

## 第 10 章 經濟・財務分析

## 第10章 経済・財務分析

### 10.1 マラウイ経済の現況

マラウイは世界の発展途上国の中でも比較的低位に位置する国である。2000年 GDP は94億ドル程度であり、人口1050万人の国として一人あたりGDPは900米ドルとなり、世界最貧国の一つである。

経済基盤は農業を中心としている。人口90%が地方部に住み、労働力の86%が農業に従事している。GDPも、37%は農業に依存している。また輸出品も、中心として85%が農産物である。主な産物としては、メイズが筆頭で、その他タバコ、茶、サトウキビ、ピーナッツ、綿花、麦、コーヒー、米、豆類などが主要なものである。輸出品としては、タバコ、砂糖、ピーナッツが主要な産物となっている(出処:マラウイホームページ)。

経済は相当部分を国際機関および各種の二国間援助に頼っており、政府の財政規模が年間4.9億ドル程度となっているのに対して、たとえば1999年の援助受け入れ額は4.27億ドルと、歳入総額の87%にもものぼる。対外債務額は2000年で29億ドル程度にもものぼっており、このため2000年末には Heavily Indebted Poor Countries (HIPC) のための救済対象国にも指定されている。

また近隣諸国と同様に、1999年で、人口の15%がHIV陽性と推定されており、AIDS問題がきわめて大きな影を将来に投げかけている。

2000年のGDP実質成長率は3%程度と推定されている。一方で消費者物価指数(CPI)ベースのインフレ率は2000年で29.5%ときわめて高い。

通貨はクワチャ(MWK)であり、補助通貨としてタンバラ(1MWK=100 Tambala)が使われている。MWKの価値は、2000年末現在で1US\$あたり80MWK程度となっている。1998年以降の急速なインフレ進展に伴い、為替レートも下落を続けている。

表 10-1 マラウイクワチャの為替レート推移

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2001末
MK/US\$	15.3085	16.4442	31.0727	44.0881	59.5438	72.1973	67.3111
変化率		7.4%	89.0%	41.9%	35.1%	21.3%	-6.8%

出処: WORLD FACT BOOK 2002

#### 10.1.1 電力セクター

マラウイにおける発電量は、1999年で10.25億kWhとなっている。そのうち水力が97.56%を占め、化石燃料による発電は2.44%であることからわかる通り、ほぼ完全に水力に依存した構造となっている。消費電力は8.5億kWhとなっており、また300万kWhを輸出している。

水力依存のエネルギー構造であるため、発電量は降雨に大きく影響される。マラウ

イの降雨には 30 年程度の大きな周期性が見られ、将来的には発電量に対するリスク要因となる。降雨が少なければ、現在は輸出している電力を輸入する状況にもなる。マラウイに置ける電力主体は、Electricity Supply Corporation of Malawi Limited (ESCOM) となっている。ESCOM はもともと Electricity Supply Commission of Malawi であったが、これが 1999 年 12 月 8 日の大統領による承認を受けて Electricity Supply Corporation of Malawi Limited に全資産と事業が移された。

地方電化における ESCOM の役割は、現在ではグリッドの延伸を通じた需要家への電力供給である。かつては ESCOM が、地方電化事業についても負担していたものの、収益性の悪さから現在ではその責任は DOE に移されている。ただし、DOE が実際に事業を展開するにあたり、実務面を ESCOM に委託するケースは見られる。

#### 10.1.2 ESCOM の事業状況

ESCOM は、マラウイにおける発電、送電、配電のほぼすべてを行っている電力会社である。その活動はマラウイ電力セクター理解のためにきわめて重要である。また、今後グリッド延伸による地方電化の可能性を検討するためにも、ESCOM の財務的な体力を見ておくことは重要となる。

以下に、ESCOM の事業推移を示すいくつかの指標を挙げる：

人口 1 千万人強の国において、需要家数は 11 万に満たない数字となっており、きわめて少ない。独立系の電源利用者を考慮しても、マラウイの電化の遅れは如実にあらわれている。需要家数は、ここ数年はおおむね年率 7% 程度で推移しているが、このペースが続いたとしても国民のある程度の部分が電気の恩恵を被るまでには数十年かかる計算となる。

また売電量を見た場合、需要家ののびほどはのびていない。新規の需要家が比較的小規模の需要家であるものと想像される。売電量ののびはあまり安定しておらず、近年は需要家数の伸びを常に下回っており、需要家が増えれば増えるほど相対的なコストが増加する構造になっていることが懸念される。

また、発電量と売電量の比率を見ると、システムロス は 1999 年で 18.2% と比較的高い数字となってきている。

さらに、コスト構造を見ると、原価率が近年高まってきていることがうかがえる。1992-94 頃は売上の 45% 程度だった原価が、現在では 76% と非常に高くなってきており、収益が出にくい状態になっている。これはインフレなどによるコスト面の増大に対して、電力料金の過度の引き上げが困難であるという事情からくる。現状でも、1994 年以来、毎年 50% 近い電力料金の引き上げが行われている。2000 年にはマラウイにおける長期限界費用(LRMC)に相当する 6US Cent/kWh にまで一気に電力料金が引き

上げられており、これは財務的には好影響をもたらすことが期待される。

### 10.1.3 ESCOM の財務状況

ESCOM の Profit and Loss statement を以下に示す。損益計算書上で見ると、1995 年以降、ESCOM は売上を着実にのばしており、1999/2000 年にはそれが 16.8 億 MWK に達している。同時に会計上の黒字を継続しており、その額は 1998/99 年で 6700 万 MWK 程度となっている。1998/99 年までは事業上の利益の幅は縮小していたものの、1999/2000 年にはこれが改善されている。コストが年 60-70% でのびているのに対し、収入は 40-70% とコストの伸びに追いついていない。1999/2000 期には、この状況が若干改善され、コスト増を上回る収入増が実現されている。

また近年目立つのが、為替差損の増大である。インフレにともなう MWK の価値下落に伴い、外貨建ての部分で差損が発生しており、1998 から 1999 年にかけてこの金額が増大し、帳簿上の利益を圧迫するものとなっている。1999/2000 にこれは一時解消されたものの、その後為替レートは急速に悪化しており、今後の経営への圧迫が懸念される。また ESCOM は 1998-9 年に会社化されており、このため財務的にも一部変化が生じている。大きなちがいは、ESCOM が法人税を支払うようになったことである。これも利益を圧縮する要因となっている。

以上のような原因で、1995 年には総売上の 1/3 程度あった帳簿上の税引き後利益が、2000 年には総売上の 18% にまで下がっている。ただしこれは 1998/99 年の水準よりは改善されており、ある程度の経営努力がうかがえる。

## Profit and Loss Statement

(000K)

	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000
Sales from Energy	354,550	458,892	674,067	1,130,265	1,675,378
Capital Contribution	5,849	6,087	6,845	28,052	10,171
<b>Income from Operation</b>	<b>360,399</b>	<b>464,979</b>	<b>680,912</b>	<b>1,158,317</b>	<b>1,685,549</b>
Generation & Transmission	30,502	45,733	55,858	100,404	190,231
Distribution	24,692	43,155	65,622	108,893	138,035
Administration	66,038	94,121	119,843	234,553	406,779
Transport	17,050	24,882	29,919	54,152	75,795
Depreciation	45,788	81,590	121,946	160,119	194,338
Interest on LT Loans	24,623	52,262	156,682	291,531	313,227
Interst on ST Loans	2,002	1,992	517	347	2,440
<b>Total Operational Expenditure</b>	<b>210,695</b>	<b>343,735</b>	<b>550,387</b>	<b>949,999</b>	<b>1,320,845</b>
Operationg Profit	149,704	121,244	130,525	208,318	364,704
Forex gain/loss	14,270	714	-78,760	-124,195	43,993
Training	-3,284	-4,106	-8,521	-6,979	-2,545
Interest received	1,568	694	4,703	4,873	7,215
Profit on Asset Sales	1,762	110	10,954	3,044	3,363
Sundry income	1,772	4,746	4,788	11,381	50,150
<b>Total Sundry Income</b>	<b>16,088</b>	<b>2,158</b>	<b>-66,836</b>	<b>-111,876</b>	<b>102,176</b>
<b>Profit before Additional Depr</b>	<b>165,792</b>	<b>123,402</b>	<b>63,689</b>	<b>96,442</b>	<b>466,880</b>
Additional Depreciation	44,829	27,090	0	0	0
<b>Profit Before Tax</b>	<b>120,963</b>	<b>96,312</b>	<b>63,689</b>	<b>96,442</b>	<b>466,880</b>
Tax	10	15	20	29,221	155,593
<b>After Tax Profit</b>	<b>120,953</b>	<b>96,297</b>	<b>63,669</b>	<b>67,221</b>	<b>311,287</b>

次に、ESCOM のバランスシートを以下に示す。

ESCOM の総資産額は 125.5 億 K であり、このうち長期資産が 115 億 K 程度となっている。ここ数年で資産総額はきわめて大幅な増大を示しており、1999/2000 年期にようやくこれが多少落ち着いている。これはインフレの影響と同時に、設備投資の影響である。1998/99 年までは新規の固定資産が年額 10 億 K 程度追加されており、かなり旺盛な設備投資が行われていたが、1999/2000 年にはこれが一時的に落ち着きを見せている。ただし建中資産が非常に多額になっており、設備投資が滞っているわけではない。

一方で、総資産 125.5 億 K (うち長期 105 億 K) に対して、長期借入が 79.7 億 K にものぼっている。長期資金の 64% が長期負債であり、借入依存型体質である。インフラ系の会社においては、全体に借入依存度が高い傾向はあり、現状ではこれは平均的な姿と言える。

## Balance Sheet

(000K)

	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000
Reserves	387,834	484,131	547,800	1,168,363	1,479,650
Long-Term Borrowings	1,873,285	2,326,058	3,375,273	6,349,754	7,974,253
Contribution to Capital Works	129,513	152,746	186,589	586,382	1,091,585
<b>Total Funds Employed</b>	<b>2,390,632</b>	<b>2,962,935</b>	<b>4,109,662</b>	<b>8,104,499</b>	<b>10,545,488</b>
Fixed Assets	1,025,181	2,485,177	3,238,173	4,718,669	4,869,601
Capital Works in Progress	1,641,446	419,166	1,313,424	4,141,748	6,599,044
<b>Total Long Term Assets</b>	<b>2,666,627</b>	<b>2,904,343</b>	<b>4,551,597</b>	<b>8,860,417</b>	<b>11,468,645</b>
Stocks	53,605	55,275	82,721	148,621	166,505
Debtors & Prepayments	102,812	391,152	466,691	494,314	795,797
Cash	9,117	65,589	121,042	133,438	116,386
Taxation Recoverables			1,212	1,997	2,347
<b>Total Current Assets</b>	<b>165,534</b>	<b>512,016</b>	<b>671,666</b>	<b>778,370</b>	<b>1,081,035</b>
Creditors	285,457	300,399	912,012	1,020,849	1,359,734
Consumer Deposits	3,104	3,941	4,835		
Short-Term Borrowings	4,334	0			
Current Portion of LT Loan	148,634	149,084	196,754	513,439	644,458
<b>Total Current Liabilities</b>	<b>441,529</b>	<b>453,424</b>	<b>1,113,601</b>	<b>1,534,288</b>	<b>2,004,192</b>
Net Current Assets/(Liabilities)	-275,995	58,592	-441,935	-755,918	-923,157
<b>Total Employment of Funds</b>	<b>2,390,632</b>	<b>2,962,935</b>	<b>4,109,662</b>	<b>8,104,499</b>	<b>10,545,488</b>
<b>Total Assets</b>	<b>2,832,161</b>	<b>3,416,359</b>	<b>5,223,263</b>	<b>9,638,787</b>	<b>12,549,680</b>
<b>Total Liabilities</b>	<b>2,832,161</b>	<b>3,416,359</b>	<b>5,223,263</b>	<b>9,638,787</b>	<b>12,549,680</b>

なおマラウイは 30%近い高インフレが続いており、したがって資産を簿価で見ると、過小評価とされている。本来であれば、この水準のインフレのもとではインフレ会計を導入することが望ましいが、これは行われていない。参考までに、世界銀行が行った資産再評価によれば、固定資産は現状資産額の 2-3 倍と見積もられるようである。

参考までに、世界銀行が 1998 年時点で行った、1995-1997 の再評価後のバランスシートを添付する。ただし、1998、1999、2000 年については同様の数字は得られていない。

Balance Sheet (with Reevaluation)		(000K)	
	1995/96	1996/97	
Reserves	4,041,495	3,918,681	
Long-Term Borrowings	1,873,285	2,326,058	
Contribution to Capital Works	129,513	152,746	
<b>Total Funds Employed</b>	<b>6,044,293</b>	<b>6,397,485</b>	
Fixed Assets	4,678,842	5,919,727	
Capital Works in Progress	1,641,446	419,166	
<b>Total Long Term Assets</b>	<b>6,320,288</b>	<b>6,338,893</b>	
Stocks	53,605	55,275	
Debtors & Prepayments	102,812	391,152	
Cash	9,117	65,589	
Taxation Recoverables			
<b>Total Current Assets</b>	<b>165,534</b>	<b>512,016</b>	
Creditors	285,457	300,399	
Consumer Deposits	3,104	3,941	
Short-Term Borrowings	4,334	0	
Current Portion of LT Loan	148,634	149,084	
<b>Total Current Liabilities</b>	<b>441,529</b>	<b>453,424</b>	
Net Current Assets/(Liabilities)	-275,995	58,592	
<b>Total Employment of Funds</b>	<b>6,044,293</b>	<b>6,397,485</b>	
<b>Total Assets</b>	<b>6,485,822</b>	<b>6,850,909</b>	
<b>Total Liabilities</b>	<b>6,485,822</b>	<b>6,850,909</b>	

次に、ESCOM のキャッシュフローを示す。

バランスシートの項で述べたように、ESCOM は現在きわめて旺盛な設備投資を行っている。1999/2000 年で見ると、総資産 125.5 億 K の ESCOM は、その総資産の 15% にものぼる 18.1 億 K の設備投資を行っている。この金額は、ここ数年で内部キャッシュの三倍近い金額となっており、このため外部からの借り入れにより新規投資の相当部分をまかなう状況となっている。

借り入れの増大に伴い、金利支払いと元本返済が大きな負担となってきたこともうかがえる。現在のところ、DSRC は 2 以上の水準となっており、まだ危機的な状況ではなく、また ESCOM 自身の元利支払いはいまのところ問題ないが、国際機関などからのマラウイ政府経由の融資においては、かならずしも期日通りの返済が行われているわけではない。今後返済や利払いは急速に増大することになり、これに対して売上増や利益の増加は制限されてくることを考えた場合、債務返済にあたって ESCOM は今後大きな問題に直面するものと予想さ

れている。

Cash Flow Statement		(000K)				
	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000	
Cash from Operations	284,113	-72,813	331,217	693,518	727,994	
Interest Paid	-43,095	-46,385	-74,113	-143,931	-206,329	
Taxation Recovered	-687	115	-228	-805	-550	
<b>Total</b>	<b>240,331</b>	<b>-119,083</b>	<b>256,876</b>	<b>548,782</b>	<b>521,115</b>	
Fixed Assets & Capital Works	-637,709	-296,391	-581,391	-1,888,468	-1,813,364	
Disposed Fixed Assets	2,112	821	11,260	3,807	5,124	
Interst	1,568	694	4,703	4,873	7,215	
<b>Cash from Investment</b>	<b>-634,029</b>	<b>-294,876</b>	<b>-565,428</b>	<b>-1,879,788</b>	<b>-1,801,025</b>	
Short Term Borrowing	4,334	0	0	0	0	
Long Term Borrowing	428,171	496,371	362,202	1,347,532	1,228,334	
Repayment of LT Borrowing	-62,065	-55,260	-38,885	-92,059	-298,977	
Grants, Contributions	19,060	29,320	40,688	87,929	333,501	
<b>Cash from Financing</b>	<b>389,500</b>	<b>470,431</b>	<b>364,005</b>	<b>1,343,402</b>	<b>1,262,858</b>	
<b>Change in Cash Position</b>	<b>-4,198</b>	<b>56,472</b>	<b>55,453</b>	<b>12,396</b>	<b>-17,052</b>	
Cash at Begininng	13,315	9,117	65,589	121,042	133,438	
<b>Cash at Year End</b>	<b>9,117</b>	<b>65,589</b>	<b>121,042</b>	<b>133,438</b>	<b>116,386</b>	

#### 10.1.4 結論

ESCOMは現状で、きわめて多大な設備投資を毎年行っており、これは総資産額の15%に相当する投資額となっている。この水準にあっても、設備投資ニーズや既存施設のリハビリニーズには十分に対応できておらず、また接続されている需要家の数も少ない。今後とも、さらなる設備投資の実施はESCOMにとって必須となる。

しかしながら、この設備投資のコストをまかなうだけの収入は、現状では得られていない。電気料金は毎年数十パーセントで引き上げているにもかかわらず、コスト増がそれを上回る水準となっている年が多い。これにより利ざやは減少し、設備投資にまわせる内部資金も減少している。1999/2000年期では状況は若干改善を見せており、また2000年によりやくLRMCから推奨される6 US Cent/kWhの電気料金を実現しているため、今後の財務はある程度の改善が期待できるものの、2002年末時点で2000/01の数字はまだ公表されておらず、まだその効果は明らかになってはいない。

このため、設備投資のほとんどは、大量の借りに依存する構造となっている。しかしながら、すでにESCOMはバランスシート上、大量の負債を抱えており、これ以上極端に債務を増やすのは困難な状態となっている。また、今後金利や元金の支払いが急速に増大することが予想されており、これがESCOMの財務をさらに圧迫することになるのは確実となっている。



マラウイの発展のためにも、現在の ESCOM の設備投資を減らすことは困難であるため、今後は電力料金の引き上げに努力して収益構造をよくすると同時に、政府の追加出資などによる財務構造改善が必要となるであろう。またこの現状を考えたとき、ESCOM に今後地方電化に伴う大量の投資やオペレーションを全面的に負担させるのは、非常に困難である。

## 10.2 地方電化マスタープランの経済・財務検討

### 10.2.1 経済性検討

フェーズ 5での電化対象 TC の選定時に、それぞれの TC 電化による経済性の検討として B/C と EIRR は試算されている。

ほとんどの地区において、2 を上回る高い B/C が得られており、また IRR 計算が可能などところではほとんどが 20% を上回る経済性を示している。

今回のマスタープランにおいては、ほとんどの地区がグリッドの延伸によって電化されることとなる。マラウイ国は国土が細長く、すでに南北方向の送電線が完成しているために、東西方向の比較的短い延伸によってほとんどの地域の電化が可能となる。このため、ほとんどの箇所で独立電源方式にくらべて送配電線の延伸は高い IRR を示すことになる。

### 10.2.2 事業性検討

前節の分析により、現在の地方電化マスタープランによる地方電化には経済的な合理性があることが明らかとなった。しかしながら、実際にその経済的便益を事業性ある形で回収できるかどうかは明らかではない。本節ではその事業性を検討する。

### 10.2.3 既存の検討について

2002 年 6 月に、Likoma 島がディーゼル発電により電化され、その際のコスト分析と、料金に関する検討が ESCOM により行われている。Likoma 島はマラウイ湖中にある島であり、グリッドからかなり離れているため、グリッド延伸による電化は困難であり、独立電源による電化でなければフィージブルではない。またその場合でも、今回採用されたディーゼル燃料輸送費などは非常に高くつくことが予想される。このため、今回のマスタープランにおける TC 電化のコストや料金の検討においては、ある意味で上限に近い事例として関心がもたれる。

Likoma 島でのスキームでは、政府が投資のかなりの部分(80パーセントから100パーセント)を負担し、その機材を ESCOM に移管してかれらのバランスシートに載せる。ESCOM は、投資の残りを借り入れ(金利 20%)により調達し、その後オペレーションを行う。このオペレーションコストのほとんどはディーゼル燃料費と推定される。そしてオペレーションコスト、減価償却費(15 年定額償却を想定)、金利負担、資本コストを足したものが電力料金と

なっている。

ESCOM はこの分析により、政府の負担と、それによる電力料金への影響を検討している。分析のシナリオとしては

- Alternative 1: 政府が投資の 80%を負担
- Alternative 2: 政府が投資の 100%を負担
- Alternative 3: 政府が投資の 80%と、オペレーションコストの半分を負担
- Alternative 4: 政府が投資の 100%と、オペレーションコストの半分を負担

そしてそのそれぞれについて、Likoma 島単体で料金設定を行った場合にどの程度の料金となり、それを ESCOM 全体の中に組み込んだときに、ESCOM 全体の料金をどの程度引き上げる必要が出てくるかについて分析を行っている。

表 10-2-1 Likoma Island Cost Analysis

Alternative 1

IMPACT ANALYSIS OF ELECTRIFICATION OF LIKOMA ISLAND (MGov pay 80% Capital Contribution)						
	2003 Budget	Likoma Island	Likoma Island Included	Increase(%)	2002 Forecast	2001 Actual
Units Sold(kWh '000)	920,000	876	920,876	0.10	876,454	904,356
Ops(K/kWh)	1.48	12.90	1.49	0.89	1.46	1.24
Interest(K/kWh)	0.69	2.28	0.69	0.22	0.70	0.60
Depreciation(K/kWh)	0.25	3.81	0.25	1.36	0.25	0.21
Capital & Loans(K/kWh)	1.50	0.76	1.50	-0.05	1.50	0.83
Average Price(Kwacha)	3.91	19.75	3.93	0.45	3.91	2.88

Impact 241 K'million  
Government Contribution 40 K'million

Alternative 2

IMPACT ANALYSIS OF ELECTRIFICATION OF LIKOMA ISLAND (MGov pay 100% Capital Contribution)						
	2003 Budget	Likoma Island	Likoma Island Included	Increase(%)	2002 Forecast	2001 Actual
Units Sold(kWh '000)	920,000	876	920,876	0.10	876,454	904,356
Ops(K/kWh)	1.48	12.90	1.49	0.89	1.46	1.24
Interest(K/kWh)	0.69	0.00	0.68	-0.10	0.70	0.60
Depreciation(K/kWh)	0.25	3.81	0.25	1.36	0.25	0.21
Capital & Loans(K/kWh)	1.50	0.00	1.50	-0.10	1.50	0.83
Average Price(Kwacha)	3.91	16.71	3.92	0.37	3.91	2.88

Impact 201 K'million  
Government Contribution 50 K'million

Alternative 3

IMPACT ANALYSIS OF ELECTRIFICATION OF LIKOMA ISLAND (MGov pay 80% Capital Contribution & 50% of Ops Cost)						
	2003 Budget	Likoma Island	Likoma Island Included	Increase(%)	2002 Forecast	2001 Actual
Units Sold(kWh '000)	920,000	876	920,876	0.10	876,454	904,356
Ops(K/kWh)	1.48	6.45	1.48	0.40	1.46	1.24
Interest(K/kWh)	0.69	2.28	0.69	0.22	0.70	0.60
Depreciation(K/kWh)	0.25	3.81	0.25	1.36	0.25	0.21
Capital & Loans(K/kWh)	1.50	0.76	1.50	-0.05	1.50	0.83
Average Price(Kwacha)	3.91	13.30	3.92	0.26	3.91	2.88

Impact 140 K'million  
Government Contribution 125 K'million

Alternative 4

IMPACT ANALYSIS OF ELECTRIFICATION OF LIKOMA ISLAND (MGov pay 100% Capital Contribution & Offset 50% Ops Cost to Debt Arr)						
	2003 Budget	Likoma Island	Likoma Island Included	Increase(%)	2002 Forecast	2001 Actual
Units Sold(kWh '000)	920,000	876	920,876	0.10	876,454	904,356
Ops(K/kWh)	1.48	6.45	1.48	0.40	1.46	1.24
Interest(K/kWh)	0.69	0.00	0.68	-0.10	0.70	0.60
Depreciation(K/kWh)	0.25	3.81	0.25	1.36	0.25	0.21
Capital & Loans(K/kWh)	1.50	0.00	1.50	-0.10	1.50	0.83
Average Price(Kwacha)	3.91	10.26	3.92	0.19	3.91	2.88

Impact 100 K'million  
Government Contribution 50+6pa K'million

Source: ESCOM

Likoma 島のコストを ESCOM 全体の料金値上げで負担するというのは、クロス・サ

ブシディである。現在の主に都市部の電力利用者から、Likoma 島の住民に対して電力料金の補助を行う方法が検討されている。たとえば Alternative 1 においては、ESCOM の現行の電力料金 3.91 Kwacha に対し、Likoma 島の内部でコストをすべて負担すれば、料金は 19.75 Kwacha、つまり ESCOM 電力料金のおよそ 5 倍となってしまう。これを ESCOM 全体で平準化して Likoma 島を補助させたら、ESCOM 全体の電力料金は 3.91 Kwacha から 3.93 Kwacha に引き上げることになる、という結果が出ている。

また Alternative を比較すると、当然ながら政府負担が増えれば増えるほど、Likoma 島単体での料金も、また ESCOM 全体としての料金引き上げも少なくてすむことになる。

政府の初期投資負担が変わっても、減価償却費は変わっていない。これは償却後の機器更新コストを考えているためである。また、純粋にキャッシュフローで考えた場合、Alternative 1 の料金設定はちょうど IRR=8%を実現する水準となっている。以下に、この ESCOM の想定しているキャッシュフローを推定した。比較しやすいように通貨単位を USドルに置き換えてある。

表 10-2-2 Likoma Island Electrification Cash Flow Estimate

Likoma																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Energy Demand (000 kWh)	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0
Tariff (cent/kWh)		24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7
Revenue (000 US\$)		216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3	216.3
O&M (000 US\$)		141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3	141.3
Investment (000 US\$)	625															
Total	-625.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
IRR=		8%														

#### 10.2.4 マスタープランの料金水準検討

ESCOM が Likoma 島で行ったのと同様の検討を、今回のマスタープランについても実施して、料金水準についての検討を行った。

ただし今回の検討では、まだ運営方式が明確ではない。このため Likoma 島で行われたような、政府補助について想定できる段階にはきていない。特に現在のように ESCOM のみが電力事業を行っている場合には、政府の補助も考えやすく、また電力セクター全体でのクロス・サブシディ構造もすべて ESCOM だけで内部化できるため、きわめて単純となるが、将来的に、電力セクターの自由化が行われれば、これは不可

能になる。地方電化においても民間オペレータの参入などが考えられ、また ESCOM 自体も分割されて他の民間オペレーターと競合する事になった場合に、公平性のある補助金の入れ方や政府補助のあり方はきわめて大きな問題となってくる。

今回は、今後のスキーム検討にも資するべく、純粋にキャッシュフローベースでのみ検討を行い、一切補助が入らない場合に、それぞれの TC 電化のためにはどれだけの料金水準を設定することが必要になるかについて検討を行った。

#### (1) 検討の前提

検討の前提としては、それぞれの TC を何らかの独立した地方電化組織が、借り入れ金などなしですべて自己負担で配電線の延伸と整備を行うものとする。この組織は、電力を ESCOM (あるいは将来 ESCOM が分離してできる発電会社) から卸値で購入し、需要家に対して販売する。

政府の電力セクター改革法案によれば、こうした事業には民間事業者の参入をうながすこととなっている。民間事業者は一定の収益が見込めなければ参入しない。このため、ある程度の収益(ここでは 8%)が見込めるように試算を行う。

その他の条件は以下の通り:

- 需要想定:

すでに EIRR 計算時に、各 TC の将来的な電力需要を推計している。ここでの試算では、15 年後に推計したピーク電力量に到達するものと想定し、それまで毎年 7% ずつ電力使用量が増加するものと想定した。また推計にあたっては世帯と事業所を区別せず、各 TC の総電力需要だけを考えている。

- 買電価格: 3.5cent/kWh

現在の発電コストと配電コストとの比率をもとに設定した。

- オペレーションコスト

販管費を含む。送電線の延伸がほとんどなので、初期投資額に比例する。初期投資額の 3 パーセントを想定している。

そしてこの条件のもとで、内部収益率 8%を達成するために必要な料金水準を、フェーズ 5 の TC それぞれについて別個に計算した。8%は、Likoma Island での計算に ESCOM が用いている数字であること、また世界銀行などの融資条件に使われることの多い水準であることから選択した。また、料金水準の表現としては、比較が容易なように、現行料金水準(6.5cent/kWh) の何倍になるかで表示している。

(2) 結果

以上の想定をもとに、それぞれの TC を個別に電化した場合に必要となる料金水準について検討を行った。

一例として Mkaia の電化コスト分析の実例を以下に挙げる：

表 10-2-3 Electrification Tariff Analysis of Mkaia

Mkaia																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Energy Demand (000 kWh)	637	685	736	792	852	916	985	1,059	1,138	1,224	1,316	1,415	1,522	1,636	1,759	1,892	2,034	2,187	2,352	2,529	
Tariff (cent/kWh)	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	
Revenue (000 US\$)	42.5	45.6	49.1	52.8	56.7	61.0	65.6	70.6	75.9	81.6	87.7	94.3	101.4	109.0	117.3	126.1	135.6	145.8	156.7	168.5	
Energy Cost (3.5 cent/kWh)	22.3	24.0	25.8	27.7	29.8	32.0	34.5	37.1	39.8	42.8	46.1	49.5	53.3	57.3	61.6	66.2	71.2	76.6	82.3	88.5	
O&M (000 US\$)	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	
Investment (000 US\$)	277																				
Total	-277.0	11.8	13.4	15.0	16.7	18.6	20.7	22.8	25.2	27.7	30.4	33.3	36.5	39.8	43.5	47.4	51.6	56.1	60.9	66.1	71.7
IRR=	8%																				
Tariff Multiple	1.025																				

ここでは総投資額が US\$277000 であり、これに対して電力需要は 20 年後に 2529 MWh となる。この事業が 8% の IRR をもたらすための料金水準は、現行の ESCOM 料金の 1.025 倍となる。つまり Mkaia は、ほとんど現在と同じ電力料金水準で十分に電化が可能だということになり、電化対象として比較的魅力が高い、ということが言える。

一方、極端な例として Chitimba を挙げる。

Chitimba																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Energy Demand (000 kWh)	24.7	26.5	28.5	30.7	33.0	35.5	38.2	41.0	44.1	47.4	51.0	54.8	59.0	63.4	68.2	73.3	78.8	84.8	91.1	98.0	
Tariff (cent/kWh)	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	
Revenue (000 US\$)	17.9	19.3	20.7	22.3	24.0	25.8	27.7	29.8	32.0	34.4	37.0	39.8	42.8	46.0	49.5	53.2	57.2	61.6	66.2	71.2	
Energy Cost (3.5 cent/kWh)	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2	3.4	
O&M (000 US\$)	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	
Investment (000 US\$)	235																				
Total	-235.0	10.0	11.3	12.7	14.2	15.8	17.5	19.3	21.3	23.4	25.7	28.2	30.9	33.7	36.8	40.1	43.6	47.4	51.5	56.0	60.7
IRR=	8%																				
Tariff Multiple	11.173																				

ここでは、総投資額は US\$235000 と、上の Mkaia とあまり変わらないのに、20 年後の電力需要は Mkaia の 2920MWh に対してわずか 98MWh しかない。きわめて需要が少ないために、電力料金は現行の ESCOM 水準の 11.2 倍近くという水準にならざるを得ない。これはあまりに高い水準であり、とうていこの地域のマラウイ国民の負担できるものではない。したがってこの地区は、明らかに単独で電化を推進することは不可能であり、なんらかの補助を考える必要が出てくる。

それぞれの地区について同様の分析は、付録 10-1 を参照。

### 10.3 結論

フェーズ 5 で電化予定の TC52 ヶ所のうち、5 つ程度の TC は、現状の電力料金水準のままの電化が可能である。また、現行料金の 1.5 倍以下ですむ TC が 16 カ所あり、これらはある程度のコスト削減努力や営業努力により、補助を特につけなくても経営が成り立つ可能性はある。

しかしそれ以外のところについては、現状の電力料金水準では事業者の経営がたちゆかないことが明らかである。フェーズ 5-1 の 26 ヶ所については、平均で現行料金水準の 2.4 倍、フェーズ 5-2 の 26 ヶ所については平均で現行料金水準の 3.2 倍程度の料金設定を行わなくては、維持可能な形での地方電化は不可能となる。

また地域別に見ると、北部と中部地域は比較的現行の電力料金水準に近い料金設定が可能だが、南部地域にはかなりコストのかかる地域が多い。

すでに各種の電化方式については比較を行っており、電化方式を変えることでこの状況に対応することはできない。したがって選択肢としては以下のような対応が考えられる：

- 地域ごとに別の料金体系を認める

いちばん簡単な方法としては、現在全国一律の電力料金をやめて、地域ごとにちがった電力料金を設定することである。

ただしこの場合、たとえば現行料金の 5 倍以上の料金が求められるような地域は、需要家にそれだけの負担力があるとは考えられないため、参入者がまったくなく、電化がまったく進まないことになる。また、電力料金の設定は政策的な判断も大きい。現在のマラウイ国の方針としては、全国一律の電力料金設定を行うこととされており、これを変えるにはかなりの時間を要するであろう。

- TC の組み合わせを考える

事業性の高いところと低いところを組み合わせることで事業性を設定することにより、事業者による「いいところ取り」を防ぎ、全域の電化が進むようにする。またあまりに事業性の悪いところは政府が実施するなどして、事業性が出るような TC の組み合わせを検討する。

これは不可能ではないものの、実際の状況を見ると困難である。TC が、収益性のきわめて高いところと低いところが混在している状況であれば、こうした組み合わせによる対応が可能となる。しかし現在のように、よくても現行の料金水準、悪いところは極端に悪いという状況では、どう組み合わせてもそれだけでは高い事業性は実現できない。

- 地方電化組織の収益率を下げる

現在の試算は、IRR=8% を実現するような料金設定を検討している。しかしながら、この数字に絶対的な根拠はない。低い収益率でもかまわないという組織があれば、補助は少なくともすむことになる。このための具体的な手法としては、たとえば一部の地域については、半官半民の電化組織を作り、政府が出資分に対して配当を求めないといった手法が考えられる。

ただし、いかに半官半民の組織であっても、赤字を垂れ流し続けることは許されない。それでは維持可能な地方電化とはいえないからである。つまり収益性はどうやってもマイナスにはなれない。そしてその範囲で収益性を多少変えたところで、あまり大きな影響はない。たとえば先ほどの Chitimba の場合、IRR=8%を実現するためには、現行電力料金の 11 倍が必要だが、これを IRR=4%でかまわないとしたところで、料金水準は現行の 9.6 倍必要となり、状況はあまり大きくは改善されない。

- 電力料金全体をあげて、その中から一部を地方電化の補助資金として使う

現実的には、地方だけで地方電化の収支をあわせるのは不可能であり、なんらかの形で Cross subsidy を考えざるを得ないものと思われる。Likoma 島で行われたのと同様に、政府がこれらについて全額出資したうえで ESCOM にそれを移管し、ESCOM が償却も含めてその後の運営を行うことにした場合を試算してみると、現在の 3.91Kwacha/kWh の電力水準は 4.1 Kwacha/kWh 程度となることが予想される。これは 4.7 パーセントの料金上昇となる。したがって補助金の水準もその程度が上限となる。

すでに ESCOM の電力料金は近年急激に引き上げられており、さらに追加の引き上げについてはなかなか理解が得られにくいおそれはある。しかしながら、これは一時に行う必要はなく、地方電化の進展に応じて徐々に行えばすむ。5 パーセント以下の引き上げはまったく不可能とはいえない。

また将来的に ESCOM が分社化した場合に、どのような形で地方電化分を徴収して、さらにそれをどのような形でそれぞれの地方電化オペレーターに配布するかがきわめて大きな問題となってくる。また、それによってどの部分を補助するのもも重要である。

おそらく、地方電化基金のようなものを設定し、ESCOM には徴収代行を依頼することになると考えられる。現在、地方電化の資金として使われている Energy Fund を電気料金にも適用できるようになっている。まさにいま述べたようなスキームを実施するために、この Energy Fund が使えるようになる。

## 10.4 資金計画

地方電化マスタープランのフェーズ 5-1 に必要な総資金は US\$8,416,000、またフェーズ 5-2 では US\$4,937,000 となっている。



現在の地方電化は、ガソリン等に課せられる Energy Fund を主な財源としている。この資金は年額およそ US\$100 万程度となっている。現在これが拡大され、電気料金からもこの Energy Fund をとれるような制度ができていく。将来的にも最も確実な財源はこの Energy Fund とならざるを得ない。現在の水準の Energy Fund では年間 4-5 つ程度の TC を電化することができる(ただし必要資金の多いところが入るとこの数は減る)。フェーズ 5 の完了までには 8 年程度、さらにフェーズ 6 の完了までに 5 年程度かかることになる。電気料金にからも Energy Fund を徴収できれば、これはさらに加速する。

また近年は HIPC に対する債務免除が一部この地方電化のために使われているが、これは一時的なものであり、将来的にはあてにできない。

各種のドナーからの援助スキームの中で、即座に今回の地方電化に適用できるようなスキームは見あたらない。今回のマスタープランでは、送電線延伸が中心となっているが、送電線延伸に対する援助を行おうとするところはほとんどないためである。

- 世界銀行は、Malawi Social Action Fund (MASAF) に対して出資を行っている。これは、地元住民の要請に応じて資金を提供し、住民組織による学校建設や道路建設、水道敷設といった事業推進を支援する組織である。返済義務はなく、基本的に grant である。原理的には、これを地方電化に適用することも可能である旨のコメントを得ている。ただし、独立グリッドや SHS などであればこうした方式の活用も可能だが、配電線の管理となると、住民組織の能力を超える。また、一村落当たりの最大出資額が最大でも 100 万円程度と非常に制約が大きいため、今回のマスタープランでの利用はミニグリッド方式の地区を除いては困難である。
- EU は、送電線の延伸による電化には資金を出していない。したがって今回のマスタープランへの資金供与は困難である。
- GEF など地球環境関連の資金利用はほぼ不可能である。ほぼすべてが送電線の延伸であるため、環境保護のための各種スキームを利用する理由がつかないためである。ルアルエにおいては小水力が予定されているものの、もともと炭酸ガス排出を伴うような電化計画があったところではないため、CO2 排出削減として認められることは困難である。

ただし、以上のような状況は、各ドナーとの個別折衝に基づく融資やグラントが不可能であることを意味するものではない。

## 第 11 章 制度および組織

## 第 11 章 制度および組織

マラウイ国にとって、地方電化の推進とは地方部の教育水準、医療サービス、そして一般生活水準の向上を目指した社会開発を進めるための下支えとして、重要な役割を担うものである。特に、電力の供給を通して、地方部での小規模あるいは農業を基盤とする産業を興すことで、雇用の機会を作り、貧困を削減することが地方電化促進の大きな目的の一つである。

確かに、地方電化のみで一意的に地方開発が達成されるものではないが、それを達成するための重要な一要素であることに間違いはない。貧困に基づく地方部の様々な問題を解決するためには、他の社会開発あるいは産業開発プログラムと地方電化を連携させることで相乗的な効果を生み出すことが必要である。

マラウイ政府は、これまでに未電化となっている地域センターを送配電系統に繋ぐために、ESCOM<sup>1</sup>による地方電化プログラムを進めてきた。しかしながら、現状においても、地方部で電気に手の届く人口は 0.5%に満たず、地方電化は遅々として進んでいない。

### 11.1 これまでに ESCOM が実施した地方電化プログラム

マラウイではこれまでに ESCOM により三つのフェーズで地方電化プログラムが実施された。これらのフェーズでは、66kV 送電線と 33/11kV 配電線の延長が行われ、プログラム自体はすでに終了している。しかし、400V 配電線延長についてはそれほど進んでいない。この理由は、ESCOM が需要家に対して配電線接続のためのコスト負担<sup>2</sup>を求めているからである。ESCOM は電気事業者の立場にあり、商業ベースでの事業運営と財務の健全性が求められている。このため、損失につながる地方への電力供給が収益確保とデットサービスレシオの健全性の維持という企業としての義務との間で矛盾を起し、それが解決できなくなってしまった。その結果、ESCOM は地方電化の使命を諦めるに至った。

#### 11.1.1 フェーズ 1

ESCOM が 1980 年から 1989 年にかけて 13 のディストリクトセンター<sup>3</sup>の電化を行った。この資金は、輸入品の調達についてはアフリカ開発基金(ADF<sup>4</sup>)のソフトローンが充てられ、国内調達分については ESCOM の自己資金を使った。このフェーズ 1 プログラムにおいて、約 600km に及ぶ高圧線の敷設が行われた。

#### 11.1.2 フェーズ 2

北部地区にある出力 4.5MW のウォーベ(Wovwe)小水力発電所の建設および約 212km に及ぶ送電線と配電線(66/33/11kV)の敷設が行われた。この小水力発電所は 1996 年に完成し、リビ

---

<sup>1</sup> Electricity Supply Corporation of Malawi Limited

<sup>2</sup> Capital Contribution

<sup>3</sup> フェーズ 1 で電化された 13 のセンターは次のとおり。Bangula/Sorjin/Fatima/Nsanje, Chiradzulu, Mtendere campus, Namwera, Dowa, Mchinji, Nkhota-kota, Nkhata-Bay, Mzimba, Ekwendeni/Rumphi, Chitipa, Machinga, Ntchisi

<sup>4</sup> African Development Fund

ングストニア(Livingstonia)、チルンバ(Chilumba)、ルンピ(Rumphi)、カロンガ(Karonga)、チティパ(Chitipa)に対して電力供給が行われている。また、ムズズ(Mzuzu)地区のバックアップ用電源としても使われている。プロジェクトはドイツのKfW<sup>5</sup>と ESCOM の資金で実施された。

### 11.1.3 フェーズ 3

フェーズ 3 の電化プログラムでは、中央地域に残る未電化のトレーディングセンターとたばこ生産地区が対象となった<sup>6</sup>。このフェーズでは、高圧線と配電線を含む一部の低圧線が建設された。プロジェクト資金には、スペインのソフトローンが充てられた。

## 11.2 DOE による新たな地方電化の推進

地方電化を促進するため、政府は 1995 年に ESCOM の事業範囲から地方電化プログラム<sup>7</sup>を外し、その実施責任をエネルギー局(DOE<sup>8</sup>)に与えた。DOE は、現在、天然資源環境省(MNREA<sup>9</sup>)の中に置かれている。

このように、政府が直接地方電化の推進母体となったことは、国家が地方電化を社会開発と貧困削減政策の一環として進めるといふ強い意志を示すものであった。政府は、地方電化プログラムを DOE に移管した後、DOE 内部に地方電化室<sup>10</sup>を設置するとともに、地方電化資金に充当するためのエネルギー基金の設立、電化対象地区を選定するためのクライテリアの作成を開始した。

### 11.2.1 DOE が想定する地方電化の手段

DOE は地方電化の推進を ESCOM の送配電網の延長と再生可能エネルギーを電源とするオフグリッド方式の二通りで進めることを考えている。

#### (1) グリッドの延長

DOE は、地方電化推進の方策として ESCOM の所有するグリッドの延長を第一の選択肢として、これを補完するものとしてオフグリッド方式の電力供給を想定している

送配電線の延長事業については、DOE に設備の建設のために必要な人員が確保できていないため、現状では ESCOM に建設作業を委託する形を取っている。また、設備が完成した後は、その資産は ESCOM に移管され、政府は現物収支の形で相当分の株式を所有する。

#### (2) オフグリッド方式

他方、オフグリッド方式については、基本的には送配電網の延長がコスト的に優位でない地域が対象となる。オフグリッド電化技術としては、太陽光発電(PV)システムが選択肢となっている。

---

<sup>5</sup> Kreditanstalt für Wiederaufbau

<sup>6</sup> フェーズ 3 で電化された地域は次のとおり。Phalombe, Lirangwe, Nsanama/Ntaja, Lizulu, Linthipe, Mtakataka/Chipoka/Mua, Mlangeni-Golomoti-Monkey Bay, Bolero, Kasungu-Mchinji

<sup>7</sup> Rural Electrification Program

<sup>8</sup> Department of Energy Affairs

<sup>9</sup> Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs

<sup>10</sup> Rural Electrification Unit

DOE はすでに国家持続的再生可能エネルギープログラム (NSREP<sup>11</sup>) に着手しており、PV システムの導入促進を図っている。この計画には、国連開発計画 (UNDP<sup>12</sup>) と世界銀行がプログラムに対する資金援助を約束している。

### 11.2.2 エネルギー基金の導入

地方電化プロジェクトを推進するための資金を確保するため、エネルギー基金が設立された<sup>13</sup>。資金源はガソリンと軽油に対する課税であり、石油管理委員会<sup>14</sup>が税を徴収し、これを政府の口座に毎月送金する形を取った。

1995 年に導入されたこのエネルギー基金は 2000 年 6 月に一度停止され、2000/01 年度予算から除外された。その理由は、石油製品の販売と電力供給との関連が非常に薄いことにあった。しかし、2001 年に再会され、現在、ガソリンに 0.50MK<sup>15</sup>/l、軽油に 0.40 MK/l が課税されている。この税収規模は、一月当たり 900～1000 万 MK に及ぶとみられる。

このエネルギー基金の曖昧さをなくすため、政府は現在準備中の地方電化法案<sup>16</sup>のなかで地方電化基金を設立し、既存のエネルギー基金をこれに変えようとしている。新しく導入される地方電化基金の資金源としては、これまでのような石油製品に対する課税に加え、電気料金への課税、電化法で定める罰金などが含まれる。

政府がこの基金を通して自らの資金で地方電化の推進を行う姿勢を示したことは、国際機関や先進国から地方電化資金の提供を受ける上でプラスの要因となるものとみられる。

### 11.2.3 フェーズ 4: 配電線延長プログラム

ESCOM が実施した第三フェーズまでの配電線拡張事業に続く形で、DOE は、現在、第四フェーズの配電線延長プログラムを進めている。1999/2000 年度分のグリッド延長プログラムとして、6 カ所のトレーディングセンター<sup>17</sup>と 5 カ所の中学校<sup>18</sup>が選定された。

これに続き、2001/02 年度には 42 カ所のグロス・センター、トレーディング・センター、その他のセンターが選定された。これには総額 5 億 9500 万 MK の資金が投入される(表 1 参照)。うち、海外調達分となる 3 億 1500 万 MK については日本政府の債務救済無償資金が充てられ、他方、内貨コスト分にはエネルギー基金を原資とする政府の自己資金が充てられる。

---

<sup>11</sup> National Sustainable Renewable Energy Program

<sup>12</sup> United Nations Development Programme

<sup>13</sup> エネルギー基金の用途は地方電化に限定されているわけではないが、実体として地方電化にのみ使われている。

<sup>14</sup> Petroleum Control Commission

<sup>15</sup> Malawi Kwacha

<sup>16</sup> Rural Electrification Bill

<sup>17</sup> M'deka, Nkhamenya, Chisemphere, Zaone, Kampepuza, and Champhira Trading Centers

<sup>18</sup> Madzanje in Ntcheu, Jalasi in Mangochi, Mpiri in Manchinga, Nasomba in Mulanje, and Chingale in Zomba.

表 11-1 フェーズ 4: 地方電化計画における対象地域

	Center	District	HV Line (kV)
Rural Growth Centers			
1	Chikwina	Nkhatabay	11
2	Mbalachanda	Mzimba	33
3	Mwansambo	Nkhotakota	33
4	Mkhota	Kasungu	33
5	Phalula	Balaka	33
6	Thekerani	Yhyolo	33
7	Tsangano	Ntcheu	11
8	Neno	Nwanza	33
Trading Centers			
9	Abunu	Mulanje	33
10	Cape Maclear	Mangochi	33
11	Champhira	Mzimba	33
12	Chimwankhuku	Dedza	33
13	Kafukule	Mzimba	33
14	Kamphata	Lilongwe	11
15	Khombedza	Salima	33
16	Lisungwi	Mwanza	33
17	Malembo	Mangochi	33
18	Malingunde	Lilongwe	11
19	Malomo	Ntchisi	33
20	Marka	Nsanje	33
21	Mchenge	Rumphi	33
22	Mwamphanzi	Chikwawa	33
23	Mwanje	Chiradzulu	33
24	Nkhamenya	Kasungu	33
25	Chisemphere	Kasungu	33
26	Chulu	Kasungu	33
27	Dwangwa	Kasungu	33
28	Kasisi Hqs.	Chikwawa	33
29	Nyungwe	Karonga	33
30	Vuwa	Karonga	33
31	Ngara	Karonga	33
32	Nchezi	Lilongwe	11
33	Njereza		33
34	Nambuna	Lilongwe	33
35	Villa Mitekete	Chikwawa	33
36	Wovwe	Karonga	33
37	Majaro	Karonga	33
38	Misuku Hills	Chitipa	33
Other Centers			
39	Biriwiri Border	Ntcheu	11
40	Songwe Border	Karonga	33
41	Michinji Orphanage	Mchinji	11

Source: MNREA

#### 11.2.4 国家持続的再生可能エネルギープログラム(NSREP<sup>19</sup>)

NSREP は再生可能エネルギーの開発利用を進めるための総合的なプログラムであり、内容はバイオガスプロジェクト、バイオマスブリケットプロジェクトといった技術の普及から、制度作り、技術センター作りなどさまざまな分野に広がる。したがって、再生可能エネルギーによる地方電化はその一部にすぎない。資金は UNDP、DANIDA<sup>20</sup>(2002 年 2 月撤退)、世界環境基金(GEF<sup>21</sup>)などのさまざまな機関から提供されており、プログラムの中で進められる個々のプロジェクトの資金源はそれぞれ異なり、相互のプロジェクトが直接的に結びついているわけではない。

プログラムは NSREP ステアリング委員会により運営されているが、これは政府機関として特定の組織を持つものではなく、DOE が事務局となり、関係する援助機関、政府機関、教育機関、そして民間からの代表者の参加の下で運営されている。前述のように、個別の再生可能エネルギープロジェクトはその資金源ごとに実行されており、ステアリング委員会が実施権限を持って進めるものではない。すなわち、ステアリング委員会は全体の利益を達成するための調整の場を提供するために存在する。

再生可能エネルギーを使った地方電化プロジェクトとしては、DANIDA の資金に基づき暫定的支援ユニット(ISU<sup>23</sup>)が進めるプロジェクトが目立っていたが 2002 年 2 月にデンマーク政府は DANIDA による支援を撤収した。

##### (1) DANIDA

ISU が再生可能エネルギーの導入促進のための支援活動を行っている。ISU の基本的な役割は、再生可能エネルギーのパイロットプロジェクトを先行的に実施し、将来の再生可能エネルギーの導入のための計画・開発に必要な経験を与えようとしている。このため、ISU は、次の四つに焦点を絞って活動を進めている。

- 再生可能エネルギー技術を普及するための制度モデルの作成
- 再生可能エネルギー技術を開発するための人材能力開発
- 市場の整備のための下準備
- 再生可能エネルギー技術の標準化

現在、ソーラー・ホーム・システム(SHS<sup>24</sup>)推進のための法的な制度枠組み作りが最も大きなプロジェクトとなっている。ただし、DANIDA が撤退したために、現在は DOE の職員が活動を受け継いでいる。

##### (2) GEF

GEF を資金とする再生可能エネルギーに対する障害排除のためのプロジェクト<sup>25</sup>が 2001 年 1

---

<sup>19</sup> National Sustainable Renewable Energy Program

<sup>20</sup> Danish International Development Agency

<sup>21</sup> Global Environmental Facility

<sup>22</sup> Japan International Cooperation Agency

<sup>23</sup> Interim Supporting Unit

<sup>24</sup> Solar Home System

<sup>25</sup> Barrier Removal to Malawi Renewable Energy

月に UNDP とマラウイ政府との間で締結された。

NSREP、UNDP、DANIDA のメンバーを含むタスクフォースが結成され、GEF、NSREP、DANIDA の活動の相互連携を取ったが、上述のように DANIDA がマラウイから撤退したことから、その枠組みが大きく変わった。

「障害排除のためのプロジェクト」は 2002 年 2 月に正式に開始されたが、その後の運営に手間取り事務局が設置されたのは 6 月であった。これまでに事務局の職員の採用が決まり、向こう 1 年間の作業計画が作られた以外、具体的な仕事はそれほど進んでいない。

### (3) 新たな支援プロジェクト

#### DANIDA II

DANIDA はソーラー、小規模風況マッピング、バイオガスなどの分野で総額 350 万ドルに上る DANIDA II プロジェクトの支援を約束した。その後、デンマーク政府はプロジェクトからの撤退を決めたが、すべての技術支援 (TA<sup>26</sup>) が中止となったわけではない。風況マッピングやバイオガス関連の TA は中止となったが、ソーラーの TA は継続された。この TA により 14 カ所の診療所への PV システムの設置と既設 PV システムの修理が行われる。これらの TA は、2002 年で 9 月頃にはすべてが終了する。

#### 世銀

世銀は「地方変革のための地方エネルギー<sup>27</sup>」と題したプロジェクトを提案し、NSREP の支援に関心を示していた。プロジェクトのねらいは、地方部の経済活動を活性化するためのエネルギーサービスを提供しようとするものであり、その内容は以下のとおりであった。

- 意識向上および効率的なエネルギー供給と技術利用のための支援
- 地方電化マスタープラン調査と並行した地方電化基金を使った電力供給 (グリッド拡張およびオフグリッド・システム) の支援
- エネルギー転換、代替エネルギー技術の提供
- エネルギー効率の高い機器を提供するための国産メーカーの能力向上を目指したマイクロクレジットの提供支援
- 地域やコミュニティに根ざした活動の支援
- 技術支援と研修の支援

その後、世銀はこのプロジェクトの構成を見直すことを決定したが、現状では、どのような内容に組み直されるかはまだ公表されていない。

## 11.3 電力構造改革の動き

マラウイでは、ESCOM の独占体制が今後電気事業を発展させていく上で問題があるという認

---

<sup>26</sup> Technical Assistance

<sup>27</sup> Rural Energy for Rural Transformation



識があり、現在、他の国有事業の民営化プログラムと並行して、ESCOM の分割民営化を軸とした構造改革が進みつつある。

地方電化の役割は 1995 年以降 DOE に移管されたが、DOE が未電化地域へのグリッド延長を行った後の電力供給は、そのグリッドの維持管理を含めて ESCOM が担っている。このような点で、ESCOM の民営化を軸とする電力構造改革が進む中で、政府が進める地方電化政策の進展にも、さまざまな影響が出ている。

### 11.3.1 世銀によるマラウイ電力セクターの評価と改革の方向

現在進みつつある電力セクターの構造改革は、世銀が実施してきたこれまでの融資プロジェクトの成果が必ずしも満足のいくものでなかったことから実施された。世銀はそのような経緯から、ESCOM の経営改善を含めた電力構造改革を政府に求めてきた。

世銀は、カプチラ(Kapichira)の建設を柱とする第五電力プロジェクト(Power V Project)の実施成果報告書の中で、国の電力公社である ESCOM の経営力が弱く、その組織改正、民営化を最終的な目標とした商業化の必要性を指摘した。

### 11.3.2 ESCOM が抱える問題点

ESCOM は事業運営上の成果および財務の弱さが大きな問題となっており、政府が現在進めつつある、電力部門の改革の中でその問題を解決しようとしている。

#### (1) 事業運営

ESCOM の事業の運営効率は近隣諸国に比べて低く、以下のような様々な問題点が指摘されている。

- 技術的な問題
  - 高い技術的および非技術的な電力損失
  - 信頼性のない電力供給、停電、電圧降下
  - 低い生産性(職員 1 人当たり需要家 35 件)
  - 低い新規の接続率(年間 3000 件)
  - 低い発電所のアベイラビリティ(86%)
  - 高い配電事故率(需要家 100 件当たり 40 件)
- 経済的な問題
  - 送配電への投資不足
  - 政府と大口需要家からの高い未集金率
  - 高い売掛金比率(請求書発行から 85 日)
  - 新規需要家に対する高額なコスト負担<sup>28</sup>と接続料金

---

<sup>28</sup> Capital Contribution

➤ 高い政府補助金への依存

(2) 財務

ESCOM の財務面での弱さについては、その原因は政治面および企業経営面での統治力の弱さ、低すぎる電気料金水準、組織管理面での弱さなどの問題に起因している。2000 年 12 月の世銀の報告書(Power V Project)によれば、具体的に以下の点が指摘された。

- インターナルキャッシュフローは 1991 年のプロジェクト評価時点で 26%確保していたものが 2000 年 6 月のプロジェクト終了時点では 20%にまで低下し、-1%~33%の範囲で変動した。目標としていた 30%を確保できたのは、負債の建て直しを行った後の 1997/98 年度だけであった。
- デットサービスカバレッジは評価時点の 2.5 が終了時点の 1 まで低下した。目標とした 1.5 を達成したのは、債務建て直し以降では 1997/98 年度だけであったが、それ以前では 1994/95 年度と 1996/97 年度を除けばすべての年度でこれを満足した。
- 資産に対するリターンは評価時点の 2.4%が終了時点の-0.9%まで低下した。プロジェクトのほとんどの実施期間中でマイナスであった。
- 売掛金の回収期間の目標であった 60 日は二年間については達成できたが、終了時点では 88 日に拡大した。
- ネットワーク損失は評価時点で 15%であったものが 18%に拡大した。

料金水準

1999 年 9 月時点での総合単価は 4.1 ¢ /kWh であり、これは世銀が推定した長期限界コストの 6 ¢ /kWh に及ばない水準であった。この料金体系が、ESCOM にとって新規の投資や需要家の拡大に対するインセンティブをなくさせる大きな要因となっていた。しかし、世銀との合意に基づき政府は電気料金の改訂を行った結果、4.20MK/kWh (US\$1=MK62.4 の為替レートにて 6.7 ¢ /kWh) の水準に達し、長期限界コストは回収できるようになった。

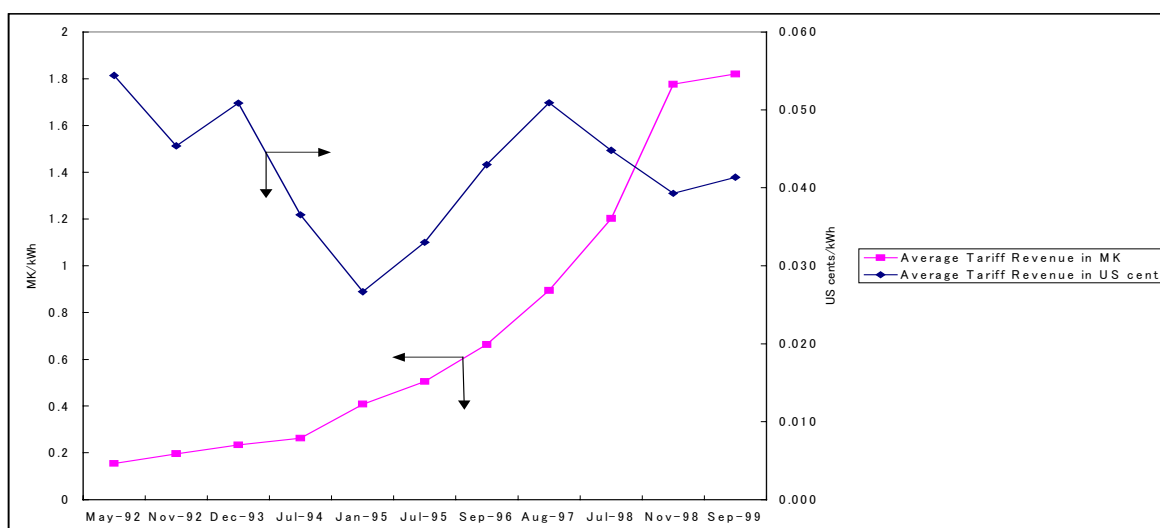
ESCOM は完成したばかりのカピチラ(Kapichira)水力発電所のコストと将来計画する SADC との国際系統連系コストを加味した新しい料金水準について調査検討しており、この調査が終わる 2002 年 10 月には新しい料金体系に入りたいという意向を持っている。

ちなみに現状での ESCOM 電気料金は五つのカテゴリーに分かれている。家庭用の電灯料金を例に取れば、基本料金が 73MK、従量料金が最初の 30kWh まで 1.57MK/kWh、これを越える分に対してはより高い料金が適用される。(表 2 参照)

一方、電気料金の値上げについては、電力評議会<sup>29</sup>の認可が必要である。基本的な考え方はコストプラスであり、一定の事業報酬が認められる。2000 年には、コストのうち為替変動とインフレに基づくコストエスカレーションを自動的に調整することが認められるようになった。

---

<sup>29</sup> (National) Electricity Council



Source: ESCOM

図 11 - 1 ESCOM 総合単価の推移

表 11 - 2 電気料金表(2001年8月1日現在)

Scale I - Domestic Tariff	<u>MK</u>
Fixed charge per month	72.9549
For each kWh of the first 30kWh per month	1.5652
For each kWh in excess of 30kWh but less than 750kWh	2.2901
For each kWh in excess of 750kWh per month	3.2468
Scale II - General Tariff	<u>MK</u>
Fixed charge for single-phase supply per month	239.2088
Fixed charge for three-phase supply per month	333.4469
Charge per kWh	4.2923
Scale III - Maximum Demand Tariff (Low Voltage Consumers)	<u>MK</u>
Fixed charge per month	882.8261
Maximum demand charge per kVA per month	798.0681
Charge per kWh	1.3254
Scale IV - Maximum Demand Tariff (Medium Voltage Consumers)	<u>MK</u>
Fixed charge per month	851.2279
On peak demand charge per kVA per month	749.4507
Charge per kWh	1.2567
Maximum demand (off-peak, at customer's option)	
Fixed charge per month	851.2279
Off peak demand charge per kVA per month	374.7253
Charge per kWh	1.2567
Scale V - Export Tariff (Medium Voltage)	<u>US\$</u>
Fixed charge per kVA per month	NA
Demand charge per kVA per month	18.36
Energy charge per kWh	0.014

Source: ESCOM

#### 未収金と高い売掛金

ESCOM は、料金の未収を防ぐために預託金制度を取っている。需要家は供給契約を結ぶ際

に、料金カテゴリーごとに定められる預託金の支払いが求められる。

しかしながら、確かに小口の需要家からの未収金は比較的少ないようであるが、大口需要家および政府機関(軍、警察、公務員住宅)からの未払い分は大きな問題である。また、売掛金も 85 日分を超えており、財務上の問題となっている。

### 11.3.3 構造改革案

マラウイ政府は、上記の ESCOM が抱えるさまざまな問題を解決するための抜本的な対策として電力部門の構造改革案を示している。ただし、現状で描かれている改革案はまだ基本的な将来の絵を示しただけであり、改革のタイムテーブルや個別の問題点の検討といった詳細にまで踏み込んでいない。

改革案を示す DOE は、現在、ESCOM や電力評議会などの他の関係機関との間で意見調整を進めつつある。すなわち、基本的な構造改革の方向性は示されたが、政府が改革の実施を最終的に決定したものではない。

現状までに DOE が示した改革案の概要は、以下のとおりである。

#### (1) 構造改革の背景

現状までの電力インフラへの投資と電化の促進は ESCOM が担ってきている。しかし、その経営状況を見れば明らかのように、ESCOM は、多額の売掛金、多額の負債を抱える半面、事業を推進するに十分な事業報酬率が認められないという問題を抱えている。このような現状を考えれば、国が負債の肩代わりをしない限り、ESCOM が将来の国の電化に必要な投資を行うことは不可能である。

また、技術的な面からも、ESCOM は、頻発する停電<sup>30</sup>、増大する技術的・非技術的電力損失、低い電力システムアベイラビリティや低いシステム安定性など、多くの問題を抱えている。

このような電力セクターが抱える構造的な問題を解決するために政府が示したものが電力構造改革である。この改革案の基本となるものは競争原理を導入し、民間からの投資を呼び込むことで電力セクター全体の効率を上げようとするものである。これを実現するための具体策として、政府は民間からの投資を促進するために 1998 年電力法<sup>31</sup>の改正を計画している。確かに、1998 年電力法は電力セクターへの民間投資を認め、新たに電力評議会を設けたが、民間からの投資を引きつけるにはまだ不十分である。ライセンスの認定や電気料金の設定について明確な規定がなく、また電力評議会の独立性についても問題点が残されている。これらの問題点を解決するために、新しい電力法案と電力部門改革戦略<sup>32</sup>が準備され、最終ドラフトが完成している。この新政策(ドラフト)の下で、ESCOM の分割(アンバンドリング)、独立発電事業者(IPP<sup>33</sup>)による発電設備

---

<sup>30</sup> 調査団がムア(Mua)地区にあるキリスト教健康組合(CHAM: Christian Health Association of Malawi)の運営する病院に対してインタビューを行った際にも、停電が頻発しているという ESCOM に対する大きな不満があった。

<sup>31</sup> ESCOM はこの法律によって株式会社化された。

<sup>32</sup> Power Sector Reform Strategy

<sup>33</sup> Independent Power Producer

の建設、さらには事業権契約<sup>34</sup>に基づく送配電事業経営の委託などの案が示された。

## (2) 新しい電力セクターの構造

新しい電力セクター構造では、既存の ESCOM は発送配電ごとにアンバンドリングされる。既存の発電施設の資産は国が引き続き所有し、新たに設立するナショナルユーティリティがこれを運営する。同時に、新規設備について IPP の参入を認める。

送電システムは自然独占を認め、国が所有する単独の送電会社として残るが、その事業経営は最大 20 年までの事業権契約に基づいて民間に委託される。送電オペレータは、市場の公平性を保つために発電と配電事業に参加することはできない。

配電については、現状の需要家数が 10 万 4000 件にとどまることから、短期的には営業区域を分割することが難しく、既存の配電網を一つの配電会社が保有するものと思われる。経営は最大 20 年までの事業権契約に基づいて民間に委託する。設備容量 2MW 以下の IPP は、規制当局の認可を条件に特定の地域で新しい配電網を建設することを認める。ただし、長期的には、競争原理を導入するために営業区域の分割を想定する。

地方電化では、発電と配電の責任を地方レベルに分権化する。また、DOE 内部の地方電化室が地方電化プログラムを統括する。

## 発電

発電部門の市場競争と民間からの投資を促進するために、新規発電設備の建設は競争入札とする。このため、構造改革プログラムの下で、政府は次の三つの方策を実施する。

- 短期的には、既存の発電設備は国有会社であるナショナルユーティリティカンパニーが所有し、運転する。その後、外部のアドバイザーを入れ、このナショナルユーティリティカンパニーの事業運営と所有形態について見直しを行う。
- 新規設備は民間の競争により IPP の形で導入する。
- 産業部門でのコージェネレーションを含む新規電源設備の建設を支援し、それらの電源が送電オペレータに対して売電することを促進しうるようなインセンティブのある電気料金体系を作る。

## 国際系統連系

政府は、他国からの電力輸入も電力供給の安全保障を保つための選択肢と考えており、南アフリカ電力プール (SAPP<sup>35</sup>) への参加を検討する。国際系統連系にどの程度まで依存するかという点については、系統接続数とそれに伴って発生するリスクによって評価する。

## 送電

---

<sup>34</sup> Concession Agreement

<sup>35</sup> South Africa Power Pool

既存の送電網は単純であり、一部の経済開発が進んだ地域に延びているだけである。送電部門の構造改革と所有形態については、66kV以上の送電線を自然独占とし、国の資産として所有する。しかし、その事業運営は、最大20年までの長期事業権契約に基づいて民間に委託する。また、市場での利害の相反を避けるために送電オペレータが発電および配電事業に参加することを禁止する。この送電オペレータの役割は以下のとおりである。

- 送電システムの維持管理(O&M<sup>36</sup>)を安全かつ効率的に行う。
- 電力需要予測に合った、コストミニマムとなるような送電システムの拡張計画(国際系統連系を含む)を立てる。
- 新設する送電線の建設を民間との間で契約する。
- 給電指令を行う。
- SAPPでの電力の域内取引と託送を行う。
- 買電契約(PPA<sup>37</sup>)を管理する。

### 第三者アクセス

マラウイ国内にはかなりの自家発電設備が存在することから、これらの電源が送電線に第三者アクセスすることを認める。自家発電やその他の発電設備が送電オペレータに買電することについてインセンティブが出るような料金体系を作る。短期的には、発電会社が大口需要家に直接売電することは認めないが、長期的に電力取引市場が育成された時点では、発電会社と大口需要家が直接売買電契約を結ぶことも想定する。

### 配電・販売

現状の配電規模が小さいことと、政治的にも電力セクターが微妙な問題を抱えていることから、配電会社は一社とするが、その運営管理は最大20年までの事業権契約に基づいて民間が実施する。事業権を受けた事業者は新規投資と新規の需要家への接続目標を達成する義務を負う。

配電会社は、送電オペレータから電力を卸購入し、それを最終需要家に小売りする。

長期的には、複数の配電会社の設立を認める。しかし、市場競争を促進するために、配電会社の株主構成は制限される。

## (3) 構造改革構想の下での地方電化の推進

### 電化の進め方

地方電化の推進は貧困削減、地方の経済化、生産性の向上の一翼を担うものである。

依然として地方部での電化率が0.5%以下にとどまることから、政府は送配電の延長(オングリッド)とオフグリッドの二通りの方法で地方電化を進める。特に、需要密度が低く、送配電線が届いていない地域では、太陽光や小水力発電などの代替エネルギーの利用を進める。

---

<sup>36</sup> Operation & Maintenance

<sup>37</sup> Power Purchase Agreement

地方電化の考え方は、コストと電気料金を最小化することと、地域の参加と主導により実施することを基本に置く。地方電化計画は、DOE 中の地方電化室が統括し、以下の機能を担う。

- 地方電化マスタープランの作成
- 電化対象地域選定のためのクライテリアの設定
- 運用規則作り
- 技術、事業、制度面での助言
- マラウイ地方電化プログラム基金<sup>38</sup>の管理
- 地方電化のための無償資金とソフトローンの獲得
- 地方電化プロジェクトの建設と運営の管理
- 地方電化のための新たな方策とそのための機会についての広報活動

また、地方電化を進めるための包括的な戦略としては、以下を想定する。

- 電化スキームは適切にエンジニアリングされ、最小コストでおこなう。
- 低いコストでプロジェクトの機器類が入手できるような制度設計を行う。
- 持続可能かつ特定の基金(エネルギー基金として知られる)を設立する。資金源としては次を想定する。
  - ✓ 電力販売への課税
  - ✓ 液体燃料とガス販売に対する課税
  - ✓ 石炭製品販売への課税
  - ✓ 高負債低所得国プログラムからの収入
  - ✓ 海外援助機関からの無償資金
- 新たな地方電化推進方策を支援するための法的枠組み作り
- オングリッド・システムによる地方電化を適切に進めるために、契約・認可手続きを簡素化することで民間投資に対する障害をなくすとともに、規制機関の役割を明確にする。

### 地方電化に対する補助

地方電化への投資は収益が低く、民間にとってはほとんどインセンティブがない。政府はある程度の補助を行うと同時に、地方電化は貧困削減、地方の経済化、生産性の向上を支援するための社会政策であるとの立場を取る。これを具体化するために、以下の措置を取る。

- 政府は地方電化に必要なプラントや機器類に補助を与える。ただし、電力消費に対しては補助しない。したがって、地方電化の受益者は月々の料金を支払わなければならない。
- 政府はエネルギー基金を通して投資コストに対する補助を行う。

### オングリッド

オングリッド・システムでは、地方電化マスタープランのなかで決定した地域に低圧配電線

---

<sup>38</sup> Rural Electrification Fund

(66kV 以下)を延長する。場所の選定は DOE が定めるクライテリアに従う。DOE の配電線延長の考え方は次のとおりである。

- グロス・センター、トレーディング・センター、公共施設(診療所、学校、警察、出入国管理局・通関)、その他の公益的な設備(例えば、孤児院)に配電網を延長する。
- 地方電化プログラムの下で公的資金により建設された資産は公的に所有し、その資産は事業権を受けた独立配電事業者<sup>39</sup>に貸与する。

### オフグリッド

僻地であったりあるいは需要が小さいために、配電線の延長が難しい地域が多く残されている。これらの地域に対しては、政府は電化のための追加的な戦略を取り、公共、民間を問わず以下のような電化プログラムを支援する。

- 配電網に届かない地域では、PV や小水力といったオフグリッドや独立型のシステムを使う。
- 民間資金で作られたオフグリッド設備については、事業を行う民間企業、地域のコミュニティ、あるいは事業者が所有することができる。

再生可能エネルギーによるオフグリッド・システムの普及には、機器の流通や資金提供の仕組みが未整備であるがゆえに、障害がある。政府は、これらの問題点を取り除くために、流通モデルや資金提供スキームに関する制度整備の試みを実施する。そこで得られる教訓は、同時並行して実施する再生可能エネルギー商業化マスタープランの作成に反映させる。これにより、技術的、政治的、経済的、そして市場のリスクや障害を取り除いていく。

### (4) 今後の見通し

現状あるのは、改革の方向を示した概略の絵であり、これから詳細な問題点の詰めを行って行かねばならない。このような意味で、政府が次の段階で行わねばならないことは、構造改革実施の決定である。

DOE の見通しでは、政府の決定後二年ほどの間は、既存の ESCOM 資産の評価、民営化を進める上で必要な法的な枠組みの整備、民間投資を呼び込むために必要な環境整備などの作業を行わなければならない。それらの条件が整った段階で具体的な改革に手が付けられる。現状での改革実施のスケジュールは以下のとおりである。

表 11-3 ESCOM 改革のスケジュール

活動	予定期日	主体
マネジャーの変更と雇用	2001年7月～2002年12月	MNREA
ビジネス・ユニットの設立		
● 発電ビジネス・ユニット	2001年7月～2002年12月	ESCOM
● 送電ビジネス・ユニット	2001年7月～2002年12月	ESCOM

<sup>39</sup> Independent Power Distributor



・ 配電ビジネス・ユニット	2001年7月～2002年12月	ESCOM
ESCOMの資産評価調査	2002年1月～2003年12月	民営化
電気料金調査	2002年1月～2003年12月	電力評議会
立法措置 ・ 1998年電力法の廃止 ・ 新しい電力法 ・ 新しいエネルギー規制法 ・ 新しい地方電化法	2000年6月～2002年12月 2000年4月～2002年12月 2000年4月～2002年12月 2000年4月～2002年12月	MNREA MNREA MNREA MNREA
ESCOM事業運営の評価	2003年1月	MNREA
売買電取引アドバイザーの雇用	2003年8月	MNREA
配電事業権の入札	2004年1月	民営化
送電事業権の入札	2004年1月	民営化
ナショナル・ジェネレーション・カンパニーの設立	2004年1月	MNREA

Source: DOE

## 11.4 地方電化法案<sup>40</sup>(ドラフト)

地方電化の推進、資金確保、管理、規制について法的な裏付けを与えるため、地方電化法の原案が作成された。地方電化法案は、地方電化について以下の規定を定めようとするものである。

### 11.4.1 地方電化の定義

「地方電化」とは配電線(グリッド)の拡張および再生可能エネルギー資源を使った電化であり、その内部報酬率<sup>41</sup>は年1%～15%、配電線電圧は66kVまで、発電容量は5MWまでのものを指す。

地方電化の事業運営については、市、町、ディストリクト議会またはESCOMが事業権認定者<sup>42</sup>となることができる。

### 11.4.2 地方電化管理委員会<sup>43</sup>の設置

#### (1) 委員会の構成メンバー

以下のメンバーから構成される地方電化管理委員会を設立する。

- ・ 天然資源環境省エネルギー局長<sup>44</sup>
- ・ エネルギー局地方電化室長<sup>45</sup>
- ・ ESCOMの配電局長

<sup>40</sup> Rural Electrification Bill

<sup>41</sup> Internal Rate of Return

<sup>42</sup> Concedante

<sup>43</sup> Rural Electrification Management Committee

<sup>44</sup> Director of Energy Affairs in the Department of Energy Affairs

<sup>45</sup> Head of Rural Electrification Unit

- 電力評議会のエンジニアリング部門長<sup>46</sup>
- 国家経済評議会主席官<sup>47</sup>
- 企業会計士<sup>48</sup>
- 自治省次官<sup>49</sup>

## (2) 委員会の役割

委員会は、地方電化基金<sup>50</sup>の調達と管理、年次の地方電化プログラムの準備を行う。このために、定期的に地方電化マスタープランの作成と更新を行うとともに、援助機関からの資金確保、地方電化基金の監理、地方電化事業者の進めるプロジェクトの監理などを行う。

## (3) 地方電化室<sup>51</sup>

エネルギー局<sup>52</sup>地方電化室が委員会の事務局として、日々の必要な事務手続きを行う。

### 11.4.3 地方電化基金の設置

地方電化を進めるための資金として地方電化基金を設立する。基金は以下の原資で構成される。

- 国会が承認した財政支出
- 電力の売上税(事業者の売上総額の1%以下を上限とする)
- 政府やその他から拠出される様々な資金や資産
- 外国政府や国際機関などからの援助
- 地方電化法で定める罰金の50%
- 石油製品への売上税など

## (1) 基金の使途

基金は次の使途に対して支出される。

- グリッドの延長およびオフグリッド・システムの初期投資コスト
- 事業認定者あるいはその代表者が所有するSHS<sup>53</sup>の投資コスト
- 地方電化プロジェクトを実施する事業権認定者あるいは事業権取得者<sup>54</sup>に対するクレジット保証
- 援助機関が進める地方電化プロジェクトへの資金的貢献など

<sup>46</sup> Head of Engineering of the Electricity Council

<sup>47</sup> Principal Secretary of the National Economic Council

<sup>48</sup> Comptroller of Statutory Corporations

<sup>49</sup> Principal Secretary of the Ministry of Local Government

<sup>50</sup> Rural Electrification Fund

<sup>51</sup> Rural Electrification Unit

<sup>52</sup> Department of Energy Affairs

<sup>53</sup> Solar Home System

<sup>54</sup> Concessionaire

## (2) 電化プロジェクト候補の優先順位付け

委員会は、各プロジェクトについて技術、資金、経済性、環境、社会的な側面から可能性を評価し、そのうち実施可能であることが確かめられたプロジェクトが基金を受ける資格を得ることができる。

それらのプロジェクトの中で、プロジェクトの報酬率の最も高いものが第一優先順位を与えられる。

もしも事業権認定者あるいは消費者が初期投資コストの 20%以上を拠出する場合には、追加的な優先順位が与えられる。

### 11.4.4 地方電化に関わる規制

#### (1) 免許

地方電化を実施する者は、電力評議会から免許を受けなければならない。その免許の内容は、発電、送電、配電事業のいずれか、あるいはそれらを組み合わせた事業となる。

SHS については、別途、他の免許と重複してこれを受けることができる。

#### (2) 料金

電気料金の設定は電力評議会の認可が必要である。

#### (3) 事業権契約<sup>55</sup>

事業権取得者が地方電化プロジェクトを実施する場合には、事業権認定者との間で事業権契約を結ばなければならない。

事業権契約では、事業権認定者は事業権を与える地域を区分し、事業権取得者に対して地方電化事業を運営するための独占的な権限を与えなければならない。事業権取得者が定める電気料金は事業権認定者が合意した水準でなければならない、かつ規制機関である電力評議会の承認を得なければならない。

事業権契約は、事業権取得者が契約事項を守る限り 20 年間有効である。

#### (4) SHS 契約<sup>56</sup>

SHS を使って地方電化を行う場合には、事業権認定者、事業権取得者、および機器の供給者は SHS 購入保証・サービス契約<sup>57</sup>を結ばなければならない。

#### (5) 資産の所有権

基金からの支出で設置されたすべての設備の所有権は政府が保有する。個別の電化プロジェクトにおいては、事業権認定者が政府を代表する。

---

<sup>55</sup> Concession Agreement

<sup>56</sup> Solar Home System Agreement

<sup>57</sup> Solar Home System Purchase Guarantee and Service Agreement

## 11.5 地方電化推進のための組織体制のあり方

地方電化の推進については、現在法案としてドラフトされた地方電化法が成立することで法的枠組みができ上がる。この法の成立を前提として、将来の地方電化推進体制を想定したものが図 11-2 である。

天然資源環境大臣<sup>58</sup>の下に設置された地方電化委員会は次の二つの役割を負う。

- 国に代わって電気事業について認可権限を持つ「事業権認定者」である ESCOM あるいは町、市、ディストリクト<sup>59</sup>に対して監督と支援を行う。
- 地方電化基金の管理を行う。

地方電化プロジェクトを進めようとする者、すなわち事業権取得者は、事業権認定者との間で契約を結び事業権を受けることにより、プロジェクトを実施することが可能となる。この事業権契約の締結には、電力評議会の認可が必要である。

事業権を結ぶ際には、二種類の契約がある。一つが配電線の延長による電化、すなわちオングリッドの地方電化を対象とするものであり、もう一つが SHS を使ったオフグリッド方式の電化を対象とするものである。

SHS による地方電化事業については、事業権契約とは別に SHS 契約が適用される。SHS 方式を選択した事業権取得者は、オングリッド方式と SHS 方式の両方の事業権を重複して獲得することができる。また、複数の地域で SHS 契約を結ぶことも可能である。

オングリッド、オフグリッド方式のいずれにかかわらず、事業権取得者はユーザーに対して電力を供給し、料金を徴収することができる。その際に適用する料金設定は、電力評議会の認可を必要とする。

---

<sup>58</sup> Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs

<sup>59</sup> 電化法が成立するまでは、ESCOM だけが事業権認可者であり、町、市、ディストリクトにはその認可権がない。

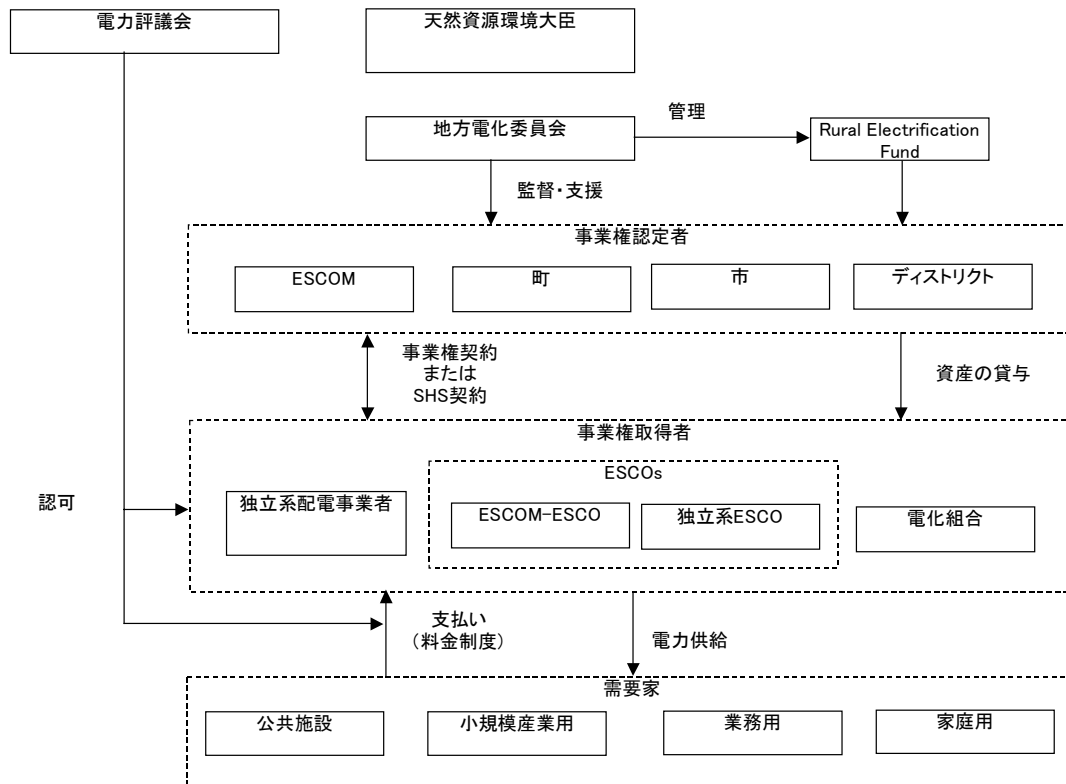


図 11-2 地方電化プロジェクト推進のための制度的な枠組み

### 11.5.1 地方電化事業モデルの代替案

法(現状ではまだ法案のドラフト段階)が示すように、事業権認定者は ESCOM と地方政府であるが、事業権取得者については詳細な定義はない。

将来、地方電化を実際に実施する事業主体は事業権取得者になると考えられるが、地方電化事業の収益性は、対象とする地域の需要密度、総需要量、そして適用する電化方式により大きく異なる。このため、地方電化の事業運営者の事業モデルは必ずしも一つではなく、それぞれの条件によって、運営可能な形態を考える必要がある。ここでは、地方電化法案が示した法的な枠組みを基本として、可能性のある事業形態について、いくつかの代替案を提示する。

現状において、マラウイ国内で電化事業を行いうる技術的な能力を備えるものは、小規模な PV システム・ディーラーを除けば、ESCOM 以外に存在しない。しかし、将来、電力セクターの構造改革が進むならば、ESCOM 以外に地方電化事業に参入する潜在的な可能性を持つものとして、以下が想定できる。

- 海外で事業経験を持つ独立配電事業者<sup>60</sup>
- 需要家のニーズに応じてエネルギーを供給するエネルギーサービス会社(ESCO<sup>61</sup>)

<sup>60</sup> Independent Power Distributor

- 組合員で構成する電化組合

ESCOM やこれらの潜在的な事業者が地方電化事業に参入することの可能性については、以下に記述するように様々な条件や課題がある。

#### (1) ESCOM

1995年に政府はESCOMの事業範囲から地方電化プログラムを外し、地方電化の責任をDOEに移管するという政策決定を行った。その後、政府所有ながらESCOMは株式化され、事業を通して利益を上げることが求められるようになった。

このような地方電化に関わるこれまでの政策決定を踏まえれば、例え、設備建設のための初期投資を地方電化資金で賄い、その負担をなくしたとしても、ESCOMが事業運営コストの回収できない地域で電化事業を行うことは原則として考えられない。

したがって、電化事業を行う地域において、運営コストを賄うことが可能な「ある程度の需要規模」が期待できないならば、ESCOMが当該地域で電化事業を請け負うことは困難である。すなわち、利益が生み出せないような「需要の低い」地域で、ESCOMが電化事業を運営することには大きな疑問がある。

もちろん、現状でESCOMが収益が確保できない地域でも事業運営をしているという事実はあるが、それは都市地域<sup>62</sup>からの収入との間で内部補助を行うことでESCOM全体の事業収支を確保しているにすぎない。しかし、ESCOMの財務を健全にするために株式化したというこれまでの経緯を考えれば、そのような内部補助を前提として、ESCOMが今後積極的に地方電化に出ていくという動機付けはきわめて低い。すなわち、事業シナリオとしては考えにくいものとなる。

加えて、ESCOMは政府から現在事業合理化を厳しく求められている。例えば、現在のESCOM従業員一人当たりの需要家数は35件であり、これは他のSADC諸国の100～130件に比べ非常に見劣りがする。この点からも、現在のESCOMの事業効率をさらに悪化させるような事業展開は考えにくい。

#### (2) 独立配電事業者<sup>63</sup>

現在、政府が進める電力構造改革を通して、電力産業が自由化されるならば、将来的には電力セクターへの民間投資が行われるようになる。その際、配電部門に独立配電事業者が参入してくることが想定される。

しかし、地方電化についても、このような独立配電事業者の参入が期待できるかという点では、以下の理由により、きわめて疑問がある。

まず将来参入が想定される独立配電事業者とは、近隣あるいは先進国の電気事業者である。彼らの投資分野は当然のことながら電力需要の見込まれる都市部における事業であり、ESCOMが利益の確保できる都市部で独占的に事業を行っているのを横目で見ながら、わざわざ利益の見込めない地方電化に投資することは企業経営判断としてあり得ない。彼らがマラウイに投資す

---

<sup>61</sup> Energy Service Company

<sup>62</sup> Urban Area

<sup>63</sup> Independent Power Distributor

るならば、通常、ESCOM の株式公開<sup>64</sup>に際して株主として参加するか、あるいは ESCOM との事業権契約に基づいて、利益の出る「都市部」に営業地域を絞るといった戦略になる。

もし、外国の投資家が地方電化に投資するならば、配電事業者という事業モデルでなく、むしろこの後に述べる ESCO というモデルを採用することになる。

### (3) ESCO

一般に ESCO とは、電気事業者のようなネットワーク型の事業モデルではなく、需要家のニーズに応じて個別にエネルギー供給を行う事業モデルである。地方部を対象とした ESCO ビジネスを地方エネルギー会社 (RESCO<sup>65</sup>) と呼ぶこともあり、ESCO の代表的なものがソーラーシステムや石油製品の販売事業者である。

このような ESCO 型の事業者はマラウイの地方電化を実施す際に潜在的な参入者となりうる。とりわけ、ソーラーシステムを使ったオフグリッド・システムで地方電化を進める場合には、この ESCO 型のビジネスが馴染みやすい。

この ESCO 事業者として新規参入する可能性を持つものとしては、海外で同様な事業経験を持つ者ばかりでなく、ESCOM が既存の人材を使うことで別会社による新規事業としてこれを始めることも十分可能性を持つ。

#### ESCOM による ESCO 事業

現在進行中のフェーズ 4 地方電化プログラムでは、ESCOM は DOE との委託契約に基づいて地方電化のための設備建設を請け負い、かつその設備が完成した後には、設備の移管を受けたうえで、維持管理 (O&M) を行っている。この設備建設に関わる受託業務は、そのコストを通常の ESCOM の電気事業と区分して契約費用を通して負担する形を採っている。

しかしながら、ESCOM 経営の立場からは、地方電化事業は都市部での事業に比べて明らかにコスト対収益の点で劣り、あえて地方電化プログラムを担う動機付けは薄い。言うまでもなく、そのような経営上の矛盾を解決するために、政府は 1995 年に地方電化事業を ESCOM の事業範囲から外し、それを DOE の役割にするという政府の決定が行われたという経緯がある。

このような矛盾を抱えながらも、現実を見れば、マラウイ国内では ESCOM が技術面および人材面で設備の建設と O&M を行いうる能力を持つ唯一の事業者であることは否定できない。当然の帰結として、政府は電化事業の運営を ESCOM に頼らざるを得ないという事情がある。

電力構造改革の流れのなかで、ESCOM は政府から事業の効率化を求められ、現在その業務改善を進めつつある。そのなかでは、今後余剰人員対策も大きな課題である。このような点で、ESCOM の事業リストラクチャリングの一環として、ESCOM がその傘下に別会社として ESCO を設立し、そこが専門的に地方電化事業を進めるという選択肢があり得る。

ESCO という形態を採用することで、ESCOM の経営資源を活用することが可能となり、オングリッドおよびオフグリッドのいずれの方法でも地方電化を進めることができる。また、技術と人材の二つの

---

<sup>64</sup> Initial Public Offering

<sup>65</sup> Rural Energy Service Company

点で他の参入者に対して比較優位性があり、将来の ESCO 市場で勝者となる可能性も秘めている。

しかし、ESCOM が地方電化部門を子会社として分離独立させることには、別途、職員の雇用労働条件に拘わる問題が発生する。ESCO 事業を分離した際には、当然、収入に見合ったコスト構造に経営を合理化する必要があり、賃金の引き下げも考えなければならない。加えて、給与面での問題ばかりでなく、勤務地として都市部から地方部に異動することについても、職員の立場からはインセンティブに欠ける話となる。このような理由から、別会社の設立と職員の移籍は、それが組合問題として表面化する可能性をはらんでいる。

### ESCOM 以外の ESCO 事業者

地方電化における典型的な ESCO 事業者はソーラーシステムの販売やリースを行う者たちであり、途上国にはしばしばよく見られる事業モデルである<sup>66</sup>。近隣諸国で事業展開している既存の ESCO が、法制度や金融制度を含めた市場環境が整えば、マラウイにおいても事業を開始する可能性は充分にある。

そのような新規参入者がまず最初に狙う市場は、資金回収が可能なユーザーが対象であり、相対的に所得水準の高い店主やたばこ農家、あるいは予算が確保されている公的な機関、例えば政府の施設、診療所、病院、学校などに限定される。

もちろん、一般家庭用の市場も潜在的にはあるが、現状のマラウイ地方部の所得水準や個人の与信能力を考えれば、その対象は非常に限定される。

他の途上国、とりわけアジア地域を見ても分かるように、ESCO による SHS の普及はビジネスとして成功しており、これをマラウイに当てはめることは期待できる。ただし、ESCO 事業をマラウイに根付かせるには、資金回収を確実なものとするための事業モデルを確立する必要がある。まだ庶民を対象とした金融制度ができていないマラウイでは、当初からリース・システムを想定することは ESCO 事業者にとってまだ資金回収リスクが大きい。おそらく、機器を売り切りとして、別途、O&M 契約を結んで保守サービスを提供するといった代替案を含めて、マラウイ型の事業形態を作り上げる必要がある。

#### (4) 電化協同組合<sup>67</sup>

現状では、まだ、マラウイには電化協同組合は存在しないが、世界の途上国を見渡せば電化協同組合が地方電化の担い手となっている事例は多い。また、農業や漁業分野では、マラウイにおいても組合方式の事業運営は行われているし、協同組合法<sup>68</sup>も存在する。この点で、マラウイにおいても、電化協同組合の設立は法的に可能である。

電化協同組合の概念は、地域の住民が組合員費を拠出し、それを原資として組合を設立する。

---

<sup>66</sup> 例えばフィリピンでは、石油メジャーであるロイヤルダッチ&シェルが ESCO 事業に投資し、SHS のリース販売を行っている。ただし、SHS の販売だけでは採算ラインに達しておらず、並行して石油製品の販売も行い、事業全体で収支を確保している。

<sup>67</sup> Electric Cooperative

<sup>68</sup> Cooperative Law



マラウイの協同組合法は非利益団体としての組織を認められておらず、すべて有限責任<sup>69</sup>型の営利団体の形を取ることになる。また、電力供給の対象は組合員に限定される。

ただし、マラウイにおいて電化協同組合による地方電化を進めることには、以下のような様々な問題を抱える。

- ① 資金調達: 組織の運営のために資本金を集めなければならない。その資金は組合費で賄わねばならない。しかし、現状で地方部の一般庶民の所得水準はまだきわめて低く、高額な組合費を集めることは現実問題として難しい。一方、十分な組合費が集められない場合には、組織の財務基盤が非常に脆弱となる。
- ② 人材育成: 電気事業者として組織を運営するためには、技術面と経営管理面で能力を備えた人材が必要である。しかし、現状のマラウイ地方部にそれに応えられるだけの人材がすぐに見つかるとは考えられない。組織に必要な人材教育が大きな課題として残る。
- ③ 技術移転: 電気設備の O&M を行うためには専門知識と技術が必要であり、それをどのような仕組みで地方の人材に移転していくか、教育、訓練のための仕組みを整備する必要がある。特に、高圧の電気を取り扱う際には危険を伴うことから、専門技術の移転と技術者の育成が不可欠である。

このように、電化協同組合の設立については、現状では多くの問題を抱えるが、半面、潜在的な利点も多い。

第一に、現在のマラウイが抱える社会的経済的な課題の一つに、地方部の経済発展があげられる。地方をベースとした事業を立ち上げることで雇用の機会、とりわけ若い世代に仕事の機会を提供することが可能となる。

第二に、電化事業を通して地方の経済開発を進めるためには、農業や漁業といった地域産業の活性化が必要である。ここでは農業協同組合や漁業協同組合が生産活動の主体者となる場合も多く、これらの組織との連携することで、生産性の拡大、一次製品の加工と付加価値の増大を図ることが可能となる。

### 11.5.2 事業モデルの適用の可能性

前述のようにそれぞれの事業モデルは、特定のものが絶対的な優位性を持つものではない。需要家の規模や既存のグリッドからの距離といった電化対象地域の特性、あるいは適用する電化技術により、それぞれの事業モデルは長所と短所を持つ。

#### (1) コスト回収と料金設定水準

料金設定水準をどの程度に設定するかは、対象地域の電化に要するコストと当該地域から得られる収入規模が大きな制約条件となる。

もちろん、最終的な料金の決定は料金制度設計上の問題であり、必ずしも電化対象地域だけの収支バランスで決まるものではないが、電化事業を運営する者の立場から言えば、当然、利益

---

<sup>69</sup> Limited Liability

の確保できないところで事業を進める動機付けはない。

さらに、配電線の延長による地方電化の推進であれば、政府の政策として全国同一水準のユニバーサル料金といった考え方、すなわち、都市部と地方部の間で格差を付けないことはあり得る。ただしその場合には、地域間で生じる収入格差あるいは欠損を補填するための内部補助の構造が必要であり、その前提がなければ、事業者の立場から事業を運営することはできない。

加えて、オングリッドとオフグリッドの場合には、明らかに料金設定は異ならざるを得ない。両者のシステムでは電力供給のコスト構造と料金体系は明らかに異なったものであり、とりわけ SHS といった独立型のシステムとなれば、オングリッド型の料金の考え方とは全く異なったものとなる。

以上から、現状の ESCOM の料金水準をそのまま適用できる可能性があるのは、相当量の需要が見込まれる準都市地域<sup>70</sup>にある規模の大きなトレーディング・センターをオングリッド・システムで電化する場合に限定される。需要規模が小さい地域へのグリッドの延長、さらにはオフグリッド・システムを導入する場合には、コスト回収に必要な料金設定は現状の ESCOM に比べて高くならざるを得なくなる。逆に、高い料金設定ができない場合には、事業者の参入が期待できないか、あるいは補助金を与えることで事業者の参入を促すといった方策が必要となる。

## (2) 事業権認定者による電化プロジェクト運営の可能性

### ESCOM

技術面でも体制面でも、ESCOM にはオングリッドとオフグリッドのいずれの形態であっても電化事業を進める能力はある。しかし、現在の ESCOM は株式会社の形態を取る営利企業であることから、自らが電化プロジェクトを実施できる対象は、現状の料金水準で事業運営コストが回収できる準都市部でのオングリッドによる電化に限定されると考えるのが現実的である。ESCOM の経営者の立場からは、現在、政府から事業の合理化を求められているなかで、事業収支をさらに悪化させる可能性のある分野で事業を拡大することには否定的にならざるを得ない。また、同じ経営資源を投入するのであれば、より高い収入と利益の確保できる地域、すなわち都市部での事業の強化に目を向けることは合理的な経営判断となる。

このような理由から、現状の ESCOM の体制のなかで、(例え政府資金で設備投資が行われるという前提があっても)長期的な事業運営としてコスト回収の期待できない地域、さらにはオフグリッドによる電化事業の運営に関与できるかどうか、大いに疑問がある。

逆に、もし ESCOM の経営資源を使ってそれを実施するのであれば、ESCOM から分離した別の組織として会計を分離し、また、より組織構造を単純化し、コストが節約できる事業運営形態を取る方が合理的な判断であろう。

### 地方政府<sup>71</sup>

地方電化法が成立すれば、地方政府は地方電化プロジェクトの事業認定者の地位が与えられ、

---

<sup>70</sup> Peri-urban Area

<sup>71</sup> Local Assemblies

法的には自らが電化プロジェクトを実施、運営することは可能である。しかし、地方政府には事業者としての経験がないこと、また行政組織が事業経営を行うことが本当に望ましいことであるのか、という別の疑問もあり、地方政府が直接プロジェクトを運営することは現実問題として技術的に困難と考えることが妥当であろう。

### (3) 事業権取得者による電化プロジェクト運営の可能性

#### 独立配電事業者

電力セクターの改革が進むなかで、海外からマラウイ国内に独立配電事業者が参入する可能性はあるが、彼らが地方電化プロジェクトを選択することは前述のとおりまずありえない。ESCOM が都市部の事業を独占するなかで、わざわざ収益の獲得が難しい地方電化だけに投資することは企業判断として考えられない。もし、マラウイ国内に投資するのであれば、それは都市部であり、都市部での事業権が得られないのであれば、彼らはマラウイ以外に他の条件のよい国を探すことになる。

一方、オフグリッド・システムによる事業であれば、投資家は独立型配電事業というモデルは適用しない。

#### ESCOM-ESCO

ESCOM が地方電化部門を ESCO として分離独立させ、そこが事業運営に当たることは十分高い可能性を持つ選択肢である。最大の理由は、ESCOM が技術と人材の両面ですべての経営資源を備えているからに他ならない。

しかし、ESCOM-ESCO の事業を成功させるためには、組織の簡略化を図り、現在の ESCO に比べてコストのかからない事業運営ができるような形態にしなければならない。さもなければ、かつて ESCOM がフェーズ 3 までの地方電化プロジェクトを進めた当時と同様な財務上の問題を繰り返すことになる。

もう一つの課題は組合問題である。ESCOM が組織を分離させることは本体の経営合理化と表裏一体であり、これは従業員の雇用と待遇を含めた大きな労務問題となる。ESCOM-ESCO を実現するための最大の課題は、組織と職員の分割問題となる可能性が高い。

#### 他の民間 ESCO

ESCO 事業の基本モデルは分散型のエネルギー供給であり、ESCOM-ESCO を除けば、ESCO がオングリッド・システムを使った電化プロジェクトを進める可能性は低い。

逆に、オフグリッド・システムの分野は ESCO の特性が最もうまく活用できる市場であり、その代表例が SHS の販売である。この点で、マラウイにおいても SHS システムの普及では、ESCO が主役を演じることになるものと考えられる。

#### 電化協同組合

マラウイでは、まだ電化協同組合そのものが存在していないことから、もし組合を設立するなら

ばゼロから全てを作り上げなければならない。これは必ずしも容易な話ではない。しかし、地方部の経済発展のきっかけを作るという意味では、十分価値があり、組合による電化を試みる価値は十分ある。

事業者を決める優先順位から言えば、ESCOM であれ、ESCO であれ、他の事業者が参入する意志がある場合は、彼らに優先的に事業を実施させることにかまわない。しかし、電化対象地域で、いかなる事業者も参入の意志を持たない場合には、地元の方で事業運営することを考えなければならなくなる。また、そのような地域は、おそらく事業コストに対して期待できる収益が低い場所となる可能性が高い。

初期段階からオングリッド・システムを使った事業を行うことには多くの困難が予想されるが、簡単なオフグリッド・システムであれば、おそらく組合でも事業運営は可能であろう。

		オングリッド		オフグリッド			
		相当量の需要が見込まれる場合	需要が小さい場合	ソーラー	小水力	その他の再生可能エネルギー	
コスト回収に必要な料金水準 (現在のESCOMの料金との比較)		○ (多分同じ水準)	△ (多分高くなる)				
事業運営	事業権認定者	ESCOM	○ (多分可能)	△ (O&Mコストが高く、事業運営は疑問)			
		地方政府	× (技術的に困難)				
	事業権取得者	独立配電事業者	× (利益率が低く参入は疑問)		NA		
		ESCOM-ESCO	○ (多分可能)				
		他の民間ESCO	× (多分困難)		◎ (おそらく最も可能性のある市場)	△ (参入は疑問)	?? (ケースバイケース)
		電化協同組合	?? (未知数であるが、試す価値あり)		○ (多分可能)		

表 11-4 地方電化プロジェクトの事業運営の可能性

## 11.6 地方電化推進に向けて求められる制度面での条件整備

### 11.6.1 事業モデルの実現に向けて

ここで提案した様々な地方電化事業モデルが有効に機能するか否かは、政府が現在進めつつある電力構造改革の行方にかかっている。

ESCOM を除く新規事業者の市場参入を促すためには、彼らに対して公平な市場機会が与えられることが前提である。それを達成するためには、構造改革の推進を通して現在の独占的なESCOM の事業体制が分割されなければならない。逆に、政府の構造改革が実施されない限り、新規参入者の事業モデルは機能しない。

### (1) 構造改革の実施まで

前述のように構造改革が達成されない限り、少なくとも新規参入者の立場からは、公平な事業環境が整備されたとはいえない。事業環境が整わない中で、彼らの参入を期待することには無理がある。

このような理由から、構造改革が完了するまでの地方電化推進体制としては、フェーズ 4 で適用した事業モデルを踏襲せざるを得ない。すなわち、ESCOM は地方電化に関わる事業と都市部の事業を区分け<sup>72</sup>することで両者の会計上の分離を行う。その上で政府が初期投資を負担し、設備建設を ESCOM に委託、完成した設備を ESCOM に移転後、その資産価値に相当する ESCOM の株式を政府が所有するという実施形態を取らざるを得ない。

### (2) 構造改革実施後

構造改革が行われることにより、配電部門には新たな事業実施体制が作られる。

政府がその政策の中で明確にしているように、現在 ESCOM が独占する営業区域<sup>73</sup>は再配分され、事業権契約<sup>74</sup>に基づいて事業実施者(オペレーター)が決定される。そのような市場環境が整えば、ESCOM と新規参入者は事業の実施について同じ条件で競争することが可能となる。事業権を手にしよと考えるものは、都市部あるいは地方部の営業区域ごとに定められる契約条件のなかで、市場規模と収益性を吟味し、それに見合った事業運営形態を工夫することで、多様化した新しい事業モデルを実現していく。

例えば、都市部の市場が大きな比率を占める営業区域であれば IPD の事業モデルが有効であろうし、地方部が中心の営業区域であれば ESCO 型のモデルを適用する。

## 11.6.2 地方電化プログラムのスケジュール

プログラム推進のスケジュールを考えるうえで、所要資金の調達には重要な鍵を握る。

フェーズ 5 の実施に求められる所要資金は推定 11 億 MK である。プロジェクトを進めるためには、政府はこの所用資金を現在のエネルギー基金(将来の地方電化基金)とドナーからの資金援助で調達しなければならない。このうち、国内調達分であるエネルギー基金の規模をみると、現状で年間1億 2000 万 MK 程度の税収が確保できる。

問題は、このエネルギー基金でどの程度の所要資金を賄うことができるのか、あるいは所要資金を確保するまでに、どの程度の時間がかかるのか、である。例えば、このエネルギー基金を使って所要資金の 30%、すなわち 3 億 3300 万 MK を確保するためには、税収規模から見て約 3 年が必要である。また、半分に相当する 5 億 5000 万 MK を確保するためには、約 5 年を要する。

フェーズ 4 において自国資金の調達比率が 40%であったことを考えれば、この程度の規模の資金をエネルギー基金で賄うことを想定しておく必要がある。

このように、資金調達の点からプロジェクトのスケジュールを設定するならば、一フェーズの電化

---

<sup>72</sup> Ring-fence

<sup>73</sup> Franchise

<sup>74</sup> Concession Agreement

プロジェクトを実施するには、5年程度を想定する必要がある。逆に、プログラムの推進を加速(スケジュールを短縮)させるためには、資金調達を早めなければならない。これは、新たに内貨の資金源を拡大するか、あるいは海外からの資金調達比率をより拡大しなければならない。

### 11.6.3 事業運営に対する補助構造の必要性

現在、政府はその政策のなかで、地方電化事業に対する補助を初期投資のための資金提供に限定しているが、事業運営に対する補助のあり方も検討する必要がある。

前章で分析したように、フェーズ5で想定するTCの電化コストは、多くの場合、現在のESCOの総合単価<sup>75</sup>を賄うことができない。すなわち、事業者(オペレーター)は、事業を運営すればするほど赤字が累積するという事態に陥る。

この問題を解決するためには、事業地域ごとにコスト回収が可能となるように異なった水準の料金体系を導入するか、あるいは全国同一な料金水準を適用するならば事業運営に対する何らかの補助構造の導入を考えなければならない。

地域別料金の導入は、TCによっては電化コストが現在の電気料金の5倍から10倍といったケースがあり、このコストをすべて料金に転嫁することは現実的な話ではない。また、政府が現在掲げているように、すべての消費者が同じ水準の料金を負担するという政策を守るならば、結局、何らかの補助構造を考える必要性が出てくる。

この補助金問題を考える際に、政府にとって二つの課題がある。一つが補助のための原資の確保であり、もう一つが補助の仕組みである。

第一に、補助の原資については、現在のエネルギー基金は前述のようにその規模からみて電化プログラムの設備投資に充当するだけで精一杯であり、事業収支に対する補助に回す余裕はない。このため、現在、地方電化法案で計画されている新たな資金源を使って、この補助金に当てることが必要である。

第二に、補助金の仕組みについては、重要な点はいかに補助の透明性を担保するかである。この点で、負担者と受益者の関係が曖昧となる「内部補助<sup>76</sup>」の構造は避けるべきである。ここでいう透明性とは、補助の負担額とその支出者が明確であり、かつ補助を受ける者がいくらの補助を受けたかが第三者に説明できることである。現在のエネルギー基金(将来の地方電化基金)の仕組みを使うことで、この「透明性」を担保することが可能である。

地方電化法案の規定では、電気事業者の売り上げに対する課税が可能となり、それが「地方電化基金」としてプールされる。現状では、この基金は設備投資に対してのみ利用することになっているが、基金の一部を地方電化プロジェクトの事業運営で発生する損失の補填にも適用することは考えられる選択肢である。

図11-3は構造改革により自由化された配電部門において、複数の事業者(オペレーター)が成立した状況を想定している。ここでは、あるものは都市部と地方部の両方を含む営業区域で事業を営み、またあるものは地方部だけで電化プロジェクトを営んでいる。補助金の原資となる課税は

---

<sup>75</sup> Average Power Tariff

<sup>76</sup> Cross-subsidy

すべての事業者に対してその売上額に応じて行われる。その税金は一度地方電化基金にプールされる。

他方、事業者が運営する地方電化プログラムの運営状況に応じて、地方電化基金から改めて事業赤字に対する補助金が支払われる。

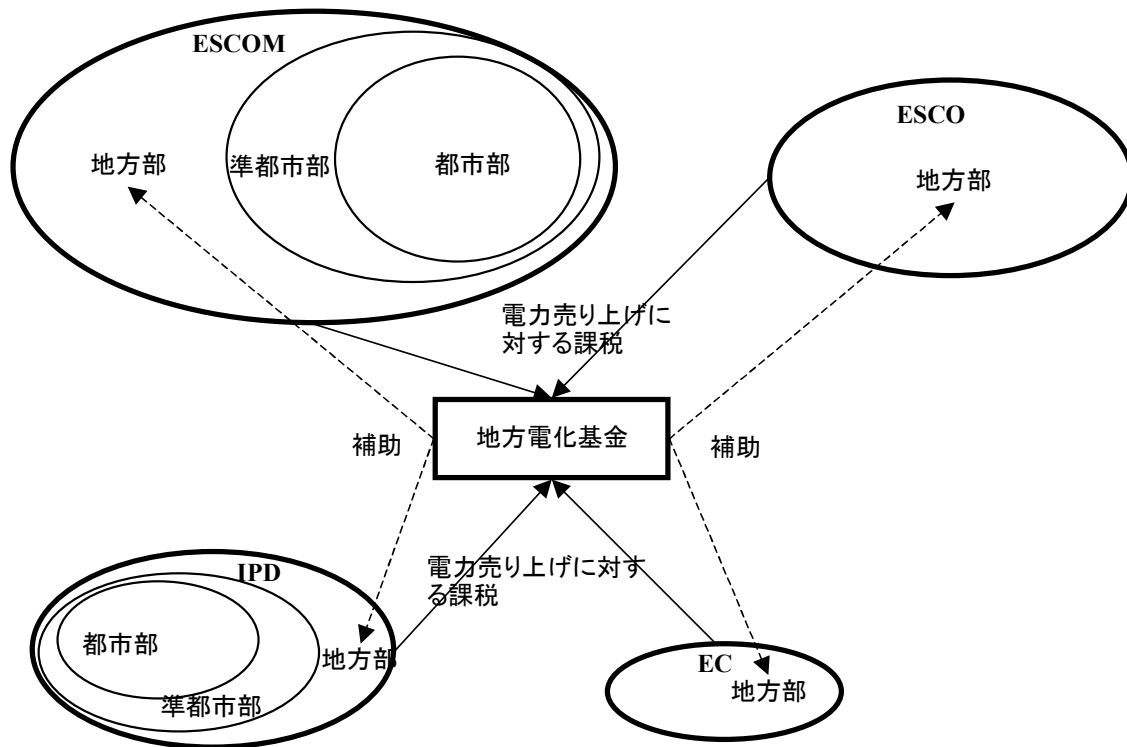


図 11 - 3 地方電化事業運営に対する補助構造

大枠で以上のような補助の仕組みを描くことはできるが、具体的な実施にあたっては、地方電化事業に対して何を基準にして補助額を決め、また補助金にどのような制限を設けるかをさらに十分検討しなければならない。各電化プロジェクトによって事業規模、運営形態、経済性などの前提条件がそれぞれ異なることから、そのような検討は、具体的な電化対象地域と事業形態が決まった段階で行うフィージビリティスタディを通して行うべきであるが、ここでは以下の原則論を示すことができる。

- ① 補助金を決めるためのパラメータ：
  - 事業収支
  - 需要家数と売上額
  - 補助を打ち切る際の条件など
- ② 営業区域の中に都市部と地方部が混在する場合には、地方電化に関わる会計を明確に分離するようしなければならない。さもなければ、都市部での事業収益の悪化を地方電化に上乗せすることも可能となってしまう。
- ③ 事業権契約中に建設された設備については、その所有権を明確にしておく必要がある。

もし、設備が政府の補助金で作られたならば、当然のことながら政府がその資産の所有権を持つ。これに対して、事業者の資金で投資を行ったのであれば、政府は事業権契約終了時にその資産を残存価値で買い取る<sup>77</sup>必要がある。

#### 11.6.4 地方電化基金の規模拡大の必要性

地方電化基金(現在のエネルギー基金)の運用は、電化事業に対する初期投資資金の提供の加えて、以上に述べたように今後事業者の運営に対する補助も考えていかねばならない。

他方、補助の原資となる基金の規模は決して十分ではない。地方電化法案は、様々な資金源を示しているが、その中で石油製品に対する課税に次いで大きな資金源として期待されるものが電気の売上げに対する課税である。

法案は電気の売上げに対する課税に1%の上限を設けているが、これは原資として十分でない。現状の石油製品から得られる税収(約1億 2000 万 MK)に比較しうる規模にすることが望まれる。例えば、ESCOMの1998/99会計年度の総売上げは11億 MKであったことを考えれば、もし、1%を課税するならば、1100万 MKの税収となる。これを5%に拡大すれば、税収は5500万 MKに膨らむ。

近隣諸国の事例を見ても分かるように、ザンビアは電気への課税を3%から7%に、ジンバブエも1%から6%に上げている。このような他国の事例を含めて、必要な資金規模と課税水準についてどの程度の税率が望ましいのかを検討することが求められる。

#### 11.6.5 地方の視点の重視とDOEの役割

政府は、長期的に地方分権化の推進を打ち出している。地方電化についても、基本的には地方の受益者の視点が重要であり、地方がプロジェクトの実施にあたり、相応の役割を担うことが望まれる。

しかしながら、現状をみれば地方政府<sup>78</sup>を含めて彼らの実施能力が非常に限られていることも事実である。長期的には地方電化プログラムの実施を地方政府に移管していくことは必要であろうが、現実を直視すれば、短中期的にはDOEが主体となってプロジェクトを推進しなければならない。この点でDOEは地方事務所の設置を含めて地方の要望を取り上げることができるような組織体制を整えておく必要がある。

将来、構造改革の中で、政府が新規事業者に対する営業区域の再配分を行い、個別の事業者との間で事業権契約を結ぶ際に、DOEは事業者の参入促進やプログラム実施の後押しなどの点でリーダーシップを発揮するべきである。(事業権<sup>79</sup>の認可業務は電力評議会<sup>80</sup>の権限であるが、彼らの役割は中立的な立場から法規に照らして違反がないかどうかを判断するだけである。他方、DOEは政策官庁であり地方電化を含めた電力産業を振興する役割を負っている)

---

<sup>77</sup> Buyout

<sup>78</sup> Local Authority

<sup>79</sup> Concession

<sup>80</sup> (National) Electricity Council



## 11.7 今後の課題

### 11.7.1 オングリッドとオフグリッド・システムによる地方電化プロジェクトの連携

本マスタープラン調査で電化対象として想定するのはトレーディング・センター (TC<sup>81</sup>) とその周辺地域であり、農業用あるいは個別の家庭用需要家は想定していない。また、本調査からは、TC を電化対象に絞った場合、大半の TC については既存のグリッドの延長で電化を進める方が経済的に優位性を持つという結果が出ており、SHS は一部の公共施設などで補完的に導入することとなる。

しかし、マラウイ地方部の電化率が現状で 1%にも及ばないという現実を見れば、TC からはずれた場所では、電力需要密度がきわめて低くなることから、そのような地域では分散型電源、とりわけ SHS による電化に依存しなければならないことも明らかである。

このような理由で、SHS の普及はマラウイの地方電化戦略のなかで、配電線の延長と並びもう一つの重要な柱となる。すなわち、TC の電化を通じた電化地域の線的な拡大と、個別の需要家を対象とする SHS による面的な(分散した点)電化の推進は、マラウイの地方電化戦略の両輪ともなるものである。

加えて前節で述べたように、SHS の普及では ESCO の役割がきわめて重要になることは間違いない。すでに、SHS の普及は GEF プロジェクトのもとで、品質保証やローン保証のための法的なフレームワーク作りが進められている。このような普及促進のための制度整備は、民間が ESCO 事業の投資することを促進する上で重要な要件となる。

オングリッドとオフグリッド・システムの競合については、オフグリッド・システムは明らかにコストと使い勝手の点でオングリッド・システムに敵わない。すなわち、SHS を含む分散型電源は、配電線網の延長に対して補完的な役割であることを認識すべきである。

このため、マラウイの地方電化を進めるに際しては、現在 NSREP の枠組みのなかで進める再生可能エネルギーを使った分散型電源の導入促進計画と、本マスタープランに基づいて進める TC の電化計画との間で相互の整合性を取らねばならない。

### 11.7.2 ESCOM の経営合理化と地方電化プログラムへの参加

ESCOM-ESCO による地方電化の推進は、選択肢として有効なものと考えられるし、公式な見解ではないが、ESCOM 自体もその考え方を否定してはいない。しかしながら、どのような形で ESCOM-ESCO を設立し、どのように事業を進めるのかといった具体的な問題になれば、政府と ESCOM との間の認識は大きく異なったものとなる。

ESCOM 側には、もし ESCOM-ESCO の設立が契機となって、政府から地方電化事業の運営に強い関与を求められることになれば、再び赤字事業を抱えることになりかねないといった危惧を持っている。この点で、ESCOM は地方電化プロジェクトの運営には、慎重にならざるを得ない。

しかしながら、地方電化プログラムへの技術支援には前向きであり、例えば、ESCOM は電化協同組合の設立に際して組合員の教育研修を含めた協力に十分貢献できると述べている。

---

<sup>81</sup> Trading Center

ESCOM にとって、現在最大の課題は電力セクターの構造改革と経営の健全化であり、そのなかで地方電化プロジェクトへの貢献を考えなければならない。このため、政府が ESCOM の意志に反して地方電化事業を押しつけ続けることは、ESCOM に課した経営自立の要求と矛盾することにもなりかねない。

#### 11.7.3 電化プロジェクトの主体者の多様化の必要性

マラウイの地方電化を全て受け持つことができる主体者はまだ存在しない。すなわち、一つの方法あるいは事業モデルだけで、マラウイの地方電化を実施することは不可能である。

例え、ESCOM といえども財務基盤の強化という課題を抱えており、地方電化への関与は限定的とならざるを得ない。ESCOM の利益が現在年間 1 億 MK に満たないのに対して、第 4 フェーズの地方電化プログラムの予算が 5 億 9500 万 MK であることから、これは容易に理解できる。

何らかの形で ESCOM が主導的な役割を担うべきであることは否定しないが、別途、民間資本による ESCO の育成、さらに残された選択肢として電化協同組合の設立による地元の人材を活用した電化の推進など、多様性のある体制作りが必要である。

#### 11.7.4 他のドナーとの協調

EU は、他のアフリカ諸国でうまく進まなかった経験があることから、グリッドの延長には余り関心がない。むしろ、オフグリッド・システムによる電化の方に関心がある。

また、GEF は地球環境問題から再生可能エネルギーを利用したオフグリッド・システムを重視している。GEF が重視するマラウイにとっての地球環境問題とは、地球温暖化の影響によりマラウイ湖の水面の低下、干ばつの可能性、シレ川の包蔵水量の低下などにより、現在、水力に依存しているマラウイの電力供給も長期的に問題を抱えることになるというものである。

前述のように、オングリッドとオフグリッド・システムは相互を補完するものである。両者は競合するのではなく、補完しながら地方電化の推進を進めるべきものである。

この点で、分散型電源の導入を支援する GEF や地方電化を通して地方経済の発展を計画する世銀との間の協調を採ることが、全ての計画の実効性を高めるためには是非とも必要である。

略号

AFD	African Development Fund, アフリカ開発基金
CHAM	Christian Health Association of Malawi, (マラウイ)キリスト教健康組合
DANIDA	Danish International Development Agency、デンマーク国際開発機関
DOE	Department of Energy Affairs, (天然資源環境省)エネルギー局
EC	Electric Cooperative, 電化組合
ESCO	Energy Service Company
ESCOM	Electricity Supply Corporation of Malawi Limited, マラウイ電力供給会社
GEF	Global Environmental Facility, 国際環境基金
GOD	Government of Denmark, デンマーク政府
GOM	Government of Malawi, マラウイ政府
IPD	Independent Power Distributors, 独立配電事業者
IPO	Initial Public Offering, 株式公開
IPP	Independent Power Producer, 独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return, 内部報酬率
JICA	Japan International Cooperation Agency, 国際協力事業団
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MNREA	Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs, 天然資源環境省
NECO	(National) Electricity Council、電力評議会
NSREP	National Sustainable Renewable Energy Program, 国家持続可能再生可能エネルギープログラム
O&M	Operation & Maintenance, 運転・保守
PPA	Power Purchase Agreement, 買電契約
RE	Rural Electrification, 地方電化
RESCO	Rural Energy Service Company
SAPP	South Africa Power Pool, 南アフリカ電力プール
SHS	Solar Home System, ソーラー・ホーム・システム
TC	Trading Center, トレーディング・センター
UNDP	United Nations Development Programme, 国連開発計画

為替レート

MK	Malawi Kwacha
US\$	United States Dollar
	年・月
	2001/09
	2002/06

US\$1 =
MK64.40
MK76.60

度量衡

kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hour

## 資料

- Department of Energy Affairs, Energy Policy White Paper, Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs, March 2002
- Department of Energy Affairs, Power Sector Reform Strategy (Final Draft), Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs, March 2002
- Department of Energy Affairs, White Paper on Energy Policy Malawi, Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs, August 2001
- Department of Energy Affairs, Malawi Power Sector Policy Statement (Draft), Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs, 31 July 2000
- Department of Energy Affairs, Energy Contribution to the Poverty Reduction Strategy Paper
- Department for International Development, Medium Term Expenditure Framework Phase Two—Consolidation and Revitalization (Project Memorandum), the Government of Malawi, October 2000
- ESCOM, Electricity Deposit, October 24, 1994
- ESCOM, Electricity Rates (Effective 1 August 2001)
- ESCOM, Tariff Reviews – Rates in Malawi Kwacha
- The Government of Malawi, Malawi Poverty Reduction Strategy Paper, April 2002
- The Government of Malawi and the World Bank, Malawi Public Expenditure Review (Draft), October 2000
- Kafumba, Charles. R., “Power Sector Reforms—Policy and Institutional Drives,” ESCOM Workshop, 17-18 September 2001, Blantyre
- Ministry of Energy and Mining, National Sustainable Renewable Energy Programme (Final Draft), August 1997
- National Economic Council, Vision 2020—the National Long-Term Development Perspective for Malawi, 2000, Central Africana Limited, Lilongwe
- Rural Electrification Bill, 2001
- The World Bank, Implementation Completion Report on a Credit in the Amount of US\$55.0 Million to the Republic of Malawi for Power V Project, December 27, 2000, Washington, DC

## 付録 第3章

付録 3-1 既存送電線

(a) 132kV 送電線

起点	終点	回線数	亘長	導体	支持物	運開年
Nkula B	Salima	1	250.00	ELM	Pole	1981
Salima	Lilongwe B	1	75.00	ELM	Pole	1979
Salima	Chintheche	1	265.00	MULBERRY	Pole	1982
Tedzani 3	Kapichila	1	60		Tower	1999
Nkula B	Blantyre West	1	43.98	LYNX	Tower	1989
Nkula B	Tedzani	1	8.00		Pole	1995
Kapichila	Blantyre West	1	29.43		Tower	
Kapichila	Nchalo	1	39.45	TIGER	Tower	1989
Nkula B	Golomoti	1	161.80	PARAKEET	Tower	1993
Golomoti	Lilongwe B	1	87.00	PARAKEET	Tower	

(Source: ESCOM, Sep.2001)

(b) 66kV 送電線

起点	終点	回線数	亘長	導体	支持物
Mapanga	Zomba	1	38	ELM	Pole
Blantyre West	Chichiri	1	7	ELM	Tower
Lilongwe A	Lilongwe B	1	23	RACOON	Pole
Nkula B	Mapanga	1	44	DOG	Pole
Nkula B	Tedzani	1	8	ELM	Pole
Livingstonia	Bwengu	1	57.8	OAK	Pole
Lilongwe B	Lilongwe C	1	12	OAK	Pole
Nkula B	Mapanga	1	44	DOG	Pole
Balaka	Chingeni	1	8	RACOON	Pole
Chichiri	Mapanga	1	14	DOG	Pole
Chinyama	Nkhotakota	1	79	WILLOW	Pole
Chintheche	TELGRALL HILL	1	78	WILLOW	Pole
Fundis Cross	Mapanga	1	44	OAK	Pole
Nkula A	Lilongwe A	1	259	TIGER	Tower
Chichiri	Nkula A	1	43	DOG	Pole
Chichiri	Tedzani	1	59	LYNX	Pole
Blantyre West	Mapanga	1		ELM	Pole
Lilongwe A	Lilongwe C	1	10	ELM	Pole
Livingstonia	Karonga	1		WOLF	Tower

(Source: ESCOM, Sep.2001)

### 付録 3-2 ESCOM の需要家種別

顧客の分類は下表のように示される。

分類	電圧	内容
Domestic	-	住宅目的 (トータル 1.5kW までのモーター負荷を含む)
General	-	Domestic でない需要家 最大電力が 25kVA 未満
Power LV	400V	最大電力が 25kVA 以上
Power MV	11kV 33kV	最大電力が 25kVA 以上

(Source: Distribution Data, ESCOM, Oct. 2000)

Pre-paid system を使用する顧客は pre-payment に分類される。

## 付録 第5章



付録5-1 配電系統調査記録

北部地域

District	Distribution System		備考
	既存 (主要なもの)	計画中 (電圧)	
Chitipa	*33kV line Chitipa TC - Karonga district	*PhaseIV Misuku Hills TC (33kV)	
Karonga	*33kV line Karonga 33kV S/S - Chitipa district *11kV line Around Kagonga and Ulima 66kV S/S.	*PhaseIV Nyungwe TC (33kV) Chisemphere TC (33kV) Ngara TC (33kV) Wovwe TC (33kV) Majaro TC (33kV) Songwe Border (33kV) *ESCOM Karonga S/S - Border line (Tanzania:33kV)	KarongaからTanzaniaへの33kV国際連系線は計画されているが、資金の目処が立っていない。
Rumphi	*33kV line Bwengu 66kV S/S - Bolero TC Bwengu 66kV S/S - Phwezi TC Bwengu 66kV S/S - Nkhata Bay district *11kV line Around Livingstonia 66kV S/S	*PhaseIV Mchenga TC (33kV)	
Nkhata Bay	*33kV line Nkhata Bay TC - Mzimba district TELEGRALL HILL 66kV S/S - Rumphi district *11kV line TELEGRALL HILL S/S - Mbowe Estate	*PhaseIV Chikwina RGC (11kV)	TELEGRAW HILL変電所からBwengu変電所まで66kV送電線を建設する計画がある。この送電線が完成すると、北部地域と中部地域は66kV送電線で連系される。 ESCOM ACCの技術者は、シロアリに起因するマラウイ湖周辺の木柱の寿命の短さに不満を示していた。特
Mzimba	*33kV line Chikangawa 66kV S/S - Mzimba TC - Lundazi (Zambia)	*PhaseIV Mbalachanda RGC (33kV) Champira TC (33kV) Kafukule TC (33kV) *ESCOM Ekwendeni TC - Euthini TC - Mzimba TC (33kV)	ZambiaとMalawiの33kV国際連系線は非常に長いが長いので(約100km)、Mzimbaトレーディングセンターの近くに recloser が設置されている。融通電力量はESCOMとZambiaの職員が共同でチェックしている。
Likoma	Un-electrified	*PhaseIV Likoma TC (Diesel) Chizumulu TC (Diesel)	

中部地域

District	Distribution System		備考
	既存 (主要なもの)	計画中 (電圧)	
Kasungu	*33kV line Chinyama 66kV S/S - Kasungu TC Kasungu TC - near Bua - Dowa district Kasungu TC - Moyo(mission) near Bua - Mchinji district	*PhaseIV Mkhota RGC (33kV) Nkhamenya TC (33kV) Chisemphe TC (33kV) Chulu TC(33kV) Dangwa TC (33kV)	電柱を支えるステイが切られていることがある。木柱の状態は良くない。M1とM18の交差点の位置が道路地図と異なる。配電線は現地の道路沿いに建設されている。
Nkhotakota	*33kV line Nkhotakota 132kV S/S - Dwanga TC - Nthunga TC *11kV line Around Nkhotakota TC	*PhaseIV Mwansambo RGC (33kV)	Nkhotakota TCからDwanga TCまでの配電線は道路沿いでない。途中の道路沿いにはTCがなく、直線上に設定されている。送電線のがいしが割れているものがある。送電線の電柱の状態が配電線と比べて良くない。幾つかの電柱の内部が腐食している。ESCOMの技術者の言う通りである。
Ntchisi	*33kV line Ntchisi TC - Dowa district	*PhaseIV Malomo TC (33kV)	20年以上前に設置されたにもかかわらず、機器の状態が非常に良い。
Dowa	*33kV Lilongwe district - Dowa TC - Salima district Dowa TC - Ntchisi district	-	132kVのステイが切られていることがある。
Salima	*33kV line Salima 132kV S/S - Dowa district Salima 132kV S/S - Mua *11kV around Salima town	*PhaseIV Khombedza TC (33kV)	この地域はマラウイ湖に近く、湿地帯が多い。雨期には巡視のために近づくことができない設備もある。
Lilongwe	*33kV line Lilongwe city - Namitete TC - Mchinji TC Lilongwe city - Dowa district *11kV Lilongwe city - Mintudu TC Lilongwe city - Nkhoma TC Lilongwe city - Likuni TC	*PhaseIV Lamphata TC (11kV) Malingunde TC (11kV) Nchezi TC (33kV) Nambuma TC (33kV)	Lilongwe郊外のBundaでは、ほとんどの11kV配電線の電柱が繰り返し立て替えられている。
Mchinji	*33kV line Mchinji TC - Lilongwe district Mchinji TC - Kasungu district	*PhaseIV Mchinji Orphanage (11kV) *ESCOM Mchinji TC - Mkanda TC - Chikon TC (33kV)	
Dedza	*33kV line Dedza 66kV S/S - Lobi RGC, Linthipe TC Dedza 66kV S/S - Milonde	*PhaseIV Chimwankhuku (Primary School:33kV)	
Ntcheu	*33kV line Ntcheu 66kV S/S - Balaka district Mlanjeni 66kV S/S - Villa Ulongwe (Mozambique) *11kV line around Ntcheu 66kV S/S	*PhaseIV Trangangano RGC (11kV) Biriwiri Border (11kV)	

南部地域

District	Distribution System		備考
	既存 (主要なもの)	計画中 (電圧)	
Mangochi	*66kV line (energized 33kV) Golomoti 132kV S/S - Monkey Bay TC *33kV line Mangochi TC - Namwera TC - Mandimba (Mozambique) Mangochi TC - Machinga district Mangochi TC - Malinde TC Mangochi TC - Monkey Bay TC	*PhaseIV Cape Maclear TC (33kV) Malembo TC (33kV) *ESCOM Nselema TC - Namwera TC (33kV: On-going)	マラウイ湖沿いの電柱はほとんど腐っている。 NamuweraTC付近(フェーズIで電化)の電柱は痛んでいない。
Machinga	* 66kV (energized 33kV) Liwonde 66kV S/S - Nsanama TC *33kV line Nsanama TC - Mangochi district *11kV Machinga TC - Zomba district	-	
Balaka	*33kV line Balaka 66kV S/S - Ntcheu district Balaka 66kV S/S - around Senzani *11kV line Balaka 66kV S/S - around Kapire	*PhaseIV Phalula RGC (33kV)	
Zomba	*33kV line Zomba 66kV S/S - Chiradzulu district Zomba 66kV S/S - Imatiya Zomba 66kV S/S - Chingale TC Zomba 66kV S/S - around Magomero	*ESCOM Zomba TC - Lake Chirwa (33kV)	雷対策のため、架空地線が張られている。ESCOMはこの地域において、過去に多くの雷を経験している。
Chiradzulu	*33kV Chiradzulu TC- Blantyre district Blantyre district - Zomba district Blantyre district - Mulanje district	*PhaseIV Mwanje TC (33kV)	
Blantyre	* 33kV Mapanga 66kV S/S - Chileka - Blantyre West 66kV S/S Blantyre West 66kV S/S - Thyolo district Mapanga 66kV S/S - Chiradzulu district (2) *11kV line Blantyre West 66kV S/S - Thyolo district	-	Blantyre 周辺を環状にする66kV送電線プロジェクトが進行中である。
Mwanza	*33kV line Nkula hydro station - Mwanze TC - Mozambique	*PhaseIV Neno RGC (33kV) Lisungwi TC (33kV)	
Thyolo	*33kV line Blantyre district - Thyolo TC - around Matamolo TC *11kV line Blantyre district - Thyolo TC - Mulanje district Thyolo TC - Nsanje district Thyolo TC - around Khonieni TC	*PhaseIV Thekerani RGC (33kV)	モザンビークとの国境付近の11kV配電線は、収集したデータよりも既に延長されていた。 紅茶会社は33kVもしくは11kVで受電している場合がある。
Mulanje	*33kV line Fundis Cross 66kV S/S - Milanje (Mozambique) Fundis Cross 66kV S/S - Chiradzulu district Fundis Cross 66kV S/S - Thyolo district	*PhaseIV Abunu TC (33kV)	
Phalombe	(On-going)	*ESCOM Mulanje district - Phalombe TC (33kV: On-going)	
Chikwawa	*33kV Kapichira hydro station - Chikwawa TC - SUCOMA - Nsanje district around SUCOMA *11kV line around Chikwawa TC	*PhaseIV Mwamphanzi TC (33kV) Kasisi TC (33kV), Njereza TC (33kV) Villa Mitekete TC (33kV)	SUCOMAはマラウイ最大の砂糖工場である。
Nsanje	*33kV line Nsanje TC - Bangula TC - Chikwawa district Bangula TC - Thyolo district	*PhaseIV Marka TC (33kV)	

付録5-2 調査地域

北部地域

No.	ディストリクト	コミュニティ		電化状況				公共施設	備考
		名称	種別 (規模)	ESCOM		分散電源			
				導入時期	既存設備 の電圧 (kV)	種類	用途		
1	Nkhata Bay	Nkhata Bay	TC (Large)	Phase I	33	-	-	Police Station, Hospital, Harbour etc.	
2	Mzimba	Champira	TC (Small)	(Phase IV)	-	Retail Shop (SHS:about 75W)	Light, TV, Iron, Radio	Police Station	SHSは1999年に導入された。
3		Chikangawa	TC (Middle)	Phase I	33/11	-	-	Clinic	

中部地域

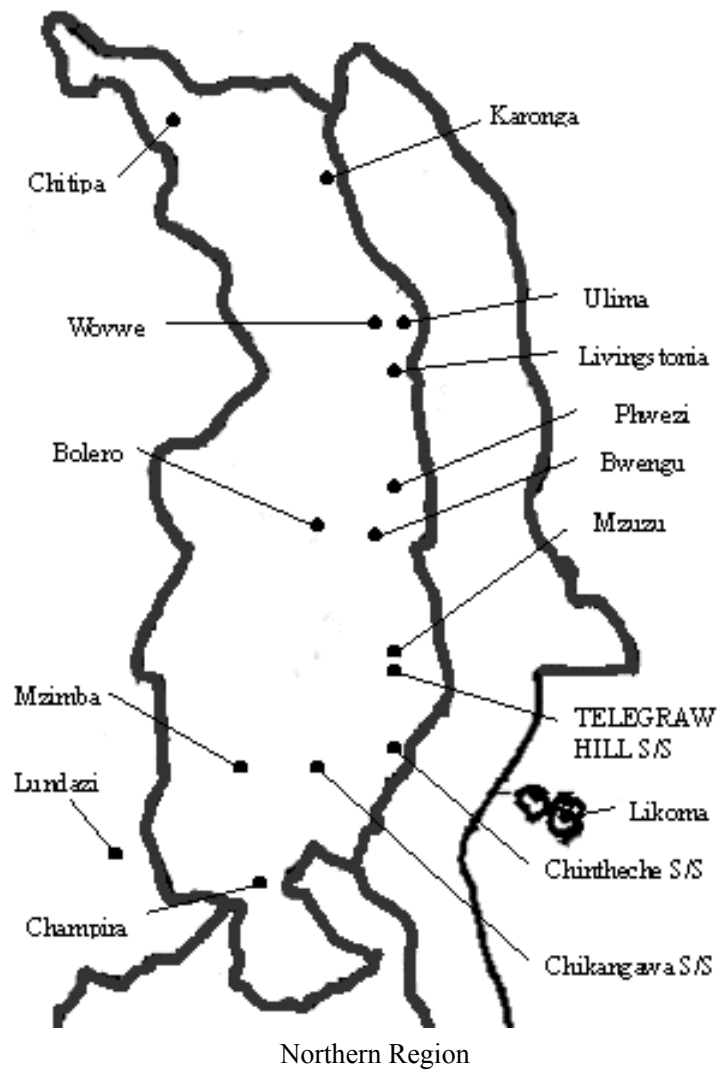
No.	ディストリクト	コミュニティ		電化状況				公共施設	備考
		名称	種別 (規模)	ESCOM		分散電源			
				導入時期	既存設備 の電圧 (kV)	種類	用途		
4	Kasungu	Kasungu	TC (Large)	Phase I	33	-	-	-	Kasungu トレーディングセンター周辺に住む女性にインタビューしたところ、この周辺では煙草の開墾のため多くの木が切り倒されている。そのため、薪が不足することがある。調理用に使用するため、電化を待っているとのことであった。
5		Jenda	TC (Middle)	-	-	-	-	-	このトレーディングセンターの周辺にはPhase IVで配電線が通過する。
6		Moyo	Mission	Recent	33	-	-	Mission	使用している電気器具は、メイズミル、照明、調理器具、ミシンである。
7		Chmwendo	Maize mill shop	Recent	33	-	-	-	Phase IVの起点にあたる。使用されているメイズミルの容量は24.6KVA。
8		Lifupa	Lodge	-	-	Lodge (Diesel)	Light Cooking etc.	-	
9	Nkhota-kota	Dwanga	TC (Middle)	Unknown	33	-	-	-	Dwanga砂糖工場(33kV受電)
10		Nthunga	TC (Small)	Unknown	33	-	-	Clinic	
11		Nkhotakota	TC (Middle)	Phase I	33/11	-	-	District Assembly	
12	Ntchisi	Ntchisi	TC (Large)	Phase I	33	-	-	District Assembly Primary Sch., Hospital	標高 4500ft (1,350m)。副大統領の出身地。
13		Nthesa	TC (Small)	-	-	-	-	Primary Sch., Secondary Sch., Post Office	煙草とパブリカが主な収入源
14		Khuwi	TC (Small)	-	-	-	-	Primary Sch., Secondary Sch., Post Office, Clinic, Gov. Office	医師は他のトレーディングセンターから、時々訪れる。
15	Dowa	Mponela	TC (Middle)	around 1990	33	-	-	Hospital	
16		Nthambwe	TC (Small)	-	-	-	-	-	33kV配電線がトレーディングセンターから約200mの場所にある。

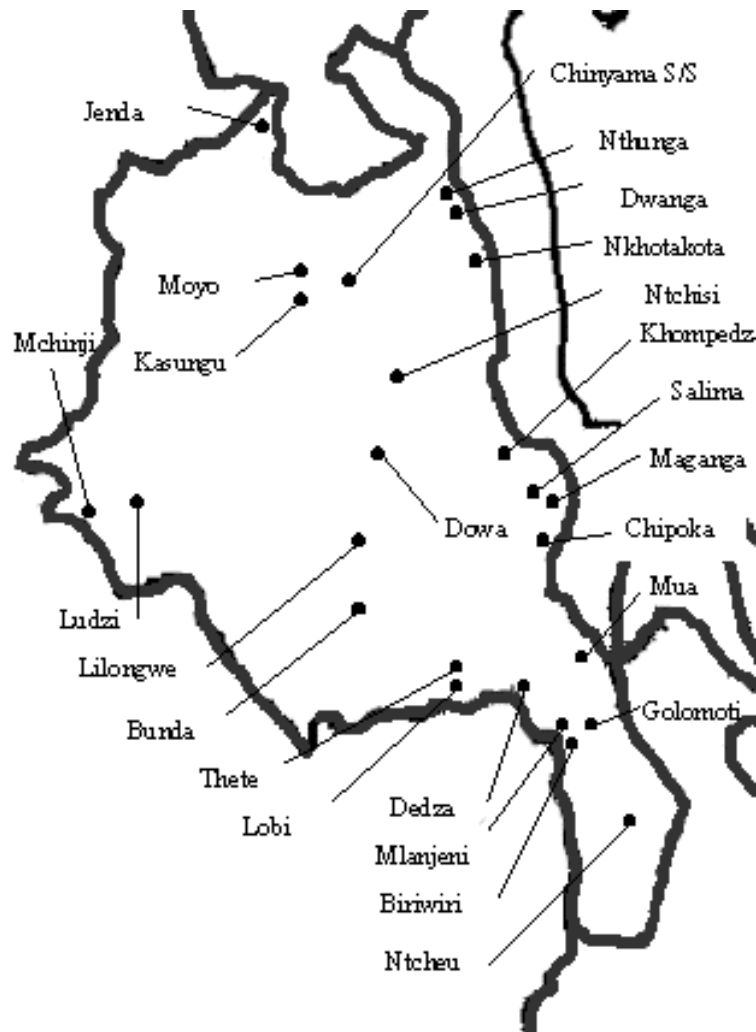
No.	ディストリクト	コミュニティ		電化状況				公共施設	備考	
		名称	種別 (規模)	ESCOM		分散電源				
				導入時期	既存設備 の電圧 (kV)	種類	用途			
17	Salima	Chipoka	TC (Large)	Phase III	33	-	-	Harbour, Custom, Police Station, Railway Station	港湾設備はUSAの資金による。	
18		Mapanga	TC (Middle)	-	-	Clinic (SHS)	-	Primary Sch., Clinic	primary schoolはEurope Development Fundによって建設された。この地域はマラウイ湖に近く、井戸から容易に水を得ることができるので、水道のための電化は必ずしも必要ない。	
19		Mua	Mission Community (Large)	Phase III	33	-	-	Mission Hospital Primary Sch. etc.	すべての公共施設はミッションによって運営されている。この地域は以前3φ-380V-5.6kWのディーゼル発電機によって電化されていた。現在はESCOMの配電線がのびているが、雨期に雷による停電が頻発している。緊急時のために医師が発電機の修理を複数の企業に依頼したが、あまりに古すぎて修理できなかった。この地域には、ポンプ、エアコン、コン	
20		Makanjira	TC (Small)	-	-	-	-	Primary Sch.		
21		Khombedza	TC (Small)	(Phase IV)	-	-	Clinic (SHS)	Light Refrigiator	Hospital	
22		Lilongwe	Nambuma	TC (Middle)	(Phase IV)	-	Barber (SHS: 220V, 20W)	Hair Clipper	Primary Sch., Secondary Sch., Post Office, Police Unit, Church, MCDE	煙草が主要収入源である。 現在よりも大きな教会を建設する計画がある。
23	Kabudula		TC (Middle)	-	-	-	-	Community Hall		
24	Kasya		TC (Large)	-	-	-	-	Post Office, Telecom	煙草が主要収入源である。	
25	Majiga		TC (Small)	-	-	-	-	Mission, Primary Sch.	煙草が主要収入源である。	
26	Nsangwa		Tobacco Estate						単相50kVAの変圧器のみである。	
27	Nyanja		TC	-	-	-	-			
28	Mchinji	Mchinji	TC (Large)	Phase I	33	-	-	Border Post, Hospital		
29		Ludzi	TC (Small)	1988	33	-	-	Mission, Hospital, Primary Sch.		
30	Dedza	Thete	TC (Middle)	Unknown	33	-	-	Primary Sch.	煙草が主要収入源である。 乾燥した煙草を詰めるために電気が使用される。	
31		Lobi	RGC (Large)	1998	33	-	-	Primary Sch., Post Office, Community Hall, Telecom, Agriculture facility		
32		Maonde	TC (Small)	-	-	-	-	Post Office		
33	Ntcheu	Biriwiri	TC (Small)	(Phase IV)	-	-	-	Border Post		

南部地域

No.	ディストリクト	コミュニティ		電化状況				公共施設	備考	
		名称	種別 (規模)	ESCOM		分散電源				
				導入時期	既存設備 の電圧 (kV)	種類	用途			
34	Mangochi	Namuwera	TC (Middle)	Phase I	33	-	-	Primary School		
35		Malindi	TC (Middle)	Unknown	33	-	-	Mission Hospital Secondary Sch. Medical College		
36	Machinga	Ntaja	TC (Middle)	Phase III	33	-	-	Post Office		
37		Nsanama	TC (Middle)	Phase III	33	-	-			
38		Nselema	TC (Middle)	Phase III	33	-	-	Secondary Sch.	Mozambiqueを経由して、Kenyaに至る幹線道路が建設中である。ESCOMによって計画された配電線が道路沿いに伸びている。	
39		Machinga	TC (Middle)			11	-	-	District Assembly Post Office	
40		Malosa	TC (Large)	Unknown		11	-	-	Mission, Hospital, Primary Sch., Post Office	
41		Chikweo	TC (Middle)	-	-	-	-	-	Primary Sch., Secondary Sch., Health Center, TDC, Church, Mosque	米が収入源の1つである。
42	Nampeya	TC (Small)	-	-	-	-	-	Church, Mosque	米が収入源の1つである。	
43	Balaka	Chiendausiku	TC (Small)	-	-	-	-	Primary Sch., Church	綿花が収入源の1つである。	
44	Thyolo	Mtamolo	TC (Large)	Unknown	33	-	-	Mission, Secondary Sch., Mission Hospital Medical College	紅茶会社によって運営されているユーカリノキが多い。ほとんどが紅茶を乾燥させるために燃やされるが一部は配電柱に使用される。更に、雨による土壌流出を防ぐことに用いられる。	
45		Molelo	TC (Small)	1991	33	-	-	Mission Primary Sch., Water Pump	紅茶とバナナ畑が広がる地域である。Primary Schoolは未電化。	
46	Mulanje	-	Tea Estate	Unknown	33	-	-	-	紅茶会社は紅茶を運び、選別し、詰めるために電気を使用している。これらの機器は3相400Vであり、会社は400VでESCOMから受電している。ピークは12月から2月とのこと。	

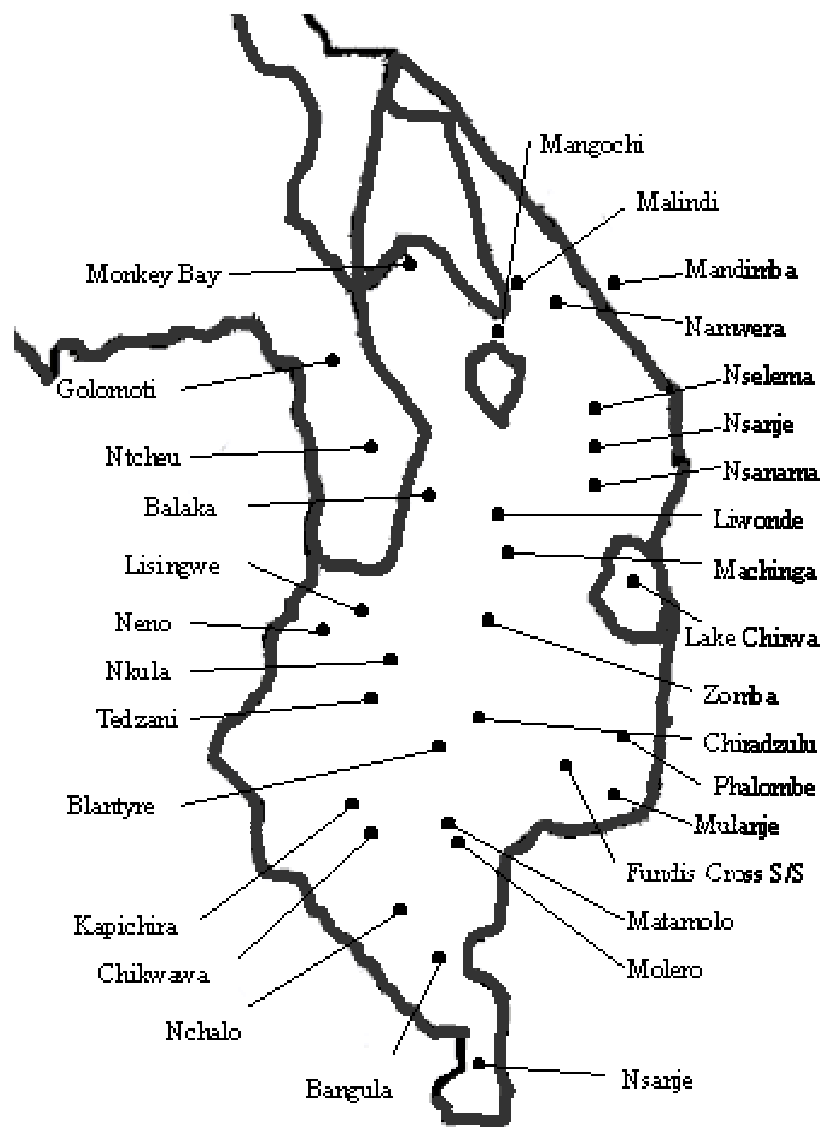
- \*TC : Trading Center
- \*RGC : Rural Growth Center
- \*SHS : Solar Home System
- \*Sch. : School
- \*MCDE : Malawi Colledge of Distance Education
- \*TDC : Teacher Development Center





Central Region





Southern Region

### 付録 5-3 「低圧」と「中圧」の定義

マラウイでは、「低圧」と「中圧」の定義が、以下のように2つある。可能ならば、共通の定義を使用することを推奨する。

Law, Manual etc.	低圧	中圧
Law of Malawi	30V～250V AC 50V～250V DC	250V～650V
DOE	230V	400V, 11kV, 33kV
ESCOM	230V, 400V	11kV, 33kV

## 付録 5-4 マラウイの木柱

### 1. マラウイにおける木柱の腐食状況

現地調査において、木柱の状況調査した結果、以下の結果が得られた。

- (a) 老朽化した木柱の表面には、クラックが発生している。
- (b) クラック内部にはシロアリの巣が作られており、外側より内側が腐食されている。(特にマラウイ湖畔)
- (c) 高地などでは、クラックはあるものの腐食されておらず、木柱状態は比較的良い。

また、地域にもよるが、マラウイ国の乾期と雨期は非常にはっきりしており、周囲温度ならびに木柱の含水率が大きく変化するものと推察される。以上の点から、腐食は以下のように進んでいるものと推察される。

- (1) 木柱は、気候(乾燥と雨季)の含水率の増減に伴い伸縮・膨張が発生する。その結果、木柱にクラックが発生し、年々大きくなっていく。
- (2) クラックから内部にシロアリが侵入し、木柱内部より劣化が始まる。
- (3) 木柱の表面部分は、クレオソート(防腐食剤)が注入されているので腐食しにくい。

クレオソートが内部まで注入されるように、使用木材を変更することや、品質を管理することで多少は改善されると考えられる。

### 2. マラウイメーカーの製造工程

マラウイ国で生産される木柱の製造工程は以下の通り。

- (1) 電柱の材料は国内産の3種類のユーカリノキを使用しており、材質により、Stout、Medium、Lightとなる。電柱の長さは6種類9m,10.8m,12.3m,13.5m,15m,16.5mあるが、配電用としては、13.5mまでの4種類が使用される。
- (2) 伐採された木材を乾燥させた後、南アフリカとジンバブエから輸入している防腐食剤(クレオソート)を注入する。クレオソートの注入は、少なくとも2回行われる。
- (3) 最後にもう1度乾燥させる。

製造にかかる期間は乾期と雨期によって異なるが、3ヶ月～5ヶ月である。クレオソートを注入する機器は非常に老朽化しており、既に部品が手に入らない状態である。なお、できあがった木柱の内部には、下図のようにクレオソートが注入されていない木柱がある。



クレオソート処理後の木柱

## 付録 5-5 配電系統の建設コスト

### 1. 線路

#### (1) 機材(導体)

摘要	単価 (MK/m)
AAAC 100mm <sup>2</sup> OAK	107.05
AAAC 50mm <sup>2</sup> HAZEL	55.42
AAAC 100mm <sup>2</sup> WASP	58.63
AAAC 50mm <sup>2</sup> ANT	29.01

(Source: ESCOM data)

#### (2) 機材(支持物)

摘要	数量/km	単価 (MK/km)
T一分岐	33kV	1
	11kV	1
	0.4kV	1
	0.23kV	2
引通し	33kV	8
	11kV	8
	0.4kV	8
	0.23kV	46
セクション	33kV	1
	11kV	1
	0.4kV	2
	0.23kV	4
引留	33kV	1
	11kV	1
	0.4kV	2
	0.23kV	4

(Source: ESCOM data)

#### (3) その他

摘要	単価 (MK/km)
労務	33kV, 11kV
	0.4kV
	0.23kV
Overhead	33kV, 11kV
	0.4kV
	0.23kV

(Source: ESCOM data)

機材は外貨とし、労務費は内貨とした。Overhead は両者の比率により按分した。

## 2. 配電用変圧器

### (1) 機材

摘要	電圧	容量 (kVA)	単価 (MK)
配電用変圧器	33kV/0.4kV	50	253,405.44
		100	338,899.00
		200	438,337.55
	11kV/0.4kV	50	173,197.52
		100	280,654.79
		200	498,832.90
支持物	33kV/0.4kV	-	141,577.21
	11kV/0.4kV	-	114,888.31
その他	-	-	15% of Structure

(Source: Distribution Data, October 2000, ESCOM)

### (2) 労務、輸送、他

摘要	単価 (MK)
労務、輸送	10,266.28
Overhead	6,750.00

(Source: Distribution Data, October 2000, ESCOM)

機材を外貨、それ以外を内貨とした。

## 3. フィーダーベイ

### (1) 機材

摘要	電圧	単価 (MK)
遮断器	33kV	794,920
	11kV	604,272
オートリクローザ	33kV	1,151,264
	11kV	1,092,704
計器用変流器	33kV	296,000
	11kV	236,800
断路器	33kV	122,336
	11kV	97,869
避雷器	33kV	36,824
	11kV	27,618
台座	33kV, 11kV	50,500
がい子	33kV, 11kV	30,000
その他	33kV, 11kV	50,000

(Source: ESCOM data)

### (2) 労務、輸送 他

摘要	電圧	単価 (MK)
労務	33kV, 11kV	40,863
輸送	33kV, 11kV	33,987
Overhead	33kV, 11kV	5% of Total

(Source: ESCOM data)

機材は外貨とし、労務費と輸送費は内貨とした。Overhead は両者の比率により按分した。

#### 4. 断路器

##### (1) 機材

摘要	電圧	単価(MK)
断路器	33kV	94,497.40
	11kV	48,417.58

(Source: Price List June 2001 (DOE))

##### (2) 機材(支持物)

摘要	電圧	単価(MK)
支持物 *	33kV	69,723.71
	11kV	40,537.60
その他 **	-	15% of Structure

\* 線路のセクションの価格を参考にした

\*\* 配電用変圧器のコストを参考にした

##### (3) 労務、輸送 他

配電用変圧器の価格を参考にして、機材の5%と見積もった。

また、機材は外貨、労務と輸送は内貨として見積もった。

#### 5. Other

建設コストは以下の条件で見積もった。

- |                     |     |
|---------------------|-----|
| (a) Administration  | 3%  |
| (b) Engineering Fee | 8%  |
| (c) VAT             | 10% |

# 付録 第10章





付録 未電化トレーディングセンターの電化コスト(2/3)

Electrification Phase	Region		Northern					Central							Southern																				
	Name of District	Electrification Priority	Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Uboma	Kasungu	Nkhatakota	Nichisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Masasa	Lungwena	Likhonyowa	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje					
Phase IX	9			Tilora	Kamphanda	Maula	Engutwini			Mzandu	Kasuntha	Mncema	Phirilanjidi	Kalulu			Masasa	Lungwena	Likhonyowa		Kachulu						Kasunza			Kambenje				Sankhalani	204
	Peak Demand (kW)			38	113	38	113			68	264	26	91	32			4	204	113			204						69			16			204	
	Energy Demand (MWh)			190	567	190	567			340	1,322	132	458	159			18	1,021	567			1,021						345			81			1,021	
	Appropriate Electrification Method			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.			DL Ext.						DL Ext.			DL Ext.			DL Ext.	
	Electrification Cost (x1,000US\$)			235	117	71	176			208	242	176	281	130			249	210	88			105						88			86			193	
	Tariff Multiple			6.04	1.45	2.20	1.92			3.24	1.36	6.47	3.27	4.18			62.04	1.45	1.23			1.00					1.67			5.25			1.38		
Phase X	10			Hara	Mphompha	Lwazi				Nkhondo	Chakhunga	Chitala	Kachale					Kwisimba	Malendani		Sakata										Kamwendu				
	Peak Demand (kW)			26	113	38				124	117	224	96					94	204			6										146			
	Energy Demand (MWh)			132	567	190				621	588	1,121	482					472	1,021			30										729			
	Appropriate Electrification Method			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.					DL Ext.	DL Ext.			DL Ext.									DL Ext.			DL Ext.	
	Electrification Cost (x1,000US\$)			71	252	115				146	146	180	176					222	210			115									105			105	
	Tariff Multiple			2.92	2.52	1.99				1.59	1.64	1.26	2.17					2.63	1.45			17.58									2.82			2.82	
Phase XI	11			Lupembe							Kayoyo	Nalunga	Chingodwe	Chimbalanga					Nanyumbu		Makina														
	Peak Demand (kW)			113							90	45	113	115					38			204													
	Energy Demand (MWh)			567							449	226	567	575					190			1,021													
	Appropriate Electrification Method			DL Ext.							DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.					DL Ext.			DL Ext.													
	Electrification Cost (x1,000US\$)			117							193	176	88	281					71			134													
	Tariff Multiple			1.46							2.44	4.00	1.23	2.70					2.19			1.12													
Phase XII	12											Dzoole	Siyasiya	Mtema						Molipa		Ngweleru													
	Peak Demand (kW)											105	113	170								224													
	Energy Demand (MWh)											526	567	851								567													
	Appropriate Electrification Method											DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.							DL Ext.		DL Ext.												
	Electrification Cost (x1,000US\$)											193	88	239								88		137											
	Tariff Multiple											2.16	1.23	1.79								1.23		1.08											
Phase XIII	13											Kalonga	Matenje	Bisai								Chisunzi													
	Peak Demand (kW)											48	38	112								113													
	Energy Demand (MWh)											239	190	562								567													
	Appropriate Electrification Method											DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.								DL Ext.													
	Electrification Cost (x1,000US\$)											71	115	208									103												
	Tariff Multiple											1.86	3.23	2.19									1.35												
Phase XIV	14											Kalumbu	Chagunda	Mbingombe								Ngondole													
	Peak Demand (kW)											146	113	153								204													
	Energy Demand (MWh)											730	567	766								1,021													
	Appropriate Electrification Method											DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.								DL Ext.													
	Electrification Cost (x1,000US\$)											178	88	312									149												
	Tariff Multiple											1.63	1.23	4.16									1.19												
Phase XV	15											Mkukula	Pemba	Sinumbwe																					
	Peak Demand (kW)											124	224	26																					
	Energy Demand (MWh)											621	1,121	132																					
	Appropriate Electrification Method											DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.																					
	Electrification Cost (x1,000US\$)											103	166	176																					
	Tariff Multiple											1.28	1.20	6.46																					
Phase XVI	16											Chakadza	Mphenzi	Kang'oma																					
	Peak Demand (kW)											158	38	227																					
	Energy Demand (MWh)											792	190	1,137																					
	Appropriate Electrification Method											DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.																					
	Electrification Cost (x1,000US\$)											120	235	210																					
	Tariff Multiple											1.22	6.01	1.36																					

付録 未電化トレーディングセンターの電化コスト(3/3)

Electrification Phase	Region	Northern						Central							Southern													
	Name of District	Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Nichisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Nicheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase XIII	Electrification Priority																											
	17										Chimungu		Chiwamba															
	Peak Demand (kW)										86		102															
	Energy Demand (MWh)										430		511															
	Appropriate Electrification Method										DL Ext.		DL Ext.															
	Electrification Cost (x1,000US\$)										176		88															
	Tariff Multiple										2.35		1.31															
Phase XIV	18										Thonje		Chadza															
	Peak Demand (kW)										86		224															
	Energy Demand (MWh)										430		1,122															
	Appropriate Electrification Method										DL Ext.		DL Ext.															
	Electrification Cost (x1,000US\$)										132		256															
	Tariff Multiple										1.90		1.56															
	19											Kayembe		Kalumbu														
Peak Demand (kW)											115		189															
Energy Demand (MWh)											575		946															
Appropriate Electrification Method											DL Ext.		DL Ext.															
Electrification Cost (x1,000US\$)											252		163															
Tariff Multiple											2.48		1.31															
Phase XV	20											Simbi		Kalima														
	Peak Demand (kW)											86		45														
	Energy Demand (MWh)											430		226														
	Appropriate Electrification Method											DL Ext.		DL Ext.														
	Electrification Cost (x1,000US\$)											146		100														
	Tariff Multiple											1.67		1.01														
	21												Bweya															
Peak Demand (kW)												81																
Energy Demand (MWh)												407																
Appropriate Electrification Method												DL Ext.																
Electrification Cost (x1,000US\$)												132																
Tariff Multiple												1.98																
Phase XV	22												Ntiti															
	Peak Demand (kW)												115															
	Energy Demand (MWh)												575															
	Appropriate Electrification Method												DL Ext.															
	Electrification Cost (x1,000US\$)												88															
Tariff Multiple												1.98																