

東アフリカ地域 電力分野プロジェクト形成調査 報告書

平成 20 年 3 月
(2008 年)

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

経 済

J R

08-014

**東アフリカ地域
電力分野プロジェクト形成調査
報告書**

平成 20 年 3 月
(2008 年)

**独立行政法人国際協力機構
経済開発部**

略 語 表

略語	正式名称	訳語
AfD	Agence Francaise de Developpment	フランス開発庁
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
AU	African Union	アフリカ連合
BOOT	Build-Own-Operate-Transfer	Build-Own-Operate-Transfer 方式
CAPP	Central Africa Power Pool	中央アフリカ・パワープール
COMESA	The Common Market for Eastern and Southern Africa	東南部アフリカ共同市場
DAC	Development Assistance Committee	経済協力開発機構開発援助委員会
DANIA	Danish International Development Assistance	デンマーク国際開発援助
DDA	Dutch Development Agency	オランダ開発公社
DSM	Demand Side Management	需要者の負荷管理
DWD	Department of Water Development	ウガンダ土地・水・環境省水開発局
EAC	East African Community	東アフリカ共同体
EAPMP	East African Power Master Plan	東アフリカ電力マスタープラン
EAPP	Eastern Africa Power Pool	東アフリカ・パワープール
ECOWAS	Economic Community of West African States	西アフリカ経済共同体
EEPCO	Ethiopian Electric Power Corporation	エチオピア電力公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EPC	Engineering, Procurement, Construction	設備一括請負契約
ERA	Electricity Regulatory Authority	ウガンダ電力規制庁
ERB	Electricity Regulatory Board	ケニア電力規制庁
ERC	Energy Regulatory Commission	ケニアエネルギー規制委員会
ERS	Economic Recovery Strategy for Wealth and Employment Creation	ケニア・豊かさ雇用創出に向けた経済再生戦略
ERT	Energy for Rural Transformation	地方改革エネルギープログラム
ESKOM	The Electricity Supply Commission (ESCOM) と Elektrisiteitsvoorsieningskommissie (EVKOM) の合成語	南アフリカ電力会社
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
GDC	Geothermal Development Company	ケニア地熱開発会社
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GEF	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GENSIM	Generation Simulation	開発計画選定ソフト

GNI	Gross National Income	国民総所得
HIPC	Highly Indebted Poor Countries	拡大重債務返済国
IDA	International Development Association	国際開発協会
IFC	International Finance Cooperation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IP-ERS	Investment Program for the ERS 2003-2007	ケニア中期的国家開発計画「ERSの投資プログラム」
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IREMP	Indicative Rural Electrification Master Plan	ウガンダ地方電化マスタープラン
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KenGen	Kenya Electricity Generating Co. Ltd.	ケニア発電公社
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
KPC	Kenya Power Corporation	ケニア電力会社
KPLC	Kenya Power and Lighting Co. Ltd.	ケニア送配電会社（旧）
KPLC	Kenya Power and Lighting Co. Ltd.	ケニア電灯・電力会社（現）
Ksh	Kenya Shilling	ケニア・シリング
KVDA	Kerio Valley Development Authority	ケニア・ケリオ渓谷開発公社
LCPDP	Kenya's Least Cost Power Development Plan	ケニア最小費用電力開発計画
LRA	The Lord's Resistance Army	ウガンダ反政府組織「神の抵抗軍」
M/P	Master Plan	総合的基本計画
MEMD	Ministry of Energy and Mineral Development	ウガンダエネルギー鉱物開発省
MFPED	Ministry of Finance, Planning and Economic Development	ウガンダ財務計画経済開発省
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency	国際投資保証機構
MOE	Ministry of Energy	ケニアエネルギー省
MOU	Minute of Understanding	覚書
MSD	Medium Speed Diesel	中速ディーゼル発電
MWE	Ministry of Water, Lands and Environment	ウガンダ土地水環境省
NDF	Nordic Development Fund	ノルウェー開発基金
NELSAP	Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program	
NEMA	National Environmental Management Agency	国家環境管理庁
NEPAD	New Partnership for Africa's Development	アフリカ開発のための新パートナーシップ
NORD	Norwegian Agency for Development Cooperation	ノルウェー開発協力庁

OJT	On the Job Training	職場内教育
PCF	Prototype Carbon Fund	世界銀行炭素基金
PEAP	Poverty Eradication Action Plan	貧困撲滅行動計画
PPA	Power Purchase Agreement	IPP 事業における電力供給契約
PPP	Public Private Partnership	官民提携
Pre-F/S	Pre-Feasibility Study	事業化可能性事前調査
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper	貧困削減戦略書
PSRP	Power Sector Recovery Project	ケニア電力セクター再生プロジェクト
PSRPS	The Power Sector Reform and Privatization Strategy	ウガンダ電力セクター改革・民営化戦略
PV	Photovoltaic	太陽光発電
REA	Rural Electrification Agency	地方電化庁
REB	Rural Electrification Board	ウガンダ地方電化審議会
REF	Rural Electrification Fund	地方電化基金
REP	Rural Electrification Programme	ケニア地方電化プログラム
RESP	Rural Electrification Strategy and Plan	ウガンダ地方電化戦略計画
SADC	Southern African Development Community	南部アフリカ開発共同体
SAPP	Southern Africa Power Pool	南部アフリカ・パワープール
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	集中制御監視装置
SIDA	Swedish International Development Agency	スウェーデン国際開発協力庁
SSEA	Strategic/Sectoral, Social and Environmental Assessment of Power Development Options in the Nile Equatorial Lakes Region	南部ナイル川流域電力調査
SVC	Static Var Compensator	系統における電圧調整のため静止形無効電力補償装置
TANESCO	Tanzania Electric Supply Co. Ltd.	タンザニア電力公社
TARDA	Tana-Athi River Development Agency	タナ川・アチ川開発庁
TRDC	Tana River Development Corporation	タナ川開発会社
UBS	Uganda Bureau of Statistics	ウガンダ統計局
UEB	Uganda Electricity Board	ウガンダ電力公社
UEDCL	Uganda Electricity Distribution Co. Ltd.	ウガンダ配電公社
UEGCL	Uganda Electricity Generation Co. Ltd.	ウガンダ発電公社
UETCL	Uganda Electricity Transmission Co. Ltd.	ウガンダ送電公社
UJAS	Uganda Joint Assistance Strategy	ウガンダ共同援助戦略

ULC	Uganda Land Commission	ウガンダ土地委員会
UMEME	(スワヒリ語で「電気」を意味する言葉)	ウガンダ配電会社
Ush	Uganda Shilling	ウガンダ・シリング
UTB	Uganda Tourist Board	ウガンダ観光局
UWA	Uganda Wildlife Authority	ウガンダ野生生物公社
WAPP	West Africa Power Pool	西アフリカ・パワープール
WB	the World Bank	世界銀行

目 次

略語集

第1章 総論	1
1. 要請の背景・経緯	1
(1) ウガンダ	1
(2) ケニア	1
2. 調査の目的	1
3. 団員構成	2
4. 調査日程	2
5. 主要面談者	3
6. 調査事項・対処方針	3
(1) 要請内容の確認と協議	3
(2) 電力開発に係る現状の把握	4
(3) 東アフリカ地域における電気事業の位置づけ	4
(4) 他の援助機関による関連プロジェクト等の動向の把握	4
(5) 要請計画地点の現地調査の実施（ケニア）	5
(6) 環境社会配慮の調査	5
(7) 当該プロジェクトの問題点の抽出及び実施妥当性の検討	5
(8) 協力内容の提案（ケニア）	5
(9) 協力可能性の検討	6
(10) 現地安全管理情報の収集について	6
第2章 協議の概要	7
1. 協議概要	7
(1) ウガンダの電力政策とアヤゴ水力開発計画の位置づけ	7
(2) ケニアの電力政策とカルラ水力開発計画の位置づけ、必要性	7
2. 団長所感	8
(1) ウガンダ	8
(2) ケニア	9
第3章 ウガンダのエネルギー・電力事業の現状と見通し	11
1. 社会・経済状況	11
(1) 一般概況	11
(2) 政治・外交	11
(3) 経済	13
2. エネルギー資源	16
(1) エネルギー需給	16
(2) エネルギー資源埋蔵	19

(3) エネルギー政策と関連法令	19
(4) 電気事業実施体制	23
(5) 電力料金構造	24
(6) 電力需給	29
(7) 電力設備	33
(8) 電力開発計画	33
(9) 地方電化	47
(10) 他国ドナーの協力状況	49
(11) 東アフリカ地域内における協力	51
第4章 ウガンダの環境・社会への配慮事項	56
1. 政策／関連法規	56
(1) 環境アセスメント（EIA）に関する制度	56
(2) 国際条約、国際的な取り決め	64
(3) その他の主な関連法制度、関係機関	64
2. プロジェクト実施上の留意事項	65
(1) アヤゴ水力発電所建設予定地周辺の環境・社会の状況	65
(2) 国立公園内でのプロジェクト実施について	72
(3) ウガンダの EIA 制度と JICA が求める環境社会配慮について	73
(4) プロジェクト実施に伴い想定される環境・社会への影響について	73
(5) ブジャガリ水力発電計画で指摘されている問題点について	75
第5章 ウガンダ電力分野の課題と協力の可能性	77
1. 電力セクターの課題	77
2. 要請のあった計画に対する技術協力	77
(1) 背景	77
(2) 内容	78
(3) 留意事項	78
3. その他協力の可能性	79
(1) 電源開発の促進	79
(2) 送電系統の整備・拡充	80
(3) 公社公営企業の強化	80
第6章 ケニア電力事業の現状と見通し	85
1. 社会・経済状況	85
(1) 一般概況	85
(2) 政治・外交	85
(3) 経済	85
2. 政策／関連法規	87
(1) 国家開発計画における電力開発	87

(2) 電力セクターの改革	88
3. 電気事業実施体制	91
(1) 電力行政実施体制	91
(2) 電力事業実施体制	92
4. 電力料金	93
(1) 発電料金	93
(2) 小売電気料金	94
(3) 電気料金課徴金	94
5. 電力設備	96
(1) 設備容量	96
(2) 送電設備	96
6. 電力需給	99
(1) 発電電力量	99
(2) 最大電力と負荷曲線	99
(3) 需給バランス	99
7. 電力開発計画	102
(1) 電力需要想定	103
(2) 電力開発計画	103
(3) 送電線開発計画	105
8. 他国ドナーの協力状況	110
9. 東アフリカ地域内における協力への期待	111
(1) 電力融通	111
第7章 ケニアの環境・社会への配慮事項	113
1. 政策／関連法規	113
2. プロジェクト実施上の留意事項	113
(1) スクリーニング	113
(2) スコーピング	113
(3) 留意事項	114
第8章 ケニア電力分野の課題と協力の可能性	115
1. 電力分野の課題	115
2. 要請のあった計画について	115
(1) 計画の概要	116
(2) 課題	120
3. 電力分野の協力の可能性	121
(1) 電源立地の促進	121
(2) 流通設備の整備・拡充	122
(3) 公営企業の経営効率化	122

付属資料

1. 面談記録	129
2. Karura 水力発電計画予備検討（和文、英文）	143
3. 収集資料リスト	177

図 表 目 次

図 3-1	分野別エネルギー消費傾向	17
図 3-2	電力需要／供給パターン例	30
図 3-3	販売電力量における需要家比率（1998～2003）	32
図 3-4	アヤゴ水力開発計画位置図	39
図 3-5	Demand and Supply Balance Until the Year 2020	41
図 3-6	既設及び計画送電線マップ	45
図 3-7	既設及び計画送電線網図	46
図 4-1	EIA 手続フロー	63
図 4-2	マーチソン・フォールズ国立公園とその周辺の保護区	66
図 4-3	マーチソン・フォールズ国立公園とその周辺の植生図	69
図 5-1	アヤゴ水力開発計画位置図	79
図 6-1	電力セクター改革前の状況（1997年）	89
図 6-2	電力セクター改革後の状況（1998年）	89
図 6-3	地熱開発の将来構想	90
図 6-4	送電系統図	98
図 6-5	2007年8月1日（乾季）の日負荷曲線	102
図 6-6	Power Supply of the Least Cost Sequence between 2008 and 2028	108
図 8-1	カルラ水力発電計画位置図	116
図 8-2	タナ川水系発電施設関係図	117
図 8-3	カルラ水力発電計画レイアウト	118
図 8-4	カルラ水力開発計画開水路断面図	119
表 3-1	ウガンダ基礎データ	12
表 3-2	GDP and per capita GDP at (1997-1998) market prices	13
表 3-3	GDP per Each Sector at constant (1997-1998) price	14
表 3-4	Expenditure on GDP at constant 1997-1998 market prices	15
表 3-5	Exchange rate	15
表 3-6	家庭におけるバイオマスエネルギー消費量	16
表 3-7	最終エネルギー消費量の推移	17
表 3-8	Uganda Energy Balance 2006	18
表 3-9	UETCL の発電会社からの電力購入価格	25
表 3-10	UETCL が ESKOM から購入した電力料金（Generation Tariff）の推移	26
表 3-11	家庭用電気料金の推移	26
表 3-12	小売電気料金（2007年9月、UMEME）	27
表 3-13	販売電力量と販売収入	28
表 3-14	発電・販売電力量等推移（2001～2005年実績、国内分のみ）	31
表 3-15	電力販売量（国内 by UMEME、輸出 by UETCL）	31
表 3-16	UETCL の購入電力量と販売電力量	32

表 3-17	Proposed Financing Plan for Karuma Project	35
表 3-18	アヤゴ南水力開発計画緒元	37
表 3-19	アヤゴ北水力開発計画緒元	38
表 3-20	Power Development Plan and Demand and Supply Balance untill 2020	40
表 3-21	UETCL Transmission Investment Plan	44
表 3-22	農村改革のためのエネルギー (ERT) の実施計画	48
表 4-1	エネルギー分野の事業のカテゴリ分類基準	58
表 4-2	水力発電事業における主な環境・社会への影響	60
表 4-3	送電線建設事業における主な環境・社会への影響	61
表 4-4	マーチソン・フォールズ国立公園及びその周辺の野生生物保護区の主な哺乳類の 生息数	70
表 4-5	マーチソン・フォールズ国立公園周辺で確認された絶滅が危惧されている鳥類	71
表 4-6	カルマ水力発電所周辺で確認された地域的に個体数の減少が危惧されている鳥類	71
表 4-7	アヤゴ水力発電所建設計画で想定される主な環境・社会への影響	74
表 5-1	開発課題その1「電源開発の促進」における我が国協力の可能性	82
表 5-2	開発課題その2「送電系統の整備・拡充」における我が国協力の可能性	83
表 5-3	開発課題その3「公社公営企業の強化」における我が国協力の可能性	84
表 6-1	ケニア基礎データ	87
表 6-2	KPLC Electricity Power Purchase Unit Cost in 2004-2005	93
表 6-3	Approved Electricity Retail Tariff Effective August 1999 (adjusted in May 2000)	95
表 6-4	Sale of Electricity in Customer Category	95
表 6-5	電力需給バランスの推移	100
表 6-6	KenGen の発電電力量の推移	101
表 6-7	IPP の発電量の推移	101
表 6-8	輸出入量の推移	102
表 6-9	電源開発計画 Kenya's Least Cost Power Development Plan 2008-2028	106
表 6-10	開発計画状況 Status of Committed Projects	107
表 6-11	送変電開発計画 Transmission Projects alongside the LCPDP 2008-2028	109
表 6-12	各ドナーの協力状況	110
表 6-13	東アフリカ諸国が関係する国際連系枠組み	111
表 7-1	予備的スコーピング表	114
表 8-1	カルラ発電所導水路断面検討	120
表 8-2	概算掘削数量	121
表 8-3	開発課題その1「電源立地の確保」における我が国協力の可能性	123
表 8-4	開発課題その2「流通設備の整備・拡充」における我が国協力の可能性	124
表 8-5	開発課題その3「公営企業の経営効率化」における我が国協力の可能性	125

第1章 総論

1. 要請の背景・経緯

(1) ウガンダ

ウガンダにおける電力需要の伸びは、エネルギー鉱物開発省（Ministry of Energy and Mineral Development : MEMD）年次報告によれば今後年 8.5%程度の高い伸びと予測され、新規電源の開発と電力需要地を結ぶ送配電網等の電力設備拡充が緊急課題となっている。また、新規電源として同国を南北に流れるナイル川を利用した電源の開発促進は、経済成長を通じての貧困削減計画施策の中でも重要な位置を占めている。

チョガ湖とアルバート湖の中間地点にあるナイル川とアヤゴ川の合流地点に、1997年に策定された“Hydro-Development Master Plan”において提案されたアヤゴ（Ayago）水力発電計画（538MW）は、流れ込み式による発電所を設置する計画で、カンパラ（Kampala）、ジンジャ（Jinja）、エンテベ（Entebbe）の都市部だけでなく北部、中部、西部地域への電源として期待されており、ウガンダ政府は、我が国に対してその実施可能性調査〔(Feasibility Study : F/S) 調査〕を要請越した。

(2) ケニア

ケニアにおいても電力需要の伸びは近年 6%を超え、現在の発電設備容量が 1,083MW であるのに対し、2007年2月に最大電力負荷として 976MW を記録し、新規電源開発が急務の状況である。2028年までの最小費用電力開発計画（Kenya's Least Cost Power Development Plan : LCPDP）では、現在建設中及び計画決定済みの 444MW のほか、地熱 490MW、石炭火力 1,000MW、電力輸入 900MW、ディーゼル発電 540MW、ガスタービン 90MW、コンバインドサイクル 540MW を計画しているが、原油高騰による外貨不足、環境問題、近隣諸国の電力事情を考慮し、水力による電源開発に大きな期待が高まってきた。

その中で、カルラ（Karura）水力発電計画（55MW）は、タナ流域のキンダルマ（Kindarma）水力発電所とキアンベレ（Kiambere）水力発電所間の未利用落差を活用する発電計画で既存の送電網や工事用道路が利用できるとともに、大消費地であるナイロビ（Nairobi）に近いことから、新たな電源として期待されている。このことから、ケニア政府は、我が国に対して F/S 調査の実施を打診してきた。

2. 調査の目的

本調査では、東アフリカ地域における電力事情及び政策に関する現状を把握し、課題を抽出するとともに、要請されている本格調査の範囲、内容、スケジュール等についてウガンダ及びケニア政府関係者と協議、現地踏査を通し、調査の妥当性、有効性に関する評価を行い、協力の内容について確認することを目的とする。

3. 団員構成

氏名	担当分野	派遣期間	所属
丹羽 顯	団長／総括	2007年 8月27日～9月15日	JICA 国際協力専門員
宮川 昌明	調査企画	同上	JICA 経済開発部電力・エネルギーチーム
富田 真平	電力開発計画	同上	CSJ
大嶋 一成	水力発電計画	同上	個人コンサルタント
村瀬 憲昭	環境社会配慮	8月27日～9月7日	JICA 企画調査部環境社会配慮審査チーム

4. 調査日程

	日時	曜日	行程
1	8月27日	月	東京／名古屋ー
2	8月28日	火	ードバイーエンテベ
3	8月29日	水	JICA ウガンダ事務所打合せ、在ウガンダ日本大使館表敬、MEMD/UEGCL/地方電化庁表敬・協議
4	8月30日	木	国家環境管理庁 (National Environmental Management Agency : NEMA)、Uganda Land Commission、スウェーデン大使館/SIDA、MEMD/REA/UETCL、財務・計画・経済開発省表敬・協議
5	8月31日	金	MEMD-GTZ アドバイザー、アフリカ開発銀行、ウガンダ統計局、UETCL 表敬・協議
6	9月1日	土	現地調査 (ブジャガリ水力開発地点、キイラ、ニャブルエダム)
7	9月2日	日	現地調査 (カルマ水力開発地点)
8	9月3日	月	MEMD 協議、ラップアップミーティング準備
9	9月4日	火	世界銀行、Uganda Wildlife Authority、UETCL、ノルウェー大使館、Uganda Tourist Board、Ministry of Water & Environment、MEMD 表敬・協議
10	9月5日	水	UETCL 協議、ラップアップミーティング (MEMD)
11	9月6日	木	在ウガンダ日本大使館、JICA ウガンダ事務所報告 エンテベーケニア (村瀬団員のみ) エンテベー
12	9月7日	金	JICA ケニア事務所、在ケニア日本大使館、JBIC 表敬 エネルギー省表敬、KenGen 協議 (村瀬団員のみ) ードバイー東京
13	9月8日	土	現地調査 (オルカリア地熱発電所)
14	9月9日	日	休日
15	9月10日	月	現地調査 (キンダルマ水力発電所、カルラ開発地点)
16	9月11日	火	現地調査 (キアンベレ水力発電所、カルラ開発地点)
17	9月12日	水	欧州投資銀行、フランス開発庁表敬・協議、KenGen 協議 現地調査 (カルラ開発地点)
18	9月13日	木	KPLC、NEMA 協議、エネルギー省等とラップアップミーティング、在ケニア日本大使館報告
19	9月14日	金	JICA ケニア事務所、JBIC ナイロビ駐在員報告 ナイロビー
20	9月15日	土	ードバイー東京

5. 主要面談者

<ウガンダ>

Paul MUBIRU	Commissioner for Energy Dept.	MEMD
John MUGYENZI	Managing Director	Uganda Electricity Generation Co. Ltd.
Godfrey R. TURIAHIKAYO	Executive Director	Rural Electrification Agency (REA)
Lawrence K KIIZA	Director, Economic Affairs	Ministry of Finance, Planning & Economic Development
Kiyemba ERIASI	Managing Director	Uganda Electricity Transmission Co. Ltd.
Paul BARINGANIRE	Energy Specialist	Uganda Country office, World Bank
Maria SELIN	First Secretary	Embassy of Sweden
Philippe SIMONIS	Regional Energy Advisor	GTZ, German Technical Cooperation
Daniel RUTABINGWA	Investment Officer	Uganda Country Office, African Development Bank

<ケニア>

Patrick M. NYOIKE	Permanent Secretary	Ministry of Energy
Richard J. MUIRU	Chief Engineer (Electrical)	Ministry of Energy
Johnson K. NJERU	Senior Planning Engineer	KenGen
Joel M.K. NGUGI	Operation Manager	KenGen
Philippe BROWN	Senior Resident Operation Officer	European Investment Bank
Mathilde BORD-LAURANS	Programme Officer	Agence Francaise de Developpment

6. 調査事項・対処方針

(1) 要請内容の確認と協議

関係者による合同会議において、先方より要請案件のプレゼンテーションを実施し、要請案件の内容や実施タイミングについて意見交換の場とした。

ア. ウガンダ

2006年にMEMDから提出された要請について、各事項の具体的な内容及び相手側ニーズの変化の有無を確認する。また、国家開発計画及び政策上の電力開発計画の位置づけ（事業化の予算措置を含む）についてMEMD及び関係機関に確認する。

ウガンダに対する電力分野の協力は、無償資金協力を除きJICAとして初めてとなることから、関係諸機関の電気事業実施に係る組織・体制面や人材能力について確認するとともに、本邦協力の効果的な実施のために開発調査スキームの説明、協力実施に伴い新たに必要とされる仕組みや支援について協議を行う。

イ. ケニア

近日中にエネルギー省（Ministry of Energy : MOE）から提出される見込みの要請について、各事項の具体的な内容及び直近の最適電源計画に取り上げられていない計画の要請を行うにいたった背景、需要見込み、資金手当て見込み等を確認する。また、国家開

発計画及び政策上の電力開発計画の位置づけについて MOE 及び関係機関に確認する。

特に、近年ケニアに対する協力が途絶えていたことから電気事業実施体制の確認を行う。

(2) 電力開発に係る現状の把握

事前の文献調査、上記現場調査、現地での関係機関との協議等を通して、下記についてのウガンダ及びケニアにおける現状の概略を把握する。

ア. 経済・産業状況

イ. 電力事業実施体制の現状

ウ. 既存の需要予測、電源開発計画の内容

エ. 既存の水力発電計画 (F/S) の内容

オ. 他国との電力売買の現状

カ. 発電設備における燃料調達の状況

キ. 既設電力設備の運転・維持管理状況

ク. 既設の系統運用状況

ケ. ウガンダ発電公社 (Uganda Electric Generation Co. Ltd. : UEGCL) 及びケニア発電公社 (Kenya Electricity Generating Co. Ltd. : KenGen) の財務状況

コ. 独立系発電事業者 (Independent Power Producer : IPP) による発電の状況

サ. 電力構造改革の現状

シ. 環境影響評価 (Environmental Impact Assessment : EIA) 制度の現況

(3) 東アフリカ地域における電気事業の位置づけ

ウガンダ及びケニアとも急激な経済発展と地方電化促進に伴う電力需要の増加に対し、これまでより周辺国地域との電力融通が実施されるとともに東アフリカ共同体 (East African Community : EAC) による電力マスタープラン調査等で今後国際連系線の新增設が検討されているが、これら情報収集を行う。これにより、ウガンダ及びケニアの電力開発の事業実施における人材能力、法制度、環境社会配慮、資金、技術の各側面における現状を確認し、本格調査実施上の課題について整理する。

(4) 他の援助機関による関連プロジェクト等の動向の把握

ウガンダ及びケニアにおける電力開発計画に係る協力は、世界銀行 (the World Bank : WB)、アフリカ開発銀行 (African Development Bank : AfDB) 等他ドナーによっても行われている。また、案件の実施にあたっては、国際協力銀行 (Japan Bank for International Cooperation : JBIC) による円借款とともに、他ドナーによる協力も考えなければならない。

よって他の援助機関による関連するプロジェクトについて、国内での調査に引き続いて、その動向に関する情報収集を行うとともに、本案件の実施可能性について情報交換を実施する。

(5) 要請計画地点の現地調査の実施（ケニア）

MOE、KenGen 等本計画に係る関係機関において、既往の関連する計画内容の調査及び要請された開発計画地点の現地踏査を行い、①ポテンシャルサイト(カルラ)の Pre-F/S レベル調査の実施、②既設発電所（キンダルマ及びキアンベレ）の運用状況の確認を通じて、当該プロジェクト計画の妥当性並びに環境社会配慮について確認する。

(6) 環境社会配慮の調査

ア. ケニア

ケニアの環境法制度によれば、発電所の建設事業は EIA が必要とされている。EIA の対象となる発電所の規模については特に触れられていない。

この調査は、既往並びに計画中の水力開発に適用される環境社会配慮の制度・体制について情報収集を行うとともに、想定される環境・社会への影響や類似案件における補償対策の実施状況等について確認することとし、F/S 調査において環境社会配慮調査を実施する際の課題について整理する。

イ. ウガンダ

ウガンダの制度によれば、500kW を超える水力発電所の建設については EIA が必要とされている。本調査では、現地調査を行わないものの、既往並びに計画中の水力開発に適用される環境社会配慮の制度・体制について情報収集を行うとともに、類似案件における補償対策の実施状況等について確認する。

(7) 当該プロジェクトの問題点の抽出及び実施妥当性の検討

上記調査結果をもとに、ケニアの要請プロジェクトにおける技術上、経済上及び環境上の問題を抽出し、本件実施の妥当性の検討を行う。

(8) 協力内容の提案（ケニア）

現地関係機関との協議を通して、本プロジェクトの必要性が確認された場合、もしくは代替調査計画が必要な場合には、その具体的な協力内容を策定し、MOE 等関係機関へ報告する。

なお、その際には、調査対象地域や計画策定対象期間についても併せて検討を行い、その結果を協力内容に取り入れる。

要請内容等を勘案すると、要請プロジェクトの具体的な調査は、以下の点が想定されるので、主にこれらの協力の実施可能性を検討する。

ア. 既存電源開発計画（系統設備を含む。財務面も含む。）の検証、改訂案の作成

イ. 本地点の既存の計画調査資料等の収集、レビュー

ウ. 地形測量、地質調査、水文調査

エ. JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づく環境社会配慮調査

オ. 構造物の概略設計及び施工計画

カ. プロジェクト費用積算、経済財務評価

キ. 電力開発における公的・民間資金活用のあり方

ク. 東アフリカ地域間電力融通の発展の可能性

ケ. その他

(9) 協力可能性の検討

要請されたプロジェクト以外に、本調査の実施を通じ、現地のニーズ、優先度、緊急度、JICAの協力として適性等を勘案し、プロジェクトとして実施が適当と判断できる案件の検討を行い、ウガンダ及びケニア関係機関に対し提案を行う。

(10) 現地安全管理情報の収集について

ウガンダにおける本格調査は、カンパラ及びサイト近傍で長期にわたる調査が予想される。ウガンダでは、反政府勢力の活動が依然さかんであり、治安に関しては細心の注意を払う必要がある状況が続いている。よって本調査において、現地日本大使館、JICA事務所、現地関連機関等に対し、安全管理に関する情報について確認する。

第2章 協議の概要

1. 協議概要

(1) ウガンダの電力政策とアヤゴ水力開発計画の位置づけ

現在の国家開発計画である貧困削減計画（Poverty Eradication Action Plan : PEAP）において、経済の運営管理、及び生産・競争力・所得向上等を掲げ、各種施策を実施してきている。各種貧困削減施策に電力の安定供給は欠かせないものの、現在の6%程度の電化率では、ウガンダ政府として経済の発展を望めることが難しいと認識している。このため、地方電化については、短期（～3年）、中期（～5年）、長期（～10年）に区分し、送電線の延伸、太陽光発電（Photovoltaic : PV）や小水力（>20MW）等による電源開発等の優先順位づけし、送電線延伸、小水力の開発によりこの問題の解決を図る計画であり、現在その総合的基本計画（Master Plan : M/P）を策定中である。新たな電源の開発については、北部地域の安定の基盤づくりという観点を含め、経済の発展に欠かせない状況であり、建設中のブジャガリ計画及びカルマ計画に続く電源の開発が必要であると認識していることを確認した。

1984年に実施されたF/S以降、調査のUpdateはなされておらず、1997年に実施された水力開発M/Pにおける調査は、あくまでもポテンシャルを有する地点の比較等を行ったに過ぎないことが確認された。1984年のF/Sですでに追加調査の必要性が提案されており、今次要請はその調査の実施を期待したものであることを確認するとともに、MEMDとして、一連の開発に対応するため、「水力開発ユニット」を事務次官直下に設け、環境を含め、ブジャガリ計画の推進、電力危機への対応等を行っていることを確認した。

また、地域協力も重要であると考えており、東部アフリカの地域協力の枠組みとしてEAC電力M/Pを位置づけているとともに、建設を開始したブジャガリ計画でもケニアからの出資を受け入れた経緯がある（AgaKhanが出資）ことを確認した。

(2) ケニアの電力政策とカルラ水力開発計画の位置づけ、必要性

ケニアの長期電力開発計画は、LCPDP 2008-2028（2007年2月）として策定され、この中で電力需要想定、電源や送電線の開発計画、電力輸入予定が位置づけられていることを確認した。

しかし、国内でのピーク需要が総装設備容量に匹敵する規模を記録していること、本来電力を輸入国であるウガンダに電力を供給する現状であること等、国内外における需給バランスが逼迫している状態である。一方、東アフリカパワープール（Eastern Africa Power Pool : EAPP）構想が具体化をみる時期に備えた電力開発の早急な推進が、ケニアのエネルギー戦略の観点から喫緊の課題となってきた。ケニア政府は、その対策としてエチオピアやタンザニアからの電力輸入による対応を検討してきたが進展速度は遅く、実現にはなお相当の年月を要することから、需要に見合う電源としての水力発電に対する期待は決して大きくないものの、ピーク負荷を分担させる意味合いから水力発電が発揮する重要性が増していることを確認した。

カルラ水力発電計画は、ケニア側の現行調査のレベルがPre-F/S以前の段階にあり、

案件実施の妥当性を判定するに足る検討結果が出されていなかったことから、LCPDP 対象計画とならなかったことが確認された。そのため、F/S 調査実施妥当性の判定を行う前に技術的な観点から、Pre-F/S レベルの検討を加える必要があると判断されたことから、設備容量の見直しを含め、調査団により Pre-F/S レベルの調査を実施した。その結果、カルラ水力計画地点は、洪水時における安全性確保、巨大な開水路断面、7 km に及ぶ水路橋を含む大規模構造物、環境対策の必要性が加わってくること等、新たに技術面、環境配慮面、経済面における精査に基づいて根本的な修正を加える必要のあることが確認され、ケニア側関係者にも理解を得た。

2. 団長所感

(1) ウガンダ

ア. 開発協力における関わりについて

我が国が、地域連携を切り口に対ウガンダ支援を拡大していく余地は十分にあり、かつ、その重要性について改めて確認できたと考えている。今回のニーズ調査にあっては、ウガンダ側の意向をできるだけ取り入れつつ新たな開発支援の構想について検討したが、電源及び付帯する送電線建設について地域連携としての枠組みを提示したものとご理解願いたい。

具体的には、WB はリーディングドナーの地位に拠って（ウガンダ～ケニア）ルート及び（ウガンダ～タンザニア）ルートの送電線建設を計画しており、ウガンダを中心とする地域連携構築について今後とも強く推進していくものと見られる。この流れをさらに加速する方向において AfDB も動いており、ウガンダの電源開発や送電線建設に一体的に我が国がかかわっていくことへの期待感は極めて高いものがある。

ただし、懸念材料として、ウガンダ電力セクターにおける投資の受用規模や環境を考えると、ブジャガリ水力発電所建設の後に続く開発計画（カルマ発電所など）は、ウガンダ側が意図する時系列で実現するとは断定しにくい。同時に、既設ナルバレ（Nalubaale）とキイラ（Kiira）の両水力発電所の運用において、主としてビクトリア湖水の取水制限によって設備の半ばが休止を余儀なくされており、この状況が当分継続せざるを得ない状況にあるなど開発投資に対する信頼性が根付いているとは言えないことがある。

したがって、今後のブジャガリ発電所建設の進捗状況並びに運開後の事業経営について、我が国としても慎重に見極めつつ、段階的に協力規模を高めていく選択肢について検討する必要もあろう。

イ. 技術協力における関わりについて

ウガンダの技術協力の可能性として、ウガンダ送電会社（国営：Uganda Electric Transmission Co. Ltd. : UETCL）をターゲットとした送電計画や運用改善について本邦研修を中心に行う協力と、MEMD の水力開発ユニットに電力アドバイザーを派遣して確かな情報収集と同時に我が国協力の環境整備を行う 2 案があげられる。ただし、支援効果の点では、需要中心が分散して地方部配電事業の展開が焦眉とされるタンザニアの事情、また、今後は国産エネルギーの地熱開発に特化していきたいとするケニア両国とは対照的に、ウガンダは域内のパワーハウス（電源）として開発立国をめざしているなど

域内3カ国における電力事情の違いについて配慮する必要がある、将来的にはウガンダ国別のアプローチが望ましい方向性と考えられる。

ウ. 調査ミッション終了後について

ラップアップミーティングにおいて、ウガンダ政府並びにドナー関係者から我が国支援によるアヤゴ水力発電所及び送電線建設のF/S調査実施に対する強い期待が表明され、調査団としてその旨を本国政府への伝達を約したところ、今後の本件の実施に向け、継続した検討が望まれる。

(2) ケニア

ア. 調査概要

2007年9月6日から14日までの9日間にわたりカルラ水力プロジェクトのF/S実施の可能性について調査を進め、10日から12日の3日間のカルラ現地調査を行った。調査中は、ODAタスク関係者、ケニア関係者から本調査の目的と調査内容について十分な理解と協力を得た。

MOE、KenGen、ケニア送配電会社（Kenya Power and Lighting Co. Ltd. : KPLC）代表を交えて調査結果の説明と協議を行い、ケニア関係者の理解と今後の協力を取り付けることができたと考える。

イ. 調査団としての結論

Pre-F/Sに該当するものがKenGenによって未実施なこともあり、カルラ水力プロジェクトのF/Sの実施について調査団としての提案を行う段階にはないと結論した。本調査で収集した資料や情報に基づいてPre-F/Sレベルの調査を実施し、KenGen提案によるプロジェクト・レイアウトや基本諸元の妥当性について精査を行い、調査団提案を取りまとめることについてケニア側の理解を得た。

ウ. カルラ水力計画の位置づけ

MOEは、将来の電源計画における水力発電等の再生可能エネルギーが一定の役割を担うことを重視している。カルラ水力プロジェクトが位置するタナ川Seven Forks Complexは発電電力量においてケニア全体の50%をはるかに超えるもので、KenGenとして水力発電ポテンシャル活用について最適化を進めており、既設発電所の増改造によるプロジェクト4件の実施予定が決まっている。カルラ水力はこの流れに沿って既設発電所間の未利用落差を有効活用する計画である。

エ. KenGenの計画における問題点

カルラ水力計画地点は、その地形条件や水文特性からみて、本来的にダム水路式発電が適するものである。既開発の4発電所はすべてダム水路式もしくはダム式となっている。一方で、カルラ水力が期待できる未利用落差はダム水路式発電によって十分な経済性を有さないものである。この状況からKenGenは代替案として延長7kmの開水路による水路式発電を提案しているが、その内容について新たに技術面、環境配慮面、経済面における精査に基づいて根本的な修正を加える必要のあることが確認した。

主要点の例を挙げると、取水口やサイフォン設備は、その計画の位置関係から洪水時における安全性確保において大きな問題がある。上流ギタル（Gitaru）発電所における設計洪水流量毎秒4,500トンから推定すると、洪水を安全に流下させることができる設

備計画とすることはダム発電所設計の要件であり、KenGenはこの再検討が必要なことについて理解した。

また、サイフォンから下流水槽までの開水路とする計画については、キンダルマ（Kindaruma）増設後における毎秒 190 トンを流下させるために純面積で幅 20m、高さ 5 m の大断面となることと、左岸側斜面に縦断距離 7 km に及ぶ大規模構造物が地域を分断することは住民の生活や家畜移動における重大な影響が懸念される。また、屈曲が激しい地形を縦断することにより水路橋設備となる箇所が多い縦断線形であることや、100 万 m³ 規模の岩盤掘削による建設コストや掘削ずり処理に対する環境対策が加わってくる。以上のことから、環境社会面に十分配慮した検討を行うことの重要性について、ケニア側は十分に理解した。

第3章 ウガンダのエネルギー・電力事業の現状と見通し

1. 社会・経済状況

(1) 一般概況

正式名称は英語で、Republic of Uganda。通称、Uganda。日本語の表記は、ウガンダ共和国。通称、ウガンダ。

赤道直下の内陸国。平均標高 1,200m の高原に位置し、南には世界第2位のビクトリア湖がある。西部国境には世界最大といわれるアフリカ大地溝帯（西部地溝帯）が走っている。南西部（ルウェンゾリ山地）及び東部の国境に山岳地帯がある。湖が多く、総面積の約 15% が湖や沼沢。

赤道直下ではあるものの高原であるため、気候は温暖である。特にビクトリア湖周辺は温度差も小さく快適。降雨量は全般的に多く、年平均 1,000mm と東アフリカで最大である。3～5月、9～10月が雨季。

元来は豊かな農業国で、コーヒー、綿花、茶など様々な商品作物を生産する。自給用には牛や山羊の飼育とトウモロコシの栽培が行われる。各種鉱物資源を有するが、産出量は低迷している。

(2) 政治・外交

独立以来、度重なるクーデターにより内政、経済は混乱したが、1986年に成立した現ムセベニ政権がほぼ全土を平定し、WB、IMF、援助国の支援の下で経済再建に取り組んでいる。2006年2月23日、1980年のオボテ政権下以降、初めて複数政党制下で大統領・国会議員選挙が実施され、ムセベニ大統領が 59.26% の票を得て三選を果たした。

北部地域では、20年に及ぶ反政府組織「神の抵抗軍」(The Lord's Resistance Army : LRA) との戦闘が継続しており、住民襲撃や略奪、児童の拉致が横行し、現在も 200 万人近い国内避難民を抱える人道危機に直面している。

善隣友好、非同盟の原則の下に、アフリカ連合 (African Union : AU) 及び英連邦との連帯を打ち出している。ムセベニ大統領就任後は欧米等西側諸国との関係強化に努めている。タンザニア、ケニアとの三国間の協力を推進しており、1999年11月、東アフリカ共同体 (East African Community : EAC) 設立条約が署名され、2001年1月に正式に発足。2005年1月には EAC 関税同盟が発効した。スーダンの和平の進展に伴い、スーダンとは 2002年に国交を回復しており、南部スーダン政府の仲介により、北部ウガンダ和平に向けた当事者間の交渉が継続されている。

表 3 - 1 ウガンダ基礎データ

国土面積：241,039 km ² （ほぼ本州大）（陸地 197,097 km ² 、湖沼 43,942km ² ）
土地利用：耕作地 9%、牧草地 9%、耕作可能地 25%、森林 28%、その他 29%
気候：サバナ気候であるが高原に位置しているため平均気温 21 度～25 度
首都：カンパラ（標高 1,312m）
人口：2780 万人（2004 年 IMF） 人口増加率：3.4%（2000-2005 年）
人種：ブガンダ族 18%、ヌヨロ族 14%、ツルカナ族 11%など
言語：英語（公用語）、スワヒリ語、ガンダ語
宗教：カトリック（33%）、プロテスタント（33%）、伝統宗教（18%）、イスラム教（16%）
識字率：64%
平均余命：48 歳 乳児死亡率：8.1%
主要産業：（農）コーヒー、綿花、紅茶、砂糖、トウモロコシ （鉱）銅、燐鉱石、タングステン（工）繊維、タバコ、セメント
一人当たりの GNI：280US\$（2005 年 WB）
経済成長率：5.5%（2005 年 EI.U）
物価上昇率：5.5%（2005 年 EI.U）、失業率：5.5%（2005 年 EI.U）
貿易額：輸出 6.55 億 US\$ 輸入 11.97 億 US\$（2004 年 EI.U）
主要貿易品目：（輸出）コーヒー、魚、綿花、紅茶 （輸入）電化製品、穀物、化学製品、石油・石油製品
主要貿易相手国：（輸出）ケニア、スイス、蘭、ベルギー、仏 （輸入）ケニア、インド、ア首連、南ア、中国
通貨：ウガンダ・シリング（Ush）
略史：
1962 年 旧宗主国の英国より独立
1963 年 共和制移行
1966 年 オボテ首相によるクーデター（オボテ大統領）
1971 年 アミン少将によるクーデター（アミン大統領）
1979 年 アミン失脚（ルレ大統領）ルレ失脚（ピナイサ大統領）
1980 年 オボテ大統領復帰
1985 年 オケロ将軍によるクーデター
1986 年 ムセベニによるクーデター ムセベニ大統領就任
1996 年 大統領・国会議員選挙。ムセベニ大統領再選
2001 年 3 月ムセベニ大統領再選 6 月国会議員選挙
2006 年 60%の得票率で 3 選

(3) 経済

度重なる内乱により、独立以来、1980年代後半まで経済は混乱したが、1987年以来WB・国際通貨基金（International Monetary Fund：IMF）による構造調整プログラムを積極的に受け入れ、軍人及び公務員の削減、農産品の生産者価格の自由化、輸出品の会社による独占の廃止、国営企業の民営化等の施策を推進した結果、ウガンダ政府による経済改革は成功を収め、1990年代からマクロ経済は安定している。1997年11月に開催されたウガンダ援助国会合では、ウガンダの構造調整・経済改革努力が高く評価された。

他方、いまだに低所得貧困国であることに変わりはなく、2000年に貧困削減戦略書（Poverty Reduction Strategy Paper：PRSP）の策定を終えて実施段階に入っており、貧困削減に向けた一層の努力を行っている。特に、農産物を中心とした輸出品の多様化、付加価値の付与を含めた貿易・投資の促進、民間セクター主導の経済成長の促進を図っている。

GDP成長率は5～6%、基幹産業は農業でGDPの約40%、輸出の約80%、雇用の約80%を占める。一人当たりのGNIは280US\$（2005年、WB）（表3-2～表3-4）。

主要援助国（2004年、単位：百万US\$）は、アメリカ（207.7）、英国（107.6）、オランダ（70.9）、デンマーク（61.3）、アイルランド（47.6）となっている。

なお、会計年度は7月から6月である。ウガンダ・シリングの為替レートを表3-5に示す。なお、2006年11月の為替レートは1US\$=1,847Ushであり、2007年8月のShangri-La Hotelでの換金は1US\$=1,759Ushであった。

表3-2 GDP and per capita GDP at (1997-1998) market prices

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06
Total GDP (Million Shs)	9,642,944	10,098,241	10,652,617	11,365,537	11,983,335
Percentage Increase	6.4	4.7	5.5	6.7	5.4
Per Capita GDP (Shs)	407,109	412,861	421,801	435,844	445,050
Percentage increase	3.0	1.4	2.2	3.3	2.1

出典：Statistical Abstract 2006-Uganda Bureau of Statistics

表 3 - 3 GDP per Each Sector at constant (1997-1998) price

Sector	2001/02		2002/03		2003/04		2004/05		2005/06	
	GDP	%	GDP	%	GDP	%	GDP	%	GDP	%
Agriculture	3,523,066	36.5	3,603,090	35.7	3,633,390	34.1	3,687,350	32.5	3,702,220	31.0
Mining & Quarrying	69,680	0.7	70,517	0.7	76,550	0.7	85,411	0.8	84,088	0.7
Manufacturing	835,468	8.7	870,830	8.6	910,394	8.5	1,011,190	8.9	995,413	8.3
Electricity & Water	125,709	1.3	131,376	1.3	140,182	1.3	148,463	1.3	146,676	1.2
Construction	635,375	6.6	704,911	7.0	796,758	7.5	887,038	7.8	1,002,440	8.4
Wholesale & Retail Trade	1,225,614	12.7	1,290,020	12.8	1,374,240	12.9	1,484,910	13.0	1,605,170	13.5
Transport & Communications	472,722	4.9	551,960	5.5	669,043	6.3	812,020	7.2	980,394	8.2
Community Services	1,275,183	13.2	1,300,540	12.9	1,383,930	13.0	1,454,360	12.8	1,555,570	13.0
Rent & Dwellings	662,956	6.9	700,652	6.9	737,728	6.9	776,964	6.8	805,006	6.7
All Net taxes	817,171	8.5	874,328	8.7	930,396	8.7	1,005,140	8.9	1,072,010	9.0
Total GDP	9,642,944	100	10,098,224	100	10,652,611	100	11,352,846	100	11,948,987	100

出典：Statistical Abstract 2006-Uganda Bureau of Statistics Unit: Million Shillings

表 3 - 4 Expenditure on GDP at constant 1997-1998 market prices

Expenditure Item	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06
Private Consumption	7,867,125	8,118,998	8,365,964	8,968,692	9,440,370
Food Crops	2,608,317	2,534,064	2,573,219	2,591,825	2,600,360
Other Goods	2,966,206	3,055,190	3,077,065	3,415,190	3,582,711
Services	2,292,601	2,529,743	2,715,680	2,961,678	3,257,300
Government Consumption	1,156,229	1,207,121	1,279,539	1,405,091	1,536,295
Fixed Capital Formation	1,422,035	1,581,212	1,854,630	2,075,425	2,369,768
Private	1,065,410	1,255,284	1,470,286	1,662,629	1,951,312
Public	356,625	325,928	384,344	412,795	418,455
Construction	1,063,714	1,188,725	1,350,680	1,509,079	1,708,343
Private	819,578	968,471	1,130,187	1,281,783	1,501,913
Public	244,136	220,254	220,492	227,296	206,429
Machinery and Equipment	358,321	392,487	503,950	566,346	661,425
Private	245,832	286,814	340,099	380,846	449,399
Public	112,489	105,674	163,852	185,499	212,026
Net Change in Stocks	38,955	40,565	26,132	30,608	41,282
Plus Exports	1,127,053	1,187,708	1,385,756	1,533,697	1,652,951
Goods	852,488	855,945	937,164	1,031,732	1,051,023
Services	274,565	331,763	448,593	501,965	601,928
Less Imports	1,972,783	2,025,556	2,168,718	2,636,667	3,110,416
Goods, fob	1,336,390	1,433,016	1,544,616	1,823,876	2,155,873
Services	636,394	592,539	624,101	812,791	954,543
Total Expenditure on GDP (A)	9,638,613	10,110,049	10,743,304	11,376,846	11,930,249
Statistical Discrepancy (B)	4,331	-11,808	-90,687	-11,309	53,086
GDP at Market Prices (A+B)	9,642,944	10,098,241	10,652,617	11,365,537	11,983,335

出典 : Statistical Abstract 2006-Uganda Bureau of Statistics

表 3 - 5 Exchange rate

(Ush per US\$)

Financial Year	Bureau			Official
	Buying Rate	Selling	Middle Rate	Mid-Rate
2003/04	1,925.83	1,943.22	1,934.53	1,934.88
2004/05	1,732.22	1,744.74	1,738.48	1,737.79
2005/06	1,817.64	1,824.82	1,819.76	1,824.90

出典 : Statistical Abstract 2006-Uganda Bureau of Statistics

2. エネルギー資源

(1) エネルギー需給

ア. エネルギー需給バランス

ウガンダのエネルギー供給は大別すると、バイオマス、石油製品、電力に分類される。バイオマスの使用が90%以上を占め、そのうち家庭の消費が70%以上を占める。

(ア) 一次エネルギー供給量

2006年における一次エネルギー供給量は、 $14,724 \times 10^3$ トン（石油換算値）で、この内、国産エネルギー（バイオマス、水力、地熱等）が $14,047 \times 10^3$ トン、輸入量（石油製品等）が 678×10^3 トンとなっている。

供給構成はバイオマスによるものは $13,911 \times 10^3$ トンで全体の94.5%（木材によるものは91.2%）と、石油4.6%、電力0.9%に対して多くの割合を占める。表3-6にあるとおり、木材の使用量は地方で多く、個人当たりでも地方部616 kg/cap/yr、首都カンパラ104kg/cap/yrと開きがある。

表3-6 家庭におけるバイオマスエネルギー消費量

Residential Biomass Consumption (kg/cap/yr)			
Energy	Rural	Urban	Kamapla
Wood	616	274	104
Charcoal	2	88	190
Residues	52	12	1

Residential Biomass Consumption (Total Uganda)					
Energy	Rural	Urban	Kamapla	TOTAL Weight	TOTAL Energy
	1000 t/yr	1000 t/yr	1000 t/yr	1000 t/yr	TOE/yr
Wood	14,764	715	143	15,622	5,596,916
Charcoal	48	230	262	539	386,539
Residues	1,246	31	1	1,279	458,218

出典：ESMAP Study, 1994

(イ) 最終エネルギー消費量

2006年における最終エネルギー消費量は、 $9,245 \times 10^3$ トン（石油換算値）で、バイオマス（木材、木炭、農業残渣）によるものは $8,516 \times 10^3$ トンで全体の92%と多くの割合を占める。消費構成は、家庭用70.3%、商業用13.6%、工業用10.7%、輸送用5.0%となっている。

最終エネルギーの推移を表3-7に示し、セクター別消費割合の推移を図3-1に示す。家庭のエネルギー消費が商業、工業に比べて多く70%以上を占める。

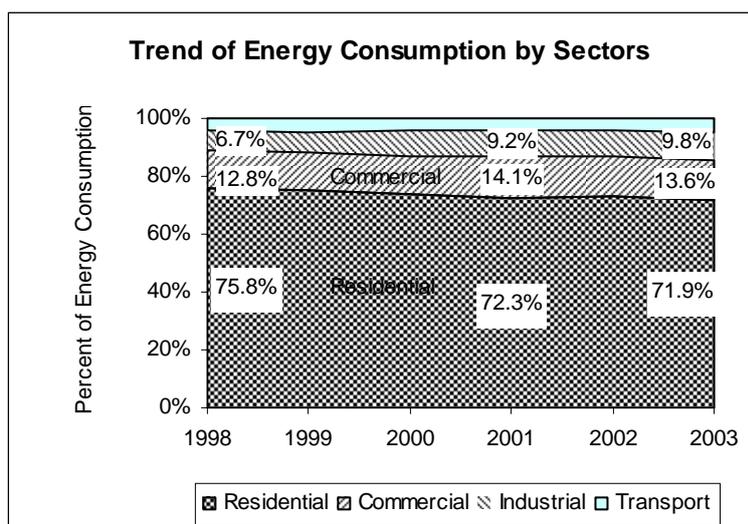


図 3 - 1 分野別エネルギー消費傾向

表 3 - 7 最終エネルギー消費量の推移

	Biomass		Oil Products		Electricity		合計 (ton)
	(ton)	%	(ton)	%	(ton)	%	
2000	6,833,392	93.2	425,254	5.8	73,320	1.0	7,331,966
2003	7,778,352	92.9	502,369	6.0	92,101	1.1	8,372,822
2006	8,516,266	92.1	645,702	7.0	83,464	0.9	9,245,432

出典：MEMD 資料より作成。数値は石油換算値

イ. 石油の需給

現在、ウガンダにおける石油利用は輸入に頼っており、2005 年の原油輸入量は 699,363m³ である。このうちケニアを経由し輸入されるものが 9 割近くを占める。石油輸入額は約 160 百万 US\$ で輸入総額の 8 % に達している。

エネルギーとして石油精製品使用量は 2004 年 628,613m³、2005 年 667,323m³、2006 年 788,265m³ と 2 年間で 25% の増加を示す。2006 年使用量 788,265m³ のうち運輸で使われているのが約 6 割の 463,113m³ である (MEMD 資料より)。

石油の輸送はケニアのモンバサ (Mombasa) に陸揚げされ、パイプラインでエルドレット (Eldoret) またはキスム (Kisumu) に移送され、列車かトラックにより首都カンパラまで運ばれる。モンバサ～カンパラ間は 1,060km あり、輸送単価の 0.003US\$/m³/km から計算すると輸送費は約 30US\$/m³ となり、石油輸入価格に対して多くの割合の費用が輸送費にかかっている。

表 3 - 8 Uganda Energy Balance 2006

	BIOMAS			OIL PRODUCTS						Electricity	TOTAL
	Fuelwood	Charcoal	Residues	Gasoline	AV Fuel	Kerosene	Diesel	Fuel oil	LPG		
National Production	13,429,952	0	481,129	0	0	0	0	0	0	132,333	14,043,413
Imports	0	0	0	161,016	73,989	33,565	369,505	36,264	3,648	0	677,987
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,096	3,096
Primary Energy supply	13,429,952	0	481,129	161,016	73,989	33,565	369,505	36,264	3,648	135,429	14,724,496
% All Primary Energy	91.2%	0.0%	3.3%	1.1%	0.5%	0.2%	2.5%	0.2%	0.0%	0.9%	100.0%
Charcoal/Elec.Production	-5,521,112	552,111	0	0	0	0	105,831	1,612	0	32,233	-4,829,325
Prod+Trans+Distr.Losses	-376,611	-26,291	-22,911	-7,667	-3,523	-1,598	-17,595	-1,727	-174	-45,719	-503,818
Net Supply Available	7,532,228	525,820	458,218	153,349	70,466	31,967	351,910	34,537	3,474	83,464	9,245,432
% Net Supply Available	81.5%	5.7%	5.0%	1.7%	0.8%	0.3%	3.8%	0.4%	0.0%	0.9%	100.0%
Residential	5,596,916	386,539	458,218	0	0	28,770	0	0	2,779	24,450	6,497,672
Commercial	1,107,654	139,282	0	0	0	3,197	0	0	0	11,025	1,261,158
Industry	827,658	0	0	0	0	0	77,420	34,537	695	47,988	988,298
Transport	0	0	0	153,349	70,466	0	239,298	0	0	0	463,113
Agriculture	0	0	0	0	0	0	35,191	0	0	0	35,191
Other	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
TOTAL CONSUMPTION	7,532,228	525,820	458,218	153,349	70,466	31,967	351,910	34,537	3,474	83,464	9,245,432
% All Consumption	81.5%	5.7%	5.0%	1.7%	0.8%	0.3%	3.8%	0.4%	0.0%	0.9%	100.0%

Unit: TOE

Supply Pattern		
Biomass	92.1%	8,516,267
Oil products	7.0%	645,702
Electricity	0.9%	83,464
TOTAL	100.0%	9,245,432

Sector	Energy	Electricity
Residential	70.3%	29.3%
Commercial	13.6%	13.2%
Industrial	10.7%	57.5%
Transport	5.0%	0.0%

Energy Consumption per capita (kgOE) : 330.7

Commercial Energy Cons. per capita (kgOE) : 26.1

Total number of households : 5511735

National Grid Electrification Rate (%) : 4.0

Note1: The Energy Balance does not include the energy produced by renewable energy (Solar PV, biogaz) which is estimated to to a minor amount.

Note2: The AV Fuel means Jet A1+AV Gas

出典 : MEMD 資料により作成

(2) エネルギー資源埋蔵

ア. バイオマス

バイオマスによるエネルギー供給がウガンダ全体の 90%以上を占める。年間 6%程度の割合で消費が伸び、森林伐採が深刻化している。

イ. 石油

アルバート湖周辺で石油の埋蔵が確認された推定埋蔵ポテンシャル：12 億バレル)、開発会社と生産に向けた覚書 (Minute of Understanding : MOU) が結ばれた。2009 年からの商業生産を予定しており、現在石油精製及び重油焚き火力発電所の開発が急ピッチで進められている。

ウ. 水力

水力エネルギーはウガンダのエネルギー源としての柱となっている。包蔵水力ポテンシャルは 2,000MW と見積もられており、大部分がナイル川流域に存在する。この包蔵水力ポテンシャルには 50MW 以下の水力ポテンシャルは含まれていない。2007 年現在、開発された発電設備容量は 397MW であり、そのうちナイル川水源のビクトリア湖に近いナルバレ発電所 [180MW : 旧オーウェンフォールズ (Owen Falls) 発電所] 及びキイラ発電所 (200MW) で 380MW の規模を占め、他は小水力発電である。また、その下流にブジャガリ発電所 250MW が 2007 年 7 月に着工され、同年 9 月より建設工事が進められている。

エ. 地熱

ウガンダ全体の地熱ポテンシャルは 450MW と見積もられている。西アフリカ地溝帯に位置するアルバート湖周辺 3 箇所 (Katwe-Kikorongo、Kibiro、Buranga) でドイツ、アイスランド、WB、AfDB の協力の下、探査調査を実施中である。

(3) エネルギー政策と関連法令

ア. 国家エネルギー政策

(ア) 貧困撲滅行動計画 2004-2008 (Poverty Eradication Action Plan : PEAP, Dec. 2004)

ウガンダ政府は、包括的な国家開発計画である PEAP を 1997 年に策定した。

2000 年に第一次改訂版 PEAP が作成され、WB 及び IMF により世界最初の PRSP として認定された。これを受け 2000 年 3 月に他国に先駆けて、拡大重債務返済国 (Highly Indebted Poor Countries : HIPC) イニシアティブに基づく債務削減が実施された。

2004 年 12 月に第二次改訂版 PEAP2004-2008 が完成した。第二次 PEAP に定められた重点課題は下記のとおり。また、すべての重点課題に共通する分野横断的な問題として、ジェンダー、環境、HIV/AIDS、雇用、人口問題、社会保障、所得分配、地域間格差是正の 8 分野を設定し、あらゆる取り組みにおいて配慮していくこととしている。

電力セクターについては、電力インフラ整備、並びに電力セクターの技術向上を挙げ、電化率を 2012 年までに 10%にまで向上させることを目標としている。

・経済運営 (Economic Management)

安定したマクロ経済の維持、国家財政の健全化、民間投資の増加等

- ・生産・競争力・所得向上 (Enhancing Production, Competitiveness and Incomes)
農業の近代化、天然資源の保存、インフラ整備 (道路・電力・鉄道等)、電力セクターの技術向上等
- ・治安・紛争解決・災害管理 (Security, Conflict-resolution and Disaster Management)
反政府勢力との紛争終結、家畜強盗の撲滅、国内避難民への支援強化等
- ・良い統治 (Good Governance)
人権・民主化、法制度整備、透明性、説明責任、汚職対策等
- ・人間開発 (Human Development)
初等・中等教育の改善、家族計画の推進、成人識字率向上等

(イ) ウガンダエネルギー政策：The Energy policy for Uganda (September 2002, MEMD)
エネルギー政策は、2002年に策定され、「環境的に持続可能な方法で、国民の社会及び経済発展のニーズに応える」ことを目標としている。エネルギーの中で、電力、石油、再生可能エネルギー分野について政策及び供給戦略を述べている。また、貧困層に対してのエネルギー確保や需要者の負荷管理 (Demand Side Management : DSM) にも言及している。

電力セクターについては、社会及び経済発展のニーズに応えるため、信頼度が高く効率的な電力供給システムを拡充し強化することを目的とした具体的な目標として、

- ・電力セクターが政府補助金の支出なしで財政的に運営ができるようにする
- ・電力セクターの効率を高め、民営機能を改善する
- ・都市部と地域の増大する電力需要に対応し、電化範囲を拡大する
- ・民間資本と民間企業の呼び込み
- ・すべての電力開発プロジェクトに EIA を実施する

ことがあげられ、目標を達成するための戦略として、下記の事項が掲げられた。

- ・電力セクターにおける競争の促進と最低限の費用での事業運営と電力網の拡大
- ・民間投資を引きつける奨励金、政府保証、「スマート補助金」の創設
- ・電力事業民営化戦略の実施
- ・電力規制庁 (Electricity Regulatory Authority : ERA) の設置
- ・地方電化戦略計画 (Rural Electrification Strategy and Plan) の実施

(ウ) ウガンダ電力供給計画 (Plan for Meeting Uganda Electricity Supply Needs in The short, Medium and Long Term, June 2006, MEMD)

MEMD が作成した最新の電力セクターの戦略であり、上位目標を「適切で信頼のおける電力の供給」とし、電力供給の目標として、「発電と電力供給における官民協力の強化」「石油高騰より生じる高コストエネルギー供給に対応した財務的持続性の強化」「周辺地域への電力輸出の増加」を掲げている。

a. 短期目標 (2006/07)

(a) 電力ロスの低減

現在 36% のロスを 5 年間で 20% に低減する。民間配電会社である UMEME による配電線への投資金額は 65 百万 US\$ と見込まれる。5% のロス低減で 9 MW の設備低減効果があるとしている。

(b) 省エネルギー／DSM

100 万個の省エネ電球の設置 (2.5 百万 US\$) が活動に含まれる。これは 50MW の電源設備の節約になる。また、工場や商業ビルの省エネ対策も引続き実施される。

(c) 100MW の緊急用火力発電所投入

石油高騰で火力発電所は高コストになっているが、9 カ月以内に投入の予定。過去に投入された消費者への補助金の効果は持続的でなく、電力料金の見直しを検討する。

b. 中期目標 (～2010/11)

(a) 再生可能エネルギープロジェクト

小水力、バガス利用の砂糖工場のコジェネレーション、バイオマスガス化発電の開発により、系統へ 50MW の電力供給を行う。予定投資金額は 108 百万 US\$ (民間 65 百万 US\$、公的 43 百万 US\$)。

(b) ソーラー発電及びソーラー・ヒーター

夕方の需要ピークに対応するため家庭用のソーラー発電及びソーラー・ヒーター (Solar Photovoltaic and Solar Water Heater) 導入の推進を行う。10 万個の PV と 6 万個のソーラー・ヒーターの投入を目標としており、200 百万 US\$ の投資金額が見込まれる。実現のためには約半分の補助が必要である。

(c) ブジャガリ水力発電プロジェクト

ビクトリア湖の下流約 8 km 地点の川中島を利用して 2007 年 7 月に着工した出力 250MW の水力開発計画である。同計画は、ウガンダ初の IPP 方式音よる BOOT (Build-Own-Operate-Transfer) プロジェクトで、2011 年の運開を予定している。

(d) カルマ水力発電プロジェクト

カルマ水力発電計画は、ブジャガリ水力の次期プロジェクトと位置づけられており、ナイル川本流に位置するカルマ滝を利用して 150～200MW の出力を得る計画である。

総費用は 440 百万 US\$ と見積もられ、資金手当は官民参加による拠出が予定されている。

c. 長期目標 (～2025)

(a) アヤゴ水力発電プロジェクト

(b) 国産原油を用いた火力発電プロジェクト

(c) 送電線地域連系

(d) 地熱発電プロジェクト

(エ) 地方電化及び再生可能エネルギー

地方電化及び再生可能エネルギーの政策または戦略として、次のものがある

- Rural Electrification Strategy and Plan 2001-2010 (February 2001, MEMD)
- Strategic Plan 2006-2012 (May 2006, REA)
- Renewable Energy Policy for Uganda (March 2007, MEMD)

イ. 電力セクター改革

(ア) 電力法

1964年に制定された電力法では、1948年に設立されたウガンダ電力公社(Uganda Electricity Board: UEB)による独占的な電力供給が認められ、発送配電事業の計画・運営・維持管理が統合的に行われてきた。

その後、1999年に電力の経済的・安定的な供給をめざし、「電力分野の経済的自立」「電力の需要増大と配電地域の拡大」「電力供給の質的向上」「民間資金の導入」を目的に電力輸出に対する有益性の確保のための「電力セクター改革・民営化戦略(The Power Sector Reform and Privatization Strategy: PSRPS)」が閣議承認された。このPSRPSに基づく構造改革を推し進める法的骨子として、1999年11月に電力法が改正されるに至った(The Electricity Act 1999)。

新電力法の目的は、電力の発電、送電、配電、販売、輸出、輸入に関する規制であり、これに基づきUEBの電力独占の分割・民営化、及びERAを通じての電力規制〔条文において規制内容、地方電化、違反に対する罰則、電力紛争法廷(Electricity Disputes Tribunal)の設置を規定〕が実施されている。

(イ) UEB 分割民営化

新電力法制定に基づき、2001年3月にUEBをUEGCL、送電公社(Uganda Electricity Transmission Co.Ltd.: UETCL)、配電公社(Uganda Electricity Distribution Co.Ltd.: UEDCL)、に分割、設立した上で、民営化した。これにあわせて電力事業に関する規制機関としてERAを設置された。

分割により各公社に譲渡された資産は、下記のとおり。

- UEGCL: オーウェンフォールズ発電所(380MW: 内訳ナルバレ180MW、キイラ200MW)
- UETCL: 容量33kV以上の送電線ネットワーク
- UEDCL: 容量33kV以下の配電線ネットワーク

この分割民営化は、民間資本導入や長期契約による民間活力の活用をめざしたものであるが、実施にあたって「財政面、法制面、環境面の充実」「資産と債務の目録作成と評価」「配電と送電に関わる投資ニーズの分析」「財政モデルと料金モデルの策定」「ライセンス発行、規則、電力販売協定の素案作成」について検討がなされている。

ウ. 関連法規

「電力法1999」が電力事業の規制の基本的な法律である。こ基本法に基づいて以下の法令が設けられている

- The Electricity (Installation Permits) Regulations, 2003
- The Electricity (License Fees) Regulations, 2003
- The Electricity (Primary Grid Code) Regulations, 2003
- The Electricity (Quality of Service Code) Regulations, 2003
- The Electricity (Safety Code) Regulations, 2003
- The Electricity (Tariff Code) Regulations, 2003

(4) 電気事業実施体制

ア. 電気事業の監督及び規制

(ア) エネルギー鉱物開発省 (Ministry of Energy and Mineral Development : MEMD)

MEMD の技術部門は、事務次官の下にエネルギー資源局 (Energy Resources Department)、石油供給局 (Petroleum Supplies Department)、石油探査生産局 (Petroleum Exploration and Production Department)、地質調査鉱山局 (Geological Survey and Mines Department) の4つの局で構成されている。

エネルギー資源局の権限として「エネルギー資源の開発の促進と調整、エネルギーの適切な供給の確保、省エネルギーの促進」が挙げられ、その業務目的は「エネルギー資源の開発、供給、利用への投資環境の整備」「エネルギー資源の持続的で効率的な利用の促進」「エネルギーに関する基準化と規制の促進」「エネルギーセクターにおける競争の確保と法令準拠」「エネルギー資源の輸出の促進」「再生エネルギーの持続的利用の促進」である。

エネルギー資源局直下に電力部、再生可能エネルギー部、省エネルギー部があり、電力部が電力開発、地方電化等の政策立案等電力行政を行っている。MEMD 職員数 230 人 (2007 年 2 月現在) のうち、電力部には 4 名配置されている。

なお、2006 年、水力発電開発の監理を行う目的で事務次官直下に水力発電開発ユニット (Hydropower Development Unit) の設立が決定されたが、人事上の遅れ等により 2007 年 8 月の時点では機能していない。

(イ) 電力規制庁 (Electricity Regulatory Authority : ERA)

2000 年 4 月に MEMD から独立した組織として ERA が設立された。権限、業務内容は、電力法 1999 において、発電事業、送電事業、配電事業、電力販売、電力輸出入のライセンス発行、電力料金制度の構築、電力料金のレビューと認可、電力基準の策定、MEMD 大臣への答申と規定されている。同法には、送電事業のシングルバイヤー制の設定やバルク電力買取り料金の認可についても触れられている。

イ. 電気事業の実施

(ア) 発電公社 (Uganda Electricity Generation Co. Ltd. : UEGCL)

既存設備の所有権を公社に残し、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へ委託する方式を採用している。

UEGCL は、南アフリカ電力会社 ESKOM の現地法人 ESKOM Uganda Ltd. とオーウェンフォールズ発電所の 20 年間の保守運營業務委託について契約を行った (2003 年 4 月)。契約には、政府への業務処理費用、新たな投資費用、UEGCL への資産使用权費用の支払い、全発電量の UETCL への売電等が含まれる。現在、UEGCL は委託業務の監督を行っている。

(イ) 送電公社 (Uganda Electricity Transmission Co. Ltd. : UETCL)

UETCL は、33kV 以上の送電線資産を所有し、運営維持管理を行っている。電力法 1999 で規定する送電事業を独占する Single Buyer 制に則り、ERA よりライセンスを受けている。

(ウ) 配電公社 (Uganda Electricity Distribution Co. Ltd. : UEDCL)

UEDCL は、UMEME (英国 CDC Globeleq と南アフリカ ESKOM の合弁) と 20

年間の保守運営委託業務 (Lease and Assignment Agreement) を締結した (2005 年 3 月)。契約では、売電先 250,000 箇所、約 1,066 GWh/年の配電のほか、当初 5 年間に 65 百万 US\$を投資し設備更新、6 万世帯以上の新規顧客への電力供給、ERA が認可した電力料金の徴収、必要最低限の年間補修費用の拠出が含まれる。また、契約期間終了後には、新規投資設備に対しても未償却額の返済を受けたうえで、設備を UEDCL に返却をすることになっている。

配電と売電のライセンスは、既存配電線から 1 km 域内に独占的に与えられているものの、その他区域へは他の企業を含め電力供給事業は自由に行うことができる。

(5) 電力料金構造

ア. 電力料金の設定

ERA は、電力料金構造の設定と電力料金の設定を行っている。電力料金設定の基本や設備投資や経費の規定を示した法律 Electricity (Tariff Code) Regulations 2003 に基づき、ガイドラインである Tariff Determination in The Uganda 2006 に電力料金設定の過程と方法を示した。

電力料金設定は、発送配電の各電力会社の設定収益率を基本とした必要収入により決定される。収益率は、電力設備の保守運営の目標費用、投資計画や電力ロスの改善目標等の実施目標に基づき設定され、毎年改定を行った上で、四半期ごとにインフレ、為替変動等の調整がなされる。

(ア) 発電会社と送電会社の料金 (Generation Tariff)

両者の交渉により電力購入同意書 Power Purchase Agreement (PPA) の形でまとめ、ERA の認可を受ける。UETCL の発電会社からの購入料金を表 3-9 に、ESKOM Uganda からの購入した電力料金の推移を表 3-10 に示す。新規電源においても UETCL 購入電源の限界費用以下になるような経済性が必要となる。

(イ) 送電会社と配電会社の料金 (Bulk Supply Tariff)

発電会社からの電力購入料金に送電コストを加算して設定される。

UETCL は、ERA の規定により、発電会社からの電力購入価格における平均費用を下回らないことを条件として電力輸出ができる。

(ウ) 配電会社の小売電気料金 (End-User Price)

UETCL からの電力購入価格に配電コストを加えた価格で料金設定を行う。

UMEME の小売電力料金の構成を表 3-12 に示す。現在、政府の補助金が拠出され小売電気料金が引き下げられている。

イ. 家庭用電気料金

電力料金制度の構築は、電力法 1999 により ERA が定めると規定されている。認可を受けた電気事業者の電力料金申請について、ERA が公聴会の開催やステークホルダーとの協議を踏まえて審査する。認可された電力料金は、4 半期ごとに物価や為替変動の影響を考慮して調整がなされる。

1993 年以來となる大規模な小売電気料金改定が 2001 年に実施された。これは政府補助金削減を目途として、供給コストを反映した小売電力料金体系の構築をめざしたもので、家庭用電気料金の kWh 当たりの単価を 93Ush から 189Ush へ変更するものであった。

しかし、2倍を超える値上げで国民による強い批判を受けた結果、2003年にライフライン料金制の導入等の料金体系の変更が実施されたが、2004年以降は供給コストの上昇で電気料金単価は上昇し、2007年は426Ushと4年間で2倍以上の値上がりをしている。表3-11に家庭用の電力料金の推移を示す。

これは、需要の伸びに加え、オーウェンフォールズ水力発電所の発電可能出力が120MWまで低下したこと、これに伴って発電単価が約30US¢/kWhと高価なユニット式ディーゼル発電設備（合計100MW）を緊急に導入し、供給を行っていることが主な原因と考えられる。

なお、表3-13に需要家数、及び国内と輸出の販売電力量、販売収入を示す。

表3-9 UETCLの発電会社からの電力購入価格

ESKOM Generation Tariff		
Capacity Charge	UG.Shs./MW per hour	30,582

KML Generation Tariffs 1st July 2006		
Day	Time	Charge, Ush. per kWh
Peak	1800 - 2300 hr	80
Shoulder	0600 - 1800 hr	75
Off-peak	2300 - 0600 hr	27.36

KCCL Generation Tariffs 1st July 2006		
Day	Time	Charge, Ush. per kWh
Peak	1800 - 0000 hr	80
Shoulder	0600 - 1800 hr	75
Off-peak	2300 - 0600 hr	27.36

表 3 - 10 UETCL が ESKOM から購入した電力料金 (Generation Tariff) の推移

TYPE OF CHARGE	UNIT OF CHARGE	June 2001	Sep. 2002	June 2003	Q1 2004	Q2 2005	Q4 2005	Q2 2006	Q4 2006	Q1 2007
Capacity Charge	Ush/MW per hour	26,700	21,079	11,623	10,306	12,065	12,926	27,361	31,244	30,582

表 3 - 11 家庭用電気料金の推移

(Ush per kWh, UMEME)

TYPE OF CHARGE	June 1992	July 1993	June 2001	Sep. 2002	June 2003	Q1 2004	Q2 2005	Q4 2005	Q2 2006	Nov. 2006	Sep. 2007
1 - 15KWh					50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	62.0	62.0
>15KWh					170.1	171.4	212.5	216.9	298.2	426.1	426.1
1 - 30KWh	12.0	20.0	50.0	50.0							
>30KWh	56.0		189.8	168.0							
31 - 200KWh		70.0									
>200KWh		100.0									
Standing Service Fee	440	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000

表 3 - 12 小売電気料金 (2007 年 9 月、UMEME)

	Domestic (Code10.1)	Commercial (Code10.2/10.3)	Medium Industrial (Code20)	Large Industrial (Code30)	Ext. Large Industrial (Code40)	Streetlights (Code50)
Standing Service Fee						
Monthly fee	2,000	2,000	20,000	30,000	20,000	-
Max demand 1			5,000	3,300		
Max demand 2				3,000		
Power supply (Ush/kWh)						
Average	332.6	326.5	326.5	281.4	234.8	332.9
Peak		369.1	369.1	322.9	263.6	
Shoulder		326.6	326.6	285.8	233.3	
Off-peak		278.5	278.5	243.7	198.9	
Distribution charge (Ush/kWh)						
Average	211.7	154.2	140.6	33.7		160.2
Peak		174.3	158.8	38.0	38.7	
Shoulder		154.2	140.6	33.7	34.2	
Off-peak		111.3	101.4	24.3	24.7	
Tariff relief						
Government tariff relief	119.7	83.3	98.8	128.8	-	91.5
Generation levy						
Generation levy	1.5	1.5	1.5	1.0	0.8	1.5
Total tariff (Ush/kWh)						
Average	426.1	398.8	369.7	187.2		403.0
Peak		461.5	430.6	233.1	303.1	
Shoulder		399.0	369.9	191.6	268.3	
Off-peak		307.9	282.6	140.1	224.4	

注 1 : 時間帯 : Peak (18:00-24:00)、Shoulder (6:00-18:00)、Off-peak (24:00-6:00)
注 2 : 家庭用には、15kWh 未満が 62Ush/kWh となるライフライン料金を導入している。
注 3 : 1 US\$=1750Ush (2007 年 8 月)
出典 : Electricity Regulatory Authority (ERA)

表 3-13 販売電力量と販売収入

	2001	2002	2003	2004	2005
需要家数					
Domestic	179,263	202,409	220,558	237,830	244,169
Commercial Power & Heating	19,982	21,406	22,582	23,231	24,179
Industrial Power (Standard)	681	725	776	733	751
Street Lighting	291	320	329	326	327
国内合計	200,217	224,860	244,245	262,120	269,426
Kenya Bulk Supply	1	1	1	1	1
Tanzania Bulk Supply	1	1	1	1	1
Rwanda Bulk Supply	1	1	1	1	1
販売電力量 (million kWh)					
Domestic	354	476	418	344	332
Commercial Power & Heating	175	159	152	135	128
Industrial Power (Standard)	381	473	484	346	554
Street Lighting	3	3	4	2	1
国内合計	913	1,111	1,058	827	1,015
Kenya Bulk Supply	120	240	191	162	25
Tanzania Bulk Supply	22	24	25	30	27
Rwanda Bulk Supply	3	1.2	2.4	4	3
輸出合計	145	265	218	196	55
Total	1,058	1,376	1,276	1,023	1,070
販売収入 (million Ush)					
Domestic	56,328	83,851	75,595	67,317	64,337
Commercial Power & Heating	27,760	28,741	28,787	26,389	24,368
Industrial Power (Standard)	60,592	85,726	77,998	69,711	30,593
Street Lighting	405	447	687	69	169
国内合計	145,085	198,765	183,067	163,486	119,467
(kWh 当たり単価、Ush)	(158.9)	(187.9)	(173.0)	(197.7)	(111.1)
Kenya Bulk Supply	15,117	24,487	21,447	16,324	2,700
Tanzania Bulk Supply	3,101	3,439	4,049	4,184	3,089
Rwanda Bulk Supply	385	188	408	630	428
輸出合計	18,603	28,114	25,904	21,138	6,217
(kWh 当たり単価、Ush)	(182.3)	(106.0)	(118.8)	(107.8)	(113.0)
Total	163,688	226,879	208,971	184,624	125,684

注：国内は配電会社の販売、輸出は送電会社の販売のデータ
 出典：Statistical Abstract 2006-Uganda Bureau of Statistics より作成

(6) 電力需給

ア. 電力供給概況

現在のウガンダの総発電設備容量は約 490MW (2007 年) である。カンパラの東方約 80km のジンジャ市にあるオーウェンフォールズ発電所(380MW:内訳ナルバレ 180MW、キイラ 200MW) が設備容量の 86%を占める主要な発電設備となっている。

旱魃の影響でオーウェンフォールズ発電所の取水量が制限され、利用可能出力が低減したため、緊急措置として、英国の Aggreko 社によるユニット型ディーゼル発電設備が、ルゴゴ市及びキイラ市にそれぞれ 50MW の 100MW が設置された。オーウェンフォールズ発電所の制限された利用可能出力は 160MW であり、その他電力の 10MW を加えると総利用可能発電設備出力は 270MW となっている。

発電電力量は 1660GWh (2005 年) で最近では 7.4%/年の伸び率を示している。発生電力量でも本水力発電所が全体の 99%を占めており、極端な水主火従の電源構成となっている。全国の電化率は 8%、都市部の電化率 30%、地方部の電化率 4%である。

イ. オーウェンフォールズ発電所 (ナルバレ、キイラ)

(ア) ナルバレ及びキイラ水力発電所の建設

英国植民地時代 1954 年、ビクトリア湖下流 2 km のナイル川にダムを建設し、直下に 180MW (18MW×10 基) の発電機を設置したオーウェンフォールズ水力発電所が運開した。1999 年には、オーウェンフォールズ水力発電所の残りの流量を利用することを目的として、200MW (40MW×5 基:内 2 基は 2007 年に増設) の出力の発電を行うキイラ水力発電所を建設した。これに伴いオーウェンフォールズ発電所をナルバレ発電所に改名して現在に至っている。現在、ナルバレ及びキイラの連系運用でビクトリア湖から流出する河川流量を利用して発電を行っている

(イ) ビクトリア湖からの取水制限

1960 年代から 2005 年 12 月まではビクトリア湖水位は量水標上で 11.9m (海拔 1,134m) に近い水位に保つようにナルバレ、キイラ両発電所は運営されていた。2006 年に入り旱魃等により水位は 1.1m 程度下がったため取水制限を行ったが、2007 年に入り水位は回復する兆しを見せている。

(ウ) 発電状況

水資源開発局 (Water Development Directorate) は、流入量を観測した結果より 1 カ月間利用できる発電使用水量を定めて、発電所に指示を行っている。

発電所では、指示された使用水量を 1 日当たりに換算し、1 日を 2 つの時間帯に使用水量を分けて発電を行っている。2007 年の 7、8、9 月の運転パターンは以下のとおりである (設備の持つ最大出力 380MW を発電できない状況である)。

0～8 時 115MW

8～24 時 162MW

ウ. 需給バランス

(ア) 現在の需給バランス

2007 年 7 月のウガンダシステムの最大需要 365MW に対して、可能供給量はナルバレ、キイラ両発電所で利用できる 160MW とディーゼル発電所 100MW と小水力発電等の 10MW をあわせた 270MW である。1 日のうちの最大需要は、18～24 時に生じる

(点灯需要)。

需給の差分は UETCL が計画停電 (Power Shedding) を実施しバランスをとっている (主に夜間で最大で 95MW)。停電させる地域は前日に決めている。工場等産業に影響がでないように昼間は停電が起きないように対応している。図 3-2 に 2007 年 7 月 3 日の電力需要、電力供給パターンを載せる。電力需要データは、需要者リストに記録した今までの実績より計画停電した地域の需要を想定し供給量に加えたもの。

(イ) 電力供給の推移

ウガンダでは、過去に平均して年間 200GWh の電力輸出を行ってきた。内訳としては、ケニアが全体の約 9 割を占め、残りをタンザニア、ルワンダに輸出した。しかし、国内の電力需要の増加 (約 6%/年) 及びナルバレ、キイラ両水力発電所の発電可能能力が 120MW まで低下したことから、2006 年より国内の電力需給が逼迫し、現在は近隣国への電力輸出ができない状況である (ケニアからは少量であるが電力を輸入している状況)。

近隣国への電力融通を除く、国内の発電・販売電力量等推移 (2001~2005 年実績) を表 3-14 に示す。発電電力量は年平均 6.4% で増加しているにもかかわらず、需要家より料金が回収された販売電力量としては年平均 4.5% しか増加していない。配電ロス率が高いのが原因である。配電オペレーターの UMEME 社では、旧需要家管理システムを 2007 年度に更新し料金回収率の向上を図る。需要家別の電力販売と輸出電力を表 3-15、UETCL の購入元及び販売先ごとの電力量を表 3-16、需要家比率を図 3-3 に示す。

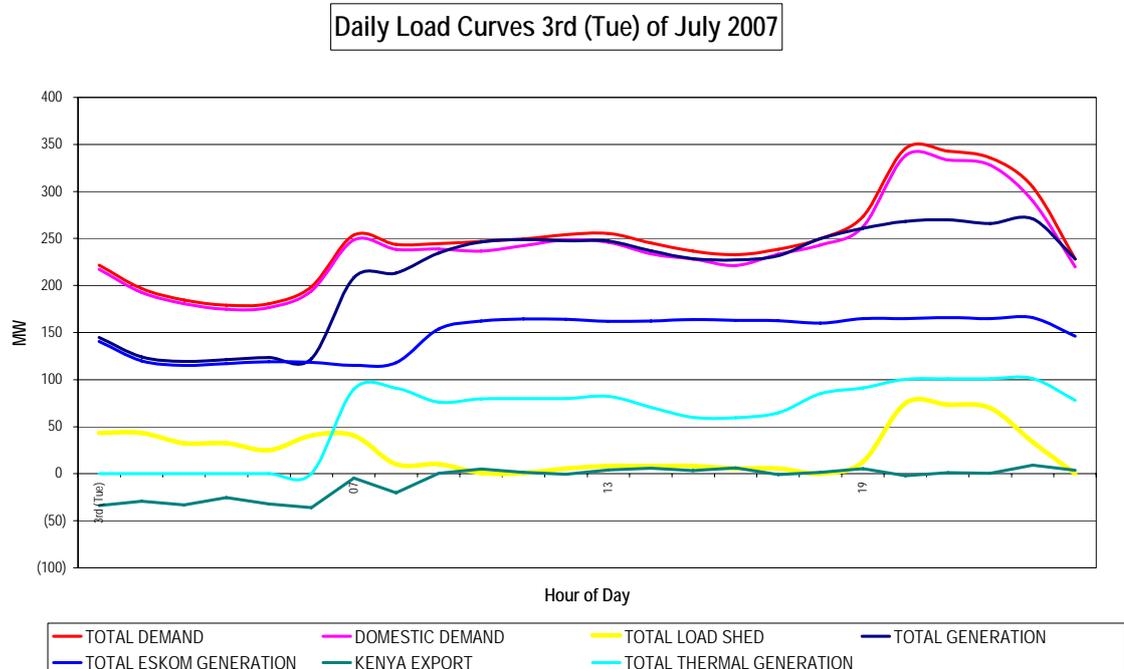


図 3-2 電力需要/供給パターン例

表 3-14 発電・販売電力量等推移 (2001～2005 年実績、国内分のみ)

項目	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
発電電力量 (GWh)	1,425	1,426	1,542	1,687	1,827
消費電力量 (GWh)	867	933	933	1,031	1,075
販売電力量 (GWh)	720	774	690	773	860
電力損失率 (%)	38.7	34.3	39.5	38.9	41.2
技術的損失 (%)	19.7	19.4	19.5	19.6	19.4
非技術的損失 (%)	19.0	14.9	20.0	19.3	21.8
料金回収率 (%)	83	83	74	75	80

注 1：販売電力量とは UMEME が需要家より料金が回収されたもの。

注 2：消費電力量とは発電電力量より損失を引いたもの。

出典：IFC「ブジャガリ II-Economic and Financial Evaluation Study」

表 3-15 電力販売量 (国内 by UMEME、輸出 by UETCL)

(MWh)	2001	2002	2003	2004	2005
国内販売	913	1,111	1,058	825	1,015
家庭用	354	476	418	344	332
商業用	175	159	152	135	128
工業用	381	473	484	346	554
街灯用	3	3	4	0	1
輸出	145	265	217	196	62
輸出 (ケニア)	120	240	190	162	27
輸出 (タンザニア)	22	24	25	30	32
輸出 (ルワンダ)	3	1	2	4	3
合計販売量	1,058	1,376	1,275	1,021	1,077

出典：UETCL 及び UMEME 資料

表 3 - 16 UETCL の購入電力量と販売電力量

		2002	2003	2004	2005	2006
ENERGY PURCHASES by UETCL (GWh)						
(Supplier)	(Power Station)					
ESKOM	Nalubale & Kiira HPP	1,693.5	1,737.8	1,872.3	1,698.5	1,160.5
AGGREKO 1	Diesel TPP in Lugogo				140.8	319.9
AGGREKO 2	Diesel TPP in Kiira					50.0
Backflow to UETCL					3.7	20.0
ELECTRO GAZ					1.3	2.2
KCCL	Mini Hydro		19.1	3.9	2.4	1.5
KML	Mini Hydro		10.9	11.5	20.8	28.0
KPLC	Import				23.1	46.7
Total Purchases		1,693.5	1,767.7	1,887.7	1,890.7	1,628.9
ENERGY SALES by UETCL (GWh)						
DOMESTIC		1,356.5	1,438.4	1,608.9	1,746.3	1,505.5
EXPORTS	KPLC	239.6	189.5	161.8	27.2	10.4
	TANESCO	23.9	25.4	30.1	32.5	39.8
	SUBTOTAL	263.5	214.9	191.9	59.7	50.2
Total Sales		1,619.9	1,653.3	1,800.8	1,805.9	1,555.7
SYSTEM LOSSES (GWh)						
The Transmission Losses		73.6	114.5	86.9	84.7	73.2
Rate of Loss (%)		4.34%	6.47%	4.60%	4.48%	4.50%

出典：UETCL 資料より作成

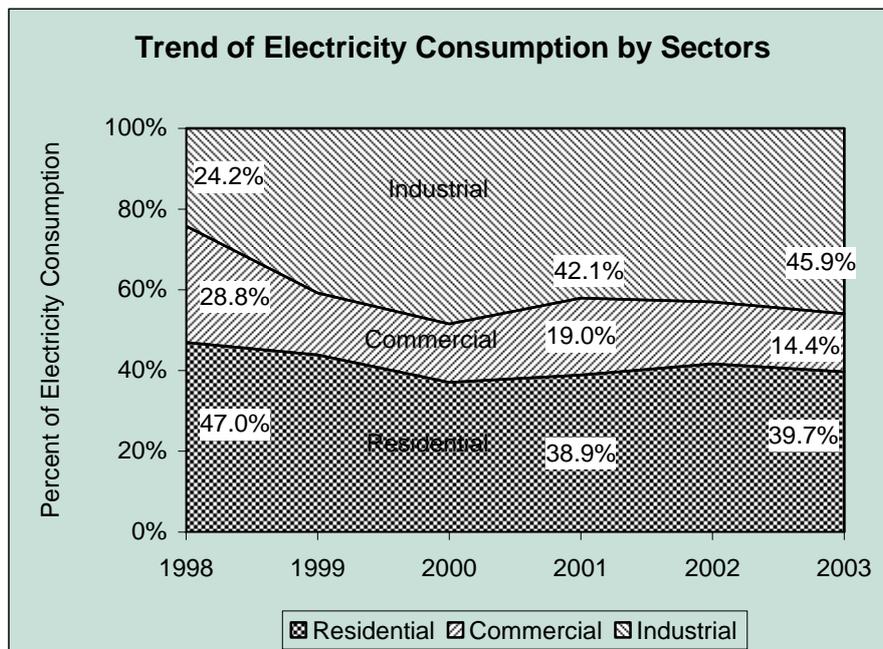


図 3 - 3 販売電力量における需要家比率 (1998~2003)

(7) 電力設備

ア. ウガンダにおける水力発電の位置づけ

近年アルバート湖周辺で開発された一部油田の生産と精製（日量 30,000 バレル）が軌道に乗りつつあるものの、急激に増加しつつある国内外の電力需要を満足させるために水力発電が占める重要性は依然として大きなものがある。

イ. 包蔵水力

同国における包蔵水力は約 2,000MW と推定されていて、うち開発済み分はオーウェンフォールズ発電所（内訳：ナルバレ 180MW、キイラ 200MW）の 380MW（公称値、調査時点での実設備容量は 120MW）及び建設工事が開始されたブジャガリ水力（250MW、2007 年 7 月着工）の計 630MW である。包蔵水力には 50MW 未満（いわゆる、ミニ水力以下）の水力ポテンシャルは含まれていないことから、これらを含めるとなお相当程度の未開発水力が包蔵されているものと推測される。

ウ. 設備容量

ウガンダにおける発電設備容量の現状は、水力（開発済み分 630MW）、火力（200MW、キイラ緊急措置の 50MW 含む）、コジェネレーション（12MW）、IPP 火力（3 MW）、その他小水力（1MW）を併せて 850MW（実装設備容量は 336MW）足らずという状況にある。この状況のなか、発電設備容量に占める開発済み水力発電の割合はほぼ 74%に達している。

他方、国内でのピーク需要は 2007 年時点で約 420MW（UETCL 資料）と実装設備容量を大幅に上回っていて、本来電力を輸出すべき相手国のケニアから電力を輸入しても国内需給バランスが保たれていない状態である。

エ. 送電設備

ウガンダにおける送電設備の現況は、西隣 D. R. Congo との国境近傍の Kasese からカンパラ～ジンジャ～トロロ（Tororo）を經由して東隣ケニアのレスス（Lessos）へと至る 132kV 幹線を中心とし、南はマサカ（Masaka）付近で分岐する 132kV 幹線でタンザニアと連絡している。また、北部地域はトロロからチョガ（Kyoga）湖東側を經由して同湖北方に位置するリラに至る 132kV 幹線を中心として給電されている。一方、面整備は 33kV 線を周辺部に巡らし、ジンジャ近傍の一部には 66kV 線が整備されている。

現在、その早期実現が期待されているカルマ水力（200MW）並びにアヤゴ水力（アヤゴ北 304MW とアヤゴ南 234MW）からの電力は、これらとは別系統の 220kV 幹線をチョガ湖の西側に新設して首都カンパラに連絡する計画である。

(8) 電力開発計画

ア. 需要想定と電力開発計画

ウガンダでは、UETCL が実施する国内の需要と隣国への売電予定を含めた電力需要想定、需要想定に合わせた供給計画策定、供給計画に合わせた送電線計画と既存送電線改修計画作成、年次ごとの資金計画に基づく長期電源開発計画を策定している。需要想定は UETCL が責任をもって実施し、高、中、低の想定を行ったうえで中想定を採用している。

2011年のブジャガリ水力発電所（出力250MW）運転開始までは、ユニットのディーゼル火力発電所を緊急措置として運用している。急遽、アルバート湖畔で産出される石油を用いた原油焚き火力発電100MWの導入が決まった。

その後は2013年に予定されているカルマ（出力200MW）、2017年のアヤゴ北（出力300MW）発電所の運転により、電力需給バランスは改善に向かう。段階的にケニア、タンザニア、及びルワンダへの電力輸出を増加する計画である。電源開発計画からもブジャガリ、カルマ、アヤゴそれぞれの水力発電によって輸出を行うことがわかる。

UETCLでは、経済活動への悪影響を避けるため、昼間時間帯（6時～18時）の電力需要に対して供給が行えることが最重要と考えており、夜間のピーク需要は、ユニットディーゼル発電所等の火力発電で対応している。なお、電源開発計画表では、電力輸出と国内ピーク需要（夜間）を合わせた需要に対しては供給がバランスしないが、これは電力輸出の時間帯を昼間としていくとためである。

ウガンダの電力開発計画をみると、短期的には電力需要に追いつかない供給を火力発電で対応し、長期的には大型水力発電で供給し、余った電力を輸出する計画である。計画通りに水力発電の実施をすることが将来の需給バランス上重要である。なお、供給計画に予備力導入の考えはまだない。

ウガンダにおけるナイル流域の水力発電ポテンシャルは1950年代より調査が進められ、ブジャガリ、カラガラ（Kalagala）、カルマ、アヤゴ、マーチソン（Murchison）が有望プロジェクトとされ、ブジャガリとカルマがF/S調査を終了し、他はPre-F/S段階にある。カラガラ及びマーチソンについては滝の景観の問題が生じており、カラガラ計画についてはブジャガリ計画による滝の消滅のかわりに下流のカラガラ滝を整備すると政府が言明し、マーチソンについては環境保護団体からの強い反対がでている。

イ. 個別電力開発計画

（ア）ブジャガリ水力発電計画

ビクトリア湖ナイル川源流部より8km下流のDumbbell小島に位置する水力発電所で、出力250MWを発生する。2007年8月21日にムセベニ大統領出席のもと定礎式が行われ、プロジェクトが東アフリカ諸国のパワープールに貢献できると期待を示されている。同年9月に建設開始し、2011年に運開予定である（2010年に50MW運開予定）。

ブジャガリ水力発電所は、BOOT方式によるサブサハラアフリカ最大の発電所で、ウガンダでは初めてのIPPである。開発はブジャガリ Energy Limited [Industrial Promotion Services Ltd (Kenya)、Aga Khan Fund for Economic Development、Sithe Global PowerLLC (US) の合弁] で、Saline Constructor S. A (Italy) との設備一括請負契約 (Engineering, Procurement, Construction : EPC) によってプロジェクトは実施される。また、デベロッパーは延長約100km、容量132kVの送電線の建設管理をUETCLに代わり実施する。

プロジェクト総費用はおおよそ799million US\$で、融資コンソーシアムが結成されている。WBグループによる総額360million US\$の支援（融資と保証）、国際金融公社 (International Finance Cooperation : IFC) より130million US\$の融資、民間の

出資額 115million US\$に対して Multilateral Investment Guarantee Agency (MEGA) が出資リスク保障〔国際投資保証機構 (Multilateral Investment Guarantee Agency : MIGA)〕し、国際開発協会 (International Development Association : IDA) が収益に対するリスク保証を与えている。コンソーシアム及び出資額は以下のとおりである。なお、送電線事業は AfDB と JBIC により融資される予定である。

- ・ International Financial Cooperation (130million US\$)
- ・ European Investment Bank (100million US\$)
- ・ African Development Bank Group (110million US\$)
- ・ Barclays Bank and Standard Chartered Bank (115million US\$)
- ・ Dutch Development Agency (73million US\$)
- ・ French Agency for Development (73million US\$)
- ・ KFW of Germany (73million US\$)

(イ) カルマ水力発電計画

カルマ水力発電計画は、ブジャガリ水力発電プロジェクトの次期水力発電プロジェクトと位置づけられており、チョガ湖の 80km 下流にあるナイル川本流カルマ滝を利用して総落差 30m を得、左岸の発電所により 150～200MW(長期計画上は 200MW で計上) の出力を得る計画である。自由越流方式コンクリート堰を設置して取水を行い、2 km のトンネルにより導水し、地下発電所を設置して発電する。アクセスとしてカンパラ〜グル (Gulu) 道路より 2.5km の新設道路を設置する。

これまで 1999 年にボーリング調査等の現地調査が実施され、Definition Report が作成されている。その他、EIA レポートが作成され、プロジェクト対象地域の土地買収及び住民移転が完了した。国内と周辺国への電力需要に対して供給する計画で、使用水量の見直しによる出力決定等による計画最終案が作成されている。Implementation Agreement 及び Power Purchase Agreement はまだ締結されていない。

プロジェクト総費用は 440 百万 US\$ (発電所 345 百万 US\$、送電線 95 百万 US\$) と見積もられ、投資資金は官民参加により拠出される予定である。Agdger Energi が、Norpak Power Ltd を設立して調査・計画の実施を行うことでプロジェクトを推進してきており、デベロッパーとして資金拠出も行う予定である。現在、Norpak Power Ltd が発電所費用の 30%、ウガンダ政府が 70% を拠出することで合意している。送電線部分はノルウェー政府〔ノルウェー開発協力庁 (Norwegian Agency for Development Cooperation : NORAD)〕と AfDB がソフト・ローンの供与を予定をしている。ただし、ウガンダ政府分の資金調達が難航しており 2008 年の建設開始に影響を及ぼしている。次に現在の資金調達スキームを示す。

表 3-17 Proposed Financing Plan for Karuma Project

Type of Financing	Norpak Power Ltd	Uganda Government / soft loans	Total cost estimate
Equity	US\$103.50M	US\$241.5M for the Power Plant US\$14.0M for the Transmission Line.	US\$ 359.0M
Debt/Grant		US\$81.00M By NORAD/ADB	US\$81.0M
Total	US\$103.50M	US\$336.5M	US\$ 440M

(ウ) アヤゴ水力発電計画

中北部グル県のナイル川とアヤゴ川の合流点に急流湾曲河川区間約9 km を利用し約50mの落差を利用する水力発電計画である。同じ河川区域で河川北側に水路を設けるアヤゴ北計画（1期分は取水堰建設による143MW、2期分はダム建設により228MWまで拡張、3期分は発電機増設により304MW）と、河川南側に水路を設けるアヤゴ南計画（234MW）がある。

1984年にNorPlan社とElectrowatt社によりF/Sが実施され、1997年のKennedy and Donkin社のHydro-develop Master Planの中で若干の見直しがされた。

本計画のF/S実施にあたり、現計画では1期分の取水位変更に伴う諸問題、3期（アヤゴ南）の長い水路トンネル設置の是非等、発電計画やレイアウトの諸問題があり、3期に分けて建設する別個の計画案の総合的な計画見直しとカルマ水力発電所からの送電線計画において、将来の容量増設が可能な計画設定が重要となることから、本計画及び30km離れたカルマ水力発電計画の総合的な送電線計画の策定を事前に検討することが重要と考えられる。

表 3-18 アヤゴ南水力開発計画緒元

Ayago South Hydroelectric Project – Principal Dimensions

Item		Base Load Scheme
<u>Power Generating Plant</u>		
Installed Capacity	nr x MW	6 x 39
Output	MW	234
Design net Head	m	73.5
Average flow	m ³ /s	330
Maximum flow	m ³ /s	371
<u>Static water levels</u>		
Approx. upstream water level	masl	852
Approx. tail water level	masl	765
Gross Static head	m	87
<u>Civil Engineering Works</u>		
Intakes	nr	3
Power tunnels	nr	3
- Diameter	m	6.2
Power house		
Machine hall - Length	m	103
- Height	m	29
- Width	m	20
Loading bays	nr	1
Tailrace tunnels	nr	3
- Diameter	m	9.0

表 3-19 アヤゴ北水力開発計画緒元

Ayago North Hydroelectric Project – Principal Dimensions

Item	Peak Load Scheme		
	Phase 1	Phase 2	Phase 3
Power Generating Plant			
Installed Capacity	nr	nr	nr
Output – without dam	MW	MW	MW
- With dam	MW	MW	MW
Design net Head	m	m	m
- Without dam	m	m	m
- With dam	m	m	m
Average flow	m ³ /s	m ³ /s	m ³ /s
Maximum flow	m ³ /s	m ³ /s	m ³ /s
Static water levels			
Approx. upstream water level			
- Without dam	masl	masl	masl
- With dam	masl	masl	masl
Approx. tail water level	masl	masl	masl
Gross Static head	m	m	m
Civil Engineering Works			
Intakes	nr	nr	nr
Power tunnels	nr	nr	nr
- Diameter	m	m	m
Power house			
Machine Hall - Length	m	m	m
- Height	m	m	m
- Width	m	m	m
Loading bays	nr	nr	nr
Tailrace tunnels	nr	nr	nr
- Diameter	m	m	m
- Length	m	m	m
Dam – Approx height	m	m	m

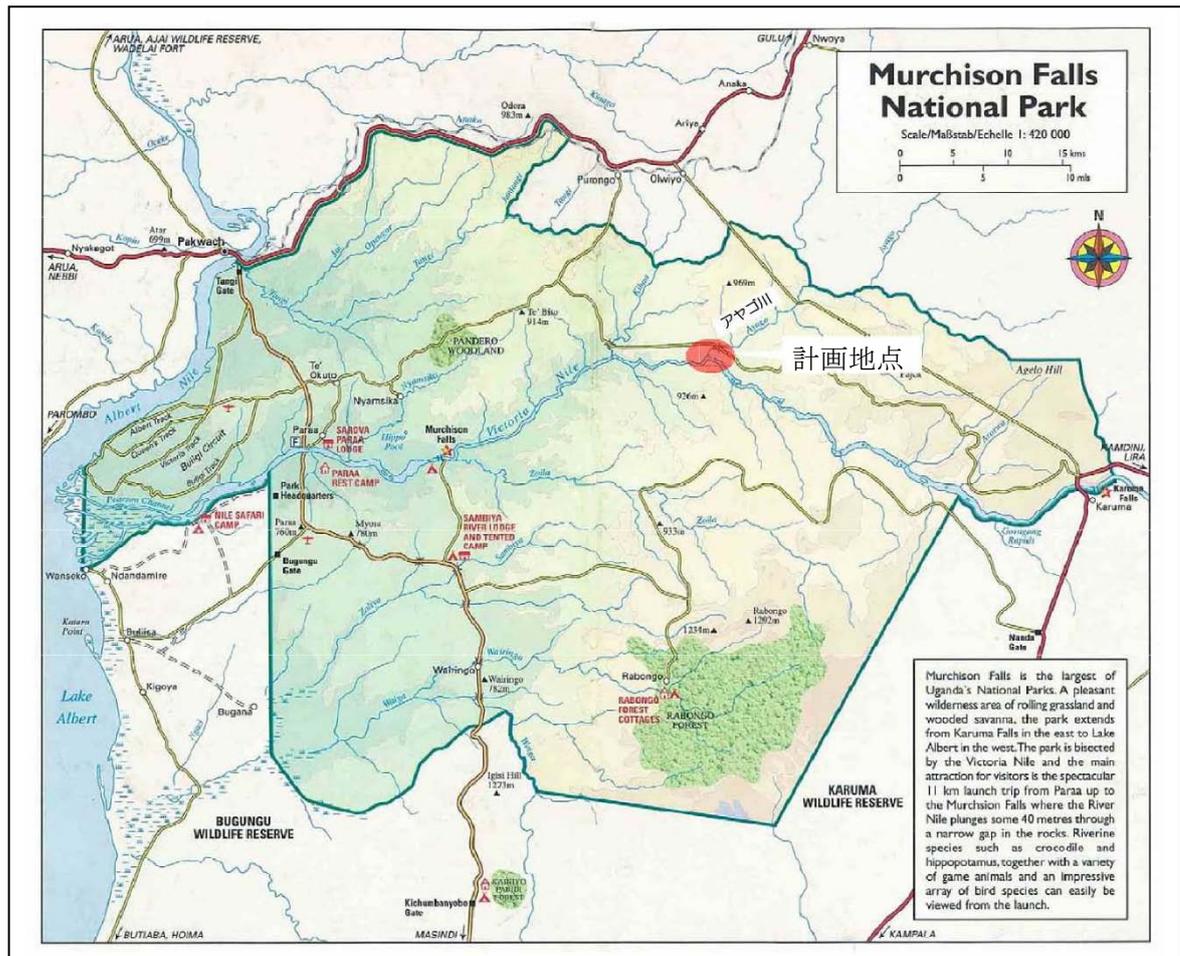


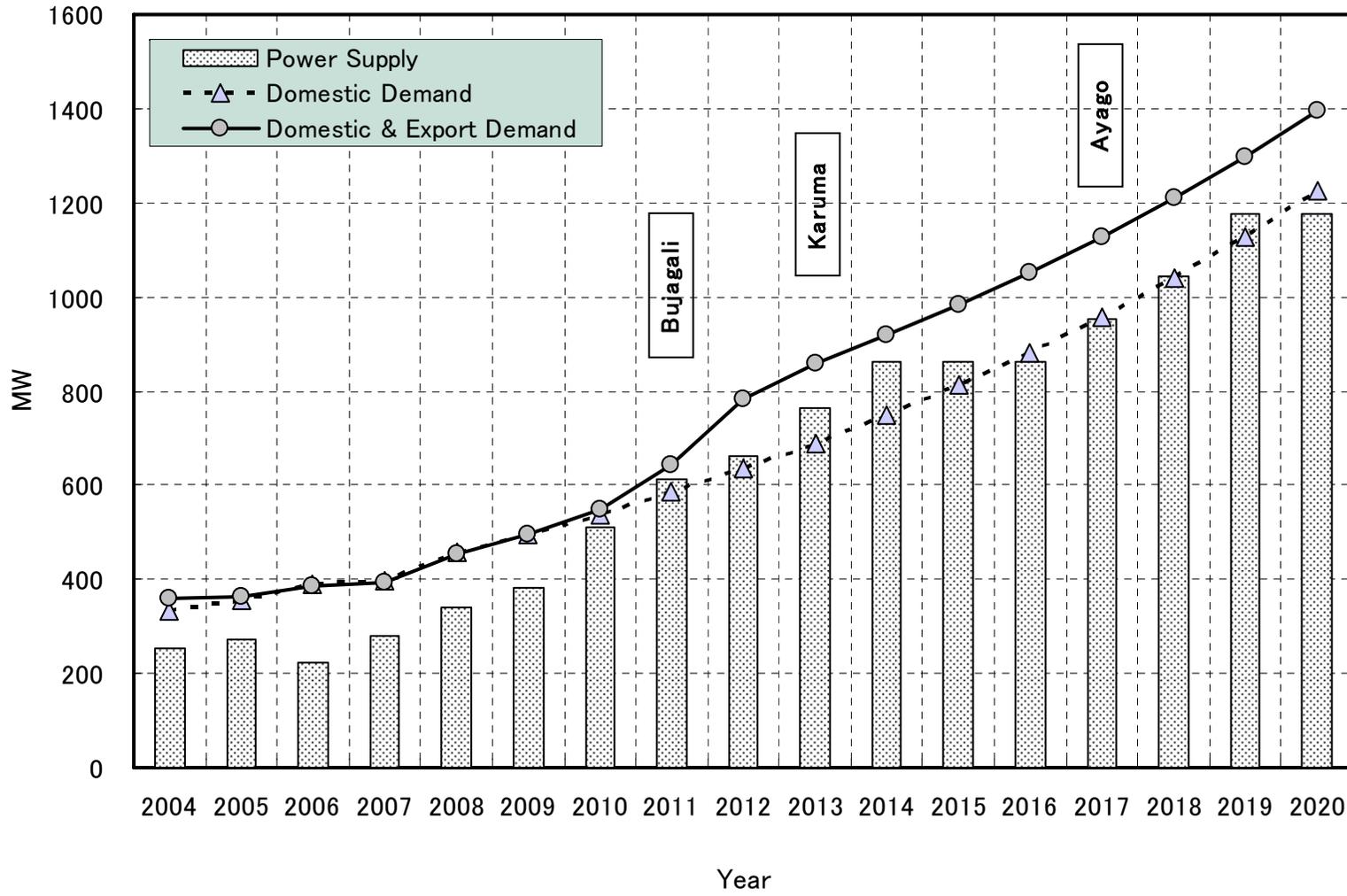
図 3 - 4 アヤゴ水力開発計画位置図

(エ) アルバート湖重油燃焼火力発電計画

2007 年になり、アルバート湖畔で産出が確認された原油から精製される重油を利用した IPP 方式の火力発電計画 (100MW) が策定されている。送電線に関して、電力開発デベロッパーによる建設区間範囲の最終調整中である。

表 3-20 Power Development Plan and Demand and Supply Balance until 2020

Year		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nal & Kiira	Installed Capacity	300	300	300	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
	Firm Capacity	250	220	120	120	120	120	200	200	200	200	200	200	200	200
Large Hydropower	Bujagali							50	250	250	250	250	250	250	250
	Karuma										100	200	200	200	200
	Ayago North														90
Total of Effective Hydropower		250	220	120	120	120	120	250	450	450	550	650	650	650	740
Lugogo Thermal			50	50	50	50	50	50							
Kiira II - Thermal				50	50	50	50	50							
Mutundwe- Thermal					50	50	50	50							
Namanve - Thermal						50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Oil-fired Thermal										100	100	100	100	100	100
Total of Thermal Power		0	50	100	150	200	200	200	100	150	150	150	150	150	150
Kilembe Mines Ltd & Kasese Cobalt Co.		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Kakira Sugar Works-Cogeneration					6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
SCOUL Cogeneration						3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
SN Power (Waki and Bugoye)							18	18	18	18	18	18	18	18	18
Other Mini Hydros (*)					1	1	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Total of Other Power Source		3	3	3	10	19	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Total Available Generation		253	273	223	280	339	383	513	613	663	763	863	863	863	953
Domestic Demand	Ppeak	334	357	388	398	457	496	539	585	635	689	748	813	882	958
	Shoulder	220	239	260	278	298	318	340	364	390	417	446	477	510	546
	Off - Peak	152	166	180	187	194	202	210	218	226	235	244	254	263	274
Exports	Kenya (KTCL)	20	0	-10	-10	-10	-10	0	50	100	100	100	100	100	100
	Tanzania (TANESCO)	7	7	8	8	8	9	9	10	50	50	50	50	50	50
	Rwanda	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	20	20	20	20	20
	Total	26	6	-3	-3	-3	-2	8	59	149	170	170	170	170	170
Total Demand (Peak + Export)		360	363	385	395	454	495	547	644	784	859	918	983	1052	1128
Net Surplus of Domestic	Peak	-81	-84	-165	-118	-118	-114	-26	27	27	73	114	50	-20	-5
	Shoulder	30	-19	-140	-157	-177	-172	-64	112	87	160	231	200	166	221
	Off - peak	98	54	-60	-66	-73	-55	67	259	250	342	432	423	413	493
Net Surplus with Export in Peak Time		-107	-90	-162	-115	-115	-112	-35	-32	-122	-97	-56	-120	-190	-175



ウ. 送電線開発計画

(ア) 既設送電設備の現況

ウガンダの基幹送配電線は 132kV 系統であり、ナルバレ、キイラ両発電所（ジンジャ市）から西部方面へは、首都圏のカンパラ市を經由してカブラソケ市、ンケンダ市及びマサカ市を經由し、タンザニア国境まで延線されている。東部方面へは、同発電所からトロロ市で分岐した後、北部のリラ市及びケニアへ敷設されている。ウガンダ側変電所はトロロにあり、ケニア側はレソスにある。今後、66kV 系統は将来的に廃止の方向にある。

132kV 送電系統は、全国主要都市の基幹変電所（132/33kV）にて 33kV に降圧され、需要地中心に近い配電用変電所（33/11kV）にて市内の 11kV 配電線に接続される。なお、33kV 配電線は地域によっては 100km 以上となり、電圧降下のため電力品質が低下するので、これを補償するために電圧調整器及びキャパシタ等の調相設備が設けられる。

(イ) 長期送電線開発計画

長期送電線計画は、UETCL により送電線投資計画として作成されるほか、電源開発プロジェクトごとに送電線計画が定められ、投資金額が計上されている。資金融資は、電源開発プロジェクトとその送電線へなされる事例が多いため、プロジェクトごとの送電線計画が主となっている。将来の需要と供給計画に合わせた長期的な送電システム網計画は、策定されていない。

表 3-21 に UETCL 送電線投資計画、図 3-6 に既設及び計画送電線マップ、図 3-7 に既設及び計画送電線網図を示す。

エ. 個別送電線計画

(ア) カルマ水力発電関連

a. カルマ～カワンダ（Kawanda）、220kV、264km

カンパラ及び南部地域への電力供給。カワンダは、カンパラ郊外の新設変電所。

b. カルマ～リラ（Lira）、132kV、120km

東部地域への電力供給とリラ～トロロによるケニアへの電力供給

c. カルマ～オルウィヨ（Olwiyo）、220kV、60km

北部地域への電力供給。スーダンへの延線の構想も有する。

(イ) アルバート湖重油燃焼火力発電関連

a. トーニャ（Tonya）～フォートポータル（FortPortal）～ニケンダ（Nikenda）、132kV、273km

ニケンダのセメント工場への電力供給と南東部の需要に対しての電力供給。

b. ニケンダ～ムバララ（Mbarara）

ニケンダ～ムバララ線の更新を行い、その先のムバララ～マサカ線によりカンパラに電力供給を行う。コンゴ民主共和国への延線の構想も有する。

(ウ) その他の補強新設

a. カンパラ～マサカ

木柱の既設 33kV 送電線のため補強が重要課題である。220kV 送電線新設し、南部への供給の要にする計画。NORD が F/S を実施、デンマーク国際開発援助（Danish

International Development Assistance : DANIDA) に資金を依頼している。マサカ～ムトゥカラ (Mutukula) ～ムワンザ (Mwanza) 線でタンザニアへの延線の計画も有する。

b. カワンダ～ブジャガリ～トロロ線 (220kV)

現在、ナルバレ、キイラ両発電所からトロロまでは 132kV の送電線でケニアと繋がっている (搬送可能容量は約 50MW)。ブジャガリ及びカルマ発電所からの電力供給を考慮して、新設カワンダ変電所～ブジャガリ発電所～トロロ変電所間の 220kV 容量送電線を新設する計画である (搬送可能容量は約 200MW)

(エ) アヤゴ水力発電関連

アヤゴ水力のための送電線計画は計上されていない。計画地点はカルマ水力発電地点と 30km 程度の距離のため、同じ供給ルートになると考える。カルマの搬送ルートを考えて場合カルマ水力対応の送電線計画には容量の余裕があると考え、アヤゴの電力すべてが送電できるのは難しいと考える。需要地カンパラやケニアへの送電線の増強が必要になる。

表 3 - 21 UETCL Transmission Investment Plan

(All amounts in US\$x1000)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Sub Total	Total
Project Related to BUJAGALI Hydropower										
High Voltage Lines										
Bujagali - Kawanda (75 Km) 220kV DCST	600	6,958	12,177	12,177	3,479				0	35,392
Bujagali - Kawanda (75 Km)*** RAP ²	13,000								13,000	13,000
Bujagali - Nalubaale (5 Km) 132kV DCST				4,410	490				0	4,900
Bujagali - Nalubaale (5 Km)*** RAP ²	867								867	867
Kawanda - Mutundwe 132kV DCST(17.5 Km)		5,682	7,102	1,420					14,204	14,204
Kawanda - Mutundwe 132kV DCST(17.5Km)*** RAP ²	3,033								3,033	3,033
132/33kV Substations - Bujagali, Kawanda, Mutundwe		1,054	9,477	1,954	1,185					13,669
SubTotal	17,500	13,694	28,756	19,962	5,154	0	0	0	31,104	85,065
Project Related TO KARUMA Hydropower										
High Voltage Lines										
Karuma - Kawanda 220kV (264 km)	740	0	12,835	19,253	19,253	6,418	6,418		64,176	64,916
Karuma - Kawanda (264 km) RAP ²			3,168	2,376	2,376				7,920	7,920
Karuma-Lira SCST (120km) Study and Construction	330	0	2,616	6,540	2,616	1,308			0	13,410
Karuma-Lira (80km) RAP		520	280						800	800
Karuma -Olwiyo SCST (60km) Study and Construction	145	0	0	1,464	2,562	2,562	732		0	7,465
Karuma -Olwiyo (60km) RAP		500	500						1,000	1,000
220/132/33kV Sub. - Karuma, Olwiyo, Lira, Kawanda	29	0	8,954	3,495	5,655	3,888	1,080			23,101
SubTotal	1,244	1,020	28,353	33,128	32,462	14,176	8,230	0	73,896	118,612
PROJECTS Related to 100 MW TPP -LAKE ALBERT										
High Voltage Lines										
Tonya - FortPortal-Nkenda 132kV sost (273km) F/S & RAP	2,450	250							2,200	2,700
Tonya - FortPortal-Nkenda 132kV SCST (273km) Const.	16,421	20,526	4,105						0	41,052
Tonya - FortPortal-Nkenda 132kV scst RAP Implementation	7,920	7,920							15,840	15,840
Substation - Fort Portal, Nkenda ex.	99	4,620	3,300							8,019
SubTotal	26,890	33,316	7,405	0	0	0	0	0	18,040	67,611
UETCL FUNDED PROJECTS										
High Voltage Lines										
Lugogo - Mutundwe CKT 2 (12 Km) Stringing	2,700	300							0	3,000
Owen Falls - Lugazi(Rehabilitation of 38 Km)	1,830	170							1,700	2,000
132/11 kV Substation - Kampala North, Kawaala	1,540									
Scada Extensions (Kakira , SCOUL, Kikagati, Ishasha)	200	400	200						0	800
4x11kV Current Limiting Reactors	1,830								0	1,830
Grid Re-Investments	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000		0	7,000
Transmission Studies	50	350	300	50	50	50	300	50	1,200	1,200
Optical Fibre, GIS, others	1,890									1,890
SubTotal	11,040	2,220	1,500	1,050	1,050	1,050	1,300	50	2,900	17,720
RE-INVESTMENTS PROJECTS										
Tororo - Opuyo - Lira (260 Km)		16,261	6,504	6,504	3,252				0	32,522
Tororo - Opuyo - Lira (260 Km) RAP		1,300	1,300						2,600	2,600
Power Sector Investment Plan Study	500								500	500
SubTotal	500	17,561	7,804	6,504	3,252	0	0	0	2,600	35,622
SYSTEM EXTENSION PROJECTS										
Mbarara - Nkenda- Fortportal (214 Km)	217	0	8,460	3,384	3,384	1,692			0	17,137
Mbarara - Nkenda- Fortportal (214 Km) RAP ²		2,165	722						2,887	2,887
Kawanda - Masaka(142 Km)		10,274	17,979	17,979	5,137				0	51,368
Kawanda - Masaka(142 Km) RAP ²	600	2,639	880						0	4,118
Mutundwe - Entebbe (50 Km)	500	1,272	4,452	636					0	6,860
Mutundwe - Entebbe (50 Km) RAP	1,546								0	1,546
Masaka - Mbarara North CKT 2 (130Km)				500	0	1,579	2,764	2,764	1,264	7,606
Masaka - Mbarara North RAP					2,234	745			0	2,978
220/132kV Substation - Masaka West, Tororo	12	1,884	4,437	7,287	1,512					15,132
132/33kV Substations - Fort Portal, Entebbe, Mbale	59	456	1,596	228						2,339
GIS Project (Phase II)	229	300	0	0	0	0	0	0	529	529
SubTotal	3,163	18,989	38,525	30,014	12,266	4,016	2,764	2,764	1,793	112,500
REGIONAL POWER TRADE										
High Voltage Lines										
Bujagali - Tororo - Lessos (117 Km- Uganda's part)	250	5,693	9,962	9,962	2,846				0	28,714
Bujagali - Tororo - Lessos (117 Km- Uganda's part) RAP		1,697	1,697						3,393	3,393
Masaka - Mutukula- Mwanza (85 Km - Uganda's part)	500	500	0	0	2742	4798.5	4,799	1,371	0	14,710
Masaka - Mutukula- Mwanza (85 Km - Uganda's part) RAP			1,233	1,233					2,465	2,465
Mbarara - kagitumba (142 km) Study and Construction	250	3,038	5,317	5,317	1,519				0	15,442
Mbarara - kagitumba (142 Km) RAP	710	710							1,420	1,420
220/132kV substations - Masaka West, Troro		600	1050	1050	300					3,000
132/110 kV Substation - Kagitumba	3	216	378	378	108					1,083
SubTotal	1,713	12,454	19,637	17,940	7,516	4,799	4,799	1,371	7,278	70,227
POWER IV PROJECT	14,248	1,897	0	0	0	0	0	0	6,234	10,683
Grand Total	76,298	101,150	131,980	108,598	61,700	24,040	17,092	4,185	143,845	518,040

UGANDA ELECTRICITY TRANSMISSION COMPANY LIMITED
PRESENT AND FUTURE ELECTRICITY TRANSMISSION NETWORK

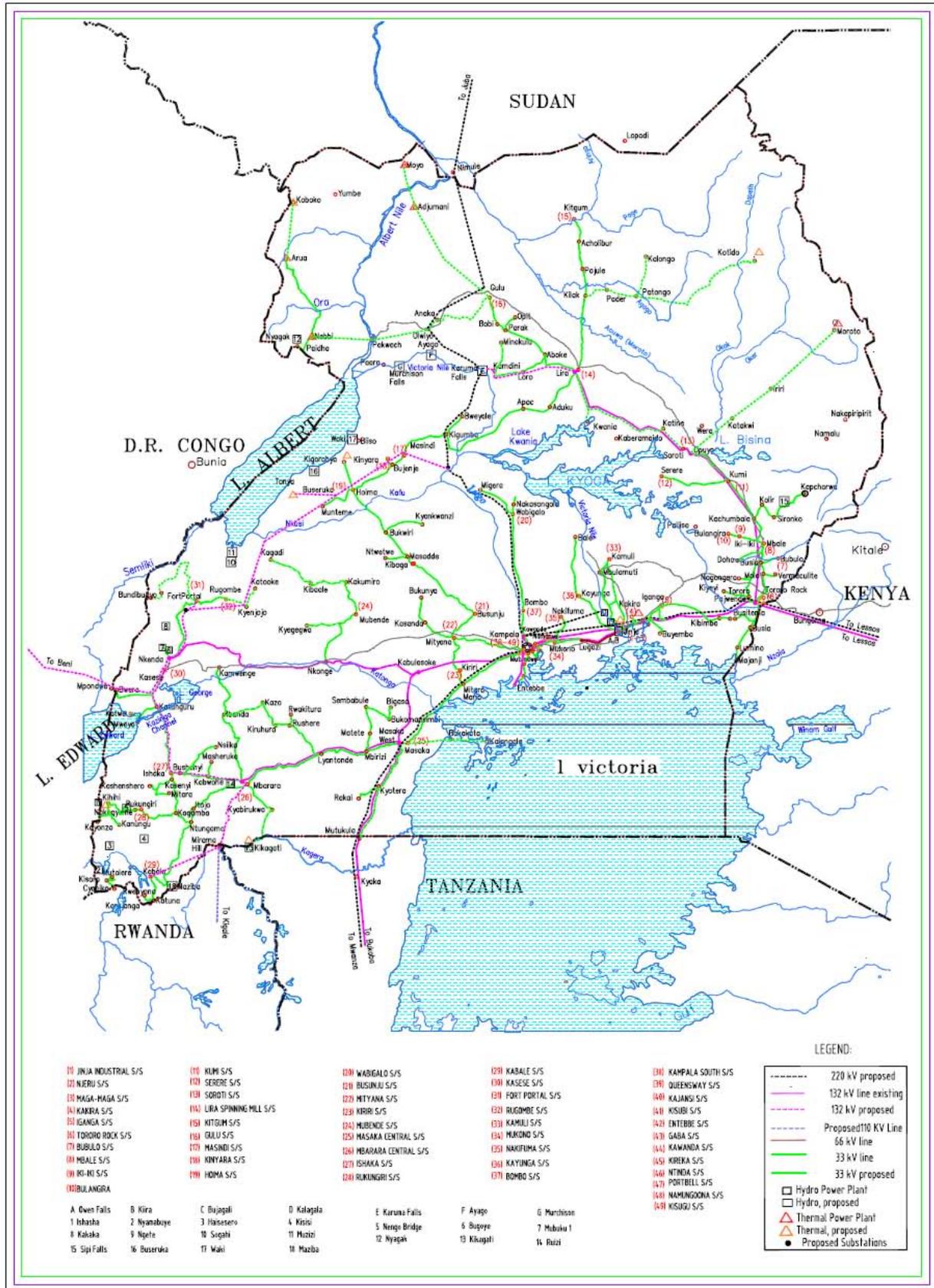


図 3-6 既設及び計画送電線マップ

(9) 地方電化

ア. 地方電化事業の実施体制

(ア) 電力法 1999 (The Electricity Act, 1999)

電力法 1999 において、政府の役割をグリッド電化及びオフグリッド電化の推進による電力供給の公平な達成（第 62 条）と規定し、地方部における電化率の向上を達成するための枠組みとして、地方電化基金（Rural Electrification Fund : REF / 第 64 条）及び国家地方電化データベース策定を規定し、事業運営組織として地方電化庁が 2003 年に設立された。

REF は、政府資金、ドナー援助、発電課徴金（売電の 5%）による資金で運営されている。この他、地方電化審議会（Rural Electrification Board : REB）が、政府から独立した意思決定機関として 2002 年に設立され、REF の運営及び個別の地方電化事業への補助金の支出の承認を行っている。MEMD の事務次官は、REB の議長を兼務しており、MEMD と REB が協調しながら地方電化計画の選定、事業運営を行っている。

イ. 地方電化庁 (Rural Electrification Agency : REA)

2003 年 4 月に MEMD のエネルギー資源局の監督の下、REA が運営を開始した。REA は REF を運営費とし、未電化地域への公平な電力供給のための電化事業を一元的に計画、管理している。

地方電化対象地域の選定、予算割当て、ドナーとの調整等、事業の計画段階における業務はプロジェクト計画課が担当し、事業実施段階はプロジェクトモニタリング・教育課が運営・維持管理を担当する。

ウ. 地方電化計画

(ア) 地方電化戦略計画 (Rural Electrification Strategy and Plan : RESP)

2001 年 2 月に閣議承認され、地方電化の重要性を強調した開発計画であり、当初 2010 年までに地方部の電化率 10% を目標としていたが、その後目標達成期間が 2012 年に変更されている。RESP は、電力供給、並びに付随した社会福祉、教育、保険、商業活動などのサービスへの公平なアクセスを目標としている。貧困撲滅につながる地方電化を促進するために、①送電系統拡張及び低効率ディーゼル発電の廃止、②薪燃料の消費量削減による森林環境保全、③系統システム安定化の 3 つの柱を掲げ、地方電化を促進することとしている。

(イ) 地方電化マスタープラン (Indicative Rural Electrification Master Plan : IREMP)

WB の協力により 1992 年に作成された「地方電化マスタープラン (M/P)」の改定版として、IREMP 作成を現在実施している。ただし、コンサルタント（英国 IT Power 社と南アフリカ Africon 社の JV）の契約不履行により最終版完成が当初計画より遅れており、2007 年末に完成の予定となっている。

IREMP では、電化対象地域の選定手法や選定結果のプロジェクト・リストが示され、グリッド電化、小水力発電及びディーゼル発電によるミニグリッド電化、及び太陽光発電によるオフグリッド電化を組み合わせ、地域ごとに最適な電化手法を採用している。これらの電化による便益及び費用を比較した上で、対象地域の優先順位を確立する。

IREMPでは、地方電化事業の便益計算を簡素化するため、南アフリカ及びナミビアで採用されているベネフィット・ポイントシステムを導入した。これは、住宅、公共施設、農業・商業施設等の数に応じて、標準点数を割り当てることにより、地方電化による社会経済的便益を数値化するためのシステムである。最終的には、プロジェクトごとにベネフィット・ポイント及び純現在価値を算出し、定量的にプロジェクトの優先順位を判定している。

(ウ) 地方改革エネルギープログラム (Energy for Rural Transformation : ERT)

WBは、ERTを2002年から開始した。ERTは地方農村部住民の生活を改善するための総合プログラムである。エネルギー供給のみならず情報通信、保健衛生、教育、水資源など、関連するセクターへのシナジー効果を生み出すことにより、地方住民への裨益効果を最大限に高めることを目的としている。ERTはPEAPの一部を構成しており、2012年までに地方部の電化率を10%まで引き上げることを目標としている。

ERTは、WBグループ〔IDA、IFC、地球環境ファシリティ (Global Environment Facility : GEF) 及び世界炭素基金 (Prototype Carbon Fund : PCF)、ノルウェー開発協力庁 (NORD)、スウェーデン開発庁 (Swedish International Development Agency : SIDA) により協調援助を活用するとともに、将来的には民間企業からの投資による官民パートナーシップ事業として考えられている。プロジェクトは3期に分割して計画されている。

表3-22 農村改革のためのエネルギー (ERT) の実施計画

(単位：百万US\$)

年度	IDA (国際開発協会)	その他ドナー	合計
フェーズ1 (2002-2006)	49.15	74.16	123.31
フェーズ2 (2006-2009)	45.00	75.00	120.00
フェーズ3 (2009-2012)	71.00	125.00	196.00
合計	165.15	274.16	439.31

出典：Annual Rural Electrification Report (2004-2005)

ERTのフェーズ1では、優先電化対象地域 (Priority Rural Electrification Projects) 第一次計画への配電線延長による電化事業や、ミニグリッド、太陽光発電によるオフグリッド電化が計画されている。地域の情報通信インフラ (公衆電話、インターネット)、診療施設、教育施設、水供給設備などへの電力供給により、セクター横断的に村落開発を進めている。

フェーズ2では、フェーズ1の教訓を基に民間投資を促進し、フェーズ3では、実施規模を拡大するための組織拡充を計画している。

(10) 他国ドナーの協力状況

ア. ウガンダへの協力状況

(ア) ドナー援助額

ウガンダへのドナーからの支援は、合計 1,198 百万 US\$ (2005 年) であり、国民総所得の約 14% を占める。多くの国がウガンダへの支援を実施しており、支援国上位 10 国は、①IDA: 298 百万 US\$、②United States: 242 百万 US\$、③EU-Commission: 83 百万 US\$、④Netherlands: 80 百万 US\$、⑤Denmark: 64 百万 US\$、⑥AfDF (African Dev. Fund) : 59 百万 US\$、⑦United Kingdom : 56 百万 US\$、⑧Germany : 51 百万 US\$、⑨Sweden : 48 百万 US\$、⑩Ireland : 48 百万 US\$ (Development Database on Aid from DAC Members, 2006) となっている。

(イ) 援助協調

ウガンダは、PEAP を政策の最上位に据え、セクターごとの開発計画であるセクター・プログラムをウガンダ政府及びドナー間で共有し密接な連携の下に援助を実施していく、いわゆるセクター・ワイド・アプローチに基づく援助協調が世界で最も進展している国の一つである。具体的には、教育、保健、道路、農業、水・衛生、電力等の主要セクターすべてにおいてセクター・プログラムが策定されており、セクターごとに設置された数多くのドナー会合などの場を通じ、援助の方向性の検討や個々の援助国・機関による援助案件間の密接な連携・調整や予算策定プロセスへの関与などが図られている。

2006 年 1 月には 7 ドナーによる共同援助戦略 (Uganda Joint Assistance Strategy : UJAS) が策定され、2005 年 2 月に我が国政府も署名を行った援助調和化に関するパリ宣言を受けた具体的な動きが図られている。

さらに、WB、英国、オランダ、北欧諸国等の主導の下、従来のプロジェクト型支援から、被援助国政府の予算に直接援助資金を投入する財政支援への移行が急速に進展している (ウガンダが受け取る年間援助総額の 5 割弱が財政支援)。ドナーがウガンダ政府の財政を直接支える代わりに国家予算の配分や重点分野の決定、民主化・良い統治の促進等の事案に深く関与していく援助手法を進めている。

イ. 電力セクターへの協力状況

(ア) 電力セクター援助協調

電力セクターに、セクター会合とドナー会合があり、援助の方向性の検討や個々の援助案件間の密接な連携・調整や予算策定プロセスへの関与などが図られている。ドナー会合はドナー間の会合であり、セクター会合はウガンダ政府を交えた会合との位置づけである。

(イ) WB グループ支援

これまで主にウガンダのエネルギー分野に対する政策支援を実施してきている。最近の主な支援として、「Strategic Sectoral, Social and Environmental Assessment of Power Development Options in the Nile Equatorial Lakes Region (2007 年 2 月)」を Nile Equatorial lakes subsidiary Action Program (NELSAP) の一環として実施した。

「Power Sector Development Operation」は、2007 年 4 月に International Development Association (IDA) の電力セクター開発プロジェクト実施が承認された。近年の渴

水及びブジャガリ水力発電計画の遅れによる需給ギャップの問題を解決すること
主な目的である。総額 300 百万 US\$ の支援で、投資への融資に 220 百万 US\$、政策
支援に 80 百万 US\$ が拠出される。また、**Swedish International Development Agency**
(**SIDA**) の協調により 6.5 百万 US\$ のグラントが実施される。このプロジェクトは、
「需給バランスのギャップに対する投資と政策支援（ブジャガリ発電所が運開する
2011 年まで続く需給ギャップ）」「高コストの火力発電所の短期的導入にかかわる政
府への財政支援」「電力セクターの財政的自立や地方電化推進への政策手段への支
援」のコンポーネントにより実施されている。

同じく 2007 年 4 月に「ブジャガリ水力発電計画」に対し 360 百万 US\$ の融資と
保証を決定し、事業化が推進されている。

その他、現在進行中のプロジェクトとして、電力供給改善支援と電力セクター改
革への政府への人材育成を目的とした「**The Power IV investment project** (62 百万
US\$)」**UMEME** への支援を目的とした「**Investment Guarantees for UMEME** (40 百
万 US\$)」エネルギー供給のみならず水資源、衛生、教育等の関連セクターへのシ
ナジー効果を得ることにより、地方農村部の生活改善を目的とした「**The Energy for
Rural Transformation Project, Phase1** (2002-2006) (50 百万 US\$)」がある。後者は、
PEAP を構成する総合プログラムであり、2012 年までのフェーズ 3 まで総額 440 百
万 US\$ のプロジェクトで、**IDA** は 165 百万 US\$ (フェーズ 1 は 50 百万 US\$) を負
担する計画である。

(ウ) その他の国際機関の支援

- a. アフリカ開発銀行 (AfDB)
送電線、地方電化 (Rehabilitation)
- b. スウェーデン (SIDA)
送電線、地方電化 (送電線延伸)
- c. ノルウェー
送電線、配電線
- d. ドイツ
送配電、地熱、エネルギー政策策定支援
- e. アイスランド
地熱開発
- f. 日本
 - (a) 無償資金協力
 - ・カンパラ市配電網整備計画 (1991/92)
 - ・首都圏配電網整備計画 (1993/94)
 - ・地方電化計画 Phase I (1998)
 - ・同 Phase II (2007)
 - (b) 円借款
 - ・ブジャガリ発電所にかかわる送電線への円借款予定

(11) 東アフリカ地域内における協力

ア. 東アフリカ地域の電力調査

(ア) 東アフリカ電力マスタープラン調査 East African Power Master Plan (EAC : 2006)

調査の目的は、ケニア、タンザニア、ウガンダの電力システムの更なる連系の技術的及び経済的な可能性調査である。送電線連系が三国相互に便益が生じることを目標としている。調査は、①連系を考慮した各国の費用最小電力システム拡張計画の作成、②環境保全も含めたプロジェクト費用の算出を実施する。

結論として、ウガンダの水力発電開発及びタンザニアの天然ガス燃焼火力発電による電力をケニアが輸入する電力システム構想を提案している。その結果、各国単独の電源確保に比べ、合計 500 百万 US\$の便益が生じ、流域内の天然ガスなどの天然資源の利用増大と化石資源の輸入の低減ができる。送電線連系における主要プロジェクトは以下のとおりである。

- ・カルマ、カラガラ、アヤゴ北 (Uganda)
- ・ルジジ (Ruhudji)、ムパンガ (Mpanga)、マシギラ (Masigira) (Tanzania)
- ・地熱 (Kenya)
- ・Gas fired turbines and combined cycle in Tanzania

連系の実施にあたりルール関連として必要なことは以下のとおりである

- ・コントロール・センターの設置
- ・東アフリカ送電網の規則設定

各国は次のことで合意している

- ・連系送電線アルーシャ (Arusha) ～ナイロビ 330kV (延長 260km) とジンジャ～レソス 220 kV の早急な建設
- ・タンザニア・ソongoソongo (Songo Songo) 天然ガス燃焼発電所及びウガンダ・ブジャガリ水力発電の早急な建設
- ・カゲラ (Kagera) 地域への電力供給と電力ネットワーク安定のためのビクトリア湖周回送電線の中期的な展望
- ・東アフリカ・パワープール (Eastern Africa Power Pool : EAPP) の構築

(イ) 南部ナイル川流域電力調査 (Strategic/Sectoral, Social and Environmental Assessment of Power Development Options in The Nile Equatorial Lakes Region:SSEA) (WB : 2007)

Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program (NELSAP) の一環として実施。「アフリカ開発のための新パートナーシップ (New Partnership for Africa's Development : NEPAD)」に対する協力でもある。

Nile Equatorial Lakes 地域～南部ナイル川流域 6 カ国 (Burundi、Democratic Republic of Congo、Kenya、Rwanda、Tanzania and Uganda) における電力開発戦略及び具体的な開発計画(～2020 年)を示している。地域全体をひとつの範囲として、電力供給に有望な水力発電と火力発電の開発プロジェクトについて、環境社会問題を含め分析評価している。これら電力開発プロジェクトの電力搬送として送電線計

画を示している。

低コストの電力開発と地域の電力融通が経済発展を促進することに参加した国々は同意し、それぞれの国の独自の電力開発はよりコストがかかり、電力確保が難しく環境により影響があると評価している。

地域全体で電源評価の高いプロジェクトは以下のとおりである。

- ・ブジャガリ水力発電 (Nile river, Uganda)
- ・Rusumo Falls 水力発電 (カゲラ river, Border of Burundi, Rwanda, and Tanzania)
- ・Lake Kivu メタンガス燃焼ディーゼル発電 (Rwanda and D. R. Congo) .

その他として次のプロジェクトを挙げている

- ・Kabu 18 (Burundi)、Kakono (Tanzania)、Ruzizi (Rwanda/DRC)、Ruhudji (Tanzania) の水力発電
- ・Suswa (Kenya) の地熱発電
- ・Songo Song (Tanzania) のメタンガス燃焼火力発電

イ. 地域間協力の現状

ウガンダとケニアの電力システムは 132kV 容量、2 回線の送電線で連系されている。搬送可能規模は約 80MW である。2 国間で Concession Agreement が結ばれて、30MW のノン・ファーム電力を搬送する契約である。

また、タンザニア北部のカゲラ地域やケニア国境地域やルワンダの南部にも連系し、小規模であるが電力を供給している。ただし、これらの国境地域の送電線は、国の主要電力システムと繋がっていない。タンザニアは現在どの国の電力システムとも繋がっていない。

2005 年 2 月に域内電化率アップ、Affordable、Sustainable、Reliable な電力供給を行い、地域統合を果たすことを目的に、東南部アフリカ共同市場 (The Common Market for Eastern and Southern Africa : COMESA) 及び Nile Basin Initiative の加盟国 9 カ国のエネルギー担当省により協定締結 [加盟国：ブルンジ、コンゴ民主共和国、エジプト、エチオピア、ケニア、ルワンダ、スーダン(加盟予定国：ジブティ、ウガンダ、タンザニア)]。しかし、加盟国からの供出金 [全計画予算 25 万 5,000US\$ (2007) の 20%] の支払いが滞り、幾つかの活動が中止されている状況である。2006 年には COMESA の Specialized institution として認められ、2008 年より資金援助を受ける予定となっている。

EAPP は地域の公共事業として設立され、政治・経済界からの支援を受けている組織ではないことが他のアフリカ域内パワープールとは異なり、ドナーから資金援助を引き出す人の繋がりもない状況にある。

アフリカの他の地域連系やパワープールは枠組みがほぼ出来上がっている。南アフリカ開発共同体 (Southern African Development Community : SADC) は、南部アフリカ・パワープール (Southern Africa Power Pool : SAPP) を 1995 年に設立、西アフリカ経済共同体 (Economic Community of West African States : ECOWAS) は、西アフリカ・パワープール (West Africa Power Pool : WAPP) を 2001 年に設立、そして中央アフリカ・パワープール (Central Africa Power Pool : CAPP) は 2005 年に設立している。

<参考>

SADC が 1992 年に創設された。加盟国は、アンゴラ、ボツワナ、コンゴ民主共和国、レソト、マラウイ、モーリシャス、モザンビーク、ナミビア、セーシェル、南アフリカ共和国、スワジランド、タンザニア、ザンビア、ジンバブエである。1995 年 9 月、SAPP が設立された。SAPP は参加 12 カ国の電力企業の代表から構成され、SADC 地域における共通の電力マーケットを設置することで参加各国のユーザーに経済性と信頼性の高い電力供給を行うことを目的としている。南部アフリカ地域は水力発電の優れたポテンシャルを有し、SADC 全体で 125GW の発電力があると見られている。

SAPP 諸国の電力セクターアンバンドリングもほとんど行われておらず、ほとんどの国で垂直独占である。各国の財政難に加え内戦や復興中の国も多く、電力事業の法整備、融通政策の取り決めも不十分である。SAPP においては、どの参加国も平等の権利と義務を有し、自国の利害のみ追うことなく一致団結して取り組むことが提唱されている。情報の共有、政治的な中立、共通の計画・運営手順の作成等もメンバー間の約束である。

現在 SAPP は、短期・長期の契約に基づく電気事業者間の電気取引を調整する場として機能している。短期市場は STEM (Short Term Energy Market) と呼ばれ、1 カ月、1 週間、及び 1 日契約の取引が行われている。現在の取引は南アフリカ共和国の電力会社 ESKOM、ジンバブエ ZESA、ザンビア ZESCO のそれぞれが管轄する 3 つのエリアに限られている。

SADC 圏内における ESKOM のプレゼンスは非常に大きく、パワープールを引率している。ESKOM は、SADC 各国の電力供給事業者との売買契約に基づく電力輸出入を行っており、あわせて、域内全体でのより安定的な電力供給のために送電線の相互接続を主導している。ボツワナは国内電力需要の 50%以上を南アから輸入しており、スワジランドに至っては 80%ほどを南アに依存している。国内経済の混乱から電力供給に支障を来しているジンバブエにとっても南アからの電力供給は欠かせない。こうした国々では ESKOM との長期電力調達契約に基づき、電力供給を受けている

ウ. 地域間協力の計画

東アフリカ地域ではケニアが電力消費国として規模が大きく、埋蔵水力ポテンシャルも他国と比べて大きくない。ケニアの LCPDP においては、供給計画の中で自国の電力開発とともに電力の輸入が提示されている。一方、ウガンダ、タンザニアは豊富な包蔵水力ポテンシャルを有し、大型水力発電開発を行う場合は、自国の電力需要にありあまる状況のため、電力輸出を考えている。

ウガンダ～ケニア間の連系送電線計画については、既設連系送電線に加えブジャガリ水力からの電力供給としてジンジャ～レソス 220 kV がウガンダ UETCL の送電線開発計画に織り込まれ、東アフリカ電力マスタープランにおいても早急な建設が提示されている。

また、タンザニア～ケニア間の連系送電線計画は、タンザニア・ソングソング 天然ガス燃焼発電所や Kakono、Ruhudji 等水力発電開発による電力供給のため、アルーシャ～ナイロビ 330 kV の設置が東アフリカ電力マスタープランにおいても早急な建設が必要と提示されている。F/S 調査は 2002 年に終了し 1 回線、延長 260km の建設コストが

84 百万 US\$、340MW の電力が搬送できるとしている。EIA レポートも完了している。

なおタンザニアは、ザンビアとの連系も視野に入れている。ザンビアは現在、コンゴ民主共和国 220kV (capacity 250MW)、ジンバブエ 2 × 330kV (Capacity 1,000MW)、ナミビア 220kV で連系されている。

エ. 電力連系に関する提唱

WB が提唱している EAPP の目的は、地域の電力供給を確保し、電化比率を高め、電力供給費用を低減するとされている。さらに、NEPAD のフレームワークで効率的な調整とエネルギーへの投資環境を整備する。EAPP はすでに効力を有し本格活動を行っている他の地域電力プール—南アフリカ、西アフリカ、中央アフリカーへの参加も視野に入れている。

最近の東アフリカ地域の電力調査—東アフリカ電力マスタープラン調査 2006 や南部ナイル川流域電力調査 2007—においては、パワープール本来の運用をするのではなく、単なる電力の地域融通を提唱している。現在、電力融通が進んでいる SAPP においても域内で電力の売買が自由に行われているわけではない。

送電会社間の長期間電力販売の契約に基づく、各国間それぞれで電力融通が進んでいくものと考えられる。なお、電力融通の利点は

- ・ 電力供給の安定—特に供給予備力を各国独自で保有する必要がない
- ・ 安価な電力供給—当該国の需要に余る規模の大型電力開発による電力輸出が可能

一方で、電力の地域融通は最小限にして、自国で柔軟に電力利用ができるよう自国のエネルギー開発に投資を行うことが重要だという意見がある。これは、国際融資機関の理念や、ケニア等の電力供給を受ける国の意向を考えると、電力融通による地域間協力は、EAC で優先課題になるものと考えられる。

連系送電線は電力供給国から電力需要国への電力の融通手段として、電力開発プロジェクトごとに実施されていくようである。電力開発プロジェクトにおいては F/S レベルの技術課題と経済性の確認及び資金計画の枠組みの確保がなされることが重要であると考えられる。

オ. ウガンダの水力発電開発の位置づけ

MEMD の戦略ペーパー及び聞き取り、東アフリカ地域電力調査からウガンダの水力発電開発についてまとめると、次のとおりである。

概況として、石油・石炭等の化石燃料の埋蔵が少なく水力エネルギーのポテンシャルが多いという国内エネルギー資源の状況及び大陸の内陸部に位置するという海外からの輸入にかかわる地理的な位置の 2 点が重要である。

具体的には、

- ・ 大型水力発電が低価格の発電単価で開発可能である
- ・ 化石燃料が他の国に比べ高いため火力発電単価が割高である
- ・ 電力の輸出による経済振興策が図られている
- ・ 東アフリカ地域電力連系における電力供給源として期待されている

以上の点より、ブジャガリ水力、カルマ水力、アヤゴ水力と続く大型水力発電開発の遂行は、国内の電力需要に十分な供給を行い電力輸出により外貨を得るというウガンダの経済発展への寄与にとって重要であり、また、東アフリカ地域協力の貢献材料という

観点からも重要である。

なお、ムセベニ大統領は、2007年8月のブジャガリ水力発電プロジェクトの定礎式において以下のように述べていることから、水力発電の今後の開発の方向性が読み取れる。

「プロジェクトが東アフリカ諸国のパワープールに貢献できる。パワープールにより電力が不足した国があるときに供給できる。送電線連系を推し進めることがパワープール実現の大きな戦略である。東アフリカ諸国だけでなくルワンダ、ブルンジ、コンゴ民主共和国との送電線連系も進めていきたい。」

第4章 ウガンダの環境・社会への配慮事項

ウガンダから要請されている開発調査「アヤゴ水力発電所整備計画」(F/S)が対象とする水力発電所建設予定地は、中北部グル県のナイル川とアヤゴ川の合流点に位置している。1997年の Kennedy and Donkin 社によって作成された Hydropower Development Master Plan によると、両河川の合流点の急流湾曲河川区間約 9 km を利用し、約 50m の落差を利用して発電を行うとされている。同じ河川区域で河川北側に水路を設けるアヤゴ北計画（取水堰による 1 期分 152MW とダム建設による 2 期分 152MW の合計 304MW）と、河川南側に水路を設ける 3 期分にあたるアヤゴ南計画（234MW）が示されている。

本要請案件は、JICA 環境社会配慮ガイドラインに則ってカテゴリ A に分類されており、その理由は以下のとおりである。

要請内容によると、水力発電所建設予定地は約 4,000km² の広さをもつマーチソン・フォールズ国立公園（以下、「マ国立公園」と記す）内のアヤゴ川及びビクトリアナイル川流域に位置している。また、建設予定地下流にあるアルバート湖デルタ地域には、ラムサール条約登録湿地が存在する。このように貴重な自然環境が存在する地域での大規模な水力発電所建設に係る F/S を行う案件であり、生態系等への重大な影響が想定される。

本章では、ウガンダにおいて、水力発電所建設事業に適用される環境社会配慮の制度について述べるとともに、特に上記要請案件の計画地点がマ国立公園内に位置していることを踏まえて、想定される環境・社会への影響について記載する。また、他の援助機関が計画・実施している水力発電所建設事業における環境社会配慮の実情にも触れつつ、上記要請案件を実施する場合の環境社会配慮に関する課題・留意点をまとめた。

1. 政策／関連法規

(1) 環境アセスメント (EIA) に関する制度

ウガンダでは、EIA に関する制度管理及び個別案件の審査は環境管理庁 (National Environmental Management Authority : NEMA) が担当している。

NEMA は、ウガンダの環境課題に関する計画策定、モニタリング、調整等を担当する政府機関である。EIA 審査を担当するチームは、環境モニタリング・コンプライアンス部 (Environmental Monitoring and Compliance Department) の中にあり、EIA Coordinator 1 名、EIA Officer 3 名で構成されている。

NEMA は環境法 (National Environmental Act, 1995) の規定に従って、1997 年に EIA ガイドライン¹を定めている。

同ガイドラインによると、ダムや堰の建設、河川の転流が必要な事業、電力関連事業（発電所、変電所、送電線の建設）などは、EIA の実施が必要とされている。また、同じく NEMA が 2004 年に作成したエネルギー分野の EIA ガイドライン²によると、500kW を超える水力発電所の建設については EIA が必要とされている。他の EIA の対象となるエネルギー分野の事業については、表 4-1 のとおり定められている。

¹ NEMA, 1997, Guidelines for Environmental Impact Assessment in Uganda

² NEMA, 2004, Environmental Impact Assessment Guidelines for the Energy Sector

表 4-1 によると「500kW 以上の水力発電事業」及び「送電線」は EIA の対象とされており、500MW 以上の最大出力が見込まれているアヤゴ水力発電所建設については、ウガンダの制度に基づいて、EIA が必要である。

表 4 - 1 エネルギー分野の事業のカテゴリ分類基準

カテゴリ	定義	事業のタイプ
I	EIA を必要としない事業	10kW 未満の太陽光発電事業 100kW 未満の風力発電施設 家庭用バイオガス設備 5kW 未満の家庭用発電機 100kVA 未満の変電所 単相配電線 1km 未満の三相配電線
II	原則として EIA は必要ないが、想定される影響について緩和策が求められる事業	500kW 未満の水力発電事業 100kW 以上の風力発電施設 15 基未満の風力発電プラント 50kW 未満のガス化装置 500kW 未満の発電機 500kW 未満の熱電供給事業 1,000kVA 未満の変電所 10km 未満の三相配電線 50ha 未満のバイオエネルギー作物用農場 3,000 トン/年未満の石炭生産事業
III	<u>EIA が必要な事業</u>	15 基以上の風力発電プラント <u>500kW 以上の水力発電事業</u> 50kW 以上のガス化装置 火力発電事業 500kW 以上の熱電供給事業 <u>送電線</u> 10km 以上の三相配電線 1,000kVA 以上の変電所 地熱発電事業（資源探査の段階から対象） 油田開発事業（資源探査の段階から対象） 石油貯蔵施設、石油基地 石油精製事業 石油パイプライン、石油輸送 50ha 以上のバイオエネルギー作物用農場 バイオディーゼル/エタノール生産プラント 廃棄物処分場からのガス抽出事業 天然ガス採掘事業、天然ガス輸送 大規模天然ガス貯蔵施設 泥炭採掘事業 3,000 トン/年以上の石炭生産事業 3,000 トン/年以上の豆炭・練炭生産事業 原子力発電事業

注：自然保護地域での事業を行う場合など、事業規模にかかわらず負の影響が想定される場合は、カテゴリを変更する可能性がある。

出典：NEMA, Environmental Impact Assessment Guidelines for the Energy Sector (2004)

ウガンダの EIA 制度で規定している手続を以下に示す。

ア. プロジェクト概要の提示 (Project brief formulation)

事業者は、プロジェクト概要と想定される環境・社会への影響の概要を記載した資料を作成し³、NEMA に提出する。エネルギー開発事業に関しては、NEMA の審査の後に、MEND に資料が送られてさらに審査が行われる。NEMA は資料に対してコメントがある場合には、14 営業日以内に事業者に伝えることとしている。

プロジェクト概要資料の審査が終了すると、次にスクリーニング段階に進む。

イ. スクリーニング (Screening)

スクリーニングの目的は、対象となるプロジェクトが及ぼす可能性がある影響の規模・程度を考慮して、EIA が必要かどうか判断することである。

プロジェクトは、その規模・立地状況や分野により、表 4-1 に示されているように Screen I、II、III の 3 つのカテゴリに分類される。

Screen I に分類されたプロジェクトは直ちに、また、Screen II に分類されているプロジェクトについては、十分な緩和策の提示が確認された上で、EIA の承認文書が出される。

ウ. 環境影響調査 (Environmental Impact Study)

環境影響調査の開始にあたり、事業者は NEMA、MEMD 及びその他の関係機関との協議を経て、スコーピングレポートを作成する⁴。同ガイドラインには、エネルギー開発事業の実施に伴って、一般的に生じる環境・社会への影響がまとめられており、この情報も参考にしつつスコーピングを行う。水力発電事業と送電線事業における主な環境・社会への影響について、表 4-2、表 4-3 に紹介する。

また、環境影響調査の結果に基づいて作成する報告書に記載すべき主な内容は以下のとおりである⁵。

- ・ 事業の内容、規模
- ・ 事業予定地及びその周辺の環境・社会状況
- ・ 環境への重大な影響
- ・ 代替案の評価結果
- ・ 緩和策
- ・ モニタリング計画

³ 資料に記載すべき項目の詳細は、エネルギー分野の EIA ガイドラインの ANNEX B1 に示されている。

⁴ レポートに記載する項目、スコーピングチェックリスト、環境影響調査の TOR に記載すべき内容については、エネルギー分野の EIA ガイドラインの ANNEX C1、C2、D1 に示されている。

⁵ エネルギー分野の EIA ガイドライン ANNEX D2 参照

表4-2 水力発電事業における主な環境・社会への影響

	影響が生じる 基となる現象・活動	影響の内容
建設段階	土地収用 建設工事の実施	動植物の生息地の減少（農地、森林地、湿地等） 生物多様性の減少、種組成の変化 住民移転 文化遺産の損壊 大気汚染、水質汚濁、騒音、廃棄物の発生 土壌浸食 植生の破壊 工事労働者の事故 感染症の流入 燃料漏れによる汚染 工事用車両の通行による大気汚染や騒音等の影響 工事労働者の流入による地域経済への影響
貯水段階	貯水	鉱物資源の劣化、水溶性鉱物による水質への影響 バイオマス資源の劣化 ダム湖の富栄養化
実施段階	ダム湖の砂の堆積 下流での水量の変化 貯水池への河川の流入及び温度成層化 魚の回遊の遮断	貯水能力の低下 下流の河床土砂及び河岸の減少 水質への影響、富栄養化 淡水漁業への影響 河床土砂の減少 地下水位の変化 湿地の水量の減少とそれに伴う生息地の減少 貯水池の水質の悪化 回遊魚の生態への影響 貯水池の魚類に及ぼす影響 富栄養化 貯水池の水利用者の健康に及ぼす影響
間接的な影響		ダム建設に伴う地域開発（農工業の振興、人口増）により生じる環境への影響

出典：NEMA, 2004, Environmental Impact Assessment Guidelines for the Energy Sector, pp.31-33 表の一部を修正

表 4-3 送電線建設事業における主な環境・社会への影響

事業段階	影響が生じる 基となる現象・活動	影響の内容
建設段階	送電線、変電所及び 保守管理用道路の 建設	動植物の生息地の減少、かく乱、分断 未開地への立ち入り増加 サイト周辺への土砂の流出 土地利用の制限、住民移転
実施段階	保守管理 送電線、鉄塔 変圧器	用地管理における除草剤等の使用 鳥や飛行機の影響 景観への影響 送電線周辺の住民に対する電磁的影響 変圧器に含まれる有害物質の影響

出典：NEMA, 2004, Environmental Impact Assessment Guidelines for the Energy Sector, pp.40-41 の表の一部を修正

エ. パブリックコンサルテーション

プロジェクトの内容によって、パブリックコンサルテーションをどの程度実施するか異なってくると思われるが、大規模な水力発電ダム建設事業においては、十分なコンサルテーションが求められる。そして、効果的なコンサルテーションの実施のためには、参加者が提案されている事業について十分理解していることや、参加者の意見が事業者によりフィードバックされることが確保されていることが必要である。

NEMA の EIA ガイドラインでは、EIA のプロセスにおいて、環境影響調査の開始前の段階、調査実施中の段階、調査終了後の審査の段階で、パブリックコンサルテーションが必要であるとしている。

(ア) 環境影響調査の開始前の段階

NEMA は、事業者からプロジェクト概要資料を入手してから 4 週間以内に、プロジェクト概要資料の要約文書を用意し、それを一般公開しなければならない。要約文書に対するコメントは、21 日間受け付ける。

(イ) 調査実施中の段階

スコーピング段階におけるコンサルテーションも重要であるが、調査期間を通じて、調査内容に対してコンサルテーションを行う。

コンサルテーションについては、公開協議の実施、関係者へのインタビュー、社会調査の実施、情報公開窓口の設置などの方法が考えられる。

(ウ) 調査終了後の審査の段階

事業者から NEMA に提出された環境影響調査報告書は、2 週間以内に公開される。あわせて NEMA は報告書の要約文書を作成し、公開する。NEMA は MEND と相談して、関係者のアクセスが容易な場所で公開する。

オ. 意思決定 (Decision Making)

事業者は、環境影響調査の結果に基づいて作成された報告書を NEMA に提出する。NEMA の審査が終了した報告書は、MEND 及びその他の関係機関に送付されてさらに審査が行われる。

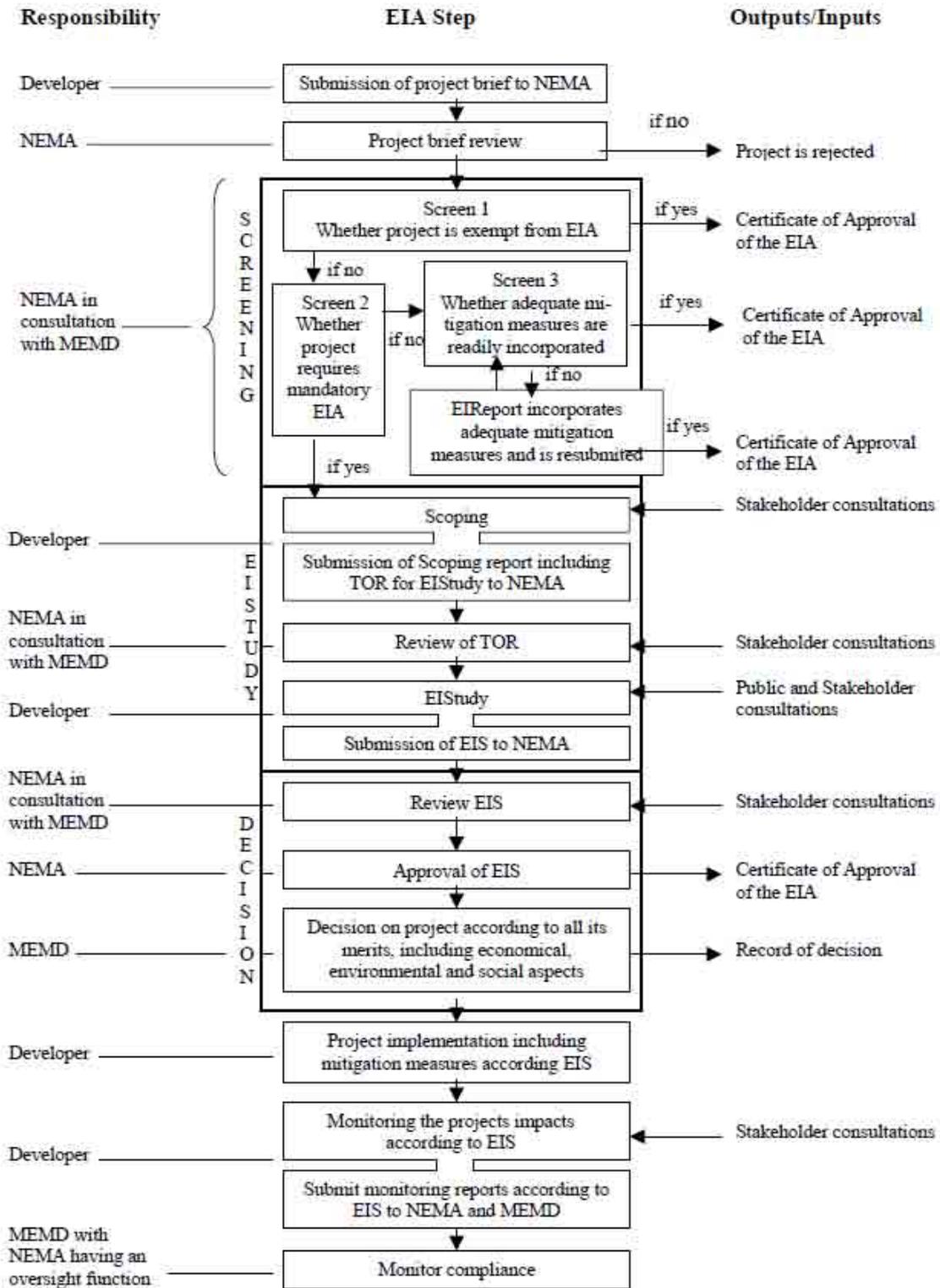
アヤゴ水力発電所の建設予定地はマ国立公園内にあるため、同公園を管理しているウガンダ野生生物公社 (Uganda Wildlife Authority : UWA) でも報告書の審査が行われる

こととなる。

カ. 実施段階のモニタリング・審査 (Environmental monitoring and auditing)

EIA で予測・評価された影響が、事業実施段階において予測の範囲内に収まっていることや EIA で示された緩和策が適切に実施されていること等を確認する目的で、事業者が EIA 報告書に基づいてモニタリングを実施する。モニタリング結果は、事業者から NEMA 及び MEND に送付されて審査が行われる。

エネルギー分野の EIA ガイドライン ANNEX E には、水力発電事業における一般的なモニタリング項目が示されている。主なモニタリング項目として、貯水池またはその上下流の水量及び水質、動植物、公衆衛生、サイト周辺の居住者の状況、移転した住民の状況等が挙げられているが、具体的なモニタリング項目は、EIA の結果により定められる。



Source: Adapted from *Guidelines for EIA in Uganda*, NEMA, 1997.

図 4 - 1 EIA 手続フロー⁶

⁶ NEMA, 2004, Environmental Impact Assessment Guidelines for the Energy Sector, p. 24

(2) 国際条約、国際的な取り決め

国際河川であるナイル川については、流域 10 カ国の間で水資源が公平に分配されるために、水利用規制に関する様々な国際的な取り決めがある。例えば、1959年に締結された「ナイル川流域アクションプラン (The Nile River Basin Action Plan)」では、エジプトからスーダンにおいて、ナイル川の十分な水利用を確保することが合意された。また、水利用に関する国家間の問題を流域諸国で解決することを目的として、常設の技術委員会が設置された。

その他にウガンダが署名、批准している環境保全に関する国際条約は以下のとおりである。

- ・世界遺産条約 (Convention Concerning the Protection of the World Cultural and Natural Heritage)

ウガンダでは、Bwindi Impenetrable National Park と Rwenzori Mountains National Park が世界遺産に登録されている。また、マーチソン滝周辺の区域は、世界遺産の候補地として挙げられている。

- ・生物多様性保全条約 (Convention on Biological Diversity)
- ・特に、水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約 (Convention on Wetlands of International Importance especially as Waterfowl Habitats, Ramsar Convention)
- ・移動性の野生生物種の保全に関する条約 (Convention on the Conservation of Migratory Species of Wild Animals)

越境する渡り鳥などの保護を目的とした条約、ウガンダは本条約について署名しているが、未批准。

- ・自然資源の保全に関するアフリカ条約 (African Convention on the Conservation of Nature and Natural Resources, 1968)

条約加盟国に対して、水、土壌、貴重な動植物等の自然資源の保全を求めているが、その一方で本条約は各国が特に重視する利益に影響を及ぼさない等の例外規定があり、国立公園内での開発を規制するものではないと解釈されている。

(3) その他の主な関連法制度、関係機関

ア. 水資源管理

ウガンダの水資源管理の枠組みは、水管理法 (Water Statute, 1995) 及び水管理政策 (National Water Policy, 1997) に詳しく規定されている。また、環境法 (National Environmental Statute, 1995) では、水資源開発を行う者は、建設に着手する前に EIA を実施し、土地・水・環境省水開発局 (Department of Water Development : DWD) から建設許可を得る必要がある。

イ. 野生生物管理

ウガンダの野生生物管理は、野生生物管理法 (Uganda Wildlife Statute, 1995) に基づき、UWA が実施している。

野生生物管理法は、野生生物の多様性と数が適切なレベルに維持されるように、野生生物の持続的な利用と保全を促進することを目的としている。同法は、野生生物管理において住民参加が重要であることを強調しており、また、野生生物に重大な影響を及ぼ

す恐れのあるすべての事業に対して EIA を求めている。

ウ．森林管理

森林保護区の管理については、水・土地・環境省森林局（Forest Department, Ministry of Water, Lands and Environment）が担っており、国有林での森林の伐採・管理、民有林の管理に関する助言を行っている。マ国立公園の南に隣接する地区に、ブグング及びカルマ野生動物保護区があり、これらの野生動物保護区の一部と重複して、ブゴンゴ森林保護区が設定されている。

エ．湿原管理

湿原の管理については、湿原管理法（National Policy for the Conservation and Management of Wetland Resources, 1995）に規定されている。同法によると、湿原の改変や回復に関する事業及び湿原内での新規開発事業は、すべて EIA の対象とされている。湿原管理政策については、水・土地・環境省内の湿原管理部（Wetlands Inspection Division）が担当している。

オ．土地取得

公共事業の土地収用の手続きについては、土地収用法（Land Acquisition Act, 1965）に規定されている。同法によると、政府は土地収用を含むすべての活動の結果として生じる被害に対して補償することが求められている。

また、ウガンダ憲法（Uganda Constitution, 1995）では、国民の財産権を認めるとともに、公共の利益のために土地収用が必要な場合は、政府が土地取得の前に迅速、公平かつ十分な補償を行うことを定めている。

カ．その他

電力法（Electricity Act, 1999）の第 30 項によると、電力開発を行う者は、事業許可が発行される前に、NEMA に事業が社会経済や文化遺産、自然資源、野生生物などに及ぼす影響を調べ、情報提供することが義務づけられている。

2. プロジェクト実施上の留意事項

(1) アヤゴ水力発電所建設予定地周辺の環境・社会の状況

ア．マーチソン・フォールズ国立公園の概況

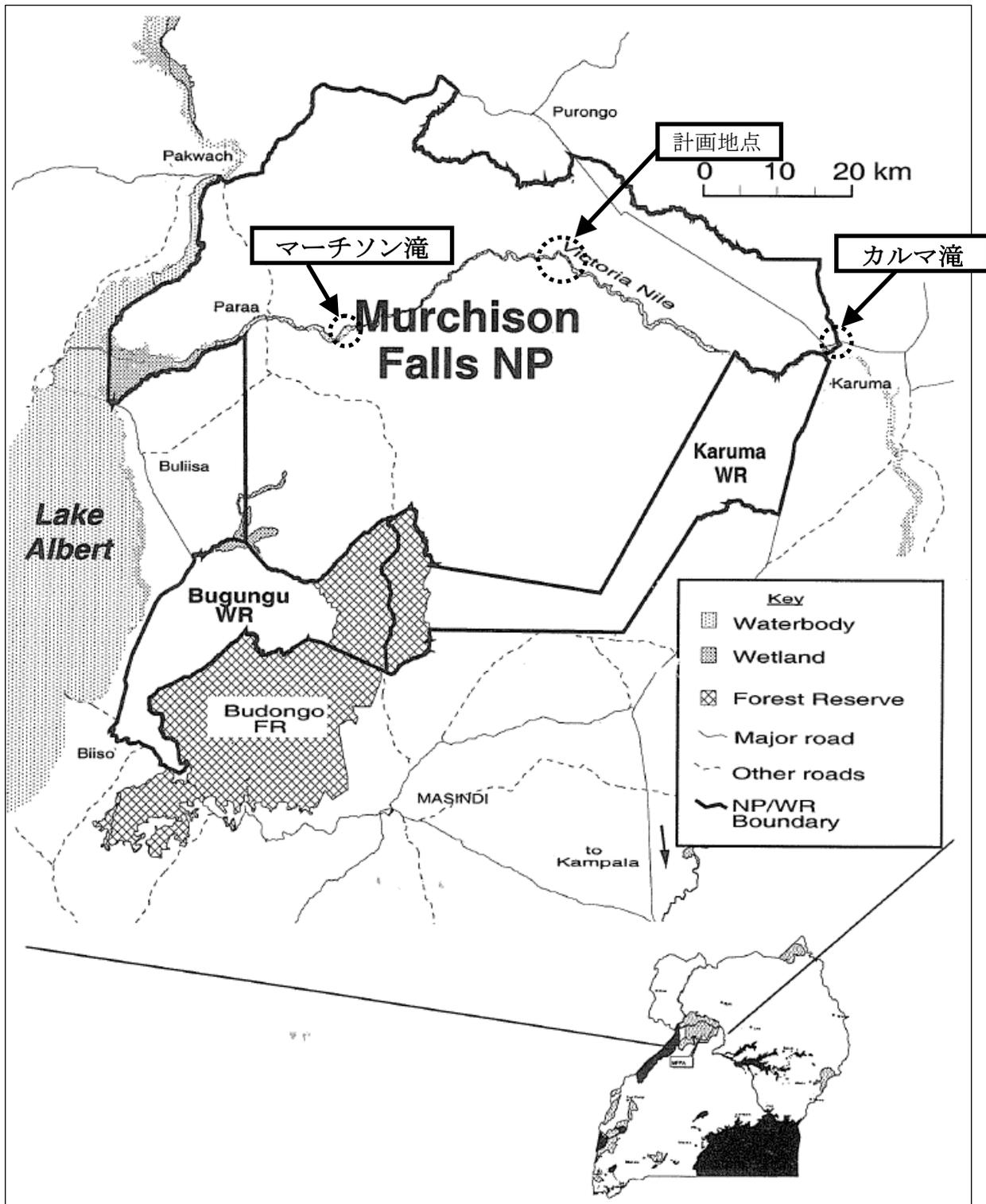
マ国立公園は、マシディ州とグル州の 2 つの州にまたがっており、アルバート湖に流れ込むナイル川（Victoria Nile）の両岸の 3,893km² が国立公園として指定されている（図 4-2）。1952 年に指定される前の 25 年間は野生動物保護区とされていた。

マ国立公園内の気温は、最高気温の平均が 29℃、最低気温の平均が 22℃である。年間降雨量は西部で約 1,100mm、東部で約 1,500mm であり、3 月中旬から 6 月中旬と 8 月上旬から 11 月中旬までの期間は比較的降雨量が多い。

マ国立公園は、湖沼、サバンナ、森林地帯と変化に富んだ地形を有する。野生動物が多いのはマ国立公園西部に位置するアルバート湖岸のデルタ地域のナイル川北岸のあたりである。南岸は森林地帯が多くチンパンジーも生息する。

マ国立公園内の多くの地区は低木林が優先するサバンナである。21 世紀の初めにはナイル川の近くまで高木林があったとの記録があるが、1960 年代以降の象や森林火災の影響により、それ以前と比べて植生が大きく変化している。なお、マ国立公園の南に隣接

しているブゴンゴ森林保護区には熱帯雨林が存在している。



注：WR：Wildlife Reserve, FR：Forest Reserve

出典：UWA, 2001, General Management Plan, p.10

図 4 - 2 マーチソン・フォールズ国立公園とその周辺の保護区

イ. 地形

マーチソン滝からアヤゴ川とナイル川の合流地点あたりまでは、険しい峡谷の間をナイル川が流れている。また、マーチソン滝上流の川幅は約 100~300m であり、川の流れは比較的速い。アヤゴ川とナイル川の合流地点周辺の川幅は約 100~500m と変化に富んでおり、流れは速く、また、川の中には多くの島が存在している。

ウ. 観光

マ国立公園の中心に位置する水力発電ダム建設予定地周辺は、UWA が策定した国立公園管理計画⁷によると、“Low Tourism Zone”とされており、地図上では宿泊施設は確認されておらず、観光客の立ち入りは多くないと予想される。国立公園管理計画では、この区域で環境に配慮した観光開発が提案されているが、例えば、カルマからマーチソン滝までのラフティングはまだ本格的に実現されるに至っていないようである。

建設予定地から約 10km 下流の Kibaa 川とナイル川の合流地点から、マーチソン滝下流の Nyamsika 川合流地点まで、ナイル川に沿って長さ 35km、両岸 1 km 以内の区域を “The Falls Zone” としている。この区域は、ウガンダでのナイルワニの主要な生息域となっている。また、マーチソン滝を含めたこの区域は、世界遺産登録の候補地として挙げられており、同区域内での新たなインフラ整備は許可しないとされている。スポーツフィッシングは UWA からの許可を得て、滝の上下流で行ってよいとされている。

滝の下流の地域は “Intensive Tourism Zone” とされており、滝から約 10km 下流のパラア (Paa) に宿泊施設がある。ここを起点に滝へのボートトリップや、サファリツアー、湿原でのバードウォッチングを楽しむことができる。滝へのボートトリップでは、川岸に生息するカバ、ナイルワニ、水鳥を観察しながら滝の手前 200~300m まで近づくことができる。

エ. マ国立公園周辺に住む部族、人口

ナイル川の南のマ国立公園周辺には、約 56 の部族が確認されている。その中で最も多いのが Banyoro 族で、マシディ州の 59.5% の人口を占めている。マシディ州にはその他に Alur 族 (15.0%)、Lugbara 族 (5.3%)、Baruli 族 (4.5%) などが確認されている。また、特にアルバート湖周辺にはルワンダ、ケニア、スーダン、コンゴ民主共和国の国境を隔てた地域からの移住者も多く住んでいる。

マ国立公園を横切るナイル川の北部及び西部では、16 世紀までに北アフリカ地域からナイル川に沿って移住してきた Luo 族が人口の多くを占めている。その他にマ国立公園の西の境あたりに Alur 族が、グル州の北部に Acholi 族が確認されている。

ウガンダ統計局から入手したデータによると、アヤゴ水力発電ダム建設予定地周辺には居住者の登録はなく、また、現地調査の経験がある MEMD 職員からのヒアリング結果からも実際に居住者はいないことが確認された。なお、マ国立公園の北方区域外にあり、建設予定地に最も近い町である Purongo の人口は 6,717 人、また、同じくマ国立公園の西南西区域外にあるアルバート湖岸の Bulisa の人口は 28,936 人である⁸。

オ. 土地利用、地域経済

マ国立公園内は、土地が肥沃でないこともあり、エコツーリズム以外での土地利用は

⁷ UWA, 2001, General Management Plan, 2001, pp.21-24

⁸ Kennedy and Donkin Power Ltd., 1997, Hydropower Development Master Plan part 1 (Final Report) Vol.8 EIA, p. 3-13

原則的に行われていないようである。マ国立公園の南に隣接するカルマ及びブグング野生保護区内では、住民の多くは農業に従事している。また、治安の安定とともに新しく移住してきた人々による炭生産も盛んに行われている。

アルバート湖周辺や、アルバート湖から流れ出るナイル川（アルバートナイル）周辺においても、土地があまり肥沃でないことから、主な生計手段は漁業である。

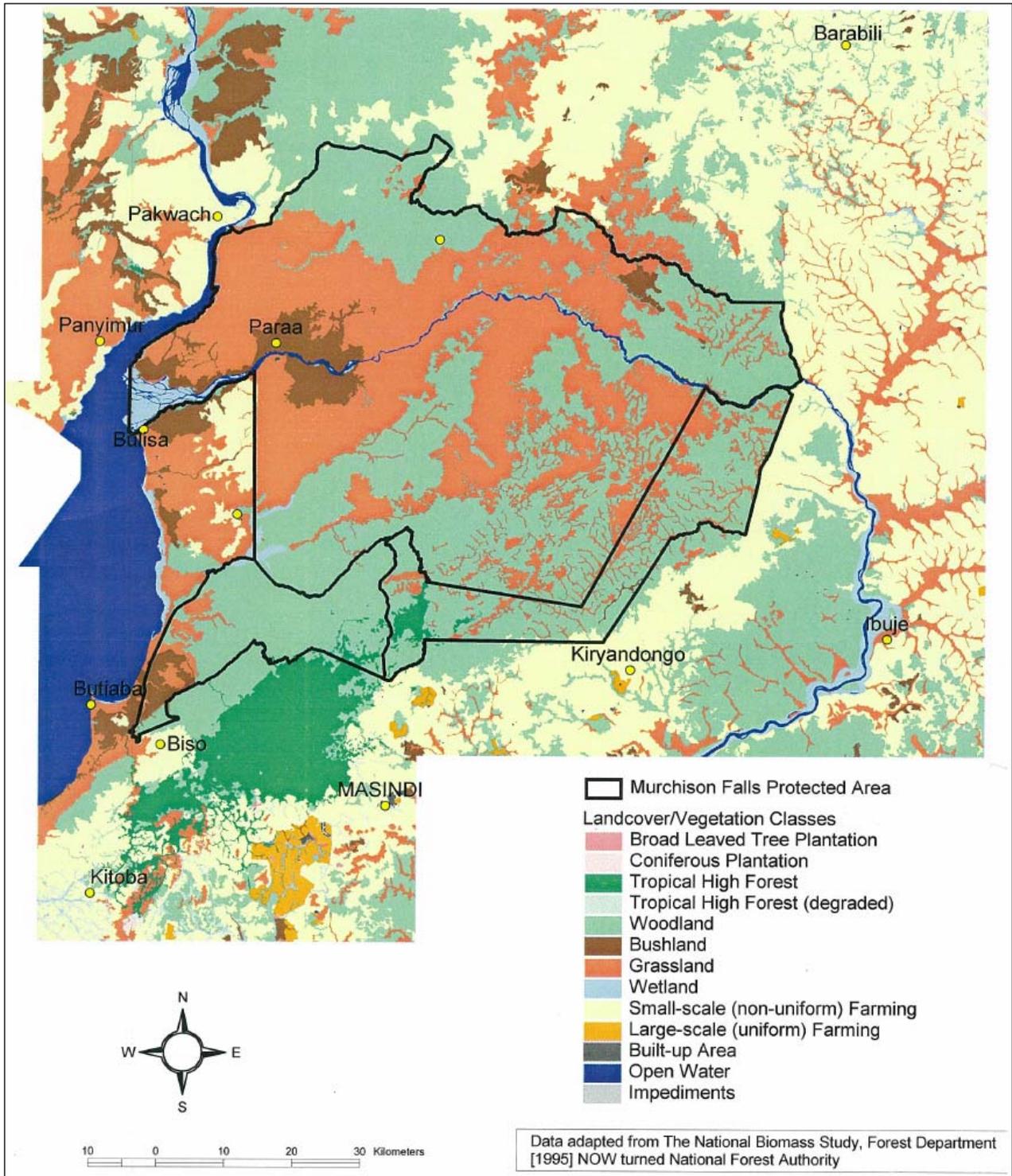
カ．植生

図4-3の植生図によると、マ国立公園のほとんどの地域は低木林もしくはサバンナである。マ国立公園内の生態学的に重要な区域として、ナイル川沿いの峡谷に帯状に残る森林や、マーチソン滝の周辺の崖の植生が挙げられる。この密林地帯となっている峡谷でよく見られる樹種は *Chlorophora excelsa*（クワ科、和名：イロコ）や *Diospyros abyssinica*（カキノキ属）、*Cynametra alexandri* である。峡谷以外の場所の森林の多くは疎林であり、*Terminalia glaucescens*（ターミナリア属）、*Albizia Zygia*、*Phyllanthus discoidens* が優先している。

アヤゴ水力発電ダム建設予定地周辺では、北岸に密林が多く、南岸は低木や草原が優先している。また、川の中にある島にも密林が存在している。

なお、マ国立公園の東端のカルマ滝に予定されているカルマ水力発電所の EIA 報告書によると、カルマ滝周辺では 150 種以上の陸生植物が確認された。その内、1 種 (*Milicia excelsa*, クワ科) のみが、絶滅危惧種として国際自然保護連合 (IUCN) のレッドリストに掲載されている。カルマ周辺は、木本植物としてアカシアーヨツバネカズラ属 (*Acacia-Combretum*) が、また草本植物としてイネ科植物群落 (*Hyparrhenia-Panicum*) が優先している⁹。

⁹ Norpak Power Ltd., 1999, Project definition report Vol. C2 EIA Annex 3



出典：UWA

図 4-3 マーチソン・フォールズ国立公園とその周辺の植生図

キ. 動物

マ国立公園内では、主に以下の哺乳類の生息が確認されている¹⁰。

象、カバ、バッファロー、キリン、ウガンダコーブ (Uganda kob)、ウォーターバック (water buck)、ハーテビースト (hartebeest)、ボホールリードバック (Bohor reed buck)、ブッシュバック (bush buck)、シタツンガ (sitatunga)、イボイノシシ (warthog)、カワイノシシ (bushpig)、ライオン、ヒョウ、ブチハイエナ (spotted hyena)、コロブス属のサル (colobus)、チンパンジー

UWA が実施した大型哺乳類の生息調査の結果¹¹によると、マ国立公園の中では、アルバート湖岸に近い地域と、マーチソン滝北部地域で比較的哺乳類の生息数が多いことが明らかになっている。

表 4-4 に示したようにマ国立公園内及びその周辺の保護区における大型哺乳類の生息数は緩やかな回復傾向にある。しかしながら、1960 年代の個体数にまで回復するためにはさらに長い年月がかかるとされている。

マーチソン滝周辺はカバが数多く生息していることが知られている。アヤゴ川とナイル川が交わるプロジェクトサイト周辺では、マーチソン滝周辺と比較してカバやナイルワニの生息数は多くないとされている¹²。

表 4-4 マーチソン・フォールズ国立公園及びその周辺の野生生物保護区の主な哺乳類の生息数

	生息数				
	1973 年以前	1995 年春	1995 年秋	1999 年 6 月	2005 年 7 月
バッファロー	30,000	1,087	2,477	3,889	11,004
キリン	150-200	100	153	347	245
カバ	12,000	1,498	1,238	1,792	2,104
ウガンダコーブ	10,000	6,355	4,373	7,458	9,315
象	12,000	201	336	778	516
ウォーターバック	-	539	566	792	1,441
イボイノシシ	-	411	856	1,639	2,298
ハーテビースト	-	3,068	2,431	2,903	4,101

出典：UWA, 2005, Aerial Surveys of Medium-Large Mammals in Kidepo Valley and Murchson Falls Conservation Areas, p. 33

ク. 鳥類

マ国立公園内には 463 種の鳥の生息が確認されている。その内コウノトリの仲間であるハシビロコウ (shoebill stork)、クラハシコウ (saddle-bill stork)、並びにウオクイフクロウ (Pel's fishing owl) が希少種とされている。コウノトリは大型の鳥で水辺と草原を主な生息地としていることから、広大な湿原などの餌場の確保が必要である。また、ウオクイフクロウは主にマーチソン滝の下流の穏やかな川辺に生息している。

¹⁰ UWA, 2001, General Management Plan, p.16

¹¹ UWA, 2005, Aerial Surveys of Medium-Large Mammals in Kidepo Valley and Murchson Falls Conservation Areas,

¹² Kennedy and Donkin Power Ltd., 1997, Hydropower Development Master Plan part 1 (Final Report) Vol.8 EIA, p.3-19

サバンナでよく見られる鳥は、アオハシコウ (*Abdim's stork*)、アオツラジサイチョウ (*Abyssinian ground hornbill*) である。

なお、カルマ水力発電所の EIA 報告書によると、マ国立公園周辺では、地球上で絶滅が危惧されている種として、表 4-5 の 7 種が確認されている。カルマ水力発電所建設予定地周辺では、123 種の鳥類が確認されている。その内、地球上で絶滅が危惧されている種はなく、9 種については東アフリカ地域において個体数の減少が危惧されている。

表 4-5 マーチソン・フォールズ国立公園周辺で確認された絶滅が危惧されている鳥類

種名 (学名)	絶滅の危険度
Lesser Kestrel (<i>Falco naumanni</i>) ハヤブサの仲間、和名：ヒメチョウゲンボウ	絶滅危惧 I B 種 (Vulnerable)
Papyrus Yellow Warbler (<i>Chloropeta gracilirostris</i>) 和名：ハシボソキイロムシクイ	絶滅危惧 I B 種 (Vulnerable)
Shoebill (<i>Balaeniceps rex</i>) コウノトリの仲間、和名：ハシビロコウ	準絶滅危惧 (Near-threatened)
Lesser Flamingo (<i>Phoeniconaias minor</i>) 和名：コガタフラミンゴ	準絶滅危惧 (Near-threatened)
Pallid Harrier (<i>Circus macrourus</i>) タカの仲間、和名：ウスハイイロチュウヒ	準絶滅危惧 (Near-threatened)
Great Snipe (<i>Gallinago media</i>) 和名：ヨーロッパジシギ	準絶滅危惧 (Near-threatened)
Papyrus Gonolek (<i>Laniarius mufumbiri</i>) 和名：アカハラセグロヤブモズ	準絶滅危惧 (Near-threatened)

出典：Norpak Power Ltd., 1999, Project definition report Vol. C2 EIA Annex 6

表 4-6 カルマ水力発電所周辺で確認された地域的に個体数の減少が危惧されている鳥類

種名 (学名)	生息地	絶滅の危険度
Darter (<i>Anhinga rufa</i>)	河川	R-VU
Grey Heron (<i>Ardea cinerea</i>)	河川	R-NT
Great White Egret (<i>Egretta alba</i>)	河川	R-VU
African Marsh Harrier (<i>Circus ranivorus</i>)	河川	R-VU
Banded Snake Eagle (<i>Circaetus cinerascens</i>)	森林	R-VU
Brown Snake Eagle (<i>Circaetus cinereus</i>)	森林外	R-NT
Rock Pratincole (<i>Glareola nuchalis</i>)	河川	R-VU
White-headed Rough-wing (<i>Psalidoprocne albiceps</i>)	森林	R-RR
Red-headed Quelea (<i>Quelea erythronus</i>)	森林外	R-RR

注：R-VU: Regionally Vulnerable, R-RR: Regional Responsibility, R-NT: Regionally Near Threatened
出典：Norpak Power Ltd., 1999, Project definition report Vol. C2 EIA Annex 6

ク．爬虫類、両生類

マーチソン滝からアルバート湖までの間は、ナイルワニ (*Crocodylus niloticus*) が数多く生息する流域として知られている。しかしながら、密漁などの理由で、その個体数は 1960 年代から大きく減少している。一例として、1969 年に行われた同流域での調査では、595 匹が確認されたが、1991 年に調査したところ、確認された個体数は 61 匹に激減していたとの報告がある¹³。

カルマ水力発電所の EIA 報告書によると、文献調査の結果、カルマ周辺には 20 種の両生類の生息が予想されており、その中で絶滅危惧種は確認されていない¹⁴。

カルマ周辺でよく見られる爬虫類は、アガマ科のトカゲ (*The Agamids*)、ナイルオオトカゲ (*Varanus niloticus*) である。カメレオン 2 種 (*Chamaelo gracilis*, *Chamaeleo bitaeniatus*) とナイルワニについては保護すべき種としての関心が高いが、これら 3 種を含めて、カルマ水力発電所建設計画が爬虫類、両生類に及ぼす影響はほとんどないとされている。

ケ．魚類

マーチソン滝周辺は、多くの魚類が生息している。最も多く見られる魚はナイルパーチ (*Nile perch*) である。1955 年にマーチソン滝上流に導入されて以来、ナイルパーチはキョガ湖やビクトリア湖での漁獲の中心となっている。その他にマーチソン滝周辺には、タイガーフィッシュ (*Hydrocyon forskalli*, *Hydrocyon lineatus*)、肺魚 (*Polypterus senegalus*)、電気ナマズ (*Malopterus electricus*) などが確認されている。

カルマ水力発電所の EIA 報告書によると、ビクトリア湖からキョガ湖にかけての調査で 4 種の固有種 (*Bagrus dockmack*, *Barbus altianalis*, *Labeo victorianus*, *Schilbe mystus*) が確認されている。これらの種は絶滅の危険性があるという点から “medium-high national importance” とされているが、IUCN のレッドリストには掲載されていない。なお、同報告書には、魚類への影響の緩和策として、ダム建設後に 100m³/秒の最低流量を確保する必要があると記載されている¹⁵。

(2) 国立公園内でのプロジェクト実施について

本プロジェクト形成調査開始時に環境社会配慮面で最も懸念された点は、アヤゴ水力発電所建設予定地が、マ国立公園内にあるということであった。今回の調査で、ウガンダで国立公園内の開発そのものを禁止している法制度はなく、NEMA での EIA 審査が完了すれば、国立公園内であってもプロジェクト実施が可能であることを確認した。

なお、本調査では、すでにマ国立公園内の一部がサイトとなっている油田開発プロジェクトの EIA 報告書¹⁶について、NEMA の審査が完了し開発許可が下りていることも確認した。

¹³ Kennedy and Donkin Power Ltd., 1997, Hydropower Development Master Plan part 1 (Final Report) Vol. 8 EIA, p.3-17

¹⁴ Norpak Power Ltd., 1999, Project definition report Vol. C2 EIA Annex 5

¹⁵ Norpak Power Ltd., 1999, Project definition report Vol. C2 EIA Annex 1

¹⁶ Environmental Assessment Consultant Ltd., 2006, Environmental Impact Statement for a 2D Seismic Survey in Exploration Area 1, Pakwach Basin, Uganda

(3) ウガンダの EIA 制度と JICA が求める環境社会配慮について

NEMA が作成したガイドラインには EIA に関する手続きが詳しく記載されており、その内容を確認したところ、JICA 環境社会配慮ガイドラインと比較して、特に重大な不足事項は見当たらなかった。例えば、JICA ガイドラインでは、カテゴリ A とした開発調査の中で、スコーピング段階、環境社会配慮調査の中間段階、ドラフトファイナルレポート段階の 3 つの段階でステークホルダー協議を実施し、関係者から意見を聴取することが求められているが、ウガンダの EIA ガイドラインでも同様に、EIA 調査の中で 3 回のパブリックコンサルテーションを義務づけており、JICA ガイドラインに基づくウガンダ関係機関への支援に際して、現時点で大きな支障は想定されない。

ただし、NEMA の EIA ガイドラインには、戦略的環境アセスメントに関する記載がないため、開発調査でマスタープラン策定から実施する場合は、JICA ガイドラインに基づいて、早期段階から文献調査を中心とした環境社会配慮調査の実施が求められる。また、事業実施機関からのプロジェクト概要資料の提出により、NEMA における EIA 手続きが開始されるので、予め NEMA が手続き開始時にどの程度詳しいプロジェクト情報を求めているのかについて確認した上で、開発調査における環境社会配慮調査の TOR を作成することが望ましい。

(4) プロジェクト実施に伴い想定される環境・社会への影響について

Hydro-Development Master Plan の記載情報に基づき、アヤゴ水力発電所建設に伴い想定される環境・社会への影響を表 4-7 にまとめた。

ウガンダ側関係者からのヒアリング結果も踏まえて、以下のとおり想定される影響と今後の調査で留意すべき点を記す。

ア. 水文・水質への影響

建設段階においては、堰や水路等の建設に伴う濁水の発生により、河川水質が悪化する恐れがある。また、アヤゴ北計画では貯水式での発電が予定されており、工事中の濁水による影響のみならず、貯水池の富栄養化に伴う水質の悪化が懸念される。

運転段階においては、アヤゴ南計画では約 10km、北計画では約 5 km の減水区間が生じる見込みであり、同区間において、200m³/秒の最低流量を確保する必要があるとしている。減水区間における影響を緩和する観点から、この最低流量の妥当性について確認する必要がある。また、貯水式のアヤゴ北計画においては、特に下流の水量の変化が及ぼす影響について留意する必要がある。

イ. 土地利用への影響

アヤゴ水力発電ダム建設により、発電施設とアクセス道路建設のための用地が必要となり、さらに北計画においては、貯水池建設により約 65ha の土地が水没するとされている。

しかしながら、文献調査の結果、建設予定地周辺ではエコツーリズム以外の土地利用が想定されないことから、既存の土地利用への影響はほとんどないと思われる。

表 4-7 アヤゴ水力発電所建設計画で想定される主な環境・社会への影響

影響項目	アヤゴ南計画（流れ込み式）	アヤゴ北計画（貯水式）
建設段階		
水文・水質	堰や水路等の建設に伴う濁水の発生。	工事中の濁水の発生。 ダム建設に伴う貯水池及び下流の水質悪化。
土地利用	南岸に約 5ha の用地が必要。 約 25km のアクセス道路の新設が必要。	ダム建設により北岸に約 2ha の用地が必要。 約 18km のアクセス道路の新設が必要。 約 65ha の土地が浸水。
景観・観光	下流のマーチソン滝周辺の観光への影響はほとんどないが、アヤゴ周辺で計画されている観光への影響あり。 送電線敷設に伴う景観への影響あり。	アヤゴ南計画と同じ。
社会経済	住民移転はない。 工事中にベースキャンプが設置される Purongo で雇用増が期待される。 ベースキャンプが適切に管理されない場合は、外部からの労働者流入に伴う治安の悪化や公衆衛生上の問題等が生じる。	アヤゴ南計画と同じ。
動植物	河川の中州にある密林（Patoan Island）の喪失。 河川沿いの草原の喪失。 陸上動物、魚類への影響。なお、周辺にナイルワニの主要な生息地は確認されていない。	峡谷沿いの森林・草原の喪失。 陸上動物、魚類への影響。なお、周辺にナイルワニの主要な生息地は確認されていない。
運転段階		
水文・水質	発電施設への導水のため、10km の減水区間が生じる。 減水区間において、200m ³ /秒の最低流量を確保する必要があるとしている。	発電施設への導水のため、5.5km の減水区間が生じる。 減水区間において、200m ³ /秒の最低流量を確保する必要があるとしている。 下流へ放水される水量の変化
土地利用	運転段階で新たに生じる影響はない。	アヤゴ南計画と同じ。
景観・観光	送電線敷設による景観への影響	送電線敷設による景観への影響
社会経済	Purongo の地域経済への影響は、建設段階よりは小さい。130-180 人程度の技術スタッフが駐在するものと思われる。	アヤゴ南計画と同じ。
動植物	動植物の生息域の減少。 魚類の生息域の分断。	アヤゴ南計画と同じ。

出典：Kennedy and Donkin Power Ltd., 1997, Hydropower Development Master Plan Part 1 (Final Report) Vol. 8 EIA, section 4

ウ．景観・観光への影響

建設予定地から離れたマーチソン滝周辺において、ボートトリップ、サファリツアー、スポーツフィッシングなどの観光が盛んであるが、建設予定地周辺には宿泊施設を伴う観光拠点は確認されていない。ダム建設により、建設予定地周辺で検討されている観光開発計画の見直しが必要であると思われるが、下流のマーチソン滝周辺において、観光

業が維持できるだけの河川水量が確保されるならば、観光への影響はほとんどないと思われる。

また、送電線敷設に伴い景観への影響が懸念されるため、留意が必要である。

エ. 社会経済への影響

建設予定地周辺には居住者が確認されていないことから、発電所建設に伴い住民移転は生じないと思われる。また、マ国立公園内の土地は UWA が管理しており、また、建設予定地周辺には観光施設が確認されていないことから、現時点で、建設予定地周辺での一般住民による土地所有は考え難い。

想定される主な社会影響として、建設予定地から最も近い町である Purongo での工事中の雇用増といった正の影響が期待される一方で、7,000 人未満の Purongo の人口が、工事中は 2,000 から 2,500 人程度増加すると見込まれており、外部からの労働者流入に伴う治安の悪化や公衆衛生上の問題等が生じる可能性があり、留意が必要である。

また、発電ダムから放出される水量の変化や水質の悪化によって、マーチソン滝周辺及び下流の観光業や漁業に影響が生じる可能性があるため、今後の調査で詳しく調べる必要がある。

オ. 動植物への影響

ダム建設による減水区間の発生や下流の水量及び水質の変化に伴い、河川及びその周辺を生息域としている動植物への影響が考えられる。特に建設予定地下流のアルバート湖周辺の地域がラムサール条約登録湿地になっており、上流に建設されるダムにより、ナイル川の水質汚濁や水量の変化が生じる場合は、湿原生態系への重大な影響が生じる可能性がある。今後の調査では、建設予定地周辺だけでなく、必要に応じて、マーチソン滝周辺及びアルバート湖周辺の湿地における動植物の生息状況を確認し、影響の予測・評価を行うべきである。アルバート湖周辺に生息する動植物については、Nature Uganda という NGO が定期的に調査を行っており、事前に同団体から調査データを得ることが適切である。

建設予定地周辺では、峡谷沿いと河川の中洲にある森林の喪失が予定されている。峡谷沿いの森林地帯に生息する動植物に関する詳細データが確認されていないので、今後の調査で詳しく調べる必要がある。

また、アクセス道路や送電線建設により、動植物の生息域に大きな影響を及ぼす可能性があるため、対象地域の詳細な調査が必要である。アクセス道路による大型哺乳類の生息域分断や、送電線建設による鳥類の飛行ルートへの影響などについて、特に留意すべきである。

今回の文献調査により、マ国立公園内において、木本植物や鳥類、魚類の一部に保護すべき種の存在が確認された。また、ナイルワニや一部の大型哺乳類において、生息数の減少が懸念されていることが確認された。今後の調査では、今回参照した文献を参考にしつつ、建設予定地周辺の貴重種、希少種の有無について詳しく調査する必要がある。

(5) ブジャガリ水力発電計画で指摘されている問題点について

ビクトリア湖ナイル川源流部より 8 km 下流に予定されているブジャガリ水力発電ダム建設計画（最大出力 250MW）は、2007 年 9 月にダム建設が開始され、2011 年に運転

開始の予定である。

この建設計画に対して、ウガンダの National Association of Professional Environmentalists (NAPE) という団体が、WB の Inspection Panel に対して、異議申立を行っている¹⁷。

異議申立文書の中で、本事業に対して出された主な疑問点は以下のとおりである。

- ・気候変動による早魃や、すでに上流で運転を開始しているナルバレとキイラの運転状況を考慮した水文予測が行われていないこと。
- ・ブジャガリ水力発電計画により、ブジャガリ滝が貯水池の水位上昇により水没する代償として、下流のカラガラでの水力発電計画を見直す方針であることについて、本方針の妥当性に関する十分な説明がないこと。
- ・他の再生可能エネルギー開発や送電ロスの改善、節電事業等の代替案の検討が十分に行われていないこと。
- ・高い建設コストがすでに高い電気料金にさらに上乗せされること、また、90%以上の国民が非電化地域に住んでおり、本事業の恩恵を受けないこと。
- ・環境調査で使用しているデータが古いこと（ビクトリア湖やナイル川の水位や湿原・森林の現況情報など）。
- ・EIA 調査の中で行われた動植物の生態調査は、1～2カ月の短期間しか実施されていないこと。

アヤゴ水力発電計画は、ブジャガリ水力発電計画と同じナイル川流域で行われる事業であることから、今後、アヤゴ水力発電計画について更なる調査を行う際には、これらの NAPE から出された異議申立の内容も踏まえつつ、調査計画を立てるべきである。

¹⁷ これまでのブジャガリ水力発電計画に関する異議申立の内容とその対応、並びに関連資料については、以下のサイトを参照のこと。
<http://www.bicusa.org/en/Project.Resources.24.aspx>

第5章 ウガンダ電力分野の課題と協力の可能性

1. 電力セクターの課題

ウガンダの電力事情は、渇水による影響で既設水力発電所の出力が大幅に低下し、それに電源開発の遅延が重なったことで深刻な電力の供給制限を招いており、電力不足は関連の産業振興を阻害するほどに悪化した状況にある。ウガンダ政府は緊急措置として民間資金によるディーゼル発電設備の誘致を行ったが、ディーゼルの設備容量が合計 370MW に達してウガンダの設備全体の4分の1を占めるに至っている。民間からの高コストの電力購入によって国营発電会社は収支が極端に悪化しており、赤字補填のための補助金支出がウガンダ政府の財政圧迫の主要因となっている。ブジャガリ発電所の 2011 年運開によって需給状況が一部改善をみることになるだろうが、今後とも継続的な新規電源開発が伴わない限り、ウガンダにおける電力の安定供給は見込めないといえる。

<ブジャガリ水力発電プロジェクトの遅延>

ブジャガリ水力発電所 (250MW) は 2011 年の運開をめざして現在工事中で、ウガンダの電力不足の救済策として大きな期待がかかっている。ブジャガリ発電所が当初計画の 2005 年に着工できていた場合には現在のような電力不足が起こらなかつたものと考えられる。

WB 主導の民活プロジェクトとして、ブジャガリの巨額な建設資金調達について交渉が難航したことに加え、水没予定のブジャガリ滝に対する環境 NGO の反対が提起されたことで、着工が予定よりも 3 年遅れることとなった。新規計画の事業化が停滞している間にもウガンダ内の電力需要が伸び続けたことで、現在の極端な電力の供給制限を招く要因のひとつとなってしまったものである。

さらに、ウガンダの電化率が極めて低い (地方電化率は 3%) ため今後の地方電化のための電源確保に迫られている事情もあって、ウガンダの電力需要の伸びは MEMD 年次報告によれば今後年 8.5% 程度の高い伸びと予測されており、新規電源の開発と需要地を結ぶ送配電網等の電力設備拡充が緊急課題となっている。

新規電源として同国を南北に流れるナイル川を利用した電源の開発促進は、ウガンダの経済成長を通じた貧困削減計画施策の中で重要な位置を占めており、電力輸出のための水力開発は重要な経済振興策と位置づけられている。電源開発や送電線建設に要する大規模な資金確保はウガンダにとって極めて困難なことであり東アフリカ地域間協力の一環としてドナー協力を仰ぎながら大型水力開発を推進したいとして、ブジャガリ後における開発計画としてのカルマ水力、アヤゴ水力の事業化見通しを立てることが喫緊の課題となっている。

2. 要請のあった計画に対する技術協力

(1) 背景

アヤゴ水力発電計画 (計画設備容量計 538MW) は流れ込み式による発電所を設置する計画で、キョガ湖とアルバート湖の中間地点にあるナイル川とアヤゴ川の合流地点に、1997 年に策定された “Hydro-Development Master Plan” において提案された。カンパラ、ジンジャ、エンテベの都市部だけでなく北部、中部、西部地域への電源としても期待されており、ウガンダ政府は、我が国に対してその実施可能性調査を要請越したものであ

る。

現行 F/S 調査の実施時期が 1984 年（ノルウェーとスイスの支援）と古く、その後 1997 年にカナダの支援により見直しを実施されたが、基本諸元は当初 F/S とほぼ同一である。当該計画は、アヤゴ北計画（設備容量 304MW）とアヤゴ南計画（設備容量 234MW）の 2 件からなっており、アヤゴ北計画はピーク需要に対応することを最終目標とした 3 期の段階実施計画（1 期一流れ込み式 143MW、2 期一ダム式に改造 228MW、3 期一増設 304MW）となっている。MEMD は、カンパラまでの送電線建設（延長 200 数十 km）を含めた事業費を 900 百万 US\$ と見積もっている。

（2）内容

近年のウガンダにおける電力セクターを取り巻く状況としては、経済成長を通じた貧困削減計画施策としての電源開発の重要性が高まっており、また、東アフリカ地域協力を通じた事業化の枠組みが成立したこと等々によって 1984 年当時と大きく異なっている事情があることから、当該計画の妥当性について見直し調査を行う必要がある。特に、本件に関する本邦協力の可能性を勘案すると、実施計画が策定済みのカルマ水力開発計画と当該アヤゴ計画を併せた一体の案件として関連送電線を含めた F/S 調査を実施することが望ましく、早期の運開を前提とした設備容量見直しにより南計画と北計画の一体工事として F/S 調査を実施する可能性が考えられる。

本 F/S 調査を通じて、アヤゴ開発計画の開発優位性について技術面、経済面、環境面から総合的に評価するとともに、最適開発規模や投入年の照査結果に基づいた事業化計画と資金計画の枠組み提案を行うことになる。F/S 調査の成果が、ウガンダに対する今後の本邦協力の可能性を見極める上での判断材料のひとつとなることが期待される。

（3）留意事項

ア．環境

アヤゴ水力開発計画予定地点はマ国立公園内に位置することから、計画の実施に際しては周辺環境に対する特段の配慮が求められる。同国の UWA での聴取によると、マ国立公園内にはアフリカ象、キリン、カバ、白サイ、黒サイ、チンパンジー、ウォーターバック等の中・大型哺乳動物をはじめナイルワニ他の爬虫類並びに両生類及び各種水棲生物、昆虫類の生息が確認されている。UWA では、これら野生生物に関するセンサス調査を 3 年ごとの頻度で継続実施しており、この分野での基礎資料は整っているものと思われる。したがって、当計画の F/S 調査に際しては、開発計画予定区域におけるこれら野生生物の詳細な生息範囲と移動経路等の確認のためのフィールド調査とその結果を反映させた EIA 調査の実施と必要に応じた対策立案が望まれる。

イ．電力需給及び水力開発の課題

アヤゴ水力開発の F/S 調査実施の妥当性を検証するためには、ウガンダの電力開発計画が策定されていることが前提となる。特に、カルマ水力開発計画とアヤゴ水力開発計画の 2 つの水力案件を併せた関連送電線を含んだ調査を行い、その結果を踏まえアヤゴ水力の最適規模や投入年などの枠組みを含む水力開発計画が策定されることが望ましい。

また、アヤゴ水力開発計画の妥当性を検証するには、ウガンダ国内のみを考察の対象とするだけでは難しく、東アフリカ地域、EAPP を視野に入れた構想として取り組むべきと考えられる。

ウ. アヤゴ水力開発計画地点の現地調査の必要性

治安面の問題で、アヤゴ水力開発計画地点の現地調査が不可能であったため F/S 調査実施の妥当性を判断することは不可能であった。状況が改善を待って現地調査を実施し、環境面、経済面、技術面など詳細に確認する必要がある。

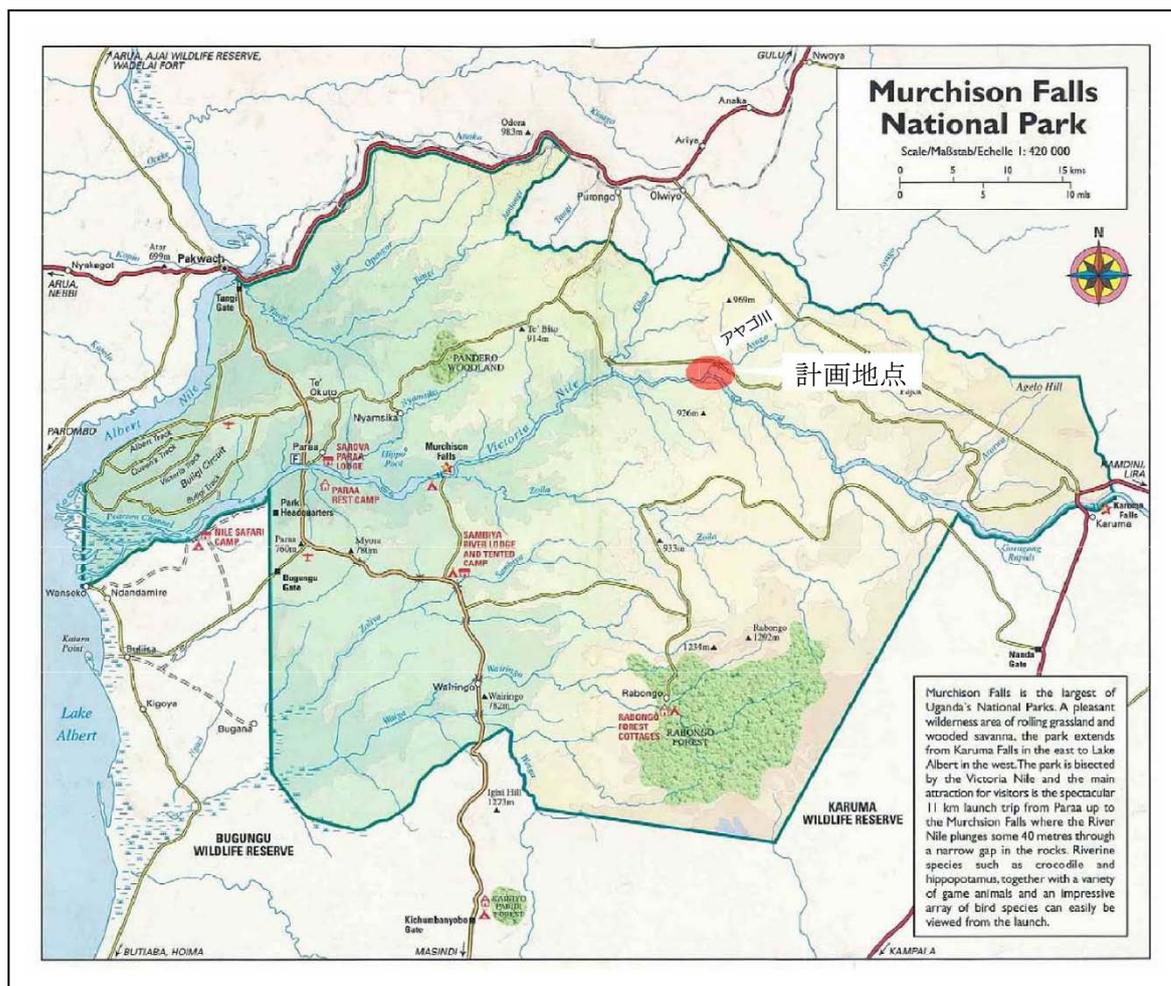


図5-1 アヤゴ水力開発計画位置図

3. その他協力の可能性

(1) 電源開発の促進

CO₂削減、地球温暖化防止の観点からウガンダの水力発電は未利用の包蔵水力を考慮するとまだ開発の余地を大きく残している。しかし、電源開発を推進する立場にあるMEMDは、水力開発を東アフリカ地域開発構想として効果的に進めるための計画策定能力は限られている。

開発計画は需要想定、発・送・配電の投資計画、電力融通計画、燃料オプション検討、開発コスト見積もり、実施のための組織・制度面、資金調達、環境・社会配慮、契約面

など実に広範な検討で成り立っており、それぞれの分野における専門家の関与が必要と考えられる。また、計画策定に際して関係者（他省庁・機関、ドナー、ステークホルダー等）間の調整を図るための事務局機能の強化も重要である。

このような事情を踏まえて、技術移転は単に計画策定を行うのではなく、MEMDあるいはUETCLにとって今後自らの技術力と判断力により計画策定ができるような能力向上支援を目的とすることが重要であり、開発の持続可能性を高めることが期待される。

（2）送電システムの整備・拡充

現行の送電システムは132kVもしくは66kVが中心であるため、UETCLにおいては国内供給向けや東アフリカ域内連系において主力になってくる220kVもしくは330kVの送電計画を策定できるエンジニアは存在しない。また、ウガンダの送配電施設の多くは不十分な維持管理が原因で計画当初の発電能力並びに送配電機能を発揮しているとは言い難く、老朽化も伴ってロスが大きいとされる。

ロス削減対応については、適切な維持管理技術の研修実施による人材育成対策に取り組むことにより、新規設備の有効活用に対し大きな効果と経済活動の基盤整備に資することが期待できるとともに、将来的な東アフリカ域内の電力安定供給への貢献も期待できる。

（3）公社公営企業の強化

ア．エネルギー鉱物開発省（MEMD）

ウガンダは数年来のビクトリア湖の渇水に加え、新規発電所建設が著しく遅延したことが重なって劣悪な電力不足に直面している。国民生活のみならず製造業では日夜の頻繁な停電によって尋常ならざる影響や損失を蒙っており、その結果経済成長が阻害されたとの調査報告もある。

MEMDは、電力の安定供給及を維持するために持続的な水力開発が不可欠であるとして、ブジャガリ後における水力開発に対して積極的に取り組む意向を示している。2006年、省内に水力開発室（Hydropower Development Unit）を設置し、次官直轄の水力発電プロジェクトの管理運営能力を強化する予定でいる。しかし、従来、水力発電開発プロジェクトについてはどちらかというドナー任せで自ら強くかかわってこなかったこともあり、関連情報や資料の蓄積に不足している。また、組織体制の脆弱性や適材適所の人材不足のため効果的な対策を講じられずにいる。

MEMDの管理運営能力や組織・制度面における能力向上として開発プロジェクトの管理運営にあたる水力開発室を対象とした強化支援やドナー協調の調整を目的に電力アドバイザーを派遣することが望ましく、以下の点についてMEMDのカウンターパートに助言・指導を行う。

- ・各ドナーとの援助協調・連携支援
- ・日本側関係機関との調整
- ・水力開発室の機能強化のための法律や規則類の整備に関する助言
- ・投資促進並びに効率化のための包括的投資計画策定に関する助言
- ・電源及び送電計画（地域連携を含む）の見直しに係る支援

イ. 送電公社

UEGCL と UETCL は共に会社所有の研修設備を所有していないだけでなく、研修プログラムすら存在せず、基本的には OJT による人材育成に限られている。UEGCL では、運営権を ESKOM へ移管する前に不定期ではあるが、Owen Falls で研修を実施した事例はあるほか、ザンビアに設置されている域内の水力発電研修関連施設への派遣により実施するのみであった。UETCL には、NORAD が 3 年間にわたる組織強化支援プロジェクトを実施しているが、今後とも送電線網構築／運営、投資計画策定といった分野における研修計画策定支援がニーズとしてあげられている。

初期段階として、本邦における集団研修「安定型水力発電」「電力輸送効率化」への参加を通じた先方技術者レベルの確認を行い、既存水力発電施設の適切な維持管理技術の理解と習得、送・配電ネットワークの適切な維持管理技術の理解と習得を支援する。

表5-1 開発課題その1「電源開発の促進」における我が国協力の可能性

開発課題その1	電源	現状と課題等	技術協力	資金協力
	水力発電	<p>発電所の建設と合わせた送変電の整備は信頼性の高い電力やアクセス向上を約束するものであり、民生のみならずウガンダ経済成長をリードする製造業の活性化にとり不可欠。</p> <p>ウガンダ政府は長期的にはIPPによる発電所建設を進めたい方針であり、WBによる民活発電事業「ブジャガリ水力発電所建設プロジェクト」が誕生し、2012年運開見込みである。</p> <p>なお、ビクトリア湖の長期的な水位低下によって既設ダム的大幅な出力ダウンが起こっている現状がある。新規ダムの計画にあたってはこれら既設ダムの運用改善について考慮することが前提と考えられ、所謂、ビクトリアナイル川水資源の一貫開発の視点が求められている。また、環境社会配慮の調査については、水力開発の必要性や妥当性に対する国内の幅広い関係者の理解と協力を得るといった仕組みづくりも重要であり、政府の強い取り組みが問われる。</p>	<p>専門家派遣：ウガンダの水力開発、環境社会配慮、資金協力の現状について確かな情報を収集し、我が国協力の環境整備を行う。</p> <p>また、要請のあったアヤゴ水力開発計画のF/S調査実施の妥当性を検証するために、現行の電力開発計画の精査とアヤゴ水力発電の適正な開発規模や時期について検討しつつ関係機関やドナー関係者に働きかける。</p>	<p>対ウガンダのインフラ整備支援の第一号として「ブジャガリ送電網整備事業」円借（2007年10月契約）がある。水力発電所建設はさらに大型の資金を要するので、我が国としてもブジャガリ発電所建設の進捗状況並びに運開後の事業経営について慎重に見極めて判断していく必要がある。</p>
	火力発電	<p>ディーゼル発電：2005年から3年越しの深刻な電力不足のため緊急措置として民間資本のディーゼル発電（100MW）が導入された。ディーゼル発電原価30～35US¢/kWhは電力料金の2倍以上と割高であり、差額の損失補填を政府が行っている。供給コストと電気料金の逆ザヤ状態を早急に解消する必要があるが、根本的な対策はディーゼル発電の割合を低下させて国内資源による水力発電や石油火力にシフトしていくことである。</p> <p>石油火力：アルバート湖の産出油を用いた火力発電所建設計画あり。2010年の100MW発電所建設計画あり。</p>	<p>特になし</p>	<p>特になし</p>
	再生可能エネルギー等	<p>小水力、製糖工場のコジェネ（熱電併給）、バイオマスをガス化発電のポテンシャルに恵まれており、既に50MW以上が系統に接続され主として地方部の電源として重要な役割を担っている。その他、地熱発電ポテンシャルが有望視されており、長期開発目標にあがっている。</p> <p>再生可能エネルギーによる電源は遠隔地域における系統の安定性確保になるのでさらに増加すべきものであるが、地方の配電設備の保守運営に対する民間業者の関心は薄く、代わりの委託先を確保することが極めて困難な状況となっている。このため、新たな人材養成や組織・制度構築が急務といえる。</p>	<p>技術協力：地方の電化事業の新たな担い手を養成・確保する目的で、例えば、電化協同組合等の住民参加方式による組織や制度の導入の可能性並びに構築のために必要なノウハウや技術を移転。</p>	<p>特になし</p>

表 5 - 2 開発課題その 2 「送電システムの整備・拡充」における我が国協力の可能性

開発課題その 2	対象	現状と課題等	技術協力	資金協力
	送電システムの整備・拡充	国内供給用	<p>送電線系統は現在 132kV と 66kV が主体であり、ビクトリア湖岸の水力発電所から首都圏消費地へ向けた送電が行われている。今後、水力発電立地の遠隔化に伴って長距離・大容量の 220kV 送電設備の建設が必要となってくる。</p> <p>南部、東部、北部地域の電力供給の向上について電源不足の現在にあっては大きな進展はないが、電源が充実してくれば中期的に重要性が高まってくる見込み。なお、地方の送電線延長は世帯の電化目的だけでは採算がとれないこともあり、セメント工場など鉱工業向け電力供給を優先的に実施することになる。</p>	<p>研修：220kV もしくは 330kV 送電計画の策定能力の向上及び既設送電設備の維持管理技術とロス削減対策。</p>
	東アフリカ地域連携	<p>現行のウガンダとケニア並びにタンザニア間の電力融通は極めて小規模（国全体の電力量の 3%程度）であり、基幹系統と繋がっていないローカルエリアの電源を供給している。</p> <p>将来的には北隣のスーダンや東隣のケニアへの大規模な電力輸出を計画しているが、輸出には新規電源の確保と送電系統整備について莫大な投資が必要であることから、当事国及び関係ドナー間の合意形成が前提である。これまでのところ東アフリカ連携計画について主だった進展はなく、代わりにケニアとエチオピア間の送電線建設計画が先行している。</p>	<p>開発調査：東アフリカ地域開発構想として促進することが資金確保の面で有利なことから、カルマ水力開発とアヤゴ水力開発の 2 つの水力案件を併せた関連送電線の調査について含める。</p>	<p>同左の調査結果に基づいて判断する。</p>

表5-3 開発課題その3「公社公営企業の強化」における我が国協力の可能性

開発課題その3	公社公営企業の強化	機関	現状と課題等	技術協力	資金協力
		エネルギー・鉱物開発省 (MEMD)	<p>緊急的措置として100MW火力発電の導入や電気料金の改定、低所得者層向けの電気料金の現状維持、新規電力開発への民間資金導入促進といった電力セクターにおける短期的並びに長期的課題の取りみにおいてリード役を果たしている。</p> <p>しかし、民活事業による発電所建設は実現までに多くの年月を要することや建設コストの異常な値上がりがあり、今後の開発の持続性の懸念材料を抱えている。MEMD 次官直属の下に水力開発室を設置しブジャガリ後における水力開発の推進体制強化に取り組む意向を示す。</p>	<p>専門家派遣：MEMDにおける中長期的な水力開発の管理運営能力強化に向けて、組織・制度面の技術的アドバイスをを行う。</p>	特になし
		電力規制庁 (ERA)	<p>供給コストと電気料金の逆ザヤを解消するため料金改定の早期の実施が最重要課題であった。2006年6月に37.5%、同11月に42%の二度の値上げを大きな混乱を招かず実施できたが、平均17.7¢/kWhは先進国並みの高料金はウガンダ国では長期的に受容可能とはいえない。最近の原油国際価格の異常な値上がりで発電燃料が高騰しており、電力不足問題の遅延や電気料金の高止まりといった事態が続けば国民や産業界の電力セクターに対する信頼が損なわれる可能性もある。</p>	<p>技術協力：WBは電力セクター開発支援プログラム(Uganda Power Sector Development Operation)等の協力に基づいてウガンダ電力セクター改革をリードしてきた。我が国としてもセクター改革の実効性を強めるための側面支援について検討する段階にあり、専門家による調査結果に基づいて判断する。</p>	特になし
		送電公社 (UETCL)	<p>シングルバイヤー/シングルセラー・システムに基づいて、UETCLは系統所有者として独占的な電力売買権が付与されており、新規電源については競争入札を実施してIPPから電力を直接購入する。</p> <p>国内向けと隣国連携計画の策定ならびに外国投融資による発電所建設や送変電整備プロジェクトの実施機関として機能する等、電力セクターの管理者として重要な役割を担っており、人材育成や組織強化のニーズが高い。</p>	<p>集団研修：本邦の集団研修参加によって系統設備の維持管理技術の理解と習得支援。</p>	特になし

注：ウガンダ UEGCL と UEDCL は、現有設備の保守運営委託の20年契約について2003年と2005年にそれぞれ南アフリカ系民間業者と締結しており、現在は委託業務の監督を行っている。我が国の協力の可能性についての検討対象とは考えない。

第6章 ケニア電力事業の現状と見通し

1. 社会・経済状況

(1) 一般概況

正式名称は英語で、**Republic of Kenya**（リパブリック・オブ・ケニア）。通称、**Kenya**。日本語の表記は、ケニア共和国。通称、ケニア。

赤道をはさんでアフリカ大陸の東海岸に位置する。ケニアは赤道をはさんでアフリカ大陸の東海岸に位置し、南にタンザニア、西にウガンダ、北西にスーダン、北にエチオピア、北東にスーダンの5つの国と国境を接する。608km 続く海岸はインド洋に面し、西にビクトリア湖（62,937km²）に接している。面積は 582,646km²（日本の約 1.5 倍）。国土の5分の3を占める北の地域は砂漠地帯だが、南の地域は雨もよく降りおだやかな気候なので、国民の85%が住み、経済の中心となっている。

(2) 政治・外交

1991年複数政党制へ再度移行したが、1992年、1997年の総選挙ではいずれもモイ前大統領が再選、KANUが勝利した。モイ大統領の引退を受けた2002年の選挙で野党連合NARCのキバキ氏が勝利し、独立後初の野党への政権交代が実現した。2005年11月、独立以来初となる憲法改正国民投票が否決されたことを受け、キバキ大統領は全閣僚を解任（2005年12月に改めて任命）。2007年12月、大統領選挙及び国会議員選挙を予定されている。

タンザニア、ウガンダとの東アフリカ三国の協力関係である東アフリカ共同体（East African Community : EAC）を推進し、2005年1月に関税同盟を発効した。

(3) 経済

ア. 経済概況

コーヒー、茶、園芸作物などの農産物生産を中心とする農業国である。農業がGDPの約25%、労働人口の約60%を占める。生産品目の多角化に成功し、サトウキビ、トウモロコシ、パイナップル、綿花、小麦、豆類、紅茶、コーヒー、サイザル麻、除虫菊などを生産、食料のほとんどは自給。牧畜、酪農などもさかんに行われており、牛や羊を飼い、乳製品を生産している。

質の高い紅茶やコーヒー豆の主要輸出品の他、果物、野菜、園芸用切り花などの輸出も盛んである。また、食品加工、皮革、化学製品、自動車部品などの製造業、製油製品やセメントなどの輸出業もさかんである。

工業化の発展もめざましく、特に製造業はケニア経済の中でも最大な伸びを示している。農業生産物を加工する食品加工業、食品輸出業は、農業生産の拡大、輸出の増加という点からも期待されている。また、繊維、衣類、電気機械の分野の成長も大きい。

イ. 経済動向

ケニアはIMFやWBによる構造調整計画を最初に導入したアフリカの国であり、①公共投資の削減、②インフレの抑制、③経済成長を妨げる各種規制の撤廃などを実施し、安定した経済成長を達成することをめざした。しかし、1990年代に構造調整計画は当初

の目的を達成できなかったため、1997年8月にIMFが拡大構造調整融資を再開するための条件として、①エネルギー部門の改革、②ケニア税庁の強化、③独立した汚職摘発機関の設立などが提示した。

1990年代後半から低迷が続いたケニア経済は2000年に実質GDP成長率がマイナス0.3%と落ち込んだ。これはインフラの不備と水・電力不足が基幹産業である農業及び製造業に打撃を与えたことが起因した。比較的降雨に恵まれた2001年は1.2%、2002年は1.1%のプラス成長に転じたが、景気は低迷した。

その後は確実に回復への歩みを強めており、2004年の実質経済成長率は4.3%となった。2004年12月にはIMFが正式に融資(7700万US\$相当)を決めた。2006年の実質GDP成長率は2005年(5.0%、推定値)と同水準の見通しである。2006年経済成長の牽引材料には、①ドナー諸国からの継続的な財政支援によるマクロ環境の維持、②EUとアフリカ向け輸出の好調持続、③油田開発からの新たな外貨収入などが挙げられる。

2005/2006年度(2005年7月～2006年6月)予算案は、前年比14.0%増の5085億シリングになり、歳出額は3年連続で2ケタ増となる。経済成長の加速につながるインフラ整備などの分野に予算を重点配分する一方、公共財政管理を強化し、効率的で適正な支出をめざしている。産業界の評価は高い。

ウ．輸出動向

2004年は輸出入ともに好調で、いずれも過去最高額を記録した。中央統計局によると、2004年の輸出(再輸出除く)は前年比16.4%増の1590億6100万Ksh。2004年平均1US\$=79.28Ksh、中央銀行)、輸入は29.2%増の3642億500万Kshだった。原油・石油製品や鉄鋼の国際価格上昇に加え、現地通貨の下落が影響し、輸入が輸出の伸びを上回った結果、入超幅は前年より拡大した。

2005年1月からEACが関税同盟を発効させ、25%の対外共通関税を採用し、域内関税は段階的に引き下げられ5年以内に撤廃される予定である。

表 6 - 1 ケニア基礎データ

国土面積	: 582,646km ² (日本の約 1.5 倍) 内陸の湖 13,600km ² を含める。
気候	: 海岸地帯は平均気温 26 度だが高地は 15 度以下になる。
首都	: ナイロビ (標高約 1,600m)
人口	: 3430 万人 (2005 年 WB) 主に国土の南部と沿岸部に集中
人種	: キクユ人、ルヒヤ人、カレンジン人、ルオ人など
言語	: 英語 (公用語)、スワヒリ語。 その他、40 以上の民族の言葉が話される。
宗教	: プロテスタント (40%)、ローマカトリック (30%)、イスラム教 (6%)、その他 (23%)
主要産業	: (農) コーヒー、紅茶、サイザル麻、綿花、トウモロコシ、除虫菊 (工) 食品加工、ビール、タバコ、セメント、石油製品、砂糖 (鉱) ソーダ灰、ほたる石
GNI	: 180 億 US\$ (2005 年 WB) 一人当たり GNI : 530US\$
経済成長率	: 5.8% (2005 年 WB)
物価上昇率	: 5.3% (2005 年 WB) 失業率 : 不明
総貿易額	: 72.5 億 US\$ (2004 年) (1) 輸出 26.93 億 US\$ (2) 輸入 45.53 億 US\$
主要貿易品目	: (輸出) 紅茶、園芸作物、コーヒー、石油製品 (輸入) 機械、石油製品、自動車、食用油
主要貿易相手国	: (1) 輸出 ウガンダ、英、タンザニア、オランダ (2) 輸入 ア首連、英、日本、米
主要援助国	: (1) 米 140.9 (2) 日 70.9 (3) 英 45.8 (4) 独 41.7 (5) 仏 32.2 (2004 年、US\$百万)
通貨	: ケニア・シリング (Ksh) 為替レート : 1 US\$ = 66.95 Ksh (2007 年 5 月 30 日現在)
略史	
1963 年	英国より独立
1964 年	共和制移行。ケニヤッタ大統領就任
1978 年	モイ大統領就任 (1983、1988、1992、1997 年に再選)
1982 年	ケニア・アフリカ人国民同盟 (KANU) による一党制法制化
1991 年	複数政党制再導入
2002 年	総選挙。キバキ大統領就任 (任期 5 年)
2007 年	総選挙 (予定)

2. 政策／関連法規

(1) 国家開発計画における電力開発

電力分野は、国家開発政策 (1994~1996 年) のなかで重要分野として位置づけられ、国家電力開発計画 (1994~2013 年、WB 等の協力) に電源開発計画としてまとめられた。これを踏まえた 5 年最小費用投資計画 (1994~1998 年、WB 支援) は、現在の長期電力開発計画 (LCPDP 2008-2028 : 2007 年 2 月) に続いている

2002 年 12 月に誕生したキバキ政権も「富と雇用創出のための経済再生戦略 [Economic Recovery Strategy for Wealth and Employment Creation (ERS) 2003-2007] (2003)」とその改訂版である中期的国家開発計画「ERS の投資プログラム [Investment Program for the ERS (IP-ERS) 2003-2007] (2004)」を策定し、「経済成長」「公平と貧困削減」「ガバナンス」の 3 つの柱としたインフラ整備等による経済発展を通じた貧困削減を目指している。この IP-ERS は、PRSP として WB・IMF 理事会に提出されている。

ケニアの貧困削減計画の特徴は、貧困削減と成長の双方を構想していることである。

毎年 50 万人の雇用増加の約束も入っている。経常予算では教師を含む人材開発に向かう予算が多いが、開発予算についてはインフラ、農業（地方）開発に向かう比率を高めている。

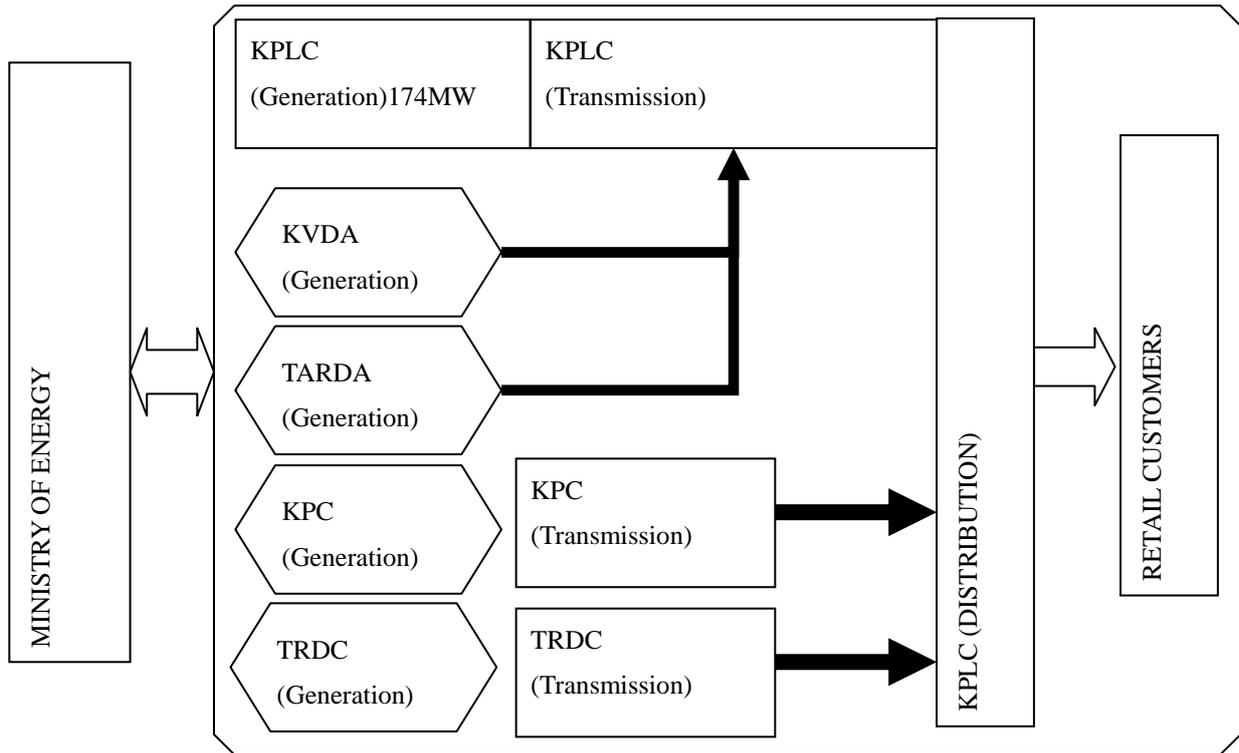
（2）電力セクターの改革

1997 年 IMF の拡大構造調整融資再開にあわせた「構造調整プログラム」の一環として、電力部門においても規制緩和・民営化政策が実施された。それまでの電気事業体制は、MOE が電力会社 6 機関を監督し、KPLC が発電、送電、配電及び需要家への販売を所管、そのほかにもケニア電力会社（Kenya Power Corporation : KPC）、タナ川開発会社（Tana River Development Corporation : TRDC）、タナ川・アチ川開発庁（Tana-Athi River Development Agency : TARDA）、ケリオ溪谷開発公社（Kerio Valley Development Authority : KVDA）の 5 機関が発電所を有し、KPLC はそれらの機関から電力を購入していた。1997 年までの電力セクターの構図を図 6-1 に示す。

1998 年 1 月の「電気事業法（Electricity Power Act,1997）」により、MOE の機能が政策部門と規制部門に分離され、規制部門は新設された電力規制庁（Electricity Regulatory Board : ERB）に移管された。2006 年電力のほか再生可能エネルギーや石油等のエネルギー全般を含んだ「エネルギー法（The Energy Act,2006）」の制定により 2007 年 7 月 ERB が「エネルギー規制委員会（Energy Regulatory Commission : ERC）」に改組されている。

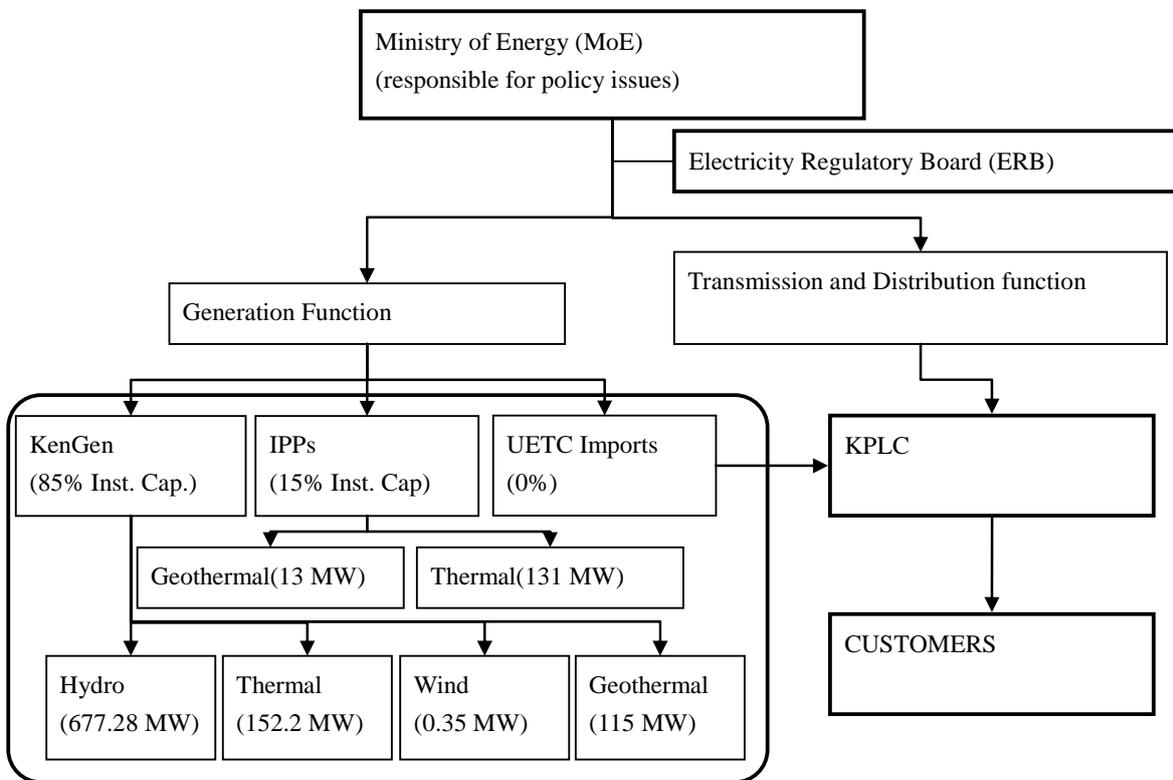
電力事業者も再編成され、KPLC、KPC、TRDC が保有していた送電部門を引き継ぎ、国内すべての送配電部門を保有するケニア電灯・電力会社（Kenya Power and Lighting Co. Ltd. : KPLC）と KPLC ほか 5 電力事業者の発電所を所有することになったケニア発電会社（Kenya Electricity Generating Co. Ltd. : KenGen）に分離された。両社とも株式は上場し一部公開され、2007 年 9 月現在における政府の保有株式比率は、KenGen は 70%、KPLC において 49%となっている。同時に発電部門への民間資本（IPP）の参入が可能になり、1998 年から運営を開始している。

電力セクター改革後における 1998 年の電力セクター構図を図 6-2 に示す。



出典：KenGen の調査団へのプレゼンテーション資料より作成

図 6 - 1 電力セクター改革前の状況（1997 年）



出典：KenGen の調査団へのプレゼンテーション資料より作成

図 6 - 2 電力セクター改革後の状況（1998 年）

ア. 今後の電力セクター改革

(ア) 分割民営化の推進

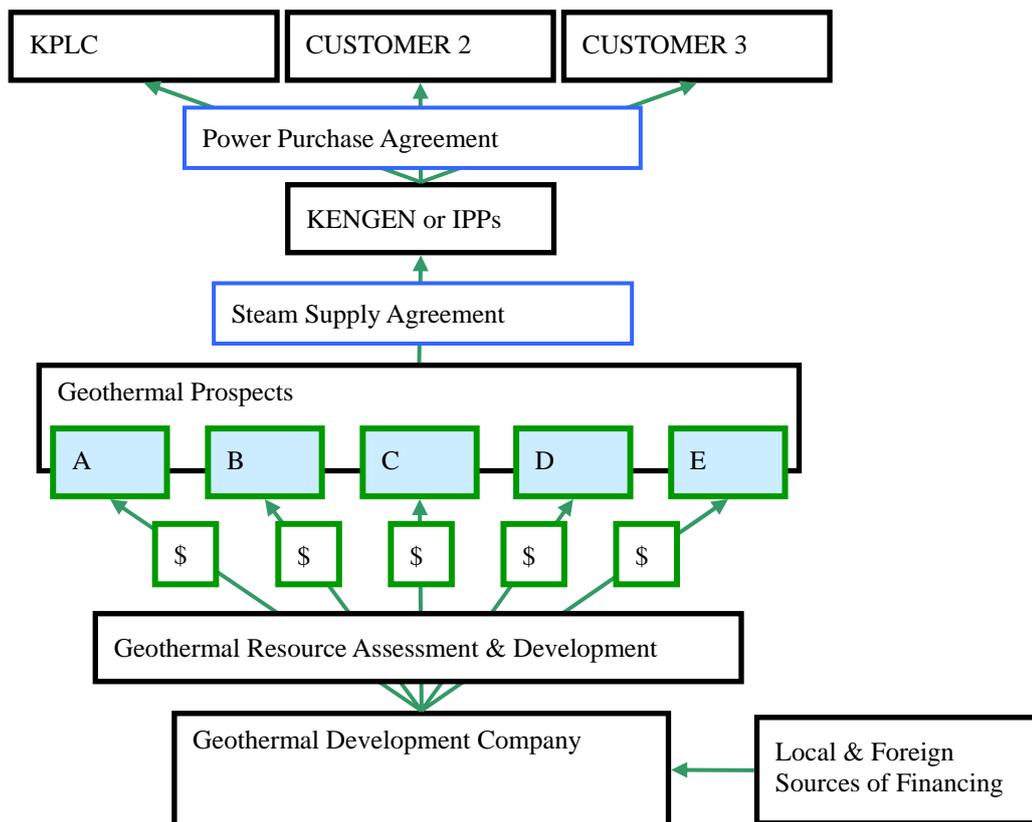
将来の配電部門への競争原理を導入するためのマルチ・バイヤー・システム創設に向け、KPLC や KenGen の更なる分割・民営化が計画されている。

(イ) KPLC

送電部門と配電部門を分割し、配電部門を民営化する予定である。現在の計画では、送電部門を1社（公営）が管理し、配電部門を4地域（ナイロビ、モンバサ、中央、西部地域）に分け、その内の1～2地域に民間資本を導入する方針である。2007年8月末に分割・民営化の調査レポートが完了する。

(ウ) 地熱開発

ケニア政府は、地熱開発の費用（ボーリング費用等）を政府が受け持つことにより、海外資本が参入しやすい環境を整備し、地熱開発を促進させるため「地熱開発会社（Geothermal Development Company : GDC）」を設立する計画である。地熱開発モデルの将来構想は、図6-3に示すように地熱蒸気供給機関が KenGen や IPP の電力会社に蒸気を販売することになる。



出典：KenGen の調査団へのプレゼンテーション資料より作成

図 6 - 3 地熱開発の将来構想

3. 電気事業実施体制

(1) 電力行政実施体制

ア. 電力政策の策定

ケニアの電源開発計画（LCPDP）は、KPLC が全体の計画を策定し、MOE、KPLC 及び KenGen で構成される委員会の審議を経て、MOE の承認を得て、策定される。

イ. 電力部門の規制

1998 年 1 月の「電気事業法（Electricity Power Act,1997）」制定により新設された電力規制庁（Electricity Regulatory Board : ERB）は、MOE 事務次官及び ERB 長官が任命する民間企業から 2 名、中央労働組合等から推薦を受ける 3 名の計 5 名で構成されていた。ERB の機能は、「電力料金構造の策定」「KPLC と発電事業者で取り交わす電力売買契約の認可」「末端需要家へ摘要される電気料金の認可」「電気事業に関わる規制や安全規制の執行」などであった。

2006 年電力のほか再生可能エネルギーや石油等のエネルギー全般を含んだ「エネルギー法（The Energy Act,2006）」が制定されたことにより、2007 年 7 月 ERB が「エネルギー規制委員会（Energy Regulatory Commission : ERC）」に改組され現在に至っている。ERC は、政府から独立した運営を行うことを原則とされ、KPLC 電気料金に付加される ERC 課徴金（the ERC levy : 0.03Ksh/kWh）を事業運営費としている。

ERC の前身である ERB は、公平で透明性のある電気料金設定システムを構築する目的で 2005 年 9 月に「小売料金政策（Retail Electricity Tariff Review Policy）」を作成し、電力会社収益の適正な確保、貧困者向け電気料金（Life-Line Tariff）の適正な設定、時間ごとの読み取りが可能な料金メータの導入、長期限界費用に基づいた料金設定方法の導入、燃料費変動調整（Fuel Oil Adjustment Cost:FOCA）や為替変動調整（Foreign Exchange Rate Fluctuation Adjustment : FERFA）の継続に関する検討を行っている。

また、ERB が立案した電気料金や電力事業にかかわるライセンスや消費者保護等に関する「戦略計画（Strategic Plan 2003/04-2007/08）」に基づき、電気料金政策のレビュー、設定電気料金の調査・分析、電気料金構造レビューを 2007、2008 年度までに終了させる予定である。

ERC による電力部門の規制は、電気料金規制、事業ライセンスの発効、技術基準や供給規定の作成、競争市場の管理等に及んでいる。ERC の規制は、下記規則にまとめられ、これらは Web で閲覧可能（<http://www.erb.go.ke/>）である。

Energy Act, 2006

Electric Power Act, 1997

Kenya Electricity Grid Code

Electric Power Rules (Disputes and Resolution) , 2006

Electric Power Rules (Licensing) , 2006

Electric Power Rules (Installation Works) , 2006

Industry Safety Code

Electrical Contractors Licensing Regulations

また、ERC の政策・戦略や事例として以下のものがある。

ERC Communication Policy

Strategic Plan 2003/04-2007/08

Retail Electricity Tariffs Review Policy, 2005

Environmental Health and Safety Policy Framework

Model Power Purchase Agreement

(2) 電力事業実施体制

ア. ケニア電灯・電力会社 (KPLC)

送配電設備を所有し、独占的に国内への電力供給を行い、全国の最終需要家から回収した電気料金で経営している。KPLCは、KenGen及びIPPとそれぞれ電力購入契約(Power Purchase Agreement : PPA)を結び、これら契約に従い各社で発電した電力を引き取っている。

KPLCは、構造改革やIPP参入を促進する目的などから、電気料金を市場価格に近づけるため、数回の電気料金値上げを実施した。2000年に最後の値上げを行って、2000年から2006年までは平均電気料金7 Ksh/kWh程度と安定した電気料金になっている。

経営効率の改善などの点から、リストラ計画も進めており、再編成完了後も従業員数の削減を進め、1997年時点の8,279人、1998年の7,166人(再編成完了年)、2006年の6,202人となっている。政府の所有株式は、2007年時点で49%と民間色を強めている。

イ. ケニア発電会社 (KenGen)

再編成前の6機関から発電所を移管しKenGenが設立された。KenGenは、モンバサ・ディーゼル発電所(キペブI)をはじめとするIPP以外の新規発電所についても運転・管理を実施し、現在建設中のソンドゥ・ミリウ(Sondu Miriu)水力発電所も運転・管理する予定である。

2007年6月現在、KenGenが所有している発電設備容量の合計は937.4MW(有効出力は909.9MW)で、ケニアの発電所の85%を占め、その構成は水力677.3MW(72.3%)、地熱115MW(12.3%)、火力144.7(15.4%)、風力0.4MW(0.04%)となっている。

水力の割合が多いため、渇水など自然環境に左右されやすいことに加え、設備の老朽化、近年の最大電力の拡大に対応するために稼働させる火力発電所の輸入燃料購入コストが上昇しつつある。

2005年現在における従業員数は、1,480人(技術系994人、事務系486人)である。

ウ. 独立系発電事業者 (IPP)

現在参入しているIPPは、ディーゼル発電所を所有する企業が4社(Westmont、Iberafrica、Tsavo、Mumaias、合計出力132MW)、地熱発電所を所有する企業が1社(Orpower、出力13MW)であり、発電設備容量の約15%を占めている。

最初のIPPが操業を始めたのは、1999年マレーシアの造船会社であるSabah Shipyard社系のWestmont Power社が運転するバージ船搭載のディーゼル発電プラント(44MW:モンバサ)とスペイン大手電力会社であるUnion Fenosa社系のIberafirica Power社が運転するナイロビ北ディーゼル発電プラント(43.5MW:ナイロビ)である。

LCPDPには、キペブIIディーゼル発電プラント(75MW)、オルカリアIII地熱発電プラント(64MW)などのIPP参入計画が組み込まれており、電力需給動向を考慮した総合的なコストにより開発される順位が決定されている。

エ. 地方電化

既存の送配電線を拡張して行う場合、KPLC が運営管理を含め担当している。これに該当しない地域を担当する機関として、MOE 管下に「地方電化庁 (REA)」を設立し、KPLC 電気料金に 5 % 課徴される「地方電化基金 (REF)」及び海外からの援助により電化を進めている。

現在のケニア電化率は 15% 程度、地方部に限ると 4 % 程度と見積もられている。電化目標として、2020 年までに 40% といった目標が設定されており、現在、WB/フィンランドが、地方電化マスタープランを策定中である。

4. 電力料金

電力料金の設定に関しては、ERC によって規制され、発電事業者から KPLC への発電料金、KPLC から末端需要家への小売電気料金の構成になっている。

(1) 発電料金

発電料金 Bulk Supply Energy-Based Tariff は、KPLC と各発電事業者との PPA に基づき決められている。なお、各発電事業者の火力発電に要する燃料費は、KPLC が支払っている。

KenGen との PPA における発電料金単価は長らく 1.76Ksh/kWh であったが、2006 年 6 月より 2.36Ksh/kWh に変更された。IPP からの電力購入料金は、2000、2001 年度に供給力不足時に IPP に有利な契約を結んだため非常に高くなっており、各事業者との PPA 満了にあわせ随時改定を行っているものの、2004、2005 年において KenGen からの総合単価が 2.5Ksh/kWh であったのに比べて IPP からの単価は 6.9~10.0Ksh/kWh とまだ高い水準にある。この単価は、KPLC から最終需要者への小売電力料金さえも上回っている (同年、平均小売料金は 6.7Ksh/kWh)。ウガンダ UETCL からの輸入料金は、4.54Ksh/kWh である。

KenGen、輸入電力 (UETCL)、IPP [Iberafira、Tsavo Power、OrPower Inc (地熱)] の KPLC の電力購入を料金単価 (Power Purchase Unit Cost, 2004, 2005) を表 6-2 に示す。

表 6-2 KPLC Electricity Power Purchase Unit Cost in 2004-2005

Generator	Total Energy Purchased (GWh)	Total Power Purchase Cost (MKsh)	Unit Power Purchase Cost (Ksh/kWh)	Additional Fuel Cost Payment (MKsh)	Combined Power and Fuel Cost (Ksh/kWh)
KenGen	4,279	7,792.3	1.82	2,927.2	2.51
UETCL	99	449.9	4.54	-	4.54
Iberafira	330	1,119.3	3.39	2,166.9	9.96
Tsavo Power	508	1,814.0	3.57	1,840.6	7.19
OrPower Inc.	115	797.2	6.93	-	6.93

出典：KPLC Annual Report 2004-2005 より

(2) 小売電気料金

小売電気料金は、末端需要家に適用される料金で全国一律の料金価格となっている。現在の料金は ERB により 1999 年 8 月に設定され、2000 年 5 月に微調整が行われた（表 6-3 に示す）。発電料金に送配電にかかわる経費で構成され、燃料費変動調整 Fuel Oil Adjustment Cost (FOCA) や為替変動調整 Foreign Exchange Rate Fluctuation Adjustment (FERFA) に対する自動調整条項が付加されている。

現行の電気料金では燃料費変動や為替変動に対する自動調整条項などが付加されているため、諸物価の変動は需要家負担となっている。このため、KPLC の経営は諸物価の影響を直接受けることがなく安定した収入を得ることができるシステムになっている。また、KPLC に売電している KenGen や IPP の発電会社の火力発電燃料費は KPLC が負担しているため、発電会社のコストには為替や物価の影響はほとんど受けない。

近年、DSM の概念が取り入れられ、時間帯別料金制度が導入されている。家庭用、灌漑用及び公共照明以外の各用途には、ピーク時料金（平日の 8～22 時及び土曜日の 8～14 時に摘要）とオフピーク時料金（平日の 22～8 時、土曜日の 14～8 時及び日曜日に摘要）が併用されている。（ピーク時とオフピーク時の差は 1.7Ksh/kWh となっている。）

平均小売料金の推移を表 6-4 に示す。総合平均単価で見ると、1988、1989 年度の 1.09Ksh/kWh から再編成が実施された 1997、1998 年度の 5.18Ksh/kWh へ、また 1998、1999 年度の 5.19Ksh/kWh へと 10 年間に約 5 倍もの値上げが実施されている。ただし、表 6-4 に見るとおり 2000 年からは燃料費と為替の変動が反映されているのみで 7 Ksh/kWh 程度で現在まで続き安定した電気料金になっている。2005、2006 年は 7.6Ksh/kWh である

(3) 電気料金課徴金

小売電気料金には、ERC 課徴金 (the ERC levy : 0.03Ksh/kWh) のほか、地方電化庁 (REA) による地方電化プログラム (REP) 事業運営費へ充てられる「地方電化プログラム基金課徴金 (The Rural Electrification Programme (REP) Fund levy)」として電気料金の 5% 付加されている。

また、「付加価値税 (VAT)」として、消費者の使用電力量（使用量の最初の 200kWh までは免除）に 16% が課税されている。

表 6 - 3 Approved Electricity Retail Tariff Effective August 1999 (adjusted in May 2000)

	Category	Voltage (V)	Range (kWh/Month)	Fixed Charge (Ksh/Month)	Energy Charge (Ksh/kWh)	Demand Charge (Ksh/kVA/Month)
A0	Domestic	240/415	0~50 51~300 301~3,000 3,001~7,000	75	1.55 6.65 7.00 13.80	—
A1	Small Commercial	240/415	~7,000	150	6.70	—
B0	Irrigation Load	240/415	~100,000	800	6.40	—
B1	Medium Commercial and Industrial	240/415		600	5.16	300
B2		11~33,000		2,000	4.60	200
B3		66~132,000		7,500	4.40	100
C1		415		600	5.10	300
C2	Large Commercial and Industrial	11~33,000	~5,000,000	2,000	4.40	200
C3		66,000/ 132,000	~7,500,000	7,500	4.17	100
C4					4.07	80
C5					7,500,001~	
D0	Off-peak	240	~7,000	150	4.95	—
E	Street Lighting	240	No limit	250	6.20	—

出典 : Energy Regulatory Commission (ERC)

表 6 - 4 Sale of Electricity in Customer Category

Type of Customers	Unit	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07
Domestic	MKsh				5,233	6,481	8,092	9,718
	GWh				900	956	1,028	1,113
	Ksh/kWh				5.8	6.8	7.9	8.7
Commercial and Industrial (small)	MKsh	10,368	10,023	8,841	3,622	3,905	4,650	5,858
	GWh	1,064	1,215	1,284	476	522	522	558
	Ksh/kWh	9.7	8.2	6.9	7.6	7.5	8.9	10.5
Commercial and Industrial (medium)	MKsh	5,939	4,910	5,220	5,329	6,509	7,338	7,607
	GWh	609	696	748	819	885	901	985
	Ksh/kWh	9.8	7.1	7.0	6.5	7.4	8.0	7.7
Commercial and Industrial (large)	MKsh	11,382	9,682	8,743	8,816	10,891	13,294	14,225
	GWh	1,361	1,513	1,557	1,683	1,776	1,877	2,054
	Ksh/kWh	8.4	6.4	5.6	5.2	6.1	7.0	6.9
Off-peak	MKsh	420	106	276	272	472	320	298
	GWh	51	55	59	55	53	54	50
	Ksh/kWh	8.2	1.9	4.7	4.9	8.9	5.8	6.0
Street Lighting	MKsh	80	87	51	51	83	95	132
	GWh	7	19	7	7	8	9	11
	Ksh/kWh	11.4	4.6	7.3	7.3	10.4	10.6	12
Total / Average	MKsh	28,189	24,808	23,131	23,323	28,341	33,789	37,838
	GWh	3,092	3,498	3,655	3,940	4,200	4,391	4,771
	Ksh/kWh	9.1	7.1	6.3	6.3	6.7	7.6	7.9

出典 : KPLC Annual Report 2006-2007 Draft より作成

5. 電力設備

ケニアにおいても電力需要の伸びは近年6%を超え、現在の発電設備容量が1,083MWであるのに対し、2007年8月に最大電力負荷として約1,000MWを記録し、新規電源開発が急務の状況である。2028年までの電源開発計画では、現在建設中及び計画決定済みの444MWのほか、地熱490MW、石炭火力1,000MW、電力輸入900MW、ディーゼル発電540MW、ガスタービン90MW、コンバインドサイクル540MWを計画しているが、原油高騰による外貨不足、環境問題、近隣諸国の電力事情を考慮し、水力による電源開発に大きな期待が高まってきた。

(1) 設備容量

カルラ水力開発計画 F/S 要請書によれば、ケニアにおける発電設備容量の現状は、同国発電会社 (KenGen) の保有設備を中心として、水力 (既設分 677MW)、地熱 (128MW)、火力 (277MW)、風力 (0.35MW) の併せて約 1,083MW (内、IPP 火力 132MW、IPP 地熱 13MW) で、有効設備容量は 1,045MW という状況にある。この状況のなか、発電設備容量に占める既設水力発電の割合はほぼ 65% に達している。開発済みの水力は、タナ川水系のいわゆる Seven Forks (約 558MW) 並びに他水系の小計 112MW (内、小水力 6.3MW) を併せて高々 677MW (公称値、有効設備容量は約 643MW) 及び建設工事が開始されたソンドゥ・ミリウ (60MW) 並びにサンゴロ (Sangoro : 21MW) と既設水力の増強分 (3 箇所の小計で 60MW) の合計約 820MW 足らずの状況にある。一方で、火力発電の有効設備容量に占める割合が約 27% と大きいことから、近年の燃料費高騰による発電原価の上昇が懸念されるところである。

他方、同国における未開発包蔵水力は、大規模水力約 1,560MW 及び小水力 3,000MW 超と推計されており、水力開発の余地は未だに相当程度残されているものと推察される。

(2) 送電設備

ケニアにおける送電設備の現況は、西隣ウガンダとの国境近傍のレソスにてウガンダと関係している。

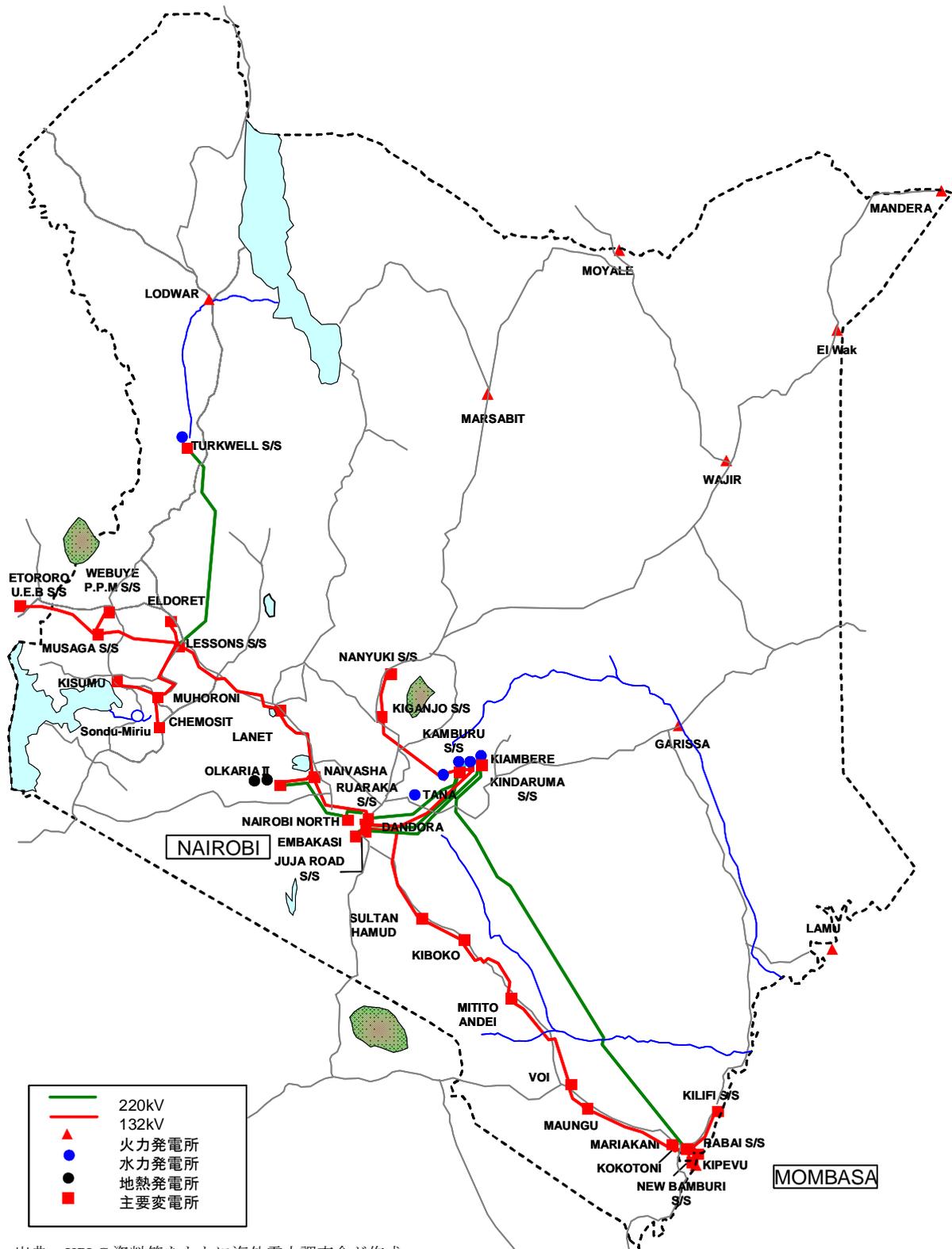
オルカリア (Olkaria) 地熱発電所からの電力を併せてナイロビに供給した後、モンバサに至る 132kV 幹線系統が主で、オルカリア～モンバサ間は、ナイロビからキアンベレを経由する 220kV 送電線も併設されて 2 回線となっている。また、同国西部のレソス～北部 Turkwell 間には、一重であるが 220kV 送電線が敷設されている (図 6-4 参照)。

国内でのピーク需要は 2007 年 8 月時点で約 1,000MW (KPCL 資料) と有効設備容量 1,045MW に匹敵する規模を記録しており、また、近年では、本来電力を輸入すべき相手国のウガンダに電力を供給する等、国内外における需給バランスが逼迫している状態である。この状況に鑑み、また、将来的に東アフリカ地域における電力連系を狙った EAPP 構想が具体化をみる時期に備えた電力開発の早急な推進が、ケニアのエネルギー戦略の観点から喫緊の課題である。

ケニア政府にあっては、その対策として隣国エチオピアとの間に延長 1,200km に及ぶ送電線を建設し同国からの電力輸入を行うこととしてきたが、過去 20 年にわたる両国間での協議にもかかわらず一向に進展をみていないのが現実であり、実現にはなお相当の年月を要することは明らかである。

その際、需要に見合う電源としての水力発電に対する期待は決して大きなものとはいえないが、ピーク負荷を分担させる意味合いから水力発電が発揮する重要性は否定できない。

この観点から、同国においては、ソンドゥ・ミリウ水力発電所等の新規建設に加え、タナ川水系に既設の各施設の増設工事に着手するとともに、同水系に残された最後の水力開発地点としてのカルラ水力（推定出力 55MW）を併せて急増する国内電力需要に貢献する案が提唱され、我が国に支援を要請したものである。



出典：KPLC 資料等をもとに海外電力調査会が作成

図 6 - 4 送電系統図

6. 電力需給

(1) 発電電力量

2006、2007年度におけるケニア系統内発電電力量は6,169GWhであり、輸出量73GWhを差し引いた6,096GWhが国内供給量になっている(表6-5)。

販売電力量は国内供給量から送配電損失量の1,067GWhを差し引いた4,630GWhであり、この内33%にあたる1,546GWhが家庭用など低圧需要家で消費され、61%にあたる2,810GWhが商工業用でそれぞれ消費されている(表6-4及び表6-5参照)。

至近5年間における発電電力量の増加率は6%程度で推移している。送配電損失率は、18%前後である。他の途上国と比較すると低い値であり、盗電などノン・テクニカル・ロスが低いものと考えられる(表6-5参照)。

2006、2007年度における国内系統内発電電力量6,169GWhの構成は、水力53%(3,277GWh、すべてKenGen)、火力30%(1,866GWh、KenGenが421GWh、IPPが872GWh、その他573GWh)、地熱17%(1,012GWh、KenGenが900GWh、IPPが112GWh)となっている(表6-6及び6-7参照)。

(2) 最大電力と負荷曲線

ケニアの電力需要は夜18時から22時までにピークの立つ、典型的な電灯需要型の日負荷変化を示している。この間のピークシフトを行うために、大口需要家に対し深夜への需要シフトを要請するなど、DSM実施を開始している。ただし、電気事業者の供給信頼度が低いため、多くの工場やビルやホテルなどではそれぞれ自家用発電設備を設置しており、こうした潜在的な需要を含めた実際の負荷曲線はKPLCの供給状況と違ったものになると思われる。

2005、2006年度の系統内における最大電力は916.0MWとなっており、国内供給量に対する負荷率は70.7%である。2007年の電力設備容量は1,045MWで、9月までのピーク需要最大が1,014MWに達し、そのときの供給可能出力は1,038MWで予備力は23MW(2.3%)であった。

一例として、乾季の代表的な日負荷曲線(2007年8月1日)では、最大供給電力1,000MW、供給可能出力1,038MW、供給予備力38MWであることから予備率が3.7%で、夕方の電灯需要(最大負荷1,000MW)、昼間の工場等による需要、夜間のオフピークの状況がよくわかる。また、供給電源ソースでは、水力、地熱、ディーゼル、ガスタービンそれぞれの役割に応じた供給パターンが読み取れる(図6-5参照)。

(3) 需給バランス

ア. 1999、2000年度～2000、2001年度

1999年から2000年にかけて大規模な渇水が続いたため、1999、2000年度と2000、2001年度は、供給制限を実施し対前年度より供給量が低下した。特に、2000、2001年度の供給制限は長期化し、ナイロビでは乾季(7月～11月)の夕方に数時間に及ぶ輪番停電が続いた。KPLCでは、IPPからの購入量を増加、ウガンダからの輸入量増加(表6-8参照)、さらに自家発からの緊急購入(Emergency Power Producersより約600GWh、表6-5参照)を行い対応した。供給制限は、雨季の始まる2000年12月から徐々に解除

された。

なお、2004、2005年度は、再び渇水となったものの大規模な供給制限には至らなかった。

イ. 現在の需給状況

2005、2006年度に石油火力を廃止し設備容量を減少させ、2007年の電力設備容量は1,045MWとなっている。これまでの最大需要は1,014MWに達し(9月)、供給可能出力1,038MW、予備力は23MW(2.3%)という状況になっている。

ウ. 需要に見合った供給量

ケニアでは電気が供給されている地域が首都圏と主要都市に限られていること、発電単価の高い火力発電設備を自家用に保有している工場やビルやホテルなどに多数あることから、電気事業者としての潜在的な電力需要は相当程度存在している。

しかしながら、2007年現在の最大需要時に予備力が2.3%という状況から、今後の電力需要に見合った供給を続けることは大変な努力がいると考えられる。短期的には、運用開始までの期間の短い石油系火力発電所の開発が実施されるが、長期的には、電力輸入も含め低廉な価格の発電設備や送配電設備の開発が行われる予定である。電力需要を満たすだけでなく経済の発展には適切な供給ソースの開発を行い、潜在的な電力需要の掘り起こしを行うことが重要である。

表 6-5 電力需給バランスの推移

(Unit:GWh)	KenGen Energy Purchased	IPP Energy Purchased	Others Energy Purchased	Import	System Total	System Loss		Total Sales	Peak Demand (MW)	Load Factor (%)
						Loss	(%)			
2000/01	2,559	727	597	198	4,081	869	21.3	3,212	724	64.4
2001/02	3,230	1,151	10	172	4,563	936	20.5	3,628	760	69.0
2002/03	3,657	862	10	222	4,750	949	20.0	3,801	786	69.4
2003/04	4,294	560	10	171	5,035	946	18.8	4,090	830	69.4
2004/05	4,280	956	11	84	5,347	968	18.1	4,379	899	68.4
2005/06	4,538	1,103	41	15	5,697	1,117	19.6	4,580	920	70.9
2006/07	4,599	984	573	13	6,169	1,104	17.9	5,065	987	71.5

注1: Othersは次の2つを含む。政府所有の系統外発電所〔地方電化プログラム(Rural Electrification Programme: REP)〕及び緊急時電力購入(Emergency Power Producers (2005~2007年は Aggrekko より))

注2: Total SalesはKPLCが売電した電力量で主要系統やREPでの売電と輸出入を含む。

注3: System LossはSystem TotalとTotal Salesとの差分でテクニカルとノン・テクニカル・ロスを含む。

注4: Load FactorはPeak Demandが続いた場合のTotal Salesとの比率

出典: KPLC Annual Report 2006-2007 Draftより作成

表 6-6 KenGen の発電電力量の推移

(単位：GWh)

Year	Hydro	Thermal				Geothermal	Wind	Total
		Diesel	Gas Turbine	Oil	Total			
2000/01	1,325	494	274	126	894	340	0.1	2,559.1
2001/02	2,402	280	77	94	451	377	0.0	3,230.0
2002/03	3,120	157	20	83	260	277	0.3	3,657.3
2003/04	3,259	292	4	56	352	682	0.4	4,293.4
2004/05	2,869	346	97	48	491	920	0.4	4,280.4
2005/06	3,025	432	194	—	626	886	0.4	4,537.4
2006/07	3,277	346	75	—	421	900	0.2	4,599.2

水力は Tana, Wanjii, Kamburu, Gitaru, Kindaruma, Small Stations, Masinga、キアンベレ、Turkwel(合計出力 677.3MW)、ディーゼルは Kipevu I Diesel、Fiat-ナイロビ South, Garissa & Lamu (合計出力 74.6MW)、ガスタービンは Kipevu I Gas Turbine (出力 60MW)、石油火力は Kipevu I Steam (2006年、廃止)、地熱はオルカリア I と II (合計出力 115MW)

出典：KPLC Annual Report 2006-2007 Draft より作成

表 6-7 IPP の発電量の推移

(単位：GWh)

Year	Diesel					Geothermal	Total
	Tsavo	Iberafrika	Westmont	Mumias	Total	Or Power	
2000/01	7	348	277	6	638	89	727
2001/02	550	348	149	1	1,048	103	1,151
2002/03	473	251	29	0	753	109	862
2003/04	200	240	15	0	455	105	560
2004/05	508	330	3	0	841	115	956
2005/06	570	408	—	9	987	117	1,103
2006/07	547	321	—	4	872	112	984

注：Westmont は 2004 年 9 月の PPA 更新時に撤退

出典：KPLC Annual Report 2006-2007 Draft より作成

LOAD CURVE of 1st Aug 2007

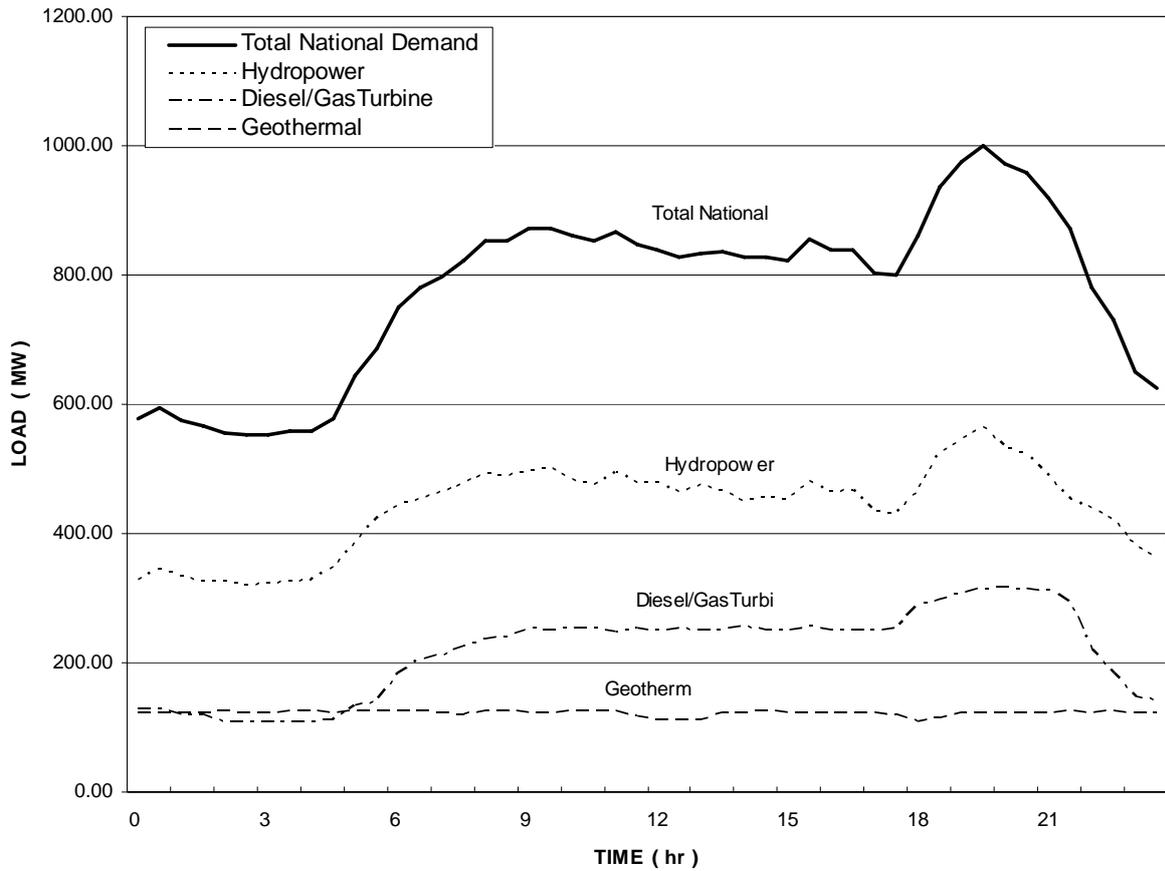


図 6 - 5 2007 年 8 月 1 日 (乾季) の日負荷曲線

表 6 - 8 輸出入量の推移

(単位 : GkWh)

年度	輸入量			輸出量	輸出入差引 (輸出はマイナス)
	ウガンダ (UETCL)	タンザニア (TANESCO)	合計	ウガンダ (UETCL)	
2001/02	198	-	198	-	198
2001/02	172	-	172	-	172
2002/03	222	-	222	-	222
2003/04	171	-	171	-	171
2004/05	99	0.3	99.3	15	84.3
2005/06	15	0.4	15.4	24	-8.6
2006/07	13	0.5	13.5	73	-59.5

注 : TANESCO は、タンザニア電力公社 (Tanzania Electric Supply Co. Ltd.)
 出典 : KPLC Annual Report 2006-2007 Draft より作成

7. 電力開発計画

(1) 電力需要想定

既述のとおり、2007年の電力設備容量は1,045MWである。一方、KPLC中央給電指令所で入手したデータ(2007年8月1日)の最大供給電力は1,000MW、供給可能出力1,038MW、供給予備力38MW、予備率3.7%であった。これに需要予測を行うにあたっての基本数値をGDP伸びを2008年より6.5%、負荷率69%、系統ロスとして2009年より14.5%、所内電力1.2%として需要想定した結果(Reference Forecast)、今後の需要電力はリファレンス・ケースにおいて、2006、2007年度の6,203GWh、1,082MWから2011、2012年度の8,895GWh、1,508MWに上昇し(伸び率は7.7%程度)、2029、2030年度には27,126GWh、4,620MWになると予測されている(その後伸び率は7.3%程度)。

(2) 電力開発計画

ア. 計画の位置づけ

ケニアの最新電力開発計画であるLCPDP 2008~2028(2007年2月)は、MOE、KPLC、KenGen、ERCからなる電力計画委員会にて検討され、MOEにより承認を受けたものである。電力需要想定、水力発電開発はないもののディーゼル発電(Medium Speed Diesel: MSD)、石炭火力、ガスコンバインド、ガスタービンやベースロード対応、ピークロード対応等の多種にわたる電源や送電線の開発計画とともに輸入電力を計画に組み込んでいるのが特徴的で、2028年の予定供給出力4,871MWの内、900MWと18.5%を占めている。電力輸入先としてエチオピアを有望とし、1,200kmの送電線を敷設し搬送する計画をあげている。その他、ウガンダとタンザニアからの輸入が検討されている。LCPDPにおいては2013年と2014年に計上されている。

KenGenは、LCPDP 2008~2028とは別に、5年以内に500MW程度の緊急電源が必要とし、ソンドゥ・ミリウ水力、サンゴロ水力、オルカリアIV地熱などの開発を進めている。

イ. 電源開発資源

LCPDPでは、国内の電源開発資源としての水力発電、地熱発電、火力発電、地域融通電源について記述されている概要は以下のとおりである。

(ア) 水力発電

水力資源で開発可能と判断された計画は、Ewaso Ng'iro South、Mutonga、Low Grand Fallsの3地点である。これらの計画は、見込まれる発電単価が0.11US\$/kWh以上と経済性に不利でありプラントファクターも低いと評価されたことからLCPDP 2008~2028に含まれていない。KPLCでは、使用する開発計画選定ソフトが変わると水力発電もLCPDPに含まれる可能性があると考えているようである。Ewasoは、このほか流域変更による環境問題が大きいとしている。

一方、KenGenは、3地点及びカルラ水力発電計画の発電単価がオルカリアIV地熱、石炭火力、コンバインドサイクルより安いと判断していた。

(イ) オルカリア地熱開発

オルカリアIV地熱の開発が、ケニア政府とKFWの支援により6方向の試掘井を掘削中である。16本以上の生産井掘削により出力70MWを見込み、2012年の運開

を計画している。蒸気の供給は、新しく設立を予定している地熱開発会社 (Geothermal Development Company : GDC) が行い、入札により発電事業者を決定する予定である。

(ウ) モンバサ海外炭火力

モンバサ海外炭火力は 300MW 程度の規模で、2015 年に運開を計画している。開発地点については WB の支援により英国コンサルタントが F/S 調査を実施中である。この計画では、南西部キツイ周辺における石炭資源の利用も検討されているが、経済性の確証等更なる調査が必要である。輸入炭として、南アフリカ産を荷揚げ価格 60US\$/トンと見積もり、計画している。なお、モンバサでは、セメント工場で輸入炭が利用されている。

ウ. 最低費用プロジェクト選定

スクリーニングされた候補は、70MW 地熱、100MW 石炭火力、100MW 輸入電力、3×90MW コンバインドサイクル、4×20MW ディーゼル (MSD)、2×90MW ガスタービンなどである。

電力輸入は、ウガンダ UETCL と現在契約している 0.059US\$/kWh にアルーシャ〜ナイロビ間送電計画のケニア部分の費用 0.009US\$/kWh を加えて 0.068US\$/kWh を用いている。石炭火力で使用する石炭価格は 60US\$/トン、石油系火力で使用する原油価格は 2007 年 57US\$/bbl、2008 年 53US\$/bbl、2010 年 46US\$/bbl、2015 年以降 33US\$/bbl を用いている。

基礎検討結果で、ベースロード用電源としては、発電単価で 70MW 地熱が安く、100MW 石炭火力、100MW 輸入電力がそれに続いている。利用率 10~25% ではコンバインドサイクル、利用率 10% 以下ではガスタービンが安くなっている。

次に、開発計画選定ソフトの Generation Simulation (Gensim) を用いて、増加する需要から各年の負荷曲線を想定し、この負荷状況に見合う運用を行える最低費用の電力供給を行い、投入プロジェクトの選択を行っている。検討の結果、2011~2028 年の期間で、現在開発が決まっている 443.5MW を除いて、490MW の地熱、1,000MW の石炭火力、900MW の輸入電力、540MW のディーゼル (MSD)、540MW のコンバインドサイクル、90MW のガスタービンの投入計画が LCPDP として策定された (2028 年の電力需要 4,620MW、27,126GWh)。LCPDP を表 6-9 に、現在決まっている開発の状況を表 6-10 に、2028 年までの需要と電力供給 (供給ソース別) を図 6-6 に示す。

電源開発プロジェクトは、投資資金の問題から全面的に海外の資金協力や IPP などの直接投資に依存している。このため、各ドナーの動向によって開発されるプロジェクトや開発時期が左右されることに注意を払う必要がある。

エ. 発電単価

数十年間のプロジェクトにかかるコストと発生電力を比較して、発電単価を産出し、LCPDP の基礎資料に使用すると同時にプロジェクトの選択の簡易的な指標にしている。LCPDP においては、地熱 0.002US\$/kWh、石炭火力 0.045US\$/kWh、輸入電力 0.059US\$/kWh、コンバインドサイクル 0.107US\$/kWh、ガスタービン 0.157US\$/kWh となっている。

なお、開発が決定的なプロジェクト (Committed Projects) の発電単価は、表 6-10

(KenGen 資料) で示すようになりにかなり低いコストになっている。

Sondu Miriu Hydro 1.56Ksh/kWh、Sangoro Hydro 1.08Ksh/kWh、Olkaria IV Geo 1.56Ksh/kWh、Kipevu Combined Cycle 1.82Ksh/kWh、Kipevu 3&4 GT 1.54Ksh/kWh。

(3) 送電線開発計画

送電線開発計画は個々の電源開発計画に合わせて計画されている。電源開発地点から主要消費地ナイロビへの送電線建設が主体である。火力発電計画のあるモンバサから、または輸入電力のためエチオピア、タンザニア、ウガンダからナイロビまでの送電線新設・増強が主体である。

流通設備はそれ自体が生産設備ではないことから、託送料金などコスト回収のシステムが設定されなければ民間投資の対象にはなりにくい面を持っている。以下に主要送電線について述べ、表 6-11 に電力開発計画 LCPDP に合わせた送電線開発計画を示す。

ア. モンバサ～ナイロビ

石炭やディーゼル (MSD) やコンバインドサイクル等、火力発電計画のあるモンバサからナイロビへの 330kV 送電線が 4 回に分けて計 8 回線でつなぐ計画となっており、モンバサにおける電源開発とともに注目される。ナイロビ～モンバサ間の 330kV 線が完成すると (計画では 2010 年)、東南部の系統がループ状になり、タナ水系の水力発電所やモンバサ地域の火力発電所などが効率良く供給され、信頼度も上昇することになる。

イ. 国際連系線

エチオピア～ケニア間 330kV、タンザニア～ケニア間 330kV、ウガンダ～ケニア間 220kV の国際連系送電線が計画されている。輸入電力が必要な 2010 年運転開始の計画となっている。

ウ. SCADA

中央給電指令所では、集中制御監視装置 (Supervisory Control And Data Acquisition : SCADA) の更新を計画している。

エ. SVC

2008 年に Rabai 変電所及び Embakasi 変電所において、系統における電圧調整のため静止形無効電力補償装置 (Static Var Compensator : SVC) の設置が予定されている。

表 6 - 9 電源開発計画 Kenya's Least Cost Power Development Plan 2008-2028

Year ending 30 th June	Configuration			Description	Capital Cost (Mln US\$)	Type	Added	Total	System	Reserve	Reserve Margin
							Capacity MW	Capacity MW	Peak MW	Margin MW	as %age of Total Capacity
2007								1,045	1,082	-37	-4%
2008	2	x	30	Sondu Miriu			60				
	1	x	80	Gas Turbine		GT	80	1,185	1,153	32	3%
2009	6	x	15	Medium Speed Diesel		MSD	90				
				Olkaria III		GEO	35				
	-1	x	10	Fiat GT Retirement		GT	-10				
				Kiambere Optimization		HYDRO	20				
				Mumias Cogeneration		COGEN	25				
	1	x	35	Olkaria II 3 rd Unit		GEO	35				
				Kipevu Combined Cycle		CC	30	1,410	1,206	204	14%
2010				Raising Masinga Dam		HYDRO	0				
				Tana Rehabilitation		HYDRO	19.6				
	2	x	330kV	Mombasa -Nbi Transmission	209.9	Line					
	1	x	20	Kindaruma 3 rd Unit		HYDRO	20				
	2	x	10.3	Sangoro		HYDRO	20.6	1,457	1,294	163	11%
2011	6	x	20	Medium Speed Diesel	139	MSD	120	1,577	1,398	179	11%
2012	1	x	70	Geothermal	171.3	GEO	70	1,647	1,508	139	8%
2013	1	x	100	Import		IMPORT	100	1,747	1,625	122	7%
2014	2	x	100	Import		IMPORT	200	1,947	1,749	198	10%
2015	-3	x	15	Olkaria I Retirement		GEO	-45				
	1	x	25	Olkaria I Replacement		GEO	25				
	1	x	100	Coal	195.6	COAL	100	2,027	1,881	146	7%
2016	1	x	70	Geothermal	171.3	GEO	70				
	5	x	20	Medium Speed Diesel	119	MSD	100				
	2	x	220kV	Olkaria-Nairobi Transmission	34	Line		2,197	2,021	176	8%
2017	4	x	20	Medium Speed Diesel	92.4	MSD	80				
	1	x	90	Gas Turbine		GT	90	2,367	2,171	196	8%
2018	1	x	100	Import		IMPORT	100	2,467	2,330	137	6%
2019	-6	x	12.5	Kipevu I Retirement		MSD	-75				
	4	x	20	Medium Speed Diesel	92.4	MSD	80				
	1	x	100	Coal	195.6	COAL	100				
	1	x	90	Gas Turbine		GT	90				
	2	x	330kV	Mombasa -Nbi Transmission	209.9	Line		2,662	2,499	163	6%
2020	-10	x	5.66	Iberafica Diesel Retirement		MSD	-56.6				
	4	x	20	Medium Speed Diesel (Nbi)	92.4	MSD	80				
	1	x	70	Geothermal	171.3	GEO	70				
	1	x	100	Import		IMPORT	100	2,855	2,679	176	6%
2021	2	x	100	Coal	391.2	COAL	200	3,055	2,871	184	6%
2022	-7	x	10.57	Tsavo Diesel		MSD	-74				
	-1	x	90	Gas Turbine		GT	-90				
	3	x	90	Combined Cycle	156.7	CC	270				
	1	x	100	Import		IMPORT	100	3,261	3,076	185	6%
2023	2	x	100	Coal	391.2	COAL	200				
	2	x	330kV	Mombasa -Nbi Transmission	209.9	Line		3,461	3,294	167	5%
2024	1	x	70	Geothermal	171.3	GEO	70				
	4	x	20	Medium Speed Diesel	92.4	MSD	80				
	1	x	100	Import		IMPORT	100	3,711	3,527	184	5%
2025	2	x	100	Coal	391.2	COAL	200				
	1	x	90	Gas Turbine	49	GT	90				
	2	x	330kV	Mombasa -Nbi Transmission	209.9	Line		4,001	3,774	227	6%
2026	1	x	70	Geothermal	171.3	GEO	70				
	2	x	100	Import		IMPORT	200	4,271	4,038	233	5%
2027	-1	x	90	Gas Turbine		GT	-90				
	3	x	90	Combined Cycle	156.7	CC	270				
	4	x	20	Medium Speed Diesel	92.4	MSD	80	4,531	4,320	211	5%
2028	2	x	100	Coal	391.2	COAL	200				
	2	x	70	Geothermal	342.6	GEO	140	4,871	4,620	251	5%

表 6 - 10 開発計画状況 Status of Committed Projects

Year	Description	Type	Capacity (MW)	Capital Cost (M US\$)	Generation (GWh/yr)	Generation Cost (Ksh/kWh)	Status
2008	Sondu Miriu		60	196.1	331	1.56	To be commissioned in Nov. 2008
	Kipevu 3 & 4 GT	GT	80	50	420	1.54	Contract awarded
2009	Medium Speed Diesel	MSD	90				Delayed due to litigation
	Olkaria III	GEO	35				IPP - In progress
	Fiat GT Retirement	GT	-10				
	Kiambere Optimization	HYDRO	20	10.1			Optimization in progress
	Mumias Cogeneration	COGEN	25				IPP- In progress
	Olkaria II 3rd Unit	GEO	35	94	291	1.80	Contract signed (US\$ 25m IDA, US\$ 40m EIB)
	Kipevu Combined Cycle	CC	30	49	473	1.82	Contract signed (€40m AfD)
2010	Raising Masinga Dam	HYDRO	0	12			Consultant engaged (energy 90GWh)
	Tana Rehabilitation	HYDRO	19.6	41	114	0.60	Contract awarded
	Mombasa -Nbi Transmission	Line		209.9			TX line - in progress
	Kindaruma 3rd Unit	HYDRO	20	20	114	0.49	Consultant engaged
	Sangoro	HYDRO	20.6	57	105	1.08	Tender advertised
2011	Medium Speed Diesel	MSD	120	139			Planned
2012	Olkaria IV	GEO	70	171.3	420	1.56	Drilling of appraisal wells in progress
2013	Import	IMPORT	100				Imports from Ethiopia. F/S commenced
2014	Import	IMPORT	200				From Ethiopia, Tanzania and Uganda
2015	Olkaria I Retirement	GEO	-45				
	Olkaria I Replacement	GEO	25				
	Coal	COAL	100	195.6	613	2.45	F/S in progress

出典：KenGen 資料より作成

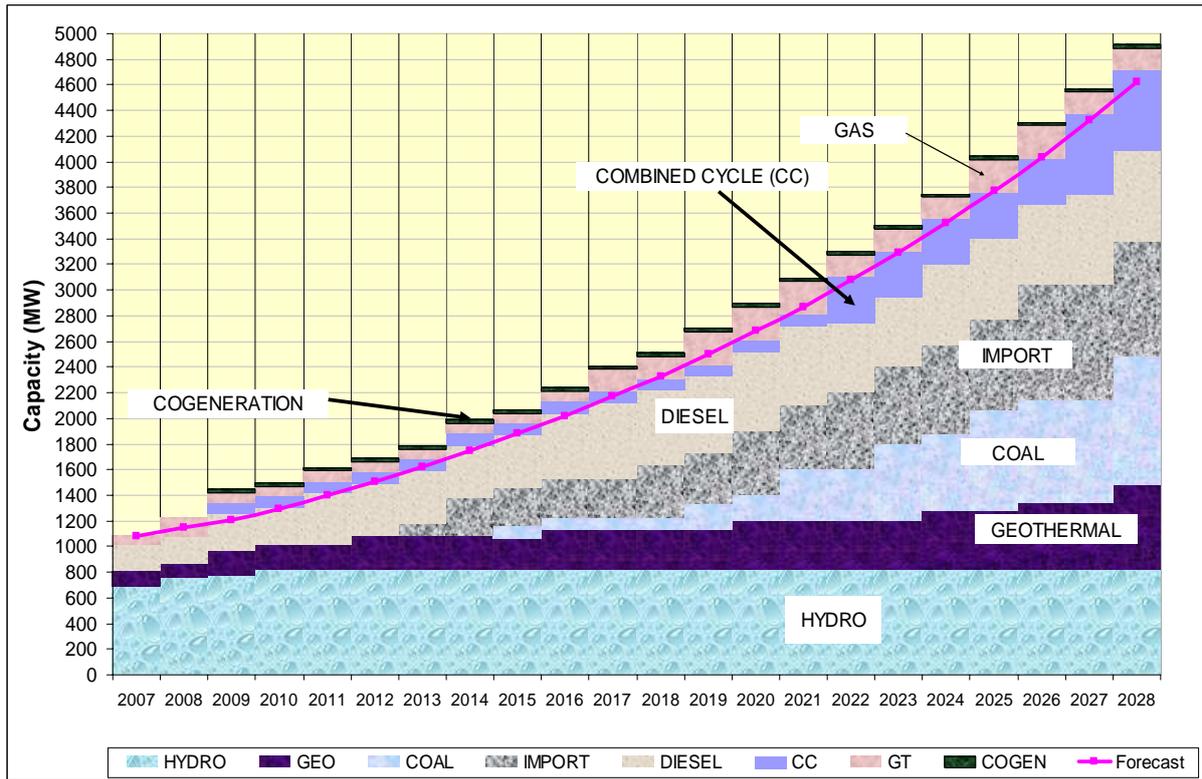


图 6 - 6 Power Supply of the Least Cost Sequence between 2008 and 2028

表 6 - 11 送変電開発計画 Transmission Projects alongside the LCPDP 2008-2028

	プロジェクト名	プロジェクトコスト (MillionUS\$)	運転開始時期
1	Rabai SVC (Static VAR compensator)	3.5	Jul-08
2	132kV 1cct line 40km Mumias-Musaga	6.9	Jul-08
3	Embakasi SVC (Static VAR compensator)	3.5	Jul-08
4	132kV 1cct line 20km Kilimambogo to Thika	4.7	Jul-09
5	Juja road Substation upgrade	20.0	Jul-09
6	330kV 2cct Mombasa-Nairobi 450km line	209.9	2010
7	220kV Rabai - Garissa 600km line	92.3	2010
8	Rabai-Bamburi-Kilifi 132 kV - conversion to steel	8.7	2010
9	Rabai-Diani 132kV Line& substation	7.6	2010
10	Ethiopia - Kenya Transmission line and Substation	150	2010
	330kV 1cct Arusha - Nairobi 150km line	55.2	2010
11	220kV 2cct line 203km Olkaria to Lessos	49.0	2010
12	220kV 2cct line 120km Lessos to Tororo	19.6	2010
13	220kV 1cct line 200km Lanet -Nyahururu-Nanyuki	41.6	2010
14	132kV 1cct line 55km Konza-Kajiado	10.6	2010
15	132kV 1cct line 103km Lessos to Kisumu	12.8	2012
16	132kV 1cct line 80km Nanyuki-Meru	9.6	2012
17	Green- Field Isinya 330/220/132 kV Substation	30.0	2012
18	132kV 1cct line 90km Voi-Taveta	13.2	2014
19	220kV 2cct Olkaria - Nairobi 110km line	34.0	2016
20	330kV 2cct Mombasa Nairobi 450km line	209.9	2019
21	330kV 2cct Mombasa Nairobi 450km line	209.9	2023
22	330kV 2cct Mombasa Nairobi 450km line	209.9	2025
	Total	1,412.4	

出典 : Update of Kenya's Least Cost Power Development Plan 2008-2028

8. 他国ドナーの協力状況

ケニアの電力セクターには、WB、欧州投資銀行（European Investment Bank：EIB）、フランス開発庁（Agence Francaise de Developpment：AfD）、ドイツ復興金融公庫（Kreditanstalt fur Wiederaufbau：KfW）等の支援が多く、フィンランドは農村電化に協力している。

LCPDP 策定へは、AfD が事務局となり電力支援について定期的にドナー間の意見交換を行い、各ドナーは同計画に従ってプロジェクトを選定している。

ケニア最大の支援機関である WB は、国家電力開発計画（1994～2013 年）と 5 年最低費用投資計画（1994～1998 年）に支援して以来、ケニアの電源開発政策に支援を続けている。電力セクター開発マスタープランである「エネルギーセクター改革プロジェクト」（1998～2004 年）を実施し、現在は「エネルギーセクター改修プロジェクト」（2004～2010 年）として、KPLC の事業運営能力強化、配電網整備計画、料金回収強化、オルカリア II 増設（35MW）、電力規制委員会（Electricity Regulatory Commission：ERC）の財政能力強化訓練計画プロジェクトを実施し、安定した電力供給を行うために更なる発電能力の拡充及び改修が必要としている。

WB の予定プロジェクトとして、今後 5 年間に 100 万世帯の電化達成が国家目的として挙げられていることから、送電網へ 500MW の電力供給、配電網整備、132kV 送電線の整備への支援が検討されている。その他、域内連系への支援として、ケニア～エチオピア連系線（F/S 調査は AfD、AfDB、南アフリカ開発銀行の支援により実施し、2008 年 4 月終了予定）、ナイロビ～モンバサ送電線増強、ジンジャ（ウガンダ）～レスス～ソンドゥ～オルカリア間送電線〔F/S 調査は、TDA（米）により実施され、WB へ支援の要請済〕がある。電源としては、WB は地熱開発を念頭にしており、現在生産井掘削支援を行っているほか、海岸部の石炭火力（300MW：F/S 報告書は完成し、現在ケニア政府によって最終検討中）への支援を行う計画である。

このように、ケニアではドナー間の援助協調援助が必要と認識されており、JBIC が電源開発に一貫して協力を継続している実績がある日本として、電力分野の援助はプレゼンスの発揮できる分野であると考えられている。

表 6-12 各ドナーの協力状況

Projects under implementation		
Donor	Amount	Project
AFD	€40 million	Kipevu Combined Cycle P
IDA	US\$25 million	Olkaria II 3rd Unit Project
EIB	US\$40 million	Olkaria II 3rd Unit Project
JBIC	¥5.62 billion	Sangoro Hydro Project
Completed Projects		
Donor	Amount	Project
JBIC	¥8.0 billion	Kipevu I Diesel Plant
JBIC	¥9.9 billion	Sondu Miriu
IDA	US\$87.6 million	Olkaria II Geothermal plant
KfW	€1.3 million	Olkaria II Geothermal plant

9. 東アフリカ地域内における協力への期待

(1) 電力融通

ア. ケニアの位置づけ

東アフリカ地域のケニア、ウガンダ、タンザニアでは、ケニアが電力資源に比較的乏しい。このため、LCPDPにおいても両国との送電線連系・増強により電力輸入が計画されている。ケニアの電力輸入戦略はエチオピアを第一優先に考え、ウガンダ、タンザニアからの電力輸入も視野に入れていくというものである。ケニアは、ウガンダ・ブジャガリ水力発電への民間資本参加、エチオピアの青ナイル水力発電への KenGen 参加等により、地域の電力開発プロジェクトの進展に協力している。電力輸入の実現については、輸入先の電力開発プロジェクトの進展がケニアの電力輸入計画を左右する。

イ. エチオピアからの電力輸入

エチオピアとケニアでは、乾季の時期が違うためケニアの渇水対策として有効である。青ナイルの水力開発は二段階に分かれており、400MW の建設をすでに開始している。両国を連系する 1,200km の送電計画は、AfDB の支援で送電線の F/S が現在実施中で、電力融通にあたっての両国政府間の協議も進んでおり、送電線建設について KPLC とエチオピア電力公社 (Ethiopian Electric Power Corporation : EEPSCO) 間で、水力発電開発について KenGen と EEPSCO 間で 2006 年 9 月に MOU が結ばれた。送電線建設は、2008 年開始を期待している。エチオピアの水力開発はケニアのものより経済性が高いとされており、送電線費用も含め 0.06US\$/kWh 以内で供給可能と見込んでいる。

ウ. ウガンダからの輸入

ウガンダとは、すでに 132kV で連系されており、約 80MW の規模の電力が搬送可能である。KPLC と UETCL の契約は、ウガンダからケニアへの輸入のためのものであるが、近年ウガンダ国内の電力需要が伸びて供給制限を行っているため、逆にケニアから輸出している。連系線増強のためレソス～ジンジャ 220kV の増強が計画されており、LCPDP では KPLC 所管分のレソス～トロロ (120km) が 2010 年に建設予定となっている。この増強によりブジャガリ水力発電所 (建設中: 200MW) 及びカルマ水力発電所 (計画: 200MW) からの輸入を見込んでいる。

エ. タンザニアからの輸入

東アフリカ電力マスタープラン調査におけるタンザニア～ケニア間の連系送電線計画は、タンザニア・ソンゴソンゴ 天然ガス発電所やカコノ (Kakono)、ルフジ (Ruhudji) 等水力発電開発による電力供給のため、アルーシャ～ナイロビ 330kV の早急な設置が必要と提案されている。連系線 F/S は、2002 年に終了し、1 回線、延長 260km、建設コスト 84 百万 US\$、340MW の電力が搬送できるとし、EIA レポートも完了している。LCPDP によるとタンザニア・アルーシャまでの送電線のケニア分 (150km) を 2010 年に完成させる計画である。

オ. 南部アフリカ・パワープール (SAPP) との連系

SAPP とは、ナイロビ～アルーシャ線に連系し、タンザニア～ザンビア間 (700km) を 330kV で連系する計画がある。計画の発端は、1995 年電力が不足したタンザニアに対して、水力資源が豊富なザンビアを 330kV 2cct、容量 600MW の送電線で結び SAPP との連系する調査をタンザニア、ザンビア、南アフリカ共同で実施したことであり、2004 年に

はタンザニア国内の電力網を整備する計画を含めて F/S が実施された。

東アフリカ電力マスタープランでは、タンザニア自国の電力開発を推進し、その電力をケニアまでの送電線を建設し電力融通を行うことを推奨しており、SAPP との連系の流れが、タンザニアの電力開発という観点で変化している。

表 6 - 13 東アフリカ諸国が関係する国際連系枠組み

組織	参加国
East African Community (EAC)	ケニア, タンザニア, ウガンダ
Nile Equatorial Lakes-Subsidiary Action Program (NELSAP)	ブルンジ, コンゴ, <u>ケニア</u> , ルワンダ, <u>タンザニア</u> , <u>ウガンダ</u>
Eastern Africa Power Pool (東アフリカ・パワープール)	ブルンジ, コンゴ, エチオピア, <u>ケニア</u> , ルワンダ, スーダン, <u>タンザニア</u> , <u>ウガンダ</u>
Southern Africa Power Pool (南部アフリカ・パワープール)	南アフリカ, ナミビア, ボツワナ, レソト, スワジランド, モザンビーク, ジンバブウェ, ザンビア, マラウイ, アンゴラ, コンゴ, タンザニア

第7章 ケニアの環境・社会への配慮事項

1. 政策／関連法規

ケニアにおける開発行為に際しては、2000年1月施行の環境法（The Environmental Management and Coordination Act, 1999）の適用を受ける開発行為は、着手前に環境管理庁（National Environmental Management Agency : NEMA）の承認を取り付けるためのEIA（対策案を含む）を実施・報告するとともに、対策の実施並びに効果に対する内部監査結果を毎年報告・審査を受けることが義務付けられている。EIAの対象となる発電所の規模については特に触れられていない。

その際に、NEMA 制定による施行規則〔The Environmental (Impact Assessment and Audit) Regulations, 2003 : 以下、「規則」と記す〕並びに同環境影響ガイドラインに則した調査の実施が要求されるのはもちろんのこと、NEMA により認定（毎年更新）を受けたケニア国籍を有する環境専門家の配置が必須の要件とされている。

NEMA による開発許可の発行は、以下に示す手順に従って行われる。

- ①登録申請⇒事業計画書（必要に応じ EIA 調査結果報告書）を添付
 - ②申請受理、案件登録並びに関連各機関への送達⇒登録申請の受理後 7 日以内
 - ③関連各機関からの意見具申⇒計画書の送達を受けてから 21 日以内
 - ④承認の判定（コメントの調整と計画の承認）⇒登録申請の受理後 30 日以内
 - ⑤判定結果の通知⇒登録申請の受理後 45 日以内
- （事業実施を認可または必要に応じ EIA 実施を要求）

2. プロジェクト実施上の留意事項

（1）スクリーニング

カルラ水力開発計画案件は、環境法の規定による「ダム、河川、水資源（堤防、橋脚、河川の転流）」及び「電力インフラ（発電所、変電所、送電線）」に該当するため、環境法の適用を受ける開発行為に相当する。

したがって、環境法の規定により、本件開発行為の実施に際しては着手前に NEMA の承認を取り付けるための EIA（対策案を含む）を実施・報告するとともに、着手後には対策の実施並びに効果に対する内部監査結果を毎年報告・審査を受ける必要がある。

（2）スコーピング

上記のスクリーニング結果に基づき予備的スコーピングを行った結果を表 7-1 に示す。電力設備の建設にあたり、環境保全の観点から最も配慮を要する事項は、工事期間中における周辺環境の改変と掘削工事に伴う土砂（残土並びに岩屑）流出及びコンクリート工事に伴う悪水流出の防止対策である。

これに適切に配慮すれば、社会・自然環境に対して重大な影響を与える可能性は小さいと考える。

表 7-1 予備的スコーピング表

社会環境	<ul style="list-style-type: none"> ・ 工事範囲内での住民移転はない ・ 文化遺産等は存在しない ・ 建設工事に伴い、雇用機会が増大する ・ 近隣に少数民族等の居住は散見される ・ 内水面漁業（小規模）の補償対策が必要である ・ 近隣住民による域内移動の経路分断に対する補償対策が必要である
自然環境	<ul style="list-style-type: none"> ・ 土砂・岩屑流出対策が必要である ・ 悪水（コンクリート処理水）流出対策が必要である
建設公害	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設機械類からの騒音振動が生じるが、重大な影響はない ・ 工事期間中の建設労働者の生活雑排水・し尿処理が必要である

(3) 留意事項

IEE あるいは EIA 調査等、EIA を本邦支援で実施する際には、カウンターパート機関に対して認定環境専門家の配置を要請する等の留意が必要である。規則によれば、承認取得に際し、当該事業費の 0.1% に相当する手数料を納入する等、各段階において各種手数料の納付が義務づけられている点に注意が必要である。

第8章 ケニア電力分野の課題と協力の可能性

1. 電力分野の課題

ケニアは2000年の記録的な大渇水によって水力発電が大幅な出力ダウンとなり、深刻な電力不足を招くこととなった。爾来、気候変動によって左右される脆弱な電源構成への反省が多くの電力関係者の脳裏に残っている。

さて、2007年2月改定のLCPDPでケニアは今後20年間の設備増強として合計3,840MWを計画しているが、内訳は火力が2,234MW、地熱が540MW、水力が140MW、コジェネレーションが25MW、電力輸入が900MWの構成となっており、電源の分散化が織り込まれている。

当計画において国産エネルギーによる電源の占める割合が18%と低くなっているのは水力や地熱の国内資源に限られているため、代替として火力や電力輸入を導入せざるを得ない事情がある。一方で、多種電源を組み合わせた供給体制へと変革することは、ケニアにとって供給不安リスクを分散する戦略の現われともいえる。

いずれにしても、今後は火力や電力輸入の供給比率が相当に大きくなることから、これまでに以上に輸入燃料の国際価格変動や国際政情不安の影響が電力供給へ及ぼすネガティブ・インパクトは大きくなってしまふ。他国のエネルギーに過度に依存することはケニアのエネルギー安全保障上の不安を抱え込むことになり好ましいことではなく、国内資源による電源開発はLCPDPの成功の要件のひとつとされる。開発資金手当てと体制整備の両面からの支援が今後の電力開発における重大関心事のひとつである。

<ケニア電力分野の課題>

- ①電源立地の促進
- ②流通設備の整備・拡充
- ③公営企業の経営効率化

なお、ケニアは現在セクター改革の途中であり、2006年12月のエネルギー法制定に基づいた更なる課題が山積しているといえる。このような電気事業体制の整備が十分に達成されたいえない状況下において、今後の大規模な設備増設や既設設備の維持管理を進めなければならない困難さについてケニア政府並びにドナー間で共有されているところであり、今後の我が国の協力拡大に対する関係者の期待には大きいものがある。

2. 要請のあった計画について

カルラ水力開発計画は、当調査団派遣の契機となった要請案件であるが、現行調査のレベルがPre-F/S以前の段階にあり、案件実施の妥当性を判定するに足る検討結果が出されていないことから、F/S調査実施妥当性の判定を行う前にPre-F/Sレベルの検討を加える必要があるものと思料される。この観点より、本件に関する本邦協力の可能性を考察すれば、設備容量の見直しを含めてPre-F/Sレベルの調査を実施することが必要と考える。

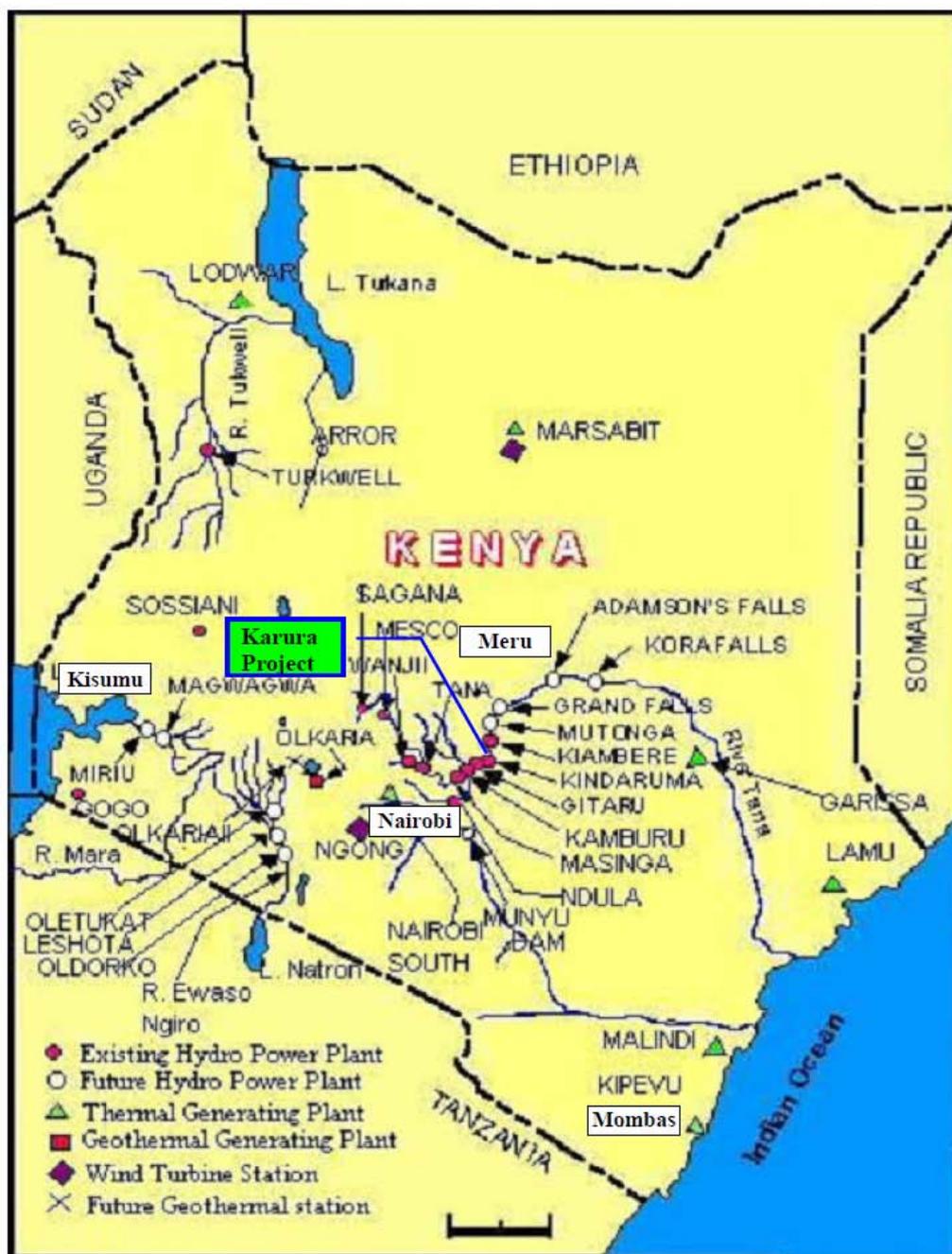


図 8 - 1 カルラ水力発電計画位置図

(1) 計画の概要

カルラ水力開発計画は、図 8 - 2 に示すようにタナ川水系に既設のキンダルマ並びにキアンベレ両発電所間の未利用落差 (40m 強) を活用して、出力 55MW の流れ込み式発電所を建設する計画である。

増設後のキンダルマ発電所からの放流水を直下で全量 (190m³/s) 取水した後、タナ川を伏せ越しにて横断し、以降は同川左岸側に延長 5 ~ 10km にわたる開水路を開削して Head pond に導水し、河岸に設ける発電所にて発電するものである。発電所の設置位置は二案が提案されている (図 8 - 3)。

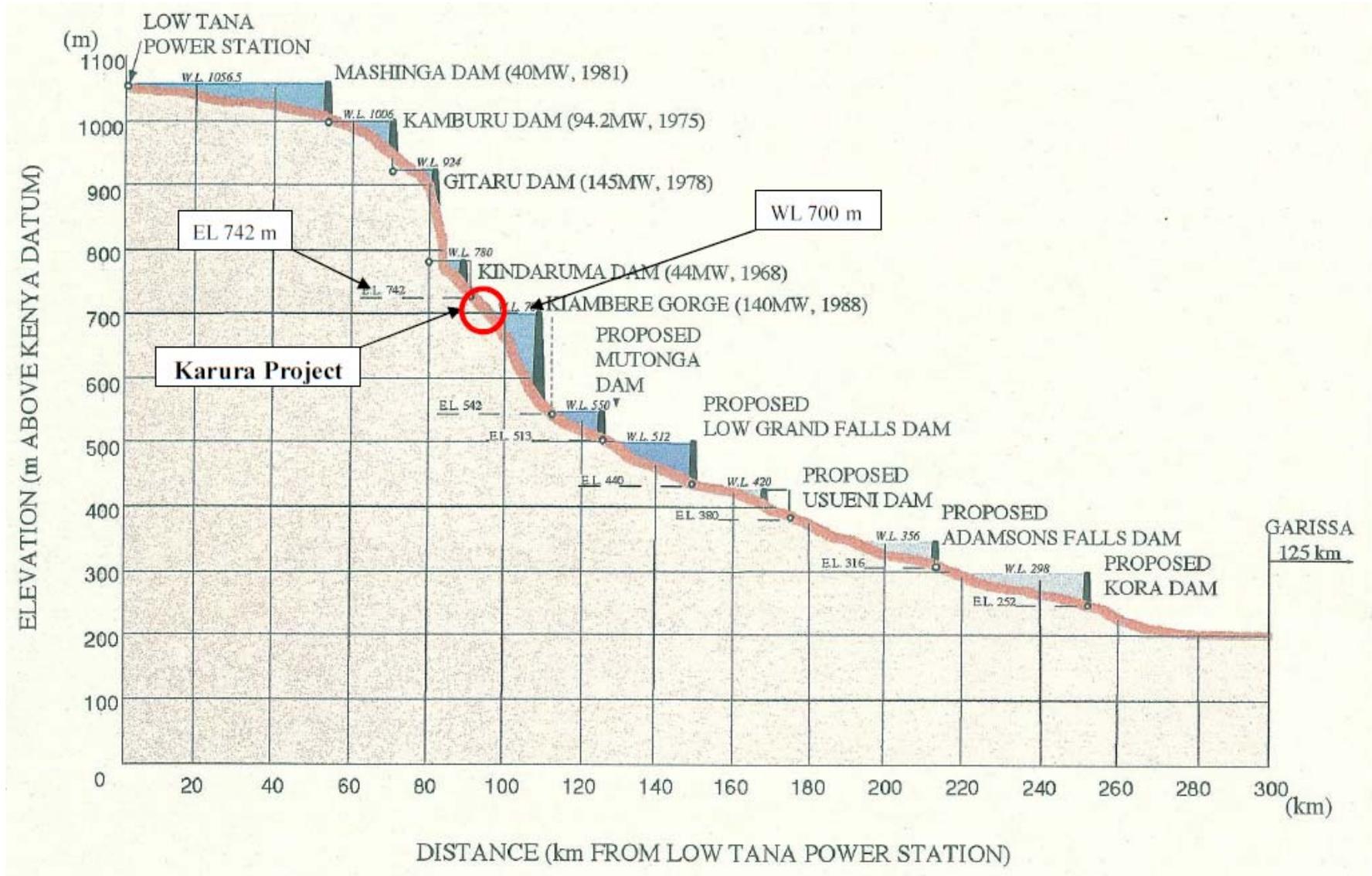


图 8-2 タナ川水系発電施設関係図

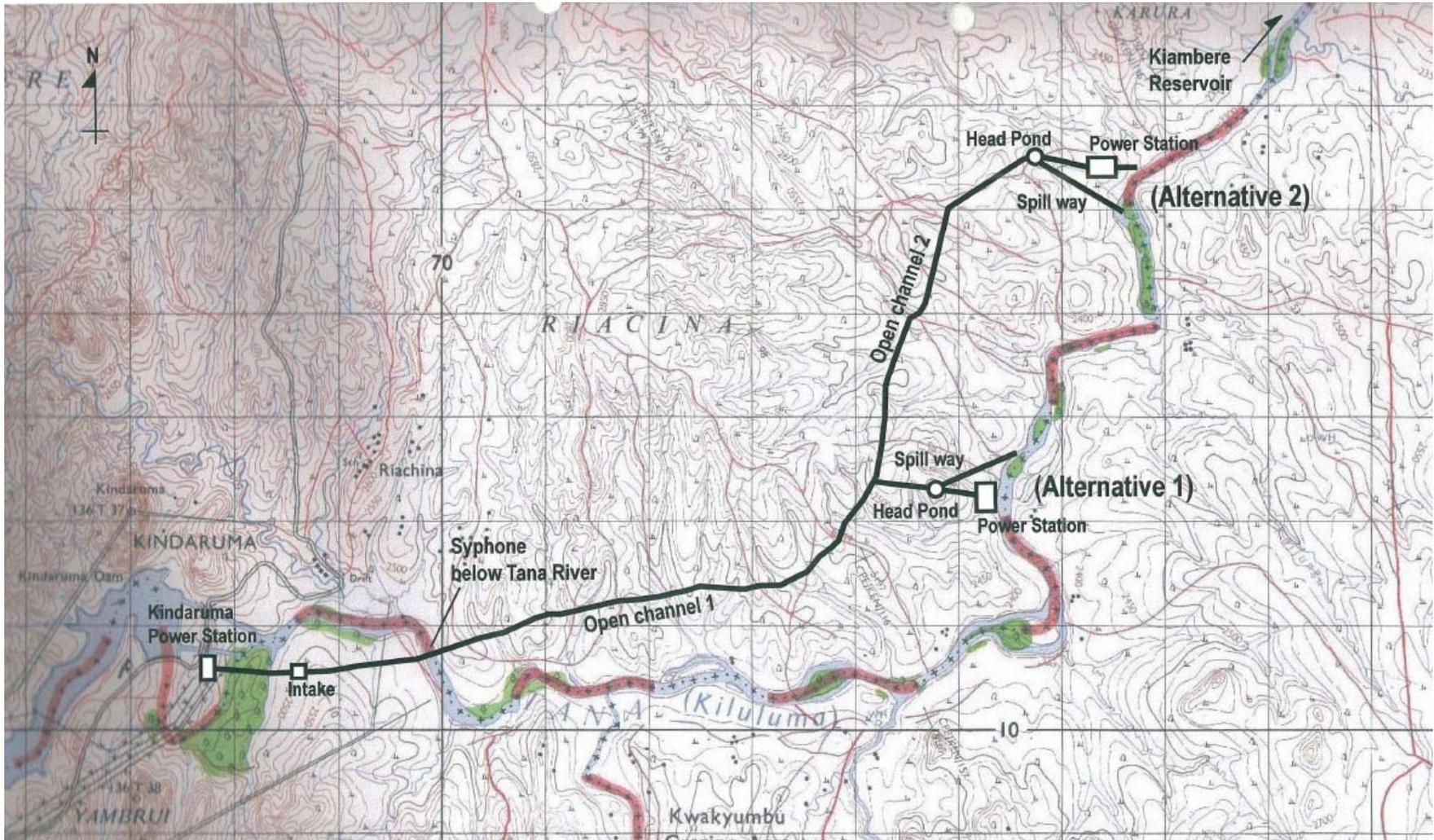


図 8 - 3 カルラ水力発電計画レイアウト

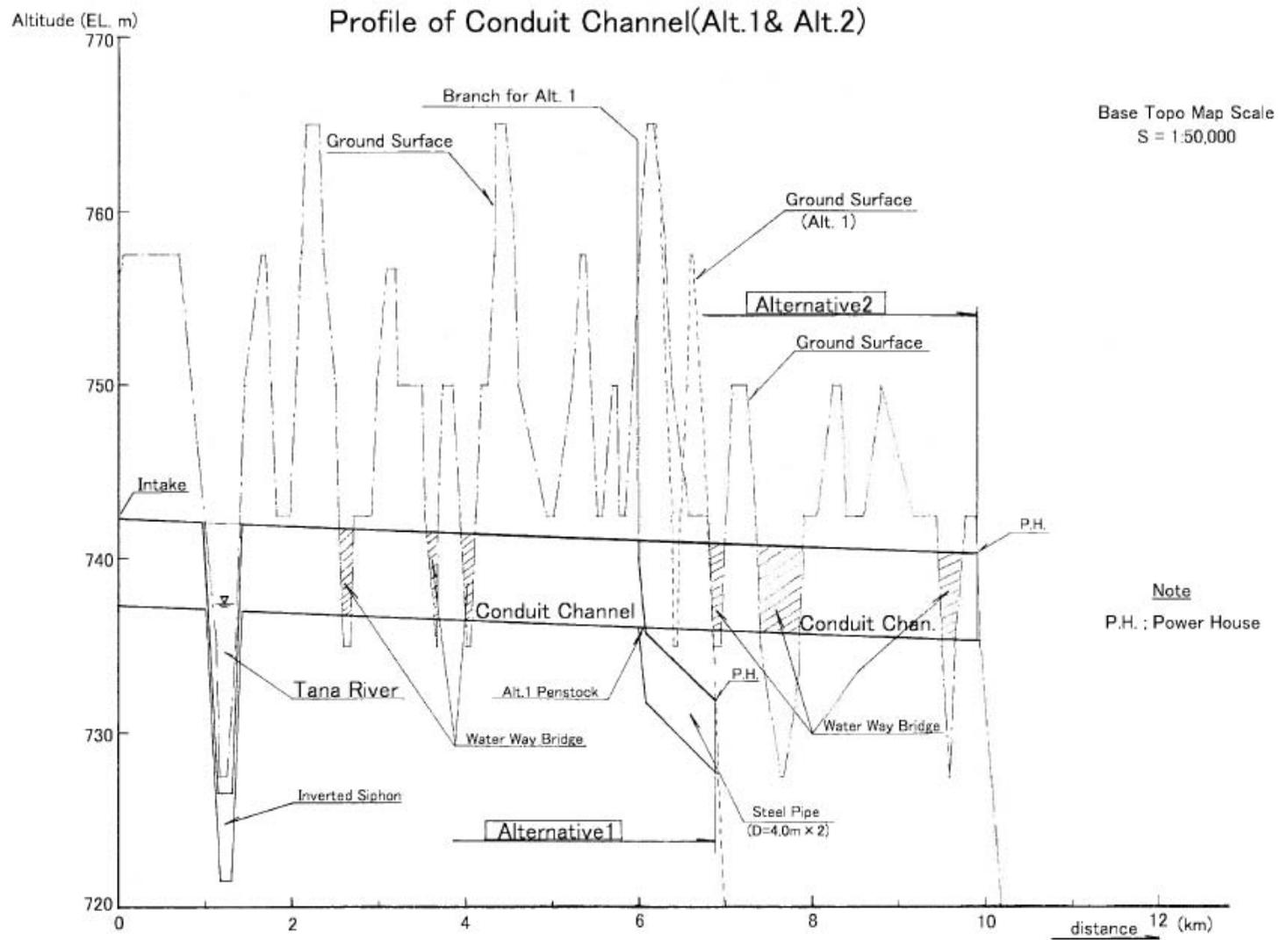


図 8-4 カルラ水力開発計画開水路断面図

(2) 課題

ア. 水路橋の新設

計画平面図（図 8-3）に見るように、開水路予定ルートは比較的起伏に富み、大小の沢筋が流入していることから、開削距離を極力短縮してこれらを横断するためには随所に水路橋の建設が要求される。ルート平面図から読み取ると、水路橋の設置区間は開水路全長の約 3 割程度となる見込みである。

イ. 開削断面の大型化

残存落差を極力消費しないために水路設置勾配を抑制し、かつ、所要の流量（190m³/s）を安全に流下させるのに必要とされる断面は、検討したところ内法 20×5 m の大型となる（表 8-1 参照。水路設置勾配 0.02%、内面にライニングを施し粗度係数を n=0.015 と仮定、余裕高は 0.3m とした）。

表 8-1 カルラ発電所導水路断面検討

水路幅 B (m)	水深 h (m)	断面積 A (m ²)	潤辺長 P (m)	径深 R (m)	流速 v (m/s)	流量 Q (m ³ /s)
20.0	4.0	80.0	28.0	2.8571	1.8984	151.869
20.0	4.1	82.0	28.2	2.9078	1.9207	157.500
20.0	4.2	84.0	28.4	2.9577	1.9427	163.184
20.0	4.3	86.0	28.6	3.0070	1.9642	168.918
20.0	4.4	88.0	28.8	3.0556	1.9853	174.703
20.0	4.5	90.0	29.0	3.1034	2.0059	180.535
20.0	4.6	92.0	29.2	3.1507	2.0263	186.415
20.0	4.7	94.0	29.4	3.1973	2.0462	192.341
20.0	4.8	96.0	29.6	3.2432	2.0657	198.312
20.0	4.9	98.0	29.8	3.2886	2.0850	204.326
20.0	5.0	100.0	30.0	3.3333	2.1038	210.382
20.0	5.1	102.0	30.2	3.3775	2.1224	216.481
20.0	5.2	104.0	30.4	3.4211	2.1406	222.620
20.0	5.3	106.0	30.6	3.4641	2.1585	228.798
20.0	5.4	108.0	30.8	3.5065	2.1761	235.015
20.0	5.5	110.0	31.0	3.5484	2.1934	241.270
20.0	5.6	112.0	31.2	3.5897	2.2104	247.562
20.0	5.7	114.0	31.4	3.6306	2.2271	253.890
20.0	5.8	116.0	31.6	3.6709	2.2436	260.253

ウ. 大量の岩掘削

現地踏査時に確認したところ、開水路予定ルートは全線にわたり基盤岩が浅く分布し、表土厚は 1.0~2.0m の薄さである。開水路区間の平均表土厚を 1.5m 及びルート全長の 9 割が開削区間として岩掘削量を概算すると、Alternative 1 では開削延長約 6.1km に対

して岩掘削量約 1,650,000m³及び Alternative 2 では追加延長約 2.4km として岩掘削量約 350,000m³がこれに加わることとなる(ライニング厚を側壁 0.15m、底版 0.3m と仮定)。

表 8-2 概算掘削数量

	<Alternative1>	<Alternative2>
開水路長 (km)	L1=4.9	L2=4.0
導水路長 (m)	l1=300	l2=0
導水管長 (m)	lc1=500	lc2=600
余水吐長 (m)	ls1=800	ls2=1,000
掘削断面積 (m ²)	A1=107.59	A2=107.59
岩掘削量 (m ³)	Vr1=264,590	Vr2=215,992

- 掘削断面積： $A = (20.0 + 2 \times 0.15) \times (5.0 + 0.3) = 107.59 \text{ (m}^2\text{)}$
- 岩掘削断面積： $Ar = (20.0 + 2 \times 0.15) \times (5.0 + 0.3 - 1.5) = 77.14 \text{ (m}^2\text{)}$
- 岩掘削量： $Vr = Ar \times L \times 0.7$

エ. 経済性の予備検討

上記ア～ウの3点により、本工事並びに付帯工事量が増大し事業費の面での不利が懸念されることから、Pre-F/S レベルの概算事業費を算出・検討する必要がある。

オ. 環境面での配慮

現地調査の結果、当計画予定区域内並びに近傍には、少数ではあるが居住者の存在が確認され、また、内水面漁業が行われている事実(定置網設置)が確認されたこと等から、当該案件に関する環境影響調査の実施と必要に応じた対策立案が望まれる。また、周辺区域への用水補給(0.5~1.0m³/s)が予定されている。

3. 電力分野の協力の可能性

(1) 電源立地の促進

国産資源による地熱発電はエネルギー安全保障を確保する上で極めて重要であり、今後確実に開発を進められるような体制作りに配慮する必要がある。また、将来の火力電源がナイロビから遠隔地の海岸線に集中して立地される計画であるから、系統安定性のリスクを回避するための対策として消費地に近い地熱電源の開発の意味は大きい。

しかしながら、地熱発電は未だに地熱資源の6%未満の利用レベルにとどまっており、また、オルカリア開発以降において2年ごとに70MW建設といった早いペースで開発を進めていくために将来の電力需要等に対応した全国計画、個別地点計画、送電計画、IPP 参入促進の開発政策について早急に打ち出す必要がある。我が国にとって、地熱開発はケニア及び他国の地熱協力の実績に基づいた効果的な協力実施が可能な分野でもあり、地熱開発マスタープラン策定を通じたケニア地熱開発会社(Geothermal Development Company: GDC)に対する技術協力実施の意義は極めて高いものといえる。同時に、蒸気コストを決定するための掘削調査を支援する必要がある、資金協力についても合わせて検討することが相応しい。

なお、水力開発は、建設中のソンドゥ・ミリウ/サンゴロ水力並びに KenGen の計画によるタナ川水系水力最適化による増設工事が終了する2011年以降においては、残りの計

画地点はおおむね経済性が劣っている見通しであることから、今後は目立った水力発電の増設の協力の可能性は少ないと思われる。

その他、火力発電開発については、我が国のケニアに対する協力実績がおおむね水力や地熱開発等の国産エネルギー分野を対象にしてきたこととの関係からも、今後において火力発電を対象とした協力の必要性は特に高いといえない。

(2) 流通設備の整備・拡充

我が国として地熱発電とリンクさせる形で送電線建設協力にかかわっていくことが望ましく、F/S 調査による技術協力と資金協力の両面からの我が国協力の必要性は高いと思われる。

なお、火力発電関連の送電線と国際連系送電線については、それぞれ優先度の高いオプションについて F/S 調査はおおむね実施済みであり、現在、建設資金調達についてケニア政府がドナー側に働きかけを行っているところである。我が国の協力の可能性は、上述の地熱開発関連の送電線建設と比較して火力発電の送電線に関与する必要性は低いといわざるを得ない。

また、パワープールの枠組みに関する我が国の関与のあり方としては、ケニアが関係する東アフリカ・パワープール（EAPP）など様々の地域連系計画の枠組みについては今後の巨大水力の開発に伴って再編あるいは統合される可能性が濃厚であることを考慮する必要がある。我が国としては当面のところ連系関連プロジェクト動向を注視しつつも、類似の国際連系における我が国協力実績の整理や対アフリカ協力の提案について取りまとめを行う等の準備を行っておくことが望ましい。

(3) 公営企業の経営効率化

KPLC に対する経営効率化の取り組みは、WB の電力セクター再生プロジェクト（Power Sector Recovery Project : PSRP）の下、配電の設備増設や維持管理効率化プロジェクトと抱き合わせで進められており、関連ドナーによる協調体制が出来上がっている。一方で、我が国はカンボジアのセクター改革における組織強化の協力実績が豊富にあり、ERC に対する組織強化支援にかかわっていくことは容易であり、また、ケニアのセクター改革における役割を担うことの意義は大きいといえる。

また、設立予定の GDC について地熱開発マスタープラン計画調査のカウンターパートとして位置づけた技術協力を展開することは地熱開発を促す上で特に大きな貢献が期待できる。地熱関係の調査・計画、政策支援、資金協力を有機的に組み合わせた協力で我が国がかかわっていくことはプレゼンスを高める点においても有利な選択と思われる。

表 8-3 開発課題その 1 「電源立地の確保」における我が国協力の可能性

			概要	問題点等	技術協力	資金協力	
開発課題その 1	電源立地の確保	国内資源による	水力	既設設備は、タナ流域 4 ダム他の合計 677.3MW。新規及びリハビリ・改造により 2011 年の合計出力は 818.3MW。	ソンドゥ・ミリウ／サンゴロ建設が終了すると、残りの水力計画はおおむね経済的に劣った地点で占められる見通しのため、今後は目立った増設は期待なし。	特になし	特になし
			地熱発電	既設は KenGen のオルカリア I と II (45MW、70MW) と IPP のオルカリア III (13MW) の合計 128MW。他に独立系統のオセリアン (Oserian : 2.5MW)。現在、オルカリア IV (70MW) とオルカリア II 増設 3 号機 (35MW) の蒸気井掘削中。リフトバレーの地熱資源 2,000MW に対し既開発分は 12% 未満。LCPDP では今後 20 年間に 540MW 増設を計画。	負荷中心のナイロビに近接立地する地熱電源の増設は、モンバサ地域の火力大電力送電による系統の潮流軽減を図る上で不可欠。オルカリア IV と II 増設の事業化に相当な遅れが生じた教訓から今後の開発ペース (70MW 設備を 2 年ごとに建設) に懸念あり。開発促進支援が不可欠。	将来の電力需要等に対応した地熱発電開発マスタープラン (全国計画、個別地点計画、送電計画、IPP 参入促進の開発政策等) 作成支援	蒸気井開発や発電プラント建設
			風力発電他	既設風力は KenGen の Ngong (0.4MW)。	エネルギー法 (2006 年 12 月制定) に基づいて REA が設置される予定。独立系統による地方電化を一元的に実施する機関の誕生。	Renewable Energy Master Plan 策定支援	無償資金協力の可能性
			輸入燃料による	火力発電	既設はディーゼル発電とガスタービンの合計 285.7kW で KenGen (153.7MW) と IPP (132MW) の構成。他に緊急契約用のディーゼル発電 80MW。今後 20 年間の増設計画は 2,234MW。中速度ディーゼル発電、石炭火力、コンバインドサイクル発電の合計 2,225MW をモンバサ地域に設置予定。	モンバサ地域に火力電源が集中することで消費地ナイロビまで大電力の長距離送電となる。系統安定性に対するリスクが高まるため、系統の電圧安定度の向上対策としてナイロビの負荷近傍の電源配置が不可欠。	我が国協力実績は、モンバサ・ディーゼル発電 (1995 年) 以外は、水力と地熱発電を中心としてきた経緯があり、火力に対する優先度は低い。

表 8 - 4 開発課題その 2 「流通設備の整備・拡充」における我が国協力の可能性

			概要	問題点等	技術協力	資金協力
開発課題その 2	流通設備の整備・拡充	国内送電線整備	地熱関連 オルカリア開発終了後に新規地点はエブルーやメネガイに順次替わっていくため送電線延長のフォローが必要とされる。	地熱発電の全国計画、個別計画不在のため今後の投資計画の見通しが立てられない。上述の地熱発電開発マスタープラン策定が不可欠。	新規地熱発電所の送電線延伸計画の F/S 調査支援	送電線建設
		火力関連	モンバサからナイロビへの送電線建設の F/S 調査 (EIA 含む) は既に終了。火力の電力送電 2019 年推定容量 800MW に対応して 330kV2 回線 (L=450km) 新設。建設費用は 234MlnUS\$*。	送電建設費用に対するドナー協調融資が関係者間で議論されている。	特になし	協調融資
	国際連系線整備	電力輸入関連 地域ごとに様々な国際連系計画やパワープールが存在し、東アフリカ地域 (ケニア、タンザニア、ウガンダ) も複数に関係。現状、水力資源が豊富な国と電力不足の国における相対取引関係で小規模 (数百 MW 程度) レベルに留まっている。 ケニアは今後 20 年間で 900MW の輸入を計画。タンザニアから 2013 年に 100MW~400MW 予定。その次はエチオピアの計画**。	渇水年到来時の水力発電の出力ダウンの補償。 パワープールは、将来のインガ (Inga : コンゴ民主共和国) やギルベル・ギベ (Gilbel GibeIII : エチオピア) 等の巨大水力開発に絡んでエジプトと南アフリカが電力輸入国として参入する予定。取引規模が飛躍的に拡大することによって現在の地域割り連系計画は再編・統合を経てアフリカ全体の市場形成実現が濃厚。	当面は動向注視	同左	

* : AfD は資金協力をコミット済み。

** : エチオピア~ケニア連系線に EIB が 50 百万ユーロ上限でコミット済み。

表 8 - 5 開発課題その 3 「公営企業の経営効率化」における我が国協力の可能性

		概要	問題点等	技術協力	資金協力
開 発 課 第 三 の 経 営 効 率 化	MOE	セクターの政策立案並びに電力開発における IPP、国際連系送電線、地熱資源開発の指導監督。LCPDP は KPLC と共同作成。	エネルギー法（2006 年 12 月制定）を受けて ERC の創設予定。MOE の権限はセクターの政策立案と長期計画策定に特化。ERC 組織強化他によってセクター改革を促進する必要あり。	新設予定の ERC 組織強化技術協力プロジェクト	特になし
	KPCL	経営効率向上を目的とした WB PSRP*（総額 209 百万 US\$）により 2006 年から KPCL の経営は経営コンサルタントへ委託。SCADA 設置と配電系統整備・拡張並びに新規接続など需要家向けサービスについて 2005 年から欧米コンサルタントに委託。	KPCL の事業実施体制は極めて貧困な状態であり、KenGen の堅実体制に遠く及ばず。EIB の KPCL 系統拡張支援においては、プロジェクトの管理運営を外部コンサルタントに委託するなど、KPCL の経営効率に対するドナーの信用が不在の状況。	WB PRSP の協調以外には特になし	同左
	KenGen	KenGen の火力と地熱開発における調査計画と資金協力において関係ドナー間の協力体制が整備されている。新規キペブ・コンバインドサイクル発電所建設では、F/S 調査は WB、資金協力は AfD が協力。オルカリア地熱資源探査や蒸気井開発に WB と KfW が資金協力。オルカリア II 増設 3 号機（35MW）発電プラント設置は EIB が協力コミット。	水力発電のリハビリ・改造を自己資金で実施するなど KenGen の事業実施体制は堅実。今後、公的資金による地熱、風力、水力発電等の国内資源による電源開発事業を担っていく。	地熱開発マスタープラン計画調査のカウンターパートとして調査・計画、政策支援、資金協力を有機的に組み合わせた支援	同左
GDC	MOE は地熱開発に民間企業の参入を期待しており、開発リスクを軽減するため GDC を設立予定でいる。	蒸気コストを決めるための掘削調査が最も重要であるが、GDC には掘削リスクを負うだけの資金力が集まる見込みは薄く、蒸気井開発が大幅に遅れてしまう可能性あり、支援を必要。	地熱開発マスタープラン計画調査のカウンターパートとして調査・計画、政策支援、資金協力を有機的に組み合わせた支援	同左	

* : PSRP は IDA の他、AfD、EIB、NDF（Nordic Development Fund）が協調。

付 属 資 料

1. 面談記録
2. Karura 水力発電計画予備検討（和文・英文）
3. 収集資料リスト

1. 面談記録

(ウガンダ)

8月29日	09:00	JICA ウガンダ事務所
面談者	洲崎 毅浩	所長
	吉田 耕平	所員

- ・アヤゴ水力開発は、ウガンダ政府の各方面から期待の高い案件である。
 - ・今次調査は、現地調査はできないものの、次につながる調査として事務所としても期待している。
- 現場に行かずして、すぐに本格調査をすることはありえない。ただし、滞在期間中に技術的な面で次につながる環境整備をする必要はあると考えている。

8月29日	11:00	在ウガンダ日本大使館
面談者	菊池 隆三	在ウガンダ日本大使
	橋本 のぞみ	専門調査員

- ・アメリカが社会保険・医療分野に、EUが道路に対してと基礎インフラに対するドナーの動きは鈍い。本気で経済開発に寄与する気がないという印象を抱いている。日本はわずかな予算の中から道路整備や地方電化を実施してきた。欧米系ドナーは、和平・AIDS・民主化等の支援中心で、国の安定させ、難民の発生を防ぐというのが援助目的と受け止めている。
 - ・70万haの農地開発のポテンシャルがあり、ここに豊富な水を利用したかんがいを行えば、東部アフリカの食料供給基地としての可能性を秘めている。加えて、1000万トンものバナナの生産余地もある。たとえばバナナの幹を再利用した芭蕉布産業も考えられる。
 - ・昨今の電力不足は、これら産業育成を考えるほどのエネルギー源となりえていない。現在開発中のブジャガリ、カルマと開発がつながれば、農業の発展も見込まれる。電力分野への協力を通じた発展に寄与するモデル、対アフリカ協力の成功例としてウガンダへの協力は発展できる可能性を秘めていると期待している。一方で中国、インドもこの分野に関心を示している。
- 水力開発は、リードタイムが長い。今何をしておけばよいか、今回の調査で明らかにできればと考えている。
- ・日本の無償で送電線の延伸を行っているが、延伸だけではなく新たな電源の開発も重要と認識。
 - ・環境面に関しては、燃料用木材のための森林伐採が深刻であり、水力開発による電源開発・電力供給・エネルギー代替を図らない影響のほうが負荷が大きくなると認識している。基本的な方向性を決めることが重要と認識している。

8月29日	14:30	Ministry of Energy & Mineral Development (MEMD)	
面談者 :	Paul MUBIRU	Commissioner for Energy MEMD	
		Dept.	
	Henry Bidasala IGAGA	Engineer	MEMD
	John MUGYENZI	Managing Director	Uganda Electricity Generation Co. Ltd.
	Godfrey R. TURYAHIKAYO	Executive Director	Rural Electrification Agency (REA)
	Grania Rosette RUBOMBORAS	Manager, Project Planning	REA
	Nele Degraeuwe	Senior economist - Desk Infrastructure and Social Services Department, officer for Energy	Ministry of Finance, Planning & Economic Development
Franklin Kizito OIDU	Manager, Technical Services	Uganda Electricity Disutribution Co. Ltd.	

・先週無償資金協力に対する E/N を締結した。地方における電気へのアクセスは不足しており、今後も送電線延伸、小水力の開発によりこの問題の解決を図っていきたい。

→アヤゴ開発地点への現地調査は実施しないものの、そのポテンシャルや要請自体はまだ生きているとの認識。今後環境が変化することを期待して、その準備のための情報をいただきたい。

・1984年に実施された F/S 以降、調査の Update はなされていない。97年に実施された水力開発 M/P はあくまでもポテンシャルを有する地点の比較等を行ったに過ぎない。84年の F/S で追加調査の必要性が提案されており、今回はその部分の調査を実施してほしいと考えていた。

→すでに30年近く経過している。たとえば水文の現況等把握したい。

・水文のモニタリングは実施していると認識している。水資源省がデータを有しているので、提供したい。

→そのほか、現場へのアクセス条件、環境面の現況、地図等入手をしたいので協力をお願いしたい。

—MEMD よりウガンダ電力の現況等プレゼンテーションの実施—

→再生可能エネルギー利用の政策について内閣承認がなされたとのことだが、再生可能エネルギーの定義は如何か

→カルマ計画の現状を知りたい

・資金は30%を民間、70%を政府資金として拠出し建設を考えている。送電線の F/S は、本体部分とは切り離しており、まだ実施されていない。ノルウェーが支援する方向。

→環境社会配慮に関し、NEMA の位置づけは如何か

・現行法制度で EIA の実施を義務付けられている。たとえば、調査の中で実施された EIA について、NEMA が審査、公聴会の実施を行い、妥当性を判断している。今後 MEMD として、「水力開発ユニット」を事務次官直下に設け、環境もここで取り扱うことを考えている。この水力開発ユニットは、ブジャガリ計画の推進、電力危機への対応を考慮し設置の計画がなされたものである。

→種々 M/P 等計画が策定されているが、これらをまとめた計画はないのか

・ない。実施段階で関係機関、ドナーから構成される Sector Working Group を形成し、齟齬のないように配慮している。

→エネルギー政策と経済政策をつなぐようなものはあるのか。

・貧困削減計画 (PEAP) は、さまざまな政策を集めて策定されており、これを呼んでいただきたい。

→地方電化 M/P の概要を知りたい。またそもそも「地方」の定義は何か。

・短期 (~3年)、中期 (~5年)、長期 (~10年) に区分し、送電線の延伸、PV や小水力 (>20MW) 等によ

る電源開発等の優先順位付けをしているもの。地方はカンバラ、ジンジャ、エンテベ以外が地方。UMEME（配電会社）は、既存の配電網から 1km 内を対象範囲であり、それを超えた部分が REA の責任範囲となる。

8月30日	12:00	スウェーデン大使館/SIDA
面談者	: Maria SELIN	First Secretary

- ・ Rural Electrification Agency (REA) への協力を実施している。無償の協力として、地方電化の送電網拡張へ昨年 から Kabale 地域への協力を開始 (US\$1.5m)。これを Phase 1 として、今年 4 つの新たなサイトへの協力を行う こととした (US\$10m)。
- ・ 現在策定中の地方電化 M/P の内容は、今後の投資計画である。Bulk Power Supply の 5%、ウ国予算、ドナー資 金を集め、地方電化基金を作り、計画の事業化を図ることとなる。世界銀行、NORAD なども REA が所管する 地方電化基金を活用した協力ができないか検討している。スウェーデンとして、ウ国西部の地方電化へ協力す るのは、セメントや茶などの産業を支援するため。
- ・ 地方電化における協力の難点は、UMEME（配電会社）がまったく興味を示さないこと。そのため、送配電網の 維持管理を行う Cooperative を形成し、運営に当たらせるが、タンザニアなどの経験から、このやり方は時間が かかることや、リスクが高いなど問題が多いと認識しているところ、苦慮している。
- ・ 技術協力としては、2 年間の予定で REA の人材育成・能力開発を行っている。目的は、補助金のガイドライン 策定への協力と地方電化送電網における Cooperative 支援である (US\$1.5m)。
- ・ このほか SWECO が送電線の F/S を実施している。しかし、事業化には finance の問題がある。現在送電公社 (UETCL) は、AfDB などにアプローチをしている様子。
- ・ 現在のウガンダにおけるエネルギー分野ドナーの協力状況は、世界銀行、ノルウェーの順でスウェーデンは 3 番目。このほか GTZ が、エネルギー鉱物資源省にアドバイザーを派遣している。これまで Sector Donor Working Group を形成し、GTZ と共同議長を務めて、調整を図ってきた。今年の頭からウ国政府主導の Sector Working Group ができた。後者では、調整のほか、分野別の投資計画を作ることが目的となっている。
- ・ 電力規制公社 (ERA) は、NORAD が支援し、能力強化を行った。NORAD いわく、能力は十分に育成されたと のこと。一方、MEMD は、優秀であるが、非常に弱い。ここへの協力は必要であると考えている。

8月30日	14:30	Ministry of Energy & Mineral Development (MEMD)	
面談者	:	Henry Bidasala IGAGA	Engineer MEMD
		SaJabi FREDRICK	Senior Energy Officer MEMD
		Grania Rosette RUBOMBORAS	Manager, Project Planning Rural Electrification Agency (REA)
		Kyeganwa STEPHEN	Planning Engineer Uganda Electricity Transmission Co. Ltd.

(REA から新たな要請として検討されているもののプレゼンテーションを受ける)

- ・送配電網や小水力施設に関し、REA の役割は建設と所有。運営・維持・料金回収は、入札により運営者を選定する。運営者の決定後、Electricity Regulatory Authority が認証、ライセンスの発給を行う。
- ・現在 3 つのオペレーターにより小水力発電所の運営が行われている。
- ・REA は、オペレーターから手数料を徴収し、地方電化基金に組み入れている。これは地方電化の戦略計画に従ったもの

8月30日	17:00	財務・計画・経済開発省 (MOFPED)	
面談者	:	Lawrence K KIIZA	Director, Economic Affairs
		James C TIBENKANA	Desk Officer for Energy and Mineral Development, Infrastructure & Social Services Department, Directorate of Budget
		Nele Degraeuwe	Senior economist - Desk officer for Energy Infrastructure and Social Services Department
		Charles V BYARUHANGA	Budget Advisor

・日本には、他のドナーと異なったアプローチを有していると、アジアのインフラへの協力の実績から認識している。

・現在の 6% 程度の電化率では、経済の発展を望めない。

→どのように適切な方向に導くのか

- ・チームだ。Sector Working Group がそのチームであり、技術的、財政的な問題を協議している。MEMD は技術的な面でリードしてもらい、MOFPED はそのサポート、評価、facilitate をする役割を担っている。
- ・IPP との PPA 締結の場合、技術面を MEMD が、財務リスクの把握を MOFPED が実施している。
- ・地域協力も重要であると考えている。東部アフリカの地域協力の枠組みとして EAC 電力 M/P を作成した。たとえば、ブジャガリ計画でもケニアからの出資が検討された経緯がある (AgaKhan が出資)

8月31日	10:30	MEMD
面談者	Philippe SIMONIS Regional Energy Advisor, GTZ	

- ・GTZにとってエネルギー分野に対する協力は焦点分野
- ・ウガンダのエネルギー分野については、93%がバイオマスであり、需要と供給のアンバランス、木を集める女性の労働の問題があり、石油に関してはケニア・タンザニアを通して輸入されるが途中のジンジャの橋に問題があれば危機が起こる、電気はわずか30万世帯に供給されるに過ぎない。
- ・電力消費の3/4は、カンパラ、ジンジャ、エンテベの三大都市。工業用/商業用電力の高騰は生活に影響を及ぼす
- ・エネルギー分野で活動するドナーは、世界銀行、AfDB、SIDA、ノルウェー、GTZとJICAだけ。これらドナーを中心にDonar Working Groupを形成し、調整を行っている。(6ヶ月ごとに議長役を回している)
- ・今年MEMDを議長としたSector Working Groupが形成され、投資計画について議論している。
- ・GTZは、再生可能エネルギー、エネルギーの効率的利用を実施する方針。特にアフリカでは再生可能エネルギーに焦点を当てている。
- ・ウガンダ内で実施中のプロジェクトはマイクロおよびピコ水力の協力を実施。今後北西部へプロジェクトを展開する予定。Wenrecoというウガンダ企業と協力し3.5MWの水力案件を行う。
- ・このほかKfWが小水力、配電、送電(カンパラ-エンテベ)に対する協力をGEGがAgaKhanを通じブジャガリへの協力をしている。
- ・ウガンダ側の状況について。REAは世界銀行から職員給与から何から援助を受け活動できている状況。UETCLへはNORADが技術協力を実施している。MOFPEDはNele職員が着任後、実施体制が充実してきた。MEMDはプロジェクトはまだしもランニングコストの点で弱い。

8月31日	12:00	アフリカ開発銀行
面談者	Daniel RUTABINGWA Investment Officer, Uganda Country Office	

- ・AfDBが融資するには、当該国のみに貢献する案件ではなく、地域的な貢献が求められる。
- ・アヤゴは、2年前であれば現場の踏査は難しかったが、和平対話が進み今後は問題ないものと思料。周辺地域も問題はない。AfDBの職員も最近アヤゴ地域を抜けて、北部へ行ったがまったく問題はなかったと聞いている。NEPAD案件として適当とはされなかったものの、今後の調査結果如何では協調融資の可能性はある。公的なプロジェクトであればAfDBが、民間セクターならOPSMが融資することになる。融資は、ウガンダ政府がどのように考えるかによることになる。
- ・カルマについては、PPPで実施し、ノルウェーが30%(US\$100m)、残りをウガンダ政府がエネルギー基金を利用し準備すると認識している。現在基金にUS\$100mほど積みあがったのではないかと。AfDBとしては、東部アフリカ・パワープールに関連させて融資とすることは可能かもしれない。送電線については、Pre-F/Sの結果からUS\$95mと見積もられておりノルウェーと協調融資の話はしている。ただし、F/Sがまだ実施されていないので今後日本が入る余地はある。
- ・送電線への融資について、カワンダ-マサカ間の送電線については、デンマークに対し融資の要請、ムバララ-Port Fortal間はF/S調査を終了しSIDAとの協調融資を予定。その他、アルバート湖南岸からPort Fortal間の送電線も検討している。当該地域は原油の生産が開始され、2009年に100MW(トーニャ)の火力発電が導入される予定。

8月31日	15:30	Uganda Electricity Transmission Co. Ltd. (UETCL)
面談者	: Kiyemba ERIASI Managing Director Kyeganwa STEPHEN Planning Engineer	

- ・カルマーカワダ間の送電線に将来のアヤゴ建設を念頭に置いた計画とすることは理解できる。今後、この送電線に日本側の協力があることはありがたい。特にカルマとアヤゴの計画が、近い時期になればさらに問題はなくなる。
- ・ただし、カルマについてはこれから協議を開始するところ。まずはブジャガリの問題を片付けるのが先。
- ・カルマについて、送電分野は AfDB、ノルウェー、日本が三大 Donor であり、AfDB は日本が関与することに対して障害はないと考える。
- ・政府は、アルバート湖で発見された原油を利用して発電すること計画している。特に近隣にセメント工場があり、新たな工場建設計画もあり、需要が増える。また、周囲はお茶の産地でもあり、現在のエネルギー源であるバイオマス、ディーゼルからの転換も考えられる。
- ・カワンダーマサカ間は当初 AfDB の融資により実施する予定であった。しかし、AfDB がカワンダー-Bujuagali 間に乗り換えたため、デンマークに要請することとしたもの。ただし、デンマークがすべて抱えるのか、協調融資とするのかはまだ決まっていない。
- ・東アフリカ電力 M/P は、すべての希望を取り込んだプログラム。今後は実施の段階に入ってくるものと考えている。
- ・技術協力は、NORAD が3年間組織強化支援プロジェクトを行っている。今後も送電線網構築、投資計画策定、送電網運営などの分野における研修計画策定支援を期待している。
- ・日本に資金協力を期待しているのは、①アヤゴ-カルマーカワダ（カルマとアヤゴの建設スケジュールによる）、②ムバララ-Kigali（AfDB もコミットしている）、③カワンダーマサカ（ただし、デンマークの融資条件次第）

9月1日	09:00	Owen Falls Hydro-power Station
面談者	: Moses M. KAIZZI Civil Engineer Uganda Electricity Generation Co. Ltd.	



Owen Falls (Nalubale) 正門



発電機 (18MW×10機)

9月1日	11:30	Bujagali Hydro-power Station Construction Site
面談者	: Mrs. Fatima	Civil Engineer Latini (Italy)



現場事務所



ダム建設サイト

9月2日		Karuma Hydropower Station Site
面談者	: Ben Mungai	Community Leader, Karuma

- ・コミュニティリーダーの役割は、ディベロッパーとコミュニティ（約130家族）の調整。
- ・98年からコミュニティ内の意見集約を開始した。主な意見は、補償について。すでに調整は終了し、プロジェクト対象地域住民の移転は完了、補償金も支払われている。



リーダーとの現地打ち合わせ



ダムサイト周辺

9月4日	09:00	世界銀行
面談者	: Paul BARINGANIRE	Energy Specialist

- ・現在の世界銀行のウガンダに対する支援は、発電はキイラの14、15号機を完工し、ブジャガリに、送電は協調融資で、地方電化はEnergy for Rural Transformationを地方電化庁／エネルギー鉱山開発省を通じ実施している。
- ・水力発電の今後については、ブジャガリの後、カルマの予定があるが、石油採掘の状況がどうなるか、状況を確認してからになる。アヤゴについては、詳細わからないがこの地域の期待状況によって対応を決めたい。
- ・カルマの現況については、コストや需給状況等アップデートされていないので最近の動きはわからない。まずは、現況を加味したアップデートが必要と考える。また、カルマの真の問題は、ファイナンス。
- ・送電については、ケニア－ウガンダ、ウガンダ－タンザニアの国際連系線を重点にしている。実施中のF/Sの結果にもよるが、早期にケニア－ウガンダの連系線は必要と考えている。カルマ－カワンダ間は220kVで、アヤゴへの接続は市場と相談ではないか。輸出するとなった場合は、カルマ－リラートロロ間の送電線からとなろう。タンザニアへの送電線F/Sについては、今コンサルタントを選定中で、2008年中に終了することを期待している。結果がよい方向であれば、ファイナンスの話になる。
- ・ただし、これらの話とも石油の貯蔵状況、生産計画等によって変わってくる。
- ・東アフリカ・パワープールについては、今後5年程度推移を見極める必要があると考えている。

9月5日	15:00	Wrap-up Meeting																														
面談者	:	<table border="0"> <tr> <td>Godfrey R. TURIAHIKAYO</td> <td>Executive Director</td> <td>REA</td> </tr> <tr> <td>Henry Biddasala-Igaga</td> <td>EL Power Div.</td> <td>MEMD</td> </tr> <tr> <td>Aade JBEMA</td> <td>Ass. Commissioner, Aid Div.</td> <td>MFPED</td> </tr> <tr> <td>Daniel RUTABINGWA</td> <td>Investment Officer</td> <td>AfDB</td> </tr> <tr> <td>Even M. SUND</td> <td>Senior Energy Advisor</td> <td>Royal Norwegian Embassy</td> </tr> <tr> <td>John MUGYENZI</td> <td>Managing Director</td> <td>UEGCL</td> </tr> <tr> <td>Kiryaffika WILLIAM</td> <td>Ass. CEO</td> <td>UEGCL</td> </tr> <tr> <td>Andrew OURALLA</td> <td>Technical Officer</td> <td>UETCL</td> </tr> <tr> <td>Sajjabi FRED</td> <td>Senior Energy Officer</td> <td>MEMD</td> </tr> <tr> <td>Muganga GERALD</td> <td>Manager, Planning & Investment</td> <td>UETCL</td> </tr> </table>	Godfrey R. TURIAHIKAYO	Executive Director	REA	Henry Biddasala-Igaga	EL Power Div.	MEMD	Aade JBEMA	Ass. Commissioner, Aid Div.	MFPED	Daniel RUTABINGWA	Investment Officer	AfDB	Even M. SUND	Senior Energy Advisor	Royal Norwegian Embassy	John MUGYENZI	Managing Director	UEGCL	Kiryaffika WILLIAM	Ass. CEO	UEGCL	Andrew OURALLA	Technical Officer	UETCL	Sajjabi FRED	Senior Energy Officer	MEMD	Muganga GERALD	Manager, Planning & Investment	UETCL
Godfrey R. TURIAHIKAYO	Executive Director	REA																														
Henry Biddasala-Igaga	EL Power Div.	MEMD																														
Aade JBEMA	Ass. Commissioner, Aid Div.	MFPED																														
Daniel RUTABINGWA	Investment Officer	AfDB																														
Even M. SUND	Senior Energy Advisor	Royal Norwegian Embassy																														
John MUGYENZI	Managing Director	UEGCL																														
Kiryaffika WILLIAM	Ass. CEO	UEGCL																														
Andrew OURALLA	Technical Officer	UETCL																														
Sajjabi FRED	Senior Energy Officer	MEMD																														
Muganga GERALD	Manager, Planning & Investment	UETCL																														

- ・地域の電力市場とつなげることが必要
 - ・国際連系線については、スーダン、コンゴ民についても計画がある。
- 融資する側が、地域連携案件であると強調しやすい。
- ・F/Sを実施することが決まった場合、その後については如何か。

(ケニア)

9月7日	08:30	JICA ケニア事務所
面談者	:	徳橋 和彦 ケニア事務所次長 中澤 敏之 同 所員 倉科 芳朗 アフリカ地域支援事務所長 鈴木 正彦 同 広域企画調査員

- ・カルラについては、LCPDP にデータが集まっていないから乗せていないと聞いている。
- ・事務所における重点分野については、現在ケニア政府が策定中の「Vision2030」の内容に沿って改定を検討している。
- ・今後も JBIC はエネルギーをこれまでの協力経緯を踏まえ、重点としたい意向。
- ・現在援助強調において、リードドナーを選定しており、All Japan としてエネルギー、農業、道路を日本側がイニシアティブを握りたいと考えている。

9月7日	09:30	在ケニア日本大使館
面談者	:	大石 智弘 一等書記官（経済・経済協力班）

- ・日本としては、現在協力中のソンドゥ・ミリウ、サンゴロなどもあることから、エネルギーセクターを重視し、セクターをリードしていく方針。
- ・地熱の活用もこれからと考えており、今後協力可能性があればよいと考えている。

9月7日	11:15	JBIC ケニア駐在員
面談者	岩本 進	ナイロビ首席駐在員
	辻 一人	JICA アフリカ地域支援事務所企画調査員

- ・ウガンダについて、今後予定されているカルマ、アヤゴは輸出用と理解しているが、現在建設中のブジャガリを含め、どこで国内需要を満たすのか。
- 今後の需給状況の動向にもよるが、ブジャガリは国内用と認識されている。その他、セクターワーキンググループを作り、投資計画を見直している状態。
- ・ウガンダの電源へは、民間を入る方針であり、公的機関への期待によって滞欧を代えなければならない。ケニアを事例に勘案すると IPP でやった場合、発電単価が高くなる。他のセクターの状況も踏まえ、民間に開発権を売ったものの、権利を得た会社がどのような会社なのかかわからない場合が散見されている。
- ・ウガンダ電力については、西部をノルウェー、北部を世界銀行、中部を欧州とすみわけしている様子。
- ・今後アヤゴの F/S ができたとしても、ウ国内で民間でという話が出ると考えられるし、きれいな絵を描けても公共事業としてやるためにはいろいろあるだろう。民間としては F/S を ODA で実施すると参入しやすくなるだろうが、いずれにせよ道しるべが必要となればよいのであるが。
- ・ケニアのカルラに関しては、もう少しデータがそろった段階で LCPDP に含めるか検討することになるだろう。現在の LCPDP は、嵩上げ等に限られることをみてわかるように全体的にポテンシャルが少ない。過去 JICA の電力案件は、水資源 M/P のソンドゥに JBIC が融資しているが、マグワグワは作れるのかという感じ。火力の建設も原油価格を考えると勧めにくい。国内炭を活用した火力の話もある。地熱は Ol Karia4 に融資する予定。
- ・今後のケニアは、火力を IPP、水力を KenGen、地熱は新設予定の Geothermal Development Co. に各々分担させる方針のようである。いずれにせよ、水力は今後も Public Sector で実施する可能性が高い。KPLC を送電と配電に分割し、配電は民間に転換をする予定。
- ・他の融資機関の動きは、世界銀行が Energy Sector Recovery Loan により送配電/地熱、AFD (仏) はガスコンバインド/送配電/地熱、KfW は送配電、EIB は送配電/地熱、Finland が農村電化 (M/P) を実施している。
- ・カルラについては、ケニアの水力による電源がタナ川の水資源に集中しているので、リスクがある。(ソンドゥもタナ川でないことに意義がある) また、タナ川の水も有効活用されていないとの情報もあり、現状の確認は必要。やるとなったら KenGen がやるだろう。

9月7日	15:00	エネルギー省 (MOE)	
面談者	Patrick M. NYOIKE	Permanent Secretary	Ministry of Energy
	Wiyred M. DECHE		MOE
	Johnson K. NJERU	Senior Planning Engineer	KenGen
	Plus KOLLIKHO	Hydrogist	KenGen

- ・LCPDP は、MOE、KPLC、KenGen、Energy Regulatory Committee による委員会を構成して策定している。年 1 回更新し、現在の LCPDP には最新の情報を含めて策定されている。
- ・先日 JBIC にも会ったが、MOE の期待は地熱開発。水力については新規電源の投入より、増設等の拡張を検討している。カルラは小さすぎる。国際連系線は、エチオピアやザンビアからの輸入に期待している。ザンビアからの輸入がかなえば、南部アフリカ・パワープールともつながることになる。

9月10日～12日	現地調査（カルラ水力開発地点：KenGen）	
面談者	Joel M.K. NGUGI	Operations Manager, Seven Forks & Mini Hydro
	Samuel M. KAHAMA	Senior Civil Superintendent, Hydros
	Elijah KIBATHI	Chief Engineer, KIndaruma Power Station
	Obed KARIUKI	Environmentalist



カルラ開発地点（Alternative1 と Alternative2 の中間点）



キンダルマダム取水口（幅約 20m）

9月12日	10:00	European Investment Bank, Nairobi Office
面談者	:	Philippe BROWN Senior Resident Operations Officer

- ・現在オルカリア地熱発電所への協力を行っている。これまでも時間をかけ、注意深くやってきている。地熱に関してケニア側の理解が深くなく、また関係機関が多くないことから世界銀行の考えに沿ってやっている。
- ・EIB がプロジェクトを実施する際、経済性の点はあまり考慮しない。特にケニアの場合、天然資源に乏しいことから、地熱などリスクがあり、高くなるものの、再生可能エネルギーなどの環境に配慮した案件を実施している。
- ・今後は、ケニアーエチオピアの連系線には興味があり融資の可能性を検討し始めたところ。エチオピアは、包蔵水力の2～3%しか開発されておらず、ケニアへの輸入は環境的にもよい。この案件についてもエネルギー価格は参考程度である。本件についてまだコミットしたわけではないが、政治的な問題が少なくなれば EU Infrastructure Fund を利用する面白い案件と考えている。
- ・ウガンダに対しては、ブジャガリへの協力に関して L/A の最終段階。US\$130m (IFC と同額) の融資を考えている。タンザニアは、TENESCO がリストラの最中であり、その経緯を見守っているところ。コンゴはインガ水力発電という巨大なプロジェクトが計画されている。小規模かつ地域案件として、コンゴ/ルワンダ/ブルンジ国境の Ruzizi へ1号機のリハビリと3号機の新設(90MW もしくは200MW はF/Sの結果を見て)の協力を検討している。
- ・ケニアにおいて案件を実施する際には、対立や独占による優位性確保などを目途とした政治的な問題が発生するケースが多い。このような風潮が強くと、ケニアでのプロジェクト実施は遅延しがち。
- ・協力を行う際の能力開発は、コンポーネントとして含めているが、能力開発だけをくりだした案件の実施は行っていない。世界銀行も同様に実施しているが、この点では AFD がアクティブな機関である。
- ・環境に関しては、NEMA (National Environmental Management Agency) が取り仕切っており、水力開発の場合はフルスケールの EIA が必要である。しかし、NEMA の能力不足は大きな問題。ただし、管轄する環境省は NEMA の能力開発については後ろ向きであった。

9月12日	14:00	Agence Francaise de Developpment, ナイロビ Regional Office
面談者	: Mathilde Bord-LAURANS	Programme Officer

- ・ケニアにおける電力分野への協力は AFD にとって最も重要な分野であり、発送配電を都市・地方に関係なく実施している。現在、①地方電化（€25m）、②世界銀行のイニシアティブによる Energy Sector Recovery Program へのファンディングにより送配電網整備にかかる政策立案（電化率向上のスピードアップなど）、KPLC ネットワークのリハビリ、将来はリボルビングファンドの設立（€30m）、③KenGen へ直接融資により Kipevu 火力発電所のリハビリテーション（ガス・コンバインド）（€40m）を実施している。その他、④ナイロビー-Mombasa 間送電線の増強（330kV 化）、⑤OI Karia 地熱発電への融資に合計€180m の協力を実施している。
- ・地方電化は Finland が M/P を策定しているところ。Finland、世界銀行、AfDB、AFD、JBIC により今後も協力を継続していく。AFD としては、来年 8 月より Institutional な面への協力として Rural Electrification Agency と KPLC の役割と責任の明確化に対して協力を行う。
- ・東アフリカ・パワープール（EAPP）、ナイル・ベイズン・イニシアティブにも同様に興味がある。特に EAPP については、西アフリカ・パワープールが機能しているので、その経験を東にも持ち込みたいと考えている。Ethiopia-Kenya 連系線にはとても興味があるが、AFD ではエチオピア事務所が管轄しているので詳細はわからない。計画の中心は AfDB。実施となる場合、EPCo.が発電所から国境まで、KPLC が国境からナイロビまでの設置となり、各々への協力となる。
- ・環境については、環境省管轄の NEMA（MD は大統領の任命制）が管轄し、開発案件の認証を行っている。NEMA の陣容は十分とは言えず、また能力も不足している。
- ・KenGen は、良い人材をそろえているが十分な人数がいない。特に環境担当者は弱い。ただし、Kipevu への融資の見返り部分（€5.3m）を活用して Masinga ダム上流の侵食等環境調査を実施するなど会社の方向性は良い。
- ・現在の LCPDP は、その論理構成等良くできているとの認識。水力も実施可能性が認められ、かつ政府が前向きならドナーも関心を示すのでは。改定前の LCPDP はひどかった。
- ・エネルギー分野ドナーグループの議長役。（→今後の会議に JICA の参加を打診し、快諾を得た）

9月13日	08:30	Kenya Power & Lighting Co. (KPLC)
面談者	:	Boniface K. KINYANJUI Planning Engineer

- ・発電会社から購入する電力は、常に水力・地熱によるものがベースとなる。
- ・LCPDPの2013年に計画されている電力輸入先は決まったわけではない。計画時はウガンダ(ブジャガリ)を想定していたが遅れている。当初ウガンダ側とMOUを締結したが今は破棄した。次にザンビアから電力輸入のためナイロビ-アルーシャの送電線敷設を計画(オランダがF/Sを終了させ、融資を検討)したがザンビアにおける計画が滞っている。そこでエチオピアからの輸入を検討している。

9月13日	14:30	Wrap-up Meeting	
面談者	:	Boniface K. KINYANJUI	Planning Engineer KPLC
		Peter A. OMENDA	Senior Geologist KenGen
		Isacc K. MAINA	Planning Engineer KenGen
		Caieb INDIATZI	Project Engineer KenGen
		Johnson K. NJERU	Senior Planning Engineer KenGen
		Richard J. MUIRU	Chief Engineer Ministry of Energy
		Pius KOLLIKHO	Senior Hydrogist KenGen

- ・代替案の可能性、Head Pondの規模、水路によるものが最適案なのか、想定発電規模、堆砂は問題とならないか、今後の案件の進捗は、報告書は入手できるのか

2. Karura 水力発電計画予備検討（和文、英文）

1. 計画の概要と課題

（1）計画の概要

Karura 水力開発計画は、添付平面図に示す様に Tana 川水系に既設の Kindaruma 並びに Kiambere 両発電所間の未利用落差（40m 強）を活用して、出力 55MW をもって年間発生電力量 180GWh を獲得する流れ込み式発電所を建設する計画である。

増設後の Kindaruma 発電所からの放流水を直下で全量(190m³/s)取水した後 Tana 川を伏せ越しにて横断し、以降は同川左岸側に延長 5km~10km に亘る開水路を開削して Head pond に導水し、河岸に設ける発電所にて発電するものである。発電所の設置位置は 2 案が提案されている。（添付の Tana 川縦断図及び計画平面図参照）

（2）課題

- ① 水路橋の新設：添付の計画平面図に見る様に、開水路予定ルートは比較的起伏に富み、大小の沢筋が流入している事から、開削距離を極力短縮してこれらを横断するためには随所に水路橋の建設が要求される。ルート平面図から読み取ると、水路橋の設置区間は開水路全長の約 1 割程度となる見込みである。
- ② 開削断面の大型化：残存落差を極力消費しないために水路設置勾配を極力抑制し、かつ、所要の流量(190m³/s)を安全に流下させるのに必要とされる断面は、別途検討により内法 20m×5m の大型断面となる。（水路設置勾配 0.02%、内面にライニングを施し粗度係数を $n=0.015$ と仮定、余裕高は 0.3m とした）
- ③ 大量の岩掘削：現地踏査時に確認した所、開水路予定ルートは全線に亘り基盤岩が浅く分布し、表土厚は 1.0~2.0m の薄さである。開水路区間の平均表土厚を 1.5m 及びルート全長の 9 割が開削区間として岩掘削量を概算(後述)すると、第 1 案では開削延長約 6.1km に対して岩掘削量約 1,650,000m³ 及び第 2 案では追加延長約 2.4km として岩掘削量約 350,000m³ がこれに加わる事となる。（ライニング厚を側壁 0.15m, 底版 0.3m と仮定）
- ④ 経済性の予備検討：上記の 3 点により、本工事並びに付帯工事が増大し事業費の面で不利が懸念される事から、プレ F/S レベルの概算事業費を算出・検討する必要がある。
- ⑤ 環境面での配慮：現地調査の結果、当計画予定区域内並びに近傍には、少数ではあるが居住者の存在が確認され、また、内水面漁業が行われている事実（定置網設置）が確認された事等から、当該案件に関する環境影響調査の実施と必要に応じた対策立案が望まれる。また、周辺区域への用水補給（0.5~1.0m³/s）が予定されている。

2. 導水路の概略縦・横断形状

添付平面図に示された導水路のルートに従って概略縦断図を作成すると、第1案及び第2案に関して添付の概略縦断図と残存落差を得る。

各案縦断形のコントロールポイントは、Kindaruma 発電所放水水位(EL.742.0m)と Kiambere 貯水池常時満水位(EL.700.0m)である。取水は原案に従って Kindaruma 発電所放水路直下流の Tana 川右岸側とし、同川の横断は伏せ越しによるものとした。

Penstock に至るまでの導水路は開水路を基本とし、その断面形は別途検討結果より次の様に設定した。

(1) 導水路の縦断勾配

残存落差の確保と施工性に配慮して設置勾配を 0.02% とした。

(2) 導水路の横断形状

上記縦断勾配を基に、設計流量 $190\text{m}^3/\text{s}$ を安全に流下させる断面を Manning 式により算定し、幅 20.0m × 深さ 5.0m (流下水深 4.7m) の内法断面とした。

3. 設備容量

(1) 可能最大残存落差

各案の発電所建設予定地点での利用可能最大残存落差 (Head pond から発電機までの落差) を次の様に得る。この時、発電所地点での放水水位を Kiambere 貯水池常時満水位 + 5.0m の EL.705.0m とした。

$$\textcircled{1} \text{ 第1案} \quad : \quad \Delta H = \text{EL.733.47m} - \text{EL.705.0m} \doteq 28.5\text{m}$$

$$\textcircled{2} \text{ 第2案} \quad : \quad \Delta H = \text{EL.740.35m} - \text{EL.705.0m} \doteq 35.4\text{m}$$

(2) 設備容量

各案の発電設備容量は次式により算出する。

$$P_d = \alpha \cdot g \cdot Q \cdot \Delta H$$

ここに、 α ; 総合効率(=0.85 と仮定)

g ; 重力加速度(= $9.8\text{m}/\text{s}^2$)

Q ; 発電使用水量(= $190\text{m}^3/\text{s}$)

ΔH ; 残存落差(m)

これにより、各案の可能設備容量が次の様に算定される。

$$\textcircled{1} \text{ 第1案} \quad : \quad \Delta H = 28.5\text{m} \text{ より、} P_d \doteq 45.1 \text{ (MW)}$$

$$\textcircled{2} \text{ 第2案} \quad : \quad \Delta H = 35.4\text{m} \text{ より、} P_d \doteq 56.0 \text{ (MW)}$$

4. Karura 水力開発計画の経済性

4.1 施工単価

当該開発計画の概算工事費を算出するに当り、ケニア国内にあって当該計画と同様の発電スキーム（流れ込み式）と設備容量規模（60MW）を有する Sondu/Miriu 発電所建設工事を参考にした。（2005 年時点価額）

Sondu/Miriu 発電所建設に係る工事費の概要（JBIC 資料より）は次の様である。ただし、送・変電設備は除外した。

間接工事(一般管理,現場管理,仮設)	¥253,255 (千円)	
導水路建設工事(Head pond～発電所)	¥512,408 (千円)	
発電所建設工事	¥605,083 (千円)	
発電機器設備工事(変電設備は除く)	(¥6,447,318) (千円)	(仮値)
放水路工事	¥1,227,979 (千円)	
その他関連工事	¥160,393 (千円)	
工事費計	¥9,206,436 (千円)	
単位設備容量当り工事費	¥153,441 (千円/MW)	
	≒¥154,000 (千円/MW)	

したがって、各案毎の開水路区間を除く工事費（変電設備は別途）は次の様になる。

- ① 第 1 案：Pd=45 (MW)として、 $C_1 = ¥154,000(\text{千円/MW}) \times 45(\text{MW}) = \underline{¥6,930,000(\text{千円})}$
- ② 第 2 案：Pd≒56 (MW)として、 $C_2 = ¥154,000(\text{千円/MW}) \times 56(\text{MW}) = \underline{¥8,624,000(\text{千円})}$

当該開発計画では、この他に開水路区間の工事費分が加算される事となる。

開水路区間に関連する施工単価を、上と同じく Sondu/Miriu 発電所工事を参考にして以下の様に設定した。（2005 年時点価額）

・ 掘削工事（開削）	¥396 円/m ³
・ 岩盤掘削（風化岩開削）	¥796 円/m ³
・ 岩盤掘削（硬岩開削）	¥1,323 円/m ³
・ コンクリート工（ライニング）	¥20,100 円/m ³
・ コンクリート工（水路橋）	¥20,131 円/m ³
・ 型枠工	¥2,472 円/m ²
・ 鉄筋工（材工共）	¥74,129 円/ton

4.2 工事数量（開水路区間）

当計画における開水路区間は、前述した様に開水路部と水路橋部より成る。開水路部に関しては岩盤掘削を行った後に内壁及び底版にコンクリートライニング（各 15cm, 30cm）を施すものとしたが、水路橋部に関しては設計流量が $190\text{m}^3/\text{s}$ と大きく、したがって水路断面も大きなものとなる事から、RC 製の水路橋を想定した。水路橋の部材厚は、荷重並びに水圧を考慮して最小厚 50cm とした。

（1）掘削数量

当該開発計画の概算工事数量を算出するに当り、開水路部の概略縦断形を基に全区間に亘る平均土被り（地表から水路天端まで）を予め算出し、平均表土厚を 1.5m として平均土被りから控除した残りを岩盤として計上した。岩盤の上部 30cm は風化帯とみなした。

① 第 1 案

- ・ 開削延長 : 6,155(m) (伏せ越し区間約 725m を含む)
- ・ 平均掘削幅(表土) : 22.0(m)
- ・ 平均掘削幅(岩盤) : 20.3(m)
- ・ 水路部掘削深 : $5.0+0.3=5.3$ (m)
- ・ 平均土被り : 9.4(m)
- ・ 平均表土厚 : 1.5(m)
- ・ 平均岩盤厚 : $9.4-1.5=7.9$ (m)
- ・ 表土掘削量 : $22.0 \times 1.5 \times 6,155 = 203,115(\text{m}^3)$
- ・ 風化岩掘削量 : $20.3 \times 0.3 \times 6,155 = 37,484(\text{m}^3)$
- ・ 硬岩掘削量 : $20.3 \times (7.9-0.3+5.3) \times 6,155 = 1,611,810(\text{m}^3)$
- ・ 残土及び岩ズリ処分量 : $203,115 + 37,484 + 1,611,810 = 1,852,409(\text{m}^3)$

② 第 2 案

- ・ 開削延長 : 8,505(m) (伏せ越し区間約 725m を含む)
- ・ 平均掘削幅(表土) : 22.0(m)
- ・ 平均掘削幅(岩盤) : 20.3(m)
- ・ 水路部掘削深 : $5.0+0.3=5.3$ (m)
- ・ 平均土被り : 7.8(m)
- ・ 平均表土厚 : 1.5(m)
- ・ 平均岩盤厚 : $7.8-1.5=6.3$ (m)
- ・ 表土掘削量 : $22.0 \times 1.5 \times 8,505 = 280,665(\text{m}^3)$
- ・ 風化岩掘削量 : $20.3 \times 0.3 \times 8,505 = 51,795(\text{m}^3)$
- ・ 硬岩掘削量 : $20.3 \times (6.3-0.3+5.3) \times 8,505 = 1,950,962(\text{m}^3)$
- ・ 残土及び岩ズリ処分量 : $280,665 + 51,795 + 1,950,962 = 2,283,422(\text{m}^3)$

(2) コンクリート数量

コンクリート数量としては、水路ライニング用の無筋コンクリート（側壁 t=15cm, 底版 t=30cm）と水路橋用の鉄筋コンクリート（側壁, 底版共 t=50cm）を計上する。なお、水路橋部の下部構造は算出を省略した。

① 第1案

- ・ 開削延長 : 6,155(m)
- ・ 伏せ越し延長 : 725(m)
- ・ 伏せ越し断面 : $0.5 \times 2 \times (20.5 + 5.5) = 26.0(\text{m}^2)$
- ・ 水路橋延長 : 400.0(m)
- ・ 水路橋断面 : $0.5 \times (20.5 + 2 \times 5.25) = 15.5(\text{m}^2)$
- ・ ライニング断面 : $0.15 \times (2 \times 5.0) + 0.3 \times 20.3 = 7.59(\text{m}^2)$
- ・ 鉄筋コンクリート : $26.0 \times 725 + 15.5 \times 400 = 25,050(\text{m}^3)$
- ・ 同型枠 : $(2 \times 5.0 + 20.0) \times 725 + \{21.0 + 2 \times (5.0 + 5.5)\} \times 400 = 38,550(\text{m}^2)$
- ・ 無筋コンクリート : $7.59 \times (6,155 - 725.0) \doteq 41,214(\text{m}^3)$
- ・ 同型枠 : $2 \times 5.0 \times (6,155 - 725.0) = 54,300(\text{m}^2)$

② 第2案

- ・ 開削延長 : 8,505(m)
- ・ 伏せ越し延長 : 725(m)
- ・ 伏せ越し断面 : $0.5 \times 2 \times (20.5 + 5.5) = 26.0(\text{m}^2)$
- ・ 水路橋延長 : 1,260.0(m)
- ・ 水路橋断面 : $0.5 \times (20.5 + 2 \times 5.25) = 15.5(\text{m}^2)$
- ・ ライニング断面 : $0.15 \times (2 \times 5.0) + 0.3 \times 20.3 = 7.59(\text{m}^2)$
- ・ 鉄筋コンクリート : $26.0 \times 725 + 15.5 \times 1,260 = 38,380(\text{m}^3)$
- ・ 同型枠 : $(2 \times 5.0 + 20.0) \times 725 + \{21.0 + 2 \times (5.0 + 5.5)\} \times 1,260 = 55,170(\text{m}^2)$
- ・ 無筋コンクリート : $7.59 \times (8,505 - 725.0) \doteq 59,050(\text{m}^3)$
- ・ 同型枠 : $2 \times 5.0 \times (8,505 - 725.0) = 77,800(\text{m}^2)$

(3) 鉄筋数量

水路橋(RC 構造)部の鉄筋使用量は、コンクリート体積 1 m^3 当り 100 kg と想定した。

① 第1案

- RC 製水路延長 : $725.0 + 400.0 = 1,125.0(\text{m})$
- 鉄筋コンクリート : $25,050(\text{m}^3)$
- 鉄筋使用量 : $100.0(\text{kg}/\text{m}^3) \times 25,050(\text{m}^3) = 2,505,000(\text{kg})$

② 第2案

- RC 製水路延長 : $725.0 + 1,260.0 = 1,985.0(\text{m})$
- 鉄筋コンクリート : $38,380(\text{m}^3)$
- 鉄筋使用量 : $100.0(\text{kg}/\text{m}^3) \times 38,380(\text{m}^3) = 3,838,000(\text{kg})$

(4) 開水路工事費

以上より、開水路区間の概算工事費は、次の様に算出される。

この時、表土及び岩ズリの処分費が不明であるので、¥500円/m³の仮値を設定した。

① 第1案

工種	数量	単位	施工単価 (円)	工事費 (円)
表土掘削	203,115	(m ³)	396	80,433,540
風化岩掘削	37,484	(m ³)	796	29,837,264
硬岩掘削	1,611,810	(m ³)	1,323	2,132,424,630
残土等処分	1,852,409	(m ³)	500	926,204,500
鉄筋コンクリート	25,050	(m ³)	20,131	504,281,550
無筋コンクリート	41,214	(m ³)	20,100	938,991,600
型枠工	92,850	(m ²)	2,472	247,447,200
鉄筋加工	2,505	(t)	74,129	185,693,145
工事費小計				4,916,801,129

よって、第1案の開水路概算工事費は、¥4,920,000(千円)と見積られる。

② 第2案

工種	数量	単位	施工単価 (円)	工事費 (円)
表土掘削	280,665	(m ³)	396	111,143,340
風化岩掘削	51,795	(m ³)	796	41,228,820
硬岩掘削	1,950,962	(m ³)	1,323	2,581,122,726
残土等処分	2,283,422	(m ³)	500	1,141,711,000
鉄筋コンクリート	38,380	(m ³)	20,131	772,627,780
無筋コンクリート	59,050	(m ³)	20,100	1,297,515,300
型枠工	132,970	(m ²)	2,472	346,623,840
鉄筋加工	3,838	(t)	74,129	284,507,102
工事費小計				6,447,947,608

よって、第2案の開水路概算工事費は、¥6,450,000(千円)と見積られる。

4.3 概算事業費

以上により、当該開発計画の概算事業費を以下の様に算出する。この時、送変電設備と水路橋の橋台・橋脚の工事費は想定とした。

・ 単位設備容量当り工事費	: ¥154,000 (千円/MW)
---------------	--------------------

① 第1案

- ・ 設備容量 : 45MW
- ・ 設備工事費 : ¥154,000 (千円/MW) × 45MW = ¥6,930,000(千円)
- ・ 開水路工事費 : ¥4,920,000 (千円)
- ・ 水路橋下部構造(3組) : ¥450,000 (千円) (想定値)
- ・ 送・変電設備(1式) : ¥50,000 (千円) (想定値)
- ・ 工事費計 : ¥12,350,000 (千円)
- ・ 業務管理費 : ¥62,000 (千円) (工事費計の 0.5%)
- ・ 予備費 : ¥618,000 (千円) (工事費計の 5.0%)
- ・ 概算事業費計 : ¥13,030,000 (千円) (2005年現在価値)
- ・ 物価上昇率 : 年率 1.3%(JBIC 資料より)で 10年間 ⇒ ≒13.79%
- ・ 総事業費計 : ¥13,030,000 × 1.14 ≒ 14,854,000 (千円) (約¥330 千円/kW)

② 第2案

- ・ 設備容量 : 56MW
- ・ 設備工事費 : ¥154,000 (千円/MW) × 56MW = ¥8,624,000(千円)
- ・ 開水路工事費 : ¥6,450,000 (千円)
- ・ 水路橋下部構造(6組) : ¥900,000 (千円) (想定値)
- ・ 送・変電設備(1式) : ¥50,000 (千円) (想定値)
- ・ 工事費計 : ¥16,024,000 (千円)
- ・ 業務管理費 : ¥80,000 (千円) (工事費計の 0.5%)
- ・ 予備費 : ¥801,000 (千円) (工事費計の 5.0%)
- ・ 概算事業費計 : ¥16,905,000 (千円) (2005年現在価値)
- ・ 物価上昇率 : 年率 1.3%(JBIC 資料より)で 10年間 ⇒ ≒13.79%
- ・ 総事業費計 : ¥16,905,000 × 1.14 ≒ 19,272,000 (千円) (約¥344 千円/kW)

4.4 発電原価

以上により、各案における発電原価を試算すると次の様である。なお、施設の年間維持管理費を設備容量当り 10 (百万円/MW) と見込み、償還期間は 20 年間 (利息分は無視) とした。

また、発電所から直近の変電所までの送電線建設費 (Gitaru までとすれば約 16km の送電距離) は発電原価には見込んでいない。

① 第 1 案

- ・ 設備容量 : 45MW
- ・ 総事業費 : ¥14,854,000 (千円)
- ・ 維持管理費 : ¥450,000 (千円/年)
- ・ ロードファクター : 0.40
- ・ プラントファクター : 0.95
- ・ 年間発電力量 : $0.40 \times 45(\text{MW}) \times 24(\text{hr}) \times 0.95 \times 365(\text{日}) = 149,796(\text{MWh}/\text{年})$
- ・ 発電原価 : $(14,854,000 / 20 + 450,000) (\text{千円}) / 149,796(\text{MWh})$
 $= 7.96(\text{円}/\text{kWh})$

② 第 2 案

- ・ 設備容量 : 56MW
- ・ 総事業費 : ¥19,272,000 (千円)
- ・ 維持管理費 : ¥560,000 (千円/年)
- ・ ロードファクター : 0.40
- ・ プラントファクター : 0.95
- ・ 年間発電力量 : $0.40 \times 56(\text{MW}) \times 24(\text{hr}) \times 0.95 \times 365(\text{日}) = 186,413(\text{MWh}/\text{年})$
- ・ 発電原価 : $(19,272,000 / 20 + 560,000) (\text{千円}) / 186,413(\text{MWh})$
 $= 8.17(\text{円}/\text{kWh})$

4.5 経済性の評価

前節に算定された各案における発電原価を基に、それぞれの経済性を以下の指標により仮判定した。

事業の経済性の判定は内部収益率（FIRR, EIRR）の検定による事となるが、この検定作業は当報告の範囲を逸脱している事から、ここでは、これに代わる簡便な方法によるものとした。

すなわち、内部収益率(EIRR)の検定がなされている San'goro 水力開発計画の諸数値を基に当該 Karura 水力開発計画の経済性を概略検討するものである。

(1) 各種指標

San'goro 水力開発計画の主な経済性指標等は次の様である。

- ・ 設備容量 : 21MW
- ・ 事業費 : ¥4,573,000 (千円) (≈ 218 千円/kW)
- ・ 発生電力量 : 107.3GWh/年 (設備容量当り 5.1095 GWh/年/MW)
- ・ 償還期間 : 50 年
- ・ 発電原価 : $(4,573,000/50 + 128,000)$ (千円) /107.3(GWh)
 ≈ 2.05 (円/kWh)
- ・ B/C : 1.157
- ・ E I R R : 13.8%

一方、当該 Karura 開発計画による、対応する経済性指標等は次の様である。

① 第1案

- ・ 設備容量 : 45MW
- ・ 総事業費 : ¥14,854,000 (千円) (≈ 330 千円/kW)
- ・ 発生電力量 : 149.8GWh/年 (≈ 3.3289 GWh/年/MW)
- ・ 償還期間 : 20 年
- ・ 発電原価 : 7.96(円/kWh)

② 第2案

- ・ 設備容量 : 56MW
- ・ 総事業費 : ¥19,272,000 (千円) (≈ 344 千円/kW)
- ・ 発生電力量 : 186.4GWh/年 (≈ 3.3286 GWh/年/MW)
- ・ 償還期間 : 20 年
- ・ 発電原価 : 8.17(円/kWh)

(2) 各案の経済性

Sang'oro 水力開発計画を基準として当該開発計画 2 案の経済性を評価すると、次の様である。

① 第 1 案

設備容量当りの事業費は、Sang'oro 水力開発計画より 不利 である。

設備容量当りの発生電力量は Sang'oro 水力開発計画より 不利 である。これは、年間発生電力量が設備容量の比率になっていない事が原因で、ロードファクターが Sang'oro 計画では 0.6 程度であるのに対して Karura 計画では 0.4 程度とされている事に起因するものと推測する。

発電原価は Sang'oro 水力開発計画より 不利 である。これは、ロードファクターの違いによるものの他、償還期間の違い（それぞれ 50 年間と 20 年間）による所が大きな要因であるが、当報告の範囲内では Karura 水力開発計画の償還期間を 50 年間とするまでには検討レベルが深まっていないとの判断により、償還期間を重電機器の一般的な減価償却期間（17 年）を参考に 20 年としたものである。

② 第 2 案

設備容量当りの事業費は、第 1 案と同じく Sang'oro 水力開発計画より 不利 である。

設備容量当りの発生電力量は Sang'oro 水力開発計画より 不利 である。これは、第 1 案と同じく年間発生電力量が設備容量の比率になっていない事が原因である事に起因するものと推測する。

発電原価は第 1 案より若干有利であるが、Sang'oro 水力開発計画より 不利 である。これは、第 1 案と同じくロードファクターの違いによるものの他、償還期間の違いによる所が大きな要因である。

< 結 論 >

以上により、当検討の範囲においては、当該 Karura 水力開発計画の経済性は Sang'oro 水力開発計画に及ばない事が明らかとなった。従って、今後更に F/S レベルの検討を加える必要性については認め難い。

Karura Power Station Conduit Cross Section

Design Discha. Qd = 190.0 (m³/s) Manning's Formula
 Bed Slope i = 0.02% Rough. Coeff. n = 0.015

Width B (m)	Depth h (m)	Sub. Area A (m ²)	Perimeter P (m)	Radius R (m)	Veloc. v (m/s)	Discha. Q (m ³ /s)
20.0	4.0	80.0	28.0	2.8571	1.8984	151.869
20.0	4.1	82.0	28.2	2.9078	1.9207	157.500
20.0	4.2	84.0	28.4	2.9577	1.9427	163.184
20.0	4.3	86.0	28.6	3.0070	1.9642	168.918
20.0	4.4	88.0	28.8	3.0556	1.9853	174.703
20.0	4.5	90.0	29.0	3.1034	2.0059	180.535
20.0	4.6	92.0	29.2	3.1507	2.0263	186.415
20.0	4.7	94.0	29.4	3.1973	2.0462	192.341
20.0	4.8	96.0	29.6	3.2432	2.0657	198.312
20.0	4.9	98.0	29.8	3.2886	2.0850	204.326
20.0	5.0	100.0	30.0	3.3333	2.1038	210.382
20.0	5.1	102.0	30.2	3.3775	2.1224	216.481
20.0	5.2	104.0	30.4	3.4211	2.1406	222.620
20.0	5.3	106.0	30.6	3.4641	2.1585	228.798
20.0	5.4	108.0	30.8	3.5065	2.1761	235.015
20.0	5.5	110.0	31.0	3.5484	2.1934	241.270
20.0	5.6	112.0	31.2	3.5897	2.2104	247.562
20.0	5.7	114.0	31.4	3.6306	2.2271	253.890
20.0	5.8	116.0	31.6	3.6709	2.2436	260.253

< Alternative1 >

• Conduit len.	L1 =	6.1 (km)
• Additional len.	I1 =	300 (m)
• Penstock len.	Ic1 =	500 (m)
• Spillway len.	Is1 =	800 (m)
• Cut-off Area	A1 =	107.59 (m ²)
• Rock Excav. (93% of len.)	Vr1 =	437,615 (m ³)

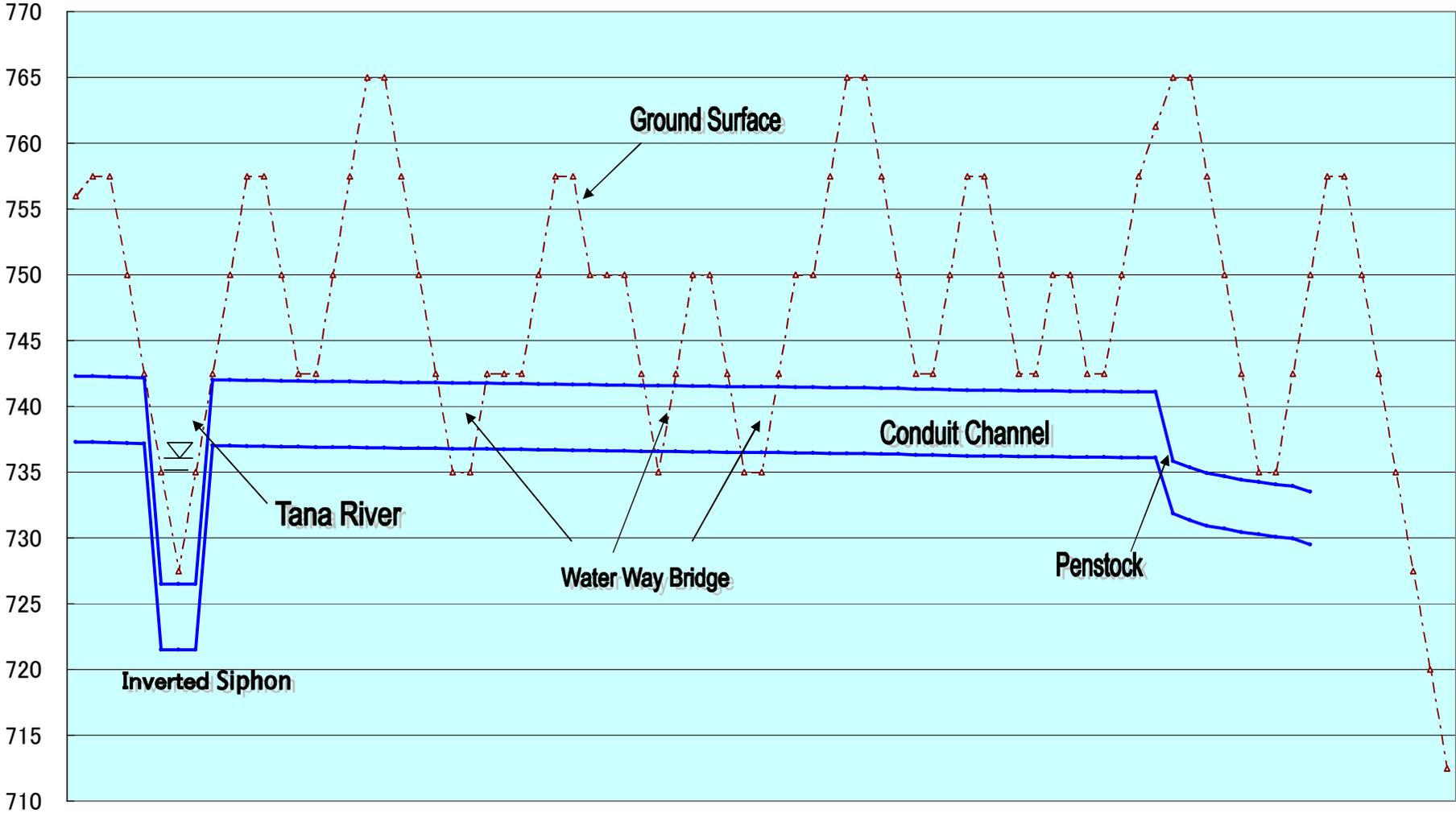
< Alternative2 >

• Conduit len.	L2 =	2.4 (km)
• Additional len.	I2 =	0 (m)
• Penstock len.	Ic2 =	600 (m)
• Spillway len.	Is2 =	1,000 (m)
• Cut-off Area	A2 =	107.59 (m ²)
• Rock Excav. (87% of len.)	Vr2 =	161,068 (m ³)

Cut-off Area	A = (20.0 + 2 × 0.15) × (5.0 + 0.3) =	107.59 (m ²)
Rock Area	Ar = (20.0 + 2 × 0.15) × (5.0 + 0.3 - 1.5) =	77.14 (m ²)
Rock Excav.	Vr = Ar × L × (0.8 ~ 0.9)	

Karura Alt.1 Profile

(EL. m)



Karura Power Station Conduit(Alt. 1) Profile

Basemap Scale S=1: 50,000

Bed Slope 0.02%

Map Meas. Δx(mm)	Real Dist. Ax(m)	Accum. Dist. X(m)	Altitude (ft.)	Altitude EL. (m)	Bed Height EL. (m)	Chan. Crest EL. (m)	Overburd. D (m)	Ave. OB d (m)	Acu. OB d·Δx (m)	Tailrace WL EL. (m)	Duct Len. ΔL (m)
0.0	0.0	0.0	2,520	756.0	737.300	742.300	13.700	—	0.000	742.0	
1.0	50.0	50.0	2,525	757.5	737.290	742.290	15.210	14.455	722.750		
6.0	300.0	350.0	2,525	757.5	737.230	742.230	15.270	15.240	5,294.750		
2.0	100.0	450.0	2,500	750.0	737.210	742.210	7.790	11.530	6,447.750		
4.5	225.0	675.0	2,475	742.5	737.165	742.165	0.335	4.063	7,361.813		
9.3	465.0	1,140.0	2,450	735.0	721.500	726.500	8.500	4.418	9,415.950		
0.7	35.0	1,175.0	2,425	727.5	721.500	726.500	1.000	4.750	9,582.200		
3.5	175.0	1,350.0	2,450	735.0	721.500	726.500	8.500	4.750	10,413.450		
1.0	50.0	1,400.0	2,475	742.5	737.020	742.020	0.480	4.490	10,637.950		
1.0	50.0	1,450.0	2,500	750.0	737.010	742.010	7.990	4.235	10,849.700		
4.0	200.0	1,650.0	2,525	757.5	736.970	741.970	15.530	11.760	13,201.700		
1.0	50.0	1,700.0	2,525	757.5	736.960	741.960	15.540	15.535	13,978.450		
1.3	65.0	1,765.0	2,500	750.0	736.947	741.947	8.053	11.797	14,745.223		
1.3	65.0	1,830.0	2,475	742.5	736.934	741.934	0.566	4.310	15,025.340		
3.0	150.0	1,980.0	2,475	742.5	736.904	741.904	0.596	0.581	15,112.490		
1.3	65.0	2,045.0	2,500	750.0	736.891	741.891	8.109	4.353	15,395.403		
1.3	65.0	2,110.0	2,525	757.5	736.878	741.878	15.622	11.866	16,166.660		
1.0	50.0	2,160.0	2,550	765.0	736.868	741.868	23.132	19.377	17,135.510		
3.0	150.0	2,310.0	2,550	765.0	736.838	741.838	23.162	23.147	20,607.560		
1.1	55.0	2,365.0	2,525	757.5	736.827	741.827	15.673	19.418	21,675.523		
2.8	140.0	2,505.0	2,500	750.0	736.799	741.799	8.201	11.937	23,346.703		
0.7	35.0	2,540.0	2,475	742.5	736.792	741.792	0.708	4.455	23,502.610		
1.1	55.0	2,595.0	2,450	735.0	736.781	741.781	0.000	0.354	23,522.080	*	
1.9	95.0	2,690.0	2,450	735.0	736.762	741.762	0.000	0.000	23,522.080	*	150.0
0.5	25.0	2,715.0	2,475	742.5	736.757	741.757	0.743	0.372	23,531.368		
2.3	115.0	2,830.0	2,475	742.5	736.734	741.734	0.766	0.755	23,618.135		
1.8	90.0	2,920.0	2,475	742.5	736.716	741.716	0.784	0.775	23,687.885		
1.2	60.0	2,980.0	2,500	750.0	736.704	741.704	8.296	4.540	23,960.285		
2.3	115.0	3,095.0	2,525	757.5	736.681	741.681	15.819	12.058	25,346.898		
2.0	100.0	3,195.0	2,525	757.5	736.661	741.661	15.839	15.829	26,929.798		
0.5	25.0	3,220.0	2,500	750.0	736.656	741.656	8.344	12.092	27,232.085		
4.0	200.0	3,420.0	2,500	750.0	736.616	741.616	8.384	8.364	28,904.885		
1.5	75.0	3,495.0	2,500	750.0	736.601	741.601	8.399	8.392	29,534.248		
1.0	50.0	3,545.0	2,475	742.5	736.591	741.591	0.909	4.654	29,766.948		
2.5	125.0	3,670.0	2,450	735.0	736.566	741.566	0.000	0.454	29,823.760	*	125.0
0.3	15.0	3,685.0	2,475	742.5	736.563	741.563	0.937	0.469	29,830.788		
1.2	60.0	3,745.0	2,500	750.0	736.551	741.551	8.449	4.693	30,112.368		
2.2	110.0	3,855.0	2,500	750.0	736.529	741.529	8.471	8.460	31,042.968		
1.7	85.0	3,940.0	2,475	742.5	736.512	741.512	0.988	4.730	31,444.975		
1.5	75.0	4,015.0	2,450	735.0	736.497	741.497	0.000	0.494	31,482.025	*	
1.0	50.0	4,065.0	2,450	735.0	736.487	741.487	0.000	0.000	31,482.025	*	125.0
1.0	50.0	4,115.0	2,475	742.5	736.477	741.477	1.023	0.512	31,507.600		
1.3	65.0	4,180.0	2,500	750.0	736.464	741.464	8.536	4.780	31,818.268		
1.5	75.0	4,255.0	2,500	750.0	736.449	741.449	8.551	8.544	32,459.030		
1.7	85.0	4,340.0	2,525	757.5	736.432	741.432	16.068	12.310	33,505.338		
0.3	15.0	4,355.0	2,550	765.0	736.429	741.429	23.571	19.820	33,802.630		
2.0	100.0	4,455.0	2,550	765.0	736.409	741.409	23.591	23.581	36,160.730		
2.1	105.0	4,560.0	2,525	757.5	736.388	741.388	16.112	19.852	38,245.138		
0.8	40.0	4,600.0	2,500	750.0	736.380	741.380	8.620	12.366	38,739.778		
6.8	340.0	4,940.0	2,475	742.5	736.312	741.312	1.188	4.904	40,407.138		
1.5	75.0	5,015.0	2,475	742.5	736.297	741.297	1.203	1.196	40,496.800		
4.0	200.0	5,215.0	2,500	750.0	736.257	741.257	8.743	4.973	41,491.400		
2.2	110.0	5,325.0	2,525	757.5	736.235	741.235	16.265	12.504	42,866.840		
1.0	50.0	5,375.0	2,525	757.5	736.225	741.225	16.275	16.270	43,680.340		
1.3	65.0	5,440.0	2,500	750.0	736.212	741.212	8.788	12.532	44,494.888		
1.5	75.0	5,515.0	2,475	742.5	736.197	741.197	1.303	5.046	44,873.300		
1.3	65.0	5,580.0	2,475	742.5	736.184	741.184	1.316	1.310	44,958.418		
2.0	100.0	5,680.0	2,500	750.0	736.164	741.164	8.836	5.076	45,466.018		
1.3	65.0	5,745.0	2,500	750.0	736.151	741.151	8.849	8.843	46,040.780		
0.5	25.0	5,770.0	2,475	742.5	736.146	741.146	1.354	5.102	46,168.318		
1.5	75.0	5,845.0	2,475	742.5	736.131	741.131	1.369	1.362	46,270.430		
1.3	65.0	5,910.0	2,500	750.0	736.118	741.118	8.882	5.126	46,603.588		
1.8	90.0	6,000.0	2,525	757.5	736.100	741.100	16.400	12.641	47,741.278		
0.7	35.0	6,035.0	2,537.5	761.3	736.093	741.093	20.157	18.279	48,381.025	←Branch	400.0 (Duct Length)
1.0	50.0	6,085.0	2,550	765.0	731.843	735.843	29.157	24.657	49,613.875	↓	
2.0	100.0	6,185.0	2,550	765.0	731.343	735.343	29.657	29.407	52,554.575	↓	
1.7	85.0	6,270.0	2,525	757.5	730.918	734.918	22.582	26.120	54,774.733	↓	
0.9	45.0	6,315.0	2,500	750.0	730.693	734.693	15.307	18.945	55,627.235	↓	
1.1	55.0	6,370.0	2,475	742.5	730.418	734.418	8.082	11.695	56,270.433	↑	D=4.0m × 3(lines) A = 12.566 (m ²) × 3
0.6	30.0	6,400.0	2,450	735.0	730.268	734.268	0.732	4.407	56,402.643	↑	
0.8	40.0	6,440.0	2,450	735.0	730.068	734.068	0.932	0.832	56,435.923	↑	
0.5	25.0	6,465.0	2,475	742.5	729.943	733.943	8.557	4.745	56,554.535	↑	
1.8	90.0	6,555.0	2,500	750.0	729.493	733.493	16.507	12.532	57,682.415	←Penstock	
0.7	35.0	6,590.0	2,525	757.5							
0.7	35.0	6,625.0	2,525	757.5							
1.7	85.0	6,710.0	2,500	750.0							
1.2	60.0	6,770.0	2,475	742.5							
0.8	40.0	6,810.0	2,450	735.0							
2.2	110.0	6,920.0	2,425	727.5							
1.0	50.0	6,970.0	2,400	720.0							
3.0	150.0	7,120.0	2,375	712.5							←Powerhouse

Kiambere Res. WL = **700.0** ΔH = **33.5 (m)** Ave. OB **9.4 (m)**

Karura Power Station Conduit(Alt. 2) Profile

Basemap Scale S=1 : 50,000			Bed Slope 0.02%							Tailrace WL Duct	
Map Meas. Δx(mm)	Real Dist. Δx(m)	Accum. Dist. X(m)	Altitude (ft.)	Altitude EL. (m)	Bed Height EL. (m)	Chan. Crest EL. (m)	Overburd. D (m)	Ave. OB d (m)	Acu. OB d·Δx (m)	EL. (m)	ΔL (m)
0.0	0.0	0.0	2,520	756.0	737.300	742.300	13.700	-	0.000	742.0	
1.0	50.0	50.0	2,525	757.5	737.290	742.290	15.210	14.455	722.750		
6.0	300.0	350.0	2,525	757.5	737.230	742.230	15.270	15.240	5,294.750		
2.0	100.0	450.0	2,500	750.0	737.210	742.210	7.790	11.530	6,447.750		
4.5	225.0	675.0	2,475	742.5	737.165	742.165	0.335	4.063	7,361.813		
9.3	465.0	1,140.0	2,450	735.0	721.500	726.500	8.500	4.418	9,415.950		
0.7	35.0	1,175.0	2,425	727.5	721.500	726.500	1.000	4.750	9,582.200		
3.5	175.0	1,350.0	2,450	735.0	721.500	726.500	8.500	4.750	10,413.450		
1.0	50.0	1,400.0	2,475	742.5	737.020	742.020	0.480	4.490	10,637.950		
1.0	50.0	1,450.0	2,500	750.0	737.010	742.010	7.990	4.235	10,849.700		
4.0	200.0	1,650.0	2,525	757.5	736.970	741.970	15.530	11.760	13,201.700		
1.0	50.0	1,700.0	2,525	757.5	736.960	741.960	15.540	15.535	13,978.450		
1.3	65.0	1,765.0	2,500	750.0	736.947	741.947	8.053	11.797	14,745.223		
1.3	65.0	1,830.0	2,475	742.5	736.934	741.934	0.566	4.310	15,025.340		
3.0	150.0	1,980.0	2,475	742.5	736.904	741.904	0.596	0.581	15,112.490		
1.3	65.0	2,045.0	2,500	750.0	736.891	741.891	8.109	4.353	15,395.403		
1.3	65.0	2,110.0	2,525	757.5	736.878	741.878	15.622	11.866	16,166.666		
1.0	50.0	2,160.0	2,550	765.0	736.868	741.868	23.132	19.377	17,135.510		
3.0	150.0	2,310.0	2,550	765.0	736.838	741.838	23.162	23.147	20,607.560		
1.1	55.0	2,365.0	2,525	757.5	736.827	741.827	15.673	19.418	21,675.523		
2.8	140.0	2,505.0	2,500	750.0	736.799	741.799	8.201	11.937	23,346.703		
0.7	35.0	2,540.0	2,475	742.5	736.792	741.792	0.708	4.455	23,502.610		
1.1	55.0	2,595.0	2,450	735.0	736.781	741.781	0.000	0.354	23,522.080	*	
1.9	95.0	2,690.0	2,450	735.0	736.762	741.762	0.000	0.000	23,522.080	*	150.0
0.5	25.0	2,715.0	2,475	742.5	736.757	741.757	0.743	0.372	23,531.368		
2.3	115.0	2,830.0	2,475	742.5	736.734	741.734	0.766	0.755	23,618.133		
1.8	90.0	2,920.0	2,475	742.5	736.716	741.716	0.784	0.775	23,687.883		
1.2	60.0	2,980.0	2,500	750.0	736.704	741.704	8.296	4.540	23,960.283		
2.3	115.0	3,095.0	2,525	757.5	736.681	741.681	15.819	12.058	25,346.898		
2.0	100.0	3,195.0	2,525	757.5	736.661	741.661	15.839	15.829	26,929.798		
0.5	25.0	3,220.0	2,500	750.0	736.656	741.656	8.344	12.092	27,232.083		
4.0	200.0	3,420.0	2,500	750.0	736.616	741.616	8.384	8.364	28,904.883		
1.5	75.0	3,495.0	2,500	750.0	736.601	741.601	8.399	8.392	29,534.248		
1.0	50.0	3,545.0	2,475	742.5	736.591	741.591	0.909	4.654	29,766.948		
2.5	125.0	3,670.0	2,450	735.0	736.566	741.566	0.000	0.454	29,823.760	*	125.0
0.3	15.0	3,685.0	2,475	742.5	736.563	741.563	0.937	0.469	29,830.788		
1.2	60.0	3,745.0	2,500	750.0	736.551	741.551	8.449	4.693	30,112.368		
2.2	110.0	3,855.0	2,500	750.0	736.529	741.529	8.471	8.460	31,042.968		
1.7	85.0	3,940.0	2,475	742.5	736.512	741.512	0.988	4.730	31,444.973		
1.5	75.0	4,015.0	2,450	735.0	736.497	741.497	0.000	0.494	31,482.023	*	
1.0	50.0	4,065.0	2,450	735.0	736.487	741.487	0.000	0.000	31,482.023	*	125.0
1.0	50.0	4,115.0	2,475	742.5	736.477	741.477	1.023	0.512	31,507.600		
1.3	65.0	4,180.0	2,500	750.0	736.464	741.464	8.536	4.780	31,818.268		
1.5	75.0	4,255.0	2,500	750.0	736.449	741.449	8.551	8.544	32,459.030		
1.7	85.0	4,340.0	2,525	757.5	736.432	741.432	16.068	12.310	33,505.338		
0.3	15.0	4,355.0	2,550	765.0	736.429	741.429	23.571	19.820	33,802.630		
2.0	100.0	4,455.0	2,550	765.0	736.409	741.409	23.591	23.581	36,160.730		
2.1	105.0	4,560.0	2,525	757.5	736.388	741.388	16.112	19.852	38,245.138		
0.8	40.0	4,600.0	2,500	750.0	736.380	741.380	8.620	12.366	38,739.778		
6.8	340.0	4,940.0	2,475	742.5	736.312	741.312	1.188	4.904	40,407.138		
1.5	75.0	5,015.0	2,475	742.5	736.297	741.297	1.203	1.196	40,496.800		
4.0	200.0	5,215.0	2,500	750.0	736.257	741.257	8.743	4.973	41,491.400		
2.2	110.0	5,325.0	2,525	757.5	736.235	741.235	16.265	12.504	42,866.840		
1.0	50.0	5,375.0	2,525	757.5	736.225	741.225	16.275	16.270	43,680.340		
1.3	65.0	5,440.0	2,500	750.0	736.212	741.212	8.788	12.532	44,494.888		
1.5	75.0	5,515.0	2,475	742.5	736.197	741.197	1.303	5.046	44,873.300		
1.3	65.0	5,580.0	2,475	742.5	736.184	741.184	1.316	1.310	44,958.418		
2.0	100.0	5,680.0	2,500	750.0	736.164	741.164	8.836	5.076	45,466.018		
1.3	65.0	5,745.0	2,500	750.0	736.151	741.151	8.849	8.843	46,040.780		
0.5	25.0	5,770.0	2,475	742.5	736.146	741.146	1.354	5.102	46,168.318		
1.5	75.0	5,845.0	2,475	742.5	736.131	741.131	1.369	1.362	46,270.430		
1.3	65.0	5,910.0	2,500	750.0	736.118	741.118	8.882	5.126	46,603.588		
1.8	90.0	6,000.0	2,525	757.5	736.100	741.100	16.400	12.641	47,741.278		
0.7	35.0	6,035.0	2,537.5	761.3	736.093	741.093	20.157	18.279	48,381.023	←Alt.1 Bra.	
1.0	50.0	6,085.0	2,550	765.0	736.083	741.083	23.917	22.037	49,482.873		
1.5	75.0	6,160.0	2,550	765.0	736.068	741.068	23.932	23.925	51,277.213		
2.7	135.0	6,295.0	2,525	757.5	736.041	741.041	16.459	20.196	54,003.603		
1.5	75.0	6,370.0	2,500	750.0	736.026	741.026	8.974	12.717	54,957.343		
4.0	200.0	6,570.0	2,475	742.5	735.986	740.986	1.514	5.244	56,006.143		
3.8	190.0	6,760.0	2,475	742.5	735.948	740.948	1.552	1.533	56,297.413		
0.7	35.0	6,795.0	2,475	742.5	735.941	740.941	1.559	1.556	56,351.853		
1.3	65.0	6,860.0	2,450	735.0	735.928	740.928	0.000	0.780	56,402.523	*	
1.0	50.0	6,910.0	2,450	735.0	735.918	740.918	0.000	0.000	56,402.523	*	
0.8	40.0	6,950.0	2,450	735.0	735.910	740.910	0.000	0.000	56,402.523	*	155.0
0.8	40.0	6,990.0	2,475	742.5	735.902	740.902	1.598	0.799	56,434.483		
1.5	75.0	7,065.0	2,500	750.0	735.887	740.887	9.113	5.356	56,836.143		
3.3	165.0	7,230.0	2,500	750.0	735.854	740.854	9.146	9.130	58,342.513		
2.2	110.0	7,340.0	2,475	742.5	735.832	740.832	1.668	5.407	58,937.283		
1.2	60.0	7,400.0	2,450	735.0	735.820	740.820	0.000	0.834	58,987.323	*	
4.3	215.0	7,615.0	2,425	727.5	735.777	740.777	0.000	0.000	58,987.323	*	
1.0	50.0	7,665.0	2,425	727.5	735.767	740.767	0.000	0.000	58,987.323	*	
3.2	160.0	7,825.0	2,450	735.0	735.735	740.735	0.000	0.000	58,987.323	*	485.0
1.5	75.0	7,900.0	2,475	742.5	735.720	740.720	1.780	0.890	59,054.073		
3.0	150.0	8,050.0	2,475	742.5	735.690	740.690	1.810	1.795	59,323.323		
3.5	175.0	8,225.0	2,500	750.0	735.655	740.655	9.345	5.578	60,299.383		
2.0	100.0	8,325.0	2,500	750.0	735.635	740.635	9.365	9.355	61,234.883		
1.2	60.0	8,385.0	2,475	742.5	735.623	740.623	1.877	5.621	61,572.143		
2.3	115.0	8,500.0	2,475	742.5	735.600	740.600	1.900	1.889	61,789.323		
1.7	85.0	8,585.0	2,475	742.5	735.583	740.583	1.917	1.909	61,951.543		
4.0	200.0	8,785.0	2,500	750.0	735.543	740.543	9.457	5.687	63,088.943		
7.5	375.0	9,160.0	2,475	742.5	735.468	740.468	2.032	5.745	65,243.133		
5.2	260.0	9,420.0	2,475	742.5	735.416	740.416	2.084	2.058	65,778.213		
1.2	60.0	9,480.0	2,450	735.0	735.404	740.404	0.000	1.042	65,840.733	*	
2.0	100.0	9,580.0	2,425	727.5	735.384	740.384	0.000	0.000	65,840.733	*	
1.2	60.0	9,640.0	2,450	735.0	735.372	740.372	0.000	0.000	65,840.733	*	220.0
2.5	125.0	9,765.0	2,475	742.5	735.347	740.347	2.153	1.077	65,975.293	←Penstock	1,260.0 (Duct Length)
2.3	115.0	9,880.0	2,475	742.5							
1.1	55.0	9,935.0	2,450	735.0							
2.0	100.0	10,035.0	2,425	727.5							
2.7	135.0	10,170.0	2,400	720.0		</					

1. Overview and Issues in the Development Plan

(1) Overview of the Development Plan

Karura Hydropower Development Plan(HPDP) formulates run-of-river type power generation scheme exploiting the residual head between extended Kindaruma and existing Kiambere power stations on Tana River. (See attached profile and layout plan)

The expected electric power to be exploited would be 180GWh/year with the installed generation capacity of 55MW.

Released water of 190 m³/s from the extended Kindaruma power station will be fully introduced into to be constructed conduit channel at direct downstream of the extended Kindaruma power station.

The channel would underpass the Tana River from the right bank to the left bank of the river through an inverted siphon. The conduit carries the water along 5 to 10 km distance on the left bank of the river up to the new head pond.

Two alternative locations for the new power station are proposed on the left bank of the river.

(2) Issues to be Addressed

① Construction of Water Way Bridges

Several aqueduct bridges on the proposed route of conduit channel would be required to short cutting confluent valleys.

Approximately 10% of whole distance along the channel is supposed to be aqueduct bridges.

② Large Cross Section of Conduit Channel

Required internal size of the conduit channel to safely discharge 190 m³/s of water would be 20m wide and 5m deep, provided that the channel bed would be laid at a slope of 0.02%, lining to be placed and roughness coefficient to be 0.015 for the Manning's formula. The water depth of 4.7m and the additional safety clearance of 0.3m would make the internal height of sidewall to 5.0m.

③ Bulk of Rock Excavation

Site reconnaissance observed the existing bedrock below shallow (1.0m to 2.0m thinness) surface soil along the proposed channel route. Assumed that the average thickness of surface soil is 1.5m and 90%

of the route distance should be excavated, rock excavation would provide approximately 1,650,000 m³ of muck for Alternative 1 with excavating length of about 6.1km and additional 350,000m³ for Alternative 2 by additional channel length of 2.4km.

④ Preliminary Evaluation on Economical Viability

The above mentioned issues may cause some disadvantages in economical viability of the plan, therefore preliminary economical evaluation shall be inevitable to confirm the viability of the plan.

⑤ Environmental Consideration

Site reconnaissance revealed small habitation and fishery activities inside and in the vicinity of the project area. EIA and necessary countermeasures including proposed water supply of 0.5m³/s to 1.0m³/s for the periphery would be required.

2. Profile and Cross Section of the Conduit Channel

Simplified profiles of the conduit channel for Alternative 1 and Alternative 2, respectively, were derived on the basis of the attached layout plan. (See attached profiles)

The correspondent residual heads were also shown on the foot of attached tables.

The major control points for two alternatives are

- 1) tailrace water level(EL.742.0m) at Kindaruma power station.
- and ;
- 2) normal water level(EL.700.0m) of Kiambere reservoir.

Waterway between intake and head pond was considered to be basically an open channel as described below.

(1) Profile of the Channel

Slope of the channel bed was set 0.02% considered to secure the residual head and to provide convenience for construction work.

(2) Cross Section of the Channel

Manning's formula was applied to define cross section of the conduit channel to secure safe discharge of specified water quantity 190 m³/s on the above given condition of the channel slope of 0.02%.

The internal dimensions of the conduit channel are 20.0m wide and 5.0m deep with submerged depth of 4.7m.

3. Possible Installed Capacity

(1) Possible Residual Head

Residual head at each alternative location of power station was derived as shown below;

Tailrace water level for both alternatives was assumed do be 5.0m higher than the normal water level(EL. 700.0m) of Kiambere reservoir, that is EL. 705.0m.

$$1) \text{ alternative 1 : } \Delta H = \text{EL.733.47m} - \text{EL.705.0m} \doteq 28.5\text{m}$$

$$2) \text{ alternative 2 : } \Delta H = \text{EL.740.35m} - \text{EL.705.0m} \doteq 35.4\text{m}$$

(2) Possible Installed Capacity

Possible installed capacity can be figured out by the following formula;

$$P_d = \alpha \cdot g \cdot Q \cdot \Delta H$$

Where; α : combined efficiency(=0.85, assumed)
 g : gravity(=9.8 m/s²)
 Q : discharge(=190 m³/s, given)
 ΔH : residual head(m)

Possible installed capacity for each alternative is determined as follows, respectively;

$$1) \text{ alternative 1 : } \Delta H = 28.5\text{m} \Rightarrow P_d \doteq 45.1(\text{MW})$$

$$2) \text{ alternative 2 : } \Delta H = 35.4\text{m} \Rightarrow P_d \doteq 56.0(\text{MW})$$

4. Economical Viability of KARURA HPDP

4.1 Unit Prices of Work

The unit prices of work were quoted from Sondu/Miriu power station implementation plan. Sondu/Miriu power station is under construction in the Republic of Kenya and has the similar power generation scheme(run-of-river) and installed capacity(60MW) as the KARURA HPDP(run-of-river, 55MW).

Construction cost for Sondu/Miriu project was estimated and financed by Japan Bank for International Cooperation (JBIC) on the basis of unit prices as of year 2005.

The quoted work prices for Sondu/Miriu project are as shown below(USD1.00 = JPY115.0);

- Indirect works (general, site management, temporary):
JPY253,255(×1000) = USD2,202.22(×1000)
 - Penstock:
JPY512,408(×1000) = USD4,455.72(×1000)
 - Power station:
JPY605,083(×1000) = USD5,261.59(×1000)
 - Generator & Peripherals (excl. transformer & transmission):
JPY6,447,318(×1000) = USD56,063.63(×1000)
 - Spillway:
JPY1,227,979(×1000) = USD10,678.08(×1000)
 - Others:
JPY160,393(×1000) = USD1,394.72(×1000)
 - Subtotal:
JPY9,206,436(×1000) = USD80,055.96(×1000)
 - Unit Cost per Installed Capacity
JPY9,206,436(×1000) / 60(MW)
= JPY153,441×1000/MW
- ≒ JPY154 mil./MW ≒ USD1,340×1000/MW**

The installation cost for each alternative of KARURA HPDP will be estimated as below utilizing the above quoted unit prices for Sondu/Miriu project;

1) Alternative 1

As the possible installed capacity P_d is 45MW;

$$\begin{aligned} C_{i_1} &= \text{JPY}154 (\text{mil.}/\text{MW}) \times 45(\text{MW}) \\ &= \text{JPY}6,930 \text{ mil.} \approx \text{USD}60,261 (\times 1000) \end{aligned}$$

2) Alternative 2

As the possible installed capacity P_d is 56MW;

$$\begin{aligned} C_{i_2} &= \text{JPY}154 (\text{mil.}/\text{MW}) \times 56(\text{MW}) \\ &= \text{JPY}8,624 \text{ mil.} \approx \text{USD}74,991 (\times 1000) \end{aligned}$$

Construction cost for each alternative conduit channel should be additional to the installation cost above acquired.

Unit work prices for the conduit were also quoted from the Sondu/Miriu project as below;

- Soil excavation (open cut): JPY396(/m³)
- Rock excavation (weathered): JPY796(/m³)
- Rock excavation (fresh): JPY1,323(/m³)
- Concrete work (plain or lining): JPY20,100(/m³)
- Concrete work (reinforced): JPY20,131(/m³)
- Formwork: JPY2,472(/m²)
- Reinforcement (fabrication & placing): JPY74,129(/ton)
- Mucking: JPY500(/m³, not mentioned and assumed here)

4.2 Work Quantity and Construction Cost for Conduit

The conduit channel of KARURA HPDP consists of open channel blocks and aqueduct bridge blocks. The internal dimensions would be as large as 20.0m wide by 5.0m deep.

The large open channel should be formulated by concrete lining over the excavated rock trench with thickness of 15cm on sidewalls and 30cm on base, respectively.

The aqueduct would be constructed by reinforced concrete(RC) considering the dead load (holding water and channel body) and static water pressure. Thickness of the members would be 50cm at the minimum due to the same reason as introducing RC structure.

(1) Excavation

The average thickness of overburden on conduit channel (distance between ground surface and side wall crest) was primarily estimated. The average thickness of surface soil(1.50m) should be subtracted from the average thickness of overburden and the residue would be considered as thickness of foundation rock to be excavated.

The 30cm thick upper layer of rock was taken granted to have been weathered.

Excavation quantities for two alternatives are shown below;

1) Alternative 1

- Length of open cutting: 6,155(m)
- Average soil cutting width (surface): 22.0(m)
- Average rock cutting width: 20.3(m)
- Excavating depth (open channel): $5.0 + 0.3 = 5.3$ (m)
- Average overburden: 9.4(m)
- Average soil thickness (surface): 1.5(m)
- Average rock thickness : $9.4 - 1.5 = 7.9$ (m)
- Quantity of surface soil: $22.0(\text{m}) \times 1.5(\text{m}) \times 6,155(\text{m})$
 $= 203,115(\text{m}^3)$
- Quantity of weathered rock: $20.3(\text{m}) \times 0.3(\text{m}) \times 6,155(\text{m})$
 $= 37,484(\text{m}^3)$
- Quantity of fresh rock: $20.3 \times (7.9 - 0.3 + 5.3) \times 6,155$
 $= 1,611,810(\text{m}^3)$
- Muck: $203,115 + 37,484 + 1,611,810$
 $= 1,852,409(\text{m}^3)$

2) Alternative 2

- Length of open cutting: 8,505(m)
- Average soil cutting width (surface): 22.0(m)
- Average rock cutting width: 20.3(m)
- Excavating depth (open channel): $5.0 + 0.3 = 5.3$ (m)
- Average overburden: 7.8(m)
- Average soil thickness (surface): 1.5(m)
- Average rock thickness: $7.8 - 1.5 = 6.3$ (m)
- Quantity of surface soil: $22.0(\text{m}) \times 1.5(\text{m}) \times 8,505(\text{m})$
 $= 280,665(\text{m}^3)$
- Quantity of weathered rock: $20.3(\text{m}) \times 0.3(\text{m}) \times 8,505(\text{m})$
 $= 61,795(\text{m}^3)$
- Quantity of fresh rock: $20.3 \times (6.3 - 0.3 + 5.3) \times 8,505$
 $= 1,950,962(\text{m}^3)$
- Muck: $280,665 + 61,795 + 1,950,962$
 $= 2,283,422(\text{m}^3)$

(2) Concrete Works

Concrete works would be categorized as plain concrete work for lining(15cm thick for sidewalls and 30cm for channel bed) and reinforced concrete work(50cm thick for both sidewalls and channel bed) for aqueduct bridges. Concrete works for substructure of bridging could not be identified and eliminated to count.

1) Alternative 1

- Length of open cutting: 6,155(m)
- Length of inverted siphon: 725.0(m)
- Area of inverted siphon: $0.5(m) \times 2 \times (20.5 + 5.5) = 26.0(m^2)$
- Total length of bridging: 400.0(m)
- Area of aqueduct section: $0.5 \times (20.5 + 2 \times 5.25) = 15.5(m^2)$
- Area of lining section: $0.15 \times (2 \times 5.0) + 0.3 \times 20.3 = 7.59(m^2)$
- Reinforced concrete: $26.0 \times 725 + 15.5 \times 400 = 25,050(m^3)$
- Formwork for RC: $(2 \times 5.0 + 20.0) \times 725 + \{21.0 + 2 \times (5.0 + 5.5)\} \times 400 = 38,550(m^2)$
- Plain concrete: $7.59 \times (6,155 - 725.0) \doteq 41,214(m^3)$
- Formwork for plain conc. : $2 \times 5.0 \times (6,155 - 725.0) = 54,300(m^2)$

2) Alternative 2

- Length of open cutting: 8,505(m)
- Length of inverted siphon: 725.0(m)
- Area of inverted siphon: $0.5(m) \times 2 \times (20.5 + 5.5) = 26.0(m^2)$
- Total length of bridging: 1,260.0(m)
- Area of aqueduct section: $0.5 \times (20.5 + 2 \times 5.25) = 15.5(m^2)$
- Area of lining section: $0.15 \times (2 \times 5.0) + 0.3 \times 20.3 = 7.59(m^2)$
- Reinforced concrete: $26.0 \times 725 + 15.5 \times 1,260 = 38,380(m^3)$
- Formwork for RC: $(2 \times 5.0 + 20.0) \times 725 + \{21.0 + 2 \times (5.0 + 5.5)\} \times 1,260 = 55,170(m^2)$
- Plain concrete: $7.59 \times (8,505 - 725.0) \doteq 59,050(m^3)$
- Formwork for plain conc. : $2 \times 5.0 \times (8,505 - 725.0) = 77,800(m^2)$

(3) Reinforcement Works

For convenience in quantity estimation for reinforcing bars(rebar), unit weight of $100(\text{kg}/\text{m}^3)$ for rebar employment against unit volume of RC structure for aqueduct bridge was assumed.

1) Alternative 1

- Length of RC aqueduct: $725.0 + 400.0 = 1,125.0(\text{m})$
- Reinforced concrete: $25,050(\text{m}^3)$
- Reinforcing bar: $100.0(\text{kg}/\text{m}^3) \times 25,050(\text{m}^3)$
 $= 2,505,000(\text{kg})$

2) Alternative 2

- Length of RC aqueduct: $725.0 + 1,260.0 = 1,985.0(\text{m})$
- Reinforced concrete: $38,380(\text{m}^3)$
- Reinforcing bar: $100.0(\text{kg}/\text{m}^3) \times 38,380(\text{m}^3)$
 $= 3,838,000(\text{kg})$

(4) Construction Cost

Taking into account above derived unit prices and work quantities, a rough estimation on construction cost for conduit channel will be acquired as shown below;

① Alternative 1

Category	Quantity	Unit	Unit price (JPY)	Work cost (JPY)
Soil excavation	203,115	(m ³)	396	80,433,540
Rock exca.(weathered)	37,484	(m ³)	796	29,837,264
Rock exca.(fresh)	1,611,810	(m ³)	1,323	2,132,424,630
Mucking	1,852,409	(m ³)	500	926,204,500
Reinforced concrete	25,050	(m ³)	20,131	504,281,550
Plain concrete	41,214	(m ³)	20,100	938,991,600
Formwork	92,850	(m ²)	2,472	247,447,200
Reinforcement (fabrication & placing)	2,505	(t)	74,129	185,693,145
Subtotal				4,916,801,129

Total construction cost of conduit channel for Alternative 1 is estimated as JPY4,920 mil., that is approximately equivalent to USD42,783(×1,000).

② Alternative 2

Category	Quantity	Unit	Unit price (JPY)	Work cost (JPY)
Soil excavation	280,665	(m ³)	396	111,143,340
Rock exca.(weathered)	51,795	(m ³)	796	41,228,820
Rock exca.(fresh)	1,950,962	(m ³)	1,323	2,581,122,726
Mucking	2,283,422	(m ³)	500	1,141,711,000
Reinforced concrete	38,380	(m ³)	20,131	772,627,780
Plain concrete	59,050	(m ³)	20,100	1,297,515,300
Formwork	132,970	(m ²)	2,472	346,623,840
Reinforcement (fabrication & placing)	3,838	(t)	74,129	284,507,102
Subtotal				6,447,947,608

Total construction cost of conduit channel for Alternative 2 is estimated as JPY6,450 mil., that is approximately equivalent to USD56,087(×1,000).

4.3 Project Cost

Taking into account above calculated construction costs for the two alternatives, a rough estimation on project cost for KARURA Hydropower Development Plan will be acquired as shown below;

Here, the cost for transformer cum transmission system and substructure of aqueduct bridges were hypotheses.

Referring to Song'oro HPDP, the unit installation cost was derived in Section 4.1 as follows;

▪ Installation Cost per Capacity : JPY154 (mil./MW)

① **Alternative 1** (Price unit in JPY)

- Installed Capacity: 45MW
- Equipments: $\text{JPY}154 \text{ (mil./MW)} \times 45\text{MW} = \text{JPY}6,930 \text{ mil.}$
- Conduit Channel: $\text{JPY}4,920 \text{ mil.}$
- Bridge Substructure: $\text{JPY}450 \text{ mil.}$ (assumed value for 3 units)
- Transformer•Transmission: $\text{JPY}50 \text{ mil.}$ (assumed value for 1 unit)
- Subtotal: $\text{JPY}12,350 \text{ mil.}$
- Admin. And Management: $\text{JPY}62 \text{ mil.}$ (0.5% of Subtotal)
- Physical Contingency: $\text{JPY}618 \text{ mil.}$ (5.0% of Subtotal)
- Project Cost (PV): $\text{JPY}13,030 \text{ mil.}$ (as of 2005 price)
- Price Escalation: $1.3\% / \text{yr.}$ (based on JBIC data) for 10 years
(2005-2015) $\Rightarrow \approx 13.79\%$
- Total Project Cost: $\text{JPY}13,030 \text{ mil.} \times 1.14 \approx \boxed{\text{JPY}14,854 \text{ mil.}}$
(approx. $\text{JPY}330,000 / \text{kW}$)

② **Alternative 2** (Price unit in JPY)

- Installed Capacity: 56MW
- Equipments: $\text{JPY}154 \text{ (mil./MW)} \times 56\text{MW} = \text{JPY}8,624 \text{ mil.}$
- Conduit Channel: $\text{JPY}6,450 \text{ mil.}$
- Bridge Substructure: $\text{JPY}900 \text{ mil.}$ (assumed value for 6 units)
- Transformer•Transmission: $\text{JPY}50 \text{ mil.}$ (assumed value for 1 unit)
- Subtotal: $\text{JPY}16,024 \text{ mil.}$
- Admin. And Management: $\text{JPY}80 \text{ mil.}$ (0.5% of Subtotal)
- Physical Contingency: $\text{JPY}801 \text{ mil.}$ (5.0% of Subtotal)
- Project Cost (PV): $\text{JPY}16,905 \text{ mil.}$ (as of 2005 price)
- Price Escalation: $1.3\% / \text{yr.}$ (based on JBIC data) for 10 years
(2005-2015) $\Rightarrow \approx 13.79\%$
- Total Project Cost: $\text{JPY}16,905 \text{ mil.} \times 1.14 \approx \boxed{\text{JPY}19,272 \text{ mil.}}$
(approx. $\text{JPY}344,000 / \text{kW}$)

4.4 Generation Cost

Based on above derived project costs for two alternatives, correspondent generation costs would be evaluated as described below, where unit facility maintenance cost per installed capacity was assumed JPY10 mil./MW/year and depreciation period was assumed 20 years with neglected capital interest;

The switching and transmission facilities connecting to the nearest substation, approximate distance is 26km to Kamburu S/S, were not included in generation cost.

Foreign currency exchange rate: USD1.00 = JPY115.0

① Alternative 1 (Price unit in JPY)

- Installed capacity: 45MW
- Total Project Cost: JPY14,854 mil.
- Maintenance Cost: JPY450 mil.
- Load Factor: 0.40
- Plant Factor: 0.95
- Annual Generation: $0.40 \times 45(\text{MW}) \times 24(\text{hr}) \times 0.95 \times 365(\text{days})$
 $= 149,796(\text{MWh/yr.})$
- Generation Cost: $(14,854 / 20 + 450) \times 10^6 / 149,796(\text{MWh})$
 $= \text{JPY}7.96 / \text{kWh} \doteq \text{USC}6.92 / \text{kWh}$

② Alternative 2 (Price unit in JPY)

- Installed capacity: 56MW
- Total Project Cost: JPY19,272 mil.
- Maintenance Cost: JPY560 mil.
- Load Factor: 0.40
- Plant Factor: 0.95
- Annual Generation: $0.40 \times 56(\text{MW}) \times 24(\text{hr}) \times 0.95 \times 365(\text{days})$
 $= 186,413(\text{MWh/yr.})$
- Generation Cost: $(19,272 / 20 + 560) \times 10^6 / 186,413(\text{MWh})$
 $= \text{JPY}8.17 / \text{kWh} \doteq \text{USC}7.10 / \text{kWh}$

4.5 Switching and Transmission Cost

The nearest substation to the project site is at Kamburu and the distance from each proposed power station is about 24km(Alternative 1) and 26km(Alternative 2), respectively.

Unit construction cost for 132kV single circuit transmission line is estimated in LCPDP as USD90,000/km, which includes USD10,000/km for environmental mitigation.

Unit cost for switching yard is also estimated in LCPDP as USD650,000/unit.

Thus, with assumed transmission loss of 15%, 2% of construction cost for maintenance work every year and 20 years depreciation period with neglected capital interest as same as in case of power generation, switching and transmission cost in each alternative would be estimated as follows;

① Alternative 1 (Price unit in USD)

- Installed capacity: 132kV(single circuit)
- Transmission distance: 24 km
- Transmission Const.: $24 \text{ km} \times \text{USD}90,000/\text{km} = \text{USD}2,160,000\text{-}$
- Switching Yards(2units): $2 \times \text{USD}6500,000 = \text{USD}1,300,000\text{-}$
- Construction Cost: $\text{USD}(2,160,000 + 1,300,000)$
 $= \text{USD}3,460,000\text{-}$
- Maintenance Cost: $\text{USD}3,460,000 \times 0.02 = \text{USD}69,200\text{-}$
- Loss Rating: 0.15
- Annual Transmission: $149,796(\text{MWh}) \times (1-0.15) \div 127,327(\text{MWh}/\text{yr.})$
- Transmission Cost: $(3,460,000 / 20 + 69,200) / 127,327(\text{MWh})$
 $= \text{USC}0.19 / \text{kWh}$

② **Alternative 2** (Price unit in USD)

- Installed capacity: 132kV(single circuit)
- Transmission distance: 26 km
- Transmission Const.: $26 \text{ km} \times \text{USD}90,000/\text{km} = \text{USD}2,340,000\text{-}$
- Switching Yards(2units): $2 \times \text{USD}6500,000 = \text{USD}1,300,000\text{-}$
- Construction Cost: $\text{USD}(2,340,000 + 1,300,000)$
 $= \text{USD}3,640,000\text{-}$
- Maintenance Cost: $\text{USD}3,640,000 \times 0.02 = \text{USD}72,800\text{-}$
- Loss Rating: 0.15
- Annual Transmission: $186,413(\text{MWh}) \times (1-0.15) \doteq 158,451(\text{MWh}/\text{yr.})$
- Transmission Cost: $(3,640,000 / 20 + 72,800) / 158,451(\text{MWh})$

$= \text{USC}0.16 / \text{kWh}$

4.5 Evaluation on Economical Viability

Economical viability for each alternative was preliminarily evaluated based on above derived generation costs.

Normally, economical viability of development project is evaluated with indexes of Financial or Economical Internal Return Ratio (FIRR or EIRR). However, the mission is not supposed to evaluate neither FIRR nor EIRR of the proposed Karura project. Hence, a simplified evaluation on the two alternatives in Karura Project was practiced as follows in comparison with economical indexes of Sang'oro Project, which was evaluated with economical indexes;

(1) Major Indexes

Major economical indexes of Sang'oro Hydropower Development Project are as follows;

- Installed capacity: 21MW
- Total Project Cost: JPY4,573 mil. (\doteq JPY218,000/kW)
- Annual Generation: 107.3GWh/yr. ($=$ 5.1095GWh/yr./MW)
- Depreciation Period: 50 years
- Generation Cost: $(4,573/50 + 128) \times 10^6 / 107.3(\text{GWh})$
 \doteq JPY2.05(/kWh) \doteq USC1.78(/kWh)
- B/C: 1.157
- EIRR: 13.8%

Meanwhile, the correspondent indexes of Karura HPDP are as follows(B/C and EIRR were not available in this mission);

① Alternative 1

- Installed capacity: 45MW
- Total Project Cost: JPY14,854 mil. (\doteq JPY330,000/kW)
- Annual Generation: 149.8GWh/yr. (\doteq 3.3289GWh/yr./MW)
- Depreciation Period: 20 years
- Generation Cost: JPY7.96(/kWh) \doteq USC6.92(/kWh)

② Alternative 2

- Installed capacity: 56MW
- Total Project Cost: JPY19,272 mil. (\doteq JPY344,000/kW)
- Annual Generation: 186.4GWh/yr. (\doteq 3.3286GWh/yr./MW)
- Depreciation Period: 20 years
- Generation Cost: JPY8.17(/kWh) \doteq USC7.10(/kWh)

(2) Evaluation on Proposed Alternatives

Evaluation of the proposed two alternatives referred to major economical indexes of Sang'oro Project are as shown below;

- **Project costs per installed capacity(> USD2,850) are; disadvantageous to Sang'oro Project.**
- **Unit generations per installed capacity(\cong 3.3GWh/yr.) are; disadvantageous to Sang'oro Project.**

The annual power generations are not proportional to installed capacities. This was caused by the deference between correspondent load factors in Sang'oro Project(approx. 0.6) and Karura Alternatives (approx. 0.4).

- **Generation costs (> USC7.0) are; disadvantageous to Sang'oro Project.**

Additional to the above reason, the deference between depreciation periods (50 years for Sang'oro and 20years for Karura, respectively) gives a disadvantage to Karura Alternative s.

The level of study in the mission is premature to give 50 years depreciation period to Karura Project, thus 20 years depreciation referring to general discount period of 17 years for heavy electric equipment was adopted.

(3) Conclusion and Recommendation

Preliminary study in this report demonstrates that the proposed Karura alternatives are economically disadvantageous to Sang'oro Project under the assumptions considered in the study. Accordingly, affirmative conclusions could not be drawn regarding the necessity for conducting further detailed study.

3 . 収集資料リスト

No.	タイトル	使用言語	入手先	入手日	備考	国名
1	Hydropower Development Master Plan Part 1 (Final Report) Volume 8 Environmental Impact Assessment (Stage 1), 1997	English	MEMD	2007/8/29	コピー	ウガンダ
2	Brochure of NEMA	English	NEMA	2007/8/30	パンフレット	ウガンダ
3	Energy for Rural Transformation, Environmental and Social Management Framework, A Field Manual	English	NEMA	2007/8/30	冊子	ウガンダ
4	Environmental Impact Statement for a 2D Seismic Survey in Exploration Area 1, Pakwach Basin, Uganda	English	NEMA	2007/8/30	コピー	ウガンダ
5	Guidelines for Environmental Impact Assessment in Uganda (1997)	English	NEMA	2007/8/30	冊子	ウガンダ
6	NEMA News, Vol.5 No.24, June 2007	English	NEMA	2007/8/30	冊子	ウガンダ
7	The Environmental Impact Assessment Regulations (1998)	English	NEMA	2007/8/30	冊子	ウガンダ
8	The National Environment (Audit) Regulations (2006)	English	NEMA	2007/8/30	冊子	ウガンダ
9	Population Data around Murchison Falls National Park	English	UBOS	2007/8/31	コピー	ウガンダ
10	Aerial Surveys of Medium-Large Mammals in Kidepo Valley and Murchison Falls Conservation Areas	English	UWA	2007/9/4	冊子	ウガンダ
11	Annual Report 2004-2005	English	UWA	2007/9/4	冊子	ウガンダ
12	Annual Report 2005-2006	English	UWA	2007/9/4	冊子	ウガンダ
13	Brochure of Lake Mburo National Park	English	UWA	2007/9/4	パンフレット	ウガンダ
14	Brochure of Mt. Elgon National Park	English	UWA	2007/9/4	パンフレット	ウガンダ
15	Brochure of Murchison Falls Conservation Area	English	UWA	2007/9/4	パンフレット	ウガンダ
16	Brochure of Queen Elizabeth National Park	English	UWA	2007/9/4	パンフレット	ウガンダ
17	Brochure of Rwenzori Mountains National Park	English	UWA	2007/9/4	パンフレット	ウガンダ
18	Brochure of Semuliki National Park	English	UWA	2007/9/4	パンフレット	ウガンダ
19	List of Endangered Species in Uganda	English	UWA	2007/9/4	コピー	ウガンダ
20	General Management Plan, July 2001-June 2011 (Murchison Falls Protected Area)	English	UWA	2007/9/4	冊子	ウガンダ
21	The Wildlife Link (Publication of UWA, Issue 3, March 2007)	English	UWA	2007/9/4	冊子	ウガンダ
22	Vegetation Map of Murchison Falls Protected Area	English	UWA	2007/9/4	コピー	ウガンダ
23	Brochure and DVD for Uganda Tourism	English	Tourism Uganda	2007/9/4	パンフレット、 DVD	ウガンダ
24	From Conversion to Conservation, Fifteen Years of Managing Wetlands for People and the Environment in Uganda	English	Ministry of Water, Lands and Environment (MWLE)	2007/9/4	冊子	ウガンダ
25	National Policy for the Conservation and Management of Wetland Resources (1995)	English	MWLE	2007/9/4	冊子	ウガンダ
26	Wetlands and the Law	English	MWLE	2007/9/4	冊子	ウガンダ
27	Wetland Sector Strategic Plan 2001-2010	English	MWLE	2007/9/4	冊子	ウガンダ
28	Project Definition Report, Karuma Falls Hydropower Project, Uganda, Volume C2 Environmental Impact Assessment Annexes (1999)	English	UETCL	2007/9/4	コピー	ウガンダ
29	Project Definition Report, Karuma Falls Hydropower Project, Uganda volume A & B	English	UETCL	2007/9/4	コピー	ウガンダ
30	Hydropower Development Master Plan Part 1 Final Report, volume2 Main report	English	MEMD	2007/9/4	コピー	ウガンダ
31	Hydropower Development Master Plan Part 1 Final Draft, volume3 Drawings	English	MEMD	2007/9/4	コピー	ウガンダ
32	Hydropower Development Master Plan Part 1 Final Draft, volume4 appendices	English	MEMD	2007/9/4	コピー	ウガンダ
33	Hydropower Development Master Plan Part 1 Final Draft, volume5 Load Forecast	English	MEMD	2007/9/5	コピー	ウガンダ
34	Hydropower Development Master Plan Part 1 Final Draft, volume6 Report on the hydrology of the Nile below lake Victoria	English	MEMD	2007/9/6	コピー	ウガンダ
35	Hydropower Development Master Plan Part 1 Final Draft, volume7 Hydrology and hydropower potential of non-Nile rivers	English	MEMD	2007/9/7	コピー	ウガンダ
36	Ayago-Nile Hydroelectric project, Main Report	English	MEMD	2007/9/4	コピー	ウガンダ
37	Extent of the Power Crisis and its Impact on the Private sector	English	MOFPED	2007/8/31	コピー	ウガンダ
38	Establishment of a Geothermal Development Company Stakeholders workshop	English	JICA Kenya	2007/9/10	コピー	ウガンダ

No.	タイトル	使用言語	入手先	入手日	備考	国名
39	Tariff Determination UGANDA 2006	English	ERA	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
40	THE ELECTRICITY (PRIMARY GRID CODE) REGULATIONS 2003		ERA	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
41	Energy Policy for Uganda 2002	English	MEMD	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
42	Plan for Meeting Uganda's Electricity Supply Needs 2006	English	MEMD	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
43	Uganda - Electricity Act 1999	English	MEMD	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
44	Uganda Energy Balance 2006	English	MEMD	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
45	Presentation to JICA by MEMD	English	MEMD	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
46	Annual Report 2005	English	MEMD	Aug~Sep	冊子	ウガンダ
47	Renewable Energy Policy for Uganda 2007	English	MEMD	Aug~Sep	冊子	ウガンダ
48	Rural Electrification Strategy and Plan 2001-2002	English	MEMD	Aug~Sep	冊子	ウガンダ
49	Strategic Plan 2005/06-2011/12	English	REA	Aug~Sep	冊子	ウガンダ
50	Annual Rural Electrification Report Jul.2005-Jun.2006	English	REA	Aug~Sep	コピー	ウガンダ
51	JICA Rural Electrification III Proposals	English	REA	Aug~Sep	コピー	ウガンダ
52	Indicative Rural Elec.MP 3rd Interim Report	English	World Bank	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
53	Bujagali II Economic and Financial Evaluation Study 2007	English	POWER PLANNING ASSOCIATES LTD	Aug~Sep 07	電子ファイ ル	ウガンダ
54	Investment Plan	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
55	ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2006	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
56	CURRENT GENERATION TARIFFS	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
57	Power Development Plan and Demand and Supply Balance	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
58	Daily Load Curves 2007	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
59	TRANSMISSION MAP 2007	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
60	TRANSMISSION NETWORK 2007	English	UETCL	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
61	Ayago-Nile HPP, Feasibility Study Main Report 1984	English	Norconsult	Aug~Sep	コピー	ウガンダ
62	Karuma Falls HPP, Project Difinision Report 1999	English	Norpak Power	Aug~Sep	コピー	ウガンダ
63	Statistical Abstract 2006	English	UGANDA BUREAU OF STATISTICS	Aug~Sep 07	電子ファイ ル	ウガンダ
64	サブ・サハラアフリカの貧困削減のための提言2005	日本語	明治大学	Aug~Sep	電子ファイ	ウガンダ
65	Annual Report 2005 06	English	ERB	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
66	Energy Act 2006 Kenya	English	ERB	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
67	Kenya Electricity Grid Code 1-2 2004	English	ERB	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
68	Kenya Electricity Grid Code 3 2004	English	ERB	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
69	Retail Electricity Tariffs Review Policy 2005	English	ERB	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
70	Strategic Plan 2003/03-2007/08 ERB	English	ERB	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
71	JICA-Annual Accounts 2006-07	English	KPLC	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
72	Answer to JICA - Questionnair	English	KPLC	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
73	Update of Kenya's Least Cost Power Development Plan 2007	English	KPLC	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
74	Tariff Design	English	KenGen	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
75	KenGen Presentation (Karura) Aug.2007	English	KenGen	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
76	KenGen Presentation 7-13 Sep.2007	English	KenGen	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
77	Annual Report 2007	English	KenGen	Aug~Sep	電子ファイ	ケニア
78	Annual Report 2006	English	KenGen	Aug~Sep	冊子	ケニア
79	Prospectus 2006	English	KenGen	Aug~Sep	冊子	ケニア

