

インド

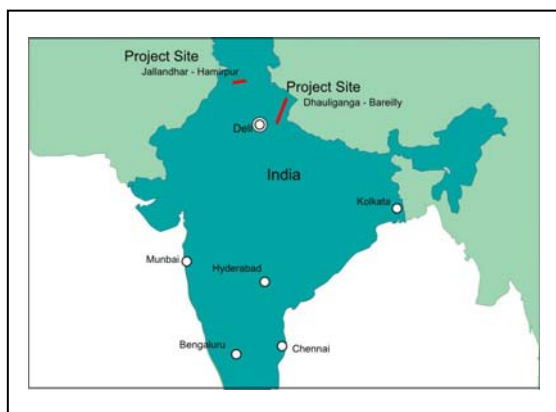
## 北部送電網整備事業

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ジャランダール～ハミルプール送電線

#### 1.1 背景

インド北部地域は、ウッタル・プラデシュ、ラジャスタン、パンジャブ、ハリヤナ、ヒマチャル・プラデシュ、ジャンム・カシミール、ウッタランチャルの各州及びデリー特別区により成り、人口は約 274,970 千人(1996年)とインド全土の約 30%を占めている。北部地域の主要産業は農業で、特に「緑の革命<sup>1)</sup>」後は、パンジャブ州を中心とした地域は、「インドの穀倉地帯」と呼ばれるほど、同国の農業生産への貢献が大きい。主要生産物は小麦、米等の穀物類であり、小麦は全インドの約 79.3%を生産している。

また、北部地域は西部地域に次いで大きい電力グリッドを有しており、西部に次ぐ需要及び供給規模も持つ地域である。需給ギャップ(1994年)はインド全体の平均(ピーク電力ベースで-16.5%、電力量ベースで-7.1%)並みである。インド北部のピーク電力需給ギャップは年々縮小しているものの、深刻な状態は解消

<sup>1)</sup>1940年代から1960年代にかけて、世界中で展開された。穀物の多収品種の栽培を灌漑、肥料、農薬、農業機械などの技術革新と並行してすすめ、伝統的農法から脱却して食糧増産をはかり、発展途上地域を中心とした人口増加に対処しようとしたもので、育種から社会経済にいたるまでの広い内容を持つとされる(家永泰光『世界大百科事典』(平凡社))

されておらず、今後も、ピーク電力、電力量共に不足することが予想されており、同地域の電力需給ギャップへの対応及び供給電力量不足の解消への対応が求められていた。

## 1.2 目的

ダウリガンガ送電線及びジャランダール～ハミルプール送電線を建設する事により、インド北部地域とヒマチャル・プラデシュ州における電力需給の改善と電力供給の信頼性を高め、もってそれぞれの地域の経済成長や国内産業の発展に寄与する。

## 1.3 借入人／実施機関

PGCIL (国営送電公社/Power Grid Corporation of India Limited)

## 1.4 借款契約概要

円借款承諾額／実行額	8,497 百万円／3,726 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 1 月／1997 年 2 月
借款契約条件	金 2.3%、返済 30 年（うち据置 10 年）、 一般アンタイド
貸付完了	2006 年 6 月
本体契約（10 億円以上のみ記載）	STERLITE INDUSTRIES (INDIA) LTD.、POONA（インド）、TATA PROJECTS LTD.（インド）
コンサルタント契約	なし
事業化調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	1995 年、POWERGRID がダウリガンガ送電線及びジャランダール～ハミルプール送電線の F/S を作成。
関連事業（if any）	なし

## 2. 評価結果（レーティング：A）

### 2.1 妥当性（レーティング：a）

#### 2.1.1. 審査時における計画との整合性

第 8 次 5 カ年計画（1992 年 4 月～1997 年 3 月）における公共部門総投資予定額は、4 兆 3,410 億ルピーであり、期間中の GDP 成長率は 5.6%と計画されていた。本事業を含む電力セクターについては、政府歳出額の 18.3%に相当する 7,959 億

ルピーの投資資金が配分されており、全セクター中のトップのシェアを占めている。電力セクターは、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認識されており、十分な供給量と信頼性の確保について、その必要性が認識されていた。

また、送配電ロスは、第7次5ヵ年計画終了時の22.9%から第8次5ヵ年計画終了時には24.8%となっており、依然として高い水準にあった。その原因としては、送配電への低調な投資や配電網高圧化の遅れ等があった。

#### 2.1.2. 事後評価時点における計画との整合性

第10次5ヵ年計画（2002年～2006年）では、7.7%の経済成長率を実現し、同計画の主要分野である発電所建設や送配電網建設の供給実績は改善が認められるものの、需要に対しては不十分であり、引き続き電力セクターが重視されている。2007年時点の北部グリッドは37,879MWの設備容量を有しているが、ピーク時需要32,462MWに対する供給は29,495MWであり、9.1%の不足である（ヒマチャル・プラデシュ州の電力供給量不足は3.0%）。この不足は将来も続くものと考えられる一方、工業地帯の拡張等による需要は年率7.5%で伸びることが予測されている。中央電力庁（CEA: Central Electricity Authority）によれば、2012年までに北部のピーク時供給の不足は19%に達するとされている（Draft National Electricity Plan, CEA）。なお、第11次5ヵ年計画においても同地域で8件の送電事業が計画されている。

北部地域のなかでも、ウッタール・プラデシュ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、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%の高率で乖離することが予想され、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。

以上より、将来的にも懸念される需給ギャップに対して、電力分野の施策のなかで、送電能力改良を目的とする本事業の必要性・緊急性は高く、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）

### 2.2.1 アウトプット

計 画	実 績
<p>①ダウリガンガ水力発電所～バレーリー変電所間送電線新設 亘長<sup>2</sup>330km 400kV 2 導体 2 回線（山岳地帯 210km、平原地帯 120km）、熱容量:500MVA/Ckt 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 960 基（耐張鉄塔 690 基、懸垂鉄塔 270 基） 変電所引出口増設 バレーリー変電所 220kV 引込口（二重母線+切替母線）2 回線 220kV シャント（分路）リアクトル<sup>3</sup> 50MVAR×2 台</p>	<p>①ダウリガンガ水力発電所～バレーリー変電所間送電線 亘長 233km 220kV 2 導体 2 回線（山岳地帯 125km、平原地帯 108km） 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 606 基（耐張鉄塔 329 基、懸垂鉄塔 277 基） 変電所引出口増設 バレーリー変電所 分路リアクトルの設置をダウリガンガ側に移動 ダウリガンガ発電所（事業実施者：NHPC）スイッチヤード 220kV リアクトル 25MVAR×2 台（新設）</p>
<p>②ジャランダール変電所～ハミルプール変電所間送電線新設 亘長 130km 220kV 単導体 2 回線（山岳地帯約 10km、平原地帯約 120km）熱容量:235MVA/Ckt 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 433 基（耐張鉄塔 245 基、懸垂鉄塔 188 基） 変電所引出口増設 ジャランダール変電所 220kV 引出口（二重母線+切替母線）2 回線 ハミルプール変電所 220kV 引込口（二重母線+切替母線）2 回線、変圧器は自己資金で調達</p>	<p>②ジャランダール変電所～ハミルプール変電所間送電線 亘長 124km 220kV 単導体 2 回線（山岳地帯約 63.5km、平原地帯 60.5km） 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 354 基（耐張鉄塔 188 基、懸垂鉄塔 166 基） 変電所引出口増設 ジャランダール変電所：変更なし ハミルプール変電所：変更なし</p>

ダウリガンガ送電線亘長が約 100km 短くなった理由は、ダウリガンガ側が標高三千メートルを超える山岳地帯となっており、当初計画では尾根を避ける路線が提案されたものの、測量及び実施設計の結果、直線ルートが採用されたことによる。また、これに伴い亘長短縮による調相（電圧の変動）を考慮して、国営水力発電公社（NHPC：National Hydraulic Power Company）に建設を委託し、ダウリガンガ水力発電所側引出口側にリアクトルの設置が移動された。

送電線の容量は 400kV で設計されているが、運用開始時は 220kV で送電し、将来、発電所が増えてきた時に 400kV として運用することとなっている。事後評価時点では、発電所の増設は未定で 400kV として運用する時期は未定であるが、将来的な必要性は十分にあると考えられる。

<sup>2</sup> 電気支持物（送電鉄塔等）間における水平距離。

<sup>3</sup> 安定した送電のための円滑な制御と管理を行う機器。

なお、ジャランダール送電線に係る山岳地帯通過距離については、ヒマチャル・プラデシュ州の地形から見て審査時の「山岳地帯約 10km」は明らかに誤りであり、実施機関もその点について認めている。

### 2.2.2 期間

ダウリガンガ送電線事業については、当初 1997 年 2 月～2003 年 2 月（73 ヶ月）と計画されていたが、実際は 1997 年 12 月～2005 年 7 月（92 ヶ月）であり、計画を 126%上回った。遅延理由としては、行政上の認可及び経費承認の事務手続きの遅れ、ダウリガンガ水力発電所の運転開始遅れに伴う本事業の送電線付随施設の建設工期見直し、さらに野生生物保護区を通過する森林クリアランスの取得遅延等が挙げられる。約 2 年間の建設中断を招いた森林クリアランスの取得遅延は、想定外の法改正があったこと、認可機関であるウッタランチャル州の独立問題、代替ルートがなかったこと等による。

ジャランダール～ハミルプール送電線事業については、当初 1997 年 2 月～1999 年 9 月（32 ヶ月）と計画されていたが、実際は 1997 年 12 月～2001 年 2 月（39 ヶ月）であり、計画を 122%上回った。変電所昇圧工事の遅れにより、6 ヶ月の工程遅延が発生したものの、発電所自体の運転開始が遅れたため、送電側の遅延責任は発生していない。今後の教訓として、発電側と送電側の協調が重要であると思われる。

### 2.2.3 事業費

事業費は、計画 13,788.4 百万円に対し、実績は 5,583.8 百万円だった。計画されたアウトプットは達成したが、予定金額では送電線亘長距離を見誤り過大に見積もっていたほか、為替レートの変動により、計画比 59.5%の事業費減となった。

表 1 事業費の詳細

	計画			実績			増減 (%)
	外貨分 (百万円)	内貨分 (百万ルピー)	合計 (百万円)	外貨分 (百万円)	内貨分 (百万ルピー)	合計 (百万円)	
ダウリガンガ送電線事業費							
小計	6,117.1	1,636.5	11,255.7	3,080.1	519.3	4,433.6	-60.6
ジャランダール - ハミルプール送電線事業費							
小計	1,069.6	219.7	1,759.4	407.6	193.3	911.6	-48.2
建中金利	773.2	-	773.2	238.6	-	238.6	-69.1
合計	7,959.9	1,856.2	13,788.4	3,726.3	712.6	5,583.8	-59.5

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

本事業は、事業費については計画を大幅に下回り、期間が計画を上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。



ジャランダール変電所



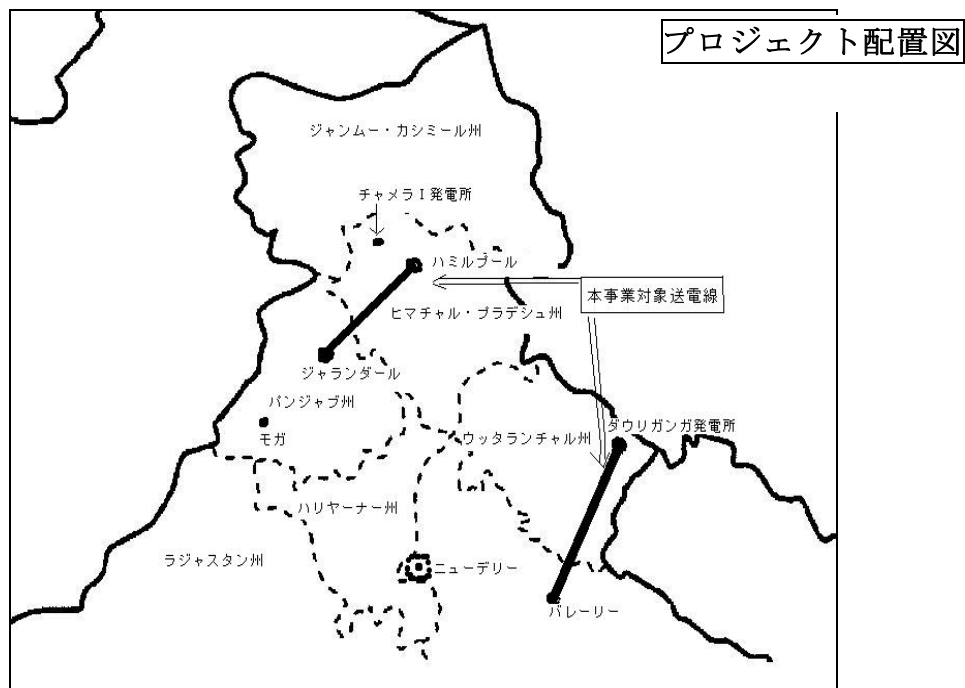
森林地域に建設された送電線

## 2.3 有効性（レーティング：a）

### 2.3.1. 電力の安定供給

ダウリガンガ送電線は、既存の送電網及び同地域内で予定されている発電所事業を考慮した統合的な送電システムの一部として建設された。同送電プロジェクトでは、400KV の送電線は、当初 220kV で運用され、ダウリガンガ水力発電所の電力をバレーリーにある北部グリッドに送電している。バレーリー変電所では送電された電力を北部地域の変電所に配電し、同地域の電力需給改善に貢献している。送電線は約 140MW/ckt で送電するが、最大 280MW まで送電が可能であり、ダウリガンガ水力発電所の最大出力電力の送電に対応する。

ジャランダール～ハミルプール送電線を建設するまでは、国営水力発電公社が所有するヒマチャル・プラデシュ州のチャメラ I（540MW）とチャメラ II（300MW）水力発電所で発電される電力が同州送電網には直接接続していなかった。しかし、ダウリガンガ送電線送電線（220kV D/C）の稼働後は、同州電力局（HPSEB）が幹線から直接電力を受けることが可能となり、州の電力供給を他州経由で供給されていた以前と比較して、安定的な供給が可能となった。



出所：PGCIL 地図を基に評価者が作成

表 2 対象施設の送電量 (単位: Million units)

送電線	計画値	2005	2006	2007
ダウリガンガ～バレーリー	1,000	312.86	1,090.45	1,177.09
	対計画値	31.3%	109.0%	117.8%
ジャランダール～ハミルプール	470	332.26	432.28	481.84
	対計画値	70.7%	100.0%	102.5%

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

これら送電設備の運用実績は、当初計画では、設備利用率 98.0%を予定していたのに対し、2007 年の実績では、平均設備利用率 99.0%となっており、当初計画を上回った<sup>4</sup>。ピーク時設備稼働率 (=最大負荷/設備定格容量×力率) は、年毎に一定時期の最大負荷が異なるため、数値にバラつきが見られる。

表 3 送電線年間設備利用率 (%)

送電線名	2004	2005	2006	2007
ダウリガンガ～バレーリー送電線	Ckt-1 <sup>5</sup>	-	99.36	99.70
	Ckt-2	-	99.12	99.93
ジャランダール～ハミルプール送電線	Ckt-1	99.95	99.29	99.40
	Ckt-2	99.88	99.26	99.65

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

<sup>4</sup> インドでは稼働率の指標として、Availability =年間稼働時間/8,760hrs を使用している。

<sup>5</sup> 2 導体のうちの第 1 導体

表 4 ピーク時設備稼働率 (単位:MVA)

	年	2001	02	03	04	05	06	07	08
ダウリガンガ送電線	Max	-	-	-	-	-	290	294	426
	%	-	-	-	-	-	52.2	52.9	76.7
ジャランダール送電線	Max	189.2	206.0	164.12	203.8	177.8	166.4	193.8	158.8
	%	72.4	79.0	62.8	78.0	68.2	63.8	74.2	60.8
ハミルプール変電所	Max	-	-	-	-	-	163.9	193.95	161.86
	%	-	-	-	-	-	82.0	97.0	82.0

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

事業内容に変更はあったが、表 2～4 で示される運用効果指標(送電量、設備利用率、設備稼働率)の通り、一部(表 5 に示す、ダウリガンガ～バレーリーの計画外停電時間)を除いては計画通り達成され、送電に対する信頼性、供給時間の増加、電圧の安定性が確保されるようになった。

表 5 年間停電時間

施設名 年	実績値 (時間) 上段 (計画) 下段 (計画外)				
	2004	2005	2006	2007	2008
ダウリガンガ～バレーリー Ckt-I	0.20	35.20 0.20	12.34 13.26	71.14 159.51	- -
ダウリガンガ～バレーリー Ckt-II	1.36	47.30 1.36	3.49 1.58	104.38 66.53 <sup>6</sup>	- -
ジャランダール～ハミルプール Ckt-I	4.11 0.21	63.01 0.28	49.54 1.35	12.59 0.49	- -
ジャランダール～ハミルプール Ckt-II	10.11 0.05	65.00 0.07	30.26 0.00	8.08 0.22	- -
ハミルプール変電所 Ckt-I	1.12 0.46	- 18.73	3.3 -	- 1.55	1.25 11.25
ハミルプール変電所 Ckt-II	0.52	- 10.18	- 1.46	- -	57.32 -

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

また、表 6 の通り、送電網のコンピューター監視装置の導入により、障害発生件数が減少したことがわかる。停電を引き起こす障害の主な原因は「樹木接触」等であるが、最近では、これら障害に対するモニタリングを通じた予防措置が講じられている。途上国の送電障害の発生率は、一般的には 3～4%程度とされているが、本事業では、それがほとんど発生していない。

<sup>6</sup> 2007 年は、自然災害等による送電線の点検回数が多かったため、計画外停電時間が長くなっている。

表 6 実施機関が運営する送電線網における障害発生件数 (回/年)

年度	単独	広域	回数
2001-02 <sup>7</sup>	74	3	77
2002-03	53	4	57
2003-04	7	0	7
2004-05	2	0	2

出所：PGCIL Annual Report 2004-2005

本事業の実施及び関連する発電所の建設により、1994年に15.7%もあった北部グリッドのピーク時需給不足率は、2007年には9.1%まで改善した。しかし、この不足は将来も続くものと考えられるうえに、工業地帯の拡張等による需要は年率7.5%で伸びることが予測されている。中央電力庁(CEA)によれば、2012年までに北部のピーク時供給の不足は19%に達するとされている。

### 2.3.2. 内部収益率

本事業の審査時にEIRRの計画値は算出されていなかったため、事後評価時に次の前提条件で算出した。

便益：送電収入、設備残存価値、代替自家発電機の購入・運転費用

費用：設備建設費、維持管理費

ダウリガンガ・バレーリー：12.3%

ジャランダール～・ハミルプール：17.0%

### 2.3.3. 受益者調査

受益者聞き取り調査（受益対象のヒマチャル、ウッタール・プラデシュ、ウッタランチャル州で大口径産業利用者を含む各25名程度、計75サンプルを抽出して実施）では、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等について質問を行った。調査の結果、電力の安定供給（電圧の安定化）や信頼性（長時間供給体制の確立）等の効果発現が認められた。

表 7 受益者聞き取り調査結果

質問内容	回答内容	%
事業の事前・事後で停電時間に変化はあったか？	平均7時間→5時間（事前事後の差異、各戸での一日当たりの平均値）	—
事業による直接便益を挙げて	電圧の安定化	100.00%

<sup>7</sup> 2003年に送電網のコンピューター監視装置を導入する前は、疲労箇所を特定できず、障害発生件数が多かった。

下さい。(複数選択)	電気製品の使用時間の増加	100.00%
	夜間街灯が点灯する	98.66%
	ラジオ等からの情報入手機会の増加	98.66%
	家族団らん時間の増加	89.00%

出所：受益者調査結果

以上のことから、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

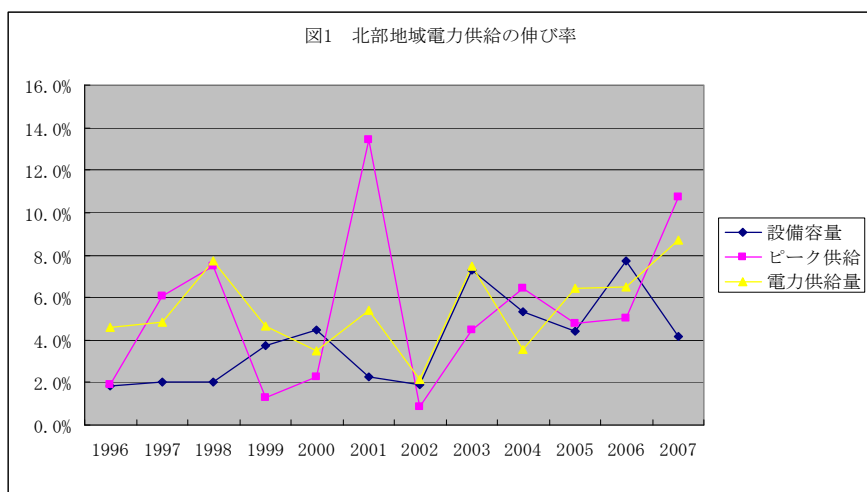
## 2.4 インパクト

### 2.4.1. 北部地域電力供給への貢献

ヒマチャル・プラデシュ州の電力需給事情は、今後も引き続き不足することが予想されるものの、2007年度は、電力量ベースで約3.0%の不足となっており、事業実施前と比較すると改善されている。

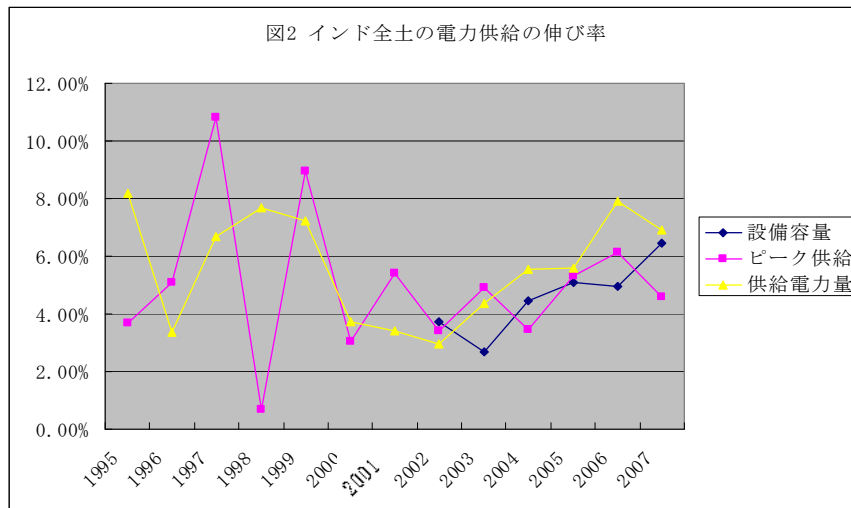
他の北部地域でも図1、図2及び表8で見られるように、設備容量や供給電力量に限っては徐々に増加している<sup>8</sup>。こうした傾向は、全インドの電力供給と同様で、1995～2007年間の平均伸び率は上述の3指標いずれも4～5%であった。

よって、本事業の実施が北部地域における電力供給や需給バランスに対して一定の貢献していることがわかる。今後の経済成長によってさらに高まると予想される需要に対応できる設備増強への投資が継続されることによって、需給バランスがさらに改善されていくことが期待される。



出所：Annual Report 2007-08, Northern Regional Power Committee

<sup>8</sup> 2001年が極端に大きい理由は、第9次5カ年計画（1997～2002）で、電力部門への設備投資が増加したことによる。



出所：Growth of Electricity Sector in India, Central Electricity Authority, 2007

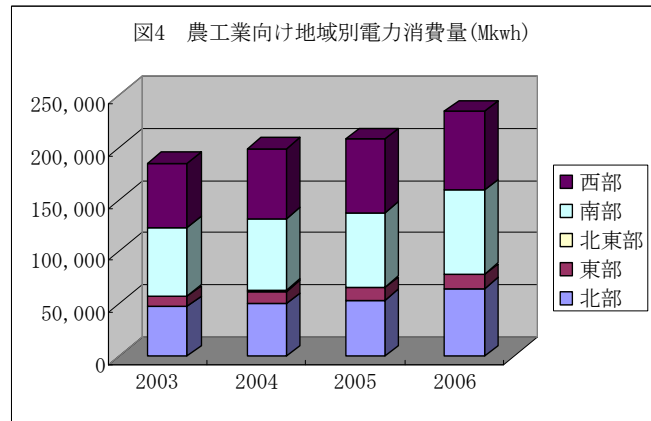
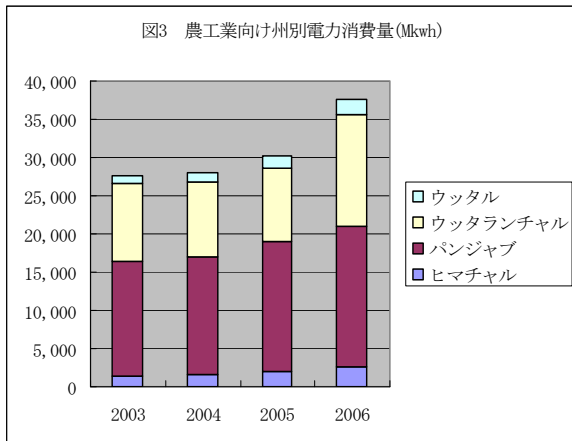
表8 北部地域電力量の需給状況

年 度	単 位	1994	1995	1996	2001	2003	2005	2007
設備容量	MW	-	23,913	24,350	28,087	30,699	33,757	37,879
ピーク供給	MW	14,290	15,804	16,109	21,586	22,746	25,362	29,495
ピーク需要	MW	16,950	17,729	17,833	23,137	24,067	29,044	32,462
ギャップ	MW	-2,660	-1,925	-1,724	-1,551	-1,321	-3,682	-2,967
割合	%	-15.7	-10.9	-9.7	-6.7%	-5.5%	-12.7%	-9.1%
供給電力量	GWh	97,068	103,834	108,591	140,058	153,713	169,421	196,147
必要電力量	GWh	104,746	110,938	129,587	118,481	163,320	190,927	219,797
ギャップ	GWh	-7,678	-7,104	-20,996	-7,968	-9,607	-21,506	-23,650
割合	%	-7.3	-6.4	-16.2	-5.4%	-5.9%	-11.3%	-10.8%

出所：Annual Report 2007-08, Northern Regional Power Committee

#### 2.4.2. 地域の経済成長や国内産業の発展

下図及び表の通り、北部地域では全国の4分の1以上を占める農工業用電力消費量、GDP等が全インドの伸び率を上回っている。さらに、長期的にいずれも増加しており、本事業による同地域の電力供給等を通じて、経済成長や国内産業の発展に一定程度の貢献をしていると言える。



出所：Report on the Performance of The State Power Utilities for 2003 to 2006, Power Finance Corp. Ltd.

表9 GDP成長率(%)

州名	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ヒマチャル・プラデシュ	10.98	9.49	10.25	9.61	11.11	10.47	11.26
パンジャブ	11.22	6.67	3.32	9.08	8.50	12.60	12.45
ウッタル・プラデシュ	3.64	4.95	8.71	9.65	8.60	13.44	11.82
ウッタランチャル	14.99	8.90	16.64	10.67	10.15	13.23	15.93
全国	1.96	3.11	4.73	7.48	8.96	5.82	6.83

Source: Economics & Statistics of respective State Governments and for All-India, Central Statistical Organization

### 2.4.3. 受益者調査

バレーリー変電所からの主な送電地域はバレーリー市内<sup>9</sup>、モラダバード(Moradabad)工業地帯、ウッタランチャル州である。鋳物工場主ほかの大口需要家からの聞き取りによれば、本事業実施後の電圧は安定しており、本事業を機に22時間供給体制となった(一般家庭は17時間前後)ため、現在は補助発電機を使っていない等の回答が得られた。また、「有効性」でも引用した、受益者聞き取り調査(受益対象のヒマチャル、ウッタル・プラデシュ、ウッタランチャル州で大口産業利用者を含む各25名程度、計75サンプルを抽出して実施)では、表10のような結果を得た。

表10 受益者聞き取り調査結果

質問内容	回答内容	%
事業による間接的な便益を挙げて下さい。(複数選択)	電化製品を使用することによる生活環境の利便性	100.00%
	断水時間の減少	97.33%
	営業収入の増加	94.66%
	勉強時間の増加	80.00%

<sup>9</sup> バレーリー変電所から約15キロの距離にあり、州では第6番目に多い人口百万人を抱える。

	営業時間の増加	49.33%
--	---------	--------

出所：受益者調査結果

本事業の実施により、新規の送電線建設は、慢性的な電力不足を緩和させ、既存の産業がより多い便益をもたらす生産能力を得たことにより、農産物生産量の増加および地域経済の発展に間接的に寄与したと言える。

#### 2.4.4. 自然環境・社会環境へのインパクト

本事業の実施に際しては、PGCIL の開発理念と手続きをまとめた「環境社会配慮基準 (ESPP : Environmental And Social Policy & Procedure)」に基づき、環境保全への対応がとられた。例えば、管轄する送電線が森林を通過する距離は、1998 時点では 27,000 Ckt km で森林面積全体の 6%であったが、1999 年～2005 年の 6 年間に建設された 20,500 Ckt km については、同比 2% (実績値) に減少した。

ダウリガンガ送電線の総延長の内、33.54km がアスコット野生生物保護区 (Ascot Wild Life Sanctuary) を通過する計画であったため、1980 年に施行された森林保護法に基づき、1992 年 10 月、PGCIL は森林局から森林許可証を取得した。ところが、2000 年 2 月、同国最高裁判所により、国定公園及び野生生物保護区内における枯木を含むあらゆる樹木及び下草の伐採が禁止された。これにより、州森林局から国定公園や保全地等における建設工事が許可されず、建設作業がほぼ 2 年間中断した。最終的には 2004 年 10 月に建設許可を取得したが、最高裁判所が下した補償費 Rs7,520 万 (総事業費の 5%に相当) を含め、送電線全線の森林クリアランス取得費用として、合計 Rs2 億 1,600 万を支払うこととなった。モニタリングレポート等によると、送電線の敷設箇所については環境配慮の観点からも検討されていたが、同野生生物保護区は、ダウリガンガ発電所近辺の南側に位置していることから、回避ルートを選択できなかったという。

一方、ジャランダール～ハミルプール送電線 130km の内、約 1.6km が森林地域を通るため、1996 年 9 月の送電線ルートの一次調査、及びその後の詳細調査を経て、同年 12 月に森林クリアランスの申請が提出された。申請後 6 ヶ月ほどで認可が下り、付帯条件として代替植林費用 Rs1,780 万の金銭補償が行われた。

ジャランダール変電所建設予定地の用地取得に関しては、計画からの変更はなかった。非自発的移転住民を含む、本事業により影響を受けた住民に対する補償は、PGCIL の住民移転計画等に基づき実施されており、係争中の事案は報告されていない。



バレーリー変電所



変電所制御室

## 2.5 持続性（レーティング：a）

### 2.5.1 実施機関

#### 2.5.1.1 運営・維持管理の体制

PGCIL が管轄する全国 170 箇所（2008 年 3 月時点）の変電所は、PGCIL 独自の基準で維持管理されている。ISO9001 準拠の保守マニュアルを保有し、ISO9001 の認定を受けた品質管理、ISO14001 の認定を受けた環境管理、ISO18001 の認定を受けた労働安全衛生の認証を得ている。表 11 に従業員一人当たりの管理送電線距離 (km) を示す。

表 11 従業員一人当たりの管理送電線距離 (km)

1992 年	2003 年	2004	2005	2006	2007	2014（目標）
3.93	6.99	7.37	7.76	8.01	8.74	10.0

出所：PGCIL Annual Report 2007-2008

本事業の維持管理については、PGCIL 建設担当部が行っている。送電線の保守担当人数は、平地で送電線 150～200km 当たり約 10 人、山岳地で約 20 人である。PGCIL と送電会社の従業員及びエンジニアはいずれも変電所に常駐しており、それぞれの役割分担は表 12 のとおりである。

表 12 運営維持管理の役割分担

設備	運営	維持管理	従業員（エンジニア）
ジャランダール送電線	PGCIL	PGCIL	54 (45)
ジャランダール変電所	PGCIL	PGCIL	
ハミルプール変電所	HPSEB	PGCIL	22 (12)
ダウリガンガ送電線	PGCIL	PGCIL	20 (14)
バレーリー変電所	UPPCL	UPPCL	40 (20)

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

事業実施前後における実施機関の組織の大規模な変更はなく、委託契約を基に各州の送電会社と協調した事業実施体制がとられており、事業実施後における施設の維持管理体制は事業効果の維持に十分である。

#### 2.5.1.2 運営・維持管理における技術

PGCIL は、広域送電網の運営・維持管理に関しては、円借款事業のほか、世界銀行、アジア開発銀行等からの借款事業により豊富な経験を有している。研修としては、“Training Need Assessment”を毎年、職員 3,800 人を対象に実施しており、125 人に上る教員により、変電所運営、操作機器の自動化、測量、マーケティング、IT、ネットワーク管理、危機管理、電力システム分析等の訓練が行われている。

また、PGCIL 基準に拠る維持管理マニュアルが整備されているほか、本部などに常設された研修所での定期研修も実施されており、運営と維持管理に関わる十分な経験と技術を有していると言える。

#### 2.5.1.3 運営・維持管理における財務

PGCIL の全株式はインド政府が保有しているが、政策を含めた民営化の動きの一環として、民間との共同投資事業を積極的に行っている。

実施機関の収益性を示す総資本経常利益率は、5～6%を維持しており、適切なレベルである（表 13）。支払能力を示す固定資産の割合が高いのは設備産業の特長であるが、流動比率が 100%を切っている数字は改善されるべきである<sup>10</sup>。州電力機関が主要な顧客であり続けると予想されるが、構造的に大部分の州電力機関の財務状況は芳しくない。そのため、実施機関の一部の財務指標には改善の余地があるものの、現状では、事業運営、既存施設の維持管理、新規投資を適切に行えるのみの企業体質となっている。なお、表 14 の維持管理費用は、PGCIL の内部で予算化、決算報告されたものである。送電線のモニタリングや設備の定期点検に宛てられている実績額は、同社の年次報告書等から判断する限り、本事業の維持管理に必要な額が確保されていると考えられる。

表 13 財務指標 (%)

年	総資本経常利益率	純資本利益率	一株当り利益 (Rs)	債務・資本比率	流動比率	固定資産比率
2003	4.98	9.47	2.57	61:39	1.05	188.3
2004	5.07	9.12	2.69	61:39	0.76	189.1
2005	6.13	10.39	2.68	61:39	0.57	190.7
2006	6.51	11.50	2.79	64:36	0.54	204.1
2007	5.68	10.73	3.21	63:28	0.75	202.6

出所：PGCIL Annual Report 2007-08

<sup>10</sup> 2008 年 3 月決算で流動比率は 107%まで改善された。

表 14 維持管理費用

(単位：千万ルピー)

年	2002	2003	2004	2005	2006	2007
北部	117.07	117.19	123.33	126.50	188.52	223.83
全国	318.40	357.57	370.19	267.79	304.37	614.96

出所：質問書に対する PGCIL からの回答書

電力分野の構造改革により、北部地域で送配電を担うウッタール・プラデシュ州電力公社 UPPL は 2003 年、営業赤字が多く発生する配電部門を 4 つの配電会社に分離した。しかし、同社は赤字体質であり、また、他州の電力会社でも同様な傾向が見られる (表 15)。こうした赤字部分については、州政府の補助金で補填されている。

表 15 州電力会社の損益状況 (単位：Rs Mil. 下段は政府補助金受領後)

州	2003	2004	2005
ヒマチャル	-460	-370	-560
	-460	-370	200
パンジャブ	-6,630	-47,570	-14,020
	10,410	-24,720	340
ウッタール・プラデシュ	-19,500	-36,410	-39,510
	-15,440	-29,110	-30,000

出所：Teri Energy Data & Yearbook 2007

インドの電力分野では、構造的に中央政府の管轄である発電部門と送電部門 (PGCIL) が黒字体質であるのに対し、州政府の管轄である送電・配電部門 (電力局、送配電公社) の財務状況は芳しくない。背景には、多くの上流部門の料金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、盗電等が原因) の両方で損失率が 30% 程度に達するという深刻な問題があり、送配電公社の持続的な収入確保に当たってのリスクとなりうる。インド政府は送配電ロスを 2012 年までに 15% 以下にすることを目的としたプログラムを開始済みであり、同プログラムの目標達成がリスク軽減にあたって重要である。

### 2.5.2 運営・維持管理状況

ジャランダル変電所では設備納入業者であるシーメンスや ABB 他からの研修も定期的に行われ、高度な先端技術を維持している。研究施設も含めて全体施設は質が高く維持管理されている印象を受けた。保守部品類は、PGCIL 社内の部品管理規則に基づいて調達され、部品保管指針に基づき保管される。

両送電線とも完成後は実施機関によって維持管理モニタリングが行われており、

樹木接触等は、常時、コンピューターによる集中管理で対応している。

完了後の施設は適切に維持管理されているが、直接観察で明らかになったハミルプール変電所の雑草対策が講じられるべきと思われる。

以上のことから、本事業は実施機関の能力及び維持管理体制ともに問題なく、高い持続性が見込まれる。

### 3. 結論及び教訓・提言

#### 3.1 結論

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

#### 3.2 教訓

なし

#### 3.3 提言

なし

以 上

## 主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	<p>①ダウリガンガ水力発電所～バレーリー変電所間送電線新設 亘長 330km 400kV 2 導体 2 回線 (山岳地帯 210km、平原地帯 120km)、熱容量:500MVA/Ckt 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 960 基 (耐張鉄塔 690 基、懸垂鉄塔 270 基) 変電所引出口増設 バレーリー変電所 220kV 引込口 (二重母線+切替母線) 2 回線 220kV シェント (分路)リアクトル 50MVAR×2 台</p> <p>②ジャランダール変電所～ハミルプール変電所間送電線新設 亘長 130km 220kV 単導体 2 回線 (山岳地帯約 10km、平原地帯約 120km) 熱容量:235MVA/Ckt 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 433 基 (耐張鉄塔 245 基、懸垂鉄塔 188 基) 変電所引出口増設 ジャランダール変電所 220kV 引出口 (二重母線+切替母線) 2 回線 ハミルプール変電所 220kV 引込口 (二重母線+切替母線) 2 回線、変圧器は自己資金で調達</p>	<p>①ダウリガンガ水力発電所～バレーリー変電所間送電線 亘長 233km 220kV 2 導体 2 回線 (山岳地帯 125km、平原地帯 108km) 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 606 基 (耐張鉄塔 329 基、懸垂鉄塔 277 基) 変電所引出口増設 バレーリー変電所 分路リアクトルの設置をダウリガンガ側に移動 ダウリガンガ発電所 (事業実施者: NHPC) スイッチヤード 220kV リアクトル 25MVAR×2 台 (新設)</p> <p>②ジャランダール変電所～ハミルプール変電所間送電線 亘長 124km 220kV 単導体 2 回線 (山岳地帯約 63.5km、平原地帯 60.5km) 鉄塔 2 回線鉄塔 基数 354 基 (耐張鉄塔 188 基、懸垂鉄塔 166 基) 変電所引出口増設 ジャランダール変電所: 変更なし ハミルプール変電所: 変更なし</p>
②期間	<p>2) 期間 ①ダウリガンガ送電線事業 送電線 1997 年 2 月～2003 年 2 月 (73 ヶ月) 変電所 1997 年 2 月～2002 年 12 月 (71 ヶ月) ②ジャランダール～ハミルプール送電線事業 送電線 1997 年 2 月～1999 年 9 月 (32 ヶ月) 変電所 1997 年 2 月～1999 年 8 月 (31 ヶ月)</p>	<p>①ダウリガンガ送電線事業 送電線 1997 年 12 月～2005 年 7 月 (92 ヶ月) 変電所 1997 年 12 月～2005 年 6 月 (91 ヶ月) ②ジャランダール～ハミルプール送電線事業 送電線 1997 年 12 月～2001 年 2 月 (39 ヶ月) 変電所 1997 年 12 月～2001 年 2 月 (39 ヶ月)</p>
③事業費		
外貨	7,959.9 百万円	3,726.3 百万円
内貨	5,828.5 百万円	1,857.5 百万円
	(1,856.2 百万 Rs)	(712.6 百万 Rs)
合計	13,788.4 百万円	5,583.8 百万円
うち円借款分	8,497 百万円	3,726 百万円
換算レート	1Rs=3.14 円 (1996 年 1 月現在)	1Rs=2.61 円 (1999 年 1 月～2002 年 3 月平均)