

◆ 第5章 バガスエネルギーの利用 ◆

第5章 バガスエネルギーの利用

5.1 エネルギー源としてのバガス利用

緒言:

世界の主要農産物（一千数百万 ton/y）としての砂糖は世界のいくつかの国で数百年の昔から生産が続けられてきたが、その大半は砂糖黍から生産されている、その副産物であるバガス（砂糖黍の繊維質）は粗糖の生産量の3倍が得られる。このバガスは水分が50%ほど含まれ、嵩比重が低く（80~100kg/M³）その上貯蔵中の変質も起こりやすいこと、しかも砂糖生産が年間の5~6ヶ月に集中されるため経済的な利用が困難と考えられていた。極一部ではバガスからの紙の生産とかファイバーボードの生産が行われたことがあるがモーリシャスではそれらの市場が小さいことから主として砂糖工場に必要なスチーム発生用の自家用燃料として使用されてきた。

1970年代の原油価格の高騰を見るまでは、バガスのエネルギー源としての価値はほとんど無視されていたが、エネルギー価格の上昇および安定供給に対する不安がモーリシャスのような国産のエネルギー資源の少ない国でエネルギーの海外依存の低下の施策として注目されるようになった。さらに世界の化石燃料の将来の枯渇の対策と大気中のグリーンハウス効果瓦斯の増加防止対策として、リニューアブルエネルギー源であるバガスのエネルギーとしての利用はモーリシャスのみならず世界的な課題として注目され、モーリシャス政府は世界銀行を始めとする国際機関の協力を得ながら積極的に取り組んでいる。

モーリシャスのエネルギーセクターに占めるバガスの位置付はその定義で違ってくる。例えば、統計局の定義によれば1993年の同国の全エネルギー消費の28.8%がバガスとされている。これは粗糖工場の中で実際に利用されているバガスエネルギーを含めている。また、ESMAP (World Bank 1994)ではTotal Primary Energy 718,000 TOEに対して271,500 TOE 37.8%がバガスによっているとしている。この内、粗糖工場内で229,000 TOEが消費され42,464 TOEがCEBに電力として送られたとしている。この考え方のベースは年間約1.6百万ton生産されるバガスの全量を熱量1,850kcal/kgで石油に換算することによって得られる約286,000 TOEから約10%をロスとして見込んだ見方に基づいてバガスエネルギーを計算している。現状では実際問題としてはバガスの熱量を燃料として発電その他に利用するためのエネルギー効率は石油・石炭に比較すると30~40%は悪くなるので有効エネルギーとしてはその65% TOE 18万ton前後

と考えるべきで、有効エネルギー供給の内約 29%をバガスによっているとするべきである。いずれにせよバガスのエネルギーの有効利用によるモーリシャスのエネルギー事情に与えるインパクトは大きいと考えるべきで、そのエネルギーの有効利用は国にとっての重要な課題となる。

現在までは比較的投資が少なくて済む粗糖工場の運転に直接必要とされない余剰バガス（これは全体バガスの 30～40%と推定されている）の発電への利用が重点が置かれていたが、現在進められているスチーム用バガスのエネルギーの有効利用もおおいに進められるべきである。ちなみに現在 Flacq United Estates Ltd. (FUEL) では余剰バガスからの電力とスチームバガスからの電力が 50:50 で CEB に送られているとされている。

バガスのエネルギーの有効利用はエネルギー問題のみならず砂糖産業にとっても意味が深い。モーリシャスにとっての砂糖産業はその農業生産の中核でありまた、国の総生産の 16%を占める重要産業であるが、近年厳しい国際競争に直面しているため、政府は民間の協力を得ながら SUGAR INDUSTRY EFFICIENCY ACT 1988 を制定し、それに基づき、1990 年から始められたアクションプランの中の砂糖工業の国際競争力強化のための施策の一つとして砂糖産業のバガスによる発電の発展を推進している。この活動が BAGASSE ENERGY DEVELOPMENT PLAN (BEDP)であったが、その中核である UNION st ARBIN 社によるバガスによる 22MW 発電プロジェクトが 1995 年末に頓挫した。しかし次に述べるごとく現在新たな BEDP の実現が急がれている。

5.2 バガス利用発電の現状

歴史的にはバガスを燃料として電力を生産することは砂糖黍から粗糖の製造に必要なスチーム（低圧）の発生圧力を 15～20 気圧に上げ、そのエネルギー差を利用し、スチームタービン（背圧）を廻し発電を行い、粗糖製造に必要な自家用電力を発生する目的にあった。近年粗糖の製造工程の近代化に伴い、必要スチーム量の削減が見られ、自家用のスチーム・電力の発生に必要なバガスの量が減少し、その結果余剰のバガスが増加した。さらに 1970 年以降のバガスエネルギーの再評価によりバガスのエネルギーを最大限に利用し電力を外販する事業が可能となった。モーリシャスでは Flacq United Estates Ltd. (FUEL) により 1980 年代初めこのバガス発電事業が本格的に開始された。さらにいくつかの粗糖工場は自家用の発電能力の余剰分を CEB に対して外販を行うようになった。

1995 年のバガス発電の能力は次のように考えられていた。

工場名	発電能力（公称）	実能力（外販可能最大）	
	MW	MW	
F.U.E.L.	21.7	18	通年（Firm）
Mon Tresor Mon Desert	5	5	クoppシーズン（Continuous）
Medine	10	8	同上
Union St. Arbin 他 9 社	16.5	11.8	余剰時のみ（Intermittent）
計	51.8	42.8	

これは CEB の発電能力（有効）289 MW に対してほぼ 15%に相当する能力である。また年間の実発電量も 1995 年で 125GWH となっており、全発電量の 12.3%を占めている。

現在 BEDP の目的に沿ったバガス発電プロジェクトが進められている。

Beau Champ	契約完	能力 12 - 15	Firm
Four Sugar Plants in South	契約完	能力 17	Continuous
Bell Vue	契約完	能力 40 - 50	Firm
FUEL Expansion	契約完	能力 18 - 23 現在の設備拡張	Firm

5.3 バガス発電の技術的側面

5.3.1 最適化への前提条件

現在までのバガス利用発電プロジェクトの推進を巡り数多くの検討が行われてきたが、対象となるプロジェクトが砂糖黍からの粗糖の製造工程（設備）とその際の副産バガスを利用してスチームを発生して粗糖の製造工程に必要な動力および所内電力を発生させる事業と、さらに CEB に対して電力を輸出する事業が複雑に組合され、しかもその結合方式にいくつかの変型があること、さらにバガスの発生（クロッピングシーズン）が通常 4～5 ヶ月という期間に限られることからバガス発生のない期間（オフクロップシーズン）の電力供給事業の考え方に変化があることから明快な最適スキームが見出されていない。そこでバガス利用発電スキームを考える上での基本的な前提条件についてレビューを行うと次の諸点が浮かび上がってくる。

- (a) 現存する粗糖工場（砂糖黍から粗糖製造工場）17 工場が将来そのまま現状の運転を継続すると言う前提で考えるか、または近い将来に統合による規模の拡大による粗糖生産コストの低減が実施されると考えるか。
- (b) バガスの利用はクロッピングシーズン（バガス生産期間）に限定してしまうと考えるかまたは一部のバガスをクロッピングシーズンに貯蔵しオフクロップシーズンに取り出し利用するかの考え方。
- (c) バガスエネルギーの発電への利用については、精糖工場の燃料としての必要量を越えて生産される余剰バガスの有効利用に限定することなく、製糖工場の運転に必要なエネルギー（電力、スチーム）を発生させるための燃料のバガスの利用効率を上げることもバガスエネルギー利用全般の効率化に重要な影響がある。従って製糖工場のボイラーも余剰バガスボイラーと同様にできるだけ高圧のスチームを発生するように設計する必要がある。しかしながら現状の技術ではバガス利用ボイラーの蒸気圧力は 60 気圧前後考えられている。
- (d) CEB に対する供給電力の安定性に重点を置くか否か。
 - a. 粗糖工場の運転主体と考え、工場の操業に必要なスチーム発生に必要なバガスを使用し、スチームの持つエネルギーの一部を発電に利用し余剰部分を CEB に販売する。この場合は発電機はエキストラクションタービン主体となる（Intermittent Supply）。
 - b. バガスの供給ストップ時およびバガス不足の場合は補助燃料である石炭を使用し

定量のスチームを発生し粗糖工場のオペレーションと独立に一定の電力を発生し CEB に対して安定した電力販売を可能にする。この場合はコンデンセーションタービンによる発電が必要となる (FIRM Power Supply)。

この(b)に相当するスキームが FUEL, Beau Champ, Belle Vue であるが、この場合も二つの代替案がある。その一つは近代的な発電所として必要な発電安定度を持つような設備とし、それに必要な投資を行う場合 (旧 U.S.A, Belle Vue ケース) と FUEL/BEAU CHAMP に見られるような信頼度を若干犠牲にしても発電 (FIRM) 設備の建設には中古器機と既存の粗糖工場の付属設備をフルに生かすことにより建設費の徹底的な削減を行うことが考えられる。このような場合、設備全体の操業安定度は新しい近代設備より劣ることになるので、CEB は常時予備能力を維持することになるので CEB の支払い電力料を両者同一に適用することは問題があると言える。

- c. 上の二つの中間に位置する考え方でクロップシーズンの間は電力の安定供給を行うが、バガスの生産の無い時期は電力供給を行わない (Continuous Supply)。

上述の要素を整理すると次のようになる。

		設備改善	オフクロップ シーズン発電	余剰 V.S. スチームバガス	石炭利用
A.	Intermittent Supply	不要	不可	スチームバガス	不要
B.	Continuous Supply	一部	不可	全バガス (自家)	不要
C.	Firm Supply (高信頼度)	大巾	可	全バガス (自家) プッシュ輸入 (サ-プ-ス)	50%~75%
D.	Firm Supply (低信頼度)	小巾	可	同上	50%

A 型は現在 CEB にインターミットtentで電力供給を行っているほとんどの粗糖工場でエネルギーの利用効率も低く現状ではバガスエネルギーの有効利用とは言えない。

B 型は MEDINE に代表される型式でクロッピングシーズンに産出される全バガスを燃焼しスチームと電力 (エクストラクションとコンデンス併用) の生産を高効率で行い、(スチーム圧力 30bar 以上) 相当量の電力をコンスタントに輸出する

C,D 型はクロッピングシーズンの操業は B とほぼ等しいが、天候不順や粗糖工場の故障などバガス供給不足の場合およびオフクロップシーズンはバガスの代わりに石炭を利用するスキ

ームで FUEL・Bell Vue の考え方である。

D に属すると考えられるのが FUEL、BEAU CHAMP のスキームで既存の設備をなるべく利用しボイラー、発電設備も中古の機器を導入し、自動制御コントロール設備も極力少なくし発電のための投資を減らすことにより収益の極大を計る考え方で、従って採用技術は旧式となりエネルギー効率も近代的な設備に比較し劣り、またオペレーションの信頼性にも疑問が残るのでピーク時の全体の発電設備のスタンバイに係る CEB のコストを負担させることを考慮する必要がある。

D のスキームは実現されなかった USA と最近決定した Belle Vue のプロジェクトであり、Boiler, Alternator を始め UTILITY・AUXILIARY 設備の近代化を考えたため、投資額が kW 当たり 2,000US\$ (1995U.S.\$) を超えることとなり収益性を圧迫する結果となった。しかしながら USA 側の意見では CEB が当時考えられた電力代 (Avoided cost of CEB) を支払い、その上建設資金に対する政府の保証が得られたならば実現できたということである(但し発電量は石炭部分がバガス分の 2 倍以上となる想定であった)。Belle Vue によって進められているプロジェクトでは充分技術的信頼度の高い発電プラントを建設する方向で進められている。従って中古設備によるコスト削減を計る場合に比較すると小規模 15~20 MW では kW 当たりの建設費が 2,000 US Dollar を越す可能性があり、1995 年に想定された電力料金では採算性に問題が出てくる。そこで kW 当たり投資コストの増大の対策として能力を増すことによつての kW 当たりの設備費の削減や、必要建設費の実体に応じた料金の調整が検討された。

5.3.2 バガス発電技術の将来の方向

上述の前提条件の中で基本的な問題として先ず考えねばならぬ点は次の二つに絞られる。その一つは将来の砂糖産業の合理化の問題で他の一つはバガス発電をモーリシャスの全電力供給システムの最適化の方向に合致させる点にある。

バガス発電と砂糖産業近代化の結合

現状の規模の粗糖工場が継続して操業する前提を採るならば、各工場のバガスの自家生産量は平均年 10 万トン程度となり、これを 150 日で消費するとすれば、時間当たり 28 トンで発電可能(外販可能)能力は $28 \times 420 = 10.5 \times 10^3$ kWhr (10MW) となり、発電工場の如くスケールメリットの大きい設備では将来 (AD2015) の CEB の設備 (50 MW - 100 MW 規模) とコスト的に太刀打ちできない。従って旧 U.S.A. プロジェクトで計画された如く、20~30 MW の規模

が最低必要となる。その場合は全工場の内 10 工場は自家用のバガスの余剰分を大型発電設備を設置する工場に外販することになる。この場合は各々の工場での自家用バガス分のみのエネルギー効率改善の投資はスケールの小さいことから割高となり、現実としては効率改善は進まない。大型発電設備を持つ工場では他所からのバガスの購入を行うため、余剰バガスの他工場からの輸送コストがかかる。

今 5.8 節に述べる砂糖工業界が計画している粗糖工場の総合によるスケールアップが行われ、工場ごとの砂糖黍の処理が増大するならば、そこに設置されるバガス発電設備はスケールメリットを享受できる。この場合は各々の大型粗糖工場は生産バガスの全体の（スチーム用とか余剰に関係なく）最適利用が可能になり、バガスの横持ちコストも最小にすることが可能となり、国全体としてのバガスエネルギーの効率の高い利用が可能となる。（オフクロッピングシーズンに石炭による発電を行うのが良いか、バガスの貯蔵によるべきかは 5.10 節で述べる）

BEDP とモーリシャスの総発電システムの結合

上記のごとく BEDP プロジェクトの大型化が実現する場合には発電設備は信頼度の高い近代的な設備とすることが容易なのでモーリシャス全体の電力供給システムにピーク能力の一部として組み込むことも技術的・経済的に可能となる。

このような望ましいバガス発電のスキームを実現するためには政府の指導により砂糖業界、CEB の協力を得て、規模を拡大し、将来も操業を継続すべき粗糖工場を早期に選定し、その工場の近接地域にバガス発電設備の建設計画を定め、さらに CEB の将来の発電工場建設計画と調整を進める必要がある。現在 AD2000 までにバガスのみによる発電能力、送電端は約 80 MW（クロッピングシーズン）に達するとされているが、モーリシャス全体のバガス 1.8 ミリオントンが全量利用できるとなれば 190MW（クロッピングシーズン）の発電が可能となる。

5.4 大型バガスエネルギー開発プログラム (BEDP) と民活発電事業 (IPP)

現在までバガスの発電に対する利用は国内エネルギー利用の強化と砂糖産業の合理化が同時に実現することから、政府はこのプロジェクトには税制面、金融面等で厚いインセンティブを与えてきた。このこと自体は何ら問題が無いが、近時 BEDP とされながら、バガス発電はむしろ IPP としての性格が前面に出てきている。その理由の一つはバガス発電に積極的な粗糖工場は競争力強化のための将来設備能力の増大を視野に入れている。そのため現在入手可能な砂糖黍の量に合わせた工場能力ではなく、10年、15年先の砂糖黍の入手量（総合による規模拡大）に合わせた設備能力にすることを考えている。このことはボイラー発電機的能力を将来規模に合わせて BEDP の枠内で建設するならば、低いコストで粗糖工場の全体設備の近代が可能になることを意味する。そこで当面入手できる砂糖黍の量が発電設備能力に不足する分については、近隣工場の余剰バガス、または石炭の大幅な使用を考えることになる。2010年頃に粗糖工場の総合が実現し、一工場のバガス生産量が30万トン／年に達すると考えれば、その発電能力は30MWが標準となる。このことは各々の製糖工場の統合が進み、各工場のバガス利用可能量が1シーズン当たり30万トンの水準に到達するまでの期間は（ほとんどの新しいバガスパワープロジェクトはコスト削減の必要性から30MW以上の設備となると考えられるため）、バガスの供給量はバガス収穫期でも大幅に不足することが予測される。従って年間を通じてのバガスパワーからの供給電力は大幅な石炭依存とならざるを得ない。

さらに BEDP の収益性は現在のタリフの決定の考え方（CEB のアポイデッドコストによる）では20MWに比較し大規模、例えば40MWは投資利益率をはるかに良いことが石炭の大量利用に向かわせる結果となる（Table 5.4.1 (A) (B)、Figure 5.4.1 (A) (B)、Figure 5.4.2 (A) (B) 参照）。

ここでモーリシャス政府が進めている IPP（民活発電プロジェクト）との関連が出てくる。例えば IPP として石炭発電90%、バガス10%のプロジェクトの申請があった場合、このプロジェクトを BEDP の枠で優遇することは他の IPP（石油・石炭燃料）との対比で公正を欠くことになる。そこで MLGPU は早急に BEDP と IPP の関係を明白にし、BEDP プログラムに係るインセンティブの適用についての基準を見直す必要がある。

Table 5.4.1 (A) MAURITIUS BAGASSE POWER PROFITABILITY ASSESSMENT

CASE	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
PLANT SIZE	MW 20	MW 20	MW 40	MW40	MW 60	MW 60	MW 20L	MW 20L	MW 40L	MW 60L
FUEL	BAGA	BAG/COA	BAGA	BAG/COA	BAG/COA	BAG/COA	BAGA	BAG/COA	BAG/COA	BAG/COA
ANNUAL HOURS	3600	7200	3600	7200	7200	7200	3600	7200	7200	7200
HOURS BAGASS	3600	3600	3600	3600	3600	0	3600	3600	3600	3600
HOURS COAL	0	3600	0	3600	3600	7200	0	3600	3600	3600
EFFICI BAGA	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.172	0.172	0.172	0.172
EFFICI COAL	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225		0.2	0.2	0.2
BAG AMOUT	171428	171428	342857	342857	342858	0	188571	188571	384000	384000
COAL AMOUNT	0	43636	0	87272	174545	261816	0	48872	97745	195490
FUEL COST BA	7	7	7	7	7		7	7	7	7
FUEL COST CO		65		65	65	65		65	65	65
ANNU COST BA	1199996	1199996	2399999	2399999	2400006	0	1319997	1319997	2688000	2688000
ANNU COST CO	0	2836340	0	5672680	11345425	17018040	0	3176680	6353425	12706850
INVESTMENT	33600000	42000000	56400000	70500000	95700000	95700000	16800000	21000000	28200000	47850000
CAPITAL RECO	4032000	5040000	6768000	8460000	11484000	11484000	2016000	2520000	3384000	5742000
FIXED COST	1000000	1400000	1700000	1700000	2400000	2400000	700000	1000000	1400000	1700000
VARIAB COST	35999.88	121090.08	71999.97	242180.37	412362.93	510541.2	39599.91	134900.31	271242.75	461845.5
ANNU COST	6267995.9	10597426	10939999	18474859	28041794	31412581	4075596.9	8151577.3	14096668	23298696
SALE HOUR \$	1500	1500	3000	3000	4500	4500	1500	1500	3000	4500
ANNUAL SALE	5400000	10800000	10800000	21600000	32400000	32400000	5400000	10800000	21600000	32400000
ANNUAL PROF	-867995.9	202573.92	-139999	3125140.6	4358206.1	987418.8	1324403.1	2648422.7	7503332.3	9101304.5
RETURN ON INV	-.0258	.0048	-.0025	.0443	.0455	.0103	.0788	.1261	.2661	.1902
KWH COST	.0871	.0368	.0760	.0641	.0649	.0727	.0566	.0566	.0489	.0539
PLANT COST	42 MILLION US\$ 20MW				(CAPACITY/20)*0.75		EFFICIENCY=NET POWER TO GRID			
CAPITAL RECO	=12% OF INVESTMENT									
MAXIMUM BAGASSE SUPPLY IS CONSIDERED AS						342857 TON/YEAR		VARIABLE COST 3% OF FUEL COST		
CASE VI AND X 75% OF POWER FROM COAL										
CASE	VII...X		LOW COST LOW TECHNOLOGY CASE			INVESTMENT 50% OF HIGH TECH PLANT BUT 12% ENERGY IS LOSS		40MW CASE 1.2 MILLION \$/Y		

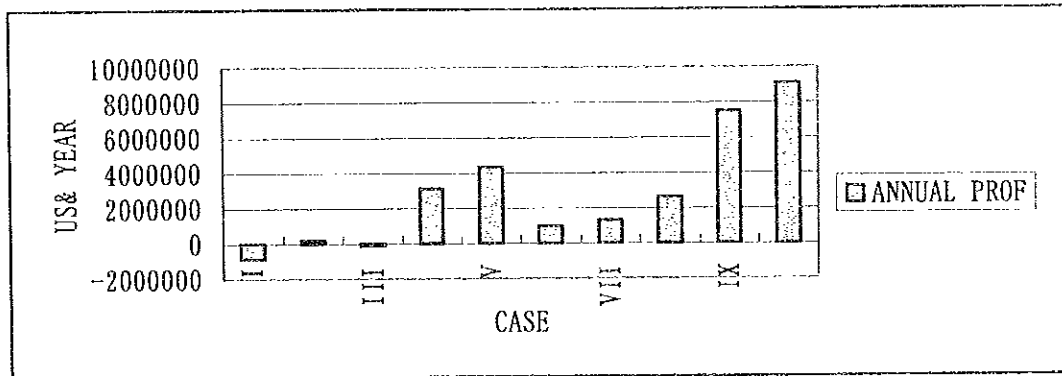


Figure 5.4.1 (A) PROFITABILITY OF BAGASSE POWER

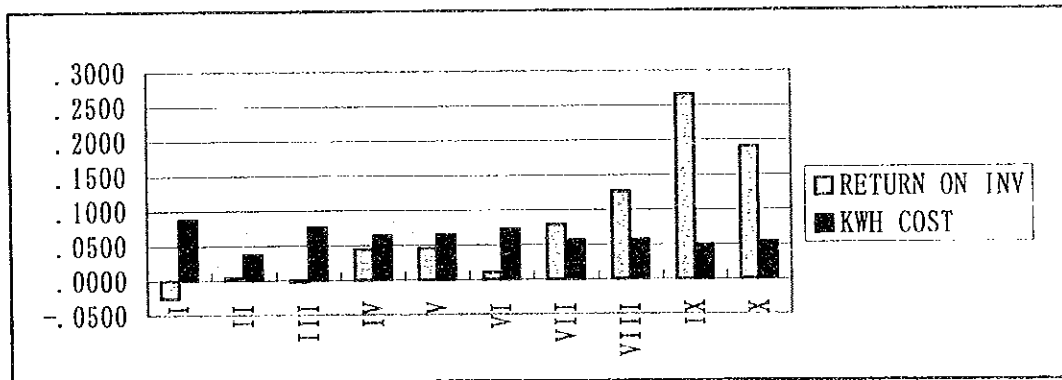


Figure 5.4.2 (A) ROI : KWH COST

Table 5.4.1 (B) MAURITIUS BAGASSE POWER PROFITABILITY ASSESSMENT

CASE	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
PLANT SIZE	MW 20	MW 20	MW 40	MW40	MW 60	MW 60	MW 20L	MW 20L	MW 40L	MW 60L
FUEL	BAGA	BAG/COA	BAGA	BAG/COA	BAG/COA	BAG/COA	BAGA	BAG/COA	BAG/COA	BAG/COA
ANNUAL HOURS	3600	7200	3600	7200	7200	7200	3600	7200	7200	7200
HOURS BAGASS	3600	3600	3600	3600	3600	0	3600	3600	3600	3600
HOURS COAL	0	3600	0	3600	3600	7200	0	3600	3600	3600
EFFICI BAGA	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.172	0.172	0.172	0.172
EFFICI COAL	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225		0.2	0.2	0.2
BAG AMOUT	171428	171428	342857	342857	342858	0	188571	188571	384000	384000
COAL AMOUNT	0	43636	0	87272	174545	261816	0	48872	97745	195490
FUEL COST BA	7	7	12	12	12		7	7	12	12
FUEL COST CO		65		65	65	65		65	65	65
ANNU COST BA	1199996	1199996	4114284	4114284	4114296	0	1319997	1319997	4608000	4608000
ANNU COST CO	0	2836340	0	5672680	11345425	17018040	0	3176680	6353425	12706850
INVESTMENT	42000000	42000000	70500000	70500000	95700000	95700000	21000000	21000000	35250000	47850000
CAPITAL RECO	5040000	5040000	8460000	8460000	11484000	11484000	2520000	2520000	4230000	5742000
FIXED COST	1000000	1400000	1700000	1700000	2400000	2400000	700000	1000000	1400000	1700000
VARIAB COST	35999.88	121090.08	123428.52	293608.92	463791.63	510541.2	39599.91	134900.31	328842.75	519445.5
ANNU COST	7275995.9	10597426	14397713	20240573	29807513	31412581	4579596.9	8151577.3	16920268	25276296
SALE HOUR \$	1500	1500	3000	3000	4500	4500	1500	1500	3000	4500
ANNUAL SALE	5400000	10800000	10800000	21600000	32400000	32400000	5400000	10800000	21600000	32400000
ANNUAL PROF	-1875996	202573.92	-3597713	1359427.1	2592487.4	987418.8	820403.09	2648422.7	4679732.3	7123704.5
RETUN ON INV	-.0447	.0048	-.0510	.0193	.0271	.0103	.0391	.1261	.1328	.1489
KWH COST	.1011	.0736	.1000	.0703	.0690	.0727	.0636	.0566	.0588	.0585
PLANT COST	42 MILLION US\$ 20MW			(CAPACITY/20)*0.75			EFFICIENCY=NET POWER TO GRID			
CAPITAL RECO	=12% OF INVESTMENT									
MAXIMUM BAGASSE SUPPLY IS CONSIDERED AS						342857 TON/YEAR		VARIABLE COST 3% OF FUEL COST		
CASE VI AND X 75% OF POWER FROM COAL	TARIFF =0.075 US\$									
CASE VII...X	LOW COST LOW TECHNOLOGY CASE					INVESTMENT 50% OF HIGH TECH PLANT BUT 12% ENERGY IS LOSS		40MW CASE 1.2 MILLION \$/Y		

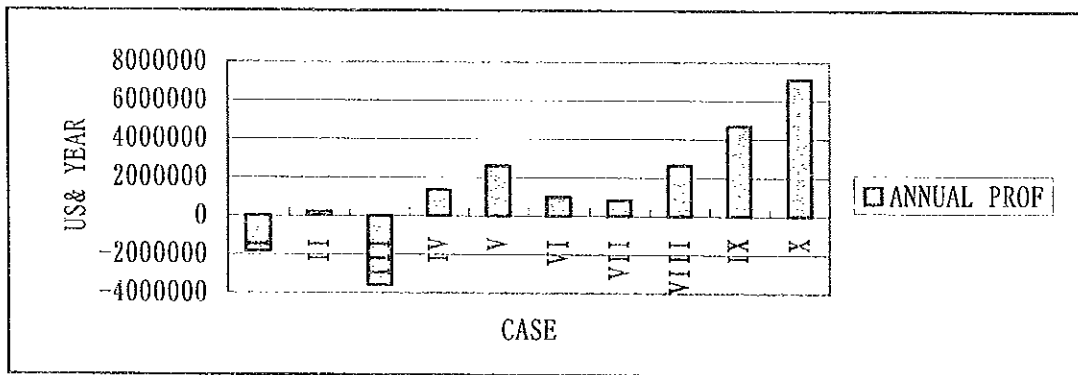


Figure 5.4.1 (B) PROFITABILITY OF BAGASSE POWER

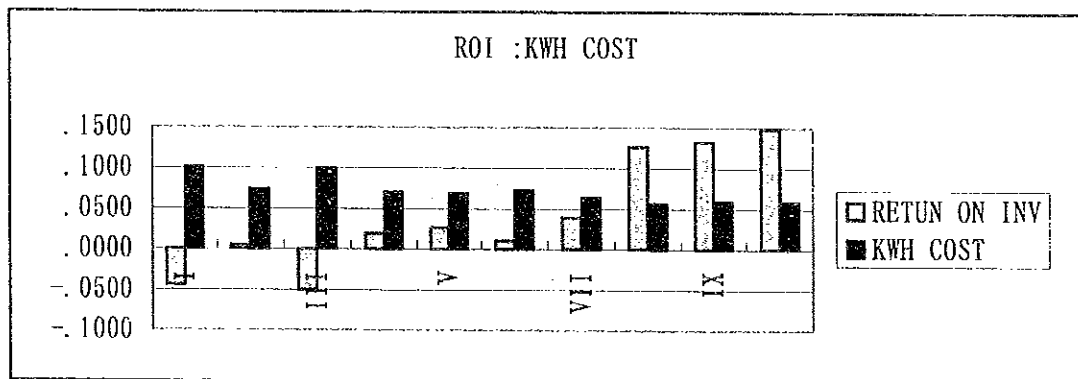


Figure 5.4.2 (B) ROI : KWH COST

5.5 バガス発電プロジェクトのタリフ設定

現在進行中である BEDP で相当の投資が伴うファームサプライプロジェクト（バガス+石炭）の契約における購入価格に関しては、過去世銀の協力で進めた Union St. Arbin プロジェクトにおいて設定された考え方による CEB のアボイデッドコスト（CEB が Fort George で大型スロースピードディーゼルエンジン発電の増設を BEDP の参入により避け得ることによる CEB の節減コスト）を基準として、その購入価格が決定されている（このため BEDP のプラントサイズや供給総量に無関係となっている）。

またこのアボイデッドコストの支払いにより、電力供給側（BEDP の出資者）はその投資に対し適切な利益が確保できると判断されている。この設定されたアボイデッドコストは次の前提がある、即ち 1) CEB の全発電負荷の中のベースロード発電が BEDP により充当される。2) BEDP の参入後、BEDP の供給がピークロード期間に停止された場合その補完を行う予備能力を CEB が維持する、また BEDP の工事の遅れに備えるためのスタンドバイ発電システムを準備するについての CEB のコストは BEDP の参入があろうとなかろうと不変と考え、そのための CEB のコスト増が出てても CEB が吸収する。3) BEDP の運転開始当初から能力の 100% 運転を前提とするために、徐々に起こる需要の増加がその能力アップに相当する部分をキャッチアップするまでの CEB の供給電力量の低下分に相当する発電に係る固定費のアップ分は CEB が吸収する。（参照 5.7）

この前提は CEB の発電総量に対して BEDP の供給増加分が比較的少ない（U.S.A. の場合、CEB および FUEL の全能力 237 MW に対して 22~32 MW）ケースではやむを得ないとしても、将来の大型 BEDP 50 MW 以上が参入する場合は再検討を必要とする。

特にピークロードではなくベースロードで考えた場合、AD2000 年でもベースロードは 220 MW 前後でこの 20% に当たる 50 MW が参入することによる CEB の発電量の低下の経営に対するインパクトは大きい。

さらに現在政府の考えている発電部分への民間部門の参入（I.P.P.）が大規模に実現されるならばそのタリフも CEB のアボイデッドコストが基準となって決定されることになると思われるが、CEB の経営の健全性を保つためには上記の CEB のコスト増の点は十分な配慮が必要となる。将来電力消費の増加に伴い必要とされる追加設備は、コストの削減を計るために大型化（100 MW - 150 MW）されることとなるはずである。この傾向自体は CEB が増設を行うに

しても、I.P.P.の参入を計るにしても同じ傾向となるはずで、この場合のアボイデッドコストは当然 CEB が建設するプラントサイズや採用技術により変わることになる。従ってすべての I.P.P.や BEDP プロジェクトでタリフの設定がプラントサイズやプラントの設計内容に無関係になされることは、投資に対する適切な利益を与えるという点で公正を欠くことになる。即ち投資に対する適正利潤の基準が小型 BEDP プラント、中型 BEDP プラントと大型 I.P.P.でそれぞれ異なるという結果になる。

一方、CEB 側の発電能力を通年で担うためにはバガス発電の供給の安定が不可欠であり、そのためには以前の自家粗糖工場対象のボイラー、アルタネーターとその付属設備の技術水準では不充分であるということになる。このため BELL VUE、旧 U.S.A.は相当の投資を行い、設備の近代化を行うことを考えた。一方 FUEL、BEAU CHAMP の場合は投資の削減のため、中古設備を極力利用している。前者の考え方では kW 当たりの設備投資を低下させるために設備の大型化が必要となり、そのため入手バガス量に制約があることから、石炭発電の割合を増加することが発電コストの低下の方策として必要となる。しかし一方バガスの利用と石炭利用を同一の設備で行うため、特にボイラーの設計圧力に制約が出るため（現在 60 BAR 前後が現実的となっている）、発電のためのエネルギー効率が 22～23%（送電端）に止まっている。このことは現在の標準的の石炭火力の効率 35%に比較して極めて低いことになり、燃料コストが増すが、バガスパワーが基本的にバガス供給に依存することからやむを得ないこととなる。発電の安定度の維持のための kW 当たり追加投資の増加の対策から FIRM SUPPLY 契約では設備を大型化し、しかも年間を通じて利用し、kWh あたりの固定費を下げる必要がある。特に環境汚染対策の設備の強化の必要な石炭利用のバガスパワーは大型化によるコスト低減に走る傾向が強い。この点からバガスパワープロジェクトは粗糖工場の統合による単位工場のスケールアップと統合して、バガスエネルギーと石炭エネルギーの有効な利用を計る必要がある。

政府／CEB（または新たに設立される管理機構）は将来ナショナルグリッドに電力を供給する契約者（BEDP/IPP）を選定するには競争入札を導入するべきである。CEB が電力購入者である場合、CEB は入札に先立ち供給を期待する。契約期間（10年間位）における CEB が新設備を建設する場合のアボイデッドコストを算定し発表する必要がある。政府／CEB は国の内外の BEDP を含む IPP に対して供給価格の競争入札に参加を求め、供給必要量を確保することになる。この場合入札者は CEB 価格を上回らない価格とすることが求められる。この CEB のアボイデッドコストには追加される新設備に係る投資に対して国際的な IPP 契約者に許容される水準の投資回収コストが含まれることになる。もしその時期までに CEB の発電事業が CEB 本体から独立している場合には入札管理は新しい管理機構が行い、CEB の発電チームは

入札者の一員として遇されることになる。上述のような競争入札を行うためには国内でのバガスエネルギー利用の推進のためのインセンティブは再検討し、純 IPP と BEDP に属する IPP が公正な競争ができるような枠組みが必要となる。

5.6 バガスパワープロジェクトにおける石炭利用

バガスの利用による商業的発電を本格的に実現した FUEL、また実現は見なかったが多年におよび検討されてきた U.S.A.、さらに実施の決定を見た BEAU CHAMP、BELLE VUE のすべてのプロジェクトにおいてバガスの生産が止まるオフクロップシーズンに石炭を利用する発電が組み込まれている (FIRM POWER SUPPLY 契約)。このスキームは他のバガス発電 (CONTINUOUS, INTERMITTENT 契約) の場合はオフクロップシーズンは発電が停止されるため、CEB がその発電量を確保するために発電設備を予備として維持しなければならない問題の解決として意味がある。

バガス発電量の減少期間に水力発電がこの減少を補えるならば理想的であるが、実際には火力発電の能力により補完せざるを得ないことになっている。このためバガスパワープロジェクトが通年して安定な発電を行い、CEB に供給する必要がある。この目的に沿った FIRM POWER SUPPLY 実現のためにバガス不足に対応した石炭の利用が組み込まれることになる。一つの代案としては、クロッピングシーズンに一部のバガスを貯蔵し、オフクロッピングシーズンにそれを取り出して通年発電を行う方法があり、FUEL はその方向での努力を行っているが、現状ではすべての FIRM POWER で石炭利用を大幅に減少することを可能にする技術が確立されていない。

従ってバガス発電の収益性の分析 (Table 5.4.1 (A) (B)、Figure 5.4.1 (A) (B)、Figure 5.4.2 (A) (B)) で示した如く、モーリシャスの粗糖生産の副産物であるバガスエネルギーの有効利用プロジェクトを財務面で魅力ある投資とするために、オフクロップシーズンに石炭を利用し電力を供給することは、投資の収益性を高めるため現状では必要である。さらに電力のエネルギー源として石油以外の燃料の利用を増すことはエネルギー供給の安定のため有用である。しかしながら現在採用されている技術スキームでは、石炭の持つエネルギーの 25%程度 (発電端) しか利用できず、一方、近代的な大型石炭火力プラントは“Super Critical Pressure”発生蒸気圧 240 Bar または“Sub Critical Pressure”発生蒸気圧 160 Bar という新しい技術を採用しているので、そのエネルギー効率は 35~40%と高くなる。このことは同一の電力供給に対して大気環境の汚染が 40~60%増える可能性の高いことを意味し、さらに旧式プロセスの小型工場での環境対策費用は近代的な大型工場に比較して kWh 当たり割高になる。従ってモーリシャスにおいてバガスパワープラントでの石炭利用は発電系全体の能力が近代的な大型石炭利用発電工場が導入される (AD2010~2015) までの一時的な計画と考えるべきである。

長期的には経済的なバガスの貯蔵・輸送の技術を確立し、クロッピングシーズンのサープラスバガスをオフクロップシーズンに利用するか、またはバガス以外のバイオフェューエルか、可燃廃棄物の焼却とインテグレートしたパワープラントとして石炭に依存しない型でのバガスパワープロジェクトにすることが必要と考える。

5.7 バガス発電と CEB の関係

過去のモーリシャスでの CEB の立場は国全体の経済発展および国民生活の向上に不可欠である安定した電力供給をできるだけ低いコストで行うという立場で発電、送電、分配の任にあたってきた。そのためにその財務上の健全性については二の次とされ、必要な設備投資の資金調達は政府により行われた。

またこのため電力販売価格の設定は、設備投資を回収して次の設備の建設に必要な資金を生み出せる水準には設定されていなかったこと、さらに過去の投資のために海外より政府を通じ取り入れられた資金が為替の変動のため、そのコストが急増したこともあり、CEB の財務は赤字体質を続けてきた。

しかしながら、近時、公益企業体の財務の改善が各国政府の財務の健全化のため、国際的な課題として強調されるようになり、モーリシャスもその例外ではない。さらに現在モーリシャス政府は発電部門に対する民間の参入を進めているが、長期的には送配電についても民営化の方向が考慮されているので CEB の経営の健全化が必要となる。このことは BEDP が発展し、さらに IPP の導入が CEB の総発電量に対して匹敵する位置を占めてくる時期には BEDP/IPP からの買電が CEB の財務上の負担増の結果になることは避けなければならない。そこで BEDP の実現の CEB の経営に与える次の問題を BEDP よりの買電価格の設定と CEB の収入源である売電価格の設定に常に考慮する必要がある。その問題点は前節でも述べたが、整理すると以下のようなになる。

- ① 全電力システムの安定性のための予備能力
(ピークロード時の BEDP/IPP の供給停止対策)
- ② Off-peak Period の Load Share の問題 (含む実需要が計画値を下回る時の対策)
- ③ 新規設備の運転開始に伴う Load Share の問題
- ④ CEB 発電コストと購入電力価格の逆鞘防止

5.7.1 発電システム全体の安定のための予備能力

現在 CEB はその発電設備についての投資計画はピークの電力需要に対応して行っている。そのため火力 (BEDP を含む) の設備能力は需要のピークが起こる 12 月、1 月にいくつかの発電プラントが計画外の停止を起こしても供給能力不足による停電を起こさないような規模に維持されている。

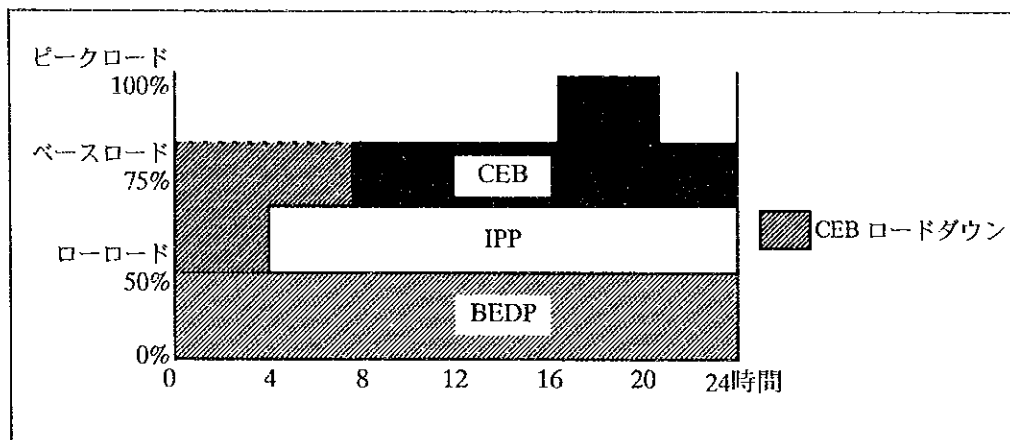
1996年の予想されたピーク 216MW に対して有効設備能力は 246MW（含む 21MW 設備故障）とされている。この中には水力 10MW、FUEL 15MW と NICOLAY 80MW が含まれる。従って故障の可能性を考えるとピーク時の予備が 4%程度となり、Fort George No.3 の早期運転が必要とされた。

今 AD2000 のピーク需要が 289MW と予測されており、それに対応して Fort George No.4 (28MW)、Beau Champ (15MW) および Bell Vue (50MW) の運転開始が計画されているが、一方老朽設備の 18MW の停止が考えられている。一般に有効設備能力から故障対応能力を引いた能力がピークに対して少なくとも 10%必要とされており、老朽プラントの故障の増加を考えれば、有効設備能力は $(289 \times 1.1 + 30)$ 348MW が必要となる。

現在の 246MW に対して 102MW の能力増加が必要になるが、計画通り新設が行われても、18MW の老朽設備が停止すれば 90MW が増加するのみであるに加え、FUEL、Beau Champ の安定性に疑問があるので、約 30MW の増強が必要になる。ここで注意が必要なのは、この分はピーク時の故障がゼロでピークの需要増が計画を若干でも下回れば収益を生まない予備設備であるという点にある。将来は、電力の卸売に当たる組織はいくつかの会社から予測された需要に匹敵する量の供給電力を契約により確保する。しかしながら需要がその予測を上回った場合は追加供給が即時必要となる。さらに契約会社が発電設備の故障などにより突然供給不能に陥ったような場合、予備の供給能力が準備されていない場合は、部分的な送電カットまたは停電という事態は避けられない。一般にこのような供給責任の不遂行にはペナルティーが課されるが、やはり全発電系の一部にスピニング予備能力の維持が必要となる。一般的に各発電業者が各々その供給量に相当する予備能力を維持することは経済的でないので、発電各社が協同してシステム全体として必要な予備能力を維持するべきで、そのような全体として維持する予備能力に係るコストは全発電各社がその売り上げ電力料に応じて負担する。このようなシステム全体としてコスト負担の考え方が各発電業者の購入価格の決定に組み込まれるべきである。

5.7.2 需要のオフピークロードの場合の発電量の割当

この問題は BEDP/IPP の供給がすべてベースロードとして契約されると、CEB に対するインパクトが増大するので早急に根本的な対策を樹立することが必要である。考え方を明確にするために年間を通じ毎日のロードパターンを以下のように単純化する。



また AD2005 頃までに BEDP が 120MW Fort George No.3、4 を含む IPP が 150MW を実現したとすると、CEB のベースロード発電量は水力を含めて 120MW 程度になると想定される。この場合に BEDP は原則として能力に近い通年運転を原則的に認められていることから、CEB と IPP のベースロードプラントはローロード期間（夜間）（200MW 以下）は極めて低い発電しかできないことになり、もし発電コストの評価において BEDP と同一の kWh 当たりの投資回収しか認められないとすれば、収益の悪化をきたすことになる。即ち長期的には CEB、IPP、BEDP の発電に対するタリフ（コンペンセーション）の決定に際しては年間または長期的な売電（給電）量を明確にして決定することが必要となる。換言すれば CEB のアポイデッドコストによる BEDP のタリフ設定には算定のベースとなる年間発電量（時間とそのロード）は、各々の発電設備の能力ではなく CEB の販売可能量を基準として決めることが必要である。

5.7.3 新規設備の運転開始に伴う CEB コスト問題

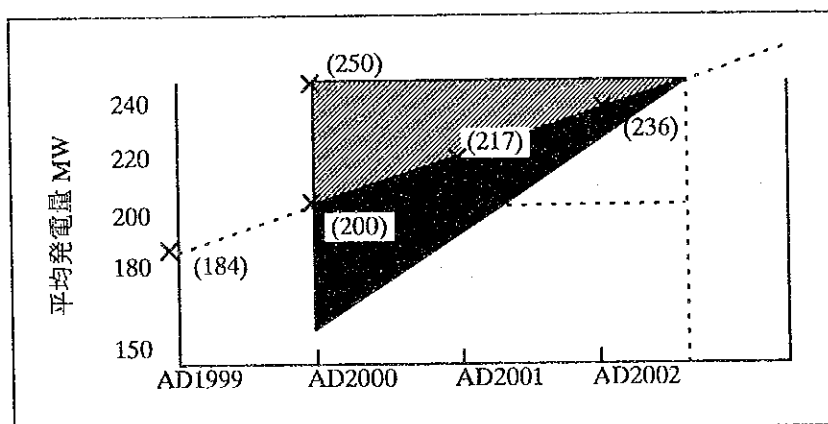
現在の電力の需要増加は引き続き起こると予測されており、近い将来に Fort George No.4、5、Belle Vue の建設が予定されている。この数年においてモーリシャスの発電プラントの建設は計画スケジュールの遅れ（Fort George No.3）とか計画が中断される（Union St. Arbin）などが経験されている。現在進行中の Fort George No.4、5 が BOO または IPP により進められる場合、また Belle Vue の大型 BEDP も過去に経験のないプロジェクトであることもあり、大幅な遅延の起こる可能性も少なくない。そのため CEB としてはその対策として Fort George No.5 の着工の早期実施または AD2004 に予想されている CCGT の一部先行投資と言える AD2002 年の GT50MW の早期着工を考えている。これら建設遅れの起きた場合に対応するための投資はすべての建設が予定通り行われた場合は、アイドル能力となり収益をもたらさない投資となる。この投資は 5.7.1 に述べた安定供給のための予備能力と共通の性格を持つ投資であって、CEB の発電コストとしてでなく全発電事業者の共通コストと考えるか、または配電に属するコスト

として処理すべき問題である。

また BEDP と CEB/IPP の間の新規（大型）プラントの操業開始に当たっては 5.7.2 に述べた発電ロードの分配と共通の問題がある。

各々の発電プラントの収益は月または年の平均発電量により決まると考えられる。近い将来、毎年の平均発電量は年 8.6% 程度増加すると考えられているので、AD2000 年には年平均の発電量が平均 200MW となり、毎年の平均増加量は 17MW となる。

従って AD1999 年の 12 月に 50MW の新設備が完成した場合に、既存のベースロード設備と発電量の取り合い問題が起こる。モデル化したグラフで考えると以下ようになる。



AD2000 年に 50MW の設備が増加すると、その瞬間にはその能力に見合うベースロードプラント能力はアイドルとなることになる。もし新設プラントは年間フル稼働という契約でタリフが決定されていれば、既設のプラントは 2 年半に渡って平均 25MW の販売量が減ることになる。この販売電力量の減少分に見合う固定費がロードダウンした発電量の比例費の減少でオフセットされない限り CEB は損失を受けることになる。この問題は次の大型の BEDP/IPP 参入の場合に既存のプロジェクトとの発電量の取り合いの問題として起こる。

5.7.4 CEB の真の発電コストと BEDP/IPP からの購入価格の逆鞘防止

現在進められている BEDP にしても、今後導入される IPP にしても、その実現により公益である電力価格の引き下げに貢献し得ることが大前提となる。さらに短期的には IPP の参入の刺激により、CEB の発電事業の能率向上によるコストの削減が大きな目的となっている。この意味で BEDP にしろ IPP にしろ、その CEB に対する売電価格は CEB の真の発電コストを下回

ることが絶対に必要である。勿論、国産リニューアブルのバガス利用についての国家経済に対する貢献は充分配慮するにしても、BEDP/IPP および CEB の発電コストの評価については MLGPU を中心として政府レベルとして客観的に評価できる組織の確立が必要で、1995 年に 32MW のプロジェクトの場合に設定されたタリフを機械的にエスカレートすることで、新しいプロジェクトの購入電力料を決めることは避けるべきである。特に長期的に変化の激しい燃料のコスト（特に発電所入口）、需要の増減は発電コストに対するインパクトが大きいので、タリフの年々の調整が必要で、その際 BEDP/IPP に対する配慮と同時に国家経済、国家的な環境問題との整合を実施できるに十分な管理メカニズムが必要となろう。

5.7.5 AD2000 年前後の発電能力構成の問題

モーリシャスの電力需要の毎日のパターンを見ると（参照 Figure 5.7.1）比較的短い約 2 時間の夕方のピークと約 12 時間の昼間のピークがあり（その差約 15%）また深夜の需要（約 5 時間）は昼間の半分以下に下ると言う型を示しており、この型はこのところ数年は変わっていない。また一方季節的な変動は割合少なく各回の発電量は毎年 12 月に最大需要期があり、1992、93 年の状況では 9 月にボトムがあり、その差は大体 20%程度となっている。1995 年の最大需用のあった日の電力の日間ロードパターンをベースとして AD2000 年の需要ロードをグラフ化した Figure 5.7.1 ロードの分布から見ると CEB の考える 2000 年能力（バガス 27MW を含む）NICOLAY、BELL VUE を外した 205MW で年間の 80%の時間は充分対応可能でピーク需要期のピークに大型プラントのオーバーホールを避けることと、ガスタービン、水力を投入すれば良いことが分かる。従って BELLE VUE または Fort George No.5 は AD2000 年以降の需要（ベースロード）に対応することになる。AD2003 年になると夕方のピーク 360MW に近くなる。従ってピーク需要期の昼間の継続するピークは 300~330MW に達すると想定される。従って現在の CEB の考える（Fort George No.4 と水力込）ベース能力 292MW とバガスの Firm 63MW（Fort George No.5 は入れない）の能力 255MW では不足が生じる。Nicolay の 34MW は全系の予備能力と考えると、ピークのピーク 360MW に対して稼働能力は $255 + 46 = 301\text{MW}$ となり 60MW 不足する。また昼間ピークに対応するベース需用 300 に対して約 50MW の設備増加が必要となる。先に述べた如くバガスの利用の早期拡大のため BELLE VUE の推進は必要であるが、Bell Vue がベースロードして当初より 100%稼働した場合は CEB のベースロードプラントの稼働率が下がることになる。Fort Victoria、St Louis の老朽機のクローズダウンに供えて Fort George No.5 および将来のコンバインドサイクルの第一段階 Gas Turbine の増設を考えておくべきと考える。

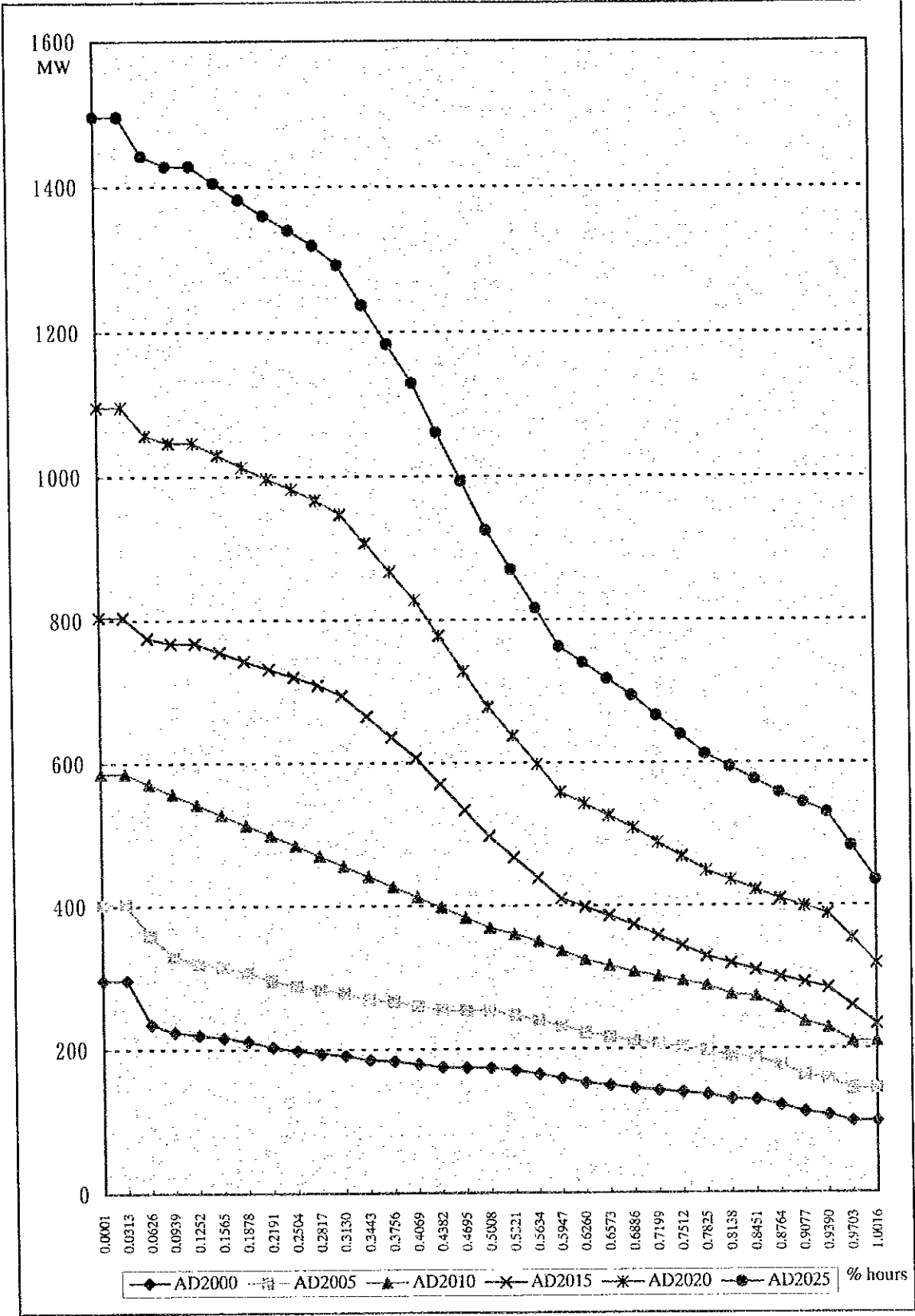


Figure 5.7.1 ANNUAL LOAD DURATION CURVE

5.8 バガスパワープロジェクトと粗糖業界の近代化

(1) 将来のバガス生産形態の予測

モーリシャスにおける砂糖黍の生産、および製糖過程を含む砂糖業界の再編についてはすでに1980年代始めから国内で議論がなされ、1984年7月には MAURITIUS SUGAR AUTHORITY によって「Restructuration Programme」が、さらに1985年2月には具体的なアクションプランとして「Action Plan For The Sugar Industry 1985 - 1990」が提示されている。同アクションプランで対象とされた範囲は次の三分野である。

- 砂糖黍生産分野（農業）
生産性向上、作付け耕地の有効活用、小規模農園の再編など、
- 製糖（粗糖）分野（工業）
設備の更新、生産合理化、工場の統合など、
- エネルギー生産分野（エネルギー）
バガス発電の活用推進

中でも農園、工場の統合化推進は砂糖業界の再編を図る上で鍵となるものである。以下、Mauritius Sugar Producers' Association (MSPA)および主要製糖工場（5社）の工場管理者より聴取した内容を基に再編・統合の動向について分析する。これら統合化の方向性については上記アクションプランにおいても既に示されており、実際はその時期が予定より2~3年遅れて具体化しているようである。

(a) 地域別の再編の動き

北部地域：

1990年に6ヶ所あった製糖工場はその後、SOLITUDE（1991年閉鎖）、ST. ANTOINE（1993年閉鎖）、THE MOUNT（1995年閉鎖）の三ヶ所が既に閉鎖されこれらの地域において生産された砂糖黍は SOLITUDE と THE MOUNT 分が BELLE VUE へ、ST. ANTOINE 分が MON LOISIR へ出荷し、圧縮・製糖化されている。従って、北部地域における製糖工場は現在、三ヶ所である。同地域で次に閉鎖されるとすれば BEAU PLAN とする見方が一般的であり、2000年頃には BELLE VUE と MON LOISIR の二ヶ所が生き残るものと予想されている。

東部地域：

東部地域はモーリシヤス砂糖黍生産の発祥地域であり、これまで作物の生産性においても一般的に他地域より高かったとされている。1990年時点で FUEL、BEAU CHAMP および CONSTANCE の三工場があり、これは現在でも変わっていない。ただし現在、BEAU CHAMP による CONSTANCE の併合計画が進んでおり、近い将来、FUEL と BEAU CHAMP の二工場になるものと見られる。この二工場は経営規模も大きく、また業界の中で積極的な投資を行うことで知られていることから、将来的に全国で製糖工場が5ヶ所程度になった場合も生き残る可能性は高いものと予想されている。

中西部地域：

西部地域は比較的雨が少なく、また高原地帯も含むことから、もともと砂糖黍作付け面積が少なかった。また、中部は都市化が進み砂糖黍生産への制約（宅地化、交通混雑）が高まっている地域でもある。既に1990年前に REUFAC が閉鎖され、MEDINE、HIGHLANDS、および MON DESERT ALMA の三工場が現在ある。このうち HIGHLANDS は2000年までに閉鎖される可能性が高い。MON DESERT ALMA は工場の自動化率が80%と、全国の工場の中でも最も高いとされている。しかし、規模的な経済性を将来迫られた場合、MON DESERT ALMA も併合の対象になるものと一般的には見られている。

南部地域：

現在唯一の国営工場である ROSE BELLE を含め8ヶ所の工場が立地している。このうち、深南部に位置する BEL OMBRE と ST. FLEX は今年からチョップケーンを UNION ST. AUBIN に出荷し、圧縮・製糖過程を委託する予定である。これによって UNION ST. AUBIN は可能な限りバガス発電を行い、CEB への売電を進めていく。同ように SAVANNAH、MON TRESOR および RICHE EN EAU の三工場も各々、バガス発電を基本とした CEB への売電契約を今年度から結んでおり、南部地域ではこれら四工場が当面、核となって推移するとの見方が強い。

これら動向から工場の再編・統合化によって存続できるであろう製糖工場は9ヶ所程度と言うことになる。Table 3.2.3 は1994年および1995年実績と、上記で述べた将来動向をまとめたものである。この見方は主要工場の管理者のみならず、下記に示す MSPA のこと務局の見方とも一致するものである。

MSPA の予測

YEAR	1996	2000	2010	2020
No. of Sugar Mill	17	13	8	4~5
Cultivated Area (ha)	77,000	73,000	63,000	53,000
Cane Production (ha)	6.0 mill.	5.5~6.0	-- almost same level --	
Sugar Production (ton)	610,000	550,000~600,000	-- almost same level --	

(2) バガス発電とシュガーミルの統合問題

1990 年前半のバガス発電は、各粗糖工場での精糖工程でのスチーム、電力の消費量の低減を計り、バガスのエネルギーの余剰を生み出し、精糖工程のために（自家電力用を含む）消費するバガスの量を減らすことによって余剰のバガスを増やし、この余剰バガスを集めて発電に利用するというスキーム（FUEL および実現しなかった U.S.A. 型）が中心であった。しかし前述の粗糖工場の統合による規模の拡大が具体化するにつれて、バガスの生産が集中する方向となり、以前のような余剰バガスの流通に変化が現れ、ケーンの集中処理される粗糖工場でバガス発電を集中して行うことがより経済的であることが予見される。しかも精糖工程に必要なスチームをより高圧で発生することによる外販用電力生産の増加が可能であることもバガス発電計画の重要な一部ということも明らかになった。以前はこの技術を数多くの分散された小規模工場で採用することはスケールの小さいことにより経済性が低いとされてきた。今後シュガーケーンの集中処理の進行に伴いそこでの全生成バガスの発電利用を進めることで全体としてのバガスエネルギーの有効利用が可能になる。従って今後の BEDP はシュガーミルの統合計画の進展に調和して進められることが重要となる。

5.9 バガスパワーの将来

現在より AD2025 に到るモーリシャスのバガスエネルギーの利用の発展は次のような経過となると予想する。

フェーズ (I) AD1996 - AD2005

既存の多くの粗糖工場は、製糖プロセスの改良を続け、エネルギー原単位を改良し、またタービン、アルタネーターを小規模投資で改善（圧力上昇、コンデンセーションタービン導入）を行い、クロッピングシーズンにコンティニュアスサプライを行う。また FUEL、BEAU CHAMP、BELL VUE 等の工場は将来の精糖能力の拡大を視野に入れ、思い切った投資を行い、近代的バガス・コールプラントを建設し、CEB に対してファームサプライを進める。

フェーズ (II) AD2005 - AD2015

粗糖工場の統合が進展し、各工場の自家製バガスが増加し、200,000～300,000 ton/年となり、バガスによる高度技術のファームパワープロジェクトが増加し、モーリシャス全体のバガスエネルギーの利用が高度化する。この時期にはバガスの経済的貯蔵輸送の技術が確立し、オフクロップシーズンの石炭への依存を低下させることができる。

フェーズ (III) AD2015 - AD2025

この時期には近代的な大型発電所の導入が進みベースロード発電のコストが低下し、エネルギー効率の低い石炭発電 (kWh 当たり約 1.5 倍石炭を消費するバガス・コールプラント) は環境問題およびコスト的に許容できなくなる。一方バガスパワープラントは投資の回収が進み、資本費は低下するので、バガスのクロッピングシーズンのみの運転となり、年間売電量がフェーズ I、II よりも減少（石炭使用を止めるため）したとしても経営的には継続可能となる。さらにオフクロップシーズンでのバガス利用と国内で増加するであろう可燃廃棄物の燃焼設備とバガスパワー設備のインテグレーションを計ることにより、石炭を必要としないパワープラントとして生き残れるようになる。また自然環境の改良および地下水滋養の目的の再森林化事業が十分に進めば、バイオフェューエルの供給によりバガスの無い時期のレニューアブルフェューエルでの発電も一部では可能となろう。

5.10 バガスパワー発電事業に関する勧告

5.10.1 緒言

国内に発生するレニューアブルエネルギーの有効利用としてのバガスの発電利用はモーリシャス国としてエネルギー供給の安定策として、また国際的な大気環境維持のためにも有益であり、政府、CEB と砂糖業界は協力して推進すべきで、国全体で有効利用が行われるならば、年間の発電量は現在の 125GWh が 648GWh に増加できるはずである。しかしながらバガスパワー事業の発展はモーリシャスの電力コストの上昇や自然、社会環境の劣化をもたらさないことに充分留意することが必要である。その意味でオフクロップシーズンにおける石炭利用については当面（大型石炭火力の導入が可能となるまでの間は）バガスパワープラントのコストダウンとエネルギーソースの多様化の方策として許容されるが、長期の施策としてはバガスの年間を通じての利用、ユーカリの植林などからのバイオフェューエルの利用および可燃性廃棄物の利用により、その利用は徐々に減少させると考えるべきである。

石炭利用に伴う廃気、廃水の環境汚染を防止するための投資によるコスト増加の対策として、バガスパワープラント建設と粗糖工場の統合により可能となるスケールアップによるコストダウンを可能にするための技術の開発が求められる。

5.10.2 UNION St ARBIN グループによるバガス発電

このプロジェクトは 1990 年代の始めから推進されていた USA によるバガス発電（自社バガスと近隣粗糖工場の余剰バガスを利用）計画が打ち切られた結果、南部地域の粗糖工場は余剰バガスの利用が不可能（FUEL への売却は輸送距離が 25～30KM あるのでコスト的に好ましくない）となったことの帰結であり、そのための必要投資も既存のボイラー・発電機の一部改良又は取り替え（コンデンセーションタービンの導入）に必要な程度で高々数百万 U.S.ドル相当と考えられる。この発電により CEB の旧式のディーゼル発電所およびピーク時のガスタービンの燃料のセーブが可能となる。このプロジェクトはバガスの発生している期間のみであることから年間を通じて必要なピークロードに対応する発電能力とは考え難いので、その対価は CEB の火力の燃料コストのアポイデッドコストとなる。従ってこれらの供給発電が需要のピーク時間帯に集中的に供給できるならば、ガスタービン又は旧式ディーゼルに対応する 1.0Rs/kwh 以上がセーブできると考えられるこの方式のバガス発電はバガスの有効利用を早急に実現するための方式としては大変望ましいが、エネルギー効率の大幅改善や信頼度の向上を同時に達成しようとするとは大幅投資増となるので、それは避けるべきで短期的施策として投資

は押さえ早急にバガス利用を拡大する最適化を計るべきと考える。将来南部地区の粗糖工場の統合による規模拡大とインテグレートしたバガス発電を実現する時はこれらの小規模発電は信頼度も高く、効率も高い新プロジェクトに吸収されるべきと考える。

5.10.3 BEAU CHAMP (FIRM SUPPLY)

現在進められている BEAU CHAMP のバガス発電プロジェクトは本質的に FUEL の方式を踏襲する方式でクロッピングシーズン中には産出するバガスを全量燃焼し、自家用スチームと電力を生産し過剰分の電力を外販する考えで、バガスが入手できない時期は石炭を使用し電力を外販する。U.S.A. の計画との相違点は、粗糖工場の全代としての近代化のための投資は避け、現在の能力に加え、隣接する CONSTANCE の持っているケーンを吸収し処理して製糖事業の規模の拡大を計るためにレユニオンの古い設備を移設し、設備能力を増すと同時にコンデンセーションタービンによる発電設備を導入し、すべての余剰バガスを発電に利用する考え方である。この方式はバガスの輸送コストが最小であり、また設備費も低いので短期的視野では好ましい方式であるが、エネルギーの利用効率とピークロードの発電設備としての信頼度に疑問が残り、CEB が準備しなければならないピーク需要時の余備能力に対する設備投資をセーブできるかは実操業の結果を見ずには確定できない。いずれにせよこの企画は BEAU CHAMP および CONSTANCE の余剰バガスを FUEL に輸送する Cost と両工場のスチーム用バガスのエネルギー利用効率向上を考えているので本件の早期実施は好ましいと考える（現在 CONSTANCE の Boiler は 20kg/cm^2 、BEAU CHAMP は 30kg/cm^2 程度だが、これらが 40kg/cm^2 以上に改善される）。

5.10.4 BELLE VUE

1996 年末 BELLE VUE の $40\sim 50\text{MW}$ のバガス発電のプロジェクトが契約された、このプロジェクトの実現には次の問題がある。

バガス集荷の限界

1995 年における各粗糖工場のバガスの生産状況は Figure 5.10.1 に示されるが、これらの粗糖工場のバガスの内、すでに発電利用が確定している FUEL、BEAU CHAMP（含 CONSTANCE）、MEDINE、U.S.A.、RICHE EN EAU、MONT TRESOR、SAVANNAH を除外し、さらに BELLE VUE から遠い南部地域を除外し、BELLE VUE の集められるバガスは以下のようなになる。

BELLE VUE include Mount (Total)	109,720	ton
Mon Loisir (Surplus)	22,274	ton
Beau Plan (Surplus)	13,911	ton
Mon Desert Alam (Surplus)	16,344	ton
Total	162,249	ton

さらに HIGH LAND を加えても最大 150,000 ton でこれを 150 日で処理発電すると 42ton/hr バガスとなり、相当効率を上げても高々 17MW に相当する量しかないことになる。従って 40～50MW の設備とした場合は石炭利用が全体発電料の 3/4 を占めることになり、もはや Bagasse cum Coal のプロジェクトに含めることはできない。今後バガス利用が主体とならない石炭による大規模発電計画は先に述べた如く将来の近代技術による高能率の石炭発電導入の長期計画に即して計画されるべきである。また現状の Bagasse cum Coal 発電所では石炭利用の場合エネルギー効率の低いこと (25%) と石炭プラント入口価格の高いこと (75US\$) から将来燃料コストは 0.04～0.05 US\$/kwh 程度となり、旧型のディーゼルと同程度で新型ディーゼルよりは高い。このことは石炭主体の Bagasse cum Coal プロジェクトは燃料の発電所入口価格が 60US\$/ton に下らなければ発電コストの面から望ましくない。

本プロジェクトに関する Environment Impact Analysis が終わっていないので、従って環境対策の設備 (灰の処理) および地下水の利用設備などの必要投資が未確定と思われる。この問題の早期解決が必要である。

Table 5.10.1 CURRENT AVAILABILITY OF BAGASSE BY SUGAR FACTORY

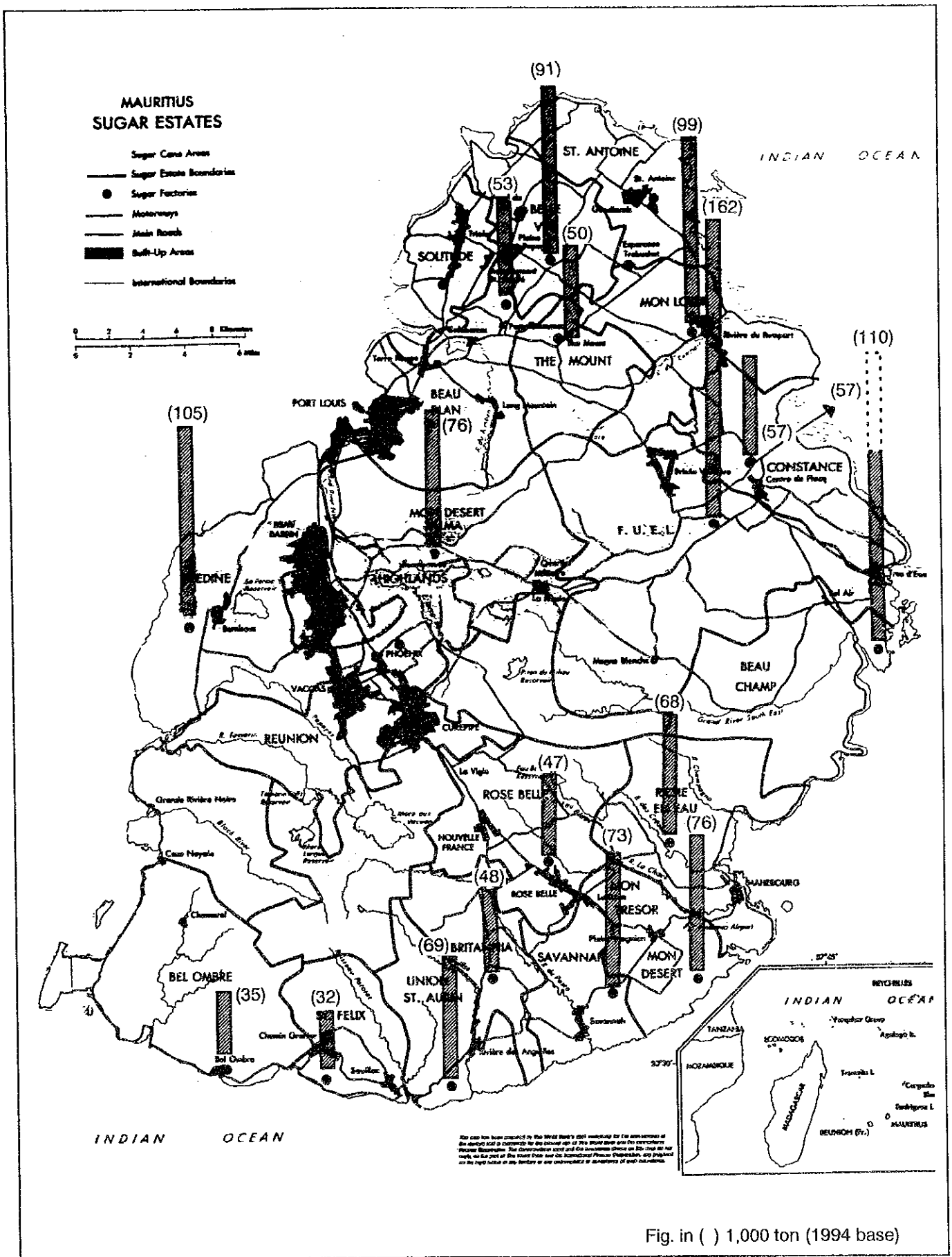
Sugar Factory		Available Cane	Available Bagasse	Steam Required	Bagasse Used Factory	Currently Available Bagasse
Unit : tons						
1	Belle Vue	335,758	90,655	151,091	71,948	18,707
2	Beau Plan	195,323	52,737	87,895	41,855	10,882
3	Mon Loisir	366,598	98,981	164,969	78,557	20,425
4	Mount	186,144	50,259	83,765	39,888	10,371
	North Area	1,083,823	292,632	487,720	232,248	60,384
5	FUEL	599,653	161,906	269,844	128,497	33,409
6	Beau Champ	408,830	110,384	183,974	87,606	22,778
7	Constance	210,122	56,733	94,555	45,026	11,707
8	Mon Desert Alma	283,602	76,573	127,621	60,772	15,801
	Central-East Area	1,502,207	405,596	675,993	321,902	83,694
9	Union St. Aubin	257,235	69,453	115,756	55,122	14,332
10	Bel Ombre	132,669	35,821	59,701	28,429	7,392
11	St. Felix	118,277	31,935	53,225	25,345	6,590
12	Riche en Eau	251,881	68,008	113,346	53,975	14,033
13	Mon Tresor	259,214	69,988	116,646	55,546	14,442
14	Savannah	272,120	73,472	122,454	58,311	15,161
15	Britannia	177,023	47,796	79,660	37,934	9,863
16	Rose Belle	172,579	46,596	77,661	36,981	9,615
	South Area	1,640,998	443,069	738,449	351,642	91,427
17	Medine	389,441	105,149	175,248	83,452	21,697
18	Highlands	196,410	53,031	88,385	42,088	10,943
	West Area	585,851	158,180	263,633	125,540	32,640
	Total	4,812,879	1,299,477	2,165,796	1,031,331	268,146

Calculations:

- (a) Total canes crushed = Available cane
- (b) (Available cane x Percentage Bagasse per ton cane : 30.0%) x (1 - Startup losses of 10%) = Available Bagasse
- (c) (Available cane x kg steam required to process raw juice per ton cane : 450kg/ton cane)/1,000 = Steam required
- (d) Steam required/Steam produced at each factory per ton Bagasse = Bagasse used factory
- (e) Available Bagasse - Bagasse used factory = Excess Bagasse currently or potentially available

Table 5.10.2 CRUSHING PERIOD (1995)

Sugar Factory	Available Cane	Available Bagasse	May	June	July	August	September	October	November	December
1 Belle Vue	335,758	90,655								
2 Beau Plan	195,323	52,737								
3 Mon Loisir	366,598	98,981					N.A.			
4 Mount	186,144	50,259					N.A.			
North Area	1,083,823	292,632								
5 FUEL	599,653	161,906								
6 Beau Champ	408,830	110,384								
7 Constance	210,122	56,733					N.A.			
8 Mon Desert Alma	283,602	76,573								
	1,502,207	405,596								
9 Union St. Aubin	257,235	69,453								
10 Bel Ombre	132,669	35,821					N.A.			
11 St. Felix	118,277	31,935					N.A.			
12 Riche en Eau	251,881	68,008								
13 Mon Tresor	259,214	69,988					N.A.			
14 Savannah	272,120	73,472								
15 Britannia	177,023	47,796					N.A.			
16 Rose Belle	172,579	46,596								
South Area	1,640,998	443,069								
17 Medine	389,441	105,149								
18 Highlands	196,410	53,031								
West Area	585,851	158,180								
Total	4,812,879	1,299,477								



INDIAN OCEAN

Fig. in () 1,000 ton (1994 base)

Figure 5.10.1 BAGASSE PRODUCTION

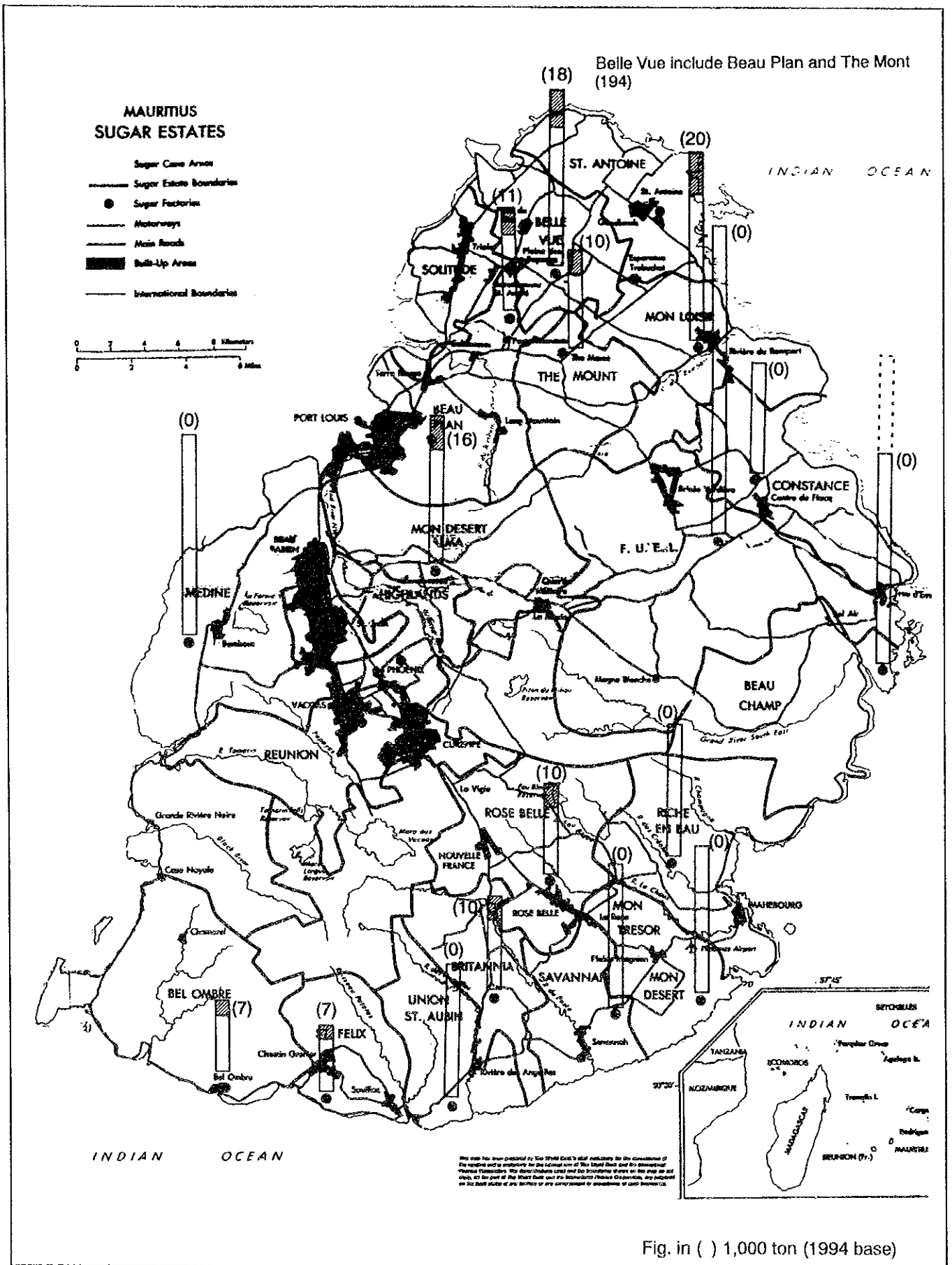


Fig. in () 1,000 ton (1994 base)

Figure 5.10.2 SURPLUS BAGASSE (Exclude Existing Power Use)

◆ 第6章 エネルギー政策と機構 ◆

第6章 エネルギー政策と機構

6.1 現行エネルギー政策体系

6.1.1 エネルギー政策の概要と体系

モーリシャスのエネルギーセクターに係わる法令としては1939年 Electricity Act と1964年 Central Electricity Board (CEB) Act および Petroleum Act がある。このうち Electricity Act は文字どおり電力事業全般に係わる法規であり、CEB Act は CEB の形態・事業活動等に関し定められたものである。Petroleum Act は石油製品の生産、貯蔵、輸出・入などに係わる者へのライセンス規定である。このように電力関係については法令が一応整備されているものの、エネルギー安定供給、あるいは新エネルギー開発、省エネルギー活動の普及、民間による電力事業などに関する法令はこれまでのところ存在しない。前記ふたつの法令についてもその制定から、かなりの年数が経つことから見直しがなされており、本年中にも包括的なかたちで新たな Energy Bill が定められる予定である。

個別のエネルギー政策としては、まず国内エネルギー資源の開発計画として政策合意されたバガス活用について、Bagasse Energy Development Programme(BEDP)が策定され、現在実施中である。この BEDP は世界銀行、UNDP 等の支援を得て実施されているもので、その目的および投資分野は次のとおりである。

<目的>

- a) バガスによる発電能力の拡大
- b) 砂糖産業から派生する Biomass fuels の活用促進

<投資分野>

- 新規バガス・石炭併用工場建設
- 製糖効率の改善
- バガスの輸送・取り扱い機材の改善
- バガスの活用技術・教育
- 活用促進のための組織強化

この他、ニューエネルギー資源開発・促進において風力発電の試験事業や、ソーラーヒータ

一導入に係わる補助金事業などがこれまでに具体化されている。しかし、これら個別政策が全体のエネルギー政策（基本方針）とどのような関わりを持つのかは不明瞭であり、個々のエネルギー政策が全体として整備・体系化されているとはまだ言いがたい現状である。

しかしながら、現行のエネルギー政策の基調自体は政府として一貫しているように見受けられる。Cassam Utcem 現大統領は 1996 年 12 月の総選挙後、初めて開催された国会の開会演説¹において、国のエネルギー政策の目指すべき方向として次のような課題を提示している。

- a) 政府は将来の中・長期エネルギー計画を含むエネルギーセクター開発において民間資本の参入も含めた、よりシステム化された戦術アプローチを採る。この中には CEB の効率化を図るための組織再構築、CEB Act の見直しなども含むものとする。
- b) バガス、太陽熱エネルギー活用を含むエネルギー供給最適化への努力、消費者間における省エネルギー意識の向上を図る。

この大統領が述べた方針が、モーリシャスの現行エネルギー政策の基本となって具体的施策が検討されていることは各行政機関の施策、活動内容を見ても明白である。ただ法整備にまでは至っていないという段階である。

6.1.2 電力法令の概要

電力関連法規のうち、ELECTRICITY ACT は 1939 年 7 月に公布されたものである。当時モーリシャスはイギリス連邦の統治下にあり、独立国家としての行政組織はもちろん存在しなかった。ELECTRICITY ACT の骨子は Central Electricity Board（単に 1 審議会として）の設置と、この Board の下での電力事業のあり方について規定している。ただ、そのカバーする範囲は狭く、大別して i) 電力事業の許認可、ii) 料金設定、iii) 電力事業省の権利、iv) 事業運営、v) 管理・監督制度、vi) 罰則規定などから構成されている。

この法律にのっとり、民間を含む複数の電力事業会社が事業を開始した。その後の電力事業の発展あるいは関連法規の整備については資料が乏しく詳細は不明であるが、1952 年 12 月に現在の CEB が民間電力事業所（Private Undertakings）を統合することにより発足している。そして 1956 年からは CEB がモーリシャスの唯一の電力事業公社（Sole Public Supplier of

¹ Address by His Excellency The President at the Opening of the First Session of the Second National Assembly of the Republic of Mauritius, on January 12, 1996.

Electricity) として全島の電力供給に責任を持って現在の体制が出来上がっている。

しかしこの新しい CEB の設立に伴い準拠する法律は設定時点にはなく、1964 年 1 月になって CENTRAL ELECTRICITY BOARD ACT (CEB ACT) として公布された。この法規はその後、数度改訂されているが、現在でも CEB の準拠法となっている。この CEB ACT はまず CEB を法人団体とし、モーリシャス全土の電力生産・送配電に責務を負うことを規定している。モーリシャスの独立は 1968 年 2 月であるが、行政組織も整い、CEB ACT においても電力開発計画についてはエネルギー省（現在は MLGPU）の、また投資策財務面については大蔵省のかかわりが強くなるなど、関係行政機関の代表が CEB の Board メンバーとなって各々の政策を CEB の運営に反映させるものとなっている。

この CEB ACT はあくまで CEB の組織、事業活動、地位にかかわるものであり、CEB 以外の電力事業者についてはまったく規定されていない。従って CEB 以外の電力事業者が認可され活動を始めるには ELECTRICITY ACT に準拠することになるが、この法規も独占電力事業者が存在する中でどのように新規参入を認めるかなど、現状求められている状況にはなんら規準を示していない。また CEB ACT はモーリシャスでの電力事業独占を規定していることから、これについても改訂を必要としている。このように新しい時代に則した電力事業法あるいはエネルギー関連法規の整備が求められている状況である。

新たなエネルギー法規の整備はより時代に則した形で見直されるべきことは当然であるが、具体的には下記の事項について新たな視点からの見直し、検討が求められている。

- (1) 電力・エネルギーに関する各定義の見直し
- (2) 電気事業者における独占制の見直しと対象となる事業者の拡大
- (3) 電力卸供給の認可と供給条件の設定
- (4) さまざまな供給形態についての認可基準と条件の明確化
- (5) 政府の役割、民間の役割
- (6) 電気事業者相互の協調
- (7) 電気事業者の自主的効率化努力を促すような料金制度上の仕組み導入

6.1.3 エネルギー政策と政府機関

モーリシャスのエネルギー政策立案、エネルギー産業の監督・指導などを担当する中心的な

政府機関はエネルギー省（この呼び名は通称であり、正式には Ministry of Local Government and Public Utilities:MLGPU²）である。MLGPU は昨年 12 月に名称が変更されたばかりであるが、その行政範囲は地方行政の管轄事項を新たに追加したものの、ほぼそれまでの分野を継続して行っている。同省の現在の行政分野は次の通りである：

- Local government matters
- Electricity and Power including CEB
- Water Resources including the Central Water Authority
- Postal Services

エネルギー行政といえども、エネルギー価格政策、バガス活用計画の分野では Ministry of Industry and Commerce(MIC)、Ministry of Finance(MOF)、Ministry of Agriculture and Natural Resources(MANR)あるいは Mauritius Sugar Authority(MSA)なども各々、部分的な役割を担っている。また、MLGPU がエネルギー産業の監督・指導を行う主機関と言っても、その範囲は下記の事由からかなり限定的であり、むしろ電力セクターについてのみエネルギー省の監督権が全面的におよんでいるというのが実態である。このことは MLGPU の現在の省内組織図、あるいは同省が以前は Ministry of Power と呼ばれていた事実等からも明らかである（組織図は Figure 6-1-1 参照）。また、仮に電力セクターを含む全てのエネルギー産業の行政を行うにしても現状、省内の人員構成をみると全てを管轄できるだけの人数はいず、絶対数の不足は明らかである。

モーリシャスでは電力を除くエネルギー価格が国内産業の保護あるいは価格の安定化を目的として適用されている国内価格統制品目の範疇に入られている。その結果、輸入エネルギー資源の大半は MIC 傘下の State Trade Corporation(STC)を通して国内流通にまわされている。これらエネルギー製品価格の決定過程において MLGPU は審議に参加はしているものの、基本的には価格コントロールの政策決定機関である MIC、および関税政策において関わりがある MOF がエネルギー価格政策ではその中心的役割を果たしていると言える。

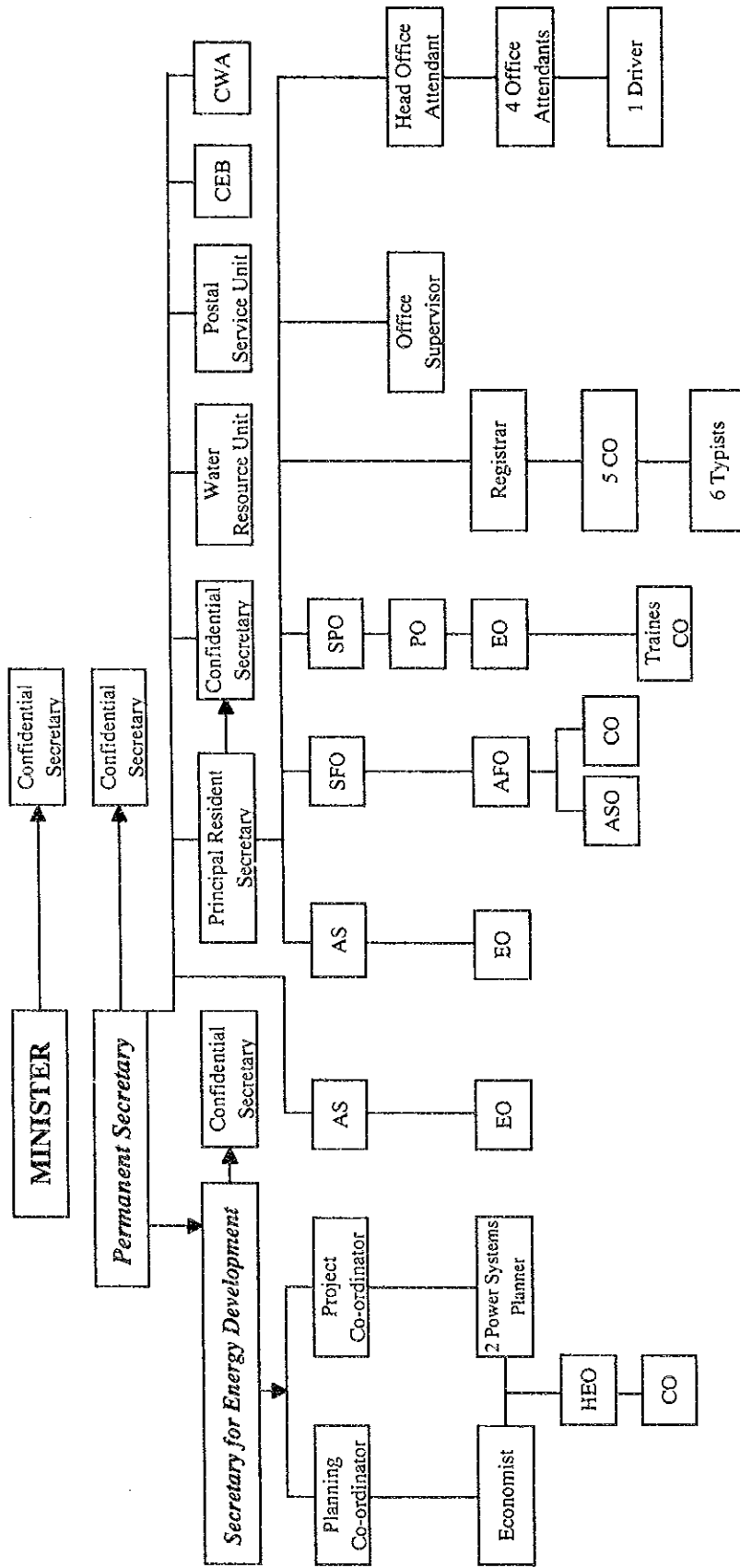
一方、バガスのエネルギー活用促進もエネルギー政策の中では重要課題であり、具体的には

² モーリシャス政府の各省庁名は頻りに名称の変更が行われており、エネルギー省についても本調査の実施が合意された1995年12月時点ではMinistry of Energy, Water Resources and Postal Serviceと称されていたが、翌年3月にMinistry of Energy and Water Resourcesと名称を変え、さらに1996年12月、現在の名称に変更されている。

Bagasse Energy Development Programme(BEDP)の名称で政策が進められている。しかしバガスのエネルギー資源としての活用は単に国内エネルギー資源の開発という側面のみならず、製糖業界の合理化、国際競争力を高めるための業界再構築と言う狙いもあり、そこでは業界に深い関わりを持つ NANR や MSA の意向が重要な働きをなしている。

以上のような点から、モーリシャスのエネルギー政策における問題は縦割り行政によって生じる縄張り意識から各政策の関連性が薄く、現在の MLGPU が必ずしもそれらを総合的に調整して、国としての中・長期的エネルギー政策を打ち出しているとは言い難いことである。また、中・長期的政策を打ち出すにあたって、そのベースとなるエネルギーデータが MLGPU の下に整理・蓄積されていないことも問題点のひとつである。今後、例えば電力セクターにおいて IPP の導入を促進する上においても関係省庁との調整をいかに図っていくかが、ひとつの鍵となる。この意味からモーリシャスにおいては MLGPU が主導的立場を確保し、その機能を果たしうる体制作りをするかが、課題となってくる。

Organization Chart for Administrative and Technical Staff



HEO : Higher Executive Officer
 CO : Clerical Officer
 EO : Executive Officer
 AS : Assistant Secretary
 SFO : Senior Finance Officer
 AFO : Assistant Finance Officer
 ASO : Assistant Stores Officer
 SPO : Senior Personnel Officer
 PO : Personnel Officer

As of Dec. 1, 1996

Figure 6.1.1 MINISTRY OF LOCAL GOVERNMENT AND PUBLIC UTILITIES

6.2 CEBの現況および課題

この節では、CEB の会社運営の業績を解析し、主として財務面からの見通しに照らして評価する。その結果は、将来のエネルギー価格設定および CEB の再構築の検討に使用される。

6.2.1 CEBの財政分析

財務的な解析は7つの項目に焦点を絞っている。すなわち、バランス・シート、収益ステートメント、キャッシュ・フロー、収益性、リスク、成長および生産性である。CEB の財政的な位置の評価のベンチ・マークは、諸外国との電力産業中での他社との比較である。これらの解析のために作成された財政的なデータは、比較バランス・シート（1992年-1995年）、比較収益ステートメント（1993年-1995年）、および比較現金フローのステートメント（1993年-1995年）である。

(1) バランス・シート

1993年から1995年までのバランス・シート上での全般的な傾向は、Table 6.2.1 に示されている。

Table 6.2.1 CEB BALANCE SHEETS

	1992	1993	1994	1995
Assets				
Current Assets:				
Cash	34,080,025	89,801,104	111,994,046	79,230,813
Stocks	147,970,490	187,349,604	274,902,574	308,005,742
Prepayments	22,780,027	36,176,934	50,237,669	49,552,235
Accounts receivable	280,518,923	306,136,648	350,945,234	376,423,836
Capital works in progress	375,779,896	23,209,606	230,171,919	363,055,922
Investment	0	0	3,500,000	0
Total Current Assets	861,129,361	642,673,896	1,021,751,442	1,176,268,548
Noncurrent Assets:				
Fixed Assets	9,866,411,415	10,643,606,826	10,890,579,793	11,382,996,215
Accumulated Depreciation	(4,708,905,639)	(5,040,223,540)	(5,403,349,369)	(5,762,304,884)
Total Noncurrent Assets	5,157,505,776	5,603,383,286	5,487,230,424	5,620,691,331
Total Assets	6,018,635,137	6,246,057,182	6,508,981,866	6,796,959,879
Liabilities and Shareholders' Equity				
Current Liabilities:				
Accounts payable	92,156,645	177,400,658	207,477,356	153,061,676
Bank overdrafts	72,833,294	56,285,817	17,900,402	0
Current Portion of Long Term Loans	205,418,559	174,804,512	149,526,098	124,768,746
Total Current Liabilities	370,408,498	408,490,987	374,903,856	277,830,422
Noncurrent Liabilities:				
Long term Loans, Net of current Portion	2,781,135,852	2,808,548,450	3,050,026,860	3,371,471,158
Total Noncurrent Liabilities:	2,781,135,852	2,808,548,450	3,050,026,860	3,371,471,158
Shareholders' Equity				
Common Stock	2,700,311,234	2,740,453,845	2,806,295,816	2,844,889,939
Other reserves	0	670,856,197	670,856,197	670,856,197
Retained Earnings	166,779,563	(382,292,297)	(393,100,863)	(368,087,837)
Total Shareholders' Equity	2,867,090,797	3,029,017,745	3,084,051,150	3,147,658,299
Total L. & E.	6,018,635,147	6,246,057,182	6,508,981,866	6,796,959,879

全資産は、1992年から1995年にかけて、新しい発電所に投資することにより着実に増大してきている。固定負債も、Fort George 発電所2号機などの新しい発電所についての多額の借入れにより増大している。1993年には、約6億7千万ルピーの特別項目が他の引当金の中に計上された。これは政府借款の累積分であり、これは1992年には評議会の会計中で損金として取扱うことが決定されたが、CEBの法的な地位と資本構造が変化すればモーリシャス政府の持株を発行するため使用される。1994年のサイクロンがCEBの施設に甚大な損害を与え、修理のため、更に650万ルピーに上る費用を必要とした。

(2) 収益ステートメント

Table 6.2.2 に収益ステートメントを示す。

Table 6.2.2 CEB INCOME STATEMENT

	1992	1993	1994	1995
Sales Revenue	1,414,326,596	1,630,263,887	1,777,807,731	1,958,194,766
Less Expenses:				
Cost of Goods Sold	904,009,453	936,351,350	1,049,386,097	1,071,761,849
Operating cost(incl. Depr. & Exchange loss)	488,810,872	485,295,945	601,544,285	695,215,305
Interest	104,384,383	161,142,715	166,284,910	203,347,141
Total	1,497,204,708	1,582,790,010	1,817,215,292	1,970,324,295
Exceptional Item	0	42,386,438	0	0
Other income	25,482,665	36,284,229	34,130,174	45,012,620
Extraordinary Item	736,697,703	0	0	0
Total	762,180,368	78,670,667	34,130,174	45,012,620
Loss incurred in Rodrigues	(5,983,783)	(4,360,206)	(5,531,179)	(7,870,065)
Net Income before Taxes	673,318,473	121,784,338	(10,808,566)	25,013,026
Income Tax Expense	0	0	0	0
Net Income	673,318,473	121,784,338	(10,808,566)	25,013,026
Exclude Extraordinary Item	736,697,703			
Net	(63,379,230)			

所得税は、CEB に対しては免除されている。売り上げは、ここ4年間大幅に増加してきており、一方、コストの増大は低減してきている。しかしながら、正味収入は、1993年には増大したが1994年には赤字に転じている。費用中で利息支払が大きな部分を占めており、年々増大している。ロドリグスで発生した損失は、売り上げとほぼ同じ割合で増大してきた。為替損失は毎年計上されているが、これはルピーの実際の値下がりを反映したものとなっている。

(3) キャッシュ・フロー

CEBの会社運営からの現金の正味の変化が解析された。1993年から1995年までの3年間のキャッシュ・フローをTable 6.2.3に示す。

Table 6.2.3 CEB CASH FLOW

	1993	1994	1995
Operations:			
Net Income	121,784,338	(10,808,566)	25,013,026
Additions:			
Depreciation Expense Add-back	331,317,900	363,125,829	358,955,515
Decrease in Capital Works in progress	352,570,280	(206,962,313)	(132,884,003)
Increase in Accounts Payable	85,244,013	30,076,698	(54,415,680)
Total Additions	769,132,193	186,240,214	171,655,832
Subtractions:			
Increase in Stocks	39,379,114	87,552,970	33,103,168
Increase in Prepayments	13,396,907	14,060,735	(685,434)
Increase in Accounts Receivable	25,617,725	44,808,586	25,478,602
Decrease in Bank overdraft	16,547,477	38,385,415	17,900,402
Decrease in Current Portion of LT Loan	30,614,047	25,278,414	24,757,352
Total Subtractions	125,555,270	210,086,120	100,554,090
Cash Flow from Operations	765,361,261	(34,654,472)	96,114,768
Investing:			
Increase in Fixed Assets	(777,195,411)	(246,972,967)	(492,416,422)
Increase in Investment	0	(3,500,000)	3,500,000
Cash Flow from Investing	(777,195,411)	(250,472,967)	(488,916,422)
Financing:			
Increase in Noncurrent Liabilities	27,412,598	241,478,410	321,444,298
Increase in Common Stock	40,142,611	65,841,971	38,594,123
Dividends	0	0	0
Cash Flow from Financing	67,555,209	307,320,381	360,038,421
Net Change in Cash	55,721,059	22,192,942	(32,763,233)

CEB は政府に対して配当はしていない。資産の減価償却が運営のキャッシュ・フローの大きな要因となっており、1995年の正味収入の10倍以上を占めている。一方では、CEBは、とくにここ数年は固定資産に多額の投資をしてきている。ここ3年間の一般的な傾向は、運営からのキャッシュ・フローの利益が投資のキャッシュをカバーするには少なすぎる一方、CEBはそれに必要な資金の大部分を借り入れているということである。これが長期の借入金の増大、ひいては外貨による借入の場合、為替差損をまねいている。

(4) 収益性

CEBの収益性は、3つの比の点から解析した。すなわち、資産収益率、全資産回転率、および普通株持ち分への還元である。

1) 資産収益率

資産収益率は、会社が資産を使用して、それらの資産の資金調達とは独立に収入を発生させる成績を測るものである。

$$\text{資産収益率} = (\text{正味収入} + \text{所得税節約の正味分である利息費用}) / (\text{平均全資産})$$

この3年間の資産収益率は、2.4%から4.6%であった。モーリシャスにおける比較的高い市場金利（産業によって異なるがほぼ10-15%）を考えると、CEBの数字は高いものではない。

2) 全資産回転率

全資産回転率は、会社が資産中の特定のレベルの投資から歳入を得る能力を測るものである。

$$\text{全資産回転率} = (\text{歳入}) / (\text{平均全資産})$$

全資産回転率は、ここ3年間でわずかに改善されている。この業界の他社との比較という観点からいうと、この比は、必ずしも回転率が高いものとは言えない（例えば東京電力は、1993年には37%を計上している）。

3) 普通株主持ち分への還元

普通株主持ち分への還元率は、会社が資産を収益を発生させるため使用する成績を測るものである。

$$\text{普通株主持ち分への還元率} = (\text{正味収入} - \text{優先株の配当}) / (\text{平均普通株主持ち分})$$

株主持ち分への還元も、ここ3年間は低い値に留まっており、3.39%から4.48%の範囲にある。この率は、投資の量によって変動する。これらの数字はCEBが収益を得るのに脆弱な構造をもっていることを示している。

(5) リスク

CEBの運営に含まれている資金的なリスクが、次のような比率、すなわち、流動比とクイック比を計算することにより評価された。

1) 流動比

流動比は、短期的な流動性のリスクを評価するものである。

$$\text{流動比} = (\text{流動資産}) / (\text{流動負債})$$

流動比は、この3年間に1.57から4.23と改善した。流動比が会社では一般的に2.0を超えるものとなっているので、CEBの比は、健全な短期的流動性の位置づけを示している。

2) 流動負債に対する運営キャッシュ・フロー

流動負債に対する運営キャッシュ・フローも会社の流動性を測る手段である。

$$\begin{aligned} & \text{流動負債に対する運営キャッシュ・フロー} = \\ & (\text{運営からくるキャッシュ・フロー}) / (\text{平均流動負債}) \end{aligned}$$

流動負債に対する運営キャッシュ・フロー、とくに1994年-1995年のものは、財政的に健全な会社に期待されるもの（通常40%）よりは小さいものと考えられる。

3) 負債－エクイティ比

長期の流動性解析を負債－エクイティ比により行った。

$$\text{負債－エクイティ比} = (\text{全負債}) / (\text{全負債} + \text{株主持ち分})$$

負債－エクイティ比は、この3年間については、ほぼ50%であった。これは、電力会社としては低い値である。しかしながら、これが必ずしもCEBが長期的に健全な財政的状态を保っていることを示唆するものではない。次に他の比の解析、例えば、運営から全負債比へのキャッシュ・フロー、および利息カバレッジ比などの検討を行う。

4) 運営から全負債比へのキャッシュ・フロー

負債エクイティ比は、種々のレベルの負債をカバーするための流動資産を考慮できない。しかし、運営から全負債比へのキャッシュ・フローは、この欠陥を克服する。

$$\begin{aligned} & \text{運営から全負債比へのキャッシュ・フロー} = \\ & (\text{運営からのキャッシュ・フロー}) / (\text{平均全負債}) \end{aligned}$$

運営から全負債比へのキャッシュ・フローはまた、正味収入構造によっても影響される。この比についての参照値が20%を超えるものであるため、CEBの比は期待されるものより低いものである。

5) 利息カバレッジ比

利息カバレッジ比も長期的な流動性のリスクを評価する。

$$\text{利息カバレッジ比} = \frac{\text{(利息および所得税差引前の正味収入)}}{\text{(利息費用)}}$$

財政的な困難なしで利息支払いをカバーするためには、会社は少なくとも 2.0 という値をもっているものと期待される。しかしながら、CEB はここ 3 年間、2.0 に足りない状態に止まっている。CEB については、負債の資金調達方針を再検討する必要があるだろう。

6) 為替リスク

為替リスクは、収入が為替損失をカバーする回数により計算される。

$$\text{(為替リスク・カバレッジ比)} = \frac{\text{(為替損失差引前の正味収入)}}{\text{(為替損失)}}$$

為替リスクは、利息支払いと並んで、CEB にとってもう一つの重大な問題である。理論的には為替レートは年々変動するものであるが、最近のルピーの値下がりにより、為替カバレッジ比は低いものとなっている。

(6) 成長

会社の運営の成長は、次のような比率を評価することにより測られる。

1) 売り上げについての年間成長率

売り上げの年間成長は、毎年増大している。増大率は、同じ期間における消費者物価指標よりも高い。主として増大させているのは商業および工業消費者である。

2) 正味収入についての年間成長率

正味収入についての年間成長率は、正味収入により非常に大きく影響される。1993 年 - 1995 年の値は、-81%、-108%、および 131%であった。1994 年の大きな損失がこの期間での大きなマイナスの数字の原因となっている。

3) 全資産についての年間成長率

全資産についての年間成長率は、この 3 年間では着実なものであり、ほぼ 4%を示している。上記の 3 つの成長率が、会社としての成長に堅実な期待のもてることを示している。

(7) 生産性

CEB の従業員の生産性は、従業員あたりの売り上げおよび正味収入で評価される。

1) 従業員あたりの売り上げ

従業員あたりの売り上げは、高い率で増大している。この傾向は、必ずしも常に運営／管理が効果的であることを示すものではない。コストと売り上げとの関係を検討する必要がある。これについては、次の価格設定の項で検討する。

2) 従業員あたりの正味収入

従業員あたりの正味収入は、正味収入について、年間成長率と同じ特徴をもっている。サイクロンによる損失が 1994 年には甚大なものであったため、当面はこの値に注目する必要がある。財政状態解析を Table 6.2.4 に示す。

Table 6.2.4 FINANCIAL STATEMENT ANALYSIS

	1993	1994	1995
Profitability			
Rate of return on assets	4.61%	2.44%	3.43%
Total assets turnover ratio	0.27	0.28	0.29
Return on common shareholders' equity	4.48%	-0.39%	0.89%
Risk			
Current ratio	1.57	2.73	4.23
Operating cash flow to current liabilities	196.52%	-8.85%	29.45%
Debt-equity ratio	51.51%	52.62%	53.69%
Cash flow from operation to total liabilities	43.00%	-1.93%	5.19%
Interest coverage ratio	1.76	0.93	1.12
Exchange risk coverage ratio	2.10	0.93	1.11
Growth			
Annual growth ratio for sales	15.27%	9.05%	10.15%
Annual growth ratio for net income	-81.91%	-108.88%	131.42%
Annual growth ratio for total assets	3.78%	4.21%	4.42%
Productivity			
Sales per employee	741,029	808,094	890,089
Net income per employee	55,357	(4,913)	11,370

6.2.2 全般的な位置づけ

CEB の運営は、財務分析を通して評価を行った。これらの情報の解釈、および運営のバックグラウンドをここで解析する。

全般的な財務状況は脆弱であると言える。これは、電力料金のレベル、為替レートの変動、およびサイクロンのような自然条件に影響されるためである。利益率は市場金利レベルより低く、この国のインフレ率さえカバーできていない。資金の確保は巨大な量の借款に頼っている。売り上げは借款の支払い、利息支払いおよび為替損失をカバーするのに十分ではない。

しかしながら、電力需要は、基本的にはこの国の全体的な経済成長より高い率で増大している。従って、CEB は、次に述べる問題点を克服することにより、この成長期に財政的に健全な位置づけを回復するには良い機会であると考えられる。

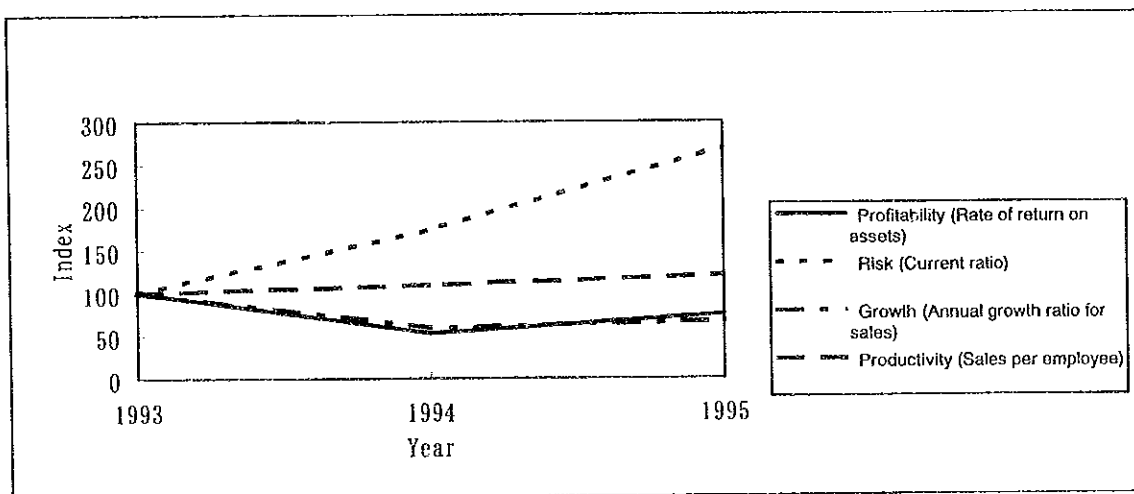


Figure 6.2.1 FINANCIAL STATEMENT ANALYSIS

6.2.3 CEB の活動の見直し

CEB の組織としての最近の状態を、過去の研究報告書に与えられている提案や勧告に照らして分析した。これは、CEB が次のステップとして考慮しなければならないことを研究し検討する基盤となろう。

(1) 組織および管理者層の変化

CEB は、同社の従業員の点からジョブの内容および管理の構造を評価し、また、ジョブの価値を検討した。次長職は廃止された。ダイナミックな情報交換がトップからボトムへ、また、ボトムからトップへ行われ、部間での観点や情報の回付が行われた。これが、この組織が効果的な意志決定をし官僚的な問題を除外するうえで大きな助けとなっている。運営コストを低減するため、組織の中での効果的な従業員のための手配も検討された。

(2) 運営上の変化およびコスト削減の方策

在庫管理が改善されて倉庫管理費に係るコストが削減された。ジャスト・イン・タイムの概念とセクション間の適切な連絡により在庫レベルと運営コストを削減した。廃棄物についてのコストを最小とする努力もすべての稼働中の発電所で行われた。ジョブは劇的にコンピュータ化され、冗長性を取り除いて効率を向上させた。これは発電所の運転から会計事務まで、運営システムを改善するための強力な手段となった。定例的なジョブ・ミーティングを通してのオープンな連絡が従業員に、より高い動機付けと責任感を与えた。従業員たちは、効率を改善するための継続的な努力についての自己の意見が聞き入れられていると感じている。CEB は、同社の売掛金のレベルも低減した。これは、CEB がより効率的な予算管理と財務管理を追求する助けとなっている。最後に、訓練システムも再組織され、エンジニアおよび技能者がレベルアップしている。

6.3 エネルギー価格政策

6.3.1 価格体系と管理機関

現在、モーリシャスにおけるエネルギー販売価格は、ほぼ全品目が政府の決定による公定価格となっている。ガソリン等、石油製品については Ministry of Industry and Commerce (MIC)が、電力、バガスについては Ministry of Local Government and Public Utilities (MLGPU)がその所轄官庁となって販売価格を決定している。このほかモーリシャスでは、国内で薪および石炭が最終消費エネルギー源として利用されているが、薪については Ministry of Agriculture and Natural Resources の Forestry Service が販売価格の決定を行っている。これら品目の中で石炭は例外的品目として、主要ユーザーである CEB が海外から直接買い付ける形態をとっており、政府による公定価格とはなっていない。また、産業用として僅かながら販売されている石炭も輸入販売者たる民間石油資本会社がその販売価格を決定している。

これらエネルギー品目はバガスと燃料用木材（薪）を除き、その大半が海外からの輸入である。モーリシャスの場合、国民生活に密接な基礎物質（米、小麦粉、生鮮果実、石油製品、セメント、医薬品等）の輸入は MTS 傘下の State Trading Corporation (STC、1982 年設立）が独占的に輸入・販売している。この場合、STC の役割は国際入札の運営・管理、国内卸しなど商社的機能を果たすにとどまっており、国内販売価格の設定、市場価格のモニタリングなどは上部機関である MTS が行っている。また、STC が取り扱っていない石炭を含め、石油製品の輸入に関わる配船・船積み、あるいは保管業務自体は SHELL Mauritius Ltd.などの民間会社が STC の委託により代行している。

Figure 6.3.1 は 1979 年 11 月以降のガソリン、ディーゼル及び軽油の国内市場価格の動きを示したものである。1996 年 12 月 21 日に適用された価格が最新のものであり、1 リッターあたりガソリン（プレミアム）が Rs.14.15、ディーゼルが Rs.7.65、軽油が Rs.5.65 となっている。

また、モーリシャス国内価格の変動が国際的に見てどの様な傾向を示しているか見るために作成したものが Figure 6.3.2 である。ここではガソリンを例として取り上げ、市場動向によって価格が決定されているアメリカ、フランス、日本との比較で示している。同期間中（1983-1994）、石油輸入国の価格動向はフランス、日本が示すものと同じような（右肩上がり）傾向を示しているのが一般的である。これに対しモーリシャスは石油輸入国でありながら政府の管理価格政策により、必ずしも右肩上がりになっていない事が解る。（注：Figure 6.3.2 は自国通貨対ドル相場の変動による影響も反映している。例えば先の Figure 6.3.1 で示されるとおりモーリシャ

ス・ルピー (M. Rs.)での市場価格は 1986 年 2 月から 1990 年 9 月まで変動はないものの、ドル表示で表すと Rs.が下落したため Figure 6.3.2 では同期間、値下がり傾向を示している)。

石油製品の内、重油(Fuel Oil)は 180CST と 380CST の二種類が現在輸入されている。180CST は STC が独占的に輸入し、そのうちの 70%を CEB が Shell Mauritius Ltd.等の卸売店を通じて購入し、残り 30%は産業用として小口出荷されている。重油の CEB への卸売り価格は 96 年 12 月の改訂により現在 Rs.4.00/litre となっている。その他産業用は小口出荷でコストがかかることから、これより価格が高目に設定されている。なお、380CST は国内ユーザーが CEB に限られていることから、CEB が直接海外より買い付けている。石炭についても主要ユーザーが CEB¹ であり、産業用は小口出荷となることから、1996 年時点で対 CEB が Rs.1,410/MT に対し、小口分は Rs.1,735/MT となっている。このほか LPG についても公定価格が適用されており、海外からの調達も石油会社が独自に行っている。LPG の小売価格は Rs.12.92/Kg (96 年 9 月現在) である。

以上のことより、モーリシャスエネルギー価格体系の特徴として次のような点が指摘できる(尚、電気料金については、次項において詳細分析を行い、ここでは除外する)；

- 1) ガソリンを含む国内での石油製品価格は STC を通じて販売することにより、政策的に操作された価格体系を採っている。すなわち、国際市場価格がそのまま国内市場に反映されるものとはなっていない。
- 2) 総体的にモーリシャスの国内需要量が小さいことから、輸入回数、輸入規模も限定的であり、従って、各種石油製品の CIF 価格も大量消費国から比べた場合、若干割高とならざるを得ない。
- 3) 大半の石油製品が公定価格によることから、国内市場での価格競争というものはほとんど見られない。
- 4) エネルギー価格は全体として国際水準に近いが、重油は課税率が約 45%と高いことから価格も国際的に見て高いものとなっている² (Figure 6.3.3 参照)。一方、ガソリンについては小売価格に占める税金部分が 65%あるにも拘わらず国際的に見れば必ずしも高いものではない (Figure 6.3.4 参照)。

¹ 石炭はCEBが購入するものの、実際の使用は製糖工場FUELにおいてoff-crop seasonの発電用に使われている。

² 一般的に石油製品の中で重油への投率が最も低く、OECD諸国での同税率は平均15%程度である。

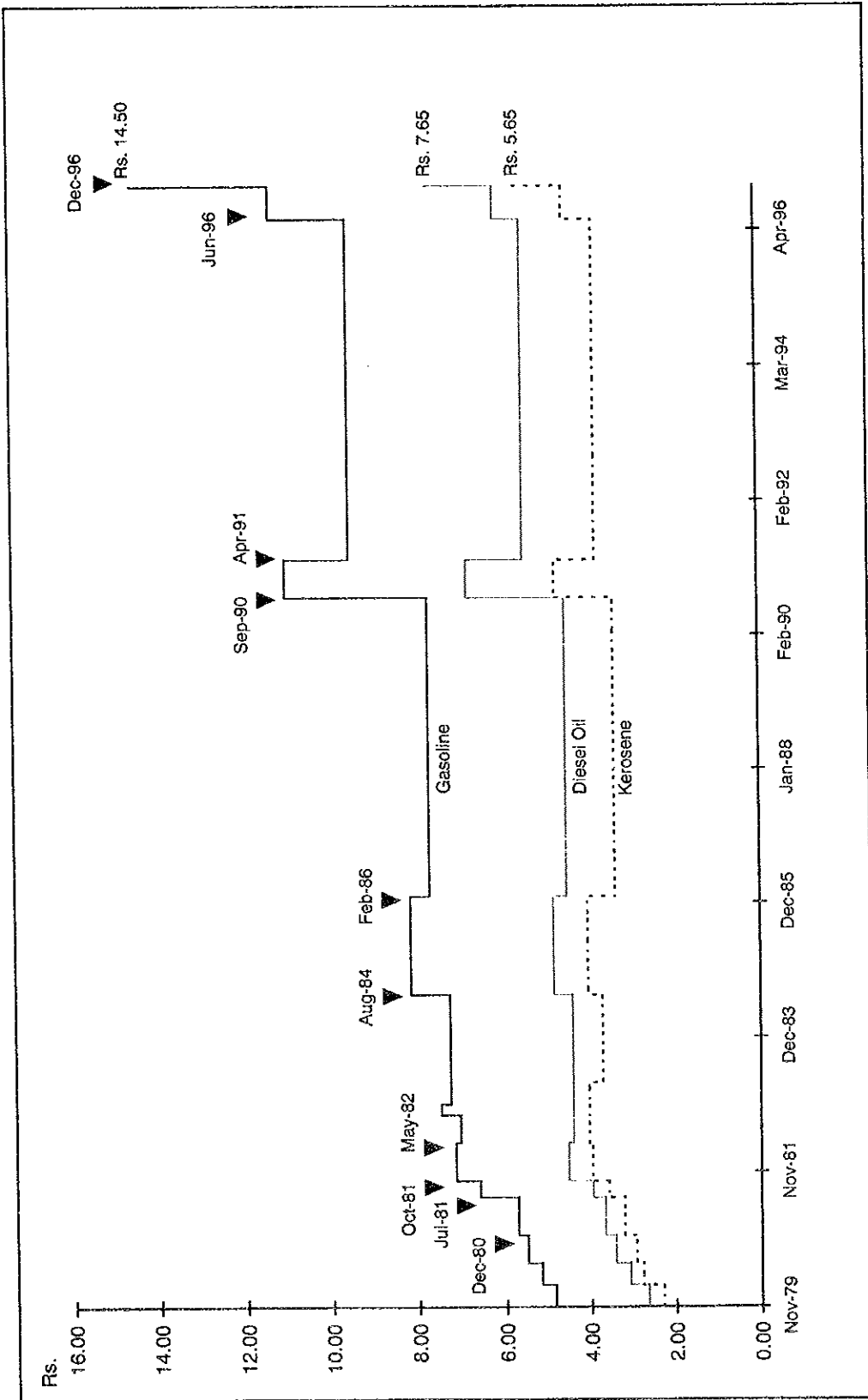


Figure 6.3.1 TRENDS IN PETROLEUM PRICES (RETAIL PRICES)

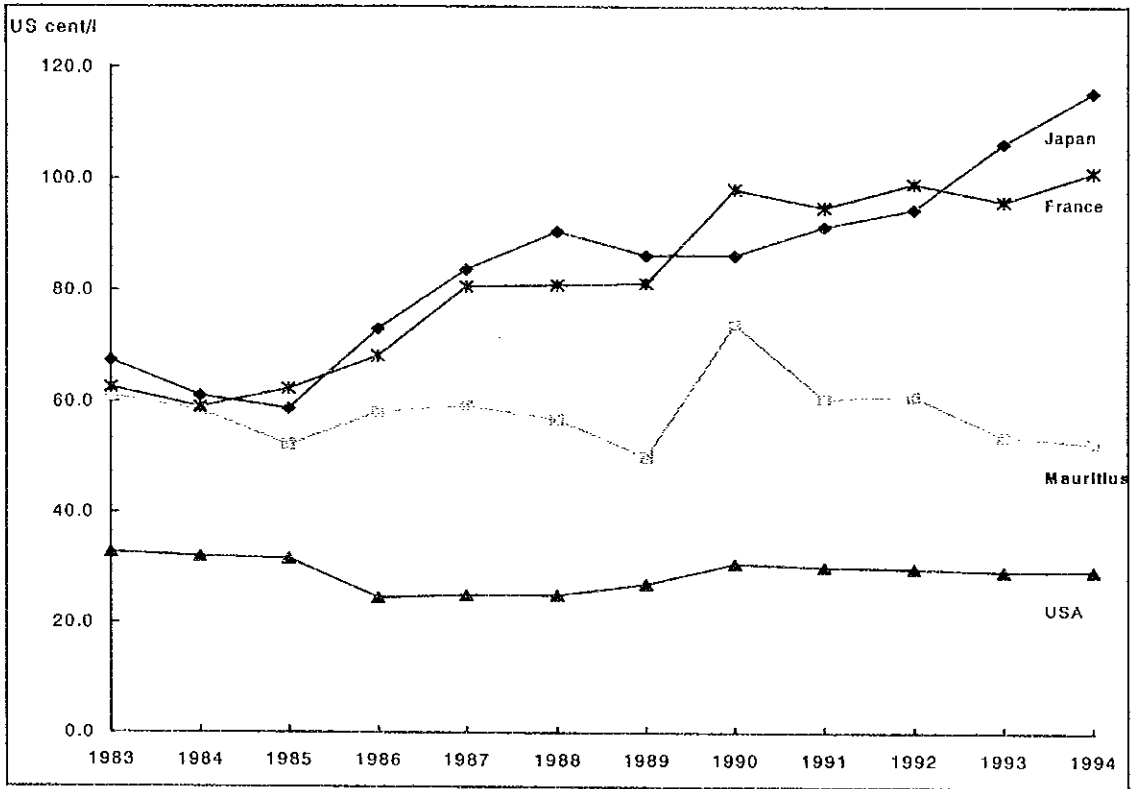


Figure 6.3.2 COMPARISON OF PREMIUM GASOLINE PRICES

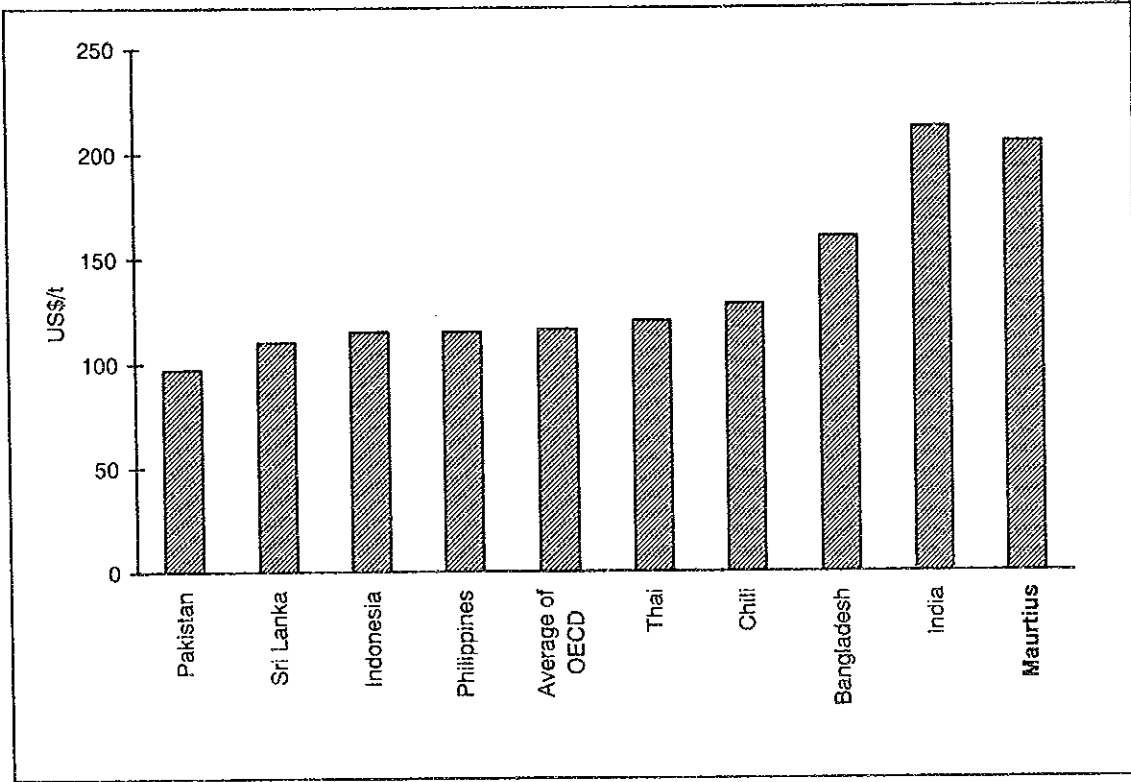


Figure 6.3.3 PRICE COMPARISON OF FUEL OIL (1989)

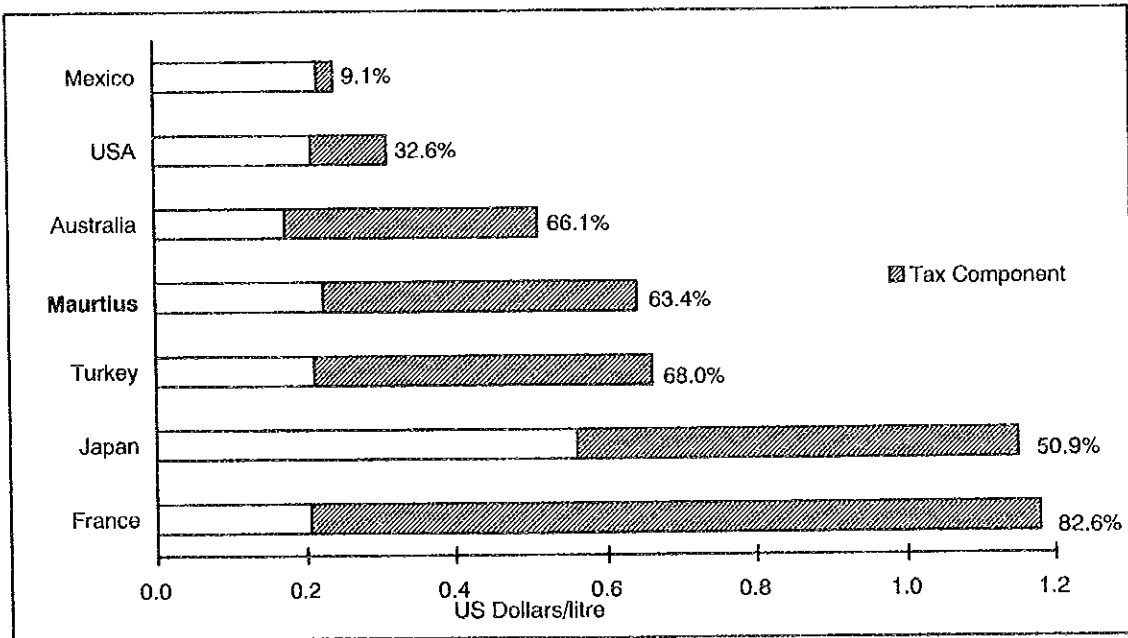


Figure 6.3.4 GASOLINE PRICES AND TAXES (US DOLLARS/LITER)
THIRD QUARTER 1995

6.3.2 エネルギー品目への課税制度

石油製品からの税収は現在でも国家歳入の約 10%を占める、貴重な政府財源となっている。同製品にかかる国内課税体系は Ministry of Finance と各エネルギー品目の所轄官庁、および関連政府機関との協議により決定されている。課税される税金は 1996 年 6 月の制度変更により、従価税による Import Duty (輸入税) と Sales Tax (販売税) が課されている。これにより、従来適用されていた従量税に基づく Import Duty と、一律 17%で課税されていた Import Levy は廃止された。現行の主要石油製品及び石炭にかかる税率は Table 6.3.1 のとおりである。

Table 6.3.1 TAX RATE ON PETROLEUM PRODUCTS AND COAL

	Import Duty (ad valorem)	Sales Tax
Gasoline	220% NP 200% P	8%
Diesel Oil	75% NP 55% P	8%
Kerosene	0 0	0
Fuel Oil	75% NP 55% P	8%
LPG	0 0	0
Coal	35% NP 15% P	8%

Note: NP = Non Preferential Tariff
P = Preferential Tariff
Sales Tax = Only for Inland Sales

Source: State Trading Corporation

Import Duty は特惠国と非特惠国に分かれ、モーリシアスの主要貿易相手国である南アフリカは特惠国扱い、産油国であるクウェートなど湾岸諸国は非特惠国に分類されている。現在モーリシアスへ輸入される石油製品は南アフリカと湾岸諸国から各々半々ずつ調達されている。また、マダガスカルは地域特別経済圏の特別税率が適用されているが、石油製品についてはモーリシアスが求める品質レベルの精製がなされておらず、現在は CER が発電所用に用いている低粘度重油を輸入しているにとどまっている。Sales Tax は一律 8%の適用となっているが、ケロシン、LPG については依然、主要利用者が低所得者層であり、弱者保護の観点から課税されていない。このほか石油製品価格には国税とは別に道路建設基金、ロドリゲス島開発支援金などの社会開発基金が含まれ、国内総卸元である STC が価格に上積みして徴収し、国庫に納めている。

Table 6.3.2 は 1995 年 11 月時点（今回の値上げ前）での主要石油製品の価格構造を示している。価格構成の細目は部外秘扱いの部分もあり、ここでは輸入一(STC)国内卸し一小売価格の各段階での価格を示している。モーリシャスの石油製品価格は輸入税を含む政府税率、および国内流通機構の元締めとして存在する STC のマージン率を操作することにより、固定化された価格体系とすることが出来る。STC マージンは CIF コストからの積みあげ価格と、STC が国内業者に転売する価格 (STC Transfer Price) との差であり、この Transfer Price は事前に MTS との協議のもと決定されている。従って、CIF 価格の変動により、STC にとっては差益あるいは差損が発生することになる。しかし實際上、差損の発生より差益が出る場合が多く、結果的に国内ユーザーにとってはコストアップ要因となっている。

Table 6.3.2 PRICE STRUCTURE OF PETROLEUM PRODUCTS

	(as of June, 1996)			
	Gasoline ^{*1}	Diesel Oil	Kerosene	Fuel Oil ^{*2}
a. c.i.f. US\$/l	0.1395	0.1346	0.1588	0.0864
b. Exchange Rate (Rs./US\$)	20.00	18.00	20.00	16.00
c. c.i.f. Rs./l	2.7891	2.4228	3.1754	1.3824
d. STC Transfer Price	9.1677	4.5201	3.4200	2.9700
e. Surplus (Deficit)		0.0396	0.2003	0.3257
f. Retail Price	11.3000	6.1000	4.5000	3.2724 ^{*3}

Note : *1 Premium gasoline
 *2 180.80 CST, and based on 27.04.191 price structure
 *3 Price for CEB, delivered by Shell Mauritius Ltd.

Source : State Trading Corporation

またこの価格政策は低所得者層や離島住民の救済を配慮して決定されている面があるが、結果的に工業セクター等において国際価格の観点から見たエネルギーの最適選択が行われていないこと（例えば、重油が割高であることなど）や、使用上、安全性に問題があるケロシンの需要を低減化できない問題などが課題となっている。1994 年 12 月に作成された通称「ESMAP」レポート⁴³によれば、現在の固定化された価格政策は上記弊害を生むことから、早急に自由化されるべきとの提言を行っている。しかしこのエネルギー価格体系の歪みは、一方で小国、島国国家であるモーリシャスのエネルギー安全保障との関係で捉えるべきと言う意見も現地関係者の間では強く主張されている。

⁴³ A joint Report "Mauritius Energy Sector Review, December 1994", by UNDP and World Bank, Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP)

6.4 電力セクターにおける料金

6.4.1 料金レベル

次図では、最近 10 年間の電力のコストおよび料金の推移を示している。

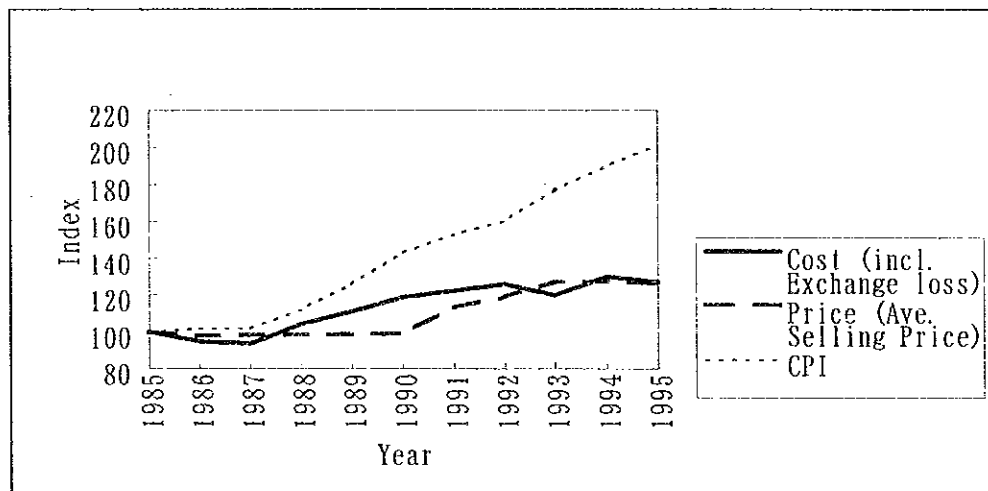


Figure 6.4.1 COMPARISON OF COST AND PRICE (per kWh)

モーリシャスにおける全般的な電力料金レベルは、CEB の運営費をカバーするほど十分な料金レベルを有していない。モーリシャスにおける国内エネルギー資源が少ないこと、および発電における経済のスケールが小さいことを考えると、モーリシャスにおける料金レベルを、異なるエネルギー源、料金制度、電力供給のスケール、発電所の組合せ、財政的状況、開発の歴史、および技術的レベルなどの要素をもつ他の先進国もしくは途上国のものと比較することは困難であろう。しかしながら、最近の料金のレベルの比較は、同じ期間における消費者物価指数の率よりはるかに低いものである。それにも増して、料金は過去 10 年間に 2 度改訂されたのみであり、しかも改訂された料金が CEB で生じた財政的コストをカバーできるものではなかった。従って、電力料金を定期的に改訂する制度を採り入れて、適切な料金を維持するように考慮するべきであろう、また一方で消費者の財政的な能力も考慮するようにすべきである。

6.4.2 末端消費者間での格差

現行の電力料率は、消費者のカテゴリー、消費されたエネルギー・レベル (kWh/月)、全接続負荷 (kW)、最大需要 (kW) に基づいて決定されている。末端消費者は基本的に次のような 5 つのカテゴリーに分けられる：すなわち、家庭、商業、工業（一般）、工業（灌漑）、その他である。

過去 10 年間における各カテゴリーについての売電単価および平均料金／単価を下図に示す。

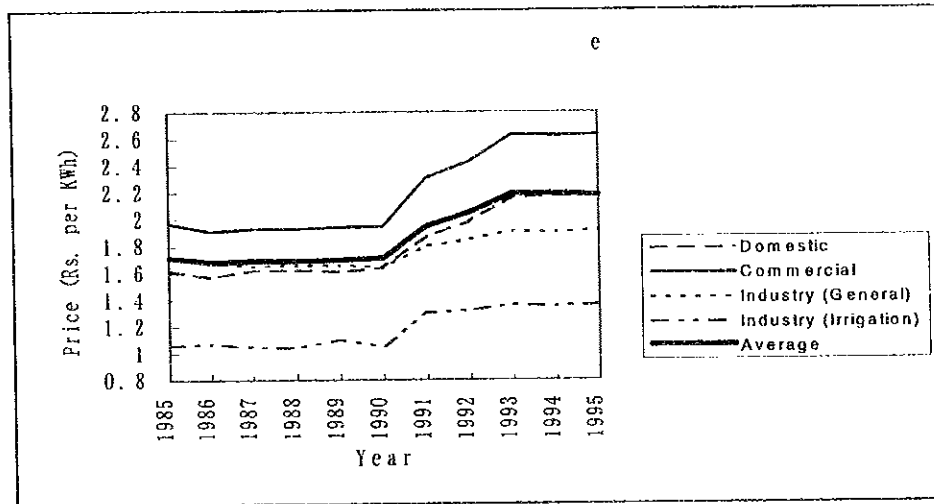


Figure 6.4.2 CEB ELECTRICITY PRICE

商用の料金が平均より高い一方、工業用および家庭用料金は平均より低い。これは、EPZ および家計への経済効果を考慮したものである。しかしながら、料金制度は EPZ と EPZ 以外の工業とが同じ接続負荷とエネルギー使用をもっているのであれば、これらを差別すべきでない。輸出産業に対する優遇政策は、電力料金制度中で行うのではなく、行うとすれば他の規制上の枠組み中で行わなければならない。それは、電力産業中での経済的な効率は、フェアな料金制度を通して可能と考えられるからである。

第 2 に、差別がブロック料率制度中にもみられる。家庭用の電力は増額ブロック料率に置かれ、一方、EPZ 消費者については、減額料率が使用されている。増額料率は通常、供給の厳しい状況下で考慮され、消費者に対し、エネルギー節約を奨励し、安定な電力供給を確保し、それによって社会的コストを最小とするものである。従って、このブロック料率制度は、他の負荷水準化方策と合わせて検討しなければならないであろう。例えば、負荷の変動を最小とする努力を求めなければならないであろう。とくに、太陽温水器の導入をさらに進める必要がある。

第 3 に、その結果生じる家庭用電力消費者についての改訂料率の増大は他の消費者、とくに灌漑用消費者のものより高いものとなる。従って、家庭の家計はみたところ高い料金となろう。電力供給コストの増大分は、それぞれの末端消費者間で公平に割り振るべきである。

6.4.3 料金の要素

料金の要素は、次のような2つに分類される。すなわち、需要料金とランニング料金(kWh当たり)である。需要料金は、家庭消費者については接続されている負荷(ワット)に基づいて、また、非家庭用消費者については最大デマンド(kVA)に基づいて定められる。ランニング料金は、消費されたエネルギー(kWh)により計算される。需要料金とランニング料金の振り分けについての基本的な概念は次のようなものである：

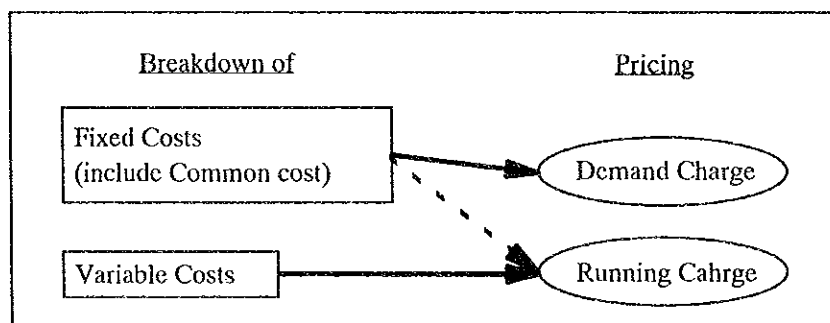


Figure 6.4.3 COST AND PRICING STRUCTURE

固定コストの幾分かはランニング料金中に移されることとなる。それは、新しい発電所への投資の額が需要料金として徴集するには大きすぎる可能性があるからである。需要料金の価格レベルについては、低所得消費者についての影響を考慮に入れるべきである。

電力料率を再評価するための将来の課題

現行の料金制度は原価主義の原則に基づいて適用されている。しかしながら、次のような幾つかの点を再評価しなければならないであろう：

- 料金改訂についての明確で分かりやすい手続きを確立すること
- 長期的な観点から CEB にとっての適切な利潤を決定すること
- 末端消費者間での差別的な料金制度を取りやめること
- 低所得消費者を考慮すること
- コストの料金制度への配分を妥当なものとする<それぞれのレベルとカテゴリーの消費者に対する需要料金とランニング料金>
- 季節料率の導入
- 1日の時間帯による料率の導入

6.5 モーリシャスにおける環境対策とそのエネルギーセクターへの影響

6.5.1 緒言

現在モーリシャスは国を挙げて自然環境の維持、社会環境の改善に取り組んでいると言える。しかしながらその実態は高度成長期の先進工業国や現在急速に工業発展の進んでいる中進国、例えば中国の沿岸の工場地域とは異質なものである。

モーリシャスは30年以前には砂糖の生産が産業の全てであった農業国から輸出向けの繊維産業と観光産業の展開により見事な経済発展をなしとげた。しかしその間、高度成長をとげた多くの国に見られる様なエネルギー多消費産業で、しかも環境へのインパクトの大きい製鉄、重化学工業、セメント、非鉄、金属、石油化学工業がほとんど導入されていない。このことは住民一人当たりのエネルギー使用量及び単位GNP当たりのエネルギー消費の少ないことから明らかである。(参照 Table 6.5.1) このことは多くの中所得発展途上国で見られる産業による自然環境の劣化や国民の生活環境の劣化は極めて少ないことを意味する。一つにはモーリシャスはインド洋の南西部にある独立した島で(約2,040平方km)人口も少なく(約百万)であり、雨量も多く、大洋に囲まれ、海からの風により大気は更新されている地勢的環境に恵まれていることもある。

Table 6.5.1 ENERGY CONSUMPTION/CAPT. (1991)

	TOE/CAPT	TOE/10 ³ US\$ (1987\$)
世界	1.53	0.43
OECD	4.81	0.29
東アジア	0.67	0.54
モーリシャス	0.57	0.16

Source: IEA

しかしながら現在モーリシャスの重要な産業となっている観光産業の持続的な発展を進める為にも沿岸地帯を含む恵まれた自然環境の維持は至上命令と考えられている。一般的には問題とすべき環境劣化は無いと言えるが、極部的に住民の生活環境問題(主として騒音、粉塵)や森林の減少、産業生活廃水によるラグーンの水汚染は問題となっている。モーリシャス政府は自然環境の維持、国民の生活環境の維持改善に積極的で1991年に環境基本法とも言うべき"THE ENVIRONMENT PROTECTION ACT 1991"を公布しそれに基づき、各セクター設備よりの排気、排水の基準及び環境基準の設定を進めている。現在モーリシャスの国としての環境対策の規範とされている体系は1992年のリオデジャネイロにおけるUNITED NATIONS

CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT (UNCED) で採択された ADENDUM 21 から発した”The Global Conference on Sustainable Development of Small Island Developing States” 1994 May で採択された”Programme of Action for the Sustainable Development of Small Island Developing States”とされている。

この指針の中で強調されている点は環境リソースが少ない事から決定的な破壊を起こしやすい点、海辺のエコシステムの維持が重要である点、環境対策を進める上での財務的、技術的なリソースを確保する為の地域の国際的協力が必要である点等が挙げられている。

6.5.2 モーリシャスの環境対策の現状

上述の通り現在 ENVIRONMENT PROTECTION ACT 1991 に基づき環境対策の整備が進められているが、実態としては新しいプロジェクトに対して”ENVIRONMENT IMPACT ASSESSMENT”を行うことを義務付け、その結果によって規制を進めると言うことで全てが個々の審査であることから時間もかかり又透明さを欠くと言われている。既設のプロジェクトに関してはほとんど直接の干渉は無いが、近隣住民からの苦情が出た場合は政府が中に入って政治的に処理をしていると見受けられる。現在進めている排出基準、廃水基準が設定された場合は二年間の猶予期間後既存プロジェクトも規定に合わせる事となっている。

この様に環境対策の為の体制作りは進められているが、現状についての汚染レベルのデータ収集は組織的でなく断片的な測定が行われているのみと見受けられる。また測定データの取扱いは極めて慎重で公開されることは極めて例外である。

6.5.3 現在進められている環境対策

(1) 大気環境基準及び排気の大気放出基準

1991年の ENVIRONMENT ACT に基づき環境対策のための法律整備が進められており、現在環境省より排気の排質基準について原案が公表され各界からの意見を求めている段階である。(その内容は Table 6.5.2、6.5.3 に示す。) 環境省の担当部での考え方では、モーリシャスの産業に対して厳しい規制を課すことは意図していない。現在の設備で実用上適合可能な標準を規制として採用する予定であるとのことであるが、その規制値の技術的な根拠が明らかでない。環境省の担当者は米国の WHO の勧告が基礎と言っている。一般的に環境基準の設定は労働環境の基準 (WHO) は高濃度短時間については適当であるが、低濃度長時間については必

ずしも一般的でない。モーリシャス環境省の基本的な考え方である、特別なポリーションコントロールの設備の設置を強制しないとした場合に、この度制定される規定値が現状の品質の燃料で達成できるかを判断するために米国及び日本のデータと比較をすると Table 6.5.2 のようになる。(SO₂ に関しての規制を行うか否かは検討中) 日本の場合の様に低硫黄重油を使用する場合は提案されている基準のクリアーは可能であるが、現在のモーリシャスの硫黄分 3.5% の重油使用の場合は SPM の 0.2g/NM³ はクリアーできない可能性もある。ちなみに日本の重油ボイラー石炭ボイラーの SMP の排出基準は 0.05 及び 0.10g/NM³ となっている。

(2) 環境水質基準と廃水基準

環境省は ENVIRONMENT PROTECTION ACT に基づき環境の水質基準及び排水の品質規制を進めているが、本年公布された環境基準は Table 6.5.4 のようになっている。この内容を日本の規制値 (Table 6.5.5) と比較するとほぼ同一の水準となっているが、二、三、相違点も見受けられる。排水の品質基準については各発生源からデータを収集中であるが、砂糖産業については 1999 年実施を目標として検討が進められており、その原案が発表されている。その内容を見ると、コンデンサーの廃水について C.O.D.の原水プラス 50mg/l、T.S.S.の原水プラス 30 など相当の稀釈が行えない場合に廃水の放出先の水系の環境基準の維持が困難ではないかと思われる。さらに重要な問題としてこの砂糖産業の排水規制が内陸部の BEDP の発電設備に適用されるか否かの点があり、灰の処理のための排水、スチームコンデンサーからの温排水の処理についてその設備の設計に深く関係するので早急な検討が望まれる。

(3) 交通機関用燃料の将来

現在 MINISTRY of TRANSPORTATION では次の様な自動車燃料の品質の向上により自動車の排瓦斯の Lead、SPM、SO_x の低減を考えている。

- a. ガソリンの鉛添加物の削減
1997 January 現行 0.4g/l を 0.15g/l
1998 January Non-Lead ハイオクガソリンの輸入
- b. ディーゼル燃料の低硫黄化 (SPM, SO_x 削減)
1997 January S max 0.5%
1998 January S max 0.3%

これらの対策は自動車の排気による都市部の大気汚染に効果があるが、ガソリンの無鉛化の実施に際しては周到な準備が必要になる。

Table 6.5.2 EMISSION STANDARD (WITHOUT SOPHISTICAL TREATMENT FACILITIES)

	Mauritius (Proposed)	U.S.A. (Sulphur 3.0%)	Japan* (sulphur < 1.0%)
Solid Particle	0.2 gm/NM ³	(kg)1.25 x (s) (3%)+ 0.38/t.fuel ≐0.3g/NM ³	200 p.p.m. ≐0.2g/NM ³
Sulphur Dioxide		(kg) 19x(s) (3%)/t.fuel ≐4.0 g/NM ³	700 p.p.m. ≐1.0 g/NM ³
Sulphuric Acid (SO ₃)	0.12 gm/NM ³	(kg)0.24 x (s)/ t.fuel ≐0.05 g/NM ³	—
Nitrogen Oxide	1.0 gm/NM ³	(kg) 6.6/t.fuel ≐0.48 gm / NM ³	250 ≐0.4g/NM ³
Carbon MoNOxide	1.0 gm/NM ³	(kg) 0.6/ t.fuel 0.04 g/NM ³	— —

* Figures are up stream of abatement facilities.

Table 6.5.3 ENVIRONMENTAL STANDARD (AVERAGE)

		Mauritius	E.C	U.S.A. (Normal)	Japan (low s fuel)
Suspended solid (PM10)	μg/NM ³	150(24hr) 50 (year)	—	150	150
Sulphur Dioxide	μg /NM ³	1000 (3 hr) 200(24 hr) 50 (year)	— 35-53 14-21	— 140 —	— 130 50
Nitrogen Dioxide	μg /NM ³	200(24 hr)	70	—	60-90 53 (year)
Carbon MoNOxide	μg /NM ³	40,000(one hr) 10,000(8 hr)	— —	3,500(1.5hr) 9,000	— 20,000

(4) 騒音の規制とエネルギーセクター

数多くの工業先進国で経験してきた様に、その国の産業が発展し、また多くの国民がその生活を産業設備に隣接して送る機会が増えるに従い、産業活動に伴う騒音に対する問題が発生する。

モーリシアスに於いてもこの種のトラブルが発生しており、エネルギーセクターでも例外ではない。特に発電所が大型化するに従い、また高速のタービン、大型の燃焼炉が導入されるにつれ問題が増加する。この問題の解決は長期的な国家的土地利用計画による住居地域と工場地域の住み分けを計ることにある。新規の設備の計画段階で充分将来の問題を見通すことが必要であり、設備の設計仕様に騒音、振動に関しての基準を含めることが必要となる。既設の設備の場合、工場従業員の聴力障害を防止する OSHA 基準が達成されているとしても近隣の住民よりのクレームが起こる場合も多い。

いずれにせよ今般制定されつつある騒音基準 (Table 6.5.6) に対して既存の設備の近隣地域の騒音レベルが許容範囲か否かの測定が第一に必要であるが、他方、発注源の対策についての技術的、経済的な解析が必要であり、さらに場合によっては住居設計の改善による対策の立案が必要となろう。先進工業国の経験は、騒音問題の解決は充分時間をかけて一步一步進めることが必要であることを当事者が理解することが大切であることを教えている。日本の現在の基準が上述の Table に示されている。

(5) 固体廃棄物問題

国の産業活動の発展と国民の生活水準の向上・近代化は必然的に廃棄物発生の増加をもたらすことは明白である。現在モーリシアスでは固体廃棄物はそのままで内陸部に埋設処理が行われている。しかしながら埋設に利用可能な土地の不足が始まり、さらに廃棄物のリーチングによる地下水、表流水の汚染の可能性の問題が指摘されている。この対策として、固形廃棄物の焼却による減量化、無害化の必要性が論議されている。この問題は世界中の問題となっており、処理コストの節減のための対策の検討が進められており、その一つとして可燃性廃棄物のエネルギー利用がすすめられている (4.5 節 Waste Power 参照)。

6.5.4 将来の環境対策の推進とそのエネルギーセクターに対するインパクト

今回のエネルギー需要の予測によれば、将来のエネルギー需要、特に電力及び交通機関のエ

エネルギー需要は約 2010 年には現状の 3~4 倍に達すると予測された。このことはエネルギーセクターのいくつかの問題について長期的な視野による対策が必要となる事を意味する。

(1) 燃料品質と大気汚染対策

現状では極めて限られた市街地で見られる大気汚染による市民生活の迷惑（ヌイサンス）は、限られたモーリシャス島の内でのエネルギー利用の増加、ひいては単位面積内で発生する大気汚染物質の増加をもたらし、市民の迷惑は大幅に増加をもたらすことを意味する。自然の力による汚染空気の拡散には限度があるので、制定された大気環境基準が国の大部分で維持されているか否かのモニターが重要になる。主として交通機関と発電所から発生する NO_x、SO_x、S.S. など市民健康に問題を起こす可能性のある汚染物質が特に市街地で限度を越えないか確認することが求められる。世界の中では住民の大気汚染による健康問題の可能性のある所、メキシコシティ、カリフォルニア、東京、大阪などではこの対策として燃料品質の向上、自動車のエンジンの燃焼管理の向上、発電所などの NO_x、SO_x 対策などが適切に組合せ実施されている。

現在発電所、交通混乱の集中しているポートルイスの一部は気象条件によっては環境基準が守れない時間帯がある可能性が強いし、将来そのような状況は必ず起こると考えられる。発生源での NO_x、SO_x の低減、高い煙突による拡散等の技術は既に存在するので、適切な大気環境のモニターが継続して行われるならば、必要な対策を必要なタイミングで行うことにより、健康被害の起こる以前に防止することが可能である。

また、ホテルなどの排水の地下浸透によるラグーンの汚染、工業廃水の海中投棄の生態系に対する影響のモニターを早急に開始し維持することはこれからの発電所、BEDP プロジェクトの立地や排水処理設備の必要性（投資の増加）についての指針が得られることとなるので、自然環境に対するインパクトの最大なセクターであるエネルギーセクターが核となり、政府としての環境モニターの政策立案および実施に積極的に取り組むべきである。

(2) 地球的環境対策との係わり合い

本章の緒言でも求めたが、モーリシャス自体の地球全体の環境汚染に対するインパクトとは重大ではないが、現在世界中の各国政府はグリーンハウス瓦斯問題への取り組みや自由貿易の前提としての環境対策の標準化に積極的に協力している。この点からモーリシャスのエネルギーセクターの施策も常に地球環境問題との係わり合いを忘れてはならない。特にエネルギーコ

ンザーベーションはクライメートチェンジの対策として世界的に注目されており、モーリシャスもエネルギーセクターの重要課題として取り組む必要がある（詳細は 8.4 節を参照されたい）。

(3) 固体廃棄物とパワージェネレーション

a) Waste Power

エネルギー省に対して IPP プロジェクトとしてウエストパワーの企画が提出されているが、現在の所、計画の実施の可否の検討にはデータが不足している。ここで必要と考えられることは第一に可燃物と非可燃物の分別収集の実現と燃料としての適性の検討（性質及び量、収集輸送コストの分析）を行うべきであるが、モーリシャスの特殊性としてバガスパワープラントと焼却設備のインテグレーションの経済性についての早期検討が重要と考えられる。即ちバガスパワー設備のオフシーズン利用を行えば、固体廃棄物の焼却炉とその廃熱ボイラーのみの建設により、その発生スチームをバガスパワーの発電設備に供給することにより経済的なエネルギー回収が可能となり、固型廃棄物処理のコスト削減とエネルギーセービングが同時に可能となる可能性が高い。

しかしながら固体廃棄物の焼却設備に必要な建設費およびその運営費はバガスパワーのボイラーと比較すると、腐食に対して高価な材料が必要なこと、および大気中への汚染物質の放出対策にかかることから、その投資と運営費を発生電力代によりカバーすることは不可能なので、将来のモーリシャスに於ける固形廃棄物の処理に係るコストをこのプロジェクトに運営経費の一部として支払う前提で計画することが必要である。

b) Coal Ash

現在進められているバガスパワーの石炭利用が実現した場合、オフクロップシーズンのピークでは発電端で 90 MW となり、石炭の使用量は約 1,200 ton/day に達すると予測されるバガスボイラーからの石炭の灰は、バガスの灰と違い畑に戻すことは土質の劣化やリーチングによる地下水汚染の原因となり得る為好ましくない。現在モーリシャスの固形廃棄物の総量が約 500 ton/day とされていることから、今後の処理計画にはこの灰の処理について考慮し、バガスパワーの運転コストとして十分な対策を行うことが求められる。

Table 6.5.4 ENVIRONMENTAL WATER QUALITY STANDARD
Ministry of Environment Mauritius 1996

(a) 無機 (Inorganic)	
Boron	0.75 μ g/l
Cadmium	0.70 μ g/l
Chlorine Residual	2.0 μ g/l
Chromium (total)	2.0 μ g/l
Copper	6.5 μ g/l
Dissolved Oxygen (low limit)	6.0 μ g/l
Iron	1.0 mg/l
Lead	1.3 μ g/l
Mercury	0.1 μ g/l
Methyl Mercury Comp.	0.012 μ g/l
Nickel	87.6 μ g/l
pH	6.5~9.0
Selenium	1.0 μ g/l
Silver	1.2 μ g/l
Zinc	59 μ g/l
Sulphide (H ₂ S)	2.0 μ g/l
Phosphorus (P)	0.1 μ g/l estrainewater
Phosphate	25 μ g/l lake
Phosphate	50 μ g/l stream to lake
Phosphate	100 μ g/l stream not to lake
(b) 有機 (Organic)	
Dieldrin	0.0019 μ g/l
Chlordane	4.3 ng/l
P.C.P.	3.9~9.5 μ g/l for pH 6.5~7.5
DDT	1.0 ng/l
Endrin	2.3 ng/l $\alpha \cdot \beta$ form
Guthion	0.01 μ g/l
Lindane	0.08 μ g/l
Oil and Grease	undetectable
PCBs	0.014 μ g/l
Suspended Solid	10 mg/l at back ground conc. < 100 mg/l 10% of background > 100 mg/l

Table 6.5.5 ENVIRONMENTAL WATER QUALITY STANDARD (JAPAN)
(Prevent Health Hazard and Adequate Living Standard by Public Water)

	Health Protection (Max)	Environment Living Standard
	別表 I	別表 II
Cadmium	0.01 mg/l	
Cyan	not detectable	
Organic Phosphorus	not detectable	
Lead	0.1 mg/l	
Cr ⁺⁶	0.05 mg/l	
Arsenic	0.05 mg/l	
Mercury (total)	0.0005 mg/l	
Alkyl Mercury	not detectable	
PCB	not detectable	

LIVING ENVIRONMENT STANDARD (DAILY AVERAGE) (JAPAN)
River Water

	Potable (AA)	Potable (A)	
	Good for drink by filtration	Good for dring after treatment	
pH	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5
BOD	1 mg/l less	2 mg/l less	3 mg/l less
SS	25 mg/l less	25 mg/l less	25 mg/l less
Disolved O2	7.5 mg/l more	7.5 mg/l more	5 mg/l more
Fecal-Coliform	50 MPN/100 ml less	1,000 MPN/100 ml less	5 mg/l more
Total-Nitrogen	0.1 mg/l		
Total-hosphorus	0.01 mg/l		

Table 6.5.6 NOISE STANDARD (MAURITIUS)
The Environment Protection (Noise Standards) Regulation 1996

dBA Leq the average equivalent A-weighted sound level measure over 4haf

Industrial Noize	Schedule (Regulation 2)	
	Noize Exposure Limits	
(a) Stone Crashing or Block Making Plant	(1) Neighborhood Noize	
(b) Premix Concrete	<u>Time of Day</u>	<u>Noize Exposure Limits</u>
(c) Thermal Power	0700 - 2100 hr	60 dBA Leq
(d) Metal Workshop	2100 - 0700 hr	50 dBA Leq
(e) Cabinet Waking Work Shop	(2) Industrial Noize	
(f) Panel Beating Work Shop	<u>Day of the Week</u>	<u>Noize Exposure Limits</u>
(g) Saw Mill	Time	07:00 - 21 21:00 - 07:00
(h) Sugar Factory	Weekdays	65 60
(i) Textile Plant	Weedend and public holiday	60 55
"Neighborhood Noize" any noize other than		
(a) Industrial Noize		
(b) Noize made by an air craft or an animal		
* 2 year not apply to exiting plants		
* Come in force		

NOISE STANDARD (JAPAN)
Noize dB(A)

Time of a day	Day	Morning, Evening	Night
	8:00 - 19:00	5:00 - 7:00 19:00 - 22:00	22:00 - 5:00
Area I Residence	45 - 50	40 - 45	40 - 45
Area II Residence	50 - 60	45 - 50	40 - 50
Area III Commercial	60 - 65	55 - 65	50 - 55
Area IV Industrial	65 - 70	60 - 70	55 - 65