡大しているのは、事業完成5年後にバイザック火力発電所が完成し、同発電所からの送電をバイザック変電所が受けることを想定したものである。

注3：2011/12年の実績値は、2011年4～12月までの9ヶ月間の実績値。

注4：バイザック（カルパカ）変電所の定期点検による停止時間は、変電所内電力消費量削減のための停止時間も含まれる。またこの停止時間は複数の変電器の停止時間の合計の停止時間となっている。

b) デイリー・ファーム変電所（新設）

デイリー・ファーム変電所では、変電所稼働率、送電損失率、定期点検による停止時間などは計画値を達成する一方、送電端電力量などは計画を下回っている。当初計画では、デイリー・ファーム変電所の近くに経済特区が建設される予定があり、デイリー・ファーム変電所が主にその経済特区への送電を行う予定であった。しかし、その後の事業計画の変更により、同経済特区がペンドゥルチ変電所の近くに建設されたため、APTRANSCOではペンドゥルチ変電所の能力を拡張し、バイザック（カルパカ）変電所からペンドゥルチ変電所を経由して、同経済特区に電力供給を行うよう設計の変更を行った。このため、デイリー・ファーム変電所の実際の送電端電力量が計画値を下回る結果となった。このことにより、変電所内電力消費量の実績値も計画値を大きく下回っている（表2）。

表 2：デイリー・ファーム変電所（220/132/33kV）の運用効果指標

| 指標名 | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 | 2011/12 | |
|-----|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------|
| 1 | 送電端電力量 (GWh) | 計画 | 687 | 687 | 687 | 687 | 721 | 721 | |
| | | 実績 | 92 | 125 | 111 | 127 | 154 | 163 | 134 |
| 2 | 需要電力量 (GWh) | 計画 | 685 | 685 | 685 | 685 | 685 | 719 | 719 |
| | | 実績 | 91 | 124 | 110 | 126 | 154 | 163 | 133 |
| 3 | 変電所稼働率 (%) | 計画 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 41 | 41 |
| | | 実績 | 28.4 | 33.0 | 31.8 | 31.8 | 37.5 | 44.3 | 61.4 |
| 4 | 送電損失率 (%) | 計画 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 1.0 | 1.0 |
| | | 実績 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.7 |
| 5 | 変電所内電力消費量 (MWh) | 計画 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 |
| | | 実績 | 70 | 70 | 70 | 70 | 100 | 100 | 100 |
| 6 | 送電端最大電力 (MW) | 計画 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 86 | 86 |
| | | 実績 | 25 | 29 | 28 | 28 | 33 | 39 | 54 |
| 7 | 定期点検による停止時間 (hr.) | 計画 | 50 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| | | 実績 | 0 | 0 | 9 | 6 | 18 | 7 | 0 |
| 8 | 年間単位こう長あたり事故率 (送電線)(No./100km) | 計画 | 1.9 | 1.9 | 1.9 | 1.9 | 1.9 | 1.9 | 1.9 |
| | | 実績 | 0.16 | 0.14 | 0.49 | 0.24 | 0.36 | 0.31 | 0.28 |

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注：計画値はフェーズ2 審査時（2002年）に設定されたもの。

c) ベマギリ変電所（拡張）

ベマギリ変電所は、送電端電力量、需要電力量、変電所稼働率、送電損失率などは2010/11年では計画値を十分に達成している。殊に変電所稼働率については、ほぼ100%近くまで達している。一方、定期点検による停止時間、年間単位こう長あたり事故率は、計画値を下回っている（表3）。

表 3：ベマギリ変電所（400kV）の運用効果指標

| 指標名 | | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 | 2011/12 |
|-----|------------------------------------|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 送電端電力量 (GWh) | 計画 | 1,309 | 2,617 | 5,020 | 5,020 | 8,916 | 8,916 | 8,916 |
| | | 実績 | n.a. | 2,009 | 1,830 | 4,467 | 9,832 | 11,587 | 9,560 |
| 2 | 需要電力量 (GWh) | 計画 | 1,306 | 2,614 | 5,017 | 5,017 | 8,913 | 8,914 | 8,914 |
| | | 実績 | n.a. | 1,936 | 1,760 | 4,423 | 9,752 | 11,422 | 9,389 |
| 3 | 変電所稼働率 (%) | 計画 | 17 | 17 | 27 | 27 | 38 | 38 | 38 |
| | | 実績 | n.a. | 98.1 | 98.9 | 99.6 | 98.2 | 99.4 | 99.8 |
| 4 | 送電損失率 (%) | 計画 | 1.0 | 1.0 | 2.2 | 2.2 | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| | | 実績 | n.a. | 0.3 | 2.6 | 0.9 | 0.8 | 1.4 | 0.7 |
| 5 | 変電所内電力消費量 (MWh) | 計画 | 2,300 | 2,300 | 2,300 | 2,300 | 2,300 | 2,300 | 2,300 |
| | | 実績 | n.a. | 920 | 972 | 955 | 992 | 931 | 579 |
| 6 | 送電端最大電力 (MW) | 計画 | 434 | 434 | 434 | 724 | 724 | 724 | 724 |
| | | 実績 | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | 1,922 | 1,836 |
| 7 | 定期点検による停止時間 (hr.) | 計画 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| | | 実績 | n.a. | 80 | 140 | 106 | 95 | 133 | 253 |
| 8 | 年間単位こう長あたり事故率 (送電線) (No./100km) | 計画 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| | | 実績 | n.a. | 1.0 | 0.9 | 1.4 | 2.1 | 1.6 | 1.3 |

出所：JICA 審査資料および APTRANS CO

注：計画値はフェーズ 2 審査時（2002 年）に設定されたもの。

d) ハイデラバード変電所（拡張）

ハイデラバード変電所については、計画時に運用効果指標の計画値の設定が行われていなかった。各指標の経年変化をみると、送電端電力量、需要電力量などは 2005/06 年から 2010/11 年にかけて毎年増加しており、変電所稼働率も 2007/08 年を除いて 90% を超えており高い。定期点検による停止時間も 2.5～18.6 時間の範囲に留まっており、他の変電所と比較しても低い。送電損失率がマイナスとなっているのは、バイザック（カルパカ）変電所の場合と同様の理由によるものであると考えられる。全般的に、ハイデラバード変電所の稼働状況は良好であると言える（表 4）。

表 4：ハイデラバード変電所（400kV）の運用効果指標

| 指標名 | | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 | 2011/12 |
|-----|--------------------|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 送電端電力量 (GWh) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 3,284 | 3,450 | 3,986 | 4,954 | 5,499 | 5,670 | 3,273 |
| 2 | 需要電力量 (GWh) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 3,352 | 3,437 | 4,227 | 5,069 | 5,678 | 5,996 | 3,492 |
| 3 | 変電所稼働率 (%) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 93 | 90 | 77 | 93 | 90 | 95 | 93 |
| 4 | 送電損失率 (%) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | -0.021 | 0.003 | -0.061 | -0.023 | -0.033 | -0.057 | -0.067 |
| 5 | 変電所内電力消費量 (MWh) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 896 | 1,055 | 1,047 | 861 | 955 | 1,078 | 689 |
| 6 | 送電端最大電力 (MW) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 560 | 540 | 699 | 720 | 810 | 858 | 840 |

| 指標名 | | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 | 2011/12 |
|-----|------------------------------------|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 7 | 定期点検による停止時間 (hr.) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 42.6 | 15.4 | 8.2 | 12.7 | 6.2 | 2.5 | 15.9 |
| 8 | 年間単位こう長あたり事故率 (送電線) (No./100km) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 0.13 | 0.24 | 0.23 | 0.17 | 0.34 | 0.34 | 0.10 |

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注：ハイデラバード変電所の計画値については、フェーズ2 審査時（2002年）に設定されていない。

e) ペンドウルチ変電所（拡張）

ハイデラバード変電所と同様に、ペンドウルチ変電所でも計画時に運用効果指標の計画値の設定が行われていなかった。各指標の経年変化をみると、送電端電力量、需要電力量などは2005/06年から2011/12年にかけて毎年増加しており、変電所稼働率も90%を超えており高い。この要因としては、デイリー・ファーム変電所の分析で既述の通り、ペンドウルチ変電所の近くに経済特区が建設されたことより、同変電所から経済特区への電力供給が増えたことによるものと考えられる。一方、2008/09年の変電所稼働率は103%と過負荷容量となっており、ペンドウルチ変電所についても、今後、同変電所の更なる能力拡張が必要と思われる。定期点検による停止時間は126～134時間の範囲に留まっている。全般的に、ペンドウルチ変電所の稼働状況は良好であると言える（表5）。

表5：ペンドウルチ変電所（220kV）の運用効果指標

| 指標名 | | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 | 2011/12 |
|-----|------------------------------------|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 送電端電力量 (GWh) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 747 | 786 | 790 | 977 | 998 | 1,139 | 1,601 |
| 2 | 需要電力量 (GWh) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 684 | 730 | 757 | 938 | 980 | 1,127 | 1,598 |
| 3 | 変電所稼働率 (%) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 96 | 96 | 98 | 103 | 73 | 90 | 95 |
| 4 | 送電損失率 (%) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 8.3 | 7.1 | 4.1 | 3.9 | 1.7 | 1.0 | 0.2 |
| 5 | 変電所内電力消費量 (MWh) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 107 | 107 | 107.5 | 108 | 108 | 109 | 110 |
| 6 | 送電端最大電力 (MW) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 190 | 190 | 194 | 204 | 216 | 267 | 281.8 |
| 7 | 定期点検による停止時間 (hr.) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 131 | 126 | 130 | 128 | 132 | 126 | 134 |
| 8 | 年間単位こう長あたり事故率 (送電線) (No./100km) | 計画 | — | — | — | — | — | — | — |
| | | 実績 | 0.37 | 0.39 | 0.39 | 0.35 | 0.40 | 0.44 | 0.52 |

出所：JICA 審査資料および APTRANSCO

注：ペンドウルチ変電所の計画値については、フェーズ2 審査時（2002年）に設定されていない。

なお、稼働率が90%を超えているバイザック、ベマギリ、ハイデラバードの各変電所については、APTRANSCOでは今後、容量の拡張を行う計画である。



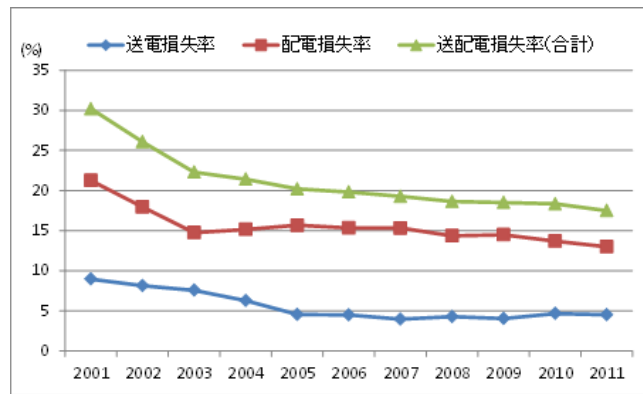
バイザック（カルパカ）変電所

デイリー・ファーム変電所

ハイデラバード変電所

②送配電損失率の減少

AP州の送配電損失率は1997年の33%から2011年には17.5%へと減少し、同様に送電損失率についても2001年の8.9%から2011年には4.5%へと約半分に減少した(図3)。この数字は、インド全国平均の送電損失率27%(2011年)と比較しても大変良好な実績であり、AP州はインドでも送配電損失率が最も低い州のひとつに数えられる。要因としては、本事業を含む送電施設の拡張や更新などが積極的に行われたことに加えて、AP州における電力セクター改革により、発電、送電、配電部門の分離など組織改革が実行され各部門の経営の効率化が図られたこと、効果的な盗電防止対策¹⁰が行われたこと、などによるものと考えられる。AP州の送配電網の一部をなす本事業は、同州の送配電損失率の減少に対しても一定の貢献があったと思われる。



出所：APTRANSCO

図3：AP州における送配電損失率

③電力需給ギャップの縮小

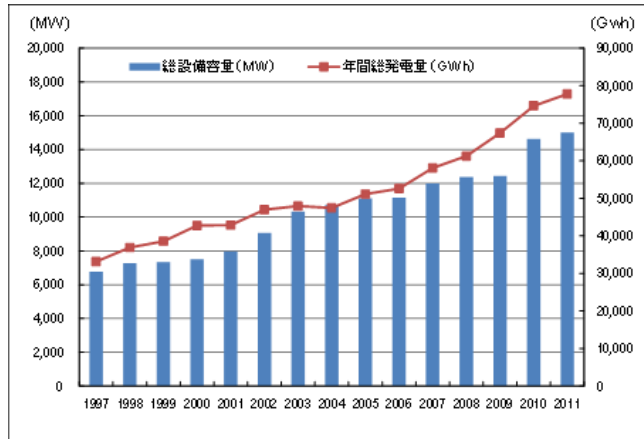
AP州では恒常的な電力不足の解消のため、電源開発に積極的に取り組んでおり、本事業がスタートした1997年から2011年までの14年間で、AP州の総発電設備容量は6,764 MW(1997年)から15,003 MW(2011年)へと2.2倍に、年間総発電量も33,130 GWh/年(1997

¹⁰ 例えば、自動検針メーターの導入、配電公社従業員の不正行為に対する罰則強化、課金・料金徴収システムの改善などの取り組みが挙げられる。

年) から 77,764 GWh/年 (2011 年) へと 2.3 倍の規模に拡大した (図 4)。

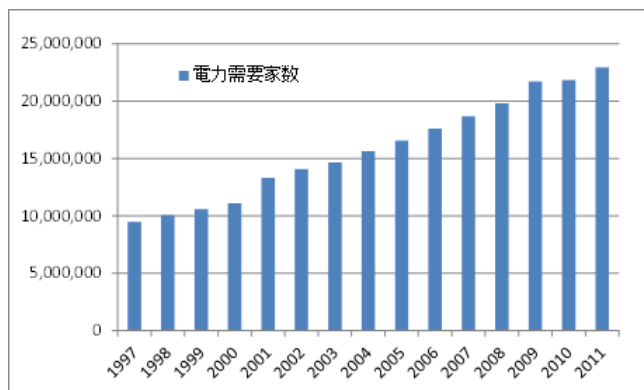
一方、AP 州の電力需要家数 (契約者数) も 1997 年の 948 万件からの 2011 年には 2,295 万件へと 2.4 倍に増加し (図 5)、一人当たり電力消費量も 600kWh (2006 年) から 950kWh (2011 年) へと増加するなど、電力需要も拡張を続けており、前述の図 1 に示す通り、シマドリ火力発電所が完成した 2004 年から 2006 年までの 3 年を除いて、AP 州の電力需給ギャップは解消されていない。

しかしながら、シマドリ火力発電所は 2011 年末時点で AP 州の総発電施設容量の 10% を占めており¹¹、さらに現在実施中のシマドリ火力発電所の拡張事業 (1,000MW→2,000MW)、およびバイザック火力発電所 (1,040MW) の完成により、2013 年 9 月以降は両発電所より少なくとも 2,336MW の電力が本事業施設を通じて、AP 州送電網に送られる予定である。これは AP 州全体の総発電容量の約 15% に相当する。従って、本事業は AP 州の電力供給体制において重要な役割を担っており、同州の電力需給ギャップの縮小に一定の貢献をしていると認められる。



出所：APTRANSCO

図 4：AP 州における総発電設備容量および総発電量



出所：APTRANSCO

図 5：AP 州における電力需要家数

3.2.2 定性的効果

①安定性および信頼性の向上

本事業実施後、APTRANSCO は、停電および電圧昇降が少ない安定した電力供給を行う能力が高まった。APTRANSCO によると、バイザック変電所 (カルパカ変電所) - カマム変電所 - ハイデラバード変電所間の 400kV 送電線の電圧については 10~16kV の改善が、バイザック変電所 (カルパカ変電所) - ベマギリ変電所間の 400kV 送電線の電圧は 2kV の改善が認められた。また AP 州はインド洋で発生するサイクロンの被害を受けやすい地域であるが、沿岸部に近い場所を通るバイザック変電所 (カルパカ変電所) - ベマギリ変電所間 - ヌナ変電所間の送電線などについては、基礎部分を含めた鉄塔構造の強化や角度の調整、各鉄塔間の距離の短縮などの対策を講じた。このことにより沿岸部の送電系統はサイクロ

¹¹ シマドリ火力発電所の 2011 年末における発電設備容量は 1,500MW である。

ンの被害を受けにくくなり、信頼性の向上にも繋がった。

また、AP州電力局、AP州配電公社に対するヒアリングでも、本事業はAP州の電力の安定供給および信頼性の向上に効果があったとの認識であった。仮に本事業が実施されなければ、電力需要が集中するAP州東部および中部は、現在よりもっと多くの停電や電力供給規制に見舞われていたであろうとのことであった。

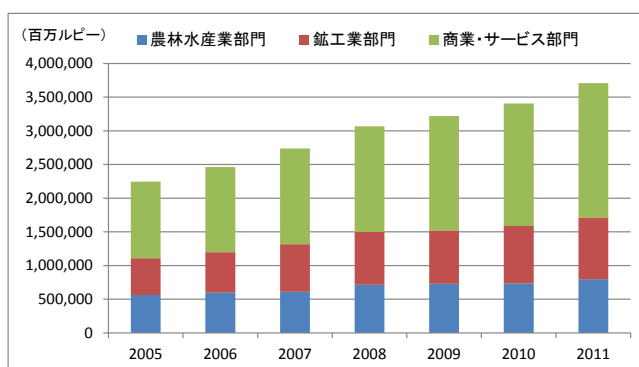
従って、本事業は、電力供給の安定性および信頼性の向上についても、一定の効果が認められる。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

①産業活性化

AP州の州内総生産は2005年度の2兆2,471億ルピーから2011年度には3兆7,100億ルピーへと約1.7倍に拡大している(図6)。AP州では近年、工業団地の開発が進み、織物産業、医薬品製造業、金属機械・機器製造業などの大規模製造業が増加している。また企業数も増加している。AP州配電公社に対するヒアリングでも、シマドリ発電所などからの電力を電力消費地に安定的に送電することにより、本事業はAP州の産業の促進に貢献しているとの認識であった。



出所：Andhra Pradesh Socio Economic Survey 2011-12 (AP州政府)

注：金額は2005年度を基準としたコンスタントプライス。

図6：AP州における州内総生産

シマドリ火力発電所建設事業(I~(IV)事後評価報告書¹²でも、同事業がAP州の電力需給ギャップの縮小に一定の貢献があるとされており、同発電所からの電力を送電することを目的とする本事業も、その貢献要因のひとつであると認められる。

本事業は、電力需要の高い産業等に対する安定的な電力供給を通じて、AP州の産業活性化を下支えする役割を果たしていると思われる。

②雇用拡大

雇用拡大に対するインパクトについては、本事業スコープとの関連性から検証は困難であるが、AP州配電公社に対するヒアリングでは、シマドリ発電所などからの電力を電力消費地に安定的に送電することにより、本事業はAP州の産業の促進に貢献し、雇用の拡大にも貢献しているとの認識であった。

③農村電化や家庭電器普及等による地域住民の生活改善

統計上の数字によるとAP州では2001年にはすでに電化率¹³100%を達成済みであるが、低

¹² http://www2.jica.go.jp/ja/evaluation/pdf/2009_ID-P120_4_f.pdf

¹³ 2004年2月に改定された「電化」の定義は、①居住区の基本配電設備の整備、②公共の場所(学校、会

カーストや貧困層の居住地区を含めると実際の電化率は100%には達していない¹⁴。しかし既述の通り電力契約者数も毎年増加しており、新規電力契約者数の増加は、新たに電力供給サービスを受けることが可能となった地域住民（家庭、企業等）の生活改善にも結び付いたと推測される。これは送電部門の能力向上のみならず、発電部門および配電部門も含むAP州電力システム全体の供給能力の拡大によるものであると考えられる。

従って、本事業は州内送電網の安定性向上に貢献していることから、地域住民の生活改善に対して、限定的ではあるが一定の貢献があったと考えられる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

①自然環境へのインパクト

インドでは送電線事業に対する環境クリアランスの取得や環境影響評価（EIA）も義務付けられていなかったが、本事業実施中に生じた一部事業スコープの変更に伴い、バイザック（カルパカ）変電所—デイリー・ファーム変電所間の220kV送電線の一部が保全林を通過することになったため、2002年2月にAP州政府より森林クリアランスを取得した。上記の森林クリアランス取得手続きも適法に行われており、本事業による自然環境への負のインパクトは認められない。

②住民移転・用地取得

a) 用地取得面積

計画時には変電所および鉄塔の建設用地として71.8haの用地取得が見込まれていたが、実際には156haの用地が取得された。用地取得面積増加の理由は、事業スコープの変更に伴い変電所および鉄塔の設置場所の変更等によるものである。用地取得および送電線の線下補償は所定のインド国内法に従って、手続きが行われた。

b) 住民移転

本事業では、住民移転は発生しておらず、この点で社会環境へのマイナスの影響は認められない。

上記の通り、本事業により新設または増強が行われた変電所の稼働状況は概ね良好で、送配電損失率の減少、電力需給ギャップの縮小、電力供給の安定性および信頼性の向上といった事業の目的は達成されている。またAP州における産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善に対しても一定の貢献が認められ、一方、自然環境や社会環境に対するマイナスのインパクトは認められなかった。以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

議所、診療所、薬局、公民館など）への電気供給、③村落内の世帯電化率が10%以上、の3つの条件を満たすことである（出所：2004年2月5日付インド電力省通達文書No.42/1/2001-D(RE)）。

¹⁴ この電化率は既存の都市・村落についての統計上の数字であり、これに含まれない低カーストや貧困層などの居住地区（多くの場合は一般市民の居住地区と離れた場所にある）における電化率は100%には達していないものの、2011年には94~99%まで改善している（出所：Rural Electrification Progress 2001-2011, APTRANSCO）。

仮に当初計画通りに本事業の完成と同じタイミングでバイザック発電所の建設が実現していれば、本事業完成の 2005 年 12 月以降は、シマドリおよびバイザック両火力発電所より年間約 14,800GWh¹⁵の電力を AP 州内へ供給することが可能であったと想定されるどころ、実際には年間約 8,000GWh¹⁶の供給に留まった。このことから、本事業実施の前提であったバイザック火力発電所の建設が計画通りに実現していれば、事後評価時点における事業の効果発現やインパクトはさらに高かったであろうと推測される。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業は、シマドリおよびバイザック両発電所からの発電電力の送電のために最小限必要なコンポーネントをフェーズ 1、その他の系統の信頼度向上に必要なコンポーネントをフェーズ 2 とし、2つのフェーズに分けて実施された。フェーズ 1 のうちバイザック発電所の運営主体であるヒンドゥージャ発電会社（HNPC）と AP 州との間で結ばれた売電契約上での合意内容に従い、同発電所 1 号機の運転開始の 6 か月前（審査時の予定では 2000 年 4 月）に完成させなければならぬ部分をフェーズ 1-A、その他の部分をフェーズ 1-B とした。計画および実績アウトプットの比較は、表 6 に示す通り。

表 6：計画および実績アウトプットの比較

| 項目 | 計画値* | 実績値 |
|-------------------|--|---|
| 【フェーズ 1-A】 | | |
| a) 400kV 送電線 | <ul style="list-style-type: none"> • Vizag 発電所～Vizag 変電所(25km x 4 回線) • Vizag 変電所～Gazuwaka 変電所(PGCIL) (20km x 2 回線) | <ul style="list-style-type: none"> • キャンセル • 4 km x 2 回線 |
| b) 変電所 | Vizag 変電所:400kV 開閉設備(14 ベイ) | 計画どおり |
| c) その他 | Gazuwaka 変電所(PGCIL)の 400kV 変電所引出口増設 2 ヲ所 | 計画どおり |
| 【フェーズ 1-B】 | | |
| c) 400kV 送電線 | <ul style="list-style-type: none"> • Simhadri 発電所～Vizag 変電所(30km x 4 回線) • Vizag 変電所～Khammam 変電所(PGCIL) (390km x 2 回線) • Khammam 変電所(PGCIL)～Hyderabad 変電所(200km x 2 回線) | <ul style="list-style-type: none"> • 4 km x 4 回線 • 364 km x 2 回線 • 198 km x 2 回線 |
| d) 220kV 送電線 | <ul style="list-style-type: none"> • Vizag 変電所～Eximpark 変電所(30km x 2 回線) • Eximpark 変電所～Gazuwaka 変電所(PGCIL) (8km x 1 回線) • Vizag 変電所～Pendurthi 変電所(40km x 2 回線) • Pendurthi 変電所～Garividi 変電所(65km x 1 回線) • Gazuwaka 変電所～Pendurthi 変電所(31km x 1 回線) | 全てキャンセル |
| e) 変電所 | <ul style="list-style-type: none"> • Vizag 変電所:400/220kV 変圧器(315MVA x 2 台)、220kV 開閉施設(6 ベイ) • Eximpark 変電所:220/132kV 変圧器(100MVA x 2 台) | <ul style="list-style-type: none"> • 計画どおり • キャンセル(Dairy Farm 変電所に変更) |

¹⁵ シマドリ火力発電所(1,000MW)より年間8,000GWh(発電電力の100%)、バイザック火力発電所(1,040MW)より年間6,800GWh(発電電力の85%)、合計年間14,800GWhがAPTRANSCOへ売電されると想定。

¹⁶ シマドリ火力発電所(1,000MW)からAPTRANSCOへ売電量は年間約8,000GWh。

| 項目 | 計画値* | 実績値 |
|--------------------------|---|---|
| f) その他 | <ul style="list-style-type: none"> • Gazuwaka 変電所 (PGCIL) : 400/220kV 変圧器増設 (315MVA x 1 台) • Pendurthi 変電所 : 220/132kV 変圧器増設 (100MVA x 1 台) • 400kV 変電所引出口増設 : Khamman 変電所 (PGCIL) (4 ベイ)、Hyderabad 変電所 (2 ベイ) • 220kV 変電所引出口増設 : Pendurthi 変電所 (4 ベイ)、Garividi 変電所 (1 ベイ)、Gazuwaka 変電所 (PGCIL) (1 ベイ)、Vizag 開閉所 (1 ベイ) | <ul style="list-style-type: none"> • キャンセル • キャンセル • 計画どおり • Pendurthi 変電所 (1 ベイ)、Garividi 変電所 (キャンセル)、Gazuwaka 変電所 (キャンセル)、Vizag 開閉所 (2 ベイ) |
| 【フェーズ 2】 g) 400kV 送電線 | <ul style="list-style-type: none"> • Vizag 変電所～Vemagiri 変電所 (180km x 2 回線) • Vemagiri 変電所～Nunna 変電所 (PGCIL) (160km x 2 回線) | <ul style="list-style-type: none"> • 167 km x 2 回線 • 140km x 2 回線 |
| h) その他 | <ul style="list-style-type: none"> • Vemagiri 変電所 : 400/220kV 変圧器増設 (315MVA x 2 台) • Vemagiri 変電所 : 引出口増設 (16 ベイ) • Nunna 変電所 (PGCIL) : 引出口増設 (2 ベイ) | <ul style="list-style-type: none"> • 計画どおり • 400kV (16 ベイ)、220kV (8 ベイ) • 計画どおり |
| i) コンサルティング・サービス | 外国人 120M/M ローカル 96M/M | 不明 |
| <追加スコープ> | — | <ul style="list-style-type: none"> • 220kV 送電線 : Vizag 変電所～Dairy Farm 変電所 (55km x 2 回線) • 220kV 送電線 : Dairy Farm 変電所～Pendurthi 変電所 (15km x 2 回線) • 220kV 送電線 : Vizag 変電所～開閉所 (4km x 2 回線) • Dairy Farm 変電所 : 220/132kV 変圧器 (100MVA x 2 台) |

出所 : JICA 審査資料および APTRANSCO

注 1 : 計画アウトプットはフェーズ 1 審査時 (1997 年) およびフェーズ 2 審査時 (2002 年) のアウトプットを適用。

注 2 : バイザック変電所 (Vizag SS) は、同変電所が位置する村の地名をとって、一般的にはカルパカ変電所 (Kalpaka SS) と呼ばれている。

注 3 : 本事業対象の変電所のうちカマム変電所 (Kammam SS)、ヌナ変電所 (Nunna SS)、ガジュワカ変電所 (Gazuwaka SS) の 3 ヲ所については、インド電力網公社 (PGCIL) が所有・管理する変電所である。

主要な変更点および変更理由は、以下の通りである¹⁷⁾。

- 本事業の前提であるバイザック発電所の建設計画が大幅に遅延し事業完成までに建設される見通しが立たなくなったため、フェーズ 2 審査時 (2002 年) にフェーズ 1-A および 1-B のスコープの一部をキャンセルした。

¹⁷⁾ 計画時想定された計画アウトプットに対する実績アウトプットを施設コンポーネントごとに比較すると、①400kV 送電線が計画の総延長 1,005km に対して、実績が 877km、②220kV 送電線が計画の総延長 174km に対して実績が 74km、③バイザック (カルパカ) 変電所、ベマギリ変電所およびガジュワカ変電所における 315MVA 変圧器新設および増設が計画の 5 ユニットに対して実績が 4 ユニット、④イグジム・パーク変電所、ペンドゥルチ変電所およびデイリー・ファーム変電所における 100MVA 変圧器増設が計画の 3 ユニットに対して実績が 2 ユニット、⑤バイザック (カルパカ) 変電所開閉施設の設置が計画の 20 ベイに対して実績が 20 ベイ、⑥8 ヲ所の変電所引出口増設が計画の 33 ベイに対して実績が 37 ベイであった。

- 当初予定していた場所にバイザック（カルパカ）変電所の用地が確保できなかったことから、シマドリ発電所の近所に同変電所を建設した。そのため、シマドリ発電所からバイザック（カルパカ）変電所—ガジュワカ変電所までの400kV送電線の距離が計画よりも短くなった。
- イグジム・パーク変電所建設予定用地はビシャカパトナム空港¹⁸に近く、送電鉄塔および送電線が航空機の飛行航路の障害になる可能性があるとの理由で、海軍および民間航空当局が同予定地への変電所建設に異議を唱えたため、建設地をイグジム・パークからビシャカパトナム市内のデイリー・ファームへと変更を行った。そのためイグジム・パーク変電所建設に関連する送電線、変電所などの建設がキャンセルとなった。一方、デイリー・ファーム変電所の建設およびバイザック（カルパカ）変電所から同変電所までの400kV送電線の建設が追加された。
- バイザック（カルパカ）変電所—ペンドゥルチ変電所—ガリビディ変電所間の220kV送電線はAPTRANSCOの自己資金で建設することになったため、本事業スコープの対象外となり、キャンセルされた。
- パラワダ変電所はAP州産業インフラ局の資金にて建設される予定であったが、財源の問題で2003年9月以前に同変電所完成の見込みが立たなくなったため、キャンセルされた。そのため、代わりにバイザック（カルパカ）変電所からバイザック開閉所までの220kV送電線が追加スコープとして建設された。

上記の事業スコープ変更は、当初想定されていたバイザック発電所建設計画の遅延、飛行航路の障害の可能性のあるイグジム・パーク変電所の建設予定の変更、などの理由によるものであり、フェーズ1の計画時には十分に想定しえなかった事柄であったと思われる。従って、事業スコープの変更は、状況の変化に対応するためのものであり、事業目的の達成を著しく阻害するものではないため、妥当なものであったと判断される。なお、仮に計画段階において海軍および民間航空当局との事前協議および情報共有がなされていれば、少なくともイグジム・パークの建設場所変更に伴う計画変更や工期の遅れについては、ある程度、最小化できたと思われる。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

計画事業費は20,014百万円に対して、実績事業費は15,750百万円であった（計画比79%）であり、計画内に収まった（表7）。事業費減の一番の要因は、競争入札の結果、資機材調達費が計画見積もりより低く抑えられたこと、その結果、計上していた予備費が未使用となったこと、また外貨交換レートの変動などによるものと考えられる。

¹⁸ ビシャカパトナム空港には、ビシャカパトナム海軍航空基地が併設されている。

表 7：計画および実績事業費の比較

| 費目 | 計画値* | | | 実績値 | | |
|-----------------------|-------------|---------------|-------------|-------------|---------------|-------------|
| | 外貨 (百万円) | 内貨 (百万ルピー) | 合計 (百万円) | 外貨 (百万円) | 内貨 (百万ルピー) | 合計 (百万円) |
| 1. 土木工事 | 24 | 1,149 | 3,069 | 1,747.5 | 462.2 | 2,903.0 |
| 2. 資機材調達費(送電線および変電所) | 14,352 | 0 | 14,352 | 11,808.4 | 0.0 | 11,808.4 |
| 3. コンサルティング・サービス費 | 607 | 18 | 655 | 252.8 | 23.3 | 311.1 |
| 4. 用地取得費 | 0 | 26 | 69 | 0.0 | 42.9 | 107.3 |
| 5. 管理費 | 0 | 66 | 175 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 6. 税金およびプライス・エスカラーション | 69 | 196 | 588 | 0.0 | 103.9 | 259.8 |
| 7. 予備費 | 303 | 56 | 451 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 8. 建中金利 | 655 | 0 | 655 | 361.1 | 0.0 | 361.1 |
| 合計 | 16,010 | 1,511 | 20,014 | 14,169.8 | 632.3 | 15,750.7 |

出所：JICA 審査資料および APTRANSKO

注 1：計画事業費はフェーズ 2 審査時（2002 年）の事業費を適用。

注 2：換算レートは、計画値は 1 ルピー＝2.65 円（2002 年 1 月時点）、実績値は 1 ルピー＝2.51（1997～2005 年平均）を適用。

3.4.2.2 事業期間

計画事業期間は 1997 年 12 月（借款契約調印）から 2003 年 8 月（事業完成）までの 69 ヶ月に対して、実績事業期間は 1997 年 12 月から 2005 年 12 月までの 97 ヶ月であり、計画を上回った（計画比 141%）（表 8）。

表 8：計画および実績事業期間の比較

| 項目 | 計画値 | 実績値 |
|------------------|---|---|
| 1. L/A 調印 | (フェーズ 1)1997 年 12 月 (フェーズ 2)2002 年 5 月 | (フェーズ 1)1997 年 12 月 (フェーズ 2)2002 年 5 月 |
| 2. 用地取得 | (フェーズ 1)2000 年 3 月～2001 年 8 月 (フェーズ 2)2002 年 4 月～2003 年 3 月 | 2000 年 7 月～2001 年 6 月 |
| 3. 送電線調達 | (フェーズ 1)2000 年 7 月～2001 年 12 月 (フェーズ 2)2002 年 6 月～2003 年 3 月 | 2000 年 7 月～2004 年 11 月 |
| 4. 送電線工事 | (フェーズ 1)2000 年 7 月～2002 年 3 月 (フェーズ 2)2002 年 6 月～2003 年 8 月 | 2000 年 8 月～2005 年 7 月 |
| 5. 変電所調達 | (フェーズ 1)2000 年 9 月～2002 年 6 月 (フェーズ 2)2002 年 5 月～2003 年 3 月 | 2001 年 1 月～2005 年 1 月 |
| 6. 変電所工事 | (フェーズ 1)2000 年 10 月～2002 年 7 月 (フェーズ 2)2002 年 7 月～2003 年 8 月 | 2001 年 3 月～2005 年 3 月 |
| 7. コンサルティング・サービス | — | 1999 年 5 月～2005 年 6 月 |
| 8. 事業完了 | (フェーズ 1)2002 年 7 月 (フェーズ 2)2003 年 8 月 | 2005 年 12 月 |
| 9. 全体工期 | 1997 年 12 月～2003 年 8 月(69 ヶ月) | 1997 年 12 月～2005 年 12 月(97 ヶ月) |

出所：JICA 審査資料および APTRANSKO

注：計画事業期間はフェーズ 2 審査時（2002 年）の計画値を適用。

遅延の理由としては、①事業スコープ変更により生じた設計変更、建設工事に関わる遅れ、②送電線建設場所の大部分が田圃にあり、その建設工事が可能な期間が農閑期にあたる3ヵ月間に限られており、遅れが生じたこと、③農作物に対する補償手続きや、送電線の線下補償手続きに時間を要したこと、④鉄道線路上の送電線架設工事のための許可取得に時間を要したこと、⑤山間部の溪谷など難しい地形に長い距離の送電線を通すための特別な送電鉄塔の設計に時間を要したこと、⑥スコープ変更に伴いバイザック（カルパカ）変電所－デイリー・ファーム変電所間の220kV送電線の一部が保全林を通過することになり、そのための森林クリアランスの取得に時間を要したこと、などが挙げられる。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

3.4.3.1 財務的内部収益率（FIRR）

事後評価時の本事業のFIRRの再計算結果は11.7%であり、計画時の9.0%よりも高くなった。この主な要因は、シマドリ火力発電所の拡張により販売可能な電力が増加し、売電収入の増加に繋がったためと考えられる。なお計画時のFIRR算出の前提条件は以下のとおりであった。

<計画時のFIRR前提条件>

- 費用：建設費、運営・維持管理費、買電費用
- 便益：売電収入
- プロジェクトライフ：事業完成後35年

3.4.3.2 経済的内部収益率（EIRR）

審査時の本事業のEIRRは10.0%であった。EIRRの再計算については、再計算に必要な情報データの入手が困難であったため、本事後評価では再計算は行なわない。なおEIRR算出のための計画時の前提条件は以下のとおりであった。

<計画時のEIRR前提条件>

- 費用：建設費（税金除く）、運営・維持管理費（税金除く）、買電費用
- 便益：誘発効果
- プロジェクトライフ：事業完成後35年

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、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は中程度である。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業の運営・維持管理機関は、アンドラ・プラデシュ送電公社（APTRANSCO）である¹⁹。担当部署は、APTRANSCO本社送電部の下にある首都圏地域事務所、バイザック地域事務所、ヴィジャヤワダ地域事務所であり、各地域事務所の送電課、維持管理課、計測・継電器検

¹⁹ APTRANSCOはAP州電力改革法（1998年）によりアンドラ・プラデシュ州電力庁（APSEB）の送配電部門を引き継ぐ形で1999年2月に設立されたAP州政府出資の送電公社。その後、2000年4月に配電部門が地域毎に4つの配電公社に分離され、送電部門のみをAPTRANSCOが担当することとなった。

査課の職員が現場レベルでの送電・変電施設の保守を行っている。また主要変電所には送電線エンジニアも配置され、変電所および送電線の両方の維持管理を行っている。各地域事務所には所長として技師長が配属され、各担当地域の施設の維持管理、予算計画・執行に責任を持つ。バイザック地域事務所の総職員数は376名（技師長／所長1名、監督技師7名、主任技師20名、主任技師補138名、技師補210名）である。APTRANSCOによると、運営・維持管理の従事職員数は確保されており、問題なしとの認識であった。APTRANSCOの組織図は図7に示す通り。

なお、本事業の対象に含まれているガジュワカ変電所、カマム変電所およびヌナ変電所については、所有者であるインド電力網公社（PGCIL）が維持管理を担当する。PGCILは1992年に設立された国営企業で、各州を跨る全国規模の広域送電網を有し、インド国内の電力の45%の送電を担っている。PGCIL管理下の上記3カ所の変電所の維持管理は、各変電所が責任を負うが、各変電所に繋がるAPTRANSCO所有の送電線は、APTRANSCOが維持管理を担う。

以上のことより、運営・維持管理における組織・体制面での問題は認められない。

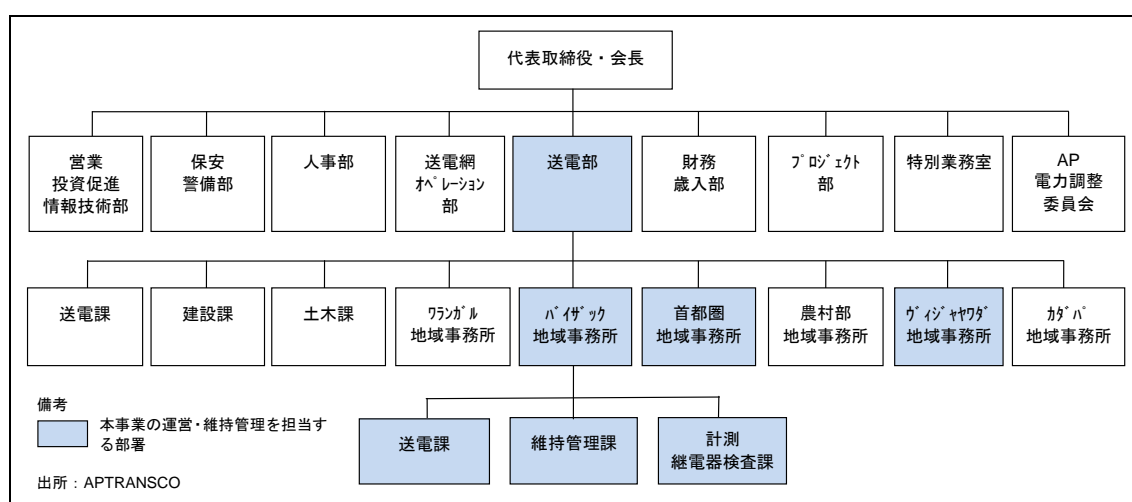


図7：APTRANSCO 組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

APTRANSCOでは職員研修に重点を入れており、2011/12年度の職員研修として99の研修講座（参加者のべ2,030名）の実施を計画している。ヒアリングを行ったAP州配電公社（APCPDCL, APEPDCL）でもAPTRANSCOとの業務関係は良好であり、技術面での問題はなしとの認識であった。APTRANSCOはその業務実績・技術力に対し、インド政府等より数々の賞を贈られている²⁰。

以上のことより、運営・維持管理における技術面での問題は認められない。

²⁰ (1) The India Power Award 2008 and 2010 for the best “Overall Utility Performance”, Council of Power Utilities, (2) 2nd Prize in IEEMA Power Awards 2009 for Excellence in Power Transmission, (3) the 4th and 5th Enertia Award for Best Performing Utility (under Category III: Utilities and T & D Awards) (2010 and 2011).

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業施設の運営・維持管理費用は表 9 に示す通り。以前は、予算不足によりスペアパーツの購入に支障をきたすなど問題が見られたが、現在は各地域事務所が権限移譲を受け予算計画・執行面での権限が拡大しており、状況は改善されている。バイザック地域事務所所長へのヒアリングでも、予算面での問題はないとの認識であった。

表 9：本事業の運営・維持管理費用

単位：百万ルピー

| | | 2005/06 | 2006/07 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 |
|----------------------------|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 運営・維持管理費用 (人件費、管理費等を含む) | 計画 | 171.1 | 172.7 | 165.6 | 178.2 | 254.5 | 281.7 |
| | 実績 | 243.8 | 224.2 | 221.6 | 242.8 | 258.0 | 385.2 |

出所：APTRANSCO

2007/08～2010/11 年度までの過去 4 年間の APTRANSCO の財務状況を見ると、APTRANSCO では開発事業資金の多くを借り入れにより調達していることもあり、流動比率は 79～88%、自己資本比率は 27～33%とそれほど高くはないが、総資本利益率は 2～3%、売上高純利益率は 9～15%などとなっており一定の収益性を確保している（表 10）。AP 州の電力料金は AP 州電力規制委員会により約 4～5 年毎に見直しが行われているが、送電料金は APTRANSCO の経常費用をベースに設定されており、APTRANSCO には一定の利益が確保される料金体系となっている

以上のことから、運営・維持管理における財務面での問題は認められない。

表 10：APTRANSCO の財務状況

単位：10 万ルピー

| 主要営業収支指標 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| (1) 売上 | 67,541.69 | 74,257.10 | 81,659.21 | 95,452.19 |
| (2) 営業支出 | 26,030.79 | 28,610.05 | 30,654.92 | 45,954.64 |
| (3) 営業利益 | 41,510.90 | 45,647.05 | 51,004.29 | 49,497.55 |
| (4) 減価償却費 | 26,343.97 | 29,178.09 | 31,750.37 | 35,803.45 |
| (5) 税引前利益／損失 | 15,166.93 | 16,468.96 | 19,253.92 | 13,694.10 |

| 主要財務実績・指標 | 2007/08 | 2008/09 | 2009/10 | 2010/11 |
|-----------------|------------|------------|------------|------------|
| I. 財務実績 | | | | |
| ① 総資本 | 341,553.90 | 370,939.84 | 414,515.28 | 495,838.24 |
| ② 流動資産 | 178,717.15 | 249,494.60 | 178,533.43 | 198,749.00 |
| ③ 流動負債 | 218,394.65 | 282,143.94 | 225,771.29 | 238,627.39 |
| ④ 自己資本 | 111,420.37 | 118,188.54 | 125,960.27 | 132,124.17 |
| ⑤ 売上高 | 67,541.69 | 74,257.10 | 81,659.21 | 95,452.19 |
| ⑥ 純利益 | 6,131.70 | 10,020.10 | 12,110.08 | 10,871.14 |
| II. 財務指標 | | | | |
| 総資本利益率(%)⑥／① | 2% | 3% | 3% | 2% |
| 売上高純利益率(%)⑥／⑤ | 9% | 13% | 15% | 11% |
| 総資本回転率(回)⑤／① | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.19 |
| 流動比率(%)②／③ | 82% | 88% | 79% | 83% |
| 自己資本比率(%)④／① | 33% | 32% | 30% | 27% |

出所：APTRANSCO 年次財務報告書（2008-09, 2009-10, 2010-11）

注：インドの会計年度は 4 月～3 月。

3.5.4 運営・維持管理の状況

APTRANSCOでは業務マニュアル²¹、および国家インド送配電網規約（2010年）に基づいて施設の運営維持管理を行っている。保守点検は日常保守から、週・月・四半期・半年・1年の6段階において実施されている。各地域事務所での維持管理業務については、送電課は、送電施設の巡回、絶縁体の交換、腐食防止のための塗装などを担当している。維持管理課は、遮断器、変流器、断路器などの開閉施設の維持管理を担当し、計測・継電器検査課は、遮断器、変流器、継電器、電力計の検査を担当している。事業完成後、塩害被害による送電線の腐食などが発生したが、送電線のコーティングなど必要な塩害対策が講じられた。また、サイト調査を行ったバイザック（カルパカ）変電所及び周辺送電線、デイリー・ファーム変電所、ハイデラバード変電所、PGCIL管理下のガジュワカ変電所などでは、施設の管理状況について特段の問題は認められなかった。

以上のことより、運営維持管理状況には特段の問題は認められない。

以上より、本事業の維持管理は体制、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

本事業は、AP州ビジャカパトナム市近郊に建設中のシマドリ火力発電所（1,000MW、円借款案件）ならびにバイザック火力発電所（1,040MW、民活案件）の新設に合わせて、ビジャカパトナム市～州都ハイデラバード間約600kmを含む地域において、送電線敷設、変電所建設等を行うことにより、両発電所からの発電電力をAP州都ハイデラバードを含む州内の需要地へ効率的に送電し、かつサイクロンが頻発する地域での高規格系統の信頼性の確保を図ることを目的として実施された。本目的は、インドの開発政策、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。本事業により新設または増強が行われた変電所の稼働状況は概ね良好で、送配電損失率の減少、電力需給ギャップの縮小、電力供給の安定性および信頼性の向上といった事業の目的は達成されている。またAP州における産業活性化や雇用拡大、地域住民の生活改善に対しても一定の貢献が認められる。従って、有効性は高いと判断される。事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回っており、効率性は中程度である。本事業で整備された変電所施設および送電施設の維持管理状況は良好で、運営・維持管理における実施機関の体制、技術、財務状況の問題もなく、持続性は高いと認められる。

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

- 一部の発電所では、自然環境の影響や送電施設の建設・維持管理などが原因で変流器

²¹ Reference Manuals on Operational Practices of EHV Substations & Lines and Commercial and Load Dispatch Operations.

および変圧器がダメージを受ける場合があり、そのことにより実態を反映しない誤った送電損失率に係るデータが記録されている。送電損失率は各変電所の運営管理上、重要なデータであり、ダメージを受けた変流器や変圧器の取り換えや、エネルギーメーターに近い場所に変流器や変圧器を設置するなど、今後、必要な対策が講じられることが望ましい。

- 本事後評価では、変電所施設の運用効果指標のデータ収集を行ったが、古いデータについては手入力で作成され、一部の変電所では文書管理も十分ではなかったため、データへのアクセスが困難なものもあった。変電所施設の運用効果指標データは、施設の運用状況を把握するうえで重要な情報であり、今後はコンピュータ・システムを活用したデータ管理システムの導入など近代化を進めることが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

- 本事業計画時には、送電線建設予定地の土地利用については、地権者と AP 州政府および APATRANSCO との間で基本的な合意が得られていた。しかしながら、事業実施中にイグジム・パークへの変電所建設は航空機の飛行航路の障害となる恐れがあると海軍および民間航空当局の異議申し立が行われた結果、当初イグジム・パークに予定していた変電所の建設がビシャカパトナム市内のデイリー・ファームへと変更された。今回のケースのように空港や軍施設の周辺など制限地域において事業を行う場合は、計画段階において関係者間の事前協議および情報共有を十分に行い、事業に伴うリスクや次善策についても予め検討すべきである。

以上

主要計画／実績比較

| 項目 | 計画 | 実績 |
|---|--------------------------|-------------------------------|
| ①アウトプット | | |
| a) 400kV 送電線 | | |
| ・ Vizag 発電所～Vizag 変電所 | 25km x 4 回線 | キャンセル |
| ・ Vizag 変電所～Gazuwaka 変電所 (PGCIL) | 20km x 2 回線 | 4 km x 2 回線 |
| ・ Simhadri 発電所～Vizag 変電所 | 30km x 4 回線 | 4 km x 4 回線 |
| ・ Vizag 変電所～Khammam 変電所 (PGCIL) ～Hyderabad 変電所 | 590km x 2 回線 | 562 km x 2 回線 |
| ・ Vizag 変電所～Vemagiri 変電所 | 180km x 2 回線 | 167 km x 2 回線 |
| ・ Vemagiri 変電所～Nunna 変電所 (PGCIL) | 160km x 2 回線 | 140km x 2 回線 |
| b) 220kV 送電線 | | |
| ・ Vizag 変電所～Eximark 変電所 | 30km x 2 回線 | キャンセル |
| ・ Eximark 変電所～Gazuwaka 変電所 (PGCIL) | 8km x 1 回線 | キャンセル |
| ・ Vizag 変電所～Pendurthi 変電所 | 40km x 2 回線 | キャンセル |
| ・ Pendurthi 変電所～Garividi 変電所 | 65km x 1 回線 | キャンセル |
| ・ Gazuwaka 変電所～Pendurthi 変電所 | 31km x 1 回線 | キャンセル |
| ・ Vizag 変電所～Dairy Farm 変電所～ Pendurthi 変電所 | — | 70 km x 2 回線 (追加スコープ) |
| ・ Vizag 変電所～開閉所 | — | 4km x 2 回線 (追加スコープ) |
| c) Vizag(Kalpaka)変電所 (新設) | | |
| ・ 400/220kV 変圧器 | 315MVA x 2台 | 計画どおり |
| ・ 400kV 開閉設備 | 14ベイ | 計画どおり |
| ・ 220kV 開閉施設 | 6ベイ | 計画どおり |
| ・ 220kV 引出口増設 | 1ベイ (Vizag 開閉所) | 2 ベイ |
| d) Eximark 変電所 (新設) | | |
| ・ 220/132kV 変圧器 | 100MVA x 2台 | キャンセル (Dairy Farm 変電所 に変更) |
| e) Pendurthi 変電所 (拡張) | | |
| ・ 220/132kV 変圧器増設 | 100MVA x 1台 | キャンセル |
| ・ 220kV 引出口増設 | 4ベイ | 1ベイ |
| f) Vemagiri 変電所 (拡張) | | |
| ・ 400/220kV 変圧器増設 | 315MVA x 2 台 | 計画どおり |
| ・ 400kV 引出口増設 | 16 ベイ | 400kV (16 ベイ)、220kV (8 ベイ) |
| g) Hyderabad 変電所 (拡張) | | |
| ・ 400kV 引出口増設 | 2 ベイ | 計画通り |
| h) Garividi 変電所 (拡張) | | |
| ・ 220kV 引出口増設 | 1ベイ | キャンセル |
| i) Nunna 変電所 (PGCIL) (拡張) | | |
| ・ 400kV 引出口増設 | 2 ベイ | 計画どおり |
| j) Gazuwaka 変電所 (PGCIL) (拡張) | | |
| ・ 400/220kV 変圧器増設 | 315MVA x 1 台 | キャンセル |
| ・ 400kV 変電所引出口増設 | 2 ベイ | 計画どおり |
| ・ 220kV 変電所引出口増設 | 1 ベイ | キャンセル |
| k) Khammam 変電所 (PGCIL) (拡張) | | |
| ・ 400kV 変電所引出口増設 | 4 ベイ | 計画通り |
| l) Dairy Farm 変電所 (新設) | | |
| ・ 220/132kV 変圧器 | — | 100MVA x 2 台 (追加スコープ) |
| m) コンサルティング・サービス | 外国人 120M/M ローカル 96M/M | 不明 |

| 項 目 | 計 画 | 実 績 |
|--------|----------------------------|------------------------------|
| ②期間 | 1997年12月～2003年8月 (69ヶ月) | 1997年12月～2005年12月 (97ヶ月) |
| ③事業費 | | |
| 外貨 | 16,010百万円 | 14,170百万円 |
| 内貨 | 4,005百万円 (1,510百万ルピー) | 1,580百万円 (632百万ルピー) |
| 合計 | 20,014百万円 | 15,750百万円 |
| うち円借款分 | 17,029百万円 | 15,912百万円 |
| 換算レート | 1ルピー=2.65円 (2002年1月時点) | 1ルピー=2.51円 (1997～2005年平均) |