

第8章 経済・財務分析

8-1 財務的評価分析

8-1-1 財務的な見地からの評価を行う目的、評価指標

(1) 目的

ここで行う財務評価分析の目的は、一義的には、本事業が財務的な見地から持続可能な事業であるかどうかを検証するために行う。また、本事業のために投入される投資費用に見合う収入が確保されるかどうかの検討に加えて、その財務健全性を危うくするリスク要因の分析を行うことが目的である。

(2) 財務評価の方法及び評価指標

本事業の収益性を検証するための評価指標は、以下の財務的内部収益率（Financial Internal Rate of Return: FIRR）、純現在価値（Net Present Value: NPV）、便益・費用比率（B/C Ratio）で行う。

表 8-1-1. 1 財務分析の評価指標とその定義と計算式

財務的な事業収益性を評価するための指標	定義と計算式
財務内部収益率(FIRR)	財務純現在価値がゼロとなる割引率。つまり、便益と費用の現在価値が等しくなる割引率
財務純現在価値(FNPV)	$FNPV = (\text{本事業による収益の現在価値の総和}) - (\text{本事業による費用の現在価値の総和})$
便益・費用比率(B/C Ratio)	$B/C = (\text{本事業による収益の現在価値の総和}) / (\text{本事業による費用の現在価値の総和})$

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

財務内部収益率を計算して、あるパーセンテージ比率が算出されるが、それを評価判断するためには、その事業を行う事業体の性格や事業が行われる国の経済財務事情等を様々な見地から検討し、その事業を行う際に起き得るリスクに耐えられるかどうか勘案して評価する。

財務的純現在価値については、その事業実施のために調達される資金構成をもとに、資本の機会費用の割引率を算定し、その割引率によって算出される財務的な純現在価値を評価することになる。少なくともプラスになっていることは最低条件であるが、その事業のために必要となる資金額との対比において評価される。

便益・費用比率においても、少なくとも便益の総和が費用の総和を上回っている必要があるため、B/C が 1 以上であることは最低条件である。

8-1-2 財務分析に際しての前提条件

(1) 前提条件の説明の流れ

本財務分析を行うに際して重要な前提条件となっている項目について以下で説明する。

第一に、本事業を財務分析する対象期間であるところのプロジェクト・ライフの設定について説明する。

第二に、財務的な純現在価値を算出するための割引率について説明する。

第三に、UETCL の送電事業経営の根幹に関わる方針が、近年大きく変わった。その重要な経営指針である費用反映回収方針について説明し、UETCL 送電事業の事業収支の基本構造についても触れる。

第四に、UETCL の送電事業の収入の側面で重要な大口販売価格 (Bulk Supply Tariff: BST) 単価の過去の推移傾向、現状の価格水準について概観し、本財務計算を行う上での BST 単価について検討する。

第五に、UETCL の費用の側面で重要な UETCL が発電会社から電力を買い取る単価の過去の推移傾向、及び最近の動きを概観する。その上で本財務計算を行う上での電力購入単価について検討する。

第六に、BST 単価と電力購入単価との差額 (利鞘) の按配について検討し、利鞘確保の見通しについて検討する。

第七に、UETCL の送電事業の中で、本事業が占める部分の貢献度合いについて見る。UETCL は既に存在している送電事業会社であり、既存の送電施設を保有し、将来的に本事業以外にも他のドナー支援によるプロジェクトも行われる。また、UETCL はウガンダで唯一の送電会社であり、全国で送電事業を行っており、カンパラ首都圏だけで送電事業を行っている会社ではない。従って、本事業が占める部分は、UETCL の事業収入、事業費用の全てに対応するものではなく、一部に過ぎない。本財務分析を行うには、UETCL 全体事業の中で、本事業の貢献度合いを検討し、設定する必要がある。ただ、上記のように UETCL 事業の中で一部を占めるに過ぎない本事業の貢献度合いを正確に特定することは困難であり、調査団の技術評価に基づきつつ、計算設定した貢献度合い予測とする。

第八に、UETCL の送配電ロスの改善見通しについて設定する。

第九に、上記の本事業の貢献度合い、送配電ロス改善の設定も反映した上での、本事業の貢献による UETCL の販売電力量、収入、対応する購入電力量、費用の予測について提示している。

第十に、本事業に関わる運転維持コストの予測について説明している。

第十一に、本事業に関わる一般管理コストの予測について説明している。

以下、それぞれについての説明である。

(2) プロジェクト・ライフ

プロジェクトの財務分析・経済評価においては、プロジェクト・ライフには、建設期間は含めず、通常、プロジェクトで建設される施設・設備が操業を続ける期間をプロジェクト・ライフと定義する。上記のように、本事業で行われる建設整備に要する期間 (建設期間) は、建設開始の 2017 年から建設が完了する 2021 年までである。本事業で建設整備される送電・変電等の施設から収益が産み出されるのは 2021 年からである。2021 年以降の 40 年間は本事業の操業期間である。

ウガンダにおいては、送変電施設の減価償却期間は、40 年と定められていること、また、UETCL の他のドナーによる送変電事業で採用されているプロジェクト・ライフは、50 年、40 年、35 年といった長い期間を設定する場合が多い。また、ウガンダでも日本でも、実際に送変電施設の使用耐用年数は長く、40 年又はそれ以上使用し続けられることが多いことから、操業期間を 40 年と設定するのは妥当と判断する。従って、2021 年からの 40 年間

(2021年～2060年)を本件のプロジェクト・ライフと定義する。しかるに、建設開始、建設完工年、本事業から収益が発生する開始年等は下記の通りである。

- 本事業の建設開始年：2017年
- 本事業の建設完工年：2021年
- 本事業から収益が発生する開始年：2021年（2021年は、建設が完工し、また、その後、2021年のうちに、操業が開始される。そのため、建設完工年と同じ年である。）
- 本事業のプロジェクト評価として含める最後の年：2060年

(3) 資本の機会費用による割引率の算出

割引率は、投入される資本の機会費用の加重平均として算出する。下表に示すように、本事業の財務的な見地から評価分析に用いる割引率は、7.0%を用いる。

表8-1-2. 1 資本の機会費用としての割引率

	項目	他人資本 借入(円借)	自己資本 (UETCL)
A	ウエイト配分	0.728	0.272
B	名目コスト	0.0844	0.1921
C	税金	0.18	0.18
D	税調整名目コスト: B × (1-C)	0.069208	0.157522
E	インフレ率	0.0079	0.0579
F	実質コスト = (1+D) / (1+E) - 1	0.0608	0.0942
G	加重平均調整=F × A	0.0443	0.0256
H	加重平均調整後の資本の機会費用	0.070	

注：計算の詳細は以下のとおり。

- D (税調整名目コスト) は、 $0.0844 \times (1-0.18)=0.069208$
 $0.1921 \times (1-0.18)=0.157522$ で計算
- F (実質コスト) は、 $(1+0.069208)/(1+0.0079)-1=0.0608$
 $(1+0.157522)/(1+0.0579)-1=0.0942$ で計算
- G 加重平均調整は、 $0.0608 \times 0.728=0.0443$
 $0.0349 \times 0.272=0.0256$
- H 加重平均調整後の資本の機会費用は、 $0.0443+0.0256=0.070$

[備考] 事業費積算の前提条件を踏まえ、他人資本借入分も自己資本分も税金を18%とした。

[出所] JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

本事業の総コスト189億7100万円のうち、円貨による調達金額は、138億800万円(72.8%)であり、その他ウガンダシリング内貨調達部分は、51億6300万円(27.2%)との想定である。

自己資本としてウガンダ政府側で調達準備する資金の名目機会費用は、19.2%（ウガンダ国の15年ものの国債の利率）として想定した¹。

借入金は、日本から供与される円借款として、LDC向け、且つ貧困国向けの0.01%金利である。

なお、ウガンダ国通貨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

¹ ウガンダでの国債の種類は、91日、182日、364日、2年、5年、10年、15年の7種類ある。その中の最長の15年の国債を選択した。

は下落していく傾向にあり、1990年から2015年の25年間で均して、ウガンダシリングは日本円に対して年平均8.43%の下落率である²。そのため、ウガンダでは名目金利は低くても、円建ての借り入れは返済負担的には実質金利高のように作用する。円借款の金利0.01%をこの8.43%に加えて、8.44%の名目機会費用を想定する。

インフレ率は、IMFのWorld Economic Outlook Databaseに基づく、2015年の日本のインフレ率(0.79%)、及びウガンダのインフレ率(5.79%)を使用している。

その他、表8-1-2. 1に示すような計算の流れに従って算出される財務割引率は7.0%である。

(4) 電力規制庁(ERA)の費用反映回収方針(Cost Reflective Policy)とUETCLの事業収支構造

本事業の財務分析における収入の検討に際し、その前提としてERAが現在各電力会社の経営指導・電力料金設定においての基本原則としている費用反映回収方針(Cost Reflective Policy)を下記において概観する。

ERAは、各事業者のコストを基に電気事業者の経営が維持されつつ、料金水準が不必要に高い水準にならないように料金設定を注視しているが、以前のような政府補助金で下支えしてでも料金を低く維持する方針は現在無い。現在の電力事業を所管するERAの方針は、原則市場原理の下に送電会社も配電会社も発電会社も事業を維持していくのに必要な料金設定を行うこととしている。急激な為替下落等の激変的な場合には、最終消費者に激変的な価格変動が起きないように考慮はするものの、基本方針として、要した経費は料金で回収して事業を成り立たせる運営方針である。この方針を、費用反映回収方針と呼んでいる。

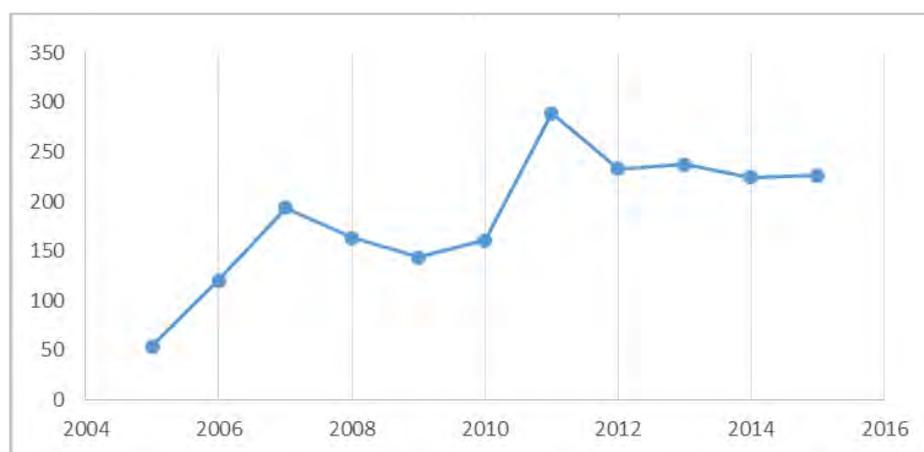
従って、以前とは異なり、原則、UEGCLに対する容量管理補助金を除き、各電力セクターの会社には補助金は出さない方針である。換言すれば、今後の電気料金設定も発電・送電・配電が相互に自立的に経営・運営できるような料金設定がなされるべく運営されていく。必然的に発生したコストは、段階的に転嫁されていく構造となり、極力政府の下支え、補助金等支援介入のない運営になっていくのが基本方向である。上記の状況を踏まえつつ、本事業における、財務分析での予測検討を行う必要がある。

UETCLの事業収支上の費用項目別に比較すると、圧倒的に発電会社からの電気仕入れのコストが大きく、事業費用全体の88%を占めている。一方、収入項目別に見ると、BST収入がUETCL収入全体の85%を占める。収入の大半は、配電会社への大口販売による売電料金収入であり、この収入に対して、発電会社からUETCLが電気を買取る仕入れ費用金額を差し引いたものがネット収入である。(【Bulk Sales Tariffによる収入】マイナス【発電会社からUETCLが電気を買取る費用】)UETCLとしては、今後、大規模な送電インフラの投資を行わなければならないが、基本は上記のネット収入で投資費用の回収を行っていくことになる。

² 経済財務分析においては、円借款の金利及び為替差損を考慮した上でのウガンダシリング～日本円間の相対関係が重要となる。包括的な相対関係を示すために25年間の年平均換算に基づいて分析した。なお、25年間は、ウガンダ中央銀行の公開する過去の為替レート統計である。

(5) UETCL 販売収入の単価（BST 単価）の推移状況及び本計算上の単価設定

最近 10 年ほどの UETCL 卸売り大口電力販売価格の推移を見ると、年ごとの変動幅が非常に大きい。また、その上昇ペースを見ても、この 10 年で約 4 倍になっている。特に最近の BST 単価の水準の動きを見ると、2015 年においては 226.3 ウガンダシリング / kWh であったが、2016 年の第一四半期は 279.6 ウガンダシリング / kWh に価格上昇している。極めて短期間のうちに 24% の価格上昇であり、消費者側の視点に立てば、痛みは大きいと言わざるを得ない。



〔備考〕 単位：UGX / kWh

〔出所〕 UETCL の財務経理部門から得たデータに基づき、JICA 調査団が作成

図 8-1-2. 1 UETCL から UMEME への卸販売 (BST) 単価の推移 (2005-2015)

表 8-1-2. 2 UETCL から UMEME への卸販売 (BST) 単価の推移 (2005-2015)

年	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
UMEME への販売 価格平均(UGX/KWh)	54	120.3	193.8	163.26	143.49	160.97	289.3	233.1	237.2	224.6	226.3
2005 年値を 100 として	100	223	359	302	266	298	536	432	439	416	419

〔出所〕 UETCL の財務経理部門から得たデータに基づき、JICA 調査団が作成

かなり大きく変動してきた過去の推移を踏まえれば、本事業で整備される施設が稼働を始める 2021 年に、どのような価格レベルになっているか正確に予想するのは困難である。ただ、過去の推移傾向から推測すると、5 年先の価格は現在の水準より高い料金レベルになっている可能性は高い。

前項(3)で述べたが、現在のウガンダ政府の電力事業の基本方針は、補助金に依存した経営は行わず、自立的で持続的な経営を実現させることであり、基本的には、電力事業で発生する費用は、最終消費者価格で全ての費用が吸収され負担されることである。UETCL にとっては、UETCL が営む事業によって発生するコストは、UETCL の事業収入である BST 収入により回収されることが必要である。本計算においては、保守的な視点に立ちつつ 2016 年第 1 四半期現在で現状の BST 販売単価レベルで財務内部収益率の計算を行うこととする。

(6) UETCL の発電会社からの購入単価

前項(4)では、UETCL 収入の大半を占める BST の単価について検討したが、この項では、

収支構造のもう一方の局面の費用について見ておこう。UETCL 費用面の大半を占める電力購入コストであるが、UETCL の発電会社から買い取る電力購入の年平均単価は、最近 5 年間で以下のように推移している。

表 8-1-2.3 UETCL の発電会社からの電力購入単価 (2010-2014)

年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
UETCL の電力購入単価 (UGX/kWh)	246.0	319.5	187.9	207.7	199.3

〔出所〕 UETCL の財務経理部門から得たデータに基づき、JICA 調査団が作成

第 3 章 3-2-1 (2) の UETCL の収支状況のところで触れたが、2012 年からのブジャガリ・エネルギーの供給開始等により、購入単価の高い火力発電への依存が低下し、UETCL の経営の財務健全性の向上に寄与している。2011 年には、UETCL の購入電力量は、火力が 36.9%、水力が 59.2%であったが、2014 年には、火力がわずか 2.7%、水力が 89.6%を占めるようになっている。この間、電力購入量は、2,599GWh (2011 年) から 3,203GWh に増大しているものの、電力購入コストは、8,303 億シリングから 6,385 億シリングに減少している。今後も購入電力コストを低く維持するために水力発電開発の進展が期待されるが、既に購入電力の大半を水力が占めているので、購入費用の高騰を抑える効果はあるとして、さらに劇的なコストダウンは期待できないと考えられる。さらに、国のエネルギー確保の将来安全性の点からは、水力のみに依存するわけにもいかない。今後、NDP II でも期待されている石油資源開発に伴い、重油焚きの火力発電プラントの開発もあり得るので、今後も 2010 年代前半に起きたような電力購入費用の低減傾向がそのまま続いていく可能性は低いと思われる。5 年から 10 年の中長期的な見通しとして、コスト低減要因である水力発電開発進展と、コストアップ要因である水力以外の電力開発の進展とが拮抗して、本プロジェクトの操業が始まる 5 年後の UETCL の購入電力費用単価は、現状価格レベルに維持されるというシナリオに基づき財務分析計算を行うこととする。

(7) UETCL にとっての利鞘 (BST 単価と購入単価の差額) 確保の見通し

第 3 章の 3-2-3 の(2)の 2) でアフリカ諸国での電気料金水準及びコストリカバリーの状況について触れているが、ウガンダの電気料金水準 (最終消費者段階) は、既にアフリカ諸国の中で相当上位にあり、コストリカバリー率 (平均コストに対する平均実効料金の比率) は 1 に達している。ウガンダの電力事業全体では、既に、コストに見合った電気料金収入を達成できる水準になっている。ただ、ウガンダの電力事業は、発電、送電、配電の 3 層構造で構成されており、内部構造的に見た各層での局面に視点を移すと、民営化が進んだ発電部門・配電部門で比較的十分な利益水準が追及されており、その間に位置する送電部門では、利益確保は最小限度に抑えられている可能性はある。

しかるに、UETCL にとってのネット収入に相当する BST 単価と発電会社からの購入単価の差額は、現在僅か 32.6 ウガンダシリング / kWh (2014 年の年平均額の差額) である。最終消費者価格 (427.1 ウガンダシリング / kWh) の 7.6%を占めるに過ぎない。民間委託運営の進む発電サブセクター及び配電セクター側の中間段階に位置する送電セクターでは、発電セクター及び配電セクターよりもあまり利鞘を享受できていない可能性もあるが、この点については、発電セクター、配電セクターへの民間進出を誘導促進する政治的な方

針・配慮もあると推察される。公社であり、中間段階（送電セクター）において「シングル・バイヤー」である UETCL 側の利鞘水準が控えめで最小限必要な利益水準で抑えられていると考えられる。現在、最終価格の 7.6%しか占めない利鞘（BST 単価から購入単価を差し引いた価格ギャップ）の部分に、将来もし必要になった場合に、もう少し利鞘を大きく確保する可能性を有しているといえる。もし今後、計画されている水力発電開発プロジェクト等に遅延等が生じて電気仕入れコスト増大が生じた場合などには、この利鞘部分の伸長により費用を吸収して財務健全性を確保する余地もあるといえる。

(8) カンパラ首都圏における送電体系の本事業の貢献率

カンパラ首都圏の送電体系においては、既存の送電設備があり、今後、本事業によって整備される設備、中国等の他のドナーによって整備される設備もあるので、カンパラ首都圏全体からあがる UETCL のネットキャッシュフローのうち何%が本事業の貢献にあたるかを特定する必要がある。

カンパラ首都圏の送電体系は、220 kV と 132 kV の 2 つの電圧階級がある。電力供給量と比較して微小である送電ロスを見無視すると、電力潮流としては 220 kV 系統から 132 kV 系統へ降圧されるため、各電圧階級が担う電力量はほぼ等しい。そのため、各階級の比率を 50%とする。

また、変電設備は複数の送電設備を連結するため重要度は送電設備の 2 倍となると考えられる。さらに、変電設備には系統保護などの追加的な機能を考慮する必要がある。その結果、変電設備は送電設備の 2 倍 + 5% の比率を有するとし、各電圧階級（50%）の比率を変電施設 35%、送電線を 15%とする。

例えば、2030 年時点のカンパラ首都圏の潮流の予測に基づいて貢献度評価すると、以下のようなになる。

2030 年時点で、220 kV 変電施設で流れている潮流全体は、1,139 MW であり、そのうち本事業関係の変電施設を流れるのは、462 MW である。従って、「 $462\text{MW}/1139\text{MW} \times 35\%$ 」から 14%の貢献度となる。また本事業において、220 kV 送電線は、変電所への引き込み線を除いては整備しないので、貢献度は考慮しない。132 kV 変電施設については、本報告書の需要予測の章において、132 kV 階級の変電所ごと需要予測を行っているのので、それを踏まえて計算する。新設のカワラ変電所とブロバ変電所は、そこで予測想定されている需要担当分が全て本事業における貢献となるが、ムトゥンドウエ変電所 1 及び 2 については、新設ではなく改修であり、周辺施設の整備が行われ、安定度・信用度が増すということで、その需要想定分の 1 割のみが本事業での貢献分として評価する。

その他、移動式変電所は、緊急時の利用やメンテナンス等での利用を想定しているため、常設の変電所より稼働率は低くなると推測される。本事業で供与される移動式変電所は 40 MVA の能力を持つ施設で、当初 2021 年は 10%の稼働率から既設変電設備の経年劣化が進む 2030 年には 20%の稼働率まで上昇すると想定される。そのため、2021 年時点で 4 MW の需要対応の稼働、2030 年 時点では 8 MW の需要対応の稼働となるという仮定に基づき漸近線的に各年の需要対応の稼働を想定する。

上記に基づき、2021 年から 2060 年の 40 年間のプロジェクト・ライフにおいて、本事業のカンパラ首都圏での貢献度評価を 40 年分計算すると、表 8-1-2. 4 のようになる。

表 8-1-2. 4 2021 年から 2060 年の期間の UETCL のカンパラ首都圏
送電業務における本事業貢献度計算

年	220kV 変電施設 貢献度	220kV 送電線 貢献度	220kV レベル 貢献度	132kV 変電施設 貢献度	132kV 送電線 貢献度	132kV レベル 貢献度	移動式 変電所	プロジ ェクト 全体	年	220kV 変電施設 貢献度	220kV 送電線 貢献度	220kV レベル 貢献度	132kV 変電施設 貢献度	132kV 送電線 貢献度	132kV レベル 貢献度	移動式 変電所	プロジ ェクト 全体
2021	12%	0%	12%	5%	5%	11%	1%	24%	2041	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2022	13%	0%	13%	5%	5%	11%	1%	25%	2042	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2023	14%	0%	14%	5%	5%	11%	1%	25%	2043	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2024	14%	0%	14%	5%	5%	11%	1%	26%	2044	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2025	14%	0%	14%	5%	5%	11%	1%	26%	2045	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2026	14%	0%	14%	5%	5%	11%	1%	26%	2046	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2027	15%	0%	15%	5%	5%	11%	1%	26%	2047	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2028	15%	0%	15%	5%	5%	11%	1%	26%	2048	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2029	15%	0%	15%	5%	5%	10%	1%	26%	2049	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2030	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2050	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2031	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2051	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2032	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2052	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2033	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2053	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2034	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2054	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2035	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2055	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2036	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2056	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2037	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2057	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2038	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2058	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2039	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2059	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%
2040	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%	2060	14%	0%	14%	5%	5%	10%	1%	25%

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

(9) 送配電ロスの改善

UETCL から配電会社への送電時におけるロスは、2016 年現在 17%である。本事業により行われる電圧階級 33 kV による配電は、「送電網開発計画 2014-2030」において UETCL が想定するロスの改善予測を上回る形で寄与する。本事業による二次側 33 kV の配電用変圧器の設備容量は本事業実施前の 73.6%から 77.5%に約 4%増加する。さらに、「送電網開発計画 2014-2030」に示されている設備稼働率の 75%を乗じて、3%が UETCL の想定を超えて改善に寄与すると考えられる。そのため、2030 年までには UETCL の想定が 14%であることに対して 11%まで改善され、以降は同様の傾向で推移した結果、2060 年までには 4%まで下がると想定する。発電会社から UETCL までの送電時のロスは、2016 年現在 3%であるが 2030 年時には 2%に下がり、さらに 2060 年までに徐々に低減し、1%までに至ると想定する。

上記の前提に基づくと、2021~2060 年の期間中の配電ロス、送電ロスの比率は、以下のようになる³。

表 8-1-2. 5 2021 年から 2060 年の期間の送配電ロスの推移予想

年	配電ロス	送電ロス	年	配電ロス	送電ロス	年	配電ロス	送電ロス	年	配電ロス	送電ロス
2021	17.0%	3.0%	2031	10.8%	2.0%	2041	8.4%	1.6%	2051	6.1%	1.3%
2022	16.3%	2.9%	2032	10.5%	1.9%	2042	8.2%	1.6%	2052	5.9%	1.3%
2023	15.7%	2.8%	2033	10.3%	1.9%	2043	8.0%	1.6%	2053	5.6%	1.2%
2024	15.0%	2.7%	2034	10.1%	1.9%	2044	7.7%	1.5%	2054	5.4%	1.2%
2025	14.3%	2.6%	2035	9.8%	1.8%	2045	7.5%	1.5%	2055	5.2%	1.2%
2026	13.7%	2.4%	2036	9.6%	1.8%	2046	7.3%	1.5%	2056	4.9%	1.1%
2027	13.0%	2.3%	2037	9.4%	1.8%	2047	7.0%	1.4%	2057	4.7%	1.1%
2028	12.3%	2.2%	2038	9.1%	1.7%	2048	6.8%	1.4%	2058	4.5%	1.1%
2029	11.7%	2.1%	2039	8.9%	1.7%	2049	6.6%	1.4%	2059	4.2%	1.0%
2030	11.0%	2.0%	2040	8.7%	1.7%	2050	6.3%	1.3%	2060	4.0%	1.0%

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

³ UETCL が配電会社に売る電力量の予測は、最終消費者の需要予測に基づく関係から、配電ロスを考慮の上で計算及び決定されている。

(10) UETCL の本事業による BST 収入当該分、及び発電会社からの電力購入コスト

UETCL の本事業による BST 収入当該分は、上記(5)で想定している BST 単価×(本事業貢献分の消費電力 GWh) で計算するが、配電ロスも考慮しての販売量となる。例えばある年における(本事業貢献分)電力量が 100GWh であったとしても、10%の配電ロスを考慮すれば、 $100\text{GWh} \times \{1 \div (1-0.1)\}$ が、UETCL が配電会社に販売する電力量となる。

また、UETCL が発電会社から購入する電力も、同年においては、さらに送電ロスを考慮する必要があり、その年の送電ロスが 5%と想定するならば、発電会社から UETCL が購入する電力量は、 $100\text{GWh} \times \{1 \div (1-0.1)\} \times \{1 \div (1-0.05)\}$ である。

第 4 章 4-1 項に示した電力需要想定予測結果に基づく、UETCL の BST 販売電力量及び収入、発電会社からの購入電力量及び購入費用は、表 8-1-2. 6 及び表 8-1-2. 7 のようになる。

表 8-1-2. 6 2021 年から 2060 年の期間の UETCL の本事業貢献
当該分の BST 販売電力量及び BST 収入

年	BST 販売電力、販売収入		年	BST 販売電力、販売収入		年	BST 販売電力、販売収入	
	GWh	(百万米ドル)		GWh	(百万米ドル)		GWh	(百万米ドル)
2021	1,172	97.86	2036	2,080	173.65	2051	2,002	167.17
2022	1,258	105.01	2037	2,074	173.20	2052	1,997	166.76
2023	1,356	113.24	2038	2,069	172.75	2053	1,992	166.35
2024	1,466	122.43	2039	2,064	172.31	2054	1,987	165.94
2025	1,571	131.16	2040	2,059	171.87	2055	1,983	165.53
2026	1,683	140.48	2041	2,053	171.43	2056	1,978	165.12
2027	1,781	148.70	2042	2,048	171.00	2057	1,973	164.72
2028	1,889	157.72	2043	2,043	170.56	2058	1,968	164.31
2029	1,994	166.50	2044	2,038	170.13	2059	1,963	163.91
2030	2,113	176.38	2045	2,033	169.70	2060	1,959	163.52
2031	2,107	175.92	2046	2,027	169.28			
2032	2,102	175.46	2047	2,022	168.85			
2033	2,096	175.00	2048	2,017	168.43			
2034	2,091	174.55	2049	2,012	168.01			
2035	2,085	174.09	2050	2,007	167.59			

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

表 8-1-2. 7 2021 年から 2060 年の期間の UETCL の本事業貢献当該分の
発電会社からの購買電力量及び購買コスト

年	UETCL 購買電力		年	UETCL 購買電力		年	UETCL 購買電力	
	GWh	(百万米ドル)		GWh	(百万米ドル)		GWh	(百万米ドル)
2021	1,208	70.11	2036	2,118	122.88	2051	2,029	117.70
2022	1,295	75.15	2037	2,112	122.53	2052	2,023	117.37
2023	1,395	80.94	2038	2,106	122.17	2053	2,017	117.04
2024	1,507	87.41	2039	2,100	121.82	2054	2,012	116.72
2025	1,612	93.54	2040	2,093	121.46	2055	2,006	116.39
2026	1,725	100.07	2041	2,087	121.11	2056	2,000	116.06
2027	1,824	105.80	2042	2,081	120.76	2057	1,995	115.74
2028	1,932	112.09	2043	2,075	120.42	2058	1,989	115.42
2029	2,037	118.20	2044	2,069	120.07	2059	1,984	115.10
2030	2,156	125.07	2045	2,064	119.73	2060	1,978	114.78
2031	2,149	124.70	2046	2,058	119.39			
2032	2,143	124.34	2047	2,052	119.05			
2033	2,137	123.97	2048	2,046	118.71			
2034	2,130	123.61	2049	2,040	118.37			
2035	2,124	123.24	2050	2,034	118.04			

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

(11) 運転維持コスト

運転維持コストについては、このプロジェクトで要する設備投資・建設コスト約 72 億円（外貨ポーション 60.6 億円＋内貨ポーション 11.4 億円）の 2%と想定し、毎年 US\$1.4 百万ドルかかると想定する。（根拠としては、2011 年から 2014 年の期間に亘る送変電網保守費用の平均額を有形固定資産の平均額で除した比率に基づき、2.0%と想定した。）

(12) 一般管理コスト

一般管理コストについては、UETCL の一般管理コストの現状の金額 81,958 百万ウガンダシリング（2014 年）を踏まえて、需要（事業規模）の増大に応じて、また、プロジェクト貢献度の推移に応じて、増えていくと想定する。

表 8-1-2. 8 2021 年から 2060 年の期間の UETCL の本事業貢献当該分の一般管理コスト

年	一般管理コスト (百万米ドル)	年	一般管理コスト (百万米ドル)	年	一般管理コスト (百万米ドル)
2021	6.19	2036	11.97	2051	11.97
2022	6.70	2037	11.97	2052	11.97
2023	7.30	2038	11.97	2053	11.97
2024	7.95	2039	11.97	2054	11.97
2025	8.59	2040	11.97	2055	11.97
2026	9.27	2041	11.97	2056	11.97
2027	9.90	2042	11.97	2057	11.97
2028	10.58	2043	11.97	2058	11.97
2029	11.25	2044	11.97	2059	11.97
2030	11.97	2045	11.97	2060	11.97
2031	11.97	2046	11.97		
2032	11.97	2047	11.97		
2033	11.97	2048	11.97		
2034	11.97	2049	11.97		
2035	11.97	2050	11.97		

〔備考〕 電力需要想定を 2030 年までの期間で実施したため、2031 年以降の一般管理コストは一定に推移すると想定した。

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

(13) その他の前提条件

1) 為替レート

■ウガンダシリングと米国ドル(US\$)

US\$1.00=Ushs3,348.9 を用いる。

（ウガンダ中央銀行が公表する為替レートを使用し、2015 年 11 月～2016 年 2 月の 4 ヶ月間のウガンダシリングと米国ドルの月中平均為替レートの平均。）

■日本円(¥)と米国ドル(US\$)

1US\$=Japanese¥109.2

（日銀が公表する為替レートを使用し、2015 年 11 月～2016 年 2 月の 4 ヶ月間の日本円と米国ドルの月中平均為替レートの平均）

〔備考〕 円借款事業審査共通事項における為替レートの設定方法を参考にし、4 カ月間の平均レートとした。

2) 投資コスト

投資コストについては、第6章の「事業費と資金計画」に依る。

8-1-3 財務分析評価の結果

(1) 財務内部収益率、財務純現在価値、便益費用比率

財務分析計算すると、以下の結果である。

■財務内部収益率：13.2%

■財務純現在価値：US\$147.3 百万ドル

■便益費用比率：1.11

表8-1-3. 1 財務分析評価のキャッシュフロー

年	投資コスト	O&M コスト	管理費	購買費	収益	ネット キャッシュフロー
2016	2.6					-2.6
2017	15.0					-15.0
2018	52.2					-52.2
2019	66.5					-66.5
2020	32.9					-32.9
2021	0.2	1.6	6.2	71.9	97.9	18.0
2022	3.6	1.6	6.7	77.1	105.0	16.0
2023	0.0	1.6	7.3	83.0	113.2	21.3
2024	0.0	1.6	8.0	89.7	122.4	23.2
2025	0.0	1.6	8.6	95.9	131.2	25.1
2026	0.0	1.6	9.3	102.6	140.5	27.0
2027	0.0	1.6	9.9	108.5	148.7	28.7
2028	0.0	1.6	10.6	115.0	157.7	30.6
2029	0.0	1.6	11.3	121.2	166.5	32.4
2030	0.0	1.6	12.0	128.3	176.4	34.5
2031	0.0	1.6	12.0	127.9	175.9	34.5
2032	0.0	1.6	12.0	127.5	175.5	34.4
2033	0.0	1.6	12.0	127.2	175.0	34.3
2034	0.0	1.6	12.0	126.8	174.5	34.2
2035	0.0	1.6	12.0	126.4	174.1	34.1
2036	0.0	1.6	12.0	126.0	173.6	34.1
2037	0.0	1.6	12.0	125.7	173.2	34.0
2038	0.0	1.6	12.0	125.3	172.8	33.9
2039	0.0	1.6	12.0	124.9	172.3	33.8
2040	0.0	1.6	12.0	124.6	171.9	33.7
2041	0.0	1.6	12.0	124.2	171.4	33.7
2042	0.0	1.6	12.0	123.9	171.0	33.6
2043	0.0	1.6	12.0	123.5	170.6	33.5
2044	0.0	1.6	12.0	123.2	170.1	33.4
2045	0.0	1.6	12.0	122.8	169.7	33.4
2046	0.0	1.6	12.0	122.5	169.3	33.3
2047	0.0	1.6	12.0	122.1	168.9	33.2
2048	0.0	1.6	12.0	121.8	168.4	33.1
2049	0.0	1.6	12.0	121.4	168.0	33.1
2050	0.0	1.6	12.0	121.1	167.6	33.0
2051	0.0	1.6	12.0	120.7	167.2	32.9
2052	0.0	1.6	12.0	120.4	166.8	32.8
2053	0.0	1.6	12.0	120.1	166.3	32.8
2054	0.0	1.6	12.0	119.7	165.9	32.7
2055	0.0	1.6	12.0	119.4	165.5	32.6
2056	0.0	1.6	12.0	119.0	165.1	32.5

2057	0.0	1.6	12.0	118.7	164.7	32.5
2058	0.0	1.6	12.0	118.4	164.3	32.4
2059	0.0	1.6	12.0	118.1	163.9	32.3
2060	0.0	1.6	12.0	117.7	163.5	32.2

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

(2) 感度分析

感度分析は、本事業の収入・費用構造から考えると、下記の2つのリスクファクター《①投資コストの増大、②UETCL にとっての利鞘（BST 単価と発電会社から買い上げる際の単価の差額）が最も大きく影響を及ぼす。その中でも、②が大きい。UETCL にとっての収益の根幹は何かといえ、事業構造を考慮すると、上記の②の利鞘の確保が全てと言っても過言ではない。本事業運転開始後のネットキャッシュフローの根幹を成す要因であり、過去の料金の動きから考えれば、最も変動の幅が大きく、本事業の通常運転が開始される5年後の料金レベルを予測するのが最も難しいと思われる項目でもある。

また、①については、本事業の運転開始前の財務・経済上の見地から最も大きな要因であり、融資を行う側も融資受け入れするウガンダ側も、建設及び設備購入にかかる資本投下費用は、注目する費用項目である。

この他、経常的に発生する費用を見ると、間接費用よりも直接的に発生する原価が非常に大きく、その中でも、発電会社から電気を買取り仕入れる費用が圧倒的に大きい。電気仕入れ費用に比べれば、一般管理費用、送電施設の維持運転費用などは、微々たるものであり、それほど収益性に大きくは影響しない。それを確認するために、UETCL の一般管理費用の増大についての感度分析も行う。

上記のビジネス構造・特性を踏まえて、以下のようにケース分け設定して、感度分析を行う。

なお、Case 3～Case 6については、利鞘（価格ギャップ）の多寡次第でどのように収益性が変動するかを見るためのものである。

Case1: 投資コストが想定よりも 20%増大した場合

Case2: 一般管理費が想定よりも 20%増大した場合

Case3: BST 単価と発電会社からの電気購入単価との間のギャップ（利鞘）が 20%減少になった場合

Case4: BST 単価と発電会社からの電気購入単価との間のギャップ（利鞘）が 30%減少になった場合

Case5: BST 単価と発電会社からの電気購入単価との間のギャップ（利鞘）が 34.0%減少になった場合（財務的なハードル・レートと FIRR が同一になる場合）

表 8-1-3. 2 財務評価分析での感度分析結果

項目	リスク/ファクター	財務内部収益率	財務純現在価値 (百万米ドル)	便益費用比率
基本想定ケース	-	13.2%	147.3	1.11
Case 1	投資コスト 20%増大	11.4%	121.3	1.09
Case 2	一般管理コスト 20%増大	12.4%	127.9	1.10
Case 3	利鞘が 20%ダウン(利鞘 UGX 64.2/kWh)	9.8%	63.5	1.05
Case 4	利鞘が 30%ダウン(利鞘 UGX 56.2/kWh)	7.8%	21.6	1.02
Case 5	利鞘が 33.6%ダウン(利鞘 UGX 52.8/kWh)	7.0%	4.9	1.00

〔備考〕 Case 2 の経常的コストは、投資コストを除く、毎年掛かる費用（発電会社から電気を仕入れるコスト、一般管理費、送配電設備メンテナンス費）

〔出所〕 JICA 調査団が財務分析作業を通じて作成

投資コストの増大 (Case1)、UETCL の社内の一般管理コストの増大(Case2)も、それほど大きな影響を与えることはない。投資コストが 20%増になっても、FIRR は 11.4 %に落ちるだけであり、UETCL の経常的コストが 20%増大になっても、FIRR12.4%を維持している。

UETCL としては、発電会社から電気を買い取る価格と、配電会社へ売電する際の大口販売単価との差額で事業収入をあげているわけで、この利鞘取りがどれほどの規模になるか次第で事業利益（事業損失）は決まる事業構造である。毎年経常的に発生する費用項目の中で、維持管理費用、一般管理費用に比べて、発電会社から買い取る電気仕入れ費用は突出して大きい。発電会社からの電気購入単価が 13.7%上昇すると、それだけで財務的なハードル・レートを下回ってしまう。一方、UETCL にとって収益のすべてともいって良い BST 単価が 9.96%減少になると、財務純現在価値はほぼゼロになり、FIRR はハードル・レートのレベル 7.0%まで下がってしまう。UETCL は、大口販売の収入単価と電力購入費用単価の微妙なバランスの中で事業が運営されていて、単価変更による財務収支上の影響を受けやすい。

現状の価格水準での利鞘、すなわち、1kWh 当たり 80.3 ウガンダシリングの利鞘で FIRR13.2%を確保できるが、この利鞘が、34%減少すると（利鞘 52.8 ウガンダシリング / kWh）、FIRR は、ハードル・レートを底割れ寸前の水準まで落ちる。2割ダウン（利鞘 64.2 ウガンダシリング / kWh）の場合で FIRR11.7%、3割ダウン（利鞘 56.2 ウガンダシリング / kWh）の場合で FIRR7.8%である。UETCL にとっては、既存の送電施設を運営して送電事業を営んでいくのには、利鞘 80 ウガンダシリング / kWh の確保が重要な条件になっていると推察される。本事業は、その利鞘の範囲内で財務上成立すると判断される。

第 3 章でみてきたように、ウガンダの電力事業は、発電、送電、配電の三層構造に分離されている。中間段階にあたる UETCL の送電事業にとっては、極力安く発電会社から購入し、配電会社が受容可能な水準で大口販売できるかどうかポイントである。最終消費者と接して事業を行っている配電会社に視点を移すと、配電会社は最終消費者が許容する、購入可能な価格で電気を消費者に売っていくわけだが、ウガンダの電気料金は、アフリカ諸国のなかでも既にかかなり高いレベルにあることは、第 3 章の 3-2-3 で確認している。電力事業全体では、既にコストリカバリーを達成できる水準の最終消費者料金にも達していて、すなわち、配電会社としても、エンドユーザー料金をこれ以上の値上げする余地はあまり残されていないと推察される。

一方、昨年から 24%も上昇した現状の大口販売単価を、配電会社は現実に受け容れて配

電事業を営んでいるが、当然ながら、BST 単価は、24%も値上げをしたばかりなので、当面しばらくは、これ以上の単価の上昇の可能性は低く、現状レベルで維持される可能性が高い。

8-2 経済評価分析

8-2-1 経済的な見地からの評価を行う目的、評価指標

(1) 目的

8-1で行った財務評価分析は、事業採算のチェック、事業経営は持続的にできるかどうかといった、本事業を行う一つのプロジェクト会社として見立てて評価分析するのに対して、経済分析は、本事業の投資効果が社会経済全体に対して妥当であるかを検証するために行う。

(2) 経済評価の方法及び評価指標

経済評価分析は、各評価指標による事業の国民経済面での収益性を評価する。また、経済分析に用いる評価指標は、「経済純現在価値 (ENPV)」、「便益・費用比率 (B/C Ratio)」、「経済内部収益率 (EIRR)」とする。

表 8-2-1. 1 経済評価分析の評価指標及び評価条件

国民経済的な視点からの評価するための指標	定義と計算式
経済内部収益率(EIRR)	財務純現在価値がゼロとなる割引率。つまり、経済的便益と経済費用の現在価値が等しくなる割引率
経済純現在価値(ENPV)	$ENPV = (\text{本事業による経済現在便益の総和}) - (\text{本事業による経済現在費用の総和})$
便益・費用比率(B/C Ratio)	$B/C = (\text{本事業による経済現在便益の総和}) / (\text{本事業による経済現在費用の総和})$

〔出所〕 JICA 調査団が経済評価分析作業を通じて作成

8-2-2 経済評価分析に際しての前提条件

(1) プロジェクト・ライフ

評価期間は、財務評価分析と同じである。

(2) 経済分析に用いる割引率

経済評価分析で用いられる割引率は、国際開発金融機関の慣例、共通的尺度として 10% から 12%が用いられている。ウガンダの過去の電力関係の実現可能性調査では、10%が採用されているケースがあったり、12%が採用されているケースがあったり、まちまちである。このプロジェクトでは、より保守的に評価する観点から、12%を採用する。

(3) 経済価格への変換と標準変換係数

途上国では、補助金・税金・独占価格等の政府の介入で市場メカニズムにひずみが生じていて、正確な経済効果が測定しにくい場合がある。その際、標準変換係数を用いて国内価格を国境価格にすることがある。本事業の経済評価においては、ウガンダにおける過去の電力関係の実現可能性調査事例を参照して、標準変換係数 (Standard Conversion Factor:

SCF) 0.98 と設定する。

(4) 経済的便益の想定

1) Willingness-To-Pay (WTP)

本事業によりもたらされる経済的便益は、Willingness-To-Pay (WTP)の原則に従って算定評価する。(電気料金) + (消費者余剰) = (Willingness-To-Pay)によって、本事業で売り上げ増大する電力(GWh)に Willingness-To-Pay を掛けて便益を算定する(WTP は、《最終消費者価格+消費者余剰》で構成される)。UETCL においては、2012 年にドイツの会社に委託して、ウガンダにおける電気料金に係る支払い意思額及び支払い余力(Affordability)について調査が実施され(調査名:”Electricity Affordability and Willingness to Pay Study (Part I and Part II), Consulting Service for Mirama-Kabale 132kV Power Transmission Line and related substations & Study on Affordability of Electricity Services in Uganda (December 2012), FICHTNER”)、UETCL が行うプロジェクトの経済評価に適用する WTP を算出している。それをさらに遡る 2007 年の世銀のブジャガリ調査レポート” Bujagali II – Economic and Financial Evaluation Study (Feb. 2007), Power Planning Associates Ltd.”においても WTP 及び代替エネルギー費用など計算されているが、本事業の経済評価においては、時期的により新しいスタディ上記のドイツの会社が委託されて実施した「Electricity Affordability and Willingness to Pay Study」により算出した WTP をベースに評価するものとする。この 2012 年に算出された WTP は、一般住戸向けの WTP と商業・工業等の法人向けの WTP と 2 つに分けて算定されている。

■商業・工業等の法人向けの Willingness-To-Pay (WTP)

上記の調査「Electricity Affordability and Willingness to Pay Study」においては、ウガンダの商業事業者、工業事業者でよく使用されているディーゼル自家発電機を想定してのエネルギー代替コストを算出し、そして法人向けの最終消費者電気料金により、消費者余剰の算出も行い、WTP を算出しているが、本調査では、その時使用されたデータを現在の時点の単価水準にアップデートして算出し直す。それによって、法人向けの WTP を設定する。現時点でのアップデートするデータは (①ディーゼル自家発電機の現在の価格)、②ディーゼル油の価格) であり、なお、当該発電機の経済寿命は 10 年として、設備投資の年間投下資本費用は計算する。詳しくは、下記の流れにより、算出した。なお、2007 年の世銀のブジャガリ調査でも、法人向けのエネルギー代替費用は、類似のレベル (33.47 ウガンダシリング / kWh) の計算結果となっている。

表 8-2-2. 1 法人（工業・商業事業者）向けのエネルギー代替コスト、
支払意思額、消費者余剰等の計算

項目	内容
A: ディーゼル自家発電機の価格(2016年)	37,000 米ドル
Y: 上記の発電機の経済寿命	10 年
R: 上記の年間投下資本費用(18%で割引)	6,548 米ドル
B: 年間産出する kWh	87,600
C: 設備資本のコスト/kWh	7.47 米セント/kWh
D: 燃料費用(ディーゼル油)(2016年)	79.0 米セント/リッター
E: kWh 当たりの燃料消費量	0.3 リッター/kWh
F: kWh 当たりの燃料費	23.7 米セント/kWh
G: 年間維持費用	2000 米ドル/年
H: kWh 当たり維持費用	2.3 米セント/kWh
CUE: 合計エネルギー代替費用(米ドル)/kWh	33.47 米セント/kWh
J: 商業・工業等の法人向け電気料金 (UGX/kWh)2016年	UGX 479/kWh
EUP: 商業・工業等の法人向け電気料金 (米セント/kWh) 2016年	14.01 米セント/kWh
CS: 消費者余剰	9.73 米セント/kWh
WTP: Willingness to pay	23.74 米セント/kWh

[出所] JICA 調査団が経済評価分析作業を通じて作成

上記の表の計算の仕組みの詳細は以下の通り

1. ディーゼル発電機の年間投下資本費用 R は、 $R=A/M$ で計算
2. ただし $M=(1-1/(1+0.12)^{10})/0.12$
3. kWh 当たり設備資本のコスト $C=R/B \times 100$
4. kWh 当たり燃料費用 $F=D \times E$
5. kWh 当たり維持費用 $H=G/B \times 100$
6. 合計エネルギー代替費用 $CUE=C+F+H$

なお、消費者余剰 (Consumer Surplus : CS) とエンドユーザー電気料金 (EUP) とエネルギー代替費用 (Cost of Unserved Energy : CUE) の関係式は、 $CS=\{(CUE)-(EUP)\} \times 1/2$ として算出。⁴

経済便益の計算にて、代替材の費用節約 (ディーゼル自家発電機のエネルギー代替費用 : CUE で示す) は Without Project で現在において需要が顕在化している部分である。With Project と Without Project の差の部分は追加的市場供給量に基づく便益を指し、支払意思額 (WTP) と消費者余剰 (CS) の和となる。これにより(法人向け WTP)=(CUE)-(CS)から UScent23.74/kWh とする。

■一般住戸向けの Willingness-to-Pay (WTP)

2012 年の一般個人向けの WTP の算出は、2012 年の上記のスタディ「Electricity Affordability and Willingness to Pay Study」では、膨大な消費者インタビュー調査 (全国 5 地方をカバーして、916 世帯を抽出。また、世帯の住んでいる立地条件も都市部、

⁴消費者余剰 (CS) の計算に関して、需要曲線の対数関数部分を直線近似の上で面積計算によって求めたため、三角形の面積計算を応用し、1/2 を掛けた。

郊外部、農村部とバランスを考えながら抽出。各世帯を訪問して面談インタビュー調査を実施)を実施して、一般個人消費者の電気料金に対するアフォーダビリティを検討したうえで、WTPを算出している。

しかるに、2012年の上記のスタディ「Electricity Affordability and Willingness to Pay Study」において算定された一般個人消費者向けのWTPは、786ウガンダシリング / kWh (32.75米セント / kWh)であった。しかしながら、2012年から現在に至る4年間に大幅な為替レートの変動があったので(ウガンダ中央銀行が発表する月中平均為替レートによれば、この4年間で28%下落(年平均で7.8%下落)(2012年2月2,479ウガンダシリング / 米ドル→2016年2月3,435ウガンダシリング / 米ドル)、米ドルベースの支払い意思額を用いるよりも、ウガンダシリングベースのWTPに対して、この4年間(2012年から現在に至る)消費者物価の上昇分を反映して(24%上昇)、現在の一般個人のWTPを975ウガンダシリングベース / kWhとする。(米ドル換算して、29.1米セント / kWh)

財務分析計算での算出している本事業貢献分の各年のGwhを一般個人と法人向けに分割して乗じる計算で、経済便益を算出する。2014年時点でのウガンダ販売電力のシェア実績値(法人向け=76%、一般個人向け=24%)を用いる。

2) 送配電ロス改善による経済便益

本事業によりもたらされる送配電ロスの改善の便益については、前節の7-1の(7)と同様の想定にもとづき、経済便益を計算している。

1)及び2)の経済便益を一括して示したのが表8-2-2. 2である。

表 8-2-2. 2 本事業においてもたらされる経済便益

年	首都圏 最終消費 電力量(GWh)	プロジェ クト貢献 度(%)	プロジェ クト貢献 での最終消費 電力量(GWh)	法人 WTP 便益 (百万米ドル)	一般個人 WTP 便益 (百万米ドル)	WTP 便益 合計 (百万米ドル)	配電ロス 改善便益 (百万米ドル)	送電ロス 改善便益 (百万米ドル)	総合計 経済便益 (百万米ドル)
2016	1,805								
2017	1,989								
2018	2,037								
2019	2,146								
2020	2,300								
2021	2,374	23%	571	103.0	38.9	141.9	1.38	0.18	143.4
2022	2,510	23%	620	111.9	42.3	154.2	1.40	0.18	155.8
2023	2,672	24%	680	122.7	46.4	169.1	1.41	0.18	170.7
2024	2,851	25%	739	133.3	50.4	183.6	1.44	0.19	185.3
2025	3,048	25%	802	144.7	54.6	199.3	1.45	0.19	200.9
2026	3,267	25%	867	156.5	59.1	215.6	1.46	0.19	217.2
2027	3,495	25%	930	167.7	63.4	231.1	1.44	0.19	232.7
2028	3,741	25%	994	179.3	67.7	247.0	1.43	0.19	248.6
2029	4,016	25%	1,063	191.9	72.5	264.4	1.40	0.18	265.9
2030	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.37	0.18	284.1
2031	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.34	0.18	284.1
2032	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.31	0.17	284.1
2033	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.28	0.17	284.0
2034	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.24	0.17	284.0
2035	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.21	0.16	284.0
2036	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.18	0.16	283.9
2037	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.15	0.16	283.9
2038	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.12	0.15	283.9
2039	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.09	0.15	283.8
2040	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.06	0.15	283.8
2041	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	1.02	0.14	283.8
2042	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.99	0.14	283.7
2043	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.96	0.14	283.7
2044	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.93	0.13	283.6
2045	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.90	0.13	283.6
2046	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.87	0.13	283.6
2047	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.84	0.12	283.5
2048	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.81	0.12	283.5
2049	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.78	0.12	283.5
2050	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.75	0.11	283.4
2051	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.72	0.11	283.4
2052	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.69	0.11	283.4
2053	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.66	0.10	283.4
2054	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.63	0.10	283.3
2055	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.61	0.10	283.3
2056	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.58	0.10	283.3
2057	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.55	0.09	283.2
2058	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.52	0.09	283.2
2059	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.49	0.09	283.2
2060	4,323	25%	1,137	205.1	77.5	282.6	0.46	0.08	283.1

[備考] 本事業対象となるプロバ変電所新設及びカワラ変電所改修により配電用変圧器が据え付けられ、配電線路の短縮化、配電電圧昇圧に寄与する。従って、配電ロスは低減される。

[出所] JICA 調査団が経済評価分析作業を通じて作成

8-2-3 経済評価分析の結果

(1) 経済内部収益率、経済純現在価値、便益費用比率

経済分析計算すると、以下の結果である。

- 経済内部収益率：40.8%
- 経済純現在価値：US\$550.2 百万ドル
- 便益費用比率：2.11

表 8-2-3. 1 本事業の経済評価のキャッシュフロー

年	投資コスト	O&Mコスト	購買費	管理費	収益	ネット キャッシュフロー
2016						
2017	11.1					-11.1
2018	43.0					-43.0
2019	54.6					-54.6
2020	26.3	0.0				-26.3
2021	0.2	1.2	45.5	5.7	140.8	88.3
2022	0.0	1.2	49.3	6.2	153.6	96.9
2023	0.0	1.2	53.5	6.8	168.5	107.1
2024	0.0	1.2	57.4	7.4	182.7	116.7
2025	0.0	1.2	62.1	8.0	198.1	126.8
2026	0.0	1.2	67.4	8.6	214.0	136.8
2027	0.0	1.2	73.0	9.3	230.1	146.6
2028	0.0	1.2	79.1	10.0	246.9	156.5
2029	0.0	1.2	86.2	10.7	264.8	166.7
2030	0.0	1.2	86.6	11.5	283.6	184.3
2031	0.0	1.2	86.4	11.5	283.6	184.6
2032	0.0	1.2	86.1	11.5	283.6	184.8
2033	0.0	1.2	85.9	11.5	283.5	185.0
2034	0.0	1.2	85.6	11.5	283.5	185.2
2035	0.0	1.2	85.4	11.5	283.5	185.4
2036	0.0	1.2	85.1	11.5	283.5	185.7
2037	0.0	1.2	84.9	11.5	283.4	185.9
2038	0.0	1.2	84.6	11.5	283.4	186.1
2039	0.0	1.2	84.4	11.5	283.4	186.3
2040	0.0	1.2	84.1	11.5	283.3	186.5
2041	0.0	1.2	83.9	11.5	283.3	186.7
2042	0.0	1.2	83.7	11.5	283.3	186.9
2043	0.0	1.2	83.4	11.5	283.2	187.1
2044	0.0	1.2	83.2	11.5	283.2	187.4
2045	0.0	1.2	82.9	11.5	283.2	187.6
2046	0.0	1.2	82.7	11.5	283.1	187.8
2047	0.0	1.2	82.5	11.5	283.1	188.0
2048	0.0	1.2	82.2	11.5	283.1	188.2
2049	0.0	1.2	82.0	11.5	283.1	188.4
2050	0.0	1.2	81.8	11.5	283.0	188.6
2051	0.0	1.2	81.5	11.5	283.0	188.8
2052	0.0	1.2	81.3	11.5	283.0	189.0
2053	0.0	1.2	81.1	11.5	282.9	189.2
2054	0.0	1.2	80.9	11.5	282.9	189.4
2055	0.0	1.2	80.6	11.5	282.9	189.6
2056	0.0	1.2	80.4	11.5	282.8	189.8
2057	0.0	1.2	80.2	11.5	282.8	190.0
2058	0.0	1.2	80.0	11.5	282.8	190.2
2059	0.0	1.2	79.7	11.5	282.8	190.4
2060	0.0	1.2	79.5	11.5	282.7	190.5

〔出所〕 JICA 調査団が経済評価分析作業を通じて作成

(2) 感度分析

感度分析は、下記の3つの危険因子（投資コストの増大、発電会社からの電力購入費用が20%アップ）について、どの程度各評価指標に影響を及ぼすかについて分析を行った。

- 投資費用が想定よりも20%増大する場合
- 投資費用が想定よりも20%増大し、なおかつ経常費用（一般管理費、運転維持費、発電会社からの電力仕入れ費用）が20%増大する場合
- 消費者余剰を基本ケースの半分と想定する場合
- 消費者余剰を考慮せずに、最終消費者料金＝支払い意思額と想定する場合

表 8-2-3. 2 経済評価分析での感度分析結果

項目	リスクファクター	EIRR	ENPV(百万米ドル)	B/C
基本的な想定ケース	-	40.8%	550.2	2.11
Case 1	投資コストが 20%増大	36.4%	528.0	2.02
Case 2	投資コストが 20%増大して、なおかつ経常的なコスト(運転維持費、一般管理費、発電会社からの電力仕入れ費用)が 20%増大	33.5%	450.3	1.75
Case 3	消費者余剰を基本ケースの半分と想定	31.1%	323.1	1.65
Case 4	消費者余剰を考慮せず、最終消費者価格そのものが支払意思額と想定	20.4%	121.6	1.24

〔出所〕 JICA 調査団が経済評価分析作業を通じて作成

上記の表に示されているように、投資費用の増大 20%の場合には、経済内部収益率 (EIRR) は、4.4 ポイント下がって、36.4%に下がるが、それほど大きな影響ではない。さらに、一般管理費、発電会社からの電力仕入れ費用、運転維持費が予想より 20%アップすると想定しても、33.5%を維持している。

一方、Case4 のように、消費者余剰を考慮せずに、最終ユーザー価格＝支払意思額と想定すると、経済内部収益率は、急激に下がって、20.4%になる。Case2 のように、その間で消費者余剰を基本ケース想定を半分と想定すると、約 10%下がるものの、31.1%を維持している。

8-3 財務分析・経済評価の総括

8-3-1 財務経済的に見た総括的な結論

本事業を財務的及び経済的に評価した場合の結論は以下のとおりである。

- 財務分析の結果が示すように、財務的なハードル・レート 7.0%に対して、基本ケースでの FIRR は、13.2%であり、本事業は財務的に十分実施可能と判断される。料金単価も 2016 年の第 1 四半期の現状の料金水準での保守的な想定であり、これまでのウガンダの電力料金の上昇トレンドから考えると、本事業による財務収入が発生する際の BST 単価料金は、かなり高い確率で想定水準の上での料金設定になっている確率が高く、財務収入は上がる可能性がある。
- ただ、上記のように FIRR13.2%であったとしても、本事業は、膨大な先行投資コストを負担した上で数十年以上の長い期間で投資回収を図らねばならず、民間企業が取り組むのは難しいプロジェクトである。また、ウガンダの電力政策において、送電部門は UETCL がウガンダで唯一無二の送電事業者として位置づけられているので、民間企業がウガンダの送電事業に参入することはできない。
- UETCL の料金設定、収入確保の舵取りは、ウガンダ政府の Cost Reflective Policyのもと、発生するコストをきちんと回収するべく料金設定 (3 か月に 1 回、四半期見直し) をフレキシブルに運営・対応することになっている。UETCL としては、発電会社から電力を購入する費用単価に約 80 UGX / kWh 程度の利鞘が実現するように、BTS 単価の設定が行われていけば、本プロジェクトは、上記の

財務内部収益率 13%前後の内部収益率は確保されると思われる。

- ただし、ウガンダの電気料金は、他のアフリカ諸国の中では既に比較的高い水準になっていることから、一般国民の視点からいえば、国民に広く安価に電力を供給できる状態になることが望ましい。しかるに、水力発電の拡張・進展等により UETCL としては、電力仕入れコストの低減が実現し、BST 単価も低減するか少なくとも現状レベルで維持されることが望ましい。
- 経済的内部収益率は、支払意思額を現状の最終消費者価格だけで、消費者余剰を除いても、経済評価のハードル・レートを上回っているため、ウガンダ経済の立場から見てプラスの望ましいプロジェクトと判断される。
- ただし、ウガンダでは数年おきに内国通貨シリングの大幅な為替変動（下落）が起きており、それに伴うインフレの発生、対外負債負担の極端な増大が起こる懸念があり、本事業の経営・運営を不安定化させる危険因子である。なおかつ、ウガンダ国にとっての円借款返済負担を大幅に増大させる要因でもある。
- また、ウガンダでは、第二次国家開発計画(NDP II)にもとづいて、今後、大規模インフラ開発プロジェクト（水力発電、石油精製、鉄道等）が次々に着工・実施の運びになる公算が強い。経済的に需要増大を喚起して経済浮揚させるプラス要因である一方、対外債務負担の増大も起こる。今のところ、対外債務の GDP 比は、近年 30%台前半を維持しているが、2008 年以降、22%からじりじり上昇し、2014 年現在 34.7%に達し、中短期的には増えていく見込みである。ウガンダ政府としては、プロジェクトの進捗速度、経済成長率が順調に推移していくどうかを注視する一方、対外債務の GDP 比、債務返済額比率 (Debt Service Ratio: DSR)、外貨準備高などの推移のチェックも絶えず行う必要がある。

このような規模の事業を商業的な推進力に起因して実施することは、民間銀行の貸出金利などを考慮すると極めて困難である。その一方で、我が国の円借款による超長期、超低金利のローンスキームを用いる公的資金による案件実施には、ウガンダシリングの為替変動などの危険因子を考慮しても、ウガンダ経済の立場から見て優位である点が多い。従って、経済財務分析の観点からは本事業の実施は当該国にとって望ましい事業であると言える。

8-3-2 財務経済的に見た運用効果指標の提案

上記のポイントを踏まえて、経済財務的な見地からの運用効果指標を以下のように提案する。

(1) UETCL の経営・運営の面

- ✓ BST 料金水準の推移 (Cost Reflective Policy を十分に反映した設定が行われる)
- ✓ 発電会社との電気購入の契約による購入単価の推移
- ✓ 消費者物価と電気料金の対比
- ✓ 一般管理費の推移
- ✓ 送電ロス率
- ✓ 配電ロス率

- ✓ 新設変電所の最大負荷率、平均負荷率
- ✓ 改修変電所での事前・事後成果についてインタビュー
- ✓ 営業収入の推移
- ✓ 原価の推移
- ✓ 税引き前利益の推移

(2) カンパラ首都圏の市民生活向上の面

- ✓ 停電の回数と停電継続時間
- ✓ 法人向け顧客満足度調査
- ✓ 一般消費者向け顧客満足度調査
- ✓ 新設変電所の最大負荷率、平均負荷率

(3) 経済発展寄与、借款返済の面

- ✓ 経済成長率
- ✓ 対外債務（GDP との対比、国の歳入との対比、DSR）

第9章 環境社会配慮

9-1 環境影響評価

9-1-1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本事業は主に以下のコンポーネントで構成される。

- 変電所および送電線の新設：プロバ、新ムコノ
- 既存変電所の改修：カワラ
- 既存変電所の増設：ムトゥンドウエ、ブジャガリ
- 既存送電線の張替

以降に各コンポーネントの計画概要を示す。

(1) プロバ変電所および付帯送電線の新設

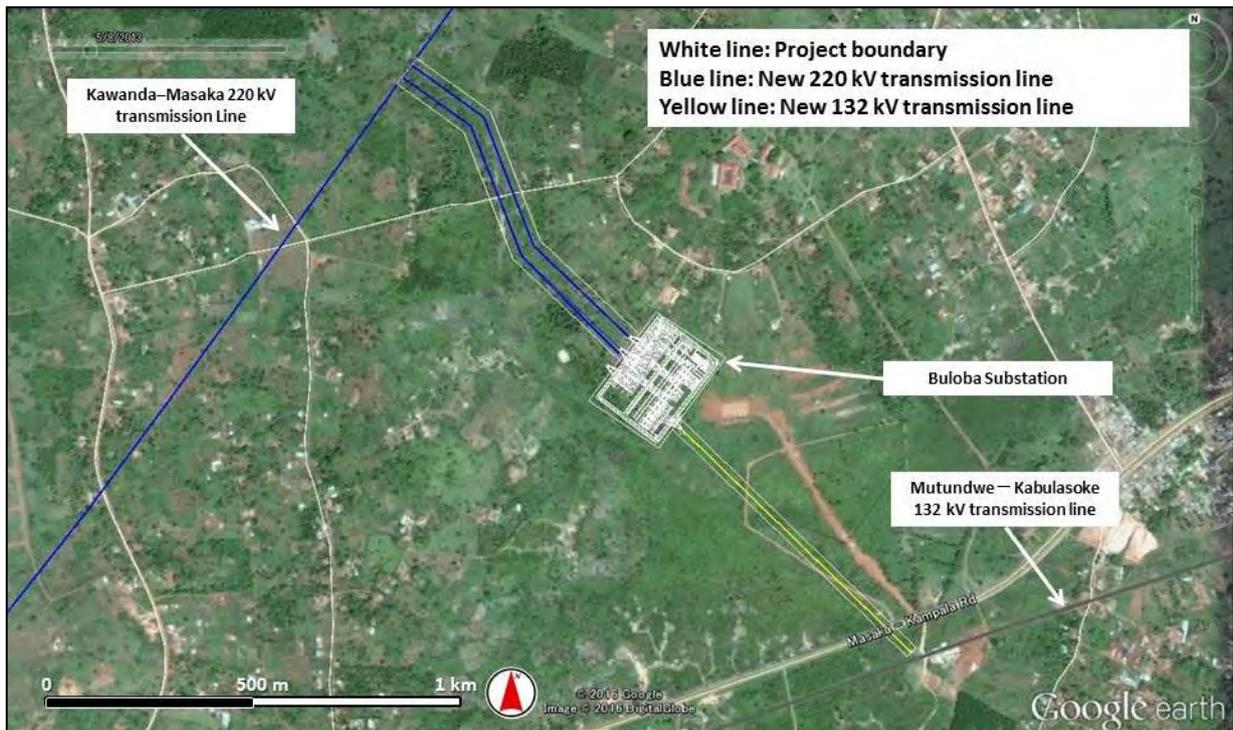
プロバ変電所および付帯送電線は、カンパラ中心地から西に約 25 km 離れたムピギ県の丘陵地帯に新設される。送電線は、220 kV 送電線（約 0.9 km × 4 回線）と 132 kV 送電線（約 0.8 km × 2 回線）で構成される。220 kV 送電線は、2 回線送電線が 2 線並行して建設され、現在、世界銀行の借款事業により建設が進められているカワンダ変電所ーマサカ変電所間 220 kV 送電線に接続する。132 kV 送電線は、既設のムトゥンドウエ変電所ーカブラソケ変電所間の送電線に接続する。また 132 kV 送電線の用地内には、約 750 m (8 m 幅) のアクセス道路が建設され、変電所と既存道路（カンパラーミティヤナ道路（Kampala-Mityana Road））を接続する。

表 9-1-1. 1 にプロバの主要コンポーネントおよび仕様を示す。図 9-1-1. 1 にプロバ変電所および付帯送電線のレイアウトを示す。

表 9-1-1. 1 プロバの主要コンポーネントおよび仕様

コンポーネント	仕様
変電所	面積：約 200 m x 260 m
220/132 kV 変圧器	125 MVA×2 台
132/33 kV 変圧器	40 MVA×2 台
220 kV 開閉装置	1 式
132 kV 開閉装置	1 式
33 kV 開閉装置	1 式
制御棟	1 棟
送電線	
220 kV 送電線	約 0.9 km×4 回線
132 kV 送電線	約 0.8 km×2 回線
アクセス道路	約 8 m x 750 m

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図 9-1-1. 1 ブロバ変電所および付帯送電線のレイアウト

(2) 新ムコノ変電所および付帯送電線の新設

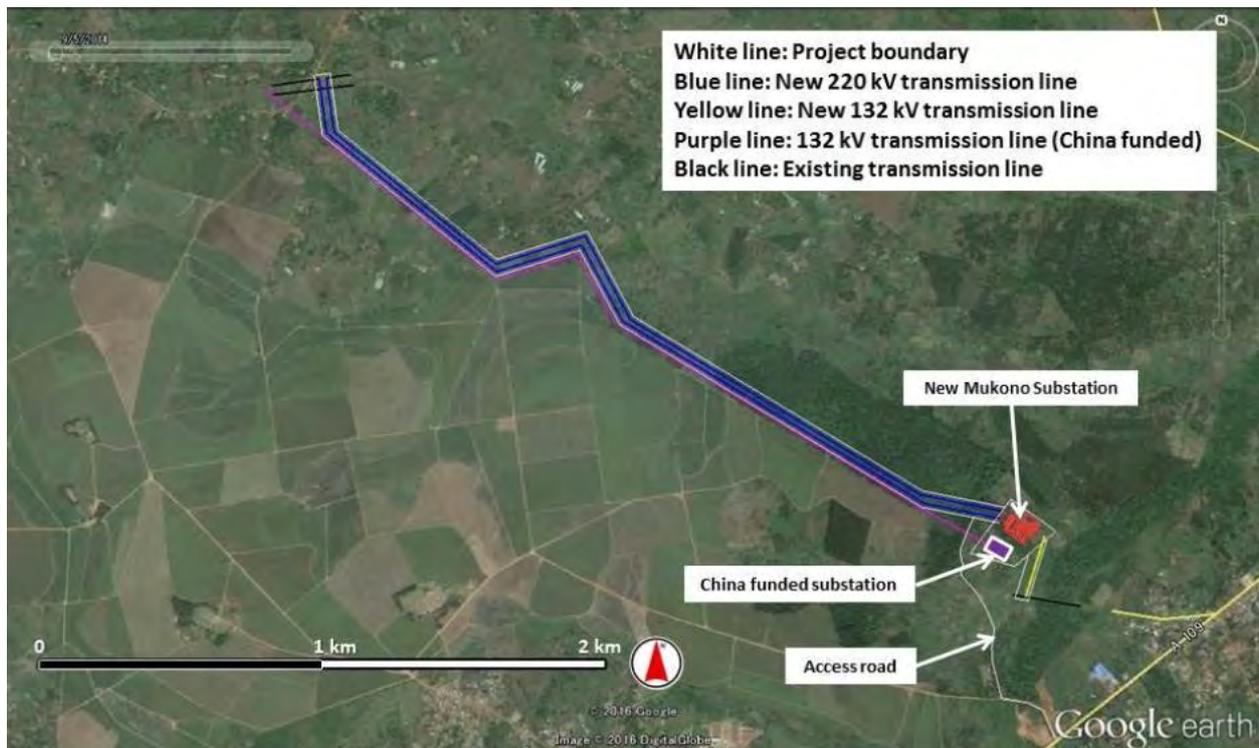
新ムコノ変電所および付帯送電線は、カンパラ中心地から東に約 25 km 離れたムコノ県の丘陵地帯に新設される。変電所は、中国の支援で建設が予定されている変電所に隣接して建設される。送電線は、220 kV (約 4.2 km × 4 回線) と 132 kV (約 0.4 km × 2 回線) の送電線が建設される。220 kV 送電線は、2 回線送電線が 2 線並行しながら中国支援の 132 kV 送電線の横に建設され、既設のブジャガリ変電所-カワンダ変電所間の 220 kV 送電線に接続する。132 kV 送電線 (2 回線) は、既設のキイラ・ナルバレールゴゴ送電線に接続する。また変電所と既存道路 (A109) を結ぶ、約 1,200 m (8 m 幅) のアクセス道路が、既存の道路を拡幅する形で建設される。

表 9-1-1. 2 にムコノの主要コンポーネントおよび仕様を示す。図 9-1-1. 2 にムコノ変電所および付帯送電線のレイアウトを示す。

表 9-1-1. 2 ムコノの主要コンポーネントおよび仕様

コンポーネント	仕様
変電所 220/132/33 kV/変圧器 220 kV ガス絶縁開閉装置 132 kV ガス絶縁開閉装置 制御棟	面積：約 130 m x 105 m 125 MVA×3 台 1 式 1 式 1 棟
送電線 220 kV 送電線 132 kV 送電線	約 4.2 km×4 回線 約 0.4 km×2 回線
アクセス道路	約 8 m x 1,200 m

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図 9-1-1. 2 ムコノ変電所および付帯送電線のレイアウト

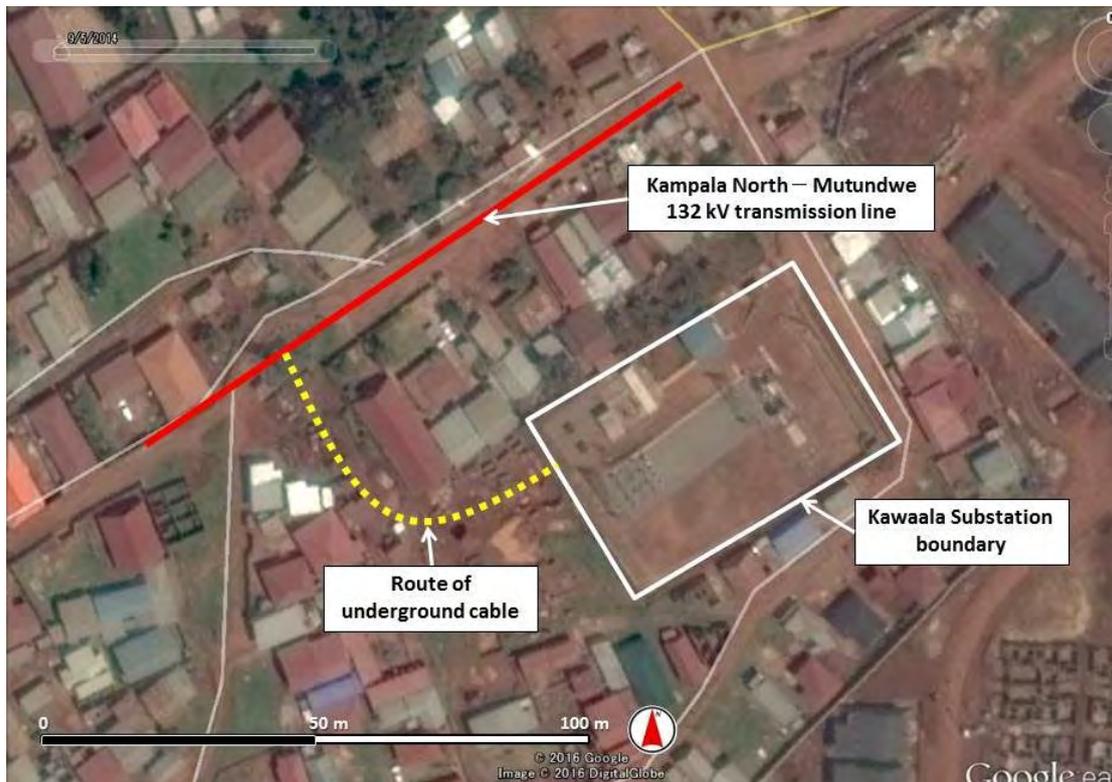
(3) カワラ変電所の改修

カワラ変電所は、カンパラ首都圏に位置する既設の変電所である。改修の際は、既存施設を解体・除去し、新しい変圧器、開閉装置、制御棟を整備する。またカンパラ北ームトゥンドゥエ 132 kV 送電線に接続する既存送電線も除去し、代わりに地下ケーブル式の 132 kV 送電線（約 100 m）を埋設する。表 9-1-1. 3 にカワラの主要コンポーネントおよび仕様を示す。図 9-1-1. 3 に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を示す。

表9-1-1. 3 カワラの主要コンポーネントおよび仕様

コンポーネント	仕様
変電所	
132/33 kV 変圧器	40 MVA×3 台
132/11 kV 変圧器	20 MVA×1 台
132 kV ガス絶縁開閉装置	1 式
33 kV 開閉装置	1 式
11 kV 開閉装置	1 式
制御棟	1 棟
送電線 (地下ケーブル)	
132 kV 送電線	約 0.1 km×2 回線

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図9-1-1. 3 カワラ変電所の既存レイアウトおよび地下ケーブルの埋設ルート

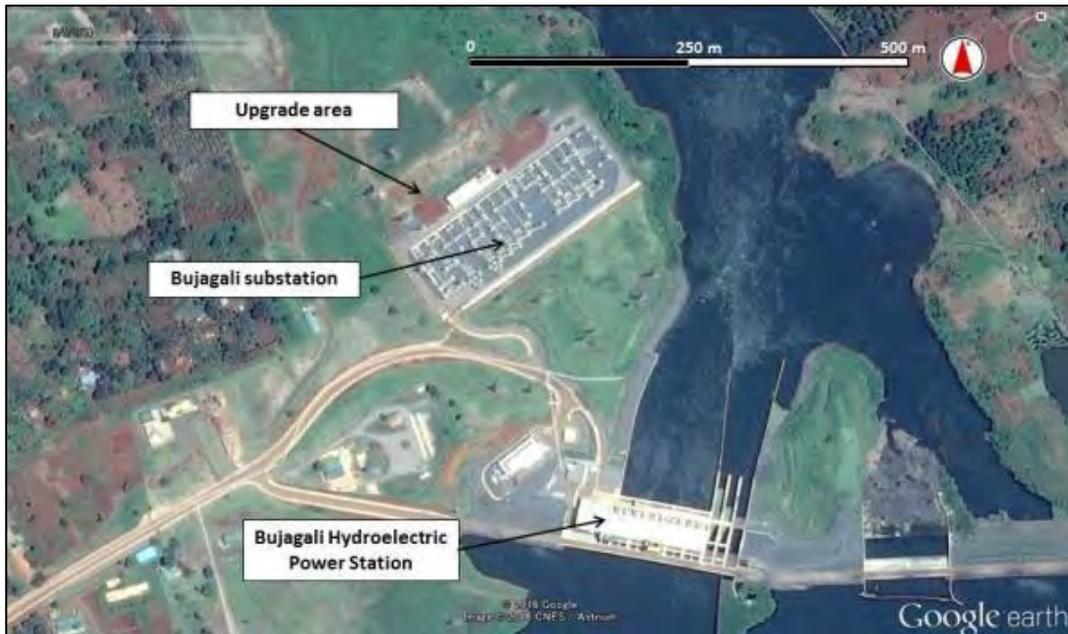
(4) ブジャガリ変電所の増設

ブジャガリ変電所は、ブジャガリ水力発電所内にある既設の変電所である。本事業では、変圧器および開閉装置を新たに整備する。表9-1-1. 4にブジャガリの主要コンポーネントおよび仕様を示す。図9-1-1. 4にブジャガリ変電所の既存レイアウトおよび増設予定地を示す。

表 9-1-1. 4 ブジャガリの主要コンポーネントおよび仕様

コンポーネント	仕様
変電所	
220/132/33 kV 変圧器	250 MVA×1 台
220 kV 開閉装置	1 式
132 kV 開閉装置	1 式

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図 9-1-1. 4 ブジャガリ変電所の既存レイアウトおよび増設予定地

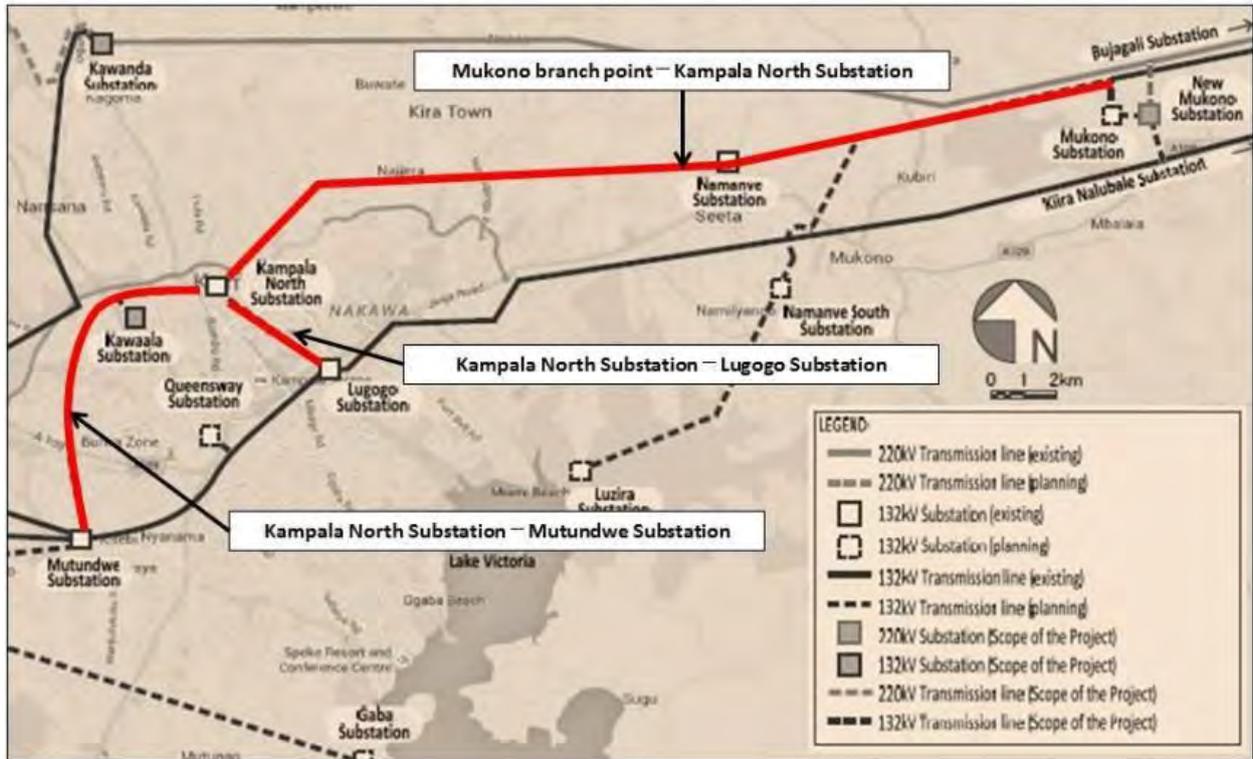
(5) ムトゥンドウエ変電所の増設

ムトゥンドウエ変電所は、カンパラ首都圏に位置する既設の変電所である。当変電所に 132 kV 開閉装置を新たに整備する。

(6) 既設送電線の張替

約 41 km に渡り、既設送電線の張替を行う。張替対象の送電線および張替距離を以下に示す。図 9-1-1. 5 に張替工事の対象送電線を示す。

- ムコノ分岐点（北幹線）－カンパラ北変電所：約 25.4 km×1 回線
- カンパラ北変電所－ムトゥンドウエ変電所：約 10.2 km×2 回線
- カンパラ北変電所－ルゴゴ変電所：約 5.3 km ×2 回線



[出所] JICA 調査団

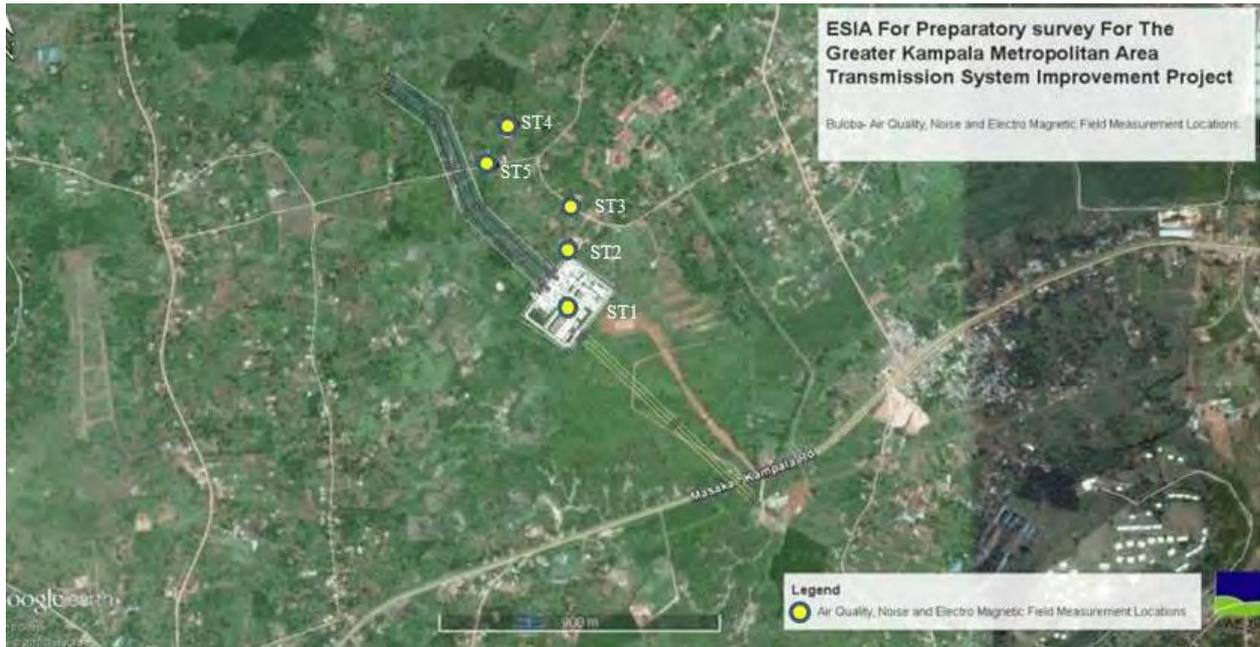
図 9-1-1. 5 張替工事の対象送電線

9-1-2 ベースとなる環境社会の状況

(1) 大気質

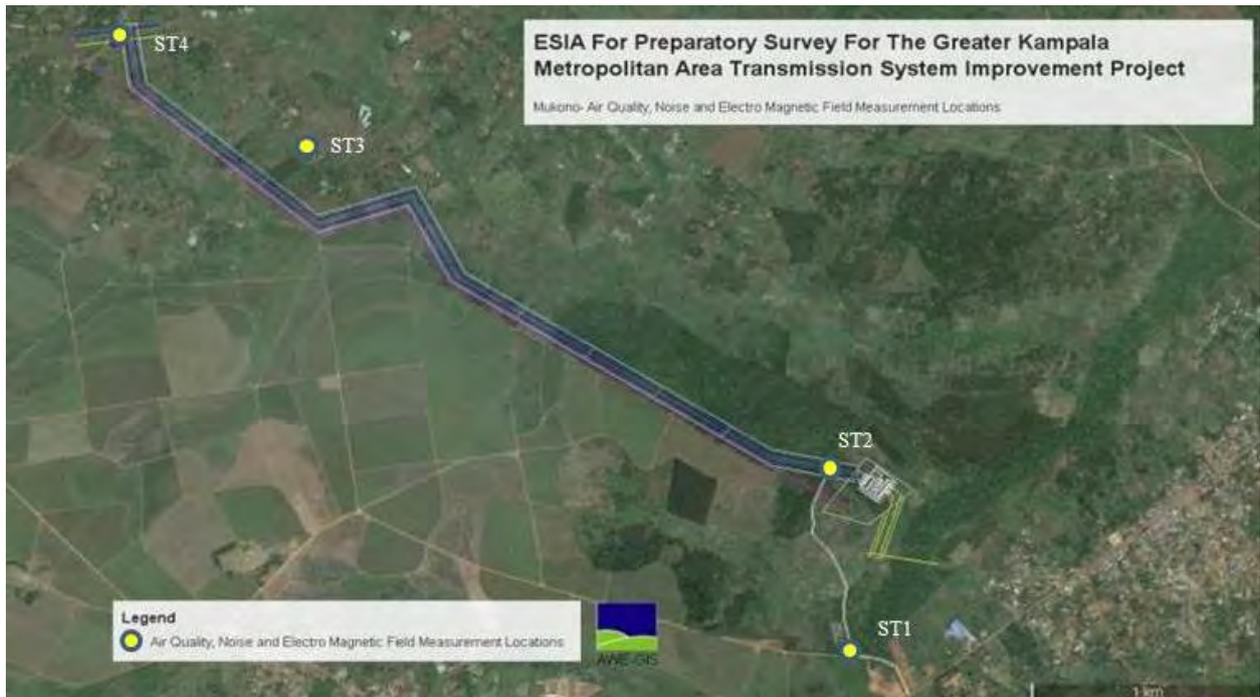
2016年4月にプロバ、新ムコノ、カワラ、ブジャガリおよびムトゥンドウエのサイトを対象に大気質調査を実施した。測定項目は総浮遊粒子状物質（TSP）、PM10 および PM2.5 を対象とし、ポータブル測定器（Casella 社 Microdust Pro）で、各地点 10 分間測定した。測定地点は、変電所内、変電所境界、汚染に脆弱な施設などを考慮して設定した。図 9-1-2. 1～5 に各サイトの測定地点を示す。表 9-1-2. 1 に各サイトの測定結果を示す。

測定の結果、全ての測定地点で、TSP は $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 以下と低い値であった。また PM10 および PM2.5 に関しては、大半の地点で検出されなかった。



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 1 ブロバの大気質測定地点



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 2 ムコノの大気質測定地点



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 3 カワラの大気質測定地点



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 4 ブジャガリの大気質測定地点



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 5 ムトゥンドウエの大気質測定地点

表 9-1-2. 1 大気質測定結果

	地点	位置 (UTM 36M)	TSP ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	PM ₁₀ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	PM _{2.5} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	備考
プロバ	1	432122E, 28384N	1	ND	ND	変電所予定地
	2	432122E, 28581N	1	ND	ND	修道院
	3	432130E, 28709N	1	ND	ND	保育園
	4	431938E, 28977N	1	ND	ND	住居
	5	431873E, 28847N	1	ND	ND	住居・キオスク
ムコノ	1	480605E, 41823N	1	ND	ND	NFA の施設
	2	480527E, 42663N	1	ND	ND	変電所境界
	3	478224E, 44127N	1	ND	ND	住居
	4	477419E, 44615N	1	ND	ND	住居
カワラ	1	448764E, 37072N	3	ND	ND	変電所境界
	2	448725E, 37077N	1	ND	ND	空地
	3	448785E, 37136N	8	1	ND	医療クリニック
ブジャガリ	1	514953E, 55448N	1	ND	ND	工事事務所
	2	515039E, 55312N	1	ND	ND	変電所境界
	3	515078E, 55445N	2	ND	ND	変電所制御棟
ムトウンド ウエ	1	448185E, 32427N	1	ND	ND	住居
	2	448208E, 32518N	5	1	1	住居
	3	448041E, 32484N	1	ND	ND	住居
	4	448060E, 32413N	1	ND	ND	住居
Draft Uganda national standard			300	-	-	24-hour average
WHO Guideline value				50	25	24-hour average

ND: Not detected

[出所] 本事業の EIA 報告書

(2) 騒音

2016年4月にプロバ、ムコノ、カワラ、ブジャガリおよびムトウンドウエのサイトを対象に騒音調査を実施した。騒音は、ポータブル騒音計 (Casella CEL-621C2) を使い、各地点で10分間の測定を行った (測定地点は、大気測定地点と同じ)。表9-1-2. 2にウガンダ国の環境法 (騒音の標準化及び抑制 2003年) (The National Environment (Noise Standards and Control) Regulations, 2003) で規定している騒音基準を示す。表9-1-2. 3に各サイトの騒音測定結果を示す。測定の結果、等価騒音レベル (Leq) は、概ね45~55 dB 範囲にあり、「Mixed residential」の騒音基準内 (55 dB) にあった。「Residential + industry」の騒音基準 (60 dB) を超過する地点はなかった。

表 9-1-2. 2 ウガンダ国の騒音基準

Column 1	Column 2	
Facility	Noise Limits B (A) (Leq)	
-	DAY	NIGHT
A. Any building used as hospital, convalescence home, home for the aged, sanatorium and institutes of higher learning, conference rooms, public library, environmental or recreational sites.	45	35
B. Residential buildings	50	35
C. Mixed residential (with some commercial and entertainment)	55	45
D. Residential + industry or small scale production + commerce	60	50
E. Industrial	70	60

[出所] The National Environment (Noise Standards and Control) Regulations, 2003.

表 9-1-2. 3 騒音測定結果

	地点	位置 (UTM 36M)	騒音レベル dB(A)				主な音源
			L _{Max}	L _{eq}	L ₉₀	L ₅₀	
ブロバ	1	432122E, 28384N	62.5	46.2	40.5	42.5	道路交通、鳥の鳴声など
	2	432122E, 28581N	71.5	50.8	38.0	41.5	道路交通、鳥の鳴声など
	3	432130E, 28709N	78.8	58.4	41.0	52.5	保育園など
	4	431938E, 28977N	64.6	43.9	37.5	40.0	人の会話、鳥の鳴声など
	5	431873E, 28847N	78.3	56.4	40.0	45.5	人の会話、鳥の鳴声など
ムコノ	1	480605E, 41823N	60.6	49.1	45.5	48.5	道路交通、鳥の鳴声など
	2	480527E, 42663N	67.0	45.2	34.5	38.5	バイクなど
	3	478224E, 44127N	72.3	47.2	34.5	38.0	鳥の鳴声、人の会話など
	4	477419E, 44615N	76.2	45.6	36.5	40.0	バイクなど
カワラ	1	448764E, 37072N	68.2	47.8	41.0	44.0	鳥の鳴声、人の会話など
	2	448725E, 37077N	63.4	47.3	39.0	43.0	鳥の鳴声、人の会話など
	3	448785E, 37136N	77.2	56.6	48.5	51.5	車両交通など
ブジャガリ	1	514953E, 55448N	70.8	49.8	40.5	44.5	鳥の鳴声、人の会話など
	2	515039E, 55312N	60.6	45.7	41.5	44.5	鳥の鳴声、人の会話など
	3	515078E, 55445N	68.1	49.7	45.0	46.0	車両交通など
ムトゥンド ウエ	1	448185E, 32427N	66.7	44.3	40.0	42.0	車両交通など
	2	448208E, 32518N	70.1	48.6	40.5	43.5	人の会話など
	3	448041E, 32484N	66.2	50.8	47.5	48.5	人の会話など
	4	448060E, 32413N	67.4	49.5	47.5	48.5	車両交通、人の会話など

[出所] 本事業の EIA 報告書

(3) 水質

2016 年 4 月にブロバおよびムコノを対象に、周辺水域の水質を測定した。測定項目は、水温、pH、電気伝導率 (EC)、溶存酸素 (DO)、全窒素 (T-N)、全リン (T-P)、懸濁物質 (SS)、COD、油分などである。水温、pH、電気伝導率 (EC)、溶存酸素 (DO) は、多目的水質計 (HANNA HI 9828) で現場測定し、その他項目は、ウガンダ国政府所有の National

Water and Sewerage Corporation (NWSC) の研究所で分析した。測定地点は、工事などにより影響を受ける可能性がある、周辺の小川、池、井戸水などを対象とした。図9-1-2.6および9-1-2.7にそれぞれブロバおよびムコノの水質測定地点を示す。表9-1-2.4および9-1-2.5にそれぞれブロバおよびムコノの水質測定結果および参考までに日本国の環境基準を併せて示した。

ブロバに関しては、St.2 と St.3 は、停滞水域（池）であるためか全体的に DO 値が低く、COD 値が比較的高い（13～18 mg/l）。St.1 は、井戸水ではあるものの、COD 値、SS 値、油分が比較的高く、飲料水としては適していないと考えられる。

ムコノに関しては、St.2 と St.3 で油分が高いのと COD が全体的に高いのが特徴的である。測定地点周辺には顕著の汚濁源がないため、上流からの生活排水や農地からの流入が要因と考えられる。



[出所] 本事業の EIA 報告書

図9-1-2.6 ブロバの水質測定地点



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 7 ムコノの水質測定地点

表 9-1-2. 4 ブロバの水質測定結果

項目	単位	St. 1 (井戸水)	St. 2 (池)	St. 3 (池)	日本国環境基準 (湖沼)
水温	°C	25	24	27	-
pH	-	6.3	5.94	7.3	6.5-8.5 (B 類型)
EC	μS/cm	81	24	112	-
DO	mg/l	1.3	1.71	1.85	> 5.0 mg/l (B 類型)
T-N	mg/l	0.9	1.3	1.2	< 1 mg/l (V 類型)
T-P	mg/l	0.1	0.2	0.2	< 0.1 mg/l (V 類型)
SS	mg/l	60	13	10	< 15 mg/l (B 類型)
COD	mg/l	14	13	18	< 5 mg/l (B 類型)
油分	mg/l	0.8	0.3	5.3	-

[出所] 本事業の EIA 報告書

表 9-1-2. 5 ムコノの水質測定結果

項目	単位	St. 1 (小川)	St. 2 (小川)	St. 3 (小川)	日本国環境基準 (河川)
水温	°C	22.50	22.58	22.86	-
pH	-	7.23	7.33	7.7	6.5-8.5 (C 類型)
EC	μS/cm	126	126	144	-
DO	mg/l	4.74	4.96	4.90	> 5 mg/l (C 類型)
T-N	mg/l	-	-	-	-
T-P	mg/l	2.2	0.8	0.4	-
SS	mg/l	15	17	27	< 50 mg/l (C 類型)
COD	mg/l	39	27	23	-
油分	mg/l	2	15	17	-

[出所] 本事業の EIA 報告書

(4) 保護区

ムコノの変電所および付帯送電線の一部が、ナダギ森林保護区 (Nandagi Forest Reserve) 内に建設される。ナダギ森林保護区は、水源林の保護を主目的に、1948年に477haの面積が森林保護区に指定 (LN No. 41 of 1948) され、その後1962年に面積を479haに拡大するため再指定 (LN No. 78 of 1962) されている。図9-1-2. 8にナダギ森林保護区の境界を示す。



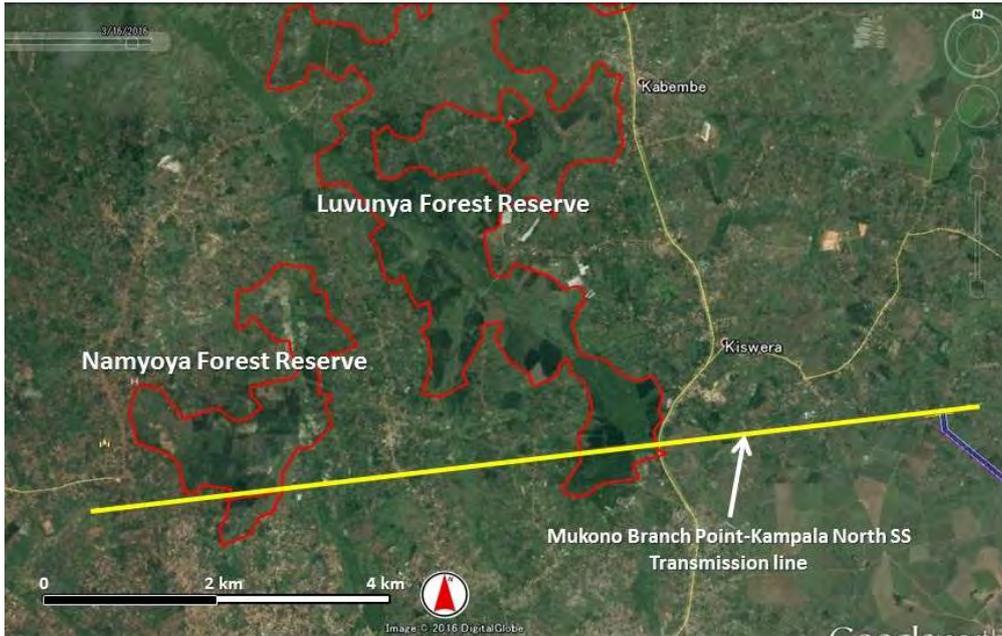
[出所] JICA 調査団

図9-1-2. 8 ナダギ森林保護区の境界 (赤線)

ナダギ森林保護区は、National Forestry and Tree Planting Act 2003の下、National Forestry Authority (NFA) が管轄している。保護区内では、同法の下 (32項)、樹木の伐採、放牧、農作などの行為は禁止されているが、NFAの許可 (License) を取得すれば、林業などを営むことは許されており、既に保護区の大部分は林業地に改変されている (現在は100人程度の民間林業者が操業している)。ナダギ森林保護区には、その他に、固有樹木の苗床施設がある。

本事業をナダギ森林保護区内で実施する場合は、NFAから許可 (License) を取得することに加え、消失する森林や生物多様性に対して、UETCLが補償することが求められている (詳細な手続きは9-1-7節 (1) 1) 参照)。

送電線の張替が予定されている、ムコノ分岐点-カンパラ北変電所間の既存送電線 (約25.4 km) の一部が、ルユンヤ森林保護区 (844 ha) とナムヨナ森林保護区 (389 ha) をそれぞれ約1 kmと約0.7 kmに渡り通っている。図9-1-2. 9にルユンヤ森林保護区とナムヨナ森林保護区の境界および張替送電線の位置を示す。なお保護区を通るムコノ分岐点-カンパラ北変電所間の送電線は、建設時にNFAから許可を取得しており、新たな許可取得の必要性はない。



[出所] JICA 調査団

図 9-1-2. 9 ル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

(5) 生態系

2016年4月～5月に、プロバとムコノのサイトを対象に動植物調査を実施した。調査は、植生、無脊椎動物、爬虫類・両生類、鳥類および哺乳類を対象とし、絶滅危惧種の有無などを確認した。調査の結果、IUCN レッドリストの絶滅危惧種に指定されている、樹木 1 種 (*Jacaranda mimosifolia*) と鳥類 2 種 (*Balearica regulorum*、*Psittacus erithacus*) がナダギ森林保護区内で確認された (3 種とも 1 個体のみ確認)。また Wildlife Conservation Society (WCS) が 2016 年に発行した、ウガンダ国レッドリストに絶滅危惧種として掲載されている蝶類 3 種 (*Euphaedra rex*、*Neptis trigonophora*、*Caenides dacena*) が同じくナダギ森林保護区内で確認された。表 9-1-2. 6 に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を示す。

表 9-1-2. 6 ナダギ森林保護区で確認された絶滅危惧種およびその分類

	学名	IUCN 分類	国内レッドリスト分類*
樹木	<i>Jacaranda mimosifolia</i>	VU	未掲載
鳥類	<i>Balearica regulorum</i>	EN	EN
	<i>Psittacus erithacus</i>	VU	VU
蝶類	<i>Euphaedra rex</i>	未掲載	VU
	<i>Neptis trigonophora</i>	未掲載	VU
	<i>Caenides dacena</i>	未掲載	EN

*：法的拘束力はない。

[出所] 本事業の EIA 報告書

(6) 水象

ナダギ森林保護区内には、セジブワ川の支流（カサラ川、キサムバ川）が流れている。
図9-1-2. 10にカサラ川およびキサムバ川の流路を示す。



[出所] 本事業のEIA 報告書

図9-1-2. 10 Kasala 川および Kisamba 川の流路

(7) 土地利用

ブロバのサイト周辺は、一部が農地や居住地として開拓されている他は、主に湿地帯を含む未開拓地である。また湿地帯の一部では、レンガの製造用に泥を採取しており、採掘跡が泥池になっている。図9-1-2. 11にブロバのサイト周辺の土地利用状況を示す。



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 11 ブロバのサイト周辺の土地利用状況

ムコノのサイト周辺は、ナダギ森林保護区を含め、大半が農地や植林地として開拓されている。図 9-1-2. 12 にムコノのサイト周辺の典型的な土地利用状況を示す。



[出所] 本事業の EIA 報告書

図 9-1-2. 12 ムコノのサイト周辺の典型的な土地利用状況

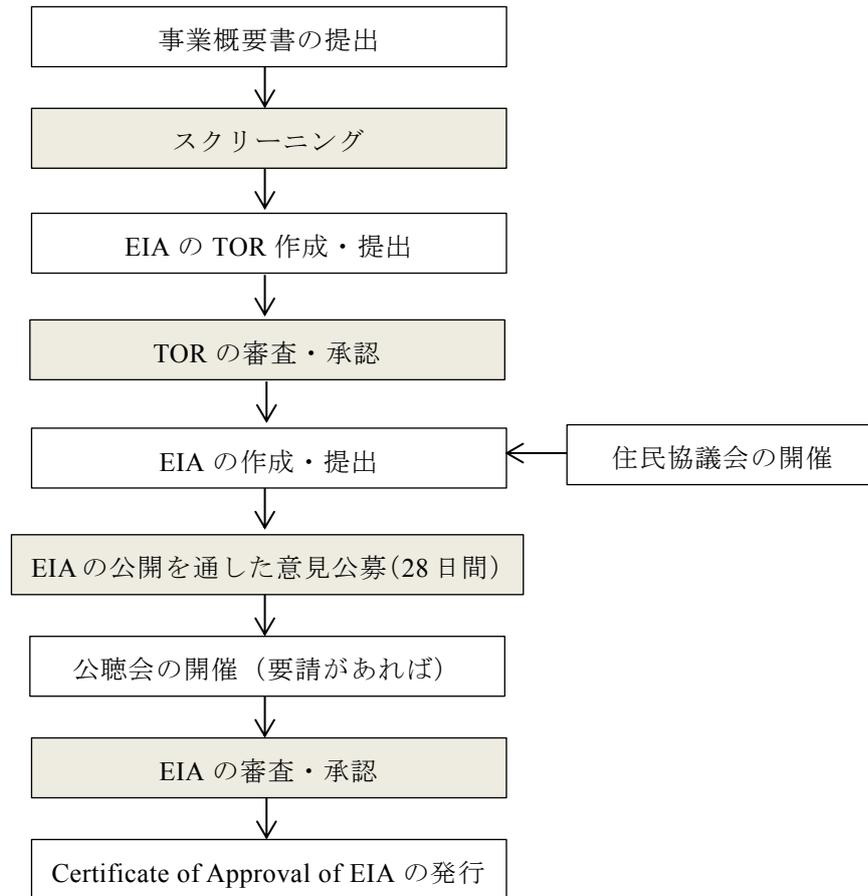
カワラのサイト周辺は、主に居住区である。また変電所周辺にある空き地は、レンガの保管場所として利用されている。

9-1-3 ウガンダの環境社会配慮制度・組織

(1) EIA 制度

ウガンダでは、1995年に施行された環境法（The National Environment Act）において、環境に影響する開発行為を行う事業に対して EIA の実施が規定されており、変電所・送電線は同法で EIA の検討対象事業に指定されている。EIA の手続き、内容、審査、住民参加、情報公開などの細則については、環境影響評価規則 1998 年第 13 号（Environmental Impact Assessment Regulations No. 13/1998）に規定されている。その他に、各種 EIA ガイドライン（Guidelines for Environmental Impact Assessment in Uganda 1997、Environmental Impact Assessment Guidelines for the Energy Sector 2004）が発行されている。

EIA の審査・許認可機関は、環境保護局（National Environment Management Authority : NEMA）となり、EIA が承認された場合は、最終的には環境影響評価証書（Certificate of Approval of Environment Impact Assessment : CAE）を発行する。図 9-1-3. 1 に EIA 手続きの概略プロセスを示す。



[備考] 灰色塗りつぶしは、NEMA の役割

[出所] JICA 調査団

図 9-1-3. 1 EIA 手続きの概略プロセス

ウガンダの EIA 制度では、代替案の検討、住民参画、情報公開などが規定されていることを含め、JICA 環境社会配慮ガイドラインと特段の乖離はなく、カテゴリ B の要件を満足する。

なお、EIA は、NEMA に登録されたコンサルタントが実施する必要があるため、EIA 作成に係る一連の業務を現地コンサルタント (AWE 社) に再委託した。EIA は本年 7 月中に NEMA に提出し、3 ヶ月程度で承認を取得することを見込んでいる。

(2) その他環境関連法制度

本事業に関連する、その他環境関連法規制を表 9-1-3. 1 に示す。

表 9-1-3. 1 環境社会配慮関連法規制

分類	名称
Acts	Uganda Wildlife Act, 1996
	The National Forestry and Tree Planting Act, 2003
	Employment Act, 2006
	Occupational Safety and Health Act, 2006
	Historical Monument Act, 1967
Regulations	National Environment (Waste Management) Regulations, 1999
	National Environment (Noise Standards & Control) Regulations, 2003
	The National Environment (Wetlands, Riverbanks and Lakeshores Management) Regulations
	National Environment (Audit) Regulations, 2006
	National Environment (Minimum Standards for Management of Soil Quality) Regulations, 2001

[出所] JICA 調査団

本事業では、EIA の承認とは別に、施工の方法次第では以下の環境関連許可の取得が必要になる。

- Traffic Management Permit : Uganda National Roads Authority (UNRA) から取得
- Waste transport and storage license : NEMA から取得
- Wetland resource use permit : NEMA から取得 (湿地帯の水資源など利用する場合)

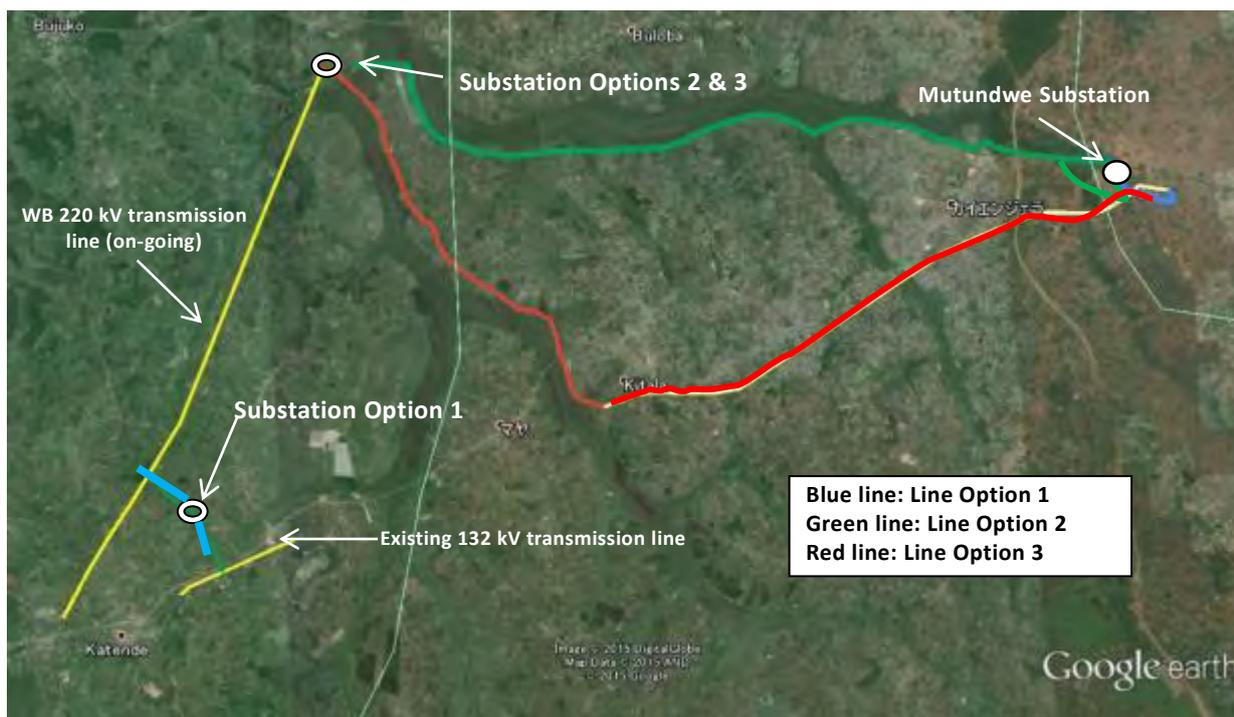
9-1-4 代替案 (事業を実施しない案を含む) の比較検討

(1) 事業を実施しない案

本事業を実施しない案では、森林伐採、用地取得などの環境社会面への影響は回避できる。しかし一方で、電力需要が急速に増加している首都カンパラでの電力供給に対応する送電施設が十分に整備されず、今後の電力安定供給に支障をきたす。これにより、首都カンパラの経済発展や住民の生活水準向上が滞ることになる。

(2) ブロバ変電所と付帯送電線の立地の検討

ブロバ変電所と付帯送電線の立地に係る 3 つの代替案を環境社会影響および工事費の観点から検討した。図 9-1-4. 1 に代替案の立地を示す。表 9-1-4. 1 に代替案の比較検討結果を示す。検討の結果、代替案 1 が、環境社会影響が最も少なく、コストも低いことから最適案と評価された。



[出所] JICA 調査団

図 9-1-4. 1 ブロバ変電所の代替案の立地

表 9-1-4. 1 ブロバ変電所の代替案の比較検討結果

項目	代替案 1	代替案 2	代替案 3
変電所立地	世銀 220 kV 送電線と既存 132 kV 送電線交点の間。	世銀 220 kV 送電線沿い。	代替案 2 に同じ
送電線の始点	既存 132 kV 送電線	ムトゥンドウエ変電所	ムトゥンドウエ変電所
送電線の終点	世銀 220 kV 送電線	世銀 220 kV 送電線沿い。	代替案 2 に同じ
送電線距離	約 1.7 km の架空線	約 3 km の地下ケーブルと約 12 km の架空線	約 18 km の架空線
環境影響	主に空き地・農地を通過するため影響は少ない。	湿地帯沿いに鉄塔を建設するため、比較的影響が大きい。	湿地帯沿いに鉄塔を建設するため、比較的影響が大きい。
社会影響	他の代替案に比べて用地取得が少ない。	代替案 1 に比べて用地取得が多い。	用地取得が最も多い。
工事費	送電線距離が最も短いため、最も低い。	地下埋設が必要なため他の代替案に比べて最も高くなる。	送電線距離が長いため、代替案 1 に比べて高くなる。
総合評価	環境影響、工事費の点から、代替案 1 が最適。	代替案 1 と比較して、環境社会面の影響が大きく、工事費も高い。	他の代替案と比較して、社会影響が大きい。

[出所] JICA 調査団

(3) ムコノ変電所の付帯送電線ルート検討

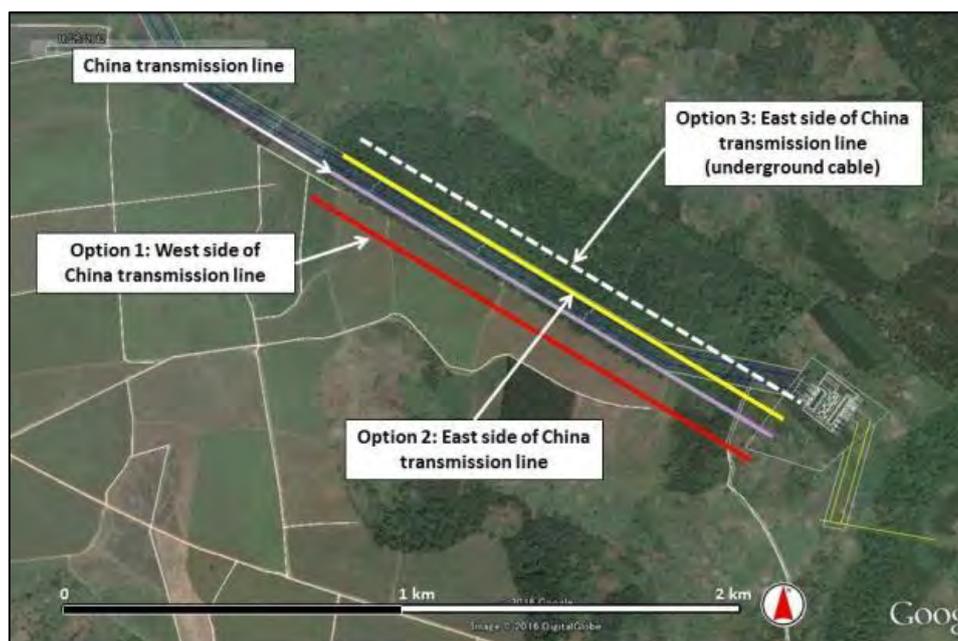
ムコノ変電所の付帯 220 kV 送電線について、以下 3 つの代替ルート案を、環境社会影響および工事費などの観点から比較検討した。

代替案 1：中国ムコノ 132 kV 送電線の西側に設置し森林エリアを回避する案。

代替案 2：中国ムコノ 132 kV 送電線の東側に設置する案。

代替案 3：中国ムコノ 132 kV 送電線の東側に設置するが、地下ケーブル化することにより、森林伐採を最小化する案。

図 9-1-4. 2 に送電線ルート代替案の位置を示す。表 9-1-4. 2 に送電線ルートの比較検討結果を示す。比較検討の結果、社会影響および工事コストが比較的少ないことから代替案 2 が最適案と評価された。



[出所] JICA 調査団

図 9-1-4. 2 送電線ルート代替案の位置

表 9-1-4. 2 送電線ルートと比較検討結果

	代替案 1	代替案 2	代替案 3
環境影響	森林域を回避できるため他の代替案に比べ影響は小さい。	約 7 ha の森林伐採が必要。	約 1 ha の森林伐採が必要。
社会影響	民間のサトウキビ畑を通過するため用地取得が困難。	代替案 1 に比べてルート上の社会経済活動は限定的。ただし NFA の合意が必要。	代替案 1 に比べてルート上の社会経済活動は限定的。ただし NFA の合意が必要。
工事費	代替案 2 と同じ	代替案 1 と同じ	代替案 1 と 2 の約 6 倍
総合評価	森林伐採は必要ないが、用地取得が困難である。	最も森林伐採が多くなるが、工事コストが代替案 3 に比べて大きく下回る。	森林伐採は代替案 2 に比べて少ないが、工事コストが多くなる。

[出所] JICA 調査団

9-1-5 スコーピングおよび環境社会配慮調査の TOR

JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010）に基づき、本事業の環境影響をスコーピングした。影響の度合いは、以下基準に基づき評価した。なお対策は考慮せず評価した。

- A+/-：多大な正／負の影響が想定される。
- B+/-：ある程度の正／負の影響が想定される。
- C+/-：情報不足などにより影響の正／負の程度は不明。
- D：影響は想定されない。

表 9-1-5. 1 にスコーピングの結果を示す。

表 9-1-5. 1 スコーピングの結果

	項目	段階	評価	根拠
1	大気汚染	C	B-	土木工事や工事車両の往来による大気汚染の可能性はある（粉塵、排ガスなど）。
		O	D	特段の大気汚染源はない。
2	水質汚染	C	B-	・工事サイトからの土砂流出により周辺の水域を汚染する可能性がある（特にプロバとムコノ） ・コンクリート洗浄水の排水
		O	B-	送電線用地からの土砂流出などにより周辺の水域を汚染する可能性がある。
3	土壌汚染	C	B-	有害液体物の流出による汚染の可能性はある。
		O	D	特段の土壌汚染源はない。
4	廃棄物	C	B-	様々な工事廃棄物が発生する（伐採樹木、コンクリートガラ、古い送電ケーブル、廃油など）
		O	B-	維持管理作業に伴う廃棄物が発生する（絶縁油など）
5	騒音・振動	C	B-	土木工事や工事車両の往来による騒音。特段の振動源はない。
		O	D	特段の騒音・振動源はない。
6	地盤沈下	C, O	D	地盤沈下を引き起こす要素はない。
7	悪臭	C, O	D	特段の悪臭源はない。
8	底質	C, O	D	特段の底質汚染源はない。
9	保護区	PC, C	B-	ムコノ変電所および一部送電線がナダギ森林保護区内に建設される。

	項目	段階	評価	根拠
		O	D	特段保護区に影響する要素はない。
10	生態系、動植物	PC, C	B-	・プロバ変電所・送電線の建設により、周辺の動植物に影響がおよぶ可能性がある。 ・ムコノ変電所・送電線の建設によりナダギ森林保護区内の動植物に影響がおよぶ可能性がある。
		O	B-	新しい送電線に鳥類が接触・衝突する可能性がある。
11	水象	C	B-	ムコノのアクセス道路が小川および水路と交差する。
		O	D	特段水象に影響する要素はない。
12	地形	C	B-	切土・盛土などにより地形が多少改変する可能性がある（プロバ、ムコノ）。
		O	D	特段地形に影響する要素はない。
13	非自発的住民移転	PC	B-	用地取得により小規模な住民移転がプロバ、ムコノ、カワラで発生する可能性がある。
14	社会的弱者	PC	C	RAP 調査を通して確認する。
15	生活・生計	PC	B-	用地取得により農地などが消失する（プロバ、ムコノ）。
		C, O	B-	適切な補償や支援が行われない場合は、PAPs の生活・生計が悪化する可能性がある。
16	土地利用	PC, C, O	B-	農地などが変電所・送電線の事業用地に改変される。
17	地域資源	C, O	D	特段地域資源に影響する要素はない。
18	水利用	C, O	D	特段水利用に影響する要素はない。
19	社会インフラ・サービス	C	B-	ムコノの既存アクセス道路の利用が制限される可能性がある。
		O	B+	ムコノの既存アクセス道路が改善される。
20	社会組織	C, O	D	特段社会組織に影響する要素はない。
21	便益と被害の偏在	C, O	D	特段の便益と被害の偏在は想定されない。
22	地域内の利害対立	C, O	D	地域内の利害対立を引き起こす要素は特にない。
23	文化遺産	C, O	D	事業サイト周辺に文化遺産が存在しない。
24	景観	C	B-	変電所・送電線の建設による多少の景観変化がある（プロバ、ムコノ）。
		O	D	景観に影響する要素はない。
25	ジェンダー	C, O	D	ジェンダーに影響する要素はない。
26	子供の権利	C, O	D	子供の権利を侵害する要素はない。
27	感染症	C	B-	工事労働者の移入による感染症の万延リスクが多少ある。
		O	D	感染症の万延リスクは低い。
28	労働安全	C, O	B-	労働事故のリスクが多少ある（高所作業、感電など）。
29	事故	C	B-	工事車両の往来などによる事故リスクが多少ある。
		O	D	事故リスクは低い。

【出所】 JICA 調査団

凡例:

PC: 工事前、C: 工事中、O: 供用中

A+/-: 大きな影響が見込まれる。

B+/-: 多少の影響が見込まれる。

C+/-: 影響不明。今後の調査により判断される。

D: ほとんど影響は見込まれない。

スコーピングの結果に基づき、環境社会配慮調査の TOR を作成した。表 9-1-5. 2 に環境社会配慮調査の TOR を示す。

表 9-1-5. 2 環境社会配慮調査の TOR

	項目	調査方法
1	大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地測定による事業対象地周辺の大気質の把握 ● 現地踏査により汚染に脆弱な施設などの確認
2	水質汚染	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地測定による事業対象地周辺水域の水質の把握（プロバ、ムコノ）
3	土壌汚染	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査による現況把握
4	廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> ● ヒアリングによる廃棄物の処理・処分方法の把握
5	騒音	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地測定による事業対象地周辺の騒音の把握 ● 現地踏査により騒音に脆弱な施設などの確認
6	保護区	<ul style="list-style-type: none"> ● 森林保護区に係る法規制の確認 ● ナダギ森林保護区内で本事業を実施する上での必要な許認可の確認 ● ナダギ森林保護区の面積・境界
7	生態系、動植物	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地調査による動植物の生息状況、貴重種の有無の確認（プロバ、ムコノ）
8	水象	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査による事業対象地周辺の水象を確認
9	地形	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査による事業対象地周辺の地形を確認
10	非自発的住民移転	<ul style="list-style-type: none"> ● 簡易住民移転計画の策定（プロバ、ムコノ、カワラ） ● 人口センサス調査、財産用地調査および社会経済調査の実施（プロバ、ムコノ、カワラ）
11	社会的弱者	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口センサス調査および社会経済調査を通して確認（プロバ、ムコノ、カワラ）
12	生活・生計	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口センサス調査、財産用地調査および社会経済調査を通して確認（プロバ、ムコノ、カワラ）
13	土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査、財産用地調査および社会経済調査を通して確認（プロバ、ムコノ、カワラ）
14	社会インフラ・サービス	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査により事業対象地周辺の社会インフラ・サービスを確認
15	景観	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査により景勝地として観光利用されているかなど、景観的な価値を確認（プロバ、ムコノ）
16	感染症	<ul style="list-style-type: none"> ● 社会経済調査を通して現況把握
17	労働安全	<ul style="list-style-type: none"> ● 労働安全に係る法規制の確認 ● ヒアリングによる現況の把握
18	事故	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地踏査により事故リスクの高い場所の確認

[出所] JICA 調査団

9-1-6 環境社会配慮調査結果

環境社会配慮調査 TOR に基づき確認された主な調査結果を表 9-1-6. 1 に示す。

表 9-1-6. 1 環境社会配慮調査結果

	項目	調査結果
1	大気汚染	現地調査の結果、全ての測定地点で、粒子状物質（PM10 など）は国内暫定基準ならびに WHO の基準値以下であった。カワラの事業対象地周辺は、居住地に囲まれているため、比較的工事の影響を受けやすい。
2	水質汚染	現地調査の結果、若干の水質汚濁（有機汚濁や油分）がプロバとムコノ事業対象地周辺の水域で確認された。更なる悪化を回避するため、周辺水域に汚染物質が流入しないように、工事中的水質汚染対策が必要。
3	土壌汚染	現地踏査した限り、特段の土壌汚染は確認されなかった。工事車両・重機からの燃料・油の漏洩対策、有害液体物の適切な保管などを通して土壌汚染のリスクを最小化する必要がある。

	項目	調査結果
4	廃棄物	変電所からの廃油は、UETCL の専用施設で処理している。PCB 含有絶縁油は使用していない。工事中は、伐採植生、コンクリートガラ、廃ケーブル、廃油などの廃棄物が発生し、適切な廃棄物管理計画の策定が求められる。
5	騒音	現地調査の結果、全ての測定地点で、概ね国内基準値以下であった。カワラの事業対象地周辺は、居住地に囲まれているため、比較的工事の影響を受けやすい。
6	保護区	森林保護区内で開発する場合は、The National Forestry and Tree Planting Act, 2003 に基づき、管轄機関である国家森林局（NFA）の許可を取得する必要がある。また許可の条件として、消失する森林や生物多様性に対して、補償する必要がある。ナダギ森林保護区の面積は 479 ha。
7	生態系、動植物	ナダギ森林保護区内では、IUCN レッドリストで絶滅危惧種に分類されている樹木 1 種と鳥類 2 種が確認された。なお同保護区の大半は林業目的で開拓されているため、これら絶滅危惧種の主要な生育・生息場である可能性は低い。
8	水象	ムコノのアクセス道路予定地に小川と水路が横断するが、カルバートを設置することで、影響を回避可能。ただし工事中は一時的に流路の迂回が必要。
9	地形	ブロバとムコノは、丘陵地であるため、変電所の建設には、切土・盛土工事が必要になる可能性がある。
10	非自発的住民移転	本事業の用地取得範囲内には 96 名の土地所有者がいることが確認された。構造物は 11 個（住居は 2 屋）確認されたが、所有者の残りの敷地内での建て替えが十分可能なため、住民移転の必要性はない見込みである。
11	社会的弱者	非影響者の中には、病人および孤児が確認され、社会的弱者として特別な支援が必要になる見込みである。
12	生活・生計	ブロバとムコノの用地取得範囲内には、農業や林業を営んでいる人々がおおり、本事業により農業者や林業者の生計に影響がおよぶ可能性がある。
13	土地利用	ブロバとムコノの用地取得範囲内には、農地や林業地があり、本事業により土地利用の改変が生じる。
14	社会インフラ・サービス	ムコノのアクセス道路予定地は、現在地元コミュニティがアクセス道路として利用しており、工事中に利用が制限される可能性がある。
15	景観	ブロバとムコノは、景勝地としての利用は確認されなかったものの、半自然的景観が残る。
16	感染症	エイズが少なからず蔓延していることを確認。
17	労働安全	労働安全に係る国内法、Occupational Safety and Health Act, 2006 を確認。高所からの落下や感電などの労働事故のリスクを確認。
18	事故	工事車両が通ると想定される一部道路は、幅が狭く、歩行者も多いなど、交通事故のリスクがある。

[出所] JICA 調査団

9-1-7 影響評価および緩和策

スコーピングの結果、負の影響が想定された項目（A-、B-または C-と評価された項目）については、環境社会配慮調査の結果に基づき影響評価を実施した。その結果を表 9-1-7. 1 に示す。

表 9-1-7. 1 影響評価の結果

	項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価		調査結果
		工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	
1	大気汚染	B-	D	B-	D	カワラの変電所建設予定地周辺には居住区などが確認され、土木工事や工事車両の往来などに伴う粉塵・排ガスの対策が実施されない場合、これら居住区などに悪影響が及ぶ可能性があるため B-評価とする。
2	水質汚染	B-	B-	B-	B-	プロバとムコノの変電所・送電線建設予定地周辺には、小川や池などが確認され、工事中、コンクリート洗浄水の排水対策や工事現場からの土砂流出対策が実施されない場合、これら水域が汚染される可能性があるため B-評価とする。 供用時は、送電線用地の土壌露出面から土砂が流出し、周辺水域を汚染する可能性があるため B-評価とする。
3	土壌汚染	B-	D	B-	D	工事中は、燃料や油などの有害液体物の流出・漏洩対策が行われない場合、これら有害液体物による土壌汚染が生じる可能性があるため B-評価とする。
4	廃棄物	B-	B-	B-	B-	工事中および供用時とも、廃棄物が適切に処理・処分されない場合は、廃棄物による汚染が生じる可能性があるため B-評価とする。
5	騒音	B-	D	B-	D	カワラの変電所建設予定地周辺には居住区などが確認され、土木工事や工事車両の往来などに伴う騒音の対策が行われない場合は、これら居住区などに悪影響が及ぶ可能性があるため B-評価とする。
6	保護区	B-	D	B-	D	ムコノの送電線用地を確保するため、ナダギ森林保護区の約 15 ha が消失する。しかし、これは同保護区の全体面積の 3% 程度であることから B-評価とする。
7	生態系、動植物	B-	B-	B-	B-	ナダギ森林保護区内には、3 種の絶滅危惧種（樹木 1 種、鳥類 2 種）が確認され、工事による影響を受ける可能性がある。なお同保護区の大半は林業目的で開拓されており、これら絶滅危惧種の主要な生育・生息場である可能性は低いいため、B-評価とする。 供用時は、新設された送電線に鳥類が衝突するリスクがあるため B-評価とする。
8	水象	B-	D	B-	D	工事中は、ムコノのアクセス道路予定地を横断する小川および水路の流路を、カルバート設置のため一時的に迂回させる必要があるため B-評価とする。
9	地形	B-	D	D	D	プロバとムコノでは、変電所の新設により、地形が少なからず変わるが、それにより周辺に悪影響が及ぶことは想定されないことから D 評価とする。

	項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価		調査結果
		工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	
10	非自発的 住民移転	B-	D	B-	D	ARAP 調査の結果、非自発的住民移転の必要性は確認されなかったが、プロバあるいはムコノでは農地、林業地、構造物などの消失が伴うため B-評価とする。
11	社会的弱者	C	D	B-	D	用地取得範囲内で計3名の社会的弱者(病人2名、孤児1名)が確認され、用地取得による影響が及ぶ可能性があるため B-評価とする。
12	生活・生計	B-	B-	B-	B-	プロバあるいはムコノでは、用地取得により、農地・林業地が消失するため、これらの土地に依存する人々の生計に影響する可能性がある。なお生計回復にはある程度時間がかかる可能性があるため工事・供用時とも B-評価とする。
13	土地利用	B-	B-	B-	B-	用地取得により、プロバとムコノの既存の農地あるいは林業地が、変電所・送電線用地に恒久的に改変されるため、工事・供用時とも B-評価とする。
14	社会インフラ・サービス	B-	B+	B-	B+	工事中は、ムコノの既存コミュニティー道路の利用が、アクセス道路の建設により一時的に制限される可能性があることから B-評価とする。
15	景観	B-	D	B-	D	変電所の建設などによりプロバとムコノの半自然的景観が、少なからず変わるため、B-評価とする。
16	感染症	B-	D	B-	D	エイズなどの感染症が少なからず存在すること、そして工事労働者の移入により感染症がさらに蔓延するリスクがあるため B-評価とする。
17	労働安全	B-	B-	B-	D	工事中は、高所作業、感電などの労働事故のリスクが伴うことから B-評価とする。 供用時も維持管理作業に伴う労働事故のリスクはあるものの、特段新しい維持管理作業が必要になるわけではないため、通常通りの安全対策を行えば事故リスクは低いと考えられ D 評価とする。
18	事故	B-	D	B-	D	工事車両が通ると想定される一部道路は、幅が狭く、歩行者も多いなど、交通事故のリスクがあるため B-評価とする。

[出所] JICA 調査団

A+/-: 大きな影響が見込まれる。

B+/-: 多少の影響が見込まれる。

C+/-: 影響不明。今後の調査により判断される。

D: ほとんど影響は見込まれない。

上記、影響評価の結果により、負の影響があると評価された項目（A-またはB-評価された項目）については、緩和策を検討し、その内容を以降に示す。

(1) 工事前

1) 非自発的住民移転

ブロバ、ムコノおよびカワラでは、変電所・送電線などの用地確保のため、それぞれ約 12 ha、35 ha および 0.03 ha の用地取得が必要になる。本事業では、用地取得範囲を最小限に抑えるため、ブロバおよびムコノの 220 kV 送電線用地幅をコリドーシェアにより最小化すると共に、住民移転を回避するため住居を極力避けるルートを選定している。

本事業では、大規模な住民移転は想定されないことから、簡易住民移転計画 (ARAP) を、現地再委託 (AWE 社) により策定している。ARAP の調査では、住民移転の必要性は確認されていないが、用地取得範囲の大半は私有地であるため、土地に加え、作物および構造物の消失が伴う。したがって、本事業では、ウガンダ国内法および JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づき、全ての被影響者 (PAPs) に対して、公平かつ妥当な補償および生活再建策を提供し、さらに社会的弱者には、追加の支援をする。また内部・外部モニタリングを実施すると共に、苦情処理メカニズムを確立し、PAPs の生活・生計が少なくとも事業実施前と同等に回復するまで継続的に支援していく。(用地取得による影響や補償・支援策などの詳細については 9-2 節を参照)

2) 社会的弱者

ムコノおよびカワラの用地取得範囲内で計 3 名の社会的弱者 (病人 2 名、孤児 1 名) が確認されている。本事業では、これら社会的弱者のニーズに応じて、必要な支援をしていく予定である。

3) 生活・生計

ブロバおよびムコノの用地取得範囲内の一部では、農業や林業が営まれており、農地・林業地の消失により農業・林業従事者の生計に影響が及ぶ可能性がある。これらの PAPs には、損失する作物・樹木に対して補償をすると共に、PAPs の要望に応じて、生活再建策を提供する予定である。

4) 土地利用

ブロバおよびムコノの用地取得範囲内の農地・林業地は、変電所・送電線用地に改変される。土地利用の改変により影響を受ける PAPs には、損失する作物・樹木に対して補償をすると共に、PAPs の要望に応じて、生活再建策を提供する予定である。

5) 保護区

ムコノの変電所および送電線の一部は、ナダギ森林保護区内に立地することから、用地を確保するため森林保護区内に現存する森林や植林木を伐採する必要がある。なお変電所の用地は、既に中国の支援事業で確保されているため、本事業で伐採する範囲は、220 kV 送電線用地の部分、約 15 ha である。ナダギ森林保護区の全体面積は 479 ha であるため、伐採面積は全体面積の約 3% に相当する。

森林保護区で本事業を実施する上では、National Forestry and Tree Planting Act, 2003 に基づき、NFA から許可 (License) を取得する必要がある。許可の取得にあたっては、本事業によって消失する森林および生物多様性の代償として、UETCL は NFA に補償金を支

払う必要があり、補償額は NFA と UETCL が共同で実施する「森林バイオマスおよび生物多様性の査定調査」を通して算定する。なお UETCL と NFA は、2016 年 7 月 19 日付で覚書 (Memorandum of Understanding: MoU) を交わし、森林保護区内での本事業実施についての基本合意を結んでいる (MoU は、添付資料-12 を参照)。最終的な許可は、上記査定調査の終了後となり、UETCL は本年 9 月末までの許可取得を目指している。本事業では、UETCL からの補償金を活用して、以下の活動が実施される予定である。

- 植林による森林再生
- 森林保護区の管理体制の強化
- 保護区内の苗木生産能力の向上

また EIA のベースライン調査では、IUCN レッドリストで絶滅危惧Ⅱ類 (VU) に指定されている樹木 (*Jacaranda mimosifolia*) が送電線用地内で確認されている。このことから、当種の苗木あるいは種苗を適切な場所に植樹することとする。

ナダギ森林保護区内では、NFA の許可の下、林業を営んでいる人達がいるが、送電線用地内にある植林木は伐採する必要がある。ARAP 調査によれば、計 6 名の林業者が影響を受けるが、これらの林業者に対しては、伐採分の補償をすると共に、必要に応じて生活再建支援を行う。また、林業を継続できるよう、必要な指導・支援を行う予定である。

(2) 工事中

1) 大気汚染

土木工事や工事車両の往来などに伴う粉塵・排ガスにより、局地的に大気質が悪化する可能性がある。本事業では以下対策を通して、影響を最小化する。

- 工事サイトの定期的な散水。
- ストックパイルの未利用時は、シートなどで被覆する。
- 車両や重機は定期的にメンテナンスをし、過剰な黒煙を排出している車両・重機は、修理するまで利用しない。
- 土砂などを輸送する際は、荷台をシートなどで被覆する。
- 居住区などを通る場合は、車両の速度を落とし、粉塵の巻き上げを抑える。
- 未使用時は、車両・重機のエンジンを切る。

2) 水質汚染

a) コンクリート洗浄水の排水

本事業では、変電所や鉄塔の基盤工事の際に、大量のコンクリートを現場で打設する。その際は、コンクリートミキサー車・ポンプ車などから強アルカリ性のコンクリート洗浄水が発生するが、未処理で排水した場合は、周辺水域を汚染する可能性がある。したがって未処理のコンクリート洗浄水の環境中への排水を禁止し、適切な処理施設にてのみ処理することとする。

b) 工事現場からの土砂流出

ブロバおよびムコノでは、変電所や送電線の工事現場から土砂の混ざった雨水流出

が、周辺の水域（池や小川）を汚染する可能性がある。本事業では以下対策を通して、雨水流出を最小化する。

- 工事作業に支障の範囲で、送電線用地内の植生を極力維持する。
- 水域に近い現場では、仮の土壌浸食対策（シルトフェンス、浸食防止マットの設置など）を講じる。
- 工事終了後は、速やかに土壌露出面を再植生し、必要に応じて切土・盛土面を擁壁や蛇籠で保護する。
- 雨水排水溝を整備する。
- ストックパイルや建設発生土は、水域に土砂が流入しないような方法・場所で保管する。

c) その他水質汚染対策

- 有害液体物の流出防止策の実施。
- 労働者用の簡易トイレの設置。

3) 土壌汚染

工事中は、燃料や油などの有害液体物の流出・漏洩による土壌汚染の可能性があるので、以下対策を通して汚染リスクを最小化する。

- 車両・重機からの燃料や油の漏洩を定期的を確認し、漏洩している場合は、修理するまで利用を控える。
- 流出対応キット（吸収剤など）を工事現場に常備する。
- 有害液体物は、専用の容器および施設内でのみ保管・取り扱う。また有害液体物の取扱・保管施設の床は非浸透性とし、防液堤で囲う。
- 有害液体物の取扱・保管施設は、極力、住民や汚染に脆弱な場所（井戸など）から離れた場所に設置する。
- 有害物質に係る安全・危険・警告などの標識を設置する。
- 有害物質は、指定の作業員のみが取り扱う。

4) 騒音

工事作業や工事車両の往来などに伴う騒音が、周辺の住民に影響する可能性がある。本事業では以下対策を通して、騒音を最小化する。

- マフラー付きの車両・重機を使用する。
- 定期的にメンテナンスを行う。
- 高騒音の機械は、極力、居住区などから離れた場所に設置する。
- 原則、高騒音が伴う作業は通常の工事時間帯内で行い、日曜日や祝日は実施しない。
- モニタリング地点での騒音値が国内基準値を継続的に超過する場合、あるいは苦情の申し立てがある場合は、追加の騒音対策（防音材の設置など）を講じる。
- 工事労働者に個人用保護具（PPE）を提供する。
- 未使用時は、車両・重機のエンジンを切る。

5) 廃棄物

工事中は、様々な廃棄物（伐採植生、コンクリートガラ、廃ケーブル、廃油など）が発生するが、管理が不適切な場合は、汚染の要因となる。以下に廃棄物の基本的管理方針を示す。

- 廃棄物の発生を、極力、再利用・リサイクルにより抑制する
- 廃棄物は、指定の場所・施設でのみ保管する。
- 有害廃棄物は、専用の容器および施設で保管する。
- 廃棄物の処理・処分は、NEMA 公認の業者のみに委託する。
- 廃棄物の種類別に、十分な量のゴミ箱を用意する。
- ゴミのポイ捨てを厳しく禁止すると共に、作業員への啓発活動も行う。
- 工事サイト周辺を毎日清掃する。

なお詳細な廃棄物管理計画は、工事業者が策定することとし、事前に UETCL やその他関連機関の承認を得る。

6) 水象

ムコノで建設予定のアクセス道路は、小川および小水路と交差するが、カルバートを設置することにより、流路を維持する。なおカルバートの設置中は一時的に、流路を迂回する必要がある。

7) 社会インフラ

a) 道路の利用制限

ムコノで建設されるアクセス道路は、既存のコミュニティー道路を拡幅する形で建設されるため、一時的に住民の移動に弊害が生じる可能性がある。したがって、一車線分の道路幅を常時確保するなど、極力住民に弊害のないように工事を計画すると共に、必要に応じて交通誘導員を配置する。また道路の利用制限が生じる場合は、事前に住民に周知する。

b) 電力供給の制限

工事中は、一時的・局地的に電力の供給が制限される可能性があるが、極力、制限がないよう工事・配電を計画する。やもえず制限が生じる場合は、事前に住民や施設（特に病院など）に周知する。

8) 景観

変電所や送電線の建設により、プロバとムコノの自然景観が少なからず変化するため、工事後は速やかに、再植生などにより、サイトを極力基の景観に近い形に復元する。また必要に応じて変電所周辺にグリーンベルト帯を設ける。

9) 感染症

工事労働者の移入などにより、感染症が蔓延するリスクがある。リスクを最小化するため、以下対策を行う。

- 工事労働者に対して啓蒙活動を行うと共に、労働者が遵守すべき行動規範を作成する。
- 労働者や周辺コミュニティーを対象に、避妊具、カウンセリング、検査機会の提供など、HIV/AIDSの抑止活動を行う。

10) 労働安全

労働事故のリスクを最小化するため、以下対策を行う。

- JICA「ODA建設工事安全管理ガイドンス（2014）」の遵守。
- 環境・労働安全衛生に係る研修を全ての労働者を対象に実施する。
- 個人用保護具（PPE）の支給。
- ツールボックスミーティングを定期的で開催する。
- ロックアウト・タグアウト手順の適切な実施。
- 警戒・危険標識の設置。
- ファーストエイドキットの常備および応急処置体制の確立。
- 医療機関との緊急連絡体制の確立。
- 労働安全衛生（HSE）担当者および必要に応じて看護師の配置。
- 労働安全衛生計画を策定し、事前に UETCL やその他関連機関の承認を得る。

11) 事故

工事中は、工事車両の往来などによる交通事故のリスクがある。そのため、リスクを最小化するため、以下対策を行う。

- 速度制限の遵守。
- ツールボックスミーティングを定期的で開催し、事故リスクを共有する。
- 極力事故リスクの高い道路の利用を回避する。
- 全ての工事車両にバック時警報装置を備える。
- 事故リスクが高い場所には警戒・危険標識を設置し、交通誘導員を配置する。
- 事故の記録簿をつける。
- 交通管理計画を策定し、事前に UETCL やその他関連機関の承認を得る。

12) 生態系

a) 外来種の移入

プロバおよびムコノでは、露出した切土・盛土面などに外来植物種が移入してくる可能性がある。したがって工事後は、速やかに土砂の露出面を在来植物種で再植生し、外来種の移入リスクを少なくすると共に、移入が確認された場合は除去する。

b) 動植物への影響

プロバおよびムコノでは、工事作業などにより、周辺の動植物に悪影響がおよぶ可能性があるため、以下、対策を通して影響を最小化する。

- 絶滅危惧種のことを含め、工事労働者に対して環境啓蒙活動を行うと共に、野生生物の捕獲や樹木の伐採を固く禁じる。

- 汚染対策を確実に実施し、汚染を防止する。

なお今後モニタリングなどを通して、絶滅危惧種の営巣場などが工事サイト内外で確認された場合は、専門家と協議をした上で追加の対策（人口巣の設置など）を検討する。

(3) 供用中

1) 水質汚染

ブロバおよびムコノでは、送電線用地から土砂の混ざった雨水流出が、周辺の水域（池や小川）を汚染する可能性がある。したがって維持管理作業に支障のない範囲で、送電線用地内の植生や草地の除去を最小限にする。

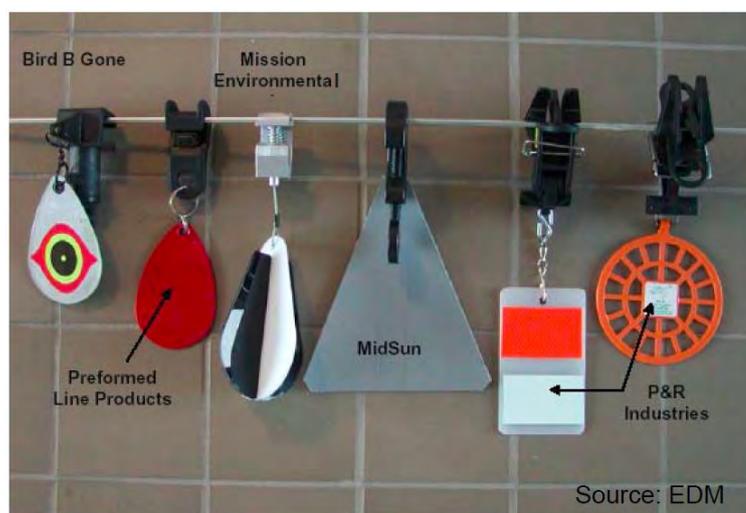
2) 廃棄物

供用中は、変圧器の廃絶縁油や管理棟からの一般廃棄物などが発生する。以下に廃棄物の基本的管理方針を示す。

- 廃棄物の処理・処分は、NEMA 公認の業者のみに委託する。
- 廃棄物の種類別に、十分な量のゴミ箱を用意する。
- 絶縁油交換時の流出などを防ぐため、オイルピットを変圧器に整備する。
- PCB 含有絶縁油は使用しない。
- 廃油は UETCL の専用施設で処理し、再利用する。油残渣物は、製油所などで処分する。

3) 生態系

新たな送電線が建設されることにより、送電線への鳥類の接触・衝突リスクが高くなる。特にブロバやムコノでは、絶滅危惧種を含め、多くの鳥類が確認されていることから、鳥類衝突防止器具（図 9-1-7. 1）を送電線に設置することとする（詳細は詳細設計時に検討）。



出典：Yee, Marcus L. (2007)

図 9-1-7. 1 鳥類衝突防止器具の例

4) 生活・生計

適切な補償や支援が行われない場合は、PAPsの生活・生計が悪化する可能性があるため、生活・生計が少なくても事業実施前までのレベルに戻ることを原則に、モニタリングおよび生活再建支援をしていく予定である。

5) 土地利用

一部農地・林業地が、変電所・送電線用地に改変されるため、農業・林業者の生計が悪化する可能性がある。したがって収入が事業実施前までのレベルに戻るまでは、モニタリングおよび生活再建支援をしていく予定である。

9-1-8 環境管理計画・モニタリング計画

前節の環境影響評価の結果に基づき、実施責任・監督機関および費用を含めた環境管理計画（EMP）および環境モニタリング計画を策定した。さらに対策やモニタリングに係る主要な費用は、本事業の概算予算に含めた。また EMP およびモニタリングが適切に実施されるよう、工事業者および施工管理業者にそれぞれ環境担当者を配属することとする。なお EMP・モニタリング計画は、施工計画が確定していない中で作成しているため、今後、詳細設計時などに工事の計画や方法が具体化していく過程で、必要に応じて修正していく必要がある。表9-1-8.1 および表9-1-8.2に、それぞれ EMP および環境モニタリング計画を示す。（環境モニタリングフォームは添付資料-13参照）

表 9-1-8. 1 環境管理計画

項目	影響	対策	実施責任	監督責任	概算コスト
工事前					
非自発的住民移転	用地取得による住民の土地、作物、構造物などへの影響（プロバ、ムコノ、カワラ）	<ul style="list-style-type: none"> • プロバとムコノの 220kV 送電線の用地取得幅をコリドーシエにより最小化する。 • ウガンダ国内法および JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づき、簡易住民移転計画（ARAP）を策定し、全ての PAPs に、公平かつ妥当な補償および生活再建策を提供する。 • 社会的弱者には、追加の支援策を提供する。 • 内部・外部モニタリングを実施すると共に、苦情処理メカニズムを確立する。 	UETCL	Office of the Chief Government Valuer	ARAP で算定
保護区	ムコノ送電線用地の確保に伴う、ナダギ森林保護区内の森林・生物多様性の消失	<ul style="list-style-type: none"> • 「森林バイオマスおよび生物多様性の査定調査」に基づき、消失する森林バイオマスおよび生物多様性に対して代償措置を講じる（植林、森林保護区の管理体制の強化、保護区内の苗木生産能力の向上など）。 • IUCN レッドリストで絶滅危惧種に指定されている樹木（<i>Jacaranda mimosifolia</i> など）を伐採する場合は、当種の苗木あるいは種苗を適切な場所に植樹する。 	UETCL/NFA	NEMA、Ministry of Water and Environment	森林バイオマスおよび生物多様性の査定調査で算定
	ムコノ送電線用地の確保に伴う、ナダギ森林保護区内の民間林業者の植林地の消失	<ul style="list-style-type: none"> • ARAP の査定調査に基づき、消失する樹木に対して金銭補償をし、必要に応じて生活再建支援を行う。 • 林業を継続できるよう、必要な指導・支援を行う。 	UETCL/NFA	NFA	ARAP で算定
工事中					
大気汚染	工事サイトからの粉塵飛散	<ul style="list-style-type: none"> • 工事サイトの定期的な散水。 • ストックパイルの未利用時は、シートなどで被覆する。 	工事業者	施工管理業者 NEMA UETCL	工事の基本コストに含む
	工事車両や重機からの粉塵飛散および排ガス	<ul style="list-style-type: none"> • 車両や重機は定期的にメンテナンスをし、過剰な黒煙を排出している車両・重機は、修理するまで利用しない。 • 土砂などを輸送する際は、荷台をシートなどで被覆する。 • 居住区などを通る場合は、車両の速度を落とし、粉塵の巻き上げを抑える。 • 未使用時は、車両・重機のエンジンを切る。 	工事業者	施工管理業者 NEMA UETCL	工事の基本コストに含む
水質汚染	コンクリート洗浄水の排水	<ul style="list-style-type: none"> • 未処理コンクリート洗浄水の環境中への排水禁止し、適切な処理施設にてのみ処理する。 	工事業者	施工管理業者 NEMA UETCL	工事の基本コストに含む
	工事現場からの土砂流出（プロバ、ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> • 工事作業に支障のない範囲で、送電線用地内の植生を極力維持する。 	工事業者	施工管理業者 NEMA	工事の基本コストに含む

項目	影響	対策	実施責任	監督責任	概算コスト
		<ul style="list-style-type: none"> 水域に近い現場では、仮の土壌浸食対策（シルトフェンス、浸食防止マットの設置など）を講じる。 工事終了後は、速やかに、土壌露出面を再植生し、必要に応じて、切土・盛土面を擁壁や蛇籠で保護する。 雨水排水溝を整備する。 ストックパイルや建設発生土は、水域に土砂が流入しないような方法・場所で保管する。 		UETCL	
	有害液体物の流出およびし尿の排水	<ul style="list-style-type: none"> 有害液体物の流出は、流出防止策を通して防止する（詳細は土壌汚染の項を参照）。 労働者用の簡易トイレの設置。 	工事業者	施工管理者 NEMA UETCL	工事の基本コストに含む
土壌汚染	有害液体物の流出・漏洩	<ul style="list-style-type: none"> 車両・重機からの燃料や油の漏洩を定期的に確認し、漏洩している場合は、修理するまで利用を控える。 流出対応キット（吸収剤など）を工事現場に常備しておく。 有害液体物は、専用の容器および施設内でのみ保管・取り扱う。また有害液体物の取扱・保管施設の床は非浸透性とし、防液堤で囲う。 有害液体物の取扱・保管施設は、極力、住民や汚染に脆弱な場所（井戸など）から離れた場所に設置する。 有害物質に係る安全・危険・警告などの標識を設置する。 有害物質は、指定の作業員のみが取り扱う。 	工事業者	施工管理者 NEMA UETCL	工事の基本コストに含む
騒音	工事作業や工事車両の往来などに伴う騒音	<ul style="list-style-type: none"> マフラー付きの車両・重機を使用する。 定期的にメンテナンスを行う。 高騒音の機械は、極力、居住区など脆弱なエリアから離れた場所に設置する。 原則、高騒音が伴う作業は通常の工事時間帯内で行い、日曜日や祝日は実施しない。 モニタリング地点での騒音値が国内基準値を継続的に超過する場合、あるいは苦情の申し立てがある場合は、追加の騒音対策（防音材の設置など）を講じる。 工事労働者に個人用保護具（PPE）を提供する。 未使用時は、車両・重機のエンジンを切る。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストに含む
廃棄物	工事廃棄物の発生（伐採した植生、コンクリートガラ、廃ケーブル、廃油など）	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物の発生を、極力、再利用・リサイクルにより抑制する。 廃棄物は、指定の場所・施設でのみ保管する。 有害廃棄物は、専用の容器および施設で保管する。 廃棄物の処理・処分は、NEMA 公認の業者のみに委託する。 廃棄物の種類別に、十分な量のゴミ箱を用意する。 ゴミのポイ捨てを厳しく禁止すると共に、作業員への啓発活 	工事業者	施工管理者 NEMA UETCL	工事の基本コストに含む

項目	影響	対策	実施責任	監督責任	概算コスト
		<ul style="list-style-type: none"> 動も行う。 工事サイトでは、作業終了時に毎日清掃する。 廃棄物管理計画を策定し、事前に UETCL やその他関連機関の承認を得る。 			
水象	アクセス道路の建設による小川・水路の阻害（ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> カルバートを設置し、流路を維持する。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストを含む
社会インフラ	道路の利用制限（ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> 一車線分の道路幅は常時確保するなど、極力利用者に弊害のないよう工事を計画する。 必要に応じて交通誘導員を配置する。 道路の利用制限が生じる場合は、事前に住民に周知する。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストを含む
	電力供給の制限	<ul style="list-style-type: none"> 極力、電力供給に阻害がないよう工事・配電を計画する。 停電などが起こる場合は、事前に住民や施設（特に病院など）に周知する。 	工事業者 UETCL	施工管理者 UETCL	工事の基本コストを含む
景観	変電所や送電線の建設による景観の変化（プロバ、ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> 工事後は速やかに、再植生などにより、サイトを極力基の景観に近い形に復元する。 必要に応じて変電所周辺にグリーンベルト帯を設ける。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストを含む
感染症	工事労働者の移入などによる感染症の万延	<ul style="list-style-type: none"> 工事労働者に対して啓蒙活動を行うと共に、労働者が遵守すべき行動規範を作成する。 労働者や周辺コミュニティーを対象に、避妊具、カウンセリング、検査機会の提供など、HIV/AIDS 防止活動を行う。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストを含む
労働安全	労働事故（高所作業など）	<ul style="list-style-type: none"> JICA「ODA 建設工事安全管理ガイダンス（2014）」の遵守。 環境・労働安全衛生に係る研修を全ての労働者を対象に実施する。 個人用保護具（PPE）の支給。 ツールボックスミーティングを定期的で開催する。 ロックアウト・タグアウト手順の適切な実施。 警戒・危険標識の設置。 ファーストエイドキットの常備および応急処置体制の確立。 医療機関との緊急連絡体制の確立。 労働安全衛生（HSE）担当者および必要に応じて看護師の配置。 労働安全衛生計画を策定し、事前に UETCL やその他関連機関の承認を得る。 	工事業者	施工管理者 UETCL	工事の基本コストを含む

項目	影響	対策	実施責任	監督責任	概算コスト
事故	工事車両の往来などによる交通事故	<ul style="list-style-type: none"> 速度制限の遵守。 ツールボックスミーティングを定期的で開催し、事故リスクを共有する。 極力事故リスクの高い道路の利用を回避する。 全ての工事車両にバック時警報装置を備える。 事故リスクが高い場所には警戒・危険標識を設置し、交通誘導員を配置する。 事故の記録簿をつける。 交通管理計画を策定し、事前に UETCL やその他関連機関の承認を得る。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストを含む
生態系	外来種の移入（ブロバ、ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> 露出した切土・盛土面などは、速やかに在来植物種で再植生し、外来種の移入リスクを少なくすると共に、移入が確認された場合は除去する。 	工事業者	NFA	工事の基本コストを含む
	動植物への影響（ブロバ、ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> 絶滅危惧種のことを含め、工事労働者に対して環境啓蒙活動を行うと共に、野生生物の捕獲や樹木の伐採を固く禁じる。 汚染対策を確実に実施し、汚染を防止する。 	工事業者	施工管理者	工事の基本コストを含む
文化遺産	文化遺産などの消失	<ul style="list-style-type: none"> 仮に文化遺産などが工事中に発見された場合は、文化遺産管理計画を策定し、文化遺産の移転などを実施する。 	UETCL 工事業者	DMM MGLSD	US\$ 20,000
供用中					
水質汚染	送電線用地からの雨水流出（ブロバ、ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理作業に支障のない範囲で、送電線用地内の植生や草地の除去を最小限にする。 	UETCL	NEMA	-
廃棄物	廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物の処理・処分は、NEMA 公認の業者のみが行う。 廃棄物の種類別に、十分な量のゴミ箱を用意する。 絶縁油交換時の流出などを防ぐため、オイルピットを周辺に整備する。 PCB 含有絶縁油は使用しない。 廃油は UETCL の専用施設で処理し、再利用する。油の残渣物は、製油所などで処分する。 	UETCL	NEMA	維持管理の基本コストを含む
生態系	送電線への鳥類の接触・衝突（ブロバ、ムコノ）	<ul style="list-style-type: none"> 鳥類衝突防止器具を送電線に設置する（工事中に設置）。 	工事業者	NEMA/UWA	US\$ 23,000

表 9-1-8. 2 環境モニタリング計画

項目	目的	方法	頻度	実施責任	概算コスト
工事前					
非自発的 住民移転	ARAP の進捗および効果の確認 (プロバ、ムコノ、カワラ)	【内部モニタリング】(詳細は 9-2 節参照) 以下事項などを確認する。 ・補償などの支払い状況 ・生活再建策の実施状況 ・苦情・問題・課題など	・ ARAP 実施中：月 1 回 ・ ARAP 実施後：3 ヶ月に 1 回 (最低 2 年間)	UETCL	\$275,000
		【外部モニタリング】(詳細は 9-2 節参照) 以下事項などを確認する。 ・ARAP の遵守状況 ・PAPs の生計回復状況 ・苦情の処理状況	・ ARAP 実施中：年 2 回 ・ ARAP 実施後：年 1 回 (最低 2 年間)	第 3 者機関	\$145,000
保護区	ナダギ森林保護区での代償措置の実施状況・効果の確認 (ムコノ)	UETCL と NFA の共同で、代償措置として実施予定の森林再生事業などの状況・効果などを確認する。	・ 1 年目：年 4 回 ・ 2 年目以降：年 1 回 (最低 3 年間)	UETCL/NFA	代償措置が具体化した後に算定
工事中					
大気汚染	工事サイトからの粉塵飛散や排ガスの発生状況の確認 (プロバ、ムコノ、カワラ)	目視により以下を確認する。 ・工事サイトからの粉塵飛散状況 ・工事車両や機械からの排気ガスの排出状況	・ 毎日	施工管理業者	施工管理の基本コストに含む
		工事サイト周辺の脆弱エリアで PM ₁₀ と PM _{2.5} を測定し、WHO のガイドライン値と比較。	・ 週 1 回	施工管理業者 (現地業者に再委託想定)	\$24,000
水質汚染	工事による水質汚染の状況の確認 (プロバ、ムコノ)	工事サイト周辺水域の水質 (pH, EC, DO, SS, 濁度, TN, TP, 油分など) を測定し、ベースライン値と比較。	・ 月 1 回	施工管理業者 (現地業者に再委託想定)	\$36,000
土壌汚染	有害液体物の流出・漏洩の確認	目視により以下を確認する。 ・工事車両・重機からの油流出・漏洩 ・有害液体物の保管・取扱エリアからの流出・漏洩	・ 週 1 回	施工管理業者	施工管理の基本コストに含む
騒音	工事サイトからの騒音発生状況の確認 (プロバ、ムコノ、カワラ)	工事サイト周辺の脆弱エリアで騒音を測定し、国内騒音基準値と比較。	・ 土木工事期：毎日 ・ 苦情がある場合は、毎時間。	施工管理業者	施工管理の基本コストに含む 騒音計：US\$ 1,300
廃棄物	廃棄物が廃棄物管理計画に基づき適正に保管・取り扱われているかを確認	廃棄物保管庫や工事サイトを目視確認。	・ 毎日	施工管理業者	施工管理の基本コストに含む
労働安全	労働安全衛生計画に基	安全対策や安全機材の目視確認。	・ 毎日	施工管理業者	施工管理の基本

項目	目的	方法	頻度	実施責任	概算コスト
	づき適正に安全対策が行われているか確認				コストに含む
生態系	工事が、周辺の生物生息場や動植物に影響していないかを確認（プロバ、ムコノ）	工事サイト周辺で生態系調査を実施し、影響の有無を確認する。	・月1回	施工管理業者 （現地業者に再委託想定）	\$24,000
供用中					
水質汚染	土壌流出などによる水質汚染の状況の確認（プロバ、ムコノ）	事業地の周辺水域の水質測定（SS、濁度）	・年3回	UETCL （現地業者に再委託想定）	\$9,000
廃棄物	廃棄物が廃棄物管理計画に基づき適正に保管・取り扱われているかを確認	変電所での油流出・漏洩および廃棄物管理状況の確認。	・年4回	UETCL	維持管理の基本コストに含む
生態系	送電線沿いでの鳥類の衝突死の有無を確認（プロバ、ムコノ）	送電線沿いの現地踏査および周辺コミュニティーの聞き取り調査。	・年3回（最低2年間）	UETCL	維持管理の基本コストに含む

[出所] JICA 調査団

9-1-9 ステークホルダー協議

本事業では、EIA・RAPの作成段階で、関係政府機関および事業サイト周辺コミュニティを対象にステークホルダー協議を実施している。表9-1-9.1に協議を行った主な機関・コミュニティおよび目的を示す。

表9-1-9.1 協議を行った主な機関・コミュニティおよび目的

対象	開催時期	目的
NFA	16 th March 2016 4 th April 2016	ナダギ森林保護区内での本事業実施に係る協議
ナダギ森林保護区内の民間林業者	10 th May 2016	・本事業の周知・説明 ・RAP（財産査定方法、基本的補償方針、苦情処理メカニズムなど）の説明
ムコノ周辺コミュニティ	10 th May 2016 30 th April 2016	・本事業の周知・説明 ・想定される環境社会影響および緩和策の説明 ・RAP（財産査定方法、基本的補償方針、苦情処理メカニズムなど）の説明 ・意見聴衆
ブロバ周辺コミュニティ	27 th January 2016 30 th March 2016	
カワラ周辺コミュニティ	29 th March 2016	

[出所] JICA 調査団

上記、協議会のうち、NFAとの協議で得られた主な意見や対応を表9-1-9.2に示す（協議録は添付資料-14参照）。なお、民間林業者および事業サイト周辺コミュニティに関しては、RAPに関する意見・質問が主体であったため、9-2節に詳細を示す。

表9-1-9.2 NFAとの協議で得られた主な意見や対応

意見	対応
・中国支援の変電所がナダギ森林保護区内に計画された理由を、代替案の検討結果と共に示してほしい。	・代替案の検討結果を示したレポートを後日提出する。
・ナダギ森林保護区内で事業を実施する場合は、消失する森林や生物多様性に対してUETCLは補償する必要がある。	・承知した。
・ナダギ森林保護区内で操業している林業者には、林業を行うための土地を貸しているが、土地自体は政府の土地である。植林木は、林業者の所有物である。	・承知した。
・EIAでは、事業地周辺の生物調査を実施する必要がある。	・EIAの一環として動植物調査を実施する。

[出所] JICA 調査団

9-1-10 その他

工事中の労働者間あるいは労働者と住民間との対立などが生じた際に対応するため、工事業者はConflict Redress Planを策定すると共に、Conflict Redress Committeeの体制を確立し、事前にUETCLの承認を得る必要がある。

9-2 用地取得・住民移転

9-2-1 用地取得・住民移転の必要性

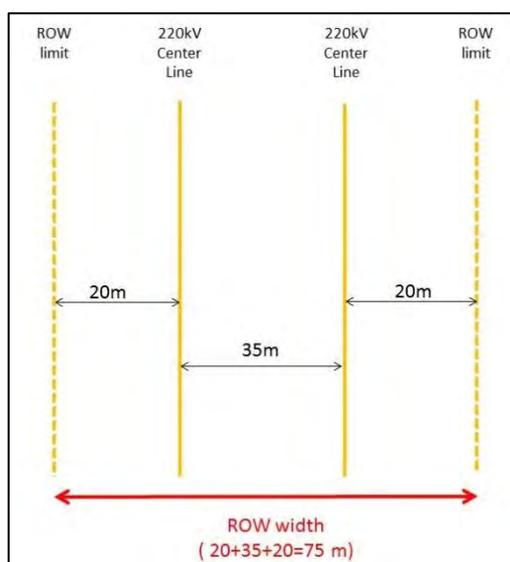
本事業で新たな用地取得が必要なのはブロバ、ムコノおよびカワラの事業である。表9-2-1. 1に各事業で用地取得が必要なコンポーネントおよび用地取得面積を示す。

表9-2-1. 1 用地取得が必要なコンポーネントおよび用地取得面積

	コンポーネント	用地取得面積 (ha)
ブロバ	<ul style="list-style-type: none"> 変電所 (約 200 m x 260 m) 220 kV 送電線 (延長約 0.9 km x ROW 75 m) 132 kV 送電線 (延長約 0.8 km x ROW 30 m) 	約 12
ムコノ	<ul style="list-style-type: none"> 220 kV 送電線 (延長約 4.2 km x ROW 75/55 m) 132 kV 送電線 (延長約 0.4 km x ROW 60 m) アクセス道路 (延長約 1.2 km x ROW 8 m) 	約 35
カワラ	<ul style="list-style-type: none"> 地下送電線 (約 0.1 km x ROW 5 m) 	約 0.03

[出所] JICA 調査団

本事業では、住民移転を回避・最小化するため、変電所の立地や送電線ルートを選定する際は、極力住居を避けることに配慮した。さらにブロバおよびムコノの 220 kV 送電線は、2 回線送電線が 2 線並行して建設されるが、ROW を 2 線間で共有することにより、必要な ROW 幅を 75 m に最小化した (共有しない場合は 80 m)。図 9-2-1. 1 に 220 kV 送電線の ROW のイメージを示す。



[出所] JICA 調査団

図9-2-1. 1 220 kV 送電線の ROW 共有イメージ

さらにムコノの 220 kV 送電線に関しては、2 線間の鉄塔間隔の距離をある程度確保できるセクションに関しては、ROW 幅を 55 m に最小化した。

なおブロバおよびムコノでそれぞれ 1 個の住居が送電線用地内に確認されているが、所有者の残りの敷地内での建て替えが十分可能なため、住民移転の必要性はない見込みである。

9-2-2 用地取得・住民移転にかかる法的枠組み

(1) 用地取得・住民移転にかかる相手国制度の概要

1) 関連法

用地取得・住民移転に係る主な関連法令は以下のとおりである。

- ウガンダ共和国憲法（1995）
- 土地法（1998）

ウガンダ共和国憲法では、第 237 条で国民が土地を所有する権利を認めており、土地の所有形態として、①Customary、②Freehold、③Mailo および④Leasehold の 4 つの形態を認識している。また同憲法 26 条では、公共目的での土地収用を認めているが、公平かつ適正な補償の支払いを速やかに事前に行うことを規定している。

土地法では、憲法で認識されている上記 4 つの土地所有形態（①Customary、②Freehold、③Mailo、④Leasehold）について、第 3 条で具体的に定義している。各土地所有制度の特徴を以下に示す。

- 「Customary」は、伝統的な土地所有制度であり、地域の伝統的慣習に基づいて土地の所有や利用が認められている。本事業の用地取得地には「Kibanja」という土地所有権が存在するが、これは Customary の土地所有形態に分類される。Kibanja は、地主との契約の下、地主の土地を所有・利用する権利を有するが（売却も地主の合意を得られれば可）、土地の所有権は地主にも存続するため、補償の際は、慣習的に地主と分担することになっている。
- 「Freehold」は、土地を永続的に所有する権利と共に、法の下、自由に利用・処分（売却、贈与、相続など）する権利を有する。
- 「Mailo」は、イギリス統治時代に導入された土地所有制度であり、「Freehold」と同様、土地を永続的に所有する権利と共に、法の下、自由に利用・処分する権利を有する。なお Mailo については、土地所有の共有が認められているが、上記権利を共有者の意思に反して強行することはできない（例えば強行的に共有者の土地を売却するなど）。
- 「Leasehold」は、地主との契約の下、一定期間中（通常 49 年か 99 年）、土地を所有・利用する権利を有する土地所有制度である。

土地法第 77 条では、土地収用の際の補償について、補償額の 15%（通知から取得期間が 6 か月以内であれば 30%）の迷惑手当（Disturbance allowance）を支払うことを規定している。

2) 用地取得手続き

用地取得の手続きを具体的に規定する法律はないが、損失する土地や資産の補償額については、土地、住宅、都市開発省（Ministry of Lands, Housing and Urban Development）評価局の主任査定官（Chief Government Valuer : CGV）の承認を得る必要がある。主な承認手続きを以下に示す。

- 事業者は土地・財産の査定方法や査定士の資格などを示したインセプションレポートを CGV に提出する。
- CGV は、インセプションレポートを検証し、問題なければ承認する。

- CGV の承認後、土地・財産査定調査を事業者が実施し、土地・財産査定報告書を CGV に提出する。
- CGV は土地・財産査定調査結果の妥当性を検証し、問題なければ承認する。
- CGV の承認後、事業者は、土地・財産所有者に補償金を支払う。

本事業では、ARAP および土地・財産査定調査を、ローカルコンサルタント（AWE 社）に再委託しており、2016 年 4 月 1 日付けで、インセプションレポートを CGV に提出している。その後、調査を開始し、7 月中旬に UETCL に ARAP および土地・財産査定報告書を提出し、現在 UETCL は内容を確認している状況である。

(2) JICA ガイドラインとウガンダ国内法制度との比較

表 9-2-2. 1 に住民移転に係る 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を示す（誤訳を避けるため、表は原文のままとした）。

表9-2-2. 1 JICA ガイドラインとウガンダ国内法制度とのギャップ分析および本事業の方針

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
1	Involuntary resettlement and loss of means of livelihood are to be avoided when feasible by exploring all viable alternatives. (JICA GL)	No specific provisions for exploring all viable alternatives	No specific provisions for exploring all viable alternatives	All viable alternatives including the design options will be explored to avoid or minimize involuntary resettlement and loss of means of livelihood
2	When population displacement is unavoidable, effective measures to minimize impact and to compensate for losses should be taken. (JICA GL)	Ugandan Constitution requires that prompt, fair and adequate compensation be paid prior to displacement (Article 26).	No gap	The Project will provide fair and adequate compensation to all project affected persons and implement effective measures to minimize impacts
3	People who must be resettled involuntarily and people whose means of livelihood will be hindered or lost must be sufficiently compensated and supported, so that they can improve or at least restore their standard of living, income opportunities and production levels to pre-project levels. (JICA GL)	There are no explicit provisions under resettlement or relocation laws for livelihood restoration assistance.	No provision for livelihood restoration assistance during resettlement process	<p>The project will implement a strategy for enabling the PAPs to restore their livelihood and incomes to at least pre-project levels.</p> <p>This strategy will include implementation of a livelihood restoration programme such as poultry, piggery, or other such projects depending on the interests of the affected community.</p>
4	Compensation must be based on the full replacement cost as much as possible. (JICA GL)	Section 78 (1) of the Land Act provides that in assessing compensation rates, the following are taken into account: (a) in the case of a customary owner, the value of land shall be the open market value of the unimproved land; (b) the value of the buildings on the land, which shall be taken at open market value for urban areas and depreciated replacement cost for the rural areas; (c) the value of standing crops on the	No specific mention of full replacement cost	Project will provide compensation based on full replacement cost.

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
		<p>land, excluding annual crops which could be harvested during the period of notice given to the tenant.</p> <p>Section 78(2) provides that in addition to the compensation assessed, there shall be paid as a disturbance allowance 15 percent or, if less than six months' notice to give up vacant possession is given, 30 percent of any sum assessed i.e. disturbance allowance of 15% or 30% depending on the notice period.</p>		
5	Compensation and other kind of assistance must be provided prior to displacement. (JICA GL)	Section 42(7)(b) of the Land Act provides that no person from whom land is to be acquired shall be required to vacate until they receive full compensation.	No gap	<p>Compensation and necessary assistance will be provided prior to displacement.</p> <p>The Project will implement a livelihood restoration programme such as poultry, piggery or any such similar projects depending on the interests of the affected community.</p>
6	For projects that entail large-scale involuntary resettlement, resettlement action plans must be prepared and made available to the public. (JICA GL)	The laws of Uganda provide for fair and adequate compensation (Art 26 of Constitution and Section 42(7) of the Land Act). The laws do not, however, provide for the preparation of resettlement action plans.	There is no equivalence on preparation of resettlement plans and making them available to the public.	Preparation of resettlement plans will be undertaken in a consultative manner and final RAP documents made available to the public through district local authorities, UETCL website and NEMA library.
7	In preparing a resettlement action plan, consultations must be held with the affected people and their communities based on sufficient information made available to them in advance. (JICA GL)	There are no explicit provisions for consultations and disclosure but there are guidelines issued by separate ministries (for example RAP Guide for roads).	Potential gap exists in regard to stakeholder involvement and information disclosure	Consultations will be held with the affected people and their communities based on sufficient information made available to them in advance

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
8	When consultations are held, explanations must be given in a form, manner and language understandable to affected people. (JICA GL)	There are no explicit provisions for consultations, but there are guidelines issued by separate ministries (for example UETCL's Way Leaves Acquisition Manual and Way Leaves Policy).	There are no explicit provisions for consultations	Information provided to PAPs during consultations will be in a form, manner and language that they understand. The consultation process will follow a top-down approach in which line ministries will be consulted, followed by District offices, sub-county offices and finally the communities/villages in the Project areas.
9	Appropriate participation of affected people must be promoted in planning, implementation, and monitoring of resettlement action plans. (JICA GL)	There are no explicit provisions for consultations and disclosure, but there are guidelines issued by separate ministries (for example UETCL's Way Leaves Acquisition Manual and Way Leaves Policy).	While PAP participation is inherent in the ESIA/RAP process, it contains a number of differences with the requirements of JICA guidelines.	PAP involvement will be strongly encouraged and promoted throughout the ESIA/RAP preparation processes. Information about the project and its impacts will be shared and views sought from the affected persons and communities.
10	Appropriate and accessible grievance mechanisms must be established for the affected people and their communities. (JICA GL)	Section 77 of the Land Act, 1998 had provided for land tribunals to resolve all land related issues. However, since their suspension in 2007, the High Court handles all land-related cases as provided for in the Land Acquisition Act.	Potential gap exists in terms of accessibility and affordability by PAPs if the High Court must handle land-related grievances	Grievance Resolution Committee to be instituted but the procedure will not replace existing legal process in Uganda. Rather it seeks to resolve issues quickly so as to expedite receipt of entitlements and smooth resettlement without resorting to expensive and time-consuming legal action. If the grievance procedure fails to provide a settlement, complainants can still seek legal redress. Following are the main grievance steps: Step 1: Re-view and re-evaluation if the rates are not acceptable by

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
				<p>the PAPs.</p> <p>Step 2: Establishment of a Grievance Resolution Committee in the village/ affected community which will comprise of an elder, an opinion leader and an LC 1 Chairperson.</p> <p>Step 3: Establishment of a Grievance Resolution Committee in the sub county (Sub County Review Committee)</p> <p>Step 4: Court of law</p>
11	<p>Affected people are to be identified and recorded as early as possible in order to establish their eligibility through an initial baseline survey (including population census that serves as an eligibility cut-off date, asset inventory, and socioeconomic survey), preferably at the project identification stage, to prevent a subsequent influx of encroachers of others who wish to take advantage of such benefits. (WB OP4.12 Para.6)</p>	<p>The Ugandan law does not make specific provision for the process of identification of, or eligibility of project affected persons</p>	<p>Although PAPs are required to be identified and served notices, there is no explicit provision for baseline census and socioeconomic surveys as part of a RAP process</p>	<p>The project will conform to WB OP 4.12 and best practices during the preparation of the RAP. Some of the measures will include;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identification of PAPs through surveys and census • Determination of compensation eligibility criteria using an eligibility matrix e.g. land owners (land owner, tenant, licensee, or sharecropper), owners of cultural resources or infrastructure, property owners (structures and crops), etc. • Disclosure of cut-off date after valuation work has been done.
12	<p>Eligibility of benefits includes, the PAPs who have formal legal rights to land (including customary and traditional land rights recognized under law), the PAPs who don't have formal legal rights to land at the time of census but have a claim to such land or assets and the PAPs</p>	<p>Ugandan law does not make specific provision for squatters or illegal settlers and compensation is given to only legal occupants. The Land Act treats lawful occupants and bona fide occupants as statutory tenants of the registered owner.</p>	<p>Those without formal legal rights or claims to such lands are not entitled to be resettled or compensated</p>	<p>Dialogue with policy makers will be initiated to explore the possibility of giving compensation to those without formal legal rights or claims to such lands in order to conform to WB OP 4.12.</p>

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
	<p>who have no recognizable legal right to the land they are occupying. (WB OP4.12 Para.15)</p>	<p><u>Under Section 30 of the Land Act, “lawful occupant” means a person who entered the land with consent of the registered owner, and includes a purchaser; or a person who had occupied land as a customary tenant but whose tenancy was not disclosed or compensated for by the registered owner at the time of acquiring the leasehold certificate of title.</u></p> <p><u>“Bona fide occupant” means a person who before the coming into force of the Constitution had occupied and utilized or developed any land unchallenged by the registered owner or agent of the registered owner for twelve years or more; or had been settled on land by the Government or an agent of the Government, which may include a local authority.</u></p> <p>For the avoidance of doubt, a person on land on the basis of a licence from the registered owner shall not be taken to be a lawful or bona fide occupant under this section.</p> <p>Any person who has purchased or otherwise acquired the interest of the person qualified to be a bona fide occupant under this section shall be taken to be a bona fide occupant for the purposes of this Act.</p>		
13	Preference should be given to	The law is not explicit about	The law is not explicit about	Since land-based resettlement

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
	land-based resettlement strategies for displaced persons whose livelihoods are land-based. (WB OP4.12 Para.11)	land-based resettlement strategies	land-based resettlement strategies	<p>packages are difficult to be implemented, the project will ensure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adequate compensation at full replacement cost and disturbance allowance on top of that will be provided. • In addition, for orphaned land between two transmission lines, a 100% compensation rate will be applied. • If PAPs cannot continue current activities on remaining land as a result of the project land acquisition, the entire area will be bought.
14	Provide support for the transition period (between displacement and livelihood restoration). (WB OP4.12 Para.6)	There are no equivalent provisions on transitional support	There are no provisions on transitional support	The project will provide support for the transition period.
15	Particular attention must be paid to the needs of the vulnerable groups among those displaced, especially those below the poverty line, landless, elderly, women and children, ethnic minorities etc. (WB OP4.12 Para.8)	There is no distinction made on the basis of gender, age, or ethnic origin in Ugandan law during compensation.	There is no distinction made on the basis of gender, age, or ethnic origin in Ugandan law during compensation.	<p>The project will conform to the requirements of WB OP 4.12 and best practices during the preparation of the RAP in regards to the needs of the vulnerable groups for example women and children, orphans, widows, and people with physical disabilities.</p> <p>In particular, the Project will implement a number of projects for the identified vulnerable people in the area. These will include provision of resettlement</p>

No.	JICA Guidelines	Laws of Uganda	Gaps between JICA Guidelines and Laws of Uganda	Project policy
				houses and livelihood restoration program such as poultry, piggery, etc.
16	For projects that entail land acquisition or involuntary resettlement of fewer than 200 people, abbreviated resettlement plan is to be prepared. (WB OP4.12 Para.25)	There is no explicit provision for abbreviated RAP in the Ugandan law.	There is no explicit provision for abbreviated RAP in the Ugandan law.	The project will conduct a RAP study and implement the recommendations in conformity with JICA Guidelines and WB OP 4.12.

[出所] 本事業の ARAP 報告書

(3) 本事業における用地取得・住民移転方針

JICA ガイドラインとウガンダ国内法を比較すると、特に懸念されるかい離点としては、ウガンダ国内法では、生活再建支援が規定されていないことにある。しかしながら UETCL は、生活再建支援の必要性は認識しており、別事業でも必要に応じて非影響者（PAPs）に生活再建の向けての支援を提供してきている。したがって本事業においても、少なくとも事業実施前の生活・生計レベルまでに生活・生計が回復するまで、必要な生活再建支援を提供していく方針である。

9-2-3 用地取得・住民移転の規模・範囲

(1) 人口センサス

用地取得範囲の PAPs を把握するため、人口センサス調査を 2016 年 5 月～6 月に実施した。調査の結果、計 96 名の PAPs（土地所有者）が確認された。PAPs の土地所有形態は、Mailo、Leaseholder および Kibanja に分類された。表 9-2-3. 1 に、サイト・土地所有形態別の PAPs の数量を示す。

表 9-2-3. 1 サイト・土地所有形態別の PAPs 数量

Item	プロバ	ムコノ	カワラ	計
用地取得面積 (ha)	約 12	約 35	約 0.03	約 47
PAPs 数量 (土地所有者)	58	31	7	96
Mailo	42	20	1	63
Leaseholder	2	0	0	2
Kibanja	14	11	6	31

[出所] 本事業の ARAP 報告書

本事業のカットオフデータは、財産・用地調査が終了した時点である。

(2) 財産・用地調査

財産・用地調査は、人口センサス調査と同じく 2016 年 5 月～6 月に実施した。財産・用地調査では、所有者の立ち合いの下、土地、構造物および作物の面積・数量などを査定し、それらに基づき補償額を算定した（補償額の算定方法は 9-2-4 節参照）。表 9-2-3. 2 に、用地取得範囲で確認された構造物の種類・数量を示す。住居は、プロバとムコノでそれぞれ一軒のみ確認され、その他に確認された構造物は、未完成な建屋、トイレ、水タンクである。全体では 11 の構造物が影響を受ける。なお構造物に関しては、所有者の残りの敷地内での建て替えが十分可能なため、代替地に移転する必要性はない見込みである。

表 9-2-3. 2 用地取得範囲で確認された構造物の種類・数量

	項目		備考
ブロバ	住居	1	1階建て、レンガ構造
	共有資産	0	
	その他	5	未完成建屋、トイレ、水タンク
	計	6	
ムコノ	住居	1	1階建て、レンガ構造
	共有資産	0	
	その他	3	未完成建屋、トイレ
	計	4	
カワラ	住居	0	
	共有資産	0	
	その他	1	トイレ
	計	1	

[出所] 本事業の ARAP 報告書

表 9-2-3. 3 に、用地取得範囲で確認された作物の種類・数量を示す。作物を育てているのはブロバとムコノのみである。ブロバとムコノでは、それぞれ 7 と 20 名の PAPs が用地取得範囲で作物（多年生植物）を育てており、作物の数量としては、ムコノの方が多い。作物の種類としては、マトーケ（バナナ）、サトウキビ、コーヒー、アボカドなどであるが、自家消費分以外は販売している。大半の PAPs は、残りの敷地内で新たに作付けが可能であるが、移行期は、収入が減少することが見込まれる。また一部 PAPs は、代替の作付け場所がないことから、生計手段を消失することが見込まれる。したがって農業を生計手段としている PAPs に対しては、損失する作物の補償に加え、十分な生活再建支援が必要である。

表 9-2-3. 3 用地取得範囲で確認された作物の種類・数量

	PAPs	作物	小計	計
プロバ	1	バナナ(4)	4	195
	2	ユーカリ (2)、マンゴ (7)、アボカド (4)、バナナ (10,000 m2)、サトウキビ (7)、ムワフ (6)、ティカ (14)、ジャックフルーツ (10)	50 (バナナ除く)	
	3	ムワフ (1)、マンゴ (1)、ジャンブラ(1)、バナナ (4)	7	
	4	バナナ (100)、ジャックフルーツ (2)、コーヒー (2)	104	
	5	マツ (1)	1	
	6	ユーカリ (2)	2	
	7	ユーカリ (25)、ジャックフルーツ (2)	27	
ムコノ	1	バナナ (30)	30	3,480
	2	バナナ (7)	7	
	3	ユーカリ (576)、バナナ (7)、マンゴ (1)	584	
	4	ムシジ (3)、ジャックフルーツ (1)	4	
	5	バナナ (204)、サトウキビ (56)	260	
	6	バナナ (159)、コーヒー (10)、サトウキビ (56)	225	
	7	サトウキビ (242)	242	
	8	ユーカリ (1)	1	
	9	ユーカリ (56)、コーヒー (40)、グアバ (6)、ミユレ (1)	103	
	10	マツ (11)	11	
	11	バナナ (250)、エミチ (5)	255	
	12	マツ (60)、バナナ (500)、アボカド (4)、コーヒー (250)、ジャックフルーツ (3)	817	
	13	コーヒー (380)、ジャックフルーツ (8)、マンゴ (5)	393	
	14	オレンジ (10)、マンゴ (4)、コーヒー (5)、ポーポー (5)、ユーカリ (5)、ジャックフルーツ (3)	32	
	15	ジャックフルーツ (2)、マンゴ (1)、エミチ (2)	5	
	16	コーヒー (5)、ムシジ (4)、ジャックフルーツ (4)、アボカド (4)	17	
	17	ムシジ (4)、キルンドウ (1)、コーヒー (5)、ジャックフルーツ (3)、ミユレ (1)	14	
	18	アボカド (126)、ポーポー(15)、オレンジ (20)、ユーカリ (200)、マンゴ (50)	411	
	19	コーヒー (20)、ムシジ (6)、ジャックフルーツ (5)、ユーカリ (10)、バナナ (15)	56	
	20	ユーカリ (10)、ムシジ (1)、ジャックフルーツ (1)、アンブレラ (1)	13	

() 内の数字は作物の数量。

[出所] 本事業の ARAP 報告書

ムコノの 220 kV 送電線の一部は、ナダギ森林保護区を通るが、送電線用地内では NFA の許可の下、6 名の民間林業者が主にユーカリ、マツ、ムシジなどの樹木を、材木用に育てている。これらの林業者に対しては、消失する樹木を補償するが、生活再建支援も必要になる可能性がある。

(3) 家計・生活調査

2016 年 5 月～6 月に PAPs (世帯主) を対象に社会経済調査を実施した。社会経済調査はインタビュー形式で行い、計 62 名の PAPs (プロバ: 33 名、ムコノ: 23 名、カワラ: 6 名)

から回答を得た。主な調査結果を以降に示す。

1) 世帯構成

表9-2-3.4にPAPsの世帯構成を示す。全体としては9名以上で構成された世帯の割合が最も多く、特にブロバとムコノでその割合が多い。次に多い世帯構成は3~4名である。

表9-2-3.4 PAPsの世帯構成

		世帯構成					計
		1-2名	3-4名	5-6名	7-8名	9名以上	
ブロバ	人数	1	9	7	7	9	33
	%	1.7	15	11.7	11.7	15	55
ムコノ	人数	2	5	3	4	9	23
	%	3.3	8.3	5	6.7	15	38.3
カワラ	人数	1	-	2	-	1	4
	%	1.7	-	3.3	-	1.7	6.7
計	人数	4	14	12	11	19	60
	%	6.7	23.3	20	18.3	31.7	100

[出所] 本事業のARAP報告書

2) 生計手段

表9-2-3.5にPAPsの職業を示す。全体的には、教職(27.4%)および農業(22.6%)の割合が多い。教職に関しては、ブロバのPAPsのみが従事している。農業に関しては、特にムコノで割合が高い。カワラでは、レンガを自営で製造しているPAPsが多い。

表9-2-3.5 PAPsの生計手段

		公務員	聖職者	農業	会社員	看護師	自営	自営(非公式)	小売業	学生	教職	運送業	計
ブロバ	人数	1	1	3	-	1	1	2	5	-	17	2	33
	%	1.6	1.6	4.8	-	1.6	1.6	3.2	8.1	-	27.4	3.2	53.2
ムコノ	人数	2	-	10	5	-	-	2	4	-	-	-	23
	%	3.2	-	16.1	8.1	-	-	3.2	6.5	-	-	-	37.1
カワラ	人数	-	-	1	-	-	1	3	-	1	-	-	6
	%	-	-	1.6	-	-	1.6	4.8	-	1.6	-	-	9.7
計	人数	3	1	14	5	1	2	7	9	1	17	2	62
	%	4.8	1.6	22.6	8.1	1.6	3.2	11.3	14.5	1.6	27.4	3.2	100

[出所] 本事業のARAP報告書

3) 所得

PAPs の年間所得は、90%近くが、1,500,000 UGX (約 45,000 円) 以上だが、約 10%が、500,000～1,000,000 UGX (約 15,000～30,000 円) の範囲にあり、日あたりに換算すると 1 米ドル以下である。なお世銀の 2012 年統計によれば、ウガンダ国民の約 40%が、1.25 米ドル / 日以下で生活している。

4) 宗教・民族

PAPs の約 60%は、キリスト教（プロテスタント派：29%、カソリック派：24%、ペンテコステ派：7%）で、残りの約 40%がイスラム教である。民族に関しては、PAPs の 90% 近くは、ウガンダで最も主流のムガンダ族に属している。

5) 生活水・燃料

PAPs の約 60%は、生活水を湧き水、井戸水、雨水などの自然水に依存している。残り 40%は水道水を利用している。

燃料源としては、炭や薪を利用している PAPs が多い。それ以外では、電気、灯油、太陽光、ガスなどを利用している。

6) 教育

PAPs の 50%近くは、大学を卒業しており、90%以上が初等教育を受けている。約 5% の PAPs は、教育を受けていない。

7) 病気

PAPs の家族でもっとも一般的な病気はマラリアである。その他には、呼吸器疾患、チフス、エイズ、糖尿病などが挙げられている。

(4) 社会的弱者

現時点では、3 名の PAPs が社会的弱者として特別な支援が必要になる見込みである。二人は病人であり、一人は孤児である。移転などの負担は生じないが、補償支払い時の諸手続きのサポートや生活再建支援を優先的に受けられるなどの配慮が必要である。

9-2-4 補償・支援策

(1) 損失補償

本事業では、用地取得により、土地、構造物および作物の損失が生じるが、これらの損失に対しては、国内法に基づき適正な補償を用地取得前までに支払う。なお補償の算定方法は土地の所有形態によって多少異なる。その他には、農業などの生計手段の損失の可能性がある。9-2-4. 1に土地、構造物および作物の損失に対する補償方針・方法を示す。

表 9-2-4. 1 土地、構造物および作物の損失に対する補償方針・方法

損失		受給権者	補償方法
土地	Mailo	所有者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 土地の市場価格（再取得価格に相当）に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 ・ 可能であれば、金銭補償の代わりに代替地を提供する。
	Leasehold	所有者（借地権者）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 土地の市場価格（再取得価格に相当）に基づき金銭補償するが、Leasehold（借地権）の残存年数を加味して補償額を算定する。さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 ・ 借地権の期限が切れる時期に、UETCL は地主と交渉し、借地権を更新するか、あるいは土地を完全に購入する。 ・ 可能であれば、金銭補償の代わりに代替地を提供する。
	Kibanja	所有者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 土地の市場価格（再取得価格に相当）に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 ・ 補償額は、土地を共有している地主と Kibanja 所有者の間で分担する。分担は、60（Kibanja）：40（地主）の割合で行うのが一般的。 ・ 可能であれば、金銭補償の代わりに代替地を提供する。
構造物	所有者（不法占拠者含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再取得価格に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 	
作物（多年生）	所有者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地域補償レートに基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 	
作物（単年生）	所有者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 作物を収穫するための十分な期間が確保されるため補償対象外。 	
生計手段	経営者、従業員など	<ul style="list-style-type: none"> ・ 生計手段を失う PAPs（ビジネスや職の損失）に対しては、移行手当の支給などにより補償する。 	
賃貸家屋	賃借人	<ul style="list-style-type: none"> ・ 賃借人所有の動かせない資産がある場合は、再取得価格に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。（本事業では想定されない） 	
共有資産	所有者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 査定士が補償額を算定し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。（本事業では想定されない） 	

[出所] 本事業の ARAP 報告書

(2) 生活再建策

生活再建策の実施については、法律では規定がないものの、UETCL は他事業で PAPs の要望に応じて自主的に生活再建策を実施してきている。本事業でも PAPs の要望に応じて、生活再建策を提供する予定であり、特に土地に依存して生計を立てている農業者や林業者が、支援の対象になると考えられる。以下に ARAP で提案している生活再建策を示す。

- 雇用機会の提供（本事業の工事労働など）
- 代替生計手段の提供（養鶏、養豚など）

- 職業訓練の機会の提供（農業、畜産など）

(3) エンタイトルメント・マトリックス

表9-2-4. 2に補償・支援方針および実施責任を含めたエンタイトルメント・マトリックスを示す。

表9-2-4. 2 エンタイトルメント・マトリックス

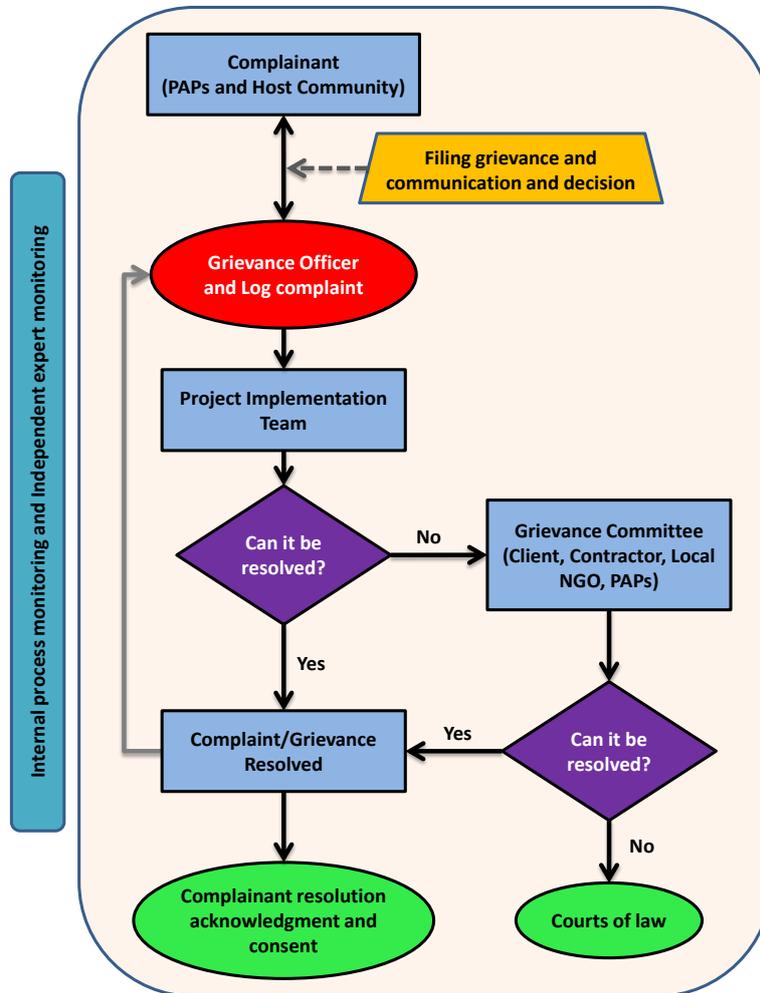
影響	受給権者	補償方法	その他の支援	実施責任
土地の損失	Mailo 所有者	<ul style="list-style-type: none"> 土地の市場価格（再取得価格に相当）に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 可能であれば、金銭補償の代わりに代替地を提供する。 	<ul style="list-style-type: none"> 移転の支援（移転地を探すための支援、取引費用の負担、移動手当の支給など） 移行期の支援（生活再建策の提供、雇用の提供など） 社会的弱者への特別支援（移転家屋の提供、生活再建策の有責的な提供） 	UETCL
	Leasehold 所有者	<ul style="list-style-type: none"> 土地の市場価格（再取得価格に相当）に基づき金銭補償するが、Leasehold（借地権）の残存年数を加味して補償額を算定する。さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 借地権の期限が切れる時期に、UETCL は元の地主と交渉し、借地権を更新するか、あるいは土地を完全に購入する。 可能であれば、金銭補償の代わりに代替地を提供する。 		UETCL
	Kibanja 所有者	<ul style="list-style-type: none"> 土地の市場価格（再取得価格に相当）に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 補償額は、土地を共有している地主と Kibanja 所有者の間で分担する。分担は、60 (Kibanja) : 40 (地主) の割合で行うのが一般的。 可能であれば、金銭補償の代わりに代替地を提供する。 		UETCL
構造物	所有者（不法占拠者含む）	<ul style="list-style-type: none"> 再取得価格に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 	<ul style="list-style-type: none"> 解体ガラの回収・利用 移転の支援（移転地を探すための支援、取引費用の負担、移動手当の支給など） 移行期の支援（生活再建策の提供、雇用の提供など） 社会的弱者への特別支援（移転家屋の提供、生活再建策の有責的な提供） 	UETCL
賃貸家屋	賃借人	<ul style="list-style-type: none"> 賃借人所有の不動産がある場合は、再取得価格に基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。（本事業では想定されない） 	<ul style="list-style-type: none"> 移転の支援（移転地を探すための支援、取引費用の負担、移動手当の支給など） 	UETCL
作物（多年生）の損失	所有者	<ul style="list-style-type: none"> 地区設定レートに基づき金銭補償し、さらに補償額の 30%の迷惑手当を支給する。 	<ul style="list-style-type: none"> 移転の支援（移転地を探すための支援、取引費用の負担、移動手当の支給など） 移行期の支援（生活再建策の提供、雇用の提供など） 	UETCL
作物（単年	所有者	<ul style="list-style-type: none"> 作物を収穫するための十分な期間が確保され 		

影響	受給権者	補償方法	その他の支援	実施責任
生) の損失		るため補償対象外。	供など)	
生計手段の損失	PAPs	・ 生計手段を失う PAPs(ビジネスや職の損失) に対しては、移行手当の支給などにより補償する。	・ 移転の支援 (新しい職やビジネスを探すための支援、取引費用の負担、移動手当の支給など) ・ 移行期の支援 (生活再建策の提供、雇用の提供など)	UETCL
共有資産の損失	所有者	・ 査定士が補償額を算定し、さらに補償額の30%の迷惑手当を支給する。	・ 移転の支援 (移転地を探すための支援、取引費用の負担、移動手当の支給など)	UETCL

[出所] 本事業の ARAP 報告書

9-2-5 苦情処理メカニズム

PAPsの苦情に対応するため、UETCLは、UETCL職員、自治体（Local Council）の代表者、NGOsなどで構成される苦情処理委員会（Grievance Committee）を設置する。図9-2-5.1に苦情処理手続きの概要を示す。



[出所] 本事業の ARAP 報告書

図9-2-5.1 苦情処理手続き

9-2-6 実施体制・スケジュール

(1) 実施体制

ARAPは、補償の支給、生活再建支援、移転、苦情対応、モニタリングなどを含め、UETCLのプロジェクト推進部門（Project Implementation Department）および当部所の環境セクションが主体となって実施する。その他、ARAP実施に関連する組織および、その役割を表9-2-6.1に示す。

表 9-2-6. 1 ARAP 実施に関連する組織およびその役割 (UETCL 以外)

組織	役割
ジェンダー、労働、社会開発省 (Ministry of Gender, Labour & Social Development)	必要に応じて、非影響コミュニティの社会開発の支援。
土地、住宅、都市開発省 (Ministry of Lands, Housing and Urban Development)	土地・資産補償額の査定・承認。
県土地委員会 (District Land Boards)	土地登記と取引の管理、作物補償レートの設定。
自治体 (Local Council)	ARAP に係る活動の調整、苦情処理委員会への参加

[出所] 本事業の ARAP 報告書

(2) 実施スケジュール

ARAP の実施には、CGV の承認を含め、約 6 か月かかることが想定される。表 9-2-6. 2 に ARAP の実施スケジュール案を示す。

表 9-2-6. 2 ARAP 実施スケジュール案

活動	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ARAP 承認・公開										
CGV による承認										
ARAP の公開および補償額の提示										
ARAP 実施										
ARAP 実施体制および苦情処理委員会の確立										
補償の支払い										
苦情対応										
用地取得										
工事の開始										
モニタリング							➔			

[出所] 本事業の ARAP 報告書

9-2-7 費用と財源

表 9-2-7. 1 に土地やその他資産の補償費算定額を示す。補償費については、土地法に基づき、査定額に対して 15%あるいは 30%の迷惑手当を乗じて計上する必要があるが、本事業は補償費の支払いから事業実施までの期間が短いことが想定されるため、30%で試算している。

表 9-2-7. 1 土地やその他資産の補償費算定額（ウガンダ・シリング）

	項目	査定額	迷惑手当 (30%)	合計 (UGX)
カワラ	土地	23,690,000	7,107,000	30,797,000
	構造物	1,332,000	399,600	1,731,600
	カワラ計	25,022,000	7,506,600	32,528,600
ブロバ	土地	972,239,000	291,671,700	1,263,910,700
	構造物	27,630,500	8,289,150	35,919,650
	作物	77,707,500	23,312,250	101,019,750
	ブロバ計	1,077,577,000	323,273,100	1,400,850,100
ムコノ	ナダギ森林保護区外			
	土地	471,814,000	141,544,200	613,358,200
	構造物	12,503,600	3,751,080	16,254,680
	作物	35,382,000	10,614,600	45,996,600
	計	519,699,600	155,909,880	675,609,480
	ナダギ森林保護区内*			
	土地	1,030,959,000	309,287,700	1,340,246,700
	樹木	1,551,420,000	465,426,000	2,016,846,000
	計	2,582,379,000	774,713,700	3,357,092,700
	ナダギ森林保護区の林業者			
	樹木	1,479,441,000	443,832,300	1,923,273,300
	計	1,479,441,000	443,832,300	1,923,273,300
	ムコノ計	4,581,519,600	1,374,455,880	5,955,975,480
全体計		5,684,118,600	1,705,235,580	7,389,354,180

*：補償額にナダギ森林保護区内の土地・樹木が含まれているが、土地に関しては、政府用地のため本来は補償の対象ではないが、UETCL の要請により含めている。また樹木の補償に関しては、「森林バイオマスおよび生物多様性の査定調査」を通して算定するが、暫定額を含めている。

〔出所〕 本事業の ARAP 報告書

生活再建策やモニタリングを含めた、ARAP 実施の全体費用算定額を表 9-2-7. 2 に示す。

表 9-2-7. 2 ARAP 実施の全体費用算定額（ウガンダ・シリング）

項目	費用	実施責任	財源
補償費*	6,049,107,480	UETCL	GOU
生活再建策費	352,714,001	UETCL	GOU
社会的弱者の支援費	60,491,074	UETCL	GOU
RAP 実施コンサルタント費	302,455,374	UETCL	GOU
モニタリング費	151,227,687	UETCL	GOU
予備費（全体費用の 10%）	604,910,748	UETCL	GOU
合計	7,520,906,364		

*：補償額には、表 9-2-7. 1 に含まれているナダギ森林保護区内の土地補償費は含まない。

〔出所〕 本事業の ARAP 報告書

9-2-8 実施機関によるモニタリング体制

本事業では、ARAP 実施時に内部および外部モニタリングを実施する。各モニタリングの詳細を以降に示す。

(1) 内部モニタリング

ARAP で計画されている、補償・生活再建策の進捗・効果、苦情・課題などを確認するため、UETCL のモニタリング担当官が常時モニタリングを実施し、プロジェクト推進部門に定期的（月 1 回ほど）に報告する。（JICA 報告用の RAP モニタリングフォームは添付資料-15 参照）

(2) 外部モニタリング

ARAP の実施状況や効果を確認するため、第三者機関による外部モニタリングを年 2 回ほど実施し、ARAP の実施後は、年 1 回（少なくとも 2 年間）ほど実施する。外部モニタリングの際は、以下を主に確認する。（外部モニタリングの TOR 案は添付資料-16 参照）

- 実施プロセスの透明性
- 実施機関の担当職員や体制の妥当性や能力
- 国内法への順守状況
- 苦情処理メカニズムの妥当性
- 内部モニタリングの妥当性

9-2-9 住民協議

ブロバ、ムコノおよびカワラのコミュニティーおよびナダギ森林保護区内の林業者を対象に、本事業の周知、影響、補償方針などを説明するため住民協議会を開催した。表 9-2-9. 1 に住民協議会の概要を示す。

表 9-2-9. 1 住民協議会の概要

	日	場所	対象	参加人数
ブロバ	2016 年 1 月 27 日	Grail Sisters Church, Kaggaba	Kaggaba、Mabuye、Nsujjuwe コミュニティー	16
	2016 年 3 月 10 日	Grail Sisters Church, Kaggaba	Kaggaba、Mabuye、Nsujjuwe コミュニティー	11
ムコノ	2016 年 5 月 10 日	ナダギ NFA 事務所	ナダギ森林保護区内の林業者	34
	2016 年 4 月 30 日	Buyuki Trading Centre	Nama II、Buyuki、Luwunga コミュニティー	27
	2016 年 4 月 30 日	ナダギ NFA 事務所	Wanjeyo、Kivuvu、Bwefulumya コミュニティー	16
カワラ	2016 年 3 月 29 日	事業サイト	Namungoona コミュニティー	16

[出所] 本事業の ARAP 報告書

表 9-2-9. 2 に住民協議会で挙げられた主に意見・質問および対応を示す。本事業に反対する意見はなかった（協議録は添付資料-14 参照）。

表 9-2-9. 2 住民協議会で挙げられた主に意見・質問および対応

	意見・質問	対応
プロバ	Kibanja 所有者および元の地主は、どのように補償されるのか？	補償は、Kibanja 所有者および元の地主に分担して払われる。例えば Kibanja 所有者 (70%) : 地主 (30%)。
	査定士の査定額が妥当でない場合がある。	査定は、国内法および JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づき実施し、最終的には CGV が査定額を承認する。
	苦情処理委員会のメンバーはどのように構成され、委員会はどこに設置されるのか？	苦情処理委員会は、自治体、村、UETCL などの代表者から構成される。委員会は自治体の事務所など、PAPs にアクセスしやすい場所に設置する。
	樹木を査定する際は、将来の収穫見込みを加味して査定するのか？	樹木の査定は、将来の収穫見込みは加味せず、現状の生育状況に応じて査定する。
	カットオフデートが告知された後、事業がなかなか始まらない事がある。	カットオフデートから 2 年以上過ぎた場合は、その期間の変化も踏まえ。査定をやり直す。
ムコノ	補償の支給前に建造物が壊れても補償されるか？	壊れる前に査定されているはずなので、補償される。
	事業実施後に、事業用地を利用することは可能か？	本事業では、事業用地を完全に取得するため、事業実施後は、土地を利用・開発することは認められない。
	Kibanja 所有者および元の地主は、どのように補償されるのか？	補償は、Kibanja 所有者および元の地主に分担して払われる。
	苦情処理委員会のメンバーはどのように構成されるのか？	苦情処理委員会は、自治体、UETCL、NGO などの代表者から構成される。
カワラ	補償の支払い後、屋根やドアなどを取り除いても問題ないか？	査定士によって記録されている限り問題ない。なおカットオフデート後の資産の追加などは補償の際に考慮されない。
	地下ケーブルのルートは未開発の土地を一部通るが、その土地も補償されるか？	土地の所有者は、補償されると共に、建造物もあれば補償される。

[出所] 本事業の ARAP 報告書

9-3 結論・提言・その他

9-3-1 EIA に関する結論・提言

本事業の環境管理計画・モニタリング計画は、NEMA の EIA 承認条件に応じて、順応的に修正する。また環境管理計画・モニタリング計画は、施工計画が確立していない中で作成しているため、今後、詳細設計時に施設設計、施工計画などが具体化していく過程で、必要に応じて修正し、事業費に反映していく必要がある。特に検討が必要と考えられる事項を以下に示す。

- 変電所の切土・盛土面の土壌侵食・流出対策（再植生する場合は、適切な植生の選定）
- 送電線への鳥類衝突防止対策（適切な鳥類衝突防止器具の選定および配置の検討）
- 廃棄物管理計画（特に解体ガラ、廃送電ケーブル、有害廃棄物など）
- 仮設の施設を工事中に建設する場合は、それらに必要な環境対策。
- 環境モニタリングの期間・頻度・地点・コスト

さらにムコノ事業の一部は、ナダギ森林保護区内に立地し、絶滅危惧種も確認されていることから、今後事業用地内外で、これら絶滅危惧種の重要な生息地（営巣地など）が確認された

場合は、現地専門家と協議し、適切な追加対策を検討する必要がある。上記一連の作業は、高い専門性を有するため、詳細設計時には、環境専門家を配置することを提案する。

9-3-2 ARAPに関する結論・提言

本事業の用地取得範囲内には、農業や林業など、土地に依存して生計を立てている PAPs がおり、また低所得者や社会的弱者も確認されていることから、適切な補償に加え、必要に応じて十分な生活再建策の提供が求められる。したがって ARAP 実施前には、これらの PAPs のニーズを聴衆し、具体的な生活再建策を検討する必要がある。

9-3-3 環境チェックリスト

本事業の環境社会配慮の状況を、JICA 環境チェックリスト（送変電・配電セクター）を使用して作成し、添付資料-17として添付した。

第 10 章 本事業の評価

10-1 事業実施のための前提条件

ウガンダ側は、本事業の事業実施工程を踏まえ、本事業のウガンダ側負担事項を含む計画に必要となる事項に対する予算計上、譲渡契約、補償措置等を計画的に進めていく必要がある。

また、本事業の実施段階に入った時点で、基本設計、詳細設計が行われ、準備調査で行った概略設計で計画した設備配置等が変更されることも想定される。UETCL はそれに応じて、それらの変更箇所については環境影響評価や住民移転計画の策定を適宜行う必要がある。

本事業の実施に係り環境社会配慮、世界銀行プロジェクトとの調整、中国輸出入銀行プロジェクトとの調整と 3 点の前提条件がある。

(1) 環境社会配慮について

環境社会配慮に関連しては、今後必要な承認取得手続きは以下 3 点ある。なお承認取得に向けた作業は円滑に進められており、本事業実施に支障がおよぶ可能性は低い。

1) EIA の承認の取得

UETCL は 2016 年 7 月下旬までにファイナル EIA レポートを NEMA へ提出する予定である。EIA 提出後は、3 ヶ月程度(本年 10 月～11 月)で、EIA の承認(Certificate of Approval of Environment Impact Assessment) が NEMA から発給される見込みである。

2) ARAP の承認の取得

本事業の送電設備の整備にあたっては、送電ルート、変電所用地に関する用地取得が必要となる。非自発的住民移転は発生しない見込みだが、UETCL は ARAP に基づき、被影響者に対して、適切な補償の提供および生活再建の支援をしていく必要がある。UETCL は 2016 年 7 月下旬までに政府査定機関(Chief Government Valuer)へ ARAP ファイナルレポート(土地・財産査定調査レポート含む)を提出し、承認取得に向けて折衝を開始する予定である。

3) NFA ライセンスの取得

ムコノの変電所および送電線の一部は、ナダギ森林保護区内に立地することから、本事業を実施する上では、消失する森林および生物多様性に対する NFA への補償ならびに NFA からライセンスを取得する必要がある。現在 NFA は補償額算定のための査定調査を実施しており、終了後 NFA と UETCL 間で補償額についての MoU を締結し、9 月末までにはライセンスが取得できる見込みである。

(2) 世界銀行プロジェクトとの調整について

現在、カワンダ変電所ーマサカ変電所 220 kV 送電線のルートは特定されているが、設計業務は未実施である。本事業で先行して行う、220 / 132 kV ブロバ変電所とカワンダ変電所ーマサカ変電所 220 kV 送電線との接続部周辺的设计については、本事業で行った設計が、カワンダ変電所ーマサカ変電所 220 kV 送電線的设计において適切に考慮されるよう、

UETCL は調整する必要がある。

220 / 132 kV ブロバ変電所は 220 kV 送電線に連系することとなるため、遅滞なくその効果が発現するためには、2018 年の運転開始予定である同変電所が接続される区間の 220 kV 送電線が計画通りに進捗している必要がある。また、カワンダ変電所ーマサカ変電所 220 kV 送電線については、ドナーである世界銀行と UETCL は協力的に事業を進め、計画通りに完工する必要がある。なお、仮に不可抗力等の理由でこれ等の支援計画が遅延した場合の本事業への影響は、添付資料－11 に示すとおりである。

(3) 中国輸出入銀行プロジェクトとの調整について

本事業の 220 / 132 kV 新ムコノ変電所と中国輸出入銀行支援により計画されている 132 / 33 kV ムコノ変電所は、UETCL により用地取得の手続きが進められている 16 エーカーの敷地内に併設する計画であるため、双方の変電所設備が同敷地内に収まるよう、UETCL は適切に中国輸出入銀行の計画と調整する必要がある。

本事業が実施される段階では、中国輸出入銀行支援により 2016 年着工予定の 132 / 33 kV ムコノ変電所及び附帯 132 kV 引込み送電線は完工している見込みである。本事業の 220 / 132 kV 新ムコノ変電所への 220 kV 引込み送電線 4 回線は、その 132 kV 送電線と平行に 2 ルートで計画しており、コリドーシェアにより送電線用地の削減を図る計画である。このコリドーシェア及び鉄塔位置に関しては、前述の 132 kV 引込み送電線の設計を考慮して、本事業の概略設計を基本設計、詳細設計段階で精査する必要がある。

10-2 プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入（負担）事項

(1) 工事着工前

- 1) 本事業の本体事業が着工される前に、計画段階で合意形成が行われた、本事業の送電ルート、変電所用地に関する用地取得の対象地で活動を行う者への補償手続き、住民移転計画に基づく移転の実施が、UETCL により遅滞なく完了している必要がある。また、本事業の工事が円滑に実施できるよう対象用地の樹木伐採、埋設部の除去、整地等も、UETCL により遅滞なく完了している必要がある。
- 2) 本事業が着工される前に、アクセス道路についても上記と同様の手続きが、UETCL により、遅滞なく完了している必要がある。
- 3) 本事業が着工される前に、本事業の調達資機材の計画対象地への搬入が遅滞なく完了するため、免税・通関手続きに必要となる事前手続きが、UETCL により、遅滞なく完了している必要がある。
- 4) 本事業が着工される前に、現在、33 kV 配電線として運用されているカンパラ北変電所ームトゥンドゥエ変電所間の 132 kV 送電線 2 回線の内の片側 1 回線については、本事業で同区間の 2 回線とも HTLS 電線に張替えを計画しているため、132 kV 送電線として運用ができるよう開閉装置の繋ぎ替え等、UETCL により、遅滞なく完了している必要がある。

- 5) 本事業が着工される前に、本事業と関連性が強い既存の設備に対しては、本事業の準備調査以降の経年劣化から必要となる軽微な補修等については、運転維持管理の一環として、UETCLにより、遅滞なく完了している必要がある。
- 6) 本事業が着工される前に、本事業の220 / 132 kV 新ムコノ変電所と中国輸出入銀行により計画されている132 / 33 kV ムコノ変電所は接続される計画であるため、132 / 33 kV ムコノ変電所建設事業が、UETCLにより、遅滞なく完了している必要がある。
- 7) 本事業が着工される前に、既設変電所の改修工事等の期間中においても電力供給を維持するため、配電システムの繋ぎ替え等の措置が、UETCLにより、遅滞なく完了している必要がある。
- 8) 本事業が着工する前に、ブジャガリ発電所の変圧器増設工事の円滑な実施に関連したUEGCL及び運用委託会社（ブジャガリエネルギー社）との協議が、UETCLにより、遅滞なく完了している必要がある。

(2) 工事期間中

- 1) 本事業の実施にあたっては、事業実施に必要となる停電がUETCLと本体事業を担当するコンサルタント間で合意したスケジュールに従い、UETCLにより、確実に実施される必要がある。
- 2) 本事業の実施にあたっては、本事業の準備調査段階で取り纏めたモニタリングフォームに基づく環境社会影響モニタリングが、UETCLにより、確実に実施される必要がある。
- 3) 本事業の実施にあたっては、ウガンダ負担分も含む借款事業費に対してのウガンダ内での予算手続きが、ウガンダ政府内で遅滞なく行われる必要がある。

(3) 工事完了後、供与開始後

- 1) 本事業の工事完了後、本事業設備の機能等を確認するために必要な試充電作業等については、UETCLにより、遅滞なく実施される必要がある。
- 2) 本事業の工事完了後、ルゴゴ中央給電指令所において本事業の変電所から出力される信号が表示されるように既存のSCADAシステムへの登録作業等が、UETCLにより、実施される必要がある。
- 3) 本事業の工事完了後、本事業対象設備の効果が遅滞無く発現されるように本事業の設備と配電システムが速やかに連系するため、UEDCL、配電事業者等との協議が、UETCLにより、実施される必要がある。

10-3 外部条件

プロジェクトの効果を発現・持続させるために前提となる外部条件は、以下の通りである。

(1) 上位目標に対して

前述のように、本事業の上位目標として第二次国家開発計画（NDP II）があげられ、優先課題の一つとして「インフラストラクチャー開発」を掲げている。この政策が変更になった場合、上位目標と整合性が維持されない。また、第二次国家開発計画等の持続的実施には、政治・経済が安定している必要がある。

- ・ 電力開発に関する政策が変更されない。
- ・ 政治・経済が安定している。

(2) プロジェクト目標に対して

本事業のプロジェクト目標は、カンパラ首都圏の電力供給改善である。送変電設備はネットワークとして機能するものであるため、本事業設備のみならず関連送変電設備が持続的に運転維持管理されている必要がある。また、適切な運転維持管理にはその原資となる財源が必要であるため、料金徴収が継続的に実施される必要がある。加えて、パンダリズム、戦争等により関連送変電設備が破壊された場合も、自足的な系統運用に支障を及ぼすため、施設のセキュリティーが確保されている必要がある。

- ・ 関連送変電設備の運営維持管理が持続的に行われる。
- ・ 施設のセキュリティーが確保される。

(3) 期待される成果に対して

本事業に期待される成果は、実際に需要家に対し供給できる電力が増加することである。本事業の設備は送変電設備であるが、実際の需要家への供給は配電設備を通じて行われる。また、供給電力の源は発電設備である。したがって、本事業の設備が期待される成果を発現するためには、上位の発電設備、下位の配電設備が十分に稼働している必要がある。また、本事業の設備自体が適切に運用できる状態が維持されている必要があるため、本事業設備の運転維持管理計画が実施されている必要がある。

- ・ 上位の発電設備及び下位の配電設備が十分に稼働する。
- ・ 本事業設備の運転維持管理計画が実施される。

10-4 プロジェクトの評価

10-4-1 妥当性

以下に示す通り、本事業はウガンダのエネルギー政策並びに電力政策の実現に資するとともに、貧困層を含む対象地域の住民、公共施設に裨益するものであることから、本事業の我が国の円借款事業としての妥当性は高いと判断される。

(1) 技術面での妥当性

ウガンダでは、豊富な水力資源を中心に電源開発を進めているものの、面的に広がりコストを要する電力流通網の需要増大に即した整備は難航している。本事業は、電力の流通容量不足に起因する供給支障が深刻な問題となっている、ウガンダのカンパラ首都圏における送変電設備の強化計画である。

本事業のコンポーネントは、2030年を目標年次とした系統計画を策定した上で特定されており、首都圏系統全体の計画との整合性は「第4章 系統計画」に示すとおりである。ここでは、プロジェクト評価の目標年次（2022年）及び本事業の系統計画の目標年次（2030年）の各断面において、本事業がカンパラ首都圏において流通されるべき電力流通にどの程度の水準で寄与しているかを具体的に示し、その規模から事業の妥当性を評価する。

カンパラ首都圏の2030年までの送変電設備を対象としたとき、その設備構成は、220kV送電線、220/132kV変電設備、132kV送電線、配電用変電設備（132/33kV及び132/11kV）から構成される。発電部門から送電部門（本事業対象）が受けた電力は、220kV送電線、220/132kV変電設備、132kV送電線、配電用変電設備の順で流通され、送電部門から配電部門に供給される。送電部門内のこれらの各設備は、蜘蛛の巣状のネットワークを構成し電力流通に寄与しているが、本事業のコンポーネントはネットワーク全体を最も効率的に機能するよう、前述のように首都圏系統上に最適に分散されている。この前提を踏まえ、本事業の各コンポーネントが、プロジェクト評価の目標年次（2022年）及び本事業の系統計画の目標年次（2030年）の各断面において、220kV送電線、220/132kV変電設備、132kV送電線、配電用変電設備の各段階において流通すべき容量に対しどの程度寄与しているかを定量的に示す。

220kV送電線、220/132kV変電設備、132kV送電線、配電用変電設備毎に、首都圏で必要とされる容量に対し、本事業コンポーネントが貢献している割合を、プロジェクト評価の目標年次（2022年）については表10-4-1.1に、本事業の系統計画の目標年次（2030年）については表10-4-1.2にそれぞれ示した。各年とも、本事業コンポーネントは首都圏で必要とされる流通容量に対し本事業設備は大きく貢献しており、本事業の技術面での妥当性は高いと判断される。

表10-4-1.1 プロジェクト評価の目標年次（2022年）における本事業コンポーネントの首都圏の電力流通への貢献度

項目	必要流通容量	本事業コンポーネントによる流通容量
220kV送電線	806 MW	本事業では対象無
220/132kV変電設備	704 MW	258 MW
132kV送電線	813 MW	300 MW
配電用変電設備	567 MW	133 MW

[出所] JICA 調査団にて作成

表 10-4-1. 2 本事業の系統計画の目標年次（2030 年）における本事業コンポーネントの
首都圏の電力流通への貢献度

項目	必要流通容量	本事業コンポーネント による流通容量
220 kV 送電線	938 MW	本事業では対象無
220 / 132 kV 変電設備	1,139 MW	462 MW
132 kV 送電線	1,313 MW	545 MW
配電用変電設備	987 MW	208 MW

〔出所〕 JICA 調査団にて作成

(2) 財務面での妥当性

本事業の投資費用に対する財務的便益の妥当性に関して、FIRR を指標として「第 8 章 経済財務分析」で評価を行った（投資費用に関しては「第 7 章 事業費と資金計画」参照）。財務分析結果、現状の販売及び購入電気料金水準で 13.2%の FIRR となる見通しであり、財務的な視点において持続可能性があることが確認された。

一方、UETCL の財務的収支は、ウガンダの発送電分離の供給構造を踏まえると、本事業による配電事業者への販売電力収益の増分と、それに伴って必要となる発電事業者からの購入電力支出、一般管理費、及びグリッド維持管理費との差額である。それを大きく左右するのは、購入電気料金及び販売電気料金である。その販売電気料金にあたる、バルク・セール・タリフ (Bulk Sales Tariff: BST) の変更については、ウガンダ電力規制庁 (Electricity Regulatory Authority: ERA) からの認可が必要である。ERA は、「費用反映方式 (Cost Reflective Policy)」を取っており、各事業者の財務諸表をもとに健全な事業運営が維持されつつ、公共に対する公平性が維持されるよう、料金管理を行っている。

感度分析を行った結果、留意すべき点としては、UETCL は、BST 単価と購入電気料金との微妙なバランスの中で事業収支が成り立つ構造になっていて、料金単価の変更による財務収支上の影響を受けやすい。もう一つ注視すべき点は、財務的なハードル・レートが超低金利で長期の円借款を用いても、ウガンダシリングが主要通貨に対して下落する傾向が非常に強いいため、ウガンダ側からの返済負担の視点から言えば、財務的なハードル・レートは意外と高いことである。この販売電気料金 (BST) が現在の水準から 10%低減しただけでも財務純現在価値はゼロになり、FIRR はハードル・レートの 7.9%ぎりぎりになってしまう。また、発電会社からの購入電気料金が 14%上昇しても財務的なハードル・レートを下回ってしまう。

なお、本事業の財務収支に大きく関係する電気料金についてであるが、2015 年にウガンダシリングの大幅下落が影響してインフレ傾向が強まったせいか、ウガンダの電気料金体系も 2016 年に入って、大幅な見直しがあった。2016 年の第一四半期において、BST 単価、エンドユーザー価格等、電気料金の大幅な値上げがあった。UETCL から配電会社へ電気を卸売り販売する BST 単価は、2016 年第一四半期現在で、279.6 UGX/kWh となり（2015 年から 24%もの上昇）、発電会社からの購入単価との差額の利鞘は、現在、約 80 UGX/kWh である。この水準の利鞘であれば、本事業も FIRR は、13.2%で良好な財務収支が予想できる。ただ、この利鞘の幅について感度分析を行うと、53 UGX/kWh まで下がってしまうと、財務的なハードル・レートを割り込むレベルになる。UETCL は、発電会社からの電力購入

単価の水準を絶えず注視し、適正な利幅水準が得られるように、ERA と調整し、四半期ごとの価格調整を行っていく必要がある。

なお、FIRR が 13.2%といっても、ウガンダでの民間銀行の貸出金利は非常に高い（24～25%）ので、民間事業者の立場から言えば、ウガンダでの送電事業を商業的に取り組むには、財務純現在価値が期待できないと思われる。また、40年のプロジェクトライフで採算を取る事業なので、民間事業としては、あまりに長期での資本回収の事業になるので取り組みにくい事業と思われる。

なお、電力事業は公共事業であり、一般消費者の視点から言えば、急激な電気料金値上げは大きな経済的痛みとなる。ウガンダの電気料金は、エンドユーザー価格レベルでは、既にアフリカ諸国の中では、相当高いレベルにある。少なくともエンドユーザー価格は、これ以上の値上げが行われる余地は少ないと思われる。UETCL は、直接エンドユーザーに電気を販売する立場にはないが、BST 単価も大幅値上げがあったばかりであり、当面、現状の BST 単価の水準で送電事業が行えるように経営していくことが求められよう。

2016年四半期の値上げ幅は非常に大きかったため、一般個人消費者レベルはもちろんのこと、商業事業者、工業事業者等の法人のユーザーにとっても急激な電気料金値上げの痛みは大きかったと思われる。電気代金支払能力の見地からは、特に経済的な弱者がウガンダの電化推進の恩恵を享受できなくなる恐れも出てくるので、ERA の監督の下、配電事業を請け負うウメメ社は電気料金変動に対する一般個人の電気料金支払能力は社会経済的な見地から常時モニターし、UETCL をはじめとするステークホルダーと共有することが電力セクター政策における公平性を見地から望ましいと思われる。

(3) 計画対象地域への裨益性

電力は国家の自立持続的な社会経済発展に対し必要不可欠なエネルギーであり、特に、政府機関、国の経済を担う企業の本社等が配置される首都圏における、確実かつ効率的な電力流通網の確立に資する開発事業は、経済インフラ開発の中でも最重要課題の一つである。

本事業はウガンダのカンパラ首都圏における電力流通強化計画である。近年の急激な経済成長に伴い、供給容量不足に起因する電力系統における供給支障が深刻な問題となっている。不足している電力流通設備の供給容量の増強は、供給支障による機会便益の損失に対する根本的な解決策であり、その裨益性は極めて高い。

(4) 運転維持管理能力

UETCL は、本協力対象事業のような大規模な設備投資には苦慮しているものの、全国の送電網の運転維持管理を安定的に行っており、系統運用については一定の技術水準を有している。

本協力対象事業でガス絶縁開閉装置といった比較的新しい技術を含んでいるが、ウガンダでは既に導入実績がある。従来の開閉装置等と内部構造が異なるものの、操作方法、系統保護機能等、運転維持管理上必要となる技術は、これまでウガンダで適用されてきた機材の技術水準を大幅に超えるものではない。したがって、これらの設備の運転維持管理に係る技術移転については、各機材の特性、特徴、仕様を踏まえ、メーカー技術者により納

入メーカー毎に異なる操作方法等の部分について確実に技術移転を行えば、ウガンダ側の運転維持管理能力の観点からは問題はないと判断される。

また、本協力対象事業で導入される移動式変電設備に関しても、UETCL にとっては比較的新しい技術であるが、可搬性の変電設備とするため車両上に機材が設置される形体を取っているが、従来の変圧器、開閉設備に適用されている技術水準を大幅に超えるものではない。上記のガス絶縁開閉装置と同様に、納入機材の特性を踏まえ、メーカー技術者により納入メーカー毎に異なる操作方法等の部分について確実に技術移転を行えば、ウガンダ側の運転維持管理能力の観点からは問題はないと判断される。

なお、本協力対象事業で納入される高熱容量低弛度電線については、UETCL にとっては新たに導入する技術である。高熱容量低弛度電線としては、インバ電線、ギャップ電線等の採用が想定されるが、これらの電線は UETCL でこれまで採用されてきた ACSR 電線や AAAC 電線と支持金物周辺部の取付方法が異なるものの、これらについては本事業における据付工事期間中に UETCL に十分技術移転できる水準の技術である。一方で、架線作業、緊帳線作業等の主要作業工程は従来の電線と同様であり、これらの作業工程についてはこれまで UETCL が行ってきた送電工事の技術水準を超えるものではない。したがって、支持金物周辺部の取付方法について、メーカー技術者により技術移転を行えば、ウガンダ側の運転維持管理能力の観点からは問題はないと判断される。

以上のように、本事業設備に対してウガンダ側の運転維持管理能力は問題無いと判断される。

UETCL は変電所の運転を既設ルゴゴ変電所にある給電指令所による遠方監視としており、常駐運転管理者をすべての変電所には配置しておらず、物理的な距離を考慮して地域ごとの中心となる変電所（現状ではムトンドゥエ変電所、カワ ندا変電所、ナマンベ変電所などが相当）にのみ常駐運転管理者を配置している。そのため、ブロバ変電所はムトゥンドゥエ変電所の常駐運転管理者が、そして新ムコノ変電所はムコノ変電所の常駐運転管理者が管理を兼務する計画である。そのため、本事業実施による新たな運転管理者の配置は計画されていない。

一方で、新設される変電所に対しては新たな警備員の採用が必要になるため、ブロバ変電所および新ムコノ変電所に 4 名の警備員が配置される。（但し、新ムコノ変電所に配置される警備員は隣接する中国支援のムコノ変電所を兼務する。）この警備員の配置により、年間 96 百万ウガンダシリング（約 28,000 米ドル）の予算が必要になると想定されるが、これは、2014 年における UETCL のグリッド補修費予算の約 1.8% を占めるに過ぎないため、UETCL は十分に予算の確保が可能と判断される。なお、送電線の張り替えにする新たな運転維持管理要員の採用の予定はない。

(5) 上位計画に資するプロジェクト

本事業の上位計画は、ウガンダにおける流通設備のマスタープランにあたる「送電網開発計画」であるが、本事業の準備調査を通じて、それと 2030 年を目標年次とする本事業の系統計画との整合性を UETCL との協議を通じて確保している。今後、UETCL が準備調査を通じて整合性を図った計画に基づき流通設備の開発を進めることで、本事業は後述する有効性を発現し、上位計画に確実に資すると判断される。

(6) 我が国の援助方針との整合性

「対ウガンダ国別援助方針」において、我が国は、「広域インフラ整備（道路及び電力）」に対し「日本の技術や知見を活かした案件形成」に留意しつつ開発支援を行い、ウガンダの経済成長を実現する環境整備を推進することを方針として掲げている。

本事業は、ウガンダの社会・経済を支える首都圏の社会経済基盤である電力流通設備の増強・改修に資する事業であり、「対ウガンダ国別援助方針」で定める支援対象である「広域インフラ整備（電力）」に他ならない。また、電力流通設備に活用できる、我が国に優位性がある技術として縮小型ガス絶縁開閉装置、移動式変電設備、高熱容量低弛度電線が考えられるが、「対ウガンダ国別援助方針」で定める「日本の技術や知見を活かした案件形成」も図られている。

このように、本事業は、我が国のウガンダに対する援助方針とも整合性が図られており、我が国の円借款事業としての妥当性が高いと判断される。

10-4-2 有効性

(1) 定量的効果

本事業の目的は、カンパラ首都圏の送変電網の増強事業であり、同地域の送変電網は 220 kV 送電線、220 / 132 kV 変電設備、132 kV 送電線、132 / 33 kV もしくは 132 / 11 kV 変電設備から構成され、本事業の実施機関である UETCL により運転維持管理されている。本事業ではこれらの設備の増強を行う。

設備容量に対する実負荷の割合を設備利用率といい、各年次におけるこの数値を運用指標として活用する。一方、首都圏の電力供給において設備種別毎に首都圏で流通されるべき年間電力量を効果指標として活用し、各年次の数値を評価する。

<運用指標>

種別	基点変電所	基点変電所	単機容量 [MVA]	台、回線	容量 [MVA]	亘長 [km]	プロジェクト評価年次 (2022年) [%]	系統計画目標年次 (2030年) [%]
220/132kV 変電所	ブジャガリ		250	1	250	N/A	48	50
220/132kV 変電所	新ムコノ		125	1	125	N/A	29	70
220/132kV 変電所	新ムコノ		125	1	125	N/A	29	70
220/132kV 変電所	プロバ		125	1	125	N/A	28	64
220/132kV 変電所	プロバ		125	1	125	N/A	28	64
132kV 送電線	ムコノ	ナマンベ南	240	1	240	26	44	69
132kV 送電線	ナマンベ南	ルジラ	147	1	147	10	14	14
132kV 送電線	ナマンベ南	ルジラ	147	1	147	10	14	14
132kV 送電線	ナマンベ南	ナマンベ	240	1	240	5	7	4
132kV 送電線	ナマンベ南	カンパラ北	240	1	240	13	3	26
132kV 送電線	カンパラ北	ルゴゴ	240	1	240	6	11	21
132kV 送電線	カンパラ北	ルゴゴ	240	1	240	6	11	21
132kV 送電線	カンパラ北	カワラ	240	1	240	5	4	4
132kV 送電線	カンパラ北	ムトウンドウエ	240	1	240	10	5	24
132kV 送電線	カワラ	ムトウンドウエ	240	1	240	6	12	41
132/11 変電所	ムトウンドウエ		20	2	40	N/A	45	68

種別	基点変電所	基点変電所	単機容量 [MVA]	台、回線	容量 [MVA]	亘長 [km]	プロジェクト評価年次 (2022年) [%]	系統計画目標年次 (2030年) [%]
132/33 変電所	ムトウンドウエ		40	2	80	N/A	45	66
132/11 変電所	カワラ		20	1	20	N/A	25	60
132/33 変電所	カワラ		40	3	120	N/A	28	63
132/33 変電所	ブロバ		40	2	80	N/A	39	50

[注記] 「設備利用率」 = 設備のピーク負荷 [MW] ÷ (設備容量 [MVA] × 力率 95%)

<効果指標>

種別	基点変電所	基点変電所	単機容量 [MVA]	台、回線	容量 [MVA]	亘長 [km]	プロジェクト評価年次 (2022年) [GWh]	系統計画目標年次 (2030年) [GWh]
220/132kV 変電所	ブジャガリ		250	1	250	N/A	781	827
220/132kV 変電所	新ムコノ		125	1	125	N/A	237	576
220/132kV 変電所	新ムコノ		125	1	125	N/A	237	576
220/132kV 変電所	ブロバ		125	1	125	N/A	233	528
220/132kV 変電所	ブロバ		125	1	125	N/A	233	528
132kV 送電線	ムコノ	ナマンベ南	240	1	240	26	694	1083
132kV 送電線	ナマンベ南	ルジラ	147	1	147	10	131	131
132kV 送電線	ナマンベ南	ルジラ	147	1	147	10	131	131
132kV 送電線	ナマンベ南	ナマンベ	240	1	240	5	103	67
132kV 送電線	ナマンベ南	カンバラ北	240	1	240	13	49	416
132kV 送電線	カンバラ北	ルゴゴ	240	1	240	6	169	330
132kV 送電線	カンバラ北	ルゴゴ	240	1	240	6	169	330
132kV 送電線	カンバラ北	カワラ	240	1	240	5	64	64
132kV 送電線	カンバラ北	ムトウンドウエ	240	1	240	10	76	386
132kV 送電線	カワラ	ムトウンドウエ	240	1	240	6	194	639
132/11 変電所	ムトウンドウエ		20	2	40	N/A	118	177
132/33 変電所	ムトウンドウエ		40	2	80	N/A	237	348
132/11 変電所	カワラ		20	1	20	N/A	33	79
132/33 変電所	カワラ		40	3	120	N/A	217	493
132/33 変電所	ブロバ		40	2	80	N/A	204	263

[注記] 「年間電力量」 = 設備のピーク負荷 [MW] × 8,760 [時間/年] × 負荷率 75%

[出所] JICA 調査団

(2) 定性的効果

効果項目	本事業での対策 (協力対象事業)	計画の効果・改善程度 (現状と問題点)
1. 設備計画及・系統運用の自由度を向上する技術の蓄積	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 132 kV ガス絶縁開閉装置の導入 ▶ 高熱容量低弛度電線の導入 ▶ 移式変電所の導入 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ウガンダではまだ導入実績が少ないガス絶縁開閉装置を本事業で導入することにより、それを導入した変電計画に関する技術が蓄積される。 ▶ ウガンダではまだ導入実績が無い高熱容量低弛度電線を本事業で導入することにより、それを導入した送電計画に関する技術が蓄積される。 ▶ ウガンダではまだ導入実績が少ない移動変電所を本事業で導入することにより、変電所事故時、緊急対策を行いその供給地域周辺への供給が維持される。
2. 220 kV 送電線の首都圏の電力供給への活用促進	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 220 / 132 kV ブロバ変電所の新設 (合計容量：250 MVA) ▶ 220 / 132 kV 新ムコノ変電所変電所の新設 (合計容量：375 MVA) 	<p>ウガンダでは電力流通を強化する目的で 220 kV 送電線を計画しているが、同国の需要の大半を消費しているカンパラ首都圏への供給に対する 220 / 132 kV 変電所容量が大幅に増強される。</p> <p>(計面前) 合計容量：500 MVA (計画後) 合計容量：1,125 MVA</p>
3. カンパラ首都圏の南西系統における供給信頼度の改善	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ムトゥンドウエ変電所の2重母線化 	<p>ムトゥンドウエ変電所は 220 / 132 kV ブロバ変電所及び 220 / 132 kV 新ムコノ変電所と接続され首都圏の南西系統の最も重要な変電所であるにも関わらず、2重母線化が行われていない。このため、母線事故が生じた場合、南西系統は電源を失い広範囲に渡って停電が生じる現状にある。本事業で同変電所に2重母線構造を導入することにより、本事業の系統計画の目標年次(2030年)の需要を想定しても、同変電所の母線事故を許容できる水準まで供給信頼度が改善される。</p>
4. 環境社会影響の低減可能な流通設備の開発技術の導入	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 132 kV ガス絶縁開閉装置の導入 ▶ 高熱容量低弛度電線の 	<p>カンパラ首都圏は今後も需要の増大に伴う継続した流通設備開発が必要である。しかしながら、人口密集地帯である</p>

効果項目	本事業での対策 (協力対象事業)	計画の効果・改善程度 (現状と問題点)
	導入 ▶ 132 kV 送電線への4回線鉄塔の導入 ▶ 送電計画へのコリドーシェアの概念の導入	首都圏であるため、用地取得がその大きな障害となる。本事業では、ウガンダで既に導入実績があるガス絶縁開閉装置に加え、左記に示す新たな技術を導入する。他国では一般的であるが、ウガンダでは新たな導入となるこれら技術の導入実績を確保することにより、今後、用地取得を軽減する流通設備開発が可能となる。
5. 既存の流通設備マスタープランのレビューとそれに即した計画の実現	▶ UETCLの「送電網開発計画」のレビューの実施（準備調査段階及び本体事業開始段階で実施） ▶ 上記のレビューに即した計画コンポーネントの策定・実施	本事業の準備調査では、220 kV 送電線の有効活用、用地取得が低減できるガス絶縁開閉装置及び高熱容量低弛度電線等の技術の導入、ムトゥンドウエ変電所の2重母線化等、カンパラ首都圏の流通設備開発における根本的な課題解決を目的として、UETCLの「送電網開発計画」をレビューしながら、系統計画を策定している。これに基づきコンポーネントを選定しているため、本事業の実施は、本事業対象設備の対象サイト周辺の電力供給改善に留まることなく、カンパラ首都圏系統を長期的な視野でより最適な変電計画及び送電計画に対応できる構成に改善することができる。
6. 首都圏における変電所事故時に対する供給力の確保	▶ 移動変電所の導入	カンパラ首都圏の道路は道幅も狭く、勾配もあるため、開閉設備及び変電設備が1台のトレーラーに具備された形式の移動変電所では、同地域での使用は著しく制限される。本事業で、首都圏の道路事情に即した、開閉設備と変電設備が別々のトレーラーに具備された形式の移動変電所を導入することにより、首都圏における変電事故時においても活用できる。

(3) 温室効果ガスの削減量の推計

本事業は、カンパラ首都圏の電力流通網の増強であるが、本事業により 220 kV 送電線の有効活用等が図られ、送電損失が低減されるため、エネルギーの有効活用が促進される。この送電損失の低減は、発電に必要となる化石燃料等の一次エネルギー削減につながるため、温室効果ガスである二酸化炭素の排出量の緩和に寄与する。

潮流解析に基づき、本事業を実施した場合と実施しない場合の送電損失は、ピーク時需要に対し、表 10-4-2. 1 のように算定された。

表 10-4-2. 1 本事業によるピーク時送電損失

	ピーク時需要	事業を実施しないケース (Without Case)	事業を実施したケース (With Case)
	MW	MW	MW
2020	518.0	27.3	17.9
2022	567.0	27.2	19.0
2030	987.0	44.0	29.7

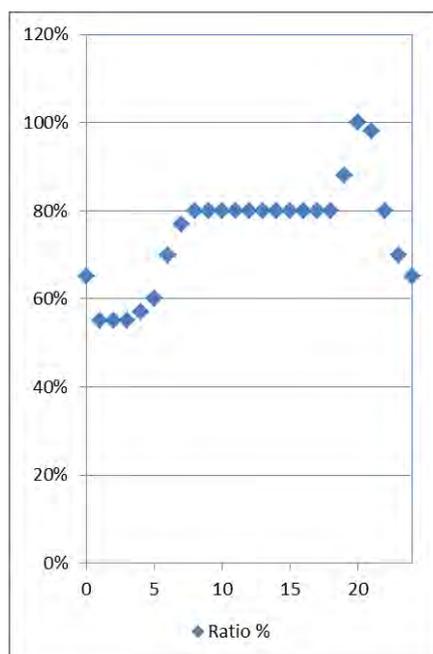
[出所] JICA 調査団

「送電網開発計画 2014-2030」に示される日負荷曲線の傾向、2030 年の系統負荷率の想定値 75%を想定し、表 10-4-2. 2 の 2 列目に示す日負荷曲線モデルを踏まえながら、2030 年断面における毎時の送電損失の算定結果を同表の 4 列目に事業を実施しない場合 (Without Case)、5 列目に事業を実施した場合 (With Case) を示す (系統電圧 及び 力率は不変として算定)。あわせて、同表に示す日負荷曲線を図示した結果を図 10-4-2. 1 に示す。表 10-4-2. 2 では、「送電網開発計画 2014-2030」のデータを踏まえ、20 時をピークとして表 10-4-2. 1 のピーク値を採用している (表 10-4-2. 2 の日負荷曲線モデルでは毎時の系統負荷を平均すると 2030 年の系統負荷率 75%に一致する)。表 10-4-2. 2 に示すように、本事業を実施しない場合の年間の送電損失は約 231 千 MWh であるのに対し、事業を実施した場合約 156 千 MWh となるため、本事業により約 75 千 MWh の送電損失が削減される見通しである。

表 10-4-2. 2 毎時の送電損失

hour	Model	Model	Without Case	With Case
	Ratio	Factor	Transmission Loss	Transmission Loss
	%	=Load ²	MWh	MWh
0	65%	42%	18.59	12.55
1	55%	30%	13.31	8.98
2	55%	30%	13.31	8.98
3	55%	30%	13.31	8.98
4	57%	32%	14.30	9.65
5	60%	36%	15.84	10.69
6	70%	49%	21.56	14.55
7	77%	59%	26.09	17.61
8	80%	64%	28.16	19.01
9	80%	64%	28.16	19.01
10	80%	64%	28.16	19.01
11	80%	64%	28.16	19.01
12	80%	64%	28.16	19.01
13	80%	64%	28.16	19.01
14	80%	64%	28.16	19.01
15	80%	64%	28.16	19.01
16	80%	64%	28.16	19.01
17	80%	64%	28.16	19.01
18	80%	64%	28.16	19.01
19	88%	77%	34.07	23.00
20	100%	100%	44.00	29.70
21	98%	96%	42.26	28.52
22	80%	64%	28.16	19.01
23	70%	49%	21.56	14.55
24	65%	42%	18.59	12.55
Total per Day			634.71	428.43
Total per Year		365	231669	156377

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図 10-4-2. 1 日負荷曲線モデル

ウガンダにはナマンベ市に火力発電所が設置されており、A 重油を燃料としている。表 10-4-2. 3 に各燃料の排出係数を示す。同表の A 重油の排出係数をもとに、火力発電設備の熱効率を 40%と想定した場合、1MWh の電力を生み出すことにより排出される二酸化炭素トン基準の排出係数は、式 (4-1)に示すように、0.6237 tCO₂/MWh となる。

表 10-4-2. 3 燃料別排出係数

燃料の種類	単位発熱量	排出係数
一般炭	25.7 GJ/t	0.0247 tC/GJ
軽油	37.7 GJ/kl	0.0187 tC/GJ
A 重油	39.1 GJ/kl	0.0189 tC/GJ
液化天然ガス (LNG)	54.6 GJ/t	0.0135 tC/GJ

[出所] 環境省/経済産業省(2028.2)“温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル(ver 4.1)

$$0.6237 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} = 0.0189 \text{ tC/GJ} \times 3.6 \text{ GJ/MWh} \div 40\% \quad (4-1)$$

A 重油基準の二酸化炭素排出係数 0.6237 tCO₂/MWh を前提とし、表 10-4-2. 2 のに示した送電損失をもとに二酸化炭素の削減量を算定すると、表 10-4-2. 4 のようになる。したがって、本事業によるエネルギー利用の効率化を二酸化炭素排出量の削減量基準で表すと、年間 47 千トン CO₂ という結果となる。一方、ウガンダの電源ミックスにおける主要な電源種別は水力発電であるため、年毎にばらつきがあるが、火力発電設備の年間発電電力量のシェアを 10%程度と想定すると、実際の二酸化炭素排出の削減量は年間 4.7 千トン CO₂、すなわち、年間 5 千トン CO₂ 程度、削減される見通しである。

表 10-4-2. 4 本事業による二酸化炭素排出量基準のエネルギー利用効率化の効果

項目	評価値	単位
二酸化炭素排出量の削減	46,960	t CO ₂ / 年
基準値 (Without Case)	144,492	t CO ₂ / 年
年間発電電力量	6,484,590	MWh / 年
年間送電損失	231,669	MWh / 年
二酸化炭素排出係数	0.6237	t CO ₂ / MWh
計画値 (With Case)	975,32	t CO ₂ / 年
年間送電損失	156,377	MWh / 年
二酸化炭素排出係数	0.6237	t CO ₂ / MWh

[出所] JICA 調査団

添 付 資 料

資料一 1 調査団員・氏名

1. 調査団員・氏名

(1) 第一次現地調査

氏名	担当	期間
野上 一成	総括/系統計画	2015年9月6日～10月10日
平野 彰	系統計画2	2015年9月6日～9月25日
玉井 昌幸	変電設備	2015年9月6日～10月10日
福垣内 淳	送電設備1	2015年9月6日～10月10日
松原 秀一	送電設備2	2015年9月6日～10月10日
チュウ チョン シアン	電力需要予測	2015年9月6日～10月9日
原田 裕介	経済財務/組織体制分析	2015年9月15日～10月10日
樺沢 麻美	環境社会配慮	2015年9月6日～10月10日
早津 純	自然条件調査/施設計画	2015年9月6日～10月10日
近藤 和晃	設計・調達計画	2015年9月6日～10月10日

(2) 第二次現地調査

氏名	担当	期間
野上 一成	総括/系統計画	2015年11月21日～12月19日
小宮 雅嗣	副総括/変電設備2	2015年11月22日～11月28日
平野 彰	系統計画2	2015年11月21日～12月19日
玉井 昌幸	変電設備	2015年11月8日～12月19日
福垣内 淳	送電設備1	2015年11月15日～12月19日
原田 裕介	経済財務/組織体制分析	2015年11月21日～12月19日
樺沢 麻美	環境社会配慮	2015年11月8日～12月12日
早津 純	自然条件調査/施設計画	2015年11月8日～12月19日
近藤 和晃	設計・調達計画	2015年11月22日～12月19日
水野 直人	資金計画	2015年12月6日～12月19日

(3) 第二次現地調査補足

氏名	担当	期間
高橋 賢治	経済財務/組織体制分析	2016年1月24日～2月3日

(4) 第三次現地調査

氏名	担当	期間
野上 一成	総括/系統計画	2016年2月27日～3月23日
小宮 雅嗣	副総括/変電設備 2	2016年2月27日～3月5日
玉井 昌幸	変電設備	2016年2月27日～3月24日
福垣内 淳	送電設備 1	2016年3月5日～3月25日
高橋 賢治	経済財務/組織体制分析	2016年3月16日～4月2日
佐 藤 剛	環境社会配慮	2016年3月13日～4月7日
近藤 和晃	設計・調達計画	2016年2月27日～3月23日
水野 直人	資金計画	2016年3月13日～3月27日
宍 戸 智	送電補助	2016年3月5日～3月18日

(5) 第四次現地調査

氏名	担当	期間
小宮 雅嗣	総括/系統計画	2016年6月14日～6月23日
平 野 彰	系統計画 2	2016年6月14日～6月23日
近藤 和晃	設計・調達計画	2016年6月14日～6月23日

資料－２ 関係者（面談者）リスト

2. 関係者(面会者)リスト

<u>組織</u>	<u>役職</u>
財務・計画・経済開発省	
Ministry of Finance, Planning and Economic Development (MOFPED)	
金井塚 友人	上級アドバイザー (有償資金協力・民間セクター開発)
Mr. Denis Mugagga	Economist, Development Assistance & Regional Cooperation
エネルギー鉱物開発省	
Ministry of Energy and Mineral Development (MEMD)	
Hon. Eng. Simon D’Ujanga	Minister of State for Energy
Mr. Fred Kabagambe-Kaliisa	Permanent Secretary
電力規制庁	
Electricity Regulatory Authority(ERA)	
Dr. Geoffrey Okobi	Director Economic Regulation
Mr. Ivan Karau Kisembo	Senior Projects Engineer-Development
ウガンダ送電公社	
Uganda Electricity Transmission Company Limited (UETCL)	
Mr. Eriasi Kiyemba	Managing Director / CEO
Mr. William K. Kiryahika	Deputy CEO
Mr. Buhanga Boneventura	Manager Planning and Investments
Ms. Rachel A. Baalessanvu	Senior Planning Engineer
Mr. Valentine K. Katabira	Manager – Operations & Maintenance
Mr. Frederick C. Zesooli	Manager - Human Resource & Administration
Mr. George Rwabajungu	Manager - Finance, Accounts and Sales
Mr. Mutyaba Christopher M.	Senior Maintenance Engineer – Substations
Mr. Jenkins Miiro Nelson	Senior Business Analyst
Ms. Pamela Kanyunyuzi	Business Analyst
Mr. Masereka Enos Bright	Planning Engineer
Ms. Diana Nakabugo	Planning Engineer
Mr. Mark Namungo	Senior Power Analyst
Mr. John Othieno	Principal Environment Officer
Mr. Herbert Opolot	Principal Procurement Officer

Mr. Mukasa Fred	Principal Development Engineer
Mr. Deride Luyima	Technical Engineer
Mr. Asen Habumugisha	Senior Surveyor
Mr. Kironde Jimmy	Senior Control Engineer
Mr. Andrew Geno Omalla	Technical Officer Projects
Mr. Mukwaya Paul Mathew	Technical Officer (Maintenance)
Mr. Muwambi Erisa	Surveyor
Mr. Ocom Justin	Drawing Office Supervisor
Mr. Kahororo Job	Draughtsman

ウガンダ配電公社

Uganda Electricity Distribution Company Limited (UEDCL)

Mr. Larn Bamanya	Projects Manager
------------------	------------------

法務長官事務所

Office of the Solicitor General

Mr. Christopher Gashirabake	Director Legal & Advisory Services
-----------------------------	------------------------------------

ウガンダ道路局

Uganda National Roads Authority

Mr. Ongom Justine	Manager of Maintenance
-------------------	------------------------

ウメメ社

UMEME Corporation

Ms. Patricia Ocan	Asset Investment Planning Manager
Mr. Hiire Nicholas	Senior Planning Engineer

在ウガンダ日本国大使館

Embassy of Japan in Uganda

亀田 和明	特命全権大使
中村 温	参事官
菅野 直和	二等書記官
日野 愛子	二等書記官
高田 健太郎	経済協力調整員
阪野 奈保	専門調査員

JICA ウガンダ事務所

JICA Uganda Office

河澄 恭輔

荒木 康充

川辺 了一

中川 義夫

所長

次長

所員

企画調査員

資料－3 協議議事録 (M/D)

Minutes of Discussions
on the Preparatory Survey
for Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project
between
Uganda Electricity Transmission Company Limited (UETCL)
and
JICA Preparatory Survey Team
(Draft Final Report Explanation: Fourth Field Survey)

Date: 21 June 2016

Kampala, Uganda

JICA Preparatory Survey Team (hereinafter referred to as "The Team") led by Mr. Masatsugu Komiya (Yachiyo Engineering Co., Ltd.) conducted the fourth field work on the preparatory survey for the Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project (hereinafter referred to as "the Project") from 15th June to 22nd June, 2016 and had a series of discussion with the officials of UETCL regarding the draft final report. The First Preparatory survey commenced in August 2015.

Although the basic understanding and agreement on the project during the field survey is subject to change following further discussions during JICA's appraisal mission scheduled from the beginning to the middle of July, 2016, the both parties understand and agreed the following items.

1. Contents of Draft Final Report

The Team submitted the Draft Final Report to UETCL on 10th of June, 2016 and explained the contents of report during the field survey in Kampala.

In conclusion, UETCL agreed to the contents of the report in principle and the Team agreed to receive comments to be provided by UETCL and reflect them in the Final Report.

2. Required technical specifications for equipment

The Team explained that from the views stated below, technical requirement should be considered to key equipment, namely; mobile substation, Gas Insulated Switchgear (GIS), transformer (TR) and High-Tension Low-Sag (HTLS) conductors.

No.	Consideration	Mobile substation	GIS	TR	HTLS conductors
1	Manufacturing experience, considering high quality and reliability	○	○	○	○
2	Criteria to type test reports for the quality assurance	○	○	○	○
3	Endurance of vibration, considering the occurrence of earthquakes in Uganda and during the transportation	○	○	○	
4	SF ₆ gas sealing with the consideration of environment protection and maintenance	○	○		
5	GIS Equipment for mobile substation to be filled with SF ₆ gas at normal working pressure before transportation to site, considering the public safety	○			
6	The mobility requirements on Ugandan Roads	○			

[Remark] Circle (○) shows equipment applicable to each consideration.

UETCL understood the necessity to observe these views and thus agreed to add to the specifications described in the Appendix-1.

3. Harmonization with the other donors projects

UETCL explained that the anticipated commissioning time of Kawanda-Masaka Line funded by the World Bank and Mukono Substation funded by China Export-Import Bank are as follows:

- (i) Kawanda – Masaka Project: End of June, 2017
- (ii) Mukono Substation Project: End of November, 2018 (Thirty months after Site Hand-over date which took place in June, 2016).

Therefore, both sides confirm that by the expected time for commencement of works for the Project, in January 2019, above-mentioned projects will be commissioned.

In case that the above-mentioned projects delay for any reason, UETCL agreed to make actions for the Project stated below with its own budget:

(i) 220 kV transmission lines connection work (Related to World Bank)

Since 220 kV transmission line branch towers are installed in the Project, UETCL is required to connect the 220 kV transmission line between the branch towers under the Project and the towers of Kawanda-Masaka Project (World Bank) and to carry out necessary work for setting the related protection system for the transmission line.

(ii) Final cabling work between GISs of New Mukono Substation (Japan) and Mukono Substation (China) (Related to New Mukono Substation)

The project is planned to lay 132 kV cables between New Mukono 220/132 kV Substation to Mukono 132/33kV Substation and cables to be connected to transmission line toward Namanve South Substation.

Even in the event of delay of Mukono 132/33 kV Substation, the Project will construct two cable heads (one is for sending to Namanve South Substation through 132 kV transmission line and the other is for sending to Mukono 132/33 kV Substation), and UETCL shall conduct the final connection work between the cable heads and overhead lines and necessary work for related protection system.

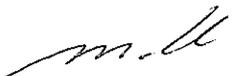
Both sides also confirmed the contents of Appendix-2, stating the impact of delaying other donors' constructions.

4. Further schedules of Environment Impact Assessment (EIA), Abbreviated Resettlement Action Plan and License from National Forestry Authority

UETCL agrees to conduct the further schedules as stated below:

(i) EIA Permit

EIA Draft Final Report will be submitted from AWE, which is hired by the Team, to UETCL



around 23rd June. After UETCL's review, the comments will be submitted to AWE. UETCL shall submit the Final Report to NEMA for the approval. After the submission of the report, AWE will respond to any comments from NEMA. The expected time of obtaining the EIA certificate will be the 15th of September, 2016. A copy of the certificate from NEMA will be sent to JICA by UETCL.

(ii) A-RAP (CGV's approval)

AWE shall submit the A-RAP Draft Final Report to UETCL and the Team on 24th of June. After that, UETCL and the Team shall commence the review and provide any comments to AWE. Based on these comments, AWE shall submit the A-RAP Final Report to UETCL and UETCL shall submit it to CGV accordingly.

The proposed time of UETCL's submission of A-RAP Final Report to CGV will be 11th of July. After the submission of the report, AWE will respond to any comments from CGV. A copy of the approval document will be sent to JICA by UETCL.

(iii) License from National Forest Authority (NFA)

UETCL informed the Team about tentative schedule of the NFA license as follows:

- ✧ NFA's survey: 2 months, from beginning of June to end of July, 2016
- ✧ Clarification meeting between UETCL and NFA on compensation fee: 1 month, from the end of July to the end of August, 2016.
- ✧ Disbursement of compensation fee by UETCL to NFA: by the end of September, 2016.

UETCL also confirmed to continue to make the necessity procedures as stated above for obtaining the license from NFA by the end of September, 2016 and report the result to JICA.

5. Requirement for mobile substations

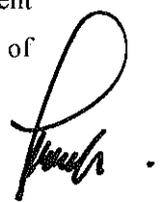
UETCL requested the following features to the mobile substations to be procured under the Project. The Team agreed to reflect these specifications into the Final Report.

(i) UETCL requests to provide one trailer head to each set of mobile substations. The Team confirmed it.

(ii) UETCL proposed that mobile substations be designed for use at substation sites and two methods of connection to existing busbars are considered as below:

- ✧ Connection method 1: Cable
Overhead conductor – mobile cable head – cable – mobile cable head – Overhead conductor
– Bushing of primary voltage side of GIS
- ✧ Method 2: Overhead conductor
Overhead conductor – Bushing of primary voltage side of GIS

Therefore, UETCL requested the project to provide equipment for above-mentioned two different connection methods for the connection to the existing busbars as accessories to each set of mobile substation. The Team confirmed it.

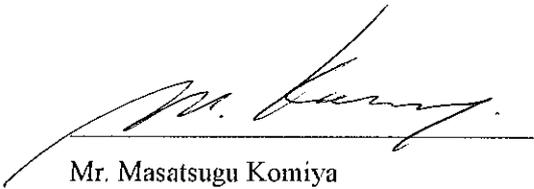


6. General layout plan and single line diagram of substation

UETCL agreed the substations to be rehabilitated / constructed by the Project are designed as Appendix-3 shows.

Appendix:

1. Technical specifications
2. The impacts of delay of other donor's constructions
3. General layout plan and single line diagram of the substations



Mr. Masatsugu Komiya
Chief Consultant
Yachiyo Engineering Co., Ltd.



Mr. Eriasi Kiyemba
Managing Director / CEO
Uganda Electricity Transmission Company
Limited (UETCL)

Appendix-1 Technical specifications

(1) Mobile substation

1) Draft requirement for prequalification

- To have at least five experiences to procure high voltage mobile substations (Primary voltage: at least 66 kV and at least one shall be 132 kV or above).
- To have at least fifteen years of transformer manufacturing experience (132kV or above)
- To submit the procurement certificates for the five experiences of the mobile substations supplied
- To submit the type test report including lightning impulse test certified by laboratory satisfying ISO or equivalent

2) Draft tender specification

Key specifications are stated below.

- Mobile substation equipment which includes the 20MVA 132/33-11kV transformer, switchgear facility and substation facilities in different trailers to secure both mobility enough to move within Uganda.
- Capability of moving on 12% of the uphill and turning which enable to enter into the road with its width of 7.5 m.
- Low noise (70 dB or less)

Table 1 Main specification of the mobile substation

132 / 33 kV – 11 kV Multi ratio mobile substation		
No.	Description	Specification
<Common specification>		
(1)	Standard	IEC or equivalent
(2)	Composition	Considering the road condition of Kampala Metropolitan Area, it shall be a separate type comprising of primary side mobile switchgear, mobile transformer and secondary side switchgear
(3)	Operation condition	At the commissioning, the equipment shall be fully ready to be available at any necessary sites. (To be mobilized with fully equipped)
(4)	Connection method	Connection between existing busbars and primary side mobile GIS shall be done by either cable or overhead conductors.
(5)	SCADA system	SCADA terminal unit shall be equipped
(6)	Local monitoring system	Equipment for the monitor and control of the operation (V, I, active power, energy, etc.) shall be equipped.

Appendix-1 Technical specifications

132 / 33 kV – 11 kV Multi ratio mobile substation		
No.	Description	Specification
(7)	Altitude	Between 1,000 m and 1,500 m
(8)	Accessories	Mobile post insulators, mobile cable head, lightning arrestor, power cable etc. to be connected between the switchgear and transformer etc.
(9)	Tolerable vibration in operation	0.3G (Resonance sine wave 3)
(10)	Tolerable vibration during transportation	3G (Marrum road)
(11)	Other	Vibration recorder shall be furnished for the mobile transformer.
<Mobile transformer>		
(1)	Capacity	20 MVA
(2)	Rated voltage	Primary: 132 kV Secondary: 33 – 11 kV
(3)	Tap position	Primary
(4)	Tap range	132 kV +5%/-12.5%
(5)	Tap number	17 taps (+4 taps/-15 taps)
(6)	Grounding system	Primary: Neutral direct grounding Secondary: Direct grounding
(7)	Auxiliary transformer	
	- Primary	33 or 11 kV
	- Secondary	0.4 kV
	- Capacity	100 kVA
(8)	Cooling system	ODAF
(9)	Impedance	To be informed by the detailed design
(10)	Insulation oil tank	To endure abnormal internal pressure when the three-phase short circuit fault happens.
(11)	Others	Each parts of mobile substation shall endure against electro-magnetic power caused by three phase short circuit faults and vibration during transportation
<Mobile switchgear>		
(1)	Voltage	132 kV (Primary), 33-11 kV (Secondary)
(2)	Breaking method	Gas insulated switchgear (GIS)
(3)	Insulation mode	SF ₆
(4)	Secondary feeder number	2
(5)	Gas pressure during the transportation	0.15 MPa or less
(6)	Gas leakage rate	0.1%/year or less
(7)	Other	Secondary voltage switchgear shall be equipped into one separated trailer or together into mobile transformer
<Vehicle>		
(1)	Maximum gradient	12%
(2)	Turning radius	To be capable of entering into road with the width of 7.5 m.
(3)	Gross Vehicle Weight (GVW)	GVW limitation is 56 ton.
(4)	Number of axle	Manufacturer standard Maximum axle load is 8 ton or less

Appendix-1 Technical specifications

(2) Gas Insulated Switchgear (GIS)

1) Draft requirement for prequalification

- To have records of manufacturing GIS, which satisfies the technical specifications on Table 2 and Table 3 beyond 15 years
- To submit five procurement certificates from electric power companies
- To submit the type test report including lightning impulse test certified by laboratory satisfying ISO or equivalent

2) Draft tender specification

Key specifications are stated below.

- The equipment is able to be directly connected to power transformer (applied to Kawaala Substation)

Table 2 Specification of 132 kV Gas Insulated Switchgear

No.	Description	Specification
(1)	Standards	IEC, JEC or equivalent
(2)	Model	Outdoor
(3)	Busbar	Double bus
(4)	Gas leakage	0.1% or lower per year
(5)	Rated voltage	145 kV
(6)	Rated current	To be informed by the detailed design
(7)	Rated interrupting current	31.5 kA
(8)	Rated short-time withstand current (short time)	31.5 kA (3 sec.)
(9)	Rated basic impulse withstand voltage	650 kV
(10)	Rated power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV
(11)	Auto-reclosing	Three phase bundle
(12)	Operating sequence	O-0.3 sec.-CO-3 min.-CO
(13)	Current transformer	6 CTs/phase
(14)	Voltage transformer	3 CVTs/phase
(15)	Tolerable vibration	0.3G (Resonance sine wave 3)
(16)	Tolerable vibration during transportation	3G
(17)	Gas leakage rate	0.1%/year or less
(18)	Other	- To be accessible to the local panel without using ladder.

Table3 Specification of 220 kV Gas Insulated Switchgear

No.	Description	Specification
(1)	Standards	IEC, JEC or equivalent
(2)	Model	Outdoor
(3)	Busbar	Double bus
(4)	Gas leakage	0.1% or lower per year
(5)	Rated voltage	245 kV

Appendix-1 Technical specifications

(6)	Rated current	To be informed by detailed design
(7)	Rated interrupting current	40.0 kA
(8)	Rated short-time withstand current (short time)	40kA kA (3 sec.)
(9)	Rated basic impulse withstand voltage	To be informed by detailed design
(10)	Rated power frequency withstand voltage (1 min.)	To be informed by detailed design
(11)	Auto-reclosing	Three phase bundle
(12)	Operating sequence	O-0.3 sec.-CO-3 min.-CO
(13)	Current transformer	6 C'Ts/phase
(14)	Voltage transformer	3 CV'Ts/phase
(15)	Tolerable vibration	0.3G (Resonance sine wave 3)
(16)	Tolerable vibration during transportation	3G
(17)	Gas leakage rate	0.1%/year or less
(18)	Other	- To be accessible to the local panel without using ladder.

(3) Transformer

1) Draft requirement for prequalification

- To have at least five experiences to procure power transformers (Primary voltage: 132 kV or more).
- To have at least fifteen years of manufacturing experience
- To submit five procurement certificates from electric power companies
- To submit the type test report including lightning impulse test certified by laboratory satisfying ISO or equivalent

2) Draft tender specification

Key specifications are stated below.

- Low noise (70 dB or less)

Table 4 Specification of the transformer

No.	Description	Specification
(1)	Standard	IEC, BS or equivalent
(2)	Capacity	(To be specified depending on project site)
(3)	Rated voltage	(To be specified depending on project site)
(4)	Tap position	Primary
(5)	Tap range	+5%/-12.5%
(6)	Tap number	17 taps (+4 taps/-15 taps)
(7)	Grounding system	Primary: Neutral direct grounding Secondary: Direct grounding
(8)	Auxiliary transformer	
	- Primary	33 kV
	- Secondary	0.4 kV

Appendix-1 Technical specifications

No.	Description	Specification
(9)	- Capacity Cooling system	100 kVA ONAN / ONAF
(10)	Impedance	(To be specified depending on project site)
(11)	Altitude	Between 1,000 m and 1,500 m

(4) High-Temperature Low-Sag (HTLS) conductors

1) Draft requirement for prequalification

Shown in Table 5 (10), (11)

2) Tender specifications

The items of the specifications which should be well noted are stated as follows:

- To carry out reconductoring without increasing load stress to existing towers.

Table 5 Specification of High Temperature Low Sag conductors

No.	Description	Specification
(1)	Applicable standards	IEC and JEC or equivalent standard
(2)	Type	Gap conductor or Invar conductor
(3)	Definition	Gap conductor: The core is Ultra high strength galvanized steel. The conductor is Super thermal-resistant aluminum alloy. It offers excellent low sag and current-carrying characteristics at a high conductor temperature. Invar conductor: The core is Aluminum clad invar alloy. The conductor is Super thermal-resistant aluminum alloy. It offers excellent low sag and current-carrying characteristics at a high conductor temperature.
(4)	Material	Gap conductor: Core: Ultra high strength galvanized steel Conductor: Super thermal-resistant aluminum alloy Grease: Thermal-resistant grease Invar conductor: Core: Aluminum clad invar alloy Conductor: Super thermal-resistant aluminum alloy
(5)	Nominal diameter	Equivalent to Lynx
(6)	Ultimate tensile strength (UTS)	UTS which Maximum working tension becomes less than 36% of Lynx UTS (79.8kN) or equal when condition changes from condition 1 to condition 2. Condition 1: Everyday stress (EDS) EDS: Less than 20% of HTLS UTS or equal Conductor temperature: 26 °C Wind pressure: 0 Pa Condition 2: Worst case Maximum working tension: Less than 36% of Lynx UTS (79.8kN) or equal Conductor temperature: 8 °C

Appendix-1 Technical specifications

No.	Description	Specification
(7)	Current-carrying capacity at maximum operating temperature	Wind pressure: 510 Pa Greater than 1010 A or equal ***Calculation Condition*** 1. Ambient temperature: 35 °C 2. Wind velocity: 0.6 m/s 3. Wind direction: 0° 4. Solar radiation: 0.1 W/m ² 5. Emissivity of conductor surface: 0.6 6. Elevation above sea level: 1,200 m 7. Frequency: 50 Hz
(8)	Sag condition (Span: 300 m)	1) Maximum working tension is less than 36% of Lynx UTS (79.8kN) or equal when condition changes from condition 1 to condition 2. 2) Sag is less than maximum sag of Lynx (7.6m at the span of 300 m) or equal when condition changes from condition 1 to condition 3. Condition 1: Everyday stress (EDS) EDS: Less than 20% of HTLS UTS or equal Conductor temperature: 26 °C Wind pressure: 0 Pa Condition 2: Worst case Maximum working tension: Less than 36% of Lynx UTS (79.8kN) or equal Conductor temperature: 8 °C Wind pressure: 510 Pa Condition 3: Maximum sag Conductor temperature: Temperature at 1010 A (HTLS) 75 °C (Lynx)
(9)	Strength soundness of tower after replacing conductor	Wind pressure: 0 Pa To check insufficient strength by the follows and to reinforce tower so that the tower ensures soundness of tower as support of transmission line after replacing conductor. ① Design change of conductor from the existing design ② Steel corrosion of existing tower ③ Unequal displacement of tower foundation and displacement of tower member ④ Quality of tower material
(10)	Supply record	More than 2,000 km
(11)	Manufacturing record	More than 15 years
(12)	Special tools/training by supervisor	Gap conductor requires special tools and training by supervisor.

Note: If there are some defects on the existing towers, repair work shall be carried out by UETCL.

The Impacts of Delay of Construction Funded by Other Donors

Projects funded by other donors that are related to the Project are planned to be commissioned long before commissioning of the Project. In spite of low possibility, completion of these projects may be later than completion of the Project due to unexpected reasons. Therefore, the impacts of these cases have been summarized as part of the negative risk management as follows.

1. The impact of delay of construction funded by the China Export-Import Bank (construction of Mukono substation)

Since contract of Mukono substation, Namanve south substation and Luzira substation have been made together, the following two cases of delay can be considered. However, operational problems will not occur in both cases.

(Case 1) Only construction of Mukono substation will delay.

Since New Mukono Substation cannot be connected to 132kV transmission line between Nalubaale Substation and Namanve substation, and power system configuration of 132kV transmission line between Nalubaale Substation and Namanve Substation is almost same as current power system configuration which components of the Project are not applied. Therefore, there are no problems when it is normal state, but 125% overload will occur at 132kV transmission line between Kampala North Substation and Lugogo Substation and 121% overload will occur at 132kV transmission line between Kawaala Substation and Mutundwe Substation when N-1 contingencies occur at 132kV transmission line between Nalubaale Substation and Mukono Substation in 2022 cross-section. However, since conductors of these overloaded transmission lines are supposed to be upgraded to HTLS conductors in the Project, actually overloads will not occur.

(Case 2) Construction of Mukono Substation and the other substations will delay together.

Since Mukono Substation, Namanve South Substation and Luzira Substation are installed for supplying to industrial parks mainly, delay of construction of the substations leads to reduction of electric load. Therefore, conditions of power flow will be improved compared to the Case 1.

[Conclusions]



Power System Operation:

Operational problems such as overload will not occur until 2022 cross-section.

Construction by the Project (JICA):

- Installation of 132kV power cables between 132kV busbar at New Mukono Substation and 132kV busbar at Mukono Substation, protection relay and communication lines.
- Installation of 132kV power cables between 132kV busbar at New Mukono Substation and 132kV transmission line for Namanve South Substation, protection relay and communication lines.

Construction funded by the China Export-Import Bank:

- Connection of cables described in Construction funded by JICA above, and alignment of protection relay.

2. The impact of delay of construction funded by the World Bank (220kV transmission line between Kawanda substation and Masaka substation)

Since 220kV equipment in Buloba Substation cannot be used, Buloba Substation can be used only as distribution substation (132/33kV, 40MVA*2) which is supplied from Mutundwe Substation with Kabulasoke Substation by 132kV 1cct transmission line (110MVA).

[Conclusions]

Power System Operation:

Operational problems such as overload will not occur until 2022 cross-section.

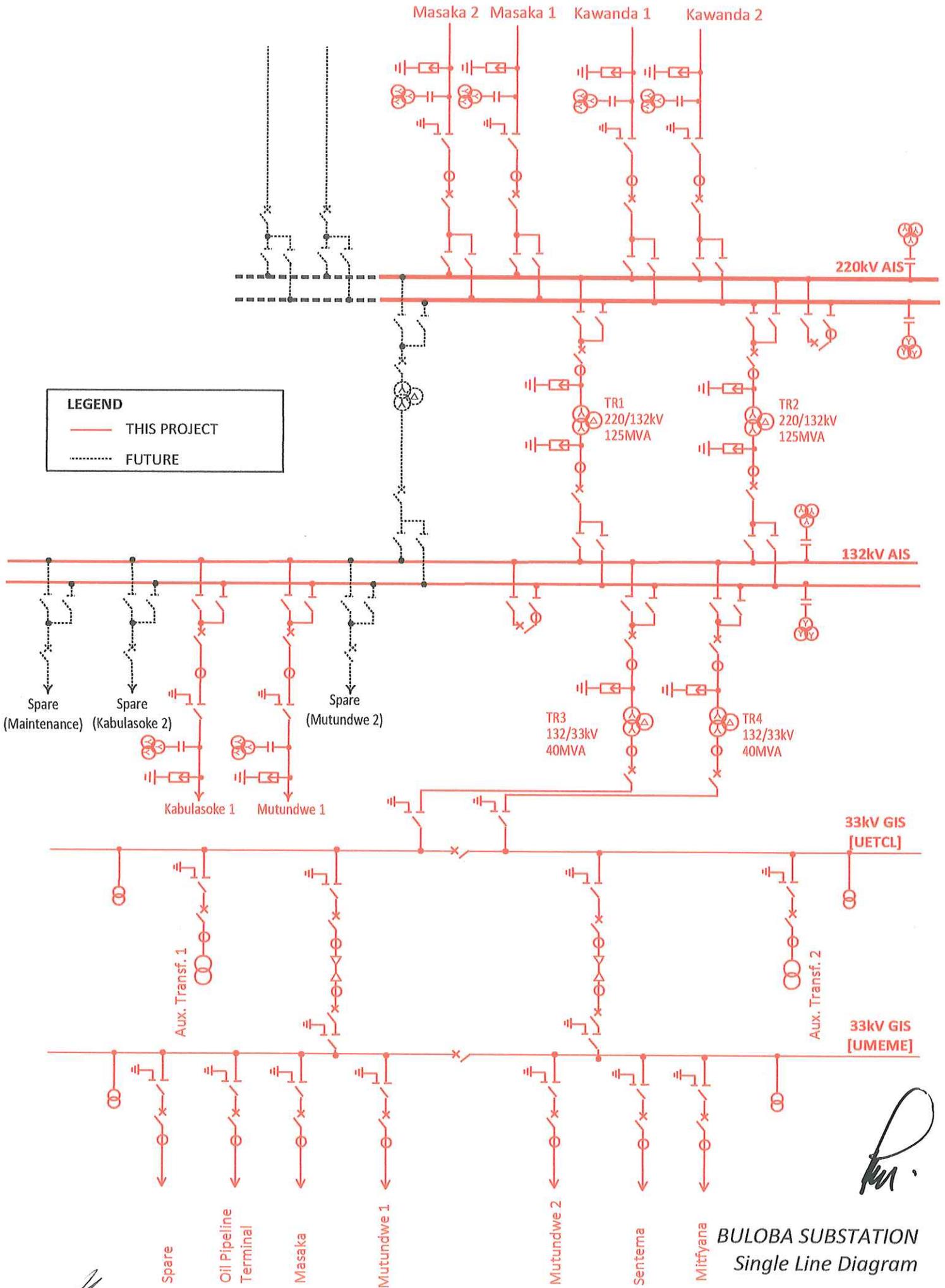
Construction by the Project (JICA):

- Installation of 220kV towers, conductors and OPGWs between Buloba Substation and 220kV branch towers.

Construction funded by the World Bank:

- Connection of conductors and OPGWs at 220kV branch towers.
- Implementation of works for commissioning such as changing settings for protection relay.

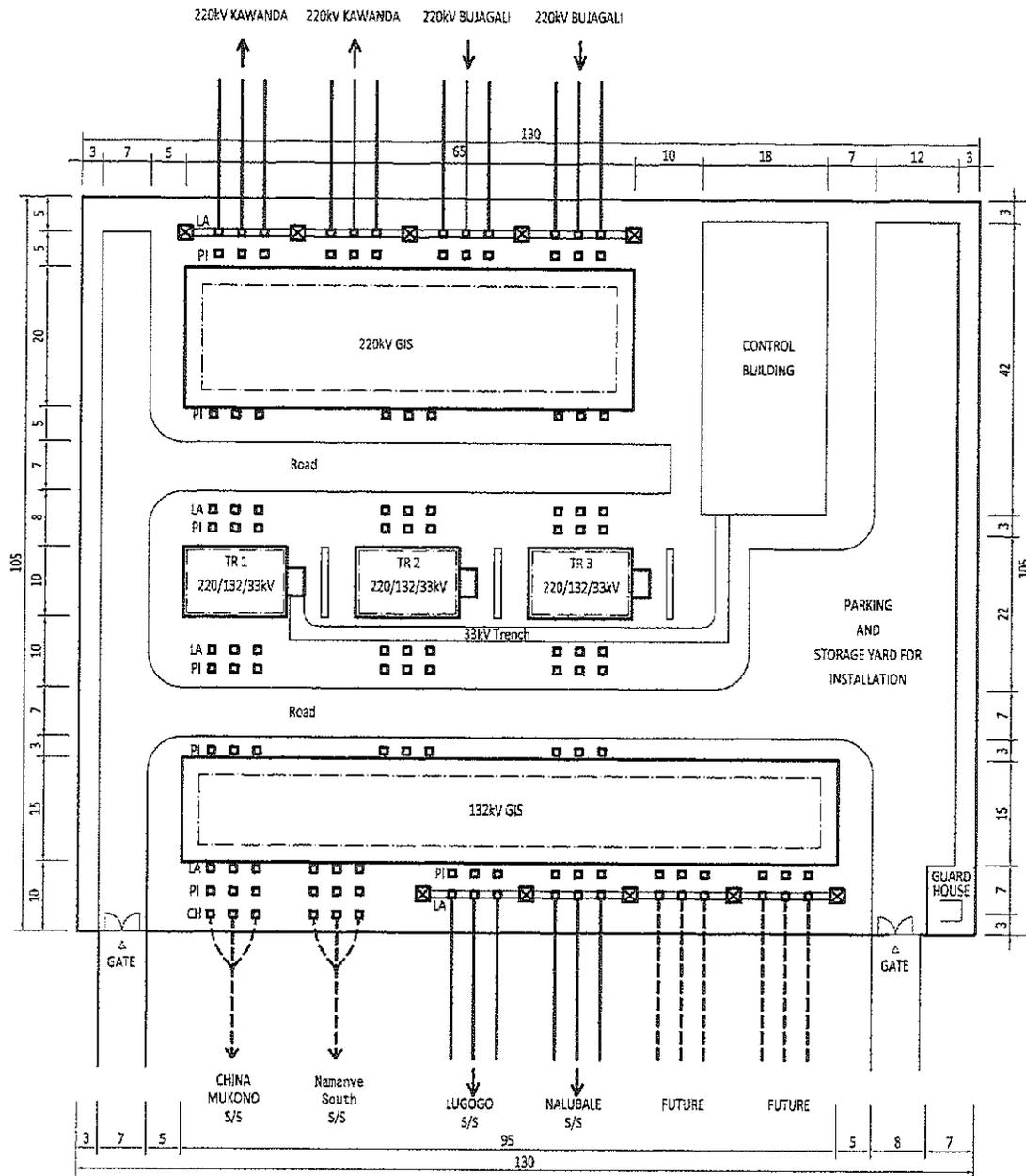




[Handwritten Signature]

BULOBA SUBSTATION
Single Line Diagram

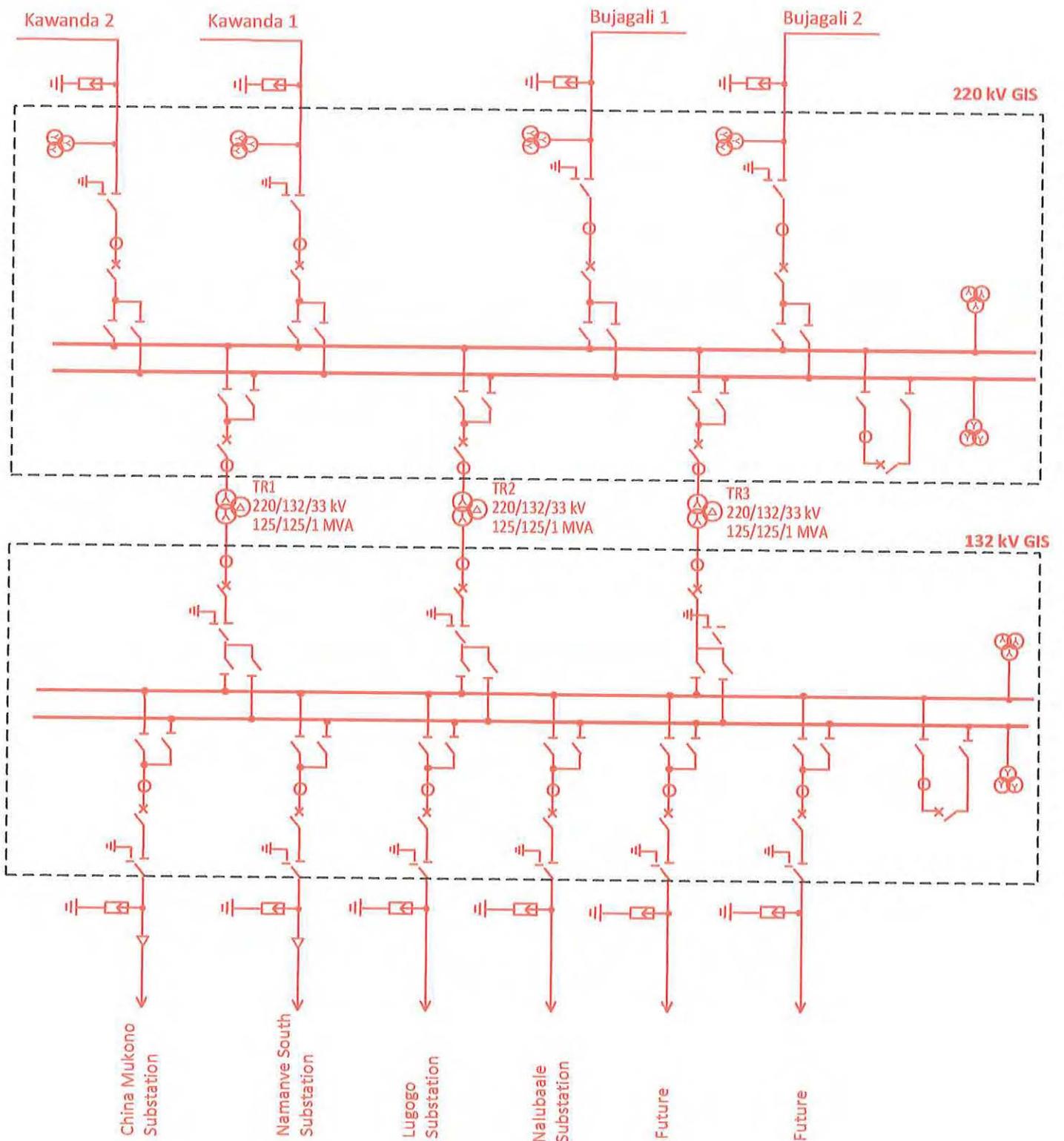
A-3-15



LEGEND

- CH : Cable Head
- GIS : Gas Insulated Switchgear
- LA : Lightning Arrester
- PI : Post Insulator
- TR : Transformer

NEW MUKONO SUBSTATION SITE LAYOUT (GIS)
 S=1:1000 (if only A4), UNIT=meter, 14 Mar., 2016



LEGEND
 — THIS PROJECT

*New Mukono SUBSTATION
 Single Line Diagram*

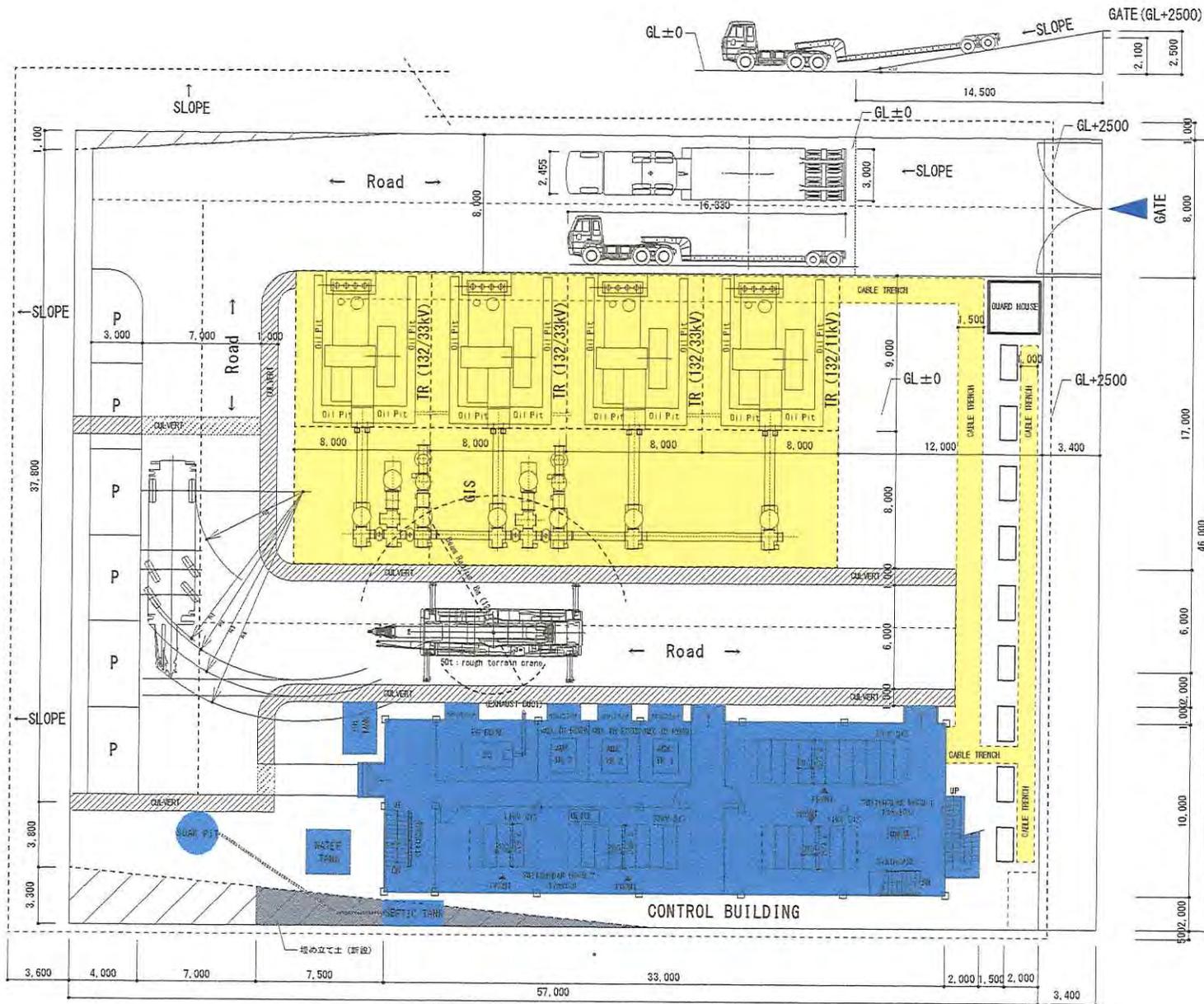
[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

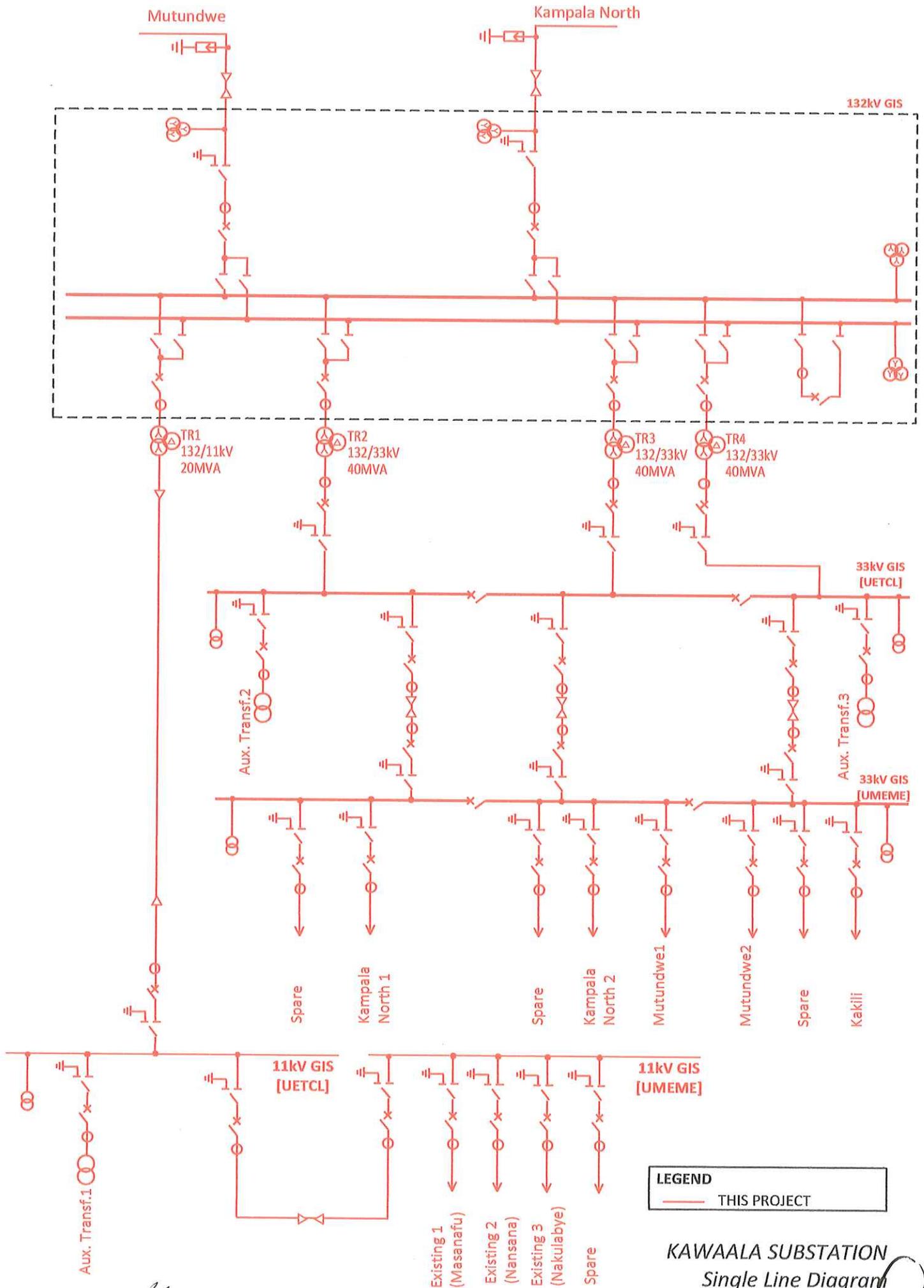
A-3-17

Handwritten signature

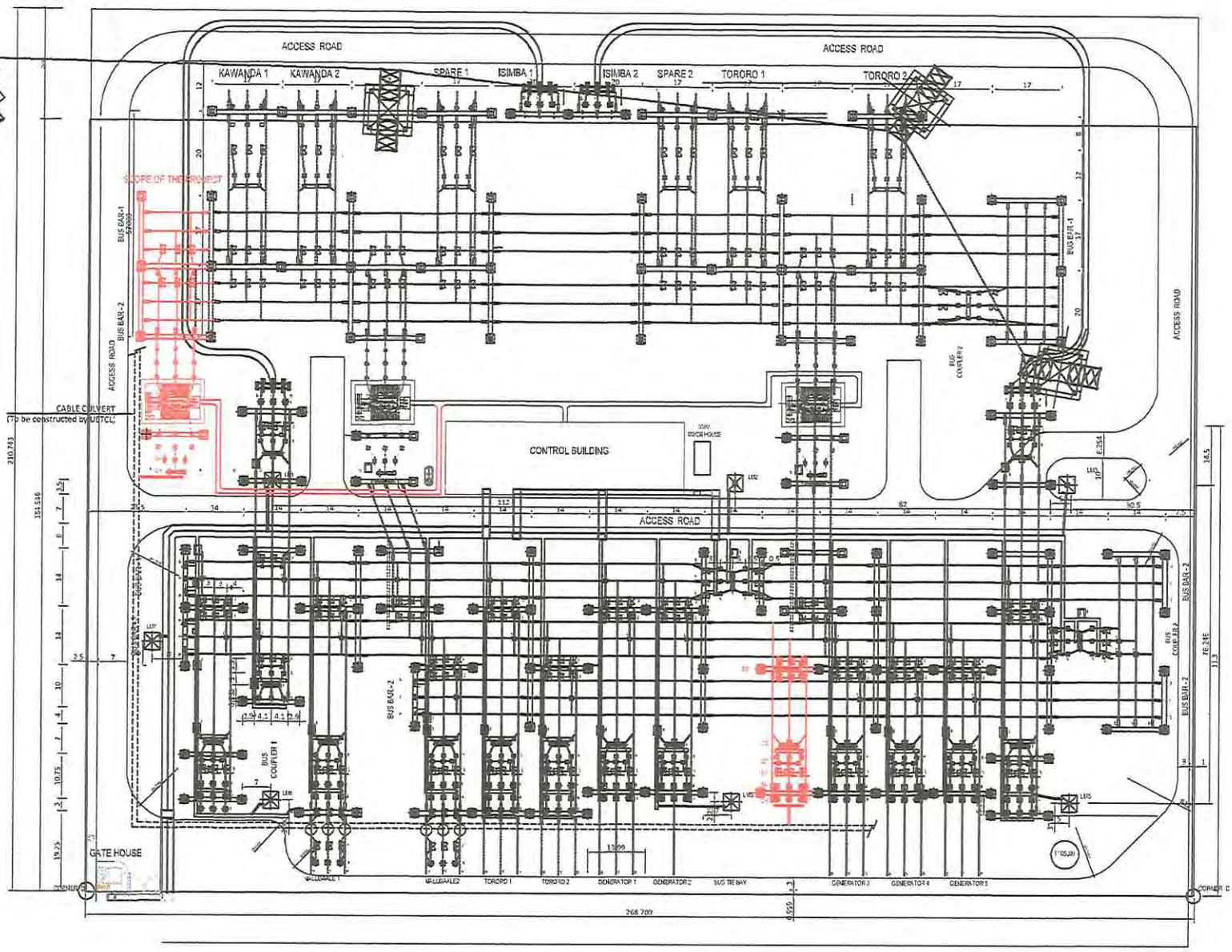
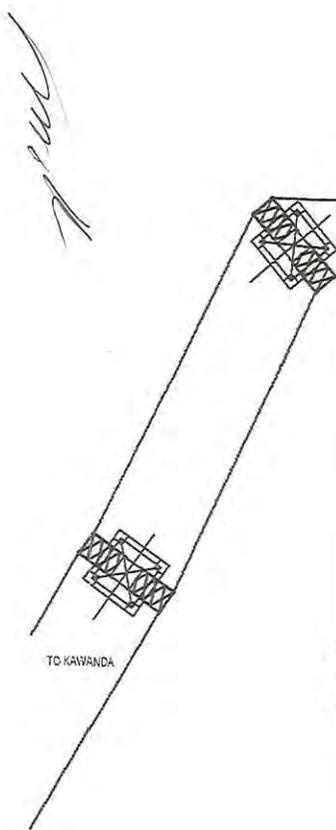
Handwritten signature



Kawaala Substation Site Layout
 S=1:250 (A3) 14 Mar. 2016

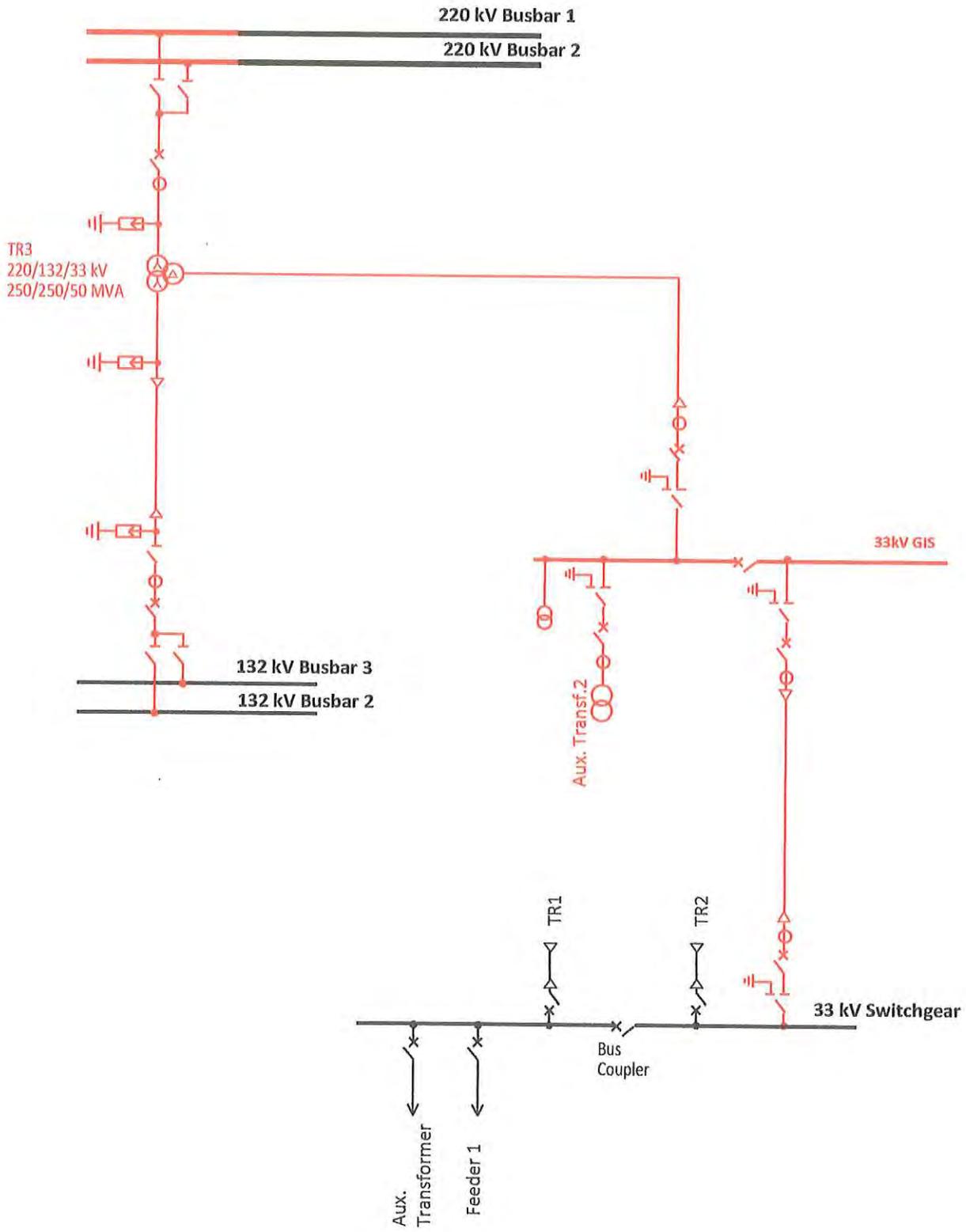


A-3-19



BUJAGALI SUBSTATION SITE LAYOUT
 S=1:1000 (if only A3), UNIT=meter, 15 Mar., 2016

Handwritten signature



LEGEND	
—	THIS PROJECT
—	EXISTING

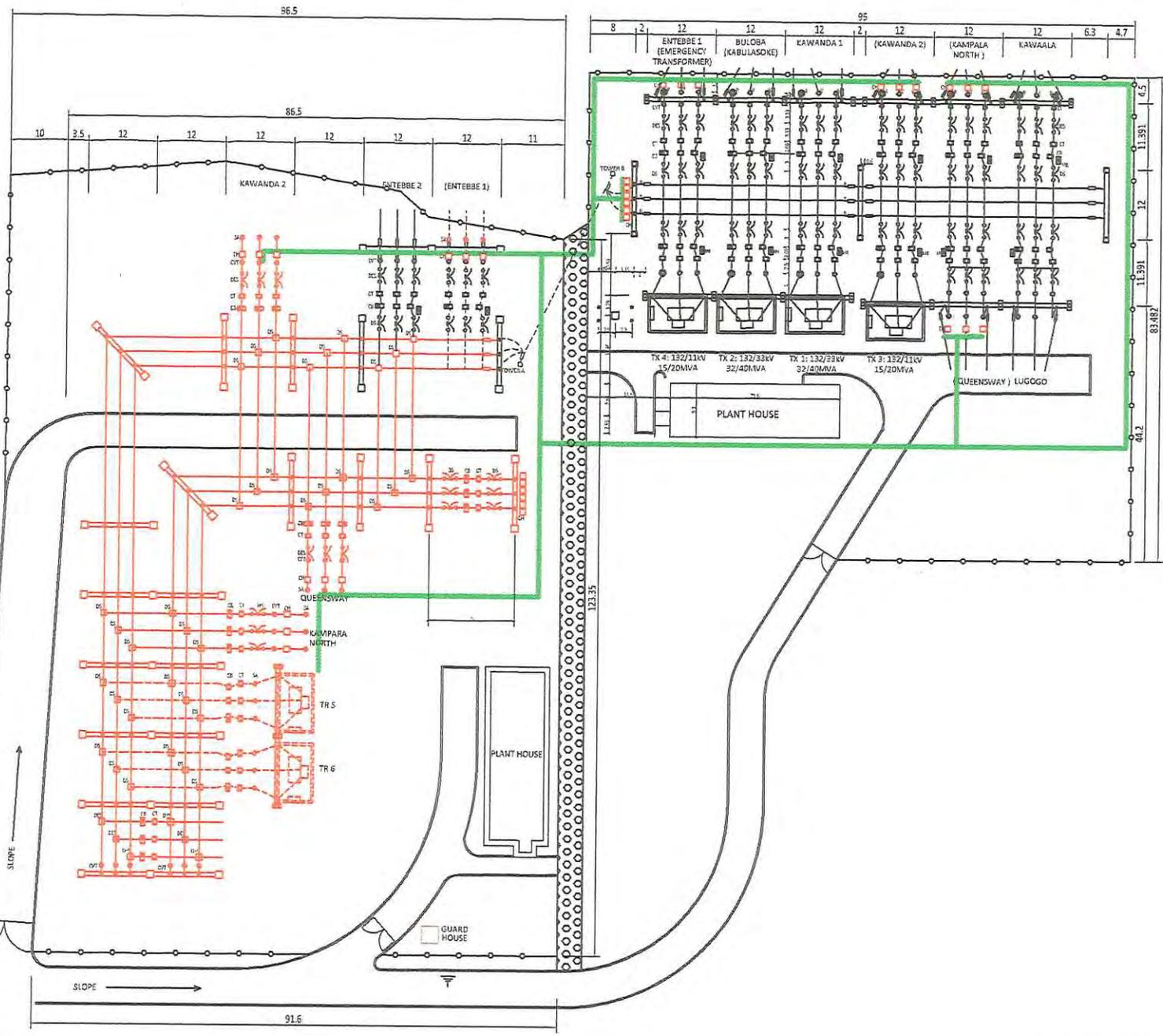
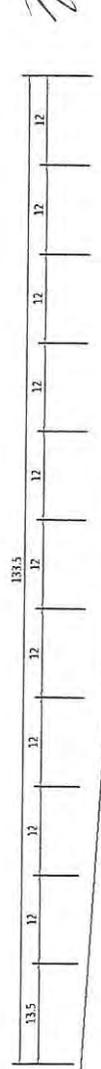
[Handwritten signature]

BUJAGALI SUBSTATION
Single Line Diagram
(Scope of work only)

[Handwritten signature]

A-3-21

Handwritten signature



NOTES
1) ALL DIMENSION ARE IN MILLIMETERS

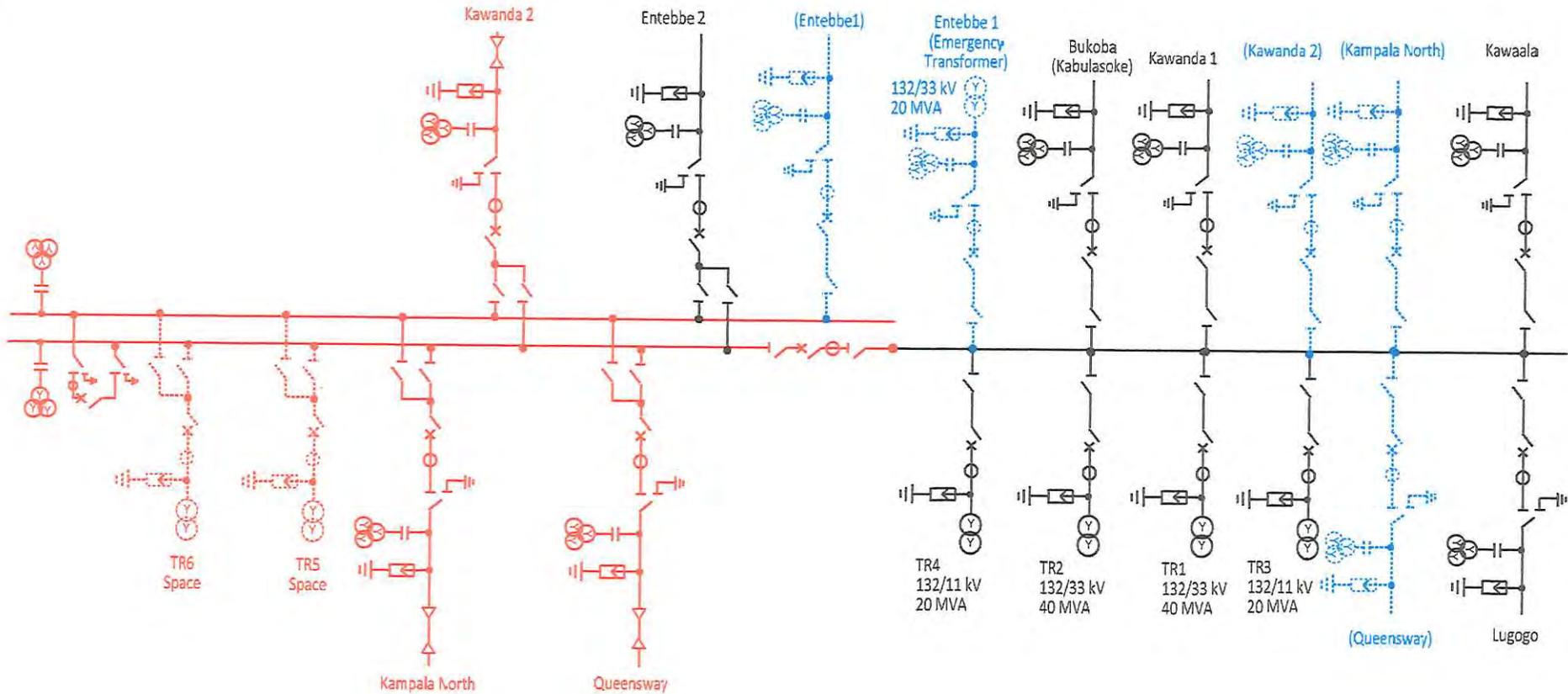
LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
SA	SURGE ARRESTOR
CVT	CAPACITIVE VOLTAGE TRANSFORMER
DES	DISCONNECTOR WITH EARTH SWITCH
CT	CURRENT TRANSFORMER
CB	CIRCUIT BREAKER
DS	DISCONNECTOR
MK	MARSHALING KIOSK
CH	CABLE HEAD
	132kV CABLE

MUTUNDWE SUBSTATION SITE LAYOUT
S=1:1000 (if only A4), UNIT=meter, 14 Mar., 2016

Handwritten signature

mk



LEGEND	
—	THIS PROJECT
—	Existing
—	To be presented as () in 2018, but to be relocated / reconnected as labeled under the Project

MUTUNDWE SUBSTATION
Single Line Diagram

[Signature]

資料－４ インテリムレポートに関する
UETCL との協議議事録

Minutes of Discussions
on
the Preliminary Survey
for
Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project
between
Uganda Electricity Transmission Company Limited (UETCL)
and
JICA Preliminary Survey Team

Date: 2nd March 2016
Kampala, Uganda

JICA Preliminary Survey Team (hereinafter referred to as "The Team") led by Mr. Kazunari Nogami (Yachiyo Engineering Co. Ltd.) started the preliminary survey for the Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project (hereinafter referred to as "the Project") in September, 2015 and conducted the first field survey and second field survey from September to December, 2015.

In addition, Japan International Cooperation Agency (JICA) dispatched the Pre-fact Finding Mission in December, 2015 and agreed to the preliminary outline of the Project with the officials of Uganda Electricity Transmission Company Limited (hereinafter referred to as "UETCL") which is reflected on the Minutes of Discussions for the Pre-fact Finding Mission signed on 18th December, 2015 (hereinafter referred to as "M/D").

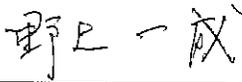
The Team has prepared an Interim Report on the project in conformity with the contents of the M/D and submitted a copy of the report to UETCL.

The Team shall have detailed discussions with officials of UETCL from 29th February, 2016 for the purpose of explanation of the content of the report, and will reflect any comments arising out of the discussions in the Draft Final Report.

(End)

Annex:

- Annex-1: Summary of the Interim Report
Annex-2: Interim Report



Mr. Kazunari Nogami
Chief Consultant
Yachiyo Engineering Co., Ltd.



Mr. Eriasi Kiyemba
Managing Director / CEO
Uganda Electricity Transmission Company
Limited (UETCL)

Annex-1



**The Preparatory Survey on the Project for
Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement**

Summary of the Interim Report

JICA Preliminary Survey Team (the Team) led by Mr. Kazunari NOGAMI, Yachiyo Engineering Co. Ltd. started the preliminary survey for the captioned Project (the Project) in September, 2015 and conducted the first field survey and second field survey from September to December, 2015.

In addition, Japan International Cooperation Agency (JICA) dispatched the Pre-fact Finding Mission in December, 2015 and agreed the outline of the Project with the official of Uganda Electricity Transmission Company Limited (UETCL) on the Minutes of Discussions (M/D) for the Pre-fact Finding Mission on 18th December, 2015 as attached to this summary of the Interim Report (the Summary) as per Attachment-1. The Team prepared the Interim Report in conformity with the contents of the M/D.

The summary is accompanying the following attachments.

- Attachment-1: Minutes of Discussions (M/D) for the Pre-fact Finding Mission signed on 18th December, 2015
- Attachment-2: List of the components of Project
- Attachment-3: Location of the Project Site
- Attachment-4: Table of the contents of the Draft Final Report

1. Components of the Project

Based on the power system plan conducted in the preparatory survey, UETCL and the Team confirmed the components of the Project as shown in Attachment-2, and agreed on M/D for the Pre-Fact Finding Mission on 18th December, 2015 as shown in Attachment-1. However, in consideration of the discussion with UETCL, the following modification and addition of the components will be conducted for the components of the Project. The location of these Project sites are shown in Attachment-3.

- To improve reliability of 220 kV transmission network, 4 circuits of 220 kV transmission lines shall be led to 220 / 132 kV New Mukono Substation and 220 / 132 kV Buloba Substation of the Project instead of 2 circuits. The number of the 220 kV incoming lines to these substation will be modified from 2 circuits to 4 circuits in the components list in the Draft Final Report.
- As the result of power system planning in the preparatory survey, it is revealed that bus arrangement at the existing Mutundwe Substation shall be modified from single bus configuration to double bus configuration to improve power supply around the west-southern transmission network of the Kampala metropolitan area fundamentally. The modification work

of bus arrangement at Mutundwe Substation will be included in the components list in the Draft Final Report.

2. Background of selection of the components of the Project

The power system plan is formulated by repeated consultation with UETCL about ideal power system in Kampala metropolitan area in 2030, the target year of the power system plan, with reviewing Grid Development Plan of UETCL in consideration of the on-going projects as the background of selection of the components of the Project. Outline of the results of power system planning is described as follows. The power system configuration of the Kampala Metropolitan Area in 2030, the target year of the Project for power system plan is shown in Figure 1.

- The projects which have already been committed are included in the power system plan; i.e., Namanve South Substation, Luzira Substation and Mukono Substation which will be installed by another donor in 2018.
- To enhance eastern power system of Kampala metropolitan area through effective utilization of 220 kV transmission lines, 220/132kV New Mukono Substation is planned in power system plan.
- To enhance western power system of Kampala metropolitan area through effective utilization of the 220 kV transmission lines, 220/132kV Buloba Substation is planned in power system plan.
- Power supply to Gaba Substation is secured by effective utilization of 132 kV transmission line between Mutundwe Substation and Entebbe Substation currently under construction stage by another donor via Entebbe Highway Switching Station.
- Since strategic planning to reduce social impact is required in consideration that the components of the Project related to transmission lines are located in Kampala metropolitan area, High-Temperature Low-Sag wire (hereinafter referred to as "HTLS wire") is applied to the sections shown in Attachment-2.
- In power system plan, 2 circuits of transmission lines between Bujagali Power station and Nalubaale Substation are planned to be open operation under normal condition for effective use of transmission lines upgraded with HTLS conductors without high level of transmission losses.
- 220/132kV transformer, holding unit capacity of 250MVA, will be increased from 2 units to 3 units at Bujagali Substation in consideration of above mentioned open operation between Bujagali Substation and Nalubaale Substation.

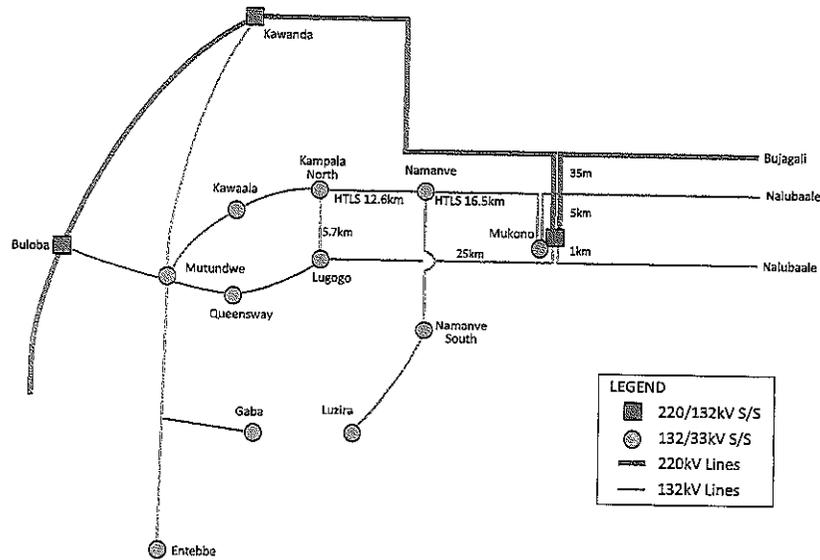


Figure 1 Power system configuration of the Kampala Metropolitan Area based on formulated power system plan in 2030

3. Submission of the Draft Final Report

The Team continues discussions with UETCL on the Project and the results of the discussions will be summed up to the Draft Final Report. The table of the contents of the Draft Final Report is shown in Attachment-4. The black-colored sections in Attachment-4 have been already confirmed in the Interim Report. The red-colored sections in Attachment-4 will be discussed with UETCL, sorted in the Draft Final Report and submitted to UETCL for confirmation.

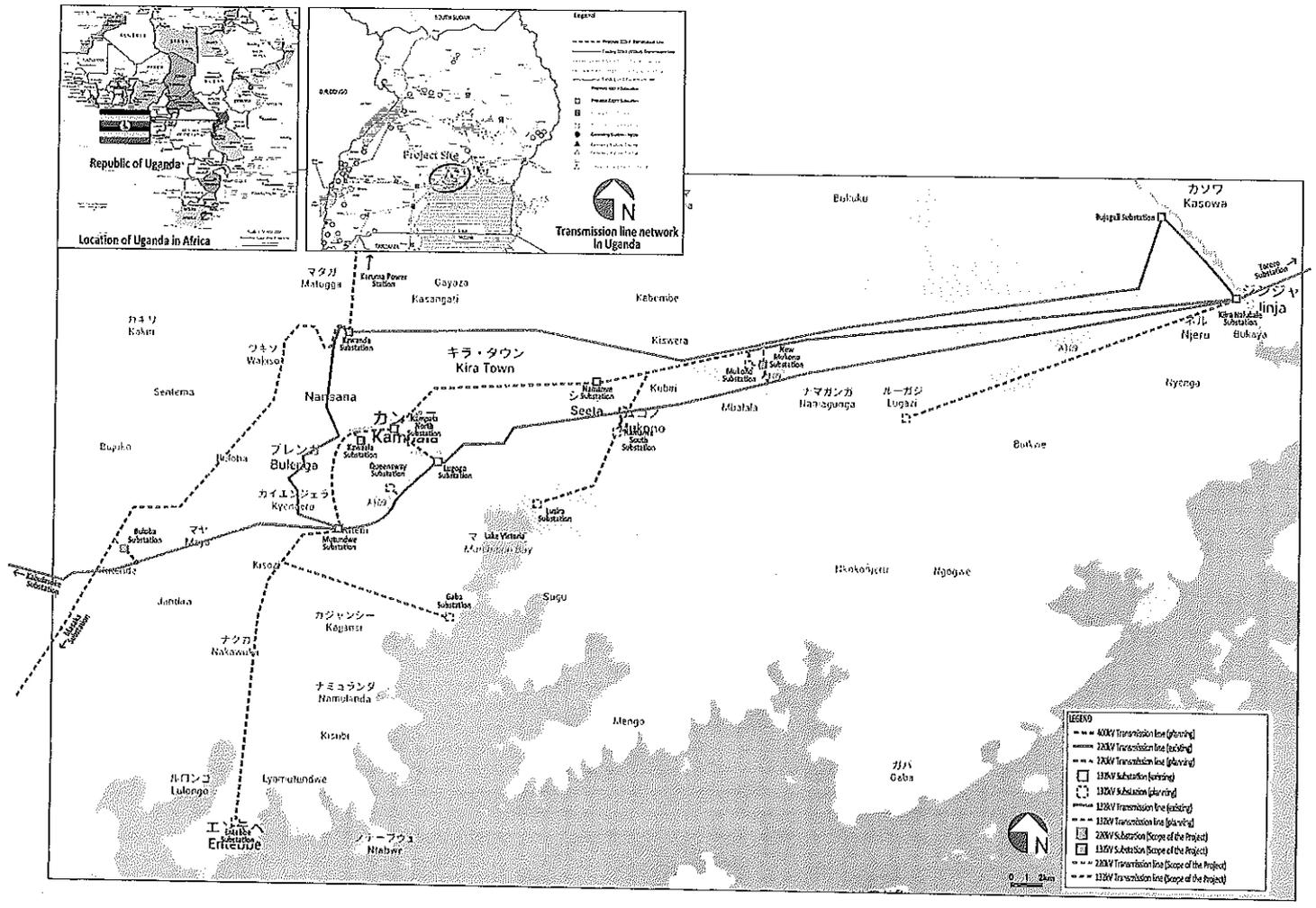
However, it is paid attention that the contents of the Draft Final Report will be reviewed by JICA and modification maybe conducted to form the Project in conformity with the concept of the Japanese Yen Loan Project.

In addition, environmental and social consideration for the Project will be described in the Draft Final Report, based on the report prepared by the local consultant. The survey by the local consultant will be completed in the middle of 2016. Therefore, contents of environmental and social consideration for the Project will be added to the Draft Final Report after submission of the report by the local consultant.

- End -

List of the components of the Project

	Main component	Outline	Contents
Substation	1. Buloba Substation (1) 220 / 132 kV Transformer (2) 132 / 33 kV Transformer (3) 220 kV Switchgear (4) 132 kV Switchgear (5) 33 kV Switchgear (6) Control building	125 MVA×2units 40 MVA×2units 1 lot 1 lot 1 lot 1 lot	New Construction
	2. New Mukono Substation (1) 220 / 132 kV Transformer (2) 220 kV Gas Insulated Switchgear (3) 132 kV Gas Insulated Switchgear (4) Control building	125 MVA×3units 1 lot 1 lot 1 lot	New Construction
	3. Kawanda Substation (1) 132 / 33 kV Transformer (2) 132 kV Switchgear (3) 33 kV Switchgear	60 MVA×1unit 1 lot 1 lot	Upgrade
	4. Kawaala Substation (1) 132 / 33 kV Transformer (2) 132 / 11 kV Transformer (3) 132 kV Gas Insulated Switchgear (4) 33 kV Switchgear (5) 11 kV Switchgear (6) Control building	40 MVA×3units 20 MVA×1unit 1 lot 1 lot 1 lot 1 lot	Renovation
	5. Bujagali Substation (1) 220 / 132 / 33 kV Transformer (2) 220 kV Switchgear (3) 132 kV Switchgear	250 MVA×1unit 1 lot 1 lot	Upgrade
Transmission	6. 220 kV Transmission Line (1) Branch point of Buloba Substation – Buloba Substation (2) Branch point of New Mukono Substation – New Mukono Substation	Approx.0.9 km×2cct Approx.5.0 km×2cct	New Construction New Construction
	7. 132 kV Transmission Line (1) Buloba branch point-Buloba Substation (2) New Mukono Substation -Mukono Substation	Approx.0.8 km×2cct Approx.0.8 km×2cct	New Construction New Construction



Kampala Metropolitan Area Transmission Network (2030)

Main component	Outline	Contents
(3) New Mukono Substation -New Mukono branch point (Southern Trunk Line)	Approx.0.5 km×2cct	New Construction
(4) Mukono branch point (Northern Trunk Line)	Approx.43.5 km×1cct	Re-conductoring
(5) Kampala North Substation - Murundwe Substation	Approx.11.0 km×1cct	Re-conductoring
(6) Kawaala branch point -Kawaala Substation	Approx.0.1 km×2cct	Cabling
(7) Kampala North Substation - Lugogo Substation	Approx. 5.7 km ×2cct	Re-conductoring
8. Mobile substation	1 lot	
		Procurement

**The Project
for
Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project**

Draft final report

Contents

Chapter 1	Social and Economic	1-1
1-1	Economy and Society	1-1
1-1-1	Overview and economic policy.....	1-1
1-1-2	Population of Uganda and population of Kampala	1-2
1-2	Macroeconomic	1-2
1-2-1	GDP.....	1-2
1-2-2	Industrial Structure.....	1-3
1-2-3	External Trade.....	1-4
1-3	Trend of Index of Social and Economic, and Current Condition of Urbanization	1-5
1-3-1	Trend of Index of Social and Economic Related to Power Demand Forecast.....	1-5
1-3-2	Trend of Index of Social and Economic Related to Financial and Economic Analysis.....	1-5
1-4	Financial Status and External Debt of the Borrowing Country	1-7
1-4-1	Budget Balance	1-7
1-4-2	Revenue.....	1-7
1-4-3	External Debt	1-8
1-5	Development Policy and Development Plans in the Kampala Metropolitan Area	1-9
1-5-1	Second National Development Plan (NDP II).....	1-9
1-5-2	Strategy Plan 2014 / 15-2018 / 19 (Kampala Capital City Authority).....	1-10
Chapter 2	Background and Circumstances of the Project.....	2-1
2-1	Background of the Project	2-1
2-1-1	Background and Necessity of the Project	2-1
2-1-2	Circumstances of the project.....	2-1
2-2	Current Condition of Power Sector in the Borrowing Country	2-2
2-2-1	Organization of Power Industry.....	2-2
2-2-2	Electric Power Policy and Trend of Privatization of Power Sector	2-7
2-2-3	Trend of Power Demand	2-10
2-2-4	Electricity Tariff System and Collection Ratio to Billing	2-15
2-2-5	Financial Status of Electric Power Utility Entities in Uganda	2-23
2-2-6	Current Conditions of the Existing Facilities.....	2-27
2-3	Activities of the Other Donors.....	2-32

6-1	Financial Evaluation and Sensitivity Analysis.....	6-1
6-1-1	Objective, Evaluation Index and General Assumptions of Financial Analysis.....	6-1
6-1-2	The Evaluation Period.....	6-2
6-1-3	Weighted Average of Cost of Capital (WACC), Financial Discounted Rate	6-2
6-1-4	Setting Financial Cost	6-2
6-1-5	Setting Financial Revenues.....	6-3
6-1-6	Setting Financial Cost	6-3
6-1-7	Result of Financial Evaluation.....	6-3
6-2	Economical Evaluation and Sensitivity Analysis	6-2
6-2-1	Method of Economic Analysis.....	6-2
6-2-2	Setting of Economic Benefits	6-2
6-2-3	Benefit Item	6-2
6-2-4	Result of Economic Evaluation.....	6-2
Chapter 7	Environmental and Social Considerations	7-1
7-1	Environmental Impact Evaluation	7-1
7-1-1	Summary of the Project Components	7-1
7-1-2	Outlines of the Project Sites.....	7-2
7-1-3	Legal and Institutional Frameworks for Environmental and Social Considerations.....	7-11
7-1-4	Comparison of the Alternatives.....	7-14
7-1-5	Scoping	7-16
7-1-6	TOR for Environmental and Social Considerations Study	7-19
7-1-7	Results of Environmental and Social Considerations Study.....	7-21
7-1-8	Impact Evaluations.....	7-21
7-1-9	Mitigation Measures	7-21
7-1-10	Environmental Management Plan and Monitoring	7-21
7-1-11	Stakeholder Meeting	7-21
7-2	Land Acquisition and Resettlement.....	7-21
7-2-1	Necessity of Land Acquisition and Resettlement.....	7-21
7-2-2	Legal Framework on Land Acquisition and Resettlement.....	7-21
7-2-3	Scope of Land Acquisition and Resettlement	7-25
7-2-4	Measures of Compensation and Supports	7-25
7-2-5	Grievance Redress Mechanism	7-26
7-2-6	Institutional Framework.....	7-26
7-2-7	Implementation Schedule.....	7-26
7-2-8	Cost and Finance	7-27
7-2-9	Monitoring System.....	7-27
7-2-10	Stakeholder Meeting	7-27
7-3	Others.....	7-27
7-3-1	Schedule for Environmental and Social Consideration Procedures.....	7-27

7-3-2 Environmental Check List 7-28

Chapter 8 Project Evaluation 8-1

8-1 Preconditions 8-1

8-2 Necessary Inputs by Recipient Country..... 8-1

8-3 Important Assumptions 8-3

8-4 Project Evaluation..... 8-3

8-4-1 Relevance..... 8-3

8-4-2 Effectiveness 8-7

Annex-2

資料－5 UETCL と確認を行った
技術会議の議事録

Technical Memorandum
on
the Preparatory Survey
for
Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project
between
Uganda Electricity Transmission Company Limited (UETCL)
and
JICA Preparatory Survey Team

Date: 21 March 2016

Kampala, Uganda

JICA Preparatory Survey Team (hereinafter referred to as "The Team") led by Mr. Kazunari Nogami (Yachiyo Engineering Co. Ltd.) started the preparatory survey for the Greater Kampala Metropolitan Area Transmission System Improvement Project (hereinafter referred to as "the Project") in September, 2015 and conducted the first field survey and second field survey from September to December, 2015.

Although, the Ugandan side understands that no commitment is made from the Japanese side concerning the realization of the Project at the stage of preparatory survey, UETCL and the Team had a series of technical discussion on the basic design of the Project. In addition to the contents of the Interim Report submitted to UETCL on February, 2016, and comments received from UETCL that shall be addressed in the Draft Final Report, UETCL and the Team further agreed to the technical items stated below from the view of the technical adequacy. The both parties also understand that the project components, including the items stated below are subject to change during the period to be examined by JICA.

1. Substation design

(1) Design of the busbar extension at Mutundwe Substation

To improve reliability, UETCL and the Team confirmed necessity to include the modification work of the bus configuration from the single to double in the Project as shown in Attachment-1 and Attachment-2.

(2) Utilization of Gas Insulated Switchgears (GIS) to New Mukono Substation

To secure reliable supply, both parties confirmed to apply Gas Insulated Switchgears to both 220 kV and 132 kV sides at New Mukono Substation as the substations planned in the eastern area such as Namanve South Substation, Luzira Substation and Mukono Substation.

(3) Interconnection configuration in the 132 kV side of New Mukono Substation to Nalubale - Lugogo 132 kV Transmission Line

Based on power flow analysis, it is revealed that the double-pi interconnection shall be applied in the 132 kV side of New Mukono Substation of the Project in consideration of bus failure at Mutundwe Substation, in case that the bus-configuration at Mutundwe Substation kept in the single arrangement

as the existing. However, the modification work of the bus configuration from the single to double at Mutundwe Substation is included as the components of the Project as mentioned above. It is revealed by power flow analysis under the condition that open-pi interconnection can be applied in the 132 kV side of New Mukono Substation even in consideration of the bus failure at Mutundwe Substation. Therefore, UETCL and the Team confirmed to apply open-pi interconnection in the 132 kV side of New Mukono Substation.

(4) Location of the access roads to Buloba Substation and New Mukono Substation

To avoid additional land acquisition, UETCL and the Team confirmed that the access road (8 meter-width) to Buloba Substation shall be located within the corridor of 132 kV outgoing lines from the substation, which is reaching the Masaka Road, as Attachment-3.

UETCL and the Team also confirmed that the access road to 220 / 132 kV New Mukono Substation shall be prepared in the Project by improving the existing road branching from Jinja Road up to the substation site.

(5) Technical requirements of mobile substations and Gas Insulated Switchgears (GIS)

To secure quality and reliability, UETCL and the Team confirmed in principle to apply the requirements of mobile substations and Gas Insulated Switchgears of the Project as described in Attachment-4. And also UETCL and the Team confirmed the cost estimation of the Project shall reflect the equipment which shall fulfill the requirement described in this attachment.

(6) Power outage plan

Both parties confirmed that power outage required for the implementation work of each components of the Project shall be minimized by shifting the period not to occur at the same time as much as possible. UETCL agreed to take appropriate countermeasures for unavoidable outage for implementation of the Project with notice in advance to the public by themselves.

2. Transmission design

(1) Installation of the 220 kV lines of the Project within Nadagi Forest Reserve

UETCL has submitted a request letter to NFA for approval to install 30 m-width corridor for 132 kV transmission lines planned under Mukono Industrial Park Substation within Nadagi Forest Reserve and received the respond letter describing that NFA has no objection to the installation work. UETCL explained to the Team that UETCL will take the same procedures for the 220 kV transmission lines to 220 / 132 kV New Mukono Substation of the Project, which is planned within Nadagi Forest Reserve, and make adjustment with NFA so that the 220 kV lines can be installed within the Nadagi Forest Reserve parallel with the 132 kV transmission lines under Mukono Industrial Park Substation.

(2) Arrangement of the corridor share within Nadagi Forest Reserve

To minimize the area for the above mentioned 220 kV incoming transmission lines to New Mukono Substation, the corridor share will be applied between the transmission routs installed within the Nadagi Forest Reserve in the dimensions described in Attachment-5.

(3) 220 kV branch tower at Buloba Substation

UETCL, the Team, and the consultant (Intec Group) and contractor (KEC) of the project for Kawanda – Masaka 220 kV lines held a meeting on coordination for the configuration of the branch point to Buloba Substation of the Project and reached to the following conclusions..

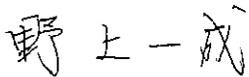
- Intec Group and KEC explained to the Team that the location of the branch towers to Buloba Substation of the Project will be taken into consideration their planning of Kawanda – Masaka 220 kV lines.
- UETCL explained to the Team that, if location of the branch towers modified from where the Team planned in the preparatory survey, the additional RAP Study for the small modification around the branch point will be carried out by UETCL, if necessary.
- The Team shall still include the cost for the branch towers to the Project cost.

(4) Technical requirements for High Temperature Low Sag conductors (HTLS)

UETCL confirmed to apply the requirements for prequalification and technical specifications for HTLS conductors as shown in Attachment-6.

Attachment:

1. General layout of Mutundwe Substation
2. Single line diagram of Mutundwe Substation
3. Access roads route map
4. Technical requirement for Mobile Substation and GIS
5. Arrangement of corridor share within Nadagi Forest Reserve.
6. Technical requirement for HTLS conductors



Mr. Kazunari Nogami
Chief Consultant
Yachiyo Engineering Co., Ltd.



Mr. Eriasi Kiyemba
Managing Director / CEO
Uganda Electricity Transmission Company
Limited (UETCL)