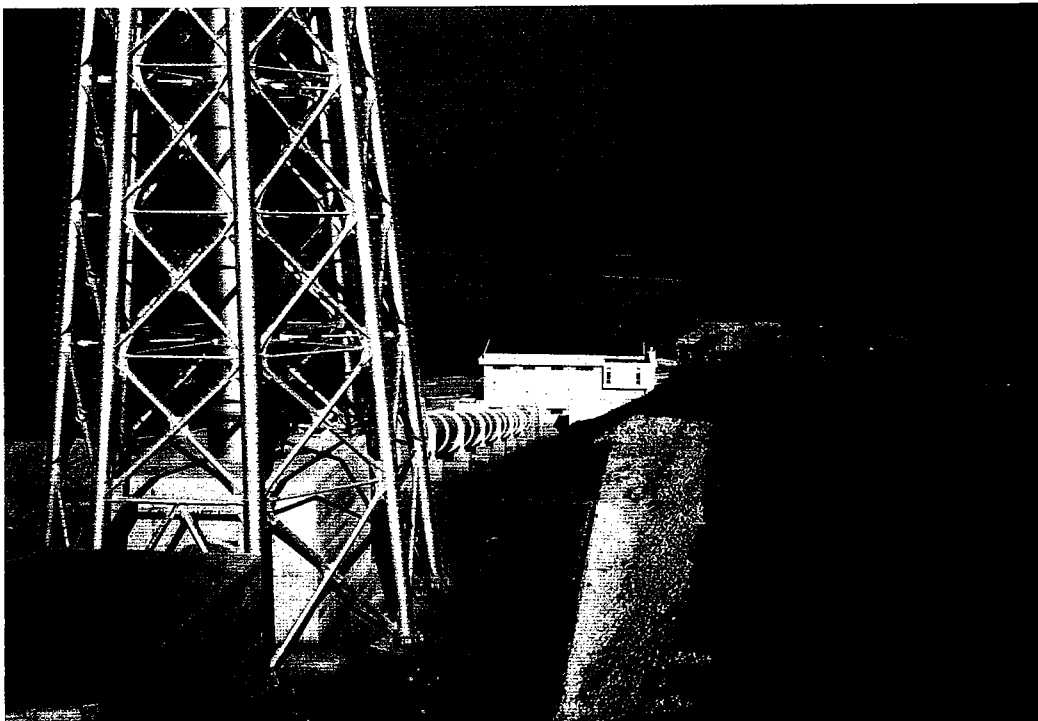


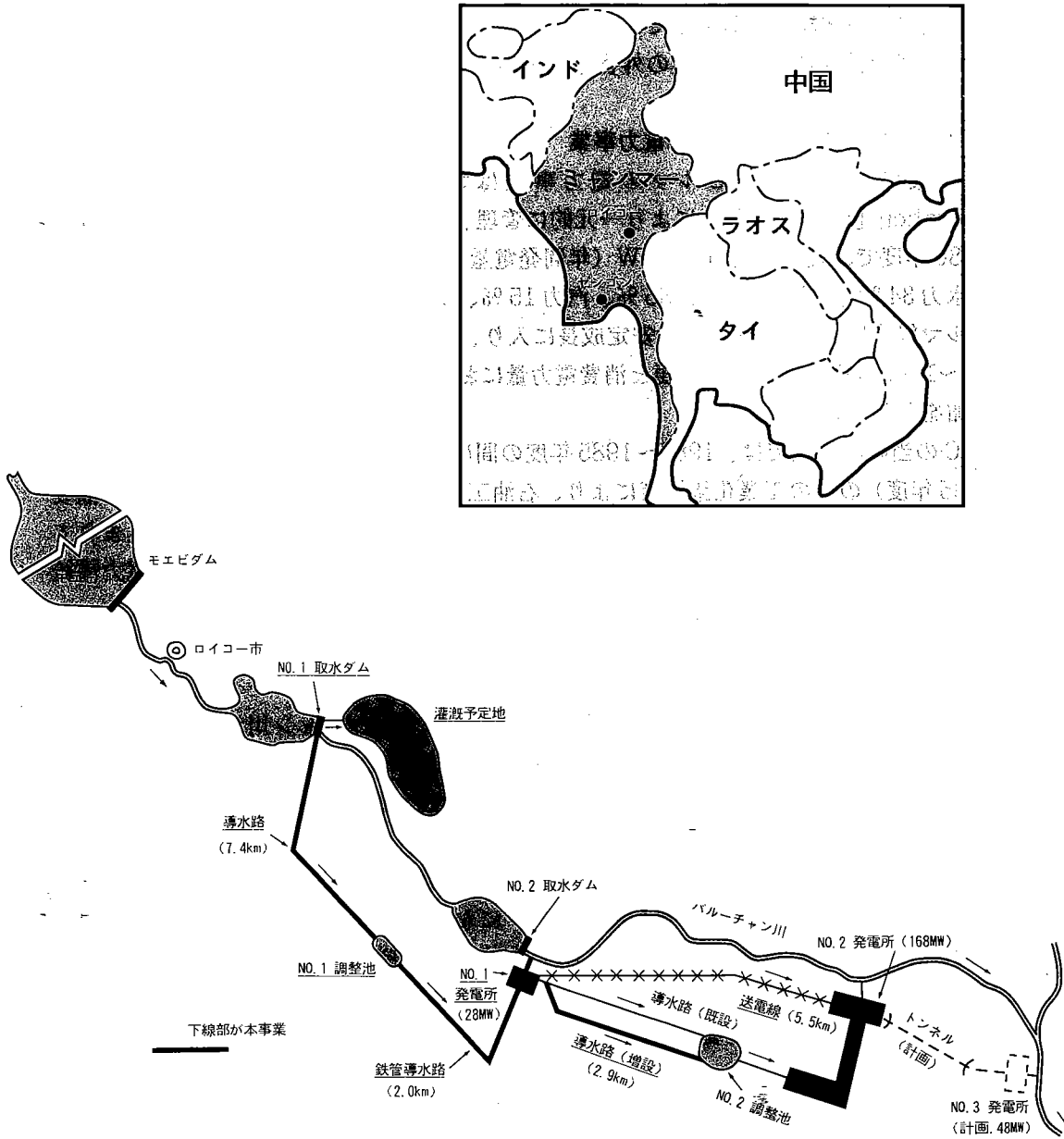
国名	: ミャンマー連邦
事業名	: バルーチャンNO.1水力発電事業
借入人	: ミャンマー電力公社 (MEPE : Myanma Electric Power Enterprise)
実施機関	: 同上
借款調印	: 1982年8月
貸付承諾額	: 16,000百万円
通貨単位	: チャット (Kyat)
報告日	: 1994年6月 (現地調査 : 1994年1月)



発電所建屋

I. 事業概要と主要計画／実績比較

A) 事業地



B) 事業概要

本事業は、同国の電力需要の増加に対応するため、首都ヤンゴン北北東約370kmに位置するカヤ州、ロイコー市近くのバルーチャン川に出力28MW、均一アース型の取水ダムとNo.1水力発電所を新設するとともに、既設No.2水力発電所への導水路増設により同発電所の出力増加を図るものである。

なお、基金融資対象は本事業の外貨分の全額である。

1. ビルマ〔現、ミャンマー〕の電力事業

本事業の審査当時、ビルマの電力事業は電力公社（EPC：Electric Power Corporation〔現、MEPE〕）により一元的に管理、運営されていた。EPCの総発電設備は1980年度で、設備容量501.5MW（年間発電量1,227Gwh）であり、発電源別の構成比は水力34%、ガスタービン35%、汽力15%、ディーゼル16%となっていた。

ビルマ経済は1970年代後半に安定成長に入り、それに伴い電力需要も順調に伸び、1975～1980年度の間、最大需要と消費電力量において各々年平均8.8%、9.5%と好調な増加を示した。

EPCの当時の予測では、1980～1985年度の間、電力需要は第4次4カ年計画（1982～1985年度）の下の工業化諸施策により、石油工業・肥料・製鉄等の新設工場群の需要増加を主因に、最大需要、消費電力量は各々年平均15.5%、15.6%の伸長が見込まれていた。また、それ以降でも1990年度までに年間10～11%の安定成長が続き、電力需給バランスは1980年代後半に深刻な供給不足に陥ると予想されていた。

2. バルーチャン川流域の水力発電事業

本事業のサイトであるカヤ州、ロイコー市周辺のバルーチャン川流域においては、1960年に日本政府の戦後賠償金によるバルーチャンNo.2水力発電所第一期（28MW x3基）が完成し、1974年には同第二期工事（28MW x3基増設）が輸銀の融資で完成している。

本事業であるバルーチャンNO.1水力発電所の予定地は、まず1976～78年にかけてIBRD資金により実施された「水源開発調査」において有力な開発候補地として挙げられ、1981年には本邦企業の協力のもとEPCがフィージビリティ調査を実施した。その結果に基づいて、本事業が同年、正式に円借款案件候補としてビルマ政府より要請が上がり、基金も同事業の必要性を認め、融資を承諾した。

3. 本事業（バルーチャンNO.1水力発電）の概要

本発電所の上流約40kmに位置するモビエダム（1970年完成、有効貯水量695百万m³）で調整された流水を、本事業で建設される取水ダムで貯留後、約10kmの導水路、調整池、鉄管路を通して本発電所に導き、最大28MW、年間発生電力量200GWhの発電を行うものである。また、併せて既設のバルーチャンNO.2水力発電所への導水路増設により当NO.2発電所の出力を回復する（注1）。これ以外の関連施設としては、既設変電所

までの送電線と、灌漑用水供給施設としての送水設備等も含まれる。

(注1) 既存の導水路が古く、水ゴケ等により、送水量が設計値の8割程度に落ち込んでおり、同NO.2発電所の出力が設計値(168MW)よりかなり低い約120MW程度しか出せない状況にあった。

4. ミャンマーの政治・経済の変化

本事業の進行中にミャンマーの政治・経済の状況が目まぐるしく変化しており、それが本事業の遂行に対しても大きな影響を与えている。参考までに概略年表を下記した。

1962	◇ネー・ウィン将軍の指導による国家統制・鎖国政策の始まり
1982	○本事業借款契約調印(8月)
1987	◇一部農産物の自由売買認可等の経済開放政策発表 (経済の行き詰まり)(8月)
	◇国連によるLLDC(後発開発途上国)の認定を受ける(8月)
	◇一部延滞発生(9月)
	○「バルーチンNO.2発電所改修事業」借款契約調印(11月)
1988	◇反政府デモ、民主化運動が激化(3月～)
	◇ネー・ウィン他5名の政府要人の退陣決定(3月)
	◇国軍によるクーデター。軍とデモ隊との衝突(9月)
	◇ソー・マウン政権成立(9月)
	◇基金に対する返済、完全に途絶(9月)
	○本事業の日本人全員のサイト引き上げ(9月)
	◇日本政府、同国に対する援助を原則的に停止することを決定(11月)
	◇「外資法」制定。経済開放政策の始まり(11月)
	○バルーチンNO.2発電所が反政府ゲリラの攻撃を受ける(11月)
1989	◇日本政府ソー・マウン政権承認(2月)
	◇国名をビルマからミャンマーへ、首都ラングーンをヤンゴンに改名(6月)
	◇最大野党の書記長アウンサン・スーチー女史自宅軟禁(7月)
1990	○本事業サイトへ日本人再び赴任、工事本格的に再開(2月)
	◇延滞金の返済を開始(3月)
	◇日本政府、本事業を含む8案件の本格的な再開を承認(4月)
	◇総選挙実施。与党大敗するも政権譲らず(5月)
1991	○本事業の工事従事者を大幅に増員(3月)
1992	◇指導者がソー・マウンからタン・シュエに交替、市場開放政策の推進(4月)
	○本事業の発電所の試運転始まる(8月)
	○本事業の引き渡し式(12月)

○：本事業関係
◇：ミャンマー全体の情勢

C) 主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
1. 事業範囲		
(1) 発電所	発電機 14MWx2基 水車縦型フランシス型 x2基	同 左 同 左
(2) 取水ダム	均一型アースダム	同 左
・堤 高	11m	同 左
・総貯水量	3.73 百万m ³	4.12 百万m ³
(3) 導水路	総延長約 7.4km	7.4km
(4) サージタンク	高さ 59.44m	63.2m
(5) No.2 発電所導水路	総延長約 2.9km	3.0km
(6) 送電線	132KV、1回線、7km	同左、5.5km
(7) 灌漑用水路	開閉バルブ、2門、 用水路 14.8km	同左 灌漑局へ移管
(8) 水位測定装置	7基	8基
(9) スペアパーツ	3年分	3年分+追加
(10) コンサルティングサービス	詳細設計、入札補助、 工事施工監理等 637M/M	同 左 639.2M/M
2. 工 期		
(1) 事業開始(コンサル契約締結)	1982年5月	1984年1月
(2) 事業完了(商業運転開始)	1986年12月 (56ヵ月)	1993年1月 (109ヵ月)
3. 事業費		
(1) 外 貨 (全額基金分)	16,000 百万円	15,612 百万円
(2) 内 貨	346 百万チャット	755 百万チャット
4. 事業効果	・安定した電力供給体制の確立 ・電力需要増加への対応	同 左 同 左

II. 分析と評価

A) 事業実施に係わる評価

1. スコープ

本事業のスコープは大きな変更はなかったが、細かい部分の仕様変更が多く見られた。これは事業開始後の詳細設計の結果によるものであり、特段の問題は無い。

なお、取水ダムの下流に建設される灌漑地区の約15kmの用水路建設が、灌漑局に移管された。

2. 工期

工期は、計画の1982年5月～1986年12月（コンサルタント契約締結～商業運転開始）に対して、実績は1984年1月～1993年1月となり、運行開始時期は計画に比べ73カ月の大幅な遅延となった。遅延の主な原因は実施機関のコンサルタント選定（18カ月遅れ）、本体工事契約（約31カ月遅れ）の遅れによるものである。さらに1988年9月から1990年1月にかけて同国の政情不安により、コンサルタント、コントラクターの日本人が全て引き上げ、その間の1年半近く工事が殆ど進まなかったことの影響も大きい。

なお、工事が本格的に再開された1990年以降も、セメント等の政府配給不足により工事進捗に遅れが見られた。しかし、1991年頃からの天然ガス供給不足によるガスタービン発電の稼働率低下等による電力事情の大幅な悪化という事態に直面した同国政府は、それ以降、本事業に工事資材を最優先で供給するようにした（注1）。また、実施機関も工事労働者をそれまでの2倍以上の約1000人に増やし、1交替から2交替制にするなどして遅れを取り戻すべく努力した結果、工事の遅れをかなり回復することができた。なお、貸付実行期限は、このような遅延の発生により数度に亘り延長された。

このように工期に関しては、大きな遅延が見られたものの、政情不安や資材配給制限等、その主要な原因は外部要因によるものであったと判断できる。

3. 事業費

事業費の外貨分では、その大半を占める機器費・工事費関係が計画時の見積もりと大きな相違は無かったものの、工事中断に伴う追加費用445百万円と（注2）、追加調達されたスペアパーツの450百万円が（注3）増加分となった。

これら増加分は、予備費等で対応したことにより、外貨分は計画の16,000百万円に対して実績が15,612百万円とほぼ計画通りとなった。

一方、内貨分は計画の346百万チャットに対して実績が748百万チャットと約2倍に増加している。この増加の一番の要因は、1988年以降の急激な建設資材の高騰による

（注1）基金も1991年9月の中間監理の際に同国政府に強く善処を求めている。

（注2）機器の出荷が出来なかったことによる、日本国内の倉庫保管料、現地事務所の維持管理費など。

（注3）この追加パーツの内訳はタービン、発電機器関係が約135百万円、建設機器関係が約313百万円である。

ものであり、建設工事に係わる費用は計画時の4倍である222百万チャットに増加した。これと同様に、内陸輸送費も燃料の高騰などにより約100百万チャットの増加を示した。

また、1990年5月に建設資材倉庫の火災で失われた建設資材の焼失分をローカル調達している。しかし、その総額は約4.3百万チャットと少額である（注1）。

なお、外貨、内貨を合わせた事業費総額の実績は、外貨/内貨の換算レートの公定/実勢の差が大きいため正確に求めることは不可能である。参考までに公定レートの加重平均で総額実績を求めると、32,485百万円となり計画の26,380百万円より増加している。

事業費に関しては、内貨分は資材高騰による大幅な増加が見られたものの、外貨分はほぼ計画通りである。

【表Ⅱ-1 主な建設資材の公定価格上昇】 (単位: kyat)

	セメント	棒 鋼	ディーゼル油	ガソリン
1988年以前	540/ton	6,800/ton	2.5/gal	3.5/gal
1988年以後	1,500/ "	16,000/ "	10.5/ "	16.0/ "

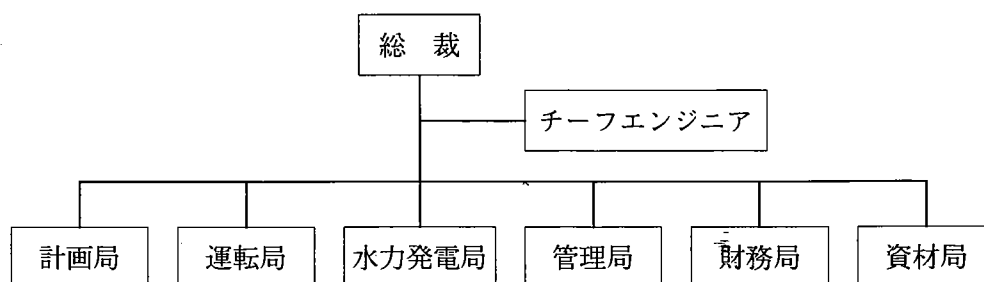
4. 事業実施体制

①実施機関

本事業は工業省の管轄下（注2）にある電力公社（EPC: Electric Power Corporation）により実施された。なお、EPCは1989年4月に現在のMEPE（Myanmar Electric Power Enterprise）に名称が変更されたが、業務内容はEPCをそのまま引き継いでおり、基本的に変わりはない。

MEPEの組織は総裁をトップにして本部に6局が設置されており、全職員数は15,642名（1992年度）である。組織概要図を以下に示す。

図Ⅱ-1 【MEPEの組織概要】



(注1) この火災による損害額は輸入品が約2億円、現地調達品が約1百万チャットに上った。なお、保険は掛けていなかった。火災の原因は近くの森林の自然発火による。

(注2) 1985年にエネルギー省が新設され、EPCは同省の管轄下に移った。

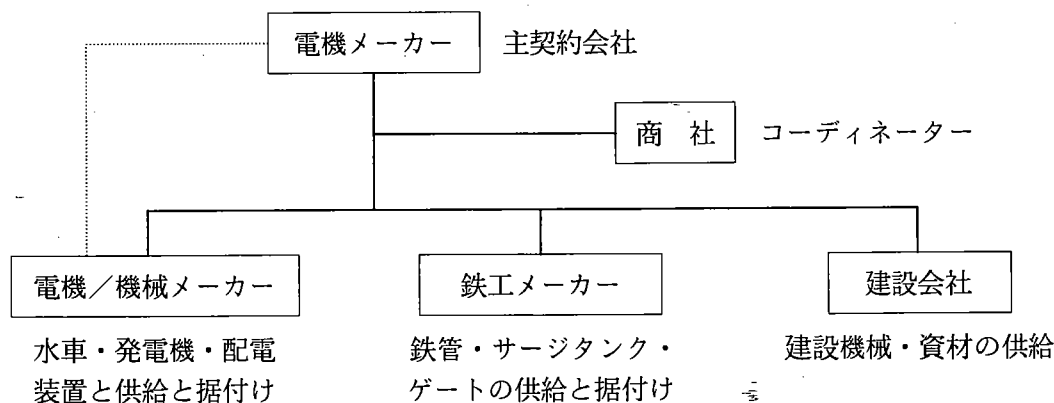
本事業の遂行に当たっては、水力発電局の中にプロジェクトチームが編成され、ローカル業者を用いて直営による土木工事を進めた。本事業における工事の遅延は政情不安などの外部要因に負うところ大であり、実施機関の体制・能力は、コンサルタント選定などで時間を要した以外は特段の問題は無い。特に最終段階での人員投入による工期遅れリカバーなどは十分に評価できると思われる。

②コントラクター

本事業のような水力発電建設事業は、発電機器・メタルワーク関係・土木工事、等に分割するのが通常の入札形態である。しかし、調達期間の短縮を図り、取りまとめを容易にしたいという実施機関の強い希望で、土木工事を除くスコープを1ロットとする一括発注が採用された。

この1ロットによる国際競争入札の結果、本事業のF/S（フィジビリティ・スタディ）にも参加した電機メーカーを主契約会社とする本邦企業5社グループがコントラクターとして選ばれた。このコントラクターグループは、下記のような組織で事業を遂行した。この1ロット方式では一括請負能力のある入札者が限られる懸念があったが、実際は計8グループがP/Q（事前資格審査）に参加した。また、事業実施中における各会社間の調整事項もチーム内で解決され、日程に影響を与えることもなく事業を遂行したことから、この方式は成功したと思われる。実施機関は、この1ロット入札を、その後に実施した別の事業にも採用している。なお、実施機関に対する運転／維持管理の日本におけるトレーニングが予定されていたが、トレーニーの来日が予定通り行かず（注）、結局、現地でOJT（オンザジョブトレーニング）として実施された。

【図Ⅱ-2 コントラクターの組織図】



(注) 計画では6名のエンジニアに対して日本で計12人・月のトレーニングを予定していたが、ミャンマー政府の渡航承認手続きに手間取り、本事業の機器の工場出荷前に出国ができず、実機によるトレーニングを受けるタイミングを逃した。

③コンサルタント

コンサルタントは、ショートリストにより選ばれた会社の中から国際競争入札により、本邦コンサルタント会社を選ばれた。コンサルタントは現地調査に基づいて、詳細設計を実施し、実施機関の入札書類作成の補助などを行った。

なお、コントラクターとコンサルタントのパフォーマンスに関しては、満足とのコメントが実施機関より報告されている。

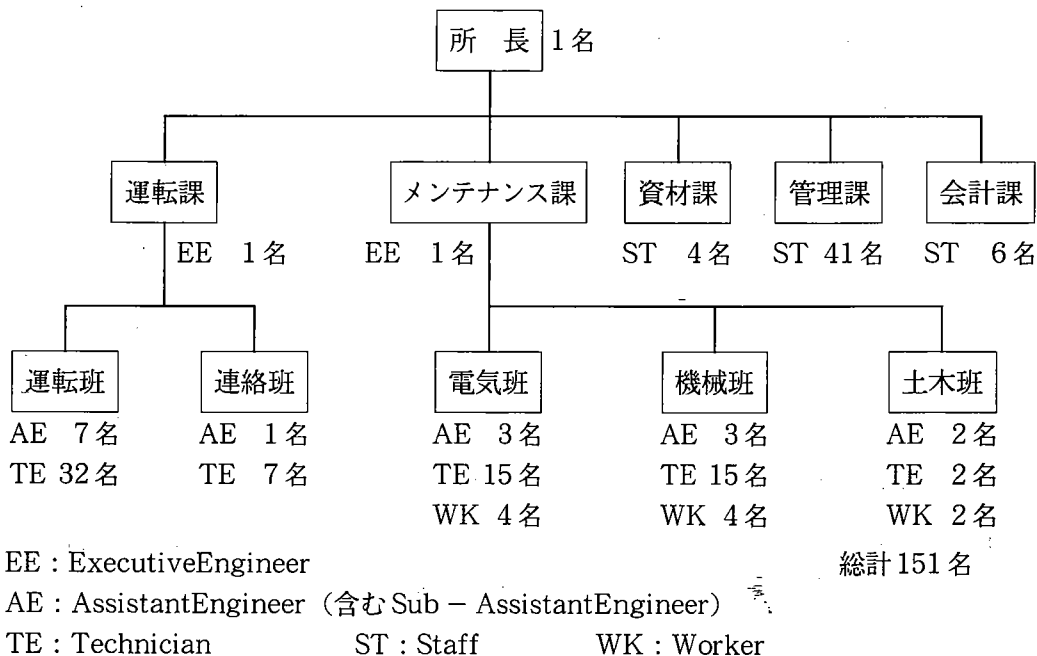
B) 運用及び維持管理に係わる評価

1. 運用・維持管理体制

本発電所の運営・維持管理については、MEPEの水力発電局の管轄下にある「バルーチャンNO.1水力発電所」が担当している。

組織は下図のようになっており、エンジニア18名、テクニシャン71名、及び事務員51名、ワーカー10名の計151名で管理・運営にあたっている。運転は4班による3シフトx8時間交代制を採用しており、各班には2名のエンジニアが配置されている。なお、現在の人員は、本事業の残工事のための工事部隊が含まれており、1994年春には、その部隊が引き上げて、残りの約110名で運営が成される予定になっている。

【図Ⅱ-3 バルーチャンNO.1水力発電所の組織図】



機器の維持管理はメンテナンス課が担当しており、検査は機器メーカーのマニュアルに従って実施されているとのことである。しかし、点検停止は、発電所のフル稼働状態が続いているので運転開始以来1年以上になるが一度も実施されておらず、近いうちに実施する予定も無いとのことである。

スペアパーツは本体工事契約時に3年分が調達されており、その後追加調達されている。運転開始後、スペアパーツに関する大きな問題は生じていない。

送電や導水などの状況は、本発電所と密接に結びついているモビエダム、バルーチャンNO.2発電所などと連絡を取り合い、適切な対応をしている。

バルーチャンNO.1発電所は操業以来、まだ1年しか経ていないが、事故や運転ミスによるトラブルは特に無く、運転技術や維持管理のレベルは問題無い。これはMEPEが同じ水力発電のバルーチャンNO.2発電所を長年に亘って運転している経験が大きいと思われる。しかし、今後は次の点に注意する必要があるだろう。

- (a) 絶対的に不足している電力供給事情によりフル稼働が続いているため、点検停止を実施することが容易でない。
- (b) 同国の深刻な外貨不足が今後のスペアパーツの調達に悪影響を与える恐れがある。

2. 運転状況

①発電実績

月別発電実績を下表に示す。1992年8月に1号機が試運転を、1993年1月には2基とも商業運転を開始して以来、ほぼ安定した発電が行われている。なお、本発電所は当初計画通り、ベースロード用として運転されている。

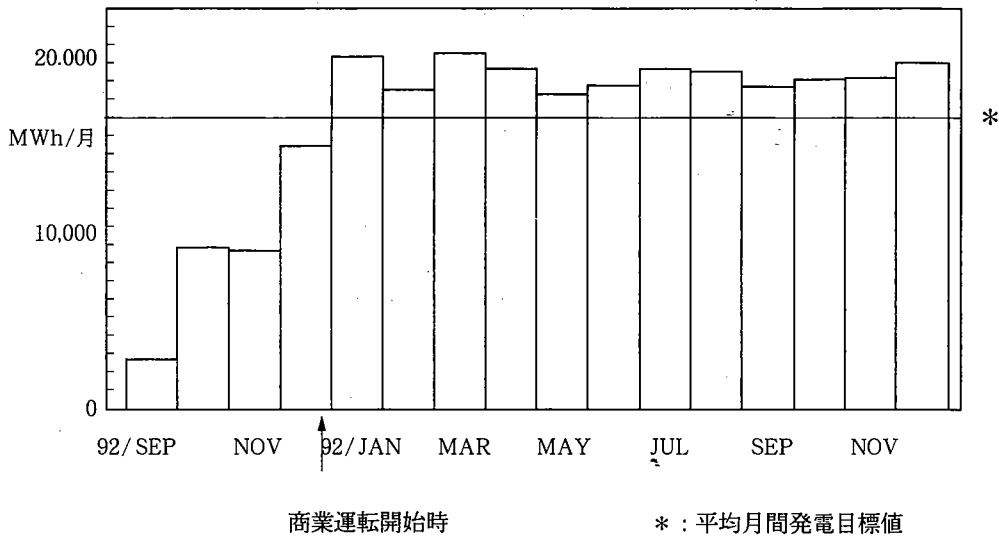
商業運転を開始した1993年1月から同年12月までの総発電量は228GWhであり、事業計画時における年間総発電目標値200GWhに対しても14%増となっている。この結果、稼働率は93%となる様に、本発電所はフル稼働状態が続いている。

【表Ⅱ-2 月別発電実績（バルーチャンNO.1水力発電所）】 (単位：MWh/月)

	92/SEP	OCT	NOV	DEC	93/JAN	FEB	MAR	APR
発電量	2,837	9,183	9,019	14,952	20,037	18,117	20,257	19,320
	MAY	JUN	JUL	ACT	SEP	OCT	NOV	DEC
発電量	17,869	18,402	19,326	19,178	18,324	18,806	18,784	19,686

含む、発電所自己消費分。

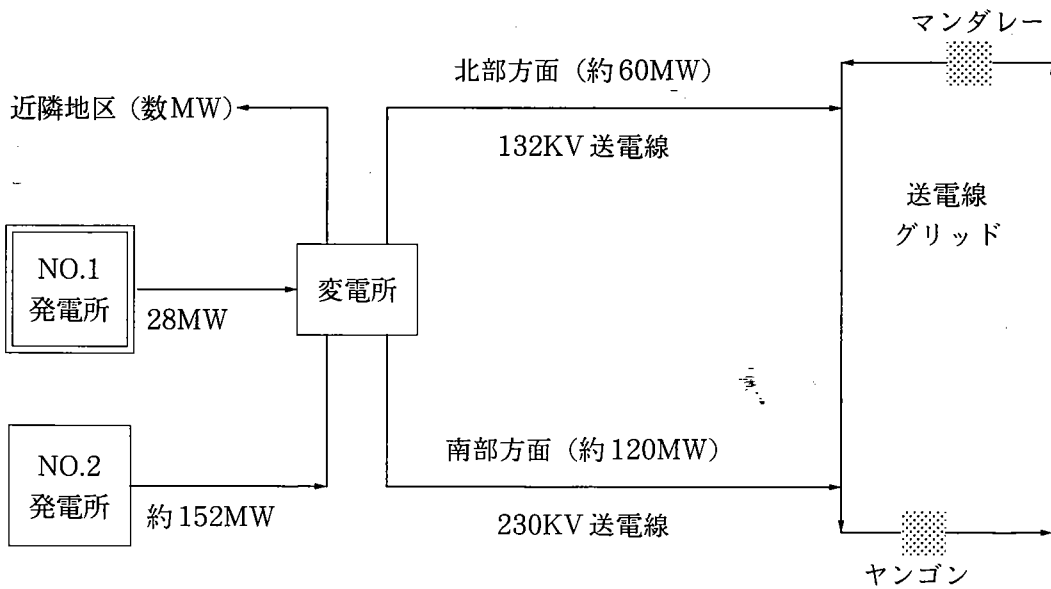
【図Ⅱ-4 月別発電実績(同上)】



②送電系統

バルーチャンNO.1発電所で発電された電力は、132KV送電線でバルーチャンNO.2発電所の変電所まで送られている。そこでNO.2からの電力と合流し、132KVと230KVの2種類の送電線でヤンゴン地区の南部方面とマンダレー地区の北部方面へ送られている。なお、ヤンゴン地区とマンダレー地区は同国の大きな送電線グリッドで結ばれている。

【図Ⅱ-5 送電系統】



NO.1とNO.2を合わせた電力約180MWは南部方面へ約120MW、北部方面へ約60MWに分配されて送られている。

③貯水湖の水位

発電量に大きな影響を与える貯水湖の水位について調査した。バルーチャンNO.1およびNO.2用の貯水湖であるモビエ湖（有効貯水量694百万トン）の水位の変化を表3、4に示した。

【表Ⅱ－3 月別貯水湖水位実績（モビエ湖）】

（単位：meter [標高]）

	92/AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	93/JAN	FEB	MAR
最高水位	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07
最低水位	872.00	871.93	871.93	871.93	871.91	871.92	871.91	871.90

	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV
最高水位	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07	872.07
最低水位	871.92	871.93	872.0	872.1	872.3	872.3	871.98	872.1

【表Ⅱ－4 年別最高水位】

（単位：meter）

1979	1980	1990	1991	1992	1993
+ 1.2	- 0.9	+ 3.0	+ 2.7	+ 2.7	+ 2.4

基準最低水位と各年の最高水位との差。

モビエ湖は、NO.1、NO.2両発電所の必要水量の160日分以上の貯水量を持っている。また、1970年の完成以来、水位が大きく低下したことはほとんどなく、発電所の運転に影響を与えたことは、1980年にバルーチャンNO.2水力発電所の夜間運転中止措置以外に一度も無いとのことである。

このような実績から、今後、水不足により発電が制限される事態が起きる可能性は少なく（注1）、本発電所の運転に支障を与えることはないと思われる。

（注1）バルーチャンNO.1、NO.2の必要水量は同じであり、導水路で直列に結ばれている。このため、本NO.1発電所の運転開始により、新たに必要水量が増加することは無かった。

4. その他の関連施設

①灌漑用水供給

本事業では灌漑用に水を供給すべく、貯水池から灌漑地域までの地下水路とゲートがスコープに含まれ、工事は一応完成している。しかし、用水の受け取り先である灌漑地域（400ha、灌漑局管轄）は1994年度中の完成を目指して工事中。

②バルーチャンNO.2発電所への導水路増設

既存の導水路の老朽化が著しいため、バルーチャンNO.2発電所の発電に十分な水量が送れなくなっている事態を解決するため既存の導水路の横に並行して、ほぼ同じサイズのコンクリート製導水路を約7.9kmに渡って新設する工事も本事業に含まれていた。

発電所本体工事に続いて完成した、この新設導水路によりバルーチャンNO.2発電所への水供給不足は完全に解消された。現在進行中の基金融資事業「バルーチャンNO.2発電所改修事業」が完成し、NO.2発電所がフル稼働に至れば、本導水路の効果は100%発揮されることになる。

C) 事業効果

1. 電力供給

① ミャンマー全体の電力セクターへの貢献

ミャンマーでは、電化率がわずか 10%弱にすぎず、また人口約 4300 万人の規模の国としては、総発電出力が 747MW、総発電電力量が 3,061GWh/年（一人当たり発電量 71KWh/人）でしかなく低い水準にある（1993年）。電化されている地区においても連日数時間におよぶ供給カット＝計画停電が行われており、この電力不足は同国の社会・産業活動の妨げとなっている。

このような状況の中でバルーチャン NO.1 水力発電所は、同国の総発電出力の 3.7%、総発電電力量の 7.4%、ピーク需要 457.2MW の 6.1% を賄っている。特に評価すべき点として、本発電所が豊富な貯水量と高い運転・維持管理能力によって、フル稼働状態で発電していることであり、その安定した電力供給は同国の電力事情改善に大きく貢献していると言える（注1）。

② ヤンゴン地区の電力事情と本発電所の貢献

ミャンマーの首都ヤンゴン、および周辺地域は同国の経済、政治の中心でありヤンゴン市の人口は約 260 万人と同国最大の都市である。電力の需要も高く、同国のピーク時需要である約 450MW のうち約 160～180MW を占めている。バルーチャン NO.1 水力発電所からのヤンゴン方面への送電量はおよそ 22MW であり、このピーク電力の約 13% を賄っている。

また、本 NO.1 発電所がベースロードとして運転されていることもあり、ヤンゴン周辺のガスタービン発電の一部が非ピーク時に運転を休止している。これにより、ガスタービン発電の原料である、（供給不足が顕著な）天然ガス、および輸入品であるディーゼル油の節約に貢献していると言える。

2. 技術移転

本事業は、同国にとって 4 番目の水力発電所建設であり、事業実施段階でコンサルタントやコントラクターから得た技術・事業遂行能力および経験は貴重なものであるといえるだろう。これは豊富な包蔵水力（約 50GW が開発可能）を有しながら、まだその 0.6% 以下しか開発されていない同国の水力発電事業の今後に充分生かされていくものと思われる。

（注1） 同国の発電量の半分弱を占めるガスタービン発電は、原料の天然ガス供給不足などにより、本来の供給力の 2/3 程度しか発電していない。

（注2） 中国の援助を受けて、1MW 程度の小型水力発電所の建設を進めている。

具体的な例として、実施機関のMEPEは、コンサルタントの指導のもと、本事業で初めて直営で水力発電所の土木工事を実施し、概ね良好なパフォーマンスを示した。この経験は別の事業にも生かされており、Zawgyi水力発電所（18MW、1994年中に完成予定）や他の小型水力発電所事業（注2）などでも直営による土木工事を採用しているとのことである。

3. その他の効果

ここまで述べてきた以外にも本事業により、以下の効果が確認、期待されている。

①灌漑用水路

本事業による用水路関係の施設は完成しており、その受け取り先である灌漑局の灌漑事業の早期完成が望まれる。

②バルーチャンNO.2水力発電所への導水路

本事業審査時は最大120MW程度しか発電できなかったバルーチャンNO.2水力発電所が、本事業による新しい導水路により、十分な水量が確保できた結果、設計値（168MW）の出力が可能となった。このNO.2発電所はNO.1と同じく、ベースロード用として運転され、やはりフル稼働状態が続いている。NO.1の6倍の出力を持ち、安定した電力供給源であるNO.2の出力回復に貢献できたことは大きな意義があると言える。

【表Ⅱ-5 バルーチャンNO.2水力発電所の実績データ】

	可能導水量*	最大出力	年間発電量
審査時（1982年）	約34 m ³ /sec	約120MW	約960GWh
完成後（1993年）	>47.6 m ³ /sec	約160MW**	1,158GWh

（注）* 導水路で送れる最大水量。

（注）** 現在、NO.2発電所は基金融資によるリハビリ事業実施中であり、この事業完了後は設計値の168MWを発電することが可能となる（1994年完成予定）。

4. まとめ

本事業の完成に伴い、安定した電力がヤンゴン地区を始めとする需要先へ供給されており、同国の逼迫した電力需給の緩和に大きく貢献している。また、関連施設として、バルーチャンNO.2発電所への導水路増設による発電量の回復、灌漑地域への用水供給（灌漑地区は未完成）なども評価すべき事項であろう。

研究レポート

ミャンマーの電力セクター調査

—— ミャンマー連邦「バルーチャンNO.1水力発電事業」の事後評価を通じて ——

池 邊 弘 昭

1. はじめに

ミャンマーでは、電化率がわずか10%弱にすぎず、また人口約4,300万人の規模の国としては、総設備出力が747MW、総発電電力量が3,061GWH（1人当たり発電量71KWH/人、1人当たり消費量45KWH/人）でしかなく、低い水準にある。このように、この国において電力セクターは、まだ極めて初期の段階に留まっていると言え、今後の開発が期待されている状況である。包蔵水力、天然ガス、石油等の天然資源にも恵まれているが、経済活動の停滞、及びそれに伴う資金不足から必要な開発も十分には出来ず、電化されている地区においても連日数時間に及ぶ供給カット＝計画停電が行われている。この電力不足は1990年後半以降慢性化しており、社会活動・産業活動の妨げとなっている。

2. 組織・機構・事業体制

ミャンマーにおいては、1951年10月にビルマ電力庁が設立され（1948年に制定された電気供給法に基づく）、それまでそれぞれの狭い供給地域で営業を行っていた数多くの電気事業者を統合し、国有事業とする方針がたてられた。それ以後各地で順次国有化が推進され、1972年に全ての国有化が完了し、国内唯一の発送電から配電までを行う国営の電気事業者として、ビルマ電力公社（Electric Power Corporation : EPC）が設立（1972年3月）された。この後この電力公社は、1985年4月に新設されたエネルギー省の管轄下に置かれることとなる（エネルギー省設置以前は工業省が主管官庁であった）。さらに、1988年9月の政変後、国名がビルマ連邦社会主義共和国からビルマ連邦へ（1988年10月）、さらにミャンマー連邦へと（1989年6月）変更されたことにともなうて、ミャンマー電力公社（Myanma Electric Power Enterprise : MEPE）に名称が変更され現在に至っている。

この1988年の政変後、社会主義経済政策は放棄され、その政策変更にともない54ある国営企業については、民営化していくことが国の方針として示された。しかし1989年4月に民間企業が行う（従ってその分野に係わる国営企業を民営化する）分野と、将来についても国営企業が行う分野との仕分けが政府によってなされた際、電力事業に関しては国営企業が行うものとされ、今後ともミャンマー電力公社が唯一の電気事業者として活動することとなっている。

ただし国境地域開発のために新しい省（国境民族開発省）を作り、遅れている地域の電化促進及びそれに必要となる小水力発電所の開発を行わせる計画もある。これはミャンマーの大きな政治問題である、少数民族対策の一環として考えられている。

3. 現 状

①一般状況

ミャンマーにおける電化率は10%弱にすぎず、極めて低い水準にある。しかも電化されているのは、ヤンゴン、マンダレー等の大都市が中心であり、国境周辺部等取り残されている地域がかなりある。またミャンマーのエネルギー消費状況（1992年度）は表1のとうりであり、電力化率がわずかに2%でしかない。その反面、伝統的なエネルギーの比率が83%と高く、この国のエネルギー状況がいまだに初期のレベルに留まっていることを表している。

【表-1 エネルギー消費構成（1992年度）】

エネルギー源	構成比 (%)
電 力	1.7
石 油	7.5
天 然 ガ ス	8.0
固体燃料（石炭等）	0.3
その他（薪、木炭等）	82.5

②設備出力

MEPEの設備出力の推移を下表に示した。

【表-2 MEPEの設備出力及び構成比率】

(MW、%)

年 度	水 力		汽 力		ガスタービン		ディーゼル		合 計
	出力	比率	出力	比率	出力	比率	出力	比率	
1980	168	36.1	42	9.1	174	37.4	81	17.4	465
1985	224	37.2	42	7.0	257	42.7	79	13.1	602
1990	249	33.7	60	8.1	332	45.0	97	13.2	738
1991	249	33.6	60	8.1	332	44.7	101	13.6	742
1992	277	37.1	60	8.0	332	44.5	78	10.4	747
1993	277	37.1	60	8.0	332	44.5	78	10.4	747

この内ディーゼル発電所は、ほとんどすべてが系統外の設備である。系統外の電源としてはこの他に小規模水力発電所が用いられているが、Kyaiklatガスタービン発電所もガスタービン発電所としては唯一系統外である。

MEPE以外の設備としては、ミャンマー石油ガス公社(MOGE)が10MW規模のガス火力発電所を2カ所運転し、また第一鉱業公社も2発電所を運転しそれぞれMEPEに売電している。自家発電設備を保有している事業者もあるが、現在稼働しているものはわずかであり、これらMEPE以外の設備が占める割合は極めて小さい。

MEPEの主な発電所(設備出力5MW以上)を以下に示した。

【表-3 MEPE 主要発電所一覧】

発電所名	発電形式	設備出力(KW)	有効出力(KW)	運 開 日	建設費(100万)
Baluchaung I	水 力	28,000	28,000	Aug.1992	¥ 15,612
Baluchaung II (Lawpita)	”	168,000	160,000	1960,1974	—
Kinda	”	56,000	56,000	Dec,1985	DM120.31
Sedawgyi	”	25,000	25,000	Sep,1987	\$ 12.37
Kyunchaung	ガスタービン	54,000	50,000	July,1974	£ 3.18
Mann	”	36,000	32,000	Sept,1980	£ 5.21
Shwedaung	”	54,000	51,000	1982,83,84	£ 9.462
Myanaung	”	66,000	60,000	1975,1984	¥ 2,821 £ 3.68
Tharkayta (Thaketa)	”	57,000	57,000	1990	¥ 4,460
Ywama	”	36,000	32,000	April1980	£ 5.23
Thaton	”	18,000	13,000	Sept,1984	£ 2.68
Kyaiklat	”	10,900	5,000	1983	—
Mawlamyaing	汽 力	12,000	3,500	June1980	£ 1.72
Ywama	”	30,000	8,000	1958,1976	—
Thaton	”	18,000	12,000	Oct,1986	\$ 19.2

設備出力と有効出力との間に差が生じている発電所がほとんどであるが、主な理由は老朽化の(及び老朽化した部品の交換を行っていない)ためである。この内、両者の差が大きい発電所個々の理由を次に記す。

- Thaton (ガスタービン) 老朽化及びガス不足のため重油を燃料に使っていることによる
- Kyaiklat 老朽化のためオイル漏れ、ブレードの磨耗・損傷による。
- Mawlamyaing 老朽化のためボイラー及びタービンが1基使用不能状態、他のボイラーも能力低下
- Ywama タービン1基とボイラーが4基が使用不能状態
- Thaton (汽力) 老朽化のためボイラーが1基使用不能状態

このように、老朽化による機能低下が著しいが、その中には運転開始後10年に満たない発電所もあり、運営・維持管理にも問題があると思われる。中でも汽力発電所の能力低下が特に目立つ状況である。

③ピーク需要、ピーク時供給力

表4-(1)(2)にピーク需要の推移とピーク時の供給力及びその差を示した。表の値は系統内のみのデータであり、系統外の値はこの6%程度と推定されている。

【表-4-(1) ピーク需要及びピーク時供給力】 (単位: MW)

年 度	ピーク 需 要	ピーク時供給力	不 足 量
1980	218.9	—	—
1985	299.5	—	—
1990	421.2	410.3	10.9
1991	454.9	430.4	24.5
1992	487.0	435.2	51.8
1993	518.8	457.2	61.6

【表-4-(2) ピーク需要及びピーク時供給力】 (単位: MW)

年 度	ピーク 需 要	ピーク時供給力	不 足 量
1993. 1	435.1	435.1	0
. 2	447.6	447.6	0
. 3	435.3	435.3	0
. 4	459.8	438.0	21.8
. 5	457.7	434.6	23.1
. 6	463.6	414.4	49.2
. 7	469.7	412.8	56.9
. 8	483.4	419.5	63.9
. 9	483.8	426.3	57.5
.10	507.8	449.0	58.8
.11	501.2	442.5	58.7
.12	518.8	457.2	61.6

ミャンマーにおいては1990年度から供給力不足が生じ、この状態が慢性化して現在に至っている。事実1990年以前は、需要規模が小さかったこともあって事故停電以外はほとんどなかったが、1991年には全国で1日5～8時間の供給力不足に起因する停電が生じた。1992年以後ヤンゴンについては、優先的に配電されることとなったため、計画停電の頻度は少なくなっている。しかしマンダレー等他の都市では、1日4時間程度の停電が続いている。1991、92年には、政府関係機関に優先権が与えられていたため、民間需要家は50%もの供給カットを受けていたとのことである（今も民間産業への供給は午後5時から10時の間止めているが、国営企業に対しては協力要請を出すにとどめている）。

この供給能力不足は供給している電気の質も落としており、周波数変動が激しくほとんど毎日48Hzまで落ちている（定格は50Hz）。通常は計画的なマニュアル操作による供給カットによって需要量を調整しているが、この48Hzを最終的な防衛ラインとし、ここまで達したときには、自動的に供給を遮断する体制をとっている。

またピーク需要の年間変化は顕著には見られず、月を追う毎に一方向に増加している。現時点における電力消費量が低水準であることから、この傾向は当分続くと考えられる。

この表4のデータの内、至近のものである93年12月の供給力の内訳は、水力発電が219MW、ガスタービン発電が233MW、汽力発電が5MWであった。91年ごろより、ガスタービン発電所の供給力が200MW～230MWと有効出力の合計である300MWを下まわっているのは、ガスの供給が十分でなかったことが主な原因であった。例として1994年1月のガス供給実績を検証してみる。ガスタービン発電所をフル稼働するために必要なガス量は、系統内の6ヶ所の発電所の合計で103百万feet³/day、系統外の1発電所が10百万feet³/dayであり、現在重油を使用しているThaton発電所を除いて合計113百万feet³/dayである。運転状況を考慮した必要量は、この85%の95百万feet³/dayであるとしてMEPEは要求しているが、実際に供給されたのは67百万feet³/dayであった。

しかし、1994年4月に予定されている新ガス田（陸上、ヤンゴン北西部）からの供給開始、及びパイプライン網の完成によって供給量、供給体制が改善される見込みとのことである。今現在使われているパイプラインは、1発電所と1ガス田を結ぶものだけであり、他の発電所への供給ができず、このため機動的な供給運用ができなかった。このことが絶対量の不足とともにガス供給がショートする原因となっていた。

④発電電力量

次にMEPEの発電電力量の推移を表-5に示す。

【表 - 5 MEPE の発電電力量及び構成比率】

(単位 : GWH,%)

年 度	水 力		汽 力		ガスタービン		ディーゼル		合 計
	電力量	比率	電力量	比率	電力量	比率	電力量	比率	
1980	720	59.0	79	6.5	376	30.8	46	3.7	1,221
1985	1,003	47.9	55	2.6	996	47.5	42	2.0	2,096
1990	1,248	47.4	28	1.0	1,293	49.1	65	2.5	2,634
1991	1,238	45.9	49	1.8	1,366	50.6	46	1.7	2,699
1992	1,518	51.2	25	0.8	1,402	47.3	51	1.7	2,996
1993	1,536	50.2	28	0.9	1,430	46.7	67	2.2	3,061

前述の表4において、1990年度から供給力不足が生じていることを示したが、この期間の供給不足量及び不足率は次の表のようになっている。

【表 - 6 MEPE の供給不足量及び不足率】

(単位 : MWH : %)

年 度	不 足 量	不 足 率
1990	17,505	1.0
1991	39,347	2.3
1992	83,195	4.6
1993	98,935	5.1

⑤KWHバランス

次にMEPEのKWHバランス表を示す。

【表-7 MEPE KWH バランス (KWH)】

	1980	1985	1990	1991	1992	1993
供給						
発電量	1,221.1	2,096.5	2,633.6	2,698.5	2,996.0	3,061.0
他機関からの買電量	6.7	22.8	9.4	9.0	9.3	9.5
所内使用量	▲9.8	▲17.4	▲22.6	▲22.1	▲24.8	▲25.1
供給量合計	1,218.0	2,101.9	2,620.4	2,685.4	2,980.5	3,045.4
需要						
ロス量	364.6	642.4	945.2	1,008.2	1,155.2	1,106.9
売電量	853.4	1,459.5	1,675.2	1,677.2	1,825.3	1,938.5
需要量合計	1,218.0	2,101.9	2,620.4	2,685.4	2,980.5	3,045.4

この表からわかるようにロス量の総需要量に占める割合が極めて大きい。このロス率の推移を抜きだしたのが表8である。

【表-8 ロス率の推移】

(単位：%)

年 度	1980	1985	1990	1991	1992	1993
ロス率	29.9	30.6	36.1	37.5	38.8	36.3

ロスの内訳は推定で、送電ロスが約5%、配電ロスが約15%、盗電等計測されていない使用が約8%、電力量メーターが老朽化しているための計測エラーが約8%となっている。このように、特に配電網、電力量メーターの老朽化に起因するものが大きく、設備の更新が求められる。

表-9 需要家別の使用量の推移を次頁に示す。

【表－9 需要家別使用量実績】

(KWH)、シェア (%)

年 度	需 要 家 種 別								合 計	
	工 業		大 口		民生・商業		そ の 他			
1980	457	53.6	122	14.3	242	28.4	32	3.7	853	100
1985	882	60.4	128	8.8	411	28.2	39	2.6	1,460	100
1990	788	47.0	214	12.8	629	37.6	44	2.6	1,675	100
1991	727	43.4	229	13.6	672	40.1	49	2.9	1,677	100
1992	766	42.0	255	14.0	750	41.1	54	2.9	1,825	100

このように近年工業用のシェアが落ち、その分民生用が伸びている。工業用については使用量も減少しており、ミャンマー経済がいかに停滞していたかを表しているとともに、電力供給不足が足かせになっていることを窺わせる。

⑥稼働状況

次表に各発電所の年間可能発電能力を示した。

【表－10 可能発電能力 (対設備能力)】

発 電 所 名	1990	1991	1992	1993
<u>汽力 (Oil)</u>				
Mawlamyaing	45 %	45 %	45 %	45 %
Ywama	45 %	45 %	29 %	29 %
Thaton	60 %	60 %	60 %	60 %
<u>ガスタービン</u>				
Kyunchaung	90 %	90 %	90 %	90 %
Mann	92 %	92 %	92 %	92 %
Shwedaung	92 %	92 %	92 %	92 %
Myanaung	91 %	91 %	91 %	91 %
Tharkayta	100 %	96 %	95 %	93 %
Ywama	46 %	46 %	46 %	93 %
Thaton	92 %	92 %	92 %	92 %
Kyaiklat	36 %	36 %	36 %	36 %

この表の値は設備出力の項で示した有効出力の減少と同じ傾向、同じ原因を持つが、それ以外にも次のような問題がある。汽力発電所については復水器の冷却にクーリングタワーを用いているが、設備不良もあって冷却能力・効率が落ちている。また燃料の重油の供給体制に問題があり、特に Thaton 発電所において、燃料供給不足が生じている。ガスタービン発電所の中には (Shwedaung 発電所等)、より高い優先度を与えられている肥料工場と供給ガスをシェアするようになっており、絶対量が不足していることと共に供給上の問題となっている。Thaton 発電所でガス燃料不足のため重油を使用しているなど、このガス供給量の不足は、ガスタービン発電所の発電設備に占める比率が高いために大きな問題であった。Ywama ガスタービン発電所では NO.2 ユニットが故障・修理のため、1990年12月から1993年12月まで3年もの長期間運転されなかったが、これはタービン本体を製造国に送り返していたためである。このように現状では修理に時間がかかり、事業上の制約、メンテナンスの実効性をあげる上での妨げとなっている。

【表-11 発電所熱効率】

発電所名	熱効率
汽力 (Oil)	
Mawlamyaing	15 %
Ywama	14 %
Thaton	16 %
ガスタービン	23~25 %

このように、発電所熱効率の値はかなり悪い。特に汽力発電所においては、一般的な設備の半分以下の水準であり、他のデータと共に、汽力発電所が通常の運転を維持しえない状況であることを現している。またガスタービン発電所については、エネルギーの有効利用を図るために廃熱回収設備及び蒸気タービンを併設したコンバインドサイクルの発電所の建設を検討するべきであろう。

⑦送・配電線

MEPEの1993年末における各電圧別の送電線設備の概要を表12～14に示す。

【表-12 MEPE 230KV送電線】

地 点 名	亘長 (km)	回 線 数	運 開 年
Lawpita - Toungoo	154.1	1	1960
Toungoo - Hlawga (ヤンゴン)	248.5	1	1960
Hlawga - Thaketa	22.0	1	1985
Shwedaung - Hlawga	234.0	1	1987
Taungdwingyi - Shwedaung	159.0	1	1987
Thazi - Pyinmana	133.9	1	1988/89
Pyinmana - Toungoo	98.0	1	1988/89
合 計	1,049.5		

【表-13 MEPE 132KV送電線】

地 点 名	亘長 (km)	回 線 数	運 開 年
Lawpita - Kalaw	158.7	1	1963
Kalaw - Thazi	72.7	2	1963
Thazi - Mandalay	130.6	1	1963
Mandalay - Anisakan	34.0	1	1983
Kinda - Thazi	78.0	1	1985
Thazi - Chauk	144.3	1	1969
Kyunchaung - Nyaunabingyi	146.4	1	1982
Toungoo - Yeni	72.4	1	1985
Taungdwingyi - Magwe	69.2	1	1987
Mann - Magwe	61.9	1	1987
Magwe - Chauk	106.2	1	1987
Sedawgyi - Mandalay	64.4	1	1988
Toungoo - Daik	152.7	1	1988/89
Baluchaung 1 - Baluchaung 2	5.5	1	1992
Sedaw - Kawlin	220.0	1	1992
合 計	1,516.5		

【表-14 MEPE 66KV送電線】

地 点 名	巨長 (km)	回 線 数	運 開 年
Chauk - Kyunchaung	39.0	1	1974
ZMyanaung - Prome	108.0	2	1978
Myanaung - Bassein	242.3	2	1979
Bassein - Myaungmya	26.4	1	1979
Kyunchaung - Pakokku	33.8	1	1974
Prome - Tyayet	67.6	1	1971
Kyunchaung - Wazi	29.0	1	1975
Prome - Kyawzwa	27.4	2	1987
Chauk - Sale	8.0	1	1975
Chauk - Nyaung U	45.0	1	1975
Kalaw - Taunggyi	47.0	1	1975
Myanaung - Kyangin	14.5	1	1976
Bassein - Bassin Glass Factory	9.7	1	1979
Phayagyi - Sittaung	48.3	1	1980
Shwedaung - Prome	16.1	2	1981
Thaton - Moulmein	96.5	1	1987
合 計	858.6		

送電網はヤンゴン-マンダレーを中心とした中央部分にしか確立されていない。系統に接続されていない地域の一部では、ディーゼル発電等により独立に配電している。しかしこれらの地域を含めても電化率は10%程度に留まっており、順次送電網・配電網を拡張していくことが必要となっている。

⑧環境規制

1994年現在、環境に関するいかなる法律も規制も存在しない。しかし1992年に国家環境委員会を設立し、環境関係の法律を作成する準備を進めている。この委員会には、各省及び関係機関が参加している。

電力セクターに関しては、特別な環境対策はなされていないが、これまで環境問題は生じていない。これは規模が小さいこと、電源が水力及び天然ガス炊きガスタービンが主体であること、したがって環境に対して影響の大きい燃料を使っていないことによる。今後規模が拡大しても、環境に対する影響を最小限に止めることが出来るよう、今の時点から法律の整備、技術基準・環境対策指針の作成、監視体制の確立を進めるべきであろう。この意味において、国家環境委員会の活動の成果が期待される。

⑨維持・管理

メンテナンスは、機器メーカーのマニュアルにしたがって、MEPE 自身で行っておりメーカーの支援は受けていない。スペアパーツは、必要が生じた際その都度購入（輸入）する事となっている。しかし、MEPE 自体は外貨を保有しておらず、政府に要求し承認を受ける必要がある。この承認は100万ドルまではエネルギー大臣の権限内であり、1ヶ月程度で下りるが、この額を越えるものは内閣の決裁を必要とするため、時間がかかっている。メンテナンスについては、このようにスペアパーツを入手するために時間がかかること、資金的制約から入手自体に困難が伴うこと、技術的支援を十分には受けていないことが問題となっている。このことは(2)設備出力の項で述べた有効出力の減少となって表れている。しかし一面、困難な制約条件下において良く維持・管理しているとも言え、効率・能力は落ちているものの老朽設備を数多く現役で使いこなしている。

リノベーションは、Baluchaung No.2 水力発電所の6ユニットの内4ユニットについて1993年中に行われ、他の2ユニットについてもこれから実施される予定である。またこの他に Mawlamyaing 火力発電所について実施中であり、1994年6月に完了予定である。しかしこの他のリノベーション計画はたてられていない。

4. 開発計画

電力セクターの開発段階は、まだ極めて初期と言える。このため、規模の小ささに起因する効率の悪さ、前時代的設備の使用等の構造的問題を抱えているが、これらは規模の拡大に伴い新規設備に置き換えていくことによって解消していくことが現実的な改善策と考えられる。したがって今の段階においては、将来築くべき電力システムを一度しっかりした形で作り、それに至る年度ごとの開発手順を構築しておくべきであろう。すなわち発電、送電、変電、配電、需要家のメーターシステム、料金徴収システムまで電力セクターの全てにわたる将来計画をたて、それを段階を追って実現させていく道を歩むべきであろう。現状のシステムの延長線上で、場当たりに目先の開発に走り、非効率なシステムのまま、肥大化しないように注意を払う必要がある。

当面は経済的制約もあり、十分な開発は望めない状況にあるので、しっかりとした計画の立案に傾注し、開発については既存の計画の確実な実行、新規案件の準備を（調査、設計、資材・燃料計画、用地確保、等）進めるべきであると考えられる。また将来実施する計画も、早い時期から培養に努めるべきであろう。

①中・長期電源開発計画

ミャンマーにおける開発計画は4ヶ年と短い計画が基本となっている。電力に関するこの4ヶ年計画は、MEPEによって作成され政府に提出される。これは3ヶ月毎に見直しが行われその都度提出されている。

次に実施がほぼ確定している建設中あるいは計画中の発電所のリストを表15,16に示す。このうち表16は重点的に開発を進めている小水力発電所のリストであり、これらのほとんどは系統外の設備である。

【表-15 発電所運開計画】

発電所名	発電形式	設備出力 (MW)	運開予定年
Yangon	ガスタービン	$31 \times 3 = 93$	1995
Bago	水力	$6 \times 3 = 18$	1996
Mann	コンバインドサイクル	18	1997
Shwedaung	コンバインドサイクル	27	1997
Yangon	ガスタービン	$92 \times 2 = 184$	1998
Paunglaung	水力	$70 \times 4 = 280$	1999
Thakayta	コンバインドサイクル	= 27	2000

【表-16 発電所運開計画 (小水力発電所)】

発電所名	州名	設備出力 (MW)	運開予定年
Namkamkha	Shan	$1.25 \times 4 = 5$	1994 (June)
Mintut	Chin	$0.2 \times 2 = 0.4$	1994/1995
Tunzan	Chin	$0.075 \times 1 = 0.075$	1994
Laiva	Chin	$0.3 \times 2 = 0.6$	1994 (March)
Zichaung	Sagaing	$0.2 \times 2 = 0.4$	1994/1995
Namwode	Shan	$1 \times 3 = 3$	1994 (March)
Nammyaw	Shan	$2 \times 2 = 4$	1994 (March)
Namsaungngaung	Shan	$2 \times 2 = 4$	1995 (April)
Kyukok	Shan	$1 \times 3 = 3$	1994 (June)
Chin Shwehaw	Shan	$0.2 \times 1 = 0.2$	
Kunlon	Shan	$0.25 \times 2 = 0.5$	
Zawgyi	Shan	$6 \times 3 = 18$	

このリストの内、Yangon ガスタービン発電所は現在業者との契約交渉中であり、早期に実施される予定である。また Mann と Shwedaung 発電所は、既設のガスタービン発電所に蒸気タービンを増設し、コンバインドサイクル発電所へと改造するものである。この他に運開年は未定であるが、Baluchaung No.3 発電所計画 (48MW)、サルウィン川水力発電開発計画 (流域一環開発合計で 6,000MW 規模) がある。この内サルウィン川水力発電開発計画は、タイ国境沿いにタイへの電力輸出を目的とした発電所を、タイから開発資金を調達して建設しようとするものである。これはミャンマー側にとっ

ては、現在調達が困難な外貨資金と電力輸出による外貨収入が得られ、またタイ側にとっては、将来不足が見込まれている電力、水を確保するという両者の意向によるものである。現在タイ電力公社（EGAT）と交渉中とのことである。

②ピーク需要予測

MEPEのピーク需要予測は表17のようになっている。これは開発計画の対象期間である4年後の1996年度までは年率約8%の伸びを、それ以後は年率約5%の伸びを想定している。しかしこの予測は制限された現在の供給状況の延長線上のものであり、将来もこの制約された社会・経済状況のもとで低い水準のまま推移することを前提としている。供給能力、供給体制が整っていけば当然電化率、電力化率も上がっていき、さらには経済状況が上向いていけば、現在の低い水準からみて急激に電力需要が上昇していくものと考えられる（絶対的な供給力不足のため、配電線が引かれている地域においても、新規に供給を受けようとする者はウェイティングリストに登録され、数年待たされることもあるとのことである）。

【表-17 ピーク需要予測】

(単位：MW)

年 度	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ピーク需要	560	604	652	704	739	775	813	856

世銀が1989年に行った需要想定では、予測時点から10年後の1999年におけるピーク需要が1,000MWに達するとしている。この値はその時点の予測としては、過大なものとは感じられないが、新規設備投資の遅れが需要の伸びを抑えているため、現時点で見ると大きなものとなっている。当分は設備の拡大に需要がついていき、それが経済・社会の発展に結びつくという状況が続くと考えられる。したがって現在のミャンマーは、電力セクターへの設備投資を拡大していくことが必要な段階であって、需要の伸びはその規模しだいと言える。

③送電線開発計画

送電線の建設計画としては下記のものがある。

①66KV送電線

- i) Zawgyi—Taungyi間95km 1994年開通予定(254万US\$、中国からの借款)

②132KV送電線

- i) Lawpita—Kalaw間158km(370万US\$)、既設の1回線送電線を2回線に増設

③230KV送電線

- i) Paunglaung—Pinyinmana間10km 1999年開通予定(120万US\$)

Paunglaung 水力発電所新設に伴うもの

ii) Pyinmana—Toungdwingyi 間 80km 1999 年開通予定 (960 万 US \$)

これらの送電線新設計画は、新規電源と系統との接続のために必要となるものがほとんどであり、実質的な送電地域（電化地域）の拡大にまでは、まだ手が回らない状況である。

④開発計画上の課題

規模を拡大していき需給関係の改善を図り、また電化率を高めていくと共に、効率、コスト、さらには環境・立地場所等社会的条件を考慮した電源構成を構築することが必要である。現在は規模も小さく、不足局面ということで、これらの事項に関してはあまり考慮されていないが、これからシステムを構築していく際には重要な課題となろう。

5. 財務状況

①電気料金

電気料金体系を表 18 に示したが、これは 1988 年 11 月に改定されたものであり、この時以後現在まで変えられていない。この時の改定の際の大きな変更点は、通減料金体系を一定料金体系に変えたこと、工業用とヤンゴンの需要家用に適用されていた優遇料金体系を廃止したことがあげられる。ただし工業用に対する税制面での優遇策は残されている。すなわち表に示した料金の中には 10% の売上税（消費税）が含まれているが、工業用に対してはこの税が免除されている。この売上税分が、一般用途との価格差 0.05Kyat/Kwh となっている。

1992 年度における電気料金収入が 916.7 百万チャットであったのに対し、売電電力量は 1,825GWH であったので、この年の平均売電単価は 0.502Kyat/Kwh となる。料金値上げ直後の 1989 年度の平均売電単価は 0.489Kyat/Kwh であったので、売電単価は上昇傾向にある。これは工業用の需要の比率が年毎に減って、民生用が増加しているためである。

料金改定の手続きは次のようになっている。まず MEPE が予測事業経費の計算を基に改定案を作り、エネルギー大臣を通じて閣議に提出する。そしてその審査と承認を受けたのち実施されることとなるが、ここでの審査は MEPE の収支のみを対象としたものではなく、国家の経済政策の一環として扱われる。

1991 年に値上げの申請をしているが、物価の上昇を抑えるためとの理由で現在に至るまで承認が下りていない。

②財務状況

MEPE の損益計算書を表 19 に、貸借対照表を表 20 に示した。

損益計算書を見ると 1988 年度に赤字を出したが、前述の 1988 年 11 月に行われた料金改定によって収入が増え、翌年から黒字に転じている。しかし再び 1991 年度には赤字となっているが、これは損益計算書上では、燃料費の増加が最大の要因となっている。

【表-18 料金表】

用 途	従量料金 (Kyat/Kwh)	基本料金 (Kyat)
一 般 用 途	0.50	单相2、三相5
一般用途 (ヤンゴン用)	0.50	单相2、三相5
小 口 電 力	0.50	单相8、三相15
工業用 (2,000KWH以上)	0.45	三相25
工業用 (4百万KWH以上)	0.40	三相25
大 口 電 力	0.45	三相25
街 灯 用	定額8Kyat (40Wまで) 10W増毎2Kyat	

1990年度と1991年度を比べると、発電電力量はほとんど変わらないにもかかわらず燃料費が増加している。MEPEへの燃料供給は、ミャンマー石油ガス公社(MOGE)から行われ、その価格は石油が10K 50P/Gallon、ガスが7K 50P/1,000feet³であり、1988年に料金改定が行われて以後現在まで変わっていない。しかし1991年以後燃料供給不足(石油、ガス共)が生じたため、一部価格の高い輸入燃料を使用したり、ガスタービン発電所を軽油炊きで運転したりしており、これが燃料費を押し上げていると思われる。1992年度にバーター貿易によって調達された(森林局によって行われた)石油の価格は、MOGEの約倍の18K/Gallonであった。1991年になされた値上げの申請が承認されていないこともあって、この赤字は続いていると思われる(1992年度以後の財務諸表は現時点ではまだ公表されていない)。

MEPEの予算は国家予算に含まれており、独立した企業体としてではなく、政府会計の一部として扱われている(全ての国営企業に対し同様の扱いをしている)。そのため収支に関しては、企業としての考慮があまり払われておらず、損失は自動的に政府支出により補填され、収益は国庫に納付されることになっている。

財務諸表上は海外からの借入金及び調達資金に関して公定の為替レートを使っているが、公定レートと実勢レートとが20倍以上も違っているため、この取り扱い方によっては状況が一変することになる。例えば減価償却費分を(機器・資材等は国内調達は困難であり、海外で調達し外貨で決済している)実勢レートで換算すると、1991年度の支出は総収入の5倍の40億チャットあまりも増えることになってしまう。

しかしこのレート差をも考慮した収支の実情を把握することは、国家経済がすべてこの混在した状況のもとに成り立っているため、困難である。

この為替レートの問題は、電力だけではなく、ミャンマーにとって将来発展していく過程で、いつかは解消しなければならない課題となっている。

【表-19 ミャンマー電力公社損益計算書】

(単位：千チャット)

項 目	1985年度	1988年度	1989年度	1990年度	1991年度
収 入					
売電収入	397,440	532,030	779,041	822,185	839,806
その他収入	5,848	12,112	36,959	38,604	40,369
収入計：	<u>403,288</u>	<u>544,142</u>	<u>816,000</u>	<u>860,789</u>	<u>880,175</u>
支 出					
発 電					
人件費	8,821	10,893	23,745	23,280	24,157
燃料費	76,279	163,733	240,063	316,528	391,154
購入電力料	4,537	1,299	2,345	1,951	7,431
減価償却費	58,378	102,560	146,253	137,713	143,744
保守費	7,832	6,511	10,887	12,322	20,927
発電費計：	<u>155,847</u>	<u>284,996</u>	<u>423,293</u>	<u>491,794</u>	<u>587,801</u>
送 電					
人件費	3,485	4,043	8,994	20,596	21,581
減価償却費	12,547	17,209	11,884	17,839	20,228
保守費	6,939	7,564	21,269	2,995	3,250
送電費計：	<u>22,971</u>	<u>28,816</u>	<u>42,147</u>	<u>41,430</u>	<u>45,059</u>
配 電					
人件費	10,624	11,554	26,884	26,806	28,716
減価償却費	11,128	13,886	21,116	24,512	29,856
保守費	5,973	9,545	17,062	19,855	24,333
配電費計：	<u>27,725</u>	<u>34,985</u>	<u>65,062</u>	<u>71,173</u>	<u>82,899</u>
管 理					
人件費	26,566	31,700	58,357	59,117	59,230
減価償却費	7,834	11,040	10,780	11,895	9,845
保守費	17,775	21,175	35,383	51,222	40,218
支払利息	112,169	148,599	61,159	45,224	44,886
消費税	14,317	23,490	34,889	41,037	42,976
管理費計：	<u>178,661</u>	<u>236,004</u>	<u>200,568</u>	<u>208,495</u>	<u>197,155</u>
支出計：-	<u>385,195</u>	<u>584,801</u>	<u>731,070</u>	<u>812,892</u>	<u>912,914</u>
収益(+), 損失	(+) <u>18,093</u>	(-) <u>40,659</u>	(+) <u>84,930</u>	(-) <u>47,897</u>	(-) <u>32,739</u>
所得 税	-	-	-	<u>14,369</u>	-
国庫納付金	<u>5,428</u>	-	<u>84,930</u>	<u>33,528</u>	-
純収益(+) ／損失(-)	(+) <u>12,665</u>	(-) <u>40,659</u>	0	0	(-) <u>32,739</u>
(政府支出金)					

【表-20 貸借対照表(1992年3月31日)】

(単位:千チャット)

<u>資 産</u>		
<u>固 定 資 産</u>		
純固定資産		5,138,159
減価償却		▲2,351,439
(残存簿価):-		(2,786,720)
工事中固定資産		4,042,689
小 計:-		<u>6,829,409</u>
<u>流 動 資 産</u>		
現 金		11,176
備 品		781,182
売 掛 金		120,613
燃 料		8,221
その他流動資産		542,634
小 計:-		<u>1,463,826</u>
合 計:-		8,293,235
<u>負債及び資本金</u>		
<u>資 本 金</u>		<u>5,329,385</u>
<u>長 期 債 務</u>		
海外借入		1,864,802
その他借入		489,644
小 計:-		<u>2,354,446</u>
<u>流 動 負 債</u>		
支払勘定		489,346
預 り 金		120,058
小 計:-		<u>609,404</u>
合 計:-		8,293,235

6. 今後の課題

①送電網、新規電源、配電網等の継続的な開発。

電化率の向上と規模の拡大を図っていく必要があるが、この国の現状の規模を考えると、新規にシステムを造っていくという考え方を、しっかりと計画、プロセスをつくり、それを基に開発を進めるべきであろう。

また国全体のレベルで、総合的な電力・エネルギーに関する計画・調整を行うべきであろう。

②プロジェクトの開発計画を数多く、かつ早い時期からの培養に努める。

ガス田の開発状況にもよるが、この国の資源状況から見てガス及び水力による発電設備が開発の中心となる。これらのタイプの発電所について経済性、電源構成を考慮して計画をたてておく必要がある。

特に水力発電に関しては豊富な包蔵水力（理論包蔵水力約100,000MW、開発可能水力約50,000MWに対し既開発分は277MW）を持つことから、開発の検討を進めておくべきであろう。

③保守・運用管理、特にメンテナンスを適正かつ実効的なものとし（予算配分等の資金面も含み）、設備が有効に運転出来る状況とする。

特に今後構築していくシステムについて、耐用期間中は経済的・効率的に運転し得る状況・体制をつくるべくプロジェクトの計画段階から検討していくべきであろう。

④ロスの削減を目指す。

現在の高いロス率からみて、当然その削減が求められる状況にある。しかし再三述べている様に、規模がまだ小さく極めて初期の状態であること、前時代の設備を使わざるを得ない経済状況であったこと等を考慮すると、ロス率の削減のみを対象として対策を立てることは、現時点ではあまり意味がないと思われる。したがってとりあえずは、ロスの原因別内訳を詳細に把握することに努めるとともに、料金の徴収漏れのような構造的な問題以外で比較的容易に対策を講じられるものについて対処していくべきであろう。そして根本的な解決は、①に述べた新システムを造り、移行していく過程でなされることが強く求められる。重要なのは、将来ある程度の規模にシステムが達したときに、十分な効率で運用され得るようにしていくことである。

⑤燃料の品質及び量の安定的な確保。

ガス、石油ともに多量の包蔵資源があると（ガス10兆 feet^3 、石油20億バレル）推定されているが、開発されているものはほとんどない。この開発が今後の電力セクターの展開と、ミャンマー全体の経済発展の一つの鍵になると思われる。

⑥発電所の運転計画と燃料の供給計画の緊密な調整を図る。

これまでは両者が国営企業ということもあり、それぞれの連携が必ずしもうまくいっておらず、その改善を図るべきであろう。

いけべ ひろあき 東洋エンジニアリング(株)エンジニアリング統括本部発電ユーティリティ部副主査
前開発援助研究所評価グループ技術調査員



No.1 取水ダム



送電線