

ウガンダ共和国
エネルギー鉱物開発省

ウガンダ共和国
水力開発マスタープラン
策定支援プロジェクト

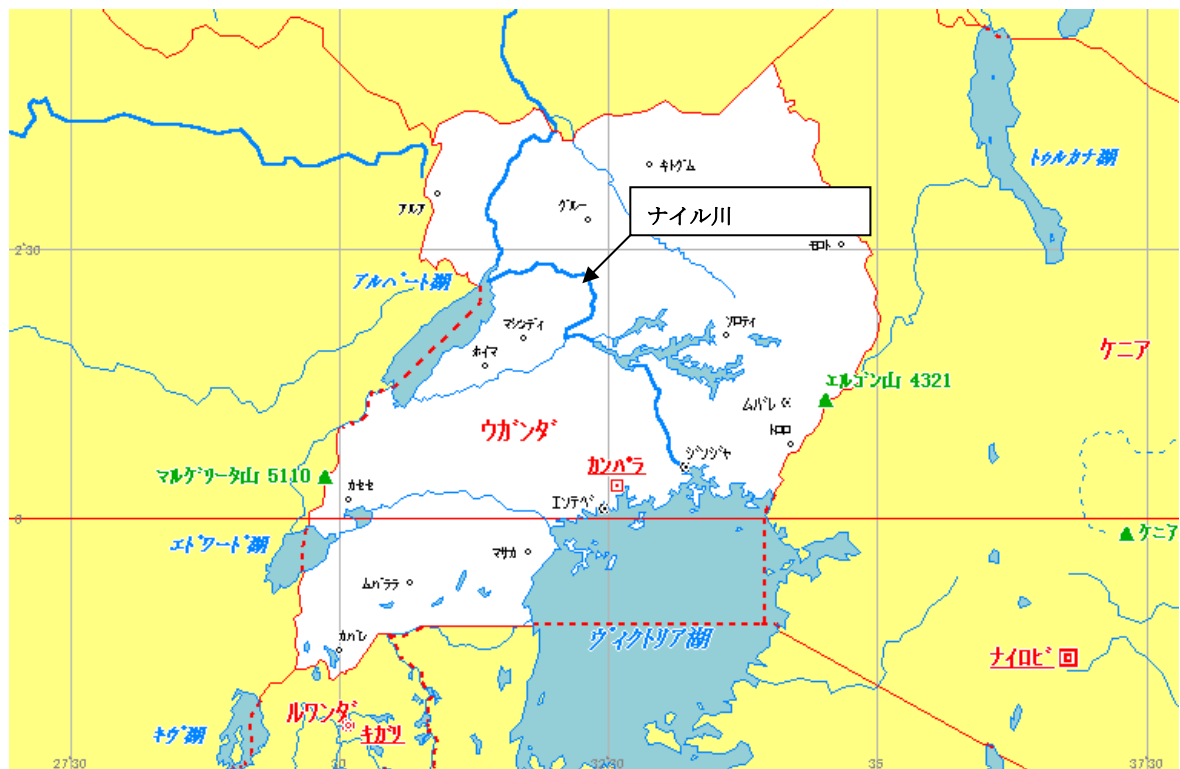
ファイナルレポート

2011 年 3 月
(2011 年)

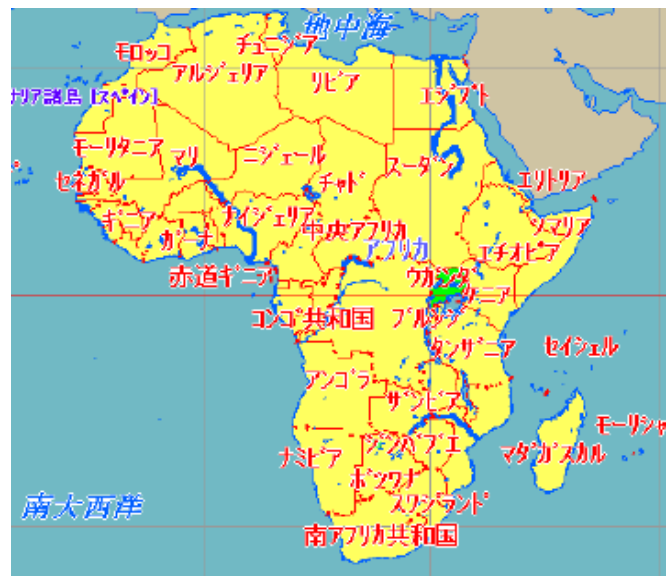
独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

電源開発株式会社
日本工営株式会社

産業
JR
11-021



Location Map





Kalagala Site



Isimba Site



Karuma Site



Oriang Site



Ayago Site



Kiba Site



Murchison Site



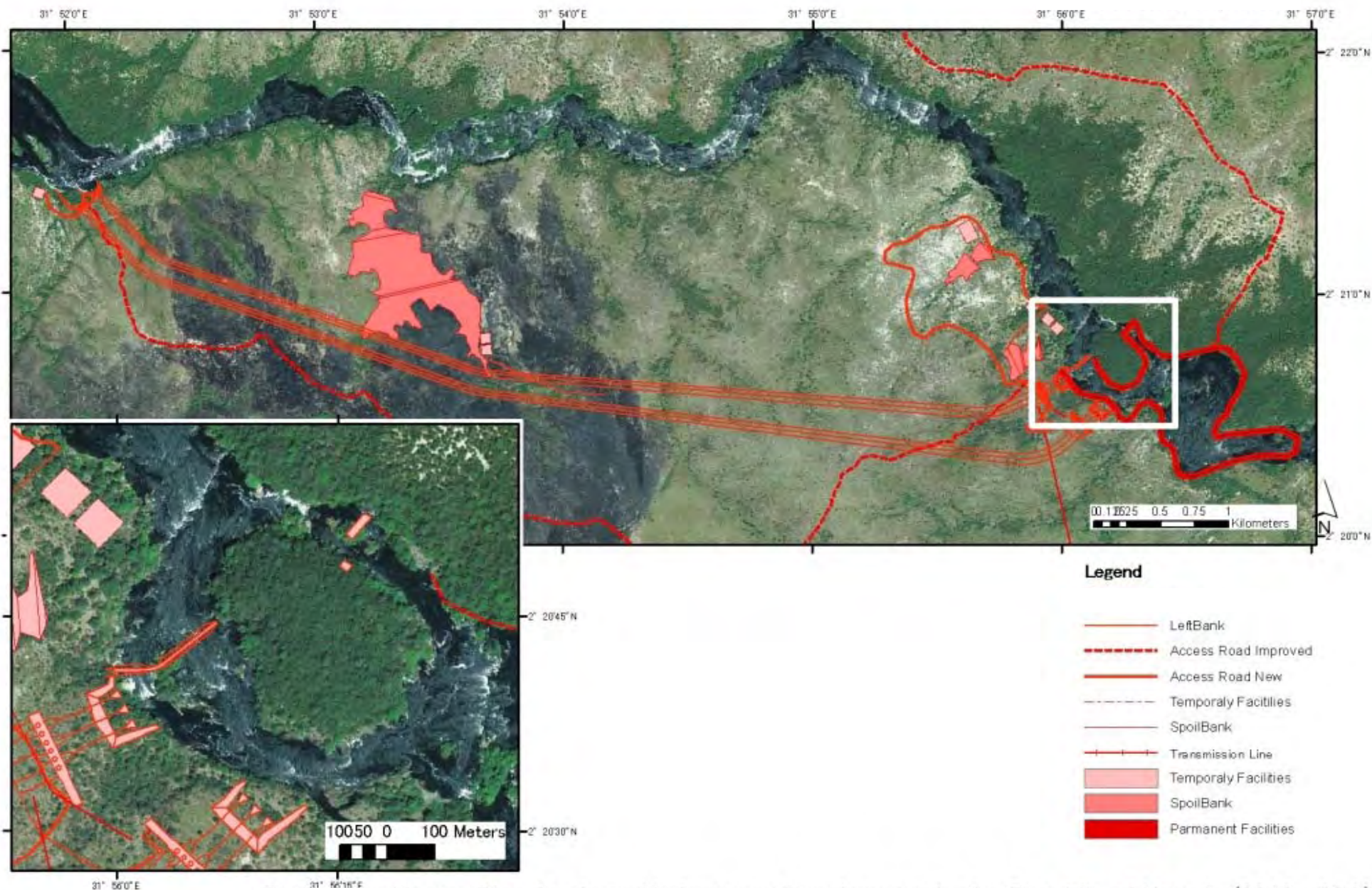
1st Stakeholder Meeting in Kampala (11 December, 2009)



2nd Stakeholder Meeting in Kampala (19 February, 2010)



3rd Stakeholder Meeting in Kampala (20 January, 2011)



Ayago Left Bank Plan

略 語 表

略 語	正 式 名 称	訳 語
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
BEL	Bujagali Energy Ltd.	ブジャガリ電力会社
CAPP	Central Africa Power Pool	中央アフリカ・パワープール
DSM	Demand Side Management	需要者の負荷管理
DWD	Department of Water Development	水開発総局
DWRM	Department of Water Resource Management	水資源管理総局
EAC	East African Community	東アフリカ共同体
EAPL	East Africa Electric Power & Lighting Company Limited	東アフリカ電力・電灯会社
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
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	電力規制庁
ERC	Energy Regulatory Commission	ケニアエネルギー規制委員会
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
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
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
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IFC	International Finance Cooperation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
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
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KCCL	Kasese Cobalt Mine	カセセコバルト鉱山
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
KML	Kilembe Mines	キレンバ鉱山
KPC	Kenya Power Corporation	ケニア電力会社
KPLC	Kenya Power and Lighting Co. Ltd.	ケニア電灯・電力会社

Ksh	Kenya Shilling	ケニア・シリング
LA	Local Authority	自治庁
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」
MAAHF	Ministry of Agriculture, Animal, Husbandry and Fisheries	農業省
MCA	Multi-Criteria Analysis	多基準分析
M/P	Master Plan	総合的基本計画
MEMD	Ministry of Energy and Mineral Development	エネルギー鉱物開発省
MFPEd	Ministry of Finance, Planning and Economic Development	財務計画経済開発省
MOH	Ministry of Health	保健省
MOU	Minute of Understanding	覚書
MTTI	Ministry of Tourism, Trade and Industry	観光貿易産業省
MWE	Ministry of Water and Environment	水/環境省
NPA	National Planning Authority	国家計画庁
NBD	Nile Basin Discourse	ナイル川流域協議会
NBI	Nile Basin Initiatives	ナイル川流域イニシアチブ
NDF	Nordic Development Fund	ノルウエー開発基金
NBS	Net Basin Supply	正味流入量
NELSAP	Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program	
NEMA	National Environmental Management Agency	国家環境管理庁
NFA	National Forest Authority	国家森林庁
NORD	Norwegian Agency for Development Cooperation	ノルウエー開発協力庁
OJT	On the Job Training	職場内教育
PEAP	Poverty Eradication Action Plan	貧困撲滅行動計画
PPA	Power Purchase Agreement	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
PSIP	Power Sector Investment Plan	
PSRPS	The Power Sector Reform and Privatization Strategy	電力セクター改革・民営化戦略
PSS/E	Power System Simulator for Engineering	系統解析シミュレーションツール名
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
RESP	Rural Electrification Strategy and Plan	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
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダー協議

SIDA	Swedish International Development Agency	スウェーデン国際開発協力庁
TANESCO	Tanzania Electric Supply Co. Ltd.	タンザニア電力公社
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
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
ULC	Uganda Land Commission	ウガンダ土地委員会
UMD	Uganda Meteorological Department	ウガンダ気象局
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
WWF	World Wildlife Fund for Nature	世界自然保護基金

目 次

結論および提言

結 論	1
提 言	3

第 1 章 序論

1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の目的	1-1
1.3 調査の範囲	1-1
1.4 調査スケジュール	1-2
1.5 調査内容	1-7
1.6 調査団派遣実績および報告書	1-9
1.7 カウンターパートおよび調査団	1-9
1.7.1 カウンターパート	1-9
1.7.2 JICA 調査団	1-10

第 2 章 ウガンダ国の一般事情

2.1 概要	2-1
2.2 地形・地質	2-1
2.3 気候	2-2
2.4 社会経済状況	2-5
2.4.1 行政区	2-5
2.4.2 人口	2-5
2.4.3 民族	2-6
2.4.4 農業、畜産業	2-7
2.4.5 漁業	2-8
2.4.6 教育	2-9
2.4.7 保健	2-10
2.4.8 観光業	2-11
2.5 ウガンダのマクロ経済状況	2-15
2.5.1 概観	2-15
2.5.2 国内総生産（GDP）	2-16
2.5.3 国際収支	2-18
2.5.4 政府財政収支	2-23
2.5.5 インフレ率・銀行金利・通貨交換比率	2-26
2.5.6 経済開発・産業政策	2-27

第 3 章 電力セクターの現状

3.1 組織	3-1
3.1.1 電気事業体制の歴史的経緯	3-1
3.1.2 現在の電気事業体制	3-1
3.2 発電設備等の現況	3-3
3.2.1 発電設備	3-3

3.2.2	送電設備.....	3-3
3.2.3	変電設備.....	3-6
3.3	電力需給.....	3-7
3.3.1	電力供給実績.....	3-7
3.3.2	電力需要実績.....	3-10
3.3.3	周辺国の電力需給実績.....	3-12
3.4	電気料金.....	3-15
第4章 長期電源開発計画		
4.1	国内の電力需要想定.....	4-1
4.1.1	需要想定的前提条件.....	4-1
4.1.2	需要想定結果.....	4-3
4.1.3	需要想定を検証.....	4-4
4.2	周辺国との電力融通.....	4-9
4.2.1	電力融通実績.....	4-10
4.2.2	ケニアとの電力融通.....	4-10
4.2.3	ケニアとの電力融通計画.....	4-11
4.2.4	ケニアのエチオピアからの電力輸入単価想定.....	4-14
4.2.5	電力輸出計画.....	4-15
4.3	電力需要想定結果（国内＋輸出）.....	4-17
4.4	系統増強計画.....	4-19
4.4.1	送変電設備.....	4-19
4.4.2	系統解析.....	4-22
4.4.3	国際連系線建設計画.....	4-35
4.5	長期電源開発計画の整合性について.....	4-37
第5章 水力開発代替電源の可能性		
5.1	代替電源の可能性.....	5-1
5.1.1	検討対象とした代替電源設備.....	5-1
5.1.2	代替電源設備の技術的評価.....	5-3
5.1.3	代替電源設備の経済評価.....	5-11
5.1.4	代替電源設備の環境影響評価.....	5-13
5.1.5	代替電源設備の社会影響評価.....	5-17
5.2	代替電源設備の総合評価.....	5-22
5.2.1	代替電源設備のスクリーニング基準.....	5-22
5.2.2	代替電源設備の総合評価.....	5-23
5.3	大規模水力開発の必要性.....	5-27
第6章 水力開発マスタープラン		
6.1	水文・気象.....	6-1
6.1.1	概要.....	6-1
6.1.2	水文・気象データの収集.....	6-3
6.1.3	Victoria 湖の水運用.....	6-7
6.1.4	Kyoga 湖の水収支.....	6-16

6.1.5	Kyoga 湖下流の流況	6-16
6.1.6	Victoria 湖流出と Kyoga 湖の流況比較	6-17
6.1.7	Kyoga 湖から Albert 湖までの流入量	6-18
6.1.8	Victoria 湖から Albert 湖までの水収支	6-18
6.1.9	結論	6-18
6.2	ナイル川水力開発の持続性	6-19
6.2.1	Victoria ナイル川の特徴	6-19
6.2.2	発電に安定的に利用できる水量	6-20
6.2.3	ナイル川の持続的な水力開発のための水使用について	6-21
6.2.4	Victoria 湖流域水利用の今後	6-21
6.3	水力開発候補地点の抽出および Victoria ナイル川水系一貫開発	6-21
6.3.1	既設および工事中水力地点	6-21
6.3.2	新規水力開発候補地点	6-23
6.4	発電計画の策定	6-26
6.4.1	一般	6-26
6.4.2	水力開発候補地点の発電計画緒元	6-35
6.5	設計	6-36
6.5.1	一般	6-36
6.5.2	レイアウト概要	6-37
6.5.3	水力開発候補地点の設計緒元	6-47
6.6	地質	6-47
6.6.1	一般	6-47
6.6.2	各候補地点の地質概要	6-48
6.7	施工計画	6-50
6.7.1	計画地点へのアクセス	6-50
6.7.2	工期	6-54
6.7.3	運転開始までのリードタイム	6-54
6.7.4	工事数量	6-55
6.8	プロジェクト費用の検討	6-62
6.8.1	一般	6-62
6.8.2	各候補地点のプロジェクト費用	6-63
6.9	経済性の検討	6-65
6.10	環境	6-66
6.10.1	環境の現況	6-66
6.10.2	各候補地点の環境・社会影響	6-72
6.11	水力開発候補地点の総合評価	6-86
6.11.1	水力開発候補地点のスクリーニング基準	6-86
6.11.2	水力開発候補地点の総合評価	6-87
6.12	電源開発計画シナリオ	6-100
6.12.1	策定方針	6-100
6.12.2	考慮した電源開発プロジェクト	6-101
6.12.3	各シナリオ毎の電源開発計画の策定	6-104
6.12.4	供給信頼度について	6-116

6.12.5	電源開発計画のまとめ	6-117
第7章	開発有望地点	
7.1	開発有望地点の流況	7-1
7.2	洪水流量	7-1
7.2.1	概要	7-1
7.2.2	雨量データ	7-2
7.2.3	流量データ	7-5
7.2.4	ナイル川本川の洪水流量の推定	7-6
7.2.5	ナイル川支川の洪水流量の推定	7-7
7.2.6	Ayago 取水堰と Ayago 放水口地点の洪水流量の推定まとめ	7-13
7.2.7	洪水解析の課題	7-14
7.3	地形・地質	7-15
7.3.1	Ayago 地点の地形・地質	7-15
7.3.2	現地再委託調査結果	7-15
7.3.3	各施設付近の地質	7-21
7.3.4	基礎岩盤の力学性状	7-25
7.3.5	コンクリート骨材	7-27
7.3.6	設計震度	7-30
7.3.7	今後の調査計画	7-32
7.4	Ayago 地点の生物環境	7-34
7.4.1	調査方法	7-34
7.4.2	植物	7-36
7.4.3	哺乳類	7-36
7.4.4	鳥類	7-42
7.4.5	両生類・爬虫類	7-43
7.4.6	昆虫類（蝶類）	7-44
7.4.7	魚類	7-44
7.5	Ayago 地点の社会環境	7-46
7.5.1	行政区	7-46
7.5.2	土地利用と土地所有	7-46
7.5.3	人口	7-47
7.5.4	民族	7-48
7.5.5	国内避難民	7-49
7.5.6	地域経済	7-51
7.5.7	教育	7-51
7.5.8	保健	7-53
7.5.9	水の利用	7-54
7.5.10	観光業	7-55
7.5.11	国立公園と周辺住民の関わり	7-59
7.5.12	文化・歴史遺産・遺跡	7-61
7.6	開発方式および最適レイアウト検討	7-63
7.6.1	開発方式の種類と特性	7-63

7.6.2	Ayago 水力地点の特性	7-64
7.6.3	最適レイアウト検討.....	7-65
7.6.4	経済性・技術面からの評価.....	7-71
7.6.5	自然環境面からの評価.....	7-74
7.6.6	社会環境面からの評価.....	7-84
7.6.7	総合評価・最適レイアウト案の決定。	7-86
7.7	最適規模の検討.....	7-88
7.8	設計.....	7-91
7.8.1	取水位.....	7-91
7.8.2	放水位.....	7-93
7.8.3	損失・有効落差及び発電出力.....	7-94
7.8.4	取水堰.....	7-95
7.8.5	放水路トンネル.....	7-98
7.8.6	導水路トンネル、圧力立坑及び水圧鉄管トンネル	7-103
7.8.7	地下式発電所.....	7-104
7.8.8	主要構造物のレイアウト.....	7-107
7.9	電気機器および送電設備.....	7-123
7.9.1	一般.....	7-123
7.9.2	単機出力と台数.....	7-123
7.9.3	水車.....	7-124
7.9.4	発電機.....	7-125
7.9.5	主要変圧器.....	7-125
7.9.6	高圧開閉機器.....	7-126
7.9.7	送電設備.....	7-127
7.10	工事計画および工事費	7-131
7.10.1	計画地点へのアクセス.....	7-131
7.10.2	工事用電力.....	7-131
7.10.3	コンクリート用骨材.....	7-132
7.10.4	土捨場.....	7-132
7.10.5	仮設備用地.....	7-134
7.10.6	アクセス道路整備.....	7-136
7.10.7	工事計画における基本条件.....	7-137
7.10.8	主要構造物の概要.....	7-138
7.10.9	工事計画の概要.....	7-138
7.10.10	工事工程.....	7-146
7.10.11	工事費.....	7-149
7.10.12	工事費の構成.....	7-149
7.10.13	プロジェクトの総工事費.....	7-150
7.10.14	段階開発における工費費.....	7-151
7.10.15	段階開発における年度別資金展開.....	7-151
7.11	経済・財務評価.....	7-154
7.11.1	経済評価.....	7-154

7.11.2	財務評価.....	7-165
7.11.3	キャッシュフロー分析.....	7-174
第 8 章 環境社会配慮		
8.1	戦略的環境アセスメント.....	8-1
8.2	河川維持流量.....	8-1
8.2.1	水文統計からの環境維持用水検討.....	8-1
8.2.2	河川維持流量検討手順.....	8-3
8.3	累積的影響評価.....	8-6
8.3.1	想定される物理的インパクト.....	8-7
8.3.2	保護区に対する影響.....	8-8
8.3.3	カバに対する影響.....	8-9
8.3.4	違法伐採・密猟に対する影響.....	8-10
8.3.5	Murchison フォールズ国立公園の観光業に対する影響.....	8-10
8.3.6	累積的影響の総合評価.....	8-11
8.4	その他の検討.....	8-12
8.5	情報公開とステークホルダー協議.....	8-12
8.5.1	第 1 回ステークホルダー協議の概要.....	8-12
8.5.2	第 2 回ステークホルダー協議の概要.....	8-13
8.5.3	第 3 回ステークホルダー協議の概要.....	8-14
8.5.4	下流国・周辺国への配慮と国際河川問題.....	8-18
8.6	環境関連法規制.....	8-19
8.6.1	ウガンダ国の法規制.....	8-19
8.6.2	JICA 環境社会配慮ガイドラインとの整合性.....	8-25
8.6.3	フィージビリティースタディーに求められる環境社会配慮.....	8-26
第 9 章 事業実施計画		
9.1	資金計画.....	9-1
9.1.1	投資計画.....	9-2
9.1.2	可能な資金源.....	9-3
9.1.3	資金計画.....	9-6
9.2	実施計画.....	9-7
9.2.1	資金調達方法による実施方式.....	9-7
9.2.2	発注方法による実施方式.....	9-10
9.2.3	実施工程.....	9-14
第 10 章 技術移転および人材育成		
10.1	技術移転.....	10-1
10.1.1	水文・解析手法.....	10-1
10.1.2	水力発電計画手法.....	10-1
10.1.3	施工計画および工事費.....	10-3
10.1.4	事業実施リスクマネジメント.....	10-4
10.1.5	環境影響評価手法.....	10-5

10.2	人材育成.....	10-6
10.2.1	現状と課題.....	10-6
10.2.2	人材育成の方法.....	10-10
 第 11 章 開発課題と提案		
11.1	水力開発全般に関する課題と提案.....	11-1
11.1.1	技術面の課題と提案.....	11-1
11.1.2	資金面の課題と提案.....	11-2
11.1.3	実施体制の課題と提案.....	11-3
11.1.4	環境面の課題と提案.....	11-7
11.2	Ayago 水力に関する課題と提案.....	11-7
11.2.1	環境社会配慮.....	11-7
11.2.2	設計.....	11-10
11.2.3	施工計画・積算.....	11-11
11.2.4	F/S の業務体制について	11-11

表リスト

Table 1.4-1	作業工程表.....	1-3
Table 1.7.1-1	Ministry of Energy and Mineral Development (MEMD)	1-9
Table 1.7.2-1	JICA Study Team	1-10
Table 2.4.4-1	Production of Selected Food Crops 2003-2008	2-7
Table 2.4.4-2	Number of Livestock 2003-2008	2-8
Table 2.4.5-1	Fish Catch by Water Body 2003 –2007.....	2-9
Table 2.5.1-1	Key Economic Indicators.....	2-15
Table 2.5.3-1	Balance of Payments (US\$ million).....	2-18
Table 3.2.1-1	Main Power Generation Plant in Uganda in 2009.....	3-3
Table 3.2.2-1	Existing Transmission Line (Over 132kV)	3-4
Table 3.2.3-1	Existing Substation (over 132kV).....	3-6
Table 3.3.1-1	Actual Record of Purchased Energy of UETCL (GWh)	3-7
Table 3.3.1-2	Actual Record of Sales Energy of UETCL (GWh)	3-7
Table 3.3.1-3	Maximal Value of Main Item	3-8
Table 3.3.1-4	Demand Energy in July from 2005 to 2009 (GWh)	3-9
Table 3.3.1-5	Example of Off-Grid System	3-10
Table 3.3.1-6	Outage Time and Not Supplied Energy in 2007.....	3-10
Table 3.3.1-7	Not Supplied Energy Caused in Generation System in 2007.....	3-10
Table 3.3.2-1	Number of Customers of UMEME	3-11
Table 3.3.2-2	Actual Record of UMEME’s Annual Energy Sales (GWh)	3-12
Table 3.4-1	Hydropower Generation Tariff.....	3-16
Table 3.4-2	Thermal Power Generation Tariff	3-16
Table 3.4-3	Bulk Supply Tariff.....	3-16
Table 3.4-4	End-User Retail Tariff.....	3-18
Table 3.4-5	Export and Import Tariff	3-18
Table 4.1.1-1	Gross Domestic Product(GDP) Growth Rate(%).....	4-1
Table 4.1.1-2	Rate of New Connections in Urban Area	4-2
Table 4.1.1-3	Load Factor (Export included) (%).....	4-2
Table 4.1.1-4	Loss Rate of Transmission and Distribution (%)	4-2
Table 4.1.2-1	Result of Load Forecast (Growth Rate: Middle Case).....	4-3
Table 4.1.3-1	Comparison of Demand between GDP2008 and GDP2009.....	4-4
Table 4.1.3-2	Actual Record of Gross Domestic Product and Domestic Energy Sales	4-5
Table 4.1.3-3	Comparison of Growth Rate	4-7
Table 4.1.3-4	Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh)	4-8
Table 4.1.3-5	Result of Domestic Power Demand Forecast (MW).....	4-9
Table 4.2.1-1	Actual Record of Export and Import Energy (GWh).....	4-10
Table 4.2.2-1	Contents of Kenya-Uganda Electricity Agreement.....	4-10
Table 4.2.3-1	Acceptable Energy from Uganda (GWh).....	4-12
Table 4.2.3-2	LCPDP (Least Cost Power Development Plan).....	4-13
Table 4.2.5-1	Planned Export Energy (GWh)	4-15
Table 4.2.5-2	Planned Export Power (MW).....	4-16

Table 4.3-1	Result of Demand Energy Forecast (GWh)	4-17
Table 4.3-2	Result of Demand Power Forecast (MW)	4-18
Table 4.4.1-1	Expansion Plan for Transmission Line.....	4-19
Table 4.4.1-2	Expansion Plan for Substation	4-20
Table 4.4.2-1	Network Simulation Scale of 2009 Network	4-23
Table 4.4.2-2	Area Distribution of Demand and Supply in 2009.....	4-24
Table 4.4.2-3	Demand Power and Export Power for Network Analysis	4-28
Table 4.4.2-4	Maximum Fault Current.....	4-30
Table 4.5.1-1	GDP2009-2025 Demand-Supply Balance ,(Source: UETCL).....	4-38
Table 5.1.1-1	Outline of Energy Source.....	5-1
Table 5.1.1-2	Development Potential of the Renewable Energy.....	5-2
Table 5.1.1-3	Nuclear Power - Prospective Nuclear Holder Country	5-3
Table 5.1.2-1	Technically Feasible Potential at Present	5-4
Table 5.1.2-2	Availability of Energy Sources in Uganda	5-6
Table 5.1.2-3	Survey Maturity of Each Energy Source.....	5-7
Table 5.1.2-4	Lead Time for Construction	5-7
Table 5.1.2-5	Initial Starting Time of Energy Sources	5-8
Table 5.1.2-6	Energy Stability.....	5-8
Table 5.1.2-7	Power Supply Stability of Energy Sour in Uganda	5-10
Table 5.1.2-8	Life Span of Power Plants.....	5-10
Table 5.1.3-1	Power source cost.....	5-12
Table 5.1.4-1	Air Pollution of Electricity Generation Technology	5-13
Table 5.1.4-2	Water Pollution of Electricity Generation Technology	5-14
Table 5.1.4-3	Natural Resource Consumption of Electricity Generation Technology	5-15
Table 5.1.4-4	CO2 Emission of Electricity Generation Technology	5-15
Table 5.1.4-5	Industrial Waste.....	5-16
Table 5.1.4-6	Impact on Water Use	5-16
Table 5.1.4-7	Impact on natural ecology	5-17
Table 5.1.5-1	Impact on Agriculture	5-18
Table 5.1.5-2	Impact on resettlement	5-18
Table 5.1.5-3	Impact on fishery	5-19
Table 5.1.5-4	Impact on tourism	5-19
Table 5.1.5-5	Legal Problems of the energy sources.....	5-20
Table 5.1.5-6	Impact on Human Health	5-20
Table 5.1.5-7	Risk of accident.....	5-21
Table 5.2.1-1	Evaluation Items and Weighting	5-23
Table 5.2.2-1	General Evaluation of various energy sources	5-24
Table 6.1.1-1	Major Lakes in Uganda.....	6-2
Table 6.1.2-1	List of the Meteorological Data Collected from UMD	6-4
Table 6.1.2-2	Principal Hydrologic Index of Major Cities in Uganda	6-5
Table 6.1.2-3	List of the Discharge Data Collected from DWRM.....	6-6
Table 6.1.3-1	Statistics of Lake Victoria Water Level	6-13

Table 6.3.1-1	Technical Characteristics of Existing and Under Construction Hydropower Project	6-22
Table 6.4.2-1	Potential Hydropower Development Project in Victoria Nile River	6-35
Table 6.4.2-2	Rating on Maximum Power	6-35
Table 6.4.2-3	Rating on Head.....	6-36
Table 6.4.2-4	Rating on Length of Waterway	6-36
Table 6.5.1-1	Applicable Powerhouse Type for Prospective Sites	6-37
Table 6.5.3-1	Salient Feature of 7 Projects	6-47
Table 6.6.2-1	Rating on Geological Condition.....	6-49
Table 6.7.1-1	Approximate Distance.....	6-53
Table 6.7.1-2	Rating on Accessibility.....	6-54
Table 6.7.2-1	Rating on Construction time	6-54
Table 6.7.3-1	Rating on Lead Time.....	6-55
Table 6.7.4-1	Quantities of Main Items.....	6-56
Table 6.7.4-2	Rating on Excavation Volume.....	6-57
Table 6.7.4-3	Rating on Concrete Volume	6-57
Table 6.7.4-4	Transmission Line	6-57
Table 6.7.4-5	Rating on Distance to Load Center or Existing Grid	6-61
Table 6.7.4-6	Rating on Relative Transmission Loss Comparing Karuma	6-61
Table 6.7.4-7	Salient Feature of Electrical Equipment.....	6-61
Table 6.8.1-1	Composition of Construction Cost.....	6-63
Table 6.8.2-1	Project Cost	6-64
Table 6.8.2-2	Construction cost.....	6-65
Table 6.9-1	Construction and Generation Cost	6-65
Table 6.9-2	Rating on Generation Cost.....	6-66
Table 6.9-3	Rating on on Financial Negotiation and Close.....	6-66
Table 6.10.1-1	Number of IUCN Red List species in UGANDA	6-66
Table 6.10.1-2	Protected Area Designated by Government of Uganda.....	6-69
Table 6.10.1-3	Definition of International Concervation Area.....	6-71
Table 6.10.2-1	Length of water recession	6-72
Table 6.10.2-2	Rate of recession	6-72
Table 6.10.2-3	Impact on protected area	6-73
Table 6.10.2-4	Impact on Wetland	6-74
Table 6.10.2-5	Number of the IUCN Red List Species in Uganda	6-74
Table 6.10.2-6	Habitat of Red List Species and Projects	6-75
Table 6.10.2-7	Impact on Underground Water	6-76
Table 6.10.2-8	CO2 Emission Form the Reservoirs.....	6-77
Table 6.10.2-9	Needed Land for the Projects.....	6-77
Table 6.10.2-10	Inundated Area	6-79
Table 6.10.2-11	Number of Affected People.....	6-80
Table 6.10.2-12	Impact on Ethnic Group	6-80
Table 6.10.2-13	Impact on Fish Breeding and/or Fishing	6-81
Table 6.10.2-14	Direct and Indirect Impact on Agriculture	6-81

Table 6.10.2-15	Impact on Cultural Property	6-82
Table 6.10.2-16	Impact on Tourism	6-83
Table 6.10.2-17	Impact on Tourism	6-83
Table 6.10.2-18	Impact on Existing Road.....	6-84
Table 6.10.2-19	Impact on Landscape.....	6-84
Table 6.10.2-20	Impact on Health Hazard	6-85
Table 6.11.1-1	Evaluation Items and Weighting	6-87
Table 6.11.2-1	General Evaluation of Candidate Hydropower Projects	6-91
Table 6.12-1	Case of Scenario of Power Development Plan.....	6-100
Table 6.12.2-1	Large Hydropower Projects	6-101
Table 6.12.2-2	Power Supply Plan of Small Hydro Projects	6-102
Table 6.12.2-3	Power Supply Plan of Other Power Projects.....	6-103
Table 6.12.3-1	Hydropower Development Plan (Scenario I)	6-104
Table 6.12.3-2	Demand –Supply Balance (Scenario I)	6-104
Table 6.12.3-3	Hydropower Development Plan (Scenario II).....	6-106
Table 6.12.3-4	Demand –Supply Balance (Scenario II).....	6-106
Table 6.12.3-5	Hydropower Development Plan (Scenario III)	6-108
Table 6.12.3-6	Supply Demand Balance (Scenario III, Low Case)	6-108
Table 6.12.3-7	Hydropower Development Plan (Scenario IV)	6-110
Table 6.12.3-8	Supply Demand Balance (Scenario IV)	6-110
Table 6.12.3-9	Hydropower Development Plan (Scenario V).....	6-112
Table 6.12.3-10	Supply Demand Balance (Scenario V).....	6-113
Table 6.12.3-11	Major Power Development Plan (Scenario VI)	6-114
Table 6.12.3-12	Supply Demand Balance (Scenario VI)	6-115
Table 6.12.4-1	Reserved Margin (%) for Peak Power Demand	6-116
Table 6.12.4-2	Reserved Margin(%) for Energy Demand.....	6-117
Table 6.12.5-1	Summary of Power Development Plan (For Large Hydro).....	6-117
Table 6.12.5-2	Profit from Suspend Thermal (Until 2023)	6-118
Table 7.2.2-1	Collected Rainfall Data	7-3
Table 7.2.2-2	Area Factor of the Rainfall Gauging Station.....	7-4
Table 7.2.2-3	Depth-Duration Analysis of Observed Rainfall	7-4
Table 7.2.2-4	Probable Maximum Daily Rainfall at Gulu and Bain Rainfall	7-5
Table 7.2.3-1	Collected Discharge Data of the Nile River.....	7-5
Table 7.2.3-2	Observed Annual Maximum Direct Runoff	7-6
Table 7.2.5-1	Observed Daily Maximum Rainfall	7-8
Table 7.2.5-2	Yearly Peak Flood Discharge Estimated by Tank Model	7-8
Table 7.2.5-3	Local Flood from the Ayago River and Intermediate Basin from Masindi to Ayago Intake, Estimated by Tank Model	7-9
Table 7.2.5-4	Local Flood from the Ayago River and Intermediate Basin from Masindi to Ayago Intake, Estimated by SCS Unit Hydrograph	7-12
Table 7.2.6-1	Combination of Floods.....	7-14
Table 7.2.6-2	Applied Flood for Ayago Intake and Tailrace	7-14
Table 7.3.2-1	Topographic Survey	7-16

Table 7.3.2-2	Geological Investigation	7-17
Table 7.3.2-3	Results of Core Observation	7-19
Table 7.3.2-4	Typical Rock Classification Faces	7-20
Table 7.3.2-5	Results of Laboratory Tests	7-21
Table 7.3.3-1	Recommended Gradient of Cut Slope	7-22
Table 7.3.3-2	Relationships between Rock classifications and Rock Type for Tunnel Structure of Ayago HPP	7-24
Table 7.3.3-3	Rock Type along Tailrace Tunnel Alignment	7-24
Table 7.3.4-1	Rock Classification (CRIEPI)	7-26
Table 7.3.4-2	Rock Mass Classification and Rock Parameters by K. Kikuchi, et al.	7-26
Table 7.3.5-1	Summary of Construction Material Source out of Murchison Falls National Park Area	7-29
Table 7.3.7-1	Recommended Geological Investigations for Feasibility Stage	7-33
Table 7.4.1-1	Surveyors	7-34
Table 7.4.1-2	Survey Date and Time	7-35
Table 7.4.3-1	IUCN listing status and population trends for important species of mammals in MFNP	7-37
Table 7.4.3-2	important mammals in the project area	7-38
Table 7.4.4-1	Species of birds of conservation concern recorded in the project area	7-42
Table 7.4.4-2	Summary of habitat preferences for species recorded in the project area	7-42
Table 7.4.5-1	Amphibians and Reptiles of Ayago	7-43
Table 7.4.7-1	Evaluation of the Survey Sites	7-45
Table 7.5.3-1	Population Estimates of Survey Area C by Sex, 2010	7-47
Table 7.5.5-1	Decommissioned Internally Displaced Persons' Camps in Amuru District	7-50
Table 7.5.6-1	Main Source of Household Livelihood in Survey Area C	7-51
Table 7.5.9-1	Distance to Nearest Water Sources of Households by Sub County	7-55
Table 7.5.10-1	Murchison Falls National Park Tourism Revenue in 2009	7-56
Table 7.5.10-2	Classification of Management Zones of Murchison Falls Protected Area	7-58
Table 7.6.3-1	Principal Feature of Alternative Layouts at Ayago Site	7-67
Table 7.6.4-1	Cost Summary of Layout Alternatives at Ayago Site	7-71
Table 7.6.4-2	Disposal Volume of Layout Alternatives	7-72
Table 7.6.4-3	Concrete Aggregate Volume from Quarry Site	7-73
Table 7.6.4-4	Rock Classification Rate along the Waterway	7-73
Table 7.6.4-5	Peak Power Generation Control	7-73
Table 7.6.4-6	Required Construction Term	7-74
Table 7.6.4-7	Construction Risk	7-74
Table 7.6.5-1	Criteria for rating of severity of impacts of flora and vegetation	7-74
Table 7.6.5-2	Criteria for rating of severity of impacts of animal groups	7-75
Table 7.6.5-3	Assessment of significance of impacts on flora and vegetation (without mitigation)	7-76
Table 7.6.5-4	Potential species specific impacts due to the different option	7-80

Table 7.6.5-5	Assessment of significance of impacts on middle and large mammals (without mitigation)	7-81
Table 7.6.5-6	Assessment of significance of impacts on birds (without mitigation)	7-82
Table 7.6.5-7	Assessment of significance of impacts on amphibians and reptiles (without mitigation)	7-82
Table 7.6.5-8	Assessment of significance of impacts on butterflies (without mitigation).....	7-83
Table 7.6.5-9	Assessment of significance of impacts on fishes (without mitigation)	7-83
Table 7.6.6-1	Assessment on land acquisition	7-84
Table 7.6.6-2	Assessment on flooding area.....	7-84
Table 7.6.6-3	Assessment on Number of Affected People	7-85
Table 7.6.6-4	Impact Assessment on Agriculture	7-85
Table 7.6.6-5	Impact Assessment on Historical and Cultural Properties	7-85
Table 7.6.6-6	Impact Assessment on Poaching Activities in Murchison Falls Protected Area.....	7-86
Table 7.6.6-7	Impact Assessment on Tourism.....	7-86
Table 7.6.7-1	Evaluation Items and Weighting	7-87
Table 7.6.7-2	Result of Evaluation.....	7-88
Table 7.7-1	Optimization Study on Development Scale of Ayago Hydropower Project	7-89
Table 7.8.3-1	Summary of Head Loss Calculation.....	7-94
Table 7.8.3-2	Results of Power Generation Output Calculation	7-95
Table 7.8.4-1	Flood Discharge Volume Calculation.....	7-97
Table 7.8.5-1	Required Diameter for Pressure Tunnel	7-98
Table 7.8.5-2	Alternatives of Tailrace Tunnel Lane and Diameter.....	7-101
Table 7.8.5-3	Temporary Support Pattern (D=8.5 to 12.5m) for Road Tunnel by Japan Road Association.....	7-102
Table 7.8.5-4	Temporary Support Pattern for Tailrace Tunnel of Ayago HEPP	7-102
Table 7.8.6-1	Principal Feature of Headrace/Pressure Shaft and Penstock.....	7-103
Table 7.8.6-2	Temporary Support Pattern for Headrace Tunnel / Pressure Shaft and Penstock Tunnel	7-104
Table 7.10.3-1	Excavation and Concrete Volume for Main Structures	7-132
Table 7.10.4-1	Excavation and Spoil Bank Volume for Main Structures.....	7-133
Table 7.10.4-2	Estimated Area and Volume of Spoil Bank	7-133
Table 7.10.5-1	Temporary Facility Area	7-135
Table 7.10.9-1	Machines for Weir Excavation	7-140
Table 7.10.12-1	Contents of Construction Cost	7-150
Table 7.10.15-1	Commencement of Operation	7-152
Table 7.10.15-2	Annual Required Funding (Disbursement Schedule).....	7-153
Table 7.11.1-1	Key Assumptions and for Economic Evaluation	7-155
Table 7.11.1-2	Economic Evaluation Result (Scenario I)	7-156
Table 7.11.1-3	Economic Evaluation Result and Index (Scenario I, Base case).....	7-157
Table 7.11.1-4	Economic Evaluation Result and Index (Scenario I, Stress Test)	7-157

Table 7.11.1-5	Result of Economic Evalustion (Scenario IV)	7-161
Table 7.11.1-6	Economic Evaluation Result and Index (Scenario IV, Base case)	7-161
Table 7.11.1-7	Economic Evaluation Result and Index (Scenario IV, Stress Test)	7-162
Table 7.11.2-1	Financial Evaluation Result (Scenario I)	7-166
Table 7.11.2-2	Financial Evaluation Result and Index (Scenario I, Base Case)	7-167
Table 7.11.2-3	Financial Evaluation Result and Index (Scenario I, Stress Test)	7-167
Table 7.11.2-4	Financial Evaluation Result (Scenario IV)	7-170
Table 7.11.2-5	Financial Evaluation Result and Index (Scenario IV, Base Case)	7-171
Table 7.11.2-6	Financial Evaluation Result and Index (Scenario IV, Stress Test)	7-171
Table 7.11.3-1	Cashflow Analysis Result (Scenario I)	7-175
Table 7.11.3-2	Cashflow Analysis Result and Index (Scenario I, Base Case)	7-176
Table 7.11.3-3	Cashflow Analysis Result and Index (Scenario I, Stress Test)	7-176
Table 7.11.3-4	Cashflow Analysis Result (Scenario IV)	7-180
Table 7.11.3-5	Cashflow Analysis Result and Index (Scenario IV, Base Case)	7-180
Table 7.11.3-6	Cashflow Analysis Result and Index (Scenario IV, Stress Test)	7-181
Table 8.2.1-1	Development Stage and Water Discharge	8-3
Table 8.3-1	Considered Projects for Cumulative Impact Assessment	8-7
Table 8.3.1-1	Length of Recession	8-8
Table 8.3.1-2	Impact Area (1km buffer from the Project site)	8-8
Table 8.3.2-1	Cumulative Impact on Protected Area	8-8
Table 8.3.3-1	Estimated number of Hippopotamus Effected by Water Recession	8-9
Table 8.3.6-1	General Evaluation on Cumulative Impact	8-11
Table 8.5.3-1	List of Organizations for Stakeholder Meetings (1st, 2nd and 3rd)	8-16
Table 8.5.3-2	List of NGOs for Stakeholder Meetings (1st, 2nd and 3rd)	8-17
Table 8.6.1-1	Protected area designated by Government of Uganda	8-21
Table 8.6.1-2	Definition of International Conservation Area	8-23
Table 8.6.1-3	Procedure of Unlawful Act in a Wildlife Conservation Area	8-24
Table 8.6.1-4	Needed permits for hydropower project	8-24
Table 8.6.2-1	JICA Guidelines for Environmental and Social considerations (April 2004)	8-25
Table 8.6.2-2	JICA Guidelines for Environmental and Social considerations (April 2004) Appendix 1	8-26
Table 8.6.3-1	Operational Policies of World Bank	8-27
Table 8.6.3-2	African Development Bank Group's Policy on the Environment	8-27
Table 9.1.1-1	Investment Plan	9-2
Table 9.1.2-1	Energy Fund Status (Unit: U.Shillings in billions)	9-3
Table 9.1.3-1	Funding Plan	9-6
Table 9.2.1-1	Evaluation of Implementation Method	9-8
Table 9.2.2-1	Evaluation of Implementation Scheme	9-12
Table 9.2.3-1	Flow of Implementation Plan after this Study	9-15
Table 10.2.1-1	Personnel Resource in Uganda Power Sector	10-8
Table 10.2.1-2	Personnel Resource for Construction of Hydropower Project in Japanese	10-9

Table 10.2.1-3	Personnel Resource in Japanese for Operation and Maintenance Hydropower Project	10-9
Table 10.2.1-4	Development of Hydropower Project in Uganda	10-9

図リスト

Figure 1.4-1	ウガンダ共和国水力開発マスタープラン策定支援プロジェクト 業務フロー	1-5
Figure 2.2-1	Geology of Candidate Hydropower Projects	2-2
Figure 2.3-1	Temperature and Average Rainfall in the Major Cities in Uganda.....	2-3
Figure 2.3-2	Isohyet, Isothermal and Evaporation Map of Uganda.....	2-4
Figure 2.4.1-1	Administrative Boundaries by District, 2007	2-5
Figure 2.4.2-1	Population Density (Person/Km2) by District, 2002.....	2-6
Figure 2.4.3-1	Distribution of Population by Ethnic Groups, 2002.....	2-6
Figure 2.4.4-1	Number of Crop Plots by District	2-7
Figure 2.4.4-2	Number of Households with Livestock by District.....	2-8
Figure 2.4.6-1	Primary School Net Enrolment Rate by District	2-9
Figure 2.4.6-2	Literacy Rates by Age and Gender.....	2-10
Figure 2.4.7-1	Household within 1km from Safe Water by District	2-10
Figure 2.4.7-2	Household within 5km from Health Facility by District.....	2-11
Figure 2.4.8-1	Number of Visitors to the National Parks (Citizen and Foreigners) 2002-2009	2-13
Figure 2.4.8-2	Tourism Sites in Uganda	2-14
Figure 2.5.2-1	GDP Growth Rate	2-16
Figure 2.5.2-2	GDP Growth Rate by Sectors.....	2-17
Figure 2.5.2-3	GDP Component Ratio by Sectors.....	2-17
Figure 2.5.3-1	Balance of Payments (US\$ million).....	2-19
Figure 2.5.3-2	Major Components of Current Account in Balance of Payments (US\$ million)	2-19
Figure 2.5.3-3	Exports by Goods.....	2-20
Figure 2.5.3-4	Exports by Destination.....	2-21
Figure 2.5.3-5	Imports by Goods.....	2-22
Figure 2.5.3-6	Imports by Region.....	2-22
Figure 2.5.3-7	Foreign Exchange Reserves (in months of import of goods & services)	2-23
Figure 2.5.4-1	Government Fiscal Revenue	2-23
Figure 2.5.4-2	Donor's Fiscal Support	2-24
Figure 2.5.4-3	Government Expenditure Structure.....	2-25
Figure 2.5.4-4	Fiscal Deficit	2-26
Figure 2.5.5-1	Rate of Inflation and Interest (lending)	2-26
Figure 2.5.5-2	Rate of Exchange against US\$ (inter-bank middle rate)	2-27
Figure 3.1.2-1	Organization Structure of Power Sector.....	3-2
Figure 3.2.2-1	Single Line Diagram of Transmission Line	3-4

Figure 3.2.2-2	Transmission Line Network	3-5
Figure 3.3.1-1	Daily Demand and Supply	3-9
Figure 4.1.2-1	Result of Load Forecast (Growth Rate:Middle Case)	4-3
Figure 4.1.3-1	Comparison of Demand between GDP2008 and GDP2009.....	4-4
Figure 4.1.3-3	GDP Elasticity of Energy Demand.....	4-6
Figure 4.1.3-4	Comparison of Growth Rate	4-7
Figure 4.1.3-5	Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh)	4-8
Figure 4.1.3-6	Result of Domestic Power Demand Forecast (MW).....	4-9
Figure 4.2.5-1	Planned Export Energy (GWh)	4-16
Figure 4.2.5-2	Planned Export Power (MW).....	4-17
Figure 4.3-1	Result of Demand Energy Forecast (GWh)	4-18
Figure 4.3-2	Result of Demand Power Forecast (MW).....	4-19
Figure 4.4.2-1	Uganda Region.....	4-23
Figure 4.4.2-2	Area Distribution of Demand and Supply in 2009.....	4-24
Figure 4.4.2-3	Power Flow in 2009	4-25
Figure 4.4.2-4	Transmitting Capacity	4-26
Figure 4.4.2-5	Fault Current in 2009	4-27
Figure 4.4.2-6	Network to be Simulated.....	4-28
Figure 4.4.2-7	Power Flow Analysis Result in 2020	4-31
Figure 4.4.2-8	Power Flow Analysis Result in 2023	4-32
Figure 4.4.2-9	Fault Current Analysis Result in 2020	4-33
Figure 4.4.2-10	Fault Current Analysis Result in 2023	4-34
Figure 4.4.3-1	East African Interconnection Plan.....	4-36
Figure 5.1.2-1	Technically Feasible Potential at Present	5-5
Figure 5.1.5-1	Comparison of aggregated, normalized, energy-related damage rates*2.....	5-21
Figure 5.2.2-1	Evaluation Results (Neutral Case)	5-25
Figure 5.2.2-2	Evaluation Results (Priority for Environment Case).....	5-25
Figure 5.2.2-3	Evaluation Results (Priority for Economy Case)	5-26
Figure 5.3-1	Power Balance in Year 2023 by GDP2009-2025	5-27
Figure 6.1.1-1	Watershed Boundary in the Uganda.....	6-1
Figure 6.1.1-2	Major Rivers and Lakes in Uganda.....	6-2
Figure 6.1.1-3	Profile of Major Rivers, Lakes and Hydro Site in Uganda	6-3
Figure 6.1.2-1	Rainfall Gauging Station Operated by UMD	6-4
Figure 6.1.2-2	Hydrological Gauging Station Operated by DWRM	6-6
Figure 6.1.3-1	Agreed Curve	6-8
Figure 6.1.3-2	Difference of Agreed Curve Outflow and Recorded Outflow in Recent Operation.....	6-9
Figure 6.1.3-3	Lake Victoria Water Level, Outflow and Net Basin Supply	6-10
Figure 6.1.3-4	Monthly Net Basin Supply of the Lake Victoria	6-11
Figure 6.1.3-5	10-year Average of Monthly Water Level of the Lake Victoria	6-12
Figure 6.1.3-6	Long Term Trend of the Lake Victoria Water Level	6-13
Figure 6.1.3-7	Periodogram and Autocorrelation of Historical Lake Victoria Water Level	6-14
Figure 6.1.3-8	Flow Duration Curve of the Lake Victoria Outflow	6-15

Figure 6.1.3-2	Flow Duration Curve of the Lake Victoria Outflow	6-15
Figure 6.1.5-1	Extended Lake Kyoga Outflow.....	6-16
Figure 6.1.5-2	Flow Duration Curve of the Lake Kyoga Outflow.....	6-17
Figure 6.1.6-1	Flow Duration Curve of the Lake Kyoga and Lake Victoria Outflow	6-17
Figure 6.1.8-1	Water Balance of Lake Victoria and Lake Kyoga System	6-18
Figure 6.2.1-1	Comparison of Runoff between Nile River and Nam Ngum River in Laos	6-20
Figure 6.2.1-2	Operation of Owen Falls Dam	6-20
Figure 6.3.2-1	General Plan of Victoria Nile River	6-23
Figure 6.3.2-2	Profile of Victoria Nile River	6-24
Figure 6.3.2-3	Daily Load Curve of Uganda on 10th August 2009.....	6-24
Figure 6.3.2-4	Estimated Daily Load Curve of Uganda on 2023	6-25
Figure 6.3.2-5	Integrated Hydropower Development Plan in Victoria Nile River	6-26
Figure 6.4.1-1	Area Capacity Curve of Kalagala Hydropower Project	6-29
Figure 6.4.1-2	Annual Energy Production of Kalagala Hydropower Project	6-29
Figure 6.4.1-3	Area Capacity Curve of Isimba Hydropower Project	6-30
Figure 6.4.1-4	Annual Energy Production of Isimba Hydropower Project	6-30
Figure 6.4.1-5	Annual Energy Production of Karuma Hydropower Project	6-32
Figure 6.4.1-6	Annual Energy Production of Oriang Hydropower Project	6-32
Figure 6.4.1-7	Annual Energy Production of Ayago Hydropower Project	6-33
Figure 6.4.1-8	Annual Energy Production of Kiba Hydropower Project.....	6-34
Figure 6.4.1-9	Area Capacity Curve of Murchison Hydropower Project.....	6-34
Figure 6.4.1-10	Annual Energy Production of Murchison Hydropower Project	6-34
Figure 6.5.1-1	Types of Waterway	6-36
Figure 6.5.2-1	Kalagala Site (Dam Type).....	6-40
Figure 6.5.2-2	Isimba Site (Dam Type)	6-41
Figure 6.5.2-3	Karuma Site (Waterway Type).....	6-42
Figure 6.5.2-4	Oriang Site (Waterway Type).....	6-43
Figure 6.5.2-5	Ayago Site (Waterway Type).....	6-44
Figure 6.5.2-6	Kiba Site (Waterway Type)	6-45
Figure 6.5.2-7	Murchison Site (Dam and Waterway Type)	6-46
Figure 6.6.2-1	Geological Map of Karuma, Oriang, Ayago, Kiba and Murchison falls	6-49
Figure 6.7.1-1	General Layout-1	6-52
Figure 6.7.1-2	General Layout-2	6-53
Figure 6.7.4-1	Transmission Line Route Map of Oriang Project.....	6-58
Figure 6.7.4-2	Transmission Line Route Map of Ayago Project.....	6-58
Figure 6.7.4-3	Transmission Line Route Map of Kiba Project.....	6-59
Figure 6.7.4-4	Transmission Line Route Map of Murchison Project	6-59
Figure 6.7.4-5	Transmission Line Route Map of Kalagala Project	6-60
Figure 6.7.4-6	Transmission Line Route Map of Isimba Project.....	6-60
Figure 6.10.1-1	Number of IUCN Red List species in UGANDA	6-67
Figure 6.10.1-2	Distribution of endangered species (Mammal and Amphibian).....	6-67
Figure 6.10.1-3	Protected Area in UGANDA.....	6-68

Figure 6.10.2-1	Protected Area	6-73
Figure 6.10.2-2	Area of Land Acquisition and ROW for New Transmission Line	6-78
Figure 6.10.2-3	Impact on Agricultural Land	6-82
Figure 6.10.2-4	Source of Drinkingwater	6-85
Figure 6.10.2-5	Type of Toilet	6-85
Figure 6.11.2-1	Evaluation of Each Site	6-89
Figure 6.11.2-2	General Evaluation of Candidate Hydropower Projects-1	6-95
Figure 6.11.2-3	General Evaluation of Candidate Hydropower Projects-2	6-97
Figure 6.11.3-1	Demand and Supply Balance up to 2023	6-99
Figure 6.12.3-1	Power Demand and Supply Balance (Scenario I)	6-105
Figure 6.12.3-2	Energy Demand and Supply Balance (Scenario I)	6-105
Figure 6.12.3-3	Power Demand and Supply Balance (Scenario II)	6-107
Figure 6.12.3-4	Energy Demand and Supply Balance (Scenario II)	6-107
Figure 6.12.3-5	Power Demand and Supply Balance (Scenario III)	6-109
Figure 6.12.3-6	Energy Demand and Supply Balance (Scenario III)	6-109
Figure 6.12.3-7	Power Demand and Supply Balance (Scenario IV)	6-111
Figure 6.12.3-8	Energy Demand and Supply Balance (Scenario IV)	6-111
Figure 6.12.3-9	Power Demand and Supply Balance (Scenario V)	6-113
Figure 6.12.3-10	Energy Demand and Supply Balance (Scenario V)	6-114
Figure 6.12.3-11	Power Demand and Supply Balance (Scenario VI)	6-116
Figure 7.1-1	Flow Duration Curve of the Lake Kyoga Outflow	7-1
Figure 7.2.1-1	Thiessen Polygon and Rainfall Gauging Station	7-2
Figure 7.2.2-1	Thiessen Polygon and Rainfall Gauging Station	7-3
Figure 7.2.4-1	Annual Maximum Discharge and Log-Pearson Type III Curve for the Nile River Discharge at Masindi Port	7-6
Figure 7.2.5-1	Conceptual Model of the Tank Model	7-7
Figure 7.2.5-2	Flood Peak and Probability Distribution Curve	7-9
Figure 7.2.5-3	Standard Dimensionless Hydrograph by SCS Method	7-10
Figure 7.2.5-4	River Basin Division for SCS Unit Hydrograph Analysis	7-10
Figure 7.2.5-5	River Basin Model by HEC-HMS	7-11
Figure 7.2.5-6	Flood Hydrograph Estimated by SCS Unit Hydrograph	7-11
Figure 7.2.5-7	Creager's Curve of Flood Discharge	7-13
Figure 7.3.2-1	Topographic Survey Area	7-16
Figure 7.3.2-2	Location Map of Geological Investigation	7-17
Figure 7.3.2-3	Results of Aerial Photo Interpretation	7-18
Figure 7.3.3-1	Rock Condition of No.1 Powerhouse	7-22
Figure 7.3.4-1	Directions of Bedding Plane/Schistosity and Shear Strength of CM Class Rocks	7-27
Figure 7.3.5-1	Locations of Construction Material Source out of Murchison Falls National Park Area (Source: Study Team)	7-28
Figure 7.3.6-1	Epicenters in Uganda (1900-1999) and Main faults & Seismic zone	7-30
Figure 7.3.6-2	Peak Ground Acceleration of Africa	7-30
Figure 7.3.6-3	Acceleration vs Return Period	7-31

Figure 7.4.1-1	Survey Area.....	7-35
Figure 7.4.2-1	Survey Area (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	7-36
Figure 7.4.3-1	Location of observed Hippotamus	7-40
Figure 7.4.3-2	Location of observed Elephant.....	7-41
Figure 7.5.1-1	Administrative Boundaries around Ayago Site, 2009 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-46
Figure 7.5.2-1	Land Use Map around Ayago Site, 2005 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-47
Figure 7.5.4-1	Distribution of Population by Ethnic Groups in Masindi District, 2002.....	7-48
Figure 7.5.4-2	Distribution of Population by Ethnic Groups in Oyam (Apac) District, 2002.....	7-48
Figure 7.5.4-3	Distribution of Population by Ethnic Groups in Amuru (Gulu) District, 2002.....	7-49
Figure 7.5.5-1	Location of Internally Displaced Persons' Camps, 2009 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-50
Figure 7.5.7-1	Location of Educational Institutions around Ayago Site, 2010 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-52
Figure 7.5.7-2	School Attendance by Sex in Survey Area C, 2002	7-52
Figure 7.5.7-3	Literacy Rate by Sex in Survey Area C, 2002.....	7-53
Figure 7.5.8-1	Location of Health Facilities around Ayago Site, 2010 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-53
Figure 7.5.9-1	Location of Water sources around Ayago Site, 2010 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-54
Figure 7.5.10-1	Number of Visitors to Murchison Falls National Park.....	7-55
Figure 7.5.10-2	Management Zones of Murchison Falls Protected Area (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-57
Figure 7.5.11-1	Location of Poaching in Murchison Falls Protected Area, 1989-2009 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-60
Figure 7.5.11-2	Location of Encroachment in Murchison Falls Protected Area, 1989-2009 (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	7-60
Figure 7.5.12-1	Location of Cultural and Historical Sites around Ayago Site, 2010 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-61
Figure 7.5.12-2	Location of Archaeological Sites around Ayago Site, 2010 (WGS_1984_UTM_Zone_36N)	7-62
Figure 7.6.1-1	Development Type	7-63
Figure 7.6.2-1	Load and Operation Pattern of Hydropower Project in 2020.....	7-64
Figure 7.6.2-2	Load and Operation Pattern of Hydropower Project in 2023.....	7-65
Figure 7.6.3-1	Layout Alternative-1 at Ayago Site (Dam and Waterway Type).....	7-68
Figure 7.6.3-2	Layout Alternative-2 at Ayago Site (Waterway Type, Left Bank Route).....	7-69
Figure 7.6.3-3	Layout Alternative-3 at Ayago Site (Waterway Type, Right Bank Route)	7-70
Figure 7.6.5-1	Dam Waterway Type and Vegetation	7-77
Figure 7.6.5-2	Left Bank Route and Vegetation (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	7-78
Figure 7.6.5-3	Right Bank Route and Vegetation (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	7-79

Figure 7.7-1	Optimization Study on Development Scale of Ayago Hydropower Project	7-89
Figure 7.8.1-1	Intake Plan and Elevation Image.....	7-91
Figure 7.8.1-2	River Cross Section around Intake Structure	7-92
Figure 7.8.1-3	River Cross Section at Downstream of Intake Weir.....	7-92
Figure 7.8.1-4	Intake Plan View Image	7-92
Figure 7.8.1-5	Required Depth at Intake Entrance	7-93
Figure 7.8.2-1	Observation Record of River Water Level around Tailrace Outlet	7-94
Figure 7.8.4-1	Outline of Intake Weir Sections	7-96
Figure 7.8.5-1	Required Area of Free Flow and Pressure Tunnel.....	7-99
Figure 7.8.7-1	Layout Plan around Underground Powerhouse.....	7-105
Figure 7.8.7-2	Layout Plan of Powerhouse No.1.....	7-106
Figure 7.8.7-3	Typical Section of Powerhouse Machine Bay.....	7-106
Figure 7.8.7-4	Layout Plan of Powerhouse No.2 Alternative (100MW/Unit).....	7-107
Figure 7.8.7-5	Typical Section of Powerhouse No.2 Alternative (100MW/Unit)	7-107
Figure 7.8.8-5	Structural Typical of Tunnels	7-117
Figure 7.8.8-6	Structural Typical of Powerhouse	7-119
Figure 7.8.8-7	Structural Typical of Tailrace Tunnel.....	7-121
Figure 7.9.6-1	Single Line Diagram for Ayago Hydropower Project	7-126
Figure 7.9.7-1	Transmission Line Rout Map of Ayago Project	7-127
Figure 7.9.7-2	Transmission Line Network of East Africa.....	7-128
Figure 7.9.7-3	Typical Transmission Tower of Ayago Project.....	7-130
Figure 7.10.1-1	Location of Ayago Site.....	7-131
Figure 7.10.4-1	Location of Spoil Bank	7-134
Figure 7.10.5-1	Location of Candidate Temporary Facilities Area.....	7-136
Figure 7.10.6-1	Access Road Route	7-137
Figure 7.10.9-2	Intake.....	7-140
Figure 7.10.9-3	Tunnel Procedure	7-141
Figure 7.10.9-4	Arrangement of Tunnel Excavation Machine	7-141
Figure 7.10.9-5	Excavation Method	7-143
Figure 7.10.9-6	Segment of Tailrace Tunnel.....	7-144
Figure 7.10.9-7	Outlet.....	7-145
Figure 7.10.10-1	Construction Schedule	7-147
Figure 7.10.10-2	Construction Schedule	7-148
Figure 7.11.1-1	Scenario I Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (1).....	7-157
Figure 7.11.1-2	Scenario I Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (2).....	7-158
Figure 7.11.1-3	Scenario I Economic Sensitivity to Discount Rate (1).....	7-158
Figure 7.11.1-4	Scenario I Economic Sensitivity to to Discount Rate (2).....	7-158
Figure 7.11.1-5	Scenario I Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (1).....	7-159
Figure 7.11.1-6	Scenario I Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (2).....	7-159
Figure 7.11.1-7	Scenario I Economic Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (1)	7-159
Figure 7.11.1-8	Scenario I Economic Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (2)	7-160
Figure 7.11.1-9	Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (1).....	7-162

Figure 7.11.1-10	Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (2)	7-162
Figure 7.11.1-11	Scenario IV Economic Sensitivity to Discount Rate (1)	7-163
Figure 7.11.1-12	Scenario IV Economic Sensitivity to Discount Rate (2)	7-163
Figure 7.11.1-13	Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (1)	7-163
Figure 7.11.1-14	Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (2)	7-164
Figure 7.11.1-15	Scenario IV Economic Sensitivity to Export Tariff (1)	7-164
Figure 7.11.1-16	Scenario IV Economic Sensitivity to Export Tariff (2)	7-164
Figure 7.11.2-1	Scenario I Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (1)	7-168
Figure 7.11.2-2	Scenario I Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (2)	7-168
Figure 7.11.2-3	Scenario I Financial Sensitivity to Discount Rate (1)	7-168
Figure 7.11.2-4	Scenario I Financial Sensitivity to Discount Rate (2)	7-169
Figure 7.11.2-5	Scenario I Sensitivity to Firm Tariff (1)	7-169
Figure 7.11.2-6	Scenario I Sensitivity to Firm Tariff (2)	7-169
Figure 7.11.2-7	Scenario IV Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (1)	7-172
Figure 7.11.2-8	Scenario IV Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (2)	7-172
Figure 7.11.2-9	Scenario IV Financial Sensitivity to Discount Rate (1)	7-172
Figure 7.11.2-10	Scenario IV Financial Sensitivity to Discount Rate (2)	7-173
Figure 7.11.2-11	Scenario IV Financial Sensitivity to Firm Tariff (1)	7-173
Figure 7.11.2-12	Scenario IV Financial Sensitivity to Firm Tariff (2)	7-173
Figure 7.11.3-1	CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario I (1)	7-177
Figure 7.11. 3-2	CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario I (2)	7-177
Figure 7.11. 3-3	CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario I (1)	7-177
Figure 7.11. 3-4	CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario I (2)	7-178
Figure 7.11. 3-5	CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario I (1)	7-178
Figure 7.11. 3-6	CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario I (2)	7-178
Figure 7.11. 3-7	CF Sensitivity to Interest Rate Scenario I (1)	7-179
Figure 7.11. 3-8	CF Sensitivity to Interest Rate Scenario I (2)	7-179
Figure 7.11.3-9	CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario IV (1)	7-182
Figure 7.11.3-10	CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario IV (2)	7-182
Figure 7.11.3-11	CF Sensitivity to Export Tariff Scenario IV (1)	7-182
Figure 7.11.3-12	CF Sensitivity to Export Tariff Scenario IV (2)	7-183
Figure 7.11.3-13	CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario IV (1)	7-183
Figure 7.11.3-14	CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario IV (2)	7-183
Figure 7.11.3-15	CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario IV (1)	7-184
Figure 7.11.3-16	CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario IV (2)	7-184
Figure 7.11.3-17	CF Sensitivity to Interest Rate Scenario IV (1)	7-184
Figure 7.11.3-18	CF Sensitivity to Interest Rate Scenario IV (2)	7-185
Figure 8.2.1-1	Duration Curve of Nile River	8-1
Figure 8.2.1-2	Average Discharge and Min Discharge	8-2
Figure 8.2.1-3	Maximum Plant Discharge and Date of Minimum Water Volume	8-3
Figure 8.2.2-1	Sample Procedure on Determine Environmental Flow	8-4
Figure 8.3-1	Considered Projects for Cumulative Impact Assessment	8-7
Figure 8.3.2-1	Cumulative Impact on Protected Area	8-9

Figure 8.3.4-1	Illegal Action and Planned Projects	8-10
Figure 8.3.5-1	Attractive Animals and Planned Projects	8-11
Figure 8.6.1-1	Protected Area in UGANDA (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	8-20
Figure 9.2.3-1	Implementation Plan	9-17
Figure 10.2.1-1	Procedure and Necessary Personnel for Hydropower Development in Uganda by Conventional Contract for Construction.....	10-8
Figure 11.1.3-1	Current Organization Structure for Implementation of Hydropower Development	11-5
Figure 11.1.3-2	Desirable Organizational Structure for Implementation of Hydropower Development in Uganda.....	11-6
Figure 11.1.3-3	MEMD Structure for Implementation of Hydropower Development in Uganda	11-6
Figure 11.1.3-4	Sample Organization Chart of Hydropower Development Department	11-7

結論および提言

結論および提言

結 論

本調査は、2009 年 11 月から 2011 年 3 月までの期間、ウガンダ国水力開発マスタープラン策定支援プロジェクトとして実施されたものである。この調査は、水力開発マスタープランの策定と、マスタープランの中で絞り込んだ開発有望地点に対するプレフィージビリティスタディ（PreF/S）の 2 段階で実施された。この調査の結果、開発有望地点として選定された Ayago 水力は技術面、経済・財務面、環境面から実施可能性が高く、ウガンダ国の電力事情を勘案すると、早急に次のステップであるフィージビリティスタディ（F/S）を実施することが望ましいと結論付けられた。以下に結論を取りまとめる。

(1) 調査の背景

ウガンダでは近年の高い経済成長を背景として電力需要が急増しており、今後も年 8% 程度の高い伸びが予測されている。またウガンダは東部アフリカ地域内における電力供給機能である東部アフリカ電力パワープールに属しており、将来的には豊富な水力資源を活用した「電力供給国」としての役割が期待されている。

一方、現況は国内では発電施設（ウガンダ国の総発電設備容量：約 600MW）の不足、水力発電所の低い稼働率（発電設備容量 409MW に対し、実最大発電能力 200MW）による慢性的な電力供給不足（最大需要 391MW に対し実最大可能供給量 387MW）が顕在化し、ひいては東部アフリカ電力パワープール強化の阻害要因の一つとなっている。

こうした状況に対し、ウガンダ政府は新規電源の開発や送配電網の拡充を含む電力インフラ開発を重要課題とし、今後の経済成長を支えるための安価で安定的な電力供給を確保し、現在 10% 程度の電化率を 2014/2015 期までに 20% まで引き上げることを、国産エネルギー（水力）の活用を中心とする方策により達成することを目指している。また、近隣国（ケニア等）への輸出を通じた外貨獲得の手段として、国内での水力開発を積極的に進めることとしている。（出典：GDP2009-2025、NDP2014/2015）

(2) 開発有望地点の選定

本調査では、JICA の環境ガイドラインに沿った形で戦略的環境アセスメント（SEA）を実施した。まず代替電源として、地熱、ディーゼル火力、太陽熱、風力、バイオマス、原子力発電を比較し、水力発電の優位性を検証した。引き続き、Kalagala、Isimba、Karuma、Oriang、Ayago、Kiba、Murchison の 7 箇所の水力開発候補地点を選定し、多面的評価手法（技術面、経済面、環境面、社会面）により絞り込みを行った。その結果、Ayago 水力、Karuma 水力、Isimba 水力が有望開発地点として選定され、Karuma 水力、Isimba 水力についてはウガンダ政府による F/S が実施中であることから、Ayago 地点を本調査で実施すべき開発地点とした。これらの結果については、ステークホルダー協議の開催による意見交換を実施し、地元関係者のコンセンサスを得るとともに、インターネットを通じ情報を開示している。選定された Ayago 水力は、常時出力 300MW、最大出力 600MW の流れ込み式水力であ

る。ウガンダ国においては、発電単価の安いベース電源が必要とされている状況にあり、また、電力輸出の観点からも、常時安定して発電できる安価な電源は、輸出用電源として価値がある。これらの点から、Ayago 水力は、電力量のみならず、その電源特性からも、ウガンダ国においてその開発の必要性は高い。

(3) 電力需要と開発計画

ウガンダ国での電力需要予測（GDP2009-2025）では、2009 年から 2025 年までの電力量の伸びを年平均約 8%と想定している。調査団はこの需要想定が基本的に妥当であることを確認した。この GDP2009-2025 での需要想定を Mediummiddle ケース、伸びを 1%ずつ上下に変化させたものをそれぞれ High ケース、Low ケースと設定し、それに加えケニアへの電力輸出を考慮したケースとウガンダ国の国家目標値に対しての検討ケース（2 ケース）を加えた計 6 ケースに対して電源開発計画を策定した。その結果、Ayago 水力については 2019 年もしくは 2020 年から 100MW ずつ段階的に 2023 年頃までに 300MW を開発する必要があるとの結論を得た。

(4) Ayago 水力計画の概要

開発有望地点として選定された Ayago 地点において、ダム水路案、流れ込み水路（右岸）案、流れ込み水路（左岸）案の 3 つのレイアウトを技術、経済、環境並びに社会面から比較検討し、流れ込み水路（左岸）案が最適であるとの結論を得た。

Ayago 水力計画の主要緒元は以下のとおりである。

総落差	87m
最大使用水量	840m ³ /s
年間発生電力	4,095GWh
堰	コンクリート重力式 高さ 15 m、堤頂長 250 m
導水路トンネル	コンクリート巻立式 条数 6 本、延長 113 m/条
水圧管路	条数：6 本－12 本、延長 85 m/条
放水路	コンクリート巻立式 条数 6 本、延長 7,400-7,890 m
発電所	地下式 幅 23 m×高さ 40 m×長さ 150 m ×2 基
水車	立軸フランシス水車 51 MW/unit × 12 units
発電機	55.5MW /unit × 12 units

なお、600MW に対する概算工事費は、準備工事費、環境対策費、土木工事費、水力機械設備費、電気機器設備費、送電設備費、技術・管理費および予備費を含み 2010 年ベースで約 US\$1,600 mil.である。工事期間は 5 年 6 ヶ月と想定される。

(5) 経済・財務評価

電力需要想定を MediumMiddle ケースとしたシナリオ I とケニアへの電力輸出を想定したシナリオ IV に対し、経済・財務評価を実施した。経済性評価は保証出力である 300MW までの開発を対象とし、代替火力の費用を便益として評価を行った。その結果、シナリオ I では EIRR が 24.36%、シナリオ IV では 24.44% と資本の機会費用である 10% を上回っており、両ケースともに経済的にフィージブルであることが確認された。

また、財務評価の結果でも、売電単価 6¢ /kWh の場合、シナリオ I では FIRR が 12.83%、シナリオ IV では 18.46% となり、キャッシュフロー分析においても、シナリオ I では DSCR が 2.68、シナリオ IV では 3.75 となり、事業採算性および返済可能性を確保していることが認められた。

提 言

Ayago 水力は、年率 8% 以上の電力需要増を賄うことができる貴重な国産エネルギーである。Ayago 水力の開発は、ウガンダ国の電力安定供給に寄与するのみならず、開発によって発電単価が売電単価より高い状況にあるディーゼル火力を休止でき、かつ年間約 500kt 以上の CO2 削減を期待できる。また、東アフリカパワープールにおける電力輸出シナリオに沿った開発が実現した場合には、外貨獲得による経済効果も望むことができる。

しかしながら、資金的にも人材能力的にもウガンダ国の現状の能力を大幅に超えた巨大プロジェクト（カルマ、イシンバ、アヤゴ）が次々と計画されており、2020 年までの今後の世界経済の動向やウガンダ国の動向、そして地球環境の変動や不確実性などを考慮すると、資金面、環境面、実施体制面に多くの不確実性と課題が存在する。このため、開発にあたっては、ウガンダ国の能力向上に配慮するとともに、今後の状況の変化に柔軟に対応した取り組みが必要である。

上記を踏まえた上で、今後のフィージビリティスタディに向けて提言および留意事項を以下に述べる。

(1) 環境影響評価

Ayago 地点は、国立公園内に位置しているため、住民移転等の社会的影響が少なくすむ一方、自然環境に対しては十分な調査と対策が必要となる。今回の PreF/S においては、可能な限り自然環境への影響を少なくするため、流れ込み式や地下発電所並びにトンネル水路等を採用した。しかしながら、今回行った環境評価は限定的なものであるため、フィージビリティスタディにおいては、ウガンダ国の法律およびドナーのガイドラインを満足する十分な環境影響評価を行う必要がある。特に、減水区間における維持流量については、川幅や水深の変化に伴う動植物への影響を評価し、上下流の他の発電所開発における累積的影響も含めて、関係機関と十分協議のうえで決定する必要がある。また、ウガンダ国においては国立公園が重要な観光資源となっていることから、開発と観光の両立については特に配慮する必要がある。更にナイル川が国際河川であることを鑑みて、下流国に対し、開発計画について十分な説明責任を果たすことが望まれる。

(2) 段階開発

Ayago 水力は流れ込み式であるため、出力は年間 90%の稼働を保証する保証出力 300MW と、水量の多い時にのみ発電可能な二次電力 (Max 300MW) に分かれる。一般に、火主水従の供給能力をもつ系統では、二次電力は、既設火力の燃料たき減らしの効果があるが、水主火従であるウガンダ国のような系統では、降雨量に左右される二次電力は信頼性が低く、国内の電源開発計画には組み込めない。

したがって、Ayago 水力の開発にあたっては、最終開発規模を 600MW とするが、当面 2020 年代前半までは 300MW を最適開発規模とし、300MW 以降の開発については、近隣国への電力輸出協議が整った時に開発を開始することを提案する。

更に開発にあたっては、*電力需要の実際の伸びに合わせて 100MW 単位での段階的に実施することを推奨する。なお、この場合の概算工事費は、第 1 期 US\$436 mil、第 2 期 US\$213 mil、第 3 期 US\$213 mil、第 4 期 US\$295 mil、第 5 期 US\$221 mil、第 6 期 US\$220 mil と見込まれる。

(3) 資金調達方法

建設中の Bujagali 発電所は IPP 方式で実施され、また、現在 FS を実施中の Isimba 水力も IPP で実施することが計画されている。しかしながら、Ayago 水力はそれらに比べ資金規模が大きいため、強い輸出産業がない現在のウガンダ国の経済状況から、海外からの民間投資については良い条件での投資は期待できないと考えられる。また、段階的開発により ODA による融資を得られる可能性が高いことから ODA 方式による開発を推奨する。

(4) 組織体制整備

現在、ウガンダでは需要予測および送電線拡充計画を UETCL が担当している以外は、MEMD および HPDU (UEGCL)合わせて 10 名足らずの人員で、Karuma 水力、Isimba 水力並びに Ayago 水力の業務にあたっている。今後上記水力の設計、施工の段階に進むにあたり、このままの人員および体制では円滑な運営は困難であると考えられ、技術面、環境面、財務面で対応できる独立した組織体制の構築が望まれる。

(5) 人材育成

現在、ウガンダ国内では水力開発の実施に対応できる技術者数がかなり不足している。特に地質および土木技術者が不足しており、この業種の人材育成が急務な状況にある。そのために短期的には、外国コンサルタントの起用による OJT の実施や政府専門家派遣が最も現実的である。また長期的な視点として、水力専門講座の開設等による大学教育の充実による人材育成を提案する。

(6) 技術基準

現在、ウガンダ国内では水力開発を推進するのに必要な技術に対する基準が制定されていない状況にある。技術基準は、実際のプロジェクトを順調に遂行するうえで欠かせないものであることから、技術基準を早急に策定することを推奨する。

(7) フィージビリティスタディ実施時の提案事項

PreF/S において実施できなかった以下の項目について、F/S 時に実施することを推奨する。

1) 環境影響評価 (EIA)

特に留意すべき事項として、自然環境においては、減水区間への対策とモニタリング、また社会環境の面では観光産業との両立や、景観への配慮(主に送電線)等があげられる。

2) 設計・施工計画のための現地調査および実験

より詳細な設計・施工計画策定のために、実地地形測量、河川測量並びに追加地質調査が必要である。また、取水口付近の流況が水生動物への影響を把握するために、水理模型実験の実施を推奨する。

3) 系統安定解析および単機容量の再検討

PreFS では潮流、事故電流解析を対象としたが、200km 以上の長距離送電でもあり安定度が系統の健全運転の支配要因となる可能性がある。このため F/S においては、より信頼度の高い送電システムを実現するため、系統安定度の解析を実施し、必要に応じて単機容量の再検討を行う。

第 1 章 序 論

第1章 序論

1.1 調査の背景

ウガンダでは近年 5%～7%の高い経済成長を背景として電力需要が急増しており、今後も年 8%程度の高い伸びが予測されている。またウガンダは東部アフリカ地域内における電力供給機能である東アフリカ電力パワープールに属しており、将来的には豊富な水力資源を活用した「電力供給国」としての役割が期待されている。

一方、現況は国内では発電施設（ウガンダ国の総発電設備容量：約 600MW）の不足、水力発電所の低い稼働率低下（発電設備容量 409MW に対し、実発電能力 140MW～200MW）や送電網の未整備等による慢性的な電力供給不足（最大需要 391MW に対し可能供給量 327～387MW、電化率約 10%）が顕在化し、ひいては東部アフリカ電力パワープール強化の阻害要因の一つとなっている。

こうした状況に対し、ウガンダ政府は新規電源の開発や送配電網の拡充を含む電力インフラ開発を重要課題とし、今後の経済成長を支えるための安価で安定的な電源による電力供給を確保し、国民一人当たりの電力消費量現在約 70kWh を 2040 年までに約 3,670kWh とするとともに、現在 10%程度の電化率を 2014/2015 期までに 20%まで（地方電化率の目標：現在、約 6%を 2012 年までに 10%）引き上げること、国産エネルギー（水力）の活用等により達成することを目指している。また、近隣国（ケニア等）への輸出を通じた外貨獲得の手段として、国内での水力開発を積極的に進めることとしている。（出典：GDP2009-2025、NDP2014/2015）

このような背景の下で、日本政府はウガンダ国政府の要請に基づき、同国の水力マスタープラン作成を決定した。

1.2 調査の目的

ウガンダにおける電力輸出入計画を含む長期的電源開発計画および送電開発計画と整合性のとれた水力開発マスタープラン策定を支援する。同マスタープランでは今後 15 年間の水力開発計画について技術面、環境面、経済面、資金面を勘案し優先順位付けを行い、ウガンダ政府が着実に水力開発を実施できるよう最適規模、基本レイアウト、開発方式の検討を行う。また、ウガンダ政府関係者との調査の共同実施を通じて、技術移転、人材育成を図る。同マスタープランに基づく水力開発を通じ、ウガンダにおける経済開発に必要な電力安定供給を実現するとともに、東部アフリカ地域の経済発展に必要な電力供給力向上に資することを目指す。

1.3 調査の範囲

本調査は、2009 年 8 月 31 日に署名された S/W 及び 2009 年 2 月 4 日に署名された M/M に基づき実施するものであり、調査内容、カウンターパートとの役割分担及び行程等はこれに則り行われる。調査は以下の 5 つのステージにおいて行われる。

- 関連情報の収集と精査

- 水力開発候補地点の抽出
- 有望計画地点の絞込み
- 開発有望地点の選定および現地調査
- 調査のまとめ

1.4 調査スケジュール

調査は 2009 年 11 月に開始し、2011 年 3 月に終了予定である。

調査スケジュールを Table 1.4-1 および Figure 1.4-1 に示す。

Table 1.4-1 作業工程表

		調査期間					TOTAL月数																
		11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
[第1年次]																							
(1) 国内準備作業																							
1) 関連資料・文献の収集・分析			■																				
2) インセプション・レポート（案）作成			■																				
3) 質問表（Questionnaire）の作成			■																				
(2) 第1次現地調査																							
1) インセプション・レポート(案)の説明・協議			■																				
2) 第1回SHMの開催			■																				
3) 情報収集・分析																							
① 本事業の必要性と背景の確認			■																				
② 水力開発の必要性と候補地点の確認			■																				
③ 環境社会配慮面の確認			■																				
(3) 第1次国内作業																							
1) Stage 1 のまとめ					■																		
2) 第2次現地作業の準備					■																		
(4) 第2次現地調査																							
1) 開発有望地点の絞り込みに向けた調査					■																		
2) インテリムレポート(案)の説明・協議					■																		
3) 第2回SHMの開催					■																		
4) 開発有望地点調査に係る準備作業					■																		
[第2年次]																							
(5) 第2次国内作業																							
1) インテリムレポートの完成									■														
2) 第3次現地作業の準備									■														
(6) 第3次現地調査																							
1) 開発有望地点における調査の実施																							
① 水文・気象調査										■													
② 地形測量、地質調査										■													
③ 環境調査										■													
(7) 第3次国内作業																							
1) 現地調査状況の取りまとめ											■												
2) 第4次現地調査に向けての事前準備作業											■												
(8) 第4次現地調査																							
1) 現地再委託調査の指導・監督												■											
(9) 第5次現地調査																							
1) 開発有望地点における調査（再委託まとめ）													■										
2) 開発有望地点の開発方式・最適規模・基本レイアウトの検討													■										
3) 開発有望地点の概略設計および概算工事費の算定													■										
4) 提言の検討													■										
(10) 第4次国内作業																							
1) ドラフト・ファイナル・レポートの作成														■									
2) 第5次現地調査の事前準備作業														■									
(11) 第6次現地調査																							
1) ドラフトファイナルレポートの説明・協議																		■					
2) 第3回SHMの開催																		■					
(12) 第5次国内作業																							
1) ファイナルレポートの作成																			■				

凡例

現地調査期間

国内作業期間

報告書等の説明等



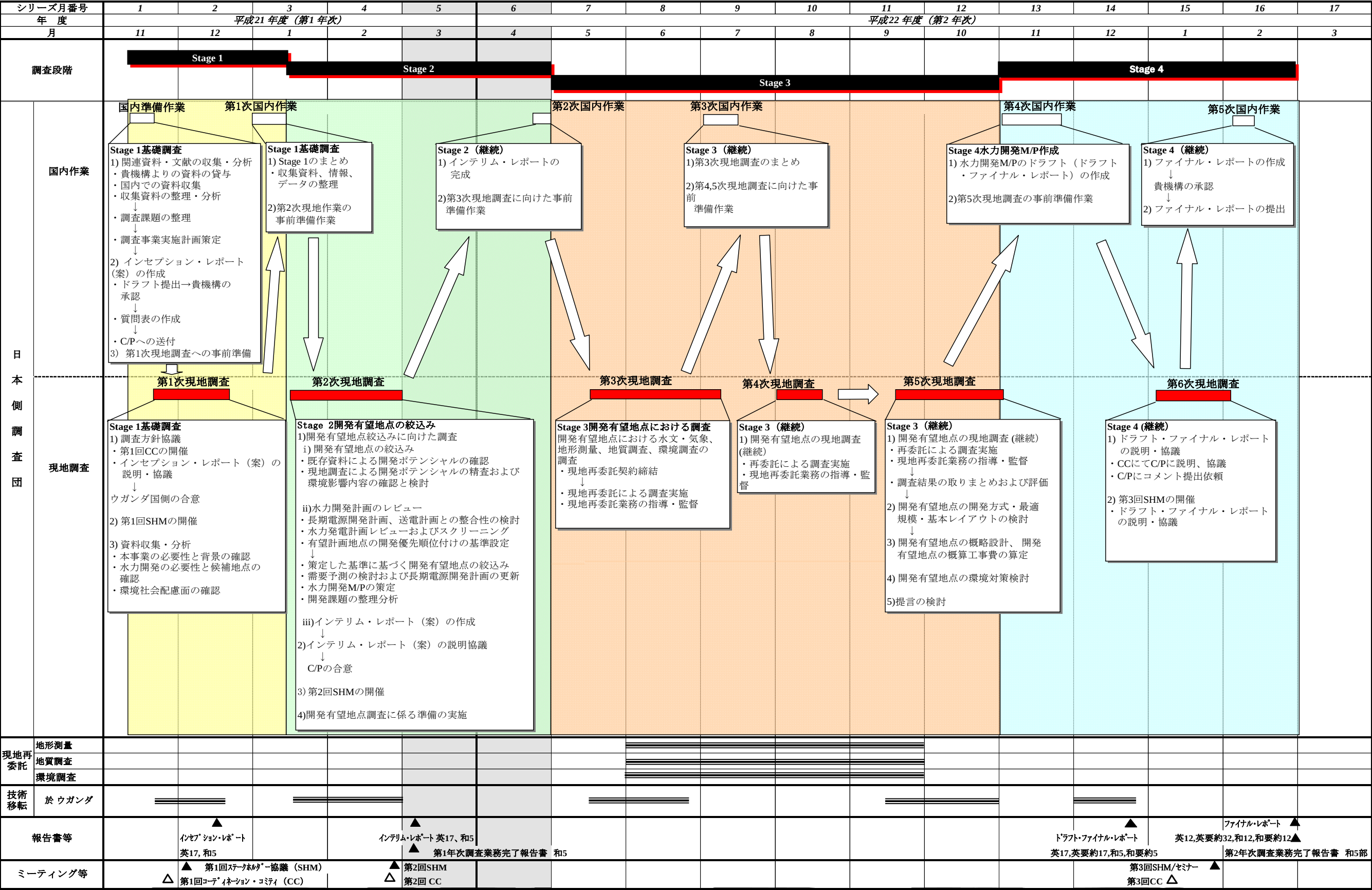
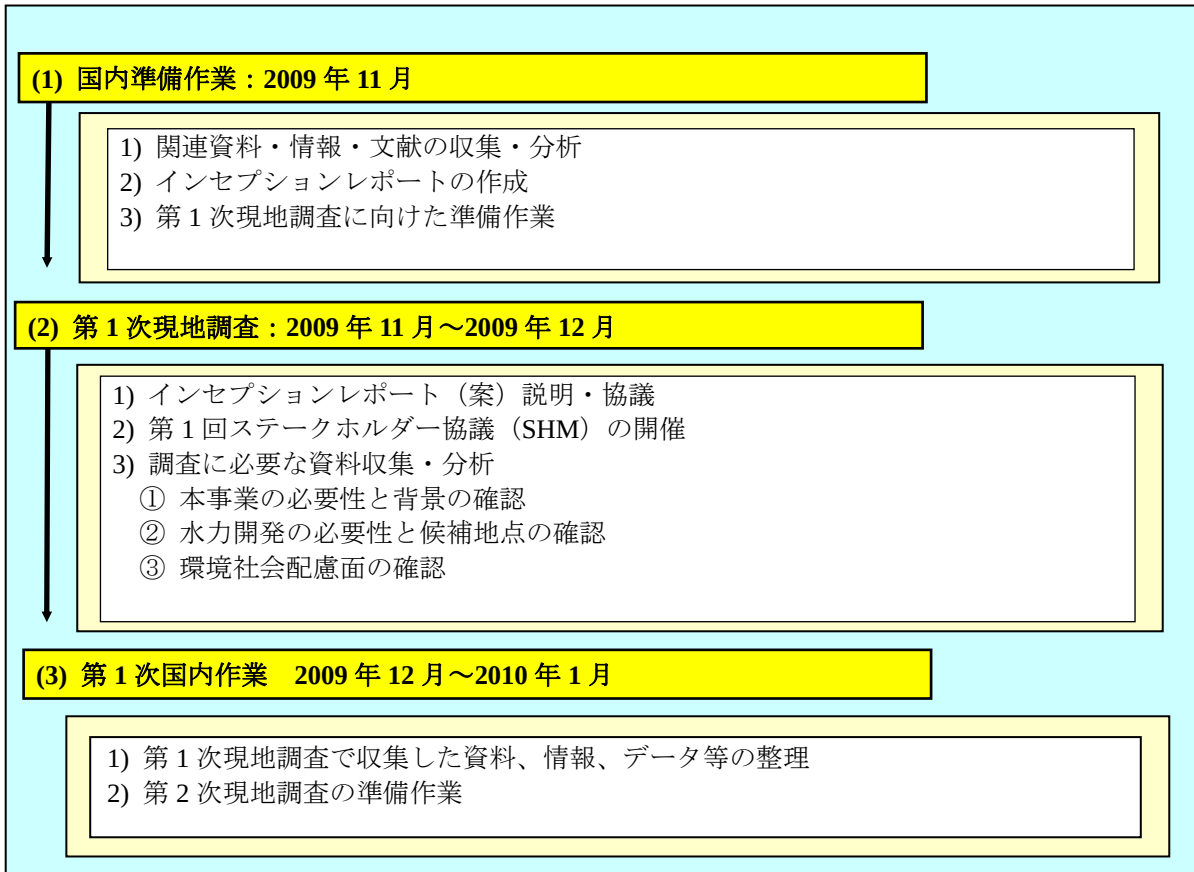


Figure 1.4-1 ウガンダ共和国水力開発マスタープラン策定支援プロジェクト 業務フロー

1.5 調査内容

下記に本調査における内容を示す。

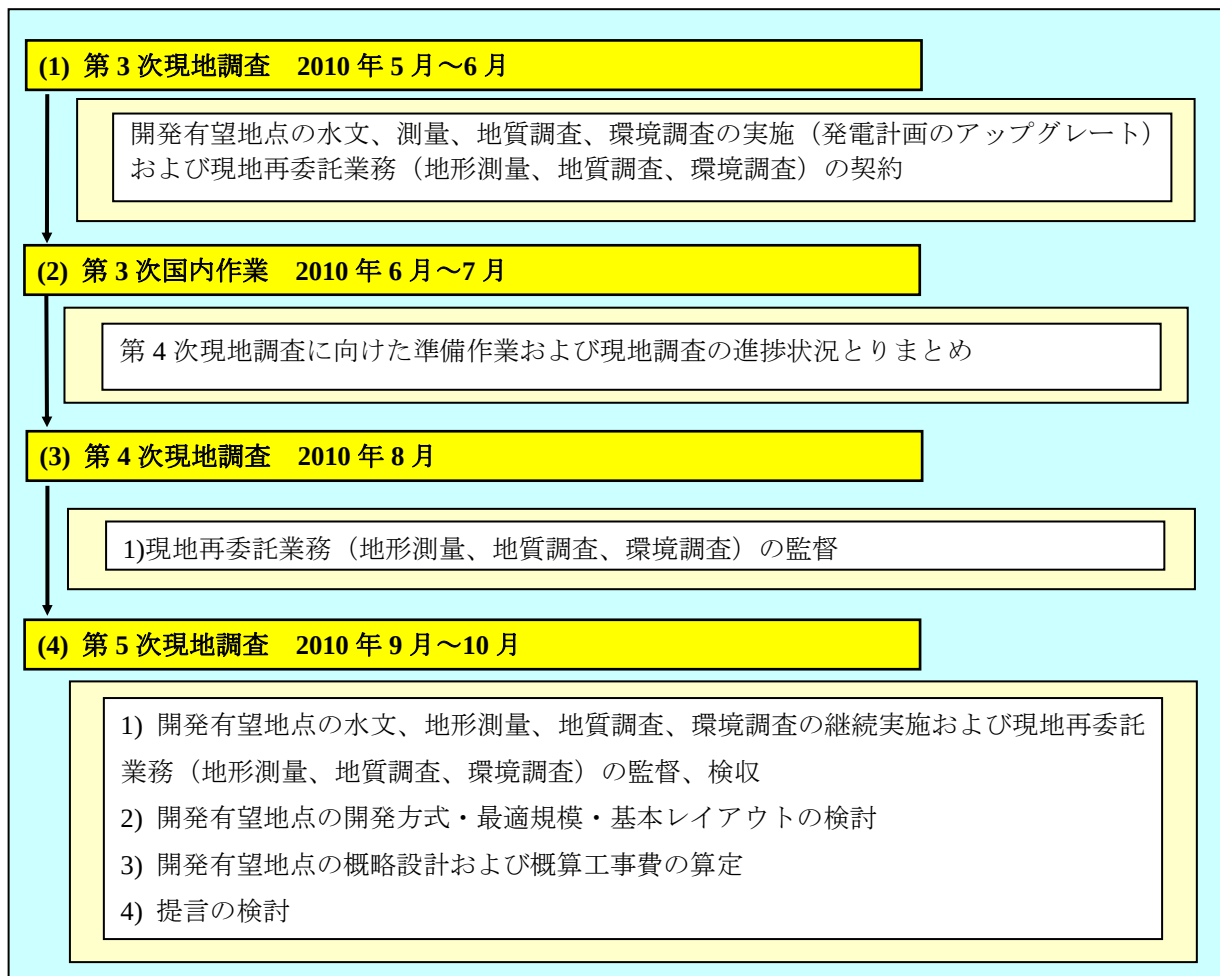
Stage 1 基礎調査 業務フロー



Stage 2 開発有望地点の絞り込み



Stage 3 開発有望地点の現地調査



Stage 4 水力開発



1.6 調査団派遣実績および報告書

JICA は 2009 年 11 月より S/W に基づいて業務を開始し、これまで本調査のためウガンダ国に下記のとおり調査団を派遣した。

- 第 1 次現地調査 2009 年 11 月 30 日～2009 年 12 月 23 日
- 第 2 次現地調査 2010 年 1 月 14 日～2010 年 2 月 28 日
- 第 3 次現地調査 2010 年 5 月 14 日～2010 年 6 月 6 日
- 第 4 次現地調査 2010 年 8 月 2 日～2010 年 8 月 19 日
- 第 5 次現地調査 2010 年 9 月 17 日～2010 年 11 月 2 日
- 第 6 次現地調査 2011 年 1 月 5 日～2011 年 2 月 3 日

この間、調査団は下記のとおり 3 回のステークホルダーミーティング（SHM）を実施した。

- 第 1 回 SHM 2009 年 12 月 11 日
- 第 2 回 SHM 2010 年 2 月 19 日
- 第 3 回 SHM 2011 年 1 月 20 日

報告書については以下のとおりである。

- インセプションレポート 2009 年 12 月
- インタリムレポート 2010 年 3 月
- ドラフトファイナルレポート 2010 年 12 月
- ファイナルレポート 2011 年 3 月

1.7 カウンターパートおよび調査団

1.7.1 カウンターパート

Table 1.7.1-1 に本調査の MEMD のカウンターパートを示す。

Table 1.7.1-1 Ministry of Energy and Mineral Development (MEMD)

No.	Name	Job Title	Organization
1	Paul Mubiru	Director	MEMD
2	James Baanabe	Acting Commissioner	MEMD
3	Henry Bidasala – Igaga	Ass. Commissioner	MEMD
4	Cecilia N Menya	Principal Energy Officer	MEMD
5	Jimmy C. Omona	Hydromechanical Engineer	Hydro Power Unit, UEGCL
6	Dan Walakira Mayanja	Technical Manager	UEGCL
7	Moses Kaizzi	Civil Engineer	UEGCL
8	Otim Moses	Environmental Specialist	Hydro Power Unit, UEGCL
9	Jackson Twinomujuni	Ass. Commissioner	MWE
10	Kitayimbwa Godfrey	Electrical Specialist	Hydro Power Unit, UEGCL
11	Gerald Muganga	Manager Project Planning	UETCL

No.	Name	Job Title	Organization
12	Ziria Tibalwa	Principle Engineer, Project Planning	UETCL
13	Emmanuel Ajutu	Head Sector Planning Unit	MEMD
14	Paul Omute	Surveyor	Hydro Power Unit, UEGCL
15	Zachary Baguma	Assistant Commissioner	MEMD (GSMD-Entebbe)
16	Joan Mutibwa	Energy Officer	MEMD
17	Fred Sajjabi	Senior Energy Officer	MEMD
18	Edgar Buhanga	Senior Planning and EIA Coordinator	UWA
19	Arnold Waiswa	EIA coordinator	NEMA
20	Angella Rwabutomise	Desk officer Energy	MFPED

1.7.2 JICA調査団

JICA 調査団の構成を Table 1.7.2-1 に示す。

Table 1.7.2-1 JICA Study Team

No.	Name	Job Title	Occupation
1	Kazumoto Onodera	Team Leader /Power Development Planning	Electric Power Development Co., Ltd.
2	Masayuki Seino	Hydropower Planning /Hydro Civil Engineering A-1	Electric Power Development Co., Ltd.
3	Tatsuya Miyazato	Hydropower Design /Hydro Civil Engineering A-2	Nippon Koei Co., Ltd.
4	Tetsuaki Mori	Hydropower Construction Planning and Cost Estimation /Hydro Civil Engineering B	Electric Power Development Co., Ltd
5	Yasushi Momose	Geography /Geology	Nippon Koei Co., Ltd.
6	Sohei Uematsu	Hydrology	Nippon Koei Co., Ltd.
7	Eiji Tsuchiya	Transmission Planning /Electromechanical Equipment	Electric Power Development Co., Ltd.
8	Yoshiaki Miyagawa	Power Demand Forecast / Power System and Interchange Planning	Nippon Koei Co., Ltd.
9	Nobuyuki Kinoshita	Power Demand Forecast / Power System and Interchange Planning	Nippon Koei Co., Ltd.
10	Tetsuro Tanaka	Economics /Finance /Investment Planning	Electric Power Development Co., Ltd.
11	Akiko Urago	Natural Environment and GIS (Environment and Social Considerations A)	Electric Power Development Co., Ltd.
12	Riai Yamashita	Social Environment (Environment and Social Considerations B)	Electric Power Development Co., Ltd.
13	Takeshi Washizawa	Coordination	Electric Power Development Co., Ltd.

第 2 章 ウガンダ国の一般事情

第2章 ウガンダ国の一般事情

2.1 概要

ウガンダは東部アフリカに位置する内陸国であり、コンゴ、ケニア、ルワンダ、スーダン、タンザニアと国境を接する。北緯1度、東経32度付近に位置し、首都 Kampala の標高は約 1,300m である。

国内には Victoria 湖、Kyoga 湖、Albert 湖、Edward 湖の 4 つの湖があり、水資源に恵まれている。主要河川であるナイル川は Victoria 湖を発し、Kyoga 湖、Albert 湖を経由してスーダンに流れ出る。天然資源としては、ニッケル、銅、コバルト、金、石灰岩、天然ガス、泥炭も発見されている。

ウガンダの行政区は、現在、112 郡 (District) に区分されている。国の総人口は 2002 年調査時点で 24,227,300 人、2009 年は 32,369,558 人、人口増加率は 2.692%/year と推定されている。人口密度は Victoria 湖北岸で高く、東北部で低くなっている。

国内には多くの民族が分布し、1995 年の憲法では 56 の民族が挙げられている。その割合は Baganda が 17.7% と最も多く、次いで Banyakole が 10.0%、Basoga が 8.9% である。宗教の割合はカトリックが 42% と最も多く、次いで Anglicans (ウガンダ教会) が 36%、イスラム教が 12%、Pentecostals (ペンテコステ派) が 4.6% である。識字率は 66.8% で、Victoria 湖北岸から西岸が高く、北部、西部では低くなっている。

ウガンダは、高い出生率 (47.84 births/1,000 population) にもかかわらず、乳幼児死亡率が高く (64.82 deaths/1,000 live births)、さらに AIDS の感染 (成人罹患率 5.4%) のため、平均寿命が 52.72 才にとどまっている。

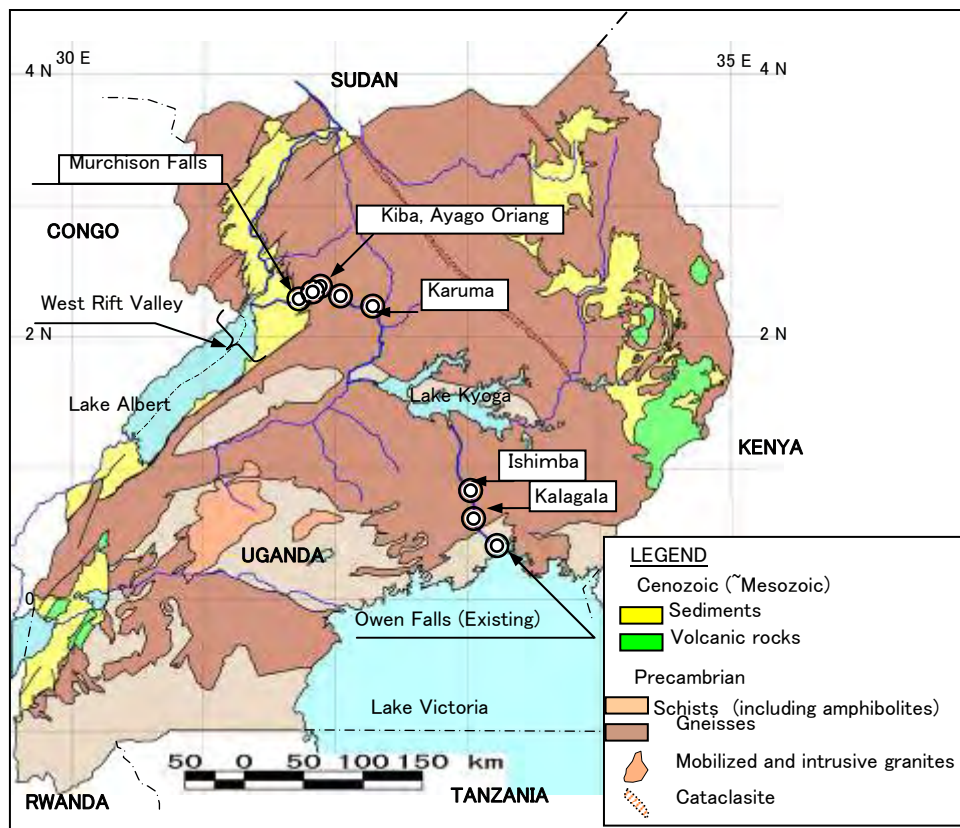
ウガンダは、2001 年から 2009 年にかけて 2002 年の基準価格で約 7.6% の GDP 成長率を達成してきている。2009 年での GDP 額は現行価格で、34,1660 億シリング (約 180 億ドル) であった。また同年の 1 人当たりの GDP は 1,116,300 シリング (約 589 ドル) であった。

2.2 地形・地質

ウガンダ国は東アフリカの内陸国であり、東縁を 3,000m 級の山地 (最高峰 Mt. Elgon、EL.4,371m) によってケニア、西縁を南北に伸びる西リフトバレー (最高峰 Mt. Stanley、EL.5,109m) によってコンゴと国境を接している。中央部は緩やかな丘陵～準平原状を呈し、Victoria 湖に源を発したナイル川が、Kyoga 湖を経由して北流し、スーダン国側へ流下している。

ウガンダ国の地質は、先カンブリア紀の片麻岩を主とする変成岩が広く分布しており、南部はやや低変成の片岩 (角閃岩等を含む) 主体となっている。リフトバレーは現在も活動している「地殻の裂け目」であり、谷底は、新生代新第三紀以降の堆積物 (含火山噴出物) に広く覆われている。また、東南部にも新生代の火山噴出物が分布している。Figure 2.2-1 に示すように、ナイル川の水力開発候補地点は片麻岩分布域にあたり、いずれのサイトも、堅硬な基礎岩盤が

期待できる。



(Source: 1:1,500,000 Geological Map, Department of Geological Survey and Mines, Uganda, 1966)

Figure 2.2-1 Geology of Candidate Hydropower Projects

2.3 氣候

ウガンダ国は赤道直下に位置し、熱帯性気候に属する。ウガンダ国の気象は熱帯収束帯の南北の移動による影響を受け、赤道付近は熱帯収束帯が南北に移動する3月から5月と10月から11月が雨季となる。北部は熱帯収束帯が北に移動する8月が最も雨量が多く1月がもっとも雨が少ない。年間平均雨量は500mmから2,500mmの範囲にあり、ウガンダ国全体の年間平均雨量は1,300mmである注。また、年平均気温は15℃から30℃の範囲にあり、ウガンダ国全体では21℃である。ウガンダ国の主要都市の月平均気温と月平均雨量をFigure 2.3-1に示す。

^注 World Water Assessment Program, “Case Study: Uganda, National Water Development Report: Uganda,” 2006

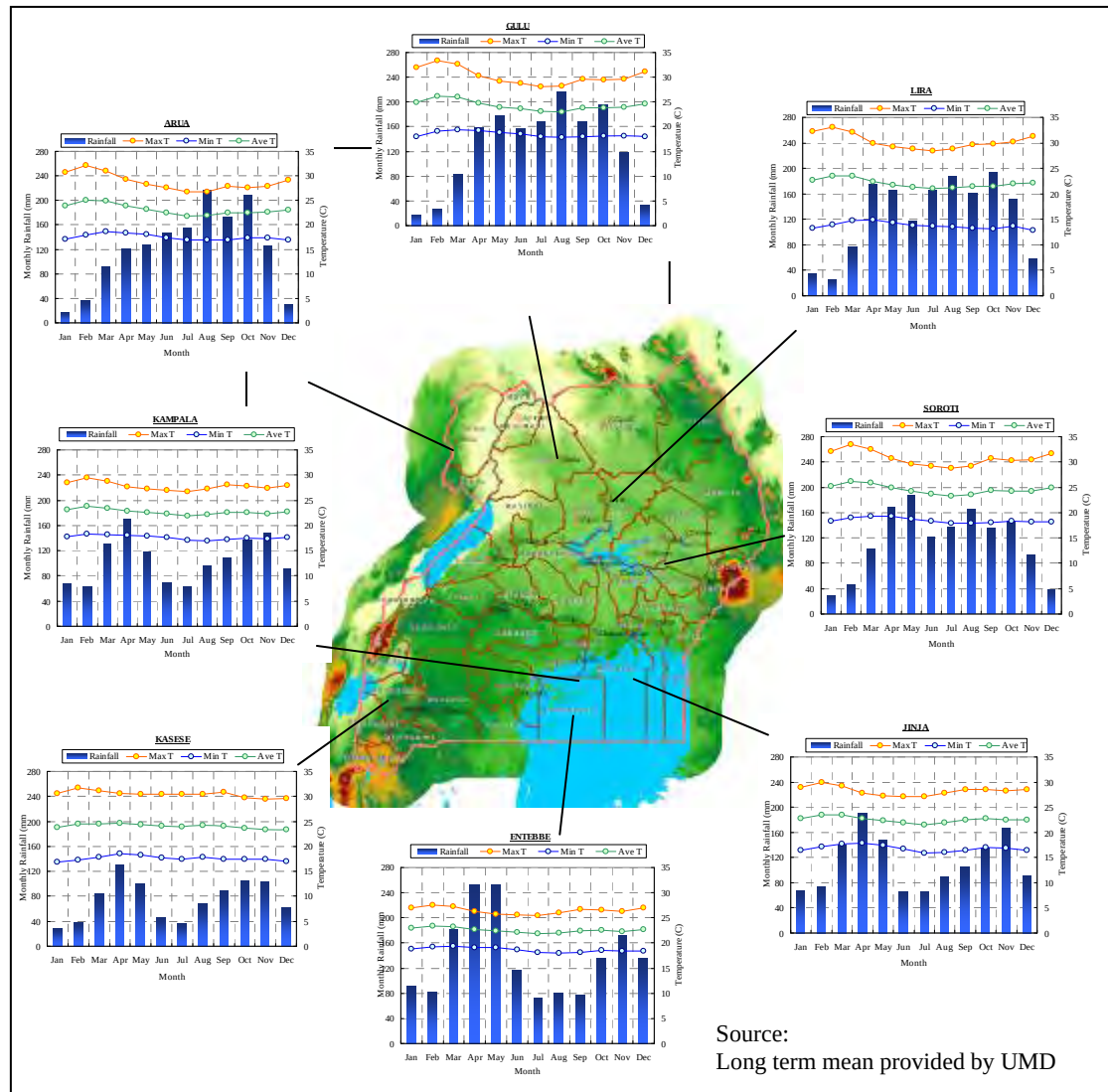
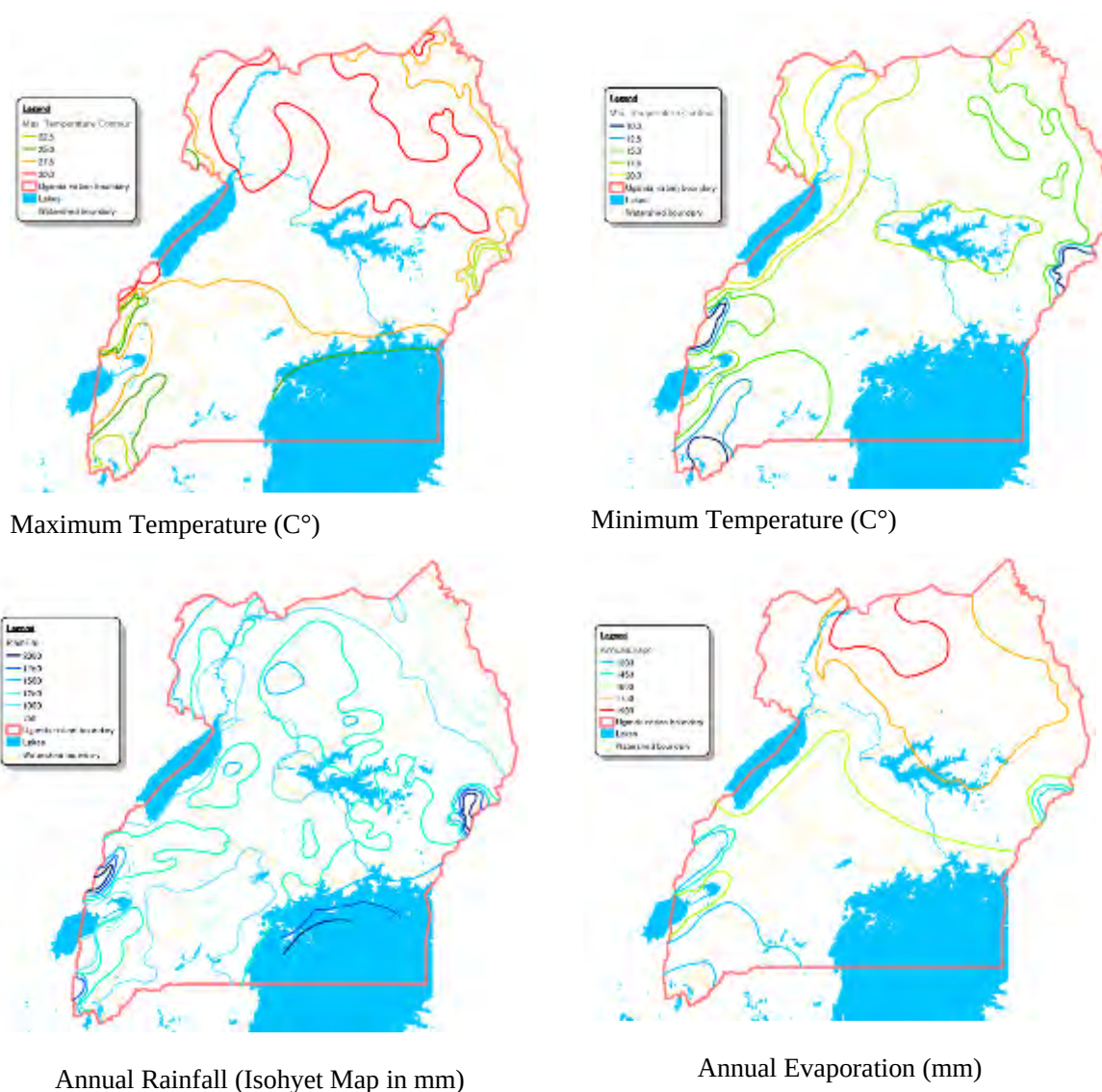


Figure 2.3-1 Temperature and Average Rainfall in the Major Cities in Uganda

ウガンダ国の平均の年最高気温と平均の年最低気温の等温線図および等雨量線図を Figure 2.3-2 に示す。



(Source: ATLAS, Macmillan Uganda)

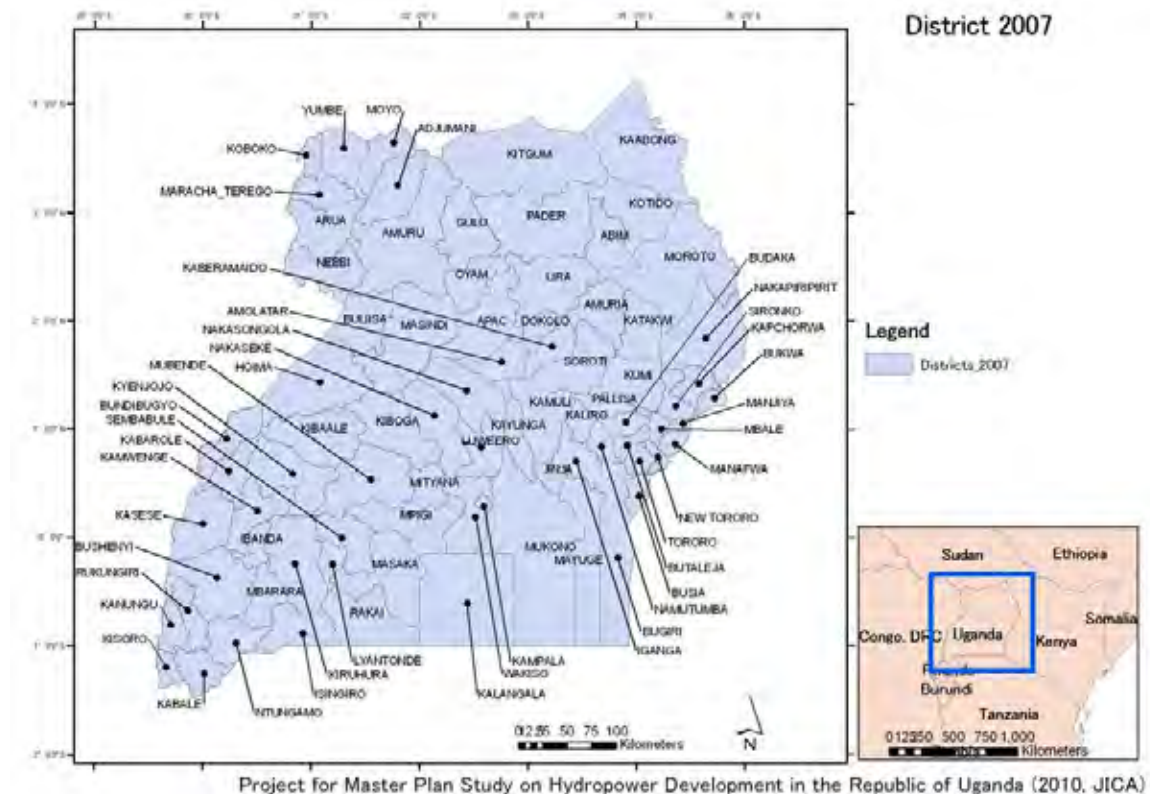
Figure 2.3-2 Isohyet, Isothermal and Evaporation Map of Uganda

Victoria 湖近傍は湖の影響により最高気温と最低気温の差が小さいが、北部は内陸性気候となり気温の差が大きい。年間蒸発量は 1,300 mm から 1,900 mm の範囲にあり、北部の蒸発量が南部より多い。

2.4 社会経済状況

2.4.1 行政区

ウガンダの行政区は、農村部では District(Local Council: LC5)、County(LC4)、Sub-county(LC3)、Parish(LC2)、Village(LC1)に分かれ、都市部では District または City (LC5)、Municipal(LC4)、Town または Division(LC3)、Ward(LC2)、Cell(LC1)に区分されている。1991 年の地方分権化政策以降 District の数は増え続け、2006 年 7 月から 80 となり(Figure 2.4.1-1)、2010 年 7 月から 112 となった (GIS データは入手不可)。

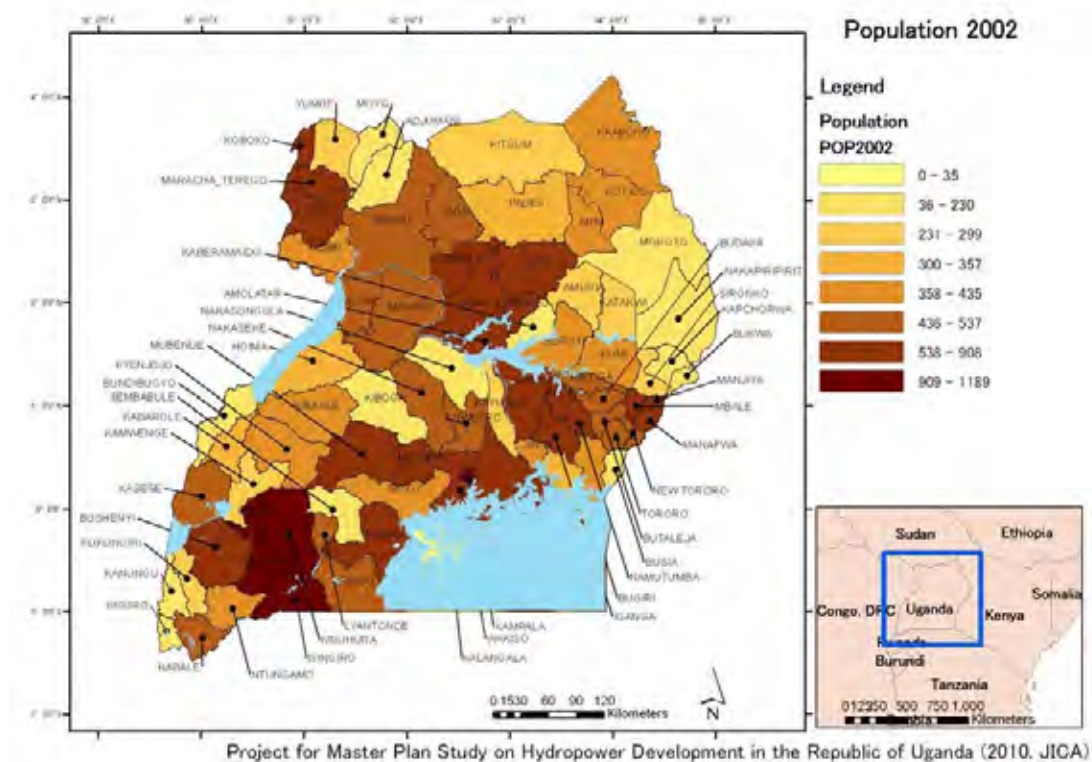


(Source: Uganda Bureau of Statistics)

Figure 2.4.1-1 Administrative Boundaries by District, 2007

2.4.2 人口

国の総人口は 2002 年国勢調査では 24,227,300 人、2009 年は 32,369,558 人、人口増加率は年 2.692%と推定されている。人口密度は Victoria 湖北岸と西岸で高く、東北部で低くなっている (Figure 2.4.2-1)。

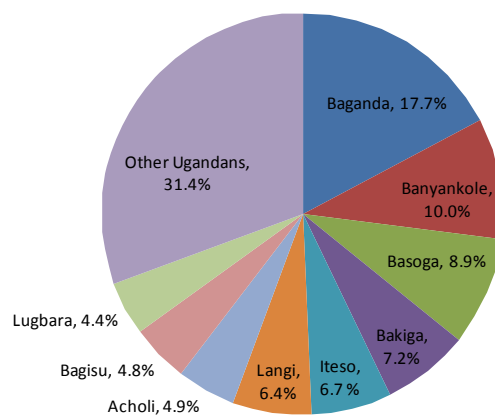


(Source: 2002 Population and Housing Census)

Figure 2.4.2-1 Population Density (Person/Km2) by District, 2002

2.4.3 民族

国内には多くの民族が分布し、1995年の憲法では56の民族が挙げられている。その割合はBagandaが17.7%と最も多く、次いでBanyankoleが10.0%、Basogaが8.9%である。各民族には伝統的な長老がいるほか、氏族（Clan）制度があり、地域社会における決定事項から相続、道徳観、婚姻などの個人のライフスタイルにまで大きな影響を与えている。



(Source: 2002 Population and Housing Census)

Figure 2.4.3-1 Distribution of Population by Ethnic Groups, 2002

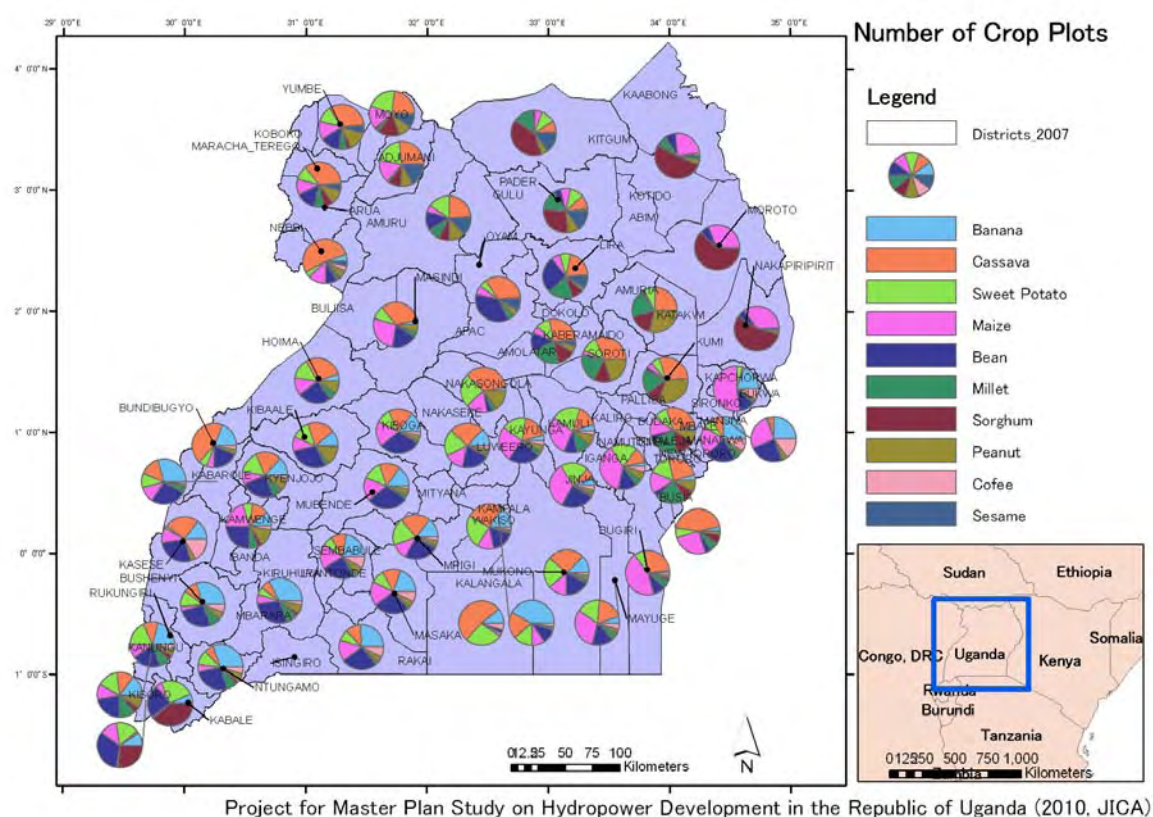
2.4.4 農業、畜産業

主要セクターである農業は GDP の 21.5% を占め、総労働人口の 70% を占めている（2009 年統計）。しかしながら、その多くは農業自給者で、自家消費用に農作物や家畜を生産し、余剰がある場合に市場で売り現金を獲得している。家畜は農村に住む人々の貴重な蛋白源と収入源である。主な農作物の生産量を Table 2.4.4-1、分布を Figure 2.4.4-1 に、主な家畜の数を Table 2.4.4-2、分布を Figure 2.4.4-2 に示す。

Table 2.4.4-1 Production of Selected Food Crops 2003-2008

	(Thousand tonnes)					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Banana	9,700	9,686	9,380	9,052	9,233	9,371
Cassava	5,450	5,500	5,576	4,924	4,973	5,072
Maize	1,300	1,080	1,237	1,258	1,262	1,266
Millet	640	659	672	687	732	783
Sweet Potatoes	557	573	585	628	650	670
Sorghum	421	399	449	440	458	477
Beans	525	455	478	424	430	440
Peanuts	150	137	159	154	162	173
Sesame	120	125	161	166	168	173

(Source: Uganda Bureau of Statistics)



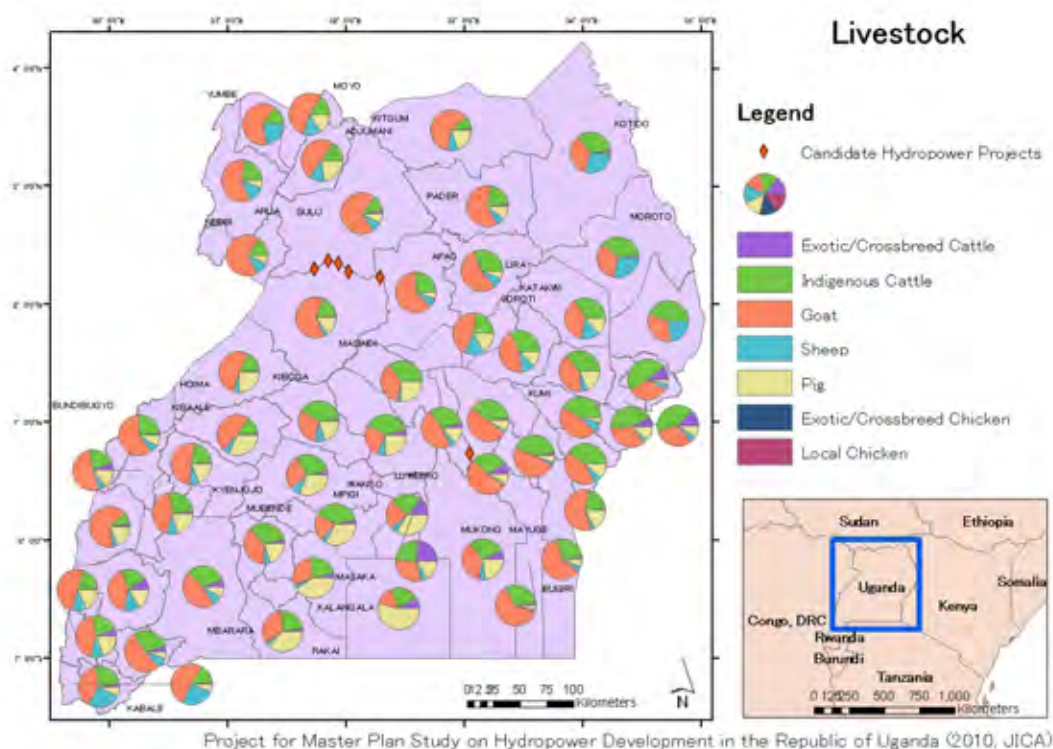
(Source: Agricultural Statistics 2002)

Figure 2.4.4-1 Number of Crop Plots by District

Table 2.4.4-2 Number of Livestock 2003-2008

	(thousand animals)					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Cattle	6,519	6,567	6,770	6,973	7,182	7,398
Sheep	1,175	1,552	1,600	1,648	1,697	1,748
Goats	7,092	7,566	7,800	8,034	8,275	8,523
Pigs	1,778	1,940	2,000	2,060	2,122	2,186
Poultry	35,903	31,622	32,600	26,049	26,950	27,508

(Source: Ministry of Agriculture, Animal Industry and Fisheries and Uganda Bureau of Statistics)



(Source: Agricultural Statistics 2002)

Figure 2.4.4-2 Number of Households with Livestock by District

2.4.5 漁業

漁業はウガンダのすべての湖で行われており、Victoria 湖が最大の漁場である。Victoria 湖から Albert 湖までのナイル川の捕獲量は、全体の 1.3% にすぎない (Table 2.4.5-1)。

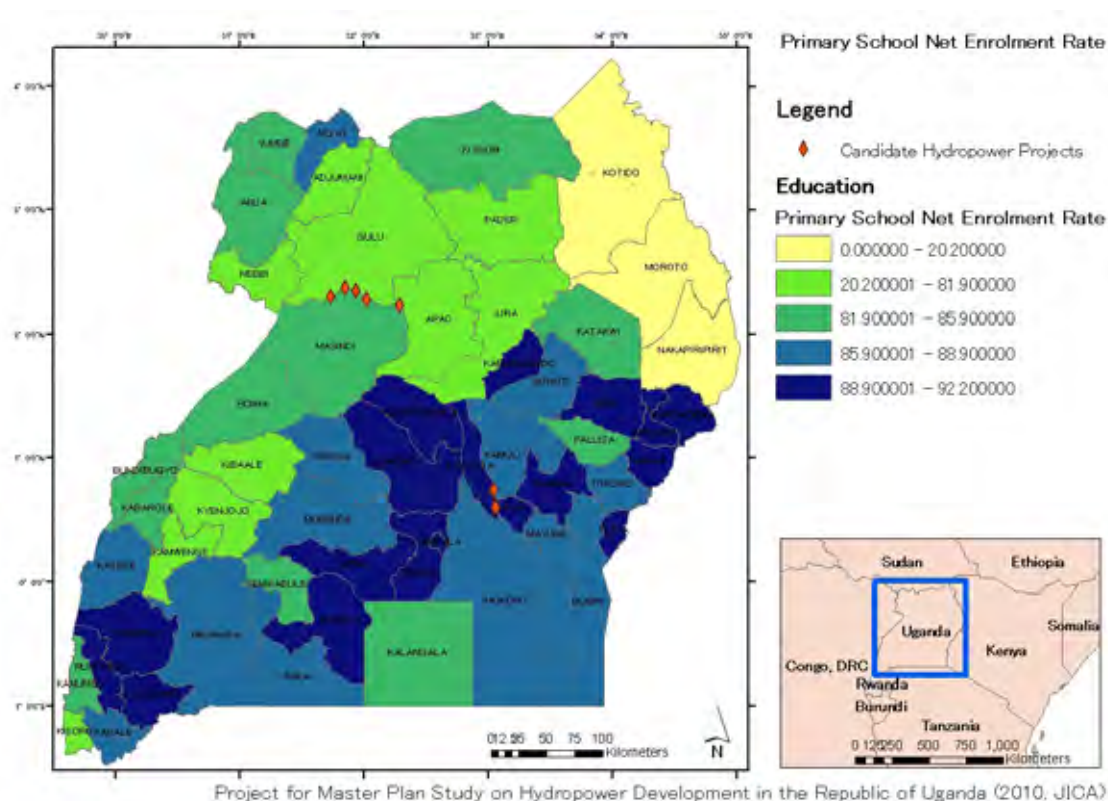
Table 2.4.5-1 Fish Catch by Water Body 2003 – 2007

	(thousand tonnes)				
	2003	2004	2005	2006	2007
Lake Victoria	175.3	253.3	253.3	215.9	223.1
Lake Albert	19.5	56.4	56.4	56.4	56.4
Albert Nile	5.6	6.4	5	5	5
Lake Kyoga	32.9	68.5	68.4	60	60
Lake Edward, George & Kazinga Channel	5.9	9.6	9.6	8.8	8.8
Other Waters	8.3	40.6	24.1	21.1	21
Total	247.5	434.8	416.8	367.2	374.3

(Source: Fisheries Department, Ministry of Agriculture, Animal Industry and Fisheries)

2.4.6 教育

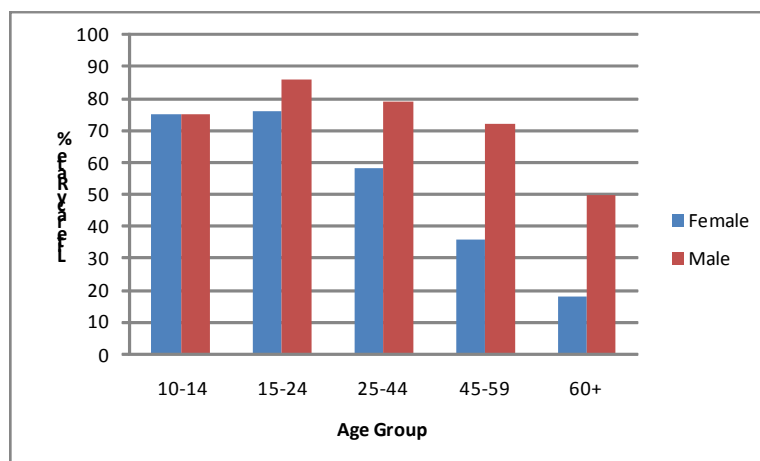
ウガンダの初等教育における純就学率は 89%である（Planning Unit, Ministry of Education and Sports,2008）。小学校就学率の分布を Figure 2.4.6-1 に示す。



(Source: 2002 Population and Housing Census)

Figure 2.4.6-1 Primary School Net Enrolment Rate by District

2002 年国勢調査によると、男女間の教育格差は大きく、教育を受けたことのない女性が 25% いるのに対し、男性は 14%である。同様に、男女別識字率にも格差がある（Figure 2.4.6-2）。

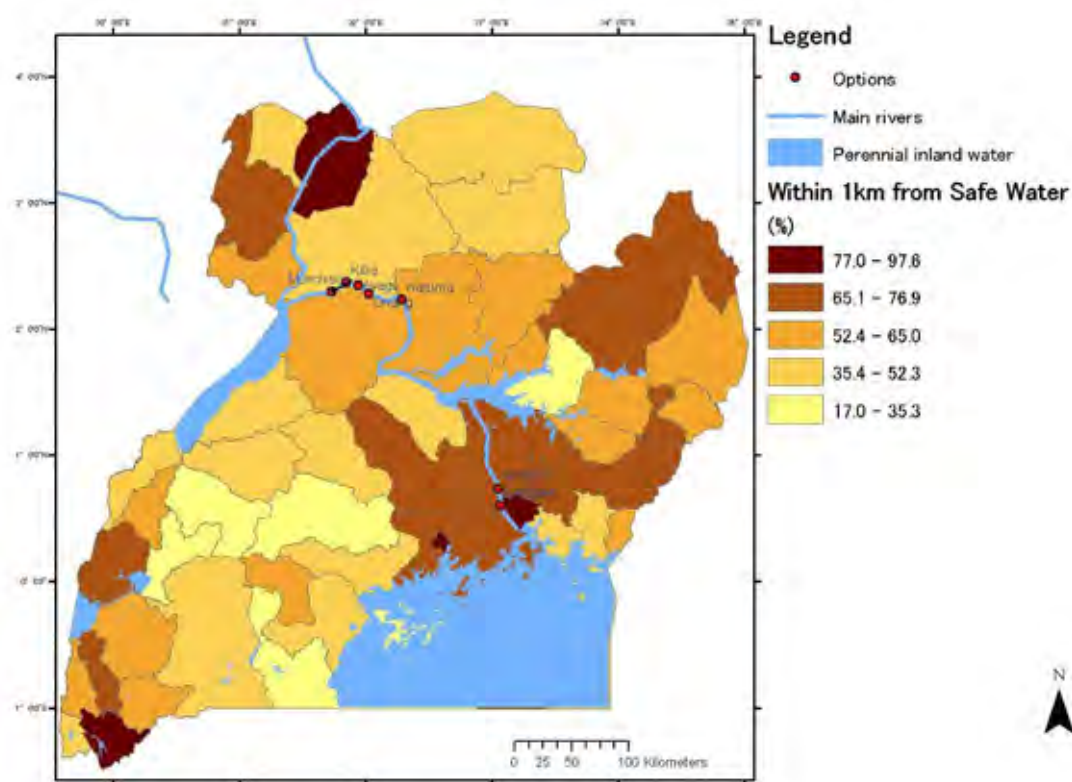


(Source: 2002 Population and Housing Census)

Figure 2.4.6-2 Literacy Rates by Age and Gender

2.4.7 保健

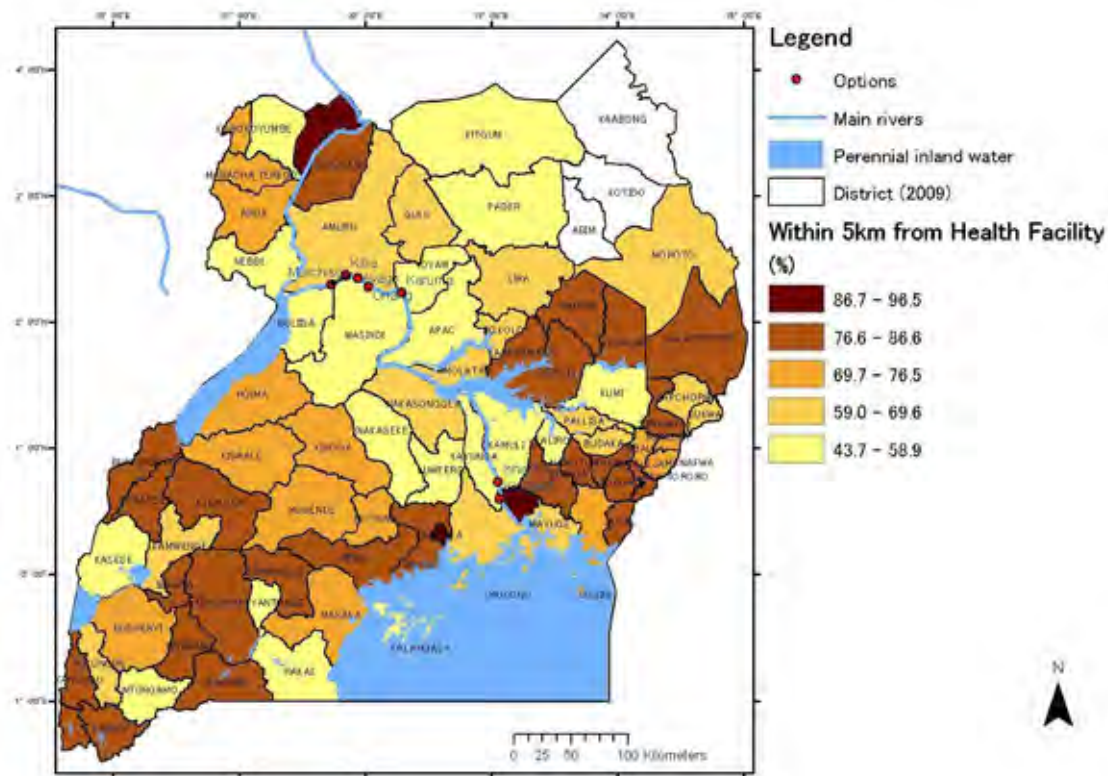
2002 年国勢調査によると、61%の国民が安全な水へのアクセスを確保している。都市と農村では Figure 2.4.7-1 に示すような格差がある。



(Source: 2002 Population and Housing Census)

Figure 2.4.7-1 Household within 1km from Safe Water by District

同様に、保健所や病院などの施設へのアクセスについても、都市と農村で格差がある。北部では平均 66%、中央部では 78%の人々が 5km 以内に保健施設のアクセスがある。



(Source: 2002 Population and Housing Census)

Figure 2.4.7-2 Household within 5km from Health Facility by District

2.4.8 観光業

ウガンダは 1960 年代の東アフリカにおける主な観光地であった。また、観光業はウガンダにとって主要経済セクターであった。しかしながら、1970 年代と 1980 年代の政治的混乱により、多くの保護区で野生動物が殺され、観光インフラも打撃を受けた。近年の治安回復に伴い、観光業の再建と成長のポテンシャルは飛躍的に高まっている。

国家観光政策（2003 年）では、今後 10 年間でウガンダに来る観光客を年間 20 万人から 50 万人に増やすことを目指した観光開発の方向性と戦略が述べられている。ウガンダにおいて観光開発は貧困削減のための手段と位置付けられており、ウガンダおよび外国資本による観光への投資が必要とされている。また、文化、社会、環境、経済の視点から質の高い観光を発展させることを通じて、国の経済と国民の生活を向上させることを目標としている。

今後の主な観光開発戦略としては、以下の点が挙げられている。

- 関係者の動員と参加
- 民間セクターが徐々に主導権をとるためのキャパシティー強化
- あらゆるレベルにおける官民連携の強化
- 県と中央政府の連携強化
- 県レベルの開発支援とコミュニティに根ざした観光開発によるボトムアップの理念

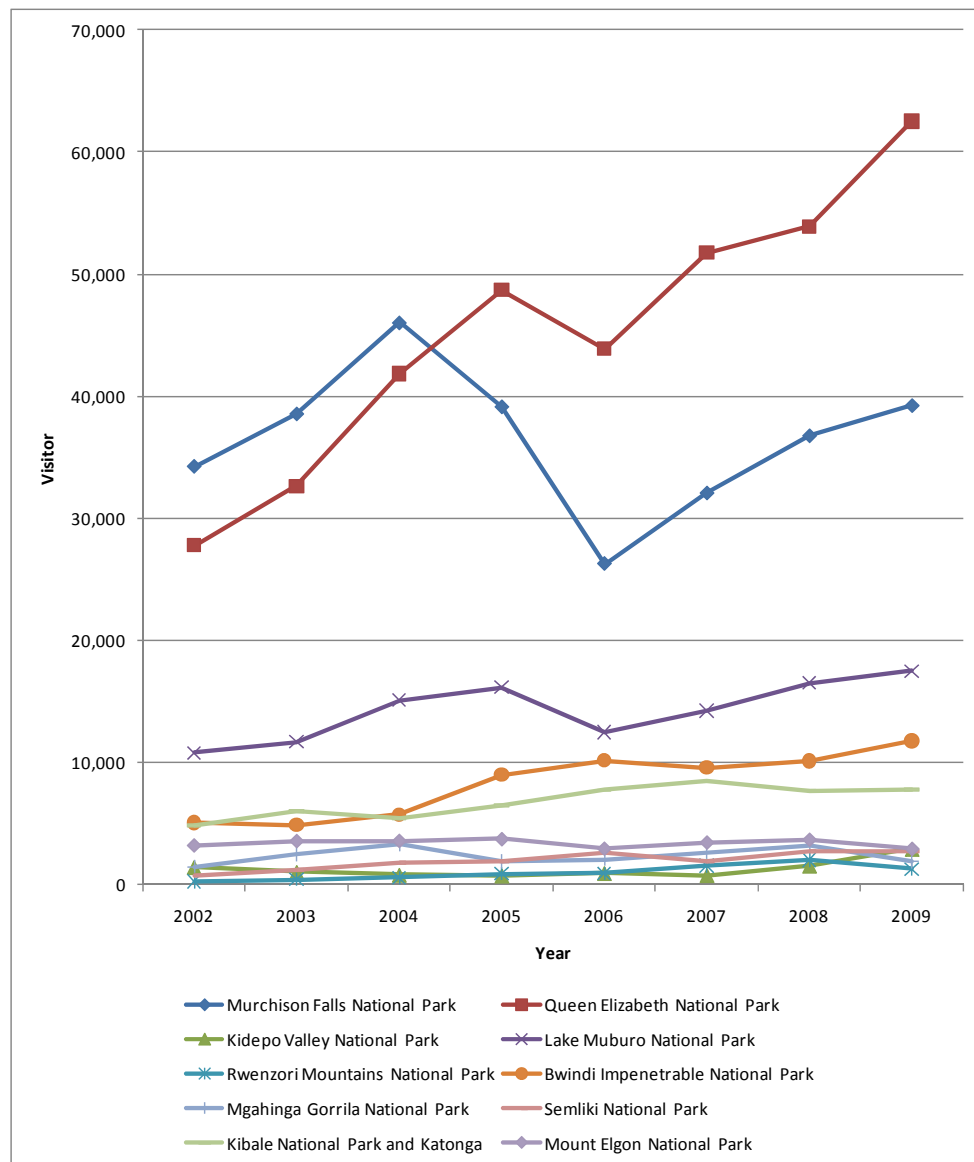
の導入

- 国立公園と周辺の県・コミュニティの連携強化と啓発活動を通じた自然資源・文化財保護による持続的な開発

加えて、国家観光政策（2003 年）には上記の戦略を実行するためのアクションプランが記載されている。

- 政策実施のための調整委員会（関係省庁、関係部局、民間セクターが参加）を設立する。
- ウガンダ観光協会のような民間セクターの統合組織の設立と強化を支援する。
- 観光法案を国会で審議し、すべての観光業関係者に適用する。
- 観光税を導入し、政策の効果的な実施のために安定的な財源を確保する。
- 観光業に関わる民間セクターの付加価値税の免除、観光関連の輸入関税引き下げ等の政策対話を継続する。
- ウガンダ観光評議会、ウガンダ観光協会、その他の組織を強化する。
- 観光地の登録や許可、観光施設の検査を支援するための県の能力を強化する。
- 野生生物保護区システム計画の実施を促進する。

ウガンダの主な観光地は国立公園と野生保護区である。近年、観光産業は、治安回復および観光施設の改善等により伸びてきている。これは国立公園を訪問する観光客の増加傾向にもはっきりと表れている（Figure 2.4.8-1）。



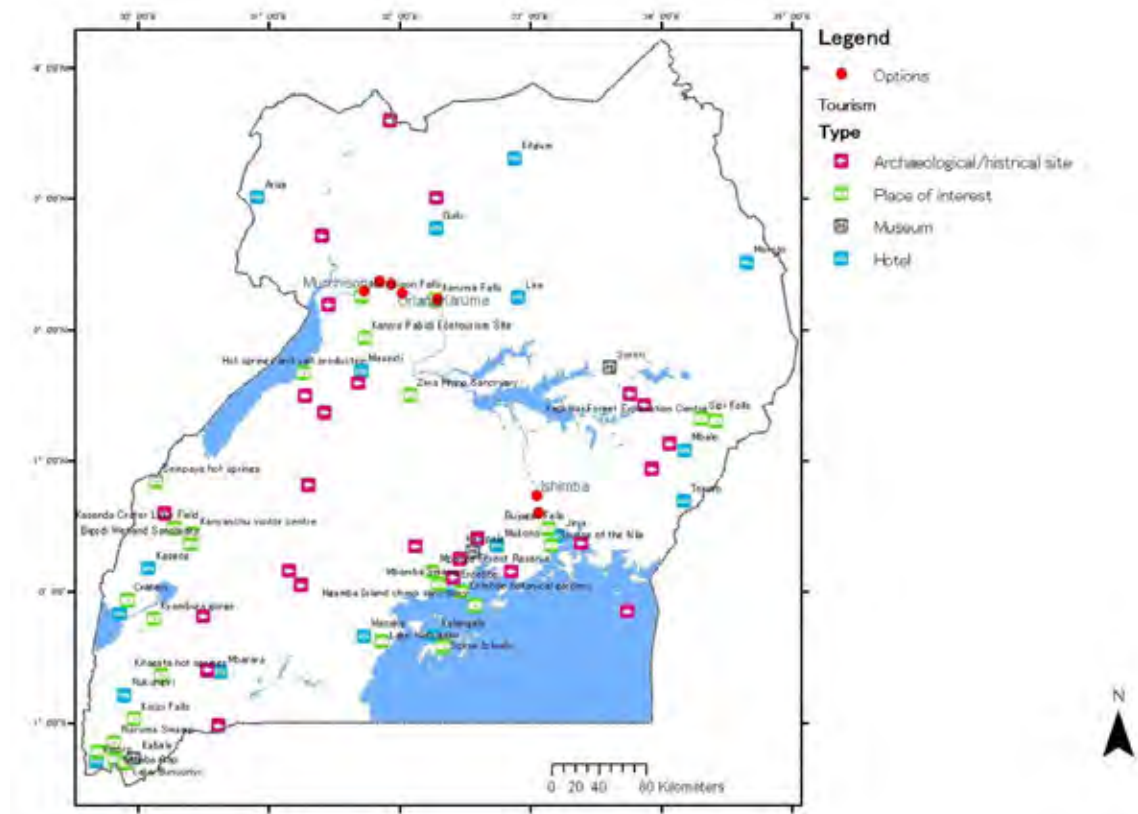
(Source: Uganda Wildlife Authority)

Figure 2.4.8-1 Number of Visitors to the National Parks (Citizen and Foreigners) 2002-2009

ウガンダ全体の観光客数は 2005 年には年間 468,000 人、2008 年には 844,000 人に増加したが、2009 年には 817,000 人に減少した¹。

国立公園以外の観光資源としては、湖、川、滝、山、温泉、文化遺産（洞窟、城、寺院、岩など）、博物館が挙げられる。ウガンダには王国の歴史があるため、文化・歴史遺産は数多く存在する（Figure 2.4.8-2）。

¹ 観光業に関する統計データは、観光貿易産業省のホームページ(<http://www.mtti.go.ug/>)で閲覧できる。



(Source: Uganda Museum)

Figure 2.4.8-2 Tourism Sites in Uganda

2.5 ウガンダのマクロ経済状況

2.5.1 概観

ウガンダの経済は、1971年から1979年にかけてのアミン政権時代には衰退していたが、現大統領のムセベニ政権の下で、1986年よりIMFや世銀の支援を受けた構造調整政策を推し進めてきたことにより経済が復興し、サブサハラ諸国の中で最も急成長しつつある国となっている。

ウガンダの主要経済指標を Table 2.5.1-1 に示す。

Table 2.5.1-1 Key Economic Indicators

Key Indicators	2005	2006	2007	2008	2009	Average
GDP growth rate (%)	10.0	7.0	8.1	10.4	5.2	8.1
Inflation rate (%)	8.6	7.2	6.1	12.0	13.0	9.4
Fiscal balance (of GDP: %)*	-	-0.7	-2.0	-4.6**	-	-2.43
Fiscal balance (excl. grants)	-	-7.0	-4.6	-9.1**	-	-6.9
Current account balance of payments (of GDP: %)	0.38	-3.07	-3.01	-4.56	-2.42	-2.54
Current account balance of payments (excl. grants)	-6.22	-8.66	-5.90	-6.88	-4.81	-6.49
Foreign exchange reserves (months of import)	5.4	5.52	5.8	5.3	5.58	5.52
DSR (debt service/export: %)	11.75	14.24	3.94	2.60	2.42	6.99

(Source: UBOS Statistical Abstract 2010 & Bank of Uganda Annual Report 2008/09)

註: * 会計年度 (7月開始) 2005=2005/06 等

** 暫定値

GDP は 2008 年までは 7%以上という急成長を遂げてきたが、2009 年には 5.2%に落下した。平均成長率は 8.1%であり、2009 年には予想より低成長ではあったが、これまでのところウガンダ経済は着実に成長してきていると言えよう。一方、インフレは 2008 年までは政府の目標である 7%以下よりも低い率となっていたが、2008 年および 2009 年には警戒レベルである 12%、13%を記録している。

政府の財政収支は、2008/2009 年度における赤字は、外国からの贈与を含めると GDP の 4.6% (暫定値) 相当であり、贈与を含めない場合には同年度で GDP の 9.1%(暫定値)相当となっている。ウガンダ政府の財政はドナーからの贈与により支えられていると言えよう。

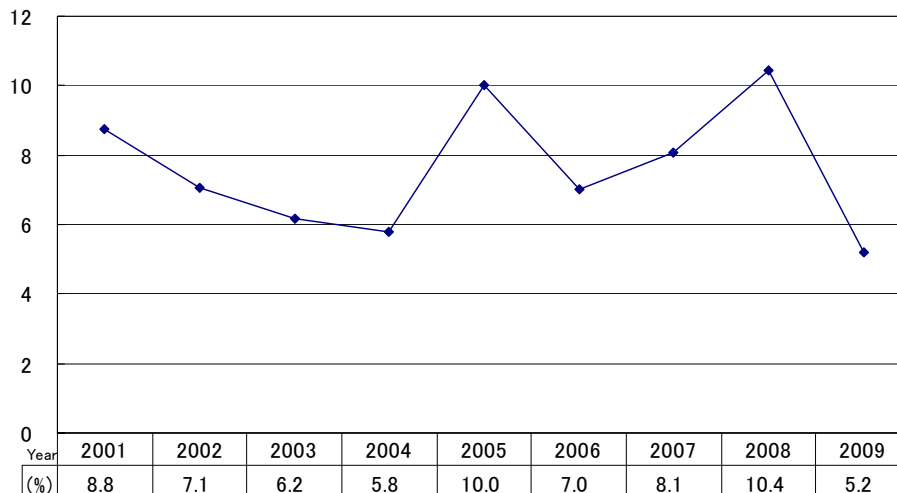
国際収支は、2009 年には経常収支は贈与を除くと GDP の 4.81%に相当する赤字となっており、贈与を含めた場合には GDP の 2.42%相当であり、国際収支についてもドナーからの贈与で支えられていると言えよう。外貨準備については、ほぼ輸入額の 5 か月分の水準を維持してきており、また、デットサービスレシオ(DSR)は 2007 年以来低下傾向にあり、2006 年の 14.24%から大幅に改善されてきている。

以上より、概ねウガンダ経済は良好であったが、2009 年に入って、GDP 成長率の下落と 2

桁のインフレ率といった警戒すべき兆候が見られる。

2.5.2 国内総生産（GDP）

ウガンダは、2001年から2009年にかけて2002年の基準価格で約7.6%のGDP成長率を達成してきている。2009年でのGDP額は現行価格で、34,1660億シリング（約180億ドル²）であった。また同年の1人当たりのGDPは1,116,300シリング（約589ドル）であった。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.2-1 GDP Growth Rate

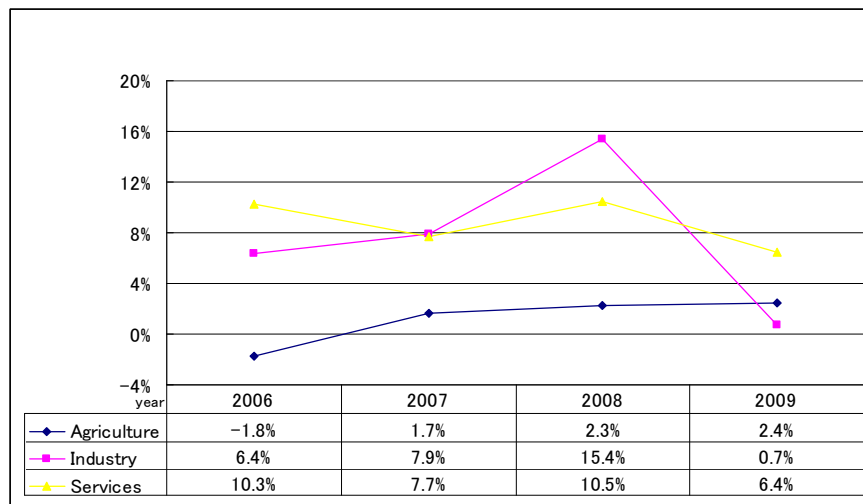
2008年の半ばより、ウガンダ経済は世界的な景気後退と食料品や石油の国際価格の上昇の影響を受けてきてはいるが、2009年にはGDPの成長率は5.2%となっている。Figure 2.5.2-2に示すように、GDPの成長に最も寄与してきたのはサービス部門で、2009年を除くと、これに工業部門が続いている。

サービス部門の主要なものは、卸売・小売業で、運輸・通信業、不動産業がこれに続いている。卸売・小売業は、2009年には5%の成長率となったが、2008年(14%)に比べ9%下落している。運輸・通信業は、2009年は10%の成長となっているが、2008年(23%)に比べ13%も落ち込んでいる。これは、運輸業の成長率が2008年の7%から2009年の2.4%と下落したのに対し、郵便・通信が16.5%の成長を見たものの2008年（成長率約40%）に比べ23%も下落したことによるものである。

工業部門では建設、これに引き続き製造業が主要な産業となっている。2008年には21.6%もの高成長を記録しているが、これは主として道路・橋梁の公共事業によるもので、2009年には4.4%のマイナス成長となっている。製造業は2009年には10.1%で、2008年に対し約3%の増加となっている。電気事業は2009年には成長率が18.8%となっているが、GDP全体に占める割合はわずか1%にすぎない。

² 交換率：Shs.1,896.64/US\$（2009年12月時点）

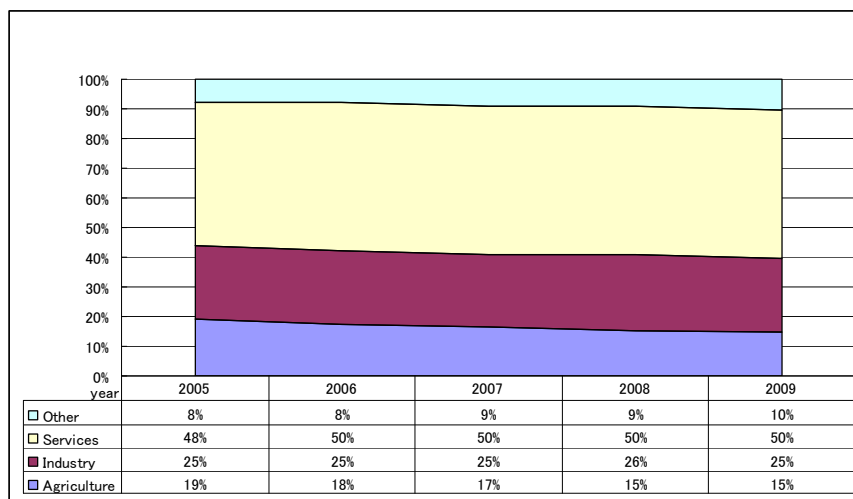
農業部門は上述の部門と比較するとその成長率は低く、2009年には2.4%にとどまっている。コーヒー・綿花・タバコといった換金作物は2009年では4.9%の成長率となっているが、2008年（成長率11.9%）に対し7%下落している。食用作物は、2006年（3.9%マイナス成長）を除き、ほぼ2%台で推移してきている。一方、漁業は近年成長率が下落してきており、2008年・2009年は各々9.6%・7.2%のマイナス成長となっている。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.2-2 GDP Growth Rate by Sectors

Figure 2.5.2-3 に示すように、サービス部門はGDPのほぼ50%を占めるまでに成長してきており、工業部門は25%を占めている。農業部門は、雇用の面では労働力人口³の約70%を占めており最大の産業部門であるが、GDPへの寄与では下落傾向にあり15%程度でしかない。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.2-3 GDP Component Ratio by Sectors

³ 2005/2006UNHS(ウガンダ全国家計調査)によると労働力人口は2005/2006年度では10.9百万人で、失業率は14%であった。

2.5.3 国際収支

Table 2.5.3-1 に 2005 年から 2009 年までの国際収支を示す。

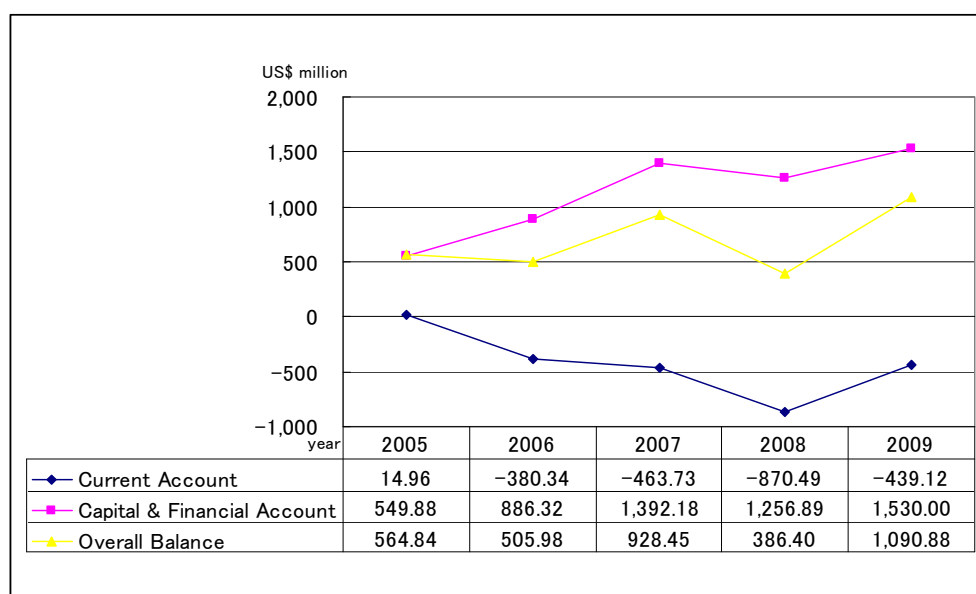
Table 2.5.3-1 Balance of Payments (US\$ million)

	2005	2006	2007	2008	2009
A. Current Account Balance (A1+A2+A3+A4)	14.96	-380.34	-463.73	-870.49	-439.12
A1. Goods Account (Trade Balance)	-729.78	-1,027.94	-959.15	-1,335.45	-751.42
a) Total Exports (fob)	1,015.79	1,187.64	1,999.03	2,703.46	3,092.57
b) Total Imports (fob)	-1,745.57	-2,215.58	-2,958.18	-4,038.91	-3,843.98
Services and Income	-356.18	-525.81	-680.99	-821.90	-824.09
A2. Services Account (services net)	-107.08	-286.74	-438.29	-523.35	-537.57
a) Inflows(credit)	501.76	483.74	538.73	732.73	902.78
b) Outflows(debit)	-608.84	-770.48	-977.02	-1,256.08	-1,440.34
A3. Income Account (income net)	-249.10	-239.07	-242.71	-298.55	-286.52
a) Inflows(credit)	49.82	71.85	97.06	130.24	41.89
b) Outflows(debit)	-298.92	-310.92	-339.76	-428.79	-328.41
A4. Current Transfers (net)	1,100.92	1,173.40	1,176.42	1,286.85	1,136.38
a) Inflows (Credit)	1,245.75	1,358.90	1,379.63	1,610.53	1,490.29
b) Outflows (Debits)	-144.83	-185.50	-203.21	-323.68	-353.91
B. Capital & Financial Account Balance (B1+B2)	549.88	886.32	1,392.18	1,256.89	1,530.00
B1. Capital Account	0.00	3,554.91	0.00	0.00	0.00
a) Capital Transfers inflows (credit)	0.00	3,554.91	0.00	0.00	0.00
B2. Financial Account; excl. financing items	549.88	-2,668.60	1,392.18	1,256.89	1,530.00
a) Direct Investment	379.81	644.26	792.31	808.92	603.75
i) Direct investment abroad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ii) Direct investment in Uganda	379.81	644.26	792.31	808.92	603.75
b) Portfolio Investment	-13.36	21.65	44.92	17.60	19.98
Assets	0.00	0.00	0.00	-12.06	-0.01
Liabilities	-13.36	21.65	44.92	29.66	19.99
c) Financial derivatives, net	0.00	0.00	1.36	6.89	-6.17
Financial derivatives, assets	0.00	0.00	-7.64	-25.75	-21.20
Financial derivatives, liabilities	0.00	0.00	9.00	32.64	15.02
d) Other Investment	183.43	-3,334.52	553.59	423.48	912.45
Assets	52.71	-45.11	26.21	54.79	116.42
Liabilities	130.73	-3,289.40	527.38	368.70	796.03
C. Overall Balance (A+B)	564.84	505.98	928.45	386.40	1,090.88
D. Reserves & related items	-564.84	-505.98	-928.45	-386.40	-1,090.88
a) Reserve assets	-91.59	-404.06	-748.51	2.24	-343.39
b) Use of Fund credit and loans	-42.65	-123.91	0.00	0.00	0.00
c) Exceptional Financing	-27.86	-28.26	-18.62	-19.50	-11.49
d) Errors and Omissions	-402.74	50.26	-161.32	-369.14	-736.01

Source: Bank of Uganda

(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

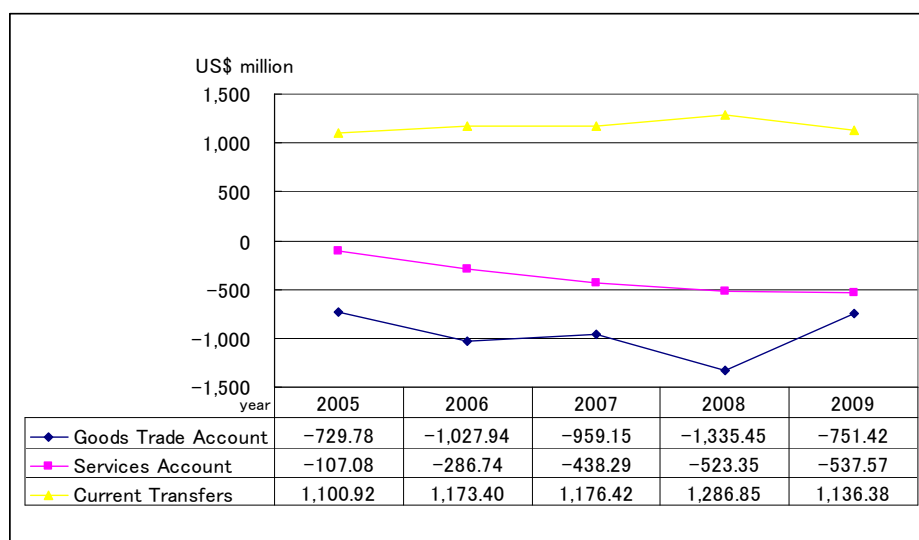
Figure 2.5.3-1 に示すように、2006 年より経常収支は赤字が続いており、この赤字は資本収支により補填されている。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.3-1 Balance of Payments (US\$ million)

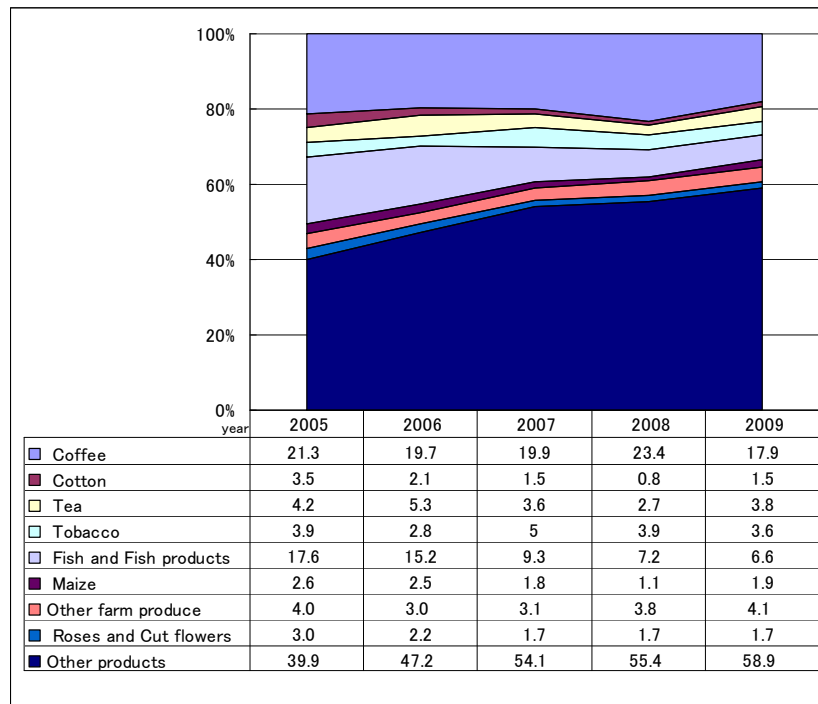
この経常収支の赤字は財・サービスの貿易収支の赤字によるものであるが、Figure 2.5.3-2 に示すように、主にドナーからの贈与である移転収入により補われている。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.3-2 Major Components of Current Account in Balance of Payments (US\$ million)

財の貿易⁴については、所謂伝統的な輸出品と言われているコーヒー・綿花・茶・タバコが輸出の約 27%を占めている。しかしながら、魚・魚加工品およびバラ・切花は近年落ち込んできている。



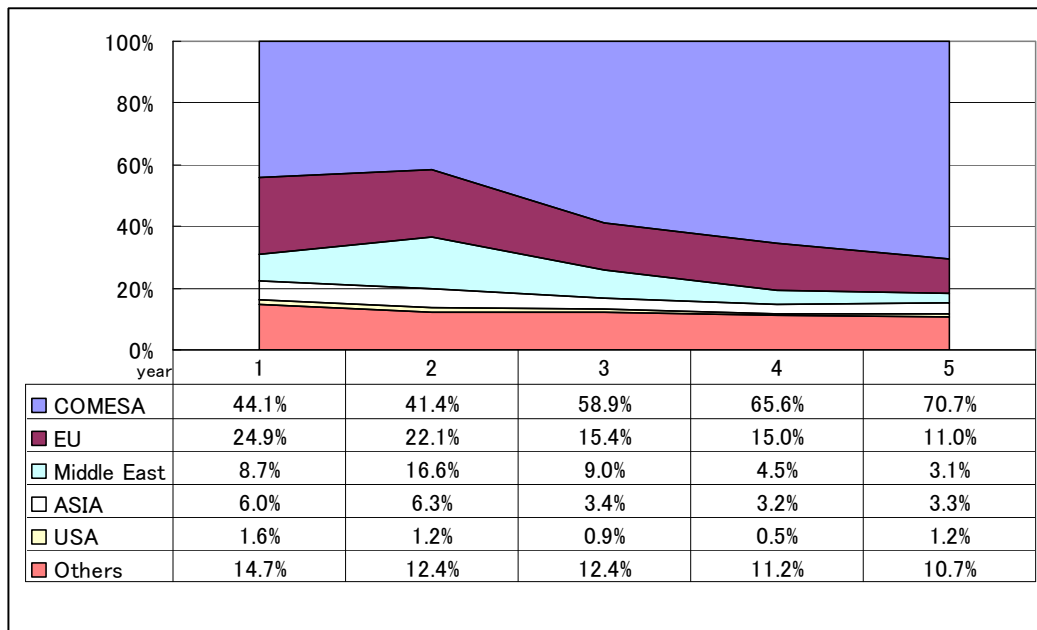
(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.3-3 Exports by Goods

輸出先については、Figure 2.5.3-4 で示したように、COMESA(東部南部アフリカ共同市場)が主要な輸出先となっており、2009 年には輸出総額の約 70%を占めるまでに至っている。特に多いのは、スーダン(44.6%)で、これにコンゴ民主共和国(9.6%)・ケニア(8.9%)が続く。

ヨーロッパについては、2009 年ではスイス(2.8%)とオランダ(2.5%)がウガンダからの最大の輸入国であるが、かつては 2005 年には各々7%から 8%程を占めていた。中東では、アラブ首長国連邦が 2009 年で 2.7%と最大の輸入国であるが、同国も 2005 年には約 8%を占めていたので、下落していることになる。アジア諸国については、シンガポール・インド・中国が最大の輸入国であるが、いずれも 1%以下である。

⁴ インフォーマルな貿易は、2009 年には輸出で 15 億 58 百万ドル、輸入で 82 百万ドルに達しており、スーダンが最大の取引先(74%)で、これにコンゴ民主共和国とケニアが続いている。

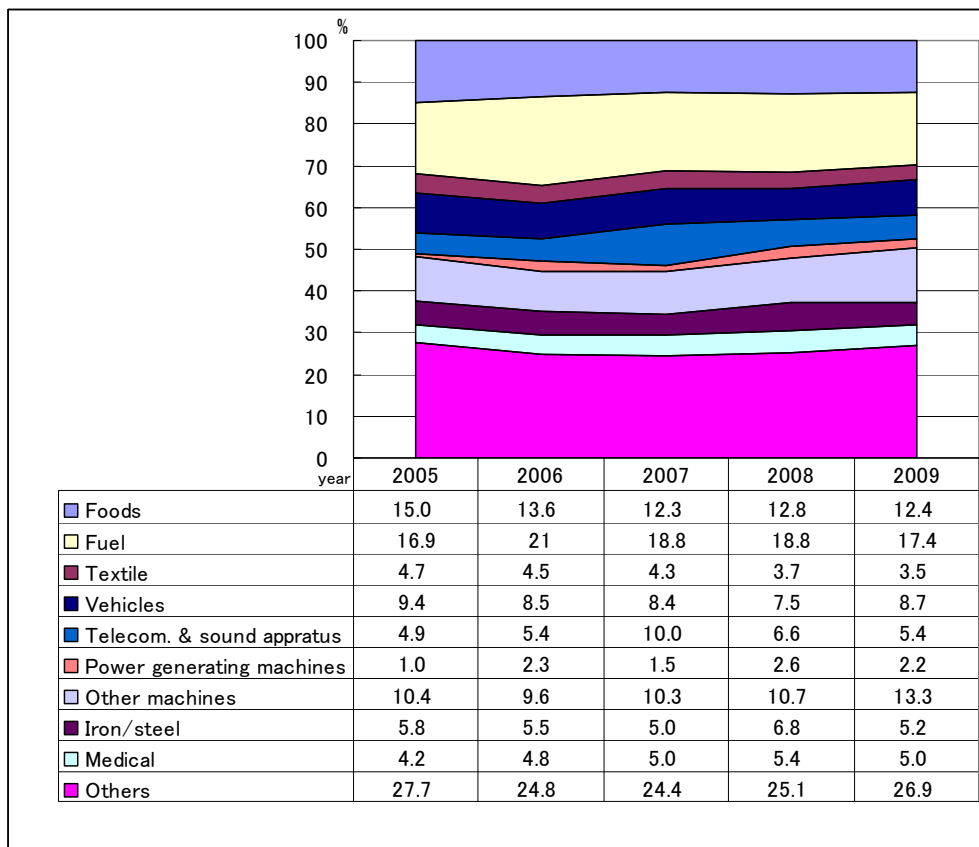


(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.3-4 Exports by Destination

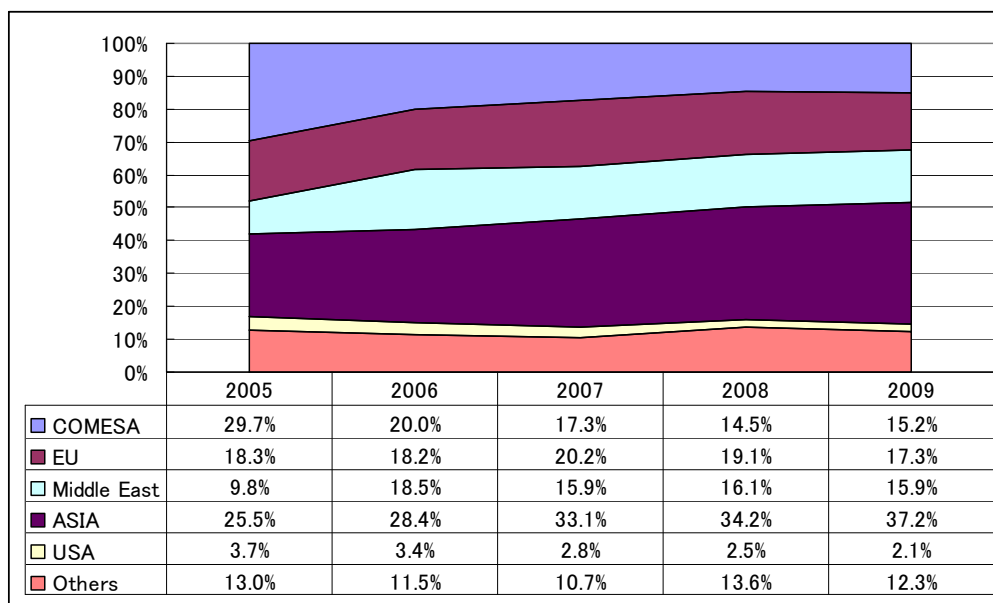
輸入に関しては、近年ではその約 30%は燃料と食料が占めている。車両と通信・音楽装置がこれに続き、次に多いのは鉄鋼と医療製品である。

2009 年では、COMESA 諸国の中ではケニアが 15.2%を占め、ウガンダへの最大の輸出国となっており、これにインド(12%)、アラブ首長国連邦(9.6%)、中国(8.7%)、日本(6.2%)、南アフリカ(5.7%)と続く。しかしながら、ケニアは 2005 年には 26.6%ものシェアを占めていたが、年々下落し、その一方、インドが 2005 年の 6.2%から 2009 年の 12%、中国が 5.2%から 8.7%へと伸びてきている。アラブ首長国連邦は 2005 年の 6.4%から 2009 年の 9.6%へとそのシェアを伸ばしている。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

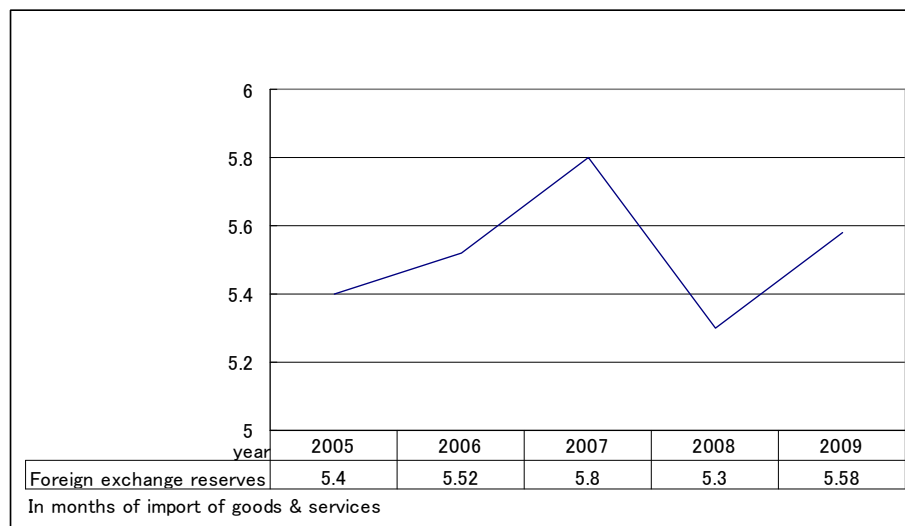
Figure 2.5.3-5 Imports by Goods



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.3-6 Imports by Region

外貨準備高は2009年12月時点で2,769百万ドルである。これは輸入額の5.4ヶ月に相当し、2008年12月時点での2,300百万ドル（輸入額の4.5ヶ月相当）に対し約20%の増額となっている。Figure 2.5.3-7に財・サービスの何か月分の輸入額に相当するかで、外貨準備高の推移を示した。

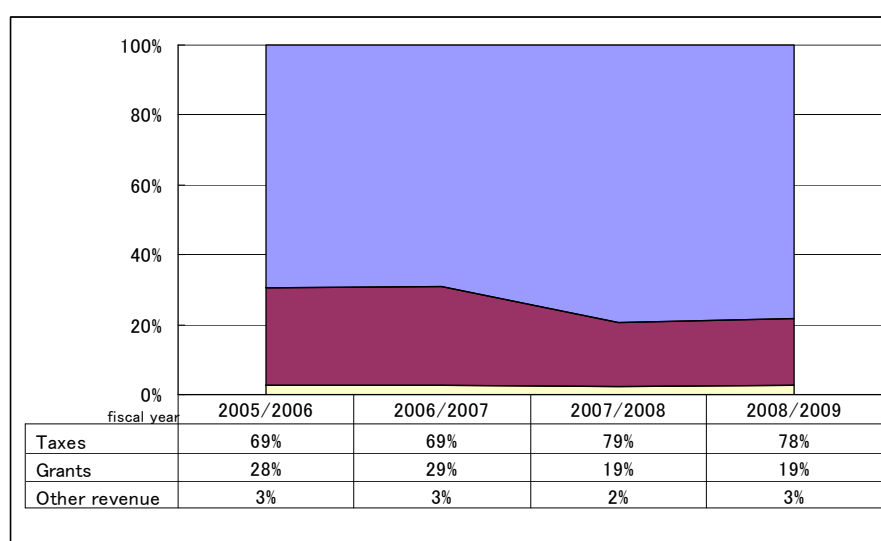


(Source: Bank of Uganda)

Figure 2.5.3-7 Foreign Exchange Reserves (in months of import of goods & services)

2.5.4 政府財政収支

ウガンダ政府の歳入は、2009/2010年において度予算ベースにおいて5兆3,220億シリング(28億ドル)で、GDPの約17%に相当する。Figure 2.5.4-1に2005/2006年度から2009/2010年度（予算ベース）までの歳入構造を示す。政府財政はドナーの贈与に頼ってきたが、近年その依存度が減少してきている。

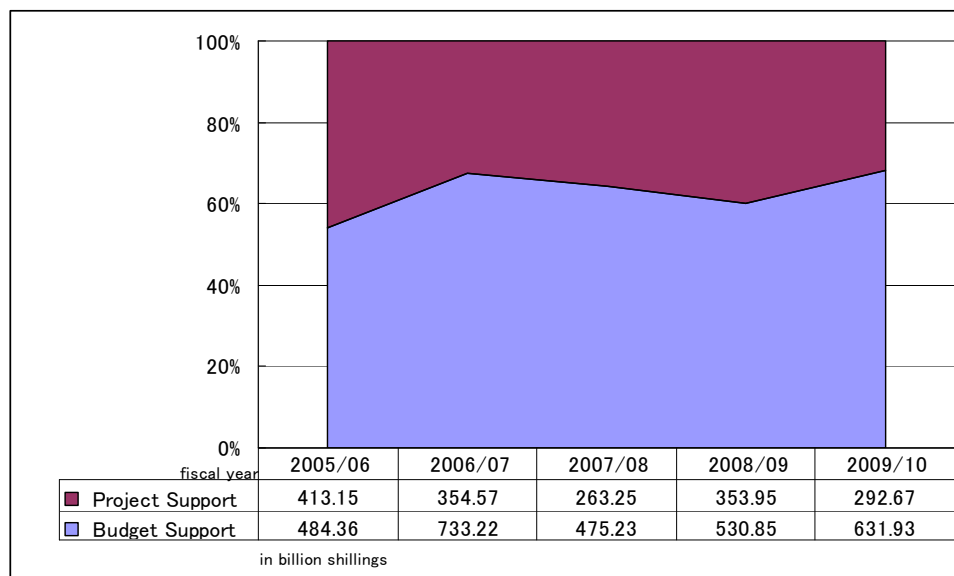


(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

注: 2009/10年度の数値は予算ベース

Figure 2.5.4-1 Government Fiscal Revenue

Figure 2.5.4-2 にドナーからの贈与における政府予算支援とプロジェクト支援の割合の推移を示す。

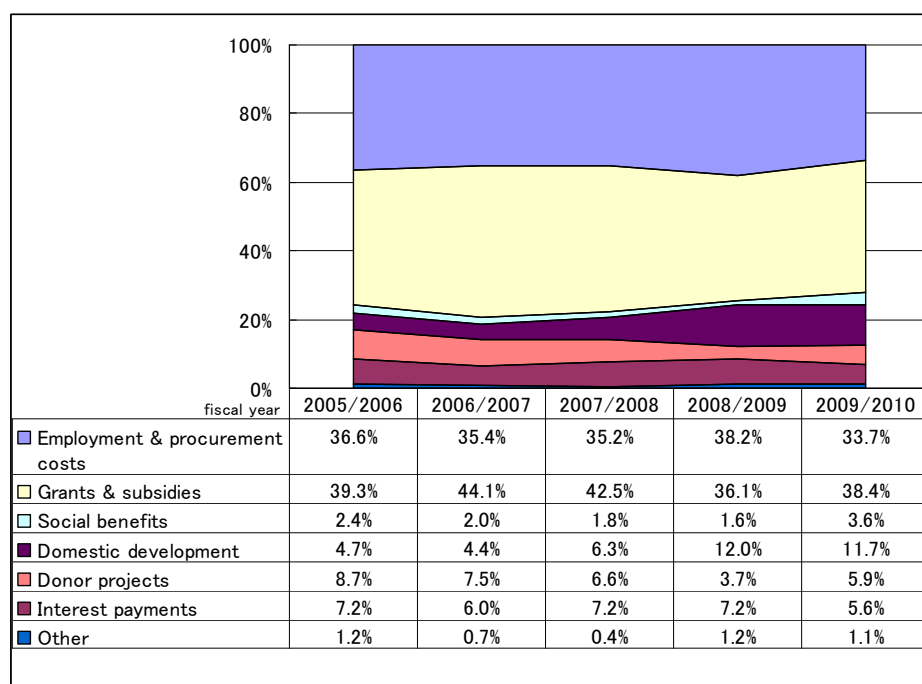


(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.4-2 Donor's Fiscal Support

政府の歳出については、2009/2010 年度において予算ベースで 6 兆 3,180 億シリング（約 33 億ドル）とされているが、Figure 2.5.4-3 に 2005/2006 年度から 2009/2010 年度までの主要歳出費目の割合の推移を示す。

交付金・補助金の中では、60%以上が地方交付税となっている。開発のための資金について、政府はドナーの資金よりも自己資金により実施するべく努めてきている。

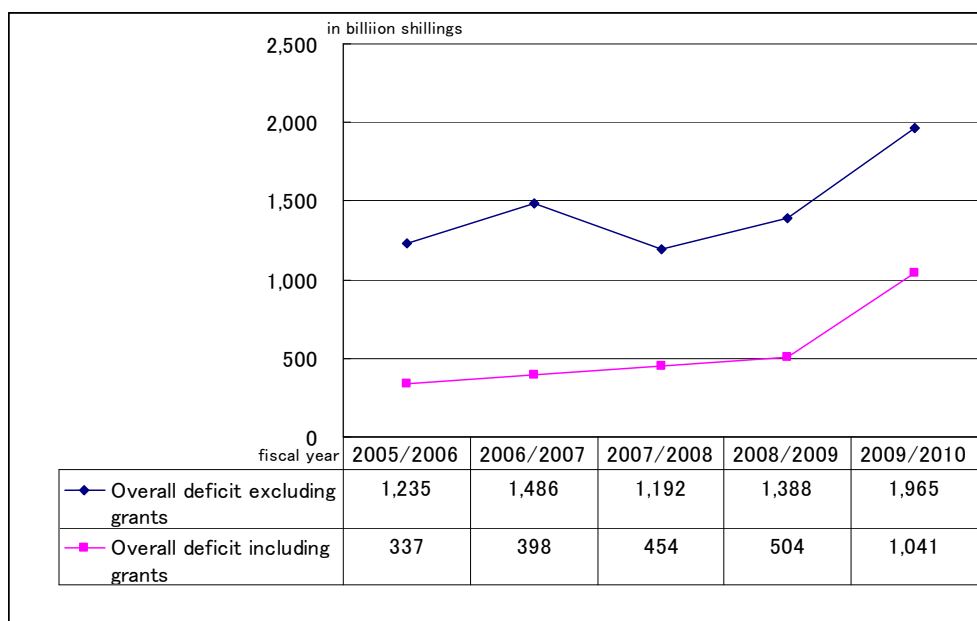


(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.4-3 Government Expenditure Structure

財政収支は赤字が続いてきているが、予算ベースの 2009/2010 年度で、ドナーからの贈与を除くと 1 兆 9,650 億シリング（約 10 億ドル）、贈与を含めた場合は 1 兆 410 億シリング（約 5 億ドル）の赤字となるとしている。贈与で補填できない赤字額については、国内外からの借入によるものとしており、その割合は約 40% と 60%としている。

Figure 2.5.4-4 に示すように、ドナーからの贈与は政府財政において重要な役割を果たしてきている。



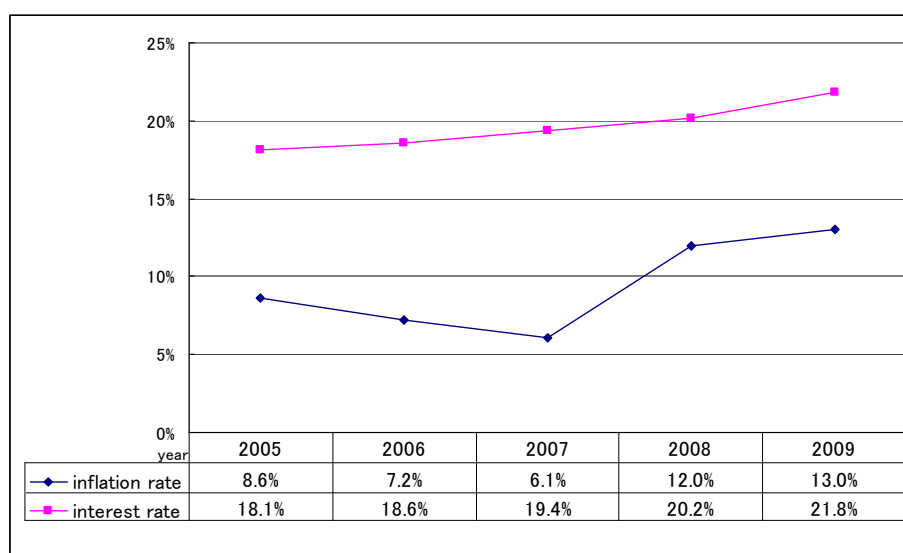
(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.4-4 Fiscal Deficit

2.5.5 インフレ率・銀行金利・通貨交換比率

2009 年は 2008 年に続いて 2 桁のインフレ率となったが、これは、食料品の不足・季節要因や果物・野菜・加工食品・魚に対する内外の需要増等による価格上昇が一因である。

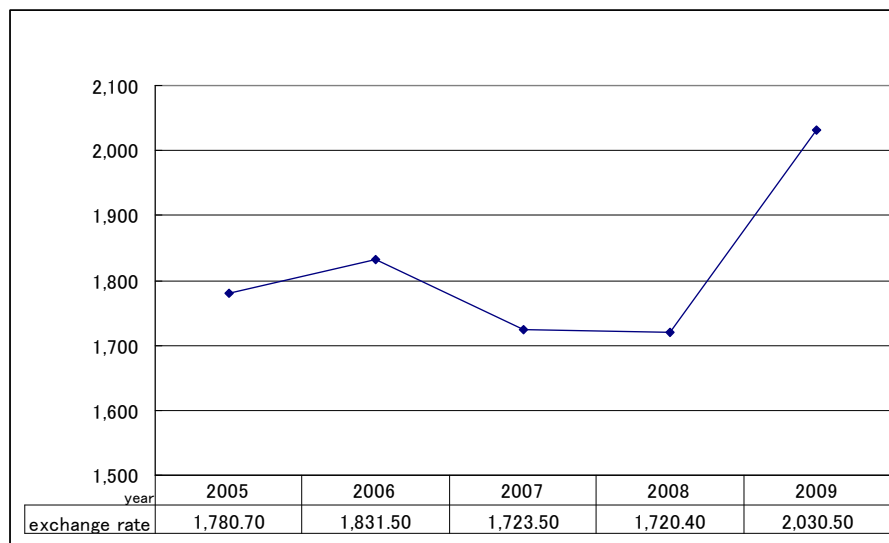
銀行の貸出金利については、前年までの毎年 3% から 4% の上昇率に対し 2009 年には、8% 上昇し 21.8% の金利となっている。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.5-1 Rate of Inflation and Interest (lending)

Figure 2.5.5-2 に示すように、前年までの比較的穏やかな推移に対し 2009 年にはウガンダシリングは米国ドルに対し約 15%減価した。



(Source: UBOS Statistical Abstract 2010)

Figure 2.5.5-2 Rate of Exchange against US\$ (inter-bank middle rate)

2.5.6 経済開発・産業政策

観光・貿易・産業省より 2008 年に出された産業政策および 2009 年の産業戦略プランでは、10 年後には製造業が GDP に占める割合を 25%（10%）、輸出額では 30%となることを目指している。市場としては、1 億 2 千万の人口を擁する東アフリカ（combined GDP of over US\$ 102 bn.）であり、特にスーダン南部、コンゴ東部、ブルンジ、ルワンダ、タンザニア北部に対してはウガンダは戦略的な地理的位置を占めているとしている。グローバリゼーションの下で市場を拡大するには、競争力のある産業の育成が不可欠として、民間投資の加速、公共インフラ設備の整備によるビジネスコストの削減等を政策手段として行う必要があるとしている。

道路・鉄道・港湾・空港・電力・給水・通信の公共インフラ設備の整備には、PPP による推進を図るとしている。また、国内の資源に付加価値をつけるため、輸出加工区の整備や、全国の主要都市に工業団地を整備することとしている。また、零細・小企業向けとして、Luzira 工業団地を始めとする共同施設の整備を行うこととしている。これらの政策的措置により、産業集積とバリューチェーンにおける各企業の調整を図ることができるとしている。

電力分野に対しては、ウガンダ経済の競争力を上げるために、経済開発・産業政策に沿った電力投資を行い、継続的に電力供給ができるよう、また競争力のある電力料金となるような開発を行うことを求めている。

第 3 章 電力セクターの現状

第3章 電力セクターの現状

3.1 組織

3.1.1 電気事業体制の歴史的経緯

ウガンダ国での電気事業は、イギリスの植民地時代の 1922 年に隣国ケニアにおいて設立された東アフリカ電力・電灯会社（East Africa Electric Power & Lighting Company Limited : EAPL）により電力供給が行われたのが最初である。その後、1948 年から 1999 年までエネルギー鉱物開発省（Ministry of Energy and Mineral Development : MEMD）の管轄下でウガンダ電力公社（Uganda Electricity Board : UEB）が発電・送電・配電事業を実施した。1999 年に議会承認された改正電力法（Electricity Act 1999）により、MEMD 内に電力部門の規制を行う電力規制庁（Electricity Regulatory Authority : ERA）の設立と送電部門を除く電力部門の民営化が決定した。2001 年に UEB が次の 3 社に分割され、現在の体制となった。

- ・ ウガンダ発電会社（Uganda Electricity Generating Company Limited : UEGCL）
- ・ ウガンダ送電会社（Uganda Electricity Transmission Company Limited : UETCL）
- ・ ウガンダ配電会社（Uganda Electricity Distribution Company Limited : UEDCL）

3.1.2 現在の電気事業体制

MEMD が電力を始めとするエネルギー部門を管轄しており、エネルギー政策や電力政策の策定を担当している。電力部門の規制は、ERA が担当している。発電部門と配電部門は、営業権の譲渡という形で一部民営化されている。発電事業は UEGCL から一部設備の営業権を譲渡されたエスコムウガンダ（ESKOM-U）とアグレコ（Aggreko）の 2 つの民間企業およびキレンバ鉱山（Kilembe Mines : KML）、カセセコバルト鉱山（Kasese Cobalt Mine : KCCL）、キレンブレ鉱山会社（水力、Kilembe Mines Ltd.）、カセセコバルト会社（水力、Kasese Cobalt Company Ltd.）、カキラ製糖会社（火力、Kakira Sugar Works）、Aggreko および Jacobsen の緊急電力供給業者（EPP）、Tronder 電気会社（水力、Tronder Power Co.）等の独立電気事業者（Independent Power Producer : IPP）が行っている。配電事業については UEDCL と首都圏地域の営業権を譲渡された民間企業、ウガンダ配電供給会社（UMEME）が実施している。送電部門についてはシングルバイヤー制をとっており、UETCL が事業を実施している。

【UEGCL】

UEGCL は国有の発電公社であり、Nalubaale 水力発電所と Kiira 水力発電所を所有している。両発電所の運転維持管理は、2003 年から 20 年間のコンセッション契約により南アフリカの電力会社である Eskom の現地法人が行っている。

【UETCL】

UETCL は国有の送電公社であり、電力セクター改革以前に発送配電を担っていた。UEB（Uganda Electricity Board）が電力セクター改革により分社化されて創設された国有電力公社 3 社のうち、唯一現業部門を有する会社である。同社はウガンダ国の送電網を所有し、

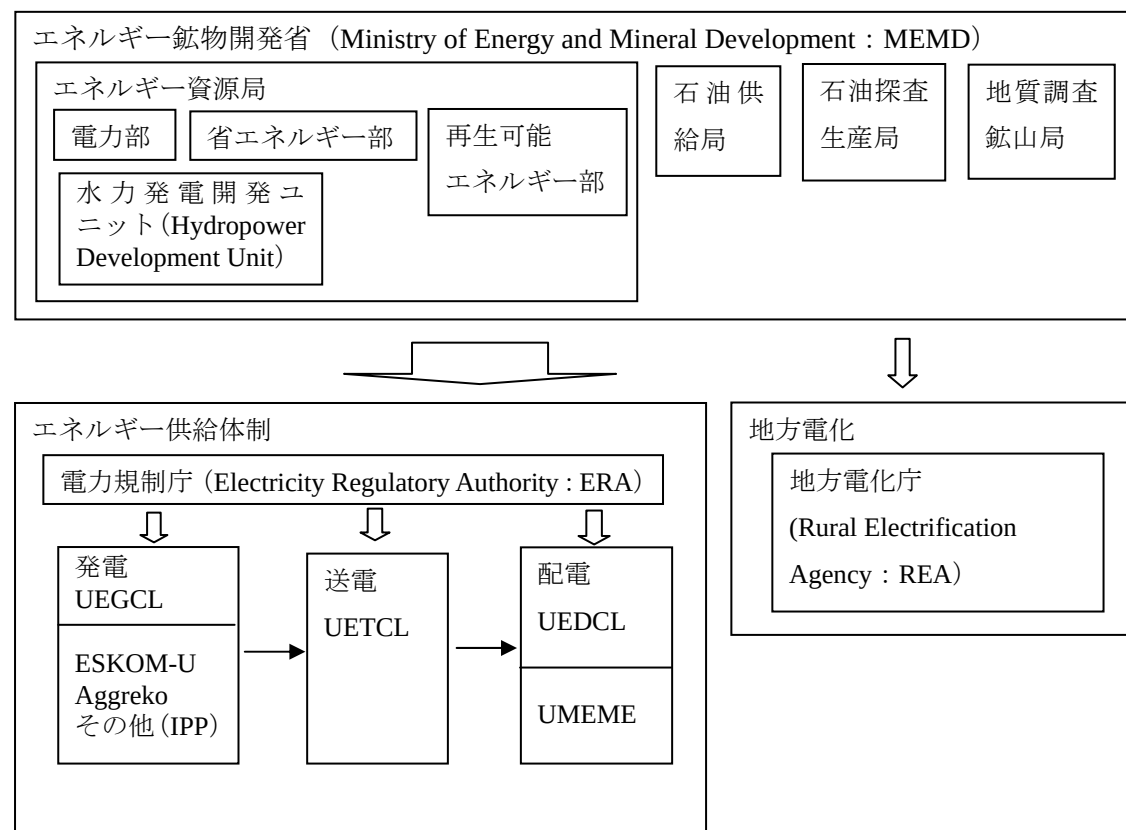
また同国の送電システムオペレーターである。同国では電力セクター改革のモデルとしてシングルバイヤーモデルを採用し、配電会社に売電あるいは隣国への輸出入を行っている。このため、同社が需要家に対する最終的な供給責任を負っていることになる。

UETCL の主な収入源は UMEME への卸売り電力料金である。一方主要な費用は、発電料金の支払い、送電網拡充等の投資、送電網の運転・維持管理費である。なお、火力発電コストが極めて高く、UETCL が売電する発電料金も高くなっているが、UMEME の需要家に対する料金は低く抑えられているため、政府からの補助金が UETCL に出され、UMEME に対する卸売り電力料金に反映されている。

【UEDCL】

UEDCL は国有の配電公社であり、ウガンダ国内の配電網を所有している。配電網の運営・維持管理は、2005 年から 20 年間のコンセッション契約により英国の CDC (Commonwealth Development Corporation) と南アフリカの Eskom のコンソーシアムである UMEME が実施している。このため、UEDCL の主要業務は配電網の資産管理である。同社の運営費は UMEME への配電網のコンセッションフィーにより賄われている。

現在の電気事業体制を Figure 3.1.2-1 に示す。



(Source: UETCL 資料)

Figure 3.1.2-1 Organization Structure of Power Sector

3.2 発電設備等の現況

3.2.1 発電設備

ウガンダ国の発電設備をTable 3.2.1-1 に示す。主要な電源は水力とディーゼルとバガス¹によるコジェネレーション（以下、コジェネ）で構成されているが、総発電設備容量の約 67%を水力が占めている。中でも、Nalubaale水力、Kiira水力発電所の合計設備容量 380MWだけで、全体の約 58%を占めている。

Table 3.2.1-1 Main Power Generation Plant in Uganda in 2009

Category	Name of Power Station	Installed Capacity (MW)	Year of Commissioning
Hydropower	Nalubaale	200	1954~1968
	Kiira	180	2000~2005
	Other Hydro	61	
	Sub Total	441	
Diesel	Aggreko2	50	2006
	Mutundwe	50	2008
	Namnve	50	2009
	Electromaxx	50	2009
	Sub Total	200	
Co-generation	Kakira Sugar Work	12	
	Kinyara Sugar Work	5	2009
	Sub Total	17	
Total		658	

(Source: UETCL GDP 2010-2026)

3.2.2 送電設備

ウガンダ国の主な送電系統は 132kV および 66kV 送電線により構成されており、ウガンダ送電会社(UETCL)により維持・運営されている。それ以下の 33kV の配電線についてはウガンダ配電会社(UEDCL)によって行われている。

ウガンダ国の主要電源である Nalubaale,Kiira 水力発電所にて発電された電力は 132kV、2 回線送電線により、Lugogo 変電所経由にて大消費地である Kampala および西部・西南部地域に送電されている。また北部についてはケニア国境に近い Tororo 変電所経由にて送電されている。

また近隣諸国との関係については Tororo 変電所（ウガンダ）～Musaga 変電所（ケニア）を 132kV の 2 回線で接続されており、Masaka 変電所（ウガンダ）～Kyaka 変電所（タンザニア）を 132kV の 1 回線で接続されている。

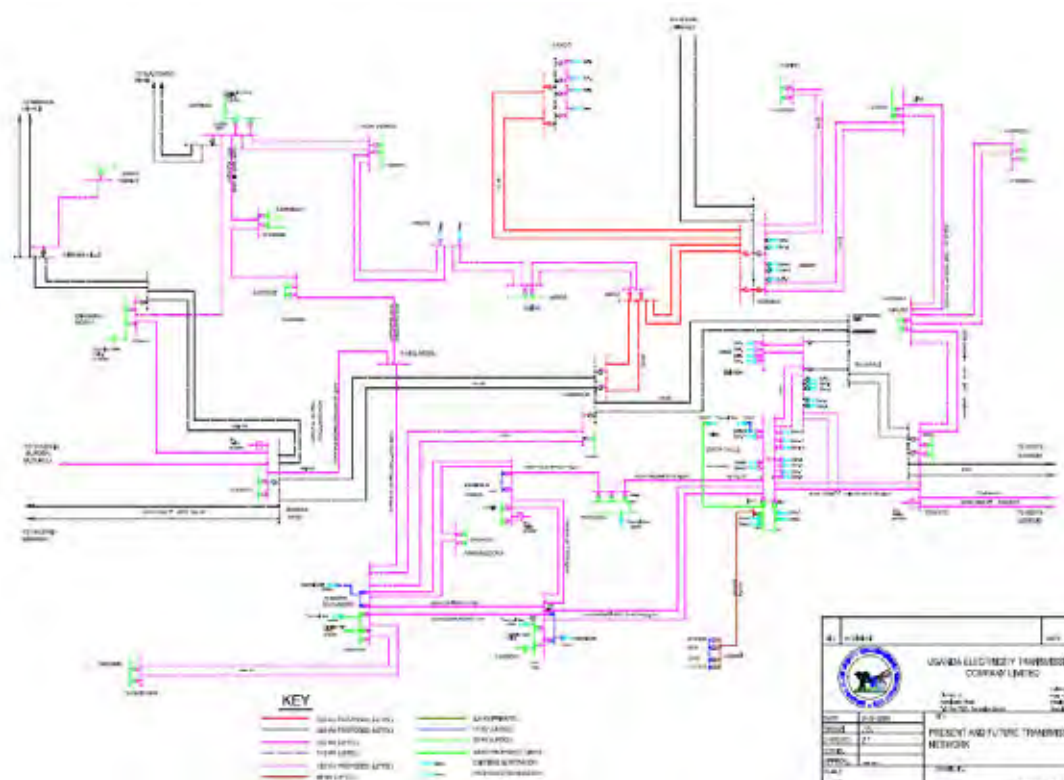
以下の Table 3.2.2-1 に 132kV 以上の主要送電線を示すが、建設・運用されてから 50 年近いものがあり、未だに木柱が使用されているものがある。

ウガンダ国の送電線についての Single Line Diagram of Transmission Line、Transmission Line Network をそれぞれ Figure 3.2.2-1 および 3.2.2-2 に示す。

¹ バガス (Bagasse) とはサトウキビ搾汁後の残渣である。年間約 12 億トン生産されるサトウキビからは約 1 億トン（乾燥重量換算）のバガスが発生する

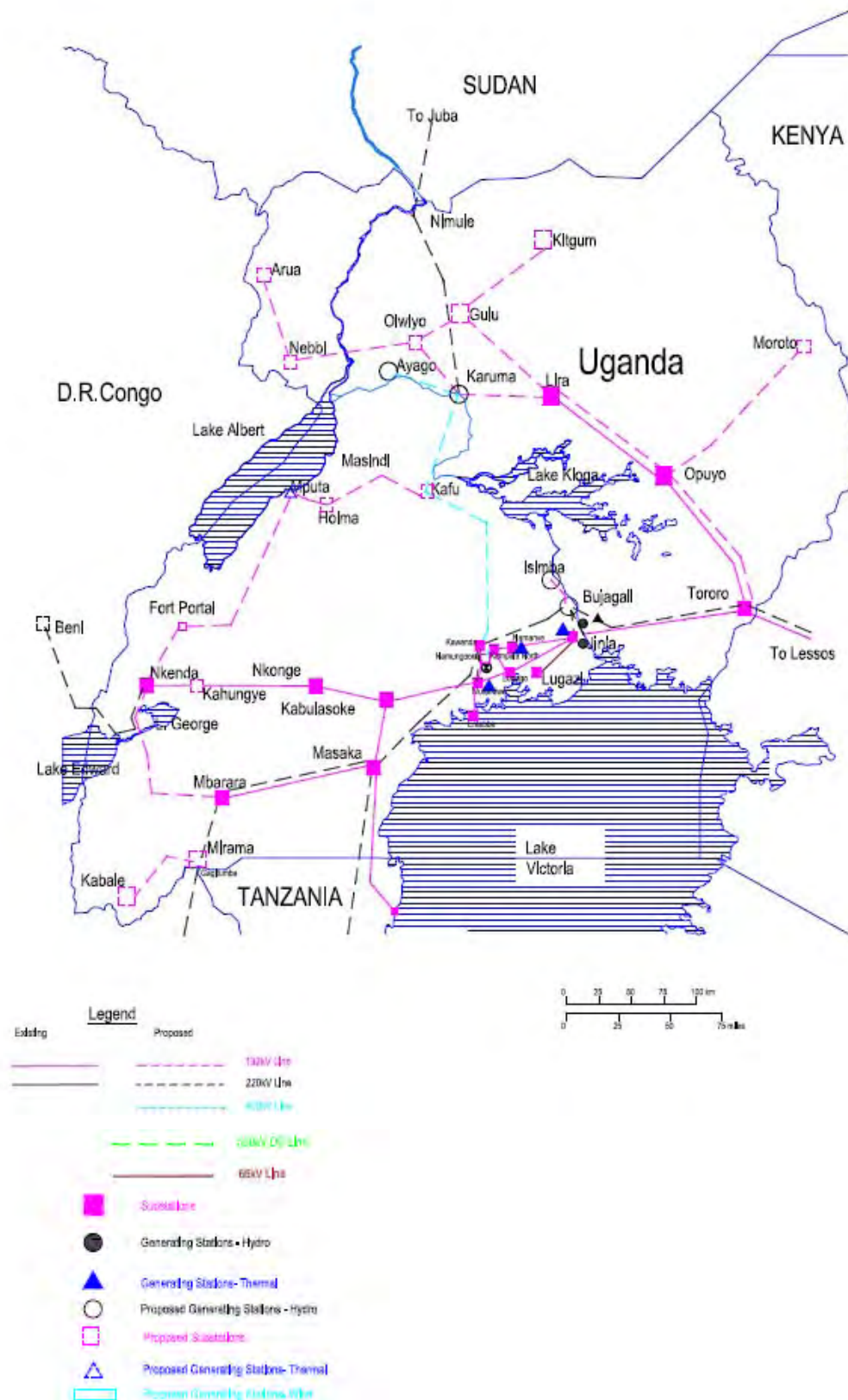
Table 3.2.2-1 Existing Transmission Line (Over 132kV)

Line	System Voltage (kV)	Length (km)	No. of Circuit	Type of Tower	Completion Year	Line Capacity (MVA)
Kabulasoke-Masaka West	132	59.5	1	Wooden	1963	63.1
Kabulasoke-Nkongge	132	78	1	Wooden	1963	63.1
Kampala North-Mutundwe	132	8.9	1	Steel	1959	79.1
Lugogo-Kampala North	132	5.5	1	Steel	1997	73.2
Lugogo-Mutundwe(1)	132	10.4	1	Steel	1997	180
Lugogo-Mutundwe(2)	132	10.4	1	Steel	2008	180
Masaka West-Kyaka	132	85	1	Steel	1994	73.8
Masaka West-Mbarara North	132	129.6	1	Steel	1995	151.6
Mutundwe-Kabulasoke	132	84.5	1	Wooden	1963	63.1
Nkongge-Nkenda	132	138.11	1	Wooden	1963	63.1
Nalub-Kampala North	132	68.8	1	Steel	1954	147
Nalub-Ligazi	66	38	1	Steelr	1963	10.6
Nalub-Lugogo	132	75	2	Steel	1998	180.6
Nalub-Tororo	132	116.8	2	Steel	1954	78
Opuyo-Lira	132	141.2	1	Wooden	1963	63.1
Tororo-Kenya	132	10.6	2	Steel	1954	78
Tororo-Opuyo	132	119.5	1	Wooden	1963	63.1



(Source: UETCL)

Figure 3.2.2-1 Single Line Diagram of Transmission Line



(Source: UETCL)

Figure 3.2.2-2 Transmission Line Network

3.2.3 変電設備

ウガンダ国における変電設備は前項で述べた送電線と大消費地である Kampala およびその他地域へ電力を供給するために Table 3.2.3-1 の変電所がある。

送電線に比較すると建設・運用されてから新しいものが多く、今すぐに設備の更新が必要とされるものはない。しかしながら系統容量の増加に伴い、変圧器の増設などの増強はその都度必要である。

Table 3.2.3-1 Existing Substation (over 132kV)

Substation	Transformer	Year of Manufacture	Capacity (MVA)	Voltage
Namanve	Transformer 1	2007	32/40	132/33kV
	Transformer 2	2007	32/40	132/33kV
Lugogo	Transformer 1	1997	32/40	132/11kV
	Transformer 6		32/40	132/33kV
	Transformer 3		32/40	132/33kV
	Transformer 5	1991	32/40	132/11kV
Mutundwe	Transformer 1	1991	32/40	132/33kV
	Transformer 2	1995	32/40	132/33kV
	Transformer 3	2003	15/20	132/11kV
	Transformer 4	2003	15/20	132/11kV
Kampala North	Transformer 1	1995	32/40	132/33kV
	Transformer 3	2006	32/40	132/11kV
	Transformer 4	2006	32/40	132/11kV
Kawaala	Transformer 1	1972		132/11kV
	Transformer 2	1972		132/11kV
Masaka West	Transformer 1	1991	15/20	132/33kV
	Transformer 2	1991	15/20	132/33kV
Mbarara North	Transformer 1	2007	15/20	132/33kV
	Transformer 2	2007	15/20	132/33kV
Nkongge	Transformer 1	1970	7.5	132/33kV
Nkenda	Transformer 1	1991	15/20	132/33kV
	Transformer 2	2005	15/20	132/33kV
Lugazi	Transformer 1	2007	14	66/11
	Transformer 2	2007	14	66/11
Tororo	Transformer 1	1988	15/20	132/33kV
	Transformer 2	1985	15/20	132/33kV
	Spare Trans.	2007	32/40	132/33kV
Opuyo	Transformer 1	1993	10	132/33kV
	Spare Trans.	2007	15/20	132/33kV
Lira	Transformer 1	1974	15/20	132/33kV
	Transformer 2	2007	15/20	132/33kV

(Source: UETCL)

3.3 電力需給

3.3.1 電力供給実績

UETCL によって運用されている国家電力系統に電気を供給している発電事業者は、2009 年現在、Kiira (200MW) および Nalubaale (180MW) 水力発電所を所有している UEGCL (ESKOM-U に営業権を譲渡) を始め、Kilembe 鉱山会社 (水力、Kilembe Mines Ltd.)、Kasese Cobalt 会社 (水力、Kasese Cobalt Company Ltd.)、Kakira 製糖会社 (火力、Kakira Sugar Works)、Aggreko および Jacobsen の緊急電力供給業者(EPP)、Tronder 電気会社 (水力、Tronder Power Co.) 等である。それらの総発電設備容量は 500MW である。過去 4 年間の UETCL の発電事業者別の購入電力量実績を Table 3.3.1-1 に示す。

Table 3.3.1-1 Actual Record of Purchased Energy of UETCL (GWh)

Year	KCCL	Kilembe	Kakira	Aggreko	Jacobsen	Eskom	Total
2005	1.1	20.2		140.3		1,698.5	1,860.1
2006	1.6	28.4		369.5		1,160.5	1,560.0
2007	0.7	29.6		539.0		1,263.5	1,832.9
2008	1.2	29.8	55.1	429.0	117.2	1,373.3	2,005.6

(Source: ERA)

なお、UETCL が購入した電力は、さらに送電系統を通じて配電業者に販売している。配電業者としては、UEDCL から 2005 年 5 月より営業権を取得している UMEME が最大である。過去 4 年間に UETCL が販売した電力量を Table 3.3.1-2 に示す。なお、隣国との電力融通の免許は、UETCL にのみ付与されており、UMEME の運用しているシステムを通じて、タンザニアおよびルワンダに輸出がなされているが、UETCL による販売となる。

Table 3.3.1-2 Actual Record of Sales Energy of UETCL (GWh)

Year	UMEME	Ferdult	Export			Total
			Kenya	Tanzania	Rwanda	
2005	1,741.2	-	15.3	32.5	2.8	1,791.8
2006	1,503.0	-	10.4	40.0	2.5	1,556.0
2007	1,759.2	-	22.0	42.8	0.7	1,824.7
2008	1,948.5	1.2	23.9	43.0	0.1	2,016.8

(Source: ERA)

国家電力系統の給電指令は、UETCL の Lugogo 変電所構内にある給電指令所にて行われている。同指令所において、想定需要曲線に見合った各発電所の運用計画を策定し、給電指令所より指示を行っている。また、供給力不足のため恒常的に必要となる、ピーク時間帯の計画停電の策定・指示も、同センターで実施している。同センターは、給電指令のみならず、発電所から系統に供給されている電力、UMEME をはじめとする配電事業者への供給電力量、高圧配電線への電力供給量、隣国への電力輸出等を時間毎に記録し、保存している。併せて高圧配電系統を含めた電力系統を構成している設備に発生する全ての事故も記録しており、同国の主要な

送配電網の状況把握が可能になっている。UETCL の給電指令所は、UEB から、その機能・責務や送配電系統の監視・制御業務の内容をそのまま引き継いで、現在に至っている。しかしながら 2009 年に、UMEME が独自の配電系統監視・制御を行うセンターを設立したので、UETCL の配電網に関する業務を引き継ぐことになる。

Table 3.3.1-3 に、過去 5 年間の時間毎に記録されている主要な最大電力値を示す。なお各項目は発生日時の異なる最大値であり、各項目間に数学的な関係が無いため合計値は各項目の和とはならない。

Table 3.3.1-3 Maximal Value of Main Item

	2005 May.-Dec.	2006 Jan.-Sep.	2007	2008	2009
Total demand (MW) (Domestic + Export)	365.7	409.6	394.9	389.5	400.7
Domestic demand (MW)	356.9	403.1	379.7	380.0	392.9
Load shedding (MW)	110.2	217.1	152.1	100.9	70.8
Export (MW)	42.0	40.0	35.4	42.3	46.7
Generation (MW)	291.4	248.9	321.9	360.9	391.4
ESKOM-U	244.7	198.4	218.1	220.2	237.6
Others	46.7	50.5	103.8	140.7	153.8

(Source: UETCL Load Dispatching Center, JICA Study Team)

従来、給電指令所の時間毎の実績値の記録は、計画停電による遮断負荷の推定値を含めた、月最大電力を記録した日を含む 1 週間に対してなされてきた。しかし 2005 年 5 月から、年間を通じて記録することになったため、表の数値を示すことができた。Table 3.3.1-3 の 2006 年 1 月から 9 月の数値は、2007 年から 2009 年の実績と比較して高い値を示している。これは、2006 年の計画停電による需要減少の推定値が、異常に高いことによるものと思われる。

国家電力系統に供給している発電種別の供給状況を代表的な 2005 年 7 月および 2009 年 7 月の週平均日負荷曲線を使って Figure 3.3.1-1 に示す。なお、図の”Captive Plant” は鉱山会社（小水力）、製糖会社（バガスを燃料とする火力発電設備）等からの購入電力である。2009 年では、ピーク負荷時間帯の計画停電の軽減のため、緊急対策として導入された 150MW のディーゼル発電設備が、最大限活用されている状況が明らかである。

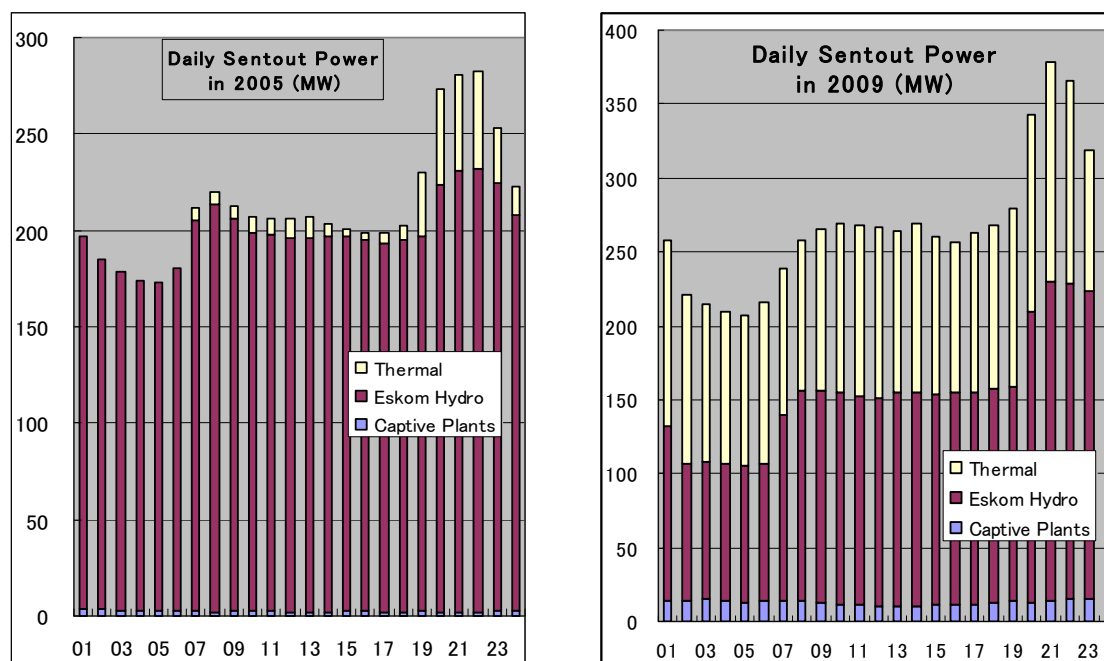


Figure 3.3.1-1 Daily Demand and Supply

月単位の時間別給電記録が残されている 2005 年 7 月から 2009 年 7 月の項目毎の月間電力量を Table 3.3.1-4 に示す。

Table 3.3.1-4 Demand Energy in July from 2005 to 2009 (GWh)

Year	2005	2006	2007	2008	2009
Generation	147.6	132.0	157.4	170.7	200.1
Load shedding	3.4	66.5	17.1	15.4	0.6
Export	1.4	0.0	1.0	2.8	6.5
Domestic demand	149.6	198.5	173.5	183.3	194.1
Total demand	153.0	202.1	178.8	188.2	201.7

((Source: Load Dispatching Records of UETCL))

Table 3.3.1-4 と Figure 3.3.1-1 を比較してみると、EPP の導入による電力供給状況の改善が明らかである。

以上の電力事業者による国家系統への電力供給の他に、独立した小規模の地域を対象とした、電気事業者による電力供給が行われている。例えば、UEDCL によって以下の小規模な孤立した発電・配電設備が運営されている。これらのオフ・グリッド・システムは、いずれも 750kVA のディーゼル発電設備 1 台を電源としたものである。

Table 3.3.1-5 Example of Off-Grid System

Place (District)	Moyo	Adjumani	Moroto
Generator	750kVA	750kVA	750kVA
Generated Energy (MWh)	146.1	210.5	107.9
Customer Nos.	371	313	461

(Source: UEDCL)

Table 3.3.1-6 に 2007 年に発生した送配電系統における事故停電、電源不足による負荷遮断ならびに設備停止による停電時間とそれによる供給不能電力量を示す。2007 年には合計 97,800 時間の停電が発生し、それにより供給が不能であった電力量は 195,000MWh に及ぶ。11kV 配電系統に起因したものが停電時間の 66%、供給不能電力量の 60%を占める。さらに電源不足による負荷遮断が件数で 72%、供給不能電力量で 74%を占め、電源開発による電源不足の解消が喫緊の課題であることを示している。

Table 3.3.1-6 Outage Time and Not Supplied Energy in 2007

Voltage Level	Outage Time (hrs)				Equivalent Energy Not Supplied (MWh)			
	11kV	33kV	132kV	Total	11kV	33kV	132kV	Total
Faults	4,098	7,404	572	12,075	5,461	13,855	3,690	23,006
Load Shedding	51,677	19,046	55	70,779	99,194	45,110	629	144,933
Shutdown	8,526	5,191	1,229	14,946	12,796	12,680	1,585	27,061
Total	64,302	31,641	1,856	97,800	117,450	71,646	5,904	195,000

(Source: UETCL)

Table 3.3.1-7 に 2007 年に発生した電源に起因した供給不能電力量を示す。供給不能電力量は 442,605MWh に達しその内の 84%が渇水による水力発電所の出力によるものであり、ここでも電源不足の解消が必要であることを示している。

Table 3.3.1-7 Not Supplied Energy Caused in Generation System in 2007

Generator Faults	31,209
Generator Shutdown	40,881
Frequency Control and Hydrological Constraint	370,515
Generation Total	442,605

(Source: UETCL)

3.3.2 電力需要実績

Table 3.3.1-3 に示したように、2009 年 10 月末実績によると、計画停電推定値および電力輸出を含めた推定最大電力は 401MW である。

需要電力量の推移に関しては、同国の需要の約 90%強を供給している UMEME の実績値を

基に説明する。ERA の設定している電気料金体系は「一般家庭需要 (Code 10.1)」、「商業需要 (Code 10.2/10.3)」、「中規模産業需要 (Code 20)」、「大規模産業需要 (Code 30)」、「街灯 (Code 50)」の非常にシンプルな構成であり、以下、これらの料金体系に従って説明する。

過去 5 年間の需要グループ別の需要家数の推移を Table 3.3.2-1 に示す。

Table 3.3.2-1 Number of Customers of UMEME

Tariff Categories	2005	2006	2007	2008	2009	Increase Rate (%)
Domestic	263,262	271,984	277,393	276,255	292,348	2.7%
Commercial	27,838	24,718	24,602	20,484	23,654	-4.0%
Large Industrial	115	139	161	159	200	14.8%
Medium Industrial	698	870	954	864	983	8.9%
Street Lighting	324	315	334	291	209	-10.4%
Total	292,237	298,026	303,444	298,053	317,394	2.1%

(Source: UMEME)

表に示すように一般家庭需要家数は 2008 年が前年に比較して減少している。これは、UMEME が新規の需要家への接続を継続して実施している一方で、電気料金を支払えず電気の供給を停止された需要家数が、新規需要家数を上回った結果である。ERA の公表しているデータによると、2008 年の一般家庭需要家の動向は以下のとおりである。

－ 申請されて新規に接続した需要家数	32,409
－ 接続申請に対し未接続(待機)の需要家数	27,235
－ 不払いにより供給を停止された需要家数	89,922
－ 電気料金支払いにより供給が再開された需要家数	36,931
－ 電灯需要家の増加数	20,584

以上より、(2008 年に限定したことと判断されるが)約 3 分の 1 弱の一般家庭需要家は、電気料金の支払い遅延により電気の供給を停止され、そのうち 40%強のみが電気料金を支払い電気の供給を再開できた。このような事情もあり、一般家庭需要家数の過去 5 年間の平均増加率 2.7%は、人口増加率とほぼ同レベルであり、過去 5 年間の新規電灯需要家への接続努力が、電化率の向上に至っていないといえる。

一方、産業需要家、特に大規模産業需要家数の増加が著しい。この理由は単純に産業需要家数が増加したのではなく、現行の電気料金体系に起因する要素が多いと考えられる。すなわち、電気料金体系は、低圧単相 (240V) で供給される一般家庭需要家、街路灯、低圧 3 相 (415V) で供給される商業・中規模産業需要家、MV (11kV & 33kV) で供給される大規模産業需要家の区分しかない。その結果、本来商業需要として区別されるべき大型の商業ビル、ホテル、大型レストラン、銀行等や政府機関・外国機関の事務所等も、電気料金区分上は大規模産業需要家として申請せざるを得ない現行の電気料金体系が、大規模産業需要家数急増の一因となっている。

電気料金グループ別の過去 5 年間の販売電力量を Table 3.3.2-2 に示す。

Table 3.3.2-2 Actual Record of UMEME' s Annual Energy Sales (GWh)

Tariff Categories	2005	2006	2007	2008	2009	Increase Rate (%)
Domestic	331.8	290.2	293.5	327.4	363.7	2.3%
Commercial	128.1	136.8	150.6	176.7	208.5	12.9%
Large Industrial	359.0	389.0	482.1	549.5	593.9	13.4%
Medium Industrial	194.9	173.3	211.2	222.9	232.7	4.5%
Street Lighting	0.9	0.9	0.7	1.9	2.2	24.1%
Total	1,014.7	990.1	1,138.1	1,278.5	1,400.9	8.4%

(Source: UMEME)

過去 5 年間の一般家庭と大規模産業需要は、需要家数の増加推移とほぼ同じ水準で推移してきている。一方、街路灯の需要は、需要家数の大幅な減少にもかかわらず、著しい増加傾向を示している。また中規模産業需要の増加率は、需要家数のその約半分であり、最近の世界的な生産活動不振の影響がうかがえる。

3.3.3 周辺国の電力需給実績

周辺国のうち、ケニア、タンザニアについては、収集した資料に基づいて最近の電力需給実績を説明する。また、そのほかの国の需給実績は、ウガンダ、コンゴ、ケニア、ブルンジ、ルワンダを調査対象とした連系送電システム調査である「ナイル赤道湖国の電力系統連系計画調査 (The Study on Interconnection of Electrical Network of Nile Equatorial Lakes Countries, Oct. 2007)」に基づいて概説する。

(1) ケニアの電力需給状況

年報 2008/2009 によると、2009 年 6 月現在、発電設備は国営の発電会社 (KenGen)、IPP および緊急エネルギー供給業者 (Emergency Power Producers) により運用されており、その総設備容量は 1,361MW、有効出力 1,310MW である。その内訳は、KenGen 所有の水力が 749MW (有効出力 730MW)、火力 (ディーゼル及びガスタービン) 154MW (同 135MW)、地熱 115MW、風力 0.4MW の合計 1,019MW (同 975MW) で全体の 75%を占めている。なお、水力発電所は全て KenGen の所有で全設備容量の 55%を占めている。

IPP は、ディーゼルと地熱発電であり、合計出力 204MW である。また、EPP は、Aggreko Service による、重油を燃料とするディーゼル発電設備 150MW である。

送電系統への 2008/09 の総電力供給量は、オフ・グリッド分を含めて 6,489GWh で、その内訳は KenGen が 4,339GWh (全体の 66.9%)、IPP が 1,189GWh (同 18.3%)、EPP が 914GWh (同 14.1%)、などとなっている。なお、総供給量に UETCL からの電力輸入 29GWh が含まれている。また、最大電力は、輸出分を除いて、1,070MW となっている。

ケニア送配電会社 (KPLC:Kenya Power & Lighting Company) の販売電力量は、5,115GWh であった。その内訳は、一般家庭需要が 1,254GWh (全販売電力量の 24.4%)、小口商業需

要が 823GWh（同 16.0%）、中規模・大規模商工業需要が 3,020GWh（同 58.6%）等となっている。なお、2007/08 年度は、中規模商工業需要と大規模商工業需要に分けて表示されているが、2008/09 では合算された数値しか示されていない。2007/08 年度の数値から 1/3 が中規模商工業需要と推定される。

KPLC の総需要家数は 1,061,911、地方電化計画（REP）の需要家数は 205,287 で、総需要家数は 1,267,198 である。

(2) タンザニアの電力需給状況

タンザニアの電力事業は、国営のタンザニア電力供給会社（TANESCO）により運営されている。2009 年 9 月末現在の総発電設備容量は 960MW である。その内訳は、TANESCO が所有・運用を行っている 6 箇所の水力発電所の総出力が 561MW（全体の 59%）、19 箇所のディーゼル発電所（内 4 箇所が国家電力系統に接続され、設備は全体の 11%）であり、残りの 30%は長期および短期契約に基づく IPP 業者の設備であり、水主火従の電源構成となっている。

2008 年度の総供給電力量は 4,425GWh で、TANESCO が 2,985GWh（67.5%）、IPP が 1,440GWh（32.5%）であった。TANESCO の水力発電所からの供給量は 2,649GWh で TANESCO の供給量の 89%（総供給量の 60%）を占めている。水力の年平均利用率は 54% であり、それまで継続していた流入量の減少が大幅に改善したことが伺える。なお、2009 年 9 月末時点の同国の最大電力需要は 740MW であった。以上に加えて、西部の Kabera 地区に 10MW をウガンダから、南部の国境地域にザンビアより 3MW の輸入契約を締結している。

現在、総設備容量 282MW ディーゼル発電所が開発中であり、その内訳は TANESCO が 182MW、IPP が 100MW である。

TANESCO の 2008 年度における総販売電力量は 3,377GWh で、その内訳は、電灯需要 425GWh（総販売電力量の 13%弱）、一般家庭需要 995GWh（同 29%強）、その他低圧供給需要 507GWh（同 15%）、高圧供給需要 1,037GWh（同 31%弱）、鉱山会社等の大口需要 413GWh（同 12%）となっている。2008 年末の総需要家数は 723,873 であった。

ウガンダを含めた周辺国は、慢性的な供給力の不足、送電設備の容量不足、配電網の未整備等により、需要家への新規の接続が著しく制限されてきている。そのうえ、計画停電が、程度の差が有るが常態化しているといえる。

(3) ブルンジの電力需給状況

主幹系統に接続されている発電設備は、ディーゼル発電設備およびコンゴ民主共和国内の水力発電所 Ruzizi I & II のブルンジの割り当て分を含めて 46.0MW である。その有効出力は 26.3MW、平均年間発電生電力量は 175GWh、年間有効発電電力量は 131GWh である。

2005 年時点の推定最大電力は 35MW、需要家数は 27,000、販売電力量は 130.8GWh で、損失 27%を含んだ総需要は 180GWh である。上記の供給力と比較すると、いずれもオーバーしている。なお、2005 年時点の電化率は 1.8%である。

建設中・計画中の水力発電計画は、Ruzizi III (47.8MW)、Rusumo Falls (61.5MW) の割り当て分を含めて 4 件あり、それらの合計設備容量は 58.3MW、平均年発電電力量は 458GWh となっている。

(4) コンゴの電力需給状況

コンゴは広大であり、東西・南北の広がりがあり、主要な同国の Inga 系統による電力供給は、需要の大きな西部地区が中心となっている。Inga 系統は、東部の Kivu 地区まで延伸されておらず、2020 年に至っても連系の可能性が少ないと考えられている。従って、既存の Kivu 系統はブルンジ、ルワンダと連系された孤立系統として運用されている。

発電設備は、Kivu 湖からの水を利用した Ruzizi I および Ruzizi II のみである。この発電所の発電電力量は、コンゴ、ブルンジ、ルワンダの 3 国がそれぞれ 1/3 の権利を保有している。しかしながら水源の Kivu 湖は水位低下が著しく、計画発生電力量を大きく下回る状況が続いている。

2005 年時点の推定最大電力は 50MW、需要家数は 36,000、販売電力量は 168GWh で、損失 20%を含んだ総需要は 210GWh となっている。上記の供給力と比較すると供給力の不足は深刻な状況にある。なお、2005 年時点の電化率は 1.9%である。

ナイル赤道湖支援実施計画 (NELSAP) における連系線建設計画では、ウガンダから 220kV 送電線を延伸し、電力の輸入と Kivu 系統の拡張が予定されている。

(5) ルワンダの電力需給状況

発電設備は、コンゴ民主共和国の Ruzizi I 及び II 水力を含めて、7 箇所の水力発電所の設備容量 39.9MW、レンタルを含めたディーゼル発電設備 28.3MW、合計 68.2MW の設備がある。水力の平均年間発電電力量は 157.4GWh である。

2005 年時点の推定最大電力は 50MW、需要家数は 65,000、販売電力量は 196.5GWh で、損失 25%を含んだ総需要は 262GWh となっている。上記の供給力と比較すると、IPP の投入もあり、かろうじて需要に見合った供給力を保っているといえる。なお、2005 年時点の電化率は 3.8%である。

建設中・計画中の水力発電計画は Ruzizi III (47.8MW)、Rusumo Falls (61.5MW) の割り当て分を含めて 4 件あり、それらの合計設備容量は 58.3MW、平均年間発電電力量は 458GWh となっている。

以上にて述べたとおり、ウガンダ国を含めた周辺国は慢性的な電力供給力不足により新規の需要家への接続が著しく制限されている状況にある。

3.4 電気料金

(1) 料金制度

電気料金制度は Electricity (Tariff Code) Regulations, 2003 においてその原則が定められており、料金設定方法については Tariff Determination in The Uganda Electricity Sector (2006) で明らかにされている。なお、電気料金は ERA により規制されており、同庁の認可を得なければならない。

現在の料金制度では、料金算定のためにレートベース方式が採用されている。この方式は、各電力会社から毎年提出される年間総費用を ERA が査定し、これをベースとして、これに対する適正な利益率(ROR: Rate of Return)を加えたものを各電力会社の所要収入額として決めるものである。ERA は、電力会社の運営の効率化を図るため、電力損失、運転維持管理費、貸倒金（配電会社の場合）等に関し目標を設定し、実績に応じ利益率を設定している。

基本的な料金改定は毎年行われるが、四半期ごとに燃料費、インフレ率、為替変動を考慮した料金調整を行っている。

料金種別は、発電から最終需要家までのサプライチェーンでの各段階別に、発電・卸売り（送電）・小売りの3種類と、隣国に対する輸出入料金がある。種別毎の料金設定と現行料金について以下に記述する。

(2) 発電料金

発電料金は、UETCLが発電会社に対し支払う料金である。Kiira・Nalubaale等の大水力発電所についてはキャパシティー料金²のみで、1時間当たりの1kWに対する料金設定となっている。料金算定のための所要収入額は、下記費目から構成されている。

- － 投資：減価償却費・投資利益・法人税
- － 運転維持管理費
- － コンセSSIONフィー：UEGCL に対するリース代の支払（UEGCL の借入金の元利払と管理費に相当する）
- － 規制フィーとロイヤルティー

火力発電料金には、資本費回収のためのキャパシティー料金と、燃料費と運転維持管理費に対応するエネルギー料金が含まれる。なお、燃料費は燃料の国際価格変動に対応して定期的に調整される。

水力および火力発電の料金表を下記に示す。

² キャパシティー料金：設備投資額回収のための料金で、発電したかどうかに関わらず支払われる。

Table 3.4-1 Hydropower Generation Tariff

As from January 2010

Hydropower	Unit: Ush./MW per hour
Eskom Uganda	30,558

(Source: UETCL)

Table 3.4-2 Thermal Power Generation Tariff

As from February 2009

Thermal power	Unit: US\$/MWh
Aggreko Kiira	155.75
Aggreko Mutundwe	160.78
Jacobsen Namanve	185.26

(Source: ERA web page)

なお、UETCLが各発電会社と輸入により購入した電力量は2009年(暫定値)で、2,355GWhで、これに対する支払額はUsh.482.117billion³であった。従って、UETCLの平均購買電力コストは約Ush.205 (US\$10.8 セント)⁴となる。

(3) 卸売り料金

卸売り電気料金は、配電会社が UETCL に支払う料金である。ピーク・ショルダー・オフピークの時間帯別のエネルギー料金となっている。この料金には、UETCL の運転維持管理費、電力購買費および借入金の元利払いを含んでいる。なお、電力購買費は、発電会社からの電力購買と輸入に関わる総費用から輸出収入を控除したものである。

現行の卸売り電気料金表を Table 3.4-3 に示す。

Table 3.4-3 Bulk Supply Tariff

Peak	178.11 Ug.shs/kWh
Shoulder	157.29 Ug.shs/kWh
Off-peak	131.42 Ug.shs/kWh

(Source: UETCL)

(4) 小売料金

小売料金は最終消費者に対する料金である。需要種別により供給費用が異なるため、種別毎に要する費用を回収し、需要種間の内部補助とならないよう料金設定が行なわれている。料金算定のための所要収入額には下記費目が含まれる。

- － 運転維持管理費

³ ERA のホームページよりダウンロードした、UETCL の 2010 年予算書(BUDGET 2010)による

⁴ 為替レート：US\$=Ush.1900

- － 減価償却費
- － 資産に対する利益率
- － 運転資本に対する利益率
- － 貸倒および損失に対する引当金
- － 法人税

小売料金には、月額の基本料金、キャパシティーチャージ(kVA)、消費電力量料金 (kWh) があり、需要種別毎に適用される料金種別と料金水準が異なる。需要種別と適用される料金種別は下記のとおり。

- － 一般家庭

240V 単相による電力供給を受ける需要家で、主として一般家庭や小規模な商店。

なお、月当たりの需要が 15kWh 以下の零細需要家に対しては、ライフライン料金が適用される。ライフライン料金は補助金により電力供給コスト以下の水準となっている。

- － 商用

三相低圧による電力供給を受ける需要家で、その負荷が 100 アンペアを超えない小規模産業。

- － 中規模産業

415V の低圧による電力供給を受ける需要家で、その最大需要が 500kVA までのもの。

- － 大規模産業

11,000V あるいは 33,000V の高圧による電力供給を受ける需要家で、その最大需要が 500kVA から 10,000kVA までのもの。

- － 街路灯

2010 年 1 月からの新料金では料金の引き下げが行われているが、ライフライン料金は、これまでの 62Ush./kWh から 100Ush./kWh に値上げされている。

UMEME の小売電気料金表を Table 3.4-4 に示す。

Table 3.4-4 End-User Retail Tariff

As from 1st January 2010

Consumer Category	Time of Use	Rates Ush/kWh
Domestic	First 15 kWh	100
	Above 15 kWh	385.6
	Fixed Monthly Service Charge	2,000
Commercial	Peak	405.1
	Shoulder	358.6
	Off-Peak	299.4
	Average tariff per month	358.6
	Fixed Monthly Service Charge	2,000
Medium-scale Industries	Peak	376.1
	Shoulder	333.0
	Off-Peak	276.6
	Average tariff per month	333.2
	Fixed Monthly Service Charge	20,000
	Maximum Demand Charge per kVA per month	5,000
Large Industrial Users	Peak	217.4
	Shoulder	186.8
	Off-Peak	148.9
	Average tariff per month	184.8
	Fixed Monthly Service Charge	30,000
	Maximum Demand Charge per kVA per month	3,690 per kW/month
	Maximum Demand Charge between 2,000 and 10,000kW	3,354 per kW/month
	Reactive Energy Charge	40 per kVArh/month
	Reactive Energy Reward	20 per kVArh/month
Street Lighting	Average tariff per month	364.6

(Source: ERA web page)

(5) 輸出入料金

UETCL は電力購入の平均費用あるいは限界費用より低い料金で電力輸出することは許されていない。

隣国に対する現行の輸出入料金表を Table 3.4-5 に示す。

Table 3.4-5 Export and Import Tariff

Unit: US\$ cents/kWh

	Import	Export
Kenya (KPLC)	20.9	
Tanzania (TANESCO)		13.04
Rwanda	8.25	

(Source: UETCL)

第 4 章 長期電源開発計画

第4章 長期電源開発計画

4.1 国内の電力需要想定

4.1.1 需要想定的前提条件

UETCL は毎年長期電源開発計画を策定しており Grid Development Plan として公表される。調査団が検証の対象としたものはウガンダ国エネルギー鉱物資源省(Ministry of Energy and Mineral Development:MEMD)と調整の結果、最新版の 2010 年初に公表された Grid Development Plan 2009-2025 by UETCL in 2009 (以後 GDP2009) を採用した。

需要想定的基础となる主な前提条件は以下のとおりである。

(1) GDP (Gross Domestic Product)増加率

GDP (Gross Domestic Product)増加率として Table 4.1.1-1 に示す世銀ウガンダ事務所が想定した Commercial と Industrial の数値を採用している。GDP 全体の約 1/4 を占める Aggreiculture は電力を消費しないため電力需要想定には用いられていない。

世界銀行の統計によればウガンダ国における GDP のシェアは Commercial 50%、Industrial 25%、Aggreiculture 25%でありこの値から計算により得られた Aggreiculture を除いた Commercial と Industrial のみの合成 GDP 増加率を表の下段に示す。

Table 4.1.1-1 Gross Domestic Product(GDP) Growth Rate(%)

Year	2008	2009	2010	2011	2012	2013-23
Commercial	7.7	8.35	7.55	7.9	7.9	7.9
Industrial	7.5	7.4	7.4	7.4	7.4	6.4
Combined (Commercial,Industrial)	7.6	8.0	7.5	7.7	7.7	7.4

(Source: World Bank Uganda Office, Study Team)

(2) 新規電灯需要家数

Table 4.1.1-2 に新規電灯需要家数を示す。政府の地方電化計画に基づき 2012 年に 10%の電化率を達成するとしている。一方、都市部においては政府と UMEME との合意に従い、2012 年までは毎年 17,000 の一般家庭の新規接続、それ以降 2023 年までは毎年 30,000 の新規接続を設定している。また変動リスク対応として一般家庭の新規接続数を低めケース (Low Case)では 2010 年まで 12,000 それ以降 17,000、高めケース(High Case)では 2012 年まで 25,000、それ以降 30,000 を仮定している。

Table 4.1.1-2 Rate of New Connections in Urban Area

Year		2009	2010	2011	2012	2013-23
Commercial	High Case	25,000	25,000	25,000	25,000	30,000
	Base Case	17,000	17,000	17,000	17,000	30,000
	Low Case	12,000	12,000	17,000	17,000	17,000

(Source: Grid Development Plan 2009-2025 UETCL)

(3) 年負荷率

Table 4.1.1-3 に電力輸出を含んだ場合の年負荷率を示す。2002 年から 2008 年までの年負荷率の実績値 65%に基づき、2009 年から 2012 年の期間は 67%、2013 年に 69%まで増加すると仮定している。

Table 4.1.1-3 Load Factor (Export included) (%)

Year	2001	2002-04	2005-06	2007-08	2009-12	2013
Load factor	68	65	65	65	67	69

(Source: Grid Development Plan 2009-2025 UETCL)

(4) 送配電損失率

Table 4.1.1-4 に送配電損失率を示す。2009 年の送配電損失 36%が年毎に漸減し 2022 年には 18%となり、それ以降は横ばいとなると設定している。送電ロスが期間を通して変化が無いことから送配電損失率の低減は配電ロスの削減によるものである。一般に配電ロスは配電線や柱上変圧器の過負荷に起因する技術的ロスと、盗電や不完全な検針に起因する非技術的ロスに分類される、前者に対しては配電線増強や配電電圧適正化が、後者に対しては巡視や検針の強化が対策となるので、今後これらの方策を着実に実施することが必要である。

Table 4.1.1-4 Loss Rate of Transmission and Distribution (%)

Year	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Transmission	4	4	4	4	4	4	4
Distribution	33	31	30	28	27	25	24
Total	36	35	34	32	31	29	28
Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-25
Transmission	4	4	4	4	4	4	4
Distribution	22	21	19	18	16	15	14
Total	26	25	23	22	20	19	18

(Source: Grid Development Plan 2009-2025 UETCL)

4.1.2 需要想定結果

Table 4.1.2-1、Figure 4.1.2-1 に増加率が中位ケースの場合の需要想定結果を示す。電力量は2009年の2,171GWhから2025年には7,665GWhと3.53倍に増加し、その期間の平均増加率は8.20%となる。

最大電力に注目してみると2009年の375MWから2025年には1,346MWと3.59倍に増加し、その期間の平均増加率は8.31%となる。この値を電力量の増加率8.20%と比較するとやや大であるが、輸出を含まない国内需要の負荷率がやや低下する傾向を反映していると考えられる。

Table 4.1.2-1 Result of Load Forecast (Growth Rate: Middle Case)

Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Domestic Energy Demand (GWh)	2164	2051	2171	2302	2449	2595	2793	3003	3232	3554
Growth Rate (%)		-5.21	5.86	6.04	6.39	5.93	7.64	7.52	7.63	9.94
Domestic Power Demand (MW)	371	352	375	398	424	449	483	519	559	615
Growth Rate (%)		-5.21	6.51	6.19	6.39	5.93	7.64	7.52	7.63	9.94
Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2009-25
Domestic Energy Demand (GWh)	3915	4242	4604	4986	5406	5889	6428	7019	7665	
Growth Rate (%)	10.16	8.37	8.53	8.30	8.43	8.93	9.16	9.18	9.21	8.20
Domestic Power Demand (MW)	677	769	834	903	980	1034	1129	1233	1346	
Growth Rate (%)	10.16	13.53	8.53	8.30	8.43	5.58	9.16	9.18	9.21	8.31

(Source: Grid Development Plan 2009-2025 UETCL)

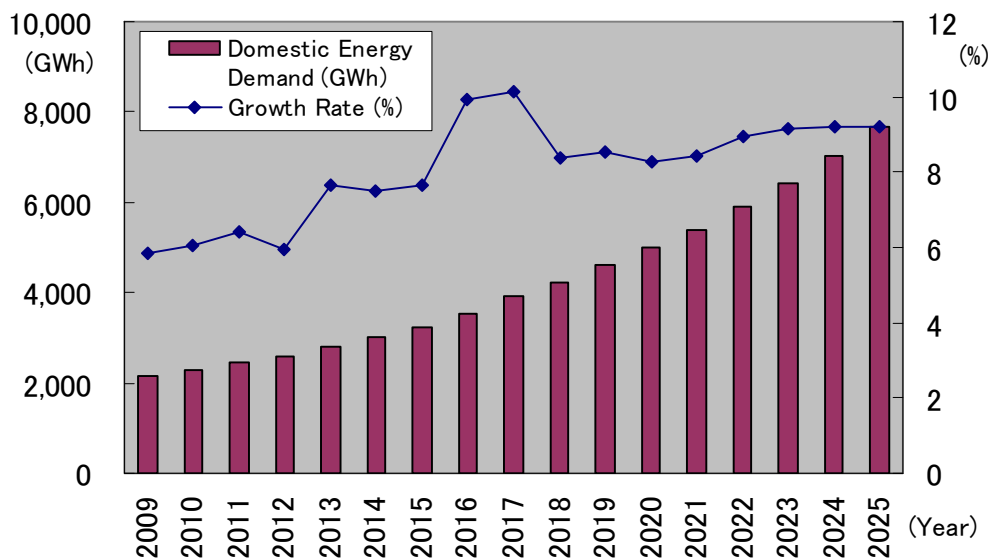


Figure 4.1.2-1 Result of Load Forecast (Growth Rate: Middle Case)

4.1.3 需要想定を検証

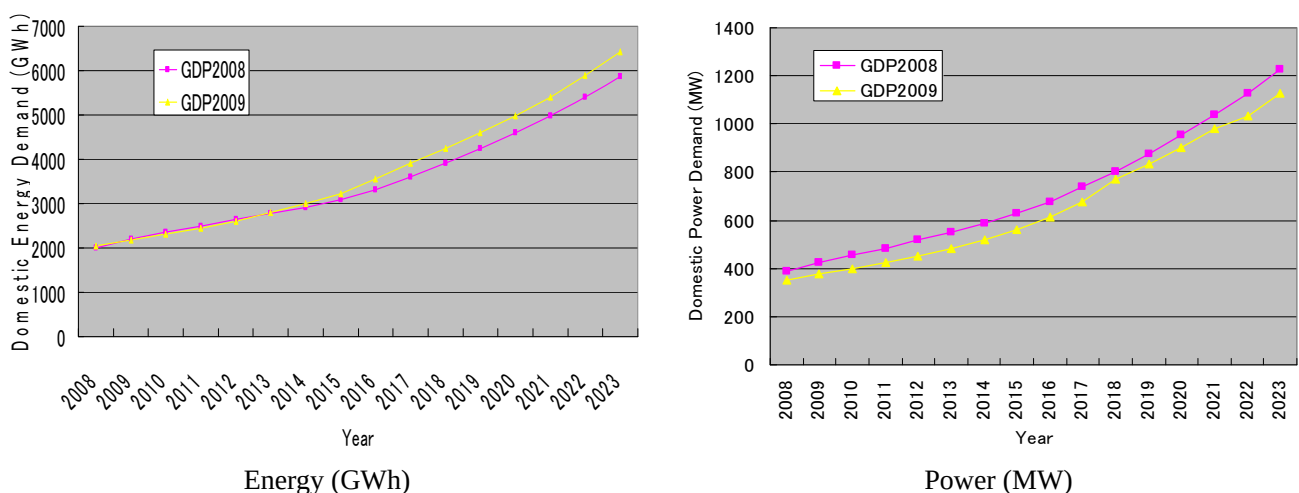
(1) 前回計画(GDP2008)との比較

Table 4.1.3-1、Figure 4.1.3-1 に GDP2009 の前回計画(GDP2008)との比較を示す。2009 年から 2023 年の 14 年間の平均増加率は、電力量で前回計画 7.22%、今回計画 8.06%で 0.84% 増加している。最大電力の増加率も前回 8.06%、今回 8.19%と同様の傾向を示している。

Table 4.1.3-1 Comparison of Demand between GDP2008 and GDP2009

Year		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Domestic Energy Demand (GWh)	GDP2008	1999	2209	2362	2489	2635	2770	2914	3087	3311
	GDP2009	2051	2171	2302	2449	2595	2793	3003	3232	3554
Domestic Power Demand (MW)	GDP2008	387	425	456	485	519	552	588	629	678
	GDP2009	352	375	398	424	449	483	519	559	615
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Growth Rate 2009-23	
Domestic Energy Demand (GWh)	GDP2008	3595	3903	4236	4596	4985	5407	5864	7.22%	
	GDP2009	3915	4242	4604	4986	5406	5889	6428	8.06%	
Domestic Power Demand (MW)	GDP2008	739	804	875	953	1037	1128	1227	7.87%	
	GDP2009	677	769	834	903	980	1034	1129	8.19%	

(Source: Grid Development Plan 2009 and 2008 UETCL)



(Source: Grid Development Plan 2009 and 2008 UETCL)

Figure 4.1.3-1 Comparison of Demand between GDP2008 and GDP2009

(2) 電力需要の国内総生産(GDP)弾性率実績

電力需要は国内の生産活動と密接な関係があり、将来の電力需要動向を見通すためには過去の国内総生産 GDP との関係の実績を調査することが有効である。

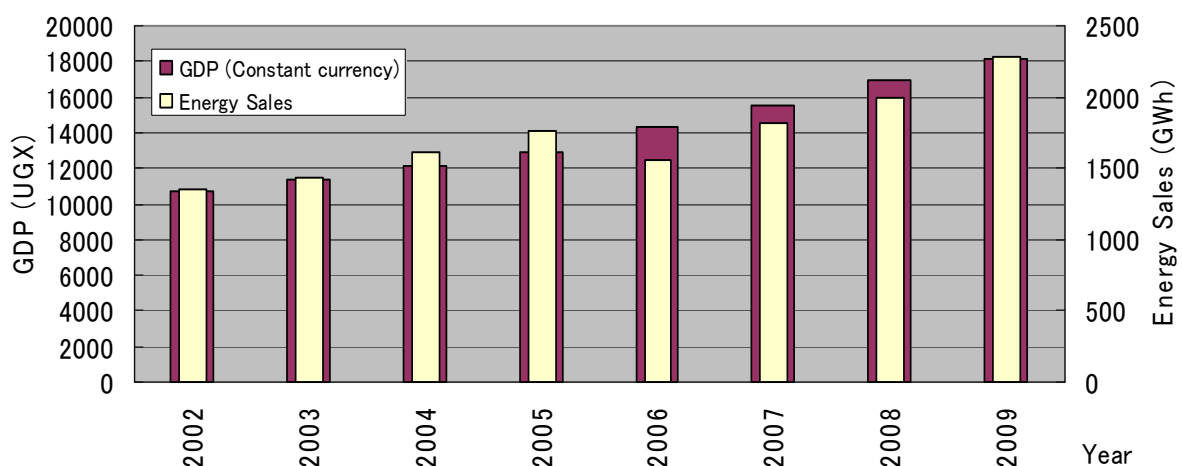
Table 4.1.3-2、Figure 4.1.3-2 に国際通貨基金 IMF が公表した物価上昇を除いた Constant currency ベースでの国内総生産と輸出入を除いた国内需要電力量を示す。また Figure 4.1.3-3 に両者の伸び率の関係を表す電力需要の GDP 弾性率を示す。

弾性率は -1.12 から 2.03 の広い範囲に変動しているが 2003 年から 2009 年までの平均値は 0.99 であり、国内総生産と電力需要はほぼ同歩調で増加したことを示している。

Table 4.1.3-2 Actual Record of Gross Domestic Product and Domestic Energy Sales

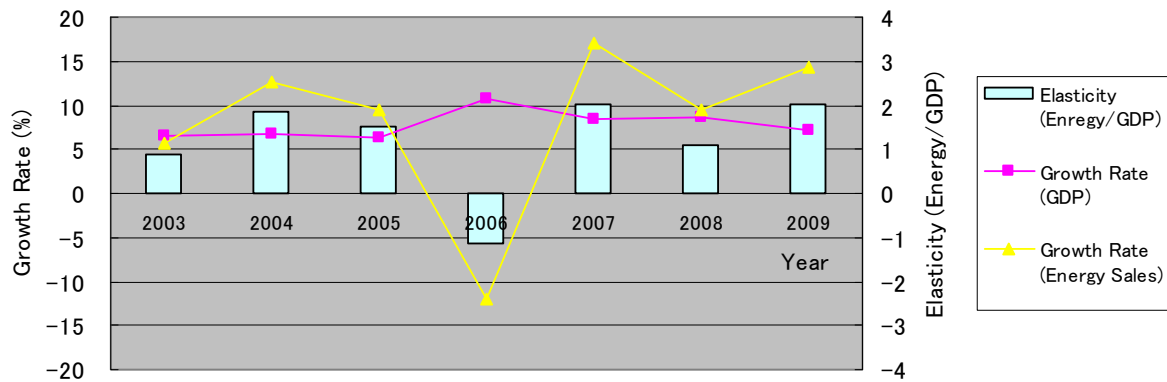
Year	Gross Domestic Product (GDP)		Domestic Energy Sales		Elasticity (Enregy/GDP)
	Constant currency (billion UGX)	Growth Rate (%)	(GWh)	Growth Rate (%)	
2002	10709	8.73	1356		
2003	11403	6.47	1433	5.68	0.88
2004	12179	6.81	1614	12.65	1.86
2005	12950	6.33	1767	9.47	1.50
2006	14347	10.78	1554	-12.05	-1.12
2007	15554	8.41	1819	17.03	2.02
2008	16908	8.71	1993	9.53	1.09
2009	18103	7.06	2278	14.32	2.03
Average 2002-2009		7.79		7.69	0.99

(Source: IMF Home Page, UETCL)



(Source: IMF Home Page, UETCL)

Figure 4.1.3-2 Actual Record of Gross Domestic Product and Domestic Energy Sales



(Source: IMF Home Page, UETCL)

Figure 4.1.3-3 GDP Elasticity of Energy Demand

(3) 電力需要想定の国内総生産(GDP)弾性率

電力長期開発計画(GDP2009)の電力需要増加率と IMF が 2010 年 4 月に公表した国内総生産(GDP)の増加率ならびに両者の比で得られる電力需要の GDP 弾性率を Table 4.1.3-3 ならびに Figure 4.1.3-4 に示す。なお IMF の国内総生産(GDP)の増加率想定値は最終が 2015 年であり、その後は 2015 年の値が継続するものと仮定した。

2009 年から 2023 年の期間に国内需要増加率は最小 5.86%、最大 10.16%、国内総生産増加率は最小 5.59%、最大 7.50%、その結果としての弾性値は最小 0.83、最大 1.35 の範囲に分布している。また同期間の平均値は、国内需要増加率 8.06%、国内総生産増加率 7.22%、弾性値は 1.11 となる。

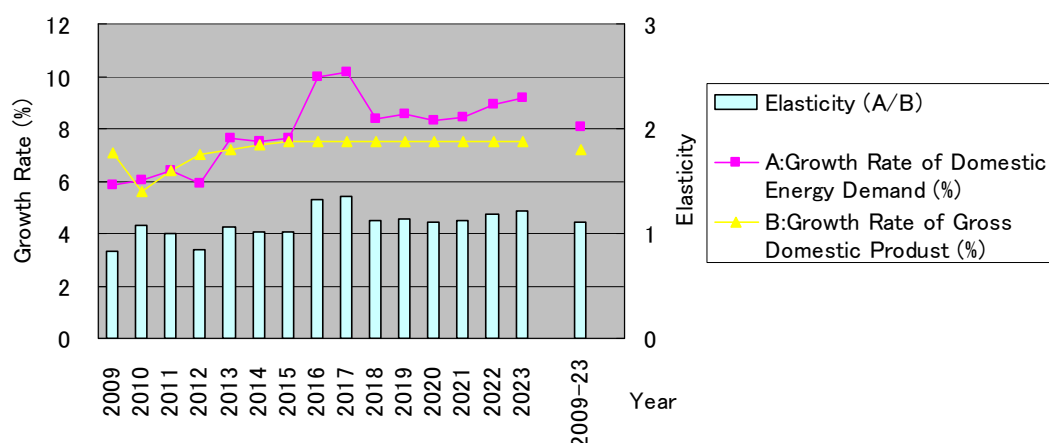
この結果を Table 4.1.3-2 に示した 2002～2009 年の弾性率の平均実績値 0.99 と比較するとやや大であるが、この期間は Victoria 湖の水位低下から水力発電所出力が低下し需要抑制を発動したこと、多くの国の実績値 1.0 程度を中心に分布していること、などを考慮すると電力長期開発計画 (GDP2009) に示された需要想定 of 平均増加率 8.06%は妥当なものと考えられる。

Table 4.1.3-3 Comparison of Growth Rate

Year	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
A:Growth Rate of Domestic Energy Demand (%)	5.86*	6.04	6.39	5.93	7.64	7.52	7.63	9.94
B:Growth Rate of Gross Domestic Product (%)	7.06	5.59	6.40	7.00	7.20	7.40	7.50	7.50
Elasticity (A/B)	0.83	1.08	1.00	0.85	1.06	1.02	1.02	1.33
Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2009-23
A:Growth Rate of Domestic Energy Demand (%)	10.16	8.37	8.53	8.30	8.43	8.93	9.16	8.06
B:Growth Rate of Gross Domestic Product (%)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.22
Elasticity (A/B)	1.35	1.12	1.14	1.11	1.12	1.19	1.22	1.11

(Source: Grid Development Plan 2009-2025 UETCL, Study Team)

*Note : This growth rate of energy demand differs from one in Figure 4.1.3-2 that shows energy sales



(Source: Grid Development Plan 2009-2025 UETCL, JICA Study Team)

Figure 4.1.3-4 Comparison of Growth Rate

(4) 需要想定結果

GDP2009 に示された電力量需要想定が増加率の妥当性が検証されたので、その増加率 8.06%で 2009 年から一様に増加するケースを中位ケースとし、さらに需要変動リスク対応として中位ケースより需要増加率が 1%大きい (9.06%) 高めケース、1%小さい (7.06%) 低めケース需要を見積もる。また最大電力に関しては実績負荷率 66%が維持されるものとして算出した。

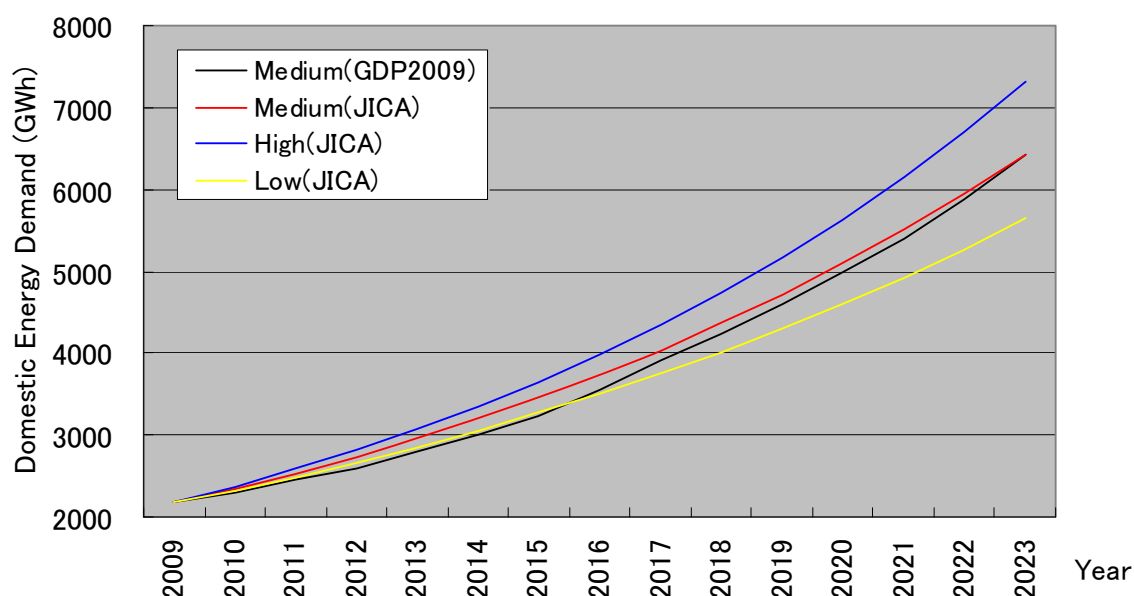
Table 4.1.3-4、Figure 4.1.3-5 に国内需要電力量の想定結果を示す。GDP2009 の増加率を妥当なものとしたため 2023 年の需要は 6,428GWh と GDP2009 の値と調査団の中位想定結果値は一致する。増加率に注目すると調査団の想定は期間を通して 8.06%と一定であり滑ら

かな曲線となっているが、GDP2009 では Table 4.1.2-1 に示したように最小が 2010 年の 6.04%、最大が 2017 年の 10.16%と大きく変動している。至近年度はともかく後年度は想定精度に限界があるため大きな増加率の変動は無いものと想定するのが普通であり、GDP2009 の増加率の不連続性は不自然であると考えられる。

Table 4.1.3-4 Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GDP2009	Medium	2,171	2,302	2,449	2,595	2,793	3,003	3,232	3,554
JICA	Medium	2,171	2,346	2,535	2,740	2,961	3,199	3,457	3,736
	High	2,171	2,368	2,582	2,816	3,072	3,350	3,654	3,985
	Low	2,171	2,324	2,489	2,664	2,852	3,054	3,270	3,500
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
GDP2009	Medium	3,915	4,242	4,604	4,986	5,406	5,889	6,428	
JICA	Medium	4,037	4,363	4,714	5,094	5,505	5,949	6,428	
	High	4,346	4,740	5,169	5,637	6,148	6,706	7,313	
	Low	3,748	4,012	4,296	4,599	4,924	5,272	5,644	

(Source: Study Team)



(Source: Study Team)

Figure 4.1.3-5 Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh)

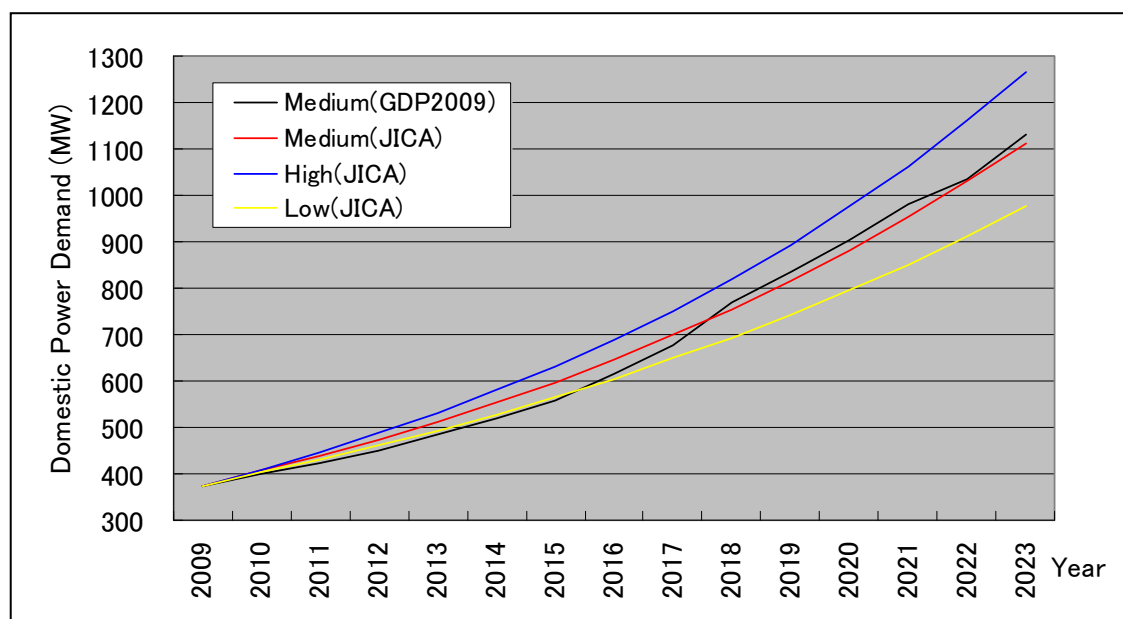
Table 4.1.3-5、Figure 4.1.3-6 に国内需要電力の想定結果を示す。調査団想定と GDP2009 の両者の差は、Table 4.1.3-4 に示した需要電力量の想定差に起因するものに加え、年負荷率に関し調査団は全期間を通して 0.66 一定としているが、GDP2009 では前半年度 0.66、中半 0.63、後半 0.65 と変化しているためである。需要想定に際して年負荷率は緩やかに減少、あるいは増

加の一定の傾向にあるとするのが通常であり、中間で減少から増加に転じることは負荷平準化対策を実施する等により実現するものであることから、ウガンダ側の想定は不自然なものと考えられる。

Table 4.1.3-5 Result of Domestic Power Demand Forecast (MW)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GDP2009	Medium	375	398	424	449	483	519	559	615
JICA	Medium	375	406	439	474	512	553	598	646
	High	375	410	447	487	531	579	632	689
	Low	375	402	430	461	493	528	566	605
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
GDP2009	Medium	677	769	834	903	980	1,034	1,129	
JICA	Medium	698	755	815	881	952	1,029	1,112	
	High	752	820	894	975	1,063	1,160	1,265	
	Low	648	694	743	795	852	912	976	

(Source: Study Team)



(Source: Study Team)

Figure 4.1.3-6 Result of Domestic Power Demand Forecast (MW)

4.2 周辺国との電力融通

ウガンダはケニア、タンザニア、ルワンダ、コンゴ、スーダン 5 カ国と国境を接しており、系統が連系されているケニア、タンザニア、ルワンダとは既に電力融通を実施しており、さらにコンゴ、スーダンとも融通を開始する計画である。

4.2.1 電力融通実績

Table 4.2.1-1 に電力量輸出入実績を示す。Victoria 湖の水位低下により主要な発電所である Owern Falls 発電所の出力が低下し 2005 年以降の輸出量は大幅に落ち込んでいるが、それ以前は余剰電力を積極的に輸出しており特に 2002 年には 239.6GWh と全販売電力量 1,620GWh の 15%を輸出に振り向けていた。

Table 4.2.1-1 Actual Record of Export and Import Energy (GWh)

Year		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Kenya	Export	239.6	190.7	167.8	28.5	10.4	22.0	23.9
	Import	1.1	1.2	6.0	25.4	46.7	58.3	40.92
Tanzania	Export	23.9	25.4	30.1	32.5	39.8	42.8	43.1
Rwanda	Export				2.9	2.8	0.68	0.078
	Import				1.5	2.0	2.2	2.3

(Source: Annual Report 2008 UETCL)

4.2.2 ケニアとの電力融通

ウガンダとケニアの電力融通は、1955 年に両国の電力融通協定 (Kenya-Uganda Electricity Agreement 1955) が UETCL (Uganda Electricity Transmission Company Limited) と KPLC (Kenya Power & Lighting Company Limited) 間で締結され開始された。現在両国系統は 132kV 送電線で連系されており積極的な融通を実施している。当協定は締結後に多くの改定を経て現在有効であるものは 2004 年に締結されたものである。協定の主な内容を Table 4.2.2-1 に示す。

Table 4.2.2-1 Contents of Kenya-Uganda Electricity Agreement

Time	Uganda→Kenya		Kenya→Uganda		
	Minimum Guarantee Power (MW)	Price (US ¢ /kWh)	Minimum Guarantee Power (MW)	Price (US ¢ /kWh)	Fuel Cost
5:00-18:00	20	6.1	0	-	-
18:00-23:00	0MW (6MVar)	6.1	10	6.1	Average fuel cost of thermal plants in KPLC
23:00-5:00	20	4.6	0	-	-

(Source: 7th Supplemental Agreement of Kenya-Uganda Electricity Agreement)

水力発電を原資とするウガンダからケニアへの送電はピーク時間帯の 18～23 時を除き 20MW を最低保証供給電力としており、供給単価は 5～23 時 6.1 US ¢ /kWh、23～5 時 4.6 US ¢ /kWh である。また 18～23 時の時間帯は 0MW と融通を実施しないが 6MVar の無効電力を融通する協定となっていることはピーク時間帯の系統電圧維持のためと考えられウガンダ・ケニア

両国の系統運用の協力体制が感じられる。

一方ケニアからウガンダへの送電はピーク時間帯に合わせた 18～23 時に最低保証供給電力 10MW、供給単価は 6.1 US \$ /kWh としている。しかしケニアの原資は火力発電であり燃料費として KPLC の火力の平均燃料費も支払うことを規定している。この規定によりウガンダのケニアからの輸入単価は kWh あたり、2005 年 10.2 US \$、2006 年 19.3 US \$、2007 年 25.9 US \$、2008 年 34.5 US \$、2009 年 23.0 US \$ であった。

このようにウガンダ、ケニア両国はそれぞれの電力系統の特性に応じ相互に応援する体制を整えている。

4.2.3 ケニアとの電力融通計画

ウガンダは Karuma 発電所が運転開始し余剰電力が発生する 2015 年以降、特に Ayago 発電所も運転開始する 2018 年以降には大幅に輸出量を増加させる計画である。そこでケニアのウガンダからの電力受け入れの意向を確認するため質問書を送付するとともに現地へ赴き調査を実施した。その結果を以下に示す。

(1) ウガンダからの電力輸入のメリットならびに重視する点

ケニアが考えるウガンダからの電力輸入のメリットならびに重視する点は以下のとおりである。

- ・ 両国系統が一体的に運用することで得られる供給予備率低減効果は大きい
- ・ 今後エチオピアから大量の電力輸入を計画しているが 1 国からのみに供給を依存することはリスクが大きくウガンダからの輸入はリスク分散に効果がある
- ・ 地熱発電所増強、エチオピアからの電力輸入により今後、ケニア系統の潮流方向は中央部のナイロビから同国西部地域に向かう西向き潮流が増加する。一方、ウガンダからの電力輸入は西向き潮流を減少させるが、その効果は大きくはない
- ・ 電力輸入に際しては輸入単価、供給信頼性を重視している

(2) ケニアのウガンダからの受け入れ可能輸入電力量

ケニアのウガンダからの受け入れ可能輸入電力量を調査するため送付した質問書には、予めウガンダが期待する GDP2009 に計上したケニアへの輸出電力量を提示して回答を求めた。その結果を Table 4.2.3-1 に示す。

ケニアはウガンダが期待する電力量と同じ値を受け入れ可能輸入電力量としていることを確認した。このことはウガンダ、ケニア両国が系統運用・電力融通等に関し頻繁に連絡を取り合っていることを示している。

電力量に加えて受け入れ可能輸入単価も質問してみたが回答は得られなかった。

ケニア電力長期計画 LCPDP (Least Cost Power Development Plan) には、石炭火力を 2014 年 300MW、2018 年 300MW 増設、2020 年 300MW 増設、2021 年 600MW 増設の合計 1,500MW を計上しているが、環境影響等による開発遅れを考慮するとウガンダからの輸入で代替することもあり得るとの意見も得られた。

ケニアから回答を得た受け入れ可能輸入電力量は確定値ではなくあくまでも現時点での想定値であり、実現にあたっては輸入単価を含め今後の調整が必要である。

Table 4.2.3-1 Acceptable Energy from Uganda (GWh)

Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Uganda's Planned Export Energy	102	102	263	438	701	745	701
Kenya's Acceptable Energy	102	102	263	438	701	745	701

(Source: Study Team)

(3) ケニアのエチオピアからの電力輸入

KPLC は毎年、電力長期計画 LCPDP を策定しており今回の調査で電源開発計画を入手した。詳細を Table 4.2.3-2 に示す。

それによれば輸入電力は 2014 年の 200MW を手始めに以後ほぼ毎年増加し 2023 年には 1,100MW に達する。その大部分はエチオピアからの GibeIII 発電所を原資とするものである。電力は 1,200km の直流±500kV 送電線で送電されナイロビ近郊の交直変換所にて交流に変換し受電する。送電容量は 2020 年までは 1,000MW、2021 年以降交直変換所を増設し 2,000MW とする計画である。

しかし、現状ではエチオピアと正式契約を取り交わしておらず今後ハイレベルでの協議が必要とのことであった。

Table 4.2.3-2 LCPDP (Least Cost Power Development Plan)

Fiscal Year	Plants	Type	Added Capacity (MW)	Total Capacity (MW)	Peak Load (MW)	Reserve Margin (MW)	Reserve Margin (%)
2009	Existing			1,312	1,205	107	9
2010	Aggreko Nairobi	Thermal	-20				16
	Aggreko Nairobi	Thermal	80				
	Aggreko Naivasha	Thermal	60				
	Olkaria 2	Geothermal	35				
	Geothermal	Geot.Well head	5				
	Tana upgrade	Hydro	10	1,482	1,278	204	
2011	Aggreko Nairobi	Thermal	-80				20
	Aggreko Naivasha	Thermal	-60				
	Athi river thermal	Thermal	80.9				
	Athi river thermal	Thermal	84				
	Kipevu 3	Thermal	120	1,627	1,352	275	
2012	Sangro	Hydro	20.6				15
	Athiriver coal plant	Coal	19.5				
	Thika thermal Plant	Thermal	80				
	Aggreko Nairobi	Thermal	-90				
	Wind	Ngong 3	15				
	EBURRU	Geothermal	2.2	1,674	1,454	220	
2013	Olkaria 4	Geothermal	140				45
	Turkana wind	Wind	300				
	Olkaria 1	Geothermal	-45				
	Olkaria 3	Geothermal	50				
	Kindaruma upgrade	Hydro	32				
	Olkaria 1-4,5	Geothermal	140	2,291	1,581	710	
2014	Import	Import	200				53
	Kipevu GT1	Thermal	-30				
	Kipevu GT2	Thermal	-30				
	Coal	Coal	300	2,731	1,789	948	
2015	Import	Import	100				46
	Geothermal	Geothermal	140	2,971	2,038	933	
2016	Import	Import	100				38
	Geothermal	Geothermal	140	3,211	2,328	883	
2017	Import	Import	100				35
	Geothermal	Geothermal	280	3,591	2,661	930	
2018	Import	Import	100				31
	Coal	Coal	300	3,991	3,040	951	
2019	Import	Import	100				29
	Iberafrica 1	Thermal	-56				
	Mumias suger Cogen	Cogeneration	-26				
	Muronga Hydro	Hydro	60				
	Lower Grand Falls	Hydro	140				
	Geothermal	Geothermal	280	4,489	3,474	1,015	
2020	Geothermal	Geothermal	280				29
	Import	Import	100				
	Medium Speed Diesel	Thermal	-60				
	Coal	Coal	300	5,109	3,970	1,139	
2021	Coal	Coal	600				26
	Tsavo power	Thermal	-74				
	Import	Import	100	5,735	4,536	1,199	
2022	Nuclear	Nuclear	600				24
	Athiriver mining coal	Coal	-19.5				
	Import	Import	100	6,416	5,183	1,233	
2023	Import	Import	100				23
	Nuclear	Nuclear	600				
	Geothermal	Geothermal	140	7,256	5,923	1,333	

(Source: KPLC)

4.2.4 ケニアのエチオピアからの電力輸入単価想定

ウガンダからケニアへの電力輸出が本格化するのには 2018 年以降であり、その時点では KPLC は 600MW の電力輸入を計画しており、その多くがエチオピアからの輸入であると予想される。すなわちケニアへの輸出についてはエチオピアが先行しており、ウガンダが輸入銘柄に入り込むためには電力単価が魅力的で無ければならない。

KPLC からの聴取ではエチオピアからの具体的な輸入単価についての言及は無かったので電力輸入単価を想定する。

エチオピアからの輸入電力の原資は GibeIII や Mendeda 発電所等の水力発電所でありその発電単価は US\$0.0457/kWh と算出されている (Ethiopia-Kenya Power System Interconnection Project Draft Final Report 2008.5 Fichtner)。ケニアに於ける受電単価はケニアへの 1,200km に及ぶ長距離送電のコストが加算されるため、以下の方法により送電コストを推定する。

(1) 送電方式と建設費

前述の報告書 (Ethiopia-Kenya Power System Interconnection Project Draft Final Report 2008.5 Fichtner) では、送電方式として直流 500kV 送電を推奨している。

その建設費は送電容量 1,000MW を条件とした第 1 期工事 (Phase 1) で、送電設備 312 百万ユーロ (467MUS\$)、変電設備 439 百万ユーロ (658MUS\$) と想定されている。

(2) 年経費の算出

減価償却に関わる耐用年数均等化経費率は次式で表される。

$$E = \left(\frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right) \times i \quad E: \text{経費率} \quad i: \text{割引率} \quad n: \text{耐用年数}$$

ここで n として日本の法定耐用年数を採用し n=36(送電設備)、22(変電設備)

また割引率 i は一般的な 0.1 (10%) を採用する。

上記の値を代入すると 経費率として、送電設備:0.10334 変電設備:0.1140 が得られる。

この値は減価償却に関わるもののみであり、修繕費、公租公課、人件費等の諸経費として 0.05(5%) を見込む。さらに耐用年数経過後の残存価値はゼロと仮定する。

これらの条件を考慮しエチオピアからの送電に必要な年経費は

送電設備 : 71.6 MUS\$ 変電設備 : 107.9 MUS\$ と求まる。

(3) 年間送電電力量の算出

第1期工事は送電容量が1,000MWであるため、送電電力を1,000MWするとともに年間の設備利用率を80%と仮定する。これらの値を代入するとエチオピア-ケニア送電線の通過電力量は年間7,008GWhと得られる。

(4) 送電コストの算出

kWhあたりの送電コストとして

$(71.6 + 107.9)/7008 = 0.0256 \text{ US\$/kWh}$ が得られる。

(5) ケニアの受電単価

ケニアの受電単価は、発電コストと送電コストの合計であり

$0.0457 + 0.0256 = 0.0713 \text{ US\$/kWh}$ が得られる。

前述のようにエチオピアからの輸入電力 kWh 単価は、発電コスト 0.0457 US\$/kWh、送電コスト 0.0256 US\$/kWh の合計 0.0713 US\$/kWh と予想され、ウガンダからの輸入単価は送電費も含めこの値を下回れば競争力はあると思われる。

4.2.5 電力輸出計画

ウガンダ系統はケニアの他、タンザニアと現在 132kV 送電線で連系されており将来 220kV 送電線で連系する計画を有している。またルワンダとは現在、少量の融通を実施しているが将来 220kV 連系により輸出を拡大する計画である。さらに大規模水力開発により輸出余力が生まれるため、コンゴ、スーダンとも将来 220kV 送電線により連系し輸出を開始する計画である。

GDP2009 に計上されている周辺国との電力輸出電力量を Table 4.2.5-1、Figure 4.2.5-1、電力輸出電力を Table 4.2.5-2、Figure 4.2.5-2 に示す。Ayago 発電所が運転開始する 2018 年以降各国への輸出が急増している。

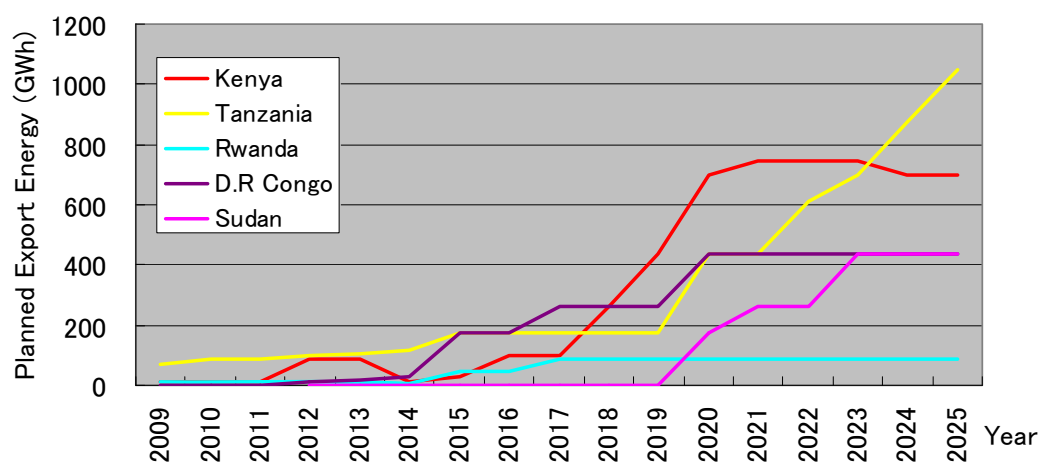
輸出電力量を輸出電力と 1 年の 8760 時間で除して輸出電力の負荷率を算出すると、ルワンダが 50%である他は各国とも一部の期間を除いて 80%以上となり、ベース電源として各国に輸出する計画であることが分かる。

Table 4.2.5-1 Planned Export Energy (GWh)

Year	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kenya	10	10	88	88	13	26	102	102	263
Tanzania	88	88	96	105	114	175	175	175	175
Rwanda	9	9	9	9	4	44	44	88	88
D.R Congo			9	18	26	175	175	263	263
Sudan			0	0	0	0	0	0	0
Total	107	107	201	219	158	420	496	627	788

Year	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Kenya	438	701	745	745	745	701	701	701	
Tanzania	175	438	438	613	701	876	1051	1051	
Rwanda	88	88	88	88	88	88	88	88	
D.R Congo	263	438	438	438	438	438	438	438	
Sudan	0	175	263	263	438	438	438	438	
Total	964	1840	1971	2146	2409	2540	2716	2716	

(Source: GDP2009)



(Source: GDP2009)

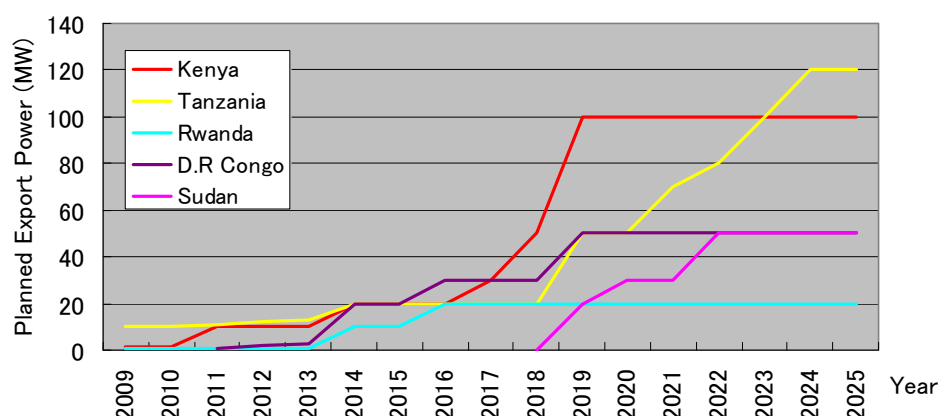
Figure 4.2.5-1 Planned Export Energy (GWh)

Table 4.2.5-2 Planned Export Power (MW)

Year	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kenya	1	1	10	10	10	20	20	20	30
Tanzania	10	10	11	12	13	20	20	20	20
Rwanda	1	1	1	1	1	10	10	20	20
D.R Congo			1	2	3	20	20	30	30
Sudan									
Total	12	12	23	25	27	70	70	90	100

Year	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Kenya	50	100	100	100	100	100	100	100	
Tanzania	20	50	50	70	80	100	120	120	
Rwanda	20	20	20	20	20	20	20	20	
D.R Congo	30	50	50	50	50	50	50	50	
Sudan	0	20	30	30	50	50	50	50	
Total	120	240	250	270	300	320	340	340	

(Source: GDP2009)



(Source: GDP2009)

Figure 4.2.5-2 Planned Export Power (MW)

4.3 電力需要想定結果（国内＋輸出）

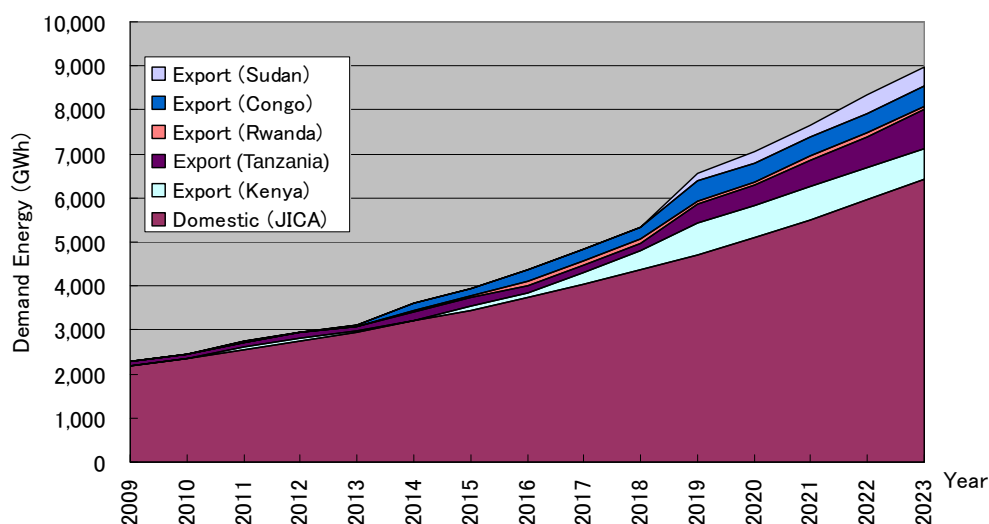
国内需要（需要中位ケース）ならびに輸出を総合した GDP2009 ならびに調査団想定 of 電力需要想定結果を電力量は Tabel 4.3-1、Figure 4.3-1、最大電力は Tabel 4.3-2、Figure 4.3-2 に示す。

GDP2009 と JICA 調査団との差異は国内需要のみで輸出には違いが無い。輸出は電源開発の進展に合わせ余剰を輸出に振り向けるとの GDP2009 の考えを修正せずにそのまま採用したものであり、電源開発年度を変更すれば当然輸出も変更されるべきである。2023 年の負荷率は、国内需要 66%（JICA 調査団）であるが、高い輸出 91%が底上げし総合で 71%となる。

Table 4.3-1 Result of Demand Energy Forecast (GWh)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Domestic	Forecasted by JICA	2171	2346	2535	2740	2961	3199	3457	3736
	GDP2009	2171	2302	2449	2595	2793	3003	3232	3554
Export	Kenya	10	10	88	88	13	26	102	102
	Tanzania	88	88	96	105	114	175	175	175
	Rwanda	9	9	9	9	4	44	44	88
	Congo			9	18	26	175	175	263
	Sudan			0	0	0	0	0	0
Total	Forecasted by JICA	2278	2453	2737	2959	3118	3620	3953	4363
	GDP2009	2278	2409	2651	2814	2951	3424	3728	4181
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Domestic	Forecasted by JICA	4037	4363	4714	5094	5505	5949	6428	
	GDP2009	3915	4242	4604	4986	5406	5889	6428	
Export	Kenya	263	438	701	745	745	745	701	
	Tanzania	175	175	438	438	613	701	876	
	Rwanda	88	88	88	88	88	88	88	
	Congo	263	263	438	438	438	438	438	
	Sudan	0	0	175	263	263	438	438	
Total	Forecasted by JICA	4825	5326	6554	7065	7651	8358	8969	
	GDP2009	4703	5206	6444	6957	7552	8298	8969	

(Source: Study Team, GDP2009)



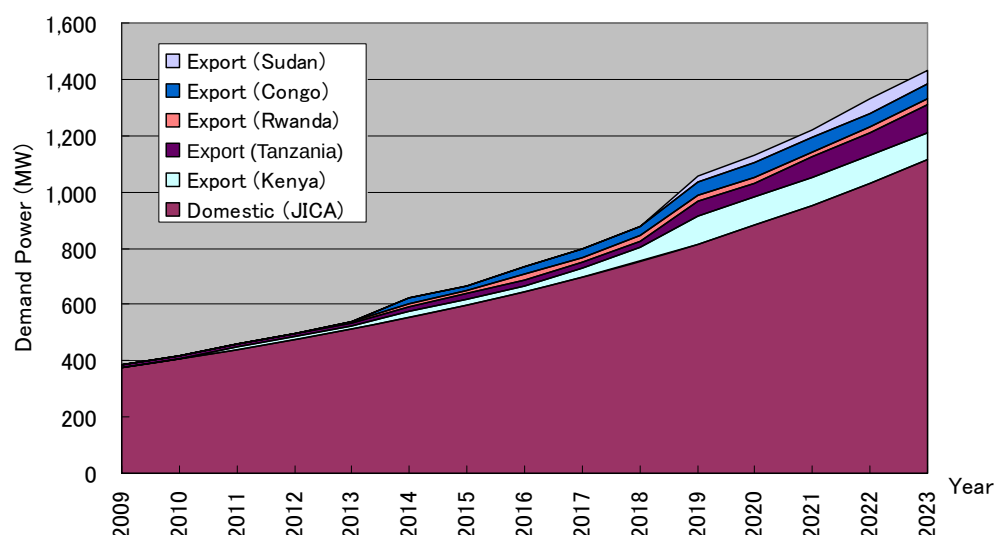
(Source: Study Team, GDP2009)

Figure 4.3-1 Result of Demand Energy Forecast (GWh)

Table 4.3-2 Result of Demand Power Forecast (MW)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Domestic	Forecasted by JICA	375	406	439	474	512	553	598	646
	GDP2009	375	398	424	449	483	519	559	615
Export	Kenya	1	1	10	10	10	20	20	20
	Tanzaniya	10	10	11	12	13	20	20	20
	Rwanda	1	1	1	1	1	10	10	20
	Congo			1	2	3	20	20	30
	Sudan								
Total	Forecasted by JICA	387	418	462	499	539	623	668	736
	GDP2009	387	410	447	474	510	589	629	705
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Domestic	Forecasted by JICA	698	755	815	881	952	1029	1112	
	GDP2009	677	769	834	903	980	1034	1129	
Export	Kenya	30	50	100	100	100	100	100	
	Tanzaniya	20	20	50	50	70	80	100	
	Rwanda	20	20	20	20	20	20	20	
	Congo	30	30	50	50	50	50	50	
	Sudan		0	20	30	30	50	50	
Total	Forecasted by JICA	798	875	1055	1131	1222	1329	1432	
	GDP2009	777	889	1074	1153	1250	1334	1449	

(Source: Study Team, GDP2009)



(Source: Study Team, GDP2009)

Figure 4.3-2 Result of Demand Power Forecast (MW)

4.4 系統増強計画

4.4.1 送変電設備

(1) 送変電設備計画の現状

UETCL 作成の Grid Development Plan 2009-2025 によると新設水力発電所と基幹変電所間の送電線、基幹変電所と Kampala 間の基幹送電線の新設、ウガンダ国西部における送電線の新設、変電所の増強など以下 Table 4.4.1-1, 4.4.1-2 のように計画されている。

Table 4.4.1-1 Expansion Plan for Transmission Line

	Project Name	Section	Length (km)	Voltage (kV)	Completion Year
1	Karuma Interconnection Transmission Line Project	Karuma-Kawanda	264	400	2014
2	Karuma Interconnection Transmission Line Project	Karuma-Lira	80	132	2014
3	Karuma Interconnection Transmission Line Project	Karuma-Olwiyo	60	132	2014
4	Mputa Interconnection Transmission Line Project	Mputa-Nkenda	180	132	2013
5	Mputa Interconnection Transmission Line Project	Mputa-Hoima	50	132	2013
6	Isimba Interconnection Transmission Line Project	Isimba-Bujagali	40	132	2013
7	Ayago Interconnection Transmission Line Project	Ayago-Karuma	60	400	2015
8	Tororo-Opuyo-Lira Transmission Line Project	Troro-Opuyo-Lira	260	400	2013
9	Mbarara-Nkenda Transmission Line Project	Mbarara-Nkenda	160	132	2013

	Project Name	Section	Length (km)	Voltage (kV)	Completion Year
10	Kawanda-Masaka Transmission Line Project	Kawanda-Masaka	142	220	2013
11	Mutundwe-Entebbe Transmission Line Project	Mutundwe-Entebbe	50	132	2013
12	Opuyo-Moroto Transmission Line Project	Opuyo-Moroto	200	132	2012
13	Masaka-Mbarara Transmission Line Project	Masaka-Mbarara	144	220	2015
14	Mirama-Kabale Transmission Line Project	Mirama-Kabale	76	132	2013
15	Nalubaale-Lugazi Transmission Line Project	Nalubaale-Lugazi	38	132	2016
16	Hoima-Kafu Transmission Line Project	Hoima-Kafu	70	132	2014
17	Lira-Gulu Transmission Line Project	Lira-Gulu	100	132	2015
18	Gulu-Nebbi Transmission Line Project	Gulu-Nebbi	175	132	2015
19	Nebbi-Arua Transmission Line Project	Nebbi-Arua	74	132	2018
20	Bujagali-Tororo-Lessos Transmission Line Project	Bujagali-Tororo-Lessos	127	220	2013
21	Masaka-Mutukula-Mwanza Transmission Line Project	Masaka-Mutukula-Mwanza	85	220	2014
22	Mbarara-Mirama-Birembo Transmission Line Project	Mbarara-Mirama-Birembo	66	220	2013
23	Nkenda-Mpondwe Transmission Line Project	Nkenda-Mpondwe	70	220	2014

(Source: UETCL)

Table 4.4.1-2 Expansion Plan for Substation

	Project Name	Substation	Capacity (MVA) or No. of Bay	Voltage (kV)	Completion Year
1	Olwiyo 132/33kV Substation Project	Olwiyo	2×15/20	132/33	2014
2	Lira Substation Extension Project	Lira	Bus bar extension	132	2014
3	Kawanda Substation Upgrading Project	Kawanda	3×250	220/132	2015
4	Bujagali Switchyard Upgrading Project	Bujagali	3×250	220/132	2015
5	Nkenda Substation Extension project	Nkenda	Two(2) 132kV bay	132	2012
6	Hoima Substation Project	Hoima	2×15/20	132/33	2012
7	Mputa Substation Project	Mputa	Three(3) 132kV bay	132/33	2012
8	Kawanda Substation Addition Project	Kawanda	3×350MVA, two(2) 400kV bay	400/220	2017

	Project Name	Substation	Capacity (MVA) or No. of Bay	Voltage (kV)	Completion Year
9	Karuma Substation Addition Project	Karuma	2×250MVA, two(2) 400kV bay	400/220	2017
10	Fort Portal Substation Project	Fort Portal	2×15/20MVA	132/33	2013
11	Masaka West Substation Project	Masaka West	2×125MVA	220/132	2012
12	Entebbe Substation Extension Project	Entebbe	2×32/40MVA	132/33	2013
13	Moroto Substation Project	Moroto	2×15/20MVA	132/33	2013
14	Kabaale Substation Project	Kabaale	2×15/20MVA	132/33	2014
15	Lugazi Substation Extension Project	Lugazi	2×32/40MVA	132/11	2017
16	Kafu Substation Project	Kafu	32/40MVA two(2) 400kV bay	400/132/33	2014
17	Gulu Substation Project	Gulu	1×15/20MVA	132/33	2016
18	Nebbi Substation Project	Nebbi	1×15/20MVA	132/33	2017
19	Arua Substation Project	Arua	1×15/20MVA	132/33	2019
20	Tororo Substation Extension Project	Tororo	32/40MVA	132/33	2011
21	Kampala North Substation Extension Project	Kampala North	32/40MVA	132/33	2011
22	Mutundwe Substation Extension Project	Mutundwe	32/40MVA	132/11	2011
23	Opuyo Substation Extension Project	Opuyo		132/33	2010
24	Kawaala Substation Extension Project	Kawaala	1×15/20MVA	132/33	2009
25	Kahungye Substation Project	Kahungye	2×20MVA	132/33	2010
26	Kabulasoke Substation Extension Project	Kabulasoke	1×15/20MVA	132/33	2011
27	Mbale Substation Extension Project	Mbale	1×15/20MVA	132/33	2012
28	Tororo Substation Extension Project	Tororo	2×60MVA	220/132	2014
29	Mbarara Substation Upgrading Project	Mbarara	2×60MVA	220/132	2013
30	Mirama Substation Project	Mirama	2×15/20MVA	132/110/33	2013
31	Nkenda Substation Upgrading Project	Nkenda	2×60MVA	220/132	2014

(Source: UETCL)

(2) 送変電設備計画の課題

Karuma 送電線新設計画については新設予定である Karuma 水力発電所で発電した電力を首都 Kampala まで送電すること、および電力系統的に脆弱なウガンダ北西部の Olwiyo 変電所および Lira 変電所へ電力を供給することを目的としている。現在のところ運開は 2014 年となっているが、Karuma 水力発電所のコミッショニングテスト前までに送電線の建設を終了し、Karuma 水力発電所にて系統受電できることが望ましい。尚、Karuma 送電線新設計画はそれに続く Ayago 送電線新設計画とも密接に関わりがあるので、協調しながら建設されるべきである。

Mputa 送電線新設計画についても、新設予定である Mputa 火力発電所で発電した電力を Nkenda 変電所、Hoima 変電所へ送電することを目的に建設され、Mputa 火力発電所のコミッショニングテスト前までに送電線の建設を終了し、系統受電できることが望ましい。

また Isimba, Ayago 送電線新設計画についても新設予定である Isimb, Ayago 水力発電所で発電した電力を首都 Kampala などへ送電するために目的に建設される予定である。運開についてはその他同様にコミッショニングテスト前までに送電線の建設を終了し、水力発電所が系統受電できるようにするべきである。

4.4.2 系統解析

電力の供給品質は、停電時間・回数、電圧変動、周波数変動で決定される。停電が少なく電圧や周波数が安定している電力供給のためには適切な系統運用、設備運転とともに、将来系統に対し事前に系統特性ならびに問題点を把握し設備増強等の対策を施すことが重要であり、この要望に応える作業が系統解析である。

高い供給信頼度を実現するためには、常時の定常的な特性把握は勿論のこと、設備事故時の系統の特性にも注意を払う必要がある。すなわち送電線に代表される電力設備は長距離に渡り大気中に暴露されているため雷等の自然現象による事故は避けられない。系統の骨格となる基幹系統（一般に系統の最高電圧かそれに準じる系統）設備に一旦事故が生じると影響が広範囲に及ぶため設備の二重化や迂回設備等の冗長設備の保有により供給信頼度を維持する必要がある。この概念が N-1 基準（N 単位の設備のうちのいずれかの 1 単位の設備に事故が生じても供給支障を起こしてはならない）と呼ばれるものであり、基幹系統を計画する際の基準として多くの国で採用されており、ウガンダも同様であった。

(1) 系統解析ソフトならびに模擬方法

UETCL が用いている系統解ソフトはアメリカの PTI 社が開発しドイツのジーメンス社が販売している PSS/E (Power System Simulator for Engineering) である。これは多くの国の電力会社が採用している事実上の世界標準ソフトであり、調査団も使用に精通しており UETCL が保有する系統データの利用が可能であった。

調査団は UETCL が保有する 2009、2015、2020、2025 年系統を対象とした PSS/E 用の解析データ入手し、それを元に分析、解析を行った。なお現状系統の 2009 年データ以外は、UETCL が試作したものであり電力長期計画(GDP)とは必ずしも整合がとれているものではなかった。

(2) 現状 2009 年系統の分析

現状系統を理解するため UETCL から入手した PSS/E 用 2009 年系統データを分析した。その結果は以下の通りである。

1) 系統模擬規模

2009 年系統の模擬規模を Table 4.4.2-1 に示す。ウガンダ系統の最高電圧 132kV から最低電圧の 11kV まで配電系統を除くほぼ全ての系統がフルサイズで模擬されていることを確認できた。

Table 4.4.2-1 Network Simulation Scale of 2009 Network

Item	Number	Remarks
Bus	274	132kV:17, 66kV:2, 33kV:161, 11kV:94
Transmission Line	228	
Transformer	166	
Generator	30	

(Source: Study Team)

2) 電源と負荷の地域分布

ウガンダは Figure 4.4.2-1 に示すように一般に中央部、東部、北部、西部の 4 地域に分けられる。



Figure 4.4.2-1 Uganda Region

系統解析データには電源と負荷の地域が登録されているので、これを分析することで、電源と負荷の地域分布が分かる。系統解析データにおける地域分割方法は、上記の地理的な4分割を基本としつつ、中央地域を首都の Kampala とその他の地域、東部地域を Victoria 湖からナイル川添いの地域に細分しているため、全部で Kampala、中央部、ナイル、東部、北部、西部の合計 6 地域に分けられている。

系統データから電源と負荷の地域分布を求め、その結果を Table 4.4.2-2、Figure 4.4.2-2 に示す。

首都を擁する Kampala 地域には全負荷 417MW の 61% の 255MW が存在する。一方電源はディーゼル発電所が 120MW 存在するのみである。

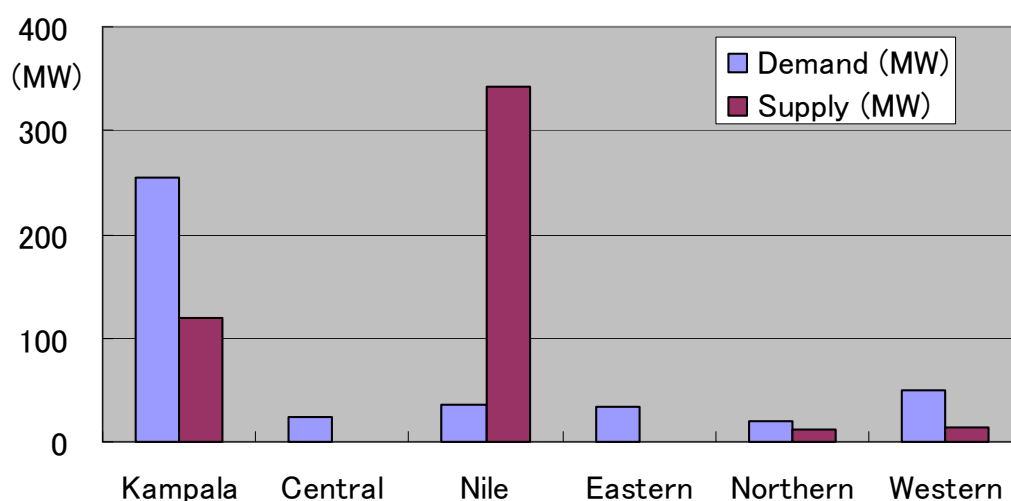
一方、Victoria 湖を水源とする Kiira、Nalubaale 両発電所が存在するナイル地域は全電源 489MW の 70% に相当する 342MW を有しウガンダの大電源地域となっている。

その他の地域は負荷ならびに電源も小規模に存在するのみである。

Table 4.4.2-2 Area Distribution of Demand and Supply in 2009

Area	Demand (MW)	Supply (max. power) (MW)
Kampala	255.3	120.0
Central	23.1	
Nile	35.8	342.0
Eastern	33.6	
Northern	20.0	12.0
Western	49.3	14.5
Total	417.1	488.5

(Source: PSS/E Data UETCL)



(Source: PSS/E Data UETCL)

Figure 4.4.2-2 Area Distribution of Demand and Supply in 2009

3) 潮流解析結果

UETCL から入手した 2009 年系統データを用いて潮流解析を実施した。その結果を 132kV 系統を対象として図を描いたものを Figure 4.4.2-3 に示す。

ナイル地域の Kiira、Nalubaale 発電所（Owen Falls 発電所）の発電力 282MW の大部分が西向き潮流となり Kampala North 変電所、Mutundwe 変電所にて Kampala 地区の負荷に供給していることが分かる。

最大潮流は Owen Falls－Lugogo 線の 171MW(2 回線合計)であり、N-1 基準に照らして 1 回線が事故により停止した場合には、一部の潮流は Namanve を経由するルートに迂回し健全回線の潮流は 140MW まで減じる。このため当送電線の送電容量 157MW を下回り過負荷は発生せず N-1 基準を満足している。

132kV 系統の送電容量を Figure 4.4.2-4 に示す。Kampala 地域の送電線は早い時期に建設されたため送電容量は 100MW 程度と小さいものが多く、需要が増加する後年度には過負荷し対策が必要となることが予想される。

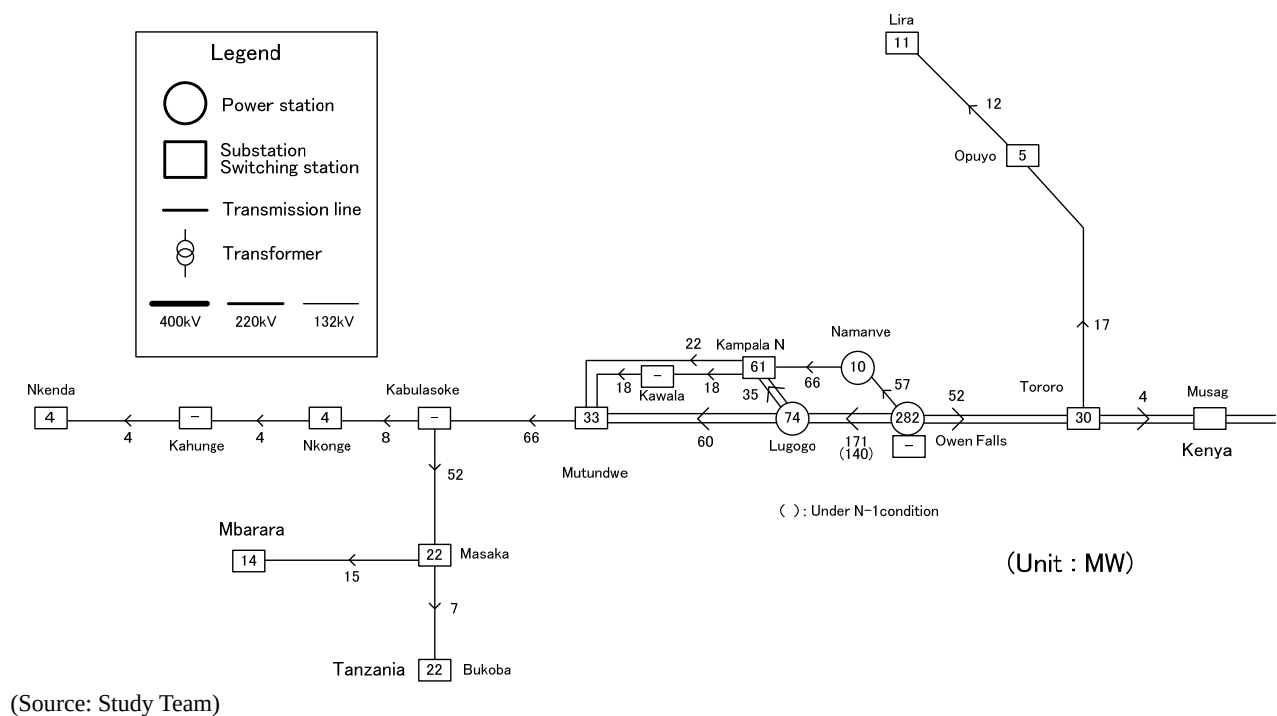
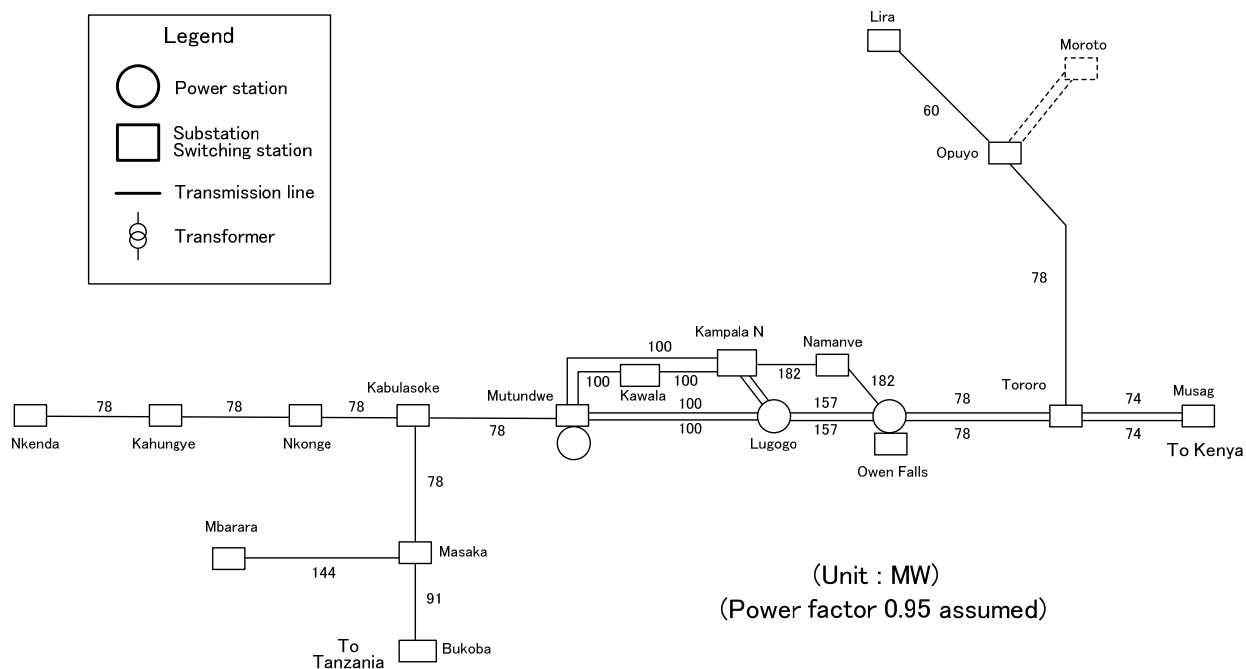


Figure 4.4.2-3 Power Flow in 2009



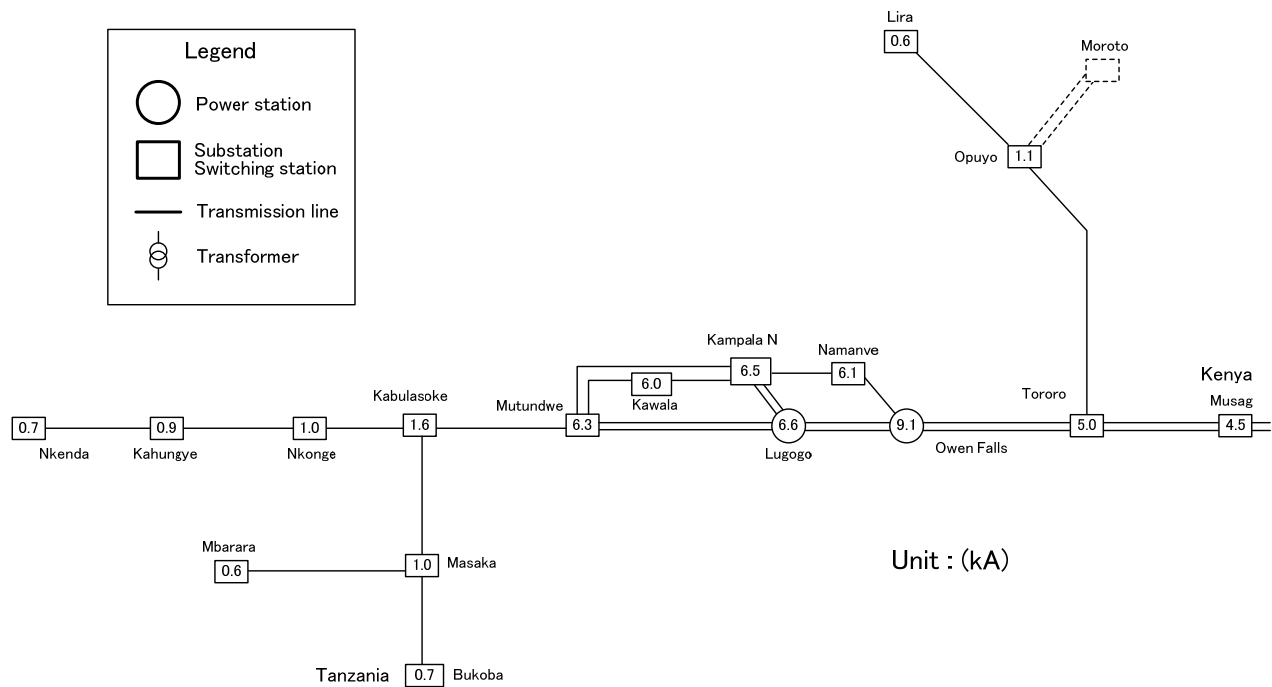
(Source: Study Team)

Figure 4.4.2-4 Transmitting Capacity

4) 事故電流解析結果

電力設備に事故が発生した場合には当該事故設備に大きな事故電流が流れ続け設備を破壊するで、これを避けるため事故設備を遮断器により系統から切り離す必要がある。遮断器には最大遮断電流定格が定められており事故電流はこの値を下回らなければならない。

事故電流解析結果を Figure 4.4.2-5 に示す。最大値は Owen Falls 発電所の 10.3kA と遮断器定格 31.5kA と比較し十分小であり問題はない。



(Source: Study Team)

Figure 4.4.2-5 Fault Current in 2009

(3) Ayago 発電所完成後系統

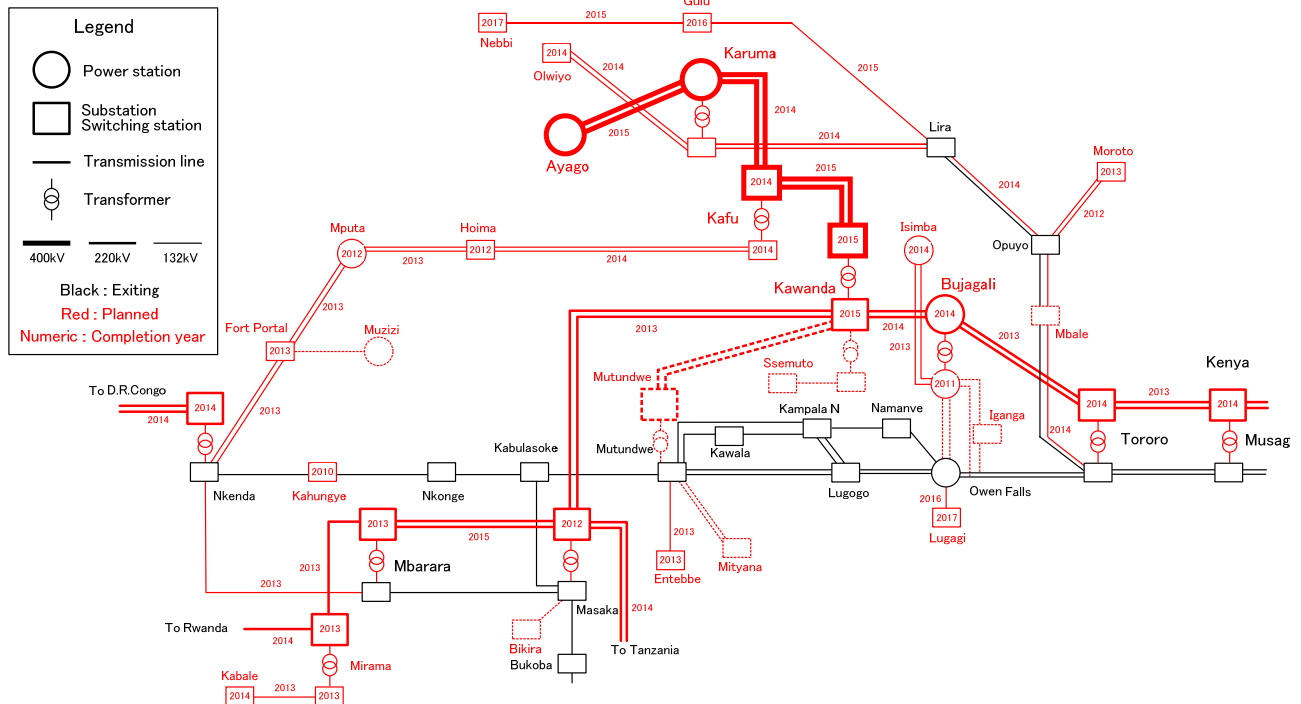
1) 対象系統

Figure 4.4.2-6 に解析対象とした系統を示す。黒色は既設、赤色は計画設備で実線は GDP2009 に計上されている設備を示し、点線は計上されていないものの増強が必要と考えられ系統解析に際し追加した設備を示す。

現状の最高電圧は 132kV であるが 2014 年に Kampala 地域を半周する 220kV が完成するとともに、ケニアとの国際連系が 132kV から 220kV に変更され両国の電力融通パイプが太くなる。

さらに 2015 年には Karuma 発電所の送電対応として 400kV 系統が Karuma－Kawanda 間で運転を開始する。

GDP2009 に計上されていないが、需要中心の Kampala に送電するため既設 132kV Mutundwe 変電所を 220kV に昇圧するとともに Kwanda－Mutundwe 間に 220kV 送電線を新設するものとした。



(Source: GDP2009, Study Team)

Figure 4.4.2-6 Network to be Simulated

2) 系統解析データ

UETCL から入手した解析ソフト PSS/E 用の 2020 年、2025 年系統データを元に追加・修正を加え解析データを作成した。具体的には以下の通りである。

(a) 対象年度と需要規模

Ayago 発電所が運転を開始する年度ならびに調査チームが対象とした最終年度の 2023 年とした。Ayago 発電所は GDP2009 では 2018 年に 100MW が運転を開始することとしているが、実工程を反映し調査チームが設定した 2020 年に 150MW とした。また 2023 年は GDP2009 では 400MW であるのに対し 300MW とした。

Table 4.4.2-3 に示すとおり国内需要規模は本調査チームの想定結果に合わせ 2020 年 881MW、2023 年 1112MW とした。また輸出電力に関しては GDP2009 に計上されているとおりとした。

Table 4.4.2-3 Demand Power and Export Power for Network Analysis

Year	Domestic Demand (MW)	Export (MW)					Total (MW)
		Kenya	Tanzania	Rwanda	Congo	Sudan	
2020	881	100	50	20	50	30	1,131
2023	1,112	100	100	20	50	50	1,432

(Source: Study Team)

(b) 発電所出力

本検討の目的は Ayago 発電所が系統に与える影響を把握することであるため、系統にとって過酷なケースとして Ayago ならびに Karuma 発電所の全発電機のフル出力運転を仮定した。これに伴い供給力が過剰となるためディーゼル発電を主体とする火力を停止し需給バランスを保った。

3) 解析結果

(a) 潮流解析結果

2020 年ならびに 2023 年の潮流解析結果をそれぞれ Figure 4.4.2-7、Figure 4.4.2-8 に示す。

220kV 系統の最大潮流は 2020 年では Kawanda－Mutundwe 線の 238MW、2023 年では同線の 267MW である。同線は GDP には計上されていないが首都供給の重要送電線となることは明確であり、今後、計画へ反映と十分な送電容量を確保することが必要である。

400kV 系統の最大潮流は 2020 年 Karuma－Kafu 線の 632MW、2023 年同線の 748MW である。同線も今後建設する送電線であり送電容量は決定していないが、400kV 送電線は将来骨格となる系統を構成するとともに、Murchison 等の発電所開発の可能性を考慮すると十分な送電容量を確保することが必要である。

(b) 事故電流解析結果

2020 年ならびに 2023 年の事故電流解析結果をそれぞれ Figure 4.4.2-9、Figure 4.4.2-10 に、2009 年（Figure 4.4.2-5）も合わせた電圧階級毎の事故電流最大値を Table 4.4.2-4 に示す。

400kV 系統の最大値は Karuma で記録され 2020 年 6.9kA、2023 年 7.6kA である。この増加要因は主に Ayago 発電所の発電機が増設されるためである。

220kV 系統の最大値は Kawanda で記録され 2020 年 9.3kA、2023 年 9.6kA である。

400kV ならびに 220kV 系統とも許容最大値 50kA と比較して十分に小であり問題は無い。

132kV 系統の最大値は 2009 年 Owen Falls 9.1kA、2020 年 Bujagali 16.5kA、2023 年 Bujagali 17.6kA であり、系統規模の拡大とともに増加傾向が大きいが許容最大値 31.5kA と比較してまだ十分に余裕があり問題は無い。

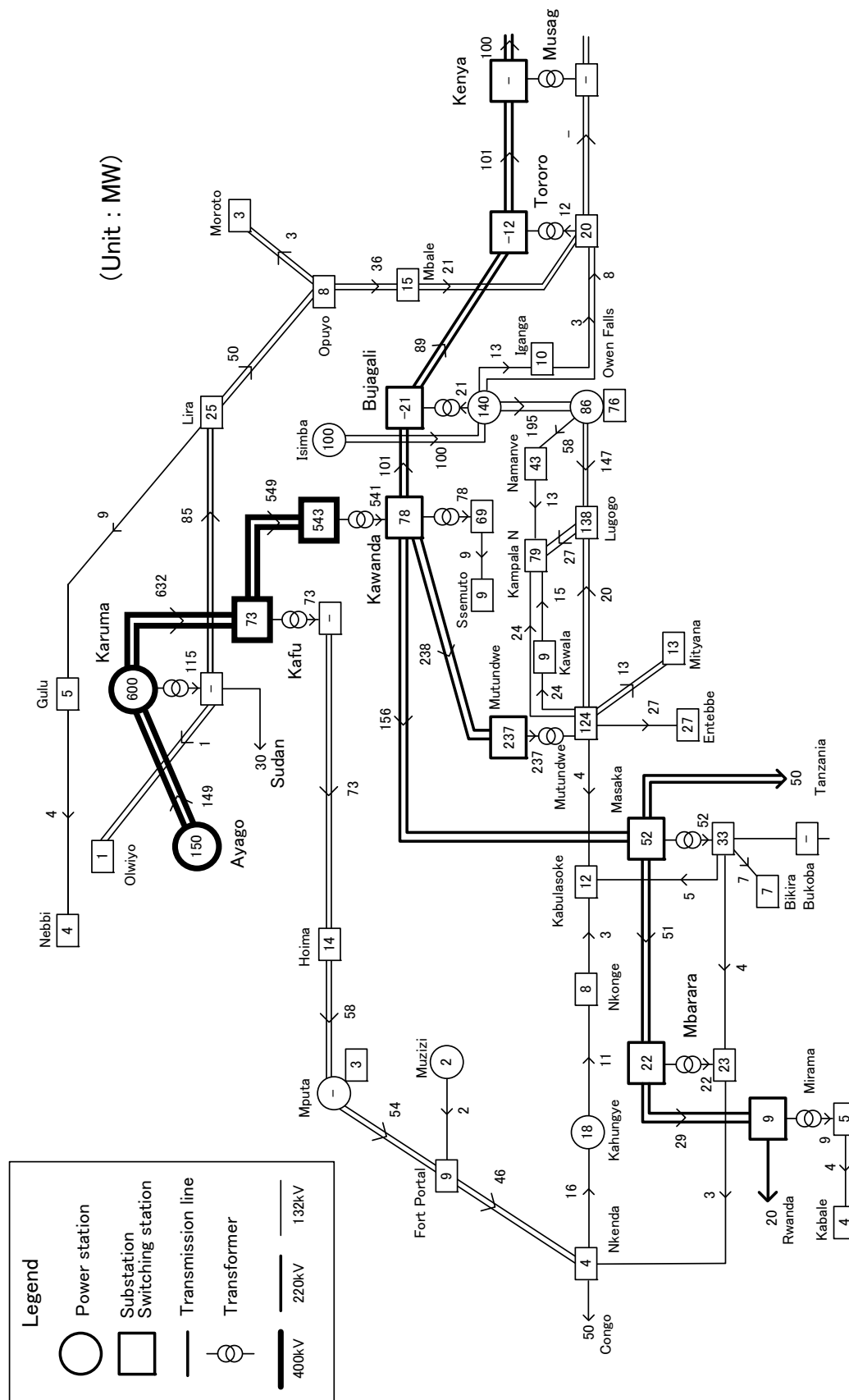
Table 4.4.2-4 Maximum Fault Current

Year	400kV		220kV		132kV	
	Station	Fault Current	Station	Fault Current	Station	Fault Current
2009	-	-	-	-	Owen Falls	9.1 kA
2020	Karuma	6.9 kA	Kawanda	9.3 kA	Bujagali	16.5 kA
2023	Karuma	7.6 kA	Kawanda	9.6 kA	Bujagali	17.6 kA

(Source: Study Team)

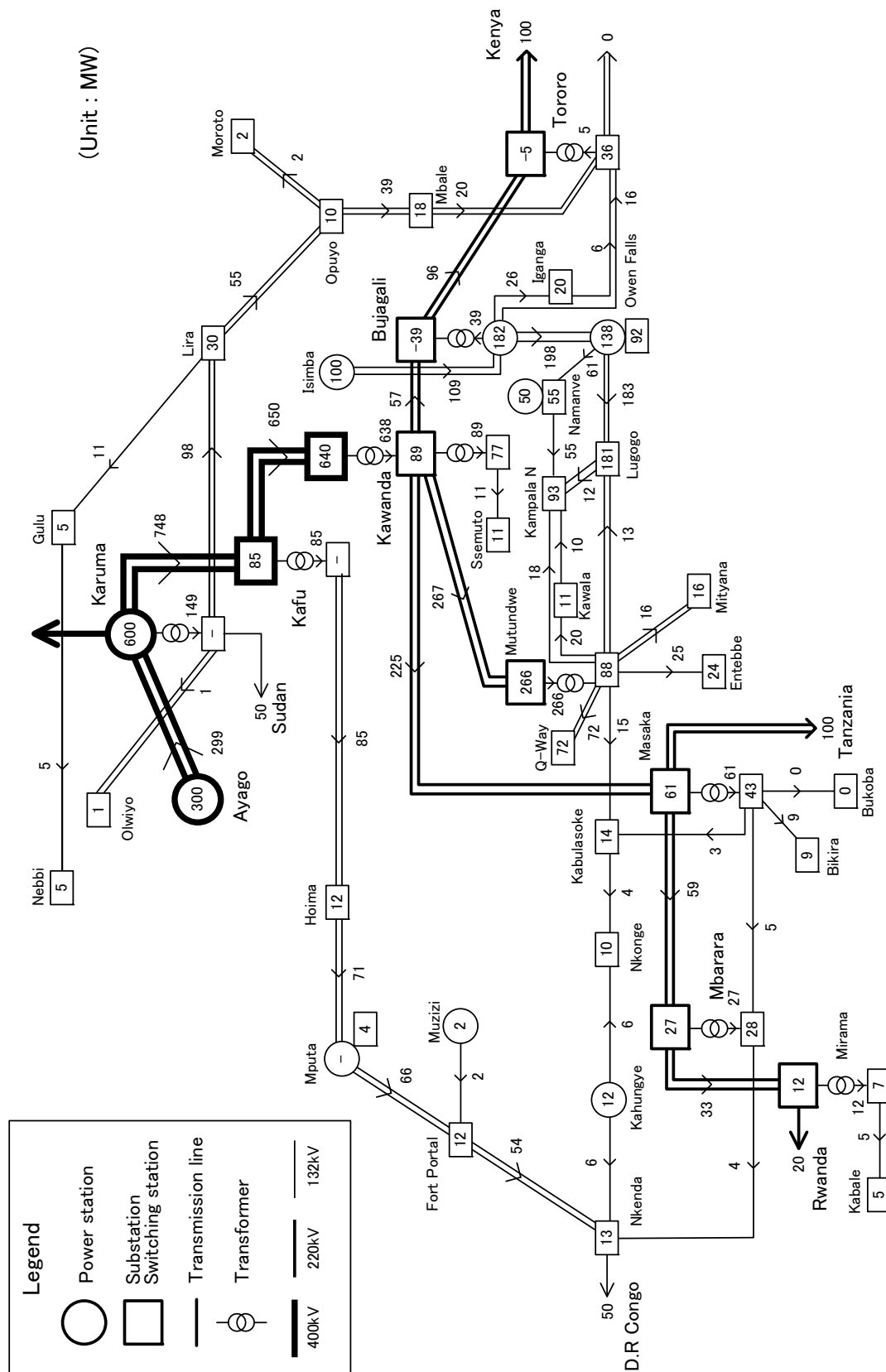
4) 安定度解析の必要性

今回はマスタープラン策定に目的を設定したので安定度解析は対象外としたが、次回予定されている F/S は実計画に繋がるものであり安定度解析を実施することが必要である。



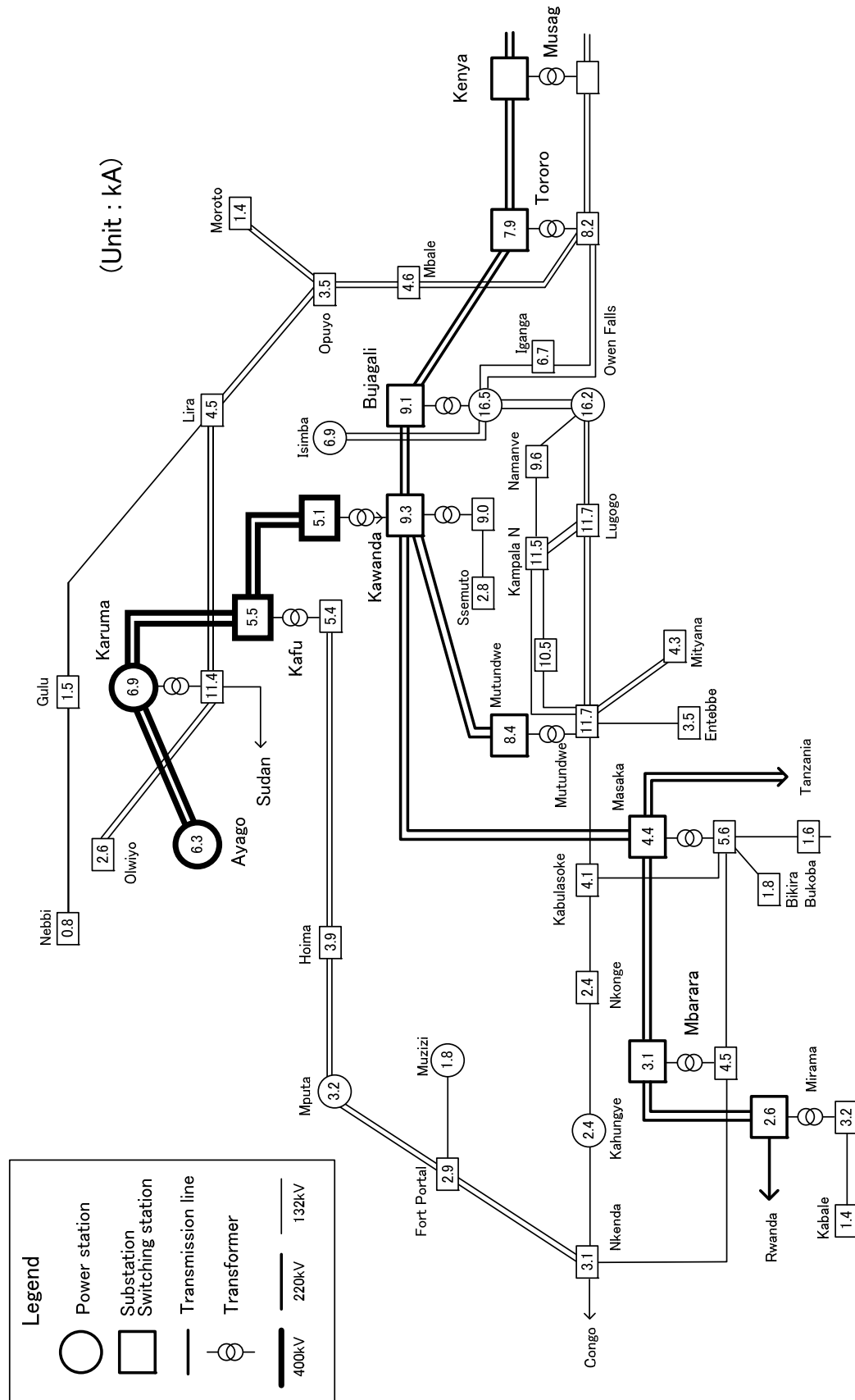
(Source: Study Team)

Figure 4.4.2-7 Power Flow Analysis Result in 2020



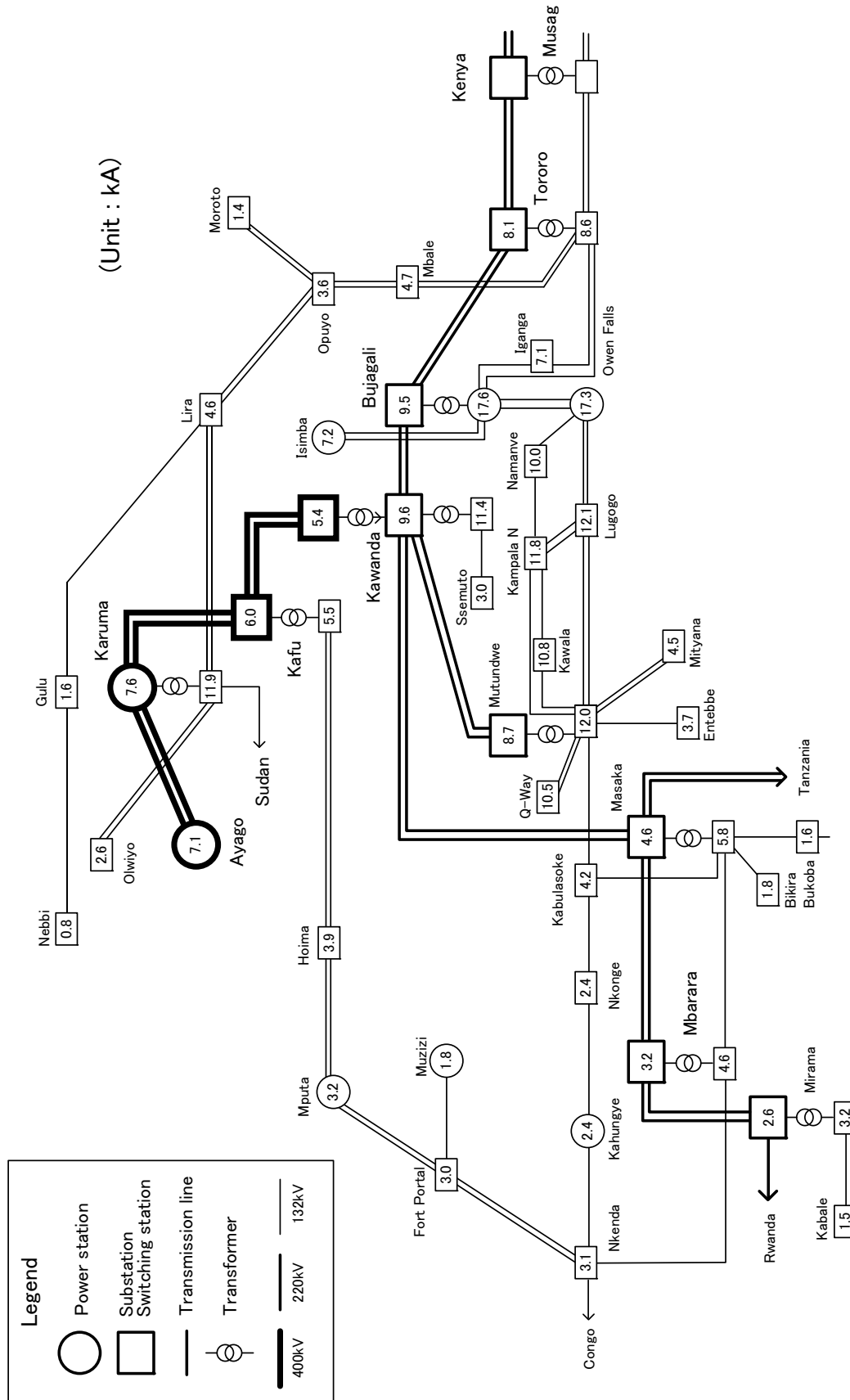
(Source: Study Team)

Figure 4.4.2- 8 Power Flow Analysis Result in 2023



(Source: Study Team)

Figure 4.4.2-9 Fault Current Analysis Result in 2020



(Source: Study Team)

Figure 4.4.2-10 Fault Current Analysis Result in 2023

4.4.3 国際連系線建設計画

既存の国際連系線はケニアと連系している Tororo－Lessos132kV、2 回線送電線とタンザニアの北部に電力を輸出するための 132kV、1 回線送電線の 2 区間のみである。

計画中の国際連系送電線計画は NELSAP (Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program) が主導しており、以下の計画がある。その概要を Figure 4.4.3-1 に示す。

(1) ウガンダ - ケニア連系送電線建設計画

ウガンダの現在建設中の Bujagali 水力発電所から Tororo 変電所を経由し、ケニアの Lessos 変電所まで、256km の 220kV、2 回線送電線を建設する計画である。同計画には Tororo 変電所（現在 132kV）の 220/132kV 設備の拡張が含まれている。

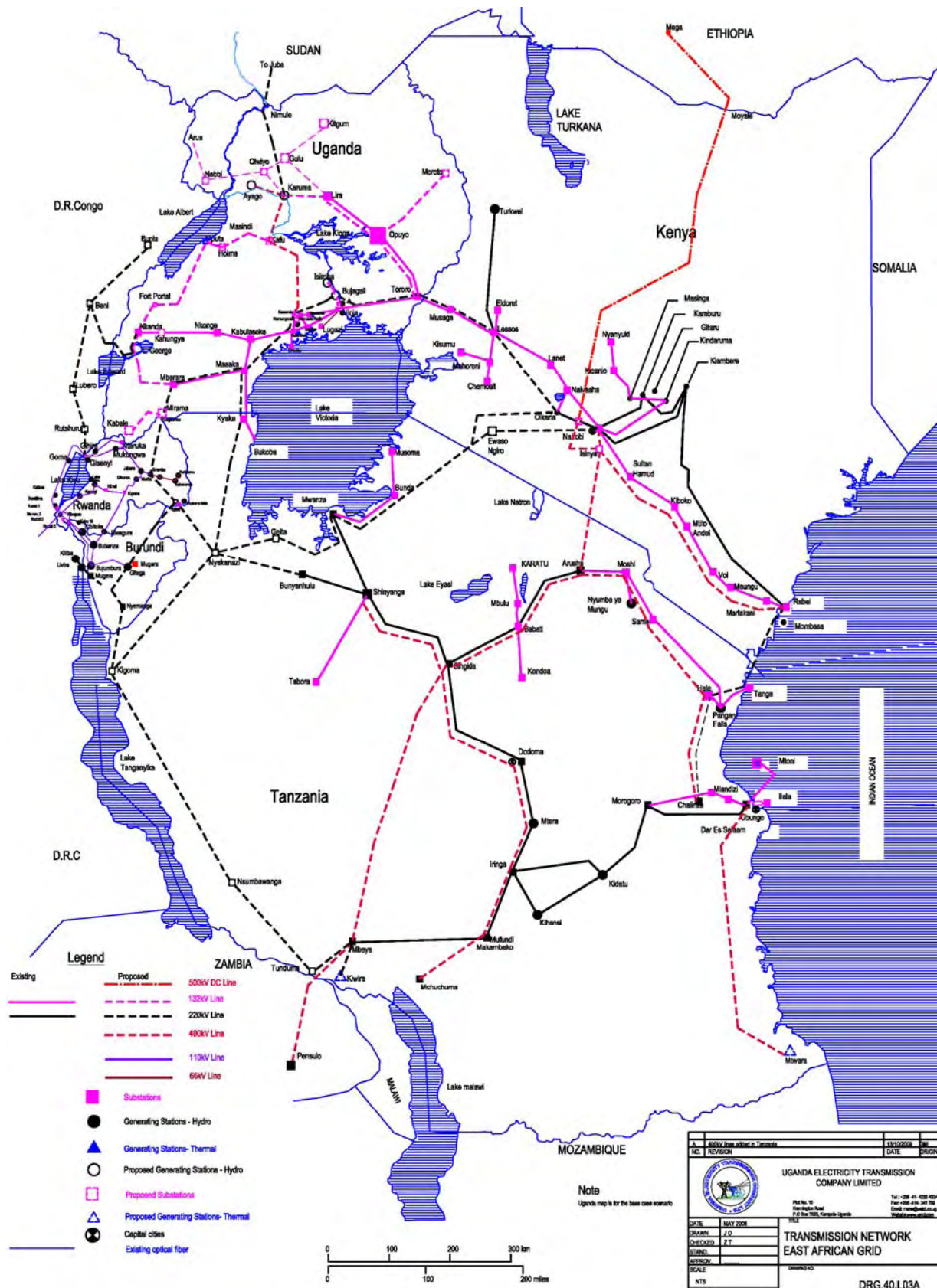
(2) ウガンダ - ルワンダ連系送電線建設計画

ウガンダの Mbarara 北変電所（現在 132kV）からルワンダの Birembo 変電所（Kigari）まで 172km の 220kV 送電線を建設する計画である。しかし、当初は 132kV で運用する計画であり、ルワンダの供給力不足に見合った 20MW の電力輸出を予定しており、最終的には電源開発の進展に合わせ、150MW 規模の電力融通を視野に入れた計画となっている。同計画には、Mbarara 北変電所の拡張、Mirama 変電所新設（ウガンダ）、Birembo 変電所新設が含まれている。

(3) ウガンダ - コンゴ連系送電線建設計画

ウガンダの Nkenda 変電所（現在 132kV）から Beni 変電所（コンゴ）までの 220kV 送電線の建設計画である。UETCL の将来の送電系統の増強・延伸を含めた単線結線図では、Nikenda 変電所において 220kV に昇圧する計画となっている。なお、同計画には Figure 4.4.3-1 に示すように、Goma 系統との接続、北部地区への送電線路の延伸も含まれている。

以上の他に、Karuma 水力発電所からスーダンへの電力輸出のための 220kV 送電線の建設計画もあり、ウガンダはスーダンへ 2019 年の 20MW を始めとして以後毎年の輸出を GDP に計上している。



(Source: UETCL)

Figure 4.4.3-1 East African Interconnection Plan

4.5 長期電源開発計画の整合性について

GDP2009-2025 に示されている電力需要、それに対応する電力供給の整合性について確認を行う。

まず、電力需要については、当初 Grid Development Plan 2008-2023 (GDP2008-2023) を基礎資料としてその整合性の検討を行う予定で会ったが、本調査実施期間中に Grid Development Plan 2009-2025 (GDP2009-2025) がウガンダ国政府により承認されたことより、GDP2009-2025 を検討対象に加え、検討を行った。その結果、前述の 4.3 に示すように、GDP2009-2025 で示されている需要予測は調査団での検証結果と一部不自然な部分はあるが、ほぼ一致した結果となったことから、ウガンダ国側で行っている需要予測は十分整合性のあるものであるといえる。

次に電力供給については、比較対象電源（火力、風力、バイオマス、太陽熱、原子力等）を評価対象とし、環境面、時間的側面（期間内での実現性）、経済面および技術面を評価項目とする多基準分析により客観的かつ総合的に検討した。その結果、水力が最も優位性ある電源であり、2023 年までの長期電源開発計画(Table 4.5.1-1)においてはビクトリアナイル川水力開発に代替となる電源がないことを確認した。したがって、ウガンダ国側が作成している供給計画に用いられている電源地点については、十分、整合性があるものであるといえる。しかしながら、出力の取り扱い等供給計画については、検討の余地があり、個別地点の計画を立てる際には十分その地点特性および発電タイプによる特性を理解したうえでの計画立案が求められるものと考えられる。

現在、ウガンダ国では、高い伸び率を示している電力需要に対応し、緊急的な電源でありコストの高いディーゼル火力を電源として設置していることから、適切なコストの電源による電力供給が求められている状況にある。また、現在の電化率は全体で 10%程度、特に地方では約 6%と低い値であり、この低い電化率を上げるためには電力供給量を増やすことが不可欠な状況にある。電力需要の伸びによる必要性に加え、上記の供給電源のタイプおよび低い電化率による必要性もあることから、ウガンダ国においては、適切なコストの新規電源開発を実施することが強く求められている状況にあるといえる。

Table 4.5.1-1 GDP2009-2025 Demand-Supply Balance ,(Source: UETCL)

		Year	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	POWER BALANCE		Installed Capacity (MW)	Firm Capacity																		
Hydro Generation	Owen Falls Complex (Kiira and Nalubaale)	380	140	170	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	0
	Bujagali	250																				150
	Karuma	700																				150
	Isimba	110																				410
	Avago	550																				109
	Murchison	600																				400
	Mobuku 1 (KML)	5	2.0	5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	200
	Mobuku 3 (KCCL)	9.5	3	9	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Maziba	1																				1
	Ishasha	6.5																				1
	Paidha	3																				4
	Kikagati	10																				5
	Bugoye	13																				1.5
	Waki	5																				5
	Muzizi	10																				5
	Mpanga	18																				7
	Kyambura	8.3																				7
	Buseruka	9																				8
	Muyembe	10																				8
	Subtotal:	2948.3	145	184	145	148	165	211	321	321	321	430	532	532	632	732	982	1032	1132	1209	1281	1382
Thermal and Solar Generation	Aggreko 1, Lugogo	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Aggreko 2, Kiira	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Mutundwe	50																				
	Namanve	50																				
	Investpro, Nalubaale	50																				
	Electromaxx	20																				
	Mputa	85																				
	Kabaale Peat	30																				
	Namugoga Solar	50																				
	Subtotal:	435	100	100	150	168	168	228	188	140	150	150	150	120	160	160	160	160	160	160	160	160
Cogeneration	Cogeneration, Bagasse	50																				
	Kinyara Sugar Works	12																				
	Kakira Sugar Works	6																				
	SCOUJ, Lugazi	6																				
	Subtotal:	68			6	6	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	Total Power Production (MW)		245	290	301	333	350	456	526	478	597	699	699	769	909	1159	1209	1309	1386	1458	1559	1660
	Spinning Reserve Capacity (MW)		25	29	30	33	35	46	53	48	60	70	70	77	91	116	121	131	139	146	156	166
	Domestic Power Demand (MW)		371	371	352	375	398	424	449	483	519	559	615	677	769	834	903	980	1034	1129	1233	1346

第 5 章 水力開発代替電源の可能性

第5章 水力開発代替電源の可能性

5.1 代替電源の可能性

5.1.1 検討対象とした代替電源設備

(1) 代替電源の種類と発電方法

本調査にて比較する代替電源の種類とその発電方式の概要について以下に列記する。

Table 5.1.1-1 Outline of Energy Source

電源	発電方式の概要
水力発電 (大規模水力のみ) 注1)	水を高いところから低いところへ落として、その水の量と落差から生まれる力によって、発電機を回して電気を作る発電設備。
地熱発電	火山や温泉などがある地域では、地中深くにマグマ溜りがあり、この熱が地下水を加熱し、地熱貯留層を形成する。地熱発電とは、地熱貯留層から得られた蒸気でタービンを回し、発電する方式。
ディーゼルエンジン 火力発電 (重油燃料) 注2)	ディーゼルエンジンによる火力発電は、ディーゼルや石油を燃料としたレシプロ（ピストン）式のディーゼルエンジンを駆動させ、発電機を回転させ発電する方式。
太陽熱発電 注3)	太陽熱発電は電気温水器と同じ原理で、鏡などを用いて太陽光を集光し、その熱で水を蒸発させることで蒸気タービンを回転させ、発電する方式。
風力発電	風車が風を受け回転するエネルギーを発電機に直接伝えて発電する方式。
バイオマスコジェネレーション発電 注4)	木材やバイオエタノール等のバイオ燃料を燃やして高温・高圧の蒸気と、回収した熱を利用して蒸気タービンを回転させ発電する方式。
原子力発電	ウラン燃料の原子核反応時に出る熱エネルギーを得て、水を沸かし蒸気の力で蒸気タービンを回転させて発電する方式。

(Source: Study Team)

注1)：調査団は2023年までの系統の需要を満足する水力電源開発計画を目的としており、必要とされる電力需要は800MWを上回る。これらの需要を満足する為には少なくとも1地点あたり50MWクラスの開発（実際には200MW程度）が現実的であり、対象を大規模水力に限定した。小水力の開発ポテンシャルの総計は約184MWあり、大規模水力と並行して開発することが望まれるが、小流域の乾期流量は枯渇することが多々あり、系統の安定した電源供給に資するという観点からは、小水力の貢献度は低い理由から対象外とした。

注2)：ウガンダ政府はAlbert湖周辺の油田から採掘される原油精製後、排出された重油（ディーゼルは自動車等の燃料として利用）を利用したディーゼルエンジンによる火力発電計画を進めている。ウガンダ国における化石燃料を利用した火力発電計画としては、重油燃料ディーゼルエンジンは発電方式が現実的である。

注3)：注1)で述べたように、調査団が対象としているのは50MW/地点以上の大規模開である。太陽光をエネルギー源とした発電方式には、太陽電池による太陽光発電方式と、太陽熱発電方式があり、この内、50MWクラスの開発が可能なのは太陽熱発電のみである。また、ウガンダ国では太陽熱発電の計画が進められており、計画の熟度も高い理由から太陽光エネルギーを利用した発電方式として太陽熱発電を採用した。

注 4) : ウガンダ国では既にバガス(サトウキビの絞りかす)を利用した 50MW クラスのバイオマスコジェネレーション発電計画が進められており、比較的大規模で実現性が高い理由から、木材や廃材を利用したバイオマスコジェネレーションを採用した。尚、バイオエタノール等のバイオ燃料は、市場での取引規模が小さく、現時点では実用段階にない理由から除外した。バイオ燃料の利用については今後の市場の動向を踏まえ適切に採用を検討する必要がある。

(2) 代替電源の開発ポテンシャル

1) 再生可能エネルギー

ウガンダ電力規制庁 (Electricity Regulatory Authority : ERA) による 「The Renewable Energy Policy for Uganda (2007 年 11 月)」 によれば、再生可能エネルギー (大規模水力、小水力、太陽光、バイオマス、地熱発電、泥炭、風力) の開発ポテンシャルの総計は 5,300MW と報告されている。

Table 5.1.1-2 Development Potential of the Renewable Energy

Energy Source	Estimated Electrical Potential (MW)
Hydro (mainly on the Nile)	2,000
Mini-Hydro	200
Solar	200
Biomass	1,650
Geothermal	450
Peat ^{注 1)}	800
Wind ^{注 2)}	-
Total	5,300

(Source: The Renewable Energy Policy for Uganda, (2007 年 11 月))

注 1) : 泥炭は再生可能エネルギー源には含まれないが、ウガンダ政府は 10%の泥炭資源の利用 (800MW の発電を 50 年間継続可能なエネルギー量に相当) を推進している。しかしながら、公平な電源比較の理由から、調査団は泥炭を化石燃料として位置づけることとした。

注 2) : ERA の調査によれば、ウガンダ国の風速はかなり緩やかで平均風速で 1.8m~4.0m/s 程度である。この程度の風速では、井戸の揚水ポンプの電源として利用されるのが現実的で、実際にカラモジャ地域のポンプ用電源として風力の導入が計画されているのみである。したがって、風力発電は限られた地域の動力用電源として利用される程度のポテンシャルしか有していない。

2) 化石燃料

ウガンダ政府の調査によれば、現時点におけるウガンダ国の原油埋蔵量は 10 億~15 億バレルと推定されている。一方、英国の石油資源開発会社 Tullow は、一日あたり 10 万~15 万バレルの原油を 25 年間に亘り採掘可能であると試算しており、石油精製後の廃油として残った重油を発電用として利用する計画を進めている。

重油燃焼による発電量は約 0.45MWh/バレルであることから推定すると、少なくとも 500MW 以上の開発ポテンシャルを見込むことができる。500MW は上記原油の埋蔵量の 1%の重油が利用可能であるという前提の基に調査団が概算した値である。

3) 原子力発電

原子力発電の開発ポテンシャルの特定は、燃料となるウランやプルトニウムの調達方法や、核燃料廃棄物処理方法等により決定され、現段階での開発ポテンシャルの特定は困難である。目安として、原子力発電を新たに導入することを計画している国々の計画を参考にウガンダ国における原子力発電の開発ポテンシャルを推定する。下表に示す原子力開発計画により、新たに原子力発電を導入する場合、600MW～2,000MW 規模の開発が妥当と判断される。

Table 5.1.1-3 Nuclear Power - Prospective Nuclear Holder Country

Country	Reactors Planned		Reactors Proposed	
	No.	MWe	No.	MWe
Bangladesh	0	0	2	2,000
Belarus	2	2,000	2	2,000
Egypt	1	1,000	1	1,000
Indonesia	2	2,000	4	4,000
Israel	0	0	1	1,200
Kazakhstan	2	600	2	600
Poland	0	0	6	6,000
Thailand	2	2,000	4	4,000
Turkey	2	2,400	1	1,200
UAE	4	5,600	10	14,400
Vietnam	2	2,000	8	8,000

(Source: Reactor data: WNA to 4/1/10 IAEA- for nuclear electricity production & percentage of electricity (% e) 5/09.)

4) 電力輸入

自国にて電源開発を行わずに電力輸入のみに依存した場合、輸入電力の規模は送電線故障等による輸入電力遮断時における自国で有している非常用電源の規模により決定される。Nalubaale・Kiira 発電所及び今後運転開始される Bujagali 発電所の設備予備力が非常用電源として活用できる。これらの発電所の合計設備容量は 630MW で、合計保障出力は 323MW 程度であるから、約 300MW の発電出力を輸入電源遮断時の非常用電源として利用できる。以上から電力輸入のポテンシャルは 300MW 以下と推定される。

5.1.2 代替電源設備の技術的評価

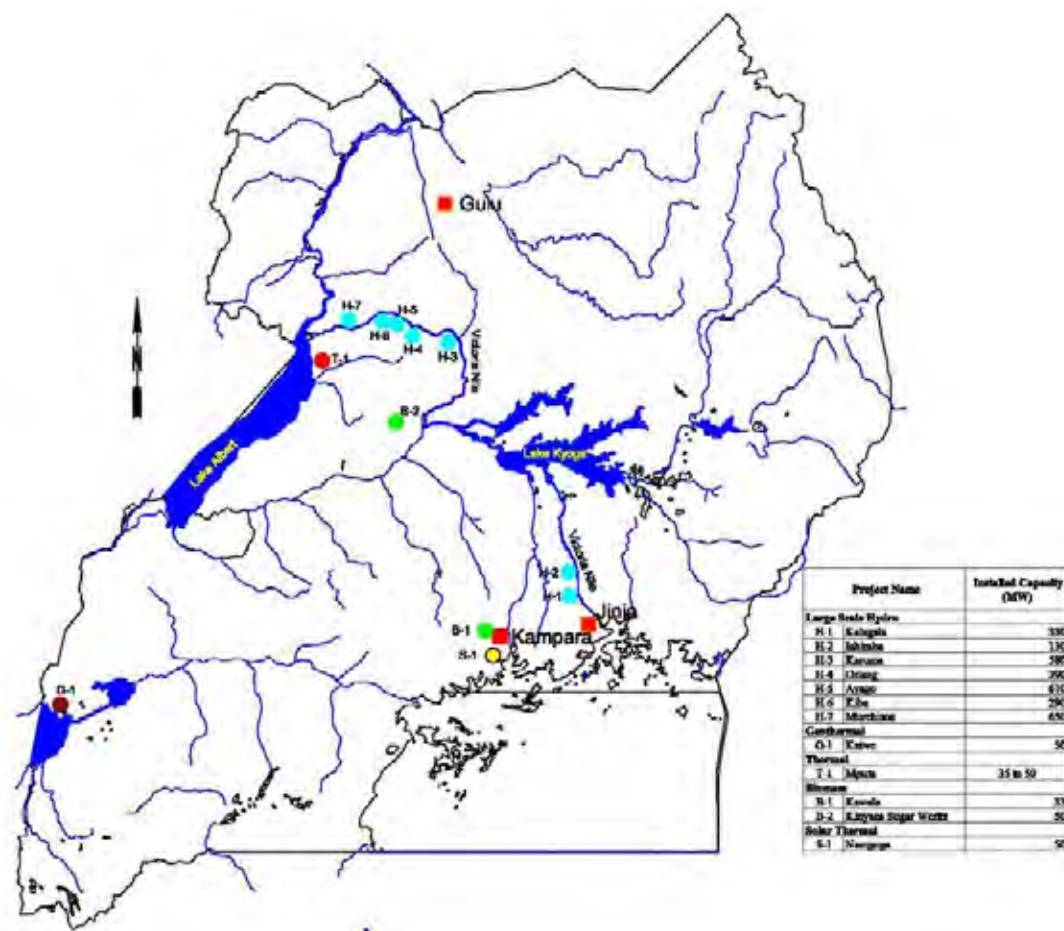
(1) 代替電源の開発状況

GDP2008-2023、電力セクター投資計画（ドラフト版、2009 年 12 月時点）、地方電化マスタープラン及びエネルギー鉱物開発省（MEMD）やインターネットを通じて得られた情報を基に、現在進行中で技術的に実現性の高い電源開発計画を調査団が抽出した。結果を下表に示す。評価については、高いほうから A-E の 5 段階とする。

Table 5.1.2-1 Technically Feasible Potential at Present

Project Name		Installed Capacity (MW)	Present Status	Rating
Large Scale Hydro				A
H-1	Kalagala	330	Preliminary Study	
H-2	Ishinba	130	Preliminary Study	
H-3	Karuma	580	Under Feasibility Study	
H-4	Oriang	390	-	
H-5	Ayago	610	Preliminary Study	
H-6	Kiba	290	-	
H-7	Murchison	650	Preliminary Study	
Sub		2,980		
Geothermal				C
G-1	Katwe	50	Potential Survey	
Thermal (Diesel Engine on heavy Oil)				D
T-1	Mputa (extension)	35 to 50	Preliminary Study	
Biomass				B
B-1	Kawala	33	Negotiation in progress	
B-2	Kinyara Sugar Works	50	Preliminary Study	
Sub		83		
Solar				C
S-1	Namgoga Solar-Thermal	50 (10+40)	Contract Negotiation in progress	
Sub		50		

(Source: MEMD Annual Report 2007, GDP2008-2028, Indicative Rural Electrification Plan 2009 資料に基づき調査団作成)



(Source: MEMD Annual Report 2007, GDP2008-2028, Indicative Rural Electrification Plan 2009 資料に基づき調査団作成)

Figure 5.1.2-1 Technically Feasible Potential at Present

(2) 代替電源の燃料供給安定性

代替電源の燃料供給安定性は 1)燃料供給（輸送・調達）の持続的な安定性と 2) 燃料の埋蔵量（供給可能量）の観点から評価される。

以下に各代替電源の燃料供給安定性の評価の一覧を示す。

Table 5.1.2-2 Availability of Energy Sources in Uganda

Energy Source	Supply Stability	Reserves	Rating
Large Scale Hydro ^{*1}	B (long-term fluctuation) ^{*1)}	A	B
Geothermal	A	A	A
Heavy Oil	A	D ^{*2)} (25-50 year)	D
Biomass	C ^{*3)} (long term/seasonal fluctuation)	C ^{*4)} (depends on plantation management)	D
Solar-thermal	C ^{*5)} (seasonal/daily fluctuation)	A	C
Nuclear	E ^{*6)} (Unknown)	E ^{*6)} (Unknown)	E
Energy Import	E ^{*6)} (Unknown)	E ^{*6)} (Unknown)	E

(Source: Study Team)

注 1) : 水力発電の燃料である水の燃料供給は基本的に安定しているが、数年～数十年の単位で変動していることから、地熱等の安定した再生可能エネルギー源よりも劣る理由から B ランクとした。

注 2) : 現段階で確認できている原油の埋蔵量は 25 年～50 年と有限で、他の代替電源燃料より劣るが、原子力、電力輸入よりは確実であることから最低ランクのより 1 つ上の D ランクとした。

注 3) : バイオマス燃料である木材や穀物廃材の燃料供給は長期的な変動に加え季節的な変動もある理由から、水力より劣る C ランクとした。

注 4) : バイオマス燃料は再生可能エネルギーに含まれるが、安定した量の燃料を得るためには、植林や廃棄物循環システム等、人為的なオペレーションが必要となり、容易に燃料が得られることはない。このような理由から、バイオマス燃料の埋蔵量（供給量）を他の再生可能エネルギーより 2 ランク低い C ランクとした。

注 5) : 太陽光（太陽熱）は長期的には安定して得られるエネルギー源であるが、日変動や季節変動があり、同じ再生可能エネルギー源である地熱発電より燃料（エネルギー源）供給面で明らかに劣り、ナイル川流域の大規模水力の安定度より劣る理由から C ランクとした。

注 6) : 現段階で原子力発電、電力輸入のみの開発計画の具体案はなく、不確定である理由から、最低ランクの E ランクとした。

(3) 代替電源の開発計画成熟度

以下に、現時点における代替電源の開発計画の成熟度を示す。

Table 5.1.2-3 Survey Maturity of Each Energy Source

Energy Source	Survey Maturity	Rating
Large Scale Hydro	Under feasibility study.	B
Geothermal	Under potential investigation.	C
Diesel Engine (Heavy oil)	Study is not required.	A
Wind Power	Micro scale development only	-
Biomass	Contract Negotiation in progress.	A
Solar-thermal	Contract Negotiation in progress.	A
Nuclear	Initial study has just started.	E
Energy Import	Not considered	E

(Source: Study Team)

(4) 建設開始までの所要期間（リードタイム）

建設開始までの所要期間（リードタイム）は、電源開発に要する投資額と開発国の資金調達能力及びドナーの資金融資方針（環境審査条件等）に左右される。ここでは比較を単純にする為に、技術的な観点からのみ必要とされるリードタイムについて試算を行う。

以下に、各代替電源のリードタイムの試算結果一覧を示す。

Table 5.1.2-4 Lead Time for Construction

Energy Source	Potential Survey	Pre-F/S	F/S	D/D	Contract & Procurement	Total Lead Time	Rating
Large Scale Hydro	0.5	0.5	1.0	1.5	1.5	5.0	C
Geothermal	5.0	1.0	1.0	1.5	1.5	10.0	D
Diesel Engine (Heavy oil)	-	-	-	-	0.5	0.5	A
Biomass	0.5	0.5	0.5	-	1.0	2.5	B
Solar-thermal	0.5	0.5	0.5	-	1.0	2.5	B
Nuclear	20	10	10	1.5	1.5	43	E
Energy Import	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	4.0	C

(Source: Study Team)

(5) 初期起動時間

各電源はその特性に応じ初期起動時間が異なっており、系統における安定性確保の目的から、初期起動時間に対応した電源の役割が位置づけられている。スピニングリザーブは、1～3分程度の系統の急激な負荷変動に対応する電源として位置づけられ、対応可能な電源としては水力のみである。ホットリザーブは8～10分程度の系統の負荷変動に対応する電源で、高速ディーゼルエンジン、ガスタービンが該当する。数時間から数日程度の系統

の負荷変動に対応するコールドリザーブとして上記以外の電源が該当する。以下に、各電源の初期起動時間と系統安定における役割を列記する。

Table 5.1.2-5 Initial Starting Time of Energy Sources

Energy Sources	Reserve Type	Initial Starting Time	Rating
Hydropower	Spinning Reserve	1 to 3 min.	A
High speed diesel engine, Gas turbine,	Hot Reserve	8 to10 min.	B
Biomass thermal, Solar thermal, Geothermal	Cold Reserve	2 to 3 hours	C
Nuclear Power		5 to 6 days	D
Energy Import ^{*1)}	-	unknown	E

(Source: Study Team)

注 1)：電力輸入の起動時間は輸出国の電源および送電送電線の状況により異なること、現段階はこれらの状況が不明である理由から最低ランクの E ランクとした。

(6) 電源の安定性

ここでいう電源の安定性とは、ピーク時（ウガンダでは夜間）の電力需要に対し長期的に安定して満足するという観点からの評価である。以下に各電源の安定性を示す。

Table 5.1.2-6 Energy Stability

Energy Source	Energy Stability	Rating
Large Scale Hydro	long term fluctuation ^{*1)}	B
Geothermal	Stable	A
Diesel Engine (Heavy oil)	Stable	A
Biomass	seasonal fluctuation ^{*2)}	C
Solar-thermal	daily fluctuation ^{*3)}	E
Nuclear	Stable	A
Energy Import	seasonal fluctuation ^{*4)}	C

(Source: Study Team)

注 1)：大規模水力はピーク時の電力需要に対し安定して供給可能な電源であるが、長期的な気候変動による渇水により需要を満足できない場合もある理由から、最高ランクより 1 ランク下の B ランクとした。

注 2)：バイオマス火力は調達可能なバイオマス燃料が季節により変動すること、季節的に安定しているナイル川流域の水量を利用した大規模水力より劣る理由から、大規模水力より 1 ランク下の C ランクとした。

注 3)：太陽熱発電は夜間も発電可能なものもあるが、雨天時や曇りの場合は蓄熱できないこと、ウガンダ国の雨天日数は比較的多い等の理由から、電源開発上は夜間のピーク電力を満足する電源として見込むことはできず、最低ランクの E ランクとした。

注 4)：電力輸入の場合、契約によりある程度安定した電源供給が可能であるが、電源輸出国の電力需給状況によっては季節的に変動するリスクもあり、水力より低い C ランクとした。

(7) 電力供給安定性

電力供給安定性は長期的なもの、季節的なもの及び一日の中での安定度到大別され、電源の種類によりその特性が異なる。

以下に、各電源の出力供給安定度について述べる。

a) 大規模水力

ナイル川流域の大規模水力開発地点の流況は、Victoria 湖から注ぐ流量により年間を通して安定しており、季節的な変動は僅かである。水力地点としては他に例を見ないほどの安定度である。しかしながら、ナイル川の流量も長期的（5 年から 10 年程度の期間）には変動しており、渇水の状態が何年も続く場合があり、長期的安定度の面では地熱等の再生可能エネルギーに劣る。

b) 地熱発電

地熱発電は季節的な変動もなく長期的にも安定した電源であることは言うまでもない。

c) ディーゼルエンジン（重油燃料）

重油は国産燃料であることから、ディーゼルエンジンによる発電は季節的な原油価格変動の影響を受けることなく短～中期的には安定した電源として利用可能である。

d) バイオマス火力発電

バイオマス火力発電は再生可能エネルギーの 1 つである。大規模なバイオマス火力の場合、長期的に持続可能な運用を行うためには、バイオマス燃料を供給する大規模な農耕地、輸送システム及び燃料の仮置き場が必要である。仮に、農作物の廃棄物を利用できたとしても、長期的な供給、輸送及び仮置きをマネジメントすることは困難である。また、農作物の収穫高は気候変動の影響を受ける。

従って、バイオマス火力の電力供給は 1 日から数日の期間では安定しているが、中長期的な期間で安定度を確保することは難しい。

e) 太陽熱発電

太陽熱発電は短時間の太陽光の変動を吸収できるシステムに改良されているようである。しかしながら、一日を通しての電源供給安定性という面では他の電源に対し明らかに劣り最低ランクである。また、太陽光は季節及び長期的な気候変動の影響を受けることから中長期的には中程度の電力供給安定度と評価される。

f) 原子力発電

原子力発電は短期～中期的には安定した電源であるが長期的な燃料を確保が問題となる。ウランやプルトニウムの手入が決定していない理由から、長期的安定度は E ランクとした。

g) 電力輸入

電力輸入による電力供給安定性は輸出国の電力運用に依存する。契約により 1～数年の期間での電力供給安定性は確保できる。長期的な電力供給安定度は輸出国の電力需要の伸びと電源開発状況に委ねられること、近隣国の電力供給が逼迫している等の理由から、長期的電力供給の安定度として最低ランクの E ランクとした。

Table 5.1.2-7 Power Supply Stability of Energy Sour in Uganda

Energy Source	Long-term	Seasonal	Daily	Rating
Large Scale Hydro	B (log-term climate fluctuation)	A	A	B
Geothermal	A	A	A	A
Diesel Engine (Domestic product heavy oil)	D (limited)	A	A	C
Biomass Cogeneration	C (Difficult to keep sustainability)	C (seasonal climate fluctuation)	A	D
Solar-thermal	B (log-term climate fluctuation)	C (seasonal climate fluctuation)	E (daily climate fluctuation)	E
Nuclear	E (Unknown)	A	A	D
Energy Import	E (Unknown)	A	A	D

(Source: Study Team)

(8) 耐用年数

以下に各発電施設の標準的な耐用年数を示す。下限値は経済計算に用いる耐用年数で法定耐用年数を基にしたものである。上限値は一般に考えられている発電施設の耐用年数である。

Table 5.1.2-8 Life Span of Power Plants

	Hydro	Geothermal	Diesel Engine (Heavy Oil)	Wind Power	Biomass Thermal Cogeneration	Solar Thermal	Nuclear+	Energy import
Life Span (Year)	50 to 100	20 to 40	10 to 20	-	20 to 40	20 to 40	20 to 40	
Rating	A	C	E	C	C	C	C	A

(Source: 原子力発電四季報 第 26 号及びその他資料を参考に調査団作成)

5.1.3 代替電源設備の経済評価

(1) 開発・運用費用

各電源のコストは、ウガンダに十分な実績がないため、OECD 加盟国の既設もしくは計画発電所の実績データに基づいて算出する。実績データは、International Energy Agency (IEA) によって取りまとめられた 130 の発電所から構成される。なお、コスト評価にあたっては、発電設備の規模、燃料、材料、人件費等のコストにばらつきがあるため、一定の価格幅をもって行うものとする。

1) 水力発電

水力発電の規模は、マイクロ水力の数 MW からダム式大規模水力の数千 MW まで、規模によって大きな幅がある。建設コストは規模並びにサイトの地形・地質特性により、500US\$/kW から 2,000 US\$/kW 程度まで大きく変わる。年間の運転維持管理費も、4 US\$/kW/年から 90 US\$/kW/年まで様々である。平均の実績発電コストは、40 US\$/MWh から 80 US\$/MWh 程度である。

2) 地熱発電

地熱発電の形式および場所は自然条件に左右されるが、一般に発電規模は 20MW から 60MW 程度であり、一本の地熱井あたりの出力は 4MW から 10MW である。建設費及び運転維持管理費は、有効データがないため不明だが、発電コストは、アメリカのある発電所実績に 27 US\$/MWh というデータがある。

3) ガス火力発電

ガス火力は、パイプライン等の周辺設備を整備する必要があるため、スケールメリットを生かして 300MW 以上の大規模開発になる傾向がある。建設コストは 400 US\$/kW から 1,000 US\$/kW 程度の幅にあり、20 プラントの平均は 620 US\$/kW である。年間の運転維持管理費の平均は 24 US\$/kW/年である。なお平均の実績発電コストは、40 US\$/MWh から 60 US\$/MWh で平均は 48 US\$/MWh ある。

4) ディーゼル発電

ディーゼル発電等の内燃機関による発電規模は、発電機の数に応じて数 kW から 60MW 程度まで様々である。ウガンダ国の Kiira 発電所の場合、平均発電コストは 210-240 US\$/MWh である。但し、ディーゼル発電は、先進国においては近年燃料費の高騰や大気汚染排出のため、建設が制約されている。

5) 風力発電

風力発電の規模は、風車の台数や風況によって数 MW から数百 MW まで様々である。建設コストは多くの場合、1,000 US\$/kW から 1,700 US\$/kW 程度であり、14 地点の平均コストは、海上プラントを除き 1,310 US\$/kW である。運転維持管理費については、国または地域により大きく変わり、15 US\$/kW/年から 60 US\$/kW/年の間で、平均は 31 US\$/kW/年である。発電コストについては、35 US\$/MWh から 95 US\$/MWh で、平均は 58 US\$/MWh

である。

6) バイオマス発電

バイオマス発電の規模は、燃料の種類やプロセスにより数 MW から数十 MW まで様々である。建設コストは 1,100 US\$/kW から 5,500 US\$/kW 程度である。運転維持管理費は、有効データがないため不明だが、発電コストは、概ね 50 US\$/MWh から 130 US\$/MWh 程度である。

7) 太陽光発電

太陽光発電の規模は、パネルの台数や気候状況によって数 MW から数百 MW まで様々である。建設コストは、3,000 US\$/kW から 5,500 US\$/kW 程度であり 5 地点の平均コストは、4,100 US\$/kW である。運転維持管理費については、10 US\$/kW/年から 50 US\$/kW/年と大きく変動し、平均は 35 US\$/kW/年である。発電コストについては、150 US\$/MWh から 500 US\$/MWh で、平均は 300 US\$/MWh である。

8) 原子力発電

原子力発電は、スケールメリットを求めるため、一般に 1,000MW 以上と火力発電よりも更に大きな規模になる傾向がある。建設コストは 1,000 US\$/kW から 2,500 US\$/kW 程度の幅にあり、13 プラントの平均は 1,700 US\$/kW である。運転維持管理費については、50 US\$/kW/年から 80 US\$/kW/年と大きく変動し、平均は 67 US\$/kW/年である。発電コストについては、21 US\$/MWh から 48 US\$/MWh で、平均は 30 US\$/MWh である。

各電源のコストを Table 5.1.3-1 に示す。

Table 5.1.3-1 Power source cost

Evaluation items		Hydro	Geothermal	Diesel Engine (Heavy Oil)	Wind Power	Biomass Thermal Cogeneration	Solar Thermal	Nuclear+
Cost**	Development cost (US\$/kW)	500- 2,000	-	-	1,000- 1,700	1,100- 5,500	3,000- 5,500	1,000- 2,500
	Operation & Maintenance cost (US\$/kW/year)	4- 90	-	-	15- 60	-	10- 50	50- 80
	Unit cost of power generation (US\$/MWh)	40- 80	27	210- 240	35- 95	50- 130	150- 500	21- 48

5.1.4 代替電源設備の環境影響評価

(1) 大気汚染

各電源が大気汚染に及ぼす影響は、操業中だけでなく、工事中から閉鎖までを含めたライフサイクルアセスメントによる数値を用いた。水力、地熱、原子力は大気汚染に対する影響が比較的少なく、ディーゼルエンジンの影響が最も大きい結果となった。結果をTable 5.1.4-1 に示す。対象とした大気汚染物質は、硫黄酸化物（SO₂）、窒素酸化物（NO_x）、浮遊粒子状物質の 3 つであり、主にIEAによる調査結果を引用している。ただし、太陽光発電は太陽熱発電のデータを手に入できなかったため、参考のためPVのデータを記載した。

Table 5.1.4-1 Air Pollution of Electricity Generation Technology

Technology	SO ₂ (t SO ₂ /TWh)	NO _x (t NO _x /TWh)	Particulate Matter	Rating ^{*3}
Hydro ^{*1}	1-60	1-68	1-5	A
Geothermal ^{*2}	0.03	0	0	A
Diesel Engine (Heavy Oil) ^{*1}	8,013-9,595+	1,386		E
Wind Power ^{*1}	21-87	14-50	5-35	B
Biomass ^{*1}	12-160	701-2,540	190-320	D
Solar ^{*1}	24-490	16-340	12-190	B
Nuclear ^{*1}	3-50	2-100	2	A
Energy import ^{*1}	4-32,321+	0.3-12,300	1-663+	D

*1: IEA.May 2000. Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

*2: Adam Serchuk 2000. THE ENVIRONMENTAL IMPERATIVE FOR RENEWABLE ENERGY: AN UPDATE. Renewable Energy Policy Project

*3: Evaluation by study team

(2) 水質汚濁

各電源が水質汚濁に及ぼす影響は、定量的な情報を手に入できなかったため、影響発生の可能性、影響の強さ、不可逆性を評価したうえで、総合的な相対評価を行った。製造工程で発生する汚水と操業中の生活排水以外大きな汚水排水のない風力が最も水質汚濁に対する影響が少なく、温排水やボイラー洗浄排水などを発生させる地熱、原子力、電力輸入の評価が低くなった。

Table 5.1.4-2 Water Pollution of Electricity Generation Technology

Technology	Impacts	Probability of occurring	Severity of consequences	Immitigability	Rating
Hydro*1	- Release from reservoirs of anoxic waters. - Modification of the thermal regime. - Proliferation of waterborne diseases in shallow stagnant areas. - Increased turbidity associated with banks erosion. - Modifications to the flow regime.	Medium	Low	Medium	C
Geothermal*2	- Blowouts can pollute surface water. - Spent geothermal fluid with high concentrations of chemicals can pollute surface water.	Medium	Medium	Medium	D
Diesel Engine (Heavy Oil)*3	- Boiler blowdown - Boiler cleaning wastes - Thermal pollution	High	High	Low	C
Wind Power	- Waste water during Manufacturing process - Swage contamination during operation	High	Low	Low	A
Biomass	- Boiler blowdown - Boiler cleaning wastes - Thermal pollution	High	High	Low	C
Solar	- Waste water during Manufacturing process - Swage contamination during operation	High	Low	Low	B
Nuclear	- Boiler blowdown - Boiler cleaning wastes - Thermal pollution	High	High	Low	D
Energy import	- Boiler blowdown - Coal pile run-off - Coal pile run-off - Boiler cleaning wastes - Thermal pollution	High	High	Low	D

*1: IEA.May 2000. Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

*2: Mary H. Dickson and Mario Fanelli, "What is Geothermal Energy?" (Pisa, Italy: Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, February 2004)

*3: How can electricity production impair water quality? (The Power Scorecard Web site <http://powerscorecard.org/>)

(3) 天然資源の消費

天然資源の消費は、消費の有無と地域資源への依存度によって評価を行った。地元の資源を利用できる水力、風力、太陽光の評価が高く、バイオマス、原子力の評価が低くなった。

Table 5.1.4-3 Natural Resource Consumption of Electricity Generation Technology

Technology	Extraction ^{*1}	Dependence on local resource	Rating
Hydro	No	High	A
Geothermal	No	High	B
Diesel Engine (Heavy Oil)	Yes	Medium	E
Wind Power	No	High	A
Biomass	No	Medium	C
Solar	For manuf. only	Low	A
Nuclear	Yes (Uranium)	Low	C
Energy import	Yes (Oil, Coal)	Low	E

*1: Canadian Electricity Association, 2006. POWER GENERATION in CANADA

(4) 二酸化炭素の排出

二酸化炭素の排出量は、ライフサイクルアセスメントによる排出量を基に評価を行った。水力、原子力からの排出量が少なく、ディーゼル、電力輸入による排出量が高い結果となった。なお、太陽光発電は太陽光発電のデータを入手できなかったため、PV のデータを代用して用いている。

Table 5.1.4-4 CO₂ Emission of Electricity Generation Technology

Technology	Greenhouse gas emissions (kt eq.CO ₂ /TWh)	Rating
Hydro ^{*1}	1-48	A
Geothermal ^{*2}	47-97	B
Diesel Engine (Heavy Oil) ^{*1}	686-726+	E
Wind Power ^{*1}	7-124	C
Biomass ^{*1}	15-118	C
Solar ^{*1}	13-731	D
Nuclear ^{*1}	2-59	A
Energy import ^{*1}	686-726+	E

*1: IEA.May 2000. Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

*2: Adam Serchuk 2000. THE ENVIRONMENTAL IMPERATIVE FOR RENEWABLE ENERGY: AN UPDATE. Renewable Energy Policy Project

(5) 廃棄物

各電源からの廃棄物は、具体的な排出量のデータを入手できなかったため、廃棄物の種類と相対的な排出量による評価を行った。評価の結果、ほとんど廃棄物を排出しない風力、太陽光の評価が高く、廃棄物の処理が困難な原子力の評価が低くなった。

Table 5.1.4-5 Industrial Waste

Technology	Waste	Amount ^{*1}	Rating
Hydro	Drifted waste Sediment Sludge	No	B
Geothermal		Large	C
Diesel Engine (Heavy Oil)	Burned Ash	Large	C
Wind Power	No	No	A
Biomass	Burned Ash	Large	D
Solar	No	No	A
Nuclear	Nuclear waste	Large: Radioactive	E
Energy import		Large	D

*1: Canadian Electricity Association, 2006. POWER GENERATION in CANADA

(6) 水利用

水利用に対する影響は、影響の種類、発生確率、影響の程度の相対比較により評価した。汚水排水がほとんどない風力による影響が最も小さく、下流の流況を変化させる水力による影響がもっとも大きい結果となった。

Table 5.1.4-6 Impact on Water Use

Technology	Water use impacts ^{*1}	Probability of occurring	Severity of consequences	Rating
Hydro	Low: Flow pattern changed	High	High	D
Geothermal	Low	High	Low	B
Diesel Engine (Heavy Oil)	Low-Medium: Thermal discharge	High	Medium	C
Wind Power	None	None	None	A
Biomass	Low	High	Low	B
Solar	Low	High	Low	B
Nuclear	Low: Thermal discharge	High	Medium	C
Energy import	Low-Medium: Thermal discharge	High	Medium	C

*1: Canadian Electricity Association, 2006. POWER GENERATION in CANADA

(7) 生態系への影響

生態系への影響は、影響の種類と地域の生態系への影響、バイオマスへの影響、地球規模での生態系への影響について評価した。太陽光がもっとも生態系への影響が少なく、水域生態系だけでなく陸域生態系へも影響の及ぶ水力が最も影響が大きい結果となった。

Table 5.1.4-7 Impact on natural ecology

Technology	Source of final significant impacts on biodiversity	Local and regional ecosystem	Biomass	Genetic diversity at world level	Total*2
Hydro ^{*1}	• Barriers to migratory fish • Loss of terrestrial habitat • Change in water quality • Modification of water flow	X	X	X	E
Geothermal	• Loss of terrestrial habitat	X			C
Diesel Engine (Heavy Oil) ^{*1}	• Climate change • Acid precipitation • Mining and transportation of coal	X	X	X	D
Wind Power ^{*1}	• Risks for some species of birds	X			B
Biomass		X	X		C
Solar ^{*1}		X			A
Nuclear ^{*1}	• Radioactive substances	X			C
Energy import		X	X	X	D

*1: IEA.May 2000. Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

*2: Rating by study team

5.1.5 代替電源設備の社会影響評価

(1) 農業

農業に対する影響は、影響の特性、発生確率、発電量あたりの必要面積を基に評価を行った。比較的用地取得の少ない地熱、ディーゼル、原子力の評価が高く、用地取得面積の大きい水力やバイオマスの評価が低いものとなった。

Table 5.1.5-1 Impact on Agriculture

Technology	Impact	Probability of occurring	Land Requirements* ¹ (km ² /TWh/y)	Rating
Hydro	Loss of land Impact on Irrigation water quantity	High	0.1-152	D
Geothermal	Loss of land Impact on irrigation water quality	High	-	A
Diesel Engine (Heavy Oil)	Loss of land	High	-	A
Wind Power	Loss of land	High	24-117	C
Biomass	Loss of land Create new farming Steep rise in commodity prices	High	0.9-2,200	E
Solar	Loss of land	High	27-45	B
Nuclear	Loss of land	High	0.5	A
Energy import	Loss of land	High	-	A

*1: IEA.(May 2000). Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

(2) 移転

移転に対する影響は、必要面積と影響の強さ、ミティゲーションの可否によって評価を行った。必要面積の少ない地熱、ディーゼル、原子力の評価が高く、必要面積の多い水力やバイオマスの評価が低いものとなった。

Table 5.1.5-2 Impact on resettlement

Technology	Land Requirements* ¹ (km ² /TWh/y)	Severity of consequences	Immitigability	Rating
Hydro	0.1-152	Low-Medium	Low	D
Geothermal	-	Low	Low	A
Diesel Engine (Heavy Oil)	-	Low	Low	A
Wind Power	24-117	Low	Low	C
Biomass	0.9-2,200	Low-High	Low	E
Nuclear	0.5	Low	Low	B
Solar	27-45	Low	Low	B
Energy import	-	Low	Low	A

*1: IEA.May 2000. Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

(3) 漁業

漁業に対する影響は、影響の種類、発生確率、影響の強さ、復元可能性を基に評価した。漁業に対する影響の全く無い太陽光と風力が A、魚類の移動阻害、水質変化、流況変化をもたらす水力が E となった。

Table 5.1.5-3 Impact on fishery

Technology	Impacts	Probability of occurring	Severity of consequences	Immitigability	Rating
Hydro	• Barriers to migratory fish • Change in water quality • Modification of water flow	High	High	High ¹	E
Geothermal	• Change in water quality • Change in water temperature	High	Medium	Low	C
Diesel Engine (Heavy Oil)	• Change in water quality • Change in water temperature	High	Medium	Low	D
Wind Power	-	-	-	-	A
Biomass	• Change in water quality • Change in water temperature	High	Medium	Low	D
Solar	-	-	-	-	A
Nuclear	• Change in water quality • Change in water temperature	High	Medium	Low	D
Energy import	• Change in water quality • Change in water temperature	High	Medium	Low	D

(4) 観光

観光に対する影響は、影響の種類、発生確率、影響の強さ、復元可能性を基に評価を行った。発生確率が低く、影響も小さいディーゼル、バイオマス、電力輸入が A、釣り、トレッキング、自然観察、ラフティング、景観などに影響を与える可能性の高い水力が E となった。

Table 5.1.5-4 Impact on tourism

Technology	Impacts	Probability of occurring	Severity of consequences	Immitigability	Rating
Hydro	Fishing, Trekking, Nature watching, Rafting, kayaking Landscape	High	High	High	E
Geothermal	Fishing, Landscape	Medium	Medium	Low	B
Diesel Engine (Heavy Oil)	Fishing, Landscape	Low	Medium	Low	A
Wind Power	Bird Watching, Landscape	High	Medium	High	D
Biomass	Fishing, Landscape	Low	Medium	Low	A
Solar	Landscape	Medium	Medium	High	C
Nuclear	Fishing, Landscape	High	Medium	Low	C
Energy import	Fishing, Landscape	Low	Medium	Low	A

¹ 水力発電事業による堰が魚類の移動を阻害し、結果的に漁業にダメージを与えてしまった場合、堰を撤去してもとの環境に戻す以外、完全な影響回復は不可能である。ただし、魚道等による部分的な影響回復は可能である。

(5) 法制度

法制度は、各種電源を開発する上で、法制度面で問題となる事項に何があるかという観点から評価を行った。特に法制度面で問題のない水力、ディーゼル、風力などが A、放射性廃棄物や核物質の扱いに関する法整備の進んでいない原子力が E となった。

Table 5.1.5-5 Legal Problems of the energy sources

Technology	Problems	Rating
Hydro	No regulation on Residual flow	A
Geothermal	No technical Standard and guideline for Geothermal Power Plant	C
Diesel Engine (Heavy Oil)	-	A
Wind Power	-	A
Biomass		A
Nuclear	No regulation and guideline on Impact Assessment, No technical standard on Radio Activity, No technical regulation on Nuclear Power Plant	E
Solar	-	A
Energy import	-	A

(6) 人の健康

人の健康影響は、影響項目、発生確率、影響の強さ、復元可能性の観点から評価した。影響項目が想定されない太陽光が A ランク、汚水排水や排ガスの発生する地熱、ディーゼルなどが D となった。

Table 5.1.5-6 Impact on Human Health

Technology	Impact on Human Health ^{*1}	Probability of occurring	Severity of consequences	Immitigability	Rating
Hydro	- Risks from water-borne diseases, particularly when there is irrigation^{*1} - Polluted water	Medium-Low	High	High	D
Geothermal	- Polluted water - Polluted air	High	High	Low	D
Diesel Engine(Heavy Oil)	- Acid precipitation^{*1} - Photochemical smog^{*1} - Particulate matter^{*1} - Toxic metals^{*1} - Polluted water	High	High	Low	D
Wind Power	Low frequency noise	High	Medium	Low	B
Biomass	- Photochemical smog - Particulate matter	High	High	Low	D
Solar	-	-	-	-	A
Nuclear	Radioactive substances^{*1}	Low	High	High	D
Energy import	- Climate change^{*1} - Acid precipitation^{*1} - Photochemical smog^{*1} - Particulate matter^{*1} - Toxic metals^{*1}	High	High	Low	D

*1: IEA.May 2000. Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report, Ch.3: "Comparative Environmental Analysis of Power Generation Options".

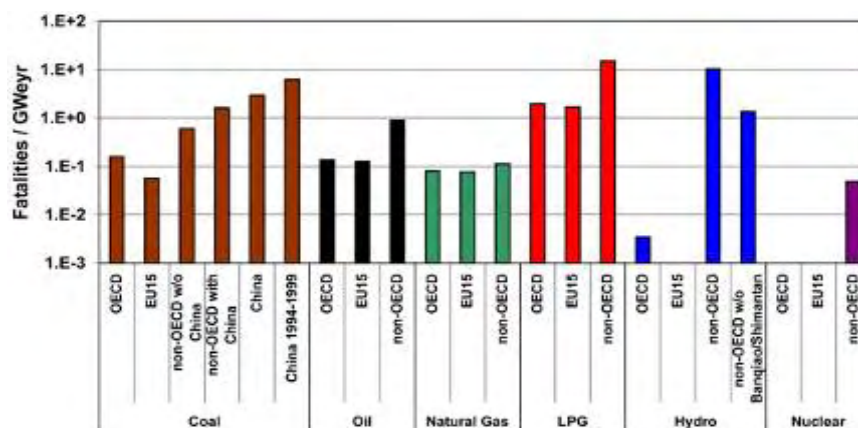
(7) 事故のリスク

事故のリスクは、過去の事故件数、死亡者数、ウガンダでの運転経験の有無を基に評価を行った。事故件数の多いディーゼルを E、事故データが無く、事故の可能性の低い風力と太陽光が A となった。

Table 5.1.5-7 Risk of accident

Technology	Impact	Number of Severe accidents with fatalities, world-wide	Number of immediate fatalities (per GWe year)	Experience in Uganda	Rating
Hydro	Dam failure	9	8.8×10^{-1}	Yes	D
Geothermal		No data	No data	No	B
Diesel Engine (Heavy Oil)	Road accidents during Transport to Refinery and Regional Distribution (oil)	334 (oil)	4.2×10^{-1} (oil)	Yes	E
Wind Power		No data	No data	No	A
Biomass		No data	No data	No	B
Solar		No data	No data	No	A
Nuclear	Nuclear reactor accidents	1	8.4×10^{-3}	No	D
Energy import		No data	No data	Yes	E

*1: Hirschberg S., Spiekerman G., Dones R. & Burgherr P. (2001) "Comparison of severe accident risks in fossil, nuclear and hydro electricity generation", Invited paper, EAE 2001, International Conference on Ecological Aspects of Electric Power Generation, 14-16 November 2001, Warsaw, Poland.

Figure 5.1.5-1 Comparison of aggregated, normalized, energy-related damage rates^{*2}

*2: Comparison of aggregated, normalized, energy-related damage rates, based on historical experience of severe accidents that occurred in OECD countries, non-OECD countries and EU15 for the period 1969-2000, except for data from the China Coal Industry Yearbook that were only available for the years 1994-1999. For the Hydro chain non-OECD values were given with and without the largest accident that ever happened in China, which resulted in 26'000 fatalities alone. No reallocation of damages between OECD and non-OECD countries was used in this case. Note that only immediate fatalities were considered here, although latent fatalities are of particular relevance for the nuclear chain.

5.2 代替電源設備の総合評価

5.2.1 代替電源設備のスクリーニング基準

各代替電源設備の比較評価は、多基準分析の手法を用いて行った。比較に用いたクライテリアは、開発コスト、開発ポテンシャルなどの経済・技術項目、大気汚染や廃棄物などの環境項目、移転や観光への影響などの社会項目、計 27 項目である。これら 27 項目に A から E の評価を与えた上で、A に 5 点 E に 1 点を割り当て、重みを掛け合わせた上で電源ごとの合計点を算出した。重み付けのパターンは、平等ケース、環境重視ケース、経済重視ケースの 3 パターンを用いた。平等ケースでは、経済・技術：環境：社会の重み付けの割合が 1 : 1 : 1、環境重視ケースでは 1.0 : 1.7 : 1.3、経済重視ケースでは、1.0 : 0.4 : 0.4 となるよう配分した。評価項目一覧と重み付けの値は以下のとおりである。

Table 5.2.1-1 Evaluation Items and Weighting

Evaluation Items			Even Case			Environment Weighting Case			Economic Weighting Case		
Economic and technical	Cost	Development cost(USD/kW)	34	12	4	25	9	3	55	6	2
		Operation & Maintenance cost (US\$/kW/year)			4			3			2
		Unit cost of power generation (USD/MWh)			4			3			2
	Development potential	Existing potential (MW)	12	4	9	3	24	2			
		Technically feasible potential at present (MW)							4	3	20
		Availability of Energy Source							4	3	2
	Construction	Survey maturity	5	3	2	1	10	9			
		Lead time for construction							2	1	1
	Operation	Initial Starting Time	4	1	4	1	13	1			
		Energy stability							1	1	10
		Power supply stability							1	1	1
		Life Span (Year)							1	1	1
	Contribution to national economy			1	1		1	1		2	2
Environmental	Air pollution		33	4	42	5	23	2			
	Water pollution								5	5	3
	Consumption of natural resource								5	7	4
	CO2 emission								4	5	3
	Waste								4	5	3
	Water right/ water resource								5	7	3
	Impact on natural ecology								6	8	5
Social	Impact on Agriculture		33	5	33	5	22	3			
	Resettlement								5	5	3
	Impact on fishery								6	6	4
	Impact on tourism								5	5	3
	Legal aspects								4	4	2
	Human health hazard								4	4	3
	Risk of accident								4	4	4

5.2.2 代替電源設備の総合評価

先にのべた代替電源の技術・経済性評価、自然環境影響評価及び社会環境影響評価の5段階評価結果を集計し、中立、自然・社会環境重視及び技術・経済性重視の3通りの重み付けを行った。その結果、Table 5.2.2-1 に示すとおり、水力、地熱、太陽熱が比較的高得点となった。

Table 5.2.2-1 General Evaluation of various energy sources

Evaluation items			Weight			Hydro	Geothermal	Diesel Engine (Heavy Oil)	Wind Power	Biomass Thermal Cogeneration	Solar Thermal	Nuclear	Energy import
Economic and technical	Cost	Development cost(USD/kW)	34	12	4	3	3	5	1	1	1	1	5
		Operation & Maintenance cost (USD/kW/year)			4	5	3	3	5	3	5	1	5
		Unit cost of power generation (USD/MWh)			4	5	5	1	5	3	1	5	1
	Development potential	Existing potential (MW)	12	4	5	3	3	1	4	2	4	2	
		Technically feasible potential at present (MW)		4	5	3	2	1	4	3	1	1	
		Availability of Energy Source		4	4	5	2	1	2	3	1	1	
	Construction	Survey maturity	5	3	4	3	5	1	5	5	1	1	
		Lead time for construction		2	3	2	5	1	4	4	1	3	
	Operation	Initial Starting Time	4	1	5	3	4	1	3	3	2	1	
		Energy stability		1	4	5	5	1	3	1	5	3	
		Power supply stability		1	4	5	3	1	2	1	2	2	
		Life Span (Year)		1	5	4	3	4	4	4	4	5	
	Contribution to national economy		1	1	5	5	1	3	5	3	5	3	
	Sub Total (without weighting)						57	49	42	26	43	36	33
Environmental	Air pollution		33	4	5	5	1	4	2	4	5	2	
	Water pollution			5	3	2	3	5	3	4	2	2	
	Consumption of natural resource			5	5	4	1	5	3	5	3	1	
	CO2 emission			4	5	4	1	3	3	2	5	1	
	Waste			4	4	3	3	5	2	5	1	2	
	Water right/ water resource			5	2	4	3	5	4	4	3	3	
	Impact on natural ecology			6	1	3	2	4	3	5	3	2	
	Sub Total (without weighting)						25	25	14	31	20	29	22
Social	Impact on Agriculture		33	5	2	5	5	3	1	4	5	5	
	Resettlement			5	2	5	5	3	1	5	4	5	
	Impact on fishery			6	1	3	2	5	2	5	2	2	
	Impact on tourism			5	1	4	5	2	5	3	3	5	
	Legal aspects			4	5	3	5	5	5	1	5	5	
	Human health hazard			4	2	2	2	4	2	5	2	2	
	Risk of accident			4	2	4	1	5	4	5	2	1	
	Sub Total (without weighting)						15	26	25	27	20	28	23
General Evaluation		Even Case				328	363	291	344	295	368	285	264
						A	A	B	A	B	A	B	C
		Environment weighting case				320	367	277	367	291	378	298	261
						A	A	B	A	B	A	B	C
		Economic Weighting Case				367	361	299	266	332	348	260	219
						A	B	C	C	C	B	C	C

また各代替電源の評価点を、環境社会配慮面と、経済面の2軸グラフにプロットした結果をFigure 5.2.2-1～3に示す。図より、中立、環境重視、技術・経済性重視のいずれの場合でも傾向はほぼ同じで、太陽熱発電は環境面で優れているが、技術経済面ではやや劣る。地熱発電は環境面、技術・経済性で比較的バランスがとれている。大規模水力は環境面でやや劣るものの、技術・経済性で優れていることがわかる。

以上から、地熱発電、太陽熱発電及び大規模水力発電設備がウガンダ国にて優位な電源として位置づけられる。

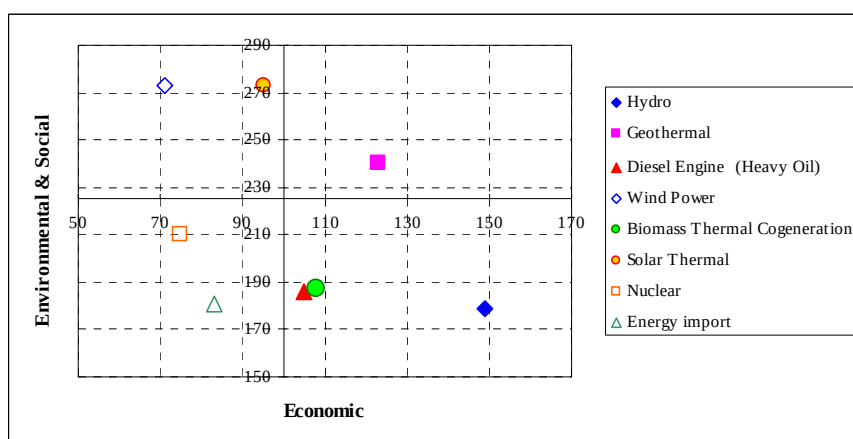


Figure 5.2.2-1 Evaluation Results (Neutral Case)

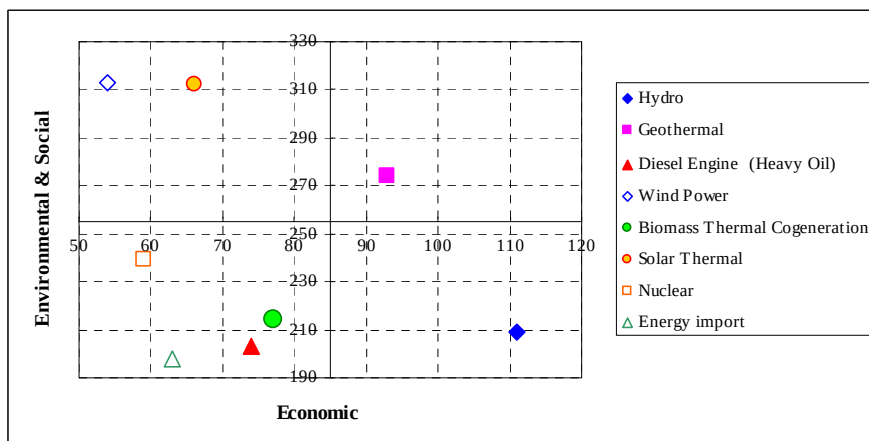


Figure 5.2.2-2 Evaluation Results (Priority for Environment Case)

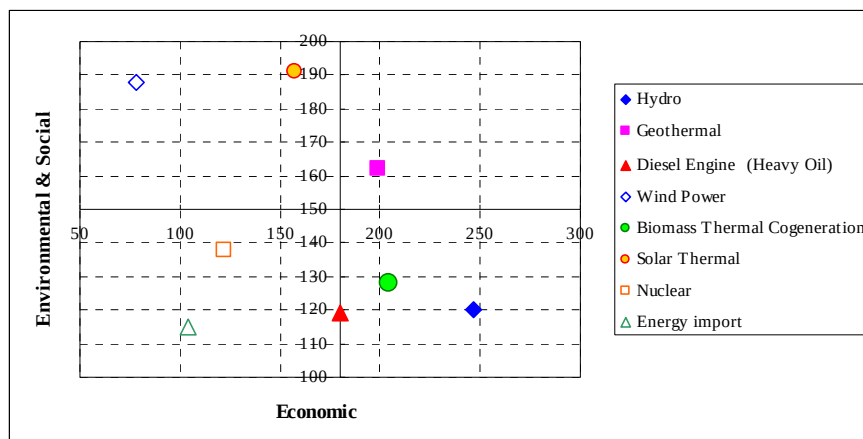


Figure 5.2.2-3 Evaluation Results (Priority for Economy Case)

5.3 大規模水力開発の必要性

前節にて述べたように、大規模水力発電は地熱発電や太陽熱発電と共に非常に優位な電源である。地熱発電は環境面、技術・経済性で比較的バランスが採れており、電源単体としては総合評価で最も優位である。しかしながら、表 5.1.2-1 に示すように、現時点で技術的に開発可能である地熱発電のポテンシャルは 50MW 程度で、ウガンダ国における 2023 年の電力需要(約 900MW) を地熱発電だけで賄うことは現実的に不可能である。

一方、現時点における大規模水力の開発可能ポテンシャルは 2,980MW (表 5.1.2-1 参照) と他の電源に対し圧倒的に大きく、地熱発電及び太陽熱発電に次ぐ優位性のある電源と評価されている。

その他の電源も、電力供給における信頼性確保の観点から必要不可欠な電源であり、環境への影響を最小限に抑え信頼性の高い安定した安価な電力の供給を可能にするには、不確定要素の高い原子力発電を除く全ての電源をバランスよく開発することが望ましい。GDP2009-2025 においても、電源バランスを考慮し電源開発が計画されている。

その中でも大規模水力は信頼性の最も高い安定した安価な電力の供給に資するものとして、ウガンダ国に必要不可欠な電源である。Figure 5.3-1 に示すように、GDP2009-2025 では、2023 年時点での電源構成の約 9 割を大規模水力に依存しており、大規模水力はウガンダ国における電源開発に必要不可欠な電源であることが伺える。

本調査では、ウガンダ国にて必要不可欠で且つ、優位な電源である大規模水力について最適な水力開発マスタープランを策定する。

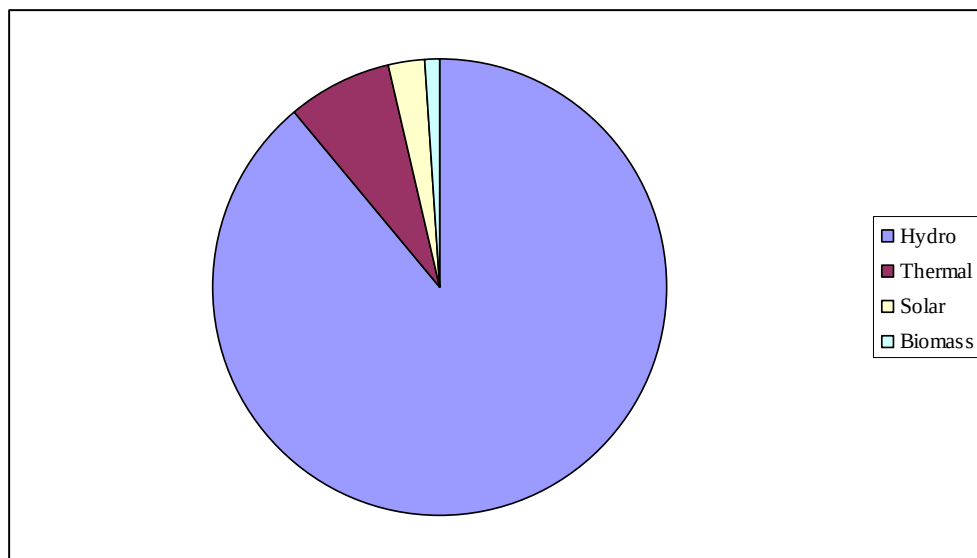


Figure 5.3-1 Power Balance in Year 2023 by GDP2009-2025