

◆ 第8章 エネルギー開発課題と対策 ◆

第8章 エネルギー開発課題と対策

8.1 発電種別の比較

Figure 8.1.1 に ESMAP、Kennedy & Donkin および JICA 調査団による発電種別毎 (Diesel, GT, CCGT, Coal) の建設コストの比較を示す。尚、JICA 調査団のデータは東南アジアを始めとする各発展途上国データを参考に策定した。ESMAP のデータは各一点しかなく比較は難しいが、Kennedy & Donkin のデータの傾向は JICA 調査団の傾向にほぼ等しいといえる。

この建設コストをもとに、発電種別毎の発電原価を、利用率を可変として示したのが Table 8.1.1～8.1.4 である。なお、このデータは 1995 年時点（但し、燃料代は 1996 年 12 月 21 日改訂後のものを使用。Table 8.1.5 を参照。）とし、GT と CCGT の燃料は Kerosene と Gasoil の両方について比較を行った。また、Figure 8.1.2～3 に上記発電種別毎のスクリーニングカーブを示す。

この表から、ピーク対応としては GT が適しており、中間負荷およびベース負荷としては Diesel と CCGT が適しているといえる。その理由は、以下による。

1. ピーク対応として GT を電力系統に先行投入していくわけであるが、CCGT の場合はこの GT を流用することが可能となり、ST の追加ですむため電源確保の確実性がますこと。
2. CCGT の場合、上記理由と併せて機器の納期および工期の短縮が図れること。
3. 保守にかかる手間を考慮した場合、CCGT は Diesel に比較して容易なこと。

今後、30 年間の電源開発計画を立案する上で、2020 年までは中間負荷およびベース負荷対応として CCGT を採用することとし、それ以降はベース負荷対応として、石炭専焼火力を採用することとした。

Table 8.1.3 COMPARISON OF GENERATION COST OF DIESEL

Item	Unit	Financial			Economic		
		Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO
Plant Type							
Fuel							
Unit Capacity	MW	30	40	50	30	40	50
Number of Unit		1	1	1	1	1	1
Annual Plant Factor	%	77	77	77	77	77	77
Annual Energy	GWh	202	270	337	202	270	337
Service Life	Years	25	25	25	25	25	25
Scheduled Outage Ratio	%	12	12	12	12	12	12
Forced Outage Ratio	%	5	5	5	5	5	5
Construction Cost	US\$/kW	1,530	1,480	1,450	1,530	1,480	1,450
Discount Rate	%	12	12	12	12	12	12
Capital Recovery		0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143
Capital Cost	US\$/kW	218.79	211.64	207.35	218.79	211.64	207.35
O/M Annual Fixed Cost	US\$/kW	20.54	17.55	15.34	20.54	17.55	15.34
Fixed Cost Total	US\$/kW	239.33	229.19	222.69	239.33	229.19	222.69
	US\$/kWh	0.035	0.034	0.033	0.035	0.034	0.033
Fuel Caloric Rate	kcal/kg	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673
Fuel Heat Rate	kcal/kWh	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841
Fuel Price	US\$/kg	0.1529	0.1529	0.1529	0.121	0.121	0.121
Unit Fuel Cost	US\$/kWh	0.029	0.029	0.029	0.023	0.023	0.023
Variable O/M Cost	US\$/kWh	0.003	0.003	0.002	0.003	0.003	0.002
Variable Cost Total	US\$/kWh	0.032	0.032	0.031	0.026	0.026	0.025
Total Cost	US\$/kWh	0.067	0.066	0.064	0.061	0.060	0.058
Operating Hours							
1000	US\$/kWh	0.2713	0.2608	0.2538	0.2653	0.2547	0.2477
3000	US\$/kWh	0.1118	0.1080	0.1053	0.1057	0.1019	0.0993
5000	US\$/kWh	0.0799	0.0774	0.0756	0.0738	0.0714	0.0696
7000	US\$/kWh	0.0662	0.0643	0.0629	0.0601	0.0583	0.0568
8000	US\$/kWh	0.0619	0.0602	0.0589	0.0558	0.0542	0.0529
8760	US\$/kWh	0.0593	0.0578	0.0565	0.0532	0.0517	0.0505

Table 8.1.4 COMPARISON OF GENERATION COST OF COAL

Item	Unit	Financial			Economic		
		Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
Plant Type							
Fuel		Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
Unit Capacity	MW	100	200	300	100	200	300
Number of Unit		1	2	3	1	2	3
Annual Plant Factor	%	71	71	71	71	71	71
Annual Energy	GWh	622	1,244	1,866	622	1,244	1,866
Service Life	Years	25	25	25	25	25	25
Scheduled Outage Ratio	%	12	12	12	12	12	12
Forced Outage Ratio	%	6	6	6	6	6	6
Construction Cost	US\$/kW	1,390	1,270	1,190	1,390	1,270	1,190
Discount Rate	%	12	12	12	12	12	12
Capital Recovery		0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Capital Cost	US\$/kW	125.10	114.30	107.10	125.10	114.30	107.10
O/M Annual Fixed Cost	US\$/kW	26.9	18.27	12.41	26.9	18.27	12.41
Fixed Cost Total	US\$/kW	152	132.57	119.51	152	132.57	119.51
Fuel Caloric Rate	US\$/kWh	0.024	0.021	0.019	0.024	0.021	0.019
Fuel Heat Rate	kcal/kg	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160
Fuel Price	kcal/kWh	2,799	2,799	2,799	2,799	2,799	2,799
Unit Fuel Cost	US\$/kg	0.0775	0.0775	0.0775	0.0775	0.0775	0.0775
Variable O/M Cost	US\$/kWh	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
Variable Cost Total	US\$/kWh	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Total Cost	US\$/kWh	0.037	0.037	0.037	0.037	0.037	0.037
	US\$/kWh	0.061	0.058	0.056	0.061	0.058	0.056
Operating Hours							
1000	US\$/kWh	0.1887	0.1692	0.1561	0.1795	0.1601	0.1469
3000	US\$/kWh	0.0873	0.0808	0.0764	0.0782	0.0717	0.0673
5000	US\$/kWh	0.0671	0.0631	0.0605	0.0579	0.0540	0.0513
7000	US\$/kWh	0.0584	0.0556	0.0536	0.0492	0.0464	0.0445
8000	US\$/kWh	0.0557	0.0532	0.0515	0.0465	0.0441	0.0424
8760	US\$/kWh	0.0540	0.0518	0.0502	0.0449	0.0426	0.0411

Table 8.1.5 CEB'S PURCHASING PRICES AS OF 21, DEC., 1996

HFO	Economic	2.3470 Rs/l	2.4317 Rs/kg	0.1210 \$/kg
	Financial	2.9700 Rs/l	3.0722 Rs/kg	0.1529 \$/kg
Kerosene	Economic	4.003 Rs/l	5.1050 Rs/kg	0.2540 \$/kg
	Financial	5.077 Rs/l	6.4539 Rs/kg	0.3211 \$/kg
Coal	Economic	1.1530 Rs/kg		0.0574 \$/kg
	Financial	1.5566 Rs/kg		0.0775 \$/kg
Gasoil	Economic	4.2067 Rs/l	5.3442 Rs/kg	0.2659 \$/kg
	Financial	6.8742 Rs/l	8.7570 Rs/kg	0.4357 \$/kg

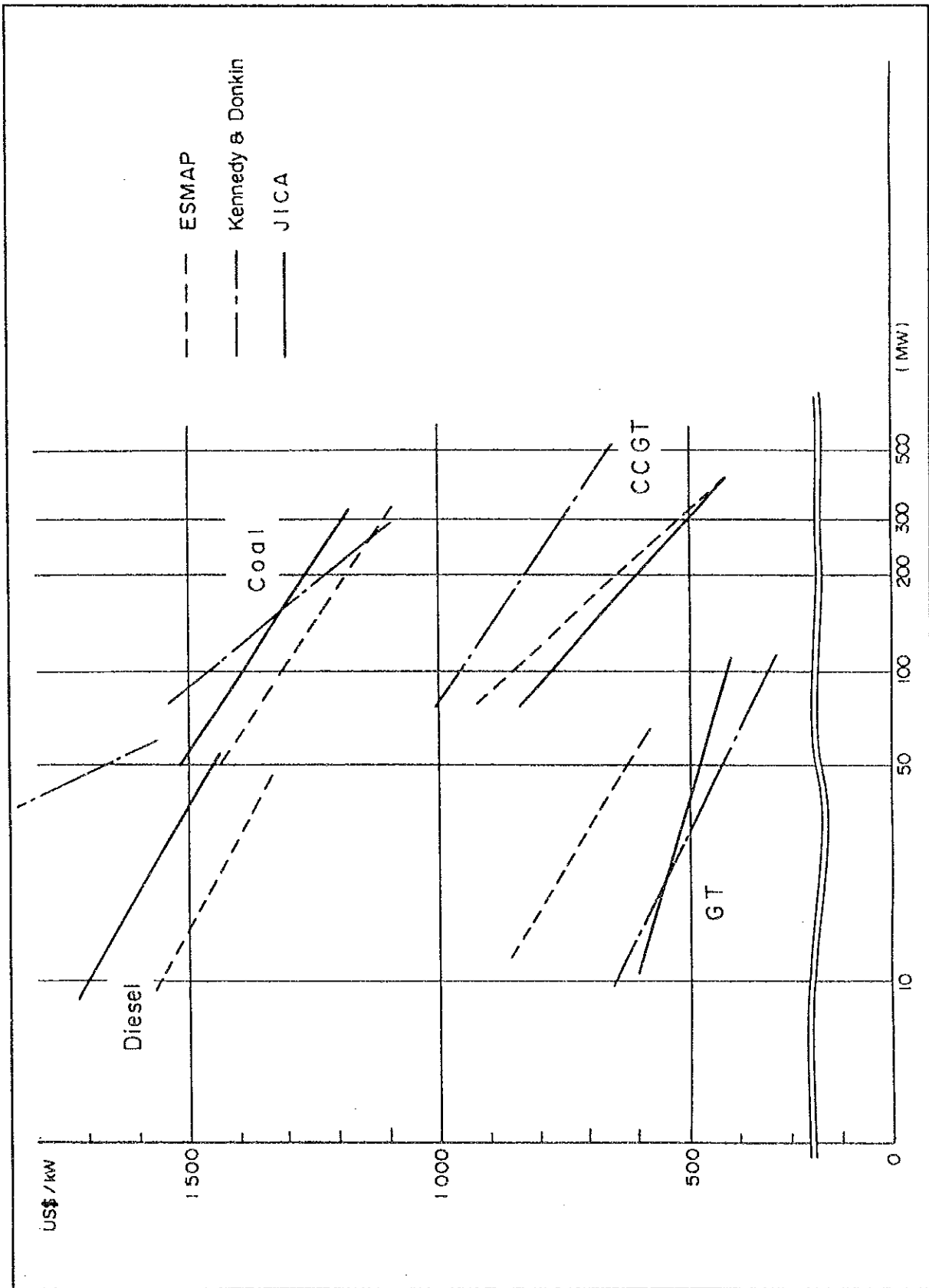


Figure 8.1.1 COMPARISON OF CONSTRUCTION COST

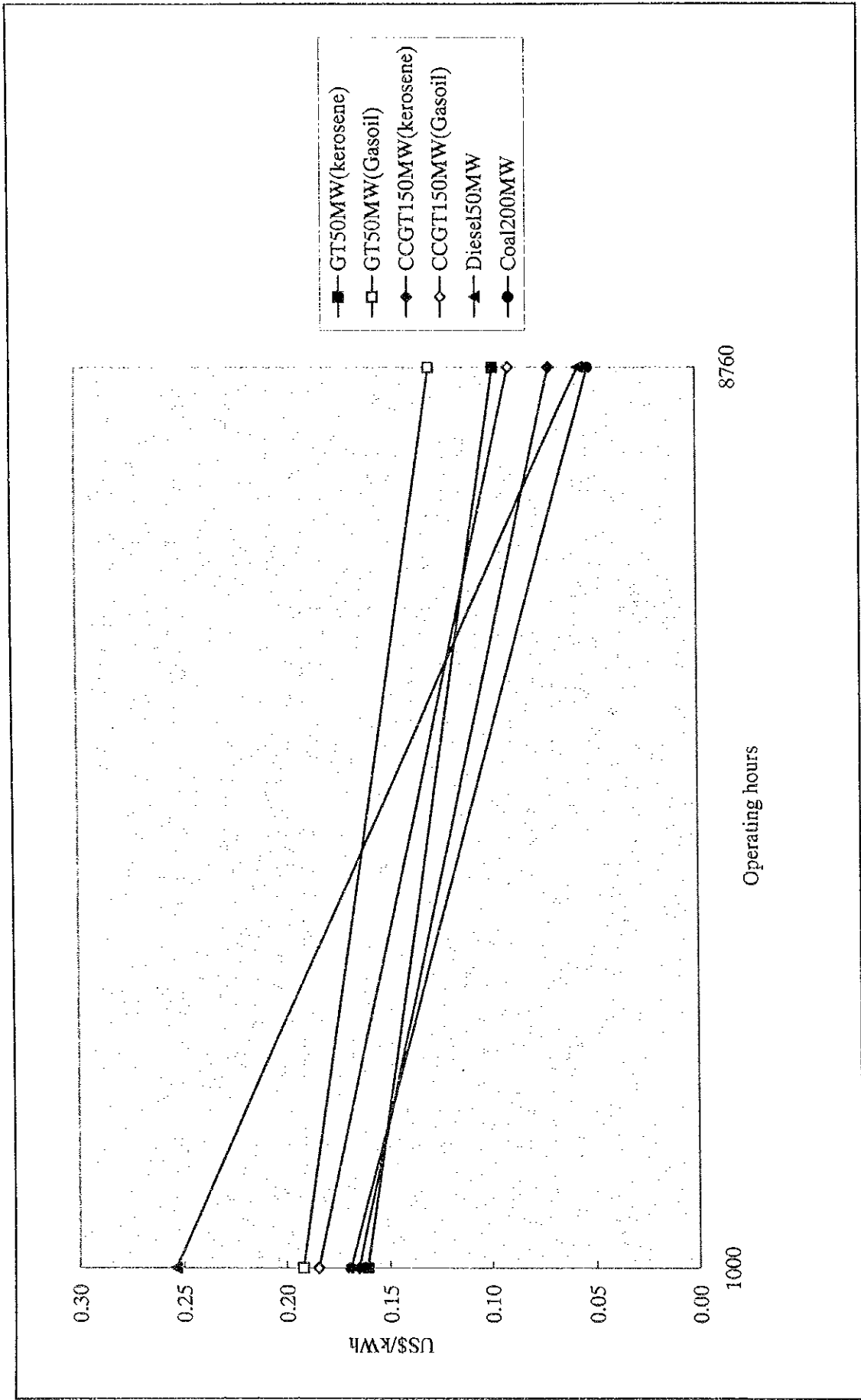


Figure 8.1.2 COMPARISON OF GENERATION COST (FINANCIAL)

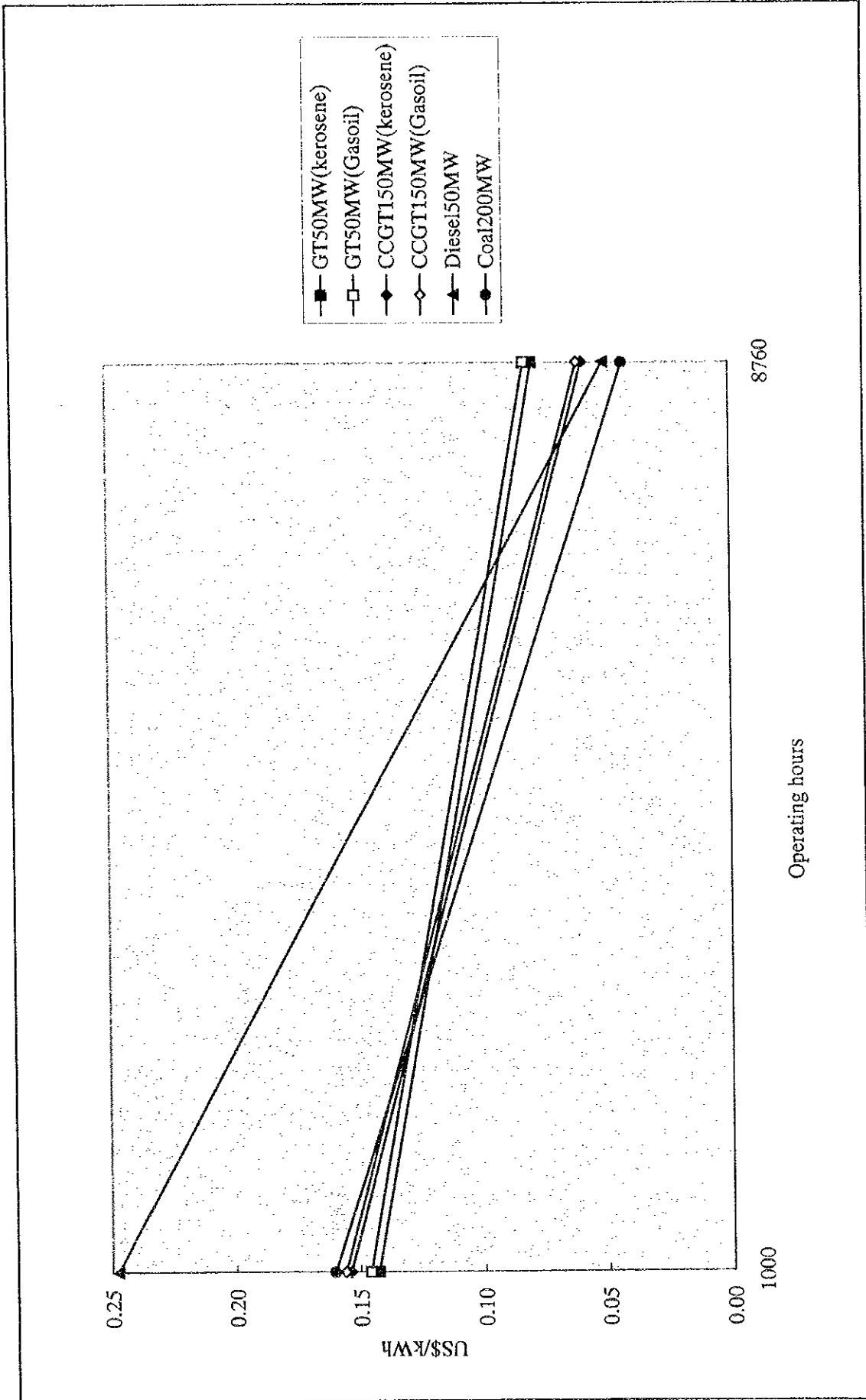


Figure 8.1.3 COMPARISON OF GENERATION COST (ECONOMIC)

8.2 国内輸送の効率化

8.2.1 概要

モーリシャスでは国家経済の発展、および国民生活レベルの向上にしたがって自家用および業務用自動車の保有台数が急増し、特に人口の集中しているポート・ルイスからキュールピップに至る道路の混雑はスムーズな産業活動への心配が起こりはじめ、道路渋滞に起因するエンジン効率低下による燃費の悪化や、自動車排気ガスによる公害問題が顕在化しはじめた。今後のモータリゼーションの進行や、特に石油や石炭などのエネルギー源、セメント等の建設資材、その他各種産業用原材料など輸入貨物の量の増大に伴い上記の主軸となる道路の混雑の度合いは激しさを増すものと推測されている。

これを改善し、ポート・ルイス港から各方面への貨物輸送をスムーズに、かつ効率よく行えるようにする為、政府はポート・ルイスを迂回する自動車道路の建設や、人口稠密地域で産業や官公庁の立地が多く人の移動量の大きなポート・ルイスとキュールピップの間に旅客用大量輸送システム（新交通システム）の建設を検討している。自家用車やバスによる移動の相当量が新交通システムに移行した場合には、電力への転換を含めた総合エネルギー効率の改善がなされるとともに、それまでのガソリンやディーゼル油から重油や石炭などのより安価な燃料に置き換わるという利点もある。更に副次的効果として道路の渋滞が緩和され燃費の改善も期待される。電力需要の増加を石炭による発電で供給する場合、非石油エネルギーへの転換が進行し、心配な環境問題もクリーン・コール・テクノロジー等最新の技術の適用により SOX、NOX を集中的に削減できるとともに、CO₂の放出量も抑制する事が出来る。

これまで CEB の主要発電所はポート・ルイス周辺地区に位置し、必要な燃料油は殆どを港からパイプ・ラインで供給して来た。今後の電力需要の増加に伴い、送配電の効率化や信頼性向上の面から東部地区への電源の配置が不可欠となる。その際は、燃料の供給をどのようにするべきかが課題となる。特に、燃料に石炭を利用する場合にはパイプ・ラインの利用も出来ず、必要な輸送量および輸送費を考慮すると、トラックなどによる道路輸送は避けるべきである。幸いにして島の東部の Mahebourg 地区の旧港湾跡地付近には（ラグーンの中で十分な環境への配慮を必要とするのは当然であるが）、外海からの航路や停泊地に必要な水深も十分で、燃料輸入船から直接陸揚げする設備の建設に好都合の場所があり、ここへの石炭火力の立地が推奨される。

石油製品の消費量の増加にしたがって、特にジェット燃料の空港への輸送に加えて他の石油

製品の安全かつ効率的な全国への配送システムが必要になる。需要予測によれば 2025 年のジェット燃料の消費量は年間約 273 千 KI であり、これを 30 KI 容量のタンク・ローリー車で運ぶとすれば、年間 9,100 台、1 日に 30 台が往復することになる。他の電力用以外の石油製品についても、全需要の 20% が中東部地区の消費量と仮定するとそれを配送するのに必要なローリートラックは年間約 10,000 台となる。ローリー出荷は、安全上の理由から夜間作業は通常行われぬ。さらに、ローリーは稼働率を高めるため、朝の始業時に 1 回目の積荷の 1/2 に出荷ポイントを集中し、その後は往復に要する時間に依りて 2~3 回転すると予想される。モーリシャスにおけるジェット燃料の空港への輸送を例にとりて見ると、2025 年における年間輸送量は 9,100 台相当であるが、年間 300 日稼働とすると、1 日 30 台相当となる。1 回の輸送に要する時間を見ると、出荷ポイントで待ち時間を含めて 1 時間、空港までの走行時間：1 時間、空港での荷下ろしに待ち時間などを含めて 30 分、ポート・ルイスへの復路：1 時間、合計 3 時間 30 分となる。ポート・ルイスおよび空港の両設備とも 1 時間以内の待ち時間で処理でき、全車 1 日に 3 往復すると仮定すると、1 日に 3 回、1 時間に 10 台のローリーが集中して動くことになる。港内道路部分を見ると、これに加えて他の石油製品の輸送に要する年間約 50,000 台のローリー（170 台/日）も同様の挙動を示し、1 日に数回のピークを形成することになる。特にこれらの需要の大部分が港を出た後、空港方面への自働道路に集中する可能性があることを考えると、ピーク時には 1 時間にローリーのみでジェット燃料を合わせて約 30 台が集中すると予想される。これらの大型可燃物輸送車は、増加する一般の貨物輸送トラックやバスなどとともに低速走行で、特に交通量の多いポート・ルイス・キュールピップー空港を結ぶ自動車道路のスムーズな走行を阻害し、交通渋滞を助長する事になる。道路渋滞下で輸送量を確保する為、無理な運転による事故の可能性も高くなり、危険も増大する。この様な種々の道路輸送上の問題を軽減する為、上述の石炭火力発電所の新規立地に合わせて、ジェット燃料を主体とした石油製品の受け入れ、貯油配送設備を設置する事を強力に推奨する。

上述のとおり、産業活動の活発化や国民生活の向上につれて自動車保有台数は増加し、人や貨物の移動もこれまで以上に活発となる。政府は輸送の効率化と運輸セクターのエネルギー消費量削減の為、職住接近の国家開発計画を策定し、さらに国内最大の人口密集地であり、官公庁や企業が集中し、したがって最も交通量が多い、ポート・ルイス・キュールピップ間に、新しい時代に即した旅客大量輸送機関を建設する事を検討中である。もしこれが実現され、自家用車やバスの利用者が予定どおり乗換えた場合、直接的な輸送エネルギー効率の向上に加えて、通行車両減少に伴う渋滞状態の改善による燃費の向上も期待出来、輸入エネルギーへの依存率低下にも貢献する。一方、これの建設には巨額の設備投資を要し、したがって採算性を確保しながら、低運賃と利便性で十分な利用客をつかむ事が必要であり、さらに新交通機関への乗換

えを促進するための政府による支援が必要になる。

以下にジェット燃料を主体とした石油製品と東部地区石炭火力発電所への石炭の輸送システム、およびポート・ルイスキュールピップ間旅客大量輸送システムについて検討を行う。

8.2.2 石油製品および石炭の配送システム

ポート・ルイス港の拡張、近代化に合わせて港内道路の整備工事が進行中である。将来の増大する輸出入貨物をスムーズに取り扱う事ができるよう計画されている。しかし港湾施設の管理者であるMMAからは、外部道路との接続がスムーズに渋滞を引き起こすことなく行われるような取付け道路の建設要請が出されている。MMAのポート・ルイス港拡張計画のベースとなっている取扱貨物量の予測を見ると、エネルギー源以外のセメントなどの建設資材や各種食料品などその消費者への道路輸送の車輛数の多さは容易に想像でき、港湾地区への出入ジャンクションでの混雑、渋滞が心配される。港湾外へ配送される貨物のうち石油燃料（CEB 向を除く）は2015年には約20%を占める事が予測され、これを何らかの方法で削減する事ができれば道路交通上の利点は無視できない。

次に、空港方面への道路輸送について見てみる。この道路は当国で最も交通量が多く渋滞の激しい幹線道路である。前述のとおり大量の危険物を積載したローリー・トラックのスピードは安全の面からも一般の乗用車に比較して相当に低くならざるをえない。この事は、実際の走行車輛数以上にその道路の輸送能力を抑制する事を意味し、したがって渋滞の可能性を増し、全体のスピード低下による燃費の悪化、燃料消費量の増加につながる事になる。ちなみに、自家用車のエンジン効率は80Km/Hr付近で最高値を示し、渋滞などによる走行速度の低下にしたがって、効率は低下し、周辺への排気ガス放出による環境汚染も悪化させる結果につながる。

全体のエネルギー需要の伸びの中で、生活水準の向上による電力への移行が大きく、その増加する需要に応え、安定して効率よく電力を供給する為に、島の東部地区に発電所が必要になる。この発電所は、経済性に加えてエネルギー源の分散によるエネルギー安全保障の推進も考慮に入れて、石炭火力が推奨されている。石炭を利用するに際しては、陸上輸送に伴う燃料費高騰を避け、その経済性を享受するため、発電所の立地は石炭を外航船から直接揚陸出来る場所が必要条件で、島内の適地を分析した結果、Mahebourg 地区にある旧港湾跡地が可能性が高いと言える。

海図によれば、外航船の通行に必要な航路が珊瑚礁の切れ目を通してラグーンの内部の停泊適地までつながり、水深も十分にあるのでジェティ建設に必要な投資も比較的安く済む。発電所は海岸付近の一部埋め立てにより造成し、燃料の石炭は沖合に延伸したジェティをとうして、ベルト・コンベアーにより燃料サイロに受け入れられる。ここはラグーンの中であり、石炭などの取扱いに起因する環境破壊を防止する為、船からの受け入れについても貯蔵用サイロにいたるまで閉鎖式のベルト・コンベアーの使用など最大限の注意が払われる。MMAによれば、一般的な国際貿易港を開設するのは巨大な投資資金を要し、現状では計画を進める事は非常に困難であるとしているが、目的をエネルギー源の輸入に限定した場合の可能性は残されており、国家全体の安全かつ経済的なエネルギー供給を考えると、この計画は避け難いものであろう。特にエネルギー供給の安定のために、国際的な水準であるところの90日分の石油製品の戦略備蓄を実現するとすれば、Table 8.2.1 に示されるように大型のタンク設備の建設が必要になり、このための新しい立地が求められる。

この地域に当国第二の貿易港を開く必要性については既に政府内部でも一部で議論が始まっており、発電所の必要時期が迫っている事から、その工期も考慮して全体計画を早急に策定し、発電開始時期に影響を及ぼさないようにすべきである。

前述のジェット燃料を含む石油製品の輸送についても、石炭発電所に設置されるジェティを利用できるようにすれば多くの利点がある。すなわち、石炭用ジェティをタンカーからの石油製品の陸揚げに利用できるようパイプラインを設置し、タンカーからの受入容量に見合った貯蔵タンクと付属設備を陸上に建設する。このシステムによる海上輸送費の増加は考えられないので（外航タンカーはポート・ルイス港を経ず直接来航するものと考えられる）、輸送用燃料の節減量は、ローリー・トラック輸送距離の短縮分である。すなわち、ジェット燃料の場合で約40Km、他の石油製品の場合で30Km相当の消費量が節減される。これによる節減量は以下のとおりである。

- 2025年における消費量のうち、ジェット燃料は100%、他の石油製品については20%が対象になりその配送先までの輸送平均距離を20 Kmとする。
- ローリー・トラック容量：30KI（LPGは10ト）
- トラック輸送のエネルギー消費原単位：700Kcal/T・Km
(復路は2,000Kcal/Km・トラック)

製品	輸送量(トン)	トラック台数	燃料節約 (TOE)
ジェット燃料	217,784	9,105	683
ガソリン	65,000	2,912	154
ディーゼル	50,000	1,970	117
重油	90,000	3,150	208
LPG	25,000	2,500	68

合計：年間ローリー・トラック台数：19,637 台

年間節約燃料：1,230 TOE

中・東部地区には3基の100MW能力の石炭火力発電所が計画されているが、同規模のガスタービン発電に必要な燃料油を陸上輸送するために必要なディーゼル量は以下の如く計算される。

燃料消費原単位 ：0.31 トン/Mwh
 年間発電量 ：300Mwh x 8000 時間
 消費燃料 ：744,000 トン/年
 輸送用トラック台数 ：31,105 台（往復）
消費ディーゼル油 ：2,915TOE/年

島の東部に火力発電所を中心としたエネルギーセンターを建設し、発電所および周辺部への一次エネルギーをここで外航船から陸揚げし、ポート・ルイス港を経ず供給を行った場合の陸上輸送燃料の削減量は、(1,230+2,915=) 4,145TOE/年となる。

これに加えて、最も繁忙な自動車道路における流れが改善される事による多くの車輛の燃費の向上や、重車輛の減少による道路保守費削減、危険物輸送に伴うリスク低減等の副次的メリットがある。

8.2.3 ポート・ルイスーキュールピップ間新旅客大量輸送システム

既に輸送能力の限界に近く通勤時間帯には激しい渋滞が発生しているポート・ルイスーキュールピップ間の自動車道路においては、今後益々通行車輛数が増加し、渋滞や排気ガスによる環境汚染が激しくなる事が心配されている。これを改善する為、政府では新しい道路の建設や既存道路の整備等を検討するとともに、最も交通量の多いポート・ルイスーキュールピップ間に旅客大量輸送機関として新交通システムを建設し、バスや自家用車の利用者をこの新交通シ

システムに移す事により、道路の混雑を和らげようというシステムの検討を始めた。新交通システムの詳細は現在明らかではないが、動力源としては総合エネルギー効率の点から電力を使用する事になろう。

“TRANSPORT ENERGY IN AFRICA”によれば、1991年の週日のバス利用者数は一日約74万人で、その1/3がポート・ルイスーキューールピップ間の乗客である。また'97年にはこの区間の移動者の67%がバスの利用者であろうと推測している。さらに同書は、将来の新輸送システムの一日の利用者数を片道、2010年に133000人、一日の総利用距離に直すと1452千人・Kmと予測している。これは片道5.5Kmを往復している距離に相当する。今回の検討の条件は、これらのデータも考慮に入れて以下の如く設定した。

沿線5市の人口は総人口の約44%（1993年）を占めていたが、農林業などの一次産業従事者を除外すると、50%を占めると仮定する。2010年および2025年の農業などを除く分野の労働者の総数はそれぞれ、614千人、761千人と予測されている。これらの50%がこの地域に住み、政府の職住接近の開発政策、横方向にある職場への通勤の可能性などを考慮して、さらにその50%（すなわち全体の25%）がこの新交通システムの利用可能方向に勤務する、あるいはこれを利用すると仮定すると、その人数は、2010年に15万人、2025年には18万人となる。前述の平均片道利用距離5.5Km/日は、このシステムの総延長が約27Kmであることからすると短いので、ここでは15Kmを採用する。この条件における一日（週日）の総利用距離（往復）は、2010年 450万人・Km/日、2025年540万人・Km/日となる。

次に自家乗用車から空新交通システムへの転換者数を推計する。将来予測によれば、自家用乗用車（Car and Dual Purpose Car）の数は、全国で2010年には16万台、2025年には45万台となる。この内対象地域に属するものが50%、通勤利用率を80%（対象地域外からこの路線を利用するものもあることを考慮して高目の利用率を設定した）とすると、車両数はそれぞれ6.4万台、18万台となる。新システムへの転向率は、2025年の自家用車所有率が相当に高くなっていることを考慮して、2010年には50%、2025年には30%とした。平均乗車人員も同様に、1.5人と1人とした。1日の平均走行距離（往復）40Kmとすると、

	2010年	2025年
自家用車輸送距離（Km・人/日）	1,920,000	2,160,000
新システム輸送距離（Km・人/日）	4,500,000	5,400,000
バスより動向（Km・人/日）	2,600,000	3,240,000

この新システムの目的は、自家用車やバスの利用者を出来るだけ多く新システムに吸収し、道路通行車輛数を減じ、道路混雑を緩和する事にある。この目的を達成する為には、利用者にとって経済的負担が少ないとともに、利便性が良い事、さらに自家用車からの転向を促進する為に政府の政策上でのサポートが必須条件である。

新システム導入による省エネルギー効果を推計する。自家用乗用車、営業用バス、鉄道による旅客輸送のエネルギー原単位はそれぞれ、600、180、100 Kcal/人・Km である。

新交通システムに採用される輸送形式は未定であるが、モノレールや専用道路による大型トロリーバスなど電気駆動式になると予想されるので、そのエネルギー省費原単位には上記の旅客鉄道の値を採用する。モーター駆動の場合、ガソリンやディーゼル・エンジンに比較して総合エネルギー効率が良い。これは近代的発電所における発電効率が低い事とモーターの動力変換効率が低い事による。

	<u>2010 年</u>	<u>2025 年</u>
乗用車分 (ガソリン) (TOE/年)	28,800	32,400
バス分 (ディーゼル) (TOE/年)	6,240	7,780
<u>合計石油製品消費削減量 (TOE/年)</u>	<u>35,040</u>	<u>40,180</u>

以上、多くの仮定条件の下に試算を行ったが、前にも述べたごとく、新交通システムの導入により、既存道路の交通量が減少し、渋滞が減り流れがスムーズになることによるエネルギー効率の向上、石油製品の輸入量の削減が期待される。また消費される電力については、発電に石炭など石油代替燃料を使用する事により、エネルギー安全保障の点でもメリットがある。

8.3 省エネルギー活動と関連技術の開発

8.3.1 省エネルギーの今日的意義

1970年代の2度に渡る石油危機はその前の約30年におよぶ石油の低価格と供給過剰が永久に続くという世界の常識を覆えし世界中の非産油国を驚かせた。その後十年におよぶ高石油価格による世界的経済の停滞と OECD 諸国を中心とした石油消費の削減や OPEC 以外での石油供給の増大により石油価格の低下と需給の安定を見た。このような状況下で、多くの非産油国、特に工業発展途上国では省エネルギー活動の鈍化が見られた。しかしながら OECD を中心とする工業先進国は化石燃料、特に石油の資源の有限性の問題と長期に渡る需給の安定を計るために省エネルギー活動を続けている。特に最近ではアジア諸国での急速な経済発展に伴う世界全体として化石燃料の消費が急増し、将来の供給不足の可能性が強まったこと、さらに地球大気圏でのグリーンハウス効果ガスの貯蓄増加による大気温度上昇が危ぶまれているため、これらの問題に対する望ましい対策としてエネルギー利用効率の向上、即ち省エネルギーの意義が重要視されてきている。

IEA の報告書 “WORLD ENERGY OUT LOOK” でこの点が明解に示されている。即ち “環境問題に対する地球的な関心、特に大気圏におけるグリーンハウス効果ガスの増加についての関心が世界の経済の方向を追加的なコストが必要であるとしても高エネルギー効率という方向に向けている”。

このような流れの中で ENERGY CONSERVATION の主要目標として次の点が挙げられている。(World Bank Energy Conservation Policy Paper 1993)

- a. 国産エネルギー資源の継続的な開発によりエネルギーの自給を増加する。
- b. 国内および輸入エネルギー源の多様化をコストと安定性のバランスを損なわずに計る。
- c. 新しいエネルギー資源および再生可能エネルギーの利用を追求する。
- d. 思慮深い省エネルギーとエネルギー利用効率の改善を進める。
- e. エネルギーセクターに対する開発と投資にプライベートセクターの協力を進める。
- f. 環境にフレンドリーなエネルギーシステムの採用を進める。
- g. エネルギーに関する計画とデシジョンに必要なエネルギーの情報システムを発展させる。

以上に述べた国際的な状況から見るに、モーリシャスにおける省エネルギー活動は基本的な見直しが必要であると考えられる。

8.3.2 モーリシャスにおける省エネルギー活動

(1) 総論

省エネルギーはモーリシャスにとっていくつかの重要な意義がある。その第一はほとんどのエネルギー供給を外国からの輸入の石油と石炭に依頼している現在、バガス等の国内エネルギーの利用拡大を含めた省エネルギー活動は国のエネルギー供給の非常時における安全性を高めるためにも、また原油価格の急激な上昇による経済に対するダメージを減らすために大切である。さらに国を挙げての省エネルギー活動は、省エネルギーに関する技術の導入を通じて国の産業技術の改善をもたらし、国際的なコスト競争力をつける事に貢献できる。また、現在地球規模で国際的な協力が進められているクライメートチェンジの対策、即ち省エネルギーの推進により、エネルギー消費、特に化石燃料の消費を地域的規模で減らすことに積極的に協力することによって地球の温暖化に繋がる炭酸瓦斯等のグリーンハウス効果瓦斯の地球大気圏での増加を防ぎ、それにより海水レベルの上昇を防ぐことは、モーリシャスにとって重要な観光産業の資源である、海岸地帯の環境維持のためにも意義がある。

現在のところモーリシャスではエネルギー消費の絶対量が少ないこと、特に世界の各国で省エネルギー活動の推進役になっているエネルギーインテンシブ産業が少ないことから国全体としての省エネルギー活動は活発とは言えない。しかし前述のごとく省エネルギー活動は地球的な意義があること、さらに将来の原油価格の上昇に備え、省エネルギー活動の基盤整備を急ぐべきと考える。

(2) モーリシャスの省エネルギー活動の現状

前節で述べた省エネ活動の主要なテーマに含まれるいくつかの省エネ活動は既にモーリシャスでも実施されている。以下にその概要を示す。

1) バガス発電プロジェクト (BEDP)

モーリシャスの国内の主要なエネルギー資源として認識されている砂糖の生産に伴う副産物であるバガスはレニューアブルなエネルギーであることおよびその適切な利用は砂糖の生産コストの削減、即ちモーリシャス砂糖産業の国際競争力の強化にも貢献することか

ら、モーリシャス政府は砂糖業界の協力を得てその実現に積極的な努力を進めており成果を挙げている。（詳細 5 章参照）

2) 電力セクターにおける省エネルギー努力

- a. 目下の所、発電に関してはエネルギーの利用率の向上はベースロードのディーゼルエンジン発電のエネルギー効率を旧型の（1970 年代）の 33~36%を新しい 46~49%に切り換える方向が考えられている。しかしながら現状の燃料コスト 0.15 US\$/kg ではプラントの更新の経済性は低コストの資金が入手出来ないと正当化は困難である。
- b. 新しい試みとして風力発電の導入に向けての努力も行われているが、いまだデモンストレーション段階で今後の発展が望まれている。（詳細は 4.5 章参照）
- c. 送電部門のロスの軽減

送電システムのロスは近年主系統の電圧を 33KV より 66KV に変更することにより大幅に改善された。さらに将来計画として 132KV システムの利用が計画されている、

3) 工業関係

工業におけるエネルギー利用の効率の現状についてはデータが乏しく、今回調査でアンケート調査を行ったが回答率が低く（約 10%）正確な推定はできないが、政府の省エネ機器の輸入に対する奨励措置もあり、工場電力の力率の改善は多くの工場で実施されており 90%以上になっている。また照明用のライトについても最新の高周波蛍光灯等の高効率型の導入は 60%を越えていると推定されている。しかしながら現在工業先進国で進められているサイリスタ利用の変速機による流量制御での省エネ技術の採用は極めて一部でしかない模様で、スチームボイラーに関する省エネに関するモーリシャス大学の報告書でもほとんどの工場は保温の改善、スチームリークの減少といった水準に止まっていると推定される。

4) 民生関係

この部分では、太陽熱利用の温水器の利用がかなり普及しているが、導入数が現在まで全国で 18,000 個とされている（全所帯数 240,000）。その普及は停滞しているとのことである。その原因はイニシャルコストの高いこと、メンテナンスのトラブルなどにあるとされている。

8.3.3 エネルギー消費に対する技術改善のインパクト

(1) 自動車用燃料

IEA が 1994 年に発表した報告”ENERGY IN DEVELOPING COUNTRIES”は 1971 年から 1991 年に到る 20 年間のアジア、アフリカ、ラテンアメリカの発展途上国におけるエネルギー需要の変化についての調査の結果が記載されている。その中にはモーリシャスの状況にも極めて当てはまる点が多く見出される。例えばその要約版では“本報告に含まれる多くの国において過去 20 年間にエネルギー需要は人口増、経済活動の活性化、一人当たり国民所得の収入増に下支えされ増加した。経済の増強は産業活動の急速な成長によっており途上国共通の現象である都市化の加速化と結合して自動車輸送に起因したエネルギー需要の激しい増加をもたらし、その結果多くの国において GDP の増加をエネルギー需要の増加が上回り総合的なエネルギーインテンシティーの増加を見た。しかし東アジアにおける先進的経済構造を持った国ではエネルギーインテンシティーは増加せずに経済構造の中でサービスセクターの比重が増している”。モーリシャスについて過去 10 年の経緯を見るに GDP (Constant Price)の平均伸び率 6.1%に対してエネルギーは (TOE) 8.6%の増加を見ており、交通部門用のガソリン・ディーゼル油は 9%を上回っている。また、一次エネルギーの消費の約 30%を占めるにおよんでいる。このように過去においてエネルギー需要の増加の主要因の一つであった交通機関用のエネルギー需要の将来について考察する。

1) エネルギー効率について

自動車のエネルギー消費を決定する要因は複雑で明解な解答は得られないが、一般に a. 設計・製造された時の効率（新車の燃費）、b.使用されている自動車の古さ、c.保守の水準、d.通路事情などが要因になるとされている。

- a. 現在のモーリシャスの乗用車はその 80%が日本製と言われており、残りは欧州および韓国、マレーシア製と見られる。現在では日本車を始め世界の自動車メーカーは米国市場を視野に入れていることから、新車の燃費は米国の CAFE (Corporate Average Fuel Economy)の基準を達成していると考えて良いので、モーリシャスの輸入車も 1980 年代の製造であれば日本製であればその燃料消費は 13km/l、また米国基準では 11km/l 程度と考えると良い。

この燃費は 1980 年代の後半から排気の浄化および自動車の安全性重視の対策が行われたことから、現在もあまり変わっていないと見られており、日本の改善目標も 2000 年で 1988 年型から 10%、2010 年で 1988 年の 15%減（乗用車）とトラックバスについ

ては 2010 年で 1988 年の 5%減という設定になっている。従って近い将来に大幅な減少は見られないと予測される。従って現在モーリシャスで使用中の自動車は大部分が 1980 年以降の製造と考えられるので年々新しい年次モデルに入れ替わったとしても大幅な燃費の低下は期待できない。

b. 経年変化の影響

現在モーリシャスにおける自動車の平均的寿命は平均 6 年とされており、このことは 50%の自動車は 6 年以前に製造されたことになる。今のところモーリシャスの経年による燃費の低下を示すデータは得られていないが IEA の報告によればインドネシア、タイランド、韓国のデータでは平均 10km/liter という数値が観測されており上述の新車に比較し 10~30%低いと考えられる。モーリシャスの現状も上記の国と同様と思われる。近い将来にモーリシャスの自動車の平均寿命が急速に下がると考えられぬことから、この要因による将来の燃費の効率が現状より大幅な改善は考えられない。

c. 保守技術の水準

この問題は前述の経年変化と関連しており、十分なスペアパーツの補給と有能な技術者が育っていれば自動車のエネルギー効率は年が経ってもあまり変わらないと考えられる。モーリシャスの実態についてさらに調査が必要であるが、現地調査で訪問したレンタカー会社とバス会社での事情調査ではメンテナンスの問題は出てこなかった。インド、パキスタン、バングラデシュではパーツの入手困難と古い自動車が多いことから故障が多く、走行中の故障で道路上で停まっているトラックをよく見かけるがモーリシャスではほとんど見かけなかった。上述の観察からモーリシャスの自動車の保守は満足できる水準にあり、近い将来に急速に改善される余地はないと考えられる。さらに、モーリシャスでは一定期間ごとの車検が義務付けられているので一定水準の保守が今後も行われると考えられる。

d. 道路事情の問題

現在のモーリシャスの社会問題の第一が道路の混雑、特に首都のポート・ルイスと住宅の多いクレピール・ローズヒルの間の人および物資の輸送による交通渋滞と言える。この原因は砂糖の栽培が産業の中心だった時代は海岸よりも気温も低く生活環境として適した高地（海拔 200~400 米）地域に人口の大部分が住み着いたが、輸出目的の産業の発展と共に国際港であるポート・ルイス周辺に官庁および工場、物流設備が集中的に建設されたことにより職場のあるポート・ルイスと住宅地域間の人の移動が

拡大し、しかも収入の増加に伴いバスから乗用車への人の移行も加わり、道路の混雑が起こった。政府はこの問題解決の為新道路の建設、大量輸送システム（電車）とバスの効率改善などの対策を考えているが財政面の制約もあり急速な改善は望み薄である。

以上の分析から言えることはモーリシャスの交通機関（自動車）のエネルギー消費の効率の将来は輸入する自動車の効率改善が全体に普及していくことによる改善が主なものとなる。1995年から2010年で乗用車の燃費は10%程度、トラック・バスは日欧車で3%、インド製は6%向上すると考えると（平均4.5%）。1996年から2010年までガソリンとディーゼルの割合1:1と考えれば年率0.48%程度の改善が見込み得ることになる。

(2) 産業用のエネルギー

第一次および第二次石油危機の結果の石油価格の上昇と石油供給に対する不安感からOECD諸国では政府・民間とも積極的なエネルギー削減施策を行った。その結果、エネルギー原単位（実質GDP1単位当たりのエネルギー使用量）の減少を見た（参照Figure 8.3.1）。OECD諸国では1980年を100とするならば1990年代の半ばには80まで下がっている。このエネルギー原単位の変化は二つの大きな要因が含まれている。その一つは鉄鋼、アルミ精錬で代表されるエネルギー集約産業の移転で他の一つはエネルギー消費の減少に効果のある新技術の積極的な採用である。特に第二の対策（エネルギー消費の地球的規模での減少）は、現在地球的な問題となっているグリーンハウス効果瓦斯（炭酸瓦斯 etc.）の減少対策に繁がることからOECD諸国のみならず、世界の諸国の共同の目標としてその積極的な推進が求められている（8.3章参照）。OECD/IEAの予測では、1990～2010年にかけてOECD諸国では年率1.0%、旧ソ連圏では1.2%、その他諸国では1.1%のエネルギー原単位の低下が可能とされている。モーリシャスの産業のエネルギー原単位の推移を見ると以下のようにになっている。

Table 8.3.1 TRANSITION OF ENERGY INTENSITY

	1985	1988	1991	1994	1995
エネルギー消費 TOE/Y	292,853	457,555	574,473	643,010	668,794
GDP MRs Const	27,183	35,176	40,678	47,113	47,600
GDP 1985 US\$ (10 ⁶)	1,760	2,278	2,634	3,051	3,082
原単位 TEO/10 ³ US\$	0.166	0.200	0.218	0.210	0.217

Source: JICA 調査

即ちモーリシャスの産業のエネルギー原単位は OECD 以外の国（工業的途上国）の動きに似ている。このことはモーリシャスでは 1980 年以前はエネルギー集約産業がほとんどなかったことから、石油危機後、繊維産業、特に染色・加工の発展に従ってエネルギー原単位が若干増加したと見ることができる。現在および将来のモーリシャスの産業の中でエネルギー消費の多い産業として考えられるのは（電力と運輸を除く）EPZ と一般製造業がほとんどでその大半を占めるのが繊維産業と考えられる。そこで今後の産業のエネルギー原単位の動向は繊維産業の動向で代表して考えることとする。先進技術を採用していると考えられる日本における織物等、機械染色整理産業のエネルギー消費の過去 20 年の動向を見ると下記のようにになっている（MITI 繊維統計）。

Table 8.3.2 ENERGY CONSUMPTION PER 1000m² TEXTILES

	1973	1978	1983	1988	1993 (Estimate)
Fuel Oil	0.216	0.194	0.131	0.132	0.133
KWH (F.O. equiv.)	0.038	0.045	0.046	0.050	0.055
計	0.254	0.239	0.177	0.183	0.189

即ち、石油危機後 1980 年の半ばまでは年率 3% を超える急速な省エネルギーが進められたが 1990 年代の後半からは対象市場の高級化・複雑化に伴い、エネルギーの消費が増加傾向となっていることを示している。また、石油価格の急速な低下は省エネルギー投資の意欲にブレーキが掛かり原単位削減は停滞していると見られる。このような先進技術（特に省エネルギーについて）の採用がどのようにモーリシャスで実施されるかの判断の一つの材料として現在採用されている技術水準についての調査が必要になるが、第一回、第二回の現地調査において文献調査および工場などの訪問調査を行ったが直接利用可能な情報は存在しないことが明らかと

なった。そこでモーリシャス側と協力し重要なエネルギー使用者に対してアンケート調査を行ったが、回答率も低くまた回答内容も精度に問題があり正確な実態把握は困難と思われるので1995年モーリシャス研究評議会が行った各セクターの一般的な技術水準調査からの推定を試みる。

同調査の中で各セクター員が現在保有している技術に対してさらに勝れた技術が現在存在する事の認識の程度を調査している。その結果はTable 8.3.3に示される。さらにこの5年間に各セクター員の行った投資の目的の調査が行われており、その結果から現在のところモーリシャスでの投資はほとんどが能力拡大、品質向上、老朽設備の更新、労働費の削減に限定されていることが明らかになっている。このことから現在の最新水準とのギャップは相当であると判断され平均的な水準は1980年の初期と考えて（モーリシャスで工場建設が盛んであった）よいと判断される。

Table 8.3.3 TECHNOLOGY LEVEL ASSESSMENT

Industrial Sector	Awareness of Better Technology	Investment for Cost Reduction (Excluding Labor Cost Reduction)
Agriculture, Agro Industry (Include brewery distiller)	90	0
Bread	50	0
Metal Forming	61	0
Plastic Forming	55	0
Printing	55	0
Stationaries	73	some
Sugar	100	0
Textile	65	0
Transportation	70	33

Source: Research Council Mauritius

モーリシャスの繊維産業が高級品の生産に向かっている現在、しかも積極的なエネルギー節約投資が見られない現状では過去の十数年OECD諸国で見られたごとく年率1.0~1.5%と言ったエネルギー原単位の削減は困難と思われるが、モーリシャスの産業の一部では少数ではあるが積極的に新技術の導入を進めている工場もあり、また老朽設備の更新に伴う技術向上は継続されると考えるべきなので現在からAD2010に向かって年率0.5%の改善は充分可能と考える。

(3) 家庭用・商業用エネルギー消費原単位

一般に家庭用・商業用のエネルギー使用量は各家庭、商店におけるエネルギー消費器具即ち電気器具の数と使用時間とその平均負荷およびその燃料の消費量で決まる。家庭用・商業用のLPG、KEROSENE 燃焼器の効率が近い将来変化があるやについては、データが不在で推定困難なので電気器具のみについて検討する。

IEA の家庭用・商業用エネルギー効率の改善についての予測は、高度技術の導入により次の様なエネルギー効率の改善が可能としている。

	可能節減範囲	市場・制度の障害	2010年での未達成
民生用冷暖房	10-50%	小/大	多様
民生用給湯	多様	小/大	多様
民生用冷蔵庫	30-50%	大	10-30%
住宅用電灯	50% over	大	30-50%
商業用冷暖房	多様	小/大	多様
商業用電灯	10-30%	小/大	多様
商業用モーター	10-30%	極小/小	0-10%

Source: IEA World Energy Outlook

1995年の家庭での電力使用量は、292 Gwh (33.7MW Ave.)。これは商業用に匹敵し全体の33%に達している。商業用は家庭用・産業用に次ぐ消費量で、229 Gwh で全体の26%におよんでいる。従って家庭用・商業用の電力需要は全エネルギーの33%を使用する電力の59%を占める(全体の20%)シェアを持ち、この利用効率は電力需要に対し相当のインパクトを持つと考えられる。

1995年にモーリシャス大学が行ったサンプル家庭での聞き取り調査の結果からの推定によると次のような電気機器の普及状況が知られている (Table 8.3.4)。このデータでは照明用の電灯の数が調査されていないが、1990年に行われた住宅に関する調査 (MEPD) によると一過家庭当たりの部屋数は約60%が4室以上となっている。このことから一戸当たりの電灯の数は平均4~5個はあると考えるが、その各々の点灯時間は等しくない。日本のデータでは年間の電力使用1970年代、 $2,000 \times 10^3 \text{kcal/House Hold}$ の15~20%程度が照明に利用されていたとされる。一日10時間点灯と考えると ($6.45 \text{ kwh/d} \times 0.2 \div 10$)、約130wとなり60wが2灯10時間点灯されたことになる。現在のモーリシャスの場合もこの水準とあまり変わらないと考えられる (但し点灯8時間)、家庭用電力の主力は照明 (27%)、冷蔵庫 (24%)、温水器 (11%)

に続いてテレビ（10%）、電気アイロン、炊飯器等が続くことになる。

以上から家庭用電力消費が新技術による製品の普及によりエネルギー消費が削減できるのは照明、冷蔵庫とテレビが主と考えて良いと考えられる。これらの家庭用電気器具について日本を始めとする先進諸国では、ここ 20 年間に省エネルギー設計が採用されたがその効果は 1980 年代の半ば以降の製品では見るべき成果は出ていない。モーリシアスで冷蔵庫が本格的に普及したのが 1980 年代中期である（1984/85=31.7%、1995=68%）ことから考えると、今後の新型機の増加によって顕著なエネルギー削減は望み得ない。この点は空調、テレビも全く同様である（参照 Figure 8.4.1）。従って可能性のあるのは照明関係で白熱灯・旧式蛍光灯の新型の交替は今後も進むと考えられるので、IEA の推定の 2010 年までに 20%位の改良の可能性は見込める。全体の約 27%の 20%の削減であるから 15 年間で全体の 5%強ということになる。

商業用については照明はほとんどが新技術が採用されていると見られるので今後の改善はあまり見込みがない。商業用のエネルギーでは温水器のエネルギー使用については改善の可能性はあるが、これは家庭用の太陽熱による貯水式温水器と同様、政府または ENERGY CONSERVATION CENTER などの強い指導がないと現在のような電力料水準ではなかなか進まない。

CEB が主体となり DEMAND SIDE の MANAGEMENT の手段として大型商店街、集合住宅などで電熱供給システム（コージェネレーション）の建設を計ることが民生用エネルギー削減および長距離送電のロス削減という点でも将来の課題となると考えられる。

Table 8.3.4 1995 DATA

Device	Energy Consump.	Energy Consump.	Rating	Number of User Household	Potential Load		Usage Factor
	A=C*F	B=A*D/1000	C	D	E=C*D/1000		F
	kWh/day/UHH	MWh/day	kW		[%]	MW	hr/day/UHH
Hot plate / cooker rings	3.00	49.7	2	16582	7	33.2	1.5
Instant. water heater	2.40	91.0	3	37902	16	113.7	0.8
Storage water heater	9.00	19.2	3	2132	1	6.4	3.0
Television set	0.25	54.5	0.05	217934	92	10.9	5.0
Electric kettle	0.33	18.2	2	54484	23	109.0	0.2
Washing machine	0.34	13.5	0.3	40270	17	12.1	1.1
Refrigerator	1.20	193.3	0.05	161082	68	8.1	24.0
Freezer	2.40	11.4	0.1	4738	2	0.5	24.0
Electric iron	0.60	135.0	0.75	225041	95	168.8	0.8
Air- conditioner [#]	2.43	2.3	0.8	948	0.40	0.8	N.A.
Rice cooker	0.62	64.6	1	104229	44	104.2	0.6
Lighting [#]	0.76	178.2	N.A.	234516	99	N.A.	N.A.

UHH = User Household

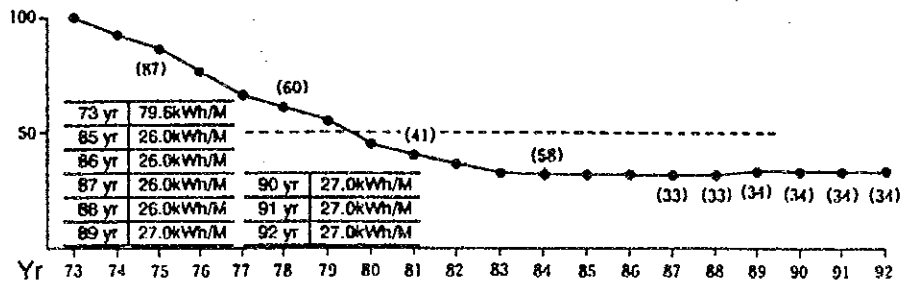
Data source :	A	Survey result
	B	Computed
	C	Survey result
	D	Survey result
	E	Computed
	F	Survey result
	#	Survey result

Total Number of households = 236,885

From : Becharry, R.P., Mohee R., and Baguant, J.1995. Domestic Energy Consumption and Related Environmental Impacts. Interim and Draft Final Reports for the ADB. University of Mauritius

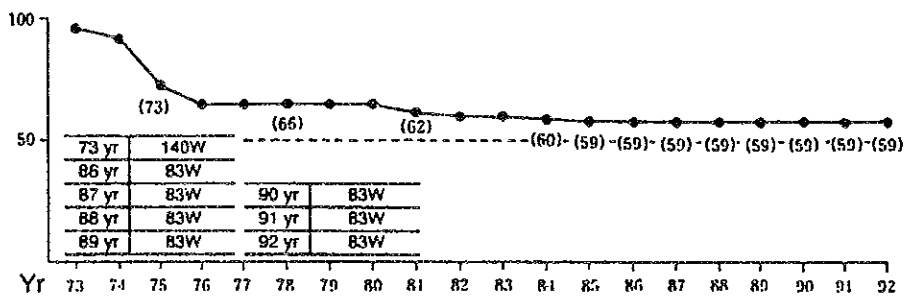
(1) Refrigerator with Freezer

Monthly power consumption of refrigerator with freezer (Capacity: 170L, 2door type) (1973=100)



(2) Color TV

Power consumption of 19", 20" TV (1973=100)



(3) Air conditioner

Power consumption of separate type air conditioner cooling capacity 1,600kcal/h (1973=100)

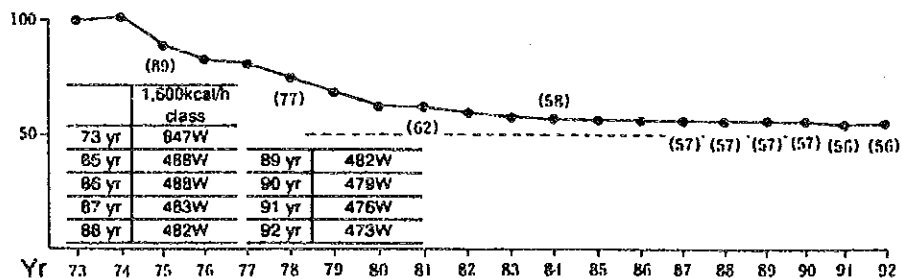
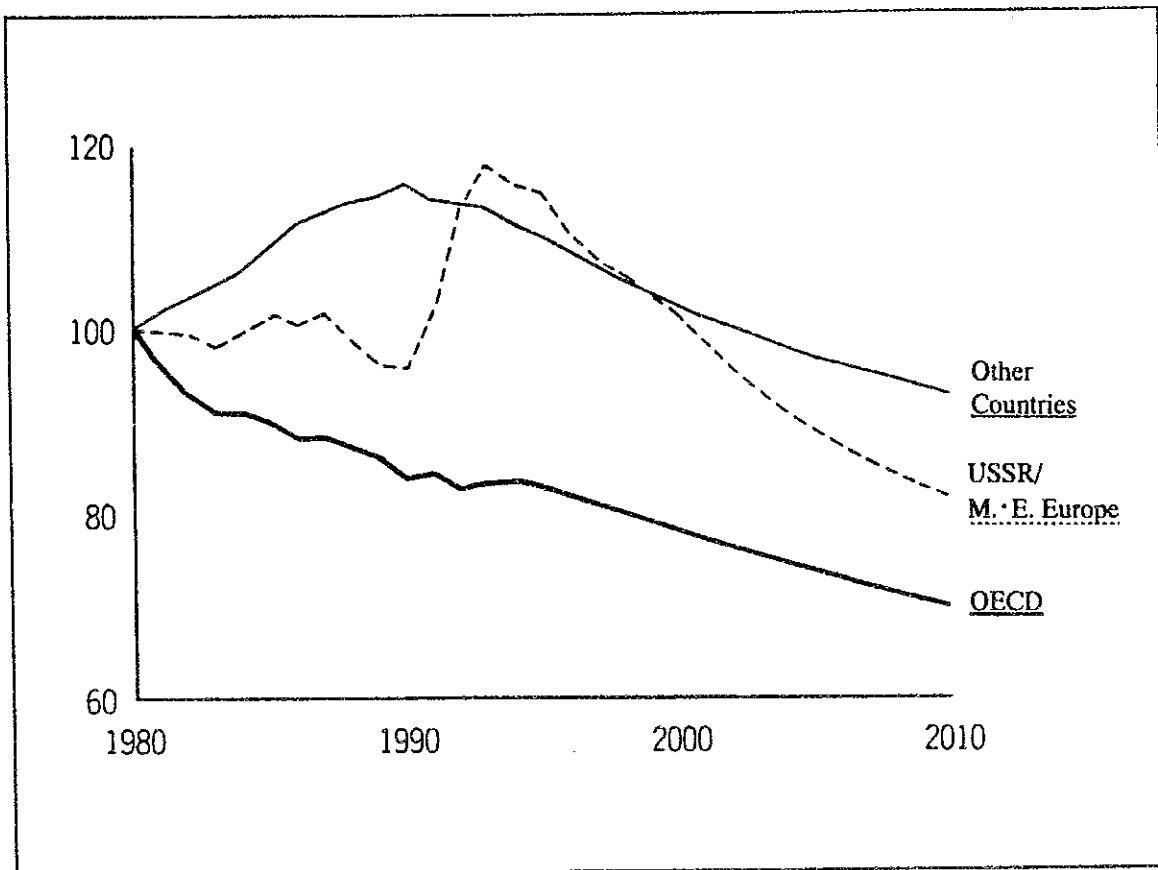


Figure 8.3.1 PROGRESS OF ENERGY SAVING IN HOUSEHOLD ELECTRICAL APPLIANCES



Source: IEA

Figure 8.3.2 ENERGY INTENSITY (1880=100)

8.3.4 モーリシャスにおける省エネルギー活動の問題点と対策

(1) 国家としてのエネルギー政策としての省エネルギーの位置付け

石油危機とそれに続く石油価格の高騰期においてはエネルギーの大部分を輸入石油製品に依存するモーリシャスにとっては、省エネルギーは国の経済、ひいては国の存亡に係る最重要政策であったが、現在の低石油価格時代においては、多くのセクターでプライオリティーの低い問題として捕らえられている傾向が見られる。しかしながら本章の始めに述べた如く、今日省エネルギーの努力は長期的には限界のある石油資源の有効利用とグリーンハウス効果ガスの大気環境への蓄積対策として全世界の国々が継続して進めるべきテーマとして考えられている。さらにエネルギーの消費の増大は確実にその地域の自然、社会環境に重大な影響を及ぼすことが明らかなることから、省エネルギー問題はその国の環境対策との関連としても捕らえられなければならない。従ってエネルギー省が主体となって形成されるべきナショナルエネルギーポリシーの中に省エネルギーに関する政策を明確に組み込むことが極めて重要と考えられる。その政策は具体的に以下に述べる諸点を視野に入れ設定されることが望まれる。

(2) 省エネルギー活動の核となる組織の設立

現在のところモーリシャスでは省エネルギー活動は MLGPU、モーリシャス大学および一部の民間企業で行われているが、これらは全体として総合されていない。先ず MLGPU 省のリーダーシップにより省エネルギーセンターの設立を民間の協力を得て実現することが必要となる。この組織は政府の環境対策、エネルギー政策の推進の手足となり、広い意味の省エネ活動の実現に努める。このセンターは国内・国外の省エネルギーに関するデータ・インフォメーションの定常的な収集と関係団体への配付を行う。さらに数名のエキスパートを養成し、公的企業および私的企業で省エネルギー活動を進めるための核として活動させる。

(3) 組織的かつ継続的な情報の収集とその活用

現在のところ国内の各企業におけるエネルギーの利用効率についてのデータが組織的に収集されていない。これを改善するために毎年各セクターでのエネルギー消費の実情を明らかにするデータを MLGPU に提出させる習慣を作り、またこの活動に積極的に参加させるために有効な技術を導入したパーティーや改善の効果を挙げたパーティーに対して表彰やファイナンシャルのインセンティブを与える（開発銀行の融資を優先的に認める）システムを作ることが望まれる。

8.3.5 省エネルギーについての具体的な提案

(1) コージェネレーションの推進

現在、世界のエネルギー先進国で主要なテーマとなっている熱と電力を同時発生（コージェネレーション）させる省エネルギーは、モーリシャスではまだ関心が高くない。BEDP は製糖用のスチーム発生と電力の同時生産を行うという意味でコージェネレーションに属するのであるが、コージェネレーションとしての認識はあまりされていない。

現在、世界的に電力と熱の同時発生は重要な省エネルギーテーマとして注目されており、熱と電力の需要が継続的に同時に存在する大型のビル、工業団地、集合住宅でのコージェネレーションが実施されている。多くの場合、ガスタービン/ディーゼルエンジンによる電力供給とそれから出る排気の持つ熱を利用して温水供給、冷・暖房を行う仕組みとなっている。モーリシャスでも発電所とその周辺地域でのコージェネレーション、大型ビルディングのコージェネレーションは充分実用性があると考えられるが、今のところ積極的な取り組みは見られない。特に長期的なエネルギー価格・電力料金の上昇を考えるとコージェネレーションの導入について早急な検討を要すると思う。（IEA の推定では先進工業国の発電エネルギーの 6～10%は AD2010 までにコージェネレーションを組み込むことが可能になると推測している）

実際の電力-熱のコージェネレーションの日本の経験が Appendix 4-B に示されている。

大きなホテル、大きな集合住宅、ショッピングセンターなど電力とスチーム/温水需要のある所ではディーゼルまたはガスタービン発電と熱回収のコージェネレーションが実現可能と予測される。このようなコージェネレーションの推進は CEB の果たすべき重要な機能と考えるべきである。なぜならば一般にコージェネシステムは初期投資が大きいことと、熱・電気設備についての十分な技術能力が必要とされることから、CEB の持つ能力が求められる。CEB が“デマンドサイドマネジメント”としてコージェネレーションを推進することは電力セクターの近代化の一環として有意義と考えられる。

(2) エネルギーソースの多様化

特定のエネルギー源に極端に依存しているような国では、そのエネルギーの入手先を多様化することが有事における国益に繋がるとして省エネルギーの重要なテーマとなっている。モーリシャスでも輸入石油製品への依存が高いことから、石炭を始めとする他のエネルギー源の利用が望まれている。（石炭火力については 4.3 章参照）

長期的に考えた場合、環境の汚染をもたらさないエネルギーとして評価が高い、液化天然瓦斯の利用はモーリシャスにとっても有益となる時が来ることも充分考えられるので、20年、30年の視野でのフィージビリティを調査することを考えるべきと考える。

(3) 非伝統的エネルギー利用

この考え方は上記(2)の一部に属すると言えるが、一般には化石燃料と水力発電を除外したエネルギーを対象として考え、その重点は国内産のリニューアブルエネルギーの開発に置かれる。特に近年、化石燃料のリニューアブルエネルギーによる代替は、国際的に求められている地球規模の取り組みが必要な温室効果のある炭酸瓦斯等の大気圏への蓄積を減らす効果から、高い評価を受けている。

(4) 太陽光温水器利用の拡大と電気温水器利用の削減

モーリシャスでの太陽光温水器の利用はリニューアブルエネルギー利用の象徴として当初期待されたほどは普及していない。

このような普及の停滞の原因として次の諸点が指摘されている。

- 1) 高い初期投資
- 2) メンテナンスの難しさ（コストと技術）
- 3) 電力温水器のコストが低いこと

温水器用電力消費の削減はモーリシャスにとっては輸入エネルギーを国産のリニューアブルエネルギーに転化することだけでなく、夕方の電力消費のピークを減少させることの効果も期待される。しかしながら注意すべき点は温水貯蔵槽付太陽光温水器が普及しても夕方のピーク需要の低下は太陽光の無い時間が続いた時の電気温水器の利用が廃止できない限り有効ではない。そこで太陽光温水器に雨の日のバックアップとして、LPG 温水装置を組み合わせた温水装置をリース方式で利用者に貸与し、一層の太陽光利用と温水用電力の節減を計ることを提案したい。CEB 事業のデレギュレーションに伴う事業として CEB の営業能力、技術力と資本調達能力を生かすことが可能と思われる。LPG の価格は石油燃料と比較しカロリーあたりは高いが、燃料燃焼熱の温水への転化効率が発電・送配電による電力より比較的高いこと、また稼働率の低い kW 当たり高価なピーク発電のコストを考えれば採算も良いと考えられる。

◆ 第9章 最適投資計画 ◆

第9章 最適投資計画

9.1 最適投資計画の選択

(1) 目的

本章の目的は、予測される電力総需要に対して技術的見地から提案される供給計画代替案につき、財務的、経済的に最も適切な投資計画案を計量的比較評価によって選択することである。

(2) 評価選択手法

将来の電力需要を満たす供給計画代替案の中から、財務的且つ経済的に最も適正な計画案を、比較評価モデルによって選択する。供給対象となる電力需要量（目的直接便益）は何れのケースでも同じであることより、比較評価は「最小費用法」によって行う。

(3) 評価モデルの概要

財務的、経済的評価選択の手段として、本プロジェクト用に組み立てられた評価モデルを準備する。モデルはMS/EXCELを用いて作成し、その概要は下記の通りである。

1) 財務的費用評価モデル

- * 基準年から投資期限までの投資スケジュールシートにエスカレーションを含めた逐年の投資支出額（DISBURSEMENT AMOUNT）を入力する。
- * 基準年から評価全期間に涉って全ての操業費用（変動費、固定費）を入力し、同様エスカレーションを適用した費用総括表を作成する。
- * 特定の割引率によって現在価値を求める計算プログラムにより現在価値を求める。
- * 各代替ケースの比較表を作成する（最適ケースの選択）。
- * 費用項目または条件変化による評価結果の変動を確認する感度分析を可能にする。

2) 経済的費用評価モデル

- * 全ての費用項目に含まれる移転費用を除外し、更にそれぞれの費用項目に従った調整を行って、経済的費用に直す自動計算モデルを組み込む。
- * 投資スケジュール、費用総括表作成以下の計算モデルは財務評価モデルと同様とする。

9.2 電力供給計画

(1) 電力開発計画

ここでは、2025 年までの電力開発計画を策定する。この計画は、長期投資計画策定のためのものであり、電力マスタープラン的性格を有する計画ではない。従って、ESMAP や Kennedy & Donkin では供給不足確率(LOLP)をもとに策定しているが、この場合、対象とする母集団(電源の総数)が少ないため必ずしもこの方法を採用する必要はない。そこで、JICA 調査団はより現実的な対応として供給予備力に着目し、他の同程度の発展途上国（主として島国）の例も参考にして、その値が最小でも 10%～20%程度(これには 5%の Spinning Reserve を見込んだ。)となるよう試みた。電力開発計画策定の条件を以下の通りに仮定する。

電力需要想定は、7 章の予測に基づき Table 9.2.1 の通りとする。既設設備の設備容量は Table 9.2.2 の通りとし、最大電力が発生する 12 月には点検を行わないこととした。また、事故率については、Table 9.2.2 の通りとした。さらに、休廃止計画は、現地調査及び CEB との協議の結果をもとに策定した。しかし、Fort Victoria 及び St. Louis は老朽化が著しく、特に Fort Victoria(Mirrlees)は常時、故障により 1～2 台が運転不可能な状態であることなどを勘案して、Fort Victoria 及び St. Louis を Table 9.2.3 のスケジュールにて廃止していくこととした。

上記の条件のもと、埋蔵量が最も多く、将来にわたり安定供給が見込まれる石炭の利用を前提として、需要想定 Base Case と High Case の 2 ケースについて、次の 3 シナリオを仮定した。

- シナリオ 1: 2021 年より石炭火力を 100 MW ずつ投入。
- シナリオ 2: 2013 年と 14 年に石炭火力を 100 MW ずつ投入、さらに 2023 年～25 年に石炭火力を 100 MW ずつ投入。
- シナリオ 3: 2002 年～2006 年に Diesel を 50 MW ずつ投入。2021 年より石炭火力を 100 MW ずつ投入。

すなわち、6 通りの電力開発計画を策定した。この結果を Table 9.2.4～Table 9.2.9 に示す。

1. 短期計画(1996 年～2000 年)

Table 9.2.10～Table 9.2.14 に 1996 年から 2000 年までの電力開発計画を示す。各月の電力需要は、各年の需要想定値をもとに負荷曲線を想定した上で予測した。

Fort George Unit 3 は工事進行状況から、1996 年 12 月運転開始とした。また、Unit4 は土木工事が順調に進んでいることから、1999 年に運転開始とした。

バガスプロジェクトは Beau Champ を 1997 年に、Belle Vue を 2000 年に運転開始とした。既設発電所については、バガス発電所が、FUEL を除いて 7 月から 11 月のみの運転とし、点検については最大電力が発生する 12 月は点検を行わないこととし、各発電所の点検間隔は、Fort George が 6 週間/年、St. Louis が 4 ヶ月/年、Fort Victoria(Old)が 2 ヶ月/年、Fort Victoria(new)が 1 年目 1 ヶ月、2 年目が 2 ヶ月のパターン、Nicolay が 1 ヶ月/年とした。

Table9.2.12 からわかるように 1998 年には、最大 Unit が脱落すると、5 ヶ月ほどは、月に 1 日程度の割合で、停電が発生する可能性がある。従って緊急措置として 34MW 程度の GT の設置を考慮する必要がある。

2. 中期・長期計画(2000 年～2025 年)

2001 年以降は、Fort George Unit 5 を 2001 年に投入し、それ以後は 50 MW～75 MW の GT と 150 MW～225MW の CCGT の組み合わせを順次開発していくこととする。

また、2020 年～2025 年頃には系統規模が 1,100MW～1,600MW になることが予想されることから、100MW ユニットの電源の投入が可能となり、発電コストの低減を図るため、JICA 調査団は、石炭専焼火力の導入を提案する。

建設サイトとしては、今後の電力負荷分布にもよるが、首都に近い Fort William もしくは、島の南東部に位置する Grand Port が考えられる。しかし、これらの CCGT 及び石炭専焼火力を実施するために出来るだけ早期に F/S を実施する必要がある。

(2) 送変電計画

JICA 調査団は送配電および変電設備に関しても世銀レポートやケネディ & ドンキンの報告書をレビューした。とりわけケネディ & ドンキンのレポートは、現況や 2015 年までの詳細な技術検討分析も含めて実施している。2015 年以降は大規模な 225MW CCGT や 200～300MW の石炭火力が導入されるので、これらの運開に合わせて 132kV の送変電設備を増強する必要がある。配電システムもそれに伴って年毎に強化していかななくてはならない。

拡充計画の概略は以下の通りである。

1) 短期計画(1996-2000)

短期計画の分析の結果、2000年までの期間は66kVで送電可能である。コスト評価によれば、将来の送電線路はすべて132kV設計で建設し、当初は66kV送電し、必要に応じて昇圧する方法が適当である。技術的にみれば、当面の電源はFort-Georgeを増設してCurepipe地区に送電することになる。

3つのケースをスタディしたが、シナリオ1が最も経済的である。このシナリオ1の内訳をTable 9.2.15に、2000年断面の送電線をFigure 9.2.2に示す。1995年から1999年までの点灯ピーク配電予測をTable 9.2.16に示す。

2) 中長期計画(2001-2015)

2005年から2008年の中期計画においては、適当なタイミングで系統の一部に132kV送電線を導入すべきである。ベースケースでは、2007年頃に、132kV送電線運用を始めることが必要と思われる。このシナリオでは最初66kVに連系したFort-Williamの電源は送電するのに、2005年から2008年に132kVレベルに昇圧することが考えられる。

Table 9.2.17とFigure 9.2.3-5は、2005年、2010年および2015年までに建設されるよう提案されたProjectを示す。ほとんどの架空送電線は当初66kV運用されるものの、132kVで設計、建設することが好ましい。はじめの段階では、Fort-William, Rose HillそしてWooton変電所で昇圧され、次の2年以内ぐらいで、NicolayII, L'AvenirそしてAmoury変電所の昇圧が必要となろう。Fort-GeorgeとNicolay地点は、この地域への供給のため66kVのままにしておく構想もある。NicolayIIの他にSt. Louis変電所は、Port-LouisやSt. LouisとChaumiereを含むその間に十分な電力を供給する66kVの拠点変電所となる。

Table 9.2.18に各変電所の需要予測を示し、Table 9.2.19-20に地域別の点灯ピーク配電予測を示す。

Table 9.2.1 ELECTRICITY PEAK DEMAND FORECAST

Unit : MW

Years	Base case	High case	Low case
1995	200	200	200
1996	222	222	222
1997	241	242	241
1998	257	257	256
1999	271	272	271
2000	288	289	287
2001	315	323	313
2002	344	358	339
2003	372	395	364
2004	402	435	390
2005	428	474	413
2006	455	515	435
2007	485	563	460
2008	516	615	485
2009	549	672	512
2010	584	735	539
2011	601	755	565
2012	655	772	612
2013	711	842	660
2014	770	916	709
2015	831	993	760
2016	895	1,076	813
2017	963	1,163	868
2018	1,035	1,256	925
2019	1,110	1,356	985
2020	1,191	1,462	1,048
2021	1,276	1,576	1,114
2022	1,367	1,698	1,184
2023	1,465	1,829	1,257
2024	1,569	1,970	1,334
2025	1,680	2,122	1,415

Note: refer to Chapter 7

Table 9.2.2 CONDITION OF POWER GENERATION FACILITIES

Plant Name & Type	Unit Capacity	Available Units	Effective Capacity	Forced Outage
	MW		MW	p.u.
St. Louis	10	6	60	0.25
Fort Victoria (New)	9	2	18	0.15
Fort Victoria (Old)	4	7	28	0.25
Nicolay	23	1	23	0.04
	23	1	23	0.04
	34	1	34	0.04
Fort George 1&2	24	2	48	0.05
Fort George 3,4&5	29	3	87	0.05
Hydro	10		10	0.01
Bagasse cum coal				0.15
GT (new)				0.03
CCGT (new)				0.03
Coal (new)				0.03

1. Service Life Diesel : 25 years
 GT : 20 years
 CCGT : 20 years
 Coal : 25 years
2. Forced Outage St. Louis : fixed
 Fort Victoria : fixed
 others : 1% increases by 5 years

Table 9.2.3 RETIREMENT PROGRAM

Year	Plant Name	Retired Capacity (MW)	
		Unit	Total
1995			
1996			
1997			
1998			
1999	St. Louis 3	10	10
2000	Fort Victoria 6	4	28
	Fort Victoria 5	4	
	St. Louis 1& 2	20	
2001	Fort Victoria 4	4	18
	Fort Victoria 7	4	
		10	
2002	Fort Victoria 8	4	8
	Fort Victoria 9	4	
2003	Fort Victoria 10	4	14
	St. Louis 4	10	
2004	St. Louis 5	10	10
2005	St. Louis 6	10	10
2006	Fort Victoria MAN 1	9	9
2007	Fort Victoria MAN 2	9	9

Table 9.2.4 POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-1)

as of end Dec.

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	241	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34.0	266.0	25.0	10.4
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	271	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34.0	319.0	48.0	17.7
2000	288	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34.0	331.0	43.0	14.9
2001	315	29	FG5	8	2F.V.(4, 4)	386	34.0	352.0	37.0	11.7
2002	344	50	GT*	8	2F.V.(4, 4)	428	50.0	378.0	34.0	9.9
2003	372	50	GT*	14	F.V.(4), St.L.(10)	464	50.0	414.0	42.0	11.3
2004	402	150	CCGT	110	St.L.(10),2GT(50, 50)*	504	50.0	454.0	52.0	12.9
2005	428	50	GT*	10	St.L.(10)	544	50.0	494.0	66.0	15.4
2006	455	50	GT*	9	F.V.(9)	585	50.0	535.0	80.0	17.6
2007	485	150	CCGT	109	F.V.(9),2GT(50, 50)*	626	50.0	576.0	91.0	18.8
2008	516	50	GT*	23	Nicolay(23)	653	50.0	603.0	87.0	16.9
2009	549	50	GT*			703	50.0	653.0	104.0	18.9
2010	584	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	753	50.0	703.0	119.0	20.4
2011	601	50	GT*	23	Nicolay(23)	780	50.0	730.0	129.0	21.5
2012	655	50	GT*			830	50.0	780.0	125.0	19.1
2013	711	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	880	50.0	830.0	119.0	16.7
2014	770	75	GT*			955	75.0	880.0	110.0	14.3
2015	831	75	GT*	34	Nicolay(34)	996	75.0	921.0	90.0	10.8
2016	895	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,071	75.0	996.0	101.0	11.3
2017	963	200	2GT(75, 75)*, GT(50)	24	FG1(24)	1,247	75.0	1,172.0	209.0	21.7
2018	1,035	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,298	75.0	1,223.0	188.0	18.2
2019	1,110	150	2GT(75, 75)*	34	GT(34)	1,414	75.0	1,339.0	229.0	20.6
2020	1,191	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,489	75.0	1,414.0	223.0	18.7
2021	1,276	100	Coal(2*100)	29	FG3(29)	1,589	100.0	1,489.0	213.0	16.7
2022	1,367	150	GT(50), Coal(100)*			1,710	100.0	1,610.0	243.0	17.8
2023	1,465	100	Coal(3*100)			1,810	100.0	1,710.0	245.0	16.7
2024	1,569	150	GT(50), Coal(100)*			1,960	100.0	1,860.0	291.0	18.5
2025	1,680	100	Coal*			2,060	100.0	1,960.0	280.0	16.7

Table 9.2.5 POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-2)

as of end Dec.

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	241	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34.0	266.0	25.0	10.4
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	271	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34.0	319.0	48.0	17.7
2000	288	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34.0	331.0	43.0	14.9
2001	315	29	FG5	8	2F.V.(4, 4)	386	34.0	352.0	37.0	11.7
2002	344	50	GT*	8	2F.V.(4, 4)	428	50.0	378.0	34.0	9.9
2003	372	50	GT*	14	F.V.(4), St.L.(10)	464	50.0	414.0	42.0	11.3
2004	402	150	CCGT	110	St.L.(10),2GT(50, 50)*	504	50.0	454.0	52.0	12.9
2005	428	50	GT*	10	St.L.(10)	544	50.0	494.0	66.0	15.4
2006	455	50	GT*	9	F.V.(9)	585	50.0	535.0	80.0	17.6
2007	485	150	CCGT	109	F.V.(9),2GT(50, 50)*	626	50.0	576.0	91.0	18.8
2008	516	50	GT*	23	Nicolay(23)	655	50.0	603.0	87.0	16.9
2009	549	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	703	50.0	653.0	104.0	18.9
2010	584	150	CCGT	23	Nicolay(23)	753	50.0	703.0	119.0	20.4
2011	601	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	789	50.0	730.0	129.0	21.5
2012	655	50	GT*	23	Nicolay(23)	830	50.0	780.0	125.0	19.1
2013	711	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	880	50.0	830.0	119.0	16.7
2014	770	100	Coal(2*100)	34	Nicolay(34)	980	100.0	880.0	110.0	14.3
2015	831	100	Coal*			1,046	100.0	946.0	115.0	13.8
2016	895	75	GT			1,121	100.0	1,021.0	126.0	14.1
2017	963	125	GT(75)*,GT(50)	24	FG1(24)	1,222	100.0	1,122.0	159.0	16.5
2018	1,035	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,273	100.0	1,173.0	138.0	13.3
2019	1,110	150	2GT(75, 75)*	34	GT(34)	1,389	100.0	1,289.0	179.0	16.1
2020	1,191	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,464	100.0	1,364.0	173.0	14.5
2021	1,276	150	2GT(75, 75)*			1,614	100.0	1,514.0	238.0	18.7
2022	1,367	275	GT(50),CCGT(225)	179	FG3(29), 2GT(75, 75)*	1,710	100.0	1,610.0	243.0	17.8
2023	1,465	100	Coal(3*100)			1,810	100.0	1,710.0	245.0	16.7
2024	1,569	150	GT(50),Coal(100)*			1,960	100.0	1,860.0	291.0	18.5
2025	1,680	100	Coal*			2,060	100.0	1,960.0	280.0	16.7

Table 9.2.6 POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-3)

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34	251.0	29.0	13.1
1997	241	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34	266.0	25.0	10.4
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34	300.0	43.0	16.7
1999	271	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34	319.0	48.0	17.7
2000	288	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34	331.0	43.0	14.9
2001	315	29	FG5	8	2F.V.(4, 4)	386	34	352.0	37.0	11.7
2002	344	50	Diesel	8	2F.V.(4, 4)	428	50	378.0	34.0	9.9
2003	372	50	Diesel	14	F.V.(4), St.L.(10)	464	50	414.0	42.0	11.3
2004	402	50	Diesel	10	St.L.(10)	504	50	454.0	52.0	12.9
2005	428	50	Diesel	10	St.L.(10)	544	50	494.0	66.0	15.4
2006	455	50	Diesel	9	F.V.(9)	585	50	535.0	80.0	17.6
2007	485	50	Diesel	9	F.V.(9)	626	50	576.0	91.0	18.8
2008	516	50	GT*	23	Nicolay(23)	653	50	603.0	87.0	16.9
2009	549	50	GT*			703	50	653.0	104.0	18.9
2010	584	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	753	50	703.0	119.0	20.4
2011	601	50	GT*	23	Nicolay(23)	780	50	730.0	129.0	21.5
2012	655	50	GT*			830	50	780.0	125.0	19.1
2013	711	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	880	50	830.0	119.0	16.7
2014	770	75	GT*			955	75	880.0	110.0	14.3
2015	831	75	GT*	34	Nicolay(34)	996	75	921.0	90.0	10.8
2016	895	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,071	75	996.0	101.0	11.3
2017	963	200	2GT(75, 75)*, GT(50)	24	FG1(24)	1,247	75	1,172.0	209.0	21.7
2018	1,035	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,298	75	1,223.0	188.0	18.2
2019	1,110	150	2GT(75, 75)*	34	GT(34)	1,414	75	1,339.0	229.0	20.6
2020	1,191	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,489	75	1,414.0	223.0	18.7
2021	1,276	100	Coal(2*100)			1,589	100	1,489.0	213.0	16.7
2022	1,367	150	GT(50), Coal(100)*	29	FG3(29)	1,710	100	1,610.0	243.0	17.8
2023	1,465	100	Coal(3*100)			1,810	100	1,710.0	245.0	16.7
2024	1,569	150	GT(50), Coal(100)*			1,960	100	1,860.0	291.0	18.5
2025	1,680	100	Coal*			2,060	100	1,960.0	280.0	16.7

Table 9.2.7 POWER DEVELOPMENT PLAN (HIGH CASE-1)

as of end Dec.

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a) (MW)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	242	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34.0	266.0	24.0	9.9
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	272	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34.0	319.0	47.0	17.3
2000	289	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10, 10)	365	34.0	331.0	42.0	14.5
2001	323	79	FG5(29), GT*(50)	8	2F.V.(4, 4)	436	34.0	402.0	79.0	24.5
2002	358	50	GT*	8	2F.V.(4, 4)	478	50.0	428.0	70.0	19.6
2003	395	150	CCGT	114	F.V.(4), St.L.(10), 2GT(50, 50)*	514	50.0	464.0	69.0	17.5
2004	435	50	GT*	10	St.L.(10)	554	50.0	504.0	69.0	15.9
2005	474	50	GT*	10	St.L.(10)	594	50.0	544.0	70.0	14.8
2006	515	150	CCGT	109	F.V.(9), 2GT(50, 50)*	635	50.0	585.0	70.0	13.6
2007	563	50	GT*	9	F.V.(9)	676	50.0	626.0	63.0	11.2
2008	615	50	GT*	23	Nicolay(23)	703	50.0	653.0	38.0	6.2
2009	672	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	753	50.0	703.0	31.0	4.6
2010	735	75	GT*			828	75.0	753.0	18.0	2.4
2011	753	75	GT*	23	Nicolay(23)	880	75.0	805.0	50.0	6.6
2012	772	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	955	75.0	880.0	108.0	14.0
2013	842	75	GT*			1,030	75.0	955.0	113.0	13.4
2014	916	75	GT*	184	Nicolay(34), 2GT(75, 75)*	1,105	75.0	1,030.0	114.0	12.4
2015	993	225	CCGT			1,146	75.0	1,071.0	78.0	7.9
2016	1,076	75	GT*			1,221	75.0	1,146.0	70.0	6.5
2017	1,163	125	GT(75), GT(50)	24	FG1(24)	1,322	75.0	1,247.0	84.0	7.2
2018	1,256	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,373	75.0	1,298.0	42.0	3.3
2019	1,356	150	2GT(75, 75)*	34	GT(34)	1,489	75.0	1,414.0	58.0	4.3
2020	1,462	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,564	75.0	1,489.0	27.0	1.8
2021	1,576	250	Coal(2*100), 2GT(75, 75)*			1,814	100.0	1,714.0	138.0	8.8
2022	1,698	375	Coal(100), CCGT(225), GT(50)	179	FG3(29), 2GT(75, 75)*	2,010	100.0	1,910.0	212.0	12.5
2023	1,829	250	Coal(3*100), 2GT(75, 75)*	150	2GT(75, 75)*	2,260	100.0	2,160.0	331.0	18.1
2024	1,970	325	Coal(100), CCGT(225)			2,435	100.0	2,335.0	365.0	18.5
2025	2,122	150	Coal(100), GT(50)			2,585	100.0	2,485.0	363.0	17.1

Table 9.2.8 POWER DEVELOPMENT PLAN (HIGH CASE-2)

Year	Peak Demand		Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
	Forecast (MW) (a)	Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units	(e)=(d)-(a)				(%)	
											(MW)
1996	222	29	FG3(29)				285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	242	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*				300	34.0	266.0	24.0	9.9
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)				334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	272	29	FG4				353	34.0	319.0	47.0	17.3
2000	289	40	Belle Vue				365	34.0	331.0	42.0	14.5
2001	323	79	FG5(29), GT*(50)				436	50.0	386.0	63.0	19.5
2002	358	50	GT*				478	50.0	428.0	70.0	19.6
2003	395	150	CCGT				514	50.0	464.0	69.0	17.5
2004	435	50	GT*				554	50.0	504.0	69.0	15.9
2005	474	50	GT*				594	50.0	544.0	70.0	14.8
2006	515	150	CCGT				635	50.0	585.0	70.0	13.6
2007	563	50	GT*				676	50.0	626.0	63.0	11.2
2008	615	50	GT*				703	50.0	653.0	38.0	6.2
2009	672	150	CCGT				753	50.0	703.0	31.0	4.6
2010	735	75	GT*				828	75.0	753.0	18.0	2.4
2011	755	75	GT*				880	75.0	805.0	50.0	6.6
2012	772	225	CCGT				955	75.0	880.0	108.0	14.0
2013	842	100	Coal(2*100)				1,055	100.0	955.0	113.0	13.4
2014	916	100	Coal				1,155	100.0	1,055.0	139.0	15.2
2015	993	75	GT*				1,196	100.0	1,096.0	103.0	10.4
2016	1,076	75	GT*				1,271	100.0	1,171.0	95.0	8.8
2017	1,163	275	CCGT(225), GT(50)				1,372	100.0	1,272.0	109.0	9.4
2018	1,256	150	2GT(75, 75)*				1,464	100.0	1,364.0	108.0	8.6
2019	1,356	225	CCGT				1,539	100.0	1,439.0	83.0	6.1
2020	1,462	150	2GT(75, 75)*				1,689	100.0	1,589.0	127.0	8.7
2021	1,576	225	CCGT				1,764	100.0	1,664.0	88.0	5.6
2022	1,698	200	2GT(75, 75)*, GT(50)				1,935	100.0	1,835.0	137.0	8.1
2023	1,829	375	Coal(3*100), CCGT(225), GT(50)				2,160	100.0	2,060.0	231.0	12.6
2024	1,970	250	Coal(100), 2GT(75, 75)*				2,410	100.0	2,310.0	340.0	17.3
2025	2,122	325	Coal(100), CCGT(225)				2,585	100.0	2,485.0	363.0	17.1

as of end Dec.

Table 9.2.9 POWER DEVELOPMENT PLAN (HIGH CASE-3)

as of end Dec.

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(e)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	242	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34.0	266.0	24.0	9.9
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	272	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34.0	319.0	47.0	17.3
2000	289	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34.0	331.0	42.0	14.5
2001	323	79	FG5(29), Diesel(50)	8	2F.V.(4, 4)	436	50.0	386.0	63.0	19.5
2002	358	50	Diesel	8	2F.V.(4, 4)	478	50.0	428.0	70.0	19.6
2003	395	50	Diesel	14	F.V.(4), St.L.(10)	514	50.0	464.0	69.0	17.5
2004	435	50	Diesel	10	St.L.(10)	554	50.0	504.0	69.0	15.9
2005	474	50	Diesel	10	St.L.(10)	594	50.0	544.0	70.0	14.8
2006	515	50	Diesel	9	F.V.(9)	635	50.0	585.0	70.0	13.6
2007	563	50	GT*	9	F.V.(9)	676	50.0	626.0	63.0	11.2
2008	615	50	GT*	23	Nicolay(23)	703	50.0	653.0	38.0	6.2
2009	672	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	753	50.0	703.0	31.0	4.6
2010	735	75	GT*	23	Nicolay(23)	828	75.0	753.0	18.0	2.4
2011	755	75	GT*	23	Nicolay(23)	880	75.0	805.0	50.0	6.6
2012	772	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	955	75.0	880.0	108.0	14.0
2013	842	75	GT*	184	Nicolay(34), 2GT(75, 75)*	1,030	75.0	955.0	113.0	13.4
2014	916	75	GT*	24	FG1(24)	1,105	75.0	1,030.0	114.0	12.4
2015	993	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,146	75.0	1,071.0	78.0	7.9
2016	1,076	75	GT*	34	GT(34)	1,221	75.0	1,146.0	70.0	6.5
2017	1,163	125	GT(75)*, GT(50)	150	2GT(75, 75)*	1,322	75.0	1,247.0	84.0	7.2
2018	1,256	225	CCGT	29	FG3(29)	1,373	75.0	1,298.0	42.0	3.3
2019	1,356	150	2GT(75, 75)*	150	2GT(75, 75)*	1,489	75.0	1,414.0	58.0	4.3
2020	1,462	225	CCGT	29	FG3(29)	1,564	75.0	1,489.0	27.0	1.8
2021	1,576	175	Coal(2*100), GT(75)*	150	2GT(75, 75)*	1,739	100.0	1,639.0	63.0	4.0
2022	1,698	225	Coal(100)*, GT(75)*, GT(50)	29	FG3(29)	1,935	100.0	1,835.0	137.0	8.1
2023	1,829	325	Coal(3*100), CCGT(225)	150	2GT(75, 75)*	2,110	100.0	2,010.0	181.0	9.9
2024	1,970	175	Coal(100)*, GT(75)*	225	Coal(100)*, GT(75)*, GT(50)	2,285	100.0	2,185.0	215.0	10.9
2025	2,122	225	Coal(100)*, GT(75)*, GT(50)			2,510	100.0	2,410.0	288.0	13.6

Table 9.2.10 POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1996 (BASE CASE, REFERENCE)

Unit : MW

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Fort George 1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 3	50	50	60	50	50	50	50	50	60	50	50	50
St. Louis	24	24	28	24	24	28	28	24	24	24	24	24
Fort Victoria 1	9	9	9	18	18	18	9	9	9	18	18	18
Fort Victoria 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 1	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 2	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Nicolay 3	10	20	40	40	20	20	15	15	15	10	10	10
Hydro	15	15	15				12	12	12	12	12	12
FUEL							4	4	6	6	6	6
Medine							5	5	5	5	5	5
Riche en Eau							1	1	1	1	1	1
Union St. Aubin							2	2	2	2	2	2
Mon Tresor Mon Desert							12	12	12	12	12	15
Beau Champ							1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Other Bagasse							244.1	239.1	251.1	269.1	269.1	257.0
Total Supply Capacity (a)	236.0	222.0	222.0	260.0	240.0	244.0	244.1	239.1	251.1	269.1	269.1	257.0
Biggest Unit Capacity (b)	34	34	29	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Available Supply Capacity (c)=(a)-(b)	202.0	188.0	193.0	226.0	206.0	210.0	210.1	205.1	217.1	235.1	235.1	223.0
Peak Demand (d)	213.8	217.1	220.3	224.6	221.4	219.3	219.1	220.5	221.1	224.1	231.0	228.4
Spinning Reserve (5%) (e)	10.7	10.9	11.0	11.2	11.1	11.0	11.0	11.0	11.1	29.0	11.6	11.4
Total Demand (f)=(d)+(e)	224.5	228.0	231.3	235.8	232.5	230.3	230.1	231.5	232.2	253.1	242.6	239.8
Margin (g)=(c)-(f)	-22.5	-40.0	-38.3	-9.8	-26.5	-20.3	-20.0	-26.4	-15.1	-18.0	-7.4	-16.8
Margin (%) (g)/(d)	-10.5	-18.4	-17.4	-4.4	-12.0	-9.2	-9.1	-12.0	-6.8	-8.0	-3.2	-7.4

Table 9.2.11 POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1997 (BASE CASE)

Unit : MW

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Fort George 1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 3	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
St. Louis	50	50	60	50	50	50	50	50	60	50	50	50
Fort Victoria 1	24	24	28	24	24	28	28	24	24	24	24	24
Fort Victoria 2	9	9	9	18	18	18	9	9	9	18	18	18
Nicolay 1	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 3	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Hydro	10	20	40	40	20	20	15	15	15	10	10	10
FUEL	15	15	15	15	15	15	12	12	12	12	12	12
Medine							4	4	6	6	6	6
Riche en Eau							5	5	5	5	5	5
Union St. Aubin							1	1	1	1	1	1
Mon Tresor Mon Desert							2	2	2	2	2	2
Beau Champ							12	12	12	12	12	15
Other Bagasse							1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Total Supply Capacity (a)	265.0	251.0	251.0	289.0	269.0	273.0	273.1	268.1	280.1	298.1	298.1	286.0
Biggest Unit Capacity (b)	34	34	29	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Available Supply Capacity (c)=(a)-(b)	231.0	217.0	222.0	255.0	235.0	239.0	239.1	234.1	246.1	264.1	264.1	252.0
Peak Demand (d)	213.8	217.1	220.3	224.6	221.4	219.3	219.1	220.5	221.1	224.1	231.0	228.4
Spinning Reserve (5%) (e)	10.7	10.9	11.0	11.2	11.1	11.0	11.0	11.0	11.1	29.0	11.6	11.4
Total Demand (f)=(d)+(e)	224.5	228.0	231.3	235.8	232.5	230.3	230.1	231.5	232.2	253.1	242.6	239.8
Margin (g)=(c)-(f)	6.5	-11.0	-9.3	19.2	2.5	8.7	9.0	2.6	13.9	11.0	21.6	12.2
Margin (%) (g)/(d)	3.0	-5.0	-4.2	8.5	1.1	4.0	4.1	1.2	6.3	4.9	9.3	5.3

Table 9.2.12 POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1998 (BASE CASE)

Unit : MW

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Fort George 1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 3	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
St. Louis	50	50	50	50	60	50	50	50	50	50	50	50
Fort Victoria 1	28	28	28	28	28	28	24	24	24	24	24	24
Fort Victoria 2	9	9	18	18	18	18	9	18	18	18	18	18
Nicolay 1	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 3	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Hydro	10	25	45	45	30	30	15	15	15	10	10	10
FUEL	15	15	15	15	15	15	18	18	18	18	18	18
Medine							4	4	6	6	6	6
Riche en Eau							5	5	5	5	5	5
Union St. Aubin							5	5	5	5	5	5
Mon Desert Alma							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Mon Tresor Mon Desert							2	2	2	2	2	2
Mon Loiser							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Beau Champ			15	15	15	15	12	12	12	12	12	15
Savannah							5	5	5	5	5	5
Other Bagasse							1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Total Supply Capacity (a)	269.0	284.0	276.0	284.0	284.0	289.0	316.1	301.1	303.1	288.1	317.1	292.0
Biggest Unit Capacity (b)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	29	34	34
Available Supply Capacity (c)=(a)-(b)	235.0	250.0	242.0	250.0	250.0	255.0	282.1	267.1	269.1	259.1	283.1	258.0
Peak Demand (d)	230.9	234.4	237.9	242.6	239.1	236.9	236.7	238.2	238.8	242.0	249.5	246.6
Spinning Reserve (5%) (e)	11.5	11.7	11.9	12.1	12.0	11.8	11.8	11.9	11.9	12.1	12.5	12.3
Total Demand (f)=(d)+(e)	242.4	246.1	249.8	254.7	251.1	248.7	248.5	250.1	250.7	254.1	262.0	258.9
Margin (g)=(c)-(f)	-7.4	3.9	-7.8	-4.7	-1.1	6.3	33.6	17.0	18.4	5.0	21.1	-0.9
Margin (%) (g)/(d)	-3.2	1.7	-3.3	-1.9	-0.4	2.6	14.2	7.1	7.7	2.1	8.5	-0.4

Table 9.2.13 POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1999 (BASE CASE)

Unit : MW

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Fort George 1	24	24	24	24	24	24	24			24	24	24
Fort George 2	24	24	24			24	24	24	24	24	24	24
Fort George 3	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Fort George 4	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
St. Louis	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Fort Victoria 1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort Victoria 2	9	18	18	18	18	9	9	18	18	9	18	18
Nicolay 1	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 3	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Hydro	10	25	45	45	30	20	15	15	15	10	10	10
FUEL	23	23	23			18	18	18	18	18	18	18
Medine							4	4	6	6	6	6
Riche en Eau							5	5	5	5	5	5
Union St. Aubin							5	5	5	5	5	5
Mon Desert Alma							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Mon Tresor Mon Desert							2	2	2	2	2	2
Mon Loiser							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Beau Champ			15	15	15	15	12	12	12	12	12	15
Savannah							5	5	5	5	5	5
Other Bagasse							1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Total Supply Capacity (a)	302.0	297.0	309.0	314.0	299.0	322.0	322.1	330.1	303.1	29.0	312.1	321.0
Biggest Unit Capacity (b)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	29	34
Available Supply Capacity (c)=(a)-(b)	268.0	263.0	275.0	280.0	265.0	288.0	288.1	296.1	269.1	-5.0	283.1	287.0
Peak Demand (d)	249.4	253.2	257.0	262.0	258.2	255.8	255.6	257.2	257.9	261.4	269.5	266.4
Spinning Reserve (5%) (e)	12.5	12.7	12.9	13.1	12.9	12.8	12.8	12.9	12.9	13.1	13.5	13.3
Total Demand (f)=(d)+(e)	261.9	265.9	269.9	275.1	271.1	268.6	268.4	270.1	270.8	274.5	283.0	279.7
Margin (g)=(c)-(f)	6.1	-2.9	5.1	4.9	-6.1	19.4	19.7	26.0	-1.7	-279.5	0.1	7.3
Margin (%) (g)/(d)	2.5	-1.1	2.0	1.9	-2.4	7.6	7.7	10.1	-0.7	-106.9	0.0	2.7

Table 9.2.14 POWER DEMAND AND SUPPLY IN 2000 (BASE CASE)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Fort George 1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 3	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Fort George 4	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
St. Louis	60	60	60	60	60	50	50	50	50	40	40	40
Fort Victoria 1	24	24	24	24	20	20	20	20	20	16	16	16
Fort Victoria 2	18	18	9	18	18	18	18	9	9	18	18	18
Nicolay 1	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 3	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Hydro	10	25	45	45	30	20	20	15	15	10	10	10
FUEL	23	23			23	23	18	18	18	18	18	18
Medine						4	4	4	6	6	6	6
Riche en Eau						5	5	5	5	5	5	5
Union St. Aubin						5	5	5	5	5	5	5
Mon Desert Alma						4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Mon Tresor Mon Desert						2	2	2	2	2	2	2
Mon Loiser						4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Beau Champ			15	15	15	15	12	12	12	12	12	15
Savannah							5	5	5	5	5	5
Belle Vue							40	40	40	40	40	40
Other Bagasse							1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Total Supply Capacity (a)	321.0	336.0	339.0	324.0	328.0	332.0	320.1	328.1	330.1	372.0	339.1	343.0
Biggest Unit Capacity (b)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	29	34
Available Supply Capacity (c)=(a)-(b)	287.0	302.0	305.0	290.0	294.0	298.0	286.1	294.1	296.1	338.0	310.1	309.0
Peak Demand (d)	269.4	273.5	277.5	283.0	278.9	276.3	276.0	277.8	278.5	282.5	291.0	287.7
Spinning Reserve (5%) (e)	13.5	13.7	13.9	14.2	13.9	13.8	13.8	13.9	13.9	14.1	14.6	14.4
Total Demand (f)=(d)+(e)	282.9	287.2	291.4	297.2	292.8	290.1	289.8	291.7	292.4	296.6	305.6	302.1
Margin (g)=(c)-(f)	4.1	14.8	13.6	-7.1	1.2	7.9	-3.7	2.4	3.7	41.4	4.6	6.9
Margin (%) (g)/(d)	1.5	5.4	4.9	-2.5	0.4	2.9	-1.3	0.9	1.3	14.6	1.6	2.4

Table 9.2.15 SHORT TERM TRANSMISSION PLANNING

SCENARIO-1

NO	PROJECT	FOREIGN COSTS IN US\$ 1000				1994	ENGINEERING 5%	TOTAL COST COSTS IN 1994 PRICES			PHASING							
		FOREIGN	LOCAL	TOTAL	TOTAL			FOREIGN	LOCAL	TOTAL	96	97	98	99	TOTAL			
1	132KV OH LINE NICOLAY/L'AVENIR/WOOTON 19.5KM	1180	247	1738	87	1825	1239	0	1825	1825	0	0	0	0	1825	0	0	1825
2	132KV OH LINE L'AVENIR/AMOURY 15KM	907	190	1337	67	1404	952	0	1404	1404	0	0	0	0	1404	0	0	1404
3	132KV TRANSFORMERS ROSE HILL	815	215	1200	60	1260	856	226	1260	1260	0	0	0	0	1260	0	0	1260
4	66KV OH LINE NICOLAY-MONT CHOIS 18KM	1089	228	1605	80	1685	1143	0	1685	1685	0	0	0	0	1685	0	0	1685
5	66/132KV SUBSTATION NICOLAY	5225	1742	10450	550	11000	5486	1829	11000	11000	5500	5500	5500	5500	5500	0	0	11000
6	132KV SUBSTATION L'AVENIR	2195	732	4389	231	4620	2304	768	4620	4620	2310	2310	2310	2310	2310	0	0	4620
7	66/132KV SUBSTATION WOOTON	349	116	697	37	734	366	122	734	734	367	367	367	367	367	0	0	734
8	132/66KV SUBSTATION AMOURY	1164	388	2328	123	2450	1222	407	2450	2450	1225	1225	1225	1225	1225	0	0	2450
9	132KV SUBSTATION ST. LOUIS	118	39	236	12	248	124	41	248	248	124	124	124	124	124	0	0	248
10	132KV SUBSTATION ROSE HILL	118	39	236	12	248	124	41	248	248	124	124	124	124	124	0	0	248
11	132KV OH LINE ST. LOUIS/ROSE HILL 7.5KM	454	95	669	33	702	477	0	702	702	702	702	702	702	702	0	0	702
12	132KV OH LINE ROSE HILL/WOOTON 10KM	605	126	891	45	936	635	0	936	936	936	936	936	936	936	0	0	936
13	66KV OH LINE /CABLE WOOTON/HENRIETTA	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	66KV OH LINE BELLE VUE/MONT CHOIS 5KM	140	35	215	11	226	147	0	226	226	147	147	147	147	147	0	0	226
15	66KV OH LINE HENRIETTA/CHAMAREL 15KM	420	105	645	32	677	441	0	677	677	441	441	441	441	441	0	0	677
17																		
	CAPITAL COST										0	9650	12879	1638	0	0	0	24167
	MAINTENANCE										0	193	450.58	483.34	483.34	483.34	483.34	483.34
	SYSTEM LOSSES										492	578	670	782	782	782	918	918
	TOTAL										492	10421	14000	2903	1400	1401	1401	1401
	NPV IN MILLION US\$																	21.35

Table 9.2.16 DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS, 1995-1999

YEAR	Feb-95	MVA	PEAK 95	MVA	PEAK 96	MVA	PEAK 97	MVA	PEAK 98	MVA	PEAK 99	MVA
BELLE VUE	853	33	925	36	1000	39	1070	41	1140	44	1220	47
BELLE VUE-2												
AMOURY												
GOODLANDS												
FUEL	494	19	555	21	555	21	610	24	665	26	720	28
FUEL-2												
FERNEY	488	19	557	22	626	24	695	27	764	30	833	32
WOOTON	767	30	829	32	891	34	953	37	1015	39	1077	42
FLOREAL												
ROSE HILL	432	17	492	19	534	21	576	22	618	24	660	25
CANDOS												
HENRIETTA	544	21	600	23	650	25	700	27	755	29	810	31
COMBO												
CHAUMIERE	583	23	647	25	709	27	771	30	833	32	895	35
PALMA												
ST. LOUIS	506	20	528	20	546	21	565	22	585	23	606	23
PORT LOUIS												
FT. GEORGE												
NICOLAY	727	28	810	31	890	34	960	37	1030	40	1110	43
ARSENAL												
TOTAL FEEDERS	5394		5943		6401		6900		7405		7931	
MVA	208	208	230	230	247	247	267	267	286	286	306	306
MW LOAD	177		195		210		227		243		260	

Table 9.2.17 EXPANSION PLAN OF TRANSMISSIONS AND SUBSTATIONS

YEAR	NEW LINE	000 US\$	NEW SUBSTATION/BAY	000 US\$	NEW TRANSFORMERS	000 US\$	CAPIT.COST	2% MAINTEN.	SYSTEM LOSSES	TOTAL
1996		0		0		0	0	0	1089	1089
1997		0	Nicolay, Wooton	6353	Wooton(50)	600	6953	139	1281	8373
		0	L'Avenir, Amoury	0		0	0	0	0	0
1998	Nicolay-Wooton, L'Avenir-Amoury	3229	St. Louis, R.Hill	14825	Chaumiere(30)	360	18414	507	1485	20406
1999	St. Louis-R.Hill, R.Hill-Wooton	1638		0		0	1638	540	1732	3910
2000		0		0	Femey(20)	240	240	545	2033	2818
2001		0	R.Hill	660	R.Hill(30)	360	1020	565	1335	2920
2002		0	Wooton, Henrietta	700	St.Louis(20)	240	940	584	1554	3078
2003		0	Amoury	1320	Amoury(90)	1080	2400	632	1565	4597
2004		0	Nicolay	660	Nicolay(30)	360	1020	653	1580	3253
2005	Wooton-Henrietta	5468		0	Henrietta(30)	360	5828	769	1810	8407
2006	Nicolay-B.Vue, St. Louis-Nicolay	1984	Nicolay, B.Vue	700	Femey(40)	480	3164	832	1675	5671
2007	Wooton-Champagne	1684	Fuel	660	FUEL(30)+Nicolay(180)	2360	4704	926	1971	7601
2008	Henrietta-Combo	684	St. Louis	660	St. Louis(30)	360	1704	961	2392	5057
2009	R.Hill-Candos-Henrietta, B.Vue-B.Vue2	950	Candos	1320	Candos(90)+Amoury(180)	3080	5350	1068	2828	9246
2010	Nicolay-Arsenal, FUEL-FUEL2	1000	Arsenal	4620	Arsenal(45)+Nicolay(90)	3540	9160	1251	3024	13435
		0		0	Wooton(180)	0	0	0	0	0
2011	Candos-Floreal	500	Florel+Ft.George	5100	Florel(90)+Ft. George(30)	1440	7040	1392	4186	12618
2012		0	Fuel+Femey	2640	Fuel+Femey(50)	600	3240	1456	4631	9527
2013	Ft. William-Avenir	1350	Palma	4620	Palma(90)	1080	7050	1597	4936	13583
2014		0	Port-Louis2	4620	P. Louis2(90)	1080	5700	1711	5085	12496
2015	B.V.-Avenir-Goodlands	1000	Goodlands+Nicolay2	5940	Goodland(90), Nicolay2(45)	1620	8560	1883	5678	16121

Table 9.2.18 BULK SUPPLY POINT TRANSFORMERS(MVA)

YEAR	PEAK 95	PEAK 00	PEAK 05	PEAK 10	PEAK 15
BELLE VUE	90	90	90	90	90
BELLE VUE-2				60	60
AMOURY			90	90	90
GOODLANDS					90
FUEL	60	60	60	60	90
FUEL-2				40	60
FERNEY	40	60	60	90	90
WOOTON	40	90	90	90	90
FLOREAL					90
ROSE HILL	60	60	90	90	90
CANDOS				90	90
HENRIETTA	60	60	90	90	90
COMBO	60	60	60	60	60
CHAUMIERE	60	90	90	90	90
PALMA					90
ST. LOUIS	40	40	60	90	90
PORT LOUIS					90
FT. GEORGE	60	60	60	60	90
NICOLAY	60	60	90	90	90
ARSENAL				45	90

YEAR	PEAK 95	PEAK 00	PEAK 05	PEAK 10	PEAK 15
TOTAL INSTALLED	630	730	930	1225	1710

LOAD(BASE SCENARIO)	208	326	480	675	950
MVA INSTALLED PER BSP	57	66	78	77	86

YEAR	PEAK 95	PEAK 00	PEAK 05	PEAK 10	PEAK 15
INSTALLED/LOAD RATIO	3.03	2.24	1.94	1.81	1.8

Table 9.2.19 DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS

REGION	STATION	PEAK FEB 1995 MVA	PEAK 2000 MVA	PEAK 2005 MVA	PEAK 2010 MVA	PEAK 2015 MVA
GREATER P. LOUIS	ST. LOUIS	20	24			
	FT. GEORGE	0	16			
	NICOLAY	28	30			
	SUBTOTAL	48	70	105	150	220
PLAINE WILHEMS/ RURAL WEST	ROSE HILL	17	27			
	CHAUMIERE	23	37			
	WOOTON	30	44			
	HENRIETTA	21	33			
	SUBTOTAL	91	141	190	260	350
RURAL NORTH	BELLE VUE	33	50	90	125	180
	FUEL	19	30	45	65	90
RURAL SOUTH	FERNEY	19	20			
	COMBO	0	15			
	SUBTOTAL	19	35	50	75	110
	TOTAL MVA	210	326	480	675	950
	TOTAL MW	179	277	408	574	808

NOTES:

The above forecast is based on the following assumptions:

1. Population will be concentrated in already built-up areas and their suburbs
2. Minimum encroachment on the agriculture lands as well as environmentally sensitive areas
3. All major developments located close to main centres of population
4. The new port near Mahebourg will be developed after 2015

Table 9.2.20 DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS, 2000-2015

YEAR	PEAK 00	MVA	MVAR	PEAK 05	MVA	MVAR	PEAK 10	MVA	MVAR	PEAK 15	MVA	MVAR
BELLE VUE	1285	50	16	1165	45	20	1165	45	20	1165	45	20
BELLE VUE-2							906	35		1165	45	
AMOURY				1165	45	20	1165	45	30	1424	55	30
GOODLANDS									20	1424	55	20
FUEL	775	30		1165	45		1165	45		1424	55	
FUEL-2							518	20	16	1165	45	16
FERNEY	490	19	10	751	29	10	1139	44	20	1424	55	20
WOOTON	1140	44	16	1424	55	20	1553	60	20	1285	50	20
FLOREAL										1165	45	
ROSE HILL	701	27	10	906	35	20	1036	40	10	1036	40	10
CANDOS							1165	45	16	1165	45	16
HENRIETTA	865	33		1243	48	16	1553	60		1285	50	
COMBO	412	16	10	544	21	16	803	31	16	1165	45	16
CHAUMIERE	957	37		1346	52		1424	55		1424	55	20
PALMA										1165	45	
ST. LOUIS	630	24	10	932	36	16	1372	53		1036	40	
PORT LOUIS										1125	43	20
FT. GEORGE	513	20		621	24		906	35		1165	45	
NICOLAY	667	26		1165	45		1036	40		1165	45	
ARSENAL							570	22		1215	47	20
TOTAL FEEDERS	8435		72	12427		138	17476		168	24587		228
MVA	326	326		480	480		675	675		950	950	
MW LOAD	277			408			574			807		

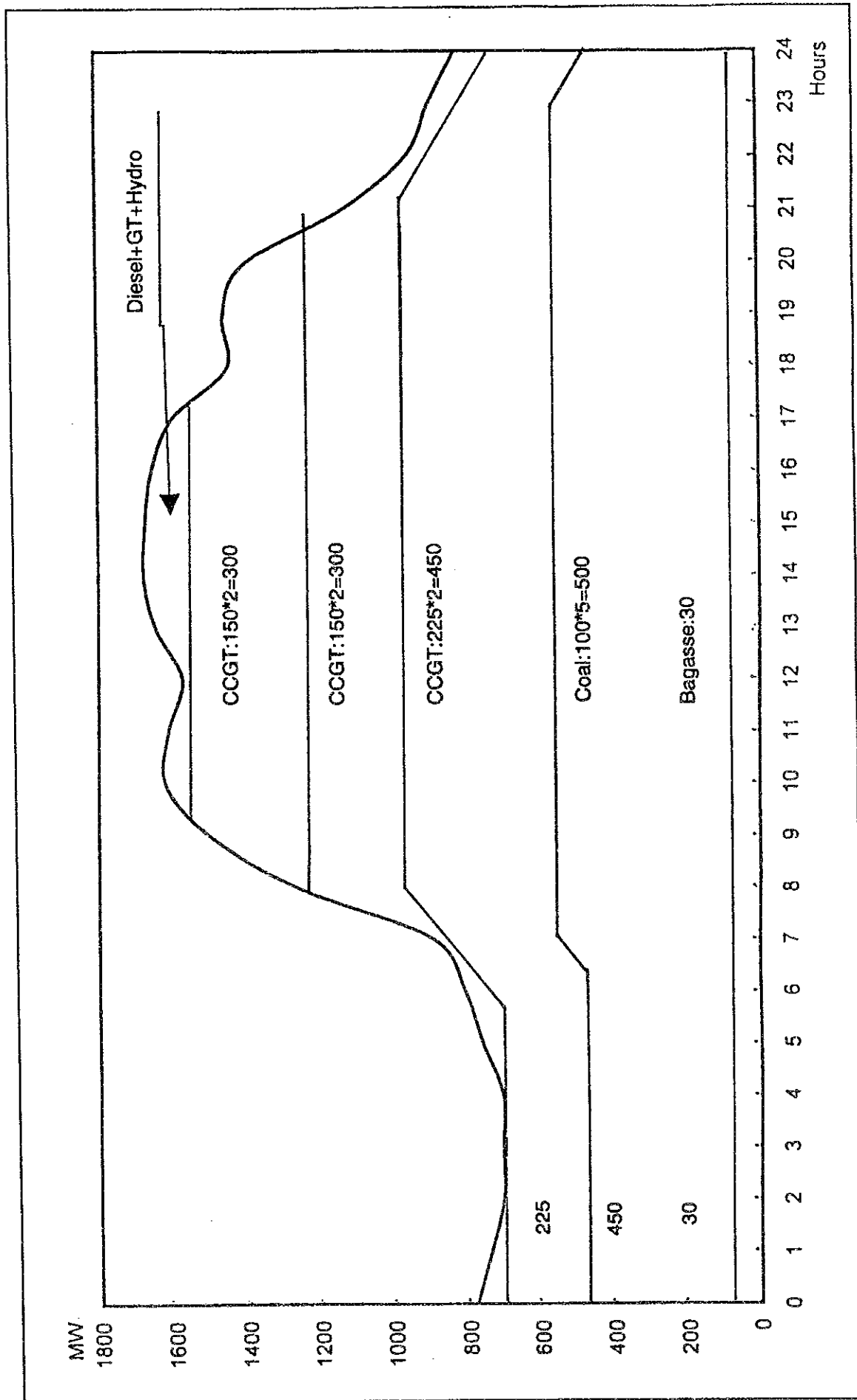


Figure 9.2.1 FORECASTED TYPICAL OPERATION PATTERN OF MAIN EQUIPMENTS ON MAXIMUM LOAD DAY IN 2025

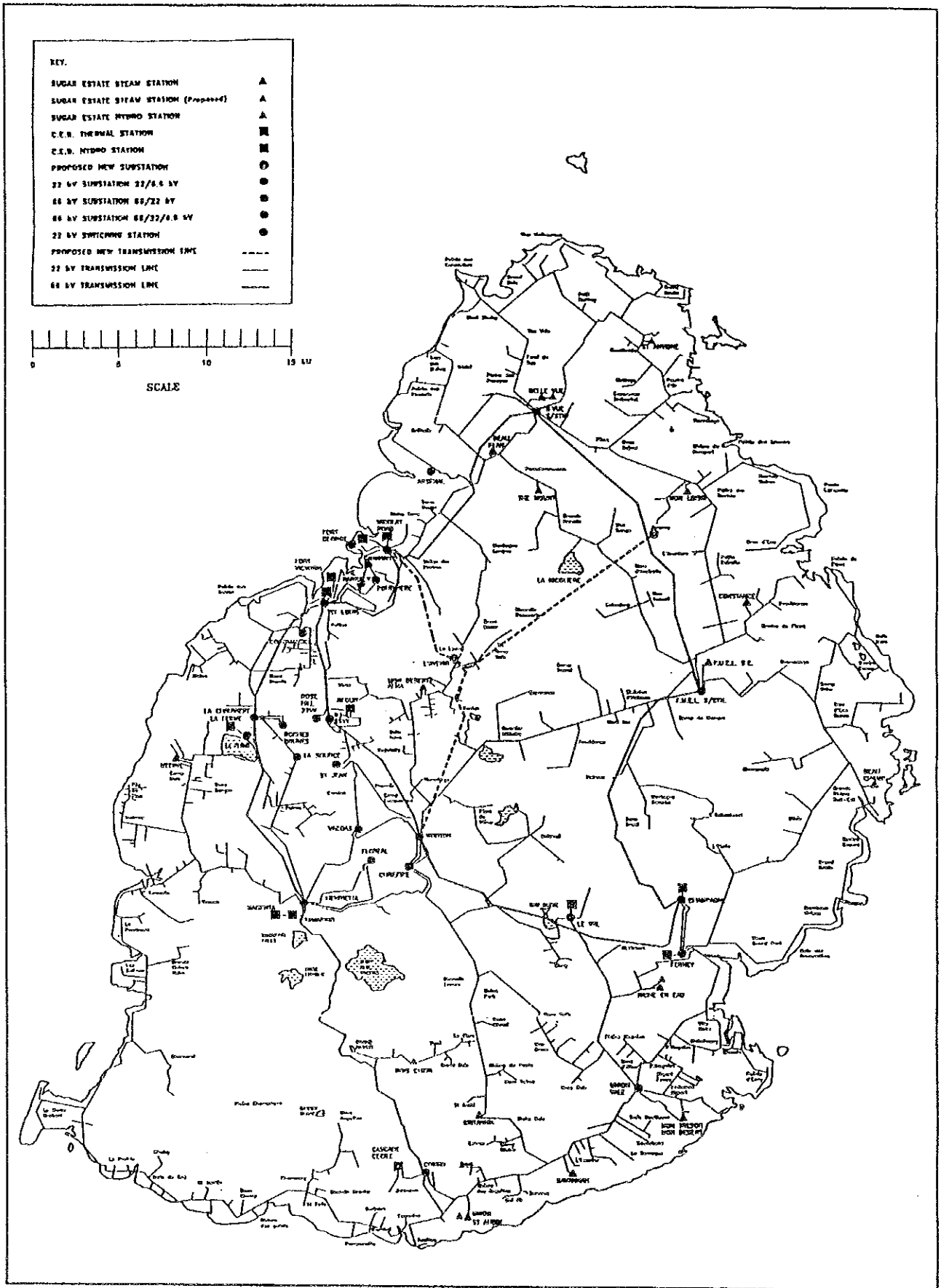


Figure 9.2.2 EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2000)

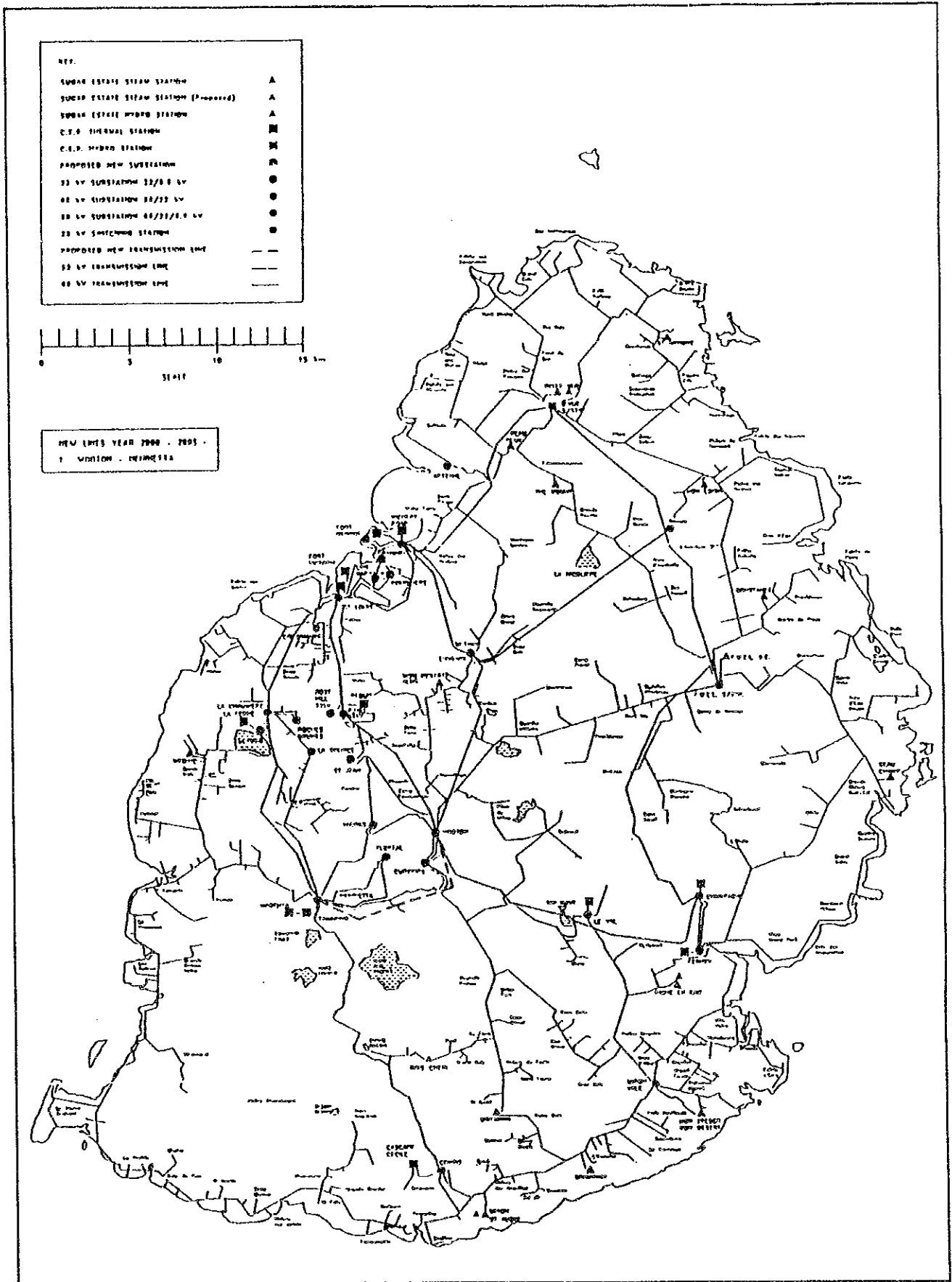


Figure 9.2.3 EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2005)

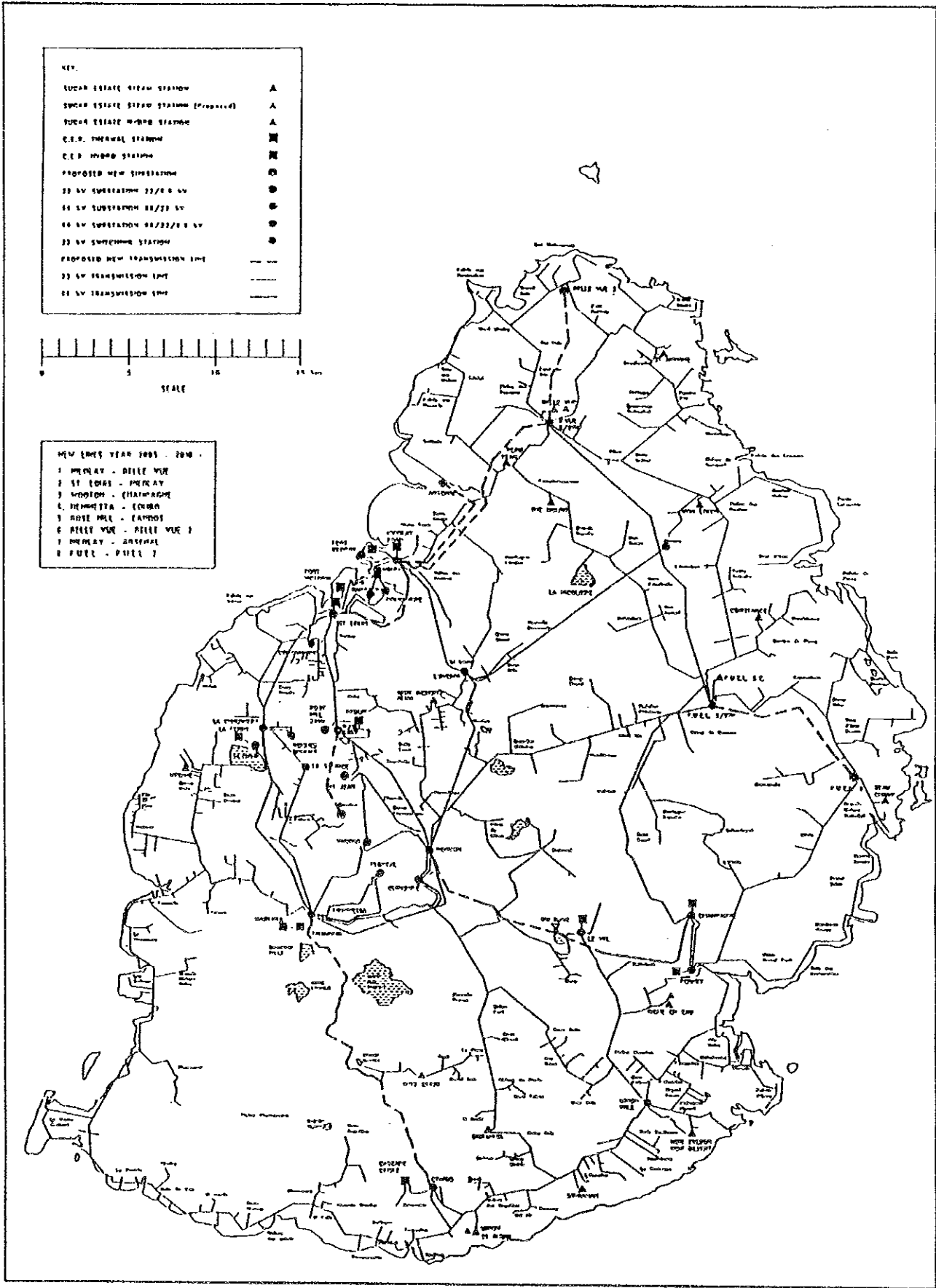


Figure 9.2.4 EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2010)

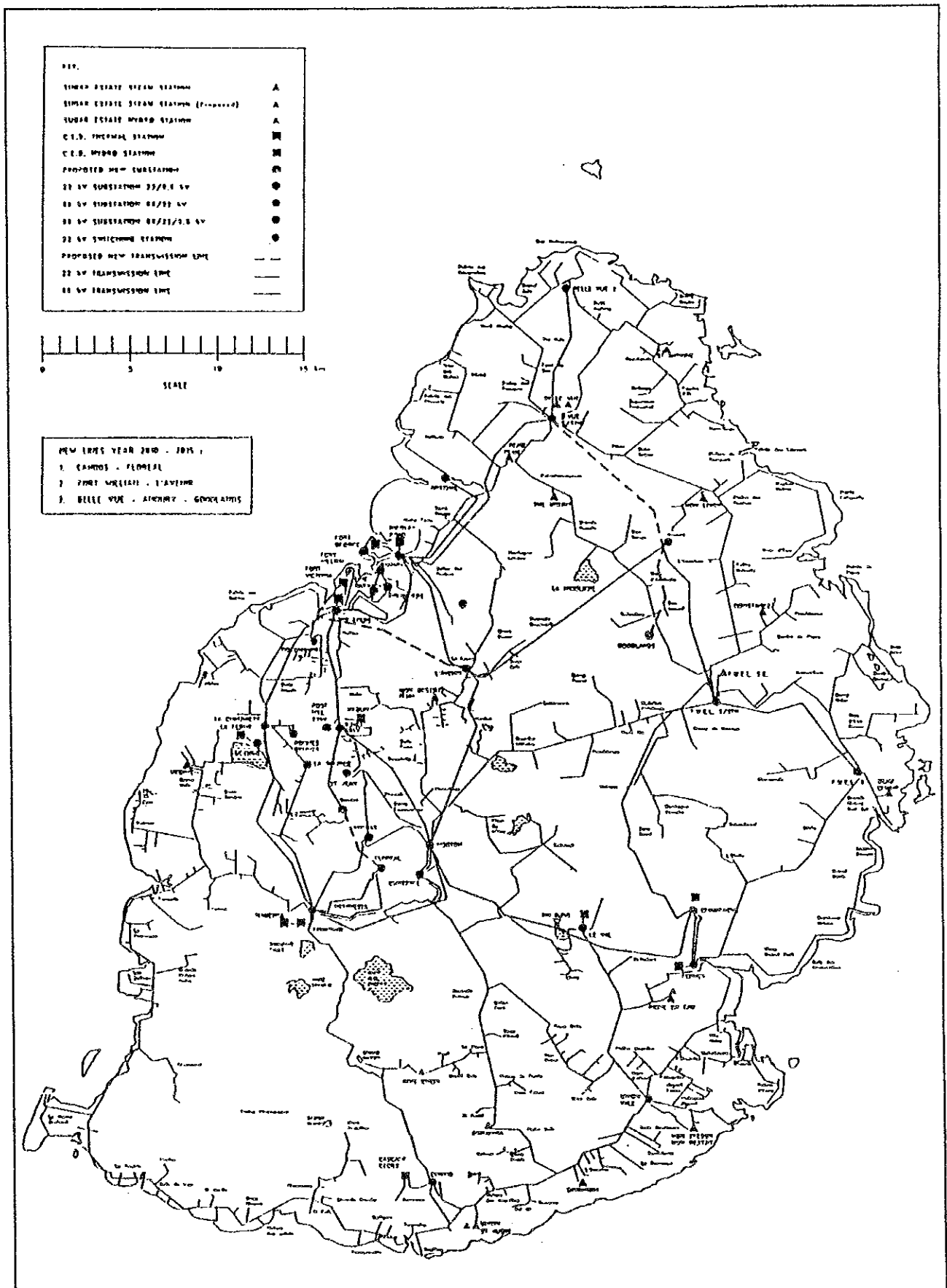


Figure 9.2.5 EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2015)

9.3 評価の基本条件

9.3.1 設定条件

上記モデルによる最適投資ケースの検討に用いるデータおよび条件は次の通りである。

(1) 電力需要代替案

エネルギー需要予測モデルによって設定された電力需要予測ケース3案（基本ケース、高需要ケース、低需要ケース）の内、低需要ケースを除く2ケースにつき検討を行う。それぞれのケースの需要伸び率は下記の通りである。

Table 9.3.1 ASSUMPTION FOR POWER DEMAND FORECAST

	Annual Growth Rate		
	(1995-2000) (%)	(2001-2010) (%)	(2011-2025) (%)
Base Case	7.50%	7.30%	6.60%
High Case	8.00%	8.40%	7.40%

(2) 電力供給代替案

上記の需要代替案2ケースにつき、それぞれ3通りの供給代替案を下記の通り設定する。即ち、評価の結果により基本ケース及び高需要ケースにつきそれぞれ最適案を選択する。尚、既存設備による電力供給は固定的条件であり代替案の選択には影響しないため、手続きの簡素化上供給計画より除外する。

Table 9.3.2 ALTERNATIVE CASE

Base Case	I-1	II-1	III-1
High Case	I-2	II-2	III-2

(3) 発電設備機種および使用燃料

- 1) 技術的見地より、上記6通りの供給代替案設定には次の発電設備機種を組み合わせ用い

る。

- a. デイゼル発電機29MW
- b. デイゼル発電機50MW
- c. ガスタービン発電機 (GT) 50MW
- d. ガスタービン発電機 (GT) 150MW
- e. コンバインドサイクル GT (CCGT) 150MW
- f. コンバインドサイクル GT (CCGT) 225MW
- g. 石炭炊き蒸気タービン発電機 100MW

2) 使用燃料

上記発電設備は、下記の燃料を基本として用いる。これらの燃料は全て国外からの輸入によって賄われる。又、燃料価格はエネルギー予測モデルによる価格を適用する。

<u>燃料の種類</u>	<u>発電機の種類</u>
a. 重油	: デイゼル発電
b. 灯油	: GT および CCGT
c. 石炭	: 石炭火力

(3) 価格・評価条件等一般条件

1) 基準価格と基準日

価格設定の基準日は1996年7月1日とする。

2) 基準通貨

評価用の基準通貨は米国ドルとする。

3) 為替レート

米国ドル以外の通貨からの換算レートは下記の通りとする。

1 US\$ = Rs20.0965

1 US\$ = J.Yen110.0153

1 US\$ = F.F.5.1735

尚、モーリシャスにおける外国為替は完全なフロート制であり、交換レートの歪は無いものとする。従って、年率2%のルピー貨の下落を前提とし、SHADOW EXCHANGE RATE

は適用しない。

4) エスカレーションの適用

全ての価格につき物価上昇率を適用するが、検討期間が長期(2025)にわたるため、エスカレーションの適用は2005年までで止め、以下は2005年固定価格とする。エスカレーションレートについては、個別適用の必要な項目(例:燃料)を除き一般条件として下記を適用する。

外国通貨分 : 2.0 % p.a.

国内通貨分 : 3.5 % p.a.

5) 移転費用

経済費用算定のための移転費用については、1996年現在に於ける適用税率および公課による。

6) 割引率

総費用の現在価値算定のための割引率は、モーリシャスの金融市場金利・割引率等を考慮し12%を基準として用いる。但し、将来に於ける金融環境の変化、BOT、IPP等の民間参加型プロジェクトのケース、等に対応するため上下に幅の広い割引率に対応した現在価値を同時に計算するモデルとし、割引率の変動による総費用の相対的変動を解析する事も可能にする。

年度	中央銀行割引率	コールレート
1991	11.3%	12.2%
1992	8.3%	9.0%
1993	8.3%	7.7%
1994	13.8%	10.2%
1995	11.4%	10.3%

(4) 投資費用

1) 投資期間

投資の実施期間は、1997年に稼働開始するFORT GEORGE 3号機(29 MW)より2025年に稼働開始する設備に対する投資迄を含める。

2) 投資支出計画

各機種毎の投資費用の支出計画（建設計画）は下記の通りとする。

<u>発電設備</u>	<u>1年目</u>	<u>2年目</u>	<u>3年目</u>	<u>4年目</u>
GT	100%	0%	0%	0%
DIESEL	60%	40%	0%	0%
CCGT	20%	60%	20%	0%
COAL	10%	40%	40%	20%

3) 投資通貨区分

設備投資金の通貨区分は下記の通りとする。

外国通貨分 : 80 %

国内通貨分 : 20 %

4) 輸入関税

設備費用に関する輸入関税の適用は下記の通りとする。

輸入設備(Complete Unit の場合) : 0 %

予備品（個別に輸入する場合） : 15 %

5) 建設基準単価

基準日における発電設備機種毎のKW当たり基準建設単価は下記の通りとする。但し、同金額は、操業前経費、初期運転資本金（燃料在庫費用、等）、を含めるが建設期間中金利等の金融費用は含まないものと仮定する。

<u>設備機種</u>	<u>KW当たり基準単価 (US\$)</u>
a. GT-50	480
b. GT-75	450
c. DIESEL-29	1,530
d. DIESEL-50	1,450
e. CCGT-150	680
f. CCGT-225	570
g. COAL-100 (1/2), (1/3)	1,390

h. COAL-100 (2/2),(2/3) 1,270

i. COAL-100 (3/3) 1,190

注) 石炭火力設備は2基パッケージの場合(1/2, 2/2)および3基パッケージの場合(1/3,2/3,3/3)それぞれ上記の如く投資額は後の設備ほど低くなる。

6) 耐用年数(稼働年数)

機種毎の稼働開始年後の稼働年数は下記の通りとする。但し、ガスタービンについては、稼働後1年または2年後にCCGTに転換するケースが多く、その場合スケジュール中では1年、2年の耐用年限としている。

設備機種	耐用年限
GT	15年
CCGT	20年
DIESEL	25年
COAL	25年

**Table 9.3.3 CONSTRUCTION COST
(INCLUDING I.D.C. AND PREOPERATIONAL EXPENSES)**

Type	Package Plan	Capacity (MW/Unit)	Construction Cost (US\$/KW)	Construction Period (Year)	Disbursement Schedule (Base Cost)			
					1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year
GT	-	50	480	0.0075	24,000	0	0	0
	-	75	450	0.0075	33,750	0	0	0
CCGT	-	150	680	3	20,400	61,200	20,400	0
	-	225	570	3	25,650	76,950	25,650	0
DIESEL	-	29	1,530	2	26,622	17,748	0	0
	-	50	1,450	2	43,500	29,000	0	0
COAL-1	1st Unit	100	1,390	4	13,900	55,600	55,600	13,900
	2nd Unit	100	1,270	4	12,700	50,800	50,800	12,700
COAL-2	1st Unit	100	1,390	4	13,900	55,600	55,600	13,900
	2nd Unit	100	1,270	4	12,700	50,800	50,800	12,700
	3rd Unit	100	1,190	4	11,900	47,600	47,600	11,900

(5) 操業費用

1) 変動費

火力発電プロジェクトの変動費の内、発電エネルギー源（燃料）の費用比重が圧倒的に大きいため、他の変動費とは分離して取り扱う。

A. 燃料費

エネルギー予測に基づく燃料の基準年価格は下記の通りである。

<u>燃料の種類</u>	<u>国内価格(Rs)</u>	<u>国内価格 (US\$)</u>
ガスオイル	Rs5.40 /L	\$0.2687 /L
灯油	Rs3.60 /L	\$0.1791 /L
重油	Rs2.50 /L	\$0.1244 /L
石炭	Rs943.00 /MT	\$46.9236 /MT

又、予測された価格上昇率は次の通りである。

価格上昇率

<u>燃料の種類</u>	<u>1995 - 2000</u>	<u>2001 - 2005</u>
ガスオイル	4.564 %	4.753 %
灯油	4.809 %	4.661 %
重油	4.564 %	4.841 %
石炭	3.797 %	3.802 %

本調査に用いる燃料価格は下記の通りである。

<u>燃料の種類</u>	<u>輸入価格</u> (CIF Rs/l)	<u>受渡価格</u> (Rs/l)	<u>税金部分</u> (Rs/l)	<u>税金比率</u>
ガスオイル	2.4228	4.5201	1.9852	43.92 %
灯油	3.1754	3.4200	0.2003	5.86%
重油	2.2530	2.6311	0.3781	14.37%
石炭	1,083.38	1,486.03	160.55	10.80%

Table 9.3.4 FUEL TABLE

		Diesel	GT-1	GT-2	CCGT	CCGT	Coal
	UNIT	(29,50 MW)	(50 MW)	(75 MW)	(150 MW)	(225 MW)	(100 MW)
Heat Rate	kJ/kWh	7708	11800		7383	7144	11720
Cal. Value	MJ/kg	40.5	43.4	43.4	43.4	43.4	25.79
CIF Cost	US\$/L or Kg	0.1139	0.1588	0.1588	0.1588	0.1588	0.0570
Delivered Cost	US\$/l	0.1310	0.2043	0.2043	0.2043	0.2043	0.0740
	US\$/MWH	24.96	70.31	63.16	43.99	42.57	33.62
Tax component	%	14.37%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	10.80%

B. その他の変動費

その他の変動費は、機種により異なるが工業用水（BFW、冷却水、他）、化学薬品、石灰石（脱硫、脱硝用）、潤滑油、その他消耗品等であるが、検討用に用いた費用基準は Table 9.3.5 の通りである。尚、石炭火力における脱硫、脱硝用の石灰石については国内供給可能との判断でトン当たり 10 ドルを見積もっているが、環境上の理由で国産不可能の場合は、マダガスカル等より輸入する事となり価格上昇につながることになる。

Table 9.3.5 OTHER VARIABLE COSTS

	Unit	Unit Cost	Diesel (29)	Diesel (50)	GT (50)	GT (75)	CCGT (150)	CCGT (225)	COAL (100)
		(US\$/ Unit)	(US\$/ MWH)	(US\$/ MWH)	(US\$/ MWH)	(US\$/ MWH)	(US\$/ MWH)	(US\$/ MWH)	(US\$/ MWH)
Water (L)	US\$/MT	0.3	0.36	0.36	0	0	0	0	0.0954
Limestone (L)	US\$/MT	10	0	0	0	0	0	0	3.694
Chemicals (F)	US\$/Kg	-	0	3.45	1	1	1	1	0
Lubeoil/Consumable (F)	US\$/KL	-	8.73	8.73	1	1	1	1	0
Other (F)	US\$/Lot	-	1	1	1	1	1	1	0.0307
TOTAL			10.09	13.54	3	3	3	3	3.8201
Tax Rate	%		49.07%	41.67%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	14.63%

2) 固定費

固定費の項目としては、直接人件費、事業所管理費および本社経費を含む一般管理費の 3 項目に補修費、保険料、諸税、等でありそれぞれの費用は、発電設備の固定投資額に対する比率として見積もった。尚、人件費の基本となる直接人件費（給与）に就いては CEB の

現行事業所組織の規模およびランク別給与を参考に平均的組織および給与を想定して見積もった。発電設備機種毎の固定費見積内訳は Table 9.3.6 の通りである。

Table 9.3.6 FIXED COST

	Unit	F/L	Diesel (29)	Diesel (50)	GT (50)	GT (75)	CCGT (150)	CCGT (225)	COAL (100)	NOTE	Tax Rate
Labor Cost (LC)	% x FIC	L	0.67%	0.67%	1.07%	1.07%	0.26%		0.35%	Based on CEB's practice	20.00%
Factory Overhead	% x FIC	L	0.40%	0.40%	0.64%	0.64%	0.16%	0.16%	0.21%	Labour cost x 60%	20.00%
Expenses	% x FIC	L	0.34%	0.34%	0.53%	0.53%	0.13%	0.13%	0.18%	Labour cost x 50%	20.00%
Maintenance Cost	% x FIC	F	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	FIC x 1.3%	15.00%
Insurance	% x FIC	L	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	FIC x 0.6%	10.00%
Taxes	% x FIC	L	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	FIC x 0.5%	-
Other	% x FIC	L	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	FIC x 0.2%	10.00%
Total			4.02%	4.02%	4.84%	4.84%	3.15%	3.15%	3.34%		

Table 9.3.7 ADJUSTED FUEL COST

Fuel Cost	Available Capacity(MW)	Unit	Fuel	Unit Cost (US\$/Unit)	Escalation Rate(%)	Tax Rate (%)	Standard (%)	Base Cost (1000\$/Y)
Diesel-29	29	MWH	Fuel Oil	24.96	2.65%	14.37%	61.97%	3,364
Diesel-50	50	MWH	Fuel Oil	24.96	2.65%	14.37%	61.97%	5,801
GT-50	50	MWH	Kerosene	70.31	2.65%	16.67%	61.97%	15,904
GT-75	75	MWH	Kerosene	63.16	2.65%	16.67%	61.97%	21,431
CCGT-150	150	MWH	Kerosene	43.99	2.65%	16.67%	61.97%	29,853
CCGT-225	225	MWH	Kerosene	42.57	2.65%	16.67%	61.97%	43,329
Coal-100(1/2)	100	MWH	Coal	33.62	1.76%	10.80%	61.97%	16,277
Coal-100(2/2)	100	MWH	Coal	33.62	1.76%	10.80%	61.97%	16,277
Coal-100(1/3)	100	MWH	Coal	33.62	1.76%	10.80%	61.97%	16,277
Coal-100(2/3)	100	MWH	Coal	33.62	1.76%	10.80%	61.97%	16,277
Coal-100(3/3)	100	MWH	Coal	33.62	1.76%	10.80%	61.97%	16,277

Table 9.3.8 ADJUSTED VARIABLE COST

Other Variable Cost	Available Capacity(MW)	Unit	F-Cost	L-Cost	Base Cost (US\$/MWH)	Escalation Rate (%)	Tax Rate (%)	Standard Load Factor	Cost in 2005 (1000\$/Y)
Diesel-29	29	MWH	9.73	0.36	10.09	2.05%	49.07%	70.00%	1,794
Diesel-50	50	MWH	13.18	0.36	13.54	2.04%	41.67%	70.00%	4,151
GT-50	50	MWH	3	0	3	2.00%	30.00%	70.00%	920
GT-75	75	MWH	3	0	3	2.00%	30.00%	70.00%	1,380
CCGT-150	150	MWH	3	0	3	2.00%	30.00%	70.00%	2,759
CCGT-225	225	MWH	3	0	3	2.00%	30.00%	70.00%	4,139
Coal-100(1/2)	100	MWH	0.0307	3.7894	3.8201	3.49%	14.63%	70.00%	2,342
Coal-100(2/2)	100	MWH	0.0307	3.7894	3.8201	3.49%	14.63%	70.00%	2,342
Coal-100(1/3)	100	MWH	0.0307	3.7894	3.8201	3.49%	14.63%	70.00%	2,342
Coal-100(2/3)	100	MWH	0.0307	3.7894	3.8201	3.49%	14.63%	70.00%	2,342
Coal-100(3/3)	100	MWH	0.0307	3.7894	3.8201	3.49%	14.63%	70.00%	2,342

Table 9.3.9 ADJUSTED FIXED COST

Type of Unit	Amount	Unit	F-Cost	L-Cost	Base Cost	Escalation Rate	Tax Rate	Cost (% x FIC)
Diesel-29	% x FIC	%	1.30%	2.72%	4.02%	3.01%	1.06%	4.02%
Diesel-50	% x FIC	%	1.30%	2.72%	4.02%	3.01%	1.06%	4.02%
GT-50	% x FIC	%	1.30%	3.54%	4.84%	3.10%	1.06%	4.84%
GT-75	% x FIC	%	1.30%	3.54%	4.84%	3.10%	1.22%	4.84%
CCGT-150	% x FIC	%	1.30%	1.85%	3.15%	2.88%	1.22%	3.15%
CCGT-225	% x FIC	%	1.30%	1.85%	3.15%	2.88%	0.89%	3.15%
Coal-100(1/2)	% x FIC	%	1.30%	2.04%	3.34%	2.92%	0.89%	3.34%
Coal-100(2/2)	% x FIC	%	1.30%	2.04%	3.34%	2.92%	0.92%	3.34%
Coal-100(1/3)	% x FIC	%	1.30%	2.04%	3.34%	2.92%	0.92%	3.34%
Coal-100(2/3)	% x FIC	%	1.30%	2.04%	3.34%	2.92%	0.92%	3.34%
Coal-100(3/3)	% x FIC	%	1.30%	2.04%	3.34%	2.92%	0.92%	3.34%