

ケニア共和国  
ケニア電力電灯公社

ケニア国キスム～レソス～オルカリア送電線  
建設事業協力準備調査

要約報告書

平成 22 年 3 月  
(2010 年)

独立行政法人 国際協力機構

委託先  
日本工営株式会社  
東電設計株式会社  
アイ・シー・ネット株式会社  
共同企業体

アフ
CR(10)
10 - 002

ケニア共和国  
ケニア電力電灯公社

ケニア国キスム～レソス～オルカリア送電線  
建設事業協力準備調査

要約報告書

平成 22 年 3 月  
(2010 年)

独立行政法人 国際協力機構

委託先  
日本工営株式会社  
東電設計株式会社  
アイ・シー・ネット株式会社  
共同企業体

# ケニア国キスム～レソス～オルカリア送電線建設事業

## 協力準備調査

### 要約報告書

#### 目次

	頁
第1章 序論.....	1 - 1
1.1 調査の背景.....	1 - 1
1.2 調査の目的.....	1 - 1
第2章 ケニアの電力セクターの現状.....	2 - 1
2.1 政治経済情勢の現状.....	2 - 1
2.1.1 経 済 .....	2 - 1
2.1.2 開発計画 .....	2 - 1
2.2 電力セクターの概要.....	2 - 1
2.2.1 電力事業形態.....	2 - 1
2.2.2 ケニア電力電灯公社（KPLC） .....	2 - 2
2.3 電力系統の現状.....	2 - 3
2.3.1 電力系統構成.....	2 - 3
2.3.2 需要と電源の地域分布.....	2 - 4
2.3.3 需要実態 .....	2 - 5
2.3.4 発電設備 .....	2 - 6
2.3.5 送電設備 .....	2 - 7
2.3.6 変電設備 .....	2 - 7
2.3.7 電力系統 .....	2 - 9
第3章 ケニアの電力長期計画.....	3 - 1
3.1 電力需要予測.....	3 - 1
3.1.1 序説 .....	3 - 1
3.1.2 ケニア側の需要予測.....	3 - 1
3.1.3 LCPDP の変遷 .....	3 - 1
3.1.4 需要予測と経済の実情.....	3 - 2
3.2 電源開発計画.....	3 - 4
3.2.1 Vision 2030 と電源開発計画 .....	3 - 4

3.2.2	LCPDPによる電源開発計画	3	-	4
3.2.3	需給バランス	3	-	6
3.2.4	エチオピアからの電力輸入	3	-	6
3.3	系統増強計画	3	-	6
3.4	地方電化	3	-	7
3.4.1	地方電化方策	3	-	7
3.4.2	投資額とプロジェクト効果	3	-	7
3.4.3	電化率向上への方策	3	-	8
3.5	Energy Sector Donor Coordination Group Meeting	3	-	8
第4章	電力セクター域内の協力	4	-	1
4.1	東部アフリカの取組み	4	-	1
4.1.1	東アフリカパワープール (EAPP)	4	-	1
4.1.2	東アフリカ電力マスタープラン (EAPMP)	4	-	1
4.2	ウガンダの電力事情とケニアへの電力国際融通	4	-	4
4.2.1	電力事業体制	4	-	4
4.2.2	電力需要	4	-	5
4.2.3	電源開発計画	4	-	5
4.2.4	電力輸出	4	-	5
4.2.5	電力系統	4	-	5
4.2.6	電力潮流	4	-	6
4.2.7	各国ドナーのウガンダでの融資状況	4	-	6
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	-	6
4.3.1	電力事業体制	4	-	6
4.3.2	電力需要	4	-	6
4.3.3	電源開発計画	4	-	7
4.3.4	送電線増強計画	4	-	7
4.3.5	各国ドナーのエチオピアでの融資状況	4	-	8
第5章	電力系統解析結果	5	-	1
5.1	系統解析条件	5	-	1
5.1.1	需要想定、電源ならびに系統増強計画	5	-	1
5.1.2	系統解析ソフトならびに模擬方法	5	-	1
5.2	2013年系統解析結果	5	-	1
5.2.1	電源ならびに負荷の地域分布	5	-	1
5.2.2	潮流解析結果	5	-	2
5.2.3	Naivasha-Lanet線過負荷対策	5	-	4
5.2.4	事故電流解析結果	5	-	4
5.2.5	安定度解析結果	5	-	4
5.2.6	解析結果概要	5	-	5

5.3	2020年系統解析結果.....	5	-	5
5.3.1	潮流解析結果.....	5	-	6
5.3.2	132kV Lessos－Muhoroni 線過負荷対策.....	5	-	6
5.3.3	事故電流解析結果.....	5	-	7
5.3.4	安定度解析結果.....	5	-	7
5.4	必要送電容量と送電線規模.....	5	-	7
5.4.1	ケニア西部地域の需要と供給力.....	5	-	8
5.4.2	Olkaria－Lessos 線の必要送電容量.....	5	-	8
5.4.3	Kisumu－Lessos 線の必要送電容量.....	5	-	9
第6章	経済財務状況.....	6	-	1
6.1	KPLC の財務状況.....	6	-	1
6.1.1	序 説.....	6	-	1
6.1.2	業 績.....	6	-	1
6.1.3	費用構造.....	6	-	2
6.1.4	経営指標分析.....	6	-	2
6.2	電気料金システムの現状.....	6	-	3
6.2.1	概 要.....	6	-	3
6.2.2	顧客別の需要動向.....	6	-	3
6.3	KPLC のローン返済能力.....	6	-	4
6.3.1	設備投資とキャッシュフロー.....	6	-	4
6.3.2	資金調達.....	6	-	5
第7章	環境社会配慮.....	7	-	1
7.1	ケニア国の環境影響評価（EIA）・住民移転計画（RAP）の プロセスと関連法規.....	7	-	1
7.1.1	ケニア国の EIA 制度.....	7	-	1
7.1.2	EIA を必要とする案件の種別.....	7	-	1
7.1.3	EIA 調査準備・審査プロセス.....	7	-	1
7.1.4	RAPプロセス及び要件.....	7	-	2
7.2	ESIA・RAP 調査実施のためのこれまでの技術支援.....	7	-	2
7.2.1	F/S 調査で提案された代替案の検討.....	7	-	3
7.2.2	Kisumu－Lessos－Olkaria 送電線建設事業のスコーピング結果概要.....	7	-	3
7.2.3	ESIA にかかるパブリックコンサルテーションの結果.....	7	-	4
7.2.4	コンサルタントによる地形調査.....	7	-	4
7.2.5	動植物、景観、社会経済調査（専門調査）の再委託業務.....	7	-	5
7.3	KPLC の ESIA 報告書の評価結果.....	7	-	6
7.4	JBIC ガイドラインにおける環境チェックリストの作成.....	7	-	6
第8章	協力対象事業の基本設計.....	8	-	1

8.1	プロジェクトの基本設計概要.....	8	-	1
8.1.1	送電線ルート.....	8	-	1
8.1.2	設備の基本設計概要.....	8	-	1
8.1.3	Kisumu－Lessos間の送電線規模検討.....	8	-	2
8.2	プロジェクトコスト.....	8	-	2
8.2.1	プロジェクトコスト概算.....	8	-	2
8.3	事業実施スケジュール.....	8	-	2
	Annex 8-1 事業費総額（全区間 220kV の場合）.....	8	-	3
	Annex 8-2 事業実施スケジュール.....	8	-	4
第9章	KETRACOによるプロジェクトの運営.....	9	-	1
9.1	事業実施体制.....	9	-	1
9.1.1	建設事業時の事業実施体制.....	9	-	1
9.1.2	保守・運用体制.....	9	-	2
9.2	推奨される技術協力.....	9	-	2
第10章	裨益効果とCO <sub>2</sub> 削減効果.....	10	-	1
10.1	石油火力削減効果.....	10	-	1
10.1.1	Olkaria－Lessos 線送電容量制限による西部地域での 火力発電所増強の必要性.....	10	-	1
10.2	輸入電力活用による便益.....	10	-	2
10.2.1	コスト削減.....	10	-	2
10.2.2	CO <sub>2</sub> 削減.....	10	-	3
10.3	送電損失低減.....	10	-	4
10.4	電力品質と供給信頼度の向上.....	10	-	4
10.5	裨益人口.....	10	-	5
10.5.1	税込増による住民サービス向上ならびに雇用機会増加の受益人口.....	10	-	5
10.5.2	電力料金低減・安定化受益人口.....	10	-	5
10.6	FIRR・EIRR.....	10	-	6
10.6.1	概論.....	10	-	6
10.6.2	IRR の試算.....	10	-	6
10.7	運用・効果指標.....	10	-	9
第11章	結論と提言.....	11	-	1
11.1	結論.....	11	-	1
11.2	提言.....	11	-	1
11.3	ケニア電力系統と円借款対象事業.....	11	-	1
11.3.1	本事業において2つの送電線を建設する必要性.....	11	-	1
11.3.2	本事業が果たすその他の効果.....	11	-	2

## 第1章 序論

### 1.1 調査の背景

ケニア国は東アフリカ諸国の中では比較的安定した政権を有しており、2007年には経済成長率7.0%（世銀）を達成し、これに伴い電力需要も過去5年間、6%増/年で推移している。しかし既存の発電設備はその老朽化や過半を占める水力が近年の降水量の減少に影響されるなどで、需給のバランスが逼迫している。2008年現在の有効な発電設備容量が1,135MWであるのに対し、ピーク時の電力需要は1,086MWと、発電設備容量に対し5%足らずの余裕しかない。

2008年に発行された長期国家開発計画「Vision 2030」では、ケニア政府は「経済成長率10%の維持」ほか国際的競争力および高い経済的繁栄を2030年までに達成し、中進工業国入りすることを目指している。このために政府は現在電化率の向上、都市部における電力サービスの改善に取り組んでいる。

一方、隣国ウガンダでは最終出力250MWのBujagali水力発電所が2011年に完工予定である。この設備容量は現在のウガンダ全体の発電設備容量の約半分と大きく、ケニアがこの水力発電所からの電力を輸入することが出来れば、自国で新たな水力を開発することなくウガンダから比較的安価な電力を購入できることとなる。

そこでケニア政府エネルギー省は、Kisumu-Lessos-Olkaria間に新規送電線を建設する計画を策定し、本協力準備調査にかかる支援をJICAに要請した。Lessos-Olkaria間はBujagali水力発電所とMombasa（ケニアの火力発電所が存在）とを結ぶ基幹系統上にあり、ウガンダ～ケニアを結ぶ重要な国際連系送電線の一部となる。この国際連系送電線は、ウガンダやエチオピアの安価な電力をケニアにもたらし手段となるほか、ケニア系統の電力供給の信頼度向上および送電容量の飛躍的向上に寄与し、ケニアの社会的・経済的発展に向けたエネルギー需要を満たすものとなる。またKisumu-Lessos間は近年円借款で完成したSond/Miriu水力発電所の発生電力の広域融通に寄与するものである。

### 1.2 調査の目的

ケニア国では、1996年～2000年に推進された電力セクターにおける構造改革の結果、電力セクターを担ってきた5つの機関が、発電施設を管理するケニア電力会社（KenGen）と、本調査の実施機関である送配電施設の管理を担うケニア電力・電灯会社（Kenya Power and Lighting Company Limited : KPLC）に統合された。

本調査は、KPLCが計画したKisumu-Lessos-Olkaria送電線建設事業について、技術的および経済・財務的観点から実施妥当性の検討を行うとともに、円借款候補案件としての案件形成調査を行うものである。なお調査対象地域は、ケニアのNairobi、Kisumu、Lessos、Olkaria、およびKisumuとOlkariaを結ぶ送電線ルート、さらにウガンダ（KampalaおよびBujagali発電所）とエチオピア（Addis Ababa）に亘った。

---

## 第2章 ケニアの電力セクターの現状

### 2.1 政治経済情勢の現状

#### 2.1.1 経 済

ケニアの2008年の一人当たりGDPは829米ドル（名目値・IMF推計）で、OECDのDAC（開発援助委員会）被援助国リスト（2007年）の「低所得国」に分類されている。

1990年代末から2000年代初頭にかけては、旱魃による農業の不振や政情不安などで経済は停滞したが2004年頃から回復基調に転じ、2007年には過去20年間で最高となる前年比+7.0%の経済成長を達成した。しかし、2008年は世界経済危機の影響を受け、2.0%と大幅な減速を余儀なくされた。

しかしながらケニアはEAC（東アフリカ共同体）のほか、東南部アフリカ諸国19カ国で形成されるCOMESA（東南部アフリカ市場共同体）にも加盟しており、貿易の自由化やマクロ経済環境の整備など、今後域内の経済連携がさらに進むものと予想される。

#### 2.1.2 開発計画

2007年のFirst Editionとして、ケニア政府は新たな国家計画“Vision 2030”を発表した。現在（2007年時点）4.9%であるGDP成長率を10%で維持し2030年までに中進工業国を目指すとしている。Vision 2030は5年毎に中期5ヵ年計画を策定し、最初の2008-2012年度の中期計画ではツーリズム、農業、製造業、流通、情報技術、そして投資の6つのセクターに対し、20の主要プロジェクトを掲げ、それらプロジェクトに対する国をあげての出資を約束している。

同計画では、上記経済成長のほか、「衛生的かつ安全な環境で人々が住め、平等で、公正、結束力のある社会」、「法に従い、すべてのケニア国民の人権と自由を守る政治の上に成り立つ民主政治のシステム」の実現を目標としている。電力セクターはその目標を支える基盤の一つとして位置づけられ、停電時間の減少など都市部における電力供給の信頼度改善、現在15%にも達しない地方電化率の向上などに取り組んでいる。

### 2.2 電力セクターの概要

#### 2.2.1 電力事業形態

ケニアの電力部門の構造は、エネルギー省がエネルギー部門の政策策定、地方電化計画の施行を行っており、その下にケニア発電公社（KenGen）、ケニア電力電灯公社（KPLC）、独立系発電事業者（IPP）、および国有会社/政府組織のケニア送電公社（KETRACO）、地熱



開発公社（Geothermal Development Company：GDC）、地方電化庁（Rural Electricity Authority：REA）が置かれている。これらの組織の関係を、独立した立場から Energy Regulation Commission（ERC）が監視・統制を行っている。なお燃料関係の公社もエネルギー省の組織下にある。

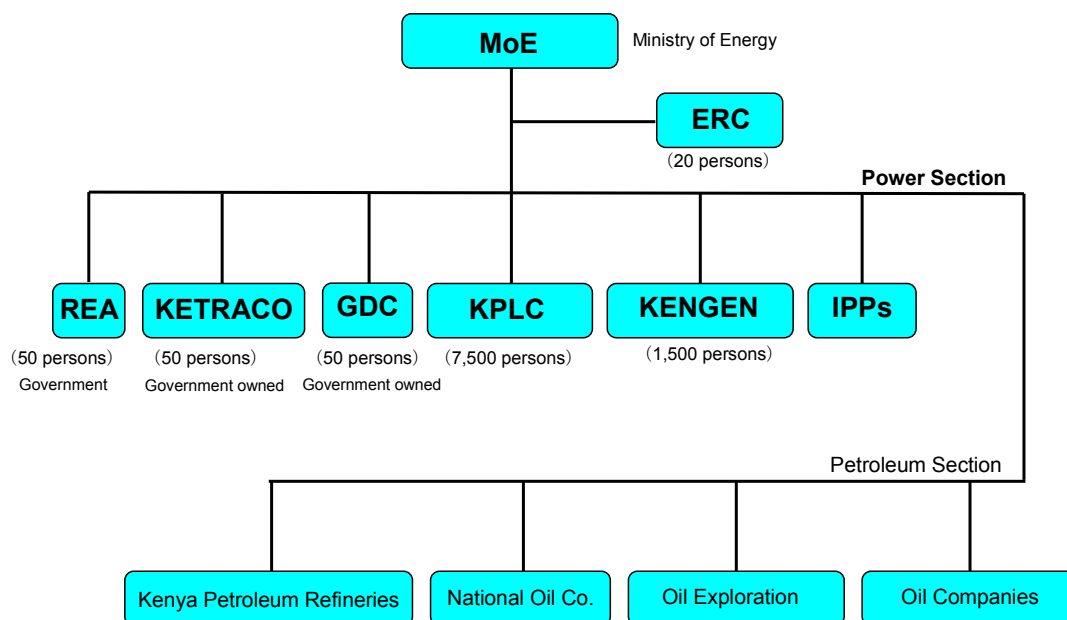


図 2-2.1 エネルギー省と政府機関/公社

この内 KenGen はその株の 70%を政府が保有（2009 年 6 月末）しているが、株式は公開されている。一方 KPLC はその株の 40%を政府が保有（2009 年 8 月末）しているが、やはり株式は公開されている。

## 2.2.2 ケニア電力電灯公社（KPLC）

### (1) KPLC と KETRACO

ケニア国内の送電事業はこれまで KPLC が一元的に担っており、本協力準備調査も同社の全面的な協力のもと行われた。その一方で、送電網の安定的な拡充を図るため、2008 年 12 月には新たに全額政府出資による送電公社 Kenya Electricity Transmission Company（KETRACO）が設立され、現在はスタッフの採用や事務所の設置など本格的な業務開始に向けた準備作業が進められている。既存の送電線については引き続き KPLC が管理する方針であるが、今後、新規に建設される送電線は KETRACO の管轄となり、本事業も実施段階においては KETRACO が担当する予定である。

送電線は、発電所と異なりそれ自体が利益を生み出すものでは必ずしもないため、今後は営利企業である KPLC ではなく政府からの補助金を得ながら KETRACO が送電線の運営を行う。しかし、本案件の KETRACO への移管時期は未定であり、現時点では KPLC が KETRACO の母体であることから、本報告書では KPLC の事業実施能力について第9章にて検証している。

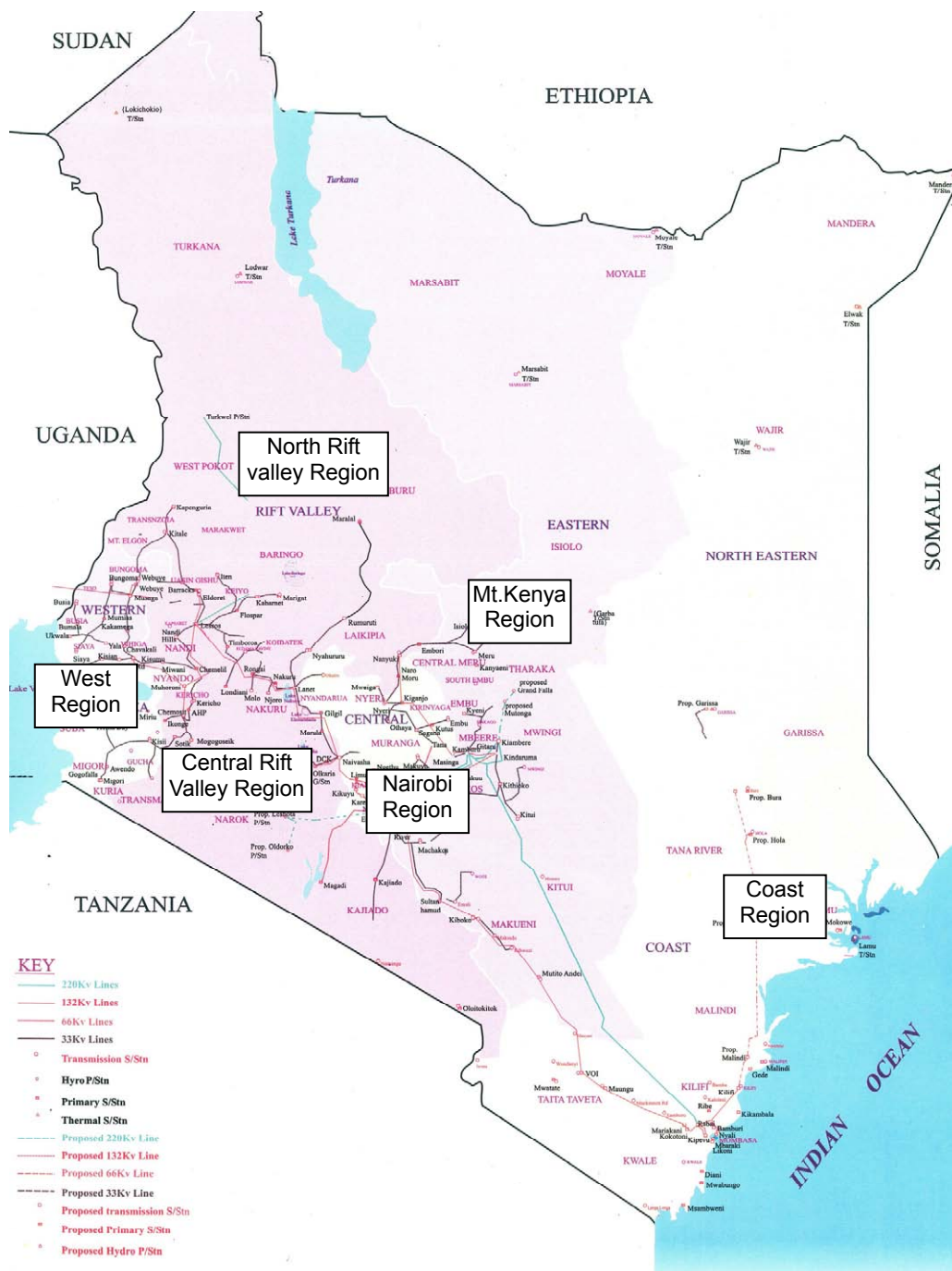
## 2.3 電力システムの現状

### 2.3.1 電力システム構成

ケニアの 2008 年現在の電力システム、およびシステム面で便宜上 6 つに分割された地域を図 2-3.1 に示す。北部は山岳地帯であり居住地域は南部に偏っている。その中央部に人口 200 万人を擁する首都 Nairobi が存在し、需要の中心となっている。電源は東部の臨海部にディーゼルを主体とする火力発電所、中部に地熱発電所、北部ならびに西部に水力発電所が立地する。国土を約 800km にも及ぶ 132kV 送電線が東西に横断しており、さらに東部から中央部の間は 220kV 送電線も連系の役を果たしている。

2.3.2 需要と電源の地域分布

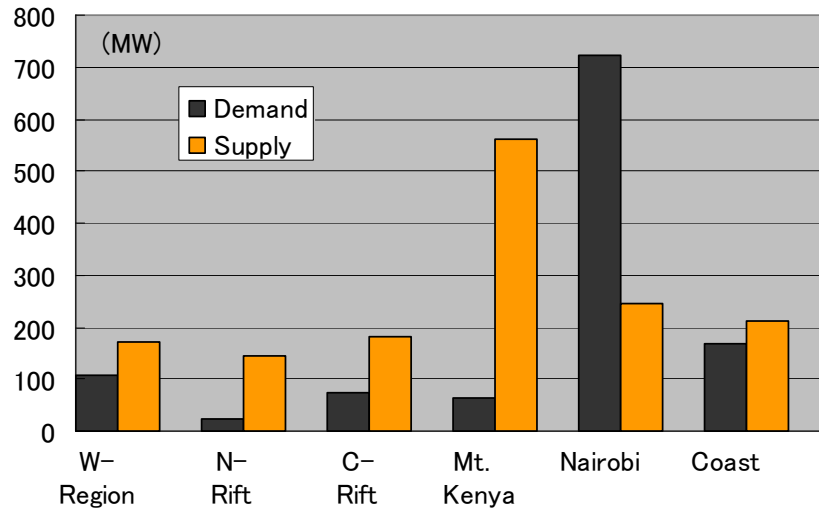
ケニアを地域別に分類すると東から西に、ケニア第2の都市 Mombasa を中心とする海岸部の Coast 地域、Nairobi を中心とする Nairobi 地域、Nairobi 北部のケニア山周辺の Mt. Kenya 地域、大地溝帯中央部の Central Rift Valley 地域、大地溝帯北部の North Rift Valley 地域、ケニア第3の都市 Kisumu を中心とする西部の West Region 地域の6地域に分けられる。



出典: KPLC Annual Report & Account 2002/03

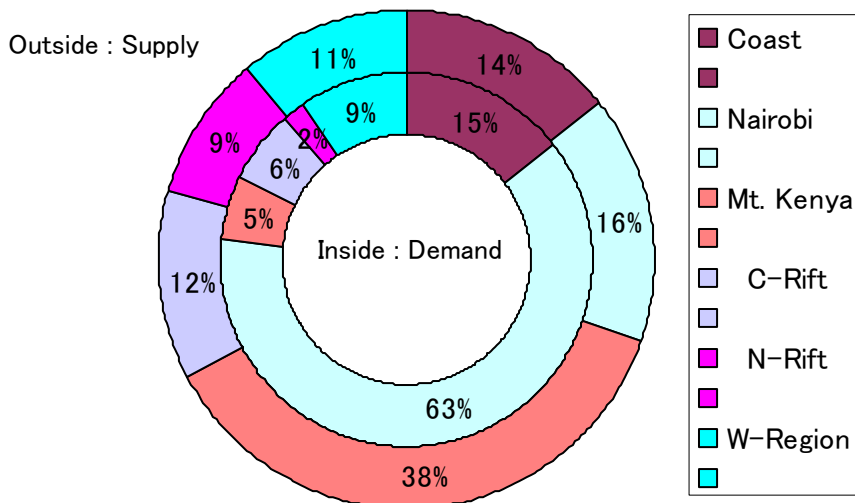
図 2-3.1 ケニアの6つの地域

これら地域の需要と電源分布を図 2-3.2 に、需要と電源の地域別割合を図 2-3.3 に示す。総需要 1,173MW の過半の 62%を Nairobi 地域が占め、一方総電源 1,387MW の 37%を Mt. Kenya 地域が占めている。電源種別は Coast 地域では火力発電が、Nairobi 地域は地熱発電が主体であり、年間を通じて安定した出力が期待できるのに対し、その他地域は水力発電が主体であり雨期、乾期の時期的な変動が発生する。



出典：KPLC からのデータにより JICA 調査団作成

図 2-3.2 需要と電源分布



出典：KPLC からのデータにより JICA 調査団作成

図 2-3.3 需要と電源の地域別割合

### 2.3.3 需要実態

ケニアは赤道直下に位置するものの標高が Nairobi で 1700m と高く月平均気温は 15℃～19℃としのぎやすい気候であるため空調需要は大きくない。このため需要のピークは 20

時前後に記録される点灯ピーク型であることが入手した日負荷曲線から読み取れる。

### 2.3.4 発電設備

表 2-3.1 に 2009 年 6 月現在の発電設備の一覧を、図 2-3.4 に発電設備量の内訳を示す。

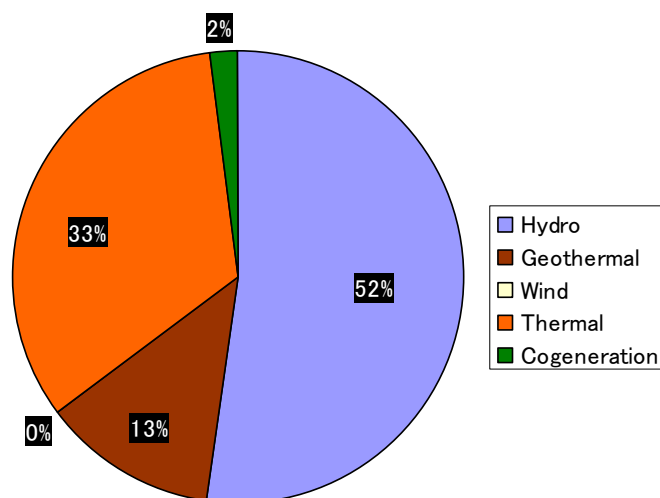
主系統の総発電容量は設備量で 1,293MW、実効容量で 1,253MW ある。設備量の内訳を見ると水力が 52%、地熱が 13%、火力が 33%、コージェネレーションが 2%であり、水力が過半を占めており乾期、雨期の発電出力変動の影響を大きく受ける。

表 2-3.1 発電設備(2009年6月現在)

Type	Ref. No.	Name	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)	
Hydro	G-1	Tana	14.4	10.4	
	G-2	Wanjii	7.4	7.4	
	G-3	Kamburu	94.2	90	
	G-4	Gitaru	225	216	
	G-5	Kindaruma	40	40	
	G-6	Masinga	40	40	
	G-7	Kiambere	82	82	
	G-8	Small Stations	6.3	5.6	
	G-9	Turkwel	106	106	
	G-10	Sondu	60	60	
	<b>Total Hydro</b>			<b>675.3</b> (52%)	<b>657.4</b> (52%)
Geothermal	G-11	Olkaria I (KenGen)	45	45	
	G-12	Olkaria II (KenGen)	70	70	
	G-13	Olkaria III (IPP)	48	48	
	<b>Total Geothermal</b>			<b>163</b> (13%)	<b>163</b> (13%)
Wind	<b>G-14</b>	<b>Ngong</b>	<b>0.4</b> (0%)	<b>0.4</b> (0%)	
Thermal	Kengen	G-15	Kipevu I Diesel	75	60
		G-16	Kipevu GT1 and GT2	60	60
		G-17	Nairobi Gas Turbine	13.5	10
	IPP	G-18	Iberafrica Diesel	56	56
		G-19	Tsavo Power Diesel	74	74
	Emergency	G-20	Aggreko Power	150	146
	<b>Total Thermal</b>			<b>428.5</b> (33%)	<b>406</b> (33%)
Cogeneration	G-21	Mumias Cogeneration	<b>26</b> (2%)	<b>26</b> (2%)	
<b>Total Interconnected System</b>			<b>1,293</b> (100%)	<b>1,253</b> (100%)	
Isolated Stations	G-22	KenGen Diesel Stations	5.2	4.6	
	G-23	REF Diesels and Wind Off-grid Stations	6.1	5.1	
	Total Off-grid Capacity		11.3	9.7	
<b>Gross Capacity</b>			<b>1,305</b>	<b>1,263</b>	
<b>Interconnected System Peak Demand</b>			<b>1,071</b>		

出典: KPLC

表中の Ref. No.は、図 2-3.5 中に示した位置を参照している。



出典:KPLC より調査団入手データ

図 2-3.4 発電設備量の内訳(主系統)

この他、主として本土北部ならびに島嶼部に主系統に連系されていない孤立系統が存在するが、その総発電設備容量は 11MW 程度と小規模である。これらの孤立系統に対し地方電化策の一環として主系統からの距離に応じ主系統への連系、あるいはディーゼル、太陽光、風力発電等の利用により孤立系統として維持拡大等の方策を展開中である。

### 2.3.5 送電設備

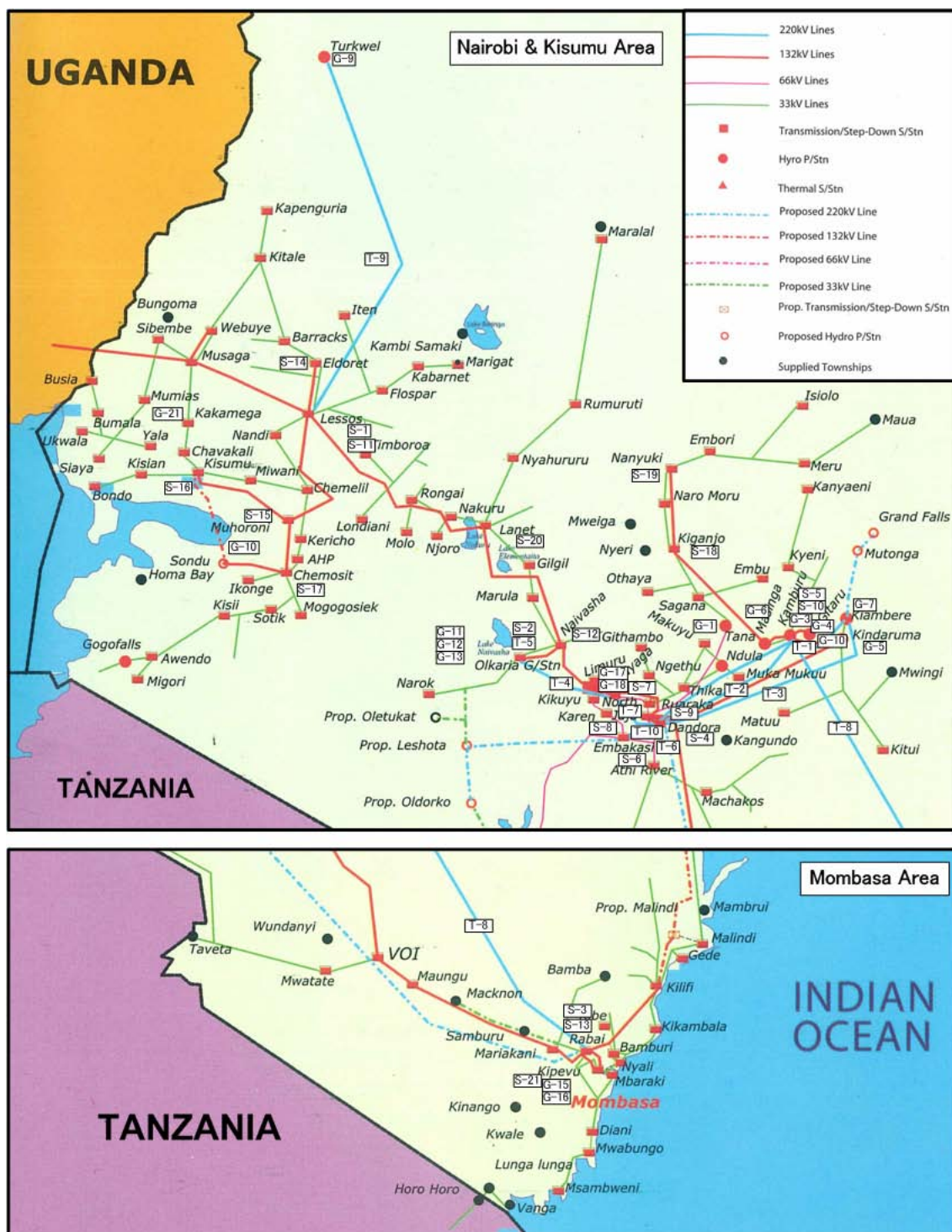
送電線の回線延長は 220kV が 1,330km、132kV が 2,055km、66kV が 610km の合計 3,995km に達する。このうち 220kV と 132kV 送電線が基幹系統を構成しており、66kV 送電線が地域供給を担っている。この他、配電設備として 33kV が 11,163km、11kV が 21,918km の合計 33,081km を保有している。

送電容量に注目すると初期に建設した 132kV 送電線は小サイズ電線が採用されており送電容量は 73～81MVA と小であり過負荷に対し対策が必要となる。

### 2.3.6 変電設備

220kV 変電所は 7 箇所合計 1,720MVA、132kV 変電所は 14 箇所合計 862.5MVA、66kV 変電所は 29 箇所合計 1,099MVA、全変電所合計で 3,682MVA の設備量を有している。





出典: KPLC Annual Report (2007/08)

図 2-3.5 発送変電設備

220kV 遮断器は比較的最近に設置されたため定格遮断電流が 31.5kA 以上と大きいのに対し、132kV 遮断器は新旧が混在しており、定格電流は 1250~3150A、定格遮断電流は 12.5~40kA の広い範囲に分布している。

### 2.3.7 電力系統

#### (1) 系統構成と送電容量

図 2-3.6 にケニアの電力系統構成と送電容量を示す。

132kV 送電線が同国の東西を約 800km 縦貫しており、さらに西端の Musaga 変電所と隣国ウガンダの Tororo 変電所を結ぶ約 70km の 132kV 送電線によりウガンダと国際連系されており電力融通を実施している。

総需要の過半を占める首都 Nairobi への供給は、中南部の Olkaria 地熱発電所ならびに北部の Gitaru 水力発電所等からの発電電力を 220kV Nairobi-North 変電所、Dandor 変電所、Embakasi 変電所、ならびに 132kV Juja 変電所、Ruaraka 変電所にて電圧を降圧し Nairobi へ送電している。

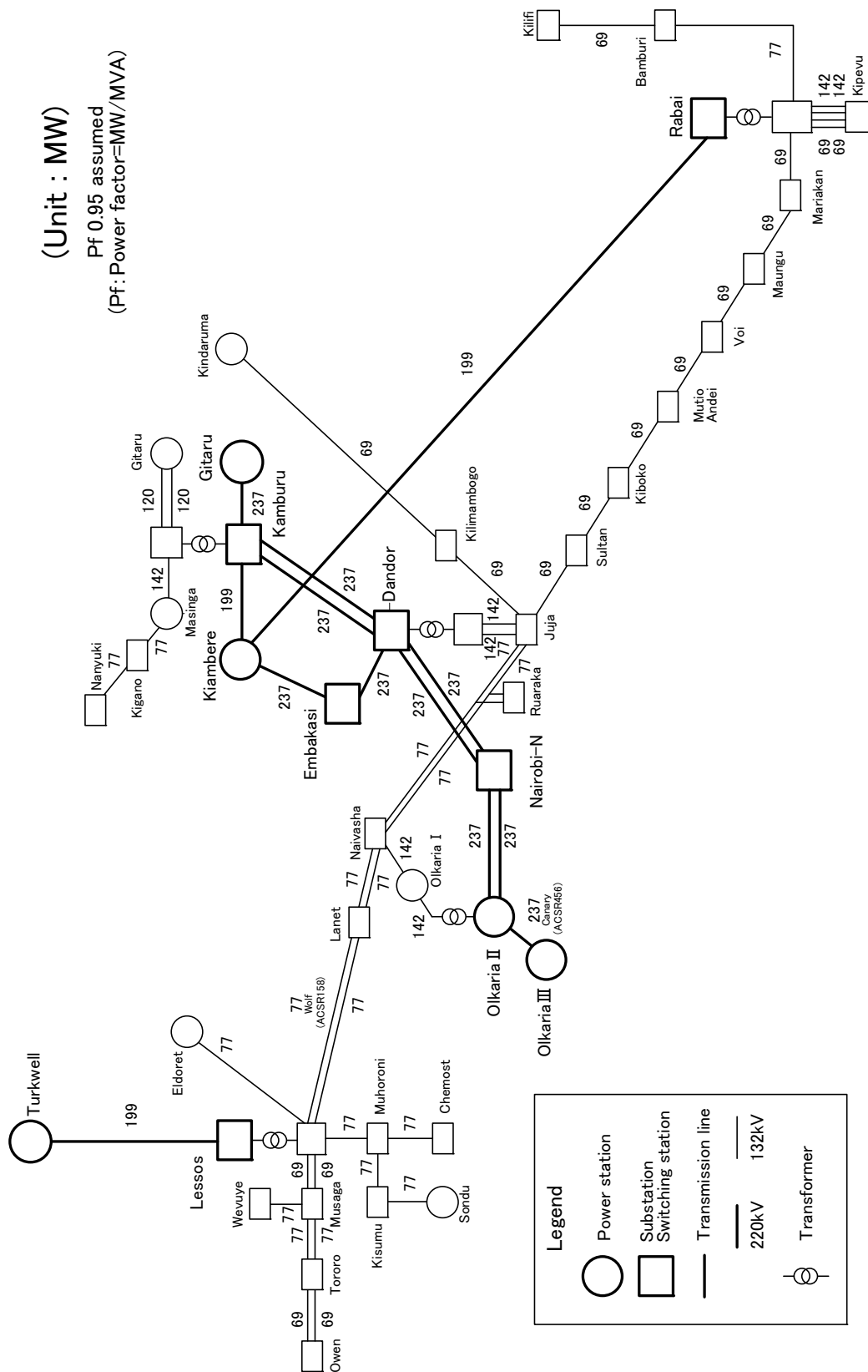
インド洋に面した人口第2位の都市 Mombasa を中心とするケニア東部地域への供給は、地元のディーゼルならびにガスタービンによる発電が担っている。また中央部系統とは 220kV 送電線 1 回線（送電容量 199MW：力率 95%と仮定）と 132kV 送電線 1 回線（送電容量 69MW：力率 95%と仮定）の合計 2 回線により連系されている。

ケニア西部の主な供給源は水力発電所であり、ケニアで人口第3位の Kisumu 他に供給している。また中央部との連系は 132kV 送電線 2 回線で行われている。この送電線は 50 年以上前に建設されたものであり老朽化しているとともに、電線の断面積が  $158\text{mm}^2$ （線種 ACSR158、コードネーム Wolf）と細いものであり、1 回線当たりの送電容量は 77MW（力率 95%と仮定）と小さい。さらに Kisumu と主系統の連系は Kisumu—Muhoroni—Lessos 間の 132kV 送電線 1 回線（送電容量 77MW：力率 95%と仮定）のみであり、送電線事故時には停電が避けられず供給信頼度面で不安がある。

#### (2) 電力潮流

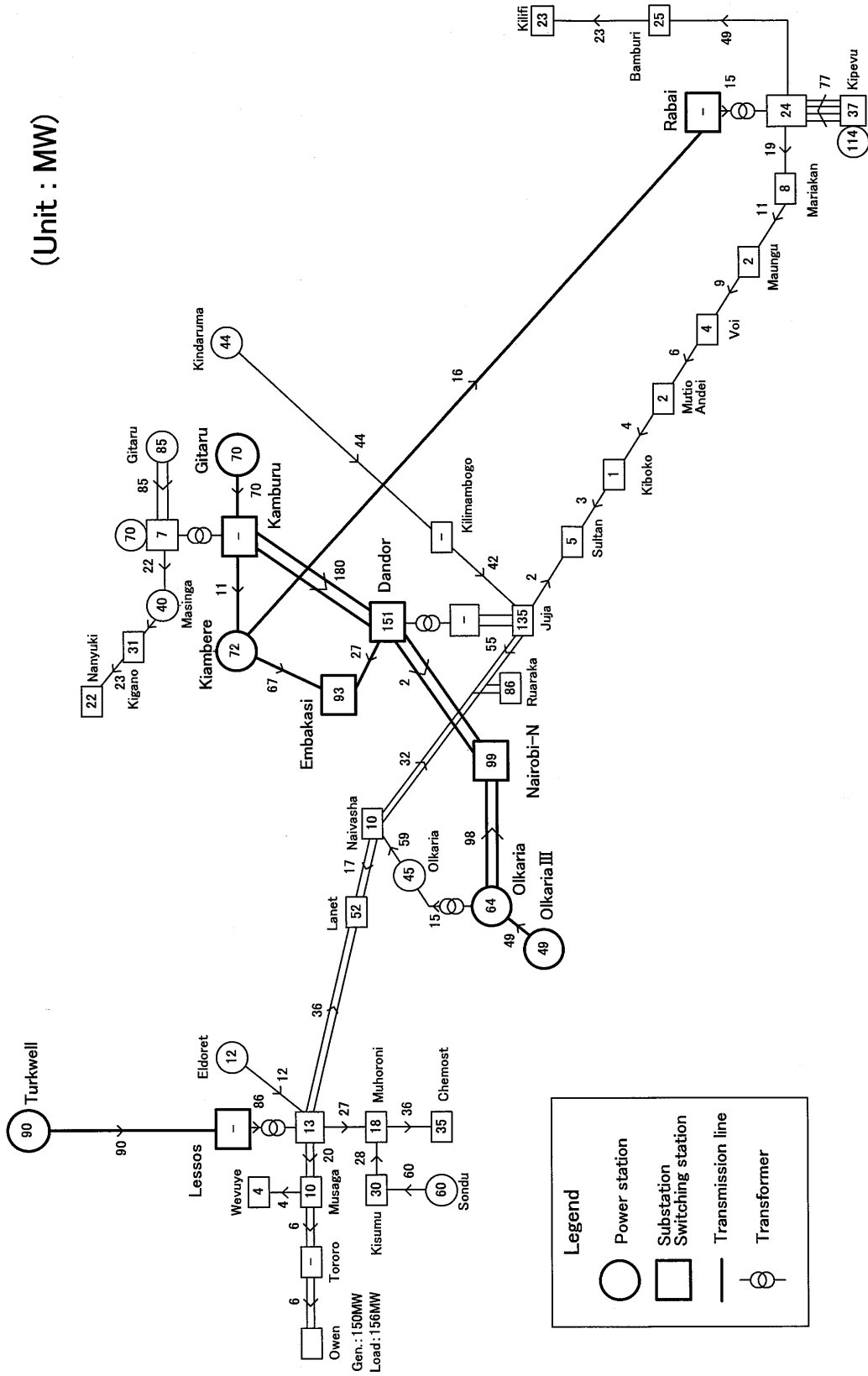
図 2-3.7 に 2009 年雨期の電力潮流解析結果を示す。各水力発電所は豊水期のため定格に近い出力で発電している。このため Nairobi を中心とする中央部系統は Olkaria 地熱発電所に加え北部の Gitaru を始めとする水力発電所の出力と合わせほぼ需給バランスがとれている。また東部系統は地元火力発電所、西部系統も地元水力発電所の発電力で両地域ともほぼ需給バランスがとれている。このため東部と中央部系統を連系する 220kV 送電線の Kiambere—Rabai 間の潮流は 16MW、132kV 送電線の Voi—Mutio・Andei 間の潮流は 6MW と小さい。さらに中央部と西部系統を連系する 132kV 送電線の潮流は Naivasha—Lanet 間で 17MW とこれも小さい。このため各送電線とも過負荷等の問題はない。





出典:KPLC

図 2-3.6 電力系統構成と送電容量



出典: KPLC のデータにより JICA 調査団作図

図 2-3.7 電力潮流解析結果(2009 年雨期系統)

### (3) 安定度

遮断器の動作時間から決定される事故遮断時間は、Kenya Grid Code, Schedule 3.1, Article S3.1.9 に以下の通り定められている。

400kV:100ms、220kV:120ms、132kV:120ms

2009 年時点では 400kV 系統は存在していないため安定度解析条件は以下の通りとした。

送電線 1 回線 3 相短絡事故発生、120ms 後に遮断器動作し事故回線開放

また、事故送電線は以下の考え方に基づき選定した。

本事業が対象とする送電線は、Olkaria-Lessos 線であり、その機能はケニア中央部系統と西部系統を連系する事である。同一の機能を有する既設 132kV 送電線は Juja-Naivasha-Lanet-Lessos 線である。このことから当送電線を事故送電線に選定した。さらに潮流が大きい送電線ほど事故は安定度面から厳しいため既設 220kV Olkaria II-Nairobi North 線も選定した。

解析結果は、事故除去・送電線開放後に事前潮流が健全回線に上乘せされるが、何れのケースも事故前潮流が小さく、事故時の発電機内部誘起電圧位相の動揺が時間の経過とともに減少・収束し安定であることが確認された。

## 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

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、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 は年率 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である。

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、本事業運用開始予定の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 年代から存在するとのことだが、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得て、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幾度もの変遷を経ている。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。

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

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) そして結論となっている。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 + coal + 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。

2008 年 9 月版は正式なレポートが存在し、需要予測について 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。以降の需要予測検討において基本的に LCPDP を参照する場合は、2008 年 12 月を意味するものとする。

### 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 3-1.1 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 3-1.1 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。

ここで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 3-1.2 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 3-1.2 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

需要予測の算定手法の詳細はファイナルレポート本文に述べたが、需要予測の算定において、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。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。言い換えると、LCPDP の 2012/13 年の需要・系統規模は、調査団想定では 2014/15 年のそれとなる。

## 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) と呼ばれるものが存在する。これ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り、ケニアのみならずより広い範囲を対象とした開発計画である。

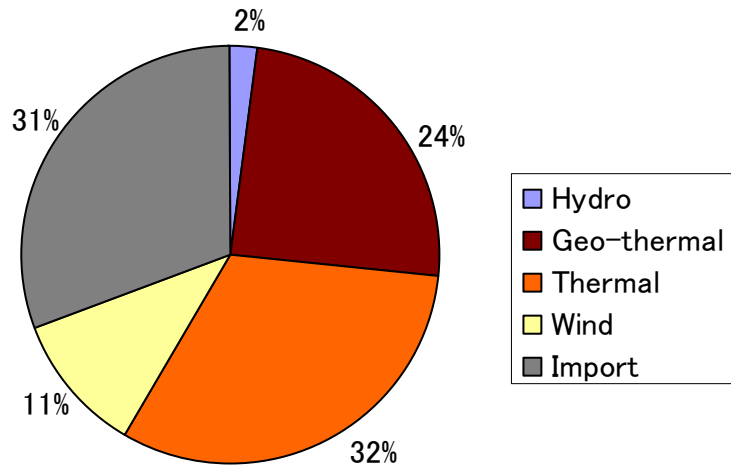
### 3.2.2 LCPDP による電源開発計画

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によれば、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 の電力を輸入する計画である。

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。

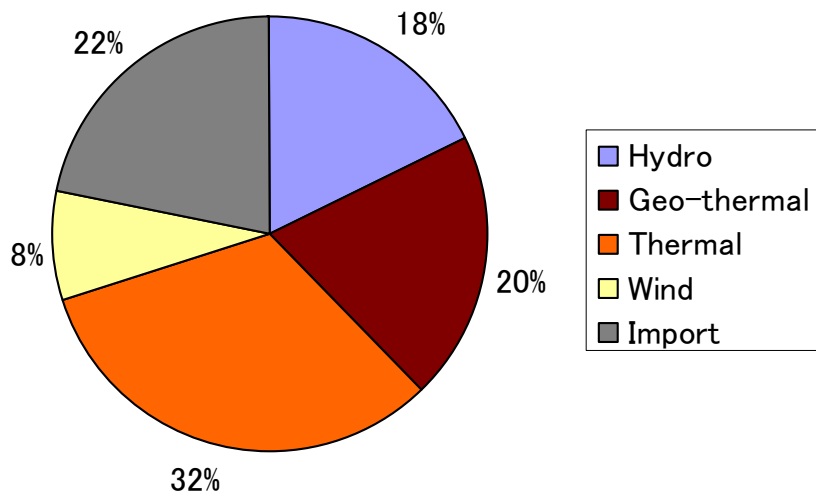
2019/20 年度末の輸入を含めた種類別の電源比率を見ると、既設電源と比較し水力が 52%から 18%と大幅にシェアを低下、火力は 32%と現状を維持、地熱は 13%から 20%、風力は 0%から 8%と増加が著しく、輸入も 22%と大きな割合を占めている。

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 データより JICA 調査団作成

図 3-2.1 種類別開発電源比率(2009~2020 年)



出典: KPLC データより JICA 調査団作成

図 3-2.2 種類別電源比率(2019/20 年度末)



### 3.2.3 需給バランス

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。

### 3.2.4 エチオピアからの電力輸入

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 と急速に増加すると見られている。この電源は本文第 4 章に詳述するが、GibeIII 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。GibeIII 発電所の発電コストは US\$0.0457 (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。ケニアとエチオピアの月別降雨量を見ると、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。

## 3.3 系統増強計画

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 線が完成する予定である。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量が増加する。

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) と小さい。この過負荷と信頼度対策として 220kV Olkaria—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。

### 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年に電化率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本文第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 kV）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）

#### 3.4.2 投資額とプロジェクト効果

2008-2013年の期間に必要な総投資額は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。

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経済的に不利であるかが分かる。

### 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。KPLC による Stima Loan、即ち受電設備投資用の低利率融資がその代表的な制度である。

### 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 を持っ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の詳細がファイナルレポート本文に述べられている。

## 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。

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設立された。事務局はアジスアベバにあるが、機能はスタートしたばかりで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 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。

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。これらの現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。

#### 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

EAPMP 上の 2004 年の計画策定時と比べ現在のケニア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。

### (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に一定である（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ファイナルレポートに示している。

### (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。

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。

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 4-1.1 に示す通りである。

表 4-1.1 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。各国独自計画案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。

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。ただしこれは 2004 年の需要想定を基にした EAPMP 上での結論である。

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。

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 4-1.2 に示す通りである。

表 4-1.2 一体化計画案のコスト

Cost (US\$ million)		
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 4-1.3 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 4-1.3 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)	US\$5,094 mil.	US\$3,901 mil.	US\$3,099 mil.
(b) Integrated Planning (一体化計画案)	US\$4,401 mil.	US\$3,445 mil.	US\$2,784 mil.
Benefit (a-b)	US\$693 mil.	US\$456 mil.	US\$315 mil.
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では、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。

## 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。

#### 4.2.2 電力需要

##### (1) 最大電力と需要電力量

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の出力が低下し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。

UETCLは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。

##### (2) 負荷状況

需要の最大は点灯時に記録される。年間負荷率は約60%である。

#### 4.2.3 電源開発計画

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。

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。

#### 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。

#### 4.2.5 電力系統

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。

#### 4.2.6 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。

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。

#### 4.2.7 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ファイナルレポート本文に示す。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。

### 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 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 Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo) 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 (Ministry of Mine and Energy : MoME) 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 (Ethiopian Electric Light and Power Agency : EELPA) 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。

#### 4.3.2 電力需要

##### (1) 需要実績

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。

##### (2) 需要状況

2008 年 1 月の日負荷曲線によれば、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。

### (3) 需要想定

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。

## 4.3.3 電源開発計画

### (1) 既設電源

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、首都アジスアベバでも計画停電が実施されていた。

### (2) 電源開発計画

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。

## 4.3.4 送電線増強計画

### (1) 既設送電線

エチオピアの電力系統は、電圧は 230kV、132kV、66kV ならびに 45kV の 4 電圧が採用されており、2008 年現在の送電線亘長はそれぞれ、2,194km、2,743km、1,782km、399km である。

---

## (2) 送電線増強計画

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。

なおエチオピアーケニア連系送電線の進捗状況であるが、EEPCo の当該送電線プロジェクト事務所がアジスアベバに存在するものの、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。

### 4.3.5 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ファイナルレポートに記載した。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。

## 第5章 電力系統解析結果

本章では最新のケニアの電力長期計画（LCPDP 改訂版 2008.12）に基づき系統解析を行い、220kV Olkaria-Lessos 線ならびに 132kV Lessos-Kisumu 線の必要性を確認し、その設備規模を決定するとともに、送電線増設の効果を検証した。解析対象年度は LCPDP において Olkaria-Lessos 線の運転開始が計画されている 2013 年ならびに増強後の長期的有効性を確認するため 2020 年の 2 断面とした。またケニア系統は全電源に占める水力発電所の割合が比較的大きく、雨期と乾期では水力発電所の出力変動により系統の潮流分布が大きく変化するので、雨期、乾期の両断面を対象とした。

### 5.1 系統解析条件

#### 5.1.1 需要想定、電源ならびに系統増強計画

解析に用いた需要想定、電源ならびに系統増強計画は、最新版として第一次現地調査の際に KPLC から入手したもので、2008 年 9 月策定の LCPDP をその後の情勢変化を反映し、2008 年 12 月に見直したものである。

需要想定は 3 章 3.1 に詳述したが最大電力の想定値を表 5-1.1 に再掲する。電源ならびに系統増強計画は第 3 章に示したものをそのまま用いた。

表 5-1.1 系統解析の対象とした KPLC の想定に基づく需要想定

Year	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Peak load (MW)	1,086	1,173	1,267	1,368	1,477	1,715	1,905	2,112	2,339	2,586	2,856	3,151	3,474

出典：LCPDP December 2008

#### 5.1.2 系統解析ソフトならびに模擬方法

系統解析に使用するソフトは KPLC が用いている事実上の世界標準ソフトである PSS/E ver.31 とした。これにより KPLC が保有する系統データの利用が可能となる。

表 5-1.2 系統模擬規模

Item	Demand	No. of busses				No. of lines				No. of generators
		400kV	220kV	132kV	66kV	400kV	220kV	132kV	66kV	
Quantity	1,711MW	4	19	47	59	6	25	58	63	50

出典：JICA 調査団

### 5.2 2013 年系統解析結果

#### 5.2.1 電源ならびに負荷の地域分布

送電線潮流は電源ならびに負荷の地域分布に大きく影響を受け、地域ごとに電源と負荷がバランスしていると潮流は小さく、偏って分布していると潮流は大きい。

Nairobi 地域は全負荷の 56%が存在するが電源は少なく、Coast 地域、Mt. Kenya 地域ならびに Central Rift 地域から電力供給を受けている。電源の種類を見ると Central Rift Valley 地域は Olkaria 地熱、Coast 地域は火力が主体であり季節毎に変動の少ない出力が期待できる。一方、Mt. Kenya 地域、North Rift Valley 地域ならびに West Region 地域は水力が主体であり雨期、乾期の出力変動が大きい。

132kV Naivasha—Lanet—Lessos 線には、Lanet 変電所を含めた West Region ならびに North Rift Valley 地域の負荷と電源出力の差が潮流として流れる。当地域は、人口が第3位の Kisumu 市、第4位の Nakuru 市を擁し比較的に負荷が大であるのに対し、Bujagali 発電所を電源とするウガンダからの電力輸入分を含めても電源量は小さく、さらに水力が主体であるため乾期には電源の不足量が大きく、不足分は既設 132kV Naivasha—Lanet—Lessos 線を介して供給される。しかし当該送電線は 50 年以上前に建設されたものであり、送電容量が 1 回線当たり 77MW（力率 95%と仮定）と小さく過負荷傾向にある。

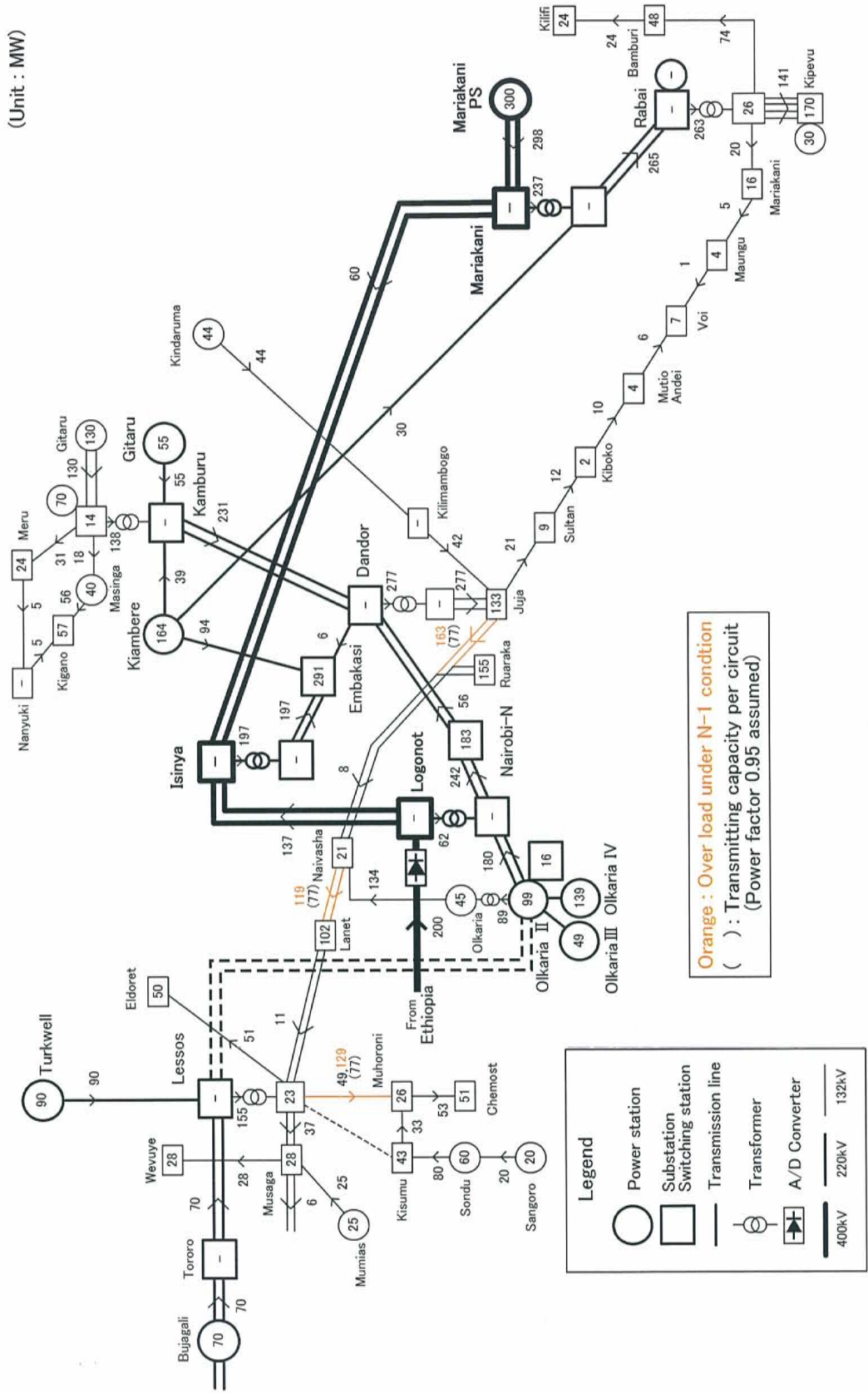
### 5.2.2 潮流解析結果

送電線増強前の雨期、系統健全時には送電線の過負荷は発生しないが、設備 1 単位の事故時（N-1 条件）には 132kV Naivasha—Lanet 線、132kV Lessos—Muhoroni 線、132kV Juja—Ruaraka 線が送電容量を超過し過負荷する。KPLC の供給信頼度基準によれば N-1 条件において停電を発生させないことを基本としており、系統の骨格を構成する重要設備は N-1 条件において過負荷してはならず、対策が必要である。

乾期においては多くの送電線で過負荷が発生する。特に 132kV Olkaria—Naivasha 線、132kV Naivasha—Lanet 線、132kV Juja—Ruaraka 線では、設備事故の無い系統健全時にも過負荷する。

過負荷送電線のうち 132kV Juja—Ruaraka 線においては、220kV Olkaria—Lessos 線の増強後にも過負荷は解消しない。この理由は、当該送電線は大負荷（155MW）の Ruaraka 変電所に供給する送電線であるためであり、過負荷を解消するためには自身の送電線の増強が必要である。このため本検討の対象外と考えることができる。

送電線増強後には多くの送電線過負荷は解消するが、N-1 条件下で 132kV Naivasha—Lanet 線ならびに 132kV Lessos—Muhoroni 線に過負荷が発生する。



出典：JICA 調査団

图 5-2.1 2013 年潮流解析結果(送電線增強前、兩期)

### 5.2.3 Naivasha—Lanet 線過負荷対策

既設 132kV Naivasha—Lanet 線は 220kV Olkaria—Lessos 線の完成後にも乾期に過負荷が発生する。この理由は、送電容量が 1 回線当たり 77MW と小さい Naivasha—Lanet 線が大負荷 (102MW) の Lanet 変電所に供給するためであり、対策として Lanet 変電所の一部または全部の負荷を 220kV により送電する次の 2 案が考えられる。

#### (1 案 : Lanet 変電所一部負荷 220kV 供給案)

既設 132kV Lanet 変電所において新たな増強を実施せず、負荷は 2009 年の現状規模程度を維持するとともに、その後の負荷増分は、本事業で新設される 220kV Olkaria—Lessos 線の線下に 220kV New Lanet 変電所を新設しそこから供給する案である。実施の容易さ、経済性の面から本案が推奨される。

#### (2 案 : Lanet 変電所全部負荷 220kV 供給案)

本事業で新設される 220kV Olkaria—Lessos 線の線下に 220/132kV New Lanet 変電所を新設するとともに、132kV 送電線で既設 132kV Lanet 変電所と接続し Lanet 変電所の全負荷を 220kV で送電する案である。132kV の新設送電線建設が必要となり、推奨されない。

### 5.2.4 事故電流解析結果

事故電流は比較的小さく各電圧系統の最大値は、400kV 系統においては Isinya 変電所の 4.30kA、220kV 系統では Dandor 変電所の 8.89kA、132kV 系統では Kamburu 変電所の 11.59kA であり、遮断器の定格遮断電流 40kA (400kV 系統は計画値) に比べ十分小であり問題はない。

### 5.2.5 安定度解析結果

#### (1) 安定度解析条件

遮断器の動作時間から決定される事故遮断時間は、Kenya Grid Code Schedule 3.1, Article S3.1.9 に以下のとおり定められている。

400kV:100ms、 220kV:120ms、 132kV:120ms

この規定に従い安定度解析条件は、「送電線 1 回線 3 相短絡事故発生、100ms または 120ms 後に遮断器動作し事故回線開放」とした。

#### (2) 解析結果

結果の概要は以下のとおりである。

- 220kV Olkaria—Lessos 線ならびに 132kV Lessos—Kisumu 線増強前は、雨期で水力発電所が定格出力で発電している場合には西向きの潮流も比較的小さい。このため事故後の動揺が持続する傾向にあるものの時間の経過とともに動揺

が減少し全てのケースで安定である。

- 送電線増強前に平年乾期で水力発電所が定格の 70%を出力している場合には、西向き潮流が増大し安定度面で厳しい条件となるため、132kV OlkariaI – Naivasha 線事故（ケース 10）では動揺が時間の経過とともに拡大傾向にあり不安定である。その他のケースでも事故後の動揺が長時間にわたり持続するため安定限界である。
- 送電線増強前に異常乾期で水力発電所が定格の 50%を出力しているケースでは、全てのケースで不安定である。特に 132kV Naivasha – Lanet 線事故、132kV OlkariaI – Naivasha 線事故ならびに 220kV Logonot – Nairobi North 線事故では発電機動揺が短時間に発散し不安定度合いが大きい。
- 送電線増強後には、雨期は勿論のこと最も安定度上過酷な異常乾期のケースでも、発電機動揺は小さく短時間に減少収束し全てのケースで安定である。

### 5.2.6 解析結果概要

220kV Olkaria – Lessos 線ならびに 132kV Lessos – Kisumu 線の増強により過負荷解消（個別に対策が必要な 132kV Naivasha – Lanet 線ならびに 132kV Lessos-Muhoroni 線を除く）と安定度維持が同時に可能となるため、これら送電線の増強は系統の信頼度確保に不可欠なものと言える。

表 5-2.1 系統解析結果

Item	Season	Before augmentation of lines	After augmentation of lines
Overload line	Wet	132kV Naivasha-Lanet 132kV Lessos-Muhoroni	132kV Lessos-Muhoroni
	Dry(70%)	132kV Naivasha-Lanet 132kV Olkaria I -Naivasha 132kV Lessos-Muhoroni	132kV Naivasha-Lanet 132kV Lessos-Muhoroni
	Dry(50%)	132kV Naivasha-Lanet 132kV Olkaria I -Naivasha 132kV Lessos-Muhoroni 132kV Lanet-Lessos	132kV Naivasha-Lanet 132kV Lessos-Muhoroni
Stability	Wet	Stable	Stable
	Dry(70%)	Unstable	Stable
	Dry(50%)	Unstable	Stable

Red:Overload under normal condition      Orange:Overload under N-1 condition

出典:JICA 調査団

### 5.3 2020 年系統解析結果

Olkaria – Lessos 線ならびに Lessos – Kisumu 線の増強後の長期有効性を確認するため 2020 年系統を対象に解析を実施した。水力発電所の出力は雨期（水力発電所出力 100%）ならびに異常渇水時（水力発電所出力 50%）の 2 断面とした。

5.2.3 で述べた New Lanet 変電所の供給方式は 1 案（Lanet 変電所一部負荷 220kV 供給案）と仮定した。さらに Nakuru 市の北方に Menengai 地熱発電所（280MW）が 2019 年、



2020年に140MWずつ開発される計画があるため、当地熱発電所の送電方法も合わせ検討した。解析結果は以下の通りである。

### 5.3.1 潮流解析結果

Menengai 地熱発電所地点は Nakuru 市の北方に位置し 220kV Olkaria-Lessos 線から近距離にあること、開発規模が 280MW と大きいこと、を考慮すると 220kV Olkaria-Lessos 線に連系される可能性が高い。そこで 5.2.3 で述べた 220kV Olkaria-Lessos 線の間地点付近に新設が必要となる New Lanet 変電所への連系案、既設 220kV Olkaria II への連系案の 2 案を検討の対象とした。

220kV Olkaria-Lessos 線の最大潮流は、異常乾期を想定した水力発電所の出力が定格の 50%に低下した場合に発生し、Menengai 地熱発電所を New Lanet 変電所に連系した場合は New Lanet-Lessos 間の 501MW、Menengai 地熱発電所を Olkaria II 発電所に連系した場合は Olkaria-New Lanet 間の 705MW である。このため Menengai 地熱発電所を New Lanet 変電所に連系する案が、潮流が軽減されること、Menengai が Olkaria よりも New Lanet に近く送電距離も短いことから得策である。

Olkaria-Lessos 線ならびに Lessos-Kisumu 線は今後新設する送電線であり、必要送電容量を満たすものとすれば良いが、Lessos-Muhoroni 線ならびに Muhoroni-Chemost 線は既設であり、常時過負荷に対し対策が必要である。これらについては第 5 章で詳述する。

2013 年と同様に 132kV Juja-Naivasha 線が過負荷するが、自身の送電線の増強が必要であり、本事業の対象外と考えることができる。

### 5.3.2 132kV Lessos-Muhoroni 線過負荷対策

本事業の対象である Kisumu-Lessos 線の電圧を 132kV、回線数を 1 回線とした場合には、既設 132kV Lessos-Muhoroni 線の潮流が雨期においても 137MW と送電容量 77MW を超過し常時過負荷するので対策が必要である。

これまで Kisumu-Lessos 線の電圧は 132kV と仮定して検討してきたが、220kV の採用を推奨する。Lessos-Muhoroni 線の潮流は常時においても雨期 97MW、乾期 106MW と送電容量 77MW を超過し過負荷となる。

さらに Kisumu-Muhoroni 線の潮流は N-1 条件下で 162MW と過負荷する。

このため 220kV Kisumu-Lessos 線の増強後の適当な時期に Lessos-Muhoroni 線あるいは Kisumu-Muhoroni 線は 2 回線化、太線化、増容量電線への張り替え等の対策が必要である。

また既設 132kV Muhoroni-Chemost 線も常時過負荷するが、この原因は負荷が 104MW の Chemost 変電所への唯一の供給線であるためであり、同様の対策が必要である。

### 5.3.3 事故電流解析結果

2013年に比較し系統規模がほぼ2倍となったにも拘わらず、事故電流の増加は小さい。最大値は400kV系統ではMariakani変電所の6.78kA、220kV系統ではOlkaria II発電所の12.24kA、132kV系統ではDandor変電所の15.00kAであり、遮断器の定格遮断電流40kA（400kV系統は計画値）あるいは31.5kAに比し十分小さく問題はない。

### 5.3.4 安定度解析結果

Menengai地熱発電所の送電方法は5.3.1に示したようにNew Lanet変電所に連系することが得策であるので、この系統を安定度解析対象とした。また雨期に加え、異常乾期を考慮した水力発電所の出力が50%に低下した場合も対象とした。また安定度解析条件は5.2.5に示した2013年系統の解析条件と同一とし、安定度解析上厳しい条件を付した。

結果の概要は以下のとおりである。

- 潮流が雨期に比べ乾期が大で安定度上厳しいため、大部分のケースで乾期が事故後の発電機動揺振幅が大きい。しかし全ケースで時間の経過とともに振幅が減衰し安定であり、送電線増強の効果が現れている。
- 安定度は重潮流で長距離送電線に事故が発生した場合に厳しい。これは送電線の事故回線が遮断され事故前潮流が事故の無かった回線のみで送電されるためである。発電機動揺振幅が比較的大きいのは132kV Juja-Naivasha線事故、220kV Olkaria II-New Lanet線事故ならびに220kV Logonot-Nairobi North線である。これらは何れも事故前潮流が大でしかも長距離送電線であるためであるが、安定度上問題は無い。

## 5.4 必要送電容量と送電線規模

系統設備増強を行う場合、その容量を過大に選定すると設備能力を十分に発揮せずに設備の寿命を迎えることとなり経済性を悪化させる。反対に過小に選定すると早期に容量が不足しさらなる設備増強が必要となりこれも経済性を悪化させる。このため設備容量を適切に決定することが重要である。そこでOlkaria-Lessos線ならびにKisumu-Lessos線の必要送電容量について検討した。

2020年に220kV Olkaria-Lessos線には最大501MWの潮流が流れる。またKisumu-Lessos線には乾期にN-1条件としてLessos-Muhoroni線が事故により開放された場合に最大237MWの潮流が流れる。

超長期の送電線に流れる潮流を潮流計算により求めることは、その年度の系統解析データをそろえる必要があるが、遠い将来の電源計画や送電線増強計画が定まっていないことから現実的でない。

送電損失は一般に小さいのでこれを無視すれば送電線に流れる潮流は、送電すべき地域の需要と供給力の差によって流れるので、この差を求め必要送電容量を決定することができる。

#### 5.4.1 ケニア西部地域の需要と供給力

220kV Olkaria-Lessos 線を介し供給される需要は、ケニア西部地域の West-Region 地域、North-Rift 地域ならびに Central-Rift 地域の Lanet 変電所負荷である。一方、West-Region 地域、North-Rift 地域に立地する発電所は 既設 Sondu/Miriu、Sangoro、Turkwell の各水力発電所と Mumias Co-generation 発電所であり、この他ウガンダの Bujagari 水力発電所からの輸入電力がある。2019、2020 年に運転開始が計画されている Menengai 地熱発電所は Olkaria-Lessos 線の中に New Lanet 変電所を設置しそこに連系することが得策との結論を得たので、この連系方式を仮定すると Olkaria-Lessos 線には Menengai 発電所の出力から New Lanet 変電所の負荷を差し引いた潮流が Olkaria-Lessos 線に加わることとなる。

Olkaria-Lessos 線の潮流は New Lanet 変電所の負荷が Menengai 発電所の出力 280MW を上回るまで Olkaria-New Lanet 区間よりも New Lanet-Lessos 区間の潮流が大きい。

#### 5.4.2 Olkaria-Lessos 線の必要送電容量

##### (1) Olkaria-Lessos 線の予想潮流

表 5-4.2 にケニア西部地域の需給バランスの見通しと Olkaria-Lessos 線の予想潮流を示す。この表では同一需要規模に達する年度として KPLC の長期計画 LCPDP の需要想定 (2009~2029 年平均伸び率 10.2%) に基づくものと、JICA 調査団の需要想定 (IMF ベース、2009~2029 年平均伸び率 7.2%) に基づくものを併記した。

KPLC の需要想定における 2020 年の Olkaria-Lessos 線の予想潮流は、Olkaria-New Lanet 区間で 229MW、New Lanet-Lessos 区間で 356MW であり後者の区間潮流が大きい。しかし New Lanet 変電所の負荷が Menengai 発電所出力 280MW を上回る 2025 年以降は逆転し Olkaria-New Lanet 区間が大となり 2029 年には当区間の潮流は 1,192MW となる。

##### (2) Olkaria-Lessos 線の必要送電容量

KPLC の需要想定に基づくと検討最終年の 2029 年の予想潮流は 1,192MW と、通常の 220kV 送電線の送電容量と対比しても極めて大きな値となる。しかし本調査団の需要想定に基づけば送電線完成 20 年後の 2033 年で 779MW である。本調査団の需要想定は、2009 年から 2029 年の 20 年間に 7.2%の伸びが継続するものとしており、過去の例から多くの国で経済成長は成長と停滞が繰り返されており、この 7.2%の平均伸び率は妥当なものと考えられる。従って 20 年間以上の期間に亘り設備が有効活用されると期待できることから必要送電容量として 700MW 程度を推奨する。

### (3) 推奨送電線規模

KPLC の既設 220kV 送電線で採用されている導体は Canary の単導体であるが、単導体では必要とする送電容量を確保できないことから二導体を採用するものとする。

KPLC の導体許容最高温度は 75℃であるが、日本においては 90℃を採用している。送電容量は周囲温度と許容最高温度で決定され、導体の冷却効果は導体温度と周囲温度の差で決まるため導体許容温度が高くなると送電容量は飛躍的に増加する。しかし温度上昇に伴い電線の伸びの増加とともに弛みも増加する。このため導体の地上からの高さを確保するために鉄塔を高くする必要がある。許容最高温度を 90℃とすることによる鉄塔高の増加分は 0.5m 程度であり工事費増分はさほど大きくはないが、大きな送電容量増加が実現する。

以上の要因を考慮し、導体として Grackle (導体断面積 604mm<sup>2</sup>) 二導体、許容最高温度 90℃を推奨する。この送電線の送電容量は 788MVA、潮流力率を 95%と仮定すると 748MW となり、必要送電容量 700MW を十分確保できる。

#### 5.4.3 Kisumu-Lessos 線の必要送電容量

##### (1) Kisumu-Lessos 線の予想潮流

Kisumu-Lessos 線には、需要としての Kisumu 変電所、Muhoroni 変電所ならびに Chemost 変電所の負荷と供給力としての Sondu/Miriu 発電所ならびに Sangoro 発電所の出力の差が流れる。

##### (2) Kisumu-Lessos 線の必要送電容量

KPLC の需要想定に基づくと検討最終年の 2029 年の予想潮流は 517MW の極めて大きな値となる。しかし 5.4.2-(2)の Olkaria-Lessos 線の項で述べたと同じ理由で、本 JICA 調査団の需要想定に基づけば 20 年間以上の期間に亘り設備が有効活用されると期待される必要送電容量として 350MW 程度を推奨する。

##### (3) 推奨送電線規模

必要送電容量 350MW 程度を満たすには 132kV では現実的でないため、電圧として 220kV を採用することとするが、潮流が比較的小さい運開後の暫くの間は 132kV 運転とし 220/132kV 変電設備の設置を繰り延べし、経済性を向上させることとする。

Olkaria-Lessos 線と同様の理由で許容最高温度として 90℃を採用するとともに線種は Grackle を推奨する。この送電線の送電容量は 394MVA、潮流力率を 95%と仮定すると 374MW となり、必要送電容量 350MW を確保できる。

## 第6章 経済財務状況

### 6.1 KPLCの財務状況

#### 6.1.1 序 説

KPLC に代わる全額政府出資による新たな送電会社 KETRACO が設立され、現在はスタッフの採用や事務所の設置など本格的な業務開始に向けた準備作業が進められている。今後、新規に建設される送電線は KETRACO の管轄となり、本案件も KETRACO が担当する予定である。しかし、本案件の KETRACO への移管時期は未定であり、現時点では KPLC が本件の窓口となるため、当面の実施主体として KPLC の財務状況を確認する必要がある。

KPLC の過去 10 年分のアニュアルレポートから各種の経営指標を算出し、同社の財務状況を分析した。KPLC の財務諸表は国際財務報告基準 (IFRS) に準拠しており、グローバルな基準による客観性の高い経営分析や、諸外国の同業他社との比較も可能である。なお、同社の会計年度 (Fiscal Year: FY) は 7 月から翌年 6 月までの 12 ヶ月間で、今回のレポートでは現時点での最新データである FY2009 までの数値を用いた。

KPLC の筆頭株主はケニア政府であるが、保有比率は年々低下しており、2009 年 8 月末時点では 40.4%と、民間資本が過半を占める。同社株式はナイロビ証券取引所に上場され、やはり株式上場している発電会社 KenGen と並ぶケニアを代表する優良企業として、市場での評価は非常に高い。

#### 6.1.2 業 績

2000 年代初頭、電力販売の伸び悩みやコスト増などで KPLC の業績は低迷、FY2000 から 4 年連続で最終赤字となった。しかし 2005 年以降、国内経済の回復とともに売上は大きく拡大し、継続的なコスト削減によって収益性も大幅に改善するなど安定した成長が続いており、近年の業績はおおむね好調である。

FY2009 の売上高は前年度比+58.9%の 663.6 億シリング (約 800 億円)、営業利益は同+61.1%の 56.7 億シリング (約 68 億円) と増収増益であった。ナイロビ周辺を中心に家庭用や、中小の製造業および商業向けの電力販売が堅調に推移したほか、およそ 9 年ぶりとなる電気料金の本格改定や料金徴収体制の強化なども増収に寄与した。また、配電および顧客サービス部門でのコスト削減策も功を奏し、営業利益率は 8.6%と安定した数字を残している。ここ数年は一時の不振を脱して売上高、営業利益とも高い伸びを維持し、ケニア経済の回復とともに順調に成長を続けている。

業務プロセスの見直しなどで効率化も進んでおり、1990 年代中頃には 10,000 名を超えていた従業員数を 2009 年 6 月末時点では 7,015 名まで削減した。物価水準の上昇などに伴って人件費の総額は増加傾向にあるが、FY2009 の従業員一人当たりの売上高は 946 万シリング (約 1,230 万円)、また従業員一人当たりの生み出した付加価値額を示す労働生産性

は274万シリング（約356万円）であり、それぞれ10年前の約3.6倍、10.2倍と大幅に拡大している。

### 6.1.3 費用構造

FY2004以降のKPLCの費用構造をみると、発電事業者からの電力購入などのコストが上昇傾向にある一方で、間接費用の圧縮が進んだ結果、全体としては収益性が改善している。

売上高から電力購入費用などの売上原価を差し引いた売上総利益率（粗利率）はFY2005の36.7%をピークに年々低下し、FY2009では29.0%となった。原油価格の高騰に伴い、売上原価のうちの燃料費負担額がFY2005に比べて4倍以上に膨れ上がり、電力調達コストの上昇を招いた。このことが売上総利益率を悪化させた大きな要因となった。その一方で、一般管理費では人件費率や減価償却費率をほぼ一定の水準に保ち、さらに販売費などの間接費用を抑制したため、一般管理費全体の対売上高比率がFY2004の31.4%からFY2009では20.4%まで低下した。

資源高による電力調達コストの増加を一般管理費の抑制で補い、営業利益率はFY2004の3.6%からFY2009では8.6%にまで上昇した。売上高の拡大と間接費用などの固定費率の低下が利益率を押し上げ、財務体質を強化しているといえる。

### 6.1.4 経営指標分析

以上の分析から、近年のKPLCの業績は好調を維持しており、継続的なコスト削減策も財務体質の改善に寄与していることが確認された。さらにここで、KPLCの財務能力が電気事業者として適切な水準であるか判断するため、同社の財務諸表を精査し、収益性や財務的安定性の観点から経営指標の分析を行った。

ケニア国内の電力需要の急増を背景にKPLCの売上は大幅に伸び、過去5年間の平均伸び率は23.0%と、大きく拡大している。収益性に関しては、FY2009の営業利益率は8.6%と十分な水準で、売上規模の拡大に伴って利益率も改善してきており、安定して利益を生み出せる体質になっている。

企業の短期的な財務安全性を測る指標として、短期債務支払い能力である流動比率と当座比率をみると、KPLCの短期債務支払い能力に大きな問題はない。

先進国の大手電力会社と比較しても、KPLCの収益性や財務体質は決して見劣りするものではなく、発展途上国という、制約条件の多い状況下においても安定した経営を続けていることは高く評価できる。その一方、ケニアの発展に不可欠な基幹インフラを供給するという公益性の高さや経済成長への期待から、特に近年はドナーや投資家から多くの資金を集めており、それに伴って固定資産や負債が膨張傾向にある。KPLCの売り上げは今後も高い伸びが予想されるが、過剰投資によるバランスシートの悪化や、利益率の低下には

注意を払う必要がある。

## 6.2 電気料金システムの現状

### 6.2.1 概要

KPLC の電気料金システムは発電事業者からの電力購入料金、最終需要家向けの小売料金と大きく二つに分けられる。

KenGen をはじめとする発電事業者との PPA (Power Purchase Agreement) に基づき、KPLC は各々決められた単価で電力を調達する。各事業者からの売電価格は kWh あたり概ね Ksh2~3 程度であるが、さらに火力発電の燃料費は KPLC が負担し、そのコストは売電単価に上乘せされる。そのため、水力や地熱発電が中心の発電会社に比べ、火力発電専門の独立系発電事業者 (IPP) からの売電価格は非常に高く、実質的な調達単価が Ksh10/kWh を上回るケースも存在する。

需要家向け電気料金は用途や規模に応じて大きく 5 つのカテゴリーに分類され、それらに加えて輸出用電力、ケニア政府による農村電化プログラム (R.E.P./Rural Electrification Programme) 向け料金で構成される。ケニア国内の一般需要家向けの契約種別には、DC (家庭用)、SC (小規模商業)、CI (商業・工業)、IT (オフピーク)、SL (街灯) がある。なお、FY2008 以前の区分では A (家庭および小規模業務用)、B (中規模産業用)、C (大規模産業用)、D (オフピーク料金)、E (街灯) となっており、B,C の産業用電力では供給電圧によっていくつかのサブカテゴリーが設けられていた。家庭用および小規模商業用の電灯契約では、電気料金は基本料金、従量料金の 2 つで構成され、一方、低圧電力および高圧契約ではこの二つに加えて契約電力 (デマンド) に応じた料金が課せられる。KPLC が負担した発電事業者の燃料費は基本的に需要家に転嫁され、その変動のリスクも需要家が負うことになる。さらに、為替変動やインフレに伴う物価変動による影響も需要家への小売価格で調整する仕組みになっており、KPLC は諸々のコスト変動要因に対するリスクを回避して、安定的に収入を確保することが可能になっている。なお、未電化世帯が電気設備を導入しやすいように初期投資費用を融資したり、携帯電話の小口送金サービスを利用して、銀行口座を持たない新規需要家が電気料金を簡単に支払えるようにするなど、貧困層に向けた配慮もなされている。新規需要を促進するための融資については本文第 3 章に述べた。

### 6.2.2 顧客別の需要動向

KPLC の売上高を FY2008 以前の契約種別でみると、全体の約 4 割を家庭および小規模商業向けの電灯需要 (カテゴリーA) が占め、約 2 割が灌漑や中規模の工場・商業向け産業用電力 (カテゴリーB)、4 割弱が大規模の工場・商業向け産業用電力 (カテゴリーC) という構成になっており、オフピーク需要 (カテゴリーD) と街灯 (カテゴリーE) はともに全体の 1%程度である。この数年、家庭用電灯 (カテゴリーA0) の占める割合が増加傾向にあり、電化率や生活水準の向上が寄与しているものと考えられる。低圧の電灯契約は

大口の産業用電力よりも kWh あたりの単価が高いため、この傾向は供給電力量よりも売上高においてより顕著である。

ケニアはアフリカ諸国の中では比較的工業化が進み、大口電力の需要も堅調に推移している。しかし、特に地方や農村部などでは電化率が依然として低く、今後インフラ整備が進めば大きく需要が伸びる余地があり、さらにテレビや洗濯機など電化製品の普及に伴って一家庭あたりの電力消費が拡大する可能性も高い。したがって、当面は家庭向け需要の伸びが中心となって KPLC の成長を引き続き支えるものと予想される。

### 6.3 KPLC のローン返済能力

#### 6.3.1 設備投資とキャッシュフロー

KPLC への資金流入は近年、大きく増加している。2004 年ごろを境に、凍結されていたケニアへの海外からの援助が相次いで再開されたのに呼応して、KPLC も国内外からの低利融資を数多く獲得するようになり、FY2004 から FY2009 までの 5 年間で、同社の長期借入金約 3 倍となった。

それに伴って、特にこの 3 年ほどは配電網の整備などを主な目的とした設備投資を急拡大させており、KPLC の FY2009 の設備投資額は 127 億シリング（約 150 億円）と、わずか 3 年間で 4 倍以上となった。また、対売上高比率も 19.2% に達し、FY2006 以前は概ね一ケタ台後半で推移していたことを考えると、目覚ましい勢いで設備投資を拡大させていることがわかる。

これをキャッシュフロー（CF）の動きから見ると、KPLC は営業活動から得た現金である営業 CF を毎年継続的に生み出しているものの、設備投資などに対する現金支出である投資 CF が FY2007、2008 とこれを大きく上回った。その結果、事業全体を通じて得た現金収入であるフリーキャッシュフロー（FCF）は大幅なマイナスとなり、FY2008 では 91.1 億シリング（約 110 億円）と、売上高の 2 割強の現金が流出した計算になる。一方、財務活動による現金収支を示す財務 CF は FY2007、2008 と大幅なプラス、つまり急増する設備投資負担をまかなうために借入金を急増させたことが読み取れる。その額は過去 2 年間で 97.5 億シリング（約 130 億円）と、同期間の営業 CF の約 2 倍に達した。しかし、FY2009 は営業 CF が大きく伸びたため、前年と同水準の設備投資を行いながらも FCF はプラスに転じ、また、これに伴って新規の借入金を絞ったことで財務 CF も大幅に縮小しており、財務状況は改善している。

成長段階にある企業が一時的に借入金を増やして投資を拡大させるのは珍しいことではないが、将来、投資に見合った収益を得られるのか、そして金利の支払いが経営を圧迫することがないかなど、資金計画の妥当性を検討する必要がある。



---

### 6.3.2 資金調達

需要想定についての詳細な考察は別章に譲るが、KPLC の大規模投資の多くは電化率の向上を主眼とした配電網の拡充に振り向けられており、経済成長に伴って増え続ける電力需要に応えるためにも緊急性の高いものであったと考えられる。とりわけ、現状では 2 割に満たない地方での電化率が改善され、潜在的な巨大需要を開拓できれば、大幅な増収が期待でき、投資の回収も比較的容易となるであろう。

高い電力需要の伸びや安定した収益構造に支えられ、KPLC は今後も順調に増収増益を続ける可能性が高い。マネジメントが効果的に機能して財務体質も強化されており、近年に同社が獲得した長期融資と同程度の条件で資金を調達できれば、その返済能力に大きな支障はないと考えられる。

## 第7章 環境社会配慮

### 7.1 ケニア国の環境影響評価（EIA）・住民移転計画（RAP）のプロセスと関連法規

#### 7.1.1 ケニア国のEIA制度

ケニア国の EIA 制度は、1999 年に制定された環境管理調和条例(EMCA: Environmental Management Coordination Act)及び 2003 年に制定された環境影響評価・監査規則 (Environmental (Impact Assessment and Audit) Regulations)によって設立された。EMCA では、EIA 対象となる案件を特定しており、第 68～69 節では環境監査 (EA) について、特定の分野における戦略的環境アセスメント(SEA)について、それぞれ規定している。

国家環境管理局 (NEMA: National Environmental Management Agency) が 2002 年に作成した「環境影響評価ガイドライン及び行政手続 (案)」によると、EIA の目的は以下の 7 つであるとされている。

- 提案されている事業、プログラム、計画、政策の環境影響を特定するため
- それらの重要な影響を評価するため
- 計画、設計、立地における Alternative-1&2 の影響の重要性を評価するため
- 事業による重要な負の環境影響に対する緩和策を提案するため
- プロジェクト・サイクルにおいて、どのように緩和策が実施されるかモニタリング・評価するための現況データを作成するため
- Alternative-1&2 の影響に関するデータを提供するため
- 告知にもとづく意思決定のために EIA 結果を提供するため

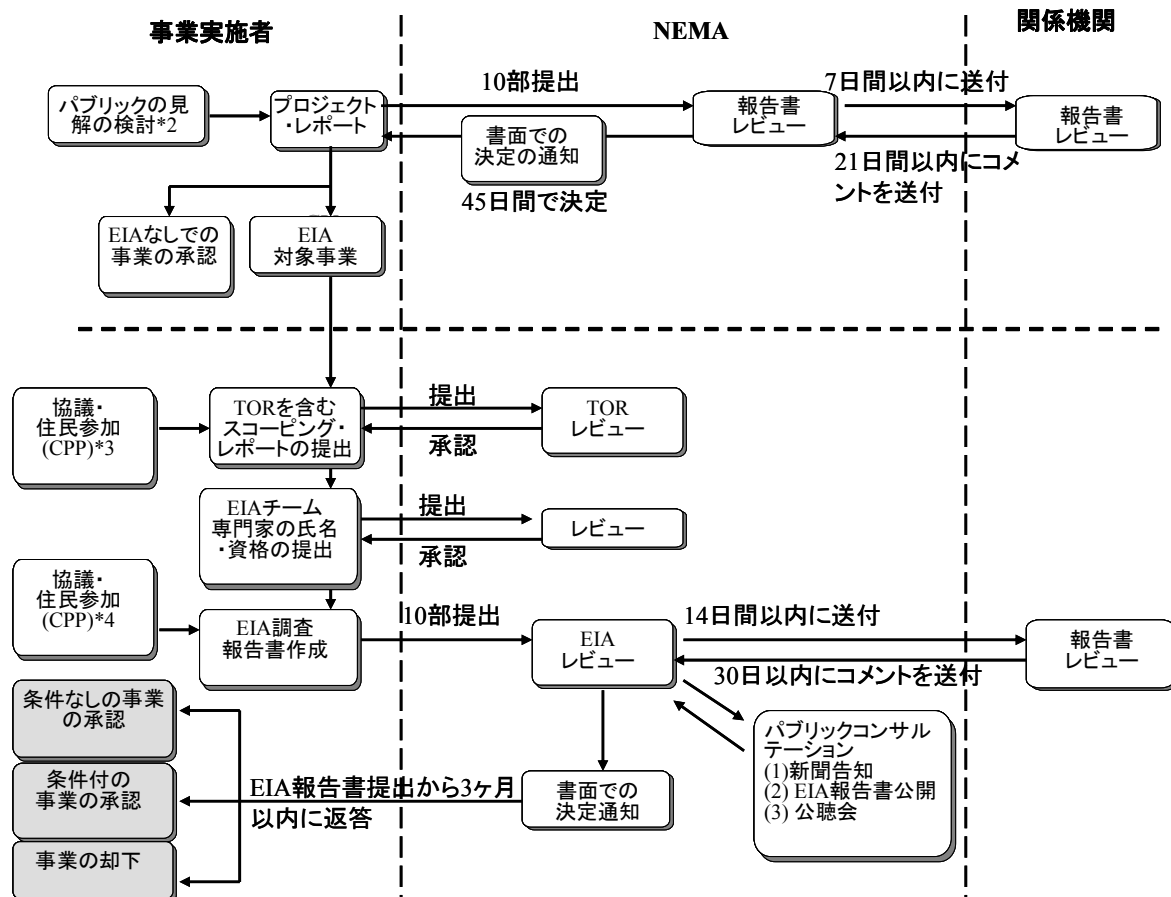
#### 7.1.2 EIA を必要とする案件の種別

EIA 対象となる案件の種類は、EMCA の別表 2 (Second Schedule)に示されている。しかし、EMCA は、具体的な EIA 対象・対象外の事業を区別する数値的な基準を示しておらず、EIA 対象となるかどうかは、NEMA がまず事業者に提出を要求するプロジェクト・レポート (PR : Project Report) によって判断することになっている。

当 Kisumu～Lessos～Olkaria 送電線建設事業は、別表 2 の No.9 電気関係施設の下の(b)送電線にあたるため、EIA 対象事業と判断された。

#### 7.1.3 EIA 調査準備・審査プロセス

事業実施者は、NEMA より承認を受けた TOR に従って、EIA を実施し、EIA 報告書を作成する必要がある。EIA 準備・審査プロセスは下表のとおり。



出典： 環境影響評価・監査規則(2003年)及び「環境影響評価ガイドライン及び行政手続(案)」(2002年)をもとに JICA 調査団が作成。

図 7-1.1 EIA レポート準備及び審査プロセス

#### 7.1.4 RAP プロセス及び要件

ケニア国での RAP プロセスは、WB の OP 4.12 に準拠しているため、原則として JBIC ガイドラインとの違いは特定されていない。

#### 7.2 ESIA・RAP 調査実施のためのこれまでの技術支援

JICA 調査団では、これまでに KPLC の ESIA 調査準備において、1) NEMA 承認取得のための調査 TOR の見直し、2) ESIA のレビュー、3) 補完調査である環境・社会専門調査の実施などの技術的支援を実施した。KPLC 実施による ESIA 調査については、2009年8月18日に現地 EIA コンサルタントである GIBB Africa Ltd.と KPLC が契約を締結し、調査が開始され、2009年12月22日に最終化され、2009年12月29日に NEMA へ提出された。一方、RAP 調査は、2009年12月に Eco Plan Management 社が開始し、2010年2月末までに完了する予定である。

## 7.2.1 F/S 調査で提案された代替案の検討

2003年に米国貿易開発局の支援によって実施されたF/Sでは、Olkaria-Lessos間及びLessos-Kisumu間において、2路線の代替案が検討されている。当JICA調査では、ケニアのEIA法及びJBICガイドラインで要求されている代替案検討として、同代替案に対して、戦略的環境アセスメントの観点から環境・社会面、経済面、技術面から評価を実施した。更に、以下では環境・社会面に特化した代替案比較結果について記載する。総合的な代替案比較結果については、ファイナルレポート第8章の「送電線ルート」の項で述べることとする。

表 7-1.1 代替案検討結果(環境社会配慮面)

項目	Olkaria-Lessos		Lessos-Kisumu	
	Alternative-1 (既存線に併設)	Alternative-2 (新規)	Alternative-1 (新規)	Alternative-2 (既存線に併設)
森林部におけるR 通行権の距離 <sup>1</sup>	約35.5km 4つの森林を通過 (North Tindelet、 Nabkoi、 Timboroa、Mount Londiani Forests)	約75.5km 3つの森林を通過 (Eastern Mau、 Western Mau、 Tinderet Forests)	0	0
森林の状況	多くはプランテーション林	劣化した自然林と豊かな自然林が混在	-	-
住宅用構造物数 <sup>2</sup>	約262戸	約642戸	約268戸	約374戸
社会・政治的な課題	-	複雑な土地所有権問題が存在	-	-

注1:森林における送電線の通行権の距離は、ケニア政府発行の既存の地形図(1973、1979、1981年発行、縮尺1:250,000)より推定した。

注2:住宅用構造物の数は、2009年9月15日時点の地形調査結果を利用した。なお、代替案比較後に選択されたアライメントに対してKPLC及び調査団にて詳細結果を実施したため、候補ルートAlternative-1における住宅用構造物数の最終調査結果とは若干異なる。

出典:JICA調査団

## 7.2.2 Kisumu~Lessos~Olkaria 送電線建設事業のスコーピング結果概要

環境・社会影響のスコーピング結果は下表のとおり。予測される正/負の影響の詳細については、ファイナルレポート第7章で述べることとする。

表 7-2.1 環境・社会影響のスコージング結果の概要

影響項目 調査段階	1. 非自発的移転	2. 地域経済(雇用・生計等)	3. 土地利用・地域資源の活用	4. 社会的慣行(地域分断等)	5. 既存の社会インフラ・サービス	6. 社会的弱者(貧困層・先住民・少数民族等)	7. 便益の公平な配分	8. 文化・歴史的遺産	9. 周辺住民との対立	10. 水利と水利権	11. 衛生	12. 危害・伝染病(HIV/AIDS等)	13. 地形・地勢	14. 土壌浸食	15. 地下水	16. 水文	17. 沿岸部	18. 動植物・多様性	19. 気象	20. 景観	21. 地球温暖化	22. 大気汚染	23. 水質汚濁	24. 土壌汚染	25. 廃棄物	26. 騒音・振動	27. 地盤沈下	28. 悪臭	29. 底質	30. 事故
	社会環境								自然環境										環境汚染											
計画段階	A-					C-	B-		C-																					
建設段階		B+/B-	B-		B-	C-		C-		B-	B-		B-				A-		B-		B-	B-	B-	B-	B-					C-
供用段階		A+	B-			C-	B-		C-		B-		B-				B-		B-											C-

A+/-: 重要な正/負の影響が予測される

B+/-: ある程度の正/負の影響が予測される。

C+/-: 正/負の影響の程度は不明。要調査であり、調査進展により影響が明確化する。

空欄: 負の影響は想定されない。

出典: JICA 調査団

### 7.2.3 ESIA にかかるパブリックコンサルテーションの結果

ケニア国では、パブリックコンサルテーションは Consultation and Public Participation (CPP)と呼ばれており、住民協議（パブリックミーティング）に限らず、ヒアリング、Focused Group Discussion (FGD)等の選択肢がある。本案件については、パブリックコンサルテーションは、調査期間中に3段階で実施された。まず、第1段階目のパブリックコンサルテーションがローカルコンサルタントである GIBB Africa によって、ケニアの EIA 規則に従って地域のリーダー、役人、一部の地域の被影響住民に対して Focused Group Discussions (FGDs)やヒアリングといった形式で 11 箇所において実施された。2段階目からはパブリックミーティング形式で住民協議が実施され、2009年9月29日～10月4日(スコージング時)、2009年10月26～31日(DF/R説明時)において12会場で開催された。

### 7.2.4 コンサルタントによる地形調査

ケニア国では、土地所有に係る最新且つ正確な既存情報が限られているため、当事業によって影響を受ける土地所有者または世帯数の特定が極めて困難である。そのため、影響家屋概数を把握するための事前調査を JICA 調査団の再委託調査である地形調査の一環として Geomatics Civil Engineering Surveyors Ltd.が実施した。調査の結果、以下の4箇所でアラートの見直しを実施された。

- Naivasha 湖南部、Olkaria 発電所付近の花卉農場を回避
- Elementaita Town を回避
- Nakuru 湖国立公園の南部を回避
- Kisumu サブステーション付近の住宅地を回避

### 7.2.5 動植物、景観、社会経済調査（専門調査）の再委託業務

KPLC の ESIA 調査を補完するために、特に重要と考えられる影響については、JICA 調査団の再委託調査として専門調査を実施した。専門調査は、選択された森林における動植物調査、選択された景勝地・観光地周囲での景観調査、土地所有者・占有者に対する社会経済調査で構成される。

#### (1) 動植物専門調査の結果概要

本調査は、KPLC の ESIA 調査を補完するために送電線計画路線沿いの保護林への影響について調査を実施した。調査の結果、Timboroa Forest にて 4-5km の自然林が影響を受け、他の森林については植民地時代に植林された外来種の森林であるとの結果であった。また、予測される負の影響として、レッドリスト種(Vulnerable)である *Prunus Africana* (Red Stinkwood, <http://www.iucnredlist.org/apps/redlist/details/33631/0>) が Londiani Forest, Mau Summit Forest 及び Timboroa Forest で特定されている。

#### (2) 景観専門調査の結果概要

本調査は KPLC の ESIA 調査を補完するために、プロジェクトエリア内の主要な景勝地・観光地の景観における負の影響に特定して実施された。調査は現場踏査、フォトモンタージュを含む写真調査、評価マトリックスを用いた評価（影響度を major significance、highly significant、moderately significant、minor significance、not significant の 5 段階評価）によって実施された。調査によって、Mount Londiani Forest の南部、Dorereine Forest 寄りの Sinedet Area、Nandi Hills 付近の Kibwoso Tea Estate 及び Kapsumbweiwa で景観における負の影響が特定され、局地的なマイナーな迂回及び伐採の最小化が提言された。

#### (3) 社会経済専門調査の結果概要

土地所有者・占有者にかかる社会経済調査は、主としてプロジェクトの社会影響を把握し、被影響住民の規模を想定するために実施された。同調査では、Title deed survey plan と呼ばれる正規に登録されている土地区画を示す既存図面から移転対象世帯の概数を特定し、社会経済調査を実施した。

前述のデータから、Alternative-1 ルートで影響を受ける土地所有者数が 319 名、Alternative-2 ルートでは 344 名と特定された。社会経済調査アンケートは、代替ルート検討後に選択された Alternative-1 ルートで特定された土地所有者数の 319 名に対して 20-25%で実施する予定であったが、再委託先の現場での判断により多めにサンプリング数を設定したため、実際には移転対象土地所有者の約 50%に相当する 160 名（ただし世帯ベースで調査を実施）に対して社会経済状況におけるアンケート調査を実施した。アンケート結果によると、特定された主要な負の影響は、60.6%が家屋への影響、41.3%は商業構造物への影響、51.3%は農地への影響、32.5%は収入・生計への影響、20%は景観への影響、19.4%は病気への懸念、23.1%は安全面の懸念、19.4%は公共施設へのアクセスへの影響が指摘された。

---

### 7.3 KPLC の ESIA 報告書の評価結果

KPLC の ESIA 報告書は、ケニア国における EIA 報告書の水準と比較すると概ね良く作成されており、ケニア国の EIA 規制による要件も満たしていると考えられる。しかしながら、ファイナルレポート第7章で述べられているとおり、代替案比較、包括的生態系調査、景観調査、森林への影響、環境管理計画、環境モニタリング計画、住民協議について明確にされるべき、または改定されるべき課題が7つ特定されている。

### 7.4 JBIC ガイドラインにおける環境チェックリストの作成

現在の調査進捗結果を踏まえて環境チェックリスト（No.14 送変電配電）を作成した（ファイナルレポート Annex 7-13）。また、提案されている ESIA・RAP の緩和策が実施されることを想定した上で作成した。

## 第 8 章 協力対象事業の基本設計

### 8.1 プロジェクトの基本設計概要

#### 8.1.1 送電線ルート

送電線ルートについては、既存 F/S (2003) に倣い、Olkaria-Lessos 間 (当初要請での電圧 220kV) および Lessos-Kisumu 間 (当初要請での電圧 132kV) のそれぞれについて 2 案のルートを挙げ、これを比較検討した。

結論として、Olkaria-Lessos 間では既設 132kV 送電線にほぼ沿った Alternative-1 のルート、また Lessos-Kisumu 間では既設 132kV 送電線とは別ルートである Alternative-1 を推奨することとなった。

#### 8.1.2 設備の基本設計概要

##### (1) 送電線鉄塔型

送電線を支持する送電鉄塔の型については、破壊行為に対して堅牢である Latticed tower Type を推奨することとした。

##### (2) 罫子

電線を鉄塔に引留める材料が罫子である。罫子も破壊行為に対し柔軟性がある強いポリマー罫子の採用を推奨する。

##### (3) 電線・架空地線

電線については、高張力と高電流容量を共に満足できる鋼芯アルミより線 (ACSR) が推奨される。

架空地線は KPLC にてすでに採用されている送変電システムの遠方監視を可能にするため、光ファイバーを内蔵した OPGW を採用する。

##### (4) 鉄塔基礎

地形調査の結果、地表から見た限りではルート上で杭基礎のような特殊基礎が必要と考えられる軟弱地盤地帯は存在しないことが判明した。大掛かりな杭基礎採用の必要は無いものと想定される。しかし本事業実施時、業者によるチェックサーベイ時等により再確認されることとなる。

##### (5) 変電所拡張

変電所については、新設される送電線の両端の既設変電所を拡張して新しい送電線ベイを建設することで可能となる。オルカリア変電所 220kV ベイ、レソス変電所



220kV ベイ、レソス変電所 132kV ベイ、キスム変電所 132kV ベイをそれぞれ 2 ベイ  
づつ拡張する。ファイナルレポートに平面図を添付した。

### 8.1.3 Kisumu-Lessos 間の送電線規模検討

ケニア第 3 の都市 Kisumu に電力を供給する Kisumu-Lessos 間送電線は当初 132kV の 1  
回線で提案された。しかし検討の結果、220kV 設計（当初 132kV 運転）の 2 回線にて建設  
することを推奨する。

## 8.2 プロジェクトコスト

### 8.2.1 プロジェクトコスト概算

#### (1) 業者のロット分け

220kV で運用する Olkaria-Lessos 線と、220kV 設計で 132kV 運用の Lessos-  
Kisumu 線とは別ロットとする。これに加え変電所拡張（全変電所）を 1 ロットとす  
る。

#### (2) 調達／建設の概算コスト

コンサルティングサービス費用、一般管理費（実施機関である KETRACO 側）、住  
民移転補償費用、建設期間中にかかる利子を含んだ本事業に必要な総事業費を全区  
間 220kV 設計とした場合について算出したものを Annex 8-1 に示した。

## 8.3 事業実施スケジュール

L/A 調印から算定した本事業の実施スケジュールを Annex 8-2 に示す。

Annex 8-1 事業費総額 (全区間 220kV の場合)

Cost Estimation (220kV, 2cct for Oikaria-Lessos, and 220kV, 2cct for Lessos-Kisumu Lines)

Base Year for Cost Estimation: Oct. 2009  
 Exchange Rates: Ksh = Yen 1.21  
 Price Escalation: FC: 3.1% LC: 11.3%  
 Physical Contingency: 10%  
 Physical Contingency for Consultant: 10%

Item	2010		2011		2012		2013		2014									
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC								
<b>A</b>																		
I) Procurement / Construction	8,286	2,769	11,636	0	0	0	0	1,213	380	1,672	6,250	704	7,103					
220kV Transmission Line	4,555	1,041	5,814	0	0	0	0	683	156	872	3,416	260	3,731					
132kV (Operation) Transmission Line	1,403	346	1,822	0	0	0	0	210	52	273	1,052	87	1,157					
Substation	546	113	683	0	0	0	0	82	17	102	410	28	444					
Base cost	6,504	1,500	8,319	0	0	0	0	976	225	1,248	4,878	375	5,332					
Price escalation	1,029	1,017	2,260	0	0	0	0	127	120	272	804	265	1,126					
Physical contingency	753	252	1,058	0	0	0	0	110	35	152	568	64	646					
II) Consulting services	595	34	636	109	1	110	45	6	72	157	7	166	150	8	159			
Base cost	481	21	506	96	1	97	39	4	68	126	4	131	117	4	122			
Price escalation	59	10	72	3	0	2	1	4	5	2	7	16	19	3	23			
Physical contingency	54	3	58	10	0	10	4	1	6	1	14	1	14	1	14			
Total (I + II)	8,881	2,803	12,272	109	1	110	45	6	72	1369	387	1,836	6,400	713	7,262			
<b>B</b>																		
a) Compensation for resettlement	0	891	1,079	0	0	164	198	0	728	881	0	0	0	0				
Base cost	0	600	726	0	0	120	145	0	460	581	0	0	0	0				
Price escalation	0	210	256	0	0	29	35	0	182	220	0	0	0	0				
Physical contingency	0	81	98	0	0	15	18	0	66	80	0	0	0	0				
b) Administration cost	0	110	134	0	1	0	2	3	8	10	0	15	18	0	60			
c) VAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
d) Import Tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Total (a+b+c+d)	0	1,002	1,212	0	1	1	1	1	166	200	0	15	18	0	60			
<b>TOTAL (A+B)</b>	8,881	3,805	13,484	109	2	111	45	7	253	64	742	962	1,369	402	1,856	6,400	773	7,335
<b>C. Interest during Construction</b>	190	0	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	66	0	66		
Interest during Construction (Const.)	190	0	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	66	0	66		
Interest during Construction (Consult.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>GRAND TOTAL (A+B+C)</b>	9,146	3,805	13,749	122	2	124	58	7	265	76	742	975	1,395	402	1,881	6,479	773	7,414

Administration Cost = 1%  
 VAT = 0% of the expenditure in local currency of the portion A.  
 Import Tax = 0%

Construction Schedule of 220kV Oikaria-Lessos Transmission Line and 132kV (Operation) Lessos-Kisumu Transmission Line

Year	2010												2011												2012												2013												2014												2015												2016		
Month	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3					
Loan Agreement	▼																																																																										
Procurement of Consultant	▬																																																																										
Detailed Design	▬																																																																										
Route Suirvey by Consultant	▬																																																																										
P/Q for all lots (Document & Concurrence on result)	▬																																																																										
Tender (Document & Concurrence on document)	▬																																																																										
<b>Lot-1 220kV T/L</b>	▬																																																																										
Tender notice and floating	▬																																																																										
Evaluation of Tenders	▬																																																																										
Concurrence on Evaluation	▬																																																																										
Contract nego. & sign	▬																																																																										
Concurrence on Contract	▬																																																																										
L/C open and Letter of commencement	▬																																																																										
Check Survey	▬																																																																										
Drawing & Procurement	▬																																																																										
Transportation	▬																																																																										
Foundation	▬																																																																										
Tower Erection	▬																																																																										
Stringing	▬																																																																										
Commissioning	▬																																																																										
<b>Lot-2 132kV (Operation) T/L</b>	▬																																																																										
Tender notice and floating	▬																																																																										
Evaluation of Tenders	▬																																																																										
Concurrence on Evaluation	▬																																																																										
Contract nego. & sign	▬																																																																										
Concurrence on Contract	▬																																																																										
L/C open and Letter of commencement	▬																																																																										
Check Survey	▬																																																																										
Drawing & Procurement	▬																																																																										
Transportation	▬																																																																										
Foundation	▬																																																																										
Tower Erection	▬																																																																										
Stringing	▬																																																																										
Commissioning	▬																																																																										
<b>Lot-3 220 &amp; 132kV S/S Extension</b>	▬																																																																										
Tender notice and floating	▬																																																																										
Evaluation of Tenders	▬																																																																										
Concurrence on Evaluation	▬																																																																										
Contract nego. & sign	▬																																																																										
Concurrence on Contract	▬																																																																										
L/C open and Letter of commencement	▬																																																																										
Site Survey	▬																																																																										
Drawing & Procurement	▬																																																																										
Transportation	▬																																																																										
Building & Foundation	▬																																																																										
Equipment Installation	▬																																																																										
Commissioning	▬																																																																										
<b>Consulting Services</b>	▬																																																																										
Pro(A) T/L Engineer/P. Manager	▬																																																																										
T/L Engineer (Survey & Civil)	▬																																																																										
Civil & Building Engineer	▬																																																																										
Substation Engineer (Electrical)	▬																																																																										
Substation Engineer (Control)	▬																																																																										
Communication Engineer	▬																																																																										
Cost Estimator	▬																																																																										
Pro(B) T/L Engineer-1	▬																																																																										
T/L Engineer-2	▬																																																																										
T/L Engineer-3	▬																																																																										
Substation Engineer	▬																																																																										
Staff Accountant	▬																																																																										
Office boy	▬																																																																										
Maid	▬																																																																										

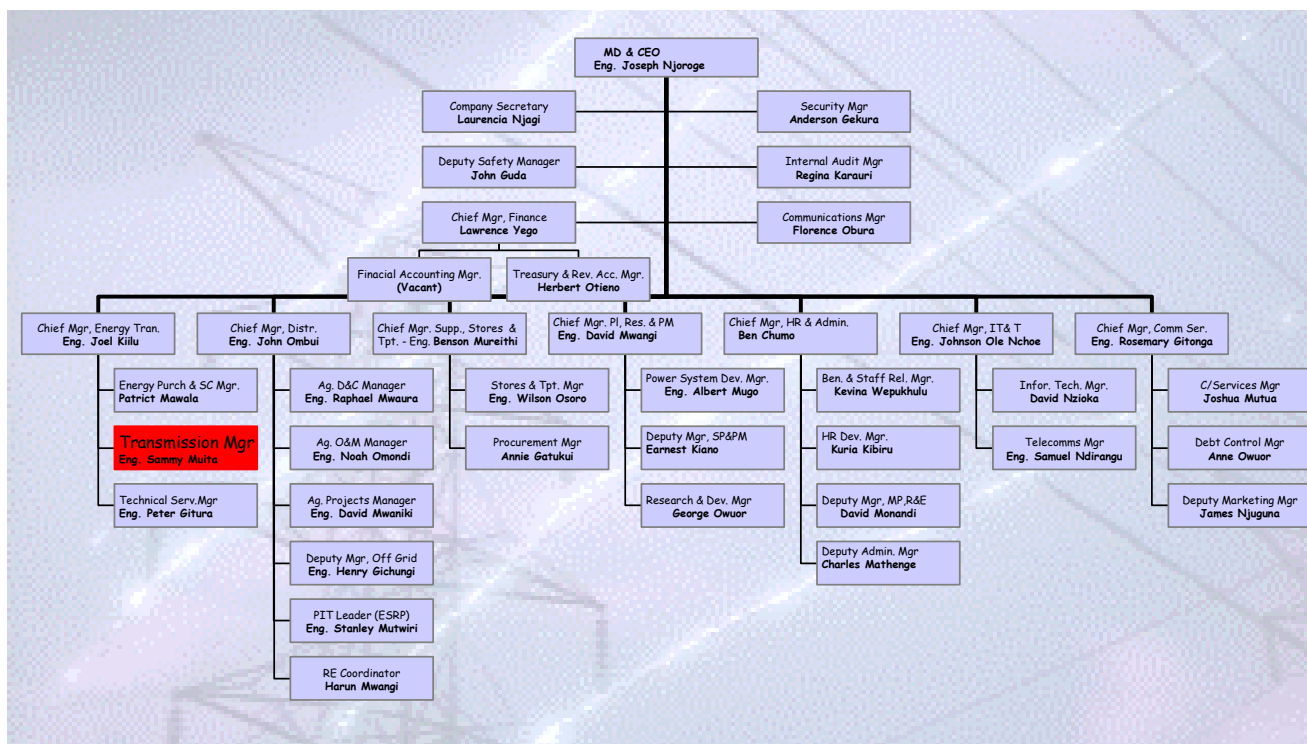
## 第9章 KETRACO によるプロジェクトの運営

### 9.1 事業実施体制

前述の通り事業実施の時点では送電線の所有権および建設事業の監督責任は KETRACO に帰属することとなる。ただし調査時点では KETRACO の組織自体は完成していないため、KETRACO の母体である KPLC の事業実施能力について記述する。以下は過去のプロジェクトにおける事業実施体制の実績であるが、本プロジェクトにおいても同じ事業実施体制が組織される予定である。

#### 9.1.1 建設事業時の事業実施体制

2009年6月現在の KPLC 内の組織は図 9-1.1 の通りで、通常送電線プロジェクトは Transmission Manager が管理する Transmission Department (送電線部) が担当部所となる。



出典: KPLC より調査団入手データ

図 9-1.1 KPLC 組織図

過去のプロジェクト実施時における KPLC の事業実施能力を、図 9-1.1 に示された送電線部より更に下部組織でのプロジェクト監理体制から検証した。要員面、技術面でも特に問題となる点は見られない。

### 9.1.2 保守・運用体制

保守・運用能力についても、既に KPLC は 66kV から 220kV 送電線を 4,000km（回線距離）ほど保有しており、保守作業を十分経験している。これについても問題は無いと判断出来る。

また実施機関が設立間もない KETRACO となる事については、KPLC が KETRACO に対しその要請に応じ、人的支援、技術支援などを適宜行うとの約束を盛り込んだ契約書を取り交わしていることもあり、問題ないと判断できる。

## 9.2 推奨される技術協力

技術協力として、以下のような教育プログラムを提案する。詳細はファイナルレポートに記載した。

- 400kV 送電線設計手法
- 系統計画設計手法
- 契約条文
- 工事施工監理
- 環境影響評価技術
- 保守・運用技術

## 第10章 裨益効果とCO<sub>2</sub>削減効果

### 10.1 石油火力削減効果

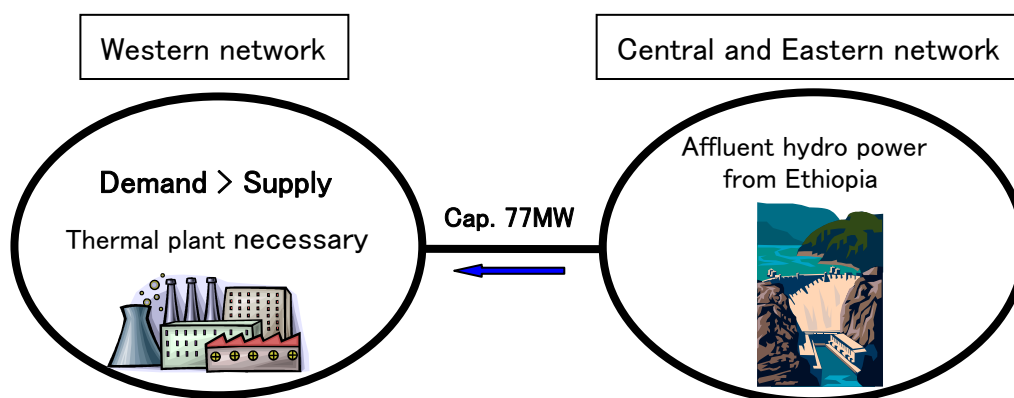
本事業の実施により 2013 年以降に計画されているエチオピアからの水力を電源とする安価な輸入電力の全国的な活用が可能となり、電力供給コストと CO<sub>2</sub> の削減が期待される。

しかし本事業を実施しないと仮定した場合には、既設送電線の送電能力が 77MW と小であるため、輸入電力のケニア西部地域への送電が制限され不足分は西部地域の火力発電所増強により需要増加に対応することとなり電力供給コストと CO<sub>2</sub> 排出量が増加する。

#### 10.1.1 Olkaria-Lessos 線送電容量制限による西部地域での火力発電所増強の必要性

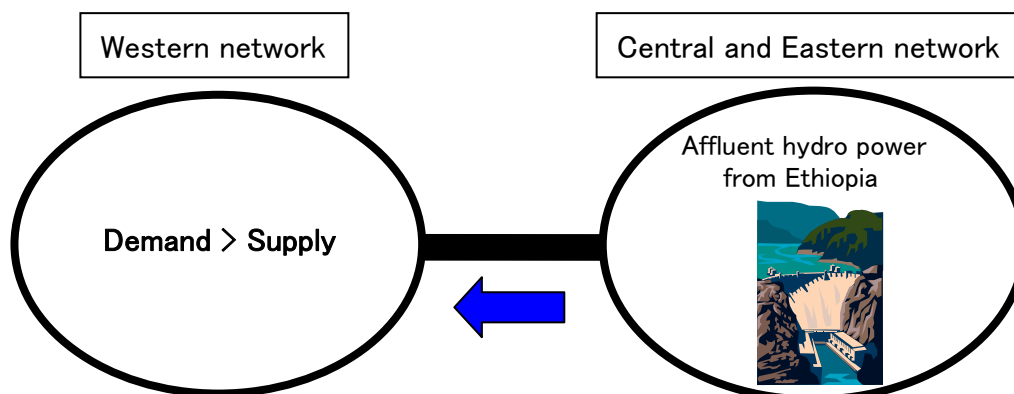
既設 132kV Olkaria-Lessos 線の送電容量は N-1 基準を考慮すると 77MW である。このため 図 10-1.1 に示すように需給差を 77MW に抑制せねばならず、送電線増強が無ければケニア西部地域にディーゼル発電を主とする火力発電所を増強する必要がある。

一方、図 10-1.2 に示すように送電線増強を行えば Nairobi 地域に連系が計画されているエチオピアからの安価な水力発電を原資とする輸入電力の西部地域への送電が可能となり電力供給コストの削減と CO<sub>2</sub> 削減が期待できる。



出典：JICA 調査団

図 10-1.1 送電容量制限と西部地域での火力発電の必要性



出典： JICA 調査団

図 10-1.2 送電容量制限解消によるエチオピアからの輸入電力の活用

## 10.2 輸入電力活用による便益

220kV Olkaria-Lessos 線の建設により Nairobi 方面と太いパイプで結ばれることとなり送電容量制約が解消され、エチオピアからの安価な水力を原資とする大量の電力の受電が可能となり、コスト削減と CO<sub>2</sub> 排出量削減が実現する。

### 10.2.1 コスト削減

220kV Olkaria-Lessos 線の経済効果を、エチオピアからの安価な輸入電力の kWh 単価と、建設せずに西部系統域内に火力を建設し発電した場合の発電単価を比較し評価する。

各年度のコスト削減額は表 10-2.1、表 10-2.2 に示す通りとなる。2013[2015]年から 2029[2037]年の 17[23]年間に 合計 22,378[27,508]GWh が火力発電から輸入電力に置き換わり、そのコスト削減額は合計 1,511[1,857] US\$ million. に達する。

表 10-2.1 エチオピアからの電力輸入によるコスト削減額(KPLC の需要想定ベース)

単位(GWh, US\$ mil.)

Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Thermal generation	20	80	188	363	602	892	318	57	203
Cost reduction	1.3	5.4	12.7	24.5	40.7	60.2	21.5	3.8	13.7
Year	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total (2013-29)
Thermal generation	478	849	1312	1887	2563	3322	4161	5081	22378
Cost reduction	32.3	57.3	88.6	127.4	173.0	224.3	280.9	343.0	1510.5

出典： JICA 調査団

表 10-2.2 エチオピアからの電力輸入によるコスト削減額(本調査団の需要想定ベース)

単位(GWh, US\$ mil.)

Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Thermal generation	10	30	76	145	243	379	548	746	972	314	37	111
Cost reduction	0.7	2.0	5.1	9.8	16.4	25.6	37.0	50.4	65.6	21.2	2.5	7.5
Year	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total (2015-37)
Thermal generation	252	467	738	1059	1440	1887	2396	2955	3563	4217	4922	27508
Cost reduction	17.0	31.6	49.8	71.5	97.2	127.4	161.7	199.5	240.5	284.7	332.2	1856.8

出典: JICA 調査団

10.2.2 CO<sub>2</sub>削減

火力発電から CO<sub>2</sub> を排出しない水力を原資とする輸入電力と置き換わることにより CO<sub>2</sub> 削減が可能となる。

各年度の CO<sub>2</sub> 排出削減量は表 10-2.3、表 10-2.4 に示す通りとなる。2013[2015]年から 2029[2037]年の 17[23]年間に合計 22,378[27,508]GWh が火力発電から輸入電力に置き換わり、その CO<sub>2</sub> 排出削減量は合計 14.14×10<sup>9</sup> kg (1154 万トン) [17.39×10<sup>9</sup> kg (1739 万トン)]に達する。

表 10-2.3 エチオピアからの電力輸入による CO<sub>2</sub> 排出削減量(KPLC の需要想定ベース)単位(GWh, 10<sup>6</sup> CO<sub>2</sub>kg)

Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Thermal generation	20	80	188	363	602	892	318	57	203
CO <sub>2</sub> reduction	12.5	50.3	119.0	230	381	564	201	36.0	129
Year	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total (2013-29)
Thermal generation	478	849	1312	1887	2563	3322	4161	5081	22378
CO <sub>2</sub> reduction	302	537	829	1193	1620	2100	2630	3211	14143

出典: JICA 調査団



表 10-2.4 エチオピアからの電力輸入による CO<sub>2</sub> 排出削減量(本調査団の需要想定ベース)単位(GWh, 10<sup>6</sup> CO<sub>2</sub>kg)

Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Thermal generation	10	30	76	145	243	379	548	746	972	314	37	111
CO <sub>2</sub> reduction	6.4	19.0	47.9	91.8	154	239	346	472	614	198	23.2	70.2
Year	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total (2015-37)
Thermal generation	252	467	738	1059	1440	1887	2396	2955	3563	4217	4922	27508
CO <sub>2</sub> reduction	159	295	466	669	910	1193	1514	1868	2252	2665	3111	17385

出典: JICA 調査団

## 10.3 送電損失低減

220kV Olkaria-Lessos ならびに、220kV 設計(当初 132kV 運転)の Kisumu-Lessos 線の完成により従来 132kV と電圧が低く細い送電線を通していた電流が高電圧で太い送電線に移行する。これにより送電損失が低減されるが、KPLC の需要想定ベースの 2013 年における低減量を表 10-3.1 に示す。

表 10-3.1 Olkaria-Lessos 送電損失低減量(2013 年:KPLC の需要想定ベース)

Season	220kV Olkaria-Lessos		132kV Lessos-Kisumu	
	Power loss decrease	Energy loss decrease	Power loss decrease	Energy loss decrease
Wet	2.804 MW	6,792 MWh	0.2229 MW	540 MWh
Dry	13.553 MW	32,827 MWh	1.6614 MW	4,024 MWh
All year	—	39,619 MWh	—	4,564 MWh

出典: JICA 調査団

## 10.4 電力品質と供給信頼度の向上

220kV Olkaria-Lessos 線の送電線インピーダンスは 10.05% (基準容量 100MVA ベース) と従来の 132kV Olkaria-Naivasha-Lanet-Lessos 線の 28.94% と比べ約 1/3 となる。これによりファイナルレポート第 5 章で述べた系統安定度が改善し系統の送電能力が向上するほか、負荷変動時や送電線の 1 回線開放時の電圧変動が抑制され電力供給品質が向上する。

雨期において送電線 1 回線が開放された場合の Lessos 変電所 132kV 母線の電圧変動を表 10-4.1 に示す。220kV Olkaria-Lessos 線の増強前は送電線が 1 回線開放されると電圧が 2.7%低下するが、増強後は 0.8%に抑制され大幅に減少する。

表 10-4.1 送電線1回線開放時の電圧変動(雨期、Lessos 変電所 132kV 母線)

220kV 送電線	送電線開放区間	開放前電圧 (a)	開放後電圧 (b)	電圧変動 (a-b)
増強前	132kV Naivasha-Lanet-Lessos <sup>1</sup>	100.2%	97.5%	2.7%
増強後	220kV Olkaria-Lessos	103.3%	102.5%	0.8%

注1：Lanet 変電所には送電線回線間を接続する遮断器が未設置で送電線事故時には Naivasha-Lessos 間の全区間が開放される。

本件 220kV 送電線の増強により現状の 132kV と比べ、離隔が大きくなる等の理由で事故率が低下し停電回数が減少するため、西部系統の供給信頼度の向上が期待できる。

## 10.5 裨益人口

### 10.5.1 税収増による住民サービス向上ならびに雇用機会増加の受益人口

本事業が対象とする 220kV Olkaria-Lessos 線ならびに 220kV(132kV) Lessos-Kisumu 線の亘長はそれぞれおよそ 220km、80km であり、立地市町村は 2 県 (Province) の 6 市町村に及ぶ。その人口合計の 471 万人が裨益人口となる。

### 10.5.2 電力料金低減・安定化受益人口

エチオピアからの安価な輸入電力がケニア西部地域に送電されることにより、電気料金の低減と長期安定が期待される。これらの便益を享受できる人口が裨益人口と考えられる。

想定される本件送電線の電力供給エリア居住人口は 2008 年現在、約 1984 万人、2008 年現在の電化率 15%を考慮して電力料金の低減と安定化の受益者数は 298 万人と想定される。さらに想定人口増加率が 2.88%であること、電化率を 2020 年までに 40%とする目標が設定されていることを考慮すると、2020 年には受益人口は 1120 万人に達すると見積もられる。

## 10.6 FIRR・EIRR

### 10.6.1 概論

電力プロジェクトの採算性を判断する場合、内部収益率 (Internal Rate of Return: IRR) を求めることが一般的である。その代表的な手法として財務的内部収益率 (FIRR)、経済的内部収益率 (EIRR) 分析がある。

本件の実施によってもたらされると考えられる便益は、本章にて既述のとおり、送電容量の制約が緩和され、需要の増加に対応するために域内に火力発電所を建設する代わりにエチオピアから安価な水力発電による電力を輸入できるようになるメリットである。プロジェクト実施側にとっては、電力の調達コストを低く抑えられ、そのコスト低減分が FIRR 分析における便益となる。一方、社会全体から考えた経済的メリットとしては、電力の供給が増加したことで、これまで電力の代替手段としてコストの高い灯油やディーゼル発電機を使用していた消費者がこれらの費用を節約できるという効果が挙げられる。これまで電気の供給を受けてこなかった消費者が、電力に対して追加的に支払ってよいと考える価格を支払い意思額 (Willingness To Pay) といい、これを EIRR 分析における便益の算出根

拠とする。

#### 10.6.2 IRRの試算

IRRの計算結果は表10-6.1、10-6.2の通りとなる。

表 10-6.1 FIRR/EIRR (Kisumu-Lessos 132kV as per Original Request)

(US\$ '000)

Fiscal Year	FIRR				EIRR			
	Benefit	Cost		Net Cash Flow	Benefit	Cost		Net Cash Flow
		Initial	O&M			Initial	O&M	
2010	0	8,561	0	▲ 8,561	0	8,329	0	▲ 8,329
2011	0	25,683	0	▲ 25,683	0	24,986	0	▲ 24,986
2012	0	25,683	0	▲ 25,683	0	24,986	0	▲ 24,986
2013	0	25,683	0	▲ 25,683	0	24,986	0	▲ 24,986
2014	0	25,683	0	▲ 25,683	0	24,986	0	▲ 24,986
2015	683	0	1,669	▲ 986	1,386	0	1,624	▲ 239
2016	2,026	0	1,669	357	4,108	0	1,624	2,484
2017	5,113	0	1,669	3,444	10,366	0	1,624	8,742
2018	9,805	0	1,669	8,135	19,877	0	1,624	18,253
2019	16,421	0	1,669	14,752	33,290	0	1,624	31,666
2020	25,554	0	1,669	23,884	51,805	0	1,624	50,180
2021	37,001	0	1,669	35,331	75,011	0	1,624	73,387
2022	50,386	0	1,669	48,716	102,146	0	1,624	100,522
2023	65,625	0	1,669	63,956	133,040	0	1,624	131,416
2024	21,197	0	1,669	19,528	42,973	0	1,624	41,349
2025	2,474	0	1,669	804	5,015	0	1,624	3,391
2026	7,498	0	1,669	5,829	15,201	0	1,624	13,577
2027	17,002	0	1,669	15,332	34,467	0	1,624	32,843
2028	31,552	0	1,669	29,882	63,964	0	1,624	62,340
2029	49,794	0	1,669	48,125	100,947	0	1,624	99,323
2030	71,471	0	1,669	69,802	144,893	0	1,624	143,268
2031	97,203	0	1,669	95,534	197,059	0	1,624	195,435
2032	127,409	0	1,669	125,740	258,295	0	1,624	256,671
2033	161,745	0	1,669	160,075	327,903	0	1,624	326,279
2034	199,502	0	1,669	197,832	404,446	0	1,624	402,822
2035	240,483	0	1,669	238,814	487,527	0	1,624	485,903
2036	284,687	0	1,669	283,018	577,142	0	1,624	575,518
2037	332,241	0	1,669	330,572	673,547	0	1,624	671,923
2038	332,241	0	1,669	330,572	673,547	0	1,624	671,923
2039	332,241	0	1,669	330,572	673,547	0	1,624	671,923
<b>Total</b>	<b>2,521,355</b>	<b>111,294</b>	<b>41,735</b>	<b>2,368,325</b>	<b>5,111,503</b>	<b>108,274</b>	<b>40,603</b>	<b>4,962,626</b>

FIRR 17.35%

EIRR 23.60%

NPV 130,193

ENPV 356,558

Discount Rate 11.0%

Discount Rate 11.0%

出典: JICA 調査団

表 10-6.2 FIRR/EIRR (Kisumu-Lessos 220kV)

(US\$ '000)

Fiscal Year	FIRR				EIRR			
	Benefit	Cost		Net Cash Flow	Benefit	Cost		Net Cash Flow
		Initial	O&M			Initial	O&M	
2010	0	8,956	0	▲ 8,956	0	8,706	0	▲ 8,706
2011	0	26,867	0	▲ 26,867	0	26,118	0	▲ 26,118
2012	0	26,867	0	▲ 26,867	0	26,118	0	▲ 26,118
2013	0	26,867	0	▲ 26,867	0	26,118	0	▲ 26,118
2014	0	26,867	0	▲ 26,867	0	26,118	0	▲ 26,118
2015	683	0	1,746	▲ 1,063	1,386	0	1,698	▲ 312
2016	2,026	0	1,746	280	4,108	0	1,698	2,410
2017	5,113	0	1,746	3,367	10,366	0	1,698	8,668
2018	9,805	0	1,746	8,059	19,877	0	1,698	18,180
2019	16,421	0	1,746	14,675	33,290	0	1,698	31,592
2020	25,554	0	1,746	23,807	51,805	0	1,698	50,107
2021	37,001	0	1,746	35,254	75,011	0	1,698	73,313
2022	50,386	0	1,746	48,639	102,146	0	1,698	100,449
2023	65,625	0	1,746	63,879	133,040	0	1,698	131,343
2024	21,197	0	1,746	19,451	42,973	0	1,698	41,275
2025	2,474	0	1,746	728	5,015	0	1,698	3,318
2026	7,498	0	1,746	5,752	15,201	0	1,698	13,503
2027	17,002	0	1,746	15,255	34,467	0	1,698	32,770
2028	31,552	0	1,746	29,805	63,964	0	1,698	62,267
2029	49,794	0	1,746	48,048	100,947	0	1,698	99,249
2030	71,471	0	1,746	69,725	144,893	0	1,698	143,195
2031	97,203	0	1,746	95,457	197,059	0	1,698	195,361
2032	127,409	0	1,746	125,663	258,295	0	1,698	256,597
2033	161,745	0	1,746	159,998	327,903	0	1,698	326,205
2034	199,502	0	1,746	197,755	404,446	0	1,698	402,749
2035	240,483	0	1,746	238,737	487,527	0	1,698	485,830
2036	284,687	0	1,746	282,941	577,142	0	1,698	575,444
2037	332,241	0	1,746	330,495	673,547	0	1,698	671,849
2038	332,241	0	1,746	330,495	673,547	0	1,698	671,849
2039	332,241	0	1,746	330,495	673,547	0	1,698	671,849
<b>Total</b>	<b>2,521,355</b>	<b>116,425</b>	<b>43,659</b>	<b>2,361,270</b>	<b>5,111,503</b>	<b>113,180</b>	<b>42,443</b>	<b>4,955,880</b>

FIRR 17.00%

EIRR 23.18%

NPV 126,143

ENPV 352,686

Discount Rate 11.0%

Discount Rate 11.0%

出典: JICA 調査団

## 10.7 運用・効果指標

本事業に関する運用・効果指標として下記の通り提案する。

送電線建設事業において有効と考えられる運用・効果指標を表 10-7.1 に示す。「目標値」については、事業完成後2年の2017/18年の値を想定する。

表 10-7.1 運用・効果指標

指標名	指標の定義	目標値	指針値計測方法	目的
容量稼働率(%) Capacity Operating Rate	最大通電電力 (MW)/送電線定 格容量 (MW)	原則として運用限度以内に 設定	送電線出口にて 最大通電電力 (MW)を記録	事業後に容量稼 働率が適切な値 に保たれている か評価
設備稼働率(%) Facility Operating Rate	年間送電電力量 (MWh)/送電 線定格容量 (MW)x24x365	需要想定をもとに設定	送電線出口にて 年間通電電力量 (MWh)を記録	設備が効果的に 運用されている かを評価
年間事故停電 時間 (分/年・ 軒) [需要家1軒当 たり] Outage per A house	事業対象エリア における、 需要家1軒当 たりの停電時 間	0または それに近い値	事業対象エリア 内の需要家軒数 の統計値及び対 象エリアの供給 電力値などから 算定	電力供給設備の 信頼度向上の確 認
年間事故停電 時間 (分/年) [ある地域 substation あ たり] Outage per substation	事業対象エリア における、 変電所当たり の停電時間	0または それに近い値	変電所の運転記 録から送電線の 停止時間及び関 連停電変電所を 確認	電力供給設備の 信頼度向上の確 認
需要地点での 電圧降下(%) Voltage Drop at End user	最大電圧降下 (V)/基準電圧 (V)	電圧降下基準値以内の値を 設定	変電所の運転記 録より確認	電力品質向上の 確認
停電回数(回/年) Outage Times at Target Area	事業対象エリア における停 電回数	0または それに近い値	対象地域に供給 する変電所の運 転記録より確認	電力供給設備の 信頼度向上の確 認
送電端電力量 (GWh) Electricity Supply	1年間に対象送 電線にて送電 した電力量 (GWh)	需要想定をもとに設定 Olkaria~ Lessos については 1,000,GWh/year 以上 Lessos~Kisumu は 150GWh/ year 程度である と想定される	送電端側変電所 にて送電電力量 (GWh)を記録	送電線が効果的 に活用されている こととともに、 増大した電力量 を評価
送電損失量(%) Transmission Loss	送電端電力量 [(GWh) - 相手 側変電所受電 端電力量 (GWh)]/送電端 電力量(GWh)	送電線の諸元などから得ら れる予測値をもとに設定	送電端側変電所 及び受電端変電 所にて電力量 (GWh)を記録	送電損失率の軽 減度合いを評価

出典: JICA 調査団

## 第11章 結論と提言

### 11.1 結論

本事業を推奨案通り進めることで20年後といった長期に亘りケニア国東西の電力輸送上の問題を解決することが出来る。とくに人口集中と電力需要増加の著しい Kisumu 方面の電力供給上の問題が解決できる。

本事業が無くなった場合、電力供給に支障が発生し生活面・経済活動に深刻な影響を与える。電力不足解消だけを考慮すると、ケニア西部にディーゼルなどの代替火力発電設備を設けることも考えられるが、経済性およびCO<sub>2</sub>削減の観点から望ましくない。

### 11.2 提言

上記の結論から、以下の事項を提言する。

- (1) 新設 220kV の 2 回線送電線を、Olkaria-Lessos-Kisumu に亘って早急に建設することが望まれる。そのルートは第8章に述べた Alternative-1 の通り。
- (2) 本事業は、電力消費需要が増加するケニア西部地域での安定した電力供給のために不可欠な送電線であり、早急に本事業を実施に移すことが望まれる。
- (3) ケニア国における送電設備の計画的な構築、建設工事の適切な施工、設備の有効かつ効率的な運用を図るために第9章、9.2に記載した技術向上プログラムの実施検討が望まれる。

### 11.3 ケニア電力系統と円借款対象事業

#### 11.3.1 本事業において2つの送電線を建設する必要性

現状のケニアの電力系統では、最大の負荷を抱える Nairobi に対しケニア東部の火力、北部の水力、そして Nairobi 近郊の地熱発電所から電力が供給されている。一方、Kisumu を中心とする西部の負荷は、現在は Lessos 北部の Turkwell 水力と円借款支援により建設された Sondu/Miriu 水力によってほぼ満たされている。Nairobi から Lessos や Kisumu など西部に対する電力のやり取りは少ない。

しかし近い将来、Kisumu 周辺の負荷が増大し、2013年頃以降は特に Olkaria 地域の地熱発電から、Lessos や Kisumu 方面への大きな潮流が発生し、そのための送電手段が不可欠となる。本事業における Olkaria-Lessos 間と Lessos-Kisumu 間の新設送電線が実現しない場合、当該区間で送電容量が不足するものと想定されるため、2つの区間の送電線を同時に建設する必要がある。2つの送電線を同時に建設することにより、互いの送電容量を有効に活用した電力輸送が可能となる。既設送電線では満足できない N-1 基準の要求も満

足できる。

### 11.3.2 本事業が果たすその他の効果

本事業の実施により既設送電線の過負荷対策の他に、送電損失低減の効果が期待できる。既設の132kVより1.7倍高い220kVの送電電圧が採用されること、また既設送電線より抵抗の少ない上位サイズの電線の採用により、2つの区間の送電線が完工した直後の1年間で44,000MWhの送電損失が解消できると予想される。

さらに、この上位サイズの電線を採用することで送電線インピーダンスが減少し、負荷変動時や新設送電線の1回線開放時（事故やメンテナンス時）の電圧変動が抑制される。雨期において送電線1回線が開放された際のLessos変電所132kV母線の電圧変動を例にとると、電圧変動が本事業前の2.7%から本事業実施後の0.8%に改善される。