エチオピア連邦民主共和国
エチオピア電 力 公 社
エチオピア電力事業体

エチオピア連邦民主共和国
アジスアベバ送配電網情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

平成 29 年 8 月
（2017 年）

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社ニュージェック

ア フ
J R
17-019

エチオピア連邦民主共和国　アジスアベバ送配電網情報収集・確認調査

ファイナルレポート

目　次

第 1 章 アジスアベバ首都圏の電力事情 1
1.1 送配電網整備の必要性の背景 1
1.2 送配電関連基本指標 3
1.2.1 送配電設備の電圧構成 3
1.2.2 供給信頼度 3
1.2.3 サービス品質 4
1.2.4 配電ロス 5
1.2.5 送配電網の整備状況 5
1.2.6 他ドナーによる送配電網整備に係る支援状況 6

第 2 章 エチオピアにおける送配電網整備に係る政策 7
2.1 国家政策・計画における送配電網整備（政策上の基本枠組み） 7
2.2 送配電網整備に関する規制等 9
2.2.1 グリッドコード 9
2.2.2 環境ガイドライン 10
2.2.3 設備計画・設置基準 10

第 3 章 アジスアベバ配電マスタープランにおける提案内容 11
3.1 マスタープランの目的 11
3.2 データ、既存設備 12
3.2.1 アジスアベバ首都圏　一般情報 12
3.2.2 アジスアベバ首都圏　送変電設備 14
3.2.3 アジスアベバ首都圏　配電設備 15
3.2.4 状態指標（HI） 17
3.2.5 提案されているプロジェクト内容 19
3.3 提案されている各プロジェクトの実施方法 24
3.4 マスタープランから抽出される課題 27
3.4.1 AADMP 全般に関する課題 27
3.4.2 個別パッケージに関する課題 28
3.4.3 「質の高いインフラ」整備という視点での課題 28
3.5 アジスアベバ首都圏送配電網整備に対し提案可能な本邦技術 30

第 4 章 首都圏の送配電網整備状況の分析及び我が国協力の方向性等に係る提言 35
4.1 アジスベバ首都圏における送配電網整備状況の分析 35
4.1.1 変電設備の現地調査結果 35
4.1.2 配電設備の現地調査結果 40

4.1.3 本邦技術の検討結果（変電） 50
4.1.4 本邦技術の検討結果（配電） 52

4.2 我が国協力の方向性等に係る提言 56
4.2.1 円借款として案件形成予定のパッケージに係る内容の精査 56
4.2.2 円借款として案件形成予定のパッケージに係る本邦企業受注可能性の見極め 64
4.2.3 アジスアベバ首都圏送変電分野における案件形成可能性の見極め 65
4.2.4 我が国協力の方向性等に係る提言 67

添付資料

添付資料－1　調査団員名簿
添付資料－2　調査実績行程
添付資料－3　関係者（面会者）リスト
添付資料－4　収集資料リスト
添付資料－5　キックオフミーティング議事録
添付資料－6　Black Lion 変電所 単線結線図・レイアウト図
添付資料－7　Kaliti I 変電所 単線結線図・レイアウト図
添付資料－8　パッケージ 5　対象候補エリア（Item B）
添付資料－9　パッケージ 5　対象候補エリア（Item C）
添付資料－10　Express way 単線結線図
添付資料－11　EEP・EEU 詳細組織図
添付資料－12　SCADA 説明資料

図リスト

図 1-1 地域毎の最大電力需要の推移 1
図 1-2 送配電設備の電圧構成 3
図 2-1 EEP の組織図 7
図 2-2 EEU の組織図 8
図 2-3 送電系統における周波数維持基準 9
図 2-4 設備計画プロセス 10
図 3-1 AADMP 各種資料の関係図 12
図 3-2 調査対象エリア 13
図 3-3 アジスアベバ首都圏中央部　送電系統概要 14
図 3-4 計画・進行中プロジェクトのコンセプト 20
図 3-5 リハビリ・短期拡充計画のコンセプト 21
図 3-6 中期拡充計画のコンセプトの一例 1 21
図 3-7 中期拡充計画のコンセプトの一例 2 22
図 3-8 AIC 都市モデル 23
図 3-9 AIC 郊外モデル 23
図 3-10 AADMP から AADMP Ic/R へのパッケージ落とし込みのイメージ図 24
図 3-11 高品質な配電システムの構成要素 28
図 3-12 AADMP の課題・解決策・実現方法 30
図 3-13 AMT と CRGOT の効率特性比較 31
図 3-14 ピンポストがいし 32
図 3-15 耐汚損性能比較 32
図 3-16 ミャンマーにおける時限順送式開閉器導入前後の停電時間比較 33
図 3-17 タンク型電力用コンデンサ 33
図 3-18 缶型電力用コンデンサ 33
図 3-19 GIS 屋外・屋内タイプの一例 34
図 4-1 電力用変圧器（愛知電機製） 36
図 4-2 引込送電線 36
図 4-3 新 ADC 変電所　前面通り 36
図 4-4 新 ADC 変電所位置 36
図 4-5 ADC 変電所　計画変更の流れ 37
図 4-6 ADE 変電所　変圧器と GIS 38
図 4-7 ADE 変電所　引込送電線 38
図 4-8 NIF 変電所　SAS 構成図 38
図 4-9 NIF 変電所　引込送電線 38

図 4-10　230/132kV　単巻変圧器 39
図 4-11　132kV　引出送電線 39
図 4-12　230kV　開閉器ヤード 39
図 4-13　RTU (Micom C264) 39
図 4-14　BLL 変電所 40
図 4-15　変電所位置図 40
図 4-16　配電設備の構成 41
図 4-17　Express way の基本構成 42
図 4-18　Sw/St 42
図 4-19　15kV フィーダー遮断器盤 43
図 4-20　ADC 変圧器の日負荷曲線 44
図 4-21　ADC の Express way の引出状況 44
図 4-22　旧方式のフィーダー引出柱 44
図 4-23　プロジェクトにより設備更新中 45
図 4-24　ADE 変電所の変圧器（6 MVA） 45
図 4-25　Express way の引出設備 45
図 4-26　配電設備状態調査票の一例 46
図 4-27　配電設備状態調査の妥当性確認状況 46
図 4-28　変電所運転員 47
図 4-29　系統運用に関連する現状の連絡体制 47
図 4-30　DCC 運転員 48
図 4-31　配電線管理システム 48
図 4-32　変圧器修理ライン 49
図 4-33　コイル巻き線機 49
図 4-34　円筒コイル 49
図 4-35　角形コイル 49
図 4-36　変圧器のストック 50
図 4-37　新 ADC 変電所　平面図（案） 51
図 4-38　15kV 電力用コンデンサ　ADE 変電所 52
図 4-39　CRGOT に対する AMT のコスト比較例 54
図 4-40　ピンポストがいし（下段）の使用状況 55
図 4-41　低ロス電線の断面図 56
図 4-42　送電線ルート（ADC S/S～Kaliti I S/S） 58
図 4-43　パッケージ 5　配電設備改修対象候補（Item A） 59
図 4-44　パッケージ V の基本的・構造的問題点 62
図 4-45　各工事要素の数量把握における課題 63

図 4-46 パッケージVを次の検討段階に進めるにあたっての問題点 64
図 4-47 BLL 変電所～ADC 変電所への地中送電線新設ルート図（案） 67

表リスト

表 1-1　アジスアベバ首都圏　中圧配電線状況の一例 2
表 1-2　主要な供給信頼度指標の推移 3
表 1-3　サービス品質指標の基準値 4
表 1-4　許容電圧範囲 4
表 1-5　配電ロス改善の目標 5
表 1-6　各ドナーによる開発活動 6
表 2-1　GTP における部門の開発目標 9
表 3-1　変圧器 HI の一例 15
表 3-2　アジスアベバ首都圏の配電設備概要 15
表 3-3　アジスアベバ首都圏の配電線評価の一例 16
表 3-4　配電用変圧器の状態調査結果の一例 16
表 3-5　配電用変圧器　状態指標（HI）調査テーブル（配電用変圧器） 18
表 3-6　重み付け指標の一例（電力用変圧器） 19
表 3-7　計画・進行中プロジェクトの概要 20
表 3-8　平均増分コスト AIC 一覧（USD/kW） 22
表 3-9　パッケージ工事概要・調達手法の概要 26
表 3-10　アジスアベバ首都圏に適用可能性がある本邦技術一覧 31
表 3-11　AMT 対応可否のメーカ確認結果 32
表 3-12　コンデンサの特徴比較表 34
表 4-1　アジスアベバ首都圏の変圧器施設台数 53
表 4-2　AMT 導入に関する採算計算の諸元 53
表 4-3　AMT 導入に関する採算計算結果 54
表 4-4　円借款事業としての内容の精査結果 57
表 4-5　パッケージ 5　配電設備改修の内容（案） 59
表 4-6　パッケージ 5　配電設備改修対象候補（Item B） 60
表 4-7　パッケージ 5　配電設備改修対象候補（Item C） 61
表 4-8　本邦技術の導入に関する見極め結果 65
表 4-9　案件形成可能性の見極め 66
表 4-10　候補案件リスト（追加分） 66
表 4-11　BLL 変電所～ADC 変電所への送電線の主な仕様（案） 66

略　語　表

略語	正式名称	日本語
AADMP	Addis Ababa Distribution Master Plan Study Final Report	アジスアベバ　配電網マスタープラン
AADMP Ic/R	Addis Ababa Distribution Master Plan Study Amendment One Inception Report – Final	アジスアベバ　配電網マスタープラン 付録　インセプションレポート
AADMP IT/R	Addis Ababa Distribution Master Plan Study Interim Report	アジスアベバ　配電網マスタープラン 中間報告書
AADRUP	Addis Ababa Distribution Rehabilitation and Upgrade Project	アジスアベバ配電網リハビリテーション＆アップグレード事業
AAHVRUP	Addis Ababa High Voltage Rehabilitation and Upgrading Project	アジスアベバ高圧送電線リハビリテーション＆アップグレード事業
ADC	Addis Centre (Substation)	Addis Center（変電所）
ADE	Addis East (Substation)	Addis East（変電所）
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
AIC	Average Incremental Cost	平均増分コスト（$/kW）
AIS	Air Insulated Switchgear	気中絶縁開閉装置
AMT	Amorphous Alloy Core Transformers	アモルファス変圧器
BLL	Black Lion (Substation)	Black Lion（変電所）
BSP	Bulk Supply Points	超高圧変電所
CRGOT	Cold Rolled Grain Oriented Electrical Steel Transformer	冷間圧延された結晶構造ケイ素鋼芯を用いた従来型変圧器
DCC	Distribution Control Center	配電系統の指令所
DMS	Distribution Management System	配電設備管理システム
EEA	Ethiopian electricity Agensy	エチオピア電力庁
EEP	Ethiopia Electric Power	エチオピア電力公社
EEU	Ethiopia Electric Utility	エチオピア電力事業体
EPC	Engineering Procurement and Construction	設計・調達・建設（コントラクタによる包括的な工事）
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment	環境社会影響評価
ESMP	Environmental and Social Management Plan	環境社会管理計画
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GTP	Growth and Transformation Plan	5 ヵ年開発計画（意訳）
HI	Health Index	状態指標
HV	High Voltage	高圧
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人　国際協力機構
LRT	The Light Rail Transit	軽鉄道輸送
LV	Low Voltage	低圧
MoWIE	Ministry of Water, Irrigation and Energy	水灌漑エネルギー省
MV	Medium Voltage	中圧
NDC	National Dispatch Center	全土電力指令所
P/B	Parsons Brinckerhoff	パーソンズ・ブリンカホフ社
RAP	Resettlement Action Plan	住民移転行動計画
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	需要家 1 件当たりの年間停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	需要家 1 件当たりの年間停電回数
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御およびデータ収集システム
Sw/St	Switching Station	スイッチングステーション
TSRUP	Transmission and Substations Rehabilitation and Upgrading Project	送変電リハビリテーション＆アップグレード事業

第 1 章　アジスアベバ首都圏の電力事情

1.1　送配電網整備の必要性の背景

エチオピア連邦民主共和国（以下、エチオピア）は、アフリカ第 2 位の人口（9,939 万人、2015 年世銀）と高い人口増加率（2.5%、2014 年世銀）を有しており、過去 10 年の平均 GDP 成長率も 10.9%と高い経済成長率を維持している。

こうした順調な経済成長に伴い、産業拠点ならびに住宅整備が進行し、アジスアベバ行政区ならびに半径約 50km に含まれる周辺地域（以下、アジスアベバ首都圏）における電力需要は、835MW（2014 年）から 3,576MW（2034 年）と今後も高まっていく見込みである [1]。最大電力需要の推移を図 1-1 に示す。

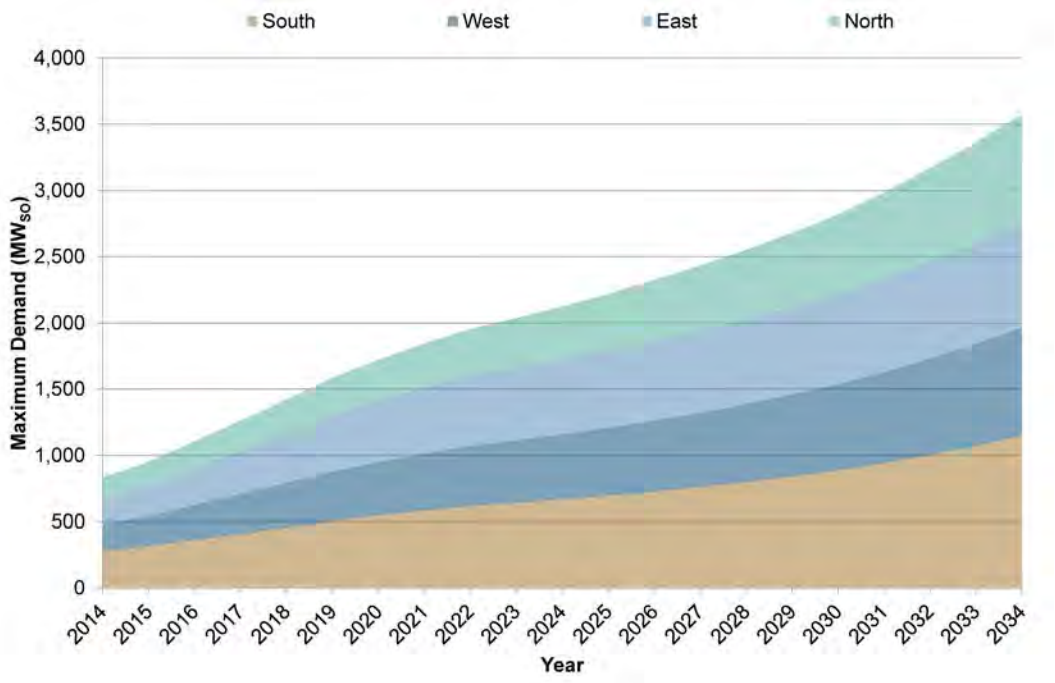


図 1-1 地域毎の最大電力需要の推移

出典：AADMP Volume 1 Part 2

首都アジスアベバにはアフリカ連合や国連アフリカ経済委員会の本部が置かれるなど、エチオピアだけでなく、アフリカ地域外交の中心地となっており、停電や電圧の変動が少ない良質な電気の供給が必要となっている。

1　AADMP Volume 1 Part 2

このような状況に対し、表 1-1 に示すようにアジスアベバ首都圏の配電線では、過負荷や電圧降下限度の超過が多く発生しており、電力需要の増加に対し既存送配電網の容量は既に限界に達しつつある。

表 1-1 アジスアベバ首都圏 中圧配電線状況の一例

Substation	Feeder	Voltage Issues	Loading Issues	Minimum Voltage (pu)	Loading Issues (% of Conductor Rating)
Addis Alem	ALM-15-01	レ	X	91.48	-
Addis Alem	ALM-15-02	レ	X	91.49	-
Addis Center	ADC-15-04	レ	レ	91.18	179.6
Addis Center	ADC-15-07	レ	レ	94.38	173.8
Addis Center	ADC-15-10	X	レ	-	181.1
Addis Center	ADC-15-14	X	レ	-	111.7
Addis East	ADE-15-02	X	レ	-	143
Addis North	ADN-15EW-04	レ	レ	94.61	174.2
Addis West	ADW-15-01	X	レ	-	116
Addis West	ADW-15-02	X	レ	-	149.6
Addis West	ADW-15-04	X	レ	-	108.9
Bella	BEL-15-04	レ	レ	91.55	290.5

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 2

アジスアベバ首都圏送配電網においては、以下のような問題点が存在する。

- 容量不足： 電力需要の急激な増加によって配電線容量、変電所の変圧器容量が限界に達している。
- 供給信頼度と品質の低下： 高経年化設備が多く、一部機器は標準寿命を超過している。また、膨大な設備に対してメンテナンスが行き届いておらず、機器の更なる劣化による頻繁な停電や供給電圧の低下が発生している。
- 高い配電ロス： 容量不足、機器の劣化などにより、約 19%（2014 年）の高い配電ロスが発生している [2]。

エチオピアが今後とも継続的な経済成長を図るためには、アジスアベバ首都圏の電力事情改善をモデルケースとして、そこから得られた経験・知識を基にエチオピア全体の電力事情を改善していく流れのイチシアチブを取っていくことが非常に重要になると考える。

2 AADMP Volume 1 Part 2

1.2 送配電関連基本指標

1.2.1 送配電設備の電圧構成

アジスアベバ首都圏に電力を供給する送電網は、400, 230, 132, 45kV の送電線で構成されている。配電網は、132/33kV、132/15kV、45/15kV のそれぞれの変圧比で降圧され、33kV と 15kV の中圧配電線で構成されている。
低圧需要家への供給は、3 相 4 線式の配電線により 400V または 230V、周波数は 50Hz にて行われている。（図 1-2）

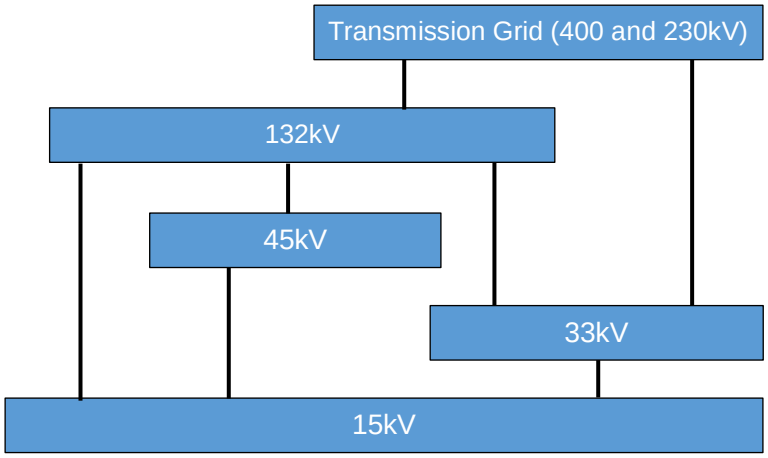


図 1-2 送配電設備の電圧構成

出典：AADMP Volume 2 Part 2

1.2.2 供給信頼度

エチオピアの供給信頼度レベルは、表 1-2 のような推移を示している。この数値は、日本の供給信頼度レベルと比較して相当に低い状態である [3]。

表 1-2 主要な供給信頼度指標の推移

Parameter	Unite of measure	2007	2008	2009
Frequency of Outage / planned	Freq/customer/year (times)	20	10	5
Duration of Outage / planned	Dur./customer/year (hours)	10	7	5
Frequency of Outage / forced	Per cust./year (times)	50	25	15
Duration of Outage / forced	Per cust./year (hours)	22	21	20

出典：”Electricity sector regulation ETHIPOIA”, East Africa Power Industry Convention 2007, Addis Ababa, ETHIOPIA

3 RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISRIK 2004-2013 Project Report: THA 26371, ADB

1.2.3 サービス品質

エチオピアにおいて設定されている各種サービス品質を表 1-3 に示す。この表によると、事故時の復旧時間は 2 時間となっている。このレベルは、表 1-2 に示す供給信頼度指標に影響を及ぼすものであり、系統構成やその運用方法によって左右される指標項目である。

配電系統の 1 次電圧（中圧）は、公称電圧の±10%の変動を許容している。これに対し、アジスアベバ首都圏送配電網マスタープラン（Addis Ababa Distribution Master Plan Study Final Report : 以下、AADMP）では事故時の供給電圧を考慮して±5%で検討を行っている [4]。需要家への供給電圧（低圧系統）の許容範囲は、AADMP において表 1-4 に示す値が推奨されている。

表 1-3 サービス品質指標の基準値

Service Quality Standards: Distribution & Sales, March 2006

Restoring a supply following a distribution system failure	2 hours
Providing an estimate of charges	3 days
Giving notice of supply interruption	24 hours
Voltage problems:	
✓ Investigate & replay	15 days
✓ Solution	
Simple work	3 months
Complex work	1year
Responding to queries about meter accuracy	15 days
Responding to queries from customers	5 days
Providing a new supply, improving or relocating existing supply installation	
✓ Single phase	4 days
✓ Three phase	13 days
Reconnecting meters following payment	24 hours
Meter reading	Every month
Responding to customer complaints	10 days

出典：“Electricity sector regulation ETHIPOIA”, East Africa Power Industry Convention 2007, Addis Ababa, ETHIOPIA

表 1-4 許容電圧範囲

Nominal Voltage	Lowest Service Voltage	Highest Service Voltage
400V	360V (-10%)	440V (+10%)
240V	216V (-10%)	264V (+10%)
15kV	13.5kV (-10%)	16.5kV (+10%)
33kV	29.7kV (-10%)	36.3kV (+10%)

出典：AADMP IT/R Volume 3 Part 1

4 AADMP Volume 2 Part1

1.2.4 配電ロス

アジスアベバ首都圏内の配電ロスは 20%～22.7%と推定され、国際平均 12～13%に比しても高い水準である[5,6]。これに対し、エチオピア電力公社（Ethiopia Electric Power：以下、EEP）では AADMP のプロジェクトを通じ、表 1-5 に示す改善を行う計画としている。

表 1-5 配電ロス改善の目標

Year	Technical Loss (%)	Non- Technical Loss (%)	Total (%)
2017	12.9	3.0	15.9
2034	8.0	1.0	9.0

出典：AADMP Volume 1 Part 2 より調査団作成

配電ロスの経済的評価の基になるロス単価は、料金実績から見て約 0.06USD と考えられる。これは低圧需要家の料金単価であるが、これにはエチオピア政府からの補助が含まれているため、AADMP では、発電端単価を考慮し配電ロス単価を 0.09USD として検討を実施している[7]。

1.2.5 送配電網の整備状況

前述したように、アジスアベバ首都圏では人口予測と開発計画により、電力需要が 835MW（2014 年）から 3,576MW（2034 年）まで増加することが予測されている[8]。拡大する電力需要に対応するため、近年、発電分野での投資により数多くの発電プラントが新規稼動した結果、現状では十分な発電容量を保有している。さらに、豊富な埋蔵水力量を活かし外貨獲得のため隣国への電力輸出を考慮した電源開発も実施されている。

一方で、上述のような急速な経済成長に対し、送配電分野においては変電所を含めた送配電網の整備不足から、接続待ちの需要家が多数存在するなど、電力需要の増加に対応しきれない結果となっている。今後の更なる経済成長に対応するためには、変・送配電網の整備がアジスアベバ首都圏の電力セクターにおける喫緊の課題である。

これに対し、アジスアベバ首都圏の変・送配電設備は、一部で 30～40 年以上の経過がみられるなど老朽化の進展と過負荷が発生しており、効率的・高信頼度の供給ができない状態になっている。例えば、2015 年 1 月以降のデータでは、15kV 配電線の断線や変電所遮断器の動作により、週平均 42 回の停電が発生している[9]。このような配電設備の事故復旧に対し、十分に機能する配電系統制御システムが整備されていない。

5 Addis Ababa, Ethiopia Enhancing Urban Resilience, 2015 年 7 月－GFDRR
6 AADMP Volume 1 Part 1
7 AADMP Volume 2 Part 1
8 AADMP Volume 1 Part 2
9 Addis Ababa, Ethiopia Enhancing Urban Resilience, 2015 年 7 月－GFDRR

このような状況に対し、送・配電線および変電設備は緊急の改修が必要であり、また、今後の需要増加に対処するために早急な設備増強が求められる。

1.2.6 他ドナーによる送配電網整備に係る支援状況

アジスアベバ首都圏内電力設備の上述のような問題点に対処するため、各ドナーによる支援が種々実施されてきた。その一例を表 1-6 に示す。

表 1-6 各ドナーによる開発活動

Type	Title	Sponsor	Partners	Primary Government Counterpart	Time Period
Technical Assistance	Ethiopia Urbanization Review	World Bank		Ministry of Urban Development, Housing and Construction	2015
Technical Assistance	Ethiopia Energy Sector Review and Strategy	World Bank		Ministry of Water and Energy	Forthcoming
Strategy Document	Development of Energy Efficiency in Three Pilot Cities in Sub-Saharan Africa-Addis Ababa	World Bank	Camco-Clean Energy, Verco	Addis Ababa City Council	2014
Infrastructure Project	Ethiopia Electricity Network Reinforcement and Expansion Project (EENRP)	World Bank		Ministry of Water and Energy, Ethiopian Electric Power (EEP) Development Bank of Ethiopia	Approved 2012
Technical Assistance	Ethiopia: Addis Ababa Urban Profile	UN-Habitat		Ministry of Finance and Economic Development	2008

出典：Addis Ababa, Ethiopia Enhancing Urban Resilience, July 2015: GFDRR

上述の支援活動の一環として、AADMP と共に Addis Ababa Distribution Rehabilitation & Upgrading Project（以下、AADRUP）、Addis Ababa High Voltage Rehabilitation & Upgrading Project（以下、AAHVRUP）、Transmission and Substations Rehabilitation and Upgrading Project（以下、TSRUP）等が、アジスアベバ首都圏の送配電網拡張計画として進行しており、AADMP で関連する箇所については上記各種プロジェクトと協調した提案が行われている。

また上記以外の最近の支援状況を下記に示す。

- 世界銀行が電力系統の拡充に 2 億ドルの融資を行うことを承認した（2016 年 5 月 27 日）。工事内容としては 230kV の送電線新設、変電所 3 ヵ所の新設、低圧・中圧配電線の新設など。

- アフリカ開発銀行（African Development Bank：以下、AfDB）が 1.05 億ドルの融資を行うことを決定した（2016 年 7 月 15 日）。工事内容としては、230kV 送電線新設、変電所 2 ヵ所の増強、高圧・低圧配電線の新設など。

第 2 章　エチオピアにおける送配電網整備に係る政策

2.1　国家政策・計画における送配電網整備（政策上の基本枠組み）

エチオピアでは 1997 年に法改正（Electricity Proclamation No.86）が行われ、エチオピア電力公社（Ethiopia Electric Power Corporation：以下、EEPCo）として民営化されるとともに、発電部門が自由化された。また同時に電力事業の規制当局として、エチオピア電力庁（Ethiopia Electricity Agency：以下、EEA）が新設され、事業ライセンス、投資ライセンス、送変電アクセスなどに関する規制を行っている [10]。その後、EEPCo は、2013 年 12 月に、発電と送電を担う EEP と配電を実施するエチオピア電力事業体（Ethiopian Electricity Utility：以下、EEU）の二つの組織に分離された。

本調査における主な関係機関である EEP・EEU の組織図を図 2-1、図 2-2 に、また EEP・EEU の詳細組織図を添付資料－11 に示す。

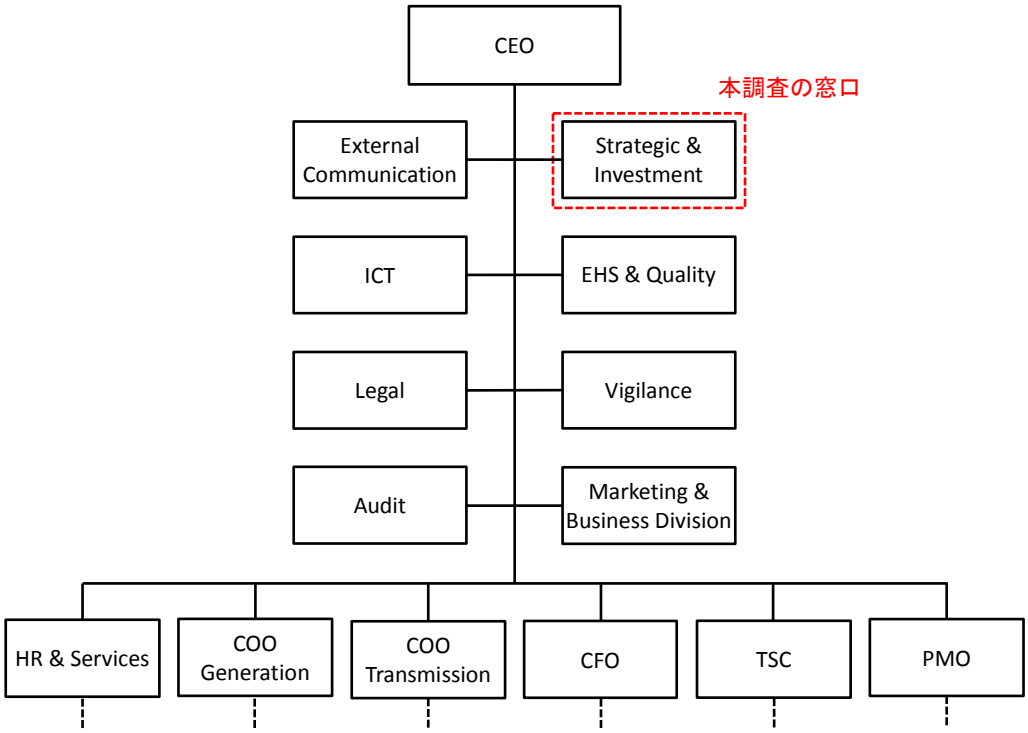


図 2-1 EEP の組織図

出典：EEP

10 海外電力調査会「海外諸国の電気事業 第 2 編、エチオピア連邦民主共和国」

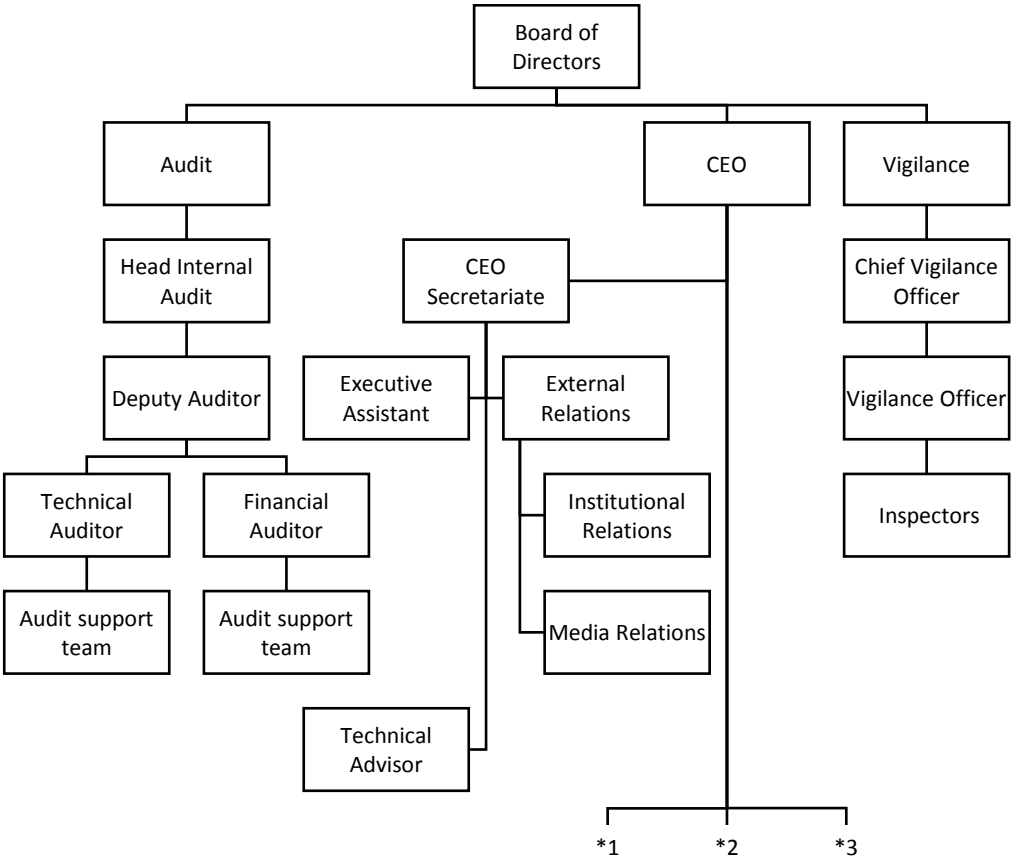


図 2-2 EEU の組織図

出典：EEP

エチオピア政府は 2002 年に重債務貧困国（HIPC）の認定を受け、貧困削減のための国家開発計画を策定してきた。国家開発計画の策定を担当する財務経済発展省（Ministry of Finance and Economic Development）は 2010 年 9 月に運輸、エネルギー、通信など多岐の分野における開発計画である「5 か年開発計画（Growth and Transformation Plan：以下、GTP）」を策定した。

GTP では第 1 次計画期間（2010/11～2014/15）において、公共サービスの質の向上に力を入れており、特にインフラ開発、社会開発と教育人材開発が強調されている。

電力セクターにおいては、国際標準に適合した安定的で信頼できる電力の供給により、エネルギー需要を満たすことを主要目的に揚げ、新規の水力発電所および地熱発電所の建設、地方電化拡充に資する既設送電網の拡張、電力ロスの低減のための送配電網の近代化に取り組んできた。具体的には、第 1 次計画期間における電力設備の増強は表 2-1 を目標として実施した。

この GTP は現在第 2 次計画期間（GTPII : 2015/15～2019/20）に入っているが、引き続き重要課題として、送配電網の拡張が継続されている。

表 2-1 GTP における部門の開発目標

Description of Target		2009/10	2014/15
1. Hydroelectric power generating capacity	(MW)	2,000	10,000
2. Total length of distribution lines	(km)	126,038	258,000
3. Total length of rehabilitated distribution lines	(km)	450	8,130
4. Number of consumers with access to electricity		2,000,000	4,000,000
5. Coverage of electricity services	(%)	41	75
6. Total underground power distribution system	(km)	97	150

出典：海外諸国の電気事業、第 2 編（2015）：海外電力調査会

また 1 章で述べたように、アジスアベバ首都圏は人口増加・経済発展が著しく、その継続的な成長を支えるべく Federal Urban Planning Institute が定めた国家レベルでの都市開発方針のもと、Integrated Development Plan（以下、IDP）、Oromia Special Zone Development Plan（以下、OSZP）等の開発計画が進行中であり、特に本情報収集・確認調査業務の対象であるアジスアベバ首都圏においては、多くの住宅、産業分野の開発計画が予定されている。

アジスアベバ首都圏の電力需要は、エチオピア全体需要の 42%（ピーク負荷）を占めている[11]。このことから、送配電網の整備においては、今後もアジスアベバ首都圏に重点が置かれることが想定される。

2.2 送配電網整備に関する規制等

下記にエチオピア送配電網整備に関する規制事項等について記載する。

2.2.1 グリッドコード

グリッドコードは 2016 年 8 月に EEA よりドラフト版として発行されている。情報は多岐に亘っており、系統への接続における電圧、周波数基準からサイバーセキュリティーに至るまで網羅されている。一例として図 2-3 に周波数維持基準を示す。

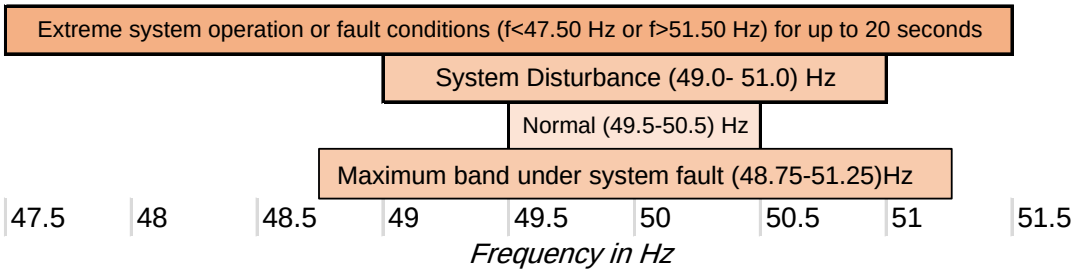


図 2-3 送電系統における周波数維持基準

出典：Ethiopia Nationality Electricity Transmission Grid Code (Draft), EEA August 2016

11 Addis Ababa, Ethiopia Enhancing Urban Resilience, 2015 年 7 月－GFDRR

2.2.2 環境ガイドライン

エチオピアは 1995 年 8 月 21 日に新たに「エチオピア連邦共和国憲法」を制定し、その中でエチオピア国民の健康と環境保護に関するフレームワークを打ち出している。また同様に土地使用の権利と所有権に関しても明言している。環境に関する政策や公布文は多岐に亘っており、都度適切な環境ガイドライン政策等をチェックしていくことが肝要となっている。公布文の例を下記に示す。

・Environmental Impact Assessment Proclamation (Proc. No 299/2002)[12]
・The Expropriation of Landholding for Public Purpose and Payment of Compensation Proclamation (Proc No 455/2005)
・Payment of Compensation for Property Situated on Landholdings Expropriated for Public Purpose, Council Ministers Regulation No. 135/2007

No.299/2002 の公布文は、環境保全局（Environmental Protection Authority）によって行われるプロジェクトの分類分けに従い、必須の環境影響評価（Environmental Impact Assessment：以下、EIA）を作成することを目的としている。よって、新規にプロジェクトを実施する場合はこの公布文に基づき、プロジェクトの分類をチェックすることが肝要になる。

エチオピア連邦共和国憲法では土地所有権の保障をしておらず、移転および土地取得に関しては、憲法により公的目的に関する土地収用の原則が規定されている。詳細な手順、補償等については、上記の No 455/2005、ならびに No. 135/2007 で規定されている。No. 135/2007 の法規では公共目的に関する土地収用については地方政府、行政組織などにより実施されると規定されている。したがって、変電所、送電線の建設などに伴う土地取得は各行政機関において実施されることが想定される。

2.2.3 設備計画・設置基準

AADMP 中で記載されている設備計画・設計基準は International Electrotechnical Commission（以下、IEC）や Institute of Electrical and Electronics Engineers（以下、IEEE）の各種基準に則っており、国際基準から大きく乖離しているところは見受けられない。図 2-4 に計画プロセスを示す。

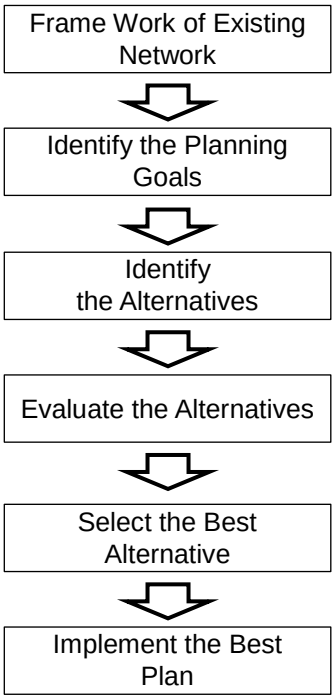


図 2-4 設備計画プロセス

出典：AADMP IT/R Volume 3 Part 1

12 AADMP Volume 5 Part2

第 3 章　アジスアベバ配電マスタープランにおける提案内容

3.1　マスタープランの目的

第 1 章で述べたように今後予想されるアジスアベバ首都圏の急速な電力需要増に対応するため、エチオピア政府は送配電分野への投資の必要性を示し、具体的な目標として送配電網を 16,018km（2014/15 年）から 21,728km（2019/20 年）に拡張することを主要ターゲットの一つとして掲げている。この方針の下、アメリカに本社を置くコンサルタント、Parsons Brinckerhoff（以下、P/B）は EEP からの委託により、2014 年 2 月よりアジスアベバ首都圏の送配電網拡充に向けた調査を実施し、その調査結果を AADMP として 2015 年 9 月に発行した。

AADMP 作成の主たる目的としては下記の通りである。

- 今後 20 年先までを見据えた、安定した電力供給を目的とした電力設備の増強
- 戦略的環境社会評価調査（Strategic Environmental and Social Assessment Study）の実施
- EEP への知識・技術指導
- 配電部門におけるビジネスマネージメントの改善

AADMP 関連の図書としては中間報告書として 2014 年 12 月に発行された“Interim Report”（以下、AADMP IT/R）、AADMP の最終報告書として 2015 年 9 月に発行された“Final Report”、またその要約版として“Executive Summary”がある。また、その 3 か月後に AADMP の内容を受け、工事スコープ・調達手法をより明確化した“Amendment One Inception Report – Final”（以下、AADMP Ic/R）を発行している。各レポート間で工事コストの齟齬、スコープの再設定、各種名称の変更などが見受けられるものの、AADMP のコンセプトを大きく変更するものではないため、最も至近に発行された AADMP Ic/R を軸としつつ AADMP を含む関係図書のレビューを実施した。各種資料の関係図を図 3-1 に示す。

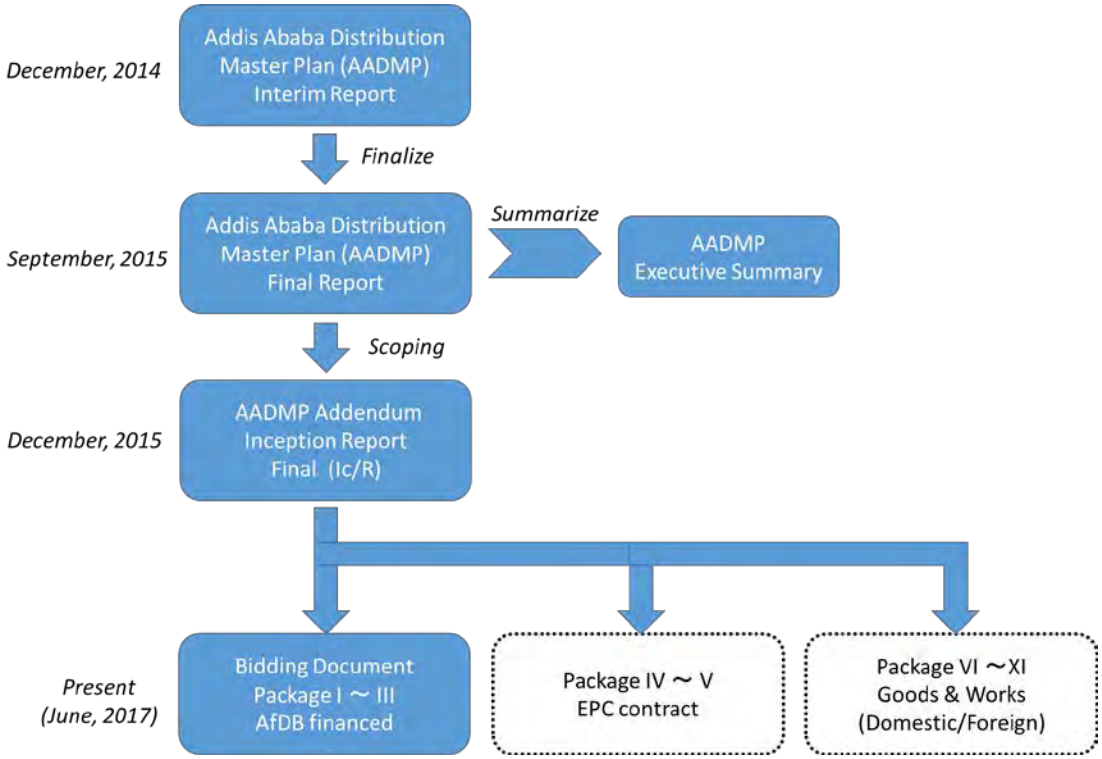


図 3-1 AADMP 各種資料の関係図

3.2 データ、既存設備

3.2.1 アジスアベバ首都圏 一般情報

AADMP では、首都アジスアベバを含むアジスアベバ自治区ならびに、面積、人口共にエチオピア最大のオロミア州のうち、アジスアベバ中心部から半径 50km 圏を調査範囲としている。本調査でも同様に、首都のアジスアベバ自治区および、オロミア州の一部を含む範囲を調査対象とする。図 3-2 に調査地域を示す[13]。

13 AADMP Volume 1 Part1

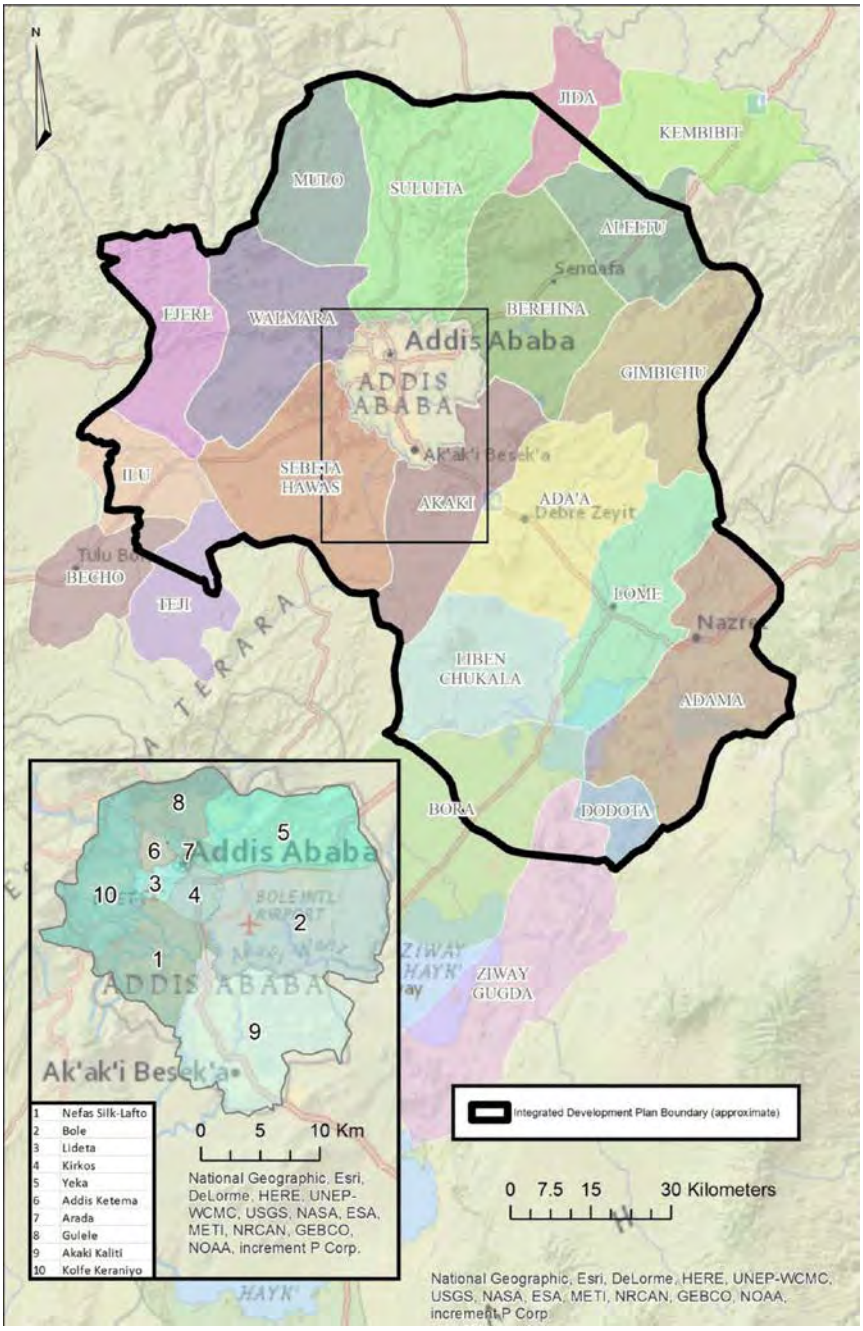


図 3-2 調査対象エリア

出典：AADMP Volume 1 Part 1

第 1 章で述べた通り、アジスアベバ首都圏では著しい人口増加が想定されており、AADMP では 2007 年～2037 年の 30 年間での人口増を Medium case でおよそ 400 万人と見込んでいる[14]。またこのような人口増加からもたらされる住宅需要、産業需要の増加により、アジスアベバ首都圏における最大電力需要は 835MW（2014 年）から 3,576MW（2034 年）へと増加していくことが予想されている[15]。

14 AADMP Volume 1 Part 1
15 AADMP Volume 1 Part 2

3.2.2 アジスアベバ首都圏　送変電設備

アジスアベバ首都圏には Bulk Supply Points（以下、BSP）と呼ばれる一次側電圧 132kV 以上の超高圧変電所と Primary Substation と呼ばれる一次側電圧が 45kV または 33kV の小規模変電所を含む計 29 ヵ所の変電所があり、首都圏の主要な送電系統は図 3-3 のようになっている。首都中心部を囲むように 132kV の送電線がリング状に構成されている。しかし需要中心である Addis Centre（以下、ADC）変電所、Addis West（以下、ADW）変電所、Addis East（以下、ADE）変電所などは 132kV のリング系統から首都中心部に向かい樹枝状に伸びており、N-1 基準を満たしていない状況である。

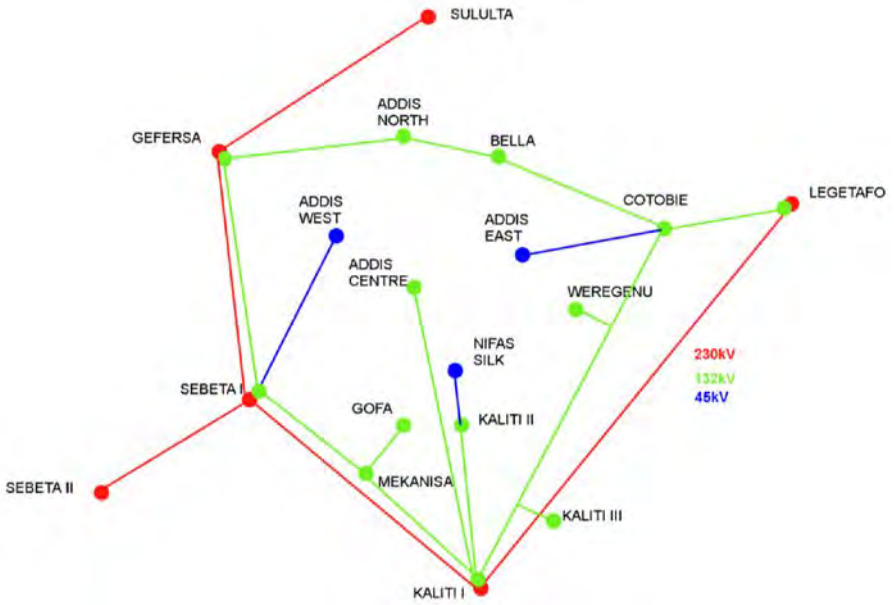


図 3-3 アジスアベバ首都圏中央部　送電系統概要

出典：AADMP Volume 2 Part 2

調査エリアの BSP ならびに Primary Substation には 57 台の変圧器があり [16]、その 32%が劣悪（Very Poor）もしくはやや劣悪（Poor）なコンディションとなっている。それらの変圧器のほとんどが機器寿命間近、もしくは機器寿命を超過したものとなっている。表 3-1 にアジスアベバ首都圏の変圧器の状態の一例を示す。

これら機器状態の調査は P/B により、状態指標（Health Index：以下、HI）に基づき評価を実施したものである。HI の考え方は主に欧米諸国で用いられており、機器取替の指標などに用いられている。HI の詳細については 3.2.4 節にて説明する。

16 AADMP IT/R Volume 4 Part 1

表 3-1 変圧器 HI の一例

Trans-ID	Substation Name	Trafo Name	Weighted Condition Score	Year Manufactured	Expected Asset Life	Remaining Life	Maintenance Quality	Failure Rate Multiplier	Adjusted Remaining Life	Optimised Intervention
1	Aba Samuel	T1	4.00	1956	50	-8	Very Poor	1.51	-25	YES
2	Addis Alem	T1	1.17	2005	50	41	Excellent	0.89	47	NO
3	AddisCentre	T1	1.42	1999	50	35	Excellent	0.89	41	NO
		T2	1.42	1999	50	35	Excellent	0.89	41	NO
		T3	2.17	Missing Nameplate	50	Missing Nameplate	Fair	0.95	Missing Nameplate	NO
4	Addis East I	T1	3.33	1966	50	2	Very Poor	1.51	-15	YES
		T2	3.33	1966	50	2	Very Poor	1.51	-15	YES
5	Addis North	T1	1.75	1998	50	34	Good	0.95	37	NO
		T2	1.75	1998	50	34	Good	0.95	37	NO
6	Addis South II (Gofa)	T1	1.33	2005	50	41	Excellent	0.89	47	NO
		T2	1.33	2005	50	41	Excellent	0.89	47	NO
7	Addis West	T1	2.08	1979	50	15	Fair	0.95	18	NO
		T2	2.08	1998	50	34	Fair	0.95	37	NO
8	Akaki I	T1	1.75	1998	50	34	Good	0.95	37	NO
9	Akaki II	T1	2.50	1987	50	23	Poor	0.95	26	YES
		T2	2.25	1987	50	23	Fair	0.95	26	NO
		T3	2.17	1988	50	24	Fair	0.95	27	NO
10	Bella (Addis East II)	T1	1.25	2003	50	39	Excellent	0.89	45	NO
		T2	1.25	2003	50	39	Excellent	0.89	45	NO

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 1

3.2.3 アジスアベバ首都圏 配電設備

アジスアベバ首都圏の配電線系統は、基本的には放射状系統で構成されており、幹線からの分岐部では他配電線との連系が少ないため、配電線事故時には広範囲に影響範囲が広がることが想定される。一部都市部においては、ループ系統、リングメインユニットを用いたπループ系統が採用されているが、都市部の建設ラッシュ（特にライトレール建設）により、多くの Expressway feeder が損傷しているため、配電線系統の機能を十分に活用できておらず、その結果として、変電所過負荷、配電線過負荷、電圧降下限度の超過を招く一因となっている。一方で、AADRUP などの他プロジェクトにより、こうした配電設備損傷の復旧が計画されているため、AADMP の提案プロジェクトからは除外されている。

配電線電圧は、大部分が 15kV で運用されているが、郊外の需要密度の低い地域では、33kV 配電線も運用されている。いずれも柱上または地上設置の変圧器により 400/230V に降圧された後、住宅、商業需要等に供給されている。

AADMP 調査のデータ収集過程において、EEP 所有の配電設備データベース（Distribution Management System：以下、DMS）に登録されている設備データを基に、オープンソースの地理情報システム QGIS を用いたアジスアベバ首都圏における配電線系統マッピングが作成されている。データ収集過程でまとめられた代表的な設備量を表 3-2 に示す。

表 3-2 アジスアベバ首都圏の配電設備概要

設備種類／仕様	設備量
中圧フィーダー	
15kV feeders	2,342 km
33kV feeders	322 km
配電用変圧器	
15kV/433V	5,413 台
33kV/433V	302 台
低圧フィーダー	6,553 km

出典：AADMP Volume 2 Part 1 より調査団作成

配電線系統マッピングで作成された系統モデルにより、配電線系統における負荷、電圧状態評価が実施されているが、この結果により多くの配電線フィーダーにおいて、過負荷、電圧降下限度の超過が確認されている。表 3-3 に評価結果の一例を示す。

表 3-3 アジスアベバ首都圏の配電線評価の一例

Substation	Feeder	Voltage Issues	Loading Issues	Minimum Voltage (pu)	Loading Issues (% of Conductor Rating)
Addis Alem	ALM-15-01	レ	X	91.48	-
Addis Alem	ALM-15-02	レ	X	91.49	-
Addis Center	ADC-15-04	レ	レ	91.18	179.6
Addis Center	ADC-15-07	レ	レ	94.38	173.8
Addis Center	ADC-15-10	X	レ	-	181.1
Addis Center	ADC-15-14	X	レ	-	111.7
Addis East	ADE-15-02	X	レ	-	143
Addis North	ADN-15EW-04	レ	レ	94.61	174.2
Addis West	ADW-15-01	X	レ	-	116
Addis West	ADW-15-02	X	レ	-	149.6
Addis West	ADW-15-04	X	レ	-	108.9
Bella	BEL-15-04	レ	レ	91.55	290.5

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 2

また、送電設備と同様に HI に基づいた設備状態の調査が実施された。配電設備に関しては膨大な設備量と調査時間の制約のため、サンプル調査により配電系統全体の設備状態の推定が実施された。配電用変圧器に関する調査結果の一例を表 3-4 に示す。

表 3-4 配電用変圧器の状態調査結果の一例

Site	Rating (kVA)	Poles	Corrosion	Oil Leaks	Damage / Theft	Comments
ADC04-T001	200	3	3	3	4	Inconsistent fuse sizes on the pole mounted LV circuit breakers. Moderate corrosion on double steep poles. Damaged pole mounted fuse boxes with exposed live contacts.
ADC04-T077	315	1	2	1	2	Transformer "ADC04-T077" is rated as 200kVA on DMS but 315kVA on nameplate. Absence of transformer mounting brackets, lightning arresters, and deteriorated transformerbushings. Poor clearance from private fencing.
ADC04-78	200	4	3	2	4	Wood pole split from top to bottom. Moderate corrosion on transformer and base. Shrubs growing into transformer. Missing lightning arresters, and poor LV winding side installations.
ADC04-73	315	2	1	1	4	Wood pole split at the top.
ADC05-T097	200	1	2	3	4	Moderate oil leaks on transformer. Missing lightning arrester, damaged earthing, damaged pole mounted fuse breakers with exposed contacts. Poor clearances of transformer pole from adjacent fence. Tree growing into transformer.
ADC09-T009	630	1	2	4	4	Transformer is sited within integral substation. Live busbars within reaching distance. Poorly insulated busbars. Cooper wire improvised fusing on LV board. Complete deterioration of silicon breather. Excessive oil leak at base of transformer.
BEL02 - T013	315	1	4	4	4	Transformer and support base severely corroded. Excessive oil leak from tank and damage earthing. Broken pole mounted fuse boxes with expose live contacts.
WER01-T	200					

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 1

サンプル調査結果によると、中圧フィーダーの 53%、配電用変圧器の 58%、低圧フィーダーの 82%において何らかの改修必要性が示されている [17]。

これらの配電線系統の状態評価を踏まえて、AADMP において増強・改修に関する提案が実施された。

3.2.4 状態指標（HI）

HI とは一定の判断基準に基づき機器状態の評価を実施するもので、「0 点～4 点」の点数付けを行い、機器の劣化状況を数値的に表現する。多くの欧米電力会社でこの考えが導入されており、IEEE においても点数に関する記述があるなど一般的なものになっている。HI の点数が低いほど、機器の状態が良好であることを示しており、逆に点数が高いと機器状態が劣悪であることを示している。表 3-5 に HI の一例を示す。配電用変圧器の場合、例えば電柱（ポール）の劣化状況の評価では、変圧器が地面置きのタイプの場合は 0 点、比較的新しい場合は 1 点、寿命超過の場合は 4 点など、一定の判断基準（Criteria）に基づき点数づけを行うものである。これは機器状態が悪いほど点数が加算されていくシステムになっている。表 3-5 に示す通り、配電用変圧器の場合、変圧器表面・支持架台の腐食状況、漏油状況、アース取付状況などを評価項目としている。さらに、これら評価項目ごとに重要度に応じた重み（Weighting）を乗算した後、各項目を合計し、重みの総和で除算し、HI スコアの算出を行っている。下記にその計算式、重み付け指標の一例を表 3-6 に示す。

$$\text{Normalised Score} = \frac{\sum_{i=0}^{n}(si \cdot wi)}{\sum_{i=0}^{n}(wi)}$$

si = Condition Score
wi = Weighting Factor
si .wi = Weighted Score

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 1

17 AADMP Volume 2 Part 1

表 3-5 配電用変圧器 状態指標(HI)調査テーブル(配電用変圧器)

Distribution Transformer Condition Assessment

1. **Assess condition of pole/s. Take into account: termites, split tops, lightning damage, fire damage, insect infestation, rust (steel or concrete), alignment, stay wires.**

Criteria Name	Score Description	Score
Poles	0. N/A (not pole mounted)	0
Poles	1. New or as new	1
Poles	2.Good or serviceable condition	2
Poles	3. Material deterioration, intervention requires consideration.	3
Poles	4. End of serviceable life, intervention required	4

2. **Assess general wear of transformer coating, corrosion on housing, support structures, bases and locks.**

Criteria Name	Score Description	Score
Corrosion	1. None	1
Corrosion	2. Slight	2
Corrosion	3. Moderate	3
Corrosion	4. Severe	4

3. **Assess the amount of oil or compound leaks.**

Criteria Name	Score Description	Score
Oil Leaks	1. None	1
Oil Leaks	2. Slight	2
Oil Leaks	3. Moderate	3
Oil Leaks	4. Severe	4

4. **Assess damage and theft of equipment, including (where applicable): support structures, earthing, enclosure, padlocks and control gear; absence of surge arresters and fuse switch**

Criteria Name	Score Description	Score
Safety / Damage / Theft	1. None	1
Safety / Damage / Theft	2. Slight	2
Safety/ Damage / Theft	3. Moderate	3
Safety / Damage / Theft	4. Severe	4

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 1

表 3-6 重み付け指標の一例（電力用変圧器）

Weighted Factors

Power Transformers

Criterion		Description	Weighting	Contribution
1	Terminals/Bushings	Inspect terminals and bushings external condition, oil levels and gaskets.	2	16.7%
2	Cooling System	Assess cooling system radiators/coolers, gaskets, fans and pumps.	1	8.3%
3	Tank	Inspect oil conservator, oil level, tank external condition, gaskets and oil sampling valves.	2	16.7%
4	Oil Leaks	Assess amount and severity of oil leaks on transformer.	2	16.7%
5	Damage / Theft	Assess damage and theft on the transformer, including support structures.	2	16.7%
6	Earthing	Inspect transformer earthing, connections to transformer and earth.	2	16.7%
7	Silicon breather	Check condition of silicon breather.	1	8.3%
8	Oil Bund	Check for presence of suitable oil bund	NA	
9	Foundations	Inspect transformer foundation and any fractures or deterioration.	NA	

出典：AADMP IT/R Volume 4 Part 1

3.2.5 提案されているプロジェクト内容

AADMP では大きく分けて下記 4 つの工事計画と配電系統の自動化（SCADA）に関する仕様提案が明記されている。

a) Planned and Committed Projects
b) Rehabilitation and Short Term Expansion Plan
c) Medium Term Expansion Plan
d) Long Term Expansion Plan
e) SCADA and Telecommunications

以下に各工事計画のコンセプトを記載する。

a) 計画・進行中プロジェクト（Planned and Committed Projects）

Planned and Committed Projects の主要なコンセプトとしては図 3-4 のようになっている。これは需要増のために供給力が不足している変電所に対して、隣接地域に変電所（送電線も含む）を建設することにより、変電所全体での供給力確保を図るというものである。

表 3-7 に計画・進行中プロジェクトの概要を示す。

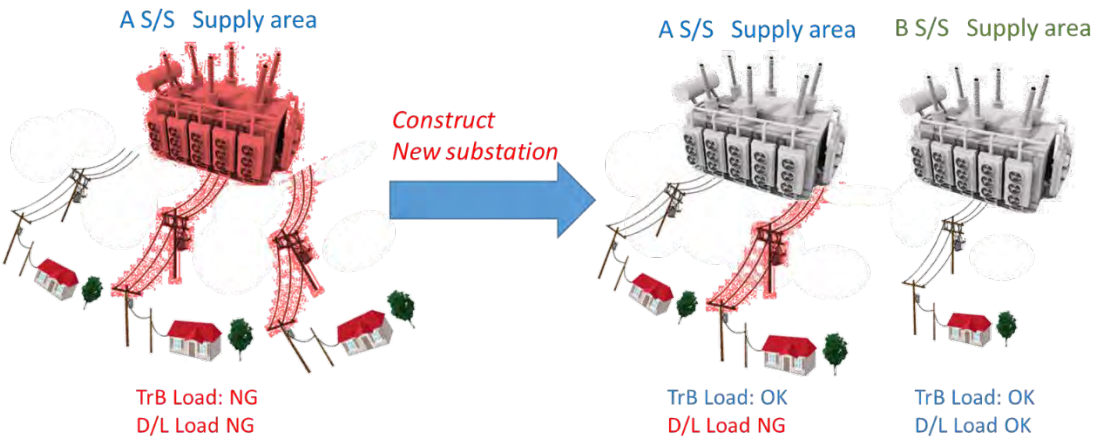


図 3-4 計画・進行中プロジェクトのコンセプト

表 3-7 計画・進行中プロジェクトの概要

Project	Number of work	Estimated Capital Cost (USD m)
Addis Ababa Distribution Rehabilitation & Upgrading Project (AADRUP)	59	210
Addis Ababa High Voltage Rehabilitation & Upgrading Project (AAHVRUP)	11	63
Transmission and Substations Rehabilitation and Upgrading Project (TSRUP)	18	174
Reinforcement of the Transmission Network Project (RTNP)	2	28
Various other distribution projects within the Study Area	—	155
Total	**103**	**630**

出典： AADMP Volume 2 Part 1,Volume 4 Part 1 より調査団作成

b) リハビリ・短期拡充計画（Rehabilitation and Short Term Expansion Plan）

リハビリ・短期拡充計画は、Key Project と Key Program の二つに分類される。Key Project は変電設備の状態評価から抽出された必要な改修と増強、配電線系統の負荷、電圧評価から抽出された必要な増強ならびに、短期間（3 年程度）の需要増加に対応するための増強工事について提案されたものである。そのコンセプトを図 3-5 に示す。

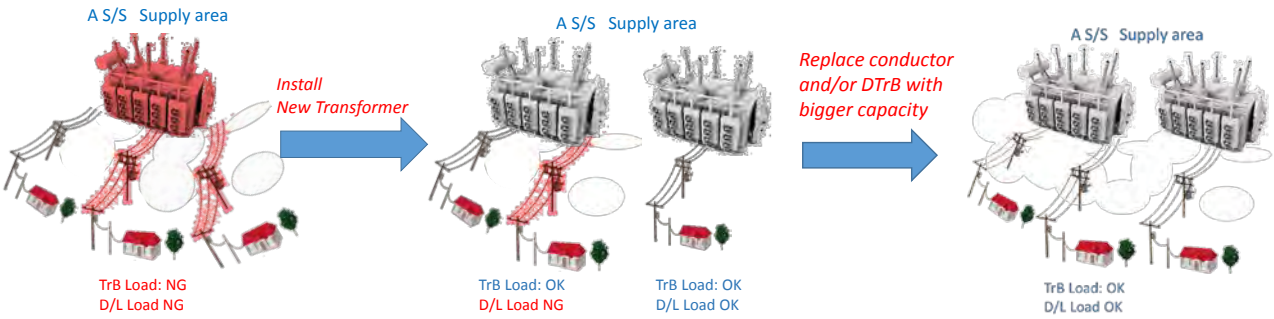


図 3-5 リハビリ・短期拡充計画のコンセプト

コンセプトとしては、変圧器、配電線の高需要に対して、変圧器の増設・取替、配電線の増強、負荷のフィーダー替え等を実施することにより、供給力を満足しようというものである。これはあくまで、前述した計画・進行中プロジェクトを反映した工事内容となっていることから、計画・進行中プロジェクトの工事の進捗次第では工事時期が先延ばしになるものもあると考えられるが、大幅な工事計画の変更はないと考えられる。

一方、Key program は配電設備の状態評価を実施したサンプル調査結果に基づき、アジスアベバ首都圏全域において、配電系統の全面改修を行うものである。

c) 中期拡充計画（Medium Term Expansion Plan）

中期拡充計画の主要なコンセプトとしては図 3-6、図 3-7 のようになっている。リハビリ・短期拡充計画は 2017 年に工事完了予定となっているため、その工事内容を反映し、かつ今後予定される電力需要の伸びを想定し、計画を立てている。

また中期拡充計画では 45kV 系統からのフェードアウトを積極的に図っており、33kV 系統への統一化を実施している。将来的に市内系は 15kV の中圧線による配電、郊外は 33kV による配電を計画しており、その計画とも合致する工事計画となっている。

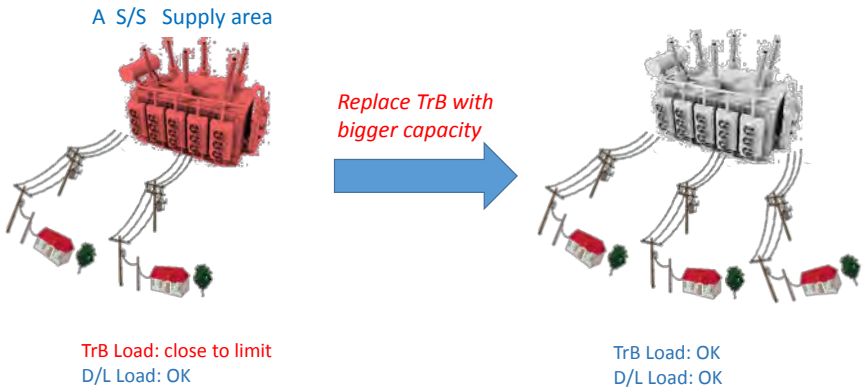


図 3-6 中期拡充計画のコンセプトの一例 1

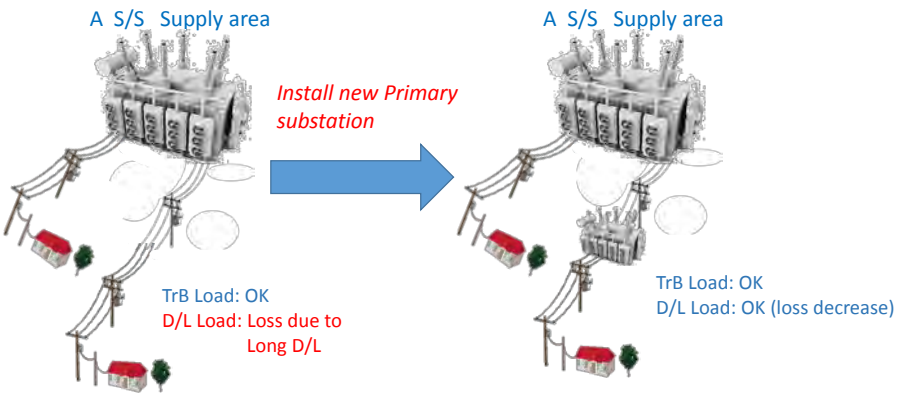


図 3-7 中期拡充計画のコンセプトの一例 2

d) 長期拡充計画（Long Term Expansion Plan）

AADMP では LV feeder を含む BSP 以下のモデルを用い、平均増分コスト（Average incremental cost: : 以下、AIC）と呼ばれる、kW 単位の設備投資に必要なコストを算定している。

AIC のモデルは都市モデル（Urban Model）と郊外モデル（Rural Model）の２パターンで構成されている。これは都会と郊外では配電用変圧器の設置間隔や配電電圧などが異なるため、kW 単位の設備投資額が異なるという考えがベースとなっている。AIC 算出に用いたモデルを図 3-8、図 3-9 に示す。また表 3-8 に AIC の一覧を示す。表から郊外は都市部に比べ、単位 kW あたりの設備投資コストが高いということがわかる。

この AIC の値を各サブシティーの年度毎の需要増分に掛けたものが各年度の投資コストとして計算されている。また都市モデルコストはアジスアベバ自治区のサブシティーに適用し、郊外モデルのコストはオロミア州の郡（ワレダ）に適用している。

その結果として、2023 年～2034 年までの 12 年間で平均 62 億円、計 745 億円の投資コストを見込んでおり [18]、今後も継続的な設備改修が計画されていることを示している。

表 3-8 平均増分コスト AIC 一覧（USD/kW）

Load Category	AIC
Urban LV	675
Urban MV	158
Rural LV	731
Rural MV	305

出典：AADMP Volume 2 Part 2

18 AADMP Volume 2 Part 2

Assumptions:

Feeder load (MVA)	60
132/15 kV BSP	1
No of 15 kV feeders per BSP	10
Average 15 kV feeder length including spurs (km)	15
Average main line length (km)	10
Average spur length (km)	5
Distance between distribution transformers (km)	0.5
No of LV feeders per distribution transformer	4
Average LV feeder length (km)	0.6
15 kV demand	10%

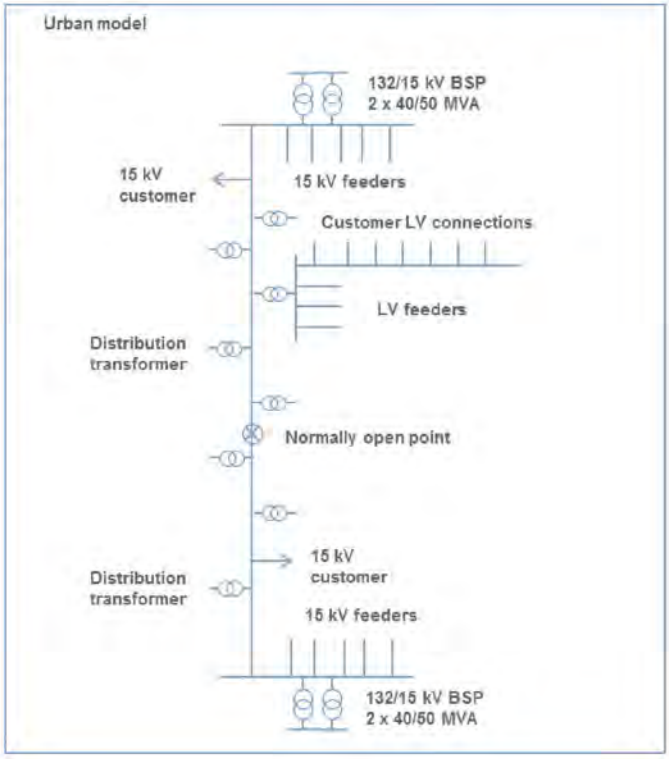


図 3-8 AIC 都市モデル

出典：AADMP Volume 2 Part 2

Assumptions:

Feeder load (MVA)	60
132/33 kV BSP	1
No of 33 kV feeders per BSP	8
Average 33 kV feeder length including spurs (km)	60
Average 33 kV main line (km)	40
Average 33 kV spur (km)	20
Distance between distribution transformers (km)	0.8
No of LV feeders per distribution transformer	3
Average LV feeder length (km)	0.6
33 kV demand	10%

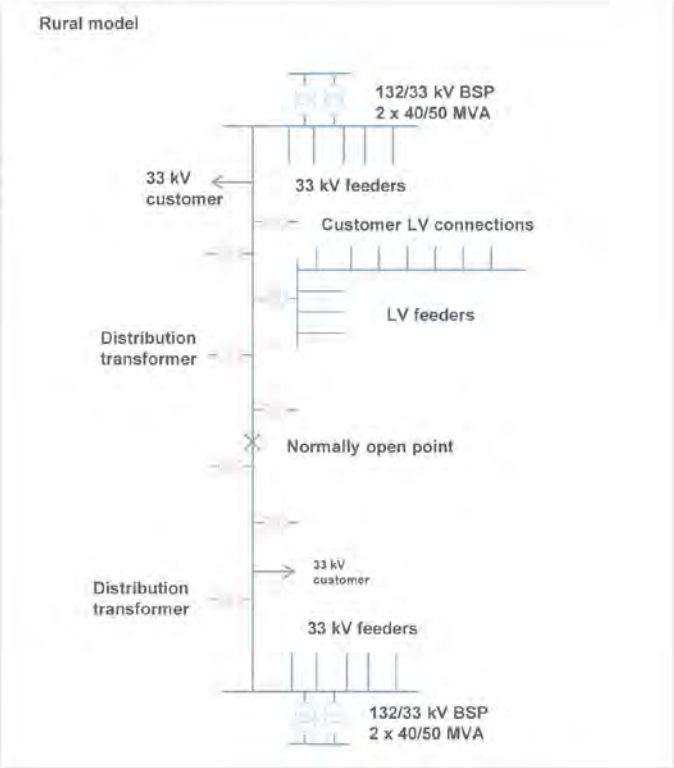


図 3-9 AIC 郊外モデル

出典：AADMP Volume 2 Part 2

e) SCADA および通信設備（SCADA and Telecommunications）

アジスアベバ首都圏の配電線管理システムとしてオフラインでの DMS が導入されている。AADMP では、既存の DMS を統合できる新たな MV 系統 SCADA システムの仕様検討と課題整理が実施されている。AADMP で提案されている MV 系統 SCADA は、操作性、将来の拡張性、HV システムの容量圧迫や将来的な EEP/EEU の事業分離時の問題から、HV 系統 SCADA から独立した形でのシステム構築が推奨されている。

一方で、進行中のプロジェクト AADRUP において、中国企業による配電系統の自動遠隔監視制御システムの導入が進行しているが、既存の HV 系統 SCADA システムに MV 系統 SCADA 機能追加する形で計画されているため、AADMP ではこの計画の設計変更を推奨している。

3.3 提案されている各プロジェクトの実施方法

AADMP では第 3.2.5 節に示したような各工事計画（Plan）を策定し、その工事内容・予算を取り纏めているが、その工事計画をどのようなスコープで、どのような発注形態で実施していくかについては明言されていない。そのため、AADMP より 3 カ月後に発行された AADMP Ic/R では、上述した工事計画をパッケージという括りに落とし込んでいる。工事計画のパッケージへの落とし込みイメージを図 3-10 に示す。

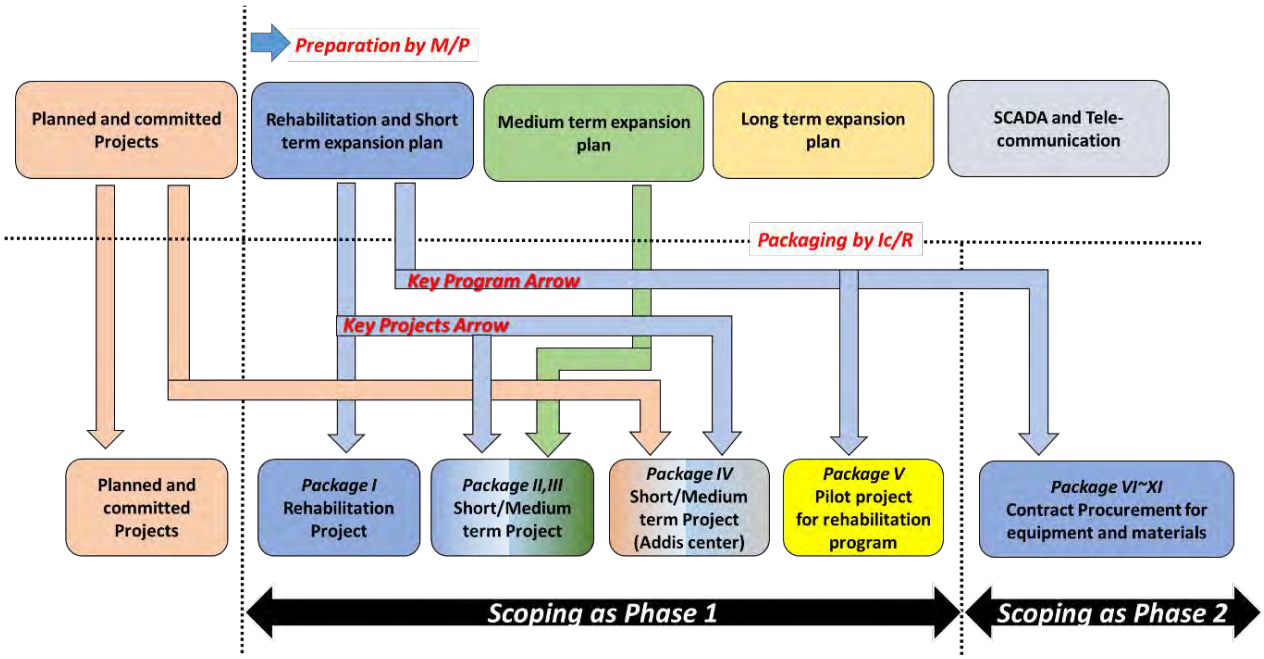


図 3-10 AADMP から AADMP Ic/R へのパッケージ落とし込みのイメージ図

特筆すべき点としては 2 点あり、1 点目は計画・進行中プロジェクトの一部の進捗状況が悪いことから、パッケージ 4：ADC 変電所の増強工事が大幅に変更されていることである。2 点目は AADMP で Key Program として提案されていたアジスアベバ首都圏の配電設備の全面改修について、その一部をパッケージ 5：Pilot Project for Rehabilitation Work として、今後実施される老朽化した配電設備の改修工事の工法・予算の妥当性を検討するための検証プロジェクトの先行実施が含まれたことである。これで得られた知識・経験を基に、Phase 2 として EEU が面的な老朽化設備の取替“Rehabilitation Key Programs”を実施していくものである。

計画・進行中プロジェクトではアジスアベバ中心部の最重要負荷地域に位置する、ADC 変電所の需要を分散するために、ADC 変電所から北西におよそ 1 km の位置に Black Lion（以下、BLL）変電所を建設する予定であった。また、BLL 変電所と ADC 変電所は 132kV の地中ケーブル送電線によって接続され、これにより ADC 変電所の N-1 基準も満足される計画であった [19]。

しかし、AADMP Ic/R では BLL 変電所は工事の中止（AADMP Ic/R 上では undefined delay と記述）のため、ADC 変電所の増強計画が大幅に変更された。具体的には短・中期拡充プロジェクトとして、14 km 離れた Kaliti I 変電所から 132 k V 地中ケーブル送電線 2 回線により接続を実施し、N-1 基準を満足することとしている。また需要増への対策としては変圧器の取替、増設で対応するとしている。

各パッケージの工事内容、調達手法については表 3-9 に示す。またパッケージ I～III に関しては AfDB のファイナンスが予定されている [20]。

19 AADMP Volume 2 Part2
20 Letter “Modification of Formulation of “Addis Ababa Transmission and Distribution System Rehabilitation and Upgrading Project”, dated March 24, 2017, JICA

表 3-9 パッケージ工事概要・調達手法の概要

No.	Project	Procurement パッケージ	Contents	Cost (M US$)
I	Rehabilitation Project	パッケージ I (EPC)	【対象変電所:22 ヵ所】 ・配電線の新設、増強、系統変更 ・変電所の新設、改修、増強 (AADMP のリハビリ主要プロジェクトから短期増強と EEU 実施分を除いたもの)	10.8
II	Short and Medium term Project	パッケージ II (EPC)	【対象変電所:9 ヵ所 (66kV 未満)】 ・配電線の新設、増強、運用電圧の変更 ・配電用変圧器の追加設置 ・変電所の新設、増強	21.1
III	Short and Medium term Project	パッケージ III (EPC)	【対象変電所:12 ヵ所 (66kV 超過)】 ・変電所の新設、増強 ・132kV 送電線の新設	46.9
IV	Short and Medium term Project (ADC S/S Only)	パッケージ IV (EPC)	【対象変電所:ADC S/S】 ADC 変電所に関する増強計画 ・132kV 地中送電線の新設 ・GIS 設備への取替	41.3
V	Rehabilitation Program (Pilot Project)	パッケージ V (EPC)	AADMP で提案されたリハビリプログラム(面的改修)に関するパイロットプロジェクト ・中圧線(33,15kV)、・低圧線の改修 ・配電用変圧器の改修	23.7
VI	SCADA	N/A	・SCADA および通信システムの導入	--
VII	Consulting Service	N/A	・本事業の詳細設計、施工管理	--
VIII	Imported Goods	パッケージ VI	・配電用変圧器	19.7
IX	Imported Goods	パッケージ VII	・中圧、低圧開閉器 ・中圧電線、ケーブル ・中圧がいしほか(輸入資材)	38.4
X	Imported Goods	パッケージ VIII	・低圧電線、ケーブル ・低圧カットアウト ・低圧がいしほか(輸入資材)	52.8
XI	Domestic Goods	パッケージ IX	・木柱・鉄柱・コン柱・鋼管柱・腕金・支線ほか(国内資材)	37.6
XII	MV Feeders and MV/LV Substation Rehabilitation Works	パッケージ X	・中低圧線、および配電用変圧器改修 (資材は EEU より支給)	30.0
XIII	LV Feeders Rehabilitation Works	パッケージ XI	・低圧線の改修 (資材は EEU より支給)	34.6

出典：AADMP Ic/R より調査団作成

3.4 マスタープランから抽出される課題

AADMP の内容に係る分析を行った結果から抽出された、3 つの視点に基づく 6 つの課題を、以下の通り述べる。

3.4.1 AADMP 全般に関する課題

a) 課題 1 関連プロジェクトによる不確実性

AADMP で提案されたリハビリならびに増強計画は、既存設備において過負荷運転、電圧降下などの問題が生じている箇所を調査し、将来の需要増加を分析した上で設備の新設・増強、負荷移行などの計画を構築している。一方で、それらの計画は進行中または決定済みの他の多数のプロジェクト（計画・進行中プロジェクト）を前提に検討されており、その進捗状況次第で AADMP 計画の実施時期や内容の見直しが必要になるなどの不確実性を持っている。

b) 課題 2 AADMP の実現性、妥当性評価に必要な情報の不足

AADMP での提案プロジェクトの検討に用いられている前提条件や各種諸元について、AADMP 関連文書に明記されていないものが複数あるため、実行段階に移行する前に詳細な確認が必要である。具体的な不足内容を以下に示す。

- ✓ 主要プロジェクトの工事内容は、変電所単位での、状態評価とネットワーク解析により検討されているが、ネットワーク解析に使用されたモデルが AADMP では確認できない。
- ✓ 各種工事費積算の根拠資料が不明であり、一部積算額については非常に簡易な比率計算が用いられている。特に、Key Program の工事費算出に使用されている単価（Refurbish/Repair, Replacement）の内訳が不明である。
- ✓ HI 指標による評価を行っているが、各調査項目の判定基準が明確でない。特に、Key Program においては、調査結果から、改修方法の比率を算出しているが、判断基準（Refurbish/Repair or Replacement）が示されていない。
- ✓ 配電設備の状態を把握するためのサンプル調査において、サンプル数、サンプル抽出方法等が記載されていないため、調査の妥当性、実効性について判断できる情報がない。

上記課題 1、2 については、現地調査において情報のアップデート、不明内容の確認を行うことにより AADMP の実現性や妥当性の確認を行う必要がある。

3.4.2 個別パッケージに関する課題

a) 課題 3 ADC 変電所（パッケージⅣ）に係る課題

ADC 変電所は気中設備の GIS 化が計画されているが、おそらく変電所敷地が狭小なことから、元位置での取替えが計画されている。元位置取替えの場合、長期間の停電工事を回避するため、パイパス工法など停電を最小化するための適切な工事計画が必要になるが、その工事計画について AADMP を含む関連図書で明言されておらず、工事の実現性という課題がある。

この課題 3 に対しては、現地調査において実現可能な方策の検討を実施する。

3.4.3 「質の高いインフラ」整備という視点での課題

AADMP の提案内容では、1 章にあげたアジスアベバ首都圏送配電網における 3 つの問題点（容量不足、供給信頼度と品質の低下、高い電力ロス）に対し、容量不足解消を主眼として取り組んでおり、付随効果として他 2 点の一部解消をするにとどまっている。

理想的な配電網とは図 3-11 に示すような要素を満たす、長期にわたり持続可能な高品質な配電網といえる。特にアジスアベバはアフリカ有数の世界都市であるとともに、アフリカ連合本部など多くの国際機関の設置都市ということから、他のアフリカ諸国に対してイニシアチブを発揮するような影響力の大きい都市になっていくことが期待される。そのような観点から品質の高い理想的な配電網の構築は必要命題と考える。

今後、アジスアベバ首都圏の配電網が目指すべき、高品質な配電網という観点から AADMP に不足している課題を以下に示す。

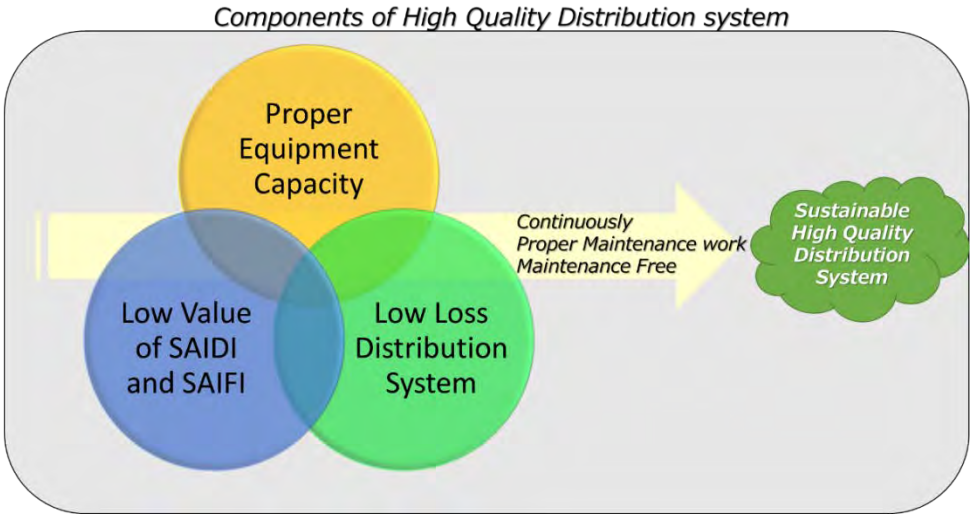


図 3-11 高品質な配電システムの構成要素

a) 課題 4 配電ロス低減に関するアプローチ

AADMP では配電線電圧の昇圧（15kV→33kV）、Primary Substation の設置等によるロス低減を提案されているが、現行仕様にもとづく提案に留まっており、より低ロスといった視点での設備スペックに関する提言が欠けている。つまり今後老朽化設備の全面的な改修をパッケージⅤ以降で実施していくことになるが、具体的にどのような設備を納入し、配電ロス低減を可能とする配電網を構成していくかについて明言されていない。

b) 課題 5 供給信頼度向上に関するアプローチ

質の高い電気の供給には、停電回数（SAIFI : System Average Interruption Frequency Index）と停電時間（SAIDI : System Average Interruption Dutation Index）の両面からの改善が必要になる。老朽化設備の全面的な取替えにより設備不良に起因する停電回数は減少することが期待されるが、配電ロスと同様に取替えする設備スペックの向上に関する検討は実施されていない。また、より高い供給信頼度を目指すには停電時間短縮に対する取組みが必要であるが、これに対しては配電用 SCADA の仕様に関する提言に留まっている。供給信頼度の向上のつながる配電機材の導入に関する検討が不足している。

c) 課題 6 設備のメンテナンスに関するアプローチ

AADMP 中では設備のメンテナンス不足について多く言及されている。またメンテナンスの重要性についても言及されているものの、その具体的な手法について言及されていない。また面的に広がりを持つ膨大な配電設備に対し定期的にメンテナンスを行い、高い信頼度を維持していくには、アセットマネージメントシステムの導入、エンジニアならびにフィールドエンジニアの育成が必要である。AADMP において、こうした取組みの必要性を述べられているが [21]、システムの開発・導入や人材育成には長期間での取り組みが必要であるため、配電用機材そのもののメンテナンスの簡易化や、長期信頼度向上にも並行して取り組む必要がある。

上記課題 4～6 がアジスアベバ首都圏の配電網が目指すべき、「質の高いインフラ」整備という観点からの課題であり、これら課題の解決によってより高品質な配電網の構成を目指すことを提案する。課題解決の概念図を図 3-12 に示す。

21 AADMP Volume 4 Part 2

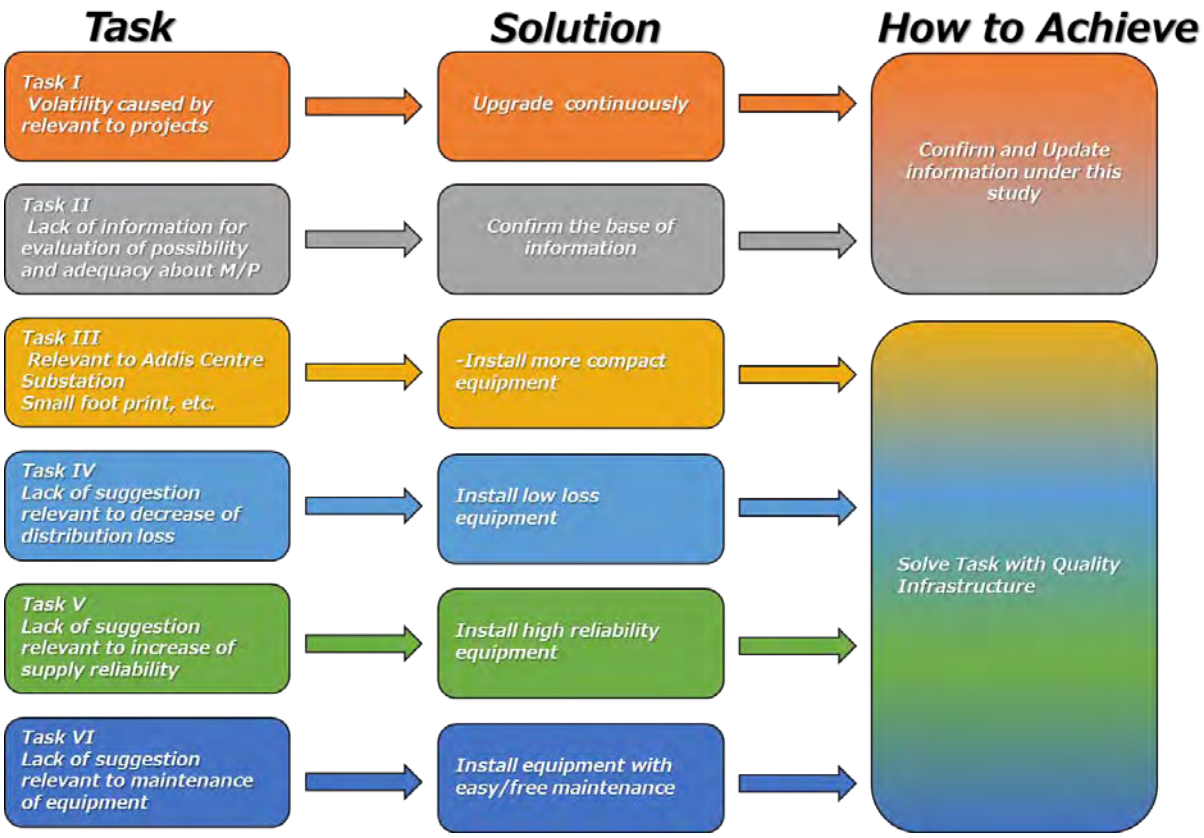


図 3-12 AADMP の課題・解決策・実現方法

3.5 アジスアベバ首都圏送配電網整備に対し提案可能な本邦技術

本項では、前項で個別パッケージに関して抽出された課題 3 ならびに「質の高いインフラ」整備という視点から抽出された課題 4～6 に対する解決策として適用可能性のある本邦技術に関する初期検討を行う。

具体的には、課題 3 に対しては狭小な工事スペースにおいて優位性のあるもの、課題 4～6 については、供給信頼度と品質の向上、配電ロス低減において、優位性のある本邦技術として、表 3-10 に示す機材・システムが考えられる。

表 3-10 アジスアベバ首都圏に適用可能性がある本邦技術一覧

適用対象		検討機材	本邦技術の優位点	対応する課題
配電機材	配電用変圧器	a) アモルファス変圧器（AMT）	従来型（ケイ素鋼板）変圧器（CRGOT）に比較し高い効率特性を持ち、配電ロス低減効果が期待できる。	課題 4
	中圧線用がいし	b) ピンポストがいし	配電用に一般的に使われているピンがいしと異なり、磁器内部にピン部分がないため、内部貫通や、ひび割れ故障の大幅な削減が期待できる。また耐汚損性に優れている。	課題 5,6
	開閉器操作の自動化（配電自動化システム）	c) 時限順送式開閉器	変電所の再閉路機能 [22] と組み合わせることで配電線事故時の事故区間の縮小、復旧時間の短縮が図れる。	課題 5
変電機材	132～66kV 変電所屋外開閉器	d) GIS（ガス絶縁開閉装置）	設置スペースの極小化、ガス漏れ量の極小化についての優位点がある。本邦メーカの GIS は屋外設置を意図して製作されており、海外での納入実績も多い。海外メーカも屋外設置型の製造を始めつつあるが、屋外設置 GIS の納入実績では大きな差がある。	課題 3,6
	132～66kV 変圧器接続機器	e) 変圧器直結型 GIS	変圧器（油絶縁）と GIS（ガス絶縁）を直結する設備であり、日本特有の技術である。高価であるが、充電部の露出がないため事故の可能性が低いこと、非常に狭隘な場所にも設置できるという特徴がある。	課題 3,6
	132～66kV 電力用コンデンサ	f) タンク型電力用コンデンサ	従来の缶型コンデンサに比べ高価であるものの、メンテナンスフリー、耐震性の優位点がある、日本特有の技術である。	課題 5,6

a) アモルファス変圧器（AMT）

AMT は CRGOT に比較し価格が高額となるため初期投資額が増加するが、ロス低減による運用費削減効果を含めたコスト比較により、適用可否を検討する。図 3-13 から、CRGOT に対する AMT ロス低減効果は、適用する負荷の利用率・負荷率に依存することが分かる。AMT 適用検討の継続にあたり、EEU の低圧配電系統の設備形成に使用されている変圧器の使用状況（利用率・負荷率）、種類等を現地調査にて把握する必要がある。

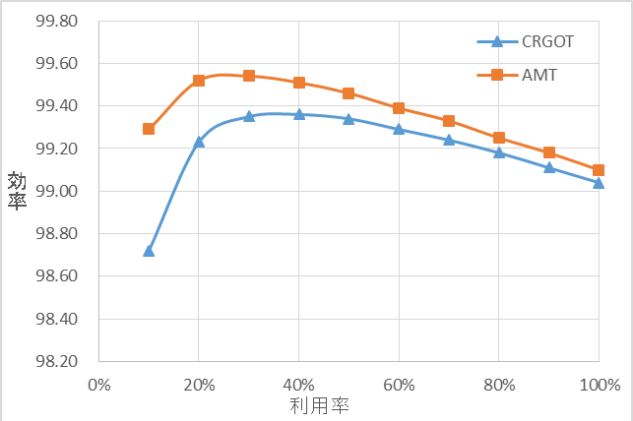


図 3-13 AMT と CRGOT の効率特性比較

出典：東芝提供資料より調査団作成

また、インドに AMT 製造・販売子会社を持つ東芝 [23] に確認したところ、エチオピアへの納入実績もあり、AADMP 計画にリストアップ

22 アジスアベバ首都圏の配電線において、自動再閉路は、病院、政府機関等重要設備のみに適用されている。－AADMP Volume 3 Part 2
23 アフリカ地域で販売実績が豊富な代表企業の一つ

されている配電用変圧器仕様に対し、概ね対応可能であることが確認できた（表 3-11）。

表 3-11 AMT 対応可否のメーカ確認結果

	Pole mount				Ground Mount			
	15kV		33kV		15kV		33kV	
	AMT	CRGOT	AMT	CRGOT	AMT	CRGOT	AMT	CRGOT
200 kVA	○	○	○	○	○	○	○	○
500 kVA	△	△	△	△	○	○	○	○
1,000 kVA	△	△	△	△	○	○	○	○
1,600 kVA	×	△	×	△	△	○	△	○

出典：東芝提供資料より調査団作成

b) ピンポストがいし

図 3-14 に示すピンポストがいしは送電分野で高いシェアと信頼性を誇る日本ガイシ[24]が製造・販売しており、過去には日本政府による無償支援[25]にてエチオピアへの納入実績もある。磁器内部にピン部がないため、コンクリートの膨張によるひび割れがなく、縁面距離が長いため耐雷性、耐汚損性に優れている（図 3-15）。他の途上国の例からも、エチオピアの今後の経済発展に伴い、がいし汚損による配電線事故の増加が想定されるため、導入可能性について、現地調査にて確認する。

図 3-14 ピンポストがいし

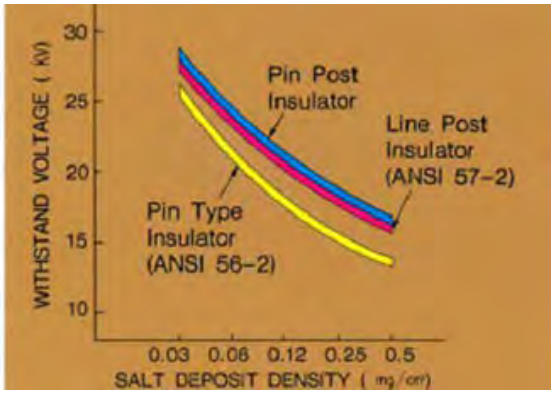


図 3-15 耐汚損性能比較

出典：調査団入手資料（日本ガイシより）

c) 時限順送開閉器

日新電機[26]がミャンマーに納入実績をもち、図 3-16 に示すように停電時間の縮小に大きな効果が得られている。AADMP においては、開閉器の改修計画や仕様についての記

24 世界的に一定のシェアを有し、同分野の代表的な企業の一つ
25 アジスアベバ市配電網強化計画－日本国政府 ODA (1997-98)
26 日本の ODA 分野で実績を有している代表企業の一つ

述が確認出来なかったため、適用に関しては、現地仕様への適合可否等の確認が必要であるが、既設の配電線運用システムから独立した運用が可能であるため、適用の可能性は大きいと考えられる。

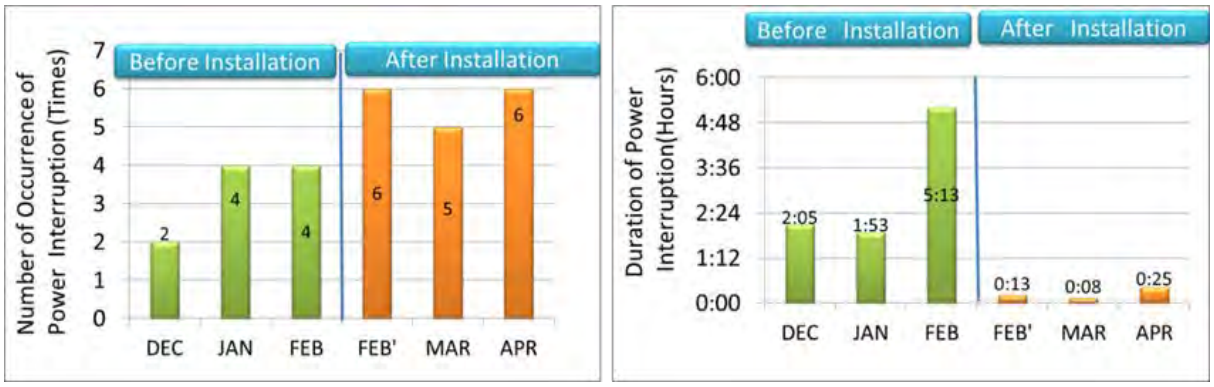


図 3-16 ミャンマーにおける時限順送式開閉器導入前後の停電時間比較

出典：調査団入手資料（日新電機より）

d) タンク型電力用コンデンサ

タンク型電力用コンデンサ（図 3-17）は従来型の缶型電力用コンデンサ（図 3-18）に比べ設置面積が小さく、かつ基礎に直接設置することができるため、がいし等の上に設置が必要な缶型に比べ、耐震性において非常に優れている。また各コンデンサの特徴を表 3-12 に示す。タンク型は缶型に比べ、4～5 倍程度の機器コストとなることが予想されるが、長寿命、メンテナンスフリーなどの特徴を有している。

図 3-17 タンク型電力用コンデンサ

図 3-18 缶型電力用コンデンサ

出典：調査団入手資料（日新電機より）

表 3-12 コンデンサの特徴比較表

	タンク型	缶型
期待寿命	長寿命	短寿命
保守性	メンテナンスフリー	必要 （付属機器も点検要）
安全性	安全性高 （外箱が接地されている）	安全性低い （外箱が常に充電）
据付面積	小	大

出典：日新電機提供資料より調査団作成

e) GIS（屋外設置タイプ）

図 3-19 に示す GIS とは充電部が接地された筐体（Earthed Metal Enclosure）により覆われており、筐体内部に絶縁耐力が空気のおよそ 3 倍の SF6 ガスで満たされた開閉機器のことを指す。気中絶縁方式（Air Insulated Switchgear：以下、AIS）に比べ設置面積が大幅に削減できることから都市部など、敷地面積が狭小な場所に用いられている。

また充電部を高圧の SF6 ガスで覆っていることから、エチオピアのような標高が高く、空気密度が低い地域においても絶縁耐力の低下の心配がない。欧米メーカでも多く製造されているが、欧米のメーカの GIS は建屋内に設置することを前提としている。

一方、日本メーカの GIS は屋外設置にも対応しており、海外においても多数の納入実績がある。屋外に設置することにより建屋建設費用を抑えることができる。

図 3-19 GIS 屋外・屋内タイプの一例

出典：調査団入手資料（日新電機より）

第 4 章　首都圏の送配電網整備状況の分析及び我が国協力の方向性等に係る提言

4.1　アジスベバ首都圏における送配電網整備状況の分析

4.1.1　変電設備の現地調査結果

本調査では 6 つの変電所ならびに HV 機器の運転センターの調査を実施した。以下に変電関係施設の訪問先のリストを示す。

- Addis Centre 変電所（既設）
- Addis Centre 変電所（新設予定地）
- Addis East 変電所
- Nifas Silk 変電所
- Kaliti-I 変電所
- Black Lion 変電所（建設中）
- National Dispatch Centre (NDC)

各変電所他の概要を下記に示す。

a) Addis Centre 変電所（既設）

ADC 変電所はアジスアベバ首都圏の中心に位置する、メキシコスクエア交差点の南東に位置している。ADC 変電所はアフリカ連合や宮廷など、非常に重要な顧客に電力を供給している変電所である。したがって、ADC 変電所はエチオピア国内において最も信頼性を要求される変電所のひとつであると言える。

EEP は既設の ADC 変電所敷地の一部を含むメキシコスクエア南東の土地に新しい本社ビルを建設する計画をしており、ADC 変電所は AADMP Ic/R によれば新本社ビルと隣接した既設の変電所敷地を用いて、変電所の全面取替を実施することとなっていた。しかし、EEP や AfDB、アジスアベバ市行政府などの関係者への聞き取りを行った結果、ADC 変電所は既設の変電所から 700 メートル南に離れた位置に移設する計画に変更予定であることが判明した。

既設 ADC 変電所は T1、T2、T3 と呼ばれる 3 台の変圧器から構成されており、それら変圧器は良好、もしくは平常のコンディションとなっている。T3 と接続されているキュービクルは運転員が常駐していない運転室に位置しており、劣化が非常に進行している。さらに遮断器トリップなどの情報が運転員のいる運転室に伝送されていない。したがって、運転員は T3 のキュービクルへ定期的に巡回、監視する必要がある。既設 ADC 変電所の状況を図 4-1、図 4-2 に示す。

図 4-1 電力用変圧器(愛知電機製)

図 4-2 引込送電線

b) Addis Centre 変電所(新設予定地)

前述したように、ADC 変電所は新規立地への移設が予定されている。新設予定地は 8,000 ㎡の面積があり、アジスアベバ市行政府により管理されている。サイトには一部不法住民が住み着いている。しかし、当局への聞き取り調査によれば、市行政府の責任下で住民の移転、補償金の支払いを実施することとなっている。

EEP は市行政府からサイトの提供の認可を受けるために変電所のレイアウトを提出する必要がある。さらに、新設予定地はアジスアベバ首都圏の中心に位置していることから、市行政府からの理解を得るためにも EEP は変電所レイアウトの極小化に取り組む必要がある。ADC 変電所新設予定地の状況を図 4-3、図 4-4 に示す。

図 4-3 新 ADC 変電所 前面通り

図 4-4 新 ADC 変電所位置

c) ADC 変電所の増強工事

ADC 変電所の増強工事はアジスアベバ首都圏の信頼度の高い電力系統の構築にとって、非常に重要なプロジェクトである。しかし、ADC 変電所の増強計画は BLL 変電所の工事進捗、土地収用、負荷移行などの問題により数回の変更が行われてきた。ADC 変電所の工事計画変更の経緯を図 4-5 に示す。

AADMP によれば、BLL 変電所は既設 ADC 変電所から約 1 キロメートル離れたところに建設され、ADC 変電所の負荷供給をサポートする計画であった。しかし AADMP Ic/R では、BLL 変電所が無期限の工事延長となったと示され、そのため変圧器 5 台を備えた新設の ADC 変電所の建設へと計画が変更された。さらに、電力需要供給と N-1 基準を満たすために既設の 1 回線送電線から地中送電線を用いた 2 回線送電線への増強が計画された。

EEP と本調査チームが 2017 年 7 月に開催したキックオフミーティングでは、EEP は建設コストを削減するために、全地中線の送電線から地中送電線と架空送電線を併用した送電線の構成に変更すると表明した。さらに、ADC 変電所、BLL 変電所の信頼度をより向上するために、本調査チームは BLL 変電所から ADC 変電所への地中送電線の導入を提案した。この電力系統の構成により、ADC 変電所、BLL 変電所は複母線同時事故や、2 回線送電線同時事故などのような N-2 基準にも対応することができるようになる。

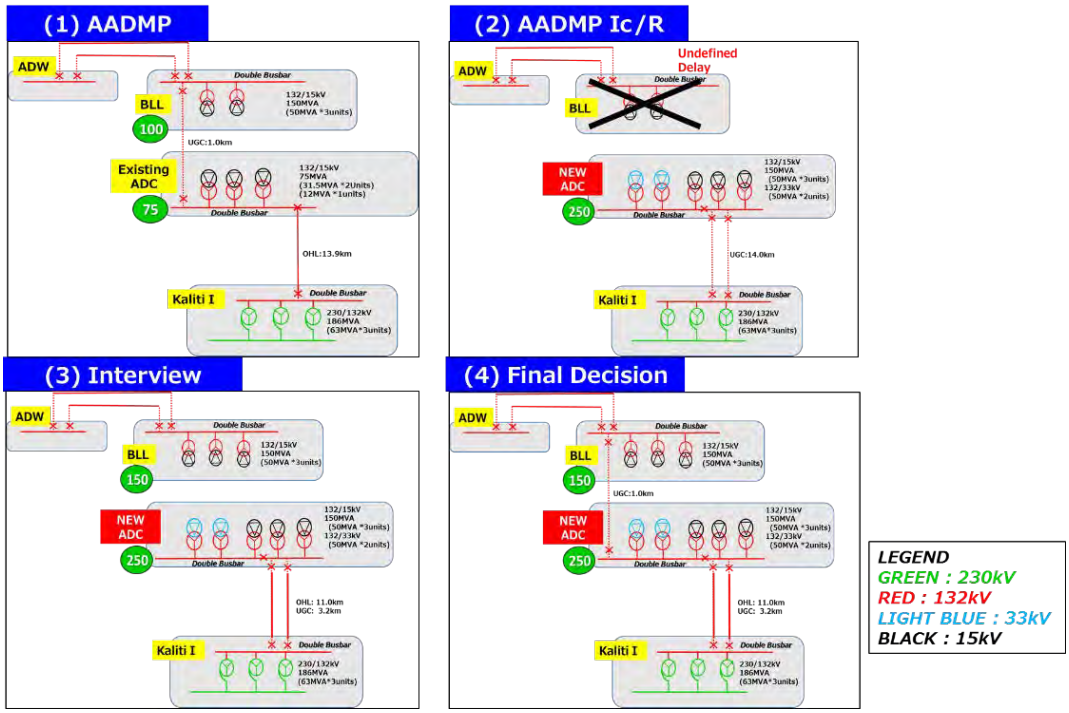


図 4-5 ADC 変電所 計画変更の流れ

d) Addis East、Nifas Silk 変電所

本調査チームは新設変電所のスタンダードを調査するため、ADE 変電所、ならびに Nifas Silk（以下、NIF）変電所の調査を実施した。ADE ならびに NIF 変電所は最近 45kV から 132kV への昇圧工事が実施された変電所である。

両変電所ともに屋内型の GIS が導入されており、132/15kV の変圧器により配電電圧へ降圧されている。ADE 変電所は Cotobie 変電所より 2 回線の架空送電線により電力供給

されている。NIF 変電所も同様に Kaliti-II 変電所より 2 回線の架空送電線により電力供給されている。さらに、両変電所ともに、ベイコントロールユニットを用いた Substation Automation System（以下、SAS）が導入されている。変電所の通信プロトコルは IEC61850 が採用されている。両変電所ともに世界標準と一致した最新の変電所となっている。したがって、新設変電所には特筆すべき問題点は見当たらなかった。ADE 変電所、 NIF 変電所の状況を図 4-6 から図 4-9 に示す。

図 4-6 ADE 変電所 変圧器と GIS

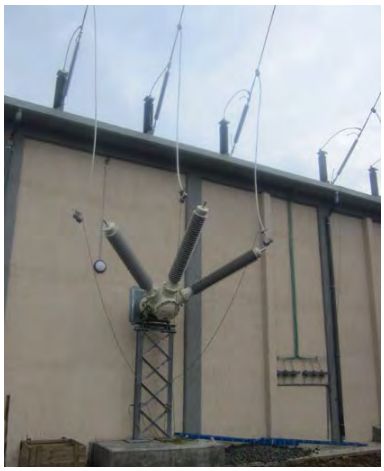


図 4-7 ADE 変電所 引込送電線

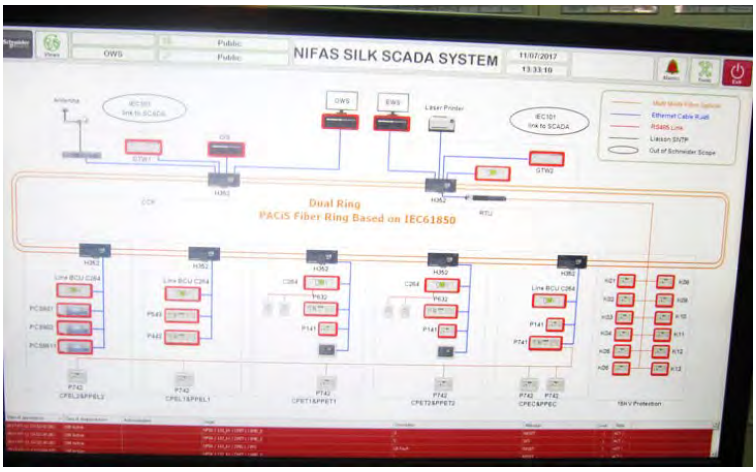


図 4-8 NIF 変電所 SAS 構成図

図 4-9 NIF 変電所 引込送電線

e) Kaliti-I 変電所

Kaliti-I 変電所は既設 ADC 変電所の電源端変電所である。Kaliti-I 変電所は 230kV にて受電し、その後、単巻変圧器により 230kV から 132kV に降圧されている。230kV と 132kV は気中絶縁方式の複母線構成となっている。したがって、Kaliti-I 変電所は十分な信頼度を持った変電所であるといえる。しかし、ADC 変電所への送電線は一回線のみであるた

め、1 回線送電線事故、または万一 Kaliti-I 変電所で片母線事故が発生した場合、ADC 変電所は全停となる。

Kaliti-I 変電所の制御、保護構成は Remote Terminal Unit （以下、RTU）ベースの SCADA システムとなっており、模擬母線盤がバックアップとして導入された一世代前の標準構成となっている。Kaliti-I 変電所の状況を図 4-10 から図 4-13 に示す。

図 4-10 230/132kV 単巻変圧器

図 4-11 132kV 引出送電線

図 4-12 230kV 開閉器ヤード

図 4-13 RTU (Micom C264)

f) Black Lion 変電所（建設中）

BLL 変電所は既設 ADC 変電所から北に 1 キロメートル離れたところに建設されている。前述したように、BLL 変電所の主な目的は ADC 変電所の負荷供給をサポートすることである。2017 年 7 月現在、BLL 変電所は建設工事中であり、電力用変圧器など主要な機器は既に納入されている。しかし、BLL 変電所の電源端にあたる ADW 変電所から BLL 変電所への送電線の工事はまだ開始されていない。加えて、送電線の一部は土地制約の関係から地中送電線に変更する必要がある。したがって、BLL 変電所の稼動開始は 2017 年末頃となることが予想される。現在の BLL 変電所の建設状況と位置を図 4-14、図 4-15 に示す。

図 4-14 BLL 変電所

図 4-15 変電所位置図

g) National Dispatch Centre (NDC)

NDC はアジスアベバ首都圏の東側に位置する Weregenu 変電所に隣接して設置されている。NDC は HV SCADA システムを通して HV 設備の監視、運転を担当している。NDC ではエチオピア全土の変電所、なかでも 132/15kV や 132/33kV などの負荷供給用変圧器の 2 次側遮断器より上位設備の運転・監視を実施している。エチオピア全土の変電所の数は現在 192 箇所である。NDC は水力変電所のような発電所の運転・監視も実施している。変電所に関しては、NDC では遮断器のトリップ、開閉状況などを監視することができる。しかし、NDC ではガス圧低下、MCB トリップなどの警報を監視することができない。SCADA システムには Alstom 社（現在は General Electric 社と合併）の e-terra platform と呼ばれるシステムが導入されている。

4.1.2 配電設備の現地調査結果

a) 配電系統の構成

(ア) 設備構成

アジスアベバ市内の電力供給は、1 次側（高圧）は 15kV、2 次側（低圧）は 400V/230V の配電設備で実施されており、設備の大部分が架空配電設備で形成されている。また、1 次側配電線と 2 次側配電線は別々の電柱で支持されている（図 4-16：左）。したがって、配電線のルートも異なった敷設となっており、重複している部分は少ない。

15kV 配電線のがいしは、ピンがいしとラインポストがいしが使用されている。

ピンがいしは比較的古い設備に使用されており、最近新設された設備ではラインポストがいしが使用されている。

15kV を 400V/230V に降圧する配電用変圧器は、200～315kVA クラスのものが多く施設されている。これらの変圧器は、15kV 配電線の電柱にコンクリート台座を用いて直接取り付けたり（図 4-16：中）、H 型に組んだ電柱の間に取り付ける方法で設置されている（図 4-16：右）。500kVA 以上の大容量変圧器は、地上設置（借室）となっている。

変圧器の 1 次側にはカットアウトヒューズと避雷器が設置されており、変圧器の保護（過電流保護・雷過電圧保護）を行っている。

低圧配電系統は、400V/230V の 3 相 4 線式配電線になっており、小規模の需要家へは上述の低圧配電線から架空引き込み線により供給されている。大口の需要家に対しては、15kV で直接供給されるか、33kV 配電設備が整備されている地区では、33kV で直接供給されている。

高・低圧線の分離敷設

変圧器施設法（単柱）

変圧器施設法（H 柱）

図 4-16 配電設備の構成

(イ) 系統構成

アジスアベバ市内の配電系統の幹線構成は、Express way と呼ばれる大容量幹線を各変電所から引出し、その末端を隣設する変電所からの Express way と連系する構成になっている。この連系点には、スイッチングステーション（以下、Sw/St：リングメインユニット）が設置されており、常時は連系スイッチが「切」状態になっている。また、一つの Express way は、樹枝状幹線として運用されている。

一つの Express way で故障が発生すると、故障区間が区分開閉器で局限され、残りの健全区間へは、上述の連系点開閉器を「入」にすることにより、隣接の Express way から負荷融通を行うことができる。これによって、配電系統の供給信頼度確保を図っている。Express way の詳細は後述する。

アジスアベバ市内の供給用配電系統は、Express way とは別に架空配電線でネットワーク化されており、この配電線を使って地域の負荷に供給している。この供給用

配電線は、一定の地域を一塊とした単位で分割（断路）されており、その一端は Express way に設置された Sw/St の分岐回路に接続され、そこから供給を受けている。

（ウ） Express way

アジスアベバ市内の配電系統構成は、Express way と呼ばれる幹線を基本に構成されている。Express way の基本構成を図 4-17 に示す。

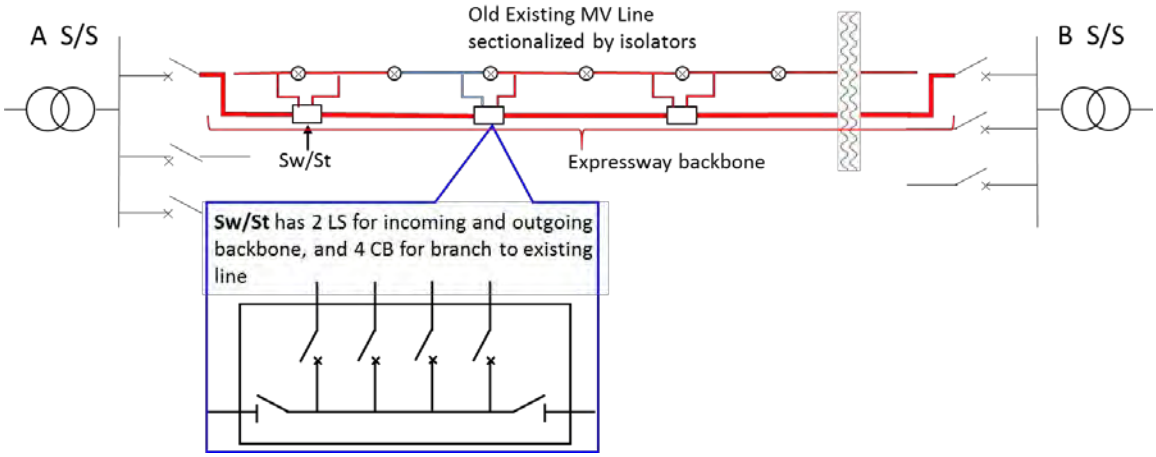


図 4-17 Express way の基本構成

Express way は、大容量のフィーダーを変電所から引き出し、それに Sw/St（図 4-18）を 3～4 台直列に接続し、一つの配電系統幹線を構成している。その末端は、隣接の変電所からの Express way と Sw/St を介して接続されており、一方の Express way で事故が発生した場合には、互いの健全区間に電力を融通できるようになっている。

Sw/St は多回路開閉装置であり、1 台から 4 つの分岐ができる。その各回路は、供給用の架空配電線に接続され、周辺地域に電力を供給している。

外観

内部

図 4-18 Sw/St

Sw/St の各回路にはリレーを備えた遮断器が設置されており、この遮断器に接続された配電線で事故が発生した場合は、変電所の遮断機が動作する前に、この遮断器が動作し事故区間の切り離しが実施される。

Express way には光通信線が併設されており、Sw/St の状態情報（電圧・電流・事故種別・遮断器開閉状態）は今後導入が予定されている SCADA システムに光回線を通じて変電所・Distribution Control Centre（以下、DCC）に伝送される。このように、SCADA が整備された Express way においては、配電系統の復旧の遠隔制御をはじめとする配電系統運用の自動化が可能となっている。この機能は、時限順送方式開閉器制御システム[27]と同等の機能である。

しかし、ADC 変電所周辺では LRT の建設工事により、配電線・通信線ともに多くの箇所で破損している。また、現時点では遠方監視制御装置（RTU: Remote Terminal Unit）など自動化システム構成する設備は、建設途上にある。したがって、現在の Express way は、配電系統運用の自動化は実施できておらず、そのことによって、アジスアベバ市内の配電系統では後述する問題点が生じている。

b) 配電設備の実態

(ア) Addis Centre 変電所

ADC 変電所は、アジスアベバの中心部に 15kV 配電線により電力供給を行っている。この変電所は、今後移設を伴う増強が計画されているが、現在の状況は下記の通りである。

ADC 変電所は、132kV の架空送電線 1 回線で受電し、15kV の配電電圧に降圧している。変圧器は、31.5MVA×2 台（T1・T2）と 12MVA 1 台（T3）が設置され、総容量 75MVA である。T1・T2 から 12 回線のフィーダー（図 4-19）が、T3 から 2 回線のフィーダーが引き出されている。

図 4-19 15kV フィーダー遮断器盤

上記 12 回線のフィーダーの日負荷曲線の例を図 4-20 に示す。フィーダー負荷の合計は 54MW に達しており、T1・T2 の利用率は 85%と高い値になっている。

以前は ADC 変電所から 11 回線の Express way が引き出されていたが、LRT の建設工事で損傷を受け、そのうちの 8 回線は現在使用されていない（図 4-21）。したが

27 第 3 章 3.5 C) 時限順送開閉器 参照

って、現在は従来の設備を使って引出が行われている（図 4-22）。

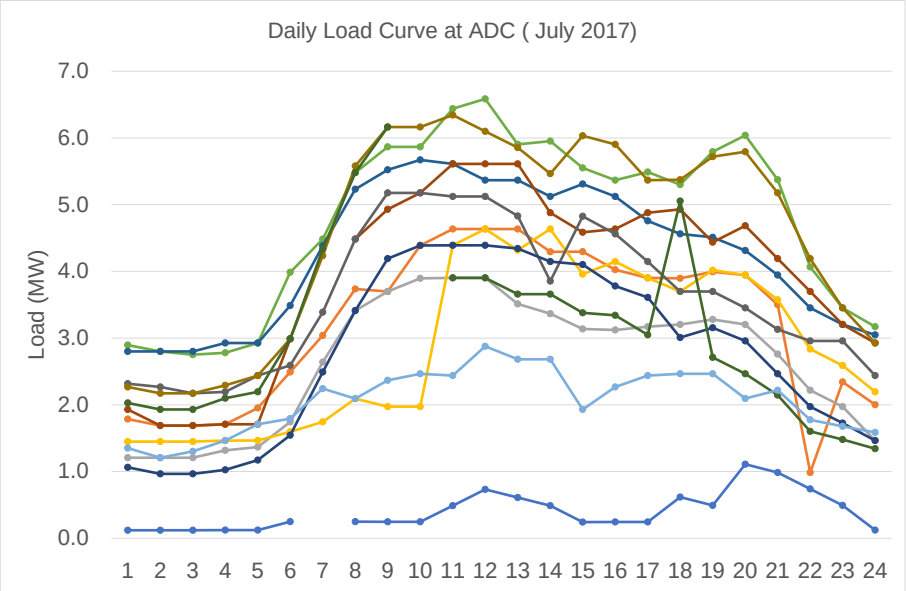


図 4-20 ADC 変圧器の日負荷曲線

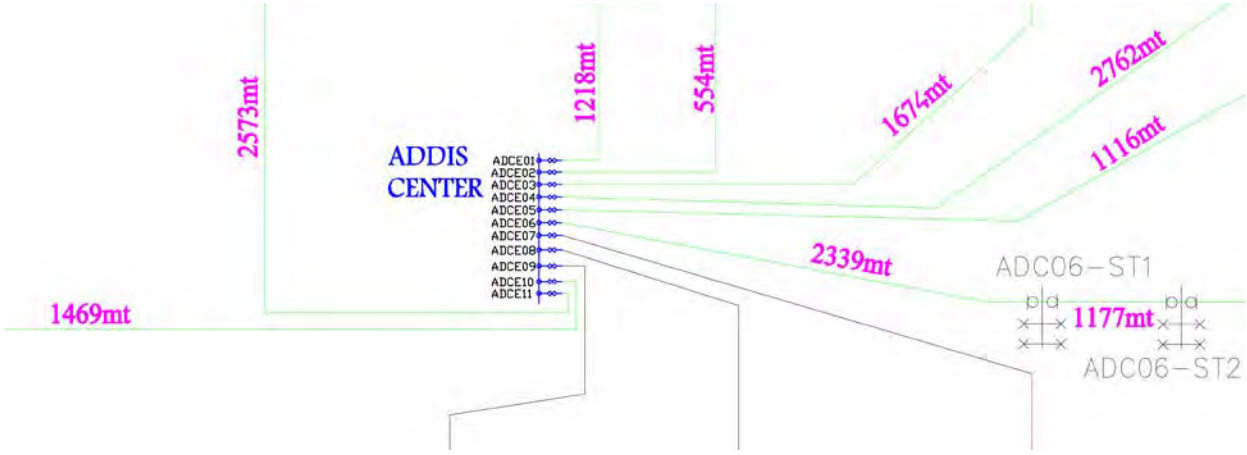


図 4-21 ADC の Express way の引出状況

図 4-22 旧方式のフィーダー引出柱

ADC 変電所の周辺地域では、他のプロジェクトによる工事が進行しており、古い設備と改修後の新設備が混在している（図 4-23）。

古い設備では、高圧線・低圧線ともに細い電線が多く使用されており、配電損失増加の要因になっているものと考えられる。パッケージV等による改修時には、導体サイズの見直しも考慮する必要がある。

電線を支える支持物は、変圧器等の機器設置柱以外は、細い木柱が多く使われており、改修に伴う電線のサイズアップや変圧器設置が生じた電柱は、強度が確保できるコンクリート柱に取り替える必要がある。

図 4-23 プロジェクトにより設備更新中

（イ） Addis East 変電所

ADE 変電所は、45kV の架空送電線 1 回線で受電し、15kV の配電電圧に降圧している。変圧器は、6MVA×2 台（T1・T2）（図 4-24）が設置され、総容量 12MVA である。ADE 変電所は現在、隣接地に設備増強された変電所が新設中であり、これにより、132kV 受電の総容量 150MVA（50MVA×3 台）の変電所になる予定である。

この変圧器から、架空方式の Express way が 12 回線 引き出される計画で工事が進捗しており（図 4-25）、この工事が完成すれば、周辺地域の供給力は大幅に増強されることになる

図 4-24 ADE 変電所の変圧器（6 MVA）

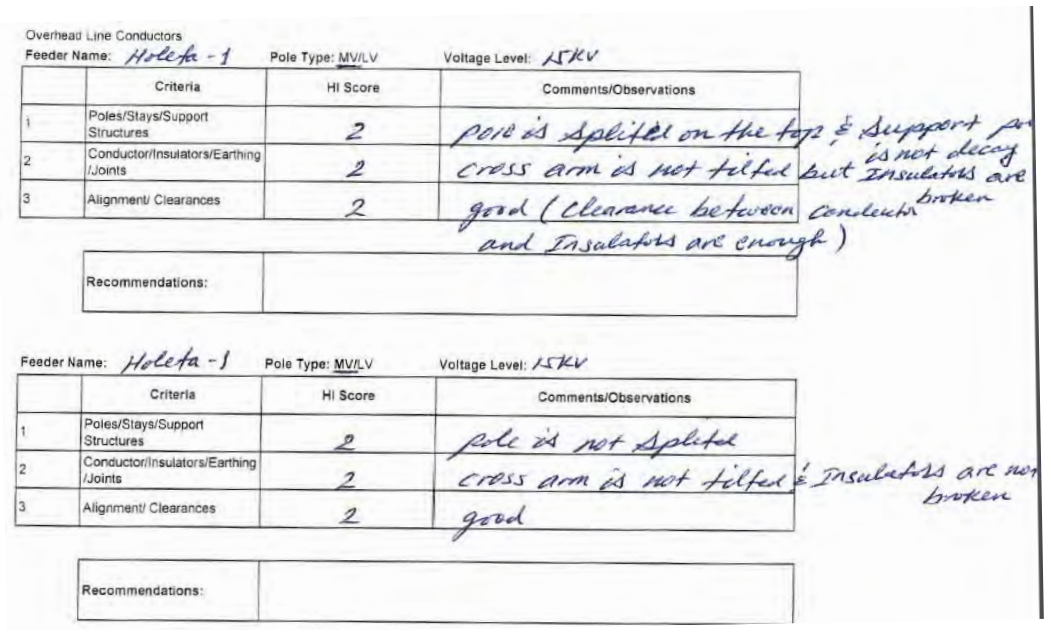
図 4-25 Express way の引出設備

（ウ） 各種プロジェクトによる配電設備工事の進行

アジスアベバ市内では、複数のドナーによる配電設備増強・改修プロジェクトが並行して実施されている。したがって、今後新規に同様の工事を実施するにあたっては、それらの実施範囲を明確にし、重複工事とならないよう留意する必要がある。

（エ） 設備診断方法の確認

AADMP 調査で実施された配電設備の状態調査結果の妥当性評価を行うため EEP プロジェクトチームと合同での配電設備の状態確認を行った。確認方法は、AADMP で実施した調査票（図 4-26）を元に EEP 調査員の判断基準と現地設備の照合により行い、AADMP での調査結果に問題がないことを確認した。



Overhead Line Conductors

Feeder Name: Holeta -1 Pole Type: MV/LV Voltage Level: 15KV

	Criteria	HI Score	Comments/Observations
1	Poles/Stays/Support Structures	2	pole is splited on the top & support part is not decay
2	Conductor/Insulators/Earthing /Joints	2	cross arm is not tilted but Insulators are broken
3	Alignment/ Clearances	2	good (clearance between conductor and Insulators are enough)

Recommendations:	

Feeder Name: Holeta -1 Pole Type: MV/LV Voltage Level: 15KV

	Criteria	HI Score	Comments/Observations
1	Poles/Stays/Support Structures	2	pole is not splited
2	Conductor/Insulators/Earthing /Joints	2	cross arm is not tilted & Insulators are not broken
3	Alignment/ Clearances	2	good

Recommendations:	

図 4-26 配電設備状態調査票の一例

低圧設備の施設状況

変圧器二次側ヒューズの施設状況

図 4-27 配電設備状態調査の妥当性確認状況

c) 系統運用の現状

(ア) 変電所での系統状態の把握

現在、配電系統（変電所変圧器の 2 次側より負荷側の設備）の運用は EEU によって実施されている。変電所には、監視・制御要員（図 4-28）が 24 時間常駐し、変圧器および配電フィーダーの電圧・電流を定期的に測定・記録している。これらの測定値に異常があったり、保護リレーの動作に伴う警報が表示されると、監視・制御要員は DCC と連絡を取って適切な遮断器操作を行うことにより、その異常に対応している。

図 4-28 変電所運転員

また、DCC には変電所のこのようなデータは表示されないことから、変電所の状態を全体的に把握する手段がない状態である。DCC と変電所間には、データ監視・制御システムが整備されていないことから、これらの情報連絡はすべて、電話等のマニュアル連絡によっている。

系統運用に関連する各部署の現状の連絡体制を図 4-29 に示す。このような実情から、系統運用の高信頼度化・効率化のために、SCADA の整備が急務である。

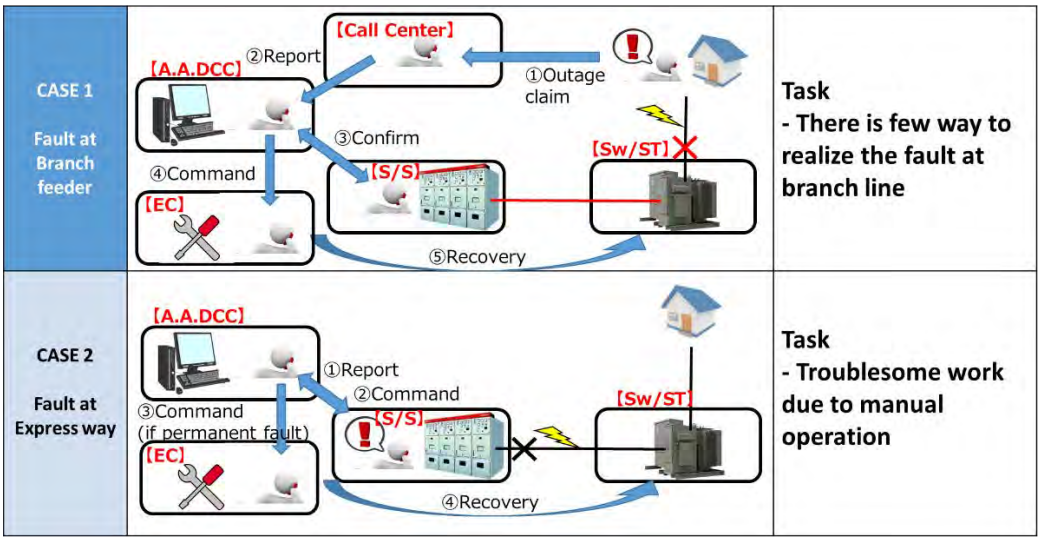


図 4-29 系統運用に関連する現状の連絡体制

(イ) Distribution Control Center (DCC)

DCC は、上述のようにアジスアベバ市内の変電所・配電系統を一括して監視・制御する役割を担っている。しかし、実情は上述のように、すべてのデータ・情報処理が担当要員（図 4-30）によるマニュアル処理で実施されている。

一方、将来の配電系統運用自動化への第一段階として、アジスアベバ市内の全配電線路をネットワークとして表示できるデータベースが整備されている（DMS600、図 4-31）。しかし、この装置は単独（オフライン）で施設されており、上記要員の業務には活用されていない。この装置は、Express way の自動制御機能とリンクさせることにより、変電所・配電系統の一括監視・制御に繋げる計画である。

図 4-30 DCC 運転員

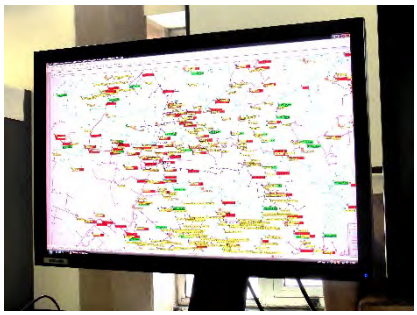


図 4-31 配電線管理システム

（ウ） 配電線故障時の対応

配電線の事故時においても、系統運用に関連する各部署の現状の連絡体制は図 4-29 のようになっている。

Express way の幹線で事故が発生した場合は、変電所のリレーが事故を検出し、図 4-29 の Case2 に示す体制により事故復旧が行われる。一方、Express way の分岐回路に接続された配電設備で事故が発生した場合は、Sw/St のリレーによる事故検出が行われるが、Express way の自動制御機能が整備されていないことにより、配電線事故発生の検出に問題が生じる。

つまり、Express way の分岐回路で事故が発生すると、Sw/St の遮断器が速く動作することにより、配電線事故が発生しても変電所リレーは事故を検知しないため、変電所運転員は事故の発生と事故点を知ることはできない。現状は EEU がこの情報を知るのは、需要家からの連絡によるしか手段がない。

このような状況から、事故復旧時間の短縮をはじめとする配電系統運用の合理化を図るためには、Express way の自動制御機能の整備が急務である。

d) 修理作業所（Workshop）

EEU では、独自の修理作業所において老朽化変圧器や故障変圧器の修理を実施している。今後実施するプロジェクトにおいて導入検討を行っている AMT は、EEU が現在採用している従来型のケイ素鋼鈑変圧器（CRGOT）とは構造が異なる可能性があることから、修理作業所の既存設備で修理に対応できるかどうかの調査を行った。

修理作業所では、下記の手順で修理を実施している。（図 4-32）

変圧器の受け入れ　⇒　劣化様相の判定試験（導体抵抗測定・絶縁抵抗測定）
　　⇒　劣化・故障部品の取り替え　⇒　絶縁油の入れ替え⇒実負荷による特性試験

この過程において、コイルが故障している場合は、鉄心を解体して新しいコイルと取り替える作業を実施している。取り替え用のコイルは、修理作業所に備え付けの巻き線機（図 4-33）を使って独自で製作している。この巻き線機で製作できるのは円筒コイル（図 4-34）だけである。

一方、導入を計画している AMT は角形コイル構造（図 4-35）になっていることから、その修理に対応するためには、専用巻き線機の配備と導入研修が必要と考えられる。また、AMT の鉄心構造も CRGOT とは異なることから、この部分の作業研修も必要になると考えられる。

なお、修理で使用するスペアーパーツは、同型の劣化変圧器をストックしており、ここから健全部品を取り出すことにより調達している（図 4-36）。

図 4-32 変圧器修理ライン

図 4-33 コイル巻き線機

図 4-34 円筒コイル

図 4-35 角形コイル

図 4-36 変圧器のストック

4.1.3 本邦技術の検討結果（変電）

本調査では技術的視点から本邦技術の適用可能性の評価を実施した。本項では変電関係の本邦技術について述べる。

変電関係への適用可能性のある本邦技術としては下記の通りである。

- GIS（屋外設置タイプ）
- 変圧器直結型 GIS
- タンク型電力用コンデンサ

a) GIS（屋外設置タイプ）

アジスアベバ首都圏は今後、数多くの大型ビルの建設が予定されている。特に ADC 変電所から電力供給される地域の発展は著しく、エチオピアの中心だけでなく、アフリカの経済の中心となっていくことが予想される。EEP や市当局などの関係者への聞き取りによれば、上記背景から、ADC 変電所移転地の敷地面積について厳しい制約が課せられることが予想されている。したがって、新 ADC 変電所敷地の極小化することは必要命題となっている。そのような観点から、変電所敷地を極小化できる屋外型 GIS は新 ADC 変電所への納入の可能性が大いに期待できると考えられる。

本調査チームの設計によれば、屋外型 GIS を納入した新 ADC 変電所の敷地面積は 2500 平方メートルとなる。これは P/B が設計した屋内型 GIS タイプの変電所に比べ、大幅に敷地面積が削減することができている。新 ADC 変電所の平面図のドラフトを図 4-37 に示す。

一方、アジスアベバ市の景観管理を担当するアジスアベバ市衛生美化公園開発局によれば新 ADC 変電所建設予定地は“Green Area Regulation”と呼ばれる市景観美化地区に含

まれている可能性が高いと指摘されている。本調査で対象エリア、規制などの明確な回答を当局から得ることができてなかったため、今後の準備調査で引き続きアプローチを図っていく必要がある。

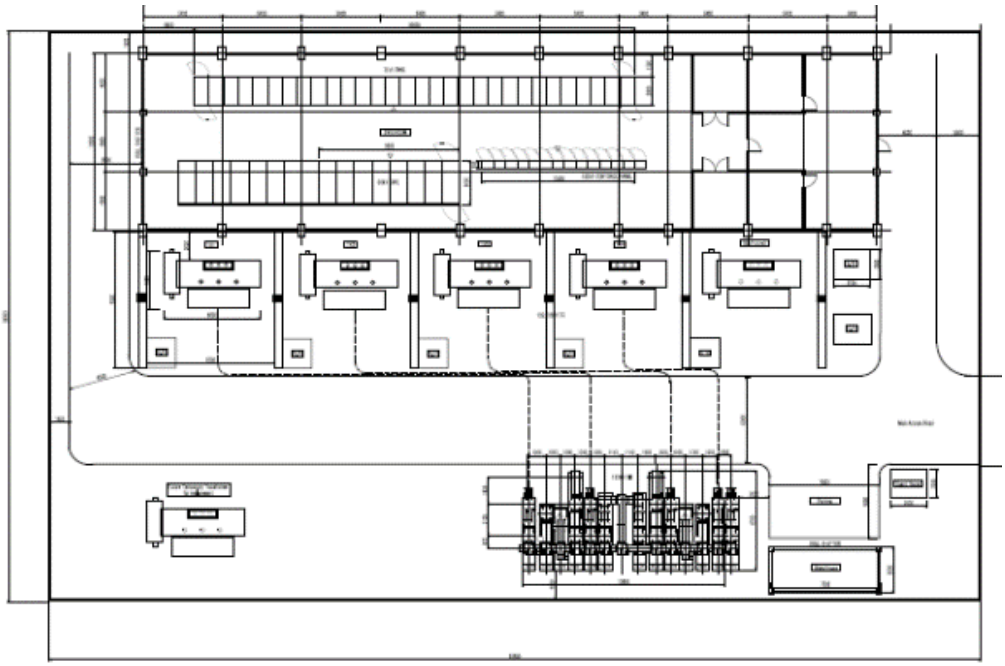


図 4-37 新 ADC 変電所 平面図（案）

b) 変圧器直結型 GIS

変圧器直結型 GIS は変圧器と GIS をガス、または油により絶縁された筒管により直接接続することにより、変電所敷地を削減することができる。しかし新 ADC 変電所は 5 台の変圧器が納入予定となっており、GIS 筒管が非常に長くなることが予想される。これは GIS の絶縁媒体である SF6 ガス量の増加に繋がる。さらに変圧器直結型 GIS の場合、変圧器と GIS の基礎を一体化する必要があり、大規模な基礎工事が必要となる。このような理由から変圧器直結型 GIS を採用した場合、大幅なコストの増加が懸念される。

本調査チームの提案として、変圧器直結型 GIS は 3 台以下の変圧器で構成され、かつ土地の制約が厳しい変電所において適用の可能性を検討すべきと考える。

c) タンク型電力用コンデンサ

EEP への聞き取り調査、また変電所調査によれば本調査対象の変電所の 132kV には大きな電圧の問題は発生していない。また今後 ADC 変電所の電力供給地域は地中ケーブルでの送電がさらに増加することが予想されることから、ケーブルの静電容量成分による電圧上昇を考慮していく必要があると考える。今回調査を実施した変電所の一部では図 4-38 に示すように 15kV の電力用コンデンサが納入されていた。

図 4-38 15kV 電力用コンデンサ ADE 変電所

タンク型電力用コンデンサは地震に対して優れた特性を持っている。一方で、エチオピアは地震が少ない地域に位置しており、さらに“National Geophysical Data Center ”によれば、アジスアベバ首都圏は過去 200 年以上、マグニチュード 5 を超える地震は一度も発生していないというデータを示している。このような観点からタンク型コンデンサは本調査対象の変電所への適用は困難であると考える。

4.1.4 本邦技術の検討結果（配電）

本項では配電関係の本邦技術について述べる。配電関係への適用可能性のある本邦技術としては下記の通りである。

- アモルファス変圧器
- ピンポストがいし
- 時限順送式開閉器
- 低ロス電線（現地調査実施後の追加提案）

a) アモルファス変圧器（AMT）

AMT のエチオピアでの受入れ可能性を検討するため、現地調査によりアジスアベバ首都圏で使用されている変圧器種別と数量ならびに使用状況の把握を行った。結果を表 4-1 に示す。4.1.2 節で述べた通り、一次側電圧 15kV、33kV のいずれも、400kVA までの比較的小容量なものは、柱上設置（Pole-mounted）、500kVA 以上の大容量のものは地上設置（Ground-mounted）にて使用されている。

表 4-1 アジスアベバ首都圏の変圧器施設台数

Rating	15kV/400V	33kV/400V	Total	Remark
25kVA	79	4	83	Pole-mounted
50kVA	432	3	435	Pole-mounted
100kVA	1,028	20	1,048	Pole-mounted
200kVA	1,506	-	1,506	Pole-mounted
300kVA	88	-	88	Pole-mounted
315kVA	1,862	3	1,865	Pole-mounted
400kVA	8	-	8	Pole-mounted
500kVA	3	-	3	Ground-mounted
630kVA	411	-	411	Ground-mounted
800kVA	96	-	96	Ground-mounted
1,000kVA	16	-	16	Ground-mounted
1,250kVA	96	-	96	Ground-mounted
1,500kVA	7	-	7	Ground-mounted
1,600kVA	6	-	6	Ground-mounted
1,750kVA	2	-	2	Ground-mounted
1,800kVA	3	1	4	Ground-mounted
2,500kVA	29	5	34	Ground-mounted
16,000kVA	1	-	1	Ground-mounted
Total	**5,673**	**36**	**5,709**	

AMT の導入可否は、従来型 CRGOT に対する初期コストの差とロス低減によるロスコスト削減との採算計算により算定を行った。ここでは、設置工事費や運用コスト等において AMT と CRGOT との間に差がないため、初期コストは、変圧器資材費のみを、ランニングコストは、ロスコストのみを用いて比較を行った。なお、CRGOT の初期コストについては、現地調査で確認できたエチオピアでの標準的な購入単価とエチオピアへの導入実績のある変圧器製造会社から得た見積り単価のうち、より安価な方を採用した。

その他、採算計算に用いた諸元を表 4-2 に示す。また、最も施設数の多い 315kVA での検討結果の一例を図 4-39 に示す。

表 4-2 AMT 導入に関する採算計算の諸元

Factor	Value
Cost of Losses	0.09USD/kWh
Load Factor (LF)	0.65
Loss Load Factor (LLF)	0.49
Discount Rate	10%

315kVA の場合、初期コストでは、CRGOT に対し、約 1 割コスト高となるが、ロス低減により 7 年弱で初期コストの差額を回収することが可能である。

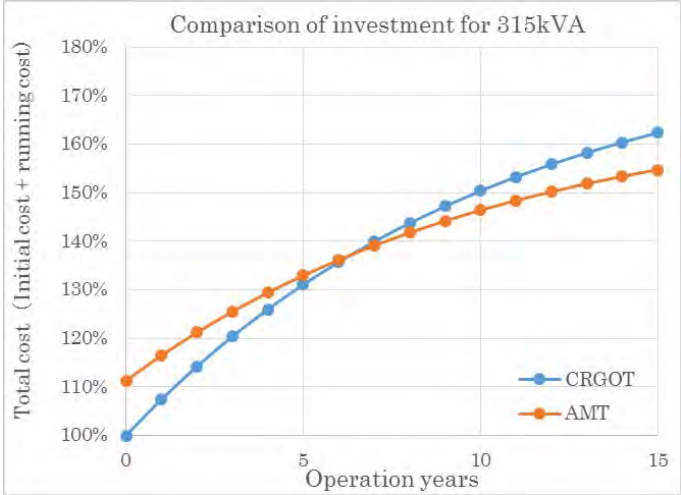


図 4-39 CRGOT に対する AMT のコスト比較例

その他の変圧器容量毎の評価結果を表 4-3 に示す。柱上に施設される比較的小容量の変圧器においては、全ての容量において約 10 年程度で初期コストの差額を回収できることが確認できた。

一方、地上設置用の大容量の変圧器（500kVA 以上）においては、小容量の変圧器と比較して、初期コストの差が大きいことに加えて、ロス削減効果が小さいため、初期コストの差額を回収するまで 20 年以上必要である。

よって、エチオピアへの AMT 導入は、柱上設置タイプに限定することを提案する。

表 4-3 AMT 導入に関する採算計算結果

Type	Unit cost (USD)			Total Loss (W) (at 65% load)			Break-even period(years)
	CRGOT	AMT	ratio	CRGOT	AMT	ratio	
25kVA	3,800	4,000	105%	230	152	66%	5
50kVA	4,700	4,900	104%	359	245	68%	3
100kVA	5,900	6,300	107%	569	421	74%	5
200kVA	9,900	10,400	105%	910	694	76%	4
315kVA	11,500	12,800	111%	1,349	963	71%	7
400kVA	11,800	13,700	116%	1,624	1,250	77%	11
500kVA	12,600	15,600	124%	1,888	1,470	78%	*25*
1,000kVA	20,000	24,700	124%	3,053	2,459	81%	*30+*

b) ピンポストがいし

現地カウンターパートの EEP/EEU から提供された配電設備に起因する停電実績の確認から、ガイシ破損による配電線の事故停電や、事故停電には至らないものの作業停電による取替えが必要となった破損が、年間複数回発生している状況を確認した。また、こ

うしたがいしの破損の多くはピンがいしであった。

一方で、1999 年に日本政府の無償支援で機材供与されたピンポストがいしは、現在もエチオピアで使用されており（図 4-40）、EEP/EEU がピンポストがいしの信頼度に対して、高い認識を持っていることを確認した。

図 4-40 ピンポストがいし（下段）の使用状況

アジスアベバ首都圏は、標高 2,300m の高地にあるため、がいしに必要な絶縁強度は、IEC 60071-2 に従い高度補正が必要である。現地調査において、EEP/EEU が適用している絶縁強度は、2008 年に発行されたレポート[28]に基づき選定されており、15kV 配電線では最高使用電圧 24kV 級、33kV 配電線では最高使用電圧 41.5kV 級が適用されている。

一方で、ピンポストがいしは、最高使用電圧 36kV 級までしか製造されていないため、33kV 配電線への適用は困難である。よって、ピンポストがいしを 15kV 配電線に限定して適用することを提案する。

c) 時限順送システム

現地調査により、4.1.2 節で述べた通り、アジスアベバ市内部には、Express way システムが導入されており、進行中プロジェクト AADRUP による Express way 故障箇所の修復と SCADA システムの導入後は、時限順送システムと同等以上の信頼度が確保できることが確認できた。

Express way システム導入により高い信頼度が確保できる一方、既存フィーダーと並行した変電所間連系線（Express way backbone）の構築が必要であるため、適用可能箇所は限定され、郊外の変電所間連系線の構築が困難なエリアには導入が見送られている。現地調査により、EEP/EEU が、Express way 未導入の郊外での信頼度向上に対し課題認識を持っていることが確認できたため、郊外への時限順送システムの導入を提案する。

d) 低ロス電線

現地調査にて EEP/EEU にロス低減に対する強い課題意識が確認できたため、低ロス電線に関する追加の提案を行った。低ロス電線は、台形型の素線を使用することにより、EEP/EEU で標準的に使用している AAAC 電線と同じ外径で、より大きなアルミ導体の

28 “URBAN DISTRIBUTION REHABIRITATION AND EXPANSION PROJECT”, Project Design REPORT, 30.04.2008

断面積を確保できるため、より少ない送電ロスが達成できる電線である（図 4-41）。

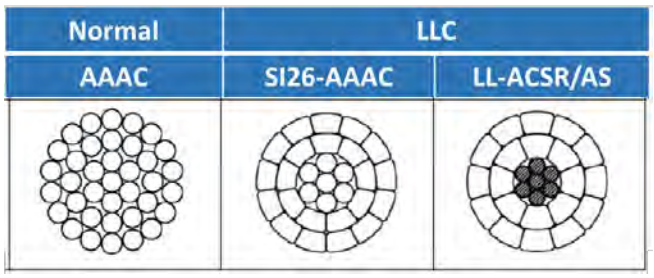


図 4-41　低ロス電線の断面図

パッケージⅤで実施する配電線の改修工事では、複数の電線サイズが混在することが予想されるため、対象エリアの決定前に低ロス電線の導入効果の算定を行うことは困難である。よって、低ロス電線の適用の詳細については、さらに調査を行った上、対象エリアを決定することが望ましい。

4.2　我が国協力の方向性等に係る提言

4.2.1　円借款として案件形成予定のパッケージに係る内容の精査

現地での EEP/EEU および AfDB との協議結果より、JICA が AfDB との協調融資を検討する事業パッケージⅠ～Ⅵのうち、AfDB がパッケージⅠ～Ⅲへの融資を行い、JICA がパッケージⅣ～Ⅵへの支援を行うことを検討している。

上記を受け、パッケージ Ⅳ～Ⅵ に係る内容の精査を技術的に検討した。

各パッケージ内容は以下である。

パッケージⅣ：　ADC 変電所の全面更新および同変電所から KALITI I 変電所への 132kV 送電線の容量増および 2 回線化
パッケージⅤ：　配電設備改修に係るパイロットプロジェクト
パッケージⅥ：　SCADA および通信設備

上述の現地調査および EEP/EEU との意見交換の結果、円借款事業としての内容の精査結果を表 4-4　円借款事業としての内容の精査結果に示す。

表 4-4 円借款事業としての内容の精査結果

項目		円借款事業としての内容の精査結果
パッケージ IV（送変電）	ADC 変電所更新	当初の入札図書案に比べ以下の変更がある。 変電所の位置：既設変電所位置より南へ約 500m 移動 ただし、土地提供はアジスアベバ市が行う予定である。しかしながら、土地提供の関する最終調整を EEP とアジスアベバ市とで行っており、その結果を待っている。 GIS のタイプ：屋内から屋外へ変更。 新 ADC 変電所に屋外 GIS を適用した場合の平面図案を EEP に提案している（図 4-37）。
	送電線（ADC～Kaliti I）	入札図書の当初案は、全区間地中送電線であったが、コスト低減の観点より、市内の一部区間のみ地中とし、その他区間は既設送電線と同じルートとする。送電線の電圧および回線数は 132kV / 2 回線である（既設は 1 回線）。送電線ルートを図 4-42（Option1）に示す。距離数は、地中線が約 3.2km 架空送電線は約 11.0km で合計約 14.2km である。
パッケージ V（配電）	入札図書の数量の考え方	入札図書は単価入札が示されていた。業務開始後、業者が現地調査、判定基準に基づき更新設備を提案し、クライアント承認後工事。 しかし、本方式は AfDB が認めなかったと EEP 説明。EEP はコンサルタントが入札図書に数量明記を希望。しかし低圧はその物量の多さ、治安、現状変化が激しく現実的でない。
	工事内容	入札図書では、工事内容は判定基準に従い、設備の更新のみ。しかし、現地調査結果および EEP の話を聞くと、単純な更新のみでは対応困難。リレーや保護協調、過負荷対応で変圧器分割、LV フィーダーの再構成等の検討要。本調査で検討されている工事内容を表 4-5 に示す。
	対象地域	MP の入札図書に 3 地域を明記。ADC 等市内中心部は、再開発が多数計画（撤去計画）されており、配電設備は一度投資すると 20～30 年利用すべきであり、投資が無駄になる可能性有があるので、EEP は投資不要と判断。入札図書に記載されている対象地域を図 4-43 に示す（Item A）。
		MV フィーダーの追加要請有（表 4-6, Item B）。日本側は Express Way が導入されていない地域に時限順送導入を提案（表 4-7, Item C）。
パッケージ VI（SCADA）	高圧系（132kV 以上）の運用	エチオピア全土の主な変電所・発電所と NDC がリンクし、NDC から主要開閉器操作・一部発電所出力調整が行われている。マイナーな課題や、設備高度化もあるが現状問題無。また AFD（フランス）で支援が検討されている。（添付資料－12　SCADA 説明資料 1 枚目上参照）
	配電（MV）系統の運用	オフライン DMS のソフトが DCC に導入されている。しかし、DMS は、計測データや開閉器の入・切情報等をリアルタイムで受信していない。各 Sw/St 間、変電所間は光ケーブル等のハードウエアが建設されているが、各 Sw/St・変電所から DCC への通信は、現時点では稼働していない。（添付資料－12　SCADA 説明資料　1 枚目下参照）
	Power China によるプロジェクト	MP では Hydro China による SACDA 導入が検討されていたが、現在は Power China が SCADA を導入中。進捗は、EEU 承認用の承認図面が提出されている状態。 内容は、DCC への SCADA ソフト導入および 8 変電所（36 ヵ所の Sw/S 新設・56 ヵ所の Sw/S 改修）を含む（添付資料－12　SCADA 説明資料 2 枚目参照）。

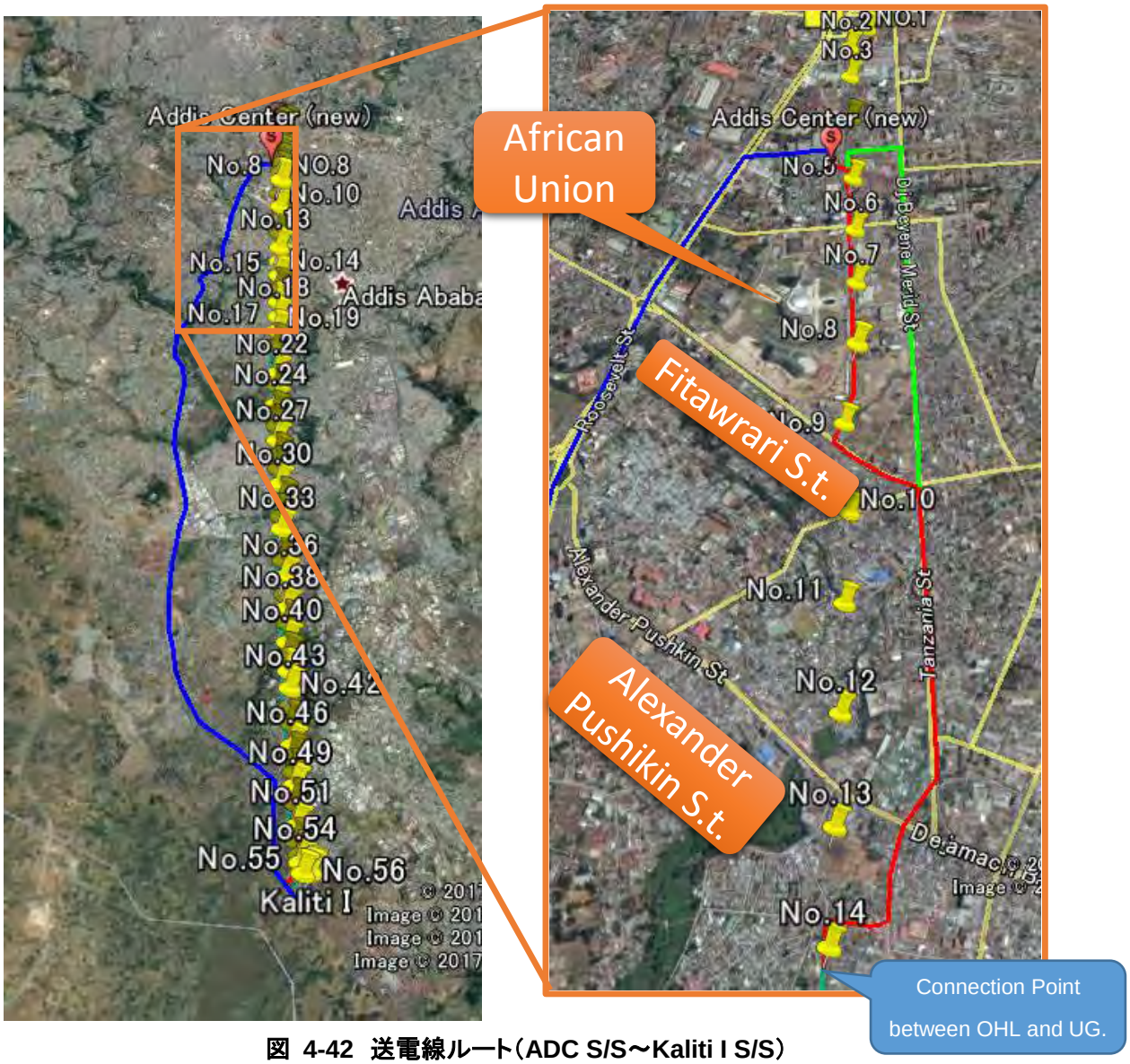


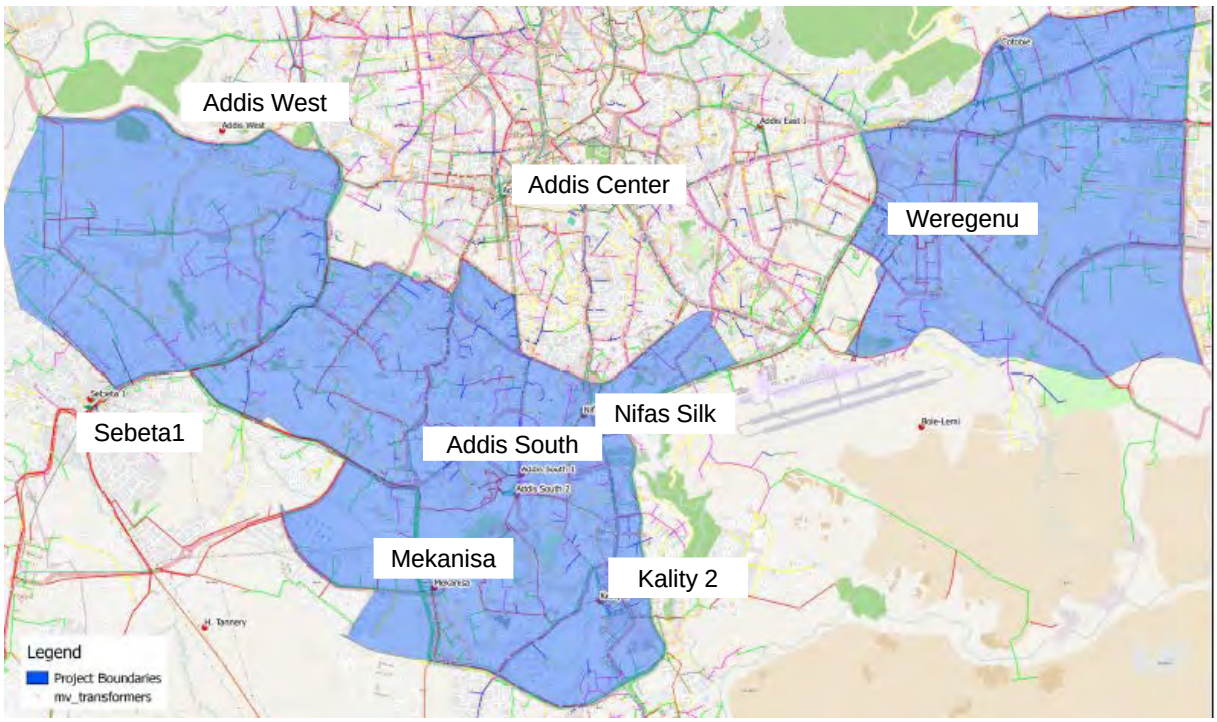
図 4-42 送電線ルート（ADC S/S～Kaliti I S/S）

Legend
: Original Plan (all U/G)
: Option 1 (UG/OHL)
: Existing OHL (Tower)
: Option 2 (UG/OHL)

表 4-5 パッケージ 5 配電設備改修の内容（案）

Item	Target	Medium Voltage	Distribution Transformer	Low Voltage
A	Original Bidding Documents	*Not include*	Include (1,290 cases)	Include (Total 600km)
	Quality Infrastructure	PPI	Amo T	-
B	Highest number of outages would address ～88% of outages (Request from EEP)	Include (Total 275km)	Include (757 cases)	*Not include*
	Quality Infrastructure	PPI	Amo T	-
C	Out side of City area within Study Area of AADMP [No express way] (Proposal from JICA Study Team)	Include	Include	*Not include*
	Quality Infrastructure	TSS, PPI	Amo T	-

Legend; Amo T: Amorphous Metal Core Distribution Transformers, PPI: Pin Post Insulators, TSS: Time sequential Sectionalizing



Number of Pole Mounted Distribution Transformer Default works: 1,290 case
Total length of Low Voltage Default Works: 600 km

図 4-43 パッケージ 5 配電設備改修対象候補（Item A）

表 4-6 パッケージ 5 配電設備改修対象候補（Item B）

No.	Requested Feeder from EEP				Required Information						Remarks
	Feeder Name	Substation	# of outages	% of total outages	Length of MV (km)	Number of Distribution Transformer (Unit)	Number of Transformer (Unit)				
							Pole mounted		Pad mounted	Package	
							< 300 kVA	> 315 kVA	> 500 kVA	> 500 kVA	
1	Cotobie-33	Cotobie	462	3.1%	80.3	53	37	14	2		
2	Sebeta II-03	Sebeta II	369	2.5%	102.0	137	112	25			Section affected by Package I - 4.646 km
3	Legetafo-07	Legetafo	367	2.5%	23.4						
4	Gefersa-04	Gefersa	323	2.2%	11.2	93	59	22	12		Section affected by Package I - 4.09km
5	Legetafo-08	Legetafo	268	1.8%	20.6	47	28	17	2		Section affected by Package I - 6.55km
6	Sebeta-07	Sebeta	245	1.7%	19.5	10	3	7			Section affected by Package I - 5.53km
7	Weregenu-06	Weregenu	245	1.7%	14.1	25	16	6	2	1	Section affected by Package I - 0.53km
8	Kaliti North-K2	Kaliti North	194	1.3%	7.5	50	16	15	11	8	
9	Sululta -02	Sululta	186	1.3%	13.5	6	4	2			
10	Weregenu-12	Weregenu	174	1.2%	15.4	15	9	5		1	
11	Sebeta-13	Sebeta	171	1.2%							
12	Sebeta-10	Sebeta	170	1.2%							
13	Sebeta-11	Sebeta	168	1.1%							
14	Gelan -04	Gelan	167	1.1%	37.2	66	29	25	12		Section affected by Package I - 20.34km
15	Sebeta-12	Sebeta	165	1.1%							
16	Weregenu-08	Weregenu	156	1.1%	8.5	84	55	23	1	5	
17	Weregenu-07	Weregenu	144	1.0%	9.4	18	5	11	2		
18	Kaliti North-K4	Kaliti North	140	1.0%	6.3	9	3	2	2	2	
19	Sebeta-09	Sebeta	140	1.0%	4.0						
20	Sululta-05	Sululta A & B	135	0.9%							
21	Sululta-07(Sul33-01)	Sululta A & B	130	0.9%	51.4	31	27	2	2		
22	Sululta-01	Sululta A & B	115	0.8%	24.5	43	24	19			
23	Sululta-08(Sul33-02)	Sululta A & B	114	0.8%	32.4	44	37	1	6		
24	Goffa-06	Goffa	105	0.7%	22.4	67	31	36			
25	Sululta-06	Sululta A & B	103	0.7%	69.1	10	-	8	2		
26	Gefersa-07	Gefersa	100	0.7%	11.5	19	8	2	9		
27	Kaliti North-K7	Kaliti North	99	0.7%	21.8						
28	Addis North -05	Addis North	97	0.7%	16.2	42	20	22			Section affected by Package I - 0.91km
29	Addis Center-14	Addis Center	93	0.6%	29.9	34	13	12	9		Not in Package I or II
30	Weregenu-09	Weregenu	79	0.5%	6.3	11	5		2	4	Section affected by Package I - 0.12 km
31	Addis North -06	Addis North	77	0.5%	6.9	57	27	27	2	1	
32	Goffa-05	Goffa	76	0.5%	13.0	51	24	24	3		
33	Sebeta-06	Sebeta	69	0.5%	3.5	5	1	3	1		
34	Mekanissa-06	Mekanissa	67	0.5%	2.7	1				1	
35	Addis Center-15	Addis Center	61	0.4%	4.9	34	20	6	7	1	
36	Gelan -03	Gelan	60	0.4%	18.3	17	5	3	9		Section affected by Package I -9.213km
37	Mekanissa-05	Mekanissa	57	0.4%	19.0	67	37	27	2	1	Section affected by Package I - 0.17km

Number of MV feeder: 37 Total length of MV: 275 (km) Number of Distribution Transformer: 757 (case)
Some feeders will be selected based in the following survey.

表 4-7 パッケージ 5 配電設備改修対象候補（Item C）

No.	Proposed Feeder by NEWJEC		Required Information						Remarks
	Feeder Name	Substation	Length of MV (km)	Number of Distribution Transformer (Unit)	Number of Transformer (Unit)				
					Pole mounted		Pad mounted	Package	
					< 300 kVA	> 300 kVA	> 500 kVA	> 500 kVA	
1	ABS 15-01	Aba Samuel	5.3	4	2	2			
2	ALM-15-01	Addis Alem	191.6	99	89	6	4		
3	ALM-15-02	Addis Alem	107.5	79	53	22	4		
4	ALM-15-03	Addis Alem	15.37	13	11	2			
5	ALM-15-04	Addis Alem	38.98	14	12	2			
6	ALM-15-05	Addis Alem	16.12	2			2		
7	DUK-15-01	Dukem	10.6	40	33	1	6		Section affected by Package I - 3.31km
8	DUK-15-02	Dukem	7.32	16	12	3	1		Section affected by Package I - 2.02 km
9	DUK-15-03	Dukem	3.52	11	7	2	2		
10	LEG-15-03	Legetafo	114.63	91	68	16	7		Section affected by Package I - 2.77km
11	LEG-15-04	Legetafo	15	54	42	12			Section affected by Package I - 4.81km
12	LEG-15-08	Legetafo	20.58	47	28	17	2		
13	LEG-15-09	Legetafo	Dedicated Line						
14	SUL-15-01	Sululta	24.47	43	24	19			
15	SUL-15-02	Sululta	13.5	6	4	2			
16	SUL-15-03	Sululta	27.4	23	17	6			
17	SUL-15-04	Sululta	34.04	40	24	4	12		
19	SUL-15-06	Sululta	69.08	10	-	8	2		
18	GEJ-15-01	Gedja	38.04	36	30	6			
20	GEJ-15-02	Gedja	19.16	18	10	-	8		
21	BEL-15-04	Bella	12.18	45	22	22	1		Section affected by Package I - 2.17km
22	GLN-15-01	Gelan	27.92	64	35	20	9		
23	GLN-15-03	Gelan	18.27	17	5	3	9		Section affected by Package I - 9.213km

Number of MV feeder: 21, Total length of MV : 778 (km),Number of Distribution Transformer: 691 (case)
Some feeders will be selected based in the following survey.

a) パッケージＶを実施するにあたっての問題点

パッケージＶを実施するにあたっての問題点を図 4-44～図 4-46 にまとめる。

（ア） パッケージＶの基本的・構造的問題点

パッケージＶの工事目的は、既存配電設備の改修による供給信頼度の向上と配電ロスの軽減におかれている。工事対象は既存設備であることから、対象地域の全設備が工事を必要とするわけではなく、上述の観点で改修必要ヵ所を見極める必要がある。

一方、AADMP において提案されている工事実施方法は、図 4-44 の (*1)に示すように、各電柱または一定の線路区間ごとの点検を行った後に、改修必要ヵ所を決定・工事設計書を作成してから工事を実施することとしている。

このような方法では、対象地域全体の工事数量・予算を予め把握することはできない。

このようなことから、パッケージＶにおいてある程度の精度で工事内容と実施予算を把握するためには、地域内全設備の点検と工事設計が必要になる。

パッケージＶは、図 4-44 に示すように 3 つのサブパッケージ（Item A・B・C、図

4-43、表 4-6 および表 4-7）が提案されている。同図に示すように地域内の既設設備は膨大であることがわかる。

このような膨大な設備において、上述の点検・設計を実施するには、膨大な労力と時間を要するものと考えられる。

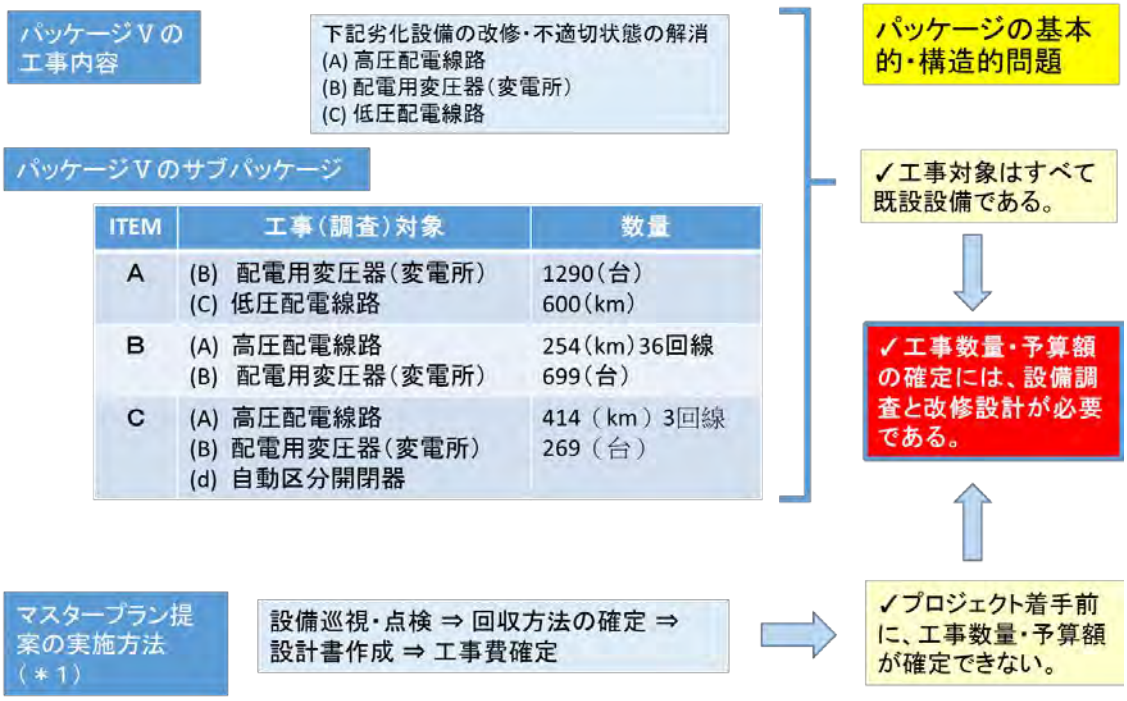


図 4-44 パッケージⅤの基本的・構造的問題点

(イ) 各工事要素の数量把握における課題

3 つのサブパッケージ（Item A・B・C、図 4-43、表 4-6 および表 4-7）をさらに工事要素に分けると下記の 3 設備になる。

(A) 高圧配電線路
(B) 配電用変圧器（変電所）
(C) 低圧配電線路

これらの設備の劣化・不具合様相の観点から点検・改修要素を挙げると図 4-45 示すような項目が考えられ、これらに対して設計を実施する必要がある。

したがって、実際の工事対象設備は、各構成要素を種々組み合わせた設計書にならざるを得ない。この組み合わせは無数にあることから、工事設計書をパターン化するのは困難である。

上述のようなことから、改修要素の観点から見ても全数調査による設計書作成が必

要になる。さらに、これらの改修要素の点検・設計を実施するにあたっては、図 4-45 に示す課題および EEU に求められる条件を考慮する必要がある。

工事対象設備		改修要素	工事要素の課題	EEUに要求される条件
(A) 高圧配電線路	機械的要素	1. 木柱のコン柱化 2. 電線のサイズアップ 3. 接続部の解消（適正化） 4. 弛度の適正化 5. 技術基準の確保（離隔距離・地上高） 6. 装柱の正常化	改修要素 2. 4. 5. 6. については、標準に基づいて実施する必要がある。	✓改修要素 2. 4. 5. 6. に関する設備標準・工事標準が整備されている。 ✓設備点検・分析が実施できるスタッフか必要。
(B) 配電用変圧器（変電所）	機械的要素	1.木柱のコン柱化 2.ケースの劣化(漏油) 3.油面計故障 4.接地線欠如 5.技術基準の確保（離隔距離・地上高） 6.低圧ヒューズの露出	改修要素 4. 5. 6. については、標準に基づいて実施する必要がある。	✓改修要素 4. 5. 6. . に関する設備標準・工事標準が整備されている。 ✓設備点検・分析が実施できるスタッフか必要。
	電気的要素	1.過負荷解消 2.電圧降下適正化 3.適切な保護装置（カットアウト、避雷器、低圧ヒューズ） 4.接地抵抗の適正化	✓負荷の適正化、電圧降下の適正化についての解析・設計が必要である。 ✓改修要素 4. 5. については、標準に基づいて実施する必要がある。	✓変圧器の適切設計を実施するには、変圧器負荷管理データ、低圧系統の設備管理データが整備されている必要がある。 ✓改修要素 4. 5. 6. . に関する設備標準・工事標準が整備されている。 ✓設備点検・分析が実施できるスタッフか必要。

工事対象設備		改修要素	工事要素の課題	EEUに要求される条件
(C) 低圧配電線路	機械的要素	1.木柱のコン柱化 2.裸線のケーブル（ABC)化 3.中性点接地箇所の確保 4.接地線欠如 5.技術基準の確保（離隔距離・地上高） 6.接続部のクランプ化 7.劣化ABCの改修	改修要素 2.3. 5. 6.7. については、標準に基づいて実施する必要がある。	✓改修要素 2.3.4. 5. 6. 7. に関する設備標準・工事標準が整備されている。 ✓設備点検・分析が実施できるスタッフか必要。
	電気的要素	1.電圧降下適正化 2.接地抵抗の適正化	✓電圧降下の適正化についての解析・設計が必要である。 ✓改修要素 2.については、標準に基づいて実施する必要がある。	✓電圧分布の解析には、変圧器負荷管理データ、低圧系統の設備管理データ需要家負荷データが整備されている必要がある。 ✓改修要素 2.に関する設備標準・工事標準が整備されている。 ✓設備点検・分析が実施できるスタッフか必要。

工事要素の共通課題：
工事対象設備改修要素は多岐にわたっており、現場状況により工事内容の組み合わせも多様になる。よって、工事内容をパターン化した工事設計書を作るのは困難である。
⇒　全数調査による設計書作成が必要になる

EEUの課題：
1.上記標準類・データが整備されて入るか？
2.点検・解析・設計が実施できるスタッフの確保は？

図 4-45 各工事要素の数量把握における課題

（ウ） パッケージⅤを次の検討段階に進めるにあたっての問題点

上記(ｱ)、(ｲ)項に示す問題点から、今後パッケージⅤを次のステップ（協力準備調査相当の後続調査、詳細設計・施工監理）に進めるにあたっては、図 4-46 に列挙する問題点・課題に対処する方法を具体化する必要がある。

パッケージⅤを次の検討段階に進めるにあたっての問題点

1. 上記＊1の方法で事業実施数量を確定するためには、上述の工事要素の課題から、設備調査・設計には多大の労力・時間・予算が必要になる。
この部分をどのような位置づけで実施するかが問題となる。

2. 上記設備調査・設計を実質的に実行するためには、EEU(現地業者を含む)における体制整備が必要である。
調査・設計段階
工事実施段階
・巡視・点検チーム
・系統解析チーム
・設計チーム
・工事監理・試験チーム

3. 巡視・点検業身においては、整備標準・劣化判定基準を熟知している必要があり、外部委託するのは不適切である。

4. AMTを合理的価格で調達するには、まとまった台数で発注する必要がある。
よって、この数量を確定するためにも、改修工事の設計を先行して実施する必要がある。

図 4-46 パッケージⅤを次の検討段階に進めるにあたっての問題点

4.2.2 円借款として案件形成予定のパッケージに係る本邦企業受注可能性の見極め

本邦技術の導入に関する見極め結果を表 4-8 に示す。

この検討は、後続の調査で検討され、必要に応じて、EEP/EEU を通じて、本事業のパラレル融資対象であるパッケージⅠ～Ⅲ（AfDB 融資予定）でも適用されることが望ましい。さらに、後述の無償の新規案件においても導入が検討されるべきである。

表 4-8 本邦技術の導入に関する見極め結果

	対応技術	本邦技術の導入に関する見極め結果
変電	GIS（屋外設置タイプ）	新 ADC 変電所は、市内中心部に位置し、敷地の極小化が求められている。そのような観点から、変電所敷地を極小化できる屋外型 GIS は新 ADC 変電所への納入は可能と判断する（4.1.3 a)参照）。
	タンク型電力用キャパシタ	EEP への聞取調査、また変電所調査によれば本調査対象の変電所の 132kV には大きな電圧の問題は発生していない。また今後 ADC 変電所の電力供給地域は地中ケーブルでの送電がさらに増加することが予想されることから、ケーブルの静電容量成分による電圧上昇を考慮していく必要があると考える。 タンク型電力用キャパシタの ADC 変電所への導入は、困難と判断する（4.1.3 c)参照）。
配電	アモルファス変圧器	同国で最も施設数の多い 315kVA での検討結果の一例で検討を行った結果、初期コストでは、従来型（CRGOT）に対し、約 1 割コスト高となるが、ロス低減により 7 年弱で初期コストの差額を回収することが可能である（4.1.4 a)参照）。 よって導入可能性があると判断する。
	ピンポストがいし	EEP/EEU がピンポストがいしの信頼度に対して、高い認識を持っていることが確認できた。ピンポストがいしを 15kV 配電線に限定して適用することを提案する（4.1.4 b)参照）。
	時限順送システム	現地調査の結果、Express way システム導入により高い信頼度が確保できる一方、既存フィーダーと並行した変電所間連系線（Express way backbone）の構築が必要であるため、適用可能箇所は限定され、郊外の変電所間連系線の構築が困難なエリアには導入が見送られている。EEP/EEU との協議で、Express way 未導入の郊外での信頼度向上に対し課題認識を持っていることが確認できたため、郊外への時限順送システムの導入を提案する。（4.1.4 c)参照）。
	低ロス電線	現地調査にて EEP/EEU にロス低減に対する強い課題意識が確認できたため、低ロス電線に関する追加の提案を行った。 パッケージ V で実施する配電線の改修工事では、複数の電線サイズが混在することが予想されるため、対象エリアの決定前に低ロス電線の導入効果の算定を行うことは困難である。よって、低ロス電線の適用の詳細については、さらに調査を行った上、対象エリアを決定することが望ましい。

4.2.3 アジスアベバ首都圏送変電分野における案件形成可能性の見極め

現地調査および EEP/EEU との協議結果より、アジス送変電分野における案件形成の可能性ついて、以下のカテゴリーで検討した。

A・円借款への追加対象候補
B・無償案件としての形成
C・技術協力プロジェクト

検討結果を表 4-9 に示す。また、AfDB 及び EEP より、AfDB が融資を検討しているパッケージのうち、表 4-10 の案件について、JICA による実施の可能性について検討依頼があった。

また、上記案件形成に関する留意点として以下が挙げられる。

・ 技術協力プロジェクトに関しては、本調査を通じて EEU の配電設備の設備管理台帳不備

等が確認されており、EEU 側の同分野への十分な技術者配置等受け入れ態勢整備が条件となる。また、日本側も、配電分野の技術協力プロジェクトを実施できる会社が非常に限られており、その人的資源が手配できるかも心配である。

・ 無償案件は、現在エチオピアでの無償資金協力の新規案件検討は限定的なため、状況が改善されることが前提となる。

表 4-9 案件形成可能性の見極め

	内　容
A-1	BLL 変電所～ADC 変電所への地中送電線新設（1 回線新設） 上記に伴う、BLL 変電所改修（GIS 設備改修）（1 回線増設） 同地中送電線の暫定ルート図および主な仕様を表 4-11・図 4-47 に示す。
A-2	既設 ADC 変電所更新に伴う、同変電所の既設変圧器の他変電所への移転
C-1	EEU に対して、配電設備に設備管理や設備改修に係るエンジニアリング等の技術協力プロジェクト

表 4-10 候補案件リスト（追加分）

	内　容
B-1	既設 Addis North（以下、ADN）変電所の変圧器[29]更新
B-2	既設 ADN 変電所からの架空送電線（1 回線）を、地中送電線（2 回線化）へ増強
B-3	Debre Zeit II 変電所一部更新（33kV 変圧器新設、フィーダー再構成含）
B-4	既設 Legetafo 変電所に 132/22kV 変圧器 2 台他の新設

表 4-11 BLL 変電所～ADC 変電所への送電線の主な仕様（案）

Item	Specification
Voltage	132kV
Number of circuit	1 circuit
Total Length of route	2.4 km
Installation method	Underground Cable with pipe

29 1999 年に日本の無償資金協力事業で納入。変圧器容量は 25MVA×2 台。

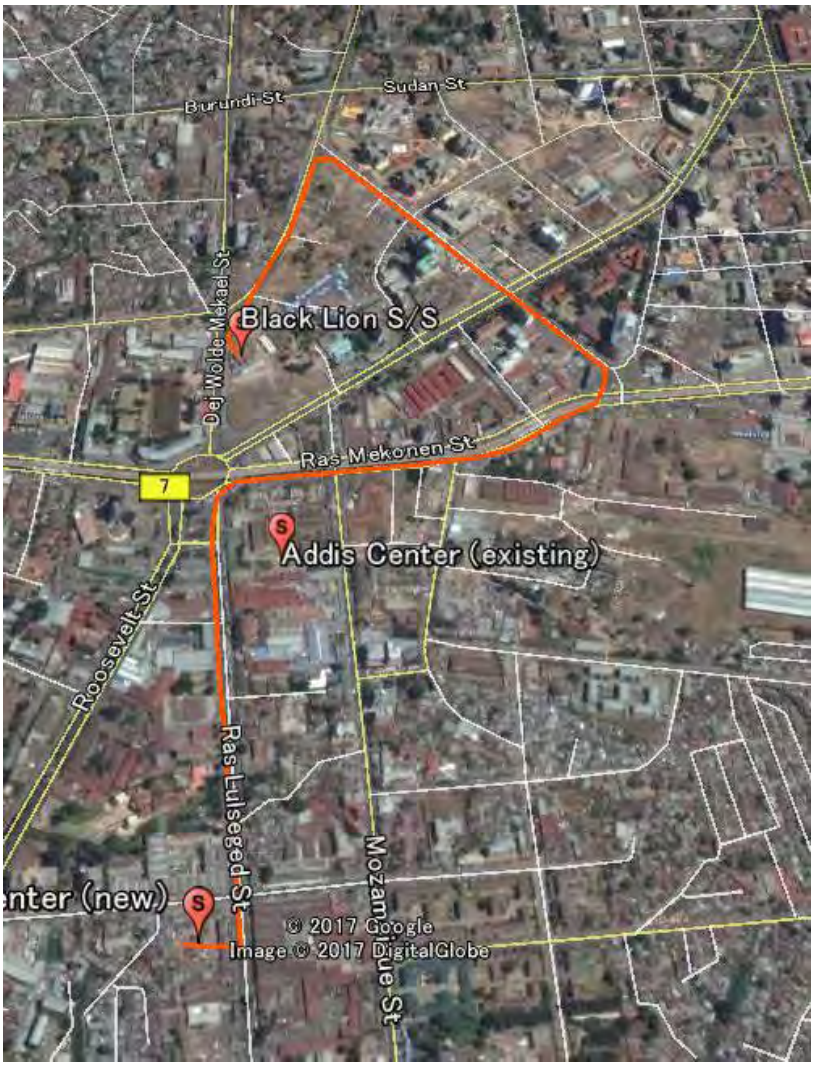


図 4-47 BLL 変電所～ADC 変電所への地中送電線新設ルート図（案）

4.2.4 我が国協力の方向性等に係る提言

各パッケージに対する提言は、以下の通り。

a) パッケージⅣ（ADC 変電所および関連する送電線）

追加要請である BLL 変電所への地中送電線ルート追加は、後続の調査での検討事項であるが、技術的には基本的に可能である。

移転先に係る、アジスアベバ市からの土地使用許可については、EEP が現在申請中であるものの、技術的には大きな課題は見受けられない。

本邦企業受注可能性に関しても、変電所関連で屋外型 GIS が期待できる。1999 年に日本が援助した市内中心部に電力を供給する変電所、および送電線を、再度日本が援助する案件であり円借款として妥当と考える。

b) パッケージⅤ（配電設備改修に係るパイロットプロジェクト）

当初の入札図書の考え方と大きく異なる事項が発生している。特に AfDB がパッケージ V に対して応札方針を認めなかったことは、案件内容精査の観点では影響が大きく、また課題である。

具体的には、事業実施内容を確定するためには、配電設備の状態調査と個別設計が必要であり、これには多くの労力が必要である。特に、LV ポーションは、高圧系（MV 含）より面的な広がりが大きく、物量の把握に非常に多くの労力（期間・コスト）が必要。外国人がスラム街周辺も含め調査するのは安全上の課題もある。EEP/EEU は既設設備の状態を調査する体制はなく対応困難と判断する。

方向性としては、同国に LV 領域で経験豊富なローカルコンサルタントが存在するか EEP/EEU と相談する。存在しない場合は、外国コンサルタントが LV 領域に深く入り込むのは合理的でないと考える。

c) パッケージⅥ（SCADA および通信）

SCADA ソフトは欧米（ABB、AREVA、Schneider 等）が基本システム（ソフト）を抑えており、日系企業が入り込む余地はない。日本が援助しても、実態は業務内容の大半を上記メーカに丸投げになる可能性高い。また、SCADA の基本システムは、上記欧米メーカによりパッケージとして販売されているが、その活用には既設設備との信号マッピング等が必要である。また、発展途上にあるエチオピアの電力網は急速に増強されており、SCADA のメンテナンスを行う技術者が電力会社内に必要である。

現地調査の結果、各変電所に高圧系 SCADA ソフトは導入されているが、詳細に確認すると十分活用されていない現状（誤信号・表示不具合）もあり、各国（メーカー）の援助で現場が混乱していると判断する。この様なシステムを対象に、裨益効果の高い（電力事情を目に見えて改善）するシステムを導入するには、入札図書作成段階で既設設備（ソフト）の十分な調査が必要であるが、残念ながらソフトの中身はブラックボックスである。よって、後続調査で上記メーカの協力が不可欠であるが、妥当な協力が得られるか不安がある。

また、中国との関係においても不安要素は大きい。具体的には当初市内全域の変電所（28 ヵ所）を対象に中国の援助が始まったが、老朽化した変電所対応で行き詰まり、比較的新しい変電所（8 ヵ所）と DCC の SCADA の基幹システムのみを対象とした。日本への期待は、中国が対応できなかった 20 変電所を対象に、中国のプロジェクトを補完的にアシストする内容である。

上記を考慮し、EEP 及び EEU に対し、円借款案件として適用する場合の技術的見解として、下記の通り課題を説明するとともに、提案を行った。

【課　題】

・ SCADA (online DMS) のソフトウエアの仕様不明。
Power China が導入する基幹システムのソフトウエアの仕様が不明である。よって、円借款ポーションの業務範囲の検討は困難である。

・ SCADA システムの評価困難
円借款の供与決定前にシステムの技術的評価が必要である。しかし、基幹システム導入を含んだ Power China プロジェクトは、MV SCADA に支配的な影響を与え、そのインパクトは非常に大きい。現時点で円借款の業務範囲や概略予算等の検討は困難である。

・ 責任が不明確
中国が基幹システムを導入し、日本側が 20 変電所分を繋ぎこみにいく。その接続時に中国の基幹システムのソフト設定変更が必要だが Power China が協力するか不明。また、その責任も不明確である。

【提　案】

・ MV 配電網の自動化（SCADA）の拡張整備に関して、日本が支援を検討する場合には Power China のプロジェクト終了後、検討を開始すべきである。

添付資料

添付資料－1	調査団員名簿
添付資料－2	調査実績行程
添付資料－3	関係者（面会者）リスト
添付資料－4	収集資料リスト
添付資料－5	キックオフミーテング議事録
添付資料－6	Black Lion 変電所　単線結線図・レイアウト図
添付資料－7	Kaliti I 変電所　単線結線図・レイアウト図
添付資料－8	Package 5　対象候補エリア（Item B）
添付資料－9	Package 5　対象候補エリア（Item C）
添付資料－10	Express way　単線結線図
添付資料－11	EEP・EEU 詳細組織図
添付資料－12	SCADA 説明資料

添付資料－1

調査団員名簿

添付資料－1:調査団員名簿

氏名	担当業務	所属
小部 宣幸	協力企画	独立行政法人 国際協力機構 アフリカ部　アフリカ第二課
帆秋 寛子	協力企画	独立行政法人 国際協力機構 アフリカ部　アフリカ第二課
工藤 義行	技術 アドバイザー	独立行政法人 国際協力機構 産業開発・公共政策部　資源・エネルギーグループ
八木 建一郎	総　括／ 変電計画	株式会社ニュージェック
川辺 晃	変電機材／ 施工計画	株式会社ニュージェック
元治 崇	配電計画	株式会社ニュージェック
河部 伸一	配電機材／ 調達	株式会社ニュージェック

添付資料－2

調査実績行程

添付資料－2:調査実績行程

	Date	Day	JICA			NEWJEC Inc.			
			Nobuyuki KOBE	Hiroko HOAKI	Yoshiyuki KUDO	Kenichiro YAGI	Takamu GENJI	Shinichi KAWABE	Akira KAWABE
			Cooperation Planning , Africa Division 2, Africa Department	Cooperation Planning , Africa Division 2, Africa Department	Technical Advisor, Energy and Mining Group, Industrial Development and Public Policy Department	Chief Consultant／Substation Engineer	Distribution Engineer	Distribution Engineer	Substation Engineer
1	2017/7/1	Sat				Lv. Narita by ET1400 / ET609			
2	2017/7/2	Sun				Ar. Addis Ababa			
3	2017/7/3	Mon				9:00 Meeting with JICA Ethiopia 14:00 Meeting with EEP, EEU and Fad			
4	2017/7/4	Tue				AM Internal Meeting PM Discussion with EEP			
5	2017/7/5	Wed				AM Site Visit (Kaliti I Substation) PM Site Visit (Addis East Substation,☐ Primary substation, Switching Substation)			
6	2017/7/6	Thu				AM Interview with City Government (Urban Planning institute), Site Visit (Addis Center [original & new]) PM Data Collection			
7	2017/7/7	Fri				AM National Load Center(NLC), Distribution Control Center (DCC) PM Workshop, which repair distribution transformer			
8	2017/7/8	Sat							
9	2017/7/9	Sun							
10	2017/7/10	Mon				AM Internal Discussion PM Discussion with EEU Engineering (Mr.Getachew)			Internal Discussion, Study
11	2017/7/11	Tue				Same as Mr.Kawabe	Data Collection	AM Site Visit (Kaliti I Substation) PM Site Visit (Nifas Substation)	
12	2017/7/12	Wed				Same as Mr.Kawabe	Data Collection	AM Site Visit (Transmission Line Route) PM Internal Discussion	
13	2017/7/13	Thu				AM Discussion with EEP PM Discussion with EEP			
14	2017/7/14	Fri				AM Discussion with EEP (Transmission Engineering Office), Discussion with EEP(Strategy and Business Analysis) 16:30 JICA Ethiopia	Data Collection	AM Data Collection 16:30 JICA Ethiopia	Same as Mr.Yagi
15	2017/7/15	Sat							
16	2017/7/16	Sun							
17	2017/7/17	Mon				Internal discussion Discussion with EEP (Package 5)			
18	2017/7/18	Tue				Discussion with EEU Engineering (Package 5 and SCADA) Discussion with EEP (Package 4)			
19	2017/7/19	Wed				Discussion with EEU Engineering (SCADA) Internal discussion, Meeting with Local Contractor			
20	2017/7/20	Thu				Internal discussion Discussion with EEP (SCADA)			
21	2017/7/21	Fri				9:00 Interim repot to Mr.Mekuria (EEP, Strategy and Investment) 12:00 TV Meeting with JICA Tokyo, 15:00 Meeting with Local Consultant			
22	2017/7/22	Sat							
23	2017/7/23	Sun							
24	2017/7/24	Mon	Lv. Narita by EK319 / EK 723			AM Site Visit (Distribution, LV area) PM Site Visit (Black Lion S/S, transmission line route from B/L to ADC) 17:00 Meeting with JICA Ethiopia			
25	2017/7/25	Tue	Ar. Addis Ababa, 17:30 Internal Meeting (JICA H.Q., JICA Ethiopia, Consultant)			AM Site Visit (Addis Alum) , 14:00 Discussion with EEU, 16:00 Discussion with Green & Beautification Authority, 17:30 Internal Meeting (JICA H.Q., JICA Ethiopia, Consultant)			
26	2017/7/26	Wed	9:00 Meeting with EEP 14:30 Meeting with EEU			9:00 Meeting with EEP 14:30 Meeting with EEU			
27	2017/7/27	Thu	10:00 Meeting with AfDB 15:00 Report to Embassy of Japan			9:30 Meeting with Local Consultant 15:00 Report to Embassy of Japan			
28	2017/7/28	Fri	9:30 Work Shop 16:30 Report to JICA Ethiopia						
29	2017/7/29	Sat	Lv.Addis Ababa by EK724 / EK318			Lv.Addis Ababa by ET672			
30	2017/7/30	Sat	Ar. Narita			Ar. Narita			

添付資料－3

関係者（面会者）リスト

添付資料－3：関係者（面会者）リスト

Name	Organization	Department	Position
Mr.Mekuria Lemma	EEP (Ethiopian Electric Power)		Strategy and Investment Head
Mr.Abinet Ahmed		Addis Ababa Power System Master Plan	Project Manager
Mr.Elias Mekonnen			Distribution Construction Super Incident III
Mr.Kassahum Tsehay			Distribution Construction Super Incident III
Mr.Chumala Samuel			Planning and Design Engineer III
Mr. Aman Belete			Planning and Design Engineer III
Mr.Melaku Yigzaw			Strategy and Business Analyst III, Electrical Engineer
Mr.Aklilu Torckeper		Transmission Engineering Office	Acting Manager
Mr.SEIFU MOGES		Transmission Engineering Office/ Substation Design Section	
Mr.Megistu Tesso		Kaliti I Substation	Manager
Mr.Gosaye Mengistie Abayneh	EEU (Ethiopian Electric Utility)		Chief Executive Officer
Mr.Adefris Merid Asfaw			Senior Technical Advisor
Mr.Aklilu Kebede Yiman			Distribution Projects Management Office Head
Mr.Getachew Adane		Engineering	Transmission Planning of Engineering
Mr.Melkamu Abebe		Planning	Head: Strategic Environmental and Social
Mr.Girma Mekuria	AfDB	Ethiopia Country Office	Senior Energy Expert
Mr.Abebaw Sentie	Addis Ababa City Government	Urban Planning Institute	Urban Planning Institute Director
Mr. Tesfy KINANA	A.A city government sanitation, beautification and parks development agency		Vice Deputy Manager
Mr.Ken YAMADA	JICA Ethiopia		Chief Representative
Mr.Hiroyuki TANAKA			Senior Representative
Mr.Takeshi MATSUYAMA			Senior Representative
Mr. Akitoshi IIO			Advisor
Mr.Gaku SAITO			Representative

添付資料－4

収集資料リスト

添付資料－4:収集資料リスト

No.	Name
1	Black Lion S/S　SLD
2	Black Lion S/S　Layout
3	Kaliti S/S　Layout
4	Kaliti S/S　SLD
5	Express Line SLD showing damaged　part
6	Express Line
7	MV Feeder in AA
8	EEP-organizational-chart
9	EEU Organizational Chart
10	Network Planning (Express feeder) Design Report by SWECO INTERNATIONAL
11	Distribution Control Center (DCC) Report by SWECO INTERNATIONAL
12	Attendance List (Kick off meeting)
13	Refurbishing 81 feeders that are responsible for the highest number of outages would address 88%
14	Out of 10 feeders for refurbishment in the 8 cities project….
15	LV Network
16	Condition Assessment
17	Ethiopian Power System Expansion Master Plan Study (September 2014)
18	ADC Control Functional Diagram　(2014)
19	Evidence of Sample Survey
20	Asset Condition Assessment
21	COMMUNICATIONS EQUIPMENT
22	MV Feeder for Package 5 (Item B)
23	MV Feeder for Package 5 (Item C)
24	Detail Automation spesfi
25	Asset Condition Assessment (Addis Alem)
26	2006E.C Year Quarters MV line Interruptions
27	MV line interruption report per quarts (2007)
28	MV-LV TRAFOS IN THE STUDY AREA
29	Conductor data mv
30	Examples of feasibility study report for power requestion
31	Methodology for distribution design
32	Policy Procedures &Manuals
33	Report format for LV & MV
34	ADDIS ABABA REGION LOAD DATA MODIFIED

添付資料－5

キックオフミーティング議事録

Minutes of Meeting for:
The Kickoff Meeting for the Data Collection Survey in Addis Ababa Distribution and Transmission Network

3 July 2017
Prepared by JICA Study Team (NEWJEC Inc.)

1. List of Participants

(1) Ethiopia Electric Power (EEP)

- Abinet Ahmed — A.A. Power System MP Project Manager Strategy and Investment group, EEP
- Girma Mekuria — Senior Energy Expert Energy Dept. AfDB
- Daniel Musle — EEP
- Gitachew Adene — Transmission Planning Engineer, EEU
- Melkemm Abebe — Investment Planning EEU

(2) Japan International Corporate Agency (JICA here on) study team

- Akitoshi IIO — Advisor JICA Ethiopia
- Raher Ladesse — Program Officer JICA Ethiopia
- Kenichiro YAGI and 3 participants from NEWJEC

2. Location

EEP Head office, 2nd floor,

3. Contents

- Package 5 is just taken 10% of network wide program. EEP does not know actually scope of work. It is vast scale project which will be completed coming five or ten years, so EEP want to know what happened through the project.
- This JICA study team is to examine each packages whether these packages are feasible, reliable or not. Preparation of BoQ would be next stage like a feasible study.
- According to AfDB, Package 4 and 5 is to be financed by JICA after Data Collection Study conduct by JICA Study Team to confirm reliability, cost, design, etc.

- Package 5 includes not only MV but also LV, around 420km rehabilitation. Actual quantity of work is decided by field inspection conducting by contractor.
- EIA and compensation for resettlement for new Addis Center Substation (ADC S/S here on) will be conducted by city government.
- MV SCADA system is design stage by EEU. MV SCADA system has two options, One is independent communication medium from existing communication medium using HV SCADA system (M/P consultant recommended) the another is to use existing communication medium
  EEU request the solution which is the best way, to use existing medium or install new medium.
- Tank type capacitor is not suitable for Ethiopia, because there is no earthquake in Ethiopia.
- Maximum capacity of Amorphous Transformer is 1500MVA. Therefore, Amorphous Transformer can cope with future capacity growth.
- EEU is concerned about installation new type distribution transformer because EEU will need additional spare parts and training for repair. JICA study team will investigate difference CRGO and AMT.
- EEP requested JICA study team that ADC S/S should upgrade 132kV to 230kV. Because ADC S/S is very important substation which supply sensitive customer such as African Union and Palace.
- JICA study team will conduct which is the best way, supply by 230kV or132kV to new ADC S/S.
- EEU will provide us which distribution line is critical and serious.
- EEP requested EEU whether load shift from old ADC S/S to surrounding substations can conduct or not. If load shift cannot conduct, EEP will consider to install mobile substation at new ADC S/S.
- Chinese company (Power China) tried to install SCADA system, main contents is to install fiber optic cable in the city.

End of Document

Data Collection Survey on Addis Ababa Transmission and Distribution System (JICA)

Kick- Off Meeting - 3 July 2017

Attendance Register

Name	Organization	Department	Position	Emal Address	Telephone Number
Rahel Tadesse	JICA ET office	Infrastructure	Program Officer	jica.go.jp tadessetahel.et@	+251 911970324
David Muleta	EBP	Sdaban ODI	Mgmt Consult	danielmuleta @yahoo.com	+251862557
Getachew Adane	EEU	Engineering	Transmission planning Engineer	gechadane715@gmail.com	0911075312
Melkamu Abebe	EEU	Planning	Head: Investment, Environment & Social	melkamuabebe@gmail.com	0911245469.
Abinet Ahmed	EEP	Strategy & Investment	A.A. Distribution M.P Project Manager	abinet2@gmail.com	0910075517
Girma Mokonia	AfDB	Energy Dept.	~~Senior~~ Senior Energy Expert	g.abiyenoy@afdb.org	0911466775
Akitoshi Iio	JICA	Ethiopia	Adviser	iio.akitoshi@jica.go.jp	0911233889
Kenichiro YAGI	NEWJEC	NEWJEC	Chief Consultant	yagikn@newjec.co.jp	
Takamu Genji	Dotto		Distribution Planning	genjitk@newjec.com	
Shinichi KAWABE	NEWJEC		Distribution Engineer	kawabesn@newjec.com	
Akira KAWABE	NEWJEC		Substation Engineer		

Data Collection Survey on Addis Ababa Transmission and Distribution System

July 2017

Japan International Cooperation Agency

NEWJEC Inc.

Background

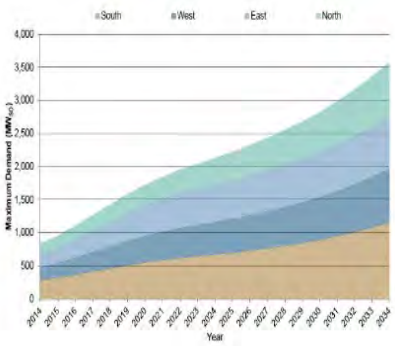
2015 September : Final Report of AADMP was prepared for EEP.
2015 December : Inception Report (Revision 1) was prepared.
2016 January : Highlights and Summary of AADMP was prepared.
2016 August : JICA dispatched the contact mission.
2016 October : JICA and AfDB dispatched the joint FF mission.
2017 June : Data Collection Survey by the Japanese Consultant was started.

Study Area

Addis Ababa Transmission Network

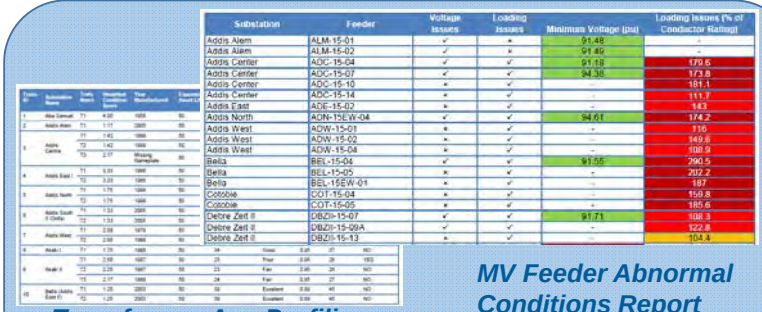
AADMP: Addis Ababa Distribution Master Plan , EEP: Ethiopian Electric Power

Study on Addis Ababa Distribution Master Plan



Demand Forecast

Health index for Transformer, Main Switchgear, Substation Compound and Building Maintenance



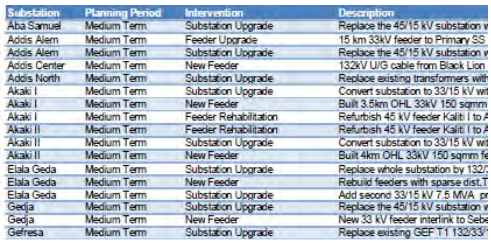
Substation	Feeder	Voltage Issues	Loading Issues	Minimum Voltage (pu)	Loading Issues (% of Conductor Rating)
Addis Alem	ALM-15-01	✓	×	91.48	-
Addis Alem	ALM-15-02	✓	×	91.49	-
Addis Center	ADC-15-04	✓	✓	91.19	179.6
Addis Center	ADC-15-07	✓	✓	94.38	173.8
Addis Center	ADC-15-10	×	✓	-	181.1
Addis Center	ADC-15-14	×	✓	-	111.7
Addis East	ADE-15-02	×	✓	-	143
Addis North	ADN-15EW-04	✓	✓	94.61	174.2
Addis West	ADW-15-01	×	✓	-	116
Addis West	ADW-15-02	×	✓	-	149.8
Addis West	ADW-15-04	×	✓	-	108.9
Bella	BEL-15-04	✓	✓	91.55	290.5
Bella	BEL-15-05	×	✓	-	202.2
Bella	BEL-15EW-01	×	✓	-	187
Cotobile	COT-15-04	×	✓	-	159.8
Cotobile	COT-15-05	×	✓	-	185.6
Debre Zeit II	DBZII-15-07	✓	✓	91.71	108.3
Debre Zeit II	DBZII-15-09A	✓	✓	-	122.8
Debre Zeit II	DBZII-15-13	×	✓	-	103.4

MV Feeder Abnormal Conditions Report

Transformer Age Profiling and Maintenance Quality

Assessment of Existing Network

a) Planned and committed projects
b) Rehabilitation and short term expansion plan
c) Medium term expansion plan
d) long term expansion plan
e) SCADA and Telecommunications



Substation	Planning Period	Intervention	Description
Aba Samuel	Medium Term	Substation Upgrade	Replace the 45/15 kV substation v
Addis Alem	Medium Term	Feeder Upgrade	15 km 33kV feeder to Primary SS
Addis Alem	Medium Term	Substation Upgrade	Replace the 45/15 kV substation v
Addis Center	Medium Term	New Feeder	132kV U/G cable from Black Lion
Addis North	Medium Term	Substation Upgrade	Replace existing transformers with
Akaki I	Medium Term	Substation Upgrade	Convert substation to 33/15 kV wit
Akaki I	Medium Term	New Feeder	Built 3.5km OHL 33kV 150 sqmm
Akaki I	Medium Term	Feeder Rehabilitation	Refurbish 45 kV feeder Kaliti I to A
Akaki II	Medium Term	Feeder Rehabilitation	Refurbish 45 kV feeder Kaliti I to A
Akaki II	Medium Term	Substation Upgrade	Convert substation to 33/15 kV wit
Akaki II	Medium Term	New Feeder	Built 4km OHL 33kV 150 sqmm fe
Elala Geda	Medium Term	Substation Upgrade	Replace whole substation by 132/
Elala Geda	Medium Term	New Feeder	Rebuild feeders with sparse dist,T
Elala Geda	Medium Term	Substation Upgrade	Add second 33/15 kV 7.5 MVA, pr
Gedja	Medium Term	Substation Upgrade	Replace the 45/15 kV substation v
Gedja	Medium Term	New Feeder	New 33 kV feeder interlink to Sebe
Gefresa	Medium Term	Substation Upgrade	Replace existing GEF T1 132/33/

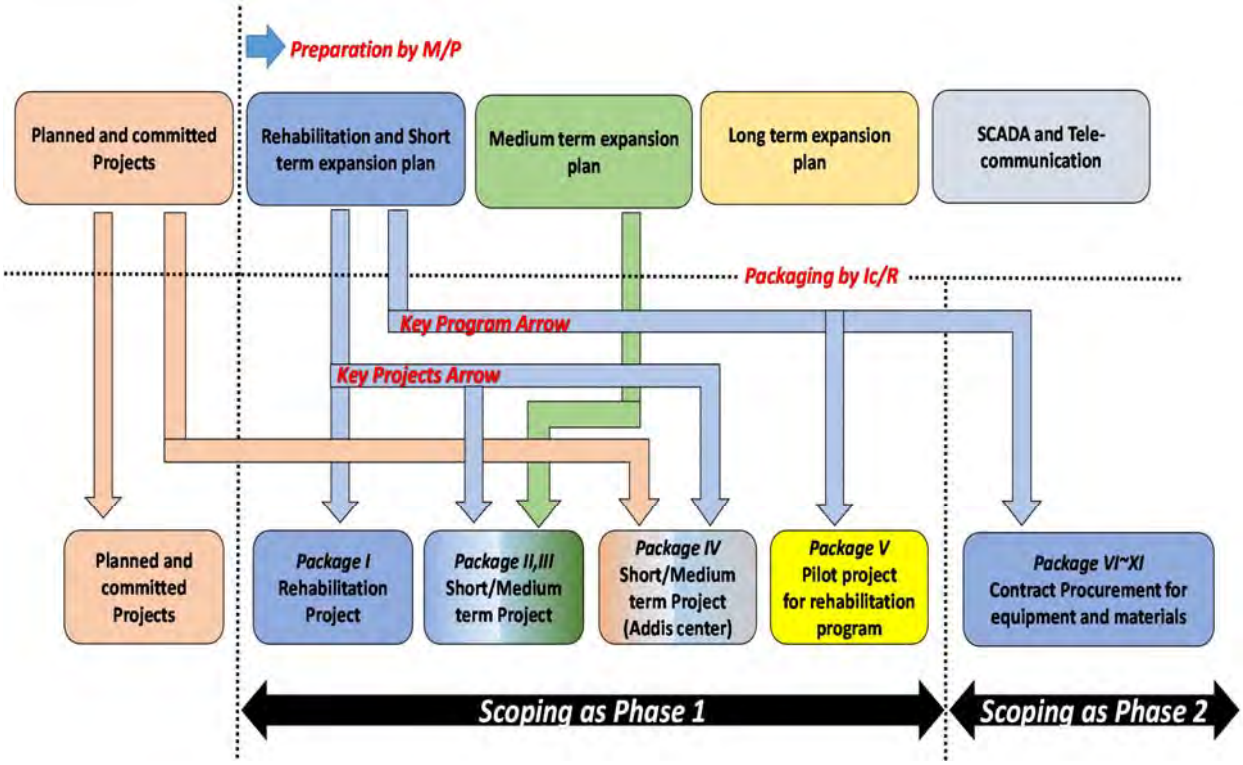
Projects and Programmes Summary

Economic and Financial Analysis

Strategic Environmental and Social Assessment

CONTRACT PACKAGE SYSTEM

In the inception report, formulated Scope of Work and procurement method based on each construction plans as shown below.



Contract Package System of JICA and AfDB

PK G#	Project	Contents	Budget (USD)	AfDB/ JICA
I	EPC: Rehabilitation	[22 S/S] *Feeder Reconfiguration *rehabilitation of S/S	10 mil	AfDB
II	EPC: Short &Middle (EEU)	[9 S/S] *New Feeder *New distribution transformer *rehabilitation of MV	21mil	AfDB
III	EPC: Short &Middle (EEP)	[11 S/S] Substation Upgrade 132kV New transmission line (1cct) and cable (2cct)	52mil	AfDB
IV	EPC: Short &Middle (Addis Centre S/S)	[Addis Centre S/S] Substation Upgrade	46mil	JICA
V	EPC: Pilot Project	Rehabilitation of MV Network for Phase 2	24mil	JICA
?	EPC:SCADA	Introduce SCADA and communication system	23mil	???

Task of AADMP

・Tasks in general related to AADMP

Task 1 Uncertainty due to related projects

AADMP is based on other relevant projects such as AADRUP

According to progress of other projects, AADMP plan would be necessary to revise the timing and contents

Task 2 Lack of information to evaluate the feasibility and validity of AADMP

No detailed information about the preconditions and various kinds of data used in AADMP,

Detailed confirmation of these is necessary before shifting to the implementation stage.

・Tasks related to individual package

Task 3 Task relevant to ADC substation (Package IV)

-According to Inception report (Original plan)

GIS will be installed on the same foot print of existing AIS

No detailed construction method to avoid long period power outage in ADC substation.

−According to interview to EEP (Alternative plan)

Green area regulation around African Union would affect substation layout

Task from perspective of "Quality Infrastructure"

AADMP focused on solving particularly insufficient capacity among the three problems (Lack of capacity, Poor reliability and High losses) in the study area.
There were no detailed solutions against two other problems. (Poor reliability and High losses)
We describe the tasks from the viewpoint of lack of solution for ideal distribution network.

Task 4 Approach relevant to distribution loss reduction

Lack of suggestion for loss reduction about specifications of equipment which will be installed as full renovation.

Task 5 Approach on improving supply reliability

To ensure the low value of the frequency of power outages (SAIFI) and the duration of power failure (SAIDI), are important for reliable distribution system.
However, Lack of suggestion for reliability increasing about specifications of equipment which will be installed as full renovation

Task 6 Approach on equipment maintenance

No concreate method about equipment maintenance.
Need Asset management system and training for employee.
Need equipment with long-term reliability and easy maintenance.

Purpose of this Survey

Item 1

Verifying the project component for expected formation as Japanese Yen Loan.

Item 2

Study on Applicable Quality Infrastructure.

Item 3

Project finding for transmission, substation and distribution system in Addis Ababa.

Schedule of Data Collection Survey

Schedule of Data Collection Survey

	June 2017	July 2071	August 2017
Works in Japan			
Field Survey in Ethiopia			
Report	Ic/R	Df/R	F/R

Tentative Schedule of this mission

Schedule	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
Meeting with EEP/EEU	Kickoff Meeting with AfDB																										
Data Collection at EEP/EEU																											
Site survey at SS and D/L																											
Meeting with Donor (AfDB, IFC, etc.) JICA Ethiopia																											
Analysis of issue and proposal of solution																											

Ic/R: Inception Report, Df/R: Draft Final Report, F/R Final Report

Item1 Verification

Summary of Package IV (1) "Original "

How about the necessity of
- ✓ Environmental Impact Assessment
- ✓ Resettlement Action Plan

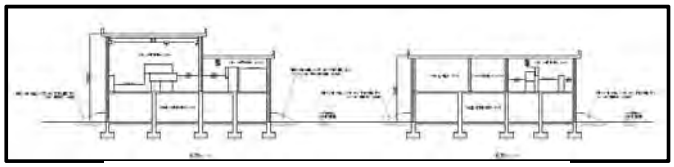
(Original) Components

132kV U/G cable from Kaliti I ,14km 2500sqmm CU/phase ;2 circuits

- ✓ **Build new 132/33/15 kV GIS substation on the foot print of the existing one;**
- ✓ **Install 3x50MVA transformers 132/15kV and associated switchgear;**
- ✓ **Install 1x50MVA transformer 132/33kV and associated switchgear**

Summary of Package IV (2) "Original"

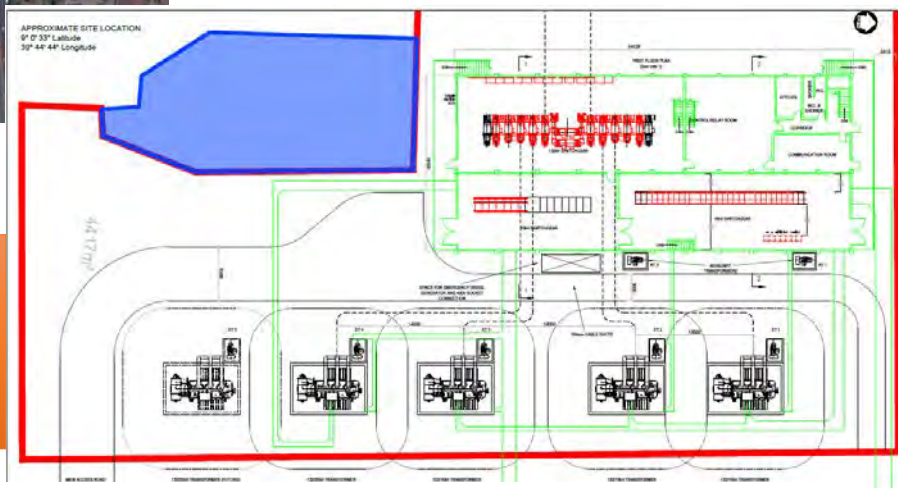
Site Layout 1 (Original) (4,417m2)



Section Drawing

- ✓ Saving for installation space,
- ✓ Environment- friendly,
- ✓ Easy to maintain,

will be considered.



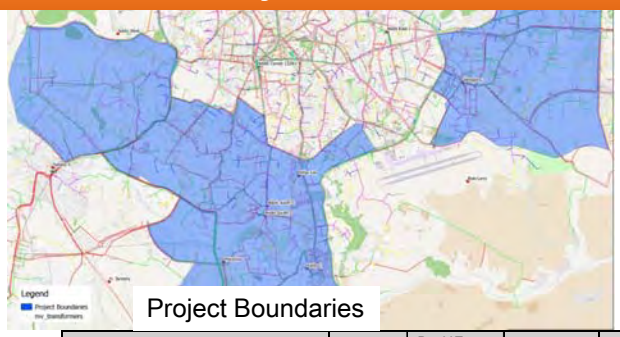
Addis Center GIS Substation Site Layout 2 (Original)

Update of the location of Addis Center S/S and the line path of 132kV Cable are required.

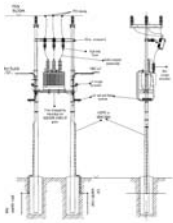
Summary of Package V

Pilot EPC Project for Rehabilitation

1 Rehabilitation Survey by the Contractor
2 After approval from the Employer, Rehabilitation works will be conducted.



Project Boundaries



Confirmation is required.

	Total quantify [km, Cases]	Pac.V Target quantify [km, Cases] ※1	Refurbish Target quantify [km, Cases]	Replace Target quantify [km, Cases]	Refurbish Unit Costs	Replace Unit Costs	Refurbish Cost	Replace Cost	Total Cost [USD]
MV Feeder	**2,552**	**420**	**22.0%**	**31.0%**					**2,227,842**
15kV Conductor	2,230	367	80.7	25.0	15,870	25,600	1,281,366	640,764	1,922,129
33kV Conductor	322	53	11.7	3.6	17,480	28,200	203,793	101,920	305,712
LV Feeder	**6,553**	**480**	**16.0%**	**66.0%**					**2,527,970**
LV Feeder with low pole	3,505	257	41.1	27.1	17,480	28,200	718,043	764,543	1,482,586
LV Feeder with multi pole	3,048	223	35.7	23.6	14,520	22,340	518,684	526,700	1,045,383
Distribution Transformer	**5,716**	**1,290**	**18.6%**	**39.5%**					**17,615,504**
15kV<300kVA Pole-mounted	2,840	641	119.2	253.2	12,020	24,989	1,432,957	6,326,475	7,759,432
15kV>315kVA Pole-mounted	1,910	431	80.2	170.3	13,539	28,925	1,085,501	4,924,944	6,010,446
15kV>500kVA KIOSK	504	114	21.2	44.9	16,246	37,518	343,706	1,685,640	2,029,346
15kV>500kVA Package	160	36	6.7	14.3	21,912	48,766	147,168	695,555	842,723
33kV<300kVA Pole-mounted	239	54	10.0	21.3	13,462	27,988	135,057	596,299	731,357
33kV>315kVA Pole-mounted	51	12	2.1	4.5	15,164	32,396	32,463	147,284	179,748
33kV>500kVA KIOSK	6	1	0.3	0.5	18,196	42,020	4,583	22,475	27,058
33kV>500kVA Package	6	1	0.3	0.5	24,541	54,618	6,181	29,213	35,394
Total Cost									**22,371,315**

※1 Assumption with the same ratio between the total quantity and Pac.V quantity.

Item1 Verification

Summary of Package ?? (SCADA&Comm.)

Our understanding for SCADA and Communications are below

In AADMP

- New MV network SCADA system which can unify existing DMS was examined for spec and tasks.
- And a new and independent system for MV network was recommended from the viewpoints of future extensibility, operability, capacity constrain of HV SCADA system and business separation of EEP /EEU.

On the other hand

- Installation of distribution automation capability was planning under AADRUP, the plan is relying on the existing HV transmission telecommunication network.

Update of progress of the AADRUP
Confirmation of SCADA requirement
are required for solution

Item2 Quality Inf.

Applicable Quality Infrastructure

Applicable Quality Infrastructure for Addis Ababa Capital Region are show below.

For Package IV

- Gas Insulated Switchgear
- Tank Type Capacitor

For Package V

- Amorphous Alloy Core Distribution Transformers
- Pin Post Insulators
- Automatic Sectionalizing System

Applicable Quality Infrastructure

Applicable Quality Infrastructure in Addis Ababa Capital Region

Applicable Target		Examination Equipment	Advantage of Quality Infrastructure	TASK
D/L Equi	Distribution Transformer	Amorphous Transformer (AMT)	AMT has high characteristic efficiency compared to traditional (Cold Rolled Grain Oriented Electrical Steel) transformer (CRGO). AMT is expected reduction of distribution loss	Task 4
	Insulator for MV	Pin Post Insulator	Pin post insulator is different from pin insulator using distribution line generally. There is no pin part inside of porcelain, therefore Pin post insulator is expected reduction of fault of crack dramatically. Contamination resistance is superior.	Task 5,6
	Automatic Operation of Switchgear	Time Sequential Sectionalizing System	Time Sequential Sectionalizing System can reduce recovery time and minimize power outage section by combining with substation reclosing relay.	Task 5
S/S Equi	132 ~ 66kV Substation Outdoor Switchgear Transformer Connection Equipment	GIS (Gas Insulated Switchgear)	GIS has advantage to minimize foot print. GIS can install not only indoors but also outdoors. By installing GIS outdoors, spread of the substation can be smaller.	Task 3,6
		Direct Connection GIS with Transformer	The equipment which connects transformer (oil or gas) to GIS (gas insulated) directly. It is costly equipment, however there is few possibility to fault occur because all live parts are covered. Moreover it can install very small foot print.	Task 3,6
	132 ~ 66kV Power Capacitor	Tank Type Capacitor	It is costly equipment compared to conventional can type capacitor, however it has advantage of maintenance free and earthquake resistance.	Task 5,6

Gas Insulated Switchgear (Outdoor Type)

Task 3: Small foot print
Task 6: Maintenance

- ✓ **Saving for installation space,**
- ✓ **Saving for building cost**
- ✓ **Further quality infrastructure available (e.g. V-GIS,)**

- Reduce foot print dramatically compared to Air Insulated Switchgear
- No declining dielectric strength even low air density and high altitude area such a Ethiopia
- GIS can install not only indoors but also outdoors.
- By installing GIS outside, construction cost of building and installation foot print can be reduced

Tank Type Capacitor

Tank Type Capacitor

- Save foot print compared to conventional can type capacitor
- Advantage of earthquake resistance
- Long Lifespan, Maintenance Free, equipment cost is 4～5 times higher price of can type

Can Type Capacitor

	Tank Type	Can Type
Estimated product life cycle	**Longer**	**Shorter**
Maintenance	**Maintenance free**	**Complicated** It requires the maintenance for capacitor units, racks, bushings and insulators
Safety	**Safer** Surface of the tank is not live part	**Less Safe** Capacitors and rack are live part
Installation space	**Smaller**	**Larger**

Task 5: Reliability of Supply
Task 6: Maintenance

✓ **Strong against Earthquake,**
✓ **Saving for maintenance cost**

Procedure of examination in ADC substation

Confirmation of relevant requirement

- Green Area Regulation around AU
- EEP/EEU's requirement (Maintenance easy, spread of the site, construction cost)
- *Provisional decision about substation layout(indoor or outdoor)*

Field survey

- New ADC substation site
- Kaliti I substation
- Other substation (GIS substation e.g. Addis East)

Proposal

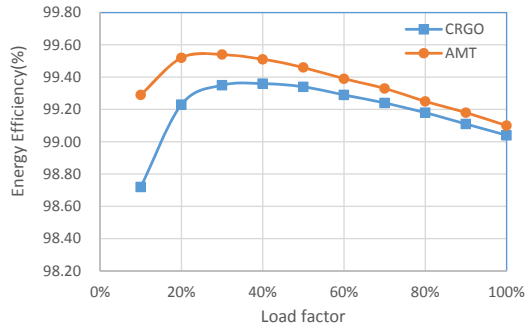
- From the viewpoint of Cost, Reliability, maintenance easy, etc.

Where to install new equipment

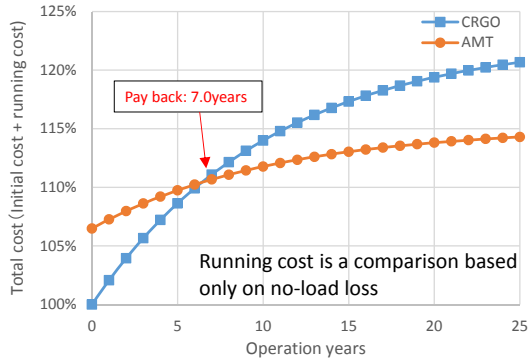
Combination	Indoor TrB	Outdoor TrB
Indoor GIS	Scenery/security : good Foot print/Cost : bad	Scenery/security : basis Foot print/Cost : basis
Outdoor GIS	Scenery/security : fair Foot print/Cost : bad	Scenery/security : fair Foot print/Cost : good

Original plan

Amorphous Alloy Core Distribution Transformers



Comparison of efficient characteristic between AMT and CRGO



Example of replacing CRGO by AMT

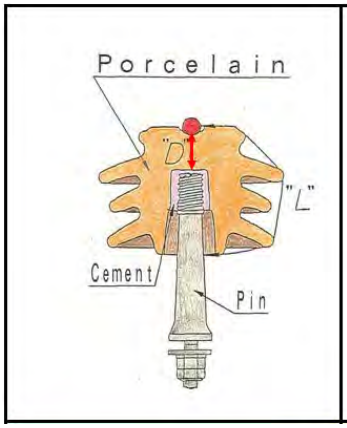
- AMT* can reduce power loss because of high energy efficiency.
- AMT is usually more expensive than traditional products(CRGO**), but running cost is lower than CRGO.
- By installing AMT, TOC*** can be reduced, with no special technique, just replace CRGO with AMT.

Task 4: Low Loss Equipment

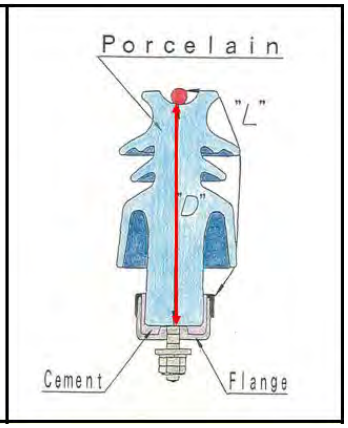
- ✓ **Saving for power loss**
- ✓ **Saving for TOC**
- ✓ **Further, CO2 emission reduction**

* Amorphous Alloy Trans former
** Cold Rolled Grain Oriented Electrical Steel
*** Total Owning Cost

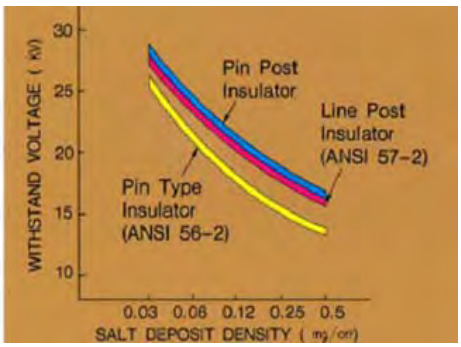
Pin Post Insulators



Pin Type Insulator



Pin Post Insulator



Higher anti-contamination Performance

- High reliability because of Long puncture path(D) and Flashover path(L).
- No clack because of no cement inside of porcelain body
- Higher anti-contamination Performance

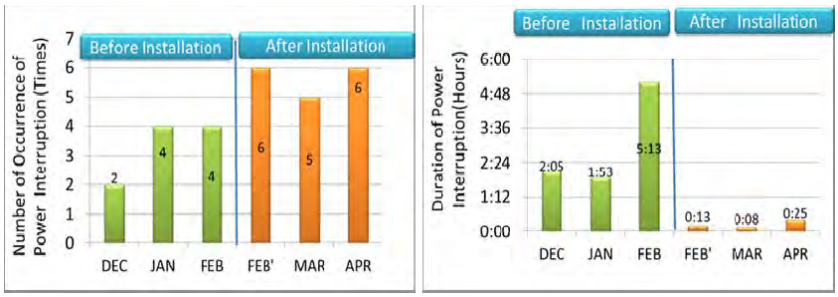
Task 5: Reliability of Supply
Task 6: Maintenance

- ✓ **Strong against lightning and contamination**
- ✓ **Saving for maintenance cost**

Item2
Quality Inf.

Automatic Sectionalizing System

- TSS* system can reduce to duration and area of power outage with minimum Initial investment.
- Applicable to various distribution system.
- Compatible with centralized control system for future upgrade



Comparison of Outage Before/After the Installation of TSS* System

Task 5: Reliability of Supply

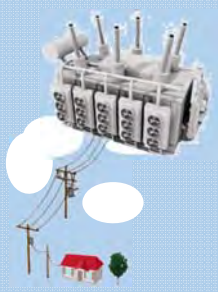
- ✓ **Effective to reduce outage time**
- ✓ **Early identification of faulty section**

*TSS: Time sequential Sectionalizing

Item3
P.Finding

Project finding for T/L,S/S and D/L in Addis Ababa

Review of AADMP



Result of Site survey in Addis Ababa

Discussion with EEP/EEU

የኢትዮጵያ ኤሌክትሪክ ኃይል
ETHIOPIAN ELECTRIC POWER

Project finding for T/L,S/S and D/L in Addis Ababa is expected.

Site Survey Items

Candidate	Assumed condition and survey items	Applicable Quality Infrastructure	Remark
Addis Centre S/S	GIS install assumed in AADMP	GIS Direct Connection GIS with Transformer	Addis Center S/S has Possibility of relocation
Distribution network in urban area	Confirm operational condition of existing equipment Detail confirmation of sample	Amorphous Distribution Transformer	
Workshop, Installation points of Distribution poll in urban area	Pollution of insulator because of increase of traffic volume	Pin Post Insulator	Delivery of million scale by NGK in 1980s to 1990s
BSP in urban area, Distribution network in urban area	Hearing of method and others in case of fault on distribution line	Time Sequential Sectionalizing system	Having installation record in Southeast Asia
BSP in urban area	Existence of voltage drop and other problem	Tank Type Capacitor	

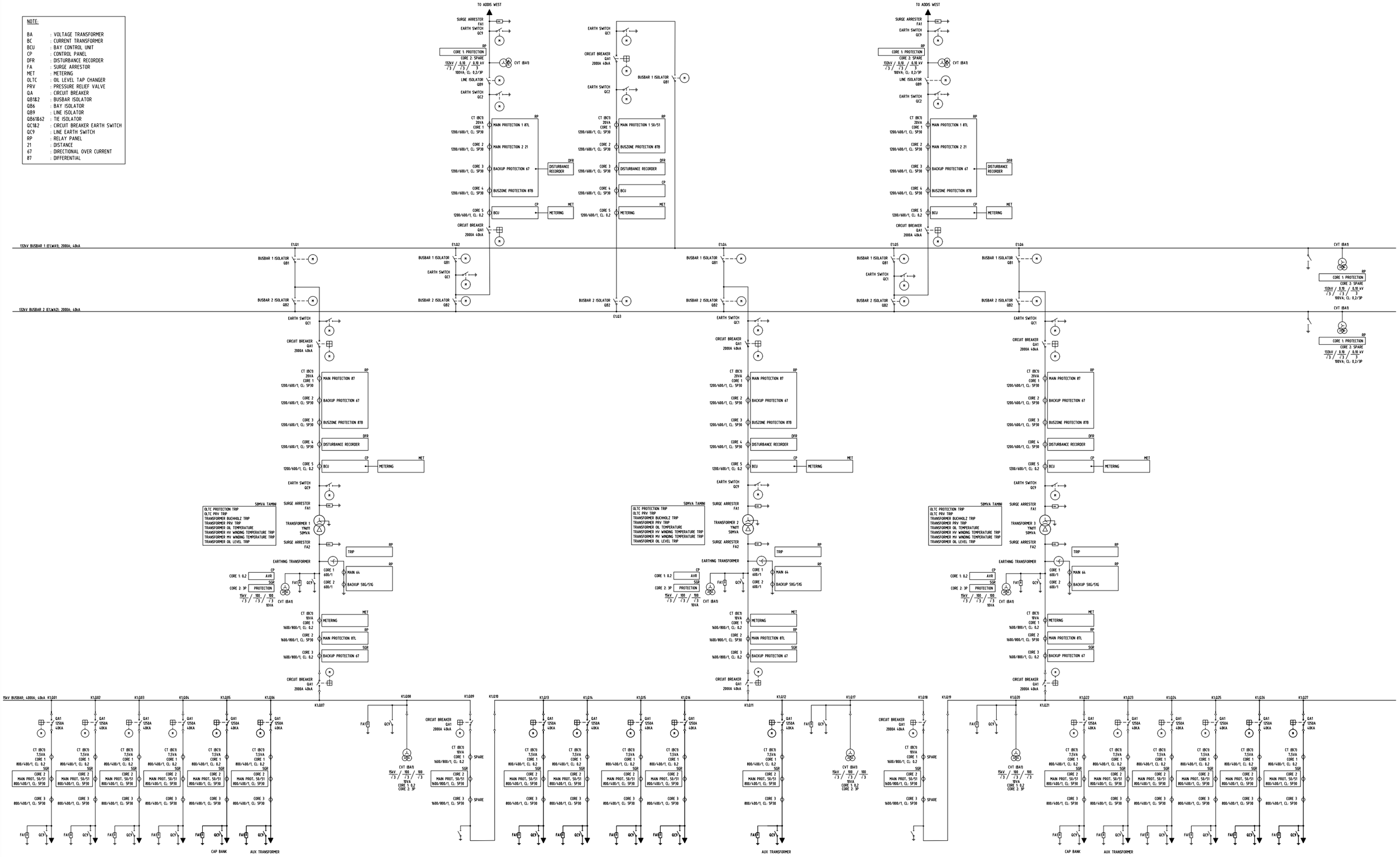
Thank you for your kind attention.

添付資料－6

BLACK LION 変電所
単線結線図・レイアウト図

NOTE:

BA	: VOLTAGE TRANSFORMER
BC	: CURRENT TRANSFORMER
BCU	: BAY CONTROL UNIT
CP	: CONTROL PANEL
DFR	: DISTURBANCE RECORDER
FA	: SURGE ARRESTOR
MET	: METERING
OLTC	: OIL LEVEL TAP CHANGER
PRV	: PRESSURE RELIEF VALVE
QA	: CIRCUIT BREAKER
QB1&2	: BUSBAR ISOLATOR
QB6	: BAY ISOLATOR
QB9	: LINE ISOLATOR
QB61&62	: TIE ISOLATOR
QC1&2	: CIRCUIT BREAKER EARTH SWITCH
QC9	: LINE EARTH SWITCH
RP	: RELAY PANEL
21	: DISTANCE
67	: DIRECTIONAL OVER CURRENT
87	: DIFFERENTIAL



REVISIONS			
NO	BY	DATE	DESCRIPTION
A	E.R	2016/09/09	FOR APPROVAL

ETHIOPIA ELECTRIC POWER

DATE	2016/08/08	PROJECT: ETHIOPIA SUBSTATION	CUSTOMER: ETHIOPIAN ELECTRIC POWER
SCALE	N.T.S		CONTRACT: ZA02766
DRAWN	T. MOSHETSI	TITLE: ADDIS TRANSMISSION NETWORK REHABILITATION PROJECT	
DESIGNED	B. MACKAY		
CHECKED	K. PHILLIPS	DESCRIPTION: SINGLE LINE DIAGRAM - BLACK LION	

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF ETHIOPIAN ELECTRIC POWER AND MUST NOT BE DISCLOSED TO OTHERS OR REPRODUCED WITHOUT WRITTEN PERMISSION

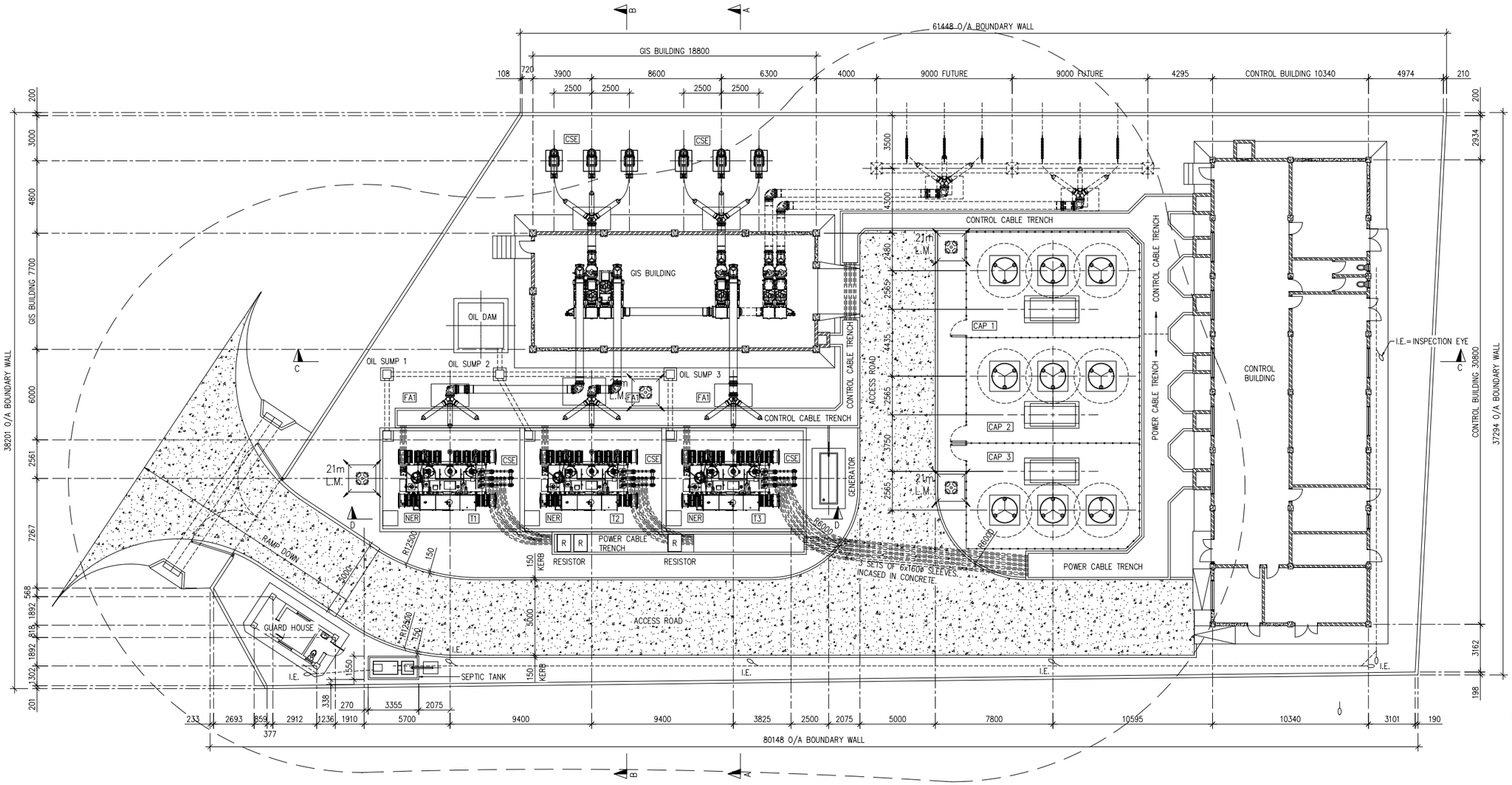
BARCLAY HOUSE
PRINCETON PLACE 1685
PRINCETON PLACE 1685
HILLTOP PLACE
Tel: +27 (0) 12 346 5000
Fax: +27 (0) 86 693 5137
e-mail: contco@contco.co.za

CONTCO Energy Solutions

A0 | DRAWING NO: ZA02766-05-D01 | SHEET 01 OF 01 | REV A

LEGEND

T1	132/15kV POWER TRANSFORMER
T2	132/15kV POWER TRANSFORMER
T3	132/15kV POWER TRANSFORMER
NER	NEUTRAL EARTHING RESISTOR
CSE	CABLE SEALING END
FA1	SURGE ARRESTOR
CAP 1	CAPACITOR BANK 1
CAP 2	CAPACITOR BANK 2
CAP 3	CAPACITOR BANK 3



NOTE:

1. WHEN IN DOUBT, ASK.
2. ALL DIMENSIONS TO BE CONFIRMED ON SITE, ANY DISCREPANCIES OR UNCERTAINTIES TO BE DISCUSSED WITH PROJECT MANAGER AND/OR PRIMARY DESIGN OFFICE BEFORE CONTINUING WITH CONSTRUCTION.

INFORMATION ONLY

የኢትዮጵያ ኤሌክትሪክ ኃይል
ETHIOPIAN ELECTRIC POWER

REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHKD	REFERENCE DRAWING No.	REFERENCE DRAWING DESCRIPTION
E	21/06/17	CSE ADDED	JGJ	A.S.		
D	05/05/17	SEPTIC TANK ADDED	JGJ	G.B.		
C	19/01/17	RESISTORS ADDED	JGJ	R.B.		
B	19/10/16	TRANSFORMERS REVISED	JGJ	R.B.		
A	09/09/16	ISSUED FOR APPROVAL	JGJ	R.B.		

COPYRIGHT: THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF CONSOLIDATED POWER PROJECTS (PTY) LTD. IS PRIVATE AND CONFIDENTIAL AND IS SUPPLIED ON THE EXPRESS UNDERSTANDING THAT IT IS NOT TO BE USED FOR ANY PURPOSE OR COPIED OR COMMUNICATED TO ANY PERSON WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF THE PROPRIETORS.

CONCO PROJECT APPROVAL

DRAWN	JGJ DE JONGH		09/09/2016
D.O. CHECK	G. BOTES		22/06/2017
PROJ. ENG.	A. SWANEPOEL		
B.U.M. / DIR.			

PROFESSIONAL ENGINEER / TECHNOLOGIST APPROVAL

NAME	CR Sillman PrTechEng CEng		
Reg. No.	200470105	SIGNATURE:	DATE:

CONSOLIDATED POWER PROJECTS GROUP AFRICA LIMITED
5th FLOOR, RAFFLES TOWER 19 CYBERCITY, EBENE MAURITIUS
TEL: ++230 403 55 55
PO BOX 34, REDUIT MAURITIUS
E-Mail: conco@concogrp.com
Web: www.concogrp.com

SCALE ON A1	SCALE ON A3	SHEET
1:150	1:300	1 OF 1

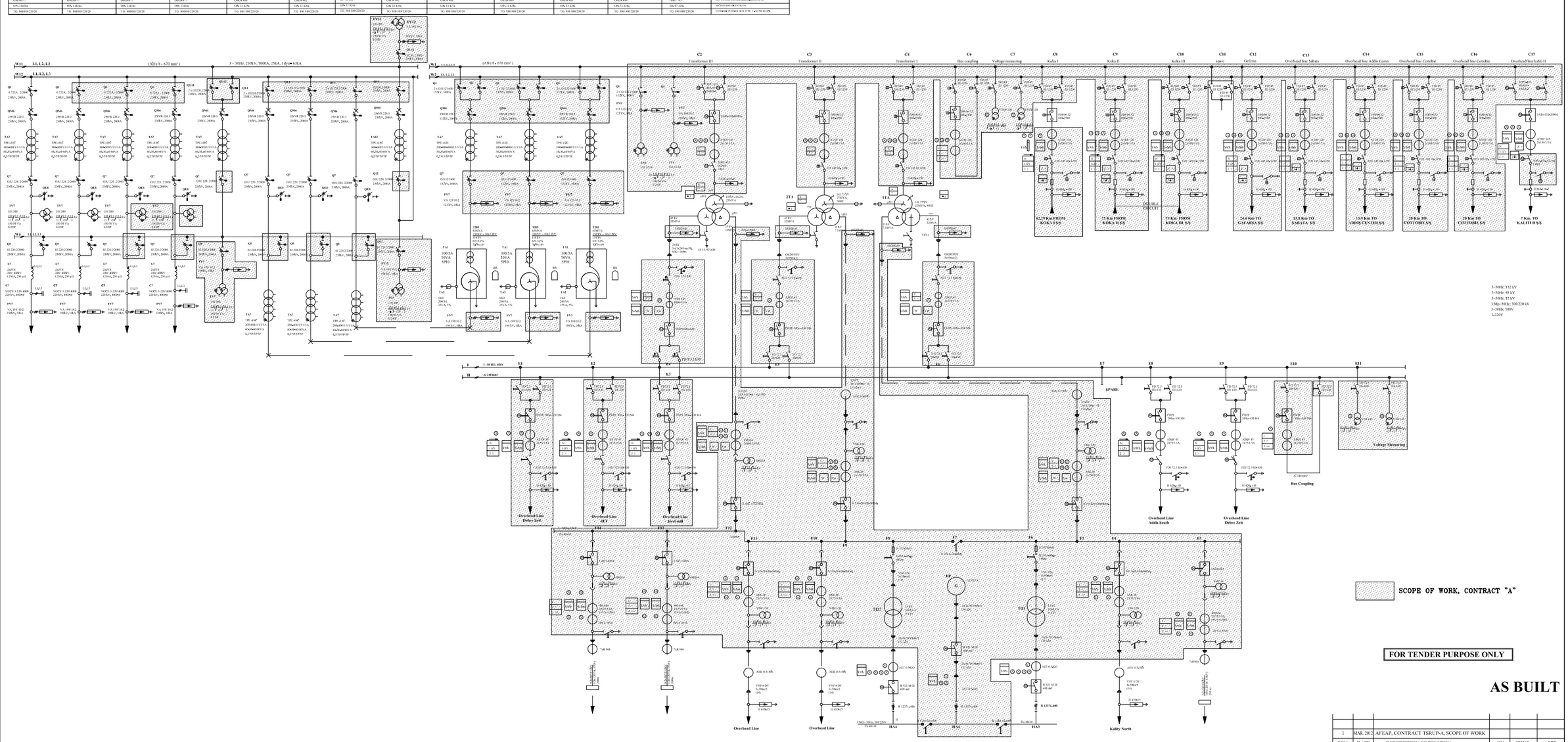
CONTRACT:
ADDIS ABABA HV TRANSMISSION NETWORK UPGRADING PROJECT CONTRACT No. 2
EEP PROJECT NUMBER CO/33.20/123/08

TITLE:
BLACK LION 132/15kV SUBSTATION
GENERAL ARRANGEMENT

DRG. No. MU02337-602 REV E

添付資料－7

KALITI I 変電所
単線結線図・レイアウト図



FOR TENDER PURPOSE ONLY

AS BUILT

REV.	DATE	DESCRIPTION OF REVISION	BY	CHKD.	APPD.
1	MAR. 2012	AFEAP, CONTRACT TSRUP-A, SCOPE OF WORK			

ETHIOPIAN ELECTRIC POWER CORPORATION
ADDIS ABABA, ETHIOPIA

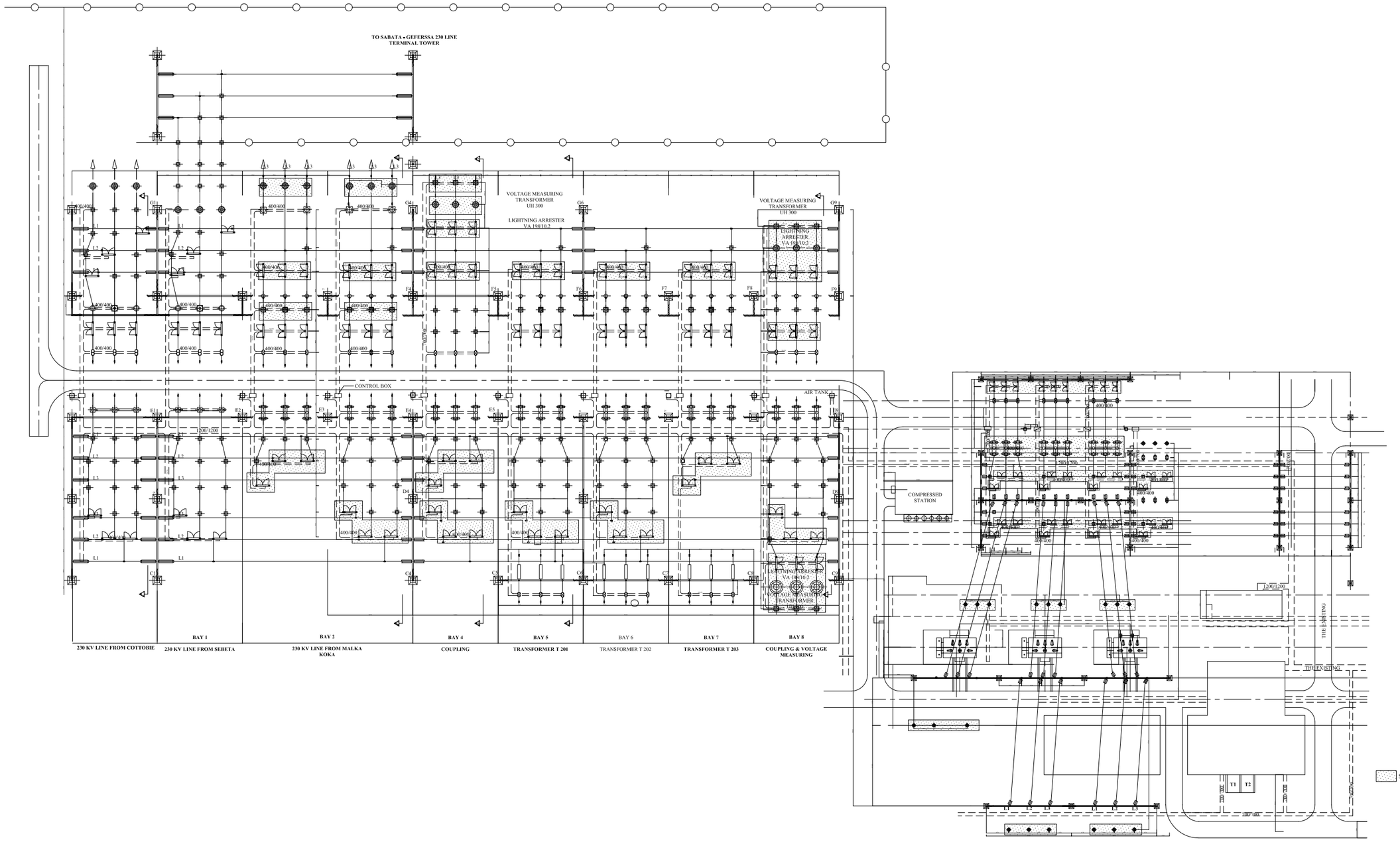
KALITI-I SUBSTATION

230/132/45/15 kV
SINGLE LINE DIAGRAM - EQUIPMENT DISMANTLING

DRAWN	Abeba G/Yohannes		Dec. 1/2009	SCALE N.T.S.
DESIGNED				DWG No KALI-03
CHECKED				
APPROVED				

PLOT DATE: Mars 21, 2012
FILENAME: K:\05\22\200\052228\07_Plans\Contract A_(REV.1) Drawings (20 MARS 2012)\K4LI-03_R1.dwg

NOTE:
THIS DRAWING REPRESENTS THE EXISTING EQUIPMENT AT THE SUBSTATION, AND IT IS INCLUDED FOR INFORMATION AND REFERENCE



FOR TENDER PURPOSE ONLY

REV.	DATE	DESCRIPTION OF REVISION	BY	CHKD.	APPD.
1	MAR. 2012	AFEAP, CONTRACT TSRUP-A, SCOPE OF WORK			

ETHIOPIAN ELECTRIC POWER CORPORATION
ADDIS ABABA, ETHIOPIA

KALITI-I SUBSTATION

230 kV
SUBSTATION LAYOUT PLAN - EXISTING

DRAWN	Abeba G/Yohannes		SCALE 1:300
DESIGNED			DWG No
CHECKED			KALI.I-02
APPROVED	Alemayehu Wibeshet		

PLOT DATE: Mars 21, 2012
FILENAME: K:\05\22\200\0522228\07_Plans\Contract A_(REV.1) Drawings (20 MARS 2012)\KALI.I-02-R1.dwg