

ヨルダン王国
エネルギー・鉱物資源省（MEMR）
ヨルダン電力公社（NEPCO）

ヨルダン国
電力系統運用能力強化計画
協力準備調査報告書
（先行公開版）

2023年6月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

株式会社アジア共同設計コンサルタント
東電設計株式会社
日本工営株式会社

社基
JR(P)
23-079

ヨルダン王国
エネルギー・鉱物資源省（MEMR）
ヨルダン電力公社（NEPCO）

ヨルダン国
電力系統運用能力強化計画
協力準備調査報告書
（先行公開版）

令和5年6月
（2023年）

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

株式会社アジア共同設計コンサルタント
東電設計株式会社
日本工営株式会社

序 文

独立行政法人国際協力機構は、ヨルダン・ハシェミット王国の電力系統運用能力強化計画に係る協力準備調査を実施することを決定し、同調査をヨルダン国電力系統運用能力強化計画準備調査共同企業体株式会社アジア共同設計コンサルタント・東電設計株式会社・日本工営株式会社に委託しました。

調査団は、令和4年9月から令和5年6月までヨルダン国の政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地踏査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

終わりに、調査にご協力いただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

令和5年6月

独立行政法人国際協力機構
社会基盤部
部長 田中啓生

要約

要 約

1. ヨルダン国概要

ヨルダン・ハシェミット王国（以下「ヨルダン」）は、面積約 8.9 万平方キロメートルの国家であり、政治体制は世襲制の国王を元首とする立憲君主制を敷く。ヨルダンは世界で最も水資源に乏しい国のひとつであり、首都アンマンでも週 50 時間程度の給水となっている。また、非産油国であり、天然資源に乏しい。そのためエネルギーは輸入に依存しており、近年は太陽光や風力などの再生可能エネルギーの開発に力を注いでいる。主要輸入相手国は、中国、サウジアラビア、アメリカなどであり、貿易額に基づく 2020 年の輸入上位 3 品目は、石油及び瀝青油（原油以外）、石油及び瀝青油（原油）、乗用車（その他自動車）である。他方、主要輸出相手国は、アメリカ、インド、サウジアラビアなどであり、2020 年の輸出上位 3 品目は、綿製の衣類、カリ肥料（鉍物性肥料及び化学肥料に限る）、その他衣類であった。

2021 年のヨルダンの 1 人あたりの GDP は 45,243.66USD であり、実質 GDP は新型コロナウイルス感染拡大の影響を受けた 2020 年の 1.6%縮小から 2021 年には 2.2%の成長に転じている。しかし、2021 年第四四半期の失業率は 23%と依然として高い。特に、若者(15 歳～24 歳)と女性の失業率がそれぞれ 52%、31%と高く、社会的に弱い立場にある人々への影響が顕著である。ただし、2021 年の GDP の 3.5%を占めていた設備投資は、来年も拡大の見込みであり、労働市場回復の後押しとしての役割が期待される。

2. プロジェクトの背景・経緯および概要

ヨルダンの電力セクターでは、石油などの天然資源に乏しいため、再生可能エネルギーの導入が国家政策として推進されている。発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合は、2014 年のほぼゼロから、2021 年には、28%と急速に拡大した。しかし、出力変動の大きい再生可能エネルギーの増加に伴い、これまで系統の安定性に寄与してきた同期発電機による火力発電が相対的に減少するため、電力系統システムの不安定化に起因する電力供給信頼度の低下が懸念されている。需要家一軒当たりの平均停電時間は、26 分（2017 年）から 209 分（2022 年）と増加傾向にあるほか 2021 年 5 月には、ヨルダン全土にわたり大規模停電が発生した。

電力供給信頼度向上が求められている一方で、電力系統安定運用に不可欠なアカバ、アンマン市内などの基幹変電所の保護リレーシステムが資金不足のため更新されず、旧型の電気機械型、アナログ静止型リレーが適用継続されている。保護リレー（電力系統で発生した事故を検出し迅速に事故区間設備を切り離すことにより、停電範囲を最小化する役割を果たす装置）が的確に動作できない場合、大きな事故電流が継続して流れて設備の損壊に至るほか、電力系統に不安定現象が発生し、大規模長時間の停電を引き起こすこととなる。

このような状況下、ヨルダン政府は、基幹変電所のアカバ変電所、アンマンサウス変電所、アンマンイースト変電所において、旧型保護リレーを信頼性・保守性に優れたデジタル保護リレーへと更新することによる電力系統安定運用を目的とした、無償資金協力事業「電力系統運用能力強化計画」事業の実施を日本国政府に要請した。

3. 準備調査の結果概要とプロジェクト内容

ヨルダン国の要請に対し、JICAは2022年10月14日から同年11月2日に協力準備調査団をヨルダンに派遣し、関係省庁・機関（責任省庁：エネルギー・鉱物資源省、実施機関ヨルダン電力公社（NEPCO））と要請内容の再確認、実施内容の協議を行うとともに、プロジェクトサイト調査及び関連資料収集を実施した。

帰国後調査団は現地調査および収集資料に基づき、本計画の必要性、計画の内容、妥当性、有効性について協力準備調査報告書（案）にまとめた。また、JICAは2023年3月10日から3月18日まで概略設計説明調査団をヨルダンに派遣し、協力対象事業（案）の説明、協議を行い、同国関係者との間で基本合意に達した。

調査の結果策定した協力対象事業による保護リレー取替の対象は、表1に示す内容である。

表1 取替対象保護リレー概要

変電所	保護リレー種別	取替方法	作業箇所	備考
アンマン サウス	400kV 送電線保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV/132kV 変圧器保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV 母線保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV 遮断器保護（CBF）	ユニット取替	既設リレー盤	
	132kV 送電線保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	132kV/33kV 変圧器保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	132kV 母線保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	132kV 母線連絡、母線区分	ユニット取替	既設リレー盤	
アカバ	400kV 送電線保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV/132kV 変圧器保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV 発電機昇圧変圧器保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV 母線保護	ユニット取替	既設リレー盤	
	400kV 遮断器保護（CBF）	ユニット取替	既設リレー盤	
	132kV 送電線保護	盤取替	新リレー室	
	132kV/33kV 変圧器保護	盤取替	新リレー室	
	132kV 母線保護	盤取替	新リレー室	
132kV 母線連絡、母線区分	盤取替	新リレー室		
アカバケー ブル開閉所	400kV 送電線保護	ユニット取替	既設リレー盤	エジプト連系ケ ーブル保護
アンマン イースト	400kV 送電線保護 （アンマンサウスーアンマン イースト線）	ユニット取替	既設リレー盤	

アンマンサウスーアンマンイースト送電線保護リレーは、再閉路方式の向上も期待できるデジタル電流差動リレー方式とし、対向するアンマンイースト変電所の送電線保護リレーも更新する。

今回の保護リレー取替は、NEPCO から保護リレーユニット単位での取替方法の採用ならびにNEPCO が直営で取替作業を行うことが提案され、NEPCO ではこの取替方法の経験が多数あり、実際の施工例などを確認した結果、施工品質の懸念が払拭されたことから、基本的にユニット単位で

NEPCO が取替作業を行うことで合意した。なお、アカバの 132kV 設備の保護リレーは、設置場所が変更となるため、盤単位での取替を行うこととし、取替作業は NEPCO が直営で実施することとした。

4. プロジェクトの工期及び概略事業費

実施工程は、G/A 締結より、入札・業者契約まで 5～6 か月、機器製作 10 か月、輸送・通関 2 か月、現地工事・調整試験 6 か月の合計 24 ヶ月を想定している。また、概略事業費のヨルダン国 (NEPCO) 負担分経費は約 30 百万円と見込んでいる。

5. プロジェクトの評価

(1) 妥当性

400kV/132kV 変電所の保護リレーに、静止型、電気機械型の古い保護リレーが未だに使用されており、保護性能の低下が懸念される。また、旧型の保護リレーは、保護対象の設備（送電線、変圧器、母線）を停止して、点検・調整する必要があり、経年による修理部品の枯渇や保守対応の困難さから、点検や故障修理のための停電リスクが増加する問題もある。

停電が発生した場合、特にその時間が長時間化すると特に地下水を汲み上げて農業用水を供給しているポンプの停止をはじめ、工場、ビル等の停電など市民生活および経済活動への影響が大きい。本案件はこうしたリスクを減らすプロジェクトであり、その妥当性が高く、また停電を減らすことに直接的に寄与し、有効性も見込まれる。

(2) 有効性

1) 定量的効果

保護リレーをデジタルリレーに更新することにより、系統事故除去の信頼度向上、定期点検による機器停止時間の削減による停電時間の減少、および NEPCO 作業工数の削減が可能となる。停電時間は、需要家あたりの年平均 209 分が 5 年後に 1/3 にできると見込んでおり、ヨルダン経済損失に換算して、年平均 31 億円の削減になる。また、NEPCO の保守点検工数の削減は合計 285 人日の人工が削減される。点検は、エンジニア、フォアマン、テクニシヤンの 3 名構成で実施されるため、NEPCO の人件費から算出すると年間 1490 万円の削減効果が見込まれる。

2) 定性的効果

2021 年 5 月にはヨルダン全土に波及する停電いわゆるブラックアウトも発生しているが、そのような大停電事故の発生も抑制できる。またヨルダンには、地下水をくみ上げることにより生活給水していることから、停電になると給水も停止する可能性があり、大きな社会不安を惹起する恐れがあるため、停電範囲の縮小化、停電時間の短縮が図れることは、社会不安の除去にもつながる。

旧型保護リレー（電気機械型）が事故除去できずに、大停電を引き起こした事例としては、2021 年 1 月に発生した、パキスタン全土にわたるブラックアウトがある。220kV 変電所の接地事故に対して、主保護リレー（電気機械型）が不動作であったため、事故が波及し、全系崩壊にいたったものである。NEPCO の系統も古い電気機械型リレーが多数使用されており、事故時にパキスタン同様の大規模停電に進展する恐れがあり、保護リレー更新によりこのようなリスクが回避される。

目 次

ヨルダン国
電力系統運用能力強化計画
協力準備調査報告書

序文

要約

目次

位置図／完成予想図／写真

図表リスト／略語集

目 次

1.	プロジェクトの背景・経緯.....	1-1
1-1	当該セクターの現状と課題	1-1
1-1-1	現状と課題.....	1-1
1-1-2	開発計画.....	1-1
1-1-3	社会経済状況.....	1-2
1-2	無償資金協力の背景・経緯及び概要.....	1-2
1-3	我が国の援助動向.....	1-3
1-4	他ドナーの援助動向.....	1-4
2.	プロジェクトを取り巻く状況.....	2-1
2-1	プロジェクトの実施体制.....	2-1
2-1-1	組織・人員.....	2-1
2-1-2	財政・予算.....	2-4
2-1-3	技術水準.....	2-5
2-1-4	既存施設・機材.....	2-5
2-2	プロジェクトのサイト及び周辺の状況.....	2-13
2-2-1	関連インフラの整備状況.....	2-13
2-2-2	自然条件.....	2-13
2-2-3	環境社会配慮.....	2-15
2-3	当該国における無償資金協力事業実施上の留意点.....	2-15
2-4	その他.....	2-16
3.	プロジェクトの内容.....	3-1
3-1	プロジェクトの概要.....	3-1
3-2	協力対象事業の概略設計.....	3-2
3-2-1	設計方針.....	3-2
3-2-2	基本計画（施設計画/機材計画）.....	3-2
3-2-3	概略設計図.....	3-7
3-2-4	施工計画/調達計画.....	3-11

3-2-4-1	施工方針／調達方針.....	3-11
3-2-4-2	施工上／調達上の留意事項.....	3-12
3-2-4-3	施工区分／調達・据付区分.....	3-12
3-2-4-4	施工監理計画／調達監理計画.....	3-13
3-2-4-5	品質管理計画.....	3-13
3-2-4-6	資機材等調達計画.....	3-14
3-2-4-7	初期操作指導・運用指導等計画.....	3-14
3-2-4-8	ソフトコンポーネント計画.....	3-15
3-2-4-9	実施工程.....	3-15
3-2-5	安全対策計画.....	3-15
3-2-6	電力系統解析.....	3-15
3-3	相手国側分担事業の概要.....	3-16
3-4	プロジェクトの運営・維持管理計画.....	3-17
3-5	プロジェクトの概略事業費.....	3-18
3-5-1	協力対象事業の概略事業費.....	3-18
3-5-2	運営・維持管理費.....	3-19
4.	プロジェクトの評価.....	4-1
4-1	事業実施のための前提条件.....	4-1
4-2	プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入（負担）事項.....	4-1
4-3	外部条件.....	4-1
4-4	プロジェクトの評価.....	4-1
4-4-1	妥当性.....	4-1
4-4-2	有効性.....	4-2
4-4-2-1	定量的効果.....	4-2
4-4-2-2	定性的効果.....	4-3

添付資料

[資料] 1.	調査団団員・氏名.....	A-1
[資料] 2.	調査工程.....	A-1
[資料] 3.	関係者（面会者）リスト.....	A-3
[資料] 4.	協議議事録（M/D）.....	A-4
[資料] 5.	電力系統解析.....	A-26
[資料] 6.	ヨルダン電力系統図.....	A-53
[資料] 7.	変電所単線結線図.....	A-54
[資料] 8.	第二次調査取替リレー打合せ結果.....	A-59
[資料] 9.	デジタル電流差動リレーおよび多相再開路.....	A-77

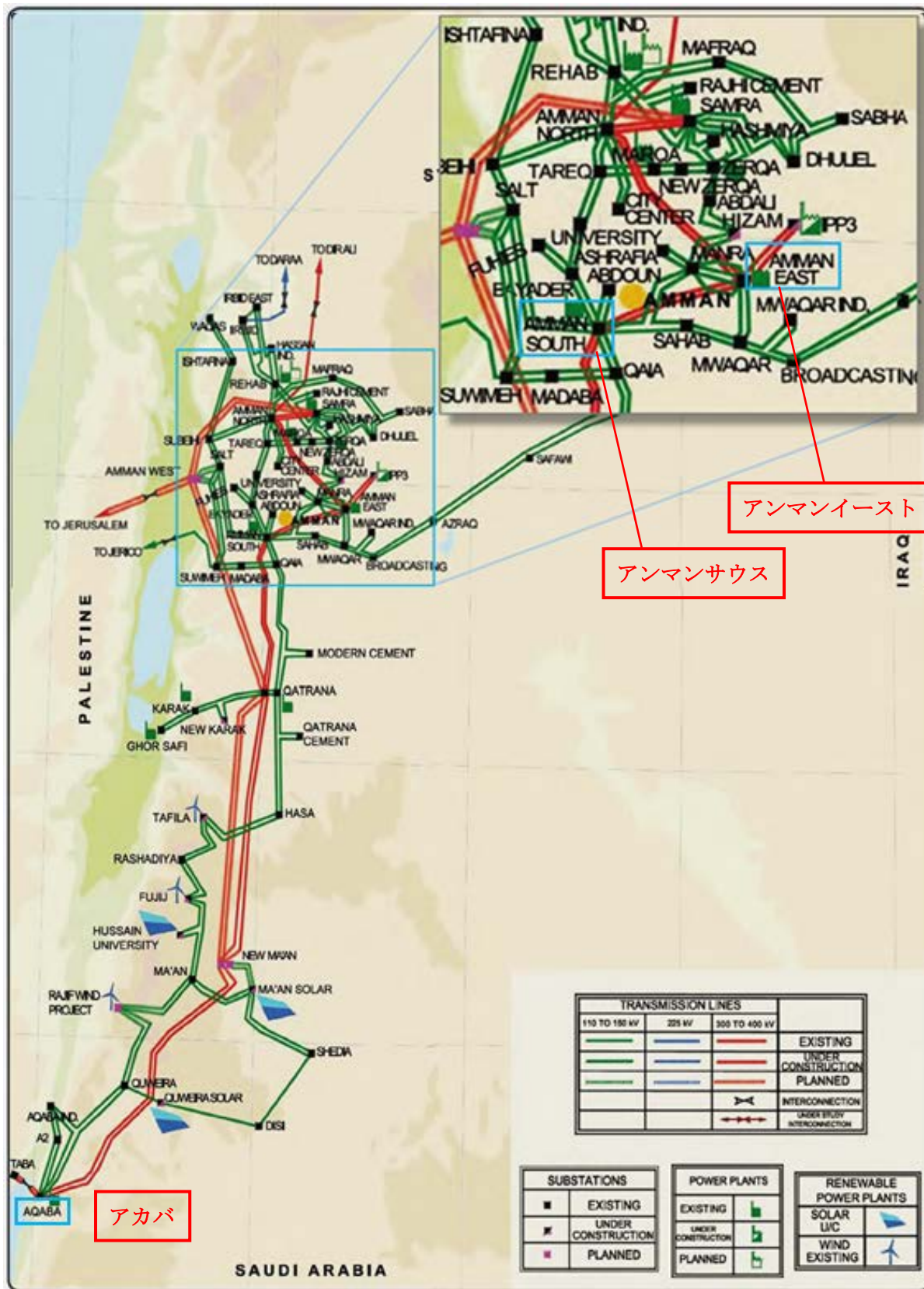
位置图／完成予想图／写真

位置図

本事業の対象であるヨルダン国アンマンサウス、アンマンイースト、アカバ変電所の位置を示す。



ヨルダン国電力系統図 (次頁)



完成予想図

(1) リレーユニット取替 (既存パネル) イメージ図



現状



リレー取替後

(2) 盤更新 (132kV アカバ変電所) イメージ



現状



更新後イメージ

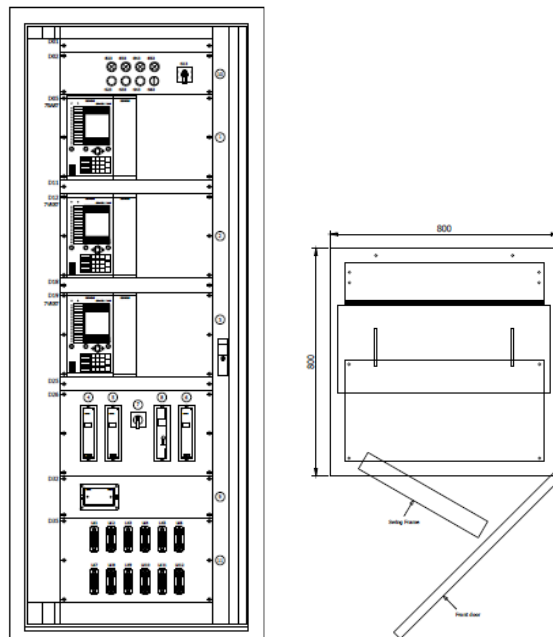


図1 新盤構造図例

写真

既存状況が分かる写真

	
<p>No.01: アンマンサウス 400kV リレー室 建屋の中であり、設置環境、作業環境は悪くない。</p>	<p>No.02: アンマンサウス 400kV 送電線保護リレー盤。旧型アナログリレーが取り付けられている。盤を外さずともリレーユニットの交換が可能。</p>
	
<p>No.03: アンマンサウス 400kV 遮断器回線保護リレー盤。</p>	<p>No.04: アンマンサウス 132kV 保護リレー盤 保守が難しい古い電気機械機械型が使用されている。</p>



No.05: アンマンサウス 132kV 保護リレー盤
古い電気機械機械型が使用されている。



No.06: アンマンサウス 132kV 保護リレー盤、
NEPCO によるユニット交換事例。NEPCO の施
工品質に問題ない。



No.07: 400kV アカバ変電所リレー室。盤構造等ア
ンマンサウスと同様の扉付き構造。



No.08: 400kV アカバ変電所保護リレー盤。旧型
アナログリレーで構成されている。



No.09: 400kV アカバ変電所 遮断器制御盤。旧型
アナログリレーで構成されている。



No.10: 132kV アカバ保護リレー盤。発電所制御
室の壁際に設置されているが、新リレー室に設
置のため撤去予定。



No.11: 400kV アカバケーブル電気所 ケーブル保護盤



No.12: 400kV アンマンサウス 400/132kV SGTR1 Main1 盤裏面



No.13: 400kV アンマンサウス アンマンイースト線 Main2 盤裏面



No.14: 400kV アンマンサウス 400kV 母線保護盤裏面



No.15: 132kV アンマンサウス 母線保護裏面



No.16: 132kV アンマンサウス Q.A.I.A線主保護裏面

図表リスト／略語集

図リスト

図 2-1	実施機関（NEPCO）の組織図	2-1
図 2-2	プロジェクト実施部門の組織図	2-2
図 2-3	アンマンの平均気温・降水量	2-14
図 2-4	アカバの平均気温・降水量	2-14
図 2-5	電力のセクター別消費割合	2-15
図 3-1	アンマンサウス変電所 400kV 保護リレー盤の配置図	3-7
図 3-2	アカバ変電所 400kV 保護リレー盤の配置図	3-8
図 3-3	アンマンイースト変電所 400kV 保護リレー盤の配置図	3-9
図 3-4	アンマンサウス変電所 132kV 保護リレー盤の配置図	3-10
図 3-5	NEPCO 実施体制	3-11

表リスト

表 1-1	我が国のヨルダン電力セクター関連援助	1-3
表 1-2	EBRD ヨルダン援助プロジェクト	1-4
表 2-1	中央保守部の保護・計測システム保守課の人員構成	2-2
表 2-2	アカバ保守部の保護・計測システム保守課の人員構成	2-3
表 2-3	NEPCO 年間営業収益/経費内訳【JOD】	2-4
表 2-4	NEPCO 年間保守予算【JOD】	2-4
表 2-5	アンマンサウス変電所の 400kV 設備の保護リレー一覧	2-5
表 2-6	アカバ変電所の 400kV 設備の保護リレー一覧	2-6
表 2-7	エジプト連系線開閉所の 400kV 設備の保護リレー一覧	2-8
表 2-8	アンマンイースト変電所の 400kV 設備の保護リレー一覧	2-8
表 2-9	アンマンサウス変電所の 132kV 設備の保護リレー一覧	2-9
表 2-10	アカバ変電所の 132kV 設備の保護リレー一覧	2-12
表 3-1	取替対象設備概要	3-3
表 3-2	400kV 保護リレー数量	3-3
表 3-3	132kV 保護リレー数量	3-4
表 3-4	試験装置	3-4
表 3-5	保護リレー方式（アンマンサウス変電所 400kV）	3-5
表 3-6	保護リレー方式（アンマンイースト変電所 400kV）	3-5
表 3-7	保護リレー方式（アカバ変電所 400kV）	3-5
表 3-8	保護リレー方式（アカバケーブル端 400kV）	3-6
表 3-9	保護リレー方式（アカバ 132kV）	3-6
表 3-10	保護リレー方式（アンマンサウス 132kV）	3-6

表 3-11	アカバ 132kV 保護リレーの取替設備一覧.....	3-11
表 3-12	調達・据付・施工に関する日本側と NEPCO の区分.....	3-13
表 3-13	品質管理計画.....	3-14
表 3-14	実施工程.....	3-15
表 3-15	電力系統解析ケース.....	3-16
表 3-16	ヨルダン国電力系統運用能力強化計画ヨルダン国側負担経費.....	3-18
表 4-1	NEPCO 負担事項.....	4-1
表 4-2	定量的効果指標.....	4-2
表 4-3	停電の経済損失（日本の例）.....	4-3

略語表

AFD	AGence Frangaise de Developpement	フランス開発庁
A/P	Authorized to Pay	支払い授權書
AR	Auto-Reclosing	再閉路
B/A	Banking Arrangement	銀行取極め
BCU	Bay Control Unit	回線制御ユニット
Bias. Diff	Biased Differential relay	比率差動継電器
CB	Circuit Breaker	遮断器
CBF	Circuit Breaker Failure protection	遮断失敗保護（遮断器不動作対策）
CBJ	Central Bank of Jordan	ヨルダン中央銀行
CT	Current Transformer	電流変成器
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
E/N	Exchange Notes	交換公文
DEF	Directional Earth Fault Relay	方向地絡継電器
DIAMETERR	DIAMETER	1・1/2 母線の回線引き出し母線部分で、#1 母線と #2 母線を接続する母線単位
DIFF (DIF)	Differential Relay	差動継電器
DOC	Directional Overcurrent Relay	方向過電流継電器
DZ	Distance Relay	距離継電器
EF	Earth Fault Relay	地絡過電流継電器
ETC	Electric Training Centre	電力訓練センター
FL	Fault Locator	故障点標定器
G/A	Grant Agreement	援助契約
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GOJ	Government of Jordan	ヨルダン政府
HV	High Voltage	高圧
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JOD	Jordan Dinar	ヨルダン・ディナール

JPY	Japanese Yen	日本円
kWh	Kilo watt hour	キロ(1000)ワットアワー
LV	Low Voltage	低圧
MD, M/D	Minutes of Discussion	協議議事録
MEMR	Ministry of Energy & Mineral Resources	エネルギー鉱物資源庁
MWh	Mega Watt Hour	メガ(10 ⁶) ワットアワー
NCC	National Control Center	国家中央給電指令所
NEPCO	National Electric Power Company	国家電力公社
OC	Overcurrent Relay	過電流継電器
OVR	Overvoltage Relay	過電圧継電器
P, S, N	Primary, Secondary, Neutral	(変圧器)1 次、2 次、中性点
PMR	Project Monitoring Report	プロジェクト進捗報告
SAS	Substation Automation System	変電所自動化システム(変電所デジタル制御システム)
SEF	Sensitive Earth Fault relay	微地絡継電器
ShR	Shunt Reactor	分路リアクトル
SYNC (25)	Synchronising Relay	同期確認継電器
Trip CC SV	Trip Circuit Supervision	トリップ回路監視
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
USD	United States Dollar	米国ドル
UV	Undervoltage relay	不足電圧継電器
VT	Voltage Transformer	電圧変成器
差動 CC	差動 Current Circulating	電流差動継電器

第1章 プロジェクトの背景・経緯

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題

1-1-1 現状と課題

ヨルダン・ハシェミット王国（以下「ヨルダン」）は、天然資源に乏しく、エネルギー安全保障を確保するうえで、再生可能エネルギー（以下「再エネ」）の開発は、最重要課題の一つである。ヨルダン政府は、「再生可能エネルギー及び省エネルギー法（2012）」を制定し、再エネの開発を促進した結果、ヨルダンの発電設備容量に占める再エネの割合は、2014年のほぼゼロから、2021年には、28%と急速に拡大した（ヨルダン電力公社（National Electric Power Company、以下「NEPCO」）年報）。一方で、再エネの出力変動により、需給バランスの維持及び計画的な系統運用が阻害され、電力システムシステムの不安定化に起因する電力供給信頼度の低下が懸念されている。需要家一軒当たりの平均停電時間は、26分（2017年）、30分（2018年）、72分（2019年）、136分（2020年）、209分（2022年）と増加傾向にあるほか（NEPCO年報）、2021年5月には、ヨルダン全土にわたり大規模停電が発生した。

電力システムの安定運用のためには、ソフト面とハード面の両面からの改善が必要不可欠であるが、NEPCOの電力システムでは、資金不足により、ハード面の重要な柱である400kV変電所の送電線保護リレー、母線保護リレー、変圧器保護リレーなどに、静止型、電気機械型の古い保護リレーが未だに使用されており、保護性能の低下が懸念される中、保護リレーの更新が進んでいない。また同様に、アカバ経済特区、アンマン市内などの重要拠点に電力を供給する132kV変電所においても、静止型、電気機械型の古い保護リレーが継続して使用されている。

保護リレーは、電力システムの送電線、変圧器、母線などに事故が生じた際に、高速で事故を検出し、遮断器に遮断信号を送り、事故区間を速やかに隔離する大変重要な役割を担っている。万一、系統の保護リレーが的確に動作できない場合、大きな事故電流が継続して流れて設備の損壊に至るほか、電力システムに不安定現象が発生し、大規模な長時間の停電を引き起こすこととなる。また、現在使用されている、静止型や電気機械型の保護リレーは、保護対象の設備（送電線、変圧器、母線）を停止して、定期的に点検・調整する必要があり、点検による停電リスクの増加に加え、経年による修理部品の枯渇や保守対応できる専門技術者の減少による故障時復旧体制の脆弱性等の課題、並びにデータ保存機能が無いことによる系統事故の原因特定に必要なデータ欠如などの課題を抱えている。

1-1-2 開発計画

ヨルダンの国家開発政策である「Jordan National Vision and Strategy 2025¹」は、様々な経済セクターを政府、ビジネス、社会、市民の4つのアクターに分類し、それぞれが取り組むべき課題を分析する。ここで、エネルギー安全保障は政府の課題として挙げられており、エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合を、2025年には11%まで増やすこと²が指標として掲げられている。

セクター戦略である「Jordan Energy Strategy 2020-2030³」においても、再生可能エネルギーを含む電源の多様化が推奨されている。発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合は、2014年のほ

¹ <https://andp.unescwa.org/plans/1153>

² Jordan National Vision and Strategy 2025 p.85

³ https://www.memr.gov.jo/EBV4.0/Root_Storage/EN/EB_Info_Page/StrategyEN2020.pdf

ば0から2021年には28%と拡大したが、同戦略では、さらに31%までシェアを拡大させることが目標として描かれた⁴。同戦略のアクションプランである「The Executive Action Plan of Jordan Energy Strategy 2020-2030」は、そのための具体的な計画を示している。

このように、ヨルダンの電力セクターでは、再生可能エネルギーの導入が国家政策として推進されている。しかし、出力変動の大きい再生可能エネルギーの増加に伴い、これまでシステムの安定性に寄与してきた同期発電機による火力発電が相対的に減少するため、システムの安定運用について、より一層留意することが肝要となる。旧式のアナログ型の保護リレーをデジタル型の保護リレーに更新する本プロジェクトは、システム事故が発生した際、デジタル型の保護リレーが高速かつ確実に事故点除去を行うことで、ヨルダンのシステム信頼度を向上させ、安定運用に寄与する。したがって、本事業は再生可能エネルギーの導入推進というヨルダンの開発戦略と整合する。

1-1-3 社会経済状況

ヨルダンは、面積約8.9万平方キロメートル⁵の国家であり、政治体制は世襲制の国王を元首とする立憲君主制を敷く⁶。隣接国には産油国も含まれるものの、ヨルダン自体は非産油国であり、天然資源に乏しい。そのため、エネルギーは輸入に依存している。主要輸入相手国は、中国、サウジアラビア、アメリカなどであり、貿易額に基づく2020年の輸入上位3品目は、石油及び瀝青油（原油以外）、石油及び瀝青油(原油)、乗用車（その他自動車）である。他方、主要輸出相手国は、アメリカ、インド、サウジアラビアなどであり、2020年の輸出上位3品目は、綿製の衣類、カリ肥料（鉍物性肥料及び化学肥料に限る）、その他衣類であった⁷。

2021年のヨルダンの1人あたりのGDPは45,243.66USDであり、実質GDPは新型コロナウイルス感染拡大の影響を受けた2020年の1.6%縮小から2021年には2.2%の成長に転じている⁸。しかし、2021年第四四半期の失業率は23%と依然として高い。特に、若者(15歳～24歳)と女性の失業率がそれぞれ52%、31%と高く⁹、社会的に弱い立場にある人々への影響が顕著である。ただし、2021年のGDPの3.5%を占めていた設備投資¹⁰は、来年も拡大の見込みであり、労働市場回復の後押しとしての役割が期待される。電力エネルギーは、その設備投資、社会経済を支える重要なインフラであり、電力システムの安定運用、供給信頼度向上が望まれている。

1-2 無償資金協力の背景・経緯及び概要

ヨルダンの電力システムの安定運用のためには、ソフト面とハード面の両面からの改善が必要不可欠である。ソフト面の協力としてJICAはNEPCOに対して、再エネの促進と電力システムの安定運用の両立を図るため、「再生可能エネルギーシステム統合と安定供給の促進プロジェクト」を、2019年度から実施している。ソフト面での能力強化を図る一方、NEPCOの電力システムでは、ハード面の重要な柱であ

⁴ Summary of Jordan Energy Strategy 2020-2030 p.21 Figure3

⁵ <https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/jordan/data.html#section1>

⁶ 同上

⁷ <https://jo.usembassy.gov/wp-content/uploads/sites/34/09-2022-Jordan-in-Numbers.pdf>
p.1 Jordan's trade summary

⁸ <https://www.worldbank.org/en/country/jordan/publication/jordan-economic-monitor-spring-2022> Jordan Economic Monitor Spring 2022 p.ix

⁹ 同上 p.2

¹⁰ 同上 p.7

る 400kV 変電所の送電線保護リレー、母線保護リレー、変圧器保護リレーなどに、静止型、電気機械型の古い保護リレーが使用されており、資金不足のためその更新が進んでいない。

保護リレーが的確に動作できない場合、系統の事故が波及し、最悪の場合には全土が停電する、ブラックアウトに至る可能性もある。ひとたびブラックアウトが発生すると、その復旧にも時間を要し、その間の社会不安、経済損失も大きなものとなる。

このような状況下、ヨルダン政府は、アカバ変電所を含む基幹変電所において、静止型、電気機械型の古い保護リレー装置を信頼性・保守性に優れたデジタル保護リレー装置へと更新する事業の実施を日本国政府に要請した。これを踏まえ、本事業を無償資金協力として実施する必要性や妥当性を確認すると共に、適切な概略設計、事業計画を策定し、概略事業費の積算、プロジェクトの目標を達成するために必要な計画策定、プロジェクトの目標を達成するために必要な相手国側分担事業の内容等を提案することを目的に協力準備調査を実施した。

1-3 我が国の援助動向

我が国はヨルダンの電力セクターに関連し、過去には以下の援助を実施している。

表 1-1 我が国のヨルダン電力セクター関連援助

協力内容	実施年度	案件名	概要
技術協力プロジェクト	1985～1990 年度	電力訓練センタープロジェクト	電力訓練センターを設立し、発電、送電、変電、配電の各分野において電力事業に従事する技術者を養成する
	2004～2005 年度	電力公社電力訓練センター改善プロジェクト	先端技術の高度な研修ニーズに対応するため、電力訓練センターの体制を強化
	2014～2016 年度	ヨルダン国電力セクターマスタープラン策定プロジェクト	電力分野の 2015 年-2034 年のマスタープランの策定及びその定期的な更新のための運営体制の構築支援
	2019～2023 年度	ヨルダン国再生可能エネルギー系統統合と安定供給の促進プロジェクト	系統システムの安定化、供給信頼度向上のために必要な組織的能力の強化
国別研修	2020～2022 年度	料金体系が発電施設に及ぼす影響の分析と管理効率性に関する能力強化	電気事業経営改善のための計画策定及び実施能力強化を通じて、NEPCO のサービス提供の質と運営の持続可能性を向上に寄与するもの。
	2020～2022 年度	エネルギー効率、貯蓄及び需要側管理	省エネ政策の立案・実施に係る能力開発を図るもの。
有償資金協力 (開発政策借款)	2022 年度	電力セクター改革及び強靱性強化プログラム・ローン	電力セクターの強靱化に向けた改革に取り組むヨルダン政府に対し、財政支援を行うもの。

1-4 他ドナーの援助動向

ヨルダンでは、USAID、AFD、EBRD 等、様々なドナーによって電力セクターへの援助が行われている¹¹。その中で、EBRD が実施するプロジェクト NEPCO Restructuring Loan¹²に含まれる Replacement Of Sub-Station Automation System (SAS) In Existing Substation With Replacement Of All Old Relays¹³は、既存変電所における旧式の保護リレーの取替という点が共通しており、本事業と類似性が高い。

表 1-2 EBRD ヨルダン援助プロジェクト

案件名	NEPCO Restructuring loan (Replacement of Sub-Station Automation System (SAS) In Existing Substation with Replacement of All Old Relays)
実施機関	European Bank for Reconstruction and Development (EBRD)
援助形態	ソブリン融資
金額 単位：千 USD	265,000 ¹⁴
実施年度	2018 年から最長 18 年間 ¹⁵ (2020 から現在まで継続)
プロジェクト対象機関	NEPCO
概要	<ul style="list-style-type: none"> ・ NEPCO Restructuring Loan は、以下 2 つの目的で用いられる¹⁶。 <ul style="list-style-type: none"> ① スマートグリッドシステムや新変電所など、再生可能エネルギーの電力統合を改善するための設備投資の調達 ② 既存債務のテナーの長期化・事業により即した条件への借り換え ・ 融資のうち、①に最大 USD 65million、②に最大 200 million が充てられる。 ・ Replacement Of Sub-Station Automation System (SAS) In Existing Substation With Replacement Of All Old Relays は、①の一環として、アンマンノース変電所とカトラーナ変電所の SAS システム（変電所自動化システム）を更新し、全ての古い保護リレーの取替を行う。

¹¹ 例えば電力セクターへの援助の例として、USAID による Energy Sector Capacity Building などのプロジェクトがある
https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00T3JR.pdf

¹² <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nepco-restructuring-loan.html>

¹³ <https://ecep.ebrd.com/delta/viewNotice.html?displayNoticeId=19085470>

¹⁴ <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nepco-restructuring-loan.html>

¹⁵ Non-Technical Summary <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nepco-restructuring-loan.html>
p.1

¹⁶ Non-Technical Summary <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nepco-restructuring-loan.html>
p.1

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制

2-1-1 組織・人員

(1) 組織とプロジェクト実施部署

プロジェクトを担当する実施機関はヨルダン電力公社（National Electric Power Company、以下「NEPCO」）であり、その組織図は図 2-1 のとおりである。今回のプロジェクトの実施内容は、保護リレー設備の更新であるが、本プロジェクトでは、一般的な盤単位での全取替ではなく、保護リレー盤を構成する各ユニット単位での取替を大部分で実施することとなり、この組織図中で、赤線で囲まれた送変電保守部門（Transmission Maintenance Division）がプロジェクト実施部署となった。

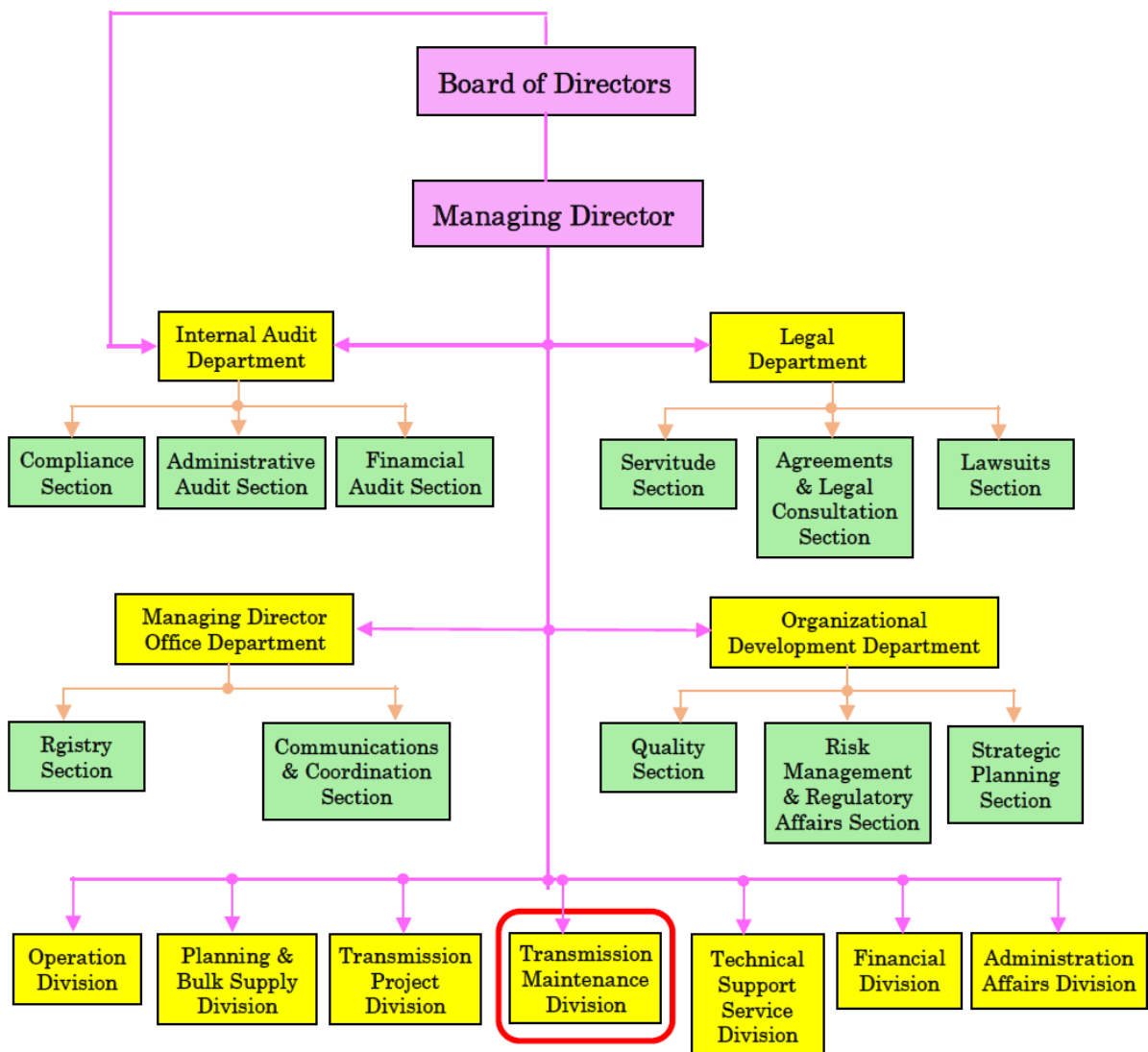


図 2-1 実施機関（NEPCO）の組織図

この送変電保守部門の詳細は図 2-2 のとおりであり、この組織図の中央保守部 (Middle Maintenance Department) がアンマンサウス変電所とアンマンイースト変電所を担当し、アカバ保守部(Aqaba Maintenance Department)の保護・計測システム保守課(Protection & Metering Systems Maintenance Section)がアカバ変電所を担うことになる。

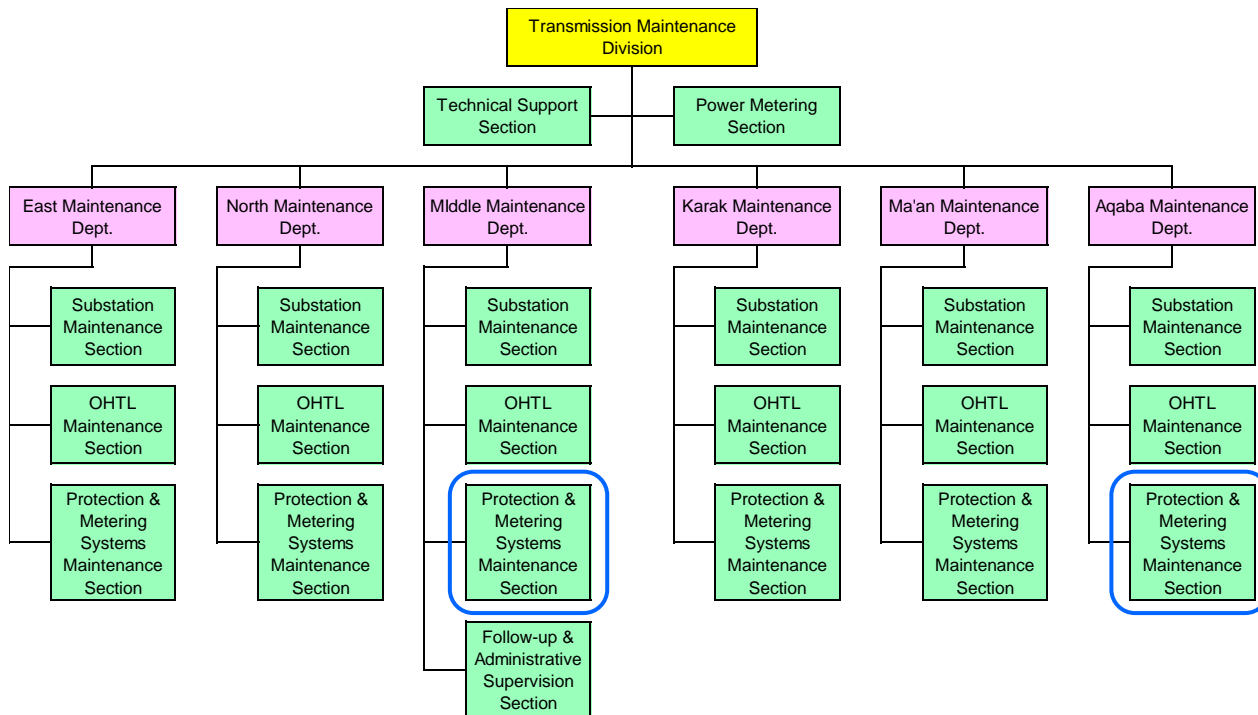


図 2-2 プロジェクト実施部門の組織図

(2) 人員配置と実施業務

中央保守部の保護・計測システム保守課の人員構成は表 2-1 のとおりであり、技術者 (Engineer) 21 名、班長(Foreman)10 名、技能者 (Technician) 32 名で構成され、保護・制御システムの保守・運用を担っており、保護リレーの更新工事も担務する。保護リレーの更新工事にあたっては、この部署の所員が直営でアンマンサウスとアンマンイーストの工事を実施する。

表 2-1 中央保守部の保護・計測システム保守課の人員構成

	Number of Members			Total
	Grade A	Grade B	Grade C	
Engineers	7	12	2	21
Foremen	10	-----	-----	10
Technicians	19	9	4	32

Grade A: 経験 10 年以上、Grade B : 経験 5~9 年、Grade C : 5 年未満

一方、アンマン保守部の保護・計測システム保守課の人員構成は表 2-2 のとおりであり、技術者 (Engineer) 6 名、班長 (Foreman) 2 名、技能者 (Technician) 16 名で構成され、保護・制御システムの保守・運用を担っており、保護リレーの更新工事も担務する。保護リレーの更新工事にあたっては、この部署の所員が直営でアカバの工事を実施する。

表 2-2 アカバ保守部の保護・計測システム保守課の人員構成

	Number of Members			Total
	Grade A	Grade B	Grade C	
Engineers	1	2	3	6
Foremen	2	-----	-----	2
Technicians	14	2	-----	16

Grade A: 経験 10 年以上、Grade B : 経験 5～9 年、Grade C : 5 年未満

(3) プロジェクト終了後の運営・維持管理体制

保護・計測システム保守課は、保護リレーの更新工事を直営で実施するとともに、更新された保護リレーの運用と保守業務も担務している。したがって、巡視・点検業務を行うとともに、保護リレーが万一故障した場合には、直営で予備品と交換する作業も実施している。

アンマンサウスとアンマンイーストについては、工事実施時と同様に中央保守部の保護・計測システム保守課がプロジェクト終了後の運営・維持を担い、アカバについては、アカバ保守部の保護・計測システム保守課が担うことになる。なお、自動監視機能が付加されて無保守無点検化が可能となるデジタルリレーに更新するため、定期的な保護リレー試験が不要となり、保守の負担増は無い。

2-1-2 財政・予算

公表されている直近の2021, 2020, 2019年度におけるNEPCOの年間支出入の内訳を表2-3に示す。ヨルダン国の会計年度は、1月～12月である（NEPCOより聴取）。

表 2-3 NEPCO 年間営業収益/経費内訳【JOD】

会計年度	2019	2020	2021
I. 営業収益			
エネルギーの販売収入	1,550,232,999	1,353,579,405	1,312,964,331
ガスの販売収入	5,192,462	5,505,634	9,727,385
ガスラインの発電所への配送料回収	5,038,280	4,386,112	4,030,690
営業収益合計	1,560,463,741	1,363,471,151	1,326,722,406
II. 営業経費			
エネルギーのコスト	1,380,740,170	1,254,092,911	1,303,001,374
ガスのコスト	6,547,443	6,074,887	10,583,112
発電所向けのガス配送費	0	1,824,988	0
運営費および管理費	36,814,571	36,184,518	37,151,182
有形固定資産の減価償却費	28,710,614	29,093,295	29,410,608
送電および制御機器のスペアパーツの損傷	1,283,007	1,229,132	1,161,500
営業経費合計	1,454,095,805	1,328,459,731	1,381,307,776

出典：NEPCO Annual Report 2021, 2020

NEPCO - Annual Reports

この内、実施機関の担当部署であるNEPCO Transmission Maintenance Divisionからの聴取結果では、保守の予算は表2-4の通りである。

表 2-4 NEPCO 年間保守予算【JOD】

会計年度	2010	2021	2022
保守予算			
1. 生産性維持管理	939,653	912,623	1,585,824
2. 試験機材	128,201	15,100	233,275
3. 工具、設備	8,414	25,169	32,802
保守予算合計	1,076,268	952,892	1,851,901

出典：NEPCO Transmission Maintenance Division から聴取

また、2023年度の保守作業の予算の合計はJOD 1,505,000であることも聴取している。今後の保守予算は、過去の実績からこれまでと同等額確保が期待でき、追加的な予算も不要であり問題ない。実施機関の担当部署であるNEPCO Transmission Maintenance Divisionも、2-1-3項のヨルダン国側負担経費の確保については全く問題ないという見解であることを、聴取している。

2-1-3 技術水準

保護・計測システム保守課の所員は、本プロジェクトで扱う保護リレーの保守・運用を日頃担っており、保護リレーの運用・保守に必要な専門技術力と経験を有している。今回のプロジェクトでは、アカバ変電所の 132kV 設備を除く保護リレーについては、保護リレー盤の取替ではなく、盤に組み込まれた保護リレーユニット単位での取替となる。また、アカバ変電所の 132kV 設備の保護リレーについては、保護リレー盤による全取替で実施することになる。

これらの 2 種類の取替工事は、どちらも中央とアカバの保守課の所員による直営作業とすることで合意している。中央とアカバの保護・計測システム保守課の所員は、これらの盤単位およびユニット単位での直営による取替工事の経験を豊富に有しており、工事に関する技術水準については、問題ないものと判断できる。

なお、保守課の所員が扱った経験の少ない保護リレーユニットの場合も想定し、工事実施にあたり、保護リレー供給メーカーによる工事と保守の観点からの初期操作指導を本プロジェクトにおいて計画する。これにより、スムーズな工事の推進、確実な整定の準備、運転開始後の着実な運用・保守を担保する。

2-1-4 既存施設・機材

(1) 400kV 設備の状況

今回設備更新を予定しているアンマンサウス、アンマンイースト、アカバ変電所の 400kV 設備の保護リレーの現状を一覧表にまとめた結果を示す。

- アンマンサウス変電所 400kV 設備 (1996 年竣工)

アンマンサウス変電所の 400kV 設備の保護リレーの現状は表 2-5 のとおりであり、更新対象の保護リレーは、送電線保護リレーが 8 面、変圧器保護リレーが 4 面、母線保護リレーが 4 面である。いずれの保護リレーも型式は静止型であり、一般的な保護リレー寿命 15 年程度と比較しても経年 27 年の古い保護リレーである。

表 2-5 アンマンサウス変電所の 400kV 設備の保護リレー一覧

保護対象設備	機能	系列	製造者	製品名	型式
アンマンサウス～ カトラーナ線 1 号	距離	主保護 1	Alstom	SHNB 102	静止型
	過電圧		Alstom	KVFG142	静止型
	距離	主保護 2	Merlin Gerin	SEL S21	静止型
	再閉路		Merlin Gerin	S79	静止型
	事故点測定		Merlin Gerin	DLDS 3000	静止型
	回線間誘導		Gec Alstom	BCH	静止型
	潮流確認		MCTI	MCTI39	静止型
	過電圧		Alstom	KVFG142	静止型
アンマンサウス～ カトラーナ線 2 号	距離	主保護 1	Alstom	SHNB 102	静止型
	過電圧		Alstom	KVFG142	静止型
	距離	主保護 2	SEL	SEL 321	デジタル型
	再閉路		Merlin Gerin	S79	静止型

	事故点測定		Merlin Gerin	DLDS 3000	静止型
	回線間誘導		MCTI	MCTI39	静止型
	潮流確認		Alstom	KVFG142	静止型
アンマンサウス～ アンマイースト線 1 号	距離	主保護 1	Alstom	SHNB 102	静止型
	過電圧		Alstom	KVFG142	静止型
	距離	主保護 2	Merlin Gerin	SEL S21	静止型
	再閉路		Merlin Gerin	S79	静止型
	事故点測定		Merlin Gerin	DLDS 3000	静止型
	回線間誘導		MCTI	MCTI39	静止型
	潮流確認		Alstom	KVFG142	静止型
アンマンサウス～ アンマイースト線 2 号	距離	主保護 1	Alstom	SHNB 102	静止型
	過電圧		Alstom	KVFG142	静止型
	距離	主保護 2	Merlin Gerin	SEL S21	静止型
	再閉路		Merlin Gerin	S79	静止型
	事故点測定		Merlin Gerin	DLDS 3000	静止型
	回線間誘導		Merlin Gerin	BCH	静止型
	潮流確認		MCTI	MCTI39	静止型
	距離		Alstom	KVFG142	静止型
変圧器 1 号、2 号 TR1, TR2	比率差動	主保護 1	Alstom	MBCH13	静止型
	物理的保護				静止型
	過電流	主保護 2	Alstom	MGCC82	静止型
	過励磁				静止型
	中性点過電流		Alstom	MCGG22	静止型
	33kV 過電流		Alstom	MCGG63	静止型
400 kV 母線 1 号、2 号 #1, #2	電圧差動	主保護 1	Alstom	MCAG34	電気機械型
	電圧差動	主保護 2	Alstom	MCAG34	電気機械型

● アカバ変電所 400kV 設備 (1997 年竣工)

アカバ変電所の 400kV 設備の保護リレーの現状は表 2-6 のとおりであり、更新対象の保護リレーは、送電線保護リレーが 6 面、変圧器保護リレーが 6 面、母線保護リレーが 4 面、分路リアクトル保護が 3 面、遮断器保護が 8 面、電圧保護が 1 面である。いずれの保護リレーも型式は静止型であり、一般的な保護リレー寿命 15 年と比較しても経年 26 年の古い保護リレーである。

表 2-6 アカバ変電所の 400kV 設備の保護リレー一覧

保護対象設備	機能	系列	製造者	製品名	型式
エジプト連系線 1 号	距離	主保護 1	Alstom	Shnb102	静止型
	距離	主保護 2	ABB	REZ	静止型
	差動スタブ-1		Reyroll	B3	静止型

	差動スタブ-2		Reyroll	B3	静止型	
	同期確認	共通	ABB	RES 010	静止型	
	再閉路		Gec Alstom	LFAA102	静止型	
	過電圧-1		Reyroll	TEB/AR111	静止型	
	過電圧-2		Reyroll	TEB/AR111	静止型	
	転送送信-1		Reyroll	TR112	静止型	
	転送送信-2		Reyroll	TR112	静止型	
	過負荷 132kV フィーダ-		CB X300	Siemens	7SR5111	静止型
	過負荷 400kV シリア	Reyroll		2DAB	静止型	
	遮断失敗-1	Reyroll		2DAB	静止型	
	遮断失敗-2	Reyroll		2DAB	静止型	
	同期確認	Reyroll			静止型	
	遮断失敗-1	CB X305	Reyroll	2DAB	静止型	
	遮断失敗-2		Reyroll	2DAB	静止型	
	同期確認		Reyroll		静止型	
	分路リアクトル SHR (エジプト連系線)	過電流	SHR	Reyroll	2DCC	静止型
		差動-1 CC		Reyroll	B3	静止型
差動-2 CC		Reyroll		B3	静止型	
アカバ～ ニューマーン線 1号と2号	距離	主保護 1	Alstom	Shnb102	静止型	
	距離	主保護 2	ABB	REZ	静止型	
	差動スタブ-1		Reyroll	B3	静止型	
	差動スタブ-2		Reyroll	B3	静止型	
	再閉路	共通	GECs	LFAA 102	静止型	
	過電流-AR		Reyroll	2DAB	静止型	
	過電流	SHR	Reyroll	2DCC	静止型	
	差動-1 CC		Reyroll	B3	静止型	
	差動-2 CC		Reyroll	B3	静止型	
	過熱過電流		ABB	RAVK1	静止型	
	遮断失敗-1	CB X130 X230	Reyroll	2DAB	静止型	
	遮断失敗-2		Reyroll	2DAB	静止型	
	同期確認		Reyroll		静止型	
	遮断失敗-1	CB X105 X205	Reyroll	2DAB	静止型	
	遮断失敗-2		Reyroll	2DAB	静止型	
	同期確認		Reyroll		静止型	
	400kV/132kV 変圧器 1号、2号、3号	比率差動 P,S	主保護 1	Reyroll	DUOBIAS	静止型
電圧差動 P,S		主保護 2	Reyroll	B3	静止型	

TR 1, TR2, TR3	差動 P,S,N	X110 X210	Reyroll	B3	静止型
	短地絡過電流		Reyroll	2DCC	静止型
	瞬時過電流		Reyroll	SEF	静止型
	地絡過電流		Reyroll	SEF	静止型
	遮断失敗-1		Reyroll	2DAB	静止型
	遮断失敗-2		Reyroll	2DAB	静止型
	同期確認		Reyroll		静止型
400kV 母線保護 1号母線, 2号母線	電圧差動 1	主 1-1	Reyroll	DAD3	静止型
		主 1-2	Reyroll	DAD3	静止型
	電圧差動 2	主 2-1	Reyroll	B3	静止型
		主 2-2	Reyroll	B3	静止型
電圧保護	過電圧		Reyroll	B68	静止型

● エジプト連系線開閉所 (1999 年竣工)

エジプト連系線開閉所には、400kV 海底ケーブル区間の保護リレーが設置されており、その現状は表 2-7 のとおりであり、更新対象の保護リレーは、エジプト連系線のケーブル保護リレーが 1 面である。保護リレーの型式は静止型であり、経年 24 年の古い保護リレーである。

表 2-7 エジプト連系線開閉所の 400kV 設備の保護リレー一覧

保護対象設備	機能	系列	製造者	製品名	型式
エジプト連系線 1 号	電流差動	主保護 1	GEC Alstom	LFCEB102	デジタル型
	電圧選択		Reyroll	B68	静止型

● アンマンイースト変電所 400kV 設備 (2008 年竣工)

アンマンイースト変電所の 400kV 設備の保護リレーの現状は表 2-8 のとおりであり、すべてデジタル型の保護リレーである。しかしながら、アンマンイースト～アンマンサウス線の送電線保護リレーには、2 回線にまたがる重大系統事故でも再閉路が可能となる多相再閉路方式を具備した電流差動方式を適用するため、この送電線の保護リレーのみ保護リレーユニットを交換することとする。

表 2-8 アンマンイースト変電所の 400kV 設備の保護リレー一覧

保護対象設備	機能	系列	製造者	製品名	型式
アンマンイースト～ アンマンサウス線 1号線、2号線	距離	主保護 1	SIEMENS	7SA522	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VK611	デジタル型
	距離	主保護 2	AREVA	P437	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VK611	デジタル型
	再閉路		SIEMENS	7VK611	デジタル型
アンマンイースト～ アンマンノース線 1号線、2号線	距離	主保護 1	SIEMENS	7SA522	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VG611	デジタル型
	距離	主保護 2	AREVA	P437	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VG611	デジタル型
	再閉路		SIEMENS	7VK611	デジタル型

IPP3 1号線、2号線	距離	主保護 1	SIEMENS	7SA522	デジタル型
	電流差動	主保護 2	Schneider	P543	デジタル型
GT 変圧器 1号, 3号, 4号	比率差動	主保護 1	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VK611	デジタル型
	比率差動	主保護 2	SIEMENS	7SJ611	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VK611	デジタル型
変圧器保護 TR1, TR2	比率差動	主保護 1	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VK611	デジタル型
	物理保護		SIEMENS		デジタル型
	比率差動	主保護 2	SIEMENS	7UT613	デジタル型
	遮断失敗		SIEMENS	7VK611	デジタル型
	短地絡過電流		SIEMENS	7SJ611	デジタル型
	3次過電流		SIEMENS	7SJ611	デジタル型
400kV 母線保護 A, B, C, D	電圧差動	主 1 分 A	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	予 1 分 A	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	一括 A	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	主 2 分 B	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	予 2 分 B	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	一括 B	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	主 1 分 C	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	一括 C	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	主 2 分 D	SIEMENS	7VH600	デジタル型
	電圧差動	一括 D	SIEMENS	7VH600	デジタル型

(2) 132kV 設備の状況

今回設備更新を予定しているアンマンサウス、アカバ変電所の 132kV 設備の保護リレーの現状を一覧表にまとめた結果を示す。

● アンマンサウス変電所 132kV 設備

アンマンサウス変電所の 132kV 設備の保護リレーの現状は表 2-9 のとおりであり、一部設備はデジタル型が適用されているが、それ以外の老朽化が進んだ静止型と電気機械型の保護リレーについて、今回の取替対象とする。

表 2-9 アンマンサウス変電所の 132kV 設備の保護リレー一覧

保護対象設備	機能	系列	製造者	製品名	型式
400/132kV 変圧器 No.1 2次側保護	短絡/過電圧	後備保護	ALSTOM	MCGG, MVTD	静止型
	遮断失敗		ALSTOM	MCT1	静止型
	過負荷		ALSTOM	MCGG	静止型
	遮断/鎖錠		ALSTOM	MVAJ	静止型

400/132kV 変圧器 No.2 2次側保護	過電流過電圧	後備保護	ALSTOM	MCGG, MVTD	静止型
	遮断失敗		ALSTOM	MCT1	静止型
	過負荷		ALSTOM	MCGG	静止型
ABDOUN No.1	電流差動	主保護	ABB	REL551	デジタル型
	距離	後備保護	ABB	REL521	デジタル型
	短地絡過電流		ABB	REL521	デジタル型
	再閉路		ABB	SPAU140C	デジタル型
ABDOUN No.2	電流差動	主保護	ABB	REL551	デジタル型
	距離	Backup	ABB	REL521	デジタル型
	短地絡過電流		ABB	REL521	デジタル型
	再閉路		ABB	SPAU140C	デジタル型
Q.A.I.A. No.1	距離	主保護	GEC	MICROMHO	静止型
	過電流		ALSTOM	CDD	電気機械型
	FL			Unknown	静止型
	微地絡	後備保護	ALSTOM	CTU	電気機械型
	再閉路		ALSTOM	VAR	電気機械型
Q.A.I.A. No.2	距離	主保護	ALSTOM	OPTIMHO	旧デジタル型
	過電流		ALSTOM	CDD	電気機械型
	FL			Unknown	静止型
	微地絡	後備保護	ALSTOM	CTU	電気機械型
	再閉路		ALSTOM	VAR	電気機械型
MARANAH	距離	主保護	AREVA	Micom P443	デジタル型
	過電流	後備保護	ALSTOM	CDD	電気機械型
	地絡過電流		ALSTOM	CDD	電気機械型
SAHAB	距離	主保護	AREVA	Micom P443	デジタル型
	短地絡過電流	後備保護	ALSTOM	CDD	電気機械型
	再閉路		ALSTOM	VAR	電気機械型
OHL	距離	主保護	Reyrolle	THR	静止型
	微地絡	後備保護	ALSTOM	CTU	電気機械型
	過電流		ALSTOM	CDD	電気機械型
	再閉路		ALSTOM	VAR	電気機械型
BAYADER No.1	距離	主保護	ALSTOM	OPTIMHO	旧デジタル型
	過電流	後備保護	BBC	Unknown	電気機械型
	地絡過電流		BBC	Unknown	電気機械型
	微地絡			Unknown	電気機械型
	FL		SEL	351A	デジタル型
	同期確認		BBC	Unknown	電気機械型
	再閉路		BBC	Unknown	電気機械型

BAYADER No.2	距離	主保護	ALSTOM	OPTIMHO	旧デジタル型
	過電流	後備保護	BBC	Unknown	電気機械型
	地絡過電流		BBC	Unknown	電気機械型
	微地絡			Unknown	電気機械型
	FL			Unknown	静止型
	同期確認		BBC	Unknown	電気機械型
	再閉路		BBC	Unknown	電気機械型
BAYADER No.3	距離		主保護	ALSTOM	OPTIMHO
	過電流	後備保護	BBC	Unknown	電気機械型
	地絡過電流		BBC	Unknown	電気機械型
	微地絡			Unknown	電気機械型
	FL		SEL	351A	デジタル型
	同期確認		BBC	Unknown	電気機械型
	再閉路		BBC	Unknown	電気機械型
SALT 2	距離		主保護	ALSTOM	OPTIMHO
	過電流	後備保護	BBC	Unknown	電気機械型
	地絡過電流		BBC	Unknown	電気機械型
	微地絡			Unknown	電気機械型
	FL		SEL	351A	デジタル型
	同期確認		BBC	Unknown	電気機械型
	再閉路		BBC	Unknown	電気機械型
132/33kV 変圧器 No.1	比率差動		主保護	GEC	DTH31DFA1D
	過電流	後備保護	ALSTOM	CDG	電気機械型
	地絡過電流		ALSTOM	CDG	電気機械型
132/33kV 変圧器 No.2	比率差動	主保護	GEC	DTH31DFA1D	電気機械型
	過電流	後備保護	ALSTOM	CDG	電気機械型
	地絡過電流		ALSTOM	CDG	電気機械型
132/33kV 変圧器 No.4	比率差動	主保護	ABB	SPAD346C1	静止型
	HV/LV 制限地絡				
	短地絡過電流	後備保護	ABB	SPAJ140C	静止型
132kV 母線	電圧差動	主保護	GEC	MFAC	電気機械型
母線区分遮断器	過電流	主保護	BBC	Unknown	電気機械型
	同期確認		BBC	Unknown	電気機械型
	再閉路		BBC	Unknown	電気機械型
母線連絡遮断器	過電流	主保護	ALSTOM	CDG	電気機械型
	電圧選択		ALSTOM	VAR	電気機械型

● アカバ変電所 132kV 設備

アカバ変電所の 132kV 設備の保護リレーの現状は表 2-10 のとおりであり、一部の設備はデジタル型が更新されているが、それ以外の静止型と電気機械型の保護リレーについては老朽化が進んでいる。アカバの 132kV 設備の保護リレーは、現在設置されている発電機制御室が廃止されるため移設を求められており、132kV 開閉設備近くのリレー室にすべて新盤で設置することになる。

表 2-10 アカバ変電所の 132kV 設備の保護リレー一覧

保護対象設備	機能	系列	製造者	製品名	型式
400/132kV 変圧器 No.1 2 次側保護	短絡過電流	後備保護	ALSTOM	METI, MCGG	静止型
	地絡過電流		ALSTOM	METI, MCGG	静止型
	低圧巻線		ALSTOM	MCAG	静止型
	遮断失敗		ALSTOM	MCT1	静止型
400/132kV 変圧器 No.2 2 次側保護	短絡過電流	後備保護	ALSTOM	METI, MCGG	静止型
	地絡過電流		ALSTOM	METI, MCGG	静止型
	低圧巻線		ALSTOM	MCAG	静止型
	遮断失敗		ALSTOM	MCT1	静止型
AQABA TOWN 線 No.1	距離	主保護	AREVA	Micom P443	デジタル型
	短地絡過電流	後備保護			静止型
AQABA TOWN 線 No.2	距離	主保護	AREVA	Micom P443	デジタル型
	短地絡過電流	後備保護			静止型
QWEIRA 線	距離	主保護	AREVA	Micom P442	デジタル型
	短地絡過電流	後備保護			静止型
AIE 線	距離	主保護	AREVA	Micom P442	デジタル型
	短地絡過電流	後備保護			静止型
132/33kV 変圧器 No.1	比率差動	主保護	GEC	DTH31DFA1D	電気機械型
	過電流	後備保護	ALSTOM	CDG	電気機械型
	地絡過電流		ALSTOM	CDG	電気機械型
132/33kV 変圧器 No.2	比率差動	主保護	GEC	DTH31DFA1D	電気機械型
	過電流	後備保護	ALSTOM	CDG	電気機械型
	地絡過電流		ALSTOM	CDG	電気機械型
132/33kV 変圧器 No.4	比率差動	主保護	Siemens	7UT61	デジタル型
	短地絡過電流	後備保護	Siemens	7SJ6021	デジタル型
	中性点過電流		Siemens		デジタル型
132kV 母線保護	電圧差動	主保護	GEC	MFAC	静止型
母線区分遮断器	短地絡過電流	主保護			静止型
	同期確認				静止型
母線連絡遮断器	短地絡過電流	主保護			静止型
	同期確認				静止型

2-2 プロジェクトのサイト及び周辺の状況

2-2-1 関連インフラの整備状況

本プロジェクトの工事は、既存のアンマンサウス変電所、アンマンイースト変電所、アカバ変電所のリレー室で実施する。これらの変電所のリレー室は、電気や水道、空調が整っており作業環境は良好である。また変電所へのアクセスも幹線道路と接続しており機器輸送も問題はない。

一部の送電線保護に電流差動リレーを適用するが、この保護用通信は光ファイバーで対向変電所と直結する予定であり、距離 31km 以下であり性能上の問題もなく、また NEPCO 光ファイバー施工実績からも光通信設置工事も問題ない。

2-2-2 自然条件

ケッペンの気候区分によると、ヨルダンは3つの気候に分類される。西部地中海付近は地中海性気候、内陸部はステップ気候、サウジアラビア・イラク国境付近は砂漠気候である¹⁷。この中で最も大きな面積を占めるのは砂漠気候であり、国土の75%が年間降水量200mm以下の砂漠気候に当てはめられる。

下の図 2-3、図 2-4 は、アンマンならびにアカバの平均気温・降水量を図にしたものである。対象サイトが位置するアンマンの日平均最高気温は、8月の32.4度が最も高く、日平均最低気温は1月の約3.6度が最も低い¹⁸。もう一つの対象サイトが位置するアカバの平均最高気温は7月の39.4度が最も高く、平均最低気温は1月の8.9度が最も低い¹⁹。アカバは年間を通してアンマンよりも温暖である。

ヨルダンは一般に年間を通して少雨であり、アンマン・アカバも例外ではない。ただし、次の図 2-3、図 2-4 のとおり、アンマンでは、12月から2月にかけて月50mm～60mm前後の総降水量が観測される²⁰のに対し、アカバでは、1年で最も降水量の多い12月でも総降水量は月8mm程度に留まる²¹。ヨルダンでは、取水の約6割は淡水の地下水によるもの²²であり、こうした地下水の汲み上げや長距離導水には電力が使用されている²³。実際に2018年の電力のセクター別消費割合は、図 2-5 のとおり揚水（地下水の汲み上げ）による消費が16%を占めており²⁴、家庭内での消費、工業分野での消費に次ぐ3位となっている。停電防止は、同国の安定した水供給に直結する。

¹⁷https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/sanka/kyouiku/kaihatsu/chikyuu/world_info/asia/jordan/index.html

¹⁸ <https://worldweather.wmo.int/en/city.html?cityId=215>

¹⁹ <https://worldweather.wmo.int/en/city.html?cityId=591>

²⁰ 注 21 参照

²¹ 注 22 参照

²² <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000380721> p.138 Figure8.7

²³ https://www.jica.go.jp/activities/issues/water/ku57pq00002cybnn-att/guideline_water.pdf p.9 注 66

²⁴ https://www.memr.gov.jo/EBV4.0/Root_Storage/EN/EB_Info_Page/StrategyEN2020.pdf p.31

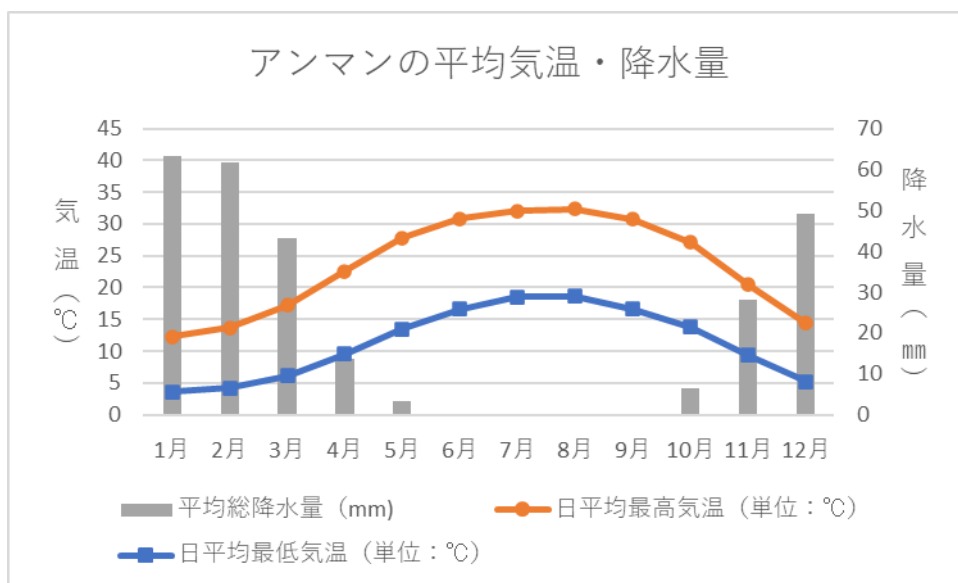


図 2-3 アンマンの平均気温・降水量
(出典:World Weather Information Service をもとに調査団作成)

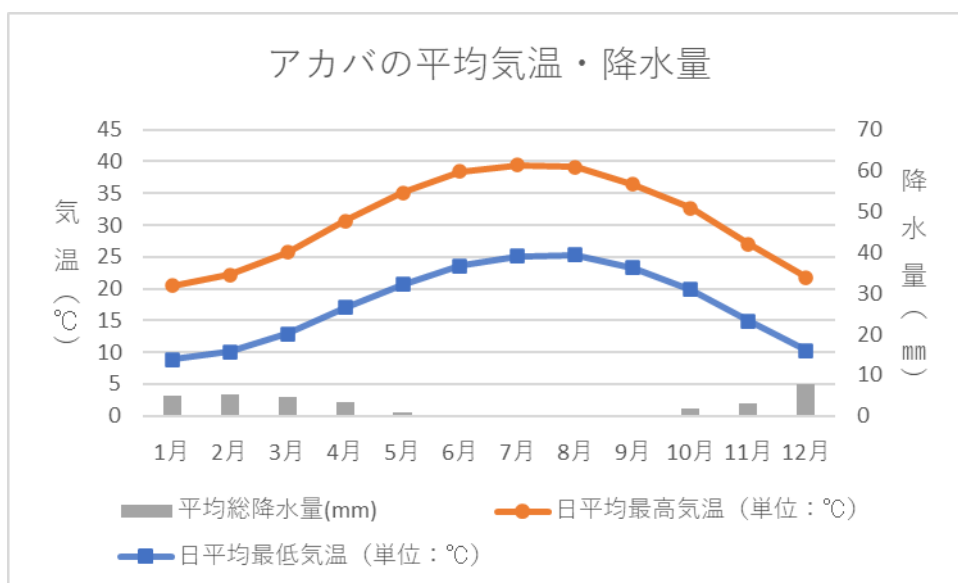


図 2-4 アカバの平均気温・降水量
(出典:World Weather Information Service をもとに調査団作成)

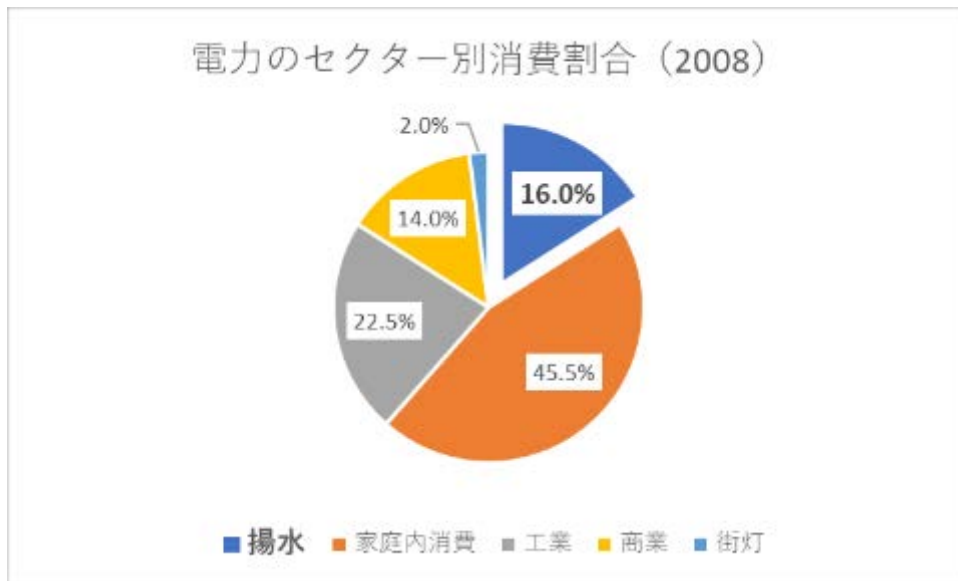


図 2-5 電力のセクター別消費割合
 （出典:Jordan Energy Strategy 2020-2030 をもとに調査団作成）

2-2-3 環境社会配慮

本プロジェクトにおいて供与される機材は、変電所内部に配備される予定であり、環境や社会への影響は想定されない。よって、「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン」ではカテゴリCに分類される²⁵。すなわち、本プロジェクトが環境や社会に及ぼす望ましくない影響はない。

2-3 当該国における無償資金協力事業実施上の留意点

本プロジェクト実施にあたり、保護リレーを取り替えることになるが、工事期間中、保護対象の設備である送電線、変圧器、または母線を停止する必要がある。このため、取替工事計画を国家中央給電指令所(NCC)に早期に提示し、できるだけ早く設備停止計画の調整を行う必要がある。特に132kVの母線は2重主母線であり、母線保護リレーの取替には、片側の母線停止を交互に行う必要があるが、母線停止期間中は供給信頼度が低下するため、安全を優先しながらできるだけ停止期間が短縮できるように、工法を事前に詳細に検討する必要がある。工法の検討は、母線保護リレーに限らず、他の保護リレーの取替についても、事前に詳細検討を行うこととする。

また、送電線の保護リレー取替の際は、保護リレーの取替を行う変電所の他、当該送電線と対向する変電所の開閉器の使用を停止する必要がある。工事期間中は工事実施中の変電所以外にも他の変電所の変電機器の停止調整も、事前に詳細検討を行うこととする。

本プロジェクトの範囲は、保護リレーを調達し現地までの輸送およびNEPCOへの受け渡しであり、現地での保護リレーの取替作業は、NEPCOの変電所保守員が行うことになる。また、本プロジェクトで調達する保護リレーは、これまでNEPCOが使用してきたメーカーと異なる可能性が高い。このため、本プロジェクトで調達した保護リレーが十分な機能を発現させるべく、保護リレー取替工事を行う前に、保護リレーメーカーの技術員からNEPCOの変電所保守員へ取替の方法や取替工事上

²⁵ DOD の MD p.4 11. Environmental and Social Considerations 参照

の留意点について技術指導を行うとともに、取替工事でも保護リレーメーカーの技術員を配置して取替工事中の指導もできるようにする。

2-4 その他

ヨルダンにはエジプトと 400kV 海底ケーブル送電線で連系しており、ヨルダン電力系統安定運用の強化は、国際連系している地域の電力安定供給の支援にもつながるものであり、同地域の経済・社会発展へも寄与するものである。

第3章 プロジェクトの内容

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要

本事業の目的は、NEPCO 電力系統の安定運用に重要な役割を担っている 400kV アンマンサウス変電所、400kV アカバ変電所を中心に、老朽化した保護リレーを最新のデジタルリレーに更新することにより、電力系統の安定運用能力の向上ならびに停電時間の削減を図るものである（更新対象詳細は、3-2 参照）

- 老朽化が進んでいる 400kV アンマンサウス変電所と 400kV アカバ変電所の 400kV 送電線、400kV 変圧器、400kV 母線の保護リレーを最優先の取替対象設備とする。
 - 400kV アンマンサウスーアンマンイースト送電線の保護リレーについては、安定度改善効果の大きい多相再閉路方式を採用した電流差動リレー方式を適用し、対向変電所のアンマンイースト変電所の同送電線保護リレーも同じ仕様である必要があるため、取替対象設備とする。
- また、保護対象設備の重要性と老朽度合いを考慮し、132kV の保護リレーについても下記を取替対象設備とする。
- アカバ変電所の 132kV 設備は経済特区であるアカバ地域の供給を担っている重要設備であるが、132kV 設備の保護リレーは、廃止される火力発電所の中央操作室に設置されており、3年以内の移設が求められているため、132kV 送電線、132kV 変圧器、132kV 母線の保護リレーについて、取替対象設備とする。
 - アンマンサウス変電所は首都圏に供給する重要変電所であるため、老朽化が進んでいる 132kV 送電線、132kV 変圧器、132kV 母線の保護リレーについて、取替対象設備とする。

保護リレー更新工事は、一部建屋新設の箇所を除き、NEPCO で経験のある保護リレーユニット交換を採用し、NEPCO 自身の手で実施することとした。これにより工事に伴う停電時間の削減と工事信頼度確保するとともに、取り換え時の試験、操作を通して以降の NEPCO の新保護リレーに対する保守運用技術習得も図る。

本事業は、基幹系統保護に使用されている旧来のアナログリレーを最新のデジタルリレーに更新することにより、保守点検に要していた NEPCO の人工の削減（年間 1490 万円）、および需要家あたり年平均停電時間の半減と保護リレー無保守無点検化による停電時間削減（経済損失年平均 31 億円削減）を図り、もってヨルダン国の社会・経済の発展に寄与するものである。

3-2 協力対象事業の概略設計

3-2-1 設計方針

設計の基本方針として、NEPCO の 400kV 基幹系統の供給信頼度向上のため、アンマンサウス変電所とアカバ変電所の旧式送電線保護リレー、変圧器保護リレー、母線保護リレーをデジタル型リレーに更新する。送電線保護リレーは、再閉路方式の向上も期待できるデジタル電流差動リレー方式を基本仕様とし、同方式の保護リレーを供与する場合は、対向する変電所の送電線保護リレーの更新も必要になることから、アンマンイースト変電所の送電線保護リレー更新についても対象とした。

以上のことから、以下の基本的な選定方針にしたがって、設計を実施した。

- 老朽化が進んでいる 400kV アンマンサウス変電所と 400kV アカバ変電所の 400kV 送電線、400kV 変圧器、400kV 母線の保護リレーを最優先の取替対象設備とする。
- 400kV 送電線の保護リレーについては、電流差動方式を導入する場合には、対向変電所の保護リレーも同じ仕様である必要があるため、取替対象設備とする。電流差動方式導入により、多相再閉路方式の適用が可能となり、過渡安定度向上への寄与が期待される。カトラーナ変電所、ニューマアン変電所はデジタルリレーに更新されて日が浅いこともあり、アンマンサウスーアンマンイースト線の送電線保護リレーのみに電流差動リレー方式を適用する。将来的に他の送電線保護にも適用拡大していくことを、NEPCO で検討する。

また、当初計画の 400kV 保護リレーに加えて、保護対象設備の重要性とその設備を保護する保護リレーの老朽度合いを考慮し、132kV の保護リレーについても調査し、設計の対象に加えることとし、基本的な選定方針は以下のとおりとした。

- アカバ変電所の 132kV 設備は経済特区であるアカバ地域の供給を担っている重要設備であるが、132kV 設備の保護リレーは、廃止される火力発電所の中央操作室に設置されており、3年以内の移設が求められているため、132kV 送電線、132kV 変圧器、132kV 母線の保護リレーについては、取替対象設備とする。
- アンマンサウス変電所は首都圏に供給する重要変電所であるため、老朽化が進んでいる 132kV 送電線、132kV 変圧器、132kV 母線の保護リレーについては、取替対象設備とする。

3-2-2 基本計画（施設計画/機材計画）

(1) 全体計画

今回の保護リレー取替は、当初は、保護リレー盤単位での取替を想定していたが、NEPCO から保護リレーユニット単位での取替方法の採用ならびに NEPCO が直営で取替作業を行うことが提案され、NEPCO ではこの取替方法の経験が多数あり、実際の施工例などを確認した結果、施工品質の懸念が払しょくされたことから、基本的にユニット単位で NEPCO が取替作業を行うことで合意し、この方針で基本計画を策定した。なお、アカバの 132kV 設備の保護リレーは、設置場所を変更する必要があるため、盤単位での取替を行うこととし、取替作業は NEPCO が直営で実施することとした。取替対象変電所と対象となる保護リレーの概要は、3-2-1 の設計方針にしたがい、表 3-1 のとおりである。

表 3-1 取替対象設備概要

変電所	保護リレー種別	取替方法	作業箇所
アンマンサウス	400kV 送電線	ユニット取替	既設リレー盤
	400kV/132kV 変圧器	ユニット取替	既設リレー盤
	400kV 母線	ユニット取替	既設リレー盤
	132kV 送電線	ユニット取替	既設リレー盤
	132kV/33kV 変圧器	ユニット取替	既設リレー盤
	132kV 母線	ユニット取替	既設リレー盤
アカバ	400kV 送電線	ユニット取替	既設リレー盤
	400kV/132kV 変圧器	ユニット取替	既設リレー盤
	400kV 母線	ユニット取替	既設リレー盤
	132kV 送電線	盤取替	新リレー室
	132kV/33kV 変圧器	盤取替	新リレー室
	132kV 母線	盤取替	新リレー室
アンマンイースト	400kV 送電線(1部)	ユニット取替	既設リレー盤

(2) 機材計画

今回供与する機材を電圧階級ごとに仕分けすると、400kV 保護リレーについては、表 3-2 のとおりであり、アカバケーブル開閉所の 400kV エジプト連系ケーブル保護リレーも含め、全て保護リレーユニットを提供し、NEPCO がユニット単位で取替工事を行うこととする。

表 3-2 400kV 保護リレー数量

保護種別	リレー方式	備考	ユニット数量				合計
			アンマンサウス	アンマンイースト	アカバ	アカバケーブル端	
送電線保護	電流差動リレー	距離リレー、過電流リレー、電圧リレー、過負荷保護、再閉路など統合型	4	4		1	9
	距離リレー	過電流リレー、電圧リレー、過負荷保護、再閉路など統合型	4		6		10
	電圧差動リレー	Stub保護	8		6		14
	再閉路リレー				3		3
脱調分離保護	距離型脱調分離リレー	エジプト連系線			1		1
分路リアクトル (ShR) 保護	過電流リレー				5		5
	電圧差動リレー				6		6
遮断器保護制御 (DIAMETER)	過電流リレー (CBF)		18		22		40
	同期確認リレー		9		8		17
変圧器保護 (400kV/132kV変圧器、発電機変圧器)	比率差動リレー		4		7		11
	電圧差動リレー		4		4		8
	過電流リレー	微地絡保護付き	2				2
母線保護	電圧差動リレー		8		8		16
リレー設定ツール (ノートPC)			1	1	1	1	4

また、アカバ変電所の 132kV 保護リレーとアンマンサウス変電所の 132kV 保護リレーについてまとめると表 3-3 のとおりであり、アカバ変電所の 132kV 保護リレーは盤で供与し、アンマンサウスの 132kV 保護リレーはユニットで供与する。これらの保護リレーの取替工事についても、NEPCO が直営で実施することとなる。

表 3-3 132kV 保護リレー数量

保護種別	リレー方式	備考	ユニット数量		ユニット合計	盤数量 アカバ
			アンマンサウス	アカバ		
送電線保護	距離リレー	過電流リレー、電圧リレー、過負荷保護、再閉路など統合型	7	4	11	4
	過電流リレー	OC/EF/SEF	9	4	13	
	Control	BCU		4	4	
変圧器保護 (400kV/132kV変圧器 2 次、 132kV/33kV変圧器)	比率差動リレー		3	4	7	6
	電圧差動リレー	Restricted EF	3		3	
	電流・電圧リレー	OC/EF/SEF/UV/25	9	10	19	
	Control	BCU		6	6	
母線保護	電圧差動リレー	High Imp	4	4	8	4
Buscoupler Bussection	電流・電圧リレー	OC/EF/SEF/UV/25	2	2	4	2
	Control	BCU		2	2	
リレー設定ツール (ノートPC)			1	1	2	

今回の保護リレーの取替工事は、NEPCO が直営で実施し、その中で保護リレー取替後に試験を行う必要があるが、複数の変電所で同時に取替工事が実施されることが想定され、その場合には試験装置が不足するため、表 3-4 に記載した試験装置を供与機材とする。

表 3-4 試験装置

2 次入力リレー試験装置 CMC356	2 台
1 次入力リレー試験装置 CPC100	1 台

具体的な保護リレーの仕様については、NEPCO の標準仕様を基本とし、400kV は主保護 2 系列化する。一方、132kV は 1 系列構成であるが、送電線保護と変圧器保護は、主保護と後備保護の保護リレーユニットを分離することで動作信頼度を向上させる。更に他ドナーによる対向新設変電所の方式との協調も考慮し、以下に示す方式とする。

表 3-5 保護リレー方式 (アンマンサウス変電所 400kV)

装置名	主/後備	保護方式	備考
送電線保護 アンマンイースト線	主保護第1系列	電流差動保護リレー方式	距離、過電流リレー統合型
	主保護第2系列	電流差動保護リレー方式	距離、過電流リレー統合型
送電線保護 カトラーナ線	主保護第1系列	方向比較保護リレー方式	過電流リレー統合型
	主保護第2系列	方向比較保護リレー方式	過電流リレー統合型
変圧器保護	主保護第1系列	比率差動リレー方式	過電流リレー統合型
	主保護第2系列	比率差動リレー方式	過電流リレー統合型
母線保護	主保護第1系列	電圧差動リレー方式	
	主保護第2系列	電圧差動リレー方式	
遮断失敗対策 (CBF)	主保護第1系列	過電流リレー方式	
	主保護第2系列	過電流リレー方式	

表 3-6 保護リレー方式 (アンマンイースト変電所 400kV)

装置名	主/後備	保護方式	備考
送電線保護 アンマンサウス線	主保護第1系列	電流差動保護リレー方式	距離、過電流リレー統合型
	主保護第2系列	電流差動保護リレー方式	距離、過電流リレー統合型

表 3-7 保護リレー方式 (アカバ変電所 400kV)

装置名	主/後備	保護方式	備考
送電線保護	主保護第1系列	方向比較保護リレー方式	過電流リレー、過負荷保護統合型
	主保護第2系列	方向比較保護リレー方式	過電流リレー、過負荷保護統合型
	スタブ保護	電圧差動リレー方式	
リアクトル保 護	主保護第1系列	電圧差動リレー方式	
	主保護第2系列	電圧差動リレー方式	
変圧器保護 400/132kV	主保護第1系列	比率差動リレー方式	過電流リレー統合型
	主保護第2系列	比率差動リレー方式	過電流リレー統合型
母線保護	主保護第1系列	電圧差動リレー方式	
	主保護第2系列	電圧差動リレー方式	
遮断失敗対策 (CBF)	主保護第1系列	過電流リレー方式	同期確認リレー統合型
	主保護第2系列	過電流リレー方式	同期確認リレー統合型
発電機変圧器 保護	主保護	比率差動リレー方式	
	後備保護	過電流リレー方式	

表 3-8 保護リレー方式 (アカバケーブル端 400kV)

装置名	主/後備	保護方式	備考
送電線保護 エジプト連系線 ケーブル区間	主保護第1系列	電流差動保護リレー方式	

表 3-9 保護リレー方式 (アカバ 132kV)

装置名	主/後備	保護方式	備考
送電線保護	主保護	方向比較保護リレー方式	
	後備保護	過電流リレー方式	
変圧器保護 400/132kV	2次後備保護	過電流リレー方式	
変圧器保護 132kV/33kV	主保護	比率差動リレー方式	
	後備保護	過電流リレー方式	
母線保護	主保護	電圧差動リレー方式	新盤設置となるため遮断失敗(CBF)のTrip回路考慮
母線連絡、母線区分	主保護	過電流リレー方式	同期確認リレー統合型

表 3-10 保護リレー方式 (アンマンサウス 132kV)

装置名	主/後備	保護方式	備考
送電線保護	主保護	方向比較保護リレー方式	
	後備保護	過電流リレー方式	
変圧器保護 400/132kV	2次後備保護	過電流リレー方式	
変圧器保護 132kV/33kV	主保護	比率差動リレー方式	
	後備保護	過電流リレー方式	
母線保護	主保護	電圧差動リレー方式	
母線連絡、母線区分	主保護	過電流リレー方式	同期確認リレー統合型

3-2-3 概略設計図

アンマンサウス変電所の 400kV 保護リレー盤の配置図と盤の寸法を図 3-1 に示す。この図で黄色の盤が今回ユニット取替の対象となる盤を示しており、下側に各対象となる保護リレー盤の名称を示す。

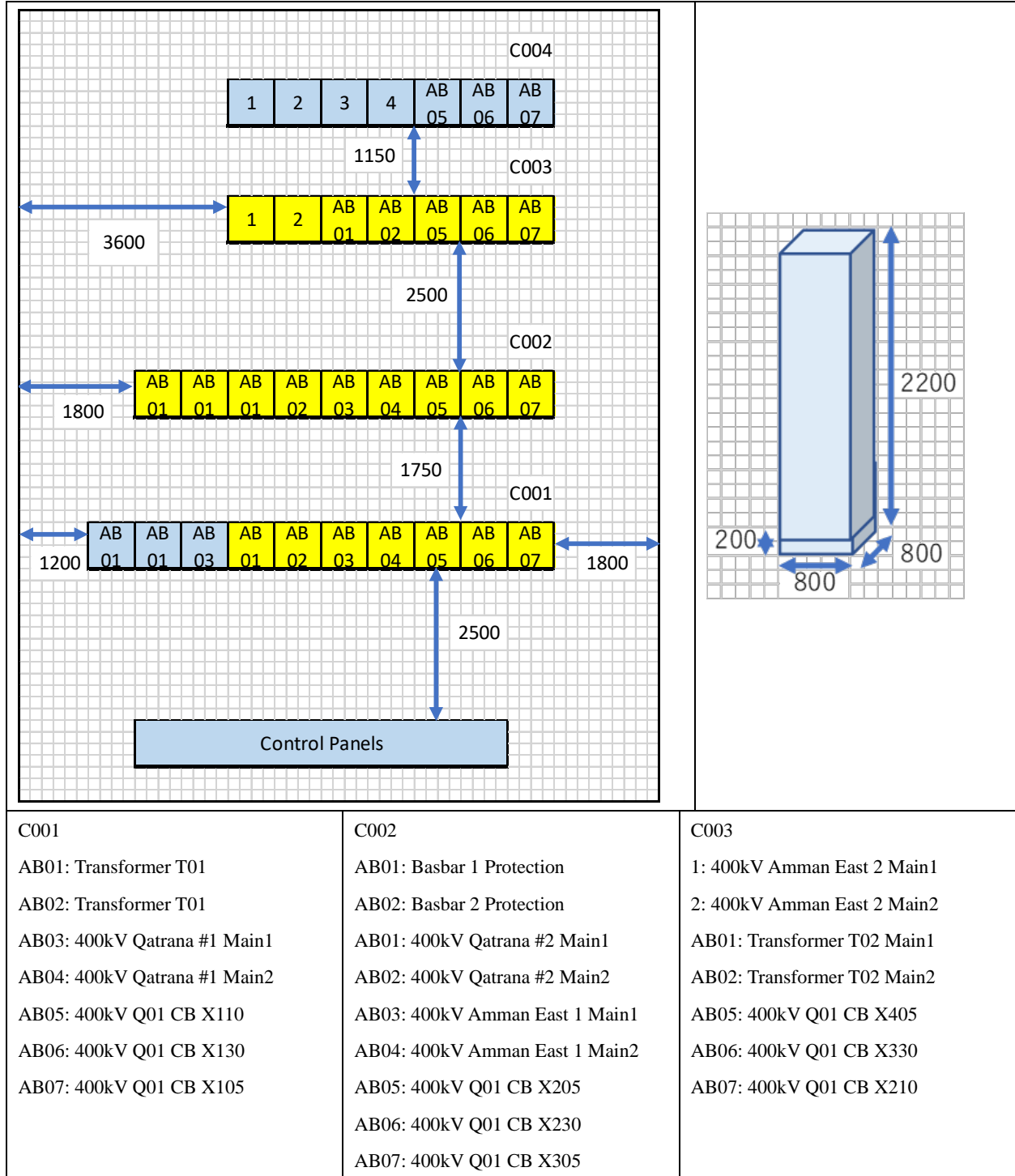


図 3-1 アンマンサウス変電所 400kV 保護リレー盤の配置図

アカバ変電所の 400kV 保護リレー盤の配置図と盤の寸法を図 3-2 に示す。アカバ変電所では、盤の幅が 600mm と 800mm の 2 種類の盤が混在する。この図において、黄色と緑色の盤が保護リレーユニット取替の対象となる盤を示しており、下側に各対象となる保護リレー盤の名称を示す。

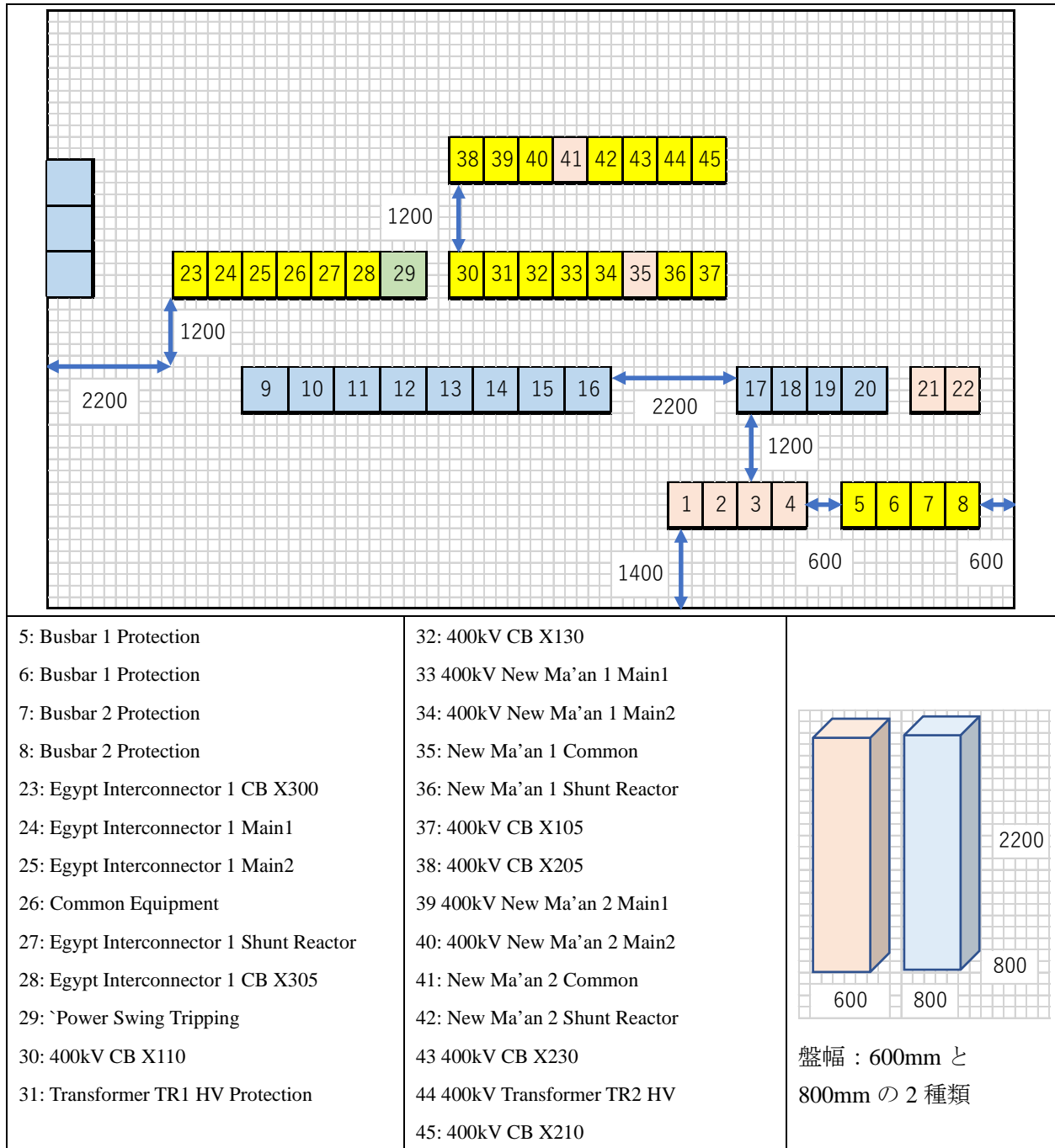


図 3-2 アカバ変電所 400kV 保護リレー盤の配置図

アンマンイースト変電所の 400kV 保護リレー盤の配置図を図 3-3 に示す。盤の寸法は、アンマンサウス変電所の盤と一緒の W:800mm x D:800mm x H:2200mm である。この図において、黄色の盤が保護リレーユニット取替の対象となる盤を示しており、下側に各対象となる保護リレー盤の名称を示す。

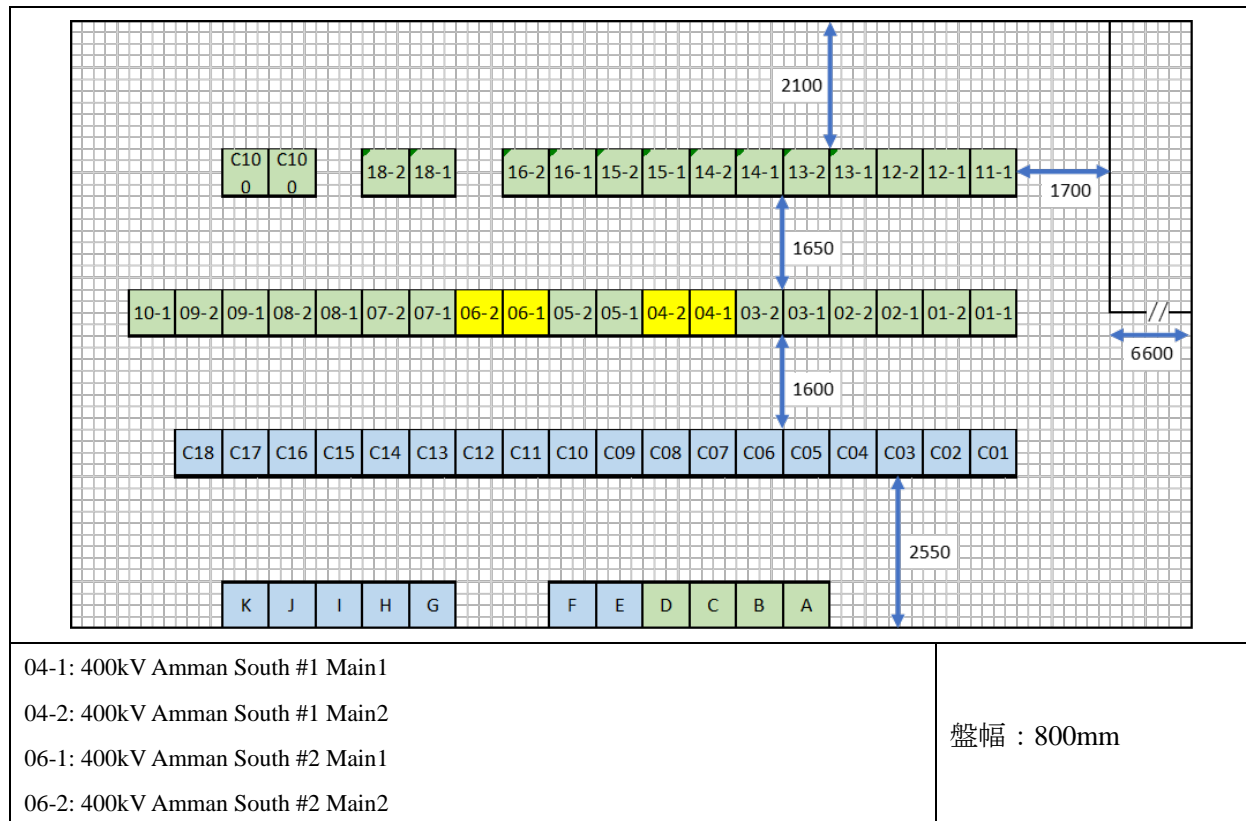


図 3-3 アンマンイースト変電所 400kV 保護リレー盤の配置図

表 3-11 アカバ 132kV 保護リレーの取替設備一覧

設備名称	盤面数
132kV Aqaba Town line #1	1
132kV Aqaba Town line #2	1
132kV Qweira line	1
132kV Aie line	1
400kV/132kV Transformer #1 Secondary	1
400kV/132kV Transformer #2 Secondary	1
132/33kV Transformer ST1	1
132/33kV Transformer ST2	1
132/33kV Transformer ST3	1
132/33kV Transformer ST4	1
132kV Bus Coupler	1
132kV Bus Section	1
132kV Busbar Protection	4

3-2-4 施工計画/調達計画

3-2-4-1 施工方針/調達方針

(1) 施工方針

本事業では、新しい保護リレーユニット、または保護リレー盤を NEPCO に供与し、供与した各保護リレーユニットの取替作業や保護リレー盤への制御ケーブル接続作業、ならびに保護リレーの機能確認試験については、NEPCO 自身が実施する。

NEPCO は、自身による保護リレーユニットの取替や新盤による保護リレーの取替の経験が豊富にあることから、日本から機材調達先の試験指導員を派遣する共同作業体制で実施することとする。また、アカバ 132kV 保護リレー室は新建屋に移動する NEPCO の計画に合わせて新盤設置方式を採用するが、NEPCO が据付工事を実施し、同様に日本から機材調達先の試験指導員を派遣する共同作業とし、技術移転も含めて協力の効果を上げる方法を採用する。

なお、保守・運用の面から予備品を供与することとし、数量としては、機材の初期トラブルの発生の可能性や供与保護リレーの入手性と NEPCO の新設工事実績から、供与数量の 10%程度とする。

また、NEPCO 側の実施体制は図 3-5 のとおりであり、送電保守局が仕様や施工方法などの検討を担務し、中部とアカバの保守部門が取替工事の施工業務を担当する。

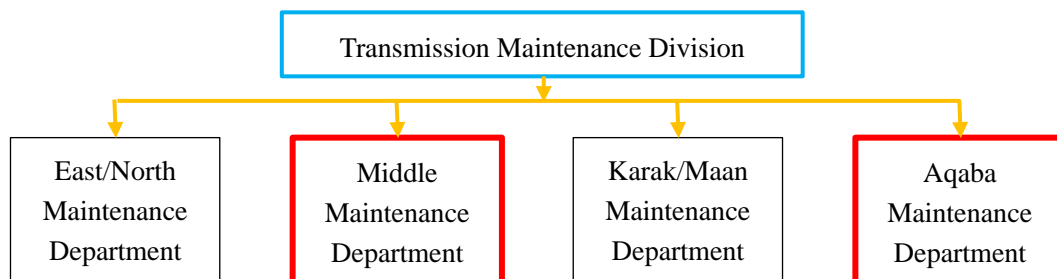


図 3-5 NEPCO 実施体制

(2) 調達方針

今回初めて NEPCO に導入する 400kV 送電線の電流差動方式の保護リレーは、2 回線にまたがる多重事故でも高速度再閉路が可能で過渡安定度向上に大きく寄与する多相再閉路の機能を具備することとしている。この多相再閉路機能には高い信頼度が必要となるため、実系統における 30 年程度の長期の運用実績を有することを調達の条件とする。

3-2-4-2 施工上／調達上の留意事項

(1) 施工上の留意事項

保護リレーを取替する時には、保護対象の設備である送電線、変圧器、または母線を停止する必要がある。このため、取替工事計画を国家中央給電指令所（NCC）に早期に提示し、できるだけ早く設備停止計画の調整を行う必要がある。特に 132kV の母線は 2 重主母線であり、母線保護リレーの取替には、片側の母線停止を交互に行う必要があるが、母線停止期間中は信頼度が低下するため、安全を優先しながらできるだけ停止期間が短縮できるよう、工法を事前に詳細に検討する必要がある。工法の検討は、母線保護リレーに限らず、他の保護リレーの取替についても、事前に詳細検討を行うこととする。

(2) 調達上の留意事項

調達にあたって、現在調達仕様として想定される多相再閉路付き電流差動保護リレーは NEPCO で初めての導入になるため、予め保護リレーの仕様や納入仕様の詳細について NEPCO に丁寧に説明し、同意を得ておく必要がある。

今回実施する保護リレーユニット単位での取替は、既設保護リレーを取り外した場所に新しい保護リレーを取り付けることになるため、保護リレーユニットの寸法に気を付ける必要があり、予め盤ごとにスペースの調査・確認を実施し、調達仕様に記載しておく必要がある。

調達機材の納入先については、アンマンサウス変電所に隣接する資材倉庫とアカバ変電所の 400kV 開閉器建屋内の空きスペースの 2 箇所まで合意している。資材倉庫は、倉庫に収納されている物品を管理する常駐の職員が存在し、本プロジェクトの物品を適切に管理できること、また開閉器建屋は変電所内にあり、変電所所員しかアクセスできなく通常は施錠されて、納入品が適切に管理できていることを確認している。輸送はそれぞれの場所に正しく機材が配送されるように手配する。

3-2-4-3 施工区分／調達・据付区分

調達・据付・施工に関する日本側と NEPCO の区分は表 3-12 のとおりであり、本事業では、据付工事を含む施工工事を NEPCO 自身が行うことになるため、責任範囲を明確にする必要がある。

表中のアタッチメントは、既設リレーユニットと新規保護リレーユニットのサイズが異なるため、その違いを調整するために必要となるもので、盤ごとに設計する必要があるが、あくまでも既設のスペースに新しい保護リレーユニットが収納できることがアタッチメントによる対応の前提条件となる。

したがって、保護リレーユニット候補のサイズを予め調査し、収納の方法を NEPCO と事前に確認することで、追加の対応の要否を明確にしておくことが肝要である。

表 3-12 調達・据付・施工に関する日本側と NEPCO の区分

	ユニット取替	盤取替
保護リレーユニット調達	日本側	----
保護リレー盤調達	----	日本側
保護リレーユニットと盤の輸送	日本側	日本側
アタッチメントの準備	NEPCO	----
裏面端子台配線指南図面の準備	日本側	----
保護リレー盤据付	----	NEPCO
裏面配線切離しとユニット取外し	NEPCO	----
ユニット取付けと裏面配線接続	NEPCO	----
制御ケーブルの調達	----	NEPCO
ケーブル敷設一覧表の準備	----	NEPCO
ケーブル端子台接続図の準備	----	NEPCO
制御ケーブルの敷設	----	NEPCO
制御ケーブルの接続	----	NEPCO
CT, VT1 次印加試験	----	NEPCO
試験要領書の準備	NEPCO	NEPCO
リレー試験	NEPCO	NEPCO
警報・表示試験	NEPCO	NEPCO
既設撤去機材（保護リレー、盤）、梱包材、廃材の処分	NEPCO	NEPCO

3-2-4-4 施工監理計画／調達監理計画

保護リレーの取替工事は、実際の工事に先立ち、事前の準備が極めて重要になる。特に、本事業では、大部分の取替を保護リレーユニット単位で行うため、既設保護リレーユニットに接続されている配線の詳細を調査することが必要になり、その調査結果の質が取替工事の質に直接影響を及ぼすことになる。この配線の調査と一覧表の作成は NEPCO が実施し、その確認をコンサルタントが実施する。

施工監理については、各種別の保護リレーの最初の施工の際には、メーカーによる技術指導を手配するとともに、コンサルタントによる立会監理を実施することとし、その後は同一種別のリレーについては実施報告書による監理とする。

3-2-4-5 品質管理計画

保護リレーの設置工事における品質管理項目は、表 3-13 のとおりであり、配線を正確かつ着実に接続することが求められる。正確な配線を実現するためには、正しい配線図を作成する必要があり、既設配線図面を綿密に調査するとともに、新しい保護リレーユニットの仕様と端子台配列を正しく把握し、新しい保護リレーユニットへの既設配線の接続先を図面に明示することが求められる。

表 3-13 品質管理計画

	ユニット取替	盤取替
ユニット裏面配線接続の正確性	綿密な事前調査とそれに基づく正確な配線図作成 施工時の配線図との照合	-----
端子台外部配線接続の正確性	-----	綿密な事前調査とそれに基づく正確な配線図作成 施工時の配線図との照合
配線の締付けの確実性	目視と触手確認	目視と触手確認
極性試験	-----	キック試験
変流比・位相確認試験		電流値と各位相確認

3-2-4-6 資機材等調達計画

400kV 送電線保護リレーの一部に採用を予定している多相再閉路方式は、日本の電力会社が半世紀に亘って採用してきた電力供給信頼度向上に欠かすことのできない技術である。また、多相再閉路技術は高い信頼性が要求されるため、実系統で30年以上の運用実績を有することを条件とする。

今回の事業では、保護リレーの供給方法として、保護リレーユニット単位と盤単位での2種類を考えているが、どちらのケースも、保護リレーの永久故障が発生した場合には、保護リレーユニット単位での取替修理となる。このため、どちらの供給方法についても、保護リレーユニットをスペアパーツとして供給することが妥当であると考え。この保守の考え方は、日本調達に限らず、欧米の保護リレーメーカーから調達する場合でも同様である。

スペアパーツの範囲としては、保護リレー種別ごとに用意する必要があり、数量は、NEPCOの他案件の実績から、種別ごとに各合計数量の10%程度とする。

保証（瑕疵担保）に関しては、日本の保護リレーメーカーで一般的に採用している基準をベースとするが以下の点に留意して決定する。

- 1) 機材搬入後の据付調整工事はNEPCO直営である。
- 2) 数量が多いため、据付調整期間として6ヶ月程度要する。

従って、機材受け渡し後の据付調整時の過失による損傷発生は含まれないが、受け入れ試験で発見した瑕疵については保証の範囲内とする。瑕疵担保期間としてはプロジェクト完了引き渡し後1年間とする。

3-2-4-7 初期操作指導・運用指導等計画

本事業では様々な種別の保護リレーを導入することになるため、各種別の保護リレーについて、初めての施工となる場合には、保護リレーメーカーの専門技術者を派遣して技術指導を行う。その際に、保護リレー本体に取り付けられた操作パネルなどの初期操作指導を併せて実施する。

また、メーカーによって、保護リレーの整定項目、項目の名称が異なる場合があるため、施工が始まる数か月前に、整定検討を行うNEPCOの技術者に対して、メーカーによる説明会を実施する。

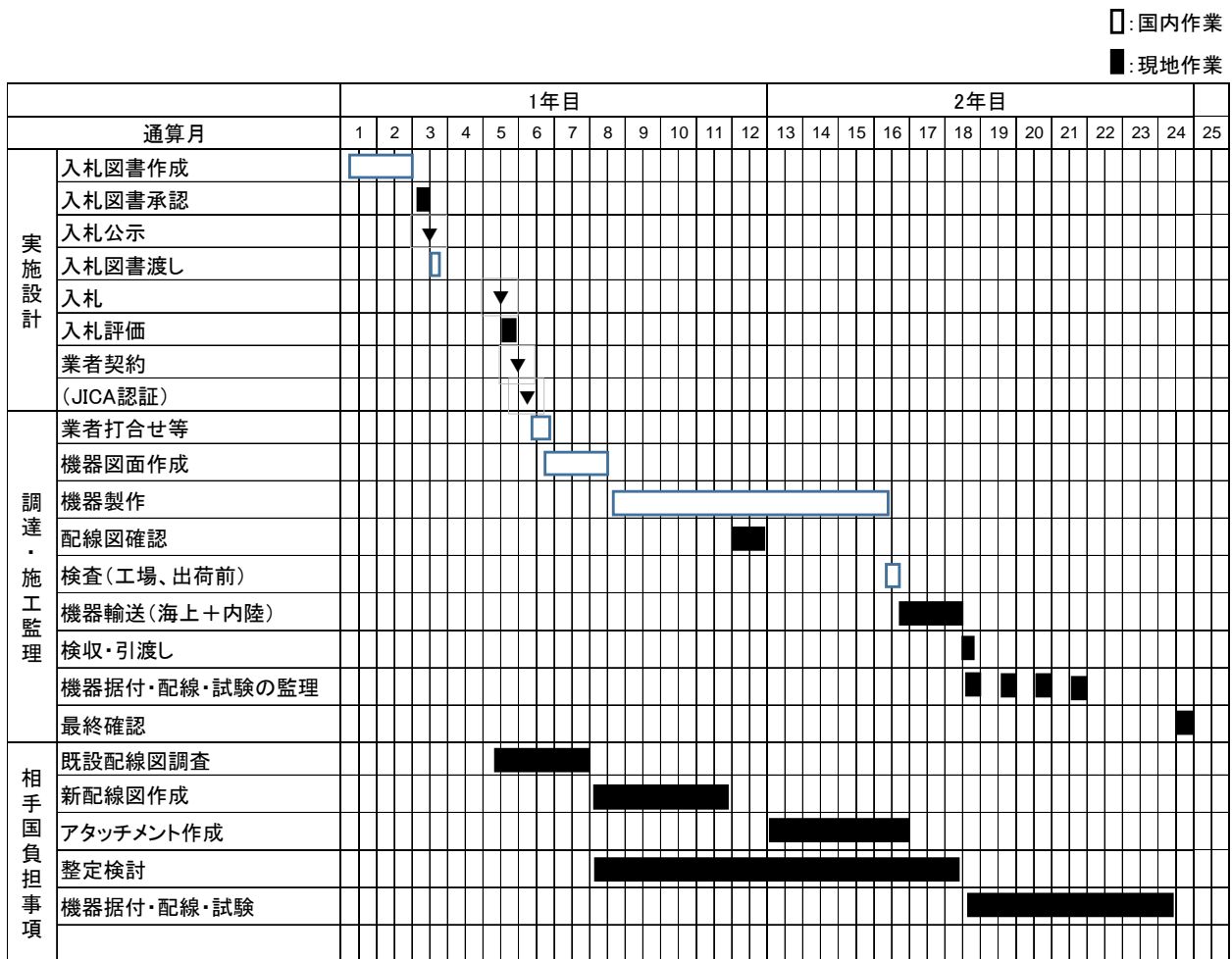
3-2-4-8 ソフトコンポーネント計画

本事業では、施工・調達期間内の技術指導により、十分にその後の保守・運用を NEPCO 自身が担うことが可能であると考えられることから、ソフトコンポーネントは不要とする。

3-2-4-9 実施工程

実施工程は、表 3-14 のとおりであり、全体で 24 か月を想定している。

表 3-14 実施工程



3-2-5 安全対策計画

治安脅威リスクは、基本的に無いとの認識である。

3-2-6 電力系統解析

本事業の保護リレー取替工事期間中に当該保護機器、送電線、母線、変圧器等の停止が必要となる。そのため、保護継電器取替中の系統状況について、系統解析を実施し過負荷送電線や過負荷変圧器、変電所の電圧について確認を行った。その結果、過負荷送電線や過負荷変圧器が無いことを確認し、変電所の電圧も適切に維持できることを確認した。

ただし、アカバ変電所からニューマアン変電所 400kV 送電線が 2 回線停止する状況が予想される場合は、アカバ変電所の 400kV/132kV 変圧器や 132kV 送電線が過負荷とならないよう潮流状況を確認する必要がある。解析を実施した結果の概要は表 3-15 のとおりである。

表 3-15 電力系統解析ケース

変電所名	停止設備	解析結果	備考
アンマンサウス、 アンマンイースト	400kV アンマンサウスー アンマンイースト 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	2 回線停止としても問 題なし。
アンマンサウス、 カトラーナ	400kV アンマンサウスー カトラーナ 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	2 回線停止としても問 題なし。
アンマンサウス	400/132kV 変圧器 1 台	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アンマンサウス	132kV Abdoun 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アンマンサウス	132kV Bayader New 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アンマンサウス	132kV Bayader Old 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アカバ ニューマアン	400kV アカバーニューマ アン 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	2 回線停止の場合、ア カバ 400/132kV 変圧器 負荷率 75.8%、132kV 送電線負荷率 59.1%
アカバ	400/132kV 変圧器 1 台	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アカバ	132kV Aqaba Town 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アカバ	132kV Aqaba Industrial 1 回 線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	
アカバ	132kV Qweria 1 回線	過負荷発生無し。電圧 もほぼ 1.0pu 維持。	

3-3 相手国側分担事業の概要

本事業では、保護リレーユニット単位およびアカバ 132kV 保護リレーは保護リレー盤での更新方法を採用する。保護リレーユニット更新にあたり、既設盤の旧保護リレー撤去、新保護リレー取り付け盤加工および配線接続・試験が必要となる。また保護リレー盤更新については、盤据付工事、ケーブル接続工事、確認試験が必要となる。分担としては、NEPCO が据付工事、確認試験を担当することになる。具体的に NEPCO の分担は、

- 1) 搬入場所（倉庫）から据付場所までの運搬
- 2) 新保護リレー取付までの間の現地保管場所確保

- 3) 既設盤へ新保護リレーを取り付けるための当て板（アタッチメント）の準備
- 4) 既存盤から旧保護リレー撤去、新保護リレーの設置、配線接続
- 5) 確認試験
- 6) 最終的な図面への反映

盤更新の場合（132kV アカバ変電所）

- 7) 盤の据付工事
- 8) CT, VT, 電源, 表示関係等の外部ケーブルの手配および接続
- 9) 確認試験
- 10) 撤去品および梱包材等の処分・廃棄

NEPCO は今までも、自身のエンジニアで保護リレー取替、試験を実施してきた実績があり、十分に対応可能である。

無償資金協力事業では免税が原則である。本事業のような機材供与案件(据付工事は相手国側が行う)では、機材供与に伴う関税が主な税金である。NEPCO や通関業者からの聴取結果では、実施機関による関税の立替は無く、無税である旨のレターをもって通関処理が行われる。実施機関による関税立替の予算措置も不要となる。

3-4 プロジェクトの運営・維持管理計画

本プロジェクトの保護リレー更新完了後の保守については、デジタルリレーに更新するため自動監視機能が充実しており、旧形の保護リレーのような定期点検、試験が不要となる。既に更新済のデジタルリレーと同様の考え方で、大幅な点検業務の省略化、保守点検のための機器停止作業削減が可能となる。

保護リレーの取り扱いについては、保護リレー更新、据付時に取り扱いトレーニングを NEPCO エンジニアに対して実施し、取り扱いの習熟を図る。また、保護リレーユニットの故障、不良が発生した場合は予備保護リレーと交換し、不良品の扱いについて当該製作者へ連絡をとり、修理を実施する。

1) 据付調整試験

新たに保護リレーを据付、調整試験のステージにおいて、保護リレーメーカーより技術員派遣を行い、NEPCO エンジニアの試験指導を実施し、NEPCO 内で保護リレー保守の中心となるメンバーの保護リレー取り扱いの習熟を図る。

2) 定期点検

従来アナログリレーでは1年ごとの定期点検（リレー試験）を実施していたが、デジタルリレーに更新することにより、基本的に定期点検が不要となってくる。遮断器等の機器側点検に合わせて保護リレーの定期点検を実施していくことも、技術の維持・継承には有効と考えられる。NEPCO の保護リレー保守の基本方針と整合をはかり、定期点検の要否、頻度を決定していくことが望ましい。

3) トレーニングセンター (ETC) の活用

ETC のカリキュラムに保護リレー試験を組み込み、本事業で採用した保護リレーに関する技術継承を図っていくことが必要と考えられる。

3-5 プロジェクトの概略事業費

3-5-1 協力対象事業の概略事業費

(1) 日本側負担経費

本報告書では非公開であるが、施工・調達業者契約認証完了後、概略事業費が記載された和文報告書が公開される予定である。

(2) ヨルダン国負担経費

ヨルダン国側は、

- ①銀行口座開設、送金等に伴う手数料
- ②保護リレーユニットを既設盤に取り付けるための固定パネルの支給と設置作業の実施
- ③アカバ変電所 132kV 保護リレー新規設置場所までの制御ケーブルの支給と設置作業の実施を行う。その具体的負担額は、NEPCO 概略試算によると、次のとおりである：

表 3-16 ヨルダン国電力系統運用能力強化計画ヨルダン国側負担経費

	費目	概略経費 (百万円)
①	銀行口座開設・送金手数料等	2.0
②	保護リレー取付用固定パネル	0.1
③	アカバ変電所 132kV 保護リレー盤用制御ケーブル	28.0

(3) 積算条件

1) 積算時点：令和 4 年 11 月（調査終了月）

※調査終了月とは、協力準備調査が終了し帰国した月を示す。

2) 為替交換レート：1 US\$ = 142.67 円

$$1 \text{ JOD} = 200.77 \text{ 円}$$

※具体的な積算に係る為替交換レートは、帰国した月（令和 4 年 11 月）の前月末日（令和 4 年 10 月 31 日）を起算日とした過去 3 ヶ月（月単位）の平均レートとする。

3) 施工・調達期間：詳細設計、機材調達、工事の期間は、施工工程に示した通り。

4) その他：積算は、日本国政府の無償資金協力の制度を踏まえて行う。

3-5-2 運営・維持管理費

保護リレー更新、運用開始後の運営・維持管理費としては、NEPCO による定期点検費用と、ETC でのデジタルリレーに関する技術継承・訓練費用となる。保護リレー機材については、20~30年の使用継続可能であるが、半導体素子の改廃などに伴う保守継続のための部品調達が困難となってくること、技術が陳腐化することなど考慮すると、15年程度を目安に長期的な更新計画を立てることが望ましい。

1) 定期点検費用

デジタルリレーは無保守無点検化しているため、従来アナログリレーのような毎年の点検は不要である。すべての保護リレー装置の点検を1年ごとに実施する必要はなく、数年かけて点検が1巡できれば十分である。必要となる費用としては、NEPCO エンジニアの person 費となる。現在実施してきている既存の保護リレー装置の定期点検費用が削減できる方向であり、予算措置上の問題はない。

2) トレーニング費用

ETC を活用し、本事業で採用した保護リレーの試験、取り扱いをカリキュラムとして組み込むことで、特別な予算を計上する必要はない。

第4章 プロジェクトの評価

第4章 プロジェクトの評価

4-1 事業実施のための前提条件

事業実施のための前提条件としては、機材納入に関する免税が実施されることおよび対象の機器停止および電力系統の停止を最小限にするため、NEPCOにて3項に記載した内容、既存制御ケーブルの流用、保護リレーユニットの取り換え作業、アカバ 132kV リレー室建て替えに伴う新盤設置作業工事を分担し、作業工期を最短化することが必要である。

4-2 プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入（負担）事項

NEPCO の負担事項を表 4-1 に整理する。

表 4-1 NEPCO 負担事項

	内容	備考
据付・調整時	1) 搬入場所（倉庫）から据付場所までの運搬	
	2) 既存盤から旧リレー撤去、新リレーの設置、配線接続	
	3) 盤の据付工事	盤新設の場合
	4) CT, VT, 電源, 表示関係等の外部ケーブル接続	
	5) 確認試験	
	6) 最終的な図面への反映	
	7) 撤去品および梱包材等の処分・廃棄	
運営維持管理	1) 定期試験による技術維持・継承	
	2) 訓練センター活用による技術継承	

4-3 外部条件

プロジェクトの効果を維持し、拡大していくためには今後計画されている系統の拡充に際し、今回採用の電流差動保護リレーの送電線保護への適用拡大およびそのための伝送系インフラの整備、また周辺国連系線への適用拡大が望ましい。

4-4 プロジェクトの評価

4-4-1 妥当性

ヨルダンの電力セクターでは、再生可能エネルギーの導入が国家政策として推進されている。しかし、出力変動の大きい再生可能エネルギーの増加に伴い、これまで系統の安定性に寄与してきた同期発電機による火力発電が相対的に減少するため、系統の安定運用について、より一層留意することが必要である。NEPCO では、再生可能エネルギー大量導入に伴い、需要家 1 軒当たりの平均停電時間が増加傾向にあることおよび 2021 年 5 月に大規模停電を経験していることもあり、電力系統の安定運用の強化が求められている。そのためのハード面の重要な柱である 400kV/132kV 変電所の保護リレーに、静止型、電気機械型の古い保護リレーが未だに使用されており、保護性能の低下が懸念されるが、資金不足のため保護リレーの更新が進んでいない。

万一、保護リレーが的確に動作できない場合、電力系統に不安定現象が発生し、大規模な長時間の

停電を引き起こす場合がある。また、現在使用されている、静止型や電気機械型の保護リレーは、保護対象の設備（送電線、変圧器、母線）を停止して、点検・調整する必要があり、経年による修理部品の枯渇や保守対応の困難さから、点検や故障修理のための停電リスクが増加する問題もある。

停電が発生した場合、特にその時間が長時間化すると特に地下水を汲み上げて農業用水を供給しているポンプの停止をはじめ、工場、ビル等の停電など市民生活および経済活動への影響が大きい。本案件はこうしたリスクを減らすプロジェクトであり、その妥当性が高く、また停電を減らすことに直接的に寄与し、有効性が見込まれる。

また、旧式の電気機械型、静止型の保護リレーをデジタル型の保護リレーに更新する本プロジェクトは、系統事故が発生した際、デジタル型の保護リレーが高速かつ確実に事故点除去を行うことで、ヨルダンの系統信頼度を向上させ、安定運用に寄与する。したがって、本事業は再生可能エネルギーの導入推進というヨルダンの開発戦略と整合する。

4-4-2 有効性

4-4-2-1 定量的効果

デジタルリレーに更新することにより、系統事故除去の信頼度向上、定期点検による機器停止時間の削減および作業工数の削減が可能となるため、NEPCO 年報から平均停電時間、メンテナンスに伴うサービスアウト時間、保護リレーの点検作業に必要な人工を指標とし、各基準値と目標値を下表のとおりとする。

表 4-2 定量的効果指標

指標名 (対象：当国全土)	基準値（2022 年）		目標値（2028 年）【事業完成 5 年後】	
	指標	経済損失	指標	経済損失
需要家当たりの平均停電時間 (分/年)	209	46.1 億円	<68 (*)	15 億円
メンテナンスに伴うサービス アウト時間（時間/年・回線）	12	—	0	—
リレーの点検作業に必要な人工 (人・日/年・回線)	6	—	0	—

注：目標値については、日本でのデジタル化の効果による停電時間の推移を参考としている。

本格的な保護リレーのデジタル化が始まる前の 1970 年代～1980 年の平均停電時間は約 200 分であったが、デジタル化の効果が表れ始めた 1985 年、86 年に約 100 分と半減しており、プロジェクト完了（2024 年）から 5 年後に 50%以上、約 1/3 への改善とした。なお本邦では現在の平均停電時間は 15 分程度となっている。

また、この停電時間削減を経済損失の観点から評価してみる。NEPCO の年間販売電力量は 19,281GWh であり、これを 8760 時間で割ると平均電力は 2,201MW となる。需要家 1 軒当たりの停電時間が 209 分の場合、全需要家の年間停電電力量の平均を見積もると 7,667MWh となる。下表から日本の需要家の平均停電コスト(2,346 円/kWh)を基にヨルダンの年間停電による損失を計算すると、180 億円となる。このため、これをヨルダンに換算すると約 46.1 億円となり、平均停電時間が 1/3 になると、年間 31 億円の経済損失削減効果を期待することができる。

また、大規模停電発生による経済損失の削減についても算出する。算定にあたり、2021 年 5 月 22 日に発生したヨルダン国全土に及ぶ停電をもとに経済損失を計算した。

この停電は、停電電力 1860MW、最長停電時間 5 時間の大規模停電であり、過去には 2004 年と 2014 年に規模は異なるが同様の大規模停電が発生している。

まず、停電電力量であるが、停電発生後均等に停電を解消したと仮定し、三角形の面積から $1860\text{MW} \times 5 \text{時間} \div 2 = 4650\text{MWh}$ とした。この停電電力量を需要種別に分け、それぞれに電中研で実施した停電損失額の推定値を乗ずることで、下表のとおり停電による損失額を見積もった。

表 4-3 停電の経済損失（日本の例）

	比率 (%)	停電電力量 (MWh)	停電コスト (円/kWh)	経済損失 (億円)
一般需要家	44	2,046	2,860	59
工業	26	1,209	1,600	19
商業	16	744	2,800	21
水道汲上げ	14	651	1,600	10
合計	100	4,650		109

今回見積もった全土停電時の経済損失は、日本の停電コストで見積もると 109 億円であるが、ヨルダンの損失に換算するため、人件費の比、約 1 : 4 でヨルダンに換算すると約 30 億円程度となる。

今回見積もった事故は、発電機の不安定性現象を起因に発生しており、このような不安定現象は、主保護リレーに不良があつて事故時に速やかに動作できず、後備保護リレーによって事故が除去され、事故除去時間が遅延することで発生する可能性がある。逆の見方をすると、信頼性の高いリレーを導入することで、この大規模停電リスクを削減することが可能となり、この損失を回避できる。

4-4-2-2 定性的効果

2021 年 5 月にはヨルダン全土に波及するブラックアウトも発生しているが、そのような大停電事故の発生も抑制できる。またヨルダンは、地下水をくみ上げることにより生活給水していることから、停電になると給水も停止する可能性があり、大きな社会不安を惹起する恐れがあるため、停電の可能性を小さくできることは、社会不安の除去にもつながる。

旧型保護リレー（電気機械型）が事故除去できずに、大停電を引き起こした事例としては、2021 年 1 月のパキスタンで発生した、パキスタン全土にわたる停電いわゆるブラックアウトがある。220kV 変電所の接地事故に対して、主保護リレー（電気機械型）が不動作であつたため、事故が波及し、全系崩壊に至つたものである。このような対策としても、保護リレーのデジタル型への更新が急がれる。

2021 年にパキスタンで発生したブラックアウトの原因は、三相短絡事故発生時に、動作すべき保護リレーが古い電気機械型リレーのため、動作できず、またバックアップ保護リレーも古い電気機械型リレーで動作が遅れ系統動揺が発生し、系統が南と北に分断、南側は電源過剰で適切な保護リレーが無く全発電機停止した。また、北側は周波数が低下し、負荷遮断が間に合わず全停となつた。

NEPCO の系統も古い電気機械型リレーが多数使用されており、事故時にパキスタン同様の大規模停電に発生する恐れがあり、保護リレー更新によりこのようなリスクが回避される。

添付資料

[資料] 1. 調査団団員・氏名

氏名	担当業務	所属
佐藤 哲	統括	独立行政法人 国際協力機構 資源・エネルギーグループ第一チーム 課長
小島 直大	計画管理	独立行政法人 国際協力機構 副調査役
吉田 和芳	業務主任者/系統運用	株式会社 アジア共同設計コンサルタント
神永 昌信	保護リレー（工事運用）	東電設計 株式会社
竹内 純	保護リレー（方式設計）	株式会社 アジア共同設計コンサルタント
高瀬 英和	潮流解析	東電設計 株式会社
長野 英晶	調達計画/積算	日本工営 株式会社

[資料] 2. 調査行程

第一次現地調査

番号	日付	曜日	官団員	調査内容			宿泊地
				業務主任者(吉田)	調査団(神永、竹内、長野)	調査団(高瀬)	
1	10月14日	金		成田発 ドーハ着	成田発 ドーハ着	成田発 ドーハ着	
2	10月15日	土		ドーハ発 アンマン	ドーハ発 アンマン	ドーハ発 アンマン	アンマン
3	10月16日	日	午前 ①JICA アンマン事務所訪問 IC/R説明（手短に） ②大使館表敬 午後 NEPCO訪問(MEMRも一緒に) IC/R説明	午前 JICA アンマン事務所訪問 IC/R説明 午後NEPCO訪問 IC/R説明 施工業者確認	午前 JICA アンマン事務所訪問 IC/R説明 午後NEPCO訪問 IC/R説明	アンマン	
4	10月17日	月	午前 NEPCOとMD協議 午後 アンマンサウス現調	NEPCO 調査スケジュール調整 午後 アンマンサウス現調	NEPCO 系統解析資料収集	アンマン	
5	10月18日	火	午前 アンマンサウス現調 午後 MD最終確認（先方承認手続き含む）	アンマンサウス現調	NEPCO 系統解析資料収集	アンマン	
6	10月19日	水	午前 協議 午後 MD署名予定（案）	アンマンイースト現調	NEPCO 系統解析資料収集	アンマン	
7	10月20日	木	午前 大使館報告 午後 MD署名予備日	現地施工業者打合せ	NEPCO 系統解析資料収集	アンマン	
8	10月21日	金		資料整理	資料整理	アンマン発 ドーハ	アンマン
9	10月22日	土		資料整理	資料整理	ドーハ発 成田	アンマン
10	10月23日	日		現地施工業者打合せ	現地施工業者打合せ		アンマン
11	10月24日	月		カトラーナ現調	カトラーナ現調		アンマン
12	10月25日	火		移動	移動		アカバ
13	10月26日	水		アカバ現調	アカバ現調		アカバ
14	10月27日	木		アカバ現調	アカバ現調		アカバ
15	10月28日	金		移動	移動		アンマン
16	10月29日	土		資料整理	資料整理		アンマン
17	10月30日	日		現地輸送業者打合せ	現地輸送業者打合せ		アンマン
18	10月31日	月		現地調査結果報告（NEPCO、JICA）	現地調査結果報告（NEPCO、JICA）		アンマン
19	11月1日	火		アンマン発 ドーハ	アンマン発 ドーハ		
20	11月2日	水		ドーハ発 成田	ドーハ発 成田		

第二次現地調査

number	date	day of week	JICA Officers	investigation			place of stay
				Chief Consultant (Mr.Yoshida)	Team Members (Mr.Kaminaga, Mr.Takeuchi, Mr.Nagano)	Team Members (Mr.Nagano)	
1	3/10	Fri	Narita to Doha	Narita to Istanbul	Narita to Istanbul	Narita to Istanbul	Istanbul
2	3/11	Sat	Doha to Amman	Istanbul to Amman	Istanbul to Amman	Istanbul to Amman	Amman
3	3/12	Sun	AM: 1030-1130 visit JICA Explanation of survey PM: Visit NEPCO schedule adjustment Explanation of power system anlysys results	AM: 1030-1131 visit JICA Explanation of survey PM: Visit NEPCO schedule adjustment Explanation of power system anlysys results	AM: 1030-1132 visit JICA Explanation of survey PM: Visit NEPCO schedule adjustment Explanation of power system anlysys results	AM: 1030-1133 visit JICA Explanation of survey PM: Visit NEPCO schedule adjustment Explanation of power system anlysys results	Amman
4	3/13	Mon	AM;Visit Custom Office PM;;Visit NEPCO Explanation of M/D	AM;Visit Custom Office PM;;Visit NEPCO Explanation of M/D	Visit NEPCO Amman south sibstation	AM;Visit Custom Office PM;;Amman South substaion	Amman
5	3/14	Tue	Internal Meeting 8-10 PM;Visit NEPCO Explanation of project scope relay replacement construction method	Internal Meeting 8-11 PM;Visit NEPCO Explanation of project scope relay replacement construction method	Internal Meeting 8-12 PM;Visit NEPCO Explanation of project scope relay replacement construction method	Internal Meeting 8-13 PM;Visit NEPCO Explanation of project scope relay replacement construction method	Amman
6	3/15	Wed	Visit NEPCO Explanation of procurement of materials and cost estimation results M/D sign	Visit NEPCO Explanation of procurement of materials and cost estimation results	Visit NEPCO Explanation of procurement of materials and cost estimation results	Visit NEPCO Explanation of procurement of materials and cost estimation results	Amman
7	3/16	Thu	Visit JICA office Explanation of results Amman to Dubai	Visit JICA office Explanation of results	Visit JICA office Explanation of results	Visit JICA office Explanation of results	Amman
8	3/17	Fri	Dubai to Narita	Amman to Istanbul	Amman to Istanbul	Amman to Istanbul	Istanbul
9	3/18	Sat		Istanbul to Narita	Istanbul to Narita	Istanbul to Narita	Narita

[資料] 3. 関係者(面会者)リスト

Name	Position	Affiliation
Mr. Amjad Rawashdeh	MD	NEPCO
Mr. Ahmad Dohni	AMD	NEPCO
Mr. Mohammad Dawood	AMD	NEPCO
Mr. Kamel Atout	AMD for financial affairs	NEPCO
Ms. Maysoon Rawabdeh	Head of international cooperation and communication section	NEPCO
Mr. Ma'moun M. Hmouze	Head of clearance section procurement department	NEPCO
Mr. Ali Hyasat	Purchasing department manager	NEPCO
Ms. Nisreen Rabbuu	Legal department	NEPCO
Mr. Hussein Momani	Protection engineer	NEPCO
Ms. Hanan Abu Quba	Operational study engineer	NEPCO
Mr. Ahmad Khalaileh	Protection engineer	NEPCO
Mr. Muhannad Abu Saleh	Protection engineer	NEPCO
Mr. Mohammad Momani	Engineer	NEPCO
Mr. Mohammod Qabbaah	Engineer	NEPCO
Mr. Osama Fruiyeeet	Engineer	NEPCO
Mr. Musa Amaireh	Engineer	NEPCO
Mr. Mohammad Atyany	Engineer	NEPCO
Mr. Mohammad Flahat	Engineer	NEPCO
Mr. Mohammad Khlefas	Engineer	NEPCO
Mr. Yahya Karajah	Engineer	NEPCO
Mr. Amer S. Reafey	Engineer	NEPCO
Mr. Ali Hani Rousan	Engineer	NEPCO
Mr. Mahmoud Titi	Director of tariff and agreements	Jordan Customs
Mr. Mohammad Obeidat	Head of customs training center	Jordan Customs
Mr. Tariq Ahmad	Head of exemptions	Jordan Customs
Mr. Yahya Faour	General manager / Executive director	ARROW EXPRESS (Transportation company)
Mr. Ayman Faour	Business development executive	ARROW EXPRESS
Mr. Anas Muhaisen	Sales team leader	ARROW EXPRESS

[資料]4. 協議議事録 (M/D)

Minutes of Discussions
on the Preparatory Survey for the Project for
Enhancing Power System Operating Capacity
(Explanation on Draft Preparatory Survey Report)

With reference to the minutes of discussions signed between National Electric Power Company and the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") on October, 2022 and in response to the request from the Government of Hashemite Kingdom of Jordan (hereinafter referred to as "Jordan") dated March, 2023, JICA dispatched the Preparatory Survey Team (hereinafter referred to as "the Team") for the explanation of Draft Preparatory Survey Report (hereinafter referred to as "the Draft Report") for the Project for Enhancing Power System Operating Capacity (hereinafter referred to as "the Project").

As a result of the discussions, both sides agreed on the main items described in the attached sheets.

Amman, March 16th, 2023



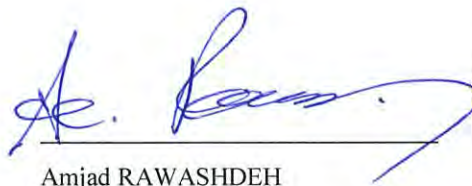
SATO Akira

Leader

Preparatory Survey Team

Japan International Cooperation Agency

Japan



Amjad RAWASHDEH

Managing Director

National Electric Power Company

Jordan

ATTACHEMENT

1. Project site

Both sides confirmed that the sites of the Project are in Amman South Substation, Aqaba substation, Amman East Substation which is shown in Annex 1.

2. Contents of the Draft Report

After the explanation of the contents of the Draft Report by the Team, the Jordan side agreed to its contents. JICA will finalize the Preparatory Survey Report based on the confirmed items. The report will be sent to the Jordan side around June 2023.

3. Cost estimate

Both sides confirmed that the cost estimate explained by the Team is provisional and will be examined further by the Government of Japan for its approval.

4. Confidentiality of the cost estimate and technical specifications

Both sides confirmed that the cost estimate and technical specifications of the Project should never be disclosed to any third parties until all the contracts under the Project are concluded.

5. Timeline for the project implementation

The Team explained to the Jordan side that the expected timeline for the project implementation is as attached in Annex 3.

6. Expected outcomes and indicators

Both sides agreed that key indicators for expected outcomes are as follows. The Jordan side will be responsible for the achievement of agreed key indicators targeted in year 2028 and shall monitor the progress for Ex-Post Evaluation based on those indicators.

[Quantitative indicators]

Indicator name (Target: whole of Jordan)	Reference value (2022)	Target value (2028)
Average annual outage time	209 minutes	68 minutes
Service-out time required for maintenance (hour/year/circuit)	7	0
Man-day required for relay inspection work (man-day/year/circuit)	6	0
Economic loss resulting from outage (Million Yen)	4,610	1,500

[Qualitative indicators]

Improvement of outputs for renewable energy and improvement of accuracy for analysis regarding the cause of accident in the grid

7. Ex-Post Evaluation

JICA will conduct ex-post evaluation after three (3) years from the project completion, in principle, with respect to five evaluation criteria (Relevance, Effectiveness, Efficiency, Impact, Sustainability). The result of the evaluation will be publicized. The Jordan side is required to provide necessary support for the data collection.

8. Undertakings of the Project

Both sides confirmed the undertakings of the Project as described in Annex 4. With regard to exemption of customs duties, internal taxes and other fiscal levies as stipulated in No.5 in (2) During the Project Implementation of Annex 4, both sides confirmed that such customs duties, internal taxes and other fiscal levies, which shall be clarified in the bid documents by the Executing Agency during the implementation stage of the Project.

The Jordan side assured to take the necessary measures and coordination including allocation of the necessary budget which are preconditions of implementation of the Project. It is further agreed that the costs are indicative, i.e. at Outline Design level. More accurate costs will be calculated at the Detailed Design stage.

Both sides also confirmed that the Annex 4 will be used as an attachment of G/A.

9. Monitoring during the implementation

The Project will be monitored by the Executing Agency and reported to JICA by using the form of Project Monitoring Report (PMR) attached as Annex 5. The timing of submission of the PMR is described in Annex 4.

10. Project completion

Both sides confirmed that the Project completes when all the facilities constructed and equipment procured by the Grant are in operation. The completion of the Project will be reported to JICA promptly, by using a format, but in any event not later than six months after completion of the Project.

11. Environmental and Social Considerations

The Team explained that 'JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations (April 2010/January 2022)' (hereinafter referred to as "the Guidelines") is applicable for the Project. The Project is categorized as C because the Project is likely to have minimal adverse impact on the environment under the Guidelines.

12. Other Relevant Issues

12-1 Disclosure of Information

Both sides confirmed that the Preparatory Survey Report from which project cost is excluded will be disclosed to the public after completion of the Preparatory Survey. The comprehensive report including the project cost will be disclosed to the public after all the contracts under the Project are concluded.

12-2 Contribution for Climate change

Both sides confirmed that this project contributes to climate change mitigation since the installation of new digital relays will result in improvement for reliability, thus indirectly contributes to renewable energy penetration.

12-3 Gender Mainstreaming

Both sides confirmed that gender mainstreaming should be duly practiced for the Project implementation as the project is categorized as GIP (Gender Equality Project or Project Targeting Women), or GIS (Gender Integrated Project). In particular, Both sides agreed on the following gender elements to be integrated into the Project.

- (a) Implementation of operation and maintenance that promote women's empowerment.

12-4 Undertaking by NEPCO

As stipulated in Annex 4, both sides agreed that NEPCO will take responsibility for conducting following subjects including securing budget. As for the installation, both sides confirmed that NEPCO would conduct installation work while JICA consultants and manufacturer will supervise the installation work.

- To prepare steel cover for the relay panels for relay unit installation
- To remove old relay from existing panel and install new relay
- To install all new panel for Aqaba
- To prepare the control cable and connect new external cables for CT, VT, power supply, display etc. with relay unit for Aqaba
- To conduct verification tests
- To reflect New Sequence Diagram on final drawings

12-5 Monitoring for the installation work

In order to monitor if the installation work are conducted as planned, NEPCO will submit the annual progress report and completion report based on the Record of Discussion, which will be signed between JICA and NEPCO. Timing for the signature is scheduled at the same time as the signing Grant Agreement.

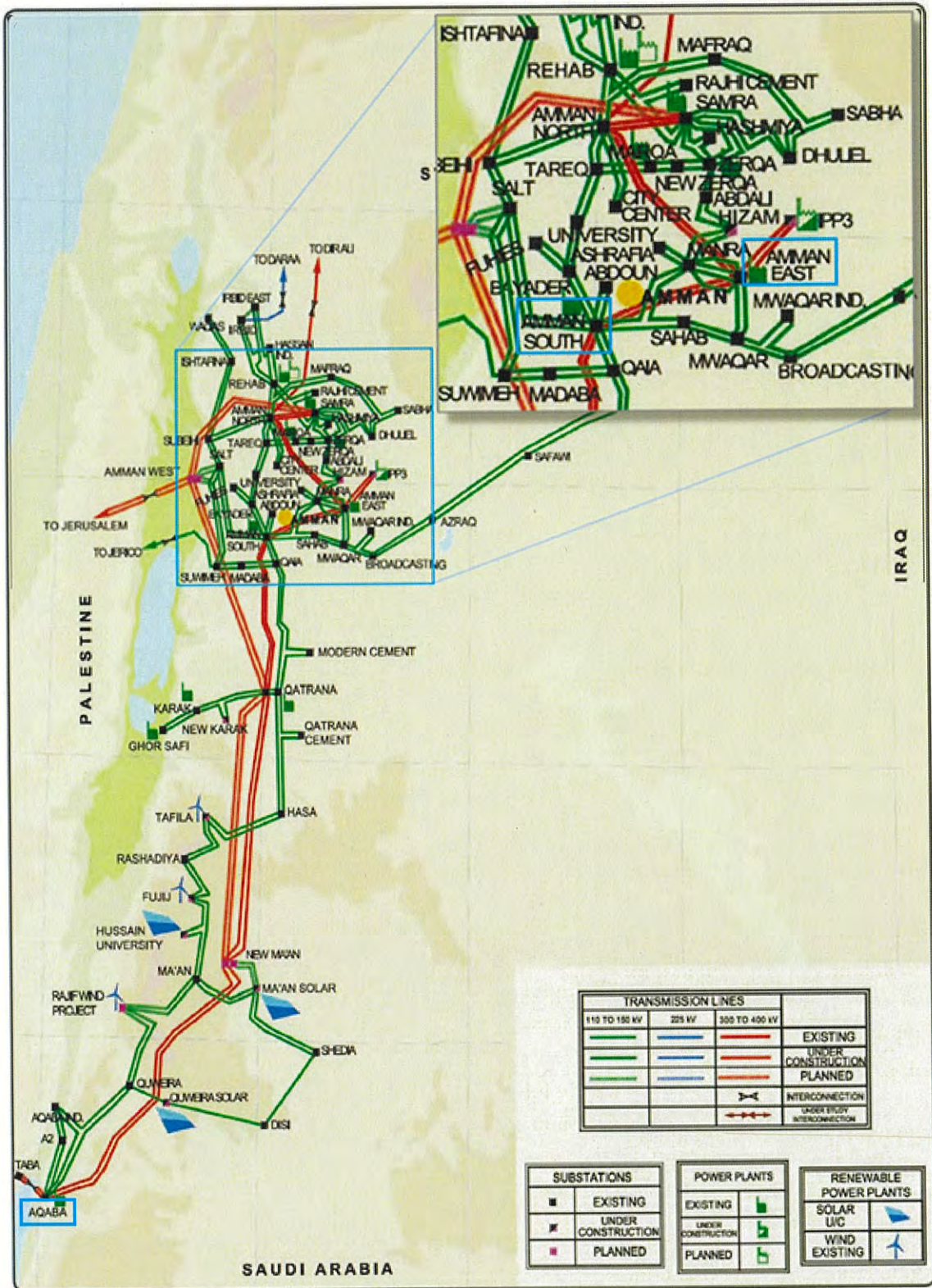
Annex 1 Project Site

Annex 2 Organization Chart

Annex 3 Project Implementation Schedule

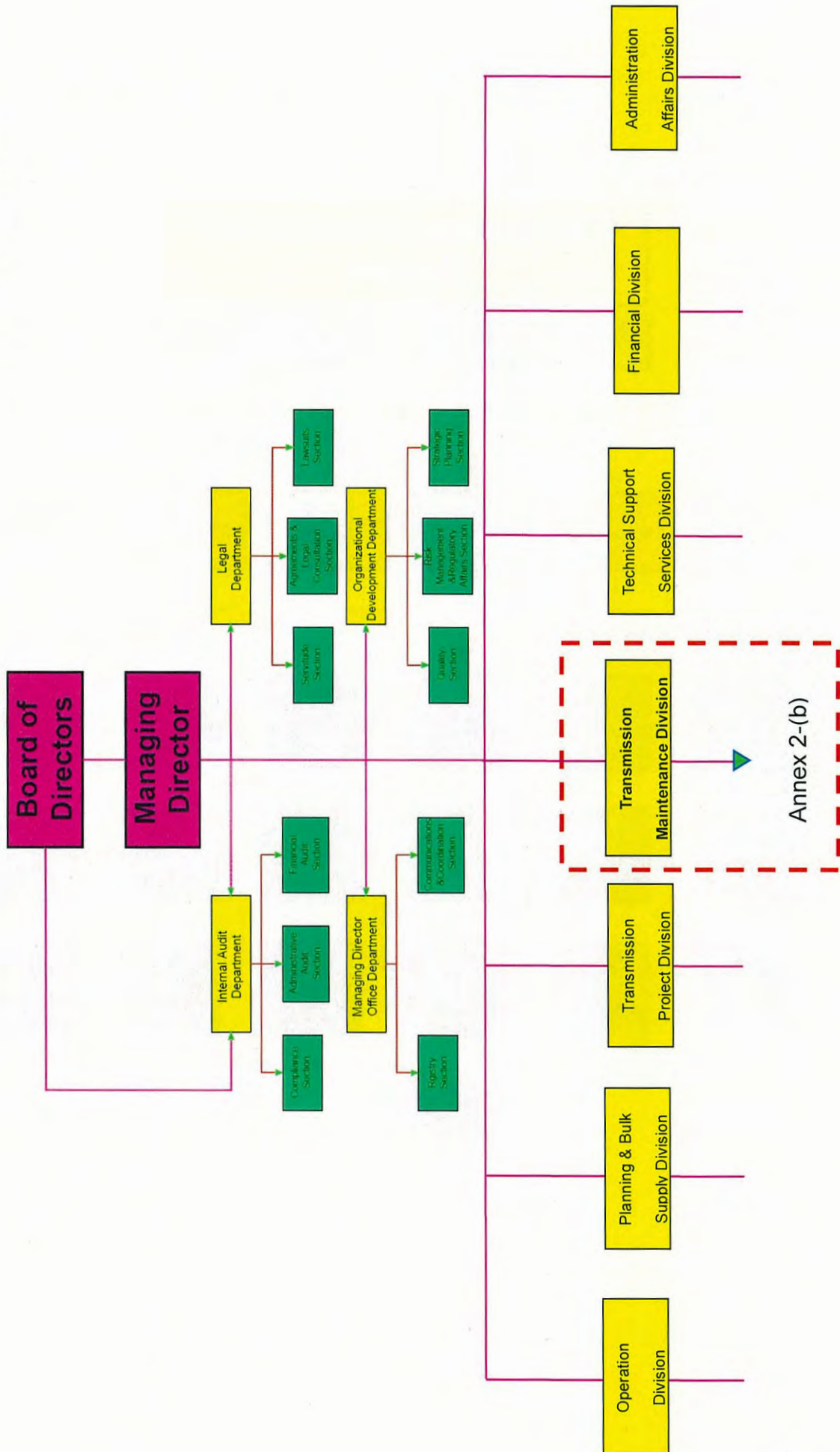
Annex 4 Major Undertakings to be taken by the Government of Jordan

Annex 5 Project Monitoring Report (template)



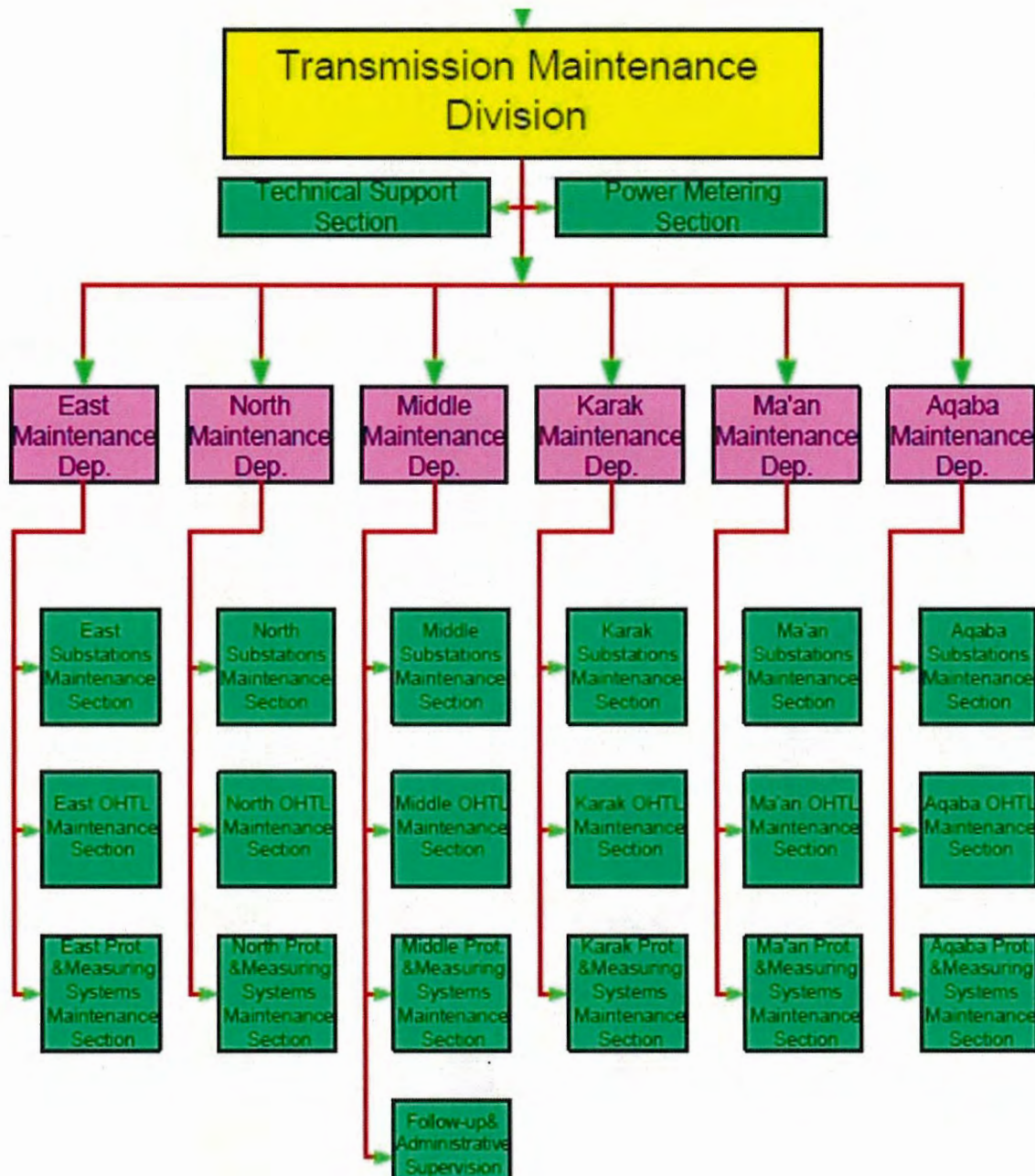
Handwritten signature and initials in blue ink.

Annex 2-(a) Organization Chart



4 A

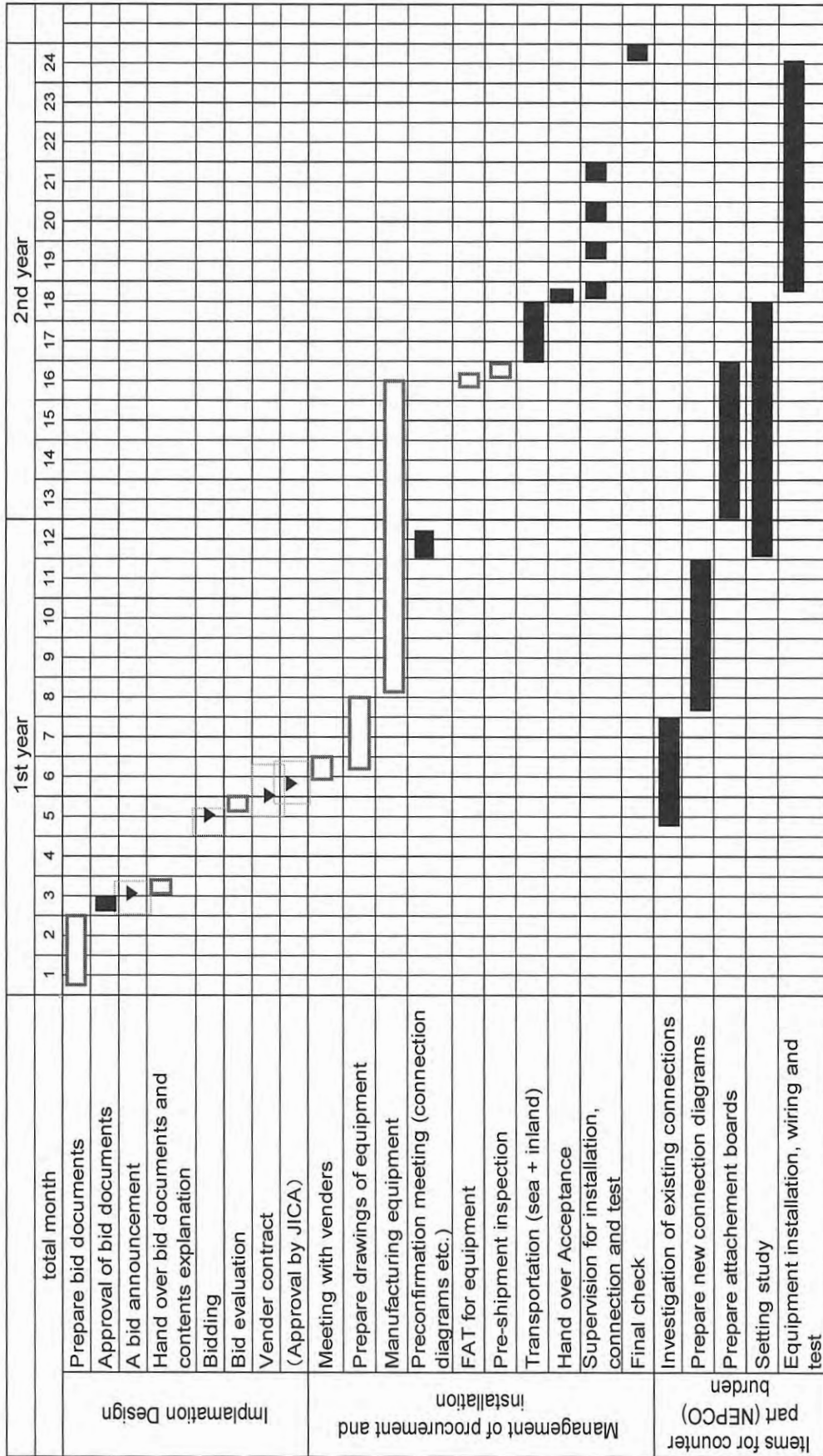
Annex 2-(b) Organization Chart



A ~

Annex 3

□ : Work in Japan
 ■ : Work in Jordan



Handwritten marks: a large 'A' and a blue checkmark.

Major Undertakings to be taken by the Government of Jordan

1. Specific obligations of the Government of Jordan which will not be funded with the Grant**(1) Before the Bidding**

NO	Items	Deadline	In charge	Estimated Cost	Ref.
1	To sign the banking arrangement (B/A) with a bank in Japan (the Agent Bank) to open bank account for the Grant	within 1 month after the signing of the G/A	NEPCO CBJ		
2	To issue A/P to the Agent Bank for the payment to the consultant	within 1 month after the signing of the contract(s)	NEPCO CBJ		
3	To bear the following commissions to the Agent Bank for the banking services based upon B/A		NEPCO CBJ		
	1) Advising commission of A/P	within 1 month after the signing of the contract(s)	NEPCO CBJ	2,620JOD	
	2) Payment commission for A/P	every payment	NEPCO CBJ	2,620JOD	
4	To secure the following space in the substations 1) Storage space for the new protection relays until the installation 2) Space for the installation of the busbar protection relay in substations to avoid the busbar stopping for a long period of time, if necessary.	before notice of the bidding documents	NEPCO		
5	To submit Project Monitoring Report (with the result of Detailed Design)	before preparation of the bidding documents	NEPCO		

(B/A: Banking Arrangement, A/P: Authorization to pay, N/A: Not Applicable, NEPCO: National Electricity Power Company, CBJ: Central Bank of Jordan)

(2) During the Project Implementation

NO	Items	Deadline	In charge	Estimated Cost	Ref.
1	To issue A/P to the Agent Bank for the payment to the supplier and the contractor	within 1 month after the signing of the contract(s)	NEPCO CBJ		
2	To bear the following commissions to the Agent Bank for the banking services based upon the B/A		NEPCO CBJ		
	1) Advising commission of A/P	within 1 month after the signing of the contract(s)	NEPCO CBJ	2,620JOD	
	2) Payment commission for A/P	every payment	NEPCO CBJ	2,620JOD	
3	To ensure prompt unloading and customs clearance at ports of disembarkation in the country of the Recipient and to assist the Supplier(s) with internal transportation therein	during the Project	NEPCO		
4	To accord Japanese physical persons and/or physical persons of third countries whose services may be required in connection with the supply of the products and the services such facilities as may be necessary for their entry into the country of the Recipient and stay therein for the performance of their work	during the Project	NEPCO		
5	To ensure that customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the country of the Recipient with respect to the purchase of the products and/or the services be exempted/ borne by its designated authority without using the Grant	during the Project	NEPCO		
6	To deliver the equipment from the warehouse to the installation location	during the Project	NEPCO		
7	To prepare steel cover for the relay panels for relay unit installation	Before installation	NEPCO	700USD	
8	To remove old relay from existing panel and install new relay	During the Project	NEPCO		
9	To install all new panel for Aqaba	During the Project	NEPCO		
10	To prepare the control cable and connect new external cables for CT, VT, power supply, display etc.with 132 kv relay for Aqaba	During the Project	NEPCO	200,000 USD	
11	To conduct verification tests	Before installation	NEPCO		
12	To reflect New Sequence Diagram on final drawings	Before installation	NEPCO		
13	To bear all the expenses, other than those covered by the Grant, necessary for the implementation of the Project	during the Project	NEPCO		
14	To notify JICA promptly of any incident or accident, which has, or is likely to have, a significant adverse effect on the environment, the affected communities, the public or workers.	during the installation	NEPCO		
15	To submit Project Monitoring Report after each work under the contract(s) such as shipping, hand over, and installation	within 1 month after completion of each work	NEPCO		

16	To submit Project Monitoring Report (final) (including as-built drawings, equipment list, photographs, etc.)	within 1 month after issuance of Certificate of Completion for the works under the contract(s)	NEPCO		
17	To submit a report concerning completion of the Project	within 6 months after completion of the Project	NEPCO		
18	To ensure the safety of persons engaged in the implementation of the Project	during the Project	NEPCO		
19	To take necessary measures for security and safety of the Project site	during the Project	NEPCO		
20	To secure the budget in the case of malfunction of protection relay	Before completion of the project	NEPCO		
21	To prepare the training course for the multi-pole reclosing by the current differential relay	Before completion of the project	NEPCO		

(3) After the Project

NO	Items	Deadline	In charge	Estimated Cost	Ref.
1	To maintain and use properly and effectively the equipment provided under the Grant Aid	After completion of the installation	NEPCO		

2. Other obligations of the Government of Jordan funded with the Grant

NO	Items	Deadline	Amount (Million Japanese Yen)*
1	1) To conduct the following transportation a) Marin (Air) transportation of the products from Japan to the country of the Recipient b) Internal transportation from the port of disembarkation to the warehouse 2) To provide equipment <ul style="list-style-type: none"> ● 400kv and 132kv protection relay for Amman South substation ● 400kv protection relay for Aqaba substation ● 132kv protection panel for Aqaba substation ● 400kv protection relay for Amman East substation 	By the completion of the project	/
2	To implement detailed design, bidding support and procurement supervision (Consulting Service)		
	Total		

*The Amount is provisional. This is subject to the approval of the Government of Japan.

Project Monitoring Report
on
Project Name
Grant Agreement No. XXXXXXXX
 20XX, Month

Organizational Information

Signer of the G/A (Recipient)	_____ Person in Charge (Designation) <hr/> Contacts Address: _____ Phone/FAX: _____ Email: _____
Executing Agency	_____ Person in Charge (Designation) <hr/> Contacts Address: _____ Phone/FAX: _____ Email: _____
Line Ministry	_____ Person in Charge (Designation) <hr/> Contacts Address: _____ Phone/FAX: _____ Email: _____

General Information:

Project Title	
E/N	Signed date: Duration:
G/A	Signed date: Duration:
Source of Finance	Government of Japan: Not exceeding JPY _____ mil. Government of (_____): _____

1: Project Description	
-------------------------------	--

1-1 Project Objective

1-2 Project Rationale

- Higher-level objectives to which the project contributes (national/regional/sectoral policies and strategies)
- Situation of the target groups to which the project addresses

1-3 Indicators for measurement of "Effectiveness"

Quantitative indicators to measure the attainment of project objectives		
Indicators	Original (Yr)	Target (Yr)
Qualitative indicators to measure the attainment of project objectives		

2: Details of the Project

2-1 Location

Components	Original <i>(proposed in the outline design)</i>	Actual
1.		

2-2 Scope of the work

Components	Original* <i>(proposed in the outline design)</i>	Actual*
1.		

Reasons for modification of scope (if any).

(PMR)

2-3 Implementation Schedule

Items	Original		Actual
	<i>(proposed in the outline design)</i>	<i>(at the time of signing the Grant Agreement)</i>	

Reasons for any changes of the schedule, and their effects on the project (if any)

--

2-4 Obligations by the Recipient

2-4-1 Progress of Specific Obligations

See Attachment 2.

2-4-2 Activities

See Attachment 3.

2-4-3 Report on RD

See Attachment 11.

2-5 Project Cost

2-5-1 Cost borne by the Grant(Confidential until the Bidding)

Components			Cost (Million Yen)	
	Original <i>(proposed in the outline design)</i>	Actual <i>(in case of any modification)</i>	Original ^{1),2)} <i>(proposed in the outline design)</i>	Actual
	1.			
Total				

Note: 1) Date of estimation:
 2) Exchange rate: 1 US Dollar = Yen

2-5-2 Cost borne by the Recipient

Components			Cost (1,000 Taka)	
	Original <i>(proposed in the outline design)</i>	Actual <i>(in case of any modification)</i>	Original ^{1),2)} <i>(proposed in the outline design)</i>	Actual
	1.			

- Note: 1) Date of estimation:
2) Exchange rate: 1 US Dollar =

Reasons for the remarkable gaps between the original and actual cost, and the countermeasures (if any)

(PMR)

2-6 Executing Agency

- Organization's role, financial position, capacity, cost recovery etc,
- Organization Chart including the unit in charge of the implementation and number of employees.

Original (at the time of outline design)

name:

role:

financial situation:

institutional and organizational arrangement (organogram):

human resources (number and ability of staff):

Actual (PMR)

2-7 Environmental and Social Impacts

- The results of environmental monitoring based on Attachment 5 (in accordance with Schedule 4 of the Grant Agreement).
- The results of social monitoring based on in Attachment 5 (in accordance with Schedule 4 of the Grant Agreement).
- Disclosed information related to results of environmental and social monitoring to local stakeholders (whenever applicable).

3: Operation and Maintenance (O&M)

3-1 Physical Arrangement

- Plan for O&M (number and skills of the staff in the responsible division or section, availability of manuals and guidelines, availability of spareparts, etc.)

Original (at the time of outline design)

Actual (PMR)

3-2 Budgetary Arrangement

- Required O&M cost and actual budget allocation for O&M

Original (at the time of outline design)

Actual (PMR)

4: Potential Risks and Mitigation Measures

- Potential risks which may affect the project implementation, attainment of objectives, sustainability
- Mitigation measures corresponding to the potential risks

Assessment of Potential Risks (at the time of outline design)

Potential Risks	Assessment
1. (Description of Risk)	Probability: High/Moderate/Low
	Impact: High/Moderate/Low
	Analysis of Probability and Impact:
	Mitigation Measures:
	Action required during the implementation stage:
2. (Description of Risk)	Probability: High/Moderate/Low
	Impact: High/Moderate/Low
	Analysis of Probability and Impact:
	Mitigation Measures:
	Action required during the implementation stage:
3. (Description of Risk)	Probability: High/Moderate/Low
	Impact: High/Moderate/Low
	Analysis of Probability and Impact:
	Mitigation Measures:
	Action required during the implementation stage:

	Contingency Plan (if applicable):
Actual Situation and Countermeasures	
(PMR)	

5: Evaluation and Monitoring Plan (after the work completion)

5-1 Overall evaluation

Please describe your overall evaluation on the project.

--

5-2 Lessons Learnt and Recommendations

Please raise any lessons learned from the project experience, which might be valuable for the future assistance or similar type of projects, as well as any recommendations, which might be beneficial for better realization of the project effect, impact and assurance of sustainability.

--

5-3 Monitoring Plan of the Indicators for Post-Evaluation

Please describe monitoring methods, section(s)/department(s) in charge of monitoring, frequency, the term to monitor the indicators stipulated in 1-3.

--

Attachment

1. Project Location Map
2. Specific obligations of the Recipient which will not be funded with the Grant
3. Monthly Report submitted by the Consultant
- Appendix - Photocopy of Contractor's Progress Report (if any)
 - Consultant Member List
 - Contractor's Main Staff List
4. Check list for the Contract (including Record of Amendment of the Contract/ Agreement and Schedule of Payment)
5. Environmental Monitoring Form / Social Monitoring Form
6. Monitoring sheet on price of specified materials (Quarterly)
7. Report on Proportion of Procurement (Recipient Country, Japan and Third Countries) (PMR (final) only)
8. Pictures (by JPEG style by CD-R) (PMR (final) only)
9. Equipment List (PMR (final) only)
10. Drawing (PMR (final) only)
11. Report on RD (After project)
12. Report on the Management of Safety for Construction Works

Monitoring sheet on price of specified materials

1. Initial Conditions (Confirmed)

Items of Specified Materials		Initial Volume A	Initial Unit Price (¥) B	Initial total Price C=A×B	1% of Contract Price D	Condition of payment	
						Price (Decreased) E=C-D	Price (Increased) F=C+D
1	Item 1	●●t	●	●	●	●	●
2	Item 2	●●t	●	●	●		
3	Item 3						
4	Item 4						
5	Item 5						

2. Monitoring of the Unit Price of Specified Materials

(1) Method of Monitoring : ●●

(2) Result of the Monitoring Survey on Unit Price for each specified materials

Items of Specified Materials		1st month, 2015	2nd month, 2015	3rd month, 2015	4th	5th	6th
1	Item 1	●	●	●			
2	Item 2						
3	Item 3						
4	Item 4						
5	Item 5						

(3) Summary of Discussion with Contractor (if necessary)

-
-
-

Report on Proportion of Procurement (Recipient Country, Japan and Third Countries)
 (Actual Expenditure by Construction and Equipment each)

	Domestic Procurement (Recipient Country) A	Foreign Procurement (Japan) B	Foreign Procurement (Third Countries) C	Total D
Construction Cost	(A/D%)	(B/D%)	(C/D%)	
Direct Construction Cost	(A/D%)	(B/D%)	(C/D%)	
others	(A/D%)	(B/D%)	(C/D%)	
Equipment Cost	(A/D%)	(B/D%)	(C/D%)	
Design and Supervision Cost	(A/D%)	(B/D%)	(C/D%)	
Total	(A/D%)	(B/D%)	(C/D%)	

Report on the Management of Safety for Construction Works

Month/Year 2022 年 × 月	Cumulative number of labor 労働延人数	Cumulative number of public accident 公衆災害件数	Cumulative hours worked 延べ実労働時間数	Number of deaths and injuries due to industrial accidents 労働災害による死傷者				Frequency rate 度数率	Severity rate 強度率
				Death and injuries 死傷者数	Aggregated number of calendar days absent 延べ休業日数	Aggregated number of work-days lost 延べ労働損失日数			
This Month 当月				Death 死者					
				More than 4 calendar days absent 休業4日以上					
				1 to 3 calendar days absent 休業1～3日					
				Total 計					
Total including this month 当月迄累計				Death 死者					
				More than 4 calendar days absent 休業4日以上					
				1 to 3 calendar days absent 休業1～3日					
				Total 計					
<p>Note (注)</p> <p>1. Frequency rate is the frequency of occurrence of industrial accidents. Frequency rate = (Number of deaths and injuries due to industrial accidents ÷ Cumulative hours worked) × 1,000,000 度数率 = (労働災害による死傷者数 ÷ 延べ実労働時間数) × 100 万時間</p> <p>2. Severity rate is degree of seriousness of the industrial accident. Severity rate = (Aggregated number of work-days lost ÷ Cumulative hours worked) × 1,000 強度率 = (延べ労働損失日数 ÷ 延べ実労働時間数) 1000 時間</p> <p>3. Aggregated number of work-days lost = Aggregated number of calendar days absent × (300 ÷ 365) Death (7,500 days) : death as a result of an industrial accident includes not only instantaneous death but also death as a result of occupational injury or disease. 延べ労働損失日数 = 延べ休業日数 × (300 ÷ 365) . . . 死亡 7500 日 (即死のほか負傷が原因で死亡したものを含む)</p> <p>4. Frequency rate and severity rate are rounding off the third decimal place. 度数率・強度率は小数点第3位以下四捨五入</p>									

[資料]5. 電力系統解析

1. ヨルダンの電力系統解析

1-1 電力需要

ヨルダンの電力需要は次表に示すように 2019 年から 2021 年は年間平均 5.57% で電力需要が伸びている。ヨルダンの電力需要は点灯ピークで最大電力需要と最小電力需要の差が広がっているという特徴がある。

表 1-1 ヨルダンの電力需要

Year	Peak Load		Growth Rate	Minimum Load
	Moring	Evening		
2017	3,320MW	3,220MW	---	1,350MW
2018	3,100MW	3,205MW	-3.46%	1,290MW
2019	3,260MW	3,380MW	5.46%	1,195MW
2020	3,530MW	3,630MW	7.40%	1,040MW
2021	3,540MW	3,770MW	3.86%	1,090MW

出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

1-2 電力供給力

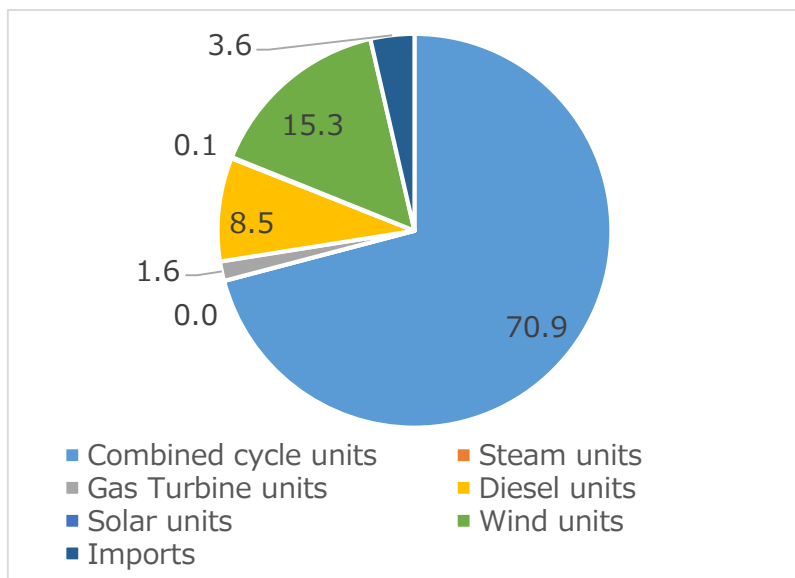
ヨルダンの電力供給力は、次表に示すように再生可能エネルギー発電の導入が進んでいる。2017 年は総供給力に占める再生可能エネルギー発電の供給力は 9.95% であったが、2021 年の再生可能エネルギー発電の供給力は 28.42% となっており、再生可能エネルギー発電の導入が急速に進んでいる。また、再生可能エネルギー発電の導入に伴い、気力発電所やガスタービン発電所の設備量が減少している。再生可能エネルギー発電の供給力は風力発電所や太陽光発電所の設備量が増えている。

表 1-2 ヨルダンの電力供給力

Year	Steam	Gas Turbines	Com-bined Cycle	Diesel	Renewable Energy			Total	
					Hydro	Wind	Solar	Renewable	Traditional
2017	605MW	228MW	2,044MW	814MW	6.0MW	198MW	204MW	408MW	3,691MW
2018	605MW	83MW	2,740MW	814MW	6.0MW	280MW	449MW	735MW	4,242MW
2019	605MW	83MW	2,740MW	814MW	6.0MW	369MW	637MW	1,012MW	4,242MW
2020	363MW	83MW	2,740MW	814MW	6.0MW	518MW	900MW	1,424MW	4,000MW
2021	363MW	60MW	2,740MW	814MW	3.6MW	622MW	953MW	1,579MW	3,977MW

出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

2021年の最大需要発生時の供給力の構成を下図に示す。最大の発電力はコンバインドサイクルで全体の70.9%を占め、次いで風力発電が15.3%、ディーゼル発電が8.5%となっている。最大需要発生は夕刻時であるため太陽光発電の供給力が少なくなっている。



出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

図 1-1 2021年最大需要時の供給力の構成

1-3 電力系統の設備設置容量

ヨルダンの基幹系統の電圧は、400kV と 132kV で構成されている。NEPCO の 2021 年のアニュアルレポート掲載の変電所に設置されている変圧器容量の合計と、送電線の亘長を次に示す。

表 1-3 主要変電所の変圧器の設置容量

Year	400/132/33	230/132	132/33	132/6	132/11
2017	3,760MVA	100MVA	8,985MVA	155MVA	25MVA
2018	4,560MVA	100MVA	9,151MVA	155MVA	25MVA
2019	5,360MVA	100MVA	9,151MVA	155MVA	25MVA
2020	5,360MVA	100MVA	9,249MVA	155MVA	25MVA
2031	5,360MVA	100MVA	9,329MVA	155MVA	25MVA

出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

表 1-4 送電線の総亘長

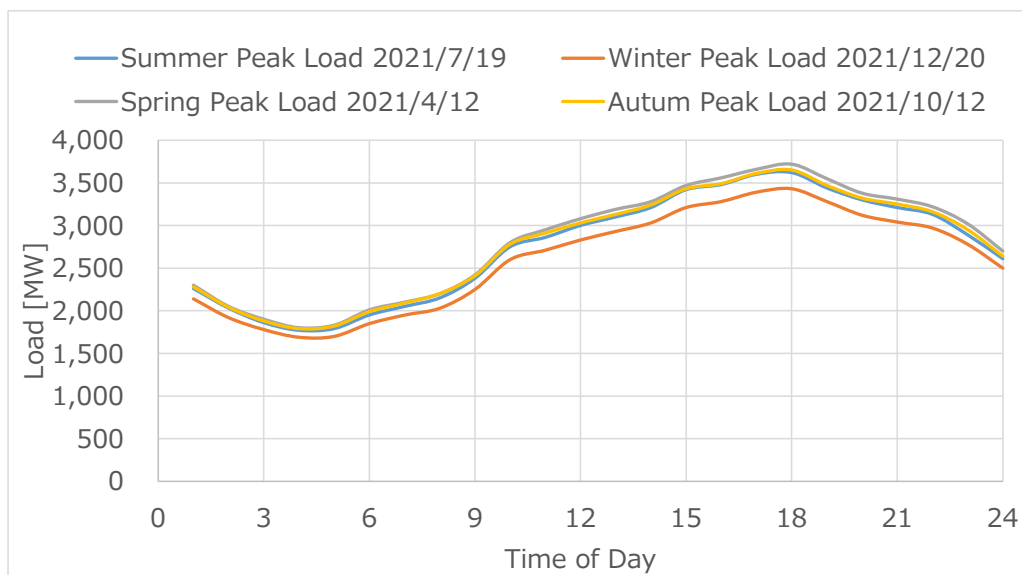
Year	400 kV	230 kV	132 kV		66kV (Converted to operate 33kV)
			Overhead lines	Underground Cables	
2017	924km	17km	3,555km	62km	17km
2018	1,164km	17km	3,564km	62km	17km
2019	1,376km	17km	3,752km	62km	17km
2020	1,540km	17km	3,828km	62km	17km
2021	1,906km	17km	3,889km	62km	17km

出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

1-4 電力需要の特徴

ヨルダンの季節別、時間別の電力需要をアニュアルレポートから次の図のとおり整理した。電力需要の特徴は、春季の電力需要は、他の季節よりわずかに少ないが、季節的な電力需要の変化がほとんどないことが分かった。電力需要は 4:00 から 18:00 のピーク需要まで緩やかに上昇し、18:00 から最小需要の 4:00 まで緩やかに下降する特徴を示している。

本プロジェクトの保護継電器の取り換え工事によって 400kV 送電線、132kV 送電線および 400kV/132kV 変圧器を停止させる必要がある。電力需要は季節的な特徴が無いため、保護継電器の取り換え工事は電力需要による条件は無いものと思料する。ただし、悪天候などによる急激な電力需要の伸びが予想される場合や送電線などの設備が停止する状況が予想される場合、送変電設備を停止させる工事は熟慮する必要がある。

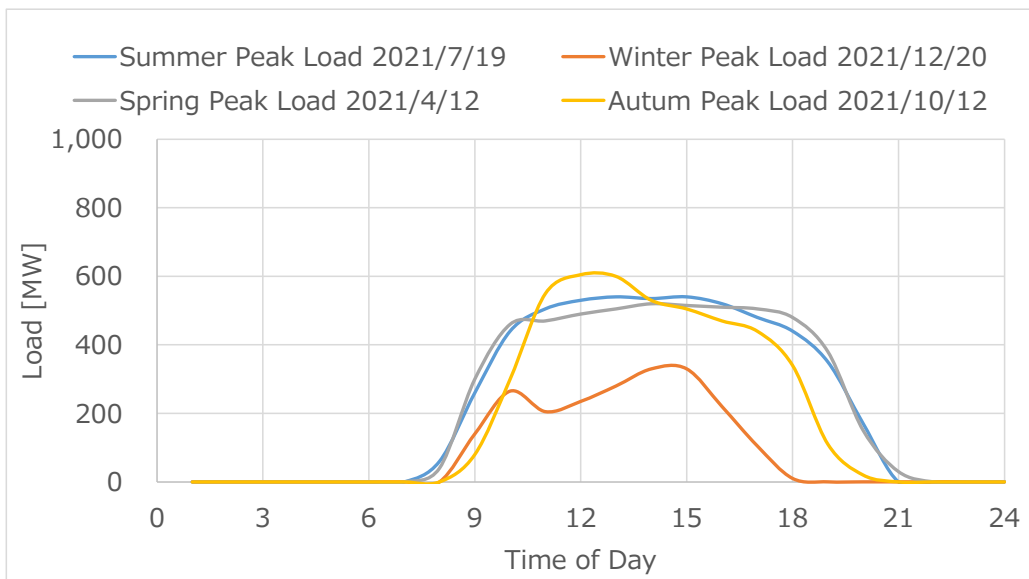


出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

図 1-2 2021 年の季節別、時間別電力需要

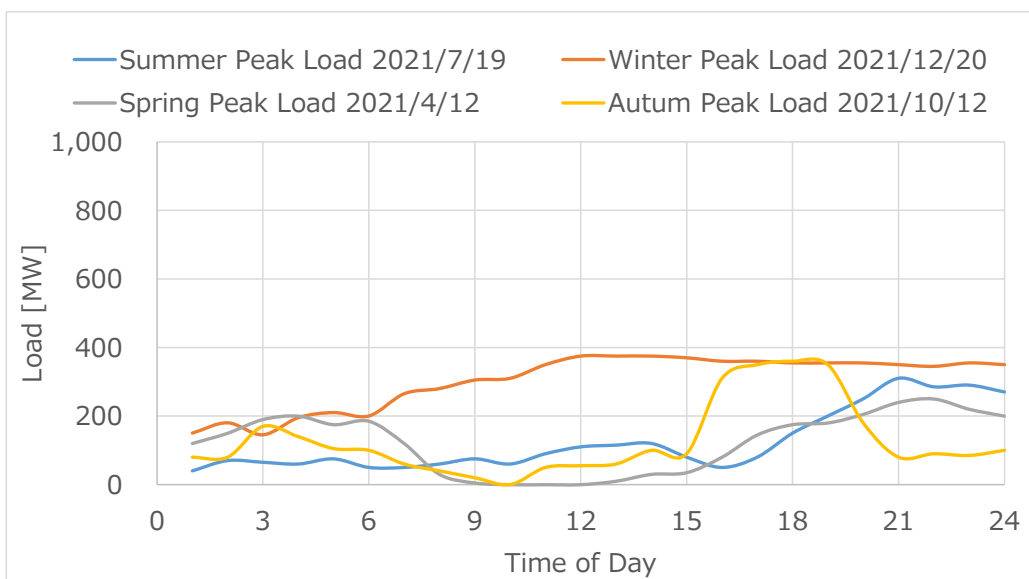
1-5 再生可能エネルギーの発電特性

前項に示した季節別、時間別電力需要における太陽光発電と風力発電の発電力を次の図に示す。2021年の太陽光発電の設備量はアニュアルレポート2021年によれば953MWであり、実際の発電量は最大で約600MWとなっていた。また、アニュアルレポート2021年より2021年の風力発電の設備量は622MWで、実際の発電量は最大で約400MWであった。太陽光発電は実設備量に対し63%、風力発電は実設備量に対して67%の発電量となっていた。太陽光発電は、電力需要が最大となる18:00頃まで期待できることが分かった。



出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

図 1-3 2021年の季節別、時間別の太陽光発電の発電力



出典) NEPCO ANNUAL REPORT 2021

図 1-4 2021年の季節別、時間別の風力発電の発電力

1-6 電力系統の潮流状況

電力系統の潮流状況の確認にあたり、NEPCO より 2025 年の冬季を想定した電力系統解析用の PSS/E データを受領した。電力系統の総需要は 4,500MW で 2021 年の最大需要 3,770MW に対し、電力需要が 21.62% 伸びている状況である。受領した電力系統解析用データを使用して計算を実施し、400kV 系統の潮流状況と本プロジェクトで保護継電器取り換え対象となっている変電所の変圧器や潮流状況を次のとおり整理した。

電力系統の計算の結果、400kV 系統で観測された最大潮流は Samra 変電所から Al-Hassan 変電所の送電線で 394MW (2 回線の合計値) となった。400kV 送電線の送電容量は 1 回線あたり 850MVA であるため、送電線の負荷率は 23% であり、送電線容量に対して十分余裕のある潮流状況であった。また、各変電所の電圧は概ね 400kV (1.00P.U.) に維持されており、電圧面においても問題がないことを確認した。

アンマンサウス変電所およびアカバ変電所の 132kV 系統は、132kV 送電線の送電容量 180MVA に対して小さい電力潮流になっていることを確認した。また、変電所の母線電圧も概ね 132kV (1.00P.U.) に維持されていることを確認した。

受領した電力系統解析用データで計算を実施した結果、電力系統の潮流や電圧に問題が無いことを確認した。

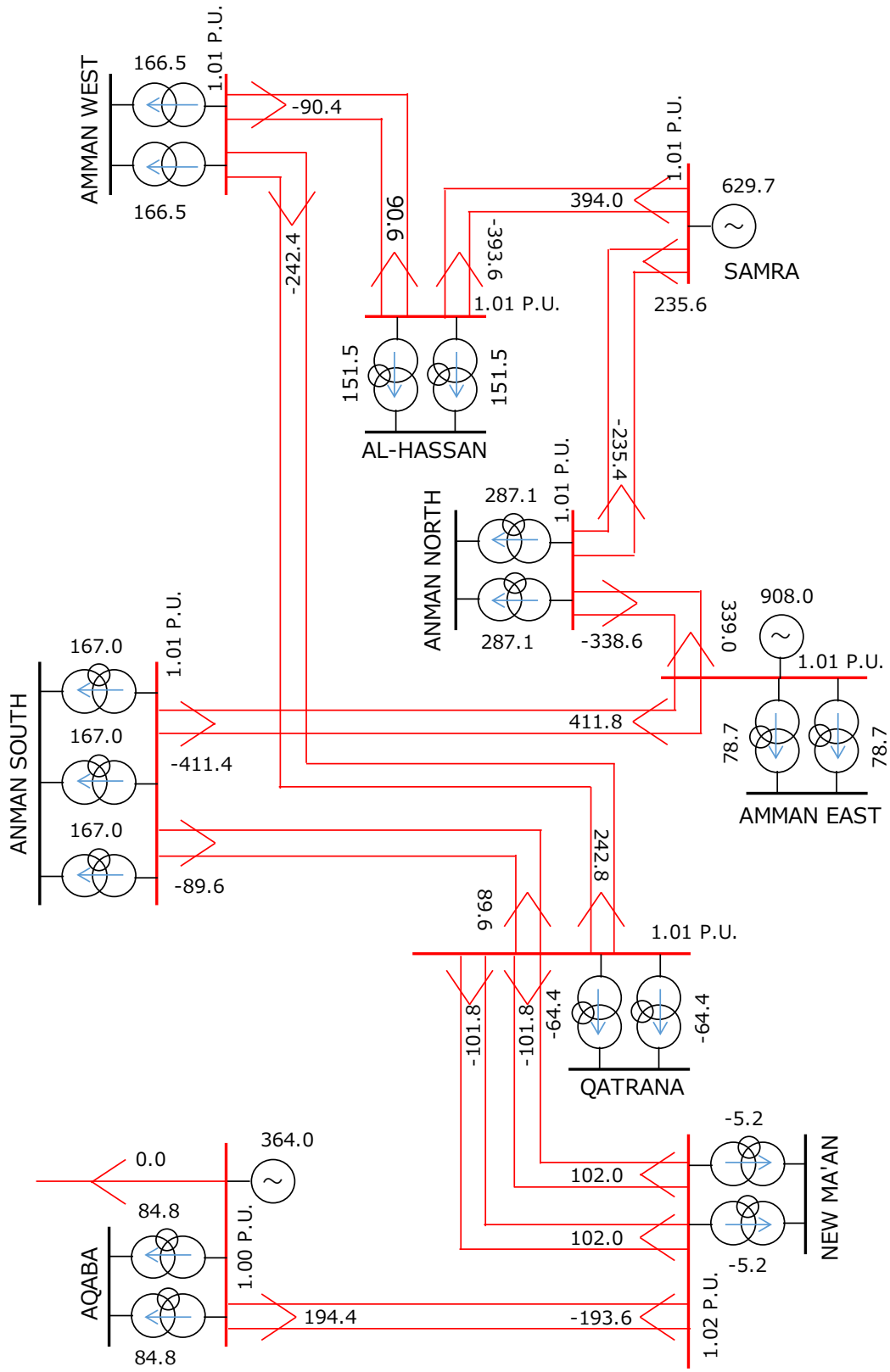


図 1-5 2025 年冬季最大需要 (4,500MW) 時の 400kV 系統の潮流状況

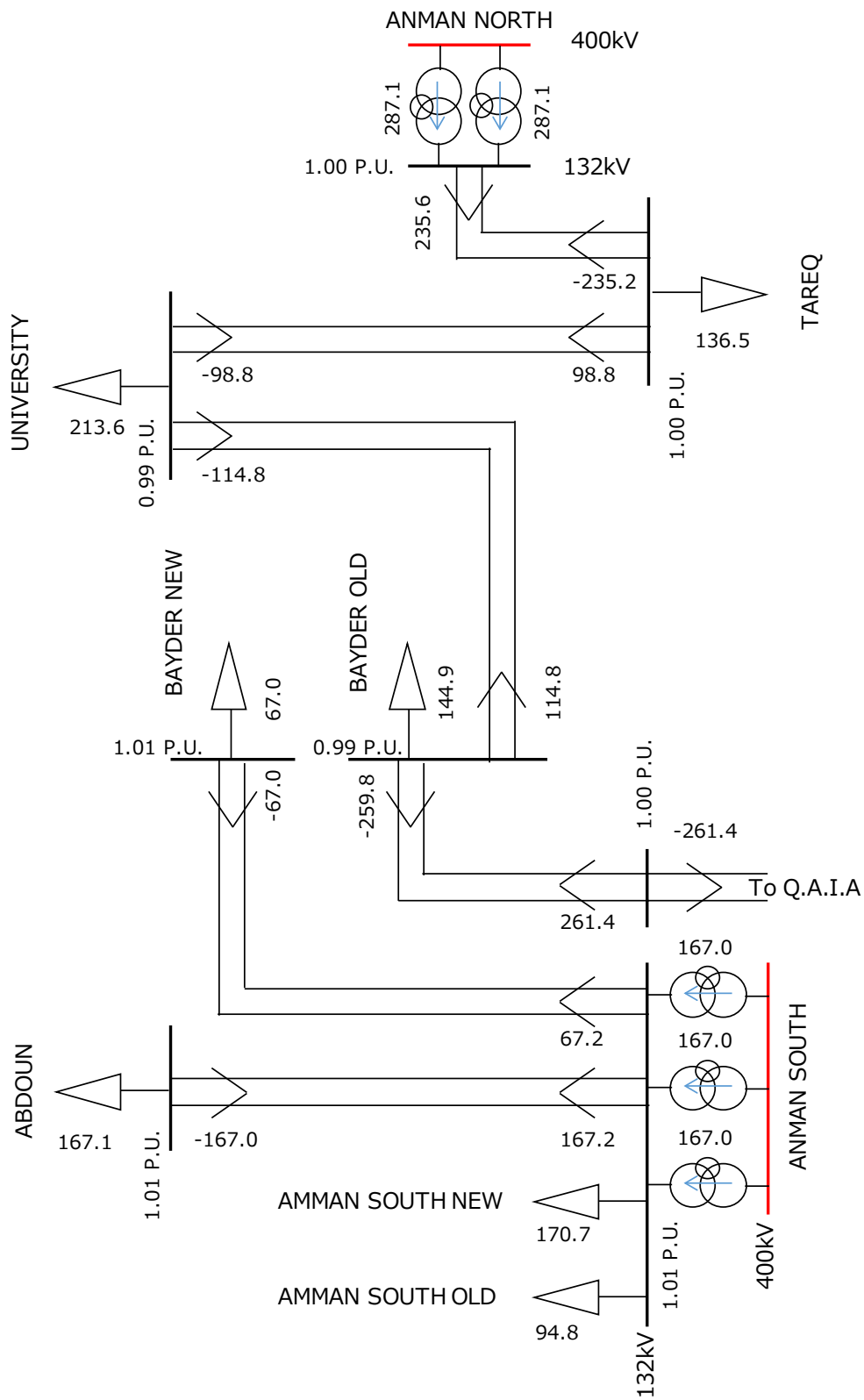


図 1-6 2025 年冬季最大需要 (4,500MW) 時のアンマンサウス変電所周辺の 132kV 系統の潮流状況

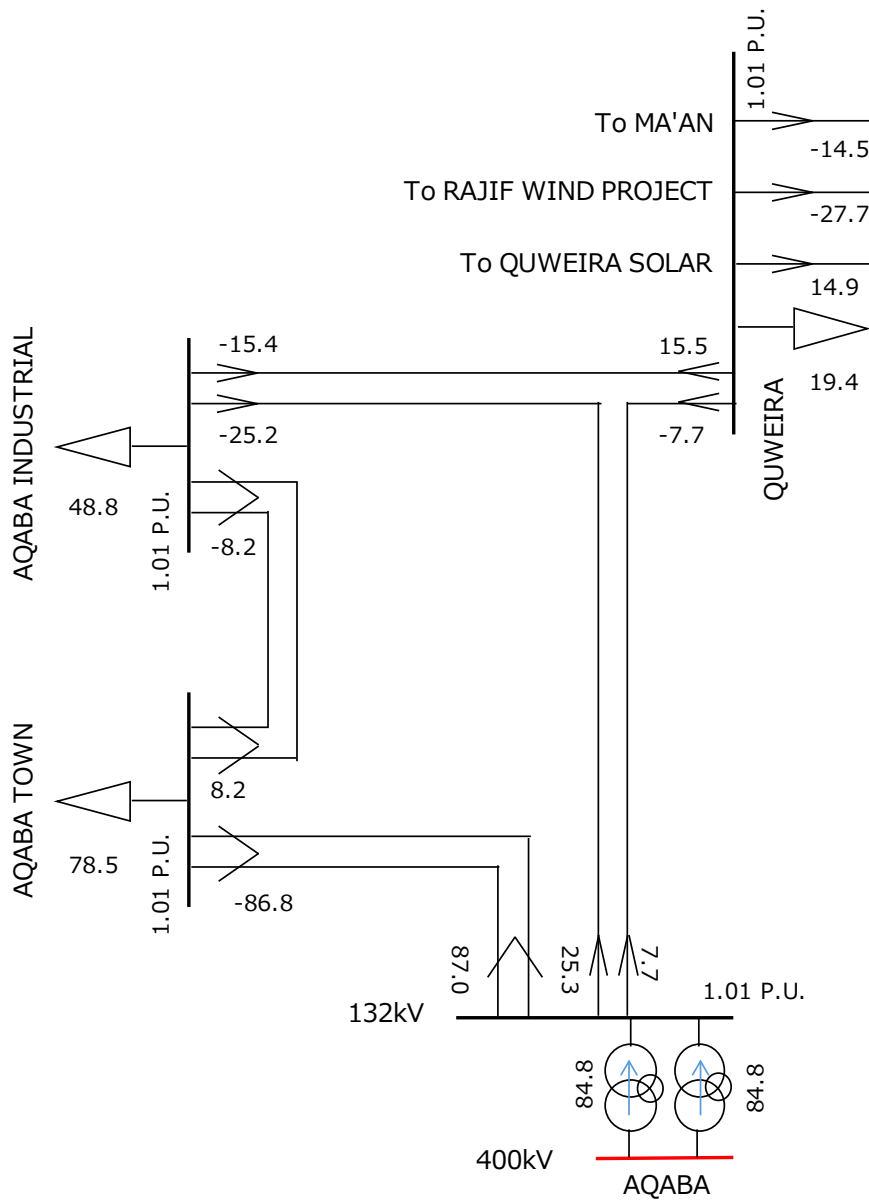


図 1-7 2025 年冬季最大需要 (4,500MW) 時のアカバ変電所周辺の 132kV 系統の潮流状況

1-7 保護継電器取り換え工事期間中の系統解析

保護継電器取り換え工事期間中は取り換え対象となる変電機器の運転を停止させる必要がある。当該設備が運転を停止しても電力の供給に支障がないことを系統解析より確認する。

1-7-1 アンマンサウス変電所の保護継電器取り換え

アンマンサウス変電所の保護継電器の取り換え対象設備は次のとおりである。

- アンマンサウス変電所からアンマンイースト変電所 400kV 送電線
- アンマンサウス変電所からカトラーナ変電所 400kV 送電線
- 400kV/132kV 変圧器
- 132kV 送電線

(1) アンマンサウス変電所からアンマンサウス East 変電所 400kV 送電線の停止

アンマンサウス変電所からアンマンイースト変電所の 400kV 送電線の保護継電器取り換え時に送電線を 1 回線停止させた条件で系統解析を実施した。また、保護継電器取り換え時に健全回線も何らかの原因で停止する条件でも系統解析を実施した。解析結果を次に示す。

解析の結果、過負荷となる送電線が無いことを確認し、変電所の電圧も概ね 400kV (1.P.U.) になっていることを確認した。アンマンサウス変電所からアンマンイースト変電所の送電線が停止しても電力の供給が困難になる可能性は低いことがわかった。

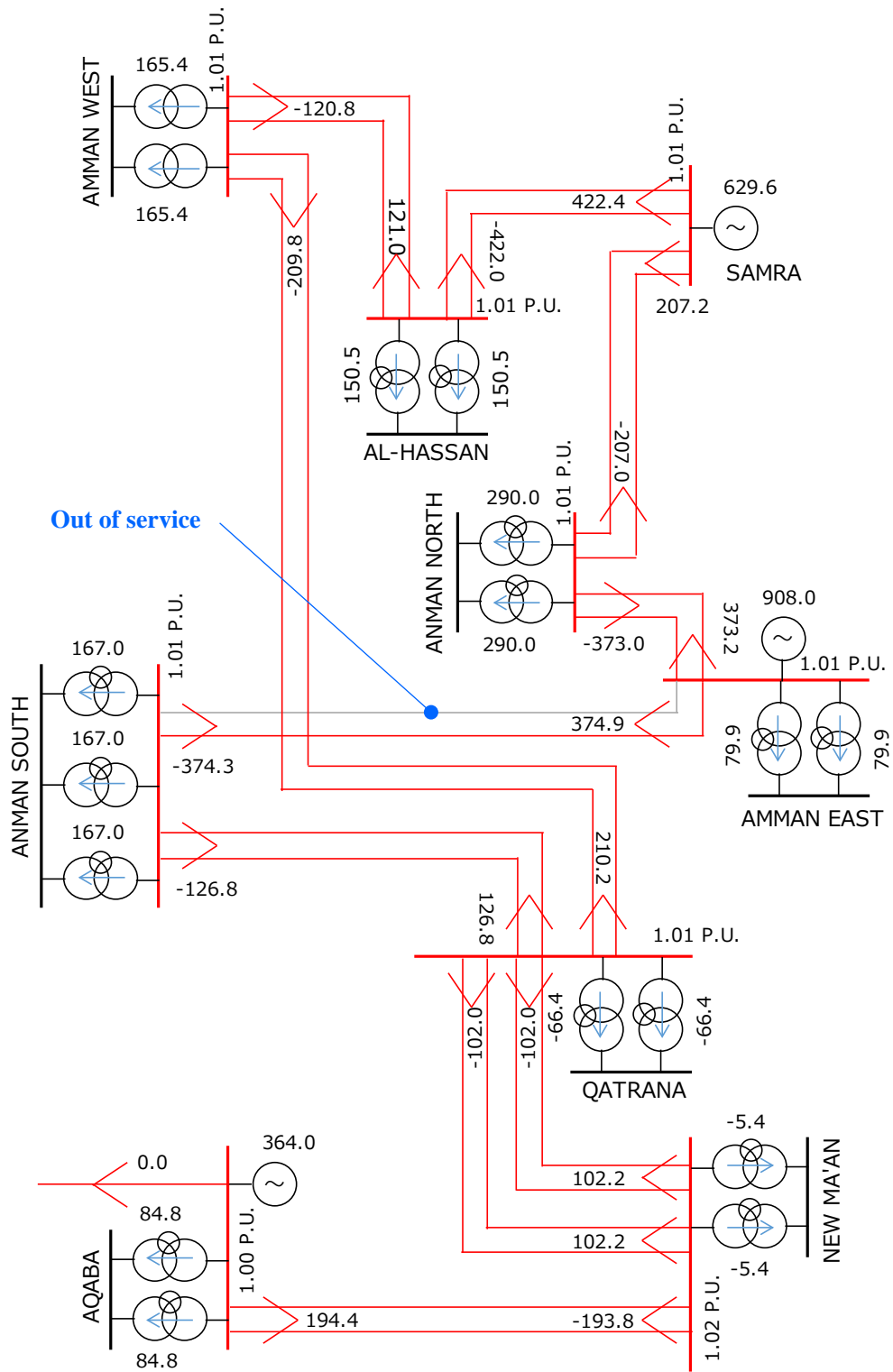


図 1-8 アンマンサウス変電所～アンマンイースト変電所 400kV 送電線 1 回線停止

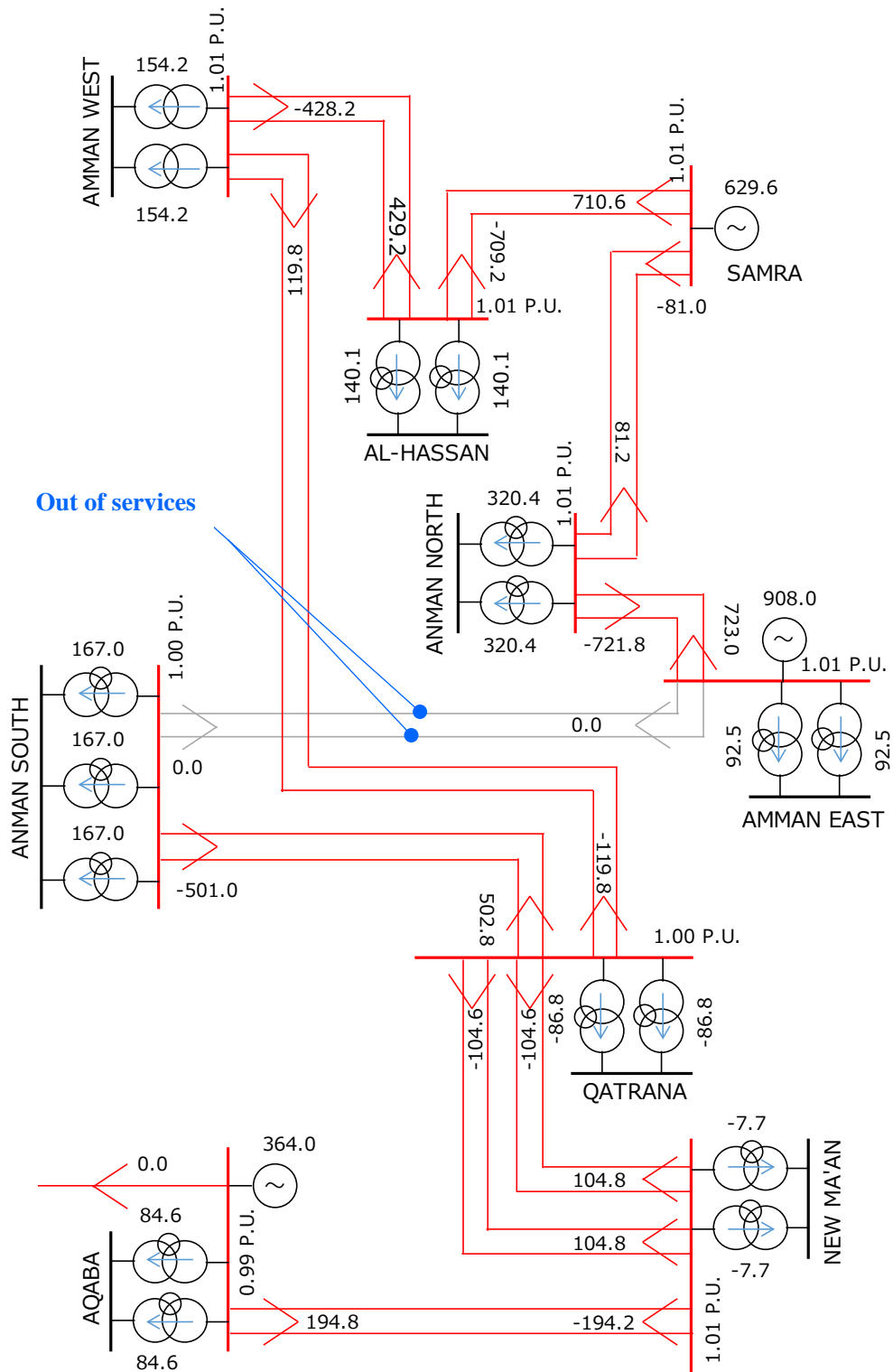


図 1-9 アンマンサウス変電所～アンマンイースト変電所 400kV 送電線 2 回線停止

(2) アンマンサウス変電所からカトラーナ変電所 400kV 送電線の停止

アンマンサウス変電所からカトラーナ変電所の 400kV 送電線の保護継電器取り換え時に送電線を 1 回線停止させた条件で系統解析を実施した。また、保護継電器取り換え時に健全回線も何らかの原因で停止する条件でも系統解析を実施した。解析結果を次に示す。

解析の結果、過負荷となる送電線が無いことを確認し、変電所の電圧も概ね 400kV (1.P.U.) になっていることを確認した。アンマンサウス変電所からカトラーナ変電所の送電線が停止しても電力の供給が困難になる可能性は低いことがわかった。

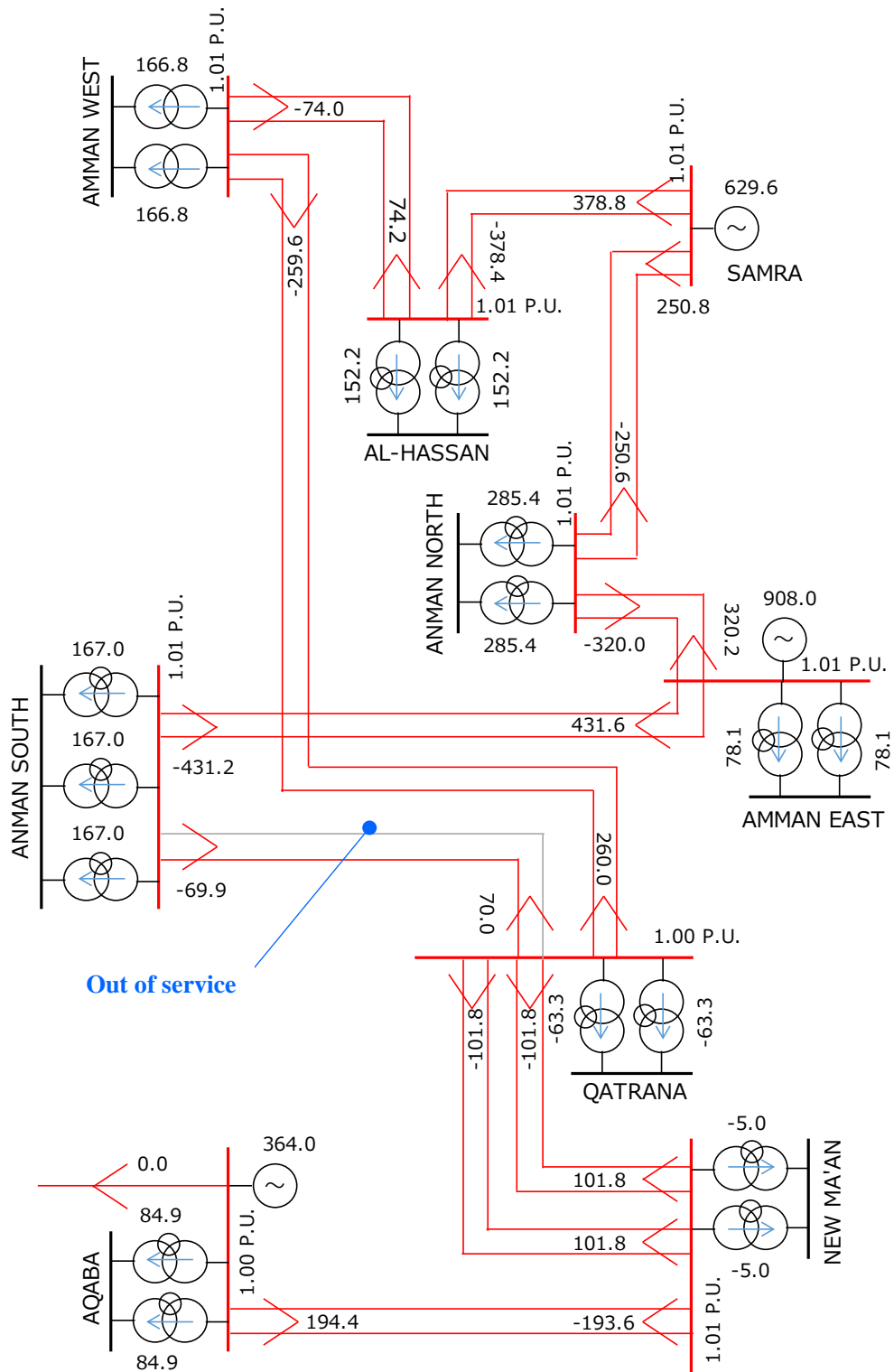


図 1-10 アンマンサウス変電所～カトラナ変電所 400kV 送電線 1 回線停止

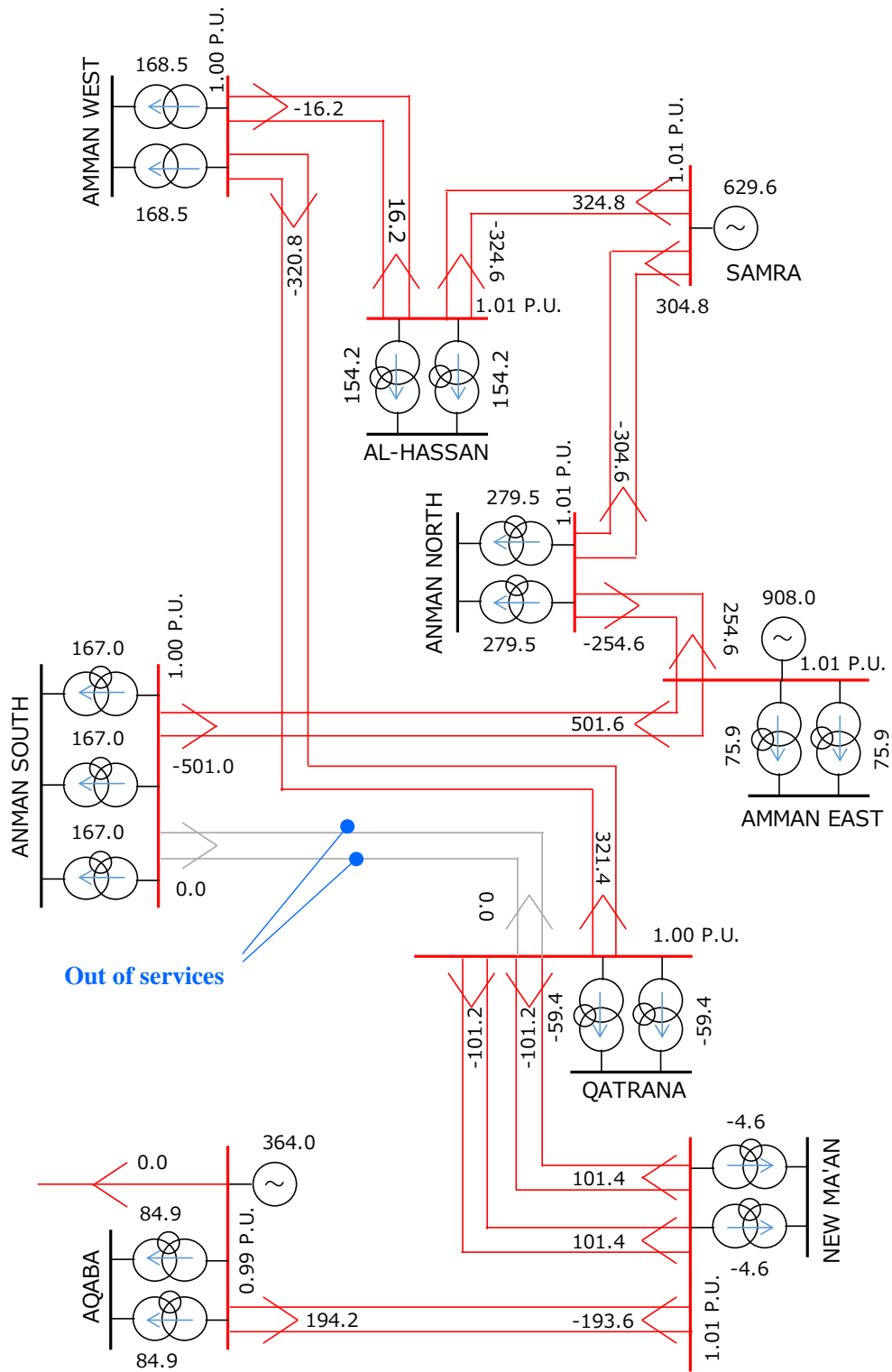


図 1-11 アンマンサウス変電所～カトラーナ変電所 400kV 送電線 2 回線停止

(3) アンマンサウス変電所 400kV/132kV 変圧器停止

アンマンサウス変電所 400kV/132kV 変圧器の保護継電器取り換え時に変圧器が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、アンマンサウス変電所の変圧器容量 400MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

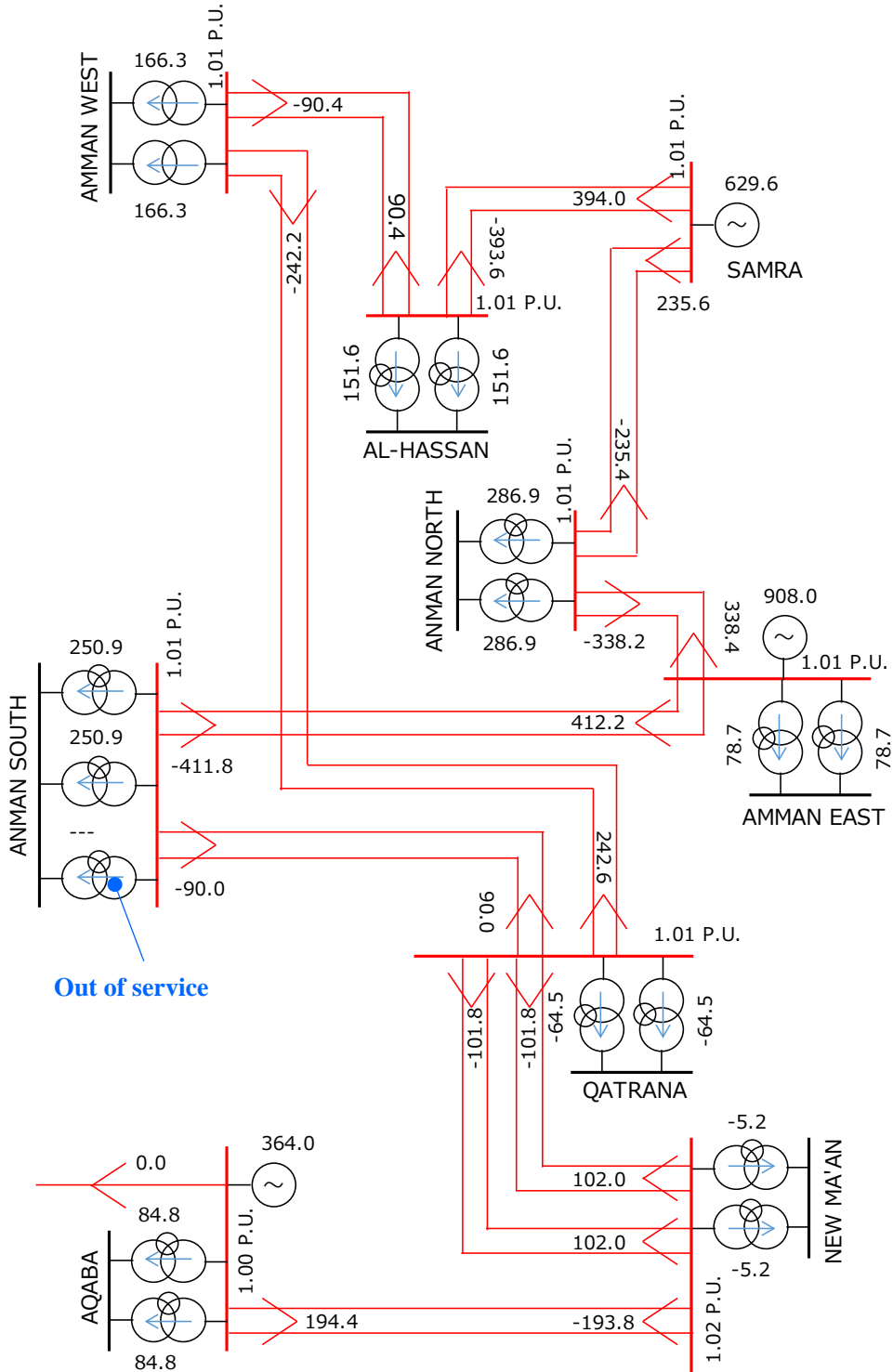


図 1-12 Amman South 変電所 400kV/132kV 変圧器 1 台停止

(4) アンマンサウス変電所 132kV 送電線—Abdoun 変電所線

アンマンサウス変電所の 132kV Abdoun 変電所向け送電線の保護継電器取り換え時に当該送電線が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、132kV の送電容量 180MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

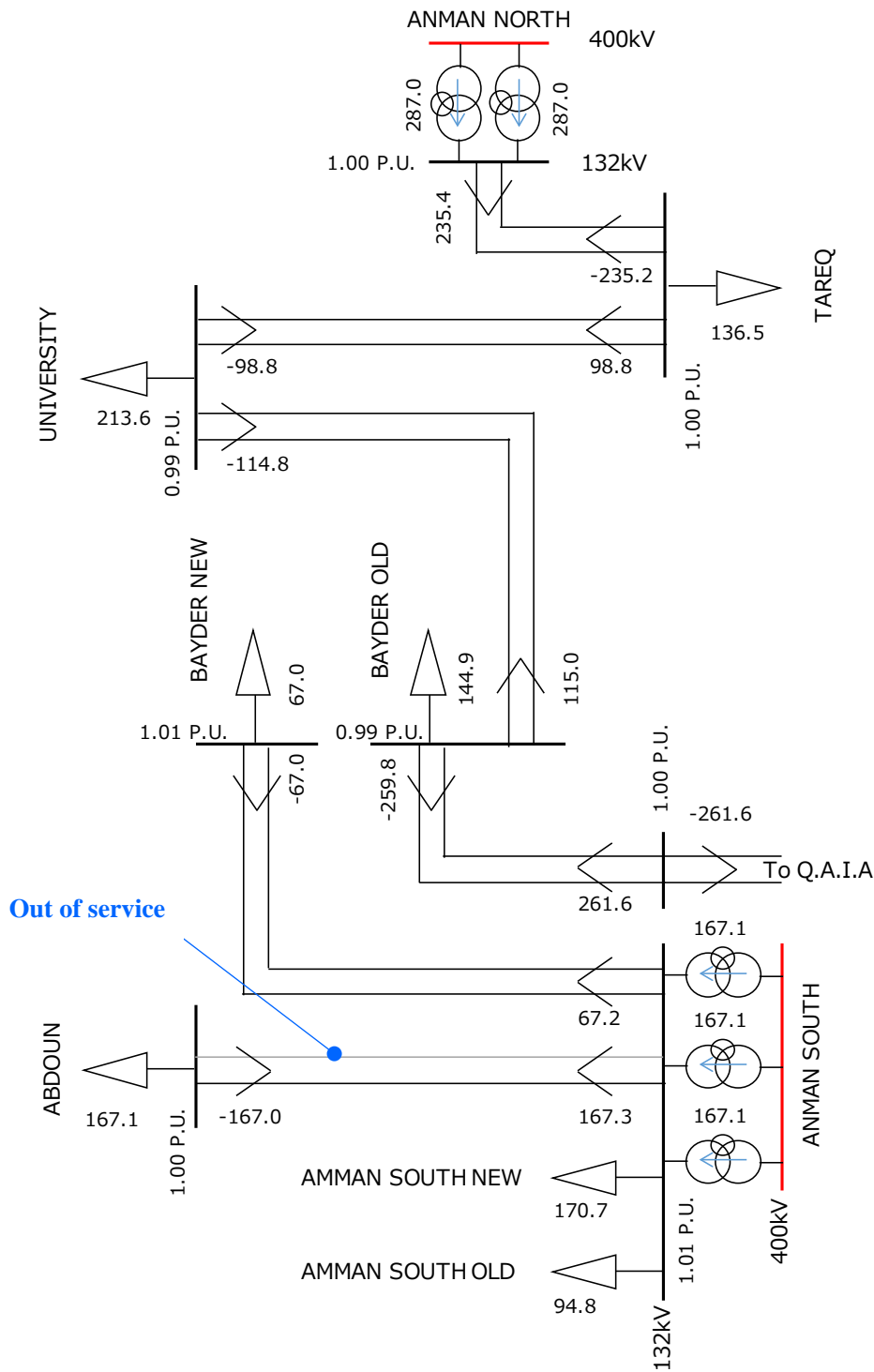


図 1-13 アンマンサウス変電所 132kV Abdoun 変電所向け送電線 1 回線停止

(5) アンマンサウス変電所 132kV 送電線—Bayader New 変電所線

アンマンサウス変電所の 132kV Bayader New 変電所向け 132kV 送電線の保護継電器取り換え時に当該送電線が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、132kV の送電容量 180MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

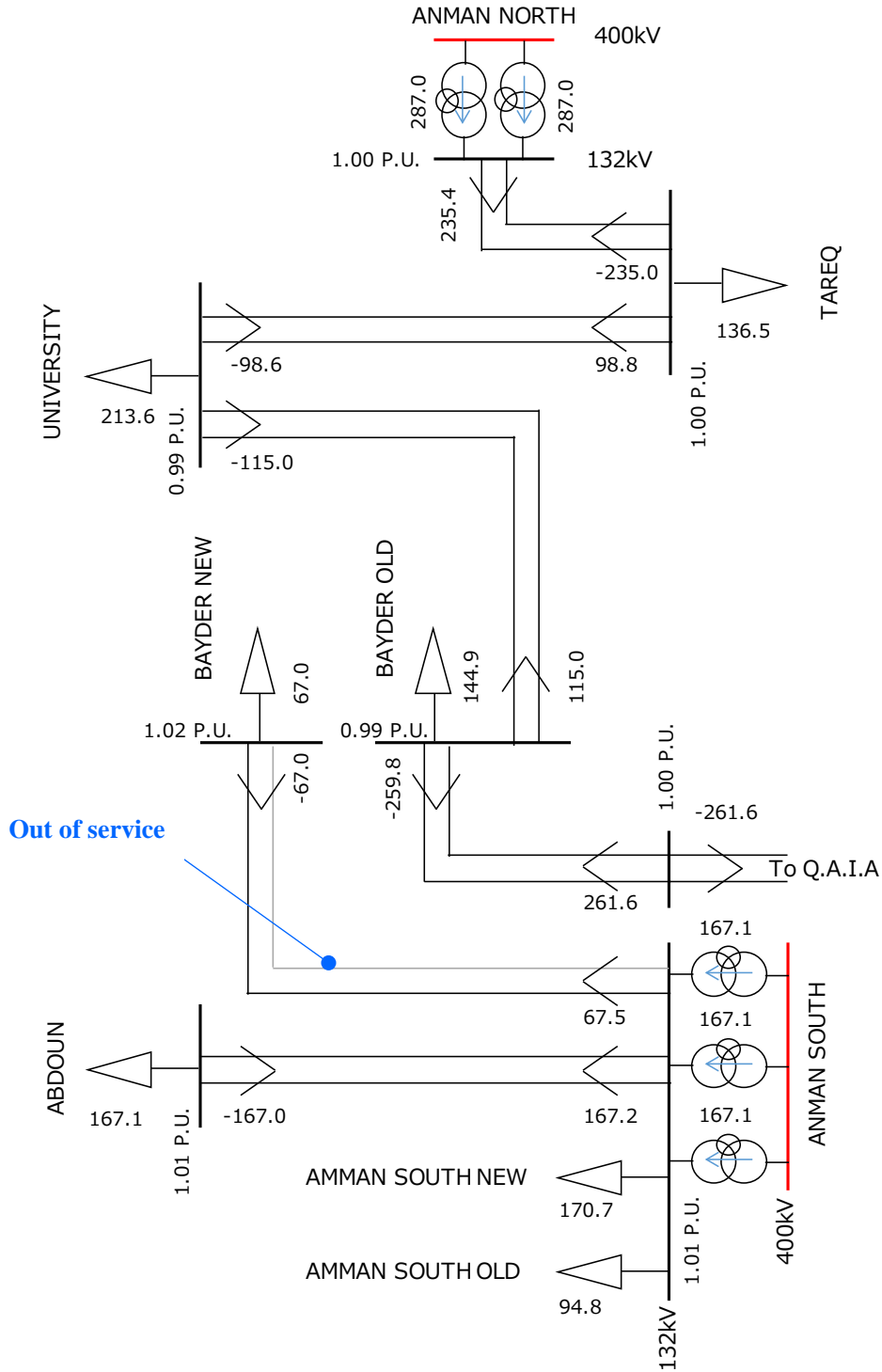


図 1-14 アンマンサウス変電所 132kV Bayader New 変電所向け送電線 1 回線停止

(6) アンマンサウス変電所 132kV 送電線—Bayader Old 変電所線

アンマンサウス変電所の 132kV Bayader Old 変電所向け 132kV 送電線の保護継電器取り換え時に当該送電線が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、132kV の送電容量 360MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

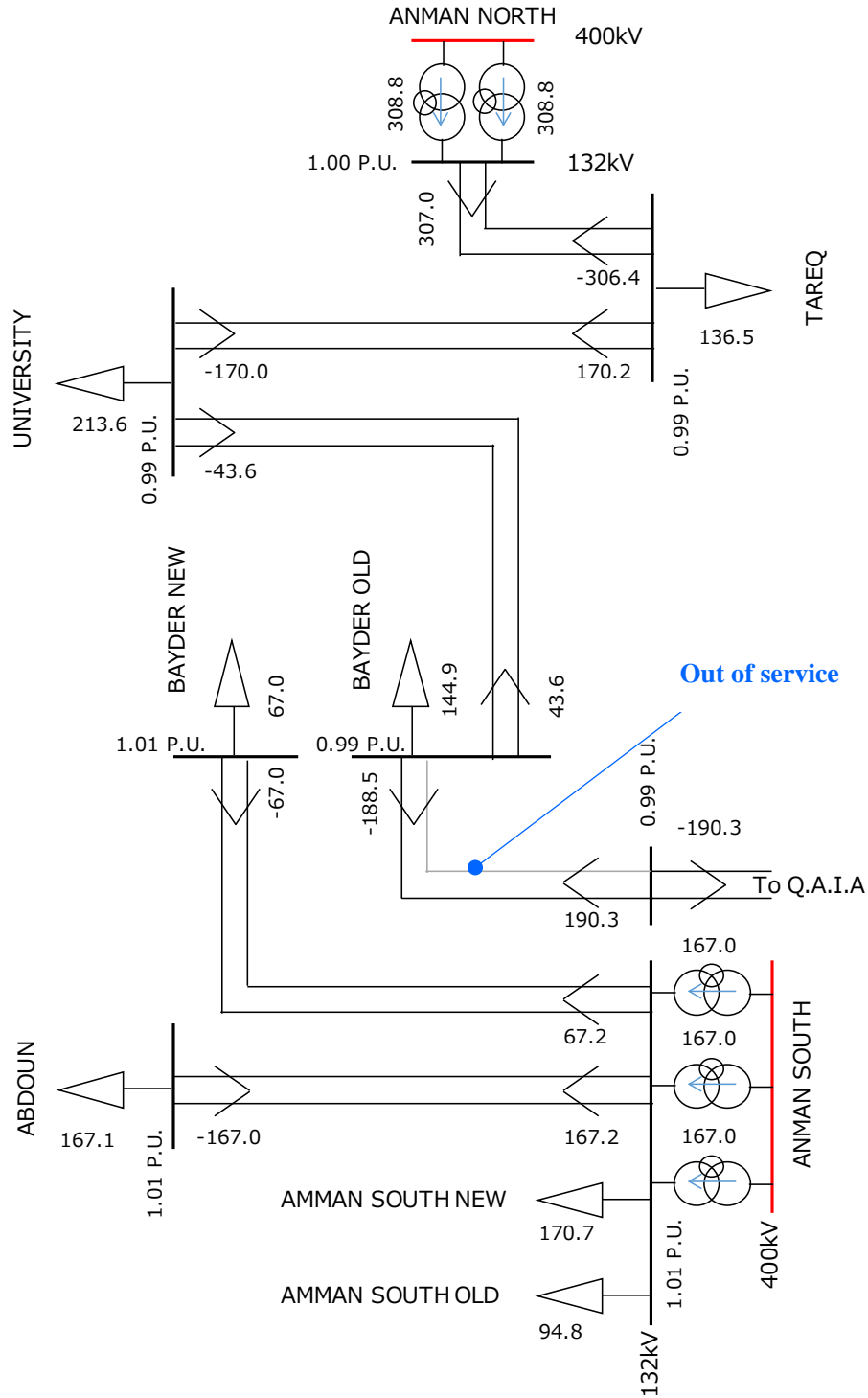


図 1-15 アンマンサウス変電所 132kV Bayader Old 変電所向け送電線 1 回線停止

1-7-2 アカバ変電所の保護継電器取り換え

アカバ変電所の保護継電器の取り換え対象設備は次のとおりである。

- アカバ変電所から New Ma'an 変電所 400kV 送電線
- アカバ変電所からエジプト連系線
- 400kV/132kV 変圧器
- 132kV 送電線

なお、アカバ変電所からエジプト連系線は 1 回線送電線のため、当該送電線の停止時の系統解析は実施しないこととした。

(1) アカバ変電所から New Ma'an 変電所 400kV 送電線の停止

アカバ変電所から New Ma'an 変電所 400kV 送電線の保護継電器取り換え時に送電線を 1 回線停止させた条件で系統解析を実施した。また、保護継電器取り換え時に健全回線も何らかの原因で停止する条件でも系統解析を実施した。解析結果を次に示す。

解析の結果、過負荷となる送電線が無いことを確認し、変電所の電圧も概ね 400kV (1.P.U.) になっていることを確認した。アンマンサウス変電所からカトラーナ変電所の送電線が停止しても電力の供給が困難になる可能性は低いことがわかった。ただし、アカバ変電所から New Ma'an 変電所の送電線が 2 回線停止すると、アカバ変電所に連系されている発電所の電力はアカバ変電所の 400kV/132kV 変圧器を介して、132kV 送電線の潮流流が増加する。この時、アカバ変電所の 2 台の 400kV/132kV 変圧器の負荷率はそれぞれ 75.8% まで上昇し、当該変圧器が何らかの要因で 1 台停止すると運転を継続している変圧器が過負荷となる。アカバ変電所から New Ma'an 変電所の送電線の保護継電器取り換え工事と同時に変圧器の保護継電器を一緒に行わないなどの注意が必要となる。また、アカバ変電所に連系されている送電線の負荷率は最大 59.1% まで上昇する。アカバ変電所に連系されている発電所の電力がすべて 132kV 送電線を介して Aqaba 変電所の北部方面に運ばれるため、アカバ変電所から New Ma'an 変電所 400kV 送電線の保護継電器取り換え時は、400kV/132kV 変圧器や 132kV 送電線の運用にも注意を払う必要がある。

この他、アカバ変電所は国際連系線が連系されている変電所であるため、アカバ変電所から New Ma'an 変電所 400kV 送電線の保護継電器取り換え時は、400kV 送電線の方が一の 2 回線停止を考え変圧器の過負荷や 132kV 送電線の過負荷とならないように電力融通計画も考慮する必要がある。

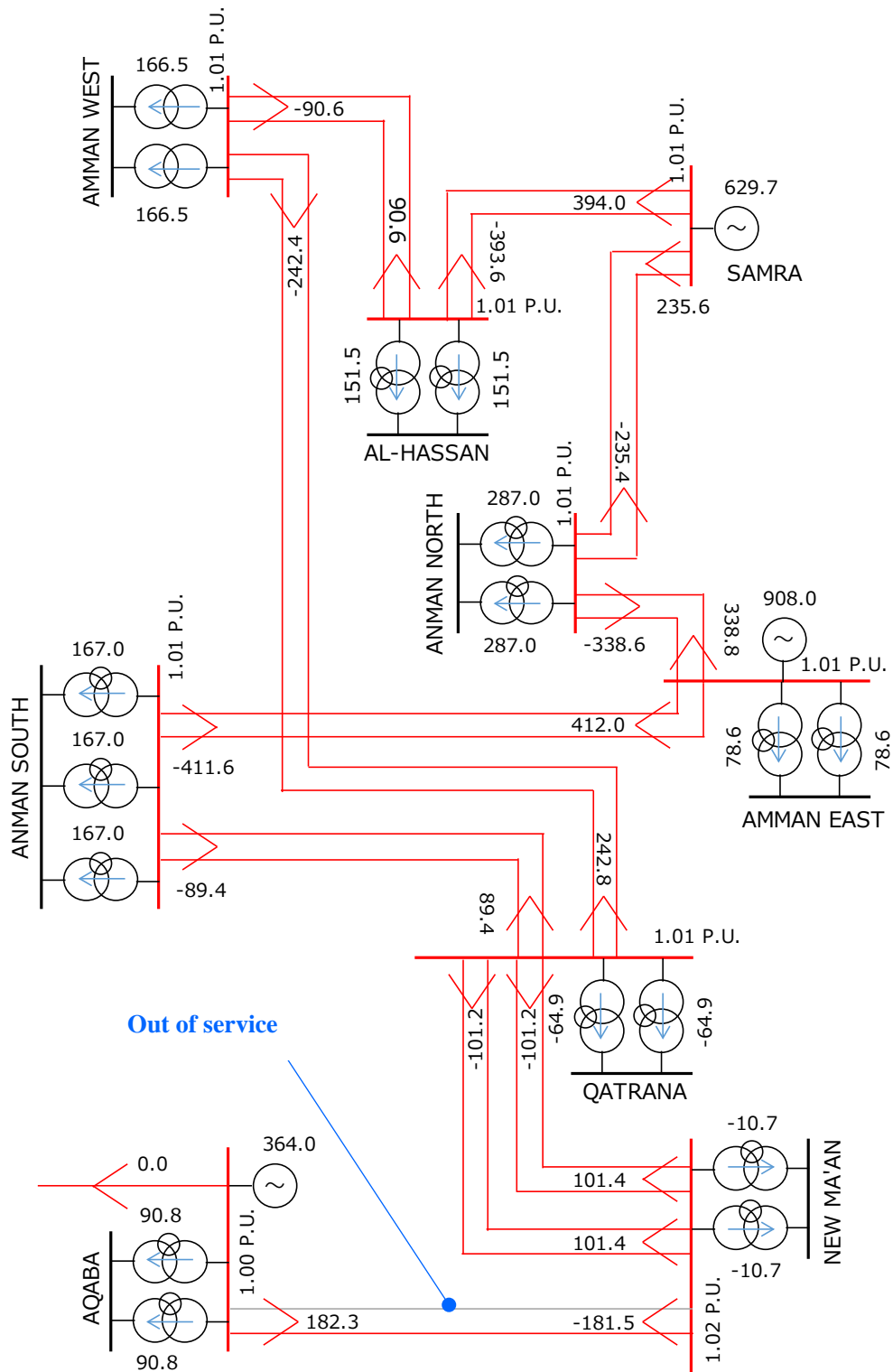


図 1-16 アカバ変電所～New Ma'an 変電所 400kV 送電線 1 回線停止

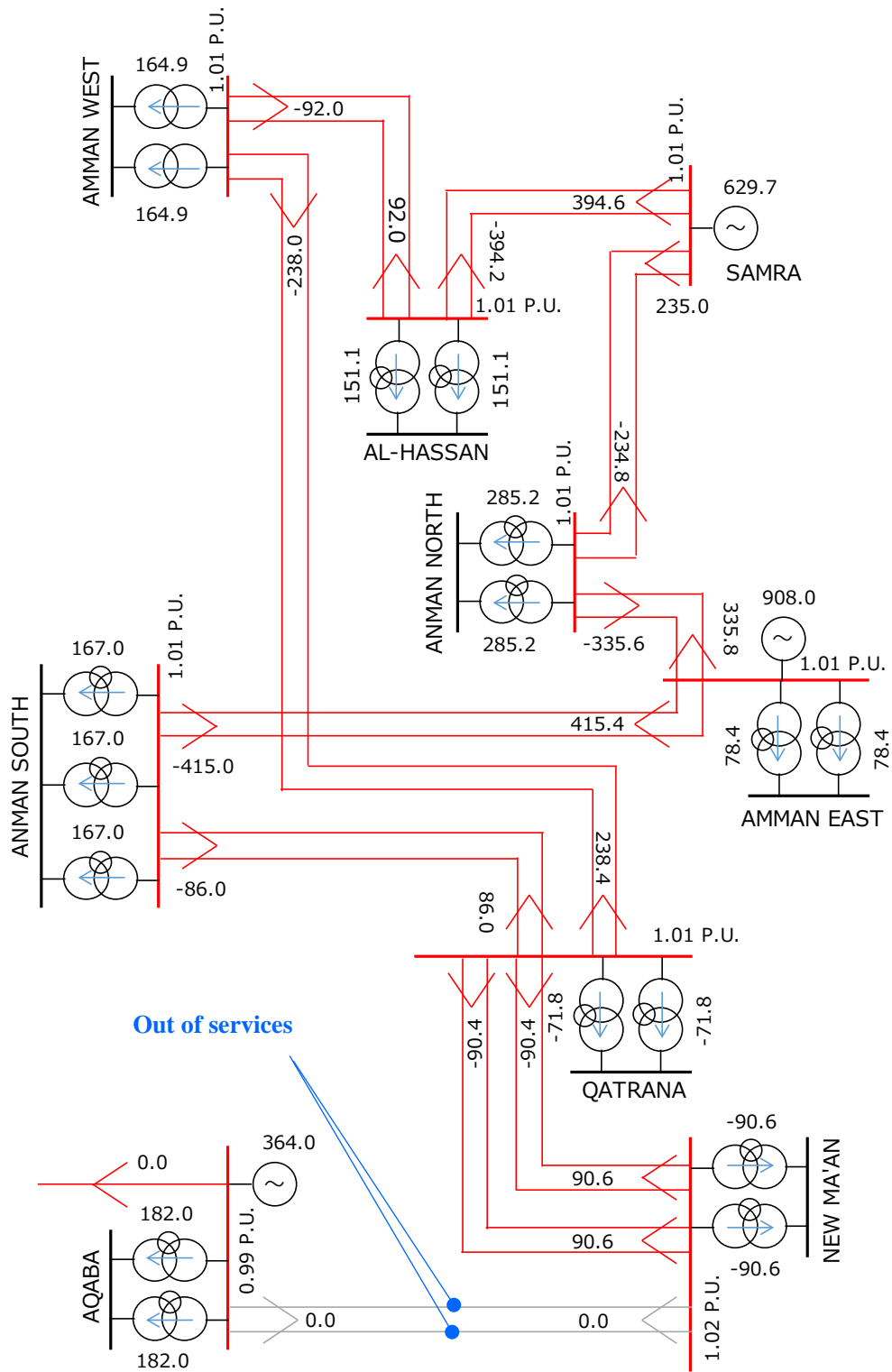


図 1-17 アカバ変電所～New Ma'an 変電所 400kV 送電線 2 回線停止

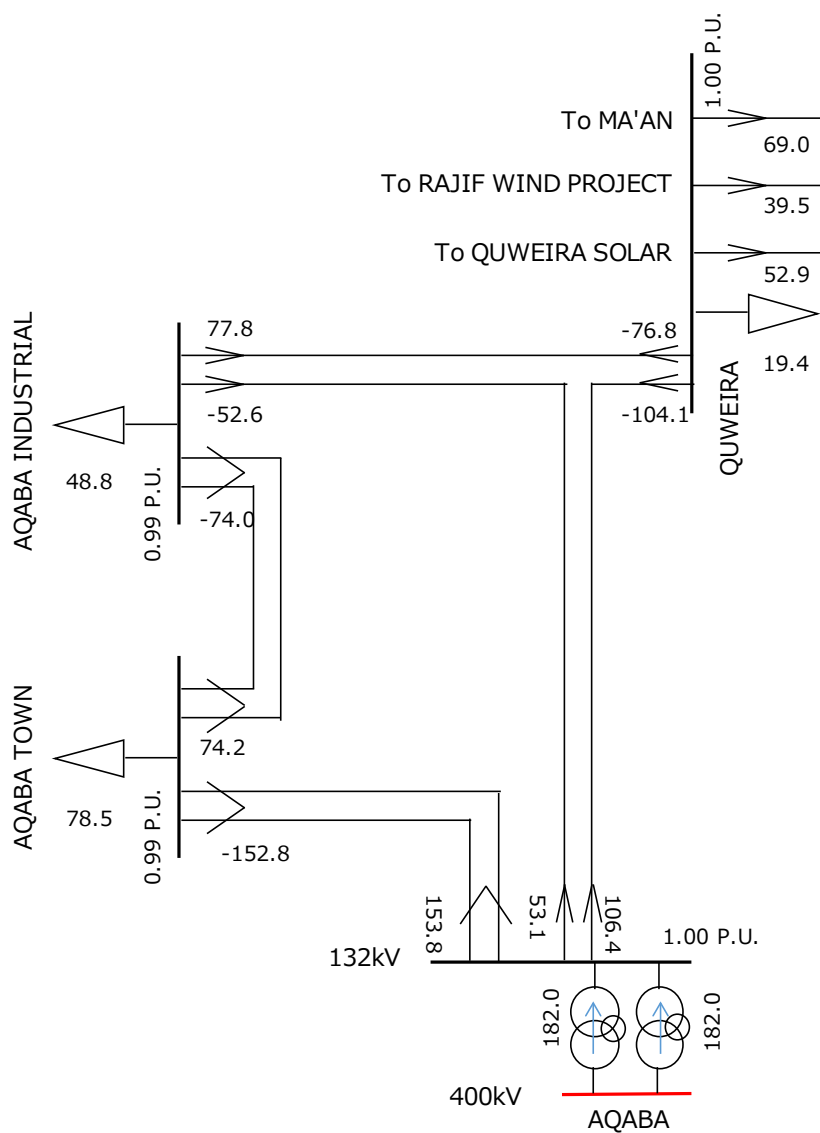


図 1-18 アカバ変電所～New Ma'an 変電所 400kV 送電線 2 回線停止時の
アカバ変電所 132kV 系統

(2) アカバ変電所 400kV/132kV 変圧器停止

アカバ変電所 400kV/132kV 変圧器の保護継電器取り換え時に変圧器が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、アカバ変電所の変圧器容量 400MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

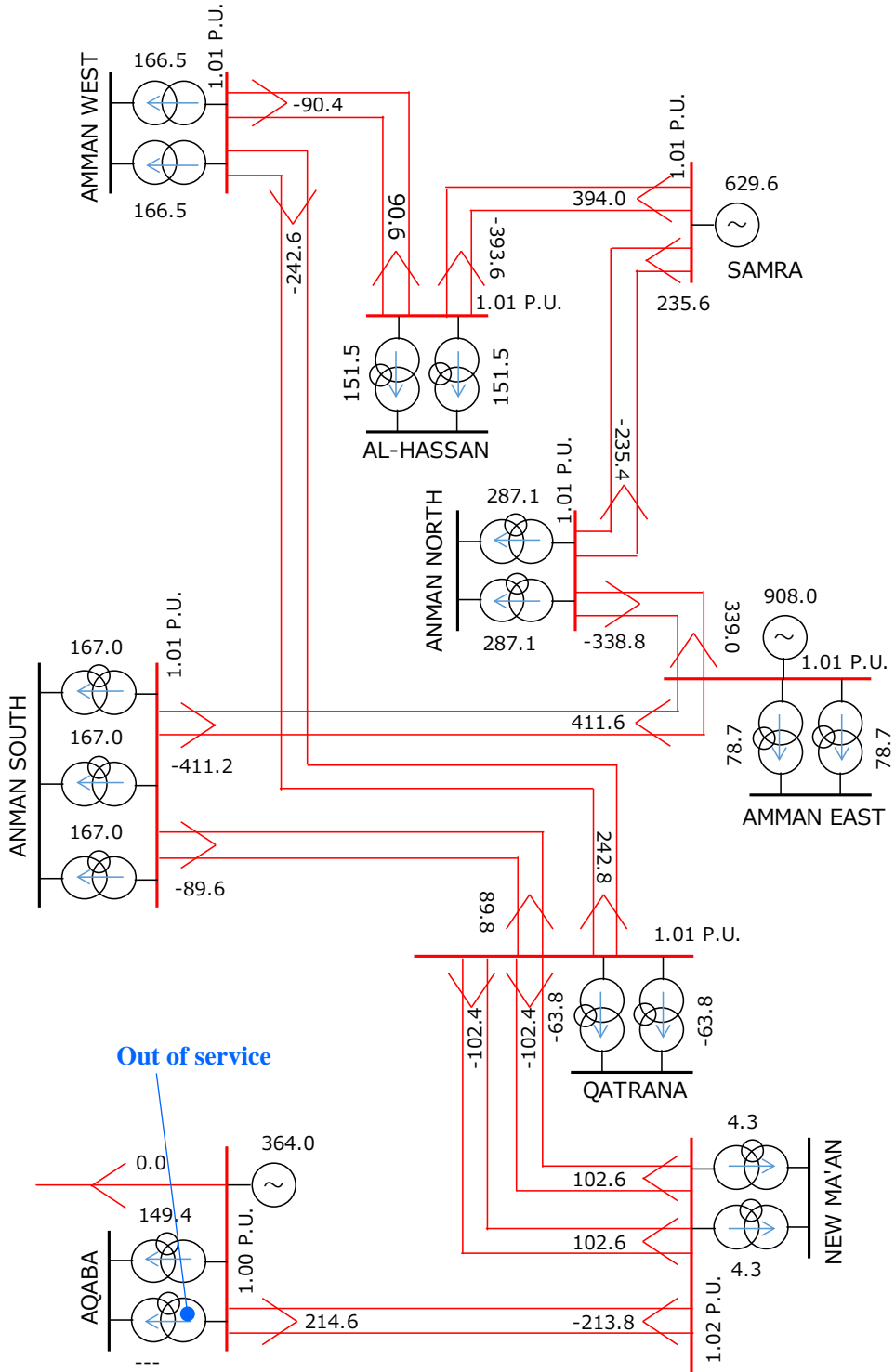


図 1-19 アカバ変電所 400kV/132kV 変圧器 1 台停止

(3) アカバ変電所 132kV 送電線—Aqaba Town 変電所線

アカバ変電所の 132kV Aqaba Town 変電所向け送電線の保護継電器取り換え時に当該送電線が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、132kV の送電容量 180MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

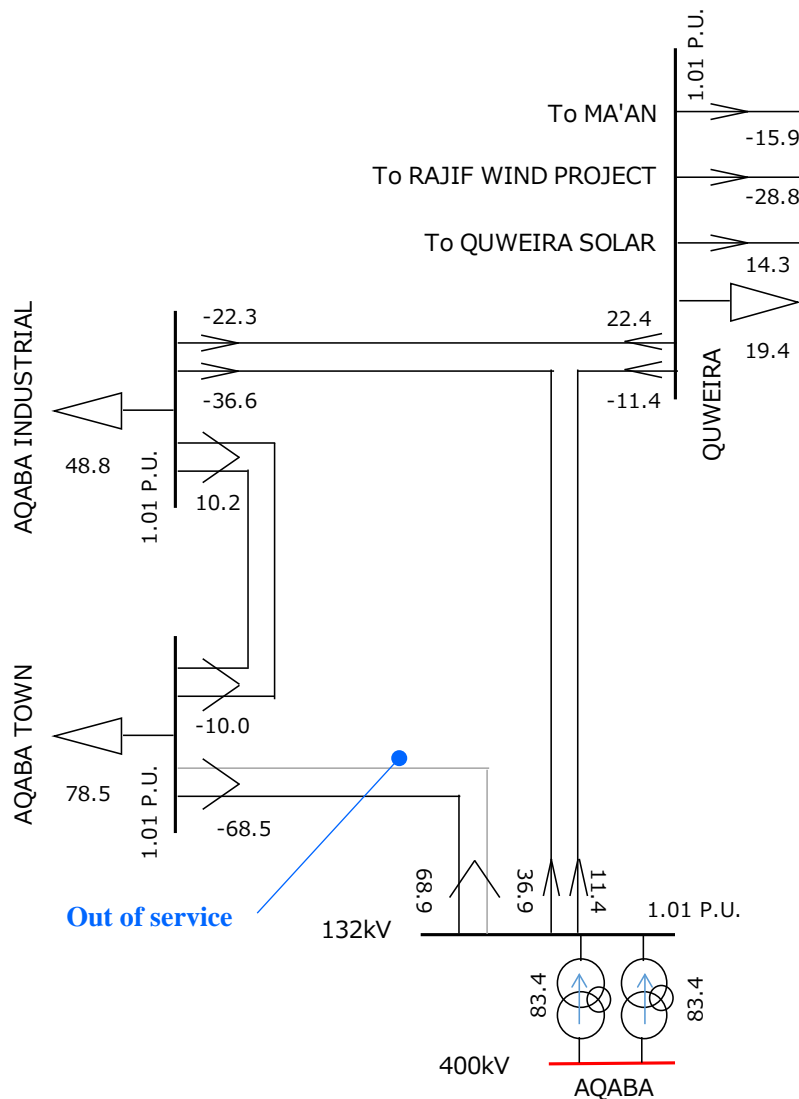


図 1-20 アカバ変電所 132kV Aqaba Town 変電所向け送電線 1 回線停止

(4) アカバ変電所 132kV 送電線—Aqaba Industrial 変電所線

アカバ変電所の 132kV Aqaba Industrial 変電所向け送電線の保護継電器取り換え時に当該送電線が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、132kV の送電容量 180MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

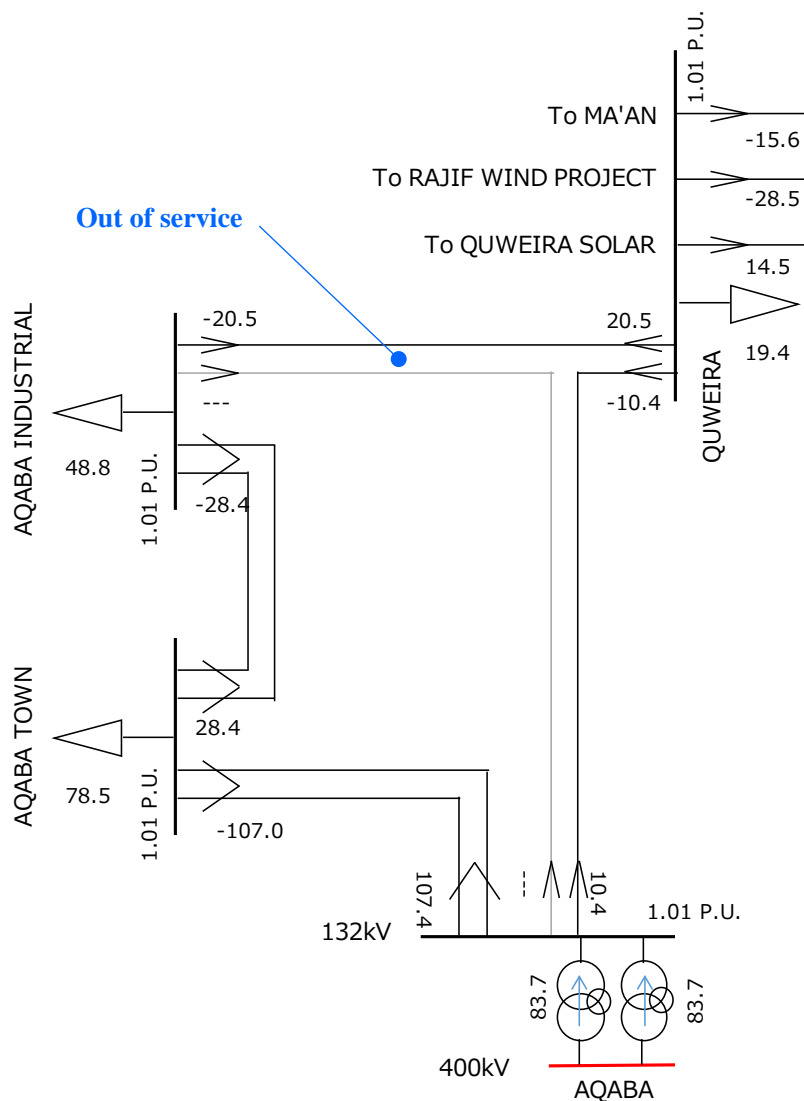


図 1-21 アカバ変電所 132kV Aqaba Industrial 変電所向け送電線 1 回線停止

(5) アカバ変電所 132kV 送電線—Quweira 変電所線

アカバ変電所の 132kV Quweira 変電所向け送電線の保護継電器取り換え時に当該送電線が停止した場合の系統解析を実施した。その結果、132kV の送電容量 180MVA に対し過負荷とならないことを確認した。

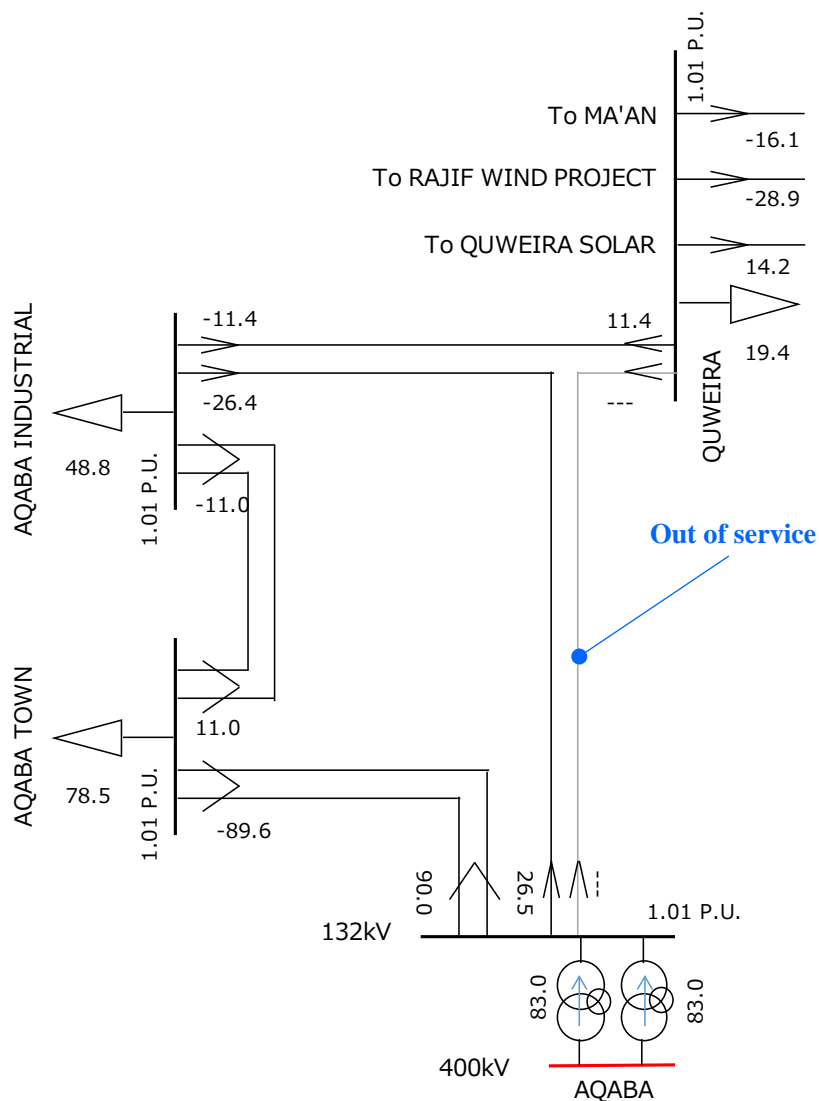


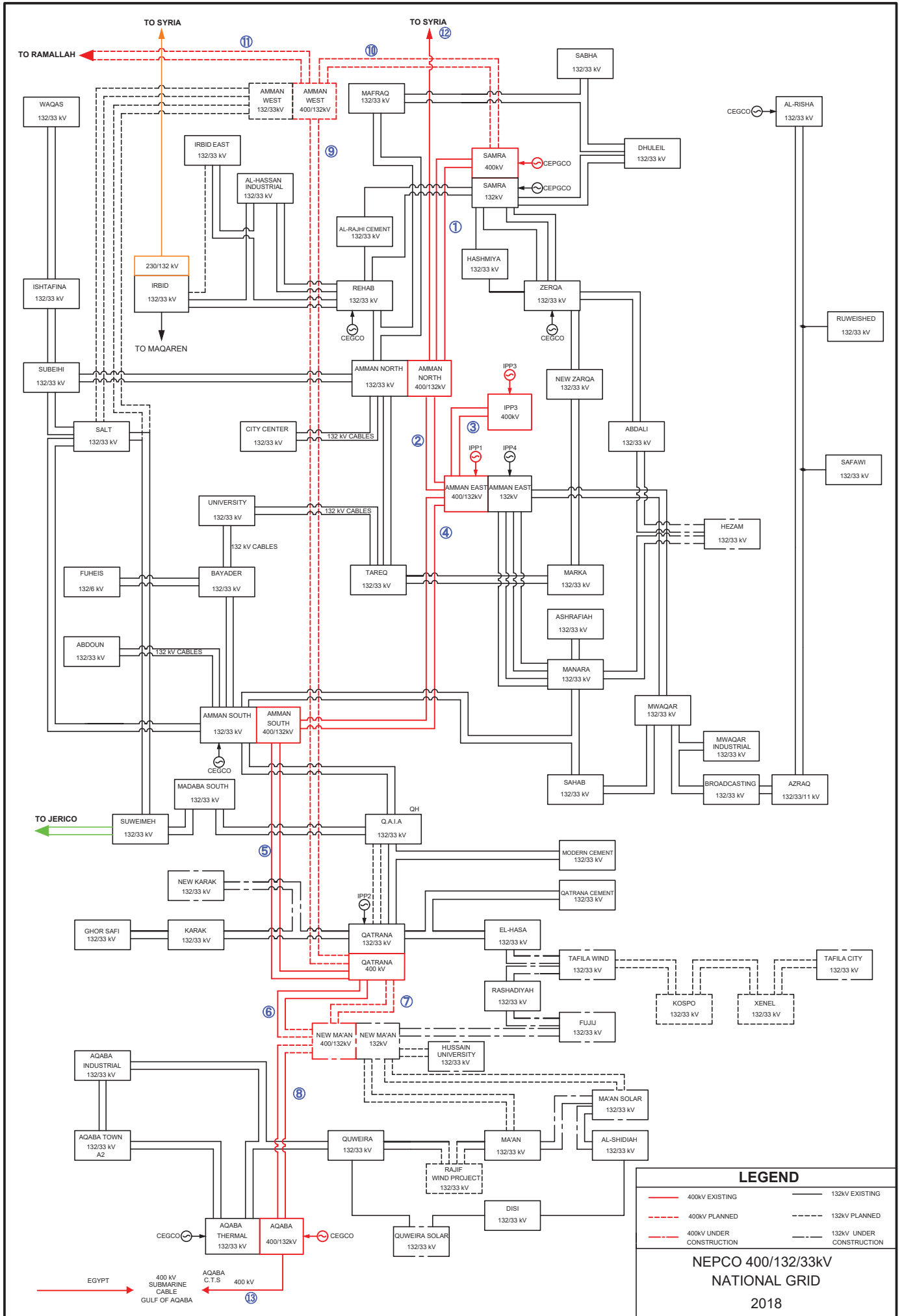
図 1-22 アカバ変電所 132kV Quweira 変電所向け送電線 1 回線停止

1-8 電力需給状況および系統解析のまとめ

ヨルダンの電力需給状況について、NEPCO のアニュアルレポートより確認した。電力需要は 5% 程度で伸びており、季節的な特徴が無いことを確認した。電力供給力は汽力発電所が廃止され、コンバインドサイクル発電所や再生可能エネルギーの導入が進められている。

保護継電器取り換え中の系統状況について、系統解析を実施し過負荷送電線や過負荷変圧器、変電所の電圧について確認を行った。その結果、過負荷送電線や過負荷変圧器が無いことを確認し、変電所の電圧も適切に維持できることを確認した。ただし、アカバ変電所から New Ma'an 変電所 400kV 送電線が 2 回線停止する状況が予想される場合は、アカバ変電所の 400kV/132kV 変圧器や 132kV 送電線が過負荷とならないよう潮流状況を確認する必要がある。

[資料] 6. ヨルダン電力系統図



LEGEND

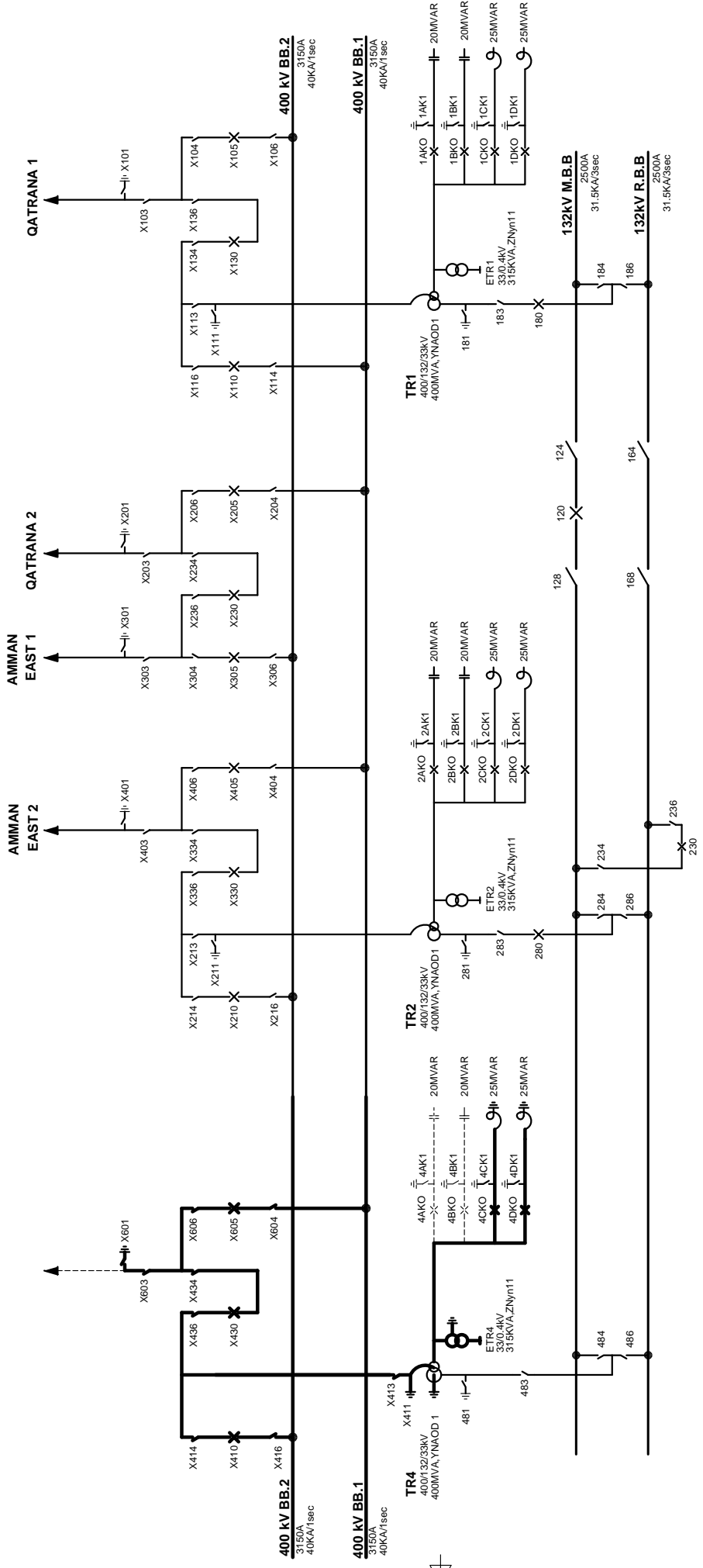
—	400kV EXISTING	—	132kV EXISTING
- - -	400kV PLANNED	- - -	132kV PLANNED
— (with red outline)	400kV UNDER CONSTRUCTION	- - - (with red outline)	132kV UNDER CONSTRUCTION

NEPCO 400/132/33kV
NATIONAL GRID
2018

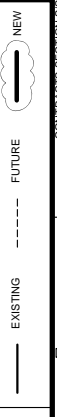
[資料] 7. 變電所單線結線圖

8
7
6
5
4
3
2
1

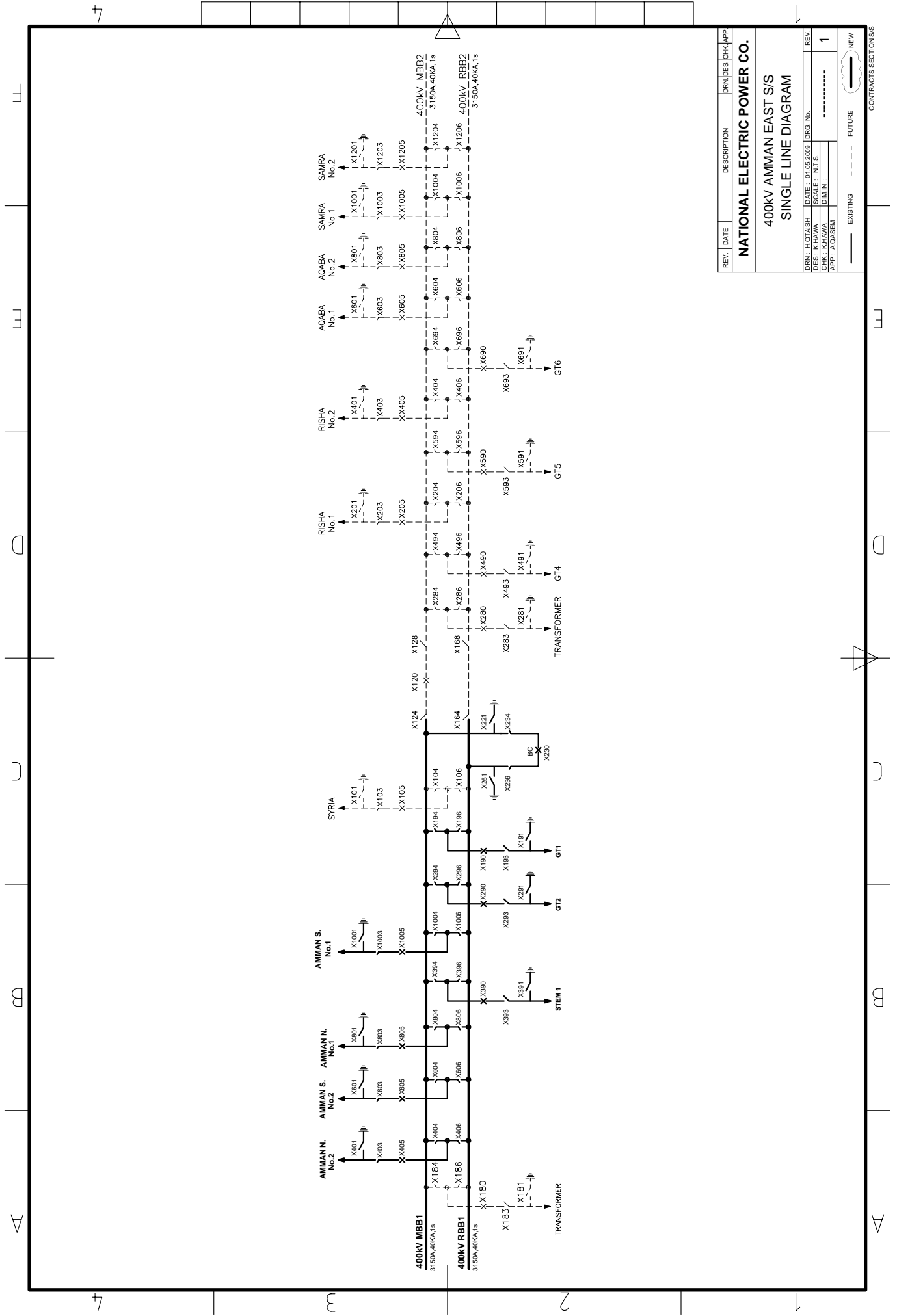
A B C D E F



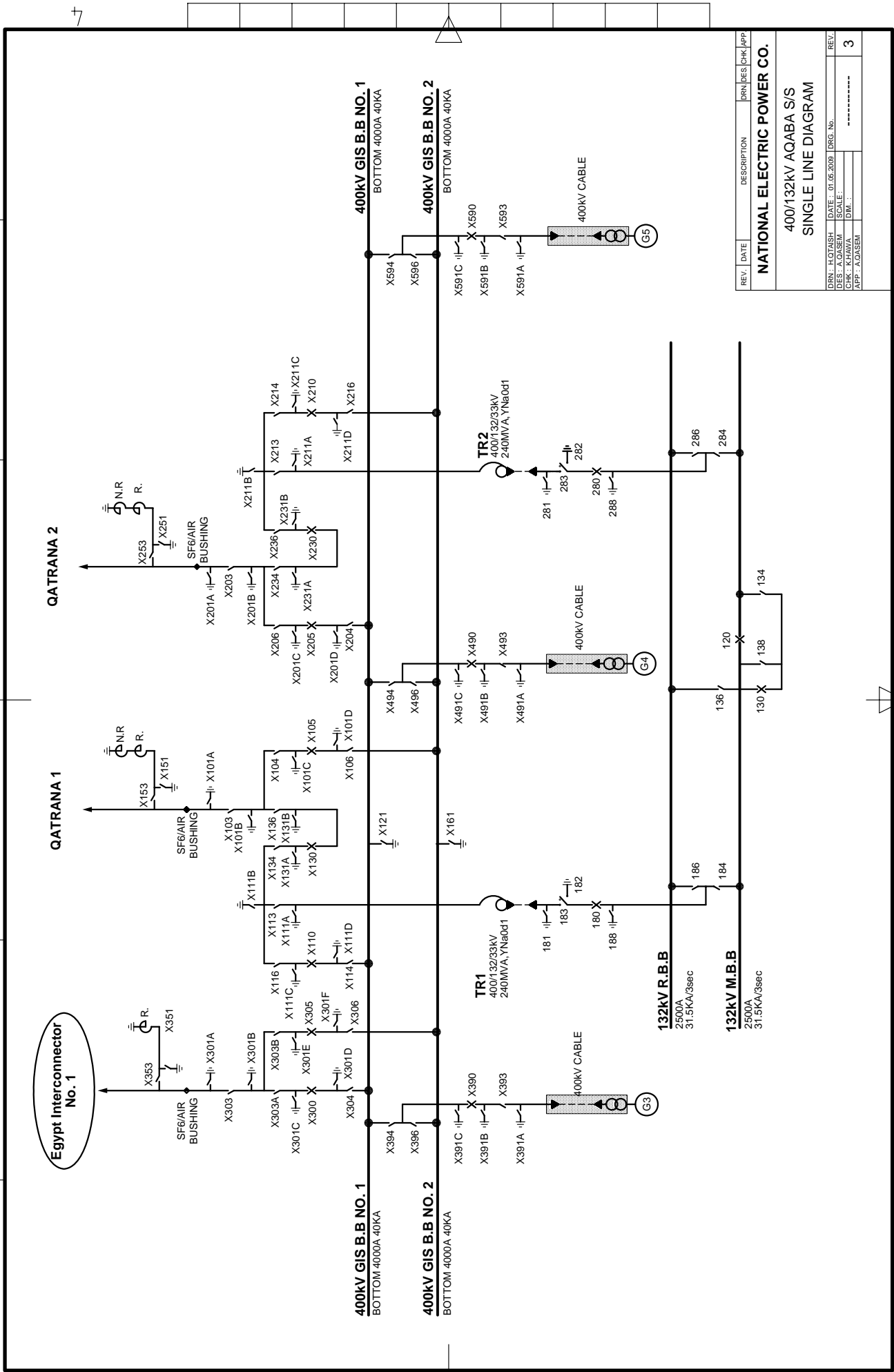
REV.	DATE	DESCRIPTION	DRN	DES.	CHK.	APP.
NATIONAL ELECTRIC POWER CO.						
400/132/33kV AMMAN SOUTH S/S						
SINGLE LINE DIAGRAM						
DRN.	T. HEKMAT	DATE: 01.06.2008	DRG. No.			
DES.	A. NAZZAL	SCALE: 1:1				
CHK.	K. HAWA	DIM.	1-1-5-2-E3-0005 0			
APP.	A. GANSEW					



7
6
5
4
3
2
1

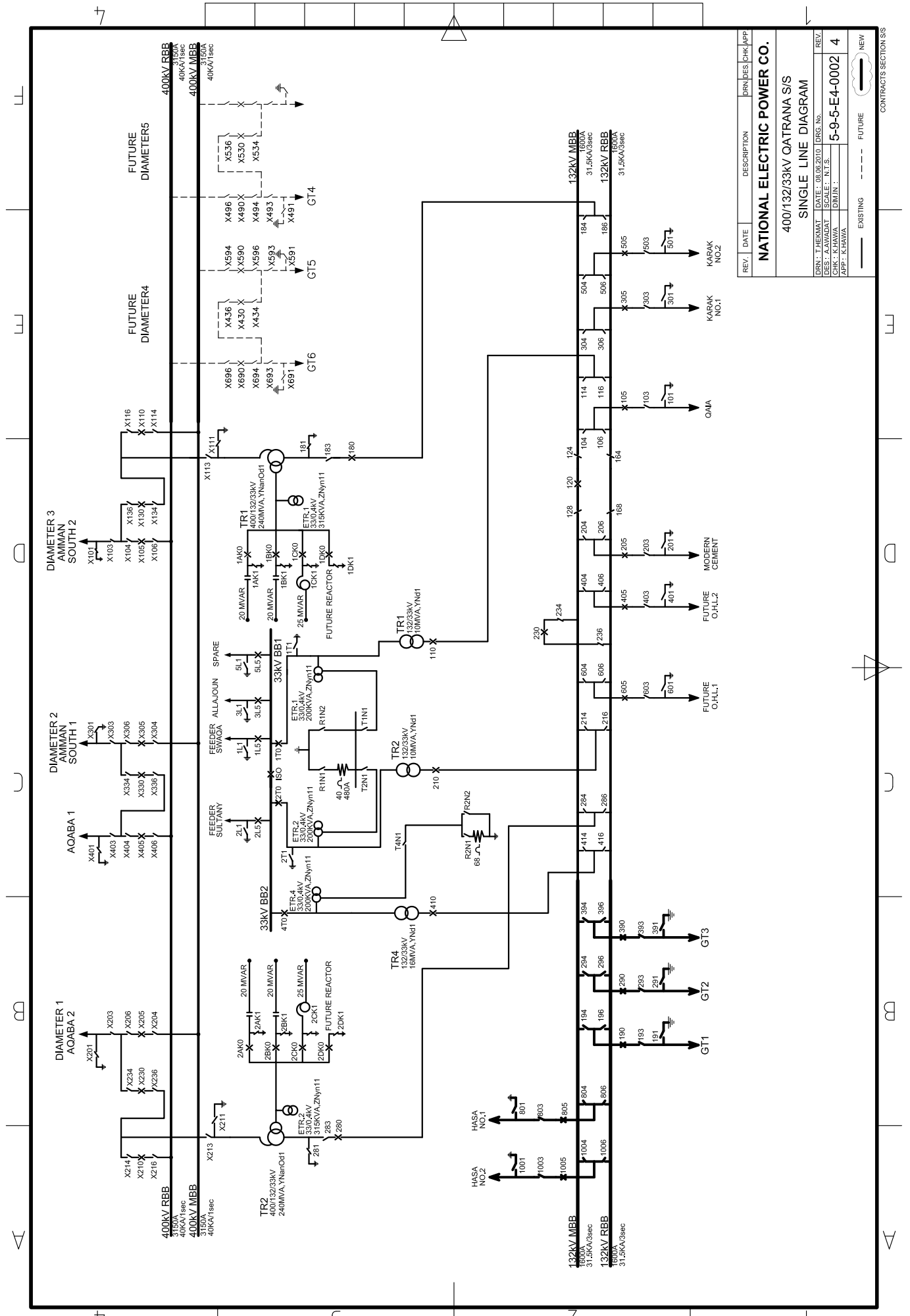


REV.	DATE	DESCRIPTION	DRN	DSES	CHK	APP
NATIONAL ELECTRIC POWER CO.						
400kV AMMAN EAST S/S						
SINGLE LINE DIAGRAM						
DRN: H.OTASH	DATE: 01.05.2009	DRG. No.				
DES: K.HAWA	SCALE: N.T.S.	REV.				
CHK: K.HAWA	DM/IN:	1				
APP: A.QASEB						
		---	EXISTING	---	FUTURE	---
				CONTRACT'S SECTIONS		



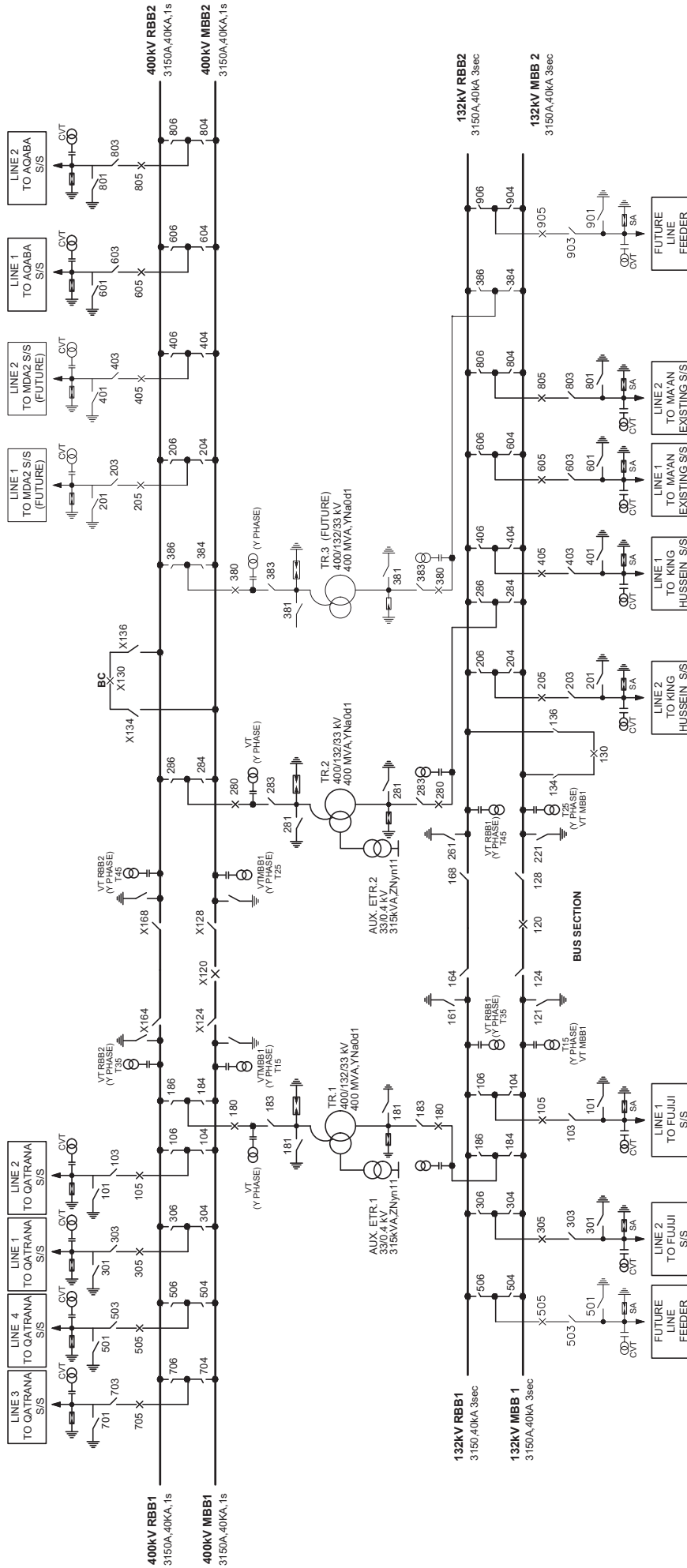
REV.	DATE	DESCRIPTION	DRN	DVS	CHK	APP
NATIONAL ELECTRIC POWER CO.						
400/132kV AQABA S/S						
SINGLE LINE DIAGRAM						
DRN: H.OTASH	DATE: 01.05.2009	DRG. No.:				
DES: A.QASEM	SCALE:					
CHK: K.HAWA	DM: .					
APP: A.QASEM						
REV.:						
3						

DESIGN SECTION/S



REV.	DATE	DESCRIPTION	DRN	DSES	CHK	APP
4	08.09.2010	400/132/33KV OATRA NA S/S SINGLE LINE DIAGRAM				
NATIONAL ELECTRIC POWER CO.						
400/132/33KV OATRA NA S/S						
SINGLE LINE DIAGRAM						
DRN: T. JHEMAT	DATE: 08.09.2010	DRG. NO.				
DES.: A. AWADAT	SCALE: N.T.S.	DRG. NO.				
CHK.: K. HAWA	DRN:	5-9-5-E4-0002				
APP.: K. HAWA	DRN:					
		EXISTING	-----		FUTURE	-----
		NEW	-----			

CONTRACT'S SECTION 8/5



REV.	DATE	DESCRIPTION	DRN	DES	CHK	APP.
01	14.03.2014					

NATIONAL ELECTRIC POWER CO.

**400/132kV NEW MAYAN S/S
SINGLE LINE DIAGRAM**

REV.	DRN	DES	CHK	APP.
01	14.03.2014			

DRN	DES	CHK	APP.
H.Q.TAMISH	DATE: 04.09.2016	DRG. No.	
D/S: M. PARAGOUTH	SCALE: 1:1		
APP: W. AL-SAYED	DMR: ...		
APP: A. ZEUBI			

TENDER No. 62/2015



Preparatory Survey for the Project for Enhancing Power System Operating Capacity in the Hashemite Kingdom of Jordan

2nd Survey, Equipment list & Confirmation Items

March., 2023 (15 Mar. Revision)

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)
ASIA ENGINEERING CONSULTING CO., LTD. (AEC)
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD. (TEPCO)
NIPPON KOEI CO., LTD

1



Contents



1. Summary of the equipment to be renewed
2. Quantity of 400kV protection relays
 - 2.1 400kV Amman South S/S
 - 2.2 400kV Amman East S/S
 - 2.3 400kV AQABA S/S
 - 2.4 400kV AQABA Cable end station
3. Quantity of 132kV protection relays
 - 3.1 132kV AQABA S/S
 - 3.2 132kV Amman South S/S
4. Relay Unit Dimensions (typical examples)
5. Test equipment and Relay setting tools (PC & software)

2



1. Summary of the equipment to be renewed

Substation	Classification of protection	Renewal method	Work spot
Amman South	400kV Transmission line	Replace relay units	Existing relay panel
	400kV/132kV Transformer	ditto	ditto
	400kV Busbar	ditto	ditto
	132kV Transmission line	ditto	ditto
	132kV/33kV Transformer	ditto	ditto
	132kV Busbar	ditto	ditto
Aqaba	400kV Transmission line	ditto	ditto
	400kV/132kV Transformer	ditto	ditto
	400kV Busbar	ditto	ditto
	132kV Transmission line	Replace relay panel	New relay room
	132kV/33kV Transformer	ditto	ditto
	132kV Busbar	ditto	ditto
Aqaba Cable End terminal	400kV Cable line (Egypt interconnector)	Replace relay panel	Existing panel space
Amman East	400kV Transmission line (Amman South line)	Replace relay units	Existing relay panel

3



2. Quantity of 400kV protection relays

Protection type	Kind of Relays	remarks	unit quantity				total	panel aqaba cable ends	Spare relay
			amman south	amman east	Aqaba	aqaba cable end			
Transmission line protection	current differential relay	Integrated type such as distance relay, overcurrent relay, voltage relay.	4	4		1	9	3	
	distance relay	Integrated overcurrent relay, voltage relay, overload protection.	4		6		10	2	
	Hig-impedance differential relay	Stub protection	8		6		14	4	
	Autorecloser				3			1	
	undervoltage relay	grounding interlock				0	0	0	
Out-of-step protection	Distance type out-of-step relay	Egypt interconnector			1		1		
Shunt reactor (ShR) protection	overcurrent relay				5		5	1	
	High-impedance differential relay				6		6		
Breaker failure protection & control (DIAMETER)	Overcurrent relay (CBF)		18		22		40	5	
	Synchronization confirmation relay		9		8		17	2	
Transformer protection (400kV/132kV transformers, generator transformers)	Biased differential relay		4		7		11	2	
	High-impedance differential relay		4		4		8		
	overcurrent relay		2		0		2		
	undervoltage relay				0		0		
Busbar protection	High-impedance differential relay		8		8		16		
Overvoltage protection	overvoltage relay				0		0	0	
Relay setting tool (laptop PC)			1	1	1	1	4		

4



2. 1-1 400kV Amman South S/S Qatrana 1, 2L



Q'ty /1L

Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
Distance	Main1	ALSTOM	SHNB 102	STATIC	Distance	numerical	AR, FL, Mutual coupling, DOC, DEF,OV integrated	1
Circulating		ALSTOM	MCAG34	STATIC	High-imp Diff.	numerical		1
Overvoltage		ALSTOM	KVFG142	STATIC				
Distance	Main2	MERLIN GERIN	SEL S21	STATIC	Distance	numerical	ditto	1
AR		MERLIN GERIN	S79	STATIC				
FL		GEC ALSTOM	DLDS 3000	STATIC				
Mutual coupling		GEC ALSTOM	BCHMore	STATIC				
Current flow checking		MCTI	MCTI39	STATIC				
Circulating		ALSTOM	MCAG34	STATIC	High-imp Diff.	numerical		1
Overvoltage		ALSTOM	KVFG142	STATIC				

- A numerical distance relay includes “AR, FL, Zero-phase-sequence coupling compensation, DOC, OV, DEF etc”. Distance protection will be used for zone1 to zone3 for forward direction and zone4 for reverse direction.
- Qatrana 2L has SEL-321 numerical distance relay. It will be replaced.

5



2. 1-2 400kV Amman South S/S Amman East 1, 2L



Q'ty /1L

Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
Distance	Main1	ALSTOM	SHNB 102	STATIC	Current Differential	numerical	Distance, AR, FL, Mutual coupling, OC, OV integrated	1
Circulating		ALSTOM	MCAG34	STATIC	High-imp Diff.	numerical		1
Overvoltage		ALSTOM	KVFG142	STATIC				
Distance	Main2	MERLIN GERIN	SEL S21	STATIC	Current Differential	numerical	Distance, AR, FL, Mutual coupling, OC, OV integrated	1
AR				STATIC				
FL				STATIC				
Current flow checking		MCTI	MCTI39	STATIC				
Circulating		ALSTOM	MCAG34	STATIC	High-imp Diff.	numerical		1
Overvoltage		ALSTOM	KVFG142	STATIC				

- A numerical current differential relay includes “Distance, AR, FL, Zero-phase-sequence coupling compensation, DOC, DEF, OV etc”.

6



2. 1-3 400kV Amman South S/S Transformer 1T, 2T



Q'ty /1T

Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty
Differential	Main1	ALSTOM	MBCH13	STATIC	Differential		1
Physical							
OC	Main2	ALSTOM	MGCC82	STATIC	Differential	OC, Overfluxing, Neutral OC, 33kV OC integrated	1
Overfluxing				STATIC			
Neutral OC		ALSTOM	MCGG22	STATIC			
33KV OC		ALSTOM	MCGG63	STATIC			
Earth fault over current (for earthing transformer)		ALSTOM	MCGG22	STATIC	OC		1
HV CIRCULATING CURRENT		ALSTOM	MCAG34	STATIC	High Imp.		1
Circulating current		ALSTOM	MCAG34	STATIC	High Imp.		1

- A numerical differential relay (Bias) includes “Overfluxing (overexcitation), OC (primary, secondary, tertiary and neutral) etc”.
- A numerical differential relay can provide trip orders and display for physical relay operation from BI input.
- It is O.K that overfluxing have 1-phase VT input.

7



2. 1-4 400kV Amman South S/S Busbar protection



Existing relays					New relays		
Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty
High Imp.	Main1	ALSTOM	MCAG34	Electro Mech.	High Imp.		4
High Imp.	Main2	ALSTOM	MCAG34	Electro Mech.	High Imp.		4

Q'ty /1Bus+2Bus total

- A numerical high-impedance differential relay can reuse existing the varistor (nonlinear resistance may be Metrosil®) and the stabilizing resistor.

8



2. 1-5 400kV Amman South S/S DIAMETER CB



Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty	Q'ty /1DIAMETER
CBF-A	Main1	ALSTOM	MCTI		OC (CBF)		1	
CBF-B	Main2	ALSTOM	MCTI		OC (CBF)		1	
Short zone A					OC		0	
Short zone B					OC		0	
Synchro checking					Synchro checking		1	
OC	Main1	ALSTOM	MCTI		OC (CBF)		1	
OC	Main2	ALSTOM	MCTI		OC (CBF)		1	
Short zone A					OC		0	
Short zone B					OC		0	
Synchro checking					Synchro checking		1	
OC	Main1	ALSTOM	MCTI		OC (CBF)		1	
OC	Main2	ALSTOM	MCTI		OC (CBF)		1	
Short zone A					OC		0	
Short zone B					OC		0	
Synchro checking					Synchro checking		1	

- OC for CBF and Short zone is common IED. (One OC relay has CBF function and OC functions.)
- Timers for CBF and Short zone are separated from each other.

9



2. 2 400kV Amman East S/S Amman South 1, 2L



Existing relays					New relays		Q'ty /1L
Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty
Distance	Main1	SIEMENS	7SA522	Numerical	Current Differential	Distance, AR, FL, Mutual coupling, OC, OV integrated	1
BF		SIEMENS	7VK611	Numerical			
Distance	Main 2	AREVA	P437	Numerical	Current Differential	Distance, AR, FL, Mutual coupling, OC, OV integrated	1
BF		SIEMENS	7VK611	Numerical			
AR		SIEMENS	7VK611	Numerical			

- A numerical current differential relay includes "Distance, AR, FL, Zero-phase-sequence coupling compensation, DOC, DEF, OV etc".

10



2. 3-1 400kV AQABA S/S Egypt Interconnector 1L



Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
Distance	Main1	Alstom	Shnb102	Static	Distance	numerical		1
Distance	Main 2	ABB	REZ	Static	Distance	numerical		1
DIFF-1, STUB		REYROLL	B3	Static	DIFF-1, STUB	numerical	High-Imp.	1
DIFF-2, STUB		REYROLL	B3	Static	DIFF-2, STUB	numerical	High-Imp.	1
SYNC	Common	ABB	RES010	Static			Integrated in distance	
AR		GEC ALSTOM	LFAA102	Static			Integrated in distance	1
OVR1		REYROLL	TEB/AR111	Static			Integrated in distance	
OVR2		REYROLL	TEB/AR111	Static			Integrated in distance	
85-1		REYROLL	TR112	Static				
85-2		REYROLL	TR112	Static				

A numerical distance relay includes “AR, FL, Zero-phase-sequence coupling compensation, DOC, DEF, OV etc”. AR should be installed on a common panel because of complicated wirings.

11



2. 3-2 400kV AQABA S/S Egypt Interconnector 1L



Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
OLR 132kV feeder	CB X300	SIEMENS	7SR5111	Static			Integrated in distance	
OLR 400kV Syria		REYROLL	2DAB	Static			Integrated in distance	
CBF-1		REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-1	numerical		1
CBF-2	CB X305	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-2	numerical		1
SYNC		REYROLL		Static	SYNC	numerical		1
CBF-1		REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-1	numerical		1
CBF-2		REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-2	numerical		1
SYNC		REYROLL		Static	SYNC	numerical		1

- A numerical distance relay includes “Thermal overload function” and it is acceptable.

12



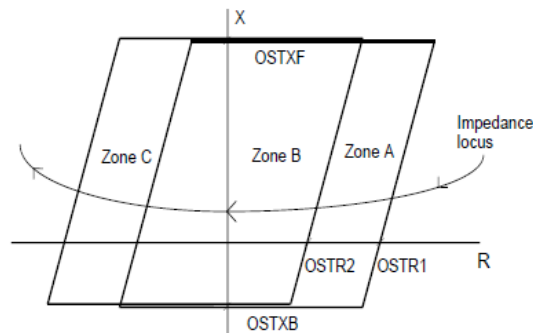
2. 3-2 400kV AQABA S/S Egypt Interconnector 1L (continued)

An example of out-of-step protection as impedance type that can be included in distance relay for transmission line protection.

But it may not be same function of impedance type.

Please tell us the function and scheme of the existing relay by sending manual.

out-of-step locus passes from Zone A → Zone B → Zone C (or Zone C → Zone B → Zone A) and remains in Zones A and C for the detection time (TOST).



13



2. 3-3 400kV AQABA S/S ShR for Egypt Interconnector 1L

Existing relays					New relays		
Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty
OC51-OC	SHR	REYROLL	2DCC	Static	OC		1
DIFF-1		REYROLL	B3	Static	DIFF	High-Imp.	1
87-1 CC							
DIFF-2		REYROLL	B3	Static	DIFF	High-Imp.	1
87-2 CC							

- A numerical high-impedance differential relay can reuse existing the varistor (nonlinear resistance may be Metrosil®) and the stabilizing resistor.
Could you clarify the type of Metrosil® and value of stabilizing resistor which existing relay panel applied, and also, existing high-impedance diff. relays' settings.

14



2. 3-4 400kV AQABA S/S New Ma'an 1L,2L



Q'ty /1L

Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
Distance	Main1	Alstom	Shnb102	Static	Distance	numerical		1
Distance	Main 2	ABB	REZ	Static	Distance	numerical		1
DIFF-1, STUB		REYROLL	B3	Static	OC1-Stub	numerical	High-Imp.	1
DIFF-2, STUB		REYROLL	B3	Static	OC2-Stub	numerical	High-Imp.	1
AR		Common	GECs	LFAA 102	Static			Integrated in distance
50-AR	REYROLL		2DAB	Static			Integrated in distance	
OC51-OC	SHR	REYROLL	2DCC	Static	OC	numerical		1
DIFF-1 87CC		REYROLL	B3	Static	DIFF	numerical	High-Imp.	1
DIFF-2 87CC		REYROLL	B3	Static	DIFF	numerical	High-Imp.	1
THMAL OC		ABB	RAVK1	Static			Natural OC	1

- A numerical distance relay includes “AR, FL, Zero-phase-sequence coupling compensation, DOC, DEF, OV etc”.
- Could you clarify the type of Metrosil® and value of stabilizing resistor which existing relay panel applied, and also, existing high-impedance diff. relays’ settings.
- A numerical OC relay (for SHR) has 50, 51 and thermal OC element. **But THAML OC uses natural CT.**
- **AR should be installed on a common panel.**

15



2. 3-4 400kV AQABA S/S New Ma'an 1L,2L



Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
CBF-1	CB X130	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-1	numerical		1
CBF-2	X230	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-2	numerical		1
SYNC		REYROLL		Static	SYNC	numerical		1
CBF-1	CB X105	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-1	numerical		1
CBF-2	X205	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-2	numerical		1
SYNC		REYROLL		Static	SYNC	numerical		1

16



2. 3-5 400kV AQABA S/S INTER BUS TR1, TR2



Q'ty /1T

Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty	
Bias Diff. (P, S)	Main1	REYROLL	DUOBIAS	Static	Bias. Diff	numerical	1	
Hi Imp DIFF 87HVC (P, S)	MAIN 2	REYROLL	B3	Static	High-Imp.	numerical	1	
87CC (P, S, N)		REYROLL	B3	Static	High-Imp.	numerical	1	
(Bias. Diff)					Bias. Diff	numerical	1	
OC EF		REYROLL	2DCC	Static	OC EF		included in Bias Diff.	
EF 50T		REYROLL	SEF	Static	EF		included in Bias Diff.	
EF51		REYROLL	SEF	Static	EF		included in Bias Diff.	
CBF-1		X110	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-1	numerical	1
CBF-2	X210	REYROLL	2DAB	Static	OC-CBF-2	numerical	1	
SYNC		REYROLL		Static	SYNC	numerical	1	

- A numerical differential relay (Bias) includes “Overfluxing (overexcitation), OC (primary, secondary, tertiary and neutral) etc”.
- Bias Diff has OC elements and EF elements for primary, secondary and tertiary circuit.
- Could you clarify the type of Metrosil® , value of stabilizing resistor and relay setting value for B3 relays?

17



2. 3-6 400kV AQABA S/S Busbar 1, 2



Existing relays					New relays		
Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Remarks	Q'ty
High Imp.	87 1/1	REYROLL	DAD3	Static	High Imp.	High Imp.	2
Trip 1	87 2/1	REYROLL	DAD3	Static	High Imp.	High Imp.	2
High Imp.	87 1/2	REYROLL	B3	Static	High Imp.	High Imp.	2
Trip 2	87 2/2	REYROLL	B3	Static	High Imp.	High Imp.	2

Q'ty /1BUS+2BUS total

- Could you clarify the type of Metrosil® , value of stabilizing resistor and relay setting value for B3 relays?

18



2. 3-7 400kV AQABA S/S Voltage Protection & Generator TR1,2,3



Facility Name	Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
Voltage protection	Over voltage		REYROLL	B68	Static				0
			SIEMENS						0
Generator Transformer	Bias. Diff	Main1	REYROLL	DUOBIAS	Static	Bias. Diff	numerical		3
3, 4, 5	27-MR		REYROLL	B68	Static	Undervoltage	numerical		0
(3 transformers, 2 windigs)	50-1 CBF		REYROLL	2DAB	Static		numerical		3
	50-2 CBF		REYROLL	2DAB	Static		numerical		3

Q'ty /1TR

- Voltage protection is not needed.
- 27MR is not needed.

19



2. 4 400kV AQABA Cable end station



Functions	Series	Manufacture	Model#	Type	Replacement with functions	Type	Remarks	Q'ty
Current Differential	Main1	GEC ALSTOM	LFCB 102	Numerical	Current Differential	numerical		1
voltage for Interlok		Reyrolle	B68	static	voltage			0

- Voltage relay is not needed.
- Relay unit replacement, not panel replacement.

20



3. Quantity of 132kV protection relays



Protection type	Relay method	remarks	unit quantity		total unit Q'ty	Panel Q'ty Aqaba	Spare relay
			amman south	Aqaba			
Transmission line protection	distance relay	Integrated overcurrent relay, voltage relay, overload protection,	7	4	11	4	2
	overcurrent relay	OC/EF/SEF	9	4	13		1
	Control	BCU		4	4		1
Transformer protection (400kV/132kV transformer secondary, 132kV/33kV transformer)	Biased differential		3	4	7	6	1
	High-impedance differential relay	Restricted EF	3		3		
	Current/voltage relay	OC/EF/SEF/UV/25	9	10	19		3
	Control	BCU		6	6		
Busbar protection	High-impedance differential relay	High Imp	4	4	8	4	2
	current differential relay	Low Imp.			0		0
Buscoupler Bussection	Current/voltage relay	OC/EF/SEF/UV/25	2	2	4	2	
	Control	BCU		2	2		
Relay setting tool (laptop)			1	1	2		

21



3. 1 132kV AQABA S/S



Feeder name	Main relays	Functions	type	Remarks	Relay unit Q'ty	Panel Q'ty
transmission lines	Main	Distance	numerical	AR, 25, CBF integrated	1/each	4
LINE 1 TO AQABA TOWN		or Current Diff				
LINE 2 TO AQABA TOWN	Backup	OC/EF/SEF	numerical		1/each	
LINE TO QWEIRA						
LINE TO AIE						
INTERBUS TRANSFORMER	Backup	OC/EF/OV/UV/OL	numerical	CBF Independent	1/each	2
400kV/132kV				CBF1, CBF2	2/each	
TR1, TR2						
SUBSTATION TRANSFORMER	Main	Biased DIFF	numerical	CBF integrated	1/each	4
132/33kV	Backup	OC/EF	numerical		1/each	
ST1 to ST4						
BUS COUPLER	Main	OC	numerical		1/each	1
	Voltage selection	UV/25	numerical	integrated into OC trlay	0/each	
BUS SECTIONALIZER		OC/EF/25	numerical		1/each	1
BUSBAR PROTECTION	Main	Low Impedance DIFF (Centralized type) High Imprdance	numerical	Check zone & Discretion zone	4	4

22



3. 1 132kV AQABA S/S continued



- 1) For Busbar protection, high impedance differential protection can be applied.
As distance, bias diff, OC relays for feeder protection have CBF function, CBF trip signal from above relays connect to busbar protection and busbar protection issues trip command to the related CBs.
- 2) Panel configuration
800W x 800D x 2000H mm (exclude channel base height) with front door and rear door.
- 3) MIMIC
BCU is considered to apply for MIMIC display.
- 4) Bias Diff for 132/33kV transformer has REF as low impedance zero-sequence-phase differential with neutral current. Then, high impedance diff for REF is not needed.

23



3. 2-1 132kV Amman South S/S



Feeder name	Existing Relays				New Relays	
		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty
1105 132kV RELAY PANEL ABDOUN No.2	Main	DIF	ABB REL551		NA	
	Backup	DZ	ABB REL521		NA	
		DOC/DEF	ABB REX521		NA	
	Reclose		SPAU140C		NA	
805 132kV RELAY PANEL ABDOUN No.1	Main	DIF	ABB REL551		NA	
	Backup	DZ	ABB REL521		NA	
		DOC/DEF	ABB REX521		NA	
	Reclose		SPAU140C		NA	

Above relays have already been replaced with new relays. They are out of replace target.

24



3. 2-2 132kV Amman South S/S



Feeder name		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Type	Q'ty
410 132kV RELAY PANEL 45MVA TRANSFORMER No.4	Main	DIF, HV/LV REF	ABB SPAD346C1	2012 not active product	Biased Diff	numerical	1
		Restricted Earth Fault (High Imp)	CAF		High Imp	numerical	1
	Backup	OC, EF	ABB SPAJ140C		OC/EF	numerical	1
400/132kV SGTR No.2	Secondary backup	OC, OV	MCGG, MVTD		OC/EF/OV/UV/OL/BF	numerical	1
		BF (OC)	MCT1	BF1, BF2			2
		OL	MCGG				
		Trip/Lockout	MVAJ		NA		
QAIA No.2 (BACK UP PROT)		SEF	CTU		OC/EF/SEF/25	numerical	1
		Trip CC SV	VAX				
		Tripping Relay	VAJ				
		DEAD LINE CHARGING RELAY	VAR				

CBF (BF) of SGTR is duplicated (2pcs of OC relays) which is same as AQABA Interbus Transformer 132kV side.

25



3. 2-2 132kV Amman South S/S



Feeder name		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty	
132/33kV 45MVA TRANSFORMER No.1	Main	DIF	GEC DTH31DFA1D		Biased Diff	1	
		Restricted Earth Fault (High Imp)	CAF		High Imp	1	
	Backup	OC	CDG			OC/EF	1
		EF	CDG				
			VAT				
132/33kV 45MVA TRANSFORMER No.2	Main	DIF	GEC DTH31DFA1D		Biased Diff	1	
		Restricted Earth Fault (High Imp)	CAF		High Imp	1	
	Backup	OC	CDG			OC/EF	1
		EF	CDG				
			VAT				

Restricted EF can be included in numerical biased differential relay as low impedance diff. But it is necessary to, apply high impedance differential relays because of existing CT circuit connections.

26



3. 2-3 132kV Amman South S/S



Feeder name		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty
MANARAH (BACK UP)		DOC	CDD		OC/EF/25	1
		DEF	CDD			
		25 VAR				
MANARAH (Main)	Main	DZ	YTG (analog-no use)			
		DZ	AREVA Micom P443		NA	
BUS COUPLER		OC	CDG		OC/EF	1
		Voltage selection	VARx2		UV/25	0
605 1 SAHAB (132kVOHL)	Back Up	OC.EF	CDD x4		OC/EF/25	1
		79	2 VARs			
605 1 SAHAB	Main	DZ	YTG (analog-no use)			
		DZ	AREVA Micom P443		NA	
BUSBAR PROTECTION		Tripping Relay	VAJ x12 (number of feeders?)			
BUSBAR PROTECTION		High-Imp DIF	FACx4(Discrimination)		High Imp.	4
BUSBAR PROTECTION		Tripping Relay	VAJ x8			

- Voltage selection for Bus coupler is integrated into OC relay.

27



3. 2-4 132kV Amman South S/S



Feeder name		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty
QAIA No.2 (MAIN)	Main	DOC	CDD x3		Distance	1
		FL	analog		(FL, DOC included)	
		DZ	GEC ALSTOM OPTIMHO	old digital		
QAIA No.1 (BACK UP PROT)		SEF	CTU		OC/EF/SEF/25	1
		Trip CC SV	VAX			
		Tripping Relay	VAJ			
		DEAD LINE CHARGING RELAY	VAR			
QAIA No.1 (MAIN)	Main	DOC	CDD x3		Distance	1
		FL	analog		(FL, DOC included)	
		DZ	GEC MICHROMHO(analog)			
400/132kV SGTR No.1	Secondary backup	OC, OV	MCGG, MVTD		OC/EF/OV/UV	1
		BF1,2 (OC)	2 xMCT1			2
		OL	MCGG			
		Trip/Lockout	MVAJ			

- CBF (BF) of SGTR is duplicated (2pcs of OC relays) which is same as AQABA Interbus Transformer 132kV side.
- OL for 400/132kV SGTR can be acceptable as integrated in OC.

28



3. 2-5 132kV Amman South S/S



Feeder name	Existing Relays				New Relays	
		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty
' - (OHL) not applied	Backup	OC	CDD x3		OC/EF/SEF/25	1
		SEF				
		79	VAR			
		DEAD LINE CHARGING RELAY	VAR			
		Tripping Relay	VAJ			
' - (OHL) not applied	Main	Composite time relay	CTR		Distance	1
		Tripping Relay	DTRMore			
		analog DZ	Reyrolle THR			
Bayader No.2	Backup	25 synchro check	BBC mechanical		OC/EF/SEF/25	1
		deadline charging	BBC mechanical			
		Distance	L8b, mechanical, no use			
Bayader No.2	Main	Distance repeat	BBC mechanical		Distance	1
		DOC	BBC mechanical			
		DEF	BBC mechanical			
		SEF	mechanical			
		FL	analog			
		DZ	Alstom OPTIMHO	Static		

- OC relay has AR function.

29



3. 2-6 132kV Amman South S/S



Feeder name		Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty
BUS SECTION		OC	BBC mechanical		OC/EF/25	1
		25 check synchro	BBC mechanical			
		Dead bus charging	BBC mechanical			
Bayader No.1	Backup	25 check synchro	BBC mechanical		OC/EF/SEF/25	1
		deadline charging	BBC mechanical			
		Distance	L8b, mechanical, no use			
Bayader No.1	Main	Distance repeat	BBC mechanical		Distance	1
		DOC	BBC mechanical			
		DEF	BBC mechanical			
		SEF	mechanical			
		FL	analog			
		DZ	Alstom OPTIMHO	Static		

30



3. 2-7 132kV Amman South S/S



Feeder name	Existing Relays			New Relays	
	Scheme	Type	Remarks	To be replaced with	Q'ty
AL Bayader No.3	25 check synchro	BBC mechanical		OC/EF/SEF/25	1
	deadline charging	BBC mechanical			
	Distance	L8b, mechanical, no use			
	DZ	GEC Alstom OPTIMHO	Static		
(maybe AL Bayader No.3)	Distance repeat	BBC mechanical		Distance	1
	DOC	BBC mechanical			
	DEF	BBC mechanical			
	SEF	mechanical			
	FL	SEL351A	digital		
	DZ	GEC Alstom OPTIMHO	static		
Salt 2	25 check synchro	BBC mechanical		OC/EF/SEF/25	1
	deadline charging	BBC mechanical			
	Distance	L8b, mechanical, no use			
Salt 2	Distance repeat	BBC mechanical		Distance	1
	DOC	BBC mechanical			
	DEF	BBC mechanical			
	SEF	mechanical			
	FL	SEL351A	digital		
	DZ	GEC Alstom OPTIMHO	static		

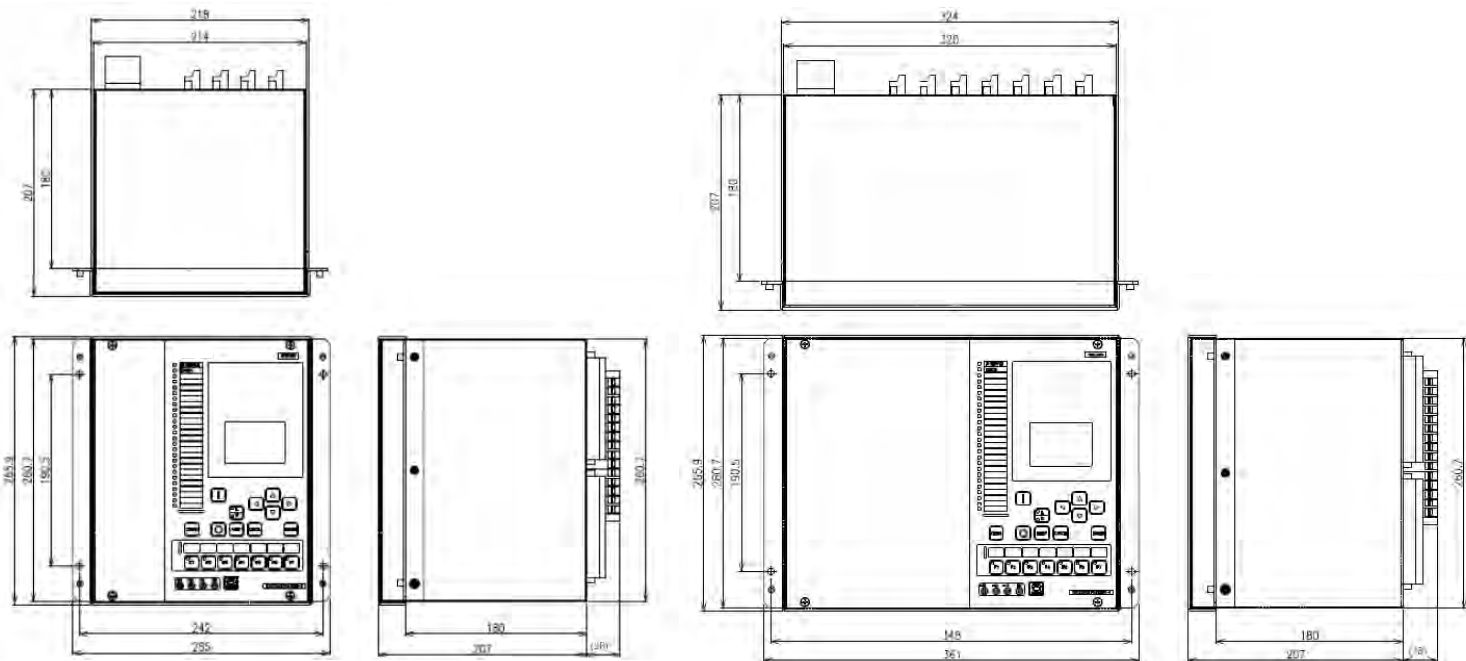
● "Salt 2" is "Bayader No.4".



4. Relay Unit Dimensions (typical examples)

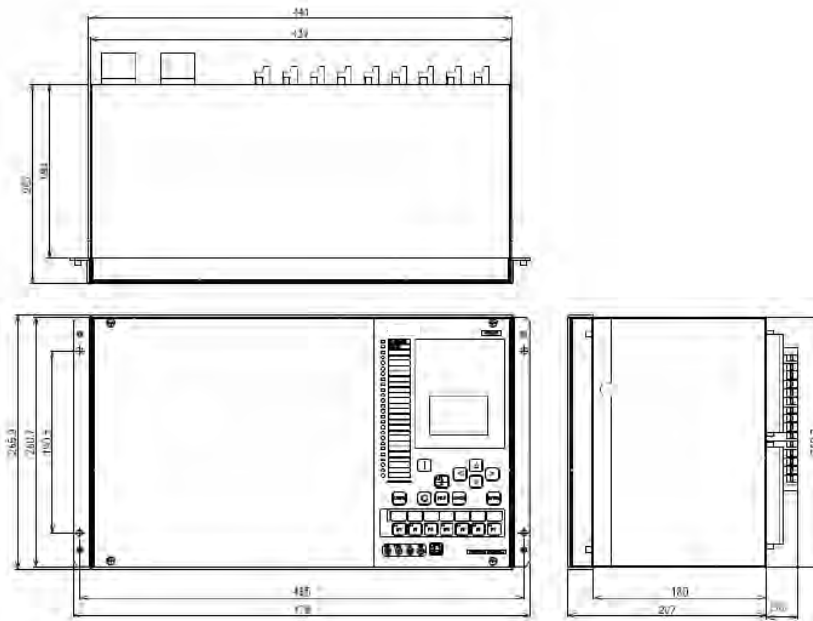


Following figures show the dimensions of relay unit. Please consider replacement work.



1/2 Size

3/4 Size



1/1 Size

Size is depends on number of BIO boards.

33

- The installation work of the protection relay will be carried out directly by NEPCO, and it is envisaged that the installation work will be carried out simultaneously at several substations. The testing equipment listed in Table 5-1 will be the provided equipment.

Table 5-1 Test equipment

Equipment name	Quantity
Relay test equipment CMC356	2
Primary injection tester CPC100	1

- Relay setting tools (PCs and Software) will be supplied.
 Laptop PCs: 6 pcs (Amman South 2, Amman East 1, Aqaba 2, Aqaba cable station 1)
 Software : 11 packages (for installation above PCs and spare 5)

34



END



Role and specifications of protection relay



Project for Integration of Variable Renewable Energy into Electric Power Network System and Enhancing Supply Reliability in Hashemite Kingdom of Jordan

- Transmission line protection -
Current differential protection

【WG1: Power Network Facilities】

March, 2022
JICA study team

1



Contents



1. *Theory and Characteristics*
2. *Scheme Logics*
3. *Communication Systems*
4. *Synchronized Sampling*
5. *Charging Current Compensation*
6. *Out-of-Step Protection*
(*Voltage phase Comparison*)
7. *Auto-Reclosing Function*
8. *Application examples of Japan to long distance line*

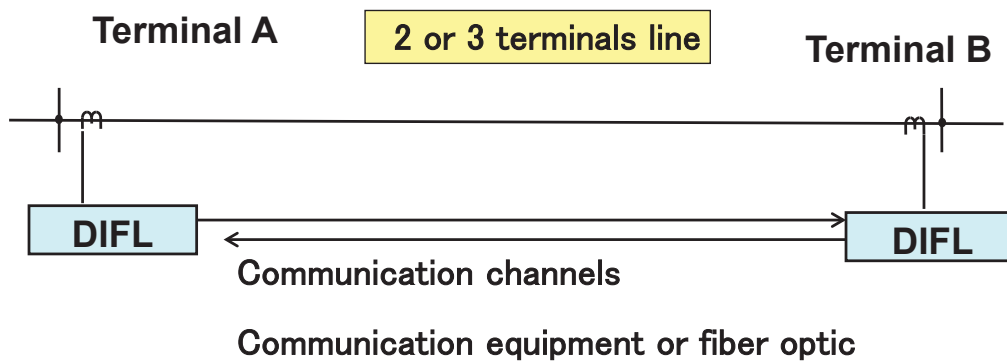
2

Current Differential Protection

Theory and Characteristics

Applications

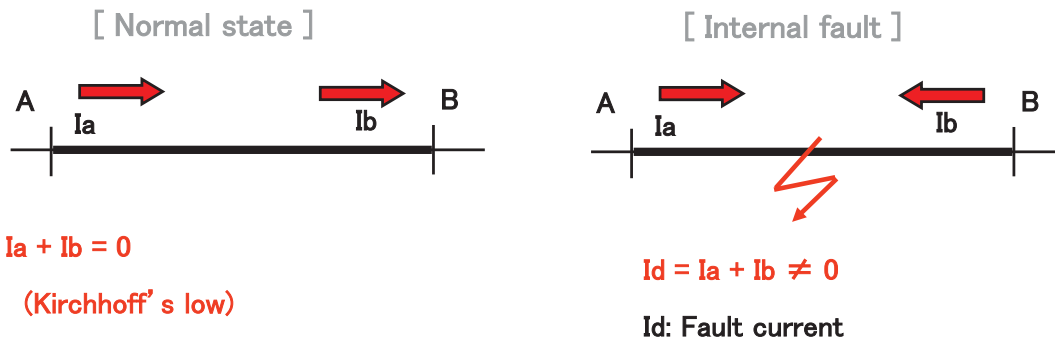
<System configuration>



This system converts instantaneous values of current, measured at each terminal into digital values which are then transmitted to the remote terminal; the differential current is calculated from the instantaneous values of current from each terminal through digital computation.

Basic theory of Current Differential Protection

<Principle>



Bold lines: Zone of protection

Ia, Ib : Inflow, outflow current

Theory equation of operation: $I_d \geq k_1 \cdot I_r + k_0$

Operating current: $I_d = |I_a + I_b|$, vector sum

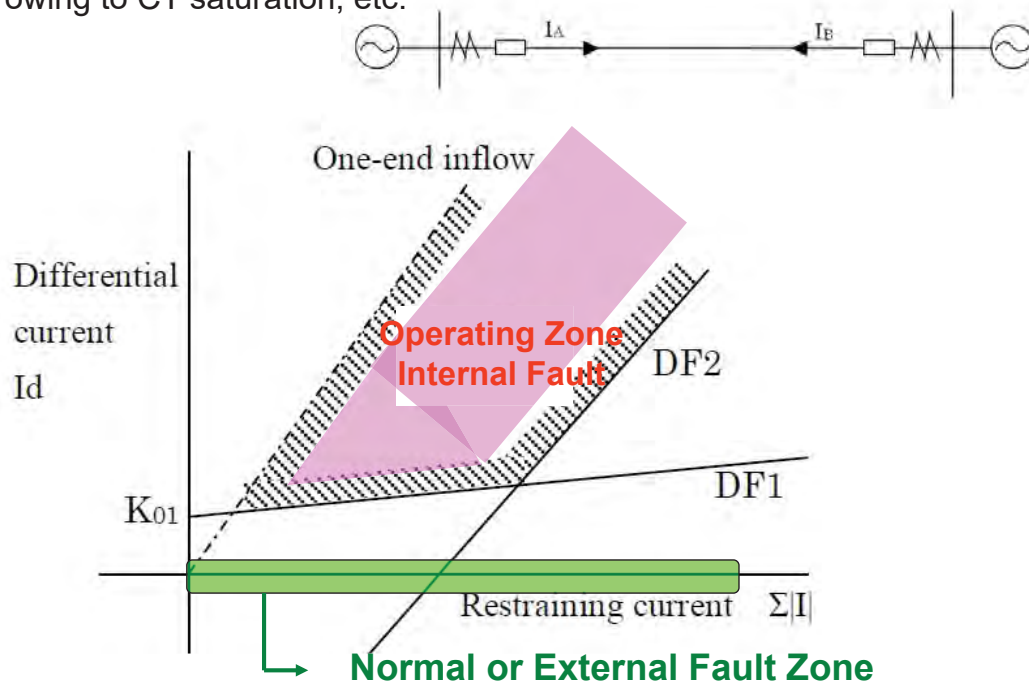
Restraint current: $I_r = |I_a| + |I_b|$, k_1, k_0 : constants

5

5

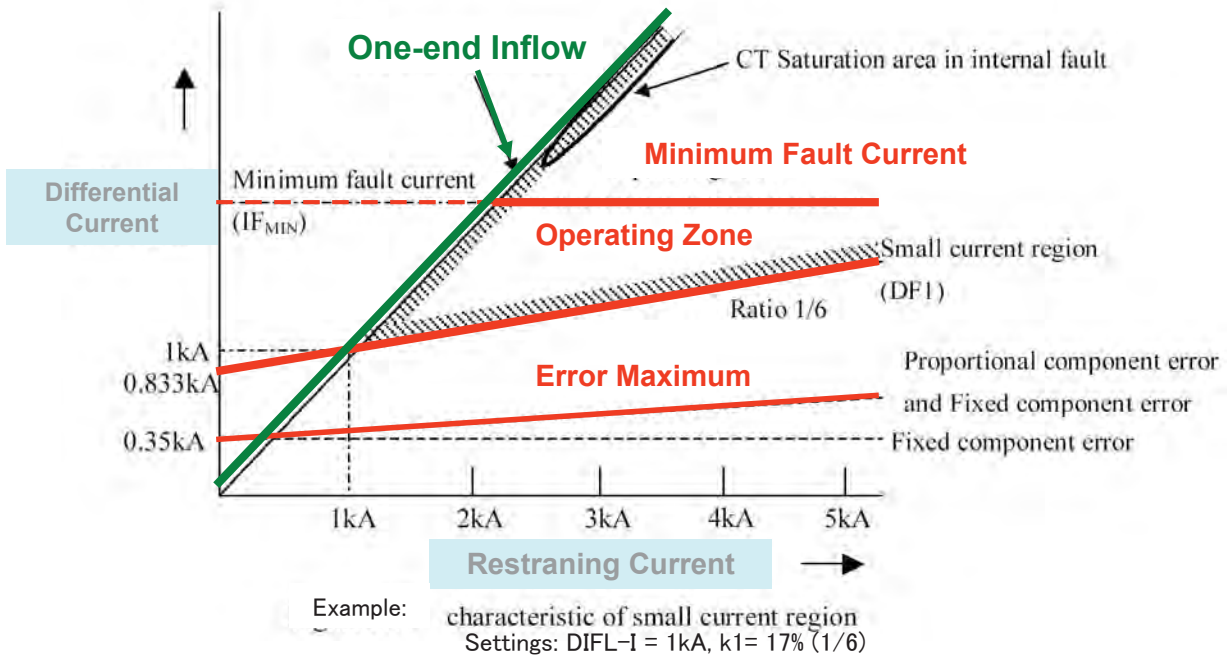
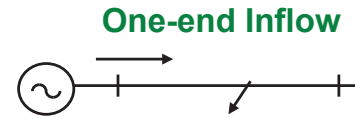
1. Theory and characteristics (Characteristics of DIFL)

The characteristic for the large current region (DF2) is provided to restrain in this region of operation because the proportional component error increases owing to CT saturation, etc.

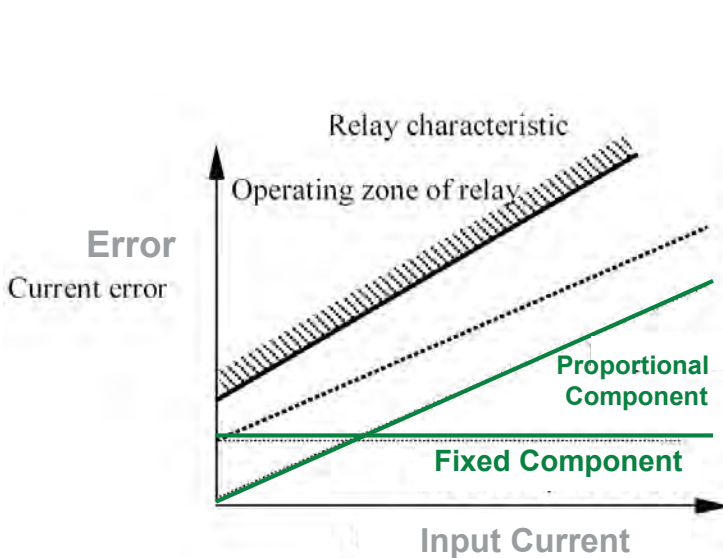


6

The percentage slope is determined from the required sensitivity for the detection of internal faults and the error current which is generated in the event of external faults.



Error Component Analysis



- Error:**
- Fixed Component**
 - Input Transformer
 - Drift of Analogue Filter
 - Quantizing Error
 - Proportional Component**
 - CT Error
 - Input Transformer
 - Gain Error of Analogue Filter
 - Filter**
 - Data Transmission Delay
 - Sampling Timing

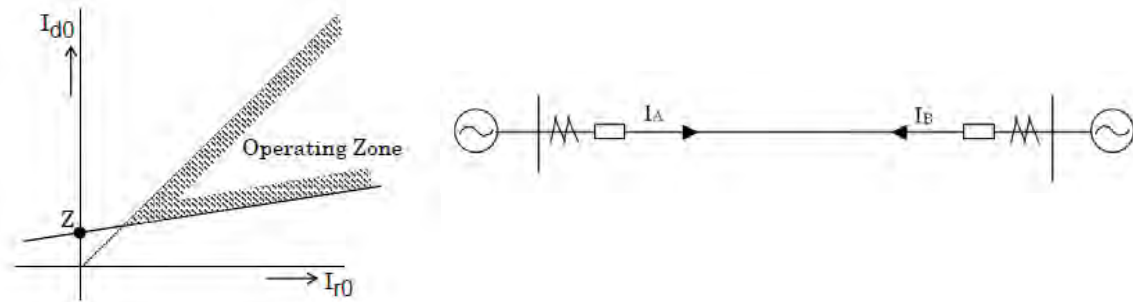
Errors relating to differential protection

Zero-sequence Current Differential (DIFGL)

DIFGL (87G)

Zero Sequence Diff. Characteristic

- High sensitivity by use of residual current
- Sensitivity not affected by load current



Theory equation of operation: $I_{d0} \geq k_0 \cdot I_{r0} + k_n$

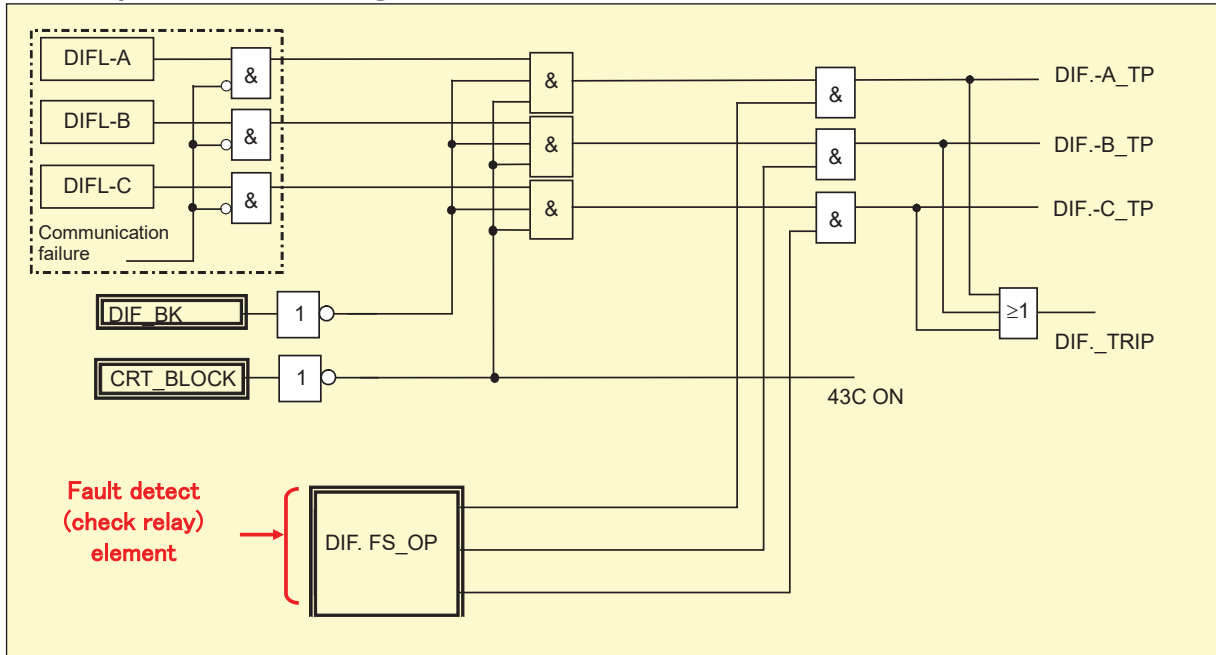
Operating current: $I_{d0} = |I_{a0} + I_{b0}|$, vector sum

Restraint current: $I_{r0} = |I_{a0}| + |I_{b0}|$, scalar sum, k_0, k_n : constants

Scheme Logics of Current Differential Protection

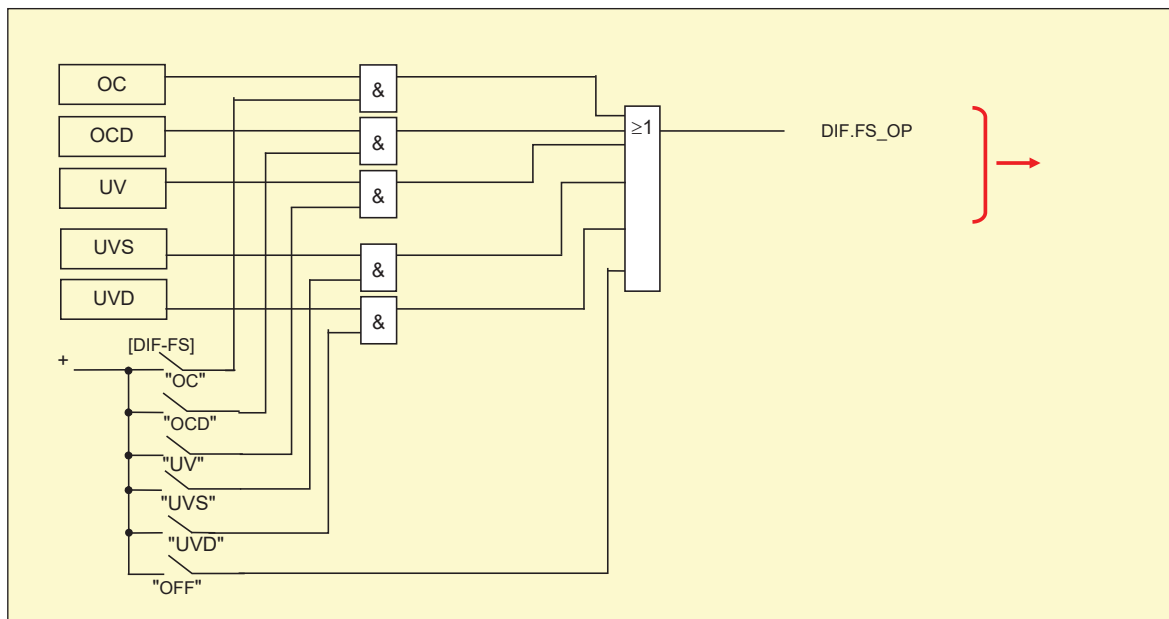
< Segregated-phase current differential protection (DIFL) >

Example of scheme logic



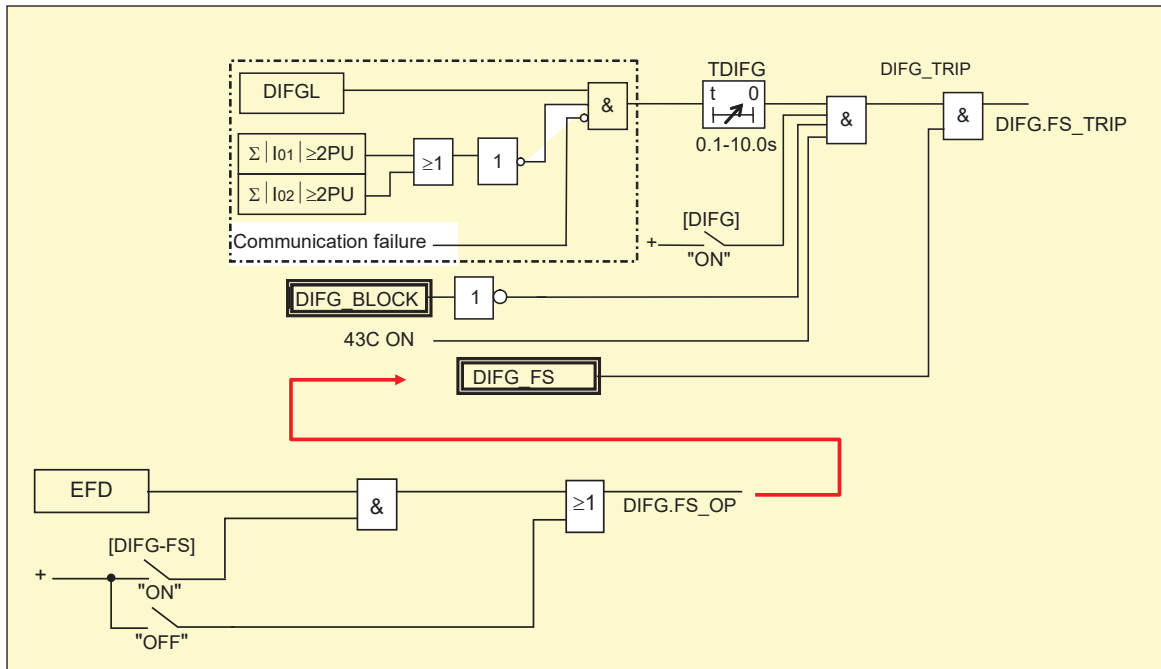
11

< fault detect (check relay) function for current differential protection >



12

Zero-phase current differential protection scheme logic

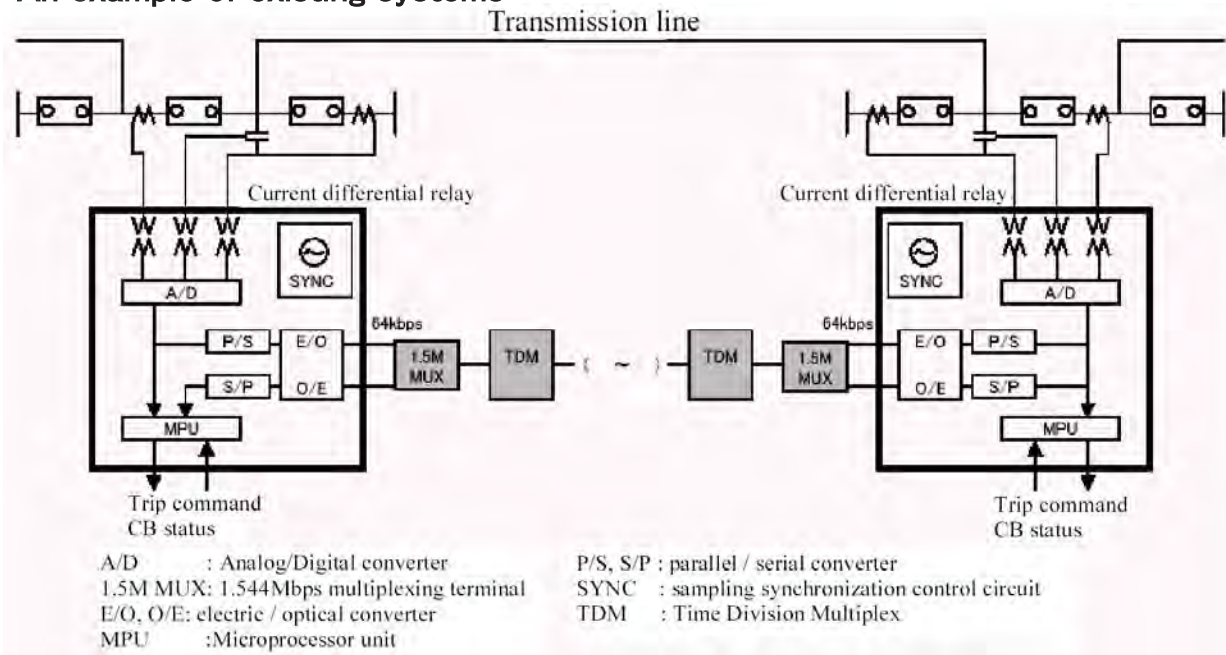


13

Communication Systems for Current Differential Protection

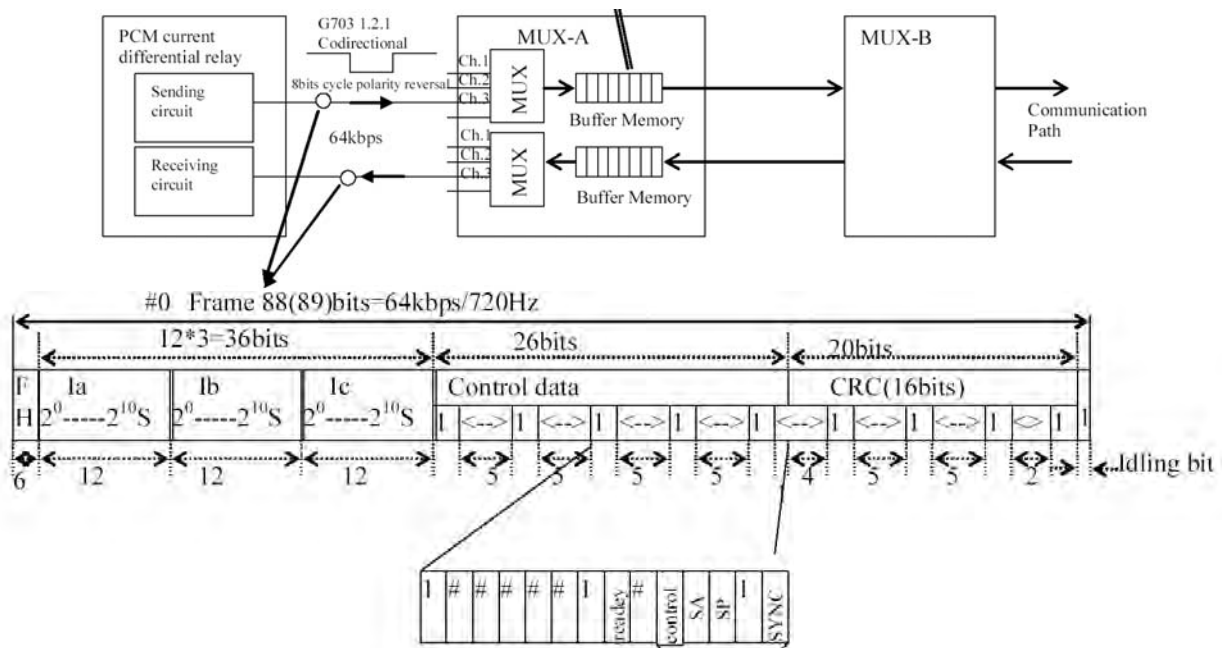
14

An example of existing systems



Configuration of the digital-type current differential relaying system

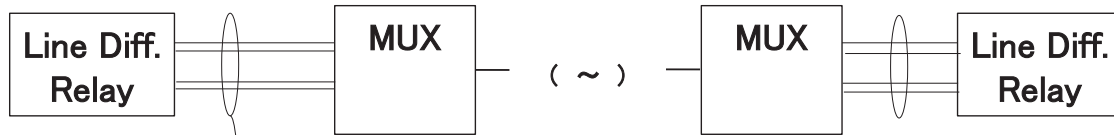
Transmission data format (example for 60Hz systems)



• fundamental wave 60Hz, Sampling frequency 720Hz

Recent standard of IEEE C37.94

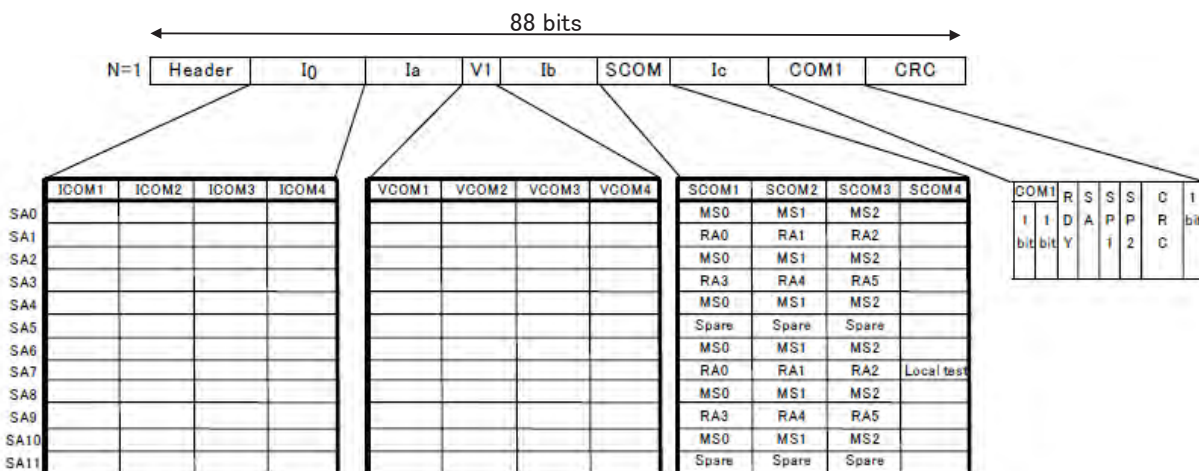
Securing clock recovery, jitter tolerance, physical connection, and spuriousness are specified by the international standard.



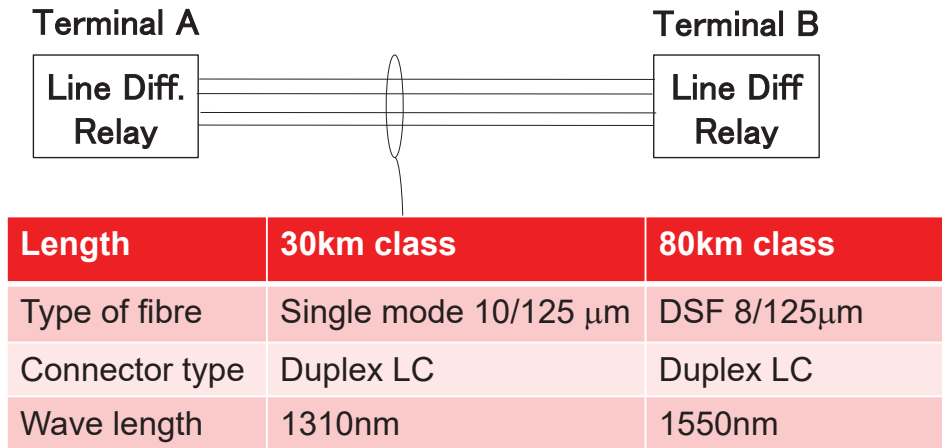
Optical interface 2km class (2048 kbps)
 Graded-Index 50/125 or 60/125 micro m
 Connector: ST type
 Wave length: 820 nm

Transmission data format (example 2)

IEEE C37.94 frame format

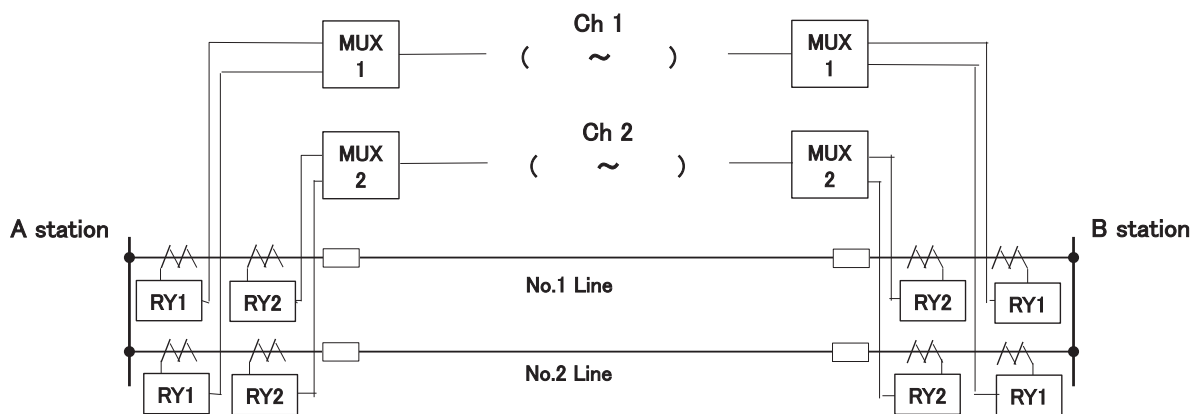


Direct fibre communication



19

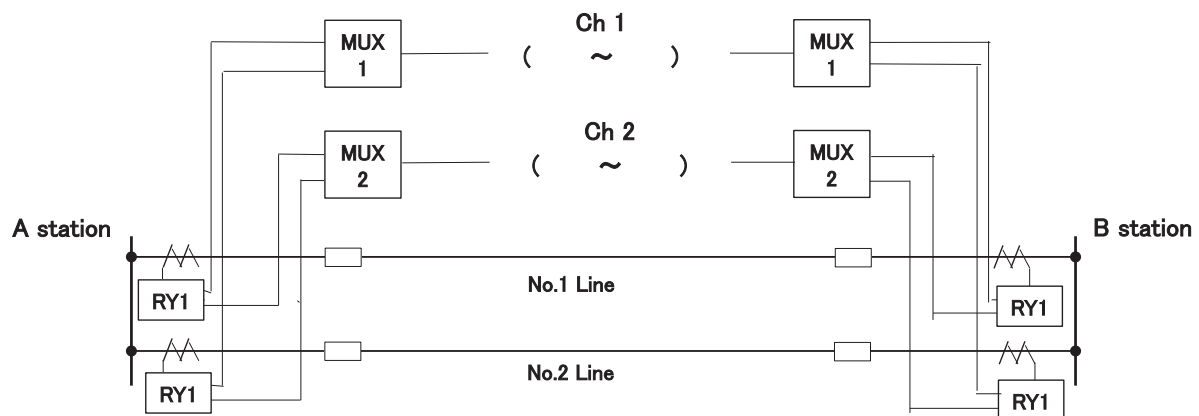
Dual Relay systems and Dual Data Transmission system



Relay 1 and Relay 2 have the separate communication route.

20

Single Relay system and Dual Data Transmission system

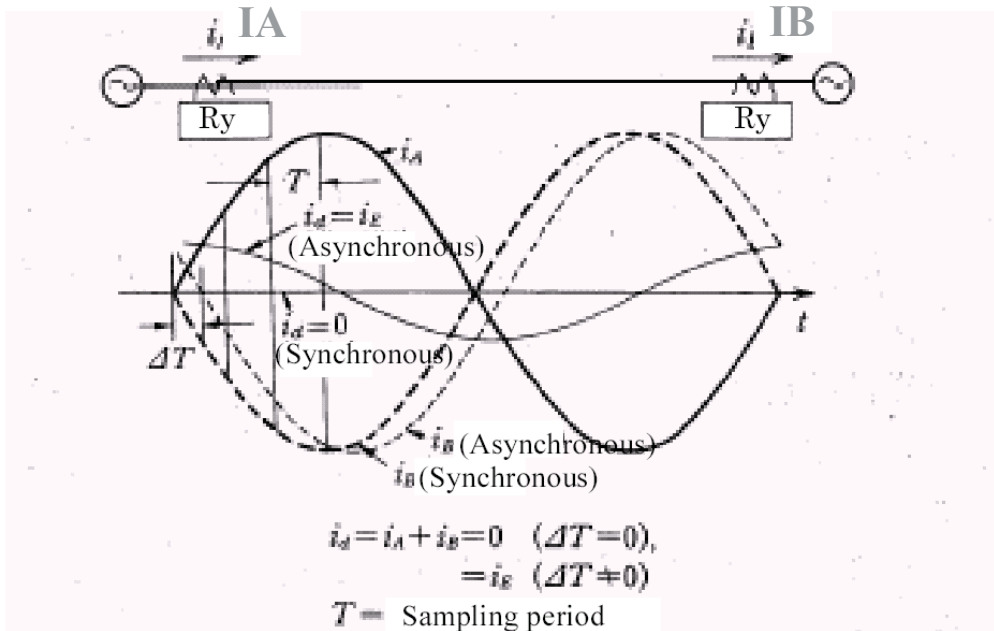


Relay 1 has two communication control parts.

These communication routes are separate paths.

Synchronized Sampling of Current Differential Protection

Data Sampling Synchronism between the both terminals



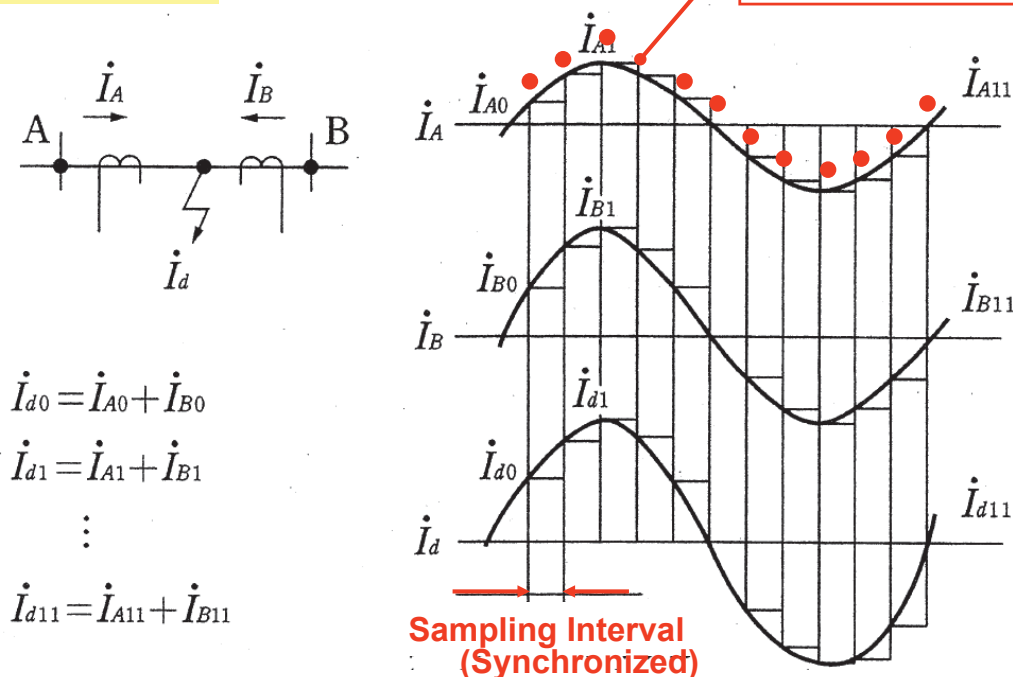
Sampling synchronization is necessary.

An error current i_E will be generated if there is a lag (ΔT) in the sampling timing.

23

The instantaneous values of current from each terminal need to be obtained at the same time, and synchronization control is required to match the acquisition timing (sampling timing).

Data Sampling



$$\dot{I}_{d0} = \dot{I}_{A0} + \dot{I}_{B0}$$

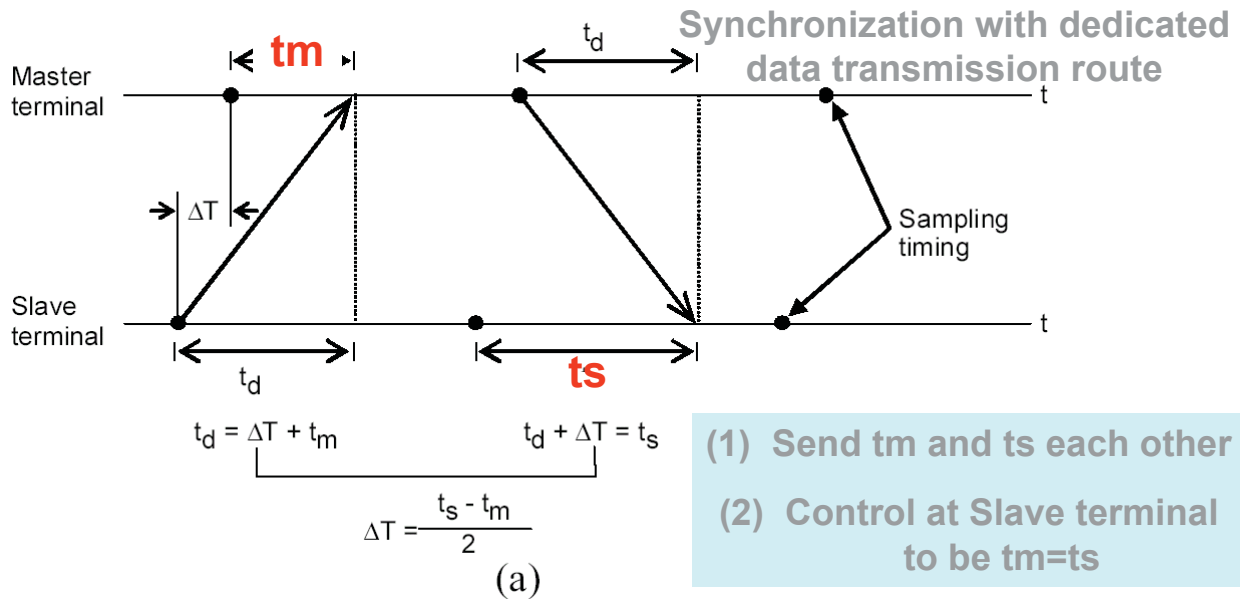
$$\dot{I}_{d1} = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{B1}$$

⋮

$$\dot{I}_{d11} = \dot{I}_{A11} + \dot{I}_{B11}$$

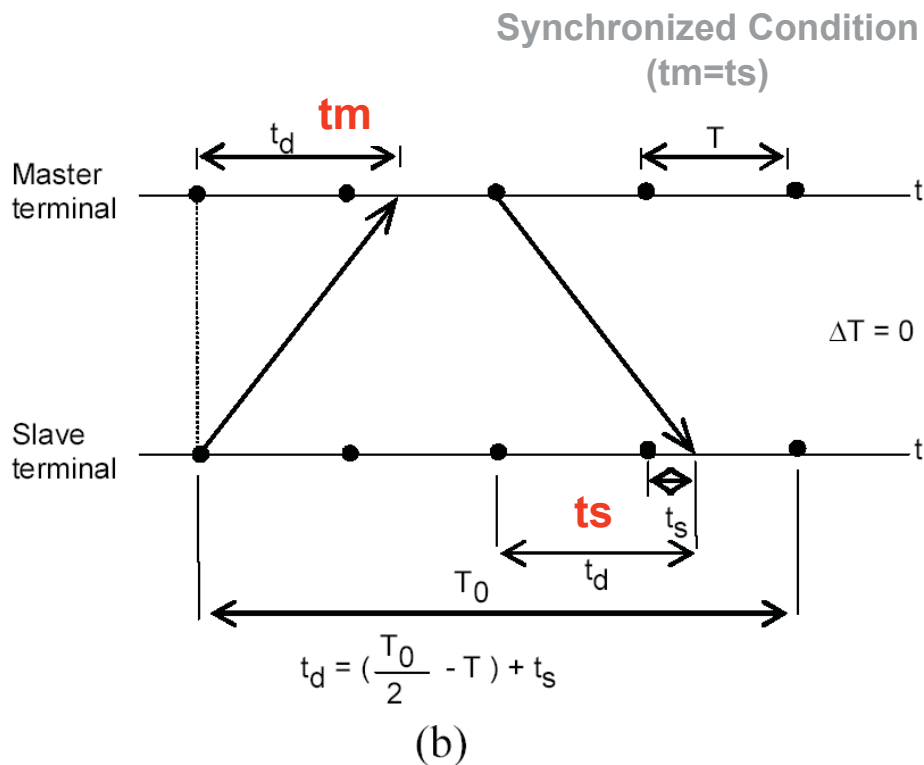
24

Synchronization control is performed on the assumption that the upstream and downstream (transmit and receive) transmission paths are identical



At both master and slave stations control is exercised such that the time differences t_m and t_s between the time at which the sampling synchronization flag was received from the remote station and the timing of the sample taken at the local station are transmitted alternately to bring about the state $\Delta T = 0$ at the slave station side.

25



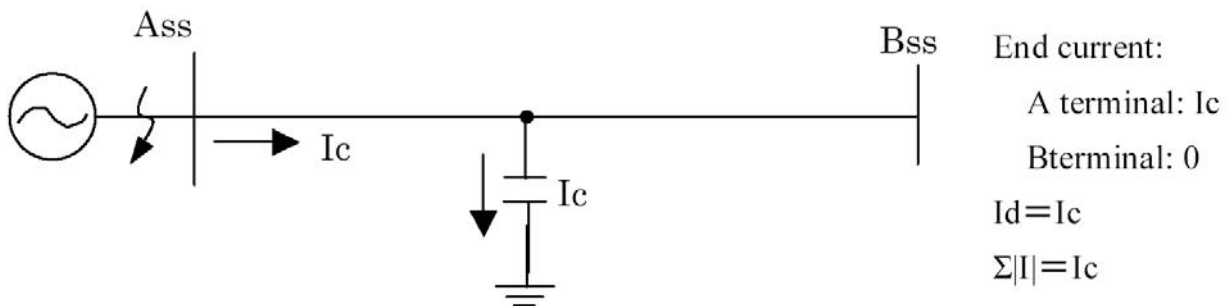
26

Charging Current Compensation of Current Differential Protection

27

Line Charging Current

Line charging current “ I_c ” appears differential current “ I_d ”.



Charging current will flow in the protected section of long-distance overhead transmission lines and underground cables and can lead to the incorrect operation of the protection if the value exceeds the detection sensitivity level.

28

$$\begin{bmatrix} i_{ca} \\ i_{cb} \\ i_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{aa} & -C_{ab} & -C_{ac} \\ -C_{ba} & C_{bb} & -C_{bc} \\ -C_{ca} & -C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

C_{ae}, C_{be}, C_{ce} : Earth capacity

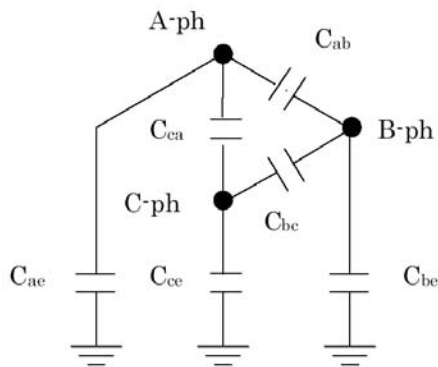
C_{ab}, C_{bc}, C_{ca} : Line capacity

i_{ca}, i_{cb}, i_{cc} : Charge current (each phase)

$$C_{aa} = C_{ae} + C_{ab} + C_{ac}$$

$$C_{bb} = C_{be} + C_{bc} + C_{ba}$$

$$C_{cc} = C_{ce} + C_{ca} + C_{cb}$$



Example

Phase-earth ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Phase-phase ($\mu\text{F}/\text{km}$)
0.01222	-0.00147

(275kV transmission line measurement capacity)

Charging capacitance of transmission line

It is normally adequate for practical applications to regard the diagonal element as being the same for each phase, with the off-diagonal element set to zero, as long as the line is 200 km or shorter in length.

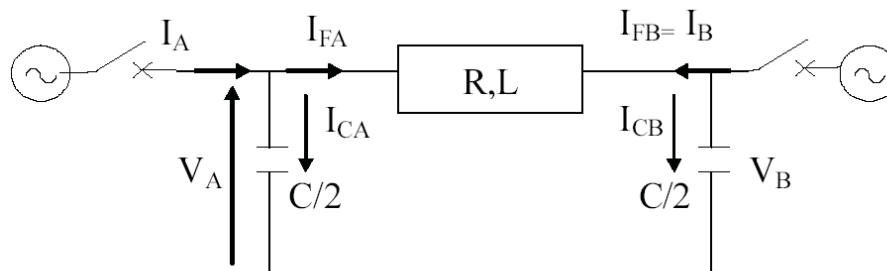
29

5. Charging Current Compensation (Divisional Compensation)

Compensation of the charging currents of all sections are equally divided at each terminal,

Transmission Data

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{terminal A: } I_A - \frac{C}{2} \frac{dV_A}{dt} \\ \text{Terminal B: } I_B - \frac{C}{2} \frac{dV_B}{dt} \end{array} \right.$$



RL: Line impedance (whole length)

C: Line charging capacity (whole length)

Relationship between charging current and current of each terminal:

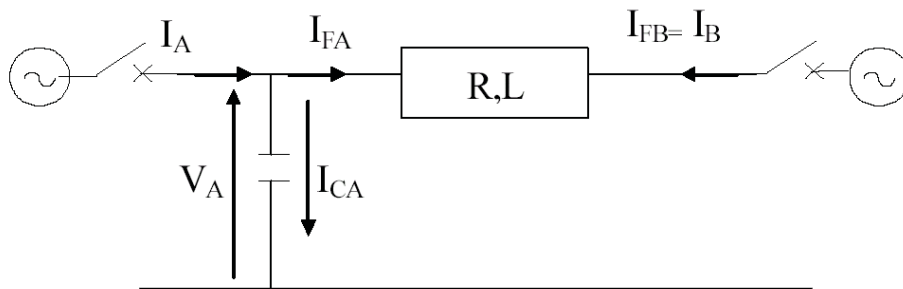
Equivalent compensation for all terminals

30

100% compensation is implemented at the local terminal

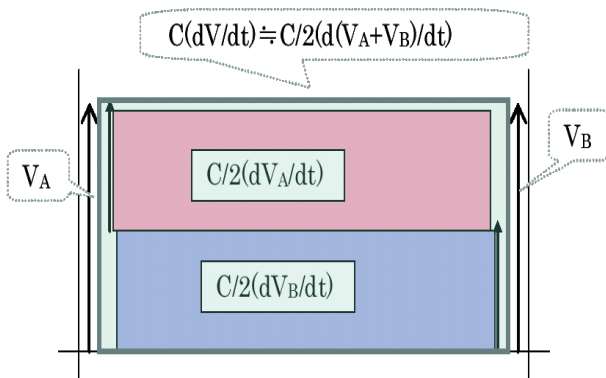
Compensation at one-terminal

$$\left. \begin{aligned} \text{Terminal A: } |I_{FA} + I_{FB}| &= \left| I_A - C \frac{dV_A}{dt} + I_B \right| \\ \text{Terminal B: } |I_{FA} + I_{FB}| &= \left| I_A + I_B - C \frac{dV_B}{dt} \right| \end{aligned} \right\}$$



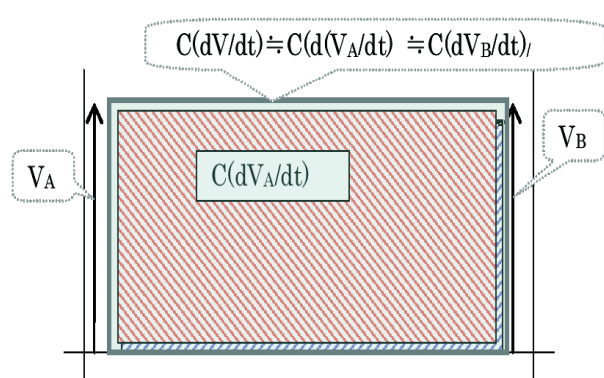
Relationship between charging current and current of each terminal:
 Compensation for all sections in local terminal

Divisional Compensation



(a) Compensation quantity of the terminals

Lump-sum Compensation



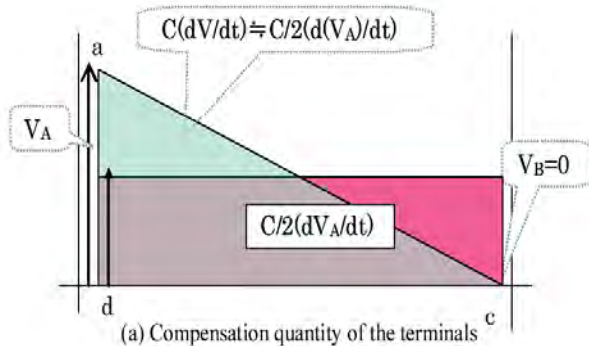
(b) Each compensation for charging current of the terminals

Charging current and compensation current under normal condition

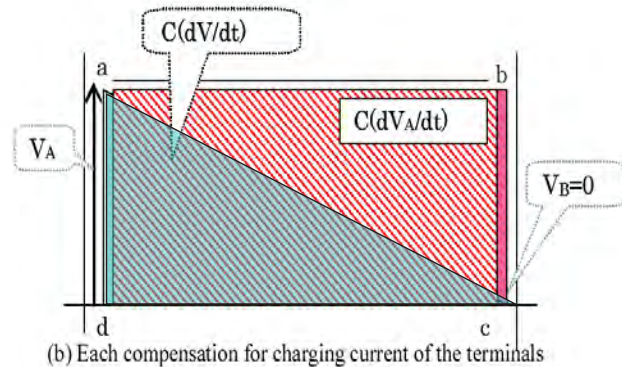
There is little compensation error in both methods under normal conditions.

A close-up fault has occurred external to terminal B, and hence V_B is zero. The area of triangle 'a-c-d' is equivalent to the total charging current.

Divisional Compensation



Lump-sum Compensation



Charging current and compensation current under external fault in B terminal

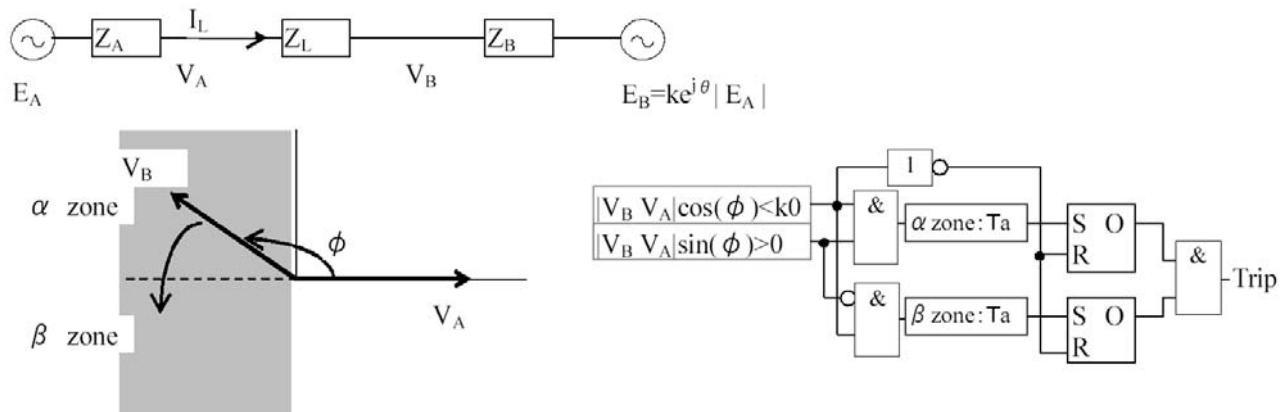
- (a) Divisional: the compensation quantity (rectangle) based on the voltage $V_A/2$ at terminal A is equivalent to the approximate area of the triangle, and little compensation error.
- (b) Lump-sum: under compensation at B terminal, overcompensation at A terminal

33

Out-of-Step Protection with voltage phase comparison

34

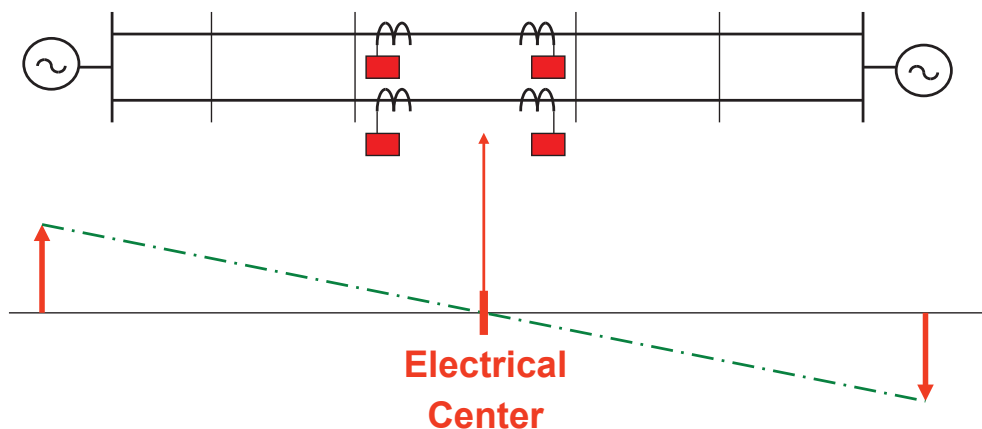
Out-of-step Detection: voltage phase comparison



Out-of-step detection relay using positive-phase

The out-of-step protection function is realized by comparing the phase angle of the positive-sequence voltage received from the remote terminal with that of the local voltage, confirming that the phase angle difference passes through 180 degrees.

to separate the power system at the Electrical Center for a Out-of-step



The best separation point is the “electrical center” of the out-of-step. Voltage phase comparison will operate only when the “electrical center” is located in the protected area of line differential relay.

Current Differential Protection Auto-Reclosing Function

37

Outline of Auto-reclosing

<TRANSIENT FAULT>

Majority of faults on overhead line ➡ Lightning(Transient Fault)

Permit re-energization after short time interruption

This processes are performed automatically

➡ Auto-reclosing

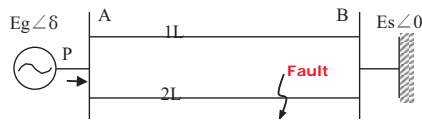
<PERMANENT FAULT>

Faults on cable circuits ➡ Insulation Failure (Permanent Fault)

Auto-reclosing is not performed on cable circuits, and also transformers, generators and busbars to prevent from the extension of system damage.

38

(1) Improvement in Transient Stability

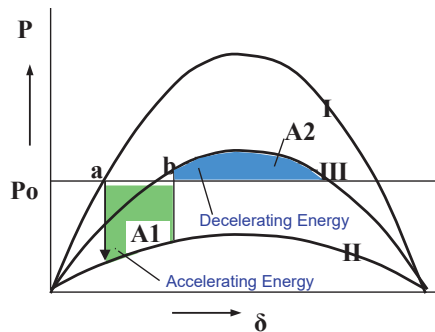


$$P = E_g \times E_s \times \sin \delta / X$$

P : Power from A to B

δ : Phase angle between A and B

X : Reactance between A and B



SINGLE LINE OPERATION

Accelerating Energy(A1) > Decelerating Energy(A2)

➔ **UNSTABLE**

I : Double circuit in operation

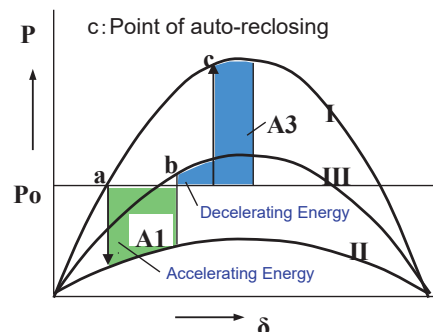
II : During fault

III : Single circuit in operation

a: Normal operating point

b: Point at which the CB trips

c: Point of auto-reclosing



PARALLEL LINE OPERATION (After reclosed)

Accelerating Energy(A1) = Decelerating Energy(A3)

➔ **STABLE**

39

(2) Reduction in power outage period

- Fast auto-reclosing enables re-transmission of power within 0.5 to 1 sec or so
- Transient stability is improved
- ➔ **Failure of the entire system can be prevented.**

(3) System restoration time and operator workload

- Complicated operations and checks are required for system restoration. It will take a long time to restore the system.
- The workload for operators will increase.
- ➔ **Execute quickly, Reduce workload, minimize human errors**

40

Classification for dead time

Classification	Dead time	Description
High-speed Auto-reclosing	0.35s to 1s	To auto-reclose with consideration given to de-ionization time in the case of interconnection
Medium-speed Auto-reclosing	A few seconds to 25s	To auto-reclose with consideration given to turbine generator axis torsion; attenuation of conductor vibration due to damage induced by wind and snow; to maintain an interconnection in the event of an unsuccessful high-speed auto-reclosing operation to perform automatic recovery
Low-speed auto-reclosing	A few second to 70s	To auto-reclose in order to achieve recovery of a power network automatically and quickly

Example of High-speed Autoreclosing Dead time (in Japan):

- 500kV system : approx. 1.0s
- 187 – 275kV system : approx. 0.5 – 0.8s

Number of disconnected phases

Classification	Auto-reclosing	Description
Single phase Auto-reclosing	High-speed	To auto-reclose only the faulted phase (single phase) for the case of a single phase trip for a single phase-earth fault
Three phase auto-reclosing	High-speed	To auto-reclose three phase for the case when a three phase trip is issued for every fault, used for the condition when interconnected to an adjacent line
	Medium-speed Low-speed	To auto-reclose three phase when a three phase trip is issued for every fault, used for the condition of synchronism check depending on the leading and following terminal i.e. dead line charge and check sync
Multi-phase Auto-reclosing	High-speed	To auto-reclose on the condition that a total of at least two different phases or three phases are healthy in two lines of a parallel line
Preference trip/reclosing on double circuit lines (not multi-phase auto-reclosing)	High-speed	When two differing fault types occur simultaneously in a double circuit line configuration e.g. a single phase-to-earth fault on one line and a phase-to-phase fault on the second line preference will be given to the phase-to-phase fault because it is more severe in terms of network stability. A three phase trip is issued separately for each fault the most severe fault taking priority.

(1) Single-phase auto-reclosing

■ Performance

-Reclosing is preformed, if single-phase fault occurs

-Final trip is performed, if multi-phase fault occurs

Case	Fault phase						Tripping and relosing	
	#1 line			#2 line			#1 line	#2 line
	A	B	C	A	B	C		
1	X						1 ϕ T→ARC	
2	X	X					3 ϕ FT	
3	X	X	X				3 ϕ FT	

(2) Three-phase auto-reclosing

■ Performance

-Reclosing is always preformed, if any fault occurs

Case	Fault phase						Tripping and relosing	
	#1 line			#2 line			#1 line	#2 line
	A	B	C	A	B	C		
1	X						3 ϕ T→ARC	
2	X	X					3 ϕ T→ARC	
3	X	X	X				3 ϕ T→ARC	

(1)&(2) Combination of Single-phase and Three-phase auto-reclosing

■ Performance

-Reclosing is preformed, if any fault occurs

- Single-phase AR is performed, if single-phase fault occurs
- Three-phase AR is performed, if multi-phase fault occurs

Case	Fault phase						Tripping and relosing	
	#1 line			#2 line			#1 line	#2 line
	A	B	C	A	B	C		
1	X						1 ϕ T→ARC	
2	X	X					3 ϕ T→ARC	
3	X	X	X				3 ϕ T→ARC	

45

(3) Multiple-phase auto-reclosing (MPAR)

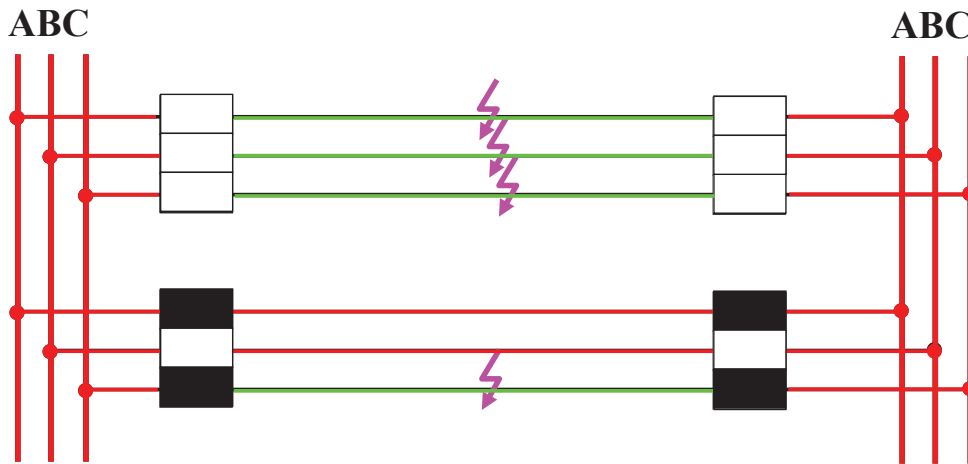
■ Performance

-Reclosing is preformed according to the fault condition in double-circuit line

- MPAR is to be performed, if two or more healthy phase remain in double-circuit line
- Final trip is to be performed, if above condition is not satisfied.

46

(3) Multiple-phase auto-reclosing

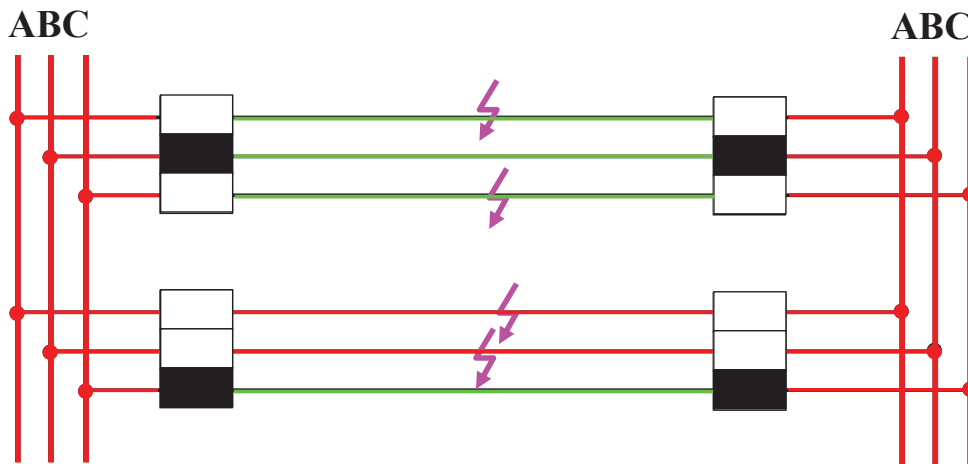


Two-different phase remain

□ Open ■ Close

MPAR

(3) Multiple-phase auto-reclosing

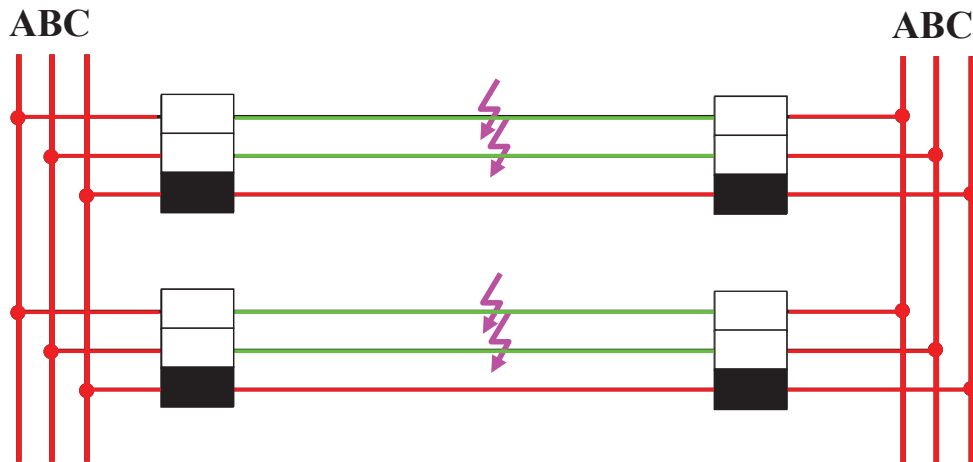


Two-different phase remain

□ Open ■ Close

MPAR

(3) Multiple-phase auto-reclosing



Two-different phase don't remain

□ Open ■ Close

FT(Final Trip)

49

(3) Multiple-phase auto-reclosing

Case	Fault phase						Tripping and reclosing	
	#1 line			#2 line			#1 line	#2 line
	A	B	C	A	B	C		
1	X			--	--	--	1φT→ARC	--
2	X	X		--	--	--	3φFT	--
3	X	X	X	--	--	--	3φFT	--
4	X						1φT→ARC	
5	X			X			1φT→ARC	1φT→ARC
6	X	X					2φT→ARC	
7	X				X		1φT→ARC	1φT→ARC
8	X	X		X			2φT→ARC	1φT→ARC
9	X	X		X	X		3φFT	3φFT
10	X	X	X				3φT→ARC	
11	X	X				X	2φT→ARC	1φT→ARC
12	X	X			X	X	2φT→ARC	2φT→ARC
13	X	X	X	X			3φT→ARC	1φT→ARC
14	X	X	X	X	X		3φFT	3φFT
15	X	X	X	X	X	X	3φFT	3φFT

50

Classification according to dead time

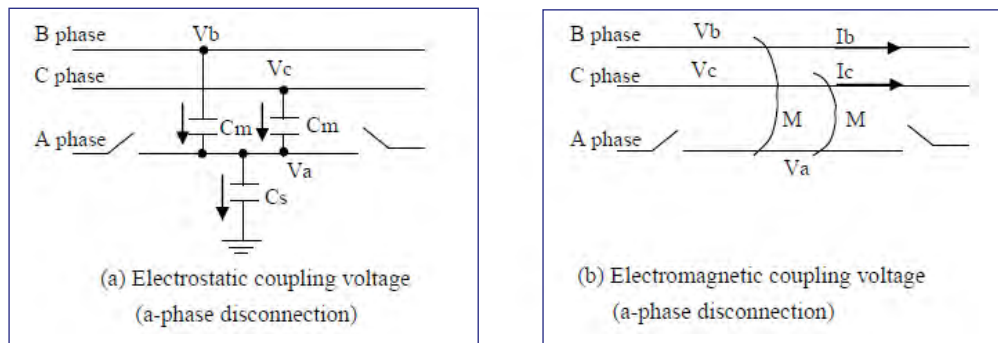
(1) High-speed auto-reclosing

- ◆ The dead time is mainly determined by the de-ionization time



The time taken for the secondary arc to disappear

- ◆ **Secondary arc current**



The dielectric recovery time and de-ionization time

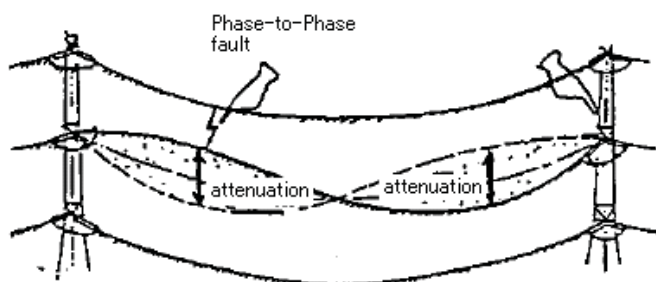
- ➔ Longer as fault current increases, In proportion to system voltage

51

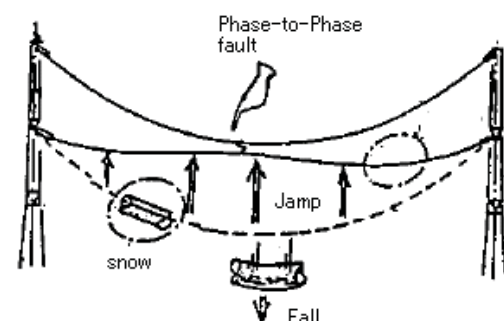
Classification according to dead time

(2) Medium-speed auto-reclosing

- ◆ The dead time is considered by:
 - Attenuation of turbine generator shaft vibration,
 - Attenuation of conductor vibration ("Galloping" and "Sleet jump") etc.



"Galloping"



"Sleet jump"

52

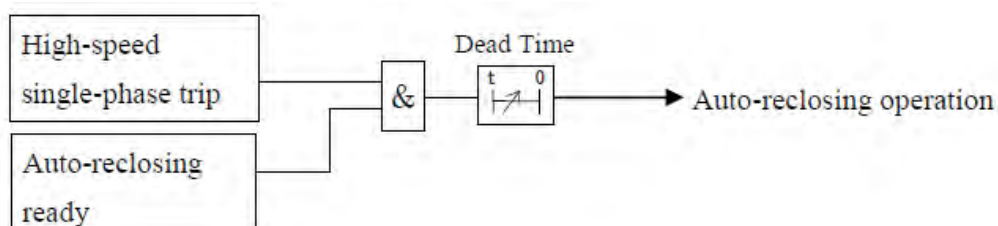
Classification according to dead time

(3) Low-speed auto-reclosing

- ◆ The dead time is considered to be more like an automatic recovery method
 - In the event of unsuccessful high-speed auto-reclosing

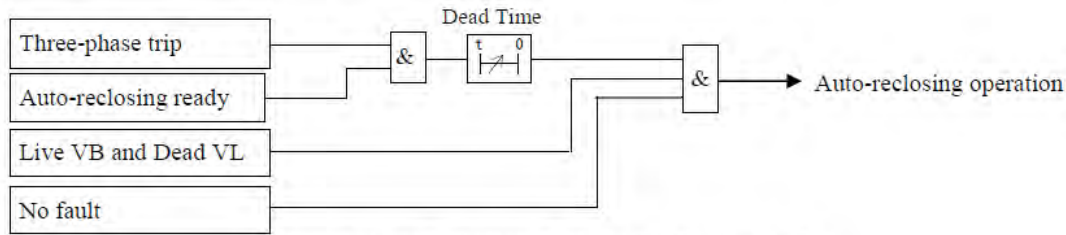
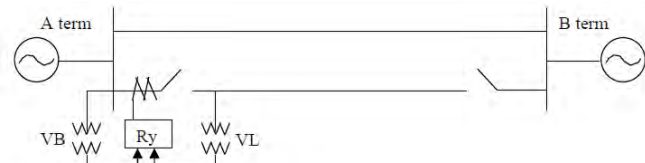
(1) Single-phase auto-reclosing

- Only one out of three phases is opened
- Other two phases maintain the interconnection between both terminals
- No special interconnection checks are required

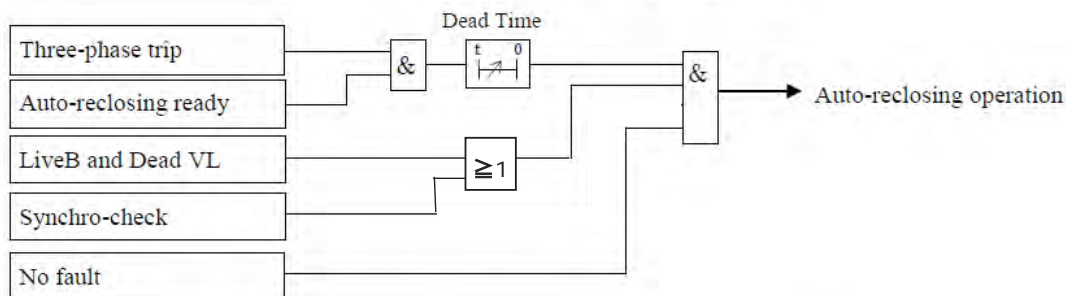


(2) Three-phase auto-reclosing

➤ Synchronism-check



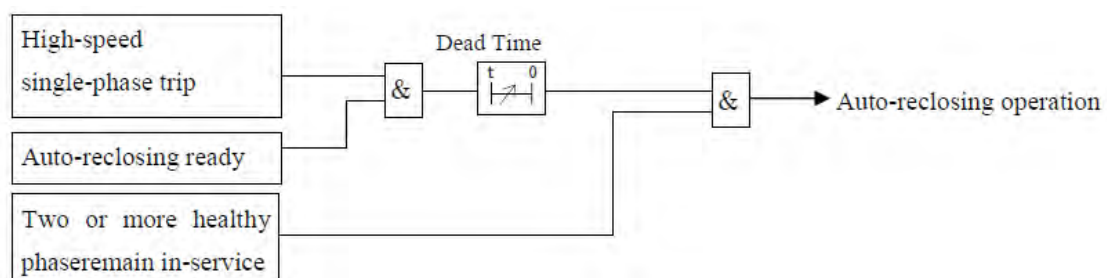
Auto-reclosing condition for leading terminal



Auto-reclosing condition for follower terminal

(3) Multiple-phase auto-reclosing

- High speed auto-reclosing after first confirming of different phases in double circuit line
- Interconnection of the form of two phases or three phases





8. Application examples of Japan to long distance line



Line name	Line length	Voltage	In service from	User name	Remarks
Nishi-Gumma-kansen	137.7 km	500kV	1992 ~	TEPCO	1000kV design
Minami-Niigata-kansen	110.8 km	500kV	1993 ~	ditto	ditto
Higashi-Gumma-kansen	44.4 km	500kV	1999 ~	ditto	ditto
Minami-Iwaki-kansen	195.4 km	500kV	1999 ~	ditto	ditto
Dai Kurobe-kansen	245.16 km	275 kV	1988~2011 ^(*1) 2011~ ^(*2)	KEPCO	1:FM (Analog) 2: Numerical

Note: TEPCO : Tokyo Electric Power Company /TEPCO–Power Grid Inc.

KEPCO: Kansai Electric Power Company /Kansai Transmission and Distribution Inc.

FM: Current differential relay based on Frequency modulation, static type relay

57



END

58

