

パプアニューギニア国
パプアニューギニア電力公社

パプアニューギニア国
ラム系統電力開発マスタープラン及び
レイ地域配電網整備計画策定プロジェクト

ファイナル・レポート

Part B :
レイ地域配電網整備計画

平成 28 年 9 月
(2016 年)

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社ニュージェック

パプ事
JR
16-002

パプアニューギニア国
ラム系統電力開発マスタープラン及びレイ地域配電網整備計画策定プロジェクトファイナル・レポート
Part B:レイ地域配電網整備計画

目 次

第1章 序論	1
1.1 業務の目的.....	1
1.2 調査概要.....	1
1.3 調査実施体制.....	1
1.4 調査工程概要.....	2
第2章 レイ地域の配電網基礎情報収集分析	4
2.1 レイ地域の電力システムの概要.....	4
2.1.1 レイ地域の既設の送電設備の概要.....	5
2.1.2 レイ地域の既設の変電設備の概要.....	6
2.1.3 レイ地域の配線設備の概要.....	8
2.2 PPLの配電網.....	10
2.2.1 既設配電設備.....	10
2.2.2 配電技術基準.....	10
2.2.3 配線設備の設計基準.....	11
2.3 レイ地域の配電網.....	12
2.3.1 配電網.....	12
2.3.2 導 体.....	18
2.3.3 支持物.....	19
2.3.4 碍 子.....	20
2.3.5 配電用開閉器.....	20
2.3.6 変圧器.....	27
2.3.7 避雷器.....	29
2.3.8 保護リレー.....	29
2.4 保守・運用.....	33
2.4.1 PPL のレイ地域の電力設備の保守・運用調査の目的.....	33
2.4.2 PPL のレイ支店の組織の概要と業務内容.....	33
2.5 電力ロス.....	36
2.5.1 レイ地域の電力ロスの概要.....	36
2.6 配電線の停電原因分析.....	37
2.6.1 配電線故障データ.....	37
2.6.2 PPL による停電原因の分類.....	37
2.6.3 調査団による停電原因の分類.....	38
2.6.4 配電線以外（発電、送変電）の設備が原因となって配電線が停電する仕組み... ..	40
2.6.5 配電設備.....	41

2.6.6	停電分析まとめ	42
2.7	レイ地域の電力需要	43
2.7.1	配電線における電力需要の記録方法	43
2.7.2	各配電線の電力需要	44
2.7.3	日負荷曲線	49
2.8	電力品質測定	54
2.8.1	目的	54
2.8.2	長期測定方法および測定配電線の選定	54
2.8.3	長期測定結果	60
第3章	配電網構造設計	78
3.1	配電網構造設計における基本事項	78
3.2	設備計画の前提条件	78
3.3	配電線の設備形成	79
3.3.1	系統計画	79
3.3.2	施設計画	79
第4章	短期配電網整備計画	80
4.1	短期配電網整備の取り組み方針	80
4.1.1	供給信頼度向上のための対応	80
4.1.2	配電線の負荷の平準化への対応	80
4.2	配電系統整備工事の設計	80
4.2.1	LBS の設置	81
4.2.2	時限順送システムの導入	82
4.2.3	連系線の建設	84
4.2.4	幹線電線の張替	84
4.2.5	工事設計	84
第5章	長期配電網整備計画	86
5.1	2030年までの長期配電網整備計画	86
5.1.1	各変電所の需要想定と供給エリア	87
5.1.2	Block 単位での需要想定と供給エリア	91
5.1.3	各 Block の需要想定	94
5.1.4	結論	118
5.2	レイ地域の配電網への今後の新技術導入の見通し	126
5.2.1	配電線運用の高度化のための技術について	126
5.2.2	配電自動化システム (DAS : Distribution automation system)	126
5.2.3	スマートグリッド	128
5.2.4	配電設備地中化	128
第6章	レイ地域の配電系統における初期環境評価	129
6.1	プロジェクトの概要	129
6.1.1	2020年までの配電網整備計画	129
6.1.2	2020年までの改善計画の概要	130
6.1.3	2030年までの配電網整備計画	131

6.2	レイ市の社会経済.....	132
6.3	「パ」国における環境審査の手続き.....	134
6.4	初期環境影響評価.....	135
第7章	財務分析	136
7.1	短期配電網整備事業.....	136
7.1.1	事業の効果.....	136
7.1.2	財務的評価.....	138
7.1.3	経済的評価.....	140
第8章	配電網についての技術指導.....	142
8.1	OJTサイトの選定、および作業計画の立案.....	142
8.1.1	OJTの目的.....	142
8.1.2	OJTサイトの選定.....	142
8.1.3	作業計画の立案.....	142
8.2	目標の設定およびスケジュール.....	144
8.2.1	目標の設定.....	144
8.2.2	スケジュール.....	145
8.3	OJTの実施.....	147
8.3.1	第1回OJT.....	147
8.3.2	第2回OJT.....	149
8.3.3	第3回OJT.....	152
8.4	OJTのまとめ.....	152

図表リスト

図 1-1	JICA 調査団実施体制図.....	2
図 1-2	主要調査項目および調査時期.....	3
図 1-3	調査全体工程.....	3
図 2-1	レイ地域の電力システムの概要.....	4
図 2-2	66kV 送電線ルート.....	5
図 2-3	主要変電所の位置.....	7
図 2-4	主要変電所の写真.....	7
図 2-5	レイ地域の配電線ルート図（地方エリア）.....	9
図 2-6	レイ地域の配電設備の写真.....	9
図 2-7	レイ配電網の基本構成.....	12
図 2-8	レイ市内の配電路線図（1）.....	14
図 2-9	レイ市内の配電路線図（2）.....	15
図 2-10	単線結線図（1）.....	16
図 2-11	単線結線図（2）.....	17
図 2-12	支持物の写真.....	20
図 2-13	碍子の写真.....	20
図 2-14	開閉器の写真.....	21
図 2-15	開閉器と位置と状態（1）.....	22
図 2-16	開閉器と位置と状態（2）.....	23
図 2-17	区分開閉器の設置場所.....	26
図 2-18	区分開閉器の写真.....	26
図 2-19	昇圧用変圧器の位置.....	27
図 2-20	昇圧用変圧器の写真.....	28
図 2-21	配電用変圧器の写真.....	29
図 2-22	Taraka 変電所 11kV 単線結線図.....	30
図 2-23	Taraka 変電所 11kV 単線結線図.....	30
図 2-24	Nadzab 変電所 11/22kV 単線結線図.....	31
図 2-25	Milford 変電所 F1～F4.....	32
図 2-26	Milford 変電所 F5、F6、Taraka 変電所 F1～F5.....	32
図 2-27	PPL レイ支店の組織図.....	34
図 2-28	PPL レイ支店の写真.....	34
図 2-29	電力ロスの分類.....	36
図 2-30	配電線停電データ.....	37
図 2-31	PPL による停電原因分類.....	38
図 2-32	SAIFI および SAIDI（各設備別）.....	39
図 2-33	SAIFI および SAIDI（配電設備）.....	42
図 2-34	電力需要の測定位置.....	43
図 2-35	最大電力需要（2014 年）.....	44
図 2-36	レイ地域の変電所別合成最大電力（2014 年）.....	47
図 2-37	配電線別の日負荷曲線（Taraka 変電所）.....	50

図 2-38	配電線別の日負荷曲線 (Milford 変電所)	51
図 2-39	日負荷曲線 (Taraka 変電所および Milford 変電所)	52
図 2-40	レイ地域の日負荷曲線	53
図 2-41	測定箇所	55
図 2-42	測定スケジュール	56
図 2-43	Ithd ・ M1 ・ 2 月 17 日 (MIN, MAX, AVG)	58
図 2-44	Ithd ・ M1 ・ 2 月 17 日 (AVG)	58
図 2-45	電流 ・ M1 ・ 2 月 15 日	59
図 2-46	Ithd ・ M1 ・ 2 月 15 日	59
図 2-47	長期測定での設定値	61
図 2-48	Uthd (日本の 6.6kV 配電系統 ・ 1990 年 6 月)	62
図 2-49	Uthd ・ Milford 変電所 ・ 11kV Bus (MIN, MAX, AVG)	63
図 2-50	Uthd ・ Milford 変電所 ・ 11kV Bus (AVG)	63
図 2-51	Uthd ・ Milford 変電所 11kV Bus ・ 3 月 7 日	64
図 2-52	Ithd ・ M1 ・ 3 月 7 日	64
図 2-53	Ithd ・ M2 ・ 3 月 7 日	65
図 2-54	電流 ・ M1 ・ 3 月 7 日	66
図 2-55	UharmH ・ Milford 変電所 11kV Bus	67
図 2-56	Ithd ・ M1	68
図 2-57	IharmH ・ M1	70
図 2-58	1 週間の周波数変動	72
図 2-59	Milford 変電所 11kV Bus の電圧変動	74
図 2-60	ITIC と短時間電圧変動との比較 (Milford 変電所 11kV Bus/1 週間)	75
図 2-61	配電線の停電 (3 月 4 日から 18 日)	76
図 2-62	配電線の停電 (3 月 19 日から 3 月 2 日)	77
図 3-1	分割連系方式の基本的系統構成	79
図 4-1	配電線の供給信頼度向上のための対策	81
図 4-2	LBS の基本装柱例	82
図 4-3	時限順送での系統運用による事故復旧の概要	83
図 4-4	時限順送システムの構成 (順送用)	83
図 4-5	短期配電網整備計画の工事位置	85
図 5-1	各変電所の給電エリア (2015 年)	88
図 5-2	各変電所の給電エリア (2030 年)	88
図 5-3	Erap 変電所の負荷分布 (2030 年)	89
図 5-4	Taraka 変電所と Milford 変電所の給電エリアの境界	90
図 5-5	各 Block の需要 (2015 年)	93
図 5-6	現在の給電エリア	94
図 5-7	T1 Block の概要	97
図 5-8	Industrial Zone の写真	98
図 5-9	South Region of Military Garrison の写真	98
図 5-10	East Independent Road の写真	98
図 5-11	T2 Block の概要	99

図 5-12	East Independent Road の写真	100
図 5-13	T2 Block の造成場所	100
図 5-14	T3 Block の概要	101
図 5-15	East Independent Road の写真	102
図 5-16	West Independent Road の写真	102
図 5-17	T3 Block の建設サイト	103
図 5-18	T4 Block の概要	103
図 5-19	Pre-developed Areas の写真	104
図 5-20	T4 Block の概要 2	105
図 5-21	M1Block の概要	106
図 5-22	East Independent Road の写真	106
図 5-23	Pre-developed Areas の写真	107
図 5-24	M2 Block の概要	108
図 5-25	East Independent 道路の写真	108
図 5-26	未開発地域の写真	109
図 5-27	M2 Block の概要 2	109
図 5-28	M3 Block の概要	110
図 5-29	East Independent Road の写真	111
図 5-30	未開発地域の写真	111
図 5-31	M3 Block の概要 2	112
図 5-32	M4 Block の概要	113
図 5-33	East Independent Road の写真	113
図 5-34	未開発地域の写真	113
図 5-35	M4 Block の概要	114
図 5-36	Erap 地域の単線結線図 1	115
図 5-37	Erap 地域の単線結線図 2	116
図 5-38	Erap 地域の単線結線図 3	117
図 5-39	Erap 変電所の給電エリア	117
図 5-40	各変電所の給電エリア (2030 年)	118
図 5-41	Block 別の需要想定 (2030 年)	120
図 5-42	各 Block の必要回線数 (2030 年)	123
図 5-43	想定した道路拡張計画	124
図 5-44	Taraka 変電所と Milford 変電所の配電路線図 (2030 年)	125
図 5-45	社会的ニーズに対応した配電部門の業務課題の変遷と想定される取組みの概要	126
図 5-46	配電自動化システムの概略構成	127
図 6-1	配線用電柱の建て込み	129
図 6-2	レイ市 (北部) 配電網整備計画: 2020 年	130
図 6-3	レイ市 (南部) 配電網整備計画: 2020 年	131
図 6-4	レイ市都市計画図	133
図 7-1	LBS によるフィーダ分割の概念図	136
図 8-1	測定実習の状況 (Taraka 変電所)	148
図 8-2	測定実習の状況 (変圧器)	148

図 8-3	測定データのプレゼンの様子.....	150
図 8-4	負荷曲線グラフ (Taraka #4 の例)	150
図 8-5	講習の状況 (受講生による演習の説明)	151
表 1-1	C/P メンバーリスト.....	1
表 2-1	レイ地域の送電線一覧.....	6
表 2-2	レイ地域の変電所一覧.....	6
表 2-3	レイ地域の 22/11kV 配電線の数.....	8
表 2-4	レイ地域の配電線総延長の概要.....	9
表 2-5	設計マニュアル (配電)	10
表 2-6	主な電気的設計パラメーター (PPL 標準)	11
表 2-7	電圧階級.....	13
表 2-8	導体の物理的特性データ.....	18
表 2-9	導体の電気的特性データ.....	18
表 2-10	レイ地域の配電線総延長.....	19
表 2-11	標準的な開閉器の概要.....	21
表 2-12	開閉器のリスト (1).....	24
表 2-13	開閉器のリスト (2).....	25
表 2-14	昇圧用変圧器の主な仕様.....	27
表 2-15	配電用変圧器の主な仕様.....	28
表 2-16	レイ地域の配電線保護リレー.....	32
表 2-17	PPL による故障原因の分類結果.....	38
表 2-18	調査団による故障原因の分類結果.....	39
表 2-19	発電設備が原因の故障結果分類.....	40
表 2-20	送変電設備が原因の故障結果分類.....	41
表 2-21	電力需要の記録方法.....	43
表 2-22	各配電線の最大電力/2014 年 (1).....	45
表 2-23	各配電線の最大電力/2014 年 (2).....	45
表 2-24	各配電線の平均電力/2014 年 (Taraka 変電所)	46
表 2-25	各配電線の平均電力/2014 年 (Milford 変電所)	46
表 2-26	変電所別合成最大電力 (2014 年)	47
表 2-27	レイ地域の合成最大電力 (2014 年)	48
表 2-28	配電線間の不等率.....	48
表 2-29	測定方法.....	55
表 2-30	I _{thd} of each Feeder.....	57
表 2-31	各配電線の力率 (PF)	58
表 2-32	全高調波電圧歪み率 (U _{thd})	62
表 2-33	高次高調波電圧 (U _{harmH})	66
表 2-34	高調波電流 (I _{thd})	68
表 2-35	高次高調波 (高周波) 電流 (I _{harmH})	69
表 2-36	周波数逸脱回数.....	71
表 2-37	電圧基準値逸脱回数.....	73

表 2-38	スウェル・ディップの逸脱回数	75
表 4-1	11kV 配電線一回線あたりの LBS の標準取付台数	82
表 4-2	短期配電網整備計画の工事概要	84
表 5-1	レイ地域の需要想定 (2030 年)	87
表 5-2	各 Block 別の変圧器容量および負荷分布	91
表 5-3	各 Block 単位の負荷	92
表 5-4	タイプ別の配電用変圧器の設置容量	95
表 5-5	Block 別の電力需要想定 (2030 年)	95
表 5-6	Block 別の新規負荷	96
表 5-7	各 Block での想定負荷合計	96
表 5-8	T1 Block の想定負荷 (補正前)	98
表 5-9	T2 Block の想定負荷 (補正前)	100
表 5-10	T3 Block の想定負荷 (補正前)	102
表 5-11	T4 Block の想定負荷 (補正前)	104
表 5-12	M1 Block の想定需要	107
表 5-13	M2 Block の需要想定	109
表 5-14	M3 Block の概要	111
表 5-15	M4 Block の需要	114
表 5-16	Taraka 変電所と Milford 変電所の Block 別需要想定・補正後 (2030 年)	119
表 5-17	変電所別年度別必要フィーダ数	121
表 5-18	Block 別の必要フィーダ数	122
表 5-19	中央装置の機能 (例)	127
表 7-1	短期配電網整備事業の事業費	138
表 7-2	WACC の算出	139
表 8-1	技術指導計画の検討	143

略語表

略語	英語標記	日本語標記
ABS	Air-Break Switch	気中開閉器
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AutoCAD	Computer-Aided Design	製図ソフト
C/P	Counterpart	カウンターパート
CB	Circuit Breaker	遮断器
CEPA	Conservation and Environment Protection Authority	環境保全保護局
CT	Current Transformer	計器用変流器
D/L	Distribution Line	配電線
DAS	Distribution Automation System	配電自動化システム
DEC	Department of Environment and Conservation	環境保全省
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIR	Environmental Inception Report	環境インセプションレポート
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的內部収益率
EIS	Environmental Impact Statement	環境影響評価報告書
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
ERC	Electricity Regulatory Contract	電力規制契約
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的內部収益率
FYPDP	Fifteen Year Power Development Plan	PPL の 15 年計画
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
H.V.	High Voltage	高電圧
ICCC	Independent Consumer and Competition Commission	独立消費者競争委員会
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境評価
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.	IEEE (アイ・トリプル・イー)
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
ILG	Incorporated Land Group	土地所有者グループ
IPP	Independent Power Producer	独立発電業者
ITIC	Information Technology Industry Council	アメリカ情報技術産業評価会議
JCC	Joint Coordination Committee	合同調整委員会
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
L.V.	Low Voltage	低電圧

略語	英語標記	日本語標記
LBS	Load-Break Switch	負荷開閉器
LLG	Local Level Government	地方政府
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NOx	Nitrogen Oxide	窒素酸化物
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
OFR	Operation Fault Report	事故報告
OJT	On the Job Training	実地訓練
P/S	Power station	発電所
PF	Power Factor	力率
PNG	Papua New Guinea	パプアニューギニア
POM	Port Moresby	ポートモレスビー
PPL	PNG Power Limited	パプアニューギニア電力公社
PV	Photovoltaics	太陽光発電
ROW	Right of Way	通行権
S/S	Substation	変電所
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	顧客 1 軒当りの年停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	顧客 1 軒当りの年停電回数
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	遠方監視制御データ収集
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SOx	Sulfur Oxide	硫黄酸化物
SSEA	Strategic Social Environmental Assessment	戦略的社会環境影響評価
STATCOM	Static Synchronous Compensator	自励式無効電力補償装置
Sw/S	Switching station	開閉所
T/L	Transmission Line	送電線
VT	Voltage Transformer	計器用変圧器

第1章 序論

1.1 業務の目的

2016年から2030年にかけてレイ地域を対象とする配電網整備計画を策定することにより、将来の電力供給安定化に貢献することを目的とする。

1.2 調査概要

項目	内容
目的	レイ及びその周辺地域の総合的な電力供給システムの構築と対象地域の電力事情の長期的安定化
成果	2016年から2030年にかけてレイ地域を対象とする配電網整備計画を策定される
対象地域・範囲	レイ地域（レイ市及びナザブ、エラップ、タラカ等）
実施機関	パプアニューギニア電力公社（PPL: PNG Power Ltd.）
業務範囲	レイ地域配電網整備計画策定

1.3 調査実施体制

本調査のパプアニューギニア国（以下、「パ」国）側カウンターパート（C/P : Counterpart）はPPLが担当する。C/P機関の職員を表1-1に、JICA調査団の実施体制を図1-1に示す。

表 1-1 C/Pメンバーリスト

Organization	Name	Position
PPL Head Office	Mr. Chris Bais	Director, Strategic Planning & Business Development
	Mr. Francis Uratun	Infrastructure Manager
	Mr. Andrew Yuants	Network Planning Engineer
	Mr. Kero Tom	Financial Expert
	Mr. Damien Sonny	Renewable Energy & Carbon Specialist
	Mr. Maira Pulayasi	Distribution Engineer
	Mr. Titus Tsigese	Environmental Expert

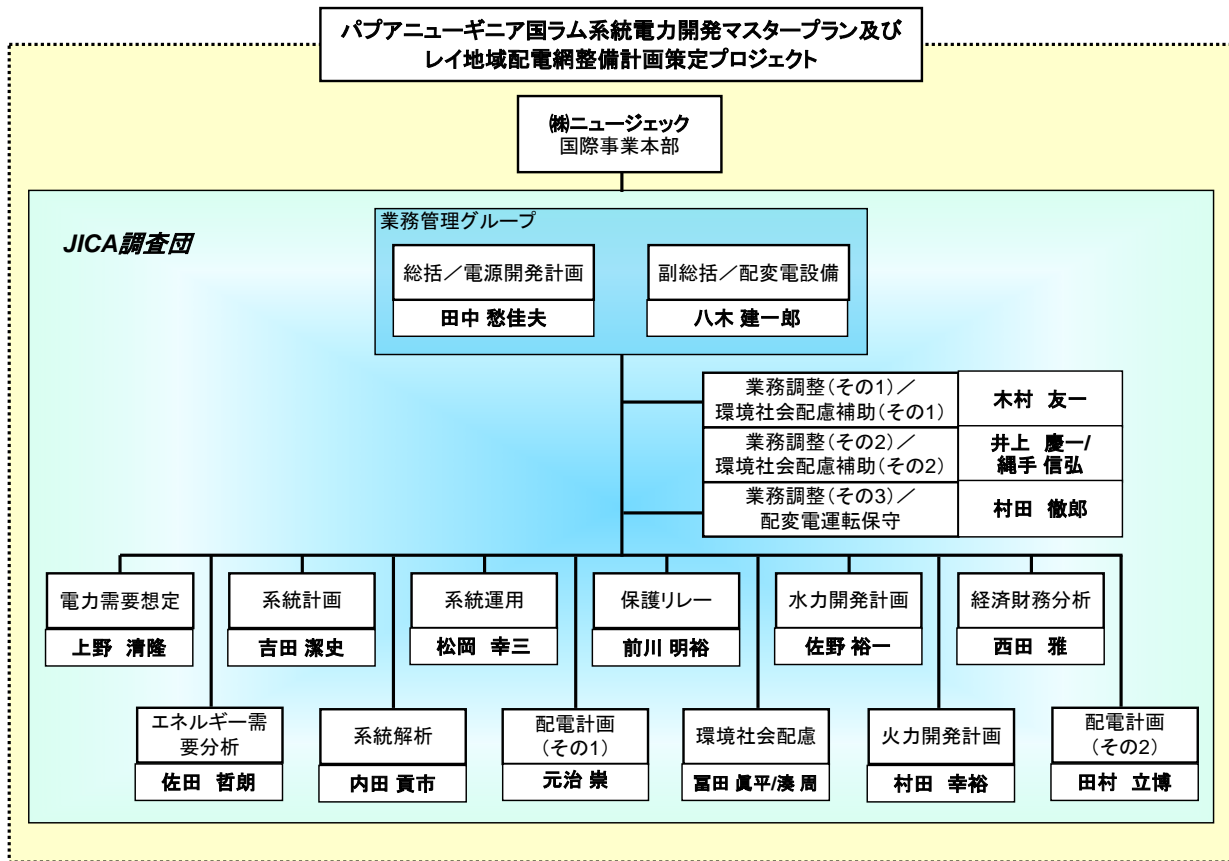


図 1-1 JICA 調査団実施体制図

1.4 調査工程概要

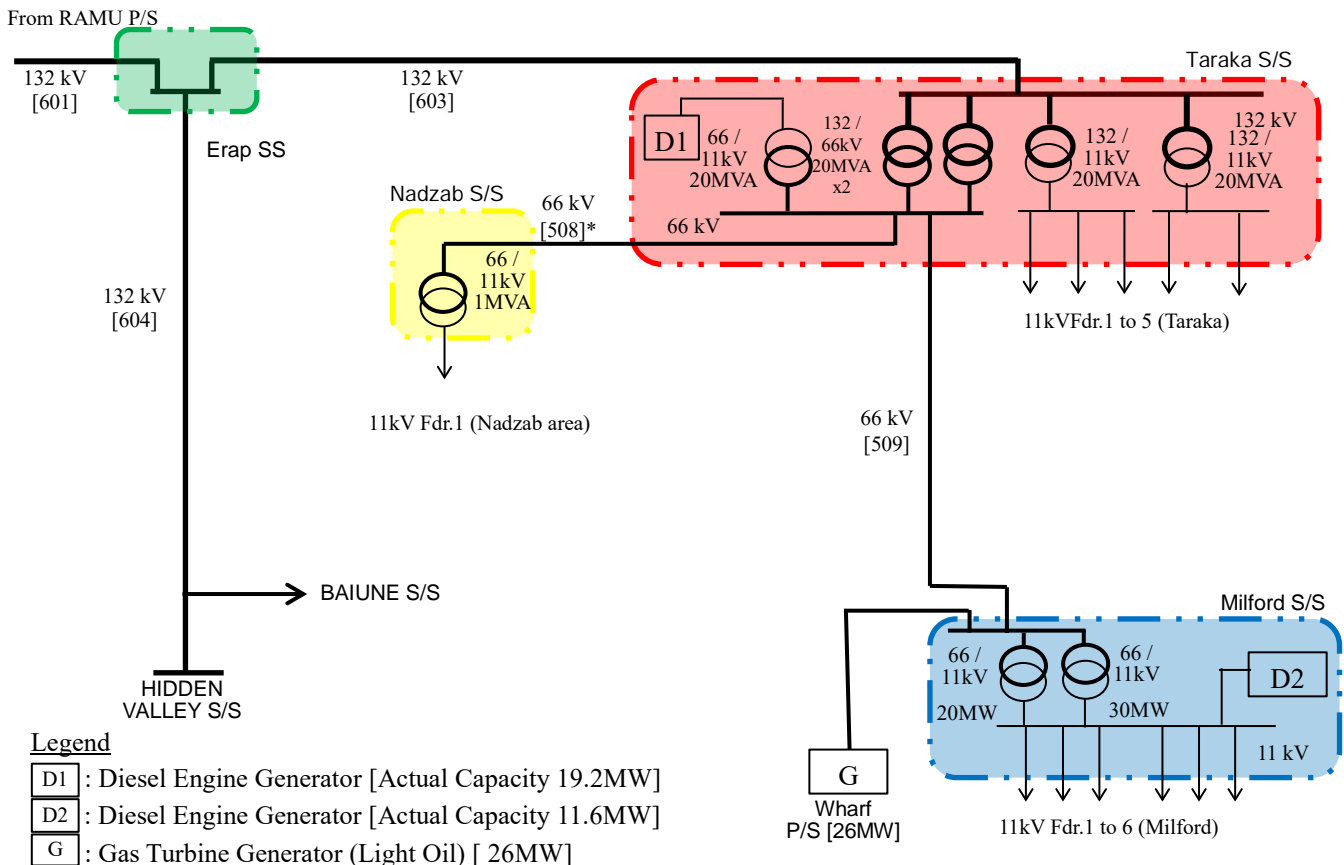
各段階における主要な調査項目と調査時期を図 1-2 に示す。ついで、調査全体の工程を図 1-3 に示す。

第2章 レイ地域の配電網基礎情報収集分析

2.1 レイ地域の電力システムの概要

レイ市は、モロベ州の首都（人口約 65 万人）で「パ」国第 2 の都市（人口 12 万人以上）である。

レイ地域の電力システムは、3 つの発電所、132/66 送電線、複数の変電所から構成されており、Taraka 変電所および Milford 発電所の敷地内に、ディーゼル発電機が設置されている。配電網は、一部 22kV 配電線を含む 11kV 配電線上の配電用変圧器（240/415V）を介して供給されている。また、一部の大口需要家には 11kV で直接給電されている。



* Voltage of transmission line [508] was changed to 11kV from 66kV in 2015.

図 2-1 レイ地域の電力システムの概要

2.1.1 レイ地域の既設の送電設備の概要

(1) 132kV 送電線[603]

既設 132kV 送電線（1 回線）は、主に Ramu 1 水力発電所から Taraka 変電所まで約 160km、マーカム川および Highlands Highway にほぼ並行して建設されており、その後、Milford、Taraka、Nadxab の各変電所からレイ地域の各需要家に給電されている。

(2) 66kV 送電線

レイ地域の既設送電設備を図 2-2 および表 2-1 に示す。



図 2-2 66kV 送電線ルート

表 2-1 レイ地域の送電線一覧

NO.	Sections		Voltage (kV)	Line ID	Length (km)	Number of Circuits	Conductors
	From	To					
1	Singsing point	Erap SW	132	601	96.9	1	ACSR Deer
2	Erap SW	Taraka S/S	132	603	40	1	ACSR Deer
3	Erap SW	Hidden Valley S/S	132	604	110	1	ACSR Sapphire
4	Taraka S/S	Milford S/S	66	509	4.6	2	ACSR Camel/Tiger
5	Taraka S/S	Nadzab S/S	66 (11)	508	36	1	ACSR Milk
6	Taraka S/S	Wharf P/S	66			1	

As of March 2015, 出典：JICA 調査団作成

2.1.2 レイ地域の既設の変電設備の概要

レイ地域の既設変電設備を表 2-2 図 2-3 および図 2-4 に示す。

表 2-2 レイ地域の変電所一覧

NO.	Name	Voltage ratios (kV)	Number of transformer units	Unit capacity (MVA)	Total capacity (MVA)
1	Taraka S/S	132/11	2	20	40
		132/66	2	20	40
2	Milford S/S	66/11		30/20	50
4	Nadzab S/S	66/11	1	1	1
5	Hidden Valley S/S	132/11	2	25	50

As of March 2015, 出典：JICA 調査団作成



図 2-3 主要変電所の位置

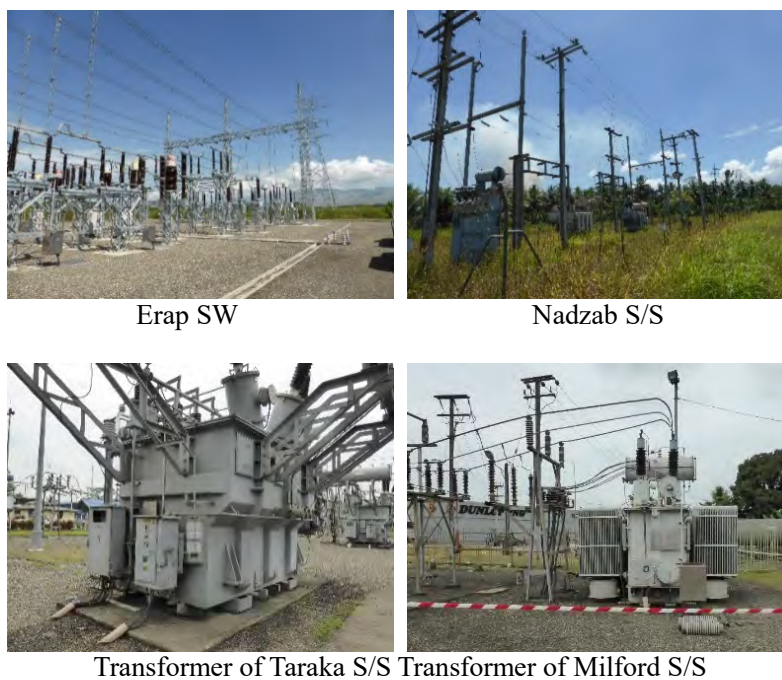


図 2-4 主要変電所の写真

2.1.3 レイ地域の配線設備の概要

ラム系統最大の負荷であるレイ市を含むレイ地域は、Taraka 変電所、Milford 変電所および Nadzab 変電所から合計 12 本の 11kV 配電線により供給されている。

配電網には 2 ヶ所の昇圧変圧器 (11/22kV) があり、1 ヶ所は Nadzab 変電所からの No.1 配電線上、2 ヶ所は Milford 変電所 No.6 配電線上に設置されている。

レイ市を含む都市エリアでは、Taraka 変電所および Milford 変電所から 11 本の 11kV 配電線により給電されている。地方エリアは Nadzab 変電所および Milford 変電所から各 1 本合計 2 本の 22/11kV 配電線により給電されている。なお、レイ市内の配電線は 22kV 絶縁設計で建設され 11kV 運用となっている。レイ地域の配線設備の概要を表 2-3、表 2-4 および図 2-5 に示す。

表 2-3 レイ地域の 22/11kV 配電線の数

(Unit: km)

	22kV H.V. line	11kV H.V. line	Remarks
Taraka S/S	0	5	
Milford S/S	(1)	6	One Tie transformer (22/11kV) on fdr. No. 6
Nadzab S/S	(1)	1	One Tie transformer (22/11kV) on fdr. No.1
Total	(2)	12	



図 2-5 レイ地域の配電線ルート図(地方エリア)

出典：JICA 調査団, As of May 2015

表 2-4 レイ地域の配電線総延長の概要

(Unit: km)

	Urban area	Rural area	Total
11kV Distribution line	91	8	99
22kV Distribution line	0	88	88
Total	91	96	187



図 2-6 レイ地域の配電設備の写真

2.2 PPL の配電網

2.2.1 既設配電設備

(1) 高圧配電網

高圧配電網の基本的な構成は以下のとおり。

1) Type A: 132kV 送電線から 11/22kV 配電線

132kV/11kV 変圧器で降圧し、その後、配電用変圧器へ 11/22 配電線で供給する。

2) Type B: 132kV 送電線から 66kV 送電線を介して 11/22kV 配電線

132kV/11kV 変圧器で降圧し、66kV 送電線で需要地域へ送電し、その後、配電用変圧器へ 11/22 配電線で供給する。

Type A (11kV) はレイ市内の主に住宅地に適用され、Type B (11kV) はレイ市内でも過密地域に適用される。Nadzab の様な地方エリアは、Type B (22kV) が支配的である。また、一部の新規開発エリアは、電圧降下を考慮して 33kV または 22kV 配電線の導入が検討されている。22/11kV 配電網の構成は、樹枝状である。

(2) 低圧配電網

PPL の標準低圧電圧は 415/240 V である。各配電用変圧器から樹枝状に 2~5 本の低圧配電線がある。

2.2.2 配電技術基準

配電設備の技術基準は、パプアニューギニア電気委員会 (Papua New Guinea Electricity Commission) の下、1989 年に制定された。PPL は同じ技術基準を適用している。

配電設備の設計マニュアルを表 2-5 に、電圧、周波数および主要な電気設計パラメーターを表 2-6 に示す。

表 2-5 設計マニュアル(配電)

No.	Contents of Distribution Design Manuals
Part A	Electrical design
Part B	Mechanical and structural design
Distribution Design Manual	

出典：PPL

表 2-6 主な電気的設計パラメーター(PPL 標準)

No.	Items	33kV System	22kV System	11kV System
High Voltage				
1	Nominal system voltage	33kV	22kV	11kV
2	Maximum system voltage	36kV	24kV	12kV
3	Type of system grounding	Solid	Solid	Solid
4	Basic impulse level peak	170kV	150kV	75V
5	Rated fault level at nominal voltage (3-phase symmetrical)	750 MVA 13.12kA	500 MVA 13.12kA	250 MVA 13.12kA
6	Transformer insulation level (phase/neutral)	170/70kV	150/50kV	75/28kV
7	Surge arrester rated voltage (rms)	30kV	21kV	10. 5kV
8	Surge arrester front-of-wave impulse spark over	150kV	88kV	44kV
9	One minute power frequency withstand of switchgear	70kV	50kV	28kV
10	Insulator creepage	660mm	440mm	220mm
Low Voltage				
1	Nominal system voltage	415/240V		
2	Maximum system voltage	436/252V		
3	Type of system grounding	Earthed neutral		
4	System frequency	50 Hz		
5	One minute test voltage	2,000V		
6	Impulse withstand voltage (1.2/50 wave)	6,000V		

出典 : Distribution Design Manuals, Part A Electrical design: Page A3.8, PPL

2.2.3 配線設備の設計基準

配電設備の設計基準には以下の項目が含まれている。

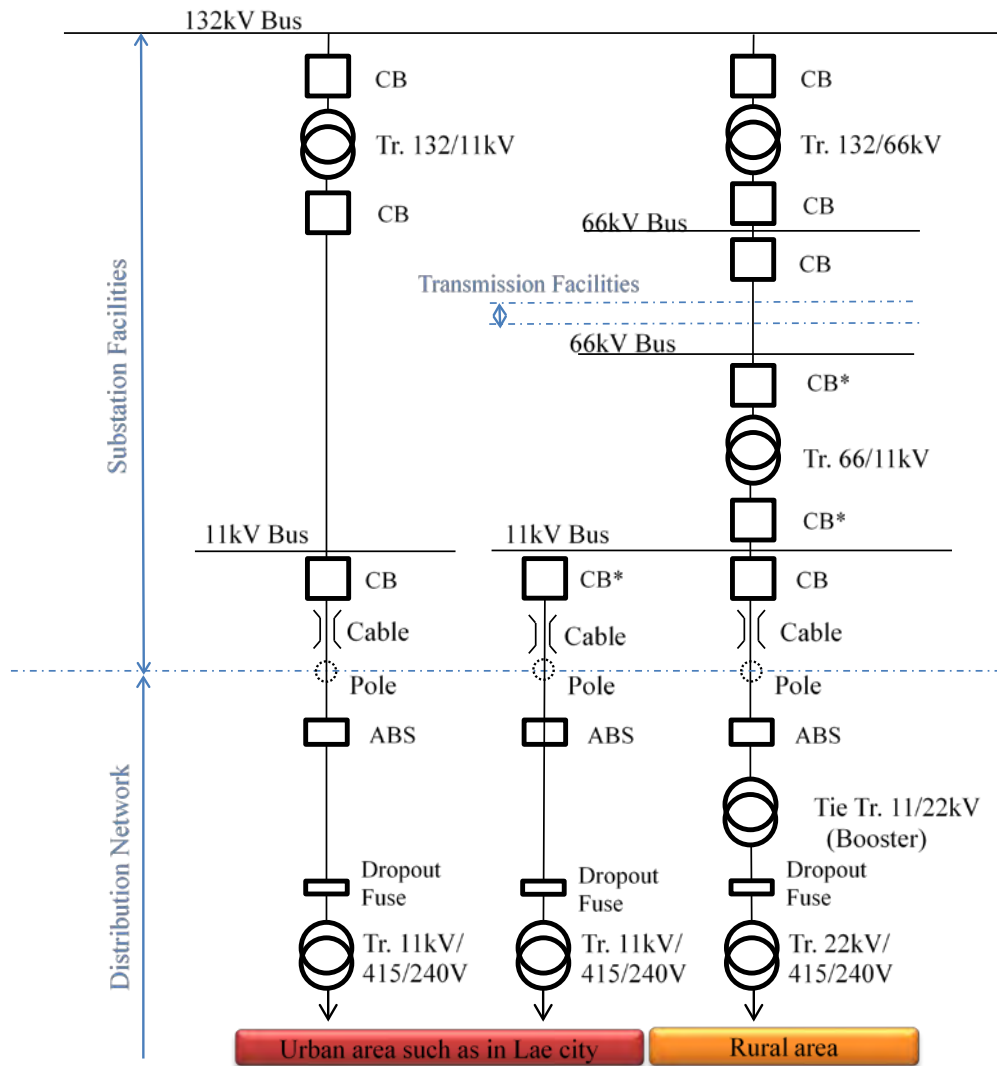
- (1) 導体
- (2) 碍子
- (3) 配電用開閉器
- (4) 開閉器 (ABS)
- (5) 最閉路器 (リクローザー) および区分開閉器
- (6) フューズ

2.3 レイ地域の配電網

2.3.1 配電網

(1) 電 圧

レイ地域の配電網の基本的な構成を図 2-7 に示す。



Note: CBs are not installed at the Nadzab substation.

図 2-7 レイ配電網の基本構成

配電網の構成は、22/11kV の 3 相 3 線方式および、低圧 (415/240V) は 3 相 4 線のである。PPL の主な配電エリアは、レイ市内の都市部で 11kV 配電線による高密度需要地域である。一方、地方エリアは低密度地域であり配電線の距離が長くなる傾向にあり、ロス低減のため、

22kV 配電線より運用されている。

レイ地域の電圧階級を表 2-7 に示す。

表 2-7 電圧階級

Nominal system voltage	Maximum system voltage	Remarks
22kV	24kV	Much of rural area
11kV	11kV	All of the Lae city and some of the rural area.

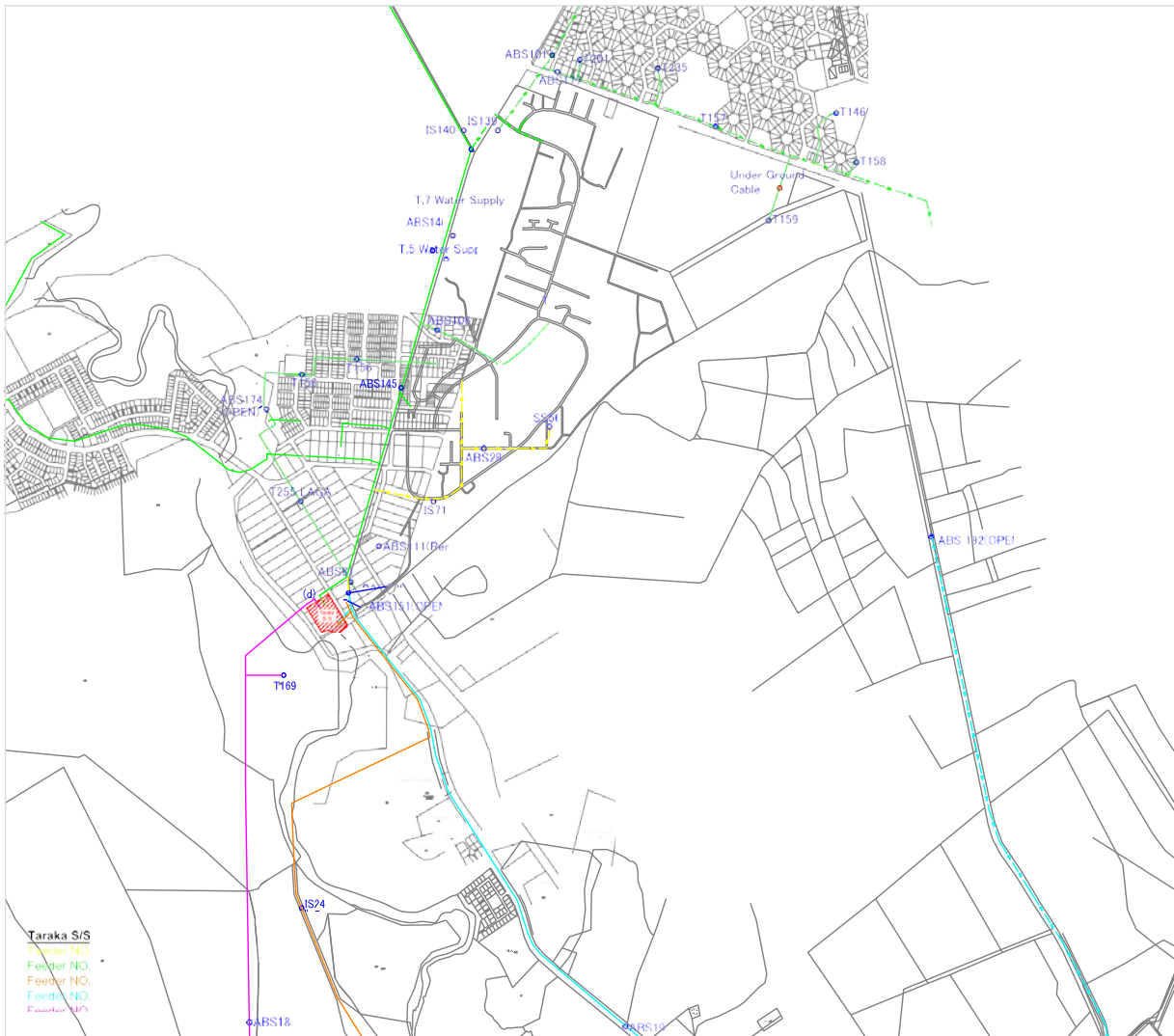
(2) 単線結線図および配電線路図

22/11kV 配電網の系統情報は、配電網整備計画を立案する上で、また、設備の運用・保守を行う上で極めて重要である。

単線結線図は、設備の基本的な情報を管理するのに使われるが、それ以外にも面的な広がりをもつ配電路線図（地図情報）も必要である。単線結線図の情報から、配電線の線種や距離、配電用変圧器の位置や容量を把握できれば、簡易な潮流計算が可能になり電流は電圧降下の情報を得ることが可能になる。これらの情報は、配電系統拡張を検討する上で必要不可欠である。

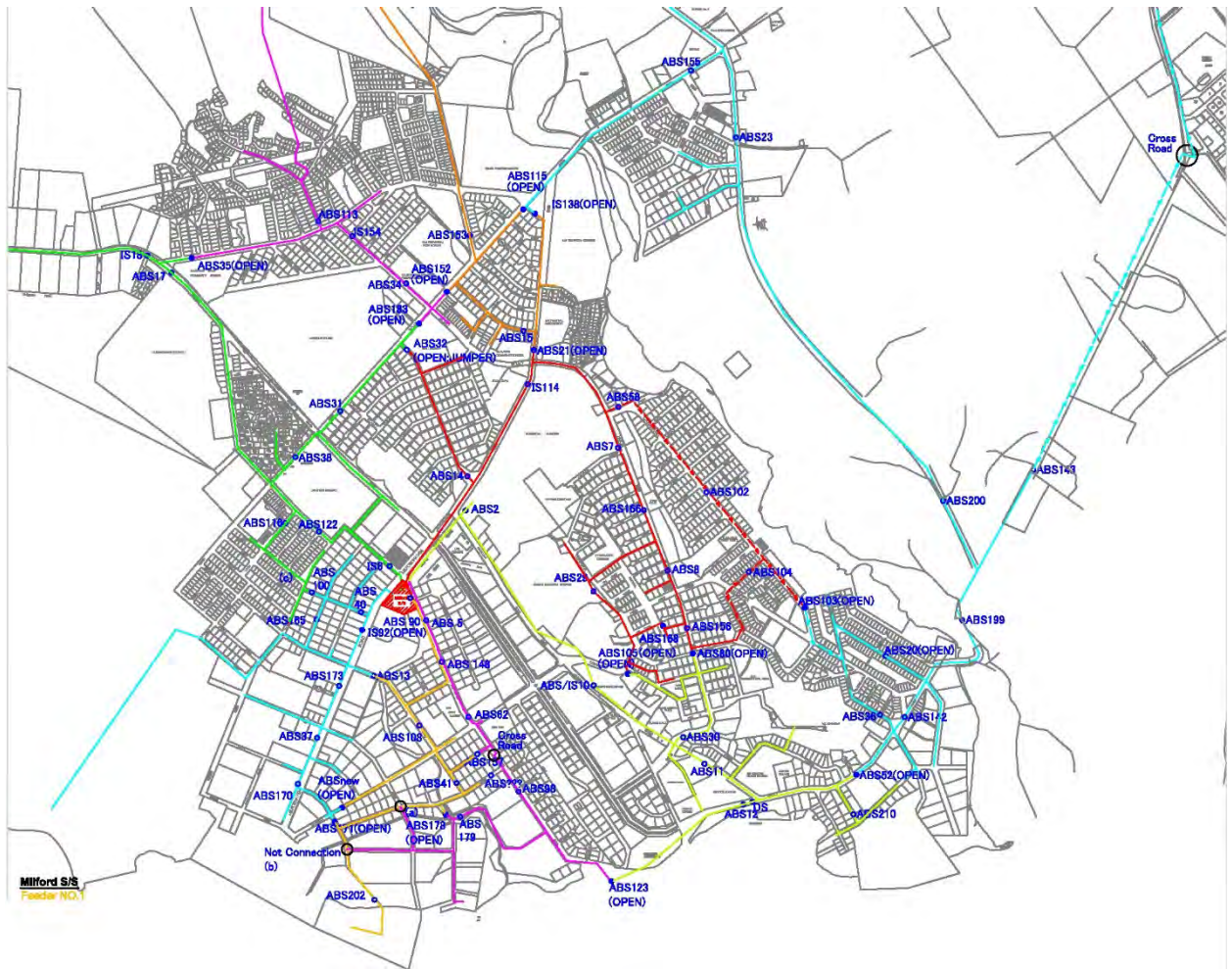
したがって、配電設備の保守を行う上では、単線結線図と配電路線図の双方を保有することが望ましい。

レイ市内の配電路線図を図 2-8・図 2-9 に、単線結線図を図 2-10・図 2-11 に示す。



出典：PPL Lae および JCIA 調査団の合同現地調査

図 2-8 レイ市内の配電路線図 (1)



出典：PPL Lae および JCIA 調査団の合同現地調査

図 2-9 レイ市内の配電路線図 (2)

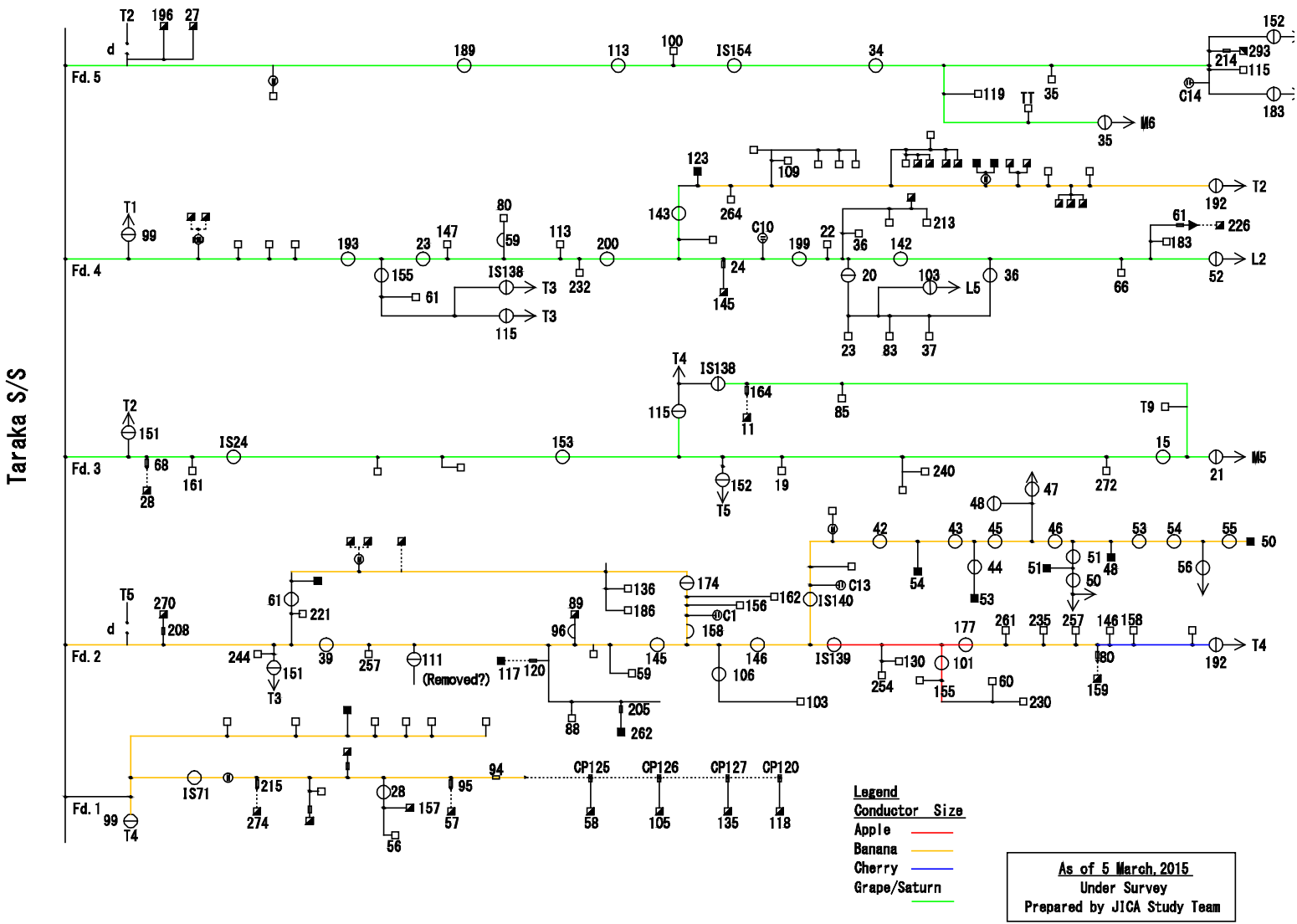


図 2-10 単線結線図 (1)

Milford S/S

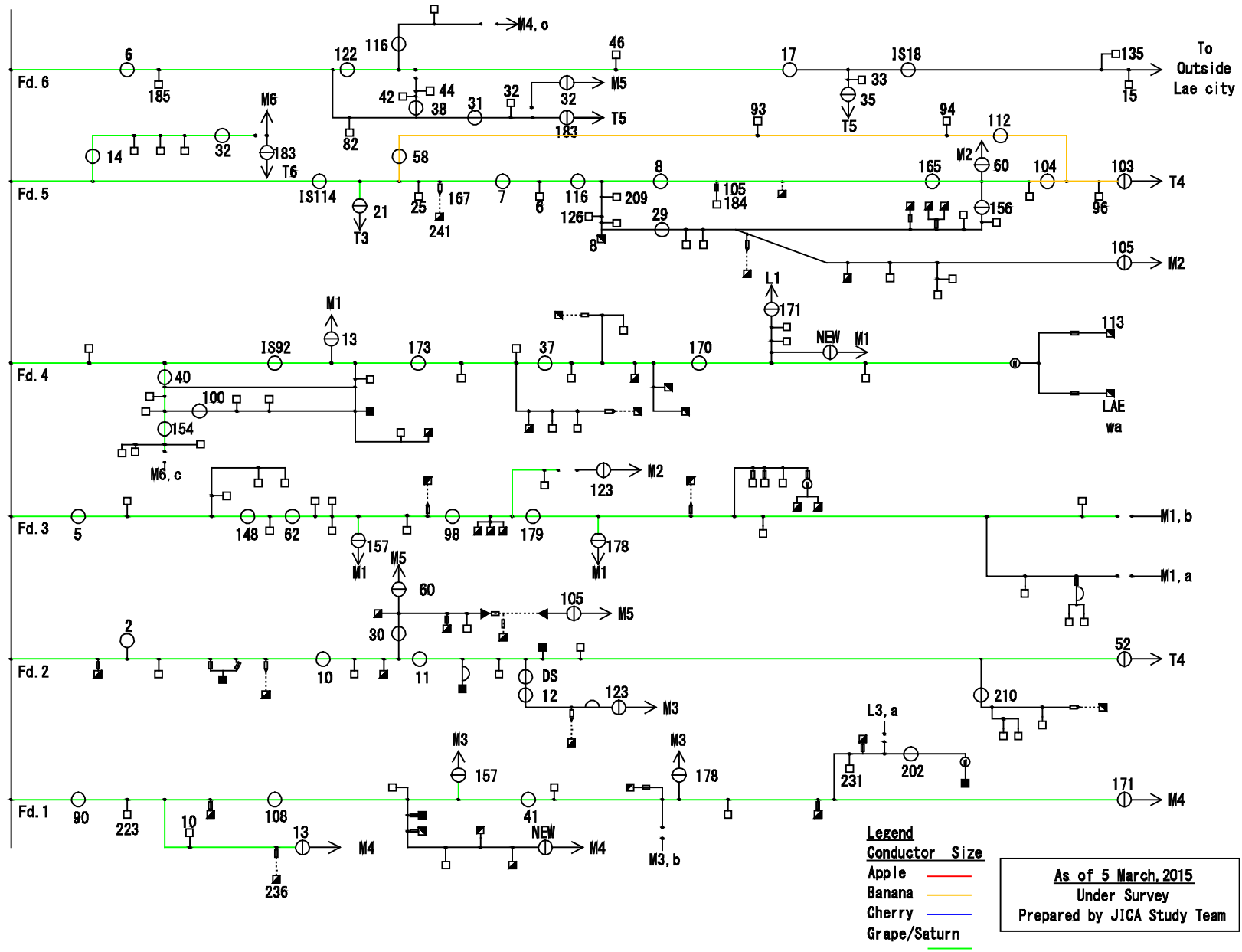


図 2-11 単線結線図 (2)

2.3.2 導 体

レイ地域の配電線は、以下の2種類に分類される。

- ▶ 架空線
- ▶ 地中ケーブル

架空配電線の主な導体の種類は、鋼心アルミより線 (ASCR/GZ¹) である。断面積サイズは都市エリアで 182mm² [Grape]、120 mm² [Cherry]、77.3 mm² [Banana]、49.5 mm² [Apple]、地方エリアで 120 [Cherry] が広く用いられている。また、一部の高密度負荷地域には、アルミ製の裸線である AAC²が適用されている。

レイ地域で適用されている配電線導体の特性データを表 2-8、表 2-9 に示す。さらに、レイ地域の配電線総延長を表 2-10 に示す。

表 2-8 導体の物理的特性データ

Type (Bare Conductors)	Conductor Codename	Stranding and wire diameter (no./mm)		Nominal overall diameter (mm)	Cross- sectional area (mm ²)	Approximate mass (kg/km)
		Aluminum	Steel			
ACSR/GZ	Apple	6/3.00	1/3.00	9	49.5	171
	Banana	6/3.75	1/3.75	11.3	77.3	268
	Cherry	6/4.75	7/1.60	14.3	120	402
	Grape	30/2.50	7/2.50	17.5	182	677
AAC	Saturn	37/3.00	-		262	721

出典： Olex catalog

表 2-9 導体の電気的特性データ

Type (Bare Conductors)	Conductor Codename	DC Resist. At 20°C Ω/km	DC Resist. At 50Hz 75°C Ω/km	Continuous current carrying capacity (A)
ACSR/GZ	Apple	0.677	0.910	248
	Banana	0.433	0.582	326
	Cherry	0.271	0.367	434
	Grape	0.196	0.263	531
AAC	Saturn	0.110	0.135	776

*: 2m/s wind, Rural weather, summer noon

出典： Olex catalog

1 Aluminum Standard Conductors Galvanized steel-reinforced
2 All-aluminum conductors

表 2-10 レイ地域の配電線総延長

(Unit: m)

	11kV			22kV			Total
	Urban area	Rural area	Sub Total	Urban area	Rural area	Sub Total	
Taraka S/S [In Lae city]							
Feeder No. 1	3,972	0	3,972	0	0	0	3,972
Feeder No. 2	18,160	0	18,160	0	0	0	18,160
Feeder No. 3	6,478	0	6,478	0	0	0	6,478
Feeder No. 4	17,361	0	17,361	0	0	0	17,361
Feeder No. 5	6,127	0	6,127	0	0	0	6,127
Subtotal	52,098	0	52,098	0	0	0	52,098
Milford S/S [In Lae city]							
Feeder No. 1	4,787	0	4,787	0	0	0	4,787
Feeder No. 2	6,876	0	6,876	0	0	0	6,876
Feeder No. 3	3,999	0	3,999	0	0	0	3,999
Feeder No. 4	6,067	0	6,067	0	0	0	6,067
Feeder No. 5	8,157	0	8,157	0	0	0	8,157
Feeder No. 6	9,979	2,390	12,369	0	3,460	3,460	15,829
Subtotal	39,865	2,390	42,255	0	3,460	3,460	45,715
Nadzab S/S [Outside Lae city]							
Feeder No. 1	0	6,100	6,100	0	85,000	85,000	91,100
Subtotal	0	6,100	6,100	0	85,000	85,000	91,100
Total	91,963	8,490	100,453	0	88,460	88,460	188,913

2.3.3 支持物

都市エリアにおいては、基本的に銅製の電柱に木製の腕金を、一部のエリアでは木柱に銅製の腕金を用いている。

地方エリアは、基本的に銅製の電柱に木製の腕金が使われているが、一部エリアではコンクリート柱や木柱も用いられている。

支持物間の距離を示す経間は、都市エリアが 120~150m、地方エリアが 150m である。



図 2-12 支持物の写真

2.3.4 碍子

標準的にピン碍子とポスト碍子、懸垂碍子が使われている。ピン碍子は直線区間に使用され、ポスト碍子は変電所における母線の支持や傾斜した箇所における導体の支持に使用され、懸垂碍子は引留点に使用されている。

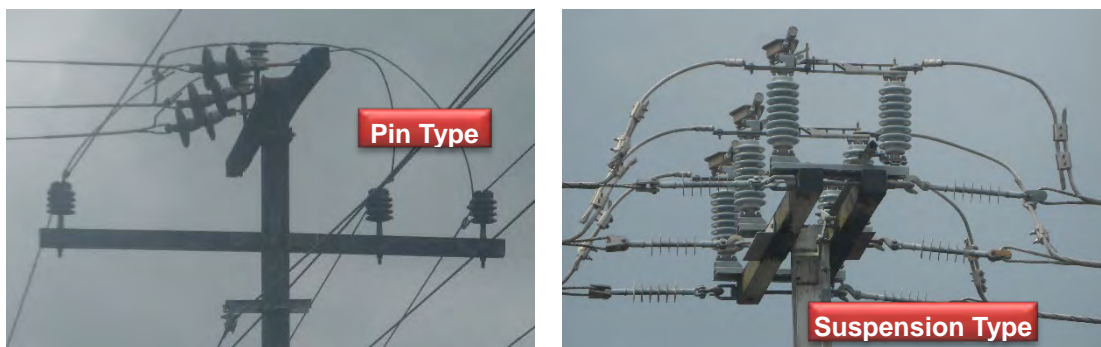


図 2-13 碍子の写真

2.3.5 配電用開閉器

レイ地域で標準的に用いられている開閉器は、開閉器 (Air-Break Switches)、フューズ (Dropout Fuses)、区分開閉器 (Sectionalizer) の三種類であり、それぞれ保護機能を具備している。各開閉器の概要を表 2-11 に示す。

表 2-11 標準的な開閉器の概要

Switchgear Type	Outline
Air-Break Switches	<ul style="list-style-type: none"> ✓ To isolate parts of the system so that maintenance and other work can be performed safely while the electricity supply is maintained elsewhere where possible. ✓ To help locate faults by enabling the system to be relieved section by section. ✓ To enable load sections to be transferred from one feeder or supply source to another for operational reasons.
Dropout Fuses	<ul style="list-style-type: none"> ✓ To isolate any fault which may occur on the spur, thereby maintaining an uninterrupted supply to upstream consumers. ✓ To isolate a spur for maintenance and other work to be performed without cutting the electricity supply elsewhere. ✓ To help locate faults by enabling the spur to be isolated and flagging any fault that does occur. ✓ Dropout fuses are used to provide group fusing.
Sectionalizer	<ul style="list-style-type: none"> ✓ To isolate faults which occur further out along the line thereby maintaining supply to upstream consumers. ✓ To limit damage at the point of any fault and restore supply for transient faults. ✓ To help locate faults.

(1) 開閉器 (ABS)

レイ市には 103 個の開閉器 (ABS) が設置されているが、その内 25%の開閉器が以下の理由により問題がある。

ABS の遮断定格が 100A のため焼けた。

ABS をバイパスまたはブリッジすることで本来の機能が発揮できない。

レイ市内の開閉器の設置場所および状況を図 2-15、図 2-16、表 2-12 および表 2-13 に示す。

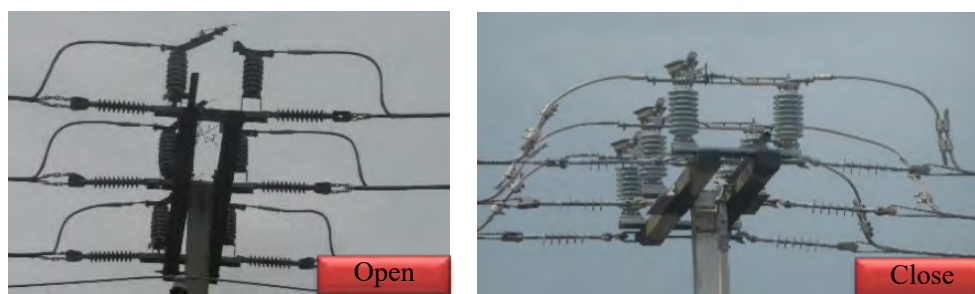


図 2-14 開閉器の写真

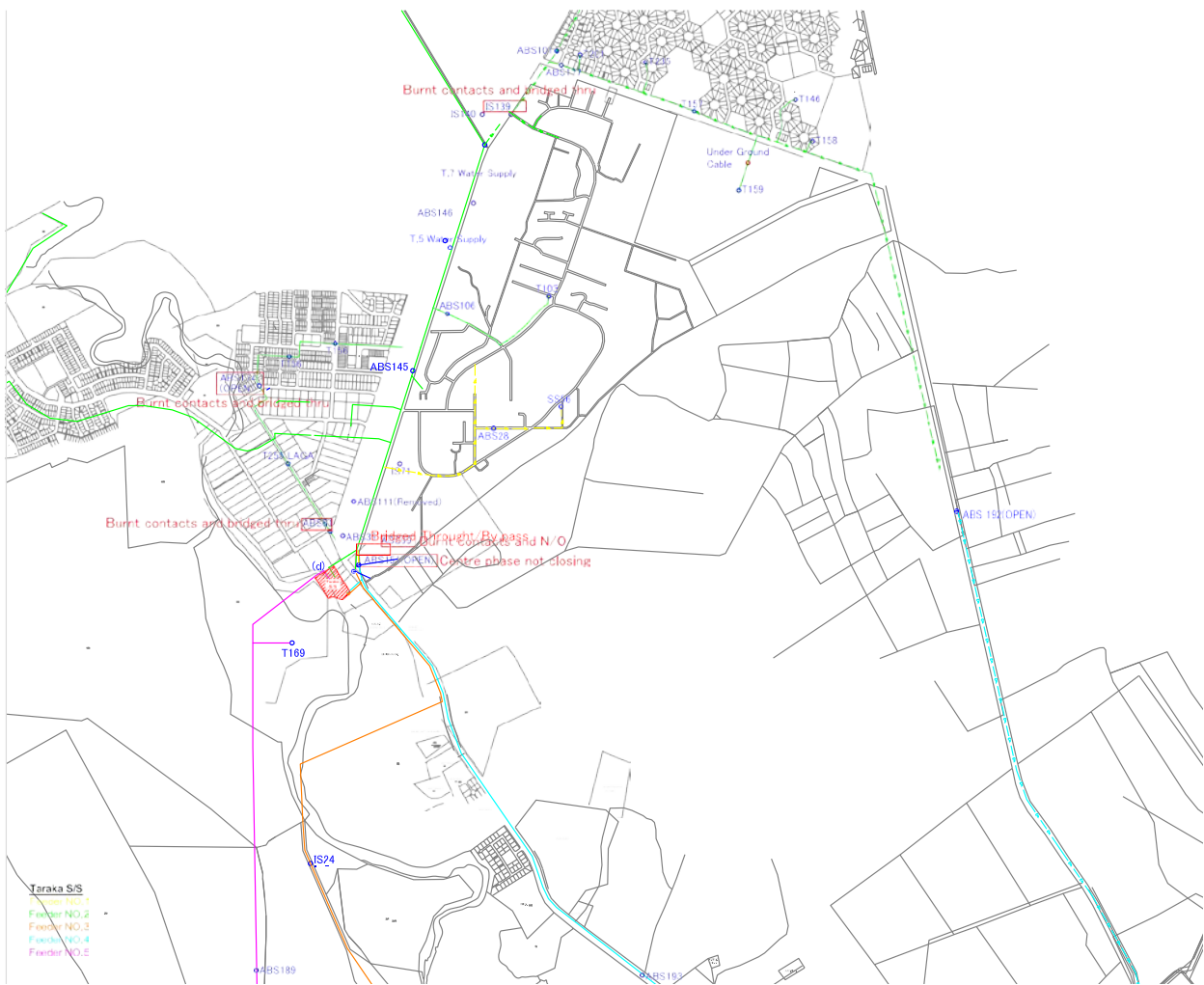


図 2-15 開閉器と位置と状態 (1)

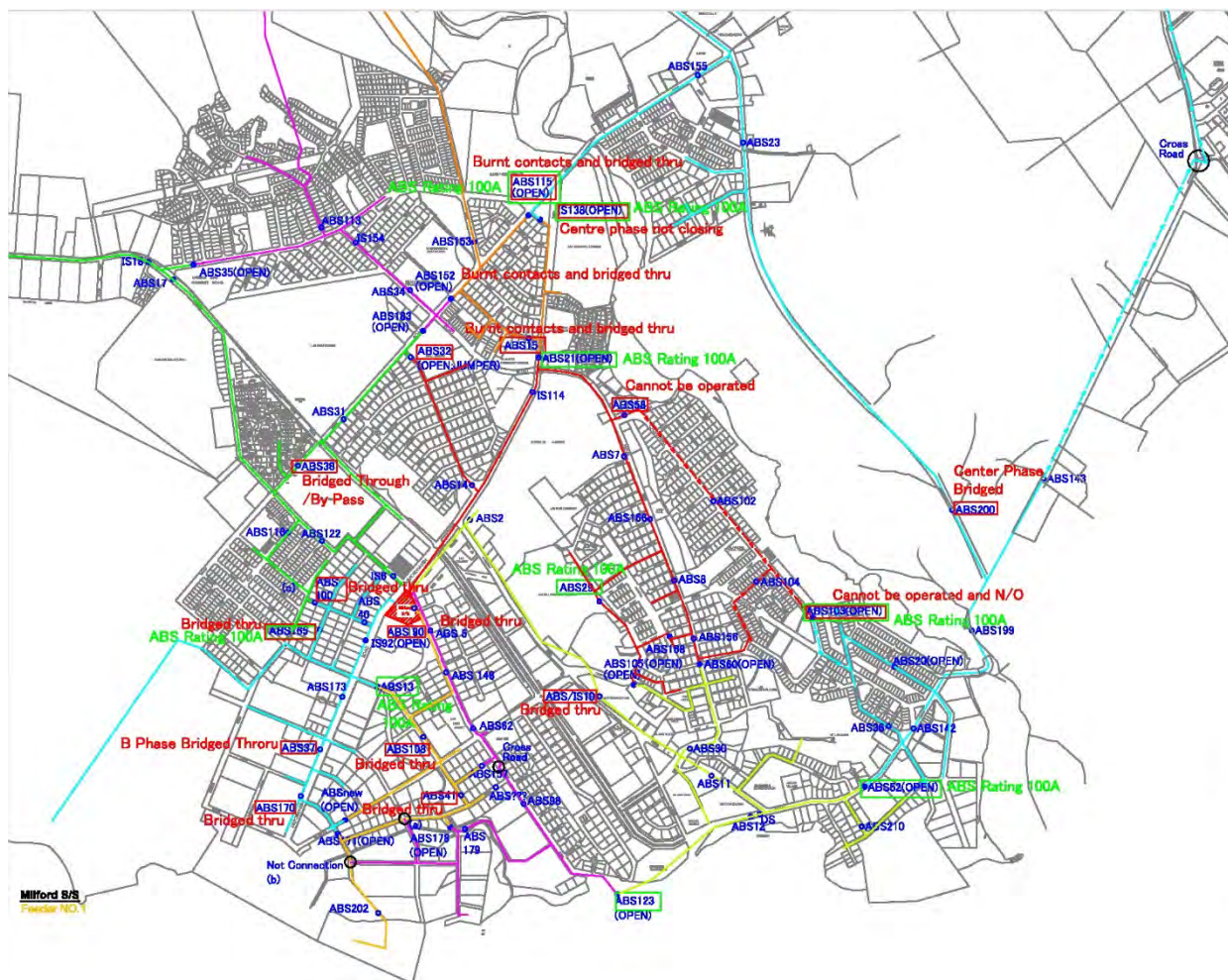


図 2-16 開閉器と位置と状態 (2)

表 2-12 開閉器のリスト (1)

Fdr ID	Switch Gear	Defect	Close/ Open	Defect/ Operational	Location	Remarks	Capacity	
Milford 1	ABS 90	#	Close	Defect	Milford Power House	Bridged Through/By Pass		
	ABS 108	#	Close	Defect	Ela Motors Card Yard	Bridged Through/By Pass		
	ABS 41	#	Close	Defect	Bishop Brothers	Bridged Through/By Pass		
	ABS 202		Close	Operational	PNG Taiheiyu Cement			
Milford 2	ABS/IS 10	#	Close	Defect	Air Niugini Sales Office	Bridged Through/By Pass		
	ABS 30		Close	Operational	Mountain Top Huon Road			
	ABS 11		Close	Operational	Stadium Residential Area			
	ABS 12		Close	Operational	Indoor Stadium			
	ABS 210		Close	Operational	UMW			
	ABS2		Close					
Milford 3	ABS 5		Close	Operational	Dunlop			
	ABS 148		Close	Operational	Mainland Plumbing			
	ABS 62		Close	Operational	Agmark Machinery			
	ABS 98		Close	Operational	SP Brewery Gate			
	ABS 179		Close	Operational	Opposite Flour Mill			
Milford 4	ABS 40		Close	Operational	Chemica			
	ABS 100	#	Close	Defect	Mula Street	Bridged Through/By Pass		
	IS 92		Close	Operational	Ela Motors Sales Office			
	ABS 173		Close	Operational	Hastings Deering	Bridged Through/By Pass (Operated on Feb.2015)		
	ABS 37	#	Close	Defect	Atlas Steel	B Phase Bridged Through		
	ABS 170	#	Close	Defect	Coca Cola	Bridged Through/By Pass		
Milford 5	ABS 154	#	Close	Defect	Tolec Electronic	Cannot be operated-N/C	Rating 100A	
	ABS 14		Close	Operational	Fire Service Station			
	IS 114		Close	Operational	Eriku Soccer Field			
	ABS 58	#	Close	Defect	Cassowary/Huon Road Junction	Cannot be operated		
	ABS 7		Close	Operational	FRI			
	ABS 166		Close	Operational	8th Street			
	ABS 8		Close	Operational	11th Street			
	ABS 165		Close	Operational				
	ABS 156		Open	Operational	5th Street			
	ABS 29		Close	Operational	Angau Sisters Quarter		Rating 100A	
	ABS 102		Close	Operational	Eagle Street			
	ABS 104		Close	Operational	Tern Street			
	Milford 6	IS 6		Close	Operational	Hospital Area Stores		
		ABS 116		Close	Operational	Jawani Street		
ABS 38		#	Close	Defect	Show Ground/Salamanda	Bridged Through/By Pass		
ABS 31			Close	Operational	Opposite Golf			
ABS 17			Close	Operational	Bugandri Secondary School			
ABS 122			Close	Operational				
Taraka 1	ABS 18		Close	Operational	Two Mile			
	IS 71		Close	Operational	Unitech			
Taraka 2	ABS 28		Close	Operational	Unitech			
	ABS 39	#	Close	Defect	Atlas Steel	Bridged Through/By Pass		
	ABS 61	#	Close	Defect	NCI	Bridged Through/By Pass		
	ABS 145		Close	Operational	Interoil			
	ABS 106		Close	Operational	Unitech Residential Area			
	ABS 146		Close	Operational	Opposite Water No. 4			
	ABS 174	#	Open	Defect	East Taraka Housing	Faulty-N/O		
	IS 139	#	Close	Defect	Igam Junction	Bridged Through/By Pass		
	IS 140		Close	Operational	Igam Junction			
	ABS 177		Close	Operational	PTC Junction			
	ABS 101		Close	Operational	Bumayong Junction			
	ABS 42		Close	Operational	Igam Barracks			
	ABS 43		Close	Operational	Igam Barracks			
	ABS 44		Close	Operational	Igam Barracks			
	ABS 45		Close	Operational	Igam Barracks			
ABS 47		Close	Operational	Igam Barracks				

表 2-13 開閉器のリスト (2)

Fdr ID	Switch Gear	Defect	Close/ Open	Defect/ Operational	Location	Remrks	Capacity
	ABS 46		Close	Operational	Igam Barracks		
	ABS 50		Close	Operational	Igam Barracks		
	ABS 51		Open	Operational	Igam Barracks		
	ABS 53		Close	Operational	Igam Barracks		
	ABS 54		Close	Operational	Igam Barracks		
	ABS 55		Close	Operational	Igam Barracks		
	ABS 56		Close	Operational	Igam Barracks		
Taraka 3	IS 24		Close	Operational	Timber College		
	ABS 153		Close	Operational	Buimo Road Junction		
	ABS 15	#	Close	Defect	Gurney Street	Bridged Through/By Pass	
Taraka 4	ABS 193		Close	Operational	Kamkumung Ples		
	ABS 155		Close	Operational	Omili Primary School		
	ABS 23		Close	Operational	Awagasi Market		
	ABS 200	#	Close	Defect	Butibum Village	Centre Phase Bridged Through	
	ABS 199		Close	Operational	Bumbu Bridge		
	ABS 142		Close	Operational	China Town		
	ABS 36		Close	Operational	Opposite Nestle		
	ABS 20		Open	Operational	Bowerbird Street		
	ABS 143		Close	Operational	Balop Teachers' College		
Taraka 5	ABS 189		Close	Operational	Abattoir		
	ABS 113		Close	Operational	Mountain Cress	Replaced on Feb. 2015	
	IS 154		Close	Operational	Boundary Road		
	ABS 34		Close	Operational	Lae Primary School		
raka 1 & Taraka	ABS 99	#	Open	Defect	Shell Service Station	Burnt Contacts-N/O	
raka 2 & Taraka	ABS 192		Open	Operational?	Back Road		
raka 2 & Taraka	ABS 151	#	Open	Defect	Cummins		
raka 3 & Taraka	ABS 152		Open	Operational?	Phils Motel		
raka 3 & Taraka	ABS 115	#	Open	Defect	Our Saviour Church		Rating 100A
raka 3 & Taraka	IS 138	#	Open	Defect	Cross Street		Rating 100A
raka 3 & Milford	ABS 21		Open	Operational?	St Michael's Church		Rating 100A
lford 2 & Taraka	ABS 52		Open	Operational?	Nestle		Rating 100A
raka 5 & Milford	ABS 183		Open	Operational?	Highlands Bus Stop Eriku		
raka 5 & Milford	ABS 35		Open	Operational?	212 Estate		
lford 1 & Milford	ABS 157		Open	Operational?	Brian Bell Service Parts		
lford 1 & Milford	ABS 178		Open	Operational?	Flour Mill		
lford 1 & Milford	ABS 171		Open	Operational?	SVS Whare House		
lford 1 & Milford	ABS (New)		Open	Operational?	Papindo Whare House		
lford 2 & Milford	ABS 60		Open	Operational?	Huon Road Town		
lford 2 & Milford	ABS 105		Open	Operational?	St Mary's Church town		
lford 2 & Milford	ABS 123		Open	Operational?	DCA Compound		Rating 100A
lford 1 & Milford	ABS 13		Open	Operational?	Works Dept Compound		Rating 100A
lford 5 & Milford	ABS 32	#	Open	Defect	Kwila/Bumbu Road Junction	Cannot be operated-N/O	
raka 4 & Milford	ABS 103	#	Open	Defect	Cassowary Road	Cannot be operated-N/O	Rating 100A
raka 2 & Taraka	ABS 151	#	Open	Defect	Cummins	Centre Phase Faulty/By Pass	

(2) 区分閉器

区分閉器は2015年にレイ市の西側約10km地点に1セット設置されている。この区分閉器は、Milford 変電所からの No.6 配電線上である。



図 2-17 区分閉器の設置場所

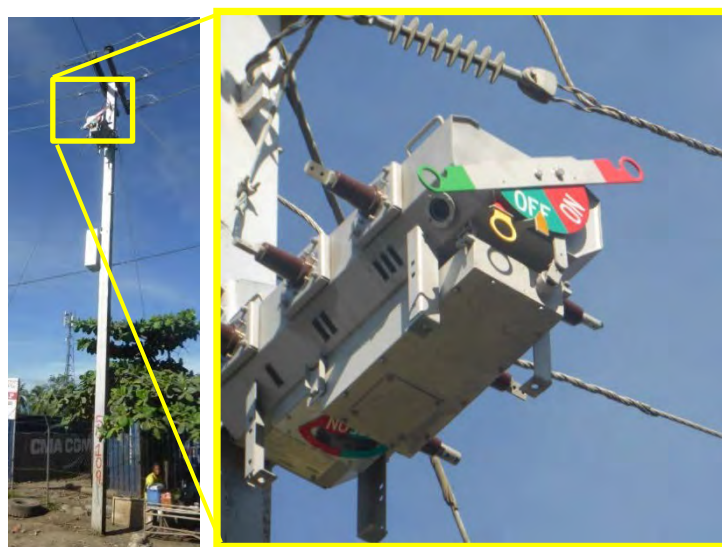


図 2-18 区分閉器の写真

2.3.6 変圧器

(1) 昇圧用変圧器

昇圧用変圧器（Tie transformer）はレイ市外に 2 ヶ所設置されている。一つは、Milford 変電所からの No.6 配電線上に設置され、11kV から 22kV に昇圧している。もう一つは、Nadzab 変電所からの No.1 配電線上に設置され、同じく、11kV から 22kV に昇圧している。昇圧用変圧器の主な仕様を表 2-14 に示す。

表 2-14 昇圧用変圧器の主な仕様

Item	Tie transformer 1	Tie transformer 2
Rated Capacity	4,000kVA	1,000kVA
Rated Voltage	22kV/11kV	22kV/11kV
Frequency/Type	50Hz/Three-phase	50Hz/Three-phase
Service Conditions	Outdoor	Outdoor
Manufacturing year/Country	2003/Australia	-

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 2-19 昇圧用変圧器の位置



図 2-20 昇圧用変圧器の写真

(2) 配電用変圧器

配電用変圧器は、配電線から T 分岐接続されており、避雷器やカットアウトヒューズが設置されている。レイ地域での設置形態は柱上、キオスク、地上設置タイプがある。変圧器の容量は、10～1,000kVA と広く採用されている。標準的に用いられる変圧器の設置形態および容量を表 2-15 に示す。

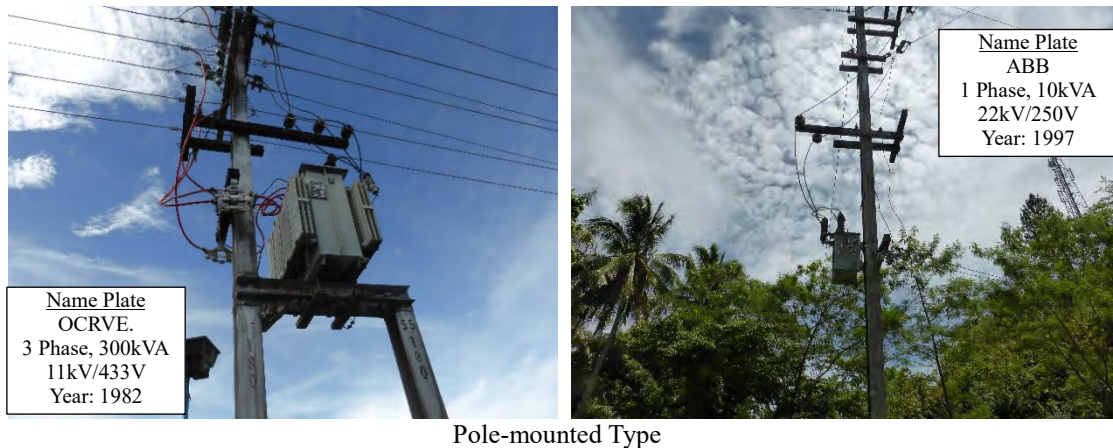
表 2-15 配電用変圧器の主な仕様

Primary Voltage	Type	Size (kVA)
22kV	Pole-mounted	10, 25, 50, 100, 200
11kV	Pole-mounted	25, 50, 100, 200, 315, 500
	Pad-mounted	200, 300, 500, 750, 1000
	Kiosk	200, 300, 500, 750, 1000

出典：PPL



Kiosk Type



Pole-mounted Type

図 2-21 配電用変圧器の写真

2.3.7 避雷器

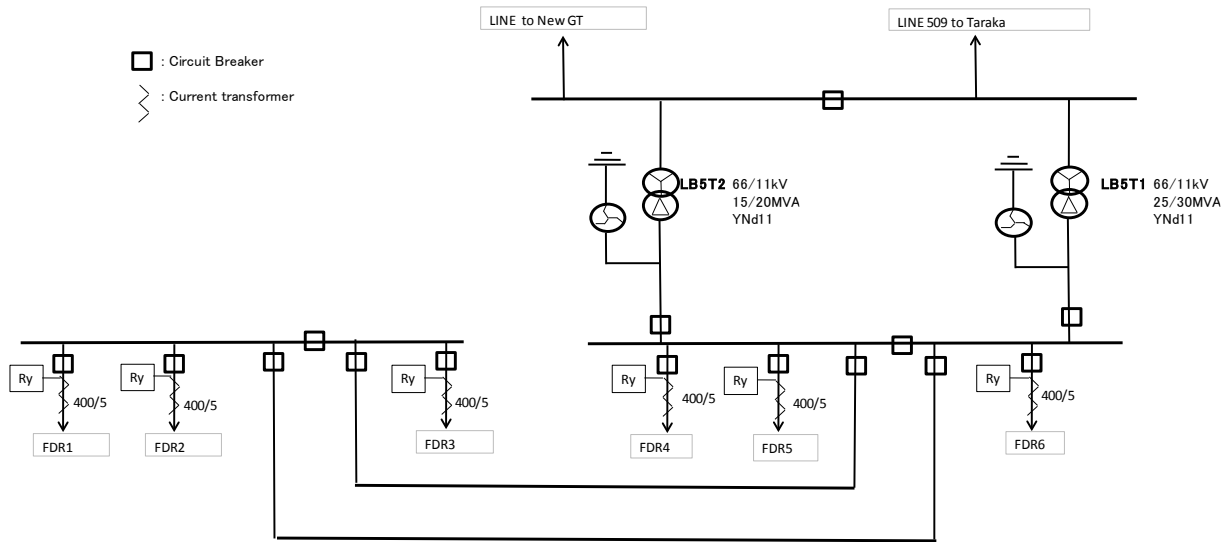
避雷器は、配電用変圧器および架空導線とケーブルとの接続点に設置されている。配線線と開閉器の保護用には設置されていない。

2.3.8 保護リレー

(1) レイ地域の配電線保護リレーの概要

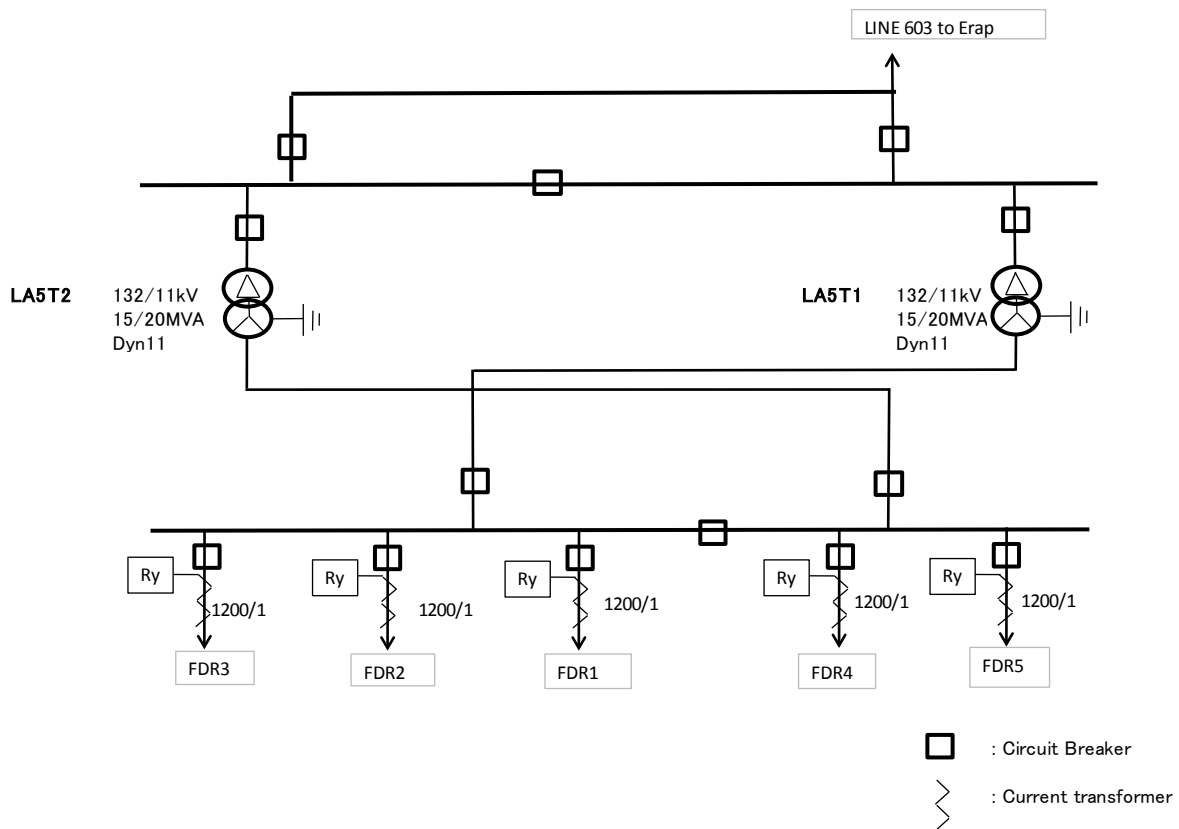
レイ地域の配電線は Milford 変電所から 6 回線、Taraka 変電所から 5 回線、Nadzab 変電所から 1 回線引き出されている。

図 2-22、図 2-23、図 2-24 に Milford 変電所、Taraka 変電所および Nadzab 変電所の配電線の単線結線図を示す。



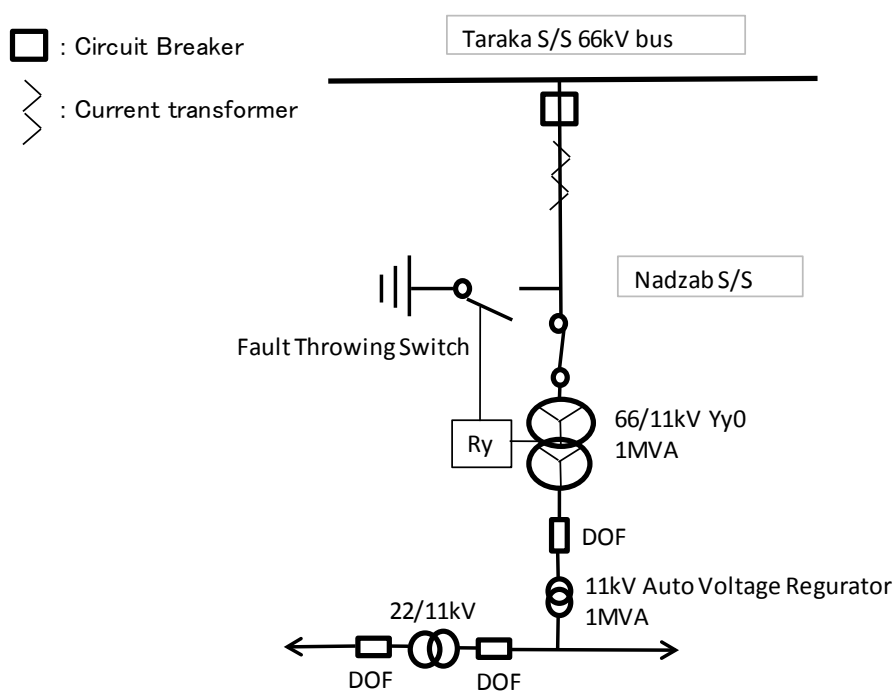
出典：JICA 調査団作成

図 2-22 Taraka 変電所 11kV 単線結線図



出典：JICA 調査団作成

図 2-23 Taraka 変電所 11kV 単線結線図



出典：JICA 調査団作成

図 2-24 Nadzab 変電所 11/22kV 単線結線図

レイ地域の配電線の電圧は 11kV（一部区間で 22kV）、直接接地方式を採用している。Taraka 変電所は、132kV/11kV 変圧器の 2 次側がスター結線であり、主変圧器の 2 次側の中性点で接地している。しかし、Milford 変電所は 66kV/11kV 変圧器の 2 次側がデルタ結線であるため、接地変圧器（変圧器の 2 次側を千鳥結線）を置くことで中性点接地を設けている。

それぞれの配電線保護リレー設備の種類、型式、保護方式を表 2-16 に示す。Taraka 変電所は、2014 年に 11kV 開閉器の取り替えを行っており、Cub 付きの保護リレーが設置されている。Milford 変電所については、11kV 開閉器とは別に配電盤室に保護リレー盤が設置されている。Nadzab 変電所には配電線の送り出し個所に遮断器がないため、保護リレーではなく DOF（Drop Out Fuse）により配電線保護を行っている。Taraka-Nadzab 間の送電線（508）については、Taraka 変電所設置の保護リレーにより保護されている。Nadzab 変電所に設置してある変圧器の内部事故が発生した場合には、ブッフホルツリレー動作に伴い、Fault Throwing Switch と呼ばれるスイッチが動作し、強制的に地絡事故を起こさせることで、事故検出を行っている。

表 2-16 レイ地域の配電線保護リレー

Substation	Feeder	Type	Model	Method	Connection Diagram
Milford	1	Induction Disc	CDG 31	Short circuit...over current, Earth fault...over current	
	2	Ditto	Ditto	Ditto	Ditto
	3	Ditto	Ditto	Ditto	Ditto
	4	Ditto	Ditto	Ditto	Ditto
	5	Digital	MiCOM P127	Ditto	
	6	Ditto	Ditto	Ditto	Ditto
Taraka	1	Ditto	MiCOM P143	Ditto	Ditto
	2	Ditto	MiCOM P142	Ditto	Ditto
	3	Ditto	Ditto	Ditto	Ditto
	4	Ditto	MiCOM P143	Ditto	Ditto
	5	Ditto	MiCOM P142	Ditto	Ditto
Nadzab	No relay (Protected by DOF)				

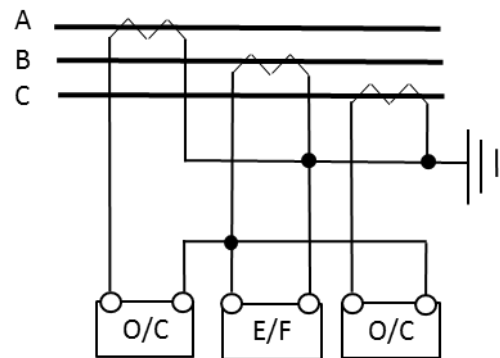
出典：JICA 調査団作成

(2) 保護方式

レイ地域の保護リレーを種類別に分けると、誘導円盤型の保護リレー (Milford 変電所の F1~F4) とデジタルリレー (Milford 変電所の F5, F6 と Taraka 変電所の F1~F5) に分けることができる。それぞれの結線図を図 2-25、図 2-26 に示す。

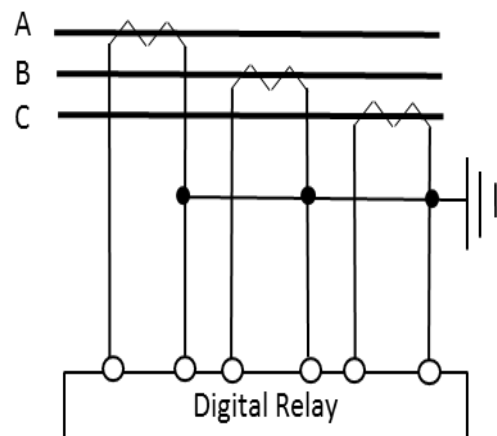
Milford 変電所の F1~F4 は、図中の左右両端のリレーにより、第一相 (図では A 相)、第三相 (図では C 相) の電流が入力され、短絡保護を行い、中央のリレーには三相を合わせた電流 (零相電流) が入力され、地絡保護を行っている。

以上のように、Milford 変電所、Taraka 変電所の配電線は、短絡事故、地絡事故とも過電流リレーにより保護を行っている。これはグリッドコードに規定されている Protection Requirements を満たしている。また、配電線事故時に、配電線保護リレーの不動作、11kV 開閉器の不動作等が起きた場合の事も考え、主変圧器の 2 次側のリレーによりバックアップを行っている。



出典: JICA 調査団

図 2-25 Milford 変電所 F1~F4



出典: JICA 調査団

図 2-26 Milford 変電所 F5、F6、Taraka 変電所 F1~F5

2.4 保守・運用

2.4.1 PPL のレイ地域の電力設備の保守・運用調査の目的

PPL の組織は、設備別組織ではなく機能別組織となっている。

配電設備の設計に関して、設計部門はポートモレスビーの PPL 本社にのみ担当部署があり、現地調査から設計、据え付け工事までを行っている。PPL レイの配電部門は、小規模なもののみ設計・据え付け工事を行っている。

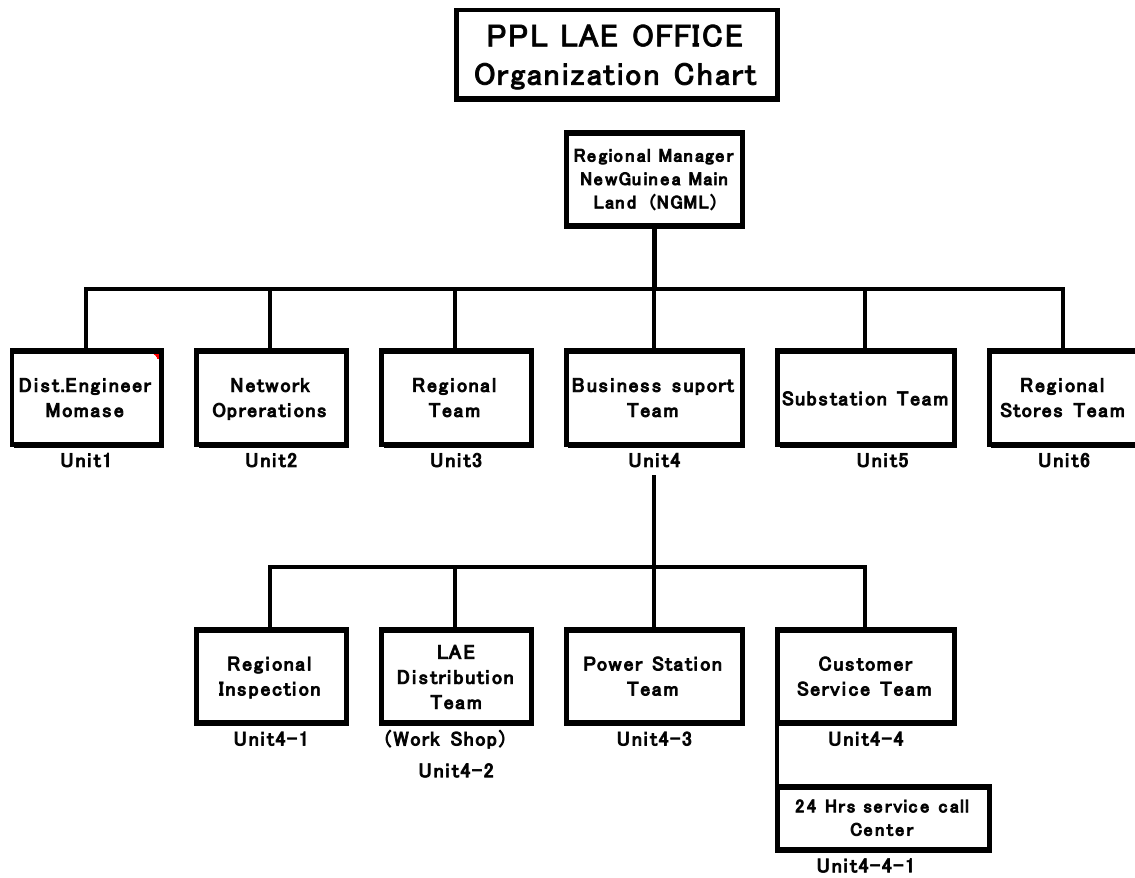
レイ地域の保守・運用に関しては、発電・送電・変電・配電設備を全て当該地域の所管事業所で実施している。

長期配電網整備計画や信頼度向上の方策を検討するにあたり、現状設備の把握と運用方法の実態を調査し、現状の設備形成の課題、保守・運用に関する課題を抽出することを目的として実態調査を実施した。

2.4.2 PPL のレイ支店の組織の概要と業務内容

(1) PPL レイ支店の組織

PPL レイ支店の組織図を図 2-27 に示す。8 つの部署に分かれて Main Land 地域の電力事業の運営と電力設備の保守・運用を行っている。レイ支店は、電力設備の運用・保守部門はもちろん、新規需要家の申し込みや既設お客様対応チーム、PPL の資産管理チーム、資材管理チームなどの部署がある。



出典：PPL

図 2-27 PPL レイ支店の組織図



図 2-28 PPL レイ支店の写真

PPL レイは管轄が New Guinea Main Land (Morobe, Madan, East & West Sepik) の 4 県であり、地域の発電設備・配電設備・発電設備を所管し、運用と保守を実施している。ただし、送電線（電圧が 66kV 以上）の運用・保守は所管していない。

配電線の運用・保守は Milford、Taraka、Nazab の 3 変電所のみ配電線の運用保守を受け持っている。新規負荷に対する簡易な供給工事は当支店の担当である。
各部署の役割を以下に示す。

(1) Dist.Engineer

Momase 地域の配電設備の管理

新規負荷の申込時、既設設備で送電可能か設備の増強が必要かの判断。

既設変圧器の負荷管理

(2) Net Work Operation

レイ地域の配電網の系統運用

(3) Regional Team

管内の PPL の資産管理（資材・建物・土地等）

(4) Business Support Team

カスタマーサービス全般（ワンストップサービスの窓口）

1) Regional Inspection

新增設の配電用変圧器の検査、需要家設備の検査、メーター取り付け、需要家への繋ぎ込み

2) Lae Distribution Team

高・低圧配電線（変圧器・柱上開閉器・引き込み線含む）の新設工事および引き込み線以外の保守

3) Power Station Team

レイ地域の小規模発電設備（Milford、Taraka 等）の運転・保守

4) Customer service Team

苦情処理、引き込み線、メーターの取り付け・保守、事故点調査（故障個所の特定まで）

a) 24Hour Call centre

24 時間、電話で苦情を受け付（停電時の問い合わせや苦情対応含む）
事故点探査（事故点の特定と故障設備の特定）
引き込み線の保守も実施。

(5) Substation Team

管内の変電所の運転保守

(6) Regional Store Team

変電・発電・配電用の社給資材の管理

2.5 電力ロス

2.5.1 レイ地域の電力ロスの概要

PPL の 15 年開発計画（2014－2028）によると、ラムシステムの電力ロス³ は 21.23%である。しかし、電力ロスの内訳は不明である。レイ地域の電力ロスの分類を図 2-29 に示す。

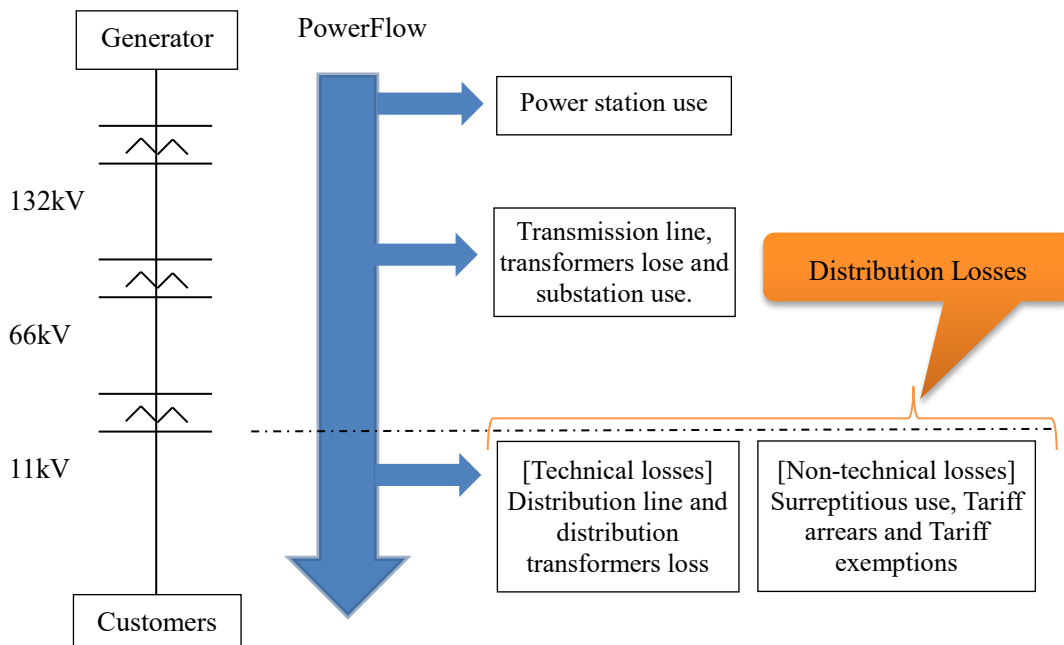


図 2-29 電力ロスの分類

³ Power loss is calculated as the difference between generated energy and energy sold in PPL.

2.6 配電線の停電原因分析

第一次調査にて、ポートモレスビーの Operation system 部門から 2013 年の 1 年間および、2014 年の 9 月までの Ramu 系統の配電線の停電記録を入手した。レイ地域の配電線の問題点を調べるために停電記録の分析を行った。

2.6.1 配電線故障データ

ポートモレスビーの Operation system 部門では、Ramu 系統の配電線 1 回線単位で停電実績を集計している。(例えば、送電線の事故などで、Milford の配電線 6 回線が全て停電した場合は 6 回として数えている。)

データの一例を以下に示す。下の例では、2013 年 10 月 1 日に Milford の Feeder1 が 8:05~9:23 まで OFF 状態になっていたことがわかる。

Date	Feeders	Fdr #	Customers		Off	On	Mins	Hrs	MW	MWhr	Cause	Status	Remarks
			Affected	Off									
1-Oct-13	Milford	1	995	8:05	9:23	78	1.30	2.89	3.7570	D1	up	UF tripped due to low freq.	

出典：PPL

図 2-30 配電線停電データ

レイ地域の配電線の停電原因を調べるため、以下のデータを分析対象とした。

分析対象・・・2013 年 10 月 1 日から 2014 年 9 月 30 日までの 1 年間の Taraka、Milford の配電線のデータ (停電回数 2919 回)

2.6.2 PPL による停電原因の分類

PPL では、停電ごとに原因を分類している。PPL による停電区分を図 2-31 に示す。

また、この分類に従って、回数を集計した結果を表 2-17 に記す

C1 (Apparatus Failure-PPL equipment)	:	59%,
D1 (Overload-PPL responsible – Load shedding)	:	23%

と他の要因に比べて多い。ただ、PPL の設備故障が多いという情報以上の、具体的に何の設備が故障しているかなどを把握することはできない。

CAUSE SYMBOLS for OFR	
A HUMAN AGENCY	Vehicle, etc. striking poles or conductors. Switching (including switching overload), testing, vandalism, falling trees on equipment, failing to carry out routine task.
A1	PPL personnel responsible
A2	Other than PPL personnnel responsible
A3	Acts of Vandalism
B FORCES OF NATURE	
B1	Trees or part thereof
B2	Other than trees or part thereof
B3	Lightning
B4	Not found during storm (but attributed to storm conditions).
C APPARATUS FAILURE	
C1	PPL equipment.
C2	Consumers and other authorities responsible
C3	Poles and Cross arm fires
D OVERLOAD	
D1	PPL responsible – Load shedding.
D2	Consumers and other authorities responsible.
E BIRDS/ANIMALS	
F UNKNOWN	Nil found (other than B-4)

出典：PPL

図 2-31 PPL による停電原因分類

表 2-17 PPL による故障原因の分類結果

Feeders	A1	A1/D1	A2	B1	B2	B3	B4	C	C1	C1/D1	C1/F	C2	D1	D1/C1	D2	F	F/A1	F/C1	Total
Milford	66	1	11	10			2	4	851	33	5	2	374	8	8	67	1	4	1447
Taraka	71	2	13	12	1	2	2		877	38	5		305	13	9	120			2 1472
Total	137	3	24	22	1	4	2	4	1728	71	10	2	679	21	17	187	1	6	2919

出典：JICA 調査団作成

2.6.3 調査団による停電原因の分類

PPL の分類のみでは、配電線の問題がわからないため、発電設備、送変電設備、配電設備といったように配電線の停電のきっかけとなった設備区分を Remarks 欄から読み取り種類別に分類する。分類例と分類結果を以下に示す。

【分類例】

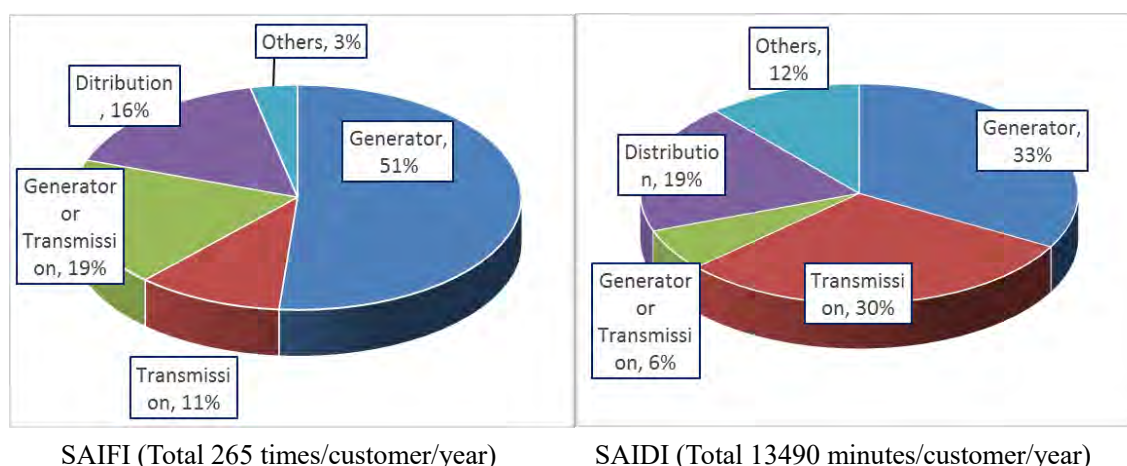
Remarks column	Classification
“Tripped on U/F caused by Ramu U3 TRIP”	“Other than distribution - Generator”
“Fdr on b/o due to L601 fault”	“Other than distribution - Transmission”
“Fdr L/S to improve system frequency”	“Other than distribution – Generator or Transmission” (there is no relation between frequency and distribution)
“Fdr tripped on E/F”	“Distribution”
U/F : Under Frequency L/S : Load Shedding	Fdr : Feeder E/F : Earth Fault
	b/o : Black Out

表 2-18 調査団による故障原因の分類結果

Other than distribution	Generator	1578
	Transmission	313
	Generator or Transmission	582
Distribution		343
Others (impossible to classify)		103
Total		2919

その他（判別不可）である 103 回を除けば、レイ地域の停電 2,816 回のうち、配電線に起因するものは 343 回（12%）となる。配電線以外が原因となるものは 2,473 回（88%）であり、レイ地域の配電線の停電は主に配電線以外の設備（発電、送变电設備）が原因となって起きている。

参考に設備要因別の SAIFI、SAIDI を図 2-32 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 2-32 SAIFI および SAIDI (各設備別)

2.6.4 配電線以外(発電、送変電)の設備が原因となって配電線が停電する仕組み

発電、送変電設備がどのようにして配電線の停電につながるのかを述べる。

(1) 発電設備

発電設備が原因となって生じた停電の 1,578 件を、周波数リレーが動作したケースと、負荷遮断を行ったケースに分類した。以下に結果を示す。

表 2-19 発電設備が原因の故障結果分類

Example of Remarks column	Classification	Number
Tripped on U/F caused by Ramu U3 TRIP	Operation of frequency relay	952
Fdr L/S due to generation shortfall	Load shedding	504
Ramu U5 trip	Others	122

出典：JICA 調査団作成

周波数リレーが動作したケースは 952 回であった。

Ramu 系統の系統容量に対して、Ramu 発電所の発電機の単機容量が大きいため、発電機がトリップすると、系統の周波数が大きく変動する。

Ramu 系統の配電線に設置されている周波数リレーは、48Hz 以下になるとトリップするように設定されているため、発電機がトリップして周波数が 50Hz から 2Hz 以上下がると周波数リレーが動作して、配電線がトリップする。

このようにして、発電機の故障が配電線に影響を及ぼしている。

今後 Ramu 系統の系統容量が大きくなるにつれ、このケースの事故は減ってくると考えられるが、しばらくはこの状態が続くと考えられる。ただ、このパターンの事故を減らすためには、まずはきっかけとなっている発電機の故障回数を減らすことが最も重要である。

負荷遮断したケースは 504 回であった。

これは、発電機が故障、または需要に対して供給力が少ないかのどちらかにより、需要と供給のバランスが崩れ、Ramu にある給電所の指令に基づいて負荷遮断を行ったものである。

その他のケースについては、電源が配電線にどのように影響したかが記載されていなかったが、周波数リレーが動作したか負荷遮断を行ったかのどちらかによる停電と考えられる。

上記より、電源による停電をなくすには、発電機事故回数を減らすことが最も重要であると言える。

(2) 送変電設備

送変電設備が原因となって生じた停電の 313 件を、L601 の送電線の事故により停止したケースと、その他のケースに分類した。結果を以下に示す。

表 2-20 送変電設備が原因の故障結果分類

Example of Remarks column	Classification	Number
Fdrs on black out when L601 tripped	L601 trip	169
Fdr tripped off when Taraka TX-1 CB tripped open	Others	144

出典：JICA 調査団作成

L601 の事故により停電するパターンは 169 回であった。

レイ地域に供給される電力の大部分は Ramu 発電所から 1 本の送電線により供給されている。そのため、その送電線に雷事故等が起こり、送電線がトリップすると、下の系統の配電線への電力供給が途絶える。

この状況を改善するためには、単一の送電線の事故でも停電しないような設備形成を行うことが必要である。つまり、ラム～レイ地域の送電線を複線化する必要がある。

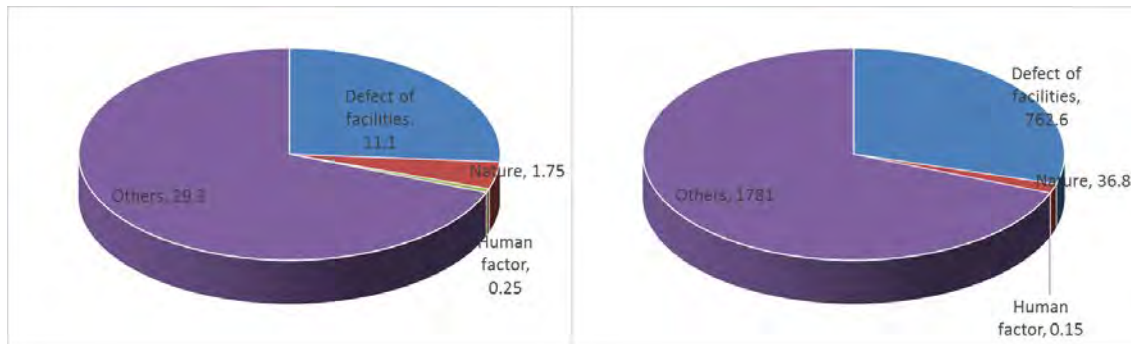
現在、JICA の円借款事業でラム系統の送電線を複線化するプロジェクトがあるため、複線化完了後はこのパターンの事故は少なくなると考えられる。

(3) 発電または送変電設備

Remarks 欄に原因がはっきり書かれていないが、発電 or 送変電設備が原因と思われるものをこのカテゴリーに分類した。合計で 582 回あったが、この中で周波数低下に関係する停電は 456 回 (78%) である。

2.6.5 配電設備

配電要因による停電は 343 件であった。配電線要因の停電を (Defect of facilities, Nature, Human and Others) の 4 種類に分類した。SAIFI、SAIDI を下図に示す。



SAIFI (Total 42 times/customer/year)

SAIDI (Total 2581 minutes/customer/year)

出典：JICA 調査団作成

図 2-33 SAIFI および SAIDI(配電設備)

分類した結果、その他及び原因がわからないもの（others）がほとんどであった。others のうちの 80%が、Remarks 欄にリレーが動作してトリップしたとの記載のみであり、停電原因が読み取れない。停電原因を書いていない場合と、巡視を行っても停電原因がわからない場合があると考えられる。

また、次に多かったのは Defect of facilities が原因の停電である。Remarks 欄から、アーム、DOF、ABS といった様々な設備が原因で停電が発生していることが読み取れるが、配電事故全体からみると設備故障による停電の割合はそれほど大きくなく、個別の設備の割合を出すと更に小さいものになる。

以上から、PPL の停電データからレイ地域の配電線事故の主要な原因を明らかにすることは難しいと言える。

2.6.6 停電分析まとめ

以上より、レイ地域の配電線の停電実績から、以下の事がわかる。

- ・ 発電設備または送変電設備が原因となって起こる停電は全体の 88%
- ・ 配電設備が原因となって起こる停電は全体の 12%
- ・ 発電機の故障を減らす、送電線を増強することが、レイ地域の停電を減らすのに効果的である。
- ・ 配電線の停電については、原因がわからない（記載されていない）ものが 50%以上ある。

2.7 レイ地域の電力需要

各 11kV 配電線の電力需要は、Taraka 変電所および Milfrod 変電所の PPL 運転スタッフによりマニュアルで記録されている。

2.7.1 配電線における電力需要の記録方法

配電線における電力需要の記録方法を表 2-21 に、測定点を図 2-34 に示す。

表 2-21 電力需要の記録方法

Items	Taraka S/S	Milford S/S
Record Interval	1 hour	30 minutes
Record Items	Power Demand (MW)	Power current (A)
Number of Feeders (Transmission line)/ Voltage	5 Fdr. (Taraka)/11kV 1 Fdr. (Nadzab)/66kV	6 Fdr. (Milford)/11kV
Method of Record	Manual (Visual inspection)	
In charge of Record	Operators of substation	

出典：JICA 調査団作成

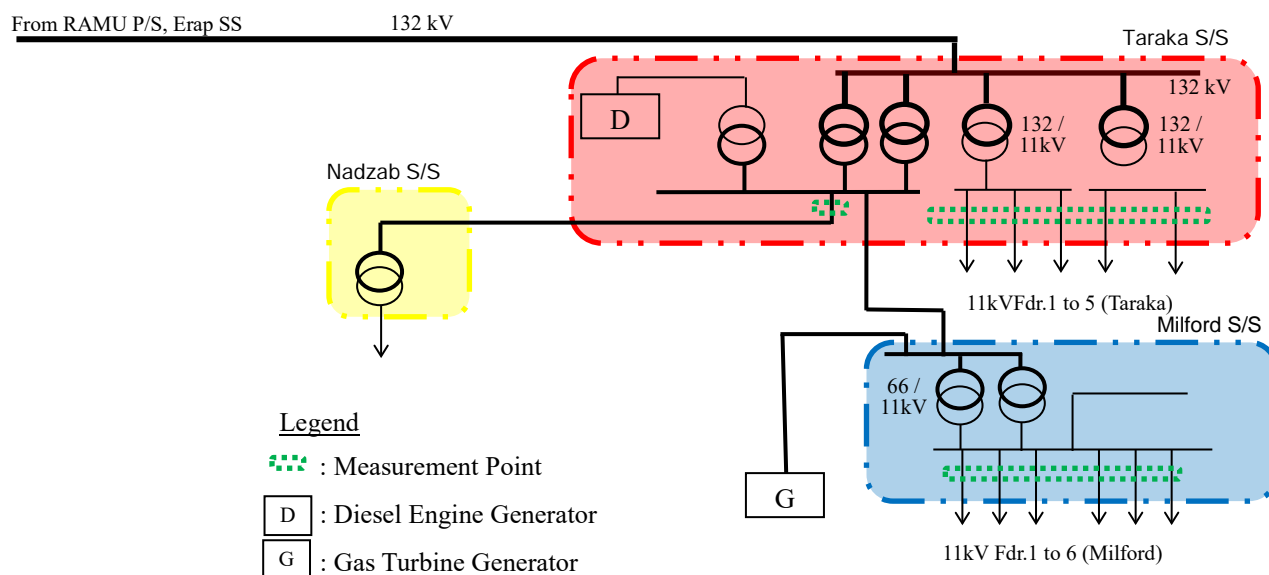


図 2-34 電力需要の測定位置

出典：JICA 調査団作成

2.7.2 各配電線の電力需要

2014年の各配電線の電力需要を以下に示す。

(1) 電力需要(最大、平均)

Taraka 変電所および Milford 変電所の各配電線の最大電力需要を図 2-35、表 2-22 および表 2-23 に示す。また、各配電線の平均電力を表 2-24 および表 2-25 に示す。

季節的な需要の変化は大きくない。年間を通じた最大電力は2月に記録している(6.45MW)。

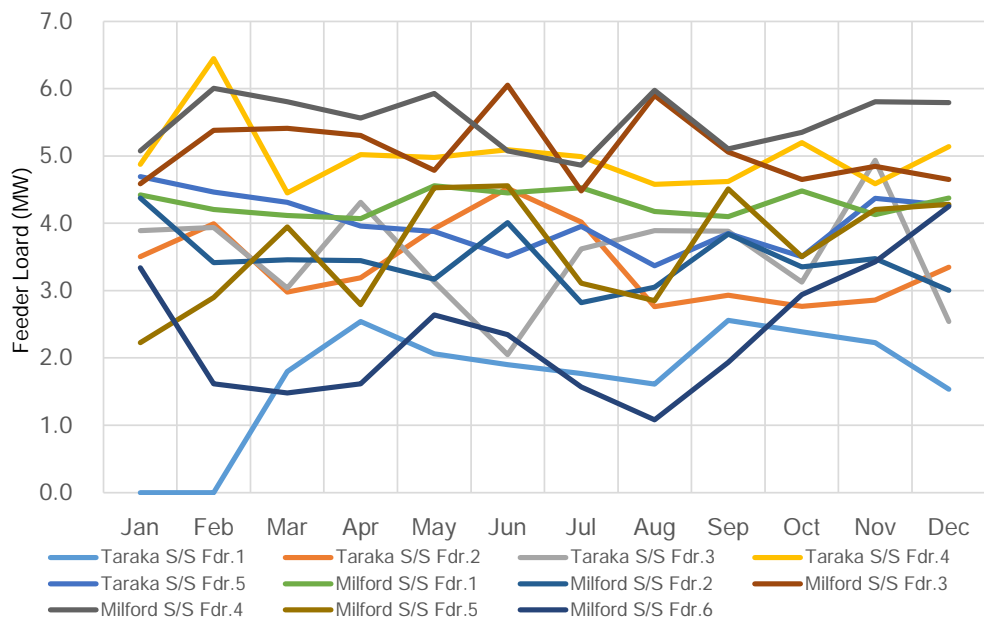


図 2-35 最大電力需要(2014年)

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

表 2-22 各配電線の最大電力/2014 年 (1)

(Unit: MW)

	Taraka S/S						Nadzab S/S Fdr.1	Milford S/S Subtotal	Total ⁴
	Fdr.1	Fdr.2	Fdr.3	Fdr.4	Fdr.5	Sub total ⁵			
January	-	3.51	3.89	4.88	4.70	16.97	0.00	24.02	41.00
February	-	3.99	3.94	6.45	4.47	18.85	0.00	23.52	42.37
March	1.80	2.98	3.04	4.45	4.31	16.58	0.47	24.22	41.27
April	2.54	3.19	4.31	5.02	3.96	19.02	0.99	22.79	42.80
May	2.06	3.92	3.13	4.98	3.88	17.97	0.35	25.61	43.93
June	1.90	4.52	2.05	5.09	3.51	17.07	0.84	26.49	44.40
July	1.77	4.02	3.62	4.99	3.96	18.35	0.98	21.37	40.70
August	1.61	2.76	3.89	4.58	3.37	16.22	0.59	23.03	39.84
September	2.56	2.93	3.89	4.62	3.85	17.84	0.46	24.56	42.85
October	2.39	2.77	3.13	5.20	3.51	16.99	0.81	24.28	42.08
November	2.23	2.86	4.94	4.59	4.37	18.98	0.41	25.90	45.29
December	1.54	3.35	2.54	5.14	4.26	16.83	0.92	13.56	31.31
Max.	2.56	4.52	4.94	6.45	4.70	19.02	0.99	26.49	46.50
Ave.	2.04	3.40	3.53	5.00	4.01	17.64	0.57	23.28	41.49

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

表 2-23 各配電線の最大電力/2014 年 (2)

(Unit: MW)

	Milford S/S						
	Fdr.1	Fdr.2	Fdr.3	Fdr.4	Fdr.5	Fdr.6	Sub-total ⁶
January	4.42	4.38	4.59	5.08	2.23	3.34	24.02
February	4.21	3.41	5.38	6.01	2.90	1.62	23.52
March	4.12	3.46	5.41	5.81	3.95	1.48	24.22
April	4.07	3.45	5.30	5.56	2.79	1.62	22.79
May	4.56	3.17	4.79	5.93	4.53	2.64	25.61
June	4.45	4.01	6.05	5.08	4.56	2.35	26.49
July	4.53	2.82	4.48	4.86	3.11	1.57	21.37
August	4.18	3.05	5.90	5.98	2.85	1.08	23.03
September	4.10	3.84	5.06	5.11	4.51	1.94	24.56
October	4.48	3.35	4.65	5.35	3.51	2.94	24.28
November	4.13	3.48	4.85	5.81	4.21	3.43	25.90
December	4.38	3.00	4.65	5.79	4.28	4.25	13.56
Max.	4.56	4.38	6.05	6.01	4.56	4.25	26.49
Ave.	4.30	3.45	5.09	5.53	3.62	2.35	23.28

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

4 Total (MW) = Sub Total [Taraka S/S](MW) + Nadzab S/S/ Fder.1 (MW) + Subtotal [Milford S/S](MW)

5 Subtotal (MW) = Taraka S/S (Fdr.1 (MW) + Fdr.2 (MW) + Fdr.3 (MW) + Fdr.4 (MW) + Fdr.5 (MW))

6 Subtotal (MW) = Milford S/S/(Fdr.1 (MW) + Fdr.2 (MW) + Fdr.3 (MW) + Fdr.4 (MW) + Fdr.5 (MW) + Fdr.6 (MW))

表 2-24 各配電線の平均電力／2014 年(Taraka 変電所)

(Unit: MW)

	Fdr.1	Fdr.2	Fdr.3	Fdr.4	Fdr.5	Max.
January	-	2.95	2.72	3.18	3.79	3.79
February	-	3.09	2.53	4.06	3.16	4.06
March	1.15	2.15	1.16	3.31	3.04	3.31
April	1.31	2.05	1.11	3.26	2.53	3.26
May	1.35	2.10	1.08	3.45	2.46	3.45
June	1.09	1.96	1.05	3.24	2.27	3.24
July	0.99	1.93	1.16	3.19	2.23	3.19
August	1.04	1.94	1.37	3.19	2.34	3.19
September	1.13	2.02	1.06	3.20	2.38	3.20
October	1.14	1.96	1.09	3.33	2.13	3.33
November	1.04	1.97	1.29	3.44	1.39	3.44
December	1.03	1.98	1.01	3.21	1.00	3.21
Max.	1.35	3.09	2.72	4.06	3.79	4.06
Ave.	1.13	2.17	1.39	3.34	2.39	3.34

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

表 2-25 各配電線の平均電力／2014 年(Milford 変電所)

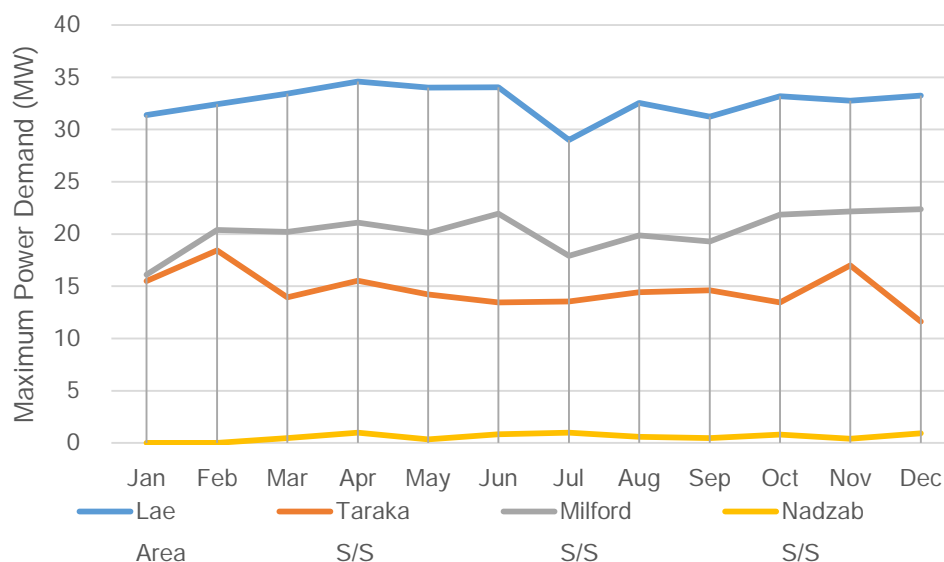
(Unit: MW)

	Fdr.1	Fdr.2	Fdr.3	Fdr.4	Fdr.5	Fdr.6	Max.
January	2.39	1.81	2.38	2.49	1.21	1.25	2.49
February	2.68	1.67	2.75	2.90	1.64	0.63	2.90
March	2.45	1.88	2.78	2.63	1.59	0.73	2.78
April	2.37	1.87	2.68	2.78	1.56	1.12	2.78
May	2.77	1.80	2.79	2.68	1.77	0.87	2.79
June	2.18	1.23	3.28	2.58	2.29	1.49	3.28
July	2.49	1.54	2.33	2.58	1.52	0.77	2.58
August	2.54	1.67	2.72	2.89	1.70	0.77	2.89
September	2.38	1.66	2.44	2.71	1.79	0.78	2.71
October	2.44	1.78	2.54	2.95	1.82	1.04	2.95
November	2.57	1.85	2.45	3.12	2.02	1.98	3.12
December	2.60	1.54	2.31	3.00	2.21	1.91	3.00
Max.	2.77	1.88	3.28	3.12	2.29	1.98	3.28
Ave.	2.49	1.69	2.62	2.78	1.76	1.11	2.78

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

(2) レイ地域各変電所の合成最大電力

レイ地域の変電所別合成最大電力を図 2-36、表 2-26 および表 2-27 に示す。



出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

図 2-36 レイ地域の変電所別合成最大電力(2014 年)

表 2-26 変電所別合成最大電力(2014 年)

(Unit: MW)

	Coincident maximum power demand			Average of Coincident power demand		
	Taraka S/S	Milford S/S	Nadzab S/S	Taraka S/S	Milford S/S	Nadzab S/S
January	15.49	16.11	0.00	12.59	9.18	-
February	18.42	20.40	0.00	12.73	10.29	-
March	13.95	20.21	0.47	10.32	11.22	0.20
April	15.54	21.09	0.99	10.01	12.06	0.20
May	14.22	20.12	0.35	10.33	12.58	0.18
June	13.44	21.94	0.84	9.43	12.76	0.19
July	13.53	17.92	0.98	9.37	10.85	0.19
August	14.44	19.86	0.59	9.81	11.88	0.21
September	14.60	19.28	0.46	9.48	10.76	0.16
October	13.44	21.85	0.81	9.51	12.07	0.17
November	16.99	22.14	0.41	9.06	13.02	0.19
December	11.63	22.36	0.92	8.10	12.97	0.20
Max.	18.42	22.36	0.99	12.73	13.02	0.21
Ave.	14.64	20.27	0.57	10.06	11.64	0.19

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

表 2-27 レイ地域の合成最大電力(2014年)

(Unit: MW)

	Coincident power demand in Lae	
	Maximum	Average
January	31.37	10.41
February	32.43	13.15
March	33.43	15.84
April	34.58	21.22
May	34.02	20.25
June	34.04	22.34
July	29.01	18.42
August	32.54	21.77
September	31.23	18.94
October	33.18	18.70
November	32.77	21.97
December	33.24	20.79
Max.	34.58	22.34
Ave.	32.65	18.65

出典：PPL 資料を JICA 調査団が編集

(3) レイ地域の配電線間の不等率

各配電線間の不等率の定義を以下に示す。また、各配電線の不等率を表 2-28 に示す。

$$\text{レイ地域の配電線間の不等率} = \text{各配電線の最大電力の合計[MW]}^* / \text{レイ地域の合成最大電力[MW]}^{**}$$

表 2-28 配電線間の不等率

	Total of maximum power demand per feeder [MW]*	Coincident maximum power demand in Lae [MW]**	Diversity factor */**
January	41.00	31.37	1.31
February	42.37	32.43	1.31
March	41.27	33.43	1.23
April	42.80	34.58	1.24
May	43.93	34.02	1.29
June	44.40	34.04	1.30
July	40.70	29.01	1.40
August	39.84	32.54	1.22
September	42.85	31.23	1.37
October	42.08	33.18	1.27
November	45.29	32.77	1.38
December	31.31	33.24	0.94
Max.	46.50	34.58	1.40
Ave.	41.49	32.65	1.27

出典：JICA 調査団作成

上記より不等率を 1.27（平均値）とする。

2.7.3 日負荷曲線

各日負荷曲線を以下に示す。

- (i) 各配電線の日負荷曲線（Taraka 変電所）図 2-37
- (ii) 各配電線の日負荷曲線（Milford 変電所）図 2-38
- (iii) 日負荷曲線（Taraka 変電所および Milford 変電所）図 2-39
- (iv) レイ地域の日負荷曲線.....図 2-40

日負荷曲線は Taraka 変電所と Milford 変電所とで異なるパターンを示している。Milford 変電所は、月曜日から金曜日まで負荷があり産業地域の特徴があり、Taraka 変電所は 18 時から 19 時のピークがあり住宅地域の特徴がある。

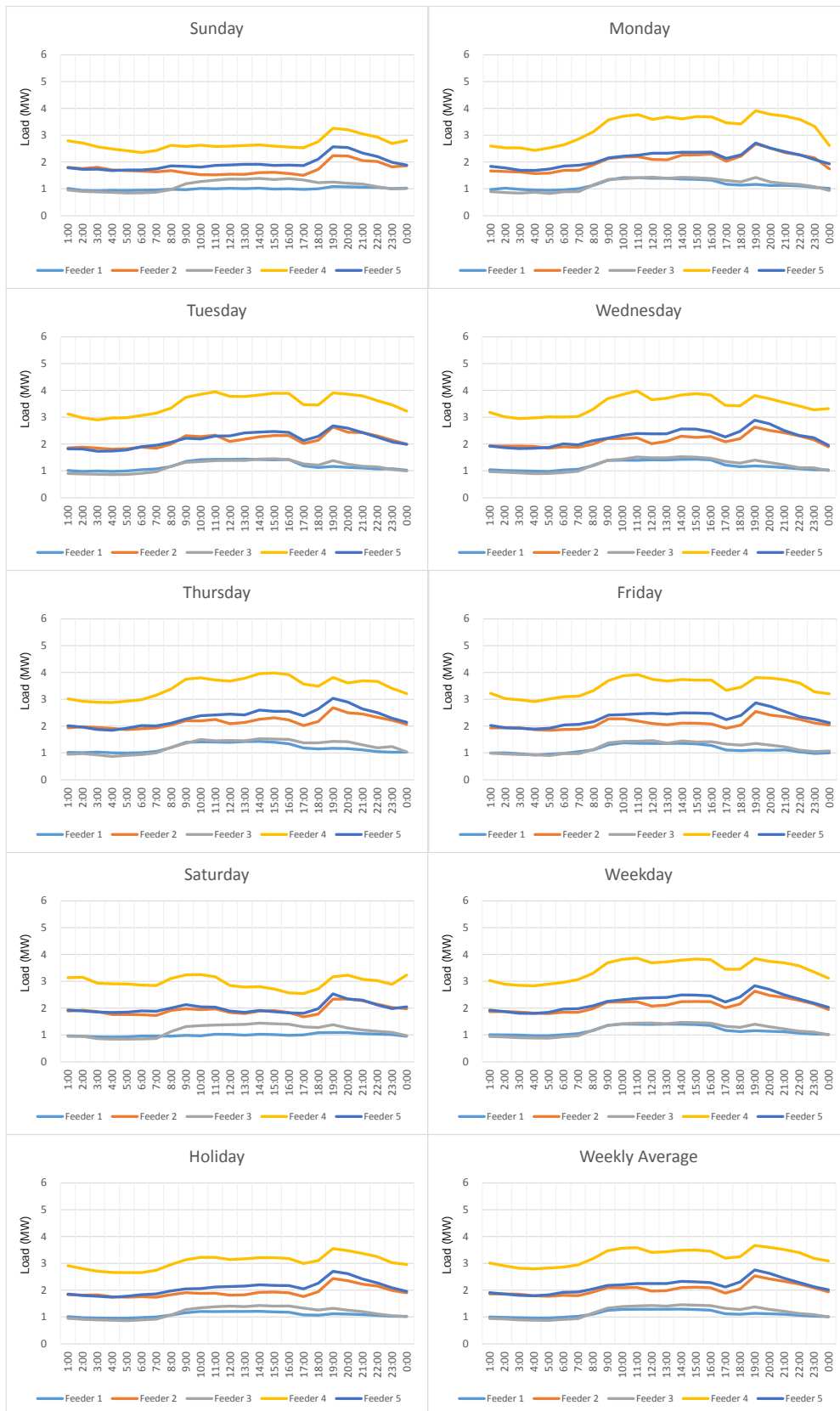


図 2-37 配電線別の日負荷曲線(Taraka 変電所)

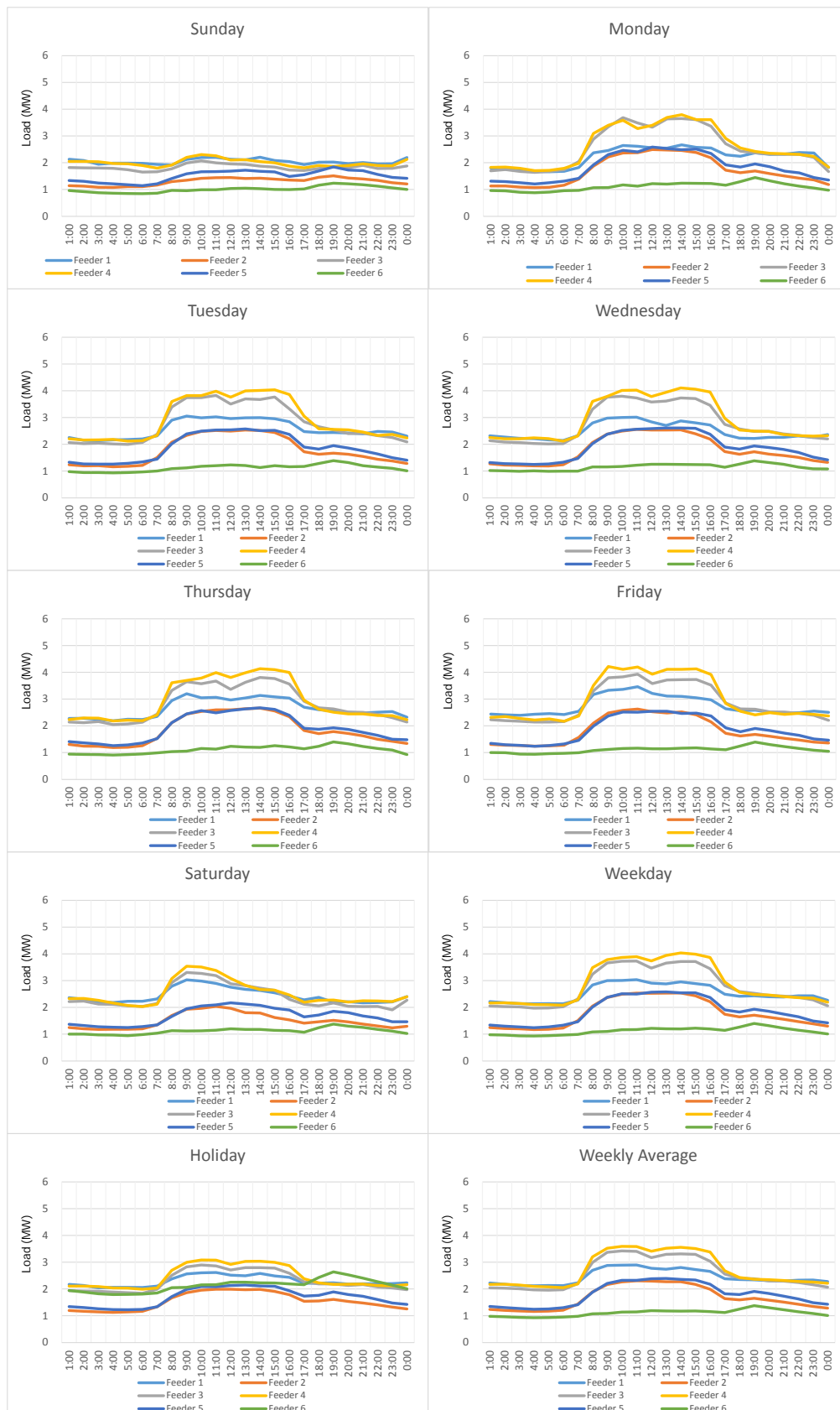


図 2-38 配電線別の日負荷曲線(Milford 変電所)

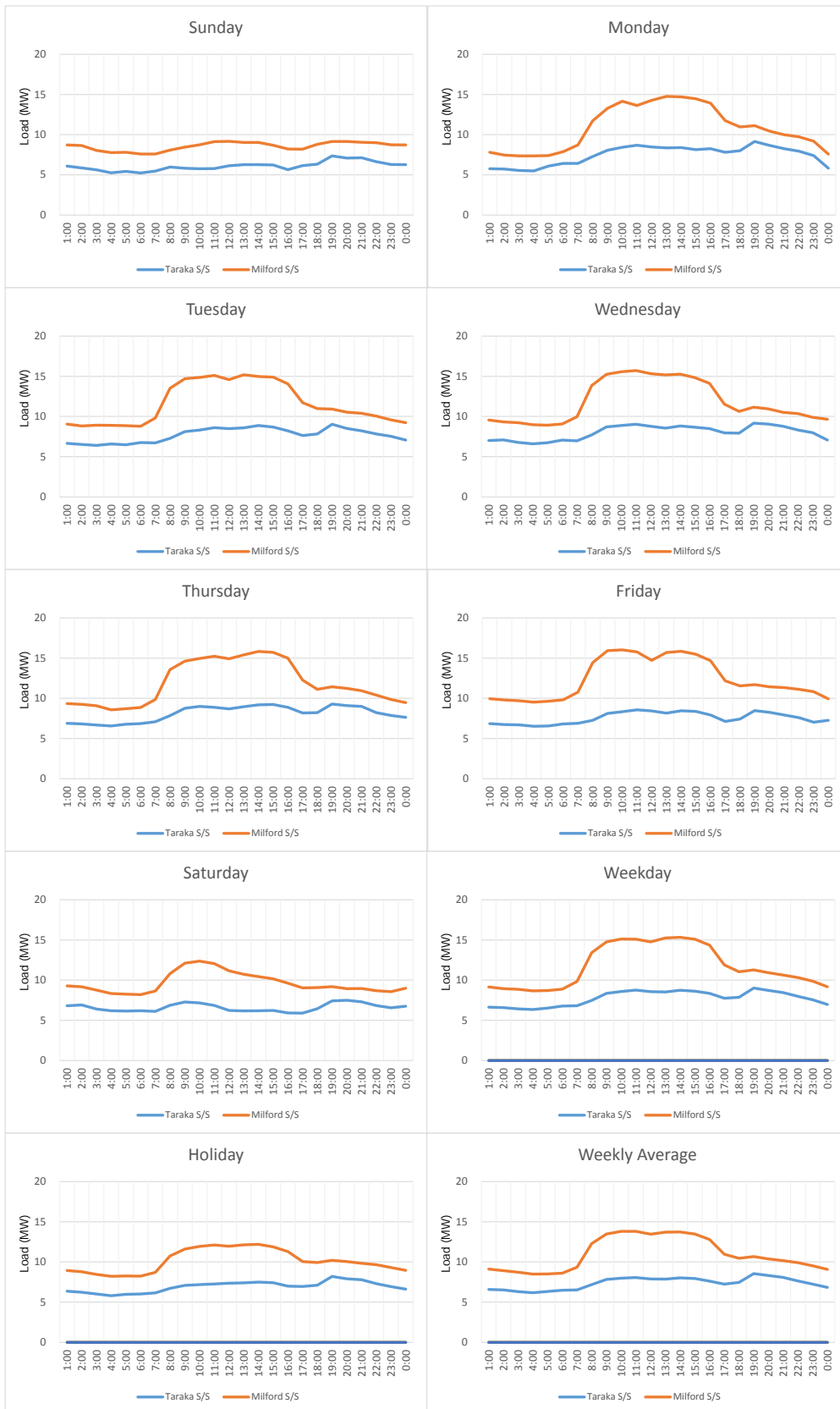


図 2-39 日負荷曲線(Taraka 変電所および Milford 変電所)

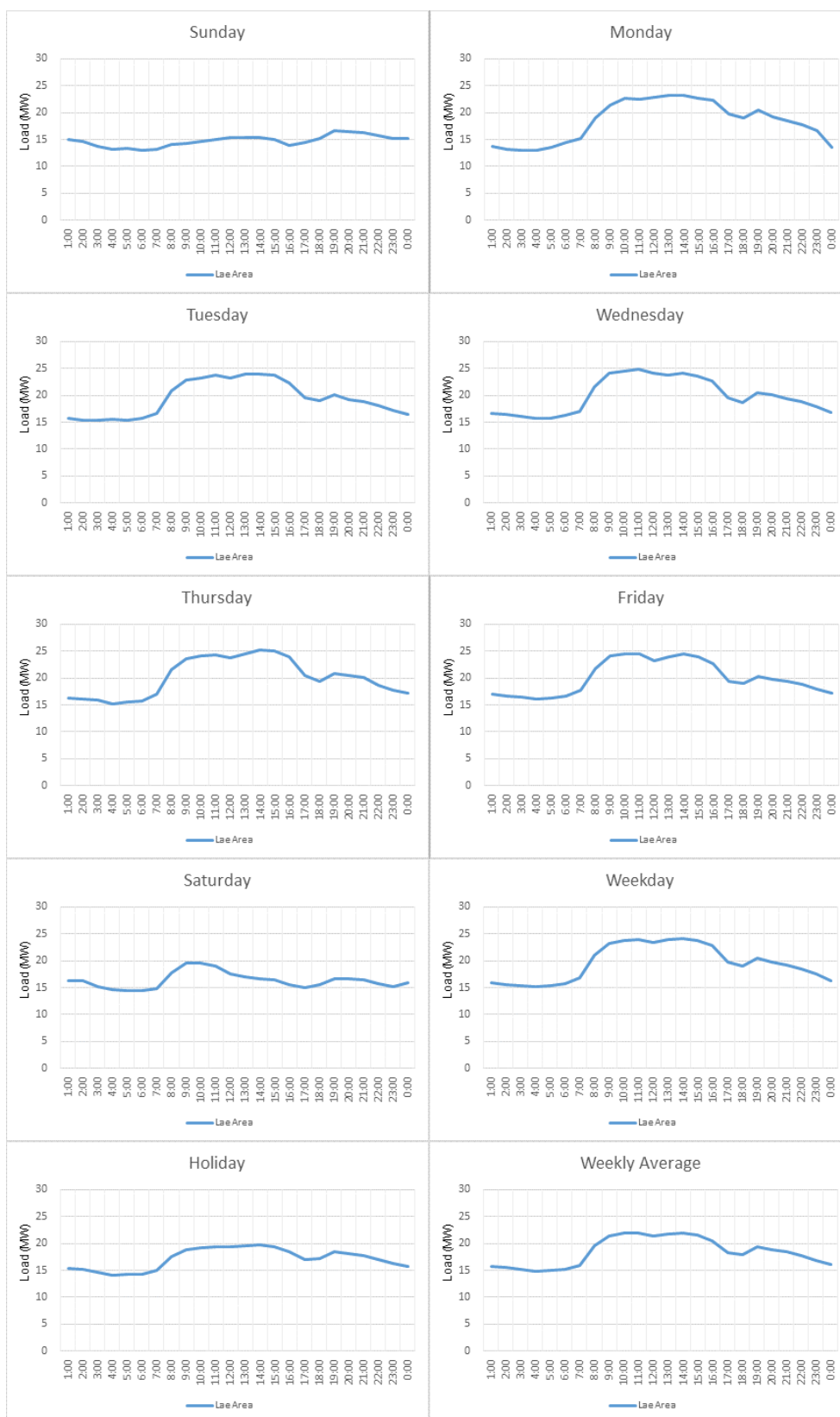


図 2-40 レイ地域の日負荷曲線

2.8 電力品質測定

2.8.1 目的

過去の調査⁷において、レイ市内において高調波の測定が報告されており、実態を調査する必要があるとの理由から、レイ市内における高調波（低次～高周波）の影響の実態把握を目的とする。また、合わせて電力品質の長期的な実態把握を行う。

電力測定は以下のスケジュールで実施した。

- 第1次調査時（Nov/2014－Dec/2014） 現場確認、測定箇所等の選定
- 第2次調査時（Jan/2015－Mar/2015） 予備測定実施、予備測定結果の検討、
..... 長期測定（4週間）用に測定器設置
- 第3次調査時（Apr/2015－May/2015） 長期測定データの回収、分析

第1次調査時には、現場の状況確認を行い、測定点（VT、CTの位置）、測定器設置場所等を確認した。

第2次調査時には、主に予備測定を行った。予備測定の主目的は、3台の測定器で長期間測定を実施する配電線を選定するためである。各配電線を2～8日かけて測定し、それぞれの配電線の高調波電流を測定し、高調波電流値が他配電線と比較して高い値が計測された配電線に測定器を設置することとした。

結果的には、各配電線とも、高調波電流値にそれほど差が無かったため、過去の調査において高調波が観測されたMilford変電所のFeeder1、高調波の発生源が存在する可能性の高い工業地帯へと負荷供給を行っているMilford変電所のFeeder2、Taraka変電所のFeeder4へ測定器を設置し、第3次調査時までの長期測定（4週間）を行った。（以降、本節ではMilford変電所のFeeder1をM1、Taraka変電所のFeeder4をT4のように省略して表す）

第3次調査時には、上記長期測定の測定器からデータを回収し、分析を行った。

2.8.2 長期測定方法および測定配電線の選定

(1) 測定方法

表2-29に測定条件を示す。Nadzab変電所については、測定できる計器用変成器がないため測定を行っていない。また、測定器が3台のため、同時測定箇所が3カ所となっている。

⁷ the final report on the Detailed Planning Survey on the Project for Lae Area Power Development Master Plan

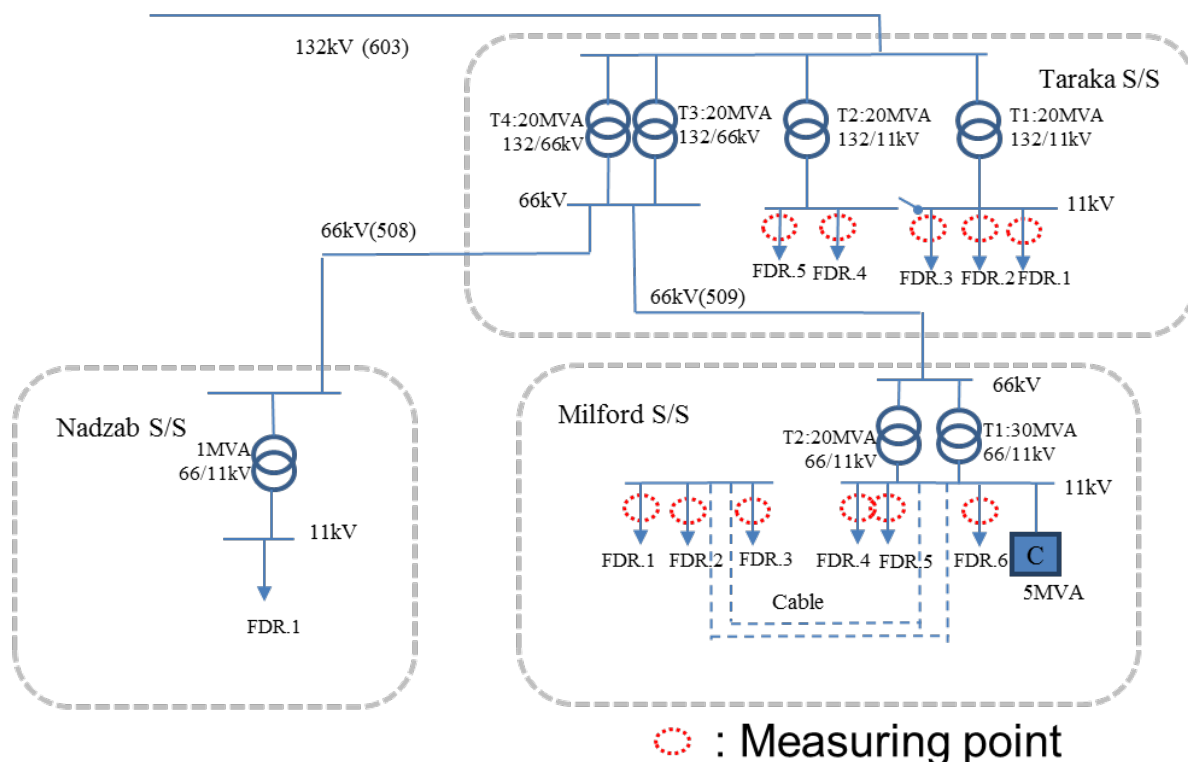
表 2-29 測定方法

項目	内容	備考
測定対象	レイ地域の配電設備	Taraka 5 Feeders, Milford 6 Feeders Nadzab については、測定不可
同時測定箇所数	3カ所	
測定箇所電圧	11kV	11kV/110V の VT2 次側、配電線の CT2 次側に測定器を取り付けて、11kV 配電線の電圧電流を測定した。 Milford 変電所では、11kV 母線の VT から電圧を測定、 Taraka 変電所では、各配電線の VT から電圧を測定した。
測定機材	電源品質アナライザ Hioki PW3198×3 台 クランプ CT9694	三相電力測定器
結線	3P3W3M (3 電圧/3 電流)	電圧/電流各 3 相ずつから電力を測定

出典：JICA 調査団作成

(2) 測定箇所

図 2-41 に測定箇所を示す。測定は PT/CT の 2 次側で行った。



出典：JICA 調査団作成

図 2-41 測定箇所

(3) 予備測定の概要

長期測定の対象配電線を選定するために、各配電線を 2～8 日かけて測定した。得られたそれぞれの配電線の高調波電流を比較し、大きな高調波電流が計測された配電線に対し長期測定を行う方針である。

予備測定の実測期間を図 2-42 に示す。

Date	12-Feb	13-Feb	14-Feb	15-Feb	16-Feb	17-Feb	18-Feb	19-Feb	20-Feb	21-Feb	22-Feb	23-Feb	24-Feb	25-Feb	26-Feb	27-Feb	28-Feb	1-Mar	2-Mar	3-Mar	4-Mar
Day	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed
Milford	1	#	#	#	#	#	#	#													
	2	#	#	#	#	#	#	#													
	3	#	#	#	#	#	#	#													
	4												#	#	#	#					
	5												#	#	#	#					
	6												#	#	#	#					
Taraka	1																#	#			
	2																#	#	#	#	
	3																#	#			
	4																#	#	#	#	
	5																#	#	#	#	
Remarks		*1		*1			*1	*1					*1	*1	*1,*2	*1,*2	*1,*3	*1,*3	*4	*4	
*1 Some values which could not be measured accurately due to the outage are not adopted in order to review harmonic wave and the power quality and in normal operation. *2 measured from 11:00 to 11:00 of the next day *3 measured from 15:00 to 15:00 of the next day *4 measured from 17:00 to 17:00 of the next day																					

出典：JICA 調査団作成

図 2-42 測定スケジュール

(4) 予備測定結果

高調波電流について

予備測定結果を示す前に、高調波電流の割合を表す、総合高調波電流歪み率、およびその基準値について説明する。本報告書には、単なる目標レベルから、明確に値が決まっているものまで、さまざまな重みをもつ基準値が出てくるが、全て基準値という言葉で統一する。基準値の重みについては、必要な場合は都度説明する。

総合高調波電流（または電圧）歪み率とは、基本波（実効値）に対する高調波（すべての高調波の実効値）の割合を表す値であり、以下により算出される。高調波電圧、高調波電流の割合を表す一般的な指標である。本報告書では、総合高調波電流歪み率を I_{thd} 、総合高調波電圧歪み率を U_{thd} と表す。

$$THD = \frac{\sum(\text{from 2nd order})^2}{\text{fundamental wave}} \times 100[\%]$$

(今回使用した測定器は 50 次調波まで)

「パ」国においては、Ithd の基準値は規定されていない。そのため、他国の基準値を参考に評価を行う。IEEE Std 519-2014 では、定格電圧 120V～69kV の範囲で、Ithd 5.0%という基準値（実際は推奨値）がある（ISC/IL<20 という条件あり。ISC = maximum short-circuit current, IL=maximum demand load current）。10 分値を 1 週間測定し、測定値の 99%が基準値の 1.5 倍未満、95%が基準値未満、または 3 秒値を 1 日測定し 99%が基準値の 1.5 倍未満であればよいとされている。Ithd 5%を評価の基準とする。

1) 測定結果

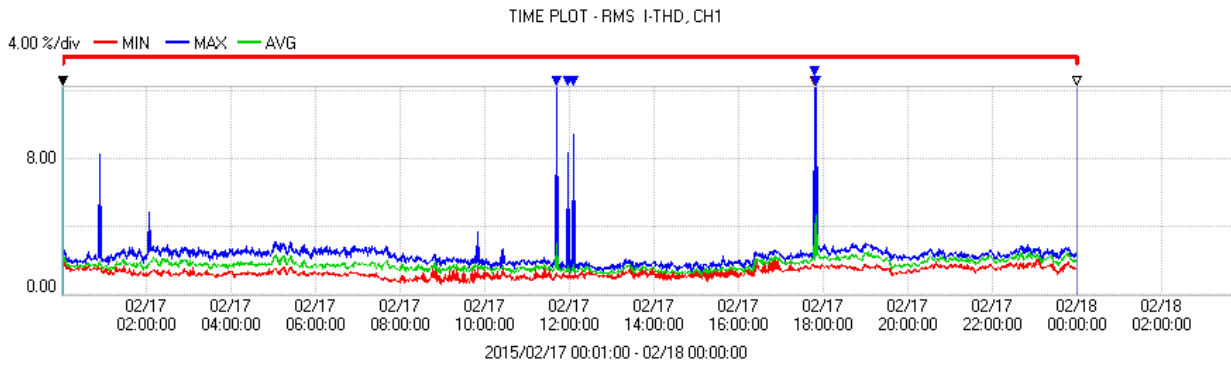
表 2-30 に各配電線の 1 日の平均 Ithd を示す。備考欄*1にある通り、停電時のデータは上記結果から省いている。理由は後述する。また、例として図 2-43、図 2-44 に 2/17 の M1 の測定結果を示す。本報告書に示す波形は代表として第一相（CH1）の波形を載せることにする。

表 2-30 Ithd of each Feeder

Feeder	M1	M2	M3	M4	M5	M6	T1	T2	T3	T4	T5
Day	17-Feb	17-Feb	17-Feb	24-Feb	24-Feb	24-Feb	1-Mar	2-Mar	1-Mar	2-Mar	2-Mar
Ithd [%]	2.1	1.6	1.9	1.6	1.7	1.6	1.6	1.5	1.7	1.8	1.8
Remarks				*1	*1	*1	*1,*2	*3	*1,*2	*3	*3
*1: Ithd is calculated except for the values measured during outages *2: Measured from 15:00 to 15:00 the following day *3: Measured from 17:00 to 17:00 the following day											

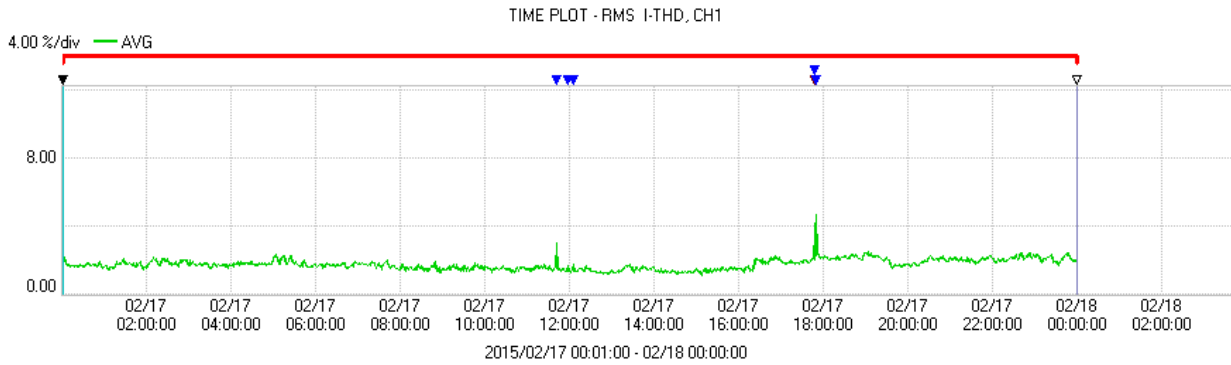
出典：JICA 調査団作成

表に示すとおり、各配電線の 1 日の平均 Ithd は 1.5～2.1(%)であり、IEEE の基準値の 5% 以下となっている。予備測定結果からは、高調波電流については問題とされるレベルではないと考えられるが、あくまでもわずか 1 日の測定結果あるため、高調波実態については長期測定結果から判断することとする。また、図 2-43 は赤：MIN、青：MAX、緑：AVG のすべての波形を表示している。一方、図 2-44 は緑：AVG のみ表示している。図 2-43 からわかる通り、1 日数回程度の短時間（数 100ms～数 s 程度）の高調波が生じていることがわかる。Ithd が最大で 10%以上となっているケースもある。過去の報告書⁸において高調波が確認されたとあったが、この短時間の高調波について言及したものである。詳細は後節で考察する。



出典：JICA 調査団作成

図 2-43 lthd ・M1・2月17日(MIN, MAX, AVG)



出典：JICA 調査団作成

図 2-44 lthd ・M1・2月17日(AVG)

次に、予備測定で得られたデータに関する知見をまとめる。

2) 配電線の力率

今回の予備測定で得られた各配電線の力率を下表に示す。

表 2-31 各配電線の力率(PF)

Feeder	M1	M2	M3	M4	M5	M6	T1	T2	T3	T4	T5
PF	0.84	0.87	0.81	0.84	0.86	0.85	0.84	0.86	0.87	0.83	0.90
PF is calculated except for the values measured during outages The error range may be ±0.02 or more due to the short measuring term											

出典：JICA 調査団作成

あくまでも2日～8日の測定であり、詳細な値を求めるためには、長期的に測定する必要があるが、レイ市内の配電線全体としては、平均でおよそ0.85であることが分かった。

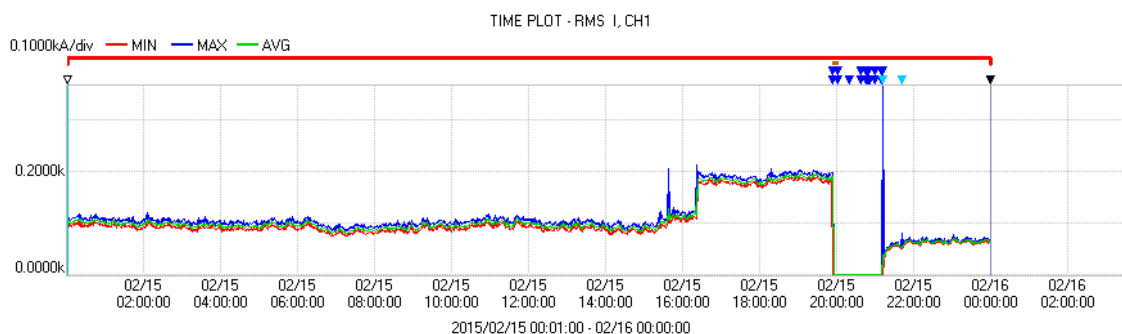
3) 停電時の影響

図 2-45、図 2-46 に 2015/2/15 の M1 の電流値、I_{thd} を示す。図 2-45 より 2015/2/15 日の 20~21 時にかけて、電流が 0 となり、M1 が停電していることがわかる。その際に、図 2-46 を見ると、他の時間帯と比べて高調波電流が過大な値を示している。

停電時には以下の事が起こっていると考えられる。

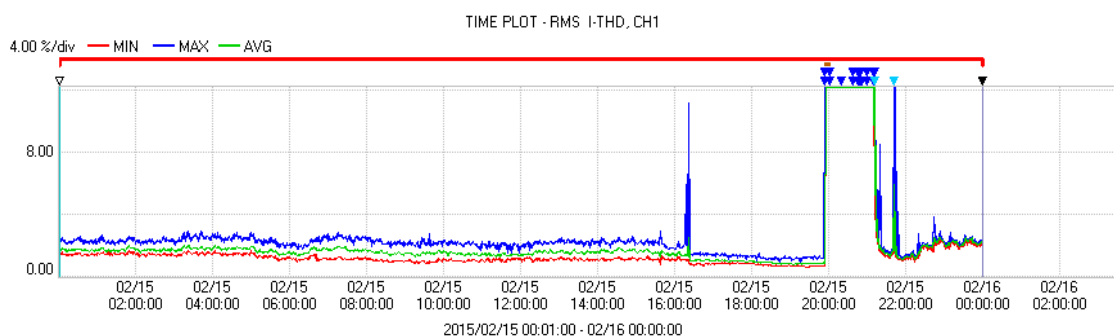
CT 回路には常時より、商用周波数（50Hz）の電流に加えて、わずかながら各波長の誘導が乗っていると考えられる。通常運用状態の場合は、各波長の誘導に比べ商用周波数の電流の割合が大きいため、歪み率は小さいが、停電時には、CT 回路を流れる商用周波数の電流は限りなく 0 となるので、各次数の誘導電流の割合が通常運用状態と比べて相対的に大きくなり、歪み率の値が大きくなったものと推定される。

よって、停電時に測定されたデータは異常値とみなし、これを省く必要がある。



出典：JICA 調査団作成

図 2-45 電流・M1・2月15日



出典：JICA 調査団作成

図 2-46 I_{thd}・M1・2月15日

(5) 配電線の選定

以上のように、短期間の予備測定においては、各配電線とも、Ithd の値に差が無く、基準値と比べても低い値であった。各配電線の Ithd に差が無かったため、過去の調査において高調波が観測された M1、高調波の発生源が存在する可能性の高い工業地帯へと負荷供給を行っている M2 および T4 へ測定器を設置し、第3次調査時までの4週間の長期測定を行った。

2.8.3 長期測定結果

(1) 長期測定の概要

M1、M2、T4 に測定器を設置し、2015/3/5(Thu) 12:00 より測定開始し、2015/4/2(Thu) 12:00 まで、4週間測定を行った。

測定データは1週間ごとに測定器内のSDカードに記録されていく。第4週である3/26(Thu)～4/2(Thu)の測定期間中に、Taraka 変電所で長時間停電(3/27(Thu) 2時頃～8時半頃)があり、測定器への電力供給がストップし、内蔵バッテリーも停電中に使い切ったため、T4 の3/27(Fri) 05:30～08:20のみ測定できていない。ただし、その期間は3時間程度であり、配電系統は停電中のため、無視して議論を進める。

長期測定では、高調波電圧(低次～高周波)、高調波電流(低次～高周波)、基本波電圧、周波数、dip,swell、停電について、測定結果を示し、種々の基準値と比較を行い考察を記す。

測定器は3台であり、基本的には全て同じ設定である。下図にその中の1台(T4で使用した測定器)の設定を示す。Milford 変電所測定時は配電線のCT比(400/5A)がTaraka 変電所と異なる(1200/1A)ため、123chのCT Ratioを80へ変更している。また、測定箇所は予備測定と同じである(図 2-41)。

	123ch	4ch		
Wiring	3P3W3M	OFF	U din	11.000kV
Clamp	9694	9661	Frequency	50Hz
U Range	600.00 V	600.00 V	Sync Source	U1
PT Ratio	0100.00	0001.00	URMS Type	LINE-LINE
I Range	5.0000 A	500.00 A	Harm Calc	U,I,P:ALL % of ...
CT Ratio	1200.00	0001.00	THD Type	THD_F
			PF Type	PF
			Flicker	Delta V10
			Recording Items	ALL DATA
			TIME PLOT Interval	10 min
			Disp COPY Interval	1 hour
			Time Start	ON
			Repeat Record	1 Week
			START Time	2015/03/05 12:00
			Repeat Number	4
			Serial No.	141216576
			PW3198 Version	1.06

出典：JICA 調査団作成

図 2-47 長期測定での設定値

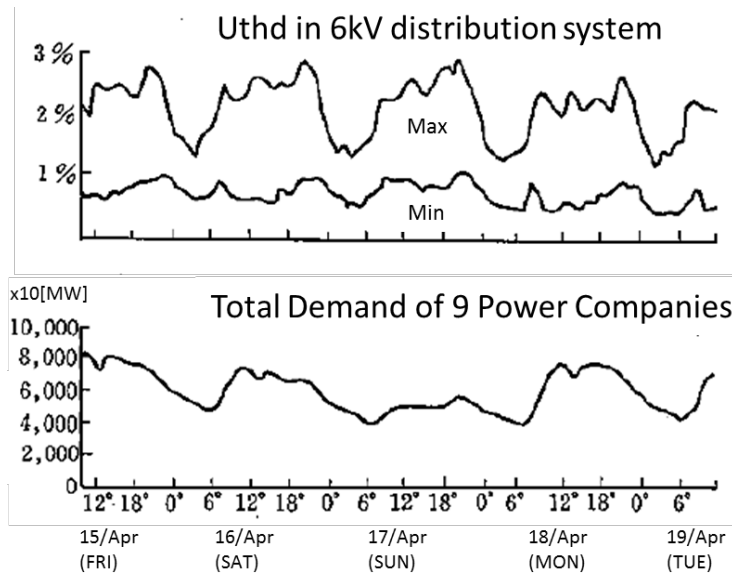
(2) 長期測定結果

1) 高調波電圧(低次～高周波)

高調波電圧については、U_{thd} を他国の基準値と比較を行った。「パ」国、PPL には高調波の評価指標が無いので、I_{thd} と同じく他国の基準値を用いる。日本では、電力系統で維持すべき「高調波環境目標レベル」を総合高調波電圧歪み率において、高圧系統 (600V < V ≤ 7kV) 5%、特別高圧系統 (7kV < V) 3%としている。「パ」国の配電電圧は 11kV であるため、特別高圧系統の 3% を評価の基準とする。

また、参考として図 2-48 に日本の配電線における U_{thd} 測定記録を示す。日本では配電線 (6kV) の U_{thd} はおよそ 1～3% 程度となっている。

また、IEEE519-2014 では、1kV < V ≤ 69kV の範囲で、総合高調波電圧歪み率 5.0% という基準値があり、10 分値を 1 週間測定し 95% が基準値未満または、3 秒値を 1 日測定し 99% が基準値の 1.5 倍未満であればよいとされている。



出典：Electric Technology Research Association Vol. 46 No. 2
“Harmonic and its measures in the power system”

図 2-48 Uthd（日本の 6.6kV 配電系統・1990 年 6 月）

表 2-32 に 1 週間毎の測定結果を示す。また、例として図 2-49、図 2-50 に 3/5~の週の Milford 変電所の 11kVbus Uthd の測定結果を示す。

表 2-32 全高調波電圧歪み率(Uthd)

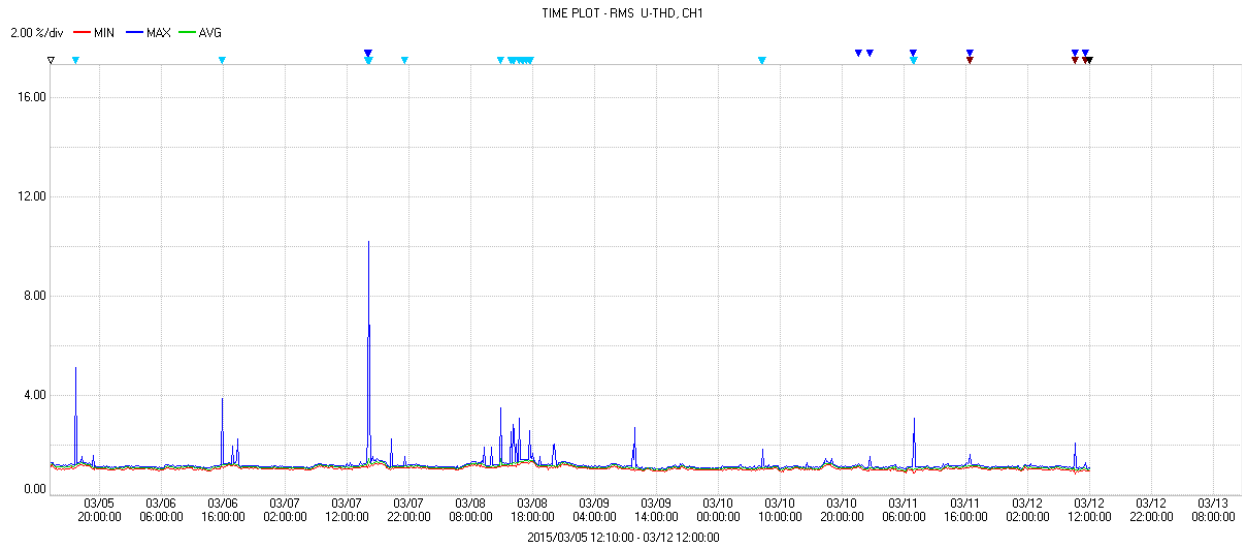
Total harmonic voltage distortion factor (Uthd)		Milford S/S 11kV bus Uthd (%) brackets show the maximum value over one week			Taraka S/S 11kV bus Uthd (%) brackets show the maximum value over one week		
Duration	Start Day	CH1	CH2	CH3	CH1	CH2	CH3
1 week	5-Mar	1.13 (1.49)	0.83 (1.30)	0.87 (1.37)	0.86 (1.18)	0.70 (1.07)	0.75 (1.13)
1 week	12-Mar	1.11 (1.36)	0.84 (1.04)	0.84 (1.21)	0.78 (1.14)	0.63 (0.95)	0.69 (1.10)
1 week	19-Mar	1.08 (2.43)	0.80 (2.15)	0.82 (2.25)	0.78 (2.43)	0.66 (2.33)	0.69 (2.47)
1 week	26-Mar	1.13 (2.02)	0.85 (1.70)	0.86 (1.84)	0.78 (2.13)	0.62 (2.00)	0.69 (2.14)

出典：JICA 調査団作成

予備測定の時にも述べたように、停電（電圧停止）時には正常に測定できていないので、停電時の測定値を省いて算出している。全データ測定期間（24 時間×28 日×2 ヲ所=1344 時間）中、停電のあった 45 時間を省き、1299 時間分のデータを表にまとめた。（ ）内には参考として、10 分値の中の最大値を載せている。また、測定器は 3 台設置したが、M1、M2 は同じ電圧を測定しているので、代表で M1 の測定結果を載せている。

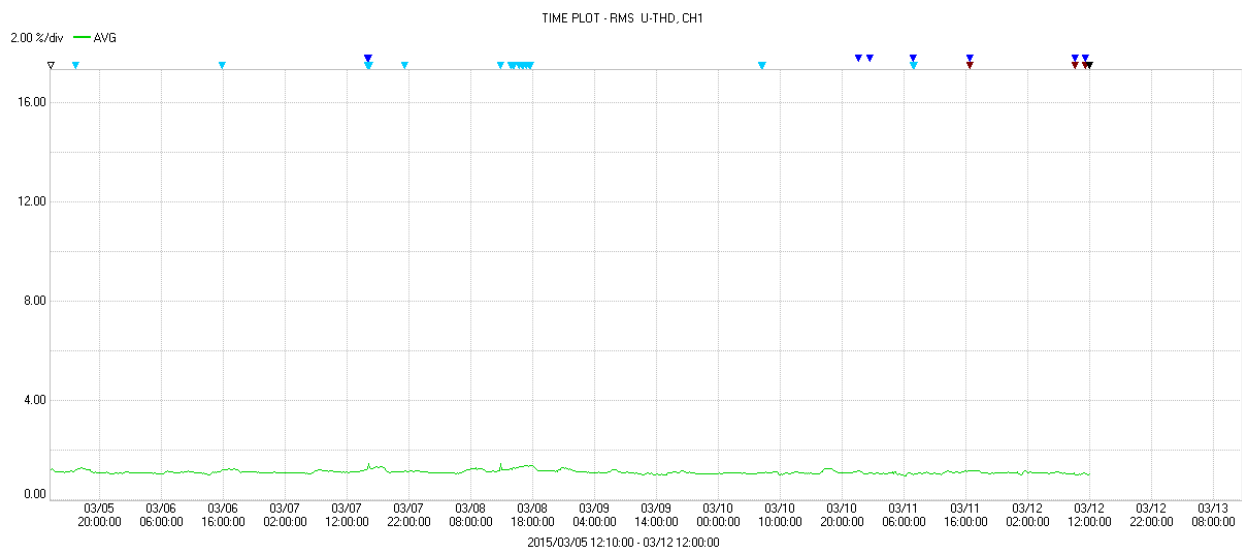
表からわかるように、平均で 1%前後となっており、日本の基準値 3%と比べても低い値である。また、（ ）内の最大値でも 3%を超えたものは無かった。

よって、レイ市内の 11kV 配電線において、高調波電圧は問題とされるレベルではないと言える。



出典：JICA 調査団作成

図 2-49 Uthd-Milford 変電所・11kV Bus (MIN, MAX, AVG)



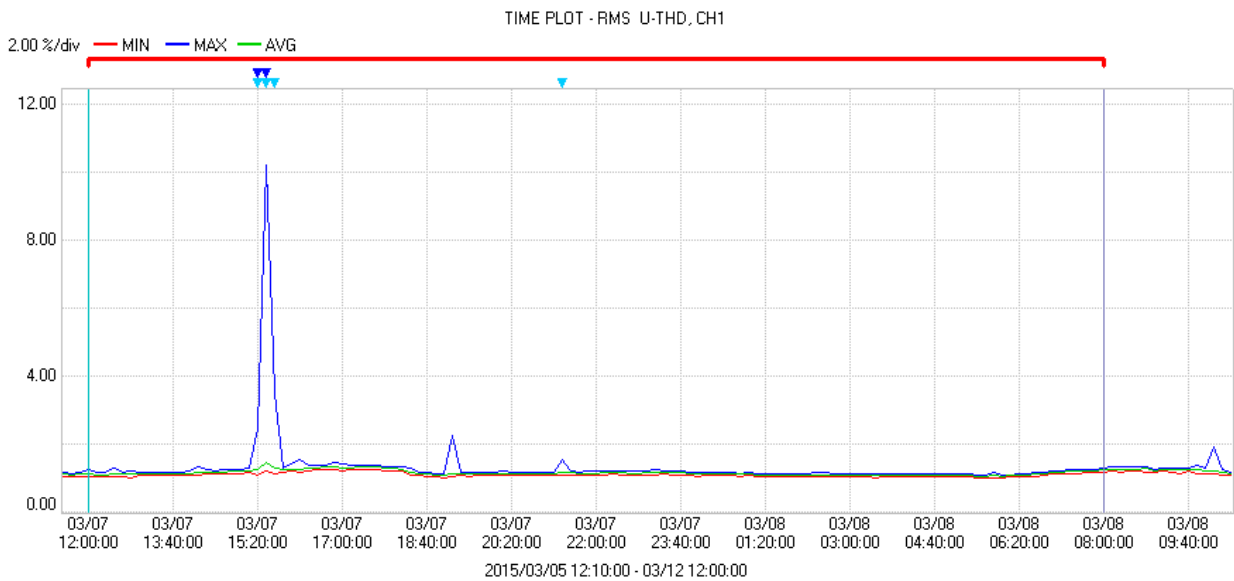
出典：JICA 調査団作成

図 2-50 Uthd-Milford 変電所・11kV Bus (AVG)

上記グラフは赤：MIN、青：MAX、緑：AVG のすべての波形を表示している。一方下のグラフは緑：AVG のみ表示している。上の図でわかるように、MAX の値は瞬間的に 10% に達しているときもある。予備測定でも確認された短時間（数 100ms～数 s 程度）の高

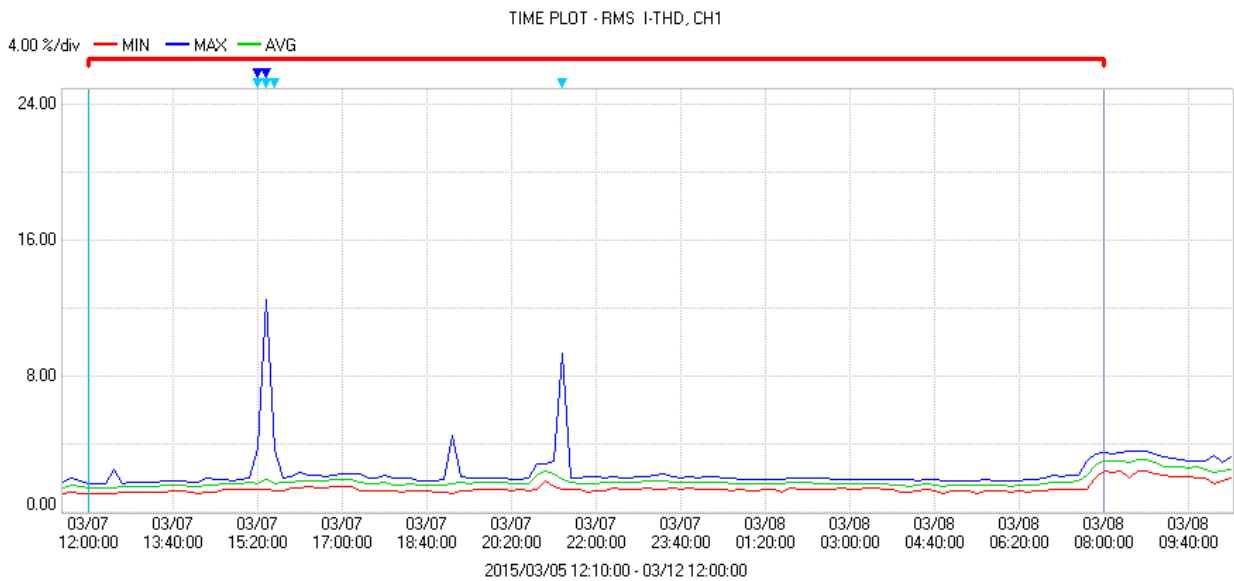
調波が長期測定においても確認された。以下、その考察を行う。

図 2-51 は、3/7 の午後に測定された Milford S/S の 11kV bus の Uthd の推移である。3/7 の 15:20 付近に MAX（青）値で約 10%ほどの Uthd が測定されている。また、18:40～20:20 の間、20:20～22:00 の間にもそれぞれ、わずかであるが、測定された。これらを時間順に A、B、C とする。次に、同時間帯の M1 の Ithd、M2 の Ithd の推移を図 2-52、図 2-53 に示す。



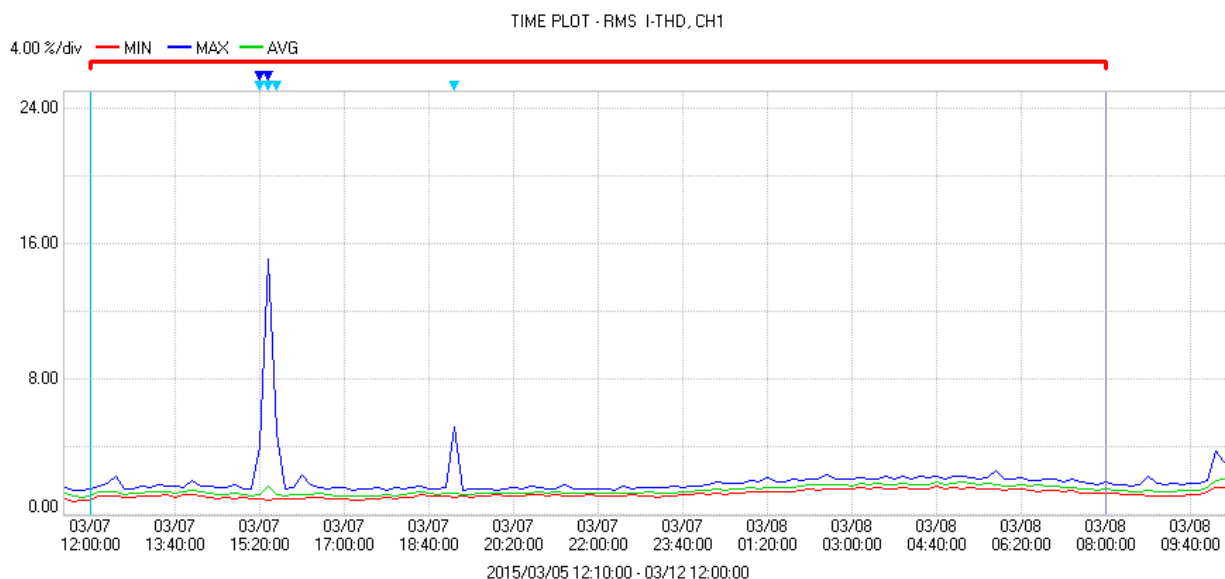
出典：JICA 調査団作成

図 2-51 Uthd・Milford 変電所 11kV Bus・3 月 7 日



出典：JICA 調査団作成

図 2-52 Ithd・M1・3 月 7 日



出典：JICA 調査団作成

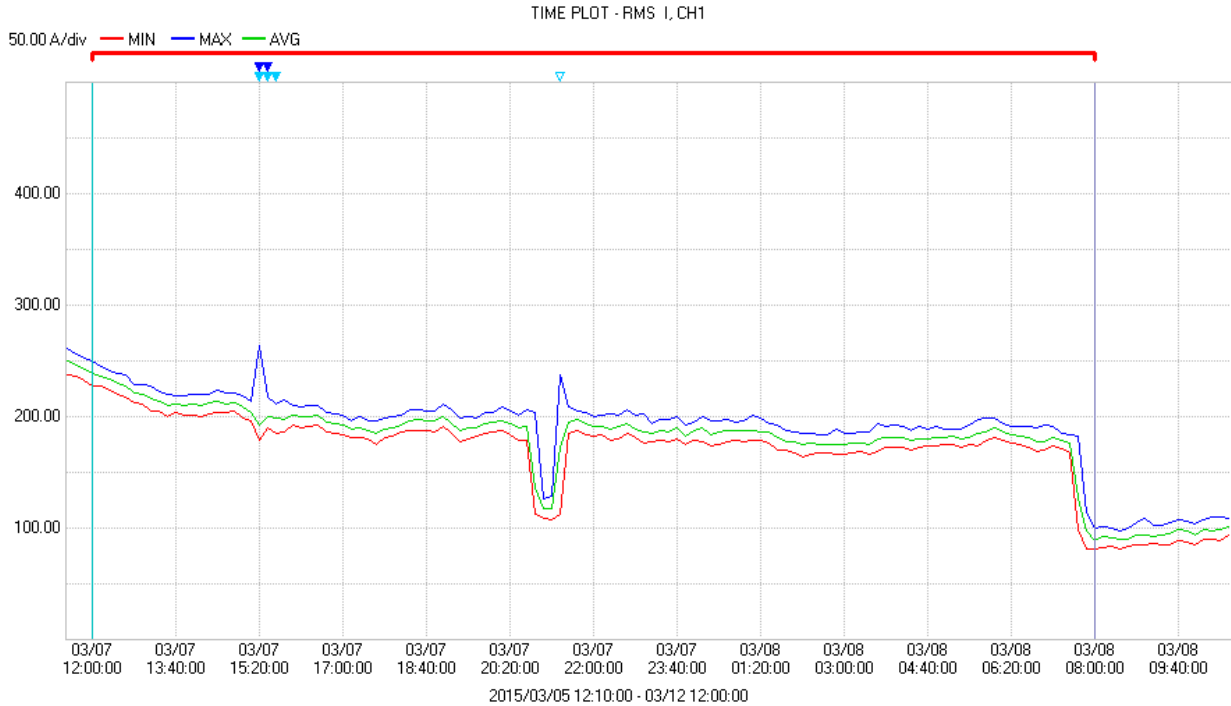
図 2-53 lthd・M2・3月7日

この2つの配電線の図を比較すると、Cの波形が図 2-52 では確認できるが、図 2-53 では確認できない。つまり、Cの波形はM1から変電所に流入してきた負荷側の要因による高調波電流であると考えられる。仮にそうであるなら、図 2-51 でのCの波形はM1から変電所に流入してきた高調波電流により、11kV母線の電圧に歪みが生じたと考えられる。また、逆にABについては、図 2-51～図 2-53 とも全て波形が確認できている。これは、系統側の要因により生じた高調波であると考えられる。以上より、短時間（数100ms～数s程度）の高調波については、系統側、負荷側の双方に要因があると言える。

これら短時間（数100ms～数s程度）の高調波については、生じている期間が短時間のため、系統側は、発電設備等が系統並列した時に生じる波形歪み、負荷側は機器の始動時に生じる高調波電流の可能性が高いと考えられる。図 2-54 は同時期の負荷電流の変化であるが、21:00頃に190Aから120A程度に急激に減少した後（1.3MVA程度の負荷脱落）、急激に回復している様子が見られる。この負荷の回復時に過渡的な高調波が出ているため、需要家側の大型機器の始動時に過渡的に高調波が発生したと思われる。

高調波による悪影響のうち代表的なものは、コンデンサ等の過熱と機器の誤作動であるが、事象が短時間であるため、過熱の問題は発生しないと考えられる。機器の誤作動については、確率的な現象であり、定量的に論じることは難しい。現状、機器の誤作動など、高調波による被害と思われる事象は確認されていないことから、このような短時間で間欠的な発生状況では問題となるような障害は発生しないと考えられる。日本における高調波対策ガイドラインにも「高調波電流機器を手動または自動的に動作させた時

たは動作を停止させた時発生し、10 秒以上は続かない一時的な高調波電流の値は無視する。」との記載がある。



出典：JICA 調査団作成

図 2-54 電流・M1・3月7日

2) 高次高調波電圧の測定

50 次より高次数の高次高調波（高周波）電圧について測定を行った。結果を表 2-33 に示す。また一例として、図 2-55 に 3/5～の週の Milford 変電所の 11kVbus Uthd の測定結果を示す。

表 2-33 高次高調波電圧(UharmH)

High-order harmonic voltage component (UharmH)		Milford S/S 11kV bus UharmH (V) brackets show the maximum value over one week			Taraka S/S 11kV bus UharmH (V) brackets show the maximum value over one week		
Duration	Start Day	CH1	CH2	CH3	CH1	CH2	CH3
1 week	5-Mar	19 (30)	15 (26)	10 (21)	50 (65)	40 (53)	38 (58)
1 week	12-Mar	18 (32)	14 (25)	10 (22)	51 (68)	41 (55)	39 (56)
1 week	19-Mar	19 (51)	15 (37)	11 (33)	47 (60)	37 (51)	36 (55)
1 week	26-Mar	20 (56)	16 (46)	11 (42)	49 (63)	39 (53)	38 (57)

Milford 変電所では、10~20V、Taraka 変電所では 36~51V となった。()内の最大値でも 68V であり、11kV に対して 0.6%程度である。図 2-55 からわかる通り、3/9 夜~3/10 朝にかけて測定された高周波以外は、ほとんどが誘導による誤差と考えられる。これらの高周波が系統に接続されている機器に対して、深刻な影響を与える可能性は少ないと考えられ、問題とされるレベルではないと判断する。

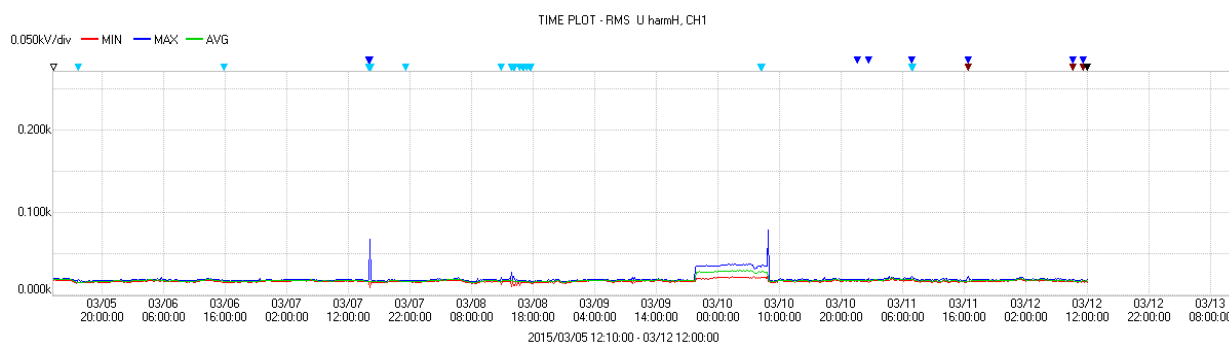


図 2-55 UharmH・Milford 変電所 11kV Bus

以上より、レイ市内の 11kV 配電線において、高調波電圧（低次~高周波）は問題とされるレベルではないと考えられる。

3) 高調波電流(低次)

高調波電流については、予備測定で記載したように 5%という IEEE の基準を用いて比較する。

長期測定により得られた結果を表 2-34 に示す。また、一例として、図 2-56 に 3/5~の週の M1 の Ithd の測定結果を示す。

全データ測定期間（24 時間×28 日×3 か所=2016 時間）中、停電のあった 97 時間を省き、1919 時間分のデータを表にまとめた。()内には参考として、10 分値の中の最大値を載せている。

表からわかるように、平均で 2%前後となっており、基準値 5%と比べても低い値である。また、()内の最大値でも 5%を超えたものは無かった。

よって、レイ市内の 11kV 配電線において、高調波電流が問題とされるレベルではないと言える。

表 2-34 高調波電流(Ithd)

Total harmonic current distortion factor (Ithd)		M1 Ithd (%) Brackets show the maximum value over one week			M2 Ithd (%) brackets show the maximum value over one week		
Duration	Start Day	CH1	CH2	CH3	CH1	CH2	CH3
1 week	5-Mar-15	1.98 (3.51)	2.29 (4.18)	2.18 (4.07)	1.53 (3.26)	1.63 (3.34)	1.47 (2.92)
1 week	12-Mar-15	2.00 (3.06)	2.44 (3.77)	2.44 (3.73)	1.54 (3.18)	1.61 (3.36)	1.42 (2.70)
1 week	19-Mar-15	1.36 (3.08)	1.48 (3.43)	1.45 (3.43)	1.65 (4.24)	1.70 (3.69)	1.58 (4.02)
1 week	26-Mar-15	1.65 (2.73)	1.96 (3.45)	1.79 (3.24)	1.73 (3.96)	1.87 (4.26)	1.60 (3.50)

Total harmonic current distortion factor (Ithd)		T4 Ithd (%) brackets show the maximum value over one week		
Duration	Start Day	CH1	CH2	CH3
1 week	5-Mar-15	1.33 (2.04)	1.70 (2.66)	1.55 (2.29)
1 week	12-Mar-15	1.32 (3.46)	1.60 (3.45)	1.52 (3.99)
1 week	19-Mar-15	1.30 (2.71)	1.63 (2.97)	1.51 (2.98)
1 week	26-Mar-15	1.24 (2.40)	1.54 (2.69)	1.47 (2.71)

出典：JICA 調査団作成

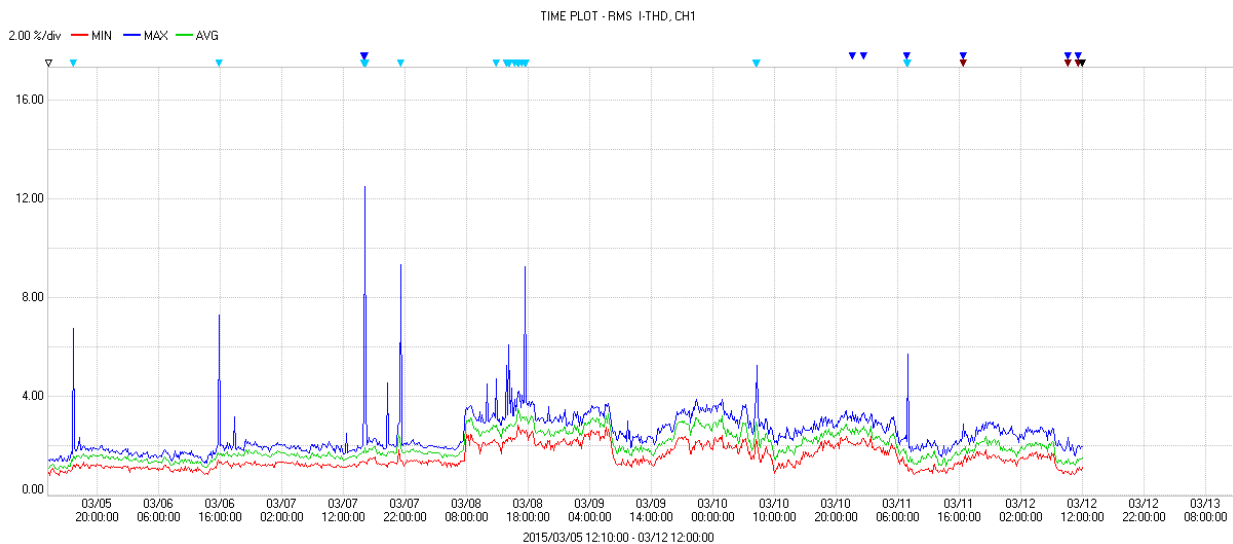


図 2-56 Ithd-M1

4) 高次高調波電流の測定

50 次より高次の高次高調波（高周波）電流について測定を行った。結果を表 2-35 に示す。

表 2-35 高次高調波(高周波)電流(IharmH)

High-order harmonic current component (IharmH)		M1 IharmH (A) Brackets show the maximum value over one week			M2 IharmH (A) Brackets show the maximum value over one week		
Duration	Start Day	CH1	CH2	CH3	CH1	CH2	CH3
1 week	5-Mar-15	0.07 (0.13)	0.07 (0.14)	0.07 (0.12)	0.07 (0.18)	0.08 (0.19)	0.07 (0.18)
1 week	12-Mar-15	0.06 (0.13)	0.07 (0.74)	0.07 (0.74)	0.07 (0.17)	0.08 (0.19)	0.07 (0.18)
1 week	19-Mar-15	0.07 (0.14)	0.07 (0.16)	0.07 (0.15)	0.07 (0.18)	0.08 (0.19)	0.07 (0.18)
1 week	26-Mar-15	0.07 (0.27)	0.07 (0.19)	0.07 (0.25)	0.07 (0.22)	0.08 (0.18)	0.07 (0.22)

High-order harmonic current component (IharmH)		T4 IharmH (A) brackets show the maximum value over one week		
Duration	Start Day	CH1	CH2	CH3
1 week	5-Mar-15	0.8 (0.9)	0.8 (0.8)	0.8 (0.8)
1 week	12-Mar-15	0.8 (0.9)	0.8 (0.8)	0.8 (0.9)
1 week	19-Mar-15	0.8 (0.9)	0.8 (0.8)	0.8 (0.8)
1 week	26-Mar-15	0.8 (0.9)	0.8 (0.8)	0.8 (0.9)

出典：JICA 調査団作成

Milford 変電所では、0.06~0.08A、Taraka 変電所では 0.8A となった。（ ）内の最大値でも 0.9A であり、負荷電流を 100A とすると、負荷電流に対して 1%程度である。

図 2-57 からわかる通り、3/9 夜~3/10 朝にかけて測定された高周波以外は、ほとんどが誘導による誤差と考えられる。

これらの高周波が系統に接続されている機器に対して、深刻な影響を与える可能性は少ないと考えられ、問題とされるレベルではないと判断する。

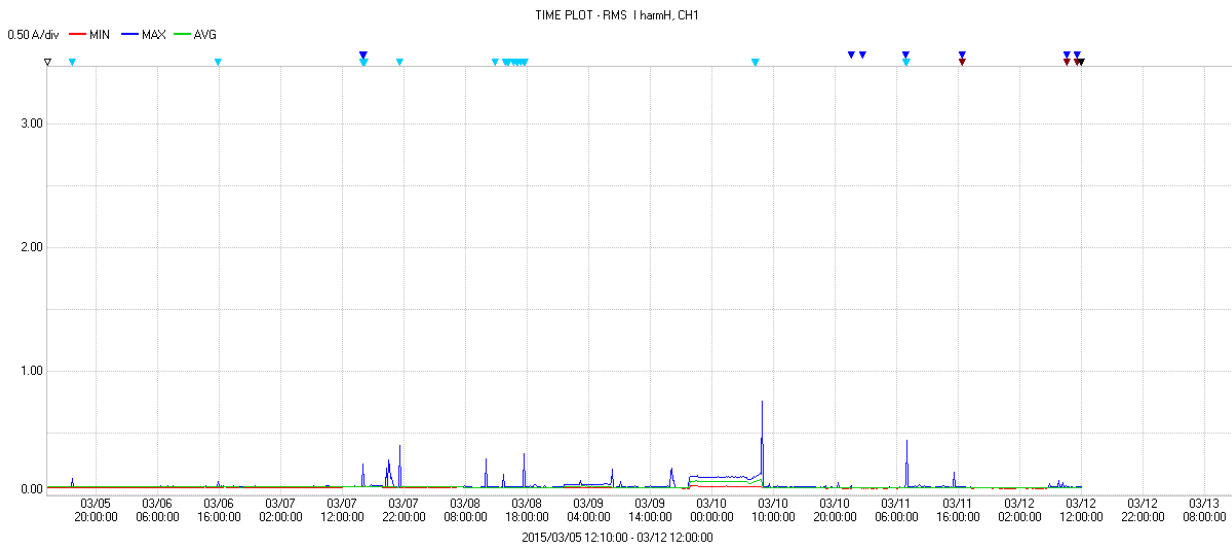


図 2-57 lharmH・M1

以上より、レイ市内の 11kV 配電線において、高調波電流（低次～高周波）は問題とされるレベルではないと考えられる。

5) 周波数

周波数については、「パ」国の Grid Code に周波数に関する規定が以下のように記載されている。

(b) Frequency Variations and Limits

- (i) *The System Operator shall maintain the system frequency within the limits of 49.5 Hz to 50.5 Hz during normal operation unless the Technical Regulator based on technical studies on specific Grid will allow broader limits.*
- (ii) *During Single Outage Contingency, the system frequency may vary between 49 Hz and 51 Hz. In the case of Multiple Outage Contingency or when the Grid is in a state of emergency, the frequency may vary between 47 Hz and 52 Hz.*

つまり、通常の運用では、49.5Hz～50.5Hz、N-1 事故の場合は 49Hz～51Hz、多重事故の場合は 47Hz～52Hz の範囲で周波数を維持する必要がある。

ただし、周波数の滞在率に関する記述がない。

そのため、本レポートで周波数の滞在率を評価するために欧州の規格である EN 50160 を使用する。EN50160 では 50Hz に対して

「通常の動作状態で 10 秒間の周波数平均値が系統に接続されている場合、1 年間の 99.5%の間は±1%以内 (49.5Hz～50.5Hz)、全期間 100%で+4%/-6%以内 (47Hz～52Hz) で

あること」

「通常の動作状態で 10 秒間の周波数平均値が系統に接続されていない場合（離島のような単独系統の場合）、1 週間の 95%の間は±2%以内（49Hz～51Hz）、全期間 100%で±15%以内（42.5Hz～57.5Hz）であること」と規定されている。

今回測定では、周波数を EN50160 で規定されている基準を参考に比較する。系統規模の違いや、測定期間の違い等があるため、あくまでも参考である。

The nominal frequency of the supply voltage shall be 50 Hz. Under normal operating conditions the mean value of the fundamental frequency measured over 10 s shall be within a range of:

For systems with synchronous connection to an interconnected system:

*50Hz ±1% (49.5Hz~50.5Hz) during 99.5% of a year;
50Hz +4%/-6% (47Hz~52Hz) during 100% of the time*

For systems with no synchronous connection to an interconnected system (e.g. supply systems on certain islands):

*50Hz ±2% (49~51Hz) during 95% of a week
50Hz ±15% (42.5Hz~57.5Hz) during 100 % of the time*

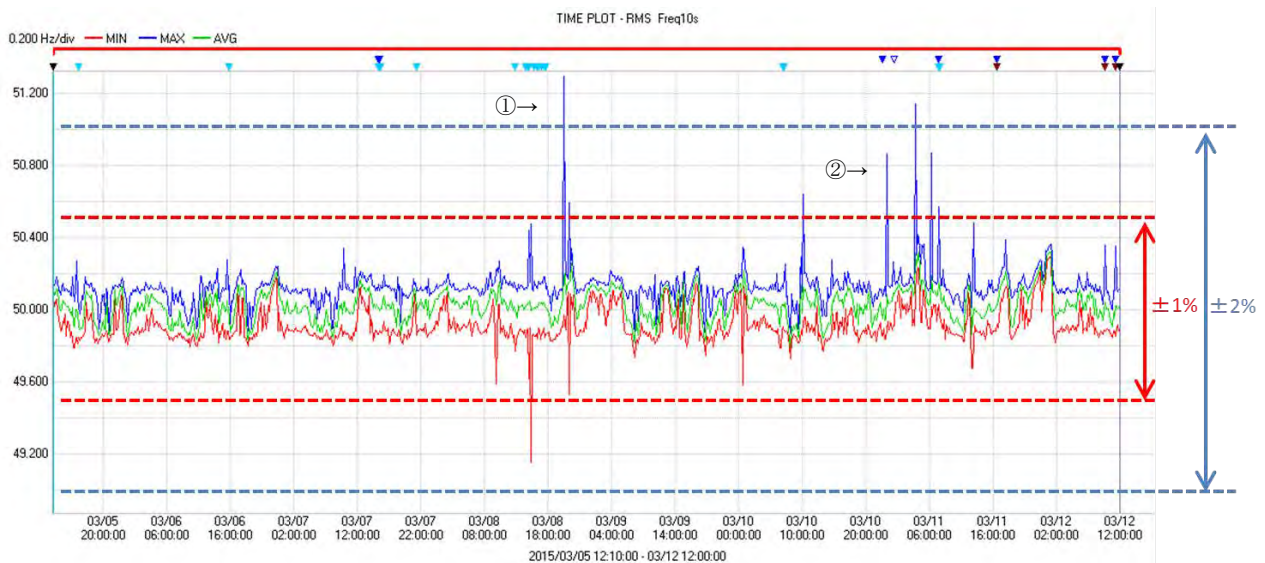
測定期間中の周波数逸脱回数を表 2-36 に示す。また、例として 3/5 から 1 週間の周波数変動を図 2-58 に示す。±1%の範囲を逸脱している回数が、Over 側で 7 回、Under 側で 1 回であることがわかる。

図中の周波数上昇であるが、PPL の停電記録との照合により、①は Hidden valley の負荷脱落による周波数上昇、②は 605 (Gusap S/S~Meiro S/S) 送電線トリップによる周波数上昇であると考えられる。このように、基準値を越すような急激な周波数変動は送電系統事故によるものと考えられる。

表 2-36 周波数逸脱回数

Frequency Deviation (Times)		50Hz ±1%				50Hz ±2%			
		Milford S/S 11kV bus		Taraka S/S 11kV bus		Milford S/S 11kV bus		Taraka S/S 11kV bus	
Duration	Start Day	Over	Under	Over	Under	Over	Under	Over	Under
1 week	5-Mar-15	7	1	7	1	2	0	2	0
1 week	12-Mar-15	13	6	13	4	3	1	6	1
1 week	19-Mar-15	74	29	41	17	23	8	13	7
1 week	26-Mar-15	23	8	22	7	7	1	5	2

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 2-58 1 週間の周波数変動

基本的には Taraka 変電所、Milford 変電所とも通常は Ramu 系統に接続されており、同期しているため、ほぼ同じ周波数変動を示す。そのため、周波数逸脱回数もほぼ同じになる。ただし、3/21~3/23 にかけて、Milford 変電所、Taraka 変電所が Ramu 系統と切り離され、単独系統になっていた時があった。そのため 3/19 の週の逸脱回数が多くなり、また、Milford 変電所と Taraka 変電所の逸脱回数に差が出ている。

測定結果から算出した滞在率を以下に示す。(測定期間 10 分間の間に Over と Under の両方逸脱した場合は 1 回と数える。)

50Hz±1%(49.5Hz~50.5Hz) 97% (< 99.5%)

50Hz±2%(49Hz~51Hz) 99% (> 95%)

EN50160 による系統に接続された場合の基準である 50Hz±1%(滞在率 99.5%)は達成できていないが、系統に接続されていない場合の基準である 50Hz±2%(滞在率 95%)は達成できている。

上記結果と、Ramu 系統の系統規模を考慮すると、Ramu 系統の系統規模に見合った周波数制御ができていると考えられる。

6) 電 圧

電圧を評価する際は、一般的には短時間の電圧変動と、長時間の電圧変動に分けて考える必要がある。単なる電圧変動と言うと長時間の電圧変動の事を表し、基準値が定められている。短時間の電圧変動については、dip (or sag)、swell 等と呼ばれる過渡的電圧変

動がある。これらについては後述する。ここでは、長時間の電圧変動についての測定結果を示す。

PPL の Grid Code に電圧変動について、 $\pm 5\%$ との規定が記載されている。しかし、滞在率に関する規定はない。

そのため、本レポートで電圧変動の滞在率を比較するために欧州の規格である EN 50160 を使用する。EN50160 では「通常の動作状態で 10 分間の電圧平均値が、1 週間の 99%の間は $\pm 10\%$ 以内、全期間 100%で $\pm 15\%$ 以内であること」と規定されている。

今回測定では、電圧を EN50160 で規定されている滞在率の基準を参考に比較する。ただし、基準値が異なるため、あくまで参考である。

測定期間中の電圧基準値逸脱回数を表 2-37 に示す。測定期間中 $\pm 5\%$ の範囲を逸脱している回数が、Over 側で 1 回、Under 側で 2 回のみであった。

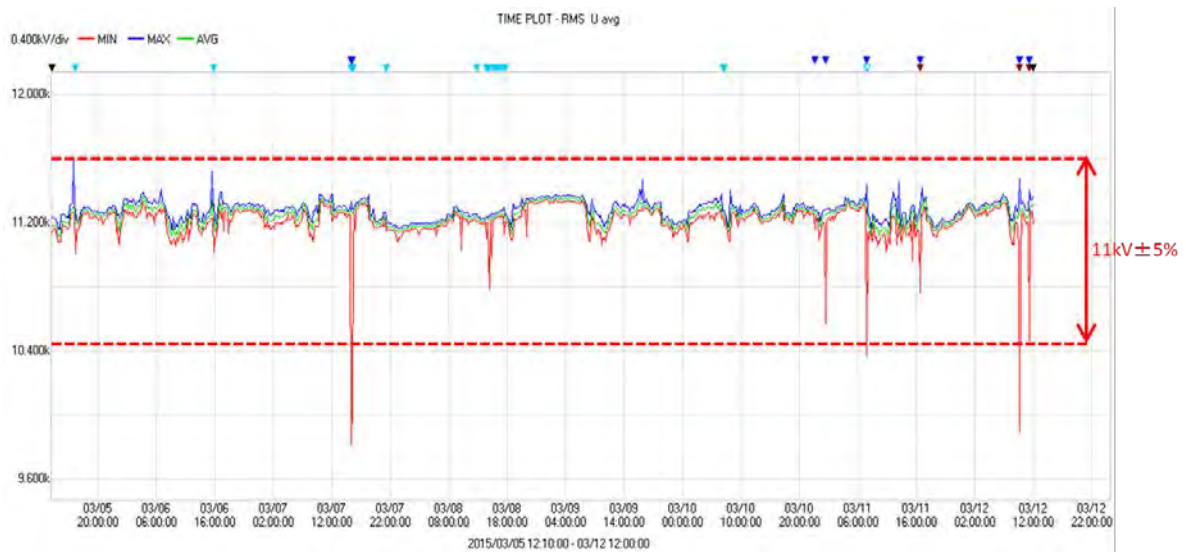
また、例として 3/5 から 1 週間の Milford 変電所の 11kV 母線の電圧変動を表 2-37 に示す。

表 2-37 電圧基準値逸脱回数

Vrms (V)		Milford S/S 11kV bus Voltage (V)		Taraka S/S 11kV bus Voltage (V)	
Duration	Start Day	Over	Under	Over	Under
1 week	5-Mar	0	0	0	0
1 week	12-Mar	0	0	0	0
1 week	19-Mar	1	2	0	0
1 week	26-Mar	0	0	0	0

出典：JICA 調査団作成

表より、滞在率を計算すると、99.9%となり、ほぼ基準値内に収まっている。レイ市内の変電所では、11.2kV $\pm 1\%$ で整定しており、整定通り変電所の 11kV 母線は制御できると言える。



出典：JICA 調査団作成

図 2-59 Milford 変電所 11kV Bus の電圧変動

図からもわかるように、電圧 (AVG) は 11.2kV を中心に、 $11\text{kV} \pm 5\%$ 以内 (10.45kV～11.55kV) に収まっており問題ない。

7) スウェル・ディップ

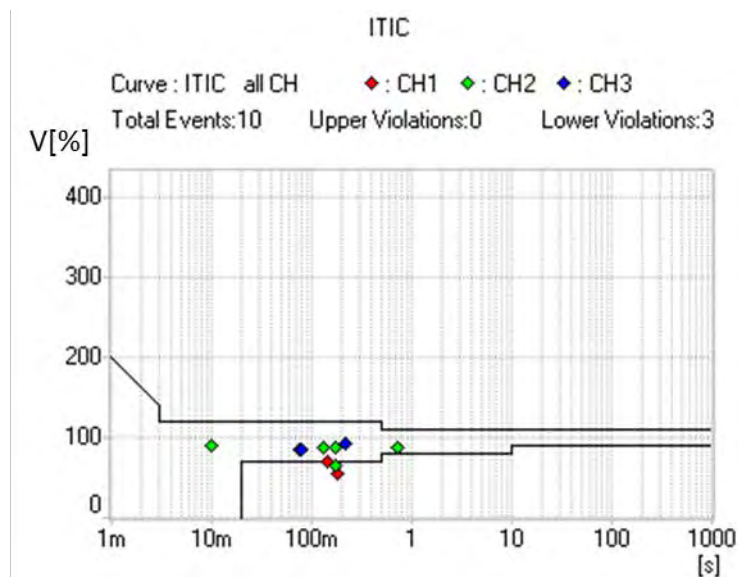
スウェル・ディップとは短時間の電圧変動のことである。これらの現象により、需要機器の電源が停止するなどの影響の可能性がある。

短時間の電圧上昇をスウェル、短時間の電圧降下をディップという。送電線事故や重負荷の切り離し、接続に伴い起こる現象である。中でも主に送電線への雷事故により生じる場合が多く、送電線事故から事故点切り離しの間に電圧変動が起こる。送電線事故を完全に防ぐことは難しく、事故後の事故点切り離し時間を無くすことも難しいため、このような過渡的電圧変動を系統側で防ぐことは難しく、負荷側で対策をすることが合理的とされている。

スウェル・ディップ等の電圧異常の評価方法の一つに、ITIC カーブというものがある。ITIC カーブとは、アメリカ情報技術産業評価会議 (Information Technology Industry Council) により作成された電圧異常の許容範囲を設定して評価するカーブの事である。縦軸に電圧値 (最悪値)、横軸に電圧変動時間を設定したグラフに、実際に検出された電圧異常をプロットし、カーブの中に入っているかどうかを確認する。

下図は、その一例である。Milford S/S 11kV bus の 3/5～3/12 の期間中に起こったスウェル、ディップをグラフにプロットしている。黒い線が ITIC カーブであり、それを上回る、または下回ると逸脱になる。つまり、負荷機器の誤動作等の影響が出てくることに

なる。測定結果では、合計 10 回のスウェル・ディップが発生し、そのうち 3 回が下限値を逸脱している。



出典：JICA 調査団作成

図 2-60 ITIC と短時間電圧変動との比較
(Milford 変電所 11kV Bus/1 週間)

今回測定期間中のスウェル・ディップの逸脱回数を下表にまとめた。

表 2-38 スウェル・ディップの逸脱回数

Swell and Dip		Milford S/S 11kV bus				Taraka S/S 11kV bus			
		Dip		Swell		Dip		Swell	
Duration	Start Day	total	deviation	total	deviation	total	deviation	total	deviation
1 week	5-Mar	10	3	0	0	8	2	0	0
1 week	12-Mar	4	1	0	0	0	0	0	0
1 week	19-Mar	40	15	0	0	26	9	0	0
1 week	26-Mar	19	2	2	0	6	1	0	0

出典：JICA 調査団作成

Swell は 2 回しか起こっておらず、Ramu 系統の短時間の電圧変動はほとんど Dip であることが表から読み取れる。これは、Ramu 系統は直接接地系であるため、1 線地絡事故時の健全相の電圧上昇値が小さいためと考えられる。また、3/19 の週は電圧変動回数が多くなっている。

Ramu 系統の短時間の電圧変動は、主に Dip が起こり、ITIC カーブを逸脱する（機器に

影響を与える可能性のある) Dip も 1 週間のうち数回起こっている。これにより需要家機器の電源が停止することも考えられる。Ramu 系統では、すぐに立ち上げが難しい機器などは、UPS などで Dip 対策を行うことが望ましいと言える。

8) 停電

電力の品質を決める要素の中で、停電しないことは最も重要な要素のうちの一つである。しかし、停電については、PPL がデータを集計しており、別章で述べる。ここでは測定期間中に起きた停電について、図 2-61 および図 2-62 に時間を記載するに留める。M1、M2、T4 が今回測定器を設置した回線である。

	5-Mar	6-Mar	7-Mar	8-Mar	9-Mar	10-Mar	11-Mar	12-Mar	13-Mar	14-Mar	15-Mar	16-Mar	17-Mar	18-Mar
M1										06:49-14:28				
M2														
M3														
M4	15:42-16:02	15:20-15:45										14:35-14:42	16:35-17:11	
M5							07:28-07:38							
M6	10:44-11:47		10:00-19:02	08:50-11:16 17:17-17:25						10:31-10:46 10:46-18:46	10:10-10:12 10:12-18:20			
T1														
T2														
T3								09:21-09:28 09:42-11:21		08:15-12:44				
T4			09:44-16:06					11:15-11:20	15:32-16:32					
T5								09:34-09:36						

出典：JICA 調査団作成

図 2-61 配電線の停電(3月4日から18日)

	19-Mar	20-Mar	21-Mar	22-Mar	23-Mar	24-Mar	25-Mar	26-Mar	27-Mar	28-Mar	29-Mar	30-Mar	31-Mar	1-Apr	2-Apr
M1			00:03-01:21		09:30-10:31 13:20-13:49 17:13-17:56 18:07-18:21								03:43-04:42 06:01-06:22		
M2		22:12-23:55	00:03-00:55		09:30-10:29 17:23-17:24 17:29-17:48			11:52-11:53					03:43-04:39 06:01-06:20		20:49-21:14
M3			00:03-02:42		09:30-10:27 17:29-17:49 18:10-18:23								03:43-04:41 06:01-06:22		
M4			00:03-02:43		09:30-10:27 17:14-17:27 17:29-17:54 18:10-18:23								03:43-04:40 06:01-06:21		20:49-21:22
M5			00:03-02:04		09:30-10:30 17:16-17:26 17:29-17:50 18:10-18:24			11:52-11:53					03:43-04:39 06:01-06:20		20:49-21:14
M6		05:15-05:22 09:43-12:17	00:03-02:43 08:56-08:58 08:58-16:22	02:46-07:27 08:58-09:02 09:02-17:45	09:30-10:27 17:17-17:27 17:29-17:51 18:10-18:25	09:17-09:26		11:52-11:54			09:23-19:35		03:43-04:41 06:01-06:21	11:05-11:15	19:40-20:06 20:49-21:15
T1			00:03-02:23	16:12-17:06						11:45-11:48					20:49-21:23
T2			00:03-02:38	16:11-17:01		09:10-09:22	15:29-15:30	11:45-11:50							20:49-21:20
T3	17:03-19:18	22:15-00:00	00:00-02:38 03:02-10:36	16:10-21:00							10:28-10:49				
T4			00:03-02:37	16:09-16:57		09:07-09:22				02:07-08:01	00:20-00:56				
T5			00:03-02:37	00:57-09:48 16:08-16:54				11:45-11:47							20:49-21:10

出典：JICA 調査団作成

図 2-62 配電線の停電(3月19日から3月2日)

(3) まとめ

高調波実態の把握、電力品質の把握を行うことを目的として、レイ市内の変電所の 11kV 配電線において 4 週間の電力測定を行った。その結果を以下にまとめる。

- ・ 高調波は問題とされるレベルではない。
- ・ 周波数変動は通常運用状態では系統規模に見合った運転ができています。大規模な負荷脱落、電源脱落の際には基準値を逸脱する周波数変動が発生する。
- ・ 変電所の送り出し電圧は通常運用状態では規定値内で一定に保たれている。
- ・ Ramu 系統の短時間電圧変動は、一定の頻度で dip が主に生じている。必要に応じ需要家側で dip 対策を行うことが望ましい。

第3章 配電網構造設計

本章では、供給信頼度の確保、電力損失の低減、ならびに運用・維持管理の容易性の確保の観点から、レイ地域の実態に適合した配電網の基本構造を設定する。

配電計画・設計においては、下記のような事項を総合的に考慮し、バランスのとれた設備形成につながる計画策定が必要である。

- ・ 設備建設コスト
- ・ 電力供給品質（供給電圧、供給信頼度）
- ・ 電力損失

3.1 配電網構造設計における基本事項

(1) 設備形成の考え方および評価

長期に亘る安定供給の確保と系統全体の効率性を追求する観点から、考慮すべき事項を設定した。

(2) 設備対策要否の判定と対策必要時期

既設設備を最大限に活用すること前提として、設備の新設・増設を計画すべき時期を定めた。

3.2 設備計画の前提条件

(1) 電圧および配電方式

各配電系統の電圧（高圧・低圧）と回路方式の関係を確認した。

(2) 適正電圧の維持

PPL の Grid code and Design manual に基づき、系統において維持すべき電圧の範囲を確認した。

(3) 配電線の標準容量

配電系統のフィーダに適用する電線サイズと、1 回線あたりの標準容量（常時・事故時容量）を定めた。

(4) 供給信頼度

年間の配電線最大負荷時において、N-1 故障が発生した場合でも、原則として供給支障を生

じないことを目標として設備形成することとする。具体的には、配電系統での単一設備故障発生時に、事故区間を除く健全区間が短時間に融通可能であることを基本とする。

(5) 配電線不等率

地域の想定需要に対し供給する配電線の不等率は1.27^(*)として、想定需要に対する必要回線数を検討する。

(*) レイ市内の配電線での測定実績

3.3 配電線の設備形成

3.3.1 系統計画

(1) 系統構成

架空配電系統は、放射状系統による分割連系方式を標準とする。

1つの配電系統の分割数は少なくとも3分割とし、分割された各区間は異なる配電線と連系できる系統構成とする。

柔軟な系統運用と事故時に短時間の送電復旧を行うため、配電線の主要な分割点と異なる配電線間の連系には、負荷開閉が可能な区分開閉器を設置する。この概念図を図3-1に示す。

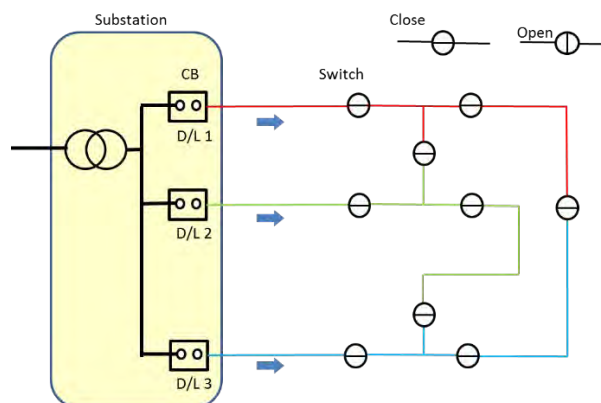


図 3-1 分割連系方式の基本的系統構成

(2) 回線数

1ルート1回線を原則とする。

3.3.2 施設計画

11kV および 22kV の配電設備形成において適用する下記の主要設備・機材について基本的仕様を標準化した。

- (1) 配電用変電所引出口
- (2) 支持物
- (3) 電線
- (4) 区分開閉器

第4章 短期配電網整備計画

4.1 短期配電網整備の取り組み方針

4.1.1 供給信頼度向上のための対応

第2章に記載のとおり、レイ地域では供給信頼度の改善のために、停電回数を減らすことよりも、停電時間を減らすことに主眼を置いた対策が有効であると考えられる。

レイ地域の配電網は、配電線設備の容量や系統構成の制約から配電線の運用が容易ではなく、配電線事故時に健全区間へ早期送電が行えないことが停電の長時間化要因となっている。このため、短期整備計画策定にあたっては、配電設備運用の制約となる箇所の増強を行うとともに、事故時に健全区間への自動送電が行える時限順送システムを導入することにより、供給信頼度向上を目指すこととした。

4.1.2 配電線の負荷の平準化への対応

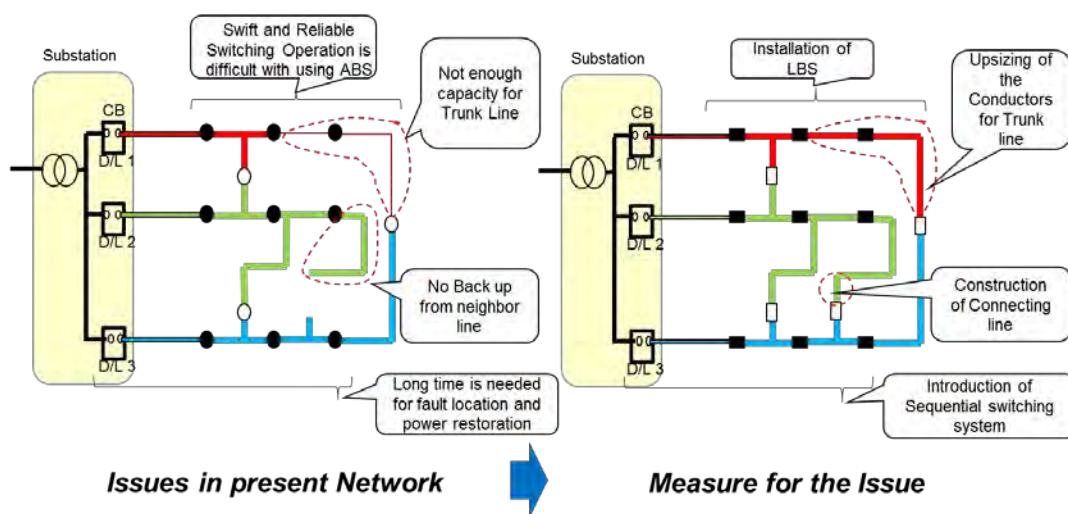
- ・レイ地域の配電線負荷は、南方の沿岸部に偏っている。このため、配電線の負荷は、Taraka、Milford の両変電所とも、南方面に伸びるフィーダの負荷が大きくなる傾向がある。また、Taraka 変電所からの配電線で Milford 変電所近傍まで送電が行われている。
- ・短期整備計画で、配電系統の再構成を検討する際には、個別に負荷移行により配電線間のフィーダ電流平準化が可能な個所があれば系統設計に反映することとした。

4.2 配電系統整備工事の設計

第3章の配電線構造設計のルールおよび、第4.1節に記載の方針に基づき、配電設備の課題解決のための方策を検討した結果、次の4項目に取り組むこととした。

- LBS の設置
- 時限順送システムの導入
- 連系線の建設
- 幹線電線の張替

各項目の内容および、これらに基づく工事設計結果について以下に記載する。



	On load operation	Role of Switchgear	
		Sectionalize (Close)	Tie (Open)
ABS	Inappropriate (over capacity)	●	○
LBS	Available	■	□

出典：JICA 調査団作成

図 4-1 配電線の供給信頼度向上のための対策

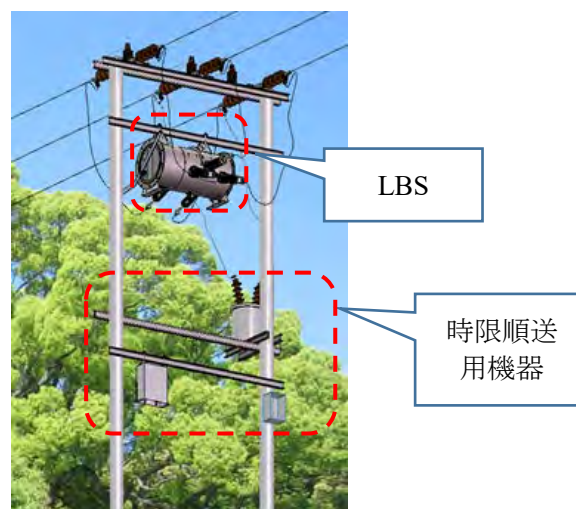
4.2.1 LBS の設置

- ・レイ地域の 11kV 系統には、負荷開閉性能のある LBS (Load Break Switch) (図 4-2) が設置されておらず、これが配電系統運用の容易性および供給信頼度を損なう大きな原因となっている。
- ・このため、幹線および連系線の主要な個所に LBS を設置して、迅速で確実な開閉操作を行えるようにする。LBS は一配電線あたりの標準取付台数を表 4-1 のとおりとし、各配電線系統の形態に応じて適切な取り付け箇所を検討する。
- ・LBS は開閉動作の信頼性を確保するために、気中絶縁型ではなく密閉型とし、負荷電流開閉と事故電流投入が可能な接点を備えたものを適用する。

表 4-1 11kV 配電線一回線あたりの LBS の標準取付台数

用途	台数	説明
フィーダ区分用	1	フィーダの変電所引出用の地中ケーブルは、事故時に探査および復旧に長時間を要することから、故障中における第1区間への応急送電を可能にする。
幹線区分用	2	配電線の負荷を各区間にバランスよく分割できるよう配置する。
連系用	3	事故時にフレキシブルに送電できるように設ける。(突合せ用のため合計の設置台数はこの半分となる)

LBS の基本装柱の例を図 4-2 に示す。



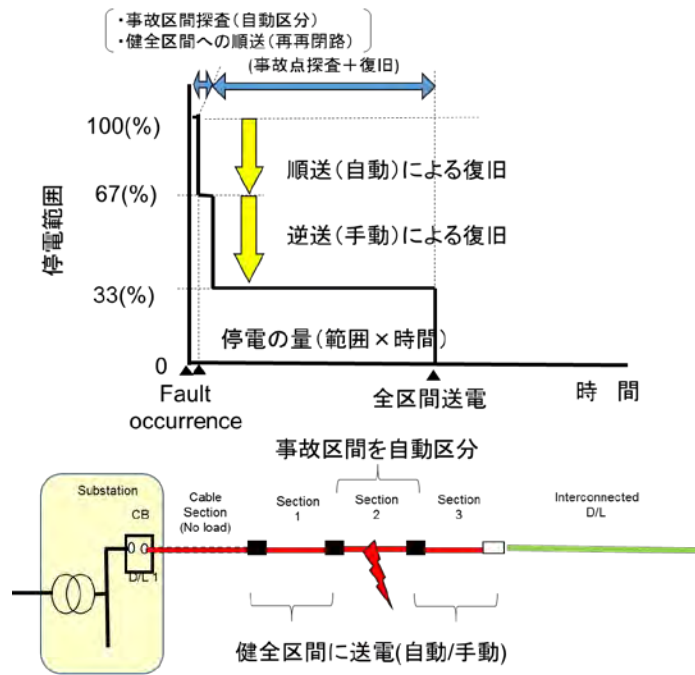
出典：Nisshin Electric.Co.(JAPAN)作成

図 4-2 LBS の基本装柱例

4.2.2 時限順送システムの導入

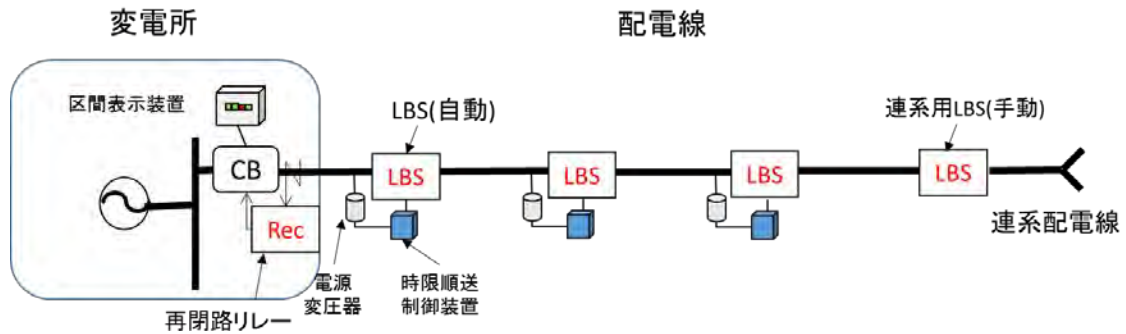
(1) システムの概要

時限順送システム導入により、事故発生時に“事故区間の自動切り離し”及び、“健全区間への自動送電”が可能となり、供給信頼度向上が図れる。図 4-3 に時限順送を活用した事故復旧の概要を、図 4-4 に時限順送システム（順送用）の構成を示す。



出典：JICA 調査団作成

図 4-3 時限順送での系統運用による事故復旧の概要



出典：JICA 調査団作成

図 4-4 時限順送システムの構成(順送用)

(2) 短期配電網整備で導入するシステム

短期配電網整備計画では、自動で変電所側からの順送による自動送電が行えるシステム（順送システム）を導入する。

このための機材として、線路（フィーダおよび幹線）区分用 LBS を設置した電柱に時限順送制御装置、電源変圧器を、変電所に区間表示装置を設置する。これらの装置を変電所の再閉路リレーと協調して動作させる。

(3) 自動での逆送機能について(参考)

特に高信頼度が求められる配電線には、順送用に加えて、逆送用の機能を付加したシステム（逆送用システム）の適用が考えられる。ただし、自動での逆送機能は、課題があるため、短期配電網整備計画では導入しない。

4.2.3 連系線の建設

- 配電系統上で、連系線で接続されていないため、隣接配電線から送電できない区間がある。このため、各配電線について系統を再構成する際、少なくとも隣接する3配電線から送電ができるように、連系線を建設する。導体は標準サイズ（Grape）を適用し、変電所引出口から末端の他配電線との連系点までの幹線で、同じ通電容量を確保する。

- 配電線は基本的には道路敷地等の公用地へ敷設する。

4.2.4 幹線電線の張替

幹線および連系線のルート上において、標準よりも電線のサイズが細いため、送電容量が不足している区間がある。このため、該当区間につき、各配電線について系統を再構成する際、標準サイズ（Grape）の導体に取り換える。

4.2.5 工事設計

短期配電網整備計画の工事設計の結果を、表 4-2 の工事概要および図 4-5 の工事位置（LBS 設置、連系線新設、電線張替）に示す。

表 4-2 短期配電網整備計画の工事概要

項目	工事概要	建設費用	所要工期
LBS の設置	LBS 59 台 (区分用) 34 台 (Taraka16 台、Milford 18 台) (連系用) 25 台	¥134,112,000	12 ヶ月
時限順送システムの導入*	制御装置 (順送用システム分) 34 台 (区分用 LBS に取付)	¥38,311,465	9 ヶ月
連系線の建設	MV 電線新設 (合計互長) 3.8km (Taraka 配電線#1, #4, #5、Milford 配電線#3, #6)	¥20,804,850	12 ヶ月
幹線電線の張替	MV 電線張替 (合計互長) 15.1km (Taraka 配電線#1, #2, #4、Milford 配電線#5)	¥82,135,350	12 ヶ月

出典：JICA 調査団作成

* 逆送用システムに関しては、短期配電網整備計画に含めず、導入時期についても課題解決後とする必要がある。

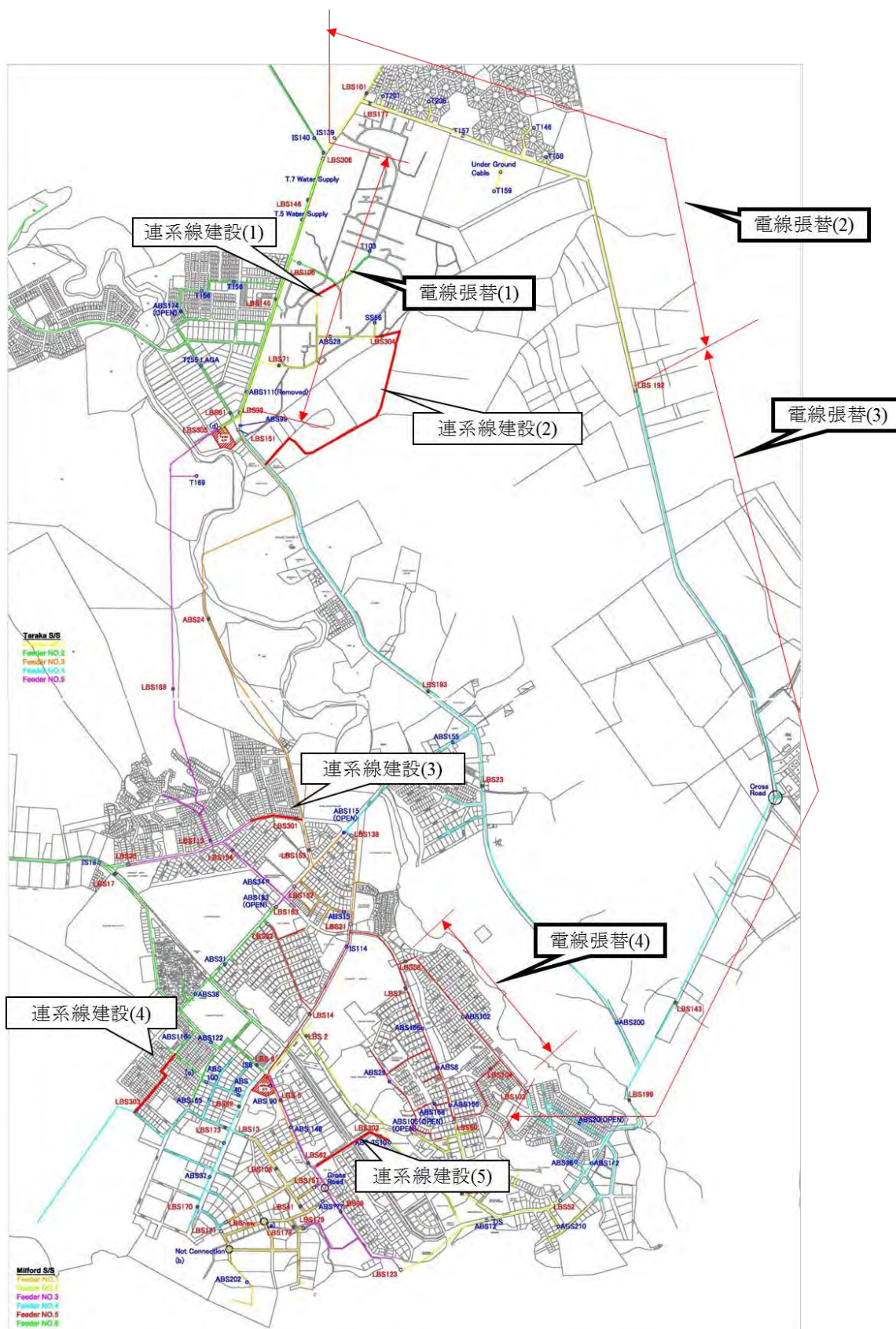


図 4-5 短期配電網整備計画の工事位置

第5章 長期配電網整備計画

5.1 2030年までの長期配電網整備計画

(1) マスタープラン作成の狙い

配電設備は、需要家へ電力供給に対応するための設備である。それらは高・低圧線や配電用変圧器・電柱などで構成され、網の目のように敷設されており、新たに需要が発生すれば、配電設備を新設し電力を供給する。言い換えれば、新たな需要の発生や既設負荷の増加が無ければ、配電線を増強する必要はない。

また、配電線は送電線・変電所等の他の電力設備と異なり、需要家へ電力を直接供給する設備であることから、供給エリア全体に面的に敷設されている。

配電設備は1回線当たりの最大容量が一般的には標準化されている。

レイ地域の2030年マスタープランは、配電網構造設計で提言した標準に基づき作成する。マスタープランは、将来の電力需要に対して、安定して電力供給が行え、かつコストミニマムな設備計画でなければならない。従い、レイ地域マスタープランとは、2030年時点のレイ地域の需要想定に基づく負荷に対して問題なく電力供給を行え、かつ必要最小限の配電設備増強計画である。

配電設備のマスタープランは新規需要に対する供給工事を目的にした配電路線図（配電ルート図）である。

配電線は先に述べたように新規の需要に対して供給する設備であるため、マスタープランでは新規の需要点までは予測がつかない。そのため、各変電所の供給エリアをBlock割りし、各Blockまでの供給ルート図をマスタープランとする。

(1) マスタープランの検討手順

STEP 1 2030年の需要想定を作成する。

STEP 2 既設の変電所から供給可能か不可能かを検討する。

STEP 3 可能な場合は、配電線の長期整備計画を作成する。

STEP 3-1 不可能な場合は、変電所の増強を検討する。

(変圧器の増設や新規の変電所の建設)

上記は成果1「ラム系統電力開発計画マスタープラン策定」で検討されており、Milford変電所、Taraka変電所および新設するErap変電所の3変電所の変圧器増設案が最適な方法との

結論が出ているので、本章ではこれ以降の検討を行う。

5.1.1 各変電所の需要想定と供給エリア

(1) レイ地域の需要想定

2030年のRamu系統の各変電所別の需要想定は成果A「ラム系統電力開発計画マスタープラン策定」で検討されており、その結果をMilford変電所、Taraka変電所、Erap(Nadzab)変電所の各変電所別に展開した結果を下表に示す。

表 5-1 レイ地域の需要想定(2030年)

	Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demand Load (MW) (A)	Milford	21	23	24	27	29	32	34	37	40	43	46	46	50	53	57	61
	Taraka	19	20	22	24	27	29	30	33	36	39	42	41	44	47	51	54
	Nadzab/Erap	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	3	3	3	3	3	10	10	10	10	10
	Total	40.3	43.3	46.3	51.3	56.3	61.3	67	73	79	85	91	97	104	111	118	125
Apparent Power (MVA) (Converted by PF=0.85) (B)	Milford	25	27	28	31	35	38	40	43	47	51	55	54	59	63	67	71
	Taraka	22	24	25	28	31	34	36	39	42	45	49	48	52	56	60	64
	Nadzab/Erap	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8
	Total	44.4	51.4	53.4	59.4	66.4	72.4	79.5	85.5	92.5	99.5	107.5	113.8	122.8	129.8	138.8	147
Apparent Power (MVA) (Converted by PF=0.9) (C)	Milford	24	25	27	30	33	36	38	41	44	48	52	51	55	59	63	68
	Taraka	21	23	24	27	29	32	34	37	40	43	46	46	49	53	56	60
	Nadzab/Erap	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	11	11	11	11	11
	Total	46	49	52	57	63	69	74	81	87	94	101	108	116	123	131	139

出典：JICA 調査団作成

これで見ると、2030年のレイ地域の電力負荷は現状の約3倍程度となり、2030年のTaraka、Milford変電所の負荷合計で115MWとなっている。

この数値は現状の供給エリアが拡大し増加するものと、現在の供給エリアの負荷が増加するもの合計である。そこで、各変電所の現状の供給エリアと2030年時点の想定供給エリアを想定する

(2) 各変電所の供給エリアの概要

1) 現在の供給エリア

現在の供給エリアの下図に示す。レイ地域はMilford変電所、Taraka変電所およびNadzab変電所の3変電所から配電線を通じて電力を供給しているが、ハイランド・ハイウェー沿いの一部、無電化地域も存在している。

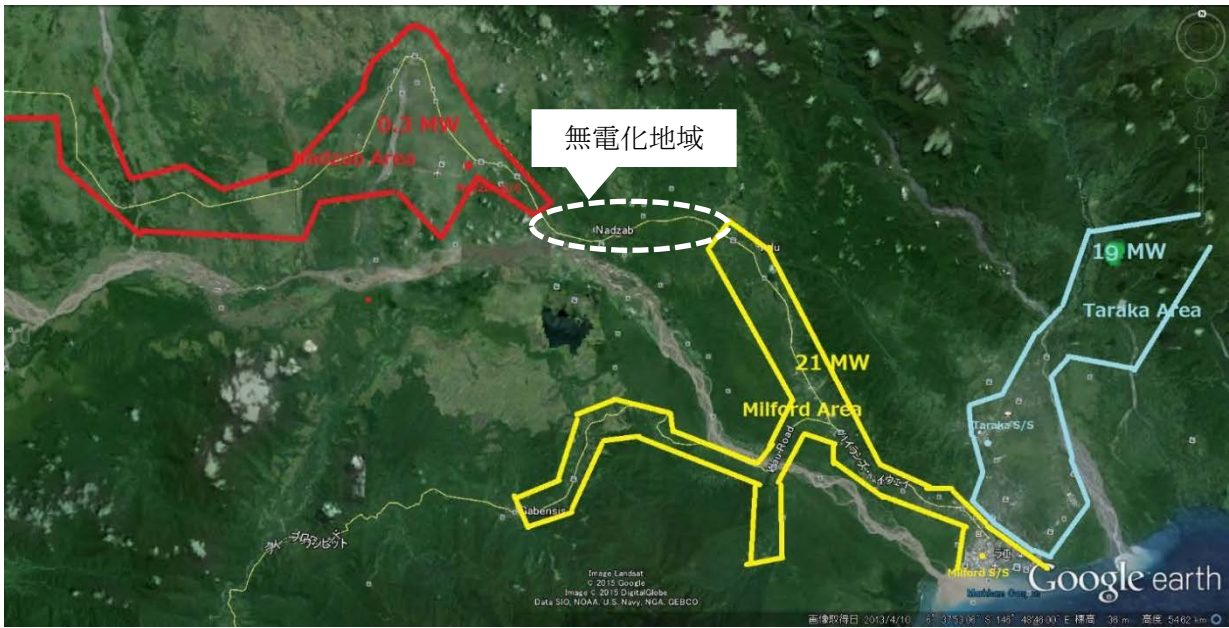


図 5-1 各変電所の給電エリア(2015年)

出典：JICA 調査団作成

2) 2030年の供給エリア

2030年では、Nadzab 変電所が Nadzap 空港の国際空港化に伴い廃止され、代替えとして Erap 変電所が新設される。2030年供給エリアの想定を下図に示す。

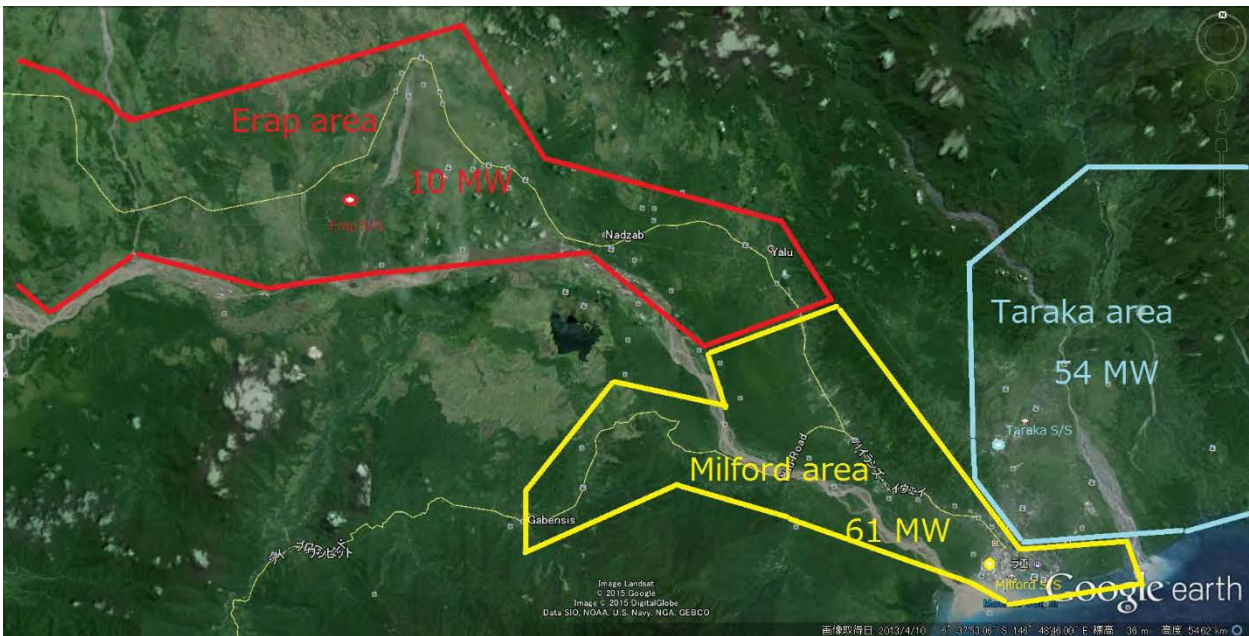


図 5-2 各変電所の給電エリア(2030年)

出典：JICA 調査団作成

現在の供給エリアとの大きな違いは、レイ市内から Nadzab 空港までの間の無電化地域が解消され、Erap からの配電線がハイランド・ハイウェー沿いにレイ市内に向けて延長されてくると考えられる。

Erap 変電所の配電電圧は 22kV で計画されており、レイ市内変電所の配電電圧 11kV と比較すると、1 回線当たりの送電容量も大きく配電線互長も長くなる。

従って、Milford 変電所と Erap 変電所の供給エリアの境界は電圧低下や送電容量を考慮すると上図が想定される。

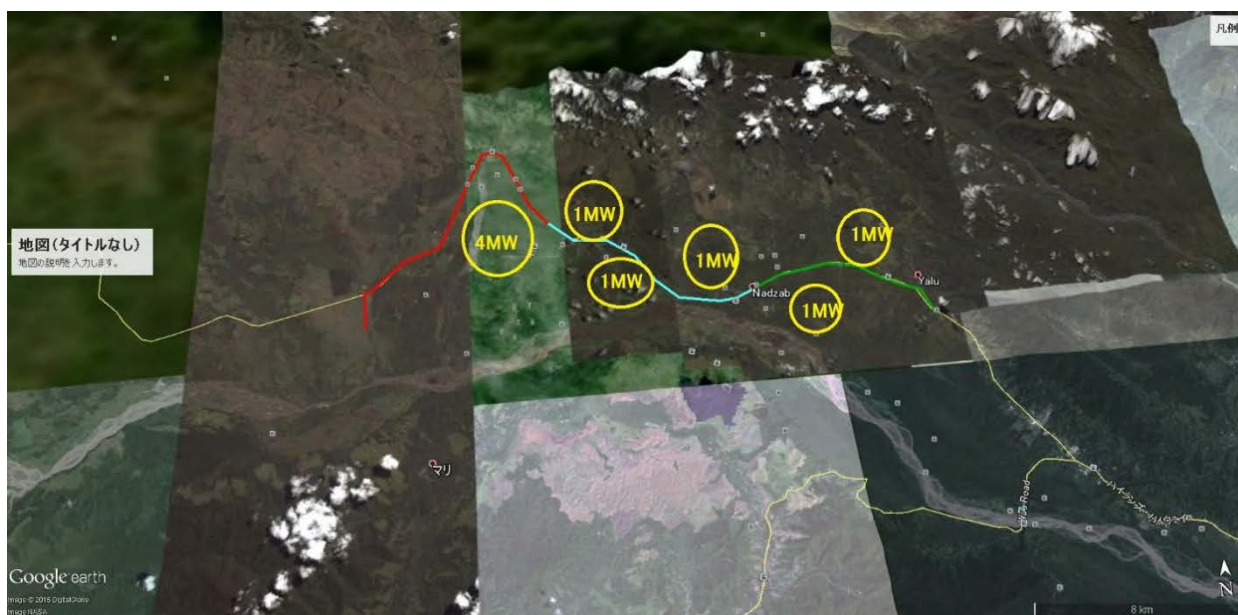


図 5-3 Erap 変電所の負荷分布(2030 年)

出典：JICA 調査団作成

3) 2030 年の Taraka 変電所と Milford 変電所の給電エリア境界

Milford 変電所と Taraka 変電所の供給エリアの境界は、将来負荷と配電線の境界となる大きな道路・河川等を考慮すると、2030 年には変電所の供給エリアは図 5-4 のようになると考える。赤線が現在の境界を示し、緑の線が 2030 年の境界を示す。

境界の東西の部分で、Milford 変電所の境界が少し北へ拡大すると思える。

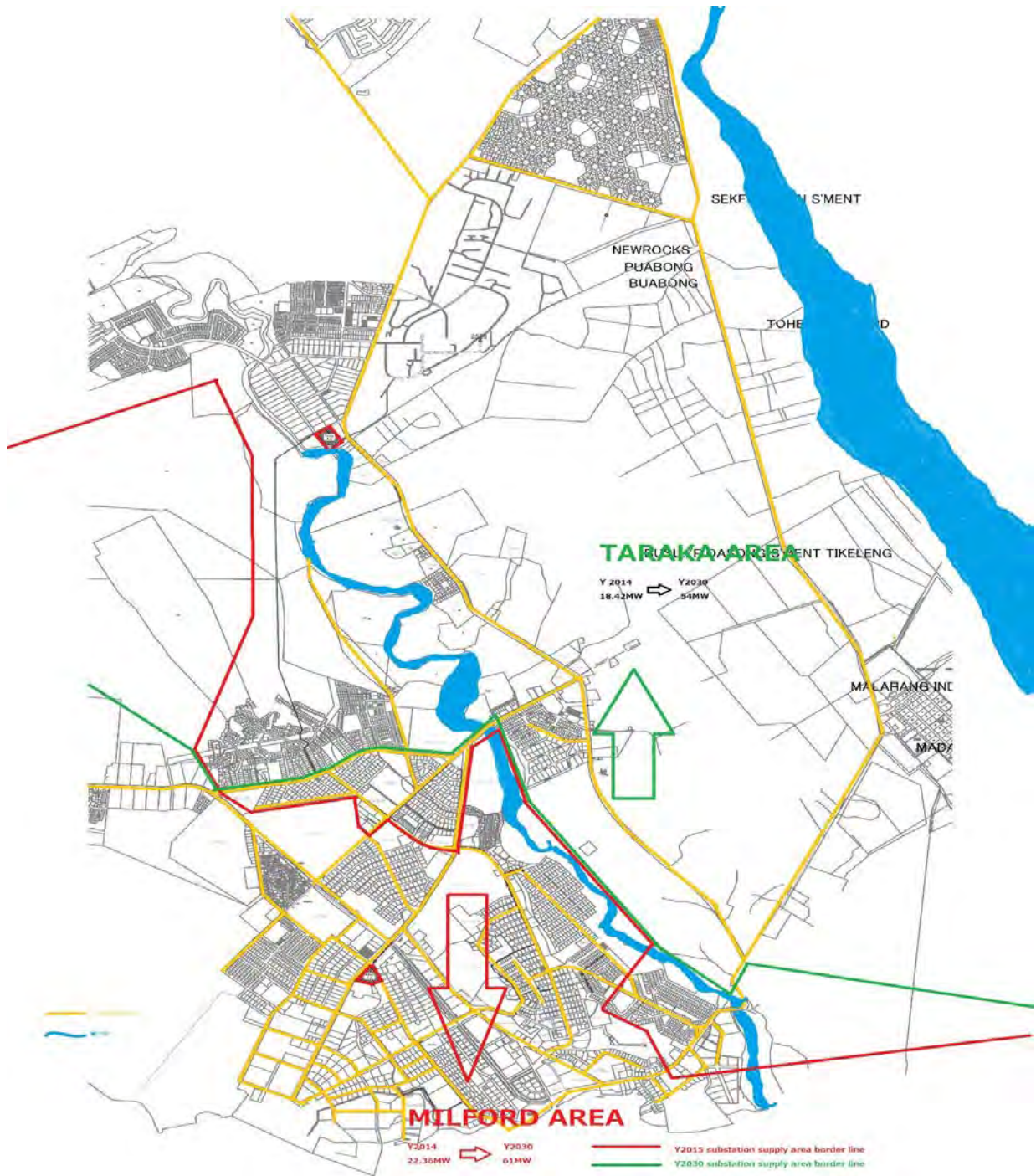


図 5-4 Taraka 変電所と Milford 変電所の給電エリアの境界

出典：JICA 調査団作成

5.1.2 Block 単位での需要想定と供給エリア

マスタープランの策定にあたり、供給エリア内の負荷配分が必要であるため、各変電所の供給エリア内を Block 分けして需要を想定した。

(1) 各 Block の現状

Taraka および Milford 変電所の現状の負荷を Block 毎に配分した。現在負荷は、Taraka・Milford 変電所合計で 40.7MW である。この負荷を Block 別に分ける場合、2030 年時点の各変電所の給電エリアは現在と異なるため、以下の作業を実施した。

- ① 合計負荷 40.7MW を各変電所・各配電線に按分。
- ② 各配電線の負荷を各変圧器容量に按分。
- ③ 各ブロックの負荷を再集計。

表 5-2 に結果を示す。また、各ブロック単位の負荷を表 5-3、図 5-5 に示す。

表 5-2 各 Block 別の変圧器容量および負荷分布

D/L	M1	M2	M3	M4	M5	M6	Milford Total	T1	T2	T3	T4	T5	Taraka Total	Total
KIOSK type (kVA)	2,350	4,100	5,250	4,450	4,150	0	20,300	3,200	5,300	0	3,800	500	12,800	33,100
Pad mounted Transformer (kVA)	7,500	1,900	3,300	2,300	500	0	15,500	1,000	2,400	600	11,000	1,250	16,250	31,750
Pole mounted Transformer (kVA)	2,300	2,500	4,000	6,300	5,900	5,010	26,010	2,100	3,675	2,600	7,050	1,300	16,725	42,735
変圧器容量計 (kVA)	12,150	8,500	12,550	13,050	10,550	5,010	61,810	6,300	11,375	3,200	21,850	3,050	45,775	107,585
配電線配分負 荷(kW)	4,452	3,115	4,599	4,782	3,866	1,836	22,650	2,491	4,498	1,265	8,641	1,206	18,101	40,750

出典：JICA 調査団作成

表 5-3 各 Block 単位の負荷

	供給エリア 面積(km ²)	負荷 2015 年 (MW)	負荷密度 2015 年 (kW/km ²)	既設変圧器 容量 (kVA)	Block の特性
T1 Block	13.95	5.5	0.39	17,675	Industry, School, Residence
T2 Block	0.15	1.0	6.67	2,000	Industry, Residence
T3 Block	4.01	4.0	1.00	15,050	Industry, School, Residence
T4 Block	3.73	2.0	0.54	3,300	Industry, Residence
Taraka subtotal	21.84	12.5	0.57	38,025	
M1 Block	4.23	12.4	2.93	25,310	Commerce, Residence
M2 Block	1.85	9.2	4.97	28,950	Heavy Industry, Commerce
M3 Block	2.79	4.0	1.43	11,100	Heavy Industry, Residence
M4 Block	4.99	2.6	0.52	4,200	Industry, Residence
Milford Total	13.86	28.2	2.03	69,560	
Total	35.7	40.7	1.14	107,585	

出典：JICA 調査団作成

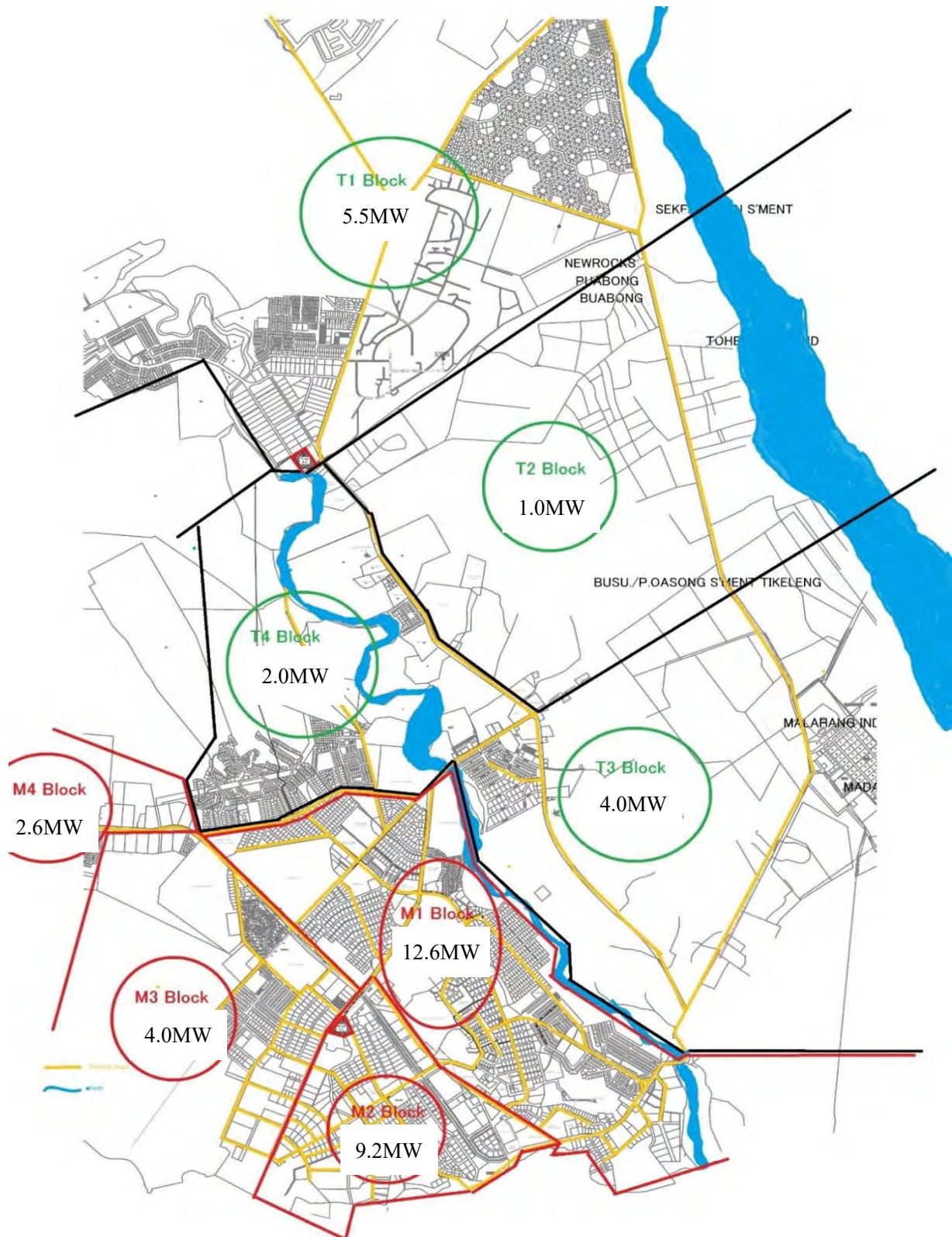


図 5-5 各 Block の需要(2015 年)

出典：JICA 調査団作成

現在の供給エリアの概要を図 5-6 に示す。図 5-6 から推察すると、Taraka 変電所エリアはエリアの中心部に大きく未開発地が存在し、将来開発される可能性が非常に高い。一方、Milford 変電所エリアは既開発済みの箇所が多い。

従い、将来のレイ地域は、市内東側空地やハイランド・ハイウェイ沿いの空き地等の未開発地に新たな負荷が発生し、開発済の地域で需要の負荷密度増加することが想定される。

本検討では、未開発地域への新規負荷と、開発済地域での既設負荷の負荷密度増の 2 つの手順で将来負荷を想定した。

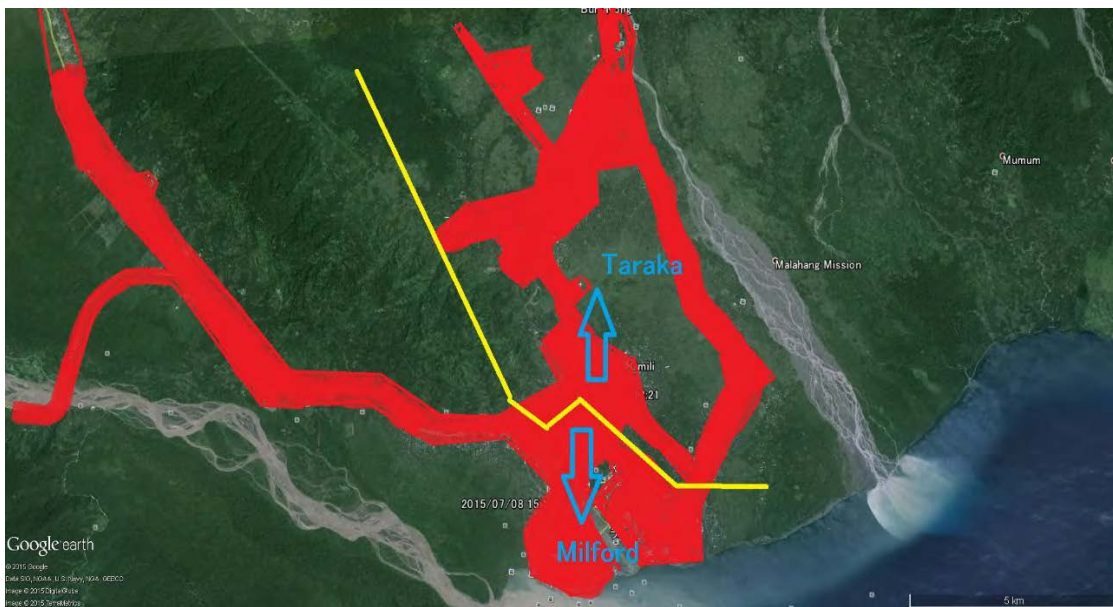


図 5-6 現在の給電エリア

出典：JICA 調査団作成

5.1.3 各 Block の需要想定

(1) 既設負荷の増加分の想定

表 5-4 に、Milford と Taraka 変電所の全配電線に設置されている変圧器を、タイプ別に分類し、さらに専用変圧器の比率を示す。専用変圧器とは、一つの需要家のみ給電し他の一般需要家には給電しない変圧器である。専用変圧器の場合、その設置費用は需要家が全額負担している。

将来、増設等により変圧器の取り換え（容量増）が必要になるとその費用も全額負担しなければならない。そのため、当初から将来需要を見込んだ容量の変圧器が設置されている場

合が多い。

専用変圧器は、Taraka、Milford 変電所の 70%近くを占めている。そのため、既設負荷の将来需要の想定は変圧器の利用率を 80%と想定して計算した。結果を表 5-5 に示す。

表 5-4 タイプ別の配電用変圧器の設置容量

Feeder No	Milford Total			Taraka Total			Grand Total		
	Tr Capacity (kVA)	Dedicated Tr Capacity (kVA)	Dedicated Tr Ratio (%)	Tr Capacity (kVA)	Dedicated Tr Capacity (kVA)	Dedicated Tr Ratio (%)	Tr Capacity (kVA)	Dedicated Tr Capacity (kVA)	Dedicated Tr Ratio (%)
KIOSK type	20,300	20,300	100%	12,800	12,800	100%	33,100	33,100	100%
Pad mounted Tr.	15,500	15,500	100%	16,250	16,250	100%	31,750	31,750	100%
Pole Mounted Tr.	26,010	2,830	11%	16,725	5,900	35%	42,735	8,730	20%
Total	61,810	38,630	62%	45,775	34,950	76%	107,585	73,580	68%

表 5-5 Block 別の電力需要想定(2030年)

Block	2015 Demand (MW)	Transformer Capacity (kVA)	2030 demand of the existing load (MW)	Zone characteristic
T1	5.5	17,675	9.5	Industry, School, Residence
T2	1.0	2,000	1.1	Industry, Residence
T3	4.0	15,050	8.1	Industry, School, Residence
T4	2.0	3,300	2.0	Industry, Residence
<i>Taraka subtotal</i>	12.5	38,025	20.7	
M1	12.4	25,310	13.4	Commerce, Residence
M2	9.2	28,950	15.5	Heavy Industry, Commerce
M3	4.0	11,100	5.9	Heavy Industry, residence
M4	2.6	4,200	2.2	Industry, Residence
<i>Milford subtotal</i>	28.2	69,560	37.0	
Total	40.7	107,585	57.7	

出典：JICA 調査団作成

(2) 新規負荷の検討

新規負荷の検討は、2030年までに開発される新規開発地域を想定し、その開発面積に当該変電所の 2015年時点での負荷密度をかけて算出した。結果を表 5-6 に示す。

表 5-6 Block 別の新規負荷

Block	新規開発 エリア (km ²)	供給エリア 2030年 (km ²)	負荷 2015年 (MW)	負荷密度 2015年 (kW/km ²)	新規負荷 (MW)	Block 特性
T1	9.3	23.2	5.5	0.4	3.7	Industry, School, Residence
T2	10.8	10.9	1.0	6.7	11.1	Industry, Residence
T3	7.1	11.1	4.0	1.0	7.1	Industry, School, Residence
T4	1.2	4.9	2.0	0.5	0.6	Industry, Residence
Taraka subtotal	28.3	50.2	12.5			
M1	1.1	5.4	12.4	2.9	3.3	Commerce ,Residence
M2	0.9	2.7	9.2	5.0	4.3	Heavy Industry, Commerce
M3	1.2	4.0	4.0	1.4	1.7	Heavy Industry, residence
M4	3.0	8.0	2.6	0.5	1.6	Industry, Residence
Milford subtotal	6.2	20.0	28.2			
Total	34.5	70.2	40.7		33.3	

出典：JICA 調査団作成

(3) 想定負荷の合計

上記で算出した既設負荷と新規開発地の負荷合計を表 5-7 に示す。

これで見ると、2030年のBlock別想定負荷の合計は91.2MWであり、需要想定負荷115MW（表 5-1 の2030年のTaraka、Milford変電所合計）と比較して約24MWの差がある。

今後、各Blockの地理的条件や2030年への開発の方向性を考慮し、需要想定値を補正する。

表 5-7 各Blockでの想定負荷合計

Block	負荷 2015年 (MW)	既設負荷の増加分 2030年 (MW)	新規負荷 (MW)	合計 (MW)	Block の特性
T1	5.5	9.5	3.7	13.2	Industry, School, Residence
T2	1.0	1.1	11.1	12.2	Industry, Residence
T3	4.0	8.1	7.1	15.2	Industry, School, Residence
T4	2.0	2.0	0.6	2.6	Industry, Residence
Taraka	12.5	20.7	22.5	43.2	
M1	12.4	13.4	3.3	16.7	Commerce ,Residence
M2	9.2	15.5	4.3	19.8	Heavy Industry, Commerce
M3	4.0	5.9	1.7	7.6	Heavy Industry, residence
M4	2.6	2.2	1.6	3.8	Industry, Residence
Milford	28.2	37.0	10.8	47.8	
Total	40.7	57.7	33.3	91.0	

5.1.3.1 Taraka 変電所内各 Block の需要の補正

(1) T1 Block の補正

T1 ブロックは、Taraka 変電所の北側に位置し、現状負荷は工業団地・水道ポンプ・大学・軍隊駐屯地・住宅などである。

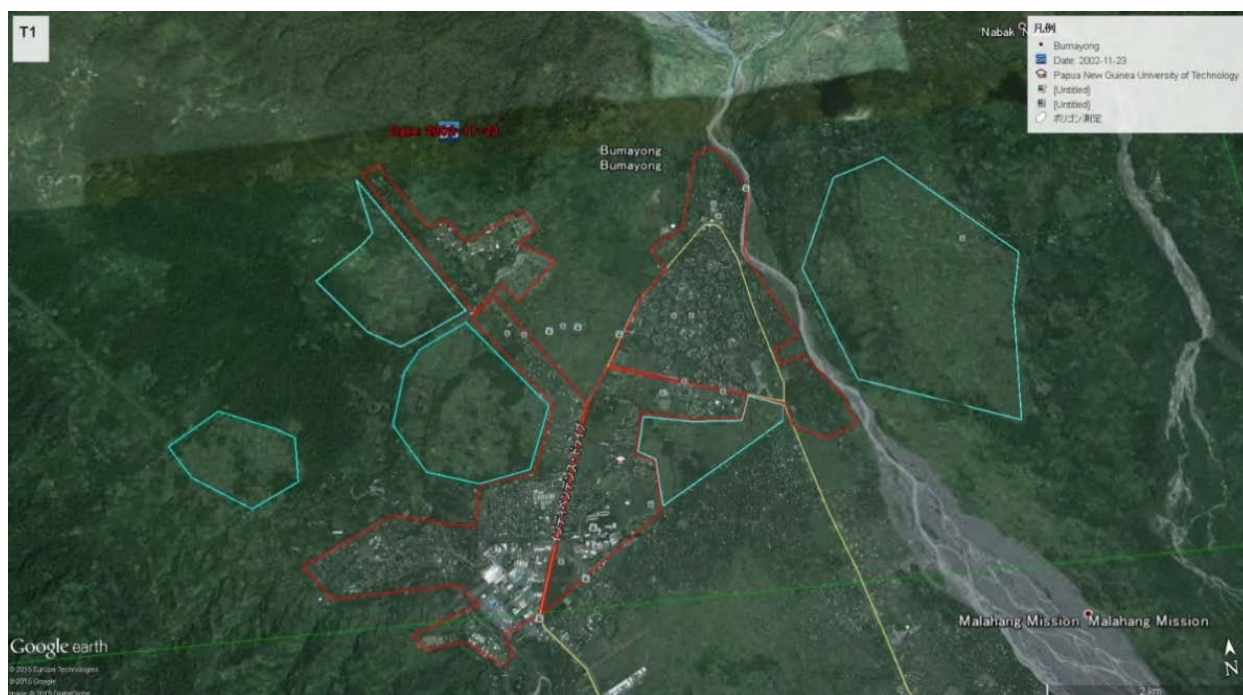


図 5-7 T1 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

図 5-7 に T1Block の概要を示す。赤枠部分は既存の負荷を示す。ここから推定すると、空き地が目立つ工業団地内の工場進出や水色枠で示す未開発の平地の開発が予想される。

【地理的条件】

- ・レイ市内から約 5km と近距離
- ・アクセス道路である東西のインディペンデントドライブは西側が Industry エリアまで舗装
- ・アクセス道路である東インディペンデントドライブは marahan Industry エリアまで舗装
- ・東側のインディペンデントドライブは、2015年6月にHouseholdエリアの入り口まで舗装

【2030 年への想定】

- ・道路整備によりアクセスが大幅に改善される
- ・軍隊の駐屯地の南側地域や川の東側の平地（橋梁が必要）は大規模な造成を必要とせず、開発コストが高くないと想定される。

- ・川の東部については下流部に比較して川幅が狭く、架橋が容易であると想定され、開発される可能性が高い。
- ・工業団地の新設や新規住宅地が展開してゆく。



図 5-8 Industrial Zone の写真



図 5-9 South Region of Military Garrison の写真



図 5-10 East Independent Road の写真



出典：JICA 調査団作成

表 5-8 T1 Block の想定負荷(補正前)

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristics
T1	5.5	9.5	3.7	13.2	Industry, School, Residence

出典：JICA 調査団作成

補正：当ブロックは、現在、具体的な開発計画や進行中の開発工事が存在しない。
従って、当ブロックの 2030 年負荷は 13.2MW とする。

(2) T2 Block の補正

T2Block は、Taraka 変電所の東南側に位置し、現状負荷はレイビスケットと小規模工場と一部の住宅負荷のみで需要密度は薄い。

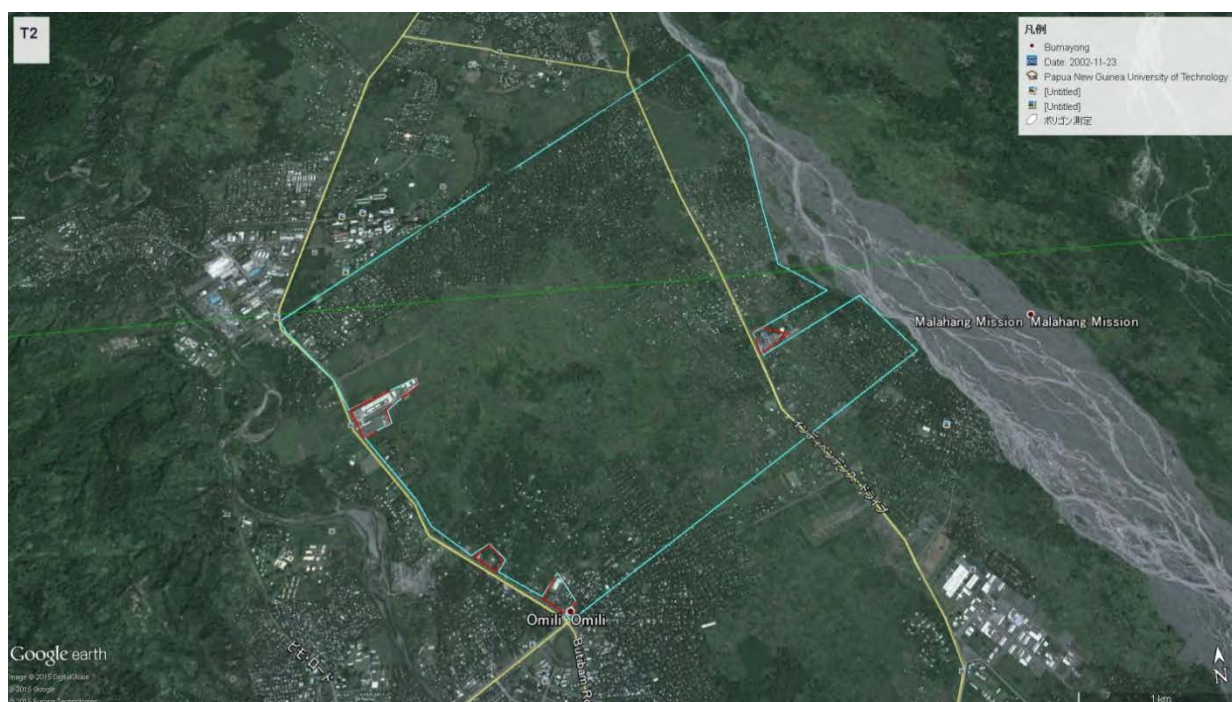


図 5-11 T2 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

図 5-11 に T2 Block の概要を示す。

赤枠部分は既存の負荷を示す。ここから推定すると、水色部分の空き地が目立ち未開発の平地の開発が予想される。

【地理的条件】

- ・レイ市内から約 3km と近距離
- ・アクセス道路である東西のインディペンデントドライブは西側が Industry エリアまで舗装
- ・アクセス道路である東インディペンデントドライブは Marahan Industry エリアまで舗装
- ・東側のインディペンデントドライブは、2015年6月にHouseholdエリアの入り口まで舗装

【2030 年への想定】

- ・道路整備によりアクセスが大幅に改善される
- ・工業団地の新設や新規住宅地が展開してゆく
- ・マラハンの工業団地の西北の空き地に新規の工場が操業を開始した。
- ・工場がまず、東西のインディペンデント道路沿いの空き地に進出し、その後、中央部への侵入道路の整備につれ急速に工場や住宅の開発が進む。

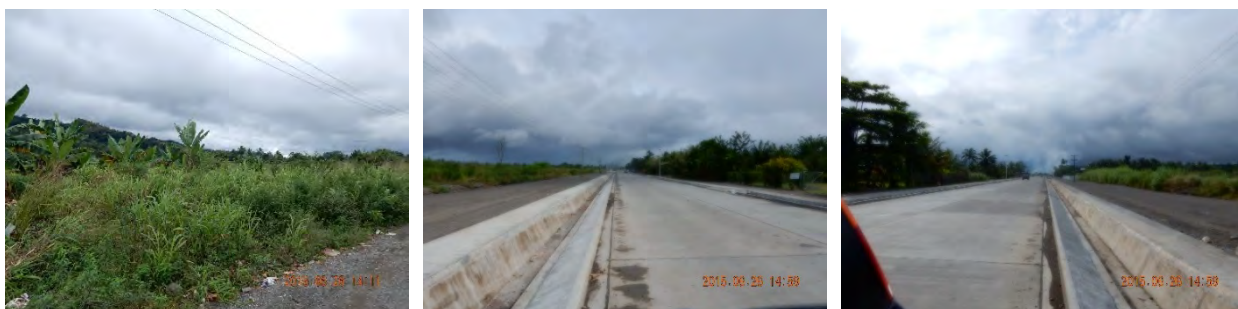


図 5-12 East Independent Road の写真

出典：JICA 調査団作成

表 5-9 T2 Block の想定負荷(補正前)

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristic
T2	1.0	1.1	11.0	12.2	Industry, Residence

出典：JICA 調査団作成

補正：現在、下図の黄色の部分に既に造成されている。至近年度で工場立地（下図）が想定されこの部分を補正する。隣接するレイビスケットの負荷から想定し2か所合計で3MW程度と想定し、合計15.2MWと想定する。

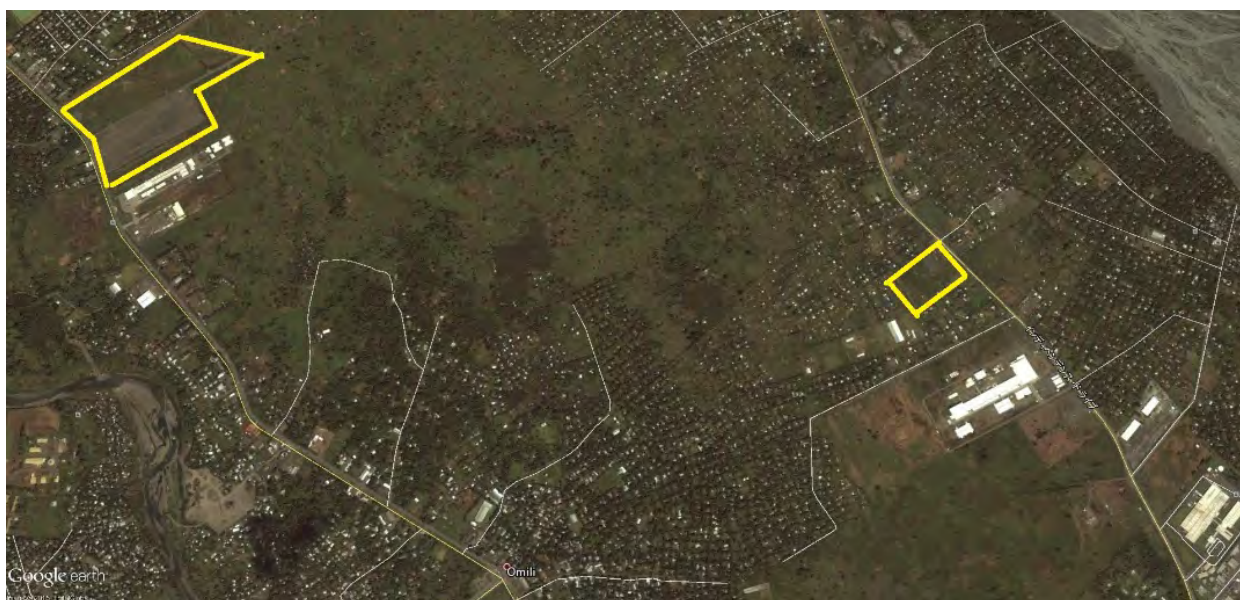


図 5-13 T2 Block の造成場所

出典：JICA 調査団作成

(3) T3 Block の補正

T3Block は、Taraka S/S の南東側に位置し、現状負荷はマラハン工業団地・学校・住宅などに供給している。



図 5-14 T3 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

図 5-14 に T3Block の概要を示す。

赤枠の部分は既存の負荷を示す。水色の部分は空き地である。

今後、工業団地内の空き地や水色枠で示す未開発の平地の開発が予想される。

【地理的条件】

- ・レイ市内から約 2km と近距離
- ・アクセス道路が舗装されている（一部未舗装）
- ・内部への侵入道路がない
- ・マラハン工業団地の後背部に空き地がある

【2030 年への想定】

- ・工業団地周辺部の開発による工場の増加
- ・過去の開発計画の再展開による住宅地・工業団地の進出
- ・工業団地後背部への拡張



図 5-15 East Independent Road の写真



図 5-16 West Independent Road の写真

出典：JICA 調査団作成

表 5-10 T3 Block の想定負荷(補正前)

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristic
T3	4.0	8.1	7.1	15.2	Industry, Residence, Schools

出典：JICA 調査団作成

補正：現在、下図の黄色の部分が既に造成されている。

A の部分は既に建物の建設が始まっており、工所用電力も使用している。

B の部分は造成工事が完了しておりこれら 2 ヶ所で 3MW 程度と想定し、合計 18.2MW と想定する。



図 5-17 T3 Block の建設サイト

出典：JICA 調査団作成

(4) T4 Block の補正

T4 ブロックは、Taraka 変電所の南西部側に位置している。現状負荷は工場と住宅などである。当ブロックは、西側を丘陵が占め、レイ市の水源であり、ブロック中央には河川が縦断しており開発スペースは他ブロックに比較すると大きくはない。

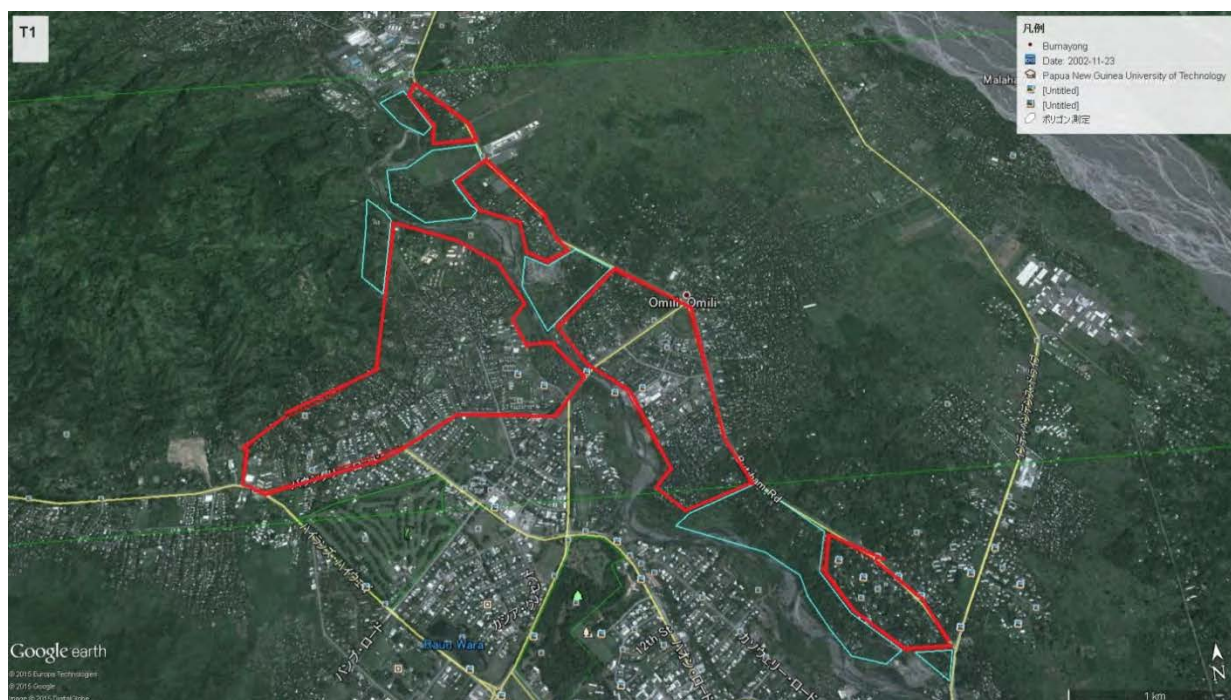


図 5-18 T4 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

図 5-18 に T4Block の概要を示す。

赤枠部分は既存の負荷を示す。将来は、まだ空き地が目立つブロックの北側部分の道路沿いに業団進出が考えられる。

【地理的条件】

- ・レイ市内から約 2km と近距離
- ・アクセス道路が舗装されている（一部未舗装）
- ・西側の山側の開発が進行中
- ・バンブー道路が拡張され、舗装され始めている

【2030 年への想定】

- ・西側の山側の空き地の開発が進み、工場が進出する
- ・インディペンデント道路沿いの空き地に工場が進出
- ・工業団地後背部への拡張
- ・既開発区域の中の空き地にショッピングセンターの進出が予想される
- ・ブロック南側部分はアクセス道路が未舗装であるが、この道路が舗装されると南側部分の開発が促進する

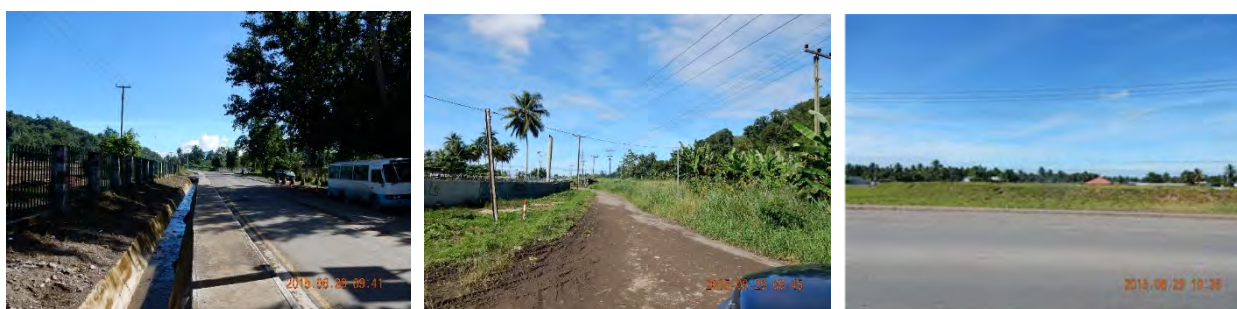


図 5-19 Pre-developed Areas の写真

出典：JICA 調査団作成

表 5-11 T4 Block の想定負荷(補正前)

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristic
T4	2.0	2.0	0.6	2.6	Industry, Residence, Commerce

出典：JICA 調査団作成



図 5-20 T4 Block の概要 2

出典：JICA 調査団作成

補正：現在、上図の黄色の部分に既に造成されている。

A の部分は既に建物の基礎建設が始まっている。

B・C の部分も造成工事が完了しておりこれらはすぐにも新しい負荷が発生する。

D は現在空地で造成工事の必要はなく、すぐにも新しい負荷がつく状況である。

これらの負荷を A で 3MW、B・C・D 合計 4 MW と想定し、9.6MW と補正する。

5.1.3.2 Milford 変電所内各 Block の需要の補正

(1) M1 Block の補正

M1 ブロックは、Milford 変電所の東北側に位置している。現状負荷はレイ市の中心部の行政施設・商業施設・ホテル・病院・住宅・大学・工業団地などである。

当ブロックはかなり開発が進んでいる地域である。図 5-21 に M1 ブロックの概要を示す。赤枠部分は既存の負荷を示す。将来は、ブロック東側部分の空き地を中心に住宅・工場の進出が考えられる。

【地理的条件】

- ・レイ市の中心部分である。
- ・中心部は事務所・ホテル・ショッピングセンターが集中している。
- ・東南部に工場群がある。

- ・周辺部は住宅が集中している。

【2030年への想定】

- ・トップタウン地区の空き地部分への商業施設やホテルの進出。
- ・バンブー川東部の上図の水色枠で示す未開発の平地の開発。
- ・トップタウンは商業施設を中心に娯楽施設の進出により、電力の原単位の伸びが大きい。
- ・地中化が考えられる地区。



図 5-21 M1Block の概要

出典：JICA 調査団作成



図 5-22 East Independent Road の写真

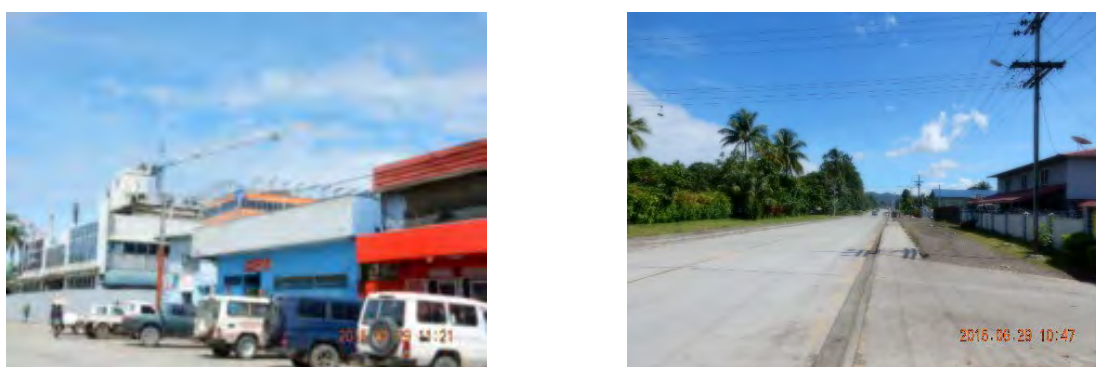


図 5-23 Pre-developed Areas の写真

出典：JICA 調査団作成

表 5-12 M1 Block の想定需要

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristics
M1	12.4	13.4	3.3	16.7	Residence, Commerce

出典：JICA 調査団作成

補正：トップタウンの改修工事中のショッピングセンターは既設変圧器からの送電で対応することになっている。トップタウンの負荷密度は大きいですが、M1 ブロック全体には既設負荷の伸びに含まれているそこで、補正は行わない。需要は 16.7MW とする。

(2) M2 Block の補正

M2 ブロックは、Milford 変電所の東南側に位置している。
現状負荷は重工業を中心に工場負荷と一部商業負荷である。最も負荷密度が高い地域である。

図 5-24 に M2 ブロックの概要を示す。赤枠部分は既存の負荷を示す。
将来は、ブロック東側の旧飛行場跡の広大な空き地にショッピングセンターの建設が計画されている。

既存地域の空き地には重工業の進出が想定される。

既存のセメント会社は 10 年以内に現状の生産設備を 2 倍にする計画を持っている。

将来にわたってレイ市の重工業の中心地となると想定される。

【地理的条件】

- ・レイ市の重工業の中心部分である。
- ・コンテナふ頭があり、周辺部には輸入した材料を加工する重工業や輸入品を保管する施設や会社が存在している。
- ・中央マーケットがある。

- ・工場は敷地内に増設スペースがある。

【2030年への想定】

- ・旧飛行場跡地にショッピングセンターが進出する。
- ・既存の工場が増設し、負荷が増加するのが顕著な地域。



図 5-24 M2 Block の概要

出典：JICA 調査団作成



図 5-25 East Independent 道路の写真



図 5-26 未開発地域の写真

出典：JICA 調査団作成

表 5-13 M2 Block の需要想定

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristics
M2	9.2	15.5	4.3	19.8	Heavy industry, commerce

出典：JICA 調査団作成

補正：現在、下図の旧飛行場後の黄色の部分（A、B）が空き地になっており、既に造成されている。

A の部分はショッピングセンターの計画があり、一部は完成している。

B の部分は仮のコンテナ置き場として使用しているが、工場とショッピングセンター建設が考えられる。この負荷を合計 3MW 程度とし、合計 22.8MW と想定する。



図 5-27 M2 Block の概要 2

出典：JICA 調査団作成

(3) M3 Block の補正

M3 ブロックは、Milford 変電所の西側に位置している。
現状負荷は大型や中小の工場群が中心で商店や住宅などもある。



図 5-28 M3 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

図 5-28 に M3 ブロックの概要を示す。赤枠部分は既存の負荷、水色枠は開発予定地を示す。将来は、新コンテナふ頭を中心に重工業の進出が想定され、今後、緩やかにレイ市の重工業の中心地に発展すると想定される。

【地理的条件】

- ・レイ市の重工業と輸入品倉庫棟がある。
- ・新しいコンテナふ頭があり、今後、発展する。
- ・新コンテナ埠頭へのアクセス道路がない。
- ・工場は敷地内に増設スペースがある。

【2030 年への想定】

- ・新コンテナ埠頭の稼働に伴い周辺部に M2 地区に類似した工場が進出する。
- ・周辺にコンテナ倉庫が展開する
- ・レイ市の工業の中心地となる可能性がある。



図 5-29 East Independent Road の写真



図 5-30 未開発地域の写真

出典：JICA 調査団作成

表 5-14 M3 Block の概要

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristics
M3	4.0	5.9	1.7	7.6	Heavy industry, commerce

出典：JICA 調査団作成

補正：現在、黄色の部分の新コンテナヤードは既に竣工している。今後、コンテナ用クレーン等が設置される予定である。その規模は、現在の5倍とのことであり現行の規模が1MWであることから5MWの需要が発生すると想定する。従って合計12.6MWと想定する。



図 5-31 M3 Block の概要 2

出典：JICA 調査団作成

(4) M4 Block の補正

M4 ブロックは、Milford 変電所の西側に位置している。

主な負荷はレイ市内から Nazab 空港までのハイランド・ハイウェイ沿いの集落や工場などである。図 5-32 に M4 ブロックの概要を示す。赤枠部分は既存の負荷を示す。現在、ハイランド・ハイウェイは Nazab 空港までの拡幅工事がおこなわれており、アクセスが大幅に改善される。既に一部では、ハイウェイ沿いの空き地が造成され、工業団地の新設や工場の進出が計画されている。既設工場として、Table Bird が増量を申し入れているが、使用機器の急激な負荷変動による電圧ディップの問題がある。

水色枠の部分は急速に発展すると考えられ、工業団地の新設や新規住宅地が展開してゆくと想定される。



図 5-32 M4 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

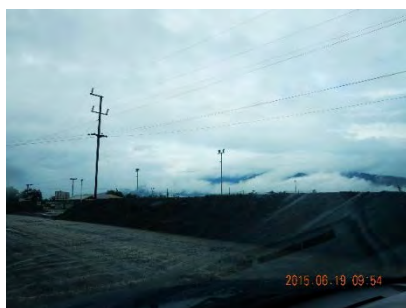


図 5-33 East Independent Road の写真



図 5-34 未開発地域の写真

出典：JICA 調査団作成

現在、複数の工業団地の計画があり、電力供給の打診がある。

【地理的条件】

- ・レイ市より、空港方面に伸びるハイランド・ハイウェイ沿いに小規模な工場や住宅棟が点在している。
- ・ハイウェイ沿いの空き地でかなり造成工事を実施している。
- ・ハイランド・ハイウェイの拡幅工事が実施されている。

【2030年への想定】

- ・ハイウェイ沿いに複数の工業団地ができる。
- ・ハイウェイから分岐している Wau Road 沿いに工業団地や住宅地が開発される

表 5-15 M4 Block の需要

	2015 load (MW)	2030 demand of the existing load (MW)	New Load (MW)	Total (MW)	Zone characteristics
M4	2.6	2.2	1.6	3.8	Industry, Residence

出典：JICA 調査団作成

補正：現在、下図の黄色の部分に工業団地の引き合いが来ており、その規模は、3 MW 程度の需要と想定する。従って合計 6.8MW と想定する。



図 5-35 M4 Block の概要

出典：JICA 調査団作成

5.1.3.3 Erap 変電所の需要想定

(1) 給電エリアの想定

Erap (Nazab) 変電所の負荷は Nazab 空港とハイランド・ハイウェイ沿いの住宅である。配電線は 1 回線であるが、東西 2 方向に分かれている。

1 方向はレイ市方面へハイランド・ハイウェイに沿って敷設され、もう 1 方向は空港へ供給した後、22kV に昇圧されている。その後、西に約 80km 離れた Mutsing まで敷設されている。

現在の負荷は空港が 0.2MW の負荷、ハイランド・ハイウェイ沿いの集落の合計負荷が 0.1MW である。

現在の配電線図面を以下に示す。

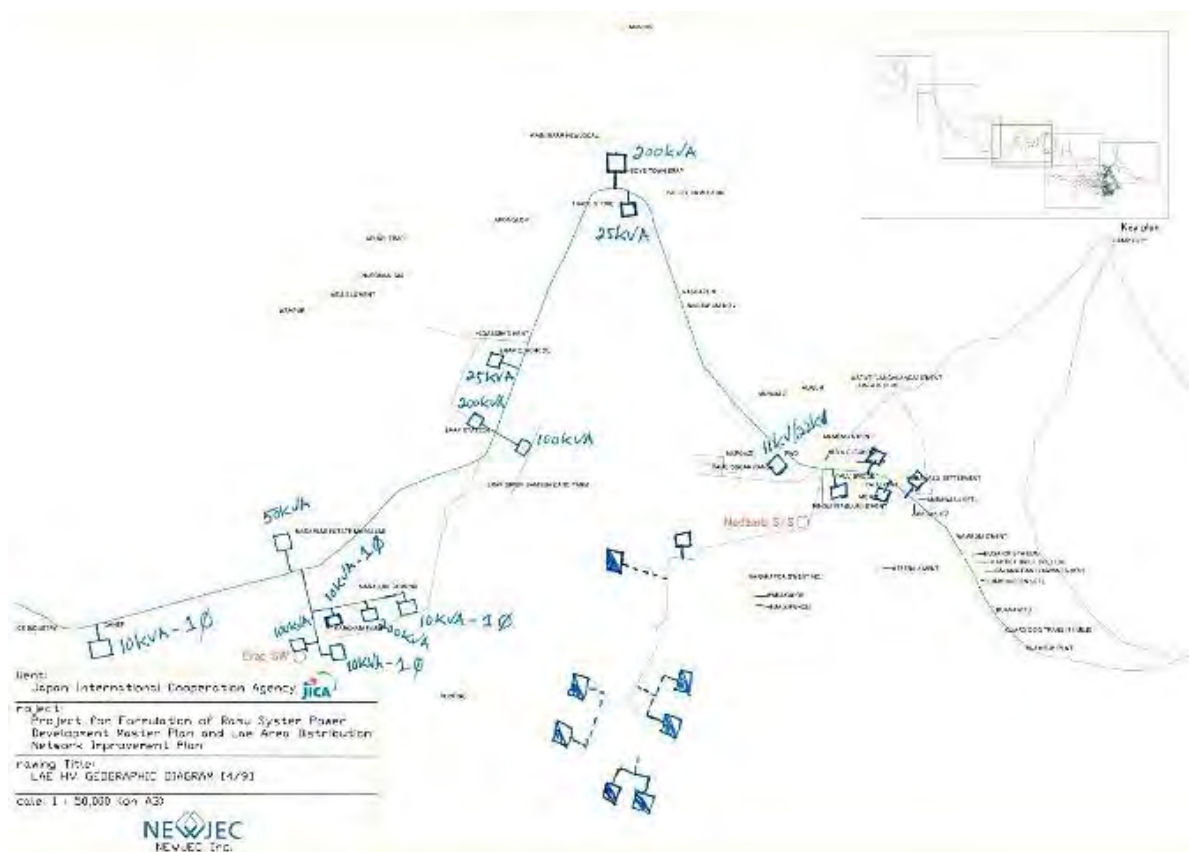


図 5-36 Erap 地域の単線結線図 1

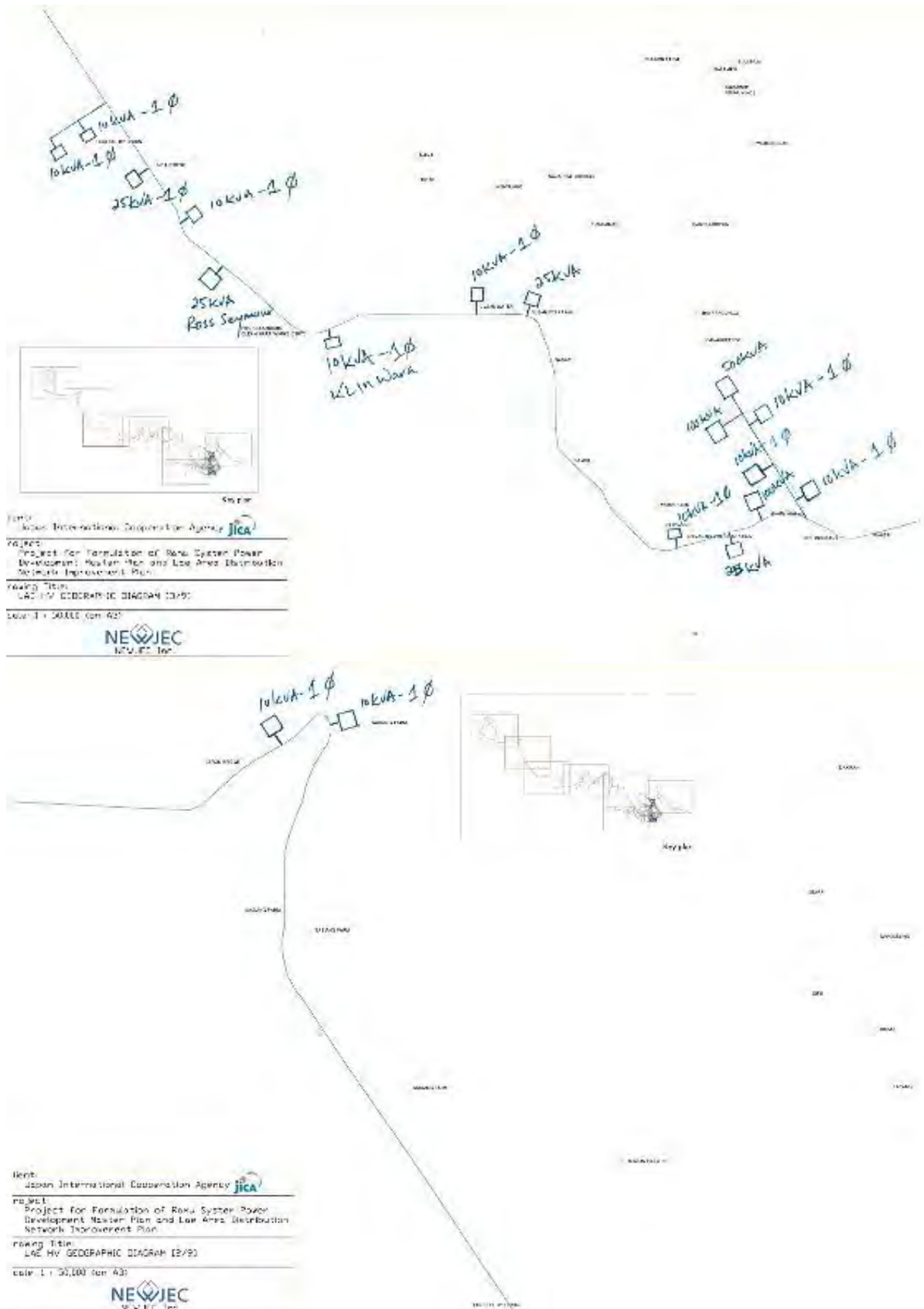


図 5-37 Erap 地域の単線結線図 2

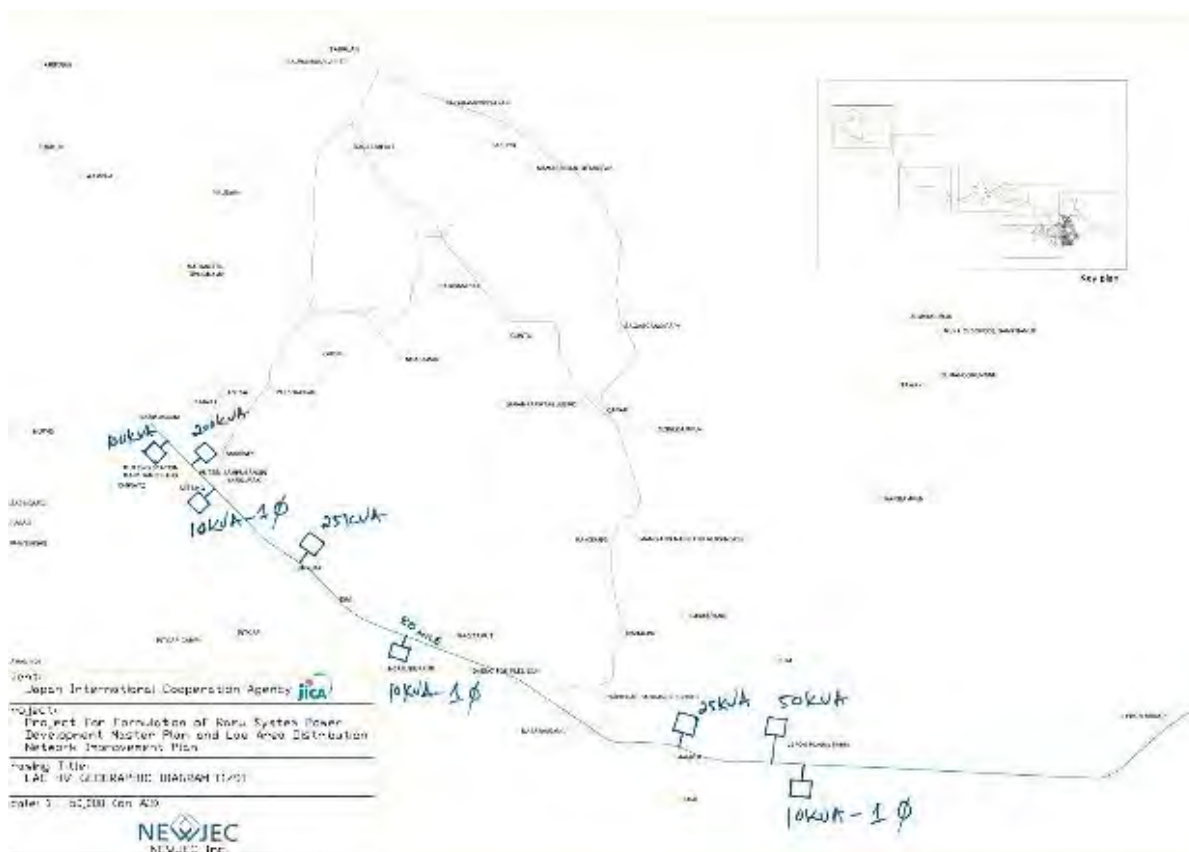


図 5-38 Erap 地域の単線結線図 3

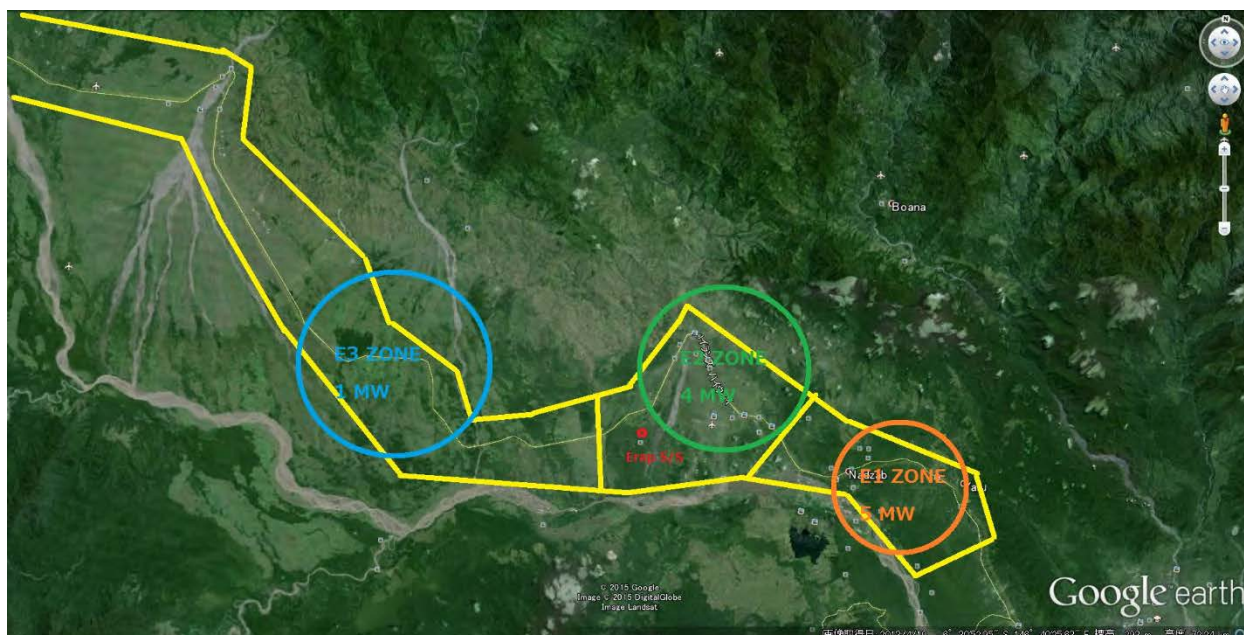


図 5-39 Erap 変電所の給電エリア

出典：JICA 調査団作成

5.1.4 結 論

2030 年の Taraka 変電所、Milfrod 変電所および Nadzab 変電所の給電エリアを図 5-40 に示す。また、各 Block 内の詳細需要想定に基づき補正された Taraka 変電所および Milfrod 変電所のおよび Nadzab 変電所の Block 別需要想定を表 5-16 および図 5-41 に示す。

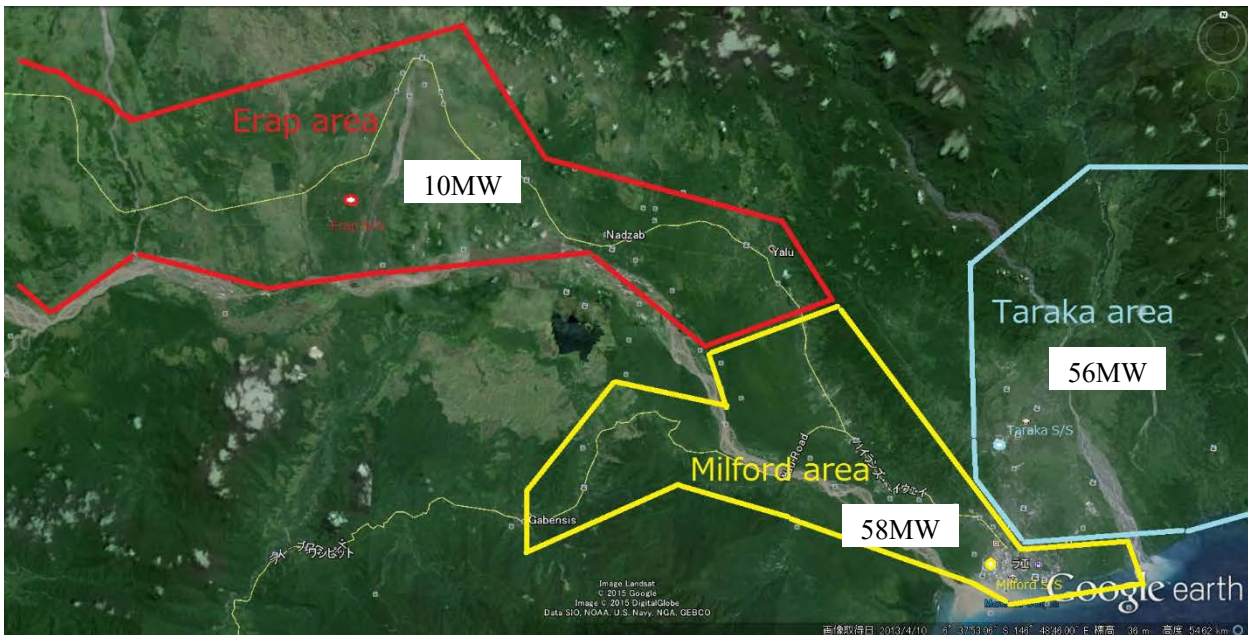


図 5-40 各変電所の給電エリア(2030 年)

出典：JICA 調査団作成

表 5-16 Taraka 変電所と Milford 変電所の Block 別需要想定・補正後(2030 年)

Block	給電 エリア 2030 年 (km ²)	負荷 2015 年 (MW)	負荷密度 2015 年 (kW/km ²)	既設負荷 増加 2030 年 (MW)	新規 負荷 2030 年 (MW)	小計 2030 年 (MW)	補正 (MW)	負荷 2030 年 (MW)	負荷密度 2030 年 (kW/km ²)	備考
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)= (4)+(5)	(7)	(8)= (6)+(7)	(8)/(1)	
T1	23.2	5.5	0.39	9.5	3.7	13.2	0	13.2	0.6	Industry, school, residence
T2	10.9	1.0	6.67	1.1	11.1	12.2	3	15.2	1.4	Industry, residence
T3	11.1	4.0	1.00	8.1	7.1	15.2	3	18.2	1.6	Industry, school, residence
T4	4.9	2.0	0.54	2.0	0.6	2.6	7	9.6	2.0	Industry, residence
Taraka Subtotal	50.2	12.5	8.6	20.7	22.5	43.2	13	56.2	1.1	
M1	5.4	12.4	2.93	13.4	3.3	16.7	0	16.7	3.1	Commerce, residence
M2	2.7	9.2	4.97	15.5	4.3	19.8	3	22.8	8.4	Commerce, heavy industry
M3	4.0	4.0	1.43	5.9	1.7	7.6	5	12.6	3.2	Heavy industry, residence
M4	8.0	2.6	0.52	2.2	1.6	3.8	3	6.8	0.8	Industry, residence
Milford Subtotal	20.0	28.2	9.9	37.0	10.8	47.8	11	58.8	2.9	
Total	70.2	40.7	18.5	57.7	33.3	91.0	24	115.0	1.6	

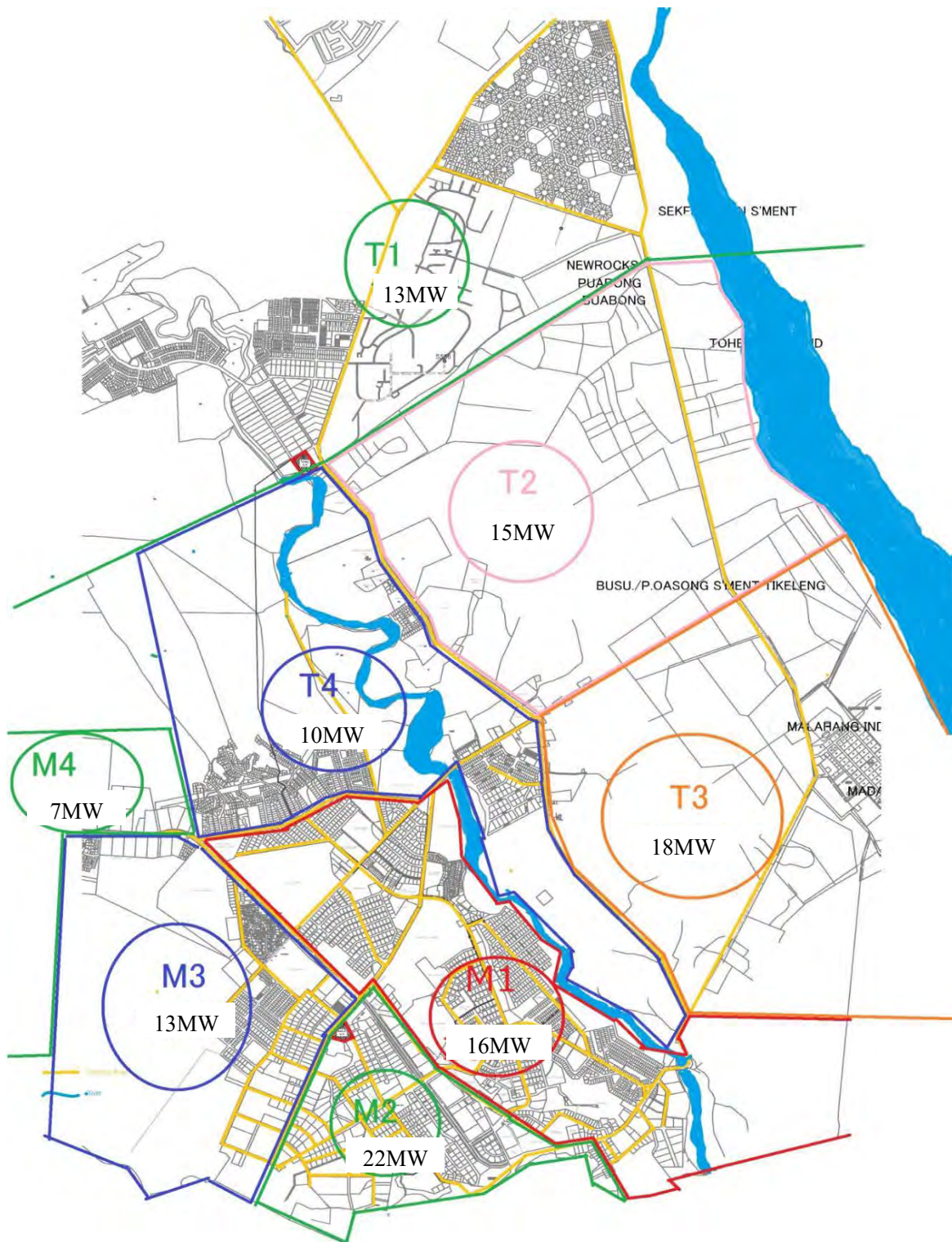


図 5-41 Block 別の需要想定(2030年)

5.1.4.1 レイ地域の 2030 年のフィーダ数

2030 年のマスタープランを作成するにあたり、必要配電線回線数を算出する。算出に当たり、力率が大きく影響するが、PPL のグリッドコードでは 0.9 が目標として掲げられているが、レイ地域で電力品質を実測した結果は 0.85 であり、条件の厳しい 0.85 で算出してマスタープランを作成する。

(1) 変電所別年度別フィーダ数

需要想定に基づいた 2030 年までの年度別フィーダ数を表 5-17 に示す。

表 5-17 変電所別年度別必要フィーダ数

	Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demand Load (MW) (A)	Milford	20	21	23	24	27	29	32	34	37	40	43	46	46	50	53	57	61
	Taraka	18	19	20	22	24	27	29	30	33	36	39	42	41	44	47	51	54
	Nadzab/Erap	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	3	3	3	3	3	10	10	10	10	10
	Total	39	41	43	46	51	56	62	67	73	79	85	91	97	104	111	118	125
Apparent power (MVA) (Converted by PF=0.85) (B)	Milford	24	25	27	28	31	35	38	40	43	47	51	55	54	59	63	67	71
	Taraka	21	22	24	25	28	31	34	36	39	42	45	49	48	52	56	60	64
	Nadzab/Erap	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8
	Total	45	48	51	54	60	66	73	79	86	93	100	107	115	122	130	139	147
Transformer Capacity (MVA) (C)	Milford	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	90	90	90	90	90	90
	Taraka	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70	70	70	70	70	90
	Nadzab/Erap	1	1	1	1	1	1	1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Total	91	91	91	91	91	91	91	140	140	140	140	180	180	180	180	180	200
Max. load of D/L (MVA) (D)	Milford	30	32	34	36	40	44	48	50	55	60	64	69	69	74	80	85	91
	Taraka	27	29	30	32	36	40	43	45	49	53	58	62	61	66	71	76	81
	Nadzab/Erap	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	4	4	4	4	4	15	15	15	15	15
	Total	58	61	65	69	76	84	92	100	109	117	127	136	145	155	166	176	187
Required No of D/L (PF=0.85) (E)	Milford	5	5	6	6	6	7	8	8	9	9	10	11	11	12	12	13	14
	Taraka	5	5	5	5	6	6	7	7	8	8	9	10	10	10	11	12	13
	Nadzab/Erap	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3
	Total	11	11	12	12	13	14	16	16	18	18	20	22	24	25	26	28	30

必要配電線数の計算方法

$$(E) = (A) \div (B) \times 1.27 (D.F) \div 6.7 \text{ (average load of 1 distribution line)}$$

この数字は最低限これだけの数の配電線が必要という理論上の数字であり、現在、Milford は 6 回線あるが問題はない。

(2) Block 別必要フィーダ数(2030 年)

Block 別需要想定結果に基づき、2030 年の Block 別フィーダ数を表 5-18 に示す。

表 5-18 Block 別の必要フィーダ数

Year	2015			2030		
	Block No.	Load (MW)	Required distribution line number	Reasonable distribution line number	Load (MW)	Required distribution line number
T1	5.5	2	3	16.0	4	13
T2	1.0	1		12.0	3	
T3	4.0	1		16.0	4	
T4	2.0	1		10.0	3	
<i>Taraka subtotal</i>	<i>12.5</i>	<i>5</i>	<i>3</i>	<i>54.0</i>	<i>14</i>	<i>13</i>
M1	12.4	3	7	16.0	4	14
M2	9.2	3		20.0	5	
M3	4.0	1		14.0	4	
M4	2.6	1		11.0	3	
<i>Milford subtotal</i>	<i>28.2</i>	<i>8</i>	<i>7</i>	<i>61.0</i>	<i>16</i>	<i>14</i>
Grand total	40.7	13	10	115.0	30	27

注：現在の各変電所供給区域と異なる。

各ブロックで必要配電線を計算した合計した必要配電線数と、変電所全体で計算した最適配電線数とは異なる。

条件1：各ブロックが山や川等の自然障害物で遮られブロック間で負荷融通ができない場合は、この数字を使用し配電線を敷設する。

条件2：各ブロック間で負荷融通できる場合には、各ブロック間の負荷融通が可能となる。
その場合は変電所全体で配電線数が最も小さくなるように各ブロック間の調整を配電線の系統構成時に実施する。
Milford、Taraka 変電所は2030年には各ブロック間の負荷融通は可能と考える。

2030年のマスタープランは、上記の数字に基づいて作成する。

しかし、実際には現在の状況から2030年にいきなりこの数字にはならない。

2030年までに順次、負荷が発生してゆく。

その検討手順は以下の通りである。

- ① 新規負荷の発生に対して、当該の配電線で供給可否の検討
可能な場合は、当該配電線で供給
- ② 不可能な場合は、当該変電所全体負荷で配電線の引出しが必要かの検討
必要でない場合は、隣接配電線への負荷移行を検討して、供給する。
- ③ 回線増が必要な場合は、新規配電線を新設する。

これを繰り返しながら、順次、配電線の負荷増に対して供給力を維持してゆく。

ただ、ここでは実際の新規負荷地点はブロック単位で予測しており、そのレベルでマスタープランを作成する。

(3) 各 Block の配電線数(2030年)

Taraka 変電所で 13 回線、Milford 変電所で 14 回線の回線数が必要となり、以下の図のようになる。

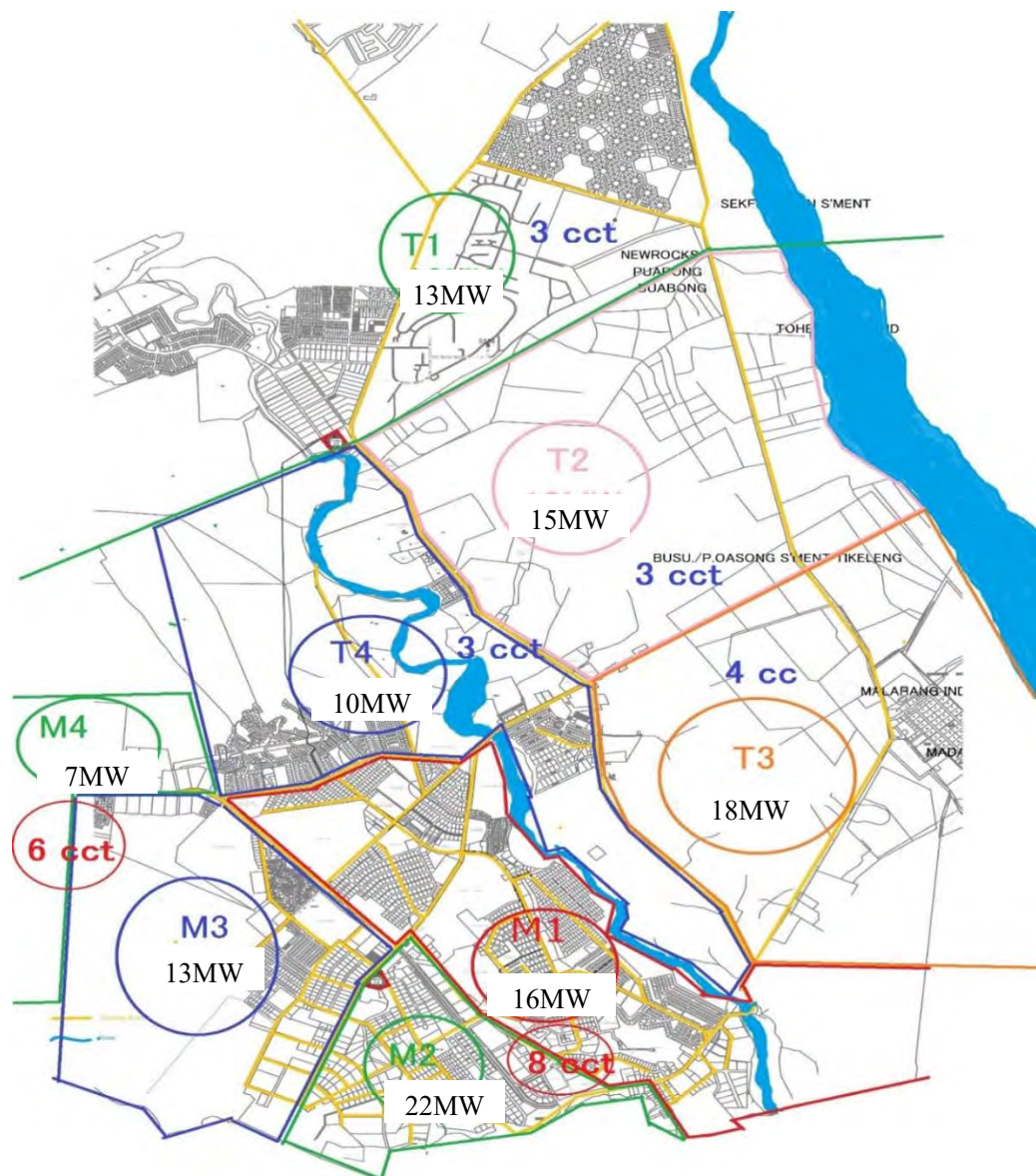


図 5-42 各 Block の必要回線数(2030年)

出典：JICA 調査団作成

これを、2030年時点で想定される道路状況に応じて引出ルートを検討する。現状の道路状況から想定すると、2030年には最低限、緑の部分の道路が新設されていると考えられる。さらに、レイ市内から Nazab 空港に向けてのハイランド・ハイウェイは拡幅され、片側3車線の道路になっていると考えられる。

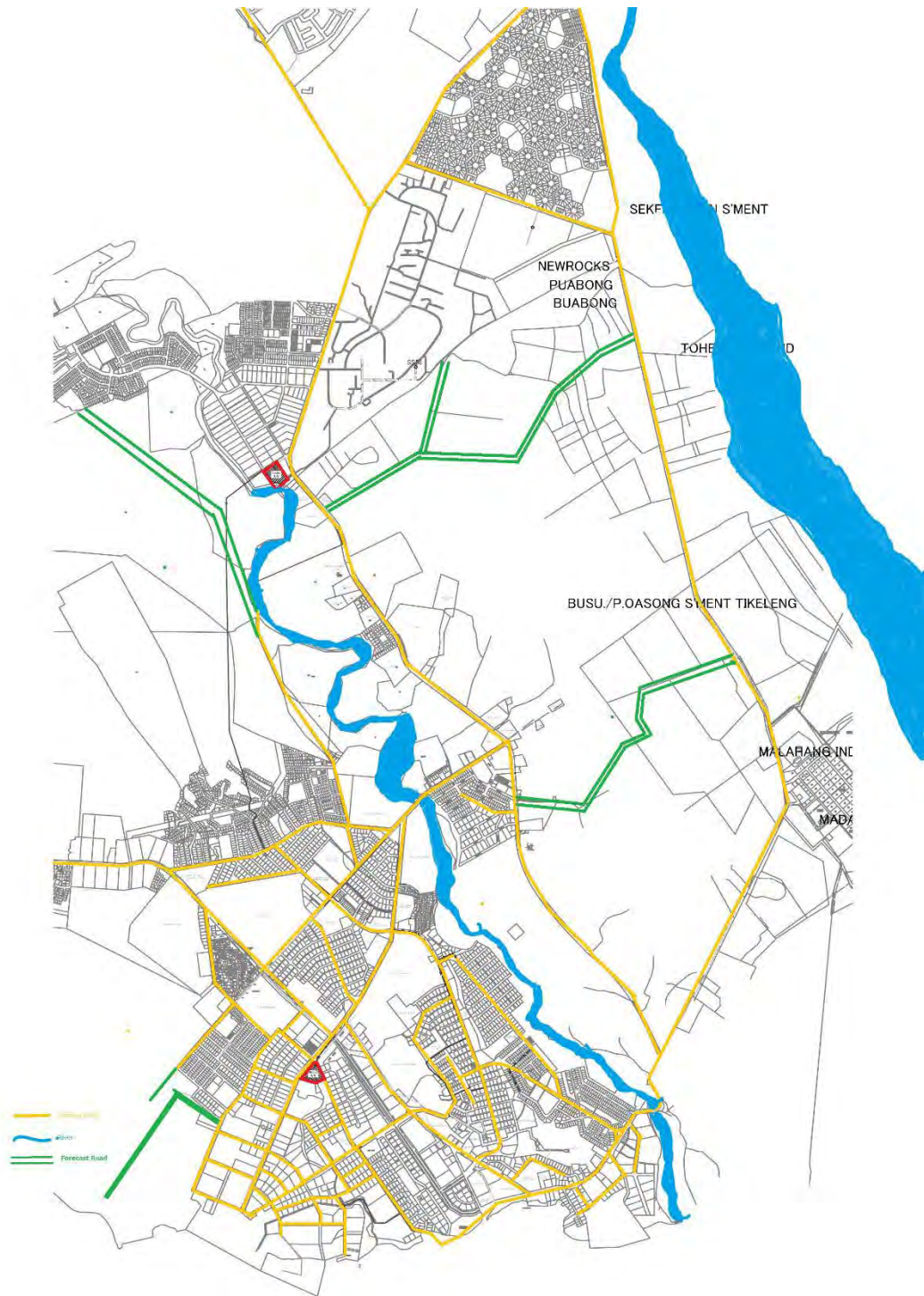


図 5-43 想定した道路拡張計画

(4) 配電路線図(2030年)

図 5-42 に示す 2030 年の Taraka 変電所および Milford 変電所内の各 Block の必要回線数(2030 年)に基づいた、配電路線図を検討した。結果を図 5-44 に示す。尚、配電路線図の検討には以下を考慮した。

- i) 配電線は基本的に架空配線とする。
- ii) 1つの電柱に必要な応じて、最大2回線設置できるものとする。
また、2回線設置時は架空ケーブルとする。
- iii) 道路の両側に配電線を建設できるものとする(敷地が確保されている)。



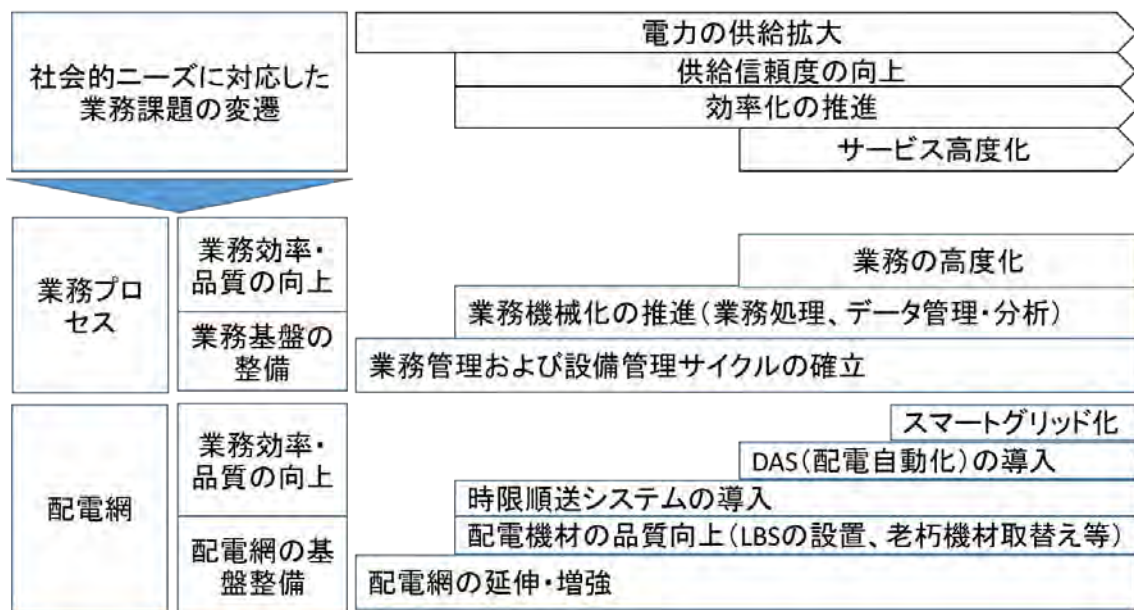
図 5-44 Taraka 変電所と Milford 変電所の配電路線図(2030年)

5.2 レイ地域の配電網への今後の新技術導入の見通し

5.2.1 配電線運用の高度化のための技術について

PPL の配電部門では、これまで電力の需要拡大に対応するための、配電線の延伸や設備増強に工事の重点が置かれてきたが、今後、中長期的には図 5-45 に示すように、信頼度や効率の向上、サービスの高度化など、より高度な社会的ニーズへの対応が重要になっていくと考えられる。

本項では、配電系統運用を高度化するための基本的な技術ステップとして、DAS(配電自動化システム)、スマートグリッドを想定し、レイ地域での配電業務の現状を踏まえた、2030 年までの中長期での導入の可能性等について述べる。あわせて、社会的なニーズとして想定される配電設備地中化について述べる。



出典：JICA 調査団作成

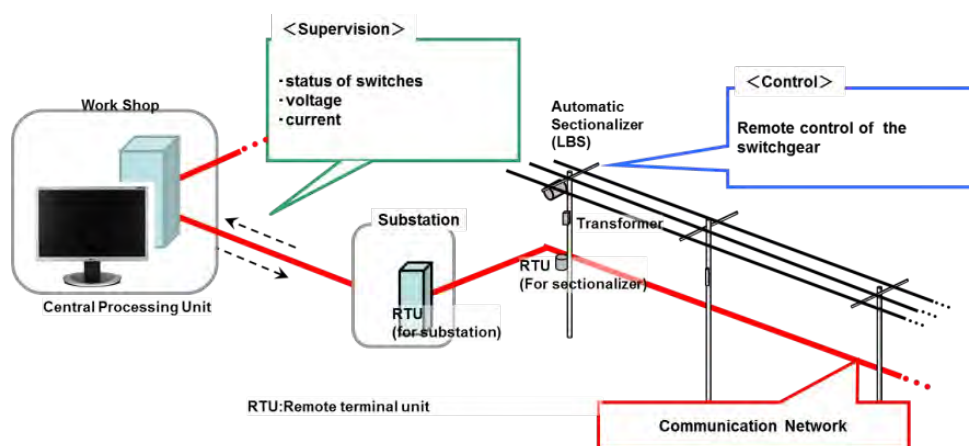
図 5-45 社会的ニーズに対応した配電部門の業務課題の変遷と想定される取組みの概要

5.2.2 配電自動化システム(DAS : Distribution automation system)

(1) PPL レイ地域におけるシステム導入の想定

レイ地域のへの配電自動化システム導入を検討する場合、配電設備利用率の向上、系統運用業務効率の向上、供給信頼度の向上といった効果が想定される。

配電自動化システムの概略構成を図 5-46 に、システムに搭載される業務機能の例を表 5-19 に示す。実際に搭載する機能や性能は、現場業務での活用ニーズを明確化したうえで取捨選択する必要がある。



出典：JICA 調査団作成

図 5-46 配電自動化システムの概略構成

表 5-19 中央装置の機能(例)

業務	機能の例
監視状態把握	- 変電所および開閉器の運転状態監視 - 事故発生状況の把握
系統操作	開閉器の個別操作、事故復旧操作
負荷融通計算	- 負荷融通形態の検討 - 電圧降下、系統電流の計算
機器設定	開閉器の手動状態設定
記録・報告	負荷データ、状態変化、操作の記録
シミュレーション	系統操作訓練
データメンテナンス	設備データの登録、変更

出典：JICA 調査団作成

(2) レイ地域への配電自動化システム導入についての考え方

レイ地域への配電自動化システム導入については、システム維持管理に必要な業務運営能力や技術力の整備が不十分、十分な活用メリットが見通せない、また、導入のための設備投資が困難であると考えられることから、2030年までをターゲットとした場合でも時期尚早と考えられる。

5.2.3 スマートグリッド

一般に、スマートグリッドは配電自動化システムを基盤とし、その機能を拡張、追加して構築する。前項に記載のとおりラエ地域においては配電自動化システムの導入も 2030 年までには時期尚早と考えられ、スマートグリッドについても同様と考えられる。

将来、PPL に配電自動化システムの導入を検討する時点で、スマートグリッドに関する技術が実用化されている可能性がある。その時点での技術状況を確認したうえで、配電自動化システムの機能としての追加の可否を検討することが適当であると考えられる。

5.2.4 配電設備地中化

配電設備地中化については、都市景観向上等のメリットの反面、設備建設コスト、供給信頼度確保上のリスク、設備維持管理業務負担の増大といったデメリットを伴う。現在 PPL においては、信頼度の高い電力を低コストで安定して供給することが強く求められており、今後これが大きく変わる可能性は低いと考えられる。この見通しの下で、上記のデメリットを考慮した場合、配電設備地中化は、2030 年までの中長期においてレイ地域で導入すべき施策とはならないと考えられる。

第6章 レイ地域の配電系統における初期環境評価

6.1 プロジェクトの概要

6.1.1 2020年までの配電網整備計画

第4章及び第5章で説明したように、現況におけるレイ市内の配線系統には停電事故を引き起こす原因となる各種の問題が多いため、改善計画を実施しなければならない。改善計画の概要は以下の通りである。

- 1) 11kV 配電網の一部架空配電線を導体サイズの大きい導体に張り替える
- 2) 配電線網に負荷開閉器（LBS）を設置する
- 3) 必要に応じて新たな配電線網を計画・建設し、将来における配電網を整備する
- 4) Milford 変電所における変電及び配電設備を更新する

上記改善計画のうち、4)における設備の更新はPPL所有地である変電所内部の設備更新であるため、初期環境評価の対象とはならない。2)に係る作業は主に既存の電柱上における機器の交換であるために、公道における作業である。1)と3)及び4)の改善計画のうち、11KV線の交換及び新規挿入は、公道における電柱の建て替え及び新規建て込みや電柱上の作業であるため、初期環境評価の対象となる。

配線用電柱の建て込みは道路占用地域内に建て込むことがPPLの規約で決められている。歩道がない道路では用地境界線の道路側に電柱を建て込むのが原則である。図6-1に一般的な配線用電柱が建て込みの図を示す。

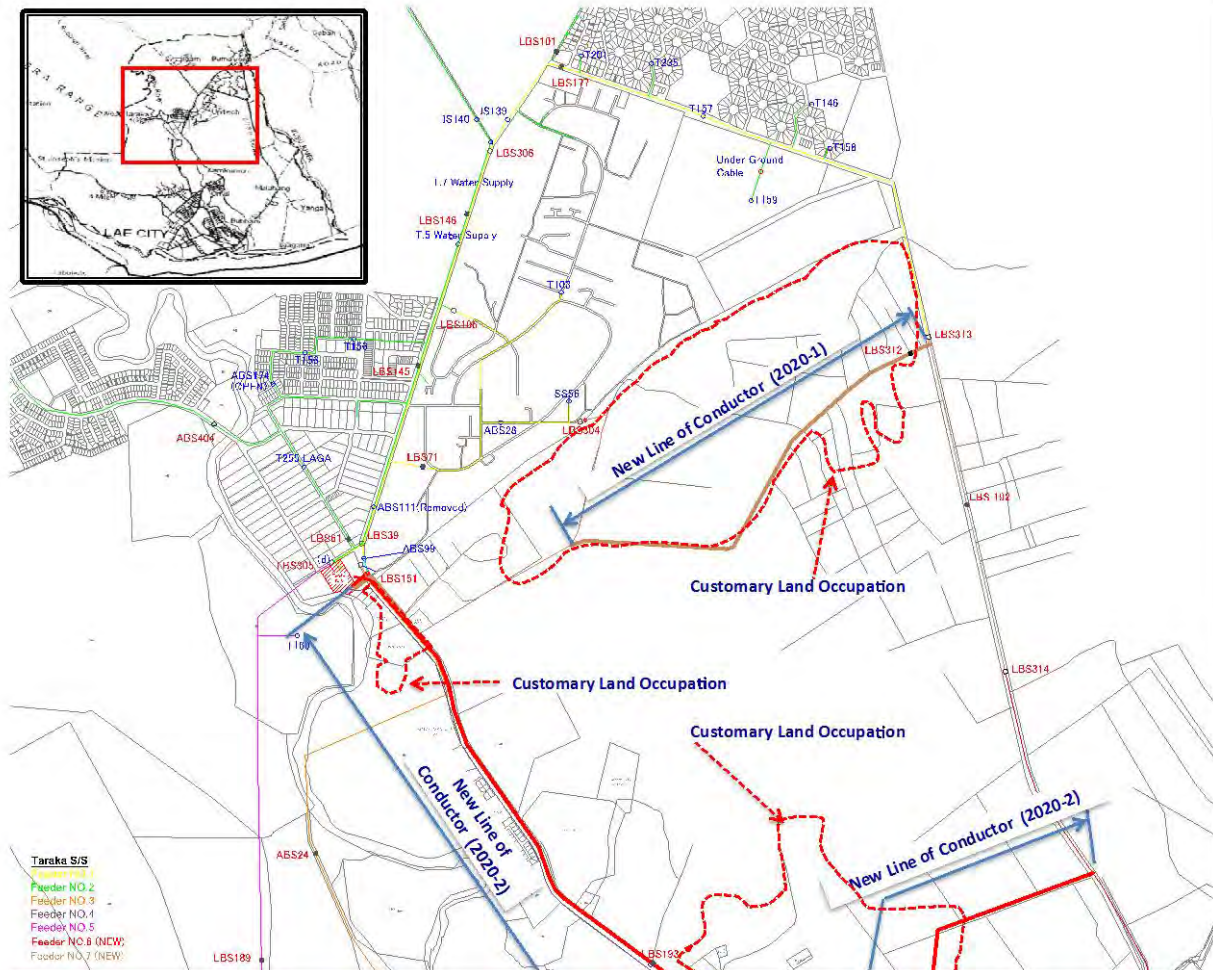


出典：JICA 調査団

図 6-1 配線用電柱の建て込み

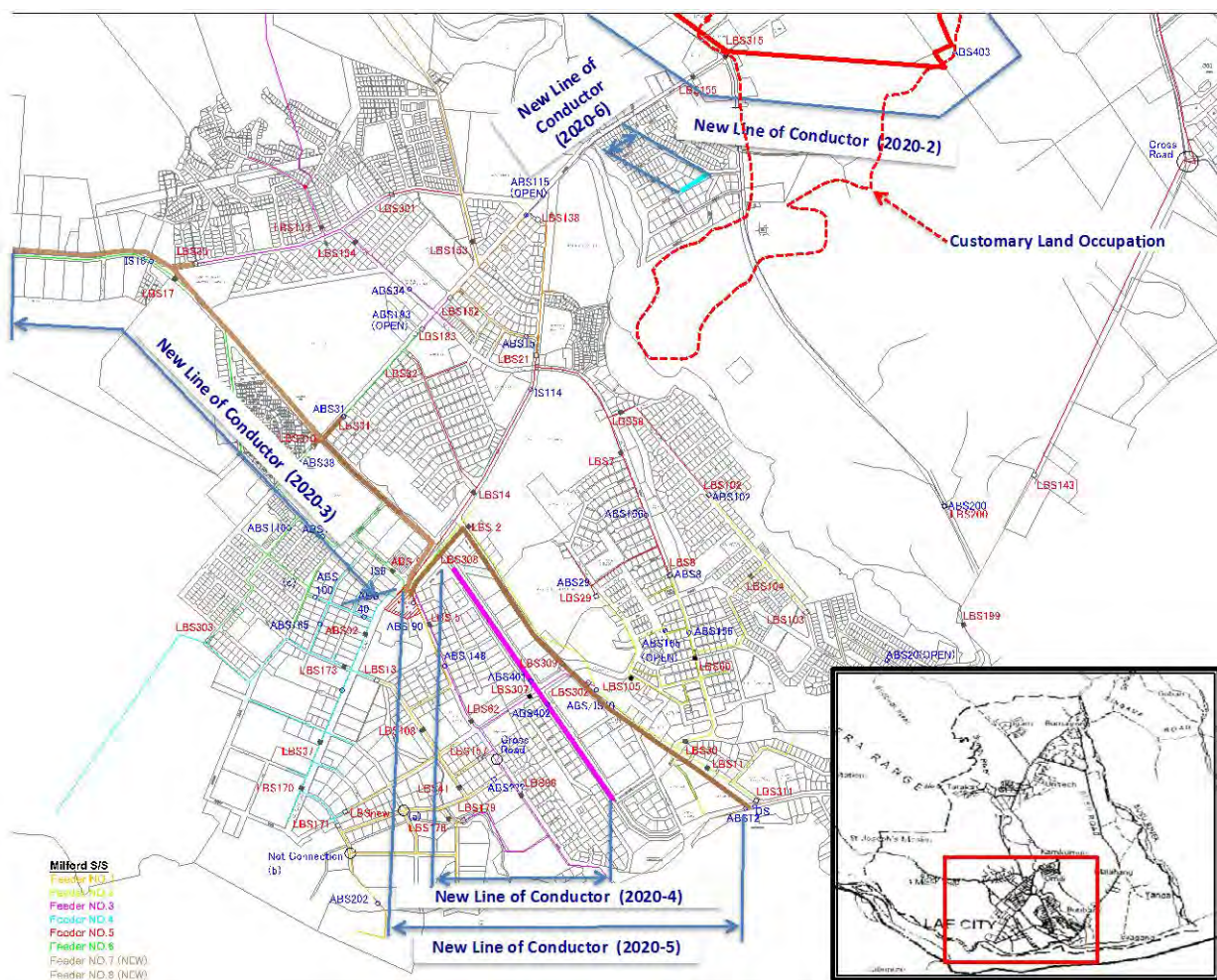
6.1.2 2020年までの改善計画の概要

図 6-2 (レイ市北部) と図 6-3 (レイ市南部) に 2020 年までの改善計画の概要を示した。細い線は配電線の交換が必要な路線を示す。太い線は新規の配電線建設を示す。



出典：JICA 調査団作成

図 6-2 レイ市(北部)配電網整備計画:2020年



出典：JICA 調査団作成

図 6-3 レイ市(南部)配電網整備計画:2020年

6.1.3 2030年までの配電網整備計画

第5章に詳述したように、レイ市内の配電系統は1) ナザブ給電地域、2) ミルフォード給電地域及び3) タラカ給電地域の3地域に分割して配線系統の改善を計画する。

前述のように、配電網整備のために電柱の建て替え及び新規建て込み工事を道路占有地域内で実施するほか、既存の電柱や新規に建て込んだ電柱上に新規の配電線を張ることが初期環境評価対象の工事である。しかしながら、図 6-2 と図 6-3 に示すように、レイ市内には「Customary Land Occupation (伝統的に部族のメンバーや部族全体で所有している地域)」があって、この地域では部族から「パ」国政府への土地移譲が完了していない。このため、都市に流入する人たちが安価な地代家賃を求めて、「Customary Land」に住み着いているのが現状である。

これらの「Customary Land」地域内部ではレイ市の都市計画に沿った道路建設が進んでいない。このため、2030年における当該地域内における道路の形状に合わせた配電網の詳細な計画立案は不可能である。したがって、配電網整備対象地域であっても「Customary Land」地域での配電網整備計画に係る2030年における初期環境評価は実施することが出来ない。結果として、現況では2030年までの配電網整備計画の初期環境評価は、2020年までの配電網整備計画における初期環境評価と同一であるとみなしている。

6.2 レイ市の社会経済

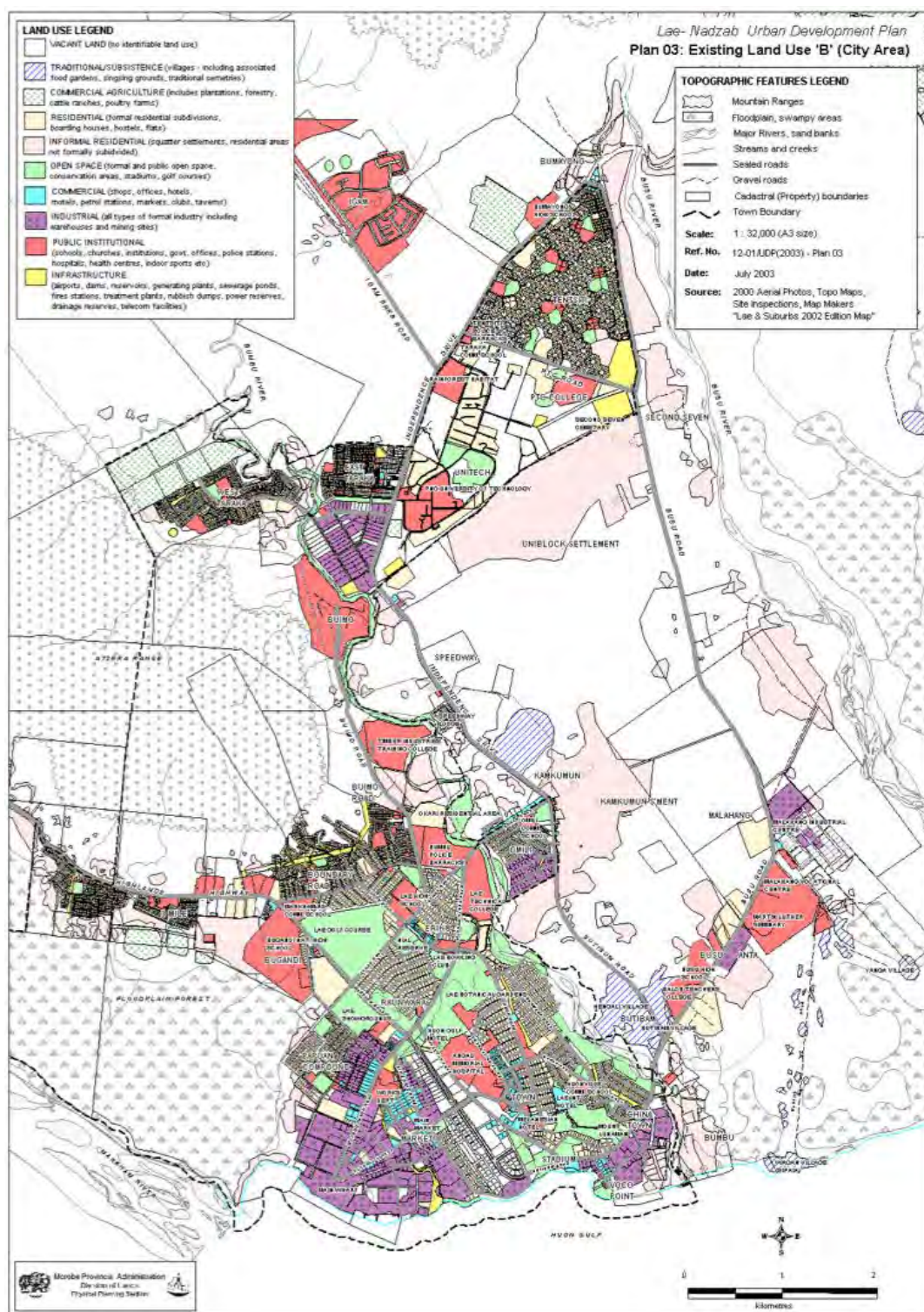
レイ市はモロベ州（人口674,810人）の首都で、2011年の国勢調査による人口は119,178人で、人口集中度率は17.6%である。2000年のレイ市の人口は78,692人であったことから、この11年間の人口増加率は51%を記録している。

レイ市はニューギニア島北部に位置し、東側はフオン湾に面している。北東部はブンブ川、南西部はブス川に囲まれている。両河川ともに洪水を引き起こすことがあり、川沿いの商工業地域及び住宅地域は豪雨時の警戒が欠かせない。

「パ」国第二の都市であるレイ市には都市計画図があるものの、市内には第二次大戦時に建設された飛行場が残るなどして、都市計画通りの整備が実施されているとは言えない。詳細な都市計画調査がJICAによって実施されており、今後は市内の道路などの整備が促進されてゆくと考えられる。図6-4にレイ市の都市計画図を示す。

レイ市はハイランド・ハイウェイの始点になっており、「パ」国の脊梁山岳地帯と沿岸部を結ぶ経済の要衝となっている。市内の沿岸部には工業地帯が広がっており、「パ」国最大の商業港を擁して、商工業活動が盛んな都市である。レイ市の内陸部では、コーヒー、ココア、砂糖、パイナップル、バナナ、ピーナッツ、肉牛などの農産品が生産されているほか、市内沿岸部にはマグロの缶詰工場やビール工場などの食品加工業が集中している。

レイ市が「パ」国経済の要衝であることから、近隣州からの出稼ぎが多く、市内の人口は34の部族語を話す人たちで構成されている。北部のフィニスターレ山脈のユプナ族、レイ市の土着部族であるリウォンパ族、弓矢の名手である山岳民族のアンガ族などが主な部族である。このため、多部族で構成される「パ」国では、公用語に英語を用いているほか、ピジン英語も用いられている。



出典 : Lae-Nadzab Urban Development Plan 2005-2016, Morobe Provincial Administration, Nov.2003

図 6-4 レイ市都市計画図

6.3 「パ」国における環境審査の手続き

2000年制定の環境法により、「パ」国で実施されるプロジェクトの環境への影響は、以下の3種に分類して審査されている。

(1) レベル1の活動

レベル1は影響の程度が低いプロジェクトに適用され、電力開発関連のプロジェクトでは以下のような活動がレベル1に分類されている。

- 2MW以下の水力発電プラント
- 5MW以下の燃料燃焼式発電プラント
- ボイラー等の燃料燃焼式設備で熱出力20MW以下のもの
- 長さ10km以下の送電線
- すべての配電線工事

レベル1のプロジェクトにはEIA調査が義務付けられていない。

(2) レベル2の活動

レベル2はレベル2Aと2Bに分割される。レベル2Aは環境への影響が軽微なプロジェクトに適用され、鉱物調査工事等がこれにあたる。下記のようにEIAの実施が必要な程度に環境への影響があるプロジェクトはレベル2Bに分類されている。

- 2MW以上の水力発電プラント
- 5MW以上の燃料燃焼式発電プラント
- ボイラー等の燃料燃焼式設備で熱出力20MW以上のもの
- 河川を堰き止めたり流路を変更するプロジェクト
- 長さ10km以上の送電線

(3) レベル3の活動

環境への影響が大きく、基本的には国家として重要な下記のような電力開発プロジェクトはEIAを実施しなければならない。

- 広さ5km²以上の貯水池を建設しなければならない水力発電プロジェクト
- 野生動物保護区や国立公園などに影響を与えるプロジェクト

6.4 初期環境影響評価

上記で説明したように、「パ」国では配電線プロジェクトはレベル1のプロジェクトに分類されており、EIAは不要である。プロジェクトの概要と初期的な環境への影響について記述した報告書を提出すれば、環境許可が取得できる。ただし、状況によっては許可条件が付く場合もあるが、プロジェクト実施母体が条件に応じた対応策を実施することで、プロジェクトの実施が可能になる。

PPLでは、配電線建設プロジェクトの実施時には住民説明会を開催して、プロジェクトに関する情報を提供した上で工事を実施するという手続きを欠かさずに実施している。

本件調査業務では、JICAの環境社会配慮ガイドライン(2010)によるチェックリストを用いて初期環境影響評価を実施した。評価の対象は前述のように2020年までの配電網整備計画である。結果として、電柱の建て込み工事では公道における交通の一部遮断や歩行路の迂回などを要するものの、自然環境や社会経済環境への影響は無視できるほどに僅少であることが判明した。

第7章 財務分析

7.1 短期配電網整備事業

7.1.1 事業の効果

短期配電網整備事業は、電力供給の信頼性向上を目標として、停電時間の短縮を図るために実施するものである。ここでは、事業の実施により達成される停電時間の短縮効果について述べる。事業の効果は停電継続時間の短縮であり、第 4.2 節で説明したとおりである。これにより、PPL にとっては、電力販売機会の逸失を減少させ、追加的な販売電力量および売上が発生する。一方、需要者側への効果は、バックアップ電源の運転コスト、より正確には自家発電のバリエブルコストの低減に集約される。

以上のことを定量的に評価するため、まずは停電時間短縮により追加的に販売される電力量を求める。時限順送システム（以下、SSS (Sequential Switching System) と呼ぶ）がある場合をベースに述べる。

1 本のフィーダで模式的に検討する。LBS の導入により、1 本のフィーダは 3 区間に区分される。下図、「+」の位置に LBS がある。

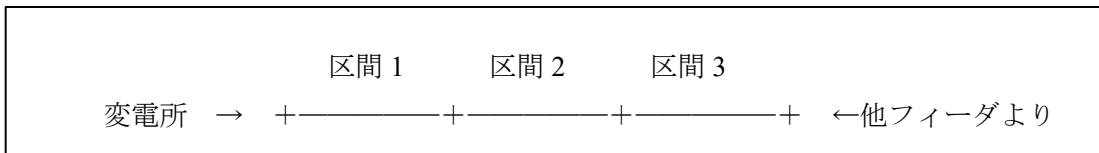


図 7-1 LBS によるフィーダ分割の概念図

このフィーダに事故が発生した場合の復旧までの停電継続時間について、次のような変数を設定する。

- 事故の修繕に要する時間（現状における停電継続時間）: A,
- 事故発生区間の同定に要する時間（時限順送システムなし）: B,
- 事故発生区間の同定に要する時間（時限順送システムあり）: b,
- 事故発生区間上流区間で復電に要する時間（時限順送システムあり）: c,

時限順送システムがない場合は、 $B = b = c$ となる。

上図で区間 1 に事故が発生した場合、各区間で復電に要する時間およびプロジェクト有無の差として示されるプロジェクトの効果は、以下のとおりとなる。

	Project なし (現状)	Project あり	Project の効果
区間 1	A	A	0
区間 2	A	b	A-b
区間 3	A	b	A-b
合計	3A	A+2b	2(A-b)

同様に、区間 2 に事故が発生した場合は以下のとおりである。

	Project なし (現状)	Project あり	Project の効果
区間 1	B	c	B-c
区間 2	A	A	nil
区間 3	A	b	A-b
合計	2A+B	A+b+c	(B-c+A-b)

さらに区間 3 に事故が発生した場合は以下のとおりである。

	Project なし (現状)	Project あり	Project の効果
区間 1	B	c	B-c
区間 2	B	c	B-c
区間 3	A	A	nil
合計	A+2B	A+b+c	2(B-c)

上記の時間変数と、フィーダの電力 (P) を以下のように仮定すると、

- P: 2.1 [MW]
A: 7.6 [hr]
B: 1.0 [hr]
b: 0.5 [hr]
c: 0.017 [hr] (= 1 minute)

事業の実施により追加的に顧客に供給 (販売) される電力量は以下のとおりとなる。

- 568.3 MWh (SSS が不在の場合)
696.0 MWh (SSS がある場合)

7.1.2 財務的評価

PPL の視点で、事業の財務的費用と収入を比較する。

(1) 事業費

短期配電網整備事業の事業費のうち幹線の容量増工事は、沿線の需要者により負担されることになるため、本事業の前提であるとし、事業費に含めないものとする。本事業の財務的費用は以下のとおりとなる。

表 7-1 短期配電網整備事業の事業費

Description	Cost
1) Introduction of LBSs	2,980,266
2) Intro. of Sequential Switching	851,366
3) Construction of Interconnection	462,330
tax (GST 10%)	429,396
Total	4,723,358

単位 : Kina

なお、追加的な電力供給にあたり、当該電力量の発電に要する費用（ただし、バリアブルコストのみ）が追加的に発生する。その費用は次のとおりとする。

Ramu 系統の発電単価 0.09101 K/kWh

また、送変電ロス 23.6%を考慮する。

(2) 事業による追加的収入

Ramu 系統における平均的な（加重平均の）電力料金は、2014 年実績で、1kWh あたり toea 73.2 であり、これを追加的電力量に乗じて事業により追加的に発生する財務的収入とする。

(3) 財務分析

財務分析は、財務的内部収益率（Financial Internal Rate of Return : FIRR）を資本調達コストの代表値である WACC（Weighted Average Cost of Capital）と比較することにより実施する。

FIRR は、資金調達方法を区別せず、プロジェクト全体の財務的費用と財務的収入のスケジュールから求める Project IRR として算出する。

一方、WACC は、以下の想定のもと求める。

資金調達	ローン 70% (金利 2%)	自己資本 30% (期待配当率 15%)
法人税率	30%	
想定インフレーション	5%	

以上の結果、WACC は下表のとおり 2.4%となる。プロジェクトが財務的にフィージブルであるためには、FIRR 値がこれを超えることが必要となる。

表 7-2 WACC の算出

Component	Loan	Equity
Proportion	70%	30%
Nominal Cost (Interest rate&return)	9.00%	15.00%
Income Tax Rate	30%	
Tax-adjusted Nominal Cost	6.30%	10.50%
Inflation Rate	5.00%	5.00%
Real Cost	1.24%	5.24%
Weighted component of WACC	0.87%	1.57%
WACC	2.4%	

その他、評価の枠組みは以下のとおりとする。

評価期間	: 25 年 (導入される機材等の寿命を考慮して設定)
価格評価年度	: 2014 年

以上の結果、財務的内部収益率 FIRR として、以下の値を得た。

FIRR = 7.8 % (SSS がない場合)

FIRR = 7.6 % (SSS がある場合)

上記のとおり、資本調達コスト WACC 2.4%を十分に超える値であり、本事業は、PLL にとって財務的に有益な事業であることが示された。

7.1.3 経済的評価

PPL の視点で実施した財務的評価と異なり、経済的評価では、事業に要する経済費用と経済便益を比較することにより、「パ」国経済への貢献の有無を評価する。

(1) 事業費の経済費用

財務的評価においては、上記の財務的費用から税（GST）を除いて経済的費用とした。

(2) 経済的便益

電力需要者の自家発電費用を経済的便益の単位とし、PPL のディーゼル発電施設（Ramu 系統平均）と同等の効率、市場価格に基づく燃料単価（1.0097 K/kWh）を仮定して電力需要者の自家発電単価を求めた。

(3) 経済分析

事業の経済的フィージビリティは、上記の経済的費用と便益を、財務分析と同様 25 年間の期間比較し、経済的内部収益率（Economic Internal Rate of Return, EIRR）を求め、これが社会的割引率（Social Discount Rate, SDR）を超えることによって確認する。また、同じく 25 年間の経済的費用と便益を、社会的割引率（12%とする）で現在価値に割り引いて合計した経済的現在価値（Economic Net Present Value, ENPV）により評価する。

以上より EIRR および ENPV を計算したところ、以下の結果を得た。

EIRR = 14.2% ENPV = K 526,000 (SSS がいない場合)

EIRR = 13.9 % ENPV = K 567,000 (SSS がある場合)

これらの結果により、本事業は、経済的にも有益な事業であることが示された。

財務的評価および経済的評価の計算を、SSS がある場合について次頁に掲載する。

Short-term Distribution Project with SSS: Financial and Economic Analysis											
Project Cost			Financial Schedule (simple Cash Flow)				Economic Schedule				
			Year	Investment cost	OM Cost	Energy Sales	Balance	Benefit	Cost	Balance	Discounted
1) Introduction of LBSs	2,980,266	K	-1								
2) Intro. of Sequential Switching Sys.	851,366	K	0	-4,723.4			-4,723.4		-4,294.0	-4,294.0	-4,294.0
3) Construction of Interconnection	462,330	K	1		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	553.4
tax (GST 10%)	429,396	K	2		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	494.1
total	4,723,358	K	3		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	441.2
OM Cost			4		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	393.9
OM Cost Fixed (nothing additional)	0.0000		5		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	351.7
OM Cost Variable (generation cost)	0.0910	K/kWh	6		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	314.0
Assumptions for Financial Analysis			7		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	280.4
Energy additionally required (sold)	695.975	MWh	8		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	250.3
Loss	23.60%		9		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	223.5
Energy additionally generated	910.96	MWh	10		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	199.6
OM Cost (=Generation cost)	82.9	K1,000	11		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	178.2
Average tariff	0.7320	K/kWh	12		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	159.1
Revenue	509.5	K1,000	13		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	142.0
WACC			14		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	126.8
Component	Loan	Equity	15		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	113.2
Proportion	70%	30%	16		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	101.1
Nominal Cost (Interest rate&return)	9.00%	15.00%	17		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	90.3
Income Tax Rate	30%		18		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	80.6
Tax-adjusted Nominal Cost	6.30%	10.50%	19		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	72.0
Inflation Rate	5.00%	5.00%	20		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	64.3
Real Cost	1.24%	5.24%	21		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	57.4
Weighted component of WACC	0.87%	1.57%	22		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	51.2
WACC	2.4%		23		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	45.7
Assumptions for Economic Analysis			24		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	40.8
Cost of Alternative Generation	1.0097	K/kWh	25		-82.9	509.5	426.5	702.7	-82.9	619.8	36.5
Annual Economic Benefit	702.7	K1,000	[figures in Kina 1,000]								
Standard Conversion Factor	1		Project IRR (FIRR)			7.6%					
Social Discount Rate (SDR)	12.0%		EIRR						13.9%		
			Economic NPV						567		

第8章 配電網についての技術指導

8.1 OJT サイトの選定、および作業計画の立案

8.1.1 OJT の目的

本プロジェクトで行う技術指導は、レイ地域に拠点のある配電チームが設備を維持管理していく上で不足していると考えられる技術や、維持管理項目を OJT を通じて習得させることを目的とする。

そのため、調査当初の想定に加え、調査途上で発覚した問題や、実態調査を行った結果を踏まえ、現在の問題点や今後必要となってくる技術や維持管理項目を整理する共に、限られた指導期間、指導人員の中で最大限の効果をを得るために、まずは指導項目の精査を行った。

8.1.2 OJT サイトの選定

本プロジェクトの対象地域はレイ地域（レイ市及びナザブ、エラップ、タラカ等）であるが、需要の中心地であり配電線が密集しているレイ市内の配電網を OJT サイトとして選定する。レイ市内は、配電線の長期計画にも記載の通り、今後 2030 年に向けて需要の伸びが予想されており、それに合わせて配電線の増強が必要となってくる地域である。現在、さまざまな需要家が存在しており、新規の申し込みが予想される地域であるので、後述する OJT 内容と照らし合わせても、適当であると言える。

8.1.3 作業計画の立案

調査当初の計画としては、以下のような指導項目を OJT として取り扱う予定であった。

【調査当初の計画】

- ・変電所の電圧・力率管理等に関する助言
- ・各フィーダ負荷を考慮したフィーダ優先順位の考え方の指導
- ・各種保護継電器等の目的及び基本動作に関する指導
- ・予防保全及び予知保全に係る考え方の指導
- ・配電網運転関連規則の整備

しかし、第 2 章に主に記載されているレイ地域の配電網の実態調査が進むにつれ、調査当初想定していなかった事実や、調査当初の想定と異なる事実が判明してきた。このような状況の中、レイ地域の配電網の実態に合った効果的な OJT を行うため、OJT で実施する指導項目

の精査を行った。具体的には、調査当初に計画していた各項目に対し、実態調査結果を踏まえながら実施可否を判断した。その結果を下表に示す。

表 8-1 技術指導計画の検討

調査当初の予定	レイの実態(実態調査結果)	実施可否判断
変電所の電圧・力率管理等に関する助言	力率(PF):変電所出口で各フィーダ PF を実測。結果は PF 0.81~0.90 とばらつきあり。一方、PPL15 年計画での記載は以下 Distribution Capacitors will be employed where required to (中略) maintain a power factor of at least 0.90 at the originating point of the feeder. 力率改善に需要家の電気料金設定(力率が悪いとペナルティ発生)が有効であるのは知っているが、PPL にその料金設定無。	力率を実測した結果および調査により、PPL が力率改善に関し、効果的な対策を講じることができていないという現状から、力率管理等に関する助言については、実施が必要。⇒実施要と判断
	電圧:変電所電圧は 1 次変圧器の自動調整タップにより調整。 変電所の送り出し電圧実測の結果、問題はなかった。	電力測定結果より、変電所の電圧管理に大きな問題は認められない。技術指導の必要性・優先度が低い。⇒実施不要と判断
各フィーダ負荷を考慮したフィーダの優先順位の考え方の指導	両変電所で周波数リレーによりフィーダに優劣をつけ、遮断を実施(Part A 7-26,PartB 2-37)。グリッドコードに Automatic Under Frequency Load Shedding (AUFLS)記載有。	各フィーダ負荷を考慮したフィーダの優先順位の考え方(周波数低下リレーを用いた負荷遮断)に大きな問題は認められないと考える。また、本件は、中・長期的に電源と負荷との需給バランスが成立すれば、現在のようなフィーダ優先順位考え方が不要となる。⇒実施不要と判断
各種保護継電器等の目的及び基本動作に関する指導	保護継電器の構成については問題なし。	現地調査結果より、変電所の保護リレーに大きな問題は認められない。技術指導の必要性・優先度は低い。⇒実施不要と判断
予防保全及び予知保全に係る考え方の指導	予防保全及び予知保全 ⁹ のコンセプトがない。事後保全が実態	予防保全は現在PPL レイの設備管理体制を考慮すると、時期尚早と考えられる。また、予知保全を配電設備に適用するのは困難(殆ど前例無)と判断。⇒実施不要と判断
配電網運転関連規則の整備	配電線事故時の隣接配電線からの融通給電は実施されていない。短期配電整備計画で改善される。	短期配電網整備計画による LBS 導入に伴う運用方法トレーニングは必要⇒実施要と判断
新たに必要性を認識した項目(新規顧客からの給電申し込み対応及び、配電用変圧器の負荷管理手法)	配電設備において設備増強を行う主な要因は、消費電力量(Wh)ではなく、消費電力(W)の増加である。配電の特徴の一つに設備仕様(1 単位当たりの送電容量等)の標準化があり、これは W 増に対応し、①H.V 配電線のフィーダ数、②配電用変圧器の数等を効率的に整備するのが、設備増強の上でのポイントの一つとなる。レイでの増強は対処療法的な対応に追われて、長期的な観点では合理的とは言い難い実態がある。	長期設備計画で 2030 年までの需要想定に基づき、設備増強計画を策定するが、日々の新規顧客からの給電申し込みに対応する技術も必要不可欠。⇒実施要と判断
		配電用変圧器の負荷管理方法は現在の PPL レイに必要な技術と認識。⇒実施要と判断

9 https://en.wikipedia.org/wiki/Predictive_maintenance

Predictive maintenance (PdM) techniques are designed to help determine the condition of in-service equipment in order to predict when maintenance should be performed. This approach promises cost savings over routine or time-based preventive maintenance, because tasks are performed only when warranted. However it is necessary to evaluate the condition of equipment by performing periodic or continuous (online) equipment condition monitoring.

表 8-1 の要否判断の結果、以下の項目を OJT の指導項目とすることとする。

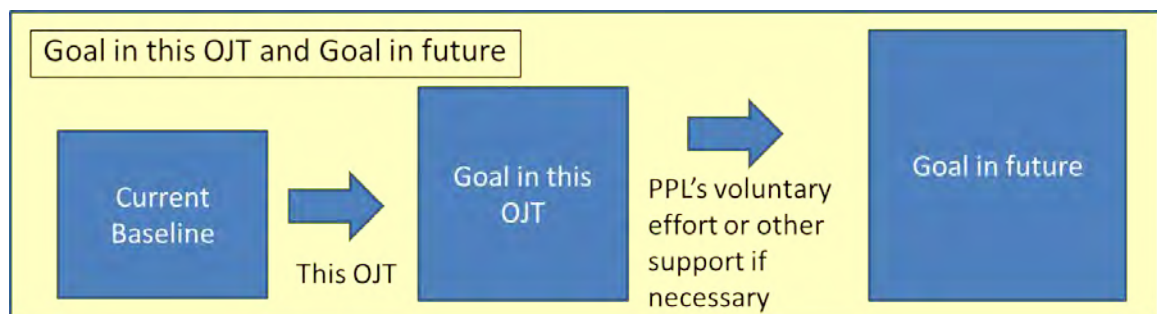
【実態調査を踏まえた計画】

- ・変電所の力率管理等に関する助言
- ・配電網運転関連規則の整備
- ・新規顧客からの給電申込み対応
- ・配電用変圧器の負荷管理手法

8.2 目標の設定およびスケジュール

8.2.1 目標の設定

次に今回の OJT で達成を目指す目標を設定する。最終的には、下図のように PPL の自助努力および、必要であれば他からのサポートを受けながら、達成すべき目標がある。今回の OJT は、このような最終目標達成に向けたファーストステップと位置づける。



上記で設定した 4 つの OJT 項目について、それぞれ目標を設定する。

・変電所の力率管理等に関する助言

将来的には、PPL の目標である 0.9 まで配電線の力率が改善することが目標となる。そのためにまず、現在の配電線の力率を知ること、力率改善のメリットについて理解することなどが必要となる。今回の OJT では、これらに重点を置き実施する。

・配電網運転関連規則の整備

将来的には、配電線事故時に隣接配電線から応急送電を実施し、信頼度を向上させることが目標となる。応急送電を行うには、配電線各区分の負荷配分を知る必要があることから、今回の OJT では、負荷データの測定、配電線切り替えの検討業務等ができるようになることを目標とする。

・ **新規顧客からの給電申込み対応**

将来的には、新規顧客からの給電申し込みに対し、既設設備を最大限利用することが目標となる。そのためには、現在の配電線各区間の負荷配分を知る必要があることから、今回の OJT では、負荷データの測定、配電線切り替えの検討業務等ができるようになることを目標とする。

・ **配電用変圧器の負荷管理手法**

将来的には、配電用変圧器の負荷を継続的に管理し、配電用変圧器の数等を効率的に整備することが目標となる。そのためにはまず、既設の配電用変圧器の負荷データを知る必要があることから、今回の OJT では、配電用変圧器の負荷データの測定、測定データの管理等ができるようになることを目標とする。

以上より、今回の OJT の目標を以下の表に示す。今回の OJT の目標は 3 種類に分類できる。そこで、目標別の 3 チーム (A チーム、B チーム、C チーム) に分けて、それぞれ OJT を実施することとする。

Item of this OJT	Goal in future	Goal in this OJT
1. To offer advice on power factor management.	Improve of power factor in distribution network	- Understanding of basic knowledge and benefit of improving power factor - Measuring power factor
2. To develop regulations related to distribution network operation	Improve reliability of distribution network by supplying power from neighboring feeders during distribution fault	- Understanding of basic knowledge - Measuring load of each section in distribution feeders
3. To instruct trainees on appropriate response to connection offers from new customers	Effective utilization of existing equipment for connection offers from new customers	- Data recording and processing - Update of the data - Consideration by utilizing the data
4. To instruct trainees on management in load distribution transformers	Continuous management of load of distribution transformers to install optimum number and capacity of transformers.	- Understanding of basic knowledge - Measuring load of distribution transformers - Data recording and processing - Update of the data - Consideration by utilizing the data

8.2.2 スケジュール

第 8.2.1 節で設定した目標をふまえ、A チームは 2 回の出張、B・C チームは 3 回の出張に分けて OJT を実施する。各チームのそれぞれの出張での確認項目、確認内容を以下に示す。

変電所の力率管理等に関する助言

確認項目			確認内容	
A チーム	第1回 OJT	基礎的理解の向上、データ収集	力率改善のメリットの理解 測定器による力率の測定	力率および力率を改善するメリットを理解している。 測定器の使用方法を理解している。 実際に測定器を使用し、データを収集することができる。
		データの整理と理解		
	第2回 OJT	データの整理と理解	測定データのまとめ、データの読み取り	収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。また、データの読み取りができる。 今後、力率改善について PPL が取り組むべき事項を理解する。
		データの整理と理解	今後の取り組みについての理解	

配電網運転関連規則の整備および新規顧客からの給電申込み対応

確認項目			確認内容	
B チーム	第1回 OJT	基礎的理解の向上、データ収集	負荷データの収集メリットの理解 測定器による負荷データの測定	配電線負荷データ収集のメリットを理解している。 基礎データ収集の必要性を理解している。 測定器の使用方法を理解している。 実際に測定器を使用し、データを収集することができる。
		データの整理と理解、データを用いた検討		
	第2回 OJT	データの整理と理解、データを用いた検討	測定データのまとめ、データの読み取り データを用いた負荷切替の検討	収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。また、データの読み取りができる。 収集したデータを用いて、負荷切替の検討ができる。
		データの整理と理解、データを用いた検討	測定データのまとめ、データの読み取り データを用いた負荷切替の検討	
	第3回 OJT	検討した内容の実施	(検討の結果もし必要であれば) 負荷切替の実施	(検討の結果もし必要であれば) 負荷切替を実施する。 今後、配電線の負荷管理について PPL が取り組むべき事項を理解する。
			今後の取り組みについての理解	

配電用変圧器の負荷管理手法

確認項目			確認内容	
C チーム	第1回 OJT	基礎的理解の向上、データ収集	変圧器負荷管理のメリットの理解 測定器による変圧器負荷データの測定	変圧器負荷管理のメリットを理解している。 基礎データ収集の必要性を理解している。 測定器の使用方法を理解している。 実際に測定器を使用し、データを収集することができる。
		データの整理と理解、データを用いた検討		
	第2回 OJT	データの整理と理解、データを用いた検討	測定データのまとめ、データの読み取り データを用いた変圧器負荷管理手法の理解	収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。また、データの読み取りができる。 収集したデータを用いて、変圧器負荷管理手法を理解する。
		データの整理と理解、データを用いた検討	測定データのまとめ、データの読み取り データを用いた変圧器負荷管理手法の理解	
	第3回 OJT	検討した内容の実施	変圧器負荷管理の継続的实施	情報をアップデートすることにより、変圧器負荷管理が継続的に実施できる。 今後、変圧器負荷管理について PPL が取り組むべき事項を理解する。
			今後の取り組みについての理解	

さらに、スケジュールを以下に示す。

Months		3/2016	4/2016	5/2016	6/2016	7/2016	8/2016 ~
OJT in PNG			On-the-Job Training (OJT)				
		1st OJT			2nd OJT	3rd OJT	
Home work by PPL			Data acquisition by PPL using measuring equipment			Data acquisition by PPL	Continuous effort to accomplish goal in future
Work Items	Team-A	Basic lecture about power factor					
		Training of how to measure power factor by measuring equipment					
		Training of processing data					
		Lecture about future work regarding improvement of power factor					
	Team-B	Basic lecture about load data collection					
		Training of how to measure load by measuring equipment					
		Training of processing data					
		Training of considering load change in distribution line					
		Training of load change in distribution line					
		Lecture about future work regarding load data					
	Team-C	Basic lecture about load data collection					
		Training of how to measure load by measuring equipment					
		Training of processing data					
		Training of how to manage load in distribution transformers					
		Training of load managing					
		Lecture about future work regarding load managing					

第6次現地調査中に、上記内容で PPL への説明・意見交換を行い計画の最終化を行った。

8.3 OJT の実施

8.3.1 第1回 OJT

第1回 OJT は電力データ測定実習と講習を組み合わせて2016年3月に実施された。

(1) データ測定実習

レイ市内の現場にて、測定器の設置、測定、取外し、データ回収という一連の測定作業の訓練を行った。現場では設備に応じた CT (電流計測用のセンサ) および電圧測定端子の取り付け方法、および、計測器の測定条件の設定方法を重点に説明した。

変電所および配電線それぞれにつき、繰り返し実習を行った結果、第一回 OJT 期間内に受講

生だけでデータ測定を実施できる目途を得た。

＜測定実習の概要＞

- 使用装置：電源品質アナライザ（power quality analyzer, Hioki PW3198）2台
- 主な測定箇所：Taraka 変電所及び配電用変圧器（食品スーパー、通信会社他）
- 主な測定項目：力率、負荷電力（有効電力、無効電力）



図 8-1 測定実習の状況(Taraka 変電所)



図 8-2 測定実習の状況(変圧器)

(2) 講習

力率および力率改善のメリットを理解させるために、力率改善の概要および力率改善計算の基礎について講義および演習を行った。

1) 力率改善の概要

- －力率の定義
- －低力率の原因
- －力率改善のメリット
- －力率改善の方策
- －力率料金割引（日本の電力会社での事例）

2) 力率改善計算(理論)(1 負荷モデル系統)

- － 11kV 配電モデル系統（1 負荷）における、電流値（A）、配電ロス（kW）、電圧降下（V）の算出方法
- － 力率の改善による効果（配電ロス、電圧降下の低減）の算出方法
- － 配電線フィーダでの力率算出方法（変電所のリレー盤に表示されている有効・無効電力からの算出）

- 3) 力率改善計算(演習)(1 負荷モデル系統)
 - － 系統モデルの条件(負荷の大きさおよび変電所からの距離)毎の、力率改善効果の表れ方の比較
 - － 力率改善に必要な無効電力補償機器の容量の算出方法
 - － 力率改善の経済比較(力率改善の設備コストと電力ロス kWh の低減額を想定コスト下で模擬計算比較)
 - 4) 配電網運転関連規則の整備の概要
 - － 現在の配電線各区間の負荷配分
 - 5) 配電用変圧器の負荷管理手法の概要
 - － 既設の配電用変圧器の負荷データの必要性
 - － 配電用変圧器の負荷データの測定、測定データの管理方法
- － 演習にて、モデル配電線での配電ロスや電圧降下などの算出結果につき、受講生3名から発表させた。一部に単純な計算ミスは見られたものの、算出プロセスについては、理解されていることが確認できた。
- － OJT での現場実測データの速報値を用いた計算演習も実施した。計算結果を踏まえ、昼間と夜間の力率の変化から想定されるお客様の負荷の状況について説明し、実測データの読み取り方についての理解を促した。

8.3.2 第2回 OJT

第2回 OJT は2016年6月に実施された。

(1) データ測定実習(PPL 宿題分の確認)

第1回 OJT の宿題として、PPL が独力でデータ測定を実施した。第2回 OJT にて取組状況を確認した。

1) PPL によるデータ測定結果の確認

第1回と第2回 OJT の間の期間に受講生独力での現場データ測定が以下の通り行われた。

- | | |
|-----------|-----------------------|
| － 変電所フィーダ | 2 回線 (Taraka 変電所) |
| － 需要家 | 5 箇所 (工場、スーパー等の大口需要家) |

記録されたデータの内容を確認したところ、測定データの回収、保存、エクセルファイ

ルへのデータ書き出しは的確に行われていた。一部に測定用センサの取り付け方向の誤りにより負荷電流の極性が反転しているデータがあった。PPL は収集されたデータを確認した際に自らこの誤りに気付いて修正したため、以後のデータは正常に測定できていた。

2) 収集データの取りまとめと読み取り

①で測定されたデータについて PPL の受講生がプレゼン説明 (図 8-3) を行った。日負荷および力率の測定値がエクセルのグラフ (図 8-4) で示され以下の説明がなされた。

- － 当該配電線 (Taraka #4 配電線) は夜ピーク負荷型で、長亘長、重負荷の特徴を持っている。
- － 力率については有効電力と無効電力が連動して増減することから、結果として 0.82 ~ 0.88 の幅に収まっている。
- － 力率の平均が $pf=0.85$ 程度であることについては、喫緊の課題となるレベルではないが、中長期的に $pf=0.9$ 以上を目指して改善していく必要がある。



図 8-3 測定データのプレゼンの様子

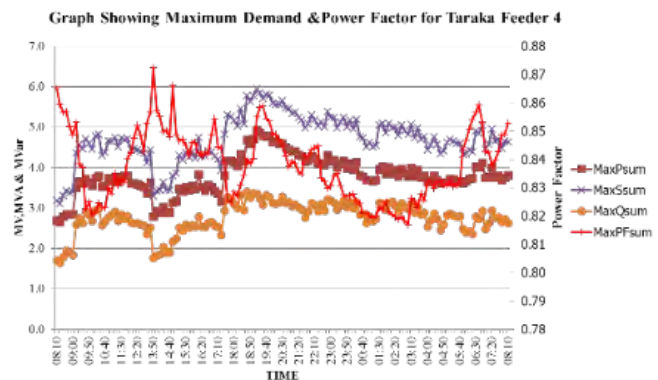


図 8-4 負荷曲線グラフ (Taraka #4 の例)

上記の PPL での取り組み状況から、データ収集、とりまとめ、読み取りについて、問題なく実施出来ていることが示された。

(2) 講習

力率改善に関連する技術検討の能力向上をねらいとして、第一回 OJT での講習内容を発展させ、より複雑な系統モデルでの力率改善の計算を中心に講義、演習を実施した。

1) 測定データの取りまとめと読み取り

- －測定データのグラフ表示（負荷曲線、力率推移）
- －負荷曲線からの読み取り
 - ・配電線の負荷曲線の特性値
 - ・目標力率達成に補償が必要な無効電力量

2) 力率改善計算(2負荷モデル系統)

- －配電線へのコンデンサの設置容量および設置位置（末端集中設置、個別負荷点設置）を変化させた場合の改善効果を計算で示し、効果の出方の違いについて理解を深めさせた。
- －配電系統に補償のための無効電力が過剰に供給された場合の留意点（進み電流により電圧上昇やロスの増加を招くケース）についても説明した。

3) 力率改善計算(3 負荷モデル系統)

2 負荷モデル系統での検討の拡張

4) 力率改善計算(エクセルを用いた簡易モデル計算)

系統の負荷の数が増えるにつれて、力率改善の計算が煩雑になる。このため、第2回 OJT では配電系統を簡易モデルで模擬して、エクセルで自動計算する方法が紹介された。これに関して次の事項が説明された。

- －モデル計算の理論計算式
- －モデル化のための想定
- －エクセルでの計算手順
- －モデル化の手順（Taraka #4 での事例）



図 8-5 講習の状況
(受講生による演習の説明)

5) 事例演習

モデル配電線を用いて課題（電圧降下）への対策案の比較検討を行った

6) 力率改善に向けて取組むべき事項

- －お客さまの負荷力率改善についての技術サポート
- －合理的な進相コンデンサの配置設計

ー技術検討の基礎となる設備データおよび負荷データの整備、管理

上記の OJT での講習を通じ、受講生の力率改善に関連する定量的な技術検討能力向上が図られた。またこの結果、合理的な技術検討および、その基礎となるデータの整備、管理など、力率改善に向けた取り組みの重要性についても理解を深めさせることができた。

8.3.3 第3回 OJT

第3回 OJT は2016年7月に実施された。

第3回 OJT では今までの全体的な復習に加え、以下の項目を実施した。

- 配電線の負荷切り替え
- データの更新を含めた将来の負荷データの扱いに関する講義
- データ利用の検討を含めた負荷管理トレーニング
- 変圧器カードの作成

8.4 OJT のまとめ

OJT を通して、受講生が所属する PPL Lae の配電チームにおいて配電設備の維持管理を今後さらに効率的に実施していくうえでの基礎となる、次のような知識と技能の向上が図られた。

- 1) データ測定実習により、PPL の受講生は配電設備の維持管理に関するデータ測定、データの取りまとめ、読み取りのスキルを習得した。
- 2) 講習により、受講生は配電網の維持管理の改善のメリットについて学び、また改善効果の検討能力を向上させた。また、配電設備の維持管理能力向上に向けた取り組みの重要性についても理解を深めた。

