

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
早期公開版

平成 28 年 9 月

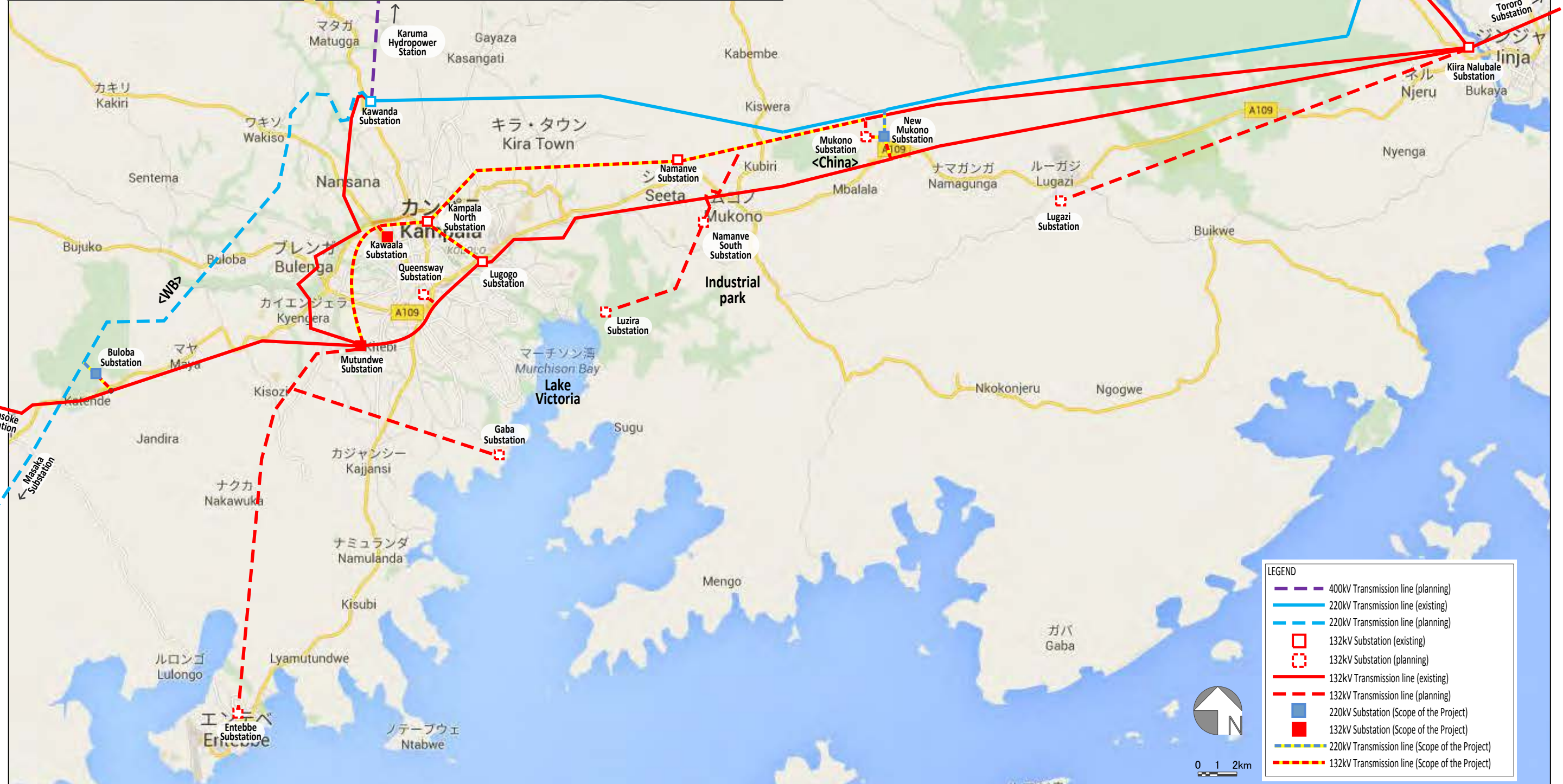
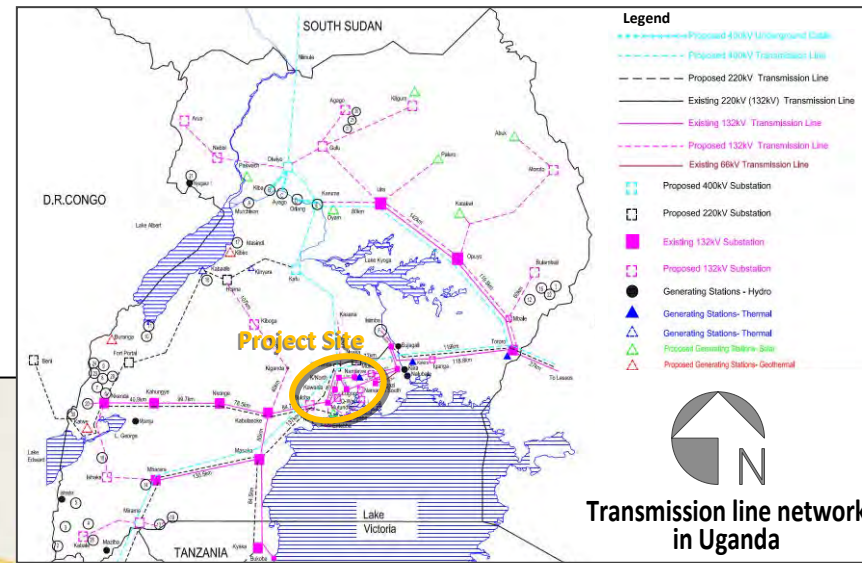
独立行政法人国際協力機構

(JICA)

委託先

八千代エンジニアリング株式会社

アフ
JR
16-010



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

カンバ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。



カンバラ北変電所 燃烧したリアクトル

写真はカンバラ北変電所で 2013 年に燃烧したリアクトル。2014 年には同変電所の変圧器が燃烧した。また、ルゴゴ変電所においても 2009 年にリアクトル、2011 年に遮断器が燃烧した。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 カンバラ北—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 カンバラ北—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 電力事業実施体制	3-1
3-2 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

3-3	他ドナーの援助動向	3-6
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	環境社会配慮	6-1
6-1	環境影響評価	6-1
6-1-1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要	6-1
6-1-2	ベースとなる環境社会の状況	6-6
6-1-3	ウガンダの環境社会配慮制度・組織	6-18
6-1-4	代替案（事業を実施しない案を含む）の比較検討	6-20
6-1-5	スコーピングおよび環境社会配慮調査の TOR	6-23
6-1-6	環境社会配慮調査結果	6-25
6-1-7	影響評価および緩和策	6-26
6-1-8	環境管理計画・モニタリング計画	6-35
6-1-9	ステークホルダー協議	6-42
6-1-10	その他	6-42
6-2	用地取得・住民移転	6-43
6-2-1	用地取得・住民移転の必要性	6-43

6-2-2	用地取得・住民移転にかかる法的枠組み	6-44
6-2-3	用地取得・住民移転の規模・範囲	6-53
6-2-4	補償・支援策	6-57
6-2-5	苦情処理メカニズム	6-62
6-2-6	実施体制・スケジュール	6-62
6-2-7	費用と財源	6-63
6-2-8	実施機関によるモニタリング体制	6-65
6-2-9	住民協議	6-65
6-3	結論・提言・その他	6-66
6-3-1	EIAに関する結論・提言	6-66
6-3-2	ARAPに関する結論・提言	6-67
6-3-3	環境チェックリスト	6-67
第7章 本事業の評価		7-1
7-1	事業実施のための前提条件	7-1
7-2	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	7-2
7-3	外部条件	7-4
7-4	プロジェクトの評価	7-4
7-4-1	妥当性	7-4
7-4-2	有効性	7-8
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	ウガンダの電力セクターの構造	3-2
表3-1. 1	ウガンダ電力公社（UEB）解体に伴う電力事業体制	3-1

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ウエ変電所間の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 によるロスの改善効果	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	ムトゥンドウエ変電所の接続概略図	4-37
図4-2-3.2	プロバ～ムトゥンドウエ間の開運用前後 におけるムトゥンドウエ変電所の潮流量	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	ムトゥンドウエ変電所の母線事故に関する検証：常時	4-58
図4-8	ムトゥンドウ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	ムトゥンドウ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	ムトゥンドゥ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	ムトゥンドゥエ変電所レイアウト (案)	5-37
図 5-3-1. 11	ムトゥンドゥ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. 14	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	ブ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6-1-1. 1	ブロバ変電所および付帯送電線のレイアウト	6-2
図6-1-1. 2	ムコノ変電所および付帯送電線のレイアウト	6-3
図6-1-1. 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	6-4
図6-1-1. 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	6-5
図6-1-1. 5	張替工事の対象送電線	6-6
図6-1-2. 1	ブロバの大気質測定地点	6-7
図6-1-2. 2	ムコノの大気質測定地点	6-7
図6-1-2. 3	カワラの大気質測定地点	6-8
図6-1-2. 4	ブジャガリの大気質測定地点	6-8
図6-1-2. 5	ムトゥンドウエの大気質測定地点	6-9
図6-1-2. 6	ブロバの水質測定地点	6-12
図6-1-2. 7	ムコノの水質測定地点	6-13
図6-1-2. 8	ナダギ森林保護区の境界（赤線）	6-14
図6-1-2. 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	6-15
図6-1-2. 10	Kasala 川および Kisamba 川の流路	6-16
図6-1-2. 11	ブロバのサイト周辺の土地利用状況	6-17
図6-1-2. 12	ムコノのサイト周辺の典型的な土地利用状況	6-18
図6-1-3. 1	EIA 手続きの概略プロセス	6-19
図6-1-4. 1	ブロバ変電所の代替案の立地	6-21
図6-1-4. 2	送電線ルート代替案の位置	6-22
図6-1-7. 1	鳥類衝突防止器具の例	6-34
図6-2-1. 1	220 kV 送電線の ROW 共有イメージ	6-43
図6-2-5. 1	苦情処理手続き	6-62
表6-1-1. 1	ブロバの主要コンポーネントおよび仕様	6-1
表6-1-1. 2	ムコノの主要コンポーネントおよび仕様	6-3
表6-1-1. 3	カワラの主要コンポーネントおよび仕様	6-4
表6-1-1. 4	ブジャガリの主要コンポーネントおよび仕様	6-5
表6-1-2. 1	大気質測定結果	6-10
表6-1-2. 2	ウガンダ国の騒音基準	6-11
表6-1-2. 3	騒音測定結果	6-11
表6-1-2. 4	ブロバの水質測定結果	6-13
表6-1-2. 5	ムコノの水質測定結果	6-13
表6-1-2. 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	6-15
表6-1-3. 1	環境社会配慮関連法規制	6-20
表6-1-4. 1	ブロバ変電所の代替案の比較検討結果	6-21
表6-1-4. 2	送電線ルートの比較検討結果	6-23
表6-1-5. 1	スコーピングの結果	6-23
表6-1-5. 2	環境社会配慮調査の TOR	6-25

表 6-1-6. 1	環境社会配慮調査結果.....	6-25
表 6-1-7. 1	影響評価の結果.....	6-27
表 6-1-8. 1	環境管理計画.....	6-36
表 6-1-8. 2	環境モニタリング計画.....	6-40
表 6-1-9. 1	協議を行った主な機関・コミュニティーおよび目的.....	6-42
表 6-1-9. 2	NFA との協議で得られた主な意見や対応.....	6-42
表 6-2-1. 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.....	6-43
表 6-2-2. 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.....	6-46
表 6-2-3. 1	サイト・土地所有形態別の PAPs 数量.....	6-53
表 6-2-3. 2	用地取得範囲で確認された構造物の種類・数量.....	6-54
表 6-2-3. 3	用地取得範囲で確認された作物の種類・数量.....	6-55
表 6-2-3. 4	PAPs の世帯構成.....	6-56
表 6-2-3. 5	PAPs の生計手段.....	6-56
表 6-2-4. 1	土地、構造物および作物の損失に対する補償方針・方法.....	6-58
表 6-2-4. 2	エンタイトルメント・マトリックス.....	6-60
表 6-2-6. 1	ARAP 実施に関連する組織およびその役割 (UETCL 以外).....	6-63
表 6-2-6. 2	ARAP 実施スケジュール案.....	6-63
表 6-2-7. 1	土地やその他資産の補償費算定額 (ウガンダ・シリング).....	6-64
表 6-2-7. 2	ARAP 実施の全体費用算定額 (ウガンダ・シリング).....	6-64
表 6-2-9. 1	住民協議会の概要.....	6-65
表 6-2-9. 2	住民協議会で挙げられた主に意見・質問および対応.....	6-66

第7章

図 7-4-2. 1	日負荷曲線モデル.....	7-13
表 7-4-1. 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.....	7-5
表 7-4-1. 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.....	7-6
表 7-4-2. 1	本事業によるピーク時送電損失.....	7-12
表 7-4-2. 2	毎時の送電損失.....	7-13
表 7-4-2. 3	燃料別排出係数.....	7-13
表 7-4-2. 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.....	7-14

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圧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、特別高圧に相当する 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 系統等の超高圧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 に超高圧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。

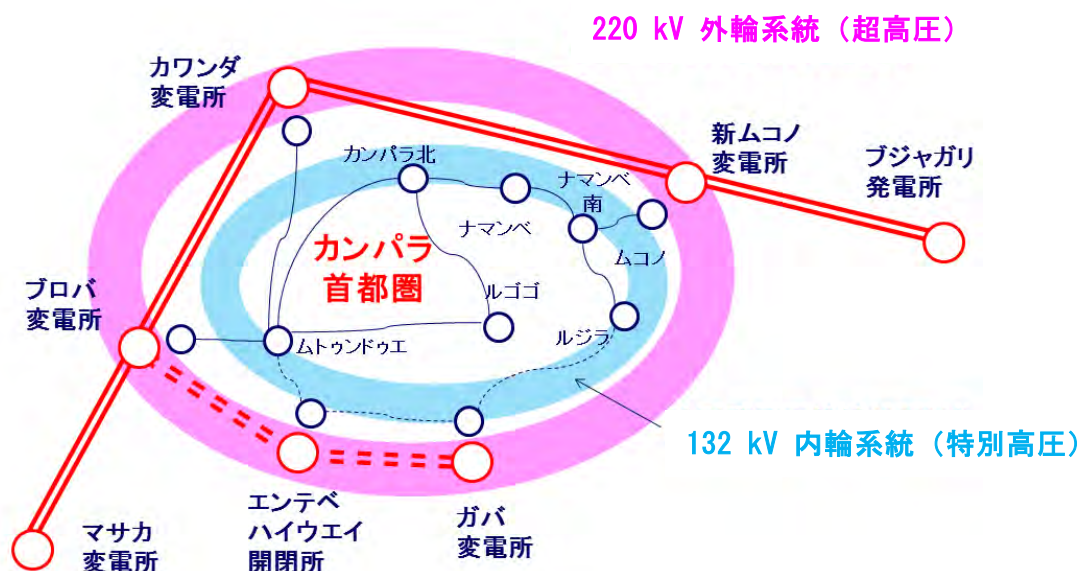
事業内容としては、220/132 kV ブロバ変電所、220/132 kV 新ムコノ変電所及び関連する 220 kV 及び 132 kV 送電線の新設、既設配電用変電所の改修そして 132 kV 送電線張替を行うものである。

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-カワムダ変電所間の 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年に運転開始する見込みである。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] 特別高压は7 kV以上、超高压は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（超高压）と 132 kV 内輪系統（特別高压）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ン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. ムトゥンドウエ変電所 (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ゥンドウエ変電所 (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ウ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7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。



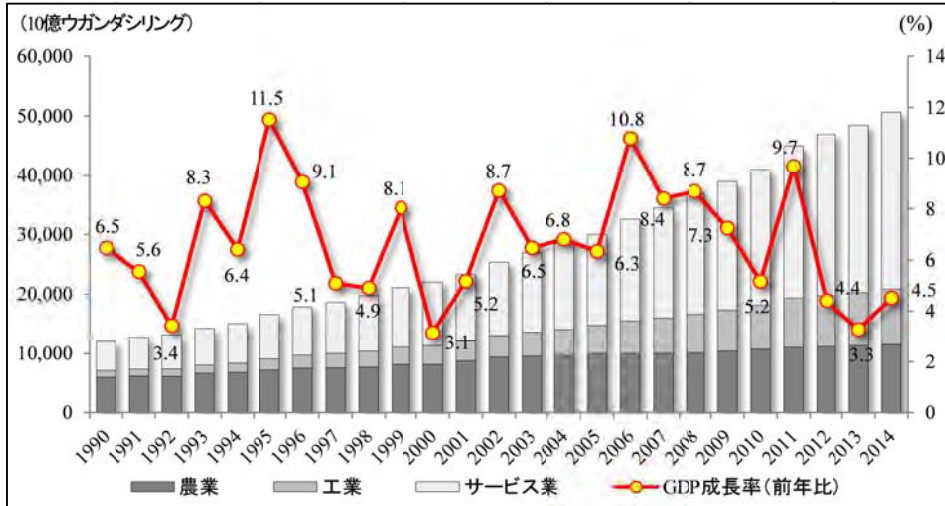
[出所] 外務省ホームページ

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)

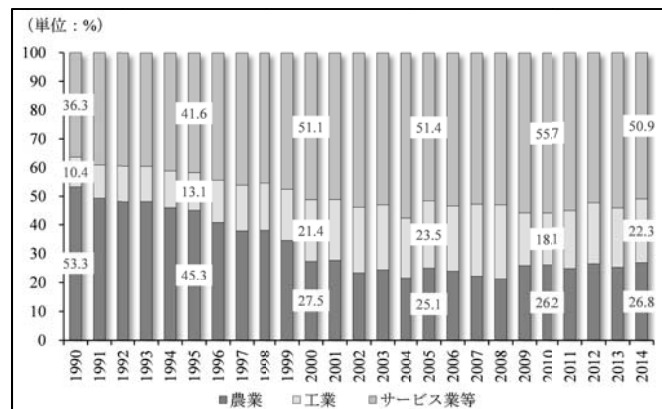


[出所] “World Development Indicators”、世界銀行、2015年1月7日

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。



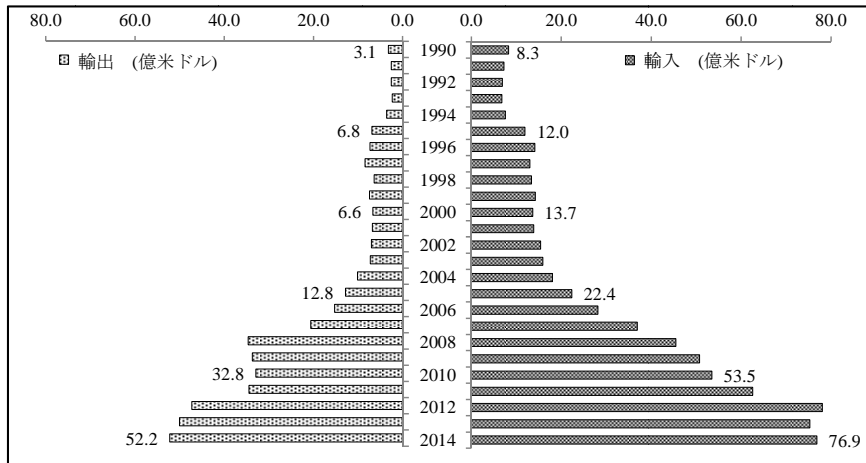
[出所] “World Development Indicators” (The World Bank) 2015年1月7日

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

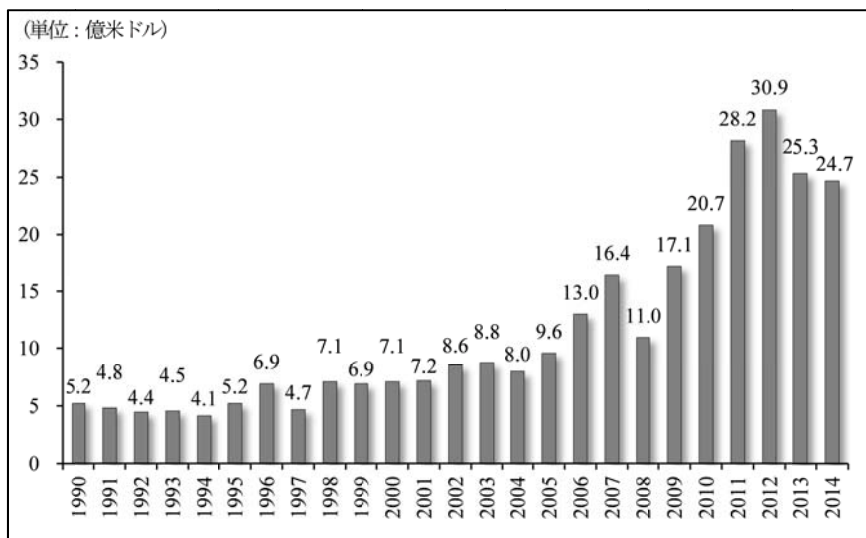
ウガンダの国際貿易は、単純に輸出入の均衡をみると、1990年から2013年まで23年間貿易赤字が続いている。図2-1-4. 1及び図2-1-4. 2の示すとおり、1990年から2005年まで年間の貿易赤字額は5億米ドルから10億米ドル台で推移していたが、2005年以降は急速に貿易赤字が拡大し、2012年には30.9億米ドルに達している。

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

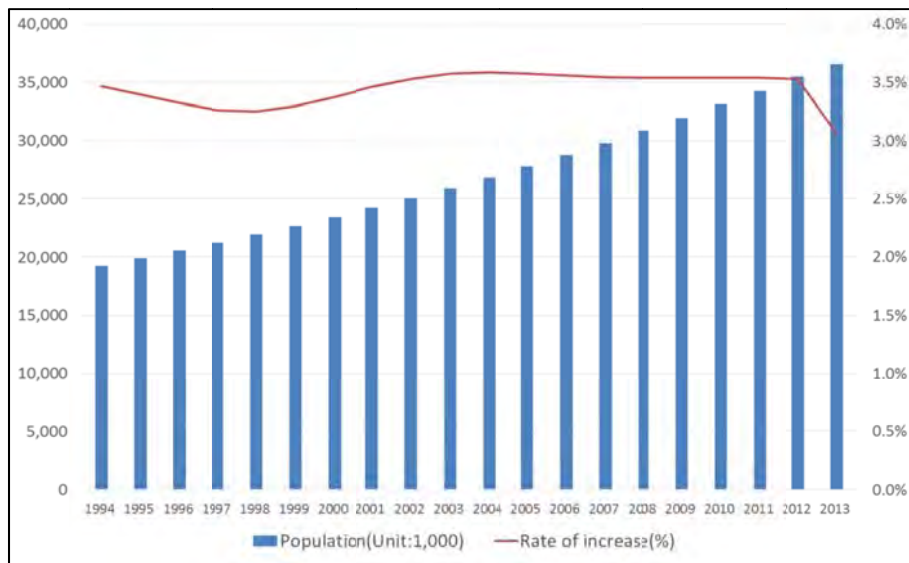
図2-1-4. 2 ウガンダの貿易赤字の推移 (1990年から2014年)

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、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

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)

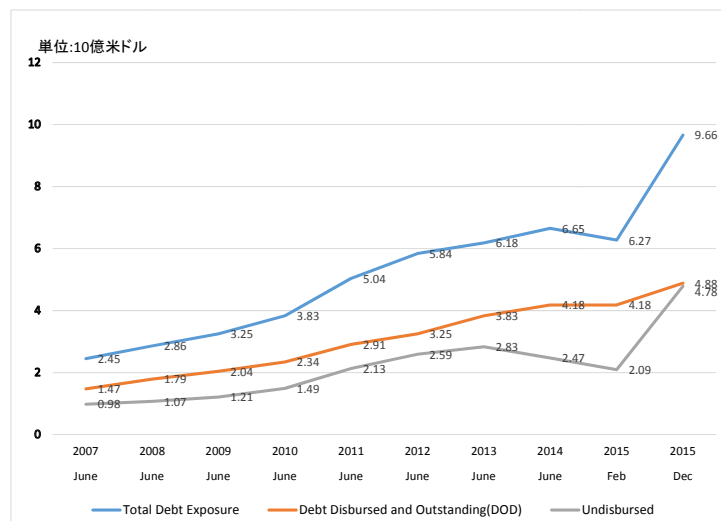
項目	2015/2016年	2016/2017年	2017/2018年	2018/2019	2019/2020年
歳入	13.2	15.1	16.3	18.1	20.6
内、税金による収入	11.7	13.4	15.2	17.3	19.7
内、国外からの支援金	1.5	1.7	1.1	0.9	0.9
(内、予算注入支援)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
(内、プロジェクト支援)	1.1	1.4	0.8	0.6	0.6
歳出	18.6	20.9	22.9	25.5	27.1
内、経常的支出	9.0	9.7	10.6	11.9	13.3
内、開発支出	7.0	9.1	10.1	11.9	12.8
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。

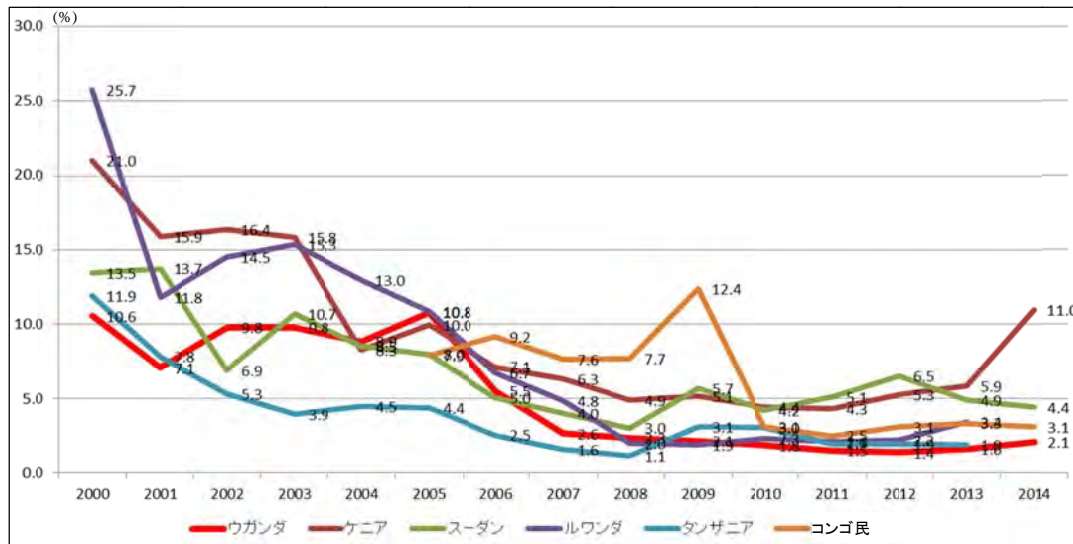
表 2-3-2. 5 及び図 2-3-2. 2 は 2000 年から 2014 年にかけてのウガンダ及び近隣国の DSR 推移を示している。この 15 年間でウガンダと近隣諸国の DSR の推移を概観すると、ケニアを除けば、5%未満となっており、ウガンダとタンザニアは特に低く、対外債務の状況は近隣のアフリカ諸国との比較では良好であることを示唆している。

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" (MOFPEP), "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、電気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雨量、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。

課題の克服のために戦略的に以下の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、ウガンダでもコンゴ民主共和国で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 ウガンダ電力公社（UEB）解体に伴う電力事業体制

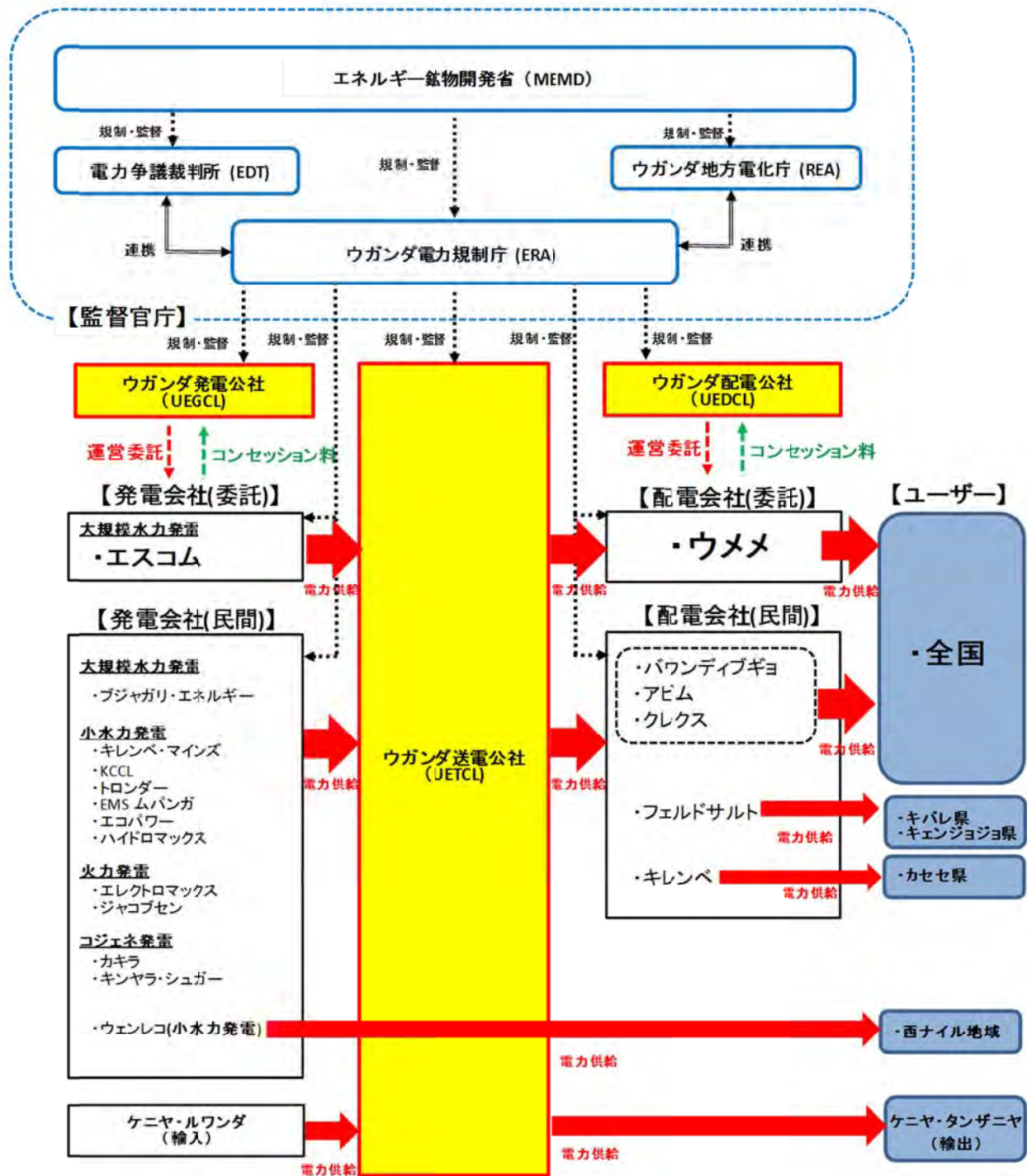
部門	電力事業者	電圧階級
発電	ウガンダ発電公社 Uganda Electricity Generation Company Limited : UEGCL	—
送電	ウガンダ送電公社 Uganda Electricity Transmission Company Limited : UETCL	220 kV、132kV 等
配電	ウガンダ配電公社 Uganda Electricity Distribution Company Limited : UEDCL	33 kV、11kV 及び低圧

[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 年計画を基に JICA 調査団作成

図 3-1. 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。

3-2 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、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、エネルギー鉱物開発省である。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、エネルギー鉱物開発省(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

3-3 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ている。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 5 MW 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選択するとともに、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ェ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。

第4章 系統計画

4-1 系統計画の必要性及びコンセプト

本事業は首都圏の電力流通設備の整備であるが、効率的かつ有効な事業形成を行うためには、首都圏の送電系統全体の系統計画を適切に見通しておく必要がある。開発途上国の電力セクター開発においては、ドナー支援により開発が促進されることも多く、将来計画に関してもその殆どが不確定であるため、中長期的（10年から15年程度）観点で系統計画が策定されている。このような観点から、UETCLは、「送電網開発計画2014-2030」を策定、各年毎に改定している。

しかしながら、実施機関UETCLにおいては、220kV系統等の超高圧系統の開発が進められているものの、まだ導入期であり、環状系統の構成等、これらの首都圏系統への有効活用については今後も技術の蓄積が不可欠である。本準備調査では本邦招聘プログラムが開催され、実施機関であるUETCLの主要技術者が、我が国の電力事業者の給電指令所等を視察する機会が設けられ、我が国の供給信頼度、電力品質が確保された系統の現状を知る機会も設けられた。

計画対象地が電力の大消費地である首都圏であることも踏まえ、本事業のコンポーネントの選定に先立ち、既存の「送電網開発計画2014-2030（Grid Development Plan 2014-2030）」の課題を検証しつつ、将来的な首都圏系統における環状系統の形成等、首都圏系統全体を俯瞰しながら、計量経済学的手法による中長期的な電力需要想定に基づき系統計画を策定することが肝要である。

4-1-1 既存の「送電網開発計画2014-2030」の課題

ウガンダ政府は近年の経済成長を背景とした電力需要の増加を受け、水力発電の開発計画（Hydropower Development Plan）を策定し、発電能力を増強するため水力発電所を中心とした電源開発を進めている。その一方で、主な需要地であるカンパラ首都圏では、送変電設備の増強が進んでおらず、停電が頻発している。このような状況に応じて、将来の電力需要状況を踏まえたカンパラ首都圏の送変電設備を増強することが課題である。

UETCLは、「送電網開発計画2014-2030」を2014年に取りまとめており、中長期的（10年から15年程度）観点から、カンパラ首都圏も含めたウガンダ全土を対象とした流通設備計画を策定している。UETCLは、将来15年間の計画期間とした同計画の改定作業を1年から2年周期で行っている。

この送電網開発計画においても、カンパラ首都圏の送変電能力強化は最も優先度が高い事業とされており、2020年までにカンパラ首都圏の主要な流通設備の新增設が完了するように計画されている。

「送電網開発計画2014-2030」に示されるカンパラ首都圏における優先度が高い事業を、表4-1-1.1に示す。同表では優先事業が明示的に示されているものの、「送電網開発計画2014-2030」では、今後の需要増大の推移を踏まえ、132kV内輪系統の外側に220kVの外輪系統を構成する等、全体を俯瞰した明確なビジョンが記載されておらず、今後も6%/年から7%/年程度の急激な増大が想定されるカンパラ首都圏の需要を許容できるか等が十分に確認することができない。また、表4-1-1.1の計画を優先プロジェクトとして選定するにあたっては、途中断面の潮流解析結果等が示されることなく最終の系統構成図のみしかなく、系統変遷が十分確認できないため、開発計画のステップが検証できない等の課題もある。加えて、

静止型無効電力補償装置（Static Var Compensator: SVC）の導入が計画されている等、時期尚早と判断される計画もある。

以上の点を踏まえると本事業コンポーネントの選定にあたっては、まず、今後の電力需要の増大を経済の趨勢等をもとに想定し、それを前提条件として中長期的（10年から15年程度）観点から系統計画を策定し、途中断面の潮流も踏まえながら、妥当な事業コンポーネントを選定する必要がある。

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

プロジェクト	概要	現在の状況	資金状況
カワンダ 132/33kV 変圧器(40MVAx1)で更新	変電所の適正容量の提供	入札書類準備完了	設計・調達・建設契約の資金調達中
カワラ 132/33kV 変圧器(40MVAx2)へ更新	カンパラ首都圏への電力供給用変電所に適切な容量を提供	実現可能性の事前調査中	実現可能性調査及び設計・調達・建設契約の資金調達中
ムトゥンドウエ～プロバ 132kV 送電線及び 220/132/33kV プロバ変電所	カンパラ首都圏及びプロバ石油パイプライン基地への電力供給の適正容量と信頼性を提供	実現可能性の事前調査中	実現可能性調査及び設計・調達・建設契約の資金調達中
ムトゥンドウエ～ガバヘルジラ 132kV 送電線及び 132/33kV ガバ変電所	カンパラ首都圏及びガバ水会社への電力供給の適正容量と信頼性を提供	実現可能性の事前調査中	実現可能性調査及び設計・調達・建設契約の資金調達中

[出所] 送電網開発計画 2014-2030

4-1-2 電力需要想定

前述のように、系統計画を適切に策定するにあたっては、目標年次までの各断面において必要となる供給容量を見極めるため、電力需要を想定することが不可欠である。電力需要想定は、ミクロ的に基礎情報を積み上げていく手法と、マクロ経済指標と電力需要の回帰分析を行う計量経済学的手法に大別される。開発途上国の需要想定にあたっては、ミクロ的に積み上げていくにあたって十分なデータが蓄積されていないため、計量経済学的手法が採用される場合が多い。ウガンダにおいても他の開発途上国と同様に、ミクロ的に積み上げていくには十分なデータが蓄積されていないため、計量経済学的手法で需要想定を行う。

UETCL の「送電網開発計画 2014-2030」の需要想定は実質 GDP との単回帰分析で需要想定を行っているが、本事業の系統計画にあたっては、ウガンダのマクロ経済構造を需要想定に反映するため、マクロ経済モデルを構築した後、そこから得られる社会経済指標の予測結果を用いて、重回帰分析を活用した計量経済学モデルにより電力需要想定を行う。

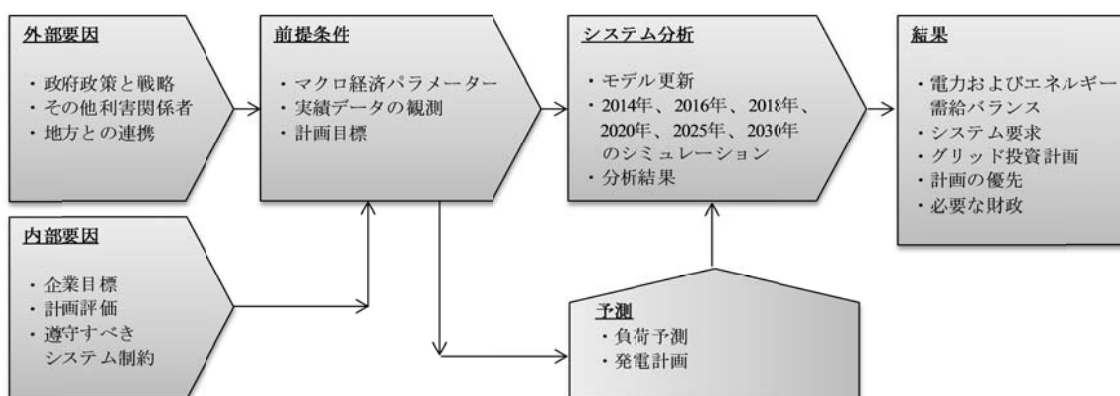
(1) 既存の電力需要想定

1) 既存電力需要想定 の体系

UETCL の電力需要想定 の体系は、「送電網開発計画 2014-2030」の記載によると 6 つの部分で構成されている。図 4-1-2. 1 に示すように、前半の 3 つの部分は、前提条件を形成する UETCL の内部要因（企業目標、計画評価、システム観測）と外部要因（政府政策・戦略、利害関係者、地方との連携）から成り立っている。外部要因と内部

要因から抽出した前提条件（マクロ経済、計画目標、実績データの推移）は、電力需給モデルに説明変数として用いる。電力需給モデルは、電力需要側では計量経済分析ツール e-view を用いて回帰分析を行い、電力供給側では BID（最適投資決定）モデルを用いて最適電源構成を決定している。この需要と供給のシミュレーション結果に基づいて、UETCL の送電開発計画が作成されている。

また、「送電網開発計画 2014－2030」の中では、4つのシナリオが設定されている。それは、①ベースケース、②国家開発計画 2010－2015（NDP）、③2035年に電化 100%、④2040 ビジョンの 4つである。UETCL の送電開発計画は、ベースケースに基づいて作成されているが、その他の3つのシナリオと前提条件の設定があまりにも異なっているため、それぞれのシナリオの比較性を持っていない。



[出所] 送電網開発計画 2014－2030

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

UETCL の電力需要予測条件を表 4－1－2. 1 に示す。人口増加率については、2014年から 2030 年までの期間中、約 3.0%で一定としている。経済については、GDP 増加率は 2014 年から 2015 年が約 8.4%、2016 年から 2020 年が約 8.6%、2021 年から 2025 年が約 8.4%、2026 年から 2030 年が約 8.1%となっている。つまり 2015 年以降は、5 年毎に増加率が逡減していく設定となっている。この傾向は、商業部門と工業部門の総生産が、5 年毎に逡減していくことと同じ設定である。しかし、これらの増加率の水準は、どのように適用されているかについて詳細な説明が記載されていない。

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

年	増加率 (%)			
	GDP	商業部門	工業部門	人口
2014	8.44	9.3	9.67	3.03
2015	8.44	9.3	9.67	3.03
2016	8.58	9.35	9.52	3.03
2017	8.58	9.35	9.52	3.03
2018	8.58	9.35	9.52	3.03
2019	8.58	9.35	9.52	3.03
2020	8.58	9.35	9.52	3.03
2021	8.35	9.05	9.67	3.03
2022	8.35	9.05	9.67	3.03
2023	8.35	9.05	9.67	3.03
2024	8.35	9.05	9.67	3.03
2025	8.35	9.05	9.67	3.03
2026	8.07	8.85	8.71	3.03
2027	8.07	8.85	8.71	3.03
2028	8.07	8.85	8.71	3.03
2029	8.07	8.85	8.71	3.03
2030	8.07	8.85	8.71	3.03

[出所] 送電網開発計画 2014-2030

上記の前提条件に基づいて、表 4-1-2.2 に電力需要の予測結果を示す。ウガンダの合計電力需要量は、2014 年の 3,222 GWh から 2030 年の 12,857 GWh まで、年平均 9.0% で増加している。その内、同期間の国内電力需要量は、年平均 8.2% で増加し、電力輸出量は年平均 23.0% で拡大する見込みとなっている。「送電網開発計画 2014-2030」は、需要計測期間の系統の負荷率が、2014 年から 2017 年が 71%、2018 年から 2020 年が 73%、2021 年から 2030 年が 75% と提示している。この負荷率に沿って計算すると、国内電力需要量は、2014 年 508 MW から年平均率 7.9% で増加し、2030 年では 1,707 MW に達する。送電損失については、2014 年の 3.4% から徐々に改善され、2030 年には 3.0% までに低下し、配電ロスについては、2014 年の 20% から 2030 年の 14% までに大幅に改善されることを想定している。

一方、「送電網開発計画 2014-2030」は、国内の電力需要について詳細な部門別、地域別の電力需要量を提示していない。特にカンパラ首都圏の電力需要及びその構造について詳しい説明は、同開発計画の中で記載されていない。一方、電力輸出については、高い目標値を設定されており、隣接の 5 か国（タンザニア、ケニア、コンゴ、ルワンダ、南スーダン）に対して電力を輸出する計画が進められている¹。2030 年の電力輸出量の目標値は、1,642 GWh (250 MW) と設定されており、合計電力需要量の 12.8% を占めている。

¹ 2015 年 10 月時点では、ケニアから電力を輸入し、それと同量の電力量をルワンダに輸出する計画に変更した。つまり、ケニアはルワンダとの間で電力国際間取引契約が結ばれ、ウガンダは両者間の託送業務を請け負う計画となっている。

表 4-1-2.2 「送電網開発計画 2014-2030」の電力需要予測結果

年	国内電力 需要量 (MW)	輸出 (MW)	合計電力 需要量 (MW)	ロード ファクター (%)	国内電力 需要量 (GWh)	輸出 (GWh)	合計電力 需要量 (GWh)
2014	508	10	518	71	3,162	60	3,222
2015	548	12	560	71	3,409	74	3,483
2016	653	12	665	71	4,059	77	4,136
2017	708	13	721	71	4,342	80	4,422
2018	771	14	785	73	4,930	90	5,020
2019	838	64	902	73	5,358	410	5,768
2020	915	115	1,030	73	5,851	736	6,587
2021	905	117	1,022	75	5,949	766	6,715
2022	988	220	1,208	75	6,490	1,447	7,937
2023	1,097	270	1,367	75	7,210	1,771	8,981
2024	1,216	220	1,436	75	7,991	1,444	9,435
2025	1,273	250	1,523	75	8,363	1,643	10,006
2026	1,339	250	1,589	75	8,796	1,644	10,440
2027	1,479	250	1,729	75	9,716	1,644	11,360
2028	1,552	250	1,802	75	10,195	1,644	11,839
2029	1,622	250	1,872	75	10,659	1,640	12,299
2030	1,707	250	1,957	75	11,215	1,642	12,857
年平均増加率 (%)	7.9	22.6	8.7		8.2	23.0	9.0

[出所] 送電網開発計画 2014-2030

2) 既存電力需要想定の問題点

UETCL によると同公社が実施している需要想定は計量経済手法を用いているが、基本的には単回帰分析で行っている。この推計国内電力需要量の結果に基づき、UETCL が運営している各変電所の実績負荷の傾向と併せ変電所毎の負荷を推計する。「送電網開発計画 2014-2030」の電力需要予測について、大きく 2 つの問題点がある。

- 各推計対象の回帰式は、単独的に行われており、各関数の相互関係がない、または、はっきりしていない。
- 国内電力需要の消費構造が提示されていない。ウガンダの電力消費は、部門別消費構造及び消費実態分析がなされていない。

(2) 計量経済学的手法に基づく電力需要想定

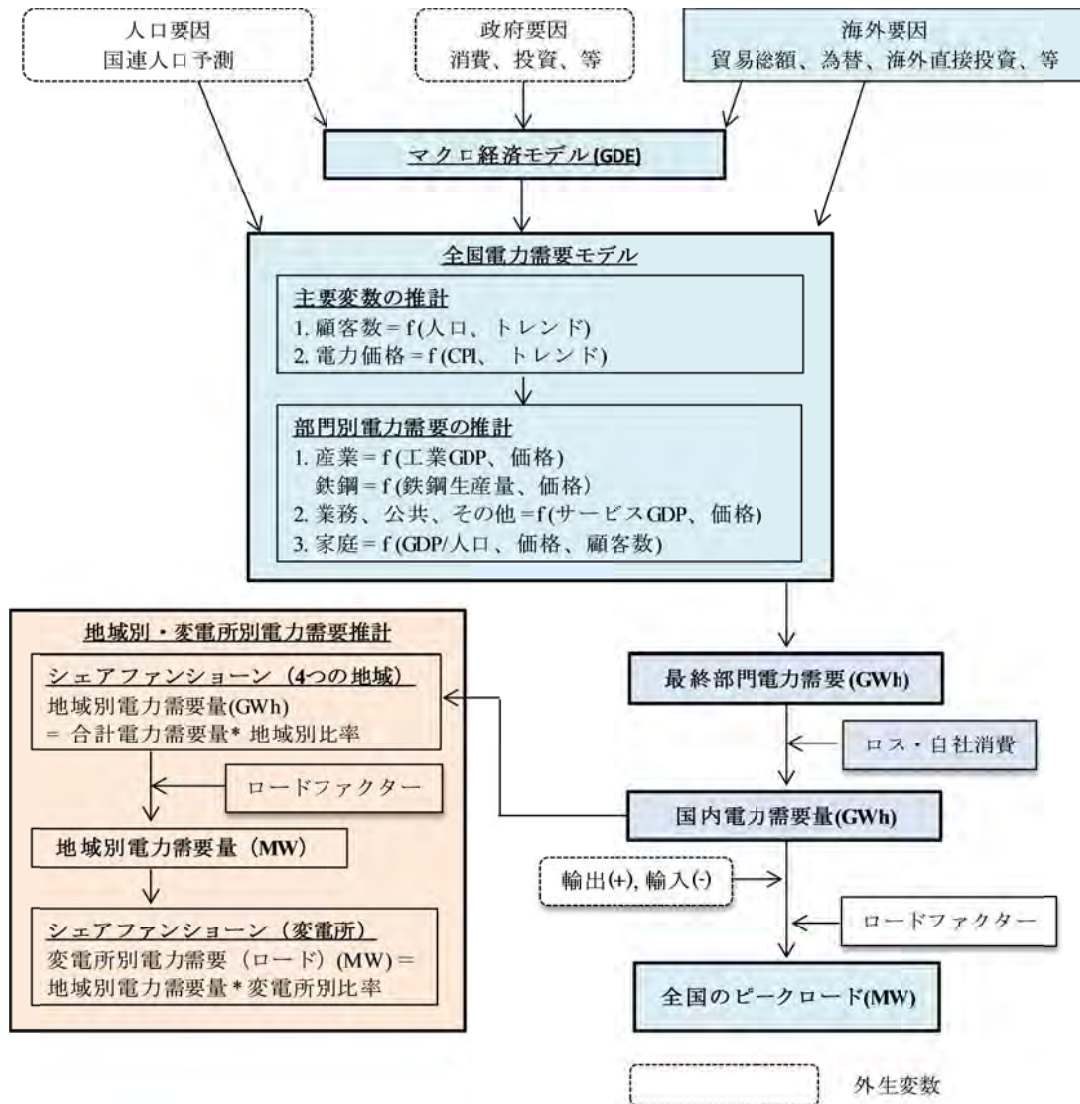
1) モデルの概要

a) 考え方と構造

「送電網開発計画 2014-2030」の問題点を補完するために、本事業は UETCL が使用している計量経済モデルの手法を踏襲するが、経済と電力セクターを一体化するモデル構造の構築を提示する。つまり、従来 UETCL が行っている単回帰分析から、関数が相互に影響しあう一つの構造集合体に組み立て直す。

二つ目のポイントは、部門別電力消費構造の分析の導入である。現状のデータでは、ウガンダの電力消費は、主に工業、家庭、商業（公共を含む）の 3 つの部門に分かれている。本モデルは、この消費構造をモデルの中に組み込み、部門別の将来の電力需

要量を算出する。全体のモデル構造は、図4-1-2.2に示す。



[出所] JICA 調査団

図 4-1-2.2 電力需要予測モデルの全体構成

この電力需要予測モデルは、マクロ経済モデル、電力需要モデル、地域別・変電所別の需要量推計の3つの部分によって構成される。この3つの部門に基づくシミュレーション分析を通じて、2030年までのウガンダの電力需要を予測する。この統合型計量分析モデルでは、マクロ経済の関連指標とエネルギー（電力）需要との相互関係を検証することが比較的容易であり、今後のエネルギー（電力）需要の変化を経済活動で説明しやすい。

a. マクロ経済モデル

本調査の電力需要予測モデルでは、国内総生産の支出側（国内総支出 Gross

Domestic Expenditure: GDE²) をもとに経済モデルを作成し、ウガンダの経済成長率を推計した。マクロ経済モデルでは、民間消費、政府政策、投資、輸出入などの要因が分析しやすい GDE に基づいて構築する。モデルの特徴は、貿易要因（輸出先の経済動向、為替）、政府要因（公共投資、金利など）、人口要因などの外生変数を与え、経済成長率及び各産業部門の生産高を求める点である。

同国の産業連関表が不明のため、産業連関表に基づく産業構造の分析ができない。そのため、GDP (GDP=GDE) の各産業部門の過去のトレンド及び産業構造変化に基づいて、工業、商業、サービス業の各部門の生産額及び割合を推計した。

b. 電力需要モデル

全体モデルの中核をなす部分である「電力需要モデル」では、マクロ経済モデルから得られた各部門の生産高及び電力価格、人口、所得、顧客数などの諸指標を説明変数として、最終部門における部門別の電力需要量を決定する。最終電力需要量は、さらに発電事業者の所内電力消費量³、送配電ロス、そして純輸出入電力量を加えると、ウガンダの合計電力需要量となる。この合計電力需要量に対して負荷率を掛けると最大負荷 (MW) の算出ができる。この最大負荷に基づいて、電力供給モデルが作成される。

c. 地域別・変電所別の需要量推計

電力需要モデルに基づいて算出した 2030 年までの国内電力需要量(輸出を含まない)は、さらに 4 つの地域 (中央地域・東部地域・西部地域・北部地域) と各地域内の変電所別に、それぞれの電力需要量を算出する。地域別または変電所別の電力需要量の構成比は、過去の実績傾向に基づいて推計する。地域別または変電所別の電力需要量における構造変化は、過去の構造変化の延長であると考えられる。

b) モデルの規模と推定期間

本モデルの推定期間は、2014 年から 2030 年まで 17 年間である。モデルは、30 本の推計式と 14 本の定義式、計 44 本の計算式から成り立っており、連立方程式でモデルの中で計算される。実績データは、1990 年から 2013 年で合計 23 年間である。

c) データ

マクロ経済と電力部門の実績データは、国連統計局 (United Nations Statistics Division: UNSTAT) のデータベースを活用し、地域別・変電所別の電力需要実績は UETCL のデータを用いた。また、電気料金については ERA、電力需要家の契約数についてはウメメ社が提供している。

2) 前提条件

a) 人口

2014 年のウガンダ国勢調査によると、総人口は、2013 年末で約 3,486 万人である。

² マクロ経済の三面等価の原則では、国内総生産 (GDP) = 国内総支出 (GDE) である。

³ 発電所、変電所の所内電力消費等を指す。

一方、世界人口予測（2015年）に基づくと同国の人口は、1990年の約1,753万人から、2013年まで年平均3.4%で増加している。この人口の増加は、実に驚異であり、2013年の人口は、1990年に比べ2.1倍の増加となっている。この傾向は今後も続くと考えられ、本モデルでは国連の2014年から2030年までの人口推計結果の中間ケースの伸び率を外部変数として電力需要予測モデルに用いる。同人口推計結果によると、2013年以降のウガンダの人口増加率は2014年の3.2%より徐々に伸び率が逡減し、2030年には2.9%になる。同期間の年平均増加率は2.9%となっている。2030年ウガンダの人口は、6,193万人に達すると推計されている。

JICA調査団はGDPと異なり、表4-1-2.3に示す国連のデータに基づき想定を行った。

表 4-1-2.3 ウガンダの人口予測（2014～2030年）

年	人口 (千人)	増加率 (%)
2014	37,783	3.2
2015	39,032	3.3
2016	40,323	3.3
2017	41,653	3.3
2018	43,021	3.3
2019	44,423	3.3
2020	45,856	3.2
2021	47,321	3.2
2022	48,817	3.2
2023	50,345	3.1
2024	51,904	3.1
2025	53,497	3.1
2026	55,121	3.0
2027	56,777	3.0
2028	58,463	3.0
2029	60,181	2.9
2030	61,929	2.9

[出所] “World Population Prospects: The 2015 Revision”, Medium fertility variant (2015 - 20100), United Nation, Population Division, Department of Economic and Social Affairs

b) 海外要因

海外要因は主に貿易相手国の経済動向、為替レート、石油価格である。ウガンダの国際貿易バランスは、常に赤字が続いており、拡大傾向となっている。2013年の貿易バランスを見ると、輸出額が約28.3億米ドルに対して輸入額が約58.7億米ドルとなっており、30.4億米ドルの貿易赤字となっている。ウガンダの主要輸出品目をみると、コーヒーを始め、タバコ、茶、綿花など一次農産品である。特にコーヒーは、輸出額の17.7%を占めている。一方、2013年の輸入については石油と石油製品が輸入総額の22.5%を占めており、同年石油・石油製品に支払う総額が13.1億米ドルである。国際石油価格の変動はこの国の経済を大きく左右することとなる。

為替レートは、国内のエネルギーコストを評価するために重要な要素である。特に石油輸入国として、外貨が多く流出している。

c) 政府政策

政府政策は、このモデル分析において最も重要な要素である。一般的には、政府の財政支出が経済成長を促進するために有効なマクロ政策手段である。本モデルでは、政府支出・投資を外部変数としてマクロ経済モデルの中に取り入れ、この変数を変化させることによって必要な政府財政投入額を算出した。

3) 予測結果

a) マクロ経済

下表は、JICA 調査団によるマクロ経済モデルの予測結果を示す。前述したように、このマクロ経済モデルは、ウガンダ政府の財政支出を外部変数として、2030年までに継続的に前年比 14.0%増の財政拡大政策を続ける。この財政拡大政策により、実質経済成長率は年平均 7.5%で維持でき、農業、工業とサービス業の生産額も同計測期間内でそれぞれ年平均 6.6%、9.4%、7.2%で拡大する。

特徴的なのは、農業部門の割合が過去の減少傾向が今後も続くと予測され、2030年では全体に占める比率が 20.2%となっており、2013年の 25.3%と比べ割合が 5.1ポイントの減少となった。これに対して、工業部門の割合が 2013年の 20.8%から拡大し、2030年には 24.6%となった。ウガンダの産業構造は、従来の農業部門への依存から徐々に工業化へと移行し始めたと言える。

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)

項目	実績 (百万ウガンダシリング)			予測値 (百万ウガンダシリング)			年平均増加率 (%)	
	2000年	2010年	2013年	2020年	2025年	2030年	2020/ 2013年	2030/ 2013年
実質GDP (2010=100)	20,104	40,946	48,422	72,125	107,050	165,555	5.9	7.5
成長率 (前年比、%)	3.1	5.2	3.3	7.4	8.7	9.4		
セクター別GDP (2010=100)								
農業	8,112	10,732	11,364	17,270	23,507	33,497	6.2	6.6
工業	3,251	7,424	8,890	16,792	25,669	40,702	9.5	9.4
サービス業	10,699	22,791	28,168	38,063	57,873	91,356	4.4	7.2
セクター別GDPの構成比 (%)								
農業	27.5	26.2	25.3	23.9	22.0	20.2		
工業	21.4	18.1	20.8	23.3	24.0	24.6		
サービス業	51.1	55.7	54.0	52.8	54.1	55.2		
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		

[出所] JICA 調査団

b) 電力需要予測

電力需要予測については、ウガンダの合計電力需要量が 2013年の 3,000 GWh から年平均 7.8 %で増加し、2030年には 10,825 GWh に達する。UETCLによると、周辺 5か国 (タンザニア、ケニア、ルワンダ、コンゴ民主共和国、南スーダン) への電力純輸出量は、同期間において年平均 19.4%で増加し、2013年の 90 GWh から 2030年の 1,822 GWh に拡大している。合計電力需要量に占める 2030年の電力輸出量のシェアは 16.8 %と高く、ウガンダにとって外貨獲得するために重要な輸出品目の一つとなっている。

表 4-1-2.5 ウガンダの電力需要予測結果 (2013~2030年)

項目	実績 (GWh)			予測 (GWh)			年平均増加率 (%)	
	2000年	2010年	2013年	2020年	2025年	2030年	2020/ 2013年	2030/ 2013年
(1) 最終部門電力需要量	843	1,521	2,048	3,523	5,051	7,619	8.1	8.0
工業	407	959	1,335	2,604	3,977	6,305	10.0	9.6
家庭	312	364	460	587	676	803	3.5	3.3
商業・その他	124	198	253	331	398	511	3.9	4.2
(2) 発電所所内用電力量*	6	9	10	12	13	15	2.3	2.3
(3) 送配電ロス**	461	791	852	1,065	1,217	1,369	3.2	2.8
比率(%)	30	33	28	20	15	13		
(4) 国内需要 (1)+(2)+(3)	1,310	2,321	2,910	4,600	6,282	9,003	6.8	6.9
(5) 輸出入電力量	251	75	90	826	1,822	1,822	37.3	19.4
(6) 合計電力需要量 (4)+(5)	1,561	2,396	3,000	5,426	8,104	10,825	8.8	7.8
最終部門構成比(%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
工業	48.3	63.1	65.2	73.9	78.7	82.8		
家庭	37.0	23.9	22.5	16.7	13.4	10.5		
商業・その他	14.7	13.0	12.4	9.4	7.9	6.7		

注* 発電所を運転するために消費する電力量である。

注** 2013年の送電損失は約3.5%で、配電ロスは約24.5%である。

[出所] JICA 調査団

国内の電力需要量は、2030年までに年平均6.9%で増加し、2030年には10,825 GWhになると予測した。その内訳は、7,619 GWhの電力量が最終部門で消費され、送配電ロスは1,369 GWhで、残りの15 GWhは発電所所内の電力消費量となっている。「送電網開発計画2014-2030」によると、2013年の送電損失は3.5%であったが、この比率は徐々に改善され、2030年には3%までに抑えられる計画である。一方、2013年の送配電ロスは28%でかなり高かったが、実際は2008年の送配電ロスが34%に達しており、この5年間の送配電ロスが8%も改善された。ウメメ社によると、今後配電ロスの改善対策を推進し続け、2030年には14%まで引き下げる計画である。本モデルでも、過去の傾向に基づいて推計した結果では、2030年までの配電ロスが10%まで引き下げることが可能であると推計した。

2030年の最終部門別で電力需要量を見ると、工業部門は最大の電力需要部門となり、最終電力需要量に占める割合が82.8% (6,305 GWh) に達する。2013年から2030年までの年平均増加率は9.6%となり、商業部門の4.2%に続いて2番目高い。工業部門は電力需要の伸びを牽引しているセクターであり、2000年より成長が軌道に乗り、最終部門の電力需要量に占めるシェアも拡大し続けている。近年では、中国輸出入銀行支援による工業団地が首都圏の西側に数箇所の建設計画が進められており、中国企業の進出も増え続けている。工業部門における電力需要は今後も増加すると思われる。

c) カンパラ首都圏及び地域別の電力需要予測結果

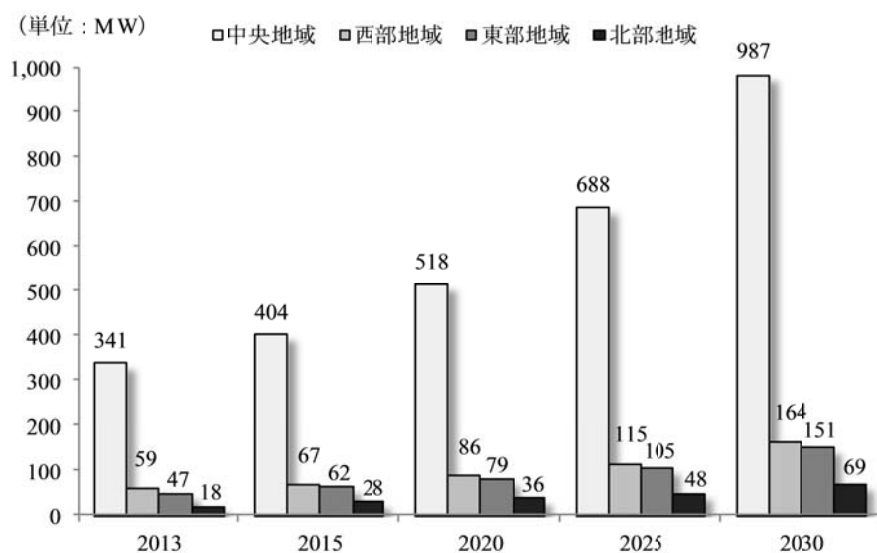
図4-1-2.3に示すように、中央地域(カンパラ首都圏に位置する変電所による配電区域)の電力需要量は、2013年の時点で341 MWとなっており、2030年には987 MWまでに拡大し、年平均6.4%で増加していく。カンパラ首都圏の電力需要の増

加を牽引しているのは冶金産業である。冶金産業は、その殆どがカンパラ首都圏または隣接している東部地域のジンジャに位置している。冶金産業は、全国の工業部門における電力需要量に占める比率が約6割である。また、首都圏東部に位置するルジラ工業団地、ムコノ工業団地、ナマンベ南工業団地、など複数の工業団地の開発が進められている。今後首都圏における電力需要の増加が工業部門を中心に増え続けていく。

東部地域では、キイラ・ナルバレ水力発電所とブジャガリ水力発電所があり、この2つの水力発電所からカンパラ首都圏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、多くの製造業が集中している。本モデルでは、2030年東部地域の電力需要量を164 MWと予測した。2013年の59 MWにより年平均6.2%で増加している。

西部地域では、タンザニア、コンゴ民主共和国、ルワンダと国境線が接しており、この三カ国に対して電力を輸出するための送電線が整備されている。西部地域では、工業部門における電力の需要はあまり高くない。この地域では家庭における電力需要が主である。本モデルの推計結果では、西部地域の電力需要は2013年から2030年まで年平均7.1%で増加し、2030年には151 GWhに達する。

北部地域は、電化率が最も低い地域である。現在既存の132 kV送電線はトロロからオプヨ、リラまで一本だけである。2013年北部地域の電力需要量は僅か18 MW程度で、電化されている地域は限られている。「送電網開発計画 2014-2030」によると、この地域に太陽光発電所が6カ所、水力発電が3カ所と132 kVの変電所が7箇所新規建設される予定で、今後の電力普及がより速い速度で拡大していくと予想される。本モデルでは、北部地域の電力需要量の計測期間内で最も伸び率が大きく、年平均8.1%で増加していく。この地域の電力が普及すれば、家庭部門を中心に電力需要が伸びていくと想定される。



[出所] JICA 調査団

図 4-1-2.3 地域別の電力需要量予測 (2013~2030年)

(3) カンパラ首都圏の変電所単位の需要想定

計量経済学モデルにより需要想定を行った結果、ベースケースで年平均 6.4%の成長率であることが導かれ、各変電所の需要は年次経過とともに増大していく見込みである。一方で、計画されている新設及び増強される変電所の運転開始に伴い、既存の変電所の負荷の一部は、首都圏に混在する 33 kV 系統と 11 kV 系統を通じて、それら新設及び増強される変電所に負荷移転されることになる。配電系統を踏まえつつ、UETCL 計画部と確認した負荷の移転計画を表 4-1-2.6 に示す。新設及び増強される変電所の 2 次側母線が全て 33 kV であるため、同表の右側に示される既設変電所の 33 kV 負荷が、左側に示す新設及び増強される変電所の 33 kV 母線に移転される計画である。

本事業で整備される 132/33 kV のプロバ変電所、カワラ変電所は、表 4-1-2.6 に示すように、採択され、2018 年 12 月に業者契約が締結された場合、2020 年に供用開始となる。なお、本事業の 220/132 kV 新ムコノ変電所及びプロバ変電所の 132/33 kV の設備は上位の連系変電設備であるため、配電負荷には直接供給しない。また、本事業で整備するカワラ変電所の 132/11 kV 変電設備 (20 MVA) は、本事業にあたって撤去される同変電所の既存 132/11 kV 変電設備 (15 MVA) の負荷を継承する。

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

運転開始	新設変電所 もしくは 増強	計画容量	負荷が軽減される既設変電所
2017 年	クイーンズウェイ変電所 新設	40 MVA×3 台	● ルゴゴ変電所 ● ムトゥンドゥエ変電所
2018 年	ルジラ変電所 新設	40 MVA×3 台	● ルゴゴ変電所
	エンテベ変電所 新設	40 MVA×3 台	● ムトゥンドゥエ変電所
2019 年	ガバ変電所 新設	40 MVA×3 台	● ルゴゴ変電所 ● クイーンズウェイ変電所
2020 年	プロバ変電所 (本事業) 新設	40 MVA×2 台	● ムトゥンドゥエ変電所
	カワラ変電所 (本事業) 新設	40 MVA×3 台	● カンパラ北変電所
	カワラ変電所 増設	40 MVA×1 台	● カンパラ北変電所

[出所] UETCL 計画部との協議による

本事業の系統計画の目標年次は 2030 年であり、10 年以上の予測期間であるため、今回のように計量経済学的モデルを活用した回帰分析にあたっては、予測期間と同等以上の長さの過去の時系列データが必要となる。相関係数、ダービン・ワトソン係数の視点から本モデルの検定は行うものの、UETCL の「送電網開発計画 2014-2030」の需要想定と大きな乖離が無いかも検証できるよう、想定期間を 2014 年から 2030 年と合わせるとともに、過去の時系列データとしては 1990 年から 2013 年のデータを活用した。比較検証を行った結果、前述のように既存の想定とも大きな乖離が無いという観点からも妥当なモデルであることが確認された。

表 4-1-2.6 に示した既存変電所から新設変電所への負荷移転計画を踏まえながら、計量経済モデルで想定した首都圏の需要想定を各変電所に配分した結果を表 4-1-2.7 に示す。予測期間は UETCL の「送電網開発計画 2014-2030」と同様に 2014 年から 2030

年であり、同表に示す 2013 年データは実績値である。表 4-1-2. 7 の 2030 年の需要を前提条件として系統計画を策定する。

表 4-1-2. 7 の最上段に示した赤字が、計量経済学モデルに予測した首都圏全体の需要であり、これを各変電所の 11 kV 母線及び 33 kV 母線に配分している。変電所名が水色で網掛けしているものが 2016 年現在の既存の変電所であり、緑で網掛けをしているのが本事業で整備する変電設備である。

表 4-1-2. 7 において、黄色、橙色、青色で網掛けをしている箇所がある。各年において同じ色の網掛けをされている箇所は、新設及び増強される変電所の運転開始に伴い、表 4-1-2. 6 に示した方針に基づき、既存の変電所から新設及び増強される変電所に負荷移転が行われていることを表している。

なお、表 4-1-2. 7 において、紫色で網掛けされている年次は、後述する潮流解析の解析断面である。2015 年現在、中国輸出入銀行の支援によりカンパラ首都圏に整備される変電所が運転開始する 2018 年、本事業の節便の運転開始年である 2020 年、本事業のプロジェクト評価年次である 2022 年、並びに、本事業の系統計画の目標年次である 2030 年を解析断面としている。

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

Region		Start Operation (Year)		Demand (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030				
				MW	341	359	404	412	454	485	490	518	534	567	604	644	688	737	791	850	915	987				
Lugogo	132/11	40 MVA	2 Units	80 MVA	Existing	1991*1, 1997*3		MW	33	33	45	45	48	48	50	52	52	55	56	56	57	57	57	58	59	60
	132/33	40 MVA	2 Units	80 MVA	Existing			MW	56	61	70	71	53	40	33	38	38	38	38	38	41	44	48	52	56	60
Mutundwe	132/11	20 MVA	2 Units	40 MVA	Existing	1991*1, 1995*1, 2003*2		MW	19	19	21	21	22	22	22	23	23	23	24	24	25	25	26	26	27	
	132/33	40 MVA	2 Units	80 MVA	Existing			MW	56	61	70	71	53	40	46	31	32	34	34	35	35	36	42	45	49	53
Namanve	132/33	40 MVA	3 Units	120 MVA	Existing	2007*2, 2008*1		MW	42	50	59	64	73	29	34	34	34	37	41	45	50	55	60	66	73	80
Kampala North	132/11	40 MVA	2 Units	80 MVA	Existing	1995*1, 2006*2		MW	48	48	48	48	50	50	50	50	50	51	51	51	52	52	52	53	53	
	132/33	40 MVA	2 Units	80 MVA	Existing			MW	56	56	58	59	61	63	65	22	24	27	30	33	37	41	46	51	51	52
Kawaala	132/11	15 MVA	1 Units	15 MVA	Existing	1972		MW	7	7	8	8	9	9	10											
	132/11	20 MVA	1 Units	20 MVA	the Project	2020		MW							10	10	10	10	11	11	11	11	12	12	13	
	132/33	40 MVA	3 Units	120 MVA	the Project	2020		MW							35	38	41	44	48	52	56	60	65	70	75	
Kawanda	132/33	40 MVA	1 Units	40 MVA	Existing			MW	24	24	25	25	25	26	13	13	13	14	14	14	15	15	15	16	17	
	132/33	40 MVA	1 Units	40 MVA	the Project	2020		MW							13	13	13	14	14	14	15	15	15	16	17	
Queensway	132/33	40 MVA	3 Units	120 MVA		2017		MW					60	61	50	55	55	57	61	61	62	63	64	66	72	80
Luzira	132/33	40 MVA	2 Units	80 MVA		2018		MW						14	17	20	20	22	25	28	29	31	33	36	37	40
Namanve South	132/33	63 MVA	3 Units	189 MVA		2018		MW						25	26	31	35	38	42	51	61	69	76	85	98	110
Mukono	132/33	63 MVA	3 Units	189 MVA		2018		MW						25	26	31	35	38	42	51	61	69	76	85	96	110
Entebbe	132/33	80 MVA	2 Units	160 MVA		2018		MW						14	17	20	20	22	26	28	30	36	45	49	55	60
Gaba	132/33	60 MVA	2 Units	120 MVA		2019		MW							18	20	21	24	26	28	30	31	33	36	38	40
Buloba	132/33	40 MVA	2 Units	80 MVA	the Project	2020		MW							21	21	25	27	28	29	31	33	36	38	40	

[出所] UETCL 計画部との協議に基づき JICA 調査団作成

(4) レファレンスケース

上述したシナリオは、ウガンダ政府が2030年まで継続的に拡大財政政策を堅持し、高い経済成長率（7.7%）を維持した場合の電力需要予測分析結果である。本モデル分析は、ウガンダ政府の拡大財政支出が維持できず、追加対策が行われない場合、現行ベースで経済を運営したレファレンスケースを分析した。表4-1-2.8にマクロ経済モデルの予測結果を示している。

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）

項目	実績 (百万ウガンダシリング)			予測値 (百万ウガンダシリング)			年平均増加率 (%)	
	2000年	2010年	2013年	2020年	2025年	2030年	2020/ 2013年	2030/ 2013年
実質GDP (2010=100)	20,104	40,946	48,422	67,137	90,199	123,480	4.8	5.7
成長率 (前年比、%)	3.1	5.2	3.3	5.6	6.3	6.6		
セクター別GDP (2010=100)								
農業	8,112	10,732	11,364	16,075	19,807	24,984	5.1	4.7
工業	3,251	7,424	8,890	15,630	21,629	30,358	8.4	7.5
サービス業	10,699	22,791	28,168	35,431	48,763	68,138	3.3	5.3
セクター別GDPの構成比 (%)								
農業	36.8	26.2	23.5	23.9	22.0	20.2		
工業	14.7	18.1	18.4	23.3	24.0	24.6		
サービス業	48.5	55.7	58.2	52.8	54.1	55.2		
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		

[出所] JICA 調査団

現行ベースで推計したマクロ経済モデルでは、ウガンダの産業構造が農業部門に依存しているところが多い。工業部門の生産要素である労働力・土地・資本が徐々に形成されているが、依然として脆弱である。工業部門における投資は、国内資本よりも外資に依存せざるを得ない。一方、近年の政治体制が比較的安定し、経済運営がスムーズに行われている状況にあり、外部要素である国際石油価格も低い水準で推移しているため、ウガンダの経済は堅調に成長していくと予想される。マクロ経済モデルの推計結果では、同国のGDP増加率が2030年までに年平均5.7%で拡大すると予測し、ベースケースにより1.8%を下げる事となる。

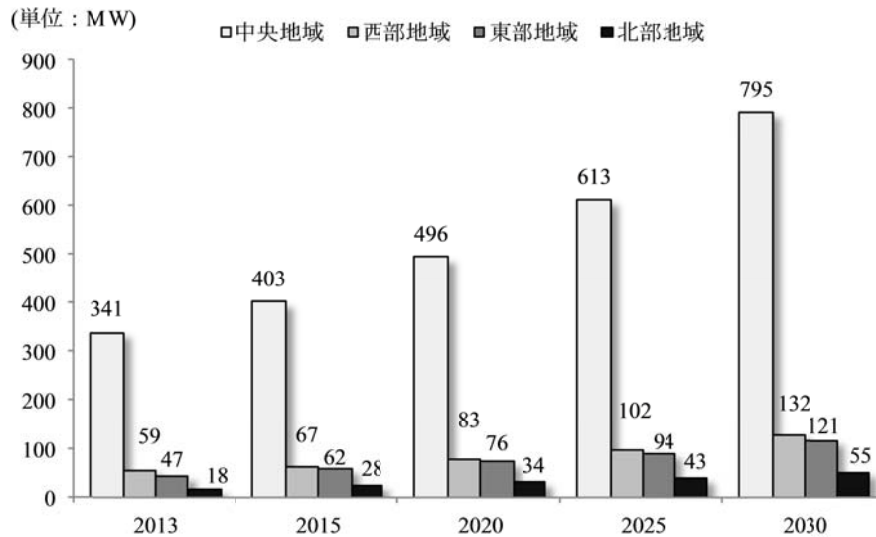
表4-1-2.9は電力需要予測結果を示している。レファレンスケースの経済状況の中で、国内電力需要量は2030年までに年平均5.5%で増加しているが、ベースケースに比べると1.4%減となり、2030年には7,251 GWhに達する。経済成長が緩やかになったことで工業部門の電力需要量も相対的に低下することとなり、同部門の電力需要の伸び率は、ベースケースに比べ1.9%落とし、同期で年平均7.7%となっている。また、最終部門における工業部門の電力消費量の構成比も2%減で、80.8%となる。

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)

項目	実績 (GWh)			予測 (GWh)			年平均増加率 (%)	
	2000年	2010年	2013年	2020年	2025年	2030年	2013~ 2020年	2013~ 2030年
(1) 最終部門電力需要量	843	1,521	2,048	3,330	4,364	5,867	7.2	6.4
工業	407	959	1,335	2,436	3,372	4,738	9.0	7.7
家庭	312	364	460	569	621	689	3.1	2.4
商業・その他	124	198	253	325	371	439	3.6	3.3
(2) 発電所内用電力量*	6	9	10	12	13	15	2.3	2.3
(3) 送配電ロス 比率 (%)	461 30	791 33	852 28	1,065 20	1,217 16	1,369 15	3.2	2.8
(4) 国内需要 (1)+(2)+(3)	1,310	2,321	2,910	4,407	5,595	7,251	6.1	5.5
(5) 輸出入電力量	251	75	90	826	1,822	1,822	37.3	19.4
(6) 合計電力需要量 (4)+(5)	1,561	2,396	3,000	5,233	7,417	9,073	8.3	6.7
最終部門構成比 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
工業	48.3	63.1	65.2	73.2	77.3	80.8		
家庭	37.0	23.9	22.5	17.1	14.2	11.7		
商業・その他	14.7	13.0	12.4	9.7	8.5	7.5		

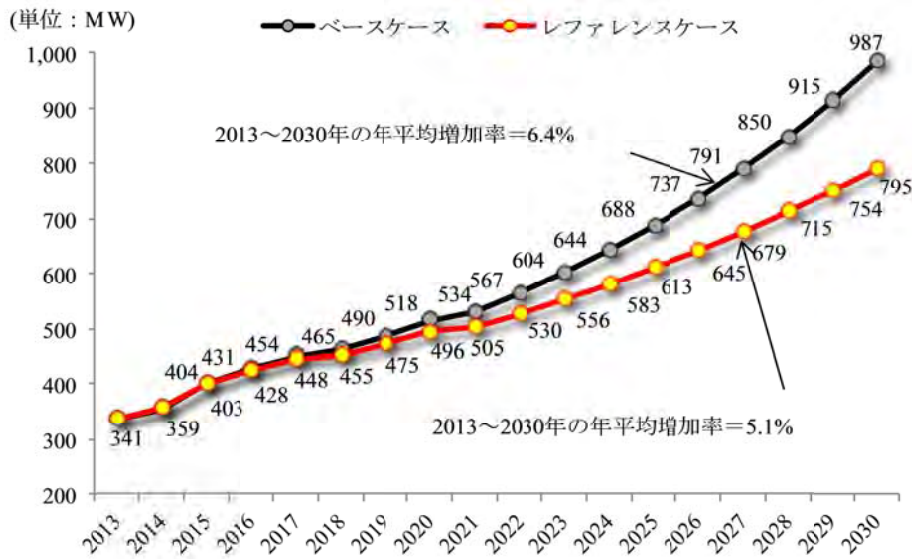
[出所] JICA 調査団

一方、図 4-1-2.4 の示すとおり、中央地域（カンパラ首都圏に位置する変電所による配電区域）の需要量は、2013年の341 MW から2030年の795 MW まで年平均5.1%で増加する。ベースケースの6.4%に比べて、レファレンスケースの場合は1.3%落としている。同期における西部地域、東部地域及び北部地域の年平均増加率は、それぞれ4.9%、5.8%、6.7%となっている。



[出所] JICA 調査団

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)



[出所] JICA 調査団

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)

4-1-3 系統計画の必要性及び系統計画の方針

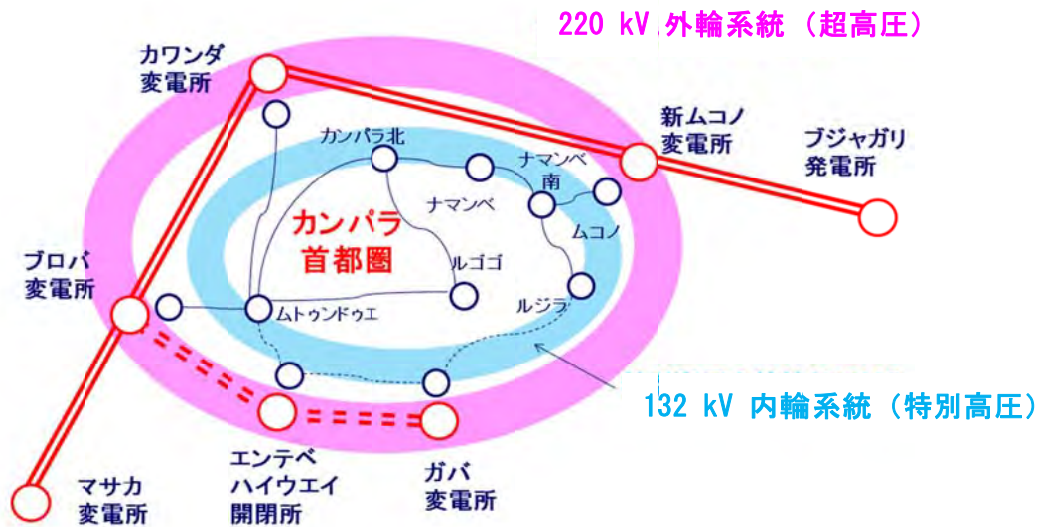
前述のように、2030 年までにカンパラ首都圏の需要は 6.4%/年程度（ベースケース）の急激な増大が想定されており、現在の供給幹線である 132 kV 送電網では供給容量が将来的に不足することは確実である。したがって、中長期的（10 年から 15 年程度）観点においても流通設備の大幅な増強が不可欠である。この設備増強に当たっては、流通設備はネットワークとして機能するものであるため、場当たりの対策ではなく、132 kV 内輪系統の外側に 220 kV の外輪系統を構成する等、カンパラ首都圏全体を俯瞰しながら、需要増大の推移に応じて系統計画を策定し、具体的な事業コンポーネントを抽出することが肝要である。

しかしながら、UETCL の既存の「送電網開発計画 2014-2030」では、開発が進められている大規模水力発電所の電力を長距離送電するために、超高圧である 220kV を超える送電線の活用が当国にて計画されているものの、電力の大消費地であるカンパラ首都圏への有効活用については、十分な計画が確認できない現状にある。

一般に、需要が増大した大都市の周辺では、都市部の需要増加に対する十分な対応能力と高信頼性を兼ね備えた系統構成とするため、超高圧外輪線を構成することが有効である。カンパラ首都圏の 132kV 送電線は環状に構成されており、特別高圧内輪線とも呼べるものとなっているが、カンパラ首都圏の将来の系統構成を考える際には、図 4-1-3. 1 のように、将来的には、それに加えて 220 kV 超高圧外輪線の形成に資するよう計画を策定すべきである。

需要増大に対する首都圏への十分な供給容量を確保するため、図 4-1-3. 1 に赤線で示している現在、132kV 送電線として運用されているブジャガリ発電所-カワンダ変電所間の送電線が 2017 年に 220kV へ昇圧される（220kV で設計されている設備である）。また、2017 年には、カワンダ変電所-マサカ変電所の 220kV 送電線の運転開始が計画されており、首都圏外と首都圏間の 220 kV 送電線による電力流通が確保される。これらの 220kV 送電線を 220 kV 外輪線の一部として活用しながら、将来的には、図 4-1-3. 1 の紫線で示す外輪系統を構成し、都市部の需要増加に対する十分な対応能力と高信頼性を兼ね備えた系統構成とすることが極め

て有効である。



〔出所〕 JICA 調査団

図 4-1-3.1 超高压外輸線(220kV)と特别高压内輸線(132kV)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 外輸線の一部として活用するためには、技術面のみならず、環境社会配慮面も考慮し、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その初期段階であり、中長期的（10 年から 15 年程度）観点からは最も重要な課題である。

カンパラ首都圏系統の概況から判断すると、商業・一般需要家の電力需要が急激に増大しているカンパラ首都圏南西地域へ供給力強化を目的とした、カンパラ首都圏西部地域への 220 / 132 kV 変電所の新設が、220 kV 送電線から首都圏への供給点を確保する観点から有効と判断される。並びに、今後工業団地開発が計画されているカンパラ首都圏東部地域への 220 / 132 kV 変電所の新設が、220 kV 送電線から首都圏への供給点を確保する観点から有効と判断される。また、既存の 132kV 内輸系統も、今後の需要増大を踏まえるとその容量不足を引き起すことは確実であるが、環境社会配慮の面も考慮すると追加的な送電線の新設は困難である。したがって、既存の鉄塔を活用しつつ、高熱容量低弛度（High-Temperature Low-Sag : HTLS）電線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ると判断される。

このようなカンパラ首都圏における 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、同地域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する。

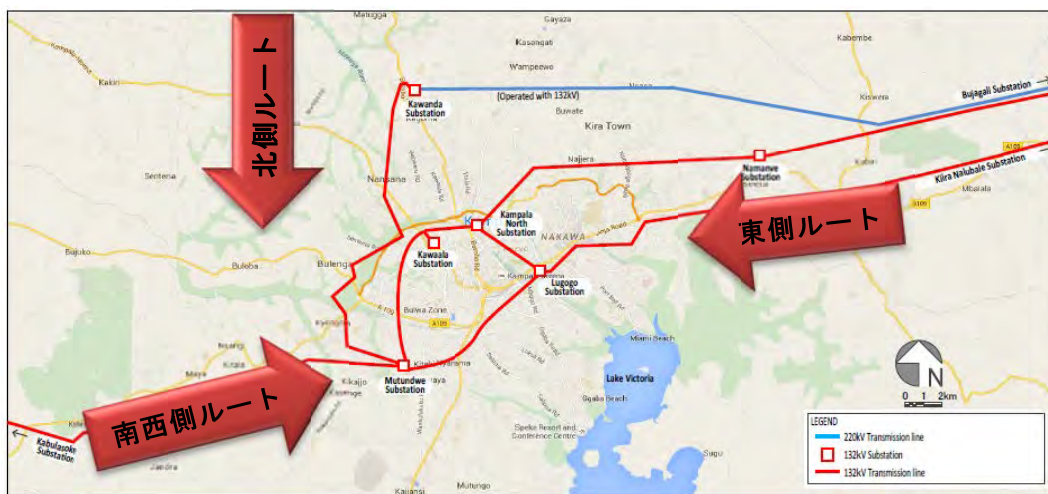
なお、本系統計画は、世界銀行によるカワンダ変電所ーマサカ変電所間の送電線建設、中国輸出入銀行の支援によるムコノ変電所、ナマンベ南変電所、ルジラ変電所の新設計画等、すでに実施段階に進んでいる計画については反映し、2030 年断面までの系統計画を策定する。JICA 調査団は、2015 年、2018 年（ナマンベ南変電所、ルジラ変電所、ムコノ変電所等、首都圏における他ドナーの主要計画の運転開始年）、2020 年（本事業設備の運転開始年）、2022 年（運転開

始年の2年後であるプロジェクト評価年)及び2030年(系統計画の目標年次)の5断面を対象として系統変遷を整理する。

4-1-4 首都圏の系統計画策定のためのシナリオ設定

前述のように、220 kV 外輪系統の形成にあたっては、それら 220 kV 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重要な課題である。なお、首都圏では新たな用地取得が難しいという側面も踏まえ、技術面のみならず、実現可能な計画とするために環境社会配慮面も考慮することが不可欠である。これを踏まえ、以下のような方針に基づきシナリオ設定を行う。

なお、シナリオ設定をおこなうにあたって、カンパラ首都圏への送電ルートを図 4-1-4.1 に示すように、便宜的に北側ルート、南西側ルート、東側ルートと呼ぶ。



[出所] JICA 調査団

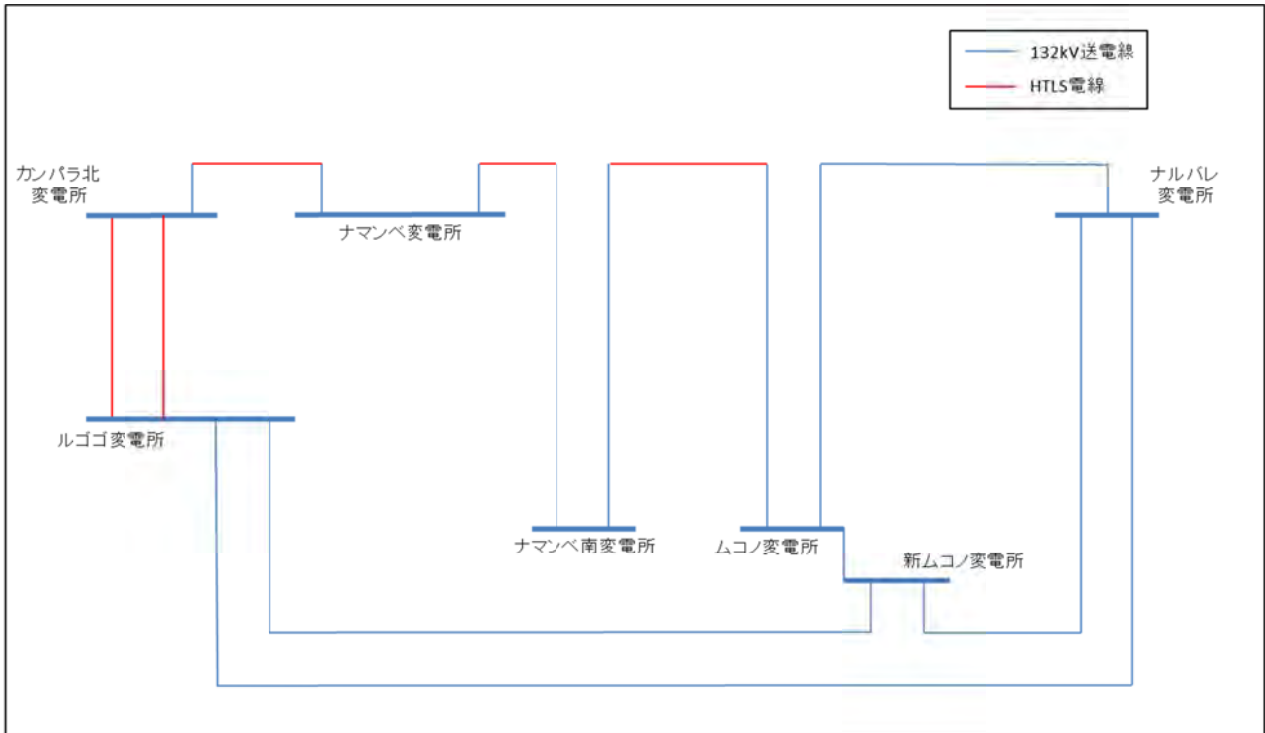
図 4-1-4.1 カンパラ首都圏への3送電ルート

(1) 220 / 132 kV 新ムコノ変電所に係るシナリオ設定 (東側系統に関する検討)

カンパラ首都圏の概況から判断すると、図 4-1-4.1 の東側ルート上に工業団地が計画されているため、その周辺に 220 / 132 kV 変電所の新設することが有効である。しかしながら、計画対象地が首都圏という前提条件のため、用地選定に関して自由度は高くない。UETCL と協議を行った結果、中国輸出入銀行の支援による 132 / 33 kV ムコノ変電所内に本事業の 220 / 132 kV 新ムコノ変電所を配置することを一つの前提条件としてシナリオ設定を行うこととした。

この 220 / 132 kV 新ムコノ変電所を通じて首都圏へ電力供給を行うにあたっては、周辺の既存の 132 kV 送電線が容量不足に陥ることが確実であるため、周辺の 132 kV 送電線の増強を合わせて計画することが不可欠である。前述のように、首都圏では 132 kV 送電線の増強のために新たな送電線ルートを確保することは困難であり、HTLS 電線による既存の電線の張替えを行い、増容量化が有効な方法として考えられる。これを踏まえ、220 / 132 kV 変電所の新設を前提条件とし潮流解析を通じて HTLS 電線を採用する区間を区間の最適化を行う。

なお、220 / 132 kV 新ムコノ変電所に関しては、図 4-1-4. 2 のように、ナルバレ変電所ーカンバラ北変電所間 132 kV 送電線からの引込線を確保するため、本事業の 220/132kV 新ムコノ変電所と中国輸出入銀行の 132 / 33 kV ムコノ変電所の 132kV 母線を母線連絡線で接続する。なお、同図の赤線が HTLS 電線で増強することを想定している 132 kV 送電線である。



[出所] JICA 調査団

図 4-1-4.2 220/132kV 新ムコノ変電所の新設

また、ブジャガリ変電所ーカワンダ変電所間 220 kV 送電線を有効活用するためには、ブジャガリ発電所及びイシンバ発電所からの電力がこの 220 kV 送電線を通じて首都圏へ供給されるよう、系統運用を行う必要がある。しかしながら、ブジャガリ発電所の 220 / 132 kV 連系変圧器のインピーダンスを考慮すると、220 kV 送電線を介することなく、大部分がナルバレーカンバラ北間 132 kV 送電線 及び ナルバレールゴゴ間 132 kV 送電線を通じて首都圏へ供給される可能性がある。これを回避するためには、ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を開運用し、220 kV 送電線を有効活用する方法等が考えられる。系統計画の策定にあたっては、この運用も考慮しながら検討を行うこととする。

以上を踏まえ、220 / 132 kV 新ムコノ変電所に係るシナリオ設定を以下のように行い系統計画を策定する。これらの新ムコノ変電所に関するシナリ 1-1 から 1-3 は、相互に比較検証を行うシナリオ設定という位置付けではなく、シナリオ 1-1 から 1-3 というステップを踏みながら、最適な系統計画を特定していくという位置づけである。

- シナリオ 1-1：ナルバレ変電所ーブジャガリ変電所間 132 kV 送電線を「閉」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ。

- シナリオ 1-2：ナルバレ変電所ーブジャグリ変電所間 132 kV 送電線を「開」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ。
- シナリオ 1-3：シナリオ 1-2 での HTLS 電線の採用区間を最適化するシナリオ。

なお、HTLS 電線の採用区間を最適化する重要性は、以下のとおりである。

一般に、既存電線と同等の導体サイズ、重量等で高容量を確保できるため、既存の鉄塔改造等を回避しつつ大幅な送電路の増容量化が図れる長所がある。しかしながら、小さい断面のままで高容量を実現するため、数倍大きな断面積となる同容量の通常電線である ACSR 電線よりも抵抗値が大きい。したがって、特に長い区間に採用した場合、大きな送電損失が生じる。

例えば、HTLS 電線であるインバ電線（Super Thermal-resistant aluminum Alloy Conductor al-cla Invar Reinforced: ZTACIR 201）（最大電流容量：1,010A）は、ほぼ同容量である通常電線である ACSR 610（最大電流容量：1,059A）に比べ断面積が約 1/3 であることから抵抗値が約 3 倍（20℃時）となるため、同じ電流値での送電損失も約 3 倍となる。また、実際の運用で両者に最大電流を流した場合（ZTACIR 201 の電線温度：210℃、ACSR 610 の電線温度：90℃）、ZTACIR 201 の抵抗値は ACSR610 の約 4 倍となるため、送電損失も約 4 倍となる。

この送電損失の差は、短区間ではあまり問題とならないものの、亘長が約 70km もあるナルバレ変電所ーカンパラ北変電所 132kV 間の送電線等に適用した場合、大きな問題として顕在化してくる。したがって、一時的ではなく日々の運用で常時発生する送電損失を抑制するための方策を考える必要がある。送電損失を抑制するための方策としては、HTLS 電線の区間を最小化することが肝要である

また、電流が大きくなる 132kV 送電線ではなく電流が小さくて済む 220 kV 送電線にできるだけ電力潮流を乗せることが有効である。なお、同じ電線を使用して同じ量の電力を送電する場合、220kV 送電線での送電損失は、132kV 送電線でのその 0.36 倍（ $= (132/220)^2$ ）となる。すなわち、送電損失は、電圧値の 2 乗に反比例する（電流値の 2 乗に比例する）。

(2) 220 / 132 kV ブロバ変電所に係るシナリオ設定（南西側系統に関する検討）

カンパラ首都圏の概況から判断すると、商業・一般需要家の電力需要が急激に増大しているカンパラ首都圏南西地域へ供給力強化を目的とし、図 4-1-4. 1 の南西側ルート周辺に 220 / 132 kV 変電所を新設することは、上位系統である 220 kV 送電線から首都圏への供給点を確保する観点から有効と判断される。一方で、計画対象地が首都圏という前提条件のため、前述の新ムコノ変電所と同様、用地選定に関して自由度は高くない。UETCL とサイト状況踏査を行った結果、カワ ندا変電所ーマサカ変電所間 220 kV 送電線とムトゥンドゥエ変電所ーカブラソケ変電所間 132 kV 送電線の交点付近に 220 / 132 kV ブロバ変電所を配置することを一つの前提条件としてシナリオ設定を行う方針となった。

この 220 / 132 kV ブロバ変電所を計画の前提条件とした場合、末端の需要地であるガバ、エンテベといった地域までどの電圧階級で、また、どのような経路で供給することが最適かを見極めることが重要となる。電圧階級に関しては、具体的には、末端まで 132 kV 送電

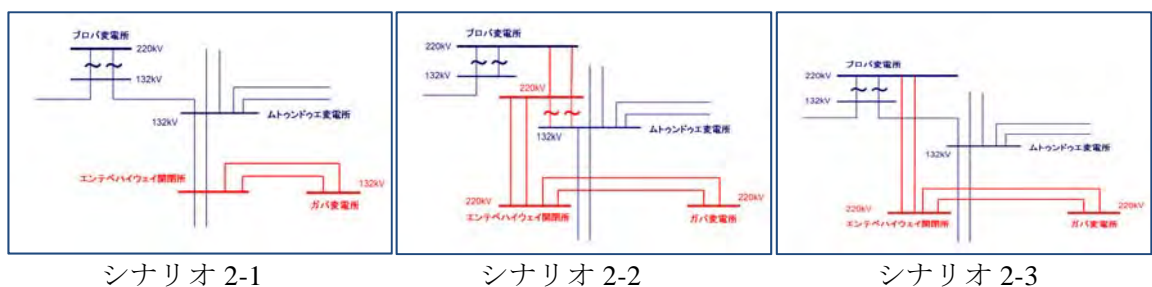
線による供給で十分か、220 kV 送電線が必要かという点を見極める必要がある。経路に関しては、周辺に重負荷地域であるムトゥンドゥエ変電所が存在することから、ムトゥンドゥエ変電所を介してそれら末端の需要地まで供給することが妥当か、そこを介さず末端の需要地まで直接供給できる経路を計画することが妥当か見極める必要がある。

なお、ガバ変電所の周辺は住宅が広がっており、送電ルートを確認するのが特に困難であるが、ガバ変電所周辺から西に向かって道路新設の計画があるため、これに沿って新設送電線ルートを構築していくのが有効である。また、この道路がムトゥンドゥエ変電所からエンテベ変電所への新設予定の 132kV 送電線と近い将来に交差するため、ここで図 4-1-4. 3 のシナリオ 2-1 のように同送電線から新設送電線を分岐するようにすれば、ムトゥンドゥエ変電所を介する経路とする場合も、介さない経路とする場合も、比較的容易にガバ変電所への 132kV 送電線ルートを構築することが可能である。また、潮流解析の結果、末端まで 132 kV 送電線による供給が不可能で、220 kV 送電線が必要となるのであれば、特に用地取得が難しい前述の分岐点からガバ変電所までの区間は、220 kV 設計、当初運用 132kV とすることで、将来的な用地取得を軽減できる。

なお、この分岐については、開閉所を配置することを想定してシナリオ設定を行う。以下、この開閉所をエンテベハイウェイ開閉所と称す。

以上を踏まえ、220 / 132 kV ブロバ変電所に関しては以下のシナリオ設定を行う。ブロバ変電所（南西側系統）に関するシナリオを図 4-1-4. 3 のようになる。

- シナリオ 2-1: 2017 年供用開始予定であるムトゥンドゥエ変電所—エンテベ変電所間 132 kV 送電線をエンテベハイウェイ開閉所でガバ変電所へ分岐するシナリオ
- シナリオ 2-2: ブロバ変電所からムトゥンドゥエ変電所へ 220kV 送電線を引込み、さらにムトゥンドゥエ変電所からエンテベハイウェイ開閉所経由でガバ変電所へ 220kV 送電線を引込むシナリオ
- シナリオ 2-3: ブロバ変電所から、ムトゥンドゥエ変電所を経由せず、エンテベハイウェイ開閉所経由でガバ変電所へ 220kV 送電線を引込むシナリオ（ムトゥンドゥエ変電所などの市街地を避ける）



[出所] JICA 調査団

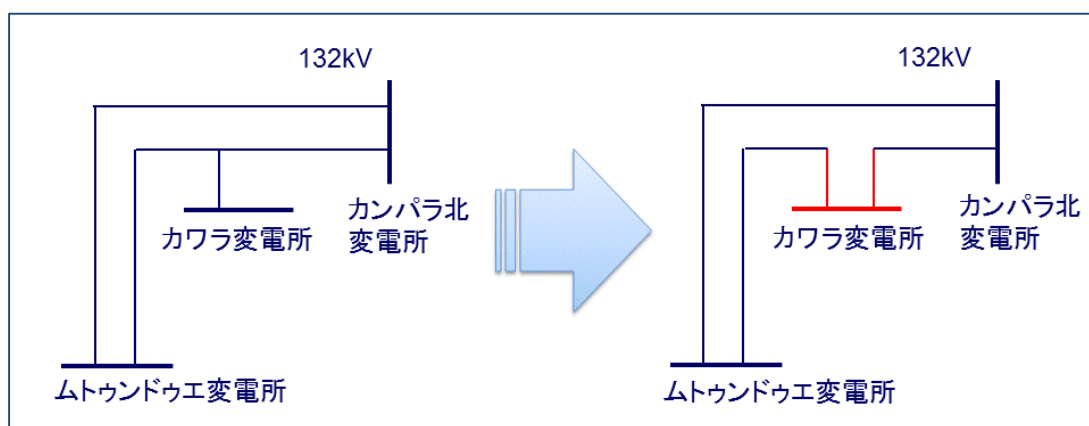
図 4-1-4.3 ブロバ変電所（南西側系統）に関するシナリオ

(3) カワラ変電所に関する前提条件

カワラ変電所は、現在、電圧階級 132 / 11 kV、設備容量 15 MVA であるが、2030 年には、

逼迫しているカンパラ北変電所からの負荷移転も考慮すると、33 kV 負荷が 75 MW、11 kV 負荷が 13 MW と想定されており、設備増強が必要な状況にある。

また、カンパラ北変電所—ムトウンドウエ変電所間の 132kV 送電線についても、現在カワラ変電所が T 分岐で引き込まれているが、これでは同区間の全ての送電線の事故停止でカワラ変電所が全停電となる。上記のような需要増大を考慮すると、単一の送電線の事故停止による全停電を回避するため、図 4-1-4. 4 の左側に示すような現状の T 分岐から、図 4-1-4. 4 の右側に示すようなオープンパイ分岐に変更し、供給信頼度を改善することが不可欠であるため、系統計画にあたってはこれを考慮する。



[出所] JICA 調査団

図 4-1-4.4 カンパラ北変電所からムトウンドウエ変電所間の 132kV 送電線

なお、導入する 132 / 33kV 変圧器の単機容量については、変圧器の N-1 事故も考慮すると、75 MW という需要から、ウガンダでこの電圧階級の変圧器に一般的な容量 40 MVA を採用し、3 台構成で総容量が 120 MVA とすることが考えられる。活用できる用地の制約から既存の小容量の設備を撤去し、ガス絶縁開閉装置を採用し省スペース化を図りながら変電所の増強を行う方針であるが、ガス絶縁開閉装置を採用した場合でも、総容量 120 MVA するためには、60MVA×2 台では幅方向は用地内に収まるが、長手方向の寸法が不足するため、40MVA×3 台とせざるを得ない。これらを考慮し、カワラ変電所に関しては、既存の敷地内にガス絶縁開閉装置を活用し、電圧階級 132 / 11 kV で設備容量 20 MVA の変圧器 1 台、電圧階級 132 / 33 kV で設備容量 40 MVA の変圧器 3 台で設備増強を行うこととする。

4-2 潮流解析

設定したシナリオを検証する形で 2030 年を目標年次とする最適な系統計画を策定する。なお、潮流図については、図 4. 1 から図 4. 1 4 として第 4 章の章末にまとめて添付し、参照の便宜を図る。

4-2-1 潮流解析の基本方針

「4-1-4 首都圏の系統計画策定のためのシナリオ設定」で設定した検証すべきシナリオは、表 4-2-1. 1 のように要約されるが、この検証には潮流解析モデルを構築し、変電所単位の需要想定を前提条件として、潮流解析を実施して設定したシナリオを検証する必要がある。

ある。UETCL は系統解析ソフトウェアとしてシーメンス製 PSS/E を活用しているが、JICA 調査団も同ソフトウェアを活用し潮流解析を行った。線路定数等の基礎データについては、「送電網開発計画 2014-2030 年」において UETCL が構築した潮流解析モデルをベースとしながらも、表 4-2-1. 1 に示すように、首都圏系統への 220 kV 外輪系統の導入等、首都圏系統全体を俯瞰しつつ、より効果的な首都圏系統の構築を視野に入れているため、潮流解析モデルにはそれを反映する。

まず、系統計画の最適化を行うため 2030 年の需要を前提条件とし、設定した各シナリオに対する系統モデルを構築して潮流解析を行い、最適なシナリオを特定する。次に、2030 年断面の需要に対する最適な系統計画の特定後に、系統計画の目標年次である 2030 年までの途中断面における潮流解析を行い、前述した系統計画に含まれる設備増強、新設のコンポーネントの各断面における有効性を検証する。

なお、潮流解析結果の評価基準等を表 4-2-1. 2 に示す。N-1 基準の採用、事故時の過負荷、電圧の許容範囲の基準については、「送電網開発計画 2014-2030 年」に準拠する方針とする。

表 4-2-1. 1 潮流解析により検証するシナリオ

220 kV 外輪系統の形成等	シナリオ	内容
新ムコノ変電所に関するシナリオ (東側系統に関する検討)	1-1	ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を「閉」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ。
	1-2	ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を「開」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ
	1-3	ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を「開」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ
プロバ変電所に関するシナリオ (南西側系統に関する検討)	2-1	2017 年供用開始予定であるムトゥンドウエーエンテベ間 132 kV 送電線をエンテベハイウェイ開閉所でガバ変電所へ分岐するシナリオ
	2-2	プロバ変電所からムトゥンドウエ変電所へ 220kV 送電線を引込み、さらにムトゥンドウエ変電所からガバ変電所へ 220kV 送電線を引込むシナリオ
	2-3	プロバ変電所から、ムトゥンドウエ変電所を経由せず、エンテベハイウェイ開閉所経由でガバ変電所へ 220kV 送電線を引込むシナリオ

[出所] JICA 調査団

表 4-2-1. 2 潮流解析結果の評価基準等

評価対象範囲	<ul style="list-style-type: none"> カンバラ首都圏 (系統模擬は、ウガンダ全体) 北側：カワンダ変電所 220 kV 母線 南側：エンテベ変電所 132 kV 母線 東側：ブジャガリ変電所 220 kV 母線 西側：プロバ変電所 220 kV 母線
電圧	<ul style="list-style-type: none"> 対象範囲の 132 kV、220 kV 変電所及び送電線 (ただし、変電所 2 次側 33 kV、11 kV を含む)
需要	<ul style="list-style-type: none"> 計量経済学的手法に基づき想定 (「4-1-4 電力需要想定」参照) 力率 95%^{*1}
主な解析断面	<ul style="list-style-type: none"> 2015 年 (現状) 2018 年 (中国支援の変電所の完工、220 kV 送電線の運用開始断面) 2020 年 (本事業完工) 2022 年 (本事業のプロジェクト評価年次) 2030 年 (本事業の系統計画の目標年次)
評価内容	<ul style="list-style-type: none"> 各シナリオ設定に対して以下の評価を実施した 潮流分布 (過負荷の定義、N-1 故障の対象範囲を参照) 電圧分布 (電圧の許容範囲を参照)

過負荷率の定義	「送電網開発計画 2014-2030」より <ul style="list-style-type: none"> ・ 常時 : 100%以上を過負荷とする ・ 事故時 : 120%以上を過負荷とする
N-1 故障の対象範囲	<ul style="list-style-type: none"> ・ 送電線 : ウガンダ全体 132 kV 送電線、220 kV 送電線 ・ 変圧器 : ブジャガリ変電所 220 / 132 kV、カワンダ変電所 220 / 132kV、プロバ変電所 220 / 132kV、ムコノ変電所 220 / 132kV
電圧の許容範囲	「送電網開発計画 2014-2030」より <ul style="list-style-type: none"> ・ 220 kV : ±5% ・ 132 kV : ±5%
調相設備	UETCL が作成した潮流解析モデルデータ (2013 年、2015 年、2018 年、2020 年) で想定されている調相設備を既設とし、運用上必要であれば最低限のキャパシタまたはリアクトルを投入した。

注¹ 実績のピーク需要より、平均した力率

[出所] JICA 調査団

4-2-2 設定したシナリオに対する潮流解析結果

(1) 220 / 132 kV 新ムコノ変電所に係る潮流解析結果 (東側系統に関する検討)

1) ブジャガリ-カワンダ 220 kV 送電線の有効活用に係る検討

表 4-2-1.1 に示した 220 / 132 kV 新ムコノ変電所に関して設定したシナリオ 1-1 から 1-3 に対する潮流解析結果を系統構成の概略図と合わせて図 4. 1 から図 4. 3 に示す。

首都圏にはブジャガリ発電所 (ブジャガリ変電所はブジャガリ発電所内に設置されている) 及びイシンバ発電所等、ウガンダ東部に配置される水力発電所からも電力供給される。しかしながら、その電力はブジャガリ発電所の 220 / 132 kV 変圧器 (図 4-2-2. 1 左図のブジャガリ変電所変圧器) のインピーダンスの影響により、ブジャガリ変電所-カワンダ変電所間 220 kV 送電線が運用されているにもかかわらず、首都圏への 132 kV 送電線にも大きな負荷がかかる結果となった。図 4. 1 に示すように、ナルバレ変電所-カンパラ北変電所間 132 kV 送電線に関しては過負荷が生じている。また、N-1 故障時の潮流の検証を行った結果、表 4-2-2.1 に示すように、評価基準である負荷率 120%以下の基準を超過しており、この観点からもシナリオ 1-1 は有効ではないと判断される。

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)

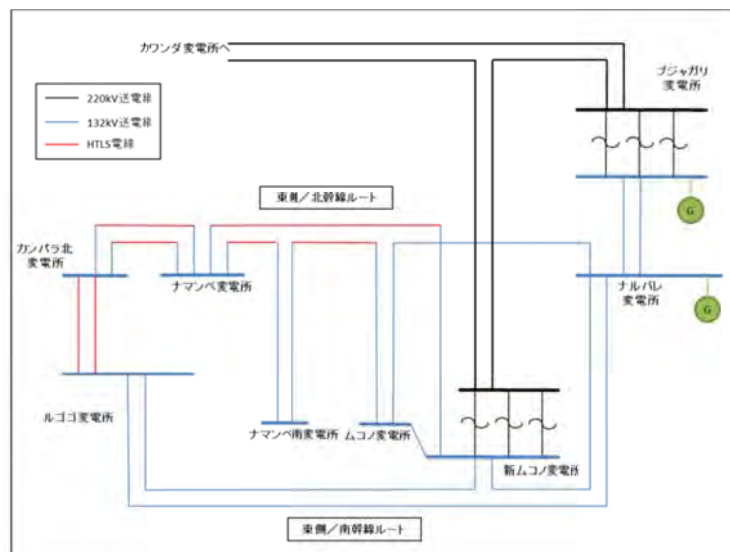
N-1 故障送電線	電圧[kV]	過負荷送電線	負荷率[%]
ナルバレ~ムコノ/南幹線	132	ナルバレ~ムコノ/北幹線	126.60

[出所] JICA 調査団

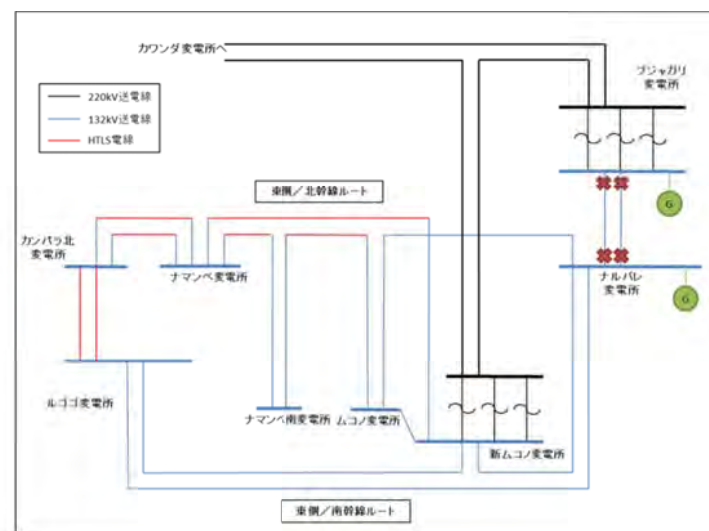
過負荷を解消するため HTLS 電線の採用等により増容量化を行うことが考えられるが、過負荷が生じているナルバレ変電所-ムコノ変電所間 132 kV 送電線は亘長 40 km の水準にある。「4-1-4 首都圏の系統計画策定のためのシナリオ設定」に前述したように、既存の電線を HTLS 電線に張替えることによる増容量化は、新たな用地取得を生じることなく、送電容量の増強を図れるが、小さい断面積の電線で大容量化を図るため送電損失が大きく、亘長が長い区間に採用した場合ほどその影響は顕著である。したがって、ナルバレ変電所-カンパラ北変電所間に HTLS 電線を採用した場合、著しい送電損失が予想され、この区間への HTLS 電線による増容量化は技術面のみならず、経済面からも

妥当でない判断される。

ブジャガリ変電所ーカワ ندا変電所間 220 kV 送電線を有効活用する方法として、前述のような 132 kV 送電線に HTLS 電線を採用して送電容量を増強するといった設備対策による方法の他に、系統運用による方法が考えられる。図 4-2-2. 1 左図に示すように、ブジャガリ発電所の発電設備は 132 kV 母線に接続されている。また、同図にはイシンバ発電所の発電設備は示していないが、同発電所も 132 kV 送電線を通じてブジャガリ発電所の 132 kV 母線に接続されており、この母線を介して電力供給がなされる。ブジャガリ発電所及びイシンバ発電所からの電力を 220 kV 送電線するために、図 4-2-2. 1 右図に示すように、ナルバレ変電所ーブジャガリ変電所間 132 kV 送電線を開運用とするといった系統運用が考えられる。これが表 4-2-1. 1 に示したシナリオ 1-2 である。



シナリオ 1-1

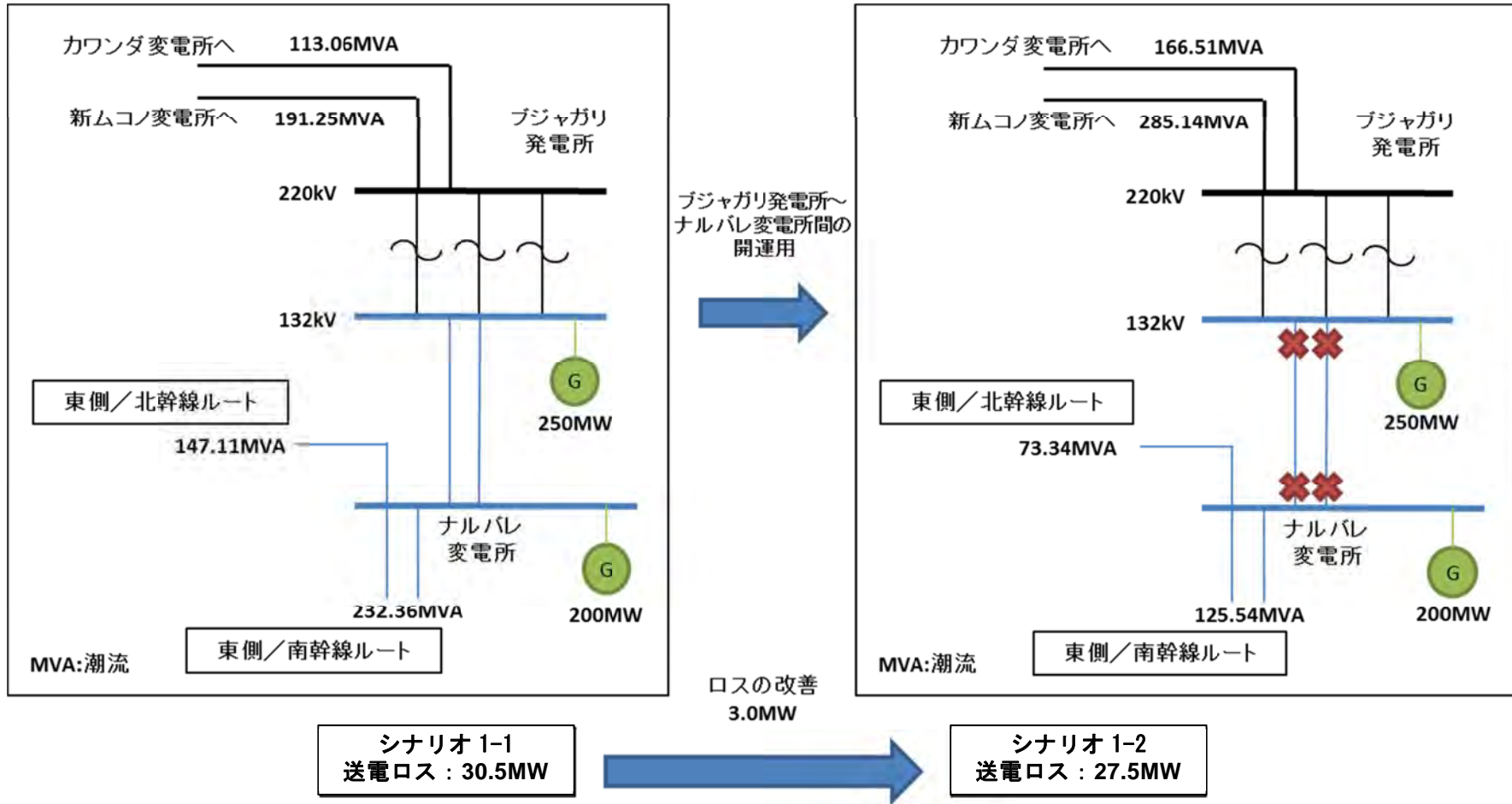


シナリオ 1-2

[出所] JICA 調査団

図 4-2-2.1 シナリオ 1-1 及び 1-2 系統概略図

シナリオ 1-2 に関する潮流解析結果は、前述のように図 4. 2 に示した。同図に示すように、ナルバレ変電所ーブジャガリ変電所間 132 kV 送電線を開運用（シナリオ 1-2）とした場合、閉運用（シナリオ 1-1）とした場合に生じていた、亘長 40 km のナルバレ変電所ーカンパラ北変電所間 132 kV 送電線の過負荷が解消されている。加えて、図 4-2-2. 2 に示すように開運用（シナリオ 1-2）とした場合、閉運用（シナリオ 1-1）とした場合に比べて、ブジャガリ変電所ーカワランダ変電所間 220 kV 送電線上の潮流が合計 150 MVA の水準で増大しており、送電損失の観点からも改善されている。同図にシナリオ 1-1 とシナリオ 1-2 の送電損失の改善状況をあわせて示した（送電損失の算出は、東側はブジャガリ発電所まで、北側はカワランダ変電所まで、西側はカブラソケ変電所までとしている）。同図に示すように、開運用前後の比較において、損電損失が 3.0 MW 程度改善している。潮流解析の結果、ブジャガリ変電所ーカワランダ変電所間 220 kV 送電線を有効活用する観点から、ナルバレ変電所ーブジャガリ変電所間 132 kV 送電線を開運用とすることが妥当なことが確認された。



[備考] 北幹線ルートはナルバレ変電所～カンパラ北変電所間 132 kV 送電線、南あ k ン線ルートはナルバレ変電所～ルゴゴ変電所間 132 kV 送電線を指している。
[出所] JICA 調査団

図 4-2-2.2 プジャガリ発電所～ナルバレ変電所間の開運用によるロスの改善効果

また、シナリオ 1-2 に関して、N-1 故障想定時における過負荷となる設備を表 4-2-2.2 に示す。同表に示すように、N-1 故障想定時にカワダ変電所の 220 / 132 kV 変圧器は過負荷となるもの、120%を超える水準ではないため、表 4-2-1.2 に示した潮流解析結果の評価基準の観点からは、シナリオ 1-2 は問題ないと判断される。

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)

N-1 故障送電線 または変圧器	電圧[kV]	過負荷送電線	過負荷率[%]
カワダ変圧器	220 / 132	カワダ変圧器	104.73

[出所] JICA 調査団

2) HTLS 電線の採用区間の最適化

前述したように、既存の電線を HTLS 電線に張替えることによる増容量化は、新たな用地取得を生じることなく、送電容量の増強を図れるが、小さい断面積の電線で大容量化を図るため送電損失が大きいというデメリットがある。したがって、送電網における送電損失を低減するためには、HTLS 電線で増容量する区間をできるだけ低減する必要がある。東側系統で HTLS 電線への張替による増容量化が想定される 132 kV 送電線の一覧を表 4-2-2.3 に示す。シナリオ 1-1 及び 1-2 では表 4-2-2.3 に示すように、東側系統で HTLS 電線への張替による増容量化が想定される 132 kV 送電線に全て HTLS 電線を採用する案であるのに対し、シナリオ 1-3 では、送電損失の最小化の観点から HTLS 電線の採用区間を最適化する案である（同表に示す「増架しない」区間については後述する）。

表 4-2-2.3 東側ルートでのシナリオ案における各区間の線種パターン一覧

区間	シナリオ 1-1	シナリオ 1-2	シナリオ 1-3
ナルバレ変電所～ムコノ変電所	ACSR125 二導体	ACSR125 二導体	ACSR125 二導体
ムコノ変電所～ナマンベ南変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
ナマンベ南変電所～ナマンベ変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
ムコノ変電所～ナマンベ変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	増架しない
ナマンベ変電所～カンバラ北変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
ナマンベ変電所～カンバラ北変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	増架しない
ルゴゴ変電所～カンバラ北変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
ルゴゴ変電所～カンバラ北変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
ムトゥンドゥエ変電所～カワラ変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
カワラ変電所～カンバラ北変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
カンバラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所	HTLS 電線	HTLS 電線	HTLS 電線
ブジャガリ変電所～ナルバレ変電所	AAAC240 2 回線	開運用	開運用

[出所] JICA 調査団

なお、亘長 41 km の長距離区間であるナルバレー～ムコノ間 132kV 送電線への HTLS 電線の適用は、ナルバレー～ブジャガリ間 132 kV 送電線を開運用により回避され、既存の ACSR 125 mm²、1 相 2 条の 1 回線送電で 2030 年断面の需要を満足できることがシナリ

オ 1-2 で確認された。したがって、シナリオ 1-3 においてもこの区間は既存の電線を活用する方針とする。

また、ムコノ変電所～カンパラ北変電所間 132 kV 送電線もナルバレ変電所～ムコノ変電所間と同様に、既存は ACSR 125 mm²、1 相 2 条の 1 回線送電である。シナリオ 1-1 及び 1-2 では、図 4-2-2. 1 に示したように、ムコノ変電所～カンパラ北変電所間 132 kV 送電線に関しては、HTLS 電線で 1 回線増架及び 1 回線張替としていた。しかしながら、この区間の送電線を増架しても、既に仕様が決定し建設実施段階にあるムコノ変電所の仕様は変更できないため、接続する開閉設備がムコノ変電所に存在しない。これを踏まえ、この区間に関しては、HTLS 電線で 1 回線増架を行うことなく、既存の 1 回線を張替するだけで、2030 年断面の需要を想定しても許容することが確認できれば、既存の計画とも整合性が図られた系統計画を策定することができる。したがって、HTLS 電線への張替区間の最適化に関しては、まず、ムコノ変電所～カンパラ北変電所間 132 kV 送電線に関しては、増架することなく既存の ACSR 電線 1 回線のみを HTLS 電線に張替えることを前提条件とする。HTLS 電線への張替区間の最適化の検討を通じて、この区間の増架の必要がなければ、この区間は既存の 1 回線のみを HTLS 電線に張替える方針とする。

HTLS 電線の最適化は、N-1 事故想定時における表 4-2-2. 4 に示した各対象区間の最大潮流が既存の送電線の設備容量を超過した場合、HTLS 電線に張替えて増容量化することが妥当と判断されることを通じて確保する。逆に、N-1 事故想定時における各対象区間の最大潮流が既存の送電線の設備容量を超過しない場合は、HTLS 電線への張替は不要と判断される。

表 4-2-2. 5 に N-1 事故想定時における各対象区間の最大潮流と既存電線の送電容量を示す。潮流解析を行った結果、前提条件として設定した「ムコノ変電所～カンパラ北変電所間 132 kV 送電線の HTLS 電線による増架をしない」という箇所以外、全て HTLS 電線への張替が必要であることが確認された。

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

区間	距離 [km]	最大潮流 [MVA]	既存の送電容量 [MVA]	HTLS 電線化
ナルバレ変電所～ムコノ分岐	41.0	107.47	147	不要
ムコノ分岐～ナマンベ南分岐	16.36	230.69	147	必要
ナマンベ南分岐～ナマンベ変電所	0.14	157.25	147	必要
ムコノ分岐～ナマンベ変電所	16.5	-	-	増架しない
ナマンベ変電所～カンパラ北変電所	12.6	230.82	147	必要
ナマンベ変電所～カンパラ北変電所	12.6	-	-	増架しない
ルゴゴ変電所～カンパラ北変電所 1	5.7	100.14	73.2	必要
ルゴゴ変電所～カンパラ北変電所 2	5.7	100.14	73.2	必要
ムトゥンドゥエ変電所～カワラ変電所	5.6	138.77	79.1	必要
カワラ変電所～カンパラ北変電所	5.4	127.88	79.1	必要
カンパラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所	10.2	107.94	79.1	必要

[出所] JICA 調査団

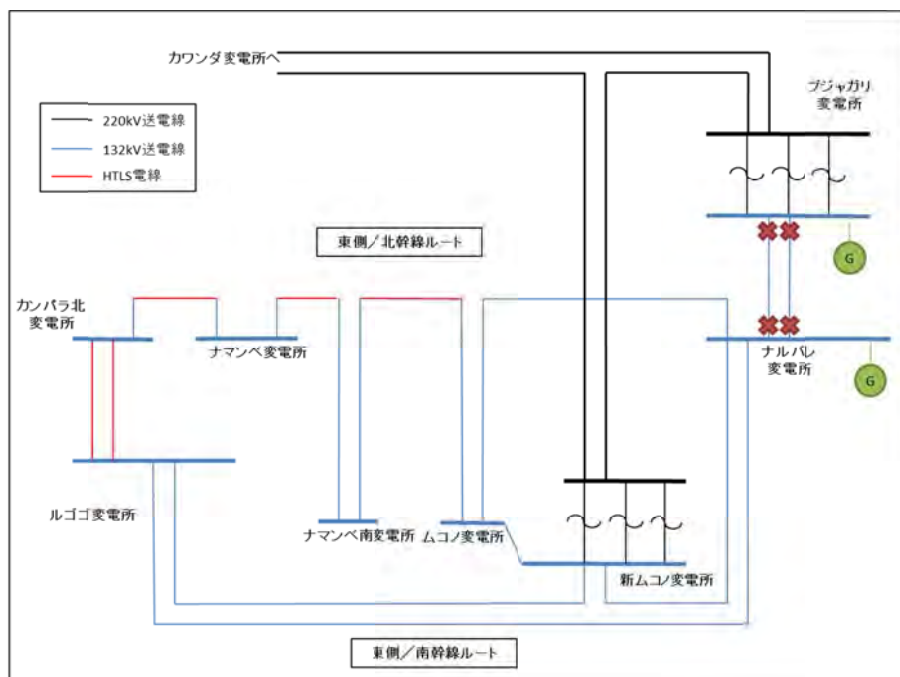
また、HTLS 電線の容量は、鉄塔建替えが回避できるよう、既存の鉄塔設計条件である ACSR 電線、線径 Lynx を想定して HTLS 電線を設計した場合、240 MVA 程度の容量が確

保できる。これを踏まえ、N-1 事故想定時における各対象区間の最大潮流に対する設備の負荷率を表 4-2-2.5 に示す。最大潮流を想定しても、いずれの区間においても過負荷が生じていないことが確認される。したがって、東側系統については、ムコノ変電所ーカンパラ北変電所間 132 kV 送電線に関しては増架することなく、既存の ACSR 電線 1 回線のみを HTLS 電線に張替え、それ以外の区間については HTLS 電線に 2 回線とも張替えるシナリオ 1-3 を前提として系統計画を策定する方針とする。なお、シナリオ 1-3 に関して、表 4-2-2.4 に示す HTLS 電線の採用する区間は、図 4-2-2.3 に赤線に示した。

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]

区間	距離 [km]	線種	送電容量 [MVA]	最大潮流 [MVA]	負荷率 [%]
ナルバレ変電所～ムコノ分岐	41.0	ACSR125 Double	147	107.47	73.11
ムコノ分岐～ナマンベ南分岐	16.36	HTLS 電線	240	230.69	96.12
ナマンベ南分岐～ナマンベ変電所	0.14	HTLS 電線	240	157.25	65.52
ムコノ分岐～ナマンベ変電所	16.5	増架しない	-	-	-
ナマンベ変電所～カンパラ北変電所	12.6	HTLS 電線	240	230.82	96.17
ナマンベ変電所～カンパラ北変電所	12.6	増架しない	-	-	-
ルゴゴ変電所～カンパラ北変電所 1	5.7	HTLS 電線	240	100.14	41.72
ルゴゴ変電所～カンパラ北変電所 2	5.7	HTLS 電線	240	100.14	41.72
ムトゥンドゥエ変電所～カワラ変電所	5.6	HTLS 電線	240	138.77	57.82
カワラ変電所～カンパラ北変電所	5.4	HTLS 電線	240	127.88	53.28
カンパラ北変電所～ムトゥンドゥエ変電所	10.2	HTLS 電線	240	107.94	44.98

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図 4-2-2.3 シナリオ 1-3 系統概略図

なお、ナルバレ変電所ーカンパラ北変電所間 132 kV 送電線から分岐して、中国輸出入銀

行の支援により計画されているムコノ変電所及びナマンベ南変電所までの引込み部分の 132 kV 送電線に関しては、AAAC 電線、線径 405 mm² の複導体が採用されており、送電容量 275 MVA の 2 回線が確保されている。したがって、HTLS への張替えが必要な区間は既存のナルバレ変電所－カンパラ北変電所間 132 kV 送電線部分であり、中国輸出入銀行の支援により計画されているムコノ変電所及びナマンベ南変電所への引込み部分の 132 kV 送電線は HTLS 電線への張替えは必要ない。

シナリオ 1-3 に関して、N-1 事故想定時におけるその他の過負荷設備を表 4-2-2.6 に示す。カワング変電所の 220 / 132 kV の連系変圧器に関して過負荷が確認されたが、120%を超える水準ではないため、表 4-2-1.2 に示した潮流解析結果の評価基準の観点から問題ないと判断される。

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)

N-1 故障送電線 または変圧器	電圧[kV]	過負荷送電線	過負荷率[%]
カワング変圧器	220/132	カワング変圧器	109.55

[出所] JICA 調査団

(2) 220 / 132 kV ブロバ変電所に係る潮流解析結果（南西側系統に関する検討）

表 4-2-1.1 に示した 220 / 132 kV ブロバ変電所に関して設定したシナリオ 2-1 から 2-3 に対する潮流解析結果を系統構成の概略図と合わせて図 4.4 から図 4.6 に示す。なお、潮流解析を行った結果、系統計画の目標年次である 2030 年の首都圏の需要を想定した場合、ブロバ変電所から末端までの電力供給に関しては、シナリオ 2-2、2-3 のような 220 kV 送電線を活用した系統構成としなくても、シナリオ 2-1 の系統構成、すなわち、2017 年供用開始予定であるムトゥンドゥエ変電所－エンテベ変電所間 132 kV 送電線をエンテベハイウェイ開閉所でガバ変電所へ分岐する系統構成で十分許容できることが確認された。この評価にあたっては、表 4-2-1.2 に示す評価基準をもとに検証している。すなわち、N-1 基準、電圧管理範囲、許容負荷等、同表に示す評価基準を全て満足することを前提としても、2030 年の首都圏の需要を想定した場合、シナリオ 2-1 の系統構成で許容できることが確認された。シナリオ 2-1 の系統構成で N-1 故障を想定した場合の過負荷送電線と過負荷率を表 4-2-2.7 に示す。同表に示すように、過負荷率が 120%を超える N-1 故障は見られなかった。

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)

N-1 故障送電線 または変圧器	電圧[kV]	過負荷送電線	過負荷率[%]
カワング変圧器	220/132	カワング変圧器	107.91
ムトゥンドゥエ変電所～ ブロバ変電所	132	ムトゥンドゥエ～ブロバ	106.63

[出所] JICA 調査団

このように、系統計画の目標年次である 2030 年を想定した場合、シナリオ 2-1 が妥当であることが確認された。しかしながら、系統計画の対象期間以降の見通しを立てる意味で、

220 kV 送電線を活用することを想定した場合、ムトゥンドウエ変電所を介することが妥当か否かを検証するため、環境社会配慮面等、事業の実現可能性も考慮しつつ、シナリオ 2-2 と 2-3 を比較する。

潮流解析結果より比較すると、シナリオ 2-2 に関してはムトゥンドウエ変電所からガバ変電所への 1 回線当たりの送電容量 380 MVA に対し 2030 年でのガバ変電所の需要量は約 80 MVA のみの供給設備となるため十分な設備容量が確保可能となる。おなじくシナリオ 2-3 についてもプロバ変電所からエンテベハイウェイ開閉所を経由したガバ変電所への供給はガバ変電所の需要の供給だけとなる。先に記述した様に将来的に更なる需要増加に伴う 220 kV 送電線化は有効ではあるが 2030 年時点でのシナリオ 2-2 及びシナリオ 2-3 の有効性はどちらも検討しがたい結果である。環境社会配慮の観点から比較すると、シナリオ 2-2 に関しては、220 kV 送電線でプロバ変電所からムトゥンドウエ変電所へ引込み、さらに、ムトゥンドウエ変電所からガバ変電所へ引出す案であり、ムトゥンドウエ変電所が住宅街にあることを考慮すると、新たな送電ルート用地を確保することが困難である。132 kV 送電線が設置されている用地に、それを撤去して 220 kV 送電線を撤去することを想定しても、送電線ルートに沿って必要となるウェイリーブ (Way Leave) が 220 kV 送電線の方が広い (132 kV 送電線は 30 m 幅に対し 220 kV 送電線は 40 m 幅) ため、新たな用地取得が必要となる。

一方、シナリオ 2-3 に関しては、プロバ変電所からムトゥンドウエ変電所を経由せずに、エンテベハイウェイ開閉所経由でガバ変電所へ 220 kV 送電線を引込む案であり、用地取得の観点から負荷がシナリオ 2-2 に対し低い。

(3) 策定された 2030 年を目標年次とした系統計画

前述のように、潮流解析を通じて、ブジャガリ発電所ーカワ ندا変電所間の 220kV 送電線、カワ ندا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 外輪線の一部として活用しつつ、将来的には 220 kV 外輪系統を形成することがカンパラ首都圏系統の概況から判断された。これを踏まえ、カンパラ首都圏南西地域へ供給力強化を目的とした、カンパラ首都圏西部地域への 220 / 132 kV プロバ変電所の新設、並びに、カンパラ首都圏東部地域への 220 / 132 kV 新ムコノ変電所の新設を前提として系統計画を策定することを基本方針とした。これを踏まえ、表 4-2-2. 8 に示すシナリオ設定を行い、検討を行った結果、東側系統に関してはシナリオ 1-3 を、南西側系統に関してはシナリオ 2-1 採用をすることが妥当であることが確認された。これらを組合せた系統構成を、2030 年を目標年次とした系統計画とする。

なお、220 / 132 kV プロバ変電所の新設、並びに、220 / 132 kV 新ムコノ変電所に関して、以上の検討においては 220 kV 系統との連系はオープンパイ接続を前提として検討したが、UETCL との協議の結果、供給信頼度を考慮し、ダブルパイ接続とする方針となった。これを考慮して、以下で各年度断面における潮流解析を行う。

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

220 kV 外輸系統の形成等	シナリオ	内容	系統計画への採否
新ムコノ変電所に関するシナリオ (東側系統に関する検討)	1-1	ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を「閉」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ。	不採用
	1-2	ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を「開」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ	不採用
	1-3	ナルバレーブジャガリ間 132 kV 送電線を「開」運用とし、首都圏で容量不足が懸念される 132 kV 送電線全てに HTLS 電線を採用するシナリオ	採用
プロバ変電所に関するシナリオ (南西側系統に関する検討)	2-1	2017 年供用開始予定であるムトゥンドウエーエンテベ間 132 kV 送電線をエンテベハイウェイ開閉所でガバ変電所へ分岐するシナリオ	採用
	2-2	プロバ変電所からムトゥンドウエ変電所へ 220kV 送電線を引込み、さらにムトゥンドウエ変電所からエンテベハイウェイ開閉所経由でガバ変電所へ 220kV 送電線を引込むシナリオ	不採用
	2-3	プロバ変電所から、ムトゥンドウエ変電所を経由せず、エンテベハイウェイ開閉所経由でガバ変電所へ 220kV 送電線を引込むシナリオ	不採用

[出所] JICA 調査団

4-2-3 策定した系統計画に対する補足的検討

(1) 220/132kV 系統変圧器の必要台数の検討

本事業は首都圏への 220 kV 外輸系統の導入等、220 / 132 kV 系統変圧器が重要な位置づけであるため、系統計画の結果策定された目標年次の 2030 年の系統構成における 220 / 132 kV 系統変圧器の必要台数を検証した。本事業たいしょうはんいで 220 / 132 kV 系統変圧器が配置されるのは、ブジャガリ変電所、カワ ندا変電所、プロバ変電所、新ムコノ変電所である。系統計画で策定された目標年次の 2030 年の系統構成における各変電所の単機容量及び設置台数を表 4-2-3.1 に示す。N-1 基準で検証を行い 120%以上の過負荷が生じた場合、追加的な 220 / 132 kV 系統変圧器の設置が必要と判断する。

対象とする年度断面は、本事業の運用効果指標確認時期となる 2022 年(プロジェクト評価年次)、及び送電網開発計画の最終年度となる 2030 年とする。

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

変電所	容量 [MVA]	バンク数
ブジャガリ変電所	250	2
カワ ندا変電所	250	2
プロバ変電所	125	2
新ムコノ変電所	125	2

[出所] JICA 調査団

<2022年（プロジェクト評価年次）>

2022年の系統断面の需要に対し、表4-2-3.1に示した変圧器台数でN-1故障想定
の検証を行ったところ、ブジャガリ変電所の変圧器が2台では、125.41%と過負荷になる
ため3台の変圧器が必要となることが確認された。ブジャガリ変電所の変圧器を3台と
した場合の送電線と変圧器のN-1故障想定を検証を行った結果を表4-2-3.1に示す。
解析の結果、系統計画の結果策定された目標年次の2030年の系統構成において想定して
いた220/132kV系統変圧器に、系統計画基準である負荷率120%を超える変圧器は見られ
なかった。したがって、2022年断面の需要に対しては、表4-2-3.2に示した変圧器
台数が必要と判断される。

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

変電所	容量 [MVA]	バンク数	N-1故障時 の最大過負荷率[%]
ブジャガリ変電所	250	3	69.24
カワンド変電所	250	2	65.27
プロバ変電所	125	2	41.48
新ムコノ変電所	125	2	79.19

[出所] JICA 調査団

<2030年（系統計画の目標年次）>

2030年の系統断面の需要に対し、表4-2-3.2に示した変圧器台数でN-1故障
想定を検証を行ったところ、新ムコノ変電所の変圧器が2台では、139.16%と過負荷に
なるため3台の変圧器が必要となることが確認された。新ムコノ変電所の変圧器を3台と
した場合の送電線と変圧器のN-1故障想定を検証を行った結果を表4-2-3.3に示
す。解析の結果、系統計画の結果策定された目標年次の2030年の系統構成において想定
していた220/132kV系統変圧器に、系統計画基準である負荷率120%を超える変圧器は
見られなかった。したがって、2030年断面の需要に対しては、表4-2-3.3に示し
た変圧器台数が必要と判断される。表4-2-3.3の変圧器台数を系統計画に反映す
る。

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

発/変電所	容量[MVA]	バンク数	N-1故障時 の最大過負荷率[%]
ブジャガリ変電所	250	3	73.83
カワンド変電所	250	2	112.90
プロバ変電所	125	2	83.67
新ムコノ変電所	125	3	97.41

[出所] JICA 調査団

(2) ムトゥンドゥエ変電所の二重母線化の必要性

ムトゥンドゥエ変電所の132kV母線は現状、単母線であり、母線事故が発生した場合には
単母線事故となりムトゥンドゥエ変電所を電源とする周囲の変電所は広範囲に渡り停電
となる。ムトゥンドゥエ変電所は周辺に国際空港等の重要負荷があることに加えて、商業

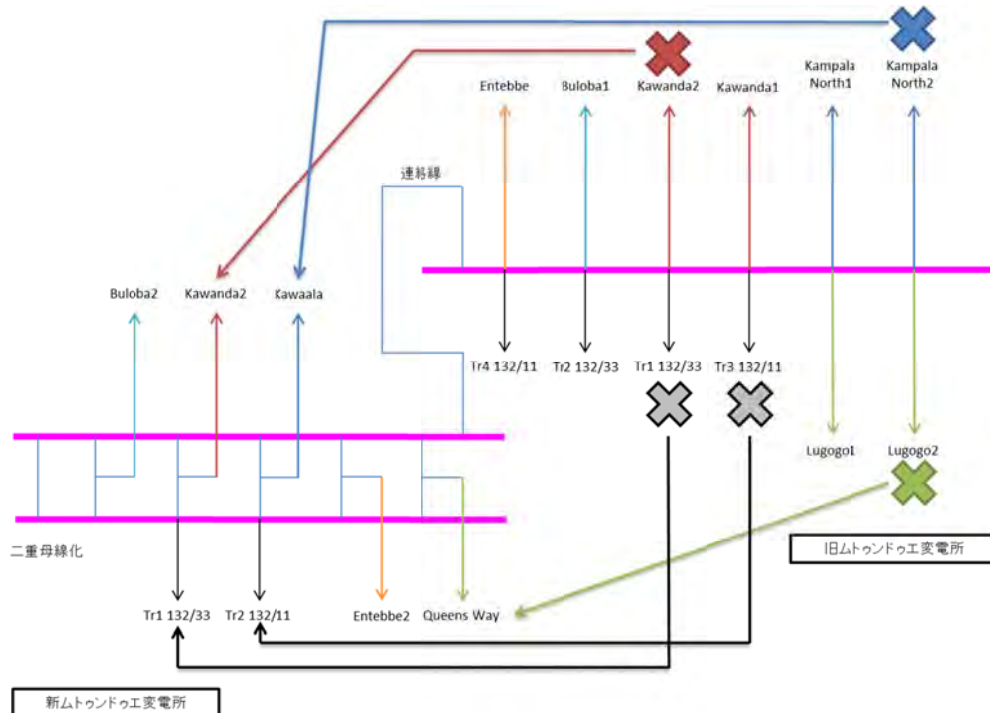
地域として開発が進んでいる現状にあるにも関わらず、首都圏で 132 kV 母線の二重化が行われていない唯一の変電所であり、供給信頼度の観点からこの対応が緊急的な課題である。ムトゥンドゥエ変電所の二重母線化が図られた場合、周辺の供給信頼度は著しく改善するため、その方法について以下で検討を行う。

1) 二重母線化の方法

ムトゥンドゥエ変電所の二重母線化を行うにあたっては、既存の UETCL の計画と整合性を図りつつ母線構成を検討する必要がある。ドイツの支援機関である KfW により、ムトゥンドゥエ変電所の南西側の空用地に既存の 132 kV 母線を拡張する形で、エンテベへの 132 kV 送電線を 2 回線整備する計画が進められている。二重母線化にあたってはこの工事で新設される母線を拡張する形で実現する形となる。この場合、ムトゥンドゥエ変電所には周辺のルゴゴ変電所、カンパラ北変電所、カワラ変電所、プロバ変電所、エンテベ変電所の合計 5 箇所から 2 回線ずつ接続され、合計 10 回線の送電線がムトゥンドゥエ変電所に引込まれることになる。なお、ルゴゴ変電所からの 132 kV 送電線 1 回線上にはクイーンズウェイ変電所、カンパラ北変電所からの 132 kV 送電線 1 回線上にはカワラ変電所等が配置されている。これを踏まえ、図 4-2-3. 1 に示すように、周辺の各変電所に、同図の連絡線の左側から 1 回線、右側から 1 回線、132 kV 送電線が引き出されている構成を考える。

図 4-2-3. 1 において、連絡線より右側が既存の 132 kV 母線であり、左側が新設する 132 kV 母線である。同図では、連絡線から見て左側の母線に 5 箇所の変電所へ 132 kV 送電線を 1 回線ずつ接続し、右側の母線にも同様に 5 箇所の変電所に 1 回線ずつ接続している。この母線構成により二重母線化は実現されるが、片側の母線事故時に系統計画の目標年次である 2030 年の需要を賄うことができるかを検証しておく必要がある。

また、図 4-2-3. 1 のように、既存の設備容量 40 MVA の 132 / 33 kV 変圧器 2 台及び設備容量 20 MVA の 132 / 11 kV 変圧器 2 台の内、1 台ずつを拡張する側の母線に接続することを想定する。



[出所] JICA 調査団

図 4-2-3.1 ムトゥンドゥエ変電所の接続概略図

2) 単母線事故による潮流解析

図 4-2-3.1 において、連絡線より右側の既存の母線側での故障を想定し、単母線事故として潮流解析を行った。常時の潮流解析の結果を図 4.7 に、単母線事故時の潮流を図 4.8 に示す。単母線事故時の最大潮流が設備容量で許容できるかを検証した。表 4-2-3.4 に、負荷率 100%以上の送電線を示す。同表に示すように、プロバ変電所-新ムトゥンドゥエ変電所間の 132 kV 送電線が評価基準値である負荷率 120% を超過しており、系統運用による対策、もしくは、設備増強による対策の必要性が確認され、過負荷への対策が必要となる。

表 4-2-3.4 ムトゥンドゥエ変電所の母線事故時の過負荷率 100%以上の送電線

対象事故	対象送電線	電圧	過負荷率[%]
ムトゥンドゥエ変電所の単母線事故	プロバ変電所-ムトゥンドゥエ変電所	132	125.29

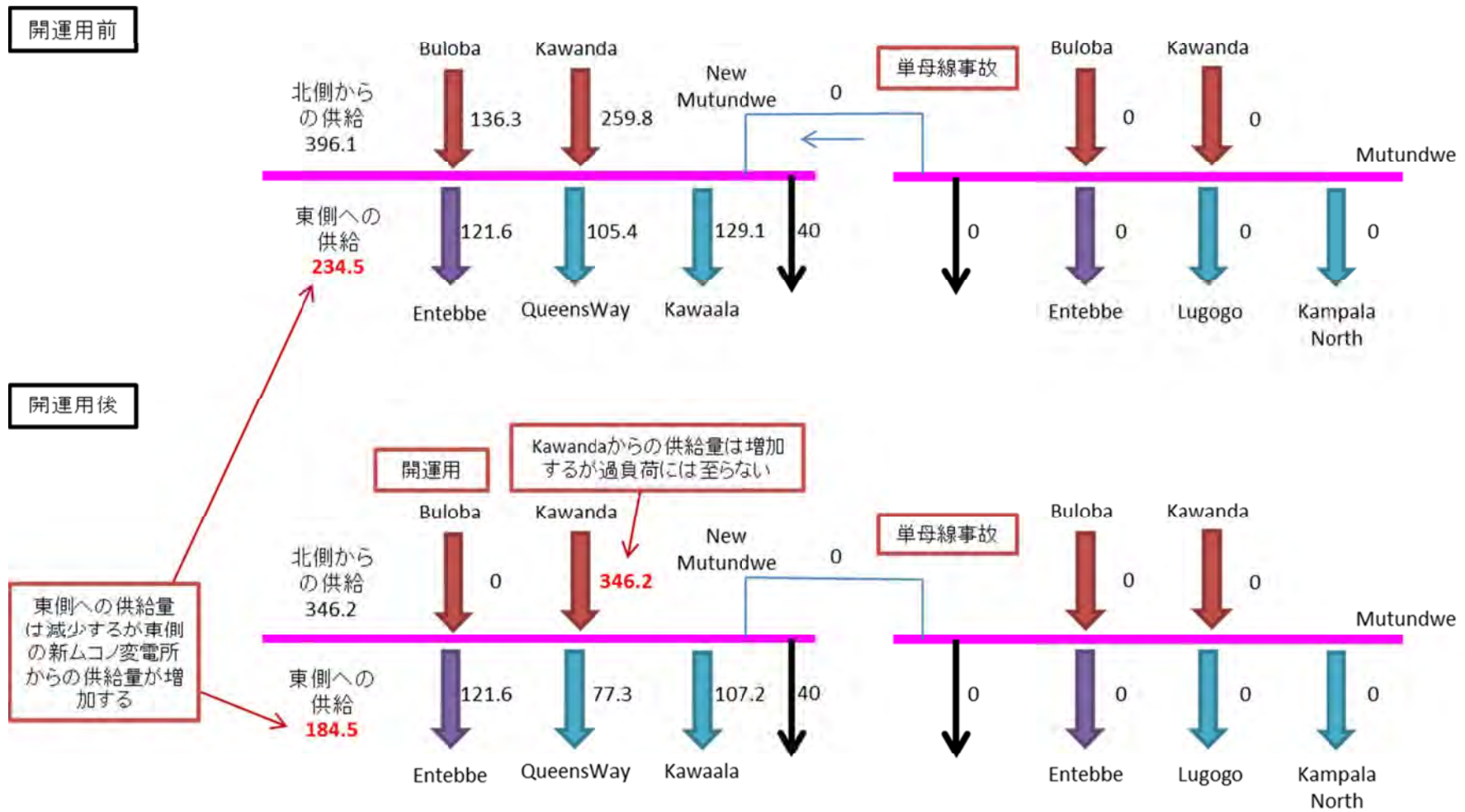
[出所] JICA 調査団

3) 系統運用によるプロバ-ムトゥンドゥエ変電所間 132 kV 送電線の過負荷対策

前述のように、ムトゥンドゥエ変電所には 5 箇所の変電所から送電線が確保されており、その一部が想定している単母線事故時に過負荷となっても、そこを事故時に開運用し、より送電容量が大きな他の経路を介して供給することで過負荷を回避できる可能性がある。これを確認するため、図 4.8 の系統モデルにおいて、プロバ変電所-ムトゥンドゥエ変電所間 132 kV 送電線を開運用とした系統モデルの潮流解析を行った。

潮流解析結果を図 4.9 に示す。この場合の検討対象としているムトゥンドゥエ変電所周辺の潮流状況を図 4-2-3.2 に示す。同図に示すように、開運用前のプロバ-

ムトゥンドゥエ変電所間 132 kV 送電線の 135 MW は、開運用した場合、その負荷の全てが、カワンダ変電所—ムトゥンドゥエ変電所間 132 kV 送電線にかかり、潮流は 350 MW 程度に達する。しかしながら、同区間の送電容量 457 MVA でありこれを許容できるため、供給が可能である。また、その際の電圧低下及び過負荷は見られないため、本構成における複母線化に伴う運用は問題ないと検討した。



[出所] JICA 調査団

図 4-2-3.2 ブロバームトゥンドウエ間の開運用前後におけるムトゥンドウエ変電所の潮流量

4) 設備対策によるプロバ変電所ームトゥンドゥエ変電所間 132 kV 送電線の過負荷対策

前述の系統運用による対策で、過負荷を回避できることが確認されたが、この場合、系統操作が必要となる。図 4. 9 のモデルで約 126%の過負荷が確認されたプロバ変電所ームトゥンドゥエ変電所間 132 kV 送電線の区間の送電線に十分な容量の送電線を採用すれば過負荷の根本的な原因は解消される。

ムトゥンドゥエ変電所ーカブラソケ変電所間 132 kV 送電線は送電容量 110 MVA の AAAC 200mm² が現在採用されている。ムトゥンドゥエ変電所における単母線事故時には 1 回線当たり約 140 MVA の送電容量が必要となるため、これ以上の容量の送電線を採用しておけば過負荷は生じない。これを踏まえ、プロバ変電所の建設に関してはムトゥンドゥエ変電所ーカブラソケ変電所間 132 kV 送電線からのパイ引込み点からプロバ変電所までの区間については、送電容量 205 MVA が確保できる AAAC 240mm² の 2 導体を各回線に採用する方針とする。

なお、UETCL がムトゥンドゥエ変電所ーカブラソケ変電所間 132 kV 送電線を将来的に 2 回線化並びに鉄塔化を行う場合は、これと同じ仕様として計画の整合性を確保する必要がある。

4-2-4 年度断面に対する潮流解析結果

前述のように、一般に、先進国の大都市では供給容量と信頼性を兼ね備えた系統の構築を実現するため超高圧の環状系統が形成されている。カンパラ首都圏においても、既存の 132 kV 環状系統の外側に、首都圏を通過する 220 kV 送電線を活用する形で、超高圧である 220 kV の環状系統の形成が必要な段階に達しつつある。220 kV 環状系統を形成するためには、220 kV 送電線から首都圏への電力供給ポイントとなる 220 / 132 kV 変電所を首都圏内に新設することがその必要条件となる。首都圏においては、用地取得に関して自由度が低いことも考慮し、UETCL との協議を通じて、首都圏に配置する 220 / 132 kV 変電所として、220 / 132 kV プロバ変電所と新ムコノ変電所が選定された。それを前提条件としつつ潮流解析を通じて、HTLS 電線への張替区間の最適化等、系統計画を策定した。

年度断面の潮流解析に先立ち、策定した系統計画をもとに、年度断面に展開した送電設備に関する設備計画表を表 4-2-4. 1 に、変電に関する設備計画表を表 4-2-4. 2 に既存の UETCL の計画も含めて示す。これらの設備計画表を踏まえ、各年度断面の潮流解析を実施する。

表 4-2-4.1 設備計画表 送電設備

設備計画表 送電設備									
送電線	電圧階級	回線数	線種	送電容量 [MVA]	年度断面				
	[kV]				2015	2018	2020	2022	2030
カンバラ首都圏									
カンバラ北-Tカワラ	132	1	ACSR183	79.1	●	-	-	-	-
⇒ カンバラ北-カワラ	132	1	ACSR183	79.1		●	-	-	-
⇒ カンバラ北-カワラ	132	1	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
カワラ-Tカワラ-CBムトウンドウエ	132	1	ACSR183	79.1	●	-	-	-	-
⇒ カワラ-ムトウンドウエ	132	1	ACSR183	79.1		●	-	-	-
⇒ カワラ-ムトウンドウエ	132	1	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
カンバラ北-ムトウンドウエ	132	1	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
ナルバレ-Tムコノ	132	1	ACSR125	147	●	-	-	-	-
⇒ ナルバレ-ムコノ		1	ACSR125	147		●	⇒	⇒	⇒
Tムコノ-Tナマンベ南	132	1	ACSR125	147	●	-	-	-	-
⇒ ムコノ分岐-ナマンベ南分岐	132	1	ACSR125	147		●	-	-	-
⇒ ムコノ分岐-ナマンベ南分岐	132	1	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
Tナマンベ南-ナマンベ	132	1	ACSR125	147	●	-	-	-	-
⇒ ナマンベ南分岐-ナマンベ	132	1	ACSR125	147		●	-	-	-
⇒ ナマンベ南分岐-ナマンベ	132	1	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
ナマンベ南分岐-ナマンベ南	132	2	AAAC400(Double)	400		●	⇒	⇒	⇒
ナマンベ-カンバラ北	132	1	ACSR125	147	●	⇒	-	-	-
		1	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
ルゴゴ-カンバラ北	132	2	ACSR183	73.2	●	⇒	-	-	-
⇒ ルゴゴ-カンバラ北	132	2	HTLS	240			●[張替]	⇒	⇒
ナマンベ南-ルジラ	132	2	ACSR125	147		●	⇒	⇒	⇒
ルゴゴ-ムトウンドウエ	132	2	ACSR385	180	●	⇒	-	-	-
⇒ ルゴゴ-Tウイーンズウェイ-ムトウンドウエ(オープンバイ引込)		1+1	ACSR385	180			●	⇒	⇒
ナルバレ-ルゴゴ	132	2	ACSR385	180	●	⇒	-	-	-
⇒ ナルバレ-ムコノ-ルゴゴ(オープンバイ引込)		1+1	ACSR385	180			●	⇒	⇒
ムトウンドウエ-カワダ	132	2	AAAC240(Quad)	457	●	⇒	⇒	⇒	⇒
ブジャガリ-カワダ	220	2	AAAC240(Double)	205.8	●[132kV運用]	-	-	-	-
		2	AAAC240(Double)	381		●[220kV運用]	-	-	-
⇒ ブジャガリ-新ムコノ-カワダ(ダブルバイ引込)	220	2	AAAC240(Double)	381			●	⇒	⇒
カワダ-マサカシ	220	2	AAAC240(Double)	381		●	-	-	-
⇒ カワダ-プロバ-マサカシ(ダブルバイ引込)		2	AAAC240(Double)	381			●	⇒	⇒
プロバ-カブラソケ	220	2	AAAC240(Double)	381			●	⇒	⇒
ナルバレ-ブジャガリ	132	2	AAAC240(Twin)	205.8	●	⇒	開運用	開運用	開運用
ブジャガリ-トロロ	132	2	ACSR185	82	●	-	-	-	-
⇒ ブジャガリ-イガンガ-トロロ(オープンバイ引込)		1+1	ACSR185	82		●	⇒	⇒	⇒
エンテベ-ムトウンドウエ	132	2	AAAC240	110		●	-	-	-
⇒ エンテベ-エンテベHW-ムトウンドウエ		2	AAAC240	110			●	⇒	⇒
ガバ-エンテベHW	132	2	AAAC240(Twin)	205.8			●	⇒	⇒
ムトウンドウエ-カブラソケ	132	1	AAAC240	110	●	⇒	-	-	-
⇒ ムトウンドウエ-プロバ-カブラソケ(バイ引込)	132	1-2	AAAC240	110			●[1cct]	⇒	●[2cct]

[備考] ●:設備あり, ⇒:設備あり/前年度断面より変更なし, -:設備なし/対象設備の下段の設備に変更, 空白:設備なし

ブルーハッチング: 本事業コンポーネント

[出所] JICA 調査団

表 4-2-4.2 設備計画表 変電設備

設備計画表 変電設備								
変電所	電圧階級 [kV]	容量 [MVA]	バンク数	年度断面				
				2015	2018	2020	2022	2030
カンバラ首都圏								
ブジャガリ	220/132	250	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
ブジャガリ	220/132	250	1			●	⇒	⇒
カワンダ	220/132	250	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
プロバ	220/132	125	2			●	⇒	⇒
	132/33	40	2			●	⇒	⇒
新ムコノ	220/132	125	3			●	⇒	⇒
ルゴゴ	132/11	40	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
	132/33	40	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
ムトウドゥエ	132/11	20	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
	132/33	40	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
ナマンベ	132/33	40	3	●	⇒	⇒	⇒	⇒
カンバラ北	132/11	40	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
	132/33	40	2	●	⇒	⇒	⇒	⇒
カワラ	132/11	15	1	●	⇒	-	-	-
カワラ	132/11	20	1			●	⇒	⇒
	132/33	40	3			●	⇒	⇒
カワンダ	132/33	40	1	●	⇒	⇒	⇒	⇒
	132/33	40	1			●	⇒	⇒
クイーンズウェイ	132/33	40	3		●	⇒	⇒	⇒
ルジラ	132/33	40	2		●	⇒	⇒	⇒
ナマンベ南	132/33	63	3		●	⇒	⇒	⇒
ムコノ	132/33	63	3		●	⇒	⇒	⇒
エンテベ	132/33	80	2		●	⇒	⇒	⇒
ガバ	132/33	60	2			●	⇒	⇒

〔備考〕 ●:設備あり, ⇒:設備あり/前年度断面より変更なし, -:設備なし/対象設備の下段の設備に変更,
空白:設備なし

ブルーハッチング:本事業コンポーネント

〔出所〕 JICA 調査団

<2015年> 現状断面 (図4.10)

2015年断面に関しては、逼迫した電力事情であるものの、輸出量がまだ低い水準にあるため、現状の系統構成で供給可能である。しかしながら、計量経済学的手法により想定された6%/年から7%/年程度の需要増大を踏まえると、系統計画の目標年次である2030年には、母線電圧及び送電線が適正範囲を超え、以下に示すように本事業が首都圏の電力供給において不可欠である。

〔調相設備〕

ナマンベ変電所 33kV : 48 MVar

ルゴゴ変電所 33kV : 10 MVar

〔N-0における解析結果〕

① 母線電圧

カブラソケ変電所 (0.9365 p.u.)、マサカ変電所 (0.9305 p.u.) と電圧低下が見られる。
(送電線の結果に示すように、タンザニアの輸出量を絞った運用をした場合、カブラソケ変電所-マサカ変電所間の送電線は過負荷に至らず、電圧も適正範囲内となる)

② 送電線

カブラソケ変電所-マサカ変電所間に過負荷が確認された。
(マサカ変電所経由でのタンザニアへの輸出量を16MWから8MWに絞った運用をした場合、当該送電線の過負荷の回避が可能である。この際の当該送電線の負荷率は90%

となる。)

③ 変圧器

過負荷は見られない。

<2018年> 中国支援の変電所の完工、220 kV 送電線の運用開始断面 (図4. 1 1)

2018年は、中国輸出入銀行支援の変電所の完工により、ナルバレ変電所からカンパラ北変電所の132 kV送電線上にナマンベ南変電所(その2次側にルジラ変電所)、ムコノ変電所等が連系され、当該区間の潮流量が増加する断面である。常時及びN-1故障時に過負荷となっている送電線は見られないが、この系統構成では数年単位の将来需要において、N-1故障時に過負荷となる送電線が想定される。そのため当該区間の既存のACSR 125 mm²の2導体(送電容量147 MVA)から本事業で計画しているHTLS電線に張替ることが不可欠である。

また、カンパラ北変電所からムトゥンドゥエ変電所においては、既設の送電容量が80 MVA相当のため、同じく将来的な需要増加、また、N-1故障想定に耐えられないため、HTLS電線への張替が必要である。

[調相設備]

カンパラ北変電所 132kV : 40 MVar

ナマンベ変電所 132kV : 40 MVar

ルゴゴ変電所 132kV : 40 MVar

[N-0における解析結果]

① 母線電圧

適正範囲内である。

② 送電線

過負荷は見られない。

③ 変圧器

過負荷は見られない。

<2020年> 本事業完工 (図4. 1 2)

本事業は2020年の完工を想定しているため、本事業の設備はこの断面から供用を開始することとなる。従って、この断面以降については、本事業を実施した場合の系統構成と実施しない場合の系統構成をモデル化し、潮流解析を行った。

2018年断面で述べたように、中国輸出入銀行支援の変電所の完工により、ナルバレ変電所からカンパラ北変電所の132 kV送電線上にナマンベ南変電所(その2次側にルジラ変電所)、ムコノ変電所等が連系され、当該区間の潮流量が増加していることに加え、その他の各変電所の電力需要も増大している。

本事業で、220/132 kV新ムコノ変電所の新設、ムコノ変電所からカンパラ北変電所及びカンパラ北変電所からムトゥンドゥエ変電所までの送電線をHTLS電線化することで、実施しない場合には適正範囲から逸脱する母線電圧及び送電線の負荷率が、適正範囲に維持されることが確認された。

なお、N-1故障に関しては、当該区間の過負荷は見られない。これは、系統計画の目標

年次を 2030 年とし、同年の需要を基準として設備計画を行っているため、2020 年においては需要に対し設備容量がまだ余裕があるためである。また、ブジャガリ変電所とナルバレ変電所間の 132 kV 送電線を開運用することで、132 kV 系統に流れてしまう潮流を送電損失の少ない 220 kV 系統に流すことが可能となるため、エネルギー利用の合理化を図ることができるが、これには本事業の 220 / 132 kV 新ムコノ変電所が不可欠である。加えて、本事業の 220 / 132 kV ブロバ変電所の完工により、ブロバ変電所からの配電系負荷への供給が可能となっている。

[策定された系統構成の要点]

① 南西側ルート

ガバ変電所への送電線ルート：

ムトゥンドウエ変電所－エンテベハイウェイ開閉所－ガバ変電所 132kV 送電線
ブロバ変電所からの 220 kV 送電線の引込：なし

② 東側ルート

132kV 送電線の区間（ナルバレ変電所－カンパラ北変電所）：

図 4－2－2. 3 に示した最適構成（東側シナリオ 1-3）

[調相設備]

開放する。

[N-0 における解析結果]

① 母線電圧

適正範囲内である。

② 送電線

過負荷は見られない。

③ 変圧器

過負荷は見られない。

<2022 年> 本事業のプロジェクト評価年次（図 4. 1 3）

2020 年と同様に、本事業で、新ムコノ変電所の新設、ムコノ変電所からカンパラ北変電所及びカンパラ北変電所からムトゥンドウエ変電所までの送電線を HTLS 電線化することで、実施しない場合には適正範囲から逸脱する母線電圧及び送電線の負荷率が、適正範囲に維持されることが確認された。

なお、本事業を実施した場合、N-1 故障に関しては、当該区間の過負荷は見られない。これは、系統計画の目標年次を 2030 年とし、同年の需要を基準として設備計画を行っているため、2022 年においては需要に対し設備容量がまだ余裕があるためである。また、ブジャガリ変電所とナルバレ変電所間の 132 kV 送電線を運用することで、132 kV 系統に流れてしまう潮流を送電損失の少ない 220 kV 系統に流すことが可能となるため、エネルギー利用の合理化を図ることができるが、これには本事業の新ムコノ変電所が不可欠である。加えて、本事業のブロバ変電所の完工により、ブロバ変電所からの配電系負荷への供給が可能となっている。

なお、この断面に関しては、本事業を実施しない場合の系統構成では、送電容量が N-1 故障想定において送電容量が不足する結果となった。したがって、本事業は 2022 年より

以前に完工しておく必要があり、その観点から、2020年に本事業設備が運転開始することとは妥当と判断される。

[策定された系統構成の要点]

① 南西側ルート

ガバ変電所への送電線ルート：

ムトゥンドウエ変電所－エンテベハイウェイ開閉所－ガバ変電所 132kV 送電線

プロバ変電所からの 220 kV 送電線の引込：なし

② 東側ルート

132kV 送電線の区間（ナルバレ変電所－カンパラ北変電所）：

図 4－2－2. 3 に示した最適構成（東側シナリオ 1-3）

[調相設備]

開放する。

[N-0 における解析結果]

① 母線電圧

適正範囲内である。

② 送電線

過負荷は見られない。

③ 変圧器

過負荷は見られない。

<2030 年> 本事業の系統断面の目標年次（図 4. 1 4）

2030 年を系統計画の目標年次として策定しているため、常時（N-0）及び N-1 故障想定の際の条件においても、母線電圧、送電線、変圧器は適正範囲に維持されていることが再確認された。220 / 132 kV 変圧器に関しても、2030 年断面を想定し、新ムコノ変電所、ブジャガリ変電所の変圧器の最適台数を計画しているため、過負荷に至ることなく運用可能となっている。仮に、本事業を実施しない場合、2030 年断面においては、常時（N-0）想定では母線電圧、送電線の負荷率が管理範囲を逸脱する結果となることが確認され、N-1 故障想定では母線電圧、送電線の負荷率、変電設備の負荷率ともに管理範囲を逸脱する結果となり、電力供給に大きな支障をきたすことが確認された。

[策定された系統構成の要点]

① 南西側ルート

ガバ変電所への送電線ルート：

ムトゥンドウエ変電所－エンテベハイウェイ開閉所－ガバ変電所 132kV 送電線

プロバ変電所からの 220kV 送電線の引込：なし

② 東側ルート

132kV 送電線の区間<ナルバレ変電所－カンパラ北変電所>

：図 4－2－2. 3 に示した最適構成（東側シナリオ 1-3）

[調相設備]

カンパラ北変電所 132kV	: 80 MVar
カンパラ北変電所 33kV	: 10 MVar
ナマンベ変電所 132kV	: 40 MVar
ナマンベ変電所 33kV	: 48 MVar
ルゴゴ変電所 132kV	: 60 MVar
ルゴゴ変電所 33kV	: 10 MVar
ナマンベ南変電所 33kV	: 30 MVar

[N-0 における解析結果]

- ① 母線電圧
適正範囲内である。
- ② 送電線
過負荷は見られない。
- ③ 変圧器
過負荷は見られない。

以上の各断面における潮流解析結果をまとめると、表4-2-4. 3のように要約される。同表の左から3列目に「本事業コンポーネント」という列に「なし」と示す行が本事業を実施しない場合の系統構成を想定しており、「あり」と記載している行が本事業を実施している場合の系統構成を想定している。本事業は2020年の実施を前提としているので、2015年及び2018年は、本事業を実施した場合の系統構成は想定していない。

表4-2-4. 3に示すように、本事業を実施しない場合、前述のように本事業のプロジェクト評価年次となる2022年のN-1故障想定において過負荷となっている送電線が見られ、系統運用に支障をきたしており、本事業はそれ以前に実施する必要があることが確認され、本事業コンポーネントが2020年前後には完工している必要があることが確認される。同表に示すように、ナルバレ変電所-ナマンベ変電所間132kV送電線事故時に、本事業でHTLS化を計画していカンパラ北変電所-ルゴゴ変電所間132kV送電線に過負荷が生じている。

また、本事業の目標年次となる2030年においては、本事業を実施しない場合、表4-2-4. 3に示すように、常時(N-0)においても負荷率180%の水準で、本事業でHTLS化を想定しているカワラ変電所-ムトゥンドウエ変電所間、ナルバレ変電所-ムコノ変電所間、カンパラ北変電所-ルゴゴ変電所間の132kV送電線に、許容できない水準の過負荷が確認された。加えて、N-1事故想定においては、母線電圧、送電線の負荷率、変電設備の負荷率、いずれにおいても管理範囲を逸脱する結果となっている。

以上より、系統計画で導いたように、計画の目標年次である2030年の需要を想定した場合、本事業のコンポーネントがカンパラ首都圏の電力供給において不可欠であることが確認された。

表 4-2-4.3 各年度断面の潮流解析結果 一覧

年度	断面	本事業 コンポー ネント	故障	母線電圧	送電線	変圧器	状況
2015年	現状断面	なし	N-0	×	×	○	タンザニアへの輸出量の調整により、適正範囲での運用は可能である
			N-1	×	×	○	N-故障時に過負荷送電線が見られる <故障送電線 ⇒ 過負荷送電線:過負荷率> ・ナルバレ-ナマンベ間の N-1 故障時 ⇒ カンパラ北-ルゴゴ間: 123[%]
2018年	中国輸出入銀行支援の変電所の完工, 220kV 送電線の運用開始断面	なし	N-0	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
			N-1	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
2020年	本事業完工	あり	N-0	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
			N-1	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
		なし	N-0	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
			N-1	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
2022年	本事業のプロジェクト評価年次	あり	N-0	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
			N-1	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
		なし	N-0	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
			N-1	○	×	○	N-1 故障時に過負荷送電線が見られる <故障送電線 ⇒ 過負荷送電線:過負荷率> ・ナルバレ変電所-ムコノ変電所間の N-1 故障時 ⇒ カンパラ北変電所-ルゴゴ変電所間:125[%] ・ナルバレ変電所-ムコノ変電所間の N-1 故障時 ⇒ カワラ変電所-ムトゥンドゥエ変電所間:121[%]
2030年	本事業の系統断面の目標年次	あり	N-0	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
			N-1	○	○	○	適正範囲での運用が可能である
		なし	N-0	×	×	○	常時での過負荷送電線が見られる <過負荷送電線:過負荷率> ・カワラ変電所-ムトゥンドゥエ変電所:177[%] ・ナルバレ変電所-ムコノ変電所:169[%] ・カンパラ北変電所-ルゴゴ変電所:137[%]
			N-1	×	×	×	多数の過負荷送電線が見られる

[備考] 本事業コンポーネントなし時は、ブジャガリ変電所-ナルバレ変電所間の開運用も閉運用とした

[出所] JICA 調査団

4-3 結論及び提言

4-3-1 結論

前述のように、計画対象地が電力の大消費地である首都圏であることも踏まえ、本事業のコンポーネントの選定に先立ち、既存の「送電網開発計画 2014-2030」の課題を検証しつつ、将来的な首都圏系統における環状系統の形成等、首都圏系統全体を俯瞰しながら、計量経済学的手法による中長期的な電力需要想定に基づき系統計画を策定した。各年度断面における潮流解析結果を検証することで、表 4-3-1.1 に示すコンポーネントが本事業（案）として特定された。

一般的に、電力需要が増大した都市部の送電系統に関しては、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 送電線の導入段階にあり、カンパラ首都圏を通過する形で整備が進められており、間もなく運用が開始される見通しである。したがって、想定される 6% / 年から 7% / 年程度の急激な首都圏の需要増大傾向を踏まえると、カンパラ首都圏の送電網における中長期的（10 年から 15 年程度）観点からの最も重要な課題は、首都圏を通過する 220 kV 送電線を同地域への電力供給に有効活用することである。その第一歩としては、首都圏を通過するブジャガリ変電所-カワングダ変電所間、及び、カワングダ変電所-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ことである。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ため、UETCL と協議した結果、表 4-3-1.1 の 1. 及び 2. に示すようにプロバ変電所と新ムコノ変電所が選定された。

また、上記の変電所の整備と合わせ、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、高熱容量低弛度電線（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。前述のようにシナリオ設定を行い、この採用区間を最適化した結果を表 4-3-1.1 の 8. に「張替」区間として示した。

その他、表 4-3-1.1 の 4. に示すように、220 kV 送電線の有効活用の観点から必要性が潮流解析を通じて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ン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構成を検討し、事業コンポーネントとして同表の 5. に示している。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、同表の 3. に示すように、コンポーネントとして含めた。

なお、首都圏等における変電所事故時の緊急供給設備のニーズが急激に高まってきていることから、表 4-3-1.1 の 6. に本事業コンポーネントとして、移動式変電設備を含めている。

表 4-3-1.1 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. プロバ変電所 (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-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. ムトゥンドウエ変電所 (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) プロバ分岐点-プロバ変電所 (2) 新ムコノ分岐点-新ムコノ変電所 (77 番-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) プロバ分岐点-プロバ変電所 (2) 新ムコノ変電所-新ムコノ分岐点 (南幹線) (3) ムコノ分岐点 (北幹線) -カンパラ北変電所 (4) カンパラ北変電所-ムトゥンドウエ変電所 (5) カンパラ北変電所-ルゴゴ変電所 (6) カワラ分岐点-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

4-3-2 提言

本事業の実施にあたり、4-1 や 4-2 における検討に付随して明らかとなった留意すべき事項等を以下に提言としてまとめた。

(1) ブジャガリ変電所～ナルバレ変電所間の送電線の送電容量の増強と運用方法

ブジャガリ変電所～ナルバレ変電所間の送電線は、UETCL の送電線開発計画でも言及されているとおり 2018 年のイシンバ発電所の運転開始とカンパラ首都圏の需要増により過負荷となることが予想されるため、同線の送電容量の増強を実施することが必要である。

なお、本系統計画のコンポーネントである新ムコノ変電所が 2020 年頃に運用開始した後は、カンバラ首都圏への供給源が同変電所となることから、ブジャガリ変電所～ナルバレ変電所間の送電線の必要性が低くなるとともに、220 kV 送電を活用し常時の送電損失を低減するため、同線を常時「切」運用とし、事故時や作業時にカンバラ首都圏への電力安定供給に支障がある場合にのみ同線を利用することを UETCL に推奨する。

(2) ブロバ変電所から引き出される 132kV 送電線用鉄塔の仕様

前述したとおり、ブロバ変電所からムトゥンドゥエ変電所への 220 kV 送電線の引込みの妥当性は無いため、同鉄塔の 220 kV 設計は不要であることが判明した。

一方で、ムトゥンドゥエ変電所～ブロバ変電所間の 132 kV 送電線は、既存のムトゥンドゥエ変電所～カブラソケ変電所間 132 kV 送電線の木柱の鉄塔化工事に関する社会影響の回避策が確立された段階で、将来の需要増にあわせて 2 回線化される計画である。したがって、本事業の対象コンポーネントであるブロバ変電所と既存のムトゥンドゥエ変電所～カブラソケ変電所間 132 kV 送電線上のブロバ変電所分岐間の鉄塔については、ムトゥンドゥエ変電所向け 132 kV 2 回線及びカブラソケ変電所向け 132 kV 1 回線併架の仕様とする。

(3) ムトゥンドゥエ変電所～ブロバ変電所分岐間及びブロバ分岐～カブラソケ変電所間の送電線増強

ブロバ変電所分岐からムトゥンドゥエ変電所及びカブラソケ変電所向けの 132 kV 送電線は、木柱を支持物とする 1 回線送電線であるため、近い将来、需要増または木柱の経年劣化に伴い建て替えが必要になると考えられる。この木柱の建て替えについては、本事業のコンポーネントには含まれないが、本事業で用いたデータを用いて建て替え時期や 2 回線化の要否も含め独自に検討することを UETCL に推奨する。

(4) ガバ変電所への 132 kV 導入

本事業のコンポーネントには含まれないが、4-1-6(2)1)で記載したとおりガバ変電所へはエンテベハイウェイ開閉所を介して 132 kV を導入すべきである。

(5) ガバ変電所への 220 kV 導入

前述のとおり、2030 年までにはガバ変電所への 220 kV 導入は必要ないものと考えられる。ガバ変電所及びそれに関連する送電線については社会影響の大きさを考慮し、本事業には含まれないが、社会影響の緩和策が確立できた段階で、以上に示したデータを活用し、2030 年以降のガバ変電所への 220 kV 導入について検討することを UETCL に推奨する。

(6) 220/132kV 新ムコノ変電所運用開始後のナルバレ変電所～ルゴゴ変電所 132kV 送電線の潮流抑制の解除

ナルバレ変電所～ルゴゴ変電所 132 kV 送電線については、比較的容量が大きい送電線 (ACSR 385 mm²、容量 180 MVA / 回線) ではあるが、亘長が 70 km 程度あり電圧降下が大きくなることから、負荷端であるルゴゴ変電所の電圧維持のため、UETCL では同線の最大潮流を 100 MVA / 回線程度に抑制して運用している (超過時は、過負荷リレーにより同線が遮断される)。

しかし、220 / 132kV 新ムコノ変電所運用開始後は、同線の間地点に電圧源となる 132

kV 送電線が接続されることから、同線の電圧低下問題が解消されることが期待されるため、本事業で用いたデータを用いて潮流抑制の解除を検討することを UETCL に推奨する。

(7) エンテベハイウェイ地点での分岐方法

ガバ変電所方面への 132kV 送電線分岐地点であるエンテベハイウェイ地点での分岐方法としては、オープンパイ分岐、T 分岐及び開閉所等が考えられるが、本レポートにおいては一貫して 132 kV 開閉所として検討してきた。

これは、分岐地点からエンテベ変電所までの距離が約 30km と比較的長距離であるため、コスト等を考慮せず電力系統の信頼性や運用性（事故・作業区間の最小化や送電線事故時のエンテベ変電所の電圧低下回避）を第一に考えたためであり、基本的には N-1 基準や電圧低下の問題がなければ、分岐方法はどれでも構わない。

本分岐については、本事業のコンポーネントではないため、JICA 調査団は、コストや将来計画等を総合判断して、分岐の形態を決定することを UETCL に推奨する。

なお、検討の際のポイントは次のとおりである。

- ▶ エンテベハイウェイ地点での開閉所用地確保の実現可能性
用地が確保できなければ、開閉所という候補は無くなる。
- ▶ カンパラ首都圏南西部（エンテベハイウェイ地点付近）への供給方法
エンテベハイウェイ地点付近での電力供給が必要と判断されれば、変電所とする必要がある。この場合、ガバ変電所への 220 kV 導入は当面延期されるものと考えられる。
- ▶ 系統の信頼性や運用性
エンテベハイウェイ地点に開閉器を設けない場合は、送電線の 1 回線事故・作業停電時に 1 回線長距離の 132 kV 送電線のみでの供給となり、エンテベ変電所で電圧低下の問題が生じ易いため、必要であれば電圧低下のシミュレーションとキャパシタ等の設置を計画する必要がある。

また、220 kV については、将来の 132 kV への供給を想定し、エンテベハイウェイ地点に 220 kV 開閉所を設けることを前提に検討してきたが、将来の 132kV への供給がない場合には、220 kV 開閉所は不要である。

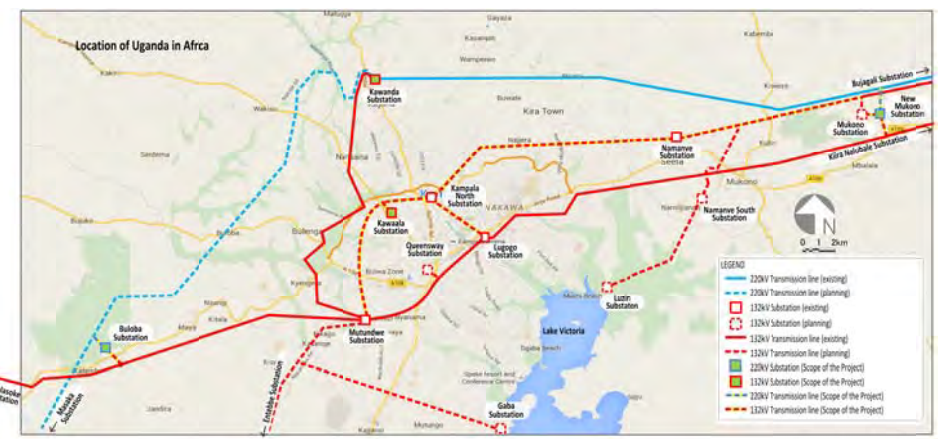
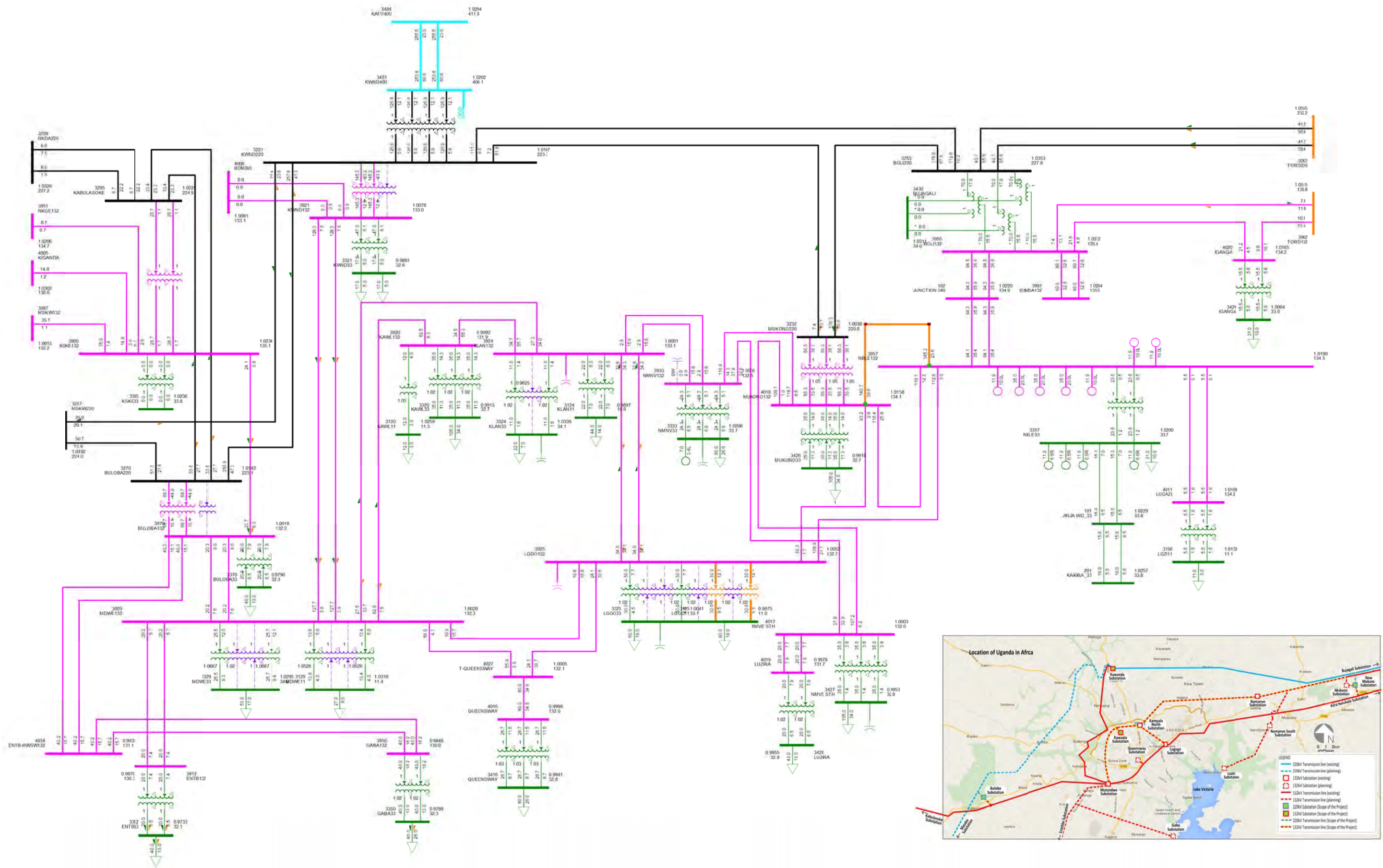
上記の 132 kV での検討結果や将来計画等を総合判断して、220 kV から 132 kV への供給の可否を決定することを UETCL に推奨する。

(8) 調相設備の増強

本事業での潮流解析において、系統構成によっては N-1 事故時に電圧崩壊したり、大きく電圧が低下したりするケースが散見された。

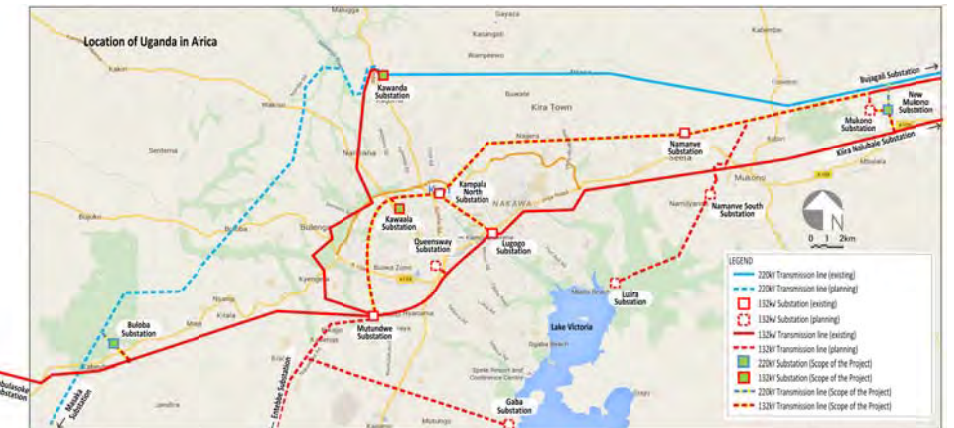
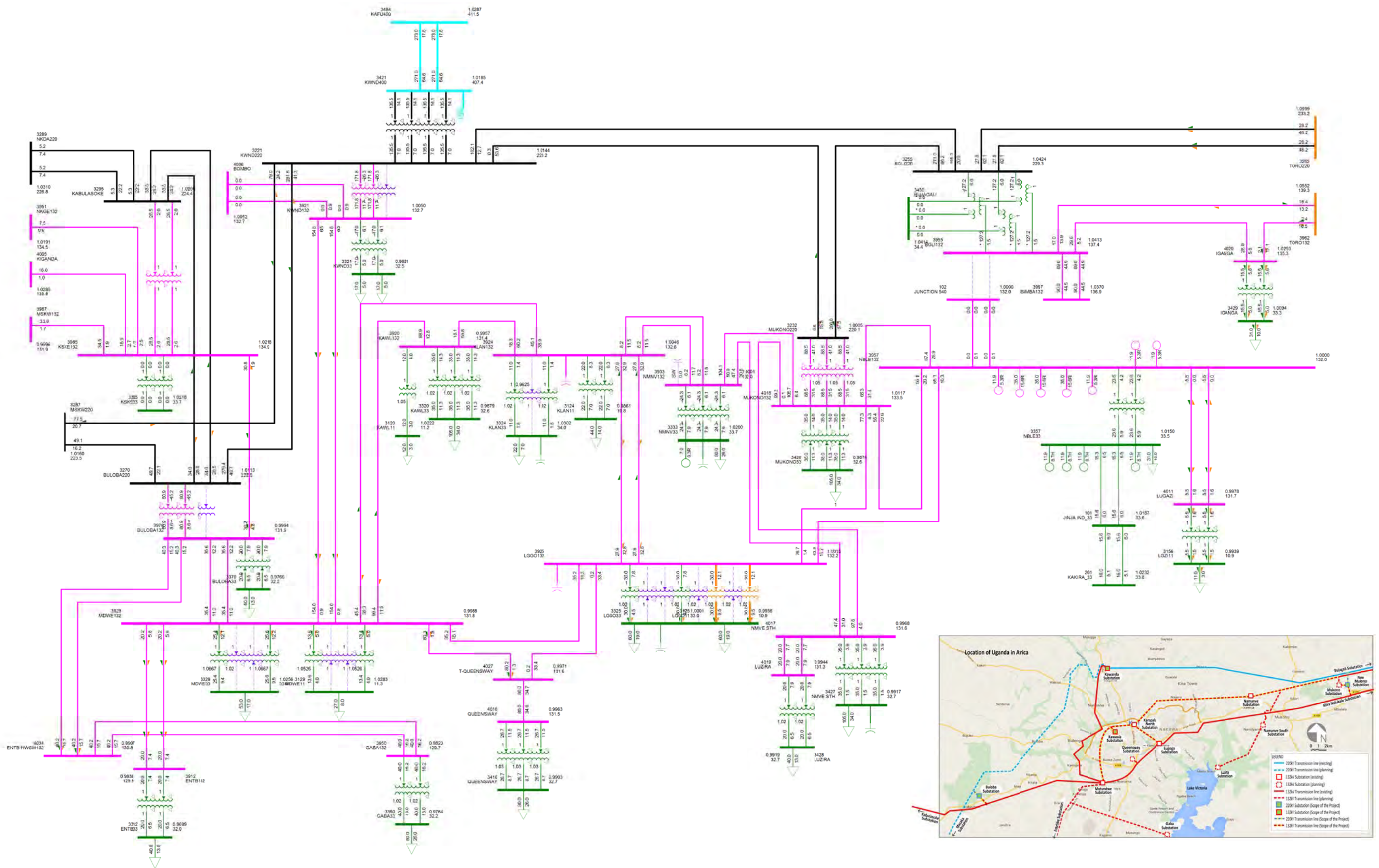
潮流計算結果は、必ずしも実系統の正確な電圧値などを示している訳ではないものの、電圧の傾向を把握するためには非常に有効である。

したがって、他国の例でも需要増加に対し供給設備の増強を進める一方で調相設備の増強が後手に回ったことがあることから、調相設備の増強についても漏らすことなく検討し計画することを UETCL に推奨する。



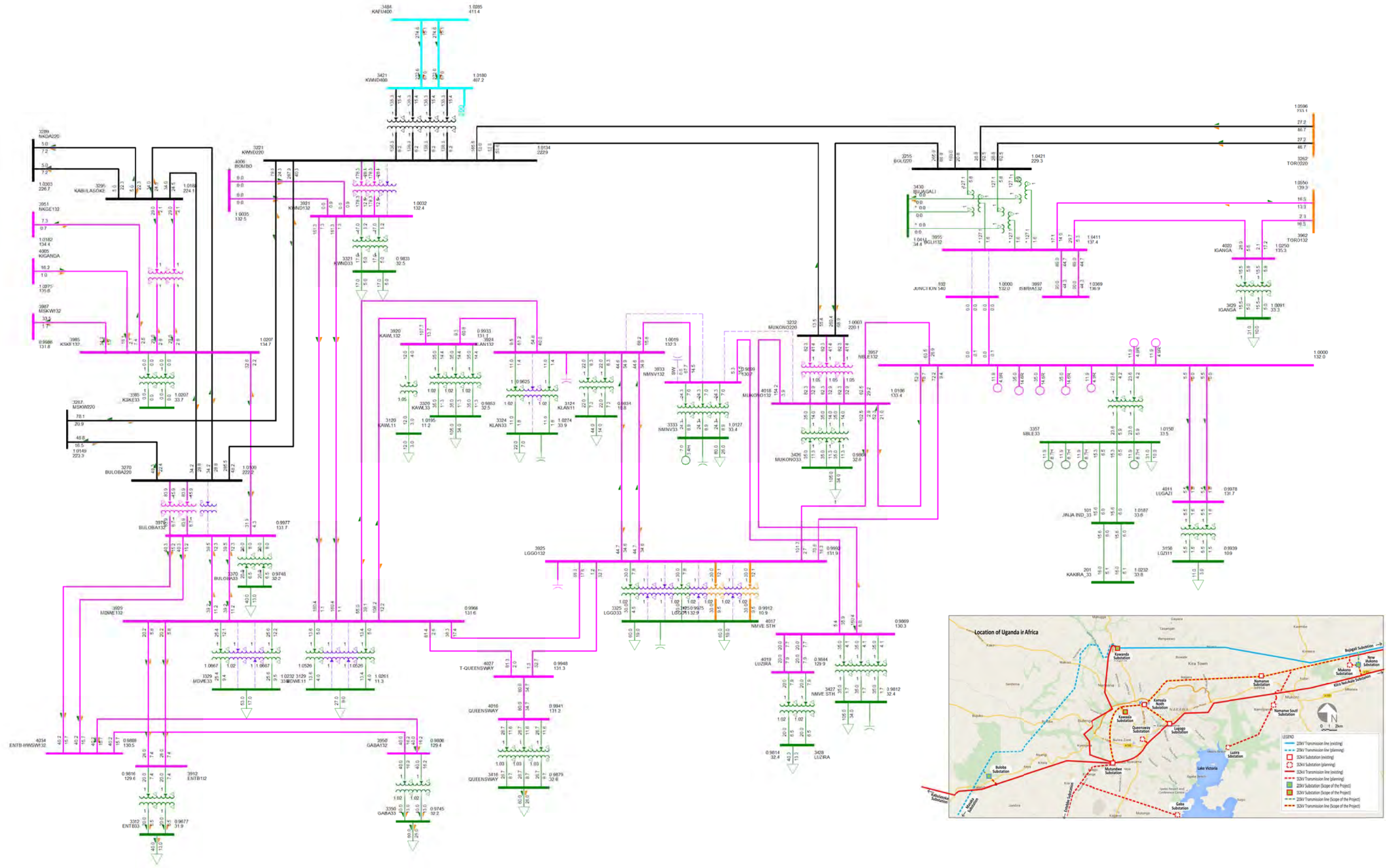
[出所] JICA 調査団

図 4. 1 東側システムに対するシナリオ : シナリオ 1-1



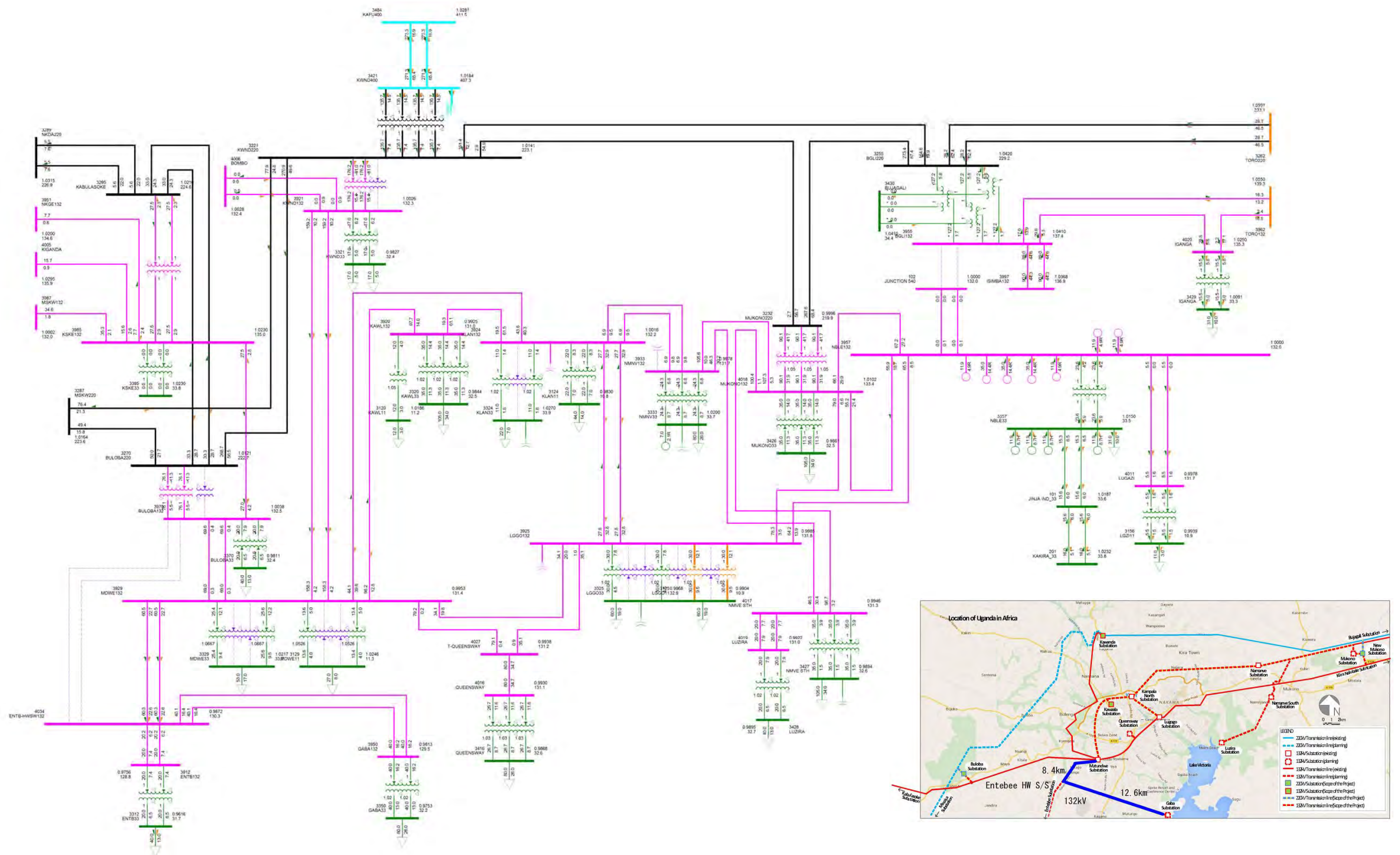
[出所] JICA 調査団

図 4. 2 東側系統に対するシナリオ : シナリオ 1-2



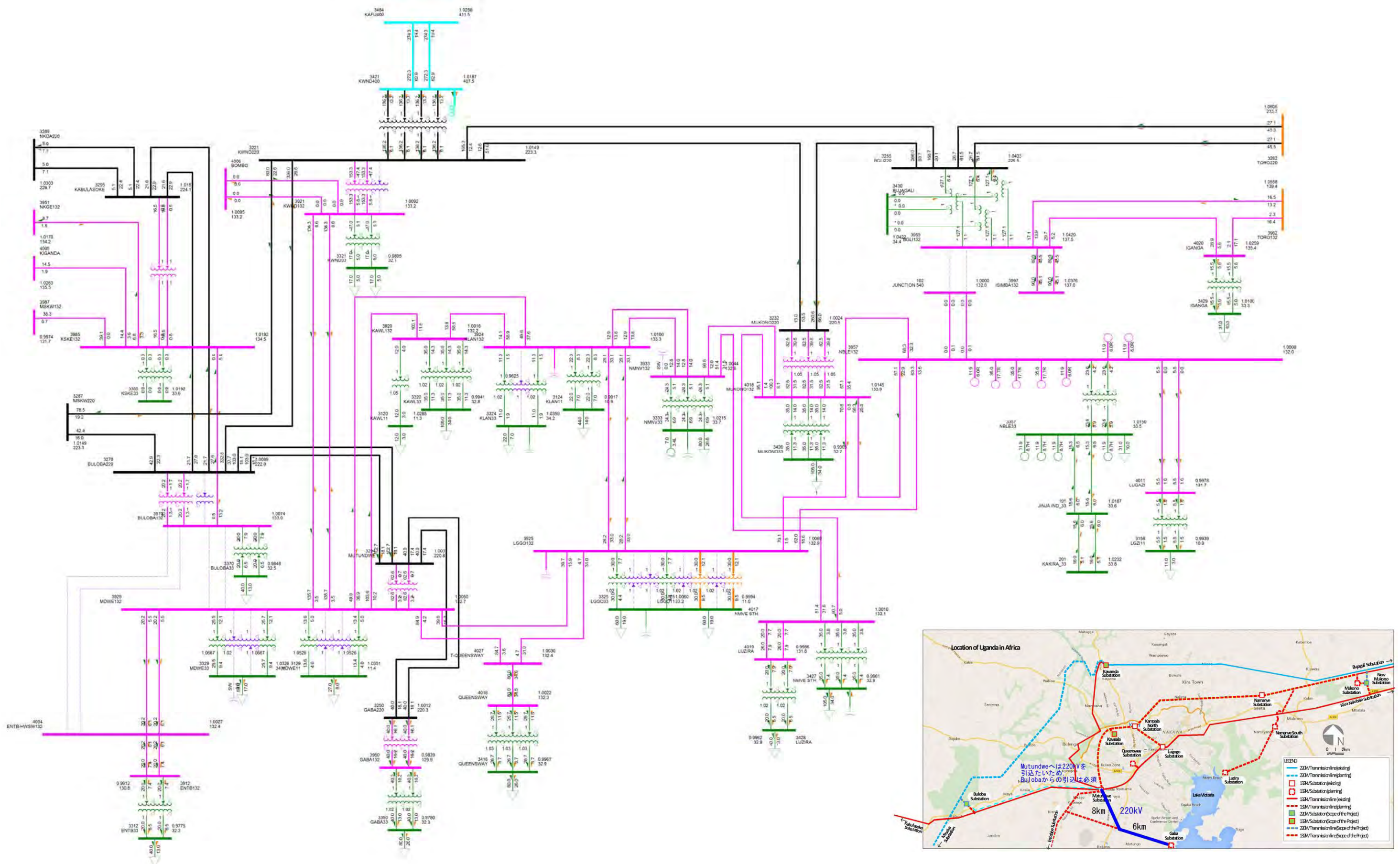
[出所] JICA 調査団

図 4. 3 東側システムに対するシナリオ : シナリオ 1-3



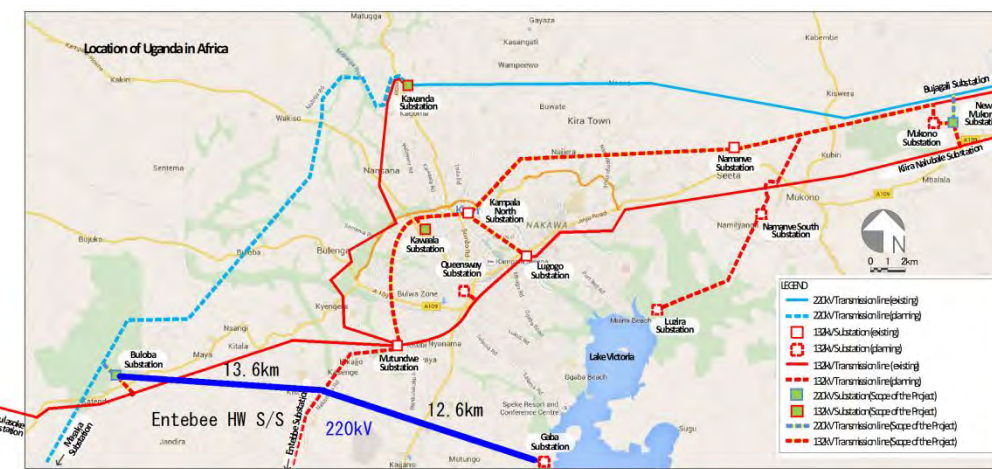
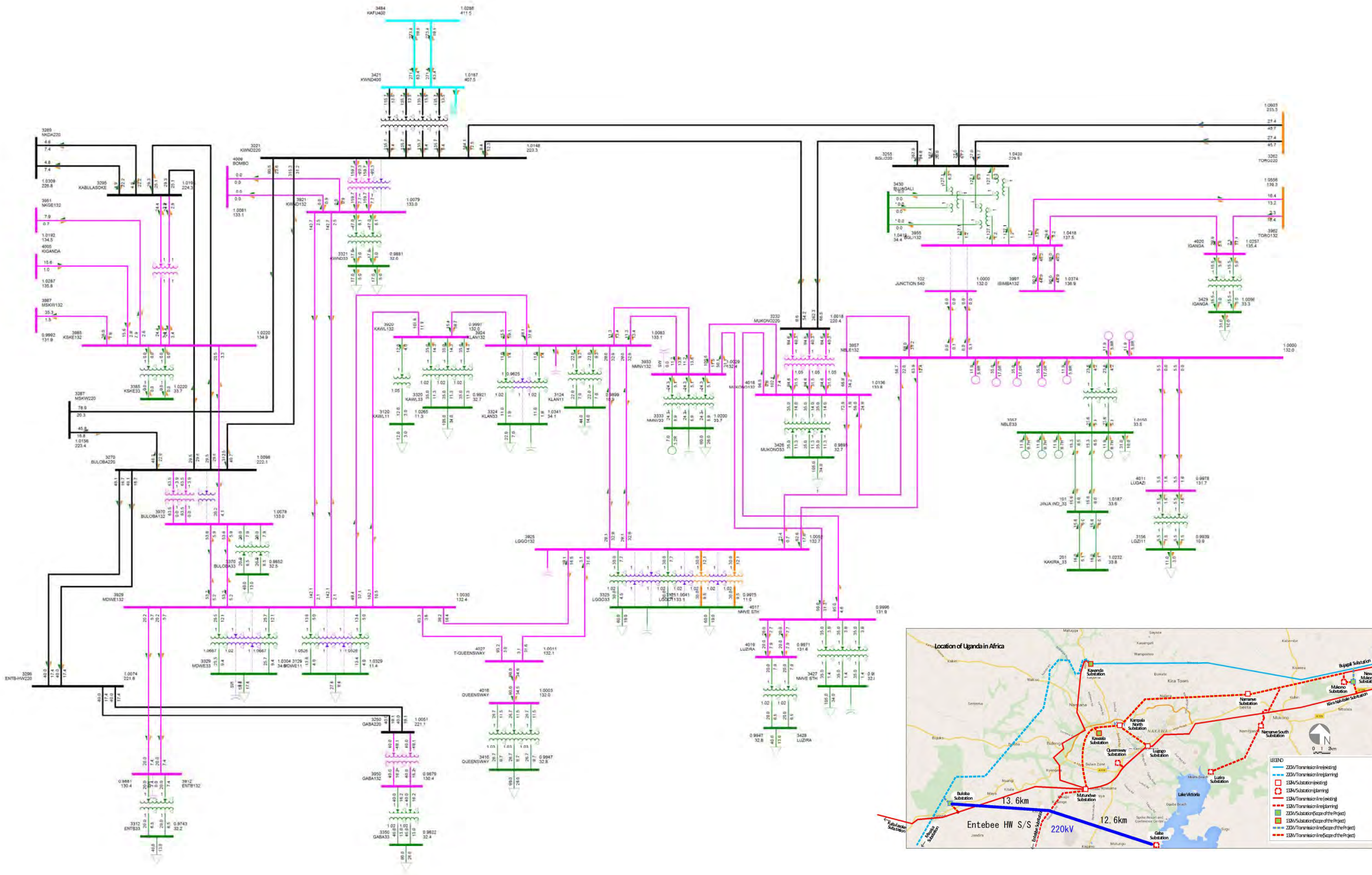
[出所] JICA 調査団

図 4. 4 南西側系統に対するシナリオ：シナリオ 2-1



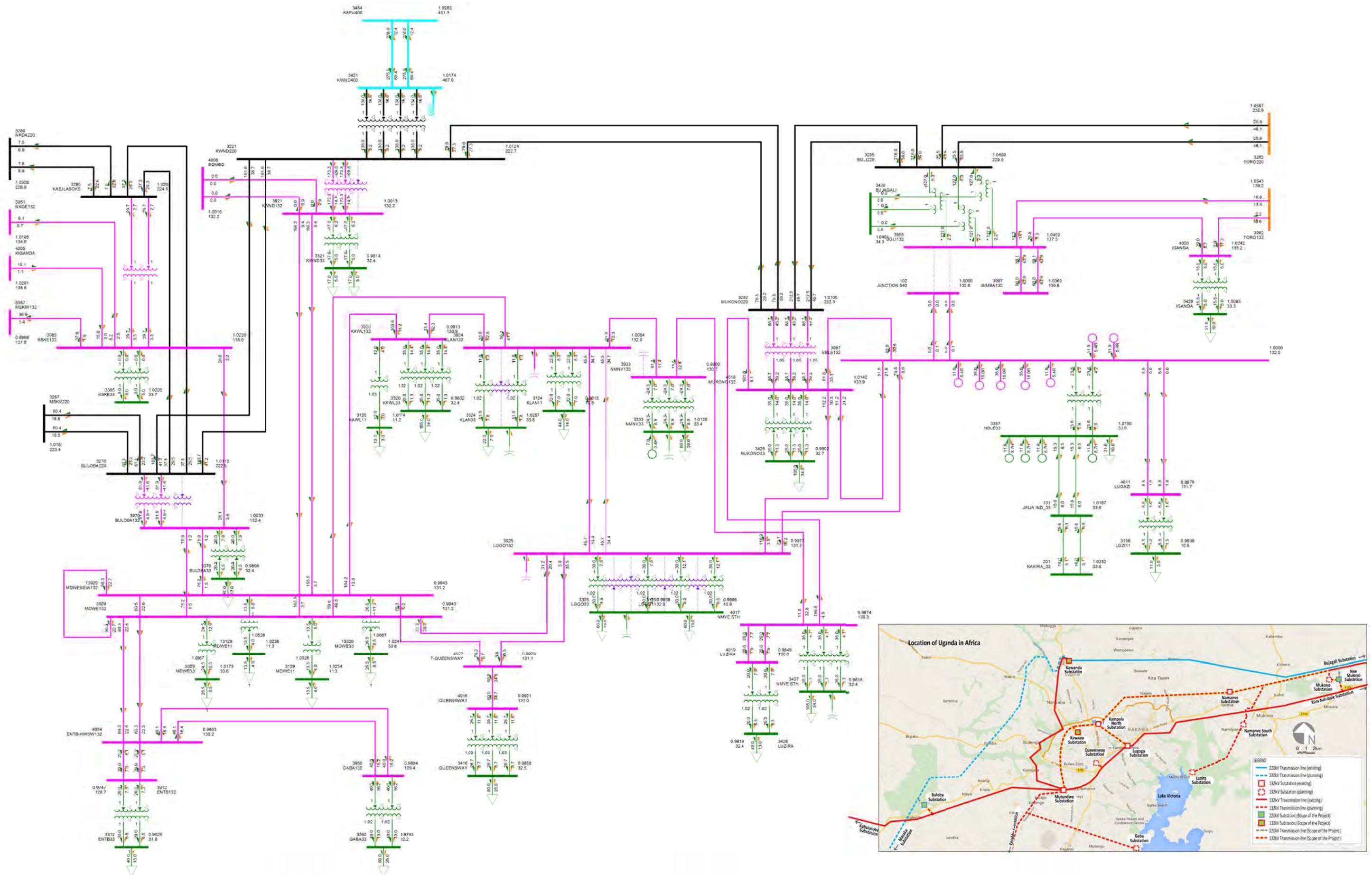
[出所] JICA 調査団

図 4. 5 南西側系統に対するシナリオ：シナリオ 2-2



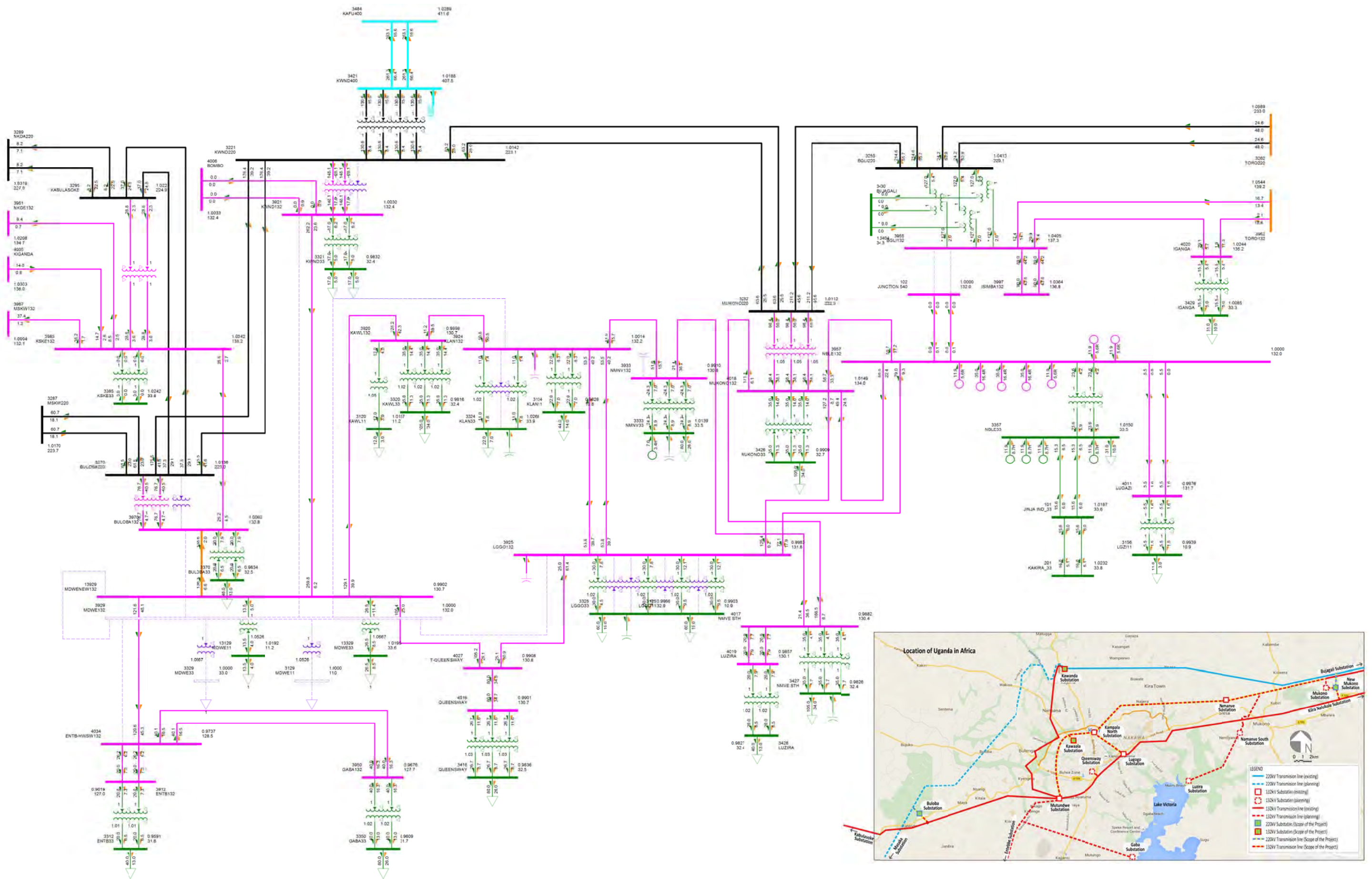
[出所] JICA 調査団

図 4. 6 南西側系統に対するシナリオ：シナリオ 2-3



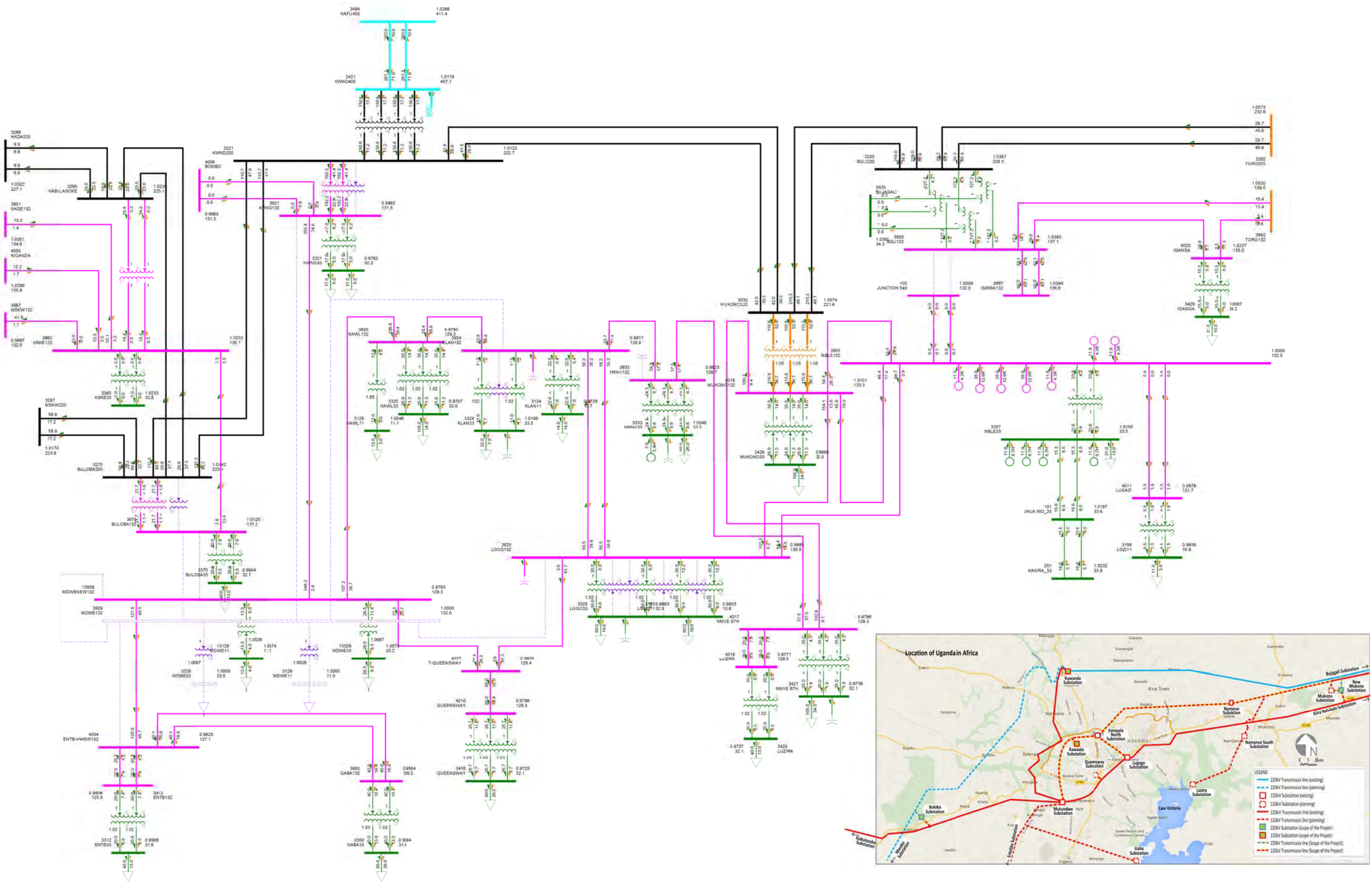
[出所] JICA 調査団

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



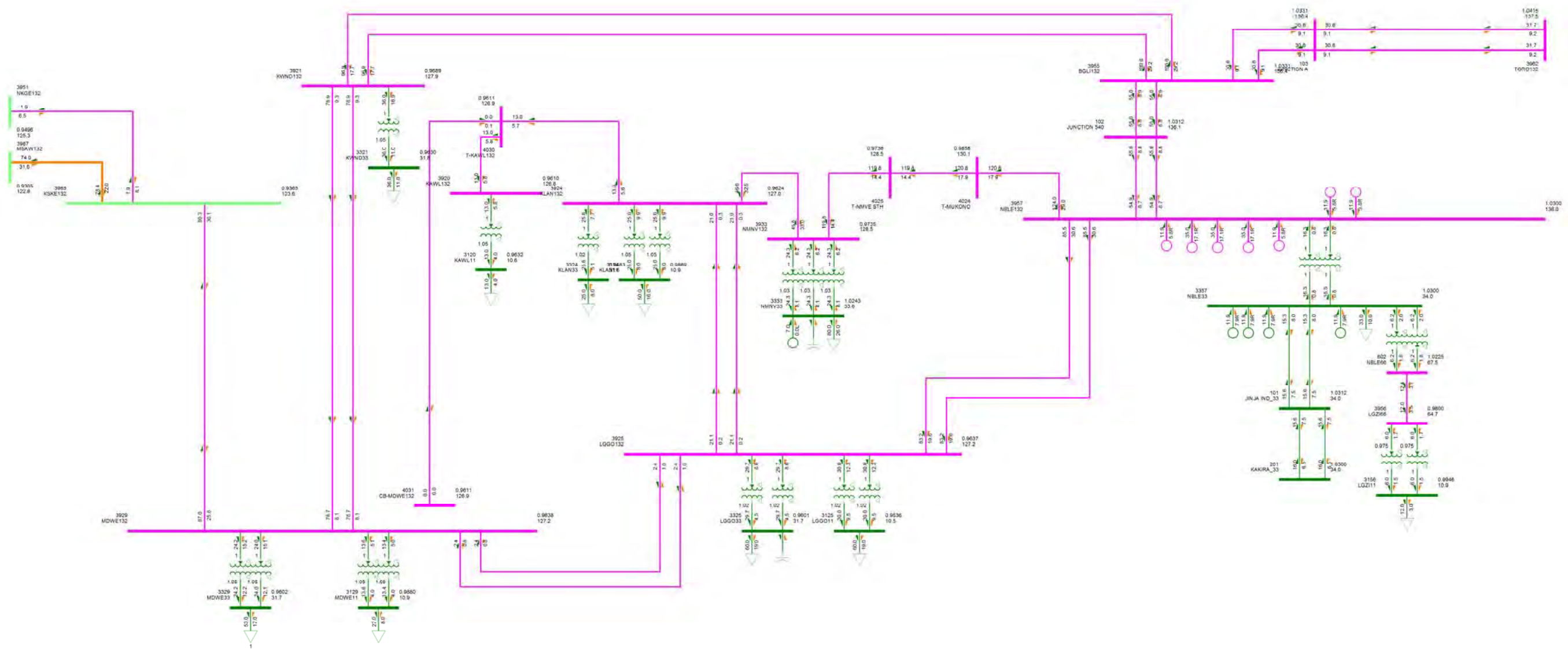
[出所] JICA 調査団

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



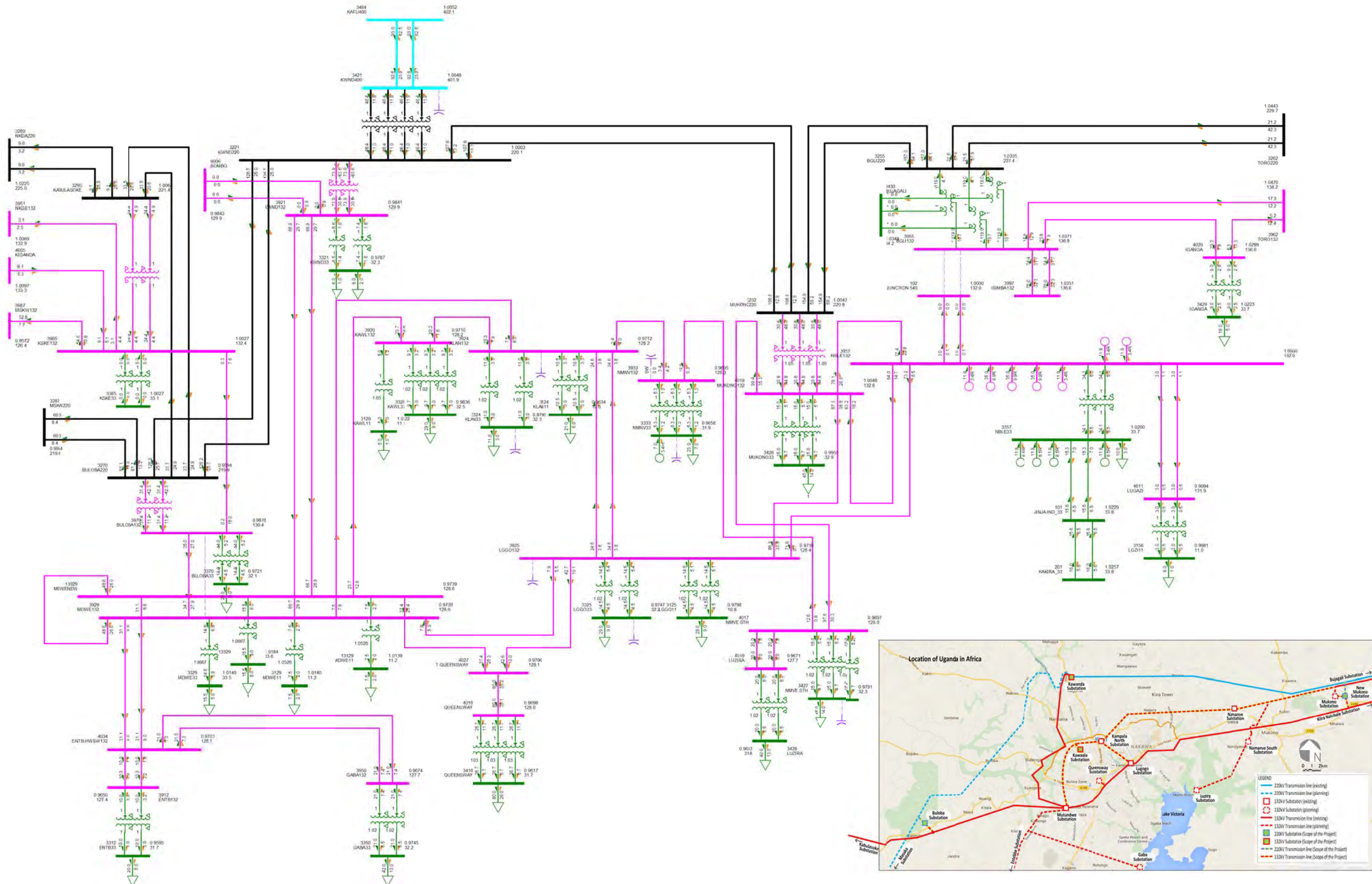
[出所] JICA 調査団

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



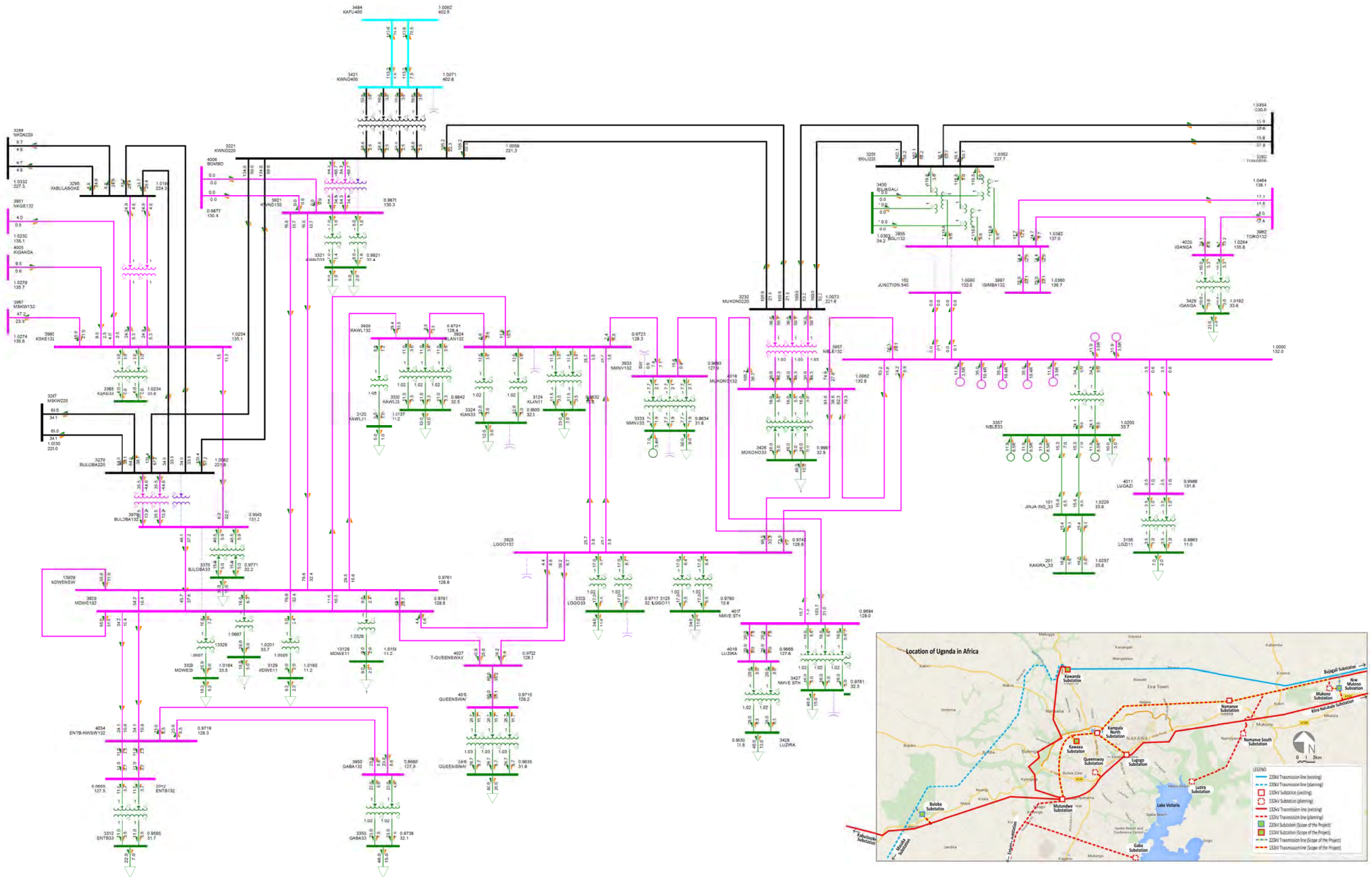
[出所] JICA 調査団

図 4. 10 2015 年断面における常時潮流



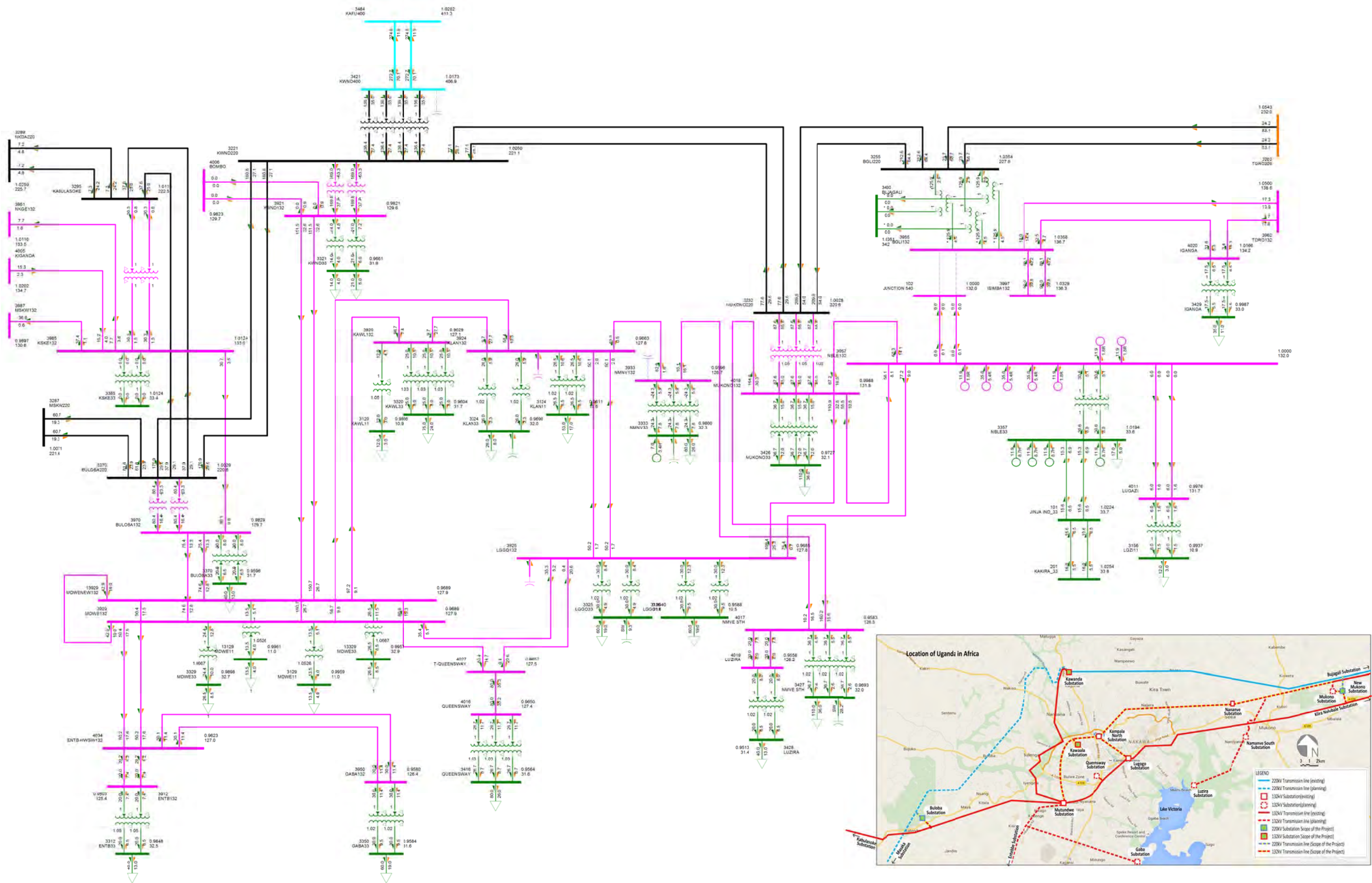
[出所] JICA 調査団

図 4. 1 2 2020 年断面における常時潮流



[出所] JICA 調査団

図 4. 13 2022 年断面における常時潮流



[出所] JICA 調査団

図 4. 14 2030 年断面における常時潮流

