

インド

## アッサムガスタービン発電所・送電線建設事業( ) ( ) ( )

評価報告：2003年 2月

現地調査：2002年 11月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



アッサム・ガスタービン発電所

#### 1.1 背景

インドの第8次5カ年計画（1992年4月～1997年3月）において、公共部門総投資予定額は4兆3,410億ルピーであり、そのうち電力セクターは7,959億ルピー（18.3%）とトップシェアであった。同計画で、電力セクターについては、発電設備稼働率の向上、送配電ロスの削減等の効率化、電力供給機関の財務体質の改善、新規建設事業の促進、民間活用等が重要事項とされており、北部・西部及び北東部における天然ガスの活用が重視されていた。

インド北東部地域では、1991年度時点の一人当たり電力消費量は83kWhと全国平均の30%ほどにとどまっていたが、同地域では今後の工業化の進展・農業の近代化に伴う電力需要の増加が予想されていた<sup>1</sup>。発電設備容量は、1,293MW（1992～93年）であり、当時の同地域での電源設備構成は、火力56.3%、水力43.7%と他地域に比べ水力発電の割合が高いことが特徴であった。

また、インド東部地域では、北東部地域より電力利用は進んでいたものの、1991年度での一人当たり電力消費量は146kWh（全国平均の約60%）にとどまっていた。発電設備容量は1992年度時点で11,698MW、電源設備構成は火力82.8%、水力17.2%であった。同地域の部門別電力量需要は工業が56.3%と大部分を占めており、かつ同地域が西ベンガル州などの先進工業地域を抱えていることから、年率8.8%程度のピーク電力の増加が見込まれていた<sup>2</sup>。

<sup>1</sup> 第1次審査時点で確認された北東部のピーク電力需給は、1984年まで断続的に不足状態（1982年度14MW、1984年度56MW）であった。（インド中央電力庁CEA資料による）。

<sup>2</sup> 第1次審査時点で確認された東部のピーク時電力需給は、1980年代初頭から不足が拡大する傾向にあり、1985年には1,006MWの不足を記録した（CEA資料）。

## 1.2 目的

本事業は、インド北東部アッサム州で燃失している石油随伴ガスを有効利用するガスコンバインド・サイクル型発電所及び関連送変電設備を建設し、主として東部地域へ電力を供給することで同地域の電力事情改善を図り、民生の向上及び産業発展に資することを目的とする。

## 1.3 事業範囲

本件の事業範囲は以下の通り。

- (1) 発電所（出力約 291MW）
  - ガスタービン発電機（33.5MW×6基）
  - スチームタービン発電機（30MW×3基）
  - 排熱回収ボイラー（6基）
  - 変圧器、スイッチヤード及び関連施設
- (2) 送・変電設備
  - カタルグリ～ミサ間の 400kV 送電線敷設（約 325km）
  - ミサ～バリパラ間の 400kV 送電線敷設（約 64km）
  - バリパラ～ボンガイガオン間の 400kV 送電線敷設（約 280km）
  - ボンガイガオン～マルダ間の 400kV 送電線敷設（約 500km）
  - バリパラ～テツプール間の 220kV 送電線敷設（約 20km）
  - 変電所建設(ミサ、バリパラ、ボンガイガオン、マルダ、マリアニ、テツプール)
- (3) コンサルティング・サービス

総事業費のうち、土地収用費、事業管理費、税金、発電機器の一部等を除いた 59,373 百万円が円借款の対象となった。本事業は 3 フェーズに分けて実施されており、円借款分（承諾額）については第 1 次 30,000 百万円、第 2 次 13,552 百万円、第 3 次 15,821 百万円の構成になっている。

## 1.4 借入人/実施機関

インド国大統領 /

北東部電力公社（North Eastern Electric Power Corporation Ltd; NEEPCO）

国営送電公社（POWERGRID Corporation of India Ltd; POWERGRID）

## 1.5 借款契約概要

	第 1 フェーズ	第 2 フェーズ	第 3 フェーズ
円借款承諾額	30,000 百万円	13,552 百万円	15,821 百万円
円借款実行額	29,607 百万円	12,760 百万円	10,552 百万円
交換公文締結	1986 年 2 月	1987 年 9 月	1994 年 12 月
借款契約調印	1987 年 3 月	1988 年 2 月	1995 年 2 月
借款契約条件	金利 4.25%、返済 30 年 （うち据置 10 年） 部分アンタイド	金利 2.75%、返済 30 年 （うち据置 10 年） 部分アンタイド	金利 2.6%、返済 30 年 （うち据置 10 年） 一般アンタイド
貸付完了	1999 年 9 月	1997 年 02 月	2001 年 4 月

## 2. 評価結果

### 2.1 計画の妥当性

アッサム州で燃失している石油随伴ガスを有効利用するガスコンバインド・サイクル型発電所<sup>\*3</sup>を建設するとともに、関連送変電設備を建設し、主として東部地域へ電力を供給することで、同地域の電力事情の改善を図り、民生の向上及び産業の発展に資することが本事業の目的とされていた。

第1フェーズ審査時点（1986年）における東部の電力不足は上述のように明らかであり、一人当たり電力消費量もインド平均より少なかった。また、政策的にも本事業は第8次5ヵ年計画の目標にも沿うものであり、本事業は妥当なものであったといえる。

その後実際には、電力不足は東部よりもむしろ北東部で深刻となり<sup>\*4</sup>、結果的に発電所建設効果の発現も北東部が中心になっている。ただし、北東部・東部を1つの地域として捉えた場合、当該地域全体における電力不足に対応するという意味では当初想定したとおりの効果が実現しており、現時点で見ても本事業の妥当性は変わらないといえる。

なお、本事業の実施においては、アッサム州に特有の事情による阻害要因があったことが指摘されている。つまり、独立を求める民族グループの運動のため政治的に不安定であり、かつ治安にも問題がある地域であったことから、入札希望企業が多くなり、落札価格も高くなるという結果になった。このことは、実際に建設が開始されてからも、直接・間接的に人材・建設機材の調達などに遅延を生じさせる要因となった<sup>\*5</sup>。しかしながら、本事業がなければ実現できなかった便益も大きいと思われ、本事業の妥当性は変わらないものと考えられる。

### 2.2 実施の効率性

#### 2.2.1 事業範囲

##### (1) 発電所

発電所はほぼ当初の計画どおりに建設された。ただし、コンサルティング・サービスの期間およびM/Mは当初計画（161M/M）から大幅に増加（395.7M/M）している。これは、落札者の見積価格（ターン・キー契約<sup>\*6</sup>）が非常に高くなったため、コスト削減を目的に土木工事部分をターン・キー契約から切り離したのが原因である。これにより、土木工事部分に地元企業が建設業者として加わった結果、品質管理のための監督業務が膨大となり、上記コンサルティング・サービスの増加につながったものである。この点についてNEEPCOは、土木工事部分をターン・キー契約から切り離したことにより、かえって事業費の増加を招いたとの認識を有している。

<sup>3</sup> 発電コストの低い水力発電ではなくガスタービンによる発電が選択されたのは、焼失していたガスの有効利用という目的だけでなく、水力発電は準備・建設に長期間を要し、かつ森林環境保全や住民移転などの問題が大きいこと、アッサム州では既に水力発電が高いシェアを占めており、水力と火力のバランスをとる必要性などがその理由であった。

<sup>4</sup> 第1フェーズの審査前後（1980年代）と90年代後半では、北東部と東部における電力量需給は逆転し、東部における需給ギャップは緩和された。（本報告書 表6参照）

<sup>5</sup> 事業地域における治安の問題は、程度の差こそあれ両実施機関とも事業進捗の阻害要因としてとらえていた。

<sup>6</sup> プラント建設において、土地の整備からプラント建設・試運転までの全工程を一括して受注者が引き受ける方式。

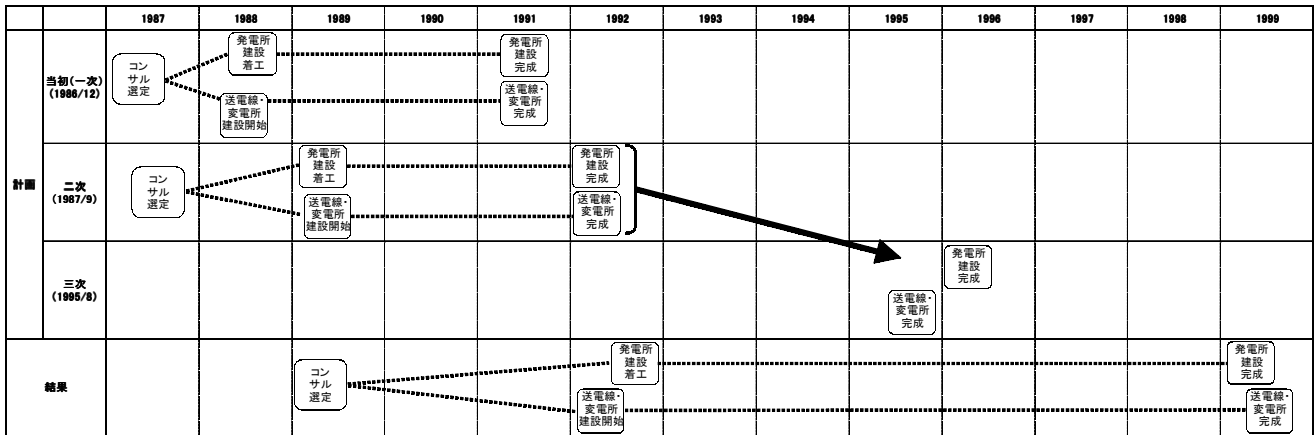
(2) 送・変電設備

ほぼ当初の計画どおりに建設されている。コンサルティング・サービスが若干縮小されている程度である\*<sup>7</sup>。

2.2.2 工期

本事業は 3 度にわたる審査を経て実施されている。それぞれの工期はフェーズ毎に修正されている。以下に個々の審査時点での実施計画とその結果を示す。

図 1 実施計画と実績対比図



上記の表の中で特に遅延の生じた項目については、以下のように分析される。

(a) コンサルタントの選定

本事業への投資決定を下す「公共投資委員会」(Public Investment Board : PIB) の承認手続きに時間を要したほか、実施機関 (NEEPCO) が調達に習熟していなかったため一連の入札手続きも遅延し、結果として当初計画より 19 ヶ月遅れの 1989 年 1 月にコンサルタントの契約がなされている。

(b) 発電所建設

PIB の承認手続きのほか、見積価格と応札価格に大きな乖離があり、発電所メインプラントの契約交渉が約 1 年半遅延した。さらに、建設工事が開始されてからも、地元企業の納入機器に瑕疵があったりしたため、結果として最終第 3 フェーズの審査時の計画から 37 ヶ月遅れの 1999 年 3 月に完成している。

(c) 送電線・変電所建設

当初は発電所ガスタービン 1 号機の稼働に合わせて建設が計画されたが、他と同様 PIB の承認に半年ほど要したほか、建設中は独立運動派による妨害活動 (政治工作や作業員の誘拐など) にも遭い、結果として第 3 フェーズ審査時の計画から 44 ヶ月遅れの 1999 年 6 月に完了している。

<sup>7</sup> 本事業の送電事業部分は、当初 NEEPCO が発電所とあわせて実施担当であったが、POWERGRID の設立に伴う国営機関の所掌変更により、第 2 フェーズ途中の 1991 年から POWERGRID に移管された。その際、送電事業部分の実施担当である POWERGRID の経験や技術力から、コンサルティング・サービスの一部分は不要であると判断されたことによる。

以上のとおり本事業は、インド国内の投資承認手続きの遅延、入札手続の遅延、さらに一部企業の能力不足や治安要因のため大幅に進捗が遅延した結果、1999 年半ばの完了となった。この遅延は、事業費・目的達成度・事業のインパクトなどにも影響を与えている。

### 2.2.3 事業費

本事業は、3 度にわたる審査を経て実施されているため、それぞれのフェーズ審査時点の事業費は変更が加えられている。また、為替レートも事業の遅延に伴い変化しているため、以下に事業費総額の計画と実績を示す。

表 1 総事業費比較 (単位: 百万円)

	計画 (第 1 フェーズ審査時)	実績 (第 3 フェーズ完了時)
事業費合計	69,851	71,558
(うち外貨分)	54,100	55,493
(うち内貨分)	15,751	16,065
(うち円借款分)	59,373	52,919

事業費については、プラント市況の上昇、関連機器の追加調達による価格の上昇、契約内の為替変動補償条項による支出などにより、外貨部分が若干のオーバーランになったほか、内貨部分についても工期遅延や治安上の理由<sup>\*8</sup>などにより、コストオーバーランとなっている。

しかしながら、円貨で事業費総額を見ると、当初見積りと実際の事業費はほぼ同額だが、これをルピー貨で見ると支出額は当初計画を上回って(当初見積: 約 55 億ルピーに対し実績: 約 153 億ルピー) いる。

### 2.2.4 コンサルタント、建設業者のパフォーマンス

発電所ならびに送・変電設備とも、従事したコンサルタント・建設業者は実施機関より全般的に高い評価を得ている。しかしながら、一部地元企業(発電所建設を担当)については、調達した機器に瑕疵(機器を複数地域から調達した際、連絡不足により機器間に整合性がないなど)があり、工事の遅延や価格の上昇を招いた。

## 2.3 有効性(目的達成度)

### 2.3.1 運用指標

発電所の運用指標を見ると、2001 年度の数字で、送電端電力量・利用率・事故率のいずれも、本発電所の目標値を若干下回るものの全体としては比較的良好な状況にある。事故率から逆算した発電所の稼働率も、この種の発電所としては比較的良好な数字となっている<sup>\*9</sup>。

<sup>8</sup> 建設作業においては、治安を理由に従事を拒否する熟練工もあり、結果として非熟練労働力の雇用が工事の進捗を遅延させた面もある。

<sup>9</sup> 正確な統計はないが、現地の専門家によれば同種の発電所の場合、通常の稼働率は 80～85%程度とのことである。

表 2 発電所の運用指標から見る目標達成度

運用指標		年度				
		1999	2000	2001	2002	2003
送電端電力量 (GWh)	目標値	1,093	1,306	1,389	1,382	1,407
	実績	1,077	1,192	1,281	434*	-
利用率 (%)	目標値	44.21	52.80	56.18	55.90	56.88
	実績	43.42	48.39	51.93	30.17*	-
事故率 (%)	目標値	10.00	10.00	10.00	10.00	8.00*3
	実績	16.09	22.94	11.38	10.74	-

\*2002 年 10 月までの数値。

出所：NEEPCO

なお、NEEPCO によれば、同発電所の最大顧客であるアッサム州電力庁（ASEB）が、売電価格（1kWh 当たり 225 パイサ）が高すぎるとして、2002 年 4 月から電力を NEEPCO ではなく NTPC（国営火力発電公社<sup>\*10</sup>）から購入するようになっており、同発電所は需要がないことから発電容量の 30%程度しか稼働していない事態が生じていた。ただしこれは一時的なもので、今後は価格調整がなされ、ASEB への販売が再開されることが予定されており<sup>\*11</sup>、2002 年度末での予測値は 900GWh となっている。

### 2.3.2 北東部・東部地域全体からみた貢献度

#### (1) 概況

よりマクロ的に見ると、本事業により建設された発電所は、過去 4 年間の北東部における総発電量の 25%程度を賅っており<sup>\*12</sup>、北東部の電力需給の改善に大きく貢献しているといえる。また、乾期には水力発電所からの発電量が激減するアッサム州および北東部において、安定した発電量を確保するという意味でも本発電所の貢献度は大きいと思われる<sup>\*13</sup>。

表 3 アッサム・ガスタービン発電所の発電量の推移

年度	1996	1997	1998	1999	2000	2001
北東部総発電量 (GWh)	-	-	4427.1	4679.4	5155.6	5238.1
本発電所発電量 (GWh)	530.0	702.6	749.4	1106.8	1233.4	1323.7
本発電所のシェア (%)	-	-	16.9	23.7	23.9	25.3

出所：NEEPCO

以下（表 4）は北東部および東部のピーク時電力需給状態であるが、本発電所が部分的に稼働し始めた 1995 年度以降、北東部のピーク時の電力不足は着実に緩和されてきており、上述した本発電所のシェアから判断する限り、本事業が一定の貢献を果たしていることが推測される。ただ、発電所が当初の計画どおり完成していれば（第 1

<sup>10</sup> 中央セクターの石炭、ガスを燃料とする火力発電所の設置、運営を担当する機関。インド北東部は管轄外。

<sup>11</sup> ただし現地調査後の 2003 年 2 月、当初約束をした電力量の購入を ASEB が遵守するよう、中央電力庁（CEA）よりオーダーが発令された。実際の施行がなされた 4 月 1 日以降、ASEB への売電量は順調に規定量まで増加している。

<sup>12</sup> こうした高いシェアは当初から想定されていたわけではなく、需要電力量の伸び悩み、他の新規発電事業の遅れ、水力発電量の伸び悩みなどによる。

<sup>13</sup> ちなみに電力省（MOP）は、本発電所の総合的なパフォーマンスの高さを評価して、2002 年に“Center of Excellence”を授与している。これは、電力省が同発電所を発電所の運営や維持管理におけるモデル発電所と指定したことを意味している。

フェーズ審査時に想定された完成時期は 1991 年 7 月)、こうした貢献はさらに早い時期に実現していた可能性がある。

表 4 インド東部・北東部のピーク時電力需給実績 (単位: MW)

年度		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
東部	過不足	-2425	-2250	-1554	-1549	-1644	-1089	-636	-358	-237	-292
	(%) *	(-5.7)	(-30.8)	(-21.2)	(-20.5)	(-20.5)	(-13.6)	(-8.9)	(-4.9)	(-3.1)	(-3.7)
北東部	過不足	-107	-263	-220	-90	-100	-13	-53	-27	16	-105
	(%)	(-14.5)	(-32.7)	(-26.2)	(-10.5)	(-11.4)	(-1.4)	(-5.8)	(-2.8)	(1.6)	(-9.2)

\*過不足量の需要量に対する割合を示す。マイナスは不足を示す。 出所: Grid Management Division, CEA

## (2) 東部地域の電力事情改善

本事業では、北東部から東部への電力融通を促進し、北東部のみならず東部の電力不足にも対処することも目標の 1 つに掲げられた。下の表 (表 5 および表 6) は、東部ならびに北東部の電力量需給を比較したものである。

東部においては 1990 年代後半から電力量需給が改善しており、これは上記の「電力融通による東部の電力事情改善」という目標の前提が変化したことを意味している。

東部におけるこのような変化の理由としては、西ベンガル州・オリッサ州・ビハール州などの東部地域で経済活動が予想外に低迷し、電力需要があまり伸びなかったことが原因として指摘されている。

表 5 インド東部・北東部の電力量需給実績 (単位: GWh)

年度		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
東部	過不足	-6398	-5380	-5222	-4328	-3667	-2381	419	292	27	-490
	(%)	(-17.9)	(-14.2)	(-12.9)	(-10.1)	(-8.3)	(-5.3)	(1.0)	(0.6)	(0.1)	(-1.0)
北東部	過不足	-555	-374	-371	-566.2	-612	-517.3	-120	73.9	308.2	-80
	(%)	(-15.1)	(-10.2)	(-9.6)	(-12.6)	(-12.6)	(-11.4)	(-2.4)	(1.5)	(5.6)	(-1.3)

表 6 東部・北東部の電力量需給実績 (地域間の電力融通前の状態) (単位: GWh)

年度		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
東部	過不足	-6,810	-5,489	-4,764	-3,487	-3,016	64	4,021	6,319	7,243	9,046
	(%)	(-19.1)	(-14.5)	(-11.8)	(-8.1)	(-6.8)	(0.1)	(9.6)	(13.0)	(26.8)	(18.5)
北東部	過不足	-612	-484	-706	-840	-967	-949	-504	-323	-185	-746
	(%)	(-16.7)	(-13.2)	(-18.3)	(-18.7)	(-19.9)	(-20.9)	(-10.1)	(-6.6)	(-3.4)	(-12.1)

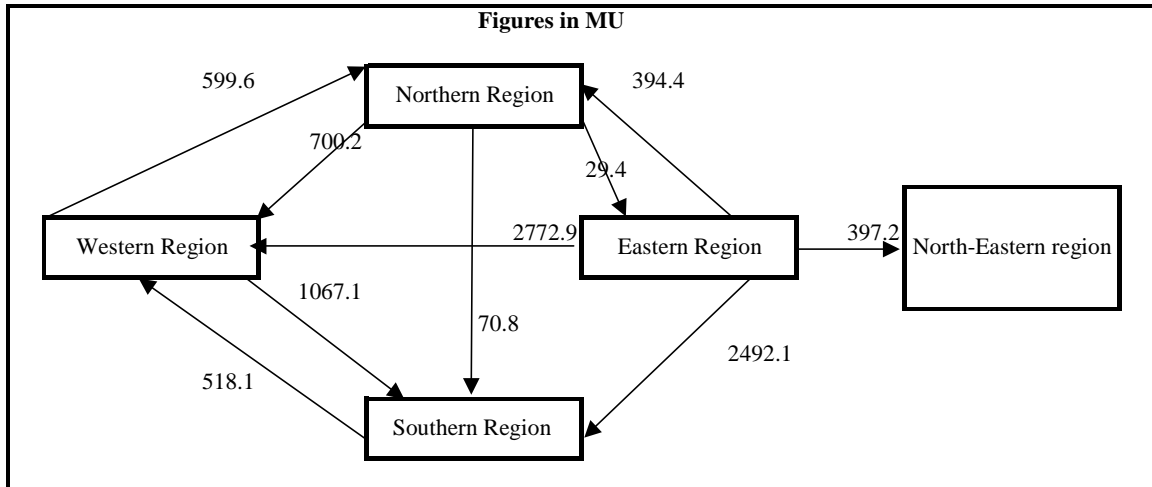
マイナスは不足を示す。

出所: Grid Management Division, CEA 資料を加工

しかも、表 6 および下図 2 が示すように、東部では特に 1997 年度以降、電力量需要が供給超過となっており、本事業の審査時の想定とは逆に、東部は、ピーク時以外に発電した余剰電力を他地域に供給していることが分かる\*<sup>14</sup>。

<sup>14</sup> 図 2 に示した融通実績については、1999 年度だけでなく、前後数年の状況もほぼ同様である。

図2 地域間の電力の融通実績（1999年度）（単位:GWh）



\*MUはGWhと同義

出所：TATA Energy Research Institute

### 2.3.3 内部収益率（IRR）の再計算

#### (1) 財務的内部収益率（FIRR）

各実施機関より受領した実績値と将来の予測値に基づいて行った再計算の結果、FIRRは当初の数字19.1%を下回る12.6%となった。再計算に際しての前提条件の対比は以下のとおりである。

表7 財務的内部収益率算出の前提条件

	項目	審査時	再計算時（今回）
便益	売電価格	185.4 パイサ/kWh	225.0 パイサ/kWh
	送電価格	106.6 パイサ/kWh	76.0 パイサ/kWh
	設備利用率	68.5%	77.0%
	発電所容量	291MW	
	年間操業時間	6,000 時間	6,745 時間
	所内ロス率	3%	
	年間総発電量	1749.63 百万 kWh	1962.85 百万 kWh
費用	天然ガス費用	713 ルピー/1,000m <sup>3</sup>	1,757 ルピー/1,000m <sup>3</sup>
	運営維持費	投資額の2.5%（発電所）、1.0%（送変電設備）	
その他	プロジェクトライフ	25年	

#### (2) EIRR（経済的内部収益率）

また、本事業の「国民経済」的観点からの意義を計測するべくEIRRの試算を行ったところ、以下の前提においては数字はマイナスとなった。

##### 電力供給量

電力供給量：発電量はFIRRで用いたNEEPCOのデータを基礎とし、1999年度におけるアッサム州の実績からシステムロス分40%を控除した。

産業分野別の配電量：州のセクター別電力消費割合（1997～99年度）の平均値を使用。



## 便益

ADB（アジア開発銀行）がインドで実施したある火力発電所案件の評価手法<sup>15</sup>に倣い、農業・工業・家計・商業分野の消費者の便益算出には Willingness to Pay Approach（支払い意思額法）を、農業分野については Resource Cost Saving Approach（代替材費用削減法）を利用した。

Willingness to Pay による便益の単価、Resource Cost Saving による便益の単価とも、上記 ADB の参考事例で実際に用いられた数字を年度間の調整の上で準用した。

## 費用

投資費用・維持管理費（発電および送電費用に相当）については、FIRR の計算で使用した数字（財務価格）に変換係数（0.9）を掛けた経済価格を使用した。燃料費は発電量より必要天然ガス量を算出し、天然ガス単価を掛けて求めた。（1kWh 発電に必要な天然ガスは 0.2426m<sup>3</sup>、天然ガス価格は Rs3.4/ m<sup>3</sup>である）なお、天然ガス価格は世界銀行の資料に掲載されている国際価格を用いた。また、配電費用は、アッサム州の電力セクターに関するデータ（2001SEB Report）より推定した。

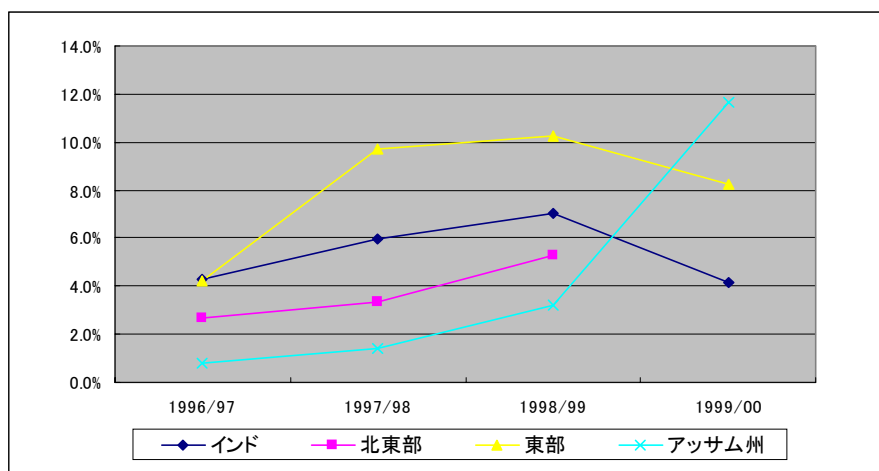
EIRR を正確に算出するためにはより多くの情報が必要である。たとえば、本事業による電力供給が地域の安定に与えた影響等については定量化できておらず、今回のものはあくまで試算のレベルである。仮に当初の計画どおりの事業費で事業が完了していた場合、EIRR は 2.3%程度になることから、第 1 フェーズ審査時点における本事業の（国民経済的観点からの）妥当性は確認されるものの、事業が遅延し、事業費が膨らむにつれその効用は漸減したといえる。ただし、この数字は参考にすべきものであって、直ちにこの数字を以って本事業の有効性を否定するのは妥当ではない。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 経済への影響

以下の図 3 は、インド全体ならびに本事業に関係のある州・地域の近年の経済動向を示したものである。

図 3 インド北東部・東部・アッサム州実質経済成長率



出所：国際通貨基金、インド政府資料より作成

<sup>15</sup> Project Performance Audit Report on the North Madras Thermal Power Project in India (PPA: IND 18181)

北東部の成長率はインド全域よりも低く、東部はインド全域よりも高くなっている。また、アッサム州は所属する北東部の数字を下回っていたが、1999 年度には高い成長を実現していることがわかる<sup>\*16</sup>。なお、アッサム州の主要産業は、農業、製造業、観光業等であり、これらセクターの合計が州 GDP の 61% を占めている。

アッサム州では総労働人口の 69% が農業およびその関連産業に従事しており、州政府も穀物の自給を重要政策として掲げている。2000 年度の農業生産指数は 1999 年度の 166 から 168 (1981 年度=100) に増加している。

製造業は 2000 年度の州 GDP の 12.1% を占めている。地理的に隔離されていることもあり、全国的にみて工業化の進んだ州ではないが、州政府は豊富な地下資源 (天然ガス・石油・石炭など) を利用した工業化を目指している。州の工業生産指数は 1999 年度の 178 から 2000 年度の 188 に向上して (1970 年度 = 100) おり、工業化の進展は、同セクターにおける電力需要の増加につながっていると考えられる。

以下は、アッサム州におけるセクター別の電力消費量の推移を示している。家庭部門、商業部門、工業部門、紅茶産業で電力消費量合計の 7 割以上を占めている。それぞれのセクターの年平均成長率 (過去 4 年間) は、家庭用 8.9%、商業部門 5.1%、工業部門 3.8%、紅茶産業 2.5% となっており、本発電所から供給された電力が、一定の範囲でこれら主要産業部門の成長を下支えしていると考えられる。

表 8 アッサム州セクター別電力消費量 (単位: GWh)

年度	1998	1999	2000	2001
家庭用	466	560	690	602
商業	138	146	152	160
一般(General purpose)	63	102	151	103
灌漑	15	10	9	9
工業 (都市・農村を含む)	295	263	307	330
大量消費施設 (教育施設他)	206	199	201	207
紅茶産業	274	268	280	295
石油石炭産業	51	50	50	46
農村の定額制電力	87	74	71	66
合計	1595	1672	1911	1818

出所: Directorate of Economics and Statistics, Assam

## 2.4.2 その他の影響

### (1) 地域住民への影響

NEEPCO によれば、発電所の建設に際して、用地は州有地であったため用地取得は要しなかったが、120 世帯ほどが建設予定地内を家畜の放牧地として利用していたため、一定数の農民には代替地が与えられた<sup>\*17</sup>。また、本事業の結果、発電所内に 134

<sup>16</sup> 同州の主要産業である農業部門の生産が増加したためと考えられる。

<sup>17</sup> 地域住民への聞き取り (発電所近隣に在住する、幹部を含むボクロニ村民 4 名に対して実施) によれば、影響を受けた全員ではなく、彼らの中から特に貧困層の 40 世帯が選ばれ、州政府より代替農地もしくは居住地が与えられた。なお、残りの世帯については、建設用地以外にも居住や農業等のための土地を有していたことから、住民も了解の上、特段の補償等は行われなかった。なおこれらの補償は国内法 (Land Acquisition Act) に則って実施された。

名分の雇用が創設されたほか<sup>\*18</sup>、NEEPCO は地域支援のため、住民のための学校や診療所などの建設も行っている。

送変電設備についても、新設される変電所用地などは州政府の所有地であったため、住民移転の必要性は生じなかった。

## (2) 環境への影響

発電所ならびに送・変電設備の両方において、建設中および発電所の運転開始後とも、環境に対する悪影響は特段報告されていない。

NEEPCO では環境モニタリングを定期的実施しており、排水の質（温排水温度等）や近隣農村における騒音の調査、発電所からの排出ガス中および周辺環境大気中の硫酸化物・硫黄酸化物濃度などの大気汚染物質の測定も実施しているが、これまでのところ、結果はすべて政府（環境森林省）の定めた排出基準および環境基準内にとどまっている。

## (3) 石油随伴ガスの有効利用

なお、当初想定されたインパクトとして、「アッサム州で燃失している石油随伴ガスの有効利用」が考えられていた。しかしながら、実際には石油随伴ガスの圧力が不安定であり、安定したガスの圧力が必要である本発電所に不向きであることが判明したため、以後は石油随伴ガスの使用が断念された。結果として、近隣のガス田からの天然ガスが燃料として利用されているため、この点のインパクトは実現されていない。

## 2.5 持続性・自立発展性

### 2.5.1 発電所

#### (1) 施設の現状

発電所はほぼ当初の計画どおり建設されている。上述したように、各種運用指標（送電端電力量・利用率・事故率）からもほぼ良好な稼働状況であることがわかる。本発電所のアベイラビリティ<sup>\*19</sup>も、2000年度が76.8%、2001年度が85.5%、2002年度（2002年10月まで）が79.6%と、ベース電源としては妥当な数字を示している。

#### (2) 施設の維持管理上の課題

NEEPCO では、機材の製造会社の作成したガイドラインやマニュアルに沿った形で、毎日もしくは定期的な維持管理作業を実施しており、現時点では特段の問題は発生していない。実際に視察した限りでも、施設は適切に維持管理されていたと思われる。

#### (3) 維持管理体制

本事業の維持管理担当機関は当初の予定どおり NEEPCO である。維持管理を担当する部署は総勢 101 名で構成されており、NEEPCO では適切な維持管理に十分な要員数であるとしている。また、現場で実際に維持管理を担当する技術職は、定期的に研修

<sup>18</sup> 発電所の全職員 389 名の 34.4% に該当する。

<sup>19</sup> Station availability と呼ばれるもので、定期点検や事故による停止のみを考慮した施設の利用可能度を示す。

を受けており、技術力の維持に努めている。

維持管理費については、1999年度から2001年度までの3年間は、ほぼ当初予定されていた水準の約3億ルピーが毎年支出されている\*<sup>20</sup>。NEEPCOの財務状況については、1998年度～2000年度までの3期分は利益を確保しているが、減価償却費・支払利息の増加により、利益率は減少してきている。また、借入金も増加傾向にある。

表9 NEEPCO 損益計算書（単位：百万ルピー）

年度	1998	1999	2000
営業収入	3,219	4,406	5,297
発電費用	1,813	2,594	3,545
うち燃料費	524	836	1,073
うち減価償却費	747	1,026	1,516
営業利益	1,406	1,812	1,753
経常利益	620	519	243
税引後利益	620	519	223

表10 NEEPCO 貸借対照表（単位：百万ルピー）

年度	1998	1999	2000
流動資産	5,879	10,319	12,024
固定資産	32,466	36,549	38,858
資産合計	38,346	46,868	50,881
流動負債	2,393	3,661	5,271
固定負債	16,030	22,133	23,260
資本	20,015	21,167	22,442

#### (4) 電力販売および料金回収状況

発電コストに大きく影響する燃料（天然ガス）価格については、2000～2002年度の過去3年間は1,400ルピー/1,000m<sup>3</sup>で安定している。現地専門家によれば、近隣に豊富な埋蔵量のガス田があり、今後も燃料は安定的に供給されるであろうとのことである。また、燃料価格は政府の規制下にあり、今後も一定の範囲内で安定することが予想される。

電力の販売価格は、1999年以降新しい方式が導入され、決まった方式\*<sup>21</sup>により算定した金額を事業者（本事業の場合はNEEPCO）が「中央電力規制委員会」（Central Electricity Regulatory Commission\*<sup>22</sup>）に申請し認可される必要がある。アッサム発電所については、1998年以降、1kWhあたり225パイサ（1パイサは0.01ルピー）という価格になっている。

近年顧客である各州からの料金回収が順調にいかないケースもあったが、最近では累積していた売掛金も回収され、定期的な料金支払いも改善してきている。

しかしながら、最近では料金の回収よりもむしろ電力の販売自体に問題が生じている。すなわち、最大顧客であるアッサム州電力庁（ASEB）が、1kWhあたり225パイサ

<sup>20</sup> 1999年度が328、2000年度が370、2001年度が283（単位：百万ルピー）である。

<sup>21</sup> 事業に必要な資金の金利・減価償却・維持管理費・税金・株主資本利益率・運転資金に対する金利の各要素に一定の係数を乗じて算出する。

<sup>22</sup> 1998年の電力規制法に基づいて設立された、準司法的能力を持つ政府の独立機関。主な役割は、中央セクターで発電された電力の料金、および2州以上の州に対し売電している際の電力料金、州をまたぐ電力料金を規制することである。ちなみに各州内での発送電料金の設定については、州の電力規制委員会（SERC）が担当している。

という金額が高すぎるとして、購入先を NTPC（国営火力発電公社）に変更するという事態が生じたものである。これにより本発電所の発電量は 2002 年 4 月以降、発電容量の 30%に抑えられている。このような事態に対し、本調査時点（2002 年 11 月）で NEEPCO は以下のような対策を表明している<sup>\*23</sup>。

(a) ASEB に対してのより競争的な価格の提示

(b) Power Trading Corporation<sup>\*24</sup>を通じて、北東部以外の地域への電力販売や西ベンガル州電力庁への直接的な販売<sup>\*25</sup>

なお、ASEB が本発電所から Tinsukia につながる新規の送電線を建設する予定もあり、これにより新たな売電ルートが期待できると NEEPCO は説明している。

## 2.5.2 送・変電設備

### (1) 施設の現状

関連する送・変電設備については、ほぼ当初の計画どおり建設されており、特段の問題は報告されていない。

### (2) 施設の維持管理上の課題

POWERGRID では、既に組織として確立した維持管理システムを有している。本事業で整備された設備については、上述のとおり維持管理上の問題は特段見当たらない。

### (3) 維持管理体制

本事業における維持管理担当機関は POWERGRID である。維持管理部門を含めた組織体制には近年特に変化はない。維持管理に従事する職員は定期的な研修を受けており、技術レベルの更新にも務めているとのことである。なお本事業は、POWERGRID の中でも NERTS（北東部地域担当部門）が担当している。また、維持管理費については、毎年 1 億ルピーほどが継続して支出されている。

組織としての財務状況については、過去 3 年間の税引後利益はそれぞれ 4,444 百万ルピー、6,009 百万ルピー、7,425 百万ルピーとなっており、財務的には特に問題はないと思われる。

表 11 POWERGRID 損益計算書(単位：百万ルピー)

年度	1998	1999	2000
営業収入	17,703	21,239	26,826
費用	8,924	10,230	12,597
営業利益	8,779	11,008	14,229
経常利益	4,970	6,806	8,123
税引後利益	4,444	6,009	7,425

<sup>23</sup> 本調査以降の状況については脚注 13 を参照。

<sup>24</sup> 1999 年に設立された中央セクターに属する機関で、独立発電事業者(IPP)からの電力の購入についての契約を行う。また、余剰発電量のある地域から不足している地域への電力融通も行う。

<sup>25</sup> 新たな販売先の開拓のためには価格競争力が重要だが、NEEPCO は「近いうちにいわゆる ABT 方式(Availability Basis Tariff)が導入される。これにより一定量の発電量が確保され、そうなれば発電所負荷率 (PLF) も上がり発電コストが下がるので、結果的に価格も下げることができる」と説明している。

表 12 POWERGRID 貸借対照表 (単位：百万ルピー)

年度	1998	1999	2000
流動資産	16,275	20,422	22,474
固定資産	109,820	119,301	129,378
資産合計	126,095	139,722	151,852
流動負債	7,143	8,764	9,149
固定負債	65,311	73,153	80,622
資本	53,708	59,412	66,285

#### (4) 電力販売および料金回収状況

送電料金は、POWERGRID の財務資料に基づき、複数の経費面での要素<sup>\*26</sup>に基づいて算出されており、CERC の承認を受けることになっている。POWERGRID が北東部地域に対しておこなった投資額に基づいて送電料金を算出した場合、1 ユニット当たり 76 パイサとなる。しかしながら、北東部の各州はその半額程度の 35 パイサしか支払うことに同意していない上、各州（電力庁）の財務状況は全般的に厳しく、この 35 パイサという水準ですら支払いに苦労している状況にある。

このような料金回収状況の結果として、POWERGRID では 2006 年度までには損失が発生する見通しを示しており、少なくとも損失額の半分を政府が補填するよう提案している。

#### 2.5.3 アッサム州の電力セクターの状況

アッサム州では、1990 年代の後半に電力ロスや発電所の低い稼働状況などにより、州電力庁（ASEB）の財務状態が著しく悪化していた。その対策として 2002 年頃から改革が始まり、電力庁の財務体質改善を目的したいくつかの取り組み（未払料金の回収促進、盗電防止対策の強化、職員の削減など）が実施されている。

結果的に、ASEB の財務状況は改善しているものの、経常損益の黒字は未だ計上できておらず、発電所負荷率（PLF）などでみた保有発電所の稼働状況も好ましくない。したがって、ASEB からの料金回収はいまだ不確実で楽観視はできるものではない。この結果として NEEPCO が設定する電力料金にも下げ圧力が働くことになり、NEEPCO の財務的な自立発展性を脅かすことにもなるため、電力セクター改革の今後を注意深く観察する必要がある。

上記を総合すると、本事業で建設された発電所は期待された機能を十分発揮しており、現時点で物理的な問題はほとんどない。また、これらの施設を維持管理する組織・人員・予算も整っており、必要な維持管理活動は適切に実施されている。

ただし、実施機関自体は財務的に健全であるといえるものの、本発電所の生産する電力については、送電料金も含めてその販売および料金回収に不確実性が高まってきており、全体的な自立発展性については決して楽観視できるものではないと思われる。

<sup>26</sup> 維持管理費、送電線・変電所の減価償却費、株主資本利益率、支払金利、法人税等。

## 3. フィードバック事項

### 3.1 教訓

#### 費用便益分析のより一層の改善が必要である

インドでは電力市場の自由化が進められており、電力販売価格はより需給を反映し、また売買相手の選択もより弾力的になってきている。本事業においても、実施機関（発電部門）の希望販売価格を高すぎるとして、当初主たる電力購入先とされていた州電力庁が他機関から電力を購入するという事態が生じている。

これからも、発電所の機能は優れていても、電力供給コストが高いがゆえに経営が立ち行かなくなるケースが十分想定されることから、今後の円借款事業においては、より一層事業の採算性を重視することが重要となってくるものと思われる。そのためには、事前の費用便益分析をより徹底し、改善することが肝要である。

### 3.2 提言

#### （電力省への提言）

上述のように本事業においては、電力価格が高いことを理由に、アッサム州電力庁（ASEB）が当初の想定に反し電力を購入しないという事態が一時的であれ発生している。価格上昇の主たる要因は、アッサム州における治安上の問題から事業費が膨らみ、結果として発電コストが上昇したことにある。

市場原理を重んじた競争の自由化は、電力セクター全体の改善のためには重要であるが、発電所の個別の設立経緯・背景を無視し、包括的に価格だけで競争させることにも問題がないとはいえない。本発電所の場合、国の政策の一環として、治安や立地条件の厳しいアッサム地域にあえて建設された側面もあるのであるから、そうした事情を考慮し、場合によっては経営面で政府が例外的な支援をする必要もあろう。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
事業範囲		
発電所	1) ガスタービン発電機 2) スチームタービン発電機 3) 排熱回収ボイラー 4) 変圧器、スイッチヤード及び関連施設	1) 計画どおり 2) 計画どおり 3) 計画どおり 4) 計画どおり
送・変電設備	1) カルガリ～ミサ間の 400kV 送電線敷設 2) ミサ～ハリアラ間の 400kV 送電線敷設 3) ハリアラ～ホンカイガオン間の 400kV 送電線敷設 4) ホンカイガオン～マルダ間の 400kV 送電線敷設 5) ハリアラ～テツポール間の 220kV 送電線敷設 6) 変電所建設（ミサ、ハリアラ、ホンカイガオン、マルダ、リアニ、テツポール）	1) 計画どおり 2) 計画どおり 3) 計画どおり 4) 計画どおり 5) 計画どおり 6) 計画どおり
コンサルティングサービス	1) 発電所 161 M/M 2) 送変電所 129 M/M	1) 396 M/M 2) 不詳
工期		
発電プラント 送電線 変電所	（第1フェーズ審査時） 1988年9月～1991年7月 1988年7月～1991年7月 1988年7月～1991年6月	（第3フェーズ終了時） 1992年11月～1999年3月 1992年1月～1999年6月 1992年1月～1998年11月
事業費		
外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	54,100 百万円 15,751 百万円 69,851 百万円 59,373 百万円 1 比°- = 11.6 円 （1986年2月）	55,493 百万円 16,065 百万円 71,558 百万円 52,919 百万円 1 比°- = 3.40 円 （2 実施機関の適用レートを加重平均）



**Third Party Evaluator's Opinion on  
Assam Gas Turbine Power Station and Transmission Line Construction 1,2,3**

S.K.N. Nair

Advisor

National Council of Applied Economic Research, New Delhi, India

**Relevance**

At project appraisal, the project objectives were fully in line with the aims and objectives of the national plans for development of the region and the sector. The situation in this respect is different now. This is because in the long interregnum between the initial appraisal of this project and its commissioning certain changes that could not have been anticipated occurred.

These background changes have affected several aspects. Most significant of these is the excess generating capacity that came about in the Eastern and Northeast regions because of implementation of expansion plans by other agencies – chiefly NTPC – and the low system demand owing to larger political and socio-economic factors. Also, at the time of project appraisal, assured off-take of all generated output was the norm; this is not so today and the Assam plant is at a disadvantage to compete on price basis with large pit-head coal based stations operating in the adjacent Eastern region.

India's northeast is one of the country's regions endowed with oil and gas reserves; hence the plant design, initially proposed to be fuelled by gas being flared in the course of oil extraction was appropriate to the system needs. The replacement of flared gas by natural gas later does not seem to have had adverse impact because natural gas prices applicable in the northeast (prices fixed by the central government) are significantly lower than for the rest of the country. The differential is around Rs. 2.00 per cu.m. On a consumption figure of 0.2426 cu.m per unit of electricity generated, this translates to a cost advantage of Rs. 0.49 per unit for the Assam plant vis-a-vis Faridabad. (However, the much higher transmission costs neutralise this advantage).

**Impact**

Apart from lower than envisaged system demand and reforms-induced flexibility in inter-region power transactions, a third crucial factor that has adversely affected the effectiveness of the plant is poor project implementation. Undoubtedly, the project was executed in very adverse (close to 'disturbed') conditions in the state of Assam. But inefficiencies in procurement of plant and services seem to have compounded the difficulties posed by the disturbed law and order situation. In this respect, it is likely that the lack of previous experience of the beneficiary agency with respect to gas based power projects was a factor. In the result, it is a reality that it will be some time before the goals set out while designing the project are realised. More than the introduction of 'Availability Based Tariffs' grid linkages to facilitate inter-region transfers will serve to speed up this prospect.

It is seen that the plant is well maintained and achieves a satisfactory capacity factor. On the environmental side, while the gains envisaged from use of flared gas cannot be realised, the stipulated emission norms are being met. Hence no adverse impact results.

In conclusion, a very positive political contribution may be noted. Given the remoteness –

geographical as well as from the national mainstream – of the region served by the plant, an operational project of this nature serves as an instrument for overcoming politically divisive forces that are active in the region.