

ウガンダ共和国
財務・計画・経済開発省 (MOFPED)
エネルギー・鉱物開発省 (MEMD)
ウガンダ送電公社 (UETCL)

ウガンダ国
カンパラ首都圏送変電網改修事業
準備調査

ファイナル・レポート
完全版

平成 28 年 9 月

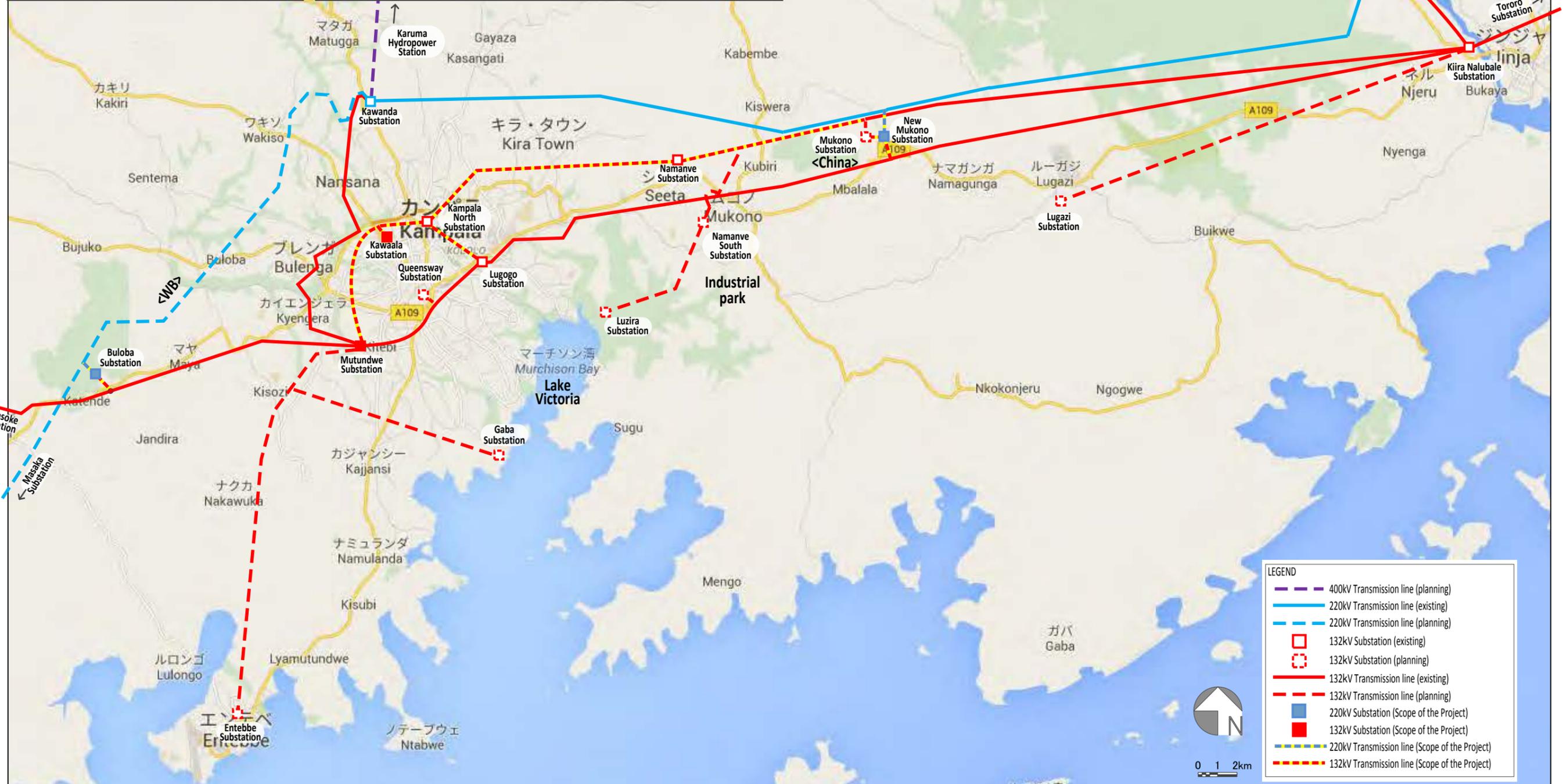
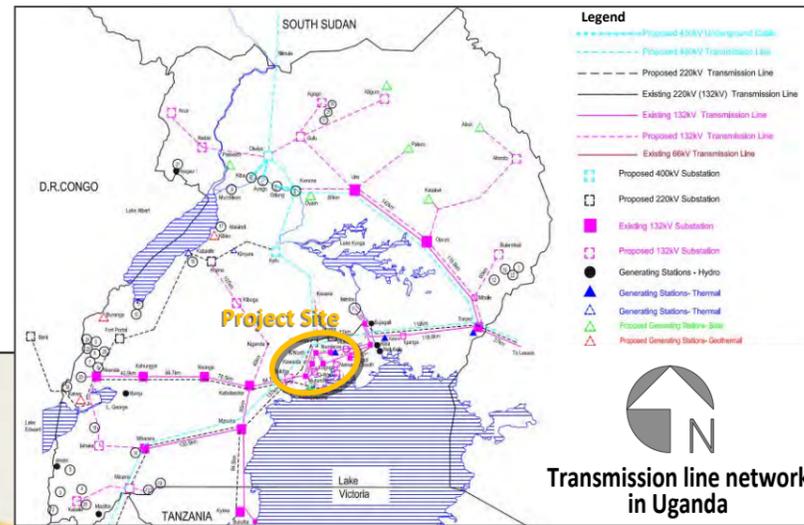
独立行政法人国際協力機構

(JICA)

委託先

八千代エンジニアリング株式会社

アフ
CR(3)
16-011



計画対象地理位置図

サイト状況踏査 現況写真(1/2)

本事業の関連施設



プロバ変電所予定地

本事業のプロバ変電所は、カンパラ首都圏から約 25 km 西部に位置するプロバ地区にある丘陵地帯に約 245 m x 189 m の用地に電圧階級 220 / 132 / 33 kV の変電所を建設することにより、カンパラ首都圏への電力供給の安定化に資することを目的としている。



新ムコノ変電所予定地

本事業の新ムコノ変電所は、ウガンダ送電公社が計画しているムコノ変電所に隣接して建設することでカンパラ首都圏東部地域への配電能力の増強を目的としている。高い電力供給信頼度を確保するため、220 / 132 kV 変電所はガス絶縁開閉装置を採用する。



新ムコノ変電所への 220 kV 送電線引き込み予定地

ブジャガリ変電所—カワンダ変電所の 220 kV 送電線からダブルバイ方式(4 回線)にて新ムコノ変電所に分岐する計画である。また、220 kV 送電線を既存の 132 kV 送電線の上空を通過させるために交差箇所にて 132 kV 門型鉄塔を建設する計画である。



カワラ変電所全景

カンパラ首都圏北西部に位置するカワラ変電所は変電容量 20 MVA、132 / 11 kV 変圧器 1 台を有し周辺地域の配電に給している。本事業では、変圧器 4 台の総容量を 140 MVA とし、132 kV ガス絶縁開閉装置を採用して敷地の最小化を図る計画である。



カワラ変電所 引込み鉄塔周辺の様子

カワラ変電所への 132 kV 引込み送電線は写真の鉄塔から埋設線を 2 回線引込み、同変電所を系統とパイ接続する計画である。現在は、同鉄塔から T 分岐となっているが、カワラ変電所への供給信頼度向上のため、パイ分岐に変更する。



ブジャガリ変電所 変圧器増設予定地

ブジャガリ水力発電所の敷地内に位置するブジャガリ変電所は 220 / 132 / 33 kV、250 MVA 変圧器 2 台を有している。本事業では、2030 年の需要を賄うために 220 / 132 / 33 kV、250 MVA の変圧器 1 台を増設する計画である。

サイト状況踏査 現況写真(2/2)

本事業の関連施設



ブジャガリ変電所 132 kV 開閉設備増設予定地

本事業で増設される 220 / 132 / 33 kV、250 MVA 変圧器 1 台の 132 kV 側は地中ケーブルを介して開閉所の空き用地に増設する開閉設備(遮断器、断路器、計器用変成器)に接続する計画である。



ムトゥンドウエ変電所 全景

カンパラ首都圏の変電所として唯一 132 kV 母線が単母線となっているため母線事故時には同変電所の配電用変圧器より供給している地域のみならず同変電所を電源としているエンテベ変電所にも供給が止まり広範囲な停電が生じる恐れがある。



ムトゥンドウエ変電所 二重母線開閉設備増設予定地

本事業では、既存のムトゥンドウエ変電所に隣接した約 96 x 133 m の敷地に 132 kV 二重母線を有した開閉設備を増設して供給信頼度を高める計画である。なお、本事業の実施前に、他ドナー(KfW)により 132 kV 開閉設備(2バンク)並びに制御棟の増設が計画されている。



カンパラ北変電所 焼けたリアクトル

写真はカンパラ北変電所で 2013 年に焼けたリアクトル。2014 年には同変電所の変圧器が焼けた。また、ルゴゴ変電所においても 2009 年にリアクトル、2011 年に遮断器が焼けた。本事業では、このような事故対応として移動式変電設備の調達が計画されている。



132 kV 送電線の状況 カンパラ北—ルゴゴ回線

写真はルゴゴ変電所付近の 132 kV 送電線の状況。送電線ルート沿いには商業施設などが立ち並び新たに鉄塔を増設するための用地は無い。このため、本事業では増容量電線を用いて既存の電線と張り替える計画である。



132 kV 送電線の状況 カンパラ北—ムトゥンドウエ回線

写真はムトゥンドウエ変電所付近の 132 kV 送電線の状況。送電線は住宅地を通過しており新たに鉄塔を増設するための用地は無い。このため、本事業では増容量電線を用いて既存の電線と張り替える計画である。

ウガンダ国カンパラ首都圏送変電網改修事業準備調査
ファイナル・レポート
目次

計画対象地位置図

巻頭写真

目次

図表リスト

略語集

第1章 本事業の背景・経緯等	1-1
1-1 本事業の背景	1-1
1-1-1 本事業の背景及び必要性	1-1
1-1-2 2030年に向けた系統計画の策定	1-1
1-2 準備調査の結果概要等	1-3
1-3 本報告書の構成	1-5
第2章 社会経済状況	2-1
2-1 マクロ経済等	2-1
2-1-1 ウガンダの概況	2-1
2-1-2 国内総生産（Gross Domestic Product：GDP）	2-1
2-1-3 産業構造	2-2
2-1-4 貿易動向	2-3
2-2 社会経済指標の動向	2-4
2-2-1 ウガンダ及びカンパラ市の人口	2-4
2-2-2 消費者物価の動向	2-5
2-2-3 金利・金融セクター	2-5
2-2-4 為替レート	2-5
2-3 財政状況と対外債務	2-6
2-3-1 財政収支	2-6
2-3-2 対外債務	2-8
2-4 開発政策とカンパラ首都圏周辺の開発計画	2-12
2-4-1 開発政策の体系	2-12
2-4-2 第二次国家開発計画（Second National Development Plan: NDP II）	2-14
2-4-3 ウガンダ工業政策及び工業部門開発戦略	2-15
第3章 電力セクターの現状等	3-1
3-1 電力セクターの現状	3-1
3-1-1 電力事業実施体制	3-1

3-1-2	エネルギー行政の体系及び電力事業の所管と法的枠組み	3-3
3-1-3	他ドナーの援助動向	3-7
3-2	実施機関 UETCL の現状等	3-9
3-2-1	実施機関 UETCL の組織	3-9
3-2-2	電力需要の動向	3-19
3-2-3	電気料金体系	3-26
3-2-4	既存設備	3-40
第4章	系統計画	4-1
4-1	系統計画の必要性及びコンセプト	4-1
4-1-1	既存の「送電網開発計画 2014-2030」の課題	4-1
4-1-2	電力需要想定	4-2
4-1-3	系統計画の必要性及び系統計画の方針	4-17
4-1-4	首都圏の系統計画策定のためのシナリオ設定	4-19
4-2	潮流解析	4-23
4-2-1	潮流解析の基本方針	4-23
4-2-2	設定したシナリオに対する潮流解析結果	4-25
4-2-3	策定した系統計画に対する補足的検討	4-34
4-2-4	年度断面に対する潮流解析結果	4-40
4-3	結論及び提言	4-48
4-3-1	結論	4-48
4-3-2	提言	4-49
第5章	概略設計	5-1
5-1	プロジェクトコンポーネント	5-1
5-2	自然条件	5-2
5-3	概略設計	5-21
5-3-1	変電計画	5-21
5-3-2	送電計画	5-42
5-3-3	施設計画	5-64
5-3-4	本邦技術の優位性と本事業への活用の可能性	5-67
第6章	事業実施体制及び運転維持管理体制	6-1
6-1	事業実施体制	6-1
6-2	事業実施計画（事業実施スケジュール）	6-2
6-2-1	EPC 契約までのスケジュール	6-2
6-2-2	事業実施スケジュール	6-2
6-3	調達計画（調達国と輸送計画含む）	6-10
6-3-1	資機材調達国	6-10
6-3-2	輸送計画	6-10

6-4	運転維持管理体制	6-11
6-5	技術支援と技術移転	6-11
第7章	事業費と資金計画	7-1
7-1	事業費積算に準拠するガイドライン	7-1
7-2	事業費の構成	7-1
7-3	積算条件	7-2
7-4	事業費の積算	7-2
7-5	工事スコープ	7-4
7-6	コンサルティングサービスの実施計画	7-4
第8章	経済・財務分析	8-1
8-1	財務的評価分析	8-1
8-1-1	財務的な見地からの評価を行う目的・評価指標	8-1
8-1-2	財務分析に際しての前提条件	8-1
8-1-3	財務分析評価の結果	8-11
8-2	経済評価分析	8-14
8-2-1	経済的な見地からの評価を行う目的、評価指標	8-14
8-2-2	経済評価分析に際しての前提条件	8-14
8-2-3	経済評価分析の結果	8-18
8-3	財務分析・経済評価分析の総括	8-20
8-3-1	財務経済的に見た総括的な結論	8-20
8-3-2	財務経済的に見た運用効果指標の提案	8-21
第9章	環境社会配慮	9-1
9-1	環境影響評価	9-1
9-1-1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要	9-1
9-1-2	ベースとなる環境社会の状況	9-6
9-1-3	ウガンダの環境社会配慮制度・組織	9-18
9-1-4	代替案（事業を実施しない案を含む）の比較検討	9-20
9-1-5	スコーピングおよび環境社会配慮調査のTOR	9-23
9-1-6	環境社会配慮調査結果	9-25
9-1-7	影響評価および緩和策	9-26
9-1-8	環境管理計画・モニタリング計画	9-35
9-1-9	ステークホルダー協議	9-42
9-1-10	その他	9-42
9-2	用地取得・住民移転	9-43
9-2-1	用地取得・住民移転の必要性	9-43
9-2-2	用地取得・住民移転にかかる法的枠組み	9-44
9-2-3	用地取得・住民移転の規模・範囲	9-53

9-2-4	補償・支援策	9-57
9-2-5	苦情処理メカニズム	9-62
9-2-6	実施体制・スケジュール	9-62
9-2-7	費用と財源	9-63
9-2-8	実施機関によるモニタリング体制	9-65
9-2-9	住民協議	9-65
9-3	結論・提言・その他	9-66
9-3-1	EIAに関する結論・提言	9-66
9-3-2	ARAPに関する結論・提言	9-67
9-3-3	環境チェックリスト	9-67
第10章	本事業の評価	10-1
10-1	事業実施のための前提条件	10-1
10-2	プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入（負担）事項	10-2
10-3	外部条件	10-4
10-4	プロジェクトの評価	10-4
10-4-1	妥当性	10-4
10-4-2	有効性	10-9

添付資料

資料-1	調査団員・氏名
資料-2	関係者（面談者）リスト
資料-3	協議議事録（M/D）
資料-4	インテリムレポートに関する UETCL との協議議事録
資料-5	UETCL と確認を行った技術会議の議事録
資料-6	環境影響評価に関する再委託業者からの報告書
資料-7	簡易住民移転計画に関する再委託業者からの報告書
資料-8	地形測量に関する再委託業者からの報告書
資料-9	地質調査に関する再委託業者からの報告書
資料-10	220 kV 送電線縦断図（新ムコノ変電所）
資料-11	他ドナー支援事業の遅延による本事業の影響について
資料-12	UETCL と NFA 間の協議議事録
資料-13	環境モニタリングフォーム
資料-14	ステークホルダーミーティング議事録
資料-15	RAP モニタリングフォーム
資料-16	外部モニタリングの TOR 案
資料-17	環境チェックリスト

図表リスト

第1章

図1-1-2. 1	220kV 外輸系統（超高圧）と 132kV 内輸系統（特別高圧）のイメージ	1-2
表1-2. 1	本事業コンポーネント（案）	1-4

第2章

図2-1-1. 1	ウガンダの位置	2-1
図2-1-2. 1	ウガンダの実質 GDP（2010 年価値）及び成長率（前年比）の推移 （1990 年から 2014 年）	2-2
図2-1-3. 1	ウガンダの産業構造の変遷（1990 年から 2014 年）	2-2
図2-1-4. 1	ウガンダの輸出入の推移（1990 年から 2014 年）	2-3
図2-1-4. 2	ウガンダの貿易赤字の推移（1990 年から 2014 年）	2-3
図2-2-1. 1	ウガンダの人口の推移	2-4
図2-2-4. 1	ウガンダシリングの為替レートの推移	2-6
図2-3-2. 1	対外債務の推移	2-8
図2-3-2. 2	DSR 推移の国際比較（ウガンダと近隣国）	2-12
表2-2-2. 1	消費者物価の動向	2-5
表2-3-1. 1	ウガンダ国の財政収支の推移	2-7
表2-3-1. 2	ウガンダ国における財政収支の今後の推移予測	2-8
表2-3-2. 1	ウガンダ政府の公的債務（2015 年 2 月末及び 12 月末）	2-9
表2-3-2. 2	ウガンダ政府の対外債務内訳の推移 （2015 年 2 月末から同年 12 月末）	2-10
表2-3-2. 3	ウガンダ政府における公的債務・対外債務の対 GDP 比率の推移予測 （2015/2016 年度～2021/2022 年度）	2-10
表2-3-2. 4	対外債務の国際比較（ウガンダとアフリカ諸国の比較）	2-11
表2-3-2. 5	債務返済比較（DSR）推移（ウガンダと近隣国）	2-12
表2-4-1. 1	貧困撲滅行動計画と国家開発計画の概要	2-14

第3章

図3-1-1. 1	ウガンダの電力セクターの構造	3-2
図3-2-1. 1	UETCL の組織図	3-10
図3-2-1. 2	計画・投資部門の組織図	3-12
図3-2-1. 3	プロジェクト推進部門の組織図	3-12
図3-2-1. 4	維持管理部門の組織図	3-13
図3-2-2. 1	ウガンダの発電電力量の推移（2008～2014 年）	3-21
図3-2-2. 2	ウガンダの部門別販売電力量の推移（2008～2014 年）	3-21
図3-2-2. 3	ウガンダの電力量の輸出入の推移（2008～2014 年）	3-23
図3-2-2. 4	ウガンダの電力量の純輸出入計画（2014 年～2030 年）	3-24
図3-2-2. 5	ウガンダの地域別の電力需要（2013 年と 2014 年）	3-25

図 3-2-3. 1	料金徴収率の目標と実績.....	3-36
図 3-2-3. 2	月 100 kWh 使用の場合の各国料金比較	3-37
図 3-2-4. 1	ウメメ社の配電網開発指針であるワゴンホイールモデルの概念図 ...	3-42
表 3-1-1. 1	ウガンダ電力公社 (UEB) 解体に伴う電力事業体制	3-1
表 3-2-1. 1	UETCL の組織と人員数.....	3-10
表 3-2-1. 2	UETCL の組織と担当職務.....	3-10
表 3-2-1. 3	UETCL の収支計算書.....	3-14
表 3-2-1. 4	UETCL の減価償却額.....	3-14
表 3-2-1. 5	ウガンダ政府から UETCL への補助金	3-16
表 3-2-1. 6	UETCL の電力購入・販売状況	3-16
表 3-2-1. 7	UETCL の貸借対照表.....	3-17
表 3-2-1. 8	UETCL のキャッシュフローの状況	3-18
表 3-2-1. 9	UETCL の主要財務会計指標	3-19
表 3-2-2. 1	ウガンダ電力需給バランス表 (2008~2014 年) (GWh)	3-20
表 3-2-2. 2	配電会社別電力販売量の推移 (2008~2014 年) (GWh)	3-22
表 3-2-3. 1	配電会社別の一般家庭向け料金.....	3-28
表 3-2-3. 2	配電会社別の商業向け料金.....	3-29
表 3-2-3. 3	配電会社別の中小工業向け料金.....	3-30
表 3-2-3. 4	配電会社別の大規模工業向け料金.....	3-31
表 3-2-3. 5	配電会社向け料金	3-32
表 3-2-3. 6	UETCL が発電会社から購入する料金単価	3-34
表 3-2-3. 7	電力の輸出入価格	3-34
表 3-2-3. 8	アフリカ諸国の料金徴収率比較.....	3-36
表 3-2-3. 9	電気料金によるコストリカバリーの状況	3-39
表 3-2-4. 1	カンパラ首都圏周辺の一次変電所の変電容量	3-41
表 3-2-4. 2	配電網開発計画の実施の流れと必要となる標準的な期間	3-42
表 3-2-4. 3	送電線鉄塔の平均めっき膜厚.....	3-43
表 3-2-4. 4	132 kV 架空送電線路の概要.....	3-47
表 3-2-4. 5	電圧階級別の用地使用制限範囲.....	3-47
写真 3-2-4. 1	キイラ・ナルバレ変電所～ナマンベ変電所 ～カンパラ北変電所間の送電線.....	3-44
写真 3-2-4. 2	カンパラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所間の送電線	3-45
写真 3-2-4. 3	ムトゥンドゥエ変電所～カブラソケ変電所間の送電線	3-45
写真 3-2-4. 4	カンパラ北変電所～ルゴゴ変電所間の送電線	3-46

第 4 章

図 4-1-2.1	「送電網開発計画 2014-2030」の電力需給予測のフローチャート..	4-3
図 4-1-2.2	電力需要予測モデルの全体構成.....	4-6
図 4-1-2.3	地域別の電力需要量予測 (2013~2030 年)	4-11
図 4-1-2.4	地域別の電力需要量予測－レファレンスケース	

	(2013年-2030年)	4-16
図4-1-2.5	カンパラ首都圏の電力需要予測結果とケース比較 (2013~2030年)	4-17
図4-1-3.1	超高圧外輸線(220kV)と特別高圧内輸線(132kV)のイメージ	4-18
図4-1-4.1	カンパラ首都圏への3送電ルート	4-19
図4-1-4.2	220/132kV 新ムコノ変電所の新設	4-20
図4-1-4.3	プロバ変電所(南西側系統)に関するシナリオ	4-22
図4-1-4.4	カンパラ北変電所からムトゥンドゥエ変電所間の132kV送電線	4-23
図4-2-2.1	シナリオ1-1及び1-2系統概略図	4-26
図4-2-2.2	ブジャガリ発電所~ナルバレ変電所間の開運用 によるロス改善効果	4-28
図4-2-2.3	シナリオ1-3系統概略図	4-31
図4-2-3.1	ムトゥンドゥエ変電所の接続概略図	4-37
図4-2-3.2	プロバムトゥンドゥエ間の開運用前後 におけるムトゥンドゥエ変電所の潮流量	4-39
図4-1	東側系統に対するシナリオ:シナリオ1-1	4-52
図4-2	東側系統に対するシナリオ:シナリオ1-2	4-53
図4-3	東側系統に対するシナリオ:シナリオ1-3	4-54
図4-4	南西側系統に対するシナリオ:シナリオ2-1	4-55
図4-5	南西側系統に対するシナリオ:シナリオ2-2	4-56
図4-6	南西側系統に対するシナリオ:シナリオ2-3	4-57
図4-7	ムトゥンドゥエ変電所の母線事故に関する検証:常時	4-58
図4-8	ムトゥンドゥエ変電所の母線事故に関する検証:母線事故時	4-59
図4-9	ムトゥンドゥエ変電所の複母線化:運用による過負荷対策	4-60
図4-10	2015年断面における常時潮流	4-61
図4-11	2018年断面における常時潮流	4-62
図4-12	2020年断面における常時潮流	4-63
図4-13	2022年断面における常時潮流	4-64
図4-14	2030年断面における常時潮流	4-65
表4-1-1.1	「送電網開発計画2014-2030」に示さる首都圏の優先事業	4-2
表4-1-2.1	「送電網開発計画2014-2030」の電力需要予測の前提条件	4-4
表4-1-2.2	「送電網開発計画2014-2030」の電力需要予測結果	4-5
表4-1-2.3	ウガンダの人口予測(2014~2030年)	4-8
表4-1-2.4	ウガンダのマクロ経済モデルの予測結果(2013~2030年)	4-9
表4-1-2.5	ウガンダの電力需要予測結果(2013~2030年)	4-10
表4-1-2.6	既存変電所から新設変電所への負荷移転計画	4-12
表4-1-2.7	カンパラ首都圏の変電所母線ごとの需要分布	4-14
表4-1-2.8	ウガンダのマクロ経済モデルの予測結果-レファレンスケース (2013年-2030年)	4-15
表4-1-2.9	ウガンダの電力需要予測結果-レファレンスケース	

	(2013年-2030年)	4-16
表 4-2-1.1	潮流解析により検証するシナリオ	4-24
表 4-2-1.2	潮流解析結果の評価基準等	4-24
表 4-2-2.1	東側シナリオ 1-1 N-1 故障時における過負荷送電線と過負荷率 (100%以上)	4-25
表 4-2-2.2	東側シナリオ 1-2 N-1 故障時の過負荷送電線と過負荷率 (100%以上)	4-29
表 4-2-2.3	東側ルート of シナリオ案における各区間の線種パターン一覧	4-29
表 4-2-2.4	東側シナリオ 1-3 各区間の有効性の高い線種	4-30
表 4-2-2.5	東側シナリオ 1-3 N-1 故障時の各区間の最大送電容量 [MVA]	4-31
表 4-2-2.6	東側シナリオ 1-3 N-1 故障時の過負荷送電線と過負荷率 (100%以上)	4-32
表 4-2-2.7	南西側ルート ガバ変電所の送電ルート N-1 故障時の過負荷送電線と過負荷率 (100%以上)	4-32
表 4-2-2.8	潮流解析による検証により採用されたシナリオ	4-34
表 4-2-3.1	目標年次 2030 年の系統構成における 220 / 132 kV 系統変圧器の台数と単機容量	4-34
表 4-2-3.2	2022 年断面 変圧器台数と N-1 故障時の最大過負荷率	4-35
表 4-2-3.3	2030 年断面 変圧器台数と N-1 故障時の最大過負荷率	4-35
表 4-2-3.4	ムトウンドウエ変電所の母線事故時の過負荷率 100%以上の送電線	4-37
表 4-2-4.1	設備計画表 送電設備	4-41
表 4-2-4.2	設備計画表 変電設備	4-42
表 4-2-4.3	各年度断面の潮流解析結果 一覧	4-47
表 4-3-1.1	本事業コンポーネント (案)	4-49

第 5 章

図 5-2. 1	アフリカ大陸地震危険度マップ	5-20
図 5-3-1. 1	ブロバ変電所レイアウト (案)	5-23
図 5-3-1. 2	ブロバ変電所単線結線図 (案)	5-24
図 5-3-1. 3	ブロバ変電所周辺の測量図	5-26
図 5-3-1. 4	カワラ変電所レイアウト (案)	5-28
図 5-3-1. 5	カワラ変電所単線結線図 (案)	5-29
図 5-3-1. 6	新ムコノ変電所レイアウト (案)	5-31
図 5-3-1. 7	新ムコノ変電所単線結線図 (案)	5-32
図 5-3-1. 8	ブジャガリ変電所レイアウト (案)	5-34
図 5-3-1. 9	ブジャガリ変電所単線結線図 (案)	5-35
図 5-3-1. 10	ムトウンドウエ変電所レイアウト (案)	5-37
図 5-3-1. 11	ムトウンドウエ変電所単線結線図 (案)	5-38
図 5-3-1. 12	移動変圧器車のイメージ	5-40
図 5-3-1. 13	AIS を採用している既設変電所との接続のイメージ (架空線接続)	5-40

図 5-3-1. 1 4	AIS を採用している既設変電所との接続のイメージ (ケーブル接続)	5-41
図 5-3-1. 1 5	GIS を採用している既設変電所との接続のイメージ	5-41
図 5-3-2. 1	ブロバ変電所向け 220 kV、132 kV 送電線ルート図	5-42
図 5-3-2. 2	ブロバ変電所の引込み付近の分岐方法	5-43
図 5-3-2. 3	鉄塔の例 (左:耐張型 右:懸垂型)	5-46
図 5-3-2. 4	マット型杭基礎	5-48
図 5-3-2. 5	新ムコノ変電所向け 220 kV、132 kV 送電線ルート図	5-49
図 5-3-2. 6	新ムコノ変電所引込み付近の分岐方法	5-50
図 5-3-2. 7	ムトゥンドゥエ変電所 - カブラソケ変電所間送電線への分岐方法	5-52
図 5-3-2. 8	鉄塔の例 (左:耐張型 中:懸垂型 右:4回線)	5-55
図 5-3-2. 9	分岐方法	5-57
図 5-3-2. 1 0	送電線の電線配列	5-59
図 5-3-2. 1 1	ムコノ変電所 - ムトゥンドゥエ変電所間 系統図	5-61
図 5-3-2. 1 2	カワラ変電所 引込ルートの状況	5-62
図 5-3-2. 1 3	ケーブル断面図の例 (カワラ変電所引込用)	5-62
図 5-3-2. 1 4	132 kV ケーブルルート (カワラ変電所引込用)	5-63
図 5-3-2. 1 5	132 kV ケーブル埋設方法	5-63
図 5-3-4. 1	移動変電所システム構成案	5-69
表 5-1. 1	案件概要	5-1
表 5-2. 1	カンパラの気候データ	5-3
表 5-2. 2	カンパラ市における月別最大風速 (単位: m/s)	5-3
表 5-2. 3	エンテベ市における月別最大風速 (単位: m/s)	5-4
表 5-2. 4	カンパラ市における月別雷雨日数 (単位: 日数)	5-4
表 5-2. 5	エンテベ市における月別雷雨日数 (単位: 日数)	5-4
表 5-2. 6	ブロバ変電所敷地内の地耐力 (室内試験結果より算定)	5-6
表 5-2. 7	ブロバ変電所敷地内の圧密沈下量 (室内試験結果より算定)	5-7
表 5-2. 8	ブロバ変電所敷地内の含水量 (室内試験結果より算定)	5-7
表 5-2. 9	ブロバ変電所敷地内の液性限界 (室内試験結果より算定)	5-7
表 5-2. 1 0	ブロバ変電所敷地内の塑性限界 (室内試験結果より算定)	5-7
表 5-2. 1 1	ブロバ変電所敷地内の比重 (室内試験結果より算定)	5-8
表 5-2. 1 2	ブロバ変電所敷地内の湿潤密度 (室内試験結果より算定)	5-8
表 5-2. 1 3	ブロバ変電所敷地内の一軸圧縮試験 (室内試験結果より算定)	5-8
表 5-2. 1 4	ブロバ変電所敷地内の三軸圧縮試験 (室内試験結果より算定)	5-9
表 5-2. 1 5	ブロバ変電所敷地内の圧密試験 (室内試験結果より算定)	5-9
表 5-2. 1 6	ブロバ変電所引込み送電ルート上の地耐力 (室内試験結果より算定)	5-10
表 5-2. 1 7	ブロバ変電所引込み送電ルート上の圧密沈下量 (室内試験結果より算定)	5-10
表 5-2. 1 8	ブロバ変電所引込み送電ルート上の含水量	

	(室内試験結果より算定)	5-10
表 5-2. 1 9	プロバ変電所引込み送電ルート上の液性限界 (室内試験結果より算定)	5-11
表 5-2. 2 0	プロバ変電所引込み送電ルート上の塑性限界 (室内試験結果より算定)	5-11
表 5-2. 2 1	プロバ変電所引込み送電ルート上の比重 (室内試験結果より算定)	5-11
表 5-2. 2 2	プロバ変電所引込み送電ルート上の湿潤密度 (室内試験結果より算定)	5-11
表 5-2. 2 3	プロバ変電所引込み送電ルート上の一軸圧縮試験 (室内試験結果より算定)	5-12
表 5-2. 2 4	プロバ変電所引込み送電ルート上の三軸圧縮試験 (室内試験結果より算定)	5-12
表 5-2. 2 5	プロバ変電所引込み送電ルート上の圧密試験 (室内試験結果より算定)	5-12
表 5-2. 2 6	カワラ変電所敷地内の地耐力 (室内試験結果より算定)	5-13
表 5-2. 2 7	カワラ変電所敷地内の圧密沈下量 (室内試験結果より算定)	5-13
表 5-2. 2 8	カワラ変電所敷地内の含水量 (室内試験結果より算定)	5-14
表 5-2. 2 9	カワラ変電所敷地内の液性限界 (室内試験結果より算定)	5-14
表 5-2. 3 0	カワラ変電所敷地内の塑性限界 (室内試験結果より算定)	5-14
表 5-2. 3 1	カワラ変電所敷地内の比重 (室内試験結果より算定)	5-14
表 5-2. 3 2	カワラ変電所敷地内の湿潤密度 (室内試験結果より算定)	5-15
表 5-2. 3 3	カワラ変電所敷地内の一軸圧縮試験 (室内試験結果より算定)	5-15
表 5-2. 3 4	カワラ変電所敷地内の三軸圧縮試験 (室内試験結果より算定)	5-15
表 5-2. 3 5	カワラ変電所敷地内の圧密試験 (室内試験結果より算定)	5-15
表 5-2. 3 6	新ムコノ変電所敷地内の地耐力 (BH01)	5-16
表 5-2. 3 7	新ムコノ変電所敷地内の圧密沈下量 (室内試験結果より算定)	5-16
表 5-2. 3 8	新ムコノ変電所敷地内の含水量 (室内試験結果より算定)	5-17
表 5-2. 3 9	新ムコノ変電所敷地内の液性限界 (室内試験結果より算定)	5-17
表 5-2. 4 0	新ムコノ変電所敷地内の塑性限界 (室内試験結果より算定)	5-17
表 5-2. 4 1	新ムコノ変電所敷地内の比重 (室内試験結果より算定)	5-17
表 5-2. 4 2	新ムコノ変電所敷地内の湿潤密度 (室内試験結果より算定)	5-18
表 5-2. 4 3	新ムコノ変電所敷地内の一軸圧縮試験 (室内試験結果より算定) ...	5-18
表 5-2. 4 4	新ムコノ変電所敷地内の三軸圧縮試験 (室内試験結果より算定) ...	5-18
表 5-2. 4 5	新ムコノ変電所敷地内の圧密試験 (室内試験結果より算定)	5-18
表 5-2. 4 6	送電線路設計方針	5-19
表 5-3-1. 1	プロバ変電所の主要データ	5-21
表 5-3-1. 2	33 kV 配電線フィーダと工事距離	5-21
表 5-3-1. 3	カワラ変電所の主要データ (案)	5-27
表 5-3-1. 4	新ムコノ変電所の主要機材 (案)	5-30

表 5-3-1. 5	ブジャガリ変電所への調達資材	5-33
表 5-3-1. 6	移動変電所の移動性への要求仕様	5-39
表 5-3-2. 1	送電設備計画の概要	5-42
表 5-3-2. 2	気候条件	5-44
表 5-3-2. 3	220kV ブロバ変電所行送電線の緒元	5-44
表 5-3-2. 4	架空地線の緒元	5-44
表 5-3-2. 5	離隔距離 (220 kV)	5-45
表 5-3-2. 6	最大使用張力と EDS	5-45
表 5-3-2. 7	電力線の弛度 (75 °C)	5-45
表 5-3-2. 8	碍子の例	5-46
表 5-3-2. 9	基本的な鉄塔型	5-46
表 5-3-2. 10	地質調査結果 (ブロバ変電所)	5-47
表 5-3-2. 11	地質調査結果	5-51
表 5-3-2. 12	電力線の緒元	5-53
表 5-3-2. 13	架空地線の緒元	5-53
表 5-3-2. 14	離隔距離 (132 kV)	5-53
表 5-3-2. 15	最大使用張力と EDS	5-54
表 5-3-2. 16	電力線の弛度 (75 °C)	5-54
表 5-3-2. 17	碍子の例	5-54
表 5-3-2. 18	地質調査結果 (ブロバ変電所 132 kV 送電ルート)	5-55
表 5-3-2. 19	電力線の緒元	5-57
表 5-3-2. 20	架空地線の緒元	5-58
表 5-3-2. 21	最大使用張力と EDS	5-58
表 5-3-2. 22	地質調査結果 (新ムコノ変電所 132 kV 送電ルート)	5-58
表 5-3-2. 23	インバ電線およびギャップ電線の緒元 (参考)	5-60
表 5-3-3. 1	施設設計の基本条件 (カワラ変電所)	5-64
表 5-3-3. 2	施設設計の基本条件 (ブロバ変電所)	5-64
表 5-3-3. 3	制御棟建屋の概要 (ブロバ変電所)	5-65
表 5-3-3. 4	制御棟建屋の概要 (カワラ変電所)	5-65
表 5-3-3. 5	220/132kVx2 か所と 132/33kVx2 か所 変圧器の基礎概要 (ブロバ変電所)	5-66
表 5-3-3. 6	132/33kVx3 か所と 132/11kVx1 か所 変圧器の基礎概要 (カワラ変電所)	5-66
表 5-3-3. 7	開閉装置の基礎概要 (カワラ変電所)	5-67
表 5-3-3. 8	ケーブルカルバート基礎の概要 (カワラ変電所)	5-67
表 5-3-3. 9	送電線の鉄塔基礎概要 (カワラ変電所)	5-67
表 5-3-3. 10	送電線の鉄塔基礎概要 (ブロバ変電所)	5-67
表 5-3-4. 1	移動変電所の仕様概要 (案)	5-70
表 5-3-4. 2	132 kV ガス絶縁開閉装置の仕様概要 (案)	5-71
表 5-3-4. 3	220 kV ガス絶縁開閉装置の仕様概要 (案)	5-72

表 5-3-4. 4	変圧器の仕様概要（案）	5-73
表 5-3-4. 5	高熱容量低弛度電線の仕様概要（案）	5-74

第 6 章

図 6-3-2. 1	国外からの資機材調達計画	6-10
表 6-1. 1	本プロジェクト実施に係るプロジェクト・チーム構成	6-1
表 6-2-1. 1	全体工程表	6-2
表 6-2-2. 1	コンポーネント 1 工程表	6-3
表 6-2-2. 2	コンポーネント 2 工程表	6-4
表 6-2-2. 3	コンポーネント 3 工程表	6-5
表 6-2-2. 4	コンポーネント 4 工程表	6-6
表 6-2-2. 5	コンポーネント 5 工程表	6-6
表 6-2-2. 6	ロット 1 実施に係る計画停電	6-7
表 6-2-2. 7	コンポーネント 2 実施に係る計画停電	6-8
表 6-2-2. 8	コンポーネント 3 実施に係る計画停電	6-8
表 6-2-2. 9	ムトウドゥエ変電所の 132 kV フィーダ接続構成	6-9
表 6-2-2. 10	コンポーネント 4 実施に係る計画停電	6-9
表 6-3-1. 1	調達計画	6-10
写真 6-3-2. 1	輸送ルート上にある立体交差の例	6-11

第 7 章

図 7-2. 1	一般的な事業費の構成	7-1
表 7-4. 1	概略事業費（有償）概要表	7-2
表 7-4. 2	本体工事費の内訳	7-3
表 7-4. 3	設計・施工監理費	7-3
表 7-5. 1	調達コンポーネントおよび工事スコープ	7-5

第 8 章

図 8-1-2. 1	UETCL から UMEME への卸販売（BST）単価の推移(2005-2015) ..	8-5
表 8-1-1. 1	財務分析の評価指標とその定義と計算式	8-1
表 8-1-2. 1	資本の機会費用としての割引率	8-3
表 8-1-2. 2	UETCL から UMEME への卸販売（BST）単価の推移(2005-2015) ..	8-5
表 8-1-2. 3	UETCL の発電会社からの電力購入単価(2010-2014)	8-6
表 8-1-2. 4	2021 年から 2060 年の期間の UETCL のカンパラ首都圏 送電業務における本事業貢献度計算	8-8
表 8-1-2. 5	2021 年から 2060 年の期間の送配電ロスの推移予想	8-8
表 8-1-2. 6	2021 年から 2060 年の期間の UETCL の本事業貢献 当該分の BST 販売電力量及び BST 収入	8-9
表 8-1-2. 7	2021 年から 2060 年の期間の UETCL の本事業貢献当該分の 発電会社からの購買電力量及び購買コスト	8-9

表 8-1-2. 8	2021 年から 2060 年の期間の UETCL の本事業貢献当該分の 一般管理コスト	8-10
表 8-1-3. 1	財務分析評価のキャッシュ・フロー	8-11
表 8-1-3. 2	財務評価分析での感度分析結果	8-13
表 8-2-1. 1	経済評価分析の評価指標及び評価条件	8-14
表 8-2-2. 1	法人（工業・商業事業者）向けのエネルギー代替コスト、 支払意思額、消費者余剰等の計算	8-16
表 8-2-2. 2	本事業においてもたらされる経済便益	8-18
表 8-2-3. 1	本事業の経済評価のキャッシュフロー	8-19
表 8-2-3. 2	経済評価分析での感度分析結果	8-20

第 9 章

図 9-1-1. 1	ブロバ変電所および付帯送電線のレイアウト	9-2
図 9-1-1. 2	ムコノ変電所および付帯送電線のレイアウト	9-3
図 9-1-1. 3	カワラ変電所の既存レイアウトおよび地下ケーブルの埋設ルート	9-4
図 9-1-1. 4	ブジャガリ変電所の既存レイアウトおよび増設予定地	9-5
図 9-1-1. 5	張替工事の対象送電線	9-6
図 9-1-2. 1	ブロバの大気質測定地点	9-7
図 9-1-2. 2	ムコノの大気質測定地点	9-7
図 9-1-2. 3	カワラの大気質測定地点	9-8
図 9-1-2. 4	ブジャガリの大気質測定地点	9-8
図 9-1-2. 5	ムトゥンドゥエの大気質測定地点	9-9
図 9-1-2. 6	ブロバの水質測定地点	9-12
図 9-1-2. 7	ムコノの水質測定地点	9-13
図 9-1-2. 8	ナダギ森林保護区の境界（赤線）	9-14
図 9-1-2. 9	ルユンヤとナムヨナ森林保護区の境界および張替送電線の位置	9-15
図 9-1-2. 10	Kasala 川および Kisamba 川の流路	9-16
図 9-1-2. 11	ブロバのサイト周辺の土地利用状況	9-17
図 9-1-2. 12	ムコノのサイト周辺の典型的な土地利用状況	9-18
図 9-1-3. 1	EIA 手続きの概略プロセス	9-19
図 9-1-4. 1	ブロバ変電所の代替案の立地	9-21
図 9-1-4. 2	送電線ルート代替案の位置	9-22
図 9-1-7. 1	鳥類衝突防止器具の例	9-34
図 9-2-1. 1	220 kV 送電線の ROW 共有イメージ	9-43
図 9-2-5. 1	苦情処理手続き	9-62
表 9-1-1. 1	ブロバの主要コンポーネントおよび仕様	9-1
表 9-1-1. 2	ムコノの主要コンポーネントおよび仕様	9-3
表 9-1-1. 3	カワラの主要コンポーネントおよび仕様	9-4
表 9-1-1. 4	ブジャガリの主要コンポーネントおよび仕様	9-5
表 9-1-2. 1	大気質測定結果	9-10

表 9-1-2. 2	ウガンダ国の騒音基準.....	9-11
表 9-1-2. 3	騒音測定結果.....	9-11
表 9-1-2. 4	ブロバの水質測定結果.....	9-13
表 9-1-2. 5	ムコノの水質測定結果.....	9-13
表 9-1-2. 6	ナダギ森林保護区で確認された絶滅危惧種およびその分類.....	9-15
表 9-1-3. 1	環境社会配慮関連法規制.....	9-20
表 9-1-4. 1	ブロバ変電所の代替案の比較検討結果.....	9-21
表 9-1-4. 2	送電線ルートと比較検討結果.....	9-23
表 9-1-5. 1	スコーピングの結果.....	9-23
表 9-1-5. 2	環境社会配慮調査の TOR.....	9-25
表 9-1-6. 1	環境社会配慮調査結果.....	9-25
表 9-1-7. 1	影響評価の結果.....	9-27
表 9-1-8. 1	環境管理計画.....	9-36
表 9-1-8. 2	環境モニタリング計画.....	9-40
表 9-1-9. 1	協議を行った主な機関・コミュニティおよび目的.....	9-42
表 9-1-9. 2	NFA との協議で得られた主な意見や対応.....	9-42
表 9-2-1. 1	用地取得が必要なコンポーネントおよび用地取得面積.....	9-43
表 9-2-2. 1	JICA ガイドラインとウガンダ国内法制度とのギャップ分析 および本事業の方針.....	9-46
表 9-2-3. 1	サイト・土地所有形態別の PAPs 数量.....	9-53
表 9-2-3. 2	用地取得範囲で確認された構造物の種類・数量.....	9-54
表 9-2-3. 3	用地取得範囲で確認された作物の種類・数量.....	9-55
表 9-2-3. 4	PAPs の世帯構成.....	9-56
表 9-2-3. 5	PAPs の生計手段.....	9-56
表 9-2-4. 1	土地、構造物および作物の損失に対する補償方針・方法.....	9-58
表 9-2-4. 2	エンタイトルメント・マトリックス.....	9-60
表 9-2-6. 1	ARAP 実施に関連する組織およびその役割 (UETCL 以外).....	9-63
表 9-2-6. 2	ARAP 実施スケジュール案.....	9-63
表 9-2-7. 1	土地やその他資産の補償費算定額 (ウガンダ・シリング).....	9-64
表 9-2-7. 2	ARAP 実施の全体費用算定額 (ウガンダ・シリング).....	9-64
表 9-2-9. 1	住民協議会の概要.....	9-65
表 9-2-9. 2	住民協議会で挙げられた主に意見・質問および対応.....	9-66

第 10 章

図 10-4-2. 1	日負荷曲線モデル.....	10-14
表 10-4-1. 1	プロジェクト評価の目標年次 (2022 年) における 本事業コンポーネントの 首都圏の電力流通への貢献度.....	10-5
表 10-4-1. 2	本事業の系統計画の目標年次 (2030 年) における 本事業コンポーネントの 首都圏の電力流通への貢献度.....	10-6
表 10-4-2. 1	本事業によるピーク時送電損失.....	10-13

表 10-4-2. 2	毎時の送電損失	10-14
表 10-4-2. 3	燃料別排出係数	10-14
表 10-4-2. 4	本事業による二酸化炭素排出量基準の エネルギー利用効率化の効果	10-15

略語集

AAAC	All Aluminum Alloy Conductors (アルミニウム合金導体)
AC	Aluminum-Clad Steel Wire (アルミ覆鋼線)
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced (鋼心アルミより線)
AfDB	Africa Development Bank (アフリカ開発銀行)
ARAP	Abbreviated Resettlement Action Plan (簡易版住民移転計画書)
BECS	Bundibugyo Energy Co-operative Society (ブンディブギョ・エネルギー協力社会 会社)
BID	Best Investment Decision (最適投資決定)
BS	British Standard (英国規格)
BST	Bulk Sales Tariff (大口販売価格)
CAE	Certificate of Approval of EIA (環境承認)
CEO	Chief Executive Officer (最高経営責任者)
CGV	Chief Government Valuer (政府価格査定長)
CH	Cable Head (気中終端箱)
CT	Current Transformer (計器用変流器)
CVT	Condensor type Voltage Transformer (コンデンサ型計器用変圧器)
DAC	Development Assistance Committee (開発援助委員会)
DLBs	District Land Boards (各県の土地委員会)
DLTs	District Land Tribunals (各県の土地裁判所)
DSR	Debt Service Ratio (債務返済額比率)
EAPP	Eastern Africa Power Pool (東部アフリカ電力連合)
EDS	Every Day Stress (常時張力)
EDT	Electricity Disputes Tribunal (電力争議裁判所)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響アセスメント)
EIRR	Economic Internal Rate of Return (経済的内部収益率)
EIS	Environmental Impact Statement (環境影響評価書)
EmoP	Environment Monitoring Plan (環境モニタリング計画)
EMP	Environment Management Plan (環境管理計画)
ENPV	Economic Net Present Value (経済純現在価値)
EPC	Engineering, Procurement and Construction (設計、調達、建設)
ERA	Electricity Regulatory Authority (電力規制庁)
EU	European Union (欧州連合)
FESL	Ferdsult Engineering Services Limited (フェルドサルト社)
FIRR	Financial Internal Rate of Return (財務的内部収益率)
GDE	Gross Domestic Expenditure (国内総支出)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GIS	Gas Insulated Switchgear (ガス絶縁開閉装置)

GKMA	Greater Kampala Metropolitan Area (大カンパラ首都圏)
GSHAP	Global Seismic Hazard Assessment Program (世界地震ハザード評価プログラム)
GSW	Galvanized Steel Wire (亜鉛めっき鋼より線)
GZTACSR	Gap Type Super Thermal-resistant Aluminum alloy Conductor Steel Reinforced (ギャップ電線)
HTLS	High-Temperature Low-Sag (高熱容量低弛度)
IDA	International Development Association (国際開発協会)
IEC	International Electrotechnical Commission (国際電気標準会議)
IKL	Isokeraunic Level (年間雷雨日数)
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
IPP	Indipendent Power Producer (発電事業者)
IUCN	International Union for Conservation of Nature (国際自然保護連合)
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (国際協力銀行)
JEC	Japanese Electrotechnical Committee (電気規格調査会)
JICA	Japan International Cooperation Agency (国際協力機構)
KCCCL	Kasese Cobalt Company Limited (カセセ・コバルト会社)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (ドイツ復興金融金庫)
KIL	Kilember Investments Limited (キレンベ投資会社)
KPLC	Kenya Power & Lighting Company Limited (ケニア電灯・電力公社)
LDC	Least Developed Country (後発開発途上国)
MEMD	Ministry of Energy and Mineral Development (エネルギー鉱物開発省)
MWT	Maximum Working Tension (最大使用張力)
NARL	National Agriculture Research Laboratories (国立農業研究所)
NARO	National Agriculture Research Organization (国立農業研究機構)
NASA	National Aeronautics and Space Administration (アメリカ航空宇宙局)
NDP	National Development Plan (国家開発計画)
NDP II	National Development Plan (第二次国家開発計画)
NEMA	National Environmental Management Agency (環境保護局)
NEA	National Environment Act (国家環境法)
NFA	National Forestry Authority (国家森林庁)
NIP	National Industrial Policy (NIP)
NGO	Non Governmetal Organization (非政府組織)
NSLT	Non-Special Load Tariff (通常電力価格)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (経済開発協力機構)
OPGW	Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire (光ファイバー複合架空地線)
PACMECS	Pader Abim Community Multipurpose Electric Cooperative Society Limited (パダーアビムコミュニティ多目的電力協力社会会社)
PCE	Policy Committee on the Environment (環境政策委員会)
PEAP	Poverty Eradication Action Plan (貧困撲滅行動計画)
PGA	Peak Ground Acceleration (最大地動加速度)

P/Q	Prequalification (事前資格審査)
PPP	Public Private Partnership (官民連携)
PRG	Partical Risk Guarantee (部分リスク保証)
PSS/E	Power System Simulation for Engineering (エンジニア用電力系統シミュレーション)
RAP	Resettlement Action Plan (移転実施計画)
REA	Rural Electrification Agency (ウガンダ地方電化庁)
RESP	Rural Electrification Strategy and Plan (地方電化基本計画)
REGL	Rwanda Energy Group Limited (ルワンダ・エネルギー・グループ会社)
ROW	Right of Way (ライト・オブ・ウェイ)
SCF	Standard Conversion Factor (標準変換係数)
SE4ALL	Uganda's Sustainable Energy for All Initiative Action Agenda (ウガンダ国万人のための持続可能エネルギーイニシアティブ行動目標)
SLT	Special Load Tariff (特別電力価格)
SNEL	Société nationale d'électricité (コンゴ電力公社)
SNS	Social Networking Service (ソーシャル・ネットワーキング・サービス)
SVC	Static Var Compensator (静止型無効電力補償装置)
TANESCO	Tanzania Electric Supply Company Limited (タンザニア電力供給公社)
TL	Transmission Line (送電線)
TOR	Terms of Reference (業務指示書)
TRMM	Tropical Rainfall Measuring Mission (熱帯降雨観測衛星)
UEB	Uganda Electricity Board (ウガンダ電力公社)
UEDCL	Uganda Electricity Distribution Company Limited (ウガンダ配電公社)
UEGCL	Uganda Electricity Generation Company Limited (ウガンダ発電公社)
UETCL	Uganda Electricity Transmission Company Limited (ウガンダ送電公社)
UGX	Uganda Shilling (ウガンダシリング)
UNSTAT	United Nations Statistics Division (国連統計局)
UMEME	Umeme Limited (ウメメ社)
UNMA	Uganda National Meteorological Authority (ウガンダ国立気象局)
UTS	Ultimate Strength Tensile (抗張力)
UWA	Uganda Wildlife Authority (ウガンダ野生動物庁)
VAT	Value Added Tax (付加価値税)
WENRECo	West Nile Rural Electrification Company (西ナイル地方電化会社)
ZTACIR	Super Thermal-resistant aluminum Alloy Conductor al-cla Invar Reinforced (インバ電線)

第1章 本事業の背景・経緯等

1-1 本事業の背景

1-1-1 本事業の背景及び必要性

ウガンダ共和国（以下、「ウガンダ」と称す）は、経済成長率 7% / 年の水準を記録する等、高い成長を遂げており、電力需要についても、2007 年から 2012 年にかけて年率 9.7%程度（全国平均）の高い伸びを示している。ウガンダ政府及び民間部門は、豊富な水力資源を中心に電源開発を進めているものの、電力流通網に関しては、需要増大に即した開発に苦慮している現状にある。しかしながら、自立持続的な社会経済の発展を実現するにあたっては、電力流通設備の開発は特に優先度の高いインフラ事業であり、その中でも、ウガンダの社会経済の中心であるカンパラ首都圏の電力流通設備は最重要の開発事業と位置付けられる。

一般に、需要が増大した大都市では、需要増加に対する十分な対応能力と信頼性を兼ね備えた系統構成とするため、一般に電圧階級 187 kV 以上に相当する超高压の環状系統を構成することが有効である。カンパラ首都圏の送電網に目を向けると、現状の主要幹線であり、特別高压に相当する 132 kV 送電線で環状系統が構成されている。しかしながら、前述の経済成長を背景とする電力需要の増大を踏まえると、現在の主要幹線である 132 kV 送電網では中長期的（10 年から 15 年程度）観点で供給容量が根本的に不足する見通しである。

本事業の実施機関であるウガンダ送電公社（Uganda Electricity Transmission Company Limited: UETCL）は、中長期的観点で「送電網開発計画 2014-2030」を策定し、毎年改定している。

その中で、220 kV 系統等の超高压系統の開発が計画されているが、まだ導入期であり、首都圏における 220 kV 環状系統の構成等の有効活用については、今後、UETCL に超高压設備に係る技術知識の蓄積が図られ、「送電網開発計画」に反映されていくことが期待される。

このため、準備調査を通じて、UETCL の「送電網開発計画 2014-2030」の課題を検証しつつ、中長期的な電力需要の動向を見通した上で、2030 年を目標年次とし、既存の 132 kV 内輪系統を増強するものとして、外側に 220 kV の外輪系統を構成する等、首都圏全体を俯瞰する系統計画を策定し、我が国の円借款事業として妥当性、有効性の高い事業形成を行った。

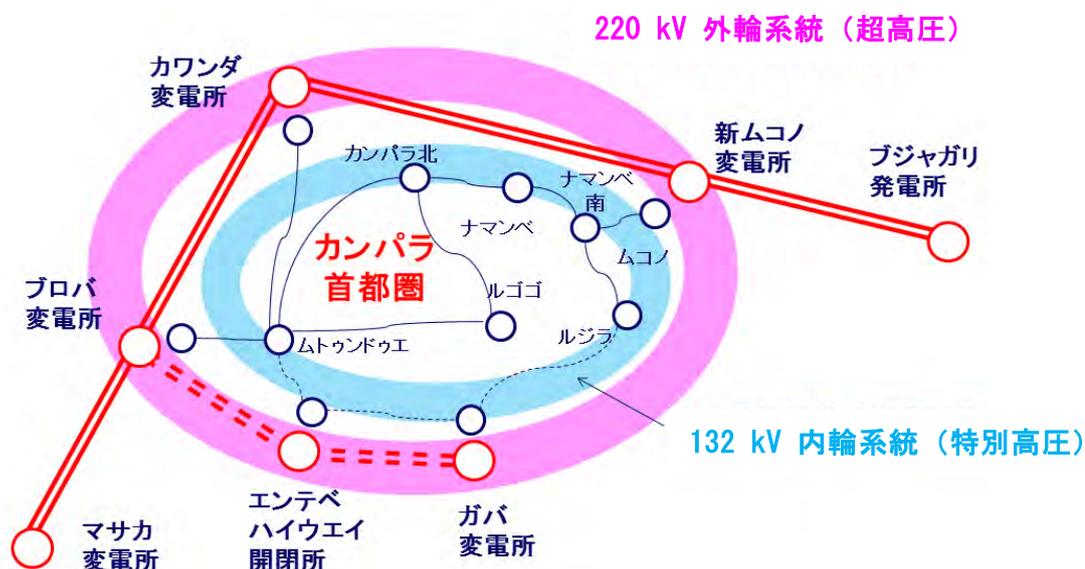
事業内容としては、220/132 kV ブロバ変電所、220/132 kV 新ムコノ変電所及び関連する 220 kV 及び 132 kV 送電線の新設、既設配電用変電所の改修そして 132 kV 送電線張替を行うものである。

なお、我が国の円借款事業に関しては、その妥当性の観点から対象国の国家開発計画等、上位計画との整合性が確保されていることが求められる。第二次国家開発計画（National Development Plan II: NDP II）2016 年-2021 年では、電力を含むインフラ開発の促進を掲げており、NDP II の実現の観点からも本事業は不可欠な位置づけである。

1-1-2 2030 年に向けた系統計画の策定

カンパラ首都圏の電力需要の増大水準を踏まえると、既存の 132 kV 環状系統では 2030 年に向け供給容量が根本的に不足することが予想されるため、図 1-1-2. 1 に示すように、既存の 132 kV 環状系統の外側に 220 kV の外輪系統を設けるといった系統構成が有効である。同図に赤線で示すブジャガリ発電所-カワングダ変電所間の 220 kV 送電線は、現在、132kV 送電線

として運用されているが、2017年に220 kVへ昇圧される。また、同図に赤線で示すカワンダ変電所ーマサカ変電所間220 kV送電線は、2017年に運転開始の見込みである。首都圏における220 kV外輪系統の形成は、これらの220kV送電線を220 kV外輪線の一部として活用し、図1-1-2.1の紫線で示す外輪系統を構成することが効率的である。



[備考] 特別高圧は7 kV以上、超高圧は187 kV以上の電圧階級である。

[出所] JICA調査団

図 1-1-2.1 220 kV 外輪系統 (超高圧) と 132 kV 内輪系統 (特別高圧) のイメージ

ブジャガリ発電所ーカワンダ変電所間の220kV送電線、カワンダ変電所ーマサカ変電所間の220kV送電線をカンパラ首都圏の220 kV外輪系統の一部として活用するためには、技術面のみならず、非自発的住民移転を極力回避する等、環境社会配慮面も考慮しながら、それら220kV送電線上に首都圏への供給点となる220 / 132 kV変電所を計画することが最も重要な課題である。

また、既存の132kV内輪系統も、今後の需要増大を踏まえるとその容量不足を引き起こすことは確実であるが、カンパラ首都圏は人口が密集している地域であり、新たに送電線ルートの用地を取得するためには大規模な非自発的住民移転を要するため、送電線の新設は困難な現状にある (UETCL標準では、132 kV送電線の場合、送電ルートを中心線から両側に15 mずつ、合計30 mの幅でウェイリーブ (Way Leave) と呼ばれる範囲で送電線用地を確保する必要がある)。従って、既存の鉄塔及びウェイリーブを活用しつつ、高熱容量低弛度 (High-Temperature Low-Sag: HTLS) 電線等による張替えを行い、増容量化する等の対策工事が今後の需要増大を考慮すると必要となってくる。

これらの状況を踏まえ、220 / 132 kV変電所の新設、HTLS電線による132 kV送電線の張替え等、カンパラ首都圏の現状から有効と考えられる流通設備の増強事業をシナリオとして複数設定しながら、2030年を目標年次とする系統計画を策定し、本事業の具体化、形成を行った。

なお、本事業では、大カンパラ首都圏 (カンパラ首都圏) をカンパラ市及び隣接する3県よ

り構成される区域と定義¹しており、本事業で対象となる変電所及び送電線はブジャガリ変電所を除いて同首都圏内に位置している。

1-2 準備調査の結果概要等

2015年9月から10月にかけて第一次現地調査、2015年11月から12月にかけて第二次現地調査、2016年2月から4月にかけて第三次現地調査、そして2016年6月に第四次現地調査を行い、実施機関である UETCL と協議を行った。この結果、220 / 132 kV 変電所の新設、HTLS 電線による 132 kV 送電線の張替え、移動変電所等、具体的な事業コンポーネント（案）を表 1-2. 1 のとおり特定した。

電力需要が増大した都市部の送電系統においては、十分な供給容量と供給信頼度を兼ね備えた系統を構築する必要があるため、超高圧の環状系統を構成することが有効な手段である。ウガンダの送電網に目を向けると、220 kV 送電線は導入段階にあり、カンパラ首都圏を通過する形で整備が進められている。

この 220 kV 送電線を同地域への電力供給に有効活用するため、その第一歩として、首都圏を通過するブジャガリ変電所－カワンダ変電所間及びカワンダ変電所－マサカ変電所間の 220 kV 送電線上に 220/132 kV 変電所を整備し、220 kV 系統からカンパラ首都圏への電力供給ポイントを確保する方針とした。カンパラ首都圏においては新たな用地取得は困難であり、その用地選定に関しては自由度が高くない。そのため、UETCL と協議した結果、表 1-2. 1 の第 1 項、第 2 項に示すとおり、プロバ変電所と新ムコノ変電所が選定された。関連する送電線の建設は第 7 項、第 8 項に含まれている。

加えて、特に需要の増大が顕著なカンパラ北変電所周辺の供給力増大のため、変電所単位の需要想定に応じたカワラ変電所の増強計画を、同表第 3 項に示すようにコンポーネントとして含めた。

その他、同表第 4 項に示すように、220 kV 送電線の有効活用の観点から、潮流解析を通じてその必要性が明らかとなったブジャガリ変電所への 220/132 kV 連系変圧器の増設を事業コンポーネントの一つとして選定している。

また、供給信頼度の観点から早急に対応が必要なムトゥドゥエ変電所の二重母線化についても潮流解析を通じて母線系統を検討し、事業コンポーネントとして同表第 5 項に示している。

既設変電所での事故発生による電力供給の支障対策として、同表 6 項に示すとおり移動変電所の調達を加えた。

最後に、既存の 132 kV 送電系統の容量も根本的に不足する見通しであるため、132 kV 送電線の増容量化が不可欠である。送電線に関しても首都圏で新たな用地取得は困難なため、既存の送電鉄塔を活用しつつ、HTLS 電線による既存電線の張替えによる増容量化が有効な手段である。複数のシナリオ設定を行い、潮流解析を通じて最適化した HTLS 電線の採用区間を同表の第 8 項に示した。

¹ カンパラ首都圏開発計画（Kampala Metropolitan Physical Development Plan of Uganda）では、大カンパラ首都圏の範囲は、カンパラ市を含むムピギ県、ワキソ県、ムコノ県の近隣地区からなると定義されている。後述する電力需要想定では、これらの変電所による配電範囲は中央地域全土に跨る点に留意の上で算定している。

表 1-2. 1 本事業コンポーネント (案)

主なコンポーネント		仕様・数量	内容
変電設備	1. ブロバ変電所 (1) 220 / 132 kV 変圧器 (2) 132 / 33 kV 変圧器 (3) 220 kV 開閉装置 (4) 132 kV 開閉装置 (5) 33 kV 開閉装置 (6) 制御棟	125 MVA×2 台 40 MVA×2 台 1 式 1 式 1 式 1 棟	新設
	2. 新ムコノ変電所 (1) 220 / 132 / 33 kV 変圧器 (2) 220 kV ガス絶縁開閉装置 (3) 132 kV ガス絶縁開閉装置 (4) 制御棟 (5) 132 kV 送電線 (新ムコノ変電所ームコノ変電所)	125 MVA×3 台 1 式 1 式 1 棟 約 0.3 km×2 回線	新設
	3. カワラ変電所 (1) 132 / 33 kV 変圧器 (2) 132 / 11 kV 変圧器 (3) 132 kV ガス絶縁開閉装置 (変圧器直結型) (4) 33 kV 開閉設備 (5) 11 kV 開閉設備 (6) 制御棟	40 MVA×3 台 20 MVA×1 台 1 式 1 式 1 式 1 棟	改修
	4. ブジャガリ変電所 (1) 220 / 132 / 33 kV 変圧器 (2) 220 kV 開閉設備 (3) 132 kV 開閉設備	250 MVA×1 台 1 式 1 式	増設
	5. ムトウンドウエ変電所 (1) 132 kV 開閉設備	1 式	増設
	6. 移動変電所 (132/33 - 11 kV)	20 MVA×2 台	調達
送電設備	7. 220 kV 送電線 (1) ブロバ分岐点ーブロバ変電所 (2) 新ムコノ分岐点ー新ムコノ変電所 (77 番ー78 番鉄塔間 132 kV 送電線改造含む)	約 0.9 km×4 回線 約 4.2 km×4 回線	新設 新設
	8. 132 kV 送電線 (1) ブロバ分岐点ーブロバ変電所 (2) 新ムコノ変電所ー新ムコノ分岐点 (南幹線) (3) ムコノ分岐点 (北幹線)ーカンパラ北変電所 (4) カンパラ北変電所ームトウンドウエ変電所 (5) カンパラ北変電所ールゴゴ変電所 (6) カワラ分岐点ーカワラ変電所	約 0.8 km×2 回線 約 0.4km×2 回線 約 25.4 km×1 回線 約 10.2 km×2 回線 約 5.3 km×2 回線 約 0.1 km×2 回線	新設 新設 張替 張替 張替 ケーブル化

[出所] JICA 調査団

本事業は、上述のとおり、系統計画に基づく具体的な事業コンポーネントを特定しており、技術面からの妥当性は確保されているが、前述のように、ウガンダの NDP II にも資する計画であり、上位計画とも整合性が図られている。加えて、我が国の「対ウガンダ国別援助方針」に掲げる「広域インフラ整備 (道路及び電力)」とも整合性が確保されている。経済財務分析の結果、財政的内部収益率 (Financial Internal Rate of Return: FIRR)、経済的内部収益率 (Economic Internal Rate of Return: EIRR) から妥当な収益性が確認されており、準備調査の結果、本事業を我が国の円借款事業として実施することは妥当であると判断される。

1-3 本報告書の構成

第1章に続く章の構成は、次のとおりである。第2章はウガンダの「社会経済状況」、第3章はウガンダの「電力セクターの現状等」とし、本事業を取り巻く概況を示している。これらの章に示すウガンダの人口動態、国内総生産（Gross Domestic Product: GDP）等の指標は、電力需要想定を計量経済学的手法で実施するための基礎データとしている。また、第3章に示す電力の取引価格等は、財務的便益、経済的便益の基礎データとして活用するとともに、第2章に示すインフレ率は、財務的収益性の評価指標となる資本コストに加味した。

第4章は、本事業形成の骨子となる「系統計画」を示しており、系統計画の目標年次である2030年までの電力需要を計画の前提条件として想定し、潮流解析を通じて2030年断面における最適な系統構成を策定している。これに基づき特定された具体的な事業コンポーネントに対する「概略設計」を第5章に示している。系統計画の結果、電力供給力の増強に資するコンポーネントだけでなく、カンパラ首都圏において供給信頼度の改善の観点から二重母線化が図られていないムトゥンドゥエ変電所の二重母線化の必要性が確認されたため、それを本事業コンポーネントとして概略設計を行った。第6章及び第7章では「事業実施体制及び運転維持管理体制」、「事業費と資金計画」と題し、本事業の本体工事実施計画及び資金計画等につき述べている。

第8章から第10章は策定した事業の検証である。第8章では、経済財務分析の側面から本事業を検証しており、FIRR、EIRRを指標として評価している。第9章では、環境社会配慮の側面から検証し、本事業に係る簡易住民移転計画、環境保護局（National Environmental Management Authority: NEMA）からの環境許可の取得等について記述している。第10章では、本事業の妥当性及び有効性等の評価を行っており、運用指標及び効果指標の目標年次における目標値も合わせて示した。

第2章 社会経済状況

2-1 マクロ経済等

2-1-1 ウガンダの概況

ウガンダはアフリカ東部、平均標高 1,100 m の東アフリカ高原に位置しており、図 2-1-1. 1 のようにケニア、タンザニア、ルワンダ、コンゴ民主共和国、南スーダンと国境を接する内陸国である。首都はカンパラ市である。総面積は日本の本州とほぼ同じ約 241,000 km² であるが、国土の約 20% を占めるビクトリア湖などの領域内水面積を除いた陸地面積は約 197,000 km² である。



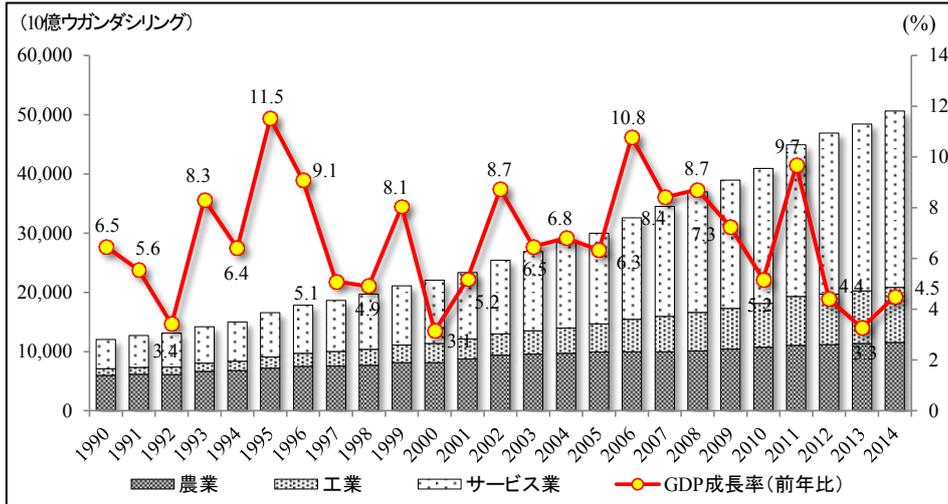
[出所] 外務省ホームページ

図 2-1-1. 1 ウガンダの位置

2-1-2 国内総生産 (Gross Domestic Product : GDP)

1990 年以降のウガンダの GDP は、民間と政府の消費・投資が活発的に行われた結果、経済が良好に成長しており、1990 年から 2014 年までの GDP 成長率は年平均 6.8% で増大している。図 2-1-2. 1 は 1990 年から 2014 年にかけての実質 GDP と成長率の推移を示しており、同期間における 2010 年を基準値とする実質 GDP は 2014 年には 50 兆 6,050 億ウガンダシリング (約 232 億米ドル¹) に達した。一方、名目 GDP は 2014 年には 68 兆 5,229 億ウガンダシリング (約 269.9 億米ドル) に達し、一人当たりでは 181.36 万ウガンダシリング (約 714.57 米ドル) となっている。ただし、年別の GDP 増加率を注視すると、年により 3% 台から 11% 台とかなり大きな変動がある。直近の 2012 年～2014 年の期間では年間成長率は 5% を割り込んでいたが、2015 年には 5% 台に持ち直す見込みである。

¹ 2010 年の平均為替換算率で換算した。(1 米ドル=2,178 ウガンダシリング)

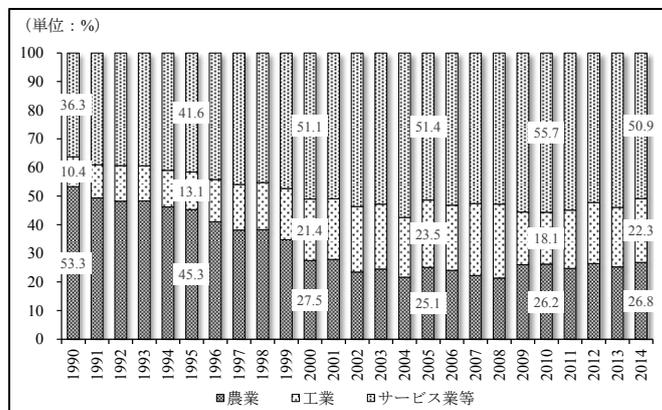


[出所] “World Development Indicators”、世界銀行、2015年1月7日

図2-1-2. 1 ウガンダの実質 GDP (2010年価値) 及び成長率 (前年比) の推移 (1990年から2014年)

2-1-3 産業構造

ウガンダにおける長期に渡る経済成長は、同国の産業構造にも大きな変化をもたらした。最も特徴的なのは農業部門の割合である。図2-1-3. 1は1990年から2014年にかけての農業部門、工業部門、及びサービス部門のGDPの比率推移を示している。農業部門の比率は1990年の53.3%から2005年の25.1%まで減少し続け、その代わりに工業部門とサービス部門の比率は、同期間でそれぞれ13.1%と15.1%拡大し、2005年には23.5%と51.4%に達している。このように、1990年以降のウガンダは政治的安定という好条件のもとで経済が伝統部門から近代部門へ転換しつつあると言える。しかし、2005年以降の産業構造は、農業部門の比率が2010年に26.2%、2014年には26.8%と僅かながら増加する方向を示しており、代わりに工業部門の比率が2005年の23.5%より2010年には18.1%、2014年には22.3%と僅かながらも縮小する傾向にある。その理由としては、2008年以降の石油価格がバレル当たり147.3米ドルに上昇し、長い間に高止まりし続けた結果、同国の工業部門への投資が減速したことを受けて、サービス部門への投資も鈍化し、農村の労働力を吸収することができなくなっていると考えられる。



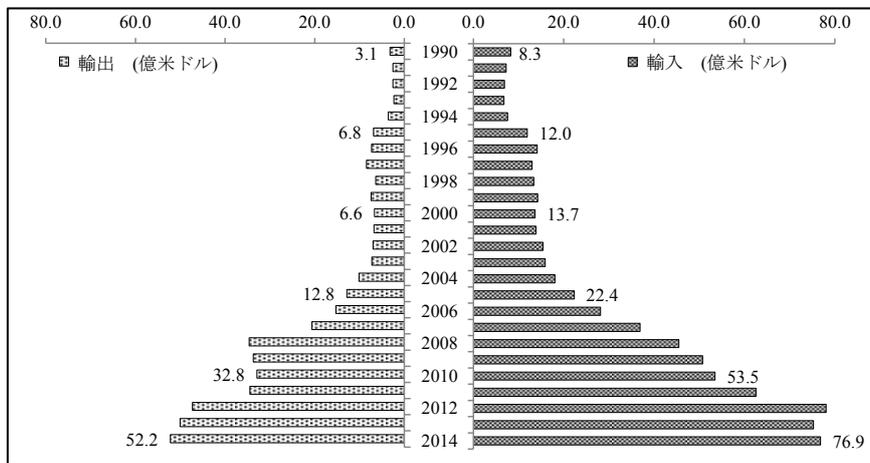
[出所] “World Development Indicators” (The World Bank) 2015年1月7日

図2-1-3. 1 ウガンダの産業構造の変遷 (1990年から2014年)

2-1-4 貿易動向

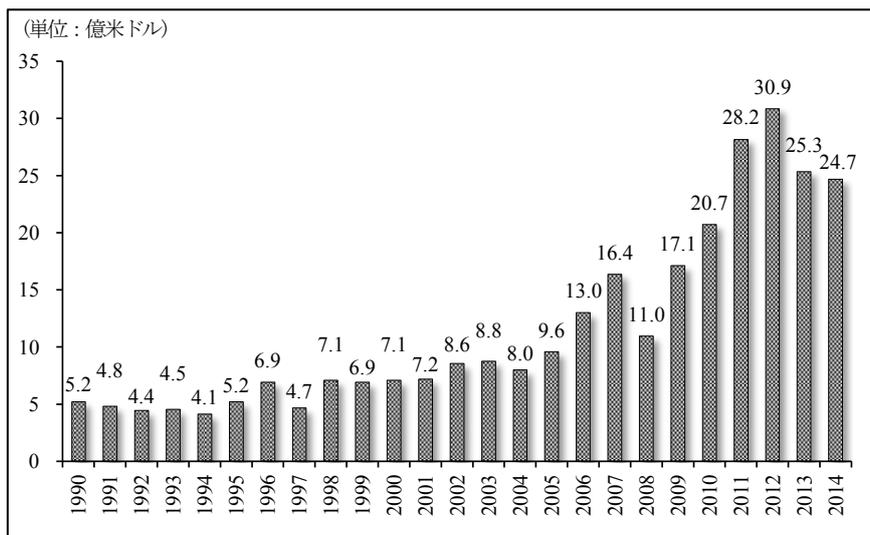
ウガンダの国際貿易は、単純に輸出入の均衡をみると、1990年から2013年まで23年間貿易赤字が続いている。図2-1-4. 1及び図2-1-4. 2の示すとおり、1990年から2005年まで年間の貿易赤字額は5億米ドルから10億米ドル台で推移していたが、2005年以降は急速に貿易赤字が拡大し、2012年には30.9億米ドルに達している。

その理由は、ウガンダの品目別輸入支出の約60%が石油であるため、国際石油価格の影響を直接受けやすい貿易構造に起因すると考えられる。2008年の国際石油価格がバレル当たり147.3米ドルまでに高騰し、その後も国際石油価格が高い水準で推移し続け、2005年以降の貿易赤字の拡大を招いた。そのため、国際石油価格の急落した2013年と2014年には貿易赤字額がやや縮小している。一方、同国の輸出品目をみると、コーヒー、綿花、煙草など国際市場価格の変動が大きい第一次農産品が中心となっており、世界経済の影響を受けやすい不安定な貿易構造であることを伺わせる。



[出所] “World Development Indicators” (The World Bank) 2015年1月7日

図2-1-4. 1 ウガンダの輸出入の推移 (1990年から2014年)



[出所] “World Development Indicators” (The World Bank) 2015年1月7日

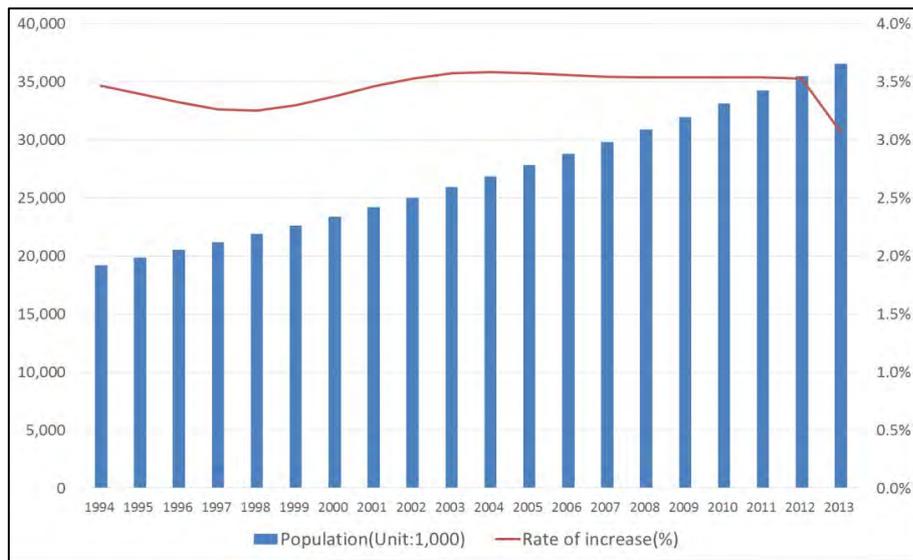
図2-1-4. 2 ウガンダの貿易赤字の推移 (1990年から2014年)

ウガンダにとって電力輸出は外貨獲得源の側面を持ち、豊富な水力発電資源の賦存を活用し、ケニアやタンザニア等の隣国への電力輸出の増大を企図している。その電力輸出の実施主体は UETCL である。UETCL の計画によれば、2014 年現在、ケニア、ルワンダ、タンザニア、コンゴ民主共和国向けに合計 184 GWh 輸出しているが、2025 年には、その約 10 倍に当たる 1,872 GWh の輸出を達成するとしている。ウガンダでは今なお低い自国の電化率の向上が優先課題ではあるが、政府は他国への電力融通も視野に入れてきている。

2-2 社会経済指標の動向

2-2-1 ウガンダ及びカンパラ市の人口

図 2-2-1. 1 に示されているように、ウガンダの人口は、急速な増加を遂げている。世界銀行の世界開発指標（World Development Indicator）の人口統計に基づく、過去 20 年間にわたって毎年 3%以上の伸びを示している。2014 年国勢調査の結果では約 3,486 万人であるが、国連の 2015 年推計値に基づく 3903 万人に達すると算定されている。ウガンダの合計特殊出生率は世界の中で第 8 位（5.87、2013 年）であり、人口は急増傾向を続けていくものと予想される。2030 年には約 6200 万人に達し、2050 年には 1 億人を超えると予想²している。ウガンダは今なお全国電化率が 16%と低いため、この急激に膨れ上がる人口増加に対応するため電化率の向上に更に注力する必要がある。



[出所] “World Development Indicator” (The World Bank) 2015 年 1 月 7 日

図 2-2-1. 1 ウガンダの人口の推移

ウガンダの首都であるカンパラ市の人口については、1991 年国勢調査で約 77 万人であったが、2002 年国勢調査では約 119 万人、2014 年国勢調査では約 152 万人へと増加を続けている。現在のウガンダ統計局の推計では、2016 年には約 157 万人に達すると予測しており、約四半世紀でほぼ倍増するペースでカンパラ市の人口は膨張している。カンパラ市域だけでなく、周辺

² 国連の世界人口予測（World Population Prospects）（2015 年版）による中程度ケース

地域を含むカンパラ首都圏では、約 350 万人が住んでいると推計³している。

2-2-2 消費者物価の動向

ウガンダ及び周辺の東アフリカ諸国の動向（2005 年から 2015 年）を表 2-2-2. 1 に示している。同図より、ウガンダはこの 10 年で消費者物価が約 2.4 倍になっている（ケニア約 2.9 倍、タンザニア約 2.4 倍、ルワンダ約 2.0 倍）。

また、2014 年における消費者物価は、ウガンダでは約 4.6%上昇しており、近隣諸国であるケニアの 6.9%、タンザニアの 6.1%と比較して低い数値となっている。しかしながら、ウガンダでの過去の実績に着目すると、時折、単年で 10%超の上昇を示す年があるため（2008 年、2009 年、2011 年、2012 年）インフレーションの動向には注視する必要がある。

表 2-2-2. 1 消費者物価の動向

年	ウガンダ	ケニア	ルワンダ	タンザニア
2005	100.00	100.00	100.00	100.00
2006	107.20	141.98	108.83	107.25
2007	113.71	148.03	118.72	114.79
2008	127.40	170.39	137.05	126.58
2009	144.07	188.37	151.23	141.96
2010	149.78	196.48	154.71	152.17
2011	177.77	224.04	163.48	171.48
2012	202.68	245.05	173.76	198.99
2013	212.36	259.06	181.09	214.57
2014	222.16	276.87	184.33	227.72
2015	234.80	294.39	194.72	240.57

[出所] IMF 統計より、2005 年の消費者物価を 100 として計算

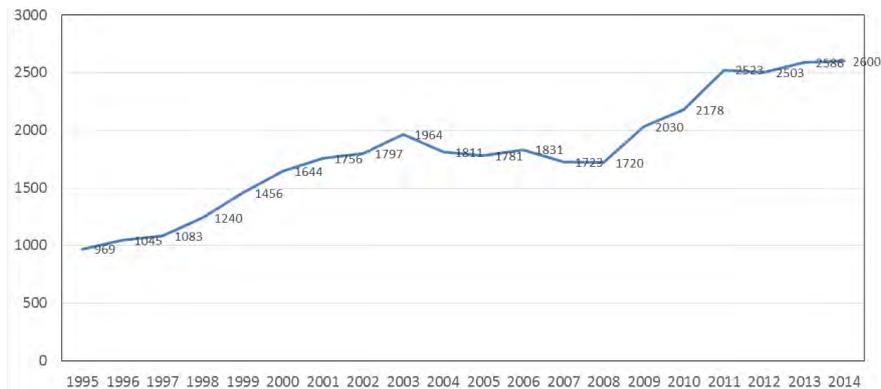
2-2-3 金利・金融セクター

ウガンダ銀行の 2010 年末の預金総額は、8 兆 235 億ウガンダシリングであり、2009 / 2010 年度の GDP 総額 36 兆 3300 億ウガンダシリングの約 22%程度に過ぎない。そのため、銀行の提供するサービスの浸透度合いは低く、所得総額のうち貯蓄の占める割合を示す指標である貯蓄性向は低いと言える。概して、預金総額 / GDP 総額の比率 (%) は、先進国では 100%を大きく超え、中進国では 100%程度であるが、開発途上国の多いサブサハラ諸国では、100%を大きく下回っている。ウガンダの貯蓄性向は未だ低く、我が国の財政投融资のように、自国民の貯蓄を活用してのインフラ整備への投融资は行いにくい状況にある。

2-2-4 為替レート

ウガンダシリングは時折上昇に転ずることはあっても長期的な大勢としては下落していく傾向にあり、19 年間で 37%の価値が下落している。19 年間で均して年平均下落率を計算すると約 5.3%である。2015 年は極端な切り下がりで、その米ドルに対する下落幅は 27%に達した。このように単年で 20%超ものウガンダシリング安が起こる年もあることに留意すべきと考えられる。

³ 世銀の都市化調査レポート「The Growth Challenge: Can Uganda Cities get to work?」



[出所] ウガンダ中央銀行のウェブサイト (<https://www.bou.or.ug/>) の統計データから作成

図 2-2-4. 1 ウガンダシリングの為替レートの推移

2-3 財政状況と対外債務

2-3-1 財政収支

ウガンダの国家財政収支の推移を表 2-3-1. 1 に示す。2013/2014 年度までは税収よりも支出の方が多く、国外からの無償資金援助等で穴埋めされる構造であったが、この数年、その実質財政赤字額が徐々に減少し(2010/2011 年度:1 兆 1,020 億ウガンダシリング、2011/2012 年度:6,490 億ウガンダシリング、2012/2013 年度 3,050 億ウガンダシリング、2013/2014 年度:5,520 億ウガンダシリング)、2014/2015 年度にはじめて、税収 9 兆 8,350 億ウガンダシリングに対して、支出は 9 兆 6,980 億ウガンダシリングとなり、税収が支出を上回った。この年度、歳入 109,880 億ウガンダシリングに対して歳出 96,980 億ウガンダシリングとなっている。ところが、今後大規模インフラ投資プロジェクトが多数実施される計画であるため、この財政黒字傾向は長続きせず、財政赤字の構造はしばらく継続されることを NDP II においてウガンダ政府は予想している。実質的には赤字ピークの予想は、2016/2017 年度の 8.6%となっている。NDP II によると、ウガンダ政府は 2019/2020 年度までに 4.8%まで減らすことを目指し、2020/2021 年度以降は、実質赤字構造が解消されることを計画している。このようにウガンダ財政収支の赤字の状況は 2020 年頃までは続きそうであり、円借款を含めて様々なドナーからの資金援助への期待は依然として大きいまま推移すると考えられる。

2014/2015 年度は、補助金項目に係る費用が最大となっており、2014 年度は 3 兆 6,670 億ウガンダシリング、費用に占める割合は、約 37.8%となっている。次いで、商品やサービスの購入が 2 兆 5,060 億ウガンダシリング、費用に占める割合は約 25.8%、政府職員向けの給与支払が 1 兆 7,630 億ウガンダシリング、費用に占める割合が約 18.2%となっている。利子の支払いは、2014 年度で 680 億ウガンダシリング、費用に占める割合は約 0.7%である。

歳入は大きく分けると、税金、国外からの援助、その他の収入からなる。2010/11 年度基準とすると、2014/2015 年度は改善されている。

税金の徴収に関しては、これまで付加価値税の徴収率が 28.6%と低いことが大きな問題であった。そこで NDP II においては、その大きな原因であった除外・緩和措置制度(税金の減免措置)を撤廃し、付加価値税の徴収効率アップによる歳入増加を企図している。NDP II では、これにより GDP の 1%に当たるほどの額の歳入増加が期待できるとしている。

表 2-3-1. 1 ウガンダ国の財政収支の推移

(単位：十億ウガンダシリング)

項目	2010/11年度	2011/12年度	2012/13年度	2013/14年度	2014/15年度
歳入	7,292	7,763	8,277	8,870	10,988
税金	6,307	6,528	7,149	8,031	9,835
社会貢献活動	-	-	-	-	-
助成金	891	1,129	936	702	931
その他の収入	95	106	191	137	221
費用	7,409	7,177	7,454	8,583	9,698
従業員の報酬	985	1,199	1,403	1,516	1,763
商品やサービスの購入	2,716	2,001	1,709	2,160	2,506
固定資本減耗	-	-	-	-	-
利子	424	603	890	970	1,213
補助金	184	187	29	36	68
助成金	2,645	2,783	2,879	3,257	3,667
社会給付	203	201	260	229	244
その他に費用	252	203	284	415	238
財政総収支	(116)	586	822	287	1,289
純財政収支	(116)	586	822	287	1,289
非金融資産取引:	-	-	-	-	-
非金融資産の取得	1,400	1,847	2,595	3,060	3,220
固定資産	1,364	1,798	2,511	2,791	2,937
在庫変動	-	-	-	-	-
有価物	-	-	-	-	-
非生産資産	37	49	84	269	284
純貸付/借入	(1,516)	(1,260)	(1,773)	(2,772)	(1,931)
金融資産および負債の取引(資金調達):					
金融資産の純取得	1,682	2,760	1,877	(4,434)	(1,212)
国内	1,682	2,760	1,877	(4,434)	(1,212)
外国	-	-	-	-	-
通貨、金、SDR	-	-	-	-	-
負債の純負担	3,347	3,689	3,540	(1,936)	615
国内	2,623	2,535	2,122	(2,823)	(304)
外国	724	1,154	1,418	887	919
誤差と省略	148	(331)	(110)	(275)	(104)

[備考] 特別引出権 (SDR) は、加盟国の準備資産を補完する手段として、IMF が 1969 年に創設した国際準備資産である。

[出所] 財務計画経済開発省ホームページ (www.finance.go.ug) に掲載の統計からデータに基づき JICA 調査団作成

なお、今後のウガンダにおける財政収支の予測推移は、IMF の 2016 年 6 月のカントリー・レポートでの予測に基づけば (IMF とウガンダ政府の財務計画経済開発省との協働作業による予測)、下記の表 2-3-1. 2 のような推移が予測されている。

基本的に、財政支出が税収を大きく上回る状況が、今後、2020 年度まで続くことが予測されている。財政的に不足する部分は、国外からの援助資金あるいは、国債発行による国内調達資金によるが、対外借入の占める割合が大きい。なお、今後、中国からの借入金が急増する予想がなされている。中国からの借入れは主に中国輸出入銀行を通じた融資であり、従来ウガンダの対外借入の主たる源であった世銀、アフリカ開発銀行、欧米日本等の二国間援助による非常に優遇的な融資条件と異なり、返済の負担は大きいことが懸念される。

ウガンダ政府は、第二次国会開発計画 (NDP II) に則り 2015/2016 年度～2019/2020 年度以降、大規模インフラ開発を強力に推し進めるため、対外借入が一時的に増えるものの、2020 年以降は改善していくとしているが、いったん急増した借入ペースが 2020 年度以降に抑えられていく傾向に変更することは相当の困難を伴うと予想される。長期計画ビジョン 2040 による意欲的な目標設定、いったん、拡大投資傾向になれた公共投資政府機関との調整コントロールが難航する可能性は大きい。

表 2-3-1. 2 ウガンダ国における財政収支の今後の推移予測

(単位：兆ウガンダシリング)

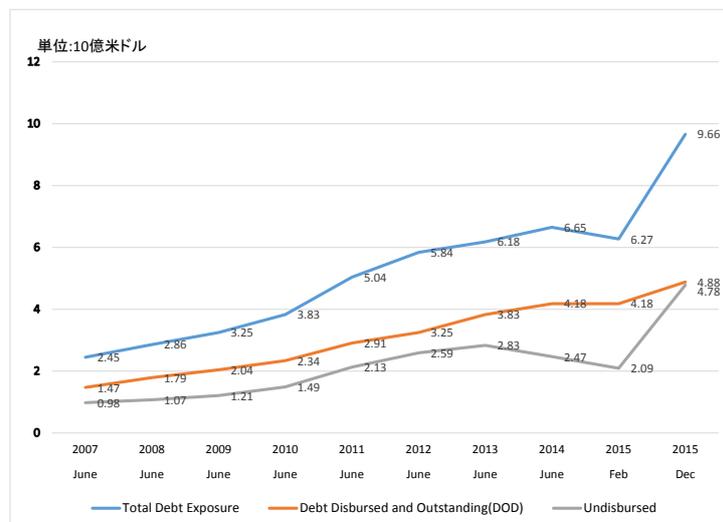
項目	2015/2016年	2016/2017年	2017/2018年	2018/2019	2019/2020年
歳入	13.2	15.1	16.3	18.1	20.6
内、税金による収入	11.7	13.4	15.2	17.3	19.7
内、国外からの支援金	1.5	1.7	1.1	0.9	0.9
(内、予算注入支援)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
(内、プロジェクト支援)	1.1	1.4	0.8	0.6	0.6
歳出	18.6	20.9	22.9	25.5	27.1
内、経常的支出	9.0	9.7	10.6	11.9	13.3
内、開発支出	7.0	9.1	10.1	11.9	12.8
財政バランス	-5.4	-5.8	-6.6	-7.4	-6.6
ファイナンスによる補填	5.4	5.8	6.6	7.4	6.6
国外からのファイナンス	4.0	5.0	5.7	6.3	6.0
内優遇条件借入	1.3	2.4	1.5	2.3	1.9
国内からのファイナンス	1.4	0.8	0.9	1.0	0.6

[備考] IMF と MoFPED との協働作業による予測値

[出所] IMF カントリー・レポート No.16/145、2016年6月

2-3-2 対外債務

本節では、上記の前節の財政収支とも大きく関連する対外債務について取り扱う。まず、ウガンダの公的対外債務残高の 2007 年度から 2015 年度の推移を図 2-3-2. 1 に示す。2007 年度に世界銀行等の多国籍援助機関のアフリカ諸国への貸付の債権放棄が行われたために、2007 年度はいったん実行残高ベースの公的対外債務は大幅に減少した。しかしながら、ウガンダ政府はその後もインフラ整備を進めたい意向が強く、多くの大規模インフラ整備プロジェクトは世界銀行、アフリカ開発銀行、あるいは二国間援助資金によって行われるので、2008 年度以降対外債務は再び徐々に増大を続けてきている。実行残高ベースの公的対外債務は 2009 年 14%増加、2010 年 15%増加、2011 年 24%増加と急伸している一方、2012 年から 2015 年にかけては緩やかな伸びとなっている。実行残高ベースで見ると 2007 年 6 月に、14 億 7 千万米ドルだった公的対外債務は、2015 年 12 月末には 48 億 8 千万米ドルと、8 年で約 3.3 倍に膨張した。



[出所] 財務計画経済開発省ホームページ (www.finance.go.ug) に掲載の統計からデータに基づき JICA 調査団作成

図 2-3-2. 1 対外債務の推移

ウガンダの公的債務を対外債務と国内債務の2つに大別すると、2015年12月末における公的債務残高は、対外債務48.8億米ドル（公的債務全体の62.6%）、国内債務29.2億米ドル（公的債務全体の37.4%）、合計78億米ドル（100%）である。特にこの1年の増加は著しく、2015年の2月末から12月末までのわずか10ヵ月で公的債務は、5.2億米ドル増えている（約7.1%増加）、対外債務だけでみると、その同じわずか10ヵ月間で7億米ドル増えている（約17%増加）。一方、国内債務は、同期間において1.8億米ドルの減少である。国内債務より対外債務の占める割合が高く、その傾向は2015/2016年度には強まっている。それらのウガンダGDPに占める比率を見てみると、GDPに対して対外債務20.2%、国内債務12.1%、公的債務合計33.2%である。表2-3-2. 1にウガンダ政府の公的債務を示す。

対外債務は、非常に金利が低いものばかりであるが、国内債務は、ウガンダ政府の発行する国債長期15年物18%に象徴されるように、ウガンダにおけるインフレ率の高さを考慮しても高金利である。したがって、債務ストックの現在価値で見れば、国内債務より対外債務が多いものの、債務返済額（ウガンダ政府が年間支払う返済額）を基準とすると、ウガンダ政府の年間返済額の88%は国内債務に対応した返済である。したがって、ウガンダ政府としても、国内債務をいかに低く抑えて、超低金利の対外借入を活用できるかが財政運営の上で重要と考えられる。

表2-3-2. 1 ウガンダ政府の公的債務（2015年2月末及び12月末）

公的債務合計	2014/15年度 (2015年2月)			2015/16年度 (2015年12月)		
	10億米ドル	対GDP比率	債務総額の比率	10億米ドル	対GDP比率	債務総額の比率
対外債務実行残高	4.18	15%	57%	4.88	20.2%	62.6%
内、多国間	0.59	2%	8%	1.01	4.2%	13.0%
内、二国間	3.59	13%	49%	3.87	16.0%	49.6%
国内債務	3.10	11%	43%	2.92	12.1%	37.4%
内、財務省証券	1.01	3%	14%	0.82	3.4%	10.6%
内、国債	2.09	8%	29%	2.09	8.6%	26.8%
公的債務合計	7.28	26%	100%	7.80	33.2%	100.0%

[出所] 財務計画経済開発省に掲載の統計データに基づき JICA 調査団作成

なお、対外債務の内訳を表2-3-2. 2に示す。2015年12月末現在で実行残高48.8億米ドルに加え、未実行残高が47.8億米ドルあり、未実行残高も含めると96.6億米ドルとなる。2015年のうちに急激に増えていることが窺える。

表 2-3-2. 2 ウガンダ政府の対外債務内訳の推移 (2015 年 2 月末から同年 12 月末)

(単位：10 億米ドル)

項目	2015 年 2 月末			2015 年 12 月末		
	実行残高	未実行残高	合計	実行残高	未実行残高	合計
多国間	3.59	1.65	5.24	3.87	2.44	6.31
二国間	0.58	0.44	1.02	1.01	2.34	3.35
内、パリクラブ外	0.50	0.21	0.71	0.89	1.96	2.85
内、パリクラブ	0.08	0.23	0.31	0.12	0.39	0.51
商業債権者	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
合計	4.18	2.09	6.27	4.88	4.78	9.66

[備考] パリクラブは、主要債権国会議とも呼ばれ、フランス財務省で月に一回開催される、主要な債権国が債務国との二国間のリスケジュールの協議を行う非公式の会合の呼称である。

[出所] 財務計画経済開発省ホームページ (www.finance.go.ug) ウガンダ中央銀行 (https://www.bou.or.ug/) の統計データから作成

ただし、政府の方針として NDP II、予算方針ペーパー等で上述の方針に基づいて財政運営を図ることが明記されているとともに、国際通貨基金 (International Monetary Fund: IMF) も同方針に基づく財政運営を支持している。すなわち、公的債務を純現在価値ベースに換算した金額が、対 GDP 比で 50%は超えないように財政運営を行うことが公的債務管理の原則としている。また、対外債務の対 GDP 比は、30%を超えないように財政運営・債務管理を行うことを原則としている。

表 2-3-2. 3 は、ウガンダ政府における公的債務・対外債務の対 GDP 比率の推移実績及び今後の推移予測について、財務計画経済開発省によって作成されたものである。上記の 2 つの大原則は守られている。しかしながら、公的債務の純現在価値の対 GDP 比率は、2019/2020 年度においてピークに至る予測であり対 GDP 比 33.9%、対外債務の場合は、1 年遅れで 2020/2021 年度がピークに至る予想で対 GDP 比 23.2%に至る予想である。限界値の 50%、30%には、まだ間があるとはいえ、債務依存度合いは低いとは言えないと思われる。今後の推移について、ウガンダ政府及びドナー側は注視していく必要がある。

表 2-3-2. 3 ウガンダ政府における公的債務・対外債務の対 GDP 比率の推移予測 (2015/2016 年度～2021/2022 年度)

項目	2015/2016 年度	2016/2017 年度	2017/2018 年度	2018/2019 年度	2019/2020 年度	2020/2021 年度	2021/2022 年度
公的債務(名目値)の対 GDP 比率	32.7	37.1	38.7	40.8	43.0	42.5	39.6
内、対外債務(名目値)の対 GDP 比率	19.4	24.7	26.4	29.1	31.8	31.8	29.8
公的債務(純現在価値)の対 GDP 比率	24.1	27.5	29.6	31.8	33.9	31.8	31.4
内、対外債務(純現在価値)の対 GDP 比率	10.7	15.2	17.4	20.1	22.7	23.2	21.0

[出所] ウガンダ政府 財務計画経済開発省 Hon. Matia Kasaija, Report on Public Debt (Domestic and External Loans), Guarantees and Other Financial Liabilities and Grants for Financial Year 2015/2016

以下では、ウガンダと他のアフリカ諸国と比較して、対外債務の点でウガンダの相対的地位を概観する。ウガンダ周辺の東アフリカ諸国及び南アフリカ、エジプト等との対外債務比較を表 2-3-2. 4 に示す。同表の左欄が対外債務の総額、中央の欄が各国の対外債務の額を人口で割った一人当たり対外債務の額、右欄が各国の GDP と対外債務を対比した係数 (対外債務の金額÷GDP 額) である。同表によると、一人当たりの対外債務の金額では、ウガンダは 133 米ドルとなっているが、円借款の実績を有しているその他の国々はマラウイを除いてウガンダよりも負担額が大きい。そのため、現在のところは、ウガンダは対外債務の負担度は比較的低

く、対外債務受け入れの余地は比較的有していることを伺わせている。

また、ウガンダの対外債務は GDP の 19%に当たるが、表 2-3-2. 4 で示したアフリカ諸国（タンザニア、ケニア、ルワンダ、エチオピア、モザンビーク、ザンビア、セネガル、エジプト、南アフリカ等）の数値は、ザンビアを除いてウガンダより大きい。この点でも、ウガンダ同様に円借款実績のある多くの国々よりもウガンダは対外債務の負担度は低く、対 GDP の観点からも、対外債務受け入れ余地は比較的有していると考えられる。

上記のように、一人当たり対外債務（米ドル / 人）、並びに対 GDP 対外債務の比率の 2 点で見れば、アフリカ諸国に比べれば、ウガンダの対外債務の負担度合いは相対的には低い状況にあり、現在のところは円借款事業を含む対外債務受け入れ余地はある。

表 2-3-2. 4 対外債務の国際比較（ウガンダとアフリカ諸国の比較）

国名	対外債務（百万米ドル）		1人当たり対外債務 （米ドル/人）	対 GDP
ウガンダ	5,135	(2014.Dec)	133	0.19
タンザニア	15,261	(2015.Sept)	327	0.32
ケニア	14,907	(2015.Oct)	347	0.24
ルワンダ	1,852	(2015.Dec)	167	0.23
エチオピア	16,585	(2014.Dec)	188	0.30
モザンビーク	7,792	(2014.Dec)	294	0.49
ザンビア	3,200	(2013.Dec)	213	0.12
セネガル	5,654	(2014.Dec)	389	0.36
マラウイ	1,637	(2014.Dec)	93	0.38
エジプト	39,624	(2014.Dec)	457	0.14
南アフリカ	144,005	(2014.Dec)	2,667	0.41

〔出所〕 World Development Indicators（世界銀行）及び World Fact Book（米国 CIA）より作成

なお、ウガンダの輸出額に対する債務返済額との比率である債務返済額比率（Debt Service Ratio: DSR）を見ると、2000年当時においてウガンダは10%超であったが2000年代に徐々に低減して、2010年以降は、概ね1%から2%の範囲を維持してきた。IMFによる「Debt Sustainability Assessment Report (2013年11月)の予測によると、現在2%前後のウガンダのDSRは、大規模インフラ開発整備等の借入れの増大を受けて徐々に上昇し、2020年には3%から4%台に達すると予測されているものの、危険水域と言える20%、25%よりは相当低いレベルであり、未だ対外債務面でのウガンダのマクロ経済のリスクは少ないと判断される。ウガンダは経済発展の見地から後発開発途上国（Least Developed Country: LDC）のカテゴリーに属するため、そもそも援助形態は無償資金援助が多く、借款援助による借入れ件数、金額ともに少ない。また、対外債務はLDC優遇の超低金利での借入れであるので、対外債務の現在価値額の割に年間返済額は非常に少なく抑えられている。一方、国内債務に目を転じれば、国内債務は、金利がおよそ20%のウガンダ国債があるため、国内借入れが増えれば増えるほど財政危険性が増す可能性が高くなる。そのような点でも、本事業のような円借款借入による大規模なインフラ整備プロジェクトは、ウガンダにとって好ましいものと判断される。

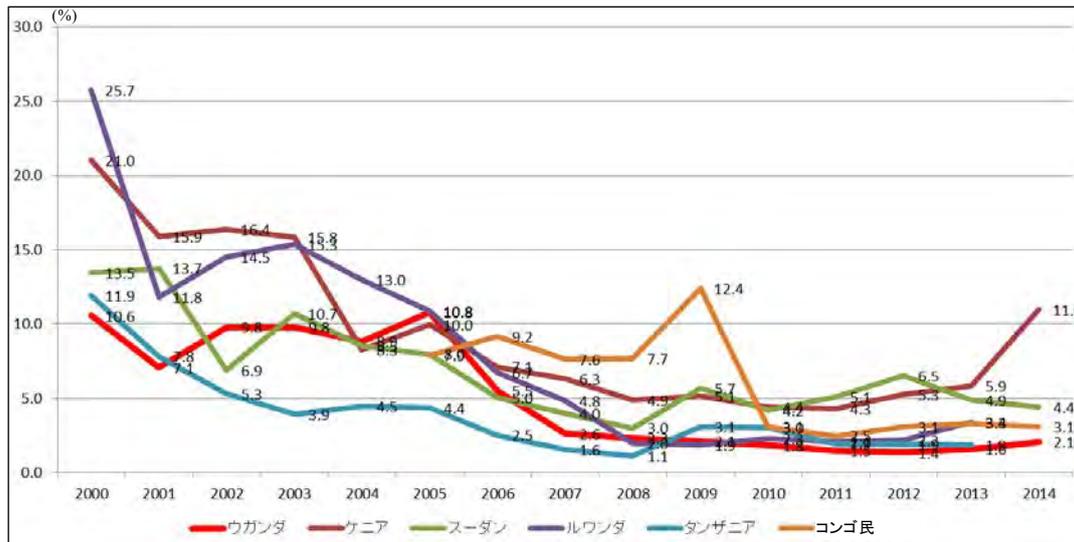
表 2-3-2. 5 及び図 2-3-2. 2 は 2000 年から 2014 年にかけてのウガンダ及び近隣国の DSR 推移を示している。この 15 年間でウガンダと近隣諸国の DSR の推移を概観すると、ケニアを除けば、5%未満となっており、ウガンダとタンザニアは特に低く、対外債務の状況は近隣のアフリカ諸国との比較では良好であることを示唆している。

表 2-3-2. 5 債務返済比較 (DSR) 推移 (ウガンダと近隣国)

(単位: %)

国名	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
ウガンダ	10.6	7.1	9.8	9.8	8.9	10.8	5.5	2.6	2.3	2.1	1.8	1.5	1.4	1.6	2.1
ケニア	21.0	15.9	16.4	15.8	8.3	10.0	7.1	6.3	4.9	5.1	4.4	4.3	5.3	5.9	11.0
スーダン	13.5	13.7	6.9	10.7	8.5	8.0	5.0	4.0	3.0	5.7	4.2	5.1	6.5	4.9	4.4
ルワンダ	25.7	11.8	14.5	15.3	13.0	10.8	6.7	4.8	2.0	1.9	2.3	2.1	2.2	3.4	N.A
タンザニア	11.9	7.8	5.3	3.9	4.5	4.4	2.5	1.6	1.1	3.1	3.0	1.9	1.9	1.9	N.A
コンゴ民	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	7.9	9.2	7.6	7.7	12.4	3.1	2.5	3.1	3.3	3.1

[出所] World Development Indicators (世界銀行) 及び World Fact Book (米国 CIA) より作成



[出所] World Development Indicators (世界銀行) 及び World Fact Book (米国 CIA) より作成

図 2-3-2. 2 DSR 推移の国際比較 (ウガンダと近隣国)

2-4 開発政策とカンパラ首都圏周辺の開発計画

2-4-1 開発政策の体系

ウガンダは1962年に英国からの独立後、しばらく堅調に経済成長を遂げた1960年代、政治的な不安定さにより低迷した1970年代及び1980年代前半、1980年代後半からは、良好で堅調な経済成長ペースに戻って現在に至る。この間、構造調整計画(Structural Adjustment Program: SAP)、経済復興計画(Economic Recovery Program: ERP)、貧困撲滅計画(Poverty Eradication Program: PEAP)等の幾多の経済政策、経済計画を策定し、経済開発を進めてきた。全般的に、最貧国たるウガンダを豊かな中進国へと導くべく目標設定がなされ、経済開発を先導する役割が与えられた国家経済開発計画であった。各計画の内容としては、貧困の状況、社会経済状況等の把握認識から始まり、貧困層の所得向上・生活の質向上、経済運営管理、競争力確保及び生産増大、安全保障・防災、ガバナンス、人材開発、公共財政、計画の実施状況の評価・モニタリングといった内容で構成されている。

ただ、国としての数十年先を見据えた長期開発ビジョン、そして、その傘下に10年計画、5ヶ年計画等の中期開発計画、更にその下に1~2年等の包括的に整理された国家経済開発計画の体系は有していなかった。そこで、2007年に議会にて経済開発に係る計画体系が次のとおり承認された。

- 国家全体の経済計画
 - 30年先を見通した長期ビジョン（Vision 2040）
 - 5ヶ年計画等の中期計画
 - 1年間あるいは2~3年の短期計画
- 国家全体の中長期計画の傘下に部門・分野別に限定した計画、自治体の計画
 - 電力部門、教育部門、工業部門等の部門別計画
 - 州別、都市別に策定する自治体の計画

最頂点に位置するのが2040年までを見通した長期ビジョンの「ビジョン2040」であり、30年後のウガンダの目標像を国民に示すものである。ビジョン2040では、ウガンダを30年間で中進国の仲間入りできるように、2010年の一人当たりGDPである506米ドルより、2040年までに9,500米ドルに大躍進させることが目標に設定されている。ビジョン2040の内容は、主に以下のような事柄で構成されている。

- ✓ 長期将来ビジョン（到達すべき目標イメージ、長期計画の基本原則、必要となる革新的な事項）
- ✓ マクロ経済戦略
- ✓ 経済成長を支える重要な成長分野と強化策
- ✓ 社会構造の変革
- ✓ ガバナンス
- ✓ 実行状況のモニター指標

上記のビジョン2040に則して、中期、5ヶ年の計画として編成・策定されるのが「国家開発計画」であり、2040年までの30年間に6つの国家開発計画を策定して対応している。現在の計画は、第二次国家開発計画に当たり、2015/2016年度～2019/2020年度の5ヶ年計画である。

表 2-4-1. 1 貧困撲滅行動計画と国家開発計画の概要

第一次貧困撲滅行動計画 (PEAP: Poverty Eradication Action Plan) (1997/98-2000/01)
<p>1. 貧困層の所得向上 道路の提供、土地法の整備、農業近代化の支援、農村市場インフラの整備、農村融資・金融サービスの強化、通信、電化等</p> <p>2. 貧困層の生活の質的向上 プライマリヘルスケア、水・衛生、初等教育の提供等</p> <p>3. グッドガバナンスの強化 治安の向上、地方分権化、透明性、責任性、参加型開発等</p>
第二次貧困撲滅行動計画 (PEAP: Poverty Eradication Action Plan) (2000/01-2003/04)
<p>1. 急速かつ持続的な経済成長と構造的な転換 マクロ経済の安定、資源配分の改善、民間分野開発、インフラ整備等</p> <p>2. グッドガバナンスと治安 治安維持・改善、人権擁護、民主化・地方分権、公共支出の透明性・効率性、司法改革、情報公開、社会的弱者への権限付与等</p> <p>3. 貧困層の所得向上 土地へのアクセス、金融サービス、地方部の輸送インフラ改善、農業助言・普及サービス、職業訓練、中小企業育成、社会的弱者層の所得向上等</p> <p>4. 貧困層の生活の質的向上 保健サービス、初等・中等教育、成人識字率、水・衛生、住宅、心理的サポート、家族計画等</p>
第三次貧困撲滅行動計画 (PEAP: Poverty Eradication Action Plan) (2004/05-2008/09)
<p>1. 経済運営 安定したマクロ経済の維持、国家財政の健全化、民間投資の増加等</p> <p>2. 生産・競争力・所得の向上 農業の近代化、天然資源の保存、インフラ整備（道路・電力・鉄道等）、電力分野の技術・職務能力向上等</p> <p>3. 治安・紛争解決・災害管理 反政府勢力との紛争終結、家畜強盗の終結、国内避難民への支援強化、反政府勢力による誘拐への対策強化等</p> <p>4. グッドガバナンス 人権・民主化、法制度整備、透明性・責任性・汚職対策等</p> <p>5. 人間開発 初等・中等教育、保健指標の改善、家族計画の推進、成人識字率向上を含めたコミュニティへの権限付与等</p>
国家開発計画 (NDP: National Development Plan) (2010/11-2014/15)
<p>1. 生産分野での雇用創出とその質の向上</p> <p>2. 社会・経済・投資インフラの改善</p> <p>3. 国際競争力のある産業の育成</p> <p>4. 経済活動を支える天然資源の最適な活用と環境保全</p> <p>5. 人間の安全保障及びグッドガバナンスの向上</p> <p>6. 生活水準の改善</p>
第二次国家開発計画 (NDP II: National Development Plan II) (2015/16-2019/20)
<ul style="list-style-type: none"> ● 大目標として、5ヶ年で一人当たり GDP が 1 千米ドルを超えることを目指す。 ● 年平均で 6.3% の経済成長を遂げて、現在一人当たり GDP (743 米ドル) を 2019 / 2020 年度には 1,039 米ドルまで押し上げること。 <p>その達成のため、大きくは以下の 5 分野に投資を優先的に振り向けるとしている。</p> <p>1. 農業、2. 観光、3. 鉱物資源開発及び石油と天然ガス、4. インフラ開発、5. 人財開発</p>

[出所] "Poverty Eradication Action Plan 1997/98-2000/01, 2000/01-2003/04, 2004/05-2008/09" (MOFPED), "NDP"

2-4-2 第二次国家開発計画 (Second National Development Plan: NDP II)

国家開発計画は、30 年先の 2040 年を見据える「ビジョン 2040」の目標達成のために、2010 年～2040 年に亘る 30 年間を 6 つの中期 5 ヶ年計画に分割し、実行達成を進めるものである。最初の国家開発計画 NDP (2010/11 年度～2014/2015 年度) テーマは、「繁栄のための成長、雇用と社会経済変革」が設定され、ビジョン 2040 実現に向けての目的、原理、戦略等が掲げられた。その実施過程における反省・教訓としては、取り上げるプロジェクトの優先度の明確化、

経済発展計画だけでは不十分で国土・地域・都市等の空間開発計画で補完すること、部門別・分野別の計画で補完すること、法律・制度等の整序、ガバナンスの強化、プロジェクトの実施計画・管理体制の強化、自治体・民間団体・企業等の活用等が認識された。

第二次国家開発計画では、上記の教訓を踏まえつつ、目標達成の効率化や有効性向上のために、計画内容をより具体的にしている。また、ウガンダとして有する比較優位性、競争力の強化を検討・分析して、5つの戦略的に開発を優先する部門・分野を明確化している。このように計画技術の向上、進歩が見られる。なお、その5つの優先部門・分野は、以下である。

- 農業
12の優先作物向けの投資拡大、農業の研究開発の強化、農業金融の強化、農業技術の改善発展
- 観光
観光振興に係る市場開拓、投資拡大、観光サービスの改善、観光地の魅力向上、観光資源となる自然保護・動物保護
- 石油・ガス等の鉱業
鉱物開発の振興（鉄鉱石、大理石、ライムストーン、銅、コバルト、リン酸鉱物、ウランウム等）。原油輸送のパイプライン整備、石油・ガスの精製施設整備。
- インフラ開発整備
鉄道の軌道の標準化、国道の拡張改善整備、水力及び地熱等の再生可能エネルギー開発・発電インフラ整備、送配電設備の拡張・改善、情報通信インフラ整備等。
- 人材開発
急増する人口に対応して教育機関・教育サービスの充実、熟練技術者・知的労働者の増大等。

また、目標達成のために優先して扱う中核プロジェクトとしては、主として以下のような農業振興案件、観光振興案件、インフラ開発整備案件、石油精製、人材開発案件を挙げている。

- カルマ、イシンバ、アヤゴの水力発電プロジェクト
- 東西方向の送電プロジェクト
- マサカームバララ送電プロジェクト
- カバレーミラマ送電プロジェクト
- 鉄道の軌道の標準化
- カンパラージンジャ高速道路
- ホイマ石油精製所
- 農産物流通改善・市場近代化

このように開発計画の体系化、目標や戦略の明確化、実効性を担保するための優先度付け、中核プロジェクトの設定等、計画技術の進歩が窺える。また、計画進行中の途中経過をモニターする指標の作成など、評価・モニタリング技術も進歩してきている。

2-4-3 ウガンダ工業政策及び工業部門開発戦略

ウガンダの工業化を推進する政策・戦略として国家工業政策（National Industrial Policy: NIP, 2008）があり、工業の振興は、ウガンダの国としての経済発展を支える重要な要素であると位

置付けられている。その中で、これまで製造業の発展を阻害してきた要因の一つとして、電力の供給が不安定で停電が多いなど、電力供給信頼度が低いことが挙げられている。本事業は工業化推進にとって安定した生産活動に資すると思われ、ウガンダ工業化推進のためにも期待度は大きい。

ウガンダの工業の振興を考える上で、ウガンダの有する強みについての政府の認識は、自然資源の豊かさを挙げ、肥沃な土壌と豊かな降水量、水力発電に適した地形、石油・天然ガスの埋蔵などがあるとしている。その関係から、農産物加工、食品加工、石油・天然ガス関連の鉱業、エネルギー関連産業の発展・振興が有望視されている。一方、工業の振興を阻む要因として主に挙げているのは、(i)インフラ未整備、(ii)不十分な研究開発、(iii)企業化と経営のスキル不足、(iv)中小企業振興のための財務不足、(v)技術力の不足、(vi)技術者・技能工の不足等があり、それらの課題点の是正・改善が必要とされている。

課題の克服のため戦略的に以下の7つの事項を進めようとしている。

戦略1：組織・制度面での強化

戦略2：官民連携（Public Private Partnership: PPP）推進

戦略3：インフラ開発

戦略4：産業基盤の深度化と広範化

戦略5：科学技術革新

戦略6：金融面からの強化

戦略7：人材開発

また、発展強化を図る業種は、以下の4群がある。

- ウガンダの資源の賦存状況を踏まえた石油関連産業・セメント・肥料等
- 肥沃な土壌と豊かな降雨量を活用しての農産物を更に付加価値を高めた商品群にするための農産物加工・農産業
- 知識集約産業として情報通信業、情報発信基地、薬品
- 農具、建設材料、工芸品

なお、今後、巨大な工業集積になる可能性を秘めたプロジェクトとして、アルバート湖の周辺での石油産業開発の案件がある。ウガンダとコンゴ民主共和国（DRC）の両国の国境部分に位置するアルバート湖においては、この湖の湖底において油田が賦存することが1990年代に発見された。その後、この両国が所有権を共有する油田の開発については、両国の間で石油発掘、石油関連産業の開発の利権をめぐり、交渉が行われている。湖底に横たわる油田ということで環境悪化を起さずに油田開発を行わねばならないという課題もあるものの、ウガンダ、コンゴ民主共和国ともこのプロジェクトに対する期待は大きい。

第3章 電力セクターの現状等

3-1 電力セクターの現状

3-1-1 電力事業実施体制

(1) 電力セクターの構造

ウガンダの電力事業は、もともと国営の1社で運営されていたが、1998年から1999年にかけて、表3-1-1. 1のように、発電部門のウガンダ発電公社（UEGCL）、送電部門のUETCL、配電部門のウガンダ配電公社（UEDCL）の政府保有3社に分割された。1999年公布の電力法に基づき、3社の株式は政府が100%保有している。

表3-1-1. 1 ウガンダ電力公社（UEB）解体に伴う電力事業体制

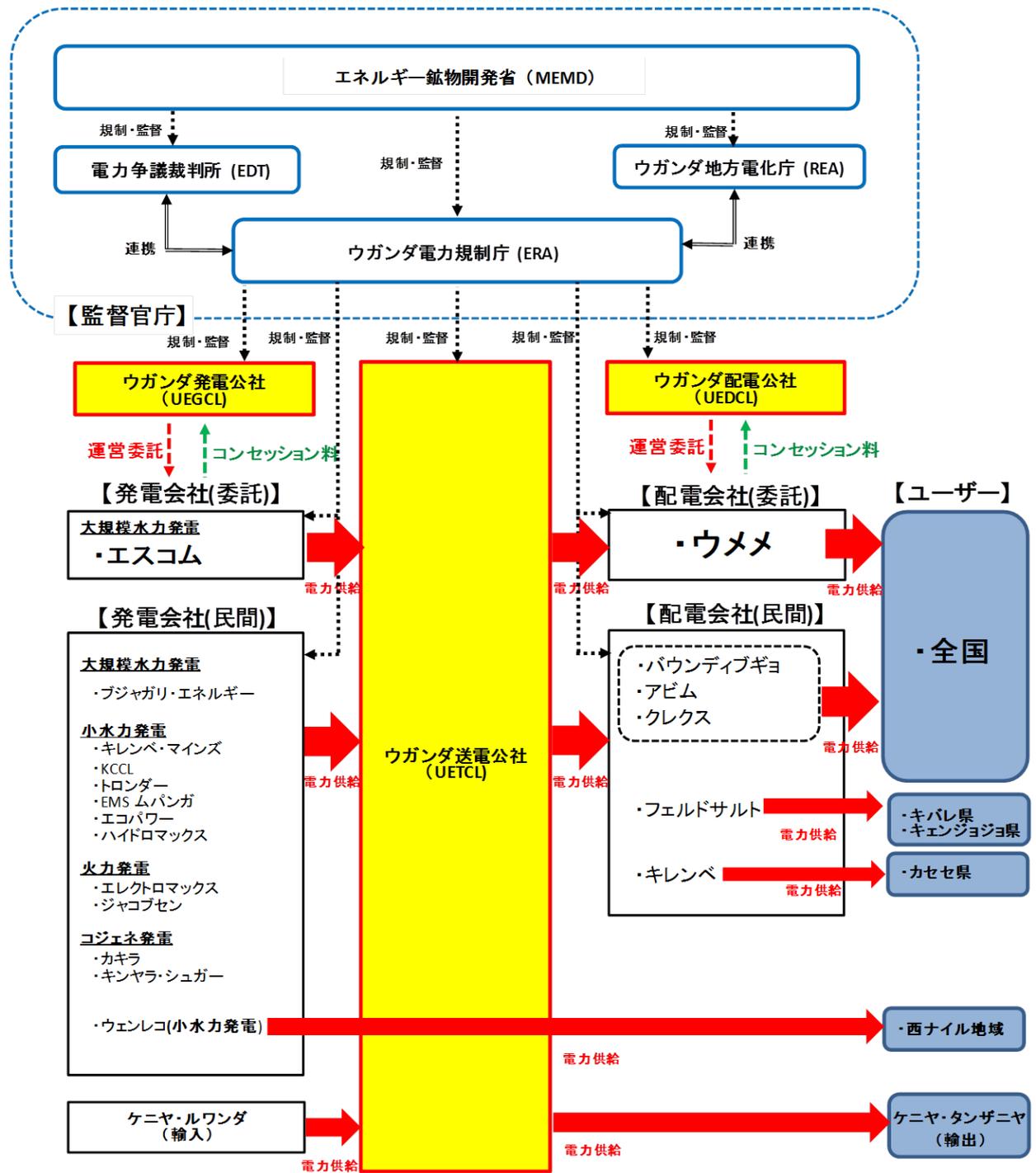
部門	電力事業者	電圧階級
発電	ウガンダ発電公社 Uganda Electricity Generation Company Limited : UEGCL	—
送電	ウガンダ送電公社 Uganda Electricity Transmission Company Limited : UETCL	220 kV、132kV 等
配電	ウガンダ配電公社 Uganda Electricity Distribution Company Limited : UEDCL	33 kV、11kV 及び低圧

[出所] 準備調査団

しかしながら、事業の運営面においては送電部門の中立性は維持されているものの、発電部門及び配電部門において民営化が進められている。ウガンダ発電公社は水力発電所の施設を所有しているものの、発電所の運営に関しては民間事業者に独占的な営業権を与えるコンセッション契約を締結して業務委託している。また、1999年以降は、民間企業による発電事業の新規参入を認可している。ブジャガリ水力発電所も設立時はウガンダ政府主導で進められたが、設立後は民間企業が保有、運営している。配電部門においても、UEDCLは、配電網の施設は保有しているものの、運営は民間のウメメ社（Umeme）等に業務委託している。

一方、UETCLでは全ての送電施設を所有し、運営・維持管理も自ら行っており、今後も民間委託の予定はない。送電網の構築・運営維持は、発電・配電に比べて最も民間経営に移行させにくい部分であり、ウガンダ政府としては送電部門の事業運営を民営化する意図・方針はないとのことである。本事業の対象であるウガンダ送電部門が、当面民営化される予定はなく、公社であるUETCLが担当していくことは重要である。

現在の電力供給体制は、複数の発電会社からUETCLを通じてウメメ社などの配電会社に供給され、最終消費者に提供される仕組みとなっている。しかしながら、西ナイルのグリッド外の地域は、ウェンレコ社（WENRECo）が発電から配電まで手掛けている。現在のウガンダの電力セクターの構造を図3-1-1. 1に示す。



[備考] 配電会社 (UEDCL 委託) ウメメ社は、UEDCL の所有する配電施設をコンセッション契約にて借り受け、委託運営して配電事業を行っている。一方、ウメメ以外の配電会社 (地方電化庁からの委託) は、地方電化庁とのコンセッション契約関係にて配電施設を借り受け、配電事業を行っている。なお、発電会社 (委託) エスコムも UEGCL の所有する発電施設をコンセッション契約にて借り受け、それを委託運営して発電事業を営んでいる。発電会社 (民間) は、UEGCL とのコンセッション契約はなく、自社の保有する発電施設で発電事業を営んでいる。

[出所] 電力規制庁の事業 2 ヶ年計画を基に JICA 調査団作成

図 3-1-1. 1 ウガンダの電力セクターの構造

(2) 送電部門の中立性

前述のように、発電部門と配電部門の運転維持管理については民営化が進んでいるが、UETCLは1999年のセクター改革以降も国営企業として運営されており、電力市場の中立性を維持するため、運転維持管理も含め民間委託等の予定はない。1999年の電力法にも、発電部門と配電部門に関しては、民間への許可供与の手続きに関して言及されているが、送電部門に関しては、そのような民間への許可供与の予定に関連する記述はなく、今後も本事業の実施機関であるUETCLが事業運営を行う見込みである。

また、数年前の外国為替におけるウガンダシリングの大幅下落のような事態において、公共性が高いサービスであるため、最終消費者価格に全てを転嫁することはできない場合が多い。このような事態の緩衝材の役割を果たすには、国営の送電会社でたとえ一時的に赤字になったとしても大口販売価格（BST）を一斉に引き上げて価格転嫁することを避けるといったことが可能なように、公的機関により管理されている。これは民間会社的な運営では困難で、政府の意向を踏まえた対応を取る必要があり、公社的な経営にしておかないと難しい。さらにもうひとつの理由は、民間の発電事業者の参入を推進するためには、発電事業者から電気を買取る送電事業者が安定して買い取ってくれる市場安定感が必要であり、UETCLが唯一独占の送電事業者で公社であることは民間発電事業者にとって安心な要素になるためである。ウガンダ政府は、これらの理由により、現時点ではUETCLを民営化する方針はない。

なお、面的に広がる送電網の強化には、膨大な投資が必要であり、ドナー支援が円滑に投入されるよう、政府主導で事業運営を進める必要があることも、送電部門の公的機関により管理されている理由の一つである。

3-1-2 エネルギー行政の体系及び電力事業の所管と法的枠組み

(1) 電力事業の所管と法的枠組み

エネルギー鉱物開発省（MEMD）としては、電力セクターを含め、エネルギー開発・利用・サービス提供の現状は、経営の視点から改善すべき問題点、効率化すべき事項が存在すると認識している。従って電力セクターにおいては、民間活力の利用を促し、発電・送電・配電の分離独立運営を図るべく、1999年に電力法を制定・施行することとなり、現在の電力事業の枠組み・体制が構築された。以前は、MEMDに所属していたウガンダ電力公社（Uganda Electricity Board: UEB）は上流発電事業から下流電力小売りまで一括で統括していたが、改革を促し、効率化を図るために発電・送電・配電に分割し、ウガンダ発電公社（UEGCL）、ウガンダ送電公社（UETCL）、ウガンダ配電公社（UEDCL）の3つの事業体とした。

これらの3つの国営会社を管轄し、電力事業を指導管理する官庁として、前述された電力規制庁（Electricity Regulatory Authority: ERA）が2000年に設立された。ERAは、発電・送電・配電の各事業者への免許の交付、電力の料金体系の構築・更新・維持、その他電力の輸出入に関わる諸事項を含めた様々な電力事業に係る法律・制度・規則の策定、施行を行っている。

ERAは、ウガンダの電力事業を推進・指導する指針として、10年間の戦略開発計画（現在運用中の計画は、2013/2014-2023/2024の10年間を見据えた戦略開発計画）を策定

している。この戦略開発計画に沿って、UEGCL、UETCL、UEDCLの3つの国営会社を指導管轄している。それらの電力セクターに関わる事業者の免許を交付する権限を持っており、また、電気料金の設定の指導調整・認可の権限をもつことにより、配下の3社及び、またその3社の傘下の民間電力事業会社の経営・運営に影響力を持っている。さらにERAは、細々とした電力事業に係る規則・法律・手続きを決める権限を持ち、電力セクターの将来の在り方、指針を策定することができる。

(2) エネルギー行政の所管と体系概要

ウガンダにおけるエネルギー問題、エネルギー政策を所管するのはMEMDである。エネルギー開発は、環境に与える影響も大きく、持続可能なエネルギー政策の立案、実施が求められ、国政上重要な分野である。

ウガンダは、水力をはじめとして、その他、石油・ガス等の鉱物資源の埋蔵等、豊かなエネルギー資源に恵まれているものの、エネルギー開発・活用が進んでおらず、国民は賦存するエネルギー資源の豊かさを享受するに至っていないことが大きな課題と認識されている。それを踏まえ、MEMDはエネルギー部門の目標を、ウガンダ国民の必要性に応じたエネルギーが持続的に利用できるようにすることとした。

その目標達成のために、「ウガンダ国万人のための持続可能エネルギーイニシアティブ行動目標 (Uganda's Sustainable Energy for All Initiative Action Agenda)」（SE4ALL）（2015年6月）の中で以下の5つの政策目的が設定され、戦略的に取り組む事項が掲げられている。

- ① ウガンダのエネルギー資源の賦存量、利用可能性、需要について把握
 - エネルギー資源、エネルギー消費パターンに関するデータベースの整備
 - 必要な人材育成、能力開発の推進
- ② 国民による安価なエネルギーサービスの享受、サービスの信頼性向上、貧困撲滅への寄与
 - エネルギー供給事業者の公平で健全な競争環境の確保
 - 民間事業者の参入を推進し、エネルギー技術、エネルギーサービスの品質向上
 - 地方、農村地域におけるエネルギーへのアクセスの向上
 - 省エネルギーに関する意識啓発、モラル向上
- ③ エネルギーに係る管理体制の確立
 - 関連する法律・制度等の枠組みの整備
 - 適切なエネルギー政策とプログラムの立案、改善していける能力開発
 - 関連する組織・団体の役割分担の明確化と協調的な関係・体制づくり
- ④ 経済発展への寄与
 - 市場原理メカニズムのもとに競争促進
 - エネルギー部門への投資を活発化するためのインセンティブ
 - エネルギー供給の安全性・信頼性の向上
- ⑤ エネルギー開発の際の環境影響の確認
 - 環境に優しいエネルギー技術、エネルギー資源の利活用推進
 - 環境の保全に対する意識啓発
 - エネルギー資源の効率的利用

1) 電力部門に関する政策概要

電力部門における政策の最重点は、電化率の向上である。送配電網の拡大・改善を図り、未電化地域を無くしていくことにある。2014年現在、都市域の61万8千世帯が未電化、農村地域の485万世帯が未電化である。MEMDはSE4ALLの中で2030年までに未電化世帯を無くするという野心的な目標を掲げているが、そのためには、現在、1年間で新たに電化される世帯数の増加ペースが年間約10万世帯であるが、それを年間約66万7千世帯が新たに電化される増加ペースにまで引き上げなければならない。

既述の通り、ウガンダの電力セクターは、発電・送電・配電の3つに分化しているが、上記の目標達成に向けては、それぞれの局面で能力増強が必要である。

- 発電能力を2012年現在879MWから2030年において2,400MWまでに拡大する目標設定
- 発電と配電の分野では、政府側での推進と共にコンセッション契約等により民間活力を利用して能力拡大、経営効率化を推進
- 送電では、UETCLの送電ネットワークの強化・拡大

なお、国民一人当たりの電気消費の水準も、現在84kWh/年を2030年までに180kWh/年まで引き上げるとしている。

2) 石油・ガス部門に関する政策概要

ウガンダには、アルバート湖の近辺に石油・ガス資源が賦存していることが発見され、1998年から外国資本による資源開発・投資が始まり、年々投資額も増えてきて2013年までの累計投資額は24億米ドルに達する。これらの石油・ガス資源開発活動、投資活動の活発化に対応して、ウガンダの石油部門に関する政策は、「ウガンダ国家石油ガス開発政策（NOGP）」として2008年に策定されている。2013年には、石油・ガスの資源探査・開発・生産・精製等に関する法律が立法化されている。

この石油・ガス部門における統括原理として、以下の6項目がSE4ALLの中で謳われている。

- ① 有限なる資源を活用して、社会改善に貢献
- ② 効率的に資源開発
- ③ 透明性と説明責任
- ④ 環境と自然多様性の保全
- ⑤ 協力の精神
- ⑥ 能力開発と制度づくり

上記の統括原理に沿って、以下の10項目の政策目標が、掲げられている。

目標 1：潜在的に石油・ガス資源が賦存していると思われる地域の許可・認可を効率的に行う

目標 2：石油・ガス資源を効率的に管理運営

- 目標 3：石油・ガスの生産を効率的に行う
- 目標 4：石油・ガス資源の利活用を推進する
- 目標 5：石油・ガスの運搬・輸送の効率化
- 目標 6：石油・ガス開発からもたらされる収入を適切に活用
- 目標 7：国の果たす役割の適正化
- 目標 8：石油・ガスの開発・利用に携わる人材の能力開発・育成
- 目標 9：環境保護と生物多様性の保全
- 目標 10：全てのステイクホルダーに恩恵があるような相互関係性の構築

3) 再生可能エネルギーに関する政策概要

MEMD は、SE4ALL の中で、エネルギー供給源の多様化と技術開発を進めるために、以下のような事柄を推進するとしている。

- 再生可能エネルギーに係る規制・枠組みを一新し、再生可能エネルギーに関連して事業を営みやすい事業環境づくりを構築。
- 再生可能エネルギーの開発に関連する投資・融資が円滑に行われる財政支援策の構築。
- 貧困撲滅、社会的公平性に配慮したエネルギー分配、社会サービス、ジェンダー問題に配慮して再生可能エネルギーの利用開発戦略の策定。
- 再生可能エネルギーに関する民衆の意識啓発の促進。
- 再生可能エネルギーに関する研究開発を進め、国際協力、技術移転の促進。
- バイオマス、バイオ燃料の利活用に当たっては、持続可能性に配慮しつつ促進。
- 生ごみ、産業廃棄物等の再生可能エネルギーへの転換利用。

特に水力発電及びバイオマスの活用推進に期待が大きい。太陽光、風力、地熱は、利活用推進に向けてまだまだ初期段階にあり、実用推進というより調査研究段階にある。

4) 原子力に関する政策概要

ウガンダは、原子力をエネルギーの 5 部門のひとつに位置づけ、2008 年に原子力エネルギー法を立法化している。エネルギー鉱物開発省の中に原子力利用の政策及び戦略の立案、指導管理を行うために核エネルギー・ユニットを設置している。今後、取り組むべき重要課題として SE4ALL の中で以下の 6 項目を掲げている。

- 原子力利用政策の立案と立法化
- 関連する制度・体制の確立
- 人材育成
- ステイクホルダーへの説明コンセンサス
- 国際協力の取り付け
- 原子力発電施設の建設

3-1-3 他ドナーの援助動向

(1) 世界銀行

世界銀行は、ウガンダの国家開発計画と整合性を確保しつつ、特に以下に示す4つの目標を掲げつつ、対ウガンダ援助方針を取り纏めている。

- 持続的な経済発展への寄与
- 社会経済基盤の強化
- 人材開発の促進
- 資金的な価値及びそれに対するガバナンスの強化

電力流通設備に関しては、世界銀行は、現在、カワンダ変電所ーマサカ変電所間 220 kV 送電線プロジェクトを実施している。220 kV 送電線の整備といった上位の送電線設備の整備は、以下に示す4つの目標のうち、「持続的な経済発展への寄与」及び「社会経済基盤の強化」に資する計画である。本事業は 220 / 132 kV 新ムコノ変電所及び 220 / 132 kV ブロバ変電所といった 220 kV 送電線からカンパラ首都圏の 132 kV 送電網への供給点を整備することが目的であるため、本事業と前述の世界銀行のプロジェクトにより相乗効果が期待される。

また、ウガンダの電力供給の課題の一つとして、地方部の低い電化率（2013年時点で7%程度）が挙げられる。世界銀行は長期にわたり地方部の電化率向上を支援してきた。ウガンダ政府は、2001年から2010年を計画期間とする地方電化基本計画（Rural Electrification Strategy and Plan : RESP）を策定し、都市部と地方部との生活格差の改善に資する地方電化事業を進めてきた。世界銀行はこれに対し、「農村開発のためのエネルギープログラム（Energy for Rural Transformation program : ERT program）」を3次に分けて計画し、2001年から2009年に第一次（約50百万米ドル）を2009年から2016年に第二次（約75百万米ドル）を実施することで継続的に地方電化事業を支援してきた。

その後、ウガンダ政府は地方電化基本計画を2013年から2020年の計画年次で改定し、2022年までに電化率26%を達成すべく、現在、計画の実施に当たっている。これに対し、世界銀行は、ERT programの最後にあたる第三次プログラム（約40百万米ドル）を展開しており、送電線網の有る・無しの両面から地方電化を支援している。

また、世界銀行は地方電化事業だけでなく、再生可能エネルギー電源の導入促進も支援している。ウガンダは豊富な水力資源に恵まれており、主要電源はナイル川を水源とする大型水力発電設備であるが、この水系の他にも5MW程度の小規模な水力ポテンシャルが地域に分散して確認されている。地方部により近い地域で地産地消的に分散型電源を配置することは地方電化の促進にもつながるため、世界銀行は「IDA 保証型 再生可能エネルギー開発プログラム（IDA Guarantee for Renewable Energy Development Program）」によりこれらの小規模水力の開発を支援している。

(2) ドイツによる支援

ドイツの対ウガンダ政府開発援助は以下に示す3つのセクターを対象としている。

- 上下水道
- 再生可能エネルギーとエネルギー効率の改善

➤ 一般金融及び農業金融調達システム開発

ドイツの政府開発援助の実施機関であるドイツ復興金融金庫（Kreditanstalt für Wiederaufbau: KfW）は、首都圏の電力流通効率を改善するため、ムトゥンドウエ変電所より接続される 132 / 33 kV エンテベ変電所および 132 kV 送電線の建設事業を実施している。本事業のコンポーネントとして、ムトゥンドウエ変電所の母線構成を単母線から 2 重母線に増強する工事が計画されており、この工事によりカンパラ首都圏南部の供給信頼度を根本的に改善することができる。世界銀行のカワンダーマサカ送電線と同様、本事業と上記の KfW の事業により、首都圏の電力供給改善に対する相乗効果が期待される。

(3) アフリカ開発銀行 (AfDB)

AfDB は対ウガンダ「実績ベース支援方針（Result-based Country Strategy Paper）」を取り纏め開発援助を行っている。その中で以下に示すとおり 2 つの柱を立てており、1 つ目の柱として「社会経済基盤の整備」、2 つ目の柱として「貧困削減のための人材開発」を掲げている。本事業の一部が AfDB との協調融資等で実施されることとなった場合、本事業は「電力流通網強化と公共への浸透」に直接的に寄与する。

「1 つ目の柱」：社会経済基盤の整備

- 国内幹線道路の開発と輸送コストの低減
- 農作物及びその他物品の市場改善
- 都市部及び地方部における上下水道の整備
- 電力流通網強化と公共への浸透
- 国民健康の形成、病気の予防、医療システムの強化

「2 つ目の柱」：貧困削減のための人材開発

- 経済発展を導く高いスキルを有する高付加価値な生産性の知識層のセクターを通じた開発

また、AfDB も世界銀行と同様に、ウガンダの電力供給における課題の一つである、地方部の低い電化率を向上させるための支援を行っている。2015 年 9 月に約 72 百万米ドルのローンを採用するとともに、将来の優先地方電化プロジェクトの選定の支援等も進めていく計画である。

(4) 中国による支援

中国の政府開発援助に関する明確な方針は一般に示されていないが、現在、中国は、中国輸出入銀行を通じて、カンパラ首都圏東部に位置する産業開発特区の発展に寄与すべく、ムコノ変電所、ナマンベ南変電所、ルジラ変電所の建設を計画している。この産業開発特区はウガンダの経済発展において重要な役割を果たすことが期待されている。しかしながら、これらの変電所には、上位の 220 kV 送電線からの安定的な電力供給が不可欠である。本事業では、220 / 132 kV 新ムコノ変電所を建設し、中国輸出入銀行支援の上記の 132 / 33 kV ムコノ変電所に接続し、カンパラ首都圏の電力流通を根本的に改善することに寄与する。

(5) ナイル川赤道直下湖周辺国支援行動計画による 400 kV 国際送電線の建設

東アフリカ諸国は、経済発展阻害、貧困の根底の要因となっている電力不足に対応するため、東アフリカパワープールを設立し、地域的な枠組みでの電力システム統合を目指している。2011年にアフリカ開発銀行、欧州委員会（European Commission）の財政支援により基本計画初版が策定・承認された。第一段階としては、エチオピア、ケニア、タンザニア、ルワンダ、そしてウガンダの5カ国間の連系が優先されるとしており、これらの国間での電力融通が将来的には630 MWを超えるとの予測から、220 kV 送電線に代わり400 kV 送電網建設の必要性が認められる。

このような背景から、現在、ケニア、ウガンダ、そしてルワンダを結ぶ2回線400 kV 送電線の整備に係るフィージビリティスタディが実施されている。各国分の工事費用は各国政府が負担する計画である。現在、概略送電線ルート、変電所仕様などが検討されているが、実施時期などの具体的な決定はなされていない。

送電線ルートは、トロロ変電所―新設カワンダ変電所―マサカ西変電所―ムバララ変電所を通る全長約639 kmのルートが経済的評価（送電線長さ・土地収用敷地面積等）、技術的評価（送電損失等）の双方から有力となっている。また、関連する変電所は既設設備の増設または新設により対応する。なお、ウガンダにおける総工事費用は255百万米ドル（変電設備：60百万米ドル、送電設備：195百万米ドル）と見積もられている。

3-2 実施機関 UETCL の現状等

3-2-1 実施機関 UETCL の組織

(1) 事業体制

本事業は、送電施設、変電施設を対象としており、機材・施設はすべて UETCL が保有、運用、維持管理を行う。このため、本事業の実施体制は UETCL の組織内で体制を組むことになる。UETCL の組織図及び部署とその人員数を図 3-2-1.1 および表 3-2-1.1 に示す。

UETCL の各事業を計画し、投資計画を立案する「計画投資部門」、実施に移される事業の実施運営を担当する維持管理部門に集中的に人員配置が行われているが（「計画投資部門」に社員139人、「運転維持管理部門」に132人）、今後も送電インフラ投資が続いていく UETCL の情勢を反映して適切な体制構築と考えられる。

UETCL の監理運営権は取締役会議長に与えられ、同議長は、UETCL を指揮する立場にある取締役社長 / 最高経営責任者（MD/CEO）を指名する。MD/CEO に次いで副最高経営責任者（Deputy CEO）が存在する。

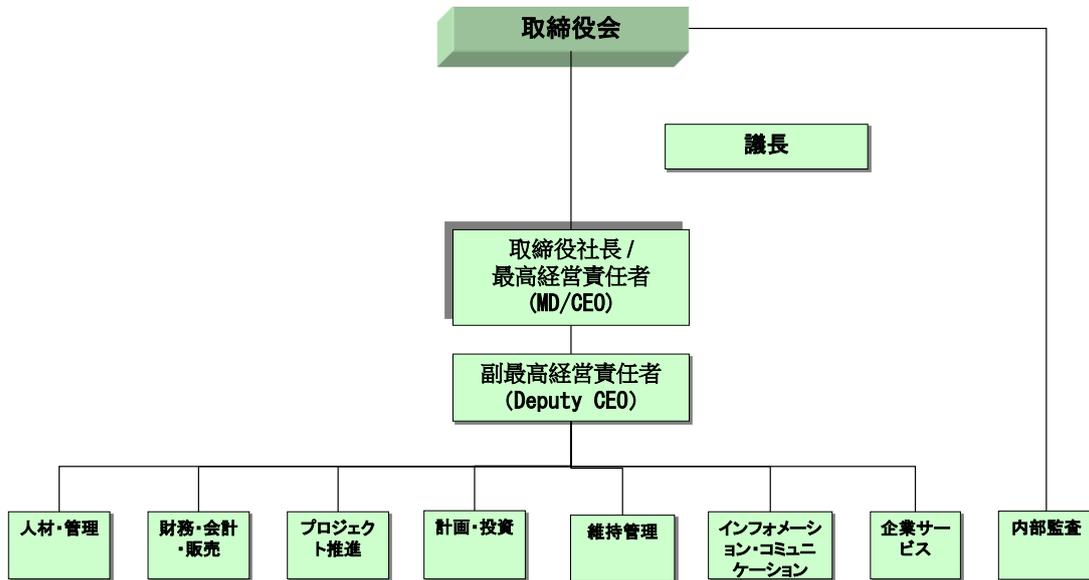
各部門が作成した計画や方針は、CEO が取締役会に起案して取締役会で承認を得ることになる。ただし、BST 料金の改訂等の重要事項の承認は、UETCL のみによる内部決定では済まずに、ERA に報告し、ERA の承認が必要である。本プロジェクトの承認も、ERA の承認が必要である。

表 3-2-1. 1 UETCL の組織と人員数

(単位：人)

NO	部 門	社員数	期間契約社員数	計
1	取締役・経営幹部	7	0	7
2	人材・管理	21	4	25
3	財務・会計・販売	10	0	10
4	プロジェクト推進	37	0	37
5	計画・投資	84	55	139
6	維持管理	132	0	132
7	インフォメーション・コミュニケーション	18	4	22
8	企業サービス	27	6	33
9	内部監査	26	5	31
—	合計	—	—	436

備考：2015年9月23日現在



[出所] UETCL の人事部から資料を入手して JICA 調査団作成

図 3-2-1. 1 UETCL の組織図

UETCL の組織と担当職務、セクション構成を表 3-2-1. 2 に示す。

表 3-2-1. 2 UETCL の組織と担当職務

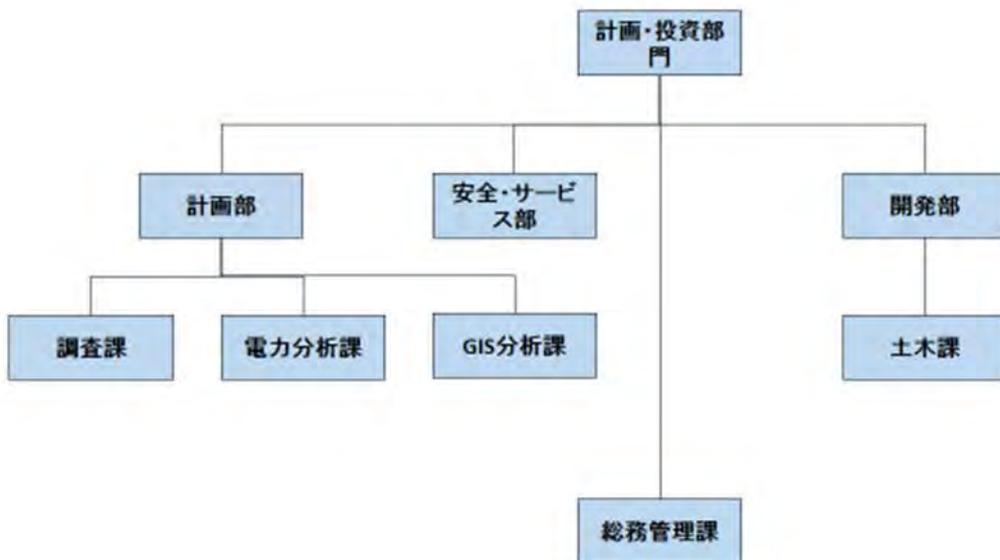
部門	担当職務	セクション構成
人材・管理部門	スタッフのスキル開発、組織変更、人的資源の育成を行う。 ● 人的資源と職員開発に関する方針、方法、計画を策定し、人的資源の育成を実施する ● 雇用政策を策定する ● 報酬システムを開発する ● 人材マニュアルに沿った福祉や管理制度や手続きを開発、実施、監督する ● パフォーマンス管理システムを開発する	■ 人材 ■ 管理
財務・会計・販売部門	大口電力の購入と販売、資産の収益を最大化、金融政策の実施、業務効率化、ガバナンス、ビジネス慣行などの計画を策定し、実施する。 ● 国際会計基準への準拠を強化する ● 会社の財務を管理する	■ 支出・貯蓄 ■ エネルギー販売・統計 ■ 予算&財務 ■ プロジェクト会計

部門	担当職務	セクション構成
	<ul style="list-style-type: none"> ● 銀行やドナーと金融の関係を管理する ● 金融システムやプロセスを構築する ● 税務計画を策定する ● 会社の予算と監査機能を管理する ● 購入、販売および統計機能を管理する 	
プロジェクト推進部門	<p>会社の戦略目標に沿った将来の需要を満たすために、送電計画を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクト実施計画の実施と開発 ● 詳細設計とエンジニアリング ● 建設 ● 試運転 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 環境 ■ プロジェクト ■ 監視・評価
計画・投資部門	<p>会社の戦略目標に基づき、送電サービスの需要を満たすための電力購入や送電開発を計画する。これは、電力購入の実施を含む。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 送電網開発計画と送電網投資計画 ● プロジェクト概要とプロジェクト財政の発案 ● 実現可能性調査と資金調達 ● 免許の取得と概略設計 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 計画 ■ 安全・サービス ■ 開発
維持管理部門	<p>送電グリッド資産と送変電施設を維持管理する。国際慣行に則った安全な維持管理方法を提供するため、下記のようなことを実行する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 予防保守戦略計画を通じて送電網の有用性を向上させる ● 保全方式を改良することにより、送電網の安全管理を高める ● お客様へのエネルギー計量システムや送電施設の精度を確保する ● 職員の安全を確保し、会社の資産を保全する 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 維持管理 ■ 保全 ■ 制御
情報・伝達部門	<p>ICT 部門は情報通信技術を活用し、UETCL の全体的な目標の達成を促進する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 重要施設の ICT 支援（コントロール・センターなど） ● プロセスの情報と ICT 基盤の品質のサポート ● ICT 管理・災害対策を含む ● 企業戦略・計画 ICT 戦略の整合の確保 ● IT 投資のライフサイクルへの対応 ● 大容量光通信線のリースもしくはレンタル 	<ul style="list-style-type: none"> ■ IT ■ 伝達
企業サービス部門	<p>企業サービス部門は、法的、調達、安全サービスを提供する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 効率的な企業サービスを提供する ● 会社の法的ニーズに対応する ● 調達につながるサービスを提供する（商品、工事、サービス） ● 会社資源を保護するセキュリティサービスを提供する 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 法務 ■ 調達 ■ 安全

[出所] UETCL の人事部から資料を入手して JICA 調査団作成

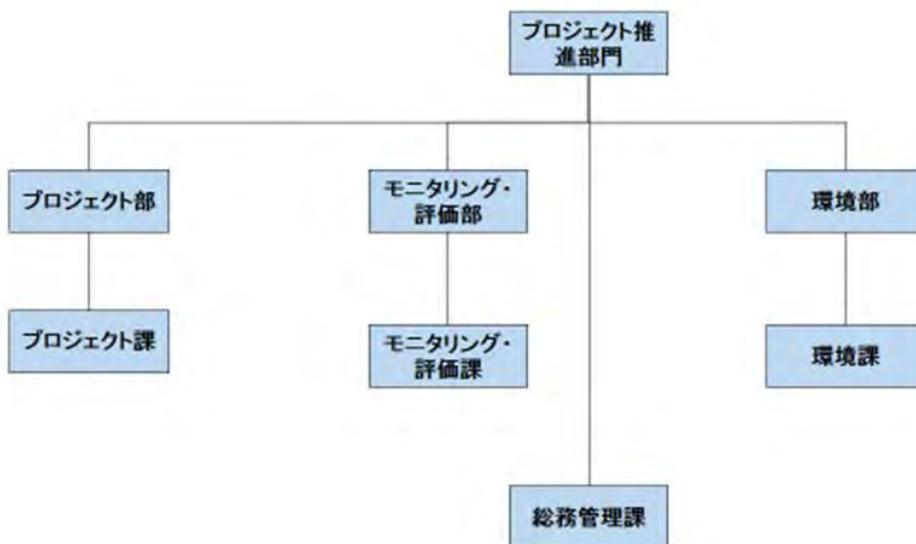
プロジェクトの計画、投資に関する事項については、計画・投資部門が担当する。機器の設計や仕様については、その中の計画部が所管し、土木的な設計は開発部が所管する。契約やプロジェクトの入札等の調達に関する事項は、企業サービス部門の所管となる。なお、プロジェクトに必要な資金・財務関係の担当は、財務・会計・販売部門であり、UETCL の会社としての会計処理などの事項の担当もこの財務・会計・販売部門である。プロジェクトの実施の段階になると、プロジェクト推進部門の所管となるが、プロジェクト管理ユニット（PMU）のチームには、複合的な専門性が必要にもなるので、プロジェクト推進部門以外の他部門の人材にも加わり構成する。各 PMU は、このプロジェクト推進部門の配下で活動する。

以下に、計画・投資部門、プロジェクト推進部門及び維持管理部門の組織の組織図を図 3-2-1. 2 から図 3-2-1. 4 に示す。



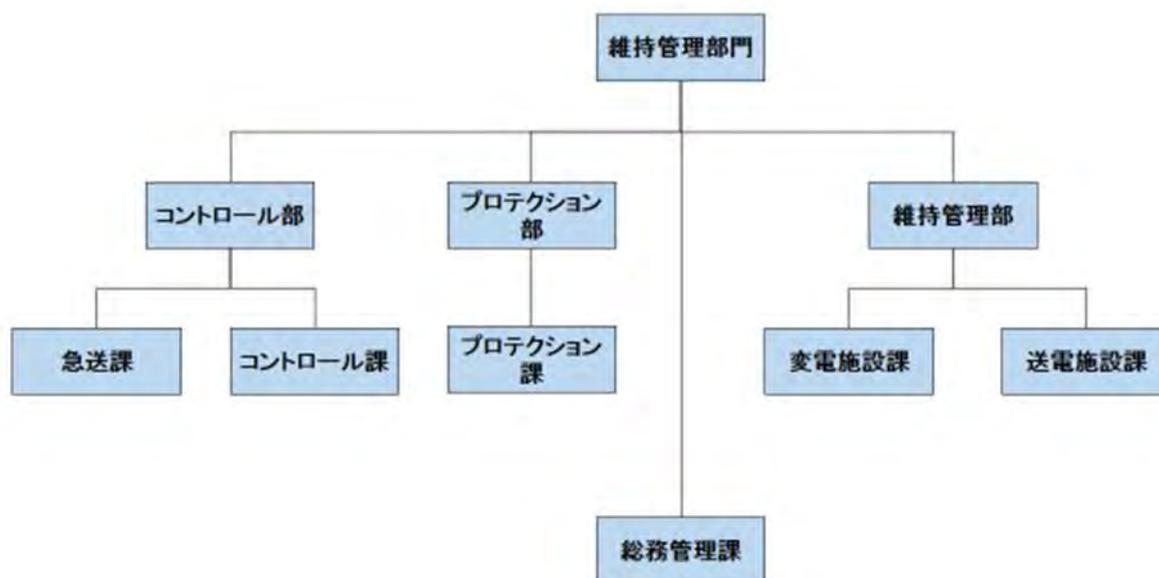
[出所] UETCL の人事部から資料を入手して JICA 調査団作成

図 3-2-1. 2 計画・投資部門の組織図



[出所] UETCL の人事部から資料を入手して JICA 調査団作成

図 3-2-1. 3 プロジェクト推進部門の組織図



[出所] UETCL の人事部から資料を入手して JICA 調査団作成

図 3-2-1. 4 維持管理部門の組織図

(2) 財務状況

1) 収支状況

UETCL の収支を表 3-2-1. 3 に示す。2013 年度以降は営業利益のみならず、利息支払い等を差し引いても利益を確保しており、経営は健全性を確保している。2013 年度は、財務費用が営業利益の半分近くに達しており、税引前利益を引き下げる要因となったが、2014 年度は財務費用が大幅に減少した。借入金の減少など財務体質の改善による要因が大きい。2014 年度は設備の再評価による評価額増加利益も計上されたこともあり年度の最終利益は極めて高い。このため一株当たり利益も 2013 年の 221 ウガンダシリングより倍増以上の 1,058 ウガンダシリングという高い水準となった。

売上原価は、発電会社からの電気の購入費、第三者収集料は電力規制委員会の基金や地方電化庁への分担金などである。送電網保守費は、送変電施設等の維持管理費用である。管理費には人件費や交通費のほかに減価償却費も含まれる。

減価償却費は、UETCL の有形資産のほとんどが、送電施設と変電施設であり、木製の送電施設 2.8%、金属製の送電施設 2.5%、変電施設 2.5%の定率で償却されている。有形資産全体の年間の償却率は 3%程度になっている。年間減価償却額は有形資産全体の 3%にとどまるため、減価償却負担が経営に重くのしかかる程にはなっていない。

表3-2-1. 3 UETCLの収支計算書

単位：百万ウガンダシリング

項目	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
収入	691,054	900,524	636,858	719,014	750,328
売上原価	-626,683	-830,593	-560,486	-588,275	-611,752
第三者収集料	-26,480	-36,613	-21,248	-66,767	-59,330
粗利益	37,891	33,318	55,124	63,972	79,246
為替差益	-	-	-	29,978	-
その他の営業収益	12,445	11,170	16,045	18,499	54,994
収益合計	50,336	44,488	71,169	112,449	134,240
グリッド保守費	-23,154	-24,163	-4,079	-4,183	-5,465
管理費	-13,894	-12,334	-40,976	-64,936	-81,958
為替差損	-	-	-23,568	-	-25,017
営業利益	13,288	7,991	2,546	43,330	21,800
財務費用	-47,211	-56,801	-2,588	-23,507	-2,214
税引前利益	-33,923	-48,810	-42	19,823	19,586
所得税	-11,433	14,637	-2	5,619	-3,262
年間利益	-45,356	-34,173	-44	25,442	16,324
その他の包括利益					
設備の再評価に公よる評価額増加	-	-	-	-	150,657
評価価値の増加に対する税	-	-	-	-	-45,197
損益に再分類されないその他の包括利益合計	-	-	-	-	105,460
年度の包括利益合計、税引後	-45,356	-34,173	-44	25,442	121,784

[出所] UETCLのアンニュアル・レポート(2010年版～2014年版)

表3-2-1. 4 UETCLの減価償却額

単位：百万ウガンダシリング

	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
減価償却額	8,100	8,359	11,986	13,484	16,222

[出所] UETCLのアンニュアル・レポート(2010年版～2014年版)

なお、以下において、財務的な見地から、電気料金問題、そして補助金の問題と絡めながら、UETCLが本事業を持続的に実施・運営していく際に重要と考えられる点について評価分析する。

まず、政府からUETCLの経営を補助するために支払われる補助金についてであるが、UETCLの収支計算書の収入に計上される。これに対し、損益計算書にある政府拠出金は、UETCLに対する投資資金の拠出であり、負債に計上されている。

UETCLへの補助金は、2012年までは、UETCLから配電会社に電力を販売する際、最終消費者への販売価格を抑制する目的で、UETCLからの配電会社への販売価格を安価に抑えるための原資(販売価格調整補助金)を、UETCLの販売量1kWhあたりで補助金を受けていたが、この補助金は、2012年で終了した。電力セクターの運営方針に係る政府の方針変更により、自立的にかかったコストは、事業収入の中で回収する方針に変更になった。

先述のように、ウガンダ政府は原則、UETCLへの補助金は行わない方針である。しかし、水力発電が昨今の大半の電力供給を賄うようになったものの、今後、緊急事態により火力発電所を稼働する必要性が生じたときに、火力発電所が問題なく稼働できるように維持管理しておく必要がある。そのため、現在残存している補助金では、現在稼働していない火力発電所からの送電が必要となったときに即時対応できるための維持管理費

用を政府が補助している（キャパシティーチャージ補助金）。火力発電会社が UETCL に請求して UETCL が一旦火力発電会社に支払い、その金額相当分の補助金が政府から UETCL に支払われている。

このキャパシティーチャージ補助金も 2011 年にはアグレコ社（ルゴゴ変電所及びキイラ変電所）分は廃止され、2012 年にはアグレコ社（ムトゥンドウエ変電所）分が縮減された。

政府からの補助金は、UETCL の総収入に対し、2010 年は 35%、2011 年は 73% を占めていたが、2012 年以降は、10% 未満になった。UETCL の第 3 期事業計画（2014 年－2018 年）においては、それまで以上に補助金に依存しない自立経営、しかるに配電公社への卸売価格についても基本的に費用を回収できるだけの金額設定をして、費用回収を適切に行っていく方針であることが明記されている。

また、発電側における近年の水力発電の進展により経営の健全性を高める効果があった。然るに、ブジャガリ・エネルギーが 2012 年から電力供給を開始したことにより、購入単価の高い火力発電への依存が低下したためである（前述の 3－1－4 (3) 電力取引量等を参照）。UETCL の購入電力量は、2011 年には、火力が 36.9% を占めており、水力は 59.2% であったのに対し、2014 年には火力が 2.7%、水力が 89.6% となった。購入電力コストは、2011 年には、火力が 83.4% を占め、水力が 12.1% であったのに対し、2014 年には火力が 9.7%、水力が 80.1% となった。これに伴い、電力購入量は、2011 年の 2,559 GWh から 2014 年には 3,203 GWh へと大きく増加しているにもかかわらず、電力購入コストは 830,302 百万ウガンダシリングから 2012 年の 638,454 百万ウガンダシリングへと大きく減少したことは、UETCL の財務健全性に大きく寄与すると思われる。

UETCL が、その事業計画に沿って補助金に頼らない自立経営を行えるかどうかには、第一に、ウガンダの電力料金体系が発電・送電・配電ともに要した全費用を料金体系に反映させるようにすることが大前提である。ただ、1999 年に制定された電力法も、2 年前に策定された電力セクター改革計画に基づき、電力事業を市場メカニズムに基づく自立経営できる体制に変えていくことが元来の目指すべき方向性であった。それが十分に実現できずに現在まで至っているが、この数年の水力発電の飛躍的な進展等、近年の実質経済成長 5% から 6% ペースの達成等により、UETCL も本来期待されていたところの自立経営を行う環境が醸成されつつある。上記の第三次事業計画で戦略的に焦点を当て推進する 5 つの事項の一つに「財務的持続性」という項目を掲げている。UETCL の運営・経営を指導する立場にある ERA との二人三脚で成し遂げる事柄になると思われるが、政府依存から脱した自立経営ができるように、料金設定できること、費用・収入のバランスの確保ができることが期待される。

表3-2-1. 5 ウガンダ政府から UETCL への補助金

Period	キャパシティ・チャージ 補助金	電力販売価格調整 補助金	補助金合計	ウガンダ送電公社 総収入	補助金 比率
	単位:百万ウガンダシリング	単位:百万ウガンダシリング	単位:百万ウガンダシリング	単位:百万ウガンダシリング	%
2010	192,409	87,289	279,698	790,788	35%
2011	552,483	431,330	983,813	1,343,024	73%
2012	-	16,991	16,991	669,894	3%
2013	66,565		66,565	737,513	9%
2014	66,161		66,161	805,322	8%
Total	877,618	535,610	1,413,228	4,346,541	33%

[備考] アグレコ（ルゴゴ及びキイラ）への補助金は2011年に廃止になり、アグレコ（ムチュドエ）への補助金は2012年から縮減された。販売価格調整補助金は、収入に電気料金のリベートとしてマイナスで計上されているのでウガンダ送電総収入に足した。

[出所] UETCL の財務部門よりデータ入手して JICA 調査団作成

UETCL の電力の購入販売状況をまとめたものを表3-2-1. 6に示す。

表3-2-1. 6 UETCL の電力購入・販売状況

	Unit	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
1. 電力購入量合計	GWh	2,547	2,599	2,867	3,039	3,203
2. 電力購入費合計	Million UGX	626,555	830,302	538,777	631,103	638,454
3. 平均購入単価	UGX/kWh	246.0	319.5	187.9	207.7	199.3
1. 電力販売量合計	GWh	2,413	2,544	2,739	2,933	3,099
2. 電力販売収入合計	Million UGX	318,165	308,944	636,858	719,014	750,328
3. 平均販売単価	UGX/kWh	131.9	121.4	232.5	245.1	242.1

[備考] 2011年と2012年は、収入に政府からの補助金と IDA のファンドが含まれていたため、これを除いた。

[出所] UETCL のアニュアル・レポート（2010年版～2014年版）

2) 資産状況

UETCL の貸借対照表を表3-2-1. 7に示す。2014年度の売掛金が前年度売上高の33.8%、買掛金が前年度売上原価の60.0%を占めており比率がやや高い。しかし、料金徴収率は100%近く、売掛金未回収の問題はないことは、経営面の評価からいえば、好材料である。

2014年に完了したプロジェクトに関する政府の拠出金と政府からの負債を UETCL の株式への転換が行われた。これにより、新たに UETCL の資本が331,059百万ウガンダシリング増加した。ドナー支援のプロジェクトの場合、自国負担分が1-2割あるが、そのような資金は UETCL の内部留保からは拠出できないので、政府からの借入金で行われ、プロジェクト完工時に自己資本分に転換される。送電の建設プロジェクトで用地の確保は、自国で行わねばならないが、政府の資金で用地を買収し、完工時点で UETCL の所有する土地（自己資本）に繰り入れられる。この手続きが、UETCL の大規模投資プロジェクトが実施されるたびに着実に行われれば、UETCL の資産状況が徐々に強固になること寄与するものであり、貸借対照表における資産・負債の状況は改善していくと判断される。

UETCL は、今後、次々と開始される大規模な送電プロジェクトを自社の内部留保で全て賄えるような資本蓄積はない。しかし、ウガンダ政府としては、電力に限ったことではないが、大型のインフラ開発プロジェクトでは、世界銀行、アフリカ開発銀行、二国間援助等の中長期の低利の融資を極力活用して推進する方針であり、自国負担の部分は、

ウガンダ政府が資金提供することになる。

UETCLは、借入する国外の資金について着実に返済できるだけの送電収入のキャッシュフローを確保することが肝要である。そうなれば、先述の送電公社の第三次事業計画にあるように、かかる費用に見合う料金収入を得る事業構造に基本的にしていくことは必定である。今後、NDP IIでは、年間10%のペースで電力需要が伸びることを想定しているが、電力需要が計画通りに伸びていき、それに対応した電力供給も行われることになっていくシナリオが政府の予測どおりに実現していくなれば、電力事業の規模は巨大化していくので、やはり市場メカニズムに即した事業構造でない限り自立発展は困難である。

表3-2-1. 7 UETCLの貸借対照表

単位：百万ウガンダシリング

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
資産					
固定資産					
有形資産	270,859	304,681	346,097	427,737	777,660
前払いリース・レンタル	30	29	27	26	19,671
無形資産	2,513	2,150	2,026	1,640	1,470
繰延税金資産	-	-	1,415	7,034	-
	273,402	306,860	349,565	436,437	798,801
流動資産					
払い戻し可能所得税	6,348	6,849	-	-	2,256
棚卸資産	4,467	4,046	7,862	9,789	11,580
売掛金及びその他の債権	217,915	402,225	295,790	284,547	243,220
現金および銀行残高	38,577	10,375	61,987	112,391	313,380
定期預金	12,696	12,000	-	-	-
	280,002	435,495	365,639	406,727	570,436
資産合計	553,405	742,355	715,204	843,164	1,369,237
資本・負債					
資本					
株式資本	57,548	57,548	57,548	57,548	57,548
資本金保留資金の割当	-	-	-	-	331,059
資産再評価剰余金	-	-	-	-	105,460
累積（損失）	-32,373	-66,546	-66,591	-41,149	-24,820
	25,175	-8,998	-9,043	16,399	469,247
固定負債					
繰延税金	26,722	12,085	-	-	43,816
ウガンダ政府の拠出金	41,004	46,372	86,002	122,955	209,740
キャピタルゲイン	-	-	-	-	55,470
借入金	196,461	227,832	198,447	227,450	236,130
	264,187	286,289	284,449	350,405	545,156
流動負債					
未払い所得税	-	-	3,471	2,388	-
借入金	44,148	55,702	107,247	135,765	-
買掛金およびその他の債務	218,406	407,958	327,437	336,347	352,890
従業員給付債務	1,488	1,404	1,643	1,860	1,960
	264,043	465,064	439,798	476,360	354,850
株主資本と負債合計	553,405	742,355	715,204	843,164	1,369,237

[出所] UETCLのアンニュアル・レポート（2010年版～2014年版）

3) キャッシュフローの状況

UETCLのキャッシュフローを表3-2-1. 8に示す。投資活動に係るキャッシュアウトフローが財務活動によるキャッシュインフローで補填されている構造である。送電

事業を行っていくためには、送電施設の拡充などのため資産の購入が発生する。それをBST 収入等の送電事業活動から得られる現金だけでは一時的にキャッシュが不足する。それらは、政府の拠出金受領、ドナーからの融資等により賄われている。政府・ドナーが支援することにより、キャッシュフローが維持されている。

表3-2-1. 8 UETCL のキャッシュフローの状況

単位：百万ウガンダシリング

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
事業から発生した現金	20,190	18,370	79,045	22,463	115,796
支払われた所得税	-294	-502	-3,182	-1,083	-2,253
営業活動によるキャッシュ・フロー	19,896	17,869	75,863	21,380	113,543
投資活動					
有形資産の購入	-52,154	-42,184	-53,187	-95,431	-233,078
無形固定資産の取得による支出	-27,836	-	-118	-	-240
借地権の土地の購入	-	-	-	-	-3,763
有形資産の処分による収入	132,693	10.1	3	-	139
投資活動によるキャッシュ・フロー	-52,049	-42,174	-53,302	-95,431	-236,942
財務活動					
政府の拠出金受領	15,434	5,368	989	36,954	25,150
融資の受領	54,448	37,439	39,630	32,932	166,543
長期貸付金の利息	-	-	-	24,591	-
資本補助金受領	-	-	-	-	24,025
関係者間の短期債券の移動	15,944	5,486	-	-	-
財務活動によるキャッシュ・フロー	85,826	48,293	40,619	94,477	215,718
現金および銀行残高の純増	53,673	23,987	63,180	20,426	-
現金および銀行残高の動き					
年度開始時	35,462	51,273	22,375	61,987	-
年間の増加	53,673	23,987	63,180	20,426	-
為替レートの変動の影響	-37,863	-52,885	-23,568	29,978	-
現金及び現金同等物					92,319
1月1日における現金及び現金同等物					246,081
外国為替損益					-25,017
年度末時	51,273	22,375	61,987	112,391	313,383

[出所] UETCL のアニュアル・レポート (2010 年版～2014 年版)

4) 財務会計指標

主要な財務会計指標を表3-2-1. 9に示す。2013年度は、自己資本比率がやや低い。このため、財務レバレッジ、固定比率が高くなっている。2014年度に多額の株式を割り当てたことにより、財務的な健全性・安定性が高まった。収益性・安定性も高いと評価できる。

総資本利益率は2013年度約3.0%、2014年度約1.3%と高い水準ではないが安定した収益性を確保している。収益性は今後さらに改善されることが期待される。なお、近年の日本企業の総資本利益率の平均は0%から3%程度で推移している。サブサハラアフリカで電化率が着実に増大しているガーナ送電公社の近年の総資本利益率をみると、2014年0.7%、2013年2.6%、2012年4.1%である。

自己資本を大きく割り当てたため、自己資本利益率は2013年度の約155.1%から2014年度には約3.5%へと激減したが、財務の健全性が高まった。固定比率が2013年度の2661.4%から2014年度は172.4%へと大きく引き下げられたこと、自己資本比率が2013

年度の 1.9%から 2014 年度は 37.5%へと大きく上昇したことが本事業を実施していく上での財務健全性の高まりを示していると言える。

表 3-2-1. 9 UETCL の主要財務会計指標

主要な財務会計指標		2013年	2014年
総資本利益率	= 当期純利益 ÷ 総資産	3.02%	1.30%
自己資本利益率	= 当期純利益 ÷ 自己資本	155.14%	3.48%
売上高利益率	= 当期純利益 ÷ 売上高	3.54%	2.18%
総資産回転率	= 売上高 ÷ 総資産	85.28%	59.94%
財務レバレッジ	= 総資本 ÷ 自己資本	51.42	2.67
流動比率	= 流動資産 ÷ 流動負債	85.38%	124.80%
自己資本比率	= 自己資本 ÷ 総資本	1.94%	37.49%
固定比率	= 固定資産 ÷ 自己資本	2661.36%	172.38%

[出所] UETCL のアニュアル・レポート (2013 年版～2014 年版)

(3) 運転維持管理能力

UETCL は、本事業のような大規模な設備投資等、資金面に関しては苦慮しているものの、全国の送電網の運転維持管理を安定的に行っており、系統運用等、技術については一定の技術水準を有している。

本事業でガス絶縁開閉装置、移動式変電設備、高熱容量低弛度電線等、比較的新しい技術を含んでいるが、従来の開閉装置等と電力設備と構造が異なるものの、操作方法、系統保護機能等、運転維持管理上必要となる技術は、これまでウガンダで適用されてきた機材の技術水準を大幅に超えるものではない。従って、これらの設備の運転維持管理に係る技術移転については、各機材の特性、特徴、仕様を踏まえ、メーカー技術者により納入メーカー毎に異なる操作方法等の部分について確実に技術移転を行えば、ウガンダ側の運転維持管理能力の観点からは問題はないと考えられる。

また、系統計画に応じて設備開発を進めることにより設備稼働率が適切に維持され、運転維持管理費用が電気料金収入により回収されるため、予算確保の面からも前述のように問題ないと判断される。

3-2-2 電力需要の動向

(1) 電力需給バランス

2014 年の合計電力供給量は 3,235 GWh に達し、その内国内発電量は 3,203 GWh で、合計電力供給量の 98.9%を占めている。国内の電源構成は基本的には、水力がメインとなっており、同年の国内発電量に占める水力発電所のシェアが 90.6%である。残りの 9.4%は、ディーゼル・重油発電とバガス¹を利用するコージェネレーション²である。一方、少量ではあるが、ウガンダはケニアとルワンダからそれぞれ 29.0 GWh と 3.7 GWh の電力量を輸入している。

1 ウガンダでは二つの砂糖精製工場 (Kakira Sugar Works (51 MW) と Kinyara Sugar Works (7.5 MW)) が発電設備を持っている。その発電設備に用いる燃料は、サトウキビ処理の時に排出する搾り粕を利用している。この搾り粕は一般的にバガスと呼ばれている。

2 コージェネレーションは一般的に熱電併給システムと呼ばれている。このシステムでは、電気と熱(熱水)を供給できるため、総合エネルギー効率が高めることができる。砂糖精製過程の中で多くの蒸気と熱が必要であるため、多くの砂糖工場はこのシステムを導入されている。

電力需要ブロックでは、2014年国内に向けた電力販売量（最終部門）は2,303 GWhで、全体電力需要量に占める比率が71.2%である。送配電ロス783 GWhとなっており、合計国内需要量の25.3%を占めている。UETCLによると、同社の送電ロスは3.3%である。つまり、配電ロスは22.0%となり、かなり高い水準にある。同年の電力輸出量はケニア、タンザニア、ルワンダ、コンゴ民主共和国の4カ国で、合計139 GWhの電力量を融通し、全体の4.3%を占めている。

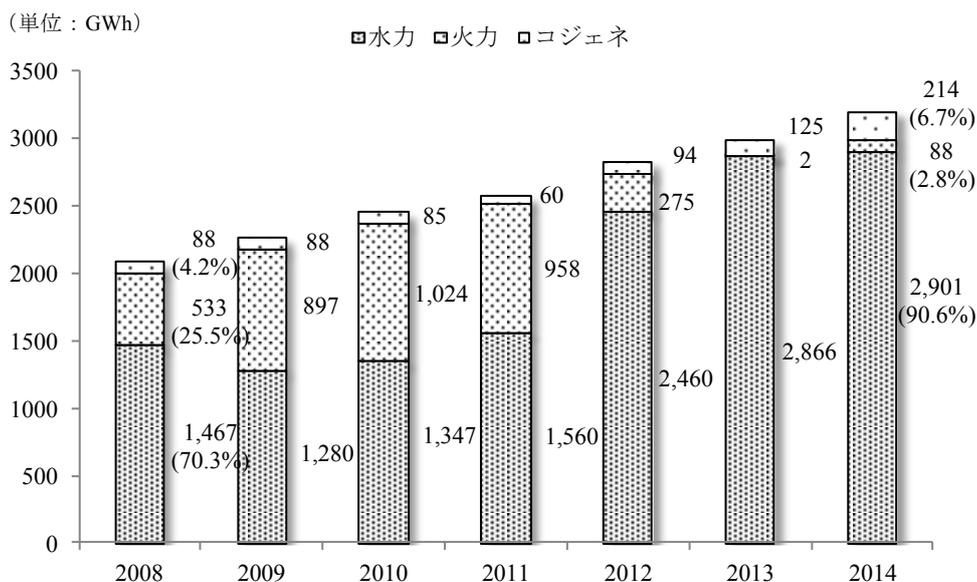
表3-2-2. 1 ウガンダ電力需給バランス表（2008～2014年）（GWh）

項目	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	年平均 増加率 (%)
								2014/2008
電力供給								
1. 合計国内発電量	2,088	2,265	2,456	2,578	2,829	2,993	3,203	7.4
火力	621	985	1,109	1,018	369	127	302	-11.3
水力	1,467	1,280	1,347	1,560	2,460	2,866	2,901	12.0
2. 輸入電力量	41	25	29	39	35	46	33	-3.7
3. 合計供給量 (1.+2.)	2,129	2,290	2,485	2,617	2,864	3,039	3,235	7.2
電力需要								
1. 発電所内消費量	8	8	9	10	10	10	10	3.8
2. 送配電ロス	772	776	790	808	830	849	783	0.2
3. 最終部門電力消費量	1,282	1,407	1,641	1,747	1,956	2,117	2,303	10.3
工業	772	830	975	1,129	1,262	1,372	1,464	11.3
家庭	328	364	420	400	473	482	547	8.9
商業	180	210	244	217	219	262	290	8.3
公共	2	2	2	1	1	2	2	-0.4
4. 合計国内需要量 (1.+2.+3.)	2,062	2,191	2,440	2,565	2,796	2,977	3,097	7.0
5. 輸出電力量	67	99	45	52	68	62	139	12.9
6. 合計需要量 (4.+5.)	2,129	2,290	2,485	2,617	2,864	3,039	3,235	7.2

[出所] 電力供給のデータは、国連統計「Energy Balances and Electricity Profiles」、電力需要のデータは「UETCL Annual Power System Report」, 2008年版～2014年版により作成

(2) 発電量

2014年のウガンダの発電電力量は前年比7.0%増で3,203 GWhに達している。2008年から計算すると、過去6年間で年平均増加率は7.4%となっている。2014年の発電量をエネルギー源別で見ると、水力90.6%、火力（ディーゼルと重油）2.7%、コージェネ（バガス）6.7%となっている。ディーゼルと重油による発電量は、2011年以降急速に減少し、2013年は僅か2 GWhしか発電していない。その理由は、2008年以降の石油価格が高騰し、発電コストが大幅に上昇したこととブジャガリ水力発電所の完成によりディーゼル・重油による発電量を代替できるようになったためである。現在既存のディーゼル・重油の発電設備容量は、緊急対応に向けた予備設備として保持されている。

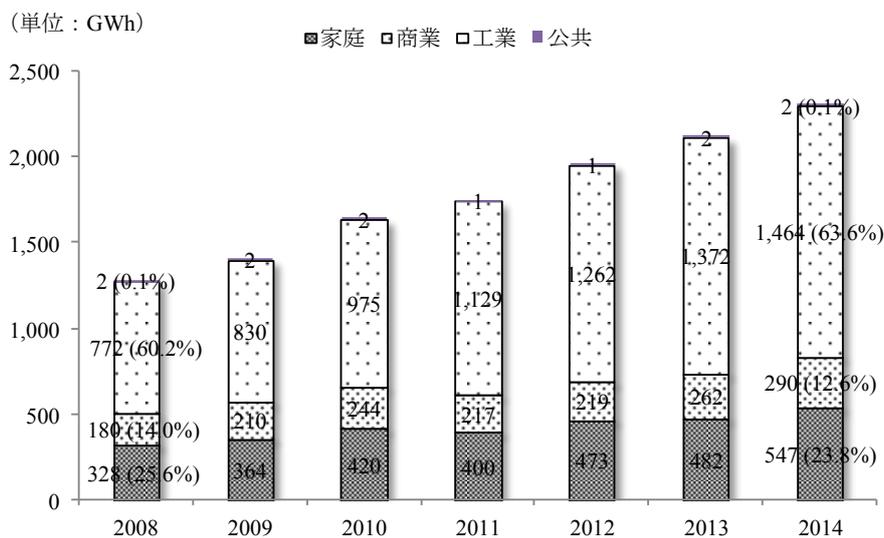


[出所] "UETCL Annual Power System Report", 2008年版～2014年版により作成

図3-2-2. 1 ウガンダの発電電力量の推移 (2008～2014年)

(3) 販売電力量

2008年から2014年までの6年間、ウガンダの販売電力量は急速に増えてきた。2014年の販売電力量は2008年に比べほぼ倍増し、2014年の2,303 GWhまで年平均10.3%で拡大してきた。近年の高い経済成長は民間消費を活性化させ、インフレ率が5%程度で安定していることも好材料となって、電力需要は増加している。特に工業部門における電力需要量の伸びが顕著で、同期間の年平均増加率は11.3%に達している。



[出所] "UETCL Annual Power System Report", 2008年版～2014年版により作成

図3-2-2. 2 ウガンダの部門別販売電力量の推移 (2008～2014年)

部門別電力消費の構造をみると、2014年の工業部門における電力消費のシェアは2008年に比べ3.3ポイント増加で63.6%となり、家庭と商業部門における電力消費のシェアが

それぞれ 1.8 ポイントと 1.4 ポイント縮小している。地方電化の為の送配電網の整備が終了するまで、カンパラ首都圏に集中する工業部門の電力需要が全体電力需要量を牽引し続けると予想される。

ウガンダには、2014 年末時点全国で 14 のグリッドに分かれており、UEDCL を含め 7 社の配電企業が運用している。ウガンダ配電公社は 5 つの地方グリッドを持っているが、それを運営しているのはウメメ社である。ウメメ社は最大の配電会社であり、UEDCL の同年における合計販売電力 2,304 GWh の内、2,277 GWh が同社の販売量となる。シェアで見るとおよそ 98.8 %の電力販売量はウメメ社によって供給されている。残りの 5 社は、各地方グリッドであり、主に家庭部門に電力を販売している。その内、ウエストナイル社は、今まで独立グリッドであったが、グリッドの安定性を向上させるため 2015 年末にウメメ社のグリッドに連系する計画が進められている。同社は、2003 年に発電と配電の民間企業として設立され、北部アルア (Arua) 地方の 8 つの県で電力を供給しており、且つ、1.5 MW の重油発電機とヌヤカ I (Nyakak I) (3.5 MW) 水力発電所を運用している。

表 3-2-2. 2 配電会社別電力販売量の推移 (2008~2014 年) (GWh)

年	ウメメ	フェルドサルト	アビム	バウンデブギョ	キレンベ	ウエンレコ	合計販売量
2008	1,278	0	0	0	0	4	1,282
2009	1,401	4	0	0	0	2	1,407
2010	1,628	7	0	0	2	5	1,641
2011	1,732	10	0	1	2	3	1,747
2012	1,937	12	0	1	2	3	1,956
2013	2,092	13	1	1	3	7	2,117
2014	2,277	14	2	2	3	7	2,304

ウメメ (UMEME): Umeme Limited

フェルドサルト (FERDSULT): Fersult Engineering Services

アビム (PADER ABIM): Pader Abim Community Multipurpose Electric Cooperative Society Limited

バウンデブギョ (BUNDIBUGYO): Bundibugyo Energy Co-operative Society

キレンベ (KILEMBE): Kilembe Investments Limited

ウエンレコ (WENRECO): West Nile Rural Electrification Company

[出所] "UETCL Annual Power System Report", 2008 年版~2014 年版により作成

(4) 電力輸出入の実績と計画

ウガンダの電力輸出入は、東部アフリカ電力連合 (Eastern Africa Power Pool, EAPP)³の活動として進められているが、電力輸出は外貨獲得の手段としての側面を持っている。ウガンダは、2030 年までに年間 1,822 GWh の電力量を輸出する計画を進めており、今後東アフリカ地域において重要な電力輸出国の一つになると考えられる。2014 年末よりウガンダの送電の電力系統と連結しているのはタンザニアとケニアの二か国で、ルワンダとコンゴとの一部の国境地域では小規模な配電網が国境を越えて電力を供給している。タンザニアへの電力輸出は、ウガンダ南部に位置しているマサカ変電所 (Masaka Substation) から 132 kV の送電線が約 84.5 km の距離でタンザニア北部にあるブコバ変電所 (Bukoba Substation) に送電系統が接続されている。一方ケニアの場合は、ウガンダの最東部のトロロ変電所

³ 東部アフリカ電力連合 (EAPP) は、2005 年にブルンディ、コンゴ民主共和国、エジプト、エチオピア、ケニア、ルワンダとスーダンの 7 ヶ国によって設立され、地域における電力市場の連係を進めることを目的としている。タンザニアは 2010 年 3 月、リビアは 2011 年 2 月、ウガンダは 2012 年 12 月に新たなメンバーとして加わった。

(Tororo Substation) からケニアのレスス変電所 (Lessos Substation) まで 132 kV の送電線が約 27 km 結ばれている⁴。

ウガンダとケニアとの間は、相互に電力の融通を行っている。2014 年の実績では、ウガンダはケニアに向けて年間 107.1 GWh の電力を輸出したことに對して、同国から 29.0 GWh の電力を輸入している。同年における純輸出電力量は 78.0 GWh である。ケニアへの電力輸出量は必ずしも一定ではなく、ケニア国内の電力需給バランスに従って変動している。タンザニアに対する電力輸出量は、年間約 50 GWh を供給し、2014 年の実績では 55.6 GWh に達している。

一方、ルワンダとコンゴ民主共和国については、2011 年によりウガンダとの国境地域に同国の電力が両国に供給し始め、1.2 から 3.3 GWh 程度の電力量が輸出されている。ウガンダとルワンダの国境地域には、ウガンダの一部の村に対してルワンダの配電網により電力が輸入されている。



〔出所〕 ”UETCL Annual Power System Report”, 2008 年版～2014 年版により作成

図 3-2-2.3 ウガンダの電力量の輸出入の推移 (2008～2014 年)

一方、ウガンダが東部アフリカ電力連合 (EAPP) に加盟したのは 2012 年 12 月であり、現在、隣接している 5 か国との間で国際系統連系の建設を進めている⁵。具体的には UETCL が周辺の 5 か国の電力会社と電力売買契約を締結し実施される。

UETCL の計画によると、今までケニアにも電力を輸出していたが、2015 年末によりケニアから年間 254 GWh の電力量を輸入し、同量の電力量をルワンダに輸出する計画を進めている⁶。これはケニアとルワンダの間に年間 254 GWh の電力取引契約が 2015 年のはじめに締結され、UETCL は同量の電力を託送する役を担う為である。上述したケニアからの託送電力量とは別に、ウガンダ自国もルワンダへ電力を輸出することを計画しており、2019 年に年間 254 GWh、2023 年にはさらに 254 GWh を上乗せて合計 508 GWh を輸出する計画である。ケニアの託送量とウガンダの計画輸出量を合計すると最終的には年間 762 GWh

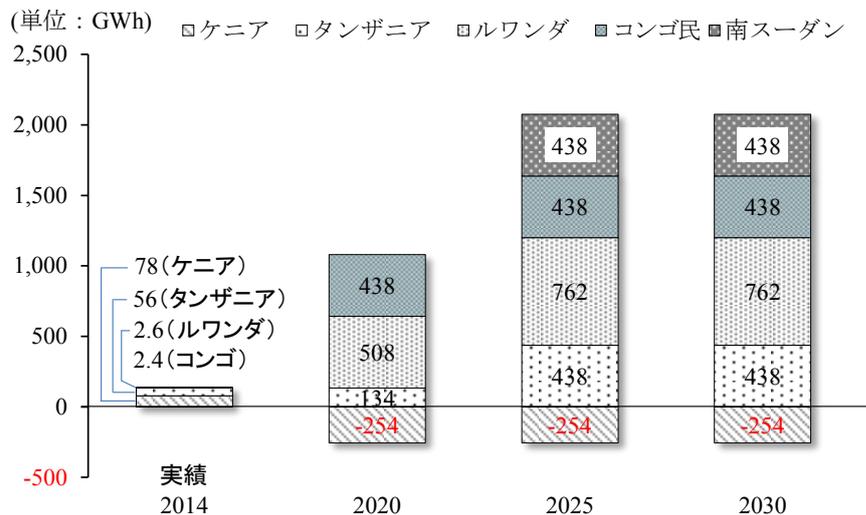
⁴ 現在、既存のウガンダの最東部のトロロ変電所 (Tororo Substation) からケニアのレスス変電所 (Lessos Substation) と同じルートで、EAPP の系統連携で新規 220 kV の送電線が建設中である。

⁵ 現在実施しているケニアとルワンダ間の 220 kV の国際送電線は、Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program (NELSAP) が主導して進められている。一部区間では将来の増設が対応できるように 400 kV の仕様になっている。

⁶ 2015 年末時点で、ケニアとルワンダ間の送電線は完成しておらず、計画通りに送電が始まっていない。

となる。

タンザニアに対しては、現在の輸出水準を 2022 年に引き上げ、最終的に 438 GWh となる計画である。一方、コンゴ民主共和国への電力輸出は 2020 年、南スーダンへは 2022 年にそれぞれ年間 438 GWh の電力量を輸出する計画となっている。上述した輸出計画を合計すると、2030 年におけるウガンダの電力輸出量は年間 1,822 GWh に達する。図 3-1-3.4 はウガンダの電力量の純輸出入計画を示している。



〔出所〕 UETCL, “Load Forecast Demand and Supply Balance 2014”により作成。

図 3-2-2. 4 ウガンダの電力量の純輸出入計画 (2014 年-2030 年)

(5) ウガンダの各地域別の電力需要動向

ウガンダは、大きく中央地域、東部地域、西部地域、北部地域の 4 つの地域に分かれている。中央地域では、カンパラ市を中心に、周辺の 23 県 (District) に囲まれ、ウガンダの政治、経済、文化の中心地であり、近年では周辺地域までに経済開発が進み、カンパラ市を中心に首都圏として拡大し続けている。現在この中央地域の東側には 4 つ (ルジラ、ムコノ、イガンガ、ナマンベ南) の工業団地の建設が進められており、工業部門における電力需要は今後も工業団地の建設に従って増加し続ける。

2014 年に中央地域の電力需要量は 359 MW に達し、2013 年の 341 MW より 5.2% の増加であった。中央地域の電力需要量は、ウガンダの合計電力需要量の 7 割以上を占めている。中央地域の電力需要は、7 割強が工業部門で消費されており、残りの 3 割弱が家庭と商業部門で消費される。ウガンダの製造業はその殆どが中央地域に集中しており、その中でも冶金産業 (金属加工産業) はカンパラ市の東側に位置している。

2014 年のウガンダ国勢調査によると、カンパラ市の人口は 151.6 万人で、41.8 万世帯が生活している。しかし、中央地域を見た場合、同年の人口は 957.9 万人で、231.5 万世帯が生活している。中央地域の人口増加率は 1990 年から年平均 3.0% で拡大しており、家庭部門における電力需要のポテンシャルが高く、商業部門の電力需要も今後高い増加率で拡大

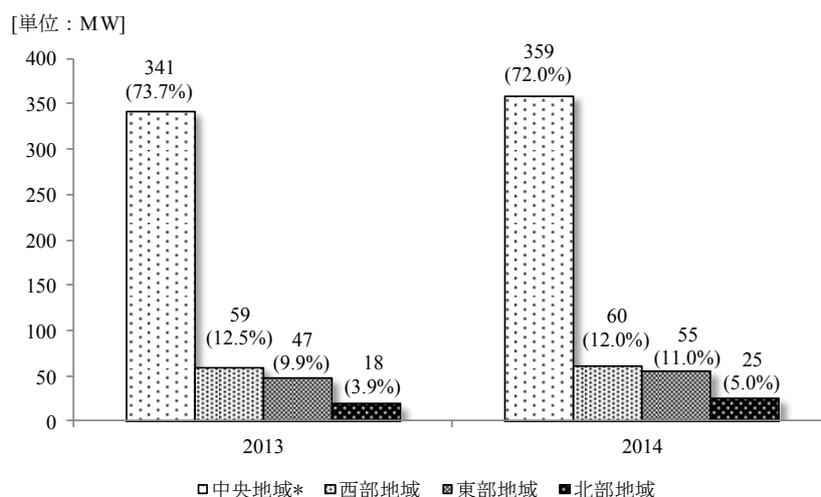
していくと予想される⁷。

東部地域では、二つの水力発電所（キイラ・ナルバレとブジャガリ）からカンパラ市に向けている送電線の沿線には電化が進んでいる地域である。特にジンジャ（Jinja）の周辺では、多くの製造業が集まっている。2014年東部地域の電力需要量は60 MWで、同年全国電力需要量の12.0%を占めており、前年の59 MWより1.7%の増加となっている。4つの地域の中では増加率が最も低い地域である。

西部地域では、工業部門における電力の需要は低く、主に家庭における電力需要が伸びている。2014年の電力需要量（55 MW）は、前年より17.0%の増加となっている。その原因は、近年では西部地域に隣接しているタンザニア、コンゴ、ルワンダに対して電力を輸出するために送電線が整備されたことにより、沿線の電化地域も間接的に拡大された。

2014年北部地域の電力需要量は僅か25 MW程度である。この地域の電力需要の伸び率は、全国で最も高く、2014年では前年の18 MWより38.9%も増加している。今建設中のグル変電所とアルア変電所が完成すれば、電力需要量はさらに増えていく⁸。

なお本事業においては、第1章で述べたとおりカンパラ首都圏をカンパラ市及び隣接するムピギ県、ワキソ県、ムコノ県の一部と定義しており、同区域が主な本事業実施サイトである。一方、これらの変電所による配電範囲は中央地域全土に跨る点に留意し、電力需要想定を算定している。



[出所] UETCL, “System Operations Data, 2014”により作成

図3-2-2. 5 ウガンダの地域別の電力需要（2013年と2014年）

⁷ 本項では、全国の家計部門の電力需要量は2030年までに年平均3.3%で増加し、商業部門では4.2%で増えることを予測した。詳細は第4章の表4-1-4. 5 ウガンダ電力需要予測結果（2013～2030年）を参照。

⁸ 2015年にリラ（Lira）変電所により北部にあるグル（Gulu）変電所、アルア（Arua）変電所に送電を開始した。

3-2-3 電気料金体系

ウガンダにおける電気料金体系、電気料金のレベル等については、後段のプロジェクトの財務分析・経済評価等の背景となる重要な情報であるので、以下のように整理・分析した。

(1) 電気料金

電気料金は、送電部門が発電部門から購入する料金、配電部門が送電部門から購入する料金、最終消費者が配電部門から購入する料金の3種類の料金があり、電力規制庁（Electricity Regulatory Authority: ERA）が認可するシステムとなっている。料金の認可は事業の免許発行の際に行われる。発電事業者の料金は、発電の運営費用に基づいて設定されるが、送電事業者及び配電事業者の料金はそれぞれの運営費用に電気の購入費用を合わせて設定される。

料金を改定する場合は、各電力事業者が費用を見直したうえで ERA に申請し、ERA が審査したうえで認可を与える仕組みとなっている。

現在では、料金は費用環境の変化に応じて4半期ごとに見直される仕組みとなっており、より迅速に費用の変動に対応できる体制となっている。

ウガンダの電力セクターは、先述のように発電・送電・配電の三層構造になっているので、料金体系もその三層構造を反映して、発電会社が UETCL に販売する料金 (A) : (UETCL にとっては、財務分析面でいえば、電気仕入れコストに直結する料金)、(B) : UETCL が配電会社に卸売りする料金 (UETCL にとって、財務分析面では、経営を支える収入となる料金)、そして、(C) 配電会社が消費者に販売する最終消費者料金 (本事業の経済評価に関連してくる料金) の3種類がある。上記のように、財務分析及び経済評価に関わってくる数字である。すなわち、(A) と (B) が UETCL の財務的な収支に関係する一方、(C) の最終消費者料金は、経済評価における便益に関係する。

以下、三段階の電気料金の現状について概観する。

1) 最終消費者料金

配電会社別の一般家庭向けの電気料金を表3-2-3. 1に示す。配電会社によって多少料金は異なるが、最大の配電会社であるウメメ社の場合、2015年度第三四半期の料金は、558.4 ウガンダシリング / kWh、約 0.153 米ドル / kWh (1米ドル=3650ウガンダシリング換算、以下同様) となっている。付加価値税を含めると 658.9 ウガンダシリング / kWh (約 0.180 米ドル / kWh、付加価値税 VAT 18%込み) を最終消費者が負担しており、これは日本とおおよそ同水準の電気料金である。

なお、今後は、発電会社、送電会社、配電会社を含む電力セクターの会社全体を通じての費用削減努力、および費用回収を十分に反映した料金水準の抑制が課題であるが、現在の料金体系としては、後述のように、一般家庭と商業、小規模工業、大規模工業という形で需要家別に料金水準に格差をつけている。ウメメ社の2015年第二四半期で見ると、一般家庭向けの料金水準を1.0とすると、商業0.911、小規模工業0.865、大規模工業0.588である。小口需要家と大口需要家による供給費用の差を踏まえつつ、政策的な配慮を加味して設定されたものと考えられる。この料金格差は、大口顧客と一般顧客のコスト差等を勘案すると許容の範囲内と考えられる。

後述するように、販売電力量は 2014 年で、大規模工業向け 46.3%、一般家庭 23.9%、中小工業 17.0%、商業 12.7%となっている。大規模工業向けの料金を若干引き上げ、その分、一般家庭や商業の料金を引き下げること検討の余地はある。ただし、工業の国際競争力も考慮する必要がある。

表 3-2-3. 1 は、四半期おきの一般家庭向けの料金の見直しの推移が見て取れるが、ウメメ社の価格推移を見ると、2005 年から 2006 年は、概ね 200-300 ウガンダシリング / kWh で推移していたが、2007 年から 2009 年は、426 ウガンダシリング / kWh に固定されていた。2010 年から 2011 年はやや下落して 385.6 ウガンダシリング / kWh、そして 2012 年から 2015 年の期間は、500-550 ウガンダシリング / kWh で推移してきた。2016 年の第 1 四半期に大きく上昇しているが、これから発生する費用に見合う料金設定で柔軟に変動していくのか注目される場所である。

表 3-2-3. 1 配電会社別の一般家庭向け料金

単位：ウガンダシリング / kWh

年	四半期	ウメ	ウェンレコ	フェルドサルト	キレンベ	バウンデブギョ	アビム
2005	Q4	212.5					
2006	Q1	216.9					
2006	Q2	298.2					
2006	Q3	298.2					
2006	Q4	426.1	263.3				
2007	Q1	426.1	244.0				
2007	Q2	426.1	232.0	426.1			
2007	Q3	426.1	246.0	426.1	400.6		
2007	Q4	426.1	251.0	426.1	400.6		
2008	Q1	426.1	274.0	426.1	400.6		
2008	Q2	426.1	353.0	426.1	400.6		
2008	Q3	426.1	360.0	426.1	400.6		
2008	Q4	426.1	360.0	426.1	400.6		
2009	Q1	426.1	360.0	426.1	400.6		
2009	Q2	426.1	360.0	426.1	400.6		
2009	Q3	426.1	360.0	426.1	400.6		
2009	Q4	426.1	360.0	426.1	400.6		
2010	Q1	385.6	360.0	426.1	400.6		
2010	Q2	385.6	360.0	426.1	400.6		
2010	Q3	385.6	360.0	426.1	400.6		
2010	Q4	385.6	360.0	426.1	400.6		
2011	Q1	385.6	360.0	426.1	400.6	400.0	400.0
2011	Q2	385.6	360.0	426.1	400.6	400.0	400.0
2011	Q3	385.6	360.0	426.1	400.6	400.0	400.0
2011	Q4	385.6	360.0	426.1	400.6	400.0	400.0
2012	Q1	524.5	360.0	426.1	400.6	400.0	400.0
2012	Q2	524.5	360.0	512.2	400.6	400.0	400.0
2012	Q3	524.5	360.0	512.2	400.6	400.0	400.0
2012	Q4	524.5	360.0	512.2	509.1	467.4	400.0
2013	Q1	524.5	360.0	512.2	509.1	515.5	400.0
2013	Q2	524.5	360.0	512.2	509.1	515.5	400.0
2013	Q3	524.5	440.4	512.2	509.1	515.5	400.0
2013	Q4	524.5	440.4	512.2	509.1	515.5	498.6
2014	Q1	520.6	440.4	512.2	509.1	515.5	498.6
2014	Q2	517.3	506.5	512.2	517.3	515.5	498.6
2014	Q3	518.0	505.4	511.9	517.3	515.5	561.6
2014	Q4	518.7	514.1	511.9	517.3	515.5	561.6
2015	Q1	531.5	529.3	511.9	517.3	515.5	524.9
2015	Q2	544.9	541.5	511.9	517.3	515.5	561.6
2015	Q3	558.4	557.0	511.9	517.3	515.5	561.6

注：データ未記入ものは、配電会社がまだ免許取得していない状況である。

参照：

ウメ - Umeme Limited

ウェンレコ - West Nile Rural Electrification Company

フェルドサルト - Fersult Engineering Services Limited

キレンベ - Kilembe Investments Ltd

バウンデブギョ - Bundibugyo Electricity Co-operative Society

アビム - Pader Abim Community Multipurpose Electricity Cooperative Society

クレクス - Kyegegwa Rural Electricity Co-operative Society

次表以下同様。

[出所] 電力規制庁のウェブサイトに基づき作成

配電会社別の商業向け料金を表 3-2-3. 2 に示す。配電会社により料金は多少異なる。アビム社以外は、一般家庭向け料金よりやや低い水準に設定されている。最大の配電会社であるウメメ社でみると、直近の料金は 508.6 ウガンダシリング / kWh となっており、約 0.139 米ドル / kWh である。これに付加価値税 (VAT) が 18% かかるため、最終需要者は、600.1 ウガンダシリング / kWh、約 0.164 米ドル / kWh 負担することになる。

表 3-2-3. 2 配電会社別の商業向け料金

単位：ウガンダシリング / kWh

年	四半期	ウメメ	ウエンレコ	フェルドサルト	キレンベ	バウンデブギヨ	アビム	クレクス
2005	Q4	204.4						
2006	Q1	208.6						
2006	Q2	286.8						
2006	Q3	286.8						
2006	Q4	398.8	301.8					
2007	Q1	398.8	280.0					
2007	Q2	398.8	266.0	388.0				
2007	Q3	398.8	282.0	388.0	400.6			
2007	Q4	398.8	288.0	388.0	400.6			
2008	Q1	398.8	314.0	388.0	400.6			
2008	Q2	398.8	404.0	388.0	400.6			
2008	Q3	398.8	412.0	388.0	400.6			
2008	Q4	398.8	413.0	388.0	400.6			
2009	Q1	398.8	413.0	388.0	400.6			
2009	Q2	398.8	413.0	388.0	400.6			
2009	Q3	398.8	413.0	388.0	400.6			
2009	Q4	398.8	413.0	388.0	400.6			
2010	Q1	358.6	413.0	388.0	400.6			
2010	Q2	358.6	413.0	388.0	400.6			
2010	Q3	358.6	420.0	388.0	400.6			
2010	Q4	358.6	420.0	388.0	400.6			
2011	Q1	358.6	420.0	388.0	400.6	375.0	375.0	
2011	Q2	358.6	420.0	388.0	400.6	375.0	375.0	
2011	Q3	358.6	420.0	388.0	400.6	375.0	375.0	
2011	Q4	358.6	420.0	388.0	400.6	375.0	375.0	
2012	Q1	487.6	420.0	388.0	400.6	375.0	375.0	
2012	Q2	487.6	420.0	479.8	400.6	375.0	375.0	
2012	Q3	487.6	420.0	479.8	400.6	375.0	375.0	
2012	Q4	487.6	420.0	479.8	400.8	375.0	375.0	
2013	Q1	487.6	420.0	479.8	400.8	375.0	375.0	
2013	Q2	487.6	420.0	479.8	400.8	375.0	375.0	
2013	Q3	487.6	433.6	479.8	400.8	375.0	392.9	
2013	Q4	487.6	433.6	479.8	400.8	375.0	392.9	
2014	Q1	474.4	433.6	479.8	400.8	375.0	392.9	448.4
2014	Q2	471.1	477.0	479.8	400.8	479.7	532.6	448.4
2014	Q3	471.8	475.9	477.2	400.8	479.7	532.6	448.4
2014	Q4	472.5	484.4	477.2	400.8	479.7	532.6	448.4
2015	Q1	484.6	498.5	477.2	400.8	479.7	532.6	448.4
2015	Q2	496.3	509.9	477.2	400.8	479.7	532.6	448.4
2015	Q3	508.6	524.6	477.2	400.8	479.7	532.6	448.4

注：データ未記入ものは、配電会社がまだ免許取得していない状況である。

〔出所〕 電力規制庁のウェブサイトに基づき作成

表 3-2-3. 2 と表 3-2-3. 1 と比較すると商業事業者向けの料金水準は、一般家庭向けの料金水準の変化推移と概ね類似の水準で推移してきているのがわかる。

配電会社別の中小工業（ここで中小工業と定義されているのは、低電圧 415 V で、最大需要 500kVA まで）向け料金を表 3-2-3. 3 に示す。配電会社により料金は異なるが、政策的な配慮から商業向け料金より低い水準に設定されているものと考えられる。最大の配電会社であるウメメ社でみると、直近の料金は 471.6 ウガンダシリング / kWh となっており、約 0.129 米ドル / kWh である。これに付加価値税（VAT）が 18% かかるため、最終消費者は、556.5 ウガンダシリング / kWh、約 0.152 米ドル / kWh 負担することになる。

表 3-2-3. 3 配電会社別の中小工業向け料金

単位：ウガンダシリング / kWh

年	四半期	ウメメ	ウェンレコ	フェルドサルト	クレクス
2005	Q3	178.9			
2005	Q4	178.9			
2006	Q1	190.2			
2006	Q2	261.5			
2006	Q3	261.5			
2006	Q4	369.7	301.8		
2007	Q1	369.7	280.0		
2007	Q2	369.7	266.0	288.0	
2007	Q3	369.7	282.0	288.0	
2007	Q4	369.7	288.0	288.0	
2008	Q1	369.7	314.0	288.0	
2008	Q2	369.7	404.0	288.0	
2008	Q3	369.7	412.0	288.0	
2008	Q4	369.7	412.0	288.0	
2009	Q1	369.7	413.0	288.0	
2009	Q2	369.7	413.0	288.0	
2009	Q3	369.7	413.0	288.0	
2009	Q4	369.7	413.0	288.0	
2010	Q1	333.2	413.0	288.0	
2010	Q2	333.2	413.0	288.0	
2010	Q3	333.2	420.0	288.0	
2010	Q4	333.2	420.0	288.0	
2011	Q1	333.2	420.0	288.0	
2011	Q2	333.2	420.0	288.0	
2011	Q3	333.2	420.0	288.0	
2011	Q4	333.2	420.0	288.0	
2012	Q1	458.9	420.0	288.0	
2012	Q2	458.9	420.0	341.6	
2012	Q3	458.9	420.0	341.6	
2012	Q4	458.9	420.0	341.6	
2013	Q1	458.9	420.0	341.6	
2013	Q2	458.9	420.0	341.6	
2013	Q3	458.9	433.6	341.6	
2013	Q4	458.9	433.6	341.6	
2014	Q1	452.0	433.6	341.6	
2014	Q2	448.7	477.0	341.6	
2014	Q3	449.4	475.9	453.6	524.9
2014	Q4	450.1	484.2	453.6	524.9
2015	Q1	461.6			
2015	Q2	471.6			

注：データ未記入ものは、配電会社がまだ免許取得していない状況である。

[出所] 電力規制庁のウェブサイトの統計からダウンロード

配電会社別の大規模工業（高電圧 11 kV あるいは 33 kV で最大需要 500 kVA-10,000 kVA）向け料金を表 3-2-3. 4 に示す。配電会社により料金は多少差があるが、産業振興に向けた政策的な配慮からウメメ社、フェルドサルト社は中小工業向け料金よりさらに低い水準に設定されているものと考えられる。最大の配電会社であるウメメ社でみると、直近の料金は 328.7 ウガンダシリング / kWh となっており、約 0.090 米ドル / kWh である。これに付加価値税（VAT）が 18% かかるため、最終需要者は、387.9 ウガンダシリング / kWh、約 0.106 米ドル / kWh 負担することになる。

表 3-2-3. 4 配電会社別の大規模工業向け料金

単位：ウガンダシリング / kWh

年	四半期	ウメメ	ウェンレコ	フェルドサルト
2005	Q4	71.9		
2006	Q1	76.4		
2006	Q2	120.8		
2006	Q3	120.8		
2006	Q4	187.2	301.8	
2007	Q1	187.2	280.0	
2007	Q2	187.2	266.0	288.0
2007	Q3	187.2	282.0	288.0
2007	Q4	187.2	288.0	288.0
2008	Q1	187.2	314.0	288.0
2008	Q2	187.2	404.0	288.0
2008	Q3	187.2	412.0	288.0
2008	Q4	187.2	412.0	288.0
2009	Q1	187.2	413.0	288.0
2009	Q2	187.2	413.0	288.0
2009	Q3	187.2	413.0	288.0
2009	Q4	187.2	413.0	288.0
2010	Q1	184.8	413.0	288.0
2010	Q2	184.8	413.0	288.0
2010	Q3	184.8	420.0	288.0
2010	Q4	184.8	420.0	288.0
2011	Q1	184.8	420.0	288.0
2011	Q2	184.8	420.0	288.0
2011	Q3	184.8	420.0	288.0
2011	Q4	184.8	420.0	288.0
2012	Q1	312.8	420.0	288.0
2012	Q2	312.8	420.0	341.6
2012	Q3	312.8	420.0	341.6
2012	Q4	312.8	420.0	341.6
2013	Q1	312.8	420.0	341.6
2013	Q2	312.8	420.0	341.6
2013	Q3	312.8	433.6	341.6
2013	Q4	312.8	433.6	341.6
2014	Q1	310.4	433.6	341.6
2014	Q2	307.1	477.0	341.6
2014	Q3	307.8	475.9	316.8
2014	Q4	308.5	484.2	316.8
2015	Q1	315.6	498.5	316.8
2015	Q2	320.5	509.9	316.8
2015	Q3	328.7	524.6	316.8

注：データ未記入ものは、配電会社がまだ免許取得していない状況である。

[出所] 電力規制庁のウェブサイトの統計からダウンロード

表 3-2-3. 4 の大規模工業向けの電気料金を見ると、非常に優遇された電気料金であることが一瞥してわかる。それとともに、やはり四半期別の料金の時間的推移を見ると、他の需要家（商業、中小工業、一般家庭）と連動した推移となっている。

2) UETCL（送電会社）が配電会社に大口販売する BST 料金

UETCL が配電会社に販売する際の料金を表 3-2-3. 5 に示す。2015 年度第三四半期の料金は加重平均して、231.9 ウガンダシリング / kWh となっている（VAT 除く）。

これにより、先の配電会社の一般家庭向け電気料金表（表 3-2-3. 1）と照らし合わせると、例えばウメメ社の場合は UETCL より 231.9 ウガンダシリング / kWh で購入して 558.4 ウガンダシリング / kWh で販売していることになり、この差額がウメメ社の運営コストとして上乗せされていることになる。

3-2-1 (2) UETCL の財務状況、で詳述したように、2011 年までは UETCL の配電会社への電力平均販売単価は、発電会社からの電力購入平均単価を下回っており、逆ザヤが生じていた。UETCL は、その分を政府から補助金を受けることにより経営を行ってきた。後述するように、2012 年以降は、ブジャガリ・エネルギー社の電力供給開始により平均購入単価が下がり、一方の平均販売単価が引き上げられ、一部補助金は残るものの UETCL の経営の自律性は飛躍的に高まった。2014 年の料金水準は、現状維持的な条件では UETCL の経営の自律性を確保できる水準に達しているものの、現在わずか 16%の電化率の大幅改善を促していくためには、今後大規模なインフラ投資が必要になる。本事業もその一環での大規模投資プロジェクトである。一方、配電会社はこの料金水準で自律的な経営を行うことができている、現在は妥当な料金水準に達したと判断できる。

表 3-2-3. 5 配電会社向け料金

単位：ウガンダシリング / kWh

年	四半期	Off-peak BST (Ushs/kWh)	Shoulder BST (Ushs/kWh)	Peak BST (Ushs/kWh)	Weighted average BST (Ushs/kWh)
2005	Q3	27.8	50.9	68.7	51.3
2005	Q2	27.8	50.9	68.7	51.3
2005	Q3	33.0	60.4	81.5	60.9
2005	Q4	33.0	60.4	81.5	60.9
2006	Q1	33.0	60.4	81.5	60.9
2006	Q2	51.5	94.7	127.9	95.4
2006	Q3	51.5	94.7	127.9	95.4
2006	Q4	240.4	212.7	240.4	226.5
2007	Q1	166.6	195.4	220.8	196.8
2007	Q2	161.9	189.9	214.6	191.3
2007	Q3	156.3	183.4	207.2	184.7
2007	Q4	176.1	206.5	233.4	208.0
2008	Q1	151.1	180.6	204.0	181.3
2008	Q2	140.0	167.3	189.1	168.0
2008	Q3	150.1	179.4	202.7	180.1
2008	Q4	105.2	125.7	142.1	126.2
2009	Q1	167.5	148.3	123.3	145.0
2009	Q2	108.7	130.7	147.7	131.1
2009	Q3	119.7	143.9	162.6	144.3
2009	Q4	126.1	151.5	171.2	152.0
2010	Q1	121.8	146.0	165.0	146.5
2010	Q2	141.4	169.6	191.6	170.1
2010	Q3	129.3	155.0	175.2	155.6
2010	Q4	195.8	173.3	144.5	169.6
2011	Q1	244.2	292.6	330.6	293.6
2011	Q2	257.2	308.1	348.2	309.2
2011	Q3	229.4	229.4	274.8	242.6
2011	Q4	235.1	281.6	318.3	282.6
2012	Q1	170.0	208.0	235.0	208.0
2012	Q2	190.0	232.6	262.8	232.6
2012	Q3	175.9	215.3	243.3	215.3
2012	Q4	213.9	261.9	295.9	261.8
2013	Q1	192.3	228.2	257.9	229.4
2013	Q2	186.1	220.9	249.7	222.1
2013	Q3	198.5	235.6	266.2	236.8
2013	Q4	222.5	264.1	298.4	265.5
2014	Q1	168.0	227.0	272.4	228.0
2014	Q2	168.2	227.2	272.7	228.2
2014	Q3	162.5	219.5	263.4	220.5
2014	Q4	166.3	224.6	269.5	225.6
2015	Q1	165.6	223.2	267.8	224.2
2015	Q2	167.0	225.0	270.1	226.1
2015	Q3	171.2	230.8	276.9	231.9

注：BST (Bulk Sales Tariff) とは、UETCL が Umeme や他の配電会社に電気を販売する時の価格である。

備考：Off-peak：オフピーク時間帯料金

Shoulder：中時間帯（ピークとオフピーク時間）料金

Peak：ピーク時間帯料金

[出所] 電力規制庁のウェブサイトの統計からダウンロード

3) UETCL が発電会社から購入する料金

UETCL が発電会社から購入する際の料金を表 3-2-3. 6 に示す。発電会社から UETCL が電力を購入する際は米ドル契約になっている。(注：前述の各種料金表との整合性を取るため、ウガンダリングに変換した価格にて表示) 発電会社のコストにより、買取料金は大きな格差が生じている。前述のように、2015 年の直近の UETCL の配電会社への販売料金は、231.9 ウガンダシリング / kWh となっているが、それを上回っている会社も多数ある。水力発電所は、比較的安価になっているが、火力発電所は燃料費用がかかるため高価格となっている。

水力発電のエスコム社及びブジャガリの供給シェアが大きく、エスコム社は、販売価格が他の発電会社に比べ極めて安価で、ブジャガリ・エネルギー社も火力発電所より安価に販売しているため、このような構造が成り立っている。

エスコム社の運営するキイラ・ナルバレ水力発電所は、ウガンダの独立前、英国統治時代に英国よって建設され、独立後ウガンダに移管された。1993 年に拡張工事がなされたが、初期投資費用負担が相対的に少ないために、エスコム社はコストが極めて安価になっていると推察される。

ブジャガリ・エネルギー社は、250 MW のブジャガリ水力発電所を開発するためウガンダ政府主導のもと設立された特別目的会社である。ウガンダ政府との契約の下では、ブジャガリ・エネルギー社は、発電所を所有し、30 年間発電所の運営をする。30 年後、ブジャガリ・エネルギー社は 1.00 米ドルでウガンダ政府に所有権を譲渡する。30 年間で建設に係る投資資金を回収する必要があるためエスコム社に比べコストが高くなっていると思われる。

発電会社により、価格は大きな格差があるものの、これはコストを反映したものである。3-2-1 (2) UETCL の財務状況で詳述するように、全体としては、UETCL の平均購入単価は 2012 年以降下がり 2014 年の購入単価は、自律的な経営が可能な水準になっている。購入単価は全体としては妥当な水準になったと判断できる。

表 3-2-3. 6 UETCL が発電会社から購入する料金単価

単位：ウガンダシリング / kWh

会社名	種別	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
エスコム	大規模水力	34.9	23.2	27.0	24.0	40.2
ブジャガリ・エネルギー			201.2	306.6	307.5	345.1
キレンベ・マインズ	小水力	89.0	87.7	82.8	66.7	87.1
KCCL		66.2	66.2	136.9	144.1	180.9
トロンダー		352.2	362.0	213.7	225.0	284.6
EMS ムパンガ		231.1	231.1	228.2	240.2	301.5
エコパワー		338.5	209.4	225.0	236.9	297.3
ハイドロマックス				240.8	253.6	318.3
アグレコ			770.1	780.5		
エレクトロマックス	火力	710.5	858.0	874.6	766.4	661.1
ジャコブセン		665.6	781.3	760.5	615.6	598.5
カキラ	コジェネ	197.3	194.8	199.8	210.4	294.5
キンヤラ・シュガー		256.7	242.1	205.3	216.2	271.4
KPLC-ケニア-輸入	輸入		658.9	644.2	678.2	615.4
EWASA-ルワンダ-輸入				209.1	220.2	276.4

注：アグレコは 2013 年以降操業していない。

〔出所〕 UETCL ファイナンス部門から資料入手により作成

4) 輸出入価格

2015 年ベースの輸出入価格を表 3-2-3. 7 に示す。電力の輸出入は、米ドル契約となっている。ルワンダ、タンザニア、コンゴ民主共和国との輸出価格、輸入価格とも 10 米セント前後であるが、ケニアは 20 米セント前後で高くなっている。輸出輸入とも行う場合は、輸出価格と輸入価格が同額となっている。

輸出入価格は、UETCL が国内の発電会社から購入する価格と比較すると、やや高めの水準である。

表 3-2-3. 7 電力の輸出入価格

単位：米セント / kWh

輸出	2015年1月	2015年2月	2015年3月	2015年4月	2015年5月	2015年6月
ケニア(KPLC)	21.62	20.81	21.31	19.92	19.75	20.29
ルワンダ(REGL)	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25
タンザニア(TANESCO)	9.54	9.54	9.54	9.39	9.39	9.39
コンゴ民(SNEL)	10.01	10.01	10.01	9.89	9.89	9.89
輸入	2015年1月	2015年2月	2015年3月	2015年4月	2015年5月	2015年6月
ケニア(KPLC)	21.62	20.81	21.31	19.92	19.75	20.29
ルワンダ(REGL)	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25

〔出所〕 UETCL ファイナンス部門から資料入手により作成

5) 料金設定に係るコスト・リフレクティブ・ポリシー（費用反映回収方針）

電力規制庁は、各事業者のコストを基に電気事業者の経営が維持されつつ、料金水準が不必要に高い水準にならないように料金設定で注視している。以前のような政府補助金で下支えしてでも料金を低く維持する方針は、現在は無く、原則、市場原理の下に送電会社も配電会社も発電会社も事業を維持していくのに必要な料金設定が行われているかどうかをチェックする。急激な為替下落等の激変的な場合には、最終消費者に激変的な価格変動が起きないように考慮はするものの、基本方針としては、費用反映回収方針

(Cost Reflective Policy) に則り、要した経費は料金で回収して事業を成り立たせるように運営する方針である。従って、原則、UETCL には補助金は出さない方針である。換言すれば、今後の電気料金設定も発電・送電・配電が相互に自律的に経営・運営できるような料金設定がなされることになり、必然的に発生した費用は、段階的に転嫁されていく構造となる。極力政府介入のないような運営になっていくのが基本方向である。

(2) 料金徴収率

1) ウメメ社の料金徴収率

最大の配電業務委託企業であるウメメ社の料金徴収率を見ると、料金徴収率は向上してきており、図 3-2-3. 1 に示すとおり、近年では、途上国としては、非常に高い水準を達成している。ただ、盗電部分は配電ロスの中に含まれているので、そこに料金徴収されていない部分が潜んでいるともいえ、厳密に言えば、料金徴収がほぼ完全とは言えず、課題は残されているといえる。

なお、ウメメ社の料金徴収率の向上に向けて取り組んでいる事項は下記のとおりである。

a) 料金徴収方法

ウメメ社は、プリペイド・メーターの設置を推奨・促進していて、消費者の約 30% は先払いで電気料金を支払っている。

なお、電力料金の請求書は、紙ベースで郵送するほかに、携帯電話にソーシャル・ネットワーク・サービス (SNS) で請求書を送る方法もある。

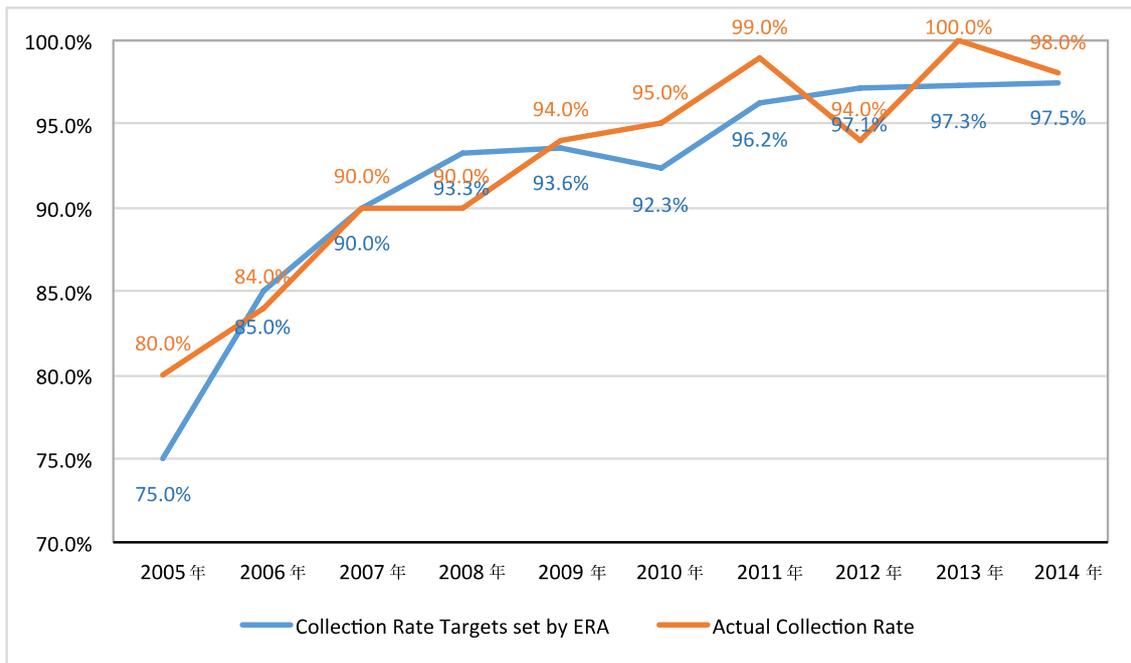
また、ウメメ社は、多数銀行と提携して利用者の利便性を高めている。そのほか、携帯電話会社と提携しており、利用者は、携帯電話で支払いができる。SNS で請求書が送られると、その場で、携帯電話で E マネーによる払いができる仕組みになっている。

b) 料金徴収率向上の取り組み

県ごとに県管理者を配置し、目標を定めて料金徴収を実施・管理している。例えば、インフォーマル住宅地等に立地する住宅で、未だグリッド接続されていない住宅等で、今後顧客となり得る住宅など、潜在的顧客についてもチェックしている。また、料金未納者に対し、何月何日までに支払われなければ電気を止めることを SNS で連絡するシステムになっている。料金が支払われなければ、実際に電力の供給を止めることが可能である。

顧客の住所・氏名・電話番号などのデータベースも管理されており、また、工業などの大口顧客は、スマートメーター等によりリアルタイムで個別にモニターしている。

高い電力料金徴収率を誇る一方、配電ロスは 20% にのぼり、技術的なロスのほかに盗電ロス (約半分程度) が含まれていると考えられる。ウガンダ配電公社 (UEDCL) からの聴取によると盗電は主に商業者が行っているとのことであり、今後、監視を強めるなど盗電対策も強化する予定である。



[出所] 電力規制庁のウェブサイトからダウンロードしたデータから作成

図3-2-3. 1 料金徴収率の目標と実績

アフリカにおける料金徴収率の比較ケースとしてガーナとナイジェリアの状況を表3-2-3. 8に示す。これらの国と比較しても、ウメメ社の料金徴収率は高いことがわかる。

表3-2-3. 8 アフリカ諸国の料金徴収率比較

国名	料金徴収率 (2013年度比較)	備考
ウガンダ	100%	
ガーナ	SLT : 94% NSLT : 83% (配電部門の徴収率)	SLT (Special Load Tariff) : 133A 及び 100 kVA の負荷における電力料金 NSLT(Non-Special Load Tariff) : 100 ~130 A 負荷における電力料金.
ナイジェリア	配電部門約 70% 送電部門約 65% 発電部門約 60%	

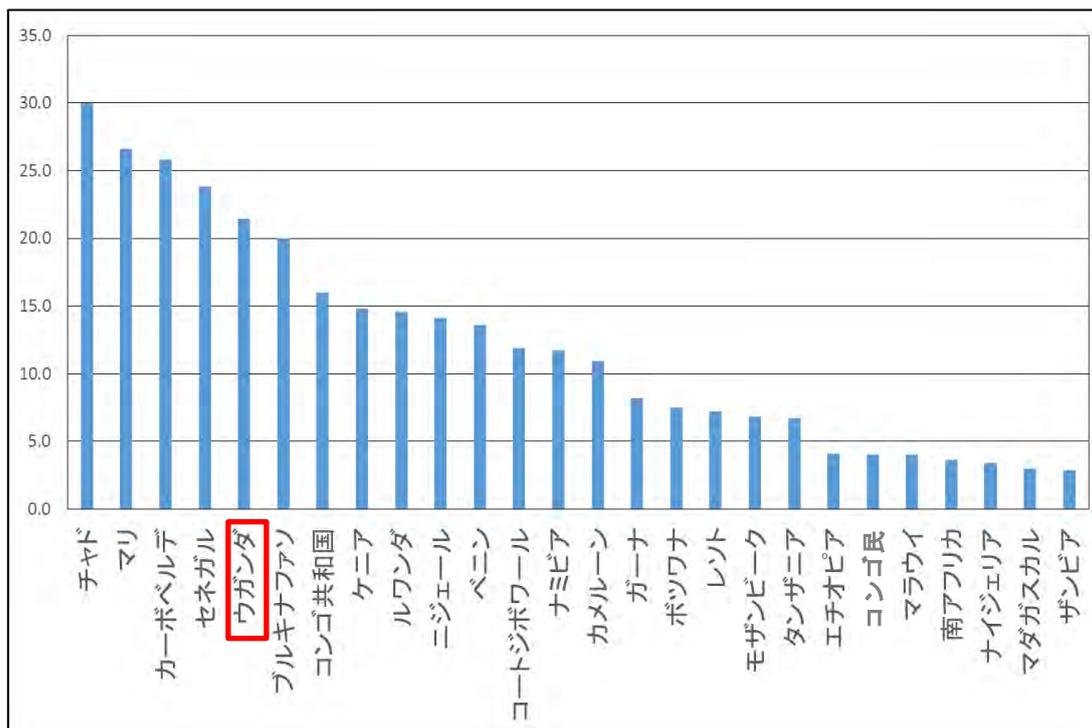
[備考1] ガーナではプリペイド式メーター導入による電気料金徴収率改善、需要家巡視プログラム（盗電摘発）によるノンテクニカル損失の低減等、事業運営改善を行っているため、これが成果を挙げている。

[備考2] ナイジェリアではプリペイド式メーター導入や、メーターのない利用者（盗電者等）へのメーター設置促進など徴収率向上の施策がとられている

[出所] ERA の料金徴収に関するレポート、ガーナ送電公社とナイジェリア送電公社のヒアリング調査に基づき JICA 調査団作成

2) 近隣諸国との料金比較

アフリカ諸国の月 100 kWh 使用する住宅ベースでの料金比較を図3-2-3. 2に示す。ウガンダの電気料金は、アフリカ諸国の中では高い水準となっている。



[出所] Africa Infrastructure Country Diagnostic Power Tariff Database

図3-2-3. 2月100 kWh使用の場合の各国料金比較

電気料金によるコストリカバリー⁹の状況を表3-2-3. 9に示す。

これは、実効電気料金で電気供給に係るコストをどの程度回収できるかを示した指標である。アフリカ諸国の電気料金の高い順に掲載している。全般に料金水準が高い国は、コストリカバリーが高い水準にある傾向が表れている。料金が高い水準の上位13か国のうち、8か国はコストリカバリーが1.0となっており、電気料金で費用回収が可能なレベルとなっている。14位以降の諸国は、すべて1.0未満であり費用を回収できるレベルの料金になっていない。

ウガンダは、コストリカバリーが1.0となっており、電気料金で費用を回収できる水準になっている。電力セクターの各社の自律的な経営を行っていくことができることを示している。料金水準が低いコストリカバリーが1.0未満の諸国は、電力セクターの電力料金収入だけでは、企業を継続的・安定的に経営することが不可能な状態となっている。政府からの補助や支援など何らかの経営支援がないと、これらの諸国の電力セクター企業は持続的な経営をできない。

本来、電力セクターにおいては、独立的な企業体として政府からの支援がなくても自律的な経営がなされることが望ましい。ウガンダの料金水準は、この理想的な状況を達成するための料金水準といえる。ただし、電力事業は、発電・送電・配電の3層で構成されているので、各層での費用に見合った適正な料金徴収が行われ、3層間でバランスがとれているかどうかは疑問が残る。民営化が進んだ発電部門、配電部門では比較的十

⁹ コストリカバリーは、電力生産の平均取得原価に対する現在の平均実効電気料金の比率として測定したもの。平均コストリカバリーを評価するため、スコア分布面で中立となる電気料金が1.0となるスコアを基準に、1.0未満のリカバリーを算出した。

分利益水準が追及されて、その間に位置する送電部門は、公的な事業体であるところの UETCL であるので、そこにしわ寄せがきている感が否めない。

一方、ウガンダの電気料金徴収率は 100%に近い水準にあることから、電気利用者が十分に支払い可能なレベルにあるといえる。貧困層には負担が大きい可能性もあるが、妥当な料金水準と判断できる。ただ、電化普及率が未だ 16%の水準であるがゆえに、見方を変えれば、電気料金を負担できる法人部門と個人部門では富裕層・中間層が電気を利用して、貧困層は電気を利用できていないと思われる。

最終消費者に電気を販売しているウメメ社の料金体系においては、貧困層に特定しての料金システムではないが、ライフライン価格という料金カテゴリーがある。これは、全ての一般個人の世帯に適用される料金カテゴリーであるが、極めて少量しか電気を使用しない世帯、例えば、携帯電話の充電のみしか電気を利用しない、照明をわずかに利用するのみの世帯等においては、恩恵はある料金システムである。すなわち、一般個人の世帯向けの料金において、毎月使用する電気料金の 15kWh までは、通常の 651 ウガンダシリング/kWh の約 4 分の 1 の料金 150 ウガンダシリング/kWh で課金するようにしている。ただ、わずか 2,250 ウガンダシリング (約 0.5 米ドル程度) までの利用 (150 ウガンダシリング/kWh × 15kWh = 2,250kWh) にしか適用されないため、貧困層にとって恩恵が大きい料金システムとは言えないと思われる。

ウガンダのコストリカバリーは、1.00 とはなっているため、現在の費用は回収できる料金レベルにはある。しかし、電力供給を拡大するための新規投資をするまでの余力はなく、電化率の改善につながっていないものと考えられる。本来、必要な新規投資の原資の確保も踏まえた料金設定が望ましい。一方、国民全体に電気供給がいきわたるべく、長期的には電気料金の低廉化を達成していく努力が必要である。この 2 つの視点のバランスを中長期的には達成するためには、長期低金利での円借款で電力インフラ整備を行うことが有効であり、電力供給を強化する本事業はウガンダにとって必要なプロジェクトと考えられる。

表3-2-3. 9 電気料金によるコストリカバリーの状況

指標	料金レベル	コスト・リカバリー	
	月100kWh消費レベルの住宅向け実効電気料金 (米セント/kWh)	平均コストに対する平均実効料金の比率	
1	チャド	30.0	1.00
2	マリ	26.6	0.79
3	カーボベルデ	25.8	1.00
4	セネガル	23.4	1.00
5	ウガンダ	21.4	1.00
6	ブルキナファソ	20.0	1.00
7	コンゴ共和国	16.0	0.59
8	ケニヤ	14.8	1.00
9	ルワンダ	14.6	0.88
10	ニジェール	14.1	0.44
11	ベニン	13.6	0.72
12	コートジボワール	11.9	1.00
13	ナミビア	11.7	1.00
14	カメルーン	10.9	0.63
15	ガーナ	8.2	0.81
16	ボツワナ	7.5	0.54
17	レソト	7.2	0.79
18	モザンビーク	6.8	0.87
19	タンザニア	6.7	0.52
20	エチオピア	4.1	0.76
21	コンゴ民	4.0	0.80
22	マラウイ	4.0	0.62
23	南アフリカ	3.6	0.84
24	ナイジェリア	3.4	0.44
25	マダガスカル	3.0	0.93
26	ザンビア	2.9	0.44

[出所] Africa Infrastructure Country Diagnostic Power Tariff Database

3-2-4 既存設備

(1) 変電設備

1) 既設変電所の状況

カンパラ首都圏という重要地域への電力供給を担う配電用変電所であり、極めて高い電力供給信頼度が求められる。そのため、ムトゥンドゥエ変電所及び配電用変圧器一台のみを有するカワラ変電所を除き、主なる送電用電圧階級である 132 kV では高い信頼度が求められるため複母線方式が採用されている。

カンパラ首都圏における変電所は一般に変電設備据付場所には敷砂利が施されているが、カンパラ北変電所のように敷砂利がなされず、雑草の上に変電設備が据え付けられている変電所も散見される。このような変電所では、運転に支障が生じないよう防草対策が有効である。特に機器付近においては地絡事故時の運転員の歩幅電圧上昇対策としても有効である。

2014 年、カンパラ北変電所にて 132 / 33 kV 変圧器の二次側より火災が発生し、一台が完全に焼損したほか、もう一台の変圧器ブッシングも影響を受ける大規模事故が発生した。この事故により、ブッシングが損害を受けた 2 台目の変圧器についてはすぐに修理され、翌日から使用が再開されたが火元となった変圧器は未だに代替変圧器の据え付けがなされていない。そのため、不足する電力を 33 kV 配電線を介して近傍のカワラ変電所、ルゴゴ変電所から供給されている状況が継続しており、当該変電所だけでなくカンパラ首都圏の他の変電所の負荷を逼迫している状況が継続している。

細かい点に注目すると、ムトゥンドゥエ変電所等の変電所維持管理状況では、変圧器のシリカゲルが交換の時期を示しているにも関わらず、そのままの状態になっているもの、変電所の母線に相を識別する相表示板が無い変電所も散見される。さらに、動力用・制御用ケーブルがケーブルトレンチあるいは電線管に敷設されていない、ケーブルトレンチの蓋が欠損しているため雨水・土砂の流入や、小動物によるケーブル損傷が発生している変電所も見受けられる。

変電所の資料管理体制についても各変電所にばらつきが見られ、ナマンベ変電所やブジャガリ変電所等では当該変電所単線結線図や機材配置図が保管されていないようであった。さらには、単線結線図に示されている母線番号およびフィーダー番号が名称板に記載の番号と異なっているカンパラ北変電所の例も見られる。このように、各変電所においては技術図面の管理体制の見直しを行う余地があると考えられる。

2) カンパラ首都圏における変電設備の概要

カンパラ首都圏中心部に 5 つの一次変電所、すなわち、カワラ変電所・カンパラ北変電所・ムトゥンドゥエ変電所・ルゴゴ変電所・そしてクイーンズウェイ変電所（2017 年運用開始予定）が位置しており、これらの変電所に加えてカンパラ首都圏内への電力供給を担っている変電所として首都圏東部に位置するナマンベ変電所とカワラ変電所がある。これら 7 つの変電所の現在の変電容量を表 3-2-4. 1 に示す。首都圏の電力需要に対応するための合計変電容量は 640 MVA（クイーンズウェイ変電所供用開始後は 760 MVA）となっている。

表 3-2-4. 1 カンパラ首都圏周辺の一次変電所の変電容量

No.	名称	電圧	変電容量	状況
	現状(将来)	kV	MVA	
1.	ルゴゴ変電所	132/11	40 MVA x 2 台	既設
	160 MVA	132/33	40 MVA x 2 台	既設
2.	カンパラ北変電所	132/33	40 MVA x 2 台	既設
	160 MVA	132/11	40 MVA x 2 台	既設
3.	ムトゥンドゥエ変電所	132/33	40 MVA x 2 台	既設
		132/33	20 MVA x 1 台	据付中
	140 MVA	132/11	20 MVA x 2 台	既設
4.	カワラ変電所	132/11	20 MVA x 1 台	既設
	20 MVA			
5.	クイーンズウェイ変電所	132/33	(40 MVA x 3 台)	2017 年運用開始予定
	(120 MVA)			
6.	ナマンベ変電所	132/33	40 MVA x 3 台	既設
	120 MVA			
7.	カワ ندا変電所	132/33	40 MVA x 1 台	既設
	40 MVA			
-	合計	-	640 MVA	

[備考] 合計容量はムトゥンドゥエ変電所の緊急用変圧器 (20 MVA) の容量を考慮している。

[出所] JICA 調査団

カンパラ首都圏中心部の 4 ヶ所の一次変電所（現在建設作業が進められているクイーンズウェイ変電所を除く）及びカワ ندا変電所は、空気絶縁方式の屋外鉄構式開閉設備となっており、132 kV 開閉設備と 132/33 kV 変圧器または 132/11 kV 変圧器から構成されている。一方、狭小な敷地となっているクイーンズウェイ変電所及び産業地域に立地するため空気汚染の懸念のあるナマンベ変電所では、132 kV 屋外式ガス絶縁開閉装置 (GIS) が採用されている。

UETCL は 20 MVA、40 MVA の変電容量を標準としており、各変電所の管轄する地域の電力需要及び将来の電力需要予測を考慮して最適容量の変圧器を選定している。但し、現在首都圏における電力需要は各変電所の変電容量に逼迫しており、カンパラ北変電所における変圧器設備利用率は 88%、ルゴゴ変電所における変圧器設備利用率は 98%にすると予測されているほか、カワ ندا変電所の変圧器設備容量は既に約 100%、ムトゥンドゥエ変電所の負荷は 95%に達しているなど、主要変電所の変電容量は電力需要を満足するに至っていない。そのような背景もあり、ムトゥンドゥエ変電所では 20 MVA の変電容量を有する 132 / 33 kV 変圧器の調達及び据付を緊急対応として進めているなど、対応が後手となりつつ、現状の電力需要に何とか対応しようとしているのが現状である。

(2) 配電設備

UETCL の有する一次変電所では 132 kV から 33 kV または 11 kV に降圧される。旧ウガンダ電力公社 (UEB) が発電公社、送電公社、配電公社に分社化された後、カンパラ首都圏における配電事業は民営化され、UEDCL とコンセッション契約を結んでいる民間のウメメ社が配電網の運転維持管理を行い、各需要家へ配電している。ウメメ社は電圧階級 33

kV 以下にあたる 11 kV 及び 33 kV 配電網設備、及び低圧線の運転維持管理を行っているほか、UETCL と協調し、また、ERA の監督に基づいて将来の配電網開発計画を推進する役割も担っている。ウメメ社が配電網を開発する際の標準的なフローを表 3-2-4. 2 に示す。

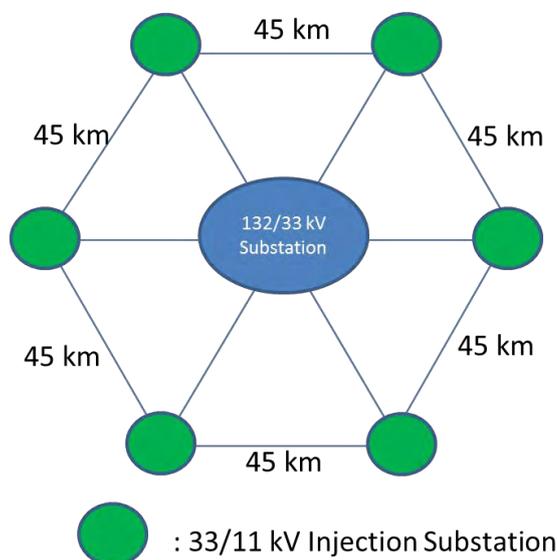
表 3-2-4. 2 配電網開発計画の実施の流れと必要となる標準的な期間

順序	内容	関連機関	必要となる期間 (目安)
1	二次変電所からの配電網建設設計	UETCL	12 ヶ月
2	変電所・配電網建設設計書の許可取得	電力規制庁	6 ヶ月
3	EIA 取得 (必要に応じ RAP 実施を含む)	NEMA	6 ヶ月
4	工事実施		6 ヶ月

[備考] 必要となる期間は業務分量により大きく異なる。

[出所] ウメメ社との協議結果に基づき JICA 調査団作成

ウメメ社は UETCL により建設された一次変電所 (132/33 kV 変電設備) を取り囲むように、33/11 kV の配電用変電所 (Injection Substation) を配置し、網状の配電網を形成することで安定した配電事業の実現に努めている。このシステムはワゴンホイールモデル (Wagon-Wheel Model) と呼ばれており、ウメメ社の配電網建設設計書の基本方針である。図 3-2-4. 1 にワゴンホイールモデルの概念図を示す。各変電所間、そして UETCL の一次変電所間は 33 kV 配電線アルミニウム合金導体 (All Aluminum Alloy Conductors: AAAC) 150 mm² にて接続し、約 45 km の間隔で結ぶことを基本形としている。



[出所] UMEME 基本計画 (2010)

図 3-2-4. 1 ウメメ社の配電網開発指針であるワゴンホイールモデルの概念図

このため、ウメメ社にとって UETCL による新たな一次変電所の建設は、配電網の整備の上では不可欠であるが、UETCL 側の所掌である一次変電所の整備の遅れは、カンパラ市民への生活に直接的な支障を与えている。

(3) 送電設備

現在、UETCL は架空送電線のみを保有しており、電圧階級は 220 kV、132 kV 及び 66 kV である。132 kV 架空送電線の総亘長は約 1,443 km、66 kV は約 35 km で合計約 1,480 km の送電線を保有している。(132 kV 送電線の概要は、表 3-2-4. 4、表 3-2-4. 5 参照) 送電線の支持物は、鉄塔と木柱の 2 種類の支持物を使用しており、碍子は日本とは異なり、大半がガラス製である。

1) カンパラ首都圏における送電設備の概要

本案件の対象としているカンパラ首都圏における電力は、ナイル川流域にある水力発電所から 2 本の 132 kV 送電線により供給されており、その送電容量は過負荷傾向にある。

220 kV 設計の送電線は北方の郊外に建設されているが、未だ 132 kV 運用である。需要の急激な伸びが想定されているため、220 kV 送電線の導入および 132 kV 送電線の増強がカンパラ首都圏における喫緊の課題となっている。

本案件で関連する送電設備の概要は、以下のとおりである。

a) キイラ・ナルバレ変電所－ナマンベ変電所－カンパラ北変電所間の送電線

本送電線は、イギリスの植民地時代の 1954 年に建設された亘長 62 km、132 kV の送電線である(写真 3-2-4. 1)。電力線は、建設当時は鋼心アルミより線(ACSR 175 mm²) (Linx)、2 回線であったが、1998 年頃、ACSR 125 mm² × 2 条 1 回線(三角配列)に改造され、現在に至っている。

2008 年には、キイラ・ナルバレ変電所－カンパラ北変電所間にナマンベ変電所が新設された。

現地調査を兼ねて、鉄塔 6 基に立入り、鉄塔部材・鉄塔基礎および碍子装置の劣化状況の目視点検を行った。鉄塔部材は約 60 年経過しているにも拘らず、メッキの状態は良好で、かつ、塗装をした形跡も見られなかった。参考に本送電線で実施しためっき膜厚測定結果を表 3-2-4. 3 に示す。送電用鉄塔設計標準(JEC-127)で規定されている一般部材の亜鉛付着量は 550g/m² 以上でめっき膜厚にすると約 76 μm 以上である。従って、既存鉄塔のめっき膜厚は十分残存していると想定できる。鉄塔基礎についても、調査対象範囲において 1 基 1 脚についてのみ、若干のコンクリート亀裂が見られたものの、地上から確認できる柱体部のコンクリートは概ね健全で、経年による劣化はあまり進んでいない。

表 3-2-4. 3 送電線鉄塔の平均めっき膜厚

区間	平均めっき膜厚[μm]			
	水平材 (内)	水平材 (外)	ポスト (内)	ポスト (外)
ナルバレ－ナマンベ	84.6	106	99.2	110
ナマンベ－カンパラ北	102	106	124	122
ナマンベ－カンパラ北	120	127	125	126
カンパラ北－ムトゥンドゥエ	110	111	145	131
カンパラ北－ムトゥンドゥエ	117	114	106	109

備考：

各区間の鉄塔 1 基をサンプリングし、それぞれの箇所を計 5 回測定した平均値を示している。

[出所] JICA 調査団

碍子装置は、ガラス製の碍子が使われており、懸垂型は 9 個連、耐張型は 11 個連の碍子が使われていた。また、架線金具についても、望遠鏡による目視点検を実施したが、発錆は見られず良好な状態を保っていた。同送電線は架空地線への巻付け型光ファイバーケーブルにより光ケーブルが具備されている。



[出所] JICA 調査団

写真 3-2-4. 1 キイラ・ナルバレ変電所～ナマンベ変電所～カンパラ北変電所間の送電線

b) カンパラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所間の送電線

本送電線は、1959 年に建設された亘長 11.0 km、132 kV の送電線である。(写真 3-2-4. 2)

電力線は、建設当時のままの ACSR 175 mm² (Lynx)、2 回線である。カンパラ北変電所からムトゥンドゥエ変電所に向かって、左側は設計電圧の 132 kV で運用されているが、右側は応急的に 33 kV で運用されている。132 kV 側の中間点付近から、T 分岐でカワラ変電所が分岐している。また、架空地線への巻付け型光ファイバーケーブルなどにより、カンパラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所間は、光回線網が構築されている。

現地調査を兼ねて、鉄塔 8 基に立入り、鉄塔部材・鉄塔基礎および碍子装置の劣化状況の目視点検を行った。

鉄塔部材は、1 基 1 脚の地際部の鋼材のカケが見られた。これについては補修が必要と考える。部材は約 55 年経過しているにも拘らず、メッキの状態は良好で、かつ、塗装をした形跡も見られなかった。鉄塔基礎についても、地上から確認できる柱体部のコンクリートは概ね健全で、経年による劣化はあまり進んでいない。

碍子装置は、ガラス製の碍子が使われており、懸垂型は 11 から 12 個連、耐張型は 10 個連の碍子が使われていた。また、架線金具についても、望遠鏡による目視点検を実施したが、発錆は見られず良好な状態を保っていた。

カワラ変電所への分岐は、No.570 鉄塔から片側の T 分岐で、木柱 2 基を用いて変電

所に引き込まれている。

木柱の地際部の腐食は見られず、健全な状態であった。また、碍子装置は耐張型の碍子装置で、ガラス碍子 8 枚を使用していた。



[備考] 左：132 kV 木柱引込ルート、右：No.570 分岐鉄塔
[出所] JICA 調査団

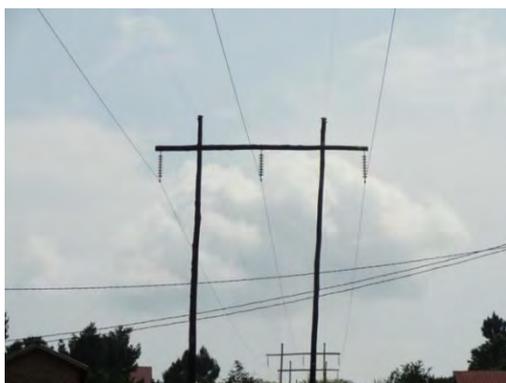
写真 3-2-4. 2 カンパラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所間の送電線

c) ムトゥンドゥエ変電所～カブラソケ変電所間の送電線

本送電線は、1963 年に建設された亘長 84.7 km、132 kV の 1 回線木柱による送電線である。電力線は、2015 年に張替工事が実施され、それ以降 AAAC 200 mm² が使用されている。ムトゥンドゥエ変電所からは鉄塔で引き出されており、鉄塔 2 基を経てその先は木柱の送電線である。(写真 3-2-4. 3)

木柱は、懸垂タイプで 2 本、耐張タイプで 3 本の柱が使われている。

碍子装置は、ガラス製の碍子が使われており、懸垂型、耐張型ともに 8 個連の碍子が使われている。架線金具についても、目視確認を実施したが、発錆は見られず良好な状態を保っていた。



[備考] 左：懸垂型 右：耐張型
[出所] JICA 調査団

写真 3-2-4. 3 ムトゥンドゥエ変電所～カブラソケ変電所間の送電線

d) カンパラ北変電所～ルゴゴ変電所間の送電線

本送電線は、1997 年に建設された亘長 5.3 km、132 kV の送電線である。電力線は、

建設当時のままの ACSR 175 mm² (Lynx)、2 回線である。

光ファイバー複合架空地線 (Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire: OPGW) により、カンパラ北変電所～ルゴゴ変電所間は、光回線網が構築されている。

現地調査を兼ねて、鉄塔 6 基に立入り、鉄塔部材・鉄塔基礎および碍子装置の劣化状況の目視点検を行った。

鉄塔部材のメッキの状態は良好であった。鉄塔基礎についても、地上から確認できる柱体部のコンクリートは概ね健全で、経年による劣化はあまり進んでいないものと思われた。

碍子装置は、ガラス製の碍子が使われており、懸垂型は 10 個連、耐張型は 11 個連の碍子が使われていた。また、架線金具についても、目視確認を実施したが、発錆は見られず良好な状態を保っていた。



[出所] JICA 調査団

写真 3-2-4. 4 カンパラ北変電所～ルゴゴ変電所間の送電線

表 3-2-4. 4 132 kV 架空送電線の概要

From	To	Nominal Voltage (kV)	No. of Circuits	Conductor Type	Line Rating (MVA)	Length (km)	Type	In Service Date	Line Age (Year)
Kampala North	Kawaala	132	1	ACSR 183/42 (Lynx)	79.1	4.4	Steel Tower	1959	54
Lugogo	Kampala North	132	1	ACSR 183/42 (Lynx)	73.2	5.7	Steel Tower	1997	16
Lugogo	Kampala North	132	2	ACSR 183/42 (Lynx)	73.2	5.7	Steel Tower	1997	16
Namanve	Kampala North	132	1	ACSR 125/30 (Twin) (Tiger)	147	56.3	Steel Tower	1954	66
Nalubaale	Namanve	132	1	ACSR 125/30 (Twin) (Tiger)	147	12.6	Steel Tower	1954	59
Masaka West	Mbarara North	132	1	ACSR 300/50 (Goat)	152	130.5	Tower	1995	18
Nalubaale	Lugogo	132	1	ACSR 385/35 (Starling)	180	70.2	Steel Tower	1998	15
Nalubaale	Lugogo	132	2	ACSR 385/35 (Starling)	180	70.2	Steel Tower	1998	15
Lugogo	Mutundwe	132	1	ACSR 385/35 (Starling)	180	10.2	Steel Tower	1997	16
Lugogo	Mutundwe	132	2	ACSR 385/35 (Starling)	180	10.2	Steel Tower	2008	5
Tororo	Opuyo	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	119.5	Wooden	1963	50
Opuyo	Lira	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	141.2	Wooden	1963	50
Mutundwe	Kabulasoke	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	84.7	Wooden	1963	50
Kabulasoke	Nkonge	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	78.5	Wooden	1963	50
Nkonge	Nkenda	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	138.9	Wooden	1963	50
Nkonge	Kahungye	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	100.0	Wooden	1963	50
Kahungye	Nkenda	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	38.9	Wooden	1963	50
Kabulasoke	Masaka West	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	63.1	60.0	Wooden	1963	50
Tororo	Lessos (Kenya)	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	78	27.0	Steel Tower	1954	59
Tororo	Lessos (Kenya)	132	2	ACSR 125/30 (Tiger)	78	27.0	Steel Tower	1954	59
Masaka West	Bukoba (Tanzania)	132	1	ACSR 125/30 (Tiger)	73.8	84.5	Steel Tower	1994	19
Kawanda	Bujagali	132	1	AAAC 240 (Twin)	205.8	75.0	Steel Tower	2012	1
Kawanda	Bujagali	132	2	AAAC 240 (Twin)	205.8	75.0	Steel Tower	2012	1
Nalubaale (Owen Falls)	Bujagali	132	1	AAAC 240 (Twin)	205.8	8.0	Steel Tower	2012	1
Nalubaale (Owen Falls)	Bujagali	132	2	AAAC 240 (Twin)	205.8	8.0	Steel Tower	2012	1
Tororo	Bujagali	132	1	ACSR 185/30	78	118.0	Steel Tower	1954	59
Tororo	Bujagali	132	2	ACSR 185/30	78	118.0	Steel Tower	1954	59
Mutundwe	Kawanda	132	1	AAAC 240 (Quad)	457	17.0	Steel Tower		
Mutundwe	Kawanda	132	2	AAAC 240 (Quad)	457	17.0	Steel Tower		

[出所] Consultancy Services for Namanve South Industrial Park 132 kV TL and Associated 132/33kV S/Ss Power system Analysis Final Report (May 2013)

2) 送電設備におけるルール・基準類

a) 用地上の制約

ウガンダの架空送電線を建設するにあたり、送電線の中心から一定距離の用地取得ならびに用地の使用制限が義務付けられている。

用地取得範囲はコリドーと呼ばれており、線路中心から両側 2.5 m、合計 5 m 幅の用地取得を行う必要がある。

用地の使用制限範囲は、ライトオブウェイ (ROW) と呼ばれており、電圧により範囲が異なり、表 3-2-4. 5 のように決められている。

表 3-2-4. 5 電圧階級の用地使用制限範囲

電圧階級	路線中心からの距離
220 kV	20 m (合計 40 m)
132 kV	15 m (合計 30 m)

[出所] JICA 調査団

b) 航空法上の制限

日本においては、地上 60 m 以上の構造物を建設する場合、航空法上の制約を受け、各航空局と協議を行い、その結果を踏まえ、昼間標識塗装や航空障害灯を設置する必要がある。

ウガンダにおける制約を UETCL 内で確認を行ったところ、飛行場の周辺部については飛行機の侵入角度に応じた鉄塔高の制限はあるものの、空港から離れた一般地区においては、特に制限を受けてないとのことである。ただし、過去の送電線の仕様書においては、空港付近や主要河川横断箇所では架空地線に球状の航空警告標示の設置

を指示するものもある。

c) 送電線の電線地上高の制限

日本においては、「電気設備の技術基準」により、架空送電線路の最低電線地上高が道路、架空電線路、樹木など対象工作物ごとに細かく定められている。

ウガンダにおける基準類の有無について UETCL 内で確認を行ったところ、地上高の制限を定めた基準類は存在していないとのことである。ウガンダにおいては、電線地上高に関する法的規制は存在していないが架空送電線路の新設する際や電線張替工事を行う際の電線地上高は、ウガンダにおける過去の送電線工事の事例を参考とすることが望ましいと考えられる。

3) 既設送電設備の維持・運用

送電鉄塔の維持管理は、計画・投資部の土木・機械設計課が実施しており、破損した碍子、地線、電線の交換や電線離隔の確認といったその他の維持管理は運転・維持管理部門が行っている。

送電線の点検は、運転・維持管理部門が1年 / 回実施しており、送電線に何か事故が発生した場合はその都度臨時点検を実施している。送電線の点検は、過去から慣例として、上述の通り実施されてきている。

送電線の点検項目は、鉄塔部材・基礎・碍子・地線の状態等であり、運転・維持管理部門によって設定されている。

送電線の維持に関して問題となっているもののほとんどが鉄塔部材の盗難であり、これについては計画・投資部の土木・機械設計課によって補修がなされている。

UETCLによると、落雷による事故は少なく、鳥の接触による事故の方が多いとのことであった。

今後、増容量電線が新たに導入されることになるが、同電線の維持・運用に関する知識を有している技術者がいないという課題がある。これを補うため、施工時における技術指導等の教育が必要であり、その後も UETCL 内で水平展開が確実に実施されていく必要がある。また、増容量電線の導入を機に送電線路の点検周期・方法の確立、保守体制の見直しを UETCL 内でルール化し、確実に実施していくことを提案する。