

インド

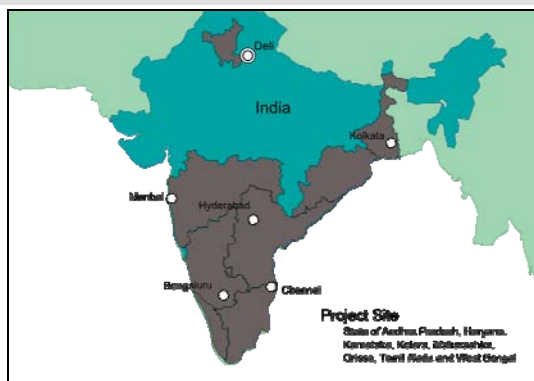
## 送配電システム改良／小水力発電建設事業

評価者：ペガサスエンジニアリング株式会社

石井公一

現地調査：2008年10月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



本事業で建設された  
小水力発電所（タミルナド州）

#### 1.1. 背景

インドは第4次5ヵ年計画（1969年～1974年）以降、農業・農村重視政策を進めており、本事業の実施機関である地方電化公社（REC：Rural Electrification Corporation LTD.）が1969年に設立され、肥料生産の拡大や灌漑設備を中心とする農業インフラの整備が着手された。その結果、農村の電化の必要性が高まり、1969年3月末で約74,000村であったものが1974年には約157,000村となり、1966年から1969年までの増加数である約29,000村と比較すれば拡大の度合いが極めて大きかったことがわかる。それでも、1988年3月末現在の農村電化率は、総農村数576,126村（1971年センサス）に対し、435,653村と約76%に留まっていた。こうした農村地域への電力供給を実現させるべく、本事業の実施が必要になった。

1988年2月、1988年度円借款候補案件として本件の要請がなされ、1988年10月～1989年2月にかけて案件形成促進調査が実施された。

#### 1.2. 目的

長期的視点に立って全国レベルで送配電システムの改良及び小水力発電の設置を実施することにより、農村地域への慢性的な電力供給不足の緩和と効率的な電

力供給を図り、もって各地域の食糧増産と均衡のとれた農村開発の実現に寄与する。

### 1.3. 借入人／実施機関

借入人：インド国大統領

実施機関：地方電化公社（Rural Electrification Corporation Limited：REC）

### 1.4. 借款契約概要

円借款承諾額／実施額	24,379 百万円／13,718 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1989 年 11 月／1991 年 1 月
借款契約条件	金利 2.5%、返済 30 年（うち据置 10 年）、LDC アンタイド
貸付完了	2002 年 2 月
本体契約 （10 億円以上のみ記載）	BSES LTD.（インド）、 CROMPTON GREAVES LTD.（インド）、 LARSEN & TOUBRO LTD.（インド）、 M/S ANDREW YULE & CO. LTD. , CALCUTTA（インド）、 TATA PROJECTS LTD.（インド）
コンサルタント契約 （一億円以上のみ記載）	なし
事業化調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	1988 年：案件形成促進調査 1995 年：SAPI
関連事業（if any）	なし

## 2. 評価結果（レーティング：C）

### 2.1. 妥当性（レーティング：a）

#### 2.1.1. 審査時における本事業の妥当性

1960 年代に発生した干ばつの経験により、同国の第 7 次 5 ケ年計画（1985 年～1990 年）では、食糧増産の推進を背景としたポンプ灌漑<sup>1</sup> および農村電化の必要性が指摘されていた。これを受けて、809 万台の灌漑ポンプセット（第 6 次計画末期時の 570 万セット＋第 7 次計画中の 239 万セット）を稼働させる計画が立てら

<sup>1</sup> ディーゼルポンプもしくは電動ポンプを使って地下水をくみ上げることにより田畑の灌漑を行うこと

れた。本事業開始時の 1988 年 3 月末時点で、722.5 万セットが設置されて稼動可能な状態 (energized) となっており、さらに 118,101 村 (総農村数の 85%) の農村電化も同 7 次 5 ケ年計画で計画されていた。

このような全国における急速な地方電化の進展及び膨大な数の灌漑ポンプの増設に加え、各地方の潜在的な電力需要に対する無計画な送配電システムの拡張等もあり、事業計画時の 1985 年度における電力損失は、総発電量の 22% という高率を示すようになっていた。このため、送配電システムの改良及び小水力発電の開発等を通じた地方電力供給の強化による電力損失の低減が急務となっていた。

本事業は、1990 年に開始の第 8 次 5 ケ年計画の期間中に実施される案件として、REC 及び州電力庁 (SEB : State Electricity Board) の実施体制及び運営手法、サブ・プロジェクトの計画、設計、調達入札書類、選定評価業務の標準化及び基準化などの実施体制を確立し、将来にわたって全国的事業として展開されるものと期待されていた。

#### 2.1.2. 事後評価時における本事業の妥当性

同国は、第 10 次 5 ケ年計画 (2002 年～2006 年) 中に 7.7% の経済成長率を実現した。しかし、電源開発分野では 41,110MW の計画値に対して実績は 21,080MW、実際に供給できるのは 18,000MW であり、電力供給が需要をまかなうまでに至っていない。第 10 次 5 ケ年計画の電源開発の実績は目標値を大きく下回り、今日においても電源開発は喫緊の課題となっている。

続く第 11 次 5 ケ年計画 (2007 年～2012 年) においては、最重要問題の 1 つに送電・配電のロスが挙げられている。同計画では、「最大の問題点は州内の配電網であり、送配電総合ロス<sup>2</sup>は依然として 40% 近くとなっていることである。期間中に少なくとも 15% の低減を目指す。」と明記がなされており、配電効率を上げるための種々施策等が提言されており、総額 2 兆ルピー以上の投資の必要性が見積もられている。

農村電化の施策としては、インド政府は 2005 年から農村電化整備計画 (RGGVY : Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana) を実施している。この施策は、5 年間にすべての世帯の電化、及び “National Common Minimum Programme” (NCMP) で指定された農村の電力インフラの改善を目指すものである。同施策では、総額 1,600 億万ルピー程度の予算を用いて、主に、125,000 の農村を対象として、一村あたり 65 万ルピーで配電網の構築と電力インフラを整備し、これらの地域の電化を進める計画となっている。

農村電化、灌漑ポンプの電化は、審査時及び本事後評価時ともに 5 ケ年計画で

---

<sup>2</sup> AT&C (Aggregate Technical & Commercial) loss

の優先事業に位置づけられている。今日でも、更なる送配電網の拡充が必要であること、また、送配電ロスが依然高い値を示し、今後も継続的に改善する必要性があることを考えると、本事業の開発ニーズとの整合性は依然として高いと言える。さらに本事業での農村電化と送配電ロスの低減という目標が、RECの施策とも合致していること等にも鑑み、本事業の実施は審査時及び事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は高い。

## 2.2. 効率性（レーティング：b）

事業費については計画値を下回ったものの、期間が計画を大幅に上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。

### 2.2.1. アウトプット

審査時の計画されていたアウトプットは大きく以下の4項目であった。

- (1) 事業実施体制の整備及び運営方法の確立
- (2) サブ・プロジェクトの形成・実施に係る標準化及び基準化、並びに中長期的な実施にあたっての基礎調査の実施
- (3) 緊急に必要な送配電システム改良サブ・プロジェクトの実施（10州96サブ・プロジェクト）
- (4) 緊急に必要な小水力発電サブ・プロジェクトの実施（5州8サブ・プロジェクトから上位5プロジェクト）

このうち、1及び2については、ほぼ計画通りの実施がなされ、各サブ・プロジェクトの実際の事業運営を行うプロジェクトグループ（PG）が新設され、REC及びSEBの一体化を強化する体制及び運営方法が構築された。標準化・基準化のアウトプットとして、“The Operational Guidelines for System Improvement Category of schemes”が作成され、同様の指針やマニュアルが作成された。

審査時におけるサブ・プロジェクト候補案件は、選定規準が明確でなかったため、1995年に実施の案件実施支援調査（SAPI）にてサブ・プロジェクトの全面的見直しが行われた。各SEBより新たに緊急候補案件とされる39件が提案され、技術的、経済的、環境的観点から適格審査を行った結果、34件が選定された。その内、西ベンガル州の7件はRECの貸付条件が各SEBに適さず、タミルナド州の2件は自己資金にて開始されたために除外された。98年12月末までに計41件（当初の緊急であった16案件を含む）が実施されていたが、新たに9件の新規申請がなされ、適格審査の結果、うち4件が追加され、最終的に45件となった。プロジェクト数が削減された理由は、SAPIでの案件選択基準が、事業の緊急性、送配電

ロス削減効果および測量実施の有無等によって対象案件が絞られたことによる。当初候補案件のうち、これらに当てはまらず対象から外されたサブ・プロジェクトは、各 SEB において予算措置がなされた段階で実施された。

サブ・プロジェクトの主な内容は、新規変電所の建設と送電線の敷設であり、既設変電所の整備事業は 6 件に限られる。詳細なアウトプットの事例は以下のとおりである。

1. アンドラ・プラデシュ州	2. マハラシュトラ州 WMH-35 PUNE
<u>SAP-32 Nizamabad (North) System</u>	
132kV/33kV 変電所増強	220/33/22 kV 変電所新設 1 箇所
33kV/11kV 変電所新設 1 箇所、増強 4 箇所	132/33/22 kV 変電所新設 5 箇所
33kV/11kV 新規送電線敷設	高圧変電所拡張 3 箇所
132kV 変電所拡張	220kV/132kV 新規送電線敷設
33kV/11kV 変電所拡張	33kV/11kV 変電所新設 7 箇所
33kV/11kV 遮断器新設	33kV/22kV 変電所新設 4 箇所
11kV 遮断器新設	33kV/22kV/11kV 新規送電線敷設

小水力発電サブ・プロジェクトにおいても、当初の計画から結果的には 1 州 1 サブ・プロジェクトまでに減少した。1988/89 年に実施された案件形成促進調査において案件候補 8 件のうち 5 件が選定されて事業が開始されたものの、進捗が思わしくなく 1995 年に案件実施支援調査 (SAPI) が実施された。これにより、改めて各 SEB より 4 件が提案され、技術的、経済的、環境的観点から適格審査を行った結果、これら 4 件全てが選定された。しかしながら、カルナタカ州では水利権問題が解決せず、ケララ州では民活導入のために除外されたことにより、最終的 (98 年 12 月末) に残存するサブ・プロジェクトは 1 件となった。

実施したサブ・プロジェクト数は SAPI を通して大きく変更されたものの、変更後はほぼ計画通り達成された。また、それぞれのサブ・プロジェクトにおけるアウトプットについては、概ね計画通り実施された。

### 2.2.2. 期間

本事業全体の計画期間は、1991 年 1 月～1993 年 12 月であったが、最後に残った小水力発電建設サブ・プロジェクトが完成したのは、2007 年 2 月であった。これは、計画時の 36 ケ月に対して、実際は 194 ケ月を要しており、539%となる。ただし、円借款の貸付実行期限は 2002 年 5 月であり、例えばタミルナド州等の小水力発電所等、それ以降実施された水力部分については、自己資金により行われた。

実施されたサブ・プロジェクトは大別すると、審査時に選出されたもの、SAPIで選出されたもの、最終追加されたものと3つに分類することができる。それぞれの期間について計画と比較すれば、審査時選出サブ・プロジェクトでは283%、SAPI選出サブ・プロジェクトでは送配電システム改良で188%、小水力発電で352%、そして最終的に追加された送配電システム改良のサブ・プロジェクトでは279%となった。いずれも計画を大幅に上回っており、特に小水力発電プロジェクトでは、実施機関においても想定外であった受注企業の財務的問題によって機器調達が大幅に遅延し、結果的に事業の遅延に結びついた。

また、サブ・プロジェクトが実施された州ごとに事業期間の計画比を見ると、全体として276%の遅延となっているのに比べ、マハラシュトラ州では150%以下、アンドラ・プラデシュ州やカルナタカ州では120%以下の遅延となっており、ばらつきが見られる。

これらの遅延については、以下の通り複数の原因が考えられる。

- (1) 審査時におけるサブ・プロジェクト候補案件の選定規準が明確ではなく、また、実施設計の遅延により事業実施の進捗にも影響を与えたこと。SAPIを実施してサブ・プロジェクトを大幅に見直したが、SAPI実施後も実施機関の事業審査能力等が十分でなかったこと。さらに、実施機関にとって、初めての円借款事業であったため、通常よりも手続きに時間を要したこと。
- (2) 本事業が複数のサブ・プロジェクトに分かれており、かつ貸付限度額を有効に活用するため、事業開始後もサブ・プロジェクトを追加したこと。
- (3) インド全土に跨る8州に渡った広範囲な事業であったこと。
- (4) サブ・プロジェクトの実施に際して、森林クリアランスの取得が必要になったため、この作業で遅延が発生したこと。
- (5) サブ・プロジェクト計画時と事業開始までの間に、急激な経済成長に伴い予想を上回る電力需要の変化があり、これに対応するために計画と異なる施工の必要性が生じたこと。

本事業の遅延については、事業の複雑性やそれに際して計画から実施までが長期にわたったことも配慮すべきと考える。とは言え、遅延の要因となった実施機関の事業実施能力が不十分であったことは否定できない。

### 2.2.3. 事業費

本事業の事業費は、計画では、410億7200万円であったが、実際は175億3,000万円と、計画比42.7%のコスト減であった。この要因として、審査時のサブ・プロジェクト数が大幅に変更になったこと、また為替レートが大幅に円高となったこと等が挙げられる。

本事業が実施された期間における為替レートは、審査時から事後評価時までのトレンドとして円高傾向にあり、その変移は以下のとおりであった。そのため、計画時には円借款（外貨）は事業費全体の半分強を占めるにすぎなかったものが、実際はほとんどが円借款で実施され、内貨の活用は少なかった。

審査時（1989年）	1ルピー＝8.50円
SAPI報告書（1995年）	1ルピー＝2.89円
平成10年（1998年）4月	1ルピー＝3.25円
平成14年（2002年）2月	1ルピー＝2.75円

（平成10年、平成14年のレートは日本銀行国際局の報告省令に拠る。）

なお、円借款の貸付実行期限以降に工期がずれ込んだアマラヴァティ小水力発電サブ・プロジェクトの工事費用の内、貸付実行期限以降の費用は自己資金によって賄われた。

### 2.3. 有効性（レーティング：b）

本事業の実施により一定の効果発現が見られ、有効性は中程度と判断できる。

#### 2.3.1. 運用効果指標

##### （1）施設の稼動状況（停電時間、電力供給量、ピーク供給量）

サブ・プロジェクトによってばらつきはあるが、アンドラ・プラデシュ州の場合、2002年度から07年度までの間における停電時間は、1年間で100時間から300時間までの範囲、つまり年間総稼動時間8,760時間のうちの3%以内の範囲であり、正常に稼動していると言える（表1）。しかしながら、停電時間が増加傾向にあるのは、電力需要の伸びに電力供給量が追いつかないことが考えられる。また、ハリヤナ州にある3箇所の変電所からの供給量も増加傾向にある（図1）。

表1 アンドラ・プラデシュ州サブ・プロジェクト別停電時間

（年間総稼動時間8,760）

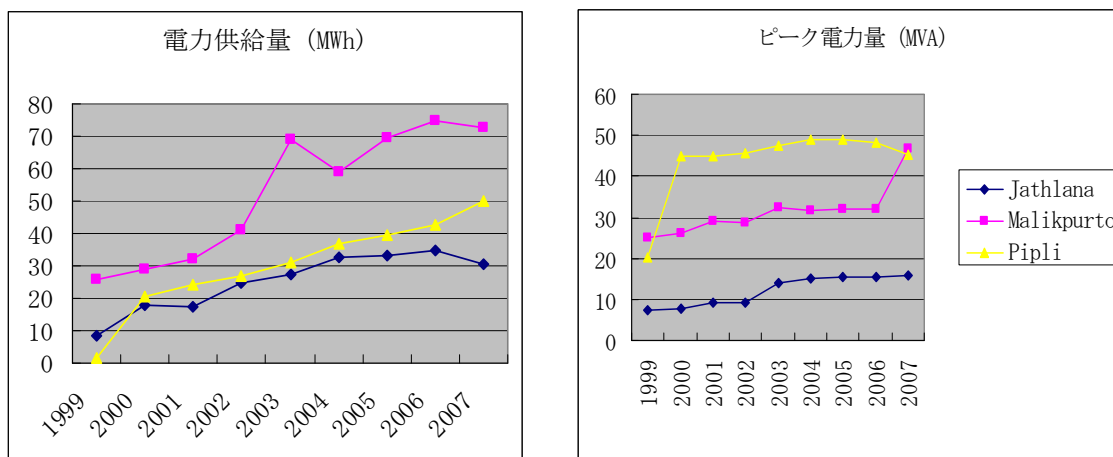
変電所名	11kV Gudadpally			11kV Goalveedy			11kV Kompally		
	年度	件数	停電時間	%	件数	停電時間	%	件数	停電時間
1989年度	-	430.00	4.9	-	559.00	6.4	-	647.00	7.4
2002年度	115	124.00	1.4	110	150.75	1.7	250	170.50	1.9
2003年度	138	135.50	1.5	123	206.25	2.4	346	261.75	3.0
2004年度	125	230.25	2.6	135	185.15	2.1	310	250.00	2.9
2005年度	130	140.00	1.6	105	170.08	1.9	290	225.00	2.6
2006年度	281	254.33	2.9	158	161.41	1.8	205	208.00	2.4

2007年度	361	299.33	3.4	310	276.66	3.2	280	201.00	2.3
--------	-----	--------	-----	-----	--------	-----	-----	--------	-----

注：数字は、年間総稼働時間のうちの停電時間である。

出所：出所：質問書に対するアンドラ・プラデシュ州送電公社からの回答書

図1 ハリヤナ州サブ・プロジェクトの電力供給量とピーク電力量



出所：HVPNL からの回答書

## (2) 灌漑ポンプ台数

インドでは主に地下水を汲み上げて灌漑を行っているが、本事業の対象となった各州の大半では、表2でも示されているように、高い灌漑ポンプの稼働達成率を示しており、全インドでの達成率を上回っている（全インドで74%程度）。

表2 灌漑ポンプ台数

州名	目標値 (計画対象台数)	1985/3 実績値	2005/3 実績値	2008/9 実績値 (参考)	達成率 (%)
全インド	19,500,000	5,705,405	14,445,014	15,674,673	74
アンドラ・プラデシュ	2,438,000	646,212	2,374,365	2,440,823	97
ハリヤナ	406,000	271,902	462,635	515,869	114
カルナタカ	975,000	440,758	1,434,060	1,723,224	147
ケララ	244,000	131,812	446,366	490,054	183
マハラシュトラ	1,463,000	935,256	2,572,815	2,897,155	176
オリッサ	813,000	29,891	74,625	74,625	9
タミルナド	1,625,000	1,033,147	1,854,471	1,955,114	114
西ベンガル	813,000	39,492	113,563	115,462	14

出所：審査資料、REC、CEA Progress Report of Pumpset Energisation

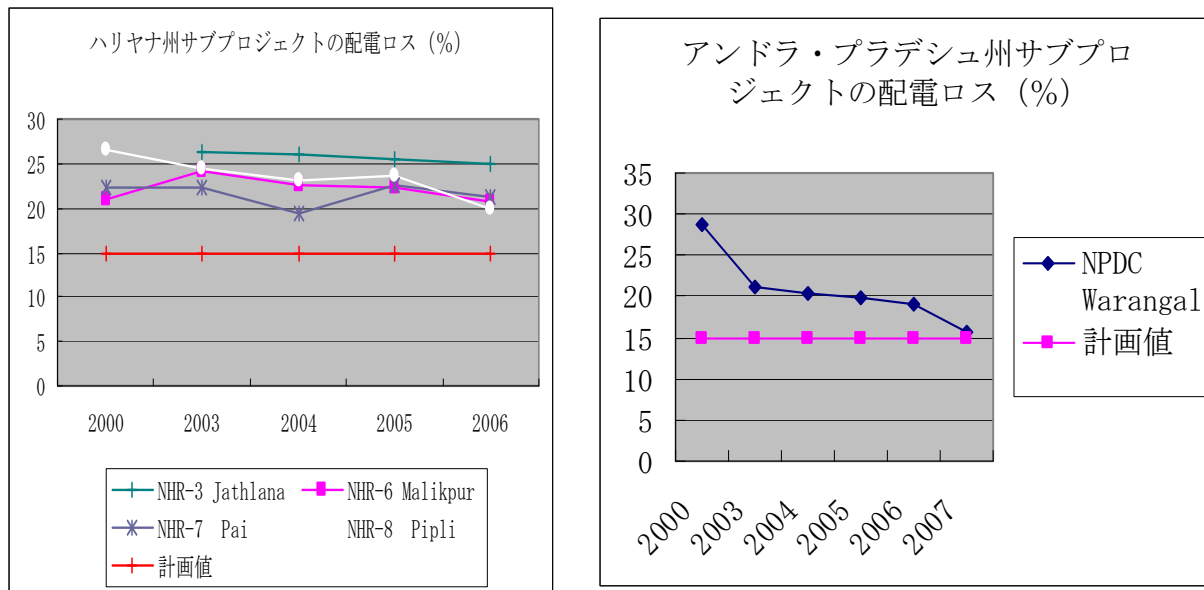
注1) 目標値として、第10次5ヶ年計画（2002年～2006年）に記載された計画対象台数を採用した

注2) 達成率=2005/3 実績値÷第10次5ヶ年計画時計画対象ポンプ数

(3) 送配電損失率

新規に変電所設備を設置したサブ・プロジェクト（マハラシュトラ州、ハリヤナ州）の送配電地域の事例では、送配電ロスの削減効果が見られる。しかし、両州とも審査時の計画値までには達していない。

図2 各サブ・プロジェクトにおける送配電損失率



出所：質問書に対する HVPNL/APNPDCL からの回答書

(4) 小水力発電の運用効果指標

SAPI にて追加決定されたアマラヴァティ小水力発電建設サブ・プロジェクトの計画時の運用効果指標及び完成後の実績は、表3の通りである。

表3 アマラヴァティ小水力発電建設サブ・プロジェクトの運用効果指標

運用効果指標	計画値	実績値	比較値 (%)
送電端電力量	10.47 GWh/年	7.5 GWh/年	71.6
運転時間	6,570 Hr/年	4,188 Hr/年 (174.5 Days/年)	63.7
計画外停止時間	-	2,178 Hr/年 (90.75 Days/年)	-
設備利用率	75%	76%	101.3
水力利用率	75%	69.81% (2006年9月～12月)	93.1
年間総流入量	378M m <sup>3</sup> /年	365.41M m <sup>3</sup> /年	96.7

当初計画と比べて送電端電力量、運転時間、水力使用率が低い結果となってい

るが、これは、2基の発電機の中の1基が油圧系統故障のため、計画外停止時間が2,178時間と計画値を大幅に超過し、当初計画通りに設備の運転および発電ができなかったことによる。

(5) 有効性のまとめ

運用効果指標の一部では実績値が計画値を下回ったが、事業目的である「供給電力の慢性的な不足の緩和と農村地域への効率的な電力供給」は概ね達成されたと判断する。

ハリヤナ州、アンドラ・プラデシュ州、タミルナド州受益者調査の結果

大口産業利用者を含む各州25名程度、合計75名の受益者を対象に実施した。工場主などに対し、事業前後の電力の状態、電圧の安定度、周辺居住住民の所得、生活環境、社会サービスへのアクセス等への影響ほかを質問した。

受益者調査結果		
質問内容	回答内容（事前事後の差異）	%
事業実施前と実施後の停電時間は？	[回答者の平均]6時間→3時間（ハリヤナ州、アンドラ・プラデシュ州）	-
	[回答者の平均]5時間→1時間（タミルナド州）	-
事業の直接便益を挙げて下さい（複数選択）	電圧の安定	97.33%
	マスメディアからの情報入手機会の増加	89.33%
	街灯などの増加	84.00%
	家庭内での電力利用の増加	81.33%

2.3.2. 経済・財務分析（内部収益率：IRR）

多くの州で審査時の計画値以上のIRR値となった。特に事後評価時のIRR値が高いサブ・プロジェクトの要因は、工事費の減少とそれに伴う維持費の減少、及び電力販売増であった。

表4 送配電システム改善サブ・プロジェクトの FIRR/EIRR 平均値

FIRR (財務的内部収益率)			EIRR (経済的内部収益率)	
	審査時	事後評価時	審査時	事後評価時
IRR	18.6%	31.9%	18.4%	33.3%
費用	建設費及び O/M 費 (建設費の 3%)		建設費及び O/M 費 (建設費の 3%)	
便益	電力販売収入		電力ロス削減量	

出所：SAPI 及び評価時の再計算

小水力発電建設サブ・プロジェクトで計画値より IRR 値が改善した要因は、電力料金の見直しにより電力収入が増加したことである。

表5 小水力発電建設 FIRR

	小水力発電建設平均値	SR-4-3 Amaravathy Dam SHPP	
	審査時	審査時	事後評価時
FIRR	6.6%	4.7%	9.8%
費用	建設費及び O/M 費 (建設費の 1%)		
便益	年間売電量		

注) 小水力発電建設サブ・プロジェクトは、最終的に SR-4-3 Amaravathy Dam の 1 件のみが実施された。

出所：SAPI 及び事後評価時

表6 小水力発電建設 EIRR

	小水力発電建設平均値	SR-4-3 Amaravathy Dam SHPP	
	審査時	審査時	事後評価時
EIRR	-	3.9%	8.2%
費用	建設費及び O/M 費 (建設費の 1%) (経済価格)		
便益	年間売電量 (経済価格)		

出所：SAPI 及び事後評価時

## 2.4. インパクト

### 2.4.1. 農村電化とそれに伴う食糧増産への貢献

事後評価時点において、以下のようなインパクトを確認することができた。

(1) 農村電化率

審査時の農村電化率は全インド平均で 64%程度であったが、2005 年 3 月末には 74%まで向上した。なかでも、本プロジェクトの対象となった州ではオリッサ州、西ベンガル州以外はほぼ 100%を達成しており、全インドの電化率よりも高い結果を示している。このことから、本事業は対象州における農村電化に一定の貢献をしたことが伺える。

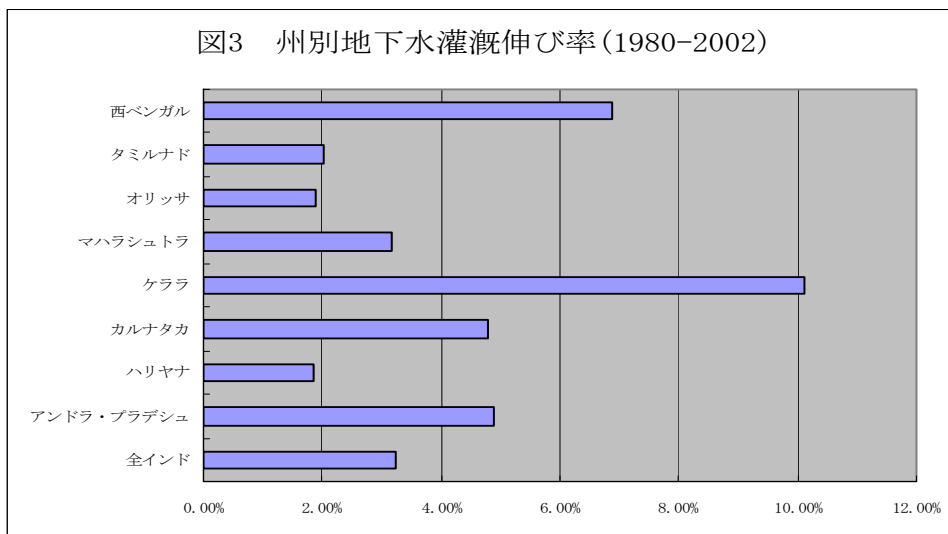
表 7 電化済み農村数

	1981 年 国勢 調査	1985/3 実績値	電化 率 (A) (%)	第 7 次 5 ヶ年 計画値	2001 年 国勢 調査	2005/3 実績値	電化率 (B) (%)
全インド	580,741	368,840	63.5	118,101	593,732	439,800	74.1%
アンドラ・プラデシュ	27,379	22,851	83.5	4,370	26,613	26,613	100.0%
ハリヤナ	6,745	6,731	99.8	-	6,764	6,764	100.0%
カルナタカ	27,024	22,302	82.5	4,524	27,481	26,971	98.1%
ケララ	1,331	1,268	95.3	-	1,364	1,364	100.0%
マハラシュトラ	39,354	33,218	84.4	2,365	41,095	35,541	86.5%
オリッサ	46,553	23,720	51.0	7,558	47,529	26,235	55.2%
タミルナド	15,831	15,693	99.1	43	15,400	14,621	94.9%
西ベンガル	38,024	12,201	32.1	14,918	37,945	32,190	84.8%

出所：All India Electricity Statistics 2006, CEA、7 次 5 ヶ年計画「Village Electrification in India (CEA Data)」(審査資料、REC) 他から算出。農村数(1981 年国勢調査)データは Census of India, 1981 から引用した。  
注 1) 電化率(A) = 1985/3 実績値 ÷ 1981 年国勢調査農村数  
注 2) 電化率(B) = 2005/3 実績値 ÷ 2001 年国勢調査農村数

(2) 農業向け電力使用量の増加と農産物収穫高の増加

事業対象州と全インドの米・穀物類の収穫率及び農業向け電力使用量の経年変化は、以下の通り、増加傾向にある(表 8 及び図 4)。また、農地の灌漑化は、事業対象州の伸び率(1980~2002 年)を平均すると 4.5%に達し、全インドの伸び率 3.3%を上回った(図 3)。さらに、本事業の実施による農村電化への効果も見られる。



出所： Trends in Irrigated Area in India, Gokhale  
Institute of Politics and Economics, 2006

農業部門における電力使用は、事業実施後に増加し、米作用農地の灌漑面積も増えており、灌漑による農作物の生育の安定と単位面積あたり収量増が収穫高を

表8 米・穀物の収穫率の推移

事業対象の州	米の収穫率 (Kg/ha)			穀物の収穫率 (Kg/ha)		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006
年						
アンドラ・プラデシュ	3,111	2,939	2,984	2,138	2,365	2,231
ハリヤナ	2,941	3,051	3,238	3,092	3,045	3,393
カルナタカ	2,712	3,868	2,470	1,388	1,776	1,289
西ベンガル	2,574	2,509	2,593	2,479	2,423	2,511
オリッサ	1,446	1,531	1,534	1,300	1,349	1,359
ケララ	2,301	2,284	2,390	-	-	-
マハラシュトラ	1,425	1,779	1,680	836	948	940
タミルナド	2,703	2,546	3,423	1,874	1,847	2,610
対象州の平均	2,402	2,563	2,539	1,872	1,965	2,048
全インド	1,984	2,102	2,131	1,652	1,715	1,756

出所： Statics at a Glance 2008, 2006,  
Department of Agriculture & Cooperation,  
Ministry of Agriculture, GoI

もたらしている。農業分野における電力使用の増加の要因には、農村の電化や灌漑ポンプの普及による地下水を利用した灌漑農業の普及が考えられ、これが米や

穀物収穫率の伸びに寄与している。事業実施後の米・穀物のヘクタール当りの収穫量の経年変化を見ると、事業対象州の平均収穫率は全インドを上回っていることがわかる。また、全インドの審査時点での米の収穫率（1,740Kg/ha）及び穀物の収穫率（1,380Kg/ha）と比較しても、事業実施後に伸びが見られる。

事業実施後の対象州における農業生産は、ディーゼルポンプの代替となる電動ポンプの電力消費の伸びに応じて増加しており、耕作地における生産性の向上につながったと言える。

事業対象州の農業向け電力供給量は図4の通りである。農業分野での電力消費は徐々に増加しており、電化された灌漑ポンプの稼働が増えていることを示している。また、審査時点と比べても、事業実施後の伸びがわかる。

### (3) 送配電損失率

インド全体の送配電ロス率は、2002年をピークとして上昇を続けた。これは、農村電化や灌漑ポンプ普及のための配電網拡張に伴う送配電ロス増加への対策が追いつかなかったなどの原因が考えられる。以降、徐々に数値は下降しつつあるが、2005年でも全インドの同損失率は30.4%であり、1990年代の20%台と比較するとロス率は依然として高い。しかしながら、本プロジェクトが実施された州における事後評価時での送配電ロス率に関しては、そのほとんどが全インド平均値を下回っている。

表9 事業対象州における送配電ロス率の推移

州名	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06
全インド	24.8	26.7	30.9	32.9	34.0	38.3	32.5	31.3	30.4
アンドラ・プラデシュ	32.3	33.6	37.7	36.6	26.8	30.1	27.7	24.0	20.1
ハリヤナ	34.0	35.3	38.3	39.8	39.2	37.7	32.1	32.1	30.5
カルナタカ	19.1	30.6	37.3	34.9	33.8	24.6	23.3	26.1	29.8
ケララ	19.1	17.7	17.8	18.4	32.2	27.5	21.6	22.5	23.5
マハラシュトラ	18.0	17.8	29.2	33.8	37.3	34.0	34.1	32.4	31.6
オリッサ	49.8	43.2	44.3	44.9	47.3	45.4	57.1	44.0	45.6
タミルナド	17.1	16.8	17.0	15.7	16.1	17.3	17.2	19.3	18.7
西ベンガル	20.4	22.9	26.3	29.4	31.7	25.9	31.0	28.5	24.8

出所：TERI Energy Data Directory and Yearbook 2007

### (4) 受益者調査

受益者調査からは、本事業によって「街灯による保安向上」「生活水準の改善」「浄水設備の改善」などの間接的便益が回答として得られた。

### 農家へのインタビュー調査結果

本事業により農地近くに配電所が建設され、電源供給が安定したため、ディーゼルポンプを止めて電動ポンプに変更した。

⇒ 電力供給の安定によって、ディーゼルポンプをより安価な電動ポンプに切り替えることにより、利用者に対する便益が発生している。

### ハリヤナ、アンドラ・プラデシュ州、タミルナド州受益者調査

大口産業利用者を含む各州 25 名程度の受益者合計 75 名を対象に実施した。なかでも、アンドラ・プラデシュ州でのヒアリング対象 25 名（内、農民 18 名）では、72%の受益者が本事業実施の効果として「農業収入の増加」を挙げている。

受益者調査結果		
質問内容	回答内容	%
事業実施による間接的な便益を挙げて下さい（複数選択）	オイルランプの使用減少	90.66%
	街灯による保安向上	86.66%
	生活水準の改善	80.00%
	浄水設備の改善	74.66%
	教育サービスの質の向上	69.33%
	労働時間の短縮	53.33%

以上のことから、農村における社会基盤としての電力供給設備の改善によって電化率が向上し、灌漑ポンプの稼働台数が増加したことにより、均衡のとれた農村開発が進んだことがわかる。ただし、事業規模等から見てこれらの効果発現が全て本事業の実施によるものかどうかは断定できない。

#### 2.4.2. 自然環境へのインパクト

審査時には小水力発電サブ・プロジェクトの実施により、発電所下流の水利用に対する影響が検討されたが、同発電所は、既設の灌漑用ダム及び灌漑用水路に付属した灌漑排水に従属して運転されるため、本事業の実施による問題は起こらない。また、事業実施後も問題は発生していない。

送配電システム改良においては、オリッサ州のサブ・プロジェクト（EOR-6

Paralakhemundi, EOR-7 Rairhole&Barkote, EOR-8 Patnagarh) の事業実施に当たって森林クリアランスを取得した。その取得費及び補償費については事業費に計上し、適切に対応している。この手続きで工期遅延は発生したが、自然環境への深刻な負のインパクトは見られなかった。送配電線の樹木接触等は、年数回の定期点検でモニタリングが行われている。

#### 2.4.3. 住民移転・用地取得

審査時に若干の用地取得が必要と予測されたため、その取得費及び補償費（送配電システム改良：700万Rs、小水力発電：170万Rs）が事業費に計上され、個々のサブ・プロジェクトの実施に当たっては、それぞれに用地取得費用を計上していた。なお、事業実施機関及び補償を実行した地方政府からのヒアリングでは、本事業に係る住民移転は発生しておらず、土地収用等への補償も適切になされ、事後評価時において住民移転・用地取得に関する係争中の事案は報告されていない。

#### 2.5. 持続性（レーティング：b）

本事業は維持管理を担当する各州の送配電会社の財務状況及び収益状況に問題があり、事業の持続性に一部問題があり、中程度と評価される。

##### 2.5.1. 実施機関

###### 2.5.1.1. 運営・維持管理の体制

本事業の実施機関である REC の職員数 699 人（管理職 364 人、非管理職 335 名、電気技術者数 63 人（ほとんどが各 SEB 出身者）を擁する体制で事業活動を行っている。地域事務所数 6、プロジェクト事務所数 17（各州都に所在）、トレーニングセンター 2 ヶ所を有し、ISO9001:2000 の認定を取得している。計画時との REC 内の大幅な組織変更は見られない。

実際に事業の運営・維持管理を行っているのは各 SEB であり、REC は、サブ・プロジェクトを実施する際に、機器調達に関わる技術審査等を支援した。一例として、アンドラ・プラデシュ州の送配電会社における技術者の構成を表 10 に掲げる。

表 10 送配電会社の要員構成

APTRANSCO（送電会社）要員内訳		APNPDCL（配電会社）要員内訳	
主席エンジニア	18	技術担当	924
地域エンジニア	143	間接部門	1,587
次席エンジニア	313	計画部門	49
次席地域エンジニア	588	維持管理	4,622
現場代理	46	-	-
合計	1,108	合計	7,182

出所：質問書に対する APTRANSCO/APNPDCL からの回答書

審査時に検討されていた運営・維持管理体制では、各州電力庁のすべての施設を各 SEB に移管するというものであったが、本事業の実施中に、インド全土にうまく電力を供給し、電力料金の適正化を通じた電力分野の更なる発展を目指し、電力セクターにおける分社化が進められた（表 11）。分社化が進められた結果、維持管理を担っている各州の送配電公社は、送配電ロス等への取り組みなどを強化している。

表 11 分社化の州別状況

州名	発電公社	送電公社	配電公社
アンドラ・プラデシュ	1	1	4
ハリヤナ	1	1	3
カルナタカ	2	1	5
オリッサ	2	1	4
マハラシュトラ	1	1	1

出所：Report on the Performance of The State Power Utilities for the Years 2004-05 to 2006-07, Power Finance Corporation Limited

アンドラ・プラデシュ州での分社の状況は以下の通りである。

発電：アンドラ・プラデシュ州発電公社/APGENCO

送電：アンドラ・プラデシュ州送電公社/APTRANSCO

配電：アンドラ・プラデシュ州北部配電公社/APNPDCL 他 3 社

また、ハリヤナ州での分社の状況は以下の通りである。

発電：ハリヤナ州発電公社/HPGCL

送電：ハリヤナ州送電公社/HVPL

配電：ハリヤナ州北部配電公社/UHBNL 他 2 社

分社化により整備事業と維持管理業務に係る役割分担が明確になったため、事業完成後の施設の維持管理体制及び事業効果の維持を確保しやすくなったと考えられる。

#### 2.5.1.2. 運営・維持管理における技術

運営・維持管理における技術面は、もっぱら各 SEB（全体の技術者数は約 8 万人）が主体となり、統括管理（入札書類などの仕様書の検討、標準仕様書の策定等）を REC が行なっている。REC では、2007 年度、職員 280 名が、国内外の各種研修や訓練に参加した。また、社内で 14 種の研修や訓練（配電ロスの削減方法、料率の考察等）を催し、293 名の職員が参加した。

分社化の実施された州では、送配電部門を担当する公社が技術面を担当している。規模は SEB や公社によって違いがあるが、アンドラ・プラデシュ州の場合は、送電部門を APTRANSCO が担っており、電力部門技術者として、1,108 名を擁している。同社の研修センターでは、送配電に関する技術的な内容から AutoCAD、ORACLE、MS-Office と言った分野にわたる研修が 2007 年 6 月からの 1 年間で 93 回行われ、この内、コンピュータを使った研修が 63 回開催されている。また、同州の北部地域の配電会社である APNPDCL では、独自の研修施設を使って維持管理における安全対策等の研修や外部機関による研修を実施している。維持管理の技術面を受け持つ他の SEB あるいは分社化後の各公社でも同様と考えられる。

このように、維持管理にかかる技術研修は適切に実施されており、事業実施と維持管理に関する十分な経験と技術を有していると考えられる。

#### 2.5.1.3. 運営・維持管理における財務

実施機関である REC の財務状況を示す収益性に関しては、総資本経常利益率が審査時の 1.57% から評価時の 3.24% に改善する一方、自己資本比率は 16.3%（1987 年度末）から 13.26%（2007 年度末）に若干減ったが、経営上の問題は無い数値と考えられる。今後も州電力機関が主要な顧客であり続けると予想されるが、インドの電力分野では、構造的に各州の送電・配電部門の財務状況は赤字体質である。その背景には、上流部門の価格設定がコストプラスフィーであるのに対し、下流部門では、テクニカル・ロス及びコマーシャル・ロス（料率の制限、漏電の放置、盗電が主な原因）の両方で 30% 以上も発生しているという問題がある。そのため、電力分野での利用者側末端組織の財務体質を強化することが求められる。

表 12 州別送配電公社の年間損益額及び補助金（単位：百万 R s）

年 対象州	2001		2002		2003		2004	
	損益	補助金後	損益	補助金後	損益	補助金後	損益	補助金後
アンドラ・プラデシュ	-29,480	-4,910	-12,320	2,770	-15,790	-650	-11,940	1,090
カルナタカ	-18,700	3,440	-15,990	3,400	-13,150	3,100	-11,070	4,620
ハリヤナ	-9,480	-1,840	-8,030	260	-7,850	2,410	-14,490	-3,470
マハラシュトラ	-5,400	-5,390	-2,550	-2,550	-5,490	9,040	-8,040	-8,040
西ベンガル	-17,060	-14,670	-9,140	-9,140	-2,960	-2,960	-2,750	-2,750
オリッサ	-2,610	-2,610	-9,440	-9,440	1,930	1,930	3,030	3,030
ケララ	-12,540	630	-9,350	810	-9,160	920	-2,390	1,040
タミルナド	-51,740	-48,520	-21,000	1,130	-13,600	-11,000	-20,300	-11,060

出所：Teri Energy Data & Yearbook 2007

各州の送配電公社における維持管理費用の適切な確保にあたり、審査時及び SAPI 調査時に、施設投資コストの 3%が維持管理費の充足度を測る指標として設定された。

APTRANSCO（アンドラ・プラデシュ州）では、2002年～2003年の維持管理費が充分であったとは言えないが、2003年～2005年の3年間に増額され、2005年以降は3%以上を確保している。APNPDCでは、2002年は高い比率であったが、年を追うごとに3%に近づいてきており、財務的見直しを行って適正予算に収斂してきている。

また、ハリヤナ州の送電公社 HVPNL 及び配電公社 UHBVNL では、ともに約 4%～5%

表 13 APTRANSCO 維持管理費用（百万ルピー）

年	2002	2003	2004	2005	2006
維持管理費	330	387	585	1,057	1,061
固定資産額	25,085	24,392	24,935	27,499	29,379
比率（%）	1.32%	1.59%	2.35%	3.85%	3.61%

出所：Annual Report 2006, 2005, 2004, 2003, APTRANSCO

表 14 APNPDC 維持管理費用（百万ルピー）

年	2002	2003	2004	2005	2006
維持管理費	314	233	242	293	293
固定資産額	5,293	6,731	7,740	9,148	9,361
比率（%）	5.94%	3.46%	3.13%	3.21%	3.13%

出所：Annual Report 2006, 2005, 2004, 2003, APNPDC

を確保しており、維持管理に係る予算は十分に割り当てられていると言える。

表 15 HVPNL 維持管理費用（百万ルピー）

年	2004	2005	2006	2007	2008
維持管理費	490	512	532	705	843
固定資産額	9,816	12,147	12,806	14,130	16,137
比率（％）	4.99%	4.22%	4.16%	4.99%	5.22%

出所：Annual Report 2008, 2007, 2006, 2005, 2004, HVPNL

表 16 UHBVNL 維持管理費用（百万ルピー）

年	2003	2004	2005	2006
維持管理費	230.2	396.6	397.9	926.8
固定資産額	7,452	7,561	7,677	8,433
比率（％）	3.09%	5.25%	5.18%	10.99%

出所：Annual Report 2007, 2006, 2005, 2004, UHBVNL

このように、各州で金額のばらつきはあるが、送配電網の拡充に合わせて維持管理費を増額している傾向が見られ、審査時並びに SAPI 調査で設定された数値（3%）に近い割合となっていることから、維持管理費の金額については、満足できる状態であると言える。こうした必要予算を確保する上で送配電会社に欠損などで不足金が生じた場合、当該州は、表 13 で示したような補助金を充てることで対処している。

### 2.5.2. 運営・維持管理状況

審査時には、施設の維持管理で発生する資材、スペアパーツ不足等は各 SEB 自身により補填される予定であった。しかし、電力セクターの分社化が実施されたため、大半の州では、送電公社と配電公社がそれぞれの事業範囲に限定して整備した変電所の保守管理等の運営・維持管理を担っている。要員の教育については、熟練者からの指導やセミナーハウスでの研修などを実施している。また、故障時に部品が不足した場合には、予備部品を持つ直近の送配電所から調達し、停電時間の短縮を図っている。

## 3. 結論及び教訓・提言

### 3.1 結論

事業実施期間が予定を大幅に上回ったものの、本事業は、国家レベルの政策・施策となる送配電ロスの低減、灌漑ポンプの普及、農村の電化に一定程度の貢献

を果たしていると言える。しかし、維持管理を担当する各州の送配電公社の財務基盤が脆弱であることから、事業の持続性に一部問題がある。

以上より、本事業の評価は、中程度と判断される。

### 3.2. 教訓

なし

### 3.3. 提言

なし

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
① アウトプット	<p>(1) 事業実施体制の整備及び運営方法の確立</p> <p>(2) サブ・プロジェクトの形成・実施に係る標準化及び基準化、並びに中長期的な実施に当たっての基礎調査の実施</p> <p>(3) 送配電システム改良サブ・プロジェクトの実施、10州 96 サブ・プロジェクトにおける変電所の新設、または増強</p> <p>(4) 小水力発電サブ・プロジェクトの実施、5州 8 サブ・プロジェクトにおける流れ込み式発電所の新設</p>	<p>(1) 計画通り</p> <p>(2) 計画通り 標準化、基準化を図るため、以下の書類が作成された。(The Operational Guidelines for System Improvement Category of schemes)</p> <p>(3) 7州 45 サブ・プロジェクトに減少、サブ・プロジェクトでのアウトプットはほぼ計画通り。</p> <p>(4) 1 サブ・プロジェクトに減少、アウトプットは計画通り。</p>
②期間	1991年1月～1993年12月	1991年1月～2007年2月
③事業費	<p>外貨 26,078 百万円</p> <p>内貨 14,994 百万円 (1,764 百万ルピー)</p> <p>合計 41,072 百万円</p> <p>うち円借款分 24,379 百万円</p> <p>為替レート 1 ルピー＝8.5 円 (1989年9月)</p>	<p>12,018 百万円</p> <p>5,512 百万円 (1,837 百万ルピー)</p> <p>17,530 百万円</p> <p>13,718 百万円</p> <p>1 ルピー＝2.89 円 (1995年7月、SAPI 実施終了時)</p> <p>1 ルピー＝2.75 円 (2002年2月、貸付完了時)</p>

プロジェクト実施期間の詳細

計画	実績
<p>①審査時選出サブ・プロジェクト 送配電システム改良： 1991年1月～1993年12月（36ヶ月） 小水力： 1991年1月～1993年4月（28ヶ月）</p>	<p>①審査時選出サブ・プロジェクト 送配電システム改良： 1991年1月～1999年6月（102ヶ月） 小水力：（該当なし）</p>
<p>②SAPI選出サブ・プロジェクト 送配電システム改良： 1995年7月～1999年1月（43ヶ月） 小水力： 1999年11月～2001年11月（25ヶ月）</p>	<p>②SAPI選出サブ・プロジェクト 送配電システム改良： 1995年7月～2002年3月（81ヶ月） 小水力： 1999年11月～2007年2月（88ヶ月）</p>
<p>③最終追加サブ・プロジェクト （WMH-35, 36, 37, 38） 送配電システム改良： 1999年11月～2001年5月（19ヶ月）</p>	<p>③最終追加サブ・プロジェクト （WMH-35, 36, 37, 38） 送配電システム改良： 1999年11月～2004年3月（53ヶ月）</p>