

ナイジェリア連邦共和国
連邦電力省 (FMP)
ナイジェリア送電公社 (TCN)

ナイジェリア連邦共和国
アブジャ変電設備緊急改修計画
準備調査報告書

平成 27 年 10 月
(2015 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
八千代エンジニアリング株式会社

産公
CR
15-061

序 文

独立行政法人国際協力機構は、ナイジェリア連邦共和国のアブジャ変電設備緊急改修計画に係る協力準備調査を実施することを決定し、同調査を八千代エンジニアリング株式会社に委託しました。

調査団は、平成26年11月から平成27年6月までにナイジェリアの政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地踏査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成27年10月

独立行政法人国際協力機構
産業開発・公共政策部
部長 井倉 義伸

要 約

要 約

① 国の概要

ナイジェリア連邦共和国は、約 1.7 億人の人口（2013 年 UNFPA）を擁し、最新の経済統計¹によればアフリカ最大の経済大国となっている。ナイジェリア政府は 2009 年に国家開発計画「Nigeria Vision 20: 2020」を掲げ、2020 年までに経済規模で全世界の上位 20 位入りを目指している。このビジョンでは、更なる社会・経済発展に向け躍進していくために必要となるインフラ整備の内、特に電力セクターを重点政策として位置付けており、2010 年から政権を主導したジョナサン大統領による「Transformation Agenda 2011-2015」でも電力セクター強化が優先政策とされている。

電力セクターにおいては、過去に電力供給設備の維持管理、更新、新設が十分に行われてこなかった結果、潜在する電力需要に対して供給能力が圧倒的に不足し、計画停電が日常的に行われている上に、全系統停電となる事故も頻繁に発生している。このような状況に対してナイジェリア政府は、余剰原油会計（Excess Crude Account）を活用して火力発電所や送電線を建設する、総合国家電力事業（National Integrated Power Project : NIPP）を実施、更に電力セクターの効率化や政府による投資負担の軽減を目的として、電力セクターの民営化を推進している。

しかしながら、経済成長とそれに伴う電力需要の伸びとは裏腹に、電力供給は不安定の状態が続いており、更なる経済活動の活発化や投資促進に対する足かせとなっていることから、電力供給の早期信頼性確保が国家政策上急務となっている。

② プロジェクトの背景、経緯及び概要

ナイジェリアは世界有数の石油・天然ガス産出国であるが、電力は最大 12,500MW と推定される需要に対し、過去最大のピーク電力は 4,810.7MW（2015 年 8 月 25 日）に留まっており、電力不足は同国経済成長を阻害している。

発電部門の民営化に伴い、民間企業の IPP 事業参入が活発化し発電能力は増加しつつあるが、現状の送電容量は 5,000MW（2015 年 9 月）程度に留まっている。ナイジェリアの場合、変電設備の容量不足に加え、無効電力の割合が高い事が電力供給の妨げとなっている。特に、国内の都市の中で最も人口増加率の高い連邦首都区は、発電施設から遠隔地に位置するため電圧降下が激しく、電力ロスも大きい。この結果、一日平均 8 時間程度しか連邦首都区、並びにその周辺部には電力が供給されない不安定な状況である。

このような状況下、解決策として変電所の設備容量拡大や、電力負荷の力率改善と無効電力を減らすための調相設備の導入が考えられる。前者に関しては既にフランス開発庁（AFD）による 170 百万米ドル規模の送電網強化事業の実施が予定されているが、後者については具体的な取り組みが行われておらず連邦首都区、及び周辺地域の無効電力の低減に向けこれら地域に位置する変電所の

¹ ナイジェリア連邦統計局による 2010 年から 2013 年の GDP の再計算結果（2014 年 4 月 6 日）では、ナイジェリアの名目 GDP は 2011 年に 63 兆 2,586 億ナイラ（4,088 億米ドル）を超え、南アフリカ共和国（4,043 億米ドル、IMF 統計）を抜いてアフリカ最大の経済大国となった。

改修に関する無償資金協力「アブジャ変電設備緊急改修計画」が我が国に要請された。

③ 調査結果の概要とプロジェクトの内容

この要請に対し、JICA は協力準備調査団を 2014 年 11 月 2 日から同年 12 月 17 日（第 1 次現地調査）にナイジェリアに派遣し、ナイジェリア関係者（責任省庁：連邦電力省（FMP）、実施機関：ナイジェリア送電公社（TCN））と要請内容の再確認、実施内容の協議を行うとともに、本計画サイト調査及び関連資料の収集を実施した。

帰国後、調査団は現地調査資料に基づき、本計画の必要性、社会・経済効果、妥当性について検討し、その結果を協力準備調査報告書（案）に取りまとめた。また、JICA は 2015 年 6 月 18 日から同月 26 日まで概略設計概要説明調査団をナイジェリアに派遣し、協力対象事業（案）の説明及び協議を行い、同国関係者との間で基本合意を得た。

調査の当初、アポ変電所・ケフィ変電所・カタンペ変電所・グワグワラダ変電所の 4 変電所を対象とする改修がナイジェリア政府より要請されていたが、調査の結果策定した協力対象事業は、アポ変電所及びケフィ変電所において力率改善用調相設備を整備し、送電線による電力安定供給を図るものである。下表に基本計画の概要を示す。

本計画の概要

計画対象地	132/33kV アポ変電所	132/33kV ケフィ変電所
機材調達・据付	1. 電力用コンデンサ設備 (132kV、60MVar) 1 式	1. 電力用コンデンサ設備 (132kV、25MVar) 1 式
	2. 特別高圧開閉設備 1 式	2. 特別高圧開閉設備 1 式
	3. 保護・制御盤 1 式	3. 保護・制御盤 1 式
	4. 変電所接地設備 1 式	4. 変電所接地設備 1 式
	5. 低圧設備 1 式	5. 低圧設備 1 式
	6. 設備用基礎 1 式	6. 電力用地中ケーブル (132kV) 1 式
調達	7. 直流電源装置 1 式	7. 直流電源装置 1 式
	8. 設備用基礎 1 式	8. 設備用基礎 1 式
調達	1. 交換部品 1 式	1. 交換部品 1 式
	2. 試験器具・保守用道具 1 式	2. 試験器具・保守用道具 1 式

④ プロジェクトの工期及び概略事業費

本協力対象事業を我が国の無償資金協力で実施する場合、概略事業費は約 13.16 億円（我が国負担経費：約 13.13 億円、ナイジェリア側負担経費：約 3 百万円）と見積もられる。このうち、ナイジェリア側が負担する主な事項は、プロジェクトサイト内の整地（約 1.1 百万円）、プロジェクトサイト内の障害物の撤去（約 0.6 百万円）、銀行取極めに関する手数料（約 1.3 百万円）である。本協力対象事業の工期は実施設計を含め、約 28.0 ヶ月である。

⑤ プロジェクトの評価

(1) 妥当性

本プロジェクトはナイジェリアの開発計画やエネルギー政策の実現に資するとともに、一般国民に裨益するものであることから、協力対象事業の妥当性は高いと判断される。

(2) 有効性

1) 定量的効果

本プロジェクトの実施により期待される効果は以下のとおりである。

指標名		基準値 (2014年実績値)	目標値(2020年) (事業完成3年後)
1. 受電端電圧改善率(%) ^{*1}	アポ変電所(132kV受電側)	N/A	2.90%
	アポ変電所(33kV送出し側)	N/A	3.01%
	ケフィ変電所(132kV受電側)	N/A	6.19%
	ケフィ変電所(33kV送出し側)	N/A	6.84%
2. 132 kV 送電線における送電ロス(MW) ^{*1}	シロロ地域 (本事業の対象変電所該当地域) ()内はロス率	N/A	101.4MW (6.85%)
3. 温室効果ガス削減量(t/年) ^{*1}		N/A	6,404t/年
4. 追加電力供給世帯数 (世帯/日) ^{*2}	アポ変電所	N/A	5,400世帯/日
	ケフィ変電所	N/A	1,700世帯/日
5. 追加電力供給消費者数 (人/日) ^{*2}	アポ変電所(4.5人/世帯)	N/A	24,300人/日
	ケフィ変電所(5.5人/世帯)	N/A	9,350人/日

[備考] ^{*1}各指標に関しては、施設供用開始時点の2017年末の電力系統モデルを基に算出。

^{*2}追加電力供給世帯数、及び消費者数については、TCNより入手した2020年の電力系統モデルの最大負荷想定値を基に算出。

2) 定性的効果(プロジェクト全体)

現状と問題点	本計画対象変電所(アポ、ケフィ)に電力用コンデンサ設備を導入する。(協力対象事業)	計画の効果・改善程度
プロジェクトの対象地域の電力需要家受電端では、電圧降下が著しいため、需要家の電気製品は故障しやすい。	電力用コンデンサ設備を導入する。	電力需要家側の電圧は、配電会社の配電電圧によるものであるが、配電会社の運用電圧は送電側との責任分界点で低い値となっている。 電力用コンデンサを導入することにより送電側の運用電圧が改善され、配電側への供給電圧の改善も期待できる。 配電会社による、定格電圧に近い、より高品質の電力を供給することは、消費者の持つ蛍光灯やパソコンバッテリー等電気機器の長寿命化に寄与する。

現状と問題点	本計画対象変電所（アポ、ケフイ）に電力用コンデンサ設備を導入する。（協力対象事業）	計画の効果・改善程度
電力需要家に供給される電力の質が低いことに起因する停電の日常化は、電力供給全体の不安定化や社会・経済発展の妨げとなっている。	同上	電力用コンデンサの導入により、計画停電時間の改善が期待でき、プロジェクト対象地域における社会経済の発展・促進に寄与する。 また、信頼性の高い送電系統運用となり、電力供給側の運営改善にも繋がる。
電圧降下が著しいため、病院や学校等の公共施設の運営に支障が出ている。	同上	病院においては精密機器を使用することが多いため、高品質の電力供給が安定した医療機器の使用に不可欠である。更に、学校においては安定した照明の利用により、学童の学習効率の向上にも貢献することが期待できる。
夜間の停電時においては街灯のほか防犯用照明の使用も出来なくなることから、治安が悪化する。	同上	停電時間が削減されることにより、街灯や防犯用照明の使用可能時間が長くなるため、プロジェクト対象地域の治安維持に効果が期待される。

目 次

序文

要約

目次

位置図／電力系統図／完成予想図／写真

図表リスト／略語集

第1章 プロジェクトの背景・経緯	1-1
1-1 当該セクターの現状と課題	1-1
1-1-1 現状と課題	1-1
1-1-2 電力セクターに係る開発計画	1-8
1-1-3 社会経済状況	1-8
1-2 無償資金協力の背景・経緯及び概要	1-10
1-3 我が国の援助動向	1-10
1-4 他ドナーの援助動向（電力セクター）	1-11
1-5 ナイジェリア政府による投資	1-13
第2章 プロジェクトを取り巻く状況	2-1
2-1 プロジェクトの実施体制	2-1
2-1-1 組織・人員	2-1
2-1-2 財政・予算	2-3
2-1-3 技術水準	2-5
2-1-4 既存施設・機材	2-6
2-2 プロジェクトサイト及び周辺の状況	2-17
2-2-1 関連インフラの整備状況	2-17
2-2-2 自然条件	2-17
2-2-3 環境社会配慮	2-20
第3章 プロジェクトの内容	3-1
3-1 プロジェクトの概要	3-1
3-1-1 プロジェクト目標	3-1
3-1-2 プロジェクトの概要	3-1
3-2 協力対象事業の概略設計	3-2
3-2-1 設計方針	3-2
3-2-1-1 基本方針	3-2
3-2-1-2 自然条件に対する方針	3-2
3-2-1-3 社会経済条件に対する方針	3-2
3-2-1-4 施工事情に対する方針	3-3
3-2-1-5 現地業者、現地資機材の活用に対する方針	3-3

3-2-1-6	実施機関の維持・管理能力に対する方針	3-3
3-2-1-7	施設・機材等の範囲、技術レベルに対する方針	3-3
3-2-1-8	工法/調達方法、工期に係わる方針	3-3
3-2-2	基本計画	3-4
3-2-2-1	計画の前提条件	3-4
3-2-2-2	潮流解析	3-6
3-2-2-3	全体計画	3-19
3-2-2-4	基本計画の概要	3-20
3-2-3	概略設計図	3-33
3-2-4	施工計画/調達計画	3-51
3-2-4-1	施工方針/調達方針	3-51
3-2-4-2	施工上/調達上の留意事項	3-52
3-2-4-3	施工区分/調達・据付区分	3-53
3-2-4-4	施工監理計画/調達監理計画	3-54
3-2-4-5	品質管理計画	3-56
3-2-4-6	資機材等調達計画	3-57
3-2-4-7	初期操作指導・運用指導等計画	3-57
3-2-4-8	ソフトコンポーネント計画	3-57
3-2-4-9	事業実施工程	3-62
3-3	プロジェクトの運営・維持管理	3-62
3-3-1	基本方針	3-62
3-3-2	変電設備の日常点検と定期点検項目	3-62
3-3-3	予備品購入計画	3-66
3-4	プロジェクトの概略事業費	3-68
3-4-1	協力対象事業の概略事業費	3-68
3-4-2	運営・維持管理費	3-68
第4章	プロジェクトの評価	4-1
4-1	事業実施のための前提条件	4-1
4-2	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	4-1
4-3	外部条件	4-2
4-4	プロジェクトの評価	4-2
4-4-1	妥当性	4-2
4-4-2	有効性	4-4

[資料]

- A-1 調査団員・氏名
- A-2 調査行程
- A-3 相手国関係者（面会者）リスト
- A-4 協議議事録（M/D）
- A-5 ソフトコンポーネント計画書
- A-6 地形測量結果図（現地再委託）
- A-7 地質調査結果報告書（現地再委託）
- A-8 フィールドレポート



■ アフリカ全図



Map No. 4220 UNITED NATIONS
October 2004

Department of Peacekeeping Operations
Cartographic Section

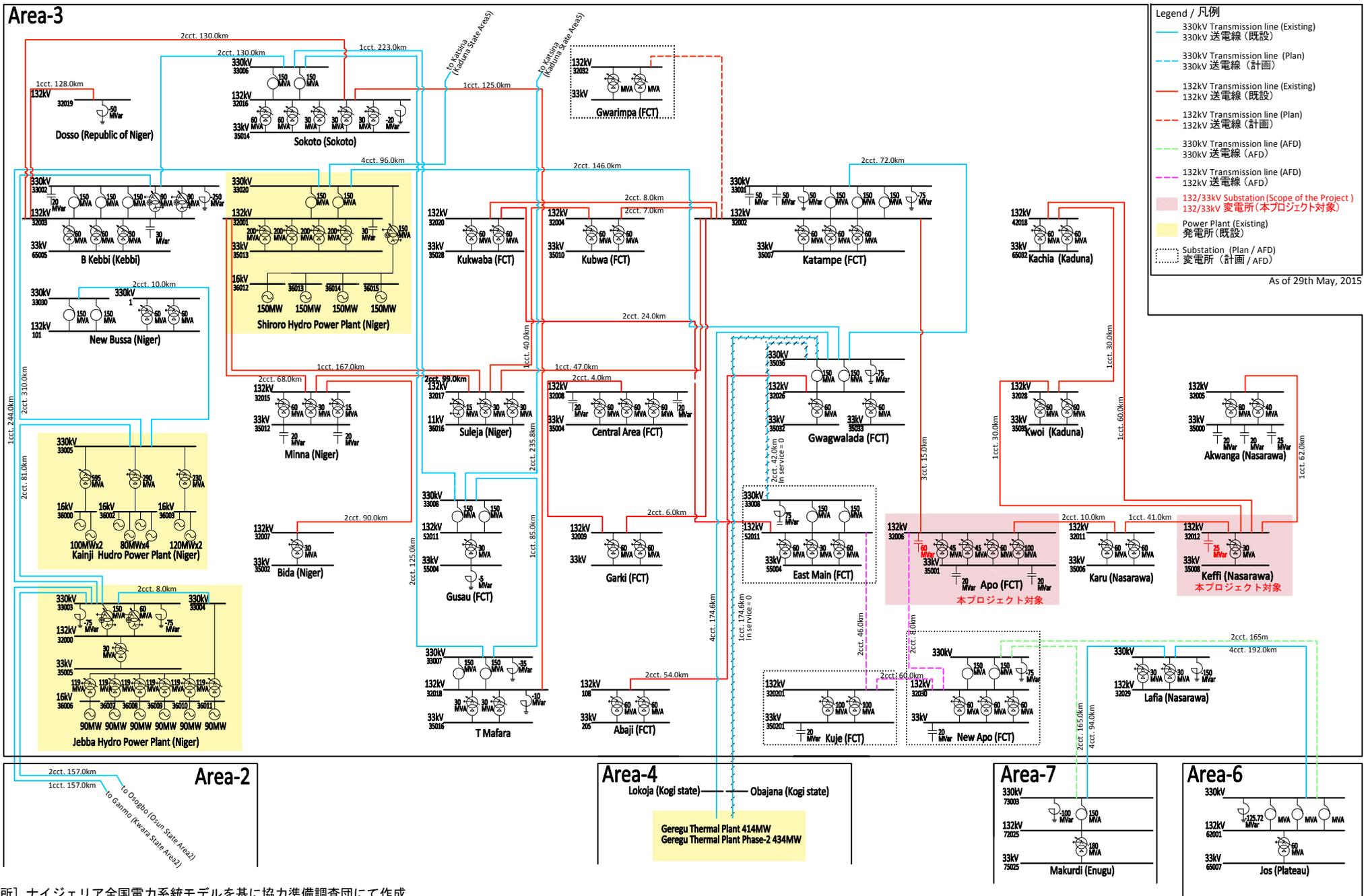
プロジェクト対象位置図 (ナイジェリア連邦共和国と近隣諸国)



- [凡例]
- 水力発電所
 - ▲ 【本プロジェクト対象】変電所(132/33kV)
 - △ 【既設】変電所(330/132/33kV)
 - △ 【既設】変電所(132/33kV)
 - 330kV 送電線(既設)
 - 132kV 送電線(既設)

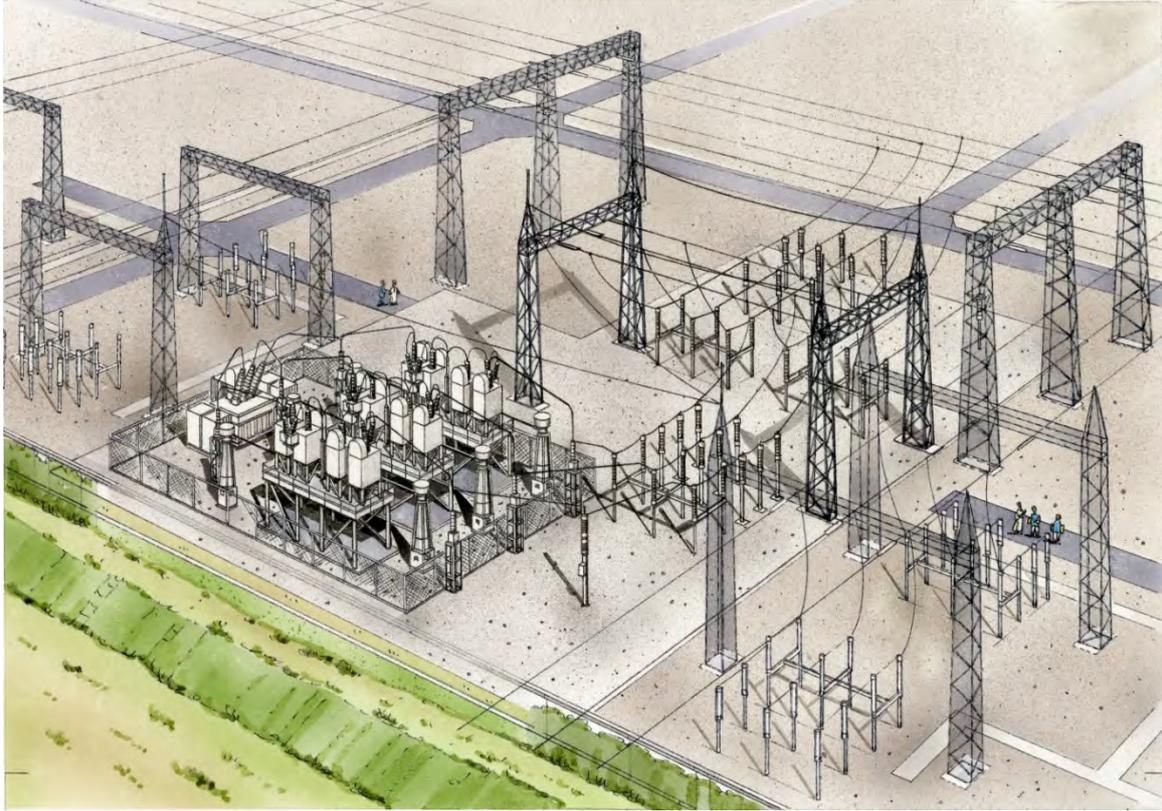


プロジェクト対象位置図(連邦首都区及び周辺地域)

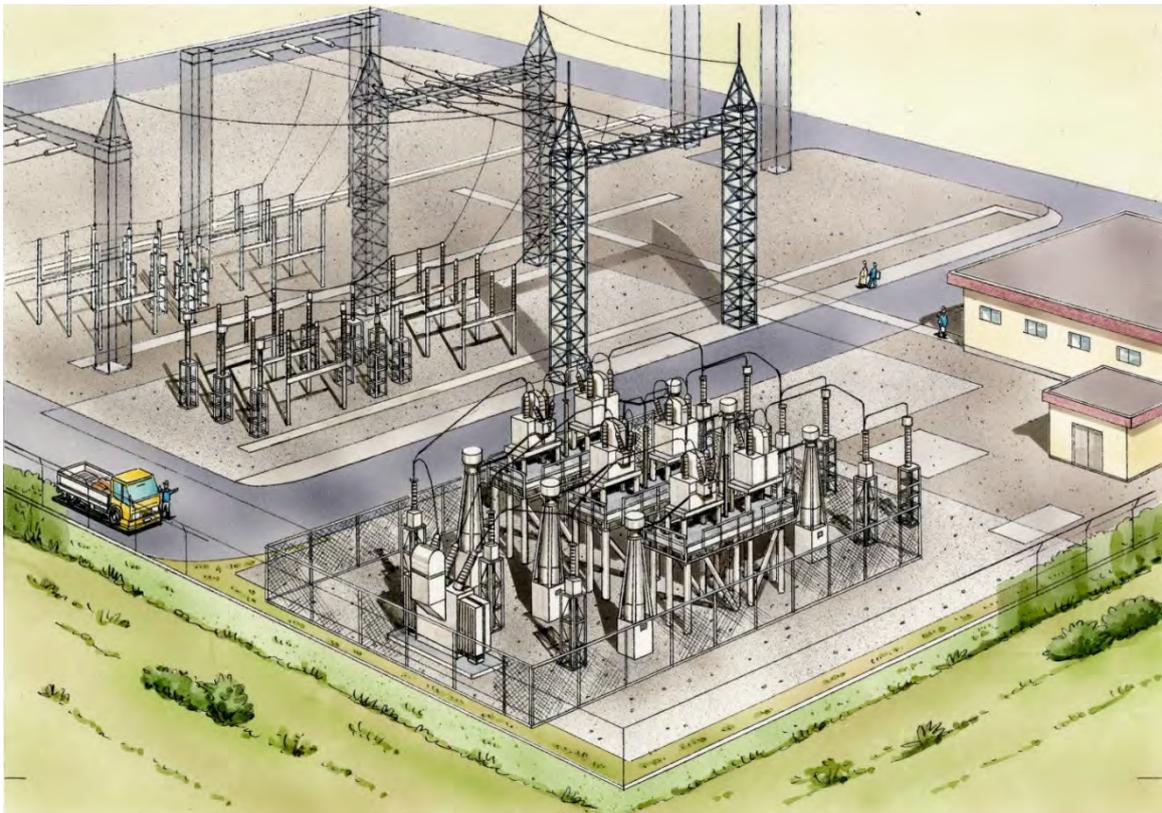


[出所] ナイジェリア全国電力系統モデルを基に協力準備調査団にて作成

シロロ地域 (Area-3) 電力系統図 (2017年)



電力用コンデンサ設備の完成予想図（アボ変電所）



電力用コンデンサ設備の完成予想図（ケフィ変電所）

調査対象地域の現況写真（1/2）

アポ変電所及びケフィ変電所



132/33 kV アポ変電所の様子

カタンペ変電所より 132 kV 送電線にて接続されている 132/33 kV 変電所である。主にアブジャ首都圏中心部及び南部へ配電している。重負荷時の電圧降下が著しく、電力供給への影響が大きい。



132/33 kV アポ変電所内 機材据付予定地

既設の 132 kV 送電線の受電用開閉設備の間の空きスペースに電力用コンデンサと開閉設備が据付けられる予定である。既設の複母線を介して系統に接続される。



132/33 kV アポ変電所構内にある焼失した変圧器

2014年9月16日の落雷事故により、アポ変電所内にある変圧器1台（60MVA）が焼損した。現在、TCNにより制御用ケーブル布設等の復旧作業が進められている。



132/33 kV ケフィ変電所の様子

アブジャ首都圏に隣接するナサラワ州にある変電設備容量 30 MVA を有する 132/33 kV 変電所である。周辺需要家への配電拠点として重要な役割を果たしている。



132/33 kV ケフィ変電所内 機材据付予定地

現在資材置き場として使用されているスペース及びスイッチヤード構内の空きスペースに電力用コンデンサと開閉設備が据付けられる予定である。



132/33 kV ケフィ変電所

ナサラワ市やアブジャ市南東地域への配電を行っている変電所。同変電所の配電地域ではアブジャ首都圏に通勤する就労者のベッドタウン化が進んでおり、電力需要の伸びが著しい。

調査対象地域の現況写真（2/2）

カタンペ変電所及びグワグワラダ変電所、並びにアブジャ首都圏の様子



330/132/33kV カタンペ変電所の様子

シロロ水力発電所、及び南部のゲレグ火力発電所にて発電された電力は 330kV 送電され、グワグワラダ変電所を介してカタンペ変電所へ送られたのち、連邦首都区と近隣の地域に送配電される。



据付中の電力用コンデンサの様子（カタンペ変電所）

TCN により据え付けられている電力用コンデンサ（330kV 合計設備容量 100 MVar）の現況。2015 年中の完工を目途としており、現在設備基礎工事が進められている。



330/132/33kV グワグワラダ変電所の様子

アブジャ国際空港の東方約 20km に位置している 330/132/33 kV 変電所である。当該変電所では運用開始直後は軽負荷時の電圧上昇が問題となっていたが、送電網の増強により、改善傾向にある。



据付中の分路リアクトルの様子（グワグワラダ変電所）

TCN により既設 330 kV 系統と連系される計画の分路リアクトル（330kV 75MVar）。基礎上に置かれているものの接続はされておらず、一刻も早い運用開始が望まれる。



アブジャ首都圏で運営されている病院の様子

連邦首都区内で最大規模の公立病院。電圧降下による電圧品質の低下は精密機器への悪影響が懸念され、精密機器を配備する同病院、さらには市民の生活への悪影響が懸念される。



アブジャ首都区中心部の様子

ナイジェリア最大の商業都市であるラゴスから遷都され 1991 年に正式に首都となったアブジャでは開発が目覚ましい。電力需要の急伸に応える安定した送配電設備の整備が喫緊の課題となっている。

図表リスト

第1章

図1-1	ナイジェリア送電システムの構成図.....	1-3
図1-2	ナイジェリアの全国送電システム 10GW モデル (2017年目標)	1-4
図1-3	産業別名目 GDP (2011年)	1-8
表1-1	ナイジェリアの発電設備容量と電源開発計画.....	1-2
表1-2	ナイジェリアの電力システムの大別表 (目標)	1-5
表1-3	送電部門 (TSP) の投資計画.....	1-6
表1-4	送電容量 10GW (パッケージ2) グループ別分類	1-6
表1-5	パッケージ-2 グループ 5: ベニン - カタンペ (10GW ネットワーク 新規プロジェクト)	1-7
表1-6	ナイジェリアの経済指標	1-9
表1-7	国家開発計画 (Nigeria Vision 20: 2020) の数値目標	1-9
表1-8	我が国の電力セクターへの無償資金協力事業の概要.....	1-11
表1-9	我が国の援助により実施された開発調査	1-11
表1-10	送電設備への投資のためのドナー等からの借入金.....	1-12
表1-11	フランス開発庁 (AFD) による支援事業の概要.....	1-12
表1-12	送電設備への投資のための自国資金 (NIPP)	1-13

第2章

図2-1	連邦電力省 (FMP) の組織図.....	2-1
図2-2	ナイジェリア送電公社 (TCN) の組織図	2-2
図2-3	TNC の 8 事業区域と本プロジェクト対象のアブジャ小区域	2-6
図2-4	要請変電所 33 kV 配電網による配電区域	2-8
図2-5	アポ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (受電側)	2-9
図2-6	アポ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (送り出し側)	2-9
図2-7	アポ変電所の最大需要の推移 (2014年6月~2015年5月)	2-10
図2-8	ケフィ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (受電側)	2-11
図2-9	ケフィ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (送り出し側)	2-11
図2-10	ケフィ変電所の最大需要の推移 (2014年6月~2015年5月)	2-12
図2-11	ケフィ変電所の月別最大需要の推移 (2014年6月~2015年5月)	2-13
図2-12	カタンペ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (受電側)	2-14
図2-13	カタンペ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (送り出し側)	2-14
図2-14	グワグワラダ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (受電側)	2-15
図2-15	グワグワラダ変電所の負荷と供給電圧運用の推移 (送り出し側)	2-16
図2-16	オショボ給電指令所の様子	2-16
図2-17	アブジャの年間気温変動と降雨量.....	2-20
表2-1	連邦電力省 (FMP) の予算	2-3
表2-2	各機関の予算配分 (2014年)	2-3

表 2-3	TCN の収支計算書	2-4
表 2-4	TCN の貸借対照表（資産の部）	2-4
表 2-5	TCN の貸借対照表（資本の部）	2-4
表 2-6	TSP の予算	2-5
表 2-7	TCN が電力用コンデンサの運用経験を有する変電所（シロロ地域）	2-5
表 2-8	アブジャ小区域の変電設備とピーク負荷の例	2-7
表 2-9	要請変電所配電地域の消費者数	2-8
表 2-10	再委託調査の調査位置と調査数量	2-18
表 2-11	コーン貫入試験結果（アポ変電所）	2-18
表 2-12	コーン貫入試験結果（ケフィ変電所）	2-19
表 2-13	アブジャの年間気温変動と降雨量	2-19
表 2-14	主要な環境関連の法令	2-20

第 3 章

図 3-1	既存電力需要予測と TCN の電力需要想定値（2017 年）の比較（全国）	3-5
図 3-2	既存電力需要予測と TCN の電力需要想定値（2017 年）の比較 （シロロ地域）	3-5
図 3-3	Case01：要請コンポーネント運開前	3-9
図 3-4	Case02：要請コンポーネント アポ変電所/60（MVar）の電力用コンデンサの設置	3-10
図 3-5	Case03：要請コンポーネント ケフィ変電所/25（MVar）の電力用コンデンサの設置	3-11
図 3-6	Case04：要請コンポーネント カタンペ変電所/SVC+25（MVar）の進相無効電力の設置	3-12
図 3-7	Case05：要請コンポーネント アポ変電所/60 [MVar] +ケフィ変電所/25 [MVar] の 電力用コンデンサの設置（ピーク負荷時）	3-13
図 3-8	Case06：要請コンポーネント運開前（オフピーク負荷時）	3-14
図 3-9	Case07：要請コンポーネント グワグワラダ変電所/75（MVar）の分路リアクトル設置	3-15
図 3-10	Case08：要請コンポーネント カタンペ変電所/SVC-25（MVar）の遅相無効電力の設置	3-16
図 3-11	事業実施関係図	3-55
図 3-12	ソフトコンポーネントの実施スケジュール	3-61
図 3-13	事業実施工程	3-62
表 3-1	協力対象事業の主要設備概要	3-1
表 3-2	潮流解析の基本方針	3-6
表 3-3	ピーク負荷想定 of 検討ケース	3-8
表 3-4	オフピーク想定 of 検討ケース	3-8
表 3-5	ピーク想定 of 解析結果	3-17

表 3-6	オフピーク想定解析結果	3-18
表 3-7	短絡電流	3-18
表 3-8	気象条件	3-19
表 3-9	132 kV 系統電気方式	3-19
表 3-10	基本計画の概要	3-20
表 3-11	調達・据付機材の概要（アボ変電所）	3-22
表 3-12	調達・据付機材の概要（ケフィ変電所）	3-27
表 3-13	調達機材の概要（試験器具）	3-31
表 3-14	132 kV ガス遮断器の交換部品	3-31
表 3-15	132 kV 断路器の交換部品	3-31
表 3-16	接地機構付 132 kV 断路器の交換部品	3-32
表 3-17	132 kV コンデンサ保護盤の交換部品	3-32
表 3-18	132 kV 制御盤の交換部品	3-32
表 3-19	直流電源装置の交換部品	3-32
表 3-20	低圧ケーブル等資材の交換部品	3-32
表 3-21	概略設計図面リスト	3-33
表 3-22	負担事項区分	3-53
表 3-23	請負業者側業務従事体制	3-56
表 3-24	ソフトコンポーネントの成果	3-58
表 3-25	ソフトコンポーネントの活動内容と技術移転方法	3-59
表 3-26	ソフトコンポーネント実施体制	3-60
表 3-27	日常点検項目	3-63
表 3-28	電力用コンデンサ設備の定期点検項目	3-64
表 3-29	ガス遮断器の定期点検項目	3-64
表 3-30	断路器の定期点検項目	3-64
表 3-31	変流器・変成器の定期点検項目	3-64
表 3-32	避雷器の定期点検項目	3-65
表 3-33	保護盤・制御盤の定期点検項目	3-65
表 3-34	直流電源装置の定期点検項目	3-65
表 3-35	対象機器の取替周期と点検内容（推奨）	3-66
表 3-36	バッテリーの交換時期	3-67

第 4 章

表 4-1	本プロジェクト対象変電所の需要家世帯数と消費者数	4-3
表 4-2	本プロジェクトによる定量的効果	4-4
表 4-3	本プロジェクトによる追加電力供給世帯数の算定	4-4
表 4-4	算定に用いた諸量	4-5
表 4-5	燃料別排出係数の例	4-6

略 語 集

ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced (鋼心アルミより線)
AFD	Agence Française de Developpement (フランス開発庁)
AfDB	African Development Bank (アフリカ開発銀行)
CPT	Cone Penetration Test (コーン貫入試験)
Disco	Distribution Company (配電会社)
ECN	Energy Commission of Nigeria (ナイジェリアエネルギー委員会)
ECOWAS	Economic Community Of West African States (西アフリカ諸国経済共同体)
E/N	Exchange of Notes (交換公文)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境アセスメント)
ERP	Enterprise Resource Planning (事業者資源計画)
EPSERP	Economic and Power Sector Reform Program (経済電力セクター改革プログラム)
EPSRA	Electric Power Sector Reform Act (電力セクター改革法)
FCT	Federal Capital Territory (連邦首都区)
FME	Federal Ministry of Environment (連邦環境省)
FMF	Federal Ministry of Finance (連邦財務省)
FMP	Federal Ministry of Power (連邦電力省)
FS	Feasibility Study (フィージビリティスタディ)
G/A	Grant Agreement (贈与契約)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
Genco	Generation Company (発電会社)
GPS	Global Positioning System (全地球測位網)
GSM	Global System for Mobile communications (デジタル携帯電話機の規格)
IEC	International Electrotechnical Commission (国際電気標準会議規格)
IEE	Initial Environmental Examination (初期環境影響評価)
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
IOC	International Oil Companies (石油会社)
IPP	Independent Power Producer (独立系販売事業者)
ISO	International Organization for Standardization (国際標準化機構)
JCS	Japanese Cable Maker's Association Standard (日本電線工業会規格)
JEC	Japanese Electrotechnical Committee (電気規格調査会)
JEAC	The Japan Electric Association (日本電気協会)
JEM	The Japan Electrical Manufacturers' Association (日本電機工業会)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人 国際協力機構)
JIS	Japanese Industrial Standards (日本工業規格)
LNG	Liquefied Natural Gas (液化天然ガス)
M/D	Minutes of Discussions (協議議事録)
MCCB	Molded Case Circuit Breaker (配線用遮断器)

MO	Market Operator (TCN の電力市場運用部門)
NBET	Nigeria Bulk Electricity Trading Plc (電力取引所)
NBS	National Bureau of Statistics (国家統計局)
NCC	National Control Center (給電指令所)
NEGIP	Nigeria Electricity and Gas Improvement Project (ナイジェリア電気・ガス改善計画)
NERC	Nigeria Electricity Regulatory Commission (電力規制委員会)
NEPA	National Electric Power Authority (国家電力公社)
NIPP	National Integrated Power Project (総合国家電力事業)
NGL	Natural Gas Liquid (液化天然ガス液)
OJT	On the Job Training (実地訓練)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (石油輸出機構)
PHCN	Power Holding Company of Nigeria (ナイジェリア電力持株会社)
PPP	Public Private Partnership (官民パートナーシップ)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition System (遠方監視制御システム)
SVC	Static Var Compensator (静止型無効電力補償装置)
SO	System Operation (TCN の系統運用部門)
TCN	Transmission Company of Nigeria (ナイジェリア送電公社)
TSP	Transmission Services Provider (TCN の送電部門)
UNFPA	United Nations Fund for Population Activities (国際連合人口活動基金)
WMO	World Meteorological Organization (世界気象機関)
WB	World Bank (世界銀行)

第1章 プロジェクトの背景・経緯

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題

1-1-1 現状と課題

(1) 国家開発計画における電力セクターの位置付け

ナイジェリア連邦共和国（以下、「ナイジェリア」と記す）は、約 1.7 億人の人口（2013 年 UNFPA）を擁し、最新の経済統計¹ によればアフリカ最大の経済大国となっている。ナイジェリア政府は 2009 年に国家開発計画「Nigeria Vision 20: 2020」を掲げ、2020 年までに経済規模で全世界の上位 20 位入りを目指している。このビジョンでは、更なる社会・経済発展に向け躍進していくために必要となるインフラ整備の内、特に電力セクターを重点政策として位置付けており、2010 年から政権を主導したジョナサン大統領による「Transformation Agenda 2011-2015」でも電力セクター強化が優先政策とされている。

電力セクターにおいては、過去に電力供給設備の維持管理、更新、新設が十分に行われてこなかった結果、潜在する電力需要に対して供給能力が圧倒的に不足し、計画停電が日常的に行われている上に、全系統停電となる事故も頻繁に発生している。このような状況に対してナイジェリア政府は、余剰原油会計（Excess Crude Account）を活用して火力発電所や送電線を建設する、総合国家電力事業（National Integrated Power Project : NIPP）を実施、更に電力セクターの効率化や政府による投資負担の軽減を目的として、電力セクターの民営化を推進している。

しかしながら、経済成長とそれに伴う電力需要の伸びとは裏腹に、ナイジェリアの電力供給は不安定の状態が続いており、更なる経済活動の活発化や投資促進に対する足かせとなっていることから、電力供給の早期信頼性確保が国家政策上急務となっている。

(2) 発電設備

ナイジェリアの全国送電系統に連系されている発電設備及び 2020 年までの電源開発計画を表 1-1 に示す。発電方式としては火力発電が 80%強を占め、残りの 20%弱は水力発電となっている。ナイジェリア全国最大の電力需要は 12,500 MW に達するとされており、2015 年末までに発電可能設備容量² は 10,286MW に達する見込みである。更に火力発電所に供給されるガス量の制約や系統制約、瞬動予備力の保持等の運用上の制約から、全ての発電可能出力³ を活用できず、過去最大のピーク電力は 4,810.7MW（2015 年 8 月 25 日）にとどまっている。

¹ ナイジェリア連邦統計局による 2010 年から 2013 年の GDP の再計算結果（2014 年 4 月 6 日）では、ナイジェリアの名目 GDP は 2011 年に 63 兆 2,586 億ナイラ（4,088 億米ドル）を超え、南アフリカ共和国（4,043 億米ドル、IMF 統計）を抜いてアフリカ最大の経済大国となった。

² 発電可能設備容量：運転可能な発電設備が、実際に最大限発電できる出力の合計値。

³ 発電可能出力：発電可能設備容量のうち、燃料制約などを考慮して実際に供給できる能力。

表1-1 ナイジェリアの発電設備容量と電源開発計画

(単位: MW)

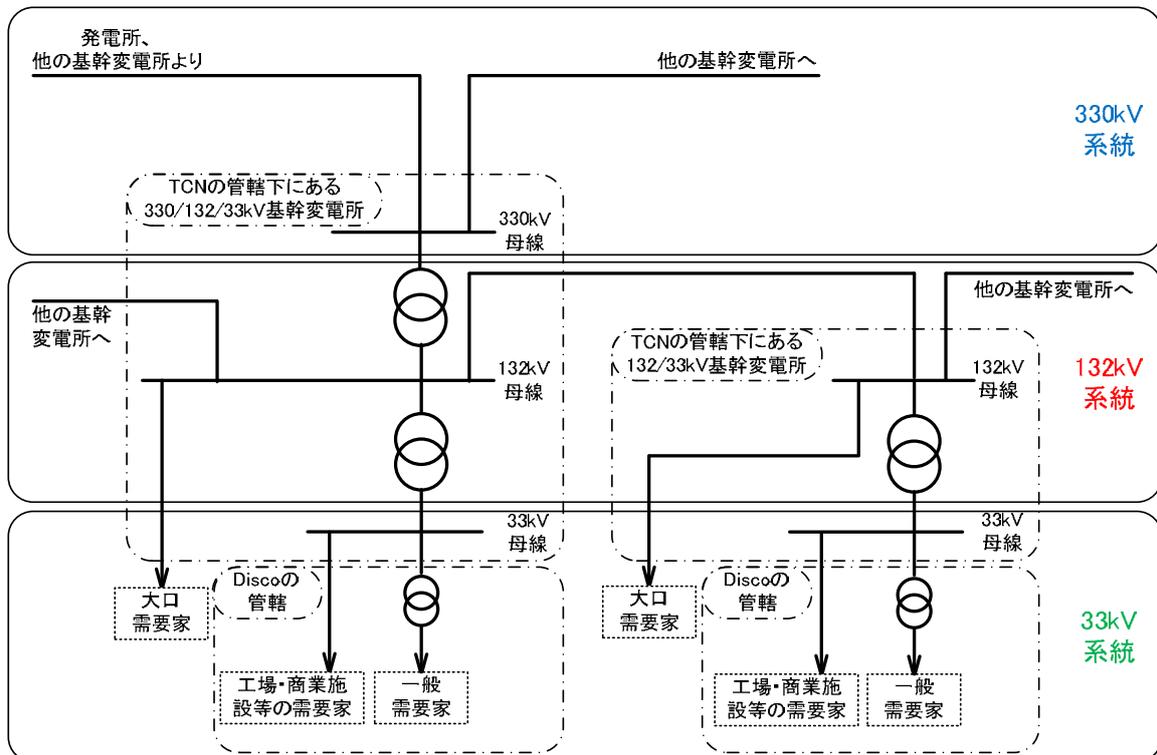
分類	発電所名	発電方式	時点	発電設備追加容量					
			2015年9月	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
ナイジェリア政府及び発電会社	Egbin	火力	1,100	200	-	-	-	-	-
	Afam IV & V	火力	-	-	134	-	-	-	-
	Sapele Steam + Gas	火力	240	100	100	-	-	-	-
	Delta	火力	525	90	90	-	-	-	-
	Geregu	火力	138	134	-	-	-	-	-
	Omotosho	火力	336	60	-	-	-	-	-
	Olorunsogo	火力	294	60	-	-	-	-	-
	Kaduna	火力	-	100	100	-	-	-	-
	Shiroro	水力	450	-	-	-	-	-	-
	Jebba	水力	385.6	-	90	-	-	-	-
	Kainji	水力	500	240	100	-	-	-	-
	Gurara	水力	-	-	-	-	-	-	180
	Zungeru	水力	-	-	-	-	-	-	350
	Mambilla	水力	-	-	-	-	-	-	-
NIPP	Alaoji	火力	500	450	-	-	-	-	-
	Olorunsogo	火力	625	225	-	-	-	-	-
	Sapele	火力	112.5	-	-	-	-	-	-
	Ihovbor	火力	337.5	-	-	-	-	-	-
	Calabar	火力	-	562.5	-	-	-	-	-
	Gbarain	火力	-	112.5	112.5	-	-	-	-
	Geregu Phase II	火力	435	-	-	-	-	-	-
	Omotosho Phase II	火力	375	-	-	-	-	-	-
	Egbema	火力	-	112.5	225	-	-	-	-
	Omoku	火力	-	112.5	112.5	-	-	-	-
	Odukpani	火力	375	-	-	-	-	-	-
IPP-A(既設)	Ibom Power	火力	115	-	38	38	-	-	-
	Omoku	火力	-	50	-	-	-	-	-
	Trans-Amadi	火力	-	24	-	-	-	-	-
	AES	火力	-	-	60	-	-	-	-
	Okpai GAS/Steam	火力	480	-	-	-	-	-	-
	Afam IV	火力	650	-	-	-	-	-	-
	Dangote (Obajana)	火力	-	-	-	-	-	-	-
	WEMPCO	火力	-	-	-	-	-	-	-
IPP-B(計画中)	Century Power	火力	-	-	-	-	-	250	250
	Zuma Energy	火力	-	-	-	-	-	200	200
	Ethiopia Energy	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Bresson AS	火力	-	-	-	90	-	-	-
	Yellowstone	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Fortune Power (Akwa Ibom)	火力	-	-	-	-	-	-	-
	DIL Power (Dangote)	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Knox J & L Energy	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Delta Electric Power	火力	-	-	-	-	-	-	-
	ICS Power	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Paras Energy	火力	-	36	60	-	-	-	-
	ENCON (Negris)	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Geometric Power Aba	火力	-	88	44	-	-	250	250
	Mabon	火力	-	-	-	-	-	-	-
	JBS Windpower	太陽光/風力	-	-	-	-	100	-	-
	Notore Power	火力	-	25	-	-	-	-	-
	MBH Power	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Azura Power WA	火力	-	-	-	-	-	225	225
	SuperTek/ Symbion Industries	火力	-	-	-	-	-	-	50
	Rivers State Govt Afam I & II	火力	-	-	160	-	-	-	-
	Fortune Power	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Genesis Electricity Ltd	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Ikot Abasi Power	火力	-	-	150	150	-	-	-
Hudson Power	火力	-	-	-	-	-	-	-	
IOC(石油会社)	Chevron Nigeria Ltd	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Total Fina	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Agip phase-1	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Agip phase-2	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Shell	火力	-	-	-	-	-	-	-
	Mobil Nigeria Unlimited	火力	-	-	-	-	-	-	250
その他	Renewables	太陽光/風力	-	30	-	-	50	-	300
	Small Hydro	水力	-	-	-	40	-	-	-
	Coal	火力	-	-	-	-	-	-	-
各年の追加設備容量(MW)【合計】		合計		2,812	1,576	318	150	925	2,055
総発電設備容量(MW)【火力】		火力	6,638	8,776	10,162	10,440	10,440	11,365	12,590
総発電設備容量(MW)【水力】		水力	1,336	1,500	1,690	1,690	1,690	1,690	2,220
総発電設備容量(MW)【太陽光/風力】		太陽光/風力	-	10	10	50	200	200	500
総発電設備容量(MW)【合計】		合計	7,973.6	10,286	11,862	12,180	12,330	13,255	15,310
割合【火力】		火力	83.2%	85.3%	85.7%	85.7%	84.7%	85.7%	82.2%
割合【水力】		水力	16.8%	14.6%	14.2%	13.9%	13.7%	12.7%	14.5%
割合【太陽光/風力】		太陽光/風力	0.0%	0.1%	0.1%	0.4%	1.6%	1.5%	3.3%
割合【合計】		合計	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

[出所] Annual Technical Report 2012, 2013, ナイジェリア送電公社および2015年9月に Presidential Task Force Team より入手した Revised Roadmap for Power Sector Reform Revision より

(3) 送電設備

民営化が推進されている電力セクターの中でも、ナイジェリアの送電事業は、連邦電力省（Federal Ministry of Power : FMP）の管轄下にあるナイジェリア送電公社（Transmission Company of Nigeria : TCN）が運営しており、送電系統と系統変電所の運用・維持管理を担っている。

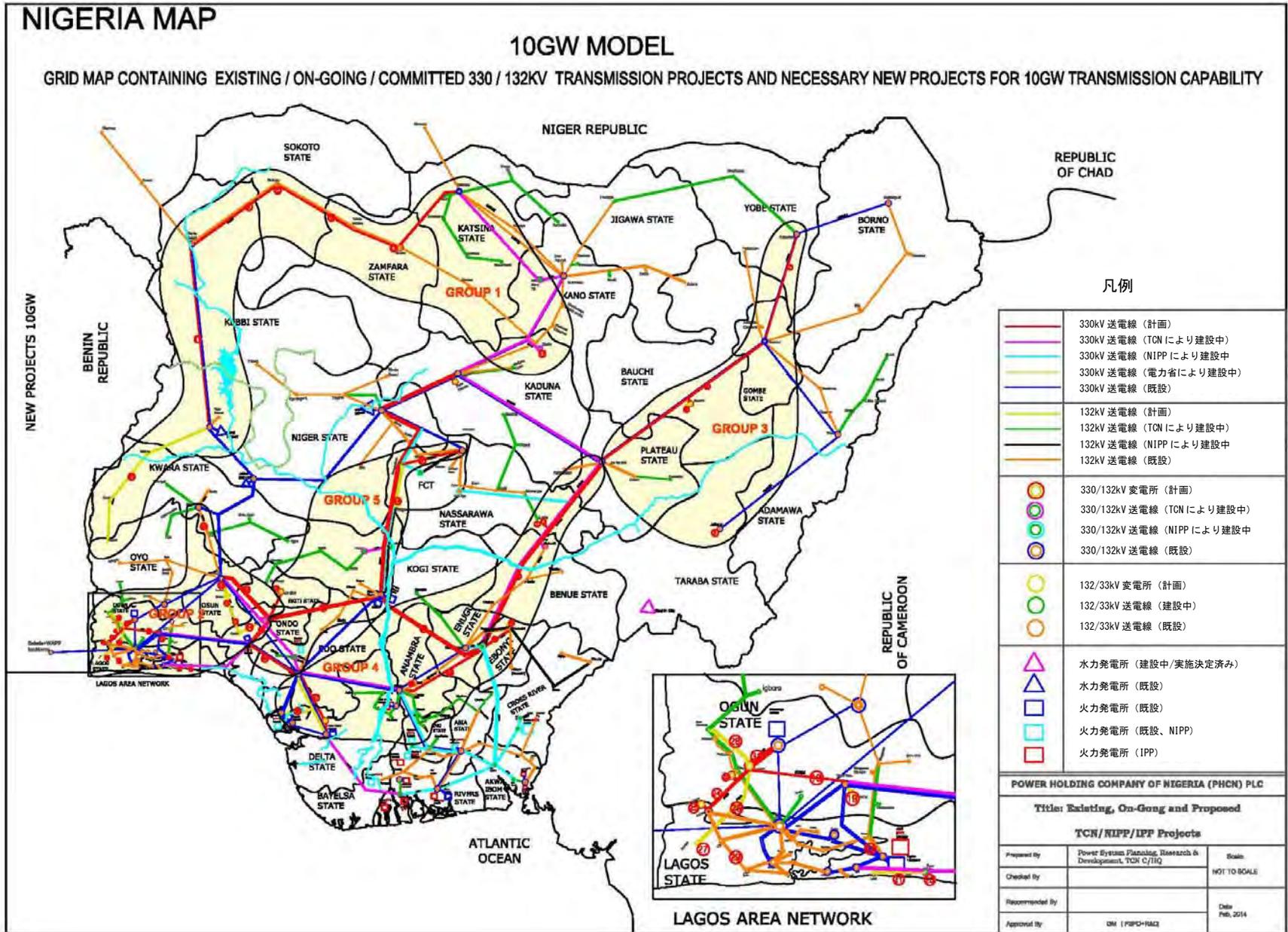
送電系統は 330kV 送電系統と 132kV 送電系統により構成されており、330kV が全国の基幹系統、132kV が地域基幹系統に採用されている。系統変電所の電圧階級は 330kV、132kV、33kV を基準とし、33kV の配電用送り出し点までを TCN が管轄し、その先は民営化された配電会社（Disco）の責任分界となる。図 1-1 にナイジェリアの送電系統の構成図を示す。



[出所] 協力準備調査団

図 1-1 ナイジェリア送電系統の構成図

ナイジェリアでは、石油やガスを産出する南部のニジェールデルタ地域に全発電設備の 7 割が存在する一方、北部地域には電源が存在しない。従って、南部から北部に向けて長距離送電を行うことから、中部、北部地域では著しい電圧降下が生じている。また、主な系統方式としては、主要な発電所や変電所から放射状に送電線が伸びる「放射状系統」となっており、設備事故発生時に迂回ルートが無く、信頼性の低い系統構成となっている。このため、南部のニジェールデルタ地域から電力最大需要地のラゴスを経由して北部に向かう送電線は電力の大動脈であるが、現状では同送電線がボトルネックとなって、南部地域の発電容量を十分に活用できていない。更に、前述の通り発電設備容量は至近年で大幅に増加する見通しであるが、送電容量の増強が発電容量の伸びに追いつかないため、送電インフラの強化が急務となっている。図 1-2 にナイジェリアの全国送電系統を示す。



[出所] ナイジェリア送電公社

図 1-2 ナイジェリアの全国送電系統 10GW モデル (2017 年目標)

(4) 電力供給事情と課題

ナイジェリアの電力系統は表 1-2 に示すとおり、8 つの地域に大別されている。本プロジェクト対象変電所の位置する連邦首都区 (Federal Capital Territory : FCT)、及びナサラワ州は Area3 のシロロ地域に属し、電力需要の合計はラゴス地域、カドゥナ地域に続く全国需要の第 3 位となる 11.6% を占める。

表 1-2 ナイジェリアの電力系統の大別表 (目標)

地域		有効電力 (MW)	全国電力需要に対する割合	無効電力 (Mvar)	力率 (%) (平均値)
Area-1	ラゴス	3,005.2	29.6%	1,179.7	0.93
Area-2	オソボ	1,084.2	10.7%	438.2	0.92
Area-3	シロロ (含 FCT、ナサラワ州) (本プロジェクト対象地域)	1,177.3	11.6%	446.4	0.93
Area-4	ベニン	821.7	8.1%	324.0	0.92
Area-5	カドゥナ	1,663.3	16.4%	863.1	0.89
Area-6	バウチ	582.6	5.7%	263.4	0.91
Area-7	エヌグ	818.2	8.1%	425.8	0.90
Area-8	ポートハーコート	988.8	9.8%	417.9	0.92
全国合計		10,141.3	100.0%	4,358.6	0.91

[出所] ナイジェリア送電公社より入手した全国電力系統モデルを基に協力準備調査団にて作成

ナイジェリアで発生している停電は、天災や人為的なミスによる事故停電の他、電力供給力の不足による意図的な停電 (計画停電)、そして、電気の質の不良が起因した強制的な停電があり、社会経済発展の妨げにもなっている。

計画停電はナイジェリア全土を Group-1 (12:00~24:00 の 12 時間供給)、Group-2 (00:00~12:00 の 12 時間供給)、及び Group-3 (24 時間供給) の 3 グループに分類し、政治、経済等の観点から重要な地域には 24 時間の電力供給が行われるが、当該地域の需要が割当て電力を超える場合には、配電エリア内で計画停電を行い、需要を抑制している。

また、電気の質の不良が起因した強制的な停電の原因は、負荷の低力率化も考えられるが、発電所からの送電距離が長いことによる受電端の電圧降下、発電機からの無効電力の供給力不足、負荷変動への対応が不十分な調相設備等の電圧運用面に課題があり、結果として過電圧や不足電圧を発生させ電力供給が停止し、頻発する総体的な停電につながっているものと考えられる。

こうした中、TCN は、送電容量の増強と電力系統の信頼性改善を目的として、2020 年为目标とした送電網拡張計画を策定し、この計画の達成に必要な資金を募るため、送電プロジェクトの概要と投資計画を取り纏めたレポート「Appraisal of Transmission Projects (March 2014)」を作成した。同レポートは、現在 TCN とマネージメント契約を結んでいるカナダのマニトバ社 (Manitoba Hydro International) が中心となり、既設電力系統設備調査、発電量予測、需要予測に基づく、2020 年までの系統解析により、2020 年時点の送電容量 20,000MW を目標としている。同レポートでは、TCN の送電部門 (Transmission Services Provider : TSP)、系統運

用部門（System Operation : SO）、電力市場運用部門（Market Operator : MO）といった部門別に投資計画が策定されており、特に送電インフラを担当する TSP については、表 1 - 3 のような段階別、年度別の詳細な投資計画を策定している。

表 1 - 3 送電部門（TSP）の投資計画

項目	建設費 (百万米ドル)	目標とする送電 容量	目標完成年
(1) 既存設備のリハビリ	947	—	2015
(2) 建設中プロジェクト (パッケージ 1)	989	7-8 GW	2015
(3) 送電容量 10GW (パッケージ 2) (本プロジェクトに関わるパッケージ)	2,235	10GW	2017
(4) 送電容量 13GW (パッケージ 3)	1,570	13GW	2018
(5) 送電容量 16GW (パッケージ 4)	1,000	16GW	2019
(6) 送電容量 20GW (パッケージ 5)	1,000	20GW	2020
合計	7,742		

[出所] Transmission Company of Nigeria (March 2014) “Appraisal of Transmission Projects”

この投資計画の中で、TCN は、「(1) 既存設備のリハビリ」、「(2) 建設中プロジェクト (パッケージ 1)」、「(3) 送電容量 10GW (パッケージ 2)」の実施が急務であるとしており、自国資金や他ドナーの支援を活用して計画の実施を図っている。

「(3) 送電容量 10GW (パッケージ 2)」ではエリアを 5 グループに大別し、表 1 - 4 に示すとおり、送電線延長と変電所建設を行う送変電プロジェクトの他、調相設備の導入による電圧維持プロジェクトも計画されている。本プロジェクトはグループ 5 の電圧維持プロジェクトに該当する。

表 1 - 4 送電容量 10GW (パッケージ 2) グループ別分類

グループ	エリア	送変電 プロジェクト数	電圧維持 プロジェクト数	建設費 (百万米ドル)
1	カインジ-ビルニンケビーグサウ (Kainji - Birnin Kebbi - Gusau)	11	13	438
2	ラゴス (Lagos)	25	21	548
3	ジョス-ゴンベ-ダマツル (Jos - Gombe - Damaturu)	4	8	246
4	アウカー-ウグワジ-ジョス (Awka - Ugwuaji - Jos)	16	13	617
5	ベニン-カタンペ (Benin - Katampe)	5	16 (本プロジェクト)	385
	合計	61	71	2,235

[出所] Transmission Company of Nigeria (March 2014) “Appraisal of Transmission Projects”

なお、表 1 - 5 に示すとおり、グループ 5 は 5 つの送変電コンポーネントと 16 の電圧維持コンポーネントが計画されているが、本プロジェクトの対象となるコンポーネントは電圧維持コンポーネントのうち、シリアル番号の 26 と 29 である。

表 1-5 パッケージ-2 グループ 5: ベニン - カタンペ
(10GW ネットワーク 新規プロジェクト)

分類	タイプ	シリアル 番号	プロジェクト概要
送電プロジェクト	送電線・変電所	2	第2 アジャオクタ - ロコジャ - グワグワラダ 330 kV 2 回線 (260 km) - QUAD 導電体 線路ベイ拡張
		3	第2 グワグワラダ - シロロ/カタンペ 330 kV 2 回線 (40 km) 及び線路ベイ拡張
		41	アジャクオタ - アクレ - 330 kV 2 回線 QUAD 導体 (200km) + 線路ベイ拡張.
		44	グワグワラダ -アバジ 132KV 直流送電線+ 2 x 60MVA 132/33kV 変電所 (アバジ) +2 線路ベイ拡張
		46	第2 ベニン- オモトシヨ 330KV 直流トリプレックス線 (12km)
電圧維持プロジェクト	電力用コンデンサ・直列リアクトル	3	カタンペ SVC; 330kV (+100MVar, -7SMVar)
		19	アクレ 70MVar, 132kV 電力用コンデンサ
		20	イフェ 20MVar, 132kV 電力用コンデンサ
		21	オンド 1; 10MVar, 132kV 電力用コンデンサ
		22	オンド 2 40MVar, 33kV 電力用コンデンサ
		24	アクレ; 20MVar, 33kV 電力用コンデンサ
		26	アポ; 60MVar, 132kV 電力用コンデンサ (本プロジェクト対象)
		28	セントラルエリア; 20MVar, 132kV 電力用コンデンサ
		29	ケフィ; 25MVar, 132kV 電力用コンデンサ (本プロジェクト対象)
		31	カタンペ; 50MVar, 330kV 電力用コンデンサ
		32	アクワンガ; 20MVar, 33kV 電力用コンデンサ計画
		33	グワグワラダ; 50MVar, 33kV 電力用コンデンサ計画
		56	カタンペ 3; 150MVar, 330kV 電力用コンデンサ
		60	アポ; 20MVar, 132kV 電力用コンデンサ
	変電設備		150 MVA (5)、300 MVA (2)、60MVA (132/33kV) (4)
	分路リアクトル		ベニン: 7SMVar, グワグワラダ: 7SMVar

[出所] Transmission Company of Nigeria (March 2014) "Appraisal of Transmission Projects"

また、図 1-2 に 2017 年完成を目標とした TCN の 10GW 全国送電システムを示す。

1-1-2 電力セクターに係る開発計画

ナイジェリア政府は、国家開発計画「Nigeria Vision 20: 2020」、及び同実行計画「The First National Implementation Plan for NV20: 2020 (2010-2013)」を通じ、インフラ整備（電力・運輸）を最優先課題の一つとして掲げると共に、ジョナサン大統領による「Transformation Agenda 2011-2015）」でも電力セクター強化を重点政策と位置づけており、本プロジェクトはこれら政策に合致する。国家開発計画「Nigeria Vision 20: 2020」では、「長期的な経済と開発戦略において、安定した信頼性のある電気の利用が、民間の継続的な経済成長へのカギとなる」と示しており、本プロジェクトの実施により、既設電力供給設備容量の有効活用と信頼性の改善、そして、より品質の高い電力が連邦首都区内外へ供給されることが期待されている。

また、ナイジェリアの国家エネルギー政策「National Energy Policy」⁴においては、政策を実現するために、次に挙げる目的と戦略が明記されており、本プロジェクトの実施はこれらの政策（目的と戦略）の達成に寄与すると期待されている。

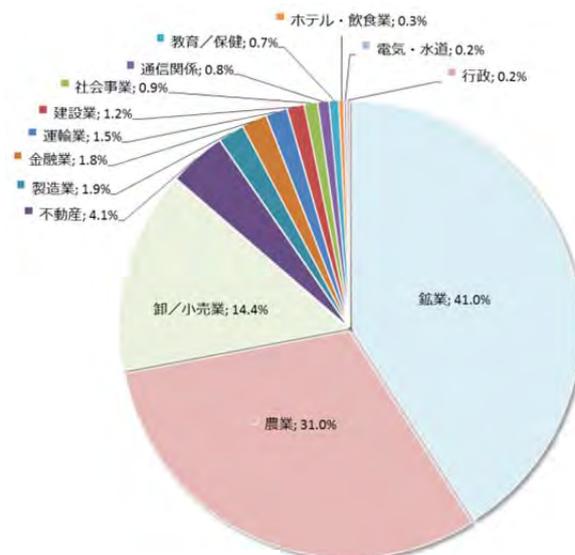
〔目的〕 ボトルネックを除去し、既存電力供給量の最大限の活用を確保すること。

〔戦略〕 電力消費者への安定した信頼性のある電力供給を行うために、必要な送配電網の強化を行う。

1-1-3 社会経済状況

ナイジェリアは国土面積 92.4 万 km²、人口 1 億 7 千万人（2013 年 UNFPA）を擁するアフリカ最大の連邦国家であり、北部のサブサハラ気候の半乾燥地帯や南部の湿地帯というように特徴的に気候風土が大別されている。ナイジェリアには 250 以上の民族が居住し、宗教分布としては、イスラム教徒が約 50%、キリスト教が約 40%、伝統的宗教が約 10%で、北部に行くほどイスラム教色が強くなる。また公用語としては英語が使用されている。

ナイジェリアは石油輸出国機構（OPEC）の加盟国中で第 7 位の産油量を誇るアフリカ最大の産油国であり、経済は年率 7%ほどで着実に成長しており、図 1-3 に示すとおり、2011 年の名目 GDP を産業別に見ると、主要産業は石油や天然ガスなど天然資源の採掘を主とした鉱業や農業で 7 割以上を占めていることが分かる。アフリカ開発銀行（AfDB）の予測によると、ナイジェリア経済は 2013 年の政府予測よりも好調



〔出所〕 NBS The Annual Abstract of Statistics
図 1-3 産業別名目 GDP (2011 年)

⁴ National Energy Policy : 2003 年に公布され 2005 年より施行されている。現在は Energy Commission of Nigeria : ECN により改訂版の案が策定、公表されている。

に推移しており、「2014年経済見通し」で2015年にかけて非石油主要部門である農業、情報通信技術、貿易、サービス部門で業績を伸ばし、持続的な成長を続けると予測している。それに対し、社会基盤の整備は経済発展から遥かに遅れており、特に電力の供給不足は著しく、経済成長の大きな阻害要因となっている。

表1-6にナイジェリアの過去の経済指標を示すが、表1-7に示すとおり、国家開発計画「Nigeria Vision 20: 2020」では、2020年までに名目GDP最低9,000億米ドルを目標とし、1人あたりのGDPを4,000米ドル以上にする事で国民の生活水準を改善しナイジェリアが世界経済の上位20位以内に入ることを目指している。この目標を達成するために、ナイジェリアの経済は2009年から2020年までの期間に年間13.8%の経済成長を達成しなければならず、中期的には農業、産業分野が経済を牽引するものの、2018年以降にはサービス産業中心の経済への移行が進むものとされている。

表1-6 ナイジェリアの経済指標

項目	単位	経済指標					年成長率 (%)			
		1980年	1990年	2000年	2005年	2012年	80年 ~90年	90年 ~00年	00年 ~05年	05年 ~12年
人口	百万人	73.7	95.6	122.9	139.6	168.8	2.6	2.5	2.6	2.8
都市人口	百万人	21.1	33.7	52.0	63.9	84.8	4.8	4.4	4.2	4.1
(比率: %)	%	28.6	35.3	42.4	45.8	50.2				
GDP										
名目GDP	十億米ドル	64.2	30.8	46.4	112.2	459.6	-7.1	4.2	19.3	22.3
2005年基準	十億米ドル	61.9	56.4	67.9	112.2	177.6	-0.9	1.9	10.6	6.8
購買力平価 2011	十億米ドル	-	-	350.8	580.3	918.4			10.6	6.8
GDP (一人当たり)										
名目GDP	米ドル	871	322	378	804	2,722	-9.5	1.6	16.3	19.0
2005年米ドル	米ドル	841	590	552	804	1,052	-3.5	-0.7	7.8	3.9

[出所] 世界銀行

表1-7 国家開発計画 (Nigeria Vision 20: 2020) の数値目標

項目	基準	2015年	2020年
名目GDP	2,120 (億米ドル)	>4,000 (億米ドル)	>9,000 (億米ドル)
経済構造 (農業: 工業: サービス)	42.1:23.8:34.1	-	3-15:30-50:45-75
農業生産性	2009年	3倍増加	6倍増加
国内製油能力	445,000bpd	750,000bpd	1,500,000bpd
対外国為替ノンオイル寄与度	5:95	20:80	40:60
対GDP工業生産寄与度	<4%	10%	25%
現地品	N/A	50%	70%
GDPの民間融資率	17%	30%	45%
一人当たりの鉄消費量	<10kg	40kg	100kg

[出所] ナイジェリア国家開発計画を基に協力準備調査団にて作成

1-2 無償資金協力の背景・経緯及び概要

ナイジェリアは世界有数の石油・天然ガス産出国であるが、電力は最大 12,500MW と推定される需要に対し、過去最大のピーク電力は 4,810.7MW（2015 年 8 月 25 日）に留まっており、電力不足は同国経済成長を阻害している。

発電部門の民営化に伴い、民間企業の IPP 事業参入が活発化し発電能力は増加しつつあるが、現状の送電容量は 5,000MW（2015 年 9 月）程度に留まっている。ナイジェリアの場合、変電設備の容量不足に加え、無効電力の割合が高い事が電力供給の妨げとなっている。特に、国内の都市の中で最も人口増加率の高い連邦首都区は、発電施設から遠隔地に位置するため電圧低下が激しく、電力ロスも大きい。この結果、一日平均 8 時間程度しか連邦首都区、並びにその周辺部には電力が供給されない不安定な状況である。

このような状況下、解決策として変電所の設備容量拡大や、電力負荷の力率改善と無効電力を減らすための調相設備の導入が考えられる。前者に関しては既にフランス開発庁（AFD）による 170 百万米ドル規模の送電網強化事業の実施が予定されているが、後者については具体的な取り組みが行われておらず連邦首都区、及び周辺地域の無効電力の低減に向けこれら地域に位置する変電所の改修に関する無償資金協力「アブジャ変電設備緊急改修計画」が我が国に要請された。

1-3 我が国の援助動向

(1) 我が国の援助方針

ECOWAS 加盟国として外交的なプレゼンスを強め、今ではアフリカ最大の経済大国とも言われているナイジェリアと域内他国の発展や外交的な関係の強化を見据え、我が国はエネルギー資源確保の安定化と日系企業の貿易・投資助長の観点からも、ナイジェリアとの関係維持が重要であると位置付け、以下の援助方針を打ち出している。

援助の基本方針（大目標） : 持続的な経済・社会発展の促進

重点分野（中目標） : ①基幹インフラの整備

②都市部を中心とした社会開発の推進

上記中目標のうち、「①基幹インフラの整備」の中では、「経済活動の活発化や投資促進に対するボトルネックともなっている電力分野において、電力供給の増強及び安定化に貢献する」と掲げ、電力セクターの包括支援に向けた案件形成・実施を進めている。セクター開発の基盤強化のため「電力開発計画アドバイザー」（2012-2013 年度）を派遣し、開発計画への技術的な助言や新規案件形成を行い、2015 年度からは「電力マスタープラン策定プロジェクト」（2015-2016 年度予定）を通じ先方政府の能力強化を支援していく。また、発・送電の大型案件に対しては円借款を中心とした案件形成を強化し、発電能力増加と安定的な電力供給を推進する方針である。

本プロジェクトは、これら包括支援の中で、電気の質を向上するという観点から、特に緊急的な対応が求められる連邦首都区の安定的な電力供給を支えるものである。

(2) 無償資金協力（電力セクター）

ナイジェリアの電力セクターへの無償資金協力としては、持続的な社会経済開発のための基盤整備として2000年から2008年に亘り、地方電化事業を実施している。これらの事業は、ナイジェリア政府が掲げる電化目標達成への助長となる電化率の低い地方部の電力供給を改善するための電化事業である。過去の無償資金協力事業の概要を表1-8に示す。

表1-8 我が国の電力セクターへの無償資金協力事業の概要

案件名	E/N 締結日	E/N 額 (億円)	対象地域
地方電化計画 (1/3 期)	2000 年 11 月 21 日	12.00	ナサラワ州 バウチ州 ゴンベ州 ボルノ州
地方電化計画 (2/3 期)	2001 年 8 月 7 日	6.53	
地方電化計画 (3/3 期)	2002 年 7 月 11 日	16.28	
クロスリバー州及びアクワ・イボム州地方電化計画 (1/3 期)	2006 年 6 月 22 日	9.32	クロスリバー州 アクワ・イボム州
クロスリバー州及びアクワ・イボム州地方電化計画 (2/3 期)	2007 年 8 月 16 日	8.99	
クロスリバー州及びアクワ・イボム州地方電化計画 (3/3 期)	2008 年 7 月 11 日	5.74	
ジェバ水力発電所緊急改修計画	2011 年 4 月 11 日	19.90	ナイジャ州
太陽光を活用した クリーンエネルギー導入計画	2012 年 5 月 16 日	9.80	連邦首都区

[出所] 協力準備調査団

(3) 技術協力（電力セクター）

これまで、ナイジェリアの電力セクターに対して実施された技術協力は、表1-9に示すとおりである。

表1-9 我が国の援助により実施された開発調査

実施年度	案 件 名	案 件 概 要
2004 年 ～2006 年	太陽エネルギー利用 マスタープラン調査	太陽エネルギー利用に関するマスタープラン及び、各種提言の作成を通じて、ナイジェリア政府に対し太陽エネルギー利用促進のための方策を策定し、太陽エネルギー利用促進に関し主要な役割を担う組織の能力強化を行うもの。
2012 年 ～2013 年	電力開発計画 アドバイザー	連邦電力省をカウンターパート機関とし、同省の電力政策や新規・既往案件について技術的な助言を行うと共に、同省の政策立案・実施能力の強化の支援も行うもの。

[出所] 協力準備調査団

1-4 他ドナーの援助動向（電力セクター）

表1-10に送電インフラへの設備投資のためのドナー等からの借入金を示す。アフリカ開発銀行、ユーロボンドの資金は、主に実施中プロジェクトの資金不足を補うために使用されることとなっている。

表 1-10 送電設備への投資のためのドナー等からの借入金

資金源	金額 (百万米ドル)
アフリカ開発銀行 (African Development Bank : AfDB)	100
(Economic and Power Sector Reform Program : EP SERP)	50
世界銀行 (World Bank : WB)	108
(Nigeria Electricity and Gas Improvement Project : NEGIP)	60
ユーロボンド (Euro Bond)	136
フランス開発庁 (Agence Française de Développement : AFD)	170
合計	623

[出所] Transmission Company of Nigeria (2014.3) "Appraisal of Transmission Projects"

TCN によれば、2020 年までに送電分野の投資に 7,742 百万米ドルの資金が必要とされているが、自国資金の活用や他ドナーによる支援で確保された資金のみでは到底賄えず、更なる資金調達が必要である。このため TCN は、中国輸出入銀行の融資を活用した中国企業の投資、イスラム開発銀行の融資、更なるドナー支援など、様々な資金調達の可能性を模索している。

アフリカ開発銀行、及び世界銀行の融資は、ナイジェリア全土のプロジェクトが対象となっている一方で、フランス開発庁 (AFD) の融資する事業は、2009 年の (Tractebel Engineering 社) アブジャマスタープランからのコンポーネント抽出が主であり、AF-Consultant (スイス)、Colenco-Consulting (ナイジェリア) により調査がなされ、連邦首都区周辺の送変電プロジェクトを対象としている。同事業が実施され、既存の電力系統に接続されると連邦首都区、及びその周辺地域に関わる電力潮流に大きな変更を生じるため、同事業の実施と進捗は本プロジェクトとも電力系統上の関わり合いが強い。表 1-11 に AFD との面談結果による本融資により予定されている事業の概要を示す。

表 1-11 フランス開発庁 (AFD) による支援事業の概要

項目	概要	備考
事業規模	170 百万米ドル	
Appraisal	2013 年 10 月	
Loan Agreement	2014 年 2 月	
現状 (2014 年 12 月時点)	ERP (Enterprise Resource Planning) は実施中 コンサルタント調達段階 1. 送変電プロジェクトの実施監理コンサルタント 2. 送変電プロジェクトに係る EIA, RAP 調査コンサルタント 3. 未確定コンポーネントの追加調査コンサルタント	
コンポーネント		
送電線 (確定)	330kV 送電線 2 回線、約 165km (新アポ変電所～ワンバ T 分岐) 132kV 送電線 2 回線、約 8km (旧アポ変電所～新アポ変電所) 132kV 送電線 2 回線、約 62km (クジェ変電所～新アポ変電所) 132kV 送電線 2 回線、約 50km (ウェストメイン変電所～クジェ変電所)	ワンバ T 分岐は、ナサラワ州においてマクルディ-ジョス 330kV 送電線と分岐する予定である。
変電所 (確定)	新アポ変電所の建設 2x150MVA (330/132/33kV) ウェストメイン変電所の建設 2x150MVA (330/132/33kV) クジェ変電所の建設 (132/33kV)	新アポ変電所は将来的に南東部にて発電された電力を

項目	概要	備考
	旧アボ変電所の増設（132kV 開閉設備）	FCT に供給する要となる変電所である。
送電線（未確定）	132kV 送電線 2 回線、約 11km （カタンペ変電所～グワリンバ変電所） 132kV 送電線 2 回線、約 5.3km （新アボ変電所～ウンバ/ロコゴマ変電所）	追加 FS 調査にて実施を確定する予定。
変電所（未確定）	グワリンバ変電所の建設（132/33kV） ウンバ/ロコゴマ変電所の建設（132/33kV）	追加 FS 調査にて実施を確定する予定。
SCADA システム	TCN の System Operation (SO) 及び Market Operation (MO) のビジネスユニットを対象とした事業の実施	全国規模では無い。
ERM システム	TCN の管理改善のための ERP (Enterprise Resource Planning) 実施	主に送電に焦点を当てた管理改善計画の実施。

[備考] 2014 年 12 月時点の聞き取り情報

[出所] 協力準備調査団

1-5 ナイジェリア政府による投資

表 1-12 に示すように、ナイジェリア政府からは、自国資金（NIPP）を活用した毎年 125 百万米ドルの予算が送電インフラへの投資に配分されることとなっているが、実際には政府からの支出が滞りがちとなっており、これが送電プロジェクトの中断、遅延の一因となっている。

表 1-12 送電設備への投資のための自国資金（NIPP）

資金源	金額（百万米ドル）
連邦政府からの予算配分	125/年
発電資産売却益	1,600

[出所] Transmission Company of Nigeria (2014.3) "Appraisal of Transmission Project

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制

2-1-1 組織・人員

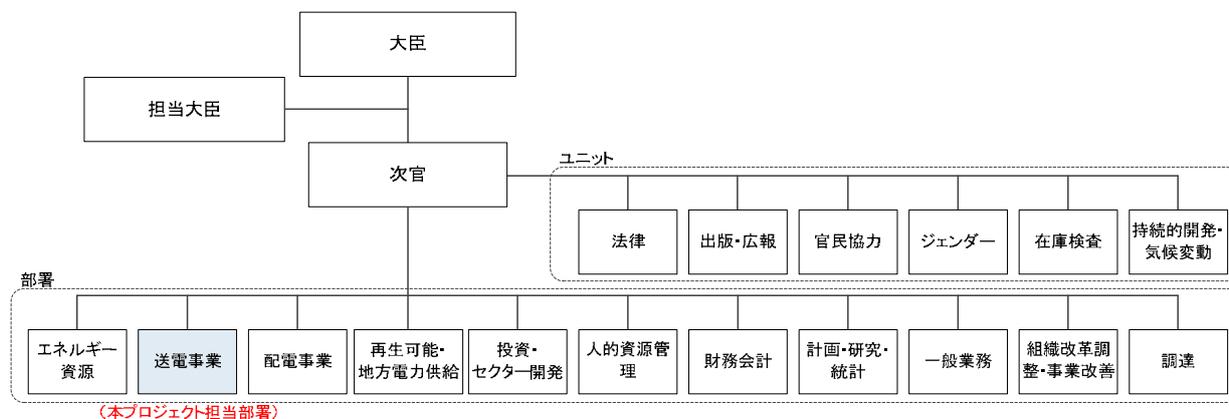
(1) 連邦電力省 (Federal Ministry of Power : FMP)

本プロジェクトの責任機関である連邦電力省は、ナイジェリアの電力政策の立案と実施、電力事業の監督を行う連邦政府の機関であり、主な役割は以下のとおりである。

- 電力セクター開発全般に係る政策・プログラムの起案及び策定
- 電力インフラの管理
- 出力1 MW以下の発電機、及び電気工事業者に対するライセンスの発行
- 電力事業の安全確保を目的とした、電気事故、感電に係る調査
- 電柱等の送配電設備に対する使用前法定検査の実施
- 再生可能エネルギープログラム/普及促進の実施（太陽光、風力、バイオマス、小水力等）
- 電力セクターの事業活動に関する調整
- 電力セクターの調査・研究に係る政策事項の処理
- PPP（Public Private Partnership）による発電所建設の推進
- 電力セクターに係る二国間、多国間協力への参加
- 連邦電力省の監督下にある政府機関、準国営機関に対する全体的な調整

電力セクター改革の進展に伴い、2014年10月に組織改編が実施され、かつての電力局（Department of Power）は、図2-1に示す新組織のうち、エネルギー資源部（Energy Resources Department）、送電事業部（Transmission Services Department）、配電事業部（Distribution Services Department）に分割された。

なお、本プロジェクトを担当するのは送電事業部（Transmission Services Department）であり、本プロジェクト要請段階の電力局（Department of Power）から業務を引き継いでいる。



[備考] 総職員数：778名（2014年11月時点）

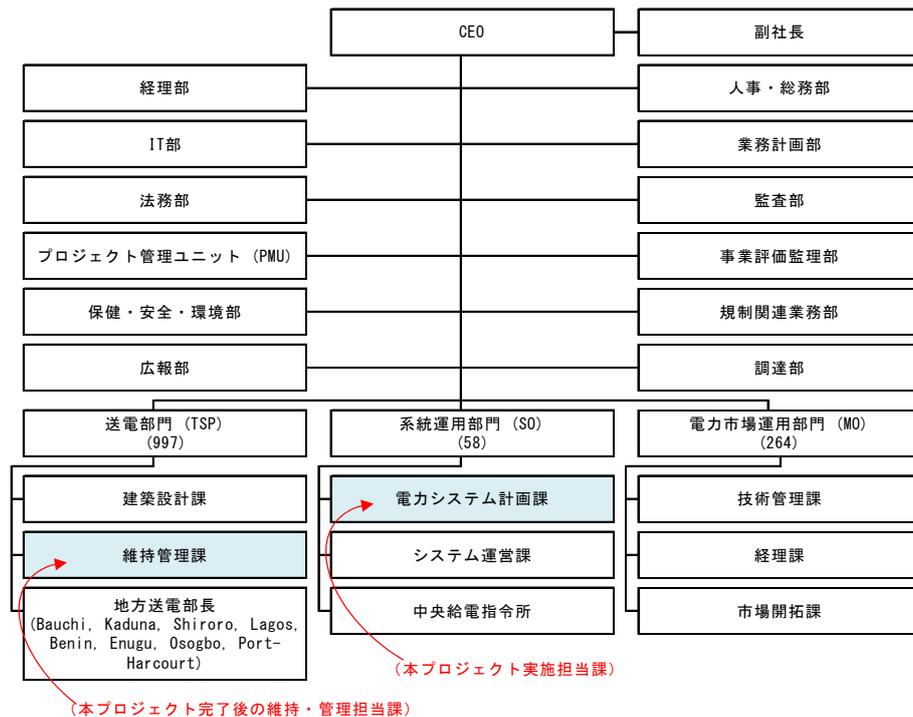
[出所] ナイジェリア連邦電力省

図 2-1 連邦電力省（FMP）の組織図

(2) ナイジェリア送電公社 (Transmission Company of Nigeria : TCN)

2005年に施行された電力セクター改革法 (Electric Power Sector Reform Act : EPSRA) に基づき国家電力公社 (National Electric Power Authority : NEPA) の資産、権利義務、従業員等を引き継ぐ組織として、2005年5月にナイジェリア電力持株会社 (Power Holding Company of Nigeria : PHCN) が設立された。その後、PHCN 傘下の事業については、民間資本の参入を目的とし、11社の発電会社 (Gencos)、11社の配電会社 (Discos)、及び1社の送電公社 (TCN) に分割された。このうち Genco 及び Disco 各社については、51%~100%の株式を民間に売却し、民営化された。TCN については現在も国が 100%所有する公社となっている。

TCN の全職員数は、2014年12月時点で 3,592名であり、送電部門 (Transmission Service Provider : TSP) には 997名、系統運用部門 (System Operator : SO) は 58名、そして電力市場運用部門 (Market Operator : MO) には 264名が所属している。なお、総合国家電力事業 (NIPP) により建設される送電施設や今後 TCN が建設する施設の運転維持管理を見越して、2013年と2014年にそれぞれ 516名、約 300名が新規雇用されている。TCN の組織図を図 2-2 に示す。



[備考] 総職員数：3,592名 (2014年12月時点)、() 内は職員数

本組織図は2013年9月時点のものであり2015年12月に組織改編に関する協議がTCN内部で行われている。

[出所] ナイジェリア送電公社

図 2-2 ナイジェリア送電公社 (TCN) の組織図

- ① なお、本プロジェクトの実施機関である TCN は、カナダのマニトバ社 (Manitoba Hydro International) とのマネージメント契約の下で送電事業を展開しているが、このマネージメント契約の目的は、TCN の主要部門である送電部門 (Transmission Service Provider : TSP)、系統運用部門 (System Operator : SO)、電力市場運用部門 (Market Operator : MO)

の事業を管理し、TCN を技術面・財務面から効率的、持続的、安定的な組織とし、電力市場を牽引する企業体として発展させることである。現在の TSP、SO、MO の役割は以下のとおりである。送電部門（TSP）：送電設備の所有者として送電網と変電所の建設・維持管理に加え、送電系統の拡充に係る計画立案や設計、調達、実施を行う。

- ② 系統運用部門（SO）：送電系統の運用を担っている。主な役割は以下の通りである。
- 電力系統パラメーターと安定度の監視
 - 高品質な電力供給のための系統運用
 - メリットオーダー（merit order）指令に係る調整
 - 発電・配電事業者との電力市場運用に係る調整
 - 電力システムに関する調査、総合的システムの計画
 - テレメトリー、コンピュータ、通信設備の増強
- ③ 電力市場運用部門（MO）：電力市場の運営者として、市場ルールの実施に携わっている。MO は、効率的で透明性のある非差別的な市場運営サービスを市場参加者に提供することが求められている。MO の主な役割は以下の通りである。
- 市場ルールや手続きの効率性や適合性の評価、必要に応じた改定への提言
 - 市場参加者の登録・管理、市場運営に必要な情報の一元管理、市場情報に関するデータベースの設置・管理
 - 接続ポイントにおけるメーター確認結果の検証、アンシラリーサービス及びその他電力取引に係るサービスの提供
 - 市場参加者への支払請求、配電会社からの料金徴収、サービス提供者（MO、SO、NBET（電力取引所）、NERC（電力規制委員会）等）への料金支払い、決済に係る紛争解決等の決済手続きの管理

2-1-2 財政・予算

(1) 連邦電力省（Federal Ministry of Power : FMP）

連邦電力省の 2014 年度の予算は約 625 億ナイラ（約 438 億円）であり、連邦電力省を含めた 7 つの機関に予算配分されている。TCN に対しては全体の約 40% に相当する 24,912 百万ナイラが配分されている。連邦電力省の予算を表 2-1 に示す。また、2014 年度の各機関の予算配分を表 2-2 に示す。

表 2-1 連邦電力省（FMP）の予算

（単位：百万ナイラ）

予算項目	20012 年	2013 年	2014 年
人件費	1,984	3,087	2,527
一般管理費	966	1,130	870
繰越金	2,951	94,217	3,397
合計	69,157	73,347	59,051
予算配分	72,108	77,565	62,449

[出所] ナイジェリア連邦財務省

表 2-2 各機関の予算配分（2014 年）

（単位：百万ナイラ）

配分先	配分額	%
電力本省	2,1854	35
地方電化庁	8,203	13
電力規制庁	1,750	3
電力訓練協会	3,787	6
電力負債管理局	800	1
送電公社（TCN）	24,912	40
電力取引所	1,143	2
合計	62,449	100

[出所] ナイジェリア連邦財務省

(2) ナイジェリア送電公社：Transmission Company of Nigeria (TCN)

表2-3にTCNの2013年及び2014年9月の収支計算書を示す。TCNの営業利益は2013年に18.79億ナイラ（約13億円）、2014年に26.75億ナイラ（約18億円）の利益を上げており、黒字経営となっている。

表2-3 TCNの収支計算書

(単位:百万ナイラ)

項目	2013年9月	2014年9月
① 収益	27,326	34,404
② 経費	25,447	31,729
- 運営費	24,387	30,434
- 原価償却戻	1,060	1,295
③ 営業利益 (①-②)	1,879	2,675
④ その他収入	552	1,525
⑤ 税引き前利益	2,431	4,200
⑥ 純利益	2,431	4,200

[出所] ナイジェリア送電公社

表2-4及び表2-5にTCNの2013年及び2014年第三四半期の貸借対照表を示すが、借入額を含む2014年の総資産は約3,614億ナイラ（約2,530億円）である。

表2-4 TCNの貸借対照表（資産の部）

(単位:百万ナイラ)

項目	2013年9月	2014年9月
・固定資産		
固定資産	86,346	172,395
継続中案件	23,447	45,510
(小計)	109,793	217,905
・流動資産		
マーケットファンド	8,619	67,689
在庫	10,702	16,184
借方・前払い	16,372	21,300
銀行残高	13,017	38,289
(小計)	48,710	143,462
合計	158,503	361,367

[出所] ナイジェリア送電公社

表2-5 TCNの貸借対照表（資本の部）

(単位:百万ナイラ)

項目	2013年9月	2014年9月
・流動負債		
債権	6,850	8,759
メディカル	997	1,454
年金	1,801	2,821
不良債権	-	60,149
その他	3,734	376
その他の不良債権	-	4,243
(小計)	13,382	77,802
・固定負債	-	37,599
・資本金	145,121	245,966
合計	158,503	361,367

[出所] ナイジェリア送電公社

本プロジェクトの計画管理から、実施、引き渡し後の運営維持管理を担う送電部門（Transmission Services Provider：TSP）の年間予算は、2014年には236億ナイラ（約165億円）で、TCNの技術3部門の中で約66%を占めており、系統運用部門（SO）が約31%で続

き、電力市場運用部門（MO）は3%程度の割合を占めている。

表2-6にTSPの予算内訳を示すが、賃金の他、修理・メンテナンス費用が大半を占めている。変電設備にあたる項目が本プロジェクトで調達した機材に係る運営・維持管理費用の項目と考えられ、2015年では62億ナイラ（約43億円）の予算が計画されている。

表2-6 TSPの予算

（単位：百万ナイラ）

項目	2014年	2015年 (計画)
賃金	10,977	13,178
修理・メンテナンス費用	8,832	21,402
送電設備	2,562	6,689
変電設備 (本プロジェクトで供与された機材の維持 ・管理費用に充当されると想定される項目。)	2,977	6,232
機材費	1,775	4,367
情報通信費	40	85
送電線占有範囲管理費	1,073	2,257
調査費	158	418
ヘリコプターO&M費	63	874
その他	184	480
一般管理費	2,681	3,516
マイルストーン	616	675
マネジメント	555	598
合計	23,661	39,369

[出所] ナイジェリア送電公社

2-1-3 技術水準

TCNは安定した電力供給を目的として、本プロジェクトの対象地域であるFCT及びナサラワ州を含むシロロ地域においても、表2-7に示す変電所において33kVから330kV系統までの電力用コンデンサの運用実績を有している。TCNはこれまでの運用経験から本プロジェクトで調達される機材を活用するための一応の運転維持管理能力を有していると考えられる。

表2-7 TCNが電力用コンデンサの運用経験を有する変電所（シロロ地域）

変電所	所在地	公称電圧	電力用コンデンサ (総容量)
カタンペ変電所	FCT	330kV	100 MVar
ビーケビ変電所	ケビ州	132kV	30 MVar
ミンナ変電所	ナイジャ州	33kV	40 MVar
アクワング変電所	ナサラワ州	33kV	65 MVar
アボ変電所	FCT	33kV	40 MVar

[出所] ナイジェリア送電公社の情報を基に協力準備調査団にて作成

一方で、本プロジェクトの対象となるアポ変電所及びケフィにおいては、システムオペレーターが 24 時間交代で運転管理を行っているが、メンテナンス要員は配置されておらず、現状では変電設備の日常点検は行われていない。このため、日常のメンテナンスを含めた運転維持管理システムの見直しをすることにより、変電設備の運転維持管理能力を向上させる必要性は高いと考えられる。

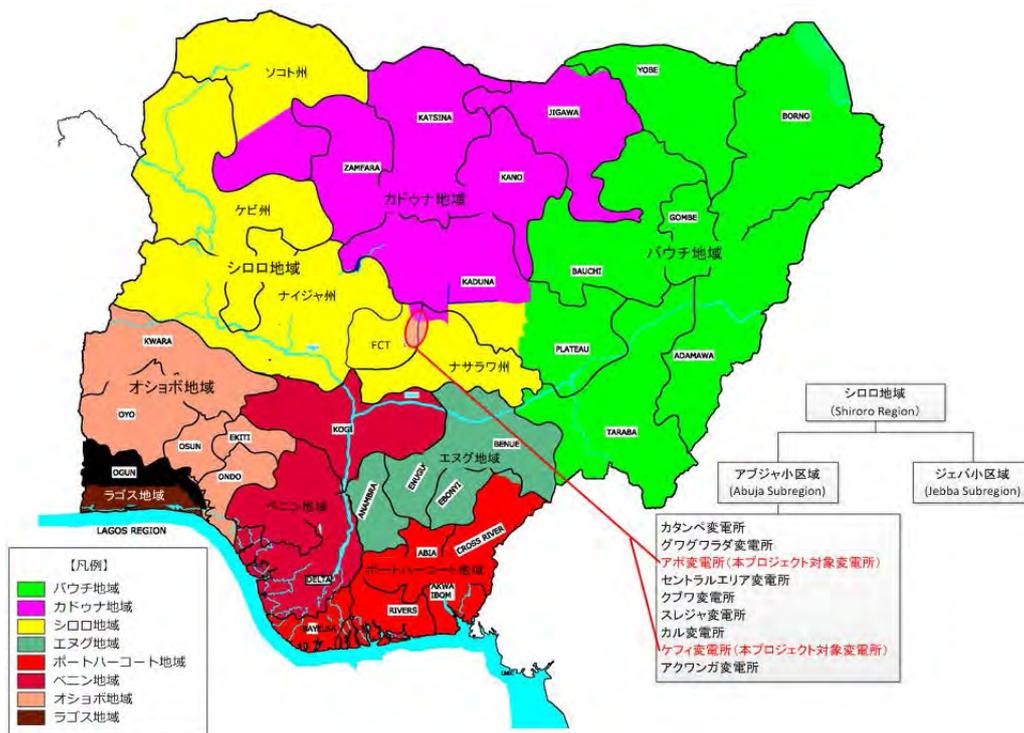
2-1-4 既存施設・機材

(1) アブジャ首都圏周辺の132/33 kV 変電所の概要

ナイジェリア送電公社はナイジェリアを 8 つの地域に分けて事業を展開している。

本プロジェクトの対象地域はシロロ地域 (Shiroro Region) となるが、同地域は 4 州 (ソコト州、ケビ州、ナイジャ州、ナサラワ州と連邦首都区 (FCT) に跨り、更にアブジャ小区域とジェバ小区域に分けられている。

本プロジェクトの対象変電所は 9 つの変電所が属するアブジャ小区域内のアポ変電所及びケフィ変電所となる。図 2-3 に TNC の 8 事業区域分けと本プロジェクトの対象となるアブジャ小区域の変電所を示す。



[出所] 協力準備調査団

図 2-3 TNC の 8 事業区域と本プロジェクト対象のアブジャ小区域

(2) アブジャ小区域の変電所の状況

表 2-8 にアブジャ小区域内の各変電所の 132/33 kV 変電設備容量、並びに雨期および乾期のピーク負荷 (サンプル日) を示す。なお、アブジャ小区域に属する変電所の中でも、ア

ポ変電所はアブジャ首都圏へ配電するの要の変電所であり、ケフィ変電所については、現在電力システムの末端に位置しているが、TCN が将来的に電力システムの拡大を図る地域に位置し、新設計画のある変電所へ送電される重要な変電所である。

表 2-8 アブジャ小区域の変電設備とピーク負荷の例

変電所	132/33 kV 変圧器容量	ピーク負荷 [MW]	
		乾期	雨期
カタンペ変電所	120MVA (2×60 MVA)	66.5	53.5
グワグワラダ変電所	120MVA (2×60 MVA)	8.1	10.3
アポ変電所 (本プロジェクト対象)	250MVA (2×45 MVA、1×60MVA、1×100MVA)	110.5	85.7
セントラルエリア変電所	180MVA (3×60 MVA)	65.3	53.0
クブワ変電所	120MVA (2×60 MVA)	67.7	54.3
スレジャ変電所	45MVA (1×15 MVA、1×30MVA)	32.5	24.0
カル変電所	120MVA (2×60 MVA)	53.9	54.0
ケフィ変電所 (本プロジェクト対象)	30MVA (1×30 MVA)	14.0	16.6
アクワング変電所	45MVA (1×40MVA、1×80MVA)	25.0	27.0
合計変電設備容量	1,105 MVA		

[備考] 乾期については 2014 年 4 月 22 日、雨期については 2014 年 8 月 4 日のデータに基づいている。

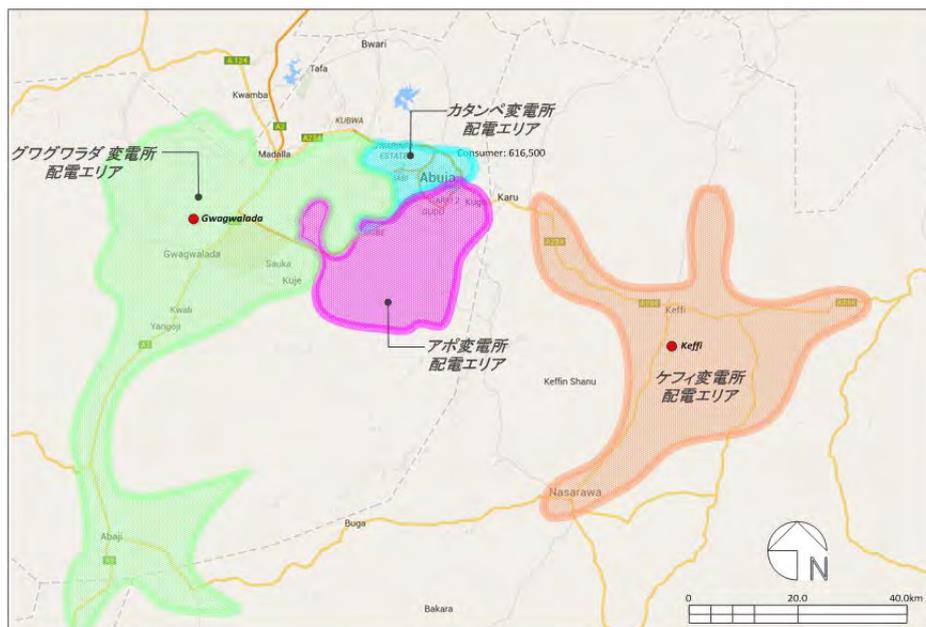
[出所] ナイジェリア送電会社の情報を基に協力準備調査団にて作成

(3) ナイジェリア政府から要請のあった変電所の状況

1) 要請変電所の電力供給エリア

要請のあった 4 変電所は連邦首都区南部地域、及びナサラワ州西部へ配電している。要請された 4 変電所の配電地域を図 2-4 に示す。カタンペ変電所はアブジャ首都圏中心部から同国北部へ至る幹線道路沿いを含む北西部への配電を担っている。一方、アポ変電所はアブジャ首都圏南部から東部を含む広範囲な地域へ配電しており、多くの大使館等重要機関・施設を有するガリキ地区、またアブジャ国際空港への専用線による配電を含んでいる。そのため、経済開発のみならず、社会的重要性も高い地域の社会経済活動を担っていると見える。カタンペ変電所、及びアポ変電所配電地域の特徴として、主な配電区域は連邦首都区中心部であることにも起因し、多くの消費者を抱えていることである。表 2-9 に示す様にそれぞれの配電地域の消費者数は 60~70 万人にも達している。

一方、ケフィ変電所はナサラワ州西部の連邦首都区と隣接する地域への配電を担う。また、330 kV 送電線を有するグワグワラダ変電所に付属している 33 kV 配電用変電所と捉える場合、連邦首都区北西部の広範な地域への配電を担っている。これらの 2 変電所の配電地域における消費者数はそれぞれ約 20 万人程度と、カタンペ変電所、アポ変電所のそれぞれの消費者数の約 1/3 となっている。しかし、近年の連邦首都区における人口増加の影響を受け、これらの連邦首都区周辺地域においても人口増加傾向にあり、電力需要の伸びも目覚ましい。そのため、TCN は、現在 20 MVA の配電用 132/33 kV 変圧器 1 台を有するケフィ変電所においては更に 60 MVA の配電用 132/33 kV 変圧器を増設する計画を有している。また、グワグワラダ変電所においては現在の 33 kV 配電用フィーダは 6 回線分中 4 回線のみ使用中であり、将来の更なる需要の増加に備える 2 回線分のスペア回線を有している。



[出所] アブジャ配電会社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図 2-4 要請変電所 33 kV 配電網による配電区域

表 2-9 要請変電所配電地域の消費者数

変電所	世帯数	消費者数
アポ変電所	約 160,000 世帯	約 720,000 人
ケフィ変電所	約 42,000 世帯	約 231,000 人
カタンペ変電所	約 137,000 世帯	約 616,500 人
グワグワラダ変電所	約 50,000 世帯	約 225,000 人

[出所] 協力準備調査団

2) 要請変電所の状況

① アポ変電所 (132/33kV) (本プロジェクト対象変電所)

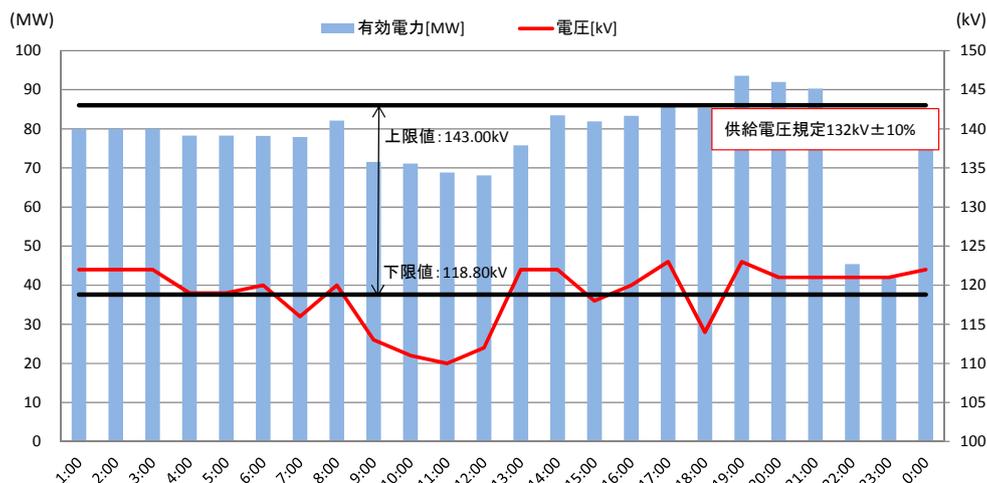
(a) 変電所の概要

アポ変電所は、首都が現在のアブジャに遷都 (1991 年 12 月) された当時より運用されている、連邦首都区で最初に建設された変電所であり、現在も維持管理技術者の拠点となっているなど重要な役割を担っている。同変電所周辺では、新興住宅地や大型商業施設等の建設が進み、今後の地域発展に必要な電力供給が期待されている。2014 年 12 月時点では 132 kV 送電線にて 330/132/33 kV カタンペ変電所 (FCT) や 330/132/33 kV グワグワラダ変電所 (FCT) と、それぞれ 2 回線で接続されている。さらに 132 kV 送電線 1 回線にて 132/33 kV カル変電所 (ナサラワ州) を介して 132/33 kV ケフィ変電所 (ナサラワ州) へ接続されており、ナサラワ州への電力供給の起点となっている。

同変電所は 2014 年 9 月 16 日に、上記の 60MVA 変圧器に落雷があり、漏油に引火した火災が発生、変圧器の焼損の他、制御棟にまで延焼する事故が発生したため、調査団は火災により変電設備の損傷がどの程度まで及んだのか調査したところ、要請されている電力用コンデンサ、特別高圧開閉設備、制御棟内の制御・保護盤の据付・運用に影響は無いことを確認した。

(b) 変電所一次側電圧（受電側）の状況

図2-5は、2014年11月9日に記録された、グワグワラダ変電所と接続されている132kV送電線（2回線）より供給される有効電力及び電圧値を示す。電圧値に着目すると、定格電圧である132kVに達することはなく、送電規定の下限電圧前後で推移している。また、有効電力との大きな相関が確認できないため、需要の多寡にかかわらず、恒常的な電圧降下が発生していることを伺わせる。なお、当該変電所へはカタンペ変電所より同様に2回線の132kV送電線にて電力供給がされているが、この送電路の計器は故障しているため、データ計測はなされていない。

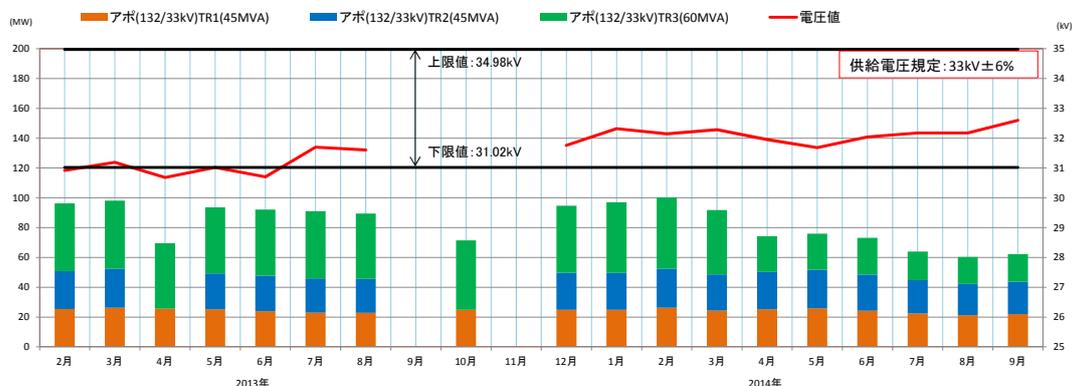


[出所] ナイジェリア送電公社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図2-5 アポ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（受電側）

(c) 変電所2次側電圧（送出し側）の状況

図2-6に2013年2月から2014年9月までの132/33kV変圧器（45MVA×2台、60MVA×1台（2014年9月に焼損））の運転記録を示す。TCNは昨今100MVAの変圧器を増設している。配電側への送出し電圧は、2014年には改善傾向にあると見て取れるものの、公称電圧よりも低い値で供給を続けており、電力用コンデンサの運用による安定した電圧運用が望まれている。

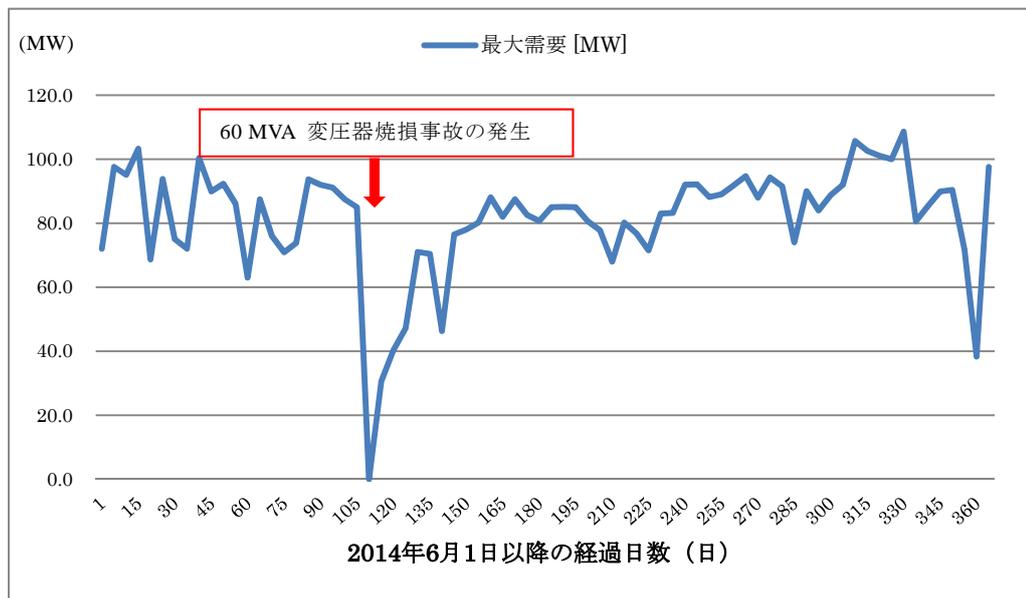


[出所] ナイジェリア送電公社の情報を基に協力準備調査団にて作成

図2-6 アポ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（送出し側）

(d) 最大電力需要の推移

図2-7に2014年6月1日から2015年5月31日までの最大電力需要の推移を示す。9月16日に発生した落雷による変圧器焼損事故ののち5日間全停電状態に陥り、その後徐々に電力供給が改善されている状況を示している。また、この期間の最大需要は概ね横ばいで推移しており、アブジャ首都圏における電力需要の伸びが反映されていない。これは、需要に対して供給電力量が不足している状態が続いており、使用可能電力が既に最大限活用されている状態となっており、このため配電系統における計画停電による負荷遮断が日常的に行われているためであると推測される。そのため、本計画による電力用コンデンサの調達による電力供給量の増加は停電時間の減少に作用するため、住民への影響は大きいと考えられる。



[出所] ナイジェリア送電公社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図2-7 アポ変電所の最大需要の推移 (2014年6月~2015年5月)

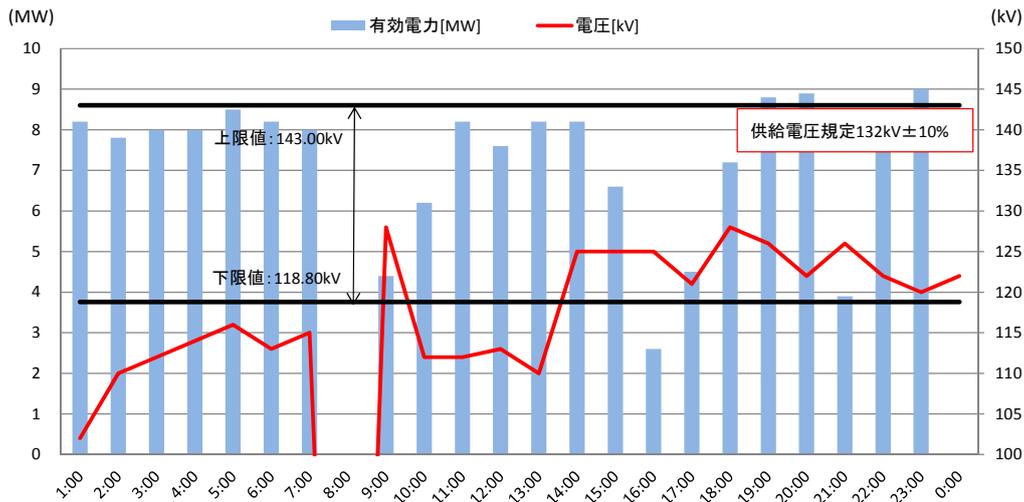
② ケフィ変電所 (132 /33kV) の状況 (本プロジェクト対象変電所)

(a) 変電所の概要

ケフィ変電所はカル変電所 (ナサラワ州) よりアクワンガ変電所 (ナサラワ州) へ至る1回線の132 kV 架空送電線よりT分岐されて引き込まれている、132/33kV 変圧器 (30MVA ×1台) を有する変電所である。主にケフィタウン中心部やナサラワタウンへ33 kVにて配電されている。2014年11月4日の運転記録によると、5時30分に電力需要20.2 MWを記録しており、同変電所の電力需要は最近増加傾向にあることを示唆している。さらに、33 kV配電網では配電会社 (Disco) により計画停電が継続して実施されているため、潜在需要はさらに大きいものと推察される。

(b) 変電所一次側電圧（受電側）の状況

図2-7はケフィ変電所における2014年4月6日の日負荷曲線を示している。アボ変電所と同様に受電電圧は送電規定の下限ぎりぎりにて運用されており、特に負荷が大きい午前中には下限を下回る数値となっている。16時から17時にかけての時間は有効電力が急落しているがこの時間帯は33kV ケフィ配電線にて地絡事故が発生し、ナサラワ配電線に対してのみ配電が行われたためである。一方、21時の有効電力急落も同様に送電線における事故発生のため供給が制限されたことが当時の運転記録より判明している。

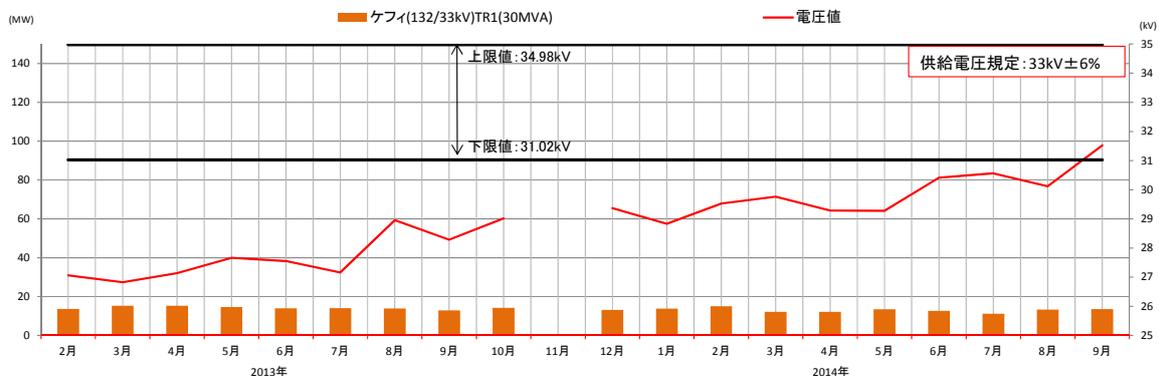


[出所] ナイジェリア送電公社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図2-8 ケフィ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（受電側）

(c) 変電所一次側電圧（送出し側）の状況

図2-8に2013年2月から2014年9月までの132/33kV変圧器(30MVA×1台)の運転記録を示す。当該変電所のピーク負荷は18MWと記録されているが、TCNより入手した2017年を運用開始目標とした10GW系統モデルでは、2017年には22MW程度の需要が見込まれている。供給量としては、急を要するような大きな懸念は無いものの、配電側への供給電圧は非常に低く、電力用コンデンサの導入による早期の電圧維持対策が望まれている。

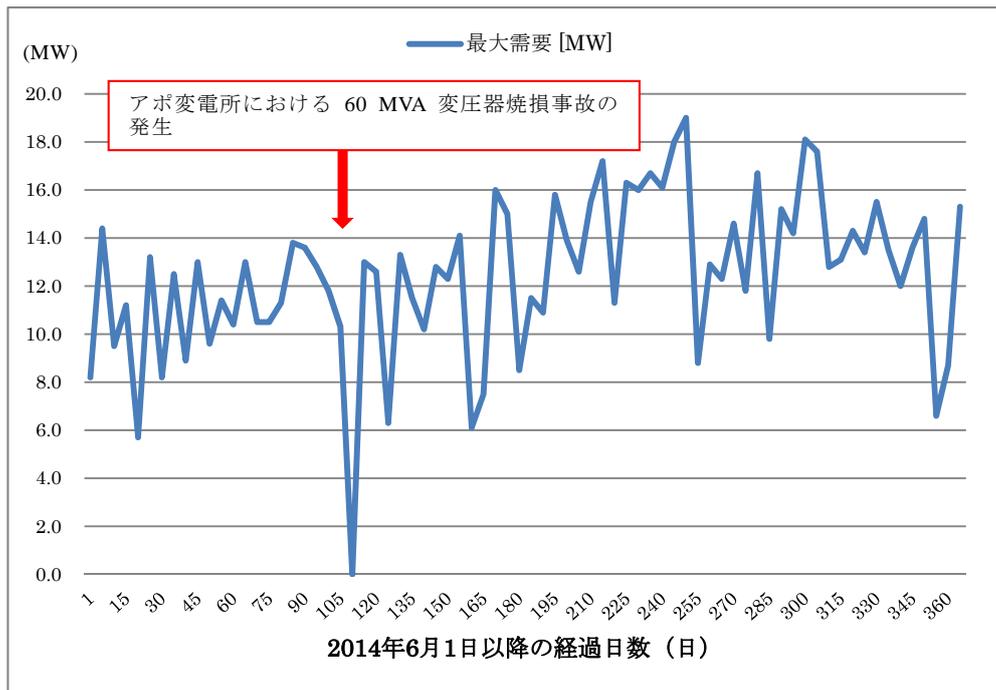


[出所] ナイジェリア送電公社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図2-9 ケフィ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（送出し側）

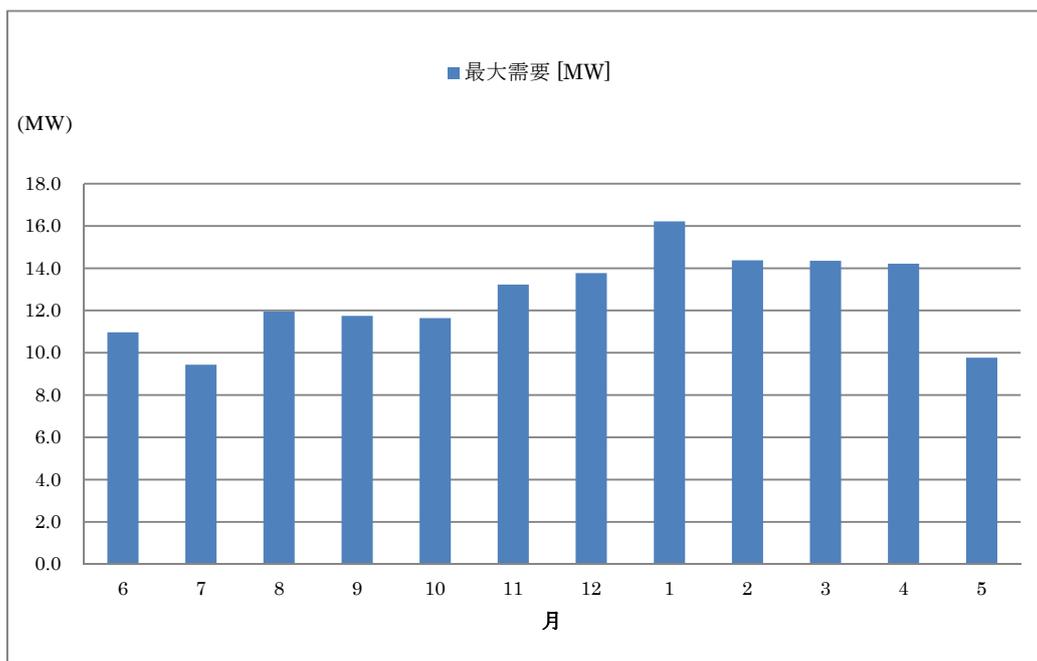
(d) 最大電力需要の推移

図2-10に2014年6月1日から2015年5月31日までの最大電力需要の推移を示す。9月16日にアボ変電所にて発生した変圧器焼損事故の影響で4日間は全停状態が進んでいたが、その後、電力供給が再開された様子が確認できる。また、2014年6月以降の各月の最大需要の平均値を図2-11に示す。近似値に基づくと、ケフィ変電所における同期間の需要の増加は12か月あたり28%にも達している。同地域周辺においては住居の建設が活発に行われており、今後も堅調な電力需要の増加が進むものと考えられる。



[出所] ナイジェリア送電会社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図2-10 ケフィ変電所の最大需要の推移 (2014年6月~2015年5月)



[出所] ナイジェリア送電公社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図 2-1-1 ケフィ変電所の月別最大需要の推移 (2014 年 6 月～2015 年 5 月)

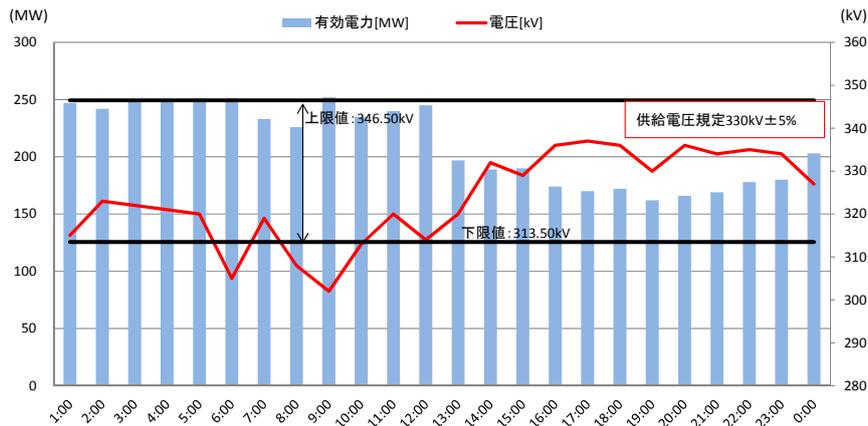
③ カタンペ変電所 (330/132/33kV) の状況 (本プロジェクト対象外)

(a) 変電所の概要

カタンペ変電所は、現在、330 kV 送電線にてシロロ変電所 (ナイジャ州)、グワグワラダ変電所 (FCT) からの計 2 回線を受電し、FCT 及びナサラワ州を含む周辺地域への電力供給を担う基幹変電所である。同変電所の敷地は 330/132 kV 変電設備区域と、132/33 kV 変電設備区域の 2 ヶ所に分けられている。同変電所では 75 MVar の分路リアクトルが据え付けられており、同変電所の電圧改善のみならず、周辺地域の電圧安定を目的として活用されている。また、現在 100 MVar の容量を持つ電力用コンデンサの据え付けが進められており、2015 年の完工を目途としている。

(b) 変電所一次側電圧 (受電側) の状況

図 2-1-2 にカタンペ変電所の 330 kV 受電端における有効電力と電圧を示す。250 MW に迫る高負荷時の電圧は送電規定 (Grid Code) で示されている下限の 313.5 kV を下回る電圧値となっており、高負荷に対して脆弱な送電網であることを示唆している。



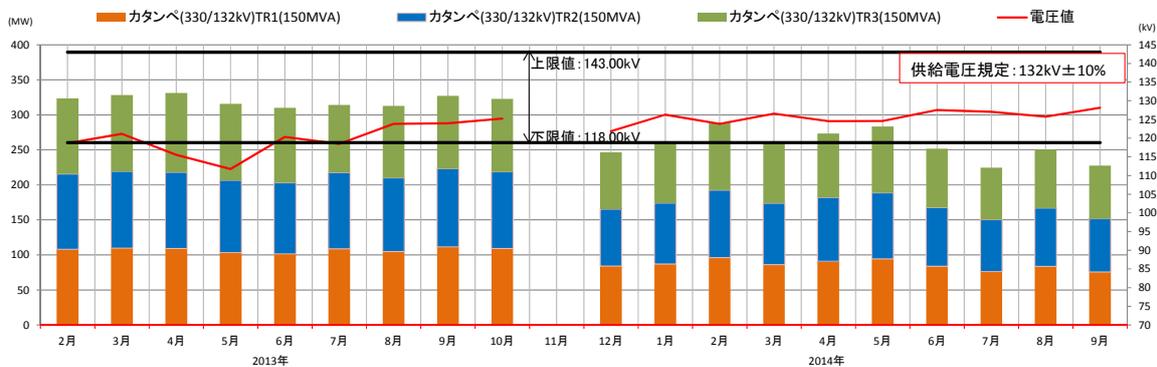
[出所] ナイジェリア送電公社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図 2-12 カタンペ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（受電側）

(c) 変電所一次側電圧（送出し側）の状況

図 2-13 に 2013 年 2 月から 2014 年 9 月までの 330/132kV 150MVA 変圧器の運転記録を示すが、変圧器 3 号機（TR3）は内部巻線の結線が変圧器 1 号機（TR1）及び変圧器 2 号機（TR2）と異なり並行運転できないため、別母線で負荷容量に応じて運用をしている。

TCN からの聞き取りによれば、2013 年は低電圧に悩まされており、無効電力補償装置（SVC）の導入を我が国の無償資金協力支援によって調達・据付を要請した。しかしながら、TCN は電力用コンデンサを他の変電所から転用（50MVar×2 セット）して対応すべく据付を開始しており、この電力用コンデンサと既設の分路リアクトルを活用することにより SVC と同様の電圧運用が可能になる。



[出所] ナイジェリア送電公社の情報を基に協力準備調査団にて作成

図 2-13 カタンペ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（送り出し側）

④ グワグワラダ変電所（330/132/33kV）の状況（本プロジェクト対象外）

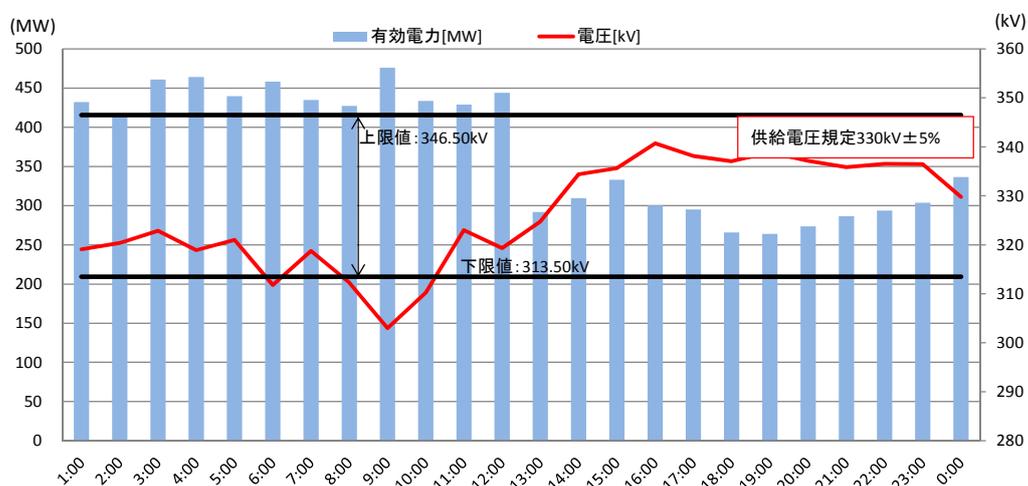
(a) 変電所の概要

カタンペ変電所と同じく 330 kV で受電するグワグワラダ変電所は、同変電所で 132kV へ降圧し、現在 132 kV 送電線（2 回線）にてアポ変電所へ送電している。同 132kV の送電線は現在計画中のククワバ変電所（FCT）、及びウェストメイン変電所（FCT）が建設されるまでの一時的な電力供給線として機能している。グワグワラダ変電所では、現在ナイ

ジェリア南部に位置するロコジャ変電所（コギ州）から 330kV 送電線 1 回線で受電しているが、2 回線目の建設が既に NIPP によって完了しており、また、同送電線は将来的に 4 回線化される計画であり電圧運用面を含め、系統が増強される見込みである。さらに、現在 TCN によりオショボ変電所から持ち込まれた分路リアクトルが基礎の上に置かれており、同設備は TCN の自助努力により据え付けられ系統に接続される計画となっている。

(b) 変電所一次側電圧（受電側）の状況

図 2-14 に、ロコジャ変電所からの 330 kV 系統の有効電力量及び電圧値を示す。午前中には有効電力 476MW というピーク負荷を記録し、電圧は 303 kV であり、送電規定（Grid Code）で示されている下限の 313.5 kV を下回る電圧値となっている。一方、午後になり、負荷が低下するに従い、電圧値は上昇し、最大値 338.79 kV を示している。この数値は送電規定の上限値である 346.5 kV を下回っており、この日のデータからは喫緊の電圧上昇の課題は確認できない。

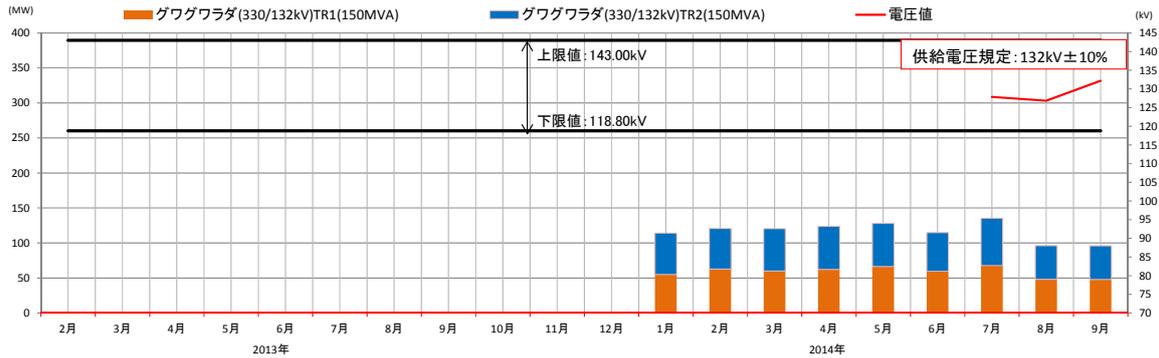


[出所] ナイジェリア送電会社からの情報を基に協力準備調査団にて作成

図 2-14 グワグワラダ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（受電側）

(c) 変電所一次側電圧（送出し側）の状況

図 2-15 に、グワグワラダ変電所の 2014 年 1 月から 2014 年 9 月までの運転記録を示す。電圧値の記録されている 7 月～9 月に着目すると、供給電圧規定内に収まる正常な値を示していることがわかる。これは、当該月の負荷が 100 MVA 程度（力率 0.93 とする）と変電設備容量合計である 300 MVA の 35% 程度に留まっているためであると考えられ、特段の問題は確認されない。



[出所] ナイジェリア送電公社の情報を基に協力準備調査団にて作成

図 2-15 グワグワラダ変電所の負荷と供給電圧運用の推移（送り出し側）

(4) 給電指令所運用状況と各変電所の事故時の対応

オスン州のオショボ変電所に位置する給電指令所（National Control Center : NCC）には、電力系統の監視制御システム（Supervisory Control And Data Acquisition : SCADA）や大型のディスプレイ等が導入されている。本来は、全系統の状況をスクリーンに表示し、リアルタイムで系統の状況を把握しモニターとコントロールすることを目的としているが、現在のところ本プロジェクトの対象変電所を含む全国各地の変電所との情報交換については、変電所に配置されているシステムオペレーター（SO）との間にて、運用連絡用として配備されている GSM 携帯電話を用いて連絡を取っており、主要変電所の監視（モニタリング）程度のシステム運用を行っている状況にあり、信頼性が不足している。



図 2-16 オショボ給電指令所の様子

一例として、2014 年 11 月 13 日にシロロ変電所－カタンペ変電所間（スレジャ変電所、クブワ変電所経由線）132 kV 送電線にて事故（送電の緊急停止）が発生した場合の対応の流れを示す。

[事故発生から対応までの一例]

- ① 132 kV 送電線で事故が発生。
- ② 負荷の遮断により、同送電線へ電力供給していたグワグワラダ変電所の電圧が上昇したことを連絡。
- ③ グワグワラダ変電所の電圧上昇を抑制するため、同変電所と 330 kV 送電線で直接接続されているカタンペ変電所にて分路リアクトルを投入するよう、給電指令所よりカタンペ変電所 SO へ指示。
- ④ グワグワラダ変電所の電圧が安定し、系統全体の安定が保たれる。
- ⑤ 132 kV 送電線事故が復旧し、負荷の上昇に伴いグワグワラダ変電所の電圧が減少傾向に転じる。
- ⑥ 制御指令所の指示により、カタンペ変電所の分路リアクトルを切り離す。

2-2 プロジェクトサイト及び周辺の状況

2-2-1 関連インフラの整備状況

(1) 道路・交通

アポ変電所は FCT のアポ地区に位置しており、アブジャ中心地からの所要時間は車で 30 分程度である。

一方、ケフィ変電所はナサラワ州の中でアブジャ中心地から約 60 km 南東に位置する。アブジャから同変電所までの道路は全て舗装されており、所要時間は車で 75 分ほどである。なお、ケフィ変電所へのルートは、アブジャ近郊の居住地域を介する通勤ルートに当たることから、アブジャ郊外に位置するナサラワ州のニャニャ地区やニューニャニャ地区周辺では朝のアブジャ中心地へ向かう上り車線、及び夕方のアブジャからの下り車線では渋滞が恒常化している。

本プロジェクトで調達される資機材はナイジェリアへ海上輸送された後、国際港であるラゴス港で荷揚げされ、各サイトまで陸路で輸送される。ラゴス港から各サイトまでの道路の状態は概ね良く、ところどころ舗装が降雨により崩れているところはあるものの、通行上支障となる箇所はない。ラゴスから各サイトまでの所要日数は 3 日程度である。

(2) 電気及び通信

ナイジェリア全土の電力設備は、発電会社 11 社 (Gencos)、送電公社 1 社 (TCN)、配電会社 11 社 (Discos) により、発電から配電までの運用が実施されており、発電された電力は 330 kV 及び 132 kV の基幹系統で送電され、系統変電所にて 33 kV 及び 11 kV に降圧された後に配電される。さらに配電用変電所、若しくは柱上変圧器にて降圧されて 3 相 4 線式 415-240 V で一般の電力消費者に配電されている。

通信については、通常回線 (固定電話) の普及率は低く、回線状態も不安定であるが、携帯電話は、大手民間携帯電話会社 MTN、Glo、Etisalat 等があり、広範囲で通話が可能であり、回線も比較的安定している。本プロジェクト対象変電所においても大手携帯電話会社を利用した通信は可能である。インターネットも大手民間携帯電話会社等の端末機 (モバイルルーター) を利用すれば本プロジェクト対象変電所でも通信可能である。

2-2-2 自然条件

(1) 地形測量及び地質調査結果

概略設計に先立ち、自然条件について現地における資料収集、地形測量調査、並びに地質調査を行った。地形測量は、既往の施設位置及び地形を把握するため、GPS を用いた平板測量を行った。また、地質調査においては、機材施設計画に必要な地盤の支持力を把握する目的で、コーン貫入試験 (CPT) を実施した。

以下の表 2-10 に、現地再委託を実施した本プロジェクト対象変電所の調査位置と調査数量を示す。

表 2-10 再委託調査の調査位置と調査数量

No	場所	緯度	経度	地質調査	地形測量
1	アポ変電所	N 9°0'3.6"	E 7°29'21.8"	2 箇所	2,783 m ²
2	ケフィ変電所	N 8°48'20.9"	E 7°51'46.1"	2 箇所	1,732 m ²
合計				4 箇所	4,515 m ²

[出所] 協力準備調査団

1) 地形条件

アポ変電所、及びケフィ両変電所において、据付られる機材の配置位置は既設の変電所内にあり、概ね平坦に成形されている。また、敷地造成時に敷地地盤には勾配が付けられており、現状で、敷地内に降った雨は、敷地外周や周囲の排水溝へ排水されていると考えられる。このため、新たに設置する基礎は雨水の排水を極力阻害しない形式を選択することが望ましい。

なお、アポ変電所、及びケフィ変電所の地形測量結果図は、資料-6 に示す。

2) 地盤条件

アポ変電所、及びケフィ変電所の位置する 2 地域は、先カンブリア紀に形成された結晶質岩の基盤岩帯内に在り、表層は母岩が風化してできた土壌を主体とする堆積層からなる。調査結果から、対象地域の地盤は相対的に良好な地耐力を有しており、比較的浅い位置で十分な地耐力が得られると判断される。

なお、アポ変電所、及びケフィ変電所の地質調査結果報告書は、資料-7 に示すとおりである。

① アポ変電所

コーン貫入試験の結果、表層より 2.5m 以深にはきわめて良好な基礎となる地盤が確認された。地表から深度 1.5m 付近の地盤は地耐力にバラつきがある。このため、深度が 1.5m 未満の地盤の地耐力には、試験結果の最小値 (107kN/m²) を用いる必要がある。

表 2-11 にアポ変電所のコーン貫入試験結果の概要を示す。

表 2-11 コーン貫入試験結果 (アポ変電所)

測定深さ (m)	地層の性状	地質特性	地耐力 (kN/m ²)
0.00-0.50	締まった粘性土	適度なせん断強度と適度な圧縮性がある。	107
0.50-1.00	締まった粘性土	適度なせん断強度と適度な圧縮性がある。	134
1.00-1.50	締まった粘性土からより固く締まった粘性土へ遷移	高いせん断強度ある一方、圧縮性は低い。	134
1.50-2.00	締まった粘性土からより固く締まった粘性土へ遷移	高いせん断強度ある一方、圧縮性は低い。	222

[出所] 協力準備調査団

② ケフィ変電所

コーン貫入試験の結果、表層より 2.0m 以深にはきわめて良好な基礎となる地盤が確認された。表層から深度 1.5m の地層までは地耐力にバラつきが見られた。表層の盛り土層には地耐力の顕著なバラつきが予想されるため、基礎は表層から 0.5m 層を避けて設置する必要がある。

表 2-12 にケフィ変電所のコーン貫入試験結果の概要を示す。

表 2-12 コーン貫入試験結果（ケフィ変電所）

測定深さ (m)	地層の性状	土質工学的性質	地耐力 (kN/m ²)
0.00-0.50	盛り土	適度なせん断強度と適度な圧縮性がある。	85
0.50-1.00	礫混りの固く締まった粘性土	高いせん断強度ある一方、圧縮性は低い。	208
1.00-1.50	礫、小石の混じりのよく締まった粘性土から固く締まった粘性土へ遷移	高いせん断強度ある一方、圧縮性は低い。	257
1.50-2.00	礫、小石の混じりのよく締まった粘性土から固く締まった粘性土へ遷移	高いせん断強度ある一方、圧縮性は低い。	505

[出所] 協力準備調査団

(2) 気象条件

本プロジェクトの対象地域の気候は、主に、乾期（11月から3月）、雨期（4月から10月）とその間にハマターン（Harmattan）と呼ばれるサハラ砂漠からギニア湾に向けて砂塵を伴う北東の突風が吹く季節の3つの季節に分けられる。

乾期には、日中の最高気温が 37℃前後となり、観測上の最高気温は 40℃が記録されている。雨期の日最高気温は 30℃前後であり、最低となる8月では 28℃を少し超える程度である。このため、年間を通じた気温の変動幅は、10℃程度で極めて小さい。また、一日の寒暖の差は 10℃から 20℃程度で、12月（乾期）に寒暖の差が大きく、雨期には差が小さくなる傾向がある。年間を通じた降雨量の変動は極めて大きく、降雨は雨期（4月～10月）の7ヶ月に集中している。

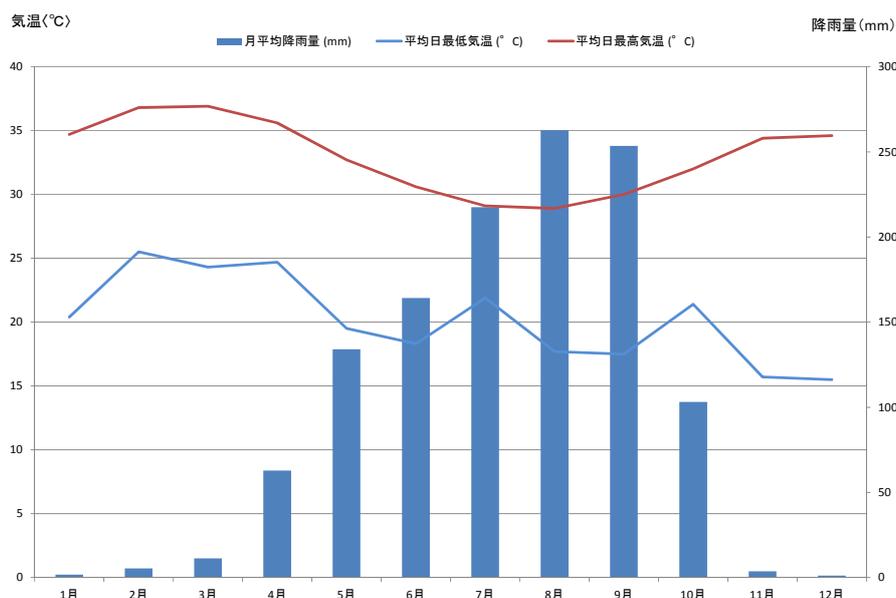
表 2-13 及び図 2-17 にアブジャの年間気温変動と降雨量を示す。

表 2-13 アブジャの年間気温変動と降雨量

月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
平均日最低気温 (°C)	20.4	25.5	24.3	24.7	19.5	18.3	21.9	17.7	17.5	21.4	15.7	15.5
平均日最高気温 (°C)	34.7	36.8	36.9	35.6	32.7	30.6	29.1	28.9	30.0	32.0	34.4	34.6
月平均降雨量 (mm)	1.7	5.4	11.3	62.8	134.1	164.2	217.5	262.7	253.4	103.2	3.7	1.2
平均降雨日数 (日)	0.1	0.2	1.3	4.2	9.4	12.3	14.0	16.2	15.9	8.0	0.3	0.0

[備考] 2003年6月から2014年11月までの記録を採用した。

[出所] WMO (World Meteorological Organization) World Weather Information Service



[備考] 2003年6月から2014年11月までの記録を採用した。

[出所] WMO (World Meteorological Organization) World Weather Information Service

図2-17 アブジャの年間気温変動と降雨量

(3) 地震

ナイジェリアでは、地震が発生した記録は無い。

2-2-3 環境社会配慮

(1) 環境影響評価等に係る法体系

1) 主要な法令

ナイジェリアの環境関連法規の主なものとしては、以下のものが挙げられる。

表2-14 主要な環境関連の法令

法律名	年
The Constitution of the Federal Republic of Nigeria	1998
The Land Use Act	1990
The Nigerian Urban and regional Planning Act	1992
Harmful Waste (Special Criminal Provisions) Act	1988
Hydrocarbon oil Refinery Act	1965
Forest Act	1958
Endangered Species Act	1985
Inland Fisheries Act	1992
Sea Fisheries Act	1992
Exclusive Economic Zone Act	1978
Factories Act	1987
Nigeria Water Resources Decree	1974
Nigerian Mineral and Mining Act	1993
Federal National Parks Act	2007

[出所] 協力準備調査団

上記の The Constitution of the Federal Republic of Nigeria (ナイジェリア憲法) で環境の保護・改善の重要性について触れられているが、環境保全・保護・管理に係る総合的な「環境保護法」に係る法律は制定されていない。

なお、環境保全行政を統括するのは連邦環境省 (Federal Ministry of Environment: FME) である。

2) 環境アセスメント制度

① 制度の概要

ナイジェリアの環境アセスメントの法規制は、以下のものがある。

-Environment Impact Assessment Decree 86, 1992

環境に負の影響を与える恐れのあるすべての開発プロジェクトに環境アセスメントの実施が義務付けられている。

-EIA Procedural Guideline, 1992

EIA について事業の計画開始から実施までの手順と EIA 認可手順が定められている。

-EIA Sectoral Guidelines for Transmission Lines

主要セクターごとの EIA ガイドラインが作成されており、送配電線開発についても作成されている。同ガイドラインによれば、送電線開発による一般的な負の影響として、送電線下の用地取得・住民移転、景観への影響、植生除去などの生態系への影響、騒音・振動等があげられている。

② 事業のカテゴリ分類

EIA 法によれば、すべての開発事業は、環境への影響の内容・程度等を考慮して、以下の3つに分類されている。

カテゴリ I : 本格的 EIA 調査に基づく認可が必要 (JICA ガイドラインのカテゴリ A に相当)

カテゴリ II : IEE レベル調査に基づくが必要 (同上、カテゴリ B に相当)

カテゴリ III : EIA または IEE 調査の必要なしに認可される

なお、電力開発事業については、EIA 法の附則に、「13. Power Generation and Transmission」
として、火力発電 (10MW 以上)、水力発電及びダム開発、複合サイクル発電、原子力発電がカテゴリ I に分類されている。送電網についての明確な記述はない。

(2) 本プロジェクトに係る環境影響評価

本プロジェクトでは、TCN が所有、運用する変電所の敷地内において、変電設備の増強が計画されており、変電所の用地取得や森林伐採、土壌改良等が発生しないため、環境アセスメント実施の必要は無い。

第3章 プロジェクトの内容

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要

3-1-1 プロジェクト目標

TCN は、送電容量の増強と系統の信頼性改善を目的として、2020 年を目標とした送電網拡張計画を策定し、送電プロジェクトの概要と投資計画を取り纏めたレポート「Appraisal of Transmission Projects (March 2014)」を作成している。同レポートを基に TCN は全国規模の送電網強化と変電設備の増強を行っており、ナイジェリア政府より要請のあった連邦首都区における本プロジェクトの候補となるコンポーネントは同レポートにおいても緊急性の高いコンポーネントとして取り上げられている。本プロジェクトの目標は以下の通りとなる。

プロジェクト目標：連邦首都区及び周辺地域への電力供給が改善される。

なお、供用開始後、設備寿命を全うする前に設備交換が必要となるような状況を回避すべく、設備計画の目標年次については、本プロジェクトと類似する無償資金協力事業との整合性も考慮し、設備計画の目標年次を供用開始 10 年後とする。一方、本プロジェクトは緊急を要する無償資金協力事業であるため、裨益効果の評価等、プロジェクト評価の目標年次は供用開始 3 年後とする。

プロジェクト評価の目標年次： 供用開始 3 年後（2020 年を想定）

設備計画の目標年次： 供用開始 10 年後（2027 年を想定）

3-1-2 プロジェクトの概要

本プロジェクトは、電力流通設備の供給容量不足、資金不足による設備の更新不足化等により社会・経済活動に深刻な支障が生じている連邦首都区及び周辺地域の電力供給状況を改善するため、同地域の電力流通設備の増強を図るために必要となる資機材の調達と据付を実施するものである。

協力対象事業は、以下の表 3-1 に示す主要設備の概要と同機材に係る関連資機材の調達、据付、OJT、ソフトコンポーネントの実施である。

表 3-1 協力対象事業の主要設備概要

変電所	所在地	内容	主要機材と仕様
アボ変電所 (132/33kV)	連邦首都区	電力用コンデンサ設備に係る機材の調達及び据付	固定分路コンデンサ 60MVar、132kV
ケフィ変電所 (132/33kV)	ナサラワ州	電力用コンデンサ設備に係る機材の調達及び据付	固定分路コンデンサ 25MVar、132kV

[出所] 協力準備調査団

3-2 協力対象事業の概略設計

3-2-1 設計方針

3-2-1-1 基本方針

既設変電所である 132/33 kV アポ変電所、132/33 kV ケフィ変電所内の空きスペースに電力用コンデンサ設備、及び保守・操作、保護に必要な開閉設備を調達し、据付けする。各変電所の今後の拡張計画を十分確認し、TCN の将来計画に沿うように十分留意する。

本プロジェクトのコンポーネントの選定においては想定される送電網への効果を分析し、最も効率的な機材内容、容量等を考慮して設計する。各変電所には単体コンデンサ、直列リアクトル、放電コイル、絶縁変圧器、避雷器そして絶縁架台より構成される電力用コンデンサ設備一式に加え、ガス遮断器、断路器、及び架構などの変電・開閉設備とこれらの機材を制御・保護するための設備を既設制御室内の空スペースに配置する。

3-2-1-2 自然条件に対する方針

(1) 温度・湿度条件に対して

本プロジェクトの対象サイトは、一年を通して日最高気温が月平均で 28.9 °C から 36.9 °C と高温である。したがって本プロジェクトで調達される変電設備は、この気温を考慮するとともに、外気温度及び直射日光による一時的な温度上昇、並びに高湿度に対して、機器が正常に動作し、運転・保守に支障のないように留意する。

(2) 降雨・落雷に対して

本プロジェクトの対象サイト周辺では、雨期には大量の降雨があるため、降雨によって据付機材の運用に支障をきたさないような排水対策が必要である。本プロジェクトにおける機材の据付場所は、変電所敷地内で概ね整地は行われているが、ナイジェリア側で実施する整地、レベリングの際、既設の敷地外周や周囲の排水溝へ排水されるための勾配が必要になる。

また、プロジェクトサイトに設置されているサージカウンターから、両対象変電所において落雷が発生することが確認されており、架構等の据付作業時の避雷措置を取るほか、変電設備には送配電線からの侵入雷に対する十分な保護設備の施設、避雷のための接地を確実に施す必要がある。

3-2-1-3 社会経済条件に対する方針

首都アブジャの位置する連邦首都区で停電が頻発している現状を踏まえて、発電所の建設や変電所の増設に民間資本の投資が誘起されており、電力事情の改善に対する期待は大きい。

本プロジェクトで供与する機材は、ナイジェリアの社会経済情勢の長期的展望を鑑みて、アブジャ首都圏の電力事情の改善に大きく寄与する必要がある。そのためには、単に資機材の調達といったハード面のみならず、電力供給設備の運用面での品質の向上についても技術移転等により、改善を図ってゆく必要がある。

3-2-1-4 施工事情に対する方針

ナイジェリアの連邦首都区内には、現地建設会社のみならず外資系建設会社が数多く存在し、大規模な工事から小規模のものに至るまで、多種多様な工事实績を有している。しかしながら、その品質管理や竣工に至るまでの工程管理に関する高度な技術・知見を有する技術者、技能工らの数は十分とは言い難い。

このため、本プロジェクトにおける変電設備の基礎工事や据付工事の実施に当っては、高度な技術・知見を有する日本人技術者の施工管理を通して、品質・工程に係る技術及び機材の管理監督を確実に移転できるよう配慮することが重要である。

3-2-1-5 現地業者、現地資機材の活用に対する方針

架構、ポスト碍子を含む変電設備は本邦より調達することとするが、設備の基礎工事に要求されるような建設資機材については現地調達が可能であることから現地業者、現地資機材を積極的に活用するよう配慮する。

3-2-1-6 実施機関の維持・管理能力に対する方針

TCN は、ナイジェリア全土を対象とした送電事業が分社化された 2012 年以降順調に実施しており、本プロジェクトの調達機材に対する運転維持管理能力は有している。

一方で、各変電所においてメンテナンス要員は配置されておらず、システムオペレーターのみが交代で 24 時間の運転管理を行っており、現状では変電設備の日常点検は行われていないなど、改善の必要性が認められる。このため、技術移転の実施により運転維持管理システムの見直しや再構築を行い、変電設備の運転維持管理能力の向上が期待される。

3-2-1-7 施設・機材等の範囲、技術レベルに対する方針

上記の諸条件を考慮し、本プロジェクトの資機材の調達及び据付けの範囲、並びに技術レベルは、以下を基本方針として策定する。

(1) 施設・機材の範囲に対して

技術的及び経済的に適切な設計とするために、資機材の仕様は可能な限り IEC 等の国際規格に準拠した標準品を採用するとともに、少品種・少工種化とし資機材の互換性を図る等、必要最小限の設備構成、仕様、数量となるよう考慮する。

(2) 技術レベルに対して

本プロジェクトで調達する変電設備を構成する各機器の仕様は、本プロジェクト完了後に実施される運転維持管理部門の技術レベルを考慮し、複雑な構成とならないよう留意する。

3-2-1-8 工法/調達方法、工期に係わる方針

本邦からナイジェリアまでの調達資機材の輸送は、海上輸送が主である。また、荷揚地となるラゴス港から最も遠いプロジェクトサイトであるケフィ変電所までは、約 800 km と長距離の内

陸輸送となることから、資機材の輸送に当っては所用移動時間に加えて安全の確保を考慮するなど現地事情に合った適切な輸送工程を策定する必要がある。

現地作業に係る工期については、主として下記事項を十分考慮して策定する。

- 作業は既設変電所内の充電部に近いことから、既設設備の維持管理の内容、実施時期・期間等について事前に把握し、運転維持管理に支障をきたさず、かつ、既存施設の機能を損なうことが無いよう配慮することが重要である。
- 過去の記録から連邦首都区、及び周辺地域の乾期及び雨期の期間、降雨量を事前に把握し、降雨時の作業を極力回避すべき土工事やコンクリート工事等は、年間を通して最も雨量が多い5月から9月までの期間を避けて実施可能となるよう配慮する。
- ナイジェリアでは、人口の約半数が回教徒であり、1ヶ月間に及ぶラマダン（年1回）や労働時間内における宗教儀式の励行によって、現場作業の効率低下が懸念される。アブジャ首都圏における回教徒の数は、北部に比べて少ないと言われているが、実情を考慮したうえで工期設定を行うことが必要である。

3-2-2 基本計画

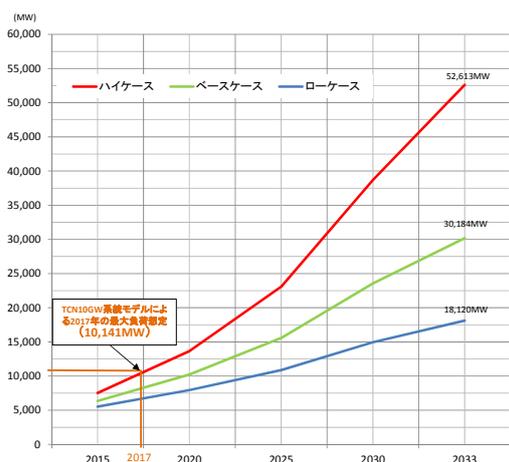
3-2-2-1 計画の前提条件

(1) 既存電力需要予測と TCN による需要想定

ナイジェリアにおける電力需要予測は、ベルギーのコンサルタント会社である Tractebel Engineering がローカルコンサルタントの Omega System との協働で実施しており、2009年4月に最終報告書が提出されている。

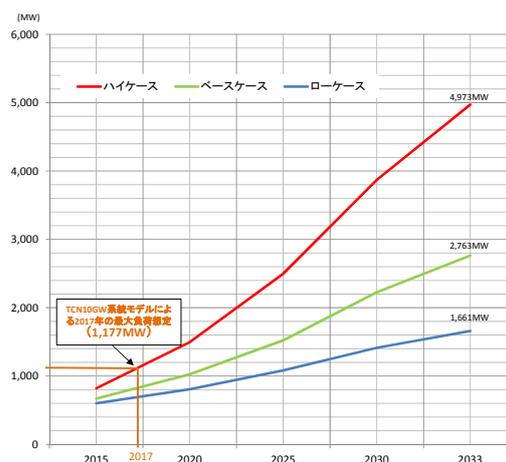
同電力需要予測は、TCN により定期的に更新されていないこと、昨今の著しい電力需要の伸びと潜在需要から、TCN はドナー支援による全国規模の電力需要予測の更新を予定している。

一方、TCN は電力需要想定値を電力系統モデルに設定して系統解析を実施しており、この中で、2009年に準備された上述の報告書に記述されている需要想定の高ケースを採用している。図3-1に同報告書記載の全国電力需要想定及びTCNの採用している負荷想定値を、図3-2に同じくシロロ地域の電力需要想定と、TCNの採用している負荷想定値を示す。本調査においても現存する唯一の公式な報告書であり、かつTCNも採用している高ケースの需要想定に基づいた潮流解析を行う方針とする。



[出所] Final Report National Load Demand Forecast-2009
及びナイジェリア全国電力系統モデルを基に作成

図 3-1 既存電力需要予測と TCN の電力需要想定値 (2017 年) の比較 (全国)



[出所] Final Report National Load Demand Forecast-2009
及びナイジェリア全国電力系統モデルを基に作成

図 3-2 既存電力需要予測と TCN の電力需要想定値 (2017 年) の比較 (シロロ地域)

(2) ナイジェリア側負担事項の実施

要請コンポーネントのうち、一部の資機材の調達、据付について、日本側の工事開始前までにナイジェリア側で開始され、設備運用に必要な残りの資機材の調達、据付工事はナイジェリア側により実施される必要がある。また、本プロジェクトで調達される設備の適正かつ持続的な有効利用と適切な電圧運用（保守操作面）や変電所の運用（管理面）を行うために、以下のナイジェリア側負担事項が実施される必要がある。

なお、当該負担事項は、ナイジェリア連邦電力省、TCN、JICA の間で協議され、2014 年 11 月 19 日に署名した協議議事録 (M/D) (資料 A-4 参照) で合意された内容でもある。

① アボ変電所

- 2014 年 9 月の落雷により使用不能、若しくは損傷した変圧器、開閉設備、架構、避雷設備等が、ナイジェリア側で更新されること。
- 制御棟内の損傷した制御盤と関連設備は日本側の据付工事に干渉しないように 2015 年 12 月までに交換・修復を行うこと。

② ケフィ変電所

- 既設変圧器の制御棟内の 132kV 制御盤の電力計や無効電力計等の指示計器類の較正を 2015 年 12 月までに行うこと。

③ カタンペ変電所

- 既に設置されている電力用コンデンサ (330kV、50MVar×2 セット) 及び変圧器 (330/132kV、150MVA) は 2015 年中にコミッショニングを行うこと。

④ グワグワラダ変電所

- ▶ 当該変電所に搬入されている分路リアクター（330kV、75MVar）は TCN により据付を行うこと。

(3) プロジェクトの目標年次における連邦首都区の電力系統

TCN は、2020 年までに送電容量 20,000MW を達成するための事業計画を策定し、総合国家電力事業（National Integrated Power Project）や他ドナーの支援を利用した送電網の拡張を行っているが、連邦首都区（FCT）においては、170 百万米ドル規模のフランス開発庁（Agence Française de Développement : AFD）の支援による送電網の拡張や変電所の建設に係る事業の実施が予定されている。現在 FCT への電力供給源は、ジェバ水力発電所やシロロ水力発電所といった中西部の水力発電と南部の火力発電所が主体であるが、渇水期の水力発電による電力供給不足を回避するため、火力発電を中心とした電力供給に移行しつつある。更に AFD による支援事業が実施され設備の運用が開始された場合、将来的に南東部で火力発電された電力も FCT に供給されることとなり、電力系統上の潮流が変わるが、AFD からの聞き取りによれば、本事業は 2017 年までの完工が計画されているため、本調査で実施する潮流解析では、この事業に含まれているコンポーネントも運用対象とした解析を実施している。

3-2-2-2 潮流解析

ナイジェリア政府から要請のあったプロジェクトコンポーネントの妥当性、有効性を確認するため、供用開始前後の潮流解析を行った。

(1) 本調査における潮流解析の基本方針

潮流解析の基本方針を表 3-2 に示す。解析対象は、TCN より入手したナイジェリア全国電力系統モデル（以下、10GW 電力系統モデル）のうち、連邦首都区と周辺地域の属するシロロ地域（Area-3）を中心とした。

表 3-2 潮流解析の基本方針

項目	基本方針
目的	- プロジェクト要請コンポーネントの妥当性、必要性の検証をし、且つプロジェクトで供与する変電設備定格容量の検討をする。
対象範囲	- シロロ地域（Area-3）（但し、系統模擬は、ナイジェリア全体）
電圧	- 要請 4 変電所における変電設備（132kV 及び 33kV 母線電圧）
需要	- TCN による電力需要想定値を採用 - 力率 93%（TCN 10GW 電力系統モデル 2017 より、シロロ地域の平均力率）
主な解析断面	- 2017 年想定供用開始年度における要請コンポーネントの導入前後
評価方法	- 変圧器の過負荷の確認（常時容量 100%以内） - 調相設備導入前後の電圧感度の確認 - 対象変電所における三相短絡電流の確認
解析の前提条件	- AFD の支援により実施段階にあるコンポーネントが系統に接続され、運用の開始がされること。

[出所] 協力準備調査団

(2) 潮流解析に係る基礎データ

1) 需要想定

2009年にFinal Reportが提出されて以降、ナイジェリア全国の電力需要予測として現存するNational Load Demand Forecast-2009を基に、TCNが昨今の需要動向、将来的な系統の拡充を踏まえて見直した電力需要想定値（10GW電力系統モデルより）を採用した。

なお本解析では、電力用コンデンサ及び分路リアクトル設置に伴う効果を示すため、ピーク負荷時、及びオフピーク負荷時の断面を想定した解析を行った。

2) 供給設備

TCNが作成した10GW電力系統モデルをベースとし、第一次現地調査にて収集したAFDの支援にて実施されるプロジェクトの設備計画を織り込んだ。

3) 調相設備

TCNが作成した10GW電力系統モデルのデータ（2017年）の調相設備を既設とし、電圧適正範囲維持のために運用上必要であればキャパシタまたはリアクトルを投入した。

4) 短絡電流

短絡電流計算に必要な発電機定数データは、潮流解析モデルデータに設定されていた定数を採用した。

(3) 系統モデル構築

前述の基礎データをもとにTCNより入手した10GW電力系統モデル（解析ソフトウェア：PSS/E）に前述のAFD支援によるプロジェクトコンポーネントを加味して構築した。

なお、同10GW電力系統モデルと、TCNが策定した送電拡張計画、実施中の総合国家電力事業（NIPP）等の電力開発計画との整合性を確認しつつ、本調査で解析する系統モデルとなるよう考慮した。

(4) 潮流解析

1) ケーススタディ

プロジェクト要請主要コンポーネントは調相設備であるため、潮流解析の基本方針に記述の解析断面の中で、ピーク負荷時とオフピーク負荷時の検討を行い、各コンポーネントの妥当性、必要を検証するため、以下のケーススタディを実施した。

<ピーク負荷時の想定>

Case01：要請コンポーネント運開前

Case02：要請コンポーネント アボ変電所/60（MVar）の電力用コンデンサの設置

Case03：要請コンポーネント ケフィ変電所/25（MVar）の電力用コンデンサの設置

Case04：要請コンポーネント カタンペ変電所/SVC+25 (MVar) の進相無効電力の設置

Case05：要請コンポーネント アポ変電所/60 (MVar) の電力用コンデンサの設置及びケフィ変電所/25 (MVar) の電力用コンデンサの設置の組み合わせ

表 3-3 ピーク負荷想定 of 検討ケース

変電所	番号 S/N	電圧 (kV)	容量 (MVar)	Case01	Case02	Case03	Case04	Case05
アポ	26	132	60	×	○	×	×	○
	60	132	20	○	○	○	○	○
ケフィ	29	132	25	×	×	○	×	○
カタンペ	-	330	-75	×	×	×	×	×
	不明	330	50(±25)/SVC	×	×	×	○(+25MVar)	×
グワグワラダ	-	330	-75	×	×	×	×	×

[備考] ブルーハッチング：要請コンポーネント以外の設備

オレンジハッチング：ピーク対象外のコンポーネント

[出所] 協力準備調査団

<オフピーク負荷時の想定>

Case06：要請コンポーネント運開前

Case07：要請コンポーネント グワグワラダ変電所/75 (MVar) の分路リアクトル設置

Case08：要請コンポーネント カタンペ変電所/SVC-25 (MVar) の遅相無効電力の設置

表 3-4 オフピーク想定 of 検討ケース

変電所	番号 S/N	電圧 (kV)	容量 (MVar)	Case06	Case07	Case08
アポ	26	132	60	×	×	×
	60	132	20	×	×	×
ケフィ	29	132	25	×	×	×
カタンペ	-	330	-75	○	○	○
	不明	330	50(±25)/SVC	×	×	○(-25MVar)
グワグワラダ	-	330	-75	×	○	×

[備考] ブルーハッチング：要請コンポーネント以外の設備、

オレンジハッチング：オフピーク対象外のコンポーネント

[出所] 協力準備調査団

2) 潮流解析結果

図 3-3 から図 3-10 に各年度断面の潮流解析結果 (潮流図) を示す。

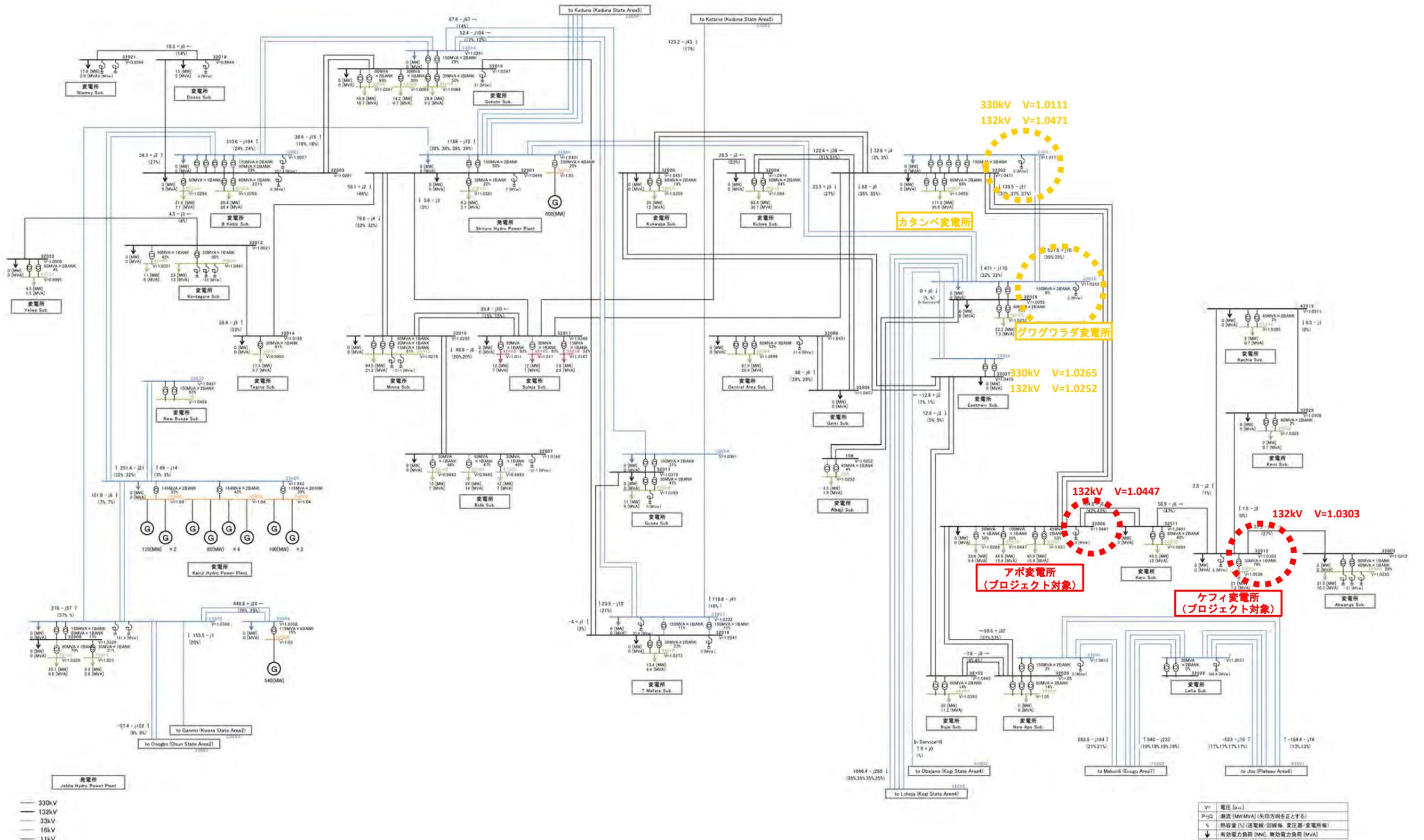


図 3-3 Case01: 要請コンポーネント運転前

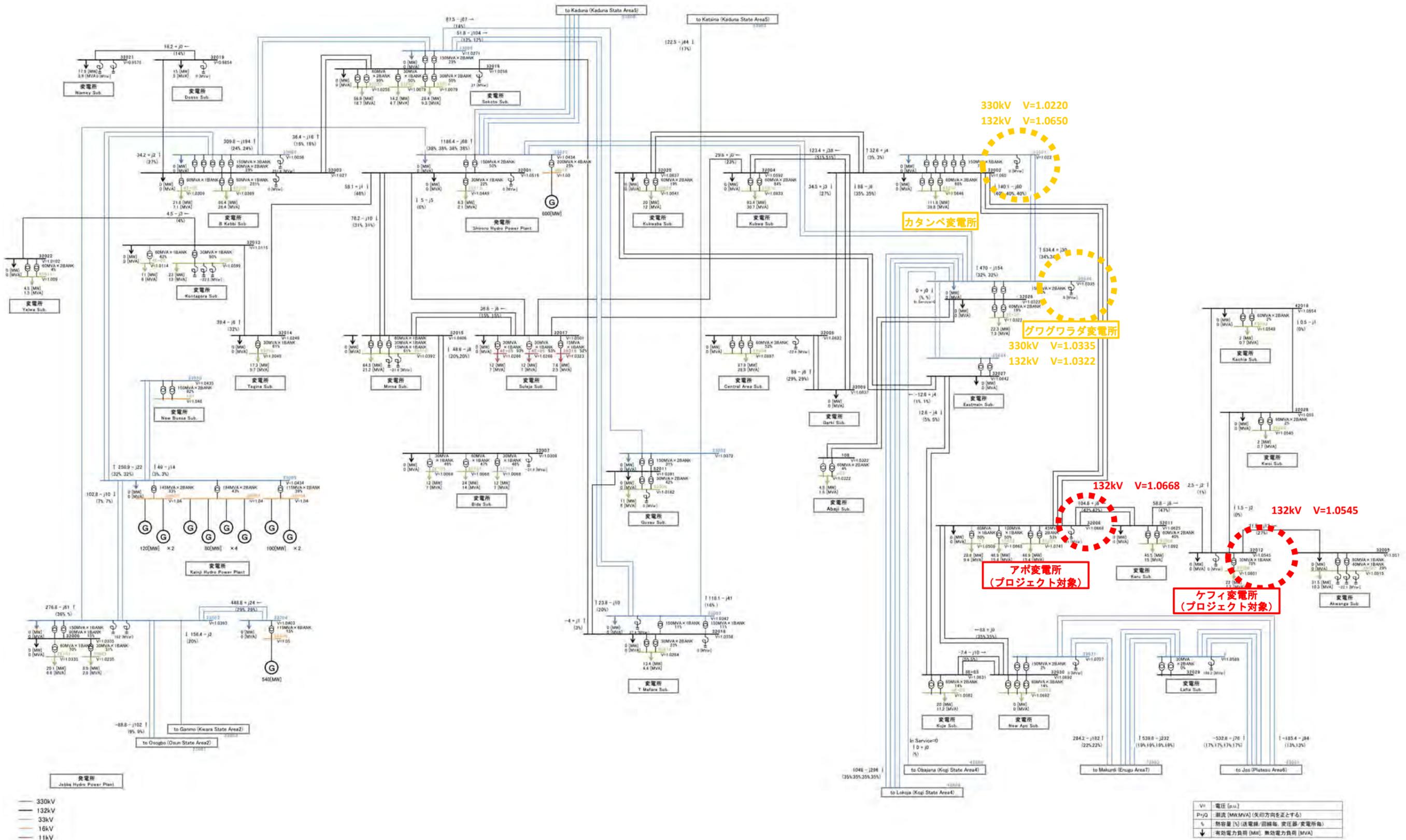


図3-4 Case2: 要請コンポーネント アポ変電所/60 (MVar) の電力用コンデンサの設置

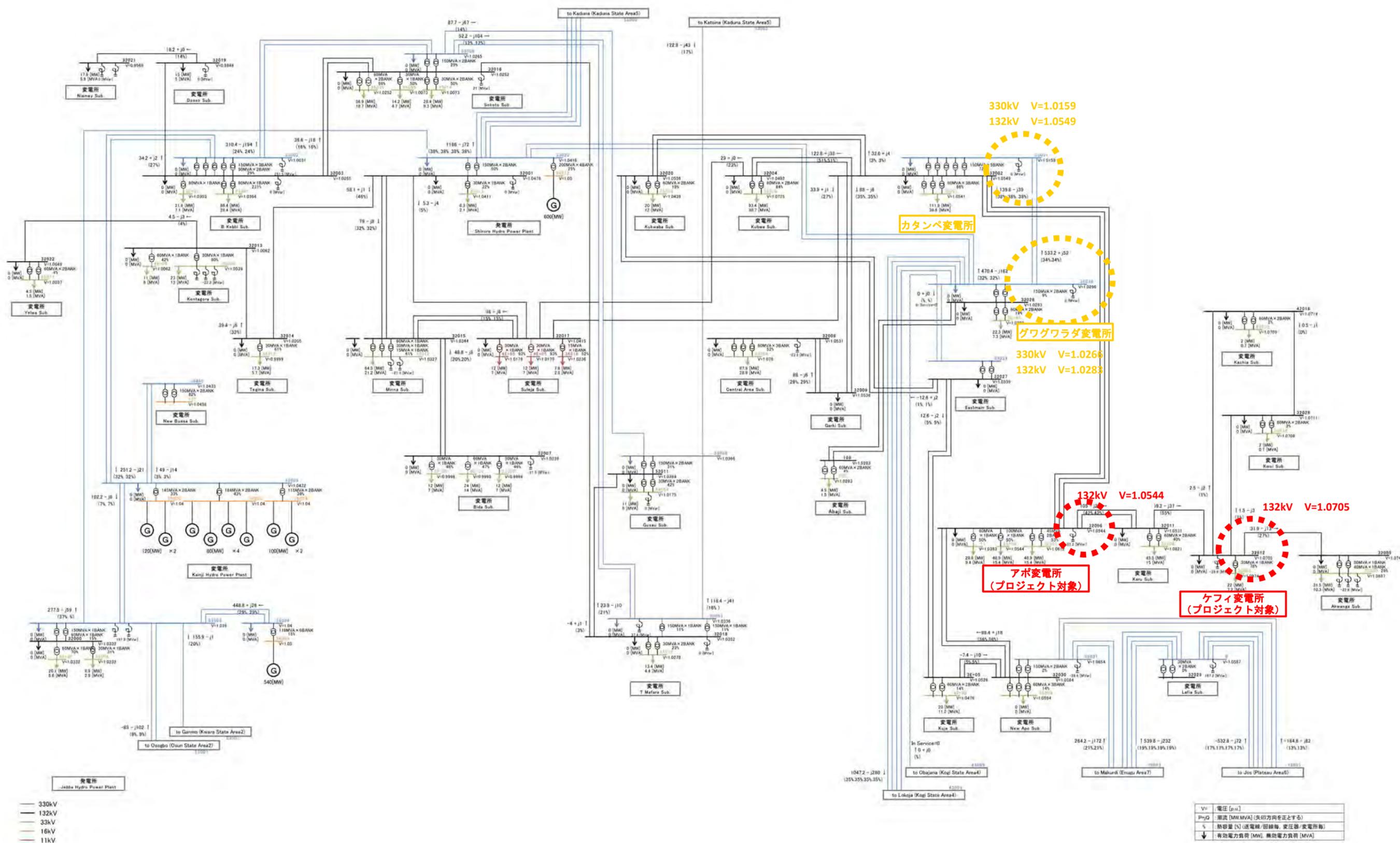


図 3-5 Case03 : 要請コンポーネント ケフィ変電所/25 (MVar) の電力用コンデンサの設置

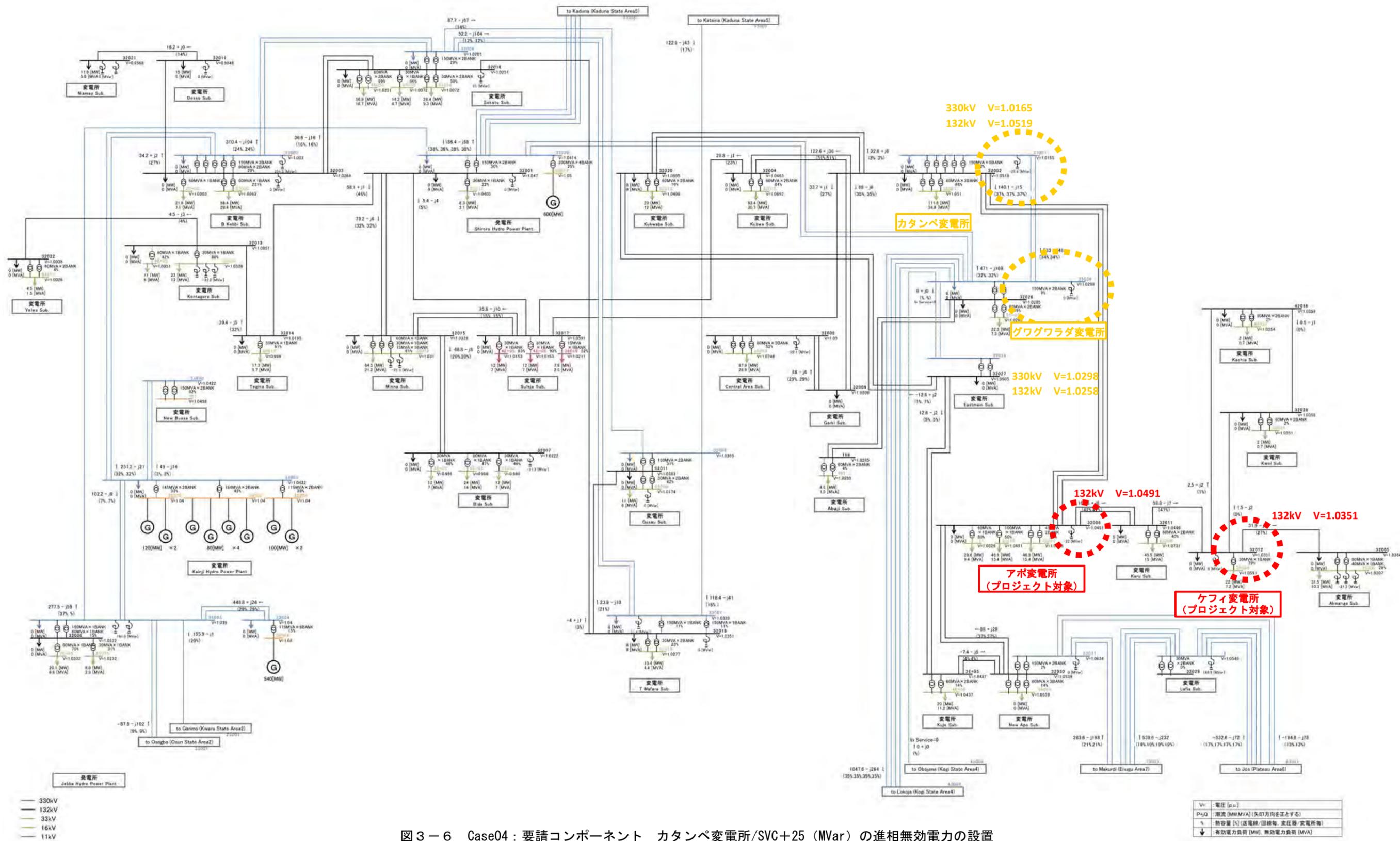


図3-6 Case04: 要請コンポーネント カタンベ変電所/SVC+25 (MVar) の進相無効電力の設置

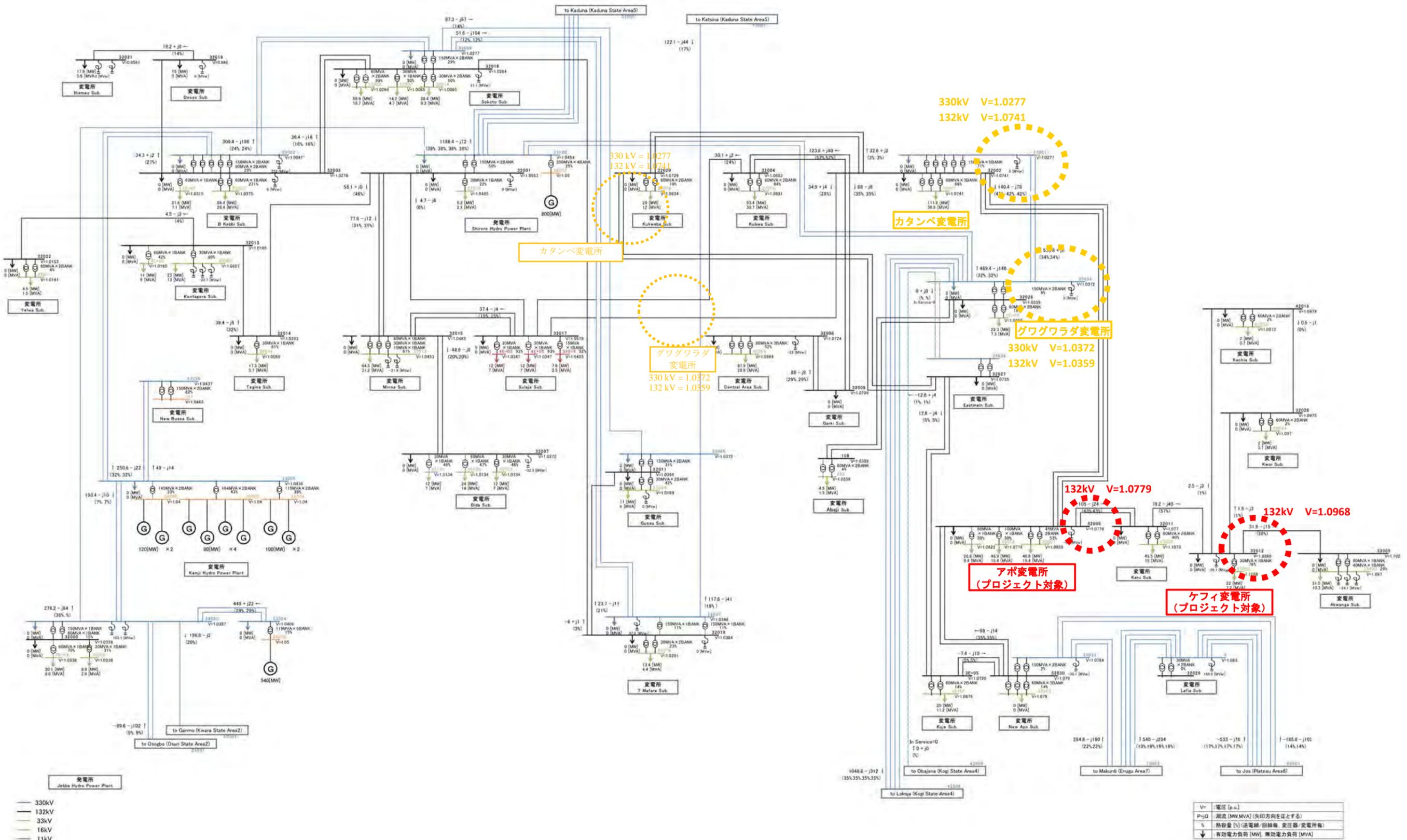


図 3-7 Case05 : 要請コンポーネント アポ変電所/60[MVar]+ケフィ変電所/25[MVar]の電力用コンデンサの設置 (ピーク負荷時)

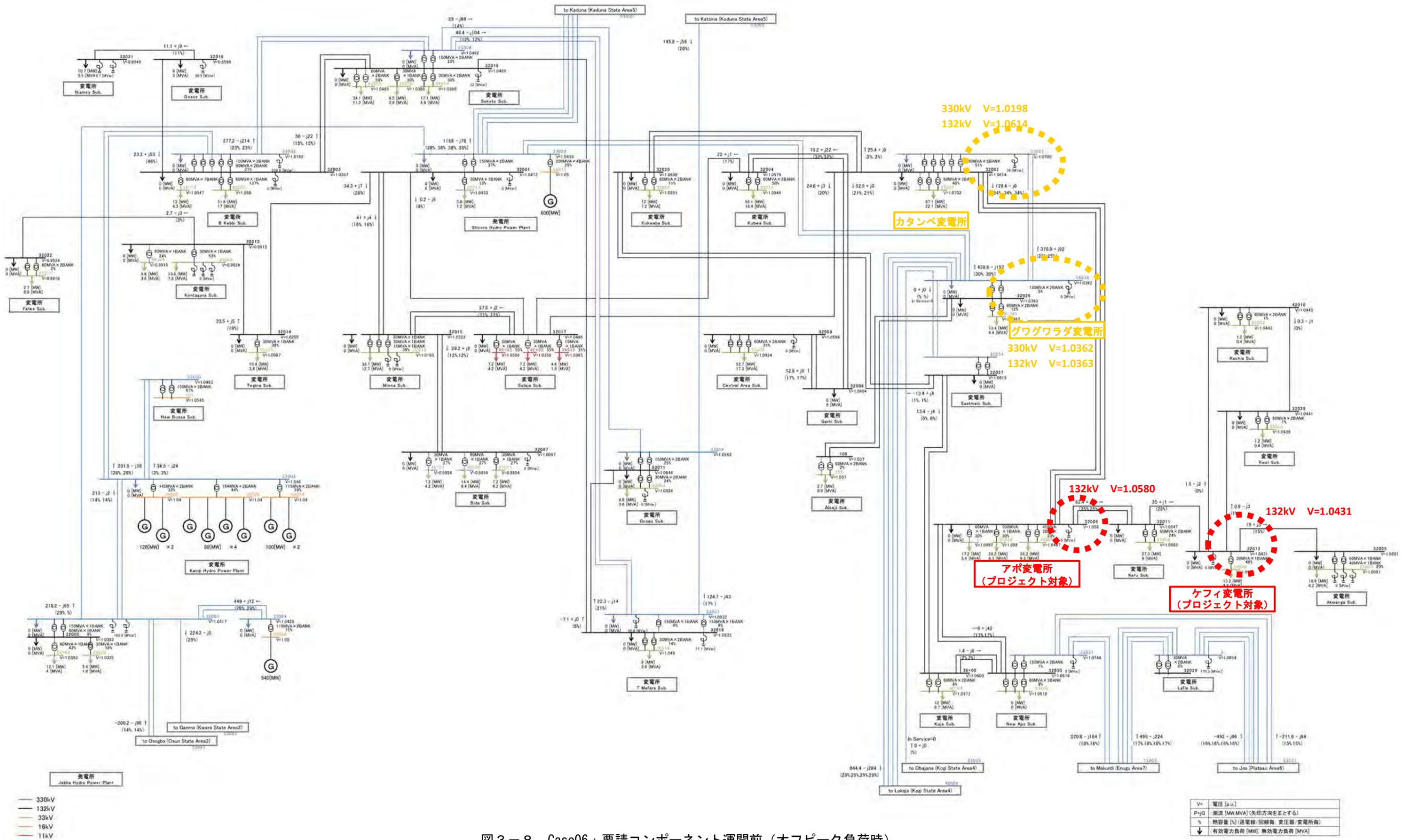


図3-8 Case06: 要請コンポーネント運開前 (オフピーク負荷時)

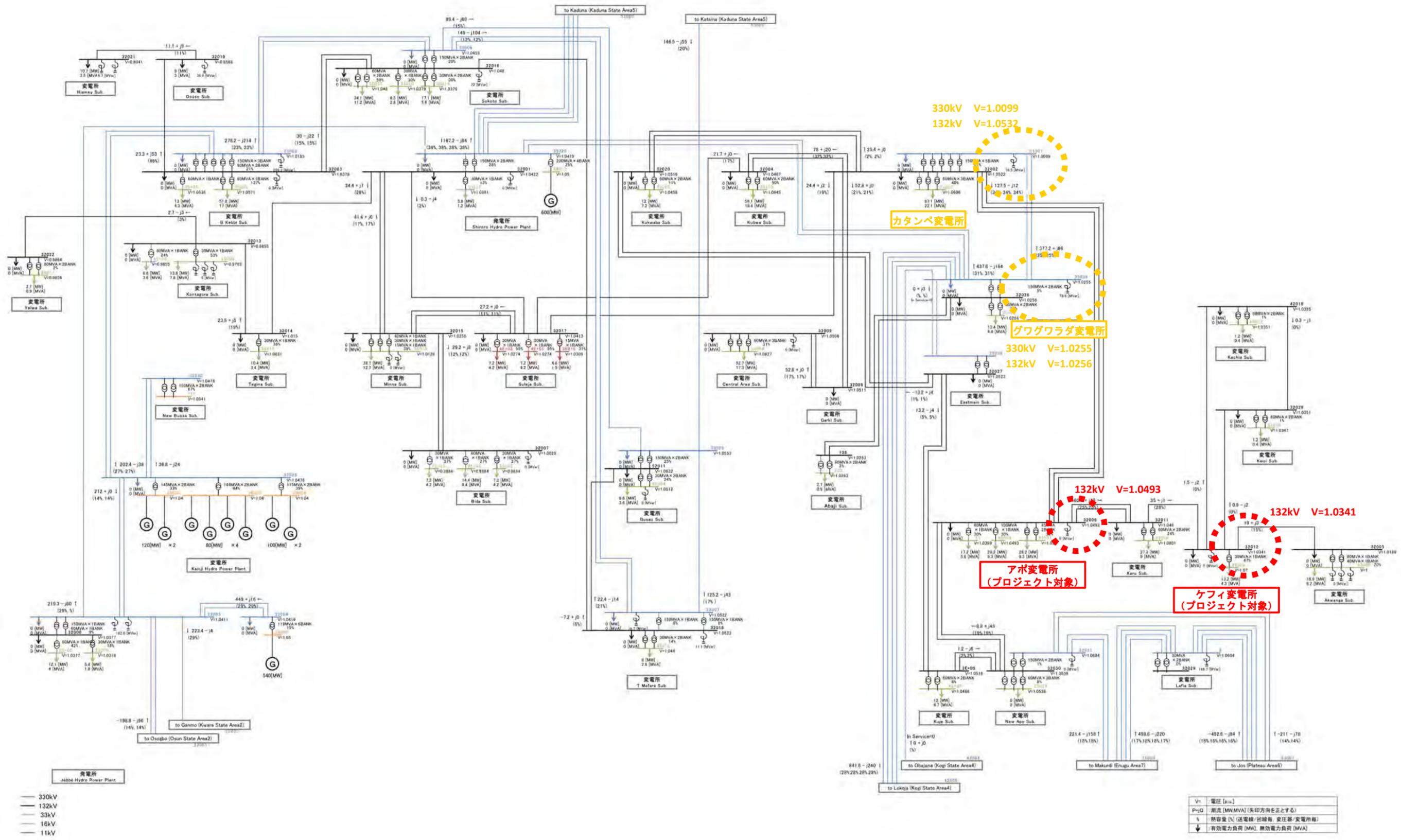


図3-9 Case07: 要請コンポーネント グワグワラダ変電所/75 (MVar) の分路リアクトル設置

— 330kV	V= 電圧 [p.u.]
— 132kV	P+D 潮流 [MW/MVA] (矢印方向を正とする)
— 33kV	% 容量 [%] (送電線/印線毎 変圧器/変電所毎)
— 16kV	↓ 有効電力負荷 [MW], 無効電力負荷 [MVA]
— 11kV	

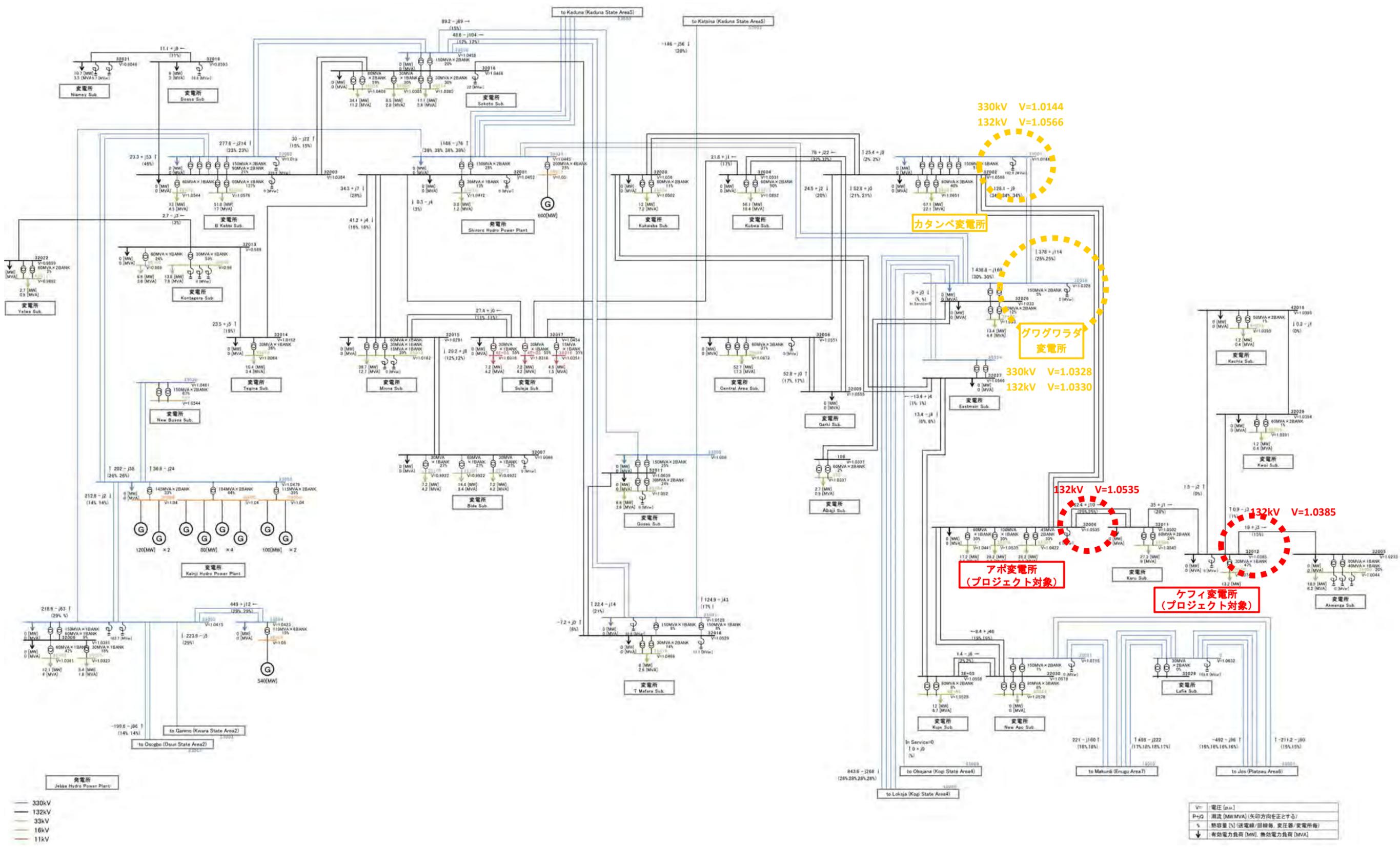


図3-10 Case08: 要請コンポーネント カタンペ変電所/SVC-25 (MVar) の遅相無効電力の設置

3) プロジェクト要請コンポーネントの効果

① アポ変電所における 60 (MVar) の電力用コンデンサの設置

ピーク負荷時の要請コンポーネント運開前の Case01 とアポ変電所に電力用コンデンサ (60MVar) を設置した Case02 の解析結果を比較検討した。表 3-5 より, アポ変電所及びケフィ変電所の電圧感度 (カッコ内の%値) は, 2~2.5%の増加が見込まれる。また, 132kV 母線の電圧感度の平均値においても, 2%近く増加が見込まれる。

② ケフィ変電所における 25 (MVar) の電力用コンデンサの設置

ピーク時の要請コンポーネント運開前の Case01 とケフィ変電所に電力用コンデンサ (25MVar) を設置した Case03 の解析結果を検討した。表 3-5 より, ケフィ変電所の電圧感度は, 4.02%の増加が見込まれ, 大幅な設置効果が見られる。

③ カタンペ変電所における 50MVar (±25MVar) の無効電力補償装置 (SVC) の設置

カタンペ変電所では, 対象コンポーネントが SVC の導入のため, 無効電力の進みおよび遅れ方向の両者に対して, 導入効果を検討した。遅れ方向の無効電力の検証については ⑤項に記す。

＜カタンペ変電所における [SVC+25 (MVar)] 進相無効電力の設置の検討＞

ピーク負荷時の Case01 とカタンペ変電所へ SVC (+25MVar) 進相無効電力を設置した Case04 の解析結果を比較検討した。表 3-5 より, カタンペ変電所の電圧感度は, 約 0.48%の増加が確認され効果の薄い結果となった。

表 3-5 ピーク想定解析結果

変電所	定格電圧 (kV)	電圧 (p.u.値)				
		Case01	Case02	Case03	Case04	Case05
アポ	132	1.0447	1.0668 (2.21%)	1.0544 (0.97%)	1.0491 (0.44%)	1.0779(3.32%)
ケフィ	132	1.0303	1.0545 (2.42%)	1.0705 (4.02%)	1.0351 (0.48%)	1.0968(6.65%)
カタンペ	330	1.0111	1.0220 (1.09%)	0.0159 (0.48%)	1.0165 (0.54%)	1.0277(1.66%)
	132	1.0471	1.0650 (1.79%)	1.0549 (0.78%)	1.0519 (0.48%)	1.0741(2.70%)
グワグワラダ	330	1.0265	1.0335 (0.70%)	1.0296 (0.31%)	1.0298 (0.33%)	1.0372(1.07%)
	132	1.0252	1.0322 (0.70%)	1.0283 (0.31%)	1.0285 (0.33%)	1.0359(1.07%)
132kV 母線の電圧感度の平均値*1			1.78%	1.52%	0.43%	4.17%
330kV 母線の電圧感度の平均値*1			0.90%	0.40%	0.43%	1.36%

[備考] カッコ内の%値は全て Case01 をベースとした電圧感度、*1: 対象変電所 (4 か所) の平均

[出所] 協力準備調査団

④ グワグワラダ変電所における 75 (MVar) の分路リアクトルの設置

オフピーク負荷想定時の要請コンポーネント運開前の Case05 とグワグワラダ変電所に分路リアクトル (75MVar) を設置した Case06 の解析結果を比較検討した。表 3-6 より, グワグワラダ変電所の電圧感度は, 約 1.0%程度の減少が確認され効果の薄い結果となった。

⑤ カタンペ変電所における〔50MVar (±25MVar)〕の無効電力補償装置 (SVC) の設置
 <カタンペ変電所における SVC-25 (MVar) 遅相無効電力の設置の検討>

オフピーク負荷断面の Case06 とカタンペ変電所へ SVC (-25MVar) 遅相無効電力を設置した Case08 の解析結果を比較した。表 3-6 より、カタンペ変電所の電圧感度は、約 0.48% の減少が確認され効果は薄い結果となった。

表 3-6 オフピーク想定解析結果

変電所	定格電圧 (kV)	電圧 (p.u.値)		
		Case06	Case07	Case08
アポ	132	1.0580	1.0493 (-0.87%)	1.0535 (-0.45%)
ケフィ	132	1.0431	1.0341 (-0.90%)	1.0385 (-0.46%)
カタンペ	330	1.0198	1.0099 (-0.99%)	1.0144 (-0.54%)
	132	1.0614	1.0522 (-0.92%)	1.0566 (-0.48%)
グワグワラダ	330	1.0362	1.0255 (-1.07%)	1.0328 (-0.34%)
	132	1.0363	1.0256 (-1.07%)	1.0330 (-0.33%)
132kV 母線の電圧感度の平均値*1			-0.94%	-0.43%
330kV 母線の電圧感度の平均値*1			-1.03%	-0.44%

〔備考〕 カッコ内の%値は全て Case06 をベースとした電圧感度、

*1：対象変電所 (4 か所) の平均

〔出所〕 協力準備調査団

4) 短絡電流の確認

潮流解析を行った PSS/E データを用いて、三相短絡電流を計算した。表 3-7 に短絡電流結果を示す。短絡電流の指標である、母線電圧 330 kV 及び 132 kV については 31.5 kA 以内に、母線電圧 33 kV については 25 kA 以内に収まっており、計画設備は問題ない。

表 3-7 短絡電流

変電所	母線電圧 (kV)	短絡電流 (kA)
アポ	132	13.69
	33(45MVA×2Bank)	12.48
	33(100MVA×1BANK)	14.41
	33(60MVA×1BANK)	9.66
ケフィ	132	3.13
	33	3.64
グワグワラダ	330	12.20
	132	8.79
カタンペ	330	8.38
	132	15.30
	33	21.48

〔備考〕 発電機のリアクタンスに関しては、PSS/E データ上のデフォルト値を使用した。その際、日本の発電機のリアクタンスと比較した場合 Xd (次過渡リアクタンス) 相当の値と検討した。

〔出所〕 協力準備調査団

5) プロジェクトコンポーネントとしての妥当性、有効性評価

アポ変電所及びケフィ変電所への電力用コンデンサの導入により、電圧感度は要請変電

所すべてに対して、平均で約 1.5～2%程度の増加が見込まれる。これに対してグワグワラダ変電所の分路リアクトル、カタンペ変電所の無効電力補償装置（SVC）の導入に対しては、電圧感度は1%以下の減少となり、効果が薄い結果となった。

よって本解析結果として、重要度及び優先度の高いコンポーネントは、アポ変電所及びケフィ変電所が選定された。

3-2-2-3 全体計画

(1) 設計条件

本プロジェクトの計画に係る設計条件は下記とする。

1) 気象条件

変電設備、基礎の設計に適用する気象条件を表 3-8 に示す。

表 3-8 気象条件

項目	アポ変電所	ケフィ変電所
地盤標高	海拔 483 m	海拔 314 m
周囲温度（最高）	36.9 °C	
周囲温度（最低）	15.5 °C	
周囲温度（平均）	27.0 °C	
最大風速	33.5 m/秒	
年間降雨量	1,221 mm	
地震力	考慮しない。	
地耐力	8.5 トン/m ² （地質調査結果による）	

[出所] 協力準備調査団

2) 設計条件（132kV 系統）

表 3-9 132 kV 系統電気方式

項目	適用
系統電圧	132 kV（3相3線式）
系統最大電圧	145.0 kV
系統最低電圧	118.8 kV
周波数	50 Hz
最大短絡容量	31.5 kA (1sec.)
接地系	直接接地方式
接地抵抗	1 Ω 以下

[出所] TCN 及びナイジェリア電力規制委員会（NERC: Nigeria Electricity Regulatory commission）

(2) 適用規格及び使用単位

本プロジェクトを計画する上での設計に当たっては、機器の主要機能については IEC 及び ISO 等の国際規格並びに日本規格を適用することとする。また使用単位は国際単位系（SI ユニット）とする。

- ① 国際電気標準会議規格（IEC）： 電気製品全般の主要機能に適用する。
- ② 国際標準化機構（ISO）： 工業製品全般の性能評価に適用する。
- ③ 日本工業規格（JIS）： 工業製品全般に適用する。

- ④ 電気学会電気規格調査会標準規格（JEC）： 電気製品全般に適用する。
- ⑤ 日本電機工業会（JEM）： 同上
- ⑥ 日本電電気協会（JEAC）： 同上
- ⑦ 日本電線工業会規格（JCS）： 電線、ケーブル類に適用する。
- ⑧ 電気設備に関する技術基準： 電気工事全般に適用する。

3-2-2-4 基本計画の概要

前述（3-2-1 項参照）の設計方針を踏まえた本計画の基本計画の概要は、表 3-10 に示すとおりである。

表 3-10 基本計画の概要

計画対象地	132/33 kV アポ 132/33kV 変電所	ケフィ 132/33kV 変電所
機材調達・据付	1. 電力用コンデンサ設備 (132kV、60MVar) 1 式	1. 電力用コンデンサ設備 (132kV、25MVar) 1 式
	2. 特別高圧開閉設備 1 式	2. 特別高圧開閉設備 1 式
	3. 保護・制御盤 1 式	3. 保護・制御盤 1 式
	4. 変電所接地設備 1 式	4. 変電所接地設備 1 式
	5. 低圧設備 1 式	5. 低圧設備 1 式
	6. 設備用基礎 1 式	6. 電力用地中ケーブル (132kV) 1 式
調達	1. 交換部品 1 式	7. 直流電源装置 1 式
	2. 試験器具・保守用道具 1 式	8. 設備用基礎 1 式

[出所] 協力準備調査団

(1) 資機材計画の概要

1) 基本事項

本プロジェクトでは、設備計画の目標年次である供用開始後 10 年後の送電系統を踏まえ、132/33 kV アポ変電所及び 132/33 kV ケフィ変電所に接続された配電地域における、より安定した電力供給に資する機材を調達する。各変電所は、首都区南部及び隣接するナサラワ州地域に配電しており、送電線による電力の安定供給のため、132/33 kV アポ変電所及び 132/33 kV ケフィ変電所における 132 kV 系統に電力用コンデンサを連系する計画である。そのため、各変電所においては既設変電設備と連系させるために必要となる開閉設備を併せて調達し、さらに、電力用コンデンサの保護及び制御を行う電力用コンデンサ保護盤、及び制御盤を調達する。

尚、経済的な設計とするために、資機材の仕様は可能な限り国際規格に準拠した標準品を採用し、必要最小限の設備構成・仕様を設定・選定することとする。

2) 電力用コンデンサの概要

① 設備容量

ナイジェリア送電会社の要請である設備容量（アポ変電所：60 MVar、ケフィ変電所：25 MVar）を検討したところ、第一次調査後に実施した解析の結果、各変電所にて3～6%程度の電圧が改善されることが判明した。十分なプロジェクト効果が期待でき、要請コンポーネントの妥当性が裏付けられたため、これらの設備容量を採用する。

② 機能

各変電所の既設 132 kV 母線を連系点として系統と連系する。系統の力率を監視しつつオペレータ及び TCN 給電指令所の判断にて電力用コンデンサの系統への入切を行う。各変電所の負荷を勘案し、常時接続が基本となる。軽負荷時には電力用コンデンサを、本プロジェクトにて調達/据付するガス遮断器を介して系統より切り離す形での運用とする。

3) 特別高圧開閉設備の概要

① アポ変電所

系統連系点での開閉設備の選定に当たっては、電力用コンデンサ設備の故障発生時に故障箇所を系統より迅速に遮断するとともに、事故電流を十分許容できることが不可欠である。さらに、132 kV 遮断器と同様に想定される電流値及び既設設備との整合性から仕様を決定した。当該変電所では複母線に対して断路器の入切により接続される母線を切り替える仕様である。この切替用断路器には接地機構を持たない断路器を採用し、電力用コンデンサ設備に直結する断路器については電力用コンデンサをメンテナンス中の作業員の安全を確保するため、接地機構を具備する断路器を用いる。

② ケフィ変電所

アポ変電所と同様に、遮断器、断路器及び接地機構付断路器から構成される開閉設備を据付する。当該変電所の場合は単母線への接続であることから系統接続用の断路器は1台のみの調達となる。更に既設母線との接続点から電力用コンデンサ据付場所までは構内道路を交わす必要があるため、地中ケーブルを据付することで接続する。

4) 制御棟内据付機材の概要

① アポ変電所

本プロジェクトによる電力用コンデンサに故障が発生した場合には既設 132 kV 系統を保護するために、迅速に系統より切り離す必要がある。事故電流の検出のため、過電流継電器を有し、事故発生時に速やかに設備を系統と切り離すための 132 kV 制御盤を据付する。更に、運転管理者が設備の運転状況を日常的に監視し、異常状態を早期に発見するため、電流、電圧、無効電力の表示機能を有し、かつ電力用コンデンサの内部異常に対する保護機能を有する 132 kV コンデンサ保護盤を据付する。

なお、アポ変電所においては既設の直流電源装置により本プロジェクトにより調達され

る設備への電源供給が可能であるため、直流電源装置は調達しない。

② ケフィ変電所

132 kV 開閉設備の制御及び電力用コンデンサの保護を目的とした盤を据付する。ケフィ変電所においては既設制御機器用直流電源装置を容量一杯まで使用しているため、本計画への直流電源供給は困難である。そのため、当該変電所制御棟内の既設バッテリー室に追加で鉛蓄電池、直流整流装置、及び充電器から構成される直流電源装置を調達する。

(2) 調達・据付機材の概要

本プロジェクトで調達する機材は、据付の容易性と、据付期間の短縮を図るため、仕様品目の小数化を図り可能な限り標準設計モデルを採用する。以下表 3-1-1 から表 3-1-2 に調達機材と仕様、並びに主要機材の概略仕様を示す。

表 3-1-1 調達・据付機材の概要（アボ変電所）

番号	項目 / 機材	仕様	数量
AP-1	132 kV ガス遮断器		1 台
	(1) 適応規格	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格	
	(2) 型式	: 屋外/碍子型 (碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上)、3 相	
	(3) 定格電圧	: 145 kV 以上	
	(4) 定格電流	: 1,250 A 以上	
	(5) 定格遮断電流	: 31.5 kA 以上	
	(6) 定格遮断時間	: 3 サイクル以下	
	(7) 定格短時間耐電流	: 31.5 kA (1 sec.) 以上	
	(8) 動作責務	: O - 0.3 sec. - CO - 3 min. CO	
	(9) 定格雷インパルス耐電圧	: 650 kV 以上	
	(10) 定格商用周波耐電圧 (1 分間)	: 275 kV 以上	
	(11) 制御電源	: DC110 V、AC415V(3 相)-240V(单相)	
	(12) 付属品	: 動作カウンタ、現場操作箱、その他必要なもの。	
	(13) その他	: 碍子下端までの高さを 2.5 m 以上とする。 耐震は考慮する必要ない。	
AP-2	132 kV 断路器		2 台
	(1) 適応規格	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格	
	(2) 型式	: 水平 2 点切、屋外型、3 相、(碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上)	
	(3) 定格電圧	: 145 kV	
	(4) 定格電流	: 1,250 A	
	(5) 定格短時間電流	: 31.5 kA (1 sec.) 以上	
	(6) 定格雷インパルス耐電圧	: 650 kV 以上	
	(7) 定格商用周波耐電圧 (1 分間)	: 275 kV 以上	
	(8) 制御電源	: DC110 V	
	(9) 現場制御箱	: 電動操作機構、その他遠方操作に必要な装置・器具を含むこと。	
	(10) 付属品	: 手動用開閉ハンドル、架台 (2 m 以上)、その他必要なもの。	
AP-3	接地機構付 132 kV 断路器		1 台
	(1) 適応規格	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格	
	(2) 型式	: 水平 2 点切、屋外型、3 相、(碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上)	
	(3) 定格電圧	: 145 kV	
	(4) 定格電流	: 1,250 A	
	(5) 定格短時間電流	: 31.5 kA (1 sec.) 以上	

番号	項目 / 機材	仕様	数量
	(6) 定格雷インパルス耐電圧 (7) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (8) 制御電源 (9) 現場制御箱 (10) 電動接地装置 (11) 付属品	: 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : DC110 V : 電動操作機構、その他遠方操作に必要な装置・器具を含むこと。 : 具備すること。 : 手動用開閉ハンドル、架台 (2 m 以上)、その他必要なもの。	
AP-4	132 kV 計器用変流器		3 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 最高系統電圧 (4) コア数 (5) 定格 1 次電流 (6) 定格 2 次電流 (7) 確度階級 (8) 定格 2 次負担 (9) 定格短時間耐電流 (10) 定格雷インパルス耐電圧 (11) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (12) 付属品	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋外/碍子型 (碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上) 単相 : 145 kV : 3 個/相 (コア 1: 計測用、コア 2, 3: 保護用) : 600 A : 1 A (3 コアとも) : コア 1: 0.5、コア 2, 3: 5P20 : 30 VA 以上 (3 コアとも) : 31.5 kA (1 sec.) 以上 : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : 取付に必要な金具一式	
AP-5	132 kV コンデンサ形計器用変成器		3 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 最高系統電圧 (4) 2 次側回路数 (5) 定格 1 次電圧 (6) 定格 2 次電圧 (7) 確度階級 (8) 定格 2 次負担 (9) 定格雷インパルス耐電圧 (10) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (11) 付属品	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋外/碍子型、単相、(碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上) : 145 kV : 2 回路 (回路 1: 計測用、回路 2: 保護用) : $132/\sqrt{3}$ kV : $110/\sqrt{3}$ V (2 回路とも) : 回路 1: 0.5 級、回路 2: 3P : 100 VA 以上 (2 回路とも) : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : 取付に必要な金具一式	
AP-6	132 kV 避雷器		3 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 定格電圧 (4) 定格放電電流 (5) 付属品	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋外型、酸化亜鉛式、単相、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上。 : 120 kV : 10 kA : サージカウンター (各相)、その他取り付けに必要な金具一式	
AP-7	132 kV 電力用コンデンサ設備		1 式
	構成機材共通仕様 (1) 適応規格 (2) 使用状態 (3) 設備定格 (4) 設備容量 (5) 定格雷インパルス耐電圧 (6) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (7) その他	: JEC, JIS, IEC もしくは同等規格 : 屋外型、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上、耐震条件なし。 : 3 相、50 Hz、132 kV : 60 MVar (1 群) : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : 取付に必要な金具類を含む。	
	単体コンデンサ (1) 定格相電圧 (2) 定格総容量 (3) 付属品	: 81.2 kV (単相) : 63.8 MVar : 油量調整装置	1 式

番号	項目 / 機材	仕様	数量
	直列リアクトル (1) 定格電圧 (2) リアクタンス (3) 定格雷インパルス耐電圧 (4) 定格商用周波耐電圧 (1分間) (5) 付属品	: 4860* $\sqrt{3}$ V (3相) : コンデンサリアクタンスの6% : 400 kV 以上 (避雷器にて耐電圧を低減) : 160 kV 以上 (避雷器にて耐電圧を低減) : 油量調整装置 (警報接点付)、ダイヤル温度計 (警報接点付)	1式
	放電コイル (1) 定格電圧 (2) 放電総容量 (3) 2次電圧 (4) 2次容量 (5) 変圧比誤差 (6) 付属品	: メーカー標準による。 : 63.8 MVar 以上 : 110 V : 100 VA : $\pm 1.0\%$: 油量調整装置	1式
	絶縁変圧器 (1) 1次電圧 (2) 2次電圧 (3) 2次容量 (4) 定格雷インパルス耐電圧 (5) 定格商用周波耐電圧 (1分間) (6) 変圧比誤差 (7) 付属品	: 110 V (単相) : 保護リレーに合わせメーカー標準による。 : 600 VA (100 VA x 6 台) : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : $\pm 1.0\%$: 油量調整装置	1式
	避雷器 (1) 型式 (2) 定格電圧	: 碍子式酸化亜鉛形 : 98 kV	3台
	絶縁架台 (1) 定格電圧 (2) 定格雷インパルス耐電圧 (3) 定格商用周波耐電圧 (1分間) (4) その他 (5) 付属品	: 132 kV : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : 搭載機器は単体コンデンサ、放電コイルである。 : 各種配線材料他	1式
AP-8	132 kV 母線、母線用架構、碍子、他		1式
	132 kV 母線 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 条数 (4) 摘要	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 鋼心アルミより線 (ACSR 320 mm ²) もしくは同等品 : 1相あたり2条とする。 : 新設 132 kV 母線用	70m
	132 kV 母線用架構 (1) 適応規格 (2) 寸法 (3) 材質 (4) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 幅約 14 m、高さ約 10 m : 鋼材、溶融亜鉛メッキ仕上げ : 132 kV 母線用架線のための架構	2門
	132 kV 母線用引留碍子装置 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 磁器製、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上。 : 132 kV 母線新設のための耐張碍子及びクレビス、クランプ等一式	1式
	132 kV 架線 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 鋼心アルミより線 (ACSR 320 mm ² 以上) もしくは同等品 : 既設 132 kV 送電網と接続し、電力用コンデンサ設備へ至る回路に使用。	200m
	132 kV ポスト碍子		9本

番号	項目 / 機材	仕様	数量
	(1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 磁器製、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上。 : 電力用コンデンサ設備へ至る回路の支持として使用。	
	架空地線 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 亜鉛メッキ鋼線 (55 mm ² 以上) : 電力用コンデンサ設備及び開閉設備等を落雷より保護するため、既設ガントリー、及び新設する母線用架構間に設置する。	120m
	その他必要な資材 (1) 摘要	: 補強が必要な架構用支線等。その他上記母線/架線工事のために必要な金具、端子他一式。	1 式
AP-9	接地材料		1 式
	(1) 接地方式 (2) 使用材料 1) 埋設用接地線 2) 絶縁被覆接地線 3) 接地棒 4) 接続材料 (3) 接地抵抗 (4) その他資材	: 網状接地及び接地棒連結併用方式 : 軟銅より線 (A) もしくは同等品 : ビニル絶縁電線 (IV) もしくは同等品 : 連結式銅被覆鋼棒 D14-1500 mm x 2 本連結もしくは同等品 : T 型圧縮コネクタ又はボルトコネクタもしくは同等品。 : 1 Ω 以下 (既設接地網が 1 Ω 以下であることを条件とする。) : 既設接地網への接続用資材 (接地線、接続端子、他)	
AP-10	132 kV コンデンサ保護盤		1 面
	(1) 適応規格 (2) タイプ (3) 制御電源 (4) 保護継電器 (5) 警報器 (6) その他	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋内型金属閉鎖自立型 - DC110 V、AC240 V(単相) - 不足電圧継電器 (CVT) JEM27 - 過電圧継電器 (CVT) JEM59 - 電圧平衡継電器 (電力用コンデンサ設備・絶縁変圧器 2 次) 各相 JEM60 : - 静止器温度スイッチ (ダイヤル温度計) JEM26 : - 静止器内部故障検出装置 (油量調整装置) JEM 96 : - 制御スイッチ、警報装置、その他の制御部品を含む	
AP-11	132 kV 制御盤		1 面
	(1) 適応規格 (2) タイプ (3) 制御電源 (4) 保護継電器 (5) 計測表示機能 (6) その他	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋内型金属閉鎖自立型 - DC110 V 及び AC415V (3 相)-AC240 V (単相) - 過電流継電器 (瞬時・限時) (CT) JEM 51H, 51L - 電流、電圧、無効電力を表示すること。(CVT 及び CT) - 開閉機器 (遮断器、断路器) の制御機能を有すること。 - ミミック・模擬母線、スイッチ、警報装置、その他の制御部品を含む。	
AP-12	低圧ケーブル等資材		1 式
	電源用低圧ケーブル (1) 適応規格 (2) 型式	: IEC, JEC もしくは同等規格 : 600 V 架橋ポリエチレン電力ケーブル (CV) 又は 600 V 架橋ポリエチレン鋼外装型電力ケーブル (CV/MAZV) もしくは同等品	1 式
	制御用低圧ケーブル (1) 適応規格 (2) 型式	: IEC, JEC もしくは同等規格 : 遮へい付制御用ビニル絶縁ビニルシースケーブル (CVVS) もしくは同等品	1 式

番号	項目 / 機材	仕様	数量
	配線用材料 (1) 電線管 (2) ケーブルラック	: 鋼製電線管 (G, C)、合成樹脂製電線管 (VP)、波付硬質合成樹脂管 (FEP-埋設用) もしくは同等品 : 鋼製ラダータイプ溶融亜鉛メッキ仕上げもしくは同等品	1 式
	ケーブル貫通部防火措置キット (1) 摘要	: 外部より制御棟内へ至るケーブルピットに充填し、火災時の建屋内への延焼を防ぐ。	1 式

[出所] 協力準備調査団

表 3-12 調達・据付機材の概要（ケフィ変電所）

番号	項目 / 機材	仕様	数量
KF-1	132 kV ガス遮断器		1 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 定格電圧 (4) 定格電流 (5) 定格遮断電流 (6) 定格遮断時間 (7) 定格短時間耐電流 (8) 動作責務 (9) 定格雷インパルス耐電圧 (10) 定格商用周波耐電圧（1分間） (11) 制御電源 (12) 付属品 (13) その他	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格 : 屋外/碍子型（碍子漏れ距離： 31 mm/kV 以上）、3 相 : 145 kV 以上 : 1,250 A 以上 : 31.5 kA 以上 : 3 サイクル以下 : 31.5 kA (1 sec.) 以上 : O - 0.3 sec. - CO - 3 min. CO : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : DC110 V、AC415V(3 相)-240V(单相) : 動作カウンタ、現場操作箱、その他必要なもの。 : 碍子下端までの高さを 2.5 m 以上とする。 耐震は考慮する必要ない。	
KF-2	132 kV 断路器		1 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 定格電圧 (4) 定格電流 (5) 定格短時間電流 (6) 定格雷インパルス耐電圧 (7) 定格商用周波耐電圧（1分間） (8) 制御電源 (9) 現場制御箱 (10) 付属品	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格 : 水平 2 点切、屋外型、3 相、（碍子漏れ距離： 31 mm/kV 以上） : 145 kV : 1,250 A : 31.5 kA (1 sec.) 以上 : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : DC110 V : 電動操作機構、その他遠方操作に必要な装置・器具を含むこと。 : 手動用開閉ハンドル、架台（2 m 以上）、その他必要なもの。	
KF-3	接地機構付 132 kV 断路器		1 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 定格電圧 (4) 定格電流 (5) 定格短時間電流 (6) 定格雷インパルス耐電圧 (7) 定格商用周波耐電圧（1分間） (8) 制御電源 (9) 現場制御箱 (10) 電動接地装置 (11) 付属品	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格 : 水平 2 点切、屋外型、3 相、（碍子漏れ距離： 31 mm/kV 以上） : 145 kV : 1,250 A : 31.5 kA (1 sec.) 以上 : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : DC110 V : 電動操作機構、その他遠方操作に必要な装置・器具を含むこと。 : 具備すること。 : 手動用開閉ハンドル、架台（2 m 以上）、その他必要なもの。	
KF-4	132 kV 計器用変流器		3 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 最高系統電圧 (4) コア数 (5) 定格 1 次電流 (6) 定格 2 次電流 (7) 確度階級 (8) 定格 2 次負担 (9) 定格短時間耐電流 (10) 定格雷インパルス耐電圧	: IEC、JEC、JIS、JEM もしくは同等規格 : 屋外/碍子型（碍子漏れ距離： 31 mm/kV 以上）单相 : 145 kV : 3 個/相（コア 1：計測用、コア 2, 3：保護用） : 300 A : 1 A（3 コアとも） : コア 1：0.5、コア 2, 3：5P20 : 30 VA 以上（3 コアとも） : 31.5 kA (1 sec.) 以上 : 650 kV 以上	

番号	項目 / 機材	仕様	数量
	(11) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (12) 付属品	: 275 kV 以上 : 取付に必要な金具一式	
KF-5	132 kV 避雷器		3 台
	(1) 適応規格 (2) 型式 (3) 定格電圧 (4) 定格放電電流 (5) 付属品	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋外型、酸化亜鉛式、単相、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上。 : 120 kV : 10 kA : サージカウンター (各相)、その他取り付けに必要な金具一式	
KF-6	132 kV 電力用コンデンサ設備		1 式
	構成機材共通仕様 (1) 適応規格 (2) 使用状態 (3) 設備定格 (4) 設備容量 (5) 定格雷インパルス耐電圧 (6) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (7) その他	: JEC, JIS, IEC もしくは同等規格 : 屋外型、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上、耐震条件なし。 : 3 相、50 Hz、132 kV : 25 MVar (1 群) : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : 取付に必要なとなる金具類を含む。	
	単体コンデンサ (1) 定格相電圧 (2) 定格総容量 (3) 付属品	: 81.2 kV (単相) : 26.6 MVar : 油量調整装置	1 式
	直列リアクトル (1) 定格電圧 (2) リアクタンス (3) 定格雷インパルス耐電圧 (4) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (5) 付属品	: $4860 \times \sqrt{3}$ V (3 相) : コンデンサリアクタンスの 6% : 400 kV 以上 (避雷器にて耐電圧を低減) : 160 kV 以上 (避雷器にて耐電圧を低減) : 油量調整装置 (警報接点付)、ダイヤル温度計 (警報接点付)	1 式
	放電コイル (1) 定格電圧 (2) 放電総容量 (3) 2 次電圧 (4) 2 次容量 (5) 変圧比誤差 (6) 付属品	: メーカー標準による。 : 26.6 MVar 以上 : 110 V : 100 VA : $\pm 1.0\%$: 油量調整装置	1 式
	絶縁変圧器 (1) 1 次電圧 (2) 2 次電圧 (3) 2 次容量 (4) 定格雷インパルス耐電圧 (5) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (6) 変圧比誤差 (7) 付属品	: 110 V (単相) : 保護リレーに合わせメーカー標準による。 : 600 VA (100 VA x 6 台) : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : $\pm 1.0\%$: 油量調整装置	1 式
	避雷器 (1) 型式 (2) 定格電圧	: 碍子式酸化亜鉛形 : 98 kV	3 台
	絶縁架台 (1) 定格電圧 (2) 定格雷インパルス耐電圧 (3) 定格商用周波耐電圧 (1 分間) (4) その他 (5) 付属品	: 132 kV : 650 kV 以上 : 275 kV 以上 : 搭載機器は単体コンデンサ、放電コイルである。 : 各種配線材料他	1 式
KF-7	132 kV 母線、母線用架構、碍子、他		1 式
	132 kV 母線		45m

番号	項目 / 機材	仕 様	数量
	(1) 適応規格 (2) 材質 (3) 条数 (4) 摘要	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 鋼心アルミより線 (ACSR 320 mm ²) もしくは同等品 : 1相あたり2条とする。 : 新設 132 kV 母線用	
	132 kV 母線用架構 (1) 適応規格 (2) 寸法 (3) 材質 (4) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 幅約 14 m、高さ約 10 m : 鋼材、溶融亜鉛メッキ仕上げ : 132 kV 母線用架線のための架構	1 門
	132 kV 母線用引留碍子装置 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 磁器製、碍子漏れ距離: 31 mm/kV 以上。 : 132 kV 母線新設のための耐張碍子及びクレビス、クランプ等一式	1 式
	132 kV 架線 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 鋼心アルミより線 (ACSR 320 mm ² 以上) もしくは同等品 : 既設 132 kV 送電網と接続し、電力用コンデンサ設備へ至る回路に使用。	80m
	132kV 屋外型気中終端 (1) タイプ (2) 電力ケーブルサイズ (3) 系統電圧 (4) その他	: 屋外用気中終端接続 : 200 mm ² 以上 : 132 kV 以上 : 取付金具 1 式を含むこと。	6 本
	132 kV 電力ケーブル (1) 適用規格 (2) 型式 (3) サイズ (4) 導体 (5) 芯数 (6) シースタイプ (7) シース色	: JIS, JEC, IEC もしくは同等規格 : XLPE : 200 mm ² 以上 : 銅 : 単芯 : PVC (防蟻) : 黒	130m
	架空地線 (1) 適応規格 (2) 材質 (3) 摘要	: JIS もしくは同等規格 : 亜鉛メッキ鋼線 (55 mm ² 以上) : 電力用コンデンサ設備及び開閉設備等を落雷より保護するため、既設ガントリー、及び新設する母線用架構間に設置する。	60m
	その他必要な資材 (1) 摘要	: 補強が必要な架構用支線等。その他上記母線/架線工事のために必要な金具、端子他一式。	1 式
KF-8	接地材料 (1) 接地方式 (2) 使用材料 1) 埋設用接地線 2) 絶縁被覆接地線 3) 接地棒 4) 接続材料 (3) 接地抵抗 (4) その他資材	: 網状接地及び接地棒連結併用方式 : 軟銅より線 (A) もしくは同等品 : ビニル絶縁電線 (IV) もしくは同等品 : 連結式銅被覆鋼棒 D14-1500 mm x 2 本連結もしくは同等品 : T 型圧縮コネクタ又はボルトコネクタもしくは同等品。 : 1 Ω 以下 (既設接地網が 1 Ω 以下であることを条件とする。) : 既設接地網への接続用資材 (接地線、接続端子、他)	1 式
KF-9	132 kV コンデンサ保護盤 (1) 適応規格 (2) タイプ (3) 制御電源 (4) 保護継電器	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋内型金属閉鎖自立型 - DC110 V、AC240 V(単相) - 不足電圧継電器 (既設 CVT) JEM 27 - 過電圧継電器 (既設 CVT) JEM 59	1 面

番号	項目 / 機材	仕様	数量
	(5) 警報器 (6) その他	- 電圧平衡継電器（電力用コンデンサ設備・絶縁変圧器2次）各相 JEM 60 - 静止器温度スイッチ（ダイヤル温度計）JEM 26 - 静止器内部故障検出装置（油量調整装置）JEM 96 - 制御スイッチ、警報装置、その他の制御部品を含む	
KF-10	132 kV 制御盤 (1) 適応規格 (2) タイプ (3) 制御電源 (4) 保護継電器 (5) 計測表示機能 (6) その他	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋内型金属閉鎖自立型 - DC110 V 及び AC415V (3 相)-AC240 V (単相) - 過電流継電器（瞬時・限時）(CT) JEM 51H, 51L - 電流、電圧、無効電力を表示すること。（既設 CVT 及び CT） - 開閉機器（遮断器、断路器）の制御機能を有すること。 - ミミック・模擬母線、スイッチ、警報装置、その他の制御部品を含む。	1 面
KF-11	直流電源装置 (1) 適応規格 (2) 型式 (3) 構成 (4) 入力電圧 (5) 直流出力電圧 (6) 定格 (7) 定格出力電流 (8) バッテリー (9) 直流出力回路数 (10) 付属品	: IEC, JEC, JIS, JEM もしくは同等規格 : 屋内、金属閉鎖型、サイリスタ方式 : 充電器 1 台構成とする。 : 単相 AC240 V ±10% もしくは三相 AC415 V ±10% : DC110 V (±3 V) (120.42 V (=DC2.23 V x 54 セル)) の出力電圧を 負荷電圧補償装置（シリコンドロップパー等）で調整すること。） : 100% 連続。 : 80 A : 制御弁式据置鉛蓄電池、100 Ah/10 Hr 54 セル : 3 以上 : 盤内照明、電流計、電圧計、地絡保護継電器、故障表示灯、 警報接点付 MCCB、不可電圧補償装置	1 式
KF-12	低圧ケーブル等資材		1 式
	電源用低圧ケーブル (1) 適応規格 (2) 型式	: IEC, JEC もしくは同等規格 : 600 V 架橋ポリエチレン電力ケーブル (CV) 又は 600 V 架橋ポリエチレン鋼外装型電力ケーブル (CV/MAZV) もしくは同等品	1 式
	制御用低圧ケーブル (1) 適応規格 (2) 型式	: IEC, JEC もしくは同等規格 : 遮へい付制御用ビニル絶縁ビニルシースケーブル (CVVS) もしくは同等品	1 式
	配線用材料 (1) 電線管 (2) ケーブルラック	: 鋼製電線管 (G, C)、合成樹脂製電線管 (VP)、波付硬質合成樹脂管 (FEP-埋設用) もしくは同等品 : 鋼製ラダータイプ溶融亜鉛メッキ仕上げもしくは同等品	1 式
	ケーブル貫通部防火措置キット (1) 摘要	: 外部より制御棟内へ至るケーブルピットに充填し、火災時の建屋内への延焼を防ぐ。	1 式

[出所] 協力準備調査団

(3) 交換部品・試験器具の概要

本プロジェクトにて調達する試験器具を表3-13に示す。

表3-13 調達機材の概要（試験器具）

番号	項目 / 機材	仕様	数量
MT-1	絶縁抵抗計		1台
	(1) 定格測定電圧	: DC1,000 V 以上	
	(2) 有効最大表示値	: 4,000 MΩ	
	(3) 付属品	: テスターリード、取扱説明書（英語版）	
MT-2	静電容量測定器		1台
	(1) 型式	: ハンディタイプ	
	(2) 静電容量測定レンジ	: 2 nF.1~200 μF 以上	
	(3) 精度	: ±0.5%rdg+1digit	
	(4) 付属品	: 測定コード一式、取扱説明書（英語版）	
MT-3	接地抵抗計		1台
	(1) 接地抵抗レンジ	: 20Ω、200 Ω、2000 Ω	
	(2) 測定方式	: 2電極法または3電極法	
	(3) 付属品	: 補助接地棒、測定コード一式、取扱説明書（英語版）	
MT-4	開閉器用動作試験装置		1台
	(1) 測定項目	: 動作時間測定 最低動作電圧測定 トリップ・投入電流波形測定	
	(2) 時間測定範囲	: 0.1ms~15s	
	(3) 時間測定精度	: ±0.5ms 分解能 0.1ms (0.1~999.9ms レンジ) ±2ms 分解能 1ms (1~9999ms レンジ)	
	(4) 出力電圧	: 75~10V 確度±0.5V	
	(5) 測定電流	: 10A (最大 20A 確度±0.5A) 100A (最大 200A 確度±5A)	
	(6) 計測データ記録	: プリンタ印字、メモリーカード記録機能付き	
	(7) その他	: 測定ケーブル一式、取扱説明書（英語版）、その他測定に必要なとなるアクセサリ一式	
MT-5	運転管理用コンピュータ		2台
	(1) タイプ	: デスクトップ型、またはラップトップ型	
	(2) オペレーションシステム	: Windows7	
	(3) メモリー	: 2GB 以上	
	(4) ビット	: 64	
	(5) アプリケーション	: マイクロソフトワード、エクセルを具備すること。	

[出所] 協力準備調査団

表3-14から表3-20に本プロジェクトにて調達する主要機材の交換部品を記す。

表3-14 132 kV ガス遮断器の交換部品

品名	単位	数量
トリップコイル	本	1
投入コイル	個	1
MCCB（各種）	個	1
補助リレー（各種）	個	1

[出所] 協力準備調査団

表3-15 132 kV 断路器の交換部品

品名	単位	数量
MCCB（各種）	個	1
電磁接触器（各種）	個	1
補助リレー（各種）	個	1

[出所] 協力準備調査団

表 3-16 接地機構付 132 kV 断路器の交換部品

品名	単位	数量
MCCB (各種)	個	1
電磁接触器 (各種)	個	1
補助リレー (各種)	個	1

[出所] 協力準備調査団

表 3-17 132 kV コンデンサ保護盤の交換部品

品名	単位	数量
保護リレー (各種)	セット	1
スイッチ (各種)	個	1
ランプ (各種)	個	1
MCCB (各種)	個	1
補助リレー (各種)	セット	1
電磁接触器 (各種)	セット	1

[出所] 協力準備調査団

表 3-18 132 kV 制御盤の交換部品

品名	単位	数量
保護リレー (各種)	セット	1
スイッチ (各種)	個	1
ランプ (各種)	個	1
MCCB (各種)	個	1
補助リレー (各種)	セット	1
電磁接触器 (各種)	セット	1

[出所] 協力準備調査団

表 3-19 直流電源装置の交換部品

品名	単位	数量
スイッチ (各種)	個	1
ランプ (各種)	個	1
MCCB (各種)	個	1
補助リレー (各種)	セット	1
電磁接触器 (各種)	セット	1

[出所] 協力準備調査団

表 3-20 低圧ケーブル等資材の交換部品

品名	単位	数量
ケーブル貫通部防火措置キット	セット	1

[出所] 協力準備調査団

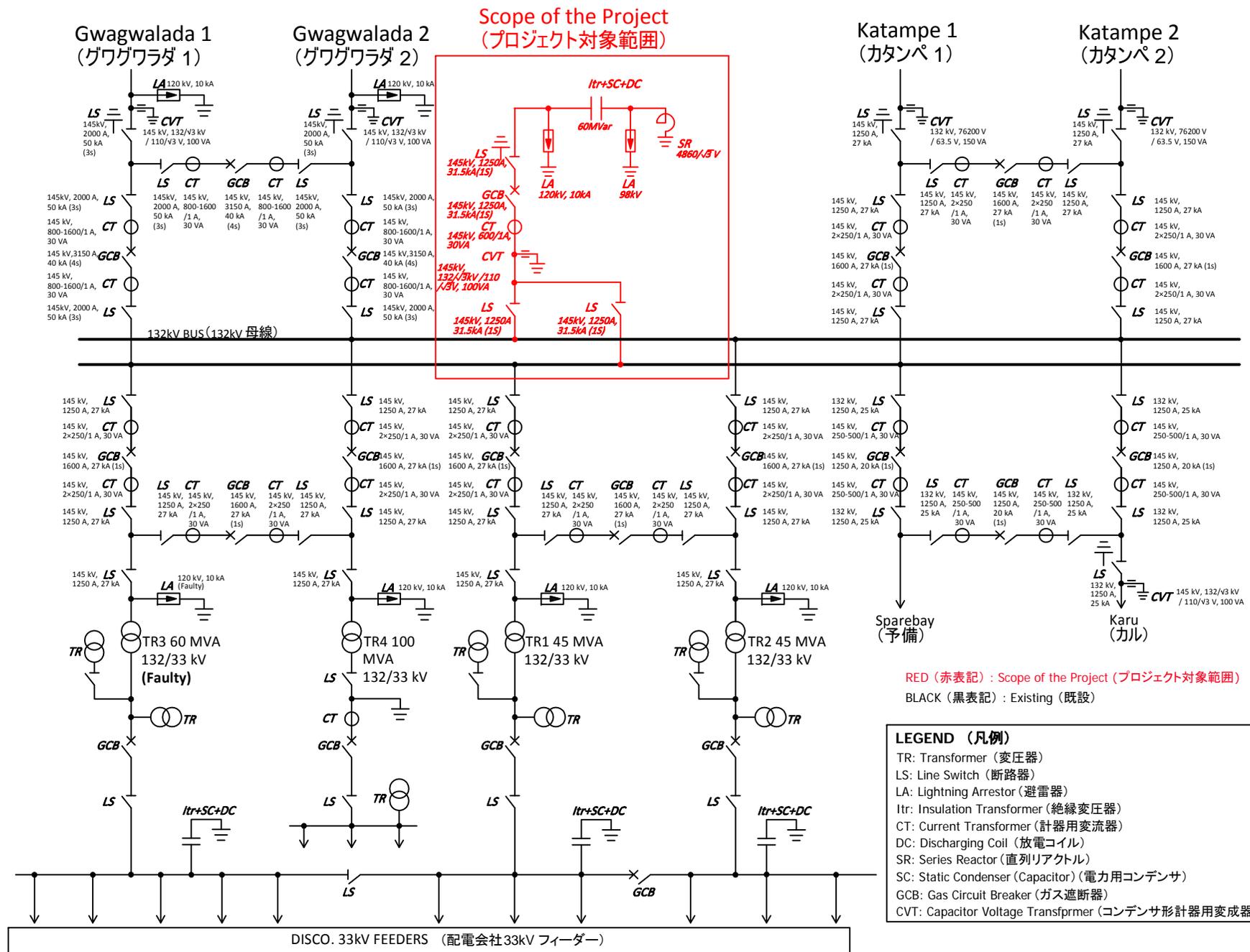
3-2-3 概略設計図

本プロジェクトの概略設計図を、表3-21に示す。

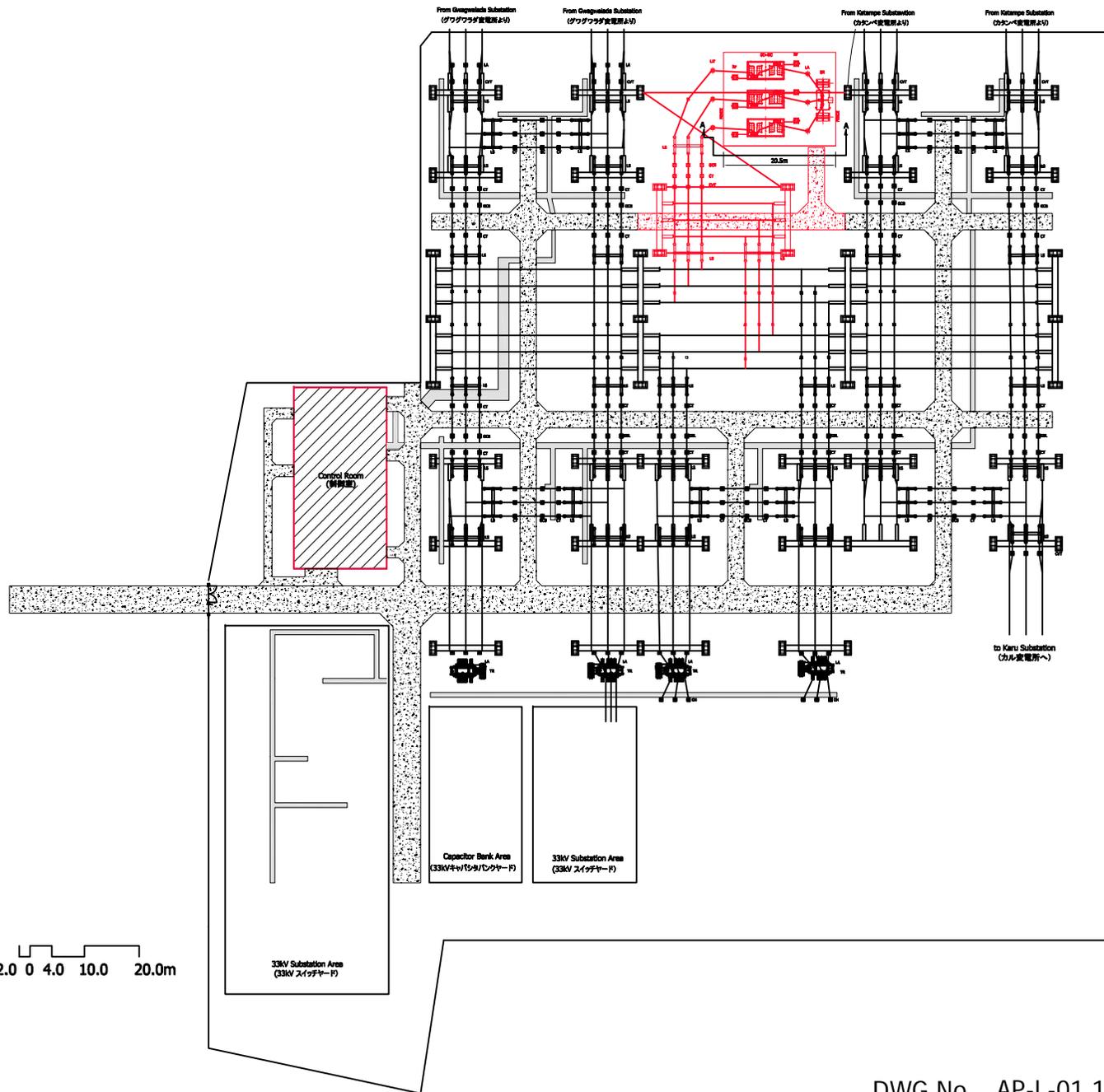
表3-21 概略設計図面リスト

図面番号	図面名称
アポ変電所	
DWG No. AP-E-01	132/33kV アポ変電所単線結線図
DWG No. AP-L-01	132/33kV アポ変電所変電設備配置計画図（全体図）
DWG No. AP-L-02	132/33kV アポ変電所変電設備配置計画図（プロジェクト対象範囲拡大図）
DWG No. AP-L-03	132/33kV アポ変電所電力用コンデンサ設備側面図
DWG No. AP-L-04	132/33kV アポ変電所制御室平面図
DWG No. AP-A-01	132/33kV アポ変電所電力用コンデンサ設備基礎図 1/2
DWG No. AP-A-02	132/33kV アポ変電所電力用コンデンサ設備基礎図 2/2
DWG No. AP-A-03	132/33kV アポ変電所設備基礎掘削範囲図
ケフィ変電所	
DWG No. KF-E-01	132/33kV ケフィ変電所単線結線図
DWG No. KF-L-01	132/33kV ケフィ変電所変電設備配置計画図（全体図）
DWG No. KF-L-02	132/33kV ケフィ変電所変電設備配置計画図（プロジェクト対象範囲拡大図）
DWG No. KF-L-03	132/33kV ケフィ変電所電力用コンデンサ設備側面図
DWG No. KF-L-04	132/33kV ケフィ変電所制御室平面図
DWG No. KF-A-01	132/33kV ケフィ変電所電力用コンデンサ設備基礎図 1/2
DWG No. KF-A-02	132/33kV ケフィ変電所電力用コンデンサ設備基礎図 2/2
DWG No. KF-A-03	132/33kV ケフィ変電所設備基礎掘削範囲図
共通	
DWG No C-01	フェンス平面図、正面図、側面図

[出所] 協力準備調査団



DWG No. AP-E-01 132/33kV アポ変電所単線結線図

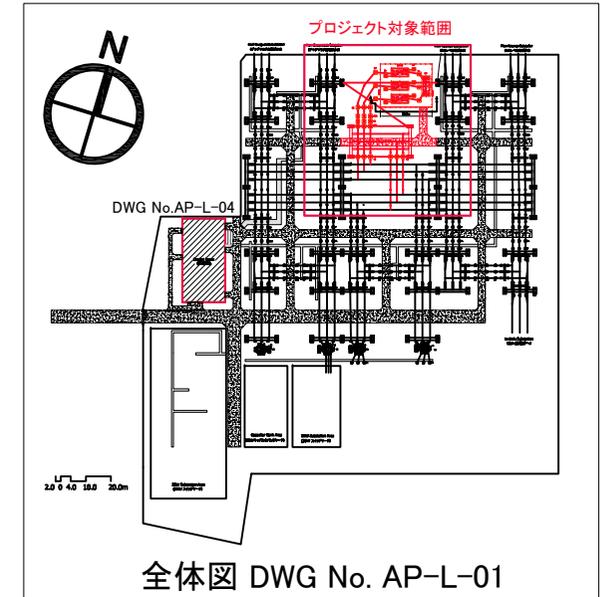
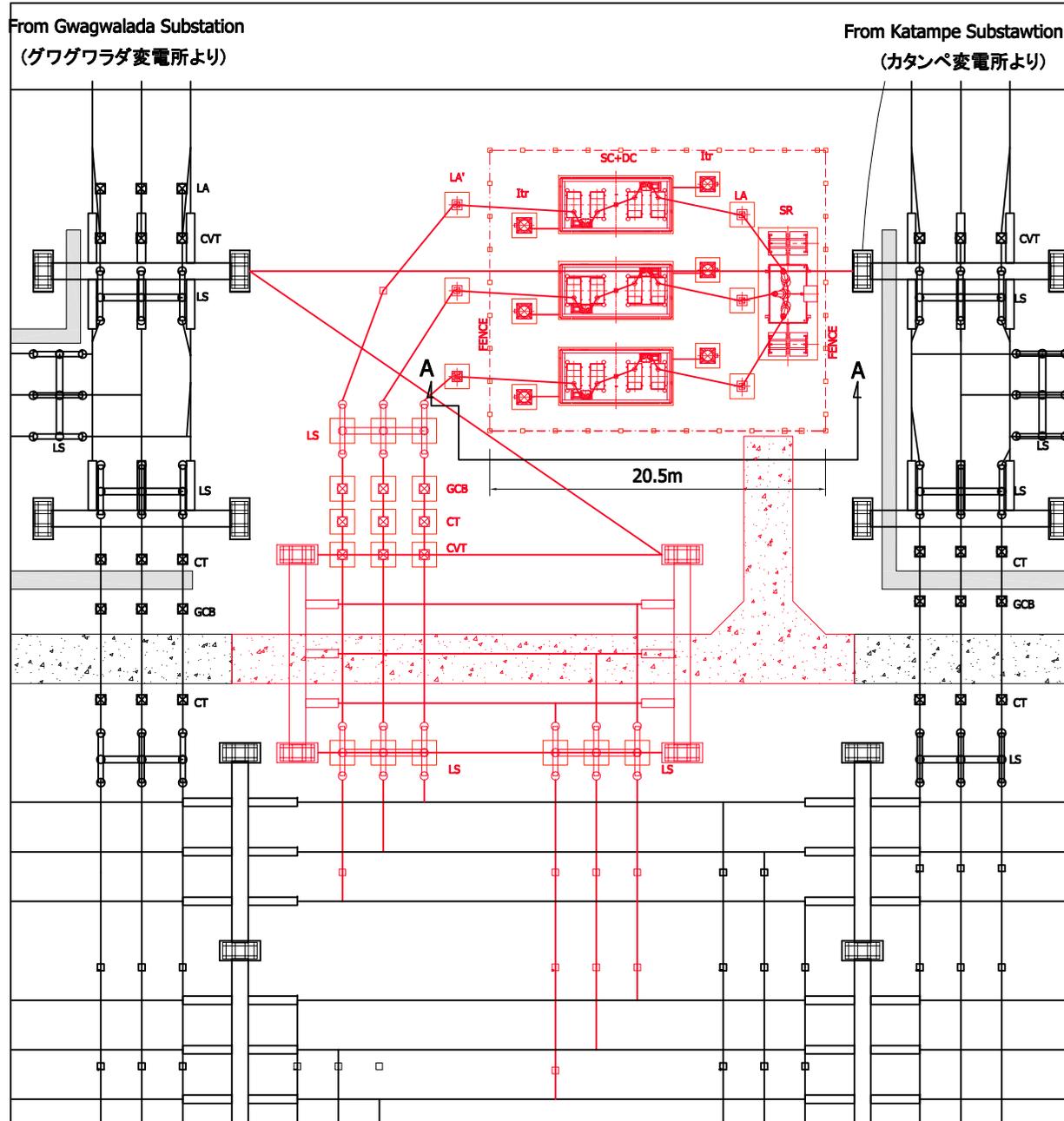


RED (赤表記) : Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記) : Existing (既設)

LEGEND (凡例)	
TR:	Transformer (変圧器)
LS:	Line Switch (断路器)
LA:	Lightning Arrestor (避雷器)
Itr:	Insulation Transformer (絶縁変圧器)
CT:	Current Transformer (計器用変流器)
DC:	Discharging Coil (放電コイル)
SR:	Series Reactor (直列リアクトル)
SC:	Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
GCB:	Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
CVT:	Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

DWG No. AP-L-01 132/33kV アポ変電所変電設備配置計画図(全体図)
 S 1:800 (if only A3)

プロジェクト対象範囲拡大図

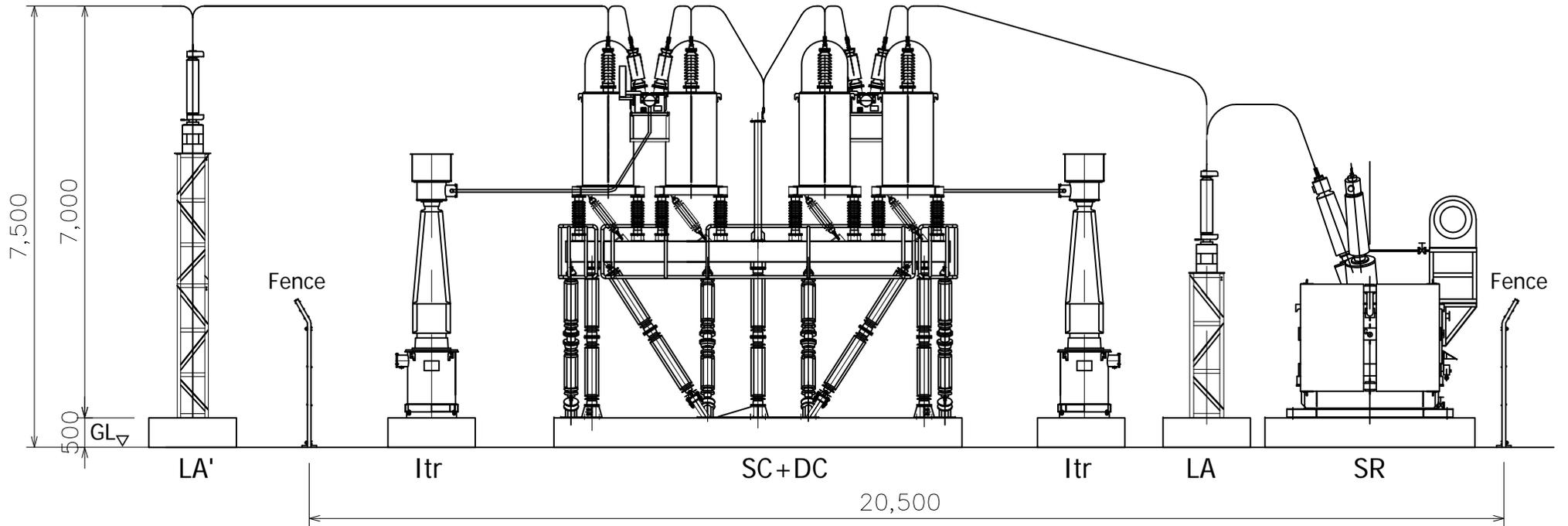


RED (赤表記): Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記): Existing (既設)

LEGEND (凡例)

- TR: Transformer (変圧器)
- LS: Line Switch (断路器)
- LA: Lightning Arrestor (避雷器)
- IT: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- CT: Current Transformer (計器用変流器)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
- GCB: Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
- CVT: Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

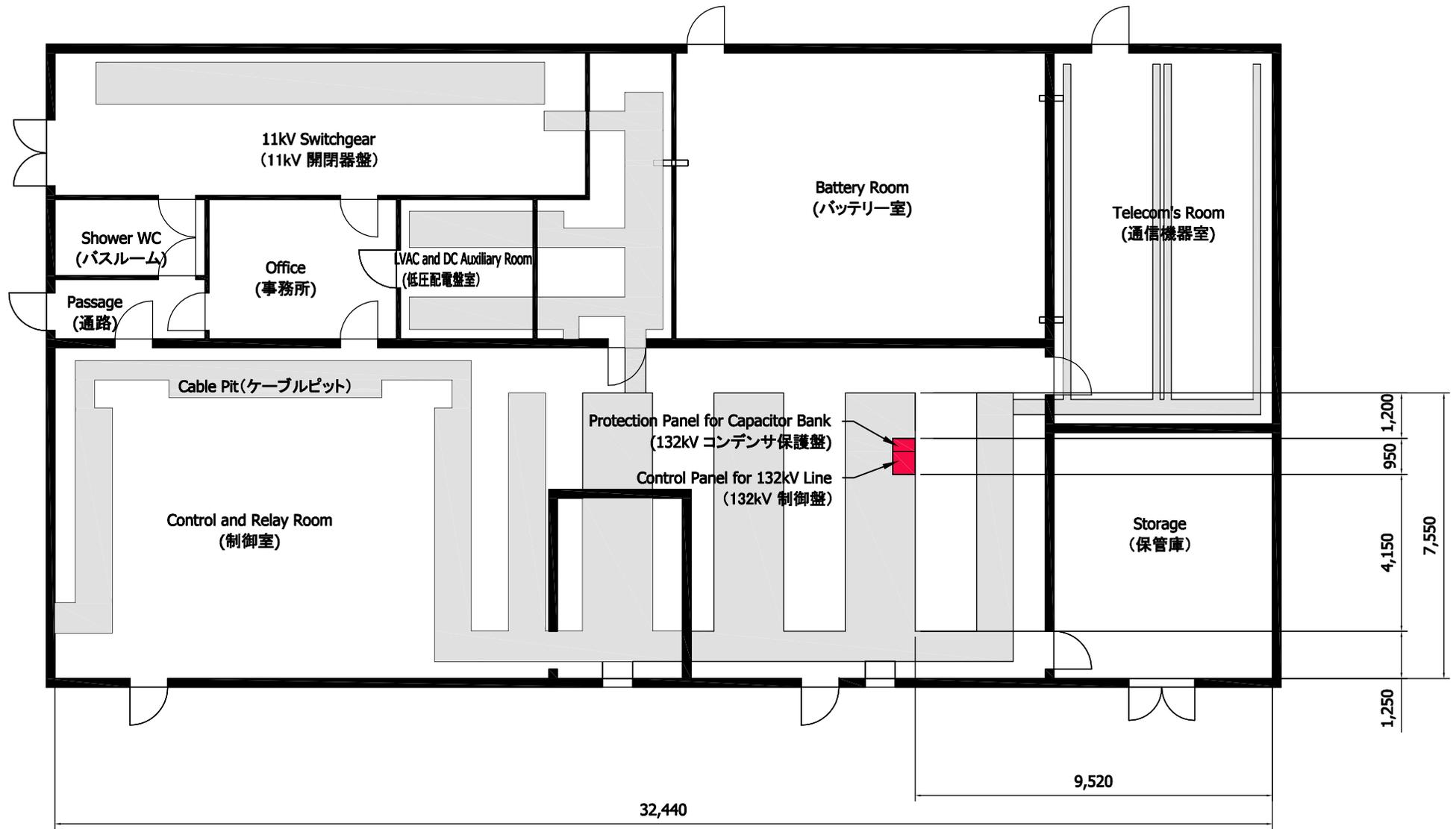
DWG No. AP-L-02 132/33kV アポ変電所変電所設備配置計画図(プロジェクト対象範囲拡大図)
 S 1:250 (if only A4)



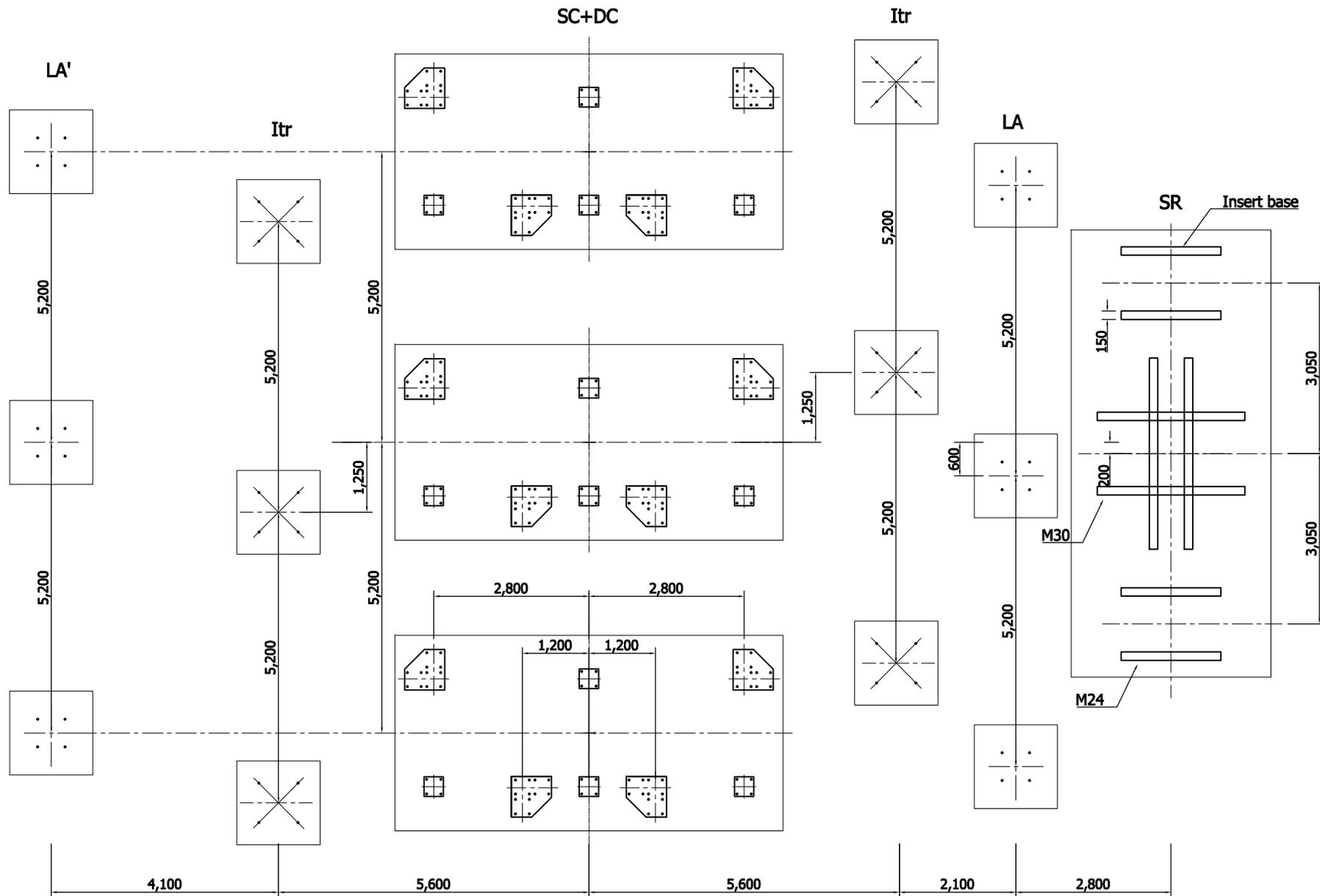
Side view (側面図)

LEGEND (凡例)

- LA: Lightning Arrester (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)



DWG No. AP-L-04 132/33kVアポ変電所制御室平面図
S 1:150 (if only A4)



LEGEND (凡例)

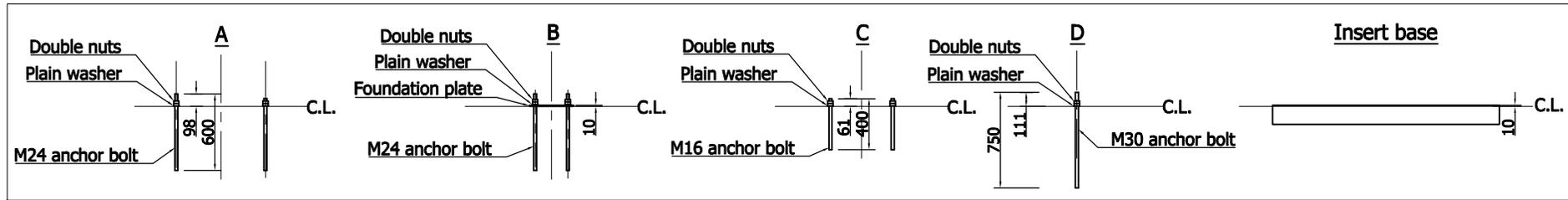
- LA: Lightning Arrestor (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)



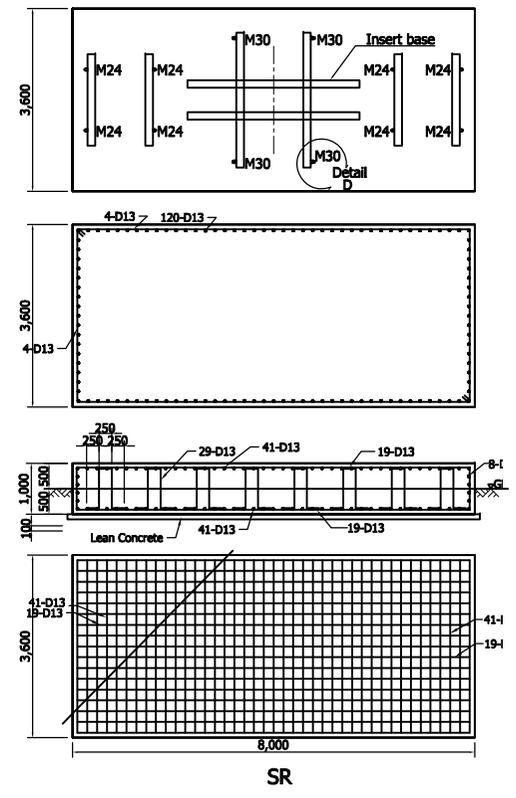
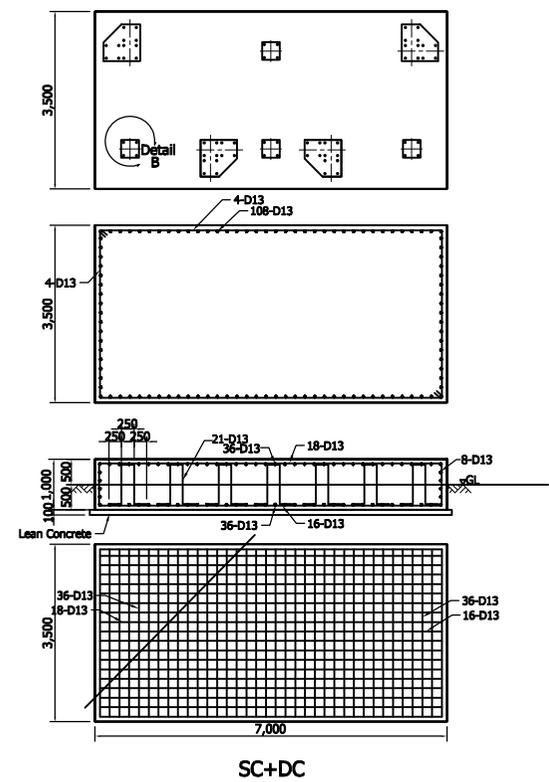
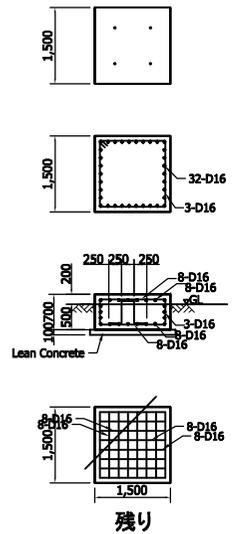
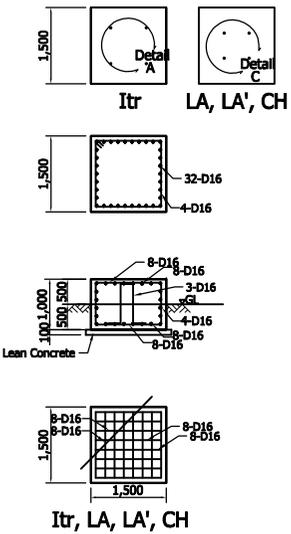
Foundation Arrangement Plan

S=1:100 (only if A4)

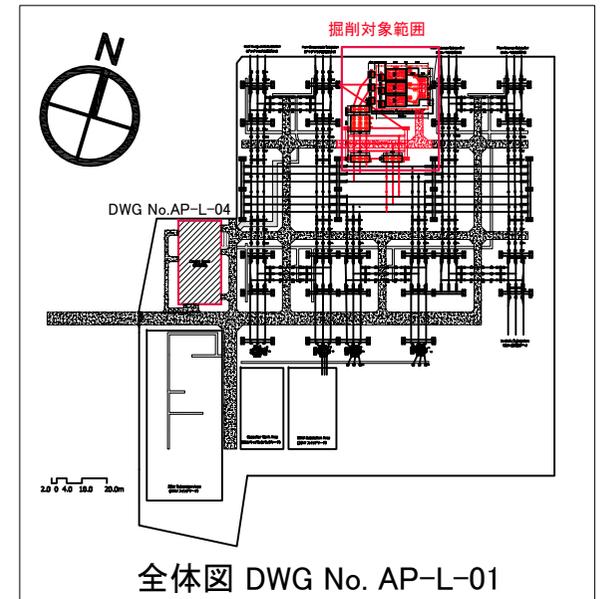
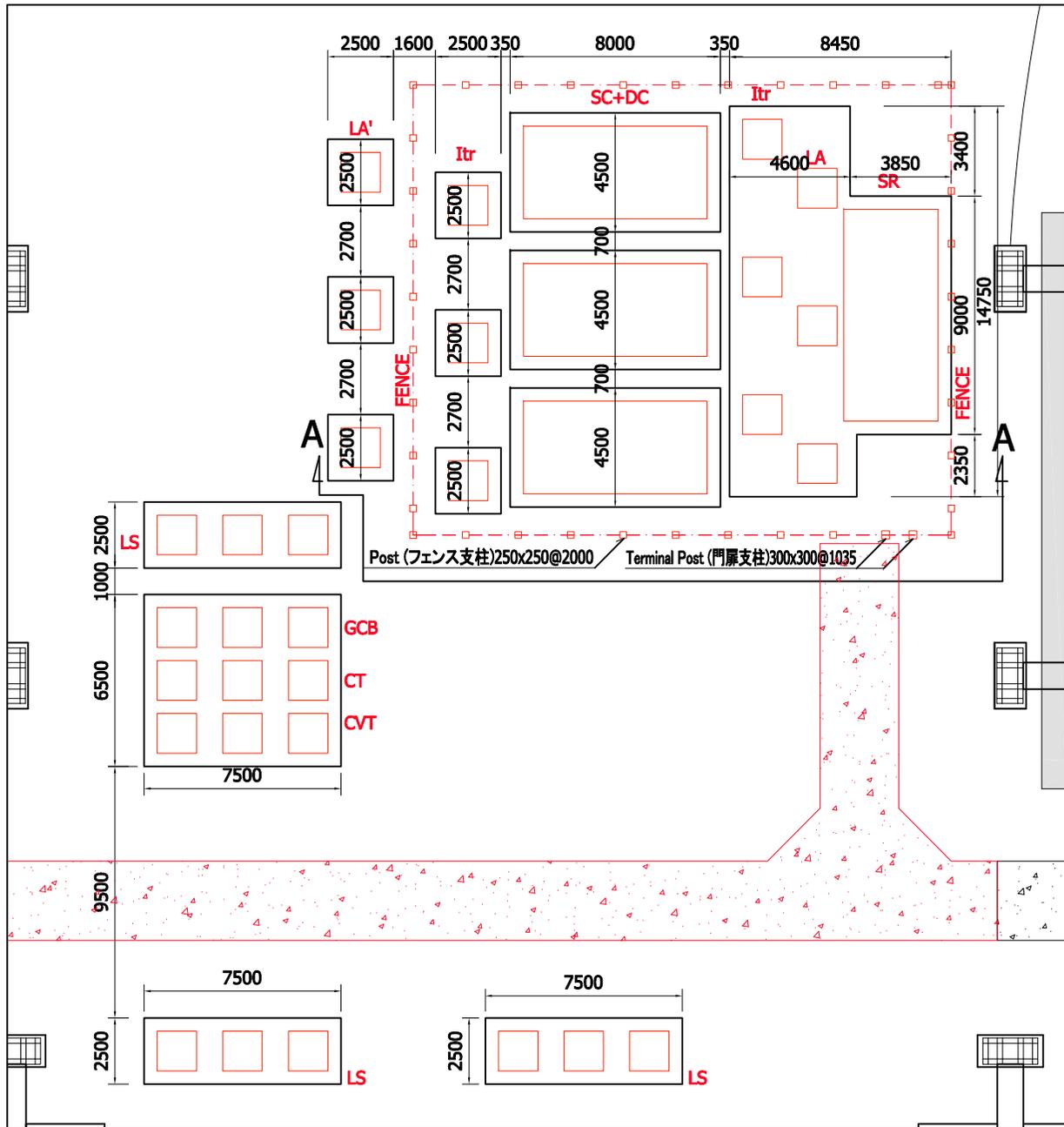
DWG No. AP-A-01 132/33kV アポ変電所電力用コンデンサ設備基礎図 1/2
S=1:100 (if only A4)



Detail
S=1:50 (only if A4)



設備基礎掘削範囲拡大図



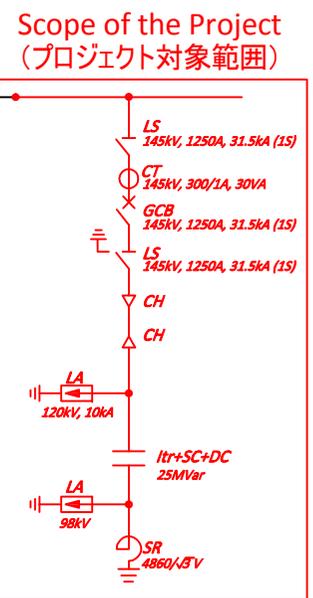
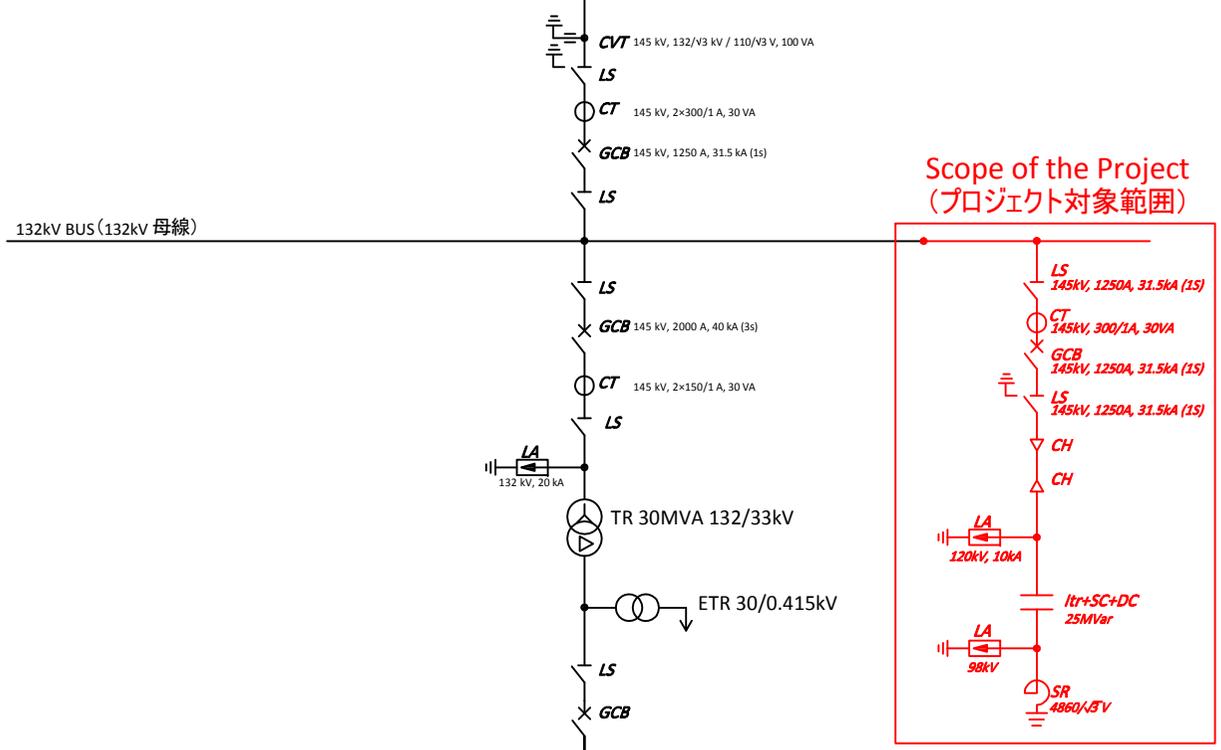
全体図 DWG No. AP-L-01

LEGEND (凡例)

- LS: Line Switch (断路器)
- LA: Lightning Arrestor (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- CT: Current Transformer (計器用変流器)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
- GCB: Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
- CVT: Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

DWG No. AP-A-03 132/33kV アポ変電所変電設備基礎掘削範囲図
S 1:250 (if only A4)

132kV Transmission Line from APO (132kV送電線 アポより) T-OFF (T分岐) to Akwanga (アクワンガへ)

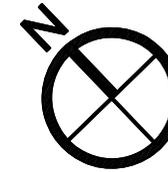
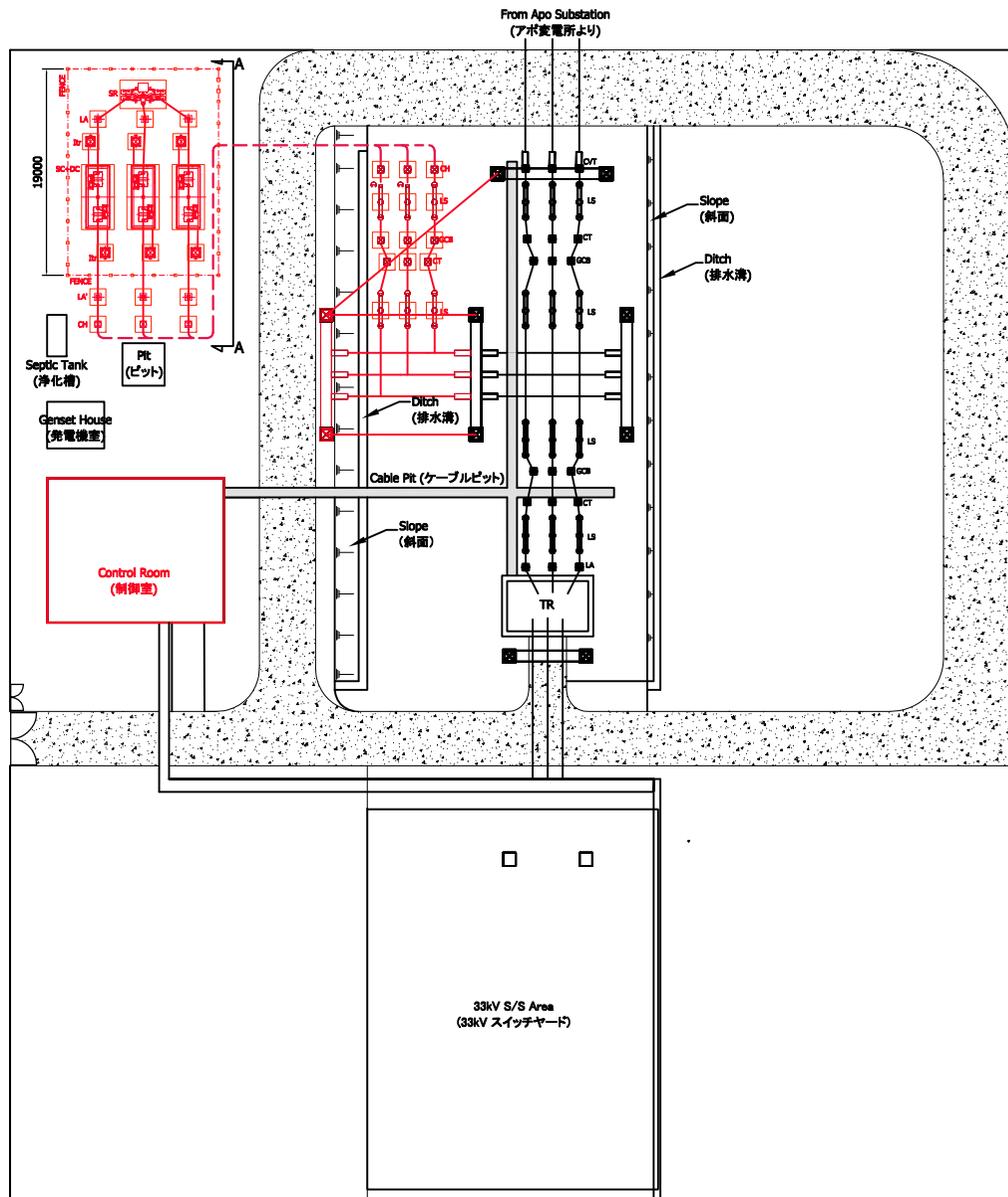


RED (赤表記) : Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記) : Existing (既設)

LEGEND (凡例)

- TR: Transformer (変圧器)
- LS: Line Switch (断路器)
- LA: Lightning Arrester (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- CT: Current Transformer (計器用変流器)
- CH: Cable Head (ケーブル終端)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
- GCB: Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
- CVT: Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)
- ETR: Earthing Transformer (接地変圧器)

DWG No. KF-E-01 132/33kV ケフィ変電所単線結線図



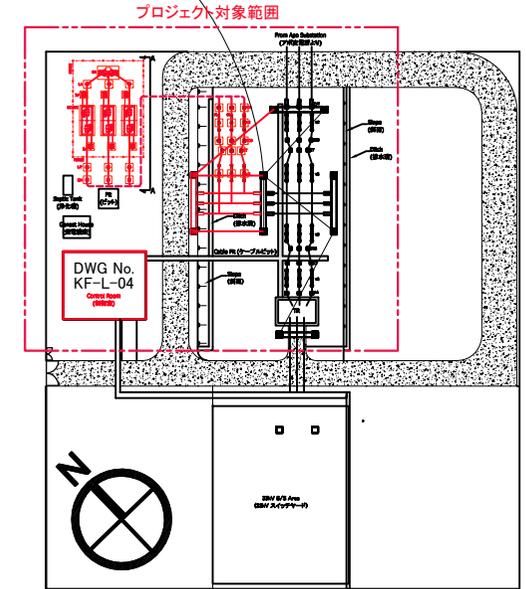
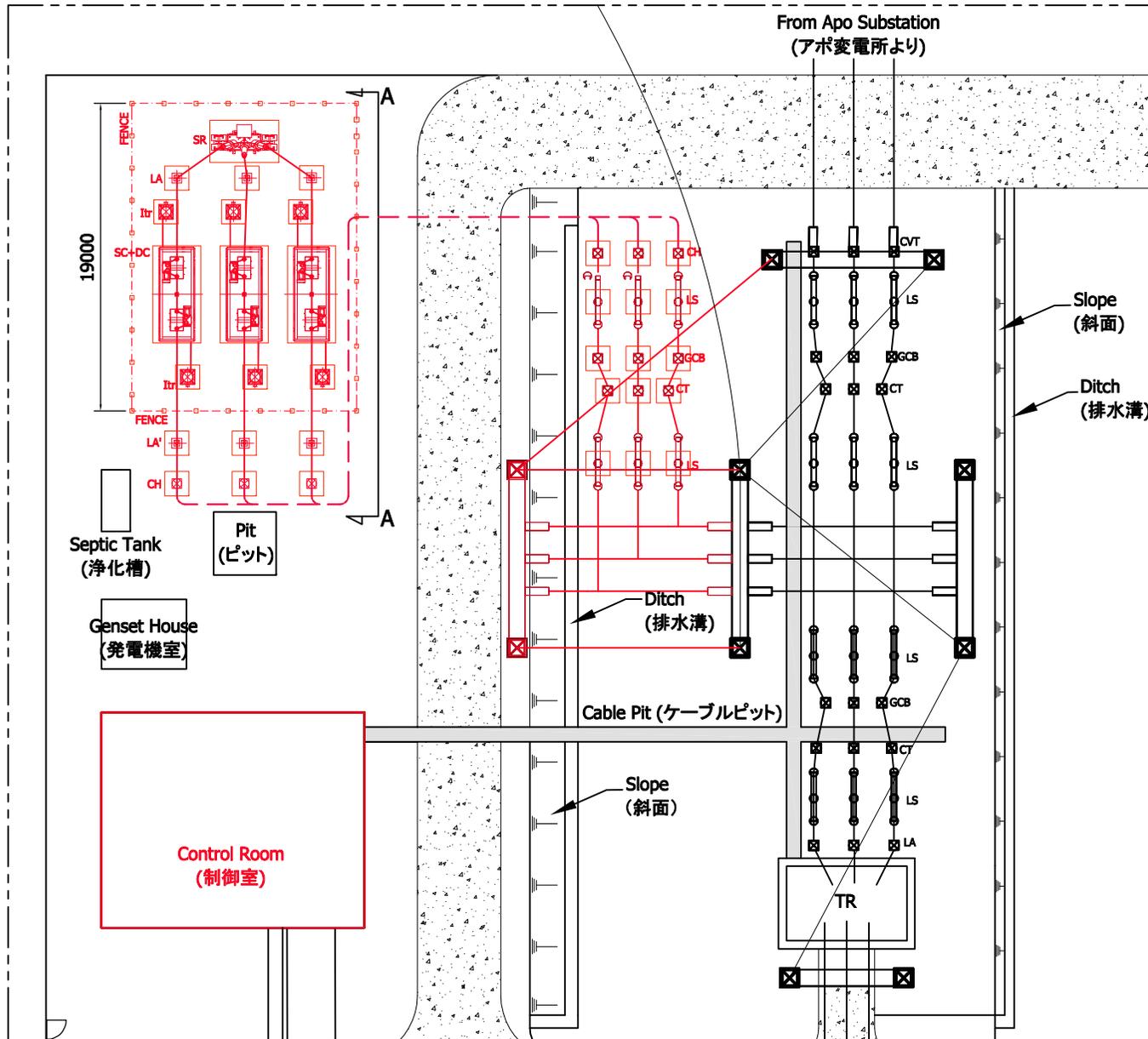
RED (赤表記) : Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記) : Existing (既設)

LEGEND (凡例)

- TR: Transformer (変圧器)
- LS: Line Switch (断路器)
- LA: Lightning Arrestor (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- CT: Current Transformer (計器用変流器)
- CH: Cable Head (ケーブル終端)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
- GCB: Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
- CVT: Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

DWG No. KF-L-01 132/33kV Keffi Substation Layout Plan (Entire site)
 S 1:700 (if only A4)

プロジェクト対象範囲拡大図



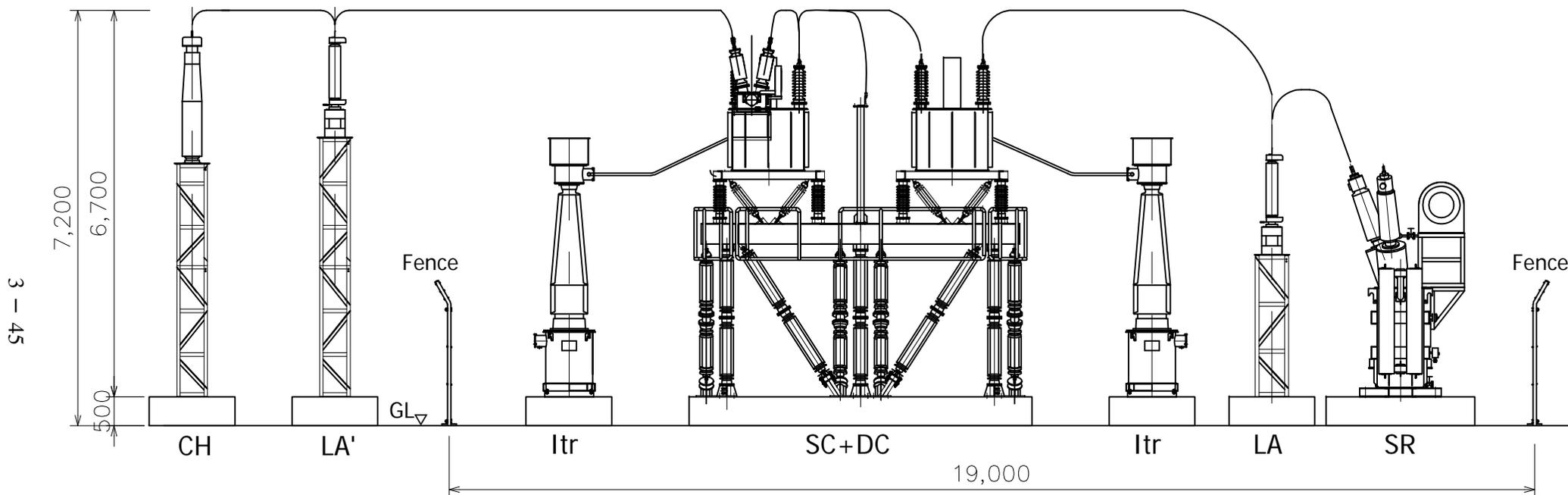
全体図 DWG No.KF-L-01

RED (赤表記): Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記): Existing (既設)

LEGEND (凡例)

- TR: Transformer (変圧器)
- LS: Line Switch (断路器)
- LA: Lightning Arrestor (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- CT: Current Transformer (計器用変流器)
- CH: Cable Head (ケーブル終端)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
- GCB: Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
- CVT: Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

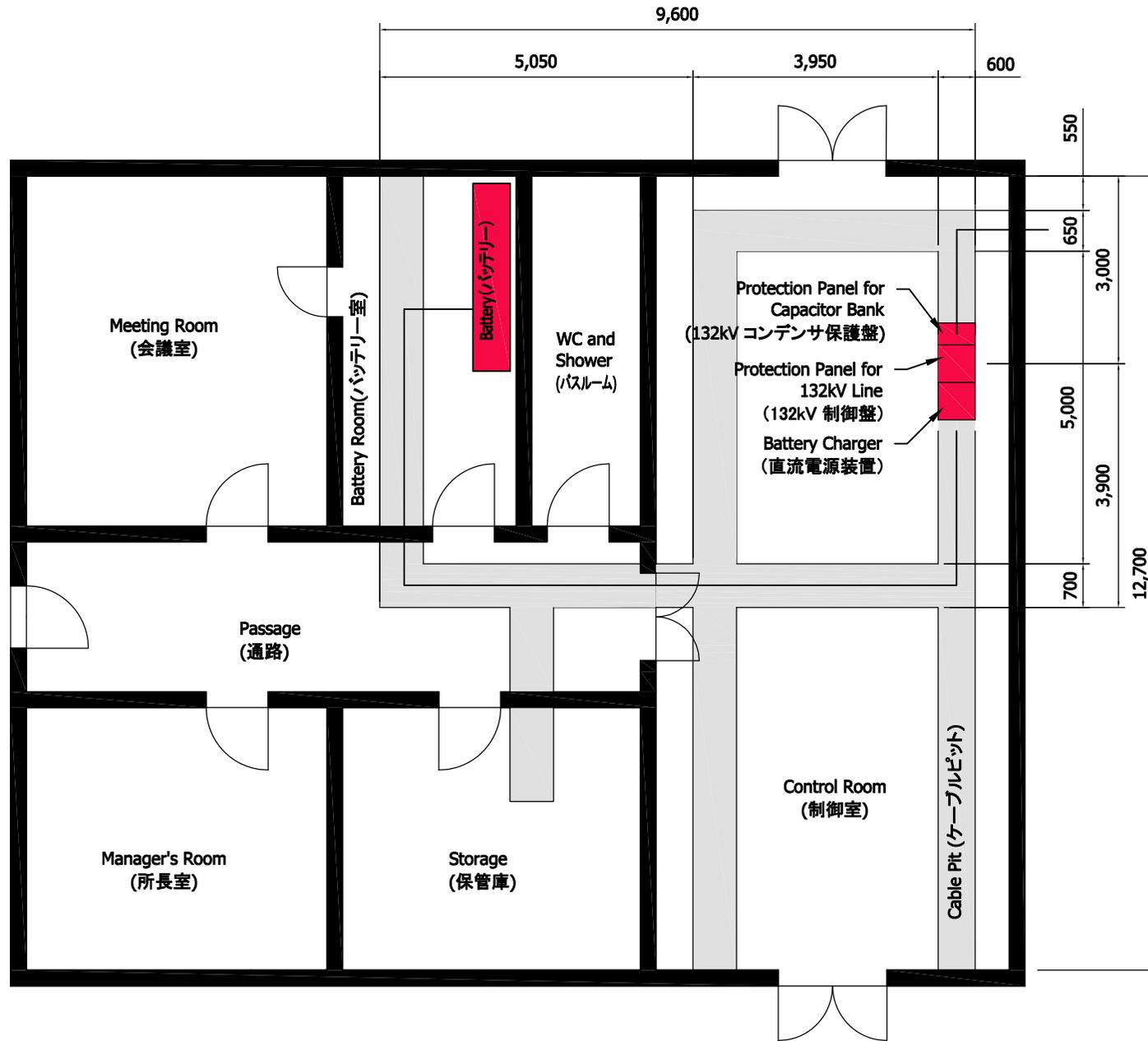
DWG No. KF-L-02 132/33kV ケフィ変電所変電設備配置計画図(プロジェクト対象範囲拡大図)
 S 1:400 (if only A4)



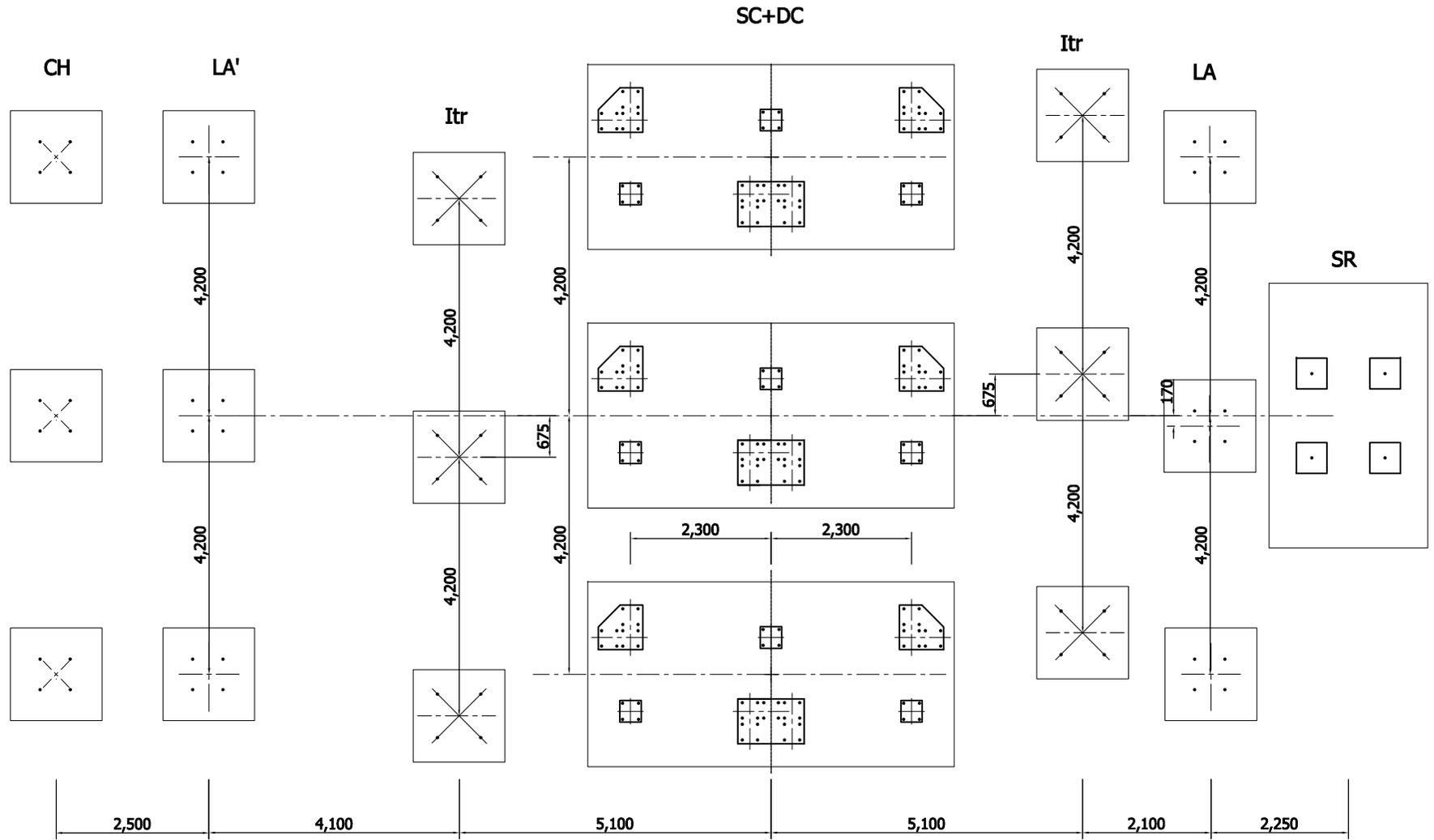
Side view (側面図)

LEGEND (凡例)

- CH: CABLE HEAD (ケーブル終端)
- LA: Lightning Arrester (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)



DWG No. KF-L-04 132/33kV ケフィ変電所制御室平面図
S 1:100 (if only A4)

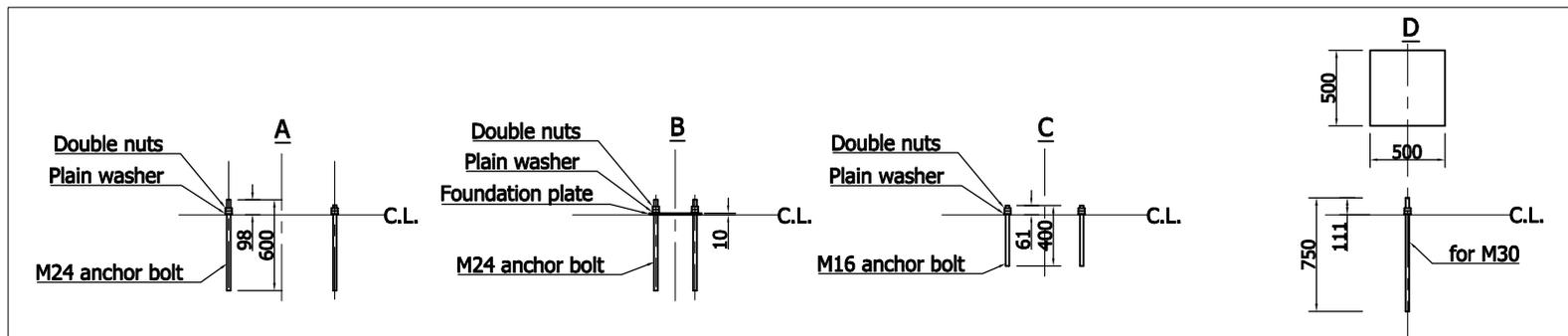


LEGEND (凡例)
 LA: Lightning Arrester (避雷器)
 Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
 DC: Discharging Coil (放電コイル)
 SR: Series Reactor (直列リアクトル)
 SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
 CH: Cable Head (ケーブルヘッド)



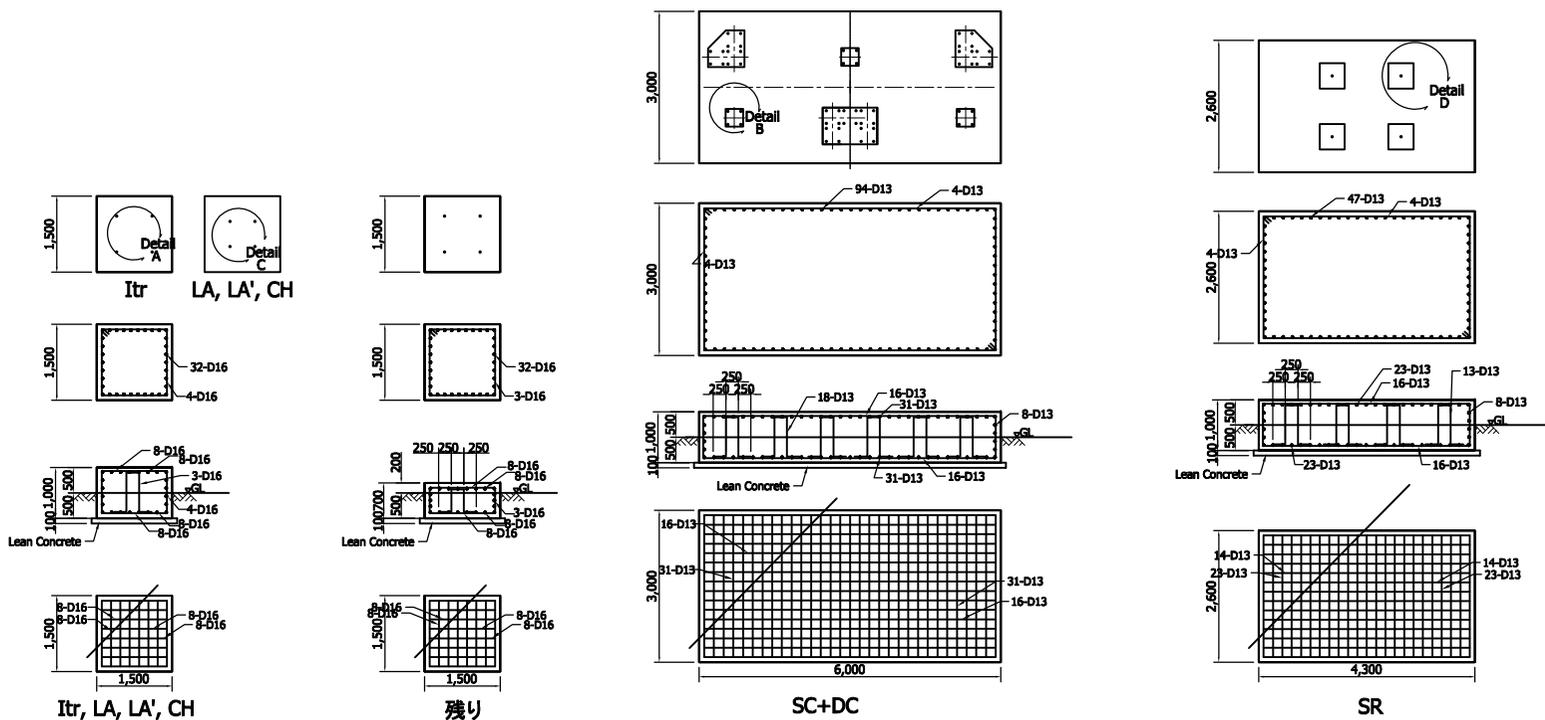
Foundation Arrangement Plan
 S=1:100 (only if A4)

DWG No. KF-A-01 132/33kV ケフィ変電所電力用コンデンサ設備基礎図1/2
 S=1:100 (if only A4)

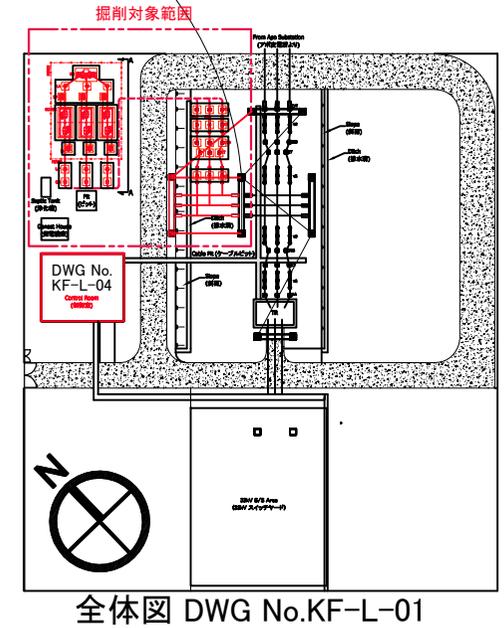
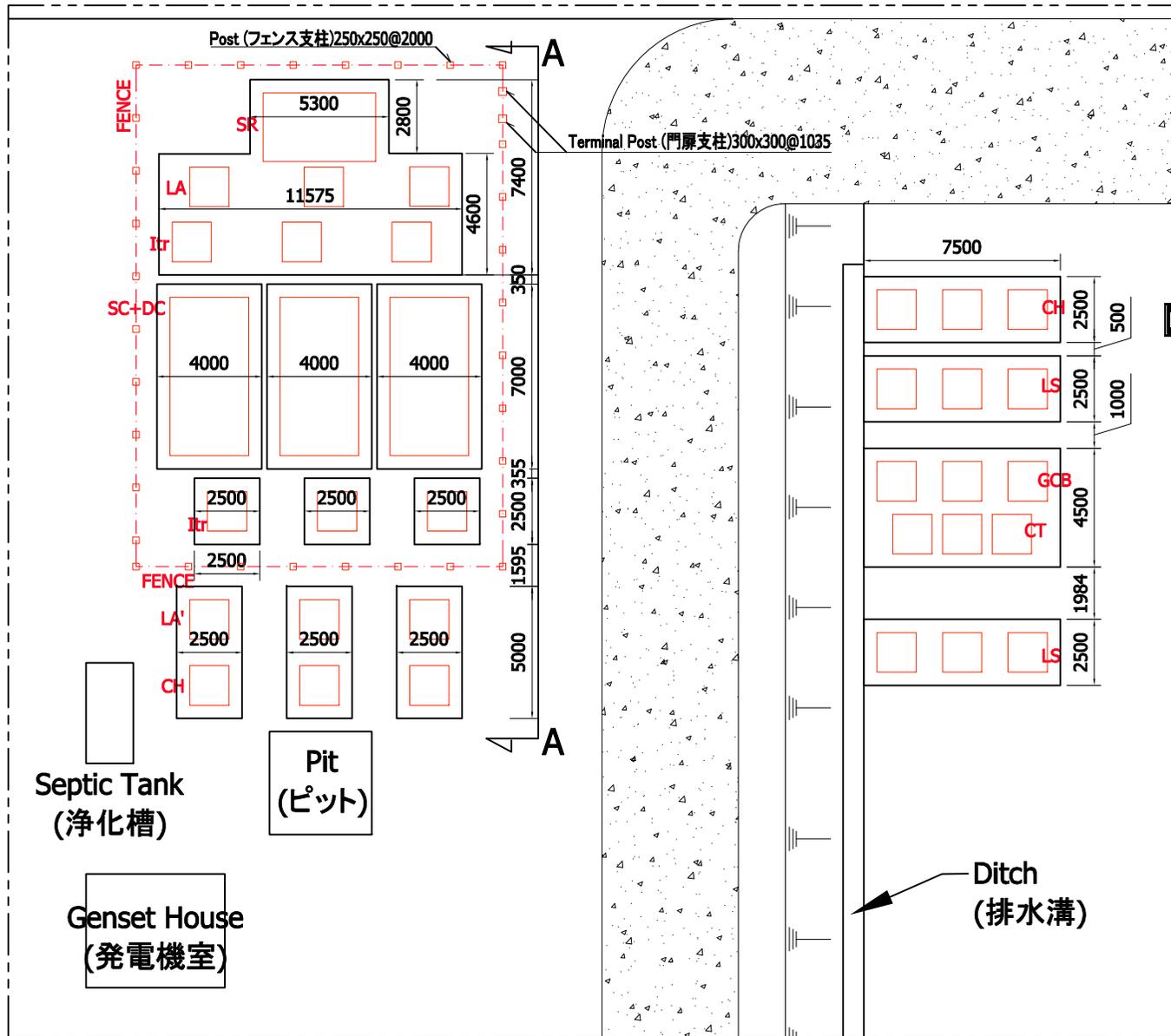


Detail

S=1:50 (only if A4)



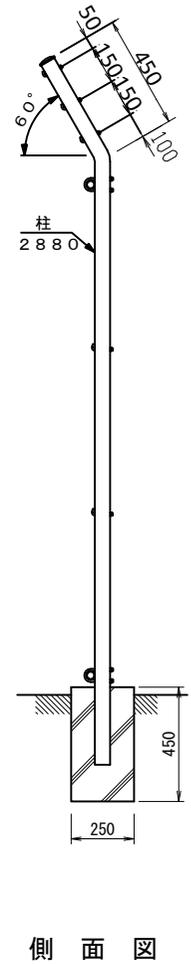
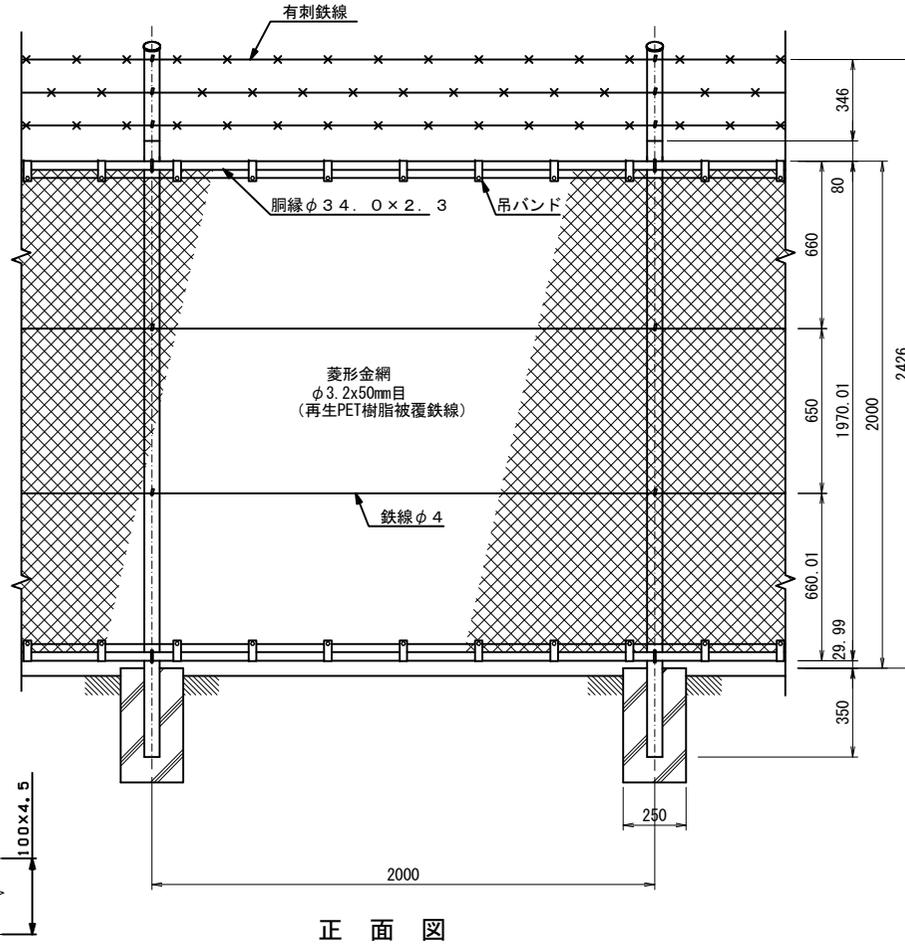
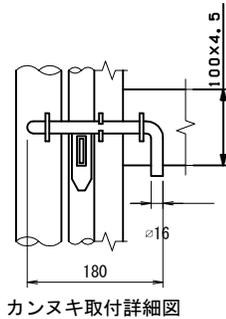
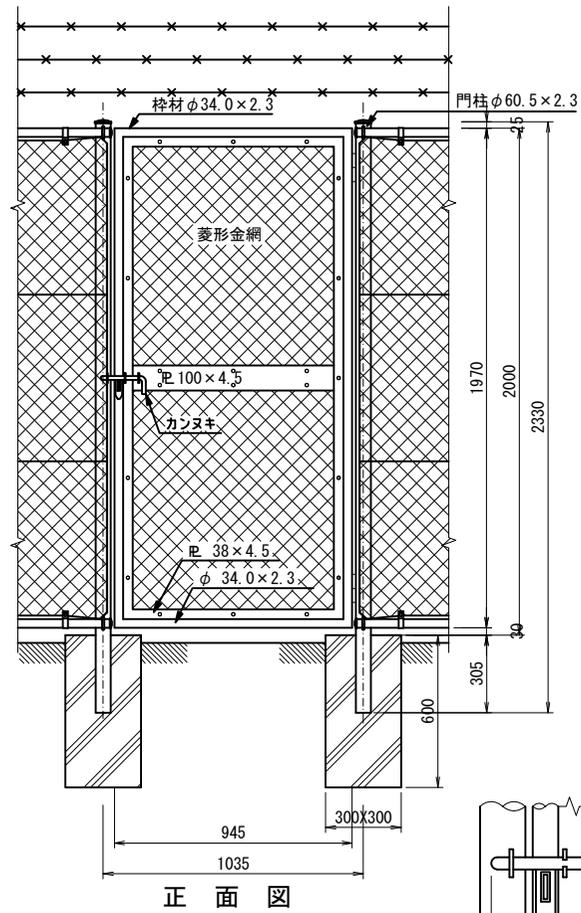
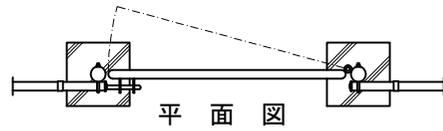
設備基礎掘削範囲図



LEGEND (凡例)

- LS: Line Switch (断路器)
- LA: Lightning Arrestor (避雷器)
- Itr: Insulation Transformer (絶縁変圧器)
- CT: Current Transformer (計器用変流器)
- CH: Cable Head (ケーブル終端)
- DC: Discharging Coil (放電コイル)
- SR: Series Reactor (直列リアクトル)
- SC: Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
- GCB: Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
- CVT: Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

DWG No. KF-A-03 132/33kV ケフィ変電所設備基礎掘削範囲図
S 1:250 (if only A4)



3-2-4 施工計画/調達計画

3-2-4-1 施工方針/調達方針

本プロジェクトは、我が国の一般無償資金協力のスキームに基づき実施される。したがって、本プロジェクトは日本政府により事業実施の承認がなされ、我が国、及びナイジェリアの両国政府による交換公文（E/N）、並びに JICA 及びナイジェリアとの間で贈与契約（G/A）が取り交わされた後に実施に移る。

（1） 事業実施主体

本プロジェクトの無償資金協力に係る交換公文（E/N）、及び贈与契約（G/A）の締結後、ナイジェリア政府は、本プロジェクトの協力準備調査を実施したコンサルタントとコンサルタント契約を締結する。

（2） コンサルタント

本プロジェクトの詳細設計、調達監理・施工監理を実施するコンサルタントは、本プロジェクトの協力準備調査を実施したコンサルタントが JICA より推薦を受け、先方実施機関と契約した後、詳細設計、入札補助、施工上の施工品質・工程・安全等の監理及び調達機材における品質・機能・性能・員数の確認、輸送中における外観上の損傷等の確認等の監理業務を行う。

なお、確認事項に異常が認められた場合、速やかに報告書を作成し関係者にて対処協議を行うこととする。また、施工監理業務においてコンサルタントは施工業者の出来高を評価する。なお、本プロジェクトの実施にあたっては、コンサルタントを全工程にわたって派遣する。

（3） 請負業者

我が国の無償資金協力の枠組みに従って、一般公開入札によりナイジェリア側から選定された日本国法人の請負業者が、本計画の建設並びに資機材調達及び据付工事を実施する。

請負業者は本プロジェクトの完了後も、引き続きスペアパーツの供給、故障時の対応等のアフターサービスが必要と考えられるため、当該資機材、及び設備の引渡し後の連絡調整についても十分に配慮する必要がある。

（4） 技術者派遣の必要性

本プロジェクトは、既設変電所の充電部に隣接する用地において、土木工事のほか電力用コンデンサ設備と係る特別高圧開閉設備等の変電設備の据付工事を行うため、必要な計画停電を含む、工事工程の策定と工事の実施を行う必要がある。このため、工程・品質・出来形及び安全管理のため、我が国の無償資金協力のスキームを理解し、工事全体を一貫して管理・指導出来る現場主任を日本から派遣することが不可欠である。

3-2-4-2 施工上/調達上の留意事項

(1) ナイジェリアの建設事情と技術移転

ナイジェリアでは建設工事に携わる作業員（労務者）の確保は可能であるが、工程、品質、安全管理等の専門技術を有する技術者や熟練技能工は少ない。したがって、日本の請負業者は必要に応じて日本から技術者または熟練作業員をナイジェリアへ派遣する必要がある。

(2) 現地資機材の活用について

現地での気象条件、TCNによる運用に、長期に亘り耐えうる必要があることから、電力用コンデンサ設備、並びに架構、ポスト碍子を含む開閉設備は本邦より調達することとする。一方、設備の基礎に要求される建設資機材については現地調達可能であることから現地業者、現地資機材を積極的に活用するよう配慮する。

(3) 安全対策について

本プロジェクトの対象サイトは首都アブジャを含む連邦首都区であるものの、事業実施にあたっては、最新の治安情報にも留意しつつ、武装警官の配置、配車計画に係る安全対策費を適切に計上する。

(4) 免税措置について

本プロジェクトで調達する資機材に関する通関、及び関税の免税を受けるためには、事前に請負業者から連邦電力省経由で財務省（Federal Ministry of Finance : FMF）に免税の申請をしておくことが必要である。本プロジェクトの責任監督機関である連邦電力省によると、事前の免税申請により関税及び内国税が免税となるが、これは事前還付方式ではなく税負担が発生しない完全免税方式が採用されるとしている。

3-2-4-3 施工区分/調達・据付区分

本プロジェクトの実施において、日本側とナイジェリア側の詳細な負担事項の区分は、表3-22に示すとおりである。

表3-22 負担事項区分

No.	負担事項	負担区分		備考
		日本側	ナイジェリア側	
1	(1) 機材据付予定地の確保		○	
	(2) プロジェクトサイト内の整地及び障害物の撤去		○	
2	変電設備据付工事			
	(1) 変電設備基礎	○		
	(2) 電力用コンデンサの安全フェンス	○		
3	資機材の輸送、通関手続き及び諸税の取扱い			
	(1) ナイジェリアまでの海上輸送	○		
	(2) 荷揚港での免税措置及び通関手続き		○	
4	資機材の輸送、通関手続き及び諸税の取扱い			
	(3) 荷揚港からプロジェクトサイトまでの内陸輸送	○		
4	現地調達資機材に係る付加価値税の免除		○	
5	ナイジェリア国内への入国許可に必要な措置		○	
6	施設及び調達機材の適切な運用・維持管理		○	
7	無償資金協力に含まれない費用の負担		○	
8	銀行取極（B/A）に基づく以下の手数料の支払い：			
	(1) A/P授権手数料		○	
9	(2) 支払手数料		○	
	以下に示す許可取得のための必要な措置：		○	必要に応じてプロジェクト実施前に取得する。
- 据付工事に必要な許可 - 制限地区への進入許可				
10	仮設資機材置場用地及びフェンス・門扉の確保		○	
11	工事期間中の駐車場の確保		○	
12	工事事務所	○		日本側工事業者用
13	仮設資機材置場における資機材の適切な保管及び安全管理	○		
14	残土及び工事雑水の廃棄場所の提供		○	
15	資機材の製造・調達	○		
16	資機材の据付工事、調整・試験	○		
17	工事期間中の一時的な停電作業		○	
18	既設接地設備の接地抵抗値（1Ω以下）の確認と確保		○	アポ変電所、ケフィ変電所
19	既設二重母線間にある照明灯（1基）の撤去工事		○	アポ変電所
20	既設照明灯（1基）の撤去工事		○	ケフィ変電所
21	既設制御棟内における制御・保護盤据付場所の確保		○	アポ変電所、ケフィ変電所
22	調達される制御・保護盤に対する制御用電源（DC及びAC）の提供		○	アポ変電所
23	調達される制御・保護盤に対する制御用電源（AC）の提供		○	ケフィ変電所
24	調達設備に対する照明灯の設置	○		ケフィ変電所
25	調達機材の初期操作指導及び維持管理に係る運用指導	○		
26	プロジェクトサイトにおけるプロジェクト関係者の安全確保		○	
27	工事中に必要な停電等に際しての需要家等への対応及び補償		○	
28	工事中の需要家に対する停電計画や安全対策実施時の連絡		○	

[備考] ○印が担当を表す。

[出所] 協力準備調査団

3-2-4-4 施工監理計画/調達監理計画

我が国の無償資金協力制度に基づき、コンサルタントは概略設計調査における基本設計の趣旨を踏まえ、実施設計業務・施工監理業務について一貫したプロジェクトチームを編成し、円滑な業務実施を図る。本プロジェクトは、充電中の変電所内の建設工事となり、現地にてTCNとの調整のもと、特に安全面には十分留意して監理を進めていく必要があること等から、コンサルタントは施工監理段階において現地に最低限1人の技術者を常駐させ、総合的な工程管理、品質管理、出来形管理、並びに安全管理を実施する。また、機材の据付、試運転・調整、引渡し試験等の工事進捗に併せて、他の専門技術者を派遣し、請負業者が実施するこれら工事の施工監理を行う。更に必要に応じて、本邦国内で製作される資機材の工場立会検査及び出荷前検査に国内の専門家が参画し、資機材の現地搬入後のトラブル発生を未然に防ぐように監理を行う。

(1) 施工監理の基本方針

コンサルタントは、本工事が所定の工期内に完成するよう工事の進捗を監理し、契約書に示された品質、出来形及び資機材の納期を確保すると共に、現地での工事が安全に実施されるように、請負業者を監理・指導することを基本方針とする。以下に主要な施工監理上の留意点を示す。

1) 工程管理

請負業者が契約書に示された納期を守るために、契約時に計画した実施工程及びその実際の進捗状況との比較を各月または各週に行い、工程遅延が予測されるときは、請負業者に対し注意を促すと共に、その対策案の提出と実施を求め、契約工期内に工事及び資機材の納入が完了するように指導を行う。計画工程と進捗状況の比較は主として以下の項目による。

- ① 工事出来高確認（資機材工場製作出来高及び土木工事現場出来高）
- ② 資機材搬入実績確認（変電資機材及び土木工事資機材）
- ③ 仮設工事及び建設機械準備状況の確認
- ④ 技術者、技能工、労務者等の歩掛と実数の確認

2) 品質、出来形管理

製作・納入・据付けられた資機材及び建設された施設が、契約図書で要求されている資機材及び施設の品質、出来形を満足しているかどうかを、下記項目に基づき管理を実施する。品質、出来形の確保が危ぶまれるときは、コンサルタントは直ちに請負業者に訂正、変更、修正を求める。

- ① 資機材の製作図及び仕様書の照査
- ② 資機材の工場検査立会または工場検査結果の照査
- ③ 梱包・輸送及び現地仮置き方法の照査
- ④ 資機材の施工図、据付要領書の照査

- ⑤ 資機材の試運転・調整・試験・検査要領書の照査
- ⑥ 資機材の現場据付工事の監理と試運転・調整・試験・検査の立会い
- ⑦ 機材据付施工図・製作図・完成図と現場出来形の照査

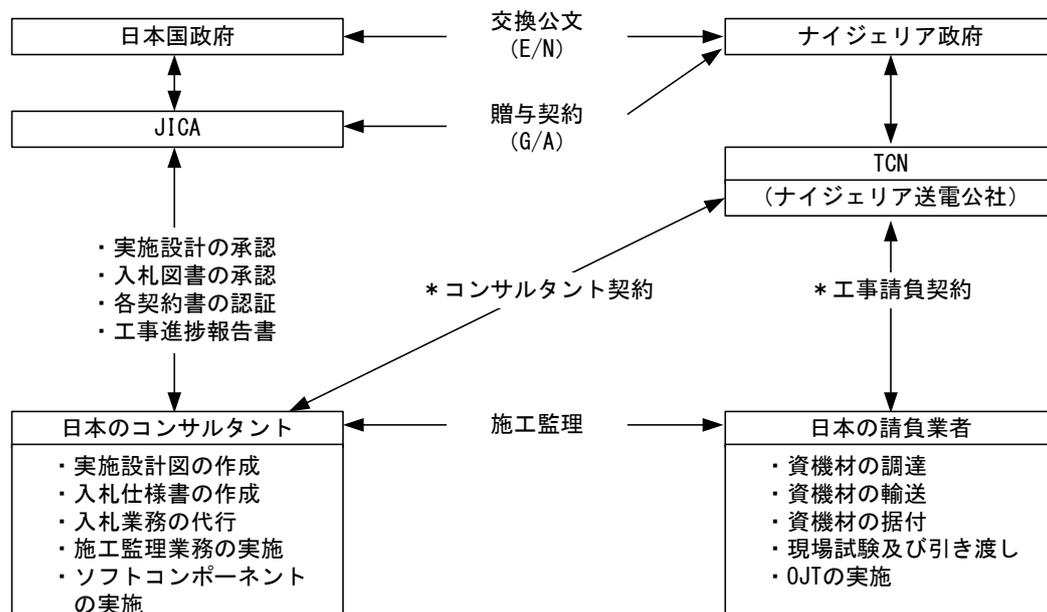
3) 安全管理

本プロジェクトは運転中の既設変電所内の工事となるため、工事中の充電部からの十分な隔離の確保や夜間の停電工事の実施等、工事中の安全管理を十分に考慮する必要がある。コンサルタントは請負業者の責任者と協議・協力し、据付工事期間中の現場での労働災害及び、第三者に対する事故を未然に防止するための安全管理を行う。現場での安全管理に関する留意点は以下のとおりである。

- ① 安全管理規定の制定と管理者の選任
- ② 建設機械類の定期点検の実施による災害の防止
- ③ 工事用車輛、運搬機械等の運行ルート策定と安全走行の徹底
- ④ 労働者に対する福利厚生対策と休日取得の励行

(2) 計画実施に関する全体的な関係

施工監理時を含め、本プロジェクトの実施担当者の相互関係は、図3-11のとおりである。



[備考] コンサルタント契約及び業者契約は JICA の認証が必要となる。
 [出所] 協力準備調査団

図 3 - 1 1 事業実施関係図

(3) 施工監督者

請負業者は、既設変電所内の変電設備の調達・据付工事を実施すると共に、当該工事に係わる基礎工事（土木工事）を実施する。請負業者はナイジェリアの現地業者と下請け契約を

交わし、現地の作業員が同工事を実施することになる。請負契約に定められた工事工程、品質、出来形の確保及び安全対策について、請負業者は下請け業者にもその内容を徹底させる必要があるため、請負業者は海外での類似業務の経験を持つ技術者を現地に派遣し、現地業者の指導・助言を行うものとする。

本プロジェクトの変電設備の規模・内容から、最低限、表3-23に示す請負業者側技術者の現場常駐と業務従事体制が望ましい。

表3-23 請負業者側業務従事体制

派遣技師名	人数	業務内容	派遣期間
現地調達管理要員	1	工事全般の管理、関係機関との協議・調整・承認取得、OJT実施責任者、資機材調達管理、通関手続きの実施、労務管理、経理事務、アポ変電所における機材据付工事の管理	全工事期間
現地調達管理要員 (ケフィ変電所)	1	ケフィ変電所における機材据付工事の管理	ケフィ変電所機材据付期間
検査要員-1 (機材)	1	変電機材製作図確認・照合・検査立会等	図面承認期間及び機材試験期間
検査要員-2 (機材基礎)	1	設備基礎図作成・図面確認・照合	図面承認期間
オフィスボーイ (現地備人)	2	雑役	全工事期間
ガードマン	3人程度	調達資機材、建設機器、車両等の警備	調達資機材の到着から据付完了まで

[出所] 協力準備調査団

3-2-4-5 品質管理計画

コンサルタントの施工監理要員は、本プロジェクトで調達される資機材の品質、並びにそれらの施工・据付出来形が、契約図書（技術仕様書、実施設計図等）に示された品質・出来形に、請負業者によって確保されているかどうかを、下記の項目に基づき監理・照査を実施する。品質・出来形の確保が危ぶまれる時は、請負業者に訂正、変更、修正を求める。

- ① 資機材の製作図及び仕様書の照査
- ② 資機材の工場検査立会い、または工場検査結果の照査
- ③ 梱包・輸送及び現地仮置き方法の照査
- ④ 資機材の施工図、据付要領書の照査
- ⑤ 資機材の試運転・調整・試験・検査要領書の照査
- ⑥ 資機材の現場据付工事の監理と試運転・調整・試験・検査の立会い
- ⑦ 機材据付施工図・製作図と現場出来形の照査
- ⑧ 建築施工図・製作図と現場出来形の照査

3-2-4-6 資機材等調達計画

本プロジェクトで調達・据付けられる変電設備用機材は、ナイジェリアでは製作されていない。本プロジェクトの主要機材は無償資金協力制度に基づき日本製品とする。ただし、日本製品の採用に当たってもナイジェリアの技術者による当該設備の運転・維持管理の容易性、予備品調達や故障時対応等のアフターサービス体制の有無に配慮して選定する必要がある。

上記から、本プロジェクトで使用する資機材の調達先は下記のとおりとする。

(1) 現地調達資機材

セメント、コンクリート用細・粗骨材、鉄筋、木材、ガソリン、ディーゼル油、工事用車両、クレーン、トレーラー、運転管理用コンピュータ、その他仮設用資機材を含む工事用資機材

(2) 日本国調達資機材

電力用コンデンサ設備、遮断器、断路器を含む主要変電設備設備用機材

(3) 第三国調達資機材

該当無し。

3-2-4-7 初期操作指導・運用指導等計画

本プロジェクトの調達機材の初期操作指導、並びに運転維持管理方法に関する指導については、工事完了前に製造業者の指導員が運転維持管理マニュアルにしたがって OJT にて行うことを基本とする。TCN は、本指導計画を円滑に進めるために、コンサルタント及び請負業者と密接な連絡・協議を行い、OJT に参加する専任技術者を任命する必要がある。選任された TCN の技術者は、他の職員に対して技術を水平展開し、TCN の維持管理能力の向上に協力する必要がある。また、変電設備の運用や据付時、及び据付後の調整・試験等には、所定の技術レベルを有するメーカーの専門技術者を必要とすることから、現地業者の活用は困難であり、我が国から技術者を派遣し、品質管理、技術指導、並びに工程管理を行わせる必要がある。

3-2-4-8 ソフトコンポーネント計画

(1) 背景

TCN は当該電力用コンデンサの運用経験はあるものの、運転記録を含む、適切な運転・維持管理を行う技術者が不足していることから、設備を効率的に運用して無効電力が補償できずに、送電容量不足のあしかせとなっている。このような背景から、2014 年 11 月から 12 月に実施した概略設計調査の期間中に、TCN の経営層から運転維持管理要員の技術指導が要請された。

本ソフトコンポーネントを実施することにより、本プロジェクトの調達設備である電力用

コンデンサと特別高圧開閉設備を対象とする運転維持管理能力、及び日常点検能力の向上に係る技術移転を行う。

(2) 目標

本ソフトコンポーネントの目標は以下の通りである。

- 設備の持続的な運転及び日常点検を行うための基礎知識が移転される。
- 設備の持続的な維持管理を行うための基礎技術が移転される。
- 設備の適切な運転管理、日常点検を行うための管理技術が移転され、マニュアルとして取り纏められる。

(3) 成果

本ソフトコンポーネントで達成されるべき成果は、表 3-24 のとおりである。

表 3-24 ソフトコンポーネントの成果

目 標	ソフトコンポーネントの成果	対象者
(1) 設備の持続的な運転及び日常点検を行うための基礎知識が移転される。	① 電力用コンデンサ、開閉設備の概要、特性を理解する。	・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service) , TSP ¹ , TCN ²
	② 安定した電力供給に係る理論を理解する。	・ システムオペレーター課 (System Operator) , SO ³ , TCN
(2) 設備の持続的な維持管理を行うための基礎技術が移転される。	① チェックリストに記載の各チェック項目の必要性を理解する。	・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service) , TSP, TCN ・ システムオペレーター課 (System Operator) , SO, TCN
	② コンピュータを用いた電子化によるデータ管理の方法を習得する。	・ システムオペレーター課 (System Operator) , SO, TCN ・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service) , TSP, TCN
(3) 設備の適切な運転管理、日常点検を行うための管理技術が移転され、マニュアルとして取り纏められる。	① 設備日常点検マニュアル (案) を作成する。	・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service) , TSP, TCN
	② 運転マニュアル (案) を作成する。	・ システムオペレーター課 (System Operator) , SO, TCN

[出所] 協力準備調査団

(4) 実施内容

本ソフトコンポーネントの活動内容は表 3-25 に示すように、電力用コンデンサ、及び特別高圧開閉設備の基礎から、運転管理、日常点検までの技術移転を図る。技術移転の手法は、座学、演習 (受講者によるマニュアル作成) と機材を使用した実習を用いる。

¹ TSP : 送電部門 (Transmission Service Provider)

² TCN : ナイジェリア送電公社 (Transmission Company of Nigeria)

³ SO : 系統運用部門 (System Operation)

表3-25 ソフトコンポーネントの活動内容と技術移転方法

目 標	ソフトコンポーネントの成果	活動内容	技術移転方法	主な対象者
(1) 設備の持続的な運転及び日常点検を行うための基礎知識が移転される。	① 電力用コンデンサ、開閉設備の概要、特性を理解する。	<ul style="list-style-type: none"> 電力用コンデンサ、開閉設備の交流回路遮断の原理と基礎知識を習得する。 変流器、計器用変圧器等の特徴と保護機能を理解する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 グループ演習 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② 安定した電力供給に係る理論を理解する。	<ul style="list-style-type: none"> 基本的な送電理論 (無効電力と系統の安定運用、電圧上昇の原因等) を習得する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 グループ演習 	<ul style="list-style-type: none"> システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN
(2) 設備の持続的な維持管理を行うための基礎技術が移転される。	① チェックリストに記載の各チェック項目の必要性を理解する。	<ul style="list-style-type: none"> 日常点検チェックリストの各項目について協議し、日常点検の重要性についての理解を深める。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 実習 (実機による機材試験操作) 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② コンピュータを用いた電子化によるデータ管理の方法を習得する。	<ul style="list-style-type: none"> 運転管理方法を理解する。 設備台帳を作成し、更新方法について理解する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 実習 (運転データの記録・評価、設備の状態監視) 	<ul style="list-style-type: none"> システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
(3) 設備の適切な運転管理、日常点検を行うための管理技術が移転され、マニュアルとして取り纏められる。	① 設備日常点検マニュアル (案) を作成する。	<ul style="list-style-type: none"> 電力用コンデンサ、開閉設備の定期点検方法をマニュアルに纏める。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学、演習 (マニュアル作成) 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② 運転マニュアル (案) を作成する。	<ul style="list-style-type: none"> 既存の運転管理マニュアルに基づき運転マニュアルを更新する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学、演習 (マニュアル作成) 	<ul style="list-style-type: none"> システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN

[出所] 協力準備調査団

(5) 実施体制

TCN では各 132/33 kV 変電所にシステムオペレーター (System Operator : SO) と呼ばれる要員を 24 時間体制で配置し、オショボ給電指令所、及びアブジャ小区域 (TCN の中で区分されている送電区域。連邦首都区及び周辺地域をカバーしている。) の中心施設であるカタンペ変電所と連携して送電事業を行っている。一方、維持管理に係るエンジニアはアボ変電所に常駐し、各変電所へは短期出張することにより維持管理作業に従事している。そのため、本プロジェクトのソフトコンポーネント実施体制を表 3-26 に示す。

表 3-26 ソフトコンポーネント実施体制

	日本人 コンサルタント	維持管理課 ⁴	システムオペレーター課 ⁵
技術者	2 名	5-10 名 ⁶	3-5 名 ⁷
運営方法	全体の進捗状況管理	調達機材維持管理	調達機材、既設設備を含む システムの維持管理
本ソフトコンポーネント内容の オリエンテーション	説明	参加	参加
マニュアル準備	助言	日常点検マニュアル 作成	運転マニュアルの更新
維持管理フォローアップ	管理指導	維持管理報告	運転管理報告
報告先	- JICA 本部 - JICA ナイジェリア事務所 - TCN 本部	- コンサルタント - 維持管理課課長	- コンサルタント - 各変電所長

[出所] 協力準備調査団

(6) 実施工程

ソフトコンポーネント実施工程を図 3-12 に示す

日本より派遣される技術者は、図 3-12 に示す実施工程に従い、それぞれのカテゴリーごとにソフトコンポーネントを実施する。各カテゴリーの実施時期及び留意事項については、以下のとおりである。

⁴ 維持管理課 : Maintenance and Field Service, TSP, TCN

⁵ システムオペレーター課 : System Operator, SO, TCN

⁶ アボ変電所に常駐する維持管理エンジニアの人数を示す。

⁷ アボ変電所、ケフィ変電所各々の技術者数を示す。

1) 運転維持管理のための基礎知識の移転

運転管理、維持管理に関連して基礎知識を深め、日常点検の理解を深めることができるため、日本人技術者による初期操作・運用指導前に実施する。

本プロジェクトのソフトコンポーネントの対象グループは維持管理課、及びシステムオペレーター課であるが、双方のグループが互いの活動内容を理解した上でそれぞれの責務を果たすことが円滑な業務実施に必要となる。そのため、当該「基礎技術の移転」研修は2グループ共同で実施する。

2) 管理・運用技術の移転

日本人技術者による初期操作指導・運用指導と並行して実施することにより、チェックリストを用いた日常点検の方法に対する理解を深める。

3) 維持管理体制及びマニュアルの整備

初期操作指導・運用指導実施後、技術移転された日常点検技能、並びに本ソフトコンポーネントを通して整備された組織体制・役割等をマニュアルの形で纏める。

マニュアル整備作業は、各グループが各々のグループを対象としたマニュアルを準備するが、このマニュアル作成を2グループが協働して実施する形式とし、互いの業務区分を検討させる。この作業を通し、運用時のグループ間の情報共有化が図れ、将来想定されるSCADAシステム構築時の情報基盤づくりに資することが期待される。

分類		期間(月)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
現地作業(準備工事・基礎工事・据付工事)			■	■	■	■	■	■	■	■	■					
調整・試運転											■	■				
初期操作指導・運用指導											■	■				
検収・引渡し												▼				
ソフト コンポーネント	1 運転維持管理のための基礎知識の移転							■	■							
	2 管理・運用技術の移転										■	■				
	3 維持管理体制及びマニュアルの整備													■	■	
成果品	1 指導テキスト								*							
	2 実施状況報告書											*				
	3 運転維持管理マニュアル/完了報告書															*

[出所] 協力準備調査団

図3-12 ソフトコンポーネントの実施スケジュール

3-2-4-9 事業実施工程

我が国の無償資金協力制度に基づき、図3-13に示すと通りの事業実施工程とした。



[出所] 協力準備調査団

図3-13 事業実施工程

3-3 プロジェクトの運営・維持管理

3-3-1 基本方針

TCN は送電の安定を目的とした電力用コンデンサ設備の運転維持管理の経験を有しており、当該設備の運転維持管理に係る最低限の知識・技術を持っている。そのため、本プロジェクトにおいては運営維持管理に必要となる点検項目及びその実施スケジュールにつき再確認し、初期操作指導・運用指導後から円滑にTCNによる運転維持管理段階に迅速に移行できるよう計画する方針とする。

3-3-2 変電設備の日常点検と定期点検項目

本プロジェクトにて据付ける電力用コンデンサ設備、及び付帯開閉・保護制御設備を含む変電設備を持続的に運用するためには日常の保守、点検が欠かせない。運転管理者が実施する点検には大きく分けて下記の3点検がある。

- ▶ 変電設備完成時、運転開始前の検査、点検
- ▶ 運転開始後の日常点検
- ▶ 運転後ある期間経過した後の定期点検

(1) 変電設備完成時、定期点検時の点検項目

本変電設備完成時の点検と、定期点検時の点検項目はほぼ同一である。点検項目と測定項目を表3-27に示す。変電設備の完成時の検査、点検に関しては3-2-4-7項の「初期操作指導・運用指導等計画」に記載する。

(2) 日常点検

本変電設備は他の変電設備と同様に投入・開放等の運用操作が必要となる。

132kV 系統電圧の低下や遅れ無効電力の増加を確認し、それらの安定化のために本変電設備を手動で投入する。系統電圧の上昇、遅れ無効電力の低下が十分な状態になったことを確

認し、本変電設備を手動で開放する。運転初期は可動部を持つ遮断器や断路器の不具合が発生することがあるので、毎日稼働状況を点検する必要がある。本変電設備運転初期（OJT 期間中）、運転管理者は設置業者の日本人技術者と本変電設備を巡回し、点検箇所、点検のコツを習得する。

本変電設備は遠方操作による運転が可能であるが、日常点検することにより設備の異常を速やかに発見することができる。

日常点検は、運転開始後 1 ヶ月間は、目視点検により毎日実施する。その後は毎週 1 回程度実施する。点検項目を表 3-27 に示す。

表 3-27 日常点検項目

点検対象	点検項目
電力用コンデンサ設備 (運転時は目視点検のみ)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 表面の汚れ、破損 ・ 架台の腐食、錆 ・ 外部配線の損傷 ・ 漏油の有無
ガス遮断器、断路器	<ul style="list-style-type: none"> ・ 表面の汚れ、破損 ・ 外箱の腐食、錆 ・ 外部配線の損傷 ・ 入り切り表示の確認 ・ ガス圧力の確認
計器用変流器、 コンデンサ形計器用変成器	<ul style="list-style-type: none"> ・ 表面の汚れ、破損 ・ 外箱の腐食、錆 ・ 外部配線の損傷 ・ 漏油の有無
避雷器	<ul style="list-style-type: none"> ・ 表面の汚れ、破損 ・ 外箱の腐食、錆 ・ 外部配線の損傷 ・ 動作回数の確認
コンデンサ保護盤、 制御盤	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外箱の腐食、錆 ・ 換気口フィルターの掃除 ・ 指示計器、表示の確認 ・ 設置環境（温度）
電力用ケーブル・終端末	<ul style="list-style-type: none"> ・ 表面の汚れ、破損
直流電源装置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外箱の腐食、錆 ・ バッテリー液漏れの有無 ・ 指示計器、表示の確認
接地	<ul style="list-style-type: none"> ・ 配線の損傷

[出所] 協力準備調査団

運転管理者は日常点検を実施するときに日常点検記録ノートの作成と保管を励行する。

更に、運転管理者は表 3-27 に示す日常点検項目を確認したあと、点検結果を記録する点検記録ノートに記載し、保管する。記録をとることにより各機器の異変を感知できる。

(3) 定期点検

一般的な定期点検項目と測定項目を表 3-28 から表 3-34 に示す。定期点検はある期間運転したあとにシステムを停止し、各機器の点検と表に示す測定項目を測定する。定期点検は運転開始から 1 年、3 年、6 年、12 年（以降さらに 6 年、12 年）経過した年に実施する。

また、検査、点検をした結果は必ず記録を作成し保管しておくこと。

表 3-28 電力用コンデンサ設備の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		1 年	3 年	6 年	12 年
電力用コンデンサ設備	外部構造目視点検(漏油等)				
	絶縁抵抗測定	○	○	○	○
	主回路接続部の締付確認				
	コンデンサ静電容量測定	○	○	○	○
	接地線とその接続部の点検		○	○	○

[出所] 協力準備調査団

表 3-29 ガス遮断器の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		1 年	3 年	6 年	12 年
ガス遮断器	構造点検、清掃				
	開閉動作試験	○	○	○	○
	絶縁抵抗測定				
	接触部の点検手入れ				
	遮断部・支持碍子の点検清掃		○	○	○
	操作機構部の点検と注油				
	最低動作電圧測定				
	ガス密度スイッチ動作圧力測定				
	空気圧カスイッチ動作圧力測定			○	○
	開閉時間の測定				
主回路抵抗測定					

[出所] 協力準備調査団

表 3-30 断路器の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		1 年	3 年	6 年	12 年
断路器	主回路抵抗測定	○	○	○	○
	構造点検、清掃				
	開閉動作試験	○	○	○	○
	絶縁抵抗測定				
	接触部の点検手入れ				
アークホーンの点検・損耗調査		○	○	○	
動作部分の点検と注油					
接地線とその接続部点検					

[出所] 協力準備調査団

表 3-31 変流器・変成器の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		1 年	3 年	6 年	12 年
計器用変流器、 コンデンサ形計器 用変成器	タンク・FT カバー、油面の 点検手入れ、清掃	○	○	○	○
	ブッシング・端子の点検、 清掃	○	○	○	○
	絶縁抵抗測定				
	接地線とその接続部点検		○	○	○
	2 次・3 次回路の点検		○	○	○
	塗装部の点検				

[出所] 協力準備調査団

表 3-3-2 避雷器の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		1 年	3 年	6 年	12 年
避雷器	外観・構造の点検、清掃 主回路接続部の点検、清掃 絶縁抵抗測定	○	○	○	○
	制御回路締付部の点検、清掃 漏洩電流測定			○ ○	○ ○

[出所] 協力準備調査団

表 3-3-3 保護盤・制御盤の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		1 年	3 年	6 年	12 年
コンデンサ保護盤、 制御盤	収納箱の外部・内部点検、清掃	○	○	○	○
	ファン・フィルターの点検、清掃	○		○	○
	制御回路締付部の点検、清掃 接地導体の点検手入れ 塗装部の点検		○	○	○
	ファン・フィルターの交換			○	○
	ヒューズ (EF,f 等) の交換				○

[出所] 協力準備調査団

表 3-3-4 直流電源装置の定期点検項目

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		0.5 年	1 年	5 年	8~12 年
直流電源装置 (充電装置)	塵埃汚損の清掃 各種設定値の確認 入出力電圧値と電流値の測定 絶縁抵抗測定 シーケンス試験 収納箱の換気	○	○	○	○
	無負荷電圧補償回路の動作確認 直流出力電流特性の測定 充電切替器・タイマーの動作確認 整流器出力波形観測 自動均等・停電復電時動作試験		○	○	○
	サイリスタ・ダイオードの特性確認試験 制御回路の電圧と波形の観測 各種充電電圧の調整範囲測定 自動定電圧特性の精密測定 計器の校正			○	○
	各回路の部品と動作の精密点検及び部品交換				○
直流電源装置	全セルの単電池電圧の測定	○	○	○	○

点検対象	点検項目	普通点検 A	普通点検 B	精密点検 A	精密点検 B
		0.5 年	1 年	5 年	8～12 年
(バッテリー)	全セルの電解液液温・比重測定				
	亀裂、漏液の有無 端子・接続部の腐食の有無 減液警報・センサー等の損傷の有無 内部電極の変形亀裂脱落の有無 電解液の量、濁り、変色の確認 液中比重計・温度計の損傷 有無端子・接続部の点検、増締め 活物質の沈殿量の確認 浮動充電時の充電電圧の確認 均等充電の実施	○	○	○	○
	容量試験 (必要により)電解液の比重調整 (必要により)液替え活性化			標準的期待寿命(制御弁式据置鉛蓄電池)MSE 式: 7～9 年	同左

[出所] 協力準備調査団

3-3-3 予備品購入計画

本プロジェクトでは、主要設備である電力用コンデンサ設備は可動部を持たない静止機器であるが、ガス遮断器及び断路器には可動部が有り、定期的なメンテナンスが必要なため、メンテナンス用として必要な機材を予備品として調達する。また、保護制御盤には半導体が使用されており、故障の可能性があるため特に保護リレー類は予備品として調達する。

なお、機材は経年と共に劣化し、やがて機能を果たさなくなるが、多くの機材では劣化の状況を判断することは難しい。このため、システムの信頼性を保つためには予防保全の考え方から、故障に至る前に部品を交換する必要がある。表 3-3-5 に主要機器の推奨取替周期と点検内容を示す。

表 3-3-5 対象機器の取替周期と点検内容 (推奨)

対象機器	推奨取替周期	点検内容
電力用コンデンサ設備	20 年～30 年	外観、絶縁及び静電容量の測定
ガス遮断器	20 年	動作試験
断路器	20 年	動作試験
変流器、変成器	20 年	外観、絶縁の測定
避雷器	20 年	動作特性測定
保護制御盤	15 年	動作特性測定
直流電源装置のバッテリー	7～9 年	動作特性測定、バッテリー性能測定

[出所] JEMA「受変電設備の診断はお済みですか (設備診断と保守点検のすすめ)」2012、他

1) 交換部品の調達計画

変電設備構成機材の破損や故障は、直接、設備の使用停止に繋がるケースが多い。トラブル発生時、速やかに修理または機材交換を行うことが望ましい。現地または周辺に交換用の機材が保管されていれば迅速に設備の復旧が行える。しかし、高価な部品や大量の部品の保管はコスト高となるので、機材の特性、経済性、設備の復旧に掛かる時間などを考慮して、交換部品の数量、保管場所を設定する必要がある。本プロジェクトにて調達する交換部品（表3-14から表3-20を参照）の数量は引き渡し後3年間となる2020年までを想定している。この期間後も、TCNは同数量の交換部品を調達し、保管する必要がある。

2) 予備品購入計画

本変電設備の推奨取替え期間を表3-36に示した。主要機材は長期寿命を有するので、本プロジェクトにて予備品を準備するが、直流電源装置に必要なバッテリーの交換時期は表3-36のとおりであり、TCNは竣工後9年程度でバッテリーの交換の予算を計上する必要がある。

表3-36 バッテリーの交換時期

項目	交換時期	員数
バッテリー	7年～9年	1式

[出所] 協力準備調査団

3) 試験器具及び保守工具購入計画

本プロジェクトでは表3-13に示す維持管理に必要な試験器具及び保守工具を調達する。

3-4 プロジェクトの概略事業費

3-4-1 協力対象事業の概略事業費

(1) 日本側負担経費 概算事業費 約 1,313 百万円

品目		金額 (百万円)
機材	・機材費 ・調達管理・据付工事費等 ・技術指導費	1,230
設計監理費	・実施設計費 ・調達・施工監理費 ・ソフトコンポーネント費	83
合計		1,313

(2) 相手国側負担経費 2.7 万米ドル (約 3.0 百万円)

ナイジェリア側の負担事項内容、及び金額は以下に示すとおりである。

- ① プロジェクトサイト内の整地： 1.0 万米ドル (約 1.1 百万円)
- ② プロジェクトサイト内の障害物の撤去： 0.5 万米ドル (約 0.6 百万円)
- ③ 銀行取極めに関する手数料： 1.2 万米ドル (約 1.3 百万円)

(3) 積算条件

- ① 積算時点:平成 26 年 12 月
- ② 為替交換レート： 1 US\$ = 111.15 円
(2014 年 9 月から 2014 年 11 月までの TTS 平均値)
- ③ 施工・調達期間：詳細設計並びに機材調達・据付の期間は施工工程に示したとおり。
- ④ その他:本プロジェクトは、日本国政府の無償資金協力のスキームに従い実施される。

3-4-2 運営・維持管理費

本プロジェクトで調達・据付される機材の供用開始後の運用・維持管理は連邦電力省の管理の下で TCN が担うことになる。また、本プロジェクト対象変電所は既設であり、TCN により運用・維持管理がなされており、新たに運用・維持管理要員を雇用する必要はない。

なお、本プロジェクトで改修される変電所を健全に運用し、トラブルの発生時に迅速な対応を行い、より安定した電力供給を継続するためには 3-3-3 項の予備品購入計画にある「交換部品の保管」に示す交換部品を常備する必要があり、TCN は必要に応じて予算化する必要がある。運営のための人件費の増加分は他変電所の運営と同様に一元化に納められるため新たな増加はなく、維持管理費の増加分は交換部品等の購入費用が主たるものになる。交換部品調達に必要となる費用は 0.04 百万米ドル (約 4.3 百万円/年) 程度であり、TCN の変電設備向けの予算 (2015 年では 62 億ナイラ (約 43 億円)) のうちわずか 0.07% に過ぎないため、十分に予算化が可能であると考えられる。

第4章 プロジェクトの評価

第4章 プロジェクトの評価

4-1 事業実施のための前提条件

本プロジェクトで調達する資機材の据付け用地の確保をすることが前提条件となるが、本プロジェクトの実施機関である TCN が確保しており、環境社会配慮上も問題が無い。

4-2 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

本プロジェクトの全体計画達成には、以下のナイジェリア側投入（負担）事項が必要となる。

(1) 工事着工前

- 日本側据付工事着工前に、機材据付予定用地の整地・レベリング作業が実施される。
- 日本側据付工事着工前に、機材据付用地内に設置されている既設照明灯が移設される。
- 調達機材の仮保管場所が確保される。
- 既設の接地設備において 1Ω 以下の接地抵抗値が確保される。
- アポ変電所の落雷により使用不能、若しくは損傷した変圧器、開閉設備、架構、避雷設備等が更新される。
- アポ変電所の制御棟内の損傷した制御盤と関連設備が、交換、若しくは修復される。
- ケフィ変電所の既設制御棟内の 132kV 制御盤に組み込まれている電力計や無効電力計等の指示計器類の較正が行われる。
- カタンペ変電所に設置されている電力用コンデンサ (330kV 、 $50\text{MVar} \times 2\text{sets}$) 及び現在据付が予定されている変圧器 ($330/132\text{kV}$ 、 150MVA) が系統に接続される。
- グワグワラダ変電所の分路リアクター (330kV 、 75MVar) が系統に接続される。

(2) 工事期間中

- 必要な計画停電を行うために関係機関との調整がされ、必要な措置がとられる。
- 既設ケーブルピット内に、低圧ケーブル、制御線格納用のスペースが確保される。
- 既設制御棟内に制御・保護盤を据付するスペースが確保される。
- 据付けられる盤の制御用として直流・交流電源が供給される。
- 日本側工事に必要な重機の移動のため、既設の母線連絡線が一時的に撤去される。

(3) その他

- ソフトコンポーネントの目標達成のため、必要な人的投入、協力がなされる。
- 供用開始後の運営・維持管理に必要な予算措置がとられる。

4-3 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

- 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

- TCNによる運営維持管理が持続的に行われる。
- 施設のセキュリティが確保される。

(3) 期待される成果に対して

- 上位の発電設備及び下位の配電設備が十分に機能する。
- 設備の運転維持管理計画が実施される。

4-4 プロジェクトの評価

4-4-1 妥当性

次に示すとおり、本プロジェクトはナイジェリアの開発計画やエネルギー政策の実現に資するとともに、一般国民に裨益するものであることから、協力対象事業の妥当性は高いと判断される。

(1) 緊急性

堅調な経済成長を継続しているナイジェリアの政府は、2020年までに経済規模で全世界の20位入りを目指すという、国家開発計画「Nigeria Vision 20:2020」を掲げている。

同計画を実現するためには、更なる経済成長を必要とするが、この経済成長の大きな阻害要因となっているのが、脆弱な電力供給状況にあり、電力供給の早期信頼性の改善が開発計画達成のカギであり、国家政策上急務となっている。

この状況下、TCNは電力供給設備の拡充を図るため2020年を目標とした送電網拡張計画を策定し、供給設備容量の拡大や、無効電力削減のための調相設備導入を計画した。

本プロジェクトのコンポーネントは同拡張計画にも含まれ、前述の国家開発計画との合致しており、計画停電が日常化している首都アブジャとその周辺地域の一刻も早い電力供給状況の改善に寄与すると期待されることから、緊急性は高いと考えられる。

(2) 裨益性

本プロジェクトの対象であるアポ変電所は、首都アブジャ南部に位置し、首都圏で活動する居住者が多いアソコロ地区やアブジャ国際空港を含む広範囲へ配電を行っている。また、

ケフィ変電所は首都アブジャに隣接する郊外に位置し、日中は首都圏に通勤して仕事に従事するような住民が多く暮らしている。

アブジャ配電会社 (Disco) によると、アポ変電所の配電地域の消費者数は表 4-1 のようになるが、同地域内には、学校、病院、さらには ECOWAS 本部などの重要な国際機関も含まれている。

表 4-1 本プロジェクト対象変電所の需要家世帯数と消費者数

アポ変電所配電地域		ケフィ変電所配電地域	
世帯数	消費者数 (4.5 人/世帯)	世帯数	消費者数 (5.5 人/世帯)
約 160,000 世帯	約 720,000 人	約 42,000 世帯	約 231,000 人

[出所] 世帯数は Disco、1 世帯当たりの消費者数は NBS (National Bureau of Statistics) Social-Economic Survey on Nigeria2010 より入手した情報を基に協力準備調査団にて作成

[備考] アポ変電所は NBS の情報の内、FCT の世帯規模、ケフィ変電所についてはナサラワ州の世帯規模を採用した。

(3) 運転維持管理能力

TCN は、本プロジェクトで調達・据付けする機材・設備の運用経験を有し、TCN の持つ技術力で運転、維持管理が可能であると判断できる。但し、同経験を有する技術者は不足していること、維持管理能力の不足は顕著であることから、請負業者による OJT の他、日本側コンサルタントによる技術移転を行うことにより、持続性のある維持管理技術の習得と他の技術者、他の変電所への展開が期待される。

4-4-2 有効性

(1) 定量的効果

本プロジェクトの実施により期待される定量的効果を表4-2に占める。

表4-2 本プロジェクトによる定量的効果

指標名		基準値 (2014年実績値)	目標値(2020年) (事業完成3年後)
1. 受電端電圧改善率(%) ^{*1}	アポ変電所(132kV受電側)	N/A	2.90%
	アポ変電所(33kV送出し側)	N/A	3.01%
	ケフィ変電所(132kV受電側)	N/A	6.19%
	ケフィ変電所(33kV送出し側)	N/A	6.84%
2. 132kV送電線における送電ロス(MW) ^{*1}	シロロ地域 (本事業の対象変電所該当地域) ()内はロス率	N/A	101.4MW (6.85%)
3. 温室効果ガス削減量(t/年) ^{*1}		N/A	6,404t/年
4. 追加電力供給世帯数 (世帯/日) ^{*2}	アポ変電所	N/A	5,400世帯/日
	ケフィ変電所	N/A	1,700世帯/日
5. 追加電力供給消費者数 (人/日) ^{*2}	アポ変電所(4.5人/世帯)	N/A	24,300人/日
	ケフィ変電所(5.5人/世帯)	N/A	9,350人/日

[備考] ^{*1}各指標に関しては、施設供用開始時点の2017年末の電力系統モデルを基に算出。

^{*2}追加電力供給世帯数、及び消費者数については、TCNより入手した2020年の電力系統モデルの最大負荷想定値を基に算出。

■ 追加電力供給世帯数

本プロジェクトの対象変電所では、電力用コンデンサの力率改善効果によって、電力設備の利用率が向上し、より多くの有効電力を供給することが可能になる。このため、より多くの消費者への電力供給が可能になる。そこで、2014年6月1日から2015年5月31日の期間における各変電所の一日あたりの最大負荷に基づいて、以下の方法により追加電力供給が可能となる世帯数を表4-2の通り算定した。また、算定に用いた諸量を表4-3に示す。

- ① ピーク需要(MW)に基づいて皮相電力(MVA)を求める。
- ② 本プロジェクトによる電力用コンデンサ投入前(現状)における無効電力を(MVar)を求める。
- ③ 本プロジェクトによる電力用コンデンサ投入後の無効電力(MVar)を求める。
- ④ 本プロジェクトによる電力用コンデンサ投入後の有効電力(MW)を求める。
- ⑤ 本プロジェクトにより増加する有効電力(MW)を求める。
- ⑥ 各変電所の電力供給区域における世帯平均電力需要(kW/世帯)で割ることにより、追加電力供給が可能となる世帯数を求める。

表 4-2 本プロジェクトによる追加電力供給世帯数の算定

算出手順		アポ変電所	ケフィ+アクワング変電所
①	皮相電力	$\frac{217.0\text{MW}}{0.95} = 228.4\text{MVA}$	$\frac{37.4\text{MW}}{0.87} = 42.9\text{MVA}$ (ケフィ) $\frac{53.7\text{MW}}{0.93} = 57.7\text{MVA}$ (アクワング) $42.9\text{MVA} + 57.7\text{MVA} = 100.6\text{MVA}$
②	無効電力	$228.4\text{MVA} \times \sqrt{1^2 - 0.95^2} = 71.3\text{MVar}$	$42.9\text{MVA} \times \sqrt{1^2 - 0.87^2} = 21.1\text{MVar}$ (ケフィ) $57.7\text{MVA} \times \sqrt{1^2 - 0.93^2} = 21.2\text{MVar}$ (アクワング) $21.1\text{MVar} + 21.2\text{MVar} = 42.3\text{MVar}$
③	電力用コンデンサ投入後の無効電力	$60\text{MVar} - 71.3\text{MVar} = -11.3\text{MVar}$	$25\text{MVar} - 42.3\text{MVar} = -17.3\text{MVar}$
④	電力用コンデンサ投入後の有効電力	$\sqrt{228.4^2\text{MVA} - 11.3^2\text{MVar}} = 228.1\text{MW}$	$\sqrt{100.6^2\text{MVA} - 17.3^2\text{MVar}} = 99.1\text{MW}$
⑤	有効電力の増加分	$228.1\text{MW} - 217.0\text{MW} = 11.1\text{MW}$	$99.1\text{MW} - (37.4 + 53.7)\text{MW} = 8.0\text{MW}$ $8.0\text{MW} \times \left\{ \frac{37.4\text{MW}}{(37.4+53.7)\text{MW}} \right\} = 3.3\text{MW}^{*1}$
⑥	追加電力供給世帯数	$\frac{11.1\text{MW}}{2.03\text{kW/世帯}} \cong 5,400$ 世帯	$\frac{3.3\text{MW}}{1.89\text{kW/世帯}} \cong 1,700$ 世帯

[備考] *¹ 有効電力の増加分を按分してケフィ変電所における追加電力供給世帯数算出の数値とした。

[出所] 協力準備調査団

表 4-3 算定に用いた諸量

項目		諸量
力率* ¹	アポ変電所	0.95
	ケフィ変電所	0.87
	アクワング変電所	0.93
最大電力需要 (2020年想定値) * ¹	アポ変電所	217.0MW
	ケフィ変電所	37.4MW
	アクワング変電所	53.7MW
世帯当たり平均電力需要	アポ変電所 (2014年の実績値)	0.93kW/世帯
	アポ変電所 (2020年) * ²	2.03kW/世帯
	ケフィ変電所 (2014年の実績値)	0.86kW/世帯
	ケフィ+アクワング変電所 (2020年) * ²	1.89kW/世帯
電力用コンデンサ容量	アポ変電所	60 MVar
	ケフィ変電所	25 MVar

[備考] *¹ 力率と最大電力需要想定は、TCNの電力系統モデルにおけるシロロ地域の力率平均値、世帯当たりの平均電力需要はDiscoより入手した資料に基づき、調査団にて作成した。ケフィ変電所では隣接するアクワング変電所の負荷を考慮に入れて算定した。

*² 2020年の世帯当たり平均電力需要は、世界銀行のデータに基づく推定人口増加率とDiscoのデータに基づく需要増加率を加味した。

■ 温室効果ガス削減量の算定

電力用コンデンサ設備の据付けにより期待できる送電網における電力損失が温室効果ガス削減量に与える効果を以下の方法により検討する。表 4 - 5 に示す燃料別排出係数を用いて、以下の方法により求める。

- ① 電力損失低減量 (MWh/年) を求める。
- ② 発電される電力量 (MWh/年) × 3,600 (GJ/1000MWh) ÷ 発電設備の熱効率から、オフセットされる発熱量 (GJ/年) を求める。
- ③ 低減される発熱量 (GJ/年) × 排出係数 (t C/GJ) × 44/12 から、CO₂ 排出削減量 (t) を求める。

表 4 - 5 燃料別排出係数の例

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
原油〔コンデンセート (NGL) を除く。〕	38.2 GJ/kl	0.0187 tC/GJ
軽油	37.7 GJ/kl	0.0187 tC/GJ
A 重油	39.1 GJ/kl	0.0189 tC/GJ
天然ガス (液化天然ガス(LNG)を除く。)	43.5 GJ/10 ³ Nm ³	0.0139 tC/GJ

[出所] 環境省/経済産業省 (2013.5) ”温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル”

(2) 定性的効果（プロジェクト全体）

現状と問題点	本計画対象変電所（アポ、ケフィ）に電力用コンデンサ設備を導入する。（協力対象事業）	計画の効果・改善程度
<p>プロジェクトの対象地域の電力需要家受電端では、電圧降下が著しいため、需要家の電気製品は故障しやすい。</p>	<p>電力用コンデンサ設備を導入する。</p>	<p>電力需要家端の電圧は、配電会社の配電電圧によるものであるが、配電会社の運用電圧は送電側との責任分界点で低い値となっている。</p> <p>電力用コンデンサを導入することにより送電側の運用電圧が改善され、配電側への供給電圧の改善も期待できる。</p> <p>配電会社による、定格電圧に近い、より高品質の電力を供給することは、消費者の持つ蛍光灯やパソコンバッテリー等電気機器の長寿命化に寄与する。</p>
<p>電力需要家に供給される電力の質が低いことに起因する停電の日常化は、電力供給全体の不安定化や社会・経済発展の妨げとなっている。</p>	<p>同上</p>	<p>電力用コンデンサの導入により、計画停電時間の改善が期待でき、プロジェクト対象地域における社会経済の発展・促進に寄与する。</p> <p>また、信頼性の高い送電系統運用となり、電力供給側の運営改善にも繋がる。</p>
<p>電圧降下が著しいため、病院や学校等の公共施設の運営に支障が出ている。</p>	<p>同上</p>	<p>病院においては精密機器を使用することが多いため、高品質の電力供給が安定した医療機器の使用に不可欠である。更に、学校においては安定した照明の利用により、学童の学習効率の向上にも貢献することが期待できる。</p>
<p>夜間の停電時においては街灯のほか防犯用照明の使用も出来なくなることから、治安が悪化する。</p>	<p>同上</p>	<p>停電時間が削減されることにより、街灯や防犯用照明の使用可能時間が長くなるため、プロジェクト対象地域の治安維持に効果が期待される。</p>

【添付資料】

A-1 調査団員・氏名	A-1-1
A-2 調査行程	A-2-1
A-3 相手国関係者（面会者）リスト	A-3-1
A-4 協議議事録（M/D）	A-4-1
A-5 ソフトコンポーネント計画書	A-5-1
A-6 地形測量結果図（現地再委託）	A-6-1
A-7 地質調査結果報告書（現地再委託）	A-7-1
A-8 フィールドレポート	A-8-1

A-1 調査団員・氏名

A-1 調査団員・氏名

第一次現地調査（概略設計調査）

No.	氏名	担当業務	所属
1	大嶋 一成	総括	JICA 国際協力専門員
2	榊谷 有希	計画管理	JICA 産業開発・公共政策部 資源・エネルギーグループ第二チーム
3	小宮 雅嗣	業務主任／電力計画	八千代エンジニアリング株式会社
4	阿部 真	副業務主任／電力計画 ／変電設備－1	八千代エンジニアリング株式会社
5	佐藤 広人	変電設備－2	八千代エンジニアリング株式会社
6	田中 宇祐	設備計画	八千代エンジニアリング株式会社
7	近藤 和晃	調達計画/積算	八千代エンジニアリング株式会社

第二次現地調査（準備調査報告書（案）説明調査）

No.	氏名	担当業務	所属
1	大嶋 一成	総括	JICA 国際協力専門員
2	榊谷 有希	計画管理	JICA 産業開発・公共政策部 資源・エネルギーグループ第二チーム
3	阿部 真	副業務主任／電力計画 ／変電設備－1	八千代エンジニアリング株式会社
4	近藤 和晃	調達計画/積算	八千代エンジニアリング株式会社

A-2 調査行程

A-2 調査行程

第一次現地調査（概略設計調査）

番号	月	日	曜日	調査内容				滞在地	
				官団員	コンサルタント団員				
				大嶋、榊谷	小宮	阿部	佐藤		田中
1	11	2	日						パリ
2	11	3	月						アブジャ
3	11	4	火	・対処方針会議（8:00 JICA ナイジェリア事務所）					アブジャ
4	11	5	水						アブジャ
5	11	6	木						アブジャ
6	11	7	金						アブジャ
7	11	8	土						アブジャ
8	11	9	日						アブジャ
9	11	10	月						アブジャ
10	11	11	火		・移動 {東京 10:50 → パリ (フランス) 15:40 (JL045)}				アブジャ
11	11	12	水		・移動 {パリ (フランス) 11:00 → アブジャ (ナイジェリア) 17:00 (AF514)} ・団内協議 (18:30 プロジェクトコンポーネント)				アブジャ
12	11	13	木		・田中、近藤と同じ				アブジャ
13	11	14	金		・田中、近藤と同じ				アブジャ
14	11	15	土	・移動 {東京→パリ}	・田中、近藤と同じ				アブジャ
15	11	16	日	・移動	・団内協議とデータ分析				アブジャ
16	11	17	月	・移動 {パリ→アブジャ} ・団内協議 (19:00)	・田中、近藤と同じ				アブジャ
17	11	18	火	・協議 (8:00 JICA ナイジェリア事務所) ・ミニッツ協議 (11:00 連邦電力省) ・サイト視察 (14:00 アボ変電所) ・サイト視察 (16:00 グワグワラダ変電所)					アブジャ

番号	月	日	曜日	調査内容					滞在地		
				官団員		コンサルタント団員					
				大嶋、榊谷	小宮	阿部	佐藤	田中		近藤	
18	11	19	水	・サイト視察 (9:00 ケフィ変電所) ・ミニッツ締結 (15:00 連邦電力省) ・ミニッツ締結 (16:00 TCN) ・ミニッツ締結 (17:00 NPC)					・小宮と同じ	アブ ジャ	
19	11	20	木	・サイト視察 (9:00 カタンペ変電所) ・帰国報告 (10:30 連邦電力省) ・帰国報告 (11:00 JICAナイジェリア事務所) ・帰国報告 (15:00 日本大使館) ・移動{アブジャ→パリ}					・小宮と同じ	アブ ジャ	
20	11	21	金	・移動 {パリ (フランス) → 東京}	・移動 {パリ (フランス) 18:55 → 東京 14:55+1 (JL046)}					・データ分析 (9:00) ・サイト視察 (13:00 アボ変電所) ・市場調査 (15:00)	アブ ジャ
21	11	22	土	・移動 {→ 東京}	・移動 {→ 東京 14:55 (JL046)}					・団内協議	アブ ジャ
22	11	23	日			・移動 {東京 10:50 → パリ (フランス) 15:40 (JL045)}				・団内協議とデータ分析	アブ ジャ
23	11	24	月			・移動 {パリ (フランス) 18:20 → ロンドン (イギリス) 18:30 (BA323)} ・移動 {ロンドン (イギリス) 22:40 → アブジャ (ナイジェリア) 6:00 (BA83)}				・団内協議 (9:00) ・技術協議 (14:00 TCN : 配電区域)	アブ ジャ
24	11	25	火			・移動 {→ アブジャ (ナイジェリア) 6:00} [阿部、佐藤] ・団内協議 (10:00) ・サイト調査 (13:00 ケフィ変電所)					アブ ジャ
25	11	26	水			・表敬訪問 (9:00 JICAナイジェリア事務所) ・サイト視察 (10:00 グワグワラダ変電所) ・サイト視察 (15:00 アボ変電所) ・団内協議 (17:00)					アブ ジャ
26	11	27	木			・データ分析 (9:00) ・技術協議 (14:00 TCN)					アブ ジャ
27	11	28	金			・サイト視察 (ケフィ変電所) ・団内協議		・協議 (測量会社)		・阿部、佐藤と同じ	アブ ジャ
28	11	29	土			・データ分析					アブ ジャ
29	11	30	日			・団内協議とデータ分析					アブ ジャ
30	12	1	月			・技術協議 (10:00 TCN) ・技術協議 (15:00 AFD)	・サイト視察、測量監督 (9:00 ケフィ変電所)			・阿部と同じ	アブ ジャ
31	12	2	火			・技術協議 (11:00 TCN) ・サイト調査 (14:00 アボ変電所) ・市場調査 (16:00)	・サイト視察、測量監督 (9:00 アボ変電所) ・市場調査 (16:00)			・サイト調査 (10:00 アボ変電所)	アブ ジャ
32	12	3	水			・データ分析 (9:00) ・技術協議 (13:00 TCN)	・団内協議 (10:00)	・情報分析 (9:00) ・市場調査 (13:00)		・団内協議 (10:00)	アブ ジャ
33	12	4	木			・技術協議 (TCN:フィールドレポート) ・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
34	12	5	金			・技術協議 (TCN:フィールドレポート署名) ・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
35	12	6	土			・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
36	12	7	日			・団内協議とデータ分析					アブ ジャ
37	12	8	月			・技術協議 (TCN:フィールドレポート) ・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
38	12	9	火			・技術協議 (TCN:フィールドレポート) ・技術協議 (14:30 アブジャ配電会社) ・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
39	12	10	水			・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
40	12	11	木			・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
41	12	12	金			・団内協議 (10:00) ・フィールドレポート署名 (12:00 TCN) ・フィールドレポート協議・署名 (15:00 連邦電力省)					アブ ジャ
42	12	13	土			・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
43	12	14	日			・現地調査結果概要作成					アブ ジャ
44	12	15	月			・帰国報告 (9:00 JICAナイジェリア事務所) ・移動 {アブジャ (ナイジェリア) 23:55 → パリ (フランス) 06:05+1 (AF513)}					機内
45	12	16	火			・移動 {パリ (フランス) 18:55 → 東京 14:55+1 (JL046)}					機内
46	12	17	水			・移動 {→ 東京 14:55 (JL046)}					

第二次現地調査（準備調査報告書（案）説明調査）

番号	月	日	曜日	調査内容		滞在地
				官団員 大嶋、榎谷	コンサルタント団員 阿部、近藤	
1	6	18	木		<ul style="list-style-type: none"> ・移動 [東京 11:20 → ロンドン (英国) 15:50 (JL043)] ・移動 [ロンドン (英国) 22:40 → アブジャ 04:40+1 (BA083)] 	機内泊
2	6	19	金		<ul style="list-style-type: none"> ・09:00～10:00：JICAナイジェリア事務所への表敬訪問及び調査内容の説明 ・10:00～11:00：連邦電力省（FMP）への表敬訪問、調査内容の説明 ・11:00～12:00：ナイジェリア送電公社（TCN）への表敬訪問、調査内容の説明 ・12:30～16:00：サイト状況調査（アボ変電所） 	アブジャ
3	6	20	土	・移動	<ul style="list-style-type: none"> ・09:00～12:00：サイト状況調査（ケフィ変電所） ・13:00～18:00：サイト状況調査及び情報収集（カタンペ変電所） 	アブジャ
4	6	21	日	・移動	・資料整理・団内協議	アブジャ
5	6	22	月		<ul style="list-style-type: none"> ・09:00～10:00：団内協議（JICAナイジェリア事務所） ・10:00～11:00：国家計画委員会（NPC）への表敬訪問、DFR、ミニッツ（案）の説明 ・14:00～16:00：ミニッツ（案）の協議（FMP、NPC、TCN） 	アブジャ
6	6	23	火		<ul style="list-style-type: none"> ・09:00～12:00：DFRの補足説明（TCN） ・12:00～16:00：ミニッツ（案）の協議及び締結（FMP、NPC、TCN） 	アブジャ
7	6	24	水		<ul style="list-style-type: none"> ・09:00～12:00：データ整理 ・13:30：JICAナイジェリア事務所への報告 ・15:00：日本大使館表敬訪問と報告 	アブジャ
8	6	25	木	・移動	<ul style="list-style-type: none"> ・移動 [アブジャ 08:00 → ロンドン (英国) 14:30 (BA082)] ・移動 [ロンドン (英国) 19:15 → 東京/羽田 15:00+1 (JL044)] 	機内泊
9	6	26	金	・移動	・移動	帰国

A-3 相手国関係者（面会者）リスト

A-3 相手国関係者(面談者)リスト

<u>所属及び氏名</u>	<u>職位</u>
国家計画委員会	
National Planning Commission (NPC)	
Mr. Oladimeji Tajudeen Shogbuyi	Director (IC)
Mr. Ibraheem Rafiu Oyegbade	Director (EG)
MR. Ileuma S. A.	AD (BEC)
Mr. M. Y. Abdulraheem	AD (BEC)
Mr. N. A. Lawal	Acting Director (Infrastructure)
Mr. Adeosun David	Assistant Director
Mr. Nwozuzu U. S	Chief Planning Officer, Commission Secretariat
Mr. Adeosun David T.	Macroeconomist (Infrastructure)
Dr. Chika Nwodo	PPO
Mrs. Eweioie Binbo	Senior Legal Officer (Asia Region)
Mr. Alfa Muhammad	SPO
Mr. Anyadiegwu Emmanuel	PO II
Mr. Oluwakemi Ogunjabi	PO I
連邦電力省	
Federal Ministry of Power (FMP)	
Amb. Godknows Boladei Igali	Permanent Secretary
Mr. Genjamin Neuge	Special Assistant, PS Office
Engr. A. Adebisi	Director, Renewable Energy and Rural Access Department
Mr. Afolabi John Oladele	Acting Director (TSD)
Engr. Ibhugora O. E.	Deputy Director (TS)
Engr. O. E. Ibhugom	Deputy Director
Mr. S. I. Anekwe	Deputy Director (INV) ISO
Engr. Briskilla Sapke	Deputy Director (Power)
Engr. A. E. Uwueiyen	Assistant Director
Engr. Faruk Yusuf Yabo	Assistant Director
Engr. A. D. Abubakar	Assistant Director
Engr. Philip Okpanafe	ACEE (Power)
Engr. D. B. Madu	Chief Engineer
Mr. Enang Moses	SEE(Power)
Mr. Nasira Muhammad Dange	SEE
Mr. Onwuama Victor C.	SEE

Mrs. Nwanus Theresa A.	PCS (TSD)
Mr. Abel Philip	RRP
Engr. Ominiyi A.	Electrical Engineer I
Mr. Arinze M. Osbuso	Electrical Engineer I
Mr. Abimbola Ominiyi	Electrical Engineer I
Engr. Onu Ogbonnaya Moutell	Mechanical Engineer 1 (Power)
Mr. Umoru S. Solomon	Higher Technical Officer
Mr Audi Bitrus Simon	Assistant Technical Officer

ナイジェリア送電公社

Transmission Company of Nigeria

Mr. Shahid Mohammad	Executive Director (TSP)
Mr. Tom Uwah	Director (TSP)
Engr. Musa M. Gumel	Director (System Operations)
Engr. F. K. Oluwafemi Zaccheaus	General Manager (PSP+R&D)
Engr. M. J. Lawal	General Manager (SO)
Engr. M. C. Ezeudenna	General Manager (D&C)
Engr. Olisa M. Okoli	General Manager (Chem, Resset and Environ)
Mr. Afolabi F. Ademora	General Manager (DS and Spec)
Engr. Aribaba Peter Adebisi	Assistant General Manager (Generation Planning & Data Control)
Engr. Shehu Abba Aliyu	Assistant General Manager (PSP)
Engr. L. C. Okalla	Assistant General Manager (T)
Engr. M. A. O. Dada	Assistant General Manager (Regulation)
Mr. E. O. Efiang	Assistant General Manager (Civil Substation)
Engr. Mohammad M. Sheik	Assistant General Manager (Substation Designs)
Engr. Abdulkadir Nazif	Senior Manager (PSPD)
Engr. M. K. Abdullahi	Senior Manager (Planning)
Engr. M. A. Ajibade	Senior Manager (PSP+R&D)
Mr. L.C. Ogwu	Senior Manager (Lines)
Engr. O. Osarenren	Senior Manager(Civil)
Mr. Umar Faruk Tahayc	Senior Manager (Substation Designs)
Engr. Dahiru A. I.	Principal Manager (Substation Designs)
Engr. Sulaiman Mahmud	Principal Manager (Transmission)
Mr. G. O. Aliyu	Principal Manager (Project)
Engr. Bassay I. H.	Principal Manager (SE)
Engr. Bukan Musa Tzab	Principal Manager (DS and IPP)

Engr. Ikeli Ndubuisi H.	Manager (PSP)
Mr. Vincent A. Chukwi	AM (Projects)
Engr. Nongo V. T.	Electrical Engineer (PC&M)
Mr. Ashipa James	Senior Manager (SO), Gwagwalada Substation
Mr. Akamagwuna George	Manager (SO), Gwagwalada Substation
Mr. Obasi Kingsley	Contract Operator (SO), Gwagwalada Substation
Ms. Nina Ikwan	Assistant Manager (SO), KACC ¹
Engr. Emmanuel Osikwemhe	Senior Manager (SO), KACC
Mr. Alhaji Yusuf Sanusi	Assistant Manager (Electrical SO)
Engr. Respect A. Aluya	Assistant Manager (SO), Shift head, KACC
Mr. Davies Kolawole N.	Principal Manager
Mr. John Newton	Station Manager, Keffi Substation
Mr. B. A. S. Umar	Assistant Manager (SO), Keffi Substation
Mr. Maduga Musa Sammuel	System Operator, Keffi Substation

ナイジャデルタ電力持株会社

Niger Delta Power Holding Company Limited

Engr. C. A. Ogunrinde	DGM (Civil Field Operations)
-----------------------	------------------------------

アブジャ配電会社

Abuja Electricity Distribution Company

Mr. Joe Chiyassa	Executive Director (Technical Services)
Mr. A. Bello	Principal Manager (O&M)
Mr. M. S. Dauda	Principal Manager (Planning & Construction)

フランス開発庁

French Development Agency

Mr. Adesoji Ademola	Senior Program Officer
---------------------	------------------------

在ナイジェリア国日本大使館

Embassy of Japan in Nigeria

草桶 左信	特命全権大使
庄司 隆一	特命全権大使
吉村 力	一等書記官 (経済協力班長)
木花 和仁	一等書記官

¹ KACC: Katampe Area Control Center

JICA ナイジェリア事務所

JICA Nigeria Office

中村 浩孝

関 徹男

大石 健介

鹿野 正明

Mr. Agidani Gabriel O.

所長

所長

所員

企画調査員

Consultant

A-4 協議議事録 (M/D)

**Minutes of Discussions
on the Preparatory Survey
for the Project for Emergency Improvement of Electricity Supply Facilities in Abuja
in the Federal Republic of Nigeria
(First Field Survey)**

In response to the request from the Government of the Federal Republic of Nigeria (hereinafter referred to as “Nigeria”), the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as “JICA”), in consultation with the Government of Japan, decided to conduct a Preparatory Survey (hereinafter referred to as “the Survey”) on the Project for Emergency Improvement of Electricity Supply Facilities in Abuja (hereinafter referred to as “the Project”)

JICA sent to Nigeria the Preparatory Survey Team (hereinafter referred to as “the Team”) headed by Mr. Kazunari Oshima, the Senior Advisor in the field of Energy and Mining, JICA, to conduct the first field survey and the Team is scheduled to stay in the country from 3rd November to 15th December, 2014.

The Team held discussions with the concerned officials of Nigeria; Federal Ministry of Power (FMP), Transmission Company of Nigeria (TCN), and National Planning Commission (NPC); and conducted a field survey in Nigeria.

In the series of the discussions, all parties have confirmed the main items described in the attached sheets hereto. Both sides have also noted that at the stage of the Survey no commitment is made from the Japanese side concerning the realization of the Project. The Team will proceed with further study and prepare the preparatory survey report.

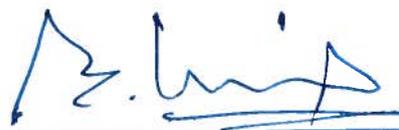
Abuja, Nigeria
19th November, 2014



Mr. Kazunari Oshima
Leader, Preparatory Survey Team
Japan International Cooperation Agency
(JICA)



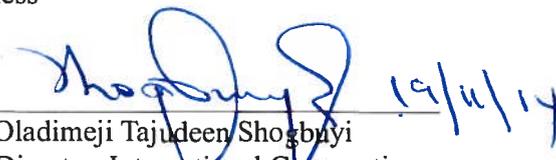
Engr. Afolabi John Oladele
Ag. Director, Transmission Services
Federal Ministry of Power (FMP)



Mr. Shahid Mohammad
Executive Director, TSP
Transmission Company of Nigeria (TCN)

19/11/2014

Witness



Mr. Oladimeji Tajudeen Shogbunyi
Ag. Director, International Cooperation
National Planning Commission (NPC)

19/11/14

ATTACHMENT

1. Objective of the Project

The objective of the Project is to improve and reinforce the power supply in Federal Capital Territory (FCT) in Nigeria.

2. Project Site

The Project sites are located as shown in Annex-1.

3. Responsible and Implementing Organizations

- (1) The responsible sector ministry is the Federal Ministry of Power (FMP)
- (2) The implementing agency is Transmission Company of Nigeria (TCN)
- (3) The witness agency is National Planning Commission (NPC)
- (4) The organization structures of FMP and TCN are shown in Annex-2 and 3.

4. Items Targeted in the Project

- (1) The Nigerian side and the Team discussed the final requested components of the Project and their priority. The rating of the priority shown in the following table is higher in the following manner; A, B and C.

Table Final requested components of the Project and their priority

Component	Location	Specification	Priority
Installation of capacitor bank	Apo 132/33 kV Substation	60MVar, 132kV	A
Installation of capacitor bank	Keffi 132/33 kV Substation	25MVar, 132kV	A
Installation of Static Var Compensator (SVC)	Katampe 330/132/33kV Substation	50MVar, 330kV	C
Installation of shunt reactor	Gwagwalada 330/132/33kV Substation	75MVar	B

- (2) The Team will study further the appropriateness of each component and technical specifications from the viewpoint of necessity and relevance as Japan's Grant Aid scheme, and will compile the findings into the preparatory survey report for the project appraisal process of the Government of Japan.

5. Japan's Grant Aid Scheme

- (1) The Nigerian side has understood Japan's Grant Aid Scheme explained by the Team as described in Annex-4 and Annex-5.
- (2) The Nigerian side will take the necessary measures, as described in Annex-6, for smooth implementation of the Project.

7. Schedule of the Study

- (1) The Team will continue the first field survey in Nigeria until 15th December, 2014.
- (2) The Team will prepare the draft report of the Preparatory Survey and dispatch a team to Nigeria in order to explain its contents to the Nigerian side in April 2015.

8. Other Relevant Issues

- (1) The Nigerian side should submit answers to the terms to be confirmed, including as-built drawings especially layout drawings, TCN financial statements and data from Abuja Electricity Distribution Company, which the Team handed to the Nigerian side, by the beginning of December 2014.
- (2) The Team informed that topographic and geological surveys at the Project sites will be

started from the week of 24 November, 2014 and requested to secure the sites.

- (3) Nigerian side explained that, in Apo 132/33 kV substation, the damaged equipment by lightning such as transformer, switchgears, gantry structure, lightning rod, etc., will be replaced with new ones by Nigerian side. Also Nigeria side informed that the damaged parts of control building will be repaired by Nigerian side not to disturb the installation of equipment in the room before December, 2015.
- (4) Nigerian side explained that, in Keffi 132/33 kV substation, proper maintenance works such as the repairing of the existing cooling fan of transformer, calibration of MW and MVar meters of 132kV control panel, etc. will be made by Nigerian side before December, 2015.
- (5) Nigerian side explained that, in Katampe 330/132/33 kV substation, TCN has been installing Capacitor Banks (330 kV, 50 MVar x 2 sets) and a transformer (330/132 kV, 150 MVA) and they will be commissioned in 2015.
- (6) Nigerian side explained that, in Gwagwalada 330/132/33 kV substation, the existing Shunt Reactor (330 kV, 75 MVar) placed at the site will be installed by TCN, however JICA should include Gwagwalada substation in the study.
- (7) Nigerian side requested to carry out the capacity building in the field of substation management for the Project.

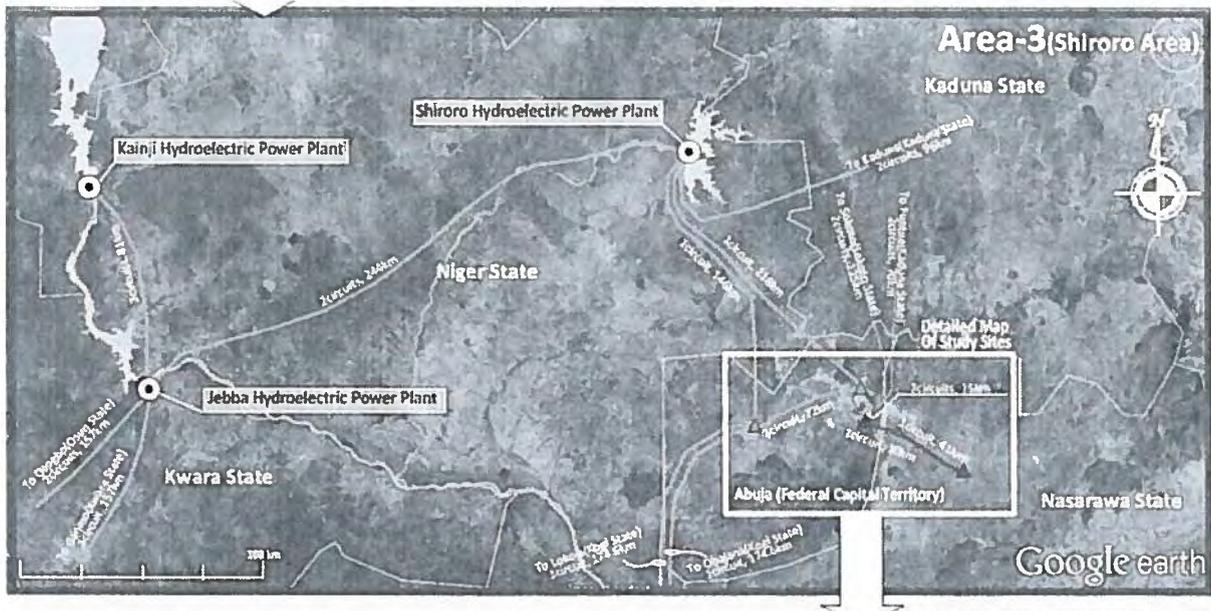
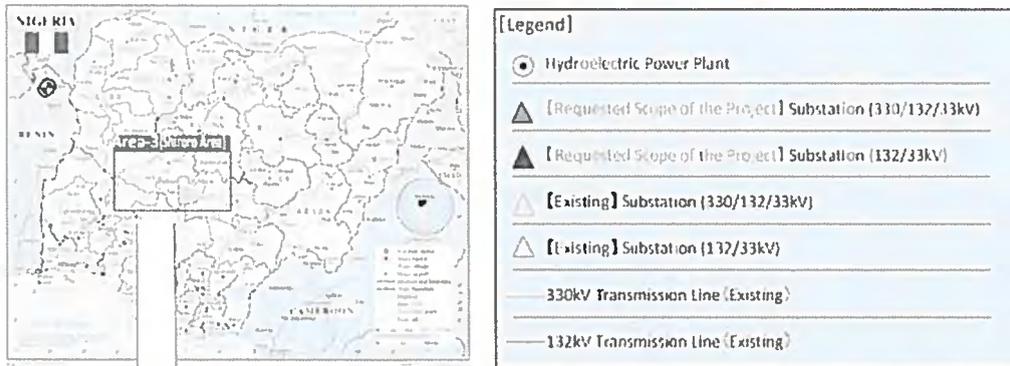
(End)

<List of Annex>

- | | |
|---------|---|
| Annex-1 | Location of the Project Sites |
| Annex-2 | Organization Structure of Federal Ministry of Power (FMP) |
| Annex-3 | Organization Structure of Transmission Company of Nigeria (TCN) |
| Annex-4 | Japan's Grant Aid |
| Annex-5 | Flow Chart of Japan's Grant Aid Procedures |
| Annex-6 | Major Undertakings to be taken by Each Government |



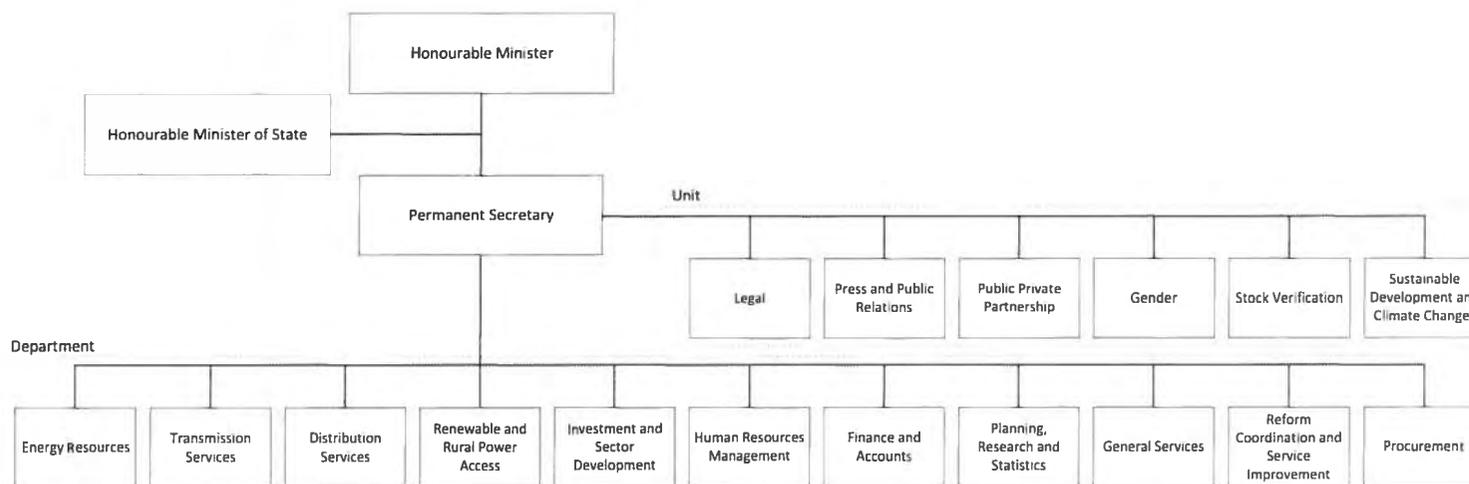
LOCATION OF THE PROJECT SITES



Location of the Study Sites (Federal Capital Territory and the surrounding area)

Handwritten signature and initials in blue ink.

ORGANIZATION STRUCTURE OF FEDERAL MINISTRY OF POWER (FMP)

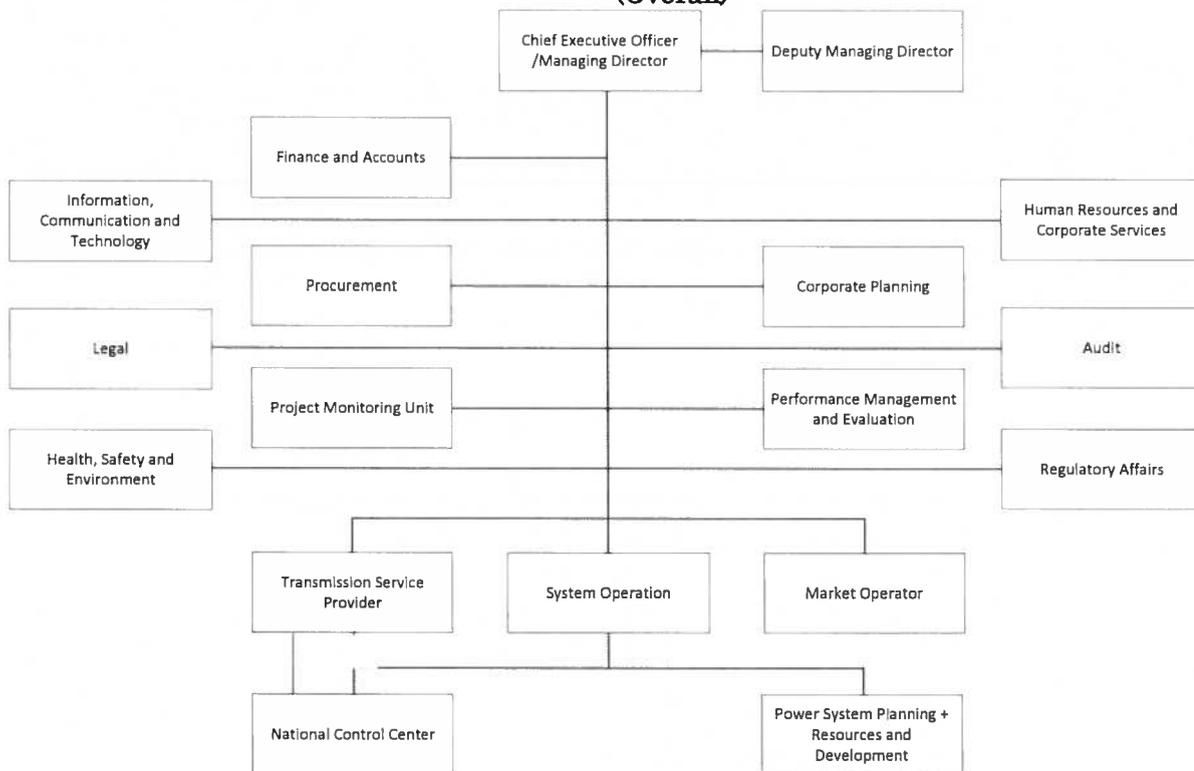


A-4-5

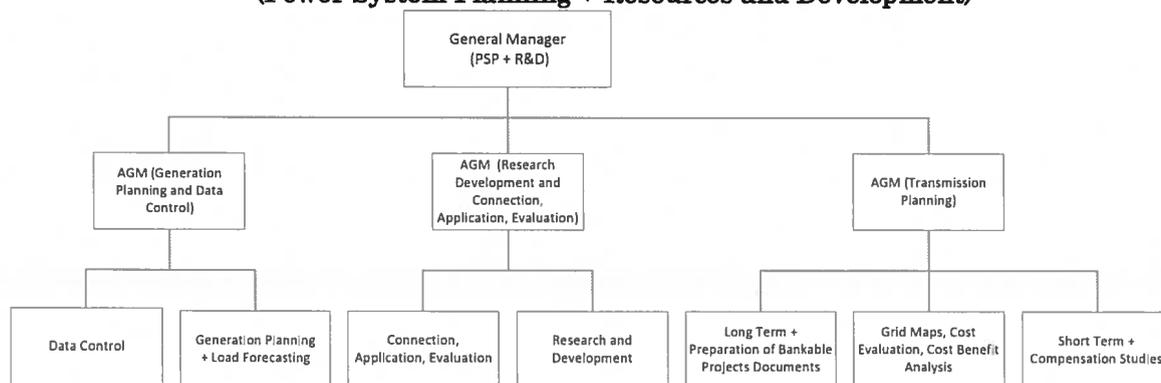
- 5 -

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Organization Chart of TCN (Overall)



Organization Chart of TCN (Power System Planning + Resources and Development)



Handwritten signature and initials in blue ink.

JAPAN'S GRANT AID

Based on the new JICA law entered into effect on October 1, 2008, JICA is designated as the executing agency of the Grant Aid for General Projects, for Fisheries and for Cultural Cooperation, etc.

The Grant Aid is non-reimbursable fund provided to a recipient country to procure the facilities, equipment and services (engineering services and transportation of the products, etc.) for its economic and social development in accordance with the relevant laws and regulations of Japan. The Grant Aid is not supplied through the donation of materials as such.

1. Grant Aid Procedures

The Japanese Grant Aid is supplied through following procedures :

- Preparatory Survey
 - The Survey conducted by JICA
- Appraisal & Approval
 - Appraisal by the GOJ and JICA, and Approval by the Japanese Cabinet
- Authority for Determining Implementation
 - The Notes exchanged between the GOJ and a recipient country
- Grant Agreement (hereinafter referred to as "the G/A")
 - Agreement concluded between JICA and a recipient country
- Implementation
 - Implementation of the Project on the basis of the G/A

2. Preparatory Survey

(1) Contents of the Survey

The aim of the preparatory Survey is to provide a basic document necessary for the appraisal of the Project made by the GOJ and JICA. The contents of the Survey are as follows:

- Confirmation of the background, objectives, and benefits of the Project and also institutional capacity of relevant agencies of the recipient country necessary for the implementation of the Project.
- Evaluation of the appropriateness of the Project to be implemented under the Grant Aid Scheme from a technical, financial, social and economic point of view.
- Confirmation of items agreed between both parties concerning the basic concept of the Project.
- Preparation of a outline design of the Project.
- Estimation of costs of the Project.

The contents of the original request by the recipient country are not necessarily approved in their initial form as the contents of the Grant Aid project. The Outline Design of the Project is confirmed based on the guidelines of the Japan's Grant Aid scheme.

JICA requests the Government of the recipient country to take whatever measures necessary to achieve its self-reliance in the implementation of the Project. Such measures must be guaranteed even though they may fall outside of the jurisdiction of the organization of the recipient country which actually implements the Project. Therefore, the implementation of the Project is confirmed by all relevant organizations of the recipient country based on the Minutes of Discussions.

(2) Selection of Consultants

For smooth implementation of the Survey, JICA employs (a) registered consulting firm(s). JICA selects (a) firm(s) based on proposals submitted by interested firms.

(3) Result of the Survey

JICA reviews the Report on the results of the Survey and recommends the GOJ to appraise the

implementation of the Project after confirming the appropriateness of the Project.

3. Japan's Grant Aid Scheme

(1) The E/N and the G/A

After the Project is approved by the Cabinet of Japan, the Exchange of Notes (hereinafter referred to as "the E/N") will be signed between the GOJ and the Government of the recipient country to make a pledge for assistance, which is followed by the conclusion of the G/A between JICA and the Government of the recipient country to define the necessary articles to implement the Project, such as payment conditions, responsibilities of the Government of the recipient country, and procurement conditions.

(2) Selection of Consultants

In order to maintain technical consistency, the consulting firm(s) which conducted the Survey will be recommended by JICA to the recipient country to continue to work on the Project's implementation after the E/N and G/A.

(3) Eligible source country

Under the Japanese Grant Aid, in principle, Japanese products and services including transport or those of the recipient country are to be purchased. When JICA and the Government of the recipient country or its designated authority deem it necessary, the Grant Aid may be used for the purchase of the products or services of a third country. However, the prime contractors, namely, constructing and procurement firms, and the prime consulting firm are limited to "Japanese nationals".

(4) Necessity of "Verification"

The Government of the recipient country or its designated authority will conclude contracts denominated in Japanese yen with Japanese nationals. Those contracts shall be verified by JICA. This "Verification" is deemed necessary to fulfill accountability to Japanese taxpayers.

(5) Major undertakings to be taken by the Government of the Recipient Country

In the implementation of the Grant Aid Project, the recipient country is required to undertake such necessary measures as Annex-7.

(6) "Proper Use"

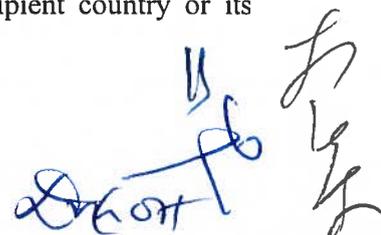
The Government of the recipient country is required to maintain and use properly and effectively the facilities constructed and the equipment purchased under the Grant Aid, to assign staff necessary for this operation and maintenance and to bear all the expenses other than those covered by the Grant Aid.

(7) "Export and Re-export"

The products purchased under the Grant Aid should not be exported or re-exported from the recipient country.

(8) Banking Arrangements (B/A)

- a) The Government of the recipient country or its designated authority should open an account under the name of the Government of the recipient country in a bank in Japan (hereinafter referred to as "the Bank"). JICA will execute the Grant Aid by making payments in Japanese yen to cover the obligations incurred by the Government of the recipient country or its designated authority under the Verified Contracts.
- b) The payments will be made when payment requests are presented by the Bank to JICA under an Authorization to Pay (A/P) issued by the Government of the recipient country or its designated authority.



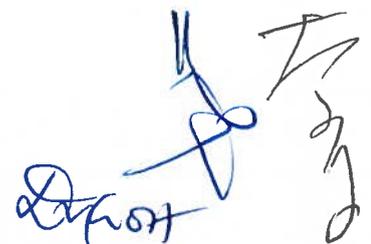
(9) Authorization to Pay (A/P)

The Government of the recipient country should bear an advising commission of an Authorization to Pay and payment commissions paid to the Bank.

(10) Social and Environmental Considerations

A recipient country must carefully consider social and environmental impacts by the Project and must comply with the environmental regulations of the recipient country and JICA socio-environmental guidelines.

(End)

Handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a vertical line on the right side.

FLOW CHART OF JAPAN'S GRANT AID PROCEDURES

Stage	Flow & Works	Recipient Government	Japanese Government	JICA	Consultant	Contract	Others
Application	<p>Request (T/R : Terms of Reference)</p> <p>Screening of Project → Evaluation of T/R → Project Identification Survey*</p>						
Project Formulation & Preparation	<p>Preparatory Survey</p> <p>Preliminary Survey* → Field Survey Home Office Work Reporting *if necessary</p> <p>Outline Design → Selection & Contracting of Consultant by Proposal → Field Survey Home Office Work Reporting</p> <p>Explanation of Draft Final Report → Final Report</p>						
Appraisal & Approval	<p>Appraisal of Project</p> <p>Inter Ministerial Consultation</p> <p>Presentation of Draft Notes</p> <p>Approval by the Cabinet</p>						
Implementation	<p>E/N and G/A (E/N: Exchange of Notes) (G/A: Grant Agreement)</p> <p>Banking Arrangement</p> <p>Consultant Contract → Verification → Issuance of A/P</p> <p>Detailed Design & Tender Documents → Approval by Recipient Government → Preparation for Tendering</p> <p>Tendering & Evaluation</p> <p>Procurement Construction Contract → Verification → A/P</p> <p>Construction → Completion Certificate Recipient Government → A/P</p> <p>Operation → Post Evaluation Study</p>						
Evaluation & Follow up	<p>Ex-post Evaluation → Follow up</p>						

Major Undertakings to be taken by Each Government

No.	Items	To be covered by Grant Aid	To be covered by Recipient Side
1	to secure lots of land necessary for the implementation of the Project and to clear the sites;		●
2	To construct the following facilities		
	1) The building	●	
	2) The gates and fences in and around the site		●
	3) The parking lot	●	
	4) The road within the site	●	
	5) The road outside the site (including Access road)		●
3	To provide facilities for distribution of electricity, water supply and drainage and other incidental facilities necessary for the implementation of the Project outside the sites		
	1) Electricity		
	a. The distributing power line to the site		●
	b. The drop wiring and internal wiring within the site	●	
	c. The main circuit breaker and transformer	●	
	2) Water Supply		
	a. The city water distribution main to the site		●
	b. The supply system within the site (receiving and elevated tanks)	●	
	3) Drainage		
	a. The city drainage main (for storm sewer and others to the site)		●
	b. The drainage system (for toilet sewer, common waste, storm drainage and others) within the site	●	
	4) Gas Supply		
	a. The city gas main to the site		●
	b. The gas supply system within the site	●	
	5) Telephone System		
	a. The telephone trunk line to the main distribution frame/panel (MDF) of the building		●
	b. The MDF and the extension after the frame/panel	●	
	6) Furniture and Equipment		
	a. General furniture		●
	b. Project equipment	●	
4	To ensure prompt unloading and customs clearance of the products at ports of disembarkation in the recipient country and to assist internal transportation of the products		
	1) Marine (Air) transportation of the Products from Japan to the recipient country	●	
	2) Tax exemption and custom clearance of the Products at the port of disembarkation		●
	3) Internal transportation from the port of disembarkation to the project site	●	
5	To ensure that customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the recipient country with respect to the purchase of the products and the services be exempted		●
6	To accord Japanese nationals whose services may be required in connection with the supply of the products and the services such facilities as may be necessary for their entry into the recipient country and stay therein for the performance of their work		●
7	To ensure that the Facilities and the products be maintained and used properly and effectively for the implementation of the Project		●
8	To bear all the expenses, other than those covered by the Grant, necessary for the implementation of the Project		●
9	To bear the following commissions paid to the Japanese bank for banking services based upon the B/A		
	1) Advising commission of A/P		●
	2) Payment commission		●
10	To give due environmental and social consideration in the implementation of the Project.		●

(B/A : Banking Arrangement, A/P : Authorization to pay)

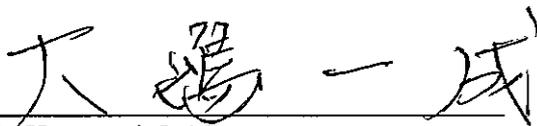
**Minutes of Discussions
on the Preparatory Survey
on the Project for Emergency Improvement of
Electricity Supply Facilities in Abuja
in the Federal Republic of Nigeria**

In response to the request from the Government of the Federal Republic of Nigeria (hereinafter referred to as “Nigeria”), the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as “JICA”), in consultation with the Government of Japan, decided to conduct a Preparatory Survey (hereinafter referred to as “the Survey”) on the Project for Emergency Improvement of Electricity Supply Facilities in Abuja (hereinafter referred to as “the Project”).

JICA sent to Nigeria the Preparatory Survey Team (hereinafter referred to as “the Team”) headed by Mr. Kazunari Oshima, a Senior Advisor, Energy and Mining Group, Industrial Development and Public Policy Department, JICA. The Team is scheduled to stay in the country from 19th to 25th June, 2015.

The Team held discussions with the concerned officials of Nigeria (hereinafter referred to as “the Nigerian side”). In the course of the discussions, the Nigerian side agreed and accepted the contents of the Draft Final Report and the Draft Technical Specifications, both sides have confirmed the main items described in the sheets attached hereto.

Abuja, 24th June, 2015



Mr. Kazunari Oshima
Leader, Preparatory Survey Team
Japan International Cooperation Agency
(JICA)



Engr. Afolabi John Oladele
Ag. Director, Transmission Services
Federal Ministry of Power (FMP)



Mr. Shahid Mohammad
Executive Director, Transmission Service
Provider (TSP)
Transmission Company of Nigeria (TCN)

Witness



Mr. Oladimeji Tajudeen Shogbuyi
Ag. Director, International Cooperation
National Planning Commission (NPC)

ATTACHMENT

1. Contents of the Draft Final Report

The Nigerian side agreed and accepted in principle the contents of the Draft Final Report explained by the Team. The Team emphasized that the scope, the schedule and the cost for the Project are tentative and subject to change due to the domestic circumstances in Japan and in Nigeria. The Nigerian side understood it.

2. Objective of the Project

The objective of the Project is to improve and reinforce power supply by installing power capacitor and other associated equipment at Apo and Keffi substations in Nigeria.

3. Project Site

The Project sites are located as shown in Annex-1.

4. Responsible and Implementing Organizations

- (1) The responsible organization is Federal Ministry of Power (FMP).
- (2) The implementing organization is Transmission Company of Nigeria (TCN).
- (3) The witness agency is National Planning Commission (NPC).

The organization structures of FMP and TCN are shown in Annex-4 and Annex-5, respectively.

5. Components of the Project

The components of the project are shown in Table below.

Site	132/33 kV Apo Substation	132/33 kV Keffi Substation
Equipment Procurement and Installation	1. Power capacitor banks (132kV、60MVar) 1 set	1. Power capacitor banks (132kV、25MVar) 1 set
	2. Extra-high voltage switchgear 1 set	2. Switchgear for special high voltage 1 set
	3. Protection and control panel 1 set	3. Protection and control panel 1 set
	4. Substation earthing equipment 1 set	4. Substation earthing equipment 1 set
	5. Low voltage equipment 1 set	5. Low voltage equipment 1 set
	6. Foundation for equipment 1 set	6. 132 kV power cable (underground) 1 set
		7. DC supply system 1 set
		8. Foundation for equipment 1 set
Procurement	1. Spare parts 1 set	
	2. Test equipment and maintenance tools 1 set	

6. Japan's Grant Aid Scheme

- (1) The Nigerian side has understood Japan's Grant Aid Scheme explained by the Team as described in Annex-6 and Annex-7.
- (2) The Nigerian side will take the necessary measures, as described in Annex-8, for smooth implementation of the Project.

7. Project Cost

The Nigerian side agreed that the cost for the Project should not exceed the amount agreed on Exchange of Notes (E/N). The Nigerian side also agreed that the cost for the Project contains

[Handwritten signatures and initials]

procurement cost of equipment, transportation cost up to the Project site, construction cost and the Consultant fees.

8. Confidentiality of the project

(1) Detailed specifications of the Facilities and Equipment

Both sides agreed that all the information related to the Project including detailed drawings and specifications of the facilities and equipment and other technical information shall not be disclosed to any outside parties (i.e. outside of JICA and the Nigerian side) before the finalization of all contract(s) for the Project.

(2) Confidentiality of the Cost Estimation

The Team explained the estimated cost of the Project as described in Annex 9. Both sides agreed that the estimated cost for the Project should never be duplicated or disclosed to any outside parties (i.e. outside of JICA and the Nigerian side) before tender for the Project. The Nigerian side also understood that the estimated cost for the Project in Annex 9 is not the final and is subject to change as a result of examination through revision of the Outline Design Study.

9. Possibility of Change in Scope, Schedule and Cost of the Project

The Nigerian side and the Team confirmed that the scope, the schedule, and the cost for the Project are tentative and subject to change due to the domestic circumstances in Japan and in Nigeria.

10. Other Relevant Issues

(1) Undertakings to be taken by the Nigerian Side

The Nigerian side agreed to complete the items listed in Annex 10 by responsible organization(s) in accordance with the suggested timeline. In particular, the Nigerian side agreed to complete the following items by the date mentioned below.

- 1) Replacement or repair of damaged transformer, switchgear, gantry, control panel and lightning arrester at Apo Substation **by the end of November 2017.**
- 2) Calibration or replacement of power meter on the existing 132kV Control Panel at Keffi substation **by the end of June 2017.**
- 3) Installation and Commissioning of 2 × 50MVar capacitor banks and 1 × 150MVA transformer at Katampe substation **by the end of December 2015.**
- 4) Installation and commissioning of 1 × 75MVar Shunt Reactor at Gwagwalada substation **by the end of June 2016.**

The following items were agreed by the Nigerian side to be completed **by the end of October 2016.**

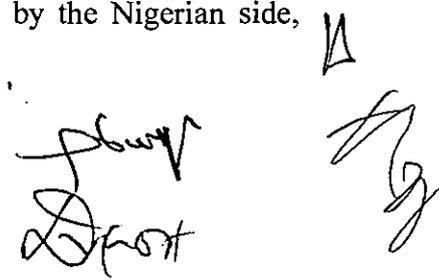
- 5) Land preparation for the project sites (Apo and Keffi) including storage yard for equipment and materials.
- 6) Site clearance & leveling (Apo and Keffi) including relocation or removal of existing lighting poles.
- 7) Securing Space for control and protection panel installed by JICA (Apo and Keffi).

The Nigerian Side also agreed the following item to be completed and paid by FMP.

- 8) Banking Arrangement (B/A), Authorization to Pay (A/P) and Bank Commission.

(2) Project Cost to be borne by the Nigerian side

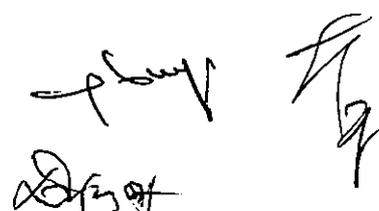
The Nigerian side assured the Team that the Project cost to be borne by the Nigerian side, mentioned in Annex-9, shall be timely allocated from its own fund.



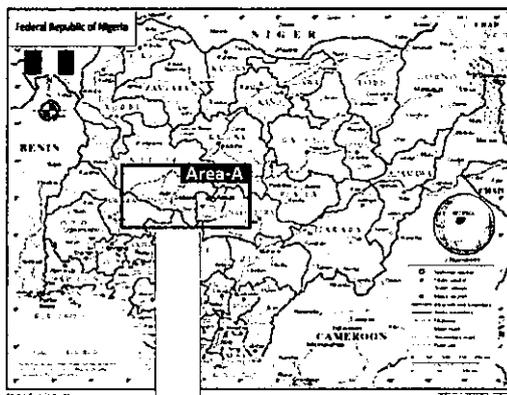
(End)

<List of Annex>

- Annex-1 Location of the Project Sites
- Annex-2 Layout of Apo Substation
- Annex-3 Layout of Keffi Substation
- Annex-4 Organization Structure of Federal Ministry of Power (FMP)
- Annex-5 Organization Structure of Transmission Company of Nigeria (TCN)
- Annex-6 Japan's Grant Aid
- Annex-7 Flow Chart of Japan's Grant Aid Procedures
- Annex-8 Major Undertakings to be taken by Each Government
- Annex-9 Estimated Project Cost
- Annex-10 Tentative Implementation Schedule of the Project and Undertakings by the Nigerian Side

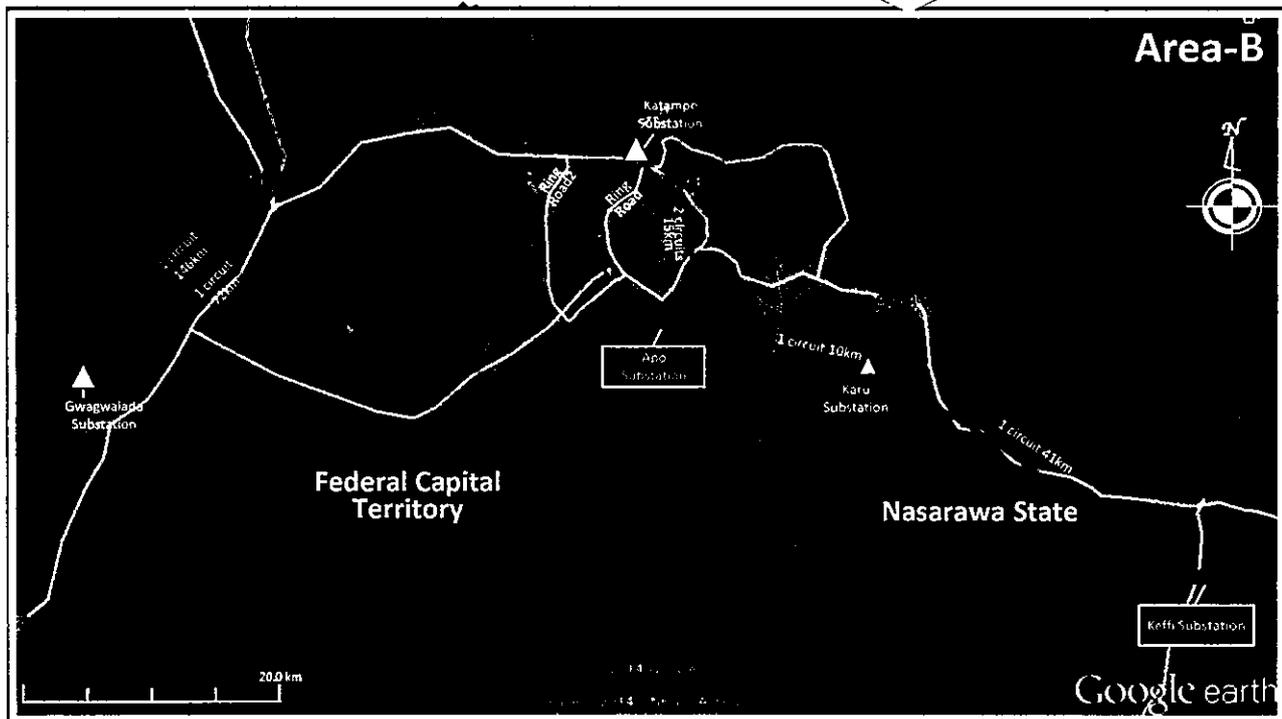
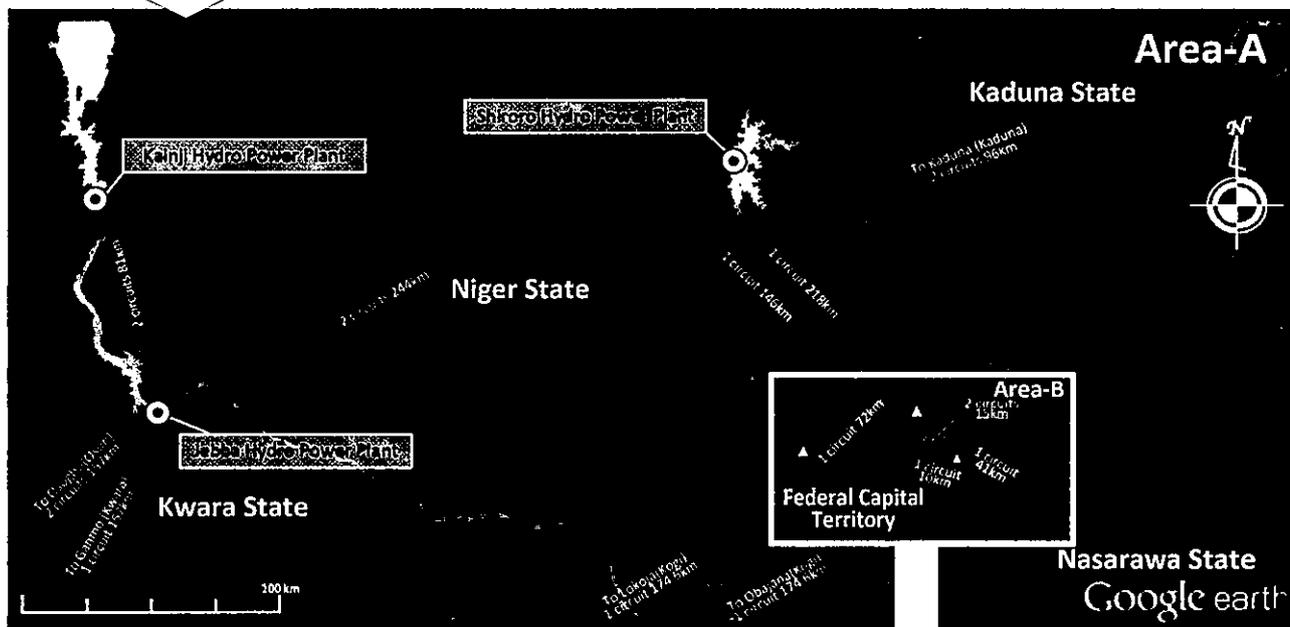


LOCATION OF THE PROJECT SITES



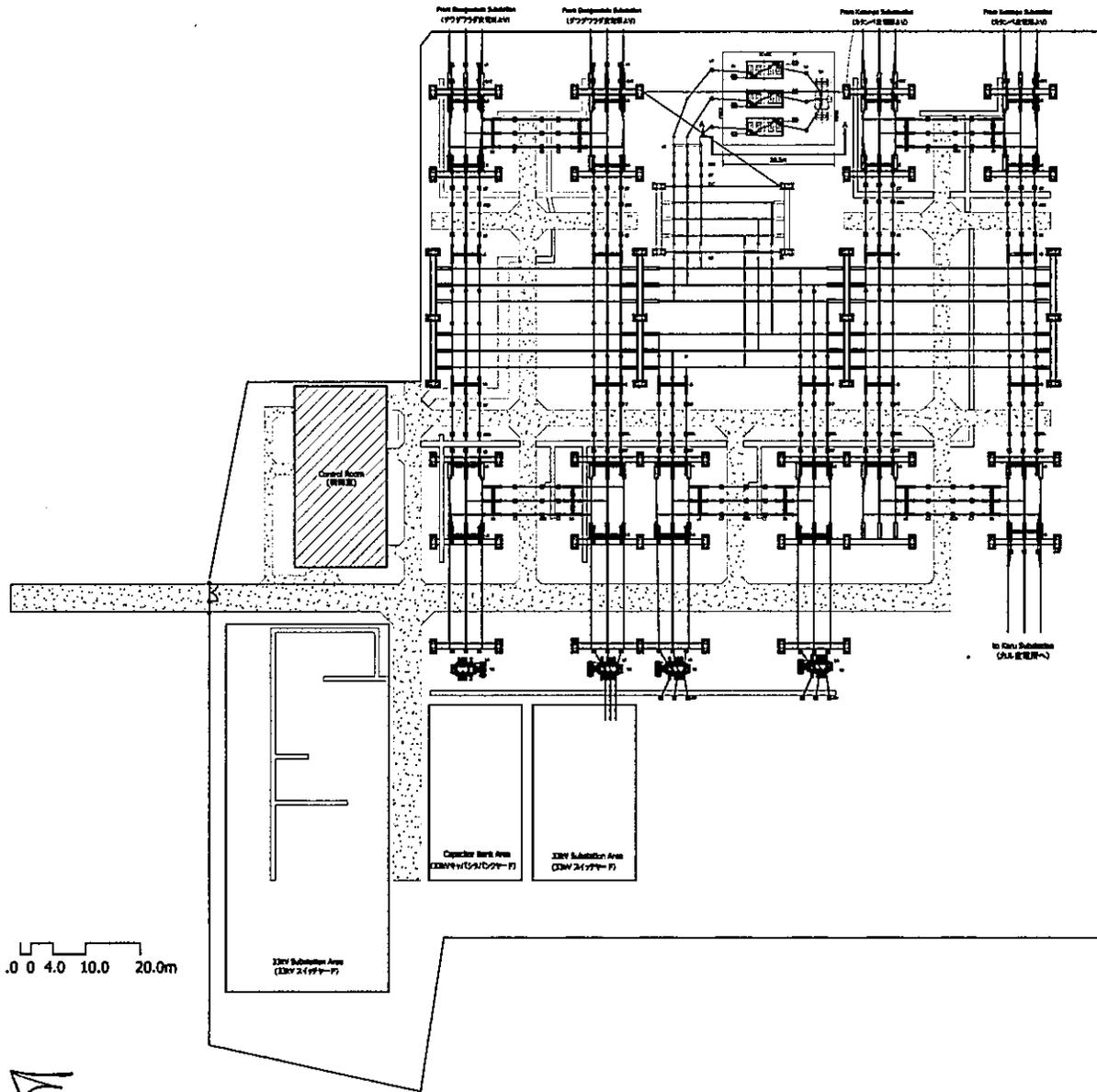
[Legend]

- Hydro power plant
- ▲ [Scope of the Project] Substation (132/33kV)
- △ [Existing] Substation (330/132/33kV)
- △ [Existing] Substation (132/33kV)
- 330kV Transmission line (Existing)
- 132kV Transmission line (Existing)



Handwritten signatures and initials.

-6-
A-4-17



RED (赤表記) : Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記) : Existing (既設)

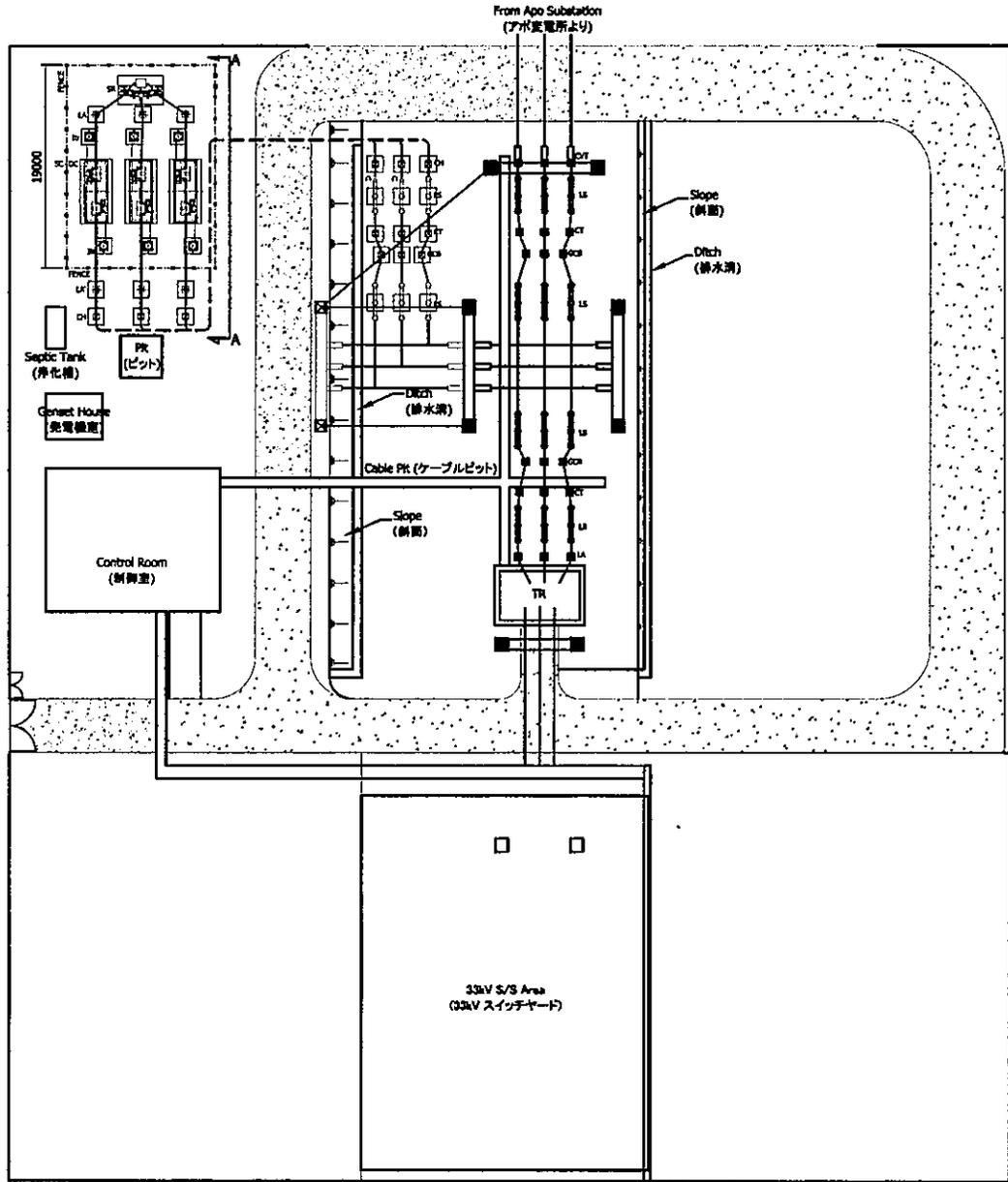
LEGEND (凡例)	
LS:	Line Switch (断路器)
LA:	Lightning Arrestor (避雷器)
Itr:	Insulation Transformer (絶縁変圧器)
CT:	Current Transformer (計器用変流器)
DC:	Discharging Coil (放電コイル)
SR:	Series Reactor (直列リアクトル)
SC:	Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
GCB:	Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
CVT:	Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

LAYOUT OF APO SUBSTATION

Handwritten signatures and initials:
 A-4-17
 [Signature]
 [Signature]

LAYOUT OF KEFFI SUBSTATION

Annex-3

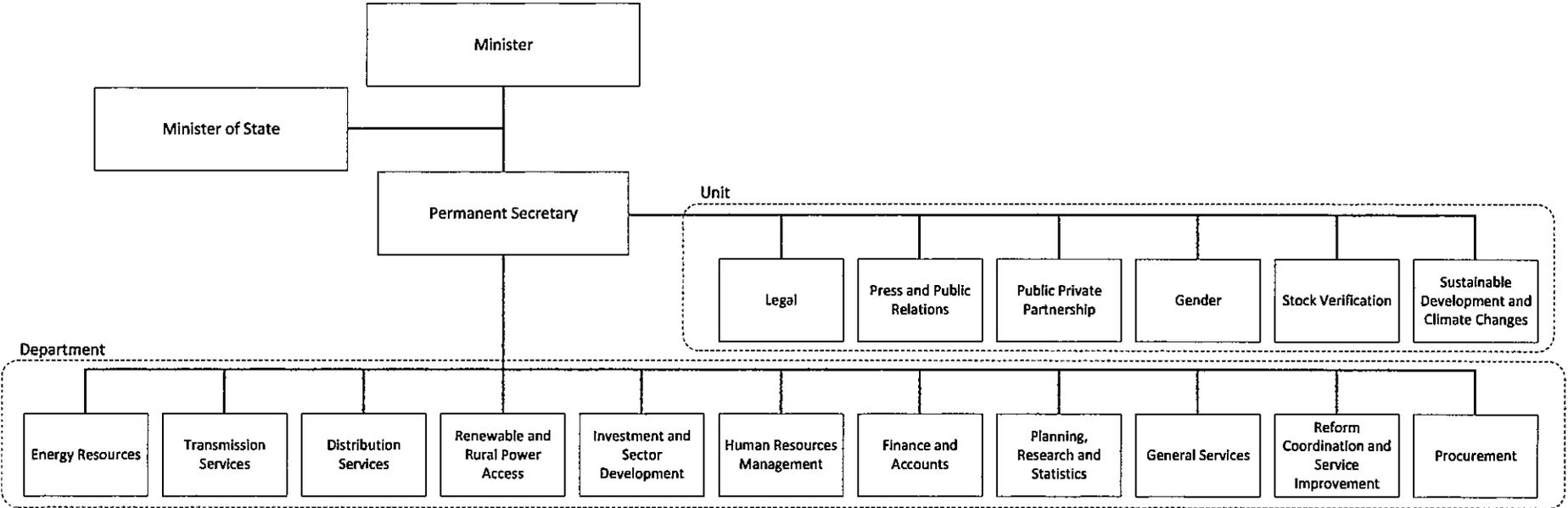


RED (赤表記) : Scope of the Project (プロジェクト対象範囲)
 BLACK (黒表記) : Existing (既設)

LEGEND (凡例)	
LS:	Line Switch (断路器)
LA:	Lightning Arrestor (避雷器)
Itr:	Insulation Transformer (絶縁変圧器)
CT:	Current Transformer (計器用変流器)
CH:	Cable Head (ケーブル終端)
DC:	Discharging Coil (放電コイル)
SR:	Series Reactor (直列リアクトル)
SC:	Static Condenser (Capacitor) (電力用コンデンサ)
GCB:	Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)
CVT:	Capacitor Voltage Transformer (コンデンサ形計器用変成器)

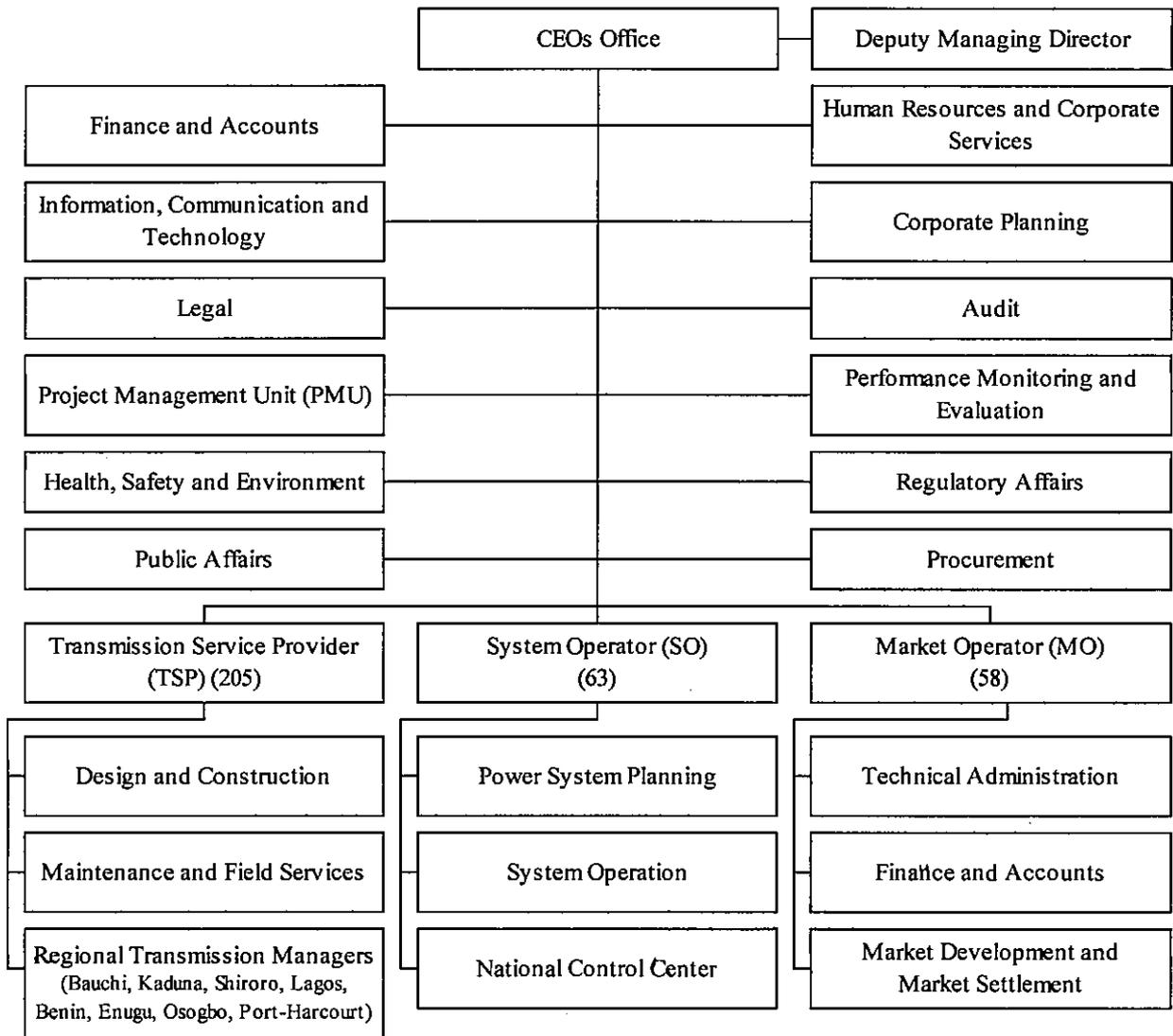
-7-
A-4-18

Handwritten signatures and initials:
 S. S. / S. S. / S. S.



[Handwritten signatures and initials]

ORGANIZATION STRUCTURE OF TRANSMISSION COMPANY OF NIGERIA (TCN)



[Handwritten signatures and initials]

JAPAN'S GRANT AID

Based on the new JICA law entered into effect on October 1, 2008, JICA is designated as the executing agency of the Grant Aid for General Projects, for Fisheries and for Cultural Cooperation, etc.

The Grant Aid is non-reimbursable fund provided to a recipient country to procure the facilities, equipment and services (engineering services and transportation of the products, etc.) for its economic and social development in accordance with the relevant laws and regulations of Japan. The Grant Aid is not supplied through the donation of materials as such.

1. Grant Aid Procedures

The Japanese Grant Aid is supplied through following procedures :

- Preparatory Survey
 - The Survey conducted by JICA
- Appraisal & Approval
 - Appraisal by the GOJ and JICA, and Approval by the Japanese Cabinet
- Authority for Determining Implementation
 - The Notes exchanged between the GOJ and a recipient country
- Grant Agreement (hereinafter referred to as "the G/A")
 - Agreement concluded between JICA and a recipient country
- Implementation
 - Implementation of the Project on the basis of the G/A

2. Preparatory Survey

(1) Contents of the Survey

The aim of the preparatory Survey is to provide a basic document necessary for the appraisal of the Project made by the GOJ and JICA. The contents of the Survey are as follows:

- Confirmation of the background, objectives, and benefits of the Project and also institutional capacity of relevant agencies of the recipient country necessary for the implementation of the Project.
- Evaluation of the appropriateness of the Project to be implemented under the Grant Aid Scheme from a technical, financial, social and economic point of view.
- Confirmation of items agreed between both parties concerning the basic concept of the Project.
- Preparation of a outline design of the Project.
- Estimation of costs of the Project.

The contents of the original request by the recipient country are not necessarily approved in their initial form as the contents of the Grant Aid project. The Outline Design of the Project is confirmed based on the guidelines of the Japan's Grant Aid scheme.

JICA requests the Government of the recipient country to take whatever measures necessary to achieve its self-reliance in the implementation of the Project. Such measures must be guaranteed even though they may fall outside of the jurisdiction of the organization of the recipient country which actually implements the Project. Therefore, the implementation of the Project is confirmed by all relevant organizations of the recipient country based on the Minutes of Discussions.

(2) Selection of Consultants

For smooth implementation of the Survey, JICA employs (a) registered consulting firm(s). JICA selects (a) firm(s) based on proposals submitted by interested firms.

(3) Result of the Survey

JICA reviews the Report on the results of the Survey and recommends the GOJ to appraise the

implementation of the Project after confirming the appropriateness of the Project.

3. Japan's Grant Aid Scheme

(1) The E/N and the G/A

After the Project is approved by the Cabinet of Japan, the Exchange of Notes (hereinafter referred to as "the E/N") will be signed between the GOJ and the Government of the recipient country to make a pledge for assistance, which is followed by the conclusion of the G/A between JICA and the Government of the recipient country to define the necessary articles to implement the Project, such as payment conditions, responsibilities of the Government of the recipient country, and procurement conditions.

(2) Selection of Consultants

In order to maintain technical consistency, the consulting firm(s) which conducted the Survey will be recommended by JICA to the recipient country to continue to work on the Project's implementation after the E/N and G/A.

(3) Eligible source country

Under the Japanese Grant Aid, in principle, Japanese products and services including transport or those of the recipient country are to be purchased. When JICA and the Government of the recipient country or its designated authority deem it necessary, the Grant Aid may be used for the purchase of the products or services of a third country. However, the prime contractors, namely, constructing and procurement firms, and the prime consulting firm are limited to "Japanese nationals".

(4) Necessity of "Verification"

The Government of the recipient country or its designated authority will conclude contracts denominated in Japanese yen with Japanese nationals. Those contracts shall be verified by JICA. This "Verification" is deemed necessary to fulfill accountability to Japanese taxpayers.

(5) Major undertakings to be taken by the Government of the Recipient Country

In the implementation of the Grant Aid Project, the recipient country is required to undertake such necessary measures as Annex-8.

(6) "Proper Use"

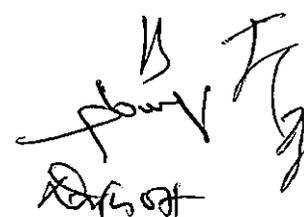
The Government of the recipient country is required to maintain and use properly and effectively the facilities constructed and the equipment purchased under the Grant Aid, to assign staff necessary for this operation and maintenance and to bear all the expenses other than those covered by the Grant Aid.

(7) "Export and Re-export"

The products purchased under the Grant Aid should not be exported or re-exported from the recipient country.

(8) Banking Arrangements (B/A)

- a) The Government of the recipient country or its designated authority should open an account under the name of the Government of the recipient country in a bank in Japan (hereinafter referred to as "the Bank"). JICA will execute the Grant Aid by making payments in Japanese yen to cover the obligations incurred by the Government of the recipient country or its designated authority under the Verified Contracts.
- b) The payments will be made when payment requests are presented by the Bank to JICA under an Authorization to Pay (A/P) issued by the Government of the recipient country or its designated authority.



(9) Authorization to Pay (A/P)

The Government of the recipient country should bear an advising commission of an Authorization to Pay and payment commissions paid to the Bank.

(10) Social and Environmental Considerations

A recipient country must carefully consider social and environmental impacts by the Project and must comply with the environmental regulations of the recipient country and JICA socio-environmental guidelines.

(End)

FLOW CHART OF JAPAN'S GRANT AID PROCEDURES

Stage	Flow & Works	Recipient Government	Japanese Government	JICA	Consultant	Contract	Others
Application	<p>Request (T/R : Terms of Reference)</p> <p>Screening of Project → Evaluation of T/R → Project Identification Survey*</p>						
Project Formulation & Preparation	<p>Preparatory Survey</p> <p>Preliminary Survey* → Field Survey Home Office Work Reporting *if necessary</p> <p>Outline Design → Selection & Contracting of Consultant by Proposal → Field Survey Home Office Work Reporting</p> <p>Explanation of Draft Final Report → Final Report</p>						
Appraisal & Approval	<p>Appraisal of Project</p> <p>Inter Ministerial Consultation</p> <p>Presentation of Draft Notes</p> <p>Approval by the Cabinet</p>						
Implementation	<p>E/N and G/A (E/N: Exchange of Notes, G/A: Grant Agreement, A/P: Authorization to Pay)</p> <p>Banking Arrangement</p> <p>Consultant Contract → Verification → Issuance of A/P</p> <p>Detailed Design & Tender Documents → Approval by Recipient Government → Preparation for Tendering</p> <p>Tendering & Evaluation</p> <p>Procurement /Construction Contract → Verification → A/P</p> <p>Construction → Completion Certificate Recipient Government → A/P</p> <p>Operation → Post Evaluation Study</p>						
Evaluation & Follow up	<p>Ex-post Evaluation → Follow up</p>						

Handwritten signature and notes:
 W
 plan
 start

Major Undertakings to be taken by Each Government

No.	Undertaking	To be covered by		Note
		Japanese side	Nigerian side	
1	(1) Acquisition of the Project sites for the installation of equipment		○	
	(2) Project site clearance		○	
2	To construct the following facilities			
	(1) Foundation for substation facilities	○		
	(2) Safety fences for power capacitors	○		
3	(3) Access roads to the project sites		○	
	To ensure prompt unloading and customs clearance of the products at ports of disembarkation in the recipient country and to assist internal transportation of the products			
	(1) Marine transportation of the Products from Japan to Nigeria	○		
	(2) Tax exemption and custom clearance of the Products at the port of disembarkation		○	
3	(3) Internal transportation from the port of disembarkation to the project site	○		
4	To ensure that customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the recipient country with respect to the purchase of the products and the services be exempted		○	
5	To accord Japanese nationals whose services may be required in connection with the supply of the products and the services such facilities as may be necessary for their entry into Nigeria and stay therein for the performance of their work		○	
6	To ensure that the facilities and the products be maintained and used properly and effectively for the implementation of the Project		○	
7	To bear all the expenses, other than those covered by the Grant, necessary for the implementation of the Project		○	
8	To bear the following commissions paid to the Japanese bank for banking services based upon the B/A			
	(1) Advising commission of A/P		○	
	(2) Payment commission		○	
9	Measures necessary to obtain the following permits: - Permits for installation work - Permits to access to restricted areas		○	To be obtained as necessary before the implementation of the Project
10	Construction of gates and fences for temporary storeyard		○	
11	Securing of parking during the work		○	
12	Office for construction work	○		For the Japanese contractor
13	Appropriate storage and safety control for materials and equipment at temporary storage	○		
14	Provision of places to dispose of surplus soil and waste water		○	
15	Manufacturing and procurement of materials and equipment	○		
16	Installation, adjustment and tests of materials and equipment	○		
17	Temporary dead-line work during the work		○	
18	Confirmation and ensuring of ground resistance value (1Ω or below) for existing grounding devices		○	Apo Substation and Keffi Substation
19	Removal of a light between existing double bus arrangements		○	Apo Substation
20	Removal of an existing light		○	Keffi Substation
21	Securement of place for control and protection panels in existing control buildings		○	Apo Substation and Keffi Substation,

[Handwritten signatures and initials]

No.	Undertaking	To be covered by		Note
		Japanese side	Nigerian side	
22	Power supply (DC and AC) for control and protection panels to be procured		○	Apo Substation
23	Power supply (AC) for control and protective boards to be procured		○	Keffi Substation
24	Installation of lights for procured equipment	○		Keffi Substation
25	Initial operation guidance and operational guidance for maintenance and management of equipment procured	○		
26	Securing of the safety of persons concerned with the project at the project sites		○	
27	Response to and compensation for users of electricity in relation to outages inevitable for the work		○	
28	Announcement of outage plans to users of electricity during the work		○	

U

Handwritten signatures and initials

(Confidential)
Estimated Project Cost

The cost of the Project will be approximately JP¥ 1,316 million in total. The content of the project cost are shown separately for the Japanese borne portion and the Nigerian side borne portion in accordance with the conditions in item 3. (3) below.

This cost estimate is provisional and subject to change as a result of examination by the Government of Japan for the approval of the Grant.

1. Cost to be borne by the Japanese side: Approximately JP¥ 1,313 million

Approximate Total cost for Japanese Portion

Cost Items	Approximate Cost (million JPY)
Equipment and materials Procurement Cost (Including costs for Installation works, Ocean & inland Transportation, all insurance, On-the-Job Training, other works necessary to complete the Project)	JP¥ 1,230 million
Detailed Design, Consultant's Supervision & Soft component	JP¥ 83 million
Total	JP¥ 1,313 million

2. Cost to be borne by the Nigerian side: US\$ 27,000 (=approximately JP¥ 3 million)

Cost Items	US\$	(≒JP¥)
1. Land preparation in the project sites	US\$ 10,000	JP¥ 1,100,000
2. Removal of obstacles from the project sites	US\$ 5,000	JP¥ 600,000
3. Payment for the bank commission	US\$ 12,000	JP¥ 1,300,000
Approximate Total cost	US\$ 27,000-	JP¥ 3,000,000-

3. Conditions for estimation

- (1) Time of estimation: December 2014
- (2) Foreign exchange rates:
1 USD = 111.15 JPY (TTS mean value from September to November 2014)
- (3) Others:

The above estimation was carried out in accordance with relevant rules and the guideline of the Japanese Grant Aid.

TENTATIVE IMPLEMENTATION SCHEDULE OF THE PROJECT AND UNDERTAKINGS BY THE NIGERIAN SIDE
 THE PROJECT FOR EMERGENCY IMPROVEMENT OF ELECTRICITY SUPPLY FACILITIES IN ABUJA IN THE FEDERAL REPUBLIC OF NIGERIA

		FISCAL YEAR 2015												2016												2017												2018		
		CALENDAR YEAR												2016												2017												2018		
		CALENDAR MONTH												2016												2017												2018		
		9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3								
		ACCUMULATE MONTH												2016												2017												2018		
Agreement	Exchange of Notes for the Project	▼																																						
	Grant Agreement for the Project	▼																																						
	Consulting Services Agreement	▼																																						
Detailed Design	Reconfirmation of the Site Situations	■																																						
	Preparation of the Tender Documents (TD)	■																																						
	Approval of the TD by the Nigerian side	■																																						
	Distribution of the Tender Documents	■																																						
	Tender Opening	■																																						
	Tender Evaluation and Obtaining of approval from GOJ & JICA	■																																						
	Construction Contract with the successful tenderer	■																																						
Procurement of Equipment	Kick-off meeting with the Supplier	■																																						
	Confirmation of the progress of works borne by the Nigerian side	■																																						
	Preparation and approval of shop drawings	■																																						
	Fabrication/procurement of the capacitor bank (Apo S/S)	■																																						
	Fabrication/procurement of substation equipment (Apo S/S)	■																																						
	Fabrication/procurement of substation equipment (Keffi S/S)	■																																						
Installation of equipment	1. Keffi 132/33 kV Substation	■																																						
	(1) Preparatory work	■																																						
	(2) Earthing work	■																																						
	(3) Foundation work	■																																						
	(4) Substation equipment installation work	■																																						
	(5) Capacitor bank installation work	■																																						
	(6) Panel and low voltage cables installation work	■																																						
	(7) Test and adjustment of substation	■																																						
	(8) Initial operation training	■																																						
	2. Apo 132/33 kV Substation	■																																						
	(1) Preparatory work	■																																						
	(2) Earthing work	■																																						
	(3) Foundation work	■																																						
	(4) Substation equipment installation work	■																																						
	(5) Capacitor bank installation work	■																																						
	(6) Panel and low voltage cables installation work	■																																						
(7) Test and adjustment of substation	■																																							
(8) Initial operation training	■																																							
3. Commissioning	■																																							
Guidance	Soft Component	■																																						

		CALENDAR YEAR												2016												2017												2018		
		CALENDAR MONTH												2016												2017												2018		
		9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3								
Undertakings by Nigerian side	Work Item																																							
	In charge																																							
	Fund																																							
	Implementation																																							
	1. Replacement or repair of damaged Transformer, Switchgear, Gantry, Control panel and lightning arrester at Apo substation	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Apo																																				
	2. Calibration or replacement of power meter on the existing 132kV Control panel at Keffi substation	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Keffi																																				
	3. Installation and Commissioning of 2x 50MVar Capacitor Banks and 1x 150MVA transformer at Katampe substation	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Katampe																																				
	4. Installation and Commissioning of 1x 75MVar Shunt Reactor at Gwagwalede substation	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Gwagwalede																																				
	5. Nomination of Personnel to be involved in the Project by utilizing the existing PMU	TCN(TSP)	TCN(TSP)	PMU																																				
	6. Land Preparation of the Project sites (Apo and Keffi) including Storage Yard for Equipment and Materials	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Land Preparation																																				
	7. Site Clearance and Leveling(Apo and Keffi) including relocation or removal of existing lighting poles	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Land Clearance																																				
	8. Securing Space for Control and Protection Panel installed by JP side (Apo and Keffi)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Securing Space in the Control																																				
	9. Banking Arrangement (BA), Authorization to Pay (AP), and Bank Commission	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Banking Arrangement																																				
	10. Tax Exemption and Custom Clearance (Products)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Tax Exemption and Custom Clearance of Products																																				
	11. Exemption of Custom Duties, Internal Tax, Fiscal Levies (Product and Service)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Exemption of Custom Duties, Internal Tax, Fiscal Levies of Product and Service																																				
	12. Ensuring ground resistance of existing Earthing System (1Ω or less value for Apo and Keffi)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	1Ω																																				
13. Power Supply to Control and Protection Panel installed by JP side (DC and AC for Apo, AC for Keffi)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	DC and AC																																					
14. Necessary Power outage and announcement to DISCO (Apo and Keffi)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Power outage discussed with JP Supplier																																					
15. Nomination of Personnel and provision of an arrangement for Soft Component (Capacity Building)	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Nomination																																					
16. Securing budget for operation and maintenance of Facilities to be provided under the Japan's Grant Aid Project	TCN(TSP)	TCN(TSP)	Budget																																					

Remarks: + : Target
 Schedule is subject to change

Handwritten signatures and notes:
 [Signature]
 [Signature]
 [Signature]

A-5 ソフトコンポーネント計画書

ナイジェリア連邦共和国
アブジャ変電設備緊急改修計画
準備調査

ソフトコンポーネント計画書

平成 27 年 2 月

八千代エンジニアリング株式会社

目 次

1. ソフトコンポーネントを計画する背景	1
2. ソフトコンポーネントの目標	1
3. ソフトコンポーネントの成果	1
4. 成果達成度の確認方法	3
5. ソフトコンポーネントの活動（投入実施計画）	3
5-1 ソフトコンポーネントの内容と活動	3
5-2 投入計画	5
6. ソフトコンポーネントの実施リソースの調達方法	6
7. ソフトコンポーネントの実施工程	7
8. 成果品	7
9. ソフトコンポーネントの概略事業費	8
10. 相手国実施機関の責務	8

1. ソフトコンポーネントを計画する背景

ナイジェリア連邦共和国アブジャ変電設備緊急改修計画では、連邦首都区（FCT）に位置する132/33 kV アボ変電所、及び隣接するナサラワ州に位置する132/33 kV ケフィ変電所を対象として132 kV 系統へ連系される電力用コンデンサの調達及び据付を行う。実施機関であるナイジェリア送電公社（Transmission Company of Nigeria : TCN）（以下、「TCN」と記す）が日々抱える電圧降下、及び電力損失の課題に対して、無効電力を補償することにより、より安定した電力供給の実現を目的とするものである。

TCN は電力用コンデンサの運用経験はあるものの、運転記録を含む、適切な運転・維持管理を行う技術者が不足していることから、設備を効率的に運用して無効電力が補償できずに、送電容量不足改善のあしかせとなっている。このような背景から、2014年11月から12月に実施した概略設計調査の期間中に、TCN の経営層から運転維持管理要員の技術指導が要請された。

本ソフトコンポーネントを実施することにより、本プロジェクトの調達設備である電力用コンデンサと特別高圧開閉設備を対象とする運転維持管理能力、及び日常点検能力の向上に係る技術移転を行うものである。

2. ソフトコンポーネントの目標

本ソフトコンポーネントの目標は以下の通りである。

- (1) 設備の持続的な運転及び日常点検を行うための基礎知識が移転される。
- (2) 設備の持続的な維持管理を行うための基礎技術が移転される。
- (3) 設備の適切な運転管理、日常点検を行うための管理技術が移転され、マニュアルとして取り纏められる。

3. ソフトコンポーネントの成果

本ソフトコンポーネントで達成されるべき成果は、表1のとおりである。

表1 ソフトコンポーネントの成果

目 標	ソフトコンポーネントの成果	対象者
(1) 設備の持続的な運転及び日常点検を行うための基礎知識が移転される。	① 電力用コンデンサ、開閉設備の概要、特性を理解する。	・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP ¹ , TCN ²
	② 安定した電力供給に係る理論を理解する。	・ システムオペレーター課 (System Operator), SO ³ , TCN
(2) 設備の持続的な維持管理を行うための基礎技術が移転される。	① チェックリストに記載の各チェック項目の必要性を理解する。	・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN ・ システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN
	② コンピュータを用いた電子化によ	・ システムオペレーター課 (System

¹ TSP : 送電部門 (Transmission Service Provider)

² TCN : ナイジェリア送電公社 (Transmission Company of Nigeria)

³ SO : 系統運用部門 (System Operation)

目 標	ソフトコンポーネントの成果	対象者
	るデータ管理の方法を習得する。	Operator), SO, TCN ・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
(3) 設備の適切な運転管理、日常点検を行うための管理技術が移転され、マニュアルとして取り纏められる。	① 設備日常点検マニュアル(案)を作成する。	・ 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② 運転マニュアル(案)を作成する。	・ システムオペレーター課(System Operator), SO, TCN

なお、本プロジェクト実施中に日本人技術者（調達・据付業者）により実施される初期操作指導・運用指導は本プロジェクトの調達設備を対象に次の内容を実施する。

- 試験器具・保守用機材を用いた検査、点検、測定方法
- 開閉設備の操作方法
- 運転開始後の日常点検方法

以上のように、初期操作指導・運用指導内容は、本プロジェクトで調達される設備仕様を踏まえ、操作及び点検方法等について、調達・据付業者が当該設備に限定した運転・日常点検技術を指導するものである。一方、本ソフトコンポーネントにおいては、対象設備を含む開閉設備及び調相設備全般を管理する上で必要となる基礎技術の移転（チェックリスト項目の説明を含む）をコンサルタントが行う。その上で、調達・据付業者による指導は点検チェックリストを用いて実施し、理論と実践を相互補完的に理解する。調達・据付業者とコンサルタントによる作業区分は図1に示すとおりであり、初期操作指導・運用指導と本ソフトコンポーネントの内容は互いに補完し合う関係がある。

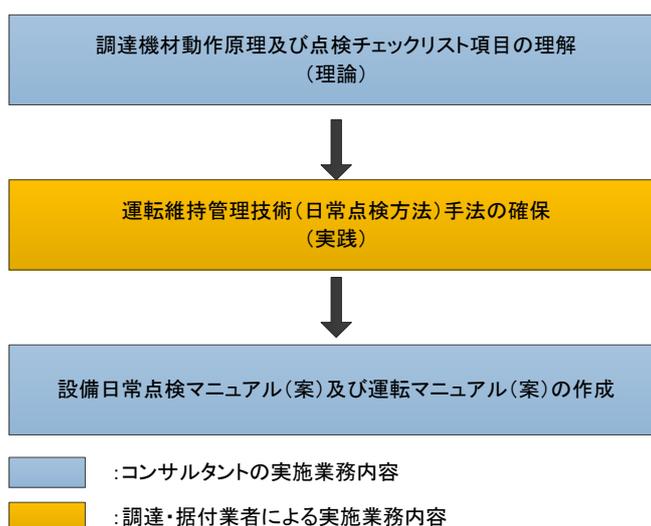


図1 コンサルタント及び調達・据付業者による業務区分と流れ

本ソフトコンポーネントを通して設備日常点検マニュアル(案)及び運転マニュアル(案)を整備し、点検手法や組織体制を明文化する。これにより、本ソフトコンポーネントの成果を活用して、他の変電所への技術の水平展開が期待される。

4. 成果達成度の確認方法

本ソフトコンポーネントの主な成果は、作成される設備日常点検マニュアル（案）、及び運転マニュアル（案）と参加者のレポートを確認することにより評価する。表2に活動内容別の成果確認方法を示す。設備日常点検マニュアル（案）、及び運転マニュアル（案）では、組織体制と役割、日常管理、定期点検、並びに緊急対応等の必要な項目が網羅され、技術的な内容が誤りなく記載されていることを確認する。座学研修の際には受講者に対してレポートを課し、技術移転のテーマ毎に受講者が理解した内容を記述させ、講義内容の理解度を評価する。なお、受講者の理解が十分でないと判断された項目については、補足講義を行う。

表2 ソフトコンポーネントの成果と確認方法

対象者	ソフトコンポーネントの成果	達成度確認方法
維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN	<ul style="list-style-type: none">電力用コンデンサ、開閉設備の概要、特性を理解する。チェックリストに記載の各チェック項目の必要性を理解する。	レポート
	<ul style="list-style-type: none">設備日常点検マニュアル（案）を作成する。	マニュアル
システムオペレー ター課 (System Operator), SO, TCN	<ul style="list-style-type: none">安定した電力供給に係る理論を理解する。	レポート
	<ul style="list-style-type: none">コンピュータを用いた電子化によるデータ管理の方法を習得する。	レポート
	<ul style="list-style-type: none">運転マニュアル（案）を作成する。	マニュアル

5. ソフトコンポーネントの活動（投入実施計画）

5-1 ソフトコンポーネントの内容と活動

本ソフトコンポーネントの活動内容は表3に示すように、電力用コンデンサ、及び特別高圧開閉設備の基礎から、運転管理、日常点検までの技術移転を図る。技術移転の手法は、座学、演習（受講者によるマニュアル作成）と機材を使用した実習を用いる。

表3 ソフトコンポーネントの活動内容と技術移転方法

目 標	ソフトコンポーネントの成果	活動内容	技術移転方法	主な対象者
(1) 設備の持続的な運転及び日常点検を行うための基礎知識が移転される。	① 電力用コンデンサ、開閉設備の概要、特性を理解する。	<ul style="list-style-type: none"> 電力用コンデンサ、開閉設備の交流回路遮断の原理と基礎知識を習得する。 変流器、計器用変圧器等の特徴と保護機能を理解する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 グループ演習 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② 安定した電力供給に係る理論を理解する。	<ul style="list-style-type: none"> 基本的な送電理論（無効電力と系統の安定運用、電圧上昇の原因等）を習得する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 グループ演習 	<ul style="list-style-type: none"> システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN
(2) 設備の持続的な維持管理を行うための基礎技術が移転される。	① チェックリストに記載の各チェック項目の必要性を理解する。	<ul style="list-style-type: none"> 日常点検チェックリストの各項目について協議し、日常点検の重要性についての理解を深める。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 実習（実機による機材試験操作） 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② コンピュータを用いた電子化によるデータ管理の方法を習得する。	<ul style="list-style-type: none"> 運転管理方法を理解する。 設備台帳を作成し、更新方法について理解する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学 実習（運転データの記録・評価、設備の状態監視） 	<ul style="list-style-type: none"> システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
(3) 設備の適切な運転管理、日常点検を行うための管理技術が移転され、マニュアルとして取り纏められる。	① 設備日常点検マニュアル（案）を作成する。	<ul style="list-style-type: none"> 電力用コンデンサ、開閉設備の定期点検方法をマニュアルに纏める。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学、演習（マニュアル作成） 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN
	② 運転マニュアル（案）を作成する。	<ul style="list-style-type: none"> 既存の運転管理マニュアルに基づき運転マニュアルを更新する。 	<ul style="list-style-type: none"> 座学、演習（マニュアル作成） 	<ul style="list-style-type: none"> システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN

5-2 投入計画

(1) 日本側の投入計画

本ソフトコンポーネントでは、表3の活動を実施することにより、TCNが電力用コンデンサをはじめとする設備の運転、並びに日常点検方法を具体的に理解し実践するために必要な技術を移転する。コンサルタントは、指導技術者1、指導技術者2の2名を表4に示す期間ナイジェリアに派遣し、技術移転を行う。

表4 ソフトコンポーネントに係る投入計画

名称	格付	派遣期間 (日数)	渡航回数	作業内容
1. 基礎知識の移転				
指導技術者1	3号	1.00月 (30日間)	1回	<ul style="list-style-type: none"> 電力用コンデンサ、開閉設備の概要・特性に関する技術移転。 維持管理体制の再確認／修正と役割分担の整理
指導技術者2	3号	1.00月 (30日間)	1回	<ul style="list-style-type: none"> 送電システムの概要・特性に関する技術移転。 運転管理体制の再確認／修正と役割分担の整理。
2. 管理・運用技術の移転				
指導技術者1	3号	1.00月 (30日間)	1回	<ul style="list-style-type: none"> 機材の評価方法及び対処に係る技術移転。
指導技術者2	3号	1.00月 (30日間)	1回	<ul style="list-style-type: none"> 運転管理方法の技術移転。 機材モニタリング方法の技術指導と設備点検チェックリストの整理。
3. 維持管理体制及びマニュアル整備				
指導技術者1	3号	1.50月 (45日間)	1回	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理マニュアル(草案)の作成。 TCN用維持管理マニュアル(案)作成指導。
指導技術者2	3号	1.50月 (45日間)	1回	<ul style="list-style-type: none"> 運転管理マニュアル更新(草案)の作成。 運転管理マニュアル更新指導。

(2) ナイジェリア側の投入計画

TCNでは各132/33kV変電所にシステムオペレーター(System Operator: SO)と呼ばれる要員を24時間体制で配置し、オショボ給電指令所、及びアブジャ小区域(TCNの中で区分されている送電区域。連邦首都区及び周辺地域をカバーしている)の中心施設であるカタンペ変電所と連携して送電事業を行っている。一方、維持管理に係るエンジニアはアポ変電所に常駐し、各変電所へは短期出張することにより維持管理作業に従事している。そのため、本プロジェクトのソフトコンポーネント実施体制は図2、及び表5のように示される。

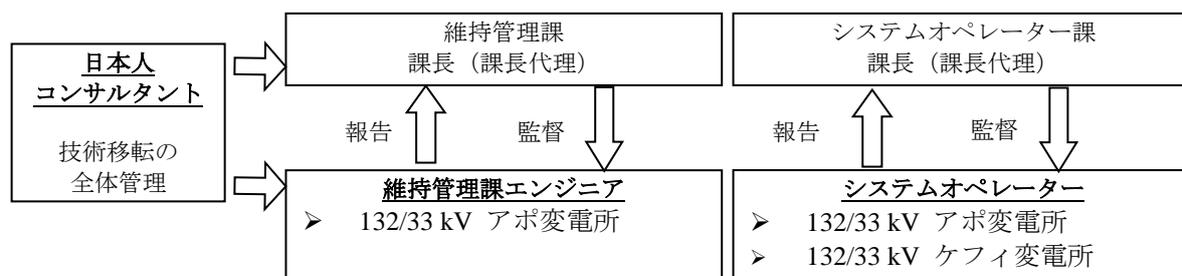


図2 変電設備の運転維持管理体制図(案)

表5 ソフトコンポーネント実施体制（案）

	日本人 コンサルタント	維持管理課 (Maintenance and Field Service), TSP, TCN	システムオペレーター課 (System Operator), SO, TCN
技術者	2名	5-10名 ⁴	3-5名 ⁵
運営方法	全体の進捗状況管理	調達機材維持管理	調達機材、既設設備を含むシステム の維持管理
本ソフトコンポー ネント内容のオリ エンテーション	説明	参加	参加
マニュアル準備	助言	日常点検マニュアル 作成	運転マニュアルの更新
維持管理フォロー アップ	管理指導	維持管理報告	運転管理報告
報告先	- JICA 本部 - JICA ナイジェリア事務所	- コンサルタント - 維持管理課課長	- コンサルタント - 各変電所長

6. ソフトコンポーネントの実施リソースの調達方法

本プロジェクトで調達・据付される主要機器は本邦調達が想定されていることから、本ソフトコンポーネントで派遣する技術者は、日本の電力用コンデンサ設備及び開閉設備に精通している必要がある。このため、ソフトコンポーネントの実施リソースとしては、日本製品の特徴を熟知したコンサルタントを活用する。

また、TCN のシステムオペレーター課に対して持続的な運転管理技術の移転を達成するためデータ入力管理、及び設備台帳としての利用を目的とした運転管理用コンピュータを調達し、同機材を利用した運転維持管理の方法を技術移転する。コンピュータの活用は、現在検討されている更に高等な運用技術が求められる SCADA（電力系統監視制御）システムの導入時に、同機材の使用を円滑に開始するための基礎技能を習得する狙いもある。

同コンピュータは本プロジェクトサイトであるアポ変電所及びケフィ変電所に 1 台ずつ調達するため、合計 2 台とする。仕様を表 6 に示す。

表6 運転管理用コンピュータ要求仕様

仕様項目	要求仕様
台数	2
タイプ	デスクトップ型またはラップトップ型
オペレーションシステム	Windows 7
メモリー	2 GB 以上
ビット	64
アプリケーション	Microsoft Word, Excel を具備すること。

⁴ アポ変電所に常駐する維持管理エンジニアの人数を示す。

⁵ アポ変電所、ケフィ変電所各々の技術者数を示す。

7. ソフトコンポーネントの実施工程

ソフトコンポーネント実施工程を図3に示す

日本より派遣される技術者は、図3に示す実施工程に従い、それぞれのカテゴリごとにソフトコンポーネントを実施する。各カテゴリの実施時期及び留意事項については、以下のとおりである。

➤ 運転維持管理のための基礎知識の移転

運転管理、維持管理に関連して基礎知識を深め、日常点検の理解を深めることができるため、日本人技術者による初期操作・運用指導前に実施する。

表5で示すとおり、本プロジェクトのソフトコンポーネントの対象グループは維持管理課、及びシステムオペレーター課であるが、双方のグループが互いの活動内容を理解した上でそれぞれの責務を果たすことが円滑な業務実施に必要となる。そのため、当該「基礎技術の移転」研修は2グループ共同で実施する。

➤ 管理・運用技術の移転

日本人技術者による初期操作指導・運用指導と並行して実施することにより、チェックリストを用いた日常点検の方法に対する理解を深める。

➤ 維持管理体制及びマニュアルの整備

初期操作指導・運用指導実施後、技術移転された日常点検技能、並びに本ソフトコンポーネントを通して整備された組織体制・役割等をマニュアルの形で纏める。

マニュアル整備作業は、各グループが各々のグループを対象としたマニュアルを準備するが、このマニュアル作成を2グループが協働して実施する形式とし、互いの業務区分を検討させる。この作業を通し、運用時のグループ間の情報共有化が図れ、将来想定されるSCADAシステム構築時の情報基盤づくりに資することが期待される。

項目		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
現地作業(準備工事・基礎工事・据付工事)		■														
調整・試運転										■						
初期操作指導・運用指導										■	■					
検収・引渡し											▼					
ソフト コンポーネント	1 運転維持管理のための基礎知識の移転						■									
	2 管理・運用技術の移転									■	■					
	3 維持管理体制及びマニュアルの整備												■	■		
成果品	1 指導テキスト															
	2 実施状況報告書											★				
	3 運転維持管理マニュアル／完了報告書															★

図3 ソフトコンポーネントの実施スケジュール

なお、維持管理グループより1名を研修リーダーに任命するほか、各グループよりサブリーダーを1名ずつ任命し、ソフトコンポーネント研修実施中の双方間の円滑な連絡と調整を取る体制を構築する。

8. 成果品

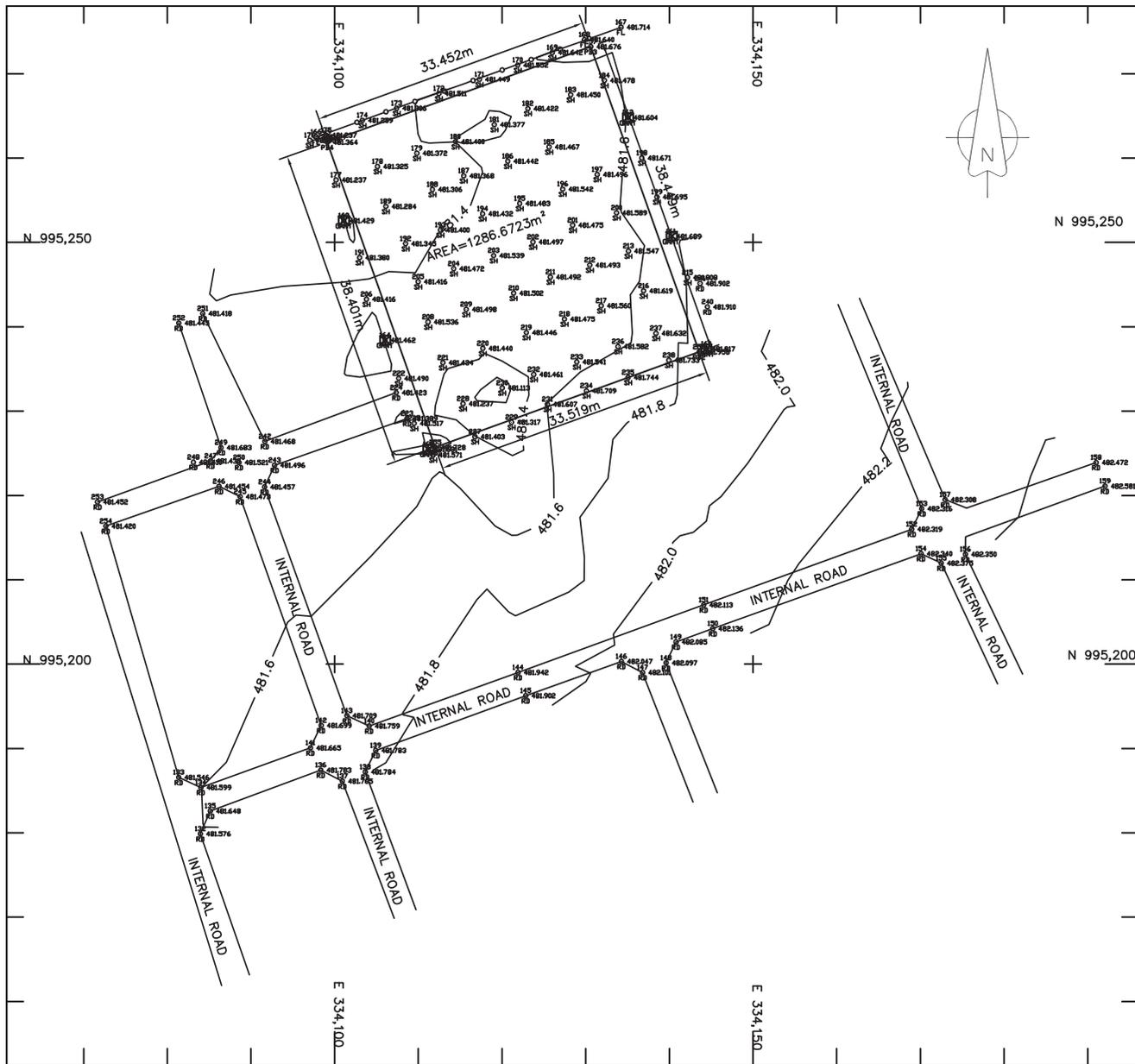
本プロジェクトのソフトコンポーネントの成果品は、運転管理マニュアル、維持管理マニュアル、実施状況報告書、完了報告書（施主向けには英文 Final Report）である。

9. 相手国実施機関の責務

ナイジェリア側はソフトコンポーネントを円滑に実施してその効果を最大限に発現させるため、以下の責務を全うすることとする。

- TCN は、本ソフトコンポーネント実施に必要な作業室等を用意する。
- TCN は、本ソフトコンポーネント実施に必要な受講者を選定する。
- 受講者は、コンサルタントと協議し、設備日常点検マニュアル（案）、及び運転マニュアル（案）の作成を率先して実施する。
- TCN は、一定期間において、各マニュアルに基づいた実績報告をコンサルタントへ提出する。

A-6 地形測量結果図 (現地再委託)



LEGEND

- GANTRY LOCATION
- EXISTING WALL
- AREA OF INTEREST

Reference Drawings

Drawing No:	Title

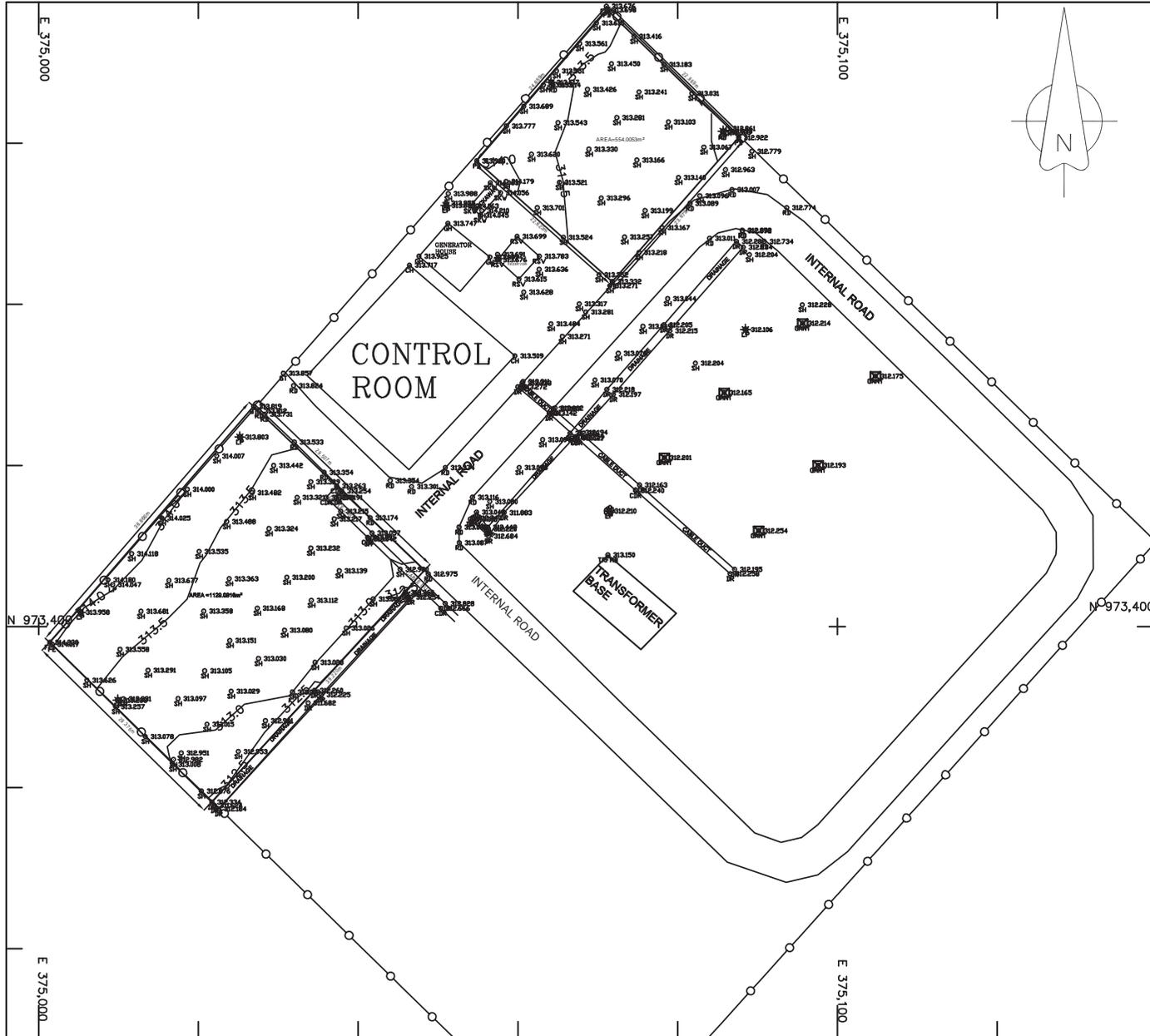
Approved
 Approved with comments
 Not Approved
 For information

Date ----- Signature/Stamp -----

IPP DEVELOPER	CITYACHYO ENG CO LTD/VEC LOGO.jp	YACHIYO ENGINEERING CO., LTD
PROJECT CONSULTANT	EPC CONTRACTOR 	
SURVEYED BY:		

Drawing No.			Drawing Detail	
Project	Name	Date	COORDINATE SYSTEM:	
Prepared:	J.A.	12/14	UTM ZONE 32 MINNA DATUM	
Drawn:	J.A.	12/14	Project:	
Checked:	S.O.I	12/14	Title:	TOPOGRAPHIC SURVEY OF EXTENSIONS BAYS AT APO SUBSTATION, FCT ABLJJA
Approved:				
Revisions				
B	J.A.	19/12/14		
A	J.A.	03/12/14		
Rev.No:	Name	Date		
Scale: 1:500			Contractor's Drawing No:	

Rev:1.0



LEGEND

-  GANTRY LOCATION
-  DRAINAGE DUCT
-  EXISTING WIRE FENCE
-  LAMP POST
-  AREA OF INTEREST

Reference Drawings	
Drawing No:	Title
<input type="checkbox"/> Approved <input type="checkbox"/> Approved with comments <input type="checkbox"/> Not Approved <input type="checkbox"/> For information	
Date -----	Signature/Stamp -----

IPP DEVELOPER	 YACHIYO ENGINEERING CO., LTD
PROJECT CONSULTANT	
SURVEYED BY:	

Drawing No.		
Project	Name	Date
Prepared:	J.A.	12/14
Drawn:	J.A.	12/14
Checked:	S.O.I	12/14
Approved:		
Title:		TOPOGRAPHIC SURVEY OF EXTENSIONS BAYS AT KEFFI SUBSTATION, NASSARAWA STATE
REVISIONS		
B	J.A.	19/12/14
A	J.A.	03/12/14
Scale: 1:500		Contractor's Drawing No.
		Rev: 1.0

A-7 地質調査結果報告書（現地再委託）

PROPOSED DEVELOPMENT AT APO SUB STATION, FCT, ABUJA

GEOTECHNICAL INVESTIGATION

PREPARED BY:

BEST&CROMPTON ENGINEERING AFRICA LTD.,

December, 2014

CLIENT: YACHIYO ENGINEERING CO. LTD.,

TABLE OF CONTENT

- 1.0 INTRODUCTION
- 2.0 SITE ACCESSIBILITY
- 3.0 DESCRIPTION OF WORK
 - 3.1 FIELD WORK
 - 3.2 ANALYSIS OF RESULTS
 - 3.2.1 Geological Description
 - 3.2.2 Subsoil Condition
 - 3.2.3 Ground Water Condition
 - 3.2.4 Site description and condition
- 4.0 DISCUSSION AND RECOMMENDATION

APPENDIX:

Penetrometer test plotting

1.0 INTRODUCTION

The Client, **Yachiyo Engineering Co. Ltd.**, commissioned Best & Crompton Engineering Africa Ltd., to proceed with subsoil investigations at the proposed development at **Apo Sub station, FCT Abuja**. This report is a consequence of the soil investigation and analyses, which is presented in an objective and professional manner.

The purpose of the subsoil investigation and attendant report is as follows:

- ≠ Determine the subsoil and surface/groundwater conditions of the designated location.
- ≠ Evaluation of the subsoil stratigraphic sequence geotechnical/engineering properties of the soil and the subsequent effects on foundation design and construction.
- ≠ Analysis of the data/results of tests carried out on the soil samples obtained and provide recommendations on the fit-for-purpose type of foundation for the proposed structure.

2.0 SITE ACCESSIBILITY

The sites are accessible through **Abuja road** to mention but a few.

3.0 DESCRIPTION OF WORK

The soil investigation comprised of and carried out in three parts;

- Field Work: Test (2Nos. DCPTs) and collation of the test results.

3.1 FIELD WORK

The site works were carried out on November, 2014.

The Scope of Work executed involved the performance of 2Nos. 2.5tons Dutch Cone Penetrometer Tests (DCPTs) to a depth of refusal.

DUTCH CONE PENETROMETER

The apparatus consists of a cylindrical probe, of 1000mm² cross sectional area, and a conic head of apex angle of 60°. The probe is forced down through the soil at a steady rate of about 20mm/s in the closed position by exerting pressure force on outer sounding tube. If desired the point resistance and the resistance to side friction can be measured separately.

2Nos. static cone penetration tests were carried out using a 2.5tons capacity testing equipment (machine) on each site. The test involves advancing the cone into the ground slowly at a constant rate and the resistant to penetration measured at predetermined intervals of 0.25m depth. The tests were terminated at depths where the machine anchor legs lifted.

These tests were taken from the existing ground level down to depths refusal at each location.

The cone penetration test results are presented in a graphical form respectively in the Appendix to this Report.

3.2 ANALYSIS OF TEST RESULTS

3.2.1 Geological Description

Available geological record reveals that the investigated area is within the basement complex of Nigeria; it is characterized by crystalline rocks of Precambrian age. Rocks of granitic origin later intruded these rocks.

The sedimentary deposits found on top of the basement rock are product of the parent rocks that have undergone weathering and decomposition.

3.2.2 Subsoil Condition

The subsoil condition of the site, based on the DCP test carried out reveals predominantly cohesive soil as observed from the DCP Plot.

Details of the subsoil characteristics encountered during the Penetrometer tests are stated below:

Subsoil Condition based on the field work.

Dutch Cone Penetrometer Test

Address: Apo power station, FCT, Abuja.

<u>Depth (m)</u>	<u>Description of Stratum</u>
0.00 to -1.00	Firm cohesive soil.
1.00 to -2.50	Firm becoming Stiff to hard cohesive soil.

Geotechnical Properties

<u>Depth (m)</u>	<u>Geotechnical Properties</u>
0.00 to -1.00	Moderate geotechnical properties, moderate shear strength and moderate compressibility potential.
1.00 to -2.50	Moderate becoming good to very good geotechnical properties, moderate becoming high shear strength and low compressibility potential.

Geotechnical Engineering Parameters

<i>Depth (m)</i>	<i>P1(Kgf/cm³)</i>	<i>P2(Kgf/cm³)</i>
<i>0.00 – 1.00m</i>	<i>10 – 20</i>	<i>15 – 32</i>
<i>1.00 – 2.50m</i>	<i>9 – 55</i>	<i>10 – 62</i>

3.2.4 Site description and condition

The project site is an open piece of land within existing power substation. Structures around site show no sign of distress at the time of our investigation.

3.2.5 Topography.

The topography of the project site is nearly even topography.

3.2.6 Vegetation.

No vegetation was observed on the project site during our subsoil investigation.

4.1 FOUNDATION DISCUSSION AND RECOMMENDATION

4.1.1 Proposed Development

No structural detail of the proposed development was made available to us prior to the subsoil investigation, thus our recommendations are based on the DCP test carried out.

The geotechnical issues considered relevant to the proposed development include

- ≠ Soil bearing pressure
- ≠ Level of groundwater
- ≠ Recommendation of a suitable foundation type
- ≠ Excavation

4.1.2 RECOMMENDATION

The foundation type to be chosen for a particular structure depends largely on the followings;

- Loads to be transmitted
- Receiving soil strata
- Factor of safety against shear failure of the supporting soil must be adequate.
- Settlement should neither cause any unacceptable damage nor interfere with the function of the structure.

Foundations can be classified as shallow foundation or as deep foundation.

The choice between shallow foundation and deep foundation can be arrived at after careful consideration of the following elements.

1. The magnitude of the transmitted loads from the stratum,
2. The soil nature,

3. The economic aspects of the elements of the foundation work,
4. Problems concerning foundation construction.

4.1.3 Allowable bearing pressure and foundation recommendation

Allowable bearing pressure calculated in accordance with theoretical soil mechanics principle for depths are indicated below:

Differential Depth (m)	Allowable bearing Capacity (KN/m ²)
0.00 – 0.50	107
0.50 – 1.00	134
1.00 – 1.50	134
1.50 – 2.00	222

FOUNDATION RECOMMENDATION

Shallow Foundation

Shallow Foundation (Spread footing or Reinforced Raft Foundation) is considered adequate for the proposed development on the project site.

Groundwater

Groundwater was not encountered during the subsoil investigation work

METHOD OF CALCULATING ALLOWABLE BEARING PRESSURE IN COHESIVE SOIL IS GIVEN BY:

Empirical Method for calculating in Cohesive Soil is given by:

$q_{ult} = 5.14C_u + \Sigma D$ (Prandtl method of estimating allowable bearing pressure)

$q_a = q_{ult} / F.S$ (3) – For Shallow foundation

Or

If the Clay is very Sandy

Correlation between q_c and SPT (N – Values)

$N = q_c / 2$

$q_a = 10N$, or $5.0N$ (If Submerged)

Correlation between q_c and C_u

$C_u = q_c / 20$ (KN/m²)

4.2.2 Settlement

Settlement for this allowable bearing pressure for each location stated above would not exceed **25mm**.

Our analysis on settlement is based on the method stated below

$S = 1.1M_v \times 0.55q_n \times h$

Where S = Total settlement

M_v = Volume of compressibility potential

q_n = net foundation base pressure

h = depth of foundation

The table below shows the permissible settlement as per I.S Code.

Soil type	Permissible total settlement		Permissible differential settlement	
	For isolated footings	For raft footings	For isolated footings	For raft footings
Sandy	4.0cm	4.cm to 6.5cm	2.5cm	2.5cm
Clays	6.5cm	6.5 to 10.0cm	4.0cm	4.0cm

4.2.3 Factor of Safety

Factor of safety of 3 was adopted for our estimation of allowable bearing pressure.

4.2.4 Excavation

- ≠ Excavation could be achieved using conventional excavating equipment.
- ≠ Excavation support would not be required

4.2.5 General Precaution for Shallow Foundation Construction

It is recommended that the following general guidelines that govern the construction of shallow foundation should be observed when work starts on the site:

- ≠ Over excavation beyond the depths stated should not be done.
- ≠ Ingress of water into the excavated foundation trench should be prevented if the stated bearing value at the founding depth is to be achieved. A layer of concrete blinding should therefore be provided within a trench once it has been excavated.
- ≠ Adequate cover to the concrete should be allowed for the reinforcement bars to protect them from possible effect of corrosion.
- ≠ The sides of foundation should be backfilled up to existing ground level as soon as they are cast.

5.0 CONCLUSION

Shallow Foundation (Spread footing or Reinforced Raft foundation) is considered adequate for the proposed development on the project site.

Despite an objective soil investigation and reporting, a poorly designed and/or constructed foundation may lead to structural failure if all other environmental conditions remain constant.

BEST&CROMPTON ENGINEERING AFRICA LIMITED therefore recommends that the design and construction of all foundation and earthwork be carried out by a competent company in accordance with good and strict engineering practice expected of a professional. The construction contractor shall be guided by reference Code of Practices such as; British Institution CP 2004, 1973: Code of Practice for Foundation and BS 6031: Code of Practice for Earth Works.

M.Nageswara Rao

For Best & Crompton Engineering Africa Ltd.,

A-7-6

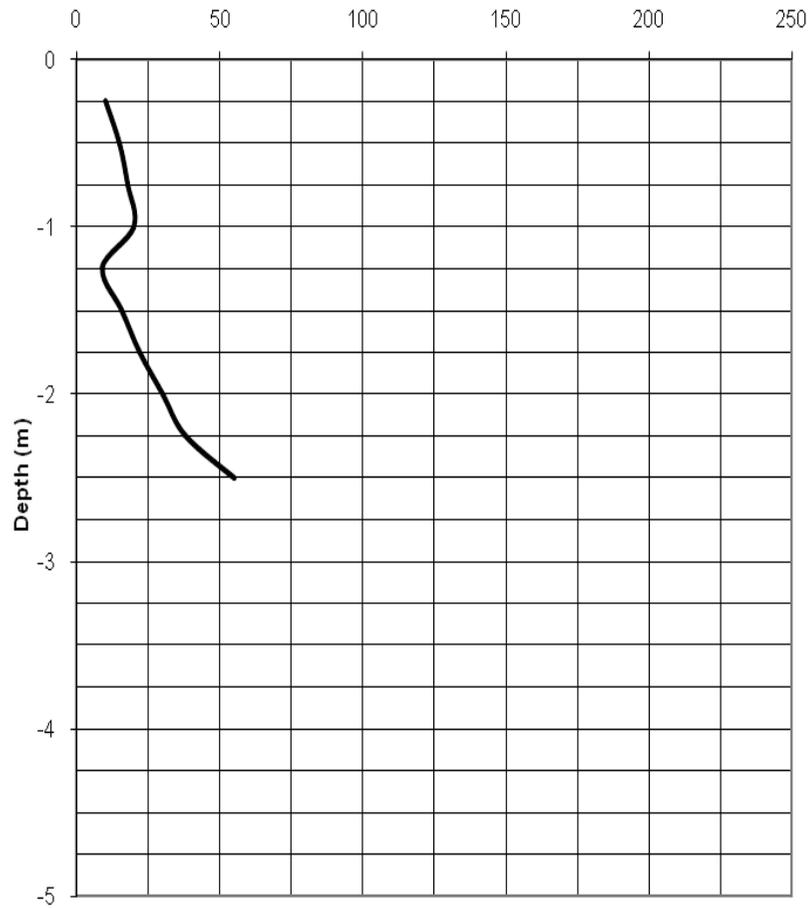
APPENDIX
FIELD LOGS

PENETROMETER 1

Qc	Depth
0	0
10	-0.25
15	-0.5
18	-0.75
20	-1
9	-1.25
16	-1.5
22	-1.75
30	-2
38	-2.25
55	-2.5
	-2.75

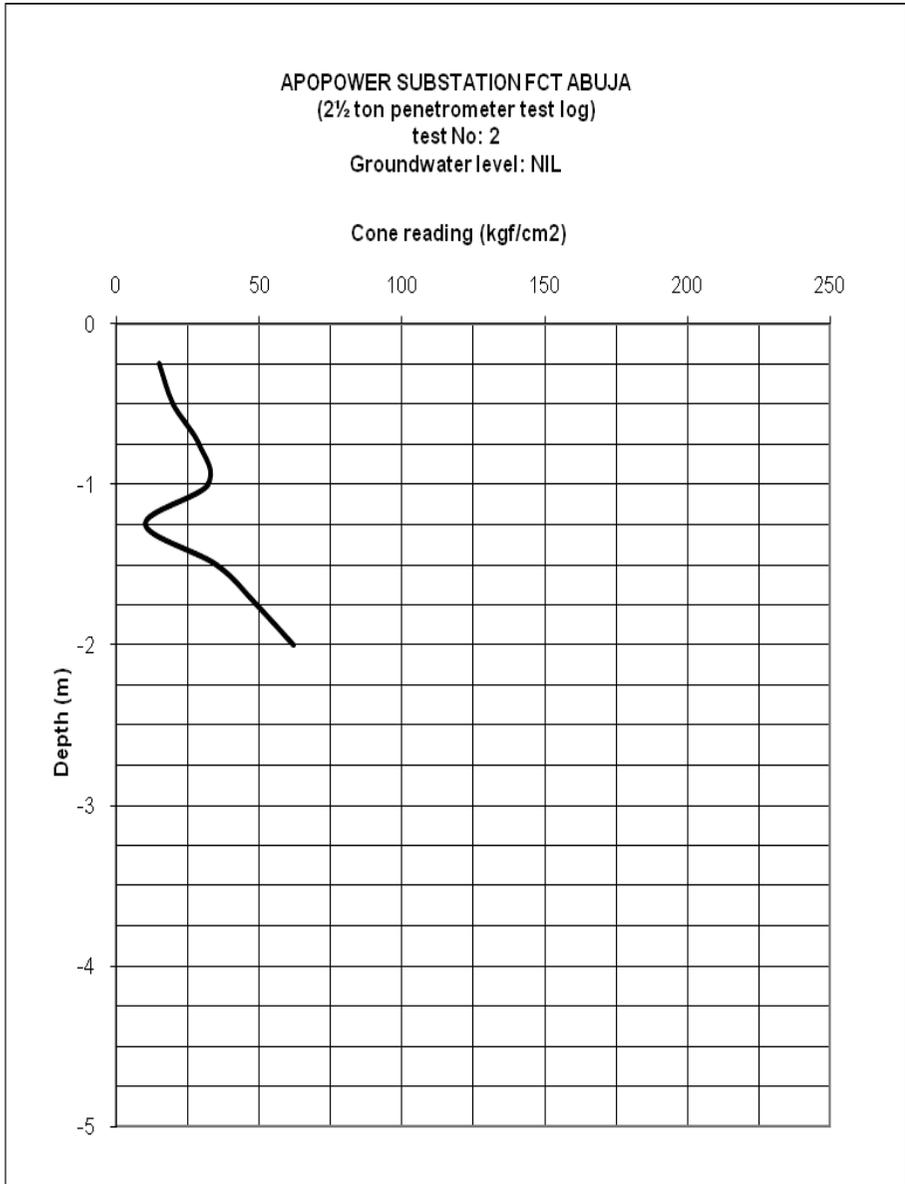
APO POWER SUBSTATION FCT ABUJA
(2½ ton penetrometer test log)
test No: 1
Groundwater level: NIL

Cone reading (kgf/cm²)



PENETROMETER 2

Qc	Depth
0	0
15	-0.25
20	-0.5
29	-0.75
32	-1
10	-1.25
35	-1.5
49	-1.75
62	-2
	-2.25



PICTURES OF WORK ON THE PROJECT SITE

NOTES RELATING TO THIS REPORT

Introduction

These notes have been provided to amplify the geotechnical report in regard to classification methods, specialist field procedures and certain matters relating to the Discussion and Comments section. Not all, of course, are necessarily relevant to all reports.

Geotechnical reports are based on information gained from limited subsurface test boring and sampling, supplemented by knowledge of local geology and experience.

For this reason, they must be regarded as interpretive rather than factual documents, limited to some extent by the scope of information on which they rely.

Non-cohesive soils are classified on the basis of relative density, generally from the results of standard penetration tests (SPT) or Dutch cone Penetrometer tests (CPT) as below:

Relative Density	CPT Cone Value (q_c — MPa)
Very loose	less than 2
Loose	2—5
Medium dense	5—15
Dense	15—25
Very dense	greater than 25

Site Anomalies

In the event that conditions encountered on site during construction appear to vary from those which were expected from the information contained in the report, the Company requests that it immediately be notified. Most problems are much more readily resolved when conditions are exposed than at some later stage, well after the event.

Ground Water

Where ground water levels are measured in boreholes, there are several potential problems;

Reproduction of Information for Contractual Purposes

- In low permeability soils, ground water although present, may enter the hole slowly or perhaps not at all during the time it is left open. Attention is drawn to the document

“Guidelines for the Provision of Geotechnical Information in Tender Documents”, published by the Institution of Engineers,

- A localised perched water table may lead to an erroneous indication of the true water table.

Site Inspection

The Company will always be pleased to provide engineering inspection services for geotechnical aspects of work to which this report is related. This could range from a site visit to confirm that conditions exposed are as expected, to full time engineering presence on site.

PROPOSED DEVELOPMENT AT KEFFI SUB STATION, NASSARAWA ROAD, KEFFI, NASSARAWA STATE.

GEOTECHNICAL INVESTIGATION

PREPARED BY:

BEST & CROMPTON ENGINEERING AFRICA LTD.,

December, 2014

CLIENT: YACHIYO ENGINEERING CO. LTD.,

TABLE OF CONTENT

- 1.0 INTRODUCTION
- 2.0 SITE ACCESSIBILITY
- 3.0 DESCRIPTION OF WORK
 - 3.1 FIELD WORK
 - 3.2 ANALYSIS OF RESULTS
 - 3.2.1 Geological Description
 - 3.2.2 Subsoil Condition
 - 3.2.3 Ground Water Condition
 - 3.2.4 Site description and condition
- 4.0 DISCUSSION AND RECOMMENDATION

APPENDIX:

Penetrometer test plotting

1.0 INTRODUCTION

The Client, **Yachiyo Engineering Co.Ltd: commissioned Best & Crompton Engineering Africa Ltd.**, to proceed with subsoil investigations at the proposed development at **Keffi Sub station, Nassarawa road, Keffi, Nassarawa State**. This report is a consequence of the soil investigation and analyses, which is presented in an objective and professional manner.

The purpose of the subsoil investigation and attendant report is as follows:

- ≠ Determine the subsoil and surface/groundwater conditions of the designated location.
- ≠ Evaluation of the subsoil stratigraphic sequence geotechnical/engineering properties of the soil and the subsequent effects on foundation design and construction.
- ≠ Analysis of the data/results of tests carried out on the soil samples obtained and provide recommendations on the fit-for-purpose type of foundation for the proposed structure.

2.0 SITE ACCESSIBILITY

The sites are accessible through **Nassarawa Road** to mention but a few.

3.0 DESCRIPTION OF WORK

The soil investigation comprised of and carried out in three parts;

- Field Work: Test (2Nos. DCPTs) and collation of the test results.

3.1 FIELD WORK

The site works were carried out on November, 2014.

The Scope of Work executed involved the performance of 2Nos. 2.5tons Dutch Cone Penetrometer Tests (DCPTs) to a depth of refusal.

DUTCH CONE PENETROMETER

The apparatus consists of a cylindrical probe, of 1000mm² cross sectional area, and a conic head of apex angle of 60°. The probe is forced down through the soil at a steady rate of about 20mm/s in the closed position by exerting pressure force on outer sounding tube. If desired the point resistance and the resistance to side friction can be measured separately.

2Nos. static cone penetration tests were carried out using a 2.5tons capacity testing equipment (machine) on each site. The test involves advancing the cone into the ground slowly at a constant rate and the resistant to penetration measured at predetermined intervals of 0.25m depth. The tests were terminated at depths where the machine anchor legs lifted.

These tests were taken from the existing ground level down to depths refusal at each location.

The cone penetration test results are presented in a graphical form respectively in the Appendix to this Report.

3.2 ANALYSIS OF TEST RESULTS

3.2.1 Geological Description

Available geological record reveals that the investigated area is within the basement complex of Nigeria; it is characterized by crystalline rocks of Precambrian age. Rocks of granitic origin later intruded these rocks.

The sedimentary deposits found on top of the basement rock are product of the parent rocks that have undergone weathering and decomposition.

3.2.2 Subsoil Condition

The subsoil condition of the site, based on the DCP test carried out reveals predominantly cohesive soil as observed from the DCP Plot.

Details of the subsoil characteristics encountered during the Penetrometer tests are stated below:

Subsoil Condition based on the field work.

Dutch Cone Penetrometer Test

Address: Keffi power station, Nassarawa road, Keffi, Nassarawa State

<u>Depth (m)</u>	<u>Description of Stratum</u>
0.00 to -0.50	Filling.
0.50 to -1.00	Stiff to very stiff cohesive soil with gravels.
1.00 to -2.00	Firm becoming Stiff to hard cohesive soil with gravels and pebbles.

Geotechnical Properties

<u>Depth (m)</u>	<u>Geotechnical Properties</u>
0.00 to -0.50	Moderate geotechnical properties, moderate shear strength and moderate compressibility potential.
0.50 to -1.00	Good geotechnical properties, high shear strength and low compressibility potential.
1.00 to -2.00	Moderate becoming good to very good geotechnical properties, moderate becoming high shear strength and low compressibility potential.

Geotechnical Engineering Parameters

<i>Depth (m)</i>	<i>P1(kgf/cm³)</i>	<i>P2(kgf/cm³)</i>
<i>0.00 – 0.50m</i>	<i>10 – 25</i>	<i>5 – 15</i>
<i>0.50 – 1.00m</i>	<i>40 – 53</i>	<i>25 – 33</i>
<i>1.00 – 2.00m</i>	<i>–</i>	<i>15 – 62</i>

3.2.4 Site description and condition

The project site is an open piece of land within existing power substation. Structures around site show no sign of distress at the time of our investigation.

3.2.5 Topography.

The topography of the project site is undulating topography.

3.2.6 Vegetation.

Vegetation around the project site area is mainly grasses and weeds.

4.1 FOUNDATION DISCUSSION AND RECOMMENDATION

4.1.1 Proposed Development

No structural detail of the proposed development was made available to us prior to the subsoil investigation, thus our recommendations are based on the DCP test carried out.

The geotechnical issues considered relevant to the proposed development include

- ≠ Soil bearing pressure
- ≠ Level of groundwater
- ≠ Recommendation of a suitable foundation type
- ≠ Excavation

4.1.2 RECOMMENDATION

The foundation type to be chosen for a particular structure depends largely on the followings;

- Loads to be transmitted
- Receiving soil strata
- Factor of safety against shear failure of the supporting soil must be adequate.
- Settlement should neither cause any unacceptable damage nor interfere with the function of the structure.

Foundations can be classified as shallow foundation or as deep foundation.

The choice between shallow foundation and deep foundation can be arrived at after careful consideration of the following elements.

1. The magnitude of the transmitted loads from the stratum,
2. The soil nature,
3. The economic aspects of the elements of the foundation work,
4. Problems concerning foundation construction.

4.1.3 Allowable bearing pressure and foundation recommendation

Allowable bearing pressure calculated in accordance with theoretical soil mechanics principle for depths are indicated below:

Differential Depth (m)	Allowable bearing Capacity (KN/m ²)
0.00 – 0.50	85
0.50 – 1.00	208
1.00 – 1.50	257
1.50 – 2.00	505

FOUNDATION RECOMMENDATION

Shallow Foundation

Shallow Foundation (Spread footing) is considered adequate for the proposed development on the project site.

Groundwater

Groundwater was not encountered during the subsoil investigation work

METHOD OF CALCULATING ALLOWABLE BEARING PRESSURE IN COHESIVE

SOIL IS GIVEN BY:

Empirical Method for calculating in Cohesive Soil is given by:

$q_{ult} = 5.14C_u + \gamma D$ (Prandtl method of estimating allowable bearing pressure)

$$q_a = q_{ult}/F.S (3) - \text{For Shallow foundation}$$

Or

If the Clay is very Sandy

Correlation between q_c and SPT (N – Values)

$$N = q_c / 2$$

$$q_a = 10N, \text{ or } 5.0N \text{ (If Submerged)}$$

Correlation between q_c and C_u

$$C_u = q_c / 20 \text{ (KN/m}^2\text{)}$$

4.2.2 Settlement

Settlement for this allowable bearing pressure for each location stated above would not exceed **25mm**.

Our analysis on settlement is based on the method stated below

$$S = 1.1M_v \times 0.55q_n \times h$$

Where S = Total settlement

M_v = Volume of compressibility potential

q_n = net foundation base pressure

h = depth of foundation

The table below shows the permissible settlement as per I.S Code.

Soil type	Permissible total settlement		Permissible differential settlement	
	For isolated footings	For raft footings	For isolated footings	For raft footings
Sandy	4.0cm	4.cm to 6.5cm	2.5cm	2.5cm
Clays	6.5cm	6.5 to 10.0cm	4.0cm	4.0cm

4.2.3 Factor of Safety

Factor of safety of 3 was adopted for our estimation of allowable bearing pressure.

4.2.4 Excavation

- ≠ Excavation could be achieved using conventional excavating equipment.
- ≠ Excavation support would not be required

4.2.5 General Precaution for Shallow Foundation Construction

It is recommended that the following general guidelines that govern the construction of shallow foundation should be observed when work starts on the site:

- ≠ Over excavation beyond the depths stated should not be done.
- ≠ Ingress of water into the excavated foundation trench should be prevented if the stated bearing value at the founding depth is to be achieved. A layer of concrete blinding should therefore be provided within a trench once it has been excavated.
- ≠ Adequate cover to the concrete should be allowed for the reinforcement bars to protect them from possible effect of corrosion.
- ≠ The sides of foundation should be backfilled up to existing ground level as soon as they are cast.

5.0 CONCLUSION

Shallow Foundation (Spread footing) is considered adequate for the proposed development on the project site.

Despite an objective soil investigation and reporting, a poorly designed and/or constructed foundation may lead to structural failure if all other environmental conditions remain constant.

BEST&CROMPTON ENGINEERING AFRICA LIMITED therefore recommends that the design and construction of all foundation and earthwork be carried out by a competent company in accordance with good and strict engineering practice expected of a professional. The construction contractor shall be guided by reference Code of Practices such as; British Institution CP 2004, 1973: Code of Practice for Foundation and BS 6031: Code of Practice for Earth Works.

M.Nageswara Rao

For Best & Crompton Engineering Africa Ltd.,

APPENDIX

FIELD LOGS

PENETROMETER 1

Qc	Depth
0	0
10	-0.25
25	-0.5
40	-0.75
53	-1
	-1.25

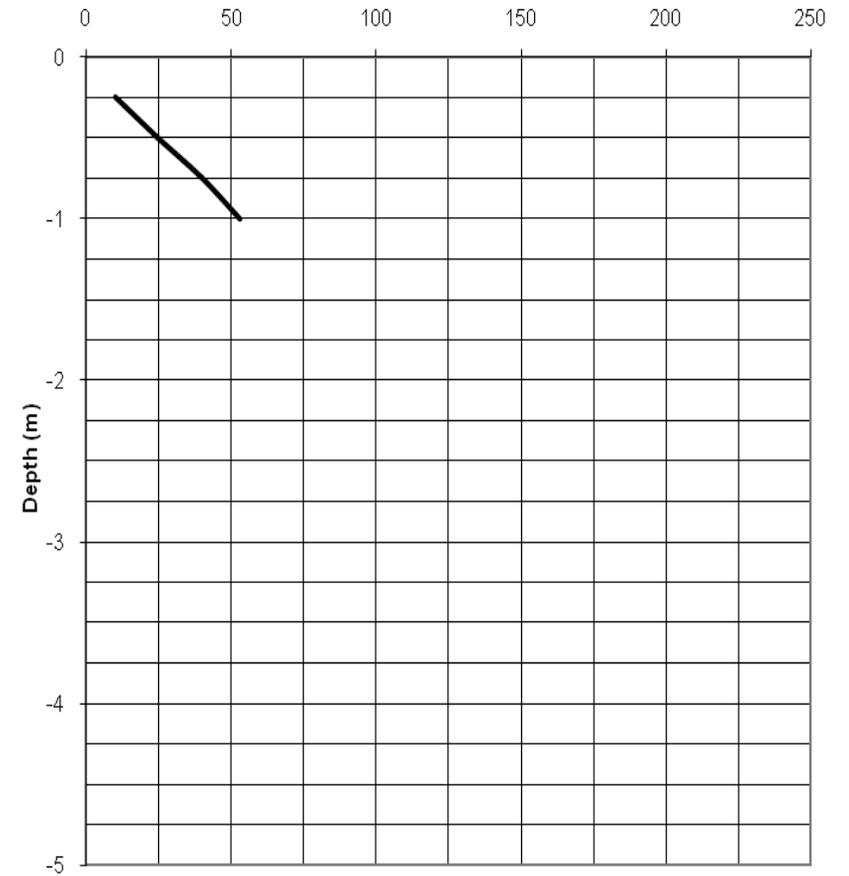
A-7-16

**KEFFIPOWER SUBSTATION NASSARAWA ROAD KEFFI NASSARAWA STATE
(2½ ton penetrometer test log)**

test No: 1

Groundwater level: NIL

Cone reading (kgf/cm²)

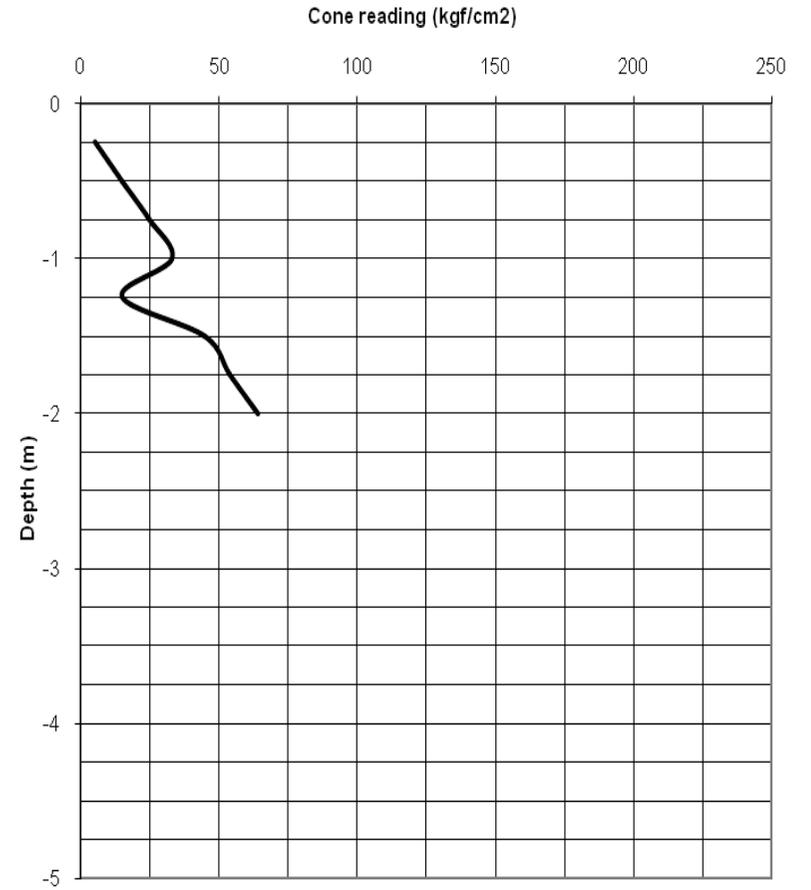


PENETROMETER 2

Qc	Depth
0	0
5	-0.25
15	-0.5
25	-0.75
33	-1
15	-1.25
45	-1.5
54	-1.75
64	-2
	-2.25

A-7-17

KEFFI POWER SUBSTATION NASSARAWA ROAD KEFFI NASSARAWA STATE
(2½ ton penetrometer test log)
test No: 2
Groundwater level: NIL





PICTURES SHOWING FIELD OPERATION ON THE PROJECT SITE

NOTES RELATING TO THIS REPORT

Introduction

These notes have been provided to amplify the geotechnical report in regard to classification methods, specialist field procedures and certain matters relating to the Discussion and Comments section. Not all, of course, are necessarily relevant to all reports.

Geotechnical reports are based on information gained from limited subsurface test boring and sampling, supplemented by knowledge of local geology and experience.

For this reason, they must be regarded as interpretive rather than factual documents, limited to some extent by the scope of information on which they rely.

Non-cohesive soils are classified on the basis of relative density, generally from the results of standard penetration tests (SPT) or Dutch cone Penetrometer tests (CPT) as below:

Relative Density	CPT Cone Value (qc — MPa)
Very loose	less than 2
Loose	2—5
Medium dense	5—15
Dense	15—25
Very dense	greater than 25

Site Anomalies

In the event that conditions encountered on site during construction appear to vary from those which were expected from the information contained in the report, the Company requests that it immediately be notified. Most problems are much more readily resolved when conditions are exposed than at some later stage, well after the event.

Ground Water

Where ground water levels are measured in boreholes, there are several potential problems;

Reproduction of Information for Contractual Purposes

- In low permeability soils, ground water although present, may enter the hole slowly or perhaps not at all during the time it is left open. Attention is drawn to the document

“Guidelines for the Provision of Geotechnical Information in Tender Documents”,
published by the Institution of Engineers,

- A localised perched water table may lead to an erroneous indication of the true water table.

Site Inspection

The Company will always be pleased to provide engineering inspection services for geotechnical aspects of work to which this report is related. This could range from a site visit to confirm that conditions exposed are as expected, to full time engineering presence on site.

A-8 フィールドレポート

PREPARATORY SURVEY
FOR
THE PROJECT
FOR
EMERGENCY IMPROVEMENT
OF
ELECTRICITY SUPPLY FACILITIES IN ABUJA
IN
THE FEDERAL REPUBLIC OF NIGERIA

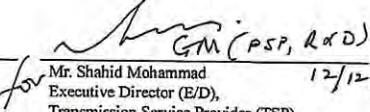
FIELD REPORT

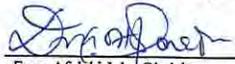
12th DECEMBER 2014

Prepared and Submitted by:

Confirmed and Agreed by:


Mr. Makoto Abe
Deputy Chief Consultant
(On behalf of Chief Consultant)
JICA Preparatory Survey Team/
Yachiyo Engineering Co., Ltd.


for Mr. Shahid Mohammad
GM (PSP, R&D) 12/12/14
Executive Director (E/D),
Transmission Service Provider (TSP),
Transmission Company of Nigeria (TCN)


Engr. Afolabi John Oladele 12/12/14
Ag. Director,
Transmission Services,
Federal Ministry of Power (FMP)

JICA PREPARATORY SURVEY TEAM
Yachiyo Engineering Co.,Ltd.



Contents

1. Outline of the Project	1
1.1 Background of the Project	1
1.2 Framework for the Project	1
1.3 Components of the Project on Minutes of Discussions on 19 th November, 2014	2
1.4 Obligations/Undertakings of the Nigerian side for the Project	2
2. Technical requirements confirmed in the first field survey	4
2.1 Technical requirements for the equipment of the substation for the Project	4
2.2 Technical requirements for the facilities of the substation of the Project	11
2.3 Procurement Plan of Spare Parts and Test Equipment	12
2.4 On-the-Job Training (OJT)	14
3. Tentative Implementation Schedule of the Project	14
4. Drawings	14
< General >	
G-01 Location of the proposed substations for the Project	
< Apo 132/33kV Substation >	
E-01 Single Line Diagram of Apo 132/33kV Substation	
L-01 Layout Plan for Apo 132/33kV Switchyard (Apo Substation)	
L-02 Layout Plan for Control Room (Apo Substation)	
< Keffi 132/33kV Substation >	
E-02 Single Line Diagram of Keffi 132/33kV Substation	
L-03 Layout Plan for Keffi 132kV Switchyard (Keffi Substation)	
L-04 Layout Plan for Control Room (Keffi Substation)	
< Gwagwalada 330/132/33kV Substation >	
E-03 Single Line Diagram of Gwagwalada 330/132/33kV Substation (For Reference)	

[Attachment]

- Attachment – 1 Member List of the Study Team
- Attachment – 2 Minutes of Discussions signed on 19th November, 2014





1. Outline of the Project

1.1 Background of the Project

In response to the request from the Government of the Federal Republic of Nigeria (Nigeria), the Japan International Cooperation Agency (JICA), in consultation with the Government of Japan, decided to conduct a Preparatory Survey (the Survey) for the Project for Emergency Improvement of Electricity Supply Facilities in Abuja (the Project).

JICA sent to Nigeria the Preparatory Survey Team (the Team) headed by Mr. Kazunari Oshima, Visiting Senior Advisor, JICA, to conduct the first field survey and the Team is scheduled to stay in the country from 3rd November to 15th December, 2014.

The Team continued discussions with the concerned officials of Nigeria and the field survey in Nigeria in consideration of mutual understandings made on the Minutes of Discussions signed among Japan International Cooperation Agency (JICA), the Federal Ministry of Power (FMP) and Transmission Company of Nigeria (TCN) on 19th November, 2014.

TCN and the Team had series of technical discussions to form mutual understandings about the contents, scope, preconditions for the Outline Design, basic specifications, general layouts, and so on of the Project in the First Field Survey. FMP, TCN and the Team agreed to record the following issues described on this Field Report as a conclusion of the First Field Survey and discussions.

Components of the Project and their priority will be further examined and may be modified through the consultation with the Japanese Ministry of Foreign Affairs and JICA headquarters. It is important for the Nigerian side to understand that the Preparatory Survey is not a commitment for the future implementation of the Project.

Particularly, in consideration of the schedule and procedures of Japan's Grant Aid projects, the Team explained that the outline design, planning of the implementation schedule, the cost estimation and so on of the Project will be carried out in accordance with the mutual understandings made on this Field Report.

FMP and TCN expressed understanding about the schedule and procedures of Japan's Grant Aid project and agreed with the Team to progress the further study, the outline design, planning of the implementation schedule, the cost estimation and so on of the Project in accordance with the mutual understandings made on this Field Report after the First Field Survey.

1.2 Framework for the Project

The framework for the Project is shown as follows.

- (1) The responsible ministry is the Federal Ministry of Power (FMP).
- (2) The implementing agency is Transmission Company of Nigeria (TCN).

1.3 Components of the Project on Minutes of Discussions on 19th November, 2014

The Components and their priority for the Project on Minutes of Discussions (M/D) concluded on 19th November, 2014 are shown in Table 1.3-1 and the locations are shown in the drawing G-01.

The Nigerian side and the Team discussed the final requested components of the Project and their priority. The rating of the priority shown in the following table is higher in the following manner: A, B and C.

Table 1.3-1 Final requested components of the Project and their priority

Component	Location	Specification	Priority
Installation of capacitor bank	Apo 132/33 kV Substation	60 MVar, 132 kV	A
Installation of capacitor bank	Keffi 132/33 kV Substation	25 MVar, 132 kV	A
Installation of Static Var Compensator (SVC)	Katampe 330/132/33 kV Substation	50 MVar, 330 kV	C
Installation of shunt reactor	Gwagwalada 330/132/33 kV Substation	75 MVar	B

<Note>

This report is mainly focused on the components for Apo 132/33 kV Substation and Keffi 132/33 kV Substation as they are prioritized with A.

In case of the components for Katampe 330/132/33 kV Substation and Gwagwalada 330/132/33 kV Substation with priority C and B, the Team shall determine the voltage violation on the power flow analysis and study the appropriateness as Japan's Grant Aid Scheme in consultation with JICA and the Ministry of Foreign Affairs in Japan.

1.4 Obligations / Undertakings of the Nigerian side for the Project

(1) Preconditions

- TCN agreed to secure, clear and level the land space of the proposed substations for the Project as shown in the drawing L-01 and L-03 in accordance with agreement on M/D signed on 19th November, 2014.
- TCN agreed to obtain permission or consent from related authorities for power outage during the period of necessary construction work by the Japanese side.
- TCN agreed to ensure the earth resistance value with less than 1(one) ohm in case of the value with over 1(one) ohm on the existing earthing system.

(2) Necessary Inputs by the Nigerian side

1) Prior to the Commencement of the Construction Work

- For Apo 132/33 kV Substation (Refer to the drawing L-01 and L-02):

- ✦ TCN agreed to secure the space for the installation of LV and control cables for the

Project in the existing cable pit.

- ✧ TCN agreed to relocate the existing outdoor lighting pole between busbars before commencement of the installation work by the Japanese side.
- ✧ TCN agreed to secure the place in the control building where the panels will be installed.
- ✧ TCN agreed to provide the power supply (DC110 V and AC415-240 V (3-phase)) to the panel which will be installed by the Project.
- ✧ TCN agreed to secure sites for temporary storage yard for the Project inside the Substation.

➤ For Keffi 132/33 kV Substation (Refer to the drawing L-03 and L-04):

- ✧ TCN agreed that the Japanese side shall install 132kV underground cable from existing 132kV switchyard to the yard for capacitor bank.
- ✧ TCN agreed to relocate the existing outdoor lighting pole before commencement of the installation work by the Japanese side.
- ✧ TCN agreed to secure places in the control building where the panels and batteries will be installed.
- ✧ TCN agreed to provide the power supply (AC415-240 V (3-phase)) from the existing LV panel to the panel which will be installed by the Project.
- ✧ TCN agreed to secure sites for temporary storage yard for the Project inside the Substation.

2) During the Construction Work

➤ For Apo 132/33 kV Substation

- ✧ TCN agreed that Japanese side shall install the overhead grounding wire between the existing one gantry and the other existing gantry above the capacitor bank.
- ✧ TCN agreed to temporarily remove the 132 kV overhead connecting line between Transformer No.1 bay and Transformer No.2 bay when the heavy vehicle will transport equipment enter into the site, if necessary.

➤ For Keffi 132/33 kV Substation:

- ✧ TCN agreed that Japanese side shall install the overhead grounding wire between the existing gentries and the new gantry.

- TCN agreed to schedule power outages required for installation work for the Project and carry out them in timely manner. TCN shall also manage any issue concerning the power

Handwritten signature

Handwritten signature

outages, including related procedures, and compensation to and grievances from customers (DISCO).

3) After the Commencement of Operation

- TCN agreed to operate and maintain the equipment properly.

2. Technical requirements confirmed in the First Field Survey

2.1 Technical requirements for the equipment of the substation for the Project

(1) Applicable Codes and Standards

The equipment of Substation Facilities of the Project shall be designed in accordance with IEC, JIS, JEC, JEM standards and/or equivalent.

(2) Design Condition for the equipment of the substations

Table 2.-1-1 indicates the electrical systems and design conditions applied to the Project.

Table 2.1-1 Electrical Systems and Design Conditions

Item		Substation system	
Frequency		50 Hz	
Phase		3-phase	
Maximum voltage		145 kV	
Nominal voltage		132 kV	
Lightning impulse withstand voltage		650 kV	
Power-frequency withstand voltage		275 kV	
Grounding system		Direct	
Phase to Earth wire (minimum distance) ¹		1,200 mm	
Phase to Phase (minimum distance) ²		2,400 mm	
System voltage			
Voltage level [kV]	Minimum voltage [kV] (pu)	Maximum Voltage [kV] (pu)	
132	118.8 (0.90)	145.0 (1.098)	
System frequency			
Nominal frequency [Hz]	Minimum frequency [Hz] (pu)	Maximum frequency [Hz] (pu)	
50	48.75 (0.975)	51.25 (1.025)	

(3) Requirements for the equipment of the substations

The items and their specifications of the equipment procured by the Japanese side are shown in Table 2.1-2 and Table 2.1-3. Single Line Diagram for the equipment is shown in the drawing E-01 and E-02.

¹ Refer to P.64(NERC Regulation 2014)

² Refer to P.64(NERC Regulation 2014)

Handwritten signature

Handwritten signature

Table 2.1-2 Items and Specification of Equipment to be supplied for Apo 132/33 kV Substation

No.	Description	Specifications	Q'ty
AP-1	132 kV Gas Circuit Breaker		1 set
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Three-pole, outdoor use porcelain (creepage distance shall be designed as Equivalent Salt Deposit Density(ESDD) is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	145 kV or higher	
	➤ Rated current	1,250 A or higher	
	➤ Rated breaking current	31.5 kA or higher	
	➤ CB operating sequence	O - 0.3 sec. - CO - 3 min. CO	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
➤ Control voltage	DC110 V, AC415 (3-phase) - AC240V (Single-phase)		
AP-2	132 kV Line Switch		2 sets
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Three-pole, single-throw, outdoor use, horizontal double break rotating and insulator type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	145 kV or higher	
	➤ Rated current	1,250 A or higher	
	➤ Short-time withstand current	31.5 kA or higher	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher		
➤ Control voltage	DC110 V		
AP-3	132 kV Line Switch with earthing device		1 set
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Three-pole, single-throw, outdoor use, horizontal double break rotating and insulator type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	145 kV or higher	
	➤ Rated current	1,250 A or higher	
	➤ Short-time withstand current	31.5 kA or higher	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	➤ Control voltage	DC110 V	
➤ Mechanical earthing device	Available		
AP-4	132 kV Current Transformer		3 sets
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use, single phase, oil-filled porcelain type or bushing type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Highest system voltage	145 kV	
	➤ Core number	3 cores/phase	
	➤ Rated primary current	600 A	
	➤ Rated secondary current	1/1/1 A	
	➤ Tolerances	Core 1: Class 1.0 Core 2, 3: 5P20	
	➤ Rated burden	30 VA or higher	
	➤ Rated short-time current	25 kA (2 sec.) or higher	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	

No.	Description	Specifications	Q'ty
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
AP-5	132 kV Condenser type voltage transformer		3 sets
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use, single phase, oil-filled porcelain type or bushing type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Highest system voltage	145 kV	
	➤ Secondary circuits number	2 (Circuit 1: Metering, Circuit 2: Protection)	
	➤ Rated primary voltage	132/√3 kV	
	➤ Rated secondary current	110/√3 V (Both of 2 circuits)	
	➤ Tolerances	Core 1: Class 0.5 Core 2, 3: 3P	
	➤ Rated burden	100 VA or higher (Both of 2 circuits)	
➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher		
➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher		
AP-6	132 kV Lighting arrester		3 sets
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use, Metal oxide without gap type, single phase (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	120 kV	
➤ Rated discharge current	10 kA		
AP-7	132 kV Capacitor bank		1 lot
	➤ Standard	JEC, JIS, IEC or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated equipment	3-phase, 50 Hz, 132 kV	
	➤ Rated capacity	60 MVar (1 group)	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	(1) Power capacitor		
	➤ Rated phase voltage	81.2 kV (Single phase)	
	➤ Rated total capacity	63.8 MVar	
	(2) Series reactor		
	➤ Rated voltage	4860*√3 V (3-phase)	
	➤ Reactance	6% of the power capacitor reactance	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	400 kV or higher (reduced by lightning arrester)	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	160 kV or higher (reduced by lightning arrester)	
	(3) Discharging coil		
	➤ Rated voltage	To be specified	
	➤ Total discharge capacity	63.8 MVar or higher	
	➤ Secondary voltage	110 V	
➤ Secondary capacity	100 VA		
➤ Allowable transformer ratio error	+/-1.0%		
(4) Insulation transformer			
➤ Primary voltage	110 V (Single phase)		
➤ Secondary voltage	To be specified		
➤ Secondary capacity	600 VA (100 VA x 6 units)		
➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher		
➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher		
➤ Allowable transformer ratio error	+/-1.0%		
(5) Lighting arrester			

No.	Description	Specifications	Q'ty
	➤ Type	Metal oxide without gap type	
	➤ Rated voltage	98 kV	
	(6) Insulated mounting structure		
	➤ Rated voltage	132 kV	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	AP-8 132 kV Busbar, steel structures for busbars, insulators and other materials		1 lot
	(1) 132 kV busbar		
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Conductor	Hard drawn standard wire (HDCC)	
	(2) Steel structures for busbars		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Size	Width: 14 m, height: 10 m	
	➤ Material	Galvanized steel	
	(3) Strain insulators for 132 kV busbars		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Type	Porcelain (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	(4) 132 kV Overhead conductors		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Material	ACSR	
	(5) Post insulators for 132 kV busbars		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Type	Porcelain (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	(6) Grounding wire		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Material	Galvanized iron-wire	
	(7) Other materials		
AP-9 Substation earthing			1 lot
	➤ Materials	Earthing conductors (copper wire) and terminals	
	➤ Earthing resistance	Less than 1 ohm	
AP-10 Protection panel for 132 kV capacitor bank			1 panel
	(1) Protection function		
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Indoor use, metal enclosed self-standing type	
	➤ Control voltage	DC110 V, AC 240 V (Single phase)	
	➤ Relay	- Under voltage relay - Over voltage relay - Voltage balance relay	
	➤ Alarming system	- Static temperature switch - Static internal faulty detecting device	
	AP-11 Control panel for 132 kV line		
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Indoor use, metal enclosed self-standing type	
	➤ Control voltage	DC110 V, AC415 (3-phase) -AC240V (Single-phase)	
	➤ Relay	- Overcurrent relay (Instant, time lagging)	
	➤ Metering indication	- Current, voltage and reactive power	
AP-12 LV cable and materials			1 lot
	➤ Low voltage cables	600 V power cables and control cables	
	➤ Cabling materials	Conduits, cable racks and others	
	➤ Fire-protection kit	Prevent the building from outdoor fire through cable pits	

Handwritten mark

Handwritten signature

Table 2.1-3 Items and Specification of Equipment to be supplied for Keffi 132/33 kV Substation

No.	Description	Specifications	Q'ty
KF-1	132 kV Gas Circuit breaker		1 set
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Three-pole, outdoor use porcelain (creepage distance shall be designed as Equivalent Salt Deposit Density(ESDD) is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	145 kV or higher	
	➤ Rated current	1,250 A or higher	
	➤ Rated breaking current	31.5 kA or higher	
	➤ CB operating sequence	O - 0.3 sec. - CO - 3 min. CO	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	➤ Control voltage	DC110 V, AC415 (3-phase) -AC240V (Single-phase)	
	KF-2	132 kV Line Switch	
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Three-pole, single-throw, outdoor use, horizontal double break rotating and insulator type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	145 kV or higher	
	➤ Rated current	1,250 A or higher	
	➤ Short-time withstand current	31.5 kA or higher	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	➤ Control voltage	DC110 V	
KF-3	132 kV Line Switch with earthing devise		1 set
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Three-pole, single-throw, outdoor use, horizontal double break rotating and insulator type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	145 kV or higher	
	➤ Rated current	1,250 A or higher	
	➤ Short-time withstand current	31.5 kA or higher	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	➤ Control voltage	DC110 V	
➤ Mechanical earthing device	Available		
KF-4	132 kV Current Transformer		3 sets
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use, single phase, oil-filled porcelain type or bushing type (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Highest system voltage	145 kV	
	➤ Core number	3 cores/phase	
	➤ Rated primary current	300 A	
	➤ Rated secondary current	1/1/1 A	
	➤ Tolerances	Core 1: Class 1.0 Core 2, 3: 5P20	
	➤ Rated burden	30 VA or higher	
	➤ Rated short-time current	25 kA (2 sec.) or higher	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	

Handwritten mark

Handwritten signature

No.	Description	Specifications	Q'ty
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
KF-5	132 kV Lighting arrester		3 sets
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use, Metal oxide without gap type, single phase (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated voltage	120 kV	
	➤ Rated discharge current	10 kA	
KF-6	132 kV Capacitor bank		1 lot
	➤ Standard	JEC, JIS, IEC or equivalent	
	➤ Type	Outdoor use (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	➤ Rated equipment	3-phase, 50 Hz, 132 kV	
	➤ Rated capacity	25 MVar (1 group)	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	(1) Power capacitor		
	➤ Rated phase voltage	81.2 kV (Single phase)	
	➤ Rated total capacity	26.6 MVar	
	(2) Series reactor		
	➤ Rated voltage	4860* $\sqrt{3}$ V (3-phase)	
	➤ Reactance	6% of the power capacitor reactance	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	400 kV or higher(reduced by lightning arrester)	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	160 kV or higher(reduced by lightning arrester)	
	(3) Discharging coil		
	➤ Rated voltage	To be specified	
	➤ Total discharge capacity	26.6 MVar or higher	
	➤ Secondary voltage	110 V	
	➤ Secondary capacity	100 VA	
	➤ Allowable transformer ratio error	+/-1.0%	
	(4) Insulation transformer		
	➤ Primary voltage	110 V (Single phase)	
	➤ Secondary voltage	To be specified	
	➤ Secondary capacity	600 VA (100 VA x 6 units)	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
	➤ Allowable transformer ratio error	+/-1.0%	
	(5) Lighting arrester		
	➤ Type	Metal oxide without gap type	
	➤ Rated voltage	98 kV	
	(6) Insulated mounting structure		
	➤ Rated voltage	132 kV	
	➤ Lightning impulse withstand voltage	650 kV or higher	
	➤ Power frequency withstand voltage (1 min.)	275 kV or higher	
KF-7	132 kV Busbar, steel structures for busbars, insulators and other materials		1 lot
	(1) 132 kV busbar		
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Conductor	Hard drawn standard wire (HDCC)	
	(2) Steel structures for busbars		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Size	Width: 14 m, height: 10 m	
	➤ Material	Galvanized steel	

No.	Description	Specifications	Q'ty
	(3) Post insulators for 132 kV busbars		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Type	Porcelain (Creepage distance shall be designed as ESDD is 0.03 mg/cm ²)	
	(4) 132 kV Overhead conductors		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Material	ACSR or equivalent	
	(5) 132 kV Cable termination		
	➤ Type	Outdoor termination	
	(6) 132 kV Underground cable		
	➤ Type	XLPE	
	➤ Conductor	Copper	
	➤ Core	Single	
	➤ Sheath type	Ant-proof PVC	
	➤ Sheath color	Black	
	➤ Armor	Aluminum for direct burial or lead sheath	
	(7) Grounding wire		
	➤ Standard	JIS or equivalent	
	➤ Material	Galvanized iron-wire	
	(8) Other materials		
KF-8	Substation earthing		1 lot
	➤ Materials	Earthing conductors (copper wire) and terminals	
	➤ Earthing resistance	Less than 1 ohm	
KF-9	Protection panel for 132 kV capacitor bank		1 panel
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Indoor use, metal enclosed self-standing type	
	➤ Control voltage	DC110 V, AC 240 V (Single phase)	
	➤ Relay	- Under voltage relay - Over voltage relay - Voltage balance relay	
	➤ Alarming system	- Static temperature switch - Static internal faulty detecting device	
KF-10	Control panel for 132 kV line		1 panel
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Indoor use, metal enclosed self-standing type	
	➤ Control voltage	DC110 V, AC415 (3-phase)-AC240V (Single-phase)	
	➤ Relay	- Overcurrent relay (Instant, time lagging)	
	➤ Metering indication	- Current, voltage and reactive power	
KF-11	DC power supply system		1 lot
	➤ Standard	IEC, JEC, JIS, JEM or equivalent	
	➤ Type	Indoor use, metal enclosed thyristor type	
	➤ System	One charger	
	➤ Input	AC240 V (Single-phase)/AC415 V (three-phase) +/-10%	
	➤ Output	110V (+/-3%)	
	➤ Rated current	80 A	
	➤ Batteries	Lead-acid battery with control valves or equivalent, 450 Ah/10 hrs, 54 cells	
	➤ DC output circuits number	3 or higher	
KF-12	LV cable and materials		1 lot
	➤ Low voltage cables	600 V power cables and control cables	
	➤ Cabling materials	Conduits, cable racks and others	
	➤ Fire-protection kit	Prevent the building from outdoor fire through cable pits	

2.2 Technical requirements for the facilities of the substation of the Project

(1) Design Conditions for the Substation Facilities

The design conditions for the substation facilities are shown in the following Table 2.1.2-1.

Table 2.2-1 Basic Conditions for the Facility Design of the Project

Items		Values in Apo Substation	Values in Keffi Substation
Altitude		483 m	314 m
Ambient Temperature (Daily)	Maximum	36.0 Degree Celsius	
	Minimum	19.1 Degree Celsius	
	Mean	27.0 Degree Celsius	
Maximum Wind Velocity	(Sustained)	33.5 m/sec	
Annual Rain Fall		1,221 mm	
Seismic Force		Not Applicable	

(2) Requirements for the Substation Facilities

1) Foundation of Capacitor Bank

The Outline for the Foundation of Capacitor Bank is shown in Table 2.2-2. Foundations shall be placed in two (2) places.

Ground floor level should be +0.5 m from the design ground level.

Table 2.2-2 Outline for the Foundations of Capacitor Bank

Items	Contents	Details
Structure	Reinforced Concrete Mat Foundation	-
Height of story	1 story	GF:Space for 1 unit Reactor, 3 units of Lighting Arrestors, 6 units of Insulating Transformers, and 3 units of Capacitors [Note] For the equipment to avoid submerging to water on heavy rainy days, the floor level of the foundations shall be 0.5 m raised from the design ground level. Anchor Bolt and insert base: In order to fix each equipment anchor bolt and insert base must put in position Earthing Wire (36) 22mm ² - 100 mm ² earthing wire for each equipment must in place Control Cable Outlet (7) the control cables to 6 Insulating Transformers, and 1 Reactor must go through the foundation and bundled in one place
Total Floor Area	Approx. 300 m ² (20m x 15m) in Apo Substation and 187 m ² (17m x 11m) in Keffi Substation	At installation point (Anchor Bolt and insert base) foundation must bear load from each equipment
Building Area	Approx. 300 m ² and 187 m ²	The foundation must bear following weight 133,000 kg in Apo substation, 97,000 kg in Keffi substation.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

2) Cable Pipe

The Outline of the Cable Pipe is shown in Table 2.2-3.

Table 2.2.3 Outline of the Cable Pipes

Items	Contents
Cable Pipe (1) from Capacitor Bank in Apo Substation to Existing Cable pit	D 100 mm, Length Approx. 55.5m (Depth =0.5m) material to be confirmed
Cable Pipe (2) from Capacitor Bank in Keffi Substation to Existing Cable pit	D 100 mm, Length Approx. 50.7m (Depth =0.5m) material to be confirmed
Cable Pipe (3) from Capacitor Bank in Keffi Substation to Switch Yard	Length Approx. 48.1m (Depth =0.5m) Diameter and material to be confirmed

The function of each pipe is as follows. Cable Pipe (1) and Cable Pipe (2) are for connection to Control Room. Cable Pipe (3) is for smooth cabling from switch yard to the capacitor bank.

2.3 Procurement Plan of Spare Parts and Test Equipment

Capability of sustainable operation and maintenance for the equipment of the Project by the recipient is one of conditions for the Japan's Grant Aid Project. The Nigerian side shall keep operation and maintenance for the equipment of the Project properly by himself, including procurement of spare parts. On the other hand, the warranty period for the Project is one (1) year after issuance of the completion certificate in case of the Japan's Grant Aid Project. To secure operation and maintenance for the equipment of the Project for the warranty period, the spare parts required for the period shall be provided as the scope of the Japanese side.

Possession of maintenance tools for proper operation and maintenance for the equipment of the Project by the Recipient is one of conditions for the Japan's Grant Aid Project. However, the special tools required for operation and maintenance of the equipment of the Project shall be provided as the scope of the Japanese side.

Outline of the spare parts and test equipment of the Project is shown in Table 2.3-1 and Table 2.3-2. More detailed parts, tools, test equipment and the quantity will be explained with the Draft Final Report.

Table 2.3-1 Spare Parts List

No.	Item	Q'ty
AP-1	132 kV Gas Circuit Breaker	
(1)	Trip coil	1
(2)	Closing coil	1
(3)	MCCB (each type)	1
(4)	Auxiliary relay (each type)	1
AP-2	132 kV Line Switch	
(1)	MCCB (each type)	1
(2)	Magnetic contactor (each type)	1

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

No.	Item	Q'ty
(3)	Auxiliary relay (each type)	1
AP-3	132 kV Line Switch with earthing devise	
(1)	MCCB (each type)	1
(2)	Magnetic contactor (each type)	1
(3)	Auxiliary relay (each type)	1
AP-10	Protection panel for 132 kV capacitor bank	
(1)	Protection relay (each type)	1
(2)	Switch (each type)	1
(3)	Lamp (each type)	1
(4)	MCCB (each type)	1
(5)	Auxiliary relay (each type)	1
(6)	Magnetic contactor (each type)	1
AP-11	Control panel for 132 kV line	
(1)	Protection relay (each type)	1
(2)	Switch (each type)	1
(3)	Lamp (each type)	1
(4)	MCCB (each type)	1
(5)	Auxiliary relay (each type)	1
(6)	Magnetic contactor (each type)	1
AP-12	LV cable and materials	
(1)	Fire protection kit	1
KF-1	132 kV Gas Circuit Breaker	
(1)	Trip coil	1
(2)	Closing coil	1
(3)	MCCB (each type)	1
(4)	Auxiliary relay (each type)	1
KF-2	132 kV Line Switch	
(1)	MCCB (each type)	1
(2)	Magnetic contactor (each type)	1
(3)	Auxiliary relay (each type)	1
KF-3	132 kV Line Switch with earthing devise	
(1)	MCCB (each type)	1
(2)	Magnetic contactor (each type)	1
(3)	Auxiliary relay (each type)	1
KF-9	Protection panel for 132 kV capacitor bank	
(1)	Protection relay (each type)	1
(2)	Switch (each type)	1
(3)	Lamp (each type)	1
(4)	MCCB (each type)	1

13

No.	Item	Q'ty
(5)	Auxiliary relay (each type)	1
(6)	Magnetic contactor (each type)	1
KF-10	Control panel for 132 kV line	
(1)	Protection relay (each type)	1
(2)	Switch (each type)	1
(3)	Lamp (each type)	1
(4)	MCCB (each type)	1
(5)	Auxiliary relay (each type)	1
(6)	Magnetic contactor (each type)	1
KF-11	DC power supply system	
(1)	Protection relay (each type)	1
(2)	Switch (each type)	1
(3)	Lamp (each type)	1
(4)	MCCB (each type)	1
(5)	Auxiliary relay (each type)	1
(6)	Magnetic contactor (each type)	1
KF-12	LV cable and materials	
(1)	Fire protection kit	1

Table 2.3-2 Test Equipment List

No.	Item	Q'ty
MT-1	Megger	1
MT-2	Capacitance measuring device	1
MT-3	Earthing resistance tester	1
MT-4	Switchgear testing device	1

2.4 On-the-Job Training (OJT)

On-the-job training (OJT) will be carried out during the construction period. Through the OJT, maintenance and operation for the equipment of the Project will be carried out by Japanese skilled engineers from the manufacturers of the equipment for the Project at the project sites.

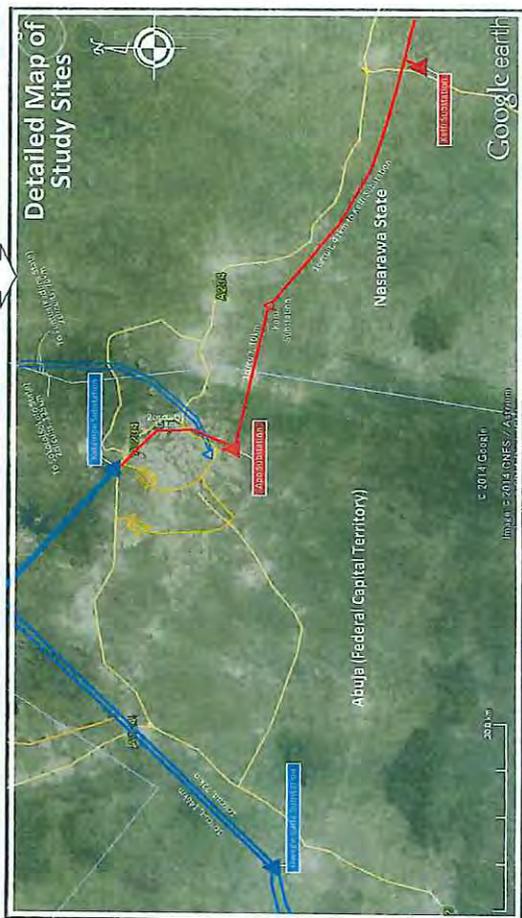
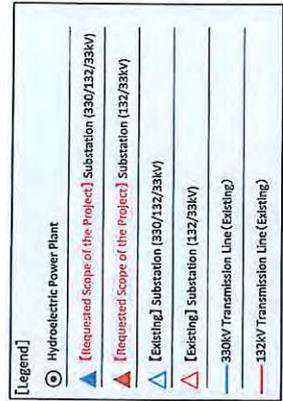
3. Tentative Implementation Schedule of the Project

The tentative implementation schedule is shown in Table-3-1. In case that the Project is adapted by the Japanese Government, the Project will proceed as follows in the earliest scenario. It is important for both sides to understand that the tentative implementation schedule does not assume a commitment for the future implementation of the Project.

4. Drawings

The outline drawings are followed after the Table-3-1 Tentative Implementation Schedule.

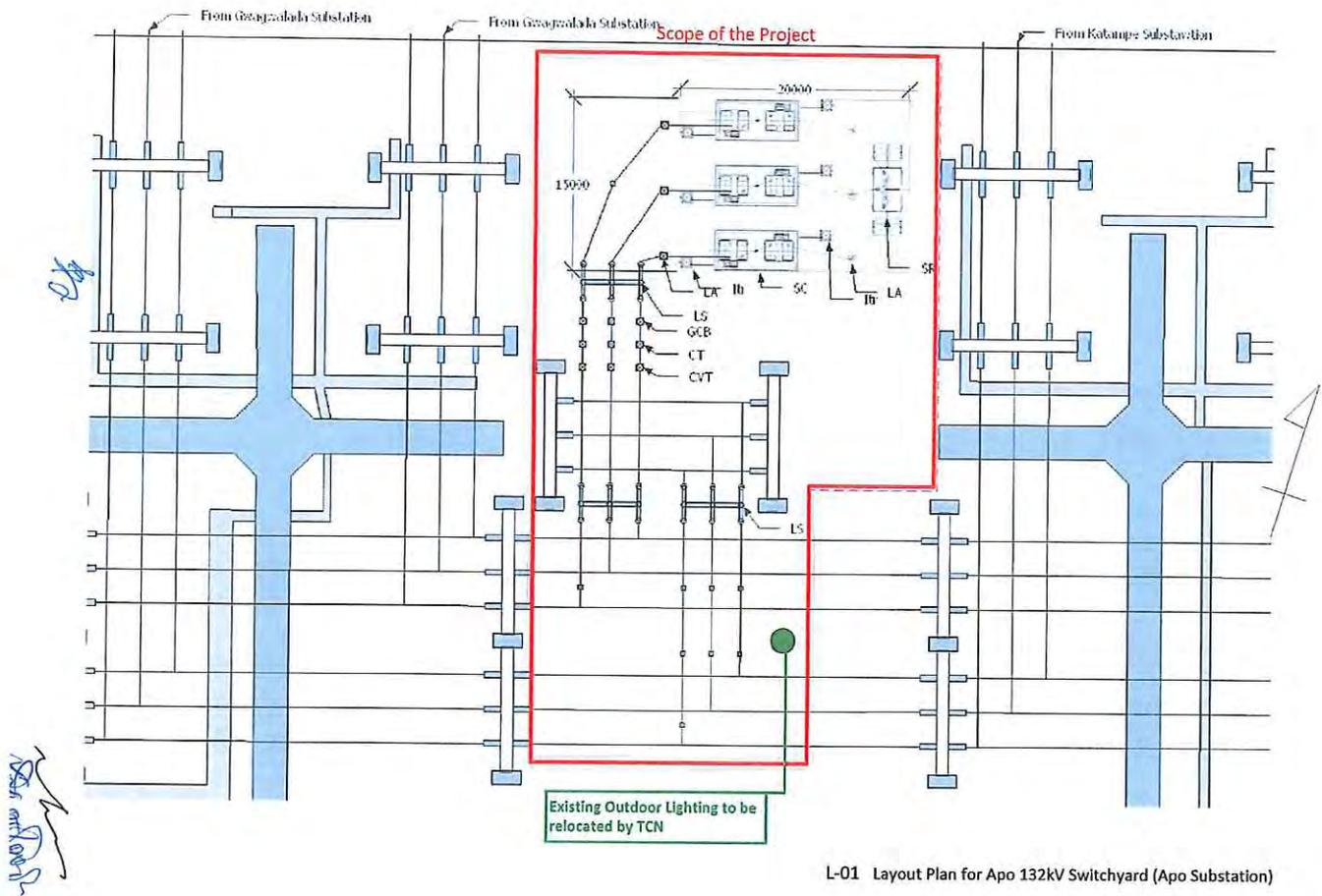
14



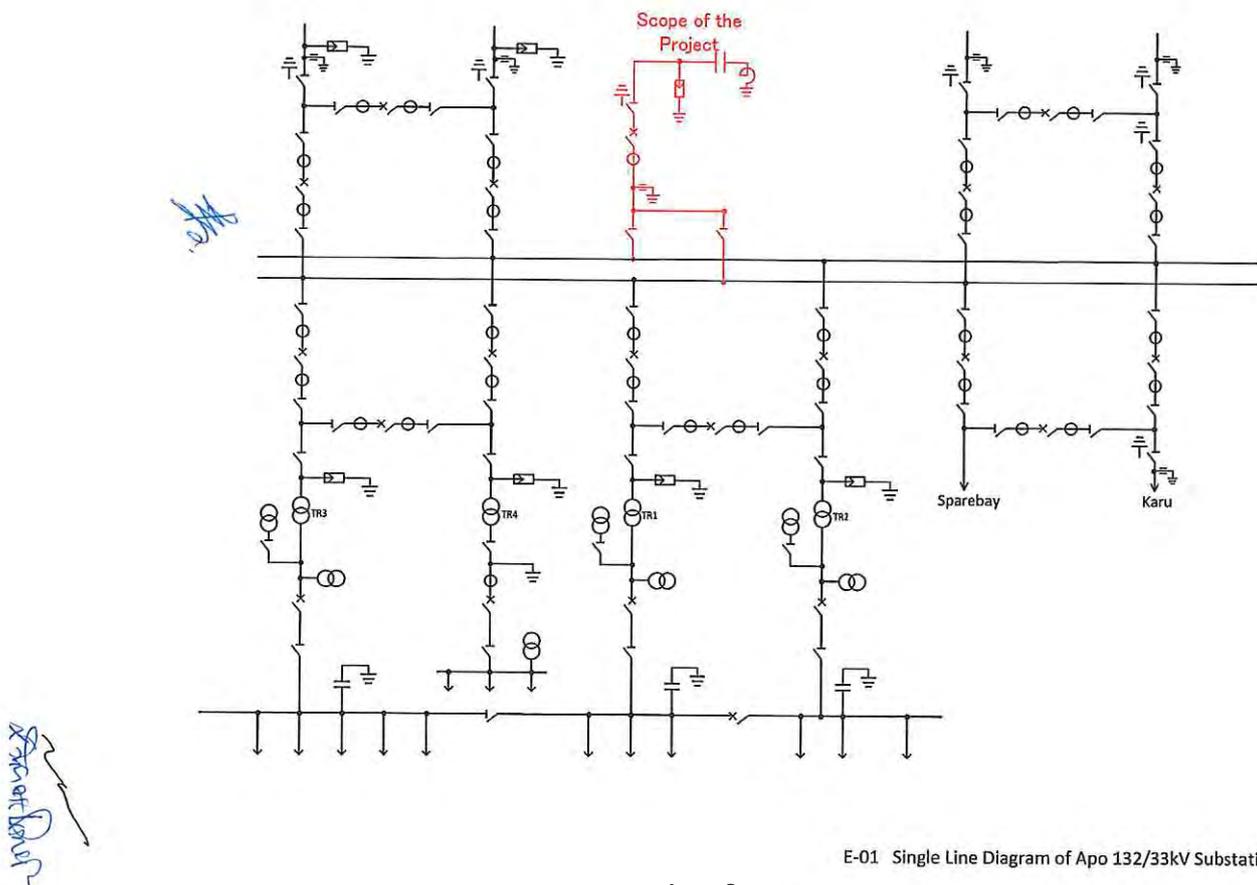
G-01 Location of the Proposed Substations for the Project

Table 3-1 Tentative Implementation Schedule

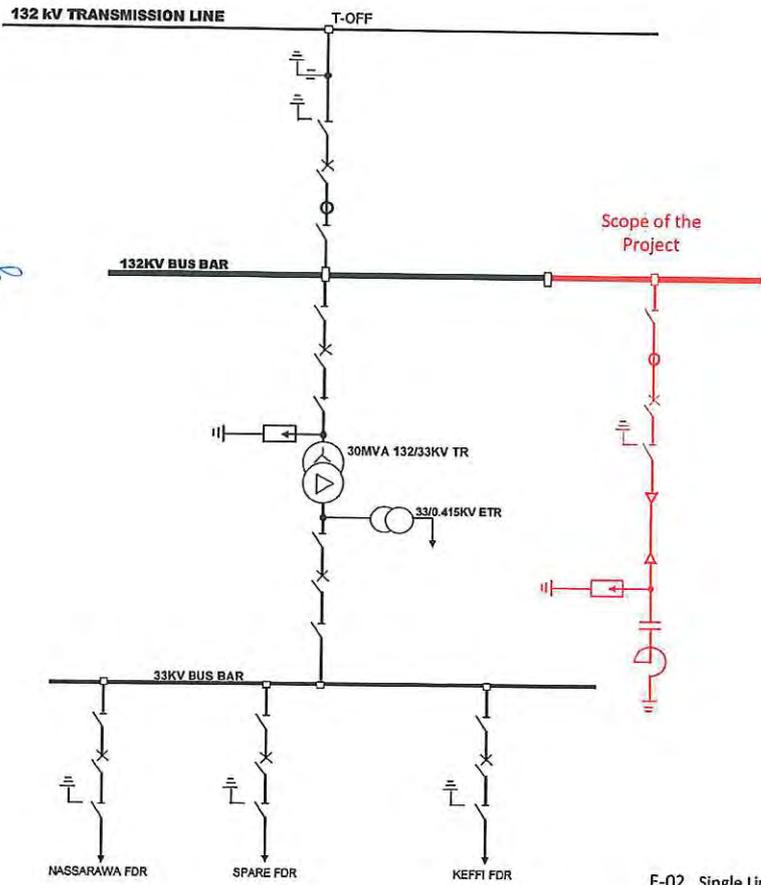
	FISCAL YEAR		2015												2016												2017												2018												Remarks
	CALENDAR YEAR		2015			2015			2016			2016			2017			2017			2018			2018																											
	CALENDAR MONTH		8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4																
ACCUMULATE MONTH		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32																	
Contract	Exchange of Notes for the Project																																																		
	Grant Agreement for the Project																																																		
	Consulting Services Agreement																																																		
Detailed Design	Reconfirmation of the Site Situations																																																		
	Preparation of the Tender Documents (T/D)																																																		
	Approval of the T/D by the Nigerian side																																																		
	Distribution of the Tender Documents																																																		
	Tender Opening																																																		
Procurement of Equipment	Tender Evaluation and Obtaining of approval from DOJ & JIC																																																		
	Construction Contract with the successful tenderer																																																		
	Kick-off meeting with the Contractor																																																		
	Confirmation of the progress of work items by the Nigerian side																																																		
	Preparation and approval of shop drawings																																																		
Installation of equipment	Fabrication/procurement of the capacitor bank (Aco S/S)																																																		
	Fabrication/procurement of substation equipment (Aco S/S)																																																		
	Fabrication/procurement of the capacitor bank (Kafi S/S)																																																		
	Fabrication/procurement of substation equipment (Kafi S/S)																																																		
	Marine transportation, customs clearance, inland transportation																																																		
	1. Kafi 132/33 kV Substation																																																		
	(1) Earthing work																																																		
	(2) Foundation work																																																		
	(3) Substation equipment installation work																																																		
	(4) Capacitor bank installation work																																																		
	(5) Panel and low voltage cables installation work																																																		
	(6) Test and adjustment of substation																																																		
	(7) Initial operation training																																																		
	2. Aco 132/33 kV Substation																																																		
(1) Earthing work																																																			
(2) Foundation work																																																			
(3) Substation equipment installation work																																																			
(4) Capacitor bank installation work																																																			
(5) Panel and low voltage cables installation work																																																			
(6) Test and adjustment of substation																																																			
(7) Initial operation training																																																			
3. Commissioning																																																			



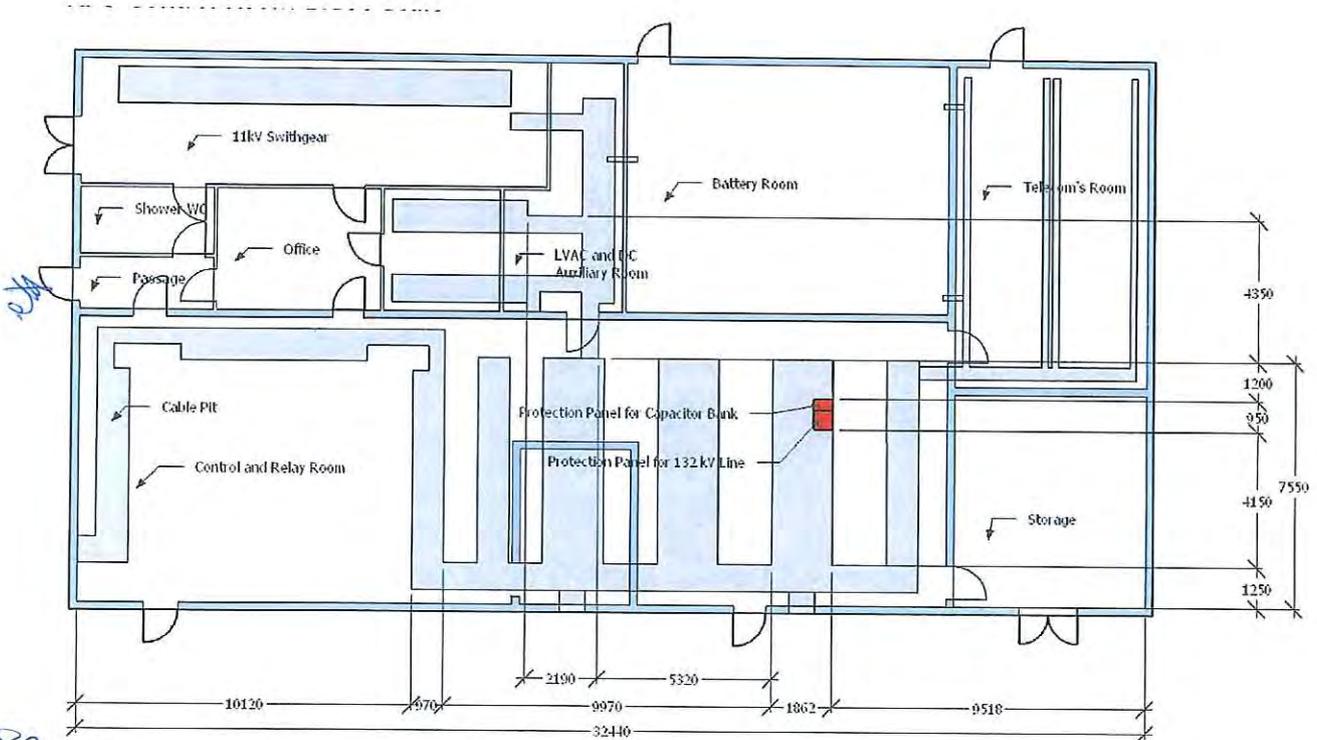
L-01 Layout Plan for Apo 132kV Switchyard (Apo Substation)



E-01 Single Line Diagram of Apo 132/33kV Substation

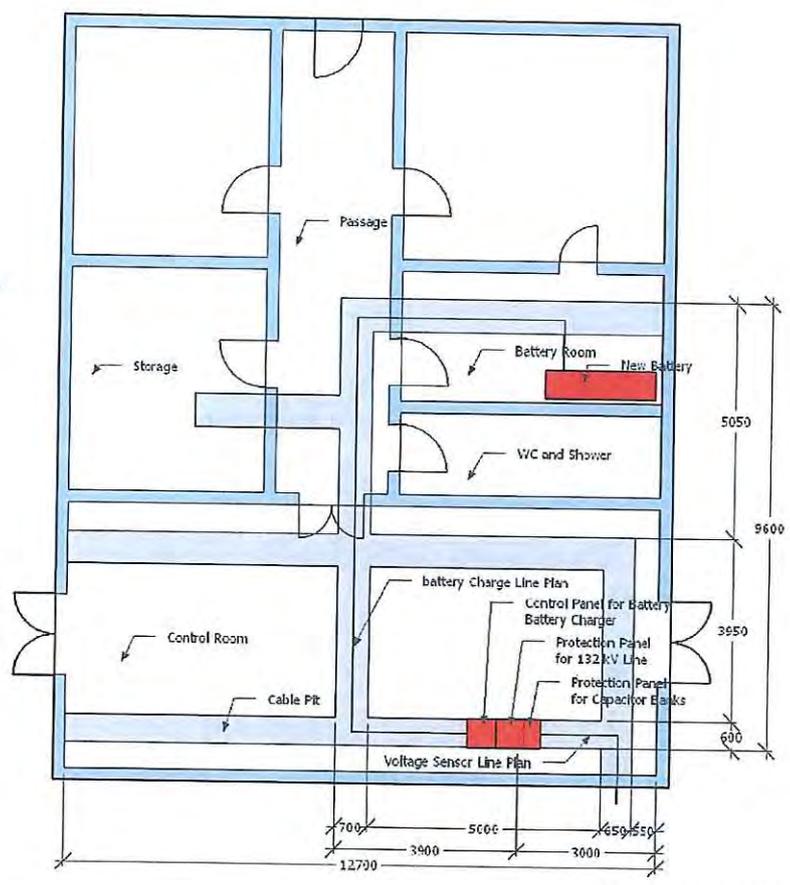


E-02 Single Line Diagram of Keffi 132/33kV Substation



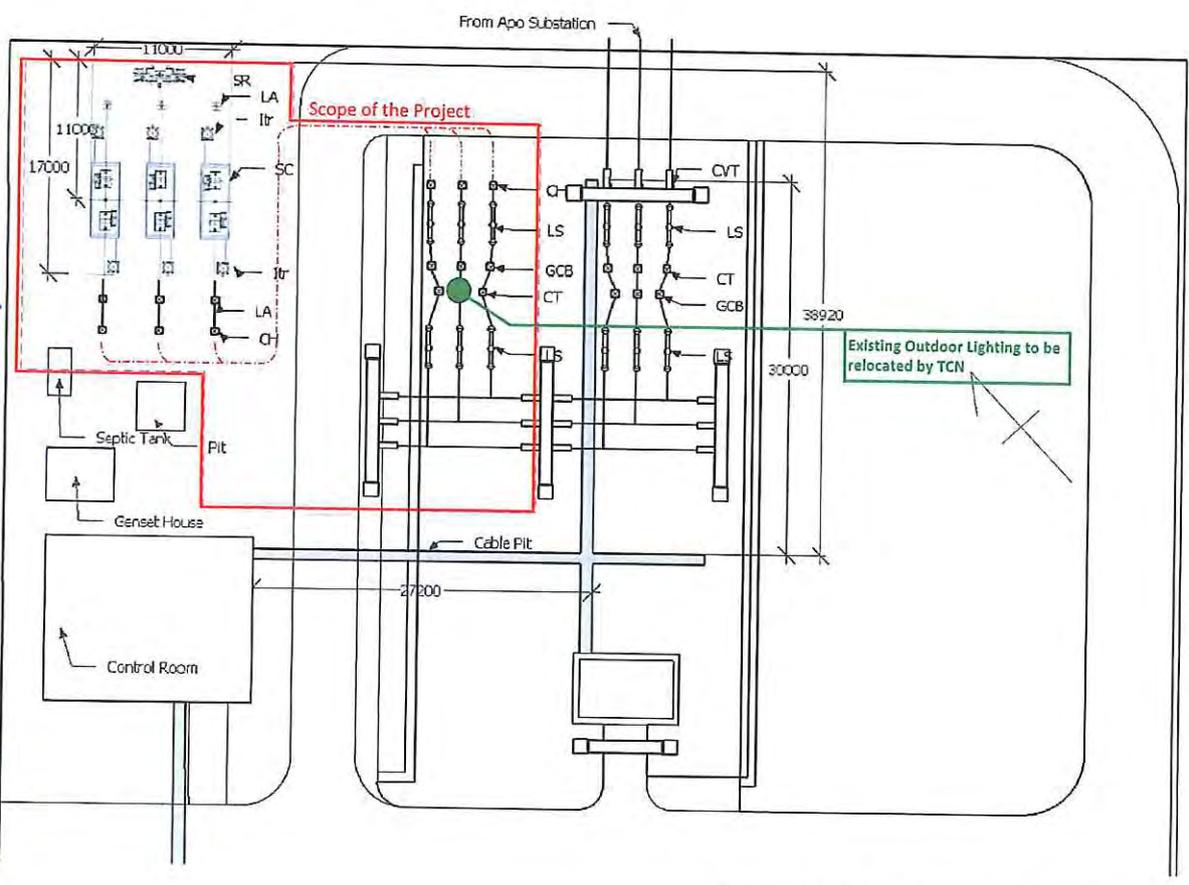
L-02 Layout Plan for Control Room (Apo Substation)

Handwritten notes:
 1/20
 S. Prakash



L-04 Layout Plan for Control Room (Keffi Substation)

Handwritten notes:
 1/20
 S. Prakash

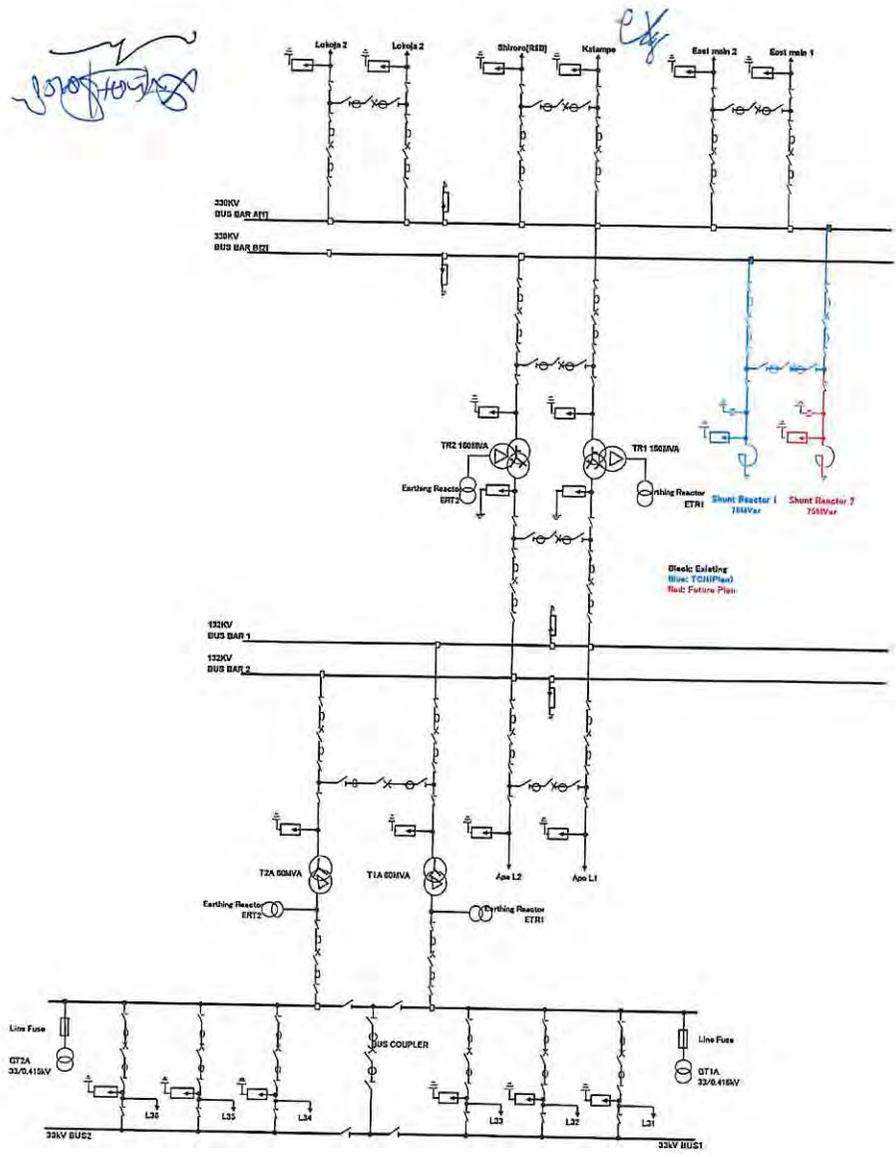


L-03 Layout Plan for 132kV Switchyard (Keffi Substation)

Handwritten signature

Handwritten initials

A - 8 - 13



E-03 Single Line Diagram of Gwagwalada 330/132/33kV Substation (For Reference)