

インド

アンパラ送電システム建設事業（1）（2）

評価者：藺田 元（（株）グローバル・グループ 21 ジャパン）

現地調査：2005 年 11 月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



800kV 送電線

1.1 背景

インド政府は 1990 年代以降の経済自由化政策に基づき工業・公共・貿易部門における長期的構造改革を推進し、産業の対外競争力の強化を図ってきたが、すべての産業インフラの鍵を握る重要セクターの一つである電力セクターは依然として全国規模で恒常的電力不足問題を抱え、経済産業活動を制約する要因となっていた。

日本の 6 割程度の面積に匹敵するウッタル・プラデシュ州（UP 州）は、人口において日本よりもやや大きい規模(約 148 百万人)である。UP 州の発電設備能力の 7 割を占める火力発電所の稼働率が低いこと等により、1987 年にはピーク電力の不足率は 30% にも達していた。このため電力供給制限が恒常的に行われ、UP 州の社会・経済に深刻な影響を与えていた。また、火力発電所は UP 州東部の産炭地域に偏り、大消費地である州中部・西部への長距離送電能力が不足していた。1988 年当時、UP 州のピーク需要は年 10% 程度の伸びが予想され、それ以後もさらに深刻な供給不足が予想された。

UP 州ではこのような電力不足を改善するため、1984 年から「アンパラ B 火力発電所建設事業」（円借款事業）を実施し、1993 年完成を目指して UP 州東部アンパラに 1,000MW の火力発電所を建設中であり、さらに 2000 年までにアンパラ C 火力発電所（1,000～1,500MW）の建設を計画していた。本事業は、このように増強されるアンパラ火力発電所の電力を消費地である UP 州中部・西部に送電することを目的として計画されたものであり、1991 年 6 月から 2001 年 5 月まで 2 次にわたって円借款が供与された。

1.2 目的

ウッタル・プラデッシュ州において、南東部にあるアンパラ発電所の発電電力を主要需要地である同州中部・西部に効率的・安定的に供給するための高圧送変電設備を建設することにより、対象地域で増加する電力需要に対応した安定的な電力供給を図り、もって同州の産業振興、雇用機会の増大に資する。

1.3 借入人／実施機関

インド国大統領／ウッタル・プラデッシュ州電力公社 (UPPCL)¹

1.4 借款契約概要

	第1次
円借款承諾額／実行額	19,318 百万円／19,318 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1989 年 11 月／1991 年 6 月
借款契約条件	金利 2.7%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド (コンサルタントは部分アンタイド)
貸付完了	1999 年 1 月
本体契約	三井物産・MMTC (インド)・PRG Transmission Ltd. (インド)・Bharat Heavy Electricals(インド)・KEC International(インド)・ASEA Brown Boveri(インド)・APAR Industries Ltd. (インド)・Hyundai Engineering & Construction(韓国)・MIDAL Cables Ltd. (バーレーン)等
コンサルタント契約	東電設計・TATA Consultancy (インド)

	第2次
円借款承諾額／実行額	12,020 百万円／6,270 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1996 年 1 月／1996 年 12 月
借款契約条件	金利 2.75%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド (コンサルタントは部分アンタイド)
貸付完了	2001 年 3 月
本体契約	第1次と同じ
コンサルタント契約	第1次と同じ

¹ 2000 年 1 月の州電力庁の機構分離 (アンバンドリング) により事業ごとに分割され、現在の実施機関 (送配電部門) は、ウッタル・プラデッシュ州電力公社 (Uttar Pradesh Power Corporation Limited : UPPCL) となっている。

2. 評価結果

2.1 妥当性

2.1.1 審査時点における計画の妥当性

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

UP州では慢性的なピーク電力不足がみられ、1人当たり電力消費量は全国平均の3分の2と低いことから継続的な電力設備の増強が必要であった。審査当時、産炭地に近い州南東部では1993年の運転開始を目指してアンパラB発電所が建設中であり、さらに2000年頃完成予定でアンパラC発電所が計画されていた。その発電電力をデリーに近い電力大消費地である州中部・西部に送る長距離送電施設が必要であり、経済的・効率的な送電には一部区間を超高圧の800kV送電にすることが適切と判断された。

2.1.2 評価時点における計画の妥当性

第10次5カ年計画（2002-07年）でも電力部門は全予算の13%が配分され重要セクターである。全国的な電力不足は解消しておらず、新規建設による発電能力の強化、既存設備の更新・修復と火力発電所稼働率改善、電力部門の機構改革が重要課題である²。

UP州第10次5カ年計画（2002-07年）では農業開発が最優先され電力部門の予算比率は前次計画より減少した。UP州では発電量とピーク時供給量ともに大幅な不足が続き³、長時間の計画停電を余儀なくされるほか、頻繁な事故による停電や電圧変動が続いている。電力需要、ピーク時需要は今後も年間6~8%の高率で増加が予想され、発電能力強化とともに送電網の強化は今後も重要な課題である。当初想定されていたアンパラC発電所からの送電は実現していないが、UP州の送電網において本事業はバックボーンであり、引き続き重要性は高い⁴。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

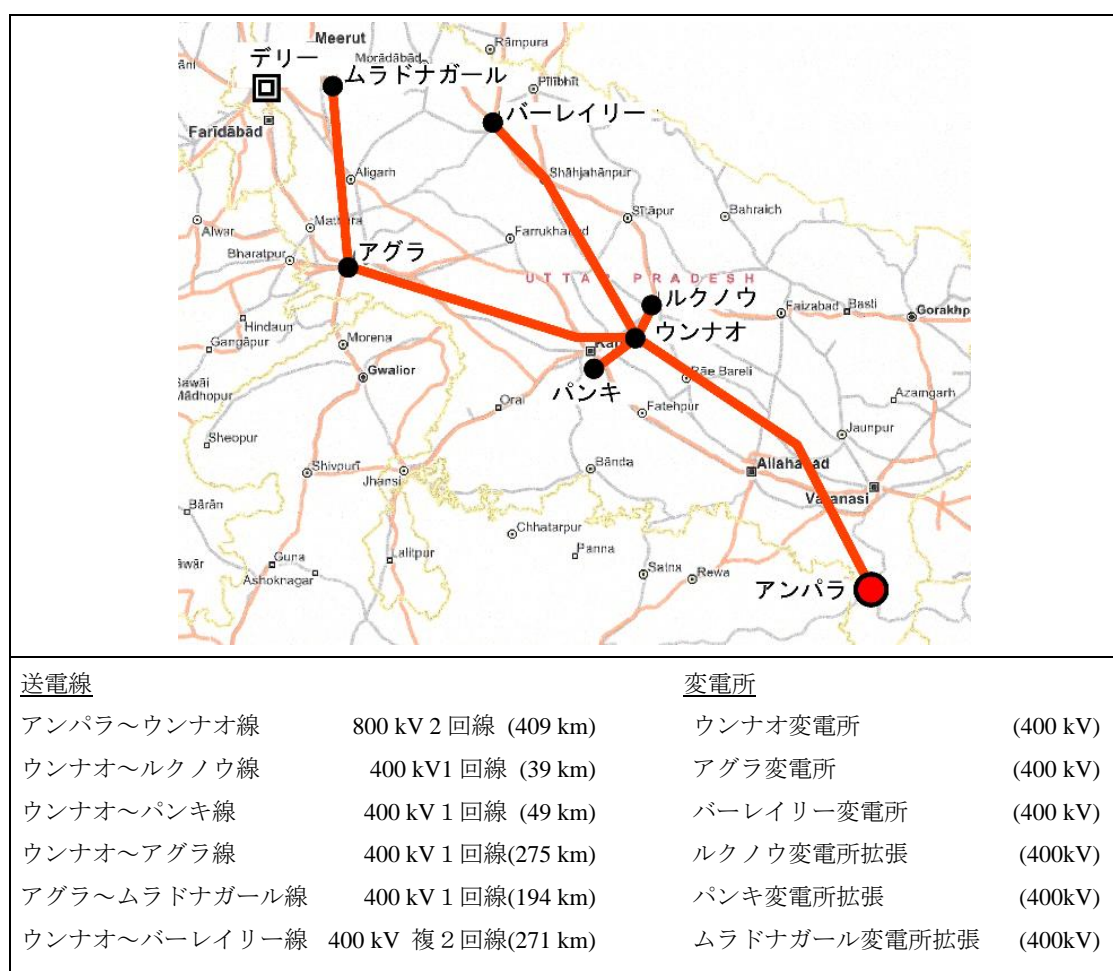
² 90年代以降、州電力公社（State Electricity Board：SEB）の機構改革（発電・送電・配電の分割と配電の段階的な民営化により、料金体系の歪み、損失の多さ、料金徴収率の低さ等の課題に取り組み、発電・配電への民間参入を促進する）、電力部門への民間参入が新たな重要課題とされつつある。

³ 火力発電所の稼働率改善によりUP州の電力供給能力は増大しつつあるが、1994年にアンパラB火力発電所が完成して以来発電能力が大きく増加していない。水力発電所を擁するウッタラANCHAL州が2000年に分離独立したため、UP州は電力の多くを中央および他州から購入せざるを得ない。

⁴ アンパラC発電所は民間資金導入の決定に時間を要し遅れているが、2010年頃を目指して民間資本による建設が検討されている。現在、本事業はもっぱらアンパラB発電所の送電に活用されている。

本事業では以下のように 800kV 送電線 1 線路、400kV 送電線 5 線路の建設、変電所 3 カ所の新設、変電所 3 カ所の拡張が計画され、いずれもほぼ計画通りに実施された。なお、アンパラ B、C 発電所の発電電力を送電するアンパラ～ウンナオ送電線では、より効率的な送電が可能となる超高圧送電線 (800kV) が建設されたが、当初の計画通り、アンパラ C 発電所が完成するまでは 400kV 送電線として運用されている。

図-1 アンパラ送電システム建設事業により新設・増設された送変電施設



2.2.2 期間

当初計画では 1991 年 6 月から 1997 年 5 月までの 72 カ月であったところ、実際の期間は 1991 年 6 月から 2001 年 5 月までの 120 カ月であった。本事業の主要目的であるアンパラ B 発電所からの送電を可能とするアンパラ～ウンナオ線は 2000 年 7 月に運転開始したが、これはアンパラ B 発電所の運転開始から 6 年遅れであった。

主な遅延要因は、国内初の 800kV 送電線にかかる詳細設計および入札準備、森林伐採

許可の取得等に時間を要したこと⁵、コンサルタント選定基準について、実施機関が調整に時間を要したこと、一部変電所対象地の用地取得に時間を要したこと、内貨不足による支払い遅れであった。

2.2.3 事業費

輸入対象物資が国内で調達できるようになったため外貨費用の一部が内貨費用に変わり、インフレによる価格上昇もあって、本事業の内貨費用は大幅に増加した。しかし、インフレを上回る現地通貨の減価と競争による効率的な受注により、円建ての総事業費は 34,971 百万円にとどまり、計画 39,918 百万円の 88%に収まった。

2.2.4 効率性評価のまとめ

以上から、アウトプットは計画通り実施され、事業費も当初予定の範囲内に収まっていたものの、実施期間には大幅な遅延がみられたため、全体として本事業の実施にかかる効率性は中程度であったと判断される。

2.3 有効性

2.3.1 アンパラ発電所からの送電

本事業の主要路線であるアンパラ～ウンナオ線は、アンパラ B 発電所の運用開始（1994 年 10 月）から 6 年後の 2001 年 7 月に 400kV で運用が開始された。UPPCL はアンパラ C の完成を待たずに Anpara ～ Unnao 線の 800kV 送電を開始することを決定し、2005 年度中にそのために必要な変電設備の建設を開始する予定である。

本事業全体の設備稼働率は 99%（2005 年度）と非常に高く、送電損失率も 2%以下と十分に低いことから、運用状況は良好といえる（表-1）。

400kV 運用時の最大送電電力の計画は 541MW であったが、実績はアンパラ～ウンナオ線、ウンナオ～ルクノウ線でこれを上回り、設備能力上のほぼ最大値を記録している（表-2）。

審査時にはアンパラ B 発電所の発電電力量の 57%が本事業（アンパラ～ウンナオ線）により送電されると想定されていたが、実際、本事業運用開始 2 年目の 2002 年度以降はアンパラ B 発電所の発電量の半分近くが本事業により送電されている（表-3）。なお、本事業のアンパラ～ウンナオ送電路では、800kV 送電が開始され将来アンパラ C 発電所が建設されれば、現在の 4 倍程度の送電量となる見込みである。

⁵ 入札書類の技術審査、森林伐採許可の審査、航空法に基づく許認可において、800kV 送電の前例がなく、その手続きや審査基準が十分整備されていなかったため、予想以上の時間を要した。

表-1 設備稼働率・送電損失率実績

	設備稼働率	送電損失率
2001年度	96.7%	1.75%
2002年度	97.0%	1.68%
2003年度	98.5%	1.55%
2004年度	98.9%	1.63%

出所：UPPCL

注：アグラ～ムラドナガル線を除く5路線の平均値

表-2 最大送電電力・送電電力量（2004年度実績、送電路線別）

送電路線	最大送電電力	送電電力量
アンパラ～ウンナオ線	550MW	3.7GWh
ウンナオ～ルクノウ線	560MW	2.5GWh
ウンナオ～パンキ線	520MW	0.8GWh
ウンナオ～アグラ線	430MW	3.0GWh
ウンナオ～バレイリー線（1）	460MW	1.6GWh
ウンナオ～バレイリー線（2）	380MW	1.5GWh
アグラ～ムラドナガル線	220MW	0.8GWh

出所：UPPCL

表-3 アンパラ B 発電所からの送電電力量実績

	アンパラ B 発電所の 発電量 (A)	アンパラ～ウンナオ線の 送電量 (B)	比率 (B/A)
2001年度	7.7 GWh	2.47 GWh	32%
2002年度	7.4 GWh	3.22 GWh	44%
2003年度	7.6 GWh	3.66 GWh	48%
2004年度	(データなし)	3.71 GWh	-

出所：UPPCL

2.3.2 増大する電力需要への対応と安定的な電力供給への貢献

本事業で完工した送電網では 2004 年度にアンパラ火力発電所から 3.7GWh の電力量を送電した。これは UP 州全体の電力供給量の 8.4%に相当し、本事業は UP 州の電力供給に重要な貢献があるといえる。

本事業により、既存送電網に比べて送電距離が短くなり、かつ送電負荷率が低下したことにより、アンパラ発電所からの送電ロスが



減少したと考えられる。800kVの送電が開始されると、さらに送電ロスが大きく削減さ

れることが期待される⁶。

本事業では最新鋭の停電事故防止設備（デジタル保護リレー）が採用されており、非常に安定した送電が行われている。運用開始後、地域送電網全体の停電を引き起こすような大きな停電事故は一度も起きていない。

さらに、ルクノウ変電所で1994年度に最大14%あった電圧変動率が2004年には8～10%に低下するなど、本事業は電圧変動の減少にも貢献している。

2.3.3 財務的内部収益率（FIRR）の再計算

審査時にはアンパラ B 発電所と送電システム（本事業）との全体で効果が生じることを前提に、アンパラ B 発電所の発電電力の販売収入を便益とし、アンパラ B 発電所および送電システムの建設費、燃料費、維持管理費を費用とし、プロジェクト・ライフを25年として財務的内部収益率を算出し、7.2%との結果が得られていた。本評価において同様の条件にて再計算したところ1.9%と算出された。審査時の値を下回った理由は、送電線の完成がアンパラ発電所の完成より6年遅れたこと、ならびに、インフレに伴う建設費増加に比べ電力販売価格の上昇が小さかったことである。

2.3.4 有効性評価のまとめ

アンパラB発電所の運転開始から本事業完成まで6年間のブランクがあったものの、2000年7月のアンパラ～ウンナオ送電線運用開始後はアンパラ発電所からの効率的・安定的な送電が可能となり、本事業はUP州の電力供給に重要な役割を果たした。したがって本事業の当面の目的は十分達成されたといえる⁷。さらに、今後アンパラC発電所が完成し800kV送電が行われれば、長期的な目的も十分に達成されると見込まれる。

2.4 インパクト ウンナオ変電所の制御パネル

2.4.1 ウッタール・プラデッシュ州の電力サービス改善へのインパクト

UP州では1996年のアンパラB発電所完成により発電能力が追加されたが、それ以降は新たに発電能力が増加しておらず、需要増に対応するために電力供給の半分を他州からの購入に頼らざるを得ない状況となった。このため、電力量供給不足⁸は1995年度の16%から2004年度の20%へと拡大した。ピーク時の電力供給能力⁹の不足は1995年度の25%から2004年度の20%へと緩和されたものの、まだ高い水準にある。

このように、本事業およびアンパラ B 発電所の貢献にもかかわらず、UP州の電力需

⁶ 理論上、送電電圧が倍になると送電ロス率は4分の1になる。

⁷ FIRRが審査時を大きく下回っているが、その最大の理由である完成の遅れは既に効率性の評価に考慮されていることから、有効性の評価にはこれを部分的に考慮するにとどめた。

⁸ 年間電力量需要（GWh）のうち供給されなかった電力量の比率。

⁹ ピーク時の必要電力（MW）のうち供給能力の不足した電力の比率。

給は十分に改善されておらず、電力不足は依然として深刻である。現在も農村および大部分の都市で1日数時間の計画停電が続いている。これを反映し、UP州の1人当たり電力消費量は316KWh（2002年度、全国平均567KWh）と低い水準にとどまっている。

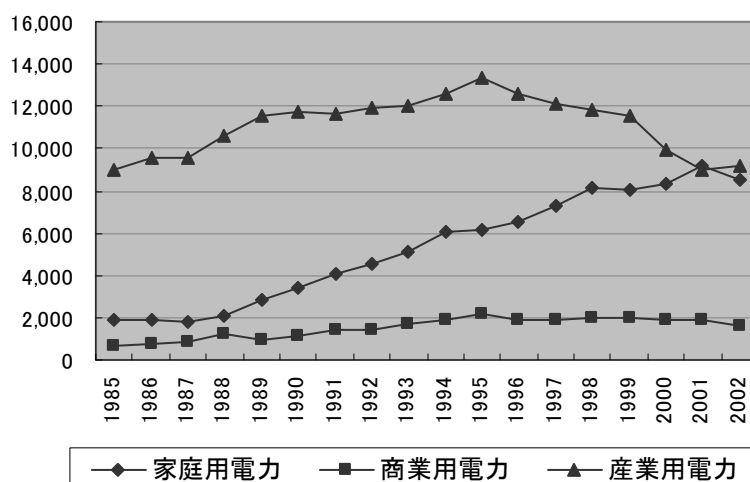
他方、本事業はUP州およびインド北部の送電ネットワークの安定性・信頼性の確保に貢献したと考えられる。本事業完成前はアンパラ B 発電所の発電電力を既存送電網で送電していたが、送電容量ぎりぎりの送電を余儀なくされていたため、インド北部の地域送電ネットワークにおいて復旧に7～8時間かかる大規模な停電事故が年に1、2回発生していた。しかし本事業完成後は安定した送電が行われ、同様の停電事故は発生していない。

以上をまとめると、本事業は送電網の安定性・信頼性の向上に貢献したが、電力供給不足のため、需要家への電力供給サービスは依然十分な水準に達していない。

2.4.2 産業振興・雇用増大へのインパクト

UP州の部門別電力消費の推移をみると、家庭用電力消費、商業用電力消費が増加あるいは横ばいであるのに対し、産業用電力消費の消費電力量には1995年をピークに明らかな減少傾向がみられる。

図-2 UP州電力消費量の推移（単位：百万KWh）



産業部門で電力利用が減少しているのは、企業が計画停電や電圧変動等電力サービスの質の低さを嫌ったため、自家発電の利用が増加したからだと考えられる。UP州の産業部門においては生産量の3分の1は自家発電を利用した生産であるが、計画停電や事故による停電により本来の生産可能量の1割近くが失われているともいわれている¹⁰。

¹⁰ 世界銀行が実施した「ウツタル・プラデッシュ州投資環境調査」（2004年）によると、UP州の工業生産

1990 年後半から多くの産業が自家発電に移行したことが、製造コスト高を招いていると考えられるなど、電力不足が産業の競争力向上、投資増加を妨げる主要な要因の一つとなっている。実際、UP州の工業生産額の対全国シェアは1990年度の9.7%から2000年度の6.8%へと低下し、産業部門においてUP州は全国での位置を下げている。

このようにUP州では電力供給サービスの質の低さが産業低迷の一因となっており、産業振興とそれによる雇用創出は進んでいないと考えられる。本事業は送電網の安定性・信頼性の向上に一定の貢献があったが、それが産業振興・雇用創出にどの程度貢献したかは検証できなかった。

2.4.3 技術面のインパクト

実施機関であるUPPCLは400kV送電網については独自に設計、建設できる技術を持っていたが、本事業の実施を通して新たに800kV送電線の計画・設計をほぼ独自でできる技術を得た。

2.4.4 環境社会面のインパクト

人口密集地における用地取得や環境に重大な影響を及ぼす規模の森林伐採はなく、住民移転および環境面へのインパクトは特にみられない。

2.5 持続性

2.5.1 実施機関による事業の継続性

2.5.2.1 技術

UPPCLは1978年にインド初の400kV送電を実現するなど、高い送電技術を保ってきたことから、400kV送電の計画・設計・施行・運用については特に問題ない。800kV送電はまだ始まっていないが、本事業を通して800kV送電の計画・設計・施行について新たに技術を習得し、その運用技術の難度は400kV送電と大差ないことから、将来も特に心配ないと考えられる。

2.5.2.2 体制

2001年1月、UPSEBは火力発電会社、水力発電会社、送配電会社（UPPCL）の3つに分割された。UPPCLは新規採用の抑制で人員合理化に努め人員数は1998年の8.7万人から現在は5万人以下に削減されたものの、職員の高齢化、職員数過剰（特に非熟練職員）等の問題は解決していない。

量の36%は高コストの自家発電を利用した生産であり、計画停電や事故による停電がなければ生産できたはずの生産量の9.5%が計画停電や事故による停電により失われている。UP州では、税金が高い、政治不安、熟練労働者不足、土地不足、電力サービスの不安定さと高価さ、交通事情の悪さ、地元市場の不成熟等、さまざまな要因が産業部門への投資を阻んでいる。

2.5.2.3 財務

UP州は世界銀行の主導により 1988 年から電力セクターの改革に着手して財務の健全化に取り組んできたが、あまり大きな成果は上がらなかった¹¹。1999 年以降、同州は電気料金の適正化、電力損失の削減や料金回収率の改善を進め、電力部門の信用回復により民間投資を誘い、競争により効率的な開発を誘導しようとした。しかし政策的判断により、損失を生む農村給電を増加したことにより、送配電を担うUPPCLではかえって累積赤字が増大した¹²。UPPCLは州政府の補助を受けても損失をまかないきれず、その財務状況はさらに悪化しつつある（表-4）。ただし、UPPCLでは 2003 年に配電部門が 4 つの配電会社に分離されたが、この赤字は主に配電部門で発生しており、本事業を含む送電部門の赤字は小さい。

表-4 UPPCL の財務状況

	2001 年度	2004 年度
州政府からの補助金額	24 億ルピー	103 億ルピー
債務額	300 億ルピー	525 億ルピー
債務／売上率	45%	70%

2.5.2 本事業の維持管理状況

本事業は 99%と高い稼働率を維持し運用状況は良好である。送電線の輸入スペアパーツは本事業により数年分確保され、他のスペアパーツもほぼ国内調達が可能である。UPPCL 全体の維持管理予算は UPPCL の財政事情を反映して 2003 年度に急減したが、その後増加している。

表-5 UPPCL の維持管理予算の推移

1999 年度	341 百万ルピー
2000 年度	1,855 百万ルピー
2001 年度	2,065 百万ルピー
2002 年度	2,042 百万ルピー
2003 年度	935 百万ルピー
2004 年度	2,480 百万ルピー

¹¹ 世銀は“UP Power Project”により 1988 年から改革に着手したが、度重なる政権交代による政情不安、改革意欲の欠如により、90 年代は大きな成果がみられなかった。UP 州は 1999 年に電力部門の発電・送電・配電への分割と段階的な民営化、独立した規制機関の設置、発電と送電への民間参入の促進、電気料金の適正化を柱とする電力政策を発表し“UP Power Sector Restructuring Project” (2000-04)により世銀の支援を受けつつ改革を進めようとしたが、同事業の完了報告によると、州政府の絶え間ない政治的干渉、商業指向の欠如、内部統制・アカウンタビリティ・施設維持管理の弱さ等の課題に大きな改善はみられず、料金改定は政治的干渉と施設の非効率な運用により効果が上がらなかった。送配電ロスにメーター導入、請求書自動化等により改善しつつあるがいまだに 30%と高く、送配電部門の人員過剰と熟練労働者不足の問題は依然として厳しい状況にある。

¹² 2003 年 9 月に誕生した州新政権は、社会開発を重視して農村給電を 1 日 8 時間から 14 時間に増加した。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

- ・ 発電事業と送電事業をセットで実施するときは、事業効果を損なわないように、事業完成時期を整合させるための進捗管理に十分注意する必要がある。
- ・ 超高圧送電のような新技術を導入するときは、入札書類の審査、森林伐採や航空法上の許認可等について手続きや審査基準が未整備のため旧技術では起きなかった行政面、手続き面の困難や障害が生じる可能性があるため、これを十分検討したうえで、現実的な実施計画を立てる必要がある。

3.2 ウッタール・プラデッシュ州への提言

- ・ 現在 UP 州は絶対的な電力不足にあるため、早期に資金源を確保し、アンパラ C 発電所の早期実現に努力することが必要である。
- ・ 電力部門の構造改革のため、電気料金の適正化（過度のクロス・サブシディーの是正）、配電部門の民営化等、実効的な施策への努力を継続することが必要である。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	(1) 送電線建設 i. 800 kV single: Anpara - Unnao 450 km ii. 400 kV single : Unnao - Lucknow 55 km iii. 400 kV single: Unnao - Panki 40 km iv. 400 kV single: Unnao - Agra 250 km v. 400 kV single: Agra-Muradnagar 190 km vi. 400 kV double: Unnao - Bareill 250 km (2) 変電所建設 i. 315 MVA x 2 (400 kV) at Unnao ii. 315 MVA x 1 (400 kV) at Agra iii. 315 MVA x 2 (400 kV) at Bareilly (3) 変電所拡張 i. Extension of 1 bay (400kV) at Lucknow ii. Extension of 1 bay (400kV) at Panki iii. Extension of 1 bay (400kV) at Muradnagar (4) コンサルタント業務	(1) ほぼ計画通り i. 800 kV single: Anpara - Unnao 409 km ii. 400 kV single : Unnao - Lucknow 39 km iii. 400 kV single: Unnao - Panki 49 km iv. 400 kV single: Unnao - Agra 275 km v. 400 kV single: Agra-Muradnagar 194 km vi. 400 kV double: Unnao - Bareill 271 km (2) 計画通り (3) 計画通り (4) 計画通り
②期間		
400kV 送電線・変電所	1993年6月～1996年12月	1993年6月～2001年5月
800kV 送電線	1994年9月～1997年4月	1994年12月～2000年7月
コンサルタント業務	1993年12月～1997年3月	1992年4月～2001年5月
③事業費		
外貨	24,086百万円	5,373百万円
内貨	15,832百万円 (5,478百万ルピー)	29,573百万円 (9,180百万ルピー)
合計	39,918百万円	34,946百万円
うち円借款分	31,338百万円	25,588百万円
換算レート	1ルピー＝2.89円	1ルピー＝3.22円