

バングラデシュ人民共和国

バングラデシュ送電株式会社 (PGCB)

バングラデシュ国
ダッカーチッタゴン基幹送電線
強化事業準備調査

ファイナルレポート

BOOK-1
報告書本文

平成 27 年 9 月
(2015 年 9 月)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社
東電設計株式会社

南ア
CR(5)
15-043

目次 (BOOK-1)

第1章 序章	1-1
1.1 調査の背景	1-1
1.2 本事業の概要	1-1
1.3 調査任務	1-4
1.4 本邦技術活用	1-4
1.4.1 本邦招聘セミナー	1-4
1.4.2 「バ」国での技術セミナー	1-5
第2章 「バ」国電力セクターの現状	2-1
2.1 「バ」国電力セクターの概要	2-1
2.1.1 発電、送電及び配電の事情	2-1
2.2 電力セクター実施体制	2-5
2.2.1 電力セクターの各関連組織の概要	2-5
2.2.2 発電、送電及び配電の現状	2-7
2.2.3 シングル・バイヤー（単独買手）モデル	2-8
2.3 「バ」国電力網における電力需給の実績	2-8
2.4 エネルギー・セクターの政策概要	2-10
2.5 電力料金体制	2-12
2.5.1 発電料金	2-12
2.5.2 送電慮金（託送料）	2-13
2.5.3 配電料金	2-13
第3章 需要想定	3-1
3.1 最大需要の実績	3-1
3.2 需要想定	3-1
第4章 電力開発計画	4-1
4.1 既存の発電所	4-1
4.2 ダッカとチッタゴン間の電源開発	4-4
第5章 既存のダッカ-チッタゴン系統	5-1
5.1 ダッカとチッタゴン間の送電系統の構成	5-1
5.2 チッタゴン地域の電力需給バランス	5-4
5.2.1 チッタゴン周辺の電力供給需給バランス	5-4
5.2.2 チッタゴンへの電力供給の最適な方法に関する分析	5-7
5.3 送電線	5-9
5.4 変電設備の現状	5-12
5.5 通信設備	5-15
第6章 既存中央給電指令所	6-1
6.1 「バ」国系統運用の現状について	6-1
6.2 電力需要と発電所発電量の分析調査	6-4
6.3 NLDC からの周波数制御の実施可能性検討	6-16
6.4 NLDC 系統運用に関する規則、法令	6-18
6.5 NLDC の運用組織	6-20
6.6 NLDC における現行 SCADA/EMS システム	6-22

6.7 NLDC の SCADA/EMS 機能に関する現状調査	6-26
6.7.1 監視機能	6-26
6.7.2 NLDC からの発電機出力指令	6-26
6.7.3 NLDC からの周波数制御、自動出力調整	6-27
6.7.4 NLDC からの遮断器操作及び電圧調整タップ操作.....	6-27
6.7.5 エネルギー管理システム機能（EMS 機能）	6-27
6.7.6 NLDC システムの保守部品及び保守契約	6-27
6.7.7 NLDC の問題点とその解決方策	6-28
第 7 章 ダッカ-チッタゴン間の電力システムの解析	7-1
7.1 系統解析の検討条件.....	7-1
7.1.1 一般.....	7-1
7.1.2 系統解析モデリング	7-1
7.2 潮流解析	7-20
7.3 事故電流	7-30
7.4 安定度解析	7-34
7.4.1 簡略化モデル.....	7-34
7.4.2 2021 年のモデル.....	7-37
7.5 送電線線種の選定.....	7-46
7.5.1 ACSR 同士の比較.....	7-46
7.5.2 低ロスタイプの ACSR/AC 電線の性質	7-47
7.5.3 ACSR Finch と低ロス電線のコスト比較.....	7-48
7.6 捨架の必要性	7-49
7.7 将来の系統構成	7-50
7.7.1 Meghnaghat-Madunaghat 間 400kV2 回線（本プロジェクトスコープ）の場合.....	7-51
7.7.2 Dhaka-Chittagong 間 400kV 2 回線で、変電所を増設する場合	7-52
7.7.3 Meghnaghat-Madunaghat 間 400kV 4 回線の場合	7-53
7.7.4 Meghnaghat-Madunaghat 間 765kV 2 回線の場合	7-54
7.7.5 経済的な案	7-55
7.8 400 kV 設計 Madunaghat – Meghnaghat 送電線を 230 kV で運転したケース	7-56
7.9 系統構成の提言	7-57
第 8 章 送電線の予備設計	8-1
8.1 対象送電線	8-1
8.2 送電線ルート選定.....	8-1
8.2.1 ルート調査.....	8-1
8.2.2 400 kV 送電線ルートの概要	8-5
8.2.3 230 kV 送電線ルートの概要	8-8
8.3 地質学的特色	8-10
8.4 設計手順	8-24
8.5 設計条件	8-24
8.6 電線及び地線設計.....	8-27
8.6.1 400 kV 送電線	8-27
8.6.2 230 kV 送電線	8-29
8.7 がいし設計	8-30
8.7.1 400 kV 送電線	8-30
8.7.2 230 kV 送電線	8-31
8.8 鉄塔形状	8-32

8.8.1 400 kV 送電線	8-32
8.8.2 230 kV 送電線	8-35
8.9 基礎型	8-38
8.9.1 400 kV 送電線	8-38
8.9.2 230 kV 送電線	8-38
8.10 送電線資材数量	8-39
8.10.1 400 kV 送電線	8-39
8.10.2 230 kV 送電線	8-42
8.10.3 予備部品、工具、測定装置	8-45
第 9 章 変電設備設計	9-1
9.1 変電設備予備設計	9-1
9.1.1 新 400kV Madunaghat 変電所	9-1
9.1.2 現存する 230kV Meghnaghat 開閉所	9-3
9.1.3 現存する 132kV Madunaghat 変電所	9-4
9.2 変電所用地	9-6
9.2.1 新 400 kV Madunaghat 変電所	9-6
9.2.2 現存する 230kV Meghnaghat 開閉所	9-10
9.2.3 現存する 132 kV Madunaghat 変電所	9-12
9.3 変電所機器仕様	9-13
9.3.1 新 400 kV Madunaghat 変電所	9-13
9.3.2 230kV Meghnaghat 開閉所 (400kV 変電所に昇圧予定)	9-14
9.3.3 現存する 132 kV Madunaghat SS (230kV 変電所に)	9-15
9.4 通信システムによるサービスと必要な設備	9-16
第 10 章 NLDC のメンテナンス・リプレースメント提案	10-1
10.1 給電システムの改善案	10-1
10.1.1 現行システムのメンテナンスの提案	10-1
10.1.2 新システムに必要な機能の提案	10-5
10.1.3 時期システム導入にあたっての準備事項	10-5
10.2 系統安定化装置導入の提案	10-6
10.3 自動発電力制御機能の提案	10-6
10.4 電気通信システムの提案	10-7
10.5 NLDC 権限強化の提案	10-7
第 11 章 実施計画と調達方針	11-1
11.1 本プロジェクトの実施、及び調達方針	11-1
11.1.1 実施方針	11-1
11.1.2 調達方針	11-2
11.1.3 コンサルタント業務範囲	11-3
11.1.4 必要な専門家	11-4
11.2 プロジェクト実施スケジュール	11-4
11.2.1 送電線建設スケジュール	11-4
11.2.2 プロジェクトにおける変電設備の建設スケジュール	11-6
第 12 章 環境社会配慮	12-1
12.1 環境・社会面における配慮	12-1
12.1.1 環境社会に影響を及ぼす事業コンポーネントの概要	12-1
12.1.2 現在の自然環境及び社会条件	12-1

12.1.3	関連する国際枠組みと「バ」国における環境社会配慮の制度.....	12-6
12.1.4	代替案の検討（ゼロオプションを含む）.....	12-13
12.1.5	スコーピングと自然環境及び社会環境調査の TOR.....	12-16
12.1.6	自然・社会環境調査結果.....	12-20
12.1.7	環境・社会面における影響評価.....	12-27
12.1.8	緩和策及び予算.....	12-46
12.1.9	環境管理計画・環境モニタリング計画.....	12-47
12.1.10	ステークホルダー協議.....	12-73
12.2	用地取得と非自発的住民移転.....	12-85
12.2.1	用地取得・住民移転の必要性.....	12-85
12.2.2	用地取得・住民移転への法的枠組み.....	12-86
12.2.3	用地取得の範囲と地域.....	12-90
12.2.4	影響を受ける資産の価値算定方法.....	12-94
12.2.5	異議・苦情申し立て処理メカニズム.....	12-94
12.2.6	実施体制.....	12-96
12.2.7	実施スケジュール.....	12-97
12.2.8	費用と財源.....	12-97
12.2.9	実施機関によるモニタリング実施とモニタリングフォーム.....	12-98
12.2.10	パブリックコンサルテーション.....	12-99
12.3	その他.....	12-99
12.3.1	スクリーニングフォーム.....	12-99
12.3.2	モニタリングフォーム.....	12-99
12.3.3	環境チェックリスト.....	12-99
第 13 章	概略事業費.....	13-1
13.1	送電線建設費.....	13-1
13.1.1	工種別外貨・現地貨.....	13-1
13.1.2	送電線建設費.....	13-1
13.2	変電設備建設コスト.....	13-4
13.2.1	積算前提.....	13-4
13.2.2	変電所の建設コスト.....	13-5
13.3	プロジェクト費用.....	13-11
13.4	支出計画.....	13-11
13.5	NLDC 更新費用.....	13-12
第 14 章	本事業の経済財務分析.....	14-1
14.1	背景と方法.....	14-1
14.2	経済分析.....	14-2
14.2.1	EIRR 感度解析.....	14-9
14.3	財務分析.....	14-10
14.4	経済財務分析の概要.....	14-17
14.5	本プロジェクトによる GHG 放出削減の評価.....	14-18
14.5.1	手法.....	14-18
14.5.2	ベースラインとプロジェクトのシナリオ.....	14-18
第 15 章	プロジェクト実施及び O&M 概要.....	15-1
15.1	「バ」国政府によるプロジェクト承認手順.....	15-1
15.2	優先貸出延長必要性の分析.....	15-2
15.2.1	「バ」国のマクロ経済環境.....	15-2

15.2.2 外貨ローン返済シナリオ	15-4
15.3 プロジェクト実施と運営体制実施に対する組織構成	15-12
15.3.1 現在の PGCB の組織構成	15-12
15.3.2 送電線建設における組織体制	15-13
15.3.3 変電所建設における組織体制	15-14
15.3.4 NLDC における保守体制	15-14
15.4 PGCB の財政状態	15-14
15.5 本プロジェクトの実施組織	15-18
15.5.1 本プロジェクトの実施組織体制	15-18
15.6 送電線の運転維持管理	15-20
15.6.1 PGCB 全体の保守体制	15-20
15.6.2 本事業で建設する送電線の維持管理	15-20
15.6.3 本事業で建設する変電所の維持管理	15-21

図 一覧

図 1.2-1 プロジェクトスコープ	1-3
図 2.1-1 燃料別と発電所種類の発電実績	2-1
図 2.1-2 バングラデシュ送電網(2013年12月).....	2-4
図 2.2-1 バングラデシュ電力セクターの実施体制	2-5
図 2.2-2 シングル・バイヤー・モデル下の決済システム.....	2-8
図 2.3-1 電力需給と燃料ミックスの見通し	2-10
図 3.2-1 バングラデシュの 132 kV 変電所の最大負荷の合計.....	3-2
図 3.2-2 132 kV 変電所の最大負荷の地域別の合計.....	3-2
図 5.1-1 「バ」国の既存 230 及び 132 kV 系統.....	5-2
図 5.1-2 400, 230 及び 132 kV 送電系統(既存・工事中及び計画).....	5-3
図 5.2-1 ダッカからチッタゴンへの現状の系統計画	5-4
図 5.2-2 電力需給バランスの想定	5-6
図 5.2-3 ダッカーチッタゴン間送電線のケース及びチッタゴン非常用発電機設置のケースの比較	5-8
図 5.4-1 既設 Meghnaghat 開閉所写真	5-13
図 5.4-2 既設 Madunaghat 変電所写真	5-14
図 5.5-1 PGCB 光ファイバー通信網.....	5-16
図 5.5-2 FOX-515 システムコネクション	5-17
図 5.5-3 PGCB の FOX 通信網.....	5-18
図 5.5-4 NLDC 通信システムコネクション	5-19
図 5.5-5 NLDC 通信システム通信網	5-20
図 5.5-6 送電線における PLC システム	5-21
図 5.5-7 PLC 通信網 (西側エリア)	5-22
図 5.5-8 PLC 通信網 (東側エリア)	5-23
図 5.5-9 遠隔 PS SCADA システムのための GPRS	5-24
図 5.5-10 通信設備の電源供給システム	5-25
図 5.5-11 SCADA データフロー	5-26
図 6.1-1 周波数変動と電力需要カーブの例	6-1
図 6.1-2 「バ」国における周波数変動分布 (2014年4月24日-5月15日)	6-1
図 6.1-3 東京電力の周波数変動の例 (大規模系統動揺時の例) 及び周波数変動ヒストグラム	6-2
図 6.1-4 バングラデシュ 132kV 北部系統における電圧状況.....	6-3
図 6.2-1 発電運転日報の例	6-4
図 6.2-2 「バ」国における日負荷の変動 (年間最大電力発生日)	6-5
図 6.2-3 2013年運転データに基づいた発電可能量とピーク電力の関係.....	6-6
図 6.2-4 月別の夜間ピークの最大電力	6-6
図 6.2-5 夜間ピークの年間ヒストグラム	6-7

図 6.2-6 負荷遮断の年間実施日数と負荷遮断電力の実績.....	6-8
図 6.2-7 夜間ピーク時における発電所の稼働率一覧	6-9
図 6.2-8 昼間ピーク時間帯の発電所稼働率一覧	6-10
図 6.2-9 夜間ピーク時間帯と昼間ピーク時間帯の火力発電所稼働率の相関図.....	6-11
図 6.2-10 2013 年の燃料不足が原因となった発電停止の実績.....	6-12
図 6.2-11 燃料不足が原因の発電停止のヒストグラム.....	6-13
図 6.2-12 機器トラブル・補修による発電停止の 2013 年実績.....	6-14
図 6.2-13 機器トラブル・補修による発電停止のヒストグラム.....	6-15
図 6.2-14 発電所定格発電出力と稼働率の相関図	6-16
図 6.3-1 「バ」国電力系統における負荷一周波数特性.....	6-17
図 6.3-2 負荷周波数制御の模擬シミュレーションテスト.....	6-18
図 6.5-1 「バ」国電力系統における給電組織	6-21
図 6.6-1 SCADA/EMS システム の Centeal Processing Unit(CPU)架及びデータベース架	6-23
図 6.6-2 NLDC システム のハードウェア構成図.....	6-24
図 6.6-3 通信ネットワーク構成図 (NLDC システム用)	6-24
図 6.7-1 給電盤の表示例.....	6-26
図 6.7-2 SCADA/EMS システムの故障事例	6-28
図 6.7-3 「バ」国系統運用業務の改善ステップ	6-29
図 6.7-4 バングラデシュ NLDC 運用の改善ステップのイメージ.....	6-29
図 7.1-1 分路リアクトルの設置例	7-19
図 7.2-1 2021 年のダッカ-チッタゴン地域の 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流.....	7-21
図 7.2-2 パターン A における全系の潮流 (2021).....	7-22
図 7.2-3 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流.....	7-24
図 7.2-4 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流.....	7-25
図 7.2-5 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流(発電パターン B)	7-27
図 7.2-6 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流.....	7-29
図 7.3-1 230 kV 母線の分割例	7-31
図 7.3-2 Meghnaghat 変電所の 230 kV 母線を分割運用した場合の事故電流と潮流.....	7-32
図 7.3-1 New Madunaghat に 4,900 MW 程度の発電所が接続される場合の	7-33
図 7.4-1 Matarbari 1,200 MW 及び Moheskhali 1,320 MW のケースにおける Matarbari – Meghnaghat 間送電線事故の発電機位相差の動揺.....	7-34
図 7.4-2 安定度解析用の系統構成 (1).....	7-35
図 7.4-3 安定度解析用の系統構成 (2).....	7-36
図 7.4-4 励磁機モデル	7-37
図 7.4-5 系統安定化装置(PSS)のモデル	7-38
図 7.4-6 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV Three Phase Line Grounding and Opening (3LGO)の時 の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 1,000 MW, Moheskhali 停止, 発電 パターン B)	7-39

図 7.4-7 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 停止, Moheskhali 1,320 MW, 発電パターン B).....	7-40
図 7.4-8 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 1,000 MW, Moheskhali 660 MW, 発電パターン B).....	7-41
図 7.4-9 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 停止, Moheskhali 1,980 MW, 発電パターン B).....	7-42
図 7.4-10 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 1,000 MW, Moheskhali 1,320 MW, 発電パターン B).....	7-43
図 7.4-11 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (ケース 3 に Raozan 発電所を追加).....	7-44
図 7.4-12 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (軽負荷時).....	7-45
図 7.5-1 鉄塔と基礎を節減するコンセプト.....	7-48
図 7.5-2 ACSR と低ロス電線の比較のコンセプト.....	7-49
図 7.6-1 非捻架のケース.....	7-49
図 7.6-2 捻架のある場合.....	7-50
図 7.6-3 捻架と中間開閉所がある場合.....	7-50
図 7.7-1 Meghnaghat-Madunaghat 間 400 kV 2 回線のケース.....	7-51
図 7.7-2 Meghnaghat - Madunaghat 間 400 kV 2 回線に Hathazari – Comilla 間 230 kV 2 回線及び New Feni 変電所を追加したケース.....	7-52
図 7.7-3 Dhaka - Chittagong 間 400kV 4 回線のケース.....	7-53
図 7.7-4 Meghnaghat-Madunaghat 間 765kV 2 回線のケース.....	7-54
図 7.8-1 400 kV 設計 Madunaghat - Meghnaghat 送電線を 230 kV で運転した場合の潮流.....	7-56
図 8.2-1 調査箇所.....	8-1
図 8.2-2 調査箇所の状況.....	8-4
図 8.2-3 400 kV 送電線ルート.....	8-5
図 8.2-4 Meghnaghat SS 周辺の 400 kV 送電線ルート.....	8-6
図 8.2-5 Meghna 川横断箇所.....	8-6
図 8.2-6 Madunaghat SS 周辺の 400 kV 及び 230 kV 送電線ルート.....	8-7
図 8.2-7 Sangu 川横断箇所.....	8-7
図 8.2-8 230 kV 送電線ルート.....	8-8
図 8.2-9 既設 Madunaghat SS 周辺の 230 kV 送電線ルート.....	8-9
図 8.3-1 Bangladesh の浸水影響帯区分図上の 400 kV 送電線ルート.....	8-10
図 8.3-2 土壌図上の 400kV 送電線ルート.....	8-11
図 8.3-3 送電線ルートと提案したボーリング位置.....	8-12
図 8.3-4 送電線ルート上で見られる代表的な N 値分布図.....	8-20
図 8.3-5 送電線ルートの地盤調査結果の集約.....	8-22
図 8.3-6 Feni における月平均降雨量(2008 to 2013).....	8-23
図 8.4-1 本プロジェクトの送電線設計フロー.....	8-24

図 8.8-1 懸垂鉄塔(+3 m).....	8-33
図 8.8-2 耐張鉄塔(+3 m).....	8-33
図 8.8-3 Meghna 川横断鉄塔.....	8-34
図 8.8-4 Sangu 川横断鉄塔.....	8-34
図 8.8-5 懸垂鉄塔(+0).....	8-36
図 8.8-6 耐張鉄塔(+0).....	8-36
図 8.8-7 懸垂鉄塔(+0).....	8-37
図 8.8-8 耐張鉄塔(+0).....	8-37
図 9.1-1 3 (4) バンク時の 230kV 側分割形態のイメージ.....	9-1
図 9.1-2 新 400 kV Madunaghat 変電所の単線結線図.....	9-2
図 9.1-3 屋内での GIS 組立作業イメージ.....	9-2
図 9.1-4 各電圧階級での GIS 事故頻度の比較.....	9-3
図 9.1-5 230 kV Meghnaghat 変電所の単線結線図.....	9-4
図 9.1-6 132 kV Madunaghat 変電所の単線結線図.....	9-5
図 9.2-1 本プロジェクトのための変電所用地.....	9-6
図 9.2-2 新 400 kV Madunaghat 変電所の 4 つの候補地.....	9-6
図 9.2-3 新 400 kV Madunaghat 変電所の 4 つの候補地の写真.....	9-7
図 9.2-4 GIS 形態として設計される Madunaghat SS 変電所の基本レイアウト.....	9-10
図 9.2-5 新 400 kV Meghnaghat 変電所候補地の写真.....	9-11
図 9.2-6 現存する 230 kV Meghnaghat 開閉所の敷地状態.....	9-11
図 9.2-7 400 kV Meghnaghat 変電所の仮レイアウト.....	9-12
図 9.2-8 現存する 132 kV Madunaghat 変電所の用地状況.....	9-12
図 9.2-9 230 kV Madunaghat 変電所の仮レイアウト.....	9-13
図 9.4-1 新 Madunaghat 変電所の新設に伴う通信システムの概要設計.....	9-17
図 10.1-1 SCADA/EMS システムの延命方策の提案.....	10-1
図 11.2-1 送電線建設スケジュール.....	11-5
図 11.2-2 400/230 kV Meghnaghat 変電所の建設スケジュール.....	11-6
図 11.2-3 400/230 kV Madunaghat 変電所の建設スケジュール.....	11-7
図 11.2-4 230/132 kV Madunaghat 変電所の建設スケジュール.....	11-8
図 12.1-1 Meghnaghat 変電所サイト.....	12-1
図 12.1-2 Meghnaghat サイト周辺.....	12-1
図 12.1-3 Madunaghat 変電所候補地.....	12-2
図 12.1-4 既存 Madunaghat 変電所周辺.....	12-2
図 12.1-5 東 Laksam.....	12-3
図 12.1-6 チッタゴン丘陵地帯.....	12-3
図 12.1-7 Burumchhara (河川周辺).....	12-4
図 12.1-8 Anowara 発電所の東側.....	12-4
図 12.1-9 各カテゴリーの環境クリアランスに必要な手続き.....	12-9
図 12.1-10 事業計画・実施及び EIA 実施プロセス.....	12-10

図 12.1-11	400 kV 送電線の候補ルート.....	12-15
図 12.1-12	絶滅危惧種が特定された地点（地図 1）.....	12-23
図 12.1-13	絶滅危惧種が特定された地点（地図 2）.....	12-23
図 12.1-14	絶滅危惧種が特定された地点（地図 3）.....	12-23
図 12.1-15	自然環境調査実施地点.....	12-24
図 12.1-16	工事期間中の環境管理モニタリング実施体制.....	12-46
図 12.1-17	供用時環境管理モニタリング実施体制.....	12-47
図 12.2-1	異議・苦情申し立て処理の流れ.....	12-95
図 12.2-2	実施体制.....	12-96
図 15.1-1	プロジェクト承認手順.....	15-1
図 15.2-1	「バ」国の GDP 成長率.....	15-2
図 15.2-2	インフレ率.....	15-3
図 15.3-1	PGCB の組織図（2013 年 10 月 1 日現在）.....	15-13
図 15.3-2	PGCB（Meghnaghat - Aminbazar 400 kV プロジェクト）の組織図.....	15-13
図 15.5-1	本プロジェクト実施ユニットの体制（フェーズ 1）.....	15-19
図 15.5-2	本プロジェクト実施ユニットの構成（フェーズ 2）.....	15-19
図 15.6-1	Transmission-1（東部地区）の組織.....	15-20

表 一覧

表 2.1-1 「バ」国における発電所	2-2
表 2.1-2 「バ」国電力セクターの概要	2-5
表 2.3-1 発電容量と電力需要の実績	2-9
表 2.4-1 2010 年エネルギー・セクターマスタープランの概要	2-11
表 2.5-1 PGCB の託送料	2-13
表 2.5-2 配電会社の料金表	2-14
表 3.1-1 2013 年の 132kV 変電所の最大負荷実績	3-1
表 3.1-2 2014 年 3 月-4 月の需要の記録	3-1
表 3.2-1 最大需要想定（地域別）	3-3
表 3.2-2 ダッカ（REB）の 132 kV 変電所の最大需要想定	3-4
表 3.2-3 Comilla の 132 kV 変電所の最大需要想定	3-5
表 3.2-4 チッタゴンの 132 kV 変電所の最大需要想定	3-6
表 3.2-5 Khulna の 132 kV 変電所の最大需要想定	3-7
表 3.2-6 Bogra の 132 kV 変電所の最大需要想定	3-8
表 3.2-7 ダッカ北部（DESCO）の 132 kV 変電所の最大需要想定	3-9
表 3.2-8 ダッカ南部（DPDC）の 132 kV 変電所の最大需要想定	3-9
表 4.1-1 チッタゴン地域の Derated Capacity	4-1
表 4.1-2 既設発電所(1/2)	4-2
表 4.1-3 既設発電所(2/2)	4-3
表 4.2-1 本事業と関連するチッタゴン南部の大規模発電所	4-4
表 4.2-2 2023 年に運転予定の既設の発電所	4-5
表 4.2-3 2023 年に運転予定の将来の発電所	4-6
表 5.2-1 コミラ及びダッカの 2017 から 2023 年にかけての発電計画	5-7
表 5.2-2 ダッカーチッタゴン間送電線のケース及びチッタゴン非常用発電機設置のケース の比較結果	5-9
表 5.3-1 既設送電線	5-9
表 5.4-1 PGCB 所有の変電所設備遷移	5-12
表 5.4-2 ダッカ・チッタゴンエリア内変電所データ	5-12
表 5.5-1 マイクロ無線通信システム仕様	5-21
表 6.1-1 周波数低下リレーの動作範囲設定	6-2
表 6.3-1 現在の系統運用における主要な周波数調整ユニット	6-17
表 6.6-1 SCADA/EMS システム機能とその活用状態	6-25
表 7.1-1 PSS/E モデルの負荷データ	7-2
表 7.1-2 400 kV 送電線の正相インピーダンス	7-3
表 7.1-3 230 kV 送電線の正相インピーダンス	7-3
表 7.1-4 400 kV 設計 230 kV 送電線の正相インピーダンス	7-3
表 7.1-5 132 kV 送電線の正相インピーダンス	7-4

表 7.1-6 230 kV 設計 132 kV 送電線の正相インピーダンス	7-4
表 7.1-7 400 kV 送電線データ	7-4
表 7.1-8 230 kV 送電線データ	7-5
表 7.1-9 132 kV 送電線データ	7-7
表 7.1-10 系統モデルで増強した送電線	7-14
表 7.1-11 400/230 kV 及び 400/132 kV 変圧器.....	7-15
表 7.1-12 230 kV 変圧器	7-16
表 7.1-13 モデル化されている発電機(1).....	7-17
表 7.1-14 モデル化されている発電機(2).....	7-18
表 7.2-1 発電パターン A における 2021 年の系統全体の需給バランス.....	7-20
表 7.2-2 発電パターン B における 2021 年の全系の需給バランス	7-26
表 7.3-1 230 kV 母線の短絡電流	7-30
表 7.3-2 400 kV 母線の短絡電流	7-31
表 7.3-3 Meghnaghat の 230 kV 母線を分割した場合の三相短絡電流.....	7-32
表 7.4-1 石炭火力の発電機パラメータ	7-37
表 7.4-2 コンバインドサイクル発電の発電機パラメータ	7-37
表 7.4-3 他の火力の発電機パラメータ	7-37
表 7.4-4 水力の発電機パラメータ	7-37
表 7.4-5 励磁機のパラメータ	7-37
表 7.4-6 系統安定化装置(PSS).....	7-37
表 7.4-7 安定度計算結果	7-38
表 7.5-1 ACSR 電線の中でのコスト比較	7-46
表 7.5-2 Finch と LL-ACSR のコスト比較.....	7-48
表 8.3-1 ボーリングの詳細諸情報と各鉄塔位置の環境一覧.....	8-13
表 8.3-2 地質調査結果一覧 (送電線ルート決定過程における).....	8-21
表 8.3-3 送電線ルート沿いで予想される基礎タイプ一覧 (ルート決定過程における)....	8-23
表 8.5-1 最小電線地上高	8-26
表 8.6-1 低ロス電線の技術的特性	8-28
表 8.6-2 地線の技術的特性	8-28
表 8.6-3 最大使用張力と常時張力	8-29
表 8.6-4 地線の技術的特性	8-30
表 8.6-5 最大使用張力と常時張力	8-30
表 8.7-1 がいしの技術的特性	8-30
表 8.7-2 がいし個数と連数	8-31
表 8.7-3 がいし個数と連数	8-31
表 8.8-1 クリアランス図の数値	8-32
表 8.8-2 鉄塔型と適用条件	8-32
表 8.8-3 クリアランス図の数値	8-35
表 8.8-4 鉄塔型と適用条件	8-35

表 8.8-5	鉄塔型と適用条件	8-36
表 8.9-1	想定基礎荷重(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)	8-38
表 8.9-2	想定基礎荷重(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)	8-38
表 8.9-3	想定基礎荷重(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)	8-39
表 8.9-4	想定基礎荷重(230 kV LILO 送電線).....	8-39
表 8.10-1	鉄塔基数及び重量(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)	8-40
表 8.10-2	鉄塔基数及び重量(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)	8-41
表 8.10-3	電線・地線数量(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)	8-41
表 8.10-4	電線・地線数量(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)	8-41
表 8.10-5	がいし及びびがいし装置数量(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)	8-42
表 8.10-6	がいし及びびがいし装置数量(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)	8-42
表 8.10-7	鉄塔基数及び重量(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)	8-43
表 8.10-8	鉄塔基数及び重量(230 kV LILO 送電線).....	8-43
表 8.10-9	電線・地線数量(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)	8-44
表 8.10-10	電線・地線数量(230 kV LILO 送電線).....	8-44
表 8.10-11	がいし及びびがいし装置数量(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)	8-44
表 8.10-12	がいし及びびがいし装置数量(230 kV LILO 送電線).....	8-44
表 9.1-1	新設 400 kV Madunaghat 変電所の設備計画.....	9-1
表 9.1-2	コスト比較：屋外 GIS vs 屋内 GIS	9-2
表 9.1-3	現存する 230 kV Meghnaghat 開閉所の開発計画.....	9-3
表 9.1-4	現存する 132 kV Madunaghat 変電所の開発計画.....	9-4
表 9.2-1	土地選定比較表	9-8
表 9.2-2	新 400 kV Madunaghat 変電所の概算コスト比較.....	9-9
表 9.3-1	新 Madunaghat 変電所の主要機器仕様	9-14
表 9.3-2	Meghnaghat 変電所の主要機器仕様	9-15
表 9.3-3	現存する Madunaghat 変電所の主要機器仕様.....	9-16
表 10.1-1	NDLC システムの延命計画	10-2
表 10.1-2	NDLC システムの主要サーバの保守対応状況.....	10-3
表 10.1-3	バックアップシステムの Bidyut Bhaban システムの保守対応状況.....	10-4
表 11.1-1	本プロジェクトのパッケージ.....	11-1
表 11.1-2	本プロジェクトのフェーズ分け.....	11-1
表 12.1-1	変電所用地の人口動向	12-2
表 12.1-2	送電線ルートの人人口動向（その 1）	12-4
表 12.1-3	送電線ルートの人人口動向（その 2）	12-5
表 12.1-4	送電線ルートの人人口動向（その 3）	12-6
表 12.1-5	「バ」国の騒音基準	12-7
表 12.1-6	「バ」国の水質基準（表流水）	12-7
表 12.1-7	自然公園・野生生物保護区・植物園の一覧.....	12-12
表 12.1-8	生態的に重要な地域の一覧	12-13

表 12.1-9	事業を実施しない場合（ゼロオプション）に予想される影響.....	12-14
表 12.1-10	各候補ルート of 環境及び社会的側面の比較.....	12-15
表 12.1-11	スコーピング結果（送電線）.....	12-16
表 12.1-12	スコーピング結果（変電所）.....	12-18
表 12.1-13	現地調査概要と環境特性.....	12-20
表 12.1-14	事業地域で確認された絶滅危惧種.....	12-22
表 12.1-15	送電線ルートで実施した世帯インタビュー調査の概要.....	12-25
表 12.1-16	新 Madunaghat 変電所で実施した世帯インタビュー調査の概要.....	12-26
表 12.1-17	環境社会への影響評価結果（送電線）.....	12-36
表 12.1-18	環境社会への影響評価結果（変電所）.....	12-40
表 12.1-19	環境社会への影響評価結果（Madunaghat 変電所までの道路拡張）.....	12-43
表 12.1-20	環境管理計画（送電線）.....	12-48
表 12.1-21	環境管理計画（新 Madunaghat 変電所）.....	12-55
表 12.1-22	環境管理計画（新 Madunaghat 変電所へのアクセス道路の拡張）.....	12-59
表 12.1-23	環境モニタリング計画（送電線）.....	12-62
表 12.1-24	環境モニタリング計画（新 Madunaghat 変電所）.....	12-66
表 12.1-25	環境モニタリング計画（新 Madunaghat 変電所へのアクセス道路の拡張）.....	12-70
表 12.1-26	キーインフォーマント・インタビューの概要.....	12-73
表 12.1-27	ステークホルダーの意見.....	12-74
表 12.1-28	フォーカスグループ協議の概要.....	12-77
表 12.1-29	フォーカスグループ議論概要.....	12-83
表 12.2-1	JICA ガイドラインと「バ」国法制度との比較.....	12-89
表 12.2-2	被影響住民の補償資格要件（送電線ルート）.....	12-91
表 12.2-3	被影響住民の補償資格要件（新 Madunaghat 変電所）.....	12-92
表 12.2-4	被影響住民の補償資格要件（新 Madunaghat 変電所への道路拡張）.....	12-92
表 12.2-5	用地取得及び補償費用.....	12-98
表 12.3-1	送電線の線下補償及び新 Madunaghat 変電所とそのアクセス道路用地取得の実施スケジュール.....	12-100
表 13.1-1	外貨・現地貨の振り分け.....	13-1
表 13.1-2	送電線建設費.....	13-1
表 13.1-3	400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線の建設費内訳.....	13-2
表 13.1-4	400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線の建設費内訳.....	13-2
表 13.1-5	230 kV LILO 送電線の建設費内訳.....	13-3
表 13.1-6	230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線の建設費内訳.....	13-3
表 13.2-1	変電所の建設コスト積算.....	13-5
表 13.2-2	400/230 kV Meghnaghat 変電所（Phase I）の建設コスト内訳.....	13-6
表 13.2-3	400/230 kV Meghnaghat 変電所（Phase II）の建設コスト内訳.....	13-7
表 13.2-4	400/230 kV Madunaghat 変電所（Phase I）の建設コスト内訳.....	13-8
表 13.2-5	400/230 kV Madunaghat 変電所（Phase II）の建設コスト内訳.....	13-9

表 13.2-6 230/132 kV Madunaghat 変電所 (Phase II) の建設コスト内訳.....	13-10
表 13.3-1 プロジェクト総費用	13-11
表 13.4-1 プロジェクトの支出計画	13-12
表 13.5-1 暫定プロジェクトコスト	13-12
表 14.2-1 本プロジェクトの経済効果	14-4
表 14.2-2 プロジェクト期間中の許容送電能力	14-5
表 14.2-3 本プロジェクトの経済効果	14-6
表 14.2-4 O&M コストの計算.....	14-7
表 14.2-5 O&M コストと標準的換算率.....	14-7
表 14.2-6 本プロジェクトの経済コスト	14-8
表 14.2-7 経済 IRR 計算.....	14-9
表 14.2-8 EIRR 感度解析	14-10
表 14.3-1 一般的な評価条件	14-11
表 14.3-2 プロジェクトの財務的収益	14-12
表 14.3-3 財務的コスト	14-13
表 14.3-4 0.2291 BDT/kWh での FIRR 評価.....	14-14
表 14.3-5 0.38 BDT/kWh での FIRR 評価.....	14-15
表 14.3-6 0.38BDT/kWh 及び 6%の年間指数化での FIRR 評価	14-16
表 14.3-7 PGCB の WACC	14-17
表 14.4-1 経済財務分析の概要	14-17
表 14.5-1 放出削減の計算	14-21
表 15.2-1 PGCB 税抜き収益.....	15-5
表 15.2-2 利息 4%での返済期間 20 年 (猶予期間 5 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-6
表 15.2-3 利息 3%での返済期間 20 年 (猶予期間 5 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-7
表 15.2-4 利息 2%での返済期間 20 年 (猶予期間 5 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-7
表 15.2-5 利息 4%での返済期間 20 年 (猶予期間 6 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-8
表 15.2-6 利息 3%での返済期間 20 年 (猶予期間 6 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-9
表 15.2-7 利息 2%での返済期間 20 年 (猶予期間 6 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-9
表 15.2-8 利息 2%での返済期間 30 年 (猶予期間 6 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-10
表 15.2-9 利息 4%での返済期間 35 年 (猶予期間 6 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-10
表 15.2-10 利息 3%での返済期間 35 年 (猶予期間 6 年含む) のキャッシュフローシミュレーション	15-10

ーシヨ	15-11
表 15.2-11 利息 2%での返済期間 35 年（猶予期間 6 年含む）のキャッシュフローシミュレ	
ーシヨ	15-11
表 15.4-1 財務状態について	15-14
表 15.4-2 利益計算書について	15-15
表 15.4-3 キャッシュフローについて	15-16
表 15.4-4 財務的指標	15-16

付録 一覧

(BOOK-2)

- 付録 1: 400 kV 送電線ルート of 提案 (Meghnaghat – Madunaghat 間)
- 付録 2: 400 kV 送電線ルート of 提案 (Madunaghat – Matarbari 間)
- 付録 3: 230 kV 送電線ルート of 提案 (LILO & Madunaghat – Old Madunaghat 間)
- 付録 4: 変電所 of レイアウト及び、単線結線図
- 付録 5: 天然資源 of 調査に関する業務指示書 (Flora and Fauna)
- 付録 6-a: PGCB から DOE へ IEER レポートが提出された際の公式文書コピー
- 付録 6-b: DOE から PGCB へ IEER レポートが認可された際の公式文書コピー
- 付録 7: 自然環境調査結果 (List of terrestrial Flora and Fauna)
- 付録 8: 用地取得と生活補償に対するアクションプラン
- 付録 9: 社会環境調査の質問事項
- 付録 10: 13 か所 of ボーリング調査記録
- 付録 11: バルク供給料金
- 付録 12: 最終消費者料金
- 付録 13: Abbreviated Resettlement Plan (ARP)最終レポート
- 付録 14: Environment Impact Assessment (EIA)最終レポート

略語

<u>略語</u>	<u>正式名称</u>
A	Ampere
AAAC	All Aluminum Alloy Conductor
ABT	Availability Based Tariff
AC	Alternate Current
AC	Aluminum-Clad Core
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ADB	Asian Development Bank
ADP	Annual Development Plan
AE	Assistant Engineer
AFC	Automatic Frequency Control
Ah	Ampere hour
AIS	Air Insulated Switchgear
ALDC	Areal Load Dispatch Centers
AM	Assistant Manager
BDT (tk)	Bangladesh Taka
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BFD	Bangladesh Forest Department
BFIDC	Bangladesh Forest Industries Development Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BREB	Bangladesh Rural Electricity Board
BSS/B. Com.	Bachelor of Social Science, Bachelor of Commerce
BWDB	Bangladesh Water Development Board
CCL	Cash Compensation under Law
CCPP (CC)	Combined Cycle Power Plant
CDM	Clean Development Mechanism
CE	Chief Engineer
CFPP	Coal Fired Power Plant
CHT	Chittagong Hill Tracts
CIF	Cost, insurance and freight
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques International Council for Large Electric Systems (English)
C/P	Counterpart
CO ₂	Carbon Dioxide
COD	Commercial Operation Date
CPGCBL	Coal Power Generation Company Bangladesh Limited

CPU	Central Processing Unit
CR	Critically Endangered
DAM	Department of Agricultural Marketing
DB	Database
dBA	A-weighted decibel
DC	Deputy Commissioner
DC	Direct Current
DESCO	Dhaka Electric Supply Company
DGM	Deputy General Manager
DM	Deputy Manager
DOE	Department of Environment
DOF	Department of Fisheries
DPP	Development Project Proposal
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Limited
DSM	Demand Side Management
ECA	Ecologically Critical Area
ECC	Environmental Clearance Certificate
ECNEC	Executive Committee of the National Economic Council
ECR	Environmental Conservation Rules
EDC	Economic Dispatch Control
EDS	Every Day Stress
EE	Executive Engineer
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rates of Return
ELD	Economic Load Dispatch
EMaP	Environment Management Plan
EMoP	Environmental Monitoring Plan
EMS	Energy Management System
EN	Endangered
EPCB	Environmental Pollution Control Board
FC	Foreign Currency
FD	Finance Division
FGD	Focus Group Discussion
FIRR	Financial Internal Rates of Return
FO	Fossil Oil
F/S	Feasibility Study
FY	Financial Year
GCB	Gas Circuit Breaker

GDP	Gross Domestic Product
GEF	Grid Emmision Factor
GHG	Greenhouse Gas
GIB	Gas Insulated Bus-bar
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOB	Government of Bangladesh
GOJ	Government of Japan
GPRS	General Packet Radio Service
GRC	Grievance Redress Committees
GSW	Galvanized Steel Wire
GT	Gas Turbine
GWL	Ground Water Level
ha	hectare
HFO	Heavy Fuel Oil
H-GIS	Hybrid Gas Insulated Switchgear
H.S.C.	Higher Secondary Certificate
HSD	High Speed Diesel
HQ	Headquarters
HW	Hardware
Hz	Hertz
ICB	International Competitive Bidding
IEC	International Electrotechnical Commission
IEE	Initial Environmental Examination
IFC	International Finance Corporation
IKL	IsoKeraunic Level
IMF	International Monetary Fund
IPP	Independent Power Producer
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IT	InformationTechnology
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources
JAM	Junior Assistant Manager
JICA	Japan International Cooperation Agency
JPY	Japanese Yen
kA	Kilo-Amperes
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hours
LAO	Land Acquisition Officer

LC	Local Currency
LFC	Load Frequency Control
LILO	Line In Line Out
LIWV	Lightning Impulse Withstand Voltage
LL-ACSR	Low Loss Aluminum Conductor Steel Reinforced
LNG	Liquefied Natural Gas
M.B.B.S.	Bachelor of Medicine, Bachelor of Surgery
MCM	Milli-Circular-Mil
MIS	Management and Information System
MOEF	Ministry of Environment and Forests
M/P	Master Plan
MPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
M.S.C.	Master of Science
MVA	Mega Volt-Ampere
MW	Mega Watt
N/A	Not Applicable
NEMAP	National Environment Management Action Plan
NGO	Non Governmental Organization
NLDC	National Load Despatch Center
NO	Not Threatened
NOx	Nitrogen Oxides
O&M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OH	Overhead
OPGW	Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire
PAP	Project Affected Person
PAX	Private Automatic Exchange
PBS	Pally Bidyut Samities (English: Rural Electric Society)
PC	Power Cell
PCM	Pulse Code Modulation
PD	Power Division
PDH	Plesiochronous Digital Hierarchy
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh Limited
PIU	Project Implementation Unit
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PP	Power Plant
PPA	Power Purchase Agreement
PS (P/S)	Power Station

PSS	Power System Stabilizer
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PSMP2010	Power System Master Plan 2010
PWD	Public Works Department
P&D	Planning and Designing
ROW	Right of Way
RPCL	Rural Power Company Limited
RS	Resource Scheduling
RTU	Remote Terminal Unit
RUS	Rated Ultimate Strength
RV	Replacement Value
R&D	Research and Development
SAE	Sub Assistant Engineer
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCC	Site Clearance Certificate
SCF	Standard Conversion Factor
SDE	Sub Divisional Engineer
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SIE	Super-Intending Engineer
SIPP	Small Independent Power Plant
SIWV	Switching Impulse Withstand Voltage
SLA	Subsidiary Loan Agreement
SO _x	Sulfur Oxide
SPS	Stand-alone Power Station
SS (S/S)	Substation
S.S.C.	Secondary School Certificate
ST	Steam Turbine
STM	Synchronous Transport Module
SPT	Standard Penetration Test
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
T/L	Transmission Line
TM	Telemetry
TOR	Terms of Reference
UFR	Under Frequency Relay
UGS	Ultra-High Strength Galvanized Steel Wire
UNO	Upazila Nirbahi Officer
USD	United States Dollar
UTS	Ultimate Tensile Strength
VCS	Verified Carbon Standard

VPN	Virtual Private Network
VQC	Voltage Reactive Power Control
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WB	World Bank
WTP	Willingness To Pay
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited
XLPE	Cross Linked Polyethylene
3LGO	Three Phase Line Grounding and Opening

第 1 章

序章

第1章 序章

1.1 調査の背景

バングラデシュ国(以下「バ」国)政府は増加する電力需要に対応するため「石炭火力発電マスタープラン」(2010年)を策定し、チッタゴン管区に天然ガスや石炭等の輸入燃源の搬入深海港を整備し、これら輸入燃源を利用した発電所を建設していく計画である。今後もチッタゴン管区における発電設備の拡大が予測されるが、電力供給の増分を電力需要の高いダッカへ安定的に送電することが、「バ」国の持続的な経済発展に不可欠である。一方、既存の230 kV ダッカーチッタゴン基幹送電線はチッタゴン管区で増加が見込まれる発電量をダッカ管区へ供給するには容量が不足しており、需給の調整を行う中央給電指令所(National Load Despatch Center:NLDC)も十分に機能していないため電力の安定的供給が困難な状況にあり、ダッカーチッタゴン間の高圧基幹送電線の整備及び中央給電指令所の改修が喫緊の課題となっている。同マスタープランにおいても高圧送電線の整備・拡張を達成する目標が掲げられており、ダッカーチッタゴン間の高圧基幹送電線は優先プロジェクトの一つとして挙げられている。上記の状況を踏まえ、JICAはダッカーチッタゴン間の高圧基幹送電線に係るフェージビリティスタディを行うことを「バ」国政府と合意した。

1.2 本事業の概要

本事業の概要は以下のとおりである。

事業名	バングラデシュ国ダッカーチッタゴン基幹送電線強化事業
事業目的	ダッカーチッタゴン間に高圧期間送電線を敷設し、中央給電指令所を改修することにより、同国の電力の安定的供給を図り、以て同国の経済発展及び気候変動の緩和に寄与するものである。
事業概要	400 kV 送電線の敷設 (ダッカーチッタゴン間) 400 kV / 230 kV 変電所の増設 230 kV / 132 kV 変電所の新設 230 kV and 132 kV の送電線の敷設 NLDC の改修 アクセス道路含む関連施設の整備 コンサルティング・サービス (詳細設計、入札補助、施工監理等)
対象地域	ダッカ管区、チッタゴン管区
実施機関	バングラデシュ送電株式会社 (Power Grid Company of Bangladesh Limited, 以下「PGCB」)

同国の電力システム信頼性評価、送電線の送電能力及び経済性とその必要性に基づき提案された概要は以下のとおりである。

フェーズ I

- 400 kV 送電線の敷設 (Meghnaghat – Madunaghat 間)
- 230 kV Meghnaghat 変電所の増設
- 230 kV Madunaghat 開閉所新設
- Hathazari – Sikalbaha 間の 230 kV LILO 送電線敷設

フェーズ II

- 400 kV 送電線敷設 (Madunaghat – Matarbari 間)
- 400 kV Meghnaghat 変電所新設
- 新 400 kV Madunaghat 変電所新設
- 230 kV 二回線送電線敷設 (既設 Madunaghat 変電所と新設 Madunaghat 変電所間)
- 既設 132kV Madunaghat 変電所の 230kV への増設

上記フェーズ分けの中でフェーズ I については、ダッカからチッタゴンへの送電を行うために、Matarbari や Moheskhali 発電所のような大規模発電所の運用開始前であっても早い段階で実施した方が良い。

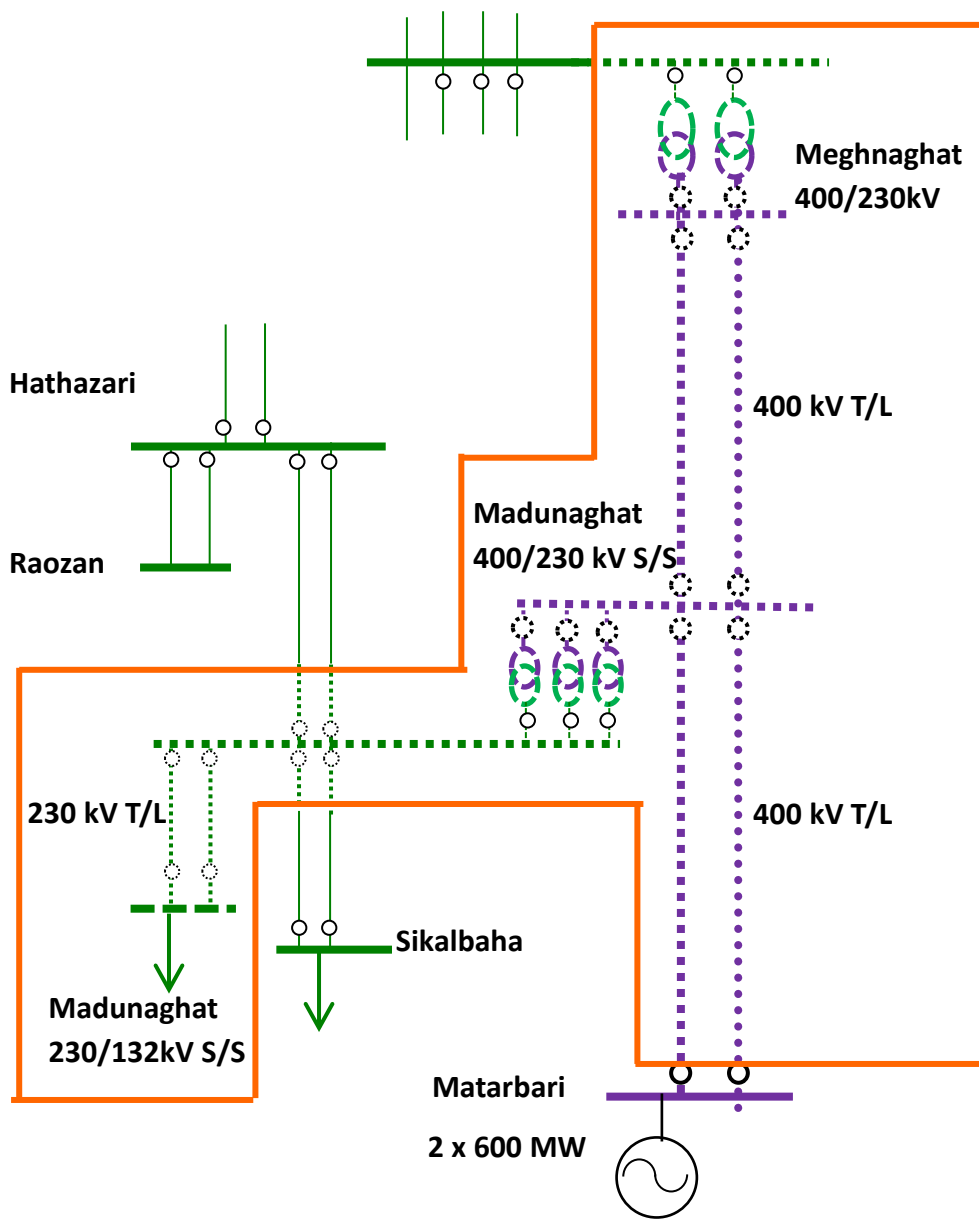


図 1.2-1 プロジェクトスコープ

1.3 調査任務

本調査では、2014年4月上旬より業務を開始し、2015年9月下旬にファイナルレポートを提出する。本調査の業務範囲は以下の通りである。

	業務項目	8.	本邦技術の活用分野の検討
1.	本事業の背景・経緯の確認	9.	カウンターパートの本邦招聘
2.	対象系統及び既設設備の現状調査	10.	「バ」国政府内の事業承認手続きの支援
3.	本事業の最適案の選定	R1	インセプションレポート (2014年4月上旬)
4.	本事業の測量、地質調査等の自然条件調査	R2	プログレスレポート (2014年6月中旬)
5.	本事業の設備設計	R3	インテリムレポート (2014年9月中旬)
6.	本事業の環境社会配慮	R4	ドラフトファイナルレポート (2014年11月中旬)
7.	本事業概要の策定	R5	ファイナルレポート (2015年8月下旬)

1.4 本邦技術活用

1.4.1 本邦招聘セミナー

本邦招聘セミナーは、2014年6月13日～24日に行われた。目的は、400 kV 低ロス送電線、変電所、そして中央給電指令所における Power Grid Company of Bangladesh Limited (PGCB)の実装能力強化である。

セミナーのプログラムは以下のとおりである。

	Date	Program	Site
1	June 14 th (Sat)	Departure from Bangladesh (Dhaka)	- Flight: TG322 (13:35)
2	June 15 th (Sun)	Arrival in Tokyo, Japan (Narita)	- Flight: TG640 (08:10)
3	June 16 th (Mon)	- Kick-off meeting - Visit to 500 kV Underground SS - Courtesy Call on JICA Headquarter (HQ)	- TEPCO HQ - TEPCO 500 kV Shin-Toyosu Substation - JICA HQ
4	June 17 th (Tue)	- Visit to LL Conductor Manufacturer	- J-Power Systems
5	June 18 th (Wed)	- Visit to 500 kV SS&500 kV Overhead (OH) T/L - Visit to Central Load Dispatching Center - Move to Nagoya	- TEPCO 500 kV Shin-Tama Substation - Central Load Dispatching Office of TEPCO - Nozomi 243
6	June 19 th (Thu)	- Visit to Insulator Manufacturer - Visit to LL Conductor Manufacturer - Move to Sendai	- NGK Nagoya Factory - VISCAS Numazu Factory - Kodama664, Yamabiko155
7	June 20 th (Fri)	- Visit to LL T/L site, 500kV-GIS SS, and CLDC	- Tohoku Electric Power Company
8	June 21 st (Sat)	- Move to Utsunomiya - Visit to T/L Testing Site - Move to Tokyo	- Yamabiko 210 - VISCAS Nikko Testing Site - Bus
9	June 22 nd (Sun)		
10	June 23 rd (Mon)	- Visit to SS Equipment Manufacturer - Visit to Thermal Power Plant - Wrap-up meeting	- TOSHIBA Hamakawasaki Manufacturer - Thermal Power Plant of TEPCO - Same as above
11	June 24 th (Tue)	Transfer to Bangladesh (Haneda, 23 rd midnight)	- Flight: TG661(00:20)-TG321(12:10)

1.4.2 「バ」国での技術セミナー

現地技術セミナーは、2014年11月5日にダッカで開催され、各企業は低ロス電線、開閉装置、屋外ガス絶縁開閉設備(Gas Insulated Switchgear:GIS)や碍子、その他関連機器の説明を行った。

技術セミナーでのプログラムは以下のとおりである。

Agenda

<5th November>

9:00-9:20	Registration
9:20-9:30	Opening Address from the PGCB Executive Director, Mr.Chowdhury Alamgir Hossain
9:30-9:40	Greetings from the PGCB Project Director, Mr. Yeakub Elahi Chowdhury
9:40-10:00	Mr. Kei Toyama, Senior Representative, JICA Bangladesh Office JICA Project Introductions
10:00-10:40	Presentation of EHV SS Equipment by HITACHI (Including Q&A)
10:40-10:45	5 min break, changing companies to VISCAS
10:45-11:25	Presentation of Low Loss Conductor by VISCAS (Including Q&A)
11:25-11:30	5 min break, changing companies to TOSHIBA
11:30-12:10	Presentation on EHV SS Equipment by TOSHIBA (Including Q&A)
12:10-12:20	10 min break, changing companies SUMITOMO Electric Industries (JPS)
12:20-13:00	Presentation on Low Loss Conductor by JPS (Including Q&A)
13:00-14:00	Praying and LUNCH BREAK
14:00-14:10	Preparation for the afternoon session
14:10-14:50	Presentation on EHV Substation Equipment by Mitsubishi Electric (including Q&A)
14:50-15:00	10min break, changing companies to NGK Insulator
15:00-15:40	Presentation of Insulator by NGK Insulator (Including Q&A)
15:40-16:00	Closing Address from Executive Director, Chowdhury Alamgir Hossain
16:00-17:30	All companies meeting with MD/ED/PD for 15 min each at JICA Bangladesh Office

第2章

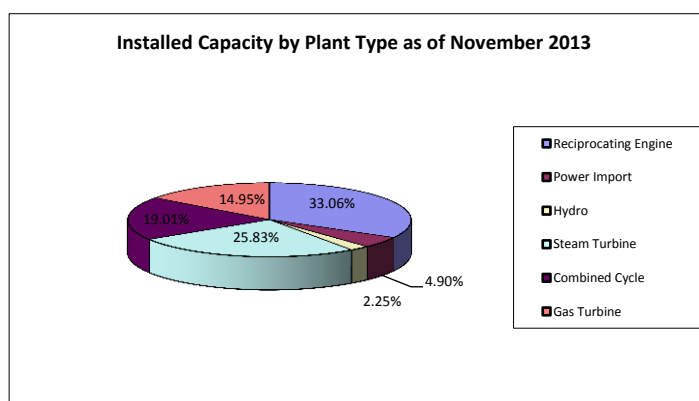
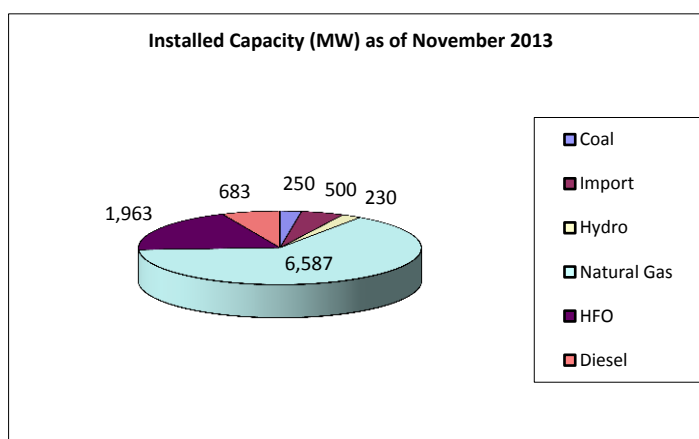
「バ」国電力セクターの現状

第2章 「バ」国電力セクターの現状

2.1 「バ」国電力セクターの概要

2.1.1 発電、送電及び配電の事情

「バ」国の電力セクターは、1972年の独立以来、驚異的な成長を遂げてきた。当時発電容量は200 MW程度であったのに対し、2013年11月に発電容量は10,213 MWまで増えたと公表されている。そのうち、発電容量の58%は国営によるものであり、残りの42%は民間によるものである。バングラデッシュ政府が2010年に着手した電力不足対策の一環として、およそ2,300 MWの重油(Heavy Fuel Oil:HFO)とディーゼル新規発電が導入されたが、天然ガスは依然として主燃料源であり、発電量の64.50%は天然ガスにより賄われている。



(出展: BPDB ウェブサイト)

図 2.1-1 燃料別と発電所種類別の発電実績

下表は、2011-12 年度の「バ」国での系統電源の発電容量、使用燃料と発電量を示す。

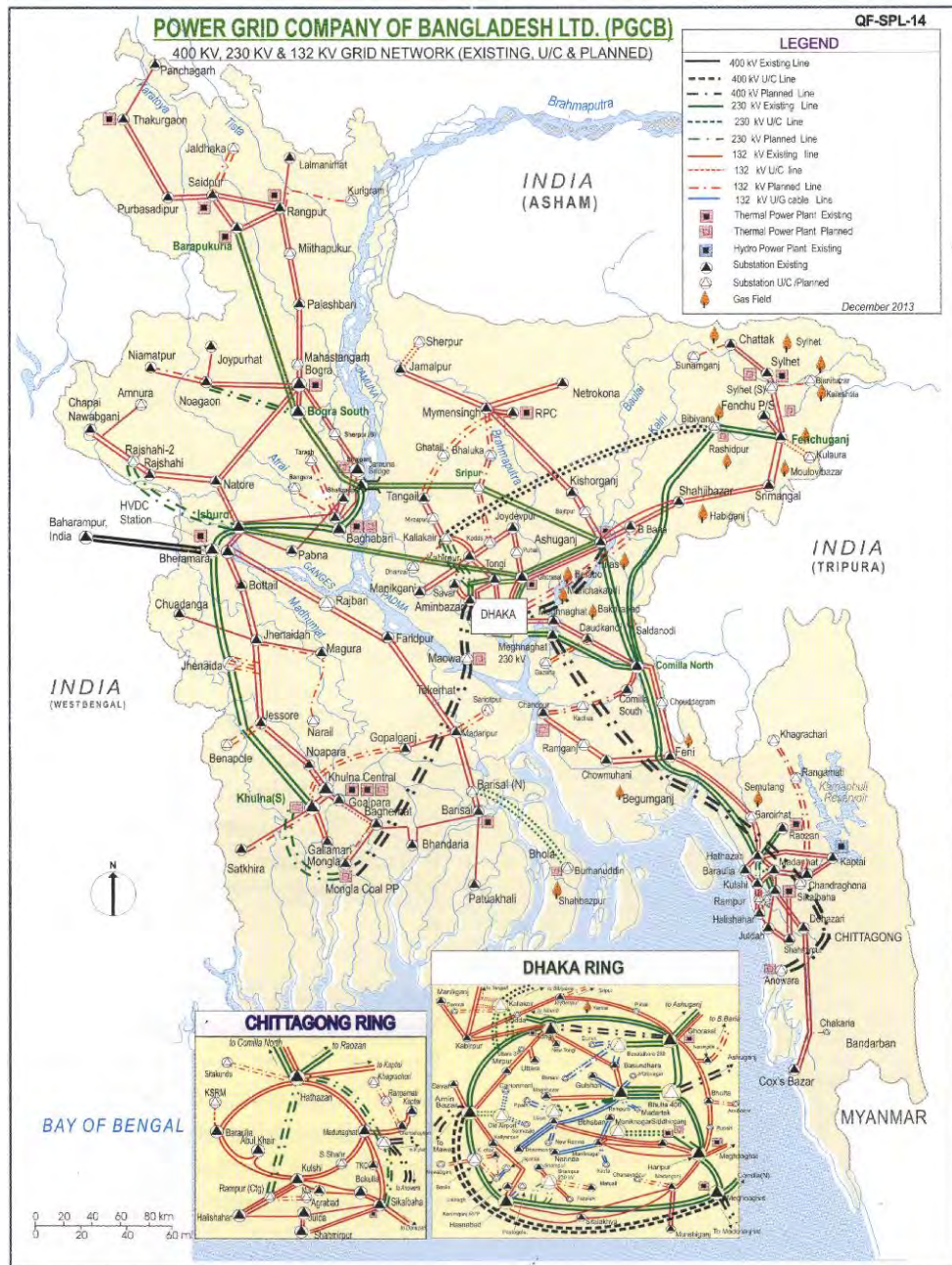
表 2.1-1 バングラデシュにおける発電所

Plant Name	Fuel Type	Generation (2011-12) (kWh)
60 MW Shikalbaha	Gas	38,550,126
Shikalbaha 150MW PS	Gas	313,326,759
Ashugonj 2x64 MW S.P.S (1,2)	Gas	306,946,203
Ashugonj 3x150 MW ST (3,4,5)	Gas	2,609,158,392
Ashugonj 90 MW CC	Gas	316,044,350
Ashugonj 56 MW GT	Gas	315,844,548
Ashugonj 50 MW	Gas	394,250,928
Shiddirgonj 2X120 MW SPS EGCB Ltd.	Gas	675,752,832
Shahazibazar GT 57 MW	Gas	19,188,120
Shahazibazar 60 MW (8,9)	Gas	414,179,764
Ghorasal 2x 210 MW ST (3,4)	Gas	2,052,899,311
Ghorasal 2x 55 MW ST (1,2)	Gas	312,782,856
Ghorasal 2x 210 MW ST (5,6)	Gas	1,269,977,592
Haripur 100 MW GT	Gas	353,686,580
Shiddirgonj 210 MW SPS	Gas	- 2,070,036
Tongi 109 MW GT Power Station	Gas	434,191,565
Sylhet 20 MW GT	Gas	13,250,190
Sylhet 150 MW GT	Gas	101,985,761
210 MW Rauzan # 1 (Chittagong)	Gas	507,983,964
210 MW Rauzan # 2 (Chittagong)	Gas	104,860,720
Fenchugonj 90 MW CC	Gas	527,326,240
Fenchugonj (Unit-2, 90 MW)	Gas	440,327,175
Baghabari 71 MW GT	Gas	362,487,535
Baghabari 100 MW GT	Gas	733,417,871
Chandpur Combined Cycle	Gas	91,558,285
Barapukuria Power Station	Coal	883,302,714
Bera Peaking Power Station 71MW	HFO	68,496,206
Baghabari 50 MW Peaking PS	HFO	95,846,605
Hathazari	HFO	72,616,800
Sangu,Dohazari	HFO	78,897,595
Titas 50MW Peaking Power Plant	HFO	73,100,211
Isolated	HSD	1,728,799
Khulna 110 MW SPS	HFO	130,993,355
Khulna 60 MW SPS	HFO	21,541,686
Bheramara3x20 MW GT	HSD	55,718,983
Saidpur 20 MW GT	HSD	19,109,890
Rangpur 20 MW GT	HSD	20,045,183
Bhola (old) Diesel PS	HSD	249,450
Barisal 2x20 MW GT	HSD	40,168,158
Barisal Diesel PS	HSD	93,856
Faridpur Peaking Power Station 50MW	HFO	53,381,290
Gopalgang Peaking Power Station 100MW	HFO	98,284,251

Plant Name	Fuel Type	Generation (2011-12) (kWh)
Private Sector /IPP		
Rural Power Company Ltd.(RPCL)	Gas	1,306,528,608
WESTMONT POWER	Gas	241,766,400
Haripur Power Ltd.	Gas	2,601,598,000
Meghnaghat Power Ltd.	Gas	3,662,692,810
KPCL(Khulna Power Company 19*8 MW D)	HFO	516,346,900
NEPC Consortium (8*15 MW GT)	HFO	377,675,500
Rental Power		
Bogra RPP (24MW)	Gas	167,580,700
Energy Prima, Bogra 55 MW	Gas	84,241,728
Ghorashal, Max Power 78.5 MW	Gas	303,755,212
Doreen Power Ltd.(Tangail 22 MW)SIPP	Gas	138,592,661
Doreen Power Ltd.(Feni 22 MW)SIPP	Gas	159,618,420
Summit Purbanchol Po.Co. Ltd(Jangalia 33MW)SIPP	Gas	214,637,197
Precision Energy Ltd (Ashuganj 55 MW)	Gas	420,192,863
Aggreko Int.B.Barua RPP (70 MW)	Gas	508,908,110
Ashuganj (United Power Ltd.) (53 MW)	Gas	419,662,387
Energyprima Ltd.[Kumargao] (50MW)	Gas	267,446,540
*Sahzibazar RPP (86 MW)	Gas	589,434,220
Energyprima Ltd.[Shajibazar] (50 MW)	Gas	281,947,689
Desh Combridge Kumargaon Ltd.(10 MW)	Gas	48,106,980
Barakatullah Elec Dyna.Ltd.(Fenchugang 51MW)	Gas	304,429,342
Energyprima Ltd.[50MW Fenchuganj]	Gas	192,104,985
Regent Power Ltd.(Barabkundu 22MW)SIPP	Gas	153,206,160
Malancha	Gas	133,693,824
Venture Energy Resources Ltd.(Bhola 32MW)	Gas	45,023,630
Ghorashal 45 MW (Aggreko)	HSD	110,000,000
	Gas	156,000,000
Aggreko Int.Ashuganj (80MW)	Gas	628,505,072
Ghorashal, 100 MW (Aggreko)	Gas	347,000,000
	HSD	266,000,000
Thakurgaon 50MW PS(RZ Power Ltd.)	HSD	76,948,309
Aggreko Int.Khulna RPP (40MW)	HSD	131,429,570
Khulna RPP 55 MW (Aggreko)	HSD	133,388,170
Bheramara RPP (Quantum)	HFO	257,386,483
KPCL(Khulna Power Company 115 MW)	HFO	609,008,483
Khanjahan Ali 40 MW	HFO	183,762,759
Quantum Noapara (105 MW)	HFO	152,412,600
Pagla DPA Power Generation Int.Ltd.	HSD	132,678,070
Desh Energy Shiddirganj,100 MW	HSD	254,576,568
Summit Power Co. Ltd Madangonj (100 MW)	HFO	413,851,725
IEL, Meghnaghat 100 MW	HFO	436,030,135
Shiddirganj Dutchbangla 100 MW	HFO	440,414,640
Energies Shikalbaha 55MW	HFO	84,845,280
Amnura, Chapainababganj	HFO	67,080,936
Power Pac mutiara Keranigonj	HFO	73,382,880
Julda,Acron Infra.Service Ltd.	HFO	74,135,370
Kata khali	HFO	36,854,994
TOTAL		32,626,365,573

(出典: Department of Environment)

2014年現在、「バ」国の送電網（230 kV と 132 kV の送電線）は 9,322 km に亘り、配電網（33 kV 以下の配電線）の亘長は 34,827 km である。また、インドからの電力輸入容量の追加を目的に亘長 54.70 km の 500 MW 送電線が建設された。



(出典: PGCB)

図 2.1-2 バングラデシュ送電網(2013年12月)

下表では、2006年～2012年までの電力セクターの概要である。

表 2.1-2 バングラデシュ電力セクターの概要

Items	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
A. Electricity						
Total Installed Capacity (MW)	5,202	5,201	5,719	5,823	7,264	8,716
Maximum Demand (MW)	3,718	4,130	4,162	4,606	4,890	6,060
Total Generation (GWh)	23,268	24,946	26,533	29,247	31,355	35,118
Total Sales (GWh)	21,181	22,622	23,937	24,860	26,652	29,974
Transmission Lines (km)	7,044	-	5,684	4,557	4,762	8,795
Distribution Lines (km) (35 kV and below)	271,144	-	29,174	31,362	33,366	33,879
Electrification (No.):						
a. Thana	443	443	221	236	236	236
b. Village	3,495	3,495	4,204	4,792	4,792	4,810
c. Deep/S hallow & Low lift pumps	21,020	21,020	26,572	29,626	30,405	30,933

ピーク時の発電容量が不足しているため、電力不足は依然として主な課題である。また、電力需要の増加に対応するため、既存送配電網の強化、延長が必要とされ、「バ」国電力セクターの今後の開発においては、主な課題として残っている。

2.2 電力セクター実施体制

2.2.1 電力セクターの各関連組織の概要

「バ」国の電力セクターの実施体制を下図にまとめる。

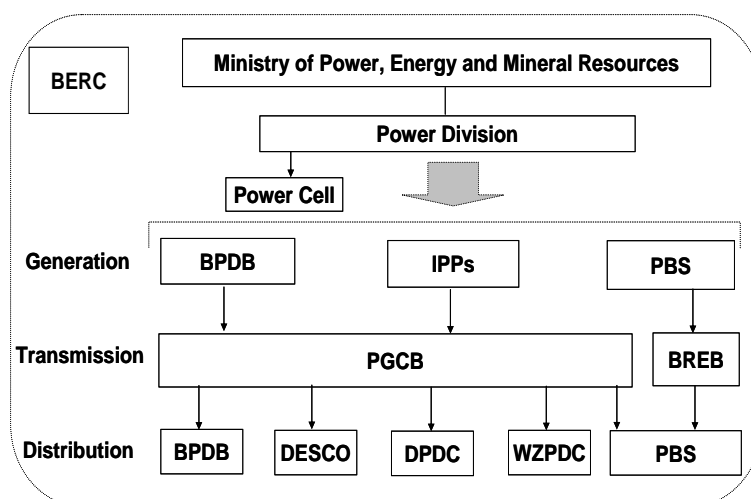


図 2.2-1 バングラデシュ電力セクターの実施体制

電力セクターはエネルギー、鉱物、資源省 (Ministry of Power, Energy and Mineral Resources: MPEMR) の電力局 (Power Division: PD) により管理されている。

電力局の主な役割は次の通りである。

- 発電、送電、配電の管理・監督
- 電力セクターの基本方針決定と政策の立案
- 電力需要の増加に伴い、発電所及び送配電網の容量拡大、改修、新規技術導入とそれらに関連する行動計画とプログラムの策定
- 公共投資に加え、民間投資の促進及び官民協力の奨励
- 地方電化及び再生可能エネルギーの導入による農村貧困層の生活水準の向上
- 電力会社の商業活動、営業収入の監視
- 政策及び規定策定、様々なインセンティブ・メカニズム又は研究開発（R&D）を通じた再生可能エネルギーの導入と省エネの推進

電力本部（Power Cell: PC）は「バ」国政府により設立され、PD 直轄の組織であり、電力セクター改革を担っている。PC の業務は以下にまとめられる。

- 電力セクター改革プログラムの実施計画の立案
- 電力セクターの運用改善、顧客満足向上、及び電力セクターの持続可能性を実現するための具体的なプログラムの実施
- 最適な資源利用を考慮した上での、電力セクターの加速成長の実現と電力会社への支援
- 電力セクターの様々な機関の会社化（英:corporatization）戦略の立案
- 既存及び新規電力事業の事業計画の策定
- 配電領域分割及び電力会社の事業効率化に関する戦略計画の立案
- 電力セクターにおける管理情報システム（Management and Information System: MIS）と情報技術（Information Technology: IT）システムの開発と導入
- 電力本部内での能力向上、電力料金計算方式の策定及びキャッシュフロー分析による電力セクターの効率化
- 最新データを組み込んだ電力セクターマスタープランの策定
- エネルギー事業者間の通信システム開発

電力セクターの規制は、 Bangladesh 電力規制委員会（Bangladesh Energy Regulatory Commission: BERC）により行われる。同委員会は、2003 年に独立機関として設立され、それまで他の機関で行われた規制業務を引き継いだ。BERC は、電力セクター以外に、燃料市場の規制も担当している。

BERC の役割は 2013 年 3 月 13 日に制定された「バ」国議会法により定められており、内容は以下の通りである。

- ライセンスの発行と取消、認可条件の決定とその改定、認可免除及び免除対象者が従うべき条件の設定
- 効率的な電力の利用、高品質サービス提供、電力料金の決定、発電及び送配電の安全性、電力の販売、供給、蓄電及び配分の支援
- 認可取得者の財務状況と負荷予測を考慮した新規事業の承認

- 必要に応じて、発電、送電、電力の販売、供給、配布、及び蓄電に関する政府への協力、助言
- ライセンス取得者間の健全な競争環境の整備
- エネルギー事業の環境基準の遵守の監督
- 消費者の紛争、不誠実な慣行や独占行為等に対する適切な救済措置の提供
- 認可取得者間及び認可取得者・消費者間の紛争の解決、仲裁
- 認可取得者向けに統一会計基準の設置、それに基づいた公正な評価の確保
- エネルギー・セクターに関するデータの取得と処理、データベースの設置、エネルギー統計の公表
- 電力セクターでのサービス品質向上のため、行動規範と基準の設置と執行
- エネルギー機器の効率水準と基準の設定、エネルギー・データと効率的なエネルギー利用の検証、監視及び分析による、その適用の保証
- 必要に応じて、その他の業務

2.2.2 発電、送電及び配電の現状

「バ」国では、発送配電は総合電力会社である Bangladesh 電力開発委員会 (Bangladesh Power Development Board:BPDB)とその子会社、または独立発電事業者 (Independent Power Producer:IPP) と独立した配電会社により行われている。IPP とは小売りは行わず、地域電力会社が行う卸電力入札へ参加し、落札した価格で電力会社に電力を供給する事業者のことである。

BPDB は 1972 年 5 月 1 日に設立された法定組織であり、独立後の「バ」国電力セクターの開発を担ってきた。現在、BPDB は「バ」国内の発電と配電の大部分を担当している。また、既存電力市場モデルにおいては、シングル・バイヤー (単独買手) の役割も果たしている。

「バ」国における発電会社には、BPDB、BPDB 子会社、IPP と Bangladesh 地方電化委員会 (Bangladesh Rural Electrification Board: BREB)に電力供給している小型発電事業者がある。BPDB と IPP は Bangladesh 電力系統会社 (Power Grid Company of Bangladesh: PGCB)が運営している送電網に電力を供給している。PGCB は送電網のオペレーターであり、その最大株主は BPDB である。

PGCB は下記の配電会社 5 社に電力を供給している。

- BPDB (地方の主要都市)
- ダッカ配電会社 (Dhaka Power Distribution Company: DPDC) – ダッカの南部
- ダッカ電力供給会社 (Dhaka Electricity Supply Company: DESCO) – ダッカの北部
- 西部配電会社 (West Zone Power Distribution Company Limited: WZPDCL) – クルナ地区
- Bangladesh 地方電化委員会 (Bangladesh Rural Electrification Board: BREB) – 農村部

BREB は地方電化を担っている法定組織である。農村部の配電及び小型発電事業の運用は、地方電力協会 (Palli Bidyut Samities: PBS)に加盟している組合によって行われている。

2.2.3 シングル・バイヤー（単独買手）モデル

「バ」国電力セクターはシングル・バイヤー（単独買手）モデルの下、運営されており、BPDB はシングル・バイヤーの役割を果たしている。BPDB は発電された電力を全量買い取り、また、配電会社が回収した電力料金を受領する。その収入を利用し、配電会社、PGCB と各発電会社に対して支払いを行う。

上記以外に、PGCB は電力セクターの燃料取引の決済を行っている。各発電会社は BERG が決定した価格（燃料タリフ）の下、燃料を購入する。発電会社はサプライヤー（例えば、重油の場合は、PetroBangla）より燃料を購入するが、実際のサプライヤーへの支払いは BPDB が行い、それに相当する金額を、発電会社への支払い金額から差引くことになっている。（唯一の例外は、重油を直接海外から輸入している IPP である。）このような決済システムは、電力セクターの全体的な効率化と支払遅延の回避につながる。下図に、既存決済システムの概要を示す。

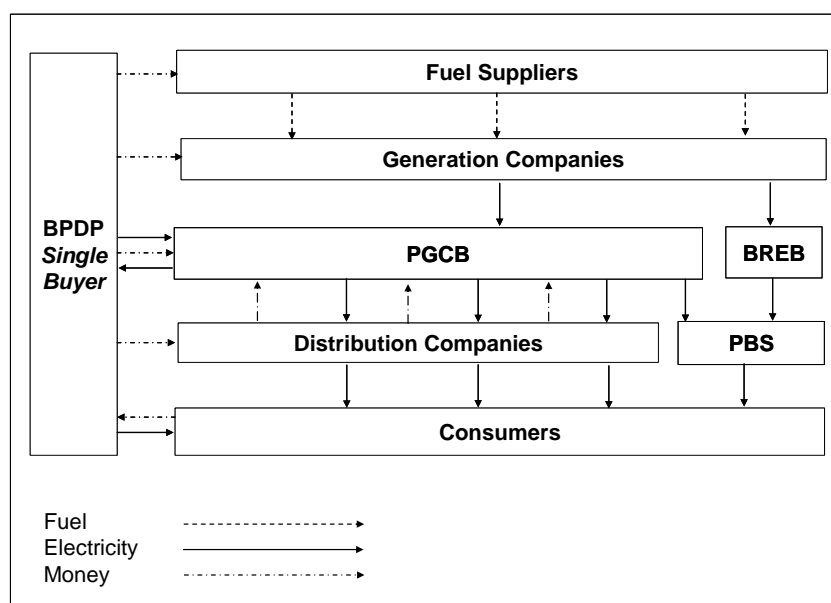


図 2.2-2 シングル・バイヤー・モデル下の決済システム

2.3 「バ」国電力網における電力需給の実績

下記の表では、1997年～2012年までの「バ」国の電力需給の実績をまとめた。最後の列は Maximum Load Shedding、つまり、電力の一時供給停止（計画停電）のデータで、拡大している電力需給ギャップを示しており、そのギャップをなくすには迅速な政策介入と巨額な投資の必要性を意味している。

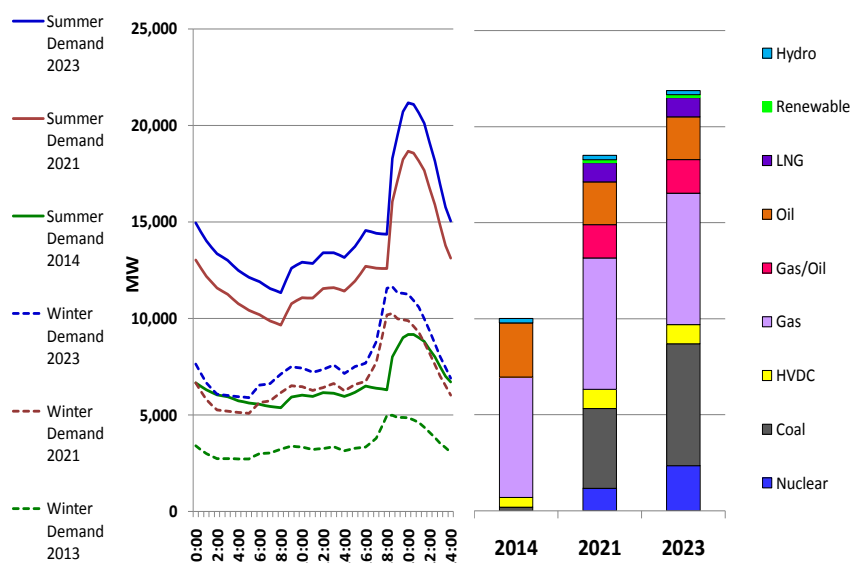
表 2.3-1 発電容量と電力需要の実績

Year	Installed Capacity (MW)	Installed Capacity (Derated) (MW)	Demand Forecast (MW)	Maximum Peak Generation (MW)	Maximum Load Shedding (MW)
1997-98	3,091	2,320	2,638	2,136	711
1998-99	3,603	2,850	2,881	2,449	774
1999-00	3,711	2,665	3,149	2,665	436
2000-01	4,005	3,033	3,394	3,033	663
2001-02	4,230	3,217	3,659	3,217	367
2002-03	4,680	3,428	3,947	3,428	468
2003-04	4,680	3,592	4,459	3,592	694
2004-05	4,995	3,721	4,597	3,721	770
2005-06	5,245	3,782	4,693	3,782	1,312
2006-07	5,202	3,718	5,112	3,718	1,345
2007-08	5,201	4,130	5,569	4,130	1,049
2008-09	5,719	5,166	6,066	4,162	1,269
2009-10	5,823	5,271	6,454	4,606	1,459
2010-11	7,264	6,639	6,765	4,890	1,335
2011-12	8,716	8,100	7,518	6,060	1,058

(Source: Statistical Yearbook of Bangladesh 2012, p. 192, Table: 6.02)

2020 年までの電力需給と燃料ミックスの見通しは下記の図のようになる。

Demand Curve (High GDP Growth Forecast) vs. Planned Generation Capacity
Year: 2014 (March), 2021, 2023



(出典: PGCB)

図 2.3-1 電力需給と燃料ミックスの見通し

「バ」国内の天然ガス供給は減少すると予想されているため、2023年頃は電力の大部分は石炭火力発電所により供給されると考えられている。また、同年までは2つの原子力発電所を稼働する計画がある。

2.4 エネルギー・セクターの政策概要

「バ」国の電力セクター政策は「2010年の電力システムマスタープラン」(Power System Master Plan 2010: PSMP 2010)の下、策定されている。PSMP2010は、経済成長、エネルギー安全保障及び環境保護(いわゆる、3E)を通じて、安定的な電力供給を促進している。また、PSMP2010は、その目標を達成するため、下記のバリューアップ・プランを策定した。

表 2.4-1 2010 年エネルギー・セクターマスタープランの概要

No.	Value-Up Plans	Targets	Actions
1	Actively develop domestic primary energy Resources	Maintain domestic primary energy supply over 50 %	1) Domestic natural gas development 2) Domestic coal development
2	Establish the power system portfolio by fuel diversification	Fuel mix by 2030: coal – 50 %, natural gas – 25 %, others – 25 %	1) Construction of imported coal power stations 2) Introduction of Liquefied Natural Gas (LNG) facilities 3) Construction of oil fired power stations 4) Import of electricity generated by hydro power from the neighboring countries or joint power plant development 5) Development of domestic renewable energy (wind and solar)
3	Realize a low carbon society by introducing highly efficient power supply and low Carbon Dioxide (CO ₂) emission technologies	Improve thermal efficiency by 10 points on average	1) Higher efficiency gas power plants 2) Development of domestic coal power stations 3) Review of the O&M scheme 4) Energy conservation and demand side management
4	Build the infrastructure necessary for stable power supply under joint coordination of multiple sectors	Jointly build a deep sea port facility by the power, industry and commercial sectors	1) Construction of a deep sea port 2) Improvement of the power transmission system 3) Enhancement of gas transmission lines 4) Construction of fuel centers 5) Strengthening of domestic waterways 6) Strengthening of the railway system
5	Build efficient and effective mechanisms, organizations and regulations for stable power supply	<ul style="list-style-type: none"> - Establish an organization for long-term stable fuel supply - Formulate regulations for compulsory regular inspection of power stations under the leadership of the government - Revise tariff structure to recover maintenance costs and future investments for plants and equipment 	1) Organization for coal procurement 1) Formulation of regulations for compulsory periodic inspection and repair of power stations 1) Introduction of a Power Development Surcharge into the power tariff 2) Promotion of private investment to realize the Master Plan 3) Creation of effective and efficient power market
6	Reduce poverty through social and economic growth	Promote local communities and mutual collaboration	1) Spread stable and sustainable power supply 2) Promote remote area electrification 3) Promote local industry, associated employment opportunities and income increase 4) Promote collaboration between power stations and local communities

(出典: Energy Sector Master Plan 2010)

PSMP2010 は主要の政策文書であるが、その実施は燃料供給、資金調達、「バ」国政府の様々な政策等の要因に大きく左右される。PSMP2010 は 2011 年に採択されたが、その後、燃料供給の政策改定により、大幅な変更が発生した。「バ」国政府は、様々な社会環境的な要因を再考慮した上で、「バ」国内の石炭発掘を断念し、石炭輸入を行うと決定した。それに基づき、送電網延長計画の改善が必要となり、南アジア地域内の相互接続にも大きい影響を与える可能性がある。

PSMP2010 の実施は電力局 (Power Division:PD) の指導・監視の下に行われる。新規事業の場合は、提案者が開発プロジェクト提案書 (Development Project Proforma/Proposal) を作成し、PD に申請する必要がある。PD は提案書の内容を確認し、選定された提案書を財務局 (Finance Division: FD) に提出する。次の段階では、提案書が国家経済評議会の執行委員会 (Executive Committee of the National Economic Council: ECNEC) で査定され、承認を得たものは、年度開発計画 (Annual Development Plan: ADP) に追加される。ADP への追加は、プロジェクト実施の前提条件である。

2.5 電力料金体制

「バ」国においては、発電、送電と配電の料金は事業者と利用者の種類別で BERC により決定される。PSMP2010 は料金体制の改革をバリューアップ・プランの一つとして掲げているが、その改革はまだ実施されていない現状である。

電力会社の場合は、BERC が運用管理費に報酬率を上乗せた上で、電力料金を設ける。たとえば、DESCO は市場シェアが小さいため、報酬率が 10% まで認められているが、それ以外の電力会社はブレイクイーブン (0% 報酬率) にしなければならない。

「バ」国では料金の定期的な更新制度はない。電力会社は料金の更新が必要と判断した場合は、料金更新を提案し、BERC はそれを全面的に査定する。BERC とのヒアリングによると、既存制度は透明性の確保を心掛けており、利害関係者の意見を充分反映しているため、国際的なベストプラクティスに準じているとのことである。また、2008 年 9 月より、「バ」国の発電料金は 130% 値上げし、配電料金は 78% 値上げした¹。

2.5.1 発電料金

発電料金は未公開であり、BERC により発電所ごとに定められる。発電料金は二つの要素から成り立っており、それは容量利用可能性 (英: capacity availability) と発電量である。尚、電力不足対策の下で 2010 年以來に導入された発電所は平均より高い料金を定めていると報道されており、最終的な利用者の電力料金の増加に繋がったと考えられる。

¹ BERC との面談により。尚、過去のデータを BERC に依頼したが、未公開のため、調査団は入手できなかった。

2.5.2 送電慮金（託送料）

PGCB は「バ」国の送電網(400 Kilovolt (kV)、230 kV と 132 kV) を運用している唯一の企業である。PGCB は電力の売買を行っておらず、BPDB と他の配電会社より託送料を受領する。既存の託送料は 2004 年に決定され、その後、更新されていない現状である。

表 2.5-1PGCB の託送料

Transmission Line Type	Wheeling Charges (BDT/kWh)
230kV	0.2291
132kV	0.2268

(出典: BPGC)

尚、PGCB は過去数年間に海外のドナーの支援のもと、数多く新規事業を実施しており、返金の時期が近づいているが、既存料金ではその費用を賄うことはできないとされている。詳細について、次の章で説明する。

2.5.3 配電料金

各配電会社は、下表の通り、BPDB に対して PGCB より受け取った電力に対して支払いを行う。(詳細について、付属書を参照。)

表 2.5-2 配電会社の料金表

Serial no	Customer class	Agencies	Wholesale Electricity Tariff BDT/kWh
1	Class: G-1	Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC) (a) 132 KV (b) 33 KV	5.325 5.405
2	Class: I-1	Rural Electricity Development Board (REB) (a) 132 KV (b) 33 KV	5.325 4.0325
3	Class: I-2	Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO) (a) 132 KV (b) 33 KV	5.325 5.405
4	Class: I-3	West Zone Power Distribution Company Limited (a) 133 KV (b) 33 KV	5.325 4.43
5	Class: I-4	Bangladesh Electricity Development Board (PDB) (a) 133 KV (b) 33 KV	5.325 4.9775
6	Class: I-5	North West Zone Power Distribution Company Limited (a) 133 KV (b) 33 KV	5.325 4.9775
7	Class: I-6	Future constructed power distribution company (a) 132 KV (b) 33 KV	5.325 4.9775

(出典: BERC)

尚、2014年に最終消費者のために新規料金が承認された。(詳細について、付属書を参照。) また、BERCは低所得世帯のため、電力消費 50 Kilowatt-hours (kWh)/月以下のライフライン・タリフ (英: lifeline tariff) を導入し、社会的に恵まれてないグループへの影響を緩和することを目指している。

第 3 章

需要想定

第3章 需要想定

3.1 最大需要の実績

配電会社ごとに区分した 2013 年の 132 kV 変電所の最大負荷実績を次表に示す。

表 3.1-1 2013 年の 132kV 変電所の最大負荷実績
(Unit: MW)

Area	Maximum Demand	Area	Maximum Demand
Comilla	1,028	Dhaka REB	1,760
Ctg	850	DESCO	852
Khulna	1,123	DPDC	1,296
Bogra	1,296	Total	8,204

全国の最大需要は 2014 年 3 月 30 日に記録された 7,536 MW であり、上表の合計 8,204 MW よりも小さい。上表は時刻の異なる変電所の最大需要合計を示しているためである。次表に 2014 年 3 月から 4 月にかけての各地域の最大需要を示す。

表 3.1-2 2014 年 3 月-4 月の需要の記録

	Name of Zone	Day Peak (MW)	Evening Peak (MW)	Irrigation peak (MW)
Dhaka Division	Dhaka	2,645	2,784	2,486
	Mymensing	421	482	417
Chittagong Division	Chittagong	807	798	710
	Comilla	573	716	671
	Sylhet	179	285	231
	Rejshahi	668	793	582
	Rabgpur	379	431	284
	Khulna	654	871	719
	Barisal	118	173	124
Total		6,444	7,334	6,225

チッタゴン地域を除きほとんどすべての地域で最大需要は夜間に記録されている。

3.2 需要想定

PGCB は 132 V 変電所の最大需要を想定しており、この合計を全国最大の需要とみなしている。132 kV 変電所の最大需要は次の方法で想定されている。

- 132 kV 変電所を次の 3 つのカテゴリに分類する。
 - 地方（電化率 40%）
 - 工業地域（電化率 80%）
 - 都市部地域（電化率 40%）
- 現状供給している負荷の伸び率は過去の記録の回帰分析により想定
- 地方電化により生じる需要を加える。国全体の電化率は現在 62%であるが 2021 年では 100%と仮定する。

- 新規に開発される工業による大規模な電力需要を考慮する。
- 新規の変電所の負荷は REB、DPDC、DESCO などの配電会社からの情報をもとに新 132 kV 変電所の中圧配電線の切り替え可能性も考慮している。

400 kV 送電線の検討用の電力需要はある一定の程度に分散しているエリア（もしくは 400kV 変電所から供給している需要の規模程度）での地域電力需要から一般的に想定される。しかし、本調査での系統解析では PGCB による 132 V 変電所の最大需要想定及びその合計値を使用する。全国規模のものにせよ、地域別のものにせよこれ以外の需要想定はなく、計画停電を行う現状では通常の方法では潜在的な需要想定は困難なためである。

「バ」国の 132 kV 変電所の想定需要の合計を図 3.2-1 に、地域ごとの合計を図 3.2-2 に示す。2013 の列は 2013 年に記録された最大需要実績を示す。合計は 2020 年で 18,585 MW、すなわち現状の倍以上になると予想される。132 kV 変電所の最大需要を地域別に表 3.2-1 から表 3.2-8 に示す。チッタゴン地域の合計需要の伸び率は 2014 年で 13%、2015 年で 14% と予想されている。ダッカ北部を除き地域別の需要の伸び率は 10%以上になる。

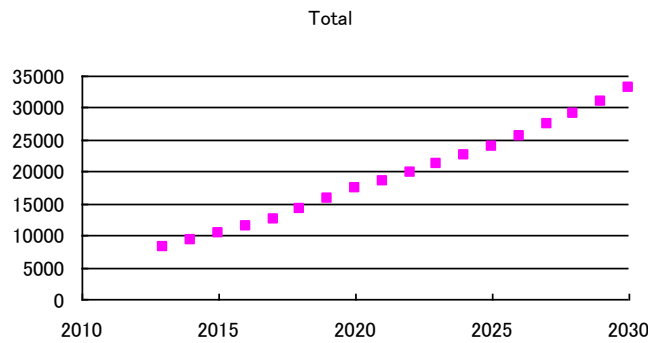


図 3.2-1 バングラデシュの 132 kV 変電所の最大負荷の合計

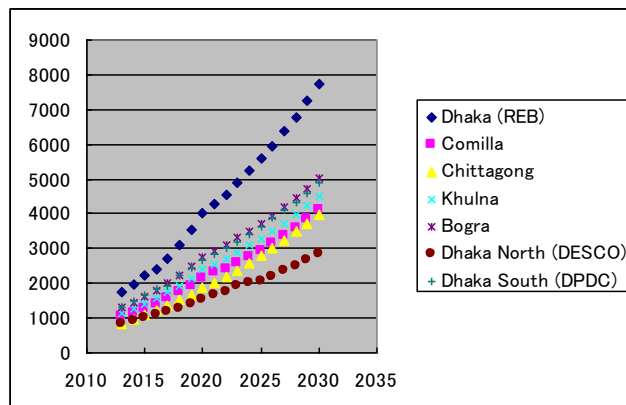


図 3.2-2 132 kV 変電所の最大負荷の地域別の合計

表 3.2-1 最大需要想定 (地域別)

Area	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Dhaka (REB)	Max.Load	1,760	1,973	2,214	2,419	2,721	3,111	3,547	4,003	4,276
	Incr. Ratio		12%	12%	9%	12%	14%	14%	13%	7%
Comilla	Max.Load	1,028	1,147	1,255	1,399	1,560	1,739	1,938	2,159	2,309
	Incr. Ratio		12%	9%	11%	12%	11%	11%	11%	7%
Chittagong	Max.Load	850	963	1,097	1,220	1,357	1,510	1,680	1,871	2,029
	Incr. Ratio		13%	14%	11%	11%	11%	11%	11%	8%
Khulna	Max.Load	1,123	1,251	1,395	1,554	1,732	1,944	2,151	2,397	2,555
	Incr. Ratio		11%	11%	11%	11%	12%	11%	11%	7%
Bogra	Max.Load	1,296	1,445	1,611	1,795	1,999	2,226	2,477	2,756	2,929
	Incr. Ratio		11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	6%
Dhaka North (DESCO)	Max.Load	852	899	986	1,081	1,189	1,273	1,400	1,540	1,640
	Incr. Ratio		6%	10%	10%	10%	7%	10%	10%	7%
Dhaka South (DPDC)	Max.Load	1,289	1,483	1,640	1,834	1,935	2,218	2,430	2,684	2,847
	Incr. Ratio		15%	11%	12%	6%	15%	10%	10%	6%
Total	Max.Load	8,197	9,162	10,197	11,302	12,494	14,020	15,623	17,410	18,585
	Incr. Ratio		12%	11%	11%	11%	12%	11%	11%	7%
Area	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Dhaka (REB)	Max.Load	4,565	4,873	5,232	5,585	5,962	6,363	6,793	7,252	7,742
	Incr. Ratio	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Comilla	Max.Load	2,401	2,565	2,738	2,928	3,134	3,354	3,590	3,841	4,110
	Incr. Ratio	4%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Chittagong	Max.Load	2,189	2,371	2,568	2,778	2,995	3,230	3,484	3,699	3,962
	Incr. Ratio	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	6%	7%
Khulna	Max.Load	2,724	2,904	3,086	3,284	3,500	3,731	3,975	4,237	4,516
	Incr. Ratio	7%	7%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	7%
Bogra	Max.Load	3,113	3,308	3,505	3,719	3,950	4,196	4,455	4,732	5,026
	Incr. Ratio	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Dhaka North (DESCO)	Max.Load	1,746	1,902	1,997	2,067	2,201	2,344	2,496	2,657	2,829
	Incr. Ratio	7%	9%	5%	4%	6%	6%	6%	6%	6%
Dhaka South (DPDC)	Max.Load	3,020	3,204	3,399	3,647	3,869	4,090	4,340	4,605	4,888
	Incr. Ratio	6%	6%	6%	7%	6%	6%	6%	6%	6%
Total	Max.Load	19,757	21,127	22,524	24,007	25,611	27,307	29,133	31,024	33,072
	Incr. Ratio	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	7%

表 3.2-2 ダッカ (REB) の 132 kV 変電所の最大需要想定

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kabirpur	209	236	266	236	266	141	159	103	110	118	126	135	144	154	110	118	126	135
Safipur															95	102	109	116
Nabinagar						81	91	103	110	118	126	135	144	84	90	97	104	111
Dendabor														80	86	92	98	105
Dhaka EPZ								77	82	88	94	100	107	105	112	120	128	137
Ashulia						79	89	100	107	115	123	131	141	101	108	115	123	132
Akrain														80	86	92	98	105
Mirjapur				66	74	83	92	103	91	97	104	111	119	127	136	146	156	167
Deldwar									70	74	79	83	88	94	99	105	112	118
Kodda				52	66	80	69	85	91	97	104	111	119	127	96	103	110	117
Savar	90	102	115	97	110	124	94	106	113	121	129	138	148	128	137	147	127	136
Dhamrai				54	61	68	77	87	93	100	107	114	122	91	97	104	111	119
Hemayetpur							77	87	93	100	107	114	122	131	140	150	100	107
Hemayetpur-2																	90	96
Manikganj	79	87	97	87	96	60	67	74	79	85	91	97	104	86	92	98	105	113
Singair														65	70	74	80	85
Aricha						47	52	58	61	65	69	73	77	82	87	92	97	103
Joydevpur	184	208	235	106	119	72	82	92	99	106	113	67	72	77	82	88	94	101
BRRI												74	79	85	91	97	104	111
Sreepur				89	101	114	129	145	95	102	109	117	125	134	143	153	129	138
Sreepur-2									82	88	94	100	107	115	123	132	106	113
Barmibazar																	70	75
Rajendrapur						62	70	79	65	69	74	79	85	91	97	104	111	119
Boardebazar							65	74	79	85	91	97	104	111	119	127	136	145
Tongi	69	78	88	99	112	126	105	119	127	136	146	96	102	110	117	125	134	144
Tangail	120	133	148	131	145	112	125	138	97	102	109	115	92	97	103	109	116	123
Sakhipur														62	66	70	74	78
Ghatail						65	73	81	85	91	96	102	76	80	85	90	96	102
Jamalpur	104	75	83	93	103	80	89	99	105	111	118	100	106	112	87	92	98	104
Baksiganj												50	53	56	60	63	67	71
Sherpur		41	45	50	56	62	69	76	81	85	91	71	75	80	85	90	95	101
Dhanbari																72	76	81
Mymensingh	139	154	111	123	136	101	98	109	116	89	96	102	94	101	108	116	124	132
Ishwarganj										68	72	76	81	86	91	96	102	108
Bhaluka			60	68	77	87	98	111	119	127	136	145	95	102	109	117	125	134
Trisal													75	80	86	92	98	105
M.gacha						67	75	83	88	93	99	105	111	118	85	90	95	101
Phulpur							33	36	38	40	43	45	48	51	54	57	61	64
Netrokona	57	63	70	77	86	95	87	96	102	98	104	68	72	77	81	86	91	97
Purbadhala												42	45	47	50	53	56	60
Kishoreganj	52	58	64	71	79	60	66	74	78	60	63	67	71	76	80	85	90	95
Bajitpur						51	56	62	66	70	74	79	83	88	94	99	105	111
Ghorasal	80	89	98	109	68	69	77	86	91	96	102	108	84	90	95	101	107	113
Shibpur														81	87	93	99	106
Pubail					53	60	68	77	82	88	94	80	86	92	98	105	113	121
Norshingdi	84	94	106	120	136	112	126	143	90	96	102	110	106	114	122	130	139	149
Pachduna										63	67	72	77	83	88	95	101	108
Marjal						76	85	96	103	110	118	126	95	102	109	117	125	133
Bhulta	145	163	184	167	189	151	171	135	70	75	80	86	92	98	105	112	120	129
Kanchon									74	79	85	91	97	104	111	119	127	136
Rupshi				73	83	93	105	119	127	136	146	106	113	121	129	139	148	159
Rupshi-2													94	101	108	115	123	141
Araihazar						62	70	79	85	91	97	94	100	107	115	123	132	141
Madobdi								75	80	86	92	98	105	112	120	129	138	147
Haripur	85	96	108	89	101	114	96	108	116	124	133	108	115	123	117	125	134	143
Sonargaon	53	60	68	76	86	97	87	98	105	112	120	128	137	147	97	104	111	119
Sonargaon-2																88	94	101
Bandor							75	84	90	97	103	111	118	127	121	129	138	148
Munshiganj	59	65	72	80	72	80	89	99	106	113	121	68	73	78	83	89	95	102
Tongibari												62	66	70	74	78	83	88
Hasnabad	152	172	194	204	88	99	112	79	84	90	96	103	110	118	126	90	97	103
Abdullapur									48	51	54	58	62	67	71	76	82	87
Nawabganj					51	56	62	69	73	78	82	87	93	98	104	110	117	124
Keraniganj					59	66	75	84	90	97	103	111	118	127	136	100	107	115
Hasnabad-2																90	96	103
Sreenagar					51	56	62	69	74	79	85	91	97	104	111	119	127	136
Area Total	1760	1973	2214	2419	2721	3111	3547	4003	4276	4565	4873	5232	5585	5962	6363	6793	7252	7742

表 3.2-3 Comilla の 132 kV 変電所の最大需要想定

Substation Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sylhet	147	165	159	106	120	84	94	106	116	126	68	74	80	88	96	104	114	124
Sylhet@											70	76	82	88	95	103	111	120
Beanibazar			33	36	40	45	50	55	59	63	68	72	70	75	80	86	92	98
Darbosto													60	64	69	74	79	84
Sylhet (N)						72	80	89	96	104	112	121	81	88	95	102	110	119
Sylhet (S)				83	94	85	95	107	116	125	70	76	82	88	95	103	111	120
Biswnath											60	64	67	71	76	80	85	90
Chhatak	42	47	22	24	27	30	33	37	39	41	44	47	49	52	55	59	62	66
Sunamganj			30	33	37	41	46	51	54	57	60	64	68	72	76	81	86	91
Fenchuganj	54	41	40	33	37	41	46	51	54	57	60	64	68	72	76	81	86	75
Kulaura		31	34	38	42	47	52	58	61	65	69	73	77	82	87	92	97	60
Molovibazar																		55
Srimongal	42	36	40	44	49	45	50	56	60	64	68	73	78	84	90	96	102	110
Shahajibazar	56	62	68	76	84	56	62	68	73	77	81	86	92	97	60	64	67	71
Madovpur															50	53	56	60
Nabiganj						47	52	58	61	65	69	73	77	82	75	80	84	89
B.baria	61	68	75	83	93	75	83	92	98	60	64	67	71	76	80	85	90	96
Nabinagar										63	67	71	75	80	84	89	95	100
Ashuganj	62	69	77	85	94	55	61	67	72	57	61	65	70	75	80	86	92	98
Comilla (N)	58	64	71	79	88	86	95	106	113	100	107	114	90	96	103	110	118	126
Maynamoti													80	87	95	104	113	123
Muradnagar						79	87	97	103	60	64	67	71	76	80	85	90	96
Comilla (S)	148	166	123	139	157	110	124	140	100	109	119	130	90	98	107	87	94	103
Lalmal									60	64	69	74	79	84	90	96	103	110
Miarbazar																70	76	82
Chaddugram			64	71	79	62	69	76	81	87	93	100	107	114	122	91	97	104
Daudkandi	68	76	86	97	109	75	84	93	99	106	114	72	77	82	88	94	100	107
Homna												50	54	57	61	66	70	75
Gazaria						48	54	61	68	76	85	96	107	120	78	87	98	110
Jamaldi															60	67	75	84
Chandpur	79	87	82	52	57	64	71	78	83	88	93	99	105	111	118	125	80	85
Matlob																	50	53
Kachua				39	44	49	54	60	64	67	71	76	80	85	90	96	101	107
Ramganj			57	64	71	79	87	97	103	109	115	60	64	68	72	76	81	85
Laxmipur												62	66	70	74	78	83	88
Chowmuhani	107	118	89	99	110	69	77	85	91	98	104	112	120	68	73	78	83	89
Sonaimuri														60	64	67	71	76
Sonapur						52	58	65	68	73	77	81	86	92	97	103	109	116
Feni	105	117	105	116	129	143	87	96	104	112	121	76	82	88	95	103	111	120
Feni-3												70	75	80	86	92	98	105
Feni-2							73	81	85	91	96	80	85	90	95	101	107	113
Chandina						51	58	65	60	64	69	74	79	84	90	96	103	110
Laksham						52	58	65	68	73	77	81	86	92	97	103	109	116
Area Total	1028	1147	1255	1399	1560	1739	1938	2159	2309	2401	2565	2738	2928	3134	3354	3590	3841	4110

表 3.2-4 チッタゴンの 132 kV 変電所の最大需要想定

Substation Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hathazari	77	86	59	66	75	85	95	107	115	123	82	87	93	100	107	114	122	51
Fatikchari											50	53	56	60	63	67	71	75
Raozan																		80
Khagrachari			27	30	34	37	42	46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	83
Baroirhat			41	46	51	56	62	69	74	79	85	91	97	104	111	119	97	104
Mirsharai																		60
Baroaulia	95	107	104	72	82	92	83	93	103	113	124	86	95	105	115	127	94	104
Kumira												80	88	97	106	117	94	103
Batiari																		80
Sitakundu				45	51	58	65	74	81	89	98	78	86	95	104	115	96	106
Khulsi	163	178	127	96	105	114	88	96	104	112	121	80	86	92	98	105	112	120
Nasirabad												80	86	92	98	105	112	120
Agrabad			68	74	81	89	97	106	113	121	90	95	101	107	114	120	90	95
Agrabad-2											80	85	90	95	101	107	113	120
Rampur				78	86	94	102	112	120	128	90	95	101	107	114	120	100	106
Halishahar	122	138	155	118	134	89	100	113	124	80	88	97	104	111	119	127	105	112
Halishahar-2																		80
Patenga										65	70	76	82	88	96	103	111	120
F.hat							59	66	72	80	88	96	103	110	118	126	100	107
Newmooring						62	70	79	86	70	76	83	89	95	102	109	100	107
Sholoshahar				50	55	60	65	71	77	83	90	67	72	78	84	91	98	106
Bakulia	105	115	125	60	65	71	78	85	93	101	110	120	81	87	93	99	106	114
Kalurghat				49	55	62	70	79	86	94	103	112	85	91	97	104	111	119
Bakulia-2													70	75	80	86	92	98
Madunaghat	32	36	40	44	49	54	60	67	72	77	82	88	94	100	107	115	123	100
Chandraghona	37	41	29	32	35	39	44	48	51	54	58	61	65	69	73	77	82	87
Rangamati			27	30	34	37	42	46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	83
Sikalbaha	47	54	60	68	77	74	83	94	104	114	125	70	77	85	93	102	100	110
Bhoalkhali												70	76	83	91	99	108	117
Shahmirpur	6	25	28	32	36	41	46	52	57	63	69	76	83	92	101	111	100	110
Juldah	21	24	27	31	35	39	44	50	55	61	67	73	81	89	98	108	90	99
Sikalbaha-2																		70
Dohazari	64	71	79	88	98	79	87	97	104	111	119	127	95	102	109	116	85	91
Baskhali													45	48	51	54	57	60
Bandarban																		40
Patiya						43	48	53	58	64	71	70	76	83	91	99	108	117
Kaptai	16	17	19	21	24	26	29	32	34	36	38	41	43	46	49	51	55	58
Cox'bazar	64	71	79	55	61	67	75	83	90	97	105	113	112	76	82	89	96	103
Teknaf														45	49	52	57	61
Chakaria													52	57.2	63	69	76	84
Moheskhali													57	66	75	87	100	115
Matarbari				33	37	41	46	51	58	70	84	101	33	37	41	46	52	58
Area Total	850	963	1097	1220	1357	1510	1680	1871	2029	2189	2371	2568	2778	2995	3230	3484	3699	3962

表 3.2-5 Khulna の 132 kV 変電所の最大需要想定

Substation Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Barisal (N)			66	74	84	94	88	99	106	113	121	79	85	91	97	104	111	119
Gournadi												70	75	80	86	92	98	105
Gangni						60	66	74	78	83	88	83	88	93	99	105	111	118
Barisal	95	107	69	77	87	98	86	97	104	111	119	77	82	88	94	101	108	116
Bakerganj												50	53	56	60	63	67	71
Madaripur	73	81	50	55	62	68	76	84	89	95	100	81	86	91	97	103	109	115
Jalokati							44	48	51	54	58	61	65	69	73	77	82	87
Shariotpur			26	29	32	36	39	44	46	49	52	55	59	62	66	70	74	78
Patuakhali	68	75	53	59	66	49	54	60	64	67	71	76	80	85	90	96	101	107
Bhola			30	33	37	41	46	51	54	57	60	64	68	72	76	81	86	91
Kalapara						36	39	44	46	49	52	55	59	62	66	70	74	78
Bandharia	31	34	38	43	47	41	46	51	54	57	60	64	68	72	76	81	86	91
Faridpur	75	84	93	103	89	65	73	81	85	91	96	102	108	114	80	85	90	96
Boalmari															55	58	62	66
Rajbari					49	54	60	67	71	75	80	84	89	95	100	107	113	120
Gopalganj	38	42	46	52	57	52	58	65	68	73	77	81	86	92	83	88	93	99
Bangha						45	50	55	59	62	66	70	74	78	83	88	93	99
Kustia	91	101	112	124	115	80	89	99	106	113	121	90	96	103	110	118	94	101
Mirpur												67	71	75	80	85	90	95
Bheramara	38	42	46	52	57	64	71	78	83	88	93	82	87	92	98	103	110	116
Chuadanga	37	41	45	50	56	62	54	60	64	67	71	76	80	85	90	96	101	107
Islamic Univ.																	62	66
Jhenaidah	58	64	71	79	88	97	66	74	78	83	88	93	99	105	111	118	95	100
Kaliganj							62	69	73	78	82	72	77	81	86	91	97	103
Magura	26	28	31	35	39	43	48	53	56	60	63	67	71	75	80	84	90	95
Jessore	123	137	114	126	123	99	89	99	106	113	121	85	91	97	104	81	87	93
Churamonkati												55	58	62	66	69	74	78
Benapole			38	43	47	52	58	65	68	73	77	81	86	92	97	103	109	116
Narail					44	49	54	60	64	67	71	76	80	85	90	96	101	107
Noapara	53	59	66	73	54	60	66	74	79	84	90	97	103	111	118	95	101	108
Rupdia																61	65	69
Kesabpur						56	62	69	73	78	82	87	93	98	104	90	96	101
Satkhira	50	55	62	68	76	65	73	81	85	91	96	102	108	114	121	89	94	100
Assasuni																59	63	66
Khulna (C)	88	99	112	127	143	120	94	106	114	124	83	90	97	105	114	86	92	100
Goalpara	47	52	57	64	71	79	68	76	82	89	76	82	73	79	86	92	100	108
Sonadanga											70	76	82	88	95	103	111	120
Gallamari	47	54	60	68	77	87	98	111	120	65	70	76	82	88	96	103	111	120
Lobanchura										64	69	75	81	87	94	102	110	118
Rupsha						69	77	85	92	99	107	116	75	81	88	95	102	111
Terokhada													60	65	70	76	82	88
Phultola							61	69	74	80	86	93	101	109	118	92	99	107
Fhulpur																72	78	84
Bagerhat	56	62	68	76	84	65	73	81	85	91	96	102	108	114	121	93	98	104
Pirojpur																76	81	85
Mongla	30	34	39	44	50	56	63	71	76	82	87	93	100	107	114	82	88	94
Area Total	1123	1251	1395	1554	1732	1944	2151	2397	2555	2724	2904	3086	3284	3500	3731	3975	4237	4516

表 3.2-6 Bogra の 132 kV 変電所の最大需要想定

Substation Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pirganj						65	73	81	85	91	96	102	108	114	83	88	94	99
Puthia						51	56	62	66	70	74	79	83	88	94	99	105	111
Bera						56	62	69	73	78	82	87	93	98	104	110	117	94
Panchagarh	31	34	38	43	47	52	58	65	68	73	77	81	86	92	87	92	98	104
Thakurgaon	64	71	79	88	98	71	79	88	93	98	104	111	117	124	82	87	92	97
Thakurgaon-2															60	64	67	71
Purbasadipur	78	86	96	106	118	103	114	69	73	78	82	87	93	98	84	89	94	100
Birganj															58	61	65	69
Dinajpur								58	61	65	69	73	77	82	87	92	97	103
Saidpur	78	86	62	68	76	84	93	76	81	85	91	96	102	108	114	85	90	96
Parbatipur																55	58	62
Jaldhaka			34	38	42	47	52	58	61	65	69	73	77	82	87	92	97	103
Barakupuria	38	42	46	52	57	64	71	78	83	88	93	99	105	111	88	93	99	105
Hakimpur															67	71	75	80
Rangpur	88	99	112	126	95	107	120	94	101	108	115	123	82	88	94	100	107	115
Pirgacha													70	74	79	83	88	94
Mithapukur					57	64	71	78	83	88	93	99	80	85	90	95	101	107
Paglapir								69	73	78	82	87	93	98	104	90	95	101
Palashbari	56	62	68	76	74	82	91	62	66	70	74	79	83	88	89	94	100	106
Gaibandah								39	42	44	47	49	52	56	59	62	66	70
Lalmonirhat	50	55	62	30	34	37	42	46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	83
Kurigram				38	42	47	52	58	61	65	69	73	77	82	87	92	97	103
Bogra	167	188	154	113	128	78	88	100	108	116	66	71	76	83	89	96	104	112
Dupchachia											60	64	67	71	76	80	85	90
Mahastanghar			57	64	71	79	87	97	103	109	115	122	60	63	67	71	75	80
Matdali													70	74	79	83	88	94
Sherpur(Bogra)				61	67	75	83	92	99	106	113	121	129	138	98	104	110	117
Bogra (New)						65	73	81	86	92	99	106	113	121	100	106	114	122
Sultanganj															80	86	92	98
Naogaon	78	86	96	106	118	79	87	97	103	109	115	122	90	95	101	107	113	120
Atrai													55	58	62	66	69	74
Joypurhat	39	43	48	53	59	65	73	81	85	91	96	102	108	114	89	94	100	106
Niamotpur	56	62	68	76	84	77	85	94	100	106	113	119	126	94	100	106	112	119
Mahadevpur														70	74	79	83	88
Patnitola						69	77	85	90	96	102	108	114	91	96	102	108	115
Sirajganj	62	69	77	85	94	71	79	88	94	100	107	115	68	73	78	83	89	95
Belkuchi													55	59	63	67	72	77
Ullapara						34	37	41	44	47	49	52	56	59	62	66	70	74
Natore	73	81	90	100	111	94	66	74	78	83	88	93	84	89	94	100	106	112
Bonpara							37	41	44	47	49	52	56	59	62	66	70	74
Shahajadpur	54	60	67	74	83	51	56	62	66	70	74	79	83	88	94	99	105	111
Pabna	67	74	82	91	67	60	66	74	78	83	88	93	99	105	111	118	125	99
Madhupur																		63
Bangura					34	37	42	46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	83
Ishurdi	36	39	44	49	54	60	66	74	78	83	88	68	72	77	81	86	91	97
Bagha												65	69	73	77	82	87	92
Rajshahi	96	108	65	73	83	80	90	101	109	116	124	78	83	89	96	102	109	117
Rajshahi (N)			58	65	73	76	86	97	103	111	118	77	82	88	94	101	108	115
Tanore												70	75	80	86	92	98	105
Chapai	88	59	66	73	81	90	100	65	68	73	77	81	86	92	97	103	109	116
Chowdala								46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	83
Amnura		38	42	47	52	58	64	71	76	80	85	75	80	84	90	95	101	107
Area Total	1296	1445	1611	1795	1999	2226	2477	2756	2929	3113	3308	3505	3719	3950	4196	4455	4732	5026

表 3.2-7 ダッカ北部 (DESCO) の 132 kV 変電所の最大需要想定

Substation Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mirpur	149	102	112	92	101	88	97	106	111	116	122	128	135	142	149	106	111	117
Pallabi																98	103	108
Gulshan	153	137	150	106	116	92	100	109	115	121	127	133	95	99	104	110	115	121
Gulshan-2													94	99	104	109	114	120
Bashundhara	175	191	209	99	109	96	105	114	122	131	140	150	85	91	98	105	112	120
Bashundhara-2													75	80	86	92	98	105
Uttara-VI														90	96	103	110	118
Uttara	113	123	134	125	137	109	94	103	111	118	127	135	145	105	112	120	129	138
Tongi New	78	88	99	112	127	115	100	113	120	129	138	118	126	135	144	154	165	176
Kallayanpur	185	95	104	113	124	95	104	114	122	131	140	149	100	107	114	122	131	140
Agargaon		72	79	86	94	78	85	93	98	102	108	113	119	124	131	137	144	151
Dhamal Koat		90	98	68	74	81	88	96	103	110	118	126	135	145	155	118	126	135
Uttara-3rd Phase				52	57	62	68	74	79	85	91	97	104	111	119	128	136	146
Dumni				54	59	65	71	77	82	88	94	101	108	106	113	121	129	138
Purbachal				35	40	45	50	57	61	65	70	75	80	85	91	98	105	112
Purbachol-2											42	45	48	51	55	59	63	67
Aftabnagar				58	65	74	83	94	101	108	115	124	132	141	81	87	93	100
Badda															70	75	80	86
Banani				80	87	96	104	114	122	131	140	150	111	119	127	136	146	156
Mirpur-II						62	68	75	78	82	86	91	95	100	105	110	116	122
Airport						68	75	82	88	94	100	107	115	93	99	106	114	122
United City						48	53	58	62	66	71	76	81	87	93	99	106	114
Uttarkhan							55	60	65	69	74	79	85	91	97	104	111	119
Area Total	852	899	986	1081	1189	1273	1400	1540	1640	1746	1902	1997	2067	2201	2344	2496	2657	2829

表 3.2-8 ダッカ南部 (DPDC) の 132 kV 変電所の最大需要想定

Substation Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Ullon	142	115	126	138	91	99	108	118	124	130	137	144	151	103	109	114	120	126	
Banasree														80	84	88	93	97	
Maghbazar	149	162	178	194	124	86	94	102	107	113	119	124	111	116	122	128	135	141	
Md.pur													100	105	110	116	122	128	
Maniknagar	79	66	72	59	64	70	77	84	90	96	103	110	118	126	135	144	152	161	
Konapra																76	81	87	
Dhanmondi	161	176	192	82	89	98	107	117	123	129	135	142	149	106	112	117	123	129	
Azimpur														85	89	94	98	103	
Kamrangirchar	139	77	84	92	100	109	80	87	93	100	107	114	122	131	140	150	100	107	
Hazaribagh																	60	64	
Narinda	96	105	115	71	77	84	92	101	106	111	117	122	129	135		142	109	114	120
Bangsai																90	95	99	
Shyampur	145	163	184	99	112	86	97	110	117	126	135	144	154	140	150	112	120	128	
Rayerbazar														95	102	109	116	125	
Pagla																88	94	101	
Bangabhaban	61	67	73	40	44	48	52	57	60	63	66	69	73	76	80	84	88	93	
Matuail	54	61	69	78	88	69	78	88	95	101	108	116	124	133	142	112	120	128	
Sitalakhya	97	110	124	100	113	82	93	105	112	120	128	137	147	107	115	123	131	140	
Sitalakhya-2														85	91	97	104	111	
Siddirganj	99	112	127	113	78	88	99	112	119	128	137	146	157	100	108	115	123	132	
Godnail														90	96	103	110	118	
Madanganj		84	95	60	67	76	67	75	81	86	92	99	106	113	106	113	121	130	
Satmasjit		70	77	84	91	100	79	87	93	99	106	113	101	109	116	124	133	142	
Madertek	34	60	66	72	60	66	72	79	84	90	97	103	111	118	127	119	128	137	
Lalbagh	34	55	60	66	72	78	86	94	98	103	109	114	120	111	116	122	128	135	
Charsaidpur				48	54	61	69	78	83	89	95	102	109	116	124	133	143	152	
Fatullah				78	88	74	84	95	102	109	116	124	133	107	115	123	132	141	
Kazla				80	87	96	104	114	122	131	140	150	160	131	141	120	129	138	
Postogola				81	89	97	106	116	121	127	134	141	148	125	131	138	145	152	
Motijheel				60	66	72	78	86	90	94	99	104	109	115	120	127	133	139	
New Ramna				74	81	88	97	106	111	116	122	128	135	142	149	106	111	117	
Zigatola				68	74	81	89	97	102	107	112	118	124	110	116	121	127	134	
Panthapath						70	77	84	88	93	98	102	108	113	119	124	131	137	
Ctg Road						70	77	84	90	96	103	110	118	126	135	145	155	166	
Khilgaon					76	83	91	100	105	111	116	122	128	109	115	121	127	133	
Basila							70	77	82	88	94	101	88	94	100	107	115	123	
Khanpur						70	79	89	95	102	109	117	125	111	119	127	136	145	
Tejgaon						60	66	72	75	79	83	87	91	96	101	106	111	117	
Demra					50	56	64	72	77	82	88	94	101	108	116	124	132	142	
Area Total	1289	1483	1640	1834	1935	2218	2430	2684	2847	3020	3204	3399	3647	3869	4090	4340	4605	4888	

第4章

電力開発計画

第4章 電力開発計画

4.1 既存の発電所

既存の発電所を表 4.1-1 及び 表 4.1-2 に示す。利用可能な発電容量は de-rated capacity と呼ばれ 9,508 MW であるが、定期点検、老朽化による停止、及び送電線の潮流の制約により実際にはこれよりもある程度の制限を受ける。いくつかの発電所は今後数年以内に廃止の予定である。次表に示すようにチッタゴン地域の de-rated capacity の合計は 710 MW である。一方、チッタゴンの最大需要は 850 MW であるため、残りの必要となる電力は他の地域、特にダッカから供給されることとなる。もしも発電ユニット 1 台が系統から脱落すると北部からチッタゴンを結ぶ送電線には 200 から 300 MW 程度の潮流が流れることになる。

表 4.1-1 表 チッタゴン地域の Derated Capacity

Name of Power Station	Unit	Derated Capacity
Chittagong Raozan ST 1	ST-1	210
Chittagong Raozan ST 2	ST-2	210
Raozan 25 MW	25 MW	25
Sikalbaha ST	ST	40
Sikalbaha GT	GT	150
Sikalbaha	Energis	53
Barabkunda		22
		710

表 4.1-2 既設発電所(1/2)

Power Station Name	Unit		District	Installed Capacity MW	Derated Capacity MW	Fuel	Grid Connected Voltage	Modified Commissioning Date	Commissioning Date	Entity	Producer	
Ghorasal ST 1 & 2	ST 1		Dhaka	Norshingdi	55	39	Gas	132 kV	16-Jun-74	16-06-1974	Public	BPDB
Ghorasal ST 1 & 2	ST 2		Dhaka	Norshingdi	55	39	Gas	132 kV	13-Feb-76	13-02-1976	Public	BPDB
Ghorasal ST 4	ST 4		Dhaka	Norshingdi	210	210	Gas	230 kV	14-Sep-86	14-09-1986	Public	BPDB
Ghorasal ST 3	ST 3		Dhaka	Norshingdi	210	210	Gas	230 kV	18-Mar-89	18-03-1989	Public	BPDB
Ghorashal 100 MW	100 MW		Dhaka	Norshingdi	100	100	Gas	132 kV	28-Feb-12	28/02/2012	Private	Aggreko
Ghorasal ST 5	ST 5		Dhaka	Norshingdi	210	210	Gas	230 kV	15-Sep-94	15-09-1994	Public	BPDB
Ghorasal ST 6	ST 6		Dhaka	Norshingdi	210	210	Gas	230 kV	31-Jan-99	31-01-1999	Public	BPDB
Ghorashal 45 MW	45 MW		Dhaka	Norshingdi	45	45	Gas	33 kV	28-Feb-12	28/02/2012	Private	Aggreko
Ghorashal MAX	Ghorashal MAX		Dhaka	Norshingdi	78	78	Gas	132 kV	27-May-11	27/05/2011	Private	Max Power
Haripur SBU GT 1, 2 & 3	GT-1		Dhaka	Narayanganj	32	20	Gas	132 kV	31-Oct-87	31-10-1987	Public	BPDB
Haripur SBU GT 1, 2 & 3	GT-2		Dhaka	Narayanganj	32	20	Gas	132 kV	15-Nov-87	15-11-1987	Public	BPDB
Haripur SBU GT 1, 2 & 3	GT-3		Dhaka	Narayanganj	32	20	Gas	132 kV	2-Dec-87	02-12-1987	Public	BPDB
Haripur NEPC	1 - 8		Dhaka	Narayanganj	110	85	HFO	132 kV	30-Jun-99	30-06-1999	Private	Pendekar
Haripur P. Ltd CCPP	GT		Dhaka	Narayanganj	240	240	Gas	132 kV	23-May-01		Private	Pendekar
Haripur P. Ltd CCPP	Steam		Dhaka	Narayanganj	120	120		132 kV	23-May-01		Private	Pendekar
Haripur EGCB 360 MW	360 MW		Dhaka	Narayanganj	412	412	Gas	230 kV		01-12-2001	Public	EGCB
Meghnaghat P.Ltd CCPP	CCPP (3)		Dhaka	Narayanganj	450	450	Gas	230 kV	26-Nov-02	26-11-2002	Private	Pendekar
Meghnaghat IEL			Dhaka	Narayanganj	100	100	HFO	132 kV	8-May-11	2011/8/5	Private	IEL
Meghnaghat Summit			Dhaka	Narayanganj	350	335	HSD		On test		Private	
Madanganj 102 MW			Dhaka	Narayanganj	102	102	HFO	132 kV	1-Apr-11	2011/1/4	Private	Summit Power
Keraniganj	100 MW		Dhaka	Dhaka	100	100	HFO	132 kV	27-Mar-12	27/03/2012	Private	Power Pac
Norshingdi	22		Dhaka	Norshingdi	22	22	Gas	33 kV	21-Dec-08	21-12-2008	Private	RPCL
Siddhirgonj ST	ST		Dhaka	Narayanganj	210	150	Gas	230 kV	3-Sep-04	03-09-2004	Public	BPDB
Siddhirgonj GT-1, 2	GT 1,2		Dhaka	Narayanganj	210	210	Gas	132 kV	5-Feb-12	2012/5/2	Public	EGCB
Siddhirgonj 100MW	100 MW		Dhaka	Narayanganj	100	96	HSD	132 kV	17-Feb-11	17/02/2011	Private	Desh Energy
Dutch Bangla 100 MW	100 MW		Dhaka	Narayanganj	100	100	HFO	132 kV	21-Jul-11	21/07/2011	Private	Dutch Bangla
DPA Power 50MW	50 MW		Dhaka	Narayanganj	50	49	HSD	33 kV	24-Nov-10	24/11/2010	Private	Primordial Energy Ltd.
Summit Power (Dhaka)			Dhaka	Dhaka	150	146	Gas	33 kV	9-Jun-09	9-Jun-09	Private	Summit Power
Gazipur RPCL			Dhaka	Gazipur	50	50	Gas	33 kV	12-Jul-12		Private	RPCL
Tongi GT	GT		Dhaka	Dhaka	105	105	Gas	132 kV	28-Mar-05	28-03-2005	Public	BPDB
Chittagong Raozan ST 1	ST-1	Chittagong	Chittagong	210	210	Gas	230 kV	28-Mar-93	28-03-1993	Public	BPDB	
Chittagong Raozan ST 2	ST-2	Chittagong	Chittagong	210	210	Gas	230 kV	21-Sep-97	21-09-1997	Public	BPDB	
Raozan 25 MW	25 MW	Chittagong	Chittagong	25	25	HFO	33 kV	3-May-13	2013/3/5	Private	RPCL	
Kaptai Hydro unit 1,2,3,4 &	1	Chittagong	Rangamati	46	220	0	132 kV	26-Feb-62	26-02-1962	Public	BPDB	
Kaptai Hydro unit 1,2,3,4 &	2	Chittagong	Rangamati	46			132 kV	8-Jan-62	08-01-1962	Public	BPDB	
Kaptai Hydro unit 1,2,3,4 &	3	Chittagong	Rangamati	50			132 kV	8-Jan-82	08-01-1982	Public	BPDB	
Kaptai Hydro unit 1,2,3,4 &	4	Chittagong	Rangamati	50			132 kV	11-Jan-88	11-01-1988	Public	BPDB	
Kaptai Hydro unit 1,2,3,4 &	5	Chittagong	Rangamati	50			132 kV	11-Jan-88	11-01-1988	Public	BPDB	
Sikalbaha ST	ST	Chittagong	Chittagong	60	40	Gas	132 kV	24-Apr-84	24-04-1984	Public	BPDB	
Sikalbaha GT	GT	Chittagong	Chittagong	150	150	Gas	132 kV	18-Aug-10	18-08-2010	Public	BPDB	
Sikalbaha	Energis	Chittagong	Chittagong	60	53	HFO	132 kV	6-Jun-11	2011	Public	Energis	
Hathazari	100 MW	Chittagong	Chittagong	100	0	HFO	132 kV	23-Dec-11	23-12-2011	Public	BPDB	
Dohazari	102 MW	Chittagong	Chittagong	102	0	HFO	132 kV	1-Jan-12	2012/1/1	Public	BPDB	
Juldah		Chittagong	Chittagong	100	0	HFO	132 kV	26-Mar-12	26/03/2012	Private	Acorn Infra Service Ltd	
Malancha,Ctg EPZ		Chittagong	Chittagong	40	0	Gas	33 kV			Private	United Power	
Barakkunda		Chittagong	Chittagong	22	22	Gas	33 kV	23-May-09	23-05-2009	Private	Regent	
Ashuganj ST 1 & 2	1	Chittagong	Brahmanbaria	64	128	Gas	132 kV	17-Jul-70	17-07-1970	Public	APCL	
	2	Chittagong	Brahmanbaria	64		Gas	132 kV	8-Jul-70	08-07-1970	Public	APCL	
Ashuganj ST 3	3	Chittagong	Brahmanbaria	150	390	Gas	230 kV	17-Dec-86	17-12-1986	Public	APCL	
Ashuganj ST 4	4	Chittagong	Brahmanbaria	150		Gas	230 kV	4-May-87	04-05-1987	Public	APCL	
Ashuganj ST 5	5	Chittagong	Brahmanbaria	150		Gas	230 kV	21-Mar-88	21-03-1988	Public	APCL	
Ashuganj CCPP	CCPP-146MW	Chittagong	Brahmanbaria	146	91	Gas	132 kV	15-Nov-86	28-03-1984	Public	APCL	
Ashuganj 50 MW TSK	50 MW	Chittagong	Brahmanbaria	50	53	Gas	132 kV	30-Apr-11	30-04-2011	Public	APCL	
Ashuganj Precision	Precision	Chittagong	Brahmanbaria	55	55	Gas	132 kV	7-Apr-10	07/04/10	Private	Precision	
Ashuganj Aggrekko	Aggreko	Chittagong	Brahmanbaria	80	80	Gas	132 kV	31-May-11	31/05/2011	Private	Aggreko	
Ashuganj UP-53 MW	Up-53 MW	Chittagong	Brahmanbaria	53	53	Gas	132 kV	22-Jun-11	22/06/2011	Private	United Power	
Ashuganj Midland		Chittagong	Brahmanbaria			Gas				Private	Midland Power	
Brahmanbaria 70MW		Chittagong	Brahmanbaria	68	68	Gas	132 kV	6-Mar-11	2011/6/3	Private	Aggreko	
Daudkandi 50 MW		Chittagong	Comilla	50	52	FO	132 kV	29-Oct-11	29-10-2011	Public	BPDB	
Chandpur CCPP	CCPP	Chittagong	Chandpur	150	0	Gas	132 kV	1-Jul-12	July-12	Public	BPDB	

表 4.1-3 既設発電所(2/2)

Power Station Name	Unit		District	Installed Capacity	Derated Capacity	Fuel	Grid Connected Voltage	Modified Commissioning Date	Commissioning Date	Entity	Producer
Feni			Chittagong	Feni	20	22	Gas 33 kV	16-Feb-09	16-02-2009	Private	Doreen
Mahipal,Feni			Chittagong	Feni	10	11	Gas 33 kV	22-Apr-09	22-4-2009	Private	Doreen
Jangalia			Chittagong	Comilla	34	33	Gas 33 kV	25-Jun-09	25-06-2009	Private	Summit Power
Summit Power (Comilla)			Chittagong	Comilla	25	25	Gas 33 kV	2-Jun-01		Private	Summit Power
RPCL CCPP,Mymensingh	1 - 4		Dhaka	Mymensingh	210	185	Gas 132 kV	20-Nov-99	Jan 00Oct. 00,Dec.00J	Private	RPCL
Tangail			Dhaka	Tangail	20	22	Gas 33 kV	12-Nov-08	39793	Private	Doreen
Fenchugonj CCPP (old)	GT-1		Sylhet	Sylhet	30	30	Gas 132 kV	24-Dec-94	24-12-1994	Public	
Fenchugonj CCPP (old)	GT-2		Sylhet	Sylhet	30	30	Gas 132 kV	31-Jan-95	31-01-1995	Public	
Fenchugonj CCPP (old)	Steam		Sylhet	Sylhet	30	30	Gas 132 kV	8-Jun-95	08-06-1995	Public	
Fenchugonj CCPP (new)	CCPP-2(New)		Sylhet	Sylhet	104	104	Gas 132 kV	26-Oct-11	26-10-2011	Public	
Fenchugonj BEDL	51 MW		Sylhet	Sylhet	51	51	Gas 132 kV	18-Oct-09	18-10-2009	Private	BEDL
Fenchuganj Prima 50 MW	50 MW		Sylhet	Sylhet	50	0	Gas 132 kV	15-Feb-12	15-02-2012	Private	Energyprima
Hobiganj			Sylhet	Habiganj	11	11	Gas 33 kV	10-Jan-09	10/01/09	Private	Saiham Power Plant Ltd
Shahjibazar GT 8,9	Unit-8,9		Sylhet	Habiganj	66	66	Gas 132 kV	28-Mar-00	25-10-2000	Public	
Shahjibazar 86 MW	86 MW		Sylhet	Habiganj	86	86	Gas 132 kV	9-Feb-09	09-2-2009	Private	Shahjibazar Power Co. Ltd
Shahjibazar 50 MW	50 MW		Sylhet	Habiganj	50	50	Gas 132 kV	39765	13-11-2008	Private	Energyprima
Sylhet 150 MW	150 MW		Sylhet	Sylhet	150	150	Gas 132 kV	28-Mar-12	28-03-2012	Public	
Sylhet GT	GT(Gas)		Sylhet	Sylhet	20	20	Gas 132 kV	13-Dec-86	13-12-1986	Public	
Sylhet 50MW	50 MW		Sylhet	Sylhet	50	50	Gas 132 kV	23-Jul-08	23-07-08	Private	Energyprima
Sylhet 11 MW	11 MW		Sylhet	Sylhet	11	10	Gas 33 kV	15-Mar-09	15-03-2009	Private	Desh Energy
Shahjahanulla 25MW			Sylhet	Sylhet			Gas			Private	
Bheramara GT 1, 2 & 3	GT-1		Khulna	Kushtia	20	46	HSD 132 kV	28-Jul-76	28-07-1976	Public	
Bheramara GT 1, 2 & 3	GT-2		Khulna	Kushtia	20		132 kV	27-Apr-76	27-04-1976	Public	
Bheramara GT 1, 2 & 3	GT-3		Khulna	Kushtia	20		132 kV	19-Jan-80	19-01-1980	Public	
Bheramara	105 MW		Khulna	Kushtia	105	105	HSD 132 kV	31-Dec-10	31-12-2010	Private	Quantum Power
HVDC C/B Interconnector			Khulna	Kushtia			0 230 kV			Private	
Khulna ST 110MW	ST 110 MW		Khulna	Khulna	110	55	FO 132 kV	25-May-73	25-05-1973	Public	
Khulna ST 60MW	ST 60MW		Khulna	Khulna	60	30	FO 132 kV	7-Jul-84	07-07-1984	Public	
Khulna 40 MW	40 MW		Khulna	Khulna	40	40	HSD 33 kV	12-Jun-08	12-06-2008	Private	
Khulna 55 MW	55 MW		Khulna	Khulna	55	55	HSD 33 kV	10-Aug-10	10-08-2010	Private	Aggreko
KPCL, Khulna.			Khulna	Khulna	110	110	HFO 132 kV	12-Oct-98	12-10-1998	Private	Summit Power
KPCL, Khulna.(new)			Khulna	Khulna	115	115	HFO 132 kV	1-Jun-11	40549	Private	Summit Power
Khulna 150MW			Khulna	Khulna			HSD 132 kV			Private	
Faridpur			Dhaka	Faripur	54	54	FO 132 kV	4-Nov-11	40644	Public	BPDB
Gopalganj 110 MW			Dhaka	Gopalganj	110	109	HFO 132 kV	16-Nov-11	16-11-2011	Public	BPDB
Noapara (105 MW) Quantar	105 MW		Khulna	Jessore	105	101	HFO 132 kV	26-Aug-11	26-08-2011	Private	Quantum Power
Noapara (40 MW),KZA	40 MW		Khulna	Jessore	40	40	HFO 33 kV	29-May-11	29-05-2011	Private	Shan Jahan Ali Company Lt
Barisal Diesel	HSD		Barisal	Barisal	2	2	132 kV			Public	
Barisal GT 1 & 2	GT 1&2		Barisal	Barisal	40	32	HSD 132 kV	5-Aug-87	05-08-198404-10-1987	Public	
Bhola			Barisal	Bhola	33	33	Gas 33 kV	12-Jul-09	40154	Private	Sinha Power
Baghabari GT 1	GT 1		Rajshahi	Sirajganj	71	71	Gas 132 kV	4-Jun-91	04-06-1991	Public	
Baghabari GT 2	GT 2		Rajshahi	Sirajganj	100	100	Gas 132 kV	25-Nov-01	25-11-2001	Public	
Baghabari 50 MW	50 MW		Rajshahi	Sirajganj	50	52	HFO 132 kV	29-Aug-11	29-08-2011	Public	
Baghabari Westmont	Westmont		Rajshahi	Sirajganj	70	70	Gas 132 kV	26-Jun-99	26-06-1999	Private	
Bera 70 MW			Rajshahi	Pabna	70	71	HFO 132 kV	28-Oct-11	28-10-2011	Public	
Amnura 50 MW			Rajshahi	Nawabganj	50	0	HFO 132 kV	13-Jan-12	13-01-2012	Private	Sinha Power
Katakhali NPS 50 MW			Rajshahi	Rajshahi	50	0	HFO 132 kV	22-May-12	22-05-2012	Private	NPSL
Katakhali PPP 50 MW			Rajshahi	Rajshahi	50	50	HFO 132 kV	1-Dec-12	December, 2012	Public	
Sirajganj 150 MW			Rajshahi	Sirajganj	150	150	Gas 132 kV	3-Feb-13		Public	BPDB
Santahar 50 MW			Rajshahi	Naogaon	50	50	HFO 132 kV	1-Dec-12	December, 2012	Public	
Bogra GBB			Rajshahi	Bogra	21	21	Gas 33 kV	11-Apr-08	11-04-2008	Private	GBB Power Ltd.
Barapukuria ST 1	ST 1		Rajshahi	Bogra	125	125	Coal 230 kV	31-Jan-06	31-01-2006	Public	
Barapukuria ST 2	ST 2		Rajshahi	Bogra	125	125	Coal 230 kV	31-Jan-06	31-01-2006	Public	
Bogra 20MW			Rajshahi	Bogra	20	20	Gas 33 kV	12-Nov-11	12-11-2011	Private	Energyprima
Summit Power (Ullapara)			Rajshahi	Sirajganj	11	11	Gas 33 kV	2-Mar-09	02-03-2009	Private	Summit Power
Rangpur GT			Rangpur	Rangpur	20	20	HSD 132 kV	16-Aug-88	16-08-1988	Public	
Sayadpur GT			Rangpur	Nilphamari	20	20	HSD 132 kV	17-Sep-87	17-09-1987	Public	
Thakurgaon			Rangpur	Thakurgaon	47	47	HSD 132 kV	2-Aug-10	2-08-2010	Private	RZPL
Rajlanka 52 MW			Rajshahi	Natore	52	52	FO			Private	RLPCL
Total					6691	9508					

4.2 ダッカとチッタゴン間の電源開発

表 4.2-2 及び表 4.2-3 に 2023 年に運転される既存及び将来の発電所を示す。廃止予定の発電所はリストから外している。本事業と関連するチッタゴン南部の大規模な発電所のリストを次表に示す。

表 4.2-1 本事業と関連するチッタゴン南部の大規模発電所

Name of Power Station	Type of Fuel	COD Date	Installed Capacity
Sikalbaha 225 MW CCPP	Gas/ F. Oil	1-Mar-2017	225
Anowara, Chittagong 1000 MW CCPP	LNG	1-Dec-2019	1000
Matarbari 1200 MW Coal Power Plant (CPGCBL)	Imp. Coal	1-Jun-2021	1200
Moheskhali 1200 MW Coal Power Plant	Imp. Coal	1-Jun-2022	1200
Moheskhali G-to-G 1000 MW Coal Power Plant	Imp. Coal	1-Jun-2022	1000

(出典: PGCB)

表 4.2-2 2023 年に運転予定の既設の発電所

Existing Generation Capacity									
SL No.	Name of Power Station/ Location	Ownership	Grid	Type of Fuel	COD Date (DD/MM/YY)	Voltage Level KV	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity (MW)	Area
1	Karnaphuli Hydro 2	Public	East	Hydro	8-Jan-1962	132	40	40	Chittagong
2	Karnaphuli Hydro 1	Public	East	Hydro	26-Feb-1962	132	40	30	Chittagong
3	Karnaphuli Hydro 3	Public	East	Hydro	8-Jan-1982	132	50	50	Chittagong
4	Karnaphuli Hydro 4	Public	East	Hydro	11-Jan-1988	132	50	50	Chittagong
5	Karnaphuli Hydro 5	Public	East	Hydro	11-Jan-1988	132	50	50	Chittagong
6	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST3	Public	East	Gas	14-Sep-1986	230	210	180	Dhaka
7	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST4	Public	East	Gas	18-Mar-1989	230	210	180	Dhaka
8	Raozan (Chittagong) (210 MW) 1	Public	East	Gas	28-Mar-1993	230	210	180	Chittagong
9	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST5	Public	East	Gas	15-Sep-1994	230	210	190	Dhaka
10	Raozan (Chittagong) (210 MW) 2	Public	East	Gas	21-Sep-1997	230	210	180	Chittagong
11	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST6	Public	East	Gas	31-Jan-1999	230	210	190	Dhaka
12	RPCL (Mymensingh) (210 MW)	Private	East	Gas	20-Nov-1999	132	210	197	Dhaka
13	Haripur Power Ltd. (360 MW CC)	Private	East	Gas	23-May-2001	230	360	360	Dhaka
14	Meghnaghat power Ltd. (450 MW) (Norshindhi)	Private	East	Gas	26-Nov-2002	230	450	450	Dhaka
15	Siddhirganj (210 MW) ST	Public	East	Gas	3-Sep-2004	230	210	150	Dhaka
16	Tongi (105 MW) (Dhaka)	Public	East	Gas	28-Mar-2005	132	105	105	Dhaka
17	Summit Power (REB)	Private	East	Gas	16-Dec-2006	33	105	105	
18	Tangail SIPP (Doreen)	Private	East	Gas	12-Nov-2008	33	22	22	Dhaka
19	Narsindi SIPP (REB) (Doreen)	Private	East	Gas	21-Dec-2008	33	22	22	Dhaka
20	Hobiganj SIPP (REB) (Confi-Energypac)	Private	East	Gas	10-Jan-2009	33	11	11	
21	Shahjibazar 15 Yrs RPP	Private	East	Gas	9-Feb-2009	132	86	86	Comilla
22	Feni SIPP (Doreen)	Private	East	Gas	16-Feb-2009	33	22	22	Comilla
23	Ullapara SIPP (REB) (Summit)	Private	West	Gas	2-Mar-2009	33	11	11	Bogra
24	Kumkargoan, Sylhet 15 Years RPP (Desh Energy)	Private	East	Gas	15-Mar-2009	33	10	10	
25	Mahipal, Feni SIPP (REB)	Private	East	Gas	22-Apr-2009	33	11	11	Comilla
26	Mouna, Gazipur SIPP (REB)	Private	East	Gas	12-May-2009	33	33	33	Dhaka
27	Barokundo SIPP (Regent Power)	Private	East	Gas	23-May-2009	33	22	22	
28	Rupganj , Narayanganj SIPP (REB)	Private	East	Gas	9-Jun-2009	33	33	33	Dhaka
29	Jangalia, Comilla SIPP (Summit)	Private	East	Gas	25-Jun-2009	33	33	33	Comilla
30	Bhola, SIPP (Venture)	Private	West	Gas	12-Jul-2009	33	33	33	
31	Fenchuganj 15 Years RPP (Barakatullah)	Private	East	Gas	18-Oct-2009	132	51	51	Comilla
32	Shikalbaha 150 MW Peaking PP	Public	East	Gas	18-Aug-2010	132	150	150	Chittagong
33	SIDDHIRGANJ 2x120 MW #2 EGCB	Public	East	Gas	14-Oct-2010	132	105	105	
34	Ashugonj 50 MW	Public	East	Gas	30-Apr-2011	132	53	51	Comilla
35	Baghabari 50 MW Peaking PP	Public	West	F.Oil	29-Aug-2011	132	52	52	Bogra
36	FENCHUGANJ CC (104 MW) 2 nd Unit	Public	East	Gas	26-Oct-2011	132	104	104	Bogra
37	Bera 70 MW Peaking PP	Public	West	F.Oil	28-Oct-2011	132	71	71	Bogra
38	Titas, Doudkandi 50 MW Peaking PP	Public	East	F.Oil	29-Oct-2011	132	52	52	Comilla
39	Faridpur 50 MW Peaking PP	Public	West	F.Oil	4-Nov-2011	132	54	54	
40	Gopalganj 100 MW Peaking PP	Public	West	F.Oil	16-Nov-2011	132	109	109	
41	SIDDHIRGANJ 2x120 MW #1 EGCB	Public	East	Gas	1-Dec-2011	132	105	105	
42	Hathazari 100 MW Peaking PP	Public	East	F.Oil	23-Dec-2011	132	98	98	Chittagong
43	Sangu, Dohazari 100 MW Peaking PP	Public	East	F.Oil	1-Jan-2012	132	102	102	Chittagong
44	Sylhet 150 MW Power Plant	Public	East	Gas	28-Mar-2012	132	142	142	Comilla
45	Gazipur 50 MW Power Plant RPCL	Public	East	F.Oil	1-Jul-2012	132	52	52	Dhaka
46	Chandpur 150 MW CAPP	Public	East	Gas	1-Jul-2012	132	163	163	Comilla
47	Sirajganj 150 MW GT (China Mechaniaries EXIMCO)	Public	West	Gas/ HSD	1-Sep-2012	132	150	150	Bogra
48	Santahar 50 MW Peaking Power Plant	Public	West	F.Oil	1-Dec-2012	132	50	50	Bogra
49	Katakhali 50 MW Peaking Power Plant	Public	West	F.Oil	1-Dec-2012	132	50	50	Bogra
50	Raozan 25 MW Peaking PP	Private	East	F.Oil	3-May-2013	33	25	25	Chittagong
51	Haripur 360 MW CAPP	Public	East	Gas	Test Run	132	412	412	Dhaka
52	Khulna 150 MW GT	Public	West	HSD	23-Sep-2013	132	150	150	Khulna
53	Ashugonj 51 MW (Midland) PP	Private	East	Gas	6-Dec-2013	132	51	51	Comilla
54	Shajahanullah Power Com. Ltd.	Private	East	Gas	1-Nov-2013	33	25	25	
55	Power IMPORT from India	Public	West		1-Nov-2013	400	500	500	
56	Natore 52 MW Power Plant (Raj Lanka Power)	Private	West	F.Oil	24-Jan-2014	132	52	52	Bogra
									5962

表 4.2-3 2023 年に運転予定の将来の発電所

Generation Capacity installed from May-2014 to the end of 2023									
SL No.	Name of Power Station/ Location	Ownership	Grid	Type of Fuel	COD Date (DD/MM/YY)	Voltage Level KV	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity (MW)	Area
57	Sirajgonj 150 MW PP Conversion (NWPGC)	Public	West	Gas/ HSD	1-May-2014		75	75	Bogra
58	Ghorashal, Narsingdi 100 MW PP	Private	East	Gas	1-May-2014		108	108	Dhaka
59	Baraka-Patanga, Chittagong 50 MW PP	Private	East	F.Oil	1-May-2014		50	50	Chittagong
60	Gogonnagar, Narayanganj 100 MW PP	Private	East	F.Oil	1-May-2014		102	102	Dhaka
61	Potiya, Chittagong 100 MW Power Plant	Private	East	F.Oil	1-May-2014		108	108	Chittagong
62	Kathpotti, Munshigonj 50 MW Power Plant	Private	East	F.Oil	1-Jun-2014		53	53	Dhaka
63	Meghnaghat 300-450 MW CCPP (2 nd Unit)	Private	East	Gas/ F.Oil	1-Oct-2014		335	335	Dhaka
64	Alir Tak, Narayanganj 50 MW Power Plant	Private	East	F.Oil	1-Dec-2014		53	53	Dhaka
65	Nababgonj 55 MW PP	Private	East	F.Oil	1-Dec-2014		55	55	Dhaka
66	Bosila, Keranigonj 108 MW PP (CLC Power)	Private	East	F.Oil	1-Dec-2014		108	108	Dhaka
67	Manikganj 55 MW PP	Private	East	F.Oil	1-Mar-2015		55	55	Dhaka
68	Jangalia, Comilla 52 MW PP	Private	East	Gas/ F.Oil	1-Mar-2015		52	52	Comilla
69	Ashugonj 225 CCPP	Public	East	Gas	1-Jun-2015		225	225	Dhaka
70	Ashuganj (South) 450 MW CCPP	Public	East	Gas	1-Jun-2015		373	373	Dhaka
71	Keranigonj 100 MW Power Plant (Relocate from Khulna)	Private	East	F.Oil	1-Jun-2015		100	100	Dhaka
72	Bosila, Keranigonj, (Dhaka West) 108 MW PP	Private	East	F.Oil	1-Jun-2015		108	108	Dhaka
73	Jamalpur 100 MW Power Plant	Private	West	Gas/ F.Oil	1-Jun-2015		95	95	Dhaka
74	Gabtohi, Dhaka 108 MW PP	Private	East	F.Oil	1-Jun-2015		108	108	Dhaka
75	Ashugonj 195 MW Modular PP	Public	East	Gas	1-Jun-2015		195	195	Dhaka
76	Fenchugonj 50 MW Power Plant	Private	East	Gas	1-Jun-2015		50	50	Dhaka
77	Bhairab, Kishorgonj 50 MW PP	Private	East	F.Oil	1-Aug-2015		50	50	Dhaka
78	Kodda, Gazipur 150 MW Power Plant	Public	East	F.Oil/ Gas	1-Sep-2015		150	150	Dhaka
79	Sylhet 150 MW PP Conversion	Public	East	Gas	1-Sep-2015		75	75	Comilla
80	Up gradation of Khulna 150 MW to 225 MW (NWPGL)	Public	West	Gas/ HSD	1-Sep-2015		75	75	Khulna
81	Siddirganj 335 MW CCPP	Public	East	Gas	1-Dec-2015		335	335	Dhaka
82	Bhola 225 MW CCPP	Public	West	Gas	1-Dec-2015		195	195	Khulna
83	Kaptai Solar	Public	East	Solar	1-Dec-2015		8	8	Chittagong
84	Hatiya Hybride	Public	East	F.Oil/ Solar	1-Dec-2015		7	7	
85	Madangonj 50 MW Peaking Plant(Re. from Shantahar)	Private	East	F.Oil	1-Dec-2015		50	50	Dhaka
86	Barisal 100 MW PP (Re. from Syedpur)	Private	West	F.Oil	1-Dec-2015		100	100	Khulna
87	Sorishabari 3 MW Solar	Private	West	Solar	1-Dec-2015		3	3	
88	Dhorola 30 MW Solar Park	Private	West	Solar	1-Dec-2015		30	30	Bogra
89	Bibiana 300-450 MW CCPP (2 nd Unit)	Private	East	Gas	1-Jan-2016		341	341	Dhaka
90	Munshigonj 50 MW PP	Private	East	F.Oil	1-Jun-2016		50	50	Dhaka
91	Satkhira 50 MW PP	Private	West	F.Oil	1-Jun-2016		50	50	Khulna
92	Fenchugonj 163 MW CCPP	Private	East	Gas	1-Jun-2016		163	163	Dhaka
93	Chapai Nababganj 104 MW PP	Public	West	F.Oil	1-Jun-2016		104	104	Bogra
94	Bagabari 100 MW PP Conversion	Public	West	Gas	1-Jun-2016		50	50	Bogra
95	Shajibazar 70 MW PP Conversion	Public	East	Gas	1-Jun-2016		35	35	Comilla
96	Bibiana #3 CCPP	Public	East	Gas	1-Dec-2016		400	400	Dhaka
97	Shajibazar CCPP	Public	East	Gas	1-Dec-2016		332	332	Comilla
98	Chittagong 65-85 MW CCPP	Private	East	Naphtha/ Gas	1-Dec-2016		65	65	Chittagong
99	Wind	Private	East	Wind	1-Dec-2016		100	100	Chittagong
100	Ashugonj (North) CCPP	Public	East	Gas	1-Jan-2017		381	381	Dhaka
101	Ghorasal 3 rd Unit Repowering (Capacity Addition)	Public	East	Gas	1-Jan-2017		206	206	Dhaka
102	Bheramara 360 MW CCPP (NWPGC)	Public	West	Gas	1-Jan-2017		360	360	Khulna
103	Ghorasal 363 MW CCPP	Public	East	Gas	1-Mar-2017		363	363	Dhaka
104	Shikalbaha 225 MW CCPP	Public	East	Gas/ F.Oil	1-Mar-2017		225	225	Chittagong
105	Sirajganj 300-450 MW CCPP	Private	West	Gas/ HSD	1-Mar-2017		367	367	Bogra
106	Sirajgonj 225 MW CCPP (2 nd Unit):(NWPGC)	Public	West	Gas/ HSD	1-Apr-2017		220	220	Bogra
107	Barapukuria 275 MW (3rd Unit)	Public	West	Coal	1-Jun-2017		274	274	Bogra
108	Ghorasal 6 th Unit Repowering (Capacity Addition)	Public	East	Gas	1-Sep-2017		206	206	Dhaka
109	Bibiana South 300-450 MW CCPP	Public	East	Gas	1-Dec-2017		450	450	Comilla
110	Sirajgonj 150-225 MW CCPP (LANKO)	Private	West	Gas	1-Dec-2017		218	218	Bogra
111	Maowa, Munshiganj 522 MW Coal Fired Power Project (Orion)	Private	East	Imp. Coal	1-Dec-2017		522	522	Dhaka
112	Khulna 630 MW Coal Fired PP (Orion)	Private	West	Imp. Coal	1-Jan-2018		630	630	
113	Ghorasal 4th Unit Repowering (Capacity Addition)	Public	East	Gas	1-Jun-2018		206	206	
114	BIFPCL, Rampal, Khulna 1300 MW Coal Fired Power Project	Public	West	Imp. Coal	1-Dec-2018		1320	1320	
115	Anowara, Chittagong 1000 MW CCPP	Public	East	LNG	1-Dec-2019		1000	1000	Chittagong
116	Power import	Public	West	Import	1-Dec-2020		500	500	
117	Matarbari 1200 MW Coal Power Plant (CPGCL)	Public	East	Imp. Coal	1-Jun-2021		1200	1200	Chittagong
118	Ruppur Nuclear 1000 MW (BAEC) 1st Unit	Public	West	Nuclear	1-Dec-2021		1180	1180	Khulna
119	Moheskhali 1200 MW Coal Power Plant	Public	East	Imp. Coal	1-Jun-2022		1200	1200	Chittagong
120	Moheskhali G-to-G 1000 MW Coal Power Plant	Public	East	Imp. Coal	1-Jun-2022		1000	1000	Chittagong
120	Ruppur Nuclear 1000 MW (BAEC) 2nd Unit	Public	West	Nuclear	1-Dec-2023		1180	1180	Khulna
									18384

第5章

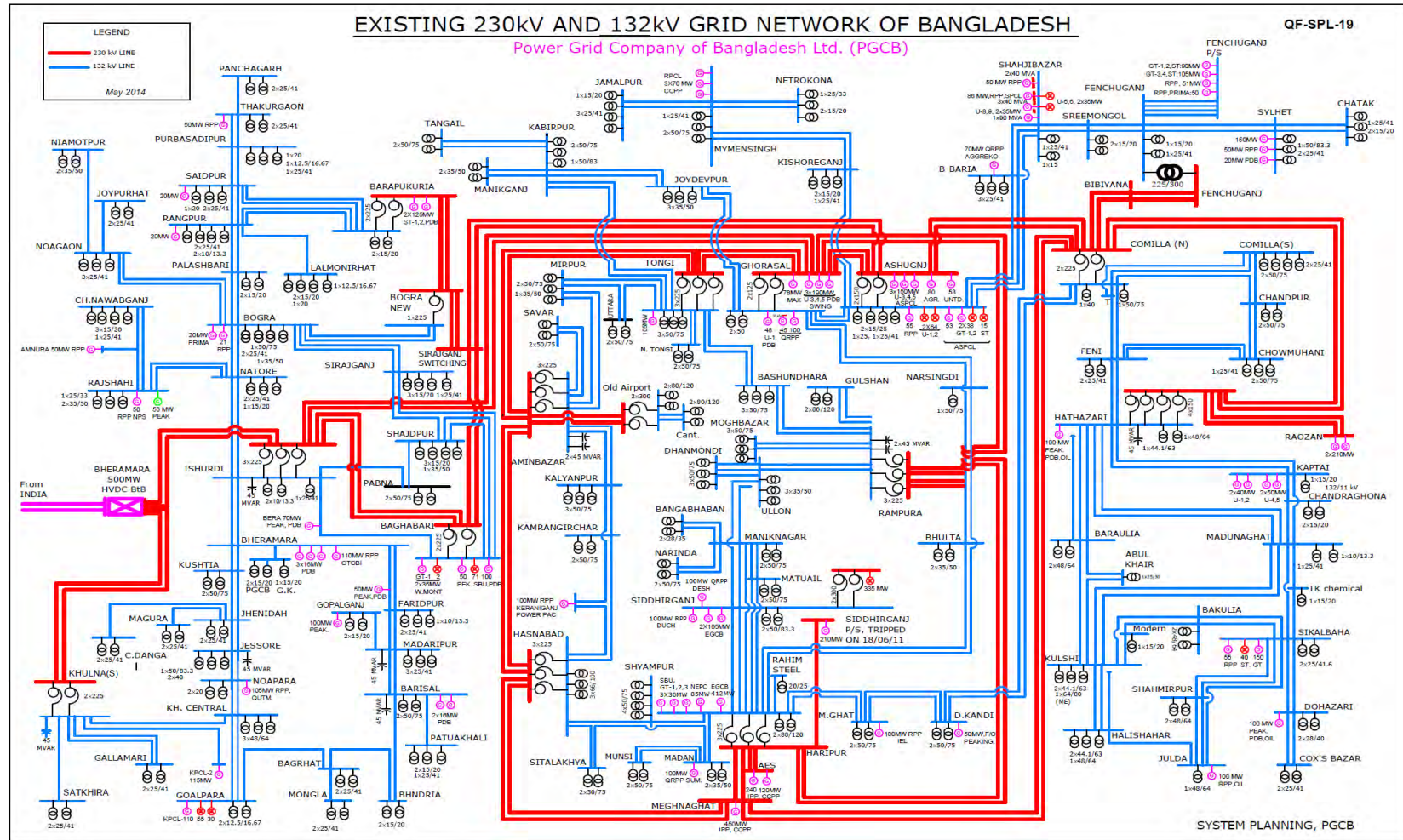
既存のダッカー-チッタゴン系統

第5章 既存のダッカ-チッタゴン系統

5.1 ダッカとチッタゴン間の送電系統の構成

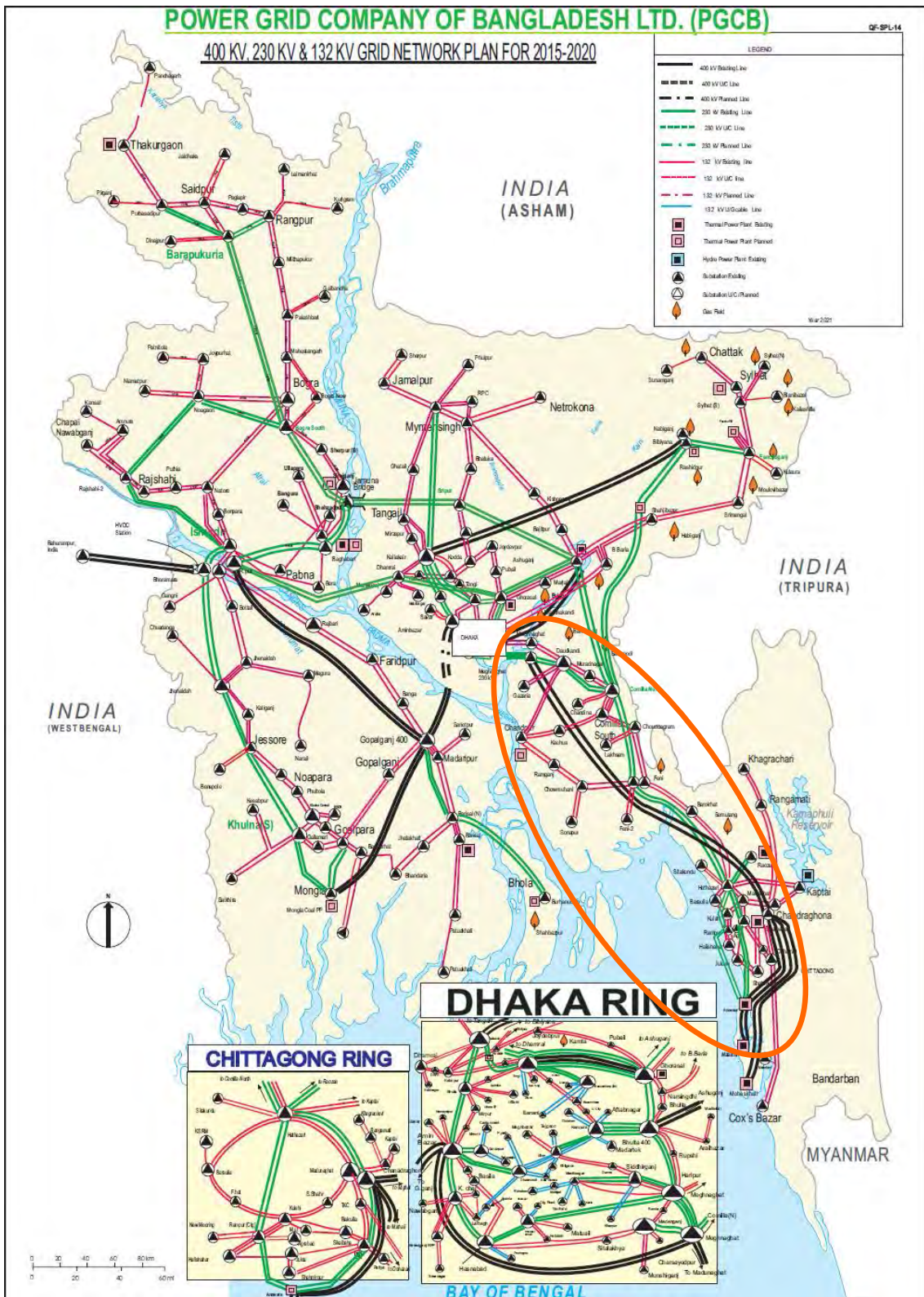
「バ」国の 230 及び 132 kV 系統を図 5.1-1 に示す。Meghnaghat – Aminbazar 間のようにいくつかの送電線は 400 kV で設計されているが、現状の系統の最大運転電圧は赤い線で示される 230 kV である。

図 5.1-2 に 2021 年頃までの「バ」国の 400 kV、230 kV 及び 132 V の系統計画を示す。本事業スコープの一つである Meghnaghat 変電所からチッタゴンの Madunaghat 変電所への 400 kV 2 回線送電線は約 210 km であり橙色の楕円で囲っている。本図は Meghnaghat から Madunaghat までの 2 回線送電線を Matarbari、Moheskhali 及び Anowara 発電所とともに記載しているが、これら 3 ヶ所の発電所を送電するためには更に多くの回線が必要になることが後述の概略の安定度計算により確認されている。これに対応する適切な計画を特定するために更に詳細な検討が求められる。



(出典: PGCB System Planning)

図 5.1-1 「バ」 国の既存 230 及び 132 kV 系統



(出典: PGCB)

図 5.1-2 400, 230 及び 132 kV 送電系統(既存・工事中及び計画)

5.2 チッタゴン地域の電力需給バランス

5.2.1 チッタゴン周辺の電力供給需給バランス

チッタゴン地域ではカプタイ水力発電所の他にラオザンやシカルバハなどのガス火力発電所が運転されているもののチッタゴンの電力需要は部分的にダッカなどの北部から 230 kV 及び 132 kV 送電線を通じて供給されている。チッタゴンでは需要の急速な伸びが見込まれておりマタバリ火力のような大規模な発電所の設置、あるいは北部からチッタゴンへの送電容量の増加を行わないと将来「バ」国北部からチッタゴンへの送電容量が不足する。

図 5.2-1 にダッカからチッタゴンへの現状のシステムを示す。

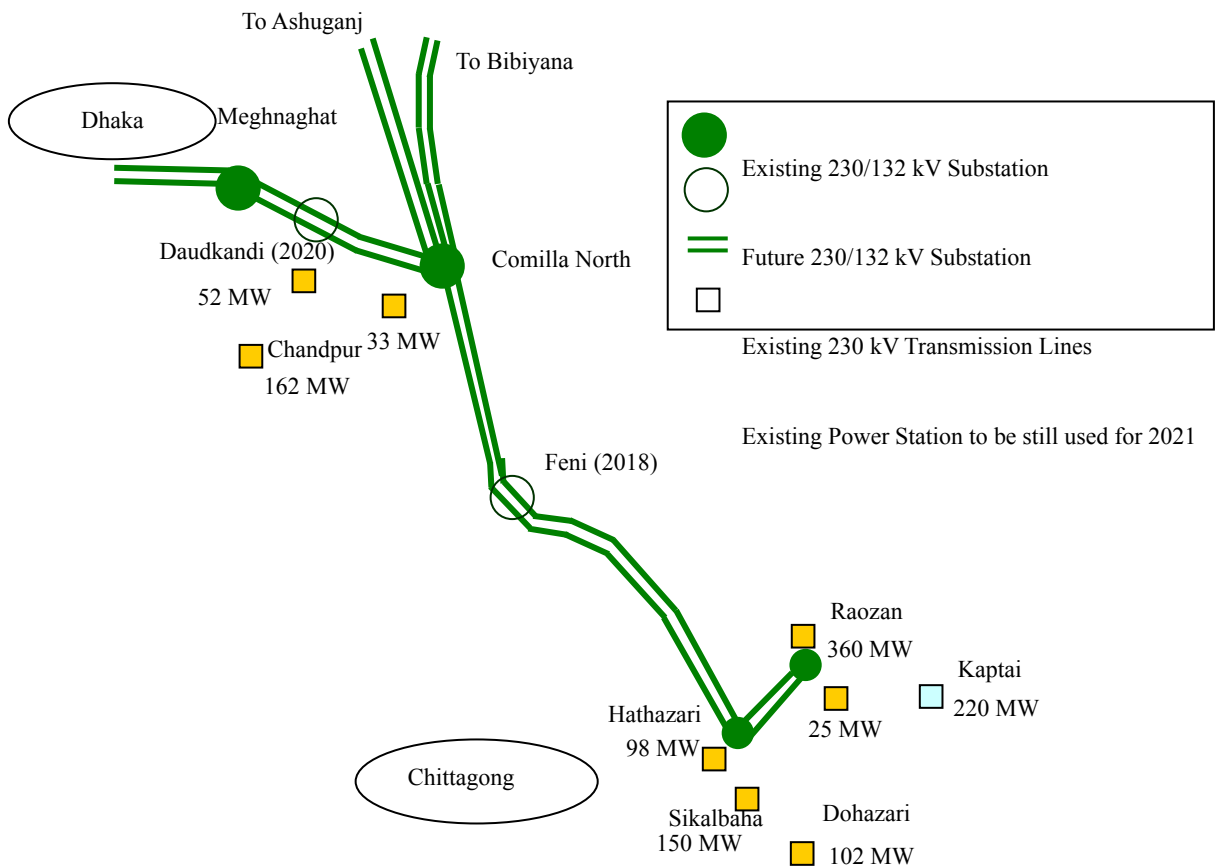


図 5.2-1 ダッカからチッタゴンへの現状の系統計画

132 kV 系統によって供給される負荷の合計と 132 kV 以上の電圧の系統に接続される発電機からの出力を比較し、2023 年までのダッカ及びチッタゴン地域の需給バランスの状況を検討した。発電所の出力は、カプタイ水力は乾季で定格の 40%、チッタゴンのガス火力発電所はシカルバハを除きガス不足のため停止していると仮定した。シカルバハは 150 MW のうち 50 MW が運転、チッタゴンの風力は 100 MW 運転すると仮定した。既存の火力発電所は 2023 年までに順次廃止されるとした。他の発電所は系統全体の予備率が 8%となるように停止されるとした。次表に想定される需給バランスを示す。

チッタゴンの最大需要はすでに地域の発電量の合計を超過し不足量は 2015 年から 2018 年にかけて 500 から 600 MW に達する。

一方、他地域からチッタゴンへ導入されている送電線は Comilla North 及び Hathazari 間の 230 kV 2 回線及び 132 kV 2 回線でそれぞれの容量は 143.8 Mega Volt-Ampere (MVA) x 2 及び 346.2 MVA x 2 であるが、1 回線事故時と電圧降下を考慮すると、外部地域からチッタゴンへの許容される電力潮流は 500 – 600 MW と推定される。系統増強を行わないと、2015 年から 2018 年にかけてこの不足分に対し供給することは困難となる。

2019 年からは 1,000 MW の Anowara 発電所が運転されるため需給がバランスするするが、その開発は不透明である。Anowara が遅延するとチッタゴンの電力不足はマタバリ火力が運転を開始する 2021 年までにかけて拡大する。したがってダッカからチッタゴンへの送電線の新設あるいは、チッタゴンの火力発電所の緊急の設置が 2021 年までに必要となる。

Derated capacity is over 132 kV power supplier

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Bogra											
Max. demand at 132kV	1296	1445	1611	1795	1999	2226	2477	2756	2929	3113	3308
Derated Cap. Total *0.92	870	934	882	971	1911	1858	1805	1752	1700	1647	1594
Existing operated in 2023	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Existing not operated in 2023	573	515	458	401	344	286	229	172	115	57	0
New Cap.	0	127	30	154	1079	0	0	0	0	0	0
Accumulation new Cap.	0	127	157	311	1390	1390	1390	1390	1390	1390	1390
Supply Cap - Max. Dem	(426)	(511)	(730)	(825)	(89)	(368)	(672)	(1004)	(1229)	(1466)	(1714)
Chittagong											
Max. demand at 132kV	850	963	1097	1220	1357	1510	1680	1871	2029	2189	2371
Derated Cap. Total *0.92	441	573	560	699	893	880	1787	1774	2865	4876	4863
Existing operated in 2023	340	340	339	339	339	339	339	339	338	338	338
Existing not operated in 2023	139	125	111	97	83	70	56	42	28	14	0
New Cap.	0	158	0	165	225	0	1000	0	1200	2200	0
Accumulation new Cap.	0	158	158	323	548	548	1548	1548	2748	4948	4948
Supply Cap - Max. Dem	(409)	(390)	(537)	(521)	(464)	(630)	107	(97)	836	2687	2492
Comilla											
Max. demand at 132kV	1028	1147	1255	1399	1560	1739	1938	2159	2309	2401	2565
Derated Cap. Total *0.92	1596	1501	1522	2446	2765	2670	2575	2480	2385	2289	2194
Existing operated in 2023	646	647	647	647	647	648	648	648	648	649	649
Existing not operated in 2023	1037	934	830	726	622	519	415	311	207	104	0
New Cap.	51	0	127	1108	450	0	0	0	0	0	0
Accumulation new Cap.	51	51	178	1286	1736	1736	1736	1736	1736	1736	1736
Supply Cap - Max. Dem	568	354	267	1047	1205	931	637	321	76	(111)	(371)
Dhaka											
Max. demand at 132kV	3900	4356	4840	5333	5845	6602	7377	8227	8762	9331	9979
Derated Cap. Total *0.92	3674	4317	5953	6043	7480	7564	7457	7351	7245	7139	7032
Existing operated in 2023	2872	2868	2865	2862	2859	2855	2852	2849	2846	2842	2839
Existing not operated in 2023	1122	1010	897	785	673	561	449	337	224	112	0
New Cap.	0	814	1894	213	1678	206	0	0	0	0	0
Accumulation new Cap.	0	814	2708	2921	4599	4805	4805	4805	4805	4805	4805
Supply Cap - Max. Dem	(226)	(39)	1113	709	1635	962	80	(876)	(1517)	(2192)	(2946)
Khuina											
Max. demand at 132kV	1123	1251	1395	1554	1732	1944	2151	2397	2555	2724	2904
Derated Cap. Total *0.92	1096	1047	1337	1333	1615	3359	3309	3719	4755	4705	5741
Existing operated in 2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Existing not operated in 2023	542	488	433	379	325	271	217	163	108	54	0
New Cap.	650	0	370	50	360	1950	0	500	1180	0	1180
Accumulation new Cap.	650	650	1020	1070	1430	3380	3380	3880	5060	5060	6240
Supply Cap - Max. Dem	(27)	(205)	(58)	(220)	(117)	1415	1157	1322	2200	1981	2837
Total											
Max. demand at 132kV	8197	9162	10197	11302	12494	14020	15623	17410	18585	19757	21127
Derated Cap. Total *0.92	7677	8371	10254	11492	14664	16330	16933	17076	18949	20656	21425
Existing operated in 2023	4231	4228	4224	4221	4218	4215	4212	4209	4205	4202	4199
Existing not operated in 2023	3413	3071	2730	2389	2048	1706	1365	1024	683	341	0
New Cap.	701	1099	2421	1690	3792	2156	1000	500	2380	2200	1180
Accumulation new Cap.	701	1800	4221	5911	9703	11859	12859	13359	15739	17939	19119
Supply Cap - Max. Dem	(520)	(791)	57	190	2170	2310	1310	(333)	364	899	298
	-7%	-9%	1%	2%	15%	14%	8%	-2%	2%	4%	1%

図 5.2-2 電力需給バランスの想定

ここで第1案をダッカから送電する案、第2案を2021年までチッタゴンの発電所に緊急に設置する案としてチッタゴンへの電力供給の方法を比較した。

5.2.2 チッタゴンへの電力供給の最適な方法に関する分析

次の2つのケースを設定した。発電所の合計容量は両ケースともに同じとし、各ケースの間では燃料費や設備維持費などの可変費の違いはないと仮定した。

ケース A：ダッカからチッタゴンへの送電線の事前運転

メグナガットとモドゥナガット変電所間の 400 kV 送電線を 2017 年に先行して 230 kV で運転するケース

ケース B：チッタゴンへの緊急レンタル発電機の設置

ダッカもしくはコミラ地域に計画されている発電所の代替としてチッタゴンへの緊急レンタルガスタービンを設置するケース

Anowara 火力発電所が 2020 年までに運転を開始しなければ、チッタゴンの電力不足は 2017 年から 2020 年にかけて 500 MW から 1,100 MW に達し、Comilla North と Hathazari 間の 230 kV 及び 132 kV 送電線による供給を除いて、この期間チッタゴンへは平均で 300 MW の電力が他地域から必要となると考えられる。

ケース B におけるダッカもしくはコミラにおいて遅延する発電所の種類はコンバインドサイクル火力発電機と仮定した。これは次表に示すようにコンバインドガス火力、既存の火力のリパワリング、及び石炭火力のみがダッカ及びコミラに計画されており、これらは緊急設置のガスタービン電源よりも固定費が小さいためである。遅延する発電所の固定費は天然ガスを使用する一般的なコンバインドサイクルの固定費である 917 USD/Kilowatt (kW) と仮定した。*1)

緊急用ガスタービン火力発電所のコストは PGCB の最新情報に基づく緊急のレンタル発電所の平均価格である 16.5 USD/kW-month と仮定した。

*1)出展: Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, April 2013, Energy Information Administration, U.S. DOE

表 5.2-1 コミラ及びダッカの 2017 年から 2023 年にかけての発電計画

Name		Fuel	COD	Capacity(MW)	Area
Bibiyana South 300-450 MW CCPP	Public	Gas	1-Dec-2017	450	Comilla
Ashuganj (North) CCPP	Public	Gas	1-Jan-2017	381	Dhaka
Ghorasal 3 rd Unit Repowering (Capacity Addition)	Public	Gas	1-Jan-2017	206	Dhaka
Ghorasal 363 MW CCPP	Public	Gas	1-Mar-2017	363	Dhaka
Ghorasal 6 th Unit Repowering (Capacity Addition)	Public	Gas	1-Sep-2017	206	Dhaka
Maowa, Munshiganj 522 MW Coal Fired Power Project (Orion)	Private	Imp. Coal	1-Dec-2017	522	Dhaka
Ghorasal 4th Unit Repowering (Capacity Addition)	Public	Gas	1-Jun-2018	206	Dhaka

次表に結果を示す。ケース A の固定費はケース B よりも安い。ケース A の可変費はケース B よりも低いと考えられる。現状の計画を変更することは現実的ではないので固定するとケース B では追加的な非常用ガスタービン及びケース A よりもコストが余計にかかる。したがって、ケース A の合計コストはケース B より安くケース A は経済的と考えられる。

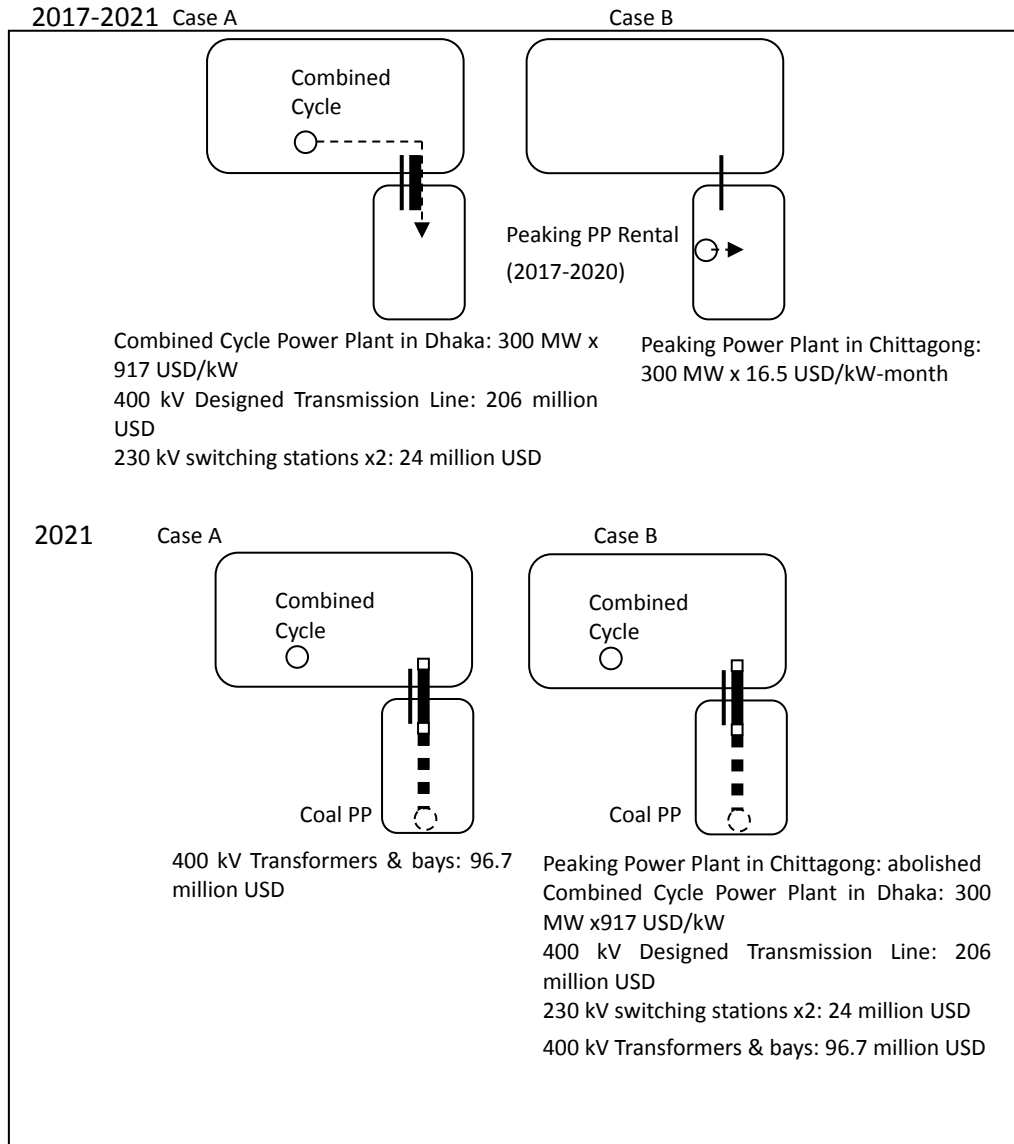


図 5.2-3 ダッカーチッタゴン間送電線のケース及びチッタゴン非常用発電機設置のケースの比較

表 5.2-2 ダッカーチッタゴン間送電線のケース及びチッタゴン非常用発電機設置のケースの比較結果

Case A			
Year	Project	Capital Investment	Incremental Capacity
2017	Combined Cycle Power Plant in Dhaka: 300 MW x 917 USD/kW	275.1	300
	400 kV Designed Transmission Line: 206 million USD	206	
	230 kV switching stations x2: 24 million USD	24	
2018			
2019			
2020			
2021	400 kV Transformers & bays: 96.7 million USD	96.7	
	Total	601.8	300
	Net Present Value (Discount Rate 10%) Total	571	
Case B			
Year	Project	Capital Investment	Incremental Capacity
2017	Peaking Power Plant in Chittagong: 300 MW x 15 USD/kW-month	59.4	300
2018	Peaking Power Plant in Chittagong: 15 million USD/month	59.4	
2019	Peaking Power Plant in Chittagong: 15 million USD/month	59.4	
2020	Peaking Power Plant in Chittagong: 15 million USD/month	59.4	
2021	Peaking Power Plant in Chittagong: abolished		-300
	Combined Cycle Power Plant in Dhaka: 300 MW x 917 USD/kW	275.1	300
	400 kV Designed Transmission Line: 206 million USD	206	
	230 kV switching stations x2: 24 million USD	24	
	400 kV Transformers & bays: 96.7 million USD	96.7	
	Total	839.4	
	Net Present Value (Discount Rate 10%) Total	618	

5.3 送電線

PGCBにより運用されている現状の送電線を下表に示す。

表 5.3-1 既設送電線

[400 kV T/Ls]

SN	Name of Lines	Length in Route km	Length in Ckt. Km	No. of Ckt.	Conductor		Date of Commissioning
					Name	Size	
1	HVDC Bheramara-Baharampur	27.35	54.70	Double	Twin Finch	1113 MCM	5th October 2013

[230 kV T/Ls]

SN	Name of Lines	Length in Route km	Length in Ckt. Km	No. of Ckt.	Conductor		Date of Commissioning
					Name	Size	
1	Ghorasal-Ishurdi (1st EWI)	178.00	356.00	Double	Mallard	795 MCM	
2	Tongi - Ghorasal	27.00	54.00	Double	Mallard	795 MCM	
3	Ghorasal - Ashuganj	44.00	88.00	Double	Mallard	795 MCM	
4	Raojan - Hathazari	22.50	45.00	Double	Twin 300 sq.mm		
5	Ashuganj - Comilla North	79.00	158.00	Double	Finch	1113 MCM	
6	Ghorasal - Rampura	50.00	100.00	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	
7	Rampura - Haripur	28.00	56.00	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	
8	Haripur - Meghnaghat	12.50	25.00	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	
9	Meghnaghat - Hasnabad	26.00	52.00	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	
10	Comilla North - Hathazari	150.00	300.00	Double	Finch	1113 MCM	
11	AES, Haripur - Haripur	2.40	4.80	Double	Finch	1113 MCM	
12	Comilla North - Meghnaghat	58.00	116.00	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	
13	Hasnabad - Aminbazar - Tongi	46.50	93.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	
14	Siddhirganj 210 MW P/S - Haripur	1.50	1.50	Single	ACSR	600 sq. mm.	
15	Ashuganj - Sirajganj (2nd EWI)	143.00	286.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	23rd November 2007
16	Khulna - Ishurdi	185.00	370.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	30th June 2008
17	Bogra-Barapukuria	106.00	212.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	28th June 2008
18	Sirajganj-Bogra	72.00	144.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	31st December 2008
19	Ishurdi-Baghabari	55.00	110.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	
20	Baghabari-Sirajganj	38.00	76.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	24th April 2009
21	Fenchuganj-Bibiyana	33.19	66.37	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	05-10-2012 Single ckt. 31-08-2012 Single ckt.
22	Bibiyana-Comilla(N)	153.55	306.00	Double	Twin Mallard	2x795 MCM	24-10-2012 Single ckt.
23	HVDC Double Circuit LILO	4.50	9.00	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	5th October 2013
24	Aminbazar-Old Airport (O/H)	3.58	7.15	Double			19-Nov-13
25	Aminbazar-Old Airport (U/G)	4.01	8.03	Double	XLPE	2000 sq. mm.	19-Nov-13

[132 kV T/s]

SN	Name of Lines	Length in Route km	Length in Ckt. Km	No. of Ckt.	Conductor		Date of Commissioning
					Name	Size	
1	Siddhirganj - Shahjibazar	138	276	Double	Grosbeak	636 MCM	
2	Shahjibazar - Chhatak	150	300	Double	Grosbeak	636 MCM	
3	Siddhirganj - Kaptai	273	546	Double	Grosbeak	636 MCM	
4	Kulshi - Halishahar	13	26	Double	Grosbeak	636 MCM	
5	Comilla South - Chandpur	61	122	Double	Linnet + Grosbeak	(336.4 + 636) MCM	
6	Comilla North - Comilla South	16	32	Double	Grosbeak	636 MCM	
7	Ashuganj - Jamalpur	166	332	Double	Grosbeak	636 MCM	
8	Madanhat - Sikalbaha	13	26	Double	Grosbeak	636 MCM	
9	Sikalbaha - Dohazari	35	70	Double	Grosbeak	636 MCM	
10	Sikalbaha - Julda	5	5	Single	AAAC	804 sq.mm	
11	Julda-Halisahar	8	8	Single	AAAC	804 sq.mm	
12	Kulshi - Baraulia	13	13	single	Grosbeak	636 MCM	
13	Khulshi-Abul Khair	9	9	single	Grosbeak	636 MCM	
14	Abul Khair-Baraulia	4	4	single	Grosbeak	636 MCM	
15	Madanhat - Kulshi	13	13	Single	Grosbeak	636 MCM	
16	Madanhat - Kulshi	13	13	Single	Grosbeak	636 MCM	
17	Kaptai - Baraulia	58	116	Double	Grosbeak	636 MCM	
18	Dohazari - Cox's Bazar	87	174	Double	Grosbeak	636 MCM	
19	Feni - Chowmuhani	32	64	Double	Grosbeak	636 MCM	
20	Baraulia - Kabir Steel	4	4	Single	Grosbeak	636 MCM	
21	Mymensingh - Netrokona	34	68	Double	Grosbeak	636 MCM	
22	Goalpara - Ishurdi	169	338	Double	AAAC	804 MCM	
23	Ishurdi - Bogra	103	206	Double	AAAC	804 MCM	
24	Bogra - Saidpur	140	280	Double	AAAC	804 MCM	
25	Saidpur - Thakurgaon	64	128	Double	AAAC	804 MCM	
26	Goalpara - Bagerhat	45	45	Single	AAAC	804 MCM	
27	Barisal - Bhandaria - Bagerhat	80	80	Single	HAWK	477 MCM	
28	Bagerhat - Mangla	31	31	Single	HAWK	477 MCM	
29	Barisal - Patuakhali	37	37	Single	Grosbeak	636 MCM	
30	Bheramara - Faridpur - Barisal	225	450	Double	HAWK	477 MCM	
31	Rajshahi - Natore	40	40	Single	HAWK	477 MCM	
32	Ishurdi - Baghabari - Shahjadpur	57	57	Single	HAWK	477 MCM	
33	Ishurdi - Pabna - Shahjadpur	56	56	Single	Grosbeak	636 MCM	
34	Bogra - Sirajganj	66	132	Double	Grosbeak	636 MCM	

Bangladesh 国ダッカーチッタゴン基幹送電線強化事業準備調査
 ファイナルレポート

35	Sirajganj-Shahjadpur	34	34	Single	Grosbeak	636 MCM	
36	Rajshahi - Nawabganj	47	94	Double	Grosbeak	636 MCM	
37	Rangpur - Lalmonirhat	38	38	Single	Grosbeak	636 MCM	
38	Bogra - Noagaon	52	104	Double	Grosbeak	636 MCM	
39	Kabirpur - Tangail	51	102	Double	Grosbeak	636 MCM	
40	Tongi - Mirpur - Kall.pur - Hasbad	49	98	Double	Grosbeak	636 MCM	
41	Tongi-New tongi	0.5	1	Double			
42	Hasnabad - Shyampur - Haripur	40	80	Double	Grosbeak	636 MCM	
43	Siddhirganj - Ullon	16	32	Double	Grosbeak	636 MCM	
44	Siddhirganj -Matuil- Maniknagar	10	10	Single	Grosbeak	636 MCM	
45	Siddhirganj - Maniknagar	10	10	Single	Grosbeak	636 MCM	
46	Maniknagar - Bangabhaban	3	6	Double	Cu.Cable	240 sq.mm	
47	Maniknagar - Narinda	5	10	Double	Cu.Cable	240 sq.mm	
48	Ullon - Dhanmondi	5.5	11	Double	Cu.Cable	240 sq.mm	
49	Ullon - Dhanmondi	5.5	11	Double	XLPE	800 sq.mm	
50	Tongi - Kabirpur - Manikganj	56	112	Double	Grosbeak	636 MCM	
51	Ullon - Rampura -Tongi	23	46	Double	Grosbeak	636 MCM	
52	Rampura-Mogbazar	4.5	9	Double	Grosbeak	636 MCM	
53	Ghorasal - Joydebpur	26	52	Double	Grosbeak	636 MCM	
54	Baghabari - Shahjadpur	7	14	Double	Grosbeak	636 MCM	
55	Chandpur - Chowmuhani	75	150	Double	Grosbeak	636 MCM	
56	Barapukuria-Rangpur	45	90	Double	Grosbeak	636 MCM	
57	Barapukuria-Saidpur	36	72	Double	Grosbeak	636 MCM	
58	Madaripur-Gopalganj	45	45	Single	AAAC	804 MCM	
59	Khulna(C)-Khulna(S)	9	18	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	
60	Khulna(S)-Satkhira	56	56	Single	AAAC	804 MCM	
61	Rajshahi - Natore	40	40	Single	Grosbeak	636 MCM	
62	Matuail In-Out from Hari-Manik	5.5	11	Double	Grosbeak	636 MCM	
63	Rampura-Gulshan U/G Cable	3.3	6.6	Double	XLPE	800 sq.mm	
64	Sikalbaha-Bakulia	4	8	Double	Grosbeak	636 MCM	
65	Julda-Shahmirpur	7	14	Double	Grosbeak	636 MCM	
66	Kamrangirchar In-Out from Has-Kal	3	6	Double	Grosbeak	636 MCM	
67	Kulshi-Bakulia	15	30	Double	Grosbeak	636 MCM	
68	Haripur-Maniknagar	12	12	Single	Grosbeak	636 MCM	
69	Joydebpur-Kabirpur	15	30	Double	Grosbeak	636 MCM	
70	Sikalbaha-Shahmirpur	9	18	Double	Grosbeak	636 MCM	
71	Kulshi-Halishahar (Open at Kulshi)	13	13	Single	Grosbeak	636 MCM	
72	Bogra Old-Bogra New	3	6	Double	Twin AAAC	37/4.176 mm.	
73	Ashuganj-Shahjibazar Single Ckt.	53	53	Single	Grosbeak	636 MCM	31st August 2009
74	Khulna (S) - Gallamari	4.2	8.4	Double	Grosbeak	636 MCM	16th November 2009
75	Noagaon-Niamotpur	46	46	Single	AAAC	804 MCM	2nd January 2010
76	Aminbazar-Savar	15.8	31.6	Double	Grosbeak	636 MCM	23rd April 2010
77	Jhenaidah-Magura	26	26	Single	Grosbeak	636 MCM	11th June 2010
78	Jhenaidah-Chuadanga	39	39	Single	Grosbeak	636 MCM	15th October 2010
79	Naogaon-Joypurhat	46	46	Single	Grosbeak	636 MCM	9th November 2010
80	Thakurgoan-Panchagor	45	45	Single	AAAC	636 MCM	25th Dec 2010
81	Megnaghat S/S to Megnaghat Rental PP	5	10	Double	Grosbeak	636 MCM	15th March 2011
82	Shiddhirganj to Siddhirganj Dutch Bangla PP	2.4	2.4	single	Grosbeak	636 MCM	26th June 2011
83	In-out at Ashuganj-Shahjibazar 132 kV line to B.Barua	11.1	44.4	Four	Grosbeak	636 MCM	11 th feb 2011
84	In-out at Haripur-Daudkandi 132 kV line to Meghnaghat	10.26	41.04	Four	AAAC	636 MCM	31th dec 2010
85	In-out at Megnaghat-Comilla(N) 132 kV line to Daudkandi	19.5	78	Four	AAAC	636 MCM	31th June Dec 2010
86	Goalpara-Khulna (c) 132 kV U/G Cable	2.4	2.4	single			22th march 2011
87	Noapara PP to Noapara Ss	1.6	1.6	single			30th Jan 2011
88	Daudkandi PP to Daudkandi ss	1.2	1.2	single			1st july 2011
89	Gopalganj PP to Gopalganj ss	1.2	1.2	single			25th july 2011
90	Shiddhirganj desh energy PP to Siddhirganj ss	2.5	2.5	single			26th july 2011
91	Faridpur pp to faridpur -bheramara 132 kV line.	1	1	single			9th july 2011
92	Bera pp to bagagari -ishridi line	4.5	4.5	single			8th july 2011
93	Amnura pp to Rajshahi-chapai	12.6	12.6	single			9th july 2011
94	In-out of Hasnabad-kallayanpur line to keraniganj pp	7.5	30	Four			15th july 2011
95	Madanganj-Munsiganj 132 kV line	4	8	Double			
96	Old Airport-Cantonment (U/G)	6.99	13.98	Double	XLPE	800 sq.mm	19-Nov-13

(出典: PGCB)

5.4 変電設備の現状

現在、PGCBにて所有している変電所数・容量の遷移を下記に示す。ほとんどの変電所は経済性を考え、気中絶縁タイプが選択されている。

表 5.4-1 PGCB 所有の変電所設備遷移

Year	230/132 kV		132/33 kV		66/33/11 kV	
	Number	Total Capacity [MVA]	Number	Total Capacity [MVA]	Number	Total Capacity [MVA]
2006-07	10	5175	70	7219	2	25.6
2007-08	12	5850	71	7526	2	25.6
2008-09	13	6075	71	7399	-	-
2009-10	13	6300	75	7844	-	-
2010-11	13	6675	81	8437	-	-
2011-12	13	6675	83	8737	-	-
2012-13	15*	6975	84	9705	-	-

*15 in total (including two switching stations)

(Source: Annual Report 2012-2013)

また、ダッカ・チッタゴンエリア内の変電所の現状データを以下に記載する。

表 5.4-2 ダッカ・チッタゴンエリア内変電所データ

230/132 kV		132/33 kV		66/33/11 kV	
Number	Total Capacity [MVA]	Number	Total Capacity [MVA]	Number	Total Capacity [MVA]
12	5625	36	5249	-	-

(Source: Web Site of PGCB)

下記に現存する 230 kV Meghnaghat 開閉所ならびに 132 kV Madunaghat 変電所、両変電所の概要を示す。

[既設 Meghnaghat 開閉所]

- ✓ 電圧階級: 230 kV 開閉所、2つの発電所が接続されている。
- ✓ 230 kV 母線形態: ワンアンドハーフ



(a) 既設 230 kV 気中開閉設備

(b) 既設 230 kV 遮断器

図 5.4-1 既設 Meghnaghat 開閉所写真

注視すべきことに、現在の 230 kV 母線電流容量は 1800 Ampere(A)であり、全ての送電線用遮断器定格も電流容量 1800 A、短時間短絡電流 40 Kilo-Ampere (kA)で設計されている。本プロジェクトに既設設備を使用すると仮定すると、これらの電流容量は検討される必要が生じ、230 kV 主要設備の更新か拡張が必要となる。

[既設 Madunaghat 変電所]

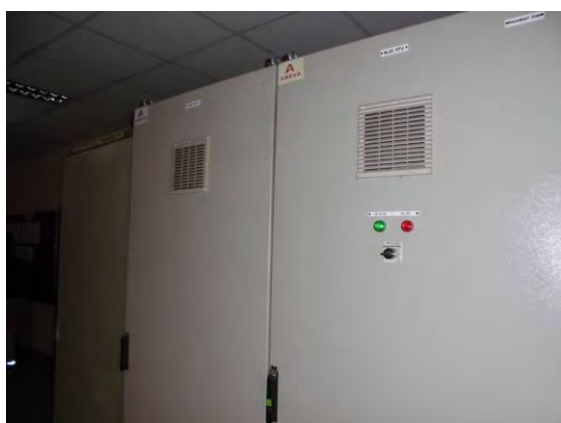
- ✓ 電圧階級: 132/33 kV 変電所
- ✓ 132 kV 母線形態: リング母線



(a) 既設 132 kV 気中絶縁開閉設備



(b) 敷地内にある既設 132 kV Hathazari 送電線用鉄塔



(c) 既設遠方制御配電



(d) 既設遠方制御配電盤

図 5.4-2 既設 Madunaghat 変電所写真

PGCB の変電所設計思想は経済性の観点よりガス絶縁開閉設備（GIS）より気中絶縁開閉設備を第一としている。2次設備に関しては、OPGW は保護継電器用通信手段や NLDC への情報伝達手段として既に採用されている。また、主要機器は比較的古いままにも関わらず、保護継電器盤は既に numerical types に更新されている。

5.5 通信設備

現在 PGCB で主に使用されている通信設備の媒体は光ファイバー及び電力線通信である。通信設備の仕様目的は以下である。通信設備は以下のサービスに通信回線を提供している。

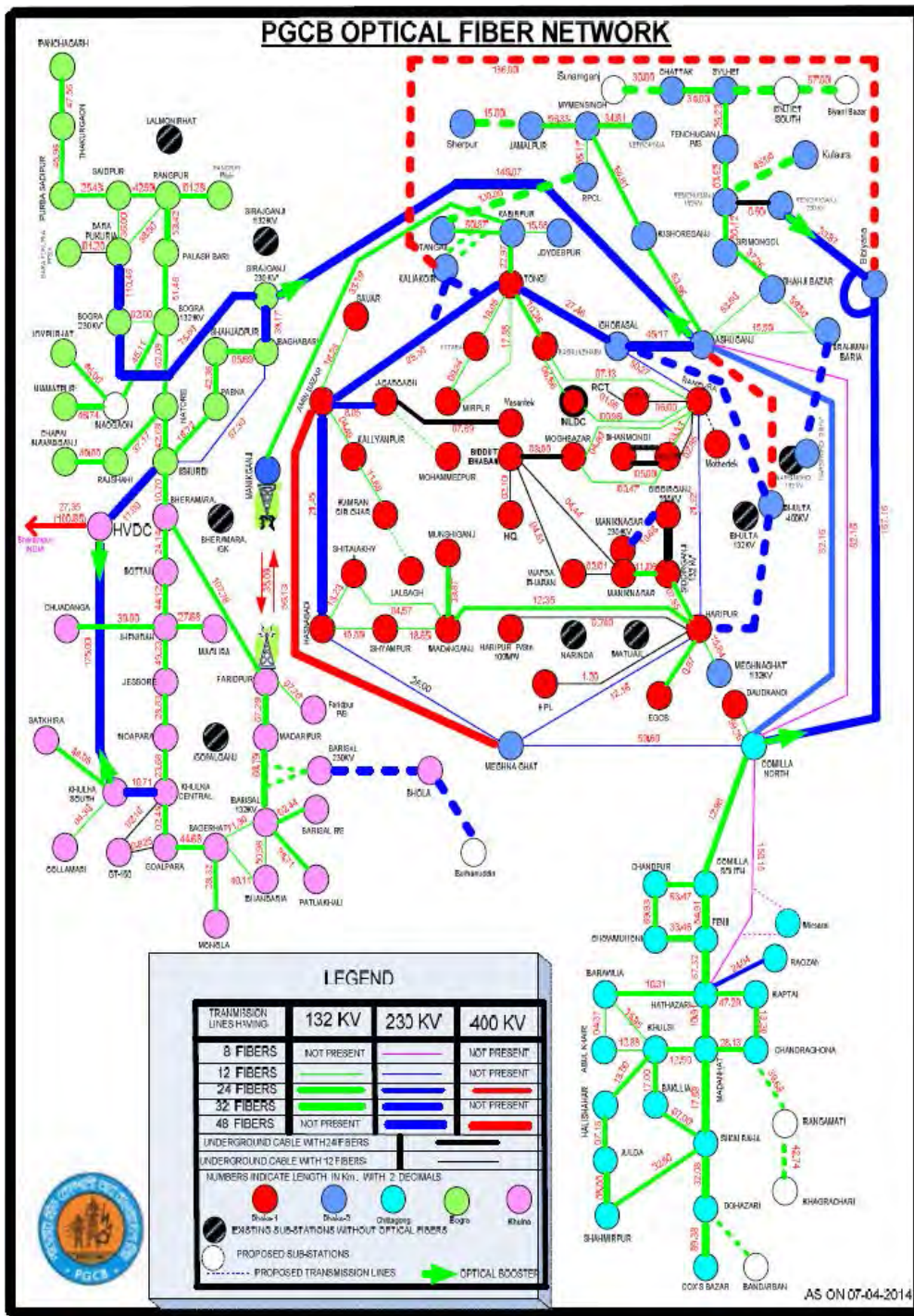
- ・ 電話回線 (telephony(Voice))
- ・ Data acquisition (Supervision)
- ・ Tele-operation (Supervisory Control)
- ・ 系統保護 (Tele-protection)

基本的に、上記サービスは、プライベートネットワークによって提供される。しかし、いくつかの変電所は、SCADA に公衆無線の GPRS(General Packet Radio Service)を利用して

(1) 光ファイバー通信網

光回線は 2005 年に Tongi – Aminbazar – Hasnabad 間で導入された。ほとんどの光ファイバーケーブルは OPGW で、現在の亘長は 5,050 km でほぼすべての主要変電所に OPGW でカバーされている。(Lalmonirhat 変電所、Sirajgnj 132 kV 変電所、Bhulta 132 kV S/S, Gopalganj S/S, Norshingdi S/S, Matuail S/S には現在 OPGW 回線が伸びていない。)

現在の PGCB の光ファイバーネットワークを以下の図に示す。PGCB の通信設備は 5 つのエリアに分けて保守運用されている。西部は Khulna エリア (西南部)、Bogra エリア (西北部)、Dhaka-1 エリア(ダッカ中心部)、Dhaka-2 エリア(ダッカから北東部)、Chittagong エリア(チッタゴン州)となっている。Dhaka-1 エリアより西部のエリア(Bogra エリア及び Khulna エリア)との連系は OPGW が 1 ルートしかないため、マイクロ無線回線をバックアップ回線として使用している。



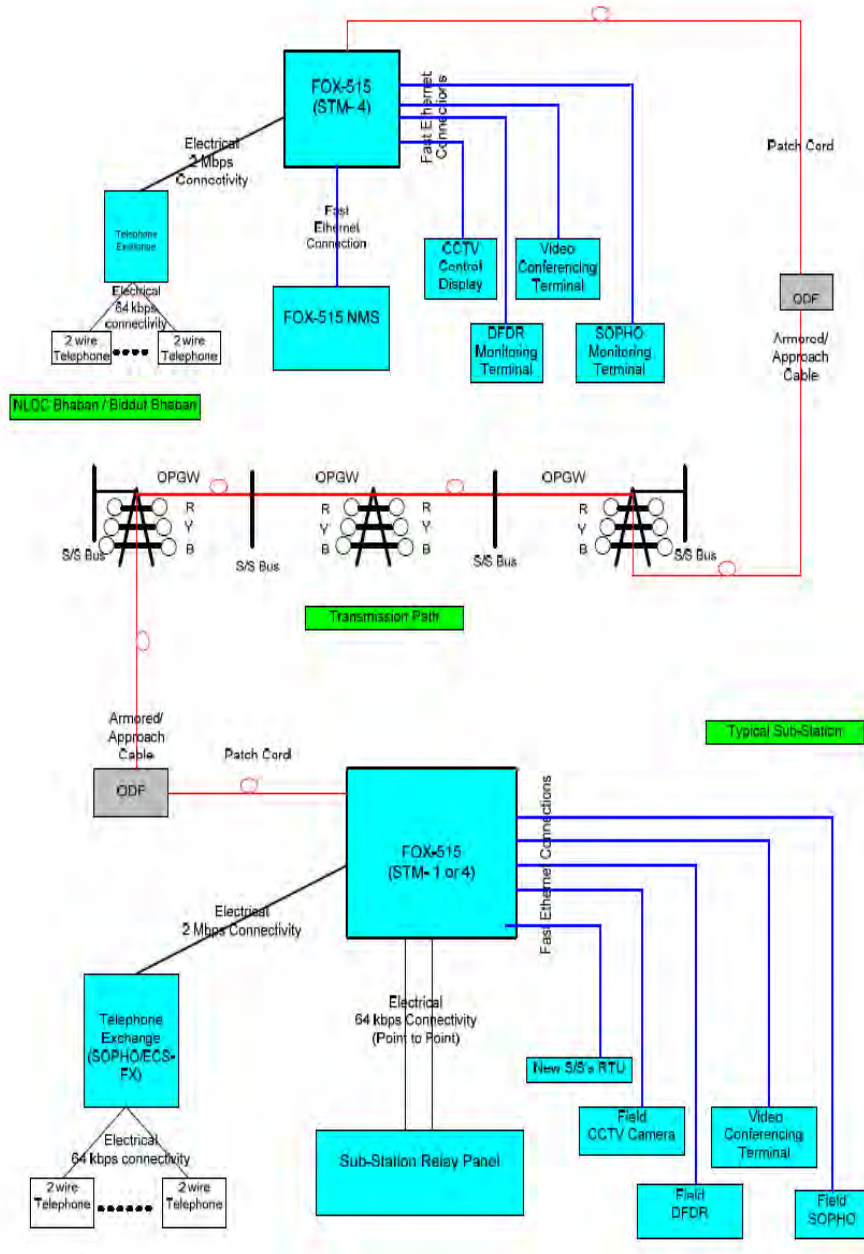
(出典: PGCB)

図 5.5-1 PGCB 光ファイバー通信網

(2) 送電システム

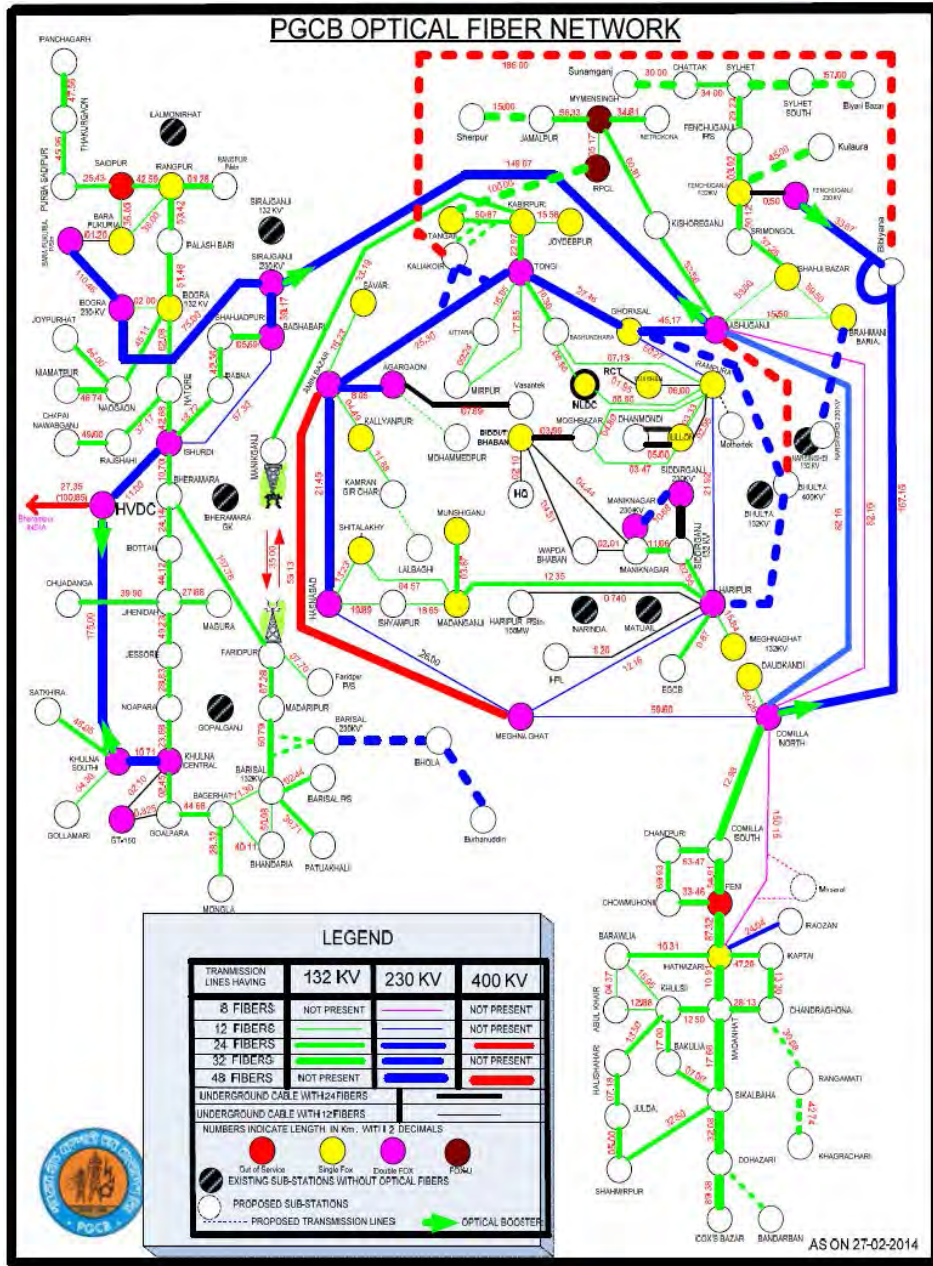
光伝送装置は、主に 2005 年に送電線保護用に導入された ABB 製光伝送装置と 2009 年に NLDC が SCADA を導入する際に導入した Huawei 製光伝送装置で構成されている。局間の転送速度は通常 STM-4 (622.080 Mbps)となっている。

FOX ネットワークのシステム接続及びネットワーク図をそれぞれ図 5.5-2 と図 5.5-3 に示す。NLDC 通信ネットワークのシステム接続及びネットワーク図をそれぞれ図 5.5-4 と図 5.5-5 に示す。



(出典: PGCB)

図 5.5-2 FOX-515 システムコネクション



(出典: PGCB)

図 5.5-3 PGCB の FOX 通信網

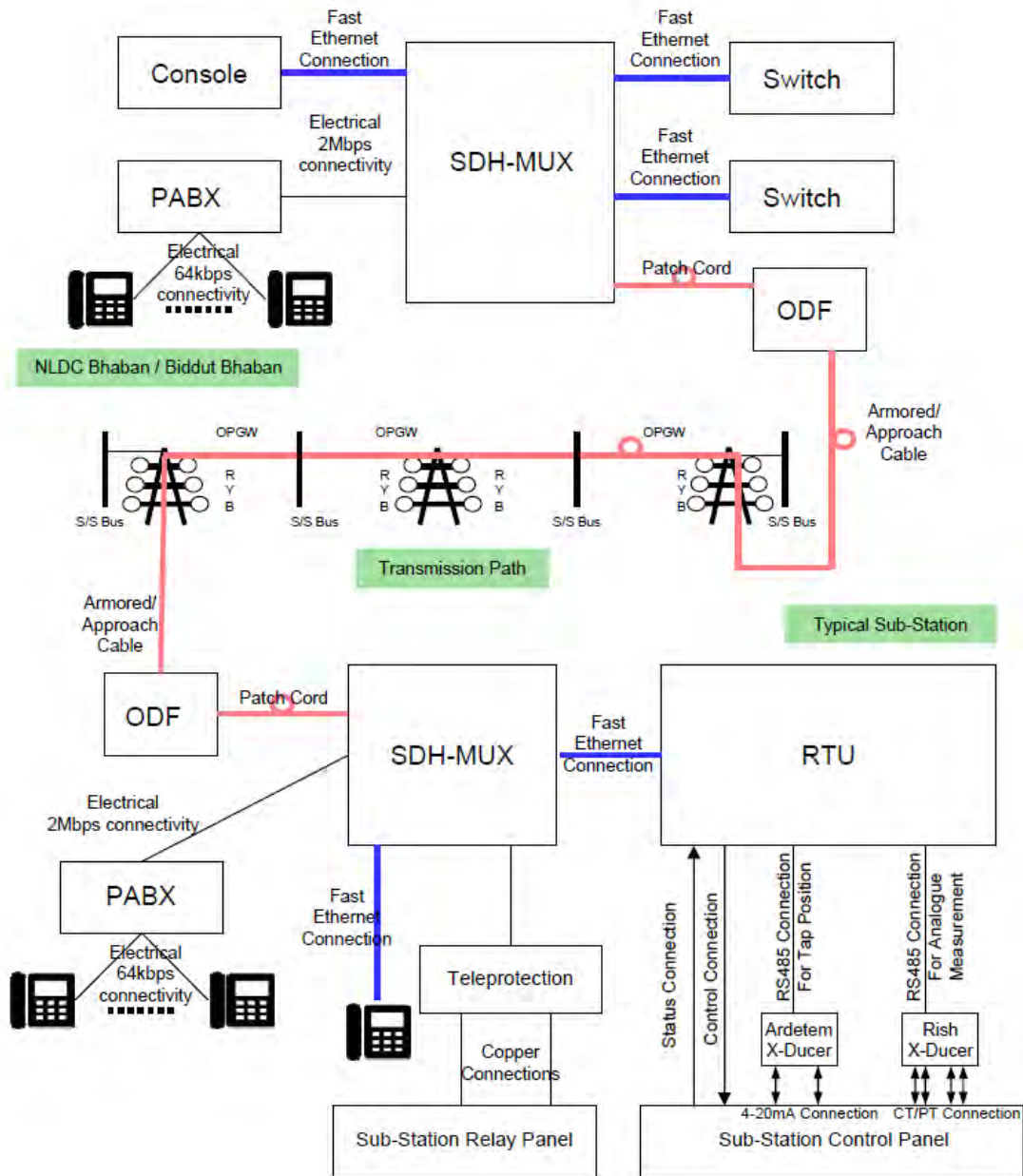
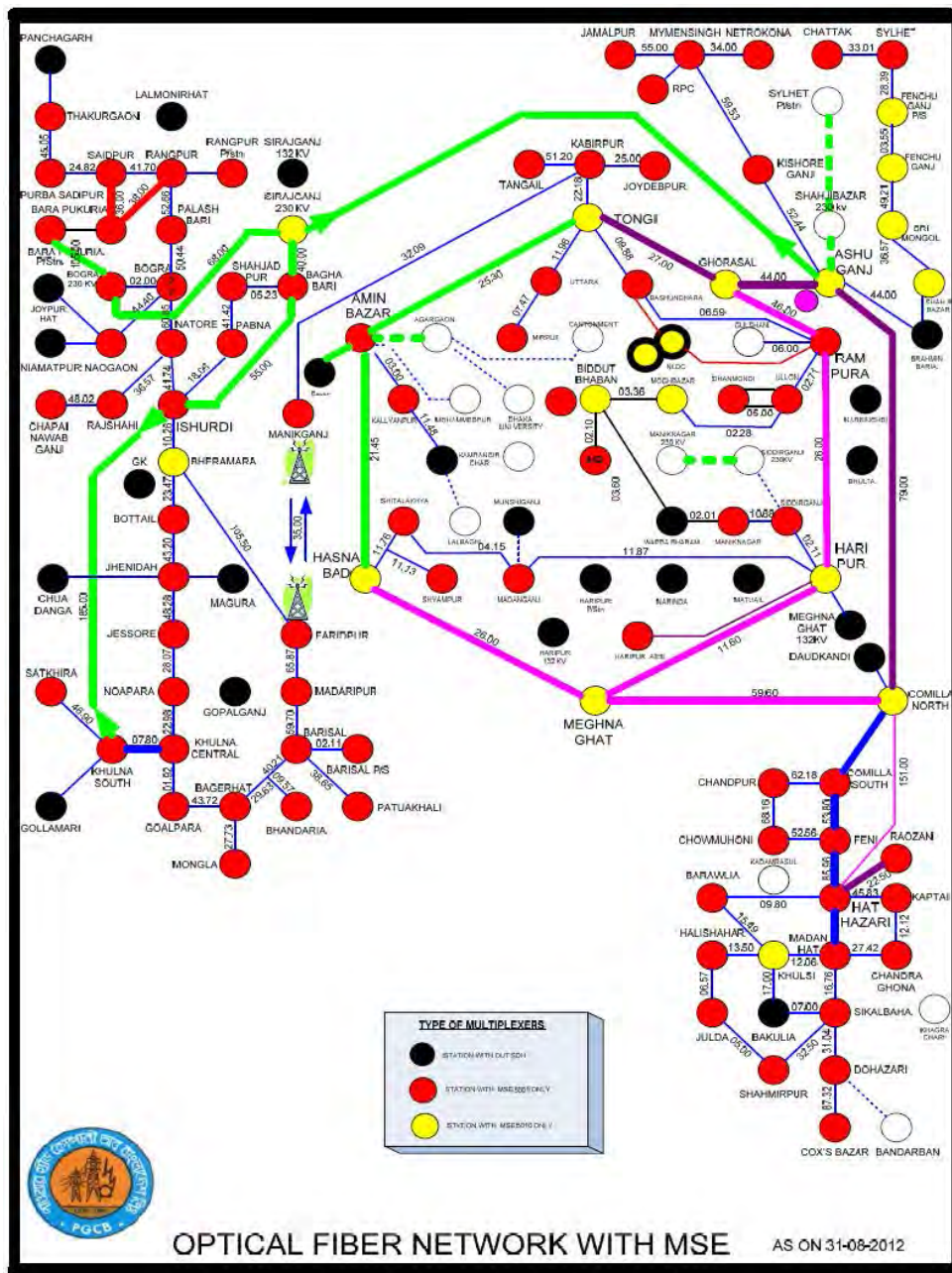


図 5.5-4 NLDC 通信システムコネクション



(出典: PGCB)

図 5.5-5 NLDC 通信システム通信網

(3) マイクロ無線通信システム

Manikganj 変電所と Faridpur 変電所間のマイクロ無線回線は Khulna と Bogra ゾーンのバックアップ回線である。それは Khulna と Bogra ゾーンと Dhaka ゾーンのリングネットワークを構成している。Ashuganj と Sirajganj 変電所間の光伝送システムがダウンした場合、Khulna と Bogra ゾーンの SCADA 通信、電話のために使用される。以下の表にマイクロ無線伝送システムの仕様を示す。

表 5.5-1 マイクロ無線通信システム仕様

Item	Description
Frequency	6GHertz (Hz) band (U6)
Bandwidth	40MHz
Channel	STM-1 (S1.1 optical interface)
Diversity	Space Diversity
Antenna	1.8m antenna
Tower	70m at both ends
Supervision	SNMP through the SNMPC network management software
Availability	99.99%
Polarization	Vertical (V)
Manufacturer	Harris

(出典: PGCB)

(4) PLC システム

下図に PLC の概念図を示す。PLC は日本の電気事業者ではあまり使用されていない。PGCB は OPGW のバックアップ回線として、ほぼ全ての変電所に導入している。PGCB のネットワークでは ABB 製の PLC を以前より使用しており、現在は LAN 回線を直接収容できる ABB 製 ETL600 を導入している。図 5.5-7 及び図 5.5-8 に PGCB の PLC ネットワーク構成図を示す。

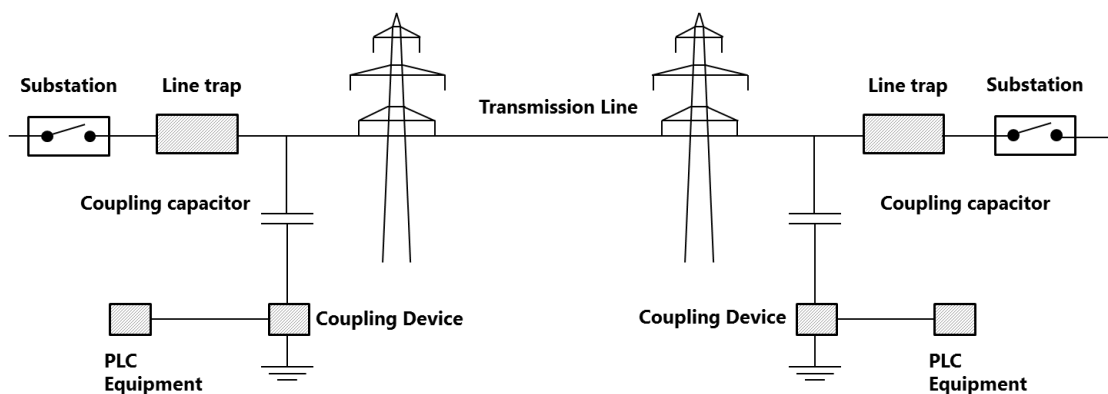
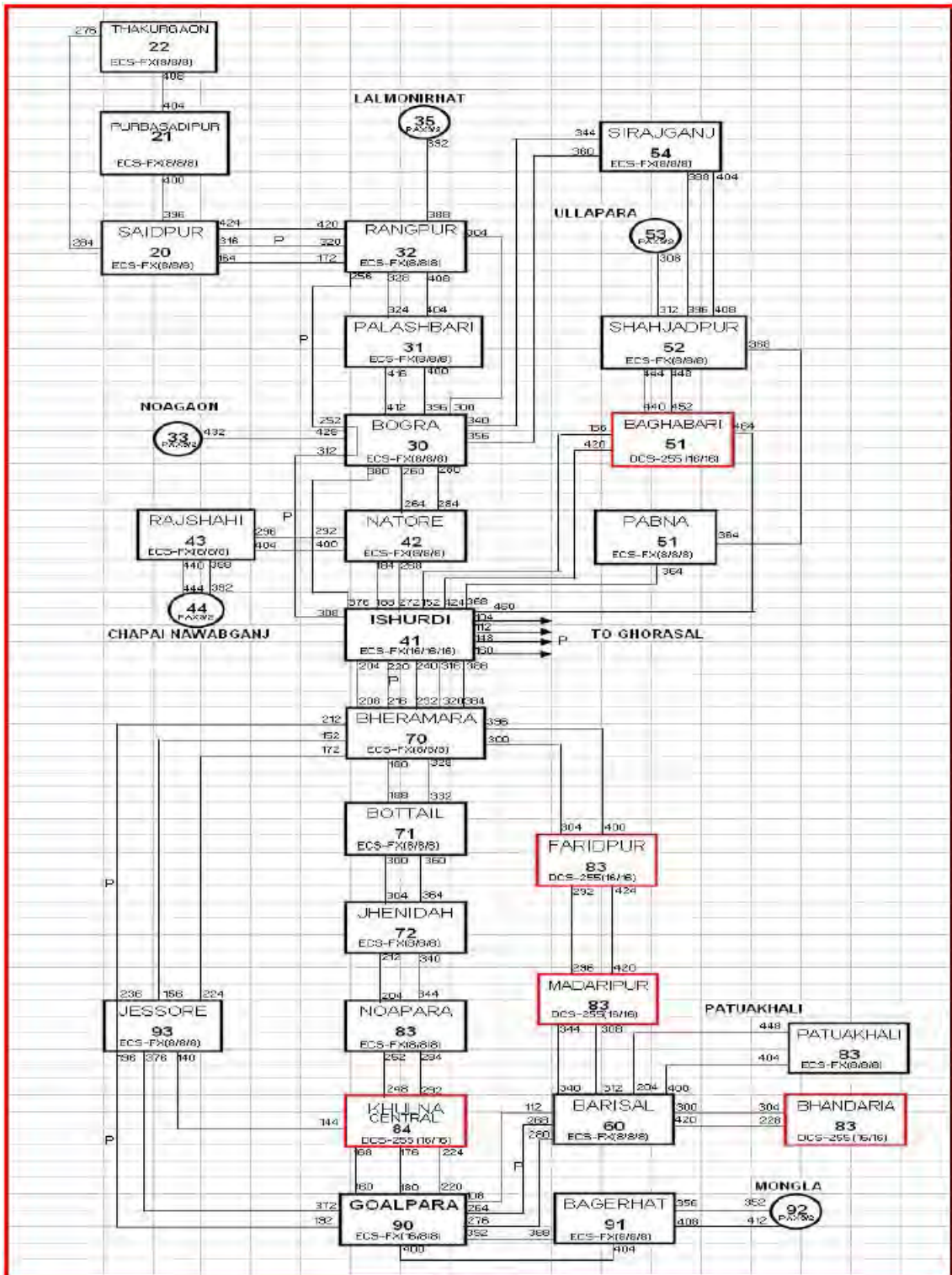


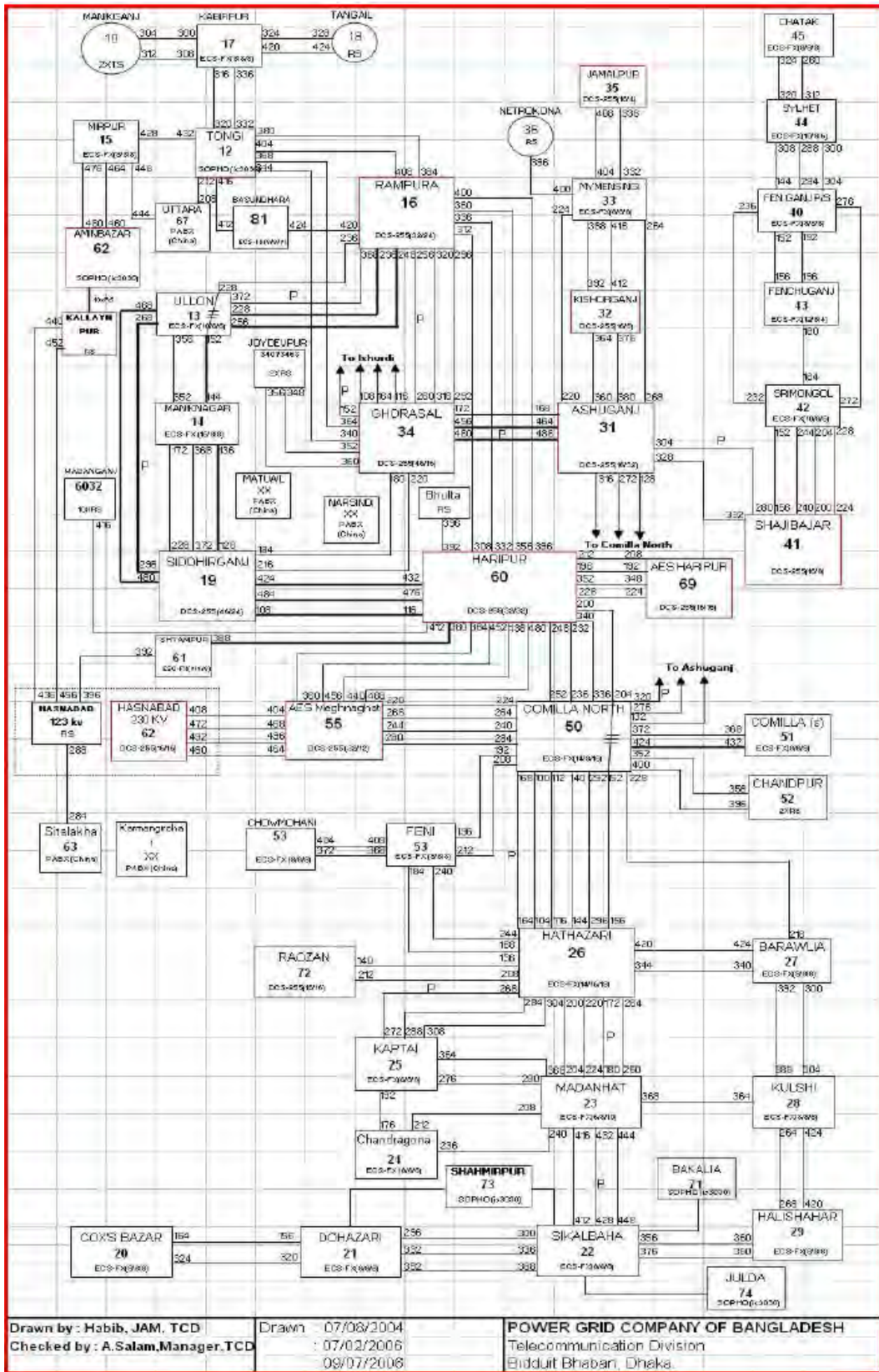
図 5.5-6 送電線における PLC システム

以下の 2 つの図において、PGCB における PLC 通信網を示す。



(出典: PGCB)

図 5.5-7 PLC 通信網 (西側エリア)

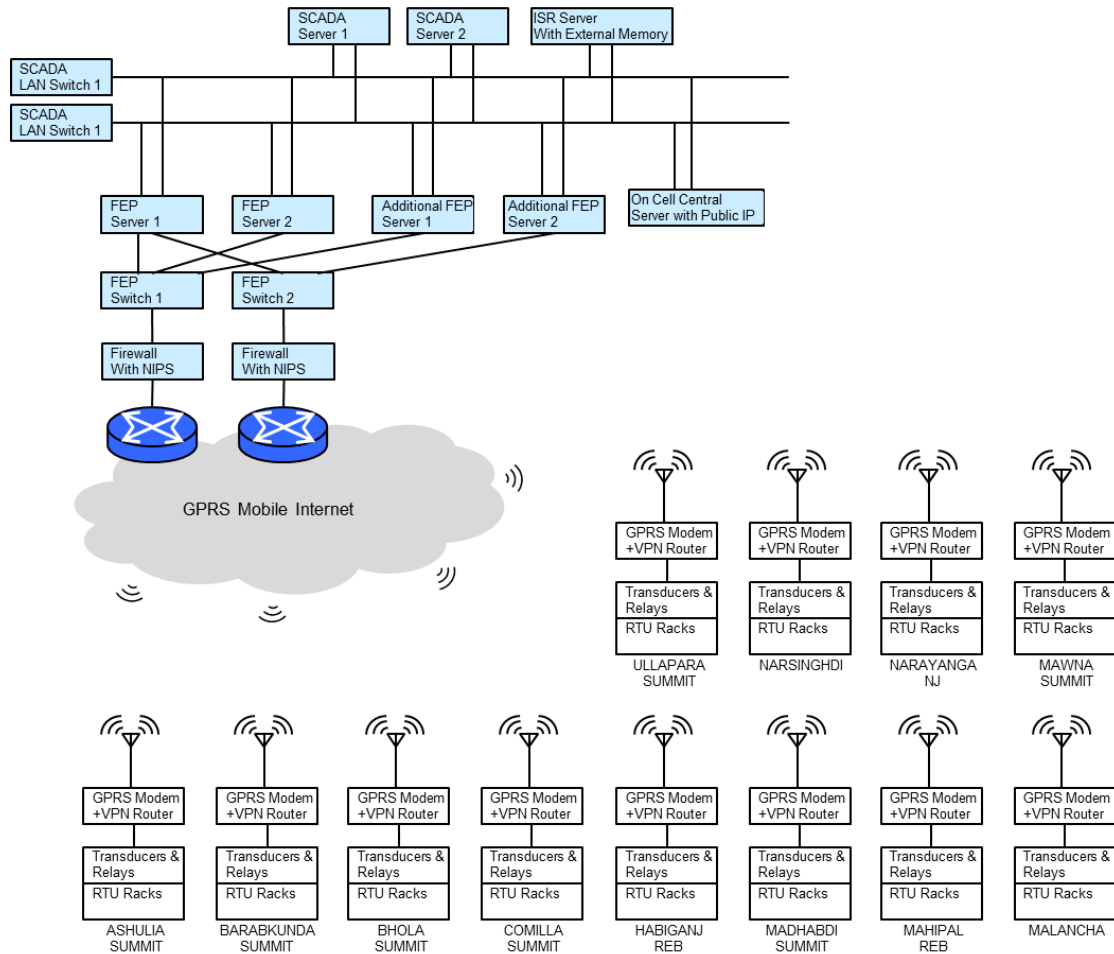


(出典: PGCB)

図 5.5-8 PLC 通信網 (東側エリア)

(5) GPRS (General Packet Radio System)について

以下に PGCB の GPRS(General Packet Radio System)による通信システムを示す。PGCB では 12 の発電所が VPN を使った GPRS 網で SCADA に接続されている。しかし、GPRS は公衆回線であり、携帯電話システムと回線を共有している。従って、潜在的なセキュリティ上のリスクが内在している。

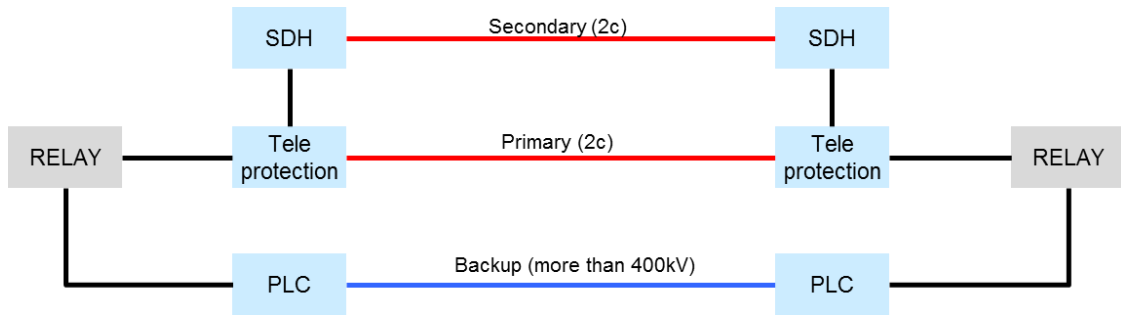


(出典: JICA 調査団)

図 5.5-9 遠隔 PS SCADA システムのための GPRS

(6) 保護制御

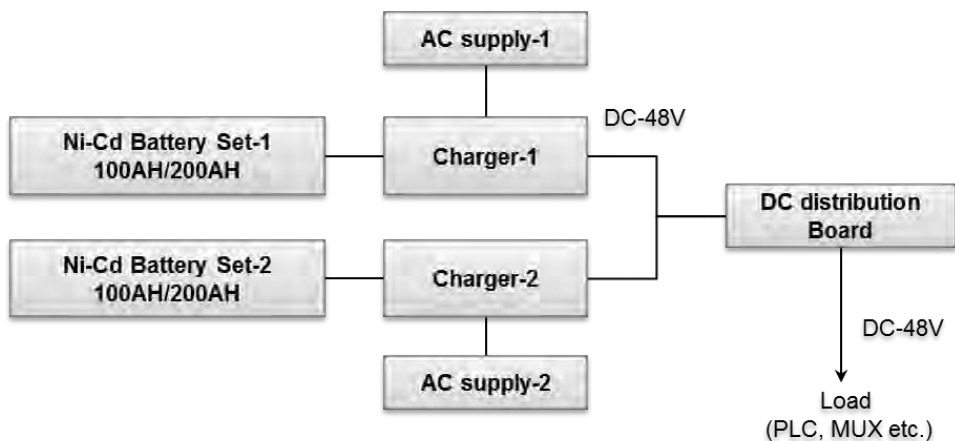
保護制御システムは送電線を保護する非常に重要な役割を担っているため、通信回線は冗長構成とする必要がある。230kV 以下の送電線については OPGW を使用し光回線を 2 回線使用する。プライマリ回線は Teleprotection 装置の光直接接続回線であり、セカンダリ回線は SDH を介した回線である。400kV 以上の送電線の場合は、更にバックアップ回線として PLC を用いる。保護制御システムの通信回線構成の概要を以下の図に示す。



(出典: JICA 調査団)

(7) 通信設備のための電源

以下に PGCB における通信用電源システムの概要図を示す。通信用電源システムはバッテリー、充電器、直流配電盤により構成されている。通信装置の電源は直流 (Direct Current :DC)-48V を使用する。PGCB の設計思想によると通信用電源のバックアップ時間は 10 時間である。PGCB における通常の変電所におけるバッテリーの容量は 100 Ampere hour (Ah)である。しかし、これらの容量はそれぞれの変電所の通信装置の必要電力によって個別に検討する必要がある。

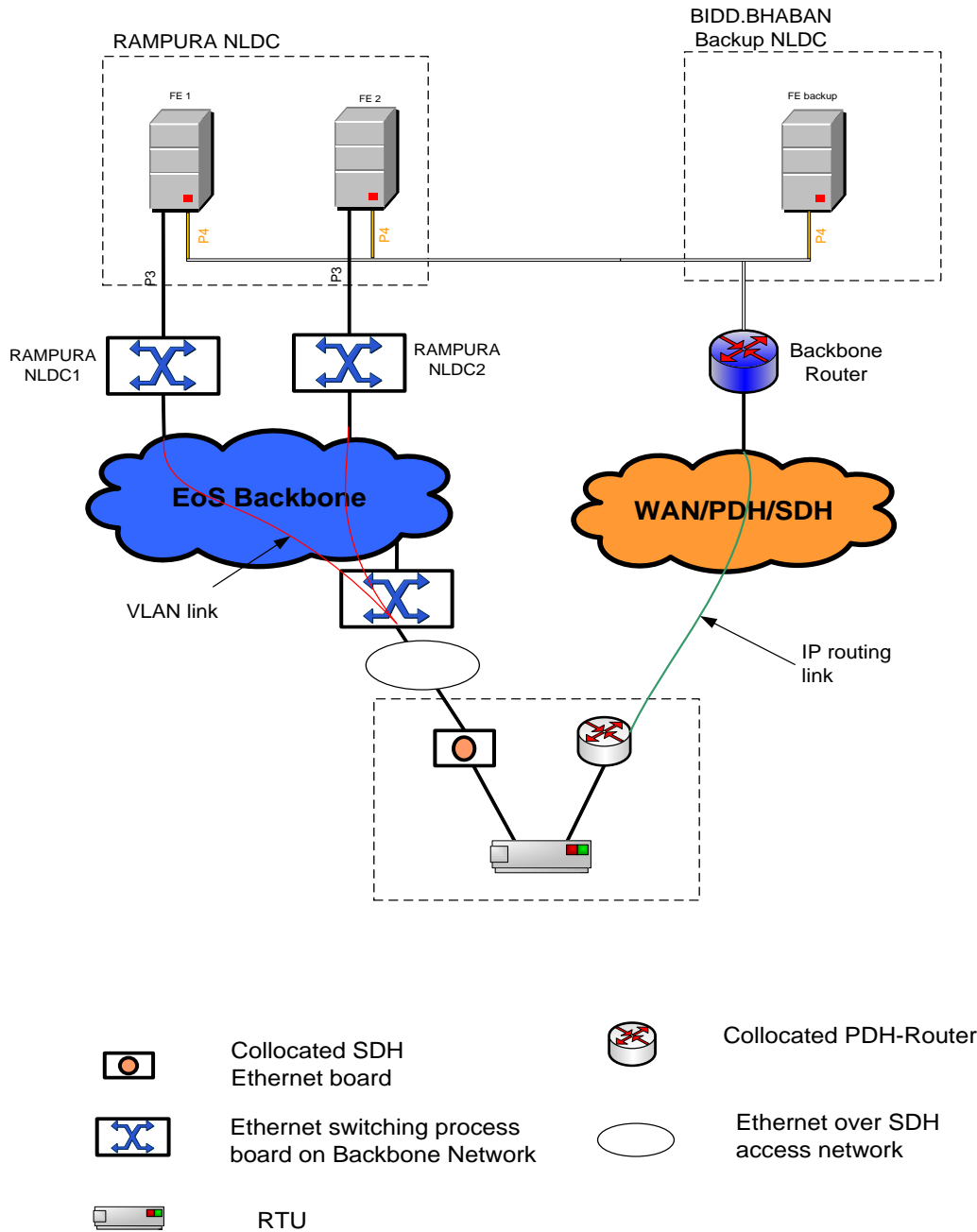


(出典: PGCB の書類を元に JICA 調査団で作成)

図 5.5-10 通信設備の電源供給システム

(8) SCADA

以下の図に PGCB における SCADA システムのデータの流れを示す。SCADA に使われる通信システムは SDH システムと PDH(Plesiochronous Digital Hierarchy)システムの2面で構成される。しかし、PDH は SDH システムに収容されているため、光伝送装置は SDH のみである。それぞれの変電所に設置される RTU(Remote Terminal Unit)は二つのモデムを持っており、一つは RAMPURA NLDC と SDH 回線を使って通信をしており、もう一つは BHABAN にあるバックアップ NLDC と PDH 回線を使って通信をしている。



(出典: PGCB)

図 5.5-11 SCADA データフロー

第 6 章

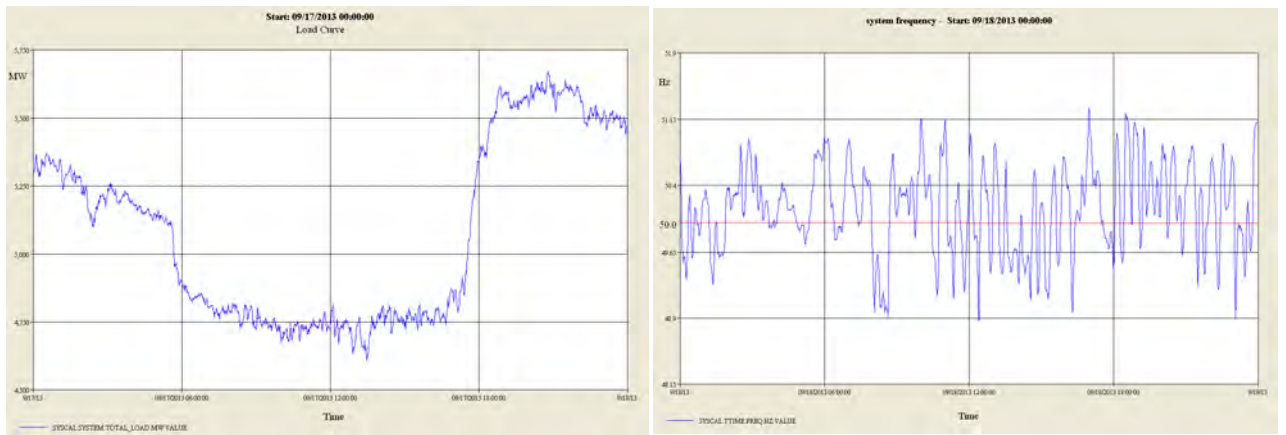
既存中央給電指令所

第6章 既存中央給電指令所

Bangladesh 全国給電センター(NLDC)は「バ」国の基幹電力系統を監視、発電指令を行っている。NLDC では基幹系統の安定化のために SCADA/EMS システムを導入したものの、いまだ全系停電や負荷遮断をやむなく行っているような現状にある。このため JICA にて現在の系統運用の現状調査を行い、必要な運用ルールの改定・既設 SCADA/EMS システムの更新について検討を行った。

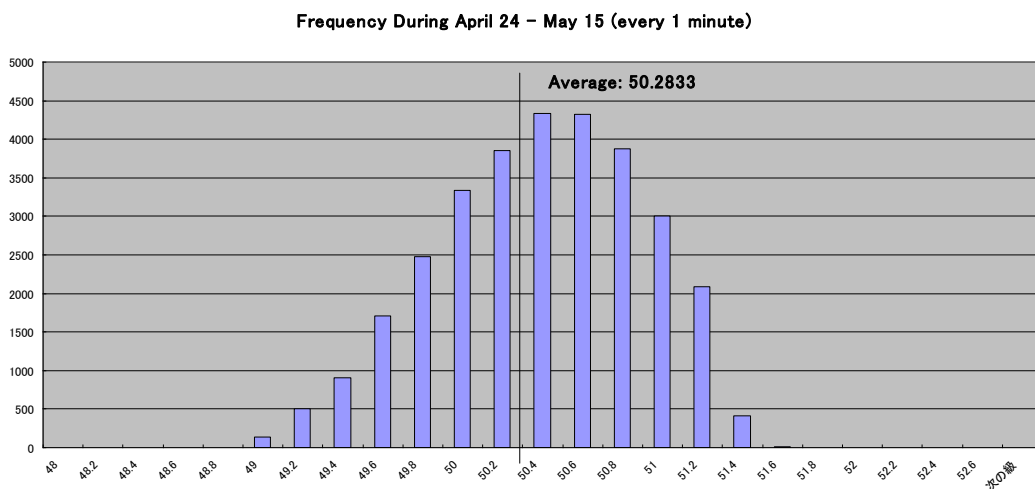
6.1 「バ」国系統運用の現状について

現在行われている系統運用について調査を行ったところ、旺盛な需要の伸びと不足する発電容量のために電圧・周波数の運用ともにグリッドコードに定められている範囲を超えた運用となっており、先進国での電力品質とは大きな差が認められた。



(出典: NLDC's study document on Availability Based Tariff)

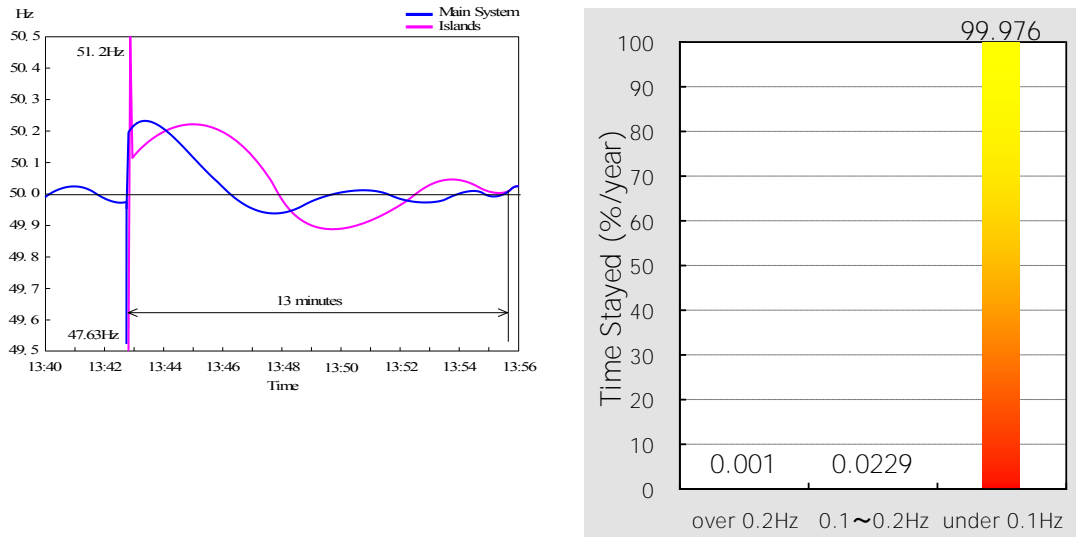
図 6.1-1 周波数変動と電力需要カーブの例



(出典: NLDC's study document on Availability Based Tariff)

図 6.1-2 「バ」国における周波数変動分布 (2014年4月24日-5月15日)

NLDCにおける2014年4月24日-5月15日の1分間隔の周波数変動記録を分析した結果、平均商用周波数は50.2833 Hz、標準偏差は0.50997 Hzである。一方、東京電力の実績は、平均周波数50.0 Hz、標準偏差は0.1 Hz以下であり、電力品質に大きな差異がある。



(出典: TEPCO's Operational Record (not disclosed to the public))

図 6.1-3 東京電力の周波数変動の例（大規模系統動揺時の例）及び周波数変動ヒストグラム

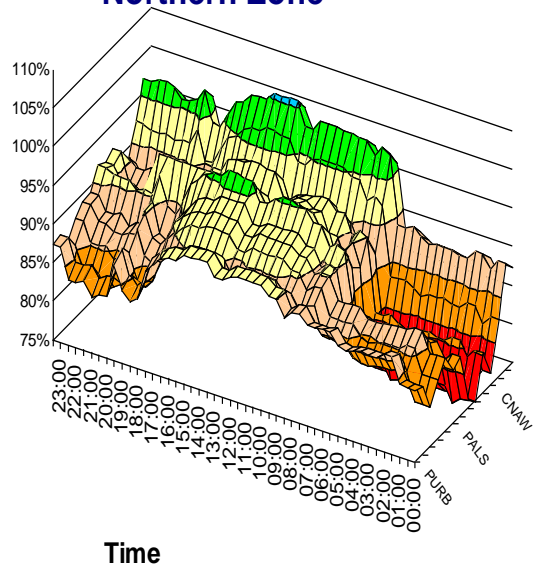
周波数が不安定となる大きな要因は、系統が持つべき供給予備力が絶対的に不足しており、NLDCに残された唯一の手段は“負荷遮断”しかないことである。また、通常運転時の系統周波数動揺が大きいため、設備事故時に負荷遮断を行う Under Frequency Relay (UFR)リレーの設定にも制約が生じており、電力系統の安定化を損ねる要因の一つとなっている。

表 6.1-1 周波数低下リレーの動作範囲設定

周波数	負荷遮断設定値
49.1 Hz	0MVA
49.0 Hz	0MVA
48.9 Hz	20MVA
48.8 Hz	150MVA
48.7 Hz	240MVA
48.6 Hz	240MVA
48.5 Hz	(UFR 全発電機トリップ)

また、送電線の送電容量が不足している地域においては、深刻な電圧低下が発生しており、時には定格電圧の80%以下に低下することがある。132 kV 北部系統の電圧状況を下図に示す。

Typical Voltage Map (132kV) Summer 2012 "Northern Zone"



105%-110%
100%-105%
95%-100%
90%-95%
85%-90%

(出典: NLDC EMS system report data (Voltage & time))

図 6.1-4 バングラデシュ 132kV 北部系統における電圧状況

6.2 電力需要と発電所発電量の分析調査

「バ」国の電力システムの運用状況を分析するため、2013年のNLDC年間発電実績データを調査した。これにより、発電力が不足する要因などを分析した。

下記にNLDCで記録されている発電運転日報の例を示す。

POWER GRID COMPANY OF BANGLADESH LTD. SUMMARY OF DAILY ELECTRICITY GENERATION												
Month :		Jul-2009		Day :		#REF!		Date :		24-Jul-09		
Probable Maximum Generation :				(a) At Day Peak Hour :				(b) At Evening Peak Hour :				
Water Level of Kaptai Lake at 06:00 AM :				(a) Yesterday :				(b) Today :				
				75.33				75.48				
				ft				(c) Rule Curve:				
Sl.	Name of the Power Station	Fuel	Producer	Installd Capacity	Derated/ Present Capacity	Actual Generation		Available Generation		Ev. Peak Gen. Shortage for Fuel Limitation	for Plants S/D or M/C prob.	
						Day Peak	Ev. Peak	Day Peak	Ev. Peak			
						MW	MW	MW	MW			
1a	Ghorasal ST 1 & 2	Gas	PDB	2x55	110	78	40	40	40	40		38
1b	Ghorasal ST 3	Gas	PDB	1x210	210	180	0	0	0	0		
1c	Ghorasal ST 4	Gas	PDB	1x210	210	180	180	180	180			
1d	Ghorasal ST 5	Gas	PDB	1x210	210	190	190	190	190			
1e	Ghorasal ST 6	Gas	PDB	1x210	210	190	0	0	0	0		190
2	Ghorashal 100 MW	Gas	QRPP 3yrs	128x0.85	100	100	100	100	98	100		
3	Ghorashal 45 MW	Gas	QRPP 3yrs	50x0.85	45	45	46	46	43	45		
4	Ghorashal MAX	Gas	RPP	4x19.6	78	78	76	76	78	78		
5	Haripur SBU GT 1, 2 & 3	Gas	SBU,PDB	3x32	96	60	20	20	20	20	20	20
6	Haripur EGCB 360 MW	Gas	EGCB				0	0	0	0		
7	Haripur NEPC	HFO	IPP	8x15	110	110	95	109	97	110		
8	Haripur P. Ltd CCPP	Gas	IPP	235+125	360	360	265	346	324	346		
9	Meghnaghat P.Ltd CCPP	Gas	IPP	3x150	450	450	451	450	450	450		
10	Meghnaghat IEL	HFO	RPP	12x8.9	100	100	92	92	92	92		8
11	Madanganj 102 MW	HFO	QRPP 3yrs	6x17.08	102	100	62	64	78	78		36
12	Keraniganj	HFO	RPP	8x14.4	100	100	103	102	103	100		
13	Narshingdi	Gas	SIPP,REB	8x2.90	22	22						3
14a	Siddhirgonj ST	Gas	PDB	1x210	210	150						40
14b	Siddhirgonj GT-1, 2	Gas	EGCB	2x120	210	210						27
15	Siddhirgonj				96							8
16	Dutch				100							
17	DPA				50							
18	Summit				146							
19	Gazipur				52							
20	Tongi				105							
Dhaka Area Total				3482	3252	2199	2417	2293	2429	230	370	

図 6.2-1 発電運転日報の例

電力需要のピークは、夜 21:00 頃に発生し、主に一般家庭での点灯需要によるものである。NLDC では、発電所運用を行う為、昼 12:00 の昼間ピークと夜 21:00 の夜間ピークの 2 つのピークを指標として運用を行っている。次の図は、年間最大電力発生日における日負荷曲線であるが、赤く塗られた部分は、発電力不足に伴い負荷遮断を行った需要を示している。発電力の内訳としては、ベース電源はガス火力が担っており、発電コストが最も安価な電源である。需給変動に応じて出力を調整するミドル電源としては、石油火力が担っており、発電コストはやや高い電源となっている。

Daily curve of 24/Jul/2013 with Maximum Demand of 6,900MW

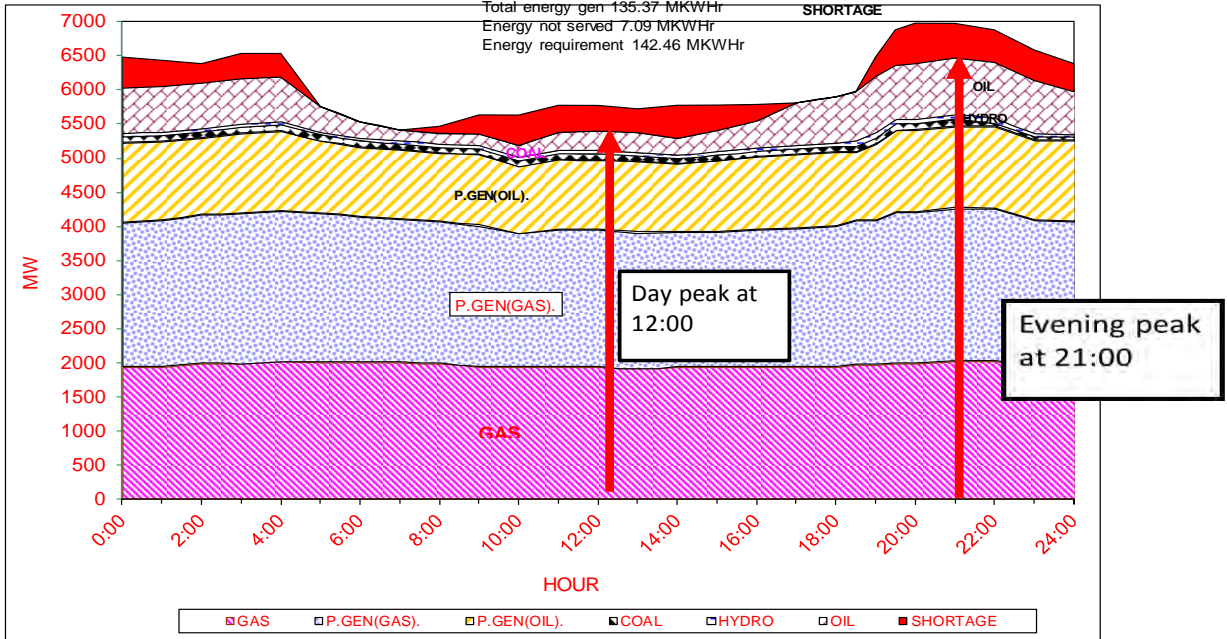


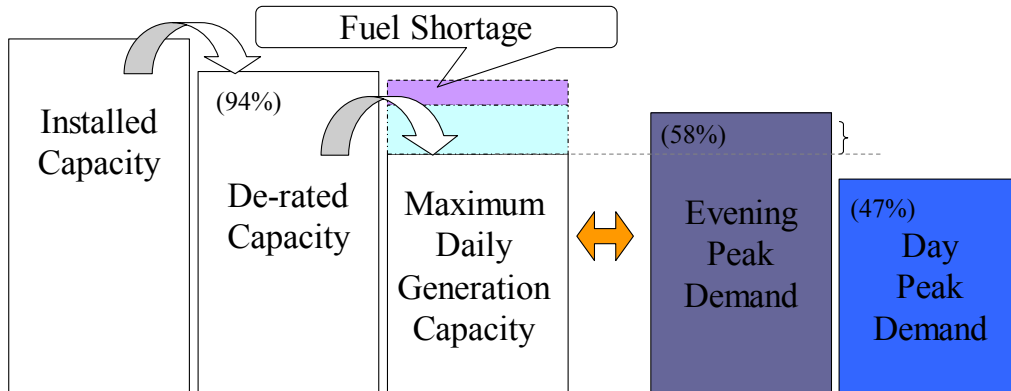
図 6.2-2 「バ」国における日負荷の変動（年間最大電力発生日）

次の図は、データ分析を行った全体フローを示す。

各発電所は、定格発電容量を持っているものの、設備の経年劣化や保守点検不備により、実際に発電できる能力は定格より低くなっており、運転可能発電力として管理されている。「バ」国では、この運転可能発電力は、定格発電容量の94%となっている。

毎日の運転においては、当日発生する燃料不足や機器トラブルにより、発電力が更に低下する実態にあった。本調査では、この予期されていない発電所の停電事故に焦点をあてて、発電所の停止要因や、発電所の稼働率及び発電力不足に伴って実施された負荷遮断の実績等を2013年の1年間にわたり分析した。

Image of Data Analysis on NLDC's Daily Report

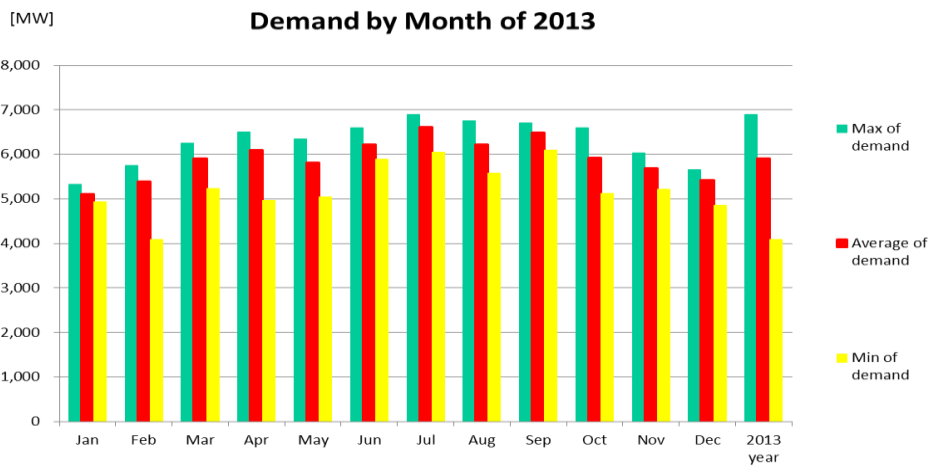


- Studied 365-day data in 2013
- Compared Maximum Demand with Generation Capacity
- Counted frequency and amount of load shedding

図 6.2-3 2013 年運転データに基づいた発電可能量とピーク電力の関係

下記の図は、2013 年の月別夜間ピークの実績データ（月単位の最大値、平均値、最小値）を示す。

Power Demand of 2013 in PGCB system



Max Power Demand of 2013: **6,900[MW]**
 Average Power Demand of 2013: **5,911[MW]**

図 6.2-4 月別の夜間ピークの最大電力

「バ」国においては、年間の最大電力は、7月から9月の雨期夏期に発生し、2013年実績は、6,900 MWである。一方、12月から2月は、乾期の冬期となり、比較的需要は低めとなっている。年間の最大電力の平均値は、5,911 MWである。

日本における系統運用の経験から判断すると、日々の発電力の予備率は、8%から10%を確保することが望ましい。しかしながら、「バ」国においては、年間にわたり発電力が不足しており、この大きな原因は、後述するとおり、発電所の稼働率がかなり低いことが挙げられる。

次図は、2013年の夜間ピークの頻度分布グラフである。この図から、「バ」国の電力需要の特徴として、平均値近くに比較的多くの日が集まっていることが挙げられる。5,600 MWから6,200 MWの最大電力の幅の中に、年間の60%の日が集中している。このことは、例えば、発電力を6,200 MW以上確保できれば、年間の80%の日は、負荷遮断を回避することが可能となり、一般のお客さまにとっては、停電の被害が無くなることとなる。

Load Profile (Evening Peak)

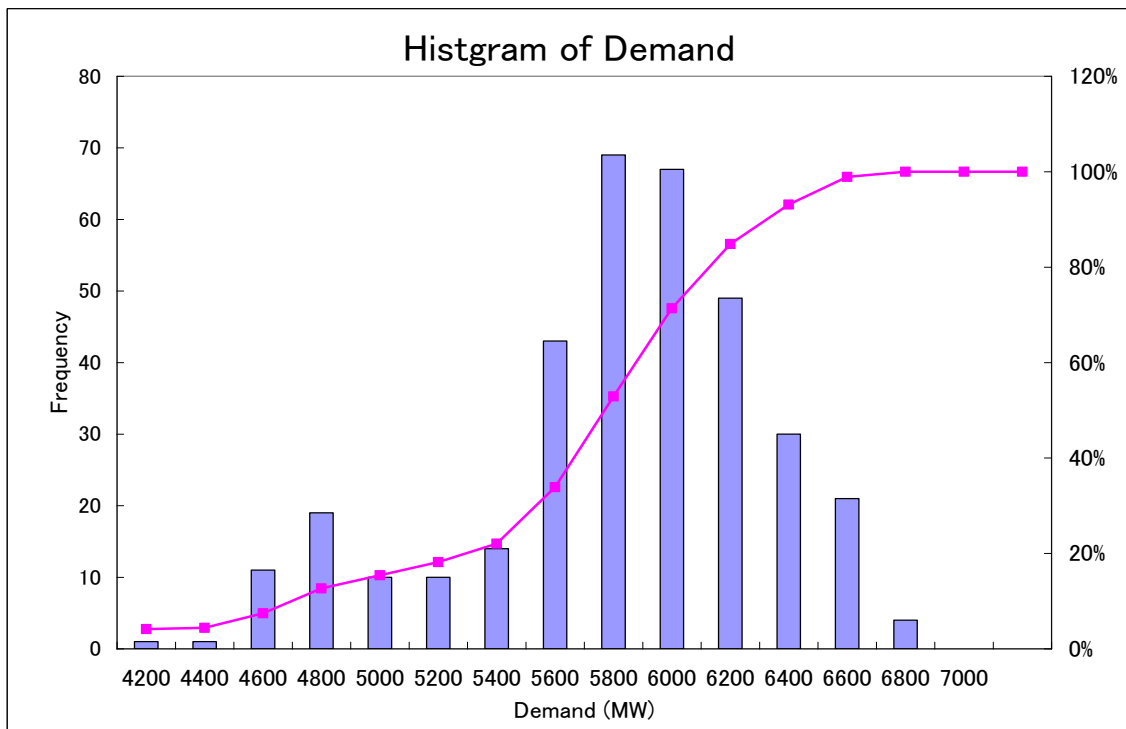


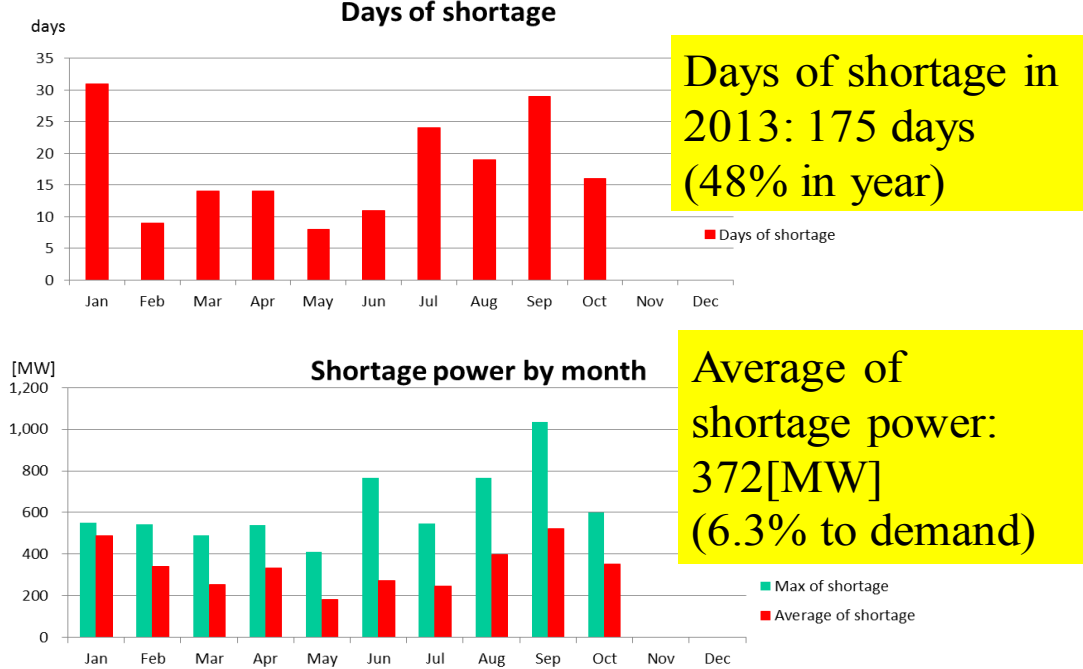
図 6.2-5 夜間ピークの年間ヒストグラム

次図は、2013年における負荷遮断の実施日数と負荷遮断電力を示す。年間の負荷遮断日数は、175日に達しており、年間の48%の日で、負荷遮断が行われており、2日に1回の割合で停電が発生している実態にある。このような電力の不安定さは、近代化された工業社会ではとても容認できないレベルである。負荷遮断の1回当たりの平均停電電力は、372 MWであり、平均需要電力の6.3%に達しており、大きな割合となっている。

一方、見方を変えると、発電所の稼働率を10%上げることが可能となれば、大部分の発電力不足は解消し、負荷遮断を回避することができることとなる。このような観点から、次の節では発電所の稼働率の分析を行うこととする。

Number of Load Shedding and its amount

Power shortage of 2013 in PGCB system



16

図 6.2-6 負荷遮断の年間実施日数と負荷遮断電力の実績

全発電所 93 箇所について、夜間ピーク時における各発電所の稼働率を計算した結果を次図に示す。

夜間ピーク時における各発電所の稼働率は、電力安定供給を確保する上で最も重要な要素である。ピーク時間帯においては、全ての発電所は計画どおりにその能力を最大限発揮して、電力需要に合った発電力を確保することが求められ、これによって負荷遮断を回避できることとなる。

稼働率の計算は、下記の式により求めた。

発電所年間稼働率[%]

$$= \left[\sum_{n=1}^{365} \frac{\text{夜間ピーク時の発電所実発電力[MW]}}{\text{発電所発電可能電力[MW]}} \right] \div 365 \times 100$$

P/S Availability sorted by Evening peak

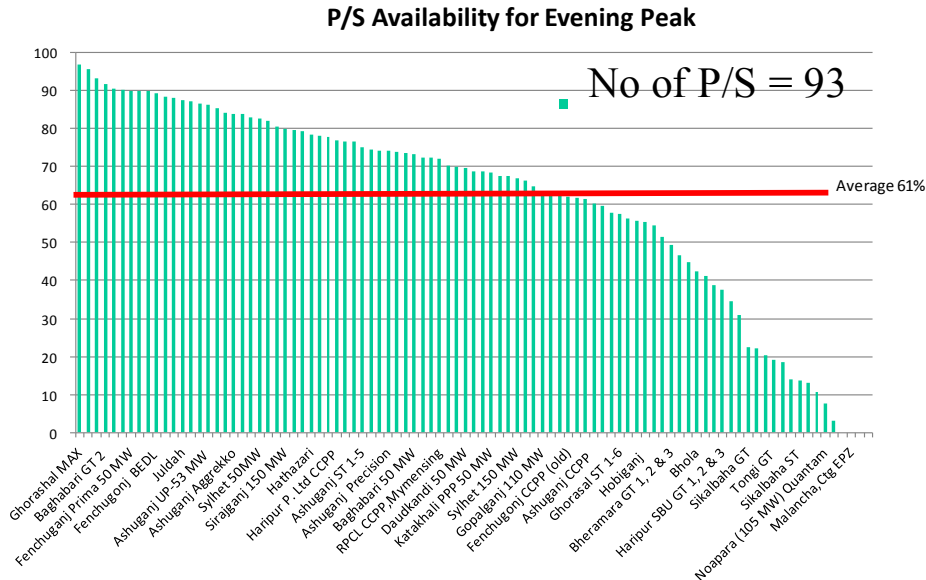


図 6.2-7 夜間ピーク時における発電所の稼働率一覧

稼働率の高い発電所では、稼働率は 90%を超えているところがあり、ゴラシャル (Ghorashal MAX) 発電所やバガバリ (Baghabari GT2) 発電所が高い稼働率となっている。一方、発電所の内、4 分の 1 は、稼働率が 50%を下回っており、大きな課題と考えられる。平均稼働率は、61%に止まっており、一般的な先進国の指標である 80%から 90%に比べて非常に低いレベルである。

以上のことから、発電所の稼働率が低いことが、「バ」国の電力セクター分野における大きな課題であると考えられ、安定供給の確保及び電力コストの低減を図っていくためには、発電所の稼働率向上が強く求められる。

次図は、昼間ピーク時間帯における発電所の稼働率の実績を示す。昼間ピーク時間帯の稼働率は、45%であり、夜間ピークの 61%に比べ 16%低くなっている。この要因は、いくつかの発電コストの高い石油火力やガスタービン火力は、昼間は休止し、夜間のみ運転するためである。

しかしながら、発電所の効率運転を考慮しても、昼間ピーク時間帯の稼働率 45%は、低いレベルに止まっており、必要な予備力を確保する上でも、より多くの発電所が稼働できることが、必要である。

P/S Day peak availability

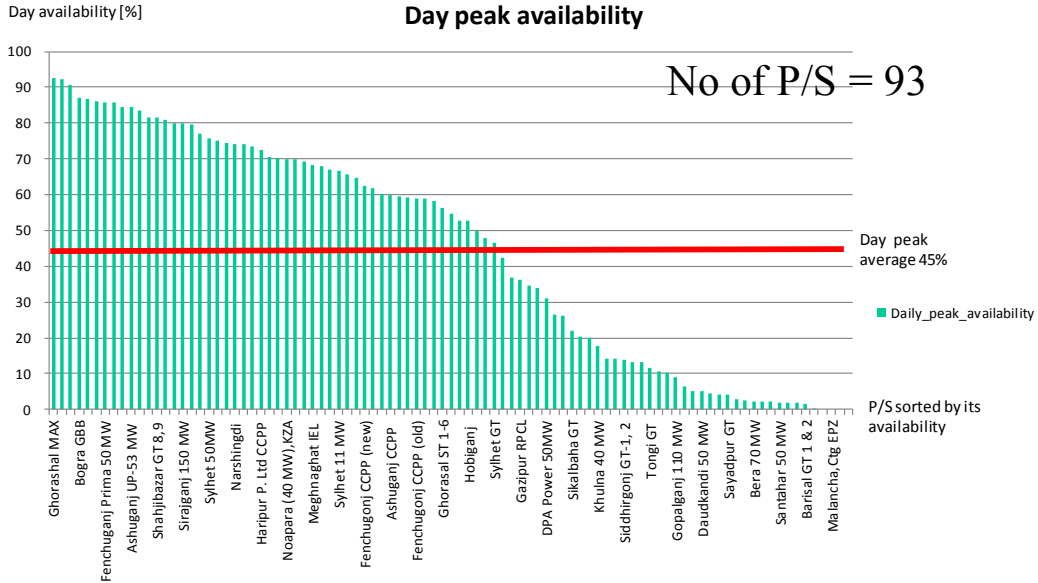


図 6.2-8 昼間ピーク時間帯の発電所稼働率一覧

次図は、夜間ピーク時間帯と昼間ピーク時間帯の発電所稼働率の相関図を示す。

ベース電源の火力発電所は、夜間ピーク及び昼間ピークとも稼働率が高く、コストが高いピーク電源火力発電所は、夜間ピークの稼働率が高く、昼間ピークの稼働率が低いことがわかる。また、小規模なディーゼル発電所は、燃料費が高いことから、夜間及び昼間ともに、低い稼働率である。

Availability of Evening peak V.S. Day peak

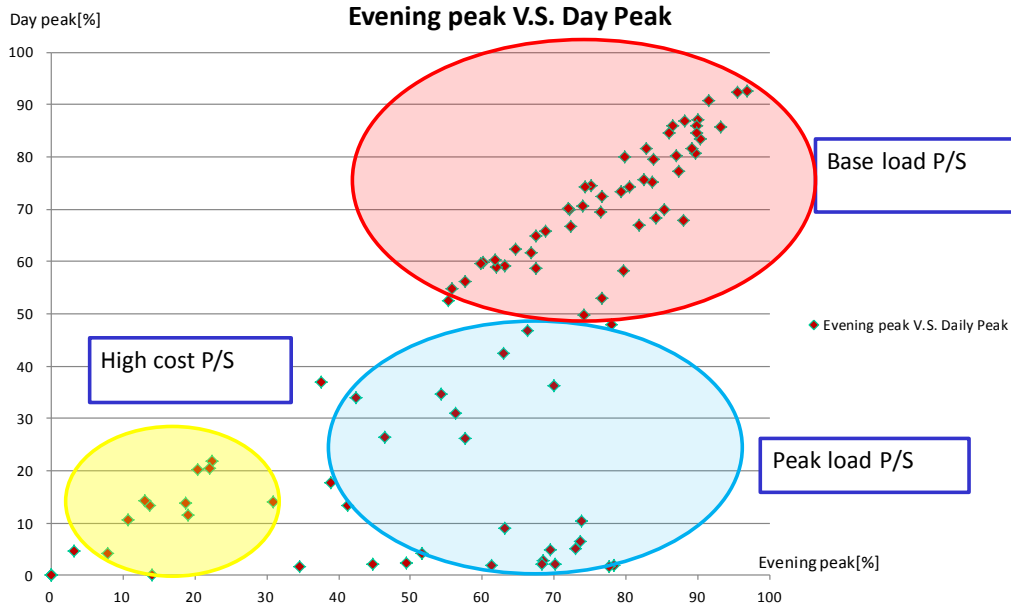


図 6.2-9 夜間ピーク時間帯と昼間ピーク時間帯の火力発電所稼働率の相関図

次の分析としては、NLDCの電力系統において、発電所の予定外停止の原因を分析する。発電所の停止理由として一番大きなものは、燃料であるガス及び石油の燃料不足による発電停止である。2つ目としては、発電所の機器トラブル及び補修による予定外停止が上げられる。以下に、発電所の発電停止に至る原因を詳細に分析する。

燃料不足による発電所の停止実績を、次図に示す。

燃料不足による発電停止は、年間平均 936 MW に昇っており、年間の平均最大需要電力 5,911 MW の 16% を占める大きな割合となっている。

このことから、電力の安定供給を確保するためには、今後、最も重要な対策は、十分な燃料を確保することである。しかしながら、燃料資源の配分は、「バ」国の社会・経済全体の大きな課題であり、国レベルのエネルギー戦略に係わる政策課題であると考えられ、中長期的な取り組みが求められる。

Shortage of Fuel

Generation Cap. Reduction Due to Fuel Shortage

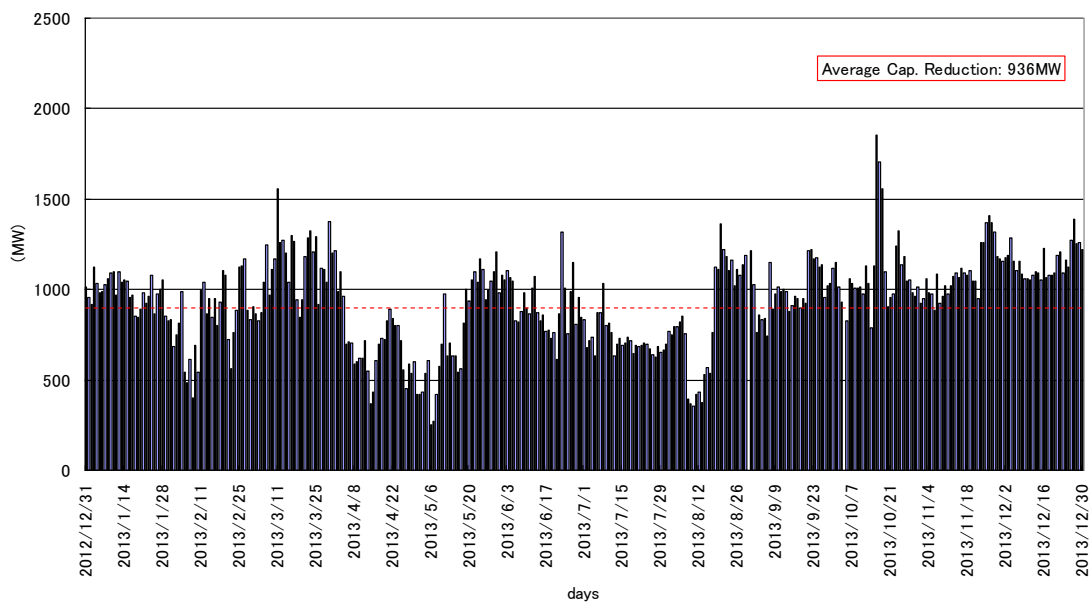


図 6.2-10 2013 年の燃料不足が原因となった発電停止の実績

Fuel Shortage Curtailment: Average and Dist.

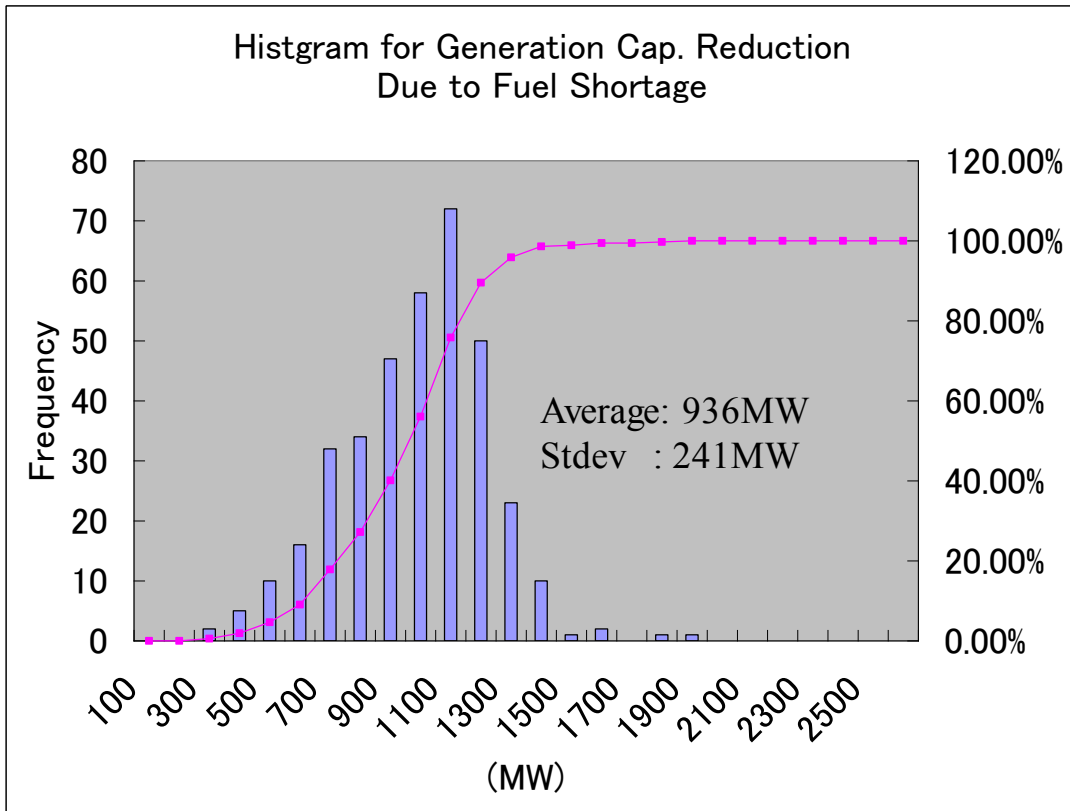


図 6.2-11 燃料不足が原因の発電停止のヒストグラム

次に、発電所の機器トラブル・補修に伴う発電停止の実績を下図に、発電停止のヒストグラムを次図に示す。

2013年の機器トラブル・補修に伴う発電停止は、1,451 MW に及んでおり、これは燃料不足による発電停止 936 MW の 1.5 倍となっている。

機器トラブル・補修に伴う発電停止は、平均最大需要電力の 24% に達しており、負荷遮断を招く最も大きな原因と言える。NLDC の系統運用における最大の課題ともなっている。

このことから、NLDC としては、発電所の稼働率を上げるためのインセンティブが付与できる何らかの仕組み・制度を電力セクターに導入することが必要と考える。

Generation Reduction Due to Trouble & Repair

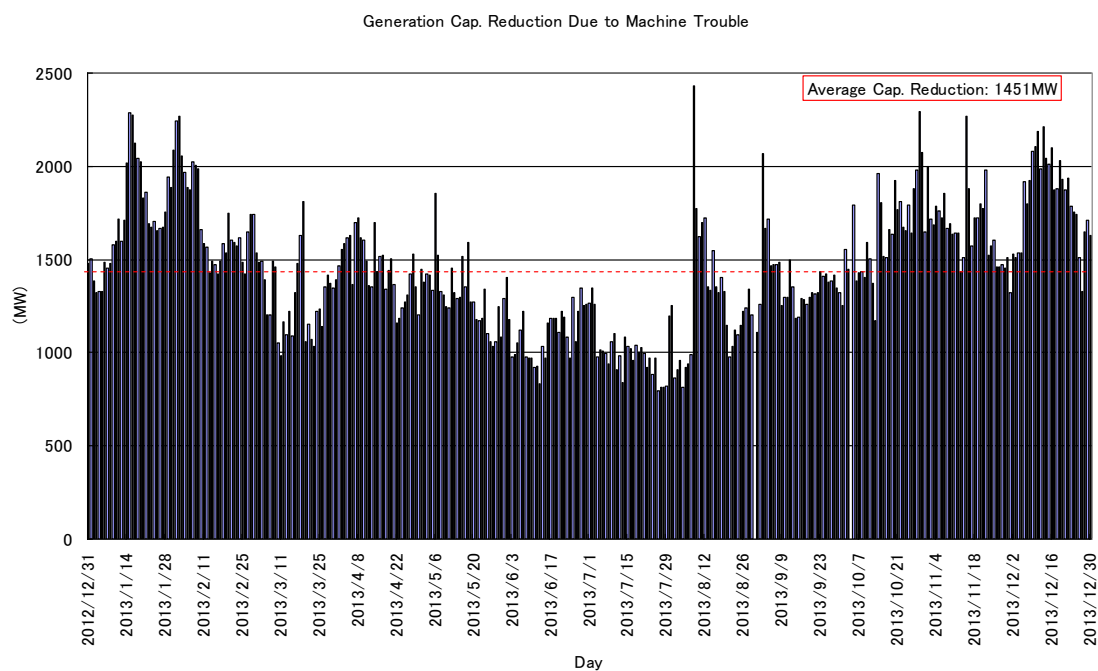


図 6.2-12 機器トラブル・補修による発電停止の2013年実績

Trouble & Repair Curtailment: Average and Dist.

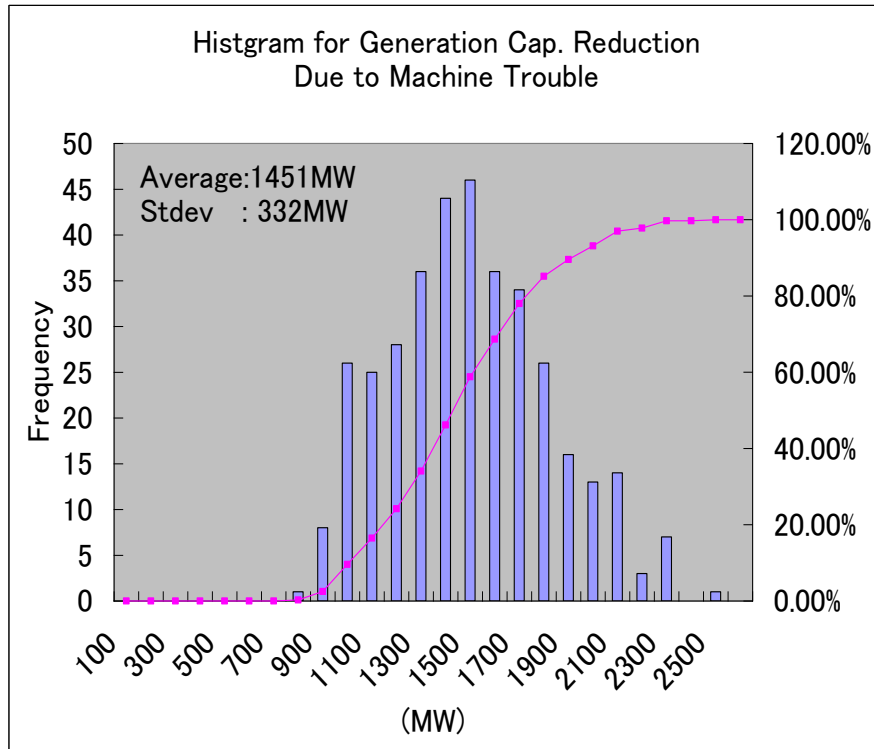


図 6.2-13 機器トラブル・補修による発電停止のヒストグラム

NLDC の系統運用実績データに基づく分析結果をまとめると、以下のとおりである。

- (1) 負荷遮断は、2日に1回実施されており、停電が頻繁に発生している。負荷遮断による停電電力は、需要電力の7%に及んでいる。
- (2) 発電所の稼働率は平均61%に止まっており、非常に低いレベルにある。発電所の稼働率が低いことが、電力不足の大きな要因の一つとなっている。
- (3) 発電不足となる要因としては、大きく2つの原因が挙げられる。一つは、深刻な燃料不足によるものであり、もう一つの原因は、発電所の機器トラブル・補修による発電停止である。燃料不足と機器トラブル・補修による発電停止は、電力需要の40%に達しており、これを解決することが「バ」国の電力セクターにおいて最も重要な課題と言える。安定供給を確保し、かつ、経済的なエネルギー供給システムを構築していく上で、発電所の稼働率をいかに上げていくかが、大きなポイントである。
- (4) 今後、全ての発電所が努力をして、計画外の発電停止を半分に低減できれば、発電所の稼働率が80%まで向上することが期待でき、これにより発電電力不足による停電は、大幅に改善される。

このような観点から、NLDCは、発電所の稼働率を向上させるためのインセンティブを付与する制度作りに取り組んでいく必要がある。具体的には、インドで導入されている“稼働率に基づいた料金制度” (“Availability Based Tariff”) の導入について、関係する政府機関と協議を進めていくことが望まれる。

次の図は、発電所の定格発電出力と稼働率の相関図を示す。

稼働率向上にあたっては、より効果の高い、100 MW以上の発電所の稼働率を上げていくことが有効である。出力の小さい発電所の稼働率を上げても、系統全体に与える影響は

少ないため、得られる効果も少ないことから、発電規模の大きな発電所を対象とした効率的な仕組み作りを検討していく必要がある。

P/S generation power V.S. Availability

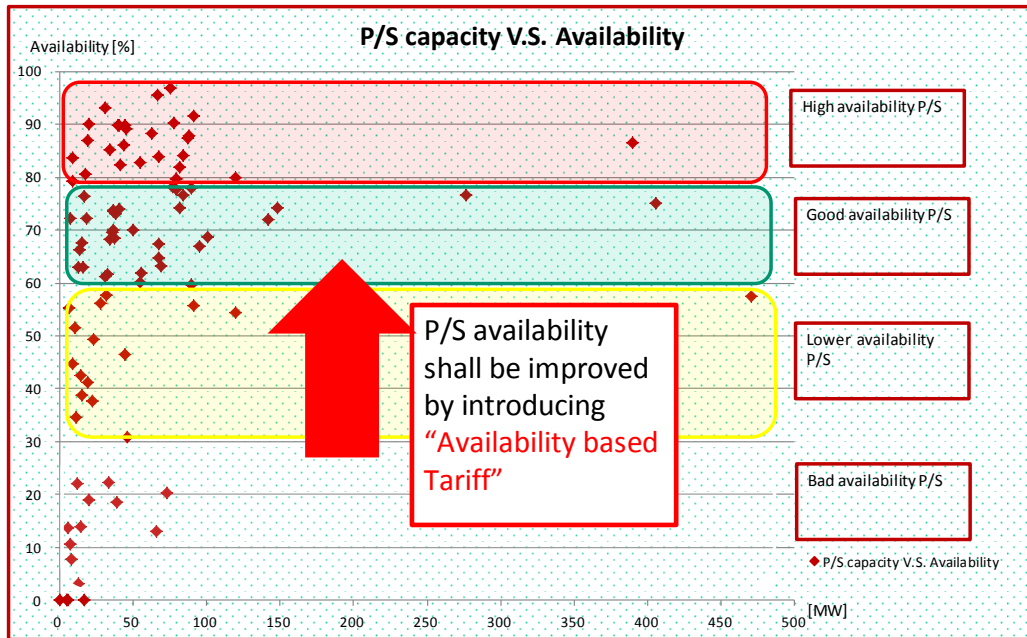


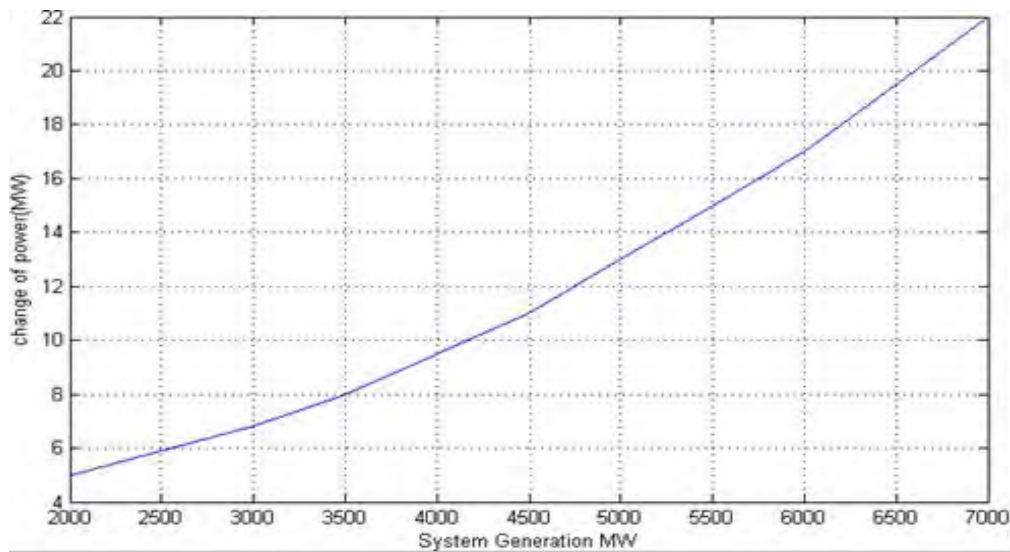
図 6.2-14 発電所定格発電出力と稼働率の相関図

6.3 NLDC からの周波数制御の実施可能性検討

前述した発電量の不足に加え NLDC は周波数の動揺制御に即時に対応できないという技術的な課題を抱えており、周波数動揺が日本の 10 倍にも及ぶ大きなものとなっている。この問題を解決するために必要な発電量（スピニングリザーブ）について NLDC へヒヤリングを実施した結果、以下のような周波数特性カーブにて周波数制御が可能であり、最大電力 7,000 MW の場合に、0.1 Hz の周波数調整に対して、22 MW の発電調整量が必要であることが確認できた。

また、現在の系統運用において、周波数調整のためのユニットとしてシカルバハ（Sikalbaha）、シレット（Sylhet）やクルナ（Khulna）発電所といったガスタービン発電所を活用しているが、すべて電話による発電指令で行っているため、その即応性に問題がある。

Load – Frequency Control: required capacity



22MW for 0.1 Hz Deviation @ 7000MW demand
 1% of total demand could be sufficient for LFC

(出典: JICA 調査団による NLDC インタビュー)

図 6.3-1 「バ」国電力系統における負荷一周波数特性

表 6.3-1 現在の系統運用における主要な周波数調整ユニット

Candidate Generators for AGC, LFC in early stage

“useful” generators must be selected for better outcome of the control:

Existing Plants for LFC and AGC function testing

Sl.	Name of the Power Station	Fuel	Producer	Instilled Capacity		Derated/ Present Capacity	Day peak		Evening peak	
							Jan-Dec of 2013		Jan-Dec of 2013	
							Average MW/day	Availavility to Present Capacity	Average MW/day	Availavility to Present Capacity
4b	Sikalbaha GT	Gas	PDB	1x150	150	150	33	22	33	22
	Chittagong area Total				150					
5	Shahjibazar GT 8,9	Gas	PDB	2X35	70	66	54	82	55	83
8	Sylhet 150 MW	Gas	PDB	x150+1x7	142	142	88	62	95	67
	Sylhet Area Total				212					
8	Khulna 150MW	HSD	NWZPGCL	1x150	150	150	21	14	46	31
	Khulna Area Total				150					
1a	Baghabari GT 1	Gas	SBU,PDB	1X71	71	71	62	87	63	88
1b	Baghabari GT 2	Gas	SBU,PDB	1X100	100	100	91	91	91	91
	Rajshahi Area Total				171					
	Total				683	679	348	51	383	56

New Plants for PPA model for AGC Study

- Mohashikari
- Matarbari (Coal-fired, base load)

(出典: JICA 調査団による NLDC インタビュー)

この周波数動揺に対する有効な解決策の一つとして NLDC から各発電機へ周波数維持のための運転指令を直接行う自動発電力制御 (Automatic Generation Control) や負荷周波数制御 (Load Frequency Control) といった機能を運用していくことが想定されるが、現在の Areva 製 SCADA においては EMS システムのサブコンポーネントとして AGC 機能が組み込まれているものの使用されていない。JICA 及び NLDC にて製造元 Areva に確認したところ、発電指令を受信する火力発電設備との通信関係が整備されていないこと、NLDC サーバ上にも必要なデータ(発電機ユニット特性、負荷需要想定に用いる天候、負荷実績)が入力されていないことから、現状では当該機能を活かす事ができないとの説明があった。NLDC はこの問題を解決すべく、今年度からの Areva との年間保守契約において、関連するデータ収集の項目を追加することを検討しているものの、火力側設備のデータ収集及び、NLDC からの信号伝達経路の実装、ルールの構築などを行う計画は依然として策定されていないことから、早急な実現に向けての技術的、経済的な支援が望まれる。

負荷周波数制御を実運用に供する前段階として、JICA から下図の示すような模擬シミュレーションを行うことを提案し、今後の技術協力プロジェクトの中で、NLDC として検証していくこととなった。

模擬シミュレーションは、SCADA システムのソフトウェアを活用し、発電所の出力を制御する AGC 信号をオフラインで記録して、的確な制御信号が出力されるか、検証するものである。

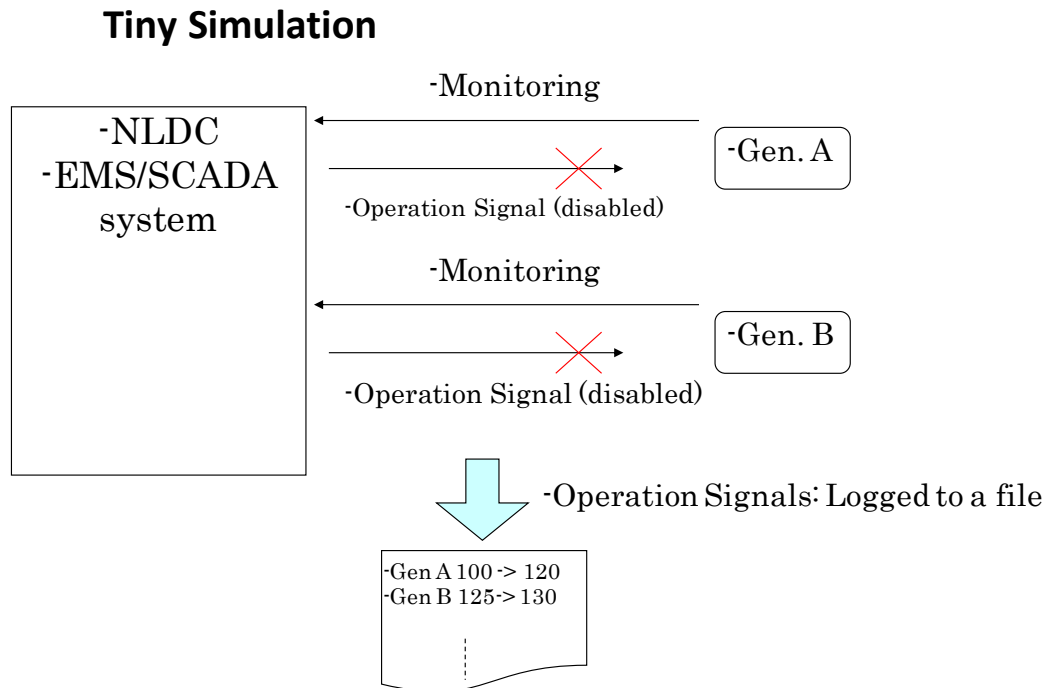


図 6.3-2 負荷周波数制御の模擬シミュレーションテスト

6.4 NLDC 系統運用に関する規則、法令

「バ」国の電力セクターの規制局は、BERC(The Bangladesh Energy Regulatory Commission) が担当しており、グリッドコードなどを定めている。このグリッドコードにより、NLDC の権限や発電事業者、配電事業者の認可と責務を定めており、「バ」国のエネルギー規制法

欠なコンポーネントであり、具体的には、次の要素を持つサービスである。

- (1)出力調整及び周波数応答
- (2)無効電力供給及び電圧調整
- (3)停止調整、系統制御及び発電指令
- (4)需給調整
- (5)供給予備力
- (6)広範囲停電時のブラックスタート“

Source: Website document “Issues in the Determination of Tariffs for Ancillary Services” of Energy Regulators Regional Association, <http://www.erranet.org/>

特に、多くの国の系統運用事業者は、グリッドコードで明確に規定されたアンシラシーサービスを提供することが大きな使命の一つとなっている。

更に、必要な無効電力補償を行うため、系統運用事業者が発電機を制御したり、必要な予備力を確保するため、予備力に対するインセンティブが、グリッドコード等に明確に定められている。

また、垂直統合型の電力システムである日本の電力会社では、発電力の自動制御などが、幅広く実系統で運用されている。

以上のことから、「バ」国においても、NLDC が系統運用を行うために必要となる発電力の制御や予備力の確保などのアンシラシーサービスが有効に実施できるように、電気事業法やグリッドコードの改定等を進めていくことが必要と考える。

6.5 NLDC の運用組織

NLDC は、全国の送電系統の監視制御を行う給電組織であり、周波数制御及び需給調整を行う給電センターである。24 時間体制で全系の監視を行い、毎時の発電力調整、電圧制御、9つの地域給電センターへの負荷配分を行っている。

“NLDC は、国営及び民間の発電所を制御する全国で唯一の給電センターである”と、NLDC が実施した“稼働率に基づいた料金制度” (Availability Based Tariff) の調査報告で定義されている。

一方、長期及び中期の発電計画は、発電公社である BPDB が行っている。

9つの地域給電センターは、それぞれの地域の送電系統を担当しており、主に電圧制御及び送電線の潮流制御を担当している。

「バ」国の給電組織は、以下のような体制である。

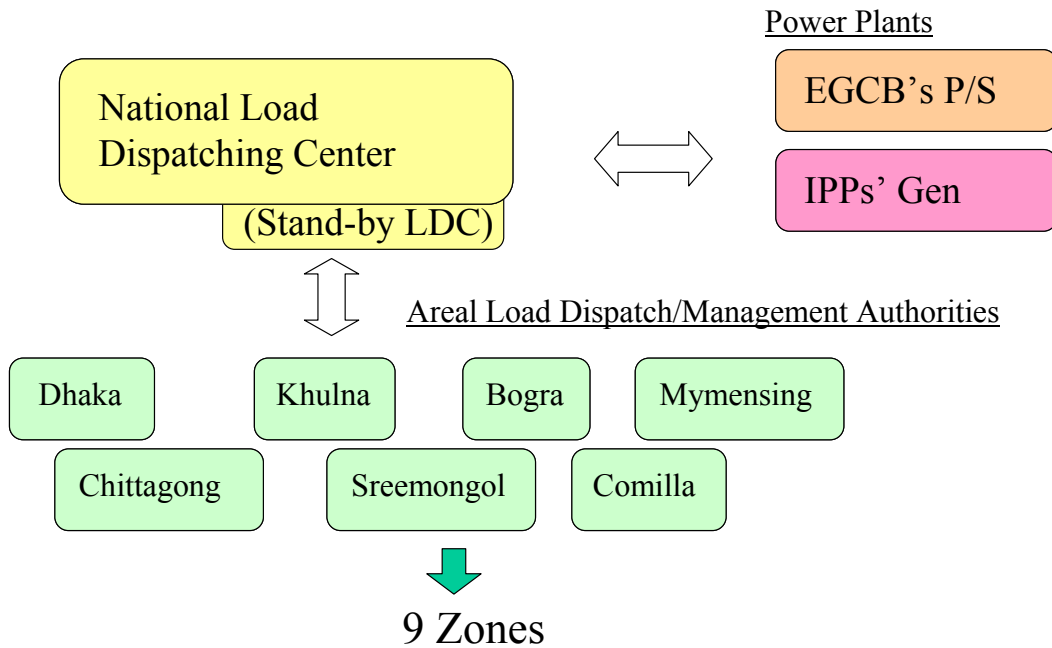


図 6.5-1 「バ」国電力系統における給電組織

NLDC が実施した“稼働率に基づいた料金制度” (Availability Based Tariff) の調査報告によると、NLDC における周波数制御の実施手順は、次のとおりである。

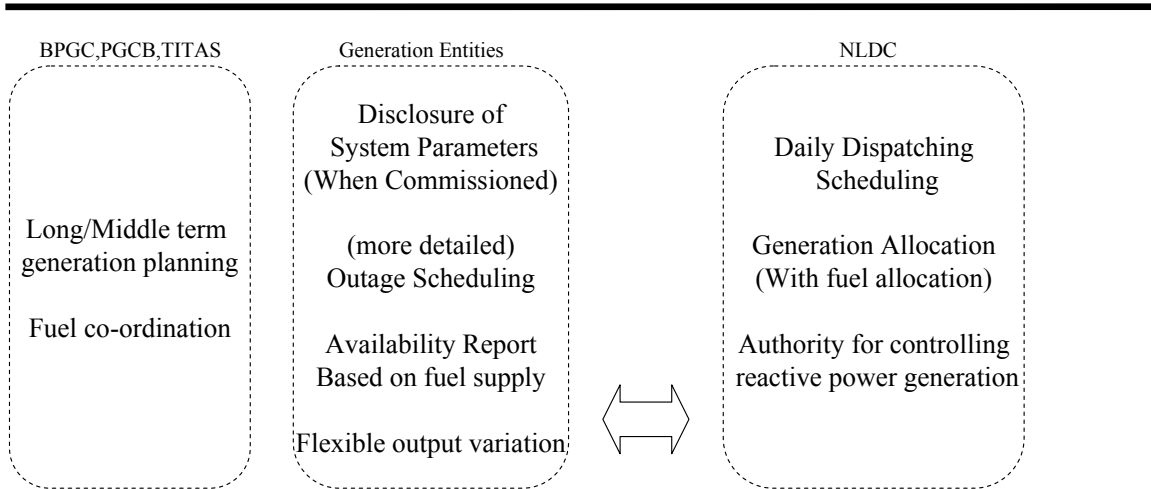
“系統周波数は、主に下記の手順で実施される。

1. DSM (デマンドサイドマネジメント) メカニズムによる制御
(主として、負荷遮断による負荷側の制御)
2. 予備力の活用が可能な場合には、発電力の制御
3. 需給が逼迫した場合など緊急時には DSM と発電力制御の両方を実施

NLDC は、9 つに分かれた地方給電区分毎に利用可能な負荷を割り当てる。負荷割り当ては、地方給電区分毎に過去の負荷実績に基づき配分される。
 各地域給電センターは、負荷配分管理委員会で決定された負荷比率に応じて、各変電所が受電する負荷量を振り分ける。時々刻々の給電指令は、NLDC から地域給電センターに指示され、割り当てられた負荷利用可能範囲内に収まるよう負荷遮断量を維持する。

(出典: Overview of Bangladesh Power System Operation)

ここで特筆すべき事項としては、DSM (デマンドサイドマネジメント) による負荷遮断が頻繁に行われているということである。これは、主に発電所の出力が、昼間の時間帯にガス燃料の不足により大きく減少することに対応する為、やむを得ず実施される対策である。このことから、的確な発電所運転計画を作ることは、電力を安定に供給する上で、最も重要なキーポイントとなる。NLDC は、発電事業に係わる事業者と協力して、安定した発電力の確保に努めることが強く求められる。



(出典: JICA 調査団)

特に、発電所運転計画の精度を上げて行くためには、NLDC は、各発電事業者及び BPDB から毎日の発電予定計画に関する詳細な情報を得る努力をする必要がある。そして、当日の燃料調達見込み及び発電可能ユニットを確実に把握した上で、地域毎に割り当てる当日の負荷利用可能量を決定していくことが重要である。

6.6 NLDC における現行 SCADA/EMS システム

現行の NLDC SCADA/EMS システムは、フランスの Areva(現在 Alstom)製であり、2007 年に ADB 及び「バ」国政府の支援で建設され、運転されている。通信システムは、日本の古河電工が製作したものである。

NLDC SCADA/EMS システムは、主系システムとバックアップシステムの2つのコントロールセンターを持っており、20 個のサーバを含めて 50 個のコンピュータシステムで構築された分散システム構成である。102 箇所の電気所（発電所及び変電所）には、総計で 145 個の RTU（遠方監視制御装置）が設置されており、必要な監視制御情報を送受信しており、入出力点数は、34,350 ポイントに達している。

通信ネットワークは、光ファイバー網が 4,500 km、127 線路の送電線に敷設されている。高速通信網としては、137 個の SDH（同期デジタルハイアラキー装置）、113 個の PDH（時分割多重ネットワーク装置）により、高速通信網が構築されており、保護制御回線は 216 回線、電話回線は、690 回線が接続されている。

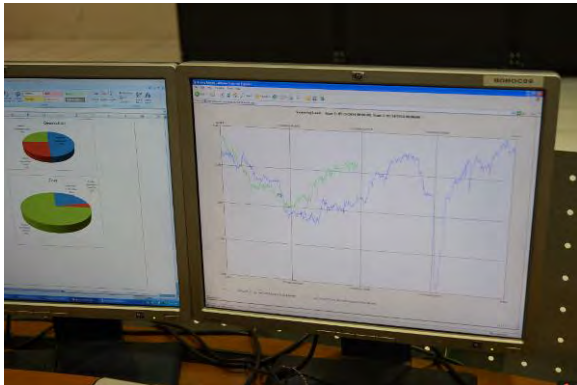
下記に、NLDC SCADA/EMS システムの外観及びシステム構成図を示す。



コントロールルーム外観



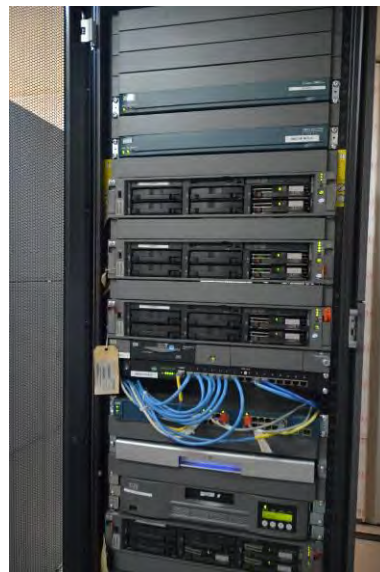
給電系統監視盤



指令卓モニタ装置

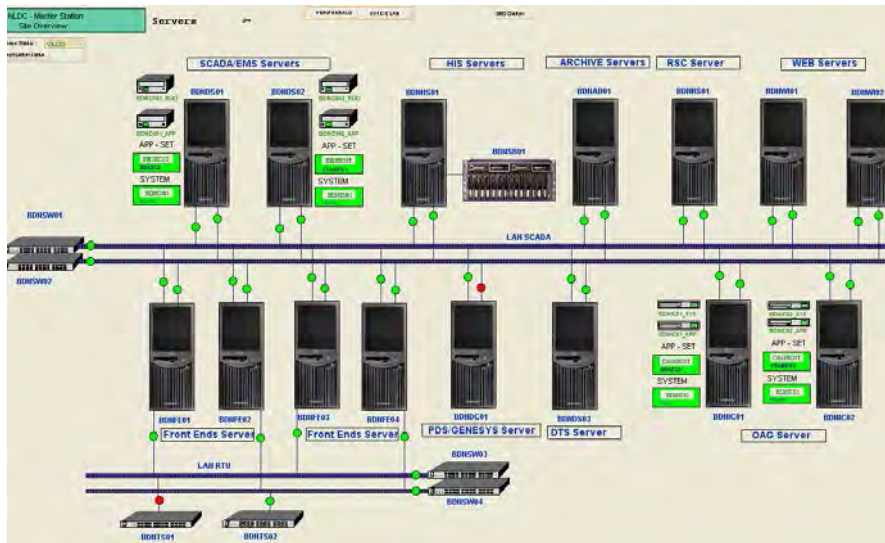


データメンテナンス用操作卓



サーバーとストレージ

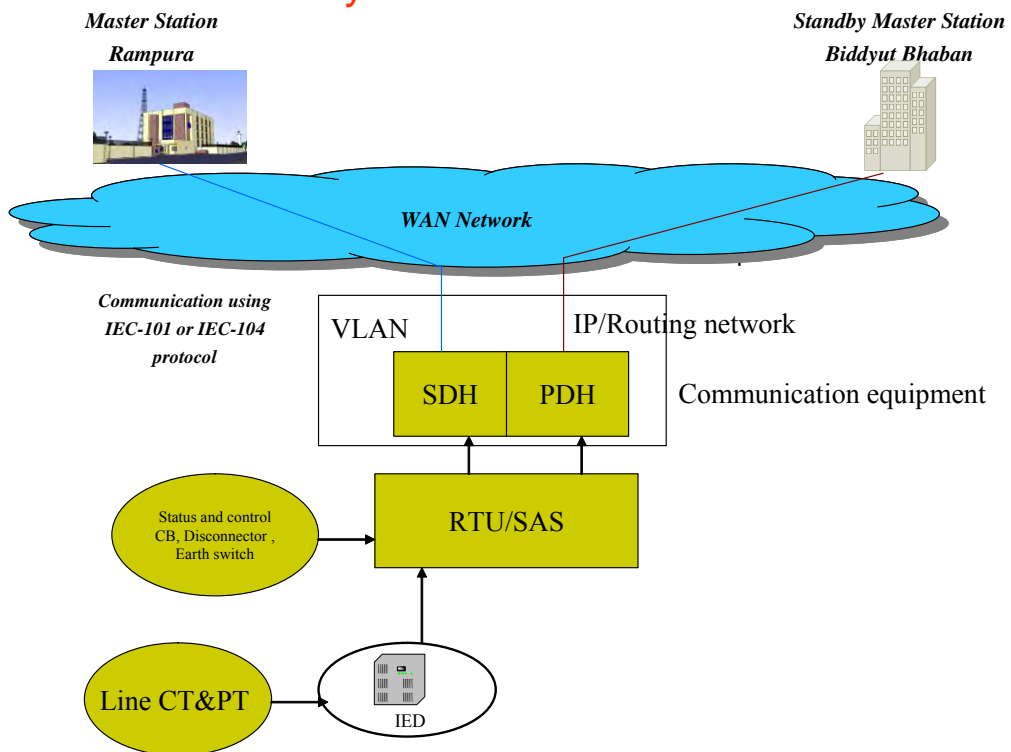
図 6.6-1 SCADA/EMS システム の Central Processing Unit(CPU)架及びデータベース架



(出典: JICA 調査団向けの NLDC プレゼンより 2014/4/20)

図 6.6-2 NLDC システム のハードウェア構成図

NLDC SCADA System



(出典: JICA 調査団向けの NLDC プレゼンより 2014/4/20)

図 6.6-3 通信ネットワーク構成図 (NLDC システム用)

NLDC の SCADA/EMS システムの特徴的な機能とその活用状態については以下の通りであるが、現在の SCADA システムは 送電会社 (PGCB) が管轄する変電所についてはモニタリングを行っているものの、発電所を制御する EMS 機能は使用されていない。

表 6.6-1 SCADA/EMS システム機能とその活用状態

遠方監視、操作機能:SCADA	数個の新設変電所をのぞき PGCB が管轄する変電所の電圧、電流等の監視は実装、稼働中。IPP 発電所の運転状態については電氣的接続がされておらず詳細がわからない状態。一部の RTU 不具合による監視値異常が修理されていない
周波数調整機能: LFC,AGC	システムには機能実装しているものの、IPP との電氣的な接続がなく運転状態及び指令伝達が行えない状態。かつ稼働に必要な運転データ、運用データについても入力されていない状態。
電圧、無効電力調整機能:VQC	発電機出力の調整及び変電所設置のコンデンサ設備の稼働により調整を行うが、現状は発電機の無効電力調整は定常的には行われておらず、その指示も電話での伝達によって行われている。コンデンサ設備の投入、開放指示も同様に電話での指示で行われており、EMS 機能を用いた電圧調整等とは実装されているものの活用されていない
系統状態推定、系統セキュリティ解析、運用最適化	SCADA システムにて得られた情報から、系統運用の現状評価及び最適化、事故発生時の安定度解析を行うもの。現行システムはオフライン機能としての実装がされている。ただし解析に必要なデータが入力されておらず、データ転送にも遅延が発生していることから稼働していない。
経済的発電計画: Economic Load Dispatch (ELD)	発電機出力の最適化に関する機能であり、短期及び実時間での解析評価、運用指示が可能となる機能であり実装されているものの、発電機との電氣的接続がなく運転情報が得られないことから稼働していない。
需要予測及び発電計画支援	機能としては実装しているものの、現在は稼働しておらずエクセルベースでの検討、電話による各発電機への指示という運用になっている。これは 発電機との電氣的接続がなく運転情報が得られないこと、需要予測のためのデータ入力が行われておらず、気象情報等、一部のデータをオンラインで得る事ができないことが理由
運転記録	系統状態変化情報、運用情報についての記録機能を実装しており、稼働中
データメンテナンス機能	実装、稼働中。NLDC に専用チームが組織され系統構成変化の反映などデータ管理がなされている。
システム監視	構成制御機能は実装、稼働中。RTU ユニットの稼働、運転状態異常の監視なども確認できる。

6.7 NLDC の SCADA/EMS 機能に関する現状調査

いくつかの重要な SCADA/EMS システムの機能について活用されていない現状を鑑み、機能活用の阻害要因について NLDC 運転員へインタビューを行った。そのインタビュー結果は以下の通り。

6.7.1 監視機能

電力系統全体にわたる監視機能は、既に実運用に供されている。大部分の発電所及び変電所は、常時オンラインにて監視されている。いくつかの新設された変電所や発電所は、RTU が未だ実装されていないため、監視できないものがあった。また、ごく少数ではあるが、RTU の電源部の過熱故障により、データ伝送できない箇所があった。

RTU の過熱に関しては、変電所の周囲温度上昇などによるものと考えられ、今後の機器仕様に反映すべき事項と考える。

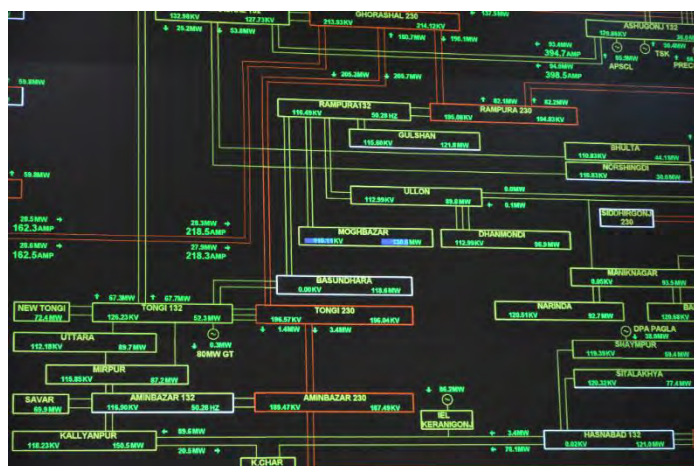


図 6.7-1 給電盤の表示例

(青色で表示されている計測情報がオンラインでデータ受信が出来ていない箇所)

6.7.2 NLDCからの発電機出力指令

発電機ユニットと NLDC は、オンラインで接続されておらず、運用指示をシステムから行えない現状にある。

当直員にインタビューした結果、下記の課題が明確になった。

- (1) NLDC としても自動発電電力制御(Automatic Generation Control:AGC)を導入検討しているが、BPDB 所轄及び BPDB との PPA において発電を行っている IPP が、NLDC からの運用指示に忠実に従わず、従っても反応までに時間がかかるという問題がある。
- (2) また、発電計画も燃料供給が充分に行われなことから、計画と実運用に乖離が生じている。
- (3) この問題解決のために、グリッドコード及び電力購入契約の見直しが必要との意見が得られた

6.7.3 NLDCからの周波数制御、自動出力調整

発電機ユニットとの電氣的接続がなく、運用に関する取り決めがないため、導入できないとの見解であった。

調査団が訪問した2つの新鋭火力発電所、IPPのハリプールコンバインドサイクル発電所(Haripur 360 MW CCP)と、「バ」国営発電会社(Electricity Generation Company of Bangladesh:EGCB)のハリプール発電所(Haripur 412 MW CCP)での調査結果としては、火力発電所としても、高度な発電制御を行う重要性は理解しており、国との売電契約や、あるいは電気事業法の改定があれば、オンラインによる発電制御を導入することは可能ではないか、との見解であった。しかしながら、火力発電所の立場から見ると、最も大きな課題は、ガス公社からのガス燃料の供給が安定しないことであり、燃料不足により火力発電所が運転できないことである。このため、電力の安定供給を考えていく上で重要なことは、電力の需給問題だけ検討するのではなく、もっと幅広く、燃料調達の安定化をはかるための方策を関係監督官庁やガス関係会社と協議することが望まれるとの意見が得られた。

6.7.4 NLDCからの遮断器操作及び電圧調整タップ操作

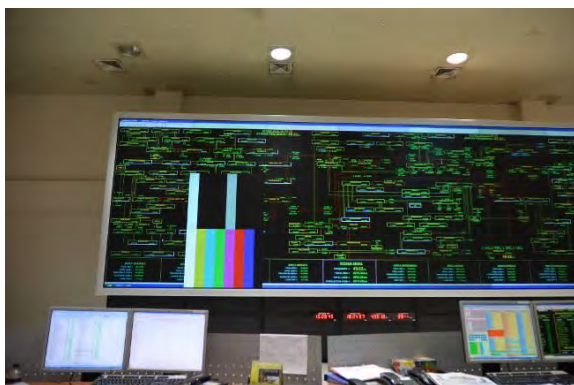
大部分の遮断器操作は、地域給電センターから実施されており、これにより電力系統の潮流制御が行われている。NLDCは、総括的な系統監視を行っているのみである。NLDCは、負荷遮断を行う為、いくつかの33 kVの配電線を直接制御することができる。電圧調整は、地域給電センターが地域毎に担当している。

6.7.5 エネルギー管理システム機能(EMS機能)

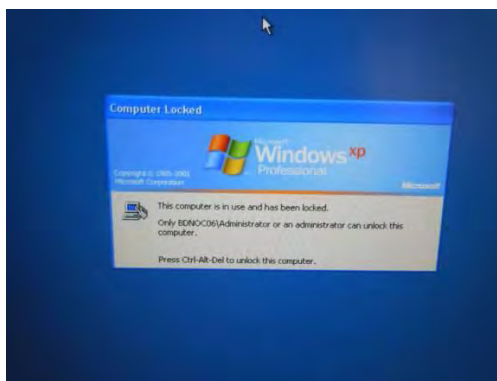
NLDCの現行のSCADA/EMSシステムは、系統解析や安定度解析などの基本的なエネルギー管理システム機能を有しているが、ほとんど使用されていない。この理由は、詳細な模擬システムを構築する為に必要な系統に関する諸元が入力されていないこと、及び、エネルギー管理システムを活用するためのセンター内のマニュアルが定められていない為である。

6.7.6 NLDCシステムの保守部品及び保守契約

NLDCの運用者にとって、現在の大きな課題は、保守部品供給のサポート打ち切りと故障した部品の高価な補修部品の調達問題である。実例を挙げると、総合監視盤は、BARCO社製のリアプロジェクトタイプのもが使用されているが、ディスプレイメーカーからは、保守部品の打ち切りを通告されている。現地での調査結果から、この他に、サーバの電源ユニットの故障、ハードディスク故障、電解コンデンサの故障が発生していたが、修理にあたっては、原メーカーからの修理ではなく、センター所員が自主的に一般市場で調達した部品を活用して修理している状況であった。また、ソフトウェアに関しても、マンマシンインターフェイスとしてWindows XPが採用されているが、現メーカーのサポート打ち切りにより、NLDCシステムを今後継続して運用していくことが困難になる状況であった。



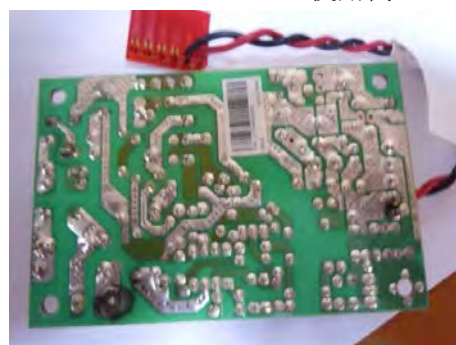
BARCO 社の故障したディスプレイ例



Windows XP OS の使用例



破裂した電解コンデンサの例



電源部が故障した基板例



修理された HMI 端末の基板例



ハードディスクの故障例

図 6.7-2 SCADA/EMS システムの故障事例

6.7.7 NLDCの問題点とその解決方策

NLDC が抱える問題の解決については、ステップに分けて実施することが必須である。

- (1) 日々の需要想定にマッチする発電機出力を確保するため、発電容量の増強及び対応する燃料供給を確保、
 - (2) 系統計画・運用について発電機のオンライン制御等新しい方法を適用し、より効果的なコントロールを実現する
 - (3) その中で効果的な方策については自動化を行うこと。
- というステップで対応することとなる。

この実現にあたっては発電事業者との PPA 及び NLDC の権限に関するグリッドコード

(Grid Code)の改定が必須であり、電気事業法の改定の機会を活かし、より合理的な運用を制度面に反映すべきである。

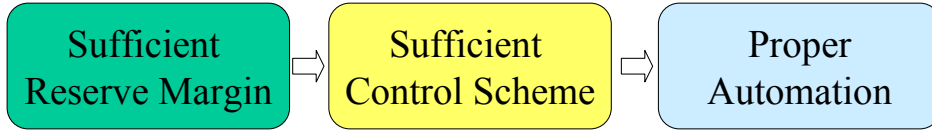


図 6.7-3 「バ」国系統運用業務の改善ステップ

発電計画に関する監督権限に関しては、現在、電気事業法の改定を進めている段階であり、NLDC が抱える課題についても、継続して検討すべき事項であるとの認識を得た。更に、発電所でのヒヤリング結果から、発電所としても無効電力の供給など系統運用に必要な事項については、ルールの義務化をはかるか、あるいは、金銭的なインセンティブが得られるのであれば、協力するとの意見であり、電力購買契約に明記する必要があるとの意見であった。また、発電計画の詳細な工程調整については、関係者で十分に協議できる体制作りが必要であり、「バ」国の不安定な電力供給体制を改善していくことが必要であるとの意見であった。

このようなことから、電気事業法、グリッドコード及び関係法令の改定・変更が今後必要になっていくと考えられる。同様に、電力購買契約の見直しについても、来年以降の系統運用技術移転プログラムの中で、継続して検討・支援することが必要である。

電力購買契約の見直しにあたっては、NLDC として必要な技術要件、発電機に関する必要な技術情報などを明記し、NLDC が必要な情報を入手できるよう整備していくことが必要である。更に、より安定した系統運用を関係者で協力して実現していくためのインセンティブ作りや、ペナルティの導入などを検討していくことが求められる。

あわせて JICA の支援にて実施するマタバリ発電所 (Matarbari) の建設プロジェクトをパイロットプロジェクトと位置づけ、日本の事例をもとに NLDC と発電事業者の運用を双方の協議のもと見直し、設計に反映することが期待される。

またマタバリ発電所のような大規模発電所の導入では、電力系統の信頼性が更に重要となり、AGC 等の新たな運用も重要となってくる。このため NLDC は系統パラメータの取得及び系統モデリング、LFC/AGC 等の新しい発電機制御の運用を検討し、NLDC の EMS 機能に活かす必要がある。

この実現にあたっては、現行システムの老朽化・寿命を考慮すると、2020 年をめどに新たな SCADA/EMS システムの開発導入を行うことが効率的である。

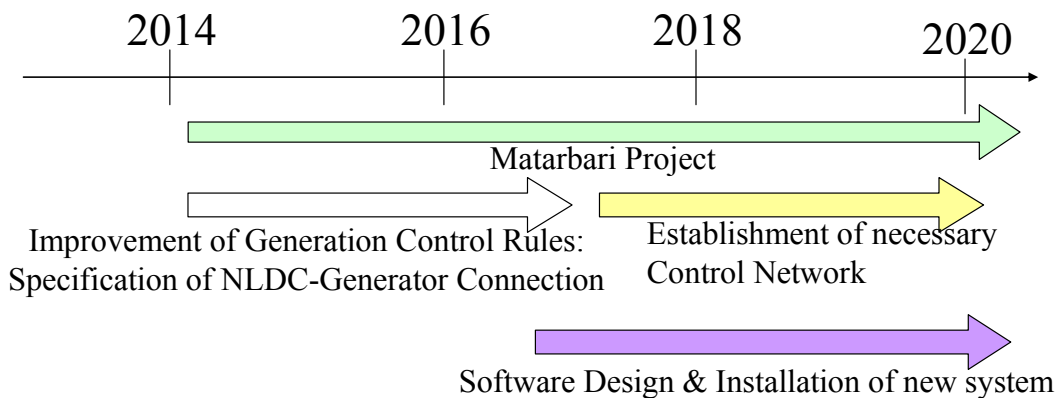


図 6.7-4 バングラデシュ NLDC 運用の改善ステップのイメージ

現行の SCADA/EMS システムの製品寿命は、概ね 2020 年頃と想定されることから、更新する新システムのソフトウェア設計・開発は、2016 年頃から開始することが望ましい。

第7章

ダッカ-チッタゴン間の電力システムの解析

第7章 ダッカ-チッタゴン間の電力系統の解析

7.1 系統解析の検討条件

7.1.1 一般

系統解析の目的は発電状況、送電線負荷、母線電圧などの将来の系統状況を確認し PGCB の新規の 400 kV 送電線の拡充を立案することにある。

送電線の有効・無効電力潮流、発電所及び変電所における各母線の電圧及び位相角は潮流計算においてシミュレーションされる。ピーク需要時の状況が解析され潮流計算に続きピーク需要時の三相短絡電流が解析される。三相短絡電流の解析結果により対象となる変電所の遮断器の遮断容量が確認される。平常時の擾乱もしくは急激な変動に続く系統の過渡的な振る舞いを解析することで動態解析を実施する。

7.1.2 系統解析モデリング

2021 年における 400 kV, 230 kV 及び 132 kV の「バ」国系統を Power System Simulator for Engineering (PSS/E)ソフトウェアを用いてモデル化した。次表に示す送電線パラメータ、変圧器容量、発電状況など既存及び将来系統の解析に必要なすべてのデータを PGCB が提供した。

a) 負荷データ

PGCB が提供した 132 kV 変電所の想定負荷をモデル化した。力率は 0.9 とした。次表に 2021 年断面として PSS/E の系統データにモデル化した有効電力負荷を示す。

表 7.1-1 PSS/E モデルの負荷データ

Bogra		Chittagong		Comilla		Dhaka		Dhaka North		Dhaka South		Khulna	
Substation Name	2021Load	Substation Name	2021Load	Substation Name	2021Load	Substation Name	2021Load	Substation Name	2021Load	Substation Name	2021Load	Substation Name	2021Load
Barapukuria	83	Bakulia	93	Ashuganj	72	Ghorasal	91	Gulshan	115	Bangabhaban	60	Bagerhat	85
Bogra	108	Coxbazar	90	Chandpur	83	Haripur	116	Kallayanpur	122	Dhanmondi	123	Barisal	104
Ishurdi	78	Dohazari	104	Chhatak	39	Hasnabad	84	Mirpur	111	Kamrangirchar	93	Bandharia	54
Joypurhat	85	Halishahar	124	Chowmuhani	91	Abdullapur	51	Dhamal Koat	103	Madanganj	81	Bheramara	83
Lalmonirhat	49	Hathazari	115	Comilla (N)	113	Jamalur	105	Aftabnagar	101	Maniknagar	90	Chuadanga	64
Naogaon	103	Sitakundu	81	Comilla (S)	100	kabirpur	110	Agargaon	98	Matuail	95	Fariapur	85
Chowdala	49	Juldah	55	Lalmal	60	Keraniganj	90	Banani	122	Maghbazar	107	Gallamari	120
Natore	78	Kaptai	34	Daudkandi	99	Manikganj	79	Bashundhara	122	Narinda	106	Goalpara	82
Niamotpur	100	Khulsi	104	Feni	104	Munshiganj	106	Dumni	82	Shyampur	117	Gopalganj	68
Pabna	78	Madunaghat	72	Shahajibazar	73	Mymensingh	116	Purbachal	61	Ullon	124	Jhenaidah	78
Rajshahi	109	Shahmirpur	57	B. baria	98	M. gacha	88	Tongi New	120	Fatullah	102	Khulna (C)	114
Rangpur	101	Sikalbaha	104	Beanibazar	59	Nawabganj	73	Uttara	111	Kazla	122	Madaripur	89
Saidpur	81	Agrabad	113	Chaddugram	81	Netrokona	102	Uttara-3rd Phase	79	Labagh	98	Magura	56
Sirajganj	94	Baraulia	103	Fenchuganj	54	Savar	113	Airport	88	Madertek	84	Mongla	76
Thakurgaon	93	Baroirhat	74	Nabiganj	61	Deldwar	70	Mirpur-II	78	Motijheel	90	Noapara	79
Amnura	76	Chandraghona	51	Kachua	64	Tangail	97	United City	62	Panthapath	88	Patuakhali	64
Bera	73	Kalurghat	86	Kulauara	61	Tongi	127	Uttarkhan	65	Postogola	121	Satkhira	85
Chapai	68	Khagrachari	49	Ramganj	103	Bhaluka	119			Satmasjit	93	Barisal (N)	106
Jaldhaka	61	Matarbari	58	Srimongal	60	Bhulta	70			Siddirganj	119	Benapole	68
Kurigram	61	Rampur	120	Sunamganj	54	Dhamrai	93			Sitalakhya	112	Jessore	106
Mahastanghar	103	Rangamati	49	Sylhet	116	Joydevpur	99			Zigatola	102	Kustia	106
Mithapukur	83	Sholoshahar	77	Sylhet (S)	116	Kishoreganj	78			Charsaidpur	83	Narail	64
Palashbari	66	F.hat	72	Chandina	60	Kodda	91			New Ramna	111	Rajbari	71
Panchagarh	68	Newmooring	86	Gazaria	68	Mirjapur	91			Basila	82	Shariatpur	46
Purbasadipur	73	Patiya	58	Laksham	68	Norshingdi	90			Ctg Road	90	Bangha	59
Rajshahi (N)	103			Muradnagar	103	Pachduna	63			Demra	77	Phultola	74
Shahajadpur	66			Sonapur	68	Rupshi	127			Khanpur	95	Gangni	78
Sherpur(Bogra)	99			Sylhet (N)	96	Sherpur	81			Khilgaon	105	Jalokati	51
Bangura	49			Feni-2	85	Sonargaon	105			Tejgaon	75	Kalapara	46
Bonpara	44					Sreenagar	74					Kaliganj	73
Bogra (New)	86					Sreepur	95					Kesabpur	73
Dinajpur	61					Sreepur-2	82					Rupsha	92
Gaibandah	42					Araihazar	85					Bhola	54
Paglapir	73					Aricha	61						
Patnitola	90					Ashulia	107						
Pirganj	85					Bajitpur	66						
Puthia	66					Bandor	90						
Ullapara	44					Boardbazar	79						
						Dhaka EPZ	82						
						Ghatail	85						
						Hemayetpur	93						
						Kanchon	74						
						Madobdi	80						
						Marjal	103						
						Nabinagar	110						
						Phulpur	38						
						Pubail	82						
						Rajendrapur	65						
Sub Total	2929	Sub Total	2029	Sub Total	2309	Sub Total	4276	Sub Total	1640	Sub Total	2847	Sub Total	2555
													18585

b)送電線

2021年の400 kV、230 kV及び132 kVのPGCBの計画を基に送電線をモデル化した。次表に検討に使用したパラメータを示す。

プロジェクトの送電線として Finch と同じ抵抗値を持つ低ロス ACSR 560 mm² の4 導体を使用する。プロジェクトの送電線のモデルとしては低ロス ACSR 560 mm²の代わりに Finch 4 導体の線路定数を使用した。PGCB が所有する元のデータには低ロス ACSR の線路定数は含まれておらず、それぞれのタイプの電線の抵抗とキャパシタンスの違いはわずか0.7%程度しかないためである。

表 7.1-2 400 kV 送電線の正相インピーダンス

Unit: pu (100 MVA Base)

Conductor	Resistance	Reactance	Admittance
QUAD_FINCH	0.000008554	0.000151229	0.007651757
TWIN_FINCH	0.000016745	0.00019033	0.006062925

表 7.1-3 230 kV 送電線の正相インピーダンス

Unit: pu (100 MVA Base)

Conductor	Resistance	Reactance	Admittance	Amp.	MVA
ACSR600 sq. mm.	0.0001	0.00057	0.002046	750	298.77876
Finch1113 MCM	0.00011	0.00076	0.00153	869	346.18499
Mallard795 MCM	0.00015	0.00077	0.001488	723	288.02273
Twin 300 sq. mm	0.0001	0.00057	0.002046	750	298.77876
Twin Mallard2x795 MCM	0.00008	0.00055	0.00211	1446	576.04546

表 7.1-4 400 kV 設計 230 kV 送電線の正相インピーダンス

Unit: pu (100 MVA Base)

Conductor	Resistance	Reactance	Admittance	Capacity
QUAD_FINCH	0.0000180977	0.000319956	0.003616651	1384.74

表 7.1-5 132 kV 送電線の正相インピーダンス

Conductor	Resistance	Reactance	Admittance	Amp	MVA
HAWK477 MCM	0.00077	0.00225	0.000517	560	128.0332
AAAC636 MCM	0.00058	0.0022	0.00052	660	150.89627
AAAC804 sq. mm	0.00028	0.00226	0.000517	1200	274.35685
Grosbeak636 MCM	0.00058	0.00221	0.000521	629	143.80871
Twin AAAC37/4.176 mm.	0.000579999	0.002199971	0.000522	0	0
XLPE800 sq. mm	0.000259042	0.001157834	0.0123902	0	

表 7.1-6 230 kV設計132 kV送電線の正相インピーダンス

Unit: pu (100 MVA Base)

	Resistance	Reactance	Admittance
TWIN_AAAC37	0.000303604	0.001730544	0.000673904
FINCH	0.000333965	0.002307392	0.000503946
TWIN_FINCH	0.000303604	0.001730544	0.000673904
TWIN_MALLARD	0.000455406	0.002337753	0.000490112

表 7.1-7 400 kV 送電線データ

Zone	From	To	Length (km)	No. Circuits	Conductor
Chittagong	Madunaghat	Meghnaghat	214	2	QUAD_LLACSR
Chittagong	Madunaghat	Anowara	38	2	QUAD_LLACSR
Chittagong	Madunaghat	Moheskhal	100	2	QUAD_LLACSR
Chittagong	Matarbari	Anowara	62	2	QUAD_LLACSR
Dhaka	Aminbazar	Meghnaghat	55	2	QUAD_EGRET
Dhaka	Ashuganj	Bhulta	70	2	TWIN_FINCH
Dhaka	Ghorasal	Tongi	28	2	QUAD_FINCH
Dhaka	Gopalganj	Aminbazar	85	2	QUAD_FINCH
Dhaka	Kaliakoir	Bibiyana	168	2	TWIN_FINCH
Khulna	Mongla	Gopalganj	85	2	QUAD_FINCH
Khulna	Rooppur	Gopalganj	150	2	QUAD_FINCH

表 7.1-8 230 kV 送電線データ

Zone	From	To	Length (km)	No. of Circuits	Conductor
Bogra	Baghabari	Sirajganj	38	2	TWIN_AAAC37
Bogra	Barapukuria	Purbasadipur	45	2	TWIN_FINCH
Bogra	Barapukuria	Rangpur	45	2	TWIN_FINCH
Bogra	Bogra(S)	Naogaon	45	2	TWIN_MALLARD
Bogra	Bogra(S)	BARAPUKURIA	106	2	TWIN_AAAC37
Bogra	Ishurdi	Rajshajhi	70	2	TWIN_MALLARD
Bogra	Rajshajhi	Naogaon	80	2	TWIN_FINCH
Bogra	Rooppur	Ishurdi	6	2	Quad_Mallard
Bogra	Rooppur	Baghabari	55	2	TWIN_AAAC37
Bogra	Sirajganj	Bogra(S)	72	2	TWIN_AAAC37
Chittagong	AKSPL	Rampur	8	2	XPLE_2000 SQ. MM
Chittagong	Anowara	Sikalbaha	12	2	QUAD_FINCH
Chittagong	Anowara	Rampur	15	2	QUAD_FINCH
Chittagong	Hathazari	BSRM	50	2	FINCH
Chittagong	Hathazari	Madunaghat	15	2	QUAD_FINCH
Chittagong	Hathazari	Raozan	23	2	TWIN_MALLARD
Chittagong	Hathazari	AKSPL	10	2	TWIN_FINCH
Chittagong	Madunaghat	Madunaghat Old	8	2	TWIN_FINCH
Chittagong	Madunaghat	Sikalbaha	25	2	QUAD_FINCH
Comilla	Ashuganj	Comilla(N)	80	2	FINCH
Comilla	Bibiyana	Shahjibazar	65	2	TWIN_MALLARD
Comilla	Comilla(N)	Feni230	70	2	FINCH
Comilla	Daudkandi	Comilla(N)	40	2	TWIN_MALLARD
Comilla	Fenchuganj	Bibiyana	33	2	TWIN_MALLARD
Comilla	Feni230	BSRM	30	2	FINCH
Comilla	Meghnaghat	Daudkandi	20	2	TWIN_MALLARD
Comilla	Shahjibazar	Comilla(N)	100	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Aminbazar	Dhanmondi	12	2	XLPE_2000 MM2
Dhaka	Aminbazar	OldAirport	10	2	XPLE_2000 SQ. MM
Dhaka	Ashuganj	Sripur	70	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Bhulta	Rampura	12	4	TWIN_MALLARD
Dhaka	Bhulta	Ghorasal	38	2	TWIN_MALLARD

Dhaka	Birulia	Aminbazar	10	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Dhamrai	Rooppur	110	2	SINGLE MALL
Dhaka	Ghorasal	Tongi	27	2	SINGLE MALL
Dhaka	Ghorasal	Dhamrai	70	2	SINGLE MALL
Dhaka	Ghorasal	Ashuganj	45	2	FINCH
Dhaka	Haripur	Meghnaghat	12	4	TWIN_MALLARD
Dhaka	Haripur	Shampur	6	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Haripur	Siddhirganj	2	2	TWIN_FINCH
Dhaka	Haripur	Bhulta	10	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Hasnabad	Keraniganj	8	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Kaliakoir	Muktagacha	80	2	TWIN_FINCH
Dhaka	Kaliakoir	Birulia	40	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Keraniganj	Aminbazar	14	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Kodda	Kaliakoir	28	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Meghnaghat	Madanganj	10	2	TWIN_FINCH
Dhaka	Rampura	Ullon	4	2	XLPE_2000 MM2
Dhaka	Shampur	Hasnabad	8	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Siddhirganj	Maniknagar	11	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Sripur	Sirajganj	75	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Tongi	Kodda	15	2	TWIN_MALLARD
Khulna	Bhola	Barisal(N)	62	2	TWIN_MALLARD
Khulna	Gopalganj	Barisal(N)	65	2	Quad_Mallard
Khulna	HVDC	Ishurdi	10	2	TWIN_AAAC37
Khulna	HVDC	Bheramara	3	2	TWIN_MALLARD
Khulna	HVDC	Jhenaidah	75	2	TWIN_AAAC37
Khulna	Jhenaidah	Jessore	40	2	TWIN_AAAC39
Khulna	Khulna(S)	Mongla	24	2	Quad_Mallard
Khulna	Khulna(S)	Jessore	70	2	TWIN_AAAC38
Khulna	Rupsha	Mongla	20	2	Quad_Mallard

表 7.1-9 132 kV 送電線データ

Zone	From	To	Length (km)	No. of Circuits	Conductor
Bogra	Amnura	Kansat	30	1	GROSBEAK
Bogra	Baghabari	Bangura	30	1	Grosbeak
Bogra	Baghabari	Ullapara	40	2	Grosbeak
Bogra	Baghabari	Sirajganj	42	1	Grosbeak
Bogra	Baghabari	Shahajadpur	7	2	Grosbeak
Bogra	Banpara	Natore	20	2	AAAC37
Bogra	Barapukuria	Dinajpur	30	2	Grosbeak
Bogra	Bhera	Baghabari	13	1	HAWK
Bogra	Bogra	Pirganj	35	1	Grosbeak
Bogra	Bogra	Mahastanghar	15	2	Grosbeak
Bogra	Bogra	Naogaon	52	2	Grosbeak
Bogra	Bogra	Bogra(S)	2	2	TWIN_AAAC37
Bogra	Bogra	Shepur(B)	20	2	Grosbeak
Bogra	Bogra(S)	Bogra(N)	12	2	FINCH
Bogra	Chapai Nawabganj	Amnura	15	1	GROSBEAK
Bogra	Ishurdi	Pabna	18	1	Grosbeak
Bogra	Ishurdi	Bhera	50	1	HAWK
Bogra	Ishurdi	Natore	45	2	TWIN_MALLARD
Bogra	Ishurdi	Banpara	22	2	AAAC38
Bogra	Joypurhat	Patnitola	30	1	Grosbeak
Bogra	Mahastanghar	Palashbari	35	2	Grosbeak
Bogra	Mahastanghar	Bogra(N)	13	2	FINCH
Bogra	Mithapukur	Palashbari	28	2	Grosbeak
Bogra	Naogaon	Niamotpur	46	2	AAAC37
Bogra	Naogaon	Joypurhat	45	2	Grosbeak
Bogra	Natore	Bogra	60	2	AAAC37
Bogra	Natore	Puthia	20	2	GROSBEAK
Bogra	Pabna	Shahajadpur	41	1	GROSBEAK
Bogra	Paglapir	Saidpur	27	2	Grosbeak
Bogra	Paglapir	Rangpur	15	2	Grosbeak
Bogra	Palashbari	Gaibanda	28	2	Grosbeak
Bogra	Purbasadipur	Thakurgaon	40	2	Grosbeak

Bogra	Puthia	Rajshajhi	20	2	GROSBEAK
Bogra	Rajshajhi	Rajshajhi(N)	12	2	GROSBEAK
Bogra	Rajshajhi(N)	Chapai Nawabganj	35	1	GROSBEAK
Bogra	Rajshajhi(N)	Amnura	48	2	GROSBEAK
Bogra	Rangpur	Lalmonirhat	38	1	Grosbeak
Bogra	Rangpur	Kurigram	43	1	Grosbeak
Bogra	Rangpur	Mithapukur	25	2	Grosbeak
Bogra	Saidpur	Purbasadipur	25	2	Grosbeak
Bogra	Saidpur	Barapukuria	35	2	Grosbeak
Bogra	Saidpur	Jaldhaka	40	2	Grosbeak
Bogra	Shahajadpur	Sirajganj	35	1	Grosbeak
Bogra	Sirajganj	Shepur(B)	46	2	Grosbeak
Bogra	Thakurgaon	Panchgarh	45	1	Grosbeak
Chittagong	Bakulia	M.Steel	7	1	GROSBEAK
Chittagong	Bakulia	Sikalbaha	4	2	GROSBEAK
Chittagong	Baroirhat	Hathazari	60	2	GROSBEAK
Chittagong	Chandraghona	Kaptai	10.5	2	GROSBEAK
Chittagong	Chandraghona	Rangamati	30	2	GROSBEAK
Chittagong	Coxsazar	Matarbari	50	2	GROSBEAK
Chittagong	Dohazari	Matarbari	75	2	GROSBEAK
Chittagong	F.hat	Baroawlia	8	2	GROSBEAK
Chittagong	Halishahar	Julda	7	1	GROSBEAK
Chittagong	Hathazari	Madunaghat	11	2	GROSBEAK
Chittagong	Hathazari	Kaptai	46	2	GROSBEAK
Chittagong	Hathazari	Baroawlia	10	2	GROSBEAK
Chittagong	Julda	Shahmirpur	6	2	GROSBEAK
Chittagong	Kulshi	F.hat	8	2	GROSBEAK
Chittagong	Kulshi	Rampur	9	2	GROSBEAK
Chittagong	Kulshi	Bakulia	10	1	GROSBEAK
Chittagong	Kulshi	M.Steel	3	1	GROSBEAK
Chittagong	Madunaghat	Chandraghona	27	2	GROSBEAK
Chittagong	Madunaghat	TK	11	1	GROSBEAK
Chittagong	Madunaghat	Sikalbaha	17	1	GROSBEAK
Chittagong	Madunaghat	Sholoshahar	6	2	GROSBEAK

Chittagong	Madunaghat	Kalurghat	7	2	GROSBEAK
Chittagong	Patiya	Dohazari	22	2	GROSBEAK
Chittagong	Rampur	Halishahar	7	2	GROSBEAK
Chittagong	Rampur	Agrabad	6	2	XLPE_800 MM2
Chittagong	Rampur	Newmooring	5	2	XLPE_800 MM2
Chittagong	Rangamati	Khagrachari	50	2	GROSBEAK
Chittagong	Sholoshahar	Kulshi	6	2	GROSBEAK
Chittagong	Sikalbaha	TK	6	1	GROSBEAK
Chittagong	Sikalbaha	Julda	8	1	GROSBEAK
Chittagong	Sikalbaha	Shahmirpur	10	2	GROSBEAK
Chittagong	Sikalbaha	Patiya	10	2	GROSBEAK
Comilla	Ashuganj	Shahjibazar	58	1	GROSBEAK
Comilla	Ashuganj	B.baria	18	2	GROSBEAK
Comilla	B.baria	Shahjibazar	52	2	GROSBEAK
Comilla	Chandpur	Ramganj	30	2	GROSBEAK
Comilla	Chhatak	Sunamganj	30	2	GROSBEAK
Comilla	Chouddagram	Laksam	25	2	GROSBEAK
Comilla	Chowmuhani	Feni230	30	2	GROSBEAK
Comilla	Chowmuhani	Sonapur	15	2	GROSBEAK
Comilla	Comilla(N)	Muradnagar	20	2	GROSBEAK
Comilla	Comilla(N)	Comilla(S)	16	4	GROSBEAK
Comilla	Comilla(N)	Kachua	35	2	GROSBEAK
Comilla	Comilla(N)	Chandina	17	2	GROSBEAK
Comilla	Comilla(S)	Chouddagram	30	2	GROSBEAK
Comilla	Daudkandi	Gazaria	15	2	FINCH
Comilla	Daudkandi	Chandpur	65	2	TWIN_FINCH
Comilla	Fenchuganj	Sylhet (S)	25	2	GROSBEAK
Comilla	Fenchuganj	Kulaura	25	2	GROSBEAK
Comilla	Fenchuganj	Fenchuganj PS	4	4	GROSBEAK
Comilla	Feni	Chouddagram	36	2	GROSBEAK
Comilla	Feni	Baroirhat	25	2	GROSBEAK
Comilla	Feni230	Feni	4	2	TWIN_MALLARD
Comilla	Feni230	Feni2	15	2	GROSBEAK
Comilla	Kachua	Chandpur	30	2	GROSBEAK
Comilla	Muradnagar	Daudkandi	35	2	GROSBEAK

Comilla	Ramganj	Chowmuhani	38	2	GROSBEAK
Comilla	Shahjibazar	Srimongal	36	2	GROSBEAK
Comilla	Srimongal	Fenchuganj	49	2	GROSBEAK
Comilla	Sylhet	Chhatak	32	2	GROSBEAK
Comilla	Sylhet (S)	Sylhet	8	2	GROSBEAK
Comilla	Sylhet (S)	Sylhet (N)	12	2	GROSBEAK
Comilla	Sylhet (S)	Beanibazar	30	1	GROSBEAK
Dhaka	Agargaon	Cantonment	7	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Aminbazar	Savar	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Aminbazar	Hemayetpur	8	2	GROSBEAK
Dhaka	Araihazar	Madobdi	8	2	GROSBEAK
Dhaka	Aricha	Manikganj	30	1	GROSBEAK
Dhaka	Ashulia	Birulia	6	2	GROSBEAK
Dhaka	B.baria	Narshingdi	55	2	GROSBEAK
Dhaka	Bajitpur	Ashuganj	25	2	GROSBEAK
Dhaka	Bandar	Madanganj	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Basila	Kallayanpur	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Basundhara	United City	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Basundhara(New)	Basundhara	3	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Basundhara(New)	Dumni	4	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Basundhara(New)	Banani	7	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Basundhara(New)	Purbachal	3	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Bhulta	Narshingdi	16	2	GROSBEAK
Dhaka	Bhulta 400	Bhulta	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Bhulta 400	Araihazar	10	2	GROSBEAK
Dhaka	Birulia	Uttara 3p	3	1	XLPE_800 MM2
Dhaka	Birulia	Mirpur	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Boardbazar	Kabirpur	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Demra	Ullon	10	2	GROSBEAK
Dhaka	Dhamrai	DEPZ	9	2	GROSBEAK
Dhaka	Dhamrai	Manikganj	25	2	GROSBEAK
Dhaka	Dhamrai	Nabinagar	12	2	GROSBEAK
Dhaka	Dhanmondi	Panthapath	5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Dhanmondi	Zigatola	5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Dhanmondi	New Ramna	4	2	XLPE_800 MM2

Dhaka	Fatullah	Hasnabad	14	1	GROSBEAK
Dhaka	Fatullah	Shampur(New)	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Gatail	Muktagacha	45	2	GROSBEAK
Dhaka	Ghorasal	Pubail	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Ghorasal	Marjal	30	2	GROSBEAK
Dhaka	Ghorasal	Narshingdi	18	2	GROSBEAK
Dhaka	Haripur	Rupshi	10	2	GROSBEAK
Dhaka	Haripur	Sonargaon	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Haripur	Bandar	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Haripur	Siddirganj	2	2	GROSBEAK
Dhaka	Haripur	Maniknagar	14	1	GROSBEAK
Dhaka	Hasnabad	Basila	18	2	GROSBEAK
Dhaka	Hasnabad	Postogola	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Jamalpur	Sherpur	25	2	GROSBEAK
Dhaka	Joydevpur	Kodda	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Kabirpur	Kodda	9	2	GROSBEAK
Dhaka	Kabirpur	Kaliakoir	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Kabirpur	DEPZ	8	2	GROSBEAK
Dhaka	Kaliakoir	Mizapur	10	2	GROSBEAK
Dhaka	Kaliakoir	Dhamrai	20	2	GROSBEAK
Dhaka	Kallayanpur	Aminbazar	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Kamrangirchar	Lalbag	2	1	GROSBEAK
Dhaka	Keraniganj	Lalbag	8	3	GROSBEAK
Dhaka	Keraniganj	Kamrangirchar	6	1	GROSBEAK
Dhaka	Keraniganj	Nawabganj	25	2	GROSBEAK
Dhaka	Keraniganj	KeraniganjPP	6	4	GROSBEAK
Dhaka	KeraniganjPP	Sreenagar	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Khilgaon	New Ramna	5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Kishoreganj	Bajitpur	25	2	GROSBEAK
Dhaka	Lalbag	Zigatola	5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Madanganj	Munsiganj	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Madanganj	Sitalakhya	4	1	GROSBEAK
Dhaka	Madanganj	Fatullah	12	1	GROSBEAK
Dhaka	Madanganj	Charsyedpur	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Madertek	Rampura	5	2	XLPE_800 MM2

Dhaka	Maniknagar	Motijheel	4	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Maniknagar	Narinda	8	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Maniknagar	Kazla	4	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Marjal	Ashuganj	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Mirpur	Mirpur II	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Mirpur II	Aminbazar	5	2	GROSBEAK
Dhaka	Mizapur	Tangail	30	2	GROSBEAK
Dhaka	Mogbazar	Rampura	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Motijheel	Bangabhaban	2	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Muktagacha	Jamalpur	40	2	GROSBEAK
Dhaka	Muktagacha	Phulpur	35	2	GROSBEAK
Dhaka	Muktagacha	RPCL	20	2	GROSBEAK
Dhaka	Mymensingh	Muktagacha	20	2	GROSBEAK
Dhaka	Mymensingh	Netrokona	34	2	GROSBEAK
Dhaka	Mymensingh	Bhaluka	30	2	GROSBEAK
Dhaka	Mymensingh	Kishoreganj	59	2	GROSBEAK
Dhaka	Pubail	Joydevpur	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Rajendrapur	Kodda	15	2	GROSBEAK
Dhaka	Rampura	Gulshan	6	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	RPCL	Mymensingh	5	2	GROSBEAK
Dhaka	Rupshi	Bhulta 400	3	2	GROSBEAK
Dhaka	Satmasjid	Agargaon	6	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Shampur(New)	Shampur	5	2	GROSBEAK
Dhaka	Shampur(New)	Matuail	3	2	GROSBEAK
Dhaka	Shampur	Ctg Road	5	1	GROSBEAK
Dhaka	Siddirganj	Demra	6	2	GROSBEAK
Dhaka	Siddirganj	Maniknagar	10	2	GROSBEAK
Dhaka	Siddirganj	Khanpur	5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Sitalakhya	Hasnabad	12	1	GROSBEAK
Dhaka	Sonargaon	Daudkandi	62	2	GROSBEAK
Dhaka	Sripur	Bhaluka	35	2	GROSBEAK
Dhaka	Sripur	Rajendrapur	20	2	GROSBEAK
Dhaka	Tangail	Gatail	35	2	GROSBEAK
Dhaka	Tangail	Kaliakoir	45	2	TWIN_MALLARD
Dhaka	Tongi	Boardbazar	8	2	GROSBEAK

Dhaka	Tongi	Uttarkhan	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Tongi	Airport	5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Tongi	Tongi New	0.5	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Tongi	Ashulia	10	2	GROSBEAK
Dhaka	Ullon	Rampura	4	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Ullon	Dhanmondi	8	3	XLPE_800 MM2
Dhaka	Ullon	Khilgaon	4	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	Ullon	Tejgaon	4	2	XLPE_800 MM2
Dhaka	United City	Rampura	4	2	GROSBEAK
Dhaka	Uttara	Birulia	5	1	GROSBEAK
Dhaka	Uttarkhan	Basundhara	6	2	GROSBEAK
Khulna	Bagerhat	Bhandaria	40	1	HAWK
Khulna	Bagerhat	Rupsha	20	2	GROSBEAK
Khulna	Bangha	Gopalganj 400	25	2	Grosbeak
Khulna	Barisal	Patuakhali	38.5	2	GROSBEAK
Khulna	Barisal(N)	Barisal	15	3	GROSBEAK
Khulna	Barisal(N)	Jalokhati	25	2	GROSBEAK
Khulna	Benapole	JESSORE	27	2	AAAC37
Khulna	Bheramara	Ishurdi	10	2	Grosbeak
Khulna	Bheramara	Gangni	60	1	Grosbeak
Khulna	Bheramara	Rajbari	70	2	Grosbeak
Khulna	Faridpur	Rajbari	40	2	Grosbeak
Khulna	Faridpur	Bangha	35	2	Grosbeak
Khulna	Fultola	Noapara	13	2	AAAC37
Khulna	Gallamari	Rupsha	13	2	GROSBEAK
Khulna	Goalpara	Khulna(C)	2.5	2	AAAC37
Khulna	Goalpara	Goal EGCB	0.3	1	XLPE_800 MM2
Khulna	Gopalganj 400	Gopalganj	40	2	GROSBEAK
Khulna	Jalokhati	Bhandaria	35	2	GROSBEAK
Khulna	Jessore	Kaliganj	30	2	AAAC37
Khulna	Jhenaidah	Magura	28	2	GROSBEAK
Khulna	Jhenaidah	Kustia	43	2	AAAC37
Khulna	Jhenaidah(N)	Jhenaidah	6	3	AAAC37
Khulna	Kalapara	Patuakhali	45	1	GROSBEAK
Khulna	Kaliganj	Jhenaidah(N)	20	2	AAAC37

Khulna	Chuadanga	Jhenaidah(N)	28	2	AAAC37
Khulna	Keshbpur	Satkhira	30	1	AAAC37
Khulna	Khulna(C)	Goal EGCB	2.5	2	XLPE_800 MM2
Khulna	Khulna(C)	Khulna(S)	9	2	TWIN_AAAC37
Khulna	Khulna(C)	Fultola	12	2	AAAC37
Khulna	Khulna(S)	Satkhira	56	1	AAAC37
Khulna	Khulna(S)	Keshbpur	35	1	AAAC37
Khulna	Khulna(S)	Gallamari	4.2	2	GROSBEAK
Khulna	Kustia	Bheramara	27	2	AAAC37
Khulna	Madaripur	Gopalganj 400	8	4	Grosbeak
Khulna	Madaripur	Barisal(N)	45	2	Grosbeak
Khulna	Madaripur	Shariatpur	35	2	GROSBEAK
Khulna	Magura	Narail	40	1	Grosbeak
Khulna	Mongla	Bagerhat	31	2	Grosbeak
Khulna	Noapara	Jessore	27	2	AAAC37
Khulna	Rupsha	Goalpara	15	2	GROSBEAK
Khulna	Rupsha	Gopalganj	46	2	GROSBEAK

予備的な潮流計算において過負荷を避けるために回線追加による増強を仮定した送電線を次のリストに示す。

表 7.1-10 系統モデルで増強した送電線

	Voltage	Bus Name	Bus Name		Number of Circuits	
					Original	Modified
Khulna	230	Jhenaidah	Jessore	40km	2	4
Khulna	230	Khulna(S)	Jessore	70km	2	4
Bogra	230	Barapukuria	Bogra(S)	106km	2	4
Bogra	230	Sirajganj	Bogra(S)	72km	2	6
Bogra	230	Ishurdi	HVDC	10km	2	6
Dhaka	132	Haripur	Rupshi	10km	2	4
Dhaka	132	Rampura	United City	4km	2	4
Comilla	132	Fenchuganj	Sylhet (S)	25km	2	4
Bogra	132	Joypurhat	Naogaon	45km	2	4
Bogra	132	Thakurgaon	Purbasadipur	40km	2	4

c) 変圧器

400/230 kV、400/132 kV 及び 230/132 kV 変圧器は PGCB より与えられた次表に従いモデル化した。変圧器のインピーダンスは 12.5%と仮定した。

表 7.1-11 400/230 kV 及び 400/132 kV 変圧器

SN	Substation Name		Transformer Capacity	No. of Transformers
1	Kaliakoir	400/132	320	2
2	Kaliakoir	400/230	520	1
3	Aminbazar	400/230	750	3
4	Mongla	400/230	520	2
5	Gopalganj	400/132	320	2
6	Gopalganj	400/230	750	2
7	Rooppur	400/230	750	3
8	Meghnaghat	400/230	750	2
9	Madunaghat	400/230	750	3
10	Anowara	400/230	750	1
11	Bibiyana	400/230	520	2
12	Bhulta	400/132	320	2
13	Bhulta	400/230	520	2
14	Ashuganj	400/230	520	1

表 7.1-12 230 kV 変圧器

Substation Name	Transformer Capacity	No. of Transformers	Substation Name	Transformer Capacity	No. of Transformers
Hathazari	150	4	Maniknagr	300	2
Tongi	225	3	Silabaha	300	2
Haripur	225	3	Rampura	300	2
Hasnabad	225	3	AKSPL	300	1
Rampura	225	3	BSRM	225	1
Aminbazar	225	3	Ullon	300	2
Ishurdi	225	3	Basundhara	300	2
Barapukuria	225	2	Shyampur	300	2
Bogra	225	2	Keraniganj	300	3
Baghabari	225	2	Sripur	300	2
Khulna(S)	225	3	Daudkandi	300	2
Comilla(N)	225	2	Feni	300	2
Fenchuganj	300	2	Madunaghat	300	3
Ashuganj	150	2	Madanganj	300	3
Ghorasal	125	2	Birulia	300	3
Old Airport	300	2	Dhanmondi	300	3
Siddhirganj	300	2	Dhamrai	300	2
Rajshajhi	300	2	Mukhtagacha	300	2
Naogaon	300	2	Purbasadipur	300	2
Bheramara	300	2	Ramgpur	300	2
Jhenaidah	300	2	Jessore	300	2
Barisal	300	2	Rupsha	300	3

d) 発電機

33 kV 以下の系統の発電機は 132 kV 変電所の負荷に埋め込まれているため 132 kV 以上の系統の発電機を系統解析データにモデル化した。新設の発電機のリストは PGCB から提供された BPDB の計画に基づいている。発電機の出力は以下のように設定した。

- 既設発電機の将来の運用に関する情報は 2023 年時点のものしかなかったため、既設発電所のうち将来廃止される発電機の出力は 2023 年にかけて一定の割合で減少していくこととした。
- 現在運転中であつ 2021 年にまだ運転している発電機の出力は 2023 年時点で見直した出力に設定した。

- 力率は 85%と仮定した。

発電計画によると、2021 年には Matarbari 600 MW x 2 及び Anowara 1,000 MW が運転される。2021 年の系統データにモデル化している発電機のリストを次表に示す。

表 7.1-13 モデル化されている発電機(1)

No.	Area	Name of Power Station/ Location	Capacity (MW)	CCC	COD Date
1	Chittagong	Karnaphuli Hydro 2	40	Hydro	8-Jan-1962
2	Chittagong	Karnaphuli Hydro 1	30	Hydro	26-Feb-1962
3	Chittagong	Karnaphuli Hydro 3	50	Hydro	8-Jan-1982
4	Chittagong	Karnaphuli Hydro 4	50	Hydro	11-Jan-1988
5	Chittagong	Karnaphuli Hydro 5	50	Hydro	11-Jan-1988
6	Dhaka	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST3	180	Gas	14-Sep-1986
7	Dhaka	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST4	180	Gas	18-Mar-1989
8	Chittagong	Raozan (Chittagong) (210 MW) 1	180	Gas	28-Mar-1993
9	Dhaka	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST5	190	Gas	15-Sep-1994
10	Chittagong	Raozan (Chittagong) (210 MW) 2	180	Gas	21-Sep-1997
11	Dhaka	Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST6	190	Gas	31-Jan-1999
12	Dhaka	RPCL (Mymensingh) (210 MW)	197	Gas	20-Nov-1999
13	Dhaka	Haripur Power Ltd. (360 MW CC)	360	Gas	23-May-2001
14	Dhaka	Meghnaghat power Ltd. (450 MW) (Norshindhi)	450	Gas	26-Nov-2002
15	Dhaka	Siddhirganj (210 MW) ST	150	Gas	3-Sep-2004
16	Dhaka	Tongi (105 MW) (Dhaka)	105	Gas	28-Mar-2005
18	Dhaka	Tangail SIPP (Doreen)	22	Gas	12-Nov-2008
19	Dhaka	Narsindi SIPP (REB) (Doreen)	22	Gas	21-Dec-2008
21	Comilla	Shahjibazar 15 Yrs RPP	86	Gas	9-Feb-2009
22	Comilla	Feni SIPP (Doreen)	22	Gas	16-Feb-2009
23	Bogra	Ullapara SIPP (REB) (Summit)	11	Gas	2-Mar-2009
25	Comilla	Mahipal, Feni SIPP (REB)	11	Gas	22-Apr-2009
26	Dhaka	Mouna, Gazipur SIPP (REB)	33	Gas	12-May-2009
28	Dhaka	Rupganj , Narayanganj SIPP (REB)	33	Gas	9-Jun-2009
29	Comilla	Jangalia, Comilla SIPP (Summit)	33	Gas	25-Jun-2009
31	Comilla	Fenchuganj 15 Years RPP (Barakatullah)	51	Gas	18-Oct-2009
32	Chittagong	Shikalbaha 150 MW Peaking PP	50	Gas	18-Aug-2010
33	Dhaka	SIDDHIRGANJ 2x120 MW #2 EGCB	105	Gas	14-Oct-2010
34	Comilla	Ashugonj 50 MW	51	Gas	30-Apr-2011
35	Bogra	Baghabari 50 MW Peaking PP	52	F.Oil	29-Aug-2011
36	Comilla	FENCHUGANJ CC (104 MW) 2 nd Unit	104	Gas	26-Oct-2011
37	Bogra	Bera 70 MW Peaking PP	71	F.Oil	28-Oct-2011
38	Comilla	Titas, Doudkandi 50 MW Peaking PP	52	F.Oil	29-Oct-2011
39	Dhaka	Faridpur 50 MW Peaking PP	54	F.Oil	4-Nov-2011
40	Dhaka	Gopalganj 100 MW Peaking PP	109	F.Oil	16-Nov-2011
42	Chittagong	Hathazari 100 MW Peaking PP	98	F.Oil	23-Dec-2011
43	Chittagong	Sangu, Dohazari 100 MW Peaking PP	102	F.Oil	1-Jan-2012
44	Comilla	Sylhet 150 MW Power Plant	142	Gas	28-Mar-2012
45	Dhaka	Gazipur 50 MW Power Plant RPCL	52	F.Oil	1-Jul-2012
46	Comilla	Chandpur 150 MW CAPP	163	Gas	1-Jul-2012
47	Bogra	Sirajganj 150 MW GT (China Mechinaries EXIMCO)	150	Gas/ HSD	1-Sep-2012
48	Bogra	Santahar 50 MW Peaking Power Plant	50	F.Oil	1-Dec-2012
49	Bogra	Katakhal 50 MW Peaking Power Plant	50	F.Oil	1-Dec-2012
50	Chittagong	Raozan 25 MW Peaking PP	25	F.Oil	3-May-2013
51	Dhaka	Haripur 360 MW CAPP	412	Gas	Test Run
52	Khulna	Khulna 150 MW GT	150	HSD	23-Sep-2013
53	Comilla	Ashugonj 51 MW (Midland) PP	51	Gas	6-Dec-2013
56	Bogra	Natore 52 MW Power Plant (Raj Lanka Power)	52	F.Oil	24-Jan-2014
57	Bogra	Sirajganj 150 MW PP Conversion (NWPGC)	75	Gas/ HSD	1-May-2014
58	Dhaka	Ghorashal, Narsingdi 100 MW PP	108	Gas	1-May-2014
59	Chittagong	Baraka-Patanga, Chittagong 50 MW PP	50	F.Oil	1-May-2014

表 7.1-14 モデル化されている発電機(2)

No.	Area	Name of Power Station/ Location	Capacity (MW)	CCC	COD Date
60	Dhaka	Gogonnagar, Narayangonj 100 MW PP	102	F.Oil	1-May-2014
61	Chittagong	Potiya, Chittagong 100 MW Power Plant	108	F.Oil	1-May-2014
62	Dhaka	Kathpotti, Munshigonj 50 MW Power Plant	53	F.Oil	1-Jun-2014
63	Dhaka	Meghnaghat 300-450 MW CCPP (2nd Unit)	335	Gas/ F.Oil	1-Oct-2014
64	Dhaka	Alir Tak, Narayangonj 50 MW Power Plant	53	F.Oil	1-Dec-2014
65	Dhaka	Nababgonj 55 MW PP	55	F.Oil	1-Dec-2014
66	Dhaka	Bosila, Keranigonj 108 MW PP (CLC Power)	108	F.Oil	1-Dec-2014
67	Dhaka	Manikganj 55 MW PP	55	F.Oil	1-Mar-2015
68	Comilla	Jangalia, Comilla 52 MW PP	52	Gas/ F.Oil	1-Mar-2015
69	Dhaka	Ashugonj 225 CCPP	225	Gas	1-Jun-2015
70	Dhaka	Ashugonj (South) 450 MW CCPP	373	Gas	1-Jun-2015
71	Dhaka	Keranigonj 100 MW Power Plant (Relocate from Khulna)	100	F.Oil	1-Jun-2015
72	Dhaka	Bosila, Keranigonj, (Dhaka West) 108 MW PP	108	F.Oil	1-Jun-2015
73	Dhaka	Jamalpur 100 MW Power Plant	95	Gas/ F.Oil	1-Jun-2015
74	Dhaka	Gabtolli, Dhaka 108 MW PP	108	F.Oil	1-Jun-2015
75	Dhaka	Ashugonj 195 MW Modular PP	195	Gas	1-Jun-2015
76	Dhaka	Fenchugonj 50 MW Power Plant	50	Gas	1-Jun-2015
77	Dhaka	Bhairab, Kishorgonj 50 MW PP	50	F.Oil	1-Aug-2015
78	Dhaka	Kodda, Gazipur 150 MW Power Plant	150	F.Oil/ Gas	1-Sep-2015
79	Comilla	Sylhet 150 MW PP Conversion	75	Gas	1-Sep-2015
80	Khulna	Up gradation of Khulna 150 MW to 225 MW (NWPGL)	75	Gas/ HSD	1-Sep-2015
81	Dhaka	Siddirganj 335 MW CCPP	335	Gas	1-Dec-2015
82	Khulna	Bhola 225 MW CCPP	195	Gas	1-Dec-2015
83	Chittagong	Kaptai Solar	8	Solar	1-Dec-2015
85	Dhaka	Madangonj 50 MW Peaking Plant(Re. from Shantahar)	50	F.Oil	1-Dec-2015
86	Khulna	Barisal 100 MW PP (Re. from Svedpur)	100	F.Oil	1-Dec-2015
88	Bogra	Dhorola 30 MW Solar Park	30	Solar	1-Dec-2015
89	Dhaka	Bibiana 300-450 MW CCPP (2nd Unit)	341	Gas	1-Jan-2016
90	Dhaka	Munshigonj 50 MW PP	50	F.Oil	1-Jun-2016
91	Khulna	Satkhira 50 MW PP	50	F.Oil	1-Jun-2016
92	Dhaka	Fenchugonj 163 MW CCPP	163	Gas	1-Jun-2016
93	Bogra	Chapai Nababganj 104 MW PP	104	F.Oil	1-Jun-2016
94	Bogra	Bagabari 100 MW PP Conversion	50	Gas	1-Jun-2016
95	Comilla	Shajibazar 70 MW PP Conversion	35	Gas	1-Jun-2016
96	Dhaka	Bibiana #3 CCPP	400	Gas	1-Dec-2016
97	Comilla	Shajibazar CCPP	332	Gas	1-Dec-2016
98	Chittagong	Chittagong 65-85 MW CCPP	65	Naphtha/Gas	1-Dec-2016
99	Chittagong	Wind	100	Wind	1-Dec-2016
100	Dhaka	Ashugonj (North) CCPP	381	Gas	1-Jan-2017
101	Dhaka	Ghorasal 3rd Unit Repowering (Capacity Addition)	206	Gas	1-Jan-2017
102	Khulna	Bheramara 360 MW CCPP (NWPGL)	360	Gas	1-Jan-2017
103	Dhaka	Ghorasal 363 MW CCPP	363	Gas	1-Mar-2017
104	Chittagong	Shikalbaha 225 MW CCPP	225	Gas/ F.Oil	1-Mar-2017
105	Bogra	Sirajganj 300-450 MW CCPP	367	Gas/ HSD	1-Mar-2017
106	Bogra	Sirajgonj 225 MW CCPP (2nd Unit):(NWPGL)	220	Gas/ HSD	1-Apr-2017
107	Bogra	Barapukuria 275 MW (3rd Unit)	274	Coal	1-Jun-2017
108	Dhaka	Ghorasal 6th Unit Repowering (Capacity Addition)	206	Gas	1-Sep-2017
109	Comilla	Bibiana South 300-450 MW CCPP	450	Gas	1-Dec-2017
110	Bogra	Sirajgonj 150-225 MW CCPP (LANKO)	218	Gas	1-Dec-2017
111	Dhaka	Maowa, Munshiganj 522 MW Coal Fired Power Project (Orion)	522	Imp. Coal	1-Dec-2017
112	Khulna	Khulna 630 MW Coal Fired PP (Orion)	630	Imp. Coal	1-Jan-2018
113	Dhaka	Ghorasal 4th Unit Repowering (Capacity Addition)	206	Gas	1-Jun-2018
114	Khulna	BIFPCL, Rampal, Khulna 1300 MW Coal Fired Power Project	1,320	Imp. Coal	1-Dec-2018
115	Chittagong	Anowara, Chittagong 1000 MW CCPP	1,000	LNG	1-Dec-2019
117	Chittagong	Matarbari 1200 MW Coal Power Plant (CPGL)	600	Imp. Coal	1-Jun-2021
117	Chittagong	Matarbari 1200 MW Coal Power Plant (CPGL)	600	Imp. Coal	1-Jun-2021
118	Khulna	Ruppur Nuclear 1000 MW (BAEC) 1st Unit	1,180	Nuclear	1-Dec-2021
		Total	19,545		

e) 電力用コンデンサ及び分路リアクトル

電力用コンデンサ及び分路リアクトルは母線電圧が 1.0pu に維持されるように 132 kV 系統に設置されることと仮定した。

f) 線路補償用リアクトル

Meghnaghat, Madunaghat 及び Matarbari 間の 400 kV 線路充電容量は以下のとおりである。

Meghnaghat - Madunaghat 400 kV 210 km 164 MVA/cct

Matarbari - Madunaghat 400 kV 100 km 76 MVA/cct

発電機の大幅な無効電力の吸収及び系統の過電圧を抑制するために、これらの充電容量は分路リアクトルを設置することで、補償される必要がある。

線路の最大電圧は対象となる 400 kV 送電線の最も長い区間である Meghnaghat-Madunaghat 間の線路を開放する際に生じる。系統解析の結果によると 400 kV 送電線の送電端と受電橋の電圧差は大きくとも 3% 程度であり、開放端は分路リアクトルが接続されていない場合でも 110% 以下である。したがって、分路リアクトルが線路に直付けされる必要はない。しかし、コスト低減の観点から分路リアクトルは 400 kV の線路に直付けする。次の分路リアクトルを推奨する。

Meghnaghat – Madunaghat 間の線路補償用分路リアクトル

Meghnaghat: 80 MW x 2

Madunaghat: 80 MW x 2

Matarbari – Madunaghat 間の線路補償用分路リアクトル

Madunaghat: 80 MW x 2

1-1/2 母線において線路に直付される分路リアクトルの設置例を下図に示す。

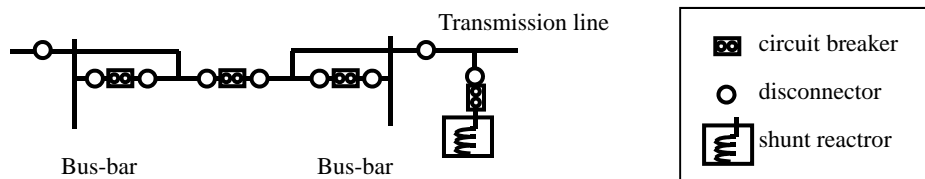


図 7.1-1 分路リアクトルの設置例

g) 系統のクライテリア

系統設備の妥当性を確認するために次のクライテリアを設定した。

- 通常運転時には送電線の負荷は熱容量を超過しないこと。2 回線以上の区間の 1 回線事故時には残りの設備の負荷は定格容量以内であること (N-1 基準)
- 通常運転時には変圧器の負荷は冷却時における変圧器の定格容量を超過しないこと。N-1

事故時には短時間(1 時間)であれば定格容量の 120%まで許容する。

- 発電電所の母線電圧は通常運転時には 95%から 105%までの範囲で N-1 の条件では 90 から 110%の範囲でなければならない。

7.2 潮流解析

a) ピーク需要時におけるチッタゴン地域の発電出力が小さいケース

ピーク需要時にチッタゴン地域の発電設備の出力が小さい場合はモドゥナガット変電所の負荷が重くなる。チッタゴン地域の電力供給設備の主仕様の妥当性を確認するために次のように発電条件を設定した。

- 発電パターン A

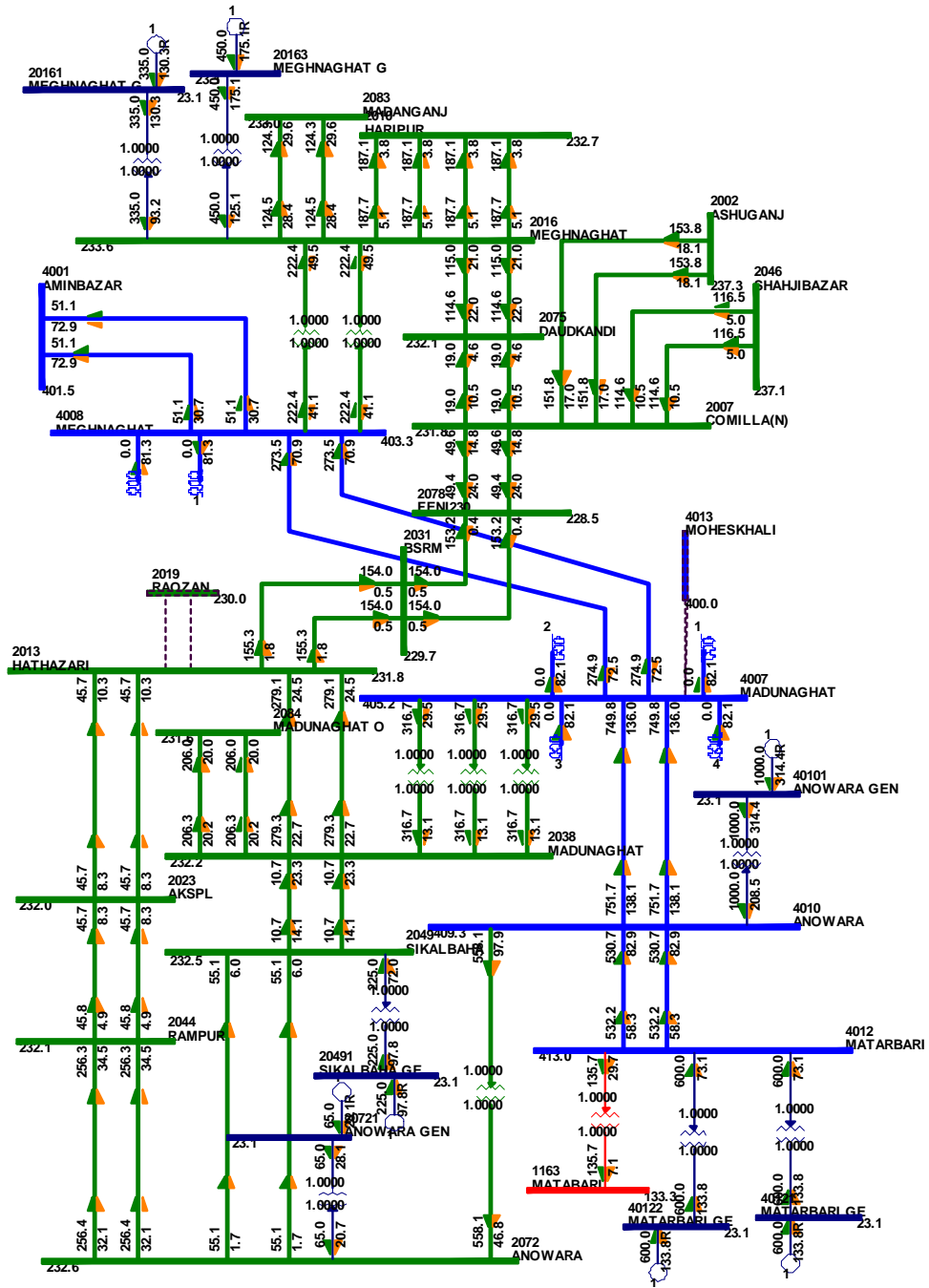
このパターンはチッタゴン地域の供給設備が厳しい状況である。132 kV の負荷は 2021 年のピーク負荷に設定した。カプタイ水力発電所の出力は定格の 40%とした。チッタゴンの風力発電機は定格の半分とした。ガス火力は Anowara と Sikalbaha 以外は停止しているとした。系統全体の発電出力の合計を総需要と合わせるためにダッカの発電所の出力で調整した。

下表に示すような発電パターン A の条件で系統全体の需給バランスを計算した。次ページに潮流計算の結果を示す。

表 7.2-1 発電パターン A における 2021 年の系統全体の需給バランス

(Unit: MW)

	Gen. Cap.	Generation	Load	Loss	Interchange
Dhaka	7,382	6,758	8,835	146	-2,222
Chittagong	3,686	2,900	2,029	33	838
Comilla	2,080	2,080	2,237	79	-235
Khulna	4,429	4,429	1,555	93	2,781
Bogra	1,878	1,878	2,929	111	-1,162
Total	19,455	18,045	17,585	461	-0



(単位: MW, MVar)

図 7.2-1 2021 年のダッカーチッタゴン地域の 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流
 (発電パターン A, , Madunaghat 400/230 kV 750 MVA x 3)

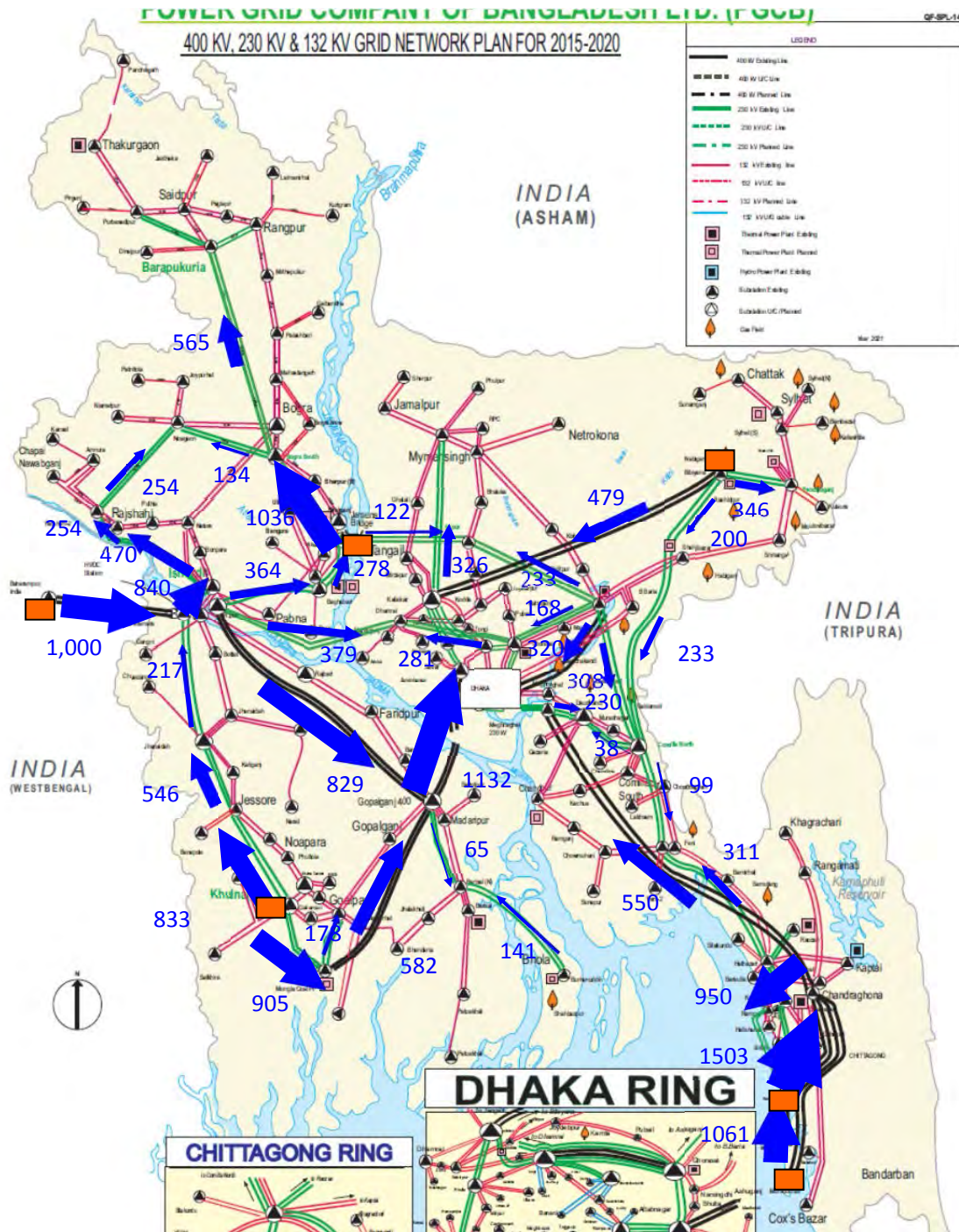


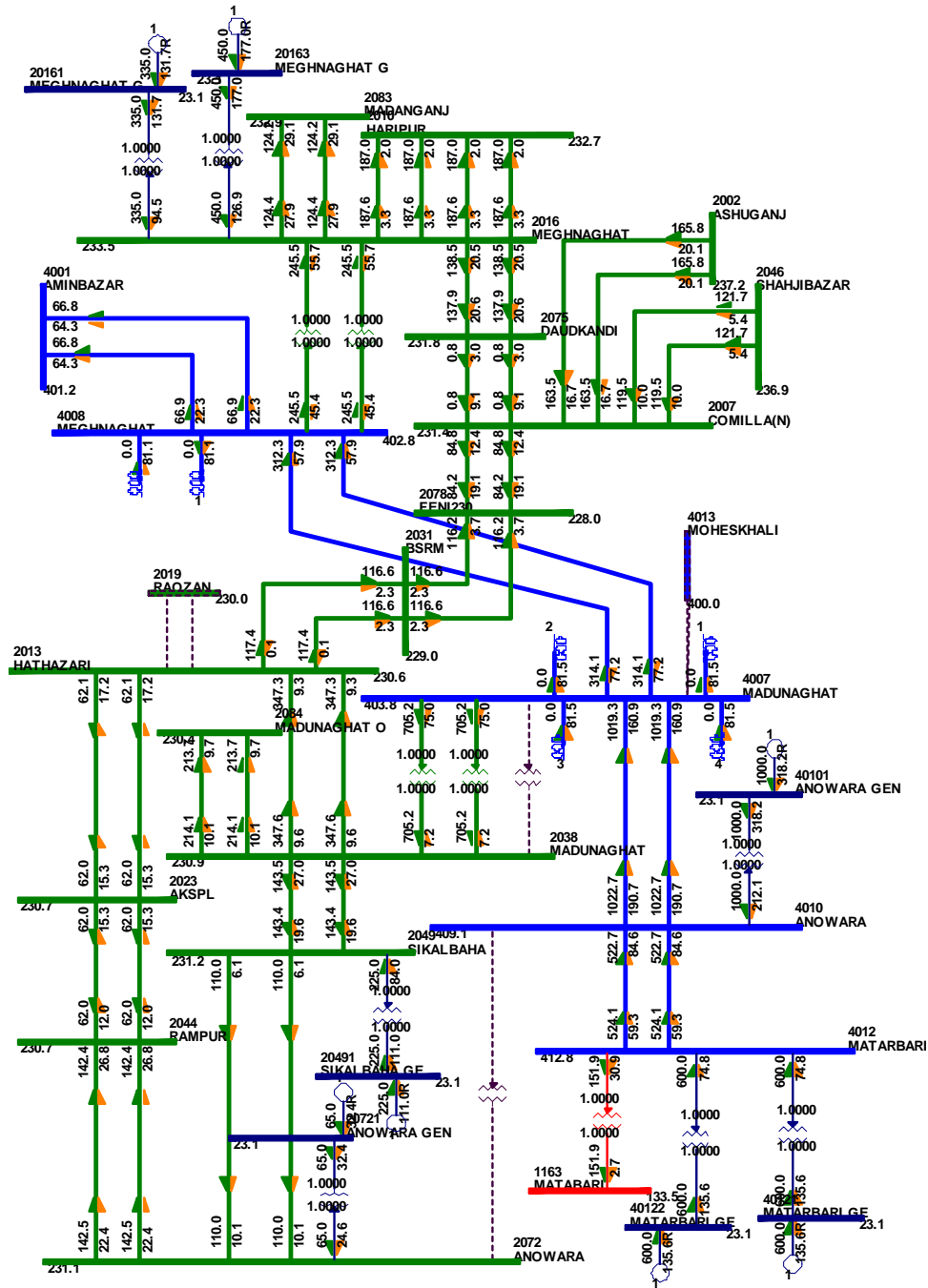
図 7.2-2 パターン A における全系の潮流 (2021)

- 400/230 kV 変圧器の単器容量と台数

メグナガット変電所には 400/230 kV 変圧器 750 MVA x 2、モドゥナガット変電所には 750 MVA x 3 が計画されている。次ページの表に示すように、発電パターン A において N-1 の事故であっても残りの変圧器は容量以内の供給になるので、この単器容量と台数は妥当であることがわかる。Anowara 発電所の計画は不透明であり、2021 年までには設置されない可能性が高い。Anowara 発電所が設置されないケースを次々ページに示す。このケースでは、Anowara 変電所は 230 kV を通した電力の供給がなく、モドゥナガット変電所は更に負荷が重くなる。1,000 MVA が 2 台のみ設置された場合、N-1 基準を考えると、残りの変圧器容量は過負荷する。単器容量 1,000 MVA を適用すると、モドゥナガット変電所には依然として 3 台が必要になり変圧器の台数は削減できず、コストが高くなる。このため、750 MVA が推奨される。

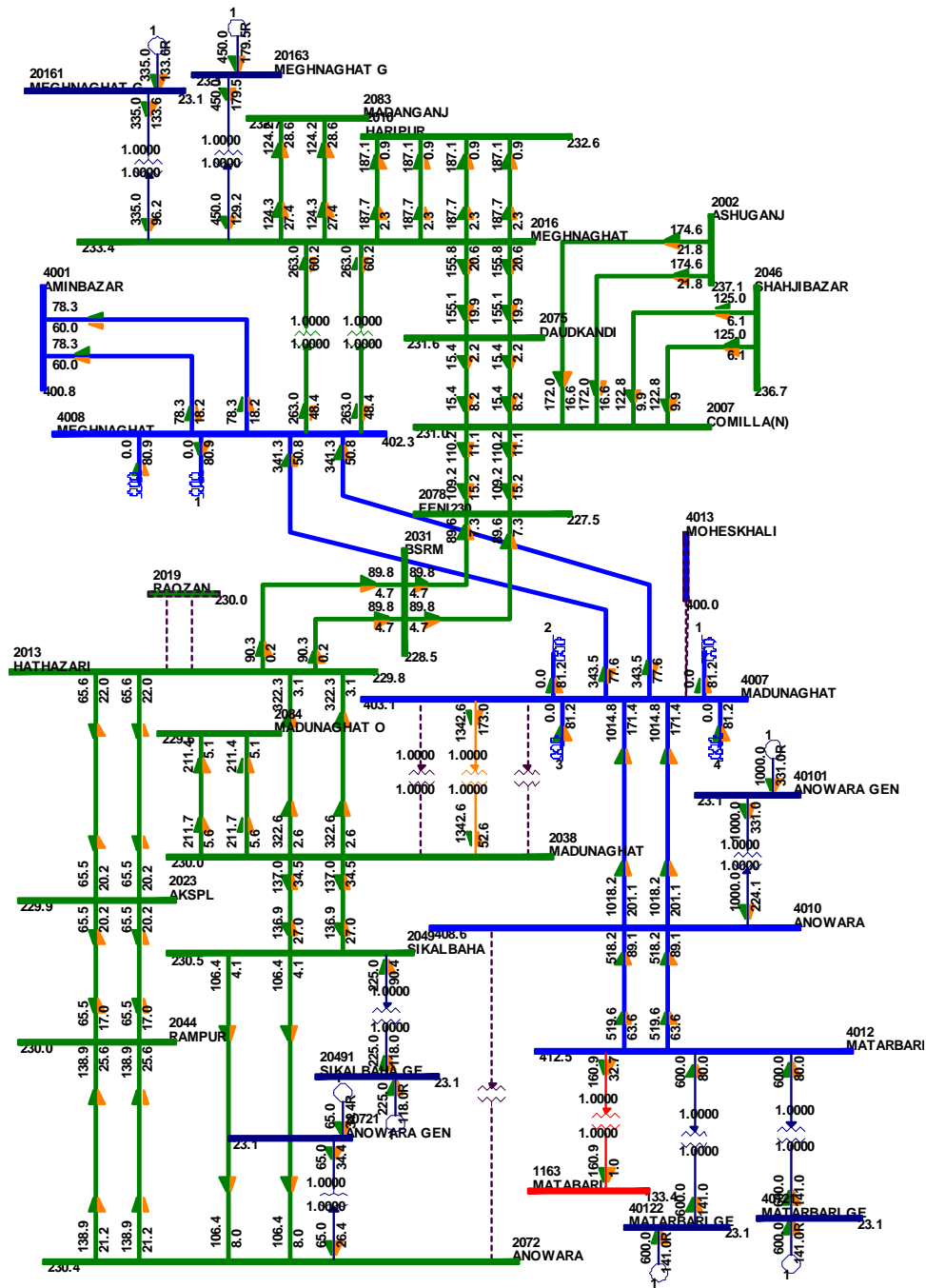
- Madunaghat - Old Madunaghat 間の 230 kV 送電線の線種

Madunaghat から Old Madunaghat への 230 kV 送電線は 230 kV Old Madunaghat への電力供給を担う。元の計画及び系統解析データではこの線種は 1 回線あたりの容量が 600 MW 以下の Mallad x 2 導体もしくは容量が 700 MW 程度の Finch x 2 導体であった。発電パターン A においてこの送電線の潮流は 412 MW と計算された。しかし Madunaghat 230 kV 変電所は 300 MVA x 3 台の変圧器があり、やがてはその最大負荷は 600 MW 程度以上に達すると想定される。この規模は Hathazari - Sikalbaha 間の 2021 年の潮流 559 MW から将来それ以上の 600 MW 程度になる潮流と同規模である。従って、Madunaghat - Old Madunaghat 間の 230 kV 送電線の線種は、ほとんど同じ最大潮流値を持つ Hathazari - Sikalbaha 間の送電線の線種と同じサイズを適用することが提言される。



(単位: MW, MVar)

図 7.2-3 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流
 (発電パターン A、Madunaghat 400/230 kV 750 MVA x 2、Anowara なし)



(単位: MW, MVar)

図 7.2-4 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流
 (発電パターン A、Madunaghat 400/230 kV 1000 MVA x 2、Anowara なし)

b) ピーク需要時にチッタゴン地域の発電所の出力が大きいケース

ピーク需要時にチッタゴン地域の発電所の出力が大きい場合、チッタゴンからダッカへの電力潮流が大きい。チッタゴンからダッカへの供給システムの主仕様の妥当性を確認するために次のような発電の条件を別に設定した。

- 発電パターン B

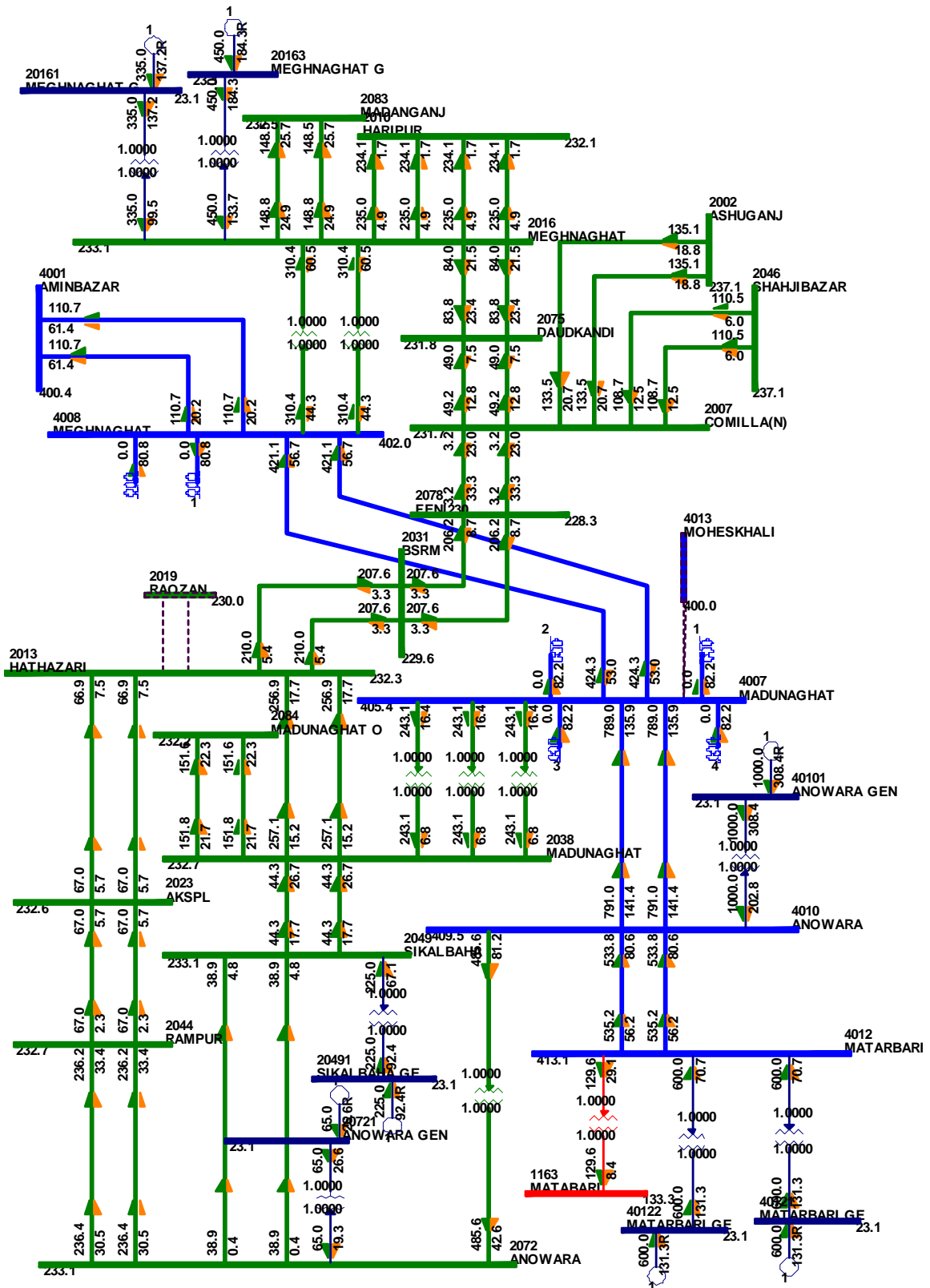
Kaptai 水力発電所は定格出力で運転されているとした。チッタゴンのガス火力発電所は 230 kV Raozan 火力発電所を除き、定格出力で運転されているとした。チッタゴンの風力は最大出力の 100 MW であるとした。

発電パターン B における系統全体の需給バランスを次表に示す。潮流計算の結果を次ページに示す。

表 7.2-2 発電パターン B における 2021 年の全系の需給バランス

(単位: MW)

	Generation	Load	Loss	Interchange
Bogra	6,346	8,835	150	-2,638
Chittagong	3,326	2,029	37	1,259
Comilla	2,075	2,237	77	-239
Dhaka	4,429	1,555	94	2,780
Khulna	1,878	2,929	111	-1,162
COLUMN	18,054	17,585	469	-0



(単位: MW, MVar)

図 7.2-5 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流(発電パターン B)

c) 軽負荷時のケース

通常は軽負荷時の発電機の出力は低減する。しかし、この検討ではチッタゴンからダッカへの大きな潮流を検討するため、軽負荷時であってもチッタゴンの発電量は最大であると仮定し、「バ」国の発電量は他の地域の発電機で調整した。

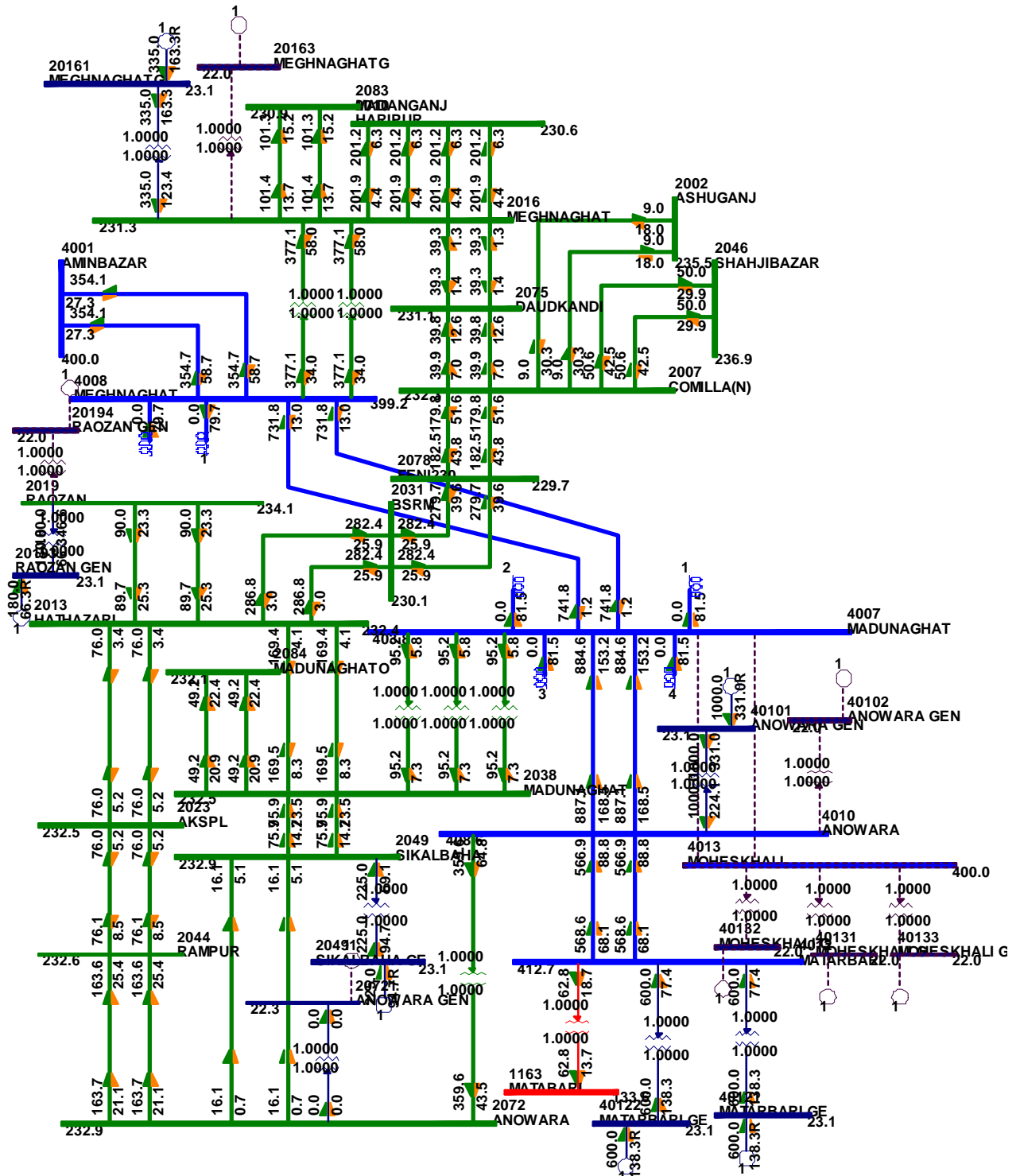
- 軽負荷時の発電パターン

132 kV 変電所の負荷は最大値の 43%であった。(この割合は 2013 年の実績である。) Matarbari 及び Anowara の 400 kV 発電機は最大容量で運転される。カプタイ水力発電所は定格容量で発電されると仮定した。230 kV Raozan 火力発電所は定格の半分の出力とした。チッタゴンの風力は最大容量の 100MW で運転されるとした。他のガス火力発電所は軽負荷時の需要に合うように調整した。

チッタゴン-ダッカ地域の潮流解析結果を次ページに示す。400 kV Madunaghat 変電所の負荷は 286 MW に減り、Madunaghat から Meghnaghat への潮流は 1,484 MW となった。

・ 400kV Meghnaghat - Madunaghat – Matarbari送電線の線種

ACSR Finch x 4 と等価な抵抗値を持つ LL ACSR 560 mm² x 4 は 1 回線あたり 2,600 MW 程度の容量を持ち、ロス低減及び必要な熱容量の観点から Meghnaghat, Madunaghat 及び Matarbari 間の送電線に適用される。Meghnaghat, Madunaghat 及び Matarbari 間の送電線の潮流はすべてのケースにおいてこの区間の熱容量を大幅に下回り、熱容量の観点からそのサイズは妥当である。



(単位: MW, MVar)

図 7.2-6 ダッカ-チッタゴン間 400 kV 及び 230 kV 系統の潮流
 (軽負荷時の発電パターン)

7.3 事故電流

2021年の三相短絡電流は次のように計算した。

- 事故除去時間は230 kVで160 ms、400 kVで100 msとし、IEC60909に従って母線に近い送電線区間の事故後の事故電流の対称及び非対称成分を計算した。非対称成分は過渡現象により生じる直流分を含み、対称遮断電流は遮断する電流の対称成分である。
- すべての送電線は接続され、132 kV系統に接続される発電機はピーク需要時に運転されるとした。
- 事故電流計算には次過渡リアクタンスを使用した。

事故電流計算の結果を次表に示す。

表 7.3-1 230 kV 母線の短絡電流 (単位: kA)

Bus Name	Voltage	3 Phase Fault Current (kA)		Bus Name	Voltage	3 Phase Fault Current (kA)	
		Symmetric	Asymmetric			Symmetric	Asymmetric
Meghnaghat	230	56.4	59.7	AKSPL	230	27.5	28.8
Haripur	230	52.2	53.4	Bheramara	230	27.2	27.3
Ghorasal	230	47.9	50.9	Madunaghat Old	230	26.8	27.1
Siddhirganj	230	48.9	49.9	Kaliakoir	230	26.6	26.7
Aminbazar	230	46.9	49.0	Mongla	230	25.7	26.5
Bhulta	230	48.0	48.4	Comilla(N)	230	25.9	25.9
Khulna(S)	230	34.4	46.1	Kodda	230	25.3	25.3
Ashuganj	230	38.8	41.8	Jessore	230	23.5	23.5
Rampura	230	40.1	40.3	Baghabari	230	23.3	23.3
Madanganj	230	38.7	38.9	Bogra(S)	230	23.1	23.2
Keraniganj	230	38.2	38.3	Jhenaidah	230	21.4	21.4
Dhanmondi	230	37.2	37.8	Bibiyana	230	17.1	21.1
Madunaghat	230	32.4	37.3	Gopalganj	230	16.0	19.0
Ullon	230	36.7	36.8	Rupsha	230	17.6	17.7
Shampur	230	36.4	36.4	Sripur	230	16.9	16.9
Hasnabad	230	36.2	36.2	Dhamrai	230	16.7	16.7
Rooppur	230	34.5	36.0	BSRM	230	15.5	15.5
Birulia	230	35.2	35.2	Feni230	230	15.5	15.5
OldAirport	230	34.8	35.0	Naogaon	230	14.7	14.7
Sikalbaha	230	29.4	33.8	Rajshajhi	230	14.1	14.1
Anowara	230	29.3	33.7	Barapukuria	230	13.7	13.8
Hathazari	230	30.0	32.6	Shahjibazar	230	11.7	11.7
Ishurdi	230	31.9	32.4	Fenchuganj	230	11.5	11.5
Tongi	230	31.6	32.1	Muktagacha	230	11.1	11.1
Daudkandi	230	30.6	30.6	Barisal(N)	230	9.4	9.6
HVDC	230	30.1	30.3	Rangpur	230	9.3	9.3
Rampur	230	27.8	30.2	Purbasadipur	230	9.0	9.0
Maniknagar	230	30.1	30.1	BHOLA	230	6.3	6.5
Sirajganj	230	27.3	28.8				

表 7.3-2 400 kV 母線の短絡電流

(単位: kA)

Bus Name	Voltage	3 Phase Fault Current (kA)	
		Symmetric	Asymmetric
Aminbazar	400	27.8	31.2
Meghnaghat	400	26.7	30.8
Anowara	400	21.2	28.4
Madunaghat	400	21.3	26.2
Gopalganj	400	23.1	25.6
Rooppur	400	20.3	24.0
Matarbari	400	17.0	22.6
Ghorasal	400	14.5	18.2
Bhulta	400	15.3	17.7
Mongla	400	15.4	17.0
Tongi	400	13.6	16.4
Ashuganj	400	13.3	15.8
Bibiyana	400	10.7	14.3
Kaliakoir	400	9.7	10.3

Meghnaghat 230 kV 母線の事故電流は対称成分が 56.4 kA、非対称成分が 59.7 kA であった。

Meghnaghat 400 kV 母線及び Madunaghat 400 kV 及び 230 kV 母線の事故電流は非対称成分が 30.8 kA, 26.2 kA 及び 37.3 kA であった。

Meghnaghat 230 kV 母線が次図に示すように分割される場合 (Bus section A は 400 kV 変圧器と Haripur に接続され、Bus section B は Comilla、Madanganj 及び発電機に接続される。) それぞれの母線では次に示す三相短絡電流となる。

しかし、Meghnaghat の 230 kV 母線構成はまだ決まっておらず、引き続き検討が必要である。

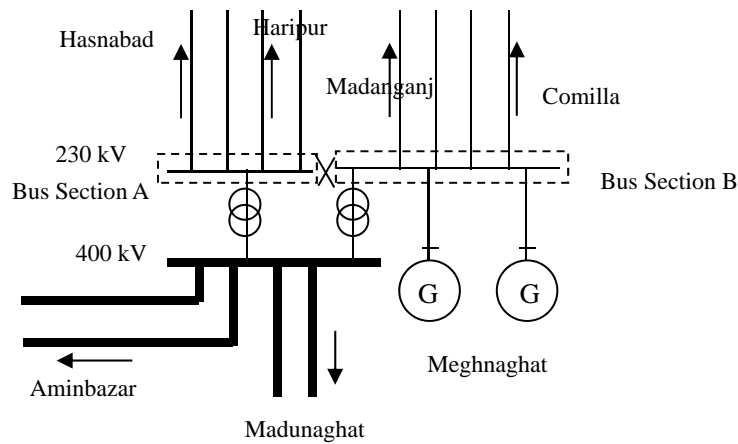


図 7.3-1 230 kV 母線の分割例

表 7.3-3 Meghnaghat の 230 kV 母線を分割した場合の三相短絡電流

(単位: kA)

	Symmetric	Asymmetric
Bus Section A	39.4	40.5
Bus Section B	31.8	38.2

このケースでは Bus Section B の遮断容量は 40 kA で十分であると考えられる。従って、Meghnaghat 230 kV 母線に分割運用を適用する場合、Bus Section B にある既存の 40 kA の遮断器は依然有効である。

図 7.3-2 に Meghnaghat の 230 kV 母線を図 7.3-1 のように分割運用した場合のダッカの事故電流と潮流を示す。

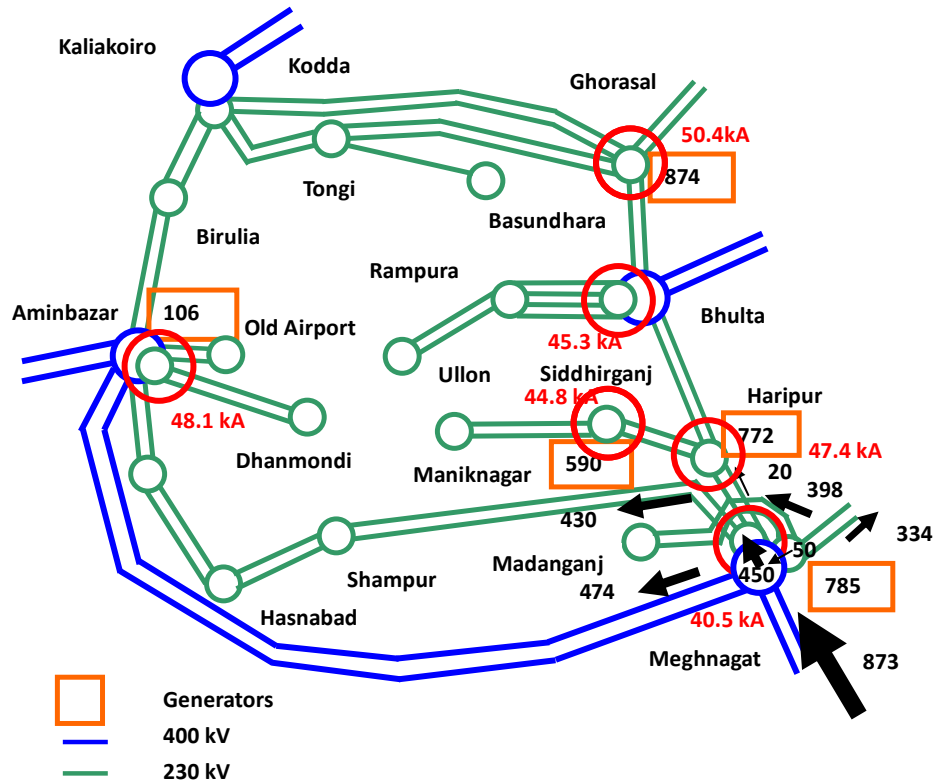


図 7.3-2 Meghnaghat 変電所の 230 kV 母線を分割運用した場合の事故電流と潮流

約 9,000 MW の発電機が 400 kV 系統に接続され(約 4,900 MW が New Madunaghat に接続される。)Sikalbaha 及び Anowara 間の 230 kV 送電線が開放されるかあるいは Madunaghat の 230 kV 母線が分割されるた場合のチッタゴン周辺の事故電流を図 7.3-1 に示す。これらのケースでは、チッタゴン周辺の 400 kV 及び 230 kV 系統の母線の遮断容量は 50 kA で十分であると考えられる。留意すべきことは New Madunaghat のような 1 カ所の 400 kV 変電所は、将来の最大需要と比較して 400 kV 変電所が脱落したときでも系統全体の停電を避けるために、系統周波数を安全に維持するために最大でも 4,000 から 5,000 MW までの発電所

の電力を直接受電することである。

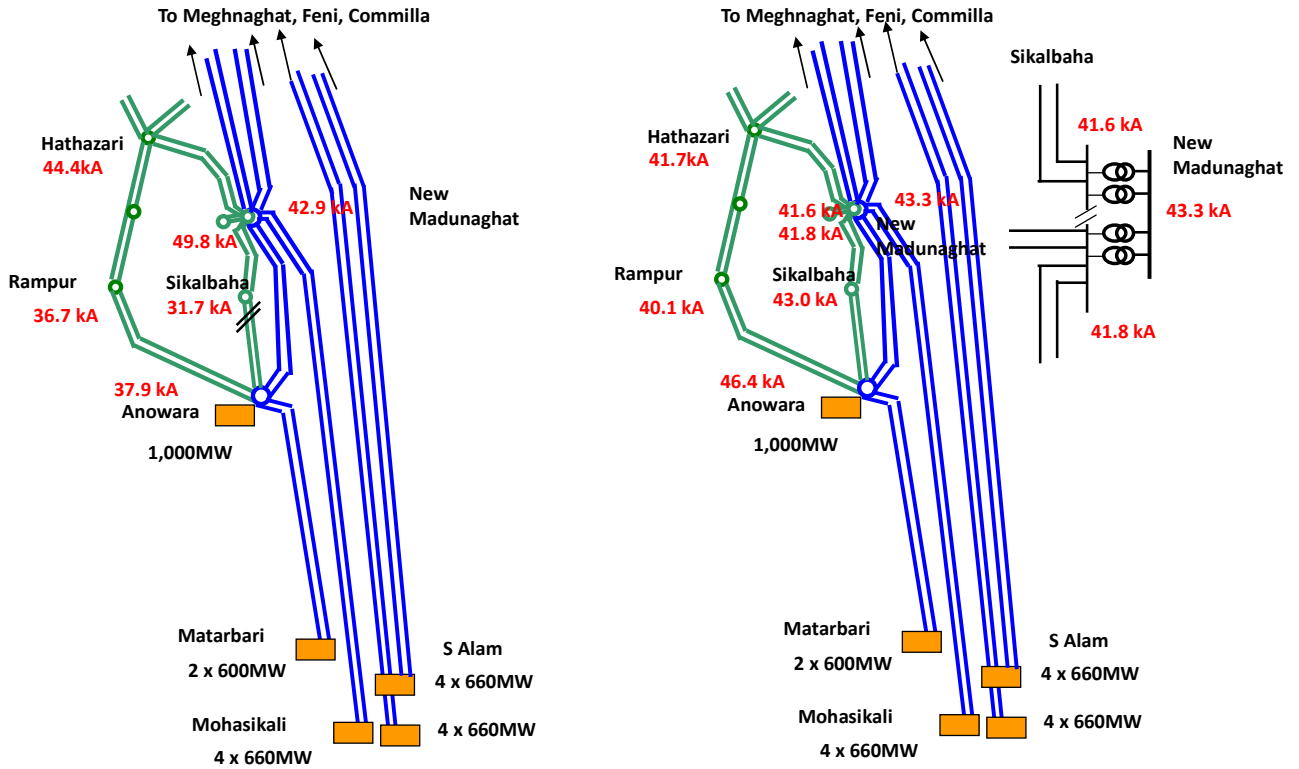


図 7.3-1 New Madunaghat に 4,900 MW 程度の発電所が接続される場合の
 チッタゴン地域の事故電流

7.4 安定度解析

7.4.1 簡略化モデル

地域的に限定されたモデルを使用した安定度計算により Meghnaghat から Madunaghat を経由し Matarbari の間に必要な 400 kV 送電線の回線数を次のように見積もった。

- チッタゴンの負荷は第2回のキックオフ会議の PGCB のプレゼンテーションでの値を使用
- 一連の事象を模擬し Matarbari と Meghnaghat の間の位相角の差の動揺を 10 秒間解析した。
- 一連の事象は三相短絡事故と事故除去とした。
- 三相短絡事故は Madunaghat と Meghnaghat の間と仮定した。
- 事故除去後 100ms でトリップすると仮定した。
- 位相角の動揺が収束すれば安定と判断した。

Matarbari が 1,200 MW 、Moheskhali が 1,320 MW で運転され Meghnaghat- Madunaghat 間に 400 kV 送電線が 2 回線を仮定し、図 7.4-2 に示すような系統構成をとると、安定度の計算結果は図 7.4-1 のようになり系統は安定であると言える。

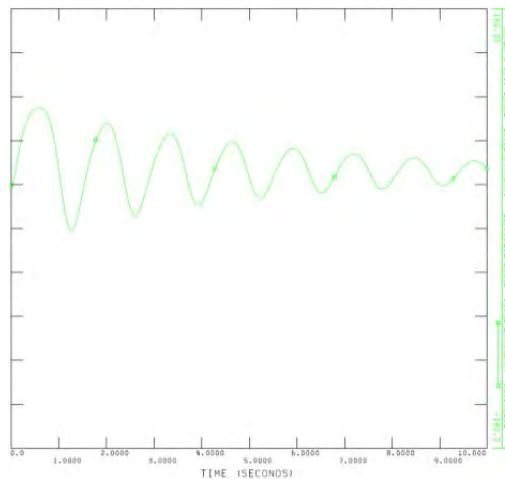


図 7.4-1 Matarbari 1,200 MW 及び Moheskhali 1,320 MW のケースにおける Matarbari -Meghnaghat 間送電線事故の発電機位相差の動揺

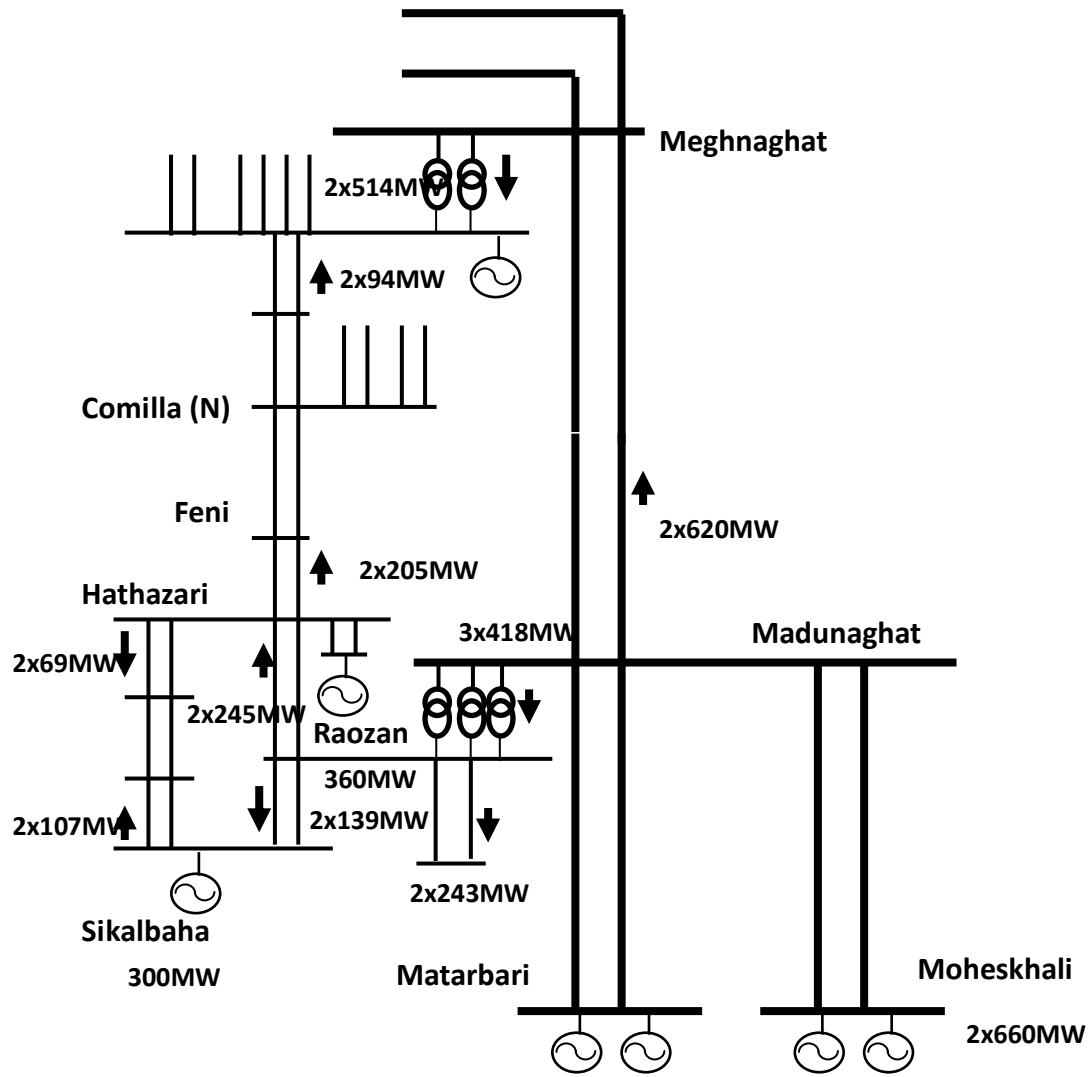


図 7.4-2 安定度解析用の系統構成 (1)

次に、Meghnaghat-Matarbari 間の 400 kV2 回線のケースで Matarbari 1,200 MW 及び Moheskhal 1,320 MW に加え Anowara 1,000 MW を運転したケースを仮定した。このケースのシミュレーション結果では発電機の同期がとれなくなり不安定である。

しかし、Meghnaghat-Matarbari 間の 400 kV4 回線では Matarbari 1,200 MW 及び Moheskhal 1,320 MW に加え Anowara 1,000 MW を運転したケースでも図 7.4-3 に示すように安定である。

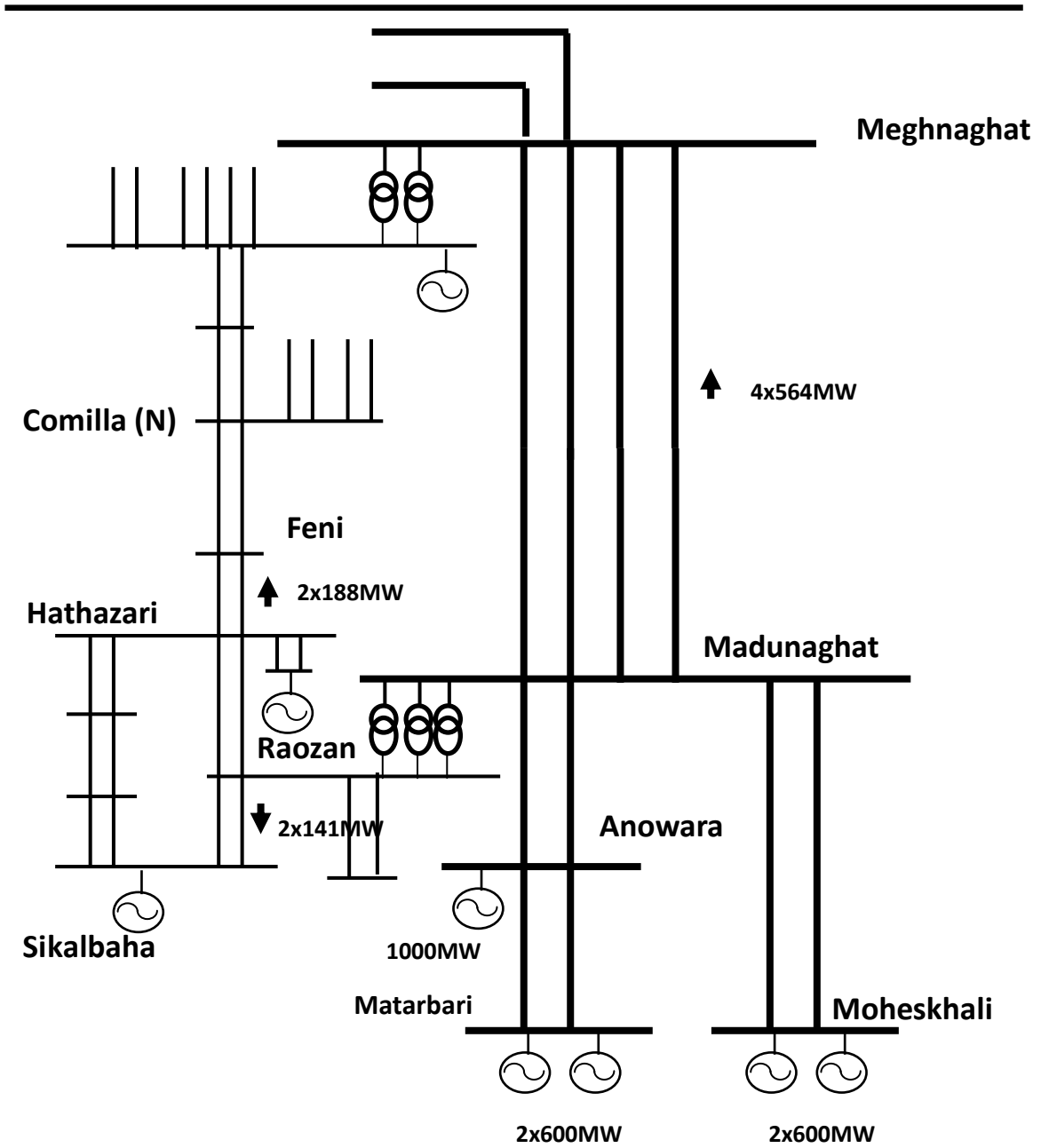


図 7.4-3 安定度解析用の系統構成 (2)

従って Meghnaghat-Matarbari 間の 400 kV2 回線のケースで Matarbari 1,200 MW 及び Moheskhali 1,320 MW は幾分かの負荷をチッタゴンに落として送電できるが Anowara のような追加的な電源に対しては新しい回線が必要になる。

7.4.2 2021年のモデル

7.1 節に記載した条件で作成した 2021 年のモデルを使用しシミュレーションを行った。
石炭火力発電所及びコンバインドサイクル発電所の発電機のパラメータは PGCB より提供された次表の値を使用した。他の火力発電所及び水力発電所は次表の典型的な値を使用した。励磁器と系統安定化装置 Power System Stabilizer (PSS)は典型的なモデルを使用した。

表 7.4-1 石炭火力の発電機パラメータ

Xd	Xq	X'd	X'q	X''d = X''q	Xl	S(1.0)	S(1.2)
2.26	2.2	0.275	0.405	0.214	0.1	0.12	0.6
T'do	T''do	T'qo	T''qo	Inertia H	Speed Damping D		
8.73	0.045	0.97	0.068	2.6073	0		

表 7.4-2 コンバインドサイクル発電の発電機パラメータ

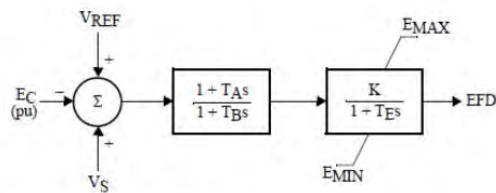
Xd	Xq	X'd	X'q	X''d = X''q	Xl	S(1.0)	S(1.2)
1.6336	1.6565	0.2815	0.4547	0.2284	0.1	0.12	0.6
T'do	T''do	T'qo	T''qo	Inertia H	Speed Damping D		
7.547	0.045	0.871	0.07	3.3	0.1		

表 7.4-3 他の火力の発電機パラメータ

Xd	Xq	X'd	X'q	X''d = X''q	Xl	S(1.0)	S(1.2)
1.4	1.35	0.3	0.6	0.2	0.1	0.03	0.4
T'do	T''do	T'qo	T''qo	Inertia H	Speed Damping D		
6	0.05	1	0.05	3	0		

表 7.4-4 水力の発電機パラメータ

Xd	Xq	X'd	X'q	X''d = X''q	Xl	S(1.0)	S(1.2)
1.5	1.2	0.4		0.2	0.12	0.03	0.25
T'do	T''do	T'qo	T''qo	Inertia H	Speed Damping D		
5	0.05	0.06		5.084	1		



$V_s = V_{OTHSG} + V_{UEL} + V_{OEL}$

図 7.4-4 励磁機モデル

表 7.4-5 励磁機のパラメータ

TA/TB	TB	K	TE	EMIN	EMAX
0.1	10	100	0.1	0	5

表 7.4-6 系統安定化装置(PSS)

A1-A6	T1	T2	T3	T4	T5	T6	KS	LSMAX	LSMIN	VCU	VCL
0	0.06	0.18	0.06	0.18	5	5	-0.75	0.1	-0.1	0	0

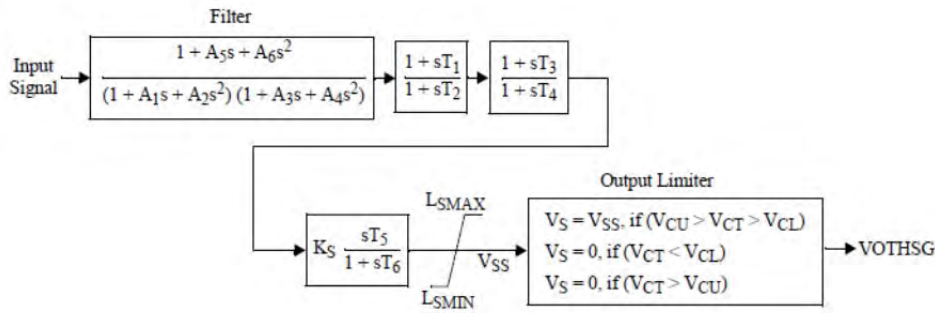


図 7.4-5 系統安定化装置(PSS)のモデル

発電パターン B と軽負荷時の発電パターンにおいて Matarbari, Anowara 及び Moheskhali の発電ユニット数を変えて安定度を計算した。

事故は Madunaghat 400 kV 母線に近い 400 kV 送電線の三相短絡事故を想定した。事故除去時間は 100ms とした。事故除去後、ダッカの Ashuganj と Matabari の位相差の振動を 10 秒間計算した。

発電パターン B をベースにした系統モデルにおいてケース 1 から 5 の安定度を計算した結果を次表に示す。ケース 3-2 はケース 3 に Raozan 発電所を追加したケースである。

表 7.4-7 安定度計算結果

	Case 1	Case 2	Case 3	Off Peak	Case 3-2	Case 4	Case 5
Matarbari (MW)	600 x 2	600 x 2	600 x 2	600 x 2	600 x 2	600 x 2	600 x 2
Anowara (MW)	1000 x 1	0	1000 x 1	1000 x 1	1000 x 1	0	1000 x 1
Moheskhali (MW)	0	660 x 2	660 x 1	0	660 x 1	660 x 3	660 x 2
Total (MW)	2200	2520	2860	2200	2860	3180	3520
Power Flow between Meghnaghat and Madunaghat (MW)	849	1,098	1,364	1,484	1,610	1,635	1,866
Stability	Stable	Stable	Stable	Stable	Stable	Unstable	Unstable

計算結果から、Madunaghat-Meghnaghat 間の潮流の安定度限界は N-1 を考慮していくつかのケースでは 1,600 MW 程度は送電できるものの、安全側に見積ると、2 回線でおよそ 1,400 ~1,500 MW であると想定される。

2021 年には Madunaghat-Meghnaghat 間の 400 kV2 回線の事業送電線は Matabari600 MW2 台を送電できる。更に 1,000 MWAnowara の 1 台及び Moheskhali 660 MW の 1 台が加わって送電が可能である。そうでなければ、Moheskhali 660 MW2 台を含むことができる。

ケース 1.

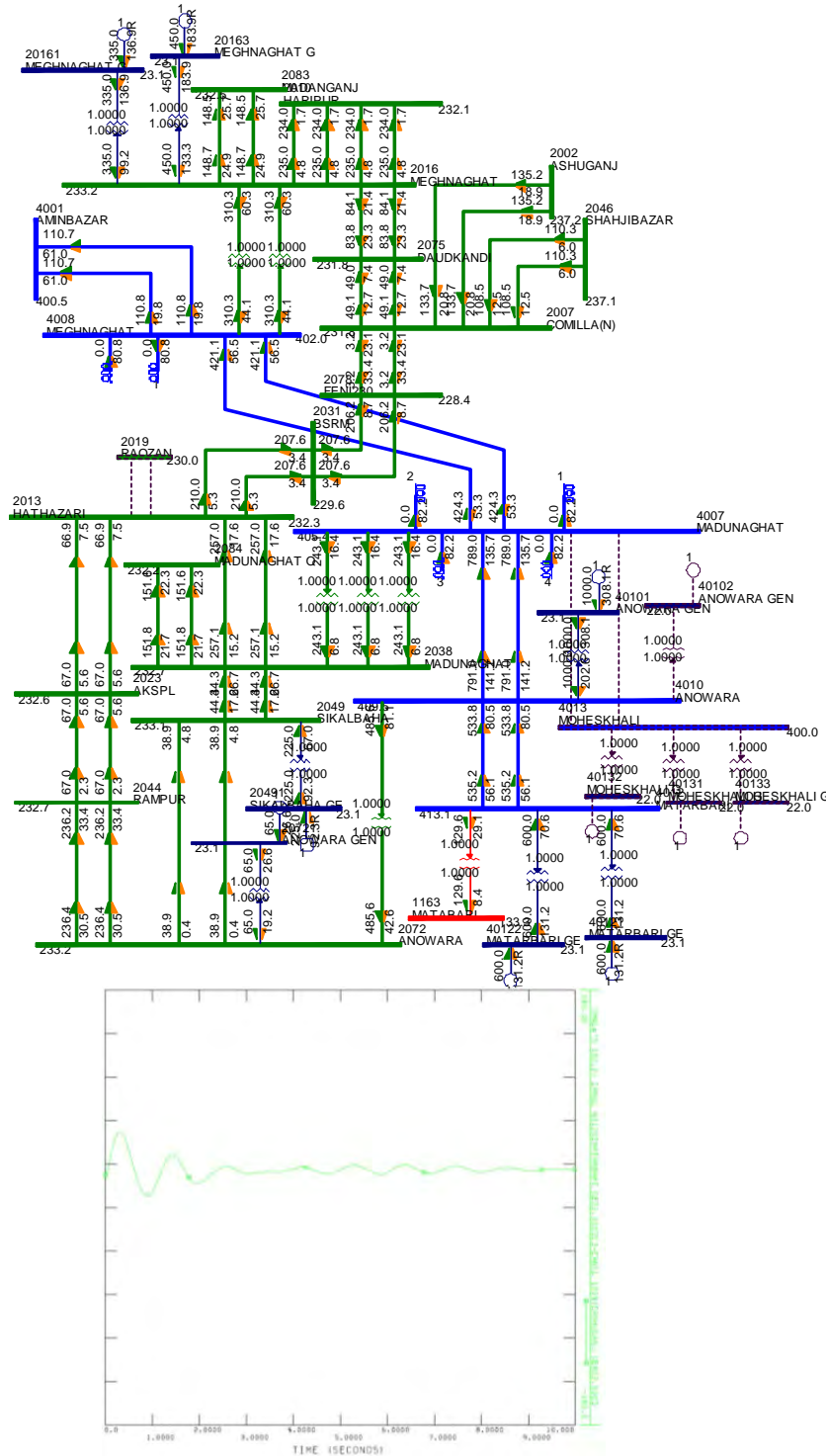


図 7.4-6 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV Three Phase Line Grounding and Opening (3LGO)の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 1,000 MW, Moheskhalı 停止, 発電パターン B)

ケース 2.

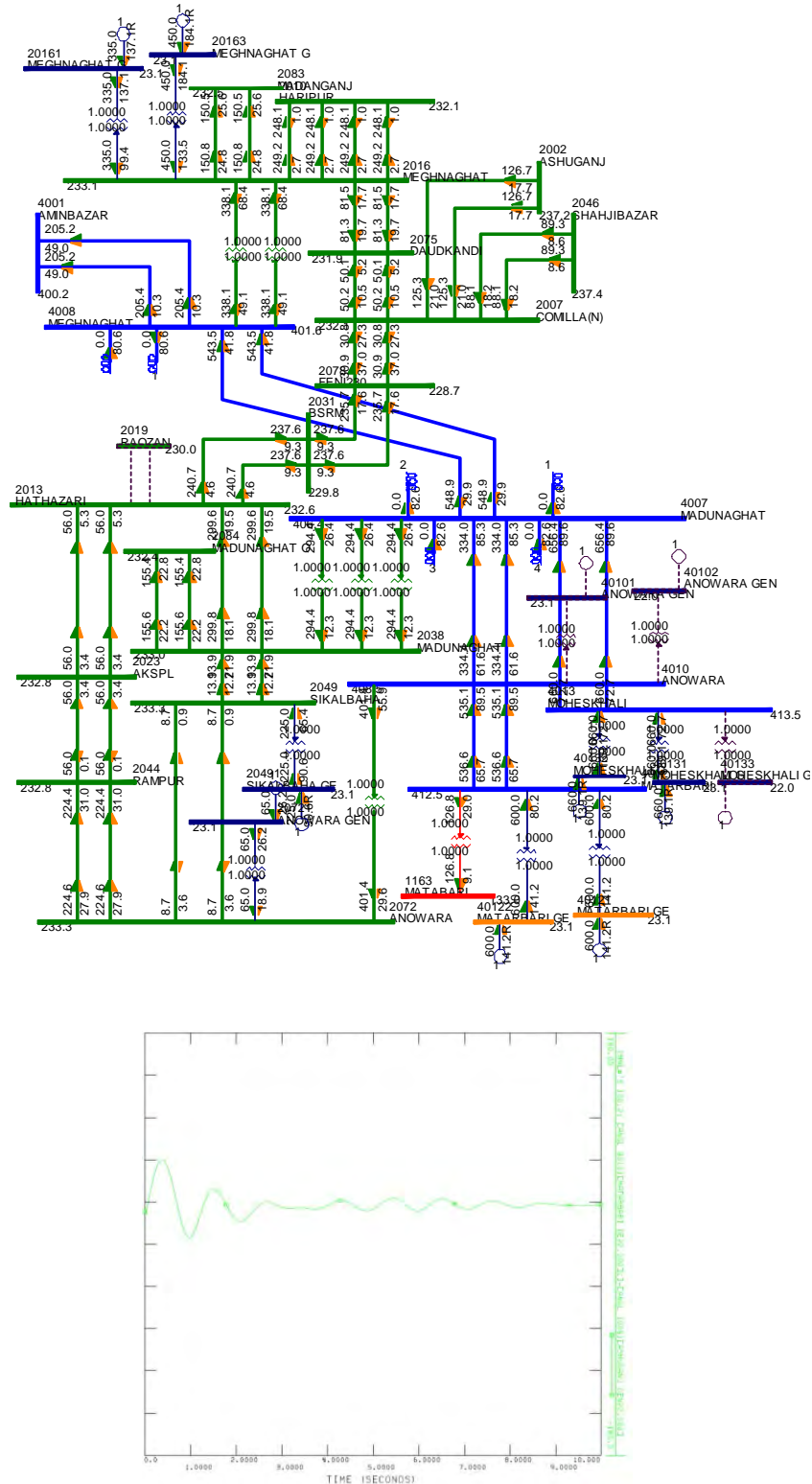


図 7.4-7 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 停止, Moheskhali 1,320 MW, 発電パターン B)

ケース 3.

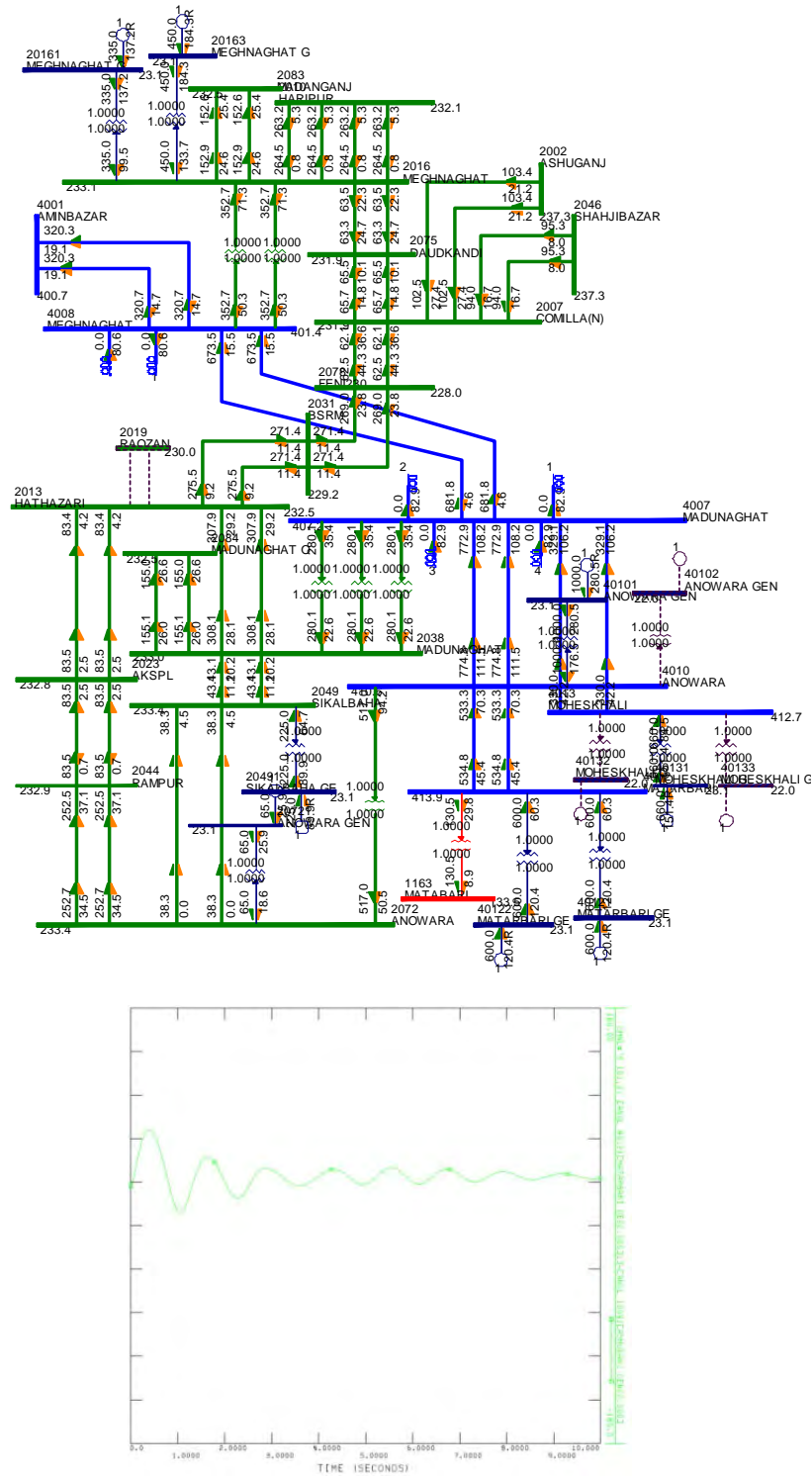


図 7.4-8 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 1,000 MW, Moheshkhali 660 MW, 発電パターン B)

ケース 4.

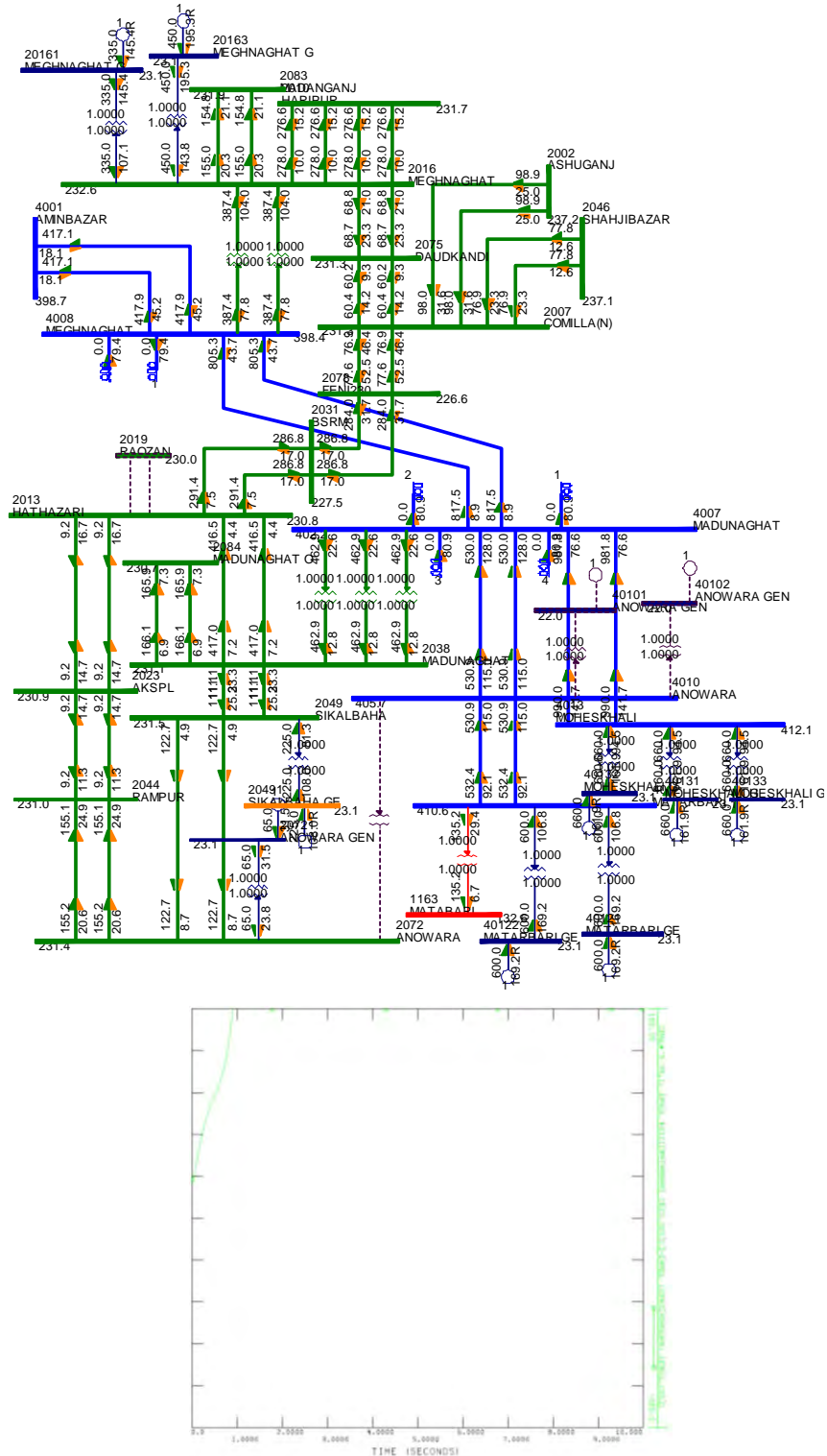


図 7.4-9 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (Anowara 停止, Moheshkali 1,980 MW, 発電パターン B)

Case 3-2.

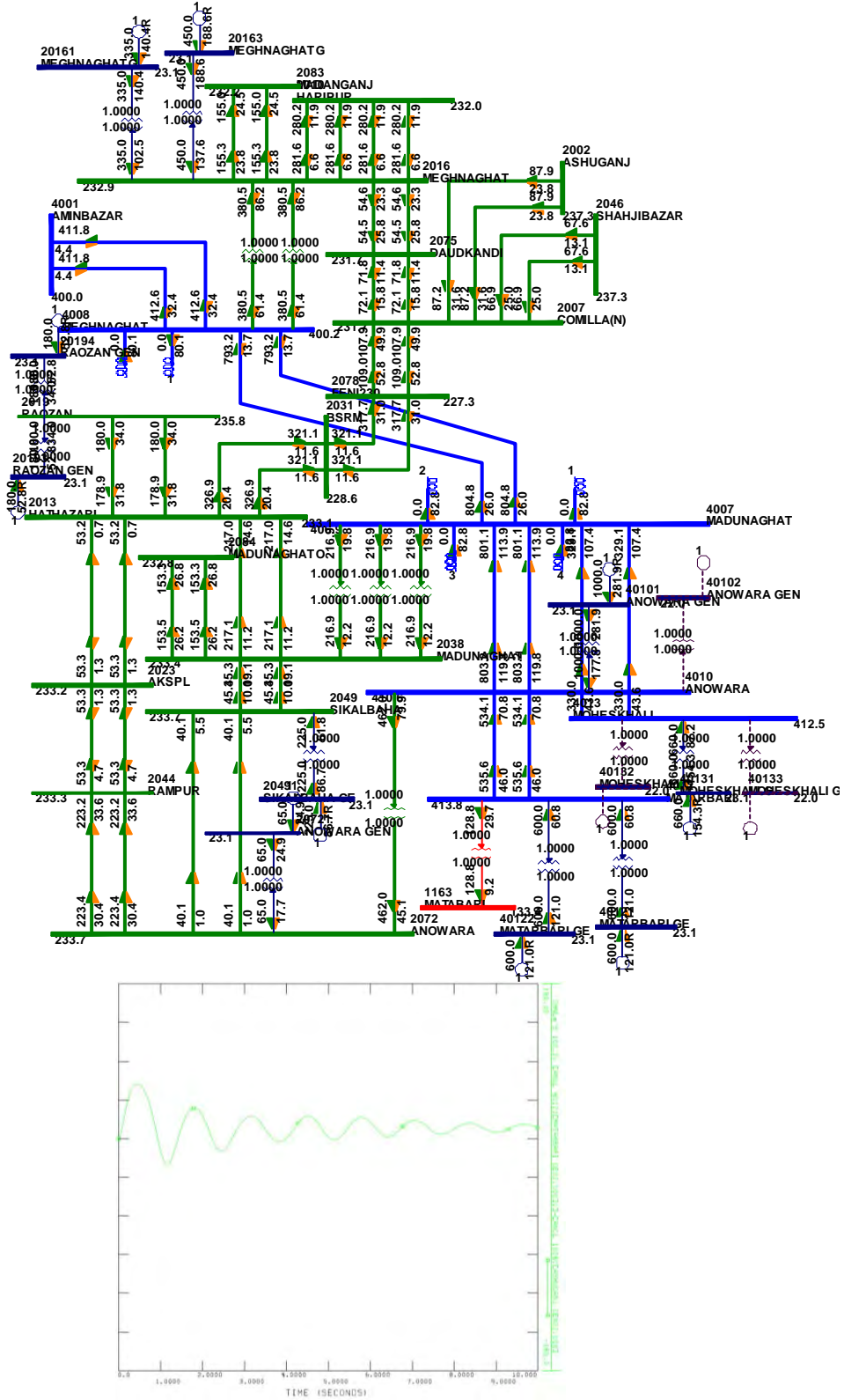


図 7.4-11 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (ケース 3 に Raozan 発電所を追加)

軽負荷時のケース

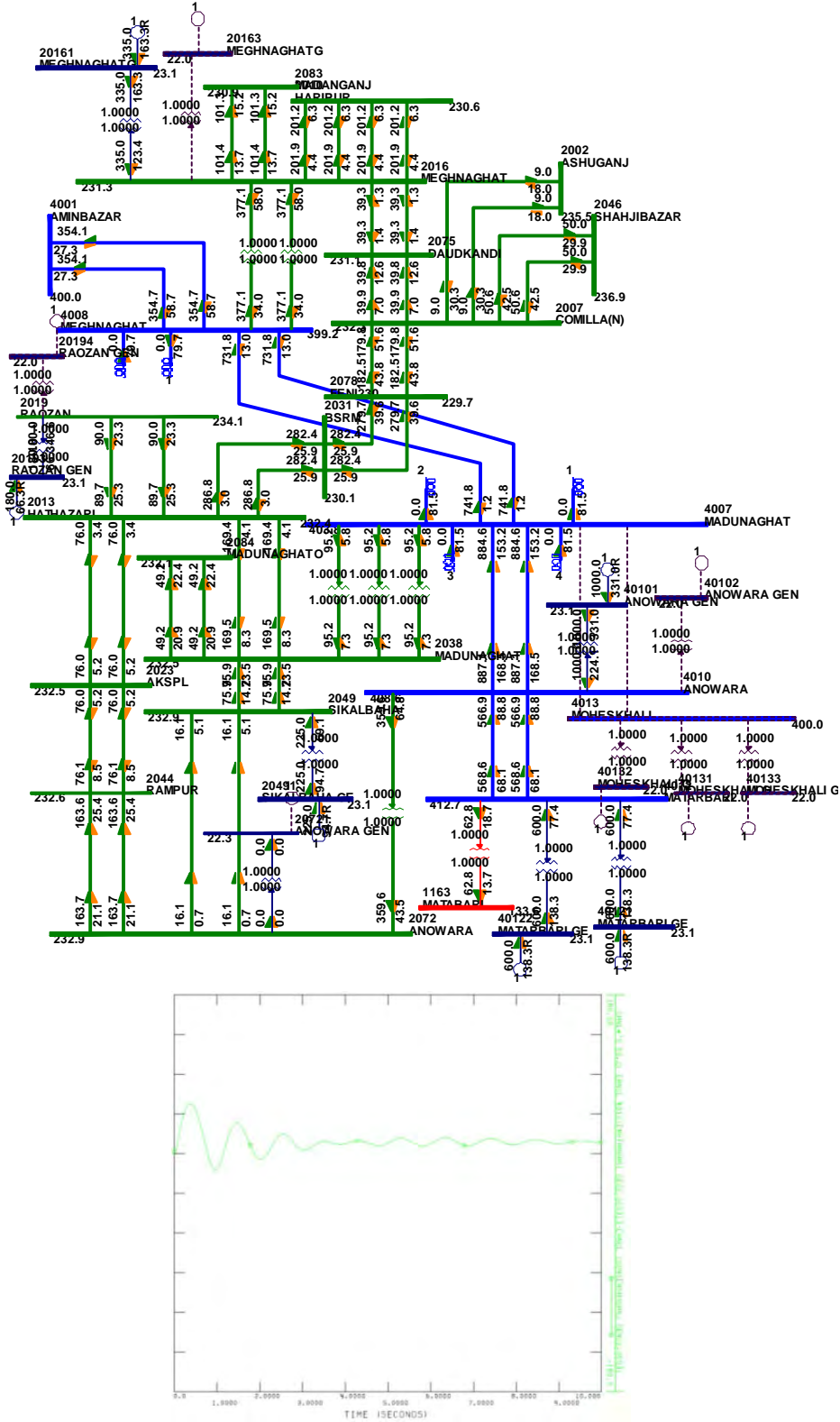


図 7.4-12 Madunaghat-Meghnaghat 400 kV 3LGO の時の Ashuganj-Matarbari 間の発電機位相角の動揺 (軽負荷時)

7.5 送電線線種の選定

7.5.1 ACSRの比較

対象となる 400 kV 送電線は 2013 年に世銀の Feasibility Study(F/S)で検討された Meghnaghat 変電所と Anowara 発電所間の区間及び JICA 石炭火力マスタープラン(Master Plan:M/P)・フォローアップ情報収集・確認調査で検討された Anowara 発電所と Matarbari 石炭火力発電所の区間から構成される。Anowara 発電所と Matarbari 石炭火力発電所の区間については低ロス電線を使用することで「バ」国側と JICA で合意された。Meghnaghat 変電所と Anowara 発電所間の区間は世銀の F/S で Finch を推奨されていた。本節ではこの区間に適用すべき電線線種についてレビューする。

まず、ACSR タイプの電線の中で線種を変えてそのコストを比較した。大きなサイズの電線を使用すると、送電ロスは減少するが送電鉄塔と基礎を含んだ建設費は上昇する。小さいサイズの電線を使用すると送電ロスは増加するが、建設費は低減される。したがってロス、鉄塔、電線及び基礎の合計のコストが最小になる点が存在する。

結果は次表に示すように、ダッカ-チッタゴン間の送電容量を十分に確保できる Martin, Finch,及び Mallard 3つの ACSR のタイプの中で ACSR Finch が最適であった。結果は世銀の F/S と整合する。

表 7.5-1 ACSR 電線の中でのコスト比較

		ACSR Martin	ACSR Finch	ACSR Mallard
P max	MW	600	600	600
Voltage	kV	400	400	400
No. of Circuits		2	2	2
No. of Bundles per phase		4	4	4
Amp. per conductor	A	241	241	241
Resistance	ohm/km	0.04138	0.05144	0.07180
Resistance 70	ohm/km	0.04924	0.06121	0.08544
Loss per circuit	kW/km/cct	34.19597	42.50944	59.33472
Annual Loss Factor		0.4	0.4	0.4
Annual Loss per circuit	kWh/km/cct/year	119,823	148,953	207,909
kWh price	USD/kWh	0.06	0.06	0.06
Loss per year per circuit	mil.USD/km/cct/year	0.00719	0.00894	0.01247
years		20	20	20
Loss for life time per circuit	mil.USD/km	0.14379	0.17874	0.24949
Loss for life time per d. circuit		0.28757	0.35749	0.49898
Tower Weight	t	62.15142	57.84678	53.137
Tower cost per weight	USD/t	2100	2100	2100
No. of Tower per km for d. circuit		2.5	2.5	2.5
Tower Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	0.32629	0.30370	0.27897
Conductor Cost(Japan)	USD/m	13.24	10.80	9.05
Conductor Cost(Korea)	USD/m	10.67	8.70	7.29
Conductor Cost(Used for compariso	USD/km	10,666	8,700	7,290
Line Cost	mil. USD/km/2cct	0.25597	0.20880	0.17497
(Assumed Manufacturer)		(Korea)	(Korea)	(Korea)
Foundation Cost per tower	USD/tower	53,721	50,000	45,929
Foundation Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	0.13430	0.12500	0.11482
Insulator Cost per plate	mil. USD	0.00014	0.00014	0.00014
No. Insulator per phase	mil. USD	21	21	21
No. Insulator per tower	mil. USD	126	126	126
Insulator Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	0.04500	0.04500	0.04500
Total Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	1.04914	1.03998	1.11274
Meghnahat- Madunaghat	mil. USD for 20 years	224.5	222.6	238.1

7.5.2 低ロスタイプのACSR/AC電線の性質

通常の ACSR 電線とは別に、扇型（非円筒形）のアルミニウムの素線と強度を持たせた鋼芯から構成された低ロスタイプの ACSR/Aluminum-Clad Core 電線(LL ACSR/AC)も一つの候補として考えることができる。これは次のような性質を持つ。

- 同一断面積ではACSRよりも高密度のアルミニウムを持つ扇型（非円筒形）の素線
- より強い張力の鋼芯
- 高耐食性(Aluminum Clad Core (=AC)を使用する場合)
 - 高信頼度・長寿命を保てる耐食性のあるACタイプが通常用いられる。
 - TEPCOは新規の建設工事に適用する電線設計基準をACタイプを使用するものに改定している。以前は例えば海岸沿いなどの重汚損地域用に選定されていた。電線の寿命は1.5倍になる。

低ロス電線を比較する方法は2つある。

適用ケース1: ロス低減

電線のサイズを同じとすると従来型の 80%にまで送電ロスを低減できる。通常は鉄塔の設計及び基礎の設計が決まっているケースにおいてこの方法がとられる。ACSR に対応する低ロス電線の種類は鉄塔と基礎の設計条件を変えないように選定される。（つまり同じ鉄塔と基礎が適用できる。）したがってこの方法は通常は張替のケースもしくは送電鉄塔の設計が固定されている場合に適用される。

適用ケース2: 初期投資の抑制

同一の電線のロスを仮定すると、LL-ACSR は従来型の ACSR 電線よりも 10%径が小さくなる。このため高張力の鋼芯を使用しても電線の重量は 6.5%低減できる。結果的に風圧が減り、鉄塔の荷重が減り、鉄塔設計の合理化が達成される。電線の容量（もしくは電気抵抗）は通常電氣的性能を確保するために指定されるので、このケースは新設の送電線に適用できる。

7.5.3 ACSR Finchと低ロス電線のコスト比較

本事業は高い鉄塔強度を要求される強い風速などの過酷な条件にあり、鉄塔重量の増加を招く。もしこの特殊なケースに LL-ACSR が適用されれば、鉄塔の建設費は 101.4MUSD から 93.3MUSD に低減できる。このコンセプトを以下に示す。

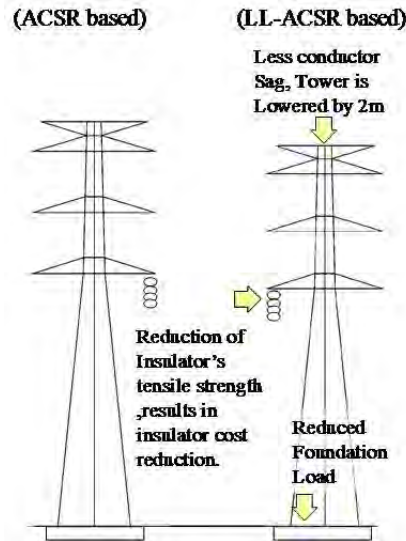


図 7.5-1 鉄塔と基礎を節減するコンセプト

結果的に次表に示すように低ロス電線を使用するケースはACSR Finchより総合的に経済的である

表 7.5-2 Finch と LL-ACSR のコスト比較

P max	MW	600	600
Voltage	kV	400	400
No. of Circuits		2	2
No. of Bundles per phase		4	4
Amp. per conductor	A	241	241
Resistance	ohm/km	0.05144	0.0501
Resistance 70	ohm/km	0.06121	0.05962
Loss per circuit	kW/km/cct	42.50944	41.40208
Annual Loss Factor		0.4	0.4
Annual Loss per circuit	kWh/km/cct/year	148,953	145,073
kWh price	USD/kWh	0.06	0.06
Loss per year per circuit	mil.USD/km/cct/year	0.00894	0.00870
years		20	20
Loss for life time per circuit	mil.USD/km	0.17874	0.17409
Loss for life time per d. circuit		0.35749	0.34817
Tower Weight	t	57.84678	51.89866
Tower cost per weight	USD/t	2100	2100
No. of Tower per km for d. circuit		2.5	2.5
Tower Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	0.30370	0.27247
Conductor Cost(Japan)	USD/m	10.80	10
Conductor Cost(Korea)	USD/m	8.70	-
Conductor Cost(Used for compariso	USD/km	8,700	10,000
Line Cost	mil. USD/km/2cct	0.20880	0.24000
(Assumed Manufacturer)		(Korea)	(Japan)
Foundation Cost per tower	USD/tower	50,000	44,859
Foundation Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	0.12500	0.11215
Insulator Cost per plate	mil. USD	0.00014	0.00014
No. Insulator per phase	mil. USD	21	24
No. Insulator per tower	mil. USD	126	144
Insulator Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	0.04500	0.05143
Total Cost for d. circuit	mil. USD/km/2cct	1.03998	1.02422
Meghnahat- Madunaghat	mil. USD for 20 years	222.6	219.2

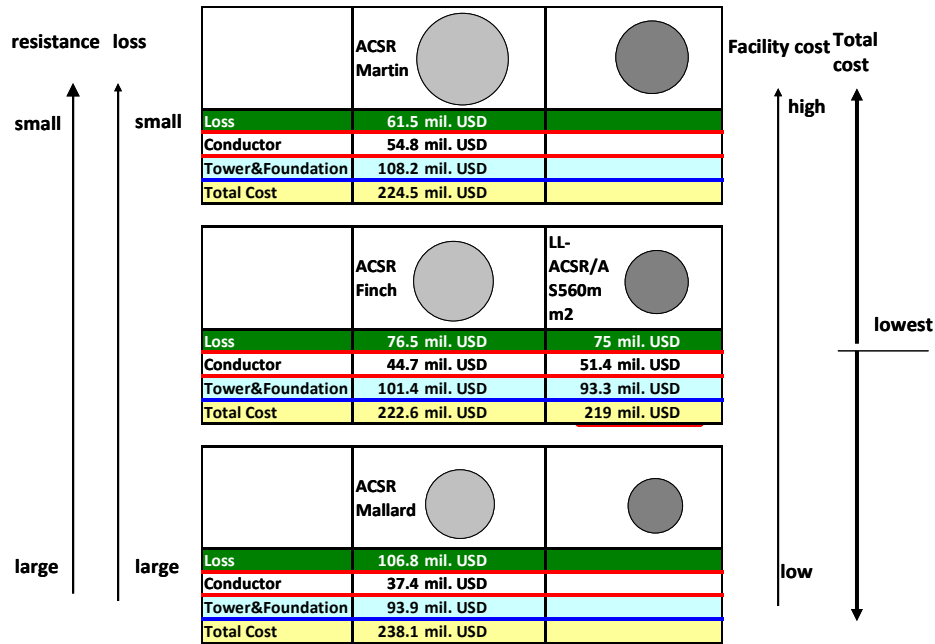


図 7.5-2 ACSR と低ロス電線の比較のコンセプト

7.6 捨架の必要性

タービン発電機に逆相電流が流れると回転子表面に系統周波数の 2 倍の周波数の電流が流れ回転子の加熱を起こすため、逆相電流を抑制する必要がある。

Matabari-Madunaghat-Meghnaghat 間の 400 kV 送電線を捨架がないとして下図のようにモデル化し、片回線開放時に Matabari 火力に三相平衡電圧を与えた時のマタバリ火力発電機の三相不平衡電流を計算した。結果は逆相電流の正相電流に対する割合は 5%程度となった。大容量火力発電機に対しては、一般に逆相電流の正相電流に対する割合は 5%以下とすべきと言われており、対策が必要なレベルと考えられる。

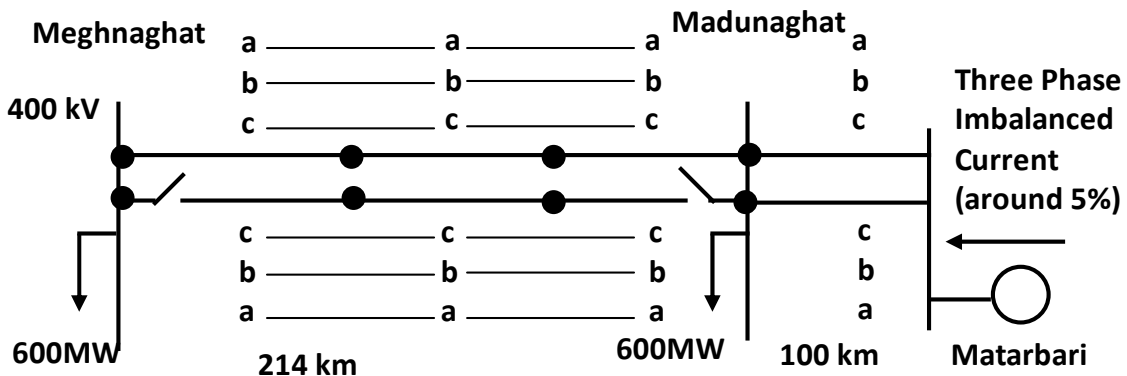


図 7.6-1 非捨架のケース

次に Matabari-Madunaghat-Meghnaghat 間の 400 kV 送電線に捻架を加え下図のようにモデル化し、Matabari 火力に三相平衡電圧を与えた時のマタバリ火力発電機の三相不平衡電流を計算した。結果は逆相電流の正相電流に対する割合は 1%以下となった。

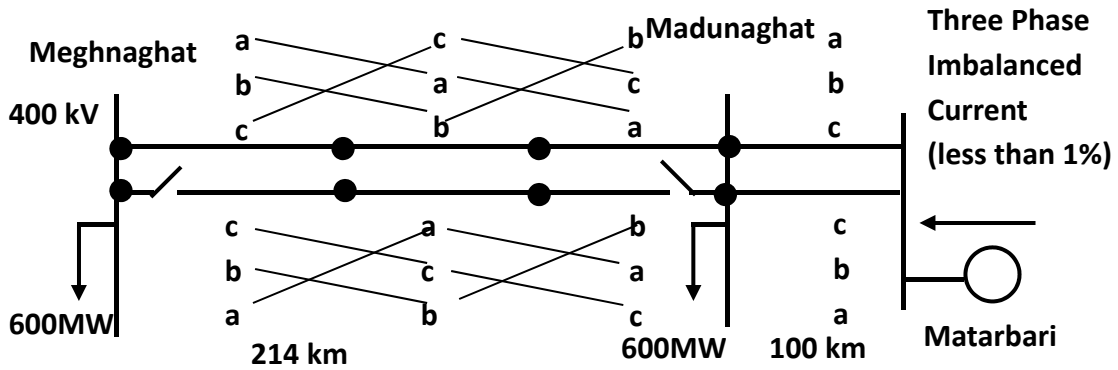


図 7.6-2 捻架のある場合

また、将来 Meghnaghat-Matabari 間に中間開閉所が出来る場合でも、上記の捻架の効果は 1.5%にまで保たれる。

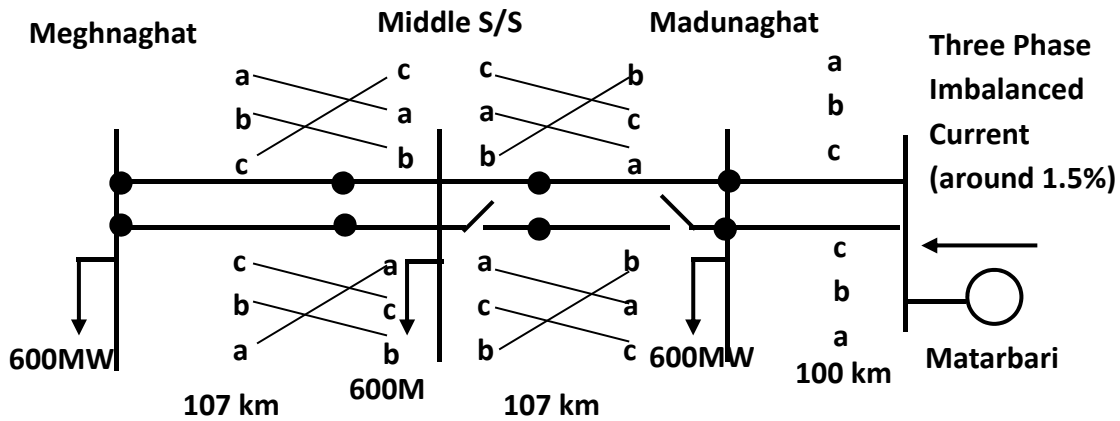


図 7.6-3 捻架と中間開閉所がある場合

したがって、本プロジェクトの 400 kV Meghnaghat-Madunaghat 間の 400 kV 送電線には捻架鉄塔を採用することが推奨される。

7.7 将来の系統構成

本事業の 400 kV 送電線に適用される電線は Finch と等価な低ロス電線であり容量は 2,000 MW を超える。一方、発電機の安定度の制約から 100 km を超える距離の 400 kV 送電線には 2,000 MW を乗せることはできない。したがって、長距離の 400 kV 送電線上の許容潮流は系統に接続される発電機の安定度から決まる。この節では厳しいケースについて発電機

の安定度を解析しダッカ-チッタゴン間に必要な系統増強を開発計画に沿って見積もった。チッタゴンからダッカへの潮流は軽負荷時に大きく、このケースが安定度面から見て厳しいケースになる。この節では全ケースにおいて 2021 年もしくは 2025 年の軽負荷需要において解析を行った。

7.7.1 Meghnaghat-Madunaghat間 400kV2回線 (本プロジェクトスコープ) の場合

2021 年の軽負荷時の Matarbari 2 x 600 MW 及び Singapore 700 MW のケースの潮流を次表に示す。軽負荷時の安定度を解析した結果、Meghnaghat 及び Madunaghat 間の三相短絡事故時でも安定であった。Matarbari 2 x 600 MW 及び Singapore 700 MW の最大出力をダッカ及びチッタゴンへ送電可能である。

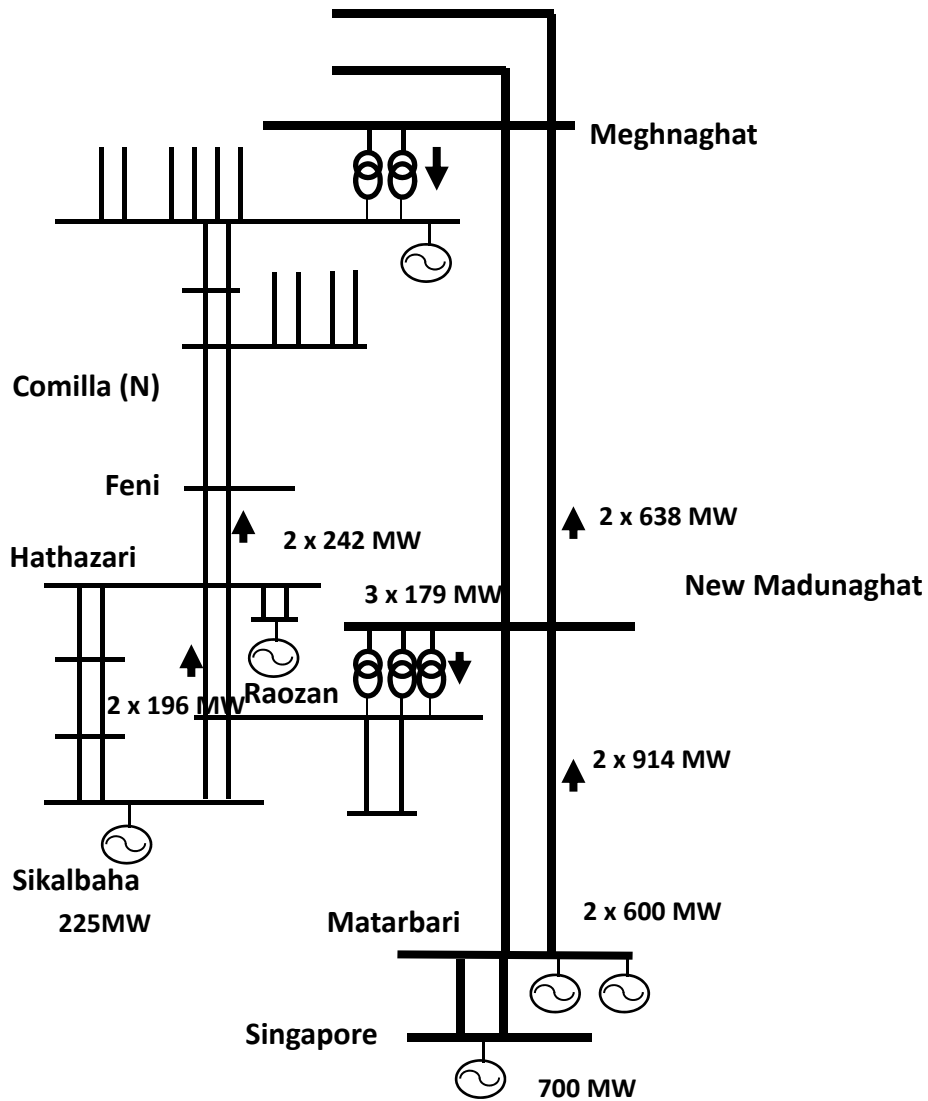


図 7.7-1 Meghnaghat-Madunaghat 間 400 kV 2 回線のケース

7.7.2 Dhaka-Chittagong間 400 kV 2 回線で、変電所を増設する場合

2025 年の軽負荷時の Matarbari 600 MW2 台、Singapore 700 MW1 台及び Mohesikali 660 MW2 台のケースの潮流を次図に示す。安定度を改善するために Meghnaghat - Madunaghat 間の中間地点に New Feni 変電所を仮定し、Hathazari - Comilla 間約 150 km の 230 kV 系統の区間にこの区間の過負荷を解消するために回線の増設を仮定した。軽負荷時の安定度を解析した結果、Meghnaghat 及び Madunaghat 間の三相短絡事故時でも安定であった。Matarbari 600 MW2 台、Singapore 700 MW1 台及び Mohesikali 660 MW2 台の最大出力をダッカ及びチッタゴンへ送電可能である。

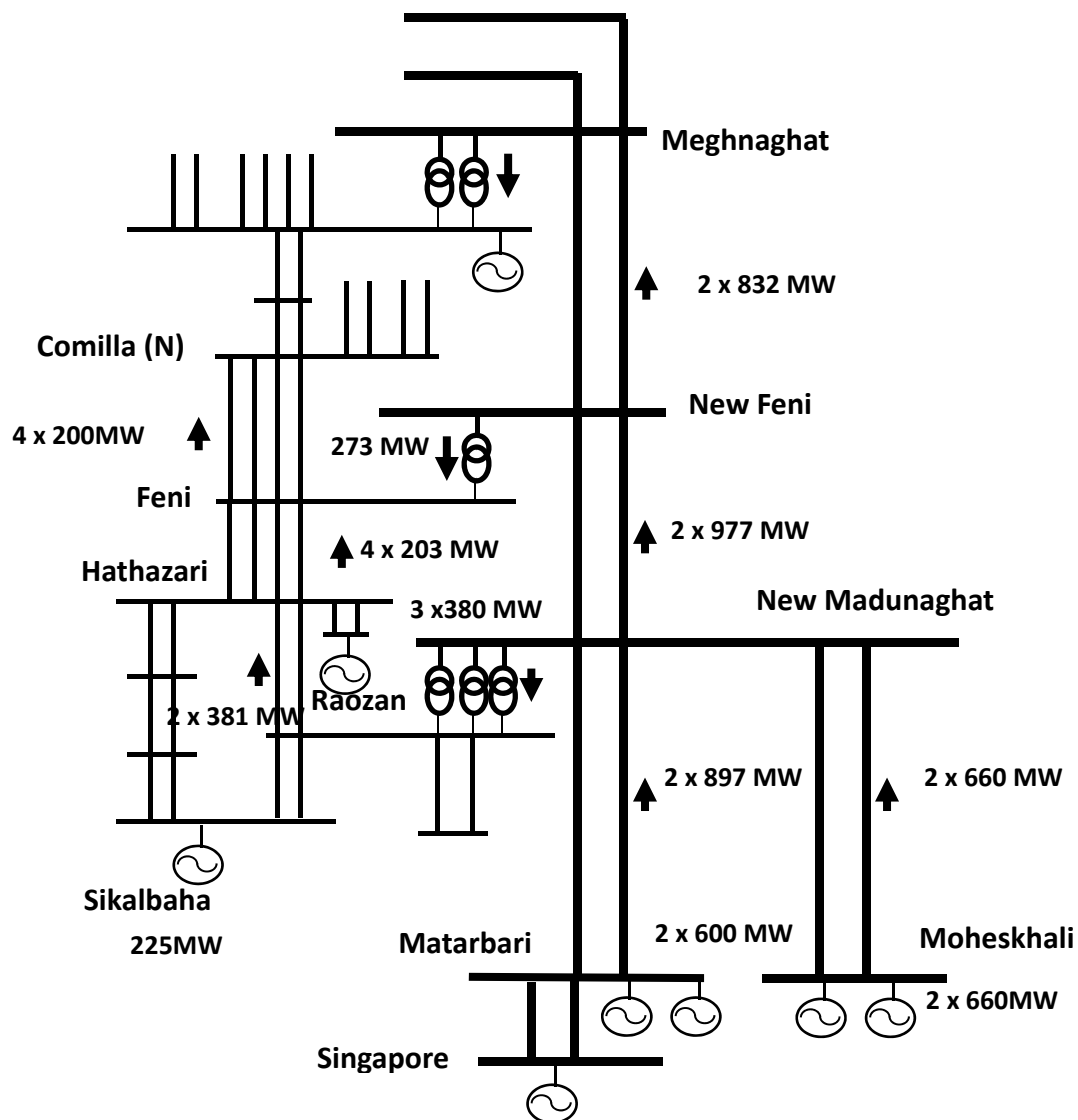


図 7.7-2 Meghnaghat - Madunaghat 間 400 kV 2 回線に Hathazari - Comilla 間 230 kV 2 回線及び New Feni 変電所を追加したケース

7.7.3 Meghnaghat-Madunaghat間 400 kV 4 回線の場合

2025 年の軽負荷時の Matarbari 600 MW2 台、Singapore 700 MW1 台、Anowara 1,000 MW1 台及び Mohesikali660 MW3 台のケースの潮流を次図に示す。前述の Hathazari – Comilla 間の回線の増設及び 400 kV New Feni 変電所の他に、Comilla North – ダッカ間に 400 kV2 回線と 400 kV New Comilla 変電所を仮定した。軽負荷時の安定度を解析した結果、Meghnaghat 及び Madunaghat 間の三相短絡事故時でも安定であった。Matarbari 600 MW2 台、Singapore 700 MW1 台、Anowara 1,000 MW1 台及び Mohesikali660 MW3 台の最大出力をダッカ及びチッタゴンへ送電可能である。

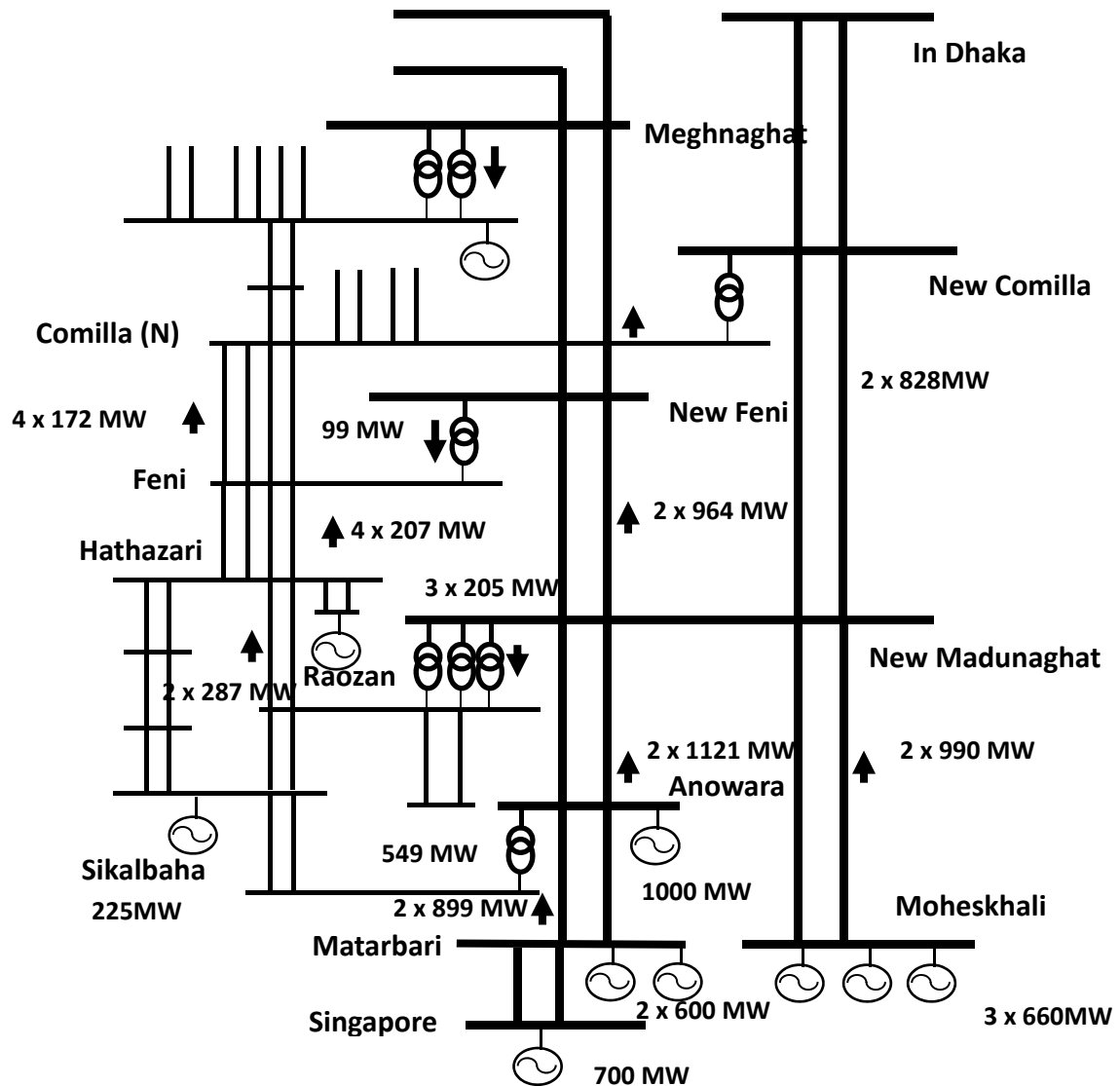


図 7.7-3 Dhaka - Chittagong 間 400kV 4 回線のケース

7.7.4 Meghnaghat-Madunaghat間 765kV 2 回線の場合

ダッカ-チッタゴン間に 400 kV4 回線の代わりに 765 kV2 回線を次図のように仮定した。2025 年の軽負荷時の Matarbari 600 MW2 台、Singapore 700 MW1 台、Anowara 1,000 MW1 台及び Mohesikali660 MW2 台のケースを計算した結果、Meghnaghat 及び Madunaghat 間の三相短絡事故時でも安定であった。Matarbari 600 MW2 台、Singapore 700 MW1 台、Anowara 1,000 MW1 台及び Mohesikali660 MW2 台の最大出力をダッカ及びチッタゴンへ送電可能である。

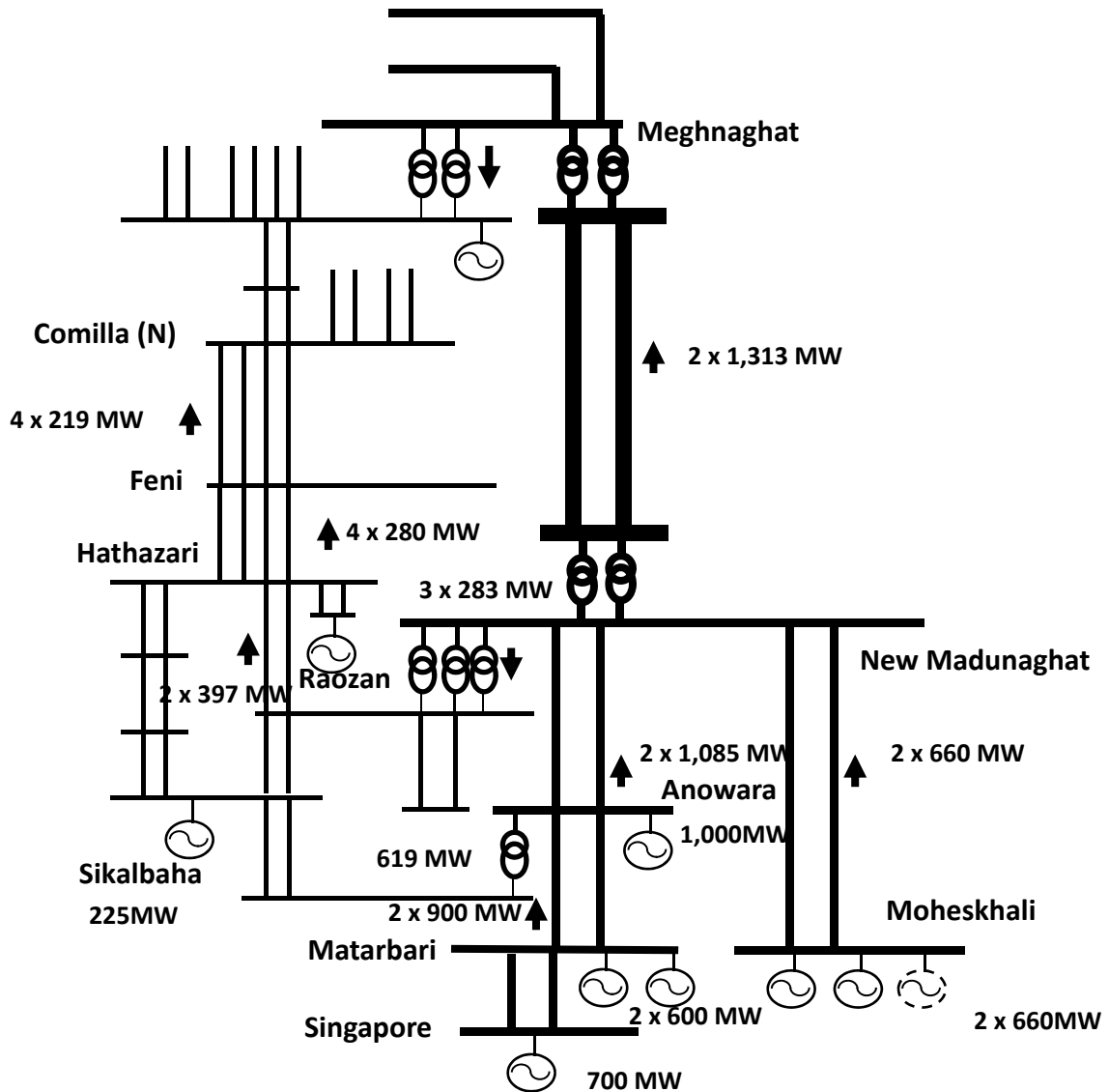


図 7.7-4 Meghnaghat-Madunaghat 間 765kV2 回線のケース

7.7.5 経済的な案

追加された発電力に対する送電線と変電所の増分のコストの割合を各案で比較すると、400 kV2回線の送電線ルートで系統を構成する案が400 kV4回線あるいは765 kV2回線の送電線ルートで構築していくよりも経済的である。765 kV送電線はダッカとチッタゴンに変電所が必要になる一方経済的に見ると距離が短すぎ非常に大きなコストがかかる。ダッカ-チッタゴン間2回線送電線ルートは近い将来、600から700 MWの発電ユニットが3台できるまでは十分な容量を持ち、中間点に変電所を設置し、チッタゴンの230 kV系統の増強を行えば、600から1,000 MWの発電ユニット5台までに対しては十分な容量を持つ。

従って、チッタゴン南部に設置される大規模の発電機からの送電に対して次に示す系統増強のステップを推奨する。

1. ダッカ-チッタゴン間 400 kV 2 回線送電線 (本事業スコープ)
2. Hathazari -Comilla 間 230 kV2 回線追加及び 400 kV New Feni 変電所
3. Comilla North- Dhaka 間の 400 kV 2 回線送電線の追加及び 400 kV New Comilla 変電所

7.8 400 kV 設計 Madunaghat – Meghnaghat 送電線を 230 kV で運転したケース

400 kV 設計 Madunaghat – Meghnaghat 送電線を 230 kV で運転したケースの潮流を下図に示す。図は 2020 年において Anowara 発電所がなく 400 kV で運転される前の厳しい状況を示している。しかし、潮流計算結果から 30 kV 系統で N-1 事故時であってもチッタゴン地域へ十分な量の電力を送電できることが確認された。

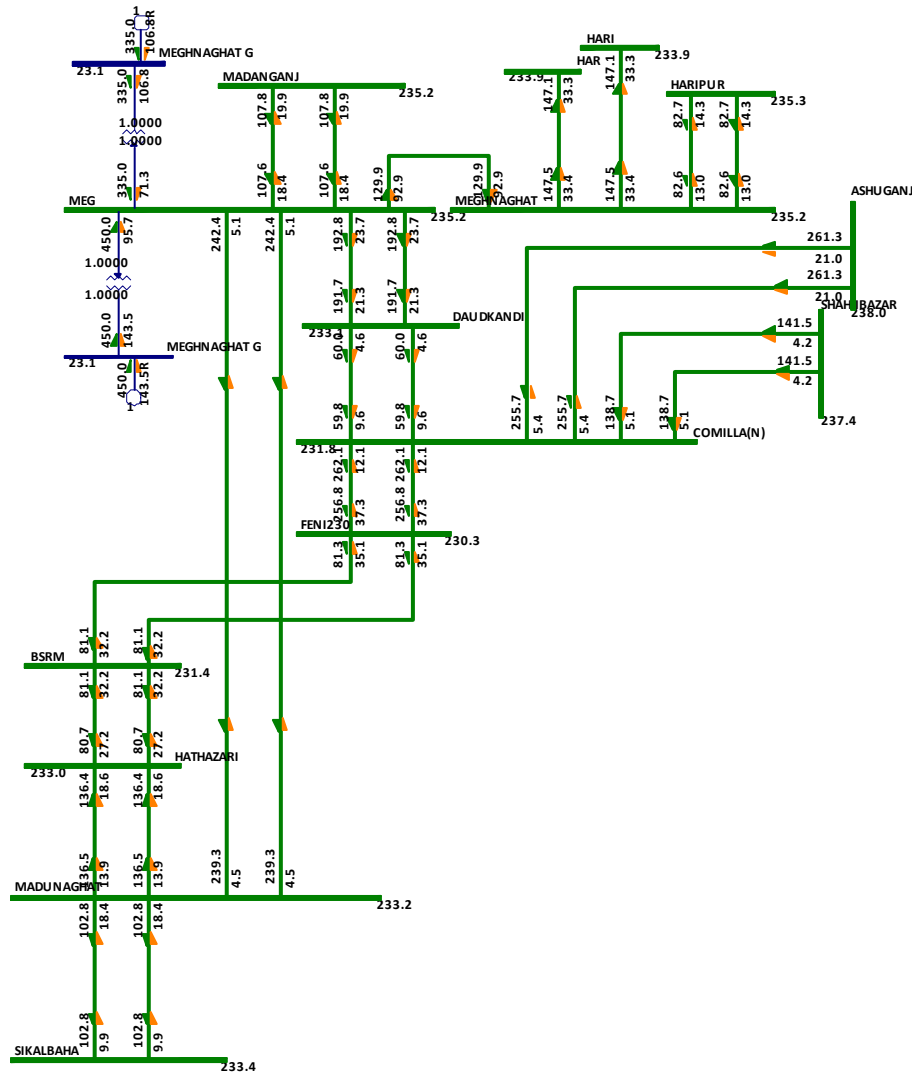


図 7.8-1 400 kV 設計 Madunaghat - Meghnaghat 送電線を 230 kV で運転した場合の潮流

7.9 系統構成の提言

事業の範囲は第1章に示した。系統解析の結果から次を提言する。

- 400 kV 2回線を建設することで系統を構成することが妥当である。
- ダッカ-チッタゴン間の送電線を2021年以前のできるだけ早い時期に運転する。そうでなければ、緊急用のレンタル発電機をチッタゴン地域に設置する。
- Meghnaghat, Madunaghat 及び Matarbari 間の 400 kV 送電線の線種
ACSR Finch x 4 導体と等価な抵抗値を持つ LL ACSR 560 mm² x 4 導体
- 230kV Old Madunaghat 送電線
230kV Hathazari-Sikalbaha と同じ線種を適用する。
- 400 kV 変圧器のインピーダンス
12.5 %
- 400 kV 変圧器の単器容量と台数
Meghnaghat 750 MVA x2
Madunaghat 750 MVA x3
- Meghnaghat – Madunaghat の線路補償用リアクトル
Meghnaghat: 80 MW x 2
Madunaghat: 80 MW x 2
- Matarbari – Madunaghat の線路補償用リアクトル
Madunaghat: 80 MW x 2
- 遮断機の遮断容量
Meghnaghat 400 kV: 40 kA
Madunaghat 400 kV and 230 kV, Meghnaghat 230 kV: 50 kA
- Meghnaghat – Madunaghat 400 kV 送電線に2基の捻架送電鉄塔を設置する。

第8章

送電線の予備設計

第8章 送電線の予備設計

8.1 対象送電線

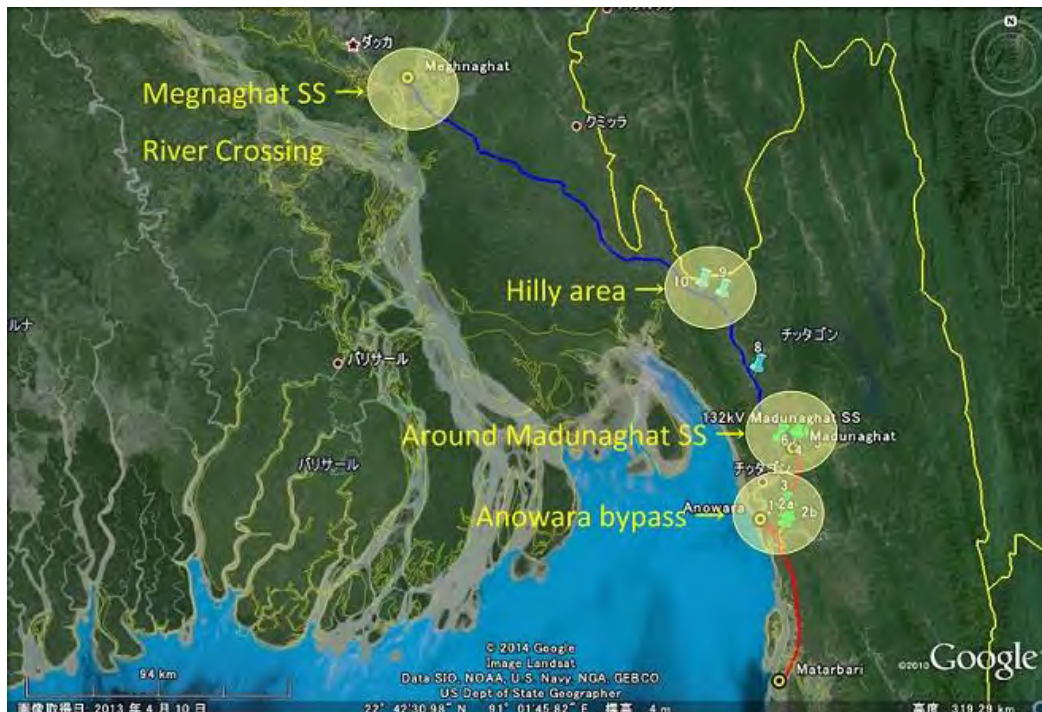
本調査においては、下記送電線の予備設計を行った。

	電圧	区間
1	400 kV	Meghnaghat SS – Madunaghat SS – (Anowara PP) – Matarbari CFPP
2	230 kV	Madunaghat SS – 既設 Madunaghat SS
3	230 kV	Madunaghat SS における Hathazari – Sikalbaha 送電線からの LILO

8.2 送電線ルート選定

8.2.1 ルート調査

現地調査を通じて設備設計、環境社会配慮の観点から、河川横断や丘陵地等いくつかの典型的な地点を確認した。想定される送電線ルートには重大な障害は見受けられないが、大型河川や国道、既設送電線の横断箇所が存在する。



(出典: Google Earth)

図 8.2-1 調査箇所

調査箇所の現況は下記の通り。



400 kV Meghnaghat 変電所サイト



既設 230 kV Meghnaghat 変電所



230 kV Meghnaghat – Aminbazar 送電線 (400 kV 設計)



Meghnaghat 変電所近傍の河川横断イメージ



Around Anowara PP Bypass Route



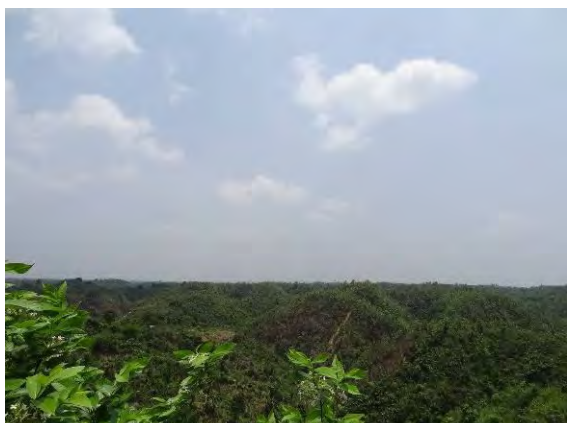
既設 230 kV 送電線 (左)河川横断鉄塔、(右)引留鉄塔



400 kV Madunaghat 変電所サイト(候補 2)



既設 132 kV 送電線



丘陵地(Feni 付近)



Madunaghat 変電所内既設 132 kV 送電線

図 8.2-2 調査箇所 の 状況

8.2.2 400 kV送電線ルート概要

対象の 400 kV 送電線は、2013 年に世銀の F/S で調査された Meghnaghat SS～Anowara PP 区間と JICA チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査で調査された Anowara PP～Matarbari CFPP 区間から成る。現状、Anowara 火力発電所プロジェクトが不透明であるため、Anowara PP をバイパスして Matarbari CFPP と Madunaghat SS を直接接続することとした。選定された 400 kV Meghnaghat SS – Matarbari SS 間送電線ルートは下図の通り。



(出典: Google Earth)

図 8.2-3 400 kV 送電線ルート

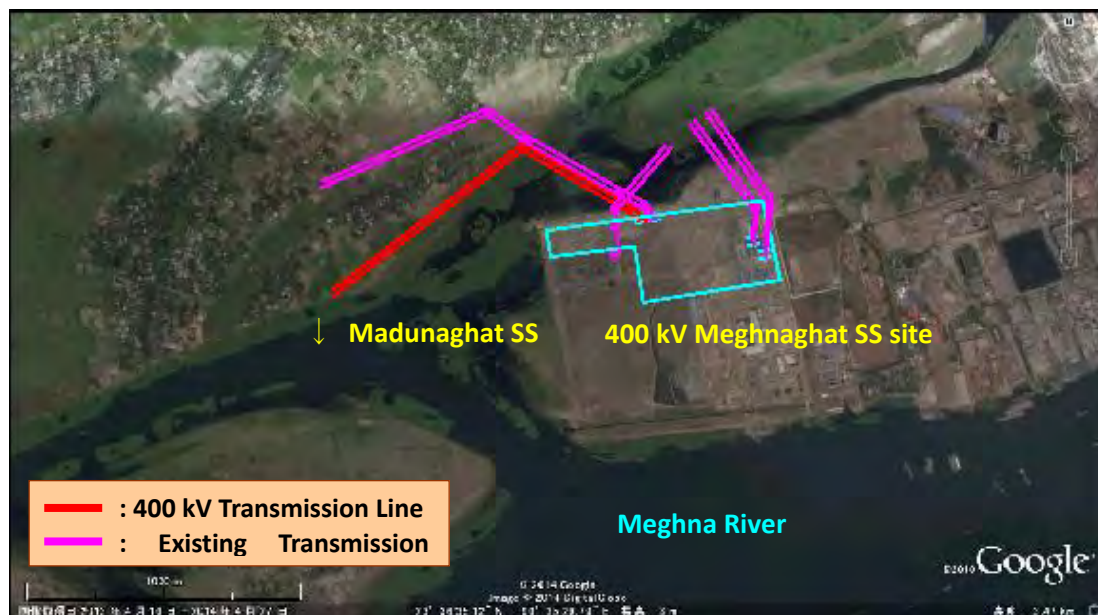
400 kV 送電線ルート長は全体で約 306 km で、各区間の長さは下記の通り。

Meghnaghat SS – Madunaghat SS: 約 214 km

Madunaghat SS – Matarbari CFPP: 約 92 km

全体ルートの概要は次の通り。

- (a) 400 kV Meghnaghat SS は Meghna 川の北側にある既設 230/132 kV Meghnaghat SS の隣接地に計画されており、送電線は図 8.2-4 のように Meghnaghat SS の北側から引き出される。



(出典: Google Earth)

図 8.2-4 Meghnaghat SS 周辺の 400 kV 送電線ルート

(b) 送電線ルートは川幅約 1 km の Meghna 川を越え、更に川幅 0.6 km の Gomti 川や特別高圧送電線、鉄道を越えながら Madunaghat SS に向かって進む。

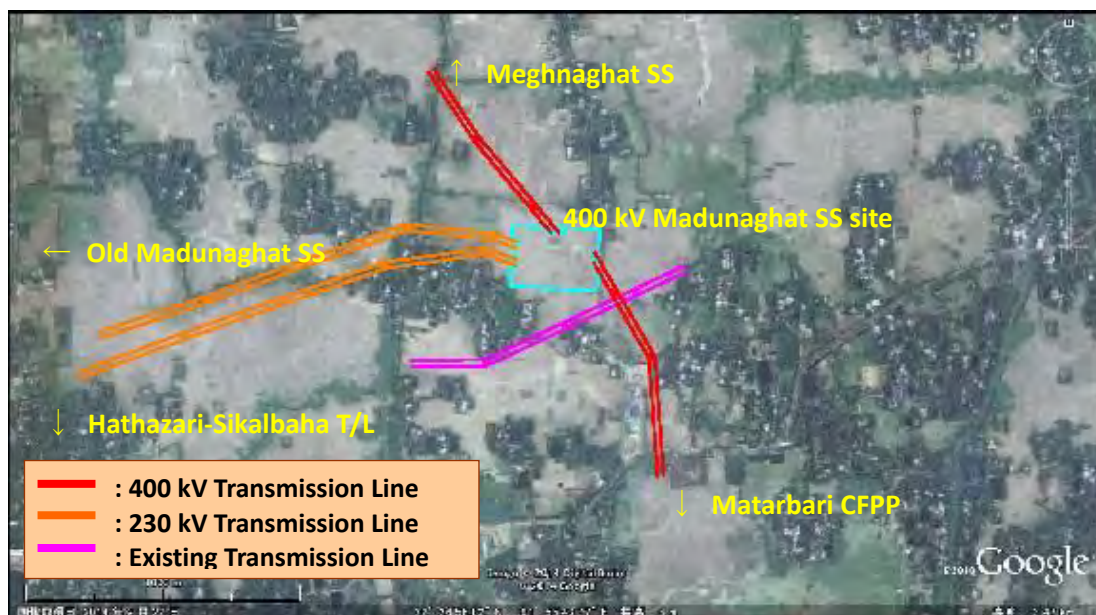


(出典: Google Earth)

図 8.2-5 Meghna 川横断箇所

- (c) 通過地域の地勢は平坦地と丘陵地で、土地の利用状況は主に田畑や住宅地である。
- (d) 送電線ルートは極力住宅地を避けるように選定されたが、住宅への接近が避けがたい箇所もある。
- (e) 送電線は図 8.2-6 のように Madunaghat SS に北側から引き込み、東側から引き出して

南に向かう。



(出典: Google Earth)

図 8.2-6 Madunaghat SS 周辺の 400 kV 及び 230 kV 送電線ルート

- (f) 送電線ルートは、Madunaghat SS～Matarbari CFPP 間でいくつかの特別高圧送電線と鉄道と交差し、また Sangu 川の蛇行箇所を越える。



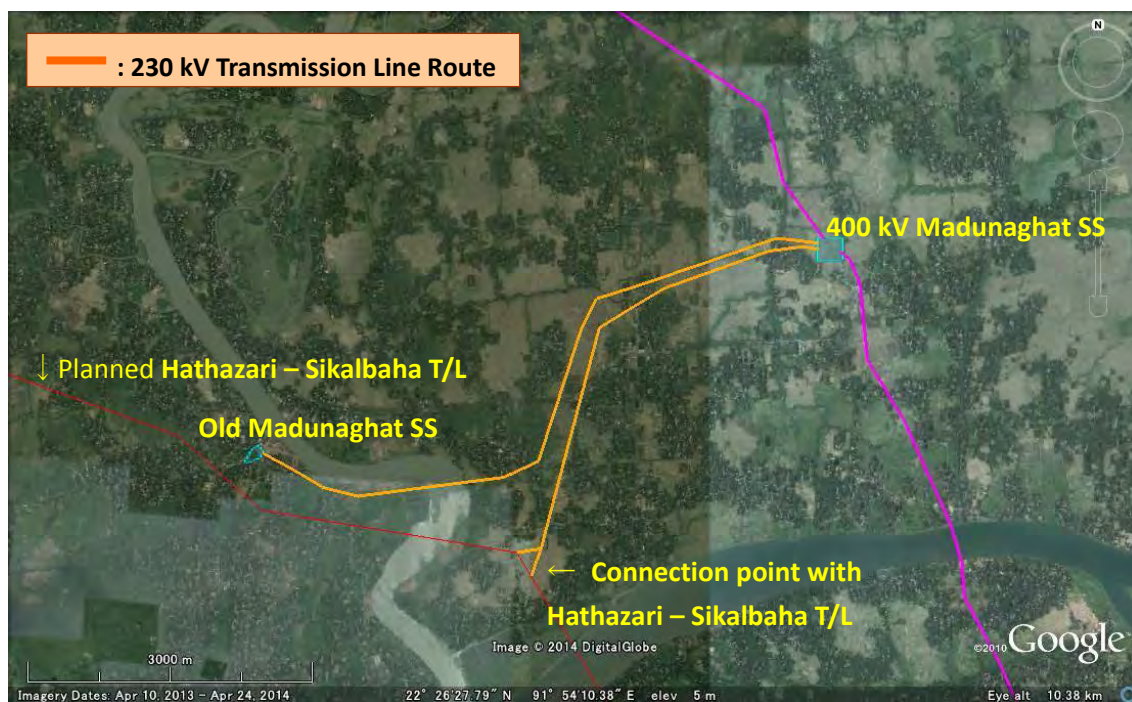
(出典: Google Earth)

図 8.2-7 Sangu 川横断箇所

- (g) その後、送電線ルートは、R170 と海岸に並行して南に進む。
(h) Anowara PP サイトの南東部以降のルートは、概ね JICA チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査における提案ルートと同様である。

8.2.3 230 kV送電線ルート概要

選定された 230 kV Madunaghat SS – 既設 Madunaghat SS 間送電線及び Madunaghat SS における Hathazari – Sikalbaha T/L からの LILO ルートは下図の通り。



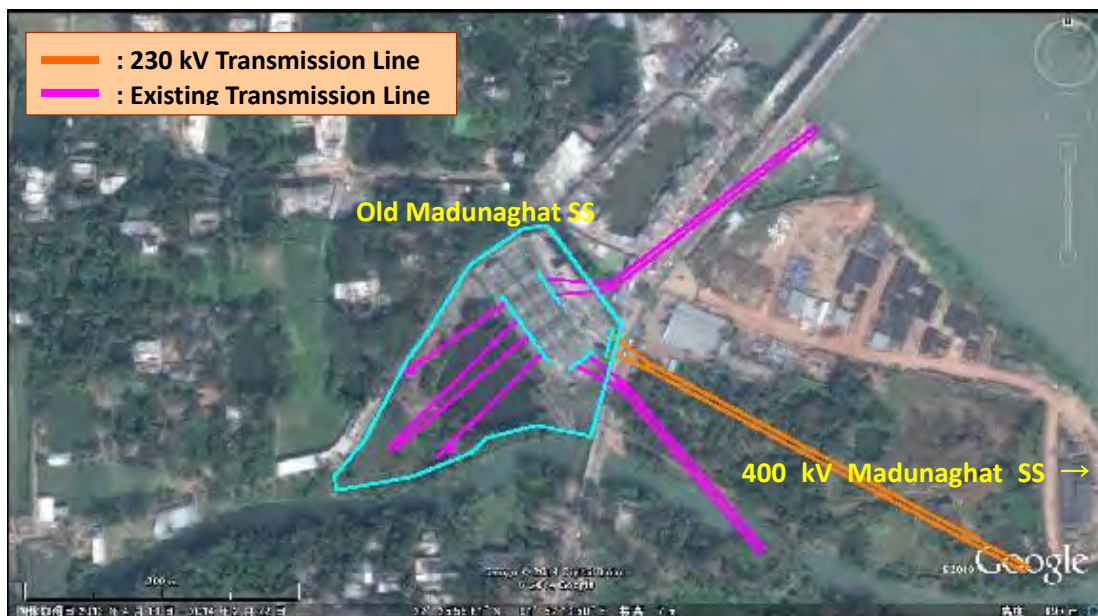
(出典: Google Earth)

図 8.2-8 230 kV 送電線ルート

230 kV 送電線ルート長は下記の通り。

Madunaghat SS – Old Madunaghat SS:	約 8 km
Madunaghat SS における Hathazari – Sikalbaha T/L からの LILO:	約 5 km

送電線ルートは全体的に平坦地である。230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線は既設 230 kV 送電線と交差する。想定される既設 Madunaghat SS への引き込みは(出典: Google Earth) 図 8.2-9 の通り。



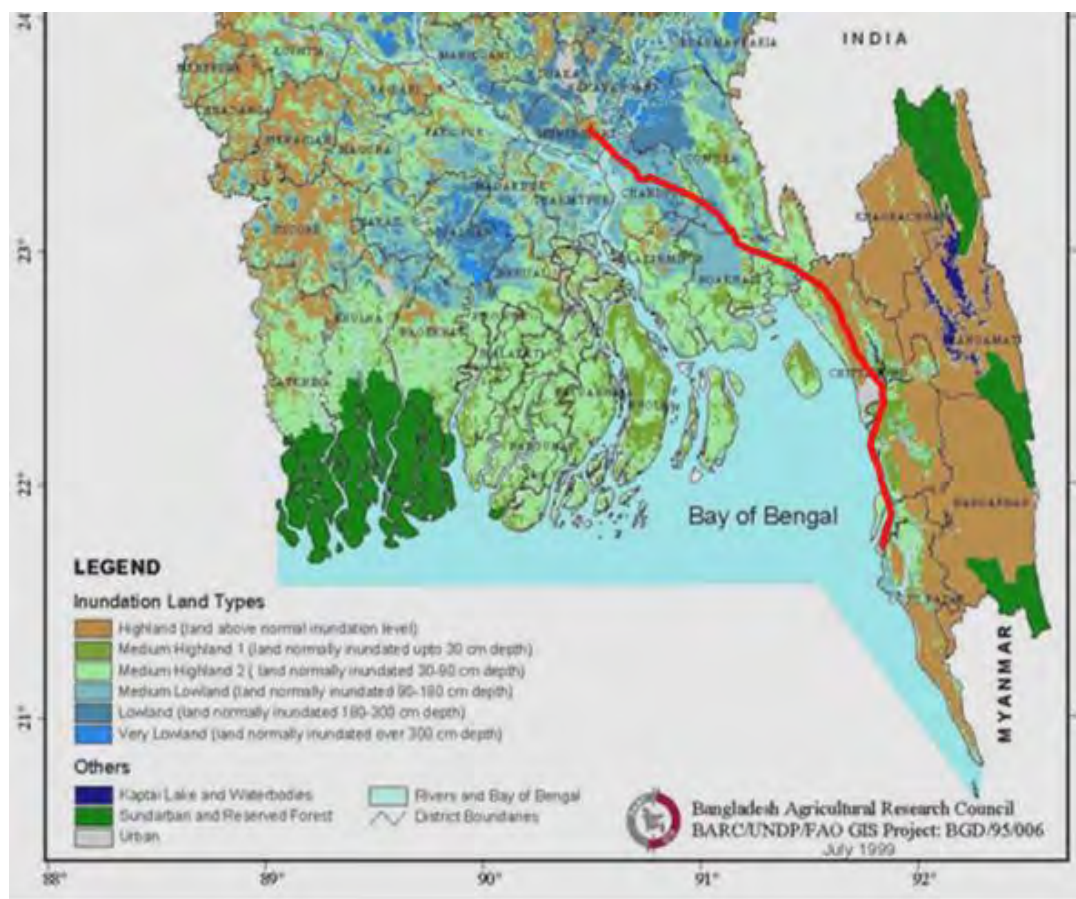
(出典: Google Earth)

図 8.2-9 既設 Madunaghat SS 周辺の 230 kV 送電線ルート

8.3 地質学的特色

Madunaghat SS から Matarbari CFPP に至る 400 kV 送電線ルートを、下の浸水影響帯区分図（図 8.3-1）上に示す。

ルートは、大きく 1) 北部の水色で塗色した低地、2) 中央部の淡緑色と淡褐色で塗色した台地地帯、そして 3) 最南部の海岸地帯の 3 地域に区分できる。

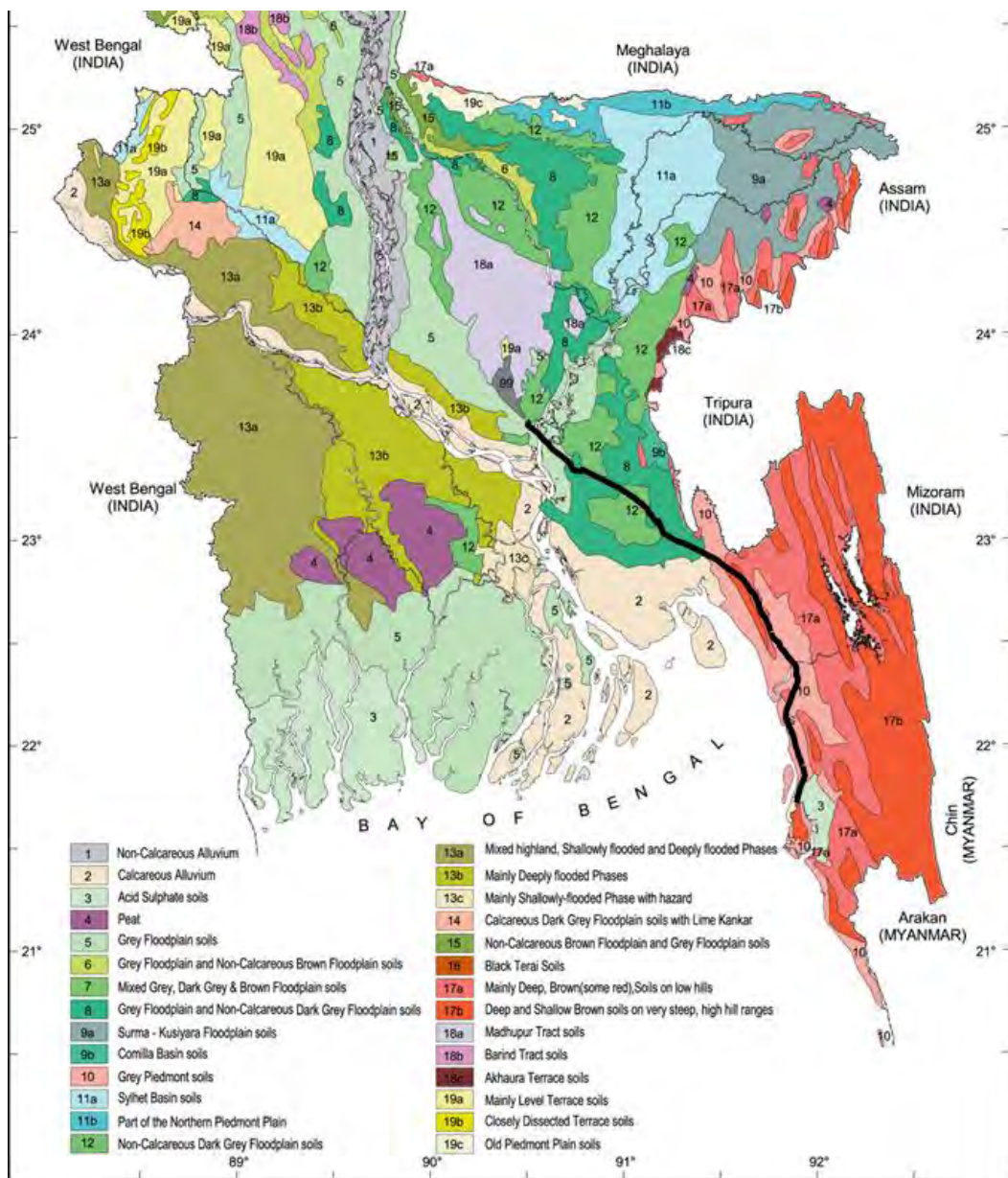


(出典: Bangladesh Agricultural Research Council (1999))

図 8.3-1 バングラデシュの浸水影響帯区分図上の 400 kV 送電線ルート

一方、送電線ルートを図 8.3-2 の土壌図に重ねると、上述の 3 区分した範囲は、以下のよう
にまとめられる（実際の調査団の結果では海岸平野の 3）には山麓土壌は分布しない）。

- 1) ; 灰色氾濫原～氾濫原及び非石灰質暗灰色土壌、
- 2) と 3) ; 低い丘陵の主に深い褐（部分的に赤）色の灰色山麓土壌と、非常に急峻で高い丘陵地帯の深部から浅部に亘る褐色土



(出典: Bangladesh Bureau of Statistics (2011))

図 8.3-2 土壌図上の 400kV 送電線ルート

13 カ所のボーリング位置を下の図 8.3-3 に示す。また、各鉄塔計画位置の標高を GOOGLE EARTH image 上で読み取り、それらの点を結んで作成した断面図をその下に示す。断面図上で、青矢印で指示す位置は主要な河川、その他はボーリング位置である。

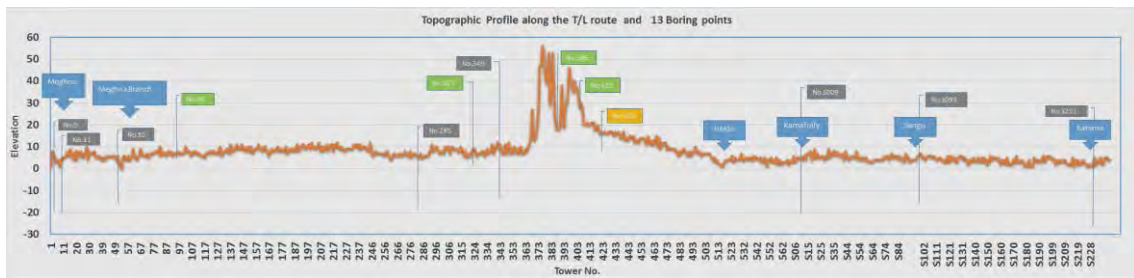


図 8.3-3 送電線ルートと提案したボーリング位置

ただしこれらの原位置試験を伴うボーリングは図 8.3-1 に示す最終的な線形が確定する前の段階で計画されている。ので、下表にそれを対比して示してある（赤字で記載した内、BH-6を除く 5カ所の番号が計画時と最終で番号が異なった位置である。BH-6は最終的な送電線ルートから数百 m 離れた位置となっている）。

鉄塔 No.285, 349, 395, 410 及び 428 の 5鉄塔位置は、最終的な鉄塔番号とは異なっている点、注意されたい。またボーリング番号 BH-6は最終的な線形から離れたところに位置する。

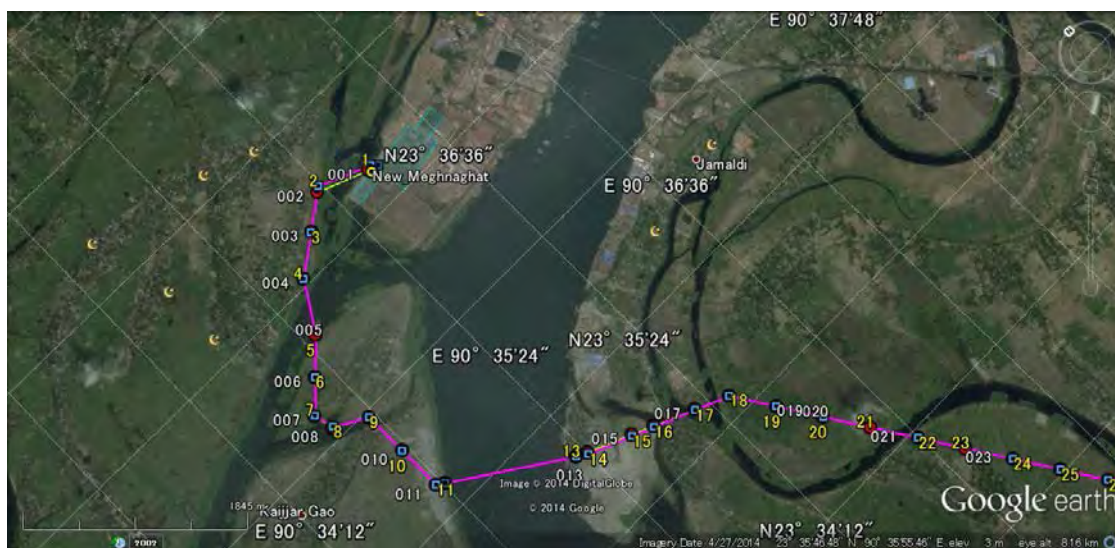
ボーリング実施深さは、23 m から 32 m の範囲にばらついている。これらのボーリングの深さは N 値 ≥ 50 が 3 回以上連続した場合に中止するという基準に基づいてある。各ボーリング孔の座標と関連する情報をまとめて下の表 8.3-1 に示す。

表 8.3-1 ボーリングの詳細諸情報と各鉄塔位置の環境一覧

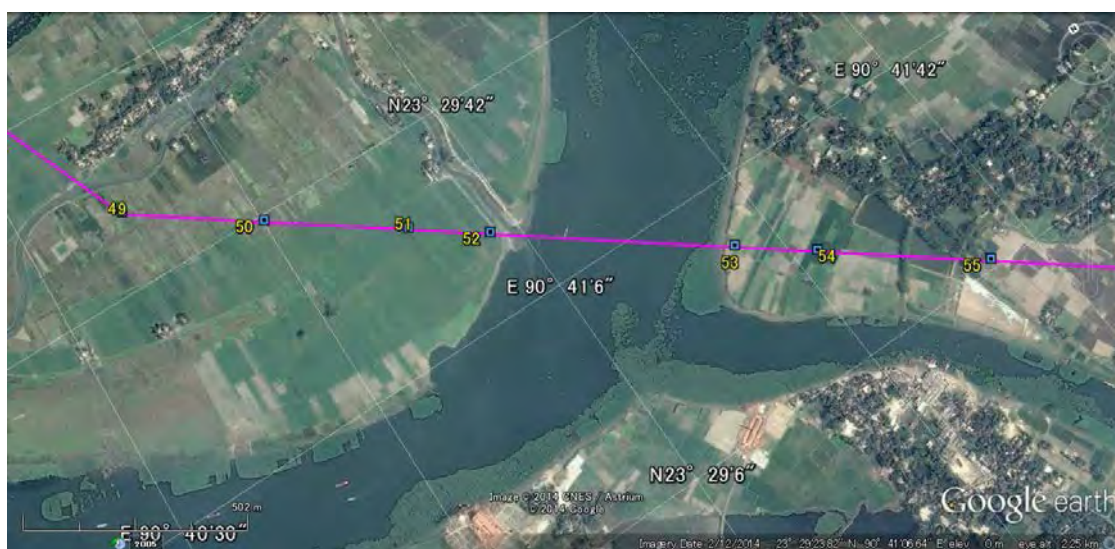
Bore-hole No	Tower No.		Boring Depth (m)	Boring Location		Environment
	Temporary	Final		Easting	Northing	
BH-1	05	05	32	90°-34'-52.18"	23°-36'-23.66"	char of Meghna River side
BH-2	11	11	30	90°-34'-45.68"	23°-35'-32.80"	Meghna River bank
BH-3	52	52	32	90°-40'-59.76"	23°-29'-26.93"	point bar on Meghna branch River bank
BH-4	96	96	24	90°-49'-47.02"	23°-25'-16.03"	old flood-plain
BH-5	285	284	31	91°-18'-42.23"	23°-03'-26.59"	old flood-plain on the hinterland
BH-6	327	faraway 325	30	91°-26'-35.84"	23°-01'-27.03"	hinterland on the hill side
BH-7	349	346	30	91°-30'-18.89"	22°-59'-6.43"	hinterland along the river
BH-12	395	392	27	91°-37'-45.58"	22°-53'-36.85"	mountain stream in the hilly area
BH-13	410	406	27	91°-40'-19.51"	22°-52'-13.54"	hilltop in the hilly area
BH-8	428	424	23	91°-42'-48.74"	22°-49'-40.53"	hinterland among hills
BH-9	S-09	S-09	30	91°-56'-28.69"	22°-25'-30.82"	flood-plain of Karnafuli river bank
BH-10	S-99	S-99	32	91°-53'-17.6"	22°-08'-18.0"	intertidal zone on the estuary of Sangu river
BH-11	S-231	S-229	32	91°-54'-26.88"	21°-43'-21.22"	intertidal zone in the estuary of Koheria river bank

調査を通じて採取した土質試料の粒度分析を行い、砂質土であった場合は、N 値 \geq 15 以上の値に対し、 $N = 15 + 0.5 (N-15)$ に従い値の補正をした。

当初計画送電線ルート上で実施したボーリング地点は以下のような環境下にある。

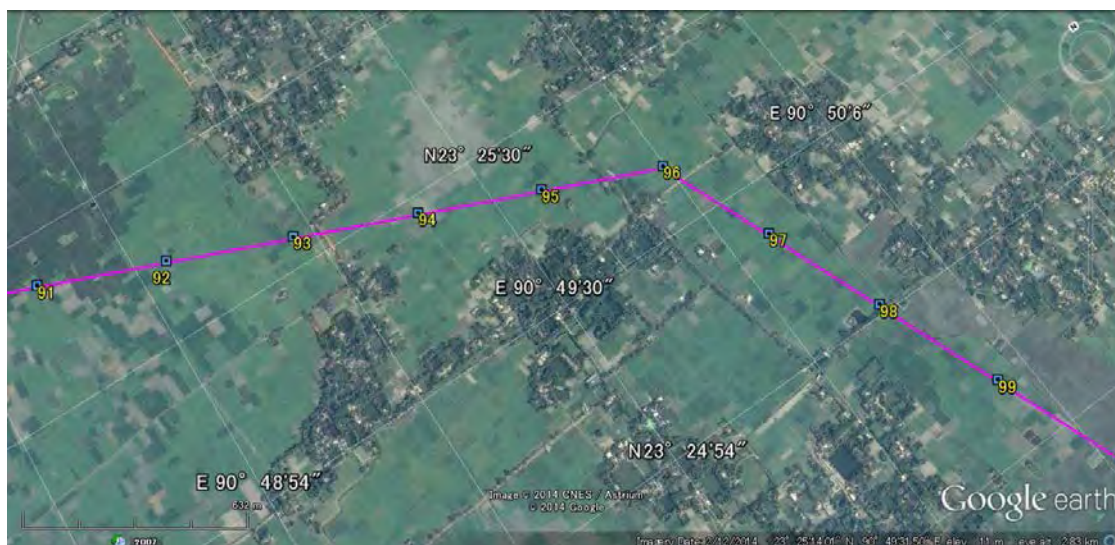


BH-No.1; 鉄塔 No.005, Meghna 川沿いの char² の代表箇所として、
BH-No.2; 鉄塔 No.011 (重量鉄塔), 自然堤防堆積物上の広い河川の河岸の代表として、
No.12~13 区間は 1.1km。
上記両ボーリングは、沖積平野での地盤状況の把握を目的とする。

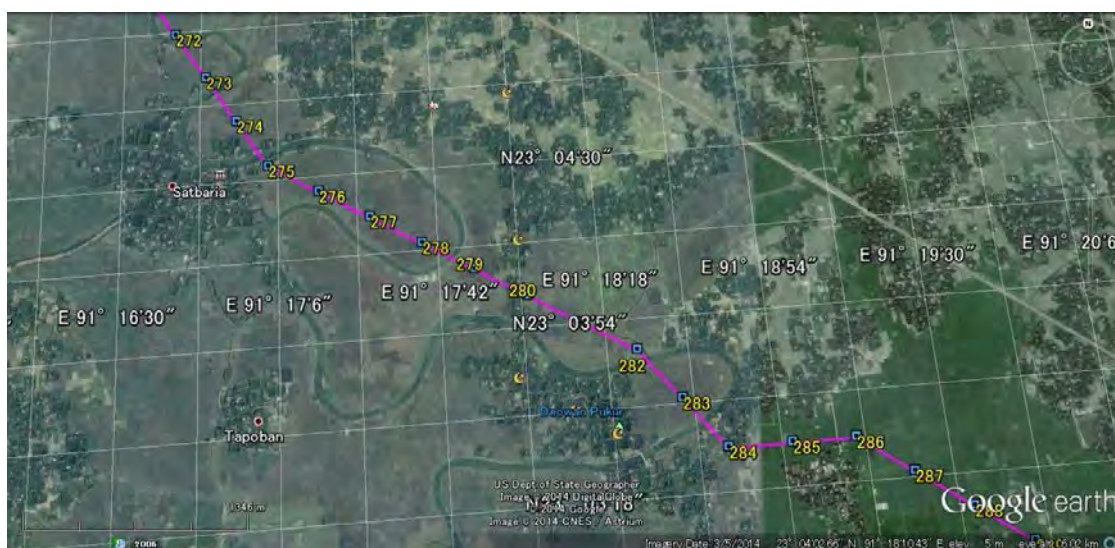


BH-No.3;鉄塔 No.052, Meghna 川支流の氾濫原上に発達する蛇行洲の上
蛇行滑走斜面下の地盤状況の把握を目的とする。

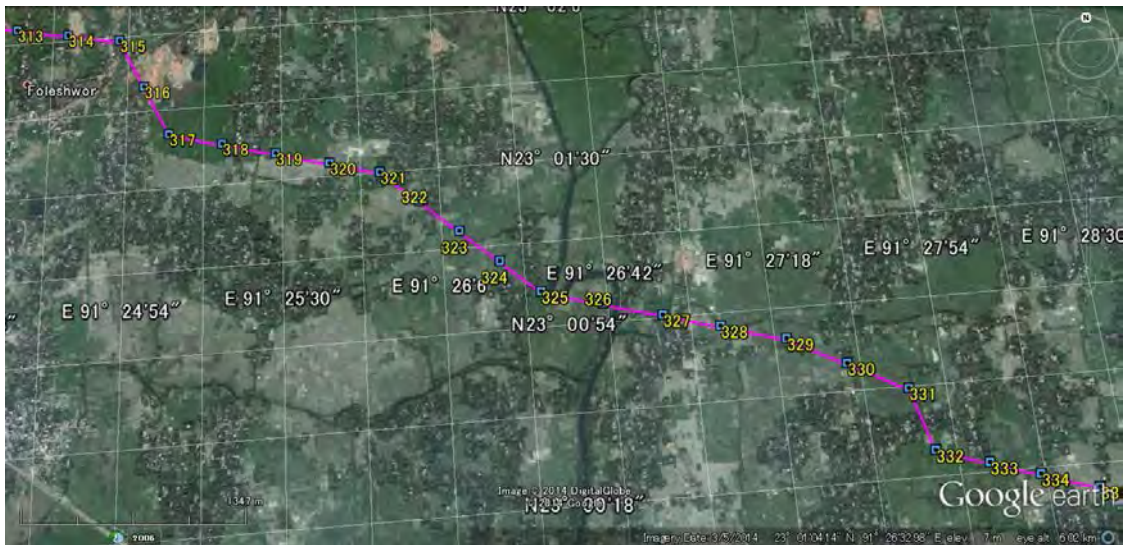
² ‘char’ は、新しい時代に形成された沖積地或いは三角州シルト・砂で構成される氾濫原の島に適用される。(Source: Glossary of Geology fourth edition by American Geological Institute)



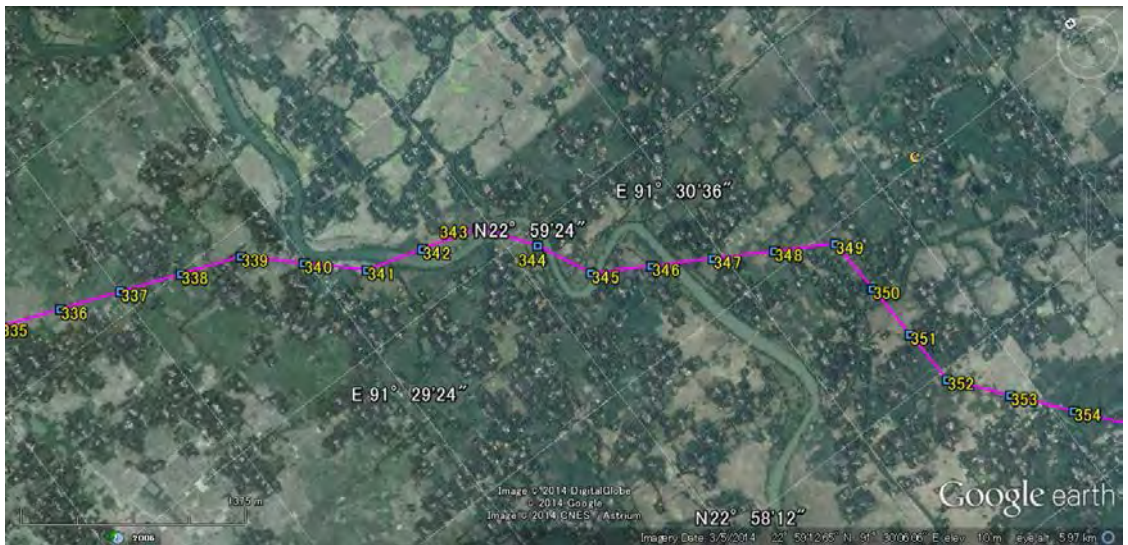
BH-No.4; 鉄塔 No.096 (角度鉄塔),
古い氾濫原における代表として実施



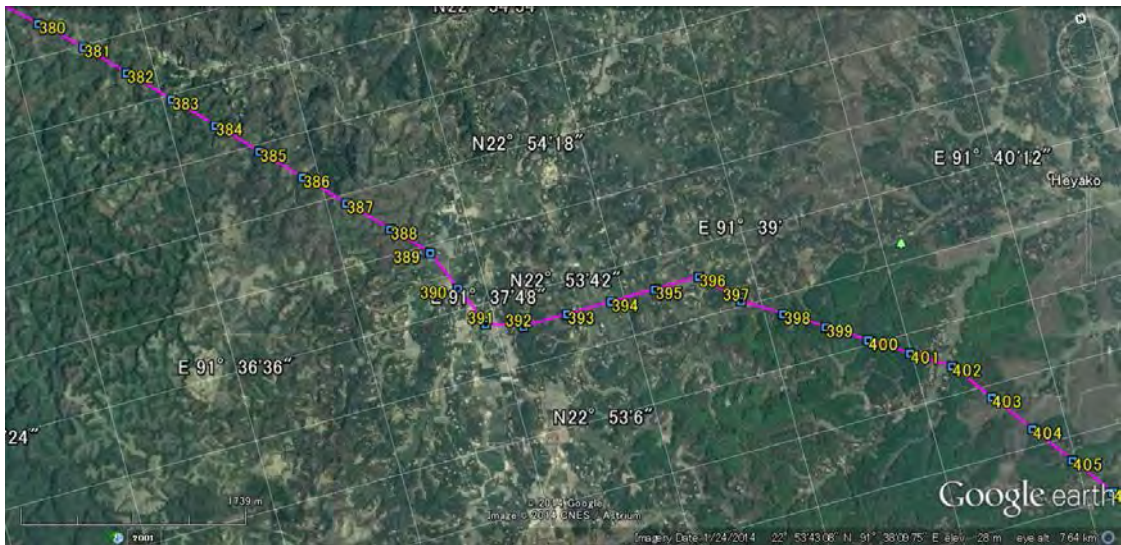
BH-No.5; 鉄塔 No.284 (角度鉄塔).
後背湿地内の古い氾濫原にある蛇行河川沿いの地盤状況の把握を目的とする。



BH-No.6; 鉄塔 No.32 の約 0.8 km 北, 小河川のすぐ脇
丘陵地脇の後背湿地にある古い氾濫原の河岸の堆積物の性状把握を目的とする。



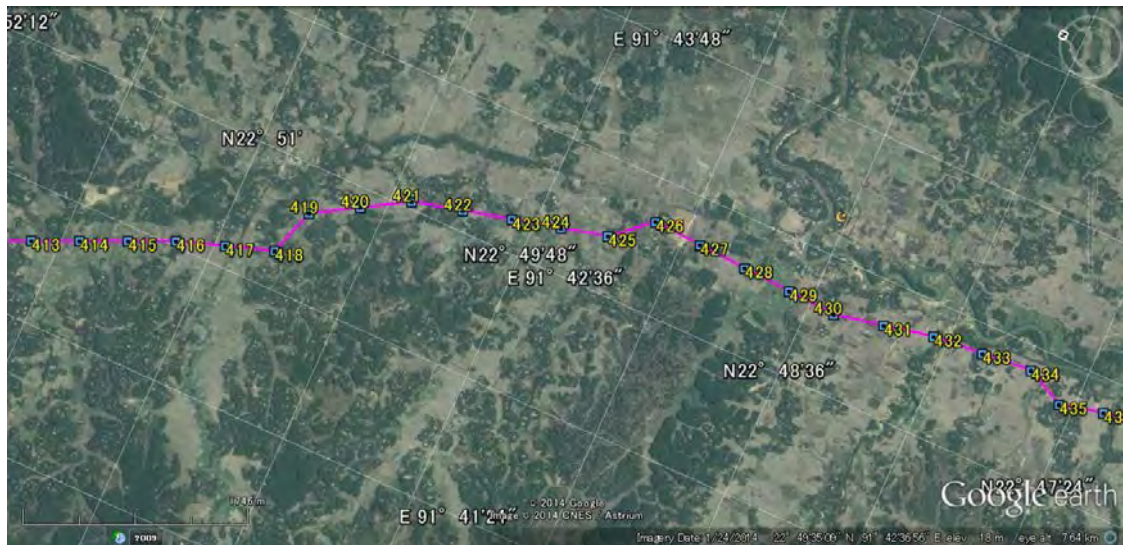
BH-No.7; 鉄塔 No.346,
蛇行河川沿いの後背湿地における代表として実施



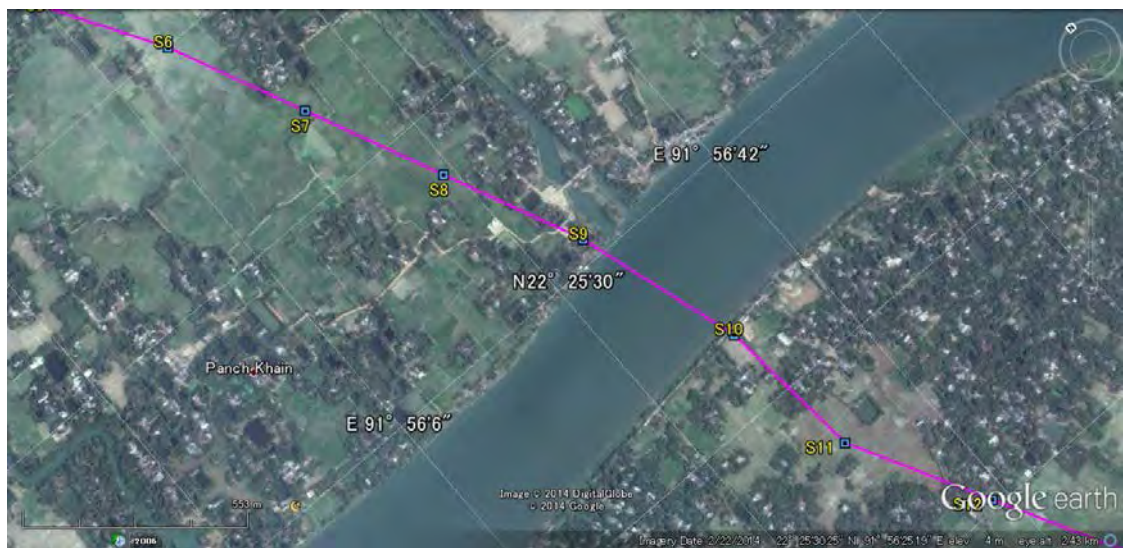
BH-No.12; 鉄塔 No.392 (重量・角度鉄塔),
丘陵地内の溪流下の地盤状況の把握を目的とする



BH-No.13; 鉄塔 No.406 (重量・角度鉄塔),
丘陵地の山頂付近の地盤状況の把握を知るための代表地点として



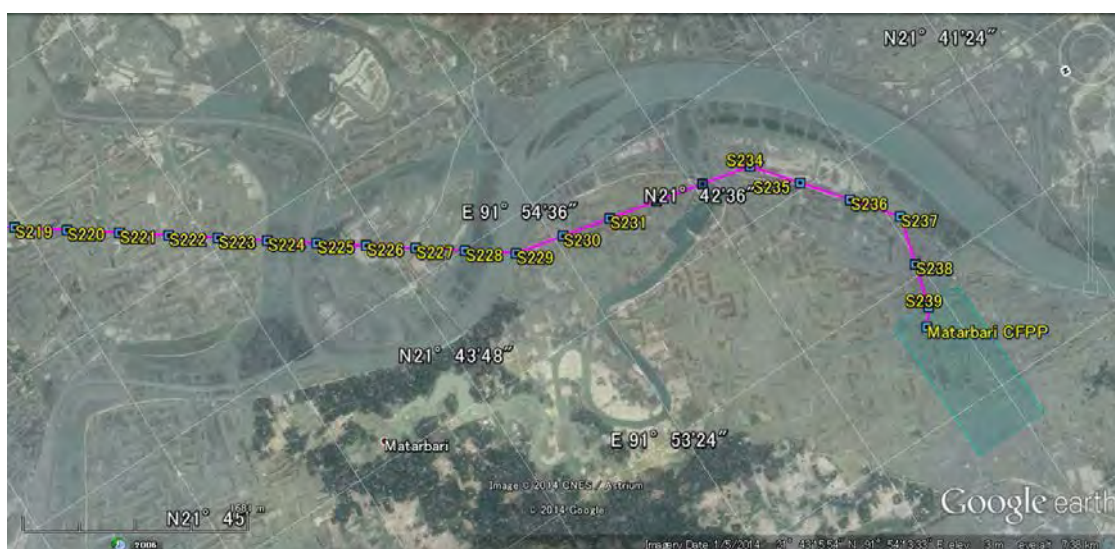
BH-No.8; 鉄塔 No.424,
丘陵に挟まれた低地内の蛇行河川の存在する環境の代表地点として



BH-No.9; 鉄塔 No.S-09, Karnafuli 川の浸食の進む蛇行滑走斜面付近。
地形的に不安定な位置の地盤状況の把握を目的とする



BH-No.10; 鉄塔 No.S-99, Sangu 川河口
 潮間帯の地盤状況の把握の代表として



BH-No.11; 鉄塔 No.S-229 (角度鉄塔),
 Koheria 川河口の潮間帯の地盤状況の把握の最南部の代表として

各ボーリング位置において、適した基礎形式を決定するために、N 値を深度方向へ並べてその分布形状を手掛かりに決定する。図 8.3-4 には、各地形環境での N 値分布を示す。各地形に適した鉄塔基礎形式はこの情報を参考にして提案する。

N 値が 50 を超す ($N > 50$) 深度は、約 20~30m である。個別の鉄塔は、その役割と重量によって必要な支持力を算出して行く必要があるが、今回実施した全ボーリング結果からは

BH-8を除きすべて杭基礎となろうという結果となった。(ただし今回調査を実施したほとんどの位置は、角度鉄塔を計画している所であるため、隣接する通常の鉄塔が必ずしも杭基礎になるということではない)。

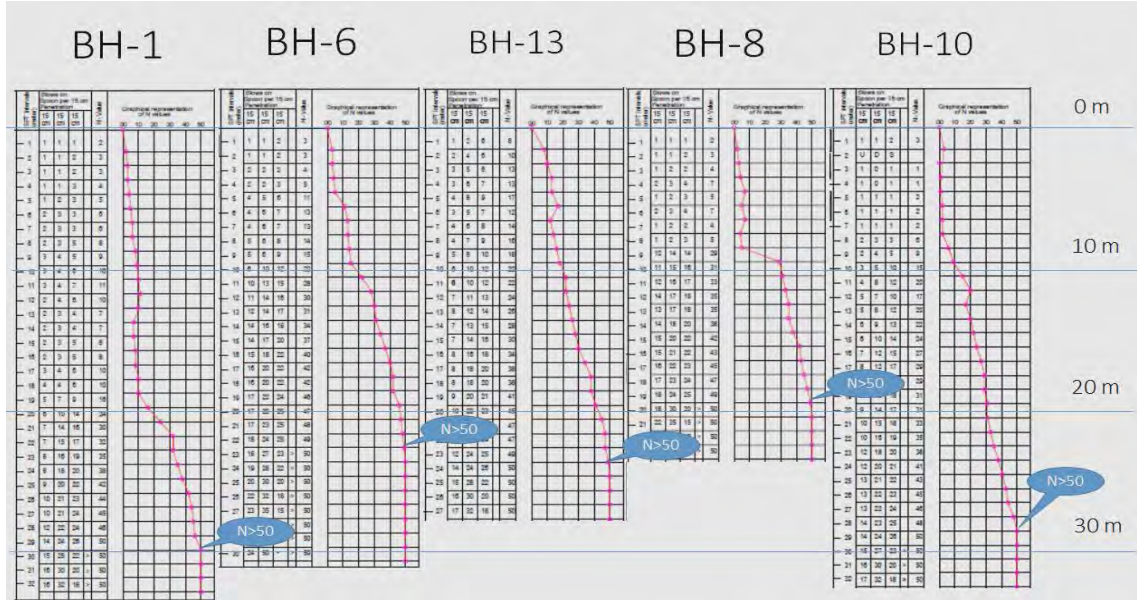
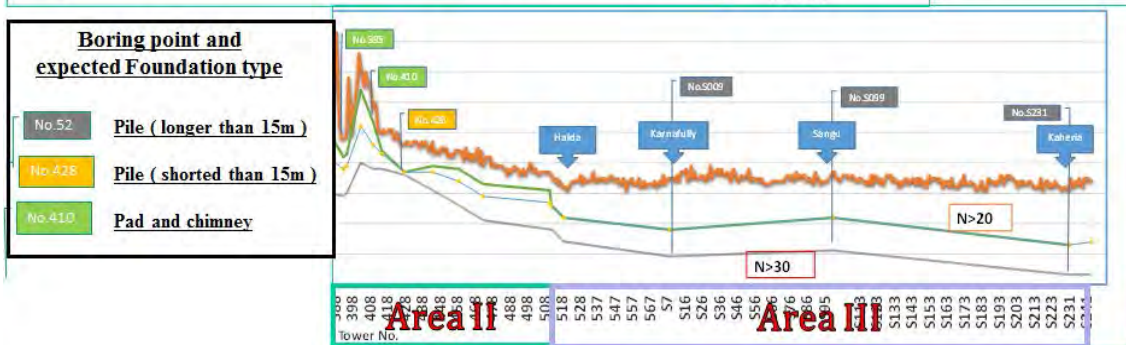
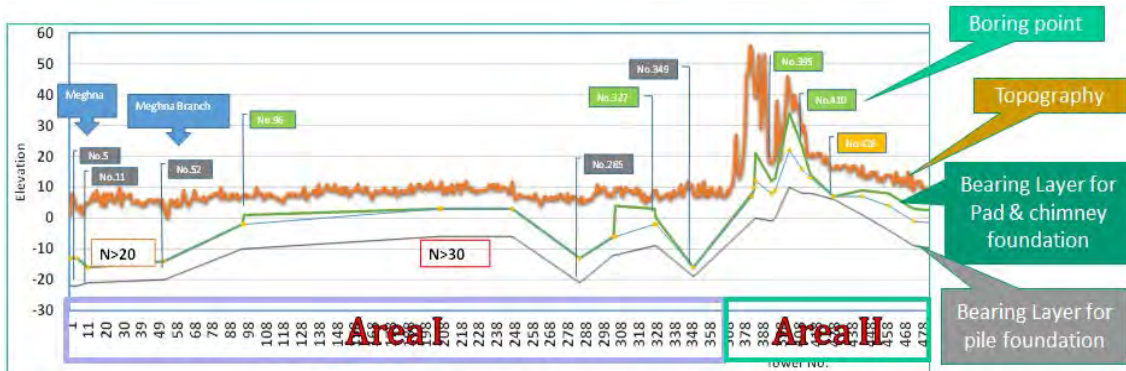


図 8.3-4 送電線ルート上で見られる代表的な N 値分布図

表 8.3-2 は下の図 8.3-5 の断面図に現わした調査結果を要約したものである。

表 8.3-2 地質調査結果一覧 (送電線ルート決定過程における)

Area	Bore No.	Tower No.	Ground Elevation (m)	Depth of Bearing Layer (-m)		N-value at 6m below GL	actual GWL (-m)	physiographic feature surrounding the tower / land use	Considerable foundation type
				N >20	N >30				
I	1	5	3	16	25	6.03	0	Meghna river bank / flood-plain / Vacant land	pile longer than 15m
	2	11	5	21	26	3.03	0.45	Meghna river bank / Proposed Power Plant site	pile longer than 15m
	3	52	3	17	23	4.00	0.3	Meghna branch river bank / Crop land	pile longer than 15m
	4	96	7	9	17	13.15	0.47	old flood-plain / Crop land	pile longer than 15m
	5	285	5	18	26	5.89	0.31	hinterland along the meandering river Bank of Canal / Crop land	pile longer than 15m
	6	327	9	11	18	12.99	0	hinterland on the hill side / Crop land	Pad & Chimney or shorter pile
	7	349	8	24	27	5.99	0	hinterland along the river / Crop land	pile longer than 15m
II	12	395	19	10	19	15.49	0	stream in the hilly area	pile shorter than 15m
	13	410	28	12	20	12.0	4.5	hilltop in the hilly area	pile shorter than 15m
	8	428	16	9	10	6.97	0	hinterland among hills / Crop land	pile shorter than 15m
III	9	S9	5	17	26	2.00	0	Bank of Karnafuli River / Vacant land	pile longer than 15m
	10	S99	7	15	26	1.98	0.3	Intertidal zone on the estuary of Sangu river / Char	pile longer than 15m
	11	S231	1	18	28	2.97	0	Intertidal zone in the estuary of Koheria river bank / Crop land	pile longer than 15m



Boring point and expected Foundation type

- No.52 Pile (longer than 15m)
- No.428 Pile (shorted than 15m)
- No.410 Pad and chimney

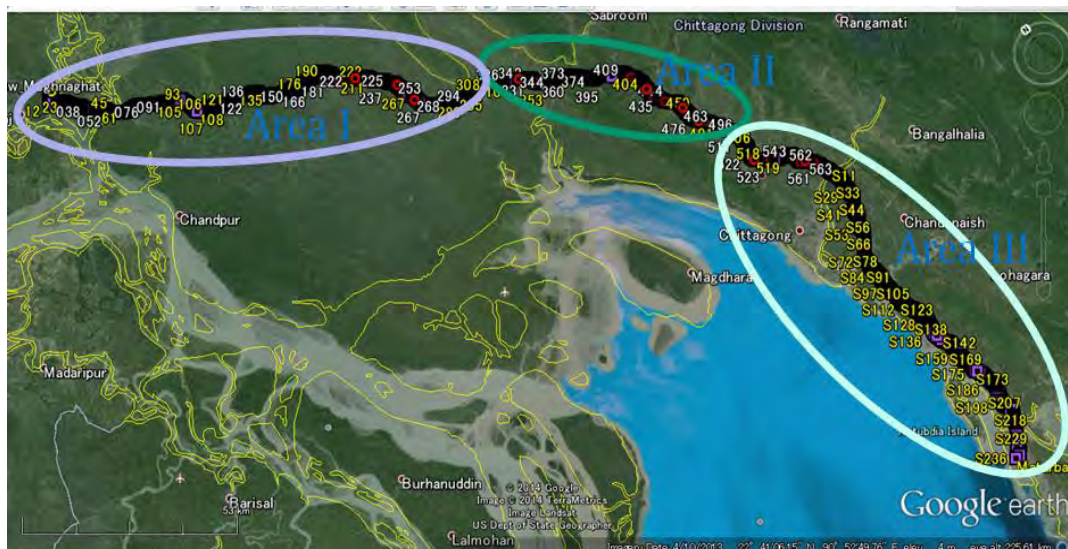


図 8.3-5 送電線ルートの地盤調査結果の集約

- 緑色で指し示すボーリング位置は直接基礎を、灰色の位置及びオレンジ色の位置は杭基礎を想定する。
- 断面図には、 $N > 30$ と $N > 20$ の 2 支持層を示している。これらは、次の段階で鉄塔荷重を計算してより適した地層を最小するよう検討するのが望ましい。
- 殆どの調査位置で、地下水位は地表付近に認められた。しかし、No.96 から No.323 にかけての区間で地下水位が地表から数 m の深さにあるならば、その一部は直接基礎が施工できる可能性がある。
- $N > 30$ を支持層とする杭基礎の場合の杭長は、10 から 28 m になる。

基本的に、支持層が浅く地下水位が深いような場合には直接基礎が適している。これらは丘陵地帯で適用される。氾濫原地帯のほぼ全域で杭基礎が必要となろう (表 8.3-3 参照)。

送電線ルートの中で、約 40 基は直接基礎が適用できよう (しかしながら地下水の状態によっては、200 基以上が直接基礎を適用しうる。これらは水位の季節変動の状態による)。仮に重機作業が可能であれば、最大 6 m 程度の深さまでは施工可能と考えられる。ただしその環境として、十分な作業範囲と搬入道路が用意されていることが条件である。最近 6 か年の降雨量データによれば、雨季 (6-10 月) の月あたり雨量は、200-600 mm 程度の範囲にばらついている(図 8.3-6 参照)。

8.4 設計手順

本プロジェクトの送電線設計は、8.2 節で選定した送電線ルートに基づき、下図フローに従って実施した。当該設計結果は、対象送電線のコスト算出と実施スケジュールの作成に反映させた。

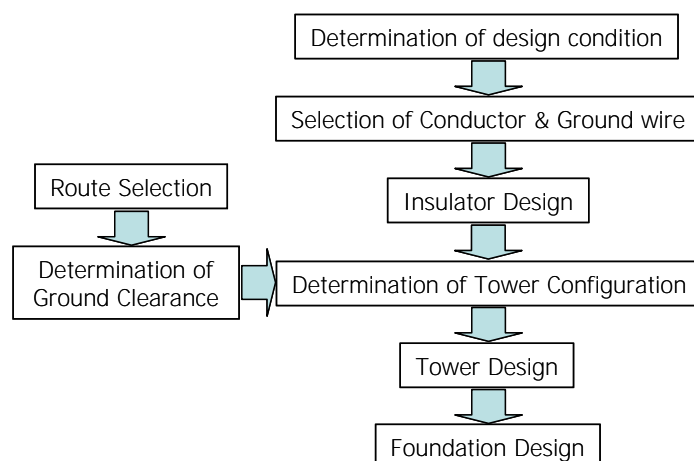


図 8.4-1 本プロジェクトの送電線設計フロー

8.5 設計条件

本プロジェクトに適用する設計条件を下記の通り設定した。

(1) 周囲温度

最高気温: 45 °C

最低気温: 5 °C

年平均気温: 35 °C

(2) 設計風速

各地域の基本風速は次の通り。

Dhaka: 210 km/h

Chittagong & Cox's Bazar: 260 km/h

上記に基づき、400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線の基本風速を 210 km/h、400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線及び 230 kV 送電線の基本風速を 260 km/h と想定し、これを地上 10m における 10 分間平均風速に変換すると、それぞれ約 45.0 m/s と約 53.5 m/s となる。

(3) 設計風圧

電線、がいし及び鉄塔の設計風圧は以下の通りとした。

[400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線]

電線・地線:	1,190 Pa
がいし:	1,670 Pa
鉄塔:	3,430 Pa

[400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線及び 230 kV 送電線]

電線・地線:	1,680 Pa
がいし:	2,360 Pa
鉄塔:	4,850 Pa

- (4) 最過酷条件と EDS (Every Day Stress: 常時荷重) 条件
 最過酷条件と EDS 条件を以下の通りとした。

[400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線]

条件	気温	風速
最過酷	5 °C	45.0 m/s
EDS	35 °C	無風

[400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線及び 230 kV 送電線]

条件	気温	風速
最過酷	5 °C	53.5 m/s
EDS	35 °C	無風

- (5) 汚損区分

[400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線及び 230 kV 送電線]

IEC60071-2 (Table 1)で分類されている Medium を適用。

[400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線]

IEC60071-2 (Table 1)で分類されている Heavy を適用。

- (6) 年間最大降雨量: 2,500 mm

- (7) 年間雷雨日数 (IsoKeraunic Level:IKL):80 日

- (8) その他の条件

最高湿度:	100 %
平均湿度:	80 %

- (9) 安全率

送電線の最小安全率は以下の通りとした。

- (a) 電線・地線

最過酷条件下の支持点において引張破断強度(Ultimate Tensile Strength:UTS)に対し 2.5 (河川横断では UTS の 65%)

EDS (常時荷重)時の支持点において UTS に対し 5.0

(b) がいし連

支持点の最過酷時張力が規定破壊強度(Rated Ultimate Strength:RUS)に対し 2.5

(c) 鉄塔

常時条件 (=最過酷条件)において部材の降伏点強度に対し 1.25

断線時条件 (=常時条件+地線 1 条及び電線 1 相 2 条または電線 2 相 2 条の断線荷重)において部材の許容強度に対し 1.05

(d) 基礎

荷重条件	鉄塔型	4DL	4D1, 4D25, 4D45, 4DT60
	常時荷重		1.33
異常時荷重 (電線断線時)		1.60	1.90

(10) 標準径間長

鉄塔間の標準径間長は 400 kV、230 kV 送電線ともに 400 m とした。

(11) 敷設用地 (ROW)

400 kV 送電線: 中心から左右に 23 m (全体で 46 m)

230 kV 送電線: 中心から左右に 20 m (全体で 40 m)

(12) 電線の地上高

400 kV 及び 230 kV 送電線の最小電線地上高は以下の通りとした。なお、この地上高は、無風時に電線温度が 80 °C まで上昇した過酷条件下で確保されることとした。

表 8.5-1 最小電線地上高

適用箇所	400 kV	230 kV
地面	11.0 m	8.0 m
道路	14.0 m	14.0 m
建物や構造物	7.0 m	7.0 m
樹木	5.5 m	5.5 m
灌木	5.5 m	5.5 m
鉄道	18.0 m	18.0 m
河川横断	25.0 m	25.0 m

8.6 電線及び地線設計

8.6.1 400 kV 送電線

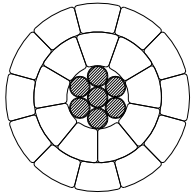
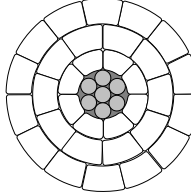
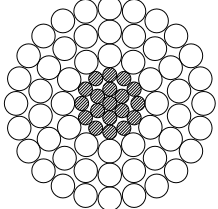
(1) 電線・地線種類

7.7 節に記載の通り、系統解析とコスト比較の上、ACSR Finch と同電気抵抗の低ロス型 ACSR560 mm² が本プロジェクトに適していると結づけられた。

従来型 ACSR に比べて低ロス電線(以下、LL-ACSR)はコンパクトかつ軽量で、鉄塔及び基礎を小さくでき、資材コストの低減につながる。

LL-ACSR 電線の技術的特性を次表に示す。

表 8.6-1 低ロス電線の技術的特性

種類	LL-ACSR/AC (Finch 相当)	LL-ACSR/ Ultra-High Strength Galvanized Steel Wire (UGS) (Finch 相当)	(参考) ACSR Finch
合計断面積	624.0 mm ²	641.93 mm ²	636.9 mm ²
断面積	アルミ	564.1 mm ²	564.0 mm ²
	鋼芯	59.87 mm ²	71.5 mm ²
外径	29.5 mm	30.0 mm	32.83 mm
質量	1,994 kg/km	2,028 kg/km (グリース含む)	2,131 kg/km
最大抗張力	176.9 kN	174.0 kN	174.6 kN
弾性係数	72.2 GPa	72.5 GPa	78.0 GPa
線膨張係数	20.5x10 ⁻⁶ /°C	20.6x10 ⁻⁶ /°C	19.6x10 ⁻⁶ /°C
電気抵抗(20°C)	0.0501 Ω/km	0.0488 Ω/km	0.05144 Ω/km
断面構造			

鋼芯については、亜鉛メッキ鋼線(GSW/UGS)及びアルミ覆鋼線(AC)いずれも本プロジェクトに適用可能である。なお、アルミ覆鋼線は亜鉛メッキ鋼線に比べて防食効果が期待でき、海岸地域への適用が考えられる。

次に地線については、先行する 400 kV Bibiyana – Kaliakoir 送電線と同様に ACSR Dorking 153 mm² 及び OPGW 158 mm² を適用した。

地線の技術的特性を次表に示す。

表 8.6-2 地線の技術的特性

種類	ACSR Dorking 153 mm ²	OPGW 158 mm ²
合計断面積	153.1 mm ²	158 mm ²
外径	16.02 mm	16.7 mm
質量	708.9 kg/km	860 kg/km
最大抗張力	83.3 kN	98.1 kN
弾性係数	105.0 GPa	120.6 GPa
線膨張係数	15.3x10 ⁻⁶ /°C	14.4x10 ⁻⁶ /°C
電気抵抗(20°C)	0.2986 Ω/km	0.3230 Ω/km

ファイバー芯数	-	48
---------	---	----

(出典: PGCB)

(2) 最大使用張力及び常時張力(EDS)

標準径間長を 400 m とし、前出の安全率を満足するような電線及び地線の最大使用張力と常時張力は次表の通りである。

表 8.6-3 最大使用張力と常時張力

線種	許容張力	張力	安全率
Meghnaghat SS – Madunaghat SS			
LL-ACSR 560 mm ² (4 導体)	176.9 kN	最大使用張力 69.0 kN	2.56 > 2.5
		常時張力 34.8 kN	5.08 > 5.0
ACSR Dorking 153 mm ²	83.3 kN	最大使用張力 22.0 kN	3.78 > 2.5
		常時張力 14.7 kN	5.66 > 5.0
OPGW 158 mm ²	98.1 kN	最大使用張力 26.0 kN	3.77 > 2.5
		常時張力 19.0 kN	5.16 > 5.0
Madunaghat SS – Matarbari CFPP			
LL-ACSR 560 mm ² (4 導体)	176.9 kN	最大使用張力 69.0 kN	2.56 > 2.5
		常時張力 26.5 kN	6.67 > 5.0
ACSR Dorking 153 mm ²	83.3 kN	最大使用張力 24.0 kN	3.47 > 2.5
		常時張力 12.4 kN	6.71 > 5.0
OPGW 158 mm ²	98.1 kN	最大使用張力 27.0 kN	3.63 > 2.5
		常時張力 15.3 kN	6.41 > 5.0

(3) 地線の弛度と張力

電線への直撃雷や逆閃絡を避けるため、常時張力における地線の弛度は電線のそれよりも小さくする必要がある。従って、地線張力は径間中央において上記の間隔を確保するように設定される。

8.6.2 230 kV 送電線

(1) 電線・地線種類

現在実施中の National Power Transmission Line Development Project において、230 kV Hathazari – Sikalbaha 送電線の電線として Finch 相当の LL-ACSR が選定された。このため、230 kV Hathazari – Sikalbaha 送電線から Madunaghat SS への LILO についても同じ電線を適用した。また、電力潮流及び送電線の保守性を考慮し、Madunaghat SS～既設 Madunaghat SS 間の電線にも上記区間と同じ電線を適用した。

地線については、AC 90 mm² と OPGW 90 mm² を適用した。地線の技術的特性を次表に示す。

表 8.6-4 地線の技術的特性

Type	AC 90 mm ²	OPGW 90 mm ²
合計断面積	93.09 mm ²	87.99 mm ²
外径	12.34 mm	13.2 mm
質量	619.5 kg/km	641.3 kg/km
最大抗張力	101.1 kN	98.0 kN
弾性係数	162.2 GPa	149.3 GPa
線膨張係数	12.9x10 ⁻⁶ /°C	13.2x10 ⁻⁶ /°C
電気抵抗(20°C)	0.370 Ω/km	0.708 Ω/km

(2) 最大使用張力及び常時張力(EDS)

標準径間長を 400 m とし、前出の安全率を満足するような電線及び地線の最大使用張力と常時張力は次表の通りである。

表 8.6-5 最大使用張力と常時張力

線種	許容張力	張力		安全率
LL-ACSR 560 mm ² (4 導体)	176.9 kN	最大使用張力	69.0 kN	2.56 > 2.5
		常時張力	34.8 kN	5.08 > 5.0
AC 90 mm ²	101.1 kN	最大使用張力	32.0 kN	3.15 > 2.5
		常時張力	11.1 kN	9.10 > 5.0
OPGW 90 mm ²	98.0 kN	最大使用張力	32.0 kN	3.06 > 2.5
		常時張力	10.9 kN	8.99 > 5.0

8.7 がいし設計

8.7.1 400 kV 送電線

(1) がいし種類

IEC60305 に準拠したボールソケット型磁器懸垂がいしを適用した。想定される適用がいしの技術的特性は下表の通りである。

表 8.7-1 がいしの技術的特性

	210 kN	300 kN	400 kN
課電破壊荷重	210 kN	300 kN	400 kN
IEC 記号	U210B	U300B	U400B
直径	280 mm	320 mm	340 mm
ユニットスペース	170 mm	195 mm	205 mm
表面漏れ距離	405 mm	505 mm	550 mm
カップリング	20 mm	24 mm	28 mm

(出典: Suspension Insulator Catalog, NGK INSULATORS, LTD.)

(2) がいし個数及び連数

Meghnaghat SS – Madunaghat SS 間及び Madunaghat SS – Matarbari CFPP 間の汚損レベルはそれぞれ IEC の Medium 及び Heavy と想定した。

適用するがいしサイズ、個数及び連数は次表の通りである。低ロス電線を適用することで、懸垂装置のがいしサイズが小型化する。耐張装置については、コスト及び保守性を考慮し、300 kN が適当と考えられる。

表 8.7-2 がいし個数と連数

吊型	電線	課電破壊荷重[kN]	個数	許容張力 [kN]	最過酷時張力[kN]	安全率
Meghnaghat SS – Madunaghat SS						
懸垂	LL-ACSR 560 4 導体	210	2x24	420 (210x2)	140.4	2.99 > 2.5
耐張		300	3x21	900 (300x3)	276.0 (69x4)	3.26 > 2.5
Madunaghat SS – Matarbari CFPP						
懸垂	LL-ACSR 560 4 導体	210	2x26	420 (210x2)	162.6	2.58 > 2.5
耐張		300	3x21	900 (300x3)	276.0 (69x4)	3.26 > 2.5

本調査では、I 吊懸垂装置を想定したが詳細設計において V 吊懸垂装置の適用も検討される。

8.7.2 230 kV送電線

230 kV 送電線についても、400 kV 送電線と同様にボールソケット型磁器懸垂がいしを適用され、がいしサイズ、個数及び連数は下表の通りである。

表 8.7-3 がいし個数と連数

吊型	電線	課電破壊荷重[kN]	個数	許容張力 [kN]	最過酷時張力[kN]	安全率
懸垂	LL-ACSR 560 4 導体	210	2x15	420 (210x2)	153.6	2.73 > 2.5
耐張		300	3x13	900 (300x3)	276.0 (69x4)	3.26 > 2.5

8.8 鉄塔形状

8.8.1 400 kV 送電線

(1) 絶縁設計

絶縁間隔は、先行する 400 kV Bibiyana – Kaliakoir 送電線の値を適用した。

表 8.8-1 クリアランス図の数値

鉄塔型	電線横振れ角	絶縁間隔
懸垂鉄塔	0°	3,100 mm
	10°	3,100 mm
	30°	2,800 mm
	50°	1,830 mm
耐張鉄塔	10°	3,100 mm
	15°	2,800 mm
	40°	1,830 mm

(2) 地線の絶縁設計

地線の条数及び雷遮蔽角は下記のように設定した。

条数: 2

雷遮蔽角: 0°

(3) 鉄塔形状

下記 6 つの標準型に分類される。

表 8.8-2 鉄塔型と適用条件

鉄塔型	使用箇所	水平角	がいし吊型
4DL	直線	0 – 1°	Suspension
4D1	直線	0 – 3°	Heavy Suspension
4DR	河川横断	0 – 3°	Heavy Suspension
4D25	角度	5 – 25°	Tension
4D45	角度	25 – 45°	Tension
4DT60	角度	45 – 60°	Tension
	引留	0 – 30°	

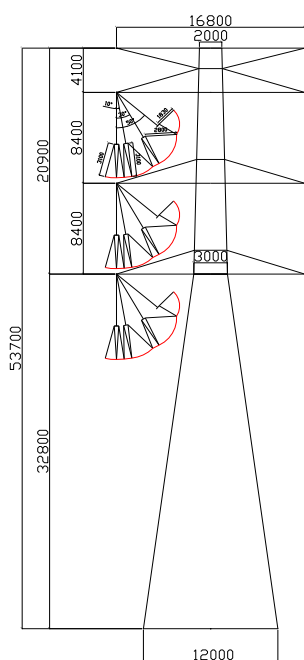


図 8.8-1 懸垂鉄塔(+3 m)

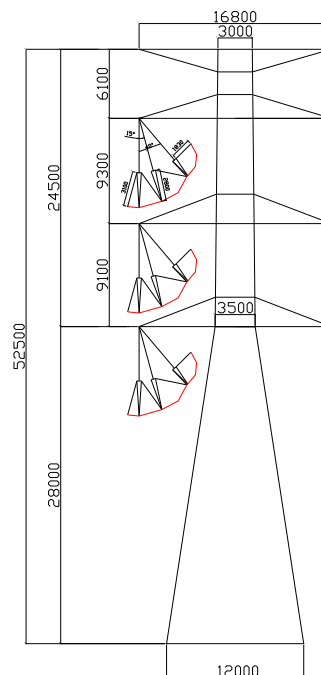


図 8.8-2 耐張鉄塔(+3 m)

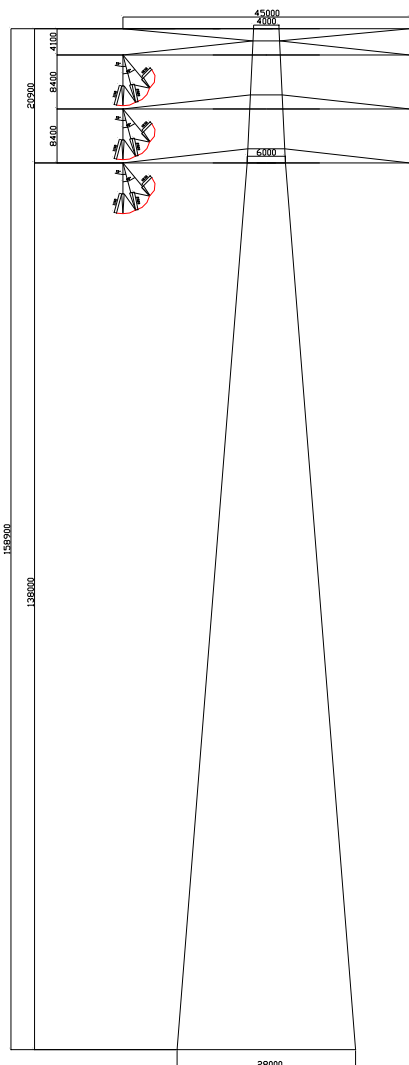


図 8.8-3 Meghna 川横断鉄塔
(径間長: 1,200 m)

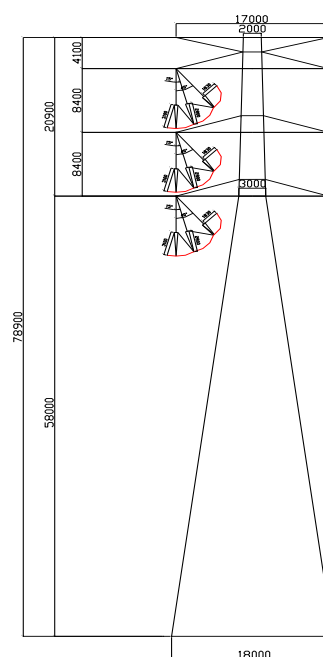


図 8.8-4 Sangu 川横断鉄塔
(径間長: 600 m)

8.8.2 230 kV 送電線

(1) 絶縁設計

絶縁間隔は、既設 230 kV 送電線と同等とした。

表 8.8-3 クリアランス図の数値

鉄塔型	電線横振れ角	絶縁間隔
懸垂鉄塔	0°	2,300 mm
	10°	2,300 mm
	45°	1,630 mm
耐張鉄塔	0°	2,300 mm
	10°	2,300 mm
	25°	1,630 mm

(2) 地線の絶縁設計

地線の条数及び雷遮蔽角は下記のように設定した。

条数: 2

雷遮蔽角: 0°

(3) 鉄塔形状

230 kV 2 回線送電線鉄塔は下記 4 つの標準型に分類される。

表 8.8-4 鉄塔型と適用条件

鉄塔型	使用箇所	水平角	がいし吊型
2DL	直線	0 – 1°	Suspension
2D1	直線	1 – 10°	Suspension
2D25	角度/保安	0 – 25°	Tension
2DT6	角度	25 – 60°	Tension
	引留	0 – 30°	

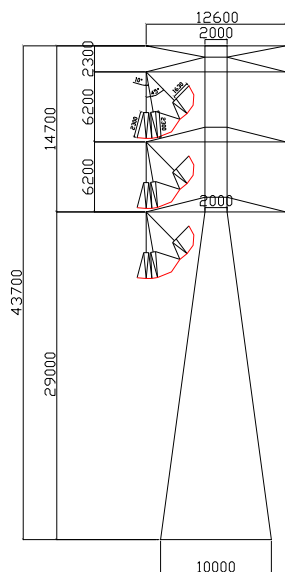


図 8.8-5 懸垂鉄塔(+0)

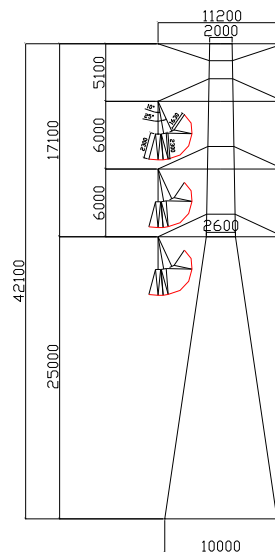


図 8.8-6 耐張鉄塔(+0)

また、230 kV 4 回線送電線鉄塔は下記 5 つの標準型に分類される。

表 8.8-5 鉄塔型と適用条件

鉄塔型	使用箇所	水平角	がいし吊型
2QL	直線	0 – 1 deg.	Suspension
2Q15	角度	0 – 15 deg.	Tension
2Q30	角度	0 – 30 deg.	Tension
2QT6	角度	30 – 60 deg.	Tension
	引留	0 – 30 deg.	

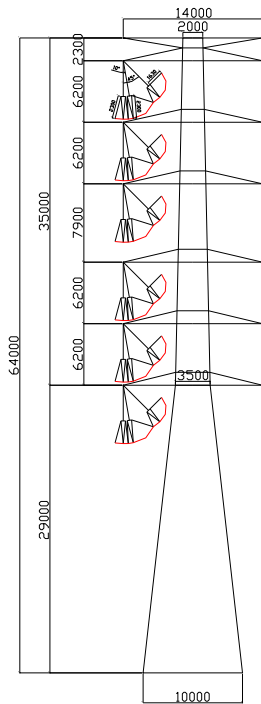


図 8.8-7 懸垂鉄塔(+0)

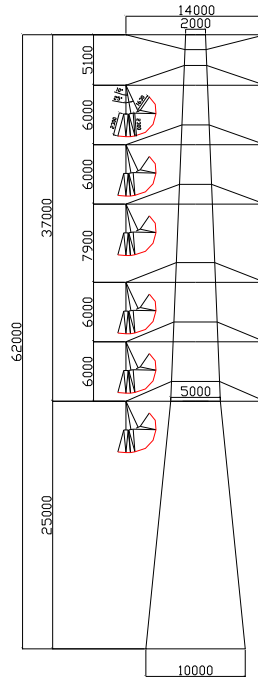


図 8.8-8 耐張鉄塔(+0)

8.9 基礎型

8.9.1 400 kV 送電線

8.3 節記載の標準貫入試験の結果によると、ルート全体を通して主に杭基礎となるが、うち丘陵地部分に直接基礎が一部適用可能である。各鉄塔型別の想定基礎荷重は下表の通りである。

各鉄塔の基礎型及び杭長は、今後、詳細設計段階でのより詳細なボーリング結果に基づいて検討される。

表 8.9-1 想定基礎荷重(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)

鉄塔型 (継脚: +0)	圧縮荷重	引張荷重
4DL	1,234 kN	925 kN
4D1	1,344 kN	1,030 kN
4DR (Meghna 川横断)	6,807 kN	3,812 kN
4D25	2,368 kN	1,978 kN
4D45	3,283 kN	2,849 kN
4DT60	3,942 kN	3,459 kN

表 8.9-2 想定基礎荷重(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)

鉄塔型 (継脚: +0)	圧縮荷重	引張荷重
4DL	1,673 kN	1,326 kN
4D1	1,782 kN	1,432 kN
4DR (Sangu 川横断)	2,834 kN	2,196 kN
4D25	2,799 kN	2,371 kN
4D45	3,732 kN	3,253 kN
4DT60	4,404 kN	3,883 kN

8.9.2 230 kV 送電線

8.3 節記載の標準貫入試験の結果によると、本プロジェクトの 230 kV 送電線には杭基礎が適用される。各鉄塔型別の想定基礎荷重は下表の通りである。

各鉄塔の杭長及び直接基礎の適用可能性については、今後、詳細設計段階でのより詳細なボーリング結果に基づいて検討される。

表 8.9-3 想定基礎荷重(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)

鉄塔型 (継脚: +0)	圧縮荷重	引張荷重
2DL	904 kN	727 kN
2D1	1,165 kN	977 kN
2D25	1,451 kN	1,241 kN
2DT6	2,291 kN	2,041 kN

表 8.9-4 想定基礎荷重(230 kV LILO 送電線)

鉄塔型 (継脚: +0)	圧縮荷重	引張荷重
2QL	3,972 kN	3,292 kN
2Q15	5,733 kN	4,702 kN
2Q30	7,793 kN	6,407 kN
2QT6	11,417 kN	9,694 kN

8.10 送電線資材数量

8.10.1 400 kV 送電線

(1) 鉄塔基数と重量

400 kV 送電線の想定される鉄塔基数及び重量は下表の通りである。

表 8.10-1 鉄塔基数及び重量(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)

Tower type	Extension [m]	Unit weight [ton]	No. of towers [unit]	Total weight [ton]
4DL: Suspension (Horizontal angle: 0-1 deg.)	0	30.9	377	11,649
	+3	32.1	6	193
	+6	34.8	3	104
	+9	37.6	1	38
Sub total			387	11,984
4D1: Heavy Suspension (Horizontal angle: 0-3 deg.)	0	31.9	1	32
	+3	34.0	0	0
	+6	36.5	0	0
	+9	40.0	0	0
Sub total			1	32
4DR: Heavy Suspension (River crossing)	Meghna Riv.	556.3	2	1,113
	Gomoti Riv.	67.4	2	135
Sub total			4	1,247
4D25: Tension (Horizontal angle: 5-25 deg.)	0	42.8	56	2,397
	+3	44.8	1	45
	+6	50.0	2	100
	+9	52.7	0	0
Sub total			59	2,542
4D45: Tension (Horizontal angle: 25-45 deg.)	0	51.5	71	3,657
	+3	55.4	3	166
	+6	59.4	1	59
	+9	63.7	0	0
Sub total			75	3,882
4DT60: Tension/Dead-end	0	61.5	35	2,153
	+3	65.2	3	196
	+6	69.7	0	0
	+9	76.1	1	76
Sub total			39	2,424
Total			565	22,111

表 8.10-2 鉄塔基数及び重量(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)

Tower type	Extension [m]	Unit weight [ton]	No. of towers [unit]	Total weight [ton]
4DL: Suspension (Horizontal angle: 0-1 deg.)	0	38.3	149	5,707
	+3	40.8	0	0
	+6	44.9	1	35
	+9	48.2	0	0
Sub total			150	5,742
4D1: Heavy Suspension (Horizontal angle: 0-3 deg.)	0	39.1	1	39
	+3	41.4	0	0
	+6	45.8	0	0
	+9	48.9	0	0
Sub total			1	39
4DR: Heavy Suspension (River crossing)	Sangu Riv.	92.8	4	371
				0
Sub total			4	371
4D25: Tension (Horizontal angle: 5-25 deg.)	0	50.2	41	2,058
	+3	53.8	1	45
	+6	59.1	1	50
	+9	62.7	0	0
Sub total			43	2,153
4D45: Tension (Horizontal angle: 25-45 deg.)	0	60.6	30	1,818
	+3	64.8	0	0
	+6	70.9	0	0
	+9	74.6	0	0
Sub total			30	1,818
4DT60: Tension/Dead-end	0	69.2	8	554
	+3	74.2	1	65
	+6	80.6	2	139
	+9	84.7	0	0
Sub total			11	758
Total			239	10,881

(2) 電線・地線数量

電線・地線数量は、電線・地線条数×ルート長×1.05(弛度増分及び施工余長、OPGWは1.10)にて算出した。

表 8.10-3 電線・地線数量(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)

Conductor/Ground wire type	No. of bundles	No. of phases	No. of circuits	Route length [km]	Total [km]
Low Loss ACSR (Finch equivalent)	4	3	2	214	5,393
OPGW 158 mm ²	1	-	1	214	236
ACSR Dorking 153 mm ²	1	-	1	214	225

表 8.10-4 電線・地線数量(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)

Conductor/Ground wire type	No. of bundles	No. of phases	No. of circuits	Route length [km]	Total [km]
Low Loss ACSR (Finch equivalent)	4	3	2	92	2,319
OPGW 158 mm ²	1	-	1	92	102
ACSR Dorking 153 mm ²	1	-	1	92	97

(3) がいし数量

がいし及びがいし装置数量は、懸垂・耐張鉄塔基数から算出した。

表 8.10-5 がいし及びがいし装置数量(400 kV Meghnaghat – Madunaghat 送電線)

Tower type	Assembly type	Insulator size	No. of insulators per string [pcs]	No. of strings per tower [set]	No. of towers [unit]	Sub total of strings [set]	Sub total of insulators [pcs]
Suspension	Double	210 kN	48	6	392	2,352	112,896
Tension	Triple	300 kN	63	12	173	2,076	130,788
(Jumper support)	Single	210 kN	24	6	173	1,038	24,912
Total						210 kN	137,808
						300 kN	130,788

表 8.10-6 がいし及びがいし装置数量(400 kV Madunaghat – Matarbari 送電線)

Tower type	Assembly type	Insulator size	No. of insulators per string [pcs]	No. of strings per tower [set]	No. of towers [unit]	Sub total of strings [set]	Sub total of insulators [pcs]
Suspension	Double	210 kN	52	6	155	930	48,360
Tension	Triple	300 kN	63	12	84	1,008	63,504
(Jumper support)	Single	210 kN	26	6	84	504	13,104
Total						210 kN	61,464
						300 kN	63,504

(4) 鉄塔基礎

本プロジェクトの 400 kV 送電線 Meghnaghat – Madunaghat 区間については、鉄塔基礎の約 20%が直接基礎で、残りが杭基礎と想定したが、地下水位等の地質条件によって丘陵地北側にある氾濫原での直接基礎適用数が増えるかもしれない。

また、Madunaghat – Matarbari 区間については、全ての鉄塔基礎が杭基礎と想定した。

8. 10. 2 230 kV 送電線

(1) 鉄塔基数と重量

230 kV 送電線の想定される鉄塔基数及び重量は下表の通りである。

表 8.10-7 鉄塔基数及び重量(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)

Tower type	Extension [m]	Unit weight [ton]	No. of towers [unit]	Total weight [ton]
2DL: Suspension (Horizontal angle: 0-1 deg.)	0	28.0	8	224
	+3	32.8	0	0
	+6	38.2	0	0
	+9	55.3	1	55
Sub total			9	279
2D1: Suspension (Horizontal angle: 1-10 deg.)	0	30.1	3	90
	+3	35.0	0	0
	+6	40.7	0	0
	+9	58.8	0	0
Sub total			3	90
2D25: Tension (Horizontal angle: 0-25 deg.)	0	32.8	1	33
	+3	39.0	2	78
	+6	45.9	0	0
	+9	65.8	0	0
Sub total			3	111
2DT6: Tension/Dead-end (Horizontal angle: 25-60 deg.)	0	35.6	4	142
	+3	41.2	0	0
	+6	49.4	0	0
	+9	69.9	1	70
Sub total			5	212
Total			20	693

表 8.10-8 鉄塔基数及び重量(230 kV LILO 送電線)

Tower type	Extension [m]	Unit weight [ton]	No. of towers [unit]	Total weight [ton]
2QL: Suspension (Horizontal angle: 0-1 deg.)	0	75.9	8	607
	+3	80.3	0	0
	+6	84.0	0	0
	+9	87.9	0	0
Sub total			8	607
2Q15: Tension (Horizontal angle: 0-15 deg.)	0	138.9	2	278
	+3	147.2	0	0
	+6	167.7	0	0
	+9	175.9	0	0
Sub total			2	278
2Q30: Tension (Horizontal angle: 0-30 deg.)	0	211.4	0	0
	+3	222.2	0	0
	+6	240.9	0	0
	+9	251.9	0	0
Sub total			0	0
2QT6: Tension/Dead-end (Horizontal angle: 30-60 deg.)	0	280.1	3	840
	+3	291.7	0	0
	+6	311.2	0	0
	+9	322.9	0	0
Sub total			3	840
Total			13	1,725

(2) 電線・地線数量

電線・地線数量は、電線・地線条数×ルート長×1.05(弛度増分及び施工余長、OPGWは1.10)にて算出した。

表 8.10-9 電線・地線数量(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)

Conductor/Ground wire type	No. of bundles	No. of phases	No. of circuits	Route length [km]	Total [km]
LL-ACSR equivalent to Finch	4	3	2	8	202
OPGW 90 mm ²	1	-	1	8	9
AC 90 mm ²	1	-	1	8	9

表 8.10-10 電線・地線数量(230 kV LILO 送電線)

Conductor/Ground wire type	No. of bundles	No. of phases	No. of circuits	Route length [km]	Total [km]
LL-ACSR equivalent to Finch	4	3	4	5	252
OPGW 90 mm ²	1	-	1	5	6
AC 90 mm ²	1	-	1	5	6

(3) がいし数量

がいし及びがいし装置数量は、懸垂・耐張鉄塔基数から算出した。

表 8.10-11 がいし及びがいし装置数量(230 kV Madunaghat – Old Madunaghat 送電線)

Tower type	Assembly type	Insulator size	No. of insulators per string [pcs]	No. of strings per tower [set]	No. of towers [unit]	Sub total of strings [set]	Sub total of insulators [pcs]
Suspension	Double	210 kN	30	6	12	72	2,160
Tension	Double	300 kN	39	12	8	96	3,744
(Jumper support)	Single	210 kN	15	6	8	48	720
Total						210 kN (Suspension & Jumper)	2,880
						300 kN (Tension)	3,744

表 8.10-12 がいし及びがいし装置数量(230 kV LILO 送電線)

Tower type	Assembly type	Insulator size	No. of insulators per string [pcs]	No. of strings per tower [set]	No. of towers [unit]	Sub total of strings [set]	Sub total of insulators [pcs]
Suspension	Double	210 kN	30	12	8	96	2,880
Tension	Double	300 kN	39	24	5	120	4,680
(Jumper support)	Single	210 kN	15	12	5	60	900
Total						210 kN (Suspension & Jumper)	3,780
						300 kN (Tension)	4,680

(4) 鉄塔基礎

本プロジェクトの 230 kV 送電線の全鉄塔基礎は杭基礎とした。

8.10.3 予備部品、工具、測定装置

本プロジェクト完了後の送電線の保守は、PGCBのメンテナンスオフィス主導で行われるため、当該メンテナンスオフィスの在庫を考慮した上で予備部品、保守工具及び測定装置を用意する必要がある。個別の品目及び数量は本プロジェクトの詳細設計段階で決定されるが、想定される主要な品目は下記の通りである。

(a) 保守用資材

標準鉄塔、破損部材取替用の亜鉛メッキ鋼材及びボルト、電線・地線・架線金具・がいし及びがいし連金具の予備品等

(b) 工具と測定装置

がいし取替装置、補修工具、接地棒、絶縁抵抗計、保守用装備、巡視・点検用車両等

本プロジェクトの予備部品、工具及び測定装置費用として送電設備資材総額の約5%を見込んだ。

