

## 第3章 ケニアの電力長期計画

### 3.1 電力需要予測

#### 3.1.1 序 説

本件事業の建設コストや採算性を判断するにあたり、設備容量や電気料金収入算出の根拠となる電力需要を正確に予測することは、今後数十年にわたって実際のプロジェクトを設備面と資金面の両方で支障なく運営していくためにも非常に重要である。ケニア・エネルギー省と KPLC がまとめた同国の電源開発計画である Least Cost Power Development Plan (LCPDP)の中で長期の需要予測が行われており、本調査ではこの最新のデータを基に、経済情勢なども考慮して今後の電力需要を慎重に検討する。

#### 3.1.2 ケニア側の需要予測

LCPDP の需要予測の前提となっているのは、前述したケニア政府が打ち出した国家計画”Vision 2030”の中の「今後、ケニアの GDP が年率 10%の成長を維持する」という部分で、電力需要もほぼこれに比例して伸びていくというのがケニア側の公式見解となっている。

2008年9月に発表された”Update of the LCPDP 2009-2029”もこの考えに沿ってベース、ロー、ハイの3つのケースで2030年までの今後20年余りの需要を算出しており、2010年代以降、最大電力がおおよそ年率10～11%で伸び続けるとしている。そして2008年12月には予測を一部修正し、直近の経済状況の変化などを反映して、経済が回復途上にある2012年までは年率8.0%の成長にとどまるとした。2008年9月の予測に比べると成長のペースを幾分抑えたものとなっているが、中長期的には10%程度の成長を維持するとしており、本件運用開始予定の2013年<sup>1</sup>の最大電力は1,715MWと、2008年比で約1.6倍と見込んでいる。また、2020年に3,474MW、2029年には8,183MWと、拡大幅はそれぞれ同3.2倍、7.5倍に達するとの予想である。

#### 3.1.3 LCPDP の変遷

ケニアの電源開発計画である LCPDP は、1966 年代から存在することだが、KPLC の計画部門によれば 1980 年代から本格的に世銀などの策定支援により作成されている。LCPDP (2008 年 9 月)によれば、ケニアの全国的電力開発計画は、1986 年にカナダの Acres International Limited (Consultants) により作成されたものが最初で、それ以来ケニア政府が時には世銀などのドナーの援助を借りて、経済状況の変化などに伴うケニア国内の電力需要の見直しにより下記するような変遷を経ている。2008 年以降を対象とした 2008 年 9 月版は、Vision 2030 で掲げられた今後 10 年間の経済成長率 10%を前提に策定されたが、その後 KPLC 内部で若干下方修正したものが 2008 年 12 月版としてドラフトされており、本調査の需要予測ではこの版の値を検討対象とした。この版の見直しは現在も続けら

<sup>1</sup> ケニア側の電源開発計画 (LCPDP) の中での想定年であり、本調査で想定する運用開始年は 2016 年。

れており未だレポート化されていないが、近いうちに 2010-2030 年版として最終化される  
とのことである。

表 3-1.1 LCPDP の変遷

No	Edition and Target period	Issued in	Prepared by	Remarks/Under assistance of
1.	1966-1986	No record left	No record left	
2.	1978-2000	No record left	No record left	
3.	1986-2006	Jun. 1986	Acres	UNDP/ World Bank
4.	1991-2010	1992	Acres	
5.	1994-2013	1994	MOE/KPLC	
6.	1997-2017	1998	Acres	
7.	2000-2020	Apr. 2000	Acres/ MOE/KPLC/KENGEN	
8.	2001-2019	Apr. 2001	MOE/KPLC/KENGEN	
9.	2003-2022	Sep. 2002	MOE/KPLC/KENGEN	
10.	2004-2024	Mar. 2004	MOE/KPLC/KENGEN	
11.	2006-2026	May 2005	MOE/KPLC/KENGEN	
12.	2006-2026	Dec. 2005	MOE/KPLC/KENGEN	No report exists; only plan schedule presented in a PowerPoint was prepared under World Bank training support for newly introduced planning models.
13.	2008-2028	Feb. 2007	MOE/KPLC/KENGEN	
14.	2009-2029	Mar. 2008	MOE/KPLC/KENGEN	
15.	2009-2029	Sep. 2008	MOE/KPLC/KENGEN	
16.	2009-2030	Dec. 2008 (Preparation on-going)	MOE/KPLC/KENGEN/ ERC	World Bank No report exists; only electric data.

## Legend :

- MOE -Ministry of Energy, Kenya  
KENGEN -Kenya Electricity Generating Company  
ERC -Energy Regulatory Commission, Kenya

出典:KPLC

KPLC より入手した LCPDP, First Report (2008 年 9 月) の構成は、Executive Summary, Introduction に続き、電力需要予測、燃料価格予測、開発可能な発電設備と送電設備、発電設備開発計画手法 (Generation Simulation, GENSIM と呼ばれるソフトウェアを使用) そして結論として推奨される発電設備開発の順序として優先順位上位から Geothermal + Import (水力) + 国内水力 + ガスタービン、といった開発パターンを列記している。

表 3-1.2 に LCPDP によるケニア国内の電力需要予測を示す。2008 年 9 月版は正式なレポートが存在し、Base Case, Low Case, High Case の 3 つの記載があるが、同 12 月版は Base Case のみである。以降の検討において基本的に LCPDP を参照する場合は 2008 年 12 月版を意味するものとする。

表 3-1.2 LCPDP によるケニア国内の電力需要予測

Fiscal Year*	Total Load Forecast by LCPDP (Sep. 2008 Update)						LCPDP Forecast (Dec. 2008)	
	Low Case		Basic Case		High Case		Basic Case	
	Net System Peak (MW)	Annual Growth	Net System Peak (MW)	Annual Growth	Net System Peak (MW)	Annual Growth	Net System Peak (MW)	Annual Growth
2007/08	1,036	5.8%	<b>1,036</b>	<b>5.8%</b>	1,036	5.8%	<b>1,086</b>	<b>10.9%</b>
2008/09	1,183	14.2%	<b>1,188</b>	<b>14.7%</b>	1,190	14.9%	<b>1,173</b>	<b>8.0%</b>
2009/10	1,318	11.4%	<b>1,334</b>	<b>12.3%</b>	1,342	12.8%	<b>1,267</b>	<b>8.0%</b>
2010/11	1,452	10.2%	<b>1,481</b>	<b>11.0%</b>	1,494	11.3%	<b>1,368</b>	<b>8.0%</b>
2011/12	1,628	12.1%	<b>1,672</b>	<b>12.9%</b>	1,693	13.3%	<b>1,477</b>	<b>8.0%</b>
2012/13	1,777	9.2%	<b>1,838</b>	<b>9.9%</b>	1,868	10.3%	<b>1,715</b>	<b>16.1%</b>
2013/14	1,947	9.6%	<b>2,029</b>	<b>10.4%</b>	2,070	10.8%	<b>1,905</b>	<b>11.1%</b>
2014/15	2,134	9.6%	<b>2,242</b>	<b>10.5%</b>	2,296	10.9%	<b>2,112</b>	<b>10.9%</b>
2015/16	2,350	10.1%	<b>2,487</b>	<b>10.9%</b>	2,557	11.4%	<b>2,339</b>	<b>10.7%</b>
2016/17	2,595	10.4%	<b>2,767</b>	<b>11.3%</b>	2,855	11.7%	<b>2,586</b>	<b>10.6%</b>
2017/18	2,853	9.9%	<b>3,066</b>	<b>10.8%</b>	3,175	11.2%	<b>2,856</b>	<b>10.4%</b>
2018/19	3,142	10.1%	<b>3,401</b>	<b>10.9%</b>	3,536	11.4%	<b>3,151</b>	<b>10.3%</b>
2019/20	3,460	10.1%	<b>3,774</b>	<b>11.0%</b>	3,938	11.4%	<b>3,474</b>	<b>10.3%</b>
2020/21	3,811	10.1%	<b>4,188</b>	<b>11.0%</b>	4,387	11.4%	<b>3,828</b>	<b>10.2%</b>
2021/22	4,197	10.1%	<b>4,647</b>	<b>11.0%</b>	4,887	11.4%	<b>4,215</b>	<b>10.1%</b>
2022/23	4,617	10.0%	<b>5,151</b>	<b>10.8%</b>	5,437	11.3%	<b>4,638</b>	<b>10.0%</b>
2023/24	5,075	9.9%	<b>5,706</b>	<b>10.8%</b>	6,046	11.2%	<b>5,102</b>	<b>10.0%</b>
2024/25	5,576	9.9%	<b>6,318</b>	<b>10.7%</b>	6,722	11.2%	<b>5,611</b>	<b>10.0%</b>
2025/26	6,125	9.8%	<b>6,995</b>	<b>10.7%</b>	7,471	11.1%	<b>6,168</b>	<b>9.9%</b>
2026/27	6,726	9.8%	<b>7,742</b>	<b>10.7%</b>	8,302	11.1%	<b>6,779</b>	<b>9.9%</b>
2027/28	7,383	9.8%	<b>8,568</b>	<b>10.7%</b>	9,224	11.1%	<b>7,449</b>	<b>9.9%</b>
2028/29	8,104	9.8%	<b>9,480</b>	<b>10.6%</b>	10,248	11.1%	<b>8,183</b>	<b>9.9%</b>
2029/30	8,894	9.7%	<b>10,489</b>	<b>10.6%</b>	11,385	11.1%	N/A	-

出典：LCPDP (September 2008/December 2008)

\*:ケニアの会計年度は7月から翌年6月の期間であり通常/をはさんで年度を表示する

### 3.1.4 需要予測と経済の実情

ケニア政府が、同国経済は中長期的に GDP10%以上の成長を維持するとの目標を立てている一方、国際機関などはやや慎重な見方が多い。国際通貨基金（IMF）による世界経済見通しである”The World Economic Outlook”(WEO)の最新の予測（2009年4月）によれば、世界経済危機などの影響で CY2008 の実質 GDP の成長率は 2.0%と、前年の 7.0%から大きく減速した。その後 CY2012 年には 6.3%まで回復するとしているが、CY2013 以降の成長率は経済危機前と同程度の 6.5%で推移するとの予想である。調査団が世銀や JETRO などケニア経済のアナリストに聞き取り調査したところ、この IMF による CY2013 以降の成長率を 6.5%程度とする予想は妥当な水準であるとの意見であった。

そこで調査団は、GDP の成長率とほぼ同程度で電力需要が伸びて行くとする LCPDP の想定手法を用いて、GDP の予想成長率を IMF ベースのものに置き換えて今後の需要の試算を行った。IMF のデータは暦年 (CY) ベースで、会計年度 (FY) を 7~6 月とする KPLC のデータとの整合性を取る必要があるため、IMF のデータを 2 年間の移動平均による FY ベースのものに修正した。

表 3-1.3 KPLC による GDP 成長率予測と IMF の予測との差異

Fiscal Year	Low Forecast	Basic Forecast	High Forecast	IMF Forecast*
2007/08	4.5%	<b>4.5%</b>	4.5%	<b>4.5%</b>
2008/09	6.9%	<b>7.9%</b>	8.4%	<b>2.5%</b>
2009/10	7.7%	<b>8.7%</b>	9.1%	<b>3.5%</b>
2010/11	8.4%	<b>9.4%</b>	9.9%	<b>4.5%</b>
2011/12	9.0%	<b>10.0%</b>	10.5%	<b>5.7%</b>
2012/13	10.0%	<b>11.0%</b>	11.5%	<b>6.4%</b>
After 2013/14	10.0%	<b>11.0%</b>	11.5%	<b>6.5%</b>

\*Modified CY data for FY

出典: LCPDP (September 2008), IMF: The World Economic Outlook, updated in April 2009

表 3-1.3 における IMF の予想は、2008 年後半の世界経済危機の影響を織り込んでいるため、経済危機前に出された LCPDP の予測よりもより現実を反映したものとなっている。LCPDP ではローケースではベースケースよりも GDP の成長率が 1% 下振れし、ハイケースでは 0.5% 上振れするとしている。また後に述べる表 3-1.5 の IMF の経済予測を基にした電力需要予測では、LCPCP と同様にマイナス 1%~プラス 0.5% の範囲での予想を行っている。ここではケニアにおける過去の最大電力の伸びと GDP 成長率との関係を見ることとする。表 3-1.4 はケニアにおける 1994/95 年度からの最大需要 (実績) と発電設備容量である。

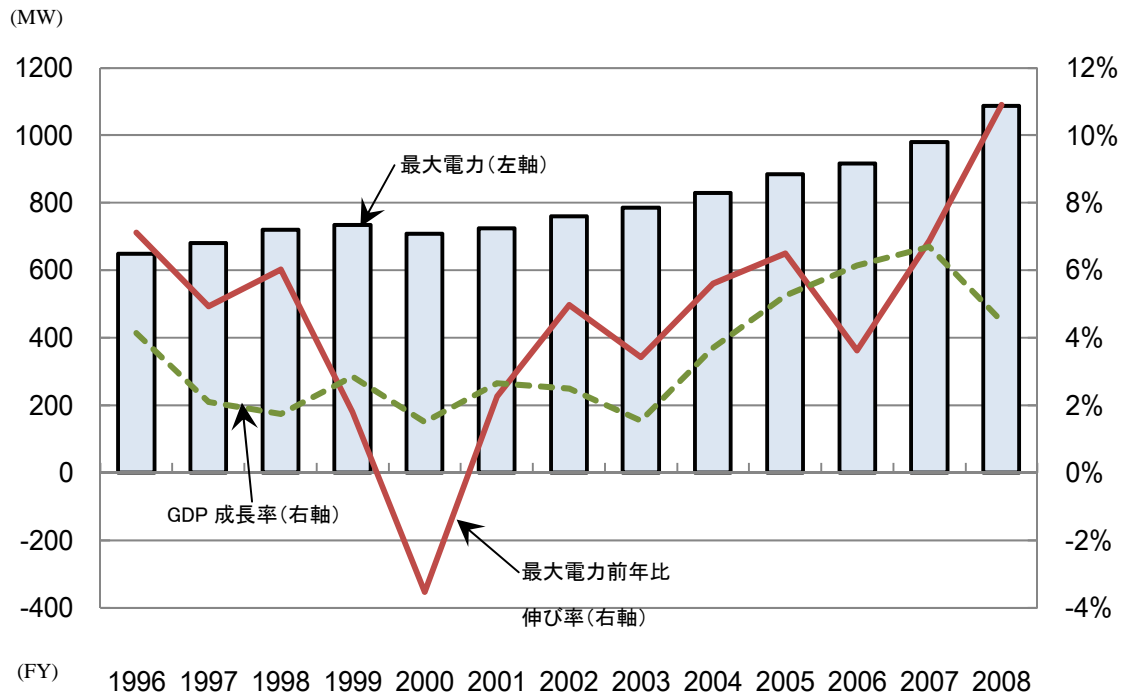
表 3-1.4 ケニアにおける最大需要(実績)と発電設備容量

Fiscal Year	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01
System Peak Demand (MW)	605	648	680	721	734	708	724
System Effective Capacity (MW)	Not av.	723	754	791	831	909	988
Fiscal Year	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08
System Peak Demand (MW)	760	786	830	884	916	979	1,036
System Effective Capacity (MW)	1,096	1,047	1,142	1,067	1,135	1,153	1,267

Note: System Peak Demand excludes export demand. "Not av." means "Data not available".

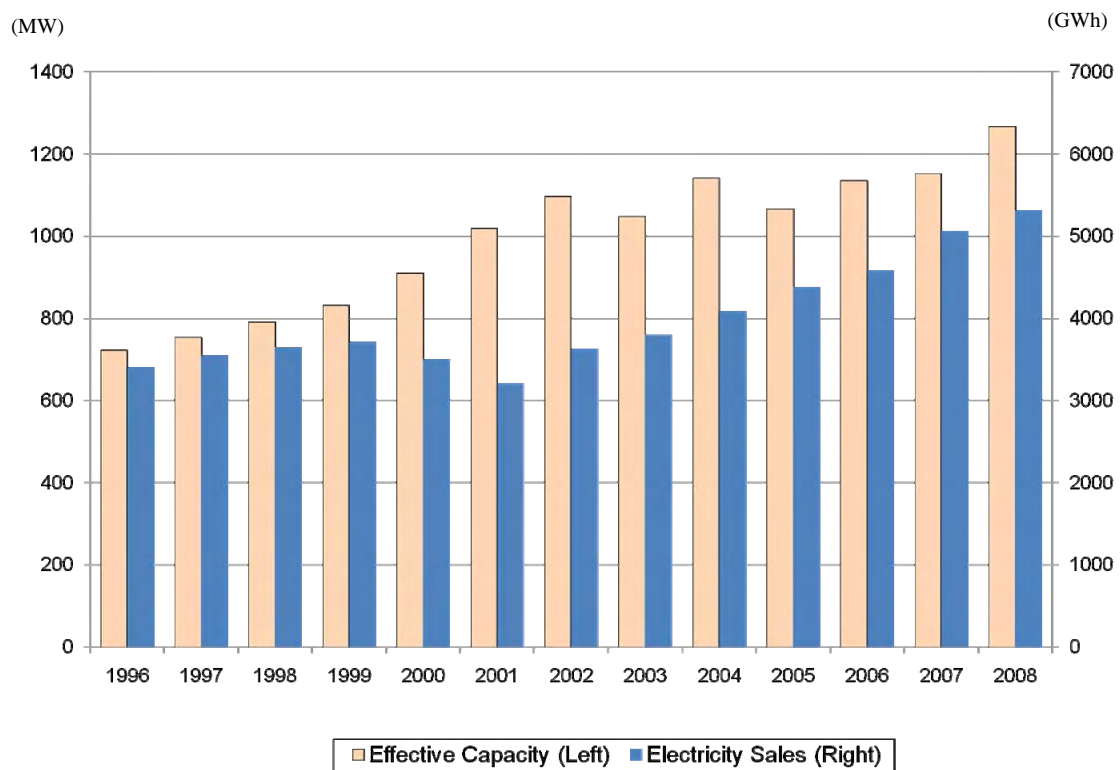
出典: KPLC アニュアルレポート 1999-2008

上の表の最大需要を棒グラフ (左側縦軸) とし、ケニアにおける過去の最大電力の伸びと、GDP 成長率とを図 3-1.1 に折れ線グラフ (右側縦軸) で示した。この図から分かる通り最大電力は GDP 成長率よりも 1~2% 程度高い水準で伸びていることが多い。そこで、今回の想定では便宜的に最大電力の伸び率を GDP プラス 1% とおいて算定した。つまり、GDP 成長率が 6.5% で安定する 2014 年以降の最大電力は、ベースケースで 7.5%、ローケースで 6.5%、ハイケースで 8.0% の伸びとなる。



出典: KPLC アニュアルレポート 1999-2008

図 3-1.1 過去の最大電力の伸びと GDP 成長率



出典: KPLC アニュアルレポート 1996-2008

図 3-1.2 設備容量と販売電力量の推移

表 3-1.5 IMF の GDP 成長率データをベースにした電力需要予測

Fiscal Year	Total Load Forecast based on the GDP Growth Forecast by IMF (as of Apr. 2009)						LCPDP Forecast (Dec. 2008)	
	Low Case		Basic Case		High Case		Basic Case	
	Net System Peak (MW)	Annual Growth (%)	Net System Peak (MW)	Annual Growth (%)	Net System Peak (MW)	Annual Growth (%)	Net System Peak (MW)	Annual Growth (%)
2007/08	1,086	10.9%	<b>1,086</b>	<b>10.9%</b>	1,086	10.9%	<b>1,086</b>	<b>10.9%</b>
2008/09	1,113	2.5%	<b>1,124</b>	<b>3.5%</b>	1,129	4.0%	<b>1,173</b>	<b>8.0%</b>
2009/10	1,152	3.5%	<b>1,175</b>	<b>4.5%</b>	1,186	5.0%	<b>1,267</b>	<b>8.0%</b>
2010/11	1,204	4.5%	<b>1,239</b>	<b>5.5%</b>	1,257	6.0%	<b>1,368</b>	<b>8.0%</b>
2011/12	1,273	5.7%	<b>1,322</b>	<b>6.7%</b>	1,348	7.2%	<b>1,477</b>	<b>8.0%</b>
2012/13	1,354	6.4%	<b>1,420</b>	<b>7.4%</b>	1,454	7.9%	<b>1,715</b>	<b>16.1%</b>
2013/14	1,442	6.5%	<b>1,527</b>	<b>7.5%</b>	1,570	8.0%	<b>1,905</b>	<b>11.1%</b>
2014/15	1,536	6.5%	<b>1,641</b>	<b>7.5%</b>	1,696	8.0%	<b>2,112</b>	<b>10.9%</b>
2015/16	1,636	6.5%	<b>1,764</b>	<b>7.5%</b>	1,832	8.0%	<b>2,339</b>	<b>10.7%</b>
2016/17	1,742	6.5%	<b>1,896</b>	<b>7.5%</b>	1,978	8.0%	<b>2,586</b>	<b>10.6%</b>
2017/18	1,855	6.5%	<b>2,039</b>	<b>7.5%</b>	2,136	8.0%	<b>2,856</b>	<b>10.4%</b>
2018/19	1,976	6.5%	<b>2,192</b>	<b>7.5%</b>	2,307	8.0%	<b>3,151</b>	<b>10.3%</b>
2019/20	2,104	6.5%	<b>2,356</b>	<b>7.5%</b>	2,492	8.0%	<b>3,474</b>	<b>10.3%</b>
2020/21	2,241	6.5%	<b>2,533</b>	<b>7.5%</b>	2,691	8.0%	<b>3,828</b>	<b>10.2%</b>
2021/22	2,387	6.5%	<b>2,723</b>	<b>7.5%</b>	2,907	8.0%	<b>4,215</b>	<b>10.1%</b>
2022/23	2,542	6.5%	<b>2,927</b>	<b>7.5%</b>	3,139	8.0%	<b>4,638</b>	<b>10.0%</b>
2023/24	2,707	6.5%	<b>3,146</b>	<b>7.5%</b>	3,390	8.0%	<b>5,102</b>	<b>10.0%</b>
2024/25	2,883	6.5%	<b>3,382</b>	<b>7.5%</b>	3,662	8.0%	<b>5,611</b>	<b>10.0%</b>
2025/26	3,070	6.5%	<b>3,636</b>	<b>7.5%</b>	3,954	8.0%	<b>6,168</b>	<b>9.9%</b>
2026/27	3,270	6.5%	<b>3,909</b>	<b>7.5%</b>	4,271	8.0%	<b>6,779</b>	<b>9.9%</b>
2027/28	3,482	6.5%	<b>4,202</b>	<b>7.5%</b>	4,612	8.0%	<b>7,449</b>	<b>9.9%</b>
2028/29	3,709	6.5%	<b>4,517</b>	<b>7.5%</b>	4,981	8.0%	<b>8,183</b>	<b>9.9%</b>
2029/30	3,950	6.5%	<b>4,856</b>	<b>7.5%</b>	5,380	8.0%	N/A	-

出典：JICA 調査団、LCPDP (December 2008)

表 3-1.5 から、毎年の GDP 成長率が数%異なると、同じ計算手法を用いても 10 年後、20 年後の電力需要には大きな差が生じることがわかる。例えば、年率 10%の経済成長を前提にした、LCPDP による 2014/15 年度の最大電力の予想値は 2,112MW となり、これは IMF の数値を基にした調査団算定（以下、IMF ベース）によるベースケースの予想値の約 1.29 倍である。しかし、2028/29 年度には LCPDP が 8,183MW、IMF ベースの予想値が 4,517MW と、その差は約 1.8 倍まで拡大する。

本協力準備調査では LCPDP のやや楽観的な需要予測に固執して将来の電力設備に対する設備投資が過大とならぬよう、IMF ベースの電力需要予測との対比に配慮した調査、分析を行う。

このため本報告書における電力需要予測の系統解析における扱いは以下のとおりとする。

長期計画系統に於いて、需要予測が異なれば電源開発年度・系統増強年度は異なるものとなる。しかし、年度は異なっても系統規模が等しければ電源開発、系統増強は等しく同一の系統であると考えられる。これにより、系統解析においては LCPDP（2008年12月）に基づく年度を表示する事を原則とするが、当該系統規模の断面での系統解析結果であると解釈する。

表 3-1.6 に LCPDP と本調査団の IMF ベース需要想定との同一系統規模に到達する年度の対比を示す。IMF ベースの想定では LCPDP と比較し前半の 1,700MW に到達する年度は約 2 年遅れ、8,000MW に到達する後半年度は約 8 年遅れとなる。

表 3-1.6 LCPDP と本調査団の需要想定 (IMF base) との同一系統規模到達年度比較

LCPDP	Fiscal Year	2012 /13	2013 /14	2014 /15	2015 /16	2016 /17	2017 /18	2018 /19	2019 /20	2020 /21
	Peak demand (MW)	1,715	1,905	2,112	2,339	2,586	2,856	3,151	3,474	3,828
IMF base	Fiscal Year	2014 /15	2016 /17	2018 /19	2019 /20	2020 /21	2022 /23	2023 /24	2024 /25	2026 /27
	Peak demand (MW)	1,641	1,896	2,192	2,356	2,533	2,927	3,146	3,382	3,909
LCPDP	Fiscal Year	2021 /22	2022 /23	2023 /24	2024 /25	2025 /26	2026 /27	2027 /28	2028 /29	2029 /30
	Peak demand (MW)	4,215	4,638	5,102	5,611	6,168	6,779	7,449	8,183	
IMF base	Fiscal Year	2027 /28	2028 /29	2030 /31	2031 /32	2032 /33	2034 /35	2035 /36	2036 /37	
	Peak demand (MW)	4,202	4,518	5,221	5,612	6,033	6,972	7,495	8,057	

出典: JICA 調査団

## 3.2 電源開発計画

### 3.2.1 Vision 2030 と電源開発計画

ケニアの国家計画 Vision 2030 において、今後 25 年間にわたり GDP 成長率平均 10% 達成や、2020 年までの電化率 40% の達成などの将来目標値が掲げられており、これを基にケニアの電源開発計画 LCPDP や地方電化計画 REM 2009 が策定されている。一方第 4 章で述べている東アフリカパワープール構想のマスタープラン (EAPMP) は、東アフリカ共同体 (EAC) がカナダのコンサルタントを使い作成したものであり、ナイル川流域先導会議 (NBI) 加盟の内の 9 カ国の多国間連系送電線開発計画である。これら開発計画の関係を以下に示す。

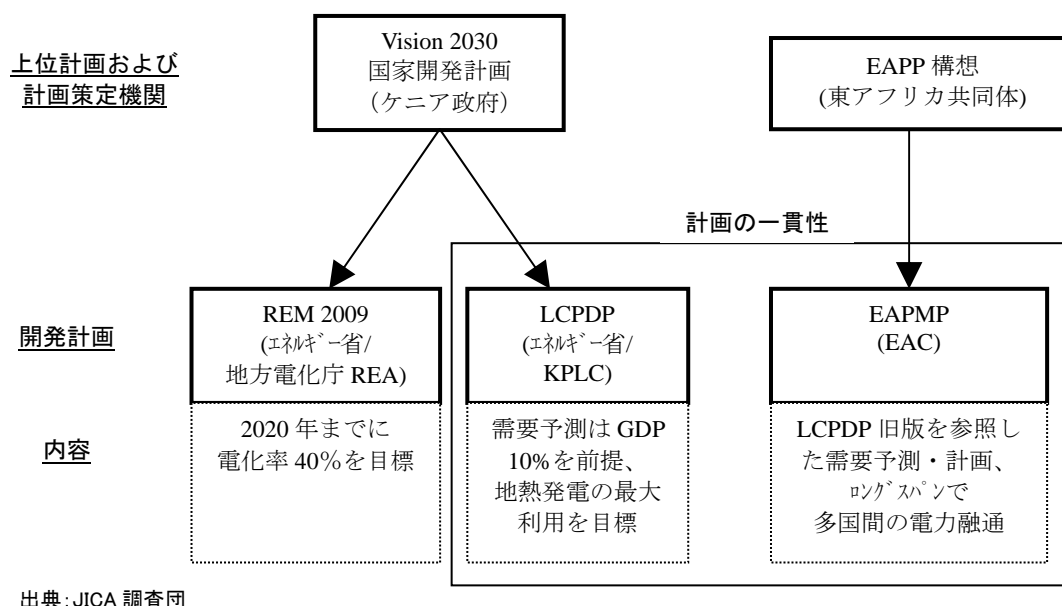


図 3-2.1 各開発計画相互の関係

ケニアの電源開発計画 LCPDP や地方電化計画 REM 2009 は、ケニアの国家開発計画 Vision 2030 の目標事項をベースに策定されている。一方東アフリカパワープール構想の EAPMP は多国間の計画なので LCPDP の上位計画といえる。EAPMP は 2004 年旧版ではあるがケニアの LCPDP を参照し、電力需要予測および電力設備計画を行っている。また、REA が目標としている電化率 40%がもたらす需要の増加は、LCPDP の需要予測に見られる急激な需要増加として反映されている。

### 3.2.2 LCPDP による電源開発計画

表 3-2.1 に改訂版 LCPDP (2008 年 12 月) に示された 2020 年までのケニアにおける電源開発計画を示す。2008/09 年度から 2019/20 年度までの 12 年間に水力 70.6MW、地熱 795.1MW、火力 1,028MW、風力 355.1MW の合計 2,248.8MW (廃止される設備も考慮) を開発するとともに、エチオピアから 1,000MW 電力を輸入する計画である。

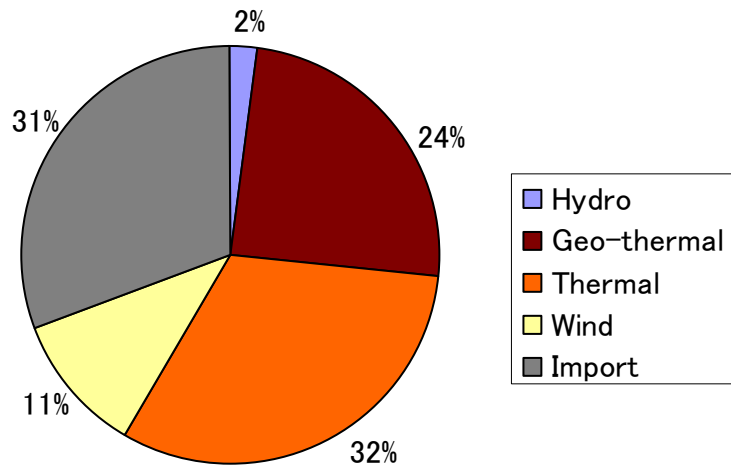
図 3-2.2 に同期間に開発される電源の輸入電力を含めた種類別開発電源比率を示す。主要開発電源は地熱と石炭火力を主とする火力であり、電力輸入も大きな比率を占めている。

図 3-2.3 に 2019/20 年度末の輸入を含めた種類別の電源比率を示す。2.3.4 章に述べた既設電源と比較すると、水力が 52%から 18%と大幅にシェアを低下、火力は 32%と現状を維持、地熱は 13%から 20%、風力は 0%から 8%と増加が著しく、輸入も 22%と大きな割合を占めている。

現状では水力が過半を占めているため、乾期、雨期の出力変動で需給に大きな影響を与えており、乾期の供給力が特に逼迫するが、将来水力発電の比率が低下するため、乾期及

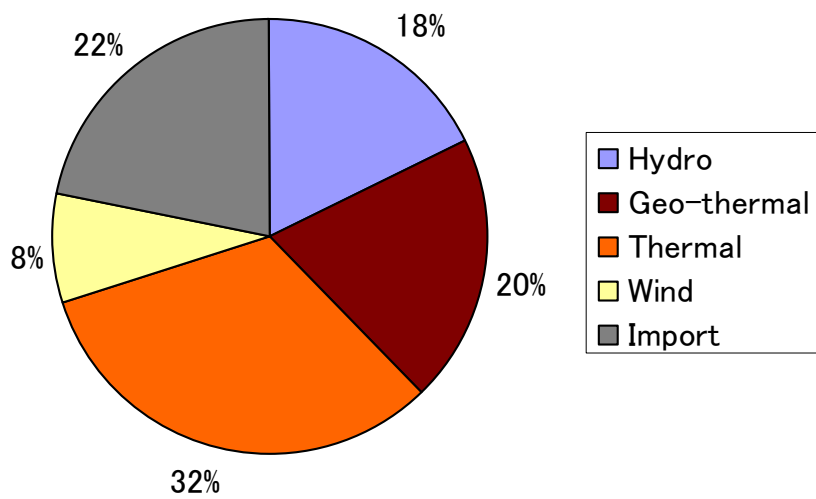


び雨期の水力発電の出力変動が需給に与える影響は比較的少なくなる。



出典: KPLC よりのデータに基づき調査団作成

図 3-2.2 種類別開発電源比率(2009~2020 年)



出典: KPLC よりのデータに基づき調査団作成

図 3-2.3 種類別電源比率(2019/20 年度末)

表 3-2.1 ケニアの電源開発計画(孤立系統を除く)

Fiscal year	Name	Type / Installed capacity (MW)					Total effective capacity (MW)	Peak load (MW)	Reserve margin* (%)
		Hydro	Geo-thermal	Thermal Cogen.	Wind	Import			
2007 /08	Existing	737.3 (Actual)	128 (Actual)	431 (Actual)	0.4 (Actual)	-	1,254 (Actual)	1,086 (Actual)	15
2008 /09	Olkaria III		35.1						
	Mumias Cogen.			25.95					
	Kiambere removal	-144							
	Kiambere upgrade Ngong wind	82			5.1		1,253	1,173	7
2009 /10	Iber Africa MSD Tana	10		82.5					
	Rabai MSD			88.6			1,434	1,267	13
2010 /11	Olkaria II		35						
	Emerg. D phase out			-146					
	Aelous wind				50				
	KenGen MSD			100					
	Kiambere upgrade	82							
	FIAT GT phase out			-10					
	Athi river mining Turkana wind			18.5		150	1,514	1,368	11
2011 /12	Sangro	20.6							
	Mombasa IPP coal Turkana wind			300		150			
	Kindaruma	20					1,854	1,477	26
2012 /13	Import Ethiopia					200			
	Olkaria IV		140				2,194	1,715	28
2013 /14	Olkaria I		55				2,249	1,905	18
2014 /15	Olkaria IV		70						
	Import Ethiopia					200	2,519	2,112	19
2015 /16	KenGen MSD			100					
	Olkaria I phase out Geotherma IV		-30				2,659	2,339	14
2016 /17	Geotherma IV		70						
	Import Ethiopia					200	2,929	2,586	13
2017 /18	Mombasa IPP coal			300					
	Geotherma IV		70				3,299	2,856	16
2018 /19	Kipevu D phase out			-75					
	Menengai geotherm.		140						
	Import Ethiopia					200	3,564	3,151	13
2019 /20	Menengai geotherm.		140						
	IBA 1 D phase out			-56.6					
	Mombasa IPP coal Import Ethiopia			300		200	4,147	3,474	19
Total developed capacity (2009-2020)		70.6	795.1	1,028	355.1	1,000			
Total installed cap.		807.9	910.1	1,459	355.5	1,000			

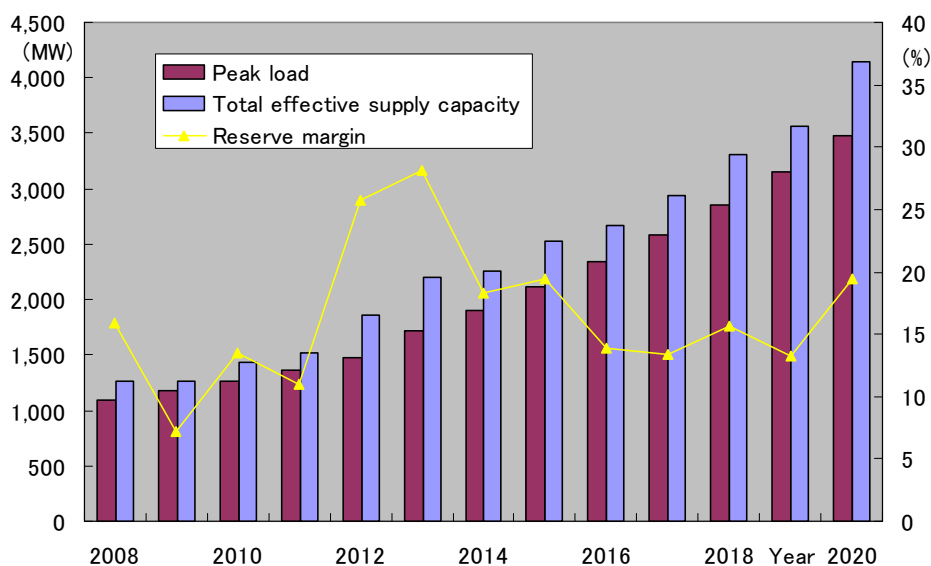
出典: KPLC のデータより調査団作成

\*: Reserve margin=(Total effective cap.)/(Peak load)-1

### 3.2.3 需給バランス

図 3-2.4 に各年度の需給バランスと予備率（Reserve margin）を示す。供給力は電源の実効出力を用いており、風力は変動発電力であるためピーク負荷時に供給力として期待しないとの考えで、KPLC は風力を供給力から除外している。

今後需給が厳しい状況が続き 2010/11 年度は予備率が 11%程度に落ち込む見込みであるが、2011/12 年度に石炭火力 300MW が運開するとともに、2012/13 年度にはエチオピアから 200MW を輸入する計画であり、それ以降は 15%程度の予備率を確保できる見込みである。



出典: JICA 調査団

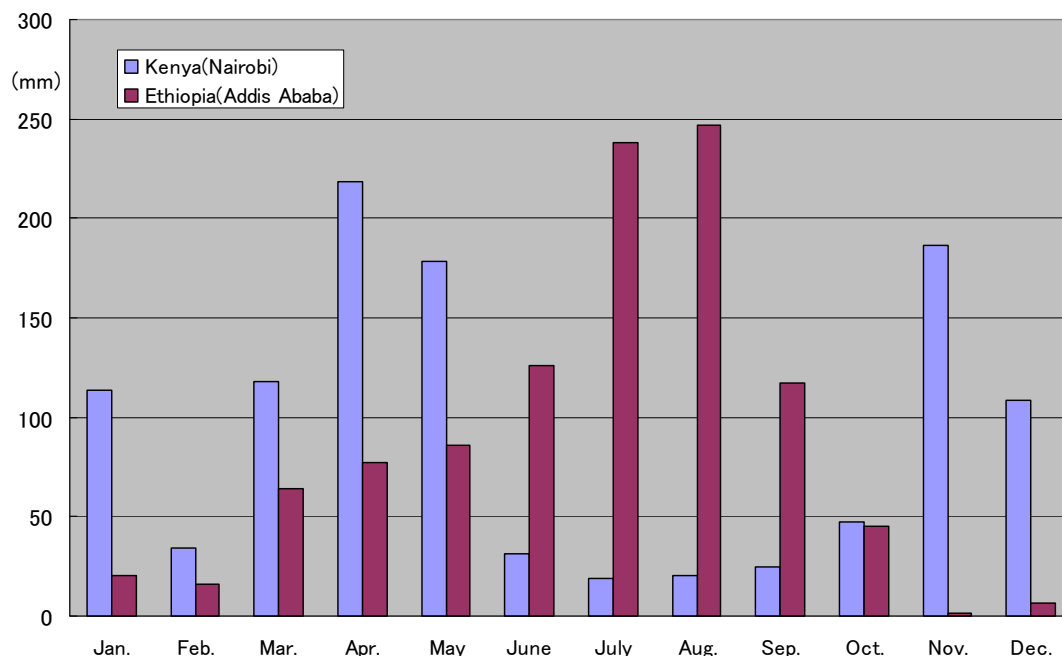
図 3-2.4 需給バランスと予備率

### 3.2.4 エチオピアからの電力輸入

表 3-2.1 に示すようにエチオピアからの電力輸入は 2012/13 年に 200MW、2014/15 年に 400MW、2016/17 年に 600MW、2018/19 年に 800MW、2019/20 年に 1,000MW と急速に増加する。この電源は第 4 章に詳述するが、Gibe III 発電所（1,800MW：2011 年 900MW、2012 年 900MW）、Mendaya 発電所（2,000MW、2018 年運開）等の水力発電所である。Gibe III 発電所の発電コストは US\$0.0457/kwh (Ethiopia-Kenya Power System Interconnection Project Draft Final Report 2008.5 Fichtner) と算出されており、1200km の長距離送電により送電コストが加わるものの火力発電よりも低コストであることが期待され、ケニアにとって非常に有利な電源である。

加えてケニアの水力発電所の出力が低下する乾期に供給力として期待できるメリットもある。図 3-2.5 にケニアとエチオピアの月別降雨量を示す。赤道を挟んだ両国は雨期、乾

期が全く逆であり、ケニアが乾期で供給力が不足する時期にエチオピアでは雨期に当たる。特にケニアで大乾期と呼ばれる6月から9月までの期間にエチオピアでは降雨量が年間で最大となる雨期に当たり、この間のケニア国内の供給不足を補完することができる。このため両国の系統を相互に接続し電力融通を行うメリットは大きい。



出典： ケニア側：ケニア気象庁データ Nairobi1959～2006 年平均値、 エチオピア側：エチオピア気象庁データ Addis Ababa 1998～2008 年の平均値

図 3-2.5 ケニアとエチオピアの月別降雨量

### 3.3 系統増強計画

表 3-3.1、図 3-3.1 に LCPDP (2008 年 12 月) に示された送電線増強計画を示す。2011/12 年度に臨海部に運開する大規模石炭火力(Mariakani 発電所)の送電用としてケニア初の 400kV 送電線が Mariakani—Isinya 間に運転を開始する。またエチオピアとの直流連系が完成し 200MW の電力輸入が開始される 2012/13 年度には輸入された電力のケニア国内への送電のため 400kV Longonot—Isinya 線が運転を開始するとともに、隣国タンザニアとの連系用として 400kV Arusha—Isinya 線が完成する。さらに 220kV Lessos—Tororo 線の運開により隣国ウガンダとの連系は現在の 132kV 送電線から 220kV に移行し電力の融通可能性が増加する。

また既設 132kV Juja—Naivasha—Lanet—Lessos 送電線は 50 年以上経過した設備であるとともに送電容量も 1 回線当たり 77MW (力率 95%と仮定) と小さく過負荷と信頼度対策として 220kV Oikaria—Lessos 線が 2012/13 年度に運開する計画である。

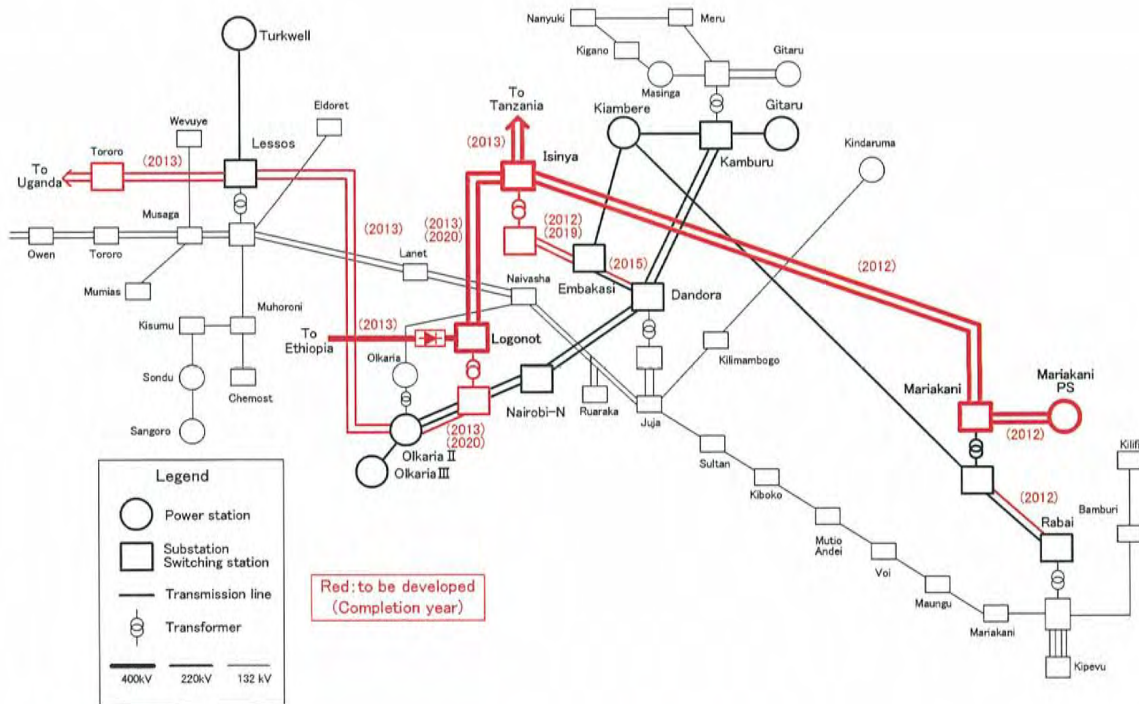
これらの基幹送電線によりケニアの東西を縦貫する電力ハイウェイ網が構築されるとともに、エチオピア、ウガンダ、タンザニアとの国際連系の大きなパイプが完成することと

なる。

表 3-3.1 ケニアの送電線増強計画(2008/09-2019/20年度)

Year	Line section	Voltage (kV)	Length (km)	No. of circuits	Remarks
2011/12	Mombasa(Mariakani)-Nairobi(Isinya)	400	429	2	
	Rabai-Mariakani	220	20	2	
	Isinya-Embakasi	220	35	2	
2012/13	Olkaria-Lessos	220	203	2	
	Lessos-Tororo	220	120	2	Interconnection to Uganda
	Arusha-Isinya	400	150	2	Interconnection to Tanzania
	Ethiopia(Sodo) - Kenya(Logonot)	DC500	1200	2	Interconnection to Ethiopia
	Logonot-Isinya	400	80	2	
	Olkaria-Logonot	220	30	2	
2014/15	Isinya-Dandora	220	40	2	
2018/19	Isinya-Dandora	220	40	2	
2019/20	Olkaria-Logonot	220	30	2	
	Logonot-Isinya	400	80	2	

出典: KPLC



出典: JICA 調査団

図 3-3.1 ケニアの送電線増強計画

LCPDP (September 2008)の報告書の Chapter 4、4.5.4 に「ケニア-ウガンダの連系のために

220kV Olkaria—Lessos 送電線および 132kV Lessos—Kisumu 送電線が 220kV Lessos—Tororo 送電線とともに必須である。」といった内容の記述があるが、他の送電線と比較しての優先順位までは言及されていない。KPLC が独自にプログラムを使って実施していた系統解析の中でも、220kV Olkaria—Lessos 送電線および 132kV Lessos—Kisumu 送電線とも考慮されている。

### 3.4 地方電化

2007 年 6 月現在のケニアの電化率は世帯数（需要家軒数）ベースで 17%程度、地方部に限ると 7~8%程度と見積もられている。エネルギー省（Ministry of Energy）は 2007 年、管下に地方電化庁（Rural Electrification Authority）を設立し、2010 年までに 20%、2020 年までに 40%といった電化目標を設定して進めている。40%という目標値は、KPLC の"5 Year Corporate Strategic Plan 2007/08 to 2011/12"において、Vision 2030 への電力セクターの貢献項目として掲げられている。

地方電化基本計画については過去 1997 年、2007 年に策定されているが、現在実施中の計画は 2009 年 3 月に 2007 年策定の計画を見直したものであり（The Completion of the Rural Electrification Master Plan : REM 2009）、2008—2018 年の 10 年間の計画を示している。この中で 2008—2013 年の期間に新規接続 65 万軒、2014—2018 年の期間に新規接続 85 万軒、2020 年までに更に 34 万軒接続、合計接続軒数 292 万件（REM の対象範囲全家屋 724 万軒の 40%）の電化目標を掲げている。このように REM では与えられた予算で接続可能な需要家数を Local Community を通じて年度毎に算定しており、これが 2020 年に 40%という数字となっている。

#### 3.4.1 地方電化方策

地方電化方策を重要視するケニア政府は、これを遅延なく効果的に実施させるため REA を設立した。REA のケニア政府電力セクターにおける位置付けは第 2 章に記述した通りである。地方電化方策は、需要密度や既設主系統へのアクセスの難易により以下の 2 方策により推進される。

- 主系統の拡張と高圧配電線（11~33 k V）の延伸によるもの（Grid Extension RE Project）
- 主系統から離れた遠隔地における小規模の孤立系統形成（Off-grid RE Project）

##### (1) Grid Extension RE Project

既設系統から近距離にある未電化公共施設を電化拠点モデルとして早期に電化を実現し、一般家庭を含めた周辺への波及効果を期待する。その拠点数は表 3-4.1 に示す通り合計約 4,400 に達する。

必要な設備量は、柱上変圧器 4,900 台（合計容量 305MVA）、高圧配電線 23,800km、低圧配電線 5,700km に及ぶ。

## (2) Off-grid RE Project

主系統から遠く離れた地点に対しては小規模孤立系統を形成する。24 地域の 350 電化拠点を選定するとともに、200 地区の 66,000 件で電化を実施する。供給力確保のため、ディーゼル発電機(20–500kW) 74 台、風力発電機(20–200kW) 16 台、太陽電池(10–100kW) 20 モジュールを前期 5 年 (2009–2013 年) に設置する。また高圧／低圧変圧器 141 台 (合計容量 28.5MVA)、高圧配電線 4,300km、低圧配電線 630km を建設する。

表 3-4.1 Grid Extension RE Project の電化拠点数

Province	District headquarters	Trading centers	Secondary schools	Health facilities
Rift Valley	3	588	176	207
North Eastern	5	0	0	0
Eastern	3	653	351	149
Coast	0	188	30	75
Nyanza	0	548	366	128
Western	0	304	193	48
Central	0	209	128	44
Total	11	2490	1244	651

出典: Completion of the Rural Electrification Master Plan (REM) Draft Final Report (March 2009)

表 3-4.2 Off-Grid RE Project の電化拠点数

Province	District headquarters	Trading centers	Secondary schools	Health facilities
Rift Valley	1	46	17	30
North Eastern	5	62	21	47
Eastern	3	37	13	30
Coast	0	8	6	9
Total	9	153	57	116

出典: Completion of the Rural Electrification Master Plan (REM) Draft Final Report (March 2009)

## (3) 地方電化の進捗

REM 1997 では 270 ほどの Sub-project が提案された。現在、これらの殆どの建設が開始されているとの事である。しかし、新規顧客として接続予定であった顧客が、プロジェクトによる電力系統の地方への拡張を待ちきれずに、コミュニティーの既に接続済みの別の顧客から電力を分けてもらっていたり (電力料金はシェア)、Community にて発電機を用意してしまったりするなど、電力を受電しているにもかかわらず正規な顧客として登録されていない、Non REP electrified rural households と呼ばれる需要家も増えており、系統接続の完了した需要家をカウントして進捗をモ

ニタリングしている REA としては進捗の把握が非常に困難とのことであった。プロジェクトの後半に入り、さらに系統接続の困難な需要家が残っており、確たるドナーも無くコンサルタントも居ない状態の中、プロジェクト進捗およびそのモニタリングには困難が伴っている。

### 3.4.2 投資額とプロジェクト効果

表 3-4.2 に 2008–2013 年の期間に必要な投資額とプロジェクト効果、図 3-4.1、図 3-4.2 に対象地域を示す。総投資額は US\$ 1,203 mil.、電化軒数は 65 万軒に達する。2013 年の当プロジェクトの寄与電力量は 626GWh、増分需要は 305MW と見込まれる。

表 3-4.3 必要投資額とプロジェクト効果 (2008–2013 年)

Item		Unit	Off-grid RE Project	Grid Extension RE Project	Overall REM Project
Investment	Grid connected RE	Million US\$	61	842	903
	Off-grid connected RE		150	0	150
	Stand-alone generation		50	0	50
	Transmission network development		0	100	100
	Total		261	942	1,203
Funds	Connection fee	Million US\$	0	0	324
	External financing		0	0	879
Number of connections	Grid connected RE	Number	24,613	551,000	575,613
	Off-grid connected RE		68,461	0	68,461
	Stand-alone generation		4,255	0	4,255
	Total		97,329	551,000	648,329

出典: Completion of the Rural Electrification Master Plan (REM) Draft Final Report (March 2009)

REM 2009 では、RE Social tariff として貧困層への電力の販売価格を Ksh. 20/kWh とすることを推奨している。一方この地方電化を採算ベースに乗せるための電力の販売価格は、Grid Extension RE Project の場合で Ksh. 24/kWh、Off-grid RE Project の場合で Ksh. 48/kWh としている。2008 年 7 月現在の、KPLC 系統に接続された都市部の通常の小規模需要家に対する電力販売価格が Ksh. 9.21/kWh という記述から、ケニアの地方部における地方電化が、特に独立系統の場合、いかに困難であるかが分かる。



### 3.4.3 電化率向上への方策

電化率向上のため、REM 2009 にて提案された Sub-project に対する融資に関するドナーを探すことももちろんであるが、貧困層がよりたやすく電力の恩恵を受けられる方策として、ケニア政府は需要家が受電設備投資を容易に出来るような料金設定および融資制度を設けている。

受電を希望する需要家の家屋が配電線の電柱のすぐ傍にない場合、その需要家の傍までの配電線建設費の一部や、接続するために必要な電力量計や引き込み線の費用をを需要家に負担させる。KPLC の場合、この「接続費」が通常単相受電（通常の家庭の電気設備）では Ksh.35,000、三相受電（工場などの電気設備）では Ksh.44,000 となるところ、その需要家が Rural Deferred Payment の料金カテゴリーに入ると認定されると、それぞれ Ksh.15,000、Ksh.25,000 に割引される。さらにこの接続費に対し Stima Loan (KPLC)、Stima Loan (Equity Bank) といった優待ローン制度が設定されている。

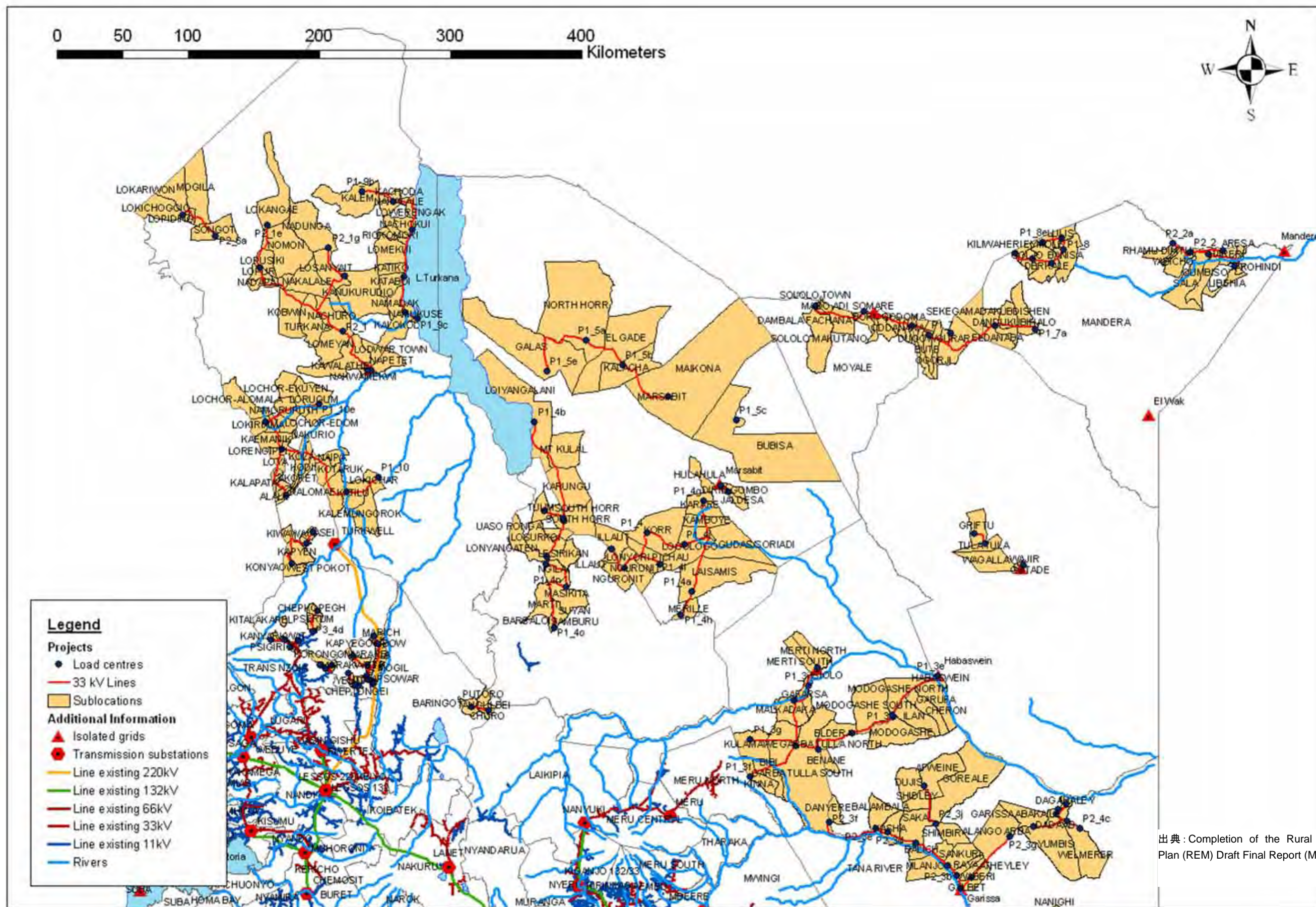
KPLC による Stima Loan (KPLC)、銀行による Stima Loan (Equity Bank) の2制度の比較を下表に示す。Equity Bank は、地方電化の場合、原則的に需要家の存在する地域での一番大きな銀行が指定されるとのことである。

表 3-4.4 Stima Loan (KPLC) & Stima Loan (Equity Bank)

	Parameter	Stima Loan (KPLC)	Stima Loan (Equity Bank)
1	利子	Nil	15%
2	前払い金	接続費の 30%	接続費の 20%
3	リスク回避（担保など）	接続解除	家財などを担保
4	手続き期間	1 週間	2 日間
5	ローン限度額	Ksh. 100,000.	Ksh. 100,000.
6	ローン対象層	貧困層、小規模事業者	特になし（グループでの接続申請は優先される）
7	返済猶予期間	最長 18 ヶ月	最長 36 ヶ月

出典：KPLC

銀行による Stima Loan (Equity Bank) の方が手続きは簡単なようだが、KPLC による Stima Loan (KPLC) は利子がないというメリットがある。



出典：Completion of the Rural Electrification Master Plan (REM) Draft Final Report (March 2009)

図 3-4.1 地方電化対象地域(1)(ケニア北部)

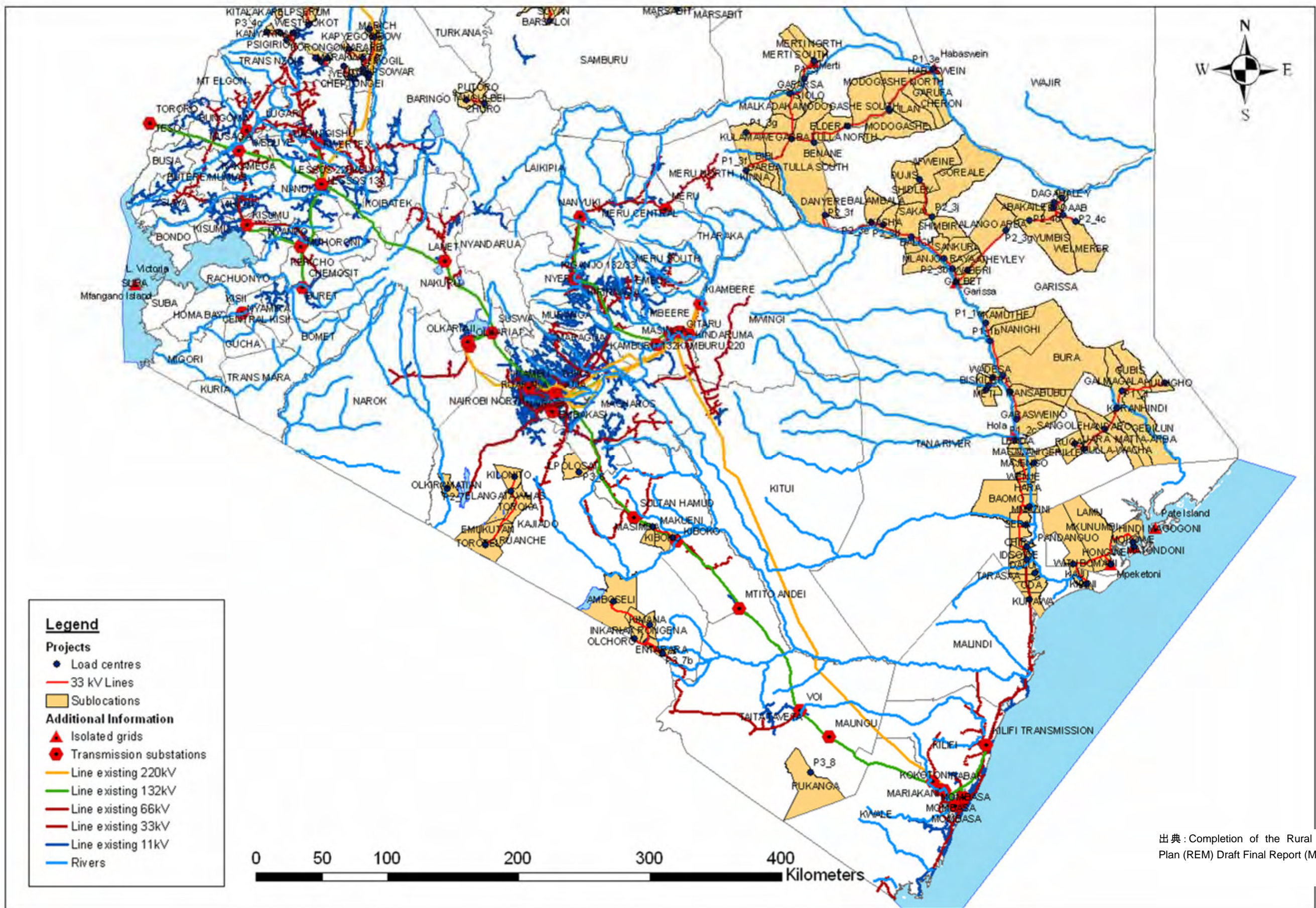


図 3-4.2 地方電化対象地域(2)(ケニア南部)

### 3.5 Energy Sector Donor Coordination Group Meeting

ケニアにおいて各国ドナーが4ヶ月に一度、ケニアの電力セクターへの援助状況を確認するために Energy Sector Donor Coordination Group Meeting を持つて意見交換している。援助対象は多国間連系送電線も含むため、ケニアとその近隣国の電力設備までが対象となる。ケニア政府・エネルギー省が幹事となり、フランス開発庁（AFD）が議長を務める。この会議にて議論されている各国ドナーの電力セクターに対する援助動向を以下に述べる。

#### 3.5.1 フランス開発庁（AFD）

Energy Sector Donor Coordination Group Meeting で議長を務める AFD は、ケニアにおいて下表のような活発なドナー活動を続けている。

表 3-5.1 AFD によるケニア発電設備に対する援助の動き

Type	Power station	Installed Capacity (MW)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Geo-thermal	Olkaria-II geothermal No.3 extension	35	EUR 20 mil. (Co-finance with EIB)	Loan	KenGen	Co-finance with EIB
	Support to geothermal development company	-	EUR 35 mil.	Loan	MoE/GDC	Under preparation
Co-generation	Mumias Suger co-generation	25	US\$ 35 mil.	Loan	Mumias (IPP)	Under implementation
Thermal	Rabai heavy fuel generation plant	90	23 mil. (Co-financing)	Loan	Rabai (IPP)	Under implementation

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

凡例: MoE - Ministry of Energy

表 3-5.2 AFD によるケニア送配変電設備に対する援助の動き

Connection From - To Or Substation location	Voltage (kV)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Nairobi - Mombasa	400	EUR 60 mil.	Loan	MoE/KETRACO/KPLC	L/A signed in 2009 Under implementation
Energy Sector Recovery Project - D (Rehabilitation of substations in Nairobi and Coast provinces)	66, 33, 11	EUR 25 mil.	Loan	KPLC	Under implementation
Rural Electrification in Six Provinces	33 and 0.4	EUR 30 mil.	Loan	MoE/REA/KPLC	Under implementation

Kenya - Ethiopia Interconnection	400	EUR 60 mil. (Co-financing)	Loan	MoE/ KETRACO/ KPLC	Under preparation
----------------------------------	-----	----------------------------	------	--------------------	-------------------

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

凡例: MoE - Ministry of Energy

AFD は、「貧困削減と、環境を守りながらの全ての人に利益をもたらす経済成長」を目標とした援助を世界に展開するとしており、ケニアの電力セクターには全ての分野（発電・送変電・地方電化など全て）への援助を行っている。また AFD の過去 10 年間の東アフリカ地域での活動状況を見ると、エネルギー関連分野への援助が AFD 援助全体の 4 割を占め他の分野をぬいて最大である。

### 3.5.2 アフリカ開発銀行 (AfDB)

AfDB のケニアにおけるドナー活動としては下表のような送電案件がある。

表 3-5.3 AfDB によるケニア送電設備に対する援助の動き

Connection From - To Or Substation location	Voltage (kV)	Estimated cost	Loan/ Grant	Partner	Remark
Nairobi - Mombasa	400	EUR 24 mil.	Loan	MoE/ KPLC	Preparation of Appraisal Report to begin
Part of interconnection line between Kenya - Uganda	220	-	Loan & Grant	NBI	Appraisal Report finished

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

AfDB は、53 のメンバー国に対する、経済・社会開発と貧困削減に貢献するようなプロジェクトへの融資を行うとしている。他国も含めた進行中のプロジェクトリストを見る限り、電力より農業・上下水道関係のプロジェクトに融資の主力が注がれている傾向がある。

### 3.5.3 ドイツ金融復興公庫 (KfW)

KfW のケニアにおけるドナー活動としては以下のような案件がある。

表 3-5.4 KfW によるケニア発電設備に対する援助の動き

Type	Power station	Installed Capacity (MW)	Estimated cost	Loan/ Grant	Partner	Remark
Geo-thermal	Olkaria-III geothermal station	48	EUR 20 mil.	Loan	IPP	Under preparation
	Oklaria-IV appraisal drilling	-	EUR 7.6 mil.	Loan	KenGen	Under preparation

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

表 3-5.5 KfW によるケニア送電設備に対する援助の動き

Connection From - To or Substation location	Voltage (kV)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Feasibility Study for Kenya - Ethiopia	-	EUR 0.2 mil.	Loan	Grant	Under preparation

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

KfW はドイツ連邦共和国の国営銀行として、継続可能な経済面、社会面、環境面における生活環境や事業環境の改善を推進すると謳っている。特に中小規模の起業家、環境保護活動、住宅供給、インフラ供給、教育資金、プロジェクト/輸出資金、そして開発援助への支援に重点を置いている。これは同銀行がドイツ復興金融公庫法に基づき、連邦政府の国内・国際公共政策目標を遂行する無期限の公法機関として設立され、第二次大戦後のヨーロッパ復興を設立の目的としていることからもうなずける。従い他のドナーと比較し、開発援助に重点を置かず、投資事業全般に視野を向けた銀行としての正確がより強い。

KfW のケニアの電力分野に対する支援は、現在のところオルカリアの地熱発電開発関係に留まっている。

#### 3.5.4 国際開発協会/世銀 (IDA/WB)

IDA/WB のケニアにおけるドナー活動としては下表のような案件がある。

表 3-5.6 IDA/WB によるケニア発電設備に対する援助の動き

Type	Power station	Installed Capacity (MW)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Thermal	Mombasa coal thermal plant	600	US\$ 1,000 mil.	Loan	KenGen	Under preparation (Verbal information from WB)

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

表 3-5.7 IDA/WB によるケニア送配変電設備に対する援助の動き

Connection From - To Or Substation location	Voltage (kV)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Energy Sector Recovery Project (Transmission lines and substations in Peri-urban areas)	66, 33, 11	US\$ 80 mil.	Loan	MoE/ KenGen/ KPLC	Under implementation and includes Co-financing for Olkaria-II No. 3
Energy Sector Recovery Project (Additional Financing)	66, 33, 11	US\$ 80 mil.	Loan	MoE/ KenGen/ KPLC	Under preparation
Energy Access Expansion (Generation, transmission lines,	33 etc	US\$ 250 mil.	Loan	MoE/ KenGen/	Under preparation includes renewable

distribution for rural areas)				REA/ KPLC	energy
-------------------------------	--	--	--	--------------	--------

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

IDA/WB のケニアにおける支援方針の重点項目は以下の事項である。

- 公共部門・政府機関の管理システム強化とその会計システムの明朗化
- 投資環境の改善
- 地方行政の強化、特に農業部門へのサポート
- 環境を保護しつつの貧困削減
- 保健・教育・HIV/AIDS 対策など社会保障システム強化

また IDA/WB は、Country Assistance Strategy (CAS) と呼ばれるプログラムを用意し、ケニアの司法・検察の透明性、公平性のさらなる促進のための援助に力を入れている。

### 3.5.5 欧州投資銀行 (EIB)

EIB のケニアにおけるドナー活動としては以下のような案件がある。

表 3-5.8 EIB によるケニア発電設備に対する援助の動き

Type	Power station	Installed Capacity (MW)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Geo-thermal	Olkaria-II geothermal No.3 extension	35	US\$ 40.8 mil.	Loan	KenGen	Co-finance with AFD

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

表 3-5.9 EIB によるケニア送配変電設備に対する援助の動き

Connection From - To Or Substation location	Voltage (kV)	Estimated cost	Loan/Grant	Partner	Remark
Nairobi - Mombasa	400	-	Loan	MoE/ KPLC	L/A signed in 2009 Under implementation
Grid Development (Upgrading distribution lines and substations)	33 etc	EUR 43 mil.	Loan	KPLC	Under implementation

出典: JICA ケニア事務所および JICA 調査団

EIB は、欧州連合 (EU) のバランスの取れた発展に寄与し、域内における経済・社会の結合を強化することを目的とした銀行であり、KfW と同様に、開発援助に主眼を置いた組織とは異なる。EIB の融資活動における重点項目は以下の通りやや内向的な戦略を掲げている。

- (EU 全体の) 結合・集合

- 中小企業への支援
- 継続可能な環境保護
- Innovation 2010 Initiative (i2i)すなわち、教育、研究開発、IT、Information Communication Technology Network (ICT) の普及
- Trans-European Networks (TENs)すなわち交通、通信、電力系統などの結合による EU の統合化、格差是正
- エネルギー確保

しかしケニアの電力セクターに関しても、ケニア初の 400kV 送電線、配電系統、地熱発電と、積極的な融資を展開していると言える。

### 3.5.6 欧州委員会 (European Commission) ほか

European Commission のケニアにおけるドナー活動としては、小水力、バイオガスプラントなど、地方電化に関するプロジェクトへの融資があり、準備段階である。

### 3.5.7 その他ドナー

その他、フィンランド政府、スペイン政府、ベルギー政府が、地方電化プログラムへの支援を計画している。



## 第4章 電力セクター域内の協力

ケニアの電力系統は 132kV 送電線により西隣のウガンダと連系しており相互に電力融通を実施している。さらに北隣のエチオピアとも直流送電線により連系し大量の電力を輸入する計画がある。現在、既にケニア系統は電氣的にウガンダと一体の系統を構成しており、ウガンダ、エチオピアの電力事情と長期計画につき訪問調査した。

### 4.1 東部アフリカの取組み

#### 4.1.1 東アフリカパワープール (EAPP)

電力開発を進める上で、国単位の電源開発と系統開発（送変電設備）を進める視点だけではなく、水力など安価な一次エネルギーが豊富に存在する近隣国からの電力輸入や、逆に豊富な自国資源を活用した電力輸出といった「域内電力融通」といった視点も重要である。経済発展および人口増加が著しいアフリカ地域においても隣接する国の間での電力融通が増加しており、複数のパワープールが存在している。

この中でも南アフリカ共和国を基点とする南アフリカパワープール (SAPP) が、規模も大きく、参加国は 12 カ国に達している。一方ケニアを含んだ東アフリカパワープール (EAPP) は、東南部アフリカ共同市場 (COMESA) およびナイル川流域先導会議 (NBI) 加盟の内の 9 カ国による政府間覚書が 2005 年 5 月に締結されたことを受け、SAPP より 10 年遅れて設立された。事務局は Addis Ababa にあるが、機能はスタートしたばかりであり基本的な運営規則などの作成段階であり、組織的にも未だ準備段階である。参加国はブルンジ、エチオピア、ケニア、ルワンダ、スーダン、ウガンダ、タンザニア、コンゴ、エジプト<sup>1</sup> であるが、現在参加国内の電力系統が結ばれているのはケニアとウガンダ、そしてタンザニアの一部の地域のみである。

EAPP の機能強化を視野に入れ、東アフリカ共同体 (EAC) エネルギー担当大臣会合により東アフリカ電力マスタープラン (EAPMP) の策定が決定された。これを受け、EAPMP の計画策定契約が 2003 年 3 月に EAC とカナダの BKS Acres 社との間で取り交わされ、2004 年 9 月に Phase-I の最終報告書が、また 2005 年 3 月に Phase-II の最終報告書が提出された。同マスタープランにより、ケニア、ウガンダ、タンザニアの連系計画の具体的なアクションプランが提案されている。なおケニアの全国紙 2009 年 7 月 6 日付 BUSINESS DAILY 紙によれば EAC はさらにこの 2005 年の EAPMP を 15 ヶ月かけてアップデートすると発表している。

また、現在、特にウガンダやタンザニアにおいて水力発電所のダム水位が旱魃により低下し、発電電力の不足という事態が発生している。これらの状況は包蔵水力の大きいエチオピアに対する域内各国の中長期的な単価の安い水力発電による電力供給の期待を高めることになった。

<sup>1</sup> 出典：Study on the Interconnection of the Electricity Networks of the Nile Equatorial Lakes Countries, Feasibility Report, Volume 1, pp.2 of ANNEX A.

## 4.1.2 東アフリカ電力マスタープラン (EAPMP)

カナダの BKS Acres 社から 2005 年 3 月に提出された EAPMP 最終報告書は、ケニア、ウガンダ、タンザニアの 3 国が独自に系統を計画する場合に比べ、予備率低減、発電コスト低減等の経済的有利性から、3 国系統一体化の観点からの計画策定を推奨しており、現在でも有効なものである。

## (1) 需要想定

マスタープラン策定に用いられた需要想定を表 4-1.1 に示す。2004 年の計画策定時と比べ現在の需要想定は大幅に増加している。例えば 2010-2025 年のケニアの最大需要の平均伸び率は当時の 5.45% に対し、第 3 章で述べたように最新の電力長期計画 (LCPDP) では 10.43% と倍増している。

表 4-1.1 需要想定

Year	Energy (GWh)				Peak demand (MW)				KPLC's LCPDP in 2008
	Kenya	Uganda	Tanzania	Combined	Kenya	Uganda	Tanzania	Combined	
2001	4,476	1,437	2,654	8,381	712	270	465	1,465	
2002	4,623	1,506	2,708	8,837	793	283	475	1,511	
2005	5,303	1,684	3,334	10,322	877	317	589	1,738	
2010	7,092	2,280	4,434	13,806	1,173	418	792	2,322	1,267
2015	9,254	3,383	5,526	18,163	1,531	616	986	3,053	2,112
2020	12,067	5,007	6,868	23,942	1,996	902	1,223	4,017	3,474
2025	15,728	7,453	8,518	31,699	2,602	1,334	1,515	5,314	5,611
2002-10	5.49%	5.32%	6.36%	5.74%	5.02%	5.00%	6.60%	5.52%	
2010-25	5.45%	8.21%	4.44%	5.70%	5.45%	8.04%	4.42%	5.67%	10.43%

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

## (2) 計画策定方法論

計画策定に当たって、以下の 3 案を比較している。

- 各国独自計画案：新たな電力輸出入を実施せず各国独自に電源・系統増強を実施
- 電力輸出入計画案：ザンビアを加えた 4 ヶ国間で電力輸出入を実施
- 一体化計画案：3 ヶ国があたかも同一国であるがの如く電源・系統増強を実施  
また策定条件を以下の通り定めている。

- 電源不足日数 (LOLE: Loss of load expectation)：10 日／年
- 割引率 (Discount rate)：12% (9% ならびに 15% も考慮)
- 原油価格：US\$25/barrel、輸入石炭価格：US\$27/ton (Mombasa 港到着価格)
- 火力発電排出ガス賦課金：US\$10/ton
- 停電コスト：0.71US\$/kWh

さらに各案の経済性は、2004 年から 2023 年までの 20 年間の設備投資額と、2038

年までの 35 年間の毎年の燃料費、補修費等の運転費用を、ともに 2004 年の現在価値に換算しその累積値で比較している。ただし 2024～2038 年の期間は 2023 年までの増強設備が耐用年数を迎えずに残存価値が大きい設備があることを考慮し設定したものであり、その期間には、新たな設備増強は行わないとともに 2023 年の需要値が変化せず一定である（即ち燃料費一定）との仮定を置いている。

### (3) 開発候補電源

各国の多数の候補電源の中から経済性の観点から事前スクリーニングを実施し開発候補電源となったものを表 4-1.2、表 4-1.3 に示す。

**表 4-1.2 開発候補水力電源**

Project	Total capacity (MW)	Unit cost of energy (\$/kWh)
Bujagali 5 <sup>th</sup> unit	50	0.017
Mpanga	144	0.030
Ruhudji	358	0.034
Kalagala	450	0.034
Masigira	118	0.038
Ayago North	304	0.038
Karuma	200	0.039
Ayago South	234	0.041
Mandera	21	0.043
Rumakali	222	0.056

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

**表 4-1.3 開発候補火力電源**

Country	Thermal Plants
Uganda	30 MW, 60 MW Combustion Turbines and associated Combined Cycle
Kenya	60 MW, 90 MW Combustion Turbines and associated Combined Cycle, 150 MW Coal, 70 MW Geothermal
Tanzania	60 MW Combustion Turbines and associated Combined Cycle (both gas and IDO), Mchuchuma, 150 MW Coal

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

### (4) 設備増強とコスト

#### a) 各国独自計画案

各国独自計画案では各国が、水力や化石燃料等の保有資源に応じ電源を開発しそれぞれが適切な予備力を保有するとともに、発電所から需要地点までの送電網を増強する。

2004～2023 年の期間の電源増強量は、ケニア 1,645MW、ウガンダ 995MW、タンザニア 798MW の合計 3,438MW である。

ケニアにおける 2023 年までの増強設備を表 4-1.4、表 4-1.5 に示す。Mombasa 石炭

火力や地熱の電源増強は KPLC の 2008/09 年版の長期計画にも反映されている。

送電線に関しては 220kV Olkaria-Lessos 線 2 回線の増強が提示されている。うち 1 回線は同区間を直行し残り 1 回線は 220kV Nakuru(Lanet)変電所を新設し同地点を経由する計画としている。また Lessos-Kisumu 線は 220kV となっているが、これは Kisumu に出力 360MW のガスタービン・コンバインドサイクル発電所の新設を仮定したため、その送電用と考えられる。

**表 4-1.4 ケニアにおける主な電源増強(2004~2023 年)**

Type	Capacity (MW)	Location
Coal fired thermal	750	Mombasa
Geo-thermal	455	Specific site
Combustion turbine/combined cycle	360	Kisumu (assumed for study purpose)
Others	80	
Total	1,645	

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

**表 4-1.5 ケニアにおける主な増強送電設備(2004~2023 年)**

Lines	No. of circuits	Voltage (kV)	Length (km)
Olkaria-Lessos	1	220	170
Olkaria-Nakuru-Lessos	1	220	170
Lessos-Kisumu	1	220	80
Lessos-Muhoroni	1	132	57
Muhoroni-Chemost	1	132	31
Kisumu-Muhoroni	1	132	49
Rabai-Embakasi	2	330	440

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

この案に要するコスト（35 年間の設備投資額と運転費用を 2004 年の現在価値に換算した総累積額）は表 4-1.6 に示す通りである。

**表 4-1.6 各国独自計画案のコスト**

Country	Cost (Million US\$)		
	Generation	Transmission	Total
Uganda	314	98	412
Kenya	2,409	142	2,551
Tanzania	823	115	930
Total	3,546	355	3,901

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

## b) 一体化計画案

3ヶ国の系統を一体的に計画することで電源の経済運用が促進されるとともに、予備率を各国が共有することで電源総量が減少する。2004～2023年の期間の電源増強量は、ケニア 1,015MW、ウガンダ 1,073MW、タンザニア 942MW の合計 3,030MW であり、各国独自計画案の 3,438MW と比べ 408MW 少ない。ケニアにおける 2023年までの電源増強を表 4-1.7 に示す。各国独自計画案の表 4-1.4 と比較し石炭火力とガスタービン・コンバインドサイクル発電所の容量が減少したことが目を引く。

表 4-1.7 ケニアにおける主な電源増強(2005～2023年)

Type	Capacity (MW)	Location
Coal fired thermal	300	Mombasa
Geo-thermal	455	Specific site
Combustion turbine/combined cycle	180	Kisumu (assumed for study purpose)
Others	80	
Total	1,015	

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

表 4-1.8 にケニアにおける 2023年までの主な増強送電設備を示す。電源の経済開発・運用を実施するため国際連系線が必要となり、ウガンダ・ケニア間に 220kV Tororo—Lessos 線、タンザニア・ケニア間に 330kV Arusha—Embakasi 線を増強することとしている。一方、輸入電力の増加はケニア国内の潮流分布を変化させるため Rabai—Embakasi 線が各国独自計画案の 330kV から 220kV に変更され投資額が減少する側面もある。また各国独自計画案で必要であった 220kV Lessos—Kisumu 線は、Kisumu に新設を仮定したガスタービン・コンバインドサイクル発電所の容量が減少したため送電線新設計画が消滅している<sup>2</sup>。

このような状況から送電線増強に関する各国独自計画案からのコストアップは大きくはなく、電源関係の大きなコストダウンが全体の経済性を向上させる。

表 4-1.8 ケニアにおける主な増強送電設備(2004～2023年)

Lines	No. of circuits	Voltage (kV)	Length (km)
Arusha—Embakasi	1	330	150(Kenya),110(Tanzania)
Tororo—Lessos	2	220	120(Kenya),35(Uganda)
Olkaria—Lessos	1	220	170
Olkaria—Nakuru	1	220	70
Lessos—Muhoroni	1	132	57
Muhoroni—Chemost	1	132	31
Kisumu—Muhoroni	1	132	49
Rabai—Embakasi	1	220	440

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

<sup>2</sup> EAPMP の検討では 220kV Lessos—Kisumu 線は消滅したが、4.1.2 に述べた通り、現在の需要予測は EAPMP のそれに比較し大幅に増加しているため、送電線自体は Lessos から Kisumu への送電手段としてやはり必要となる。

この案に要するコスト（35年間の設備投資額と運転費用を2004年の現在価値に換算した総累積額）は表4-1.9に示す通りである。

**表 4-1.9 一体化計画案のコスト**

Cost (Million US\$)		
Generation	Transmission	Total
2,955	489	3,445

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

(5) 経済性分析

各国独自計画案と一体化計画案のコスト比較を表4-1.10に示す。この表では利率が12%から変動し、9%に低下した場合と15%に増加した場合も示す。

電源の経済開発・運用ならびに系統連系による電源予備率の低減による設備量の減少による効果が大きく利率が変動しても一体化計画案の有利性が示されている。

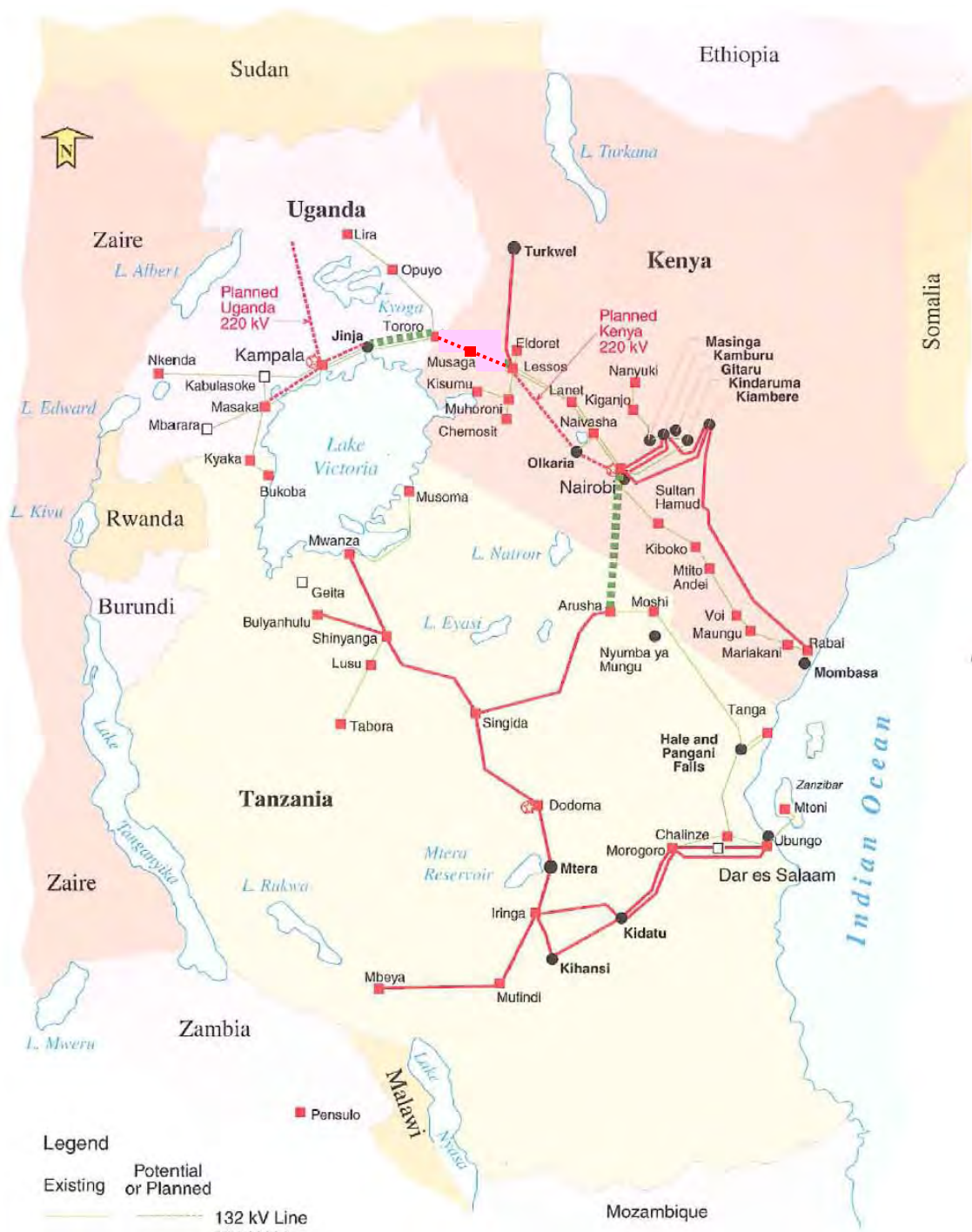
**表 4-1.10 各国独自計画案と一体化計画案のコスト比較**

Scenario	9%	12%	15%
(a) Reference (各国独自計画案)	5,094 MUS\$	3,901 MUS\$	3,099 MUS\$
(b) Integrated Planning (一体化計画案)	4,401 MUS\$	3,445 MUS\$	2,784 MUS\$
Benefit (a-b)	693 MUS\$	456 MUS\$	315 MUS\$
B/C Ratio (a/b)	1.16	1.13	1.11

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

(6) マスタープラン系統

マスタープランで推奨された東アフリカ電力系統を図4-1.1に示す。ケニア国内における220kV Olkaria-Nairobi North線、Olkaria-Lessos線の増強、タンザニアとの連系線として330kV Arusha-Embakasi線、ウガンダとの連系線として220kV Tororo-Lessos線の増強が示されている。なお、220kV Olkaria-Nairobi North線は既に完成を見ている。



BKS ACRES

Figure 9.2  
Proposed East African Interconnections

出典：The East African Power Master Plan Study Final Phase II Report

図 4-1.1 東アフリカパワーพูลマスタープラン系統

## 4.2 ウガンダの電力事情とケニアへの電力国際融通

### 4.2.1 電力事業体制

これまでウガンダ電力公社（Uganda Electricity Board: UEB）により発電から配電までの独占的な電力供給がなされてきたが、1999年の電力法の改正により従来の垂直統合型経営主体から発電公社（Uganda Electricity Generation Co. Ltd.:UEGCL）、送電公社（Uganda Electricity Transmission Co. Ltd.:UETCL）、配電公社（Uganda Electricity Distribution Co. Ltd.:UEDCL）、農村電化庁（Rural Electrification Agency:REA）に分割された。

発電部門では既存設備の所有権を UEGCL に残し、既存設備の更新、新規設備設置については長期業務委託契約に基づき民間事業者に委託する方式を採用している。送電部門では UETCL が 33kV より高い電圧の送電線資産を所有し、運営維持管理を行っている。配電部門では UEDCL が UMEME（英国と南アフリカの合弁会社）と 33kV 以下の配電系統の保守運営契約を結び業務を委託している。

### 4.2.2 電力需要

#### (1) 最大電力と需要電力量

表 4-2.1、4-2.2 に最大電力ならびに需要電力量の推移を示す。2007年に干魃のためビクトリア湖の水位が低下し、同湖を水源とする Owen Falls 発電所の取水制限を実施した。このため同国の設備容量の 80%以上を占める同発電所が出力低下を来したため需要が抑制され前年割れとなったが、その後は回復基調にある。

今後の需要は伸び率が中位ケースで 7.7%、低位ケースで 5.0%、高位ケースで 9.7%の3種の伸び率を想定している。

表 4-2.1 ウガンダの最大電力の推移(中位伸び率 7.7%ケース)

Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		2018		2023
Peak demand (MW)	368	387	425	456	485	519	552		804		1227
Growth rate (%)	-0.5	5.2	9.8	7.3	6.4	7.0	6.4		7.8		8.8

出典: UETCL Grid development plan 2008-2023

表 4-2.2 ウガンダの需要電力量の推移

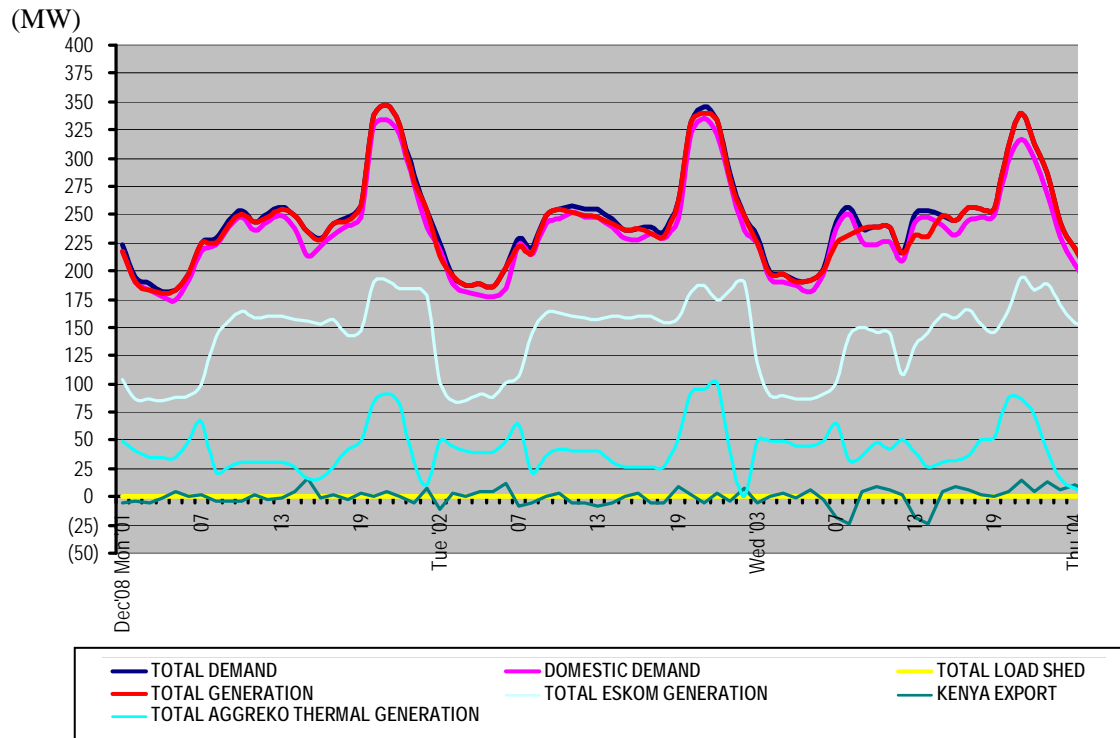
Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		2018		2023
Energy demand (GWh)	1,929	1,999	2,209	2,362	2,489	2,635	2,770		3,903		5,864
Growth rate (%)	-10.9	3.6	10.5	6.9	5.4	5.9	5.1		8.6		8.5

出典: UETCL Grid development plan 2008-2023



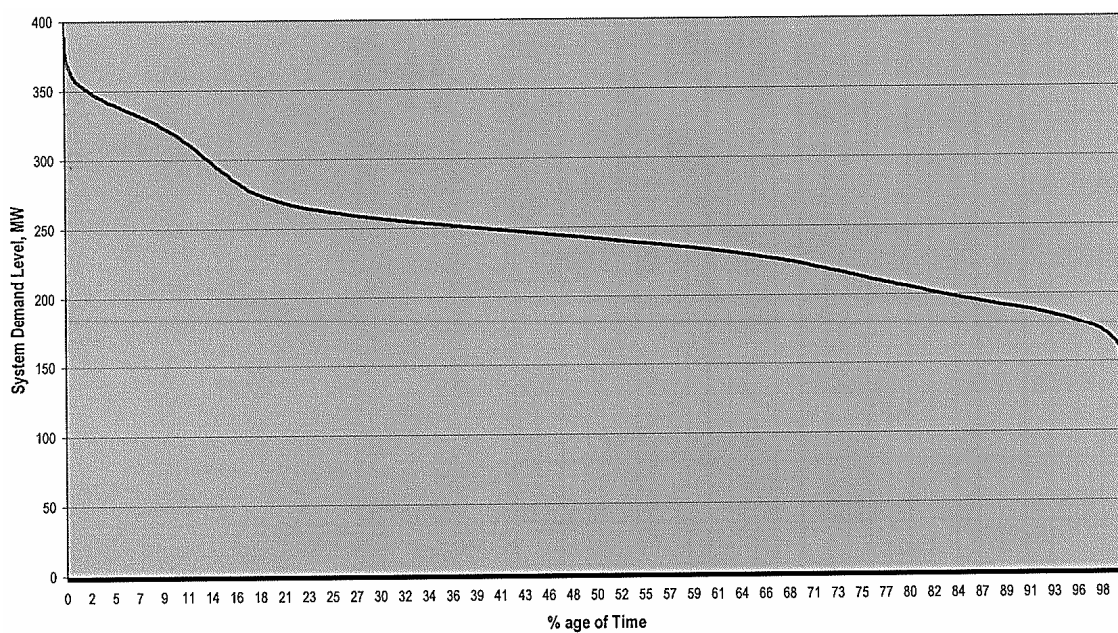
(2) 負荷状況

図 4-2.1 に 2008 年 12 月 1 日(月)から 3 日(水)の日負荷曲線を示す。需要の最大は点灯時に記録される。図 4-2.2 に 2008 年の負荷持続曲線を示す。年間負荷率は約 60% である。



出典: UETCL にて調査団入手データ

図 4-2.1 ウガンダの日負荷曲線(2008.12.1(月)~3(水))



出典: UETCL にて調査団入手データ

図 4-2.2 ウガンダの負荷持続曲線(2008 年)

## 4.2.3 電源開発計画

表 4-2.3 に 2008 年 8 月現在の電源を示す。全電源の 71%を水力が占め、中でも面積世界第 3 位のビクトリア湖を水源とする Owen Falls 発電所 (Kiira 発電所ならびに Nalubaale 発電所で構成) が同国の主要電源となっている。このため渇水の影響を受けやすく 2007 年には出力が低下し電力不足に陥り、計画停電を実施するとともにイギリスの Aggreko 社によりディーゼル発電設備 50MW 2 基が Lugogo 市ならびに Kiira 市に設置された。

表 4-2.3 ウガンダ既設電源(2008 年 8 月現在)

	Power Station	Installed Capacity (MW)	Share (%)
Hydro	Owen Falls Complex (Kiira and Nalubaale)	380	68.2
	Mobuku 1 (KLM)	5	0.9
	Mobuku 3(KCCL)	9.5	1.7
	Subtotal:	394.5	70.9
Thermal	Aggreko 1, Lugogo	50	9.0
	Aggreko 2, Kiira	50	9.0
	Mutundwe	50	9.0
	Subtotal:	150	26.9
Cogeneration	Kakira Sugar Works	12	2.2
	Subtotal:	12	2.2
Total		556.5	100.0

出典: UETCL Grid development plan 2008-2023 より JICA 調査団作成

表 4-2.4 に 2009 年から 2023 年までに開発が計画されている電源を示す。今後 15 年間に水力 1460.5MW、火力 200MW (太陽光を含む)、コージェネレーション 50MW の合計 1710.5MW が開発される計画である。中でも建設中の Bujagali 水力発電所は 2010 年に 50MW、2011 年に 200MW が運転開始する計画であり至近年の主力電源として期待されている。

表 4-2.4 ウガンダ電源開発計画

	Power Station	Installed Capacity (MW)	Completion Year
Hydro	Bujagali	250	2010, 2011
	Karuma	250	2014
	Isimba	100	2013
	Ayago	550	2017
	Karuma B	250	2021
	Maziba	1	2010
	Ishasha	6.5	2009
	Paidha	3	2009
	Kikagati	10	2010
	Bugoye	13	2009
	Mpanga	18	2010
	Buseruka	9	2009
	Subtotal	1460.5	

Thermal	Namanve	50	2009
	Invespro, Nalubaale	50	2009
	Mputa	50	2010
	Namugoga Solar	50	2012
	Subtotal	200	
Cogeneration	Kanyara Sugar Works	50	2009
	Subtotal	50	
	Total	1710.5	

出典: UETCL Grid development plan 2008-2023 から調査団作成

#### 4.2.4 電力輸出

ウガンダは余剰電力を協定に基づき周辺各国に輸出している。渇水によるビクトリア湖の水位低下により、主力電源である Owen Falls 発電所の出力が低下し輸出量は小さくなっているが、Bujagali, Ishimba, Ayago 等の発電所の運転開始にあわせ需給に余裕が生じ輸出量が増加する計画となっている。表 4-2.5 に周辺各国への輸出電力を示す。

表 4-2.5 ウガンダからの輸出電力

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		2018		2023
Power (MW)	Kenya	1	1	1	1	10	10	70		80		110
	Tanzania	8	8	8	9	9	9	20		150		150
	Rwanda	1	1	1	1	1	1	30		30		50
	DR Congo							50		50		50
	Total	10	10	10	11	20	20	170		310		360
Energy (GWh)	Kenya	10	10	10	10	88	88	92		701		771
	Tanzania	70	70	70	79	79	79	175		1314		1314
	Rwanda	9	9	9	9	9	9	79		89		175
	DR Congo							438		438		438
	Total	89	89	89	98	175	175	784		2542		2698

出典: UETCL Grid development plan 2008-2023

#### 4.2.5 売電契約

ウガンダ-ケニア間には 1950 年代から電力の売買契約が存在し、以来売買契約は数年おきに更新されている。潮流は時々刻々と変化している。本報告書の潮流解析結果に示された潮流方向は、需要が最大時のものでありそれ以外の瞬間は潮流が逆に流れるケースもある。売買契約の電力単価は潮流がどちらに向いても基本的に同一で、燃料価格の変動が電力単価に反映されるシステムとなっている。調査団はこれから契約更新される売買契約書のドラフトを入手したが、それに記載された電力単価は以下の計算式による。

売電電力単価： US\$ 0.06728/kWh and a Fuel Charge rate

Fuel Charge rate： 月毎の KPLC の系統内の全ての火力発電所における燃料費の平均 (1kWh 当り)

この契約内容は数十年の間踏襲されている。

ウガンダへの売却電力量 (kWh) は 2007/08 年度で 46GWh、ケニア全体の年間発電電力量の 0.7% である。一方ウガンダからの輸入電力量も同じ年に 26GWh に達しており、電源が少ないといわれる現在のウガンダからも短時間の間には電力輸出があることとなる。少

量ではあるが余剰電力の有効活用となったわけで、これが国際連系送電線が必要な理由の一つと言える。

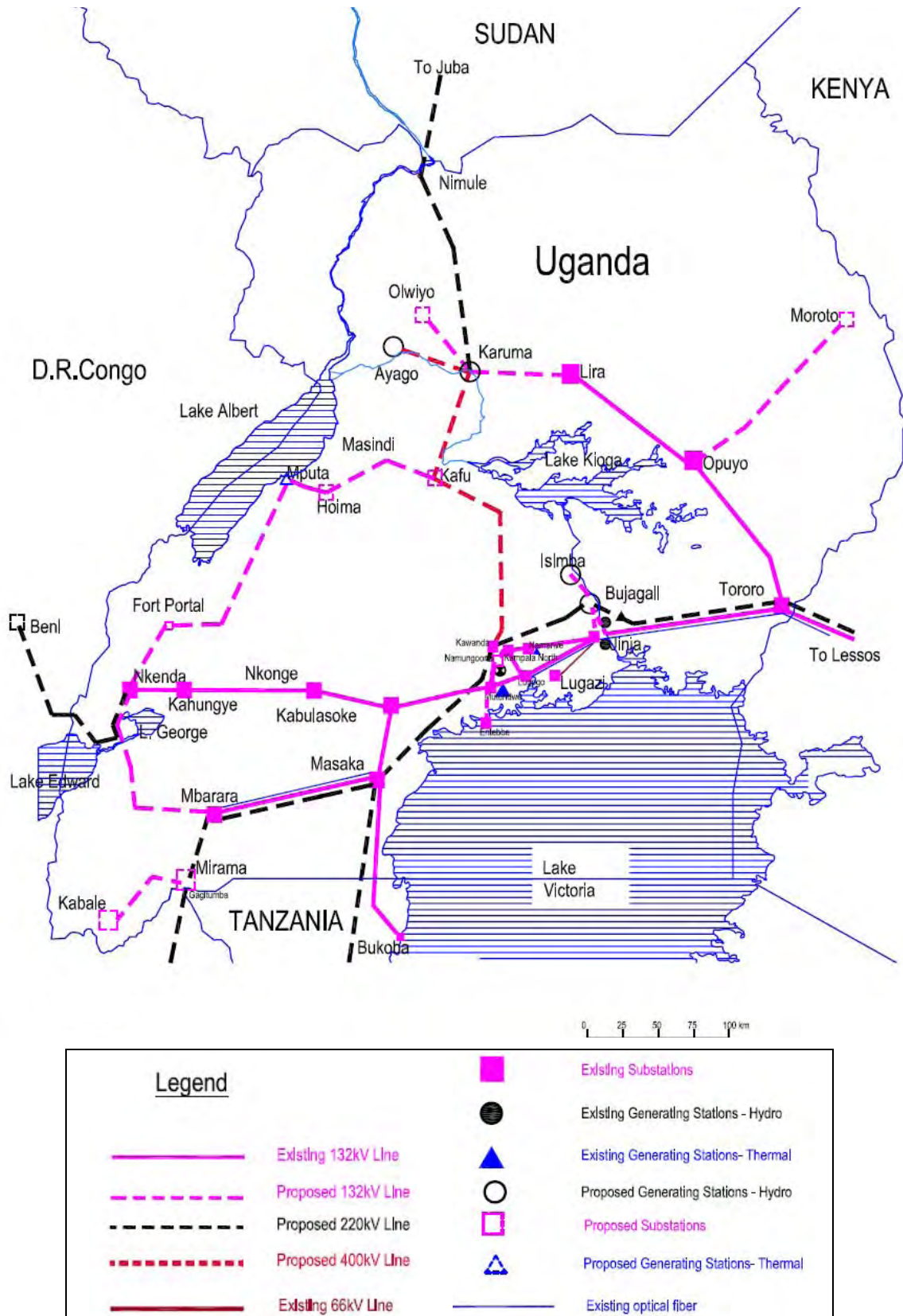
#### 4.2.6 送電線増強計画

ウガンダの基幹電力系統は 132kV で構成されており、66kV 系統が一部地域にあるが廃止の方向にある。2008 年現在、1,366.5km の 132kV 送電線、38km の 66kV 送電線、13 箇所の一次変電所が存在している。132kV は変電所にて 33kV に降圧され 33kV 配電線にて送電された後、需要地に近い 33/11kV 変電所にてさらに降圧され需要家に配電される。系統規模の増大に対処するため 220kV を導入する計画であり、220kV 系統がウガンダを東西に横断するとともに近隣国との国際連系を担う予定である。また将来的には 400kV 電圧の導入構想を有している。系統増強計画を表 4-2.6 ならびに図 4-2.3 に示す。

表 4-2.6 ウガンダの送電線増強計画

Section	Length(km)	Voltage(kV)	In-service year
Opuyo – Moroto	200	132	2010
Mputa – Nkenda	273	132	2011
Mputa – Hoima	54	132	2011
Karuma – Lira	80	132	2012
Karuma – Olwiyo	60	132	2012
Tororo – Opuyo – Lira	260	132	2012
Mutundwe – Entebbe	50	132	2012
Mputa – FortPortal – Nkanda	180	132	2012
Mbarara – Nkenda	160	132	2012
Kawanda – Masaka	142	220	2012
Mbarara – Mirama(Uganda Part)	66	220	2012
Mirama – Kabaale	76	132	2013
Nkenda – Mpondwe	70	220	2013
Isimba – Bujagali	40	132	2014
Bujagali – Tororo – Lessos(Uganda Part)	127	220	2014
Masaka – Mutukula – Mwanza(Uganda Part)	85	220	2014
Karuma – kawanda	264	400	2015
Nalubaale – Lugazi	38	132	2016
Ayago – Karuma	60	400	2017

出典：UETCL Grid development plan 2008-2023 から調査団作成



出典: UETCL Grid development plan 2008-2023

図 4-2.3 ウガンダの系統増強計画

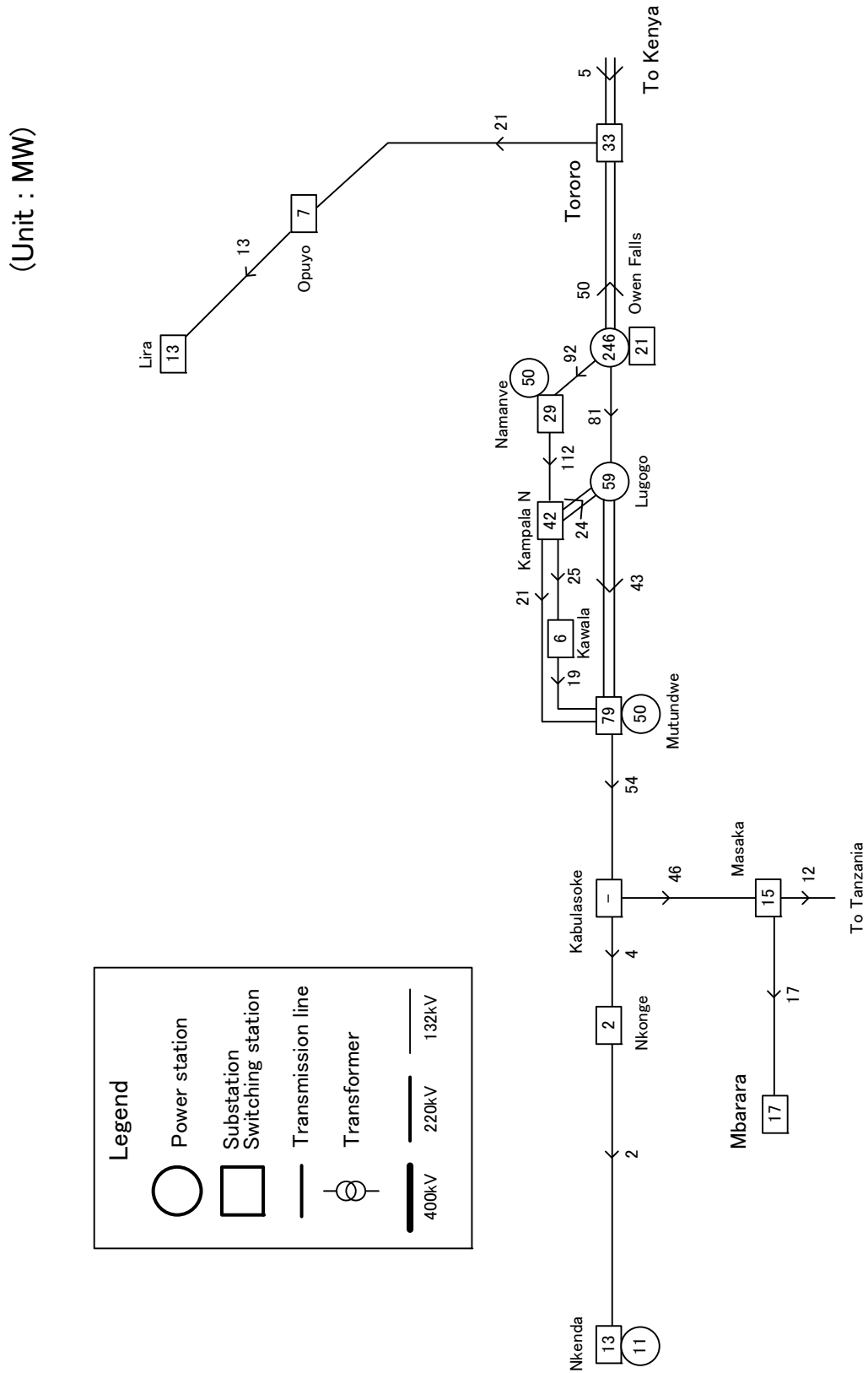
#### 4.2.7 電力潮流

水力電源が主体のウガンダは雨期、乾期により水力発電所出力に大きな差を生じる。このため雨期、乾期の中間期の平均発電力を代表値として電力潮流を計算することが一般的である。

図 4-2.4 に 2008 年の電力潮流を示す。主要電源である Owen Falls 発電所が電力の過半を発電しており、潮流は同発電所を中心に首都の Kampara 方向に西向きに、また Tororo 方向の東向きの潮流が流出している。

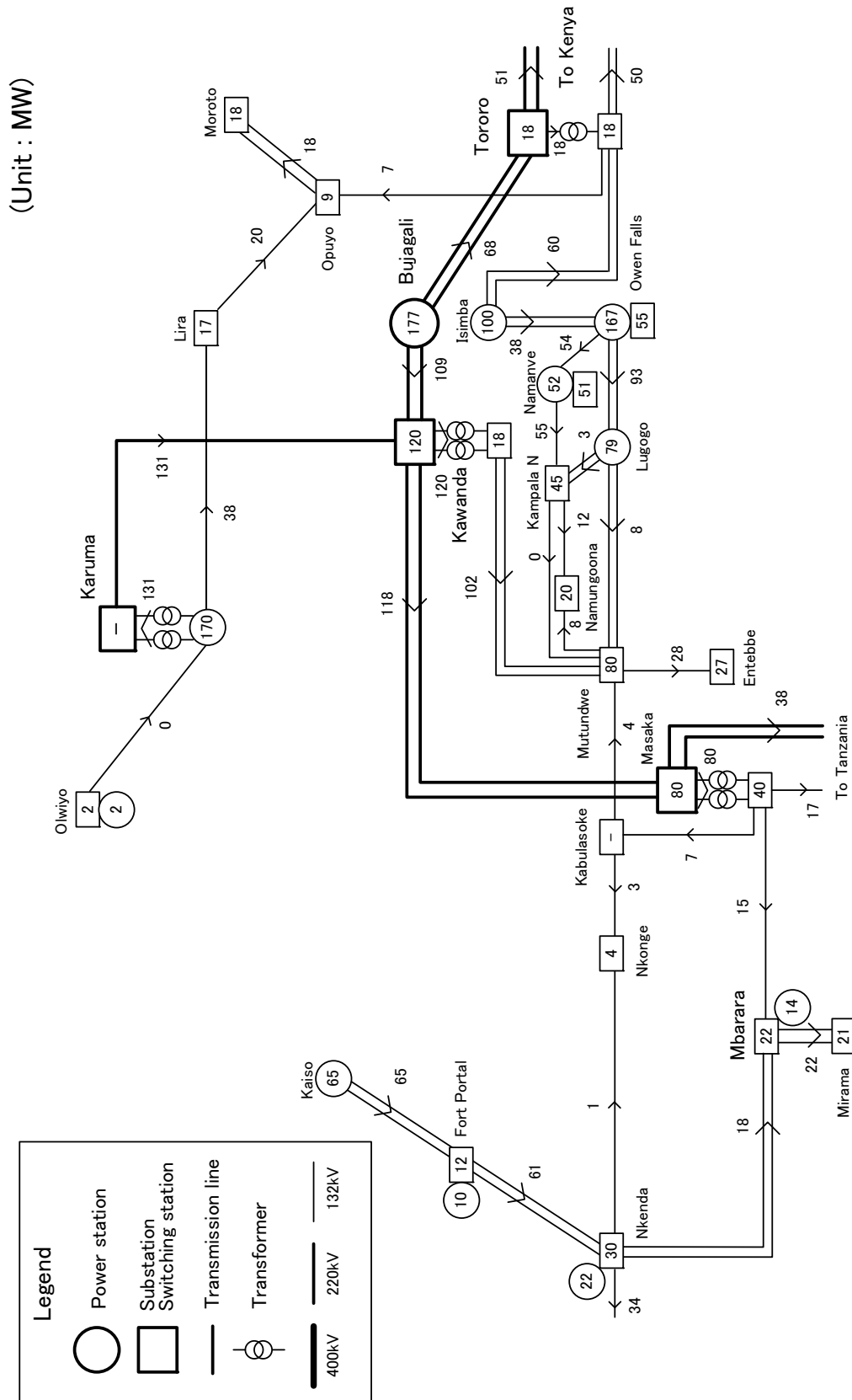
図 4-2.5 に 2013 年の電力潮流を示す。Bujagali 発電所ならびに Karuma 発電所が運転を開始し Owen Falls 発電所への依存体制が軽減されるとともに、両発電所からの送電を目的として東西に横断する 220kV 系統が基幹系統の役割を果たしている。ケニアへの電力輸出は 220kV 送電線で 51MW、132kV 送電線で 50MW の合計 101MW であり、表 4-2.5 に示した 70MW と異なるが、需給に余裕がある場合には輸出に振り向けることを想定したケースである。

図 4-2.6 に 2017 年の電力潮流を示す。Ayago 発電所が完成するとともに 400kV 系統が一部運転を開始している。ケニアへの電力輸出は 288MW と大であるが、2013 年と同様のケースを想定したものである。



出典：UETCL からの入手データに基づき調査団作成

図 4-2.4 ウガンダ電力潮流(2008 年)

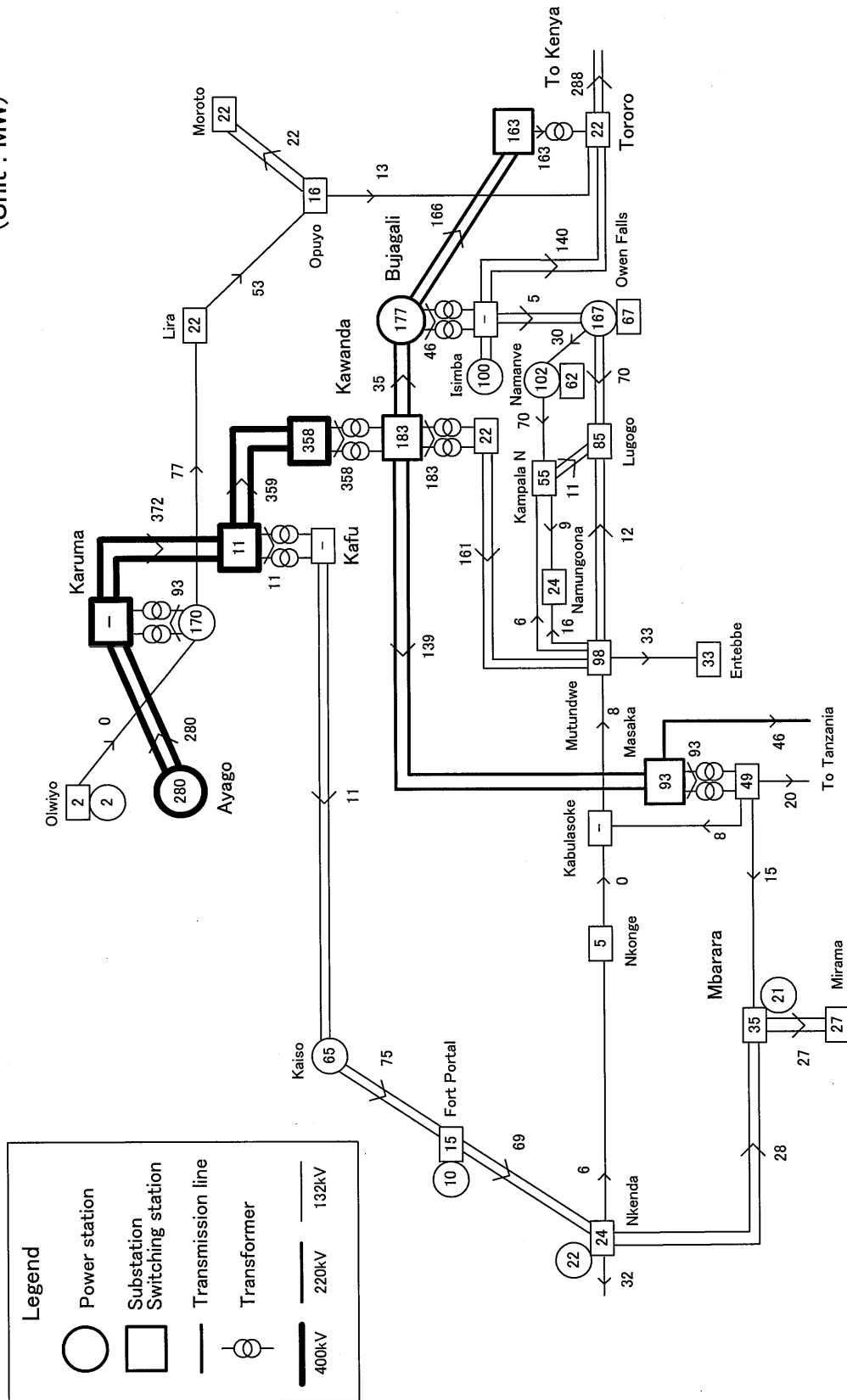


出典：UETCL からの入手データに基づき調査団作成

図 4-2.5 ウガンダ電力潮流 (2013 年)



(Unit : MW)



出典: UETCL からの入手データに基づき調査団作成

図 4-2.6 ウガンダ電力潮流(2017年)

## 4.2.8 各国ドナーのウガンダでの融資状況

ウガンダの主な電力事業に対する各国ドナーの動きを表 4-2.7 および表 4-2.8 に示す。過去の政情不安や返済能力への警戒もあり計画されている発電、送電プロジェクトに対してなかなかドナーが決定されないのが現状である。

表 4-2.7 ウガンダの発電計画に対するドナーの動き

Type	Power station	Installed Capacity (MW)	Estimated cost (M US\$)	Fund	Contractor
Hydro	Bujagali	250	419.2 (EAPMP 2004 より)	Bujagali Energy Limited (IPP) (世銀、IDA、IFC、MIGA の融資)	Veidekke, and Skanska International Civil Engineering, Alstom Power Ltd. などのコンソーシアム
	Karuma	250	428.9 (EAPMP 2004 より)	未定	未定
	Ayago	550	994.8 (EAPMP 2004 より)	未定	未定

出典： Appraisal Report 2008, Interconnection of Electric Grids of Nile Equatorial Lakes Countries, AfDB より調査団作成

表 4-2.8 ウガンダの送電計画に対するドナーの動き

Section	Length (km)	Voltage (kV)	Estimated Cost	Fund
Karuma－Lira	80	132	110,000 \$/km (EAPMP 2004)	未定
Mbarara－Nkenda	160	132	110,000 \$/km (EAPMP 2004)	AfDB
Kawanda－Masaka	142	220	—	DANIDA
Bujagali－Tororo－Lessos (Uganda Part)	127	220	190,000 \$/km (EAPMP 2004)	未定
Karuma－Kawanda	264	400	190,000 \$/km (EAPMP 2004)	未定
Ayago－Karuma	60	400	190,000 \$/km (EAPMP 2004)	未定

出典： Appraisal Report 2008, Interconnection of Electric Grids of Nile Equatorial Lakes Countries, AfDB より調査団作成

ウガンダの 66kV 以上の送電線は UETCL が所有し、運転する。従い送電線については建設事業の実施機関は UETCL となる。

### 4.3 エチオピアの電力事情とケニアへの電力国際融通

#### 4.3.1 一般情勢

世界銀行の定義によると、低所得国とは国民一人当たりの GNI が 935 \$以下の国であるが、エチオピアは 170\$であり、世界最貧国のうちの一つである。

こうした状況の中、同国は、20-30 年後には低所得国を抜け出し、中所得国 (middle income country) の仲間入りをするを長期目標として掲げている。

同国は過去 5 年間にわたり二桁の経済成長率を達成してきたが、2008 年は雨不足による旱魃が生じており、更に石油価格の高騰や年率で 40%に達する急激なインフレ等により、今後、経済成長に翳りが生じることは必至である。

人口に対する電化率は、配電線が設置されている地域の人口を基に割り出すと 20%(2007 年)であるが、自宅までの引き込み工事費が自己負担となることから実際に電力を利用している人口は 6%に過ぎないと言われており、今後、経済成長を実現する上でも電化率の向上が必須である。

また、同国はその発電量の約 85%を水力発電に依存しており、乾期には断続的な計画停電を余儀なくされており、産業に大きな影響を与えている。同国の雨期は 6 月から 9 月の間であり、実際、調査団が訪問した 7 月上旬は毎日降雨があったものの、乾期からの発電用水不足が継続しており、首都 Addis Ababa でも計画停電が実施され、日中と点灯時は 2 日に 1 回の割合で電力供給が停止した。

このような状況の中、電力不足を解消するとともにナイル源流という豊富な水力を利用し、比較的コストの安い水力電源開発を進め余剰電力の輸出により外貨を獲得したいと考えており、Gibe II 発電所(420MW、2009 年 9 月運転開始)、Gibe III 発電所(1,800MW、2012,13 年運転開始)等の大規模プロジェクトが進行中である。

#### 4.3.2 電力事業体制

エチオピアの電力供給は唯一の電力公社である EEPCo (Ethiopian Electric Power Corporation) が発電から送電、配電、売電に至る事業を一貫して担っており、同公社は鉱山エネルギー省 (MoME : Ministry of Mine and Energy) の管轄下にある。同公社の前身であるエチオピア電灯電力局 (EELPA : Ethiopian Electric Light and Power Agency)はそれまで電気事業を営んでいたイタリア企業より引継ぎ 1956 年に設立され、その後 1997 年に EEPCo として再編された。

#### 4.3.3 電力需要

##### (1) 需要実績

1998年から2008年の最大電力と需要電力量の推移を表4-3.1に示す。

二桁の経済成長とともに電力需要も高い伸びを示し過去10年間の平均伸び率は最大電力で7.8%、需要電力量で8.5%を示した。中でも2005年には前年と比較し最大電力で20.6%、需要電力量で14.5%と驚異的な数値となった。

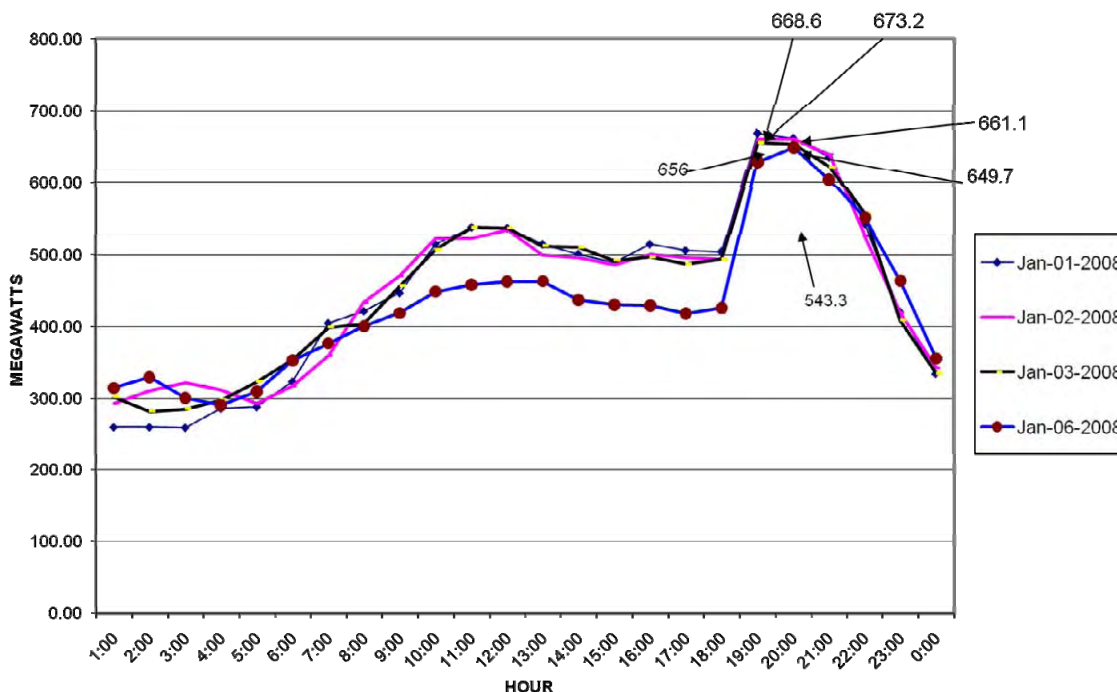
表 4-3.1 エチオピアの最大電力と需要電力量の推移

Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Peak demand (MW)	318	318	328	352	391	405	432	521	587	623
Growth rate (%)	7.7	0.2	3.0	7.3	11.1	3.6	6.7	20.6	12.6	6.1
Energy demand (GWh)	1565	1619	1655	1782	1976	2028	2261	2589	2897	3301
Growth rate (%)	0.8	3.4	2.2	7.7	10.9	2.6	11.5	14.5	11.9	14.0

出典: EEPCo より調査団入手データ

(2) 需要状況

図4-3.1に2008年1月の日負荷曲線を示す。19時から20時の点灯時に需要のピークが生じる。年間負荷率は約58%である。



出典: EEPCo

図 4-3.1 エチオピアの日負荷曲線(2008年1月)

## (3) 需要想定

最大電力ならびに需要電力量の想定値をそれぞれ表 4-3.2、表 4-3.3 に、輸出を除く国内需要のみの最大電力の推移を図 4-3.2 に示す。

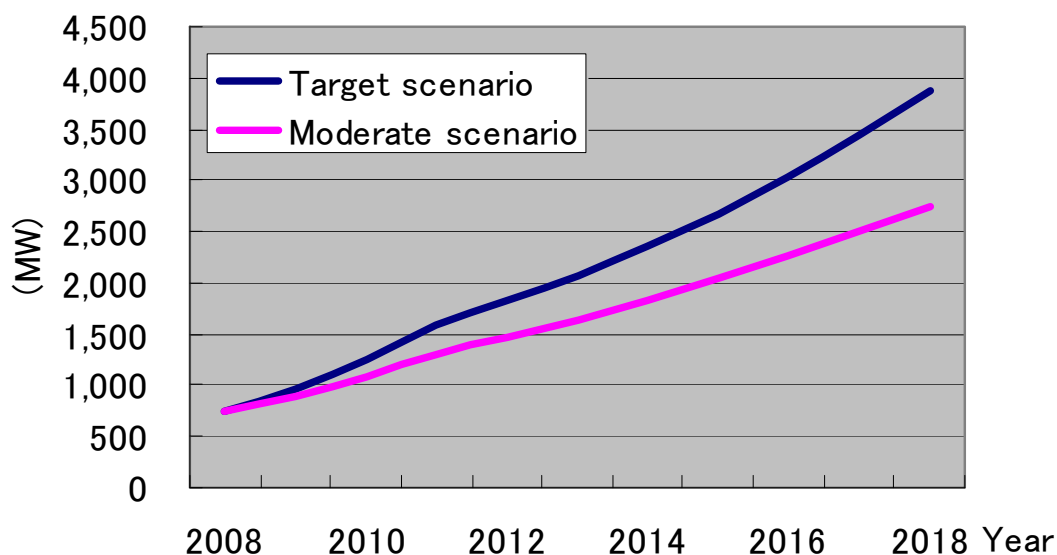
電源不足から 2008 年需要は抑制され潜在需要が存在するが、2009 年以降は不足が解消するものとして需要想定がなされたため最大電力の 2008 年から 2011 年の平均伸び率は、成長高めシナリオで 29%、成長中位シナリオで 21%と大きな伸びを予想している。その後 2011 年から 2018 年間の平均伸び率は成長高めシナリオで 13%、成長中位シナリオで 11%である。また、大規模水力電源の開発により輸出が可能となり 2011 年以降は 1,250MW をケニア、スーダン、ジブチ等に輸出する計画である。

表 4-3.2 エチオピアの需要想定(最大電力)

		(MW)									
Year		2008		2011		2013		2015		2017	2018
Domestic demand	Target scenario	747		1600		—*		2672		3433	3883
	Moderate scenario	747		1311		—*		2036		2495	2733
Plus export to Kenya & Sudan	Target scenario	747		2850		3297		3922		—*	5133
	Moderate scenario	747		2561		2887		3286		—*	3983

出典: Power System Development Program EEP Co 2008.7

\*: 入手資料に当該年度データ欠落



出典: Power System Development Program EEP Co 2008.7

図 4-3.2 エチオピアの最大電力の推移(国内需要)

表 4-3.3 エチオピアの需要想定(需要電力量)

		(GWh)							
Year		2008	2011	2013	2015	2017	2018		
Domestic demand	Target scenario	3765	7856	—*	13456	17299	19435		
	Moderate scenario	3765	6603	—*	10256	12569	13763		
Plus export to Kenya & Sudan	Target scenario	3765	13240	16491	19903	—*	27536		
	Moderate scenario	3765	11987	14427	15413	—*	21864		

出典: Power System Development Program EEP Co 2008.7

\*: 入手資料に当該年度データ欠落

## 4.3.4 電源開発計画

## (1) 既設電源

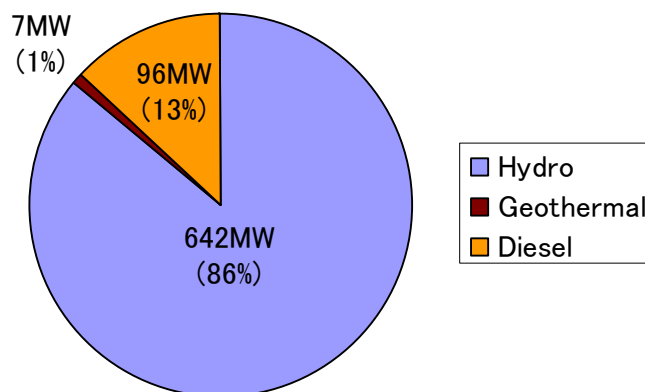
表 4-3.4 に既設電源の個別地点を、図 4-3.3 に電源種別割合を示す。同国の電源は 86%を水力発電が占めており、水力以外は 13%のディーゼルと 1%の地熱と僅かである。水力への過剰な依存は乾期における深刻な電源不足を招いている。

実際、調査団が訪問した 7 月上旬は雨期に入って間もない時期であり、乾期からの発電用水不足が継続しており、首都 Addis Ababa でも計画停電が実施されていた。

表 4-3.4 エチオピアの既設電源

		(MW)	
Power station		Installed capacity	Dependable capacity
Hydro	Koka	43.2	38.4
	T.Abay-I	11.4	11.4
	Awash II	32	32
	Awash III	32	32
	Finchaa	100	100
	Melka Wakena	153	148
	T.Abay II	73	68
	Fincha IVth Unit	34	28
	Gilgel Gibe-I	192	184
	Sub-total	670.6	641.8
Geo-thermal	Aluto Langano	7.3	7.3
	Sub-total	7.3	7.3
Diesel	Stand by Diesel (Synchronizable)	22.2	19.3
	Awash 7 Killo Diesel (Containerized)	28	28
	Kaliti I Diesel (Containerized)	11.2	11.2
	Dire Dawa Diesel	40	38
	Sub-total	101.4	96.5
Grand total		779.3	745.6

出典: EEP Co より調査団入手データ



出典: EEPCo より調査団入手データ

図 4-3.3 エチオピアの既設電源種別割合(実効出力)

## (2) 電源開発計画

表 4-3.5 に 2008 年電力長期計画に計上された電源開発計画を示す。2009 年から 2018 年に至る 10 年間に水力を主体に 7,984MW の電源を開発し国内需要ならびに輸出に振り向ける計画である。Gibe II 発電所(出力 420MW)は、主要工事が終了し 2009 年 7 月現在湛水中であり同年 9 月に発電が開始される予定である。また Tekeze 発電所や Beles 発電所も運転開始し供給力は前年の約 2 倍の 1,798MW に達し、電力不足は一挙に解決するとともに隣国に電力輸出する計画である。

Gibe III 発電所は、Gibe 川の Gibe II 発電所の下流に世界で最も高い堤高 240m のダムを築き出力 1,800MW (180MW×10 台) の発電所を建設するものである。2009 年 7 月現在の工事進捗率は 30%であり、2011 年に 900MW、翌 2012 年に 900MW が運転開始する計画である。当発電所の電力は 2012 年から直流送電線を介してケニアに送電する計画であったが、送電線工事が実施に移されていない等の情勢を反映しケニアでは 2013 年に 200MW の受電を開始するものとし、その後段階的に受電量を増加させ 2020 年に 1,000MW 受電する計画である。

表 4-3.5 電源開発計画(需要 Target Scenario+輸出)

Year	Plant Addition	Type	Unit No. × MW Capacity	Total (MW)	System dependable capacity (MW)
2008	Tekeze (One Unit)	Hydro	1 × 75	75	808
2009	Gilgel Gibe II Tekeze(Three Unit) Beles	Hydro	4 × 105	1145	1798
		Hydro	3 × 75		
		Hydro	4 × 115		
2010	Neshe	Hydro	2 × 47.5	95	1973
2011	Gibe III(Phase I) Wind	Hydro	5 × 180	936	2909
		Wind	36		
2012	Gibe III(Phase II) Chemoga Yeda I Chemoga Yeda II Aluto Langano	Hydro	5 × 180	1210	4119
		Hydro	2 × 81		
		Hydro	2 × 59		
		Geothermal	30		
2013	Halele Werabesa Geba I + Tendaho	Hydro	2 × 48	636.5	4740
		Hydro	4 × 81.5		
		Hydro	3 × 71.5		
2014	Genale Dawa III Geba II	Hydro	3 × 86	415	5239
		Hydro	2 × 78.5		
2015	Gibe IV	Hydro	8 × 184	1472	6711
2018	Mendaya	Hydro	8 × 250	2000	8711
Total			-	7984.5	

出典: Power System Development Program EEPCo 2008.7

#### 4.3.5 送電線増強計画

##### (1) 既設送電線

エチオピアの 2006 年現在の電力系統を図 4-3.4 に示す。電圧は 230kV、132kV、66kV ならびに 45kV の 4 電圧が採用されており、2008 年現在の送電線延長はそれぞれ、2,194km、2,743km、1,782km、399km である。表 4-3.6 に 230kV 送電線の明細を示す。

なおエチオピア-ケニア連系送電線の進捗状況であるが、EEPCo のプロジェクト事務所が Addis Ababa に存在するものの、同事務所への今回の聞き取り調査では未だドナーも決定されていないと言う返事であった。





LEGEND					
LINE TYPE			VOLTAGE LEVEL IDENTIFICATION		
————— EXISTING			■ 400 KV		
- - - - - UNDER CONSTRUCTION			■ 230 KV		
- - - - - UNDER DESIGN			■ 132 KV		
- - - - - UNDER STUDY			■ 66 KV		
- - - - - COMMITTED			■ 45 KV		
EXISTING HYDRO	HEPPL UNDER CONSTRUCTION	HEPPL UNDER DESIGN UP TO 2016	HEPPL UNDER DESIGN BEYOND 2016	EXISTING THERMAL	HEPPL FUTURE
GEOTHERMAL POTENTIAL AREA	EXISTING GEOTHERMAL POWER PLANT	GEOTHERMAL POWER PLANT UNDER DESIGN UP TO 2016	COAL POTENTIAL AREA	COAL POWER PLANT UNDER DESIGN UP TO 2016	COAL POWER PLANT LONG TERM BEYOND 2016
EXISTING SO2 BRIDGE	WIND TURBINE POWER PLANT UNDER DESIGN UP TO 2016	WIND TURBINE POWER PLANT LONG TERM BEYOND 2016	NATURAL GAS POTENTIAL AREA	TOWN LOCATION / ICE LOAD CENTER	CO-GENERATION

**Note :-** Most of the future 400 kV line are intended to be used for bulk power transfer and interconnection purposes, but further studies are expected during their feasibility including voltage level selection and use of HV DC links for long lines

出典： Power System Development Program EEPCo 2008.7

図 4-3.4 エチオピア電力系統(2006年現在)

表 4-3.6 230kV 送電線

From	To	Length (km)
Finchaa	Debre Markos	95.00
Finchaa	Ghedo	93.60
Ghedo	Gefersa	133.85
Debre Markos	Bahir Dar-2	195.00
Bahir Dar-2	Gondar-2	143.00
Alamata	Mekele	141.00
Bahir Dar-2	Alamata	347.00
Alamata	Mekele	141.00
Gefersa	Sebeta	10.70
Sebeta	Kaliti-1	13.80
Kaliti-1	Koka	65.67
Koka	M.Wakena	164.07
Koka	Dire Dawa-3	337.00
Gilgel Gebi-1	Ghedo	130.00
Gilgel Gebi-1	Wolkite	68.90
Wolkite	Sebeta	114.50
Total		2,194.09

出典: EEPCo より調査団入手データ

## (2) 送電線増強計画

表 4-3.7 に送電線増強計画を示す。Gibe II 発電所の発生電力の送電対応として初の 400kV 送電線が 2009 年に運転開始する計画である。2018 年の需要規模は 2008 年の約 5 倍と予想されるため、2018 年までの増強送電線は 400kV 2,556km、230kV 2,941.6km、132kV 963.3km の合計 6,460.9km に及ぶ。

## 4.3.6 買取り契約

エチオピア-ケニア間における電力の売買契約の存在は現時点では確認されなかった。しかし KPLC からは頻繁にエンジニアがエチオピアを訪問しており売買契約に関し協議を進めているという。事実、JICA 調査団滞在中も、カウンターパートのエンジニアがエチオピアに出張している。なお調査団は、EEPCo とジブチ電力公社 (EDD) との電力売買契約書のドラフトを EEPCo から参考に入手した。

表 4-3.7 送電線増強計画

Connection From-To	Voltage (kV)	No. of circuits	Length (km)	In-service Year
Gibe II-Gilgel Gibe I	400	1	30	2009
Gibe II-Sebeta II	400	1	185	2009
Beles-Bahr Dar II	132	1	133.3	2009
Bahir Dar II-Debre Markos	400	2	200	2009
Debre Markos-Sululta	400	1	230	2009
Sululta-Gefersa	230	2	17	2009
Komolcha-Aksta	132	1	100	2008
Finchaa-Ghedo	230	1	82	2008
Ghedo-Gefersa	230	1	93.6	2008
Tekeze-E.Silase-Humera	230	2	532	2009
Tekeze-Mekele	230	1	90	2009
Alaba-Hossana	230	1	40	2009
Hosana-Ggibe old	230	1	72	2009
Jimma-Agaro	230	1	35	2009
Agaro-Bedele	230	1	82	2009
Ggibe old-Jimma	230	1	71	2009
Melka Wakena-Ramo-Gode	230	1	612	2009
Melka Wakena-Yadot	132	1	100	2009
Harar-Fik	132	1	170	2009
Sawla-KeyAfer	132	1	100	2009
Hagere Mariam-B.Laguma	132	1	225	2009
Gondar-Metema	132	1	135	2009
Alamata-Mekele	230	1	111	2009
Kombolcha- Samara-Dichato	230	1	243	2009
Alamata-Kombolcha-Cotobe-kaliti	230	1	415	2009
Metu-Gambela	230	1	150	2010
Bedele-Metu	230	1	90	2010
Gibe III-Wolita sodo	400	2	65	2011
W.Sodo-AkakiII	400	1	260	2011
W.Sodo -GibeII	400	1	109	2011
Sebeta II-Sululta	400	1	50	2011
AkakiII- SebetaII	400	1	32	2011
W.Sodo -Yirgalem	230	1	101	2011
Geba 2-Metu	400	1	30	2013
Geba1-Geba 2	400	1	30	2013
Halele-Werabesa	230	1	30	2013
Werabesa-Werabesa Tap	230	1	5	2013
Werabesa-Ghedo	230	2	70	2013
GenaleIII-Wolita Sodo	400	1	300	2014
Genale3-WolitaSodo	400	1	300	2014
Gibe IV-Gibe III	400	3	60	2015
GibeIII-Wolita Sodo	400	2	65	2015
Mendaya-Ghimbi	400	3	120	2018
Ghedo-Sebeta	400	1	133	2018
Ghimbi-Ghedo	400	2	200	2018
Ghedo-D.Markos	400	1	157	2018
Total	-	-	6460.9	-

出典: Power System Development Program EEPCo 2008.7

## 4.3.7 各国ドナーのエチオピアでの融資状況

エチオピアの主な発電計画に対する各国ドナーの動きを表 4-3.8 に示す。ウガンダ同様、計画されている発電、送電プロジェクトに対してなかなかドナーが決定されないのが現状である。特に計画送電線のドナーは殆ど決定まで至っていない。

表 4-3.8 エチオピアの発電計画に対するドナーの動き

Type	Power Station	Installed Capacity (MW)	Estimated Cost (€ mil.)	Fund		Contractor	Completion Year
				Government (€ mil.)	Others (€ mil.)		
Hydro	Gibe II	420	56	22	50 (Italian Gov., EIB)	Salini (Italy)	2009
Hydro	Tekeze	300	73	No data	EEPCO	Wambo Engineering Corporation CWGC (China)	2009
Hydro	Beles	460	199	No data	EEPCO	Salini (Italy)	2009
Hydro	Gibe III	1,800	1,445	No data	ADB, JP Morgan, Italian Gov.	Salini (Italy)	2012, 2013
Hydro	Neshe	95	130	EEPCO	To be determined	GEZHOUBA Water & Power Group of China	2010

出典: 在エチオピア日本国大使館作成資料を調査団一部修正