

チャンドラプール火力発電所拡張事業

評価報告：2002年1月

現地調査：2001年9月

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



チャンドラプール火力発電所全景

1.1 背景

インド北東部のアッサム州（人口 18 百万人、面積 78.5 千 km^2 ）は、インドの中でも経済的に発展の遅れた地域であり、一人当たりの電力消費量は 33kWh に過ぎず、インド平均の 135kWh に比して著しく低い状況であった。また、地方電化率についても 26% と、全国平均である 42% を大きく下回っていた。他方、当時における同州の発電設備能力（141.5MW）は、需要（330MW）を大きく下回っていたため、他州からの電力購入、電力使用への時間的制限などの需要抑制策を実施していた。このような対策にもかかわらず、慢性的な電力不足は解消することができず、計画停電の頻発を余儀なくされるなどし、同州の経済発展の制約にもなっていた。

チャンドラプール火力発電所は、1972 年に操業を開始した LSHS、LSFO^{*2} を燃料とする 30MW の発電容量を持つ石油火力発電所で、アッサム州の州都ディスプールおよび隣接する同州最大の都市ゴーハチ市の北東 25km に立地している。本発電所は、運営開始以来ゴーハチ市、ディスプール市に電力を供給する重要な役割を担ってきたが、さらなる需要増加に対応するための発電機増設は、州首都圏の電力供給の安定化という点から必要性の高い事業であると考えられており、本事業は同州の第 6 時 5 ヶ年計画（1980/81-1984/85）の最重要事業の一つに掲げられていた。

1.2 目的

アッサム州の州都ディスプール及びそれに隣接する同州最大の都市ゴーハチ市の北東 25km にある、既存のチャンドラプール火力発電所（30MW × 1 基）に 30MW 発電設備 1 ユニットの増設し、アッサム州の電力不足に対処せんとするもの。

² LSHS: 低硫黄ストック重油. LSFO: 低硫黄高炉用原油

1.3 事業範囲

既存のチャンドラプール火力発電所に対する 30MW 発電設備 1 ユニットの増設及びそれに伴う施設の拡張。事業内容は以下の 3 つの項目から成る。総事業費は 5,819 百万円相当、うち 1,420 百万円が円借款で賄われる。

- ボイラー及び付属機器、制御機器、電気設備設置
- タービン発電機及びその他周辺機器の設置
- 施設拡張のための土木工事

1.4 借入人 / 実施機関

インド大統領 / アッサム州電力公社 (Assam State Electricity Board : ASEB)

1.5 借款契約概要

円借款承諾額	1,420 百万円
円借款実行額	1,416 百万円
交換公文締結	1981 年 3 月
借款契約調印	1981 年 6 月
借款契約条件	金利 2.75 % 返済 30 年 (据え置き 10 年) 部分アンタイト
貸付完了	1986 年 5 月

2. 評価結果

2.1 計画の妥当性

チャンドラプール火力発電所は、アッサム州の増大する電力需要に対応し、安定した電力供給を実現するため、30MW 規模の発電ユニット 1 基を持つ発電所として 1972 年 12 月に完成した。本事業の審査時点において、アッサム州は深刻な電力不足に見舞われていたこともあり、政府の計画委員会 (Planning Commission) は、1) アッサム州既設の発電設備及び他州からの買電では、ピーク時の電力需要に十分対応できないこと、及び 2) 州に賦存する石油資源の有効活用を考慮し、1979 年 7 月に、チャンドラプール発電所の拡張事業を州の第 6 時 5 ヶ年計画 (1980/81-1984/85) の一部として承認した。従って、本事業は当時のインド側の開発計画に一致する妥当なものであったと判断できる。

近年、インド国内における急速な石油消費量の増加を受け、同国政府は石油消費の抑制と国内油電の探査を活発化させることで、輸入石油への依存度を減らそうと試みている。こうした中、インド政府は石油への補助金撤廃と複数の石油製品に関する規制緩和を決定した。この規制緩和により、国内石油の販売価格が高騰し発電コストが上昇したにもかかわらず、アッサム州政府は政治的な理由から電力料金の値上げを十分に実施することができなかった。その結果 ASEB は、燃料費の高騰の煽りを受けたチャンドラプール火力発電所の稼働を一旦停止せざるを得ない状況になった。アッサム州は依然として厳しい電力不足に直面しているため、事業目的自体は依然として妥当といえる。しかしながら、本事業は中央政府及び州政府の政策に対しては、合致しなくなってきているといえる。(詳細は 2.3.2 にて記述)

2.2 実施の効率性

2.2.1 事業範囲

本事業はほぼ計画どおり実施された。

2.2.2 工期

事業が完了したのは1989年1月で、当初の完了予定の1984年2月から約5年遅れて完成したことになる。本事業が開始されたのは1981年の第4四半期であったが、当時は第二次石油ショックにより原油価格が高騰している時期であったため、発電コストの上昇による事業の採算性への見通しから、土木工事と機器の据付が1982年に突然インド側の判断によって中断されることとなった。作業は原油価格が下落し安定したのを確認した後、1984年7月13日に再開された。しかし、インド政府と必要な機器を納入したメーカーの間で、工事中断に伴う違約金の支払いに関する係争が生じ、調達機器の引き渡しはさらに遅れることになった。

機器据付の際の掘削作業も遅延要因となった。その理由としては、既存の発電機の直近で行われることになっていたため、爆発物を用いた基礎工事に最新の注意を払う必要があり、さらに建造物周辺における爆発物の使用が州政府によって厳重に規制されていたこともあり、掘削作業に当初の想定を越える時間が必要となったからである。工事は、ASEBから業者への支払い遅延に起因するストライキ、洪水に起因するサイトへの資機材輸送の遅延などにより、当初スケジュールからさらに遅延する結果となった。

2.2.3 事業費

円借款の承諾額1,420百万円に対し、ほぼ同額の1,416百万円が実際に支出された。事業の完了から10年以上経過していることもあり、ASEBにも内貨の事業費に関して信頼できる資料は残されていなかった。そのため、本事業の総事業費は不明のままである。しかし、当時の記録によると、以下に示す要因により事業費は当初の想定を大幅に越えていたことが分かっている。

- 日本から輸入した資機材に対する関税が、インドルピーに対する円高の進行により当初想定約2倍に膨らんでしまったこと。
- 事業が大幅に遅延したことにより、ASEBが業者に対して22.5百万ルピーもの違約金を支払わなければならなくなったこと。
- 発電機、変圧器、予備変圧器、コントロールパネル、冷却水ポンプ、スイッチギア、消火設備などの入札価格が当初見込みを大幅に上回ったこと。

なお、修正後の事業費見積りはインド政府によって承認され、事業のための追加予算が中央政府より支出されている。

2.3 効果（目的達成度）

2.3.1 本事業で増設された2号機の稼動状況

本事業において30MWの発電容量を持つ第二ユニット（2号機）が既存のチャンドラプール発電所の敷地内に建設され、1989年1月に運転を開始している。

2号機は運転開始直後からタービンに異常振動が発生し、思うような運転を行なうことができなかった。この問題は据付を行なった機器メーカーの協力を得て解決することができ、2号機は1989年5月4日に再び商業運転を再開した。ところが、1991年11月に2号機は再びタービンの異常振動によって、タービンのベアリング部から潤滑油が漏洩し稼動停止を余儀なくされた。しかも、予算とスペアパーツの不足により、結果的に2年11ヶ月もの期間が修理に費やされた。こうした度重なるトラブルにより³、2号機は稼動していたものの、アプレイザル時に想定された稼動目標値を達成することができないまま推移した。（図-1および表-1参照）さらに、老朽化した1号機の稼動状況も1990年代中頃から徐々に低下していくことになった。

2号機の設計に際しては、既存の1号機とほぼ同じデザイン⁴が適用された。しかしながら、1

³ 発電機のモーターの不具合(1997年5月-10月)、ボイラーのプレヒーターの火災(1997年5月-98年7月)

⁴ 1号機のボイラー、タービン、発電機および2号機のボイラーは日本企業によって建設・設置されたのに対し、2号機のタービ

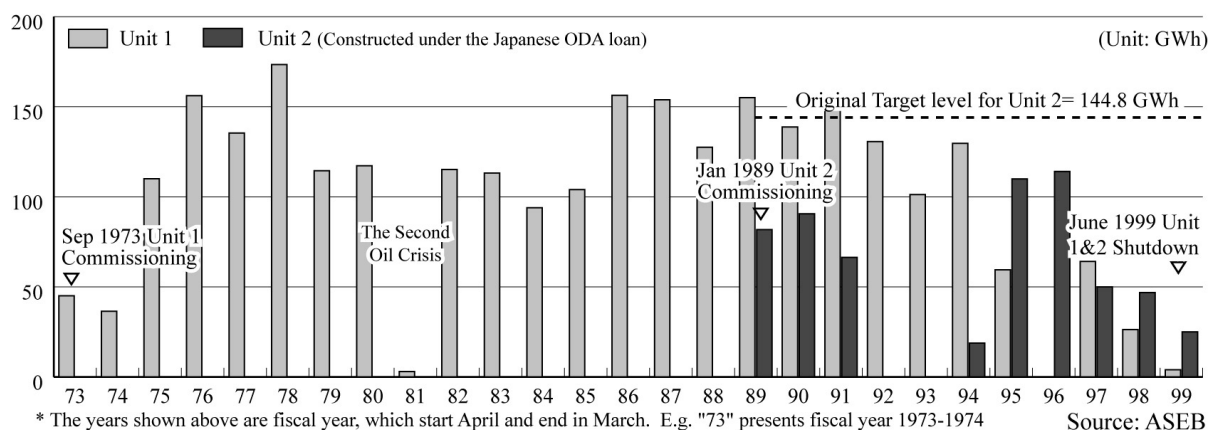


図-1: 1・2号機の年間総発電量の推移

号機と2号機の稼働状況を比較した場合、後者は明らかに稼働状況が悪いことが分かる。

表-1: 2号機の稼働目標と実績

	目標値	89-90	90-91	91-92	92-93	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00
ピーク出力 (MW)	30.0	29.5	30.0	30.0	0.0	0.0	30.0	24.0	21.0	26.0	25.0	26.0
プラント・ロード・ファクター ^{*5} (%)	58.0	33.4	37.1	27.7	0.0	0.0	8.0	45.8	47.7	21.3	20.2	10.6
燃料消費効率 (liter/kWh)	0.34	0.352	0.339	0.347	-	-	0.369	0.373	0.365	0.367	0.370	0.371
熱効率 ^{*6} (kcal/kWh)	2,600	3,254	3,134	3,208	-	-	3,365	3,452	3,220	3,243	3,267	3,429
稼働時間率 ^{*7} (%)	-	36.20	45.20	34.80	0.00	0.00	11.50	70.70	75.90	39.10	39.40	19.00

注) 目標値は審査調書から引用

出典: ASEB

発電所の経年劣化した機器を改修するため、中央電力庁(Central Electricity Authority:CEA)は1998年7月に本発電所に対する改修・近代化(R&M)プログラム^{*8}の実施を決定した。R&Mプログラム実施のために、4.26百万ルピーが電力融資公社(Power Finance Corporation^{*9})からASEBに対して低利で貸し付けられることになった。^{*10}

2.3.2 石油価格高騰に起因する稼働停止

インド国内における石油燃料価格は、政府による石油製品の価格規制撤廃とともに上昇を続けている。その結果、本発電所の稼働はやむなく制限されることになった。本発電所は、より発電コストの低い他の発電所だけでは供給が追いつかない時(とくに水力発電所の稼働が低下する乾季)のみに稼働するようになった。ASEBは次の乾季に再び稼働させることを想定した上で、1999年6月にチャンドラプールの両発電機の稼働を一時停止した。しかし、1999年6月から2000年1月の

ンおよび発電機はインド国内の企業が建設・設置した。

- ⁵ プラント・ロード・ファクター:一定期間に発電された電力量を同期間内に最高出力で運転を続けた場合の電力量で割ったもの。
- ⁶ 熱効率(Heat Rate):火力発電の効率性を測る指標の一つで、燃料を燃焼した際に得られる熱量を発電量で除した値。値が小さいほど効率が良いことを示す。
- ⁷ 稼働時間率(Availability Factor):発電所の実稼働時間を同一期間の総時間で除した割合。
- ⁸ 既存の火力発電所の稼働状況を改善することを目的に、インド政府は1990-91年にR&Mプログラムの第2期分の実施を決定した。同プログラムは198機の発電ユニットからなる44ヶ所の発電所(総発電容量20.87GW)のリハビリ・近代化を対象としており、予算は238億ルピーにも及ぶ。
- ⁹ 電力融資公社(Power Finance Corporation):1986年7月に設立された100%政府出資の融資機関。国内電力セクターへの融資を通じ、同国の電力セクターの発展を目的としている。
- ¹⁰ 必要なスペアパーツはR&Mプログラムによって調達されていたが、発電所の稼働が石油価格高騰を理由に1999年6月に停止したため、R&Mは中断されたままになっている。(詳細は次のセクションにて言及)

間に国内向け石油価格（表-2 参照）が高騰し、ASEB では、電力不足による計画停電を実施せざるを得ない状況であったにもかかわらず、本発電所の稼働停止を決定した。

本発電所は 2 種類の石油燃料（LSFO、LSHS）で稼働していたが、これらの燃料は当初よりナレンギ精油所（ゴーチ市近郊）とディグボイ精油所（ゴーチ市の北西約 350km）から調達されてきた。ASEB はこれら国営のインド石油公社 IOC（Indian Oil Corporation Ltd.^{*12}）が運営する精油所から、1967 年に交わされた契約に基づいた優遇価格で燃料を購入していた。しかし、ASEB と IOC の間での 25 年契約は 1997 年 9 月 2 日に失効し^{*13}、優遇価格の延長が認められなかったため、優遇価格が適用されなくなり、LSHS と LSFO の基礎価格は 2 倍以上（それぞれ 127%、123%）も跳ね上がることとなった。

これまで、インド国内における石油価格は、政府による APM（administrated pricing mechanism）によって統制されてきた。価格は石油・天然ガス省（the Ministry of Petroleum and Natural Gas）の管理の下、石油価格調査委員会（Oil Cost Review Committee）が決定し、精油所の経営は政府による価格保持システム（the retention price mechanism）によって保護されてきた。しかし、1998 年 4 月に石油製品の価格が自由化されて以降、石油価格は輸入価格が基準となるようになり、政府は精油所に対する価格保持システムを廃止した。

その結果、精油所は原油を輸入価格と同等の価格で購入せざるを得なくなった。同制度の運用に先立つ 1997 年 9 月 2 日、IOC は石油製品の販売価格の値上げを実施した。一方、国際石油価格は 1998 年から 2000 年の間に急騰し、インド国内の石油価格上昇に拍車をかける結果となった。LSFO と LSHS の基礎価格および輸送料金・税金などを含む総価格の推移は表-2 に示すとおりである。

表-2: LSHS と LSFO の価格推移

(Unit: ルピー / トン)

Effective from		1997 1/1	1997 9/2	1998 12/1	1999 5/1	1999 6/1	1999 9/21	1999 11/1	1999 12/1	2000 10/10
LSFO	基礎価格	2,504.1	5,142.5	5,350.0	5,250.0	5,500.0	7,120.0	8,436.0	8,840.0	9,520.0
	合計	3,106.9	5,768.3	6,510.2	6,458.5	6,748.0	8,797.2	10,907.5	11,383.1	12,241.0
LSHS	基礎価格	2,682.5	6,089.2	5,730.0	5,630.0	5,090.0	8,170.0	9,030.0	9,470.0	10,200.0
	合計	3,045.9	6,793.2	6,399.0	6,289.0	5,984.0	9,083.0	10,716.8	11,236.1	11,643.0

出典: ASEB

石油燃料価格の急騰は、チャンドラプール火力発電所の発電コストに直接影響を与え、1996-97 年に 1.39 ルピー/kWh であった発電単価は、1999-2000 年には 3.75 ルピー/kWh にまで上昇した。1997-98 年以降、本発電所の発電コストはアッサム州の平均電力料金（販売価格）を越えるに至っている。

発電以外の費用、すなわち送配電やその他管理費などを考慮した場合、本発電所の発電コストが経済的に妥当でないことは明確である。さらに、燃料価格は発電所の稼働停止後も上昇を続け、2000 年 10 月には停止直後の 2 倍にも及んでいる。例えば、ASEB が 2000 年 10 月 10 日の時点で発電所を運転した場合、発電単価は 6.12 ルピー/kWh に達する計算である。その後国際原油価格は再び下落傾向にあり、1999 年の価格水準に戻ってきてはいるものの、採算性を考えた場合、本発電所の稼働再開は依然として困難な状況にある。

2.3.3 財務的内部収益率 (FIRR)の再計算

アプレイザル時点で、発電ユニット増設により新たに生じる収入を便益、事業費および運営・維持管理費を費用として算定した FIRR は 6% であった。その際、増設する 2 号機は 58% のプラント・ロード・ファクターで稼働し、年間 144.8GWh の発電を行なうと仮定されていた。しかし、実際に

¹² IOC は、1959 年に設立された国有の石油精製・販売を行なっている会社。2000 年時点で、公社は合計で年間 35.6 万トンの原油を処理できる 8 つの精油所を所有し、国内の石油マーケットの 56% を占めている。

¹³ 契約は 1972 年 9 月または本発電所稼働開始 3 ヶ月前から有効という契約になっていた。

は既に述べたとおり、事業費は見積を大きく越えているのに対し、発電所のアウトプットは想定を大幅に下回る結果となっている。この結果を踏まえ試算を行なったところ、事業便益はコストを下回ることから FIRR はマイナスとなる。

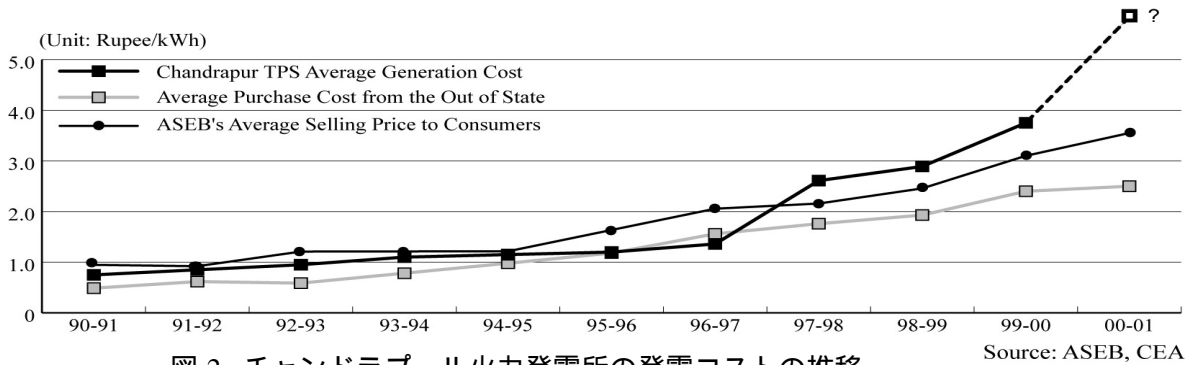


図-2: チャンドラプールの火力発電所の発電コストの推移

Source: ASEB, CEA

2.4 インパクト

2.4.1 社会経済への正のインパクト

a) アッサム州における電力需給バランス改善への貢献

ゴーチ市はアッサム州のみならず、インド北東地域における第一の都市である。本発電所は同市の北西 30km に立地し、発電所で発電される電力のほとんどは同市で消費されていたと思われる。その他、近隣に立地する製紙工場は、計画停電が実施される際も発電所からの電力供給を受け生産を続けることができた。アッサム州の逼迫した電力需給状況を考慮に入れた場合、本事業は電力需給の差を埋めるのに一定の貢献をしたと判断できるが、現在までのところその貢献度合いは当初の期待を大きく下回るものであったことは否めない。

現在、州のピーク需要 503.5MW に対して、ASEB は総発電容量 574MW になる 6 つの発電所を所有・運営している。但し、このうちのいくつかは老朽化や経済的な理由によって運転できない状態にあり、実際に稼働できる発電容量は 130MW に過ぎない。そのため、ASEB は州内の需要に対応するため、近隣のメガラヤ州電力公社や国営火力発電公社 (NTPC) ^{*16}、北東部電力公社 (NEEPCO) ^{*17} から電力を購入している状態にある。

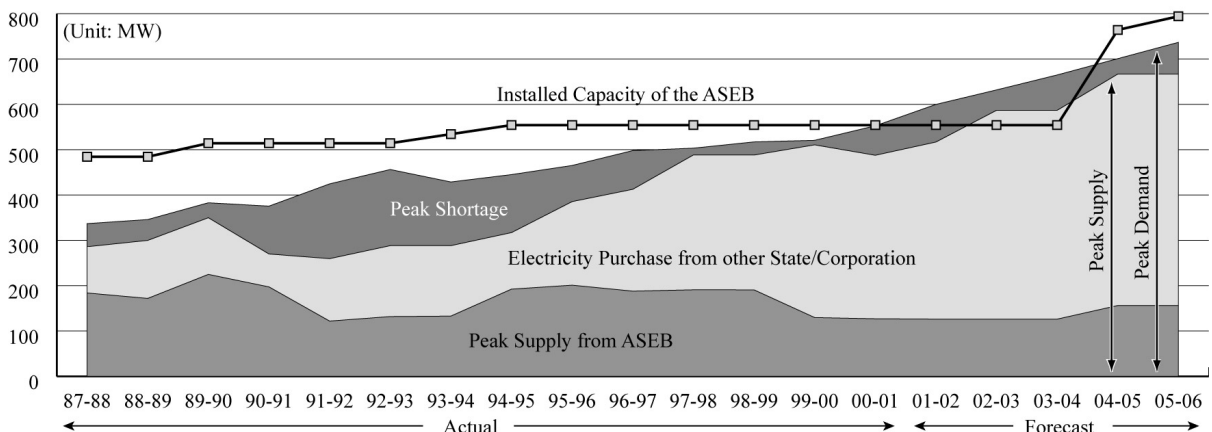


図-3: アッサム州の電力需給状況の推移

Source: ASEB

2000-01 年度において、ASEB は自ら所有する発電所で 936GWh の電力を発電し、1,740GWh の

¹⁶ 国営火力発電公社 (NTPC): インド最大の火力発電会社で、インド政府が全額出資し 1975 年に設立され、以来各州の電力公社に電力を供給している。

¹⁷ 北東部電力公社 (NTPC): 1976 年に設立された全額政府出資の電力公社。インド北東部の電力開発とインド北東部を中心とする各地域への電力供給を行なっている。

電力を他州、中央電力セクターなどから購入していた。にもかかわらず、同年度において、ピーク時(543MW)に対応できたのは488MWで、最大65MWもの計画停電を余儀なくされた。さらに、ピーク需要を減らすために需要抑制策が実施され、商店などの商業施設^{*18}は夕方5時から朝5時まで、工場については夕方5時から深夜11時まで^{*19}の間電力を使用することが禁止され、閉店・操業停止を余儀なくされている。同政策および計画停電は州経済発展の大きな足かせになっており、アッサム州の1998-99年度における一人当たりの電力消費量は122.51kWhで、国内平均である359.57kWhを大きく下回っている。

b) 近隣地域における雇用促進

アッサム州はバングラデシュ北部と国境を接しているため、バングラデシュからの大量の難民を抱えている。本事業サイトの周辺には多くの難民が住んでいるが、彼らの所得は特に低いといわれている。事業完了後、発電所の従業員は約2倍となり、周辺の雇用推進に貢献した。ASEBによると、周辺の難民のうち約70人の若者が発電所に勤務或いは関連業務に従事しているという。

2.4.2 社会経済面へのマイナス影響

2号機のための土地は、発電所及び1号機が設置された1960年代に既に取得されていた。そのため、今回事業に伴う用地取得および住民移転は行われなかった。その他、事業実施に伴う社会経済面へのマイナスの影響は報告されていない。

2.4.3 環境への影響

発電所自体には環境測定機器がなく、独自の環境モニタリングも実施されていない。その代わりに、発電所から出る排水及び排煙のモニタリングが、アッサム州公害管理委員会(the Assam State Pollution Control Board)によって年2回実施されている。発電所で使用されていた燃料LSHSとLSFOは硫黄含有率が0.45%、灰含有率が0.05%と一般の石油燃料に比べ低いため、発電に伴う酸化硫黄、SPM^{*20}は従来燃料よりも格段に少ない。ASEBによると、モニタリング結果は公害管理委員会が定める州の環境基準を下回っていたことが報告されている。

また、発電所はカラン川岸に位置しており、最も近い村から0.5km離れている。これまでのところ、発電所からの騒音、振動に対する苦情は一切報告されていない。

2.5 持続性・自立発展性

2.5.1 ASEBの概要と現況

a) ASEBの概要

本発電所の運営・維持管理はASEB(アッサム州電力公社)が担当している。ASEBは1948年の電力供給法(the Electricity (Supply) Act)のもと1958年6月1日に設立された。1975年に旧アッサム州がアッサム、メガラヤ、ミゾラムの3州に分割された際に、現在のアッサム州のエリアのみを担当するよう再編成されている。ASEBは州内における発電、送電、配電および需要家への販売を行なっている。

b) ASEBの財務体質

1948年に制定されたインド国内の電力供給法によると、州電力公社(SEB: State Electricity Board)は最低でも3%の収益率(rate of return)を確保することが要求されている。同法律では、州政府は必要に応じ3%以上の収益率を達成できるような電力料金を設定することも可能となっている。しかし実際には、ほとんどのSEBがいまだにこの法規定で定められた収益率の基準を達成することができていない。中央電力庁(CEA)によると、1997-98年度の全SEBの平均収益率

¹⁸ ホテル、レストラン、タバコ屋、映画館、薬局は規制から除外されている。

¹⁹ 精油所、新聞印刷所、新聞社、鉄道関連工場、肥料工場は規制から除外されている。

²⁰ SPM (Suspended Particulate Matter): 浮遊粒子状物質

は-11.8%となっている。一方、ASEB の収益率は、この数値をさらに下回る-42.5%という低い水準となっている。

表-3 は過去 5 年間の ASEB の損益対照表である。過去 5 年間を通じて経常収支は常にマイナスである。一方、1996-97 年度の時点では、営業収支はプラスであったが、燃料費の高騰と不十分な電力料金値上げの結果、1997-98 年度以降は営業収支もマイナスに落ち込んでしまっている。これらの多額の赤字を解消し、多少の利益を上げるため、1998-99 年度から州内の電力料金は徐々に値上げされている。1999-00 年度の州の平均電力料金は、3.12 ルピー / kWh と全 SEB 中最も高い水準になっている。しかし、このような値上げにもかかわらず電力料金は依然として、非常に高い発電コストを賄うことができていない。州全体の経済状況が悪化・低迷している現状と、既に高額な電力料金を考慮に入れると、さらなる電力料金値上げは困難であるといわざるを得ない。

1999-00 年度における ASEB の発電コストは 5.11 ルピー / kWh で、全 SEB 平均である 2.49 ルピー / kWh を大幅に上回り、SEB 中最高となっている。この高額な発電コストは、ASEB の非効率的な人員配置^{*21}、高い送配電ロスに起因している。その他、2000-01 年度において全支出の 22% を占める借入利息の支払いも ASEB にとって重い負担となっている。

表-3: 最近 5 年間の ASEB の損益対照表 (単位: 百万ルピー)

	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01
総収入	417.14	419.01	464.98	600.80	738.04
収益的支出	373.84	531.05	496.07	666.79	771.98
営業収支	43.30	-112.04	-31.09	-65.99	-33.94
減価償却	60.98	77.82	78.91	85.83	90.04
借入利息	226.47	249.19	216.53	205.7	242.96
商業利益 / 損失 s	-244.15	-439.05	-326.53	-357.52	-366.94

出典：中央電力庁

c) アッサム州における電力セクター構造改革

現在、アッサム州では ASEB の財務状況を改善するために、電力セクター構造改革を含む様々な計画が実行されている。2001 年 8 月には、こうした政策に基づき適切な電力料金を設定するためアッサム州電力規制委員会 (Assam State Electricity Regulatory Commission) が設立された。さらに今後 ASEB は解体され、それに代わってアッサム州発電公社 (Assam Power Corporation)、複数の配電会社およびアッサム州地方電化公社 (Assam Rural Electrification Corporation) が設立されることになっている。

アッサム州発電公社は、ASEB が行ってきた発電と送電の機能を受け継ぐことになっている。その後発電業務は複数の公社に分社化され、将来的に採算のとれた公社から順次民営化される予定である。一方、送電については今後も州政府が独占的に運営を行なう。配電については、州政府が都市部 7 地区を管轄する配電公社を設立し、その運営権を民間会社に移管することが想定されている。

その他、すべての段階における送配電ロスを削減するため、電力監査委員会は以下の方針を打ち出している。2001 年 7 月 31 日までにすべての 11kV の給電線に電力メーターを設置する、2001 年 12 月 31 日までにすべての顧客に電力メーターを設置する、2002 年 3 月 31 日までに主要都市の顧客全てについてコンピューター導入によるオンラインの料金徴集システムを確立する。現在アッサム州の電力供給コストは、インド国内でも最も高い部類に入るため、アッサム州政府ではこのコスト削減を目指し、ASEB の人員整理を進めるほか、新規雇用についても必要不可欠なポスト以外の補充を認めない方針でいる。

2.5.2 本発電所運営再開の見込み

a) 発電所設備の現状

発電ユニットの状態を保持するため、通常のメンテナンスは定期的に行われている。タービ

²¹ ASEB の 97-98 年度における需要家 1000 世帯当たりの従業員数 (26.6 人) は、同じ年の SEB 平均 10.4 人を大幅に越えており、全 SEB 中で最も非効率な数値を示している。また、販売量 1.0kWh 当たりの従業員数 10.8 人は、SEB 平均の 3.32 人の実に 3 倍にもなっている。

ンと発電機及び関連機器は毎日メンテナンスが行われているほか、半月に一度は稼動テストが実施されている。ボイラーチューブは3日に1度腐食を防ぐためのメンテナンスが実施されている。そのほかにも、ボイラーの状態を保つため3ヶ月1度は点火され、20 kg/cm² の力で20分間加圧されている。

両発電ユニットは、タービンの羽根と予備加熱機に機械的な問題を抱えたままになっている。しかし、リハビリに必要な交換部品は R&M プログラムにおいて既に調達されているため、施設そのものについては問題解決の見通しがたっていると判断できる。

b) 発電所への安価な燃料供給

ASEB は IOC に燃料石油価格の値下げを繰り返し申請しているが、これまでのところ IOC からの譲歩を得ることはできていない。この件については、アッサム州政府からも中央政府の石油・天然ガス省に繰り返し嘆願が行われているが、こちらのルートでの交渉もこれまでのところ成果は上がっていない。

ASEB は Numligarh 製油会社 (NRL: Numligarh Refinery Ltd) に燃料石油の供給を依頼しているが、NRL のアッサム州における精油所は、アッサム州の原油の付加価値を大きくするため、石油燃料の生成を抑え、中間留分 (middle distillates) の抽出を最大化できるよう施設が設計されている。そのため、NRL は ASEB に対しナフサの提供を打診した。但し政府はナフサに対する補助金も廃止しているため、ASEB は NRL が提供するナフサも価格的に見て石油燃料の代替とはなり得ないという結論に既に出している。

その他、ASEB は比較的安価な燃料として天然ガス、液化天然ガス、石炭などの使用を検討しているが、技術的・経済的理由から未だ石油燃料の代替とはなり得ていない。

c) 今後における発電所の必要性

既に述べたとおり、州の電力需給状況は依然として深刻なままである。しかし、ASEB によると、2005年に完成するコピリ下流水力発電所 (150MW)、2006年に完成予定のラクワ廃熱発電プロジェクト (45.5MW) の実現に伴い需給状況が改善される見通しである。さらに、供給力を増加させるため、2つの IPP^{*22} プロジェクト (アムグリ・コンバインドサイクル発電所:90MW、ポロゴロイ石炭火力発電所:120MW) がアッサム州政府によって承認されている。「覚書」 (Memorandum of Undertaking) の草案はアッサム州議会を通過し、中央政府の署名を待っている状態である。その他中央政府は、州内に賦存する水力資源の探査に協力しており、民間資本と州あるいは中央電力セクター^{*23} との合弁 (JV) による水力発電事業を検討している。こうした代替電源による需給改善が進められており、これらの事業が実現した場合、チャンドラプール火力発電所の必要性は低下するものと思われる。

²² IPP (Independent Power Producer) : 独立系発電事業者

²³ ここでは国営の9つの発電会社などで構成された電力関係会社を指す。

3. 教訓

本事業の場合、石油製品に対する価格統制がなくなったことにより、プロジェクトの財務的持続性が失われてしまっている。原料供給や価格の将来的な変動については、今後の事業においてはより慎重に検討する必要がある。とくに、本事業のように FIRR が 6% と低く算出されている場合、このような検討を行なうことは不可欠である。同時に、価格統制の影響を除外して評価するために、国民経済的な立場に立った EIRR の計算も必要であると考えられる。

4. 提言

チャンドラプール火力発電所は稼働を停止しており、新規の発電所建設に伴い同発電所の稼働の必要性は低下していくものと考えられる。今後、インド政府およびアッサム州政府は、チャンドラプール火力発電所における代替燃料を利用した稼働再開の可能性も含め、発電所の活用に向けた計画を検討する必要がある。

主要計画 / 実績比較

項目	当初計画	実績
(1) 事業範囲		
1)ボイラー	No. of Unit: 1	計画どおり
タイプ	Outdoor, two drum, reheat type	
最大容量	150ton/hour	
燃料	LSHS/LSFO	
効率	84.5% (75% MCR)	
2)タービン	No. of Unit: 1	計画どおり
タイプ	Single Cylinder, Impulse Turbine	
最大容量	33MW	
定格容量	30MW	
3)発電機	No. of Unit: 1	計画どおり
最大容量	38,825kVA	
定格容量	35,295kVA	
回転数	3,000rpm	
4)冷却システム	1unit	計画どおり
5)主変圧器		計画どおり
タイプ	Single phase	
変圧容量	13.33MVA × 3 (40MVA)	
ユニット数	3 + 1	
電圧	11/76.2kV	
6) 132KV スイッチギア	145kV, 1200A Oil Type	計画どおり
3.3KV スイッチギア	Metal-clad, 1200A	
7)ケーブル	11kV, 3.3kV, 1100kV, etc.	計画どおり
8)スペアパーツの調達	5years	計画どおり
(2) 工期		
1)土木工事	1981年6月 - 1983年6月	1987年10月
2)ボイラー	1982年5月 - 1983年8月	1988年11月
3)タービン及び発電機	1982年6月 - 1984年2月	1989年1月
4)変圧器及びスイッチギア	1982年8月 - 1983年12月	1988年1月
5)制御機器	1982年6月 - 1983年12月	1988年12月
6)その他機器	1981年8月 - 1983年9月	1987年10月
(3) 事業費		
外貨	1,420 百万円	不明
内貨	1,629 百万円	不明
合計	2,155 百万円	不明
うち円借款額	1,420 百万円	1,416 百万円
為替レート	1.0 ルピー = 27 円 (1981年時点)	N.A.