

ネパール連邦民主共和国
ネパール電力公社

ネパール国
都市送配電網整備にかかる
情報収集・確認調査
ファイナルレポート

令和元年 7 月
(2019 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社ニュージェック
関西電力株式会社

南ア

JR

19-013

ネパール国
都市送配電網整備にかかる情報収集・確認調査
ファイナルレポート

目 次

第 1 章 調査の概要	
1.1 調査の背景・経緯.....	1-1
1.2 調査の目的・範囲.....	1-2
1.3 調査団の構成.....	1-2
第 2 章 ネパール電力セクターの現状	
2.1 ネパール電力セクターの政策と組織体制.....	2-1
2.1.1 電力セクターにおける現状と課題.....	2-1
2.1.2 事業実施機関の組織構造と運営体制.....	2-3
2.1.3 実施機関の財務状況.....	2-12
2.1.4 その他の関係機関.....	2-15
2.2 送配電網の現状と開発計画.....	2-16
2.2.1 電力需要及びエネルギー利用の現状.....	2-16
2.2.2 送配電網の現状.....	2-17
2.2.3 電力システムの運用状況.....	2-25
2.2.4 送配電網の開発計画.....	2-32
2.2.5 送配電網の整備状況.....	2-52
2.3 送配電関連基本指標.....	2-56
2.4 送配電分野の案件形成における基本的事項・留意事項.....	2-57
2.4.1 案件形成における基本的事項.....	2-57
2.4.2 案件監理と維持管理能力の課題.....	2-63
2.5 他ドナーによる送配電網整備に係る支援状況.....	2-66
第 3 章 ネパール主要都市の現状	
3.1 各主要都市の概要.....	3-1
3.2 主要都市における送配電関連基本指標.....	3-6
3.3 主要都市の送配電網の整備状況.....	3-8
第 4 章 送配電網整備に係る資金協力案件の選定	
4.1 プロジェクト対象エリアの選定.....	4-1
4.2 対象エリアにおける資金協力案件の検討.....	4-4

4.2.1	Pokhara.....	4-4
4.2.2	Nepalgunj.....	4-22
4.2.3	導入可能性のある本邦技術.....	4-34
4.3	大容量蓄電池導入可能性の検討.....	4-37
4.3.1	大容量蓄電池の導入目的.....	4-37
4.3.2	導入システムの検討.....	4-39
4.3.3	導入候補サイトの現場調査結果.....	4-40

図リスト

図 2.1-1	ネパールにおける電気事業関連組織	2-2
図 2.1-2	NEA Board of Directors の構成	2-3
図 2.1-3	NEA の構成構成図	2-4
図 2.1-4	DCSD の組織構造(その1)	2-6
図 2.1-5	DCSD の組織構造(その2)	2-7
図 2.1-6	Grid Branch における組織体制	2-9
図 2.1-7	売上収入の推移	2-13
図 2.1-8	RPGCL Board of Directors の構成	2-15
図 2.1-9	RPGCL の運営体制	2-15
図 2.2-1	ネパールの電力需要想定	2-16
図 2.2-2	ネパールの送電系統 (2017年8月時点)	2-18
図 2.2-3	引き通し装柱	2-23
図 2.2-4	引き留め装柱	2-23
図 2.2-5	鉄柱	2-23
図 2.2-6	角型コンクリート柱	2-23
図 2.2-7	配電用変圧器の設置状況	2-24
図 2.2-8	33kV 鉄塔方式送電線	2-24
図 2.2-9	Transmission Directorate の組織図	2-25
図 2.2-10	周波数の制御方法	2-26
図 2.2-11	電圧の制御方法	2-26
図 2.2-12	日負荷曲線(2016年度)	2-27
図 2.2-13	日負荷曲線(2018年度)	2-27
図 2.2-14	ネパール全体の日負荷曲線(雨季・乾季)	2-28
図 2.2-15	日負荷曲線(220kV 国際連系線運開前)	2-29
図 2.2-16	インドからの輸入電力(220kV 国際連系線運開前)	2-30
図 2.2-17	日負荷曲線(220kV 国際連系線運開後)	2-30
図 2.2-18	インドからの輸入電力(220kV 国際連系線運開後)	2-31
図 2.2-19	TSMF で提案されている送電網 (2035年)	2-33
図 2.2-20	IMP で提案されている送電網 (2035年)	2-33
図 2.2-21	TSDP で提案されている2040年の送電網	2-34
図 2.2-22	ゾーン1の送電網(2040年)	2-35
図 2.2-23	ゾーン2の送電網(2040年)	2-36
図 2.2-24	ゾーン3の送電網(2040年)	2-37
図 2.2-25	ゾーン4の送電網(2040年)	2-38

図 2.2-26	ゾーン5の送電網(2040年)	2-39
図 2.2-27	優先プロジェクトの位置	2-41
図 2.2-28	優先プロジェクトNo.1の概要.....	2-42
図 2.2-29	優先プロジェクトNo.2の概要.....	2-43
図 2.2-30	優先プロジェクトNo.3の概要.....	2-44
図 2.2-31	優先プロジェクトNo.4の概要.....	2-45
図 2.2-32	優先プロジェクトNo.5の概要.....	2-46
図 2.2-33	優先プロジェクトNo.6の概要.....	2-47
図 2.2-34	優先プロジェクトNo.7の概要.....	2-48
図 2.2-35	優先プロジェクトNo.9の概要.....	2-49
図 2.2-36	優先プロジェクトNo.10の概要.....	2-50
図 2.2-37	優先プロジェクトNo.11の概要.....	2-51
図 2.4-1	132kV送電線のROW	2-57
図 2.4-2	NEAトレーニングセンター入口と管理職員	2-63
図 2.4-3	NEAトレーニングセンターの組織構成.....	2-63
図 3.1-1	都市別人口の構成比.....	3-2
図 3.1-2	対象都市の位置と流域.....	3-2
図 3.1-3	対象都市の地理的環境.....	3-3
図 3.1-4	地域別産業別立地数の構成比.....	3-4
図 3.1-5	経済特区とロケーション	3-5
図 3.2-1	都市別販売電力量(Total, Industrial)の構成比	3-7
図 3.3-1	Kathmandu 盆地周辺の現況システムの概要	3-8
図 3.3-2	Kathmandu 盆地周辺の系統整備計画の概要	3-9
図 3.3-3	Pokhara 周辺の現況システムの概要.....	3-10
図 3.3-4	Pokhara 周辺の系統整備計画の概要.....	3-11
図 3.3-5	Birgunj, Simara 周辺の現況システムの概要.....	3-12
図 3.3-6	Birgunj, Simara 周辺の系統整備計画の概要.....	3-13
図 3.3-7	Biratnagar 周辺の電力システムの現状と整備計画の概要.....	3-14
図 3.3-8	Bhairahawa 周辺の現況システムと整備計画の概要	3-15
図 3.3-9	Bharatpur 周辺の現況システムと整備計画の概要	3-16
図 4.2-1	Pokhara 変電所の周辺状況.....	4-5
図 4.2-2	Pokhara 変電所の単線結線図.....	4-6
図 4.2-3	11kV 配電システムの監視モニター	4-6
図 4.2-4	変電所増設用のスペース.....	4-7
図 4.2-5	Birauta 変電所の候補地とその周辺状況.....	4-7
図 4.2-6	変電所候補地と既設送電線の位置関係.....	4-8

図 4.2-7	送電線の分岐箇所の既設鉄塔	4-9
図 4.2-8	Birauta 変電所への送電線ルート	4-10
図 4.2-9	新鉄塔の建設位置の一例(別位置)	4-10
図 4.2-10	Birauta 変電所のレイアウト案	4-11
図 4.2-11	変電所西側の配電線施設状況	4-12
図 4.2-12	変電所からの引出状況	4-12
図 4.2-13	GIS による配電線系統図の一例	4-13
図 4.2-14	NEA リクエストの 4 配電線の概況	4-14
図 4.2-15	Airport 配電線	4-15
図 4.2-16	Baidam 配電線	4-16
図 4.2-17	Sahid Chowk 配電線	4-17
図 4.2-18	Fewa 配電線	4-18
図 4.2-19	Fewa Incomer 配電線	4-19
図 4.2-20	Sarangkot 配電線	4-20
図 4.2-21	Pokhara Project 周辺の概略系統図	4-21
図 4.2-22	Nepalgunj と周辺地域の状況	4-22
図 4.2-23	Kohalpur 変電所に係わる電力系統の概要	4-23
図 4.2-24	Kohalpur－Bhurigaon の既設送電線の鉄塔	4-24
図 4.2-25	Kohalpur－Bhurigaon の既設送電線下の状況	4-24
図 4.2-26	Kohalpur 変電所の単線結線図	4-25
図 4.2-27	開閉設備の設置候補地	4-26
図 4.2-28	Kohalpur 変電所の周辺状況	4-27
図 4.2-29	Kohalpur 変電所からの地中線のルート案	4-28
図 4.2-30	Kohalpur－Nepalgunj の送電線ルート案	4-28
図 4.2-31	NEA が検討中の別案	4-29
図 4.2-32	Nepalgunj 地区の 33kV 配電設備の概況	4-30
図 4.2-33	Nepalgunj 地区の 33kV 系統単線結線図	4-30
図 4.2-34	Nepalgunj 工業団地	4-30
図 4.2-35	建設中の大規模鉄鋼工場	4-30
図 4.2-36	Old Nepalgunj 変電所	4-31
図 4.2-37	New Nepalgunj 変電所	4-31
図 4.2-38	Nepalgunj 33kV 系統増強案	4-32
図 4.2-39	33kV 単線結線図 (提案プロジェクト)	4-32
図 4.2-40	Nepalgunj Project 周辺の概略系統図	4-33
図 4.2-41	低ロス電線と従来電線の断面図	4-34
図 4.2-42	低ロス電線と従来電線のライフタイムコストの比較例	4-35

図 4.2-43	屋外型 GIS.....	4-35
図 4.2-44	時限順送のプロセス.....	4-36
図 4.2-45	展途上国における時限順送式開閉器導入前後の停電時間比較	4-37
図 4.3-1	蓄電池導入候補サイト(州都ならびに郡都).....	4-38
図 4.3-2	蓄電池導入候補サイト(Kathmandu 市内).....	4-39
図 4.3-3	蓄電池システムの基本構成.....	4-40
図 4.3-4	Singhdurbar 供給配電線の日負荷曲線.....	4-41
図 4.3-5	蓄電池設置候補地(K3 変電所).....	4-41
図 4.3-6	Maharajgunj 開閉所の給電系統	4-42
図 4.3-7	President Residence 供給配電線の日負荷曲線	4-43
図 4.3-8	蓄電池設置候補地(Maharajgunj 開閉所)	4-43
図 4.3-9	Baneswar 変電所構内の空き地.....	4-44
図 4.3-10	NEA 購入済みの隣接地	4-44
図 4.3-11	フィーダー盤増設スペース.....	4-45
図 4.3-12	Administration Center 供給配電線の日負荷曲線.....	4-46
図 4.3-13	Pokhara 変電所構内の蓄電池設置候補地.....	4-46

表リスト

表 1.3-1	JICA 調査団	1-2
表 2.1-1	DCSD を構成する組織.....	2-5
表 2.1-2	Generation Directorate を構成する組織.....	2-8
表 2.1-3	Transmission Directorate を構成する組織.....	2-9
表 2.1-4	Planning, Monitoring & IT を構成する組織.....	2-10
表 2.1-5	Administration Directorate を構成する組織.....	2-10
表 2.1-6	Engineering Service Directorate を構成する組織.....	2-11
表 2.1-7	Finance Directorate を構成する組織.....	2-11
表 2.1-8	NEA の貸借対照表(2009～2018 年).....	2-12
表 2.1-9	NEA の損益計算書(2009～2018 年).....	2-13
表 2.2-1	ネパールの電力需要と供給力の推移.....	2-17
表 2.2-2	ネパールの現状系統における発電所の容量.....	2-19
表 2.2-3	NEA が保有する水力発電所.....	2-20
表 2.2-4	ネパールの現状系統の送電線.....	2-21
表 2.2-5	ネパールの現状系統の変電所.....	2-22
表 2.2-6	TSDP 提案の概要.....	2-35
表 2.2-7	優先プロジェクト一覧.....	2-40
表 2.2-8	132kV のプロジェクト一覧.....	2-53
表 2.2-9	220kV、400kV のプロジェクト一覧.....	2-54
表 2.2-10	セメント工業の促進を目的としたプロジェクト一覧.....	2-54
表 2.2-11	NEA PMD で計画、実施中のプロジェクト一覧.....	2-55
表 2.4-1	送電線と変圧器の最大許容負荷.....	2-57
表 2.4-2	送電線の所要クリアランス.....	2-59
表 2.4-3	132kV 送電線の径間長(平野部).....	2-60
表 2.4-4	132kV 送電線の径間長(丘陵地域).....	2-60
表 2.4-5	220kV 送電線の径間長(平野部).....	2-60
表 2.4-6	220kV 送電線の径間長(丘陵地域).....	2-61
表 2.4-7	400kV 送電線の径間長(平野部).....	2-61
表 2.4-8	400kV 送電線の径間長(丘陵地域).....	2-61
表 2.4-9	送電線に適用される電線の種類.....	2-62
表 2.4-10	トレーニングにおける改善を検討すべき点.....	2-65
表 2.5-1	各国ドナーによる主な開発活動.....	2-66
表 3.1-1	ネパールの主要都市とその人口.....	3-1
表 3.1-2	工業団地一覧.....	3-5

表 3.2-1	対象都市における販売電力量 (Total, Industrial).....	3-6
表 3.2-2	対象都市における平均販売電力単価.....	3-7
表 4.1-1	大都市における送電網の開発プロジェクト.....	4-2
表 4.1-2	準大都市における送電網の開発プロジェクト.....	4-3
表 4.3-1	大容量蓄電池システム導入検討結果.....	4-47

略 語 表

略語	正式名称	日本語
ABC	Aerial Bundled Conductor	ABC ケーブル
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BESS	Battery Energy Storage System	蓄電池式エネルギー貯蔵システム
DoED	Department of Electricity Development	電力開発庁
DS/REMP	Distribution System / Rural Electrification Master Plan	配電系統ならびに地方電化のためのマスタープラン
EA	Electricity Act, 1992	電力法
EIA	Environmental Impact Assessment	環境アセスメント
ER	Electricity Rules, 1993	電力規則
ETFC	Electricity Tariff Fixation Commission	電力料金設定委員会
F/S	Feasibility Study	フィジビリティ・スタディ (実行可能性調査)
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IMP	Integrated Master Plan for Evacuation of Power from Hydro Projects in Nepal	水力発電プロジェクトからの送電のための総合マスタープラン
INPS	Integrated Nepal Power System	ネパール全国送配電網
INR	India Rupee	インドルピー
IPP	Independent Power Producer	独立系発電業者
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
LDC	Load Dispatch Center	給電指令所
LRMP	Loss Reduction Master Plan	電力ロス削減マスタープラン
MCC	Millennium Challenge Corporation	ミレニアム・チャレンジ公社
MoEWRI	Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation	エネルギー・水資源灌漑省
MoI	Ministry of Industry	産業省

略語	正式名称	日本語
NEA	Nepal Electricity Authority	ネパール電力公社
NERC	Nepal Electricity Regulatory Commission	ネパール電力規制委員会
NPR	Nepalese Rupee	ネパールルピー
PTDEP	Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project	送配電網効率強化プロジェクト
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
REC	Rural Electrification Community	農村電化コミュニティ
ROW	Right of Way	地役権
RPGCL	Ratriya Prasaran Grid Co. Ltd	送電公社
SDGs	Sustainable Development Goals	持続可能な開発目標
S/S	Substation	変電所
Sw/S	Switching Station	開閉所
THDP	The Hydropower Development Policy	水力開発政策
TSDP	Transmission System Development Plan of Nepal	ネパール送電系統開発計画
TSMP	Transmission System Master Plan of NEA	送電系統マスタープラン
VUCL	Vidhyut Utpadan Co., Ltd.	発電公社
WB	World Bank	世界銀行
WEC	Water and Energy Commission	水・エネルギー委員会
WRSN	Water Resource Strategy Nepal	ネパール水資源戦略

第1章 調査の概要

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景・経緯

ネパール連邦民主共和国（以下、ネパール）の電力需給は、2018年度のピーク需要1,508MWに対し、2018年7月時点の発電容量は1,069MWにとどまり、約440MWの供給不足となっている。この不足分はインドからの輸入により賄っている状況である。各ドナーの支援による大規模水力発電所の開発や、民間によるIPP事業の積極的な参入により、発電容量の拡大に向けた取組は進んでいるが、送配電分野については、送配電損失率20.45%（2018年度）¹と近隣諸国と比較しても高く、需給ギャップを悪化させる要因となっている。また、ネパールの電力需要は年平均7～8%で増加しており、2030年までに電化率99%の目標からも、今後更なる電力需要の増加が見込まれる。このような状況のもと、電力を広範囲に効率的・安定的に電力供給するための送配電網整備が発電容量拡大に向けた取組と並行して急務の課題となっている。

送配電網分野において、ネパールは2018年7月に「ネパール送電系統開発計画」（TSDP: Transmission System Development Plan of Nepal）を策定し、2040年までの132kV以上の送配電網整備計画を発表した。132kV未満（66kV、33kV、11kV）の送配電網整備計画については、現在アジア開発銀行（ADB: Asian Development Bank）の支援により策定中（Nepal Distribution System/ Rural Electrification Master Plan）である。送配電分野は、①都市部において電力需要に対して配電網整備が不十分、②無電化地域が多く残っている等が課題として挙がっており、世界銀行（WB: World Bank）やADBが同分野への支援に積極的に取り組んでいるものの、需要に対してはまだ不十分であり、開発ニーズは引き続き高い。

本調査は送配電分野の現状と課題を整理し、ネパール側、ADBから収集した情報分析を通じ、同分野における将来的な案件形成を見据えた独立行政法人国際協力機構（JICA: Japan International Cooperation Agency）の資金協力（有償資金協力、無償資金協力）及び技術支援の具体的な検討・提言を行うものである。

¹ NEA. 2018. Annual Report 2017/2018

1.2 調査の目的・範囲

項目	内容	特記/留意点など
目的	ネパールの主要都市における送配電分野の開発状況及び計画を整理し、送配電網整備にかかる支援ニーズ（資金協力、技術協力）を抽出する。また、案件形成に必要な基礎情報を収集し、2040年を目標年度とした電力供給の改善に向けた課題を整理する。期待される成果は以下の通り。 1) 資金協力の案件形成に向けた基本的情報の収集、資金協力候補案の提案及び課題の整理。 2) 関連機関の体制、維持管理能力の分析と課題整理を通じた技術協力ニーズの提案。	1) 一般に公開されている文献・資料などは、インターネットなどを活用して事前に収集・分析し、効率的に作業を行う。 2) 資料・分析が十分に整備されていない事も想定し、関係者からの聞き取り調査を広く行う。 3) JICA及び他ドナーによる関連調査や、ネパール政府が公開している関連資料を最大限活用し、効率的に作業を行う。なお、関連資料の活用にあたっては、内容の整合性を確認しつつ、不足情報・追加収集事項等を整理する。
対象地域・範囲	ネパール国主要都市（Kathmandu、Pokhara、Lalitpur、Birgunj、Biratnagar、Bairawa、Simara、Bharatpur）の132kV以下の送配電網	1) 円借款支援候補案として、左記8都市のうち、Kathmandu盆地を含む2,3都市を選定する。 2) 今後の需給バランス、他ドナーの支援動向を踏まえて、送配電ニーズの大きい都市がある場合は、左記8都市に加えて検討を行う。
関係機関、調査対象など	1) エネルギー水資源灌漑省（Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation） 2) ネパール電力公社（Nepal Electric Authority） 3) 送電公社（Ratriya Prasaran Grid Co. Ltd.）	本調査では、ネパール電力公社を実施機関として想定しているが、将来的に送電公社が送電案件を全て管轄する可能性を考慮し、関連する機関から網羅的に情報収集・現状把握を行う。
業務の範囲	1) 関連資料・情報の収集分析等とインセプションレポート作成 2) 現地関係省庁・機関、他ドナー等からの情報収集・分析 3) 資金協力候補案に関する情報収集 4) 活用可能な本邦技術の検討 5) 大容量蓄電池導入計画の検討 6) 資金協力候補案の提案及び課題の整理 7) 技術協力ニーズの提案	本邦技術活用の検討は、「質の高いインフラ（Quality Infrastructure）」の技術的優位性と、相手国ニーズとがマッチするかを検討する。また、必要に応じてライフサイクルコスト等の試算結果説明等を行い、先方実施機関及び関係組織の十分な理解を得る。

1.3 調査団の構成

本調査は、下記調査団メンバー（JICA調査団）により実施される。

表 1.3-1 JICA 調査団

氏名	担当業務	所属先
八木 建一郎	総括/電力開発計画	ニュージェック
室谷 真一	送変電設備計画	関西電力
河部 伸一	配電設備計画	ニュージェック
小西 和樹	系統解析	関西電力
三雲 是宏	経済財務分析/組織体制	ニュージェック

出典：JICA調査団

第2章 ネパール電力セクターの現状

第2章 ネパール電力セクターの現状

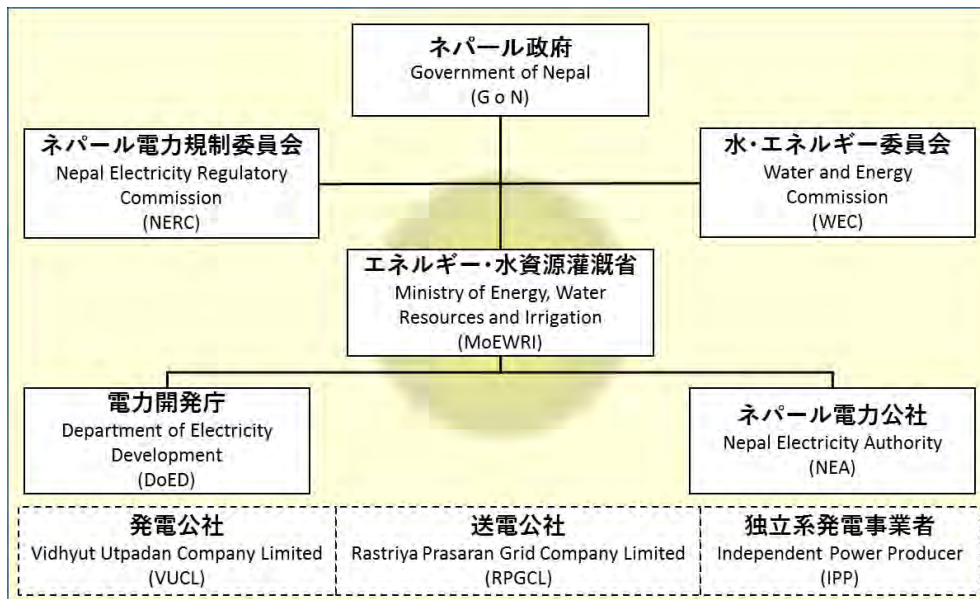
2.1 ネパール電力セクターの政策と組織体制

2.1.1 電力セクターにおける現状と課題

ネパールにおいて、電気事業を監督する官庁はエネルギー・水資源灌漑省(MoEWRI: Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation)であり、そのもとで電気事業に関する実務を担当しているのが電力開発庁 (DoED: Department of Electricity Development) である。MoEWRI は、2018年3月第2次 Oli 政権のもとで実施された省庁再編 (The Government of Nepal Work Allocation Regulations-2074) により、エネルギー省 (Ministry of Energy) に灌漑省 (Ministry of Irrigation) を吸収合併する形で発足した省庁である。また、電力セクターに関係する政府機関として、ネパール電力規制委員会 (NERC: Nepal Electricity Regulatory Commission)¹、水・エネルギー委員会 (WEC: Water and Energy Commission) 等が設置されている。

電力事業体制は、電力セクター全般をネパール電力公社 (NEA: Nepal Electricity Authority) が一元的に管轄し、電力の調達、販売、供給、インフラ整備、メンテナンスなどを手掛けているが、発電分野では、1992年に制定された電力法により卸電力分野への民間事業者の参入が認められたことから、独立系発電事業者 (IPP: Independent Power Producer) や発電公社 (VUCL: Vidhyut Utpadan Company Limited) が運営する多くの発電所が稼働している。また、ネパール政府は将来的な発送・配電の分離を志向しており、この方針の下、段階的な措置として送電公社 (RPGCL: Ratriya Prasaran Grid Co. Ltd.) が2015年に設立されている。図 2.1-1 に電気事業に関連する省庁及び組織の関係図を示す。

¹ かつて設置されていた電力料金設定委員会(ETFC: Electricity Tariff Fixation Commission)にかわり、政府から独立した組織として新しく設置された。しかし、人材や予算の不足によって現在もまだ十分に機能していない。



出典：JICA 調査団

図 2.1-1 ネパールにおける電気事業関連組織

政策面では、2001年に「水力開発政策」(THDP: The Hydropower Development Policy)を定め、国内の豊富な水資源²を活用した安価な電力開発により地方を含めた経済発展を目指すという目標を設定した。また、翌2002年には、WB、国際開発協会、カナダ国際開発庁の支援のもと、ネパール初の包括的水資源戦略「ネパール水資源戦略」(WRSN: Water Resource Strategy Nepal)の策定に着手するなど、本格的な水資源の開発計画が複数策定されているが、その開発は計画通りに進んでいないため電力不足は未だ解消されておらず、多くをインドからの輸入電力に頼っている状況である。

一方で、電力を需要地に安定的に供給するためには、発電容量の拡大方策と合わせて、送配電網の整備が不可欠であるが、これに対しては、2015年に策定された「送電システムマスタープラン」(TSMP: Transmission System Master Plan of NEA)、2016年に策定された「水力発電プロジェクトからの送電のための総合マスタープラン」(IMP: Integrated Master Plan for Evacuation of Power from Hydro Projects in Nepal)ならびに TSDP 等の整備計画があり、今後の発電設備開発に合わせてこれら送電網及び配電網の整備・拡充計画をタイムリーに実施に移していく事が必要である。

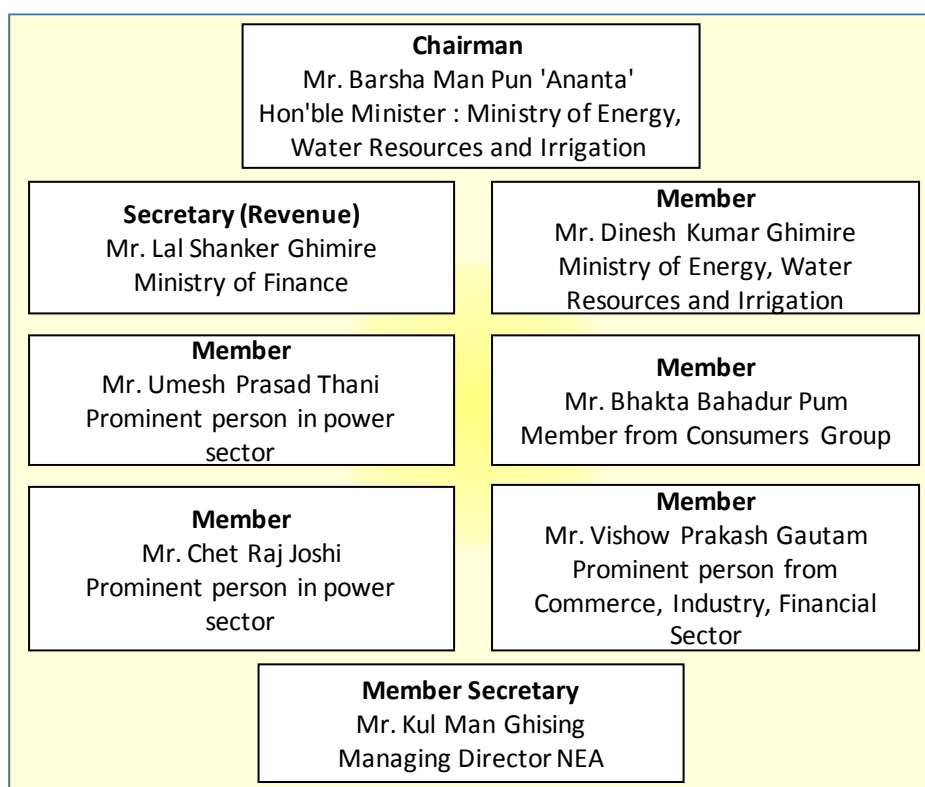
² ネパールの包蔵水力は、83,000MW、経済的に開発可能な包蔵水力は42,000MWと言われているが、2016年時点で約2.5%しか開発されていない。

2.1.2 事業実施機関の組織構造と運営体制

NEA は国営企業であり、発電、送電ならびに配電業務を行っている組織である。NEA は、1984年に制定された電力公社法に基づき、かつての水資源省電力部と電気局を統合して1985年に設立された。

NEAにはエネルギー大臣を議長とした Board of Directors（役員会）があり、これはエネルギー一次官、財務省次官、商工会議所連盟、消費者の各代表者、電力専門家およびNEA 総裁の合計7名の役員によって構成されている。この役員会では、電力事業の編成や電力購入契約（PPA: Power Purchase Agreement）等の運営上重要な事柄が審議されている。

Board of Directors の構成（2019年5月時点）を図 2.1-2 に示す。

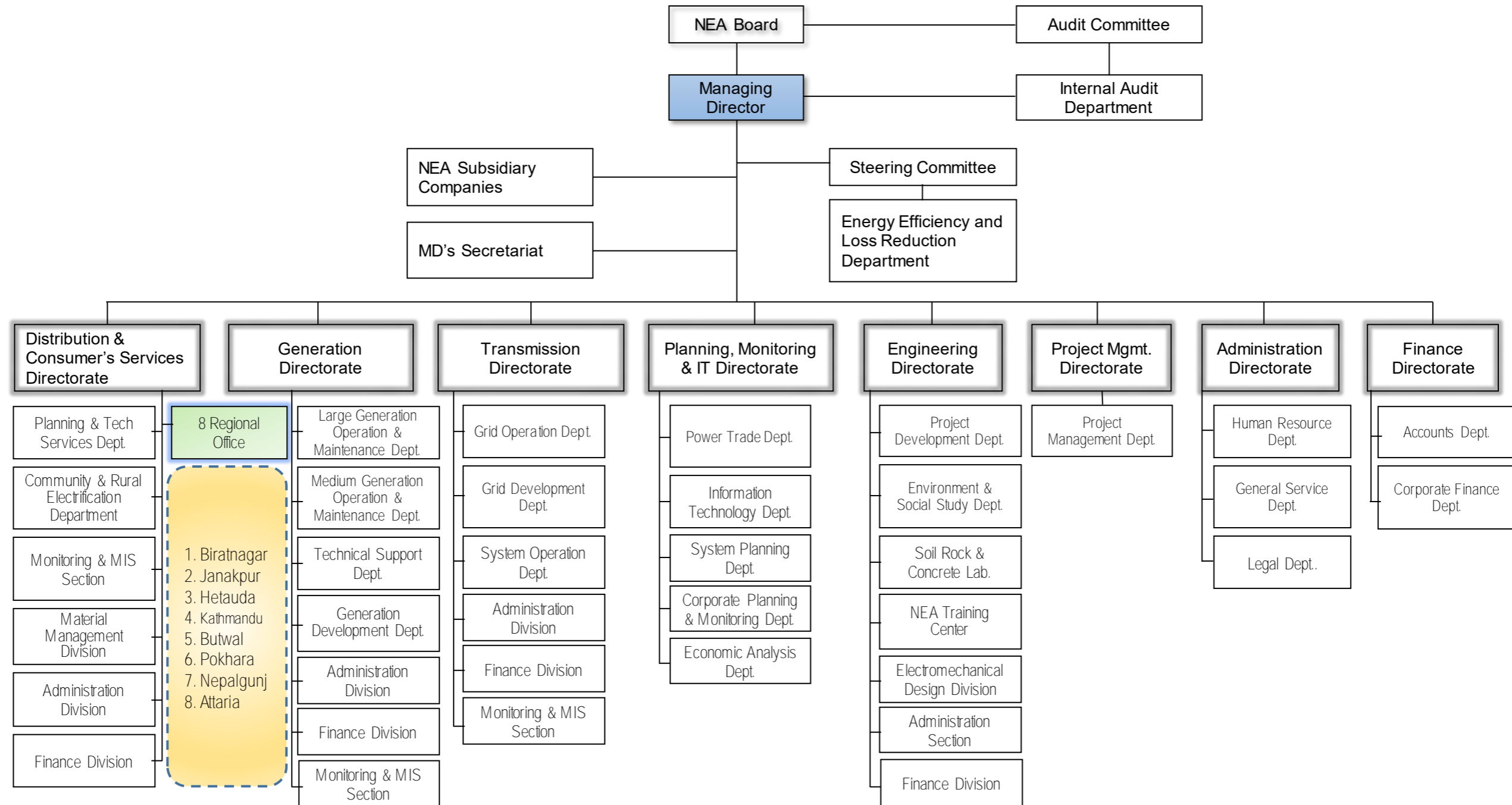


出典：JICA 調査団

図 2.1-2 NEA Board of Directors の構成

NEA の組織は、Board of Directors の下に Managing Director が置かれ、その配下にある8つの事業部によって実務が行われている。Managing Director には運営委員会 (Steering Committee) があり、NEA の経営における意思決定を行う場になっている。

NEA の組織構造を図 2.1-3 に示す。



出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

図 2.1-3 NEA の構成構成図

このうち、送配電事業に重要な役割を果たすと考えられるのが Distribution & Consumer Service Directorate (DCSD)、Transmission Directorate (TD) ならびに Project Management Directorate (PMD) である。それぞれの事業部の役割を次に述べる。

(1) Distribution & Consumer Services Directorate(DCSD:配電顧客サービス事業部)

DCSD では、33kV までの変電・配電設備の計画・建設・保守ならびに運用を行っている。また、新設需要家への接続・検針・電気料金の請求と集金を行っている。DCSD は、NEA 最大の事業部で、全職員数の 7 割がこの事業部に所属しており、6つの部と 8 支社で構成されている。

企画技術サービス部では、配電システムの拡張計画・準備において技術的サポートを担当している。この部門における主な事業内容は次に示すとおりである。

- 地方電化および変電所のリハビリテーションの立案と実施
- TOD (Time of Day) メーターおよび計測機器のプログラミング、データ収集および分析
- 地域別の配電システム損失の監視と分析評価
- 配電システムにおける損失削減のためのプロジェクト立案と実施における支援
- 検針、請求および料金回収における施設の近代化
- 電力需要と損失の削減を統合した配電計画の実施

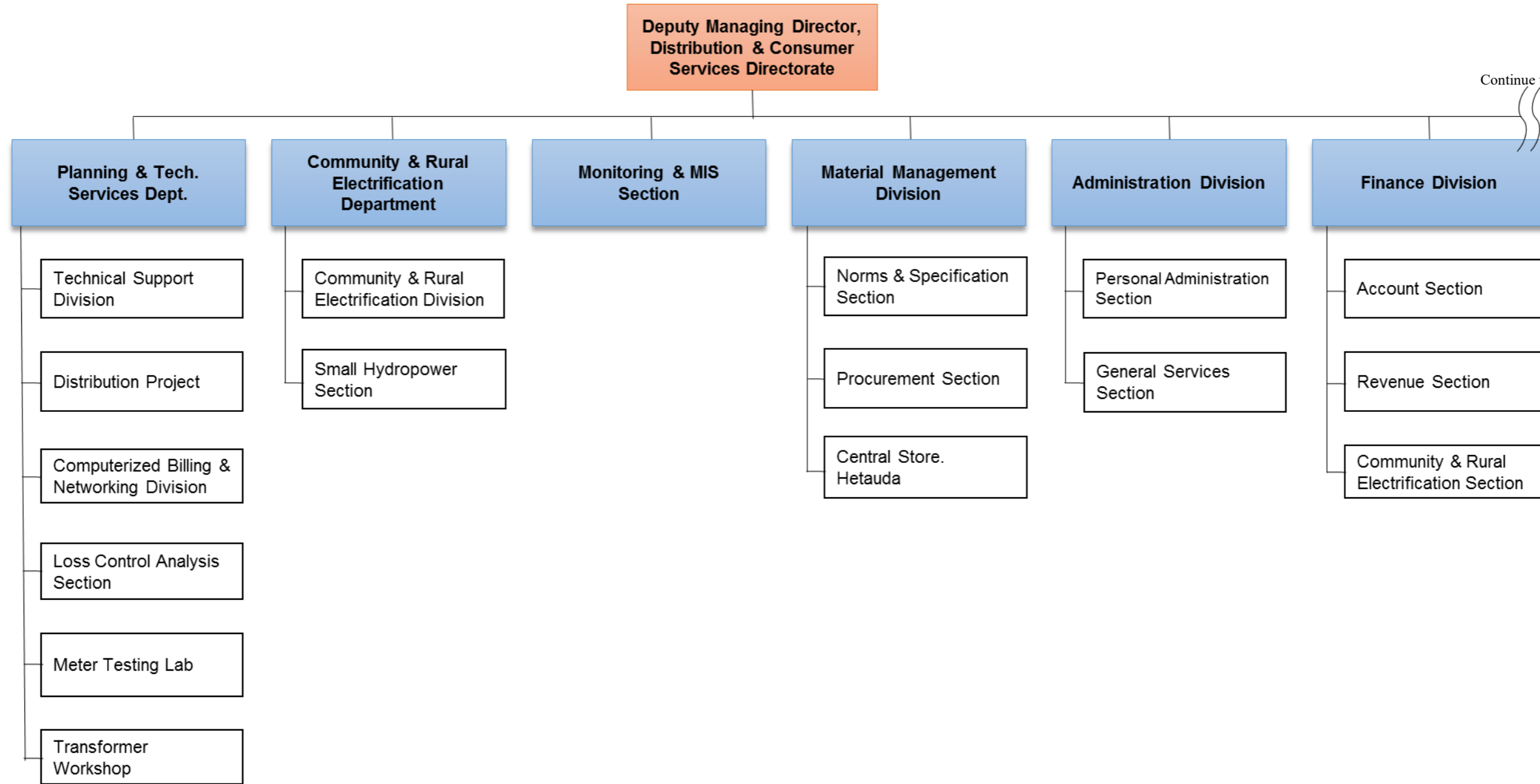
電化協同組合、地方電化部は、2003 年にネパール政府が主導するコミュニティ農村電化プログラムを効率的に実施するために設立された部門で、農村電気コミュニティ (REC: Rural Electrification Community) に電力を供給し地域内の配電の運営および管理を支援している。NEA は 11 kV ラインまでのサービスを提供し、REC は 400/230V ラインを担当している。

表 2.1-1 DCSD を構成する組織

6 部		
1. 企画技術サービス部 (Planning & Tech. Services Dept.)	2. 電化協同組合、地方電化部 (Community & Rural Electrification Department)	3. 財務部 (Finance Division)
4. 管理部 (Administration Division)	5. 資材調達部 (Material Management Division)	6. モニタリング情報システム部 (Monitoring & MIS Section)

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

前述の通り、DCSD は NEA 最大の事業部であり傘下の組織も多いことから、その組織構造と全国に配置される支社等の体制を図 2.1-4、図 2.1-5 に示す。

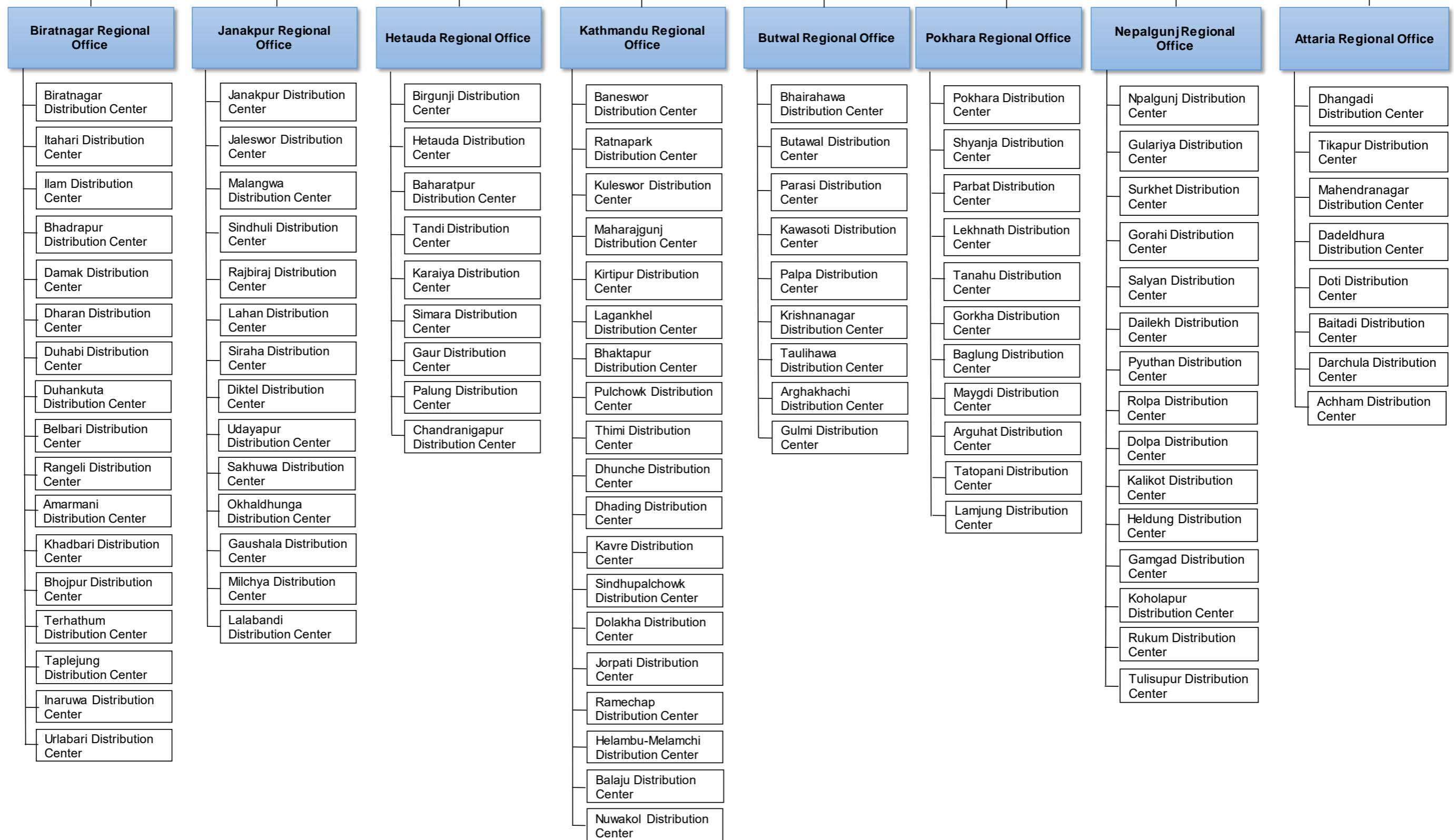


Continue to the next page

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

図 2.1-4 DCSD の組織構造(その1)

(From the previous page)



出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

図 2.1-5 DCSD の組織構造(その2)

(2) Generation Directorate(発電事業部)

この事業部では、新規発電所の建設および NEA の運転中の発電所の保守・運用を担当しており、事業は主に電源開発部、技術サポート部、発電所運転保守部（大規模、中規模）によって支えられている。現在、以下の3つの水力発電所の建設プロジェクトが本事業部によって進められている。

- ✓ Kulekhani III Hydroelectric Project(14MW)
- ✓ Rahughat Hydroelectric Project(40 MW)
- ✓ Upper Trishuli 3'A' Hydroelectric Project(60MW)

表 2.1-2 Generation Directorate を構成する組織

7 部		
1. 大規模発電所運転保守部 (Large Generation Operation & Maintenance Dept.)	2. 中規模発電所運転保守部 (Medium Generation Operation & Maintenance Dept.)	
3. 技術サポート部 (Technical Support Dept.)	4. 電源開発部 (Generation Development Dept.)	5. 管理部 (Administration Division)
6. 財務部 (Finance Division)	7. モニタリング情報システム部 (Monitoring & MIS Section)	

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

(3) Transmission Directorate(送電事業部)

この事業部では、高圧送電線の建設および運用を担っており、系統管理部、系統拡充部、系統運用部、管理部、財務部ならびにモニタリング情報システム部で構成されている。系統管理部、系統拡充部、系統運用部にはそれぞれ傘下の組織やプロジェクトサイトがあり、その構成を表 2.1-3 に示す。

系統管理部は、遠方の発電所の電力を様々なロードセンターに高品質に伝送することを主要な業務としている。また、NEA Grid Code に従って接続契約を締結することにより、異なる電圧レベルで IPP と大量消費者との間での接続サービスを提供している。

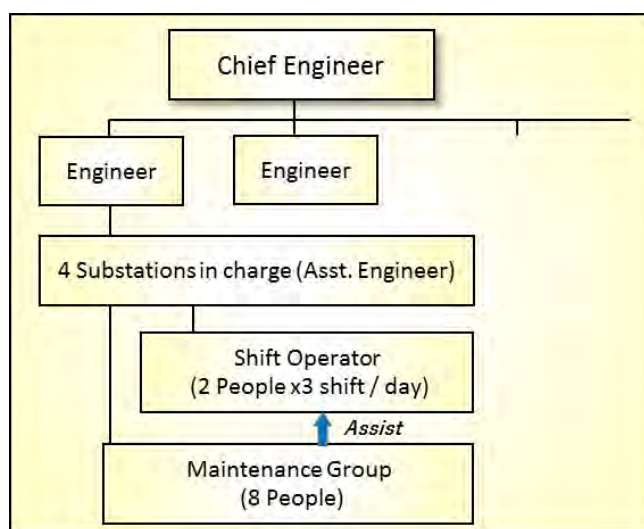
系統管理部のもう一つの主要な業務は、66kV 以上の変電所および送電線の運用、設備の増設、交換、修復作業等の日常的な保守作業であり、Pokhara、Duhabi、Attaria、Kathmandu、Hetauda、および Butwal の Grid Blanch がこれらの責任を果たすために系統管理部の下で活動している。

表 2.1-3 Transmission Directorate を構成する組織

Transmission Directorate		
1. 系統管理部 (Grid Operation Department)	2. 系統拡充部 (Grid Development Department)	3. 系統運用部 (System Operation Department)
↓	↓	↓
Pokhara Grid Branch	Butwal – Kohalpur 132kV	Load Dispatch Center
Duhabi Grid Branch	Transmission Line 2nd Circuit	
Attaria Grid Branch	Chapali 132kV Substation	
Kathmandu Grid Branch	Illam-Damak 132kV	
Hetauda Grid Branch	Transmission Line from Kabeli	
Butwal Grid Branch	Corridor	

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

前述の Grid Branch の Office では、図 2.1-6 に示すような組織体制で変電所の運営を行っている。Branch Chief (Chief Engineer) の配下に Engineer が置かれ、それぞれの Engineer が稼働中の変電所の運転を管理する。実際の運転は2人のオペレーターが8時間を1シフトとして、3交代制で1日24時間を絶え間なく管理している。トラブル等の発生時には Maintenance Group が変電所の処置や復旧やアシストをすることになっている。



出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

図 2.1-6 Grid Branch における組織体制

系統拡充部では、電力供給能力や対象エリアを拡大するためのプロジェクト開発を担当している。系統拡充部が担当し、最近完了したプロジェクトは次のとおりである。

- Butwal – Kohalpur 132kV Transmission Line 2nd Circuit
- Chapali 132kV Substation
- First Section Illam-Damak 132kV Transmission Line from Kabeli Corridor

系統運用部では、Load Dispatch Center(LDC)を運用している。LDC では、24 時間体制で SCADA システムを用いて、Integrated Nepal Power System (INPS)を運用している。このシステムにより、発電所および送電線の全体的な利用性が改善し、停電の場合に電力システムの迅速な復旧に役立てられている。

(4) Planning, Monitoring & IT Directorate

この事業部は、電力取引部、系統計画部、経営企画・モニタリング部、情報技術部ならびに経済分析部で構成されている。電力取引部では、IPP やインドの発電会社からの買電事業を担っている。系統計画部では、送配電系統の拡充等の計画を担っている。拡充計画の検討は、送電事業部や配電顧客サービス事業部でも実施している。

表 2.1-4 Planning, Monitoring & IT を構成する組織

5 部		
1. 電力取引部 (Power Trade Dept.)	2. 情報技術部 (Information Technology Dept.)	3. 系統計画部 (System Planning Dept.)
4. 経営企画、モニタリング部 (Corporate Planning & Monitoring Dept.)	5. 経済分析部 (Economic Analysis Dept.)	

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

(5) Administration Directorate

この事業部は、人材開発部、総合サービス部および法務部によって構成されており、主に NEA の人事労務管理、法務管理ならびに人材育成等を実施している。

表 2.1-5 Administration Directorate を構成する組織

3 部		
1. 人材開発部 (Human Resource Dept.)	2. 総合サービス部 (General Service Dept.)	3. 法務部 (Legal Dept.)

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

(6) Engineering Service Directorate

この事業部は、プロジェクト開発部、環境社会評価部、硬岩コンクリート研究所、NEA トレーニングセンター、電気機械設計部、財務部および管理部で構成されている。

表 2.1-6 Engineering Service Directorate を構成する組織

7 部		
1. プロジェクト開発部 (Project Development Dept.)	2. 環境社会評価部 (Environment & Social Study Dept.)	3. 硬岩コンクリート研究所 (Soil Rock & Concrete Lab.)
4. トレーニングセンター (NEA Training Center)	5. 電気機械設計部 (Electromechanical Design Division)	6. 管理部 (Administration Section)
7. 財務部 (Finance Division)	-	-

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

(7) Project Management Directorate

この事業部は、プロジェクト管理部のみで構成されており、主に ADB の支援によって実施されているプロジェクト遂行についての管理を行っている。

(8) Finance Directorate

この事業部は、経理部と財務部で構成されている。経理部では、NEA の収支管理を行っており、コーポレート・ファイナンス部では、主に NEA の財務活動全般、また資金調達活動を行っている。

表 2.1-7 Finance Directorate を構成する組織

2 部	
1. 経理部 (Account Dept.)	2. コーポレート・ファイナンス部 (Corporate Finance Dept.)

出典：NEA 提供資料をもとに JICA 調査団作成

2.1.3 実施機関の財務状況

現地調査の結果、最新年である 2018 年の実績値³が反映された財務諸表が得られた。財務諸表から読み取られる傾向は次のとおりである。

(1) 貸借対照表

NEA の過去 10 年間の貸借対照表を表 2.1-8 に示す。流動比率⁴は、2014 年までは 30%台であったが、2015 年に 40%を超過して以降、徐々に増加し 2018 年には約 76%まで上昇している。自己資本比率⁵は、過去 10%台を推移していたものが、2017 年以降は 23~28%まで増えてきている。

表 2.1-8 NEA の貸借対照表(2009~2018 年)

(単位：NPR in million)

Particulars	2018*	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Assets										
Non Current Assets										
Property, Plant & Equipment	112,984.5	90,341.2	88,521.1	86,439.1	84,238.7	83,873.5	85,460.7	84,725.5	83,105.6	81,238.5
Capital Work in Progress	77,607.0	80,272.3	66,684.1	58,052.4	46,993.9	39,843.2	29,905.5	22,832.0	17,040.5	13,550.5
Investments	29,941.5	25,845.4	21,755.1	17,550.9	12,288.3	6,807.6	5,049.2	4,855.1	3,445.7	2,501.1
Total Non-Current Assets	220,533.1	196,458.9	176,960.2	162,042.3	143,520.9	130,524.2	120,415.3	112,412.6	103,591.8	97,290.1
Current Assets										
Inventories	7,543.7	4,218.0	3,376.4	3,169.8	2,859.4	3,043.0	3,033.8	2,502.9	2,432.0	2,159.1
Trade and other Receivables	15,547.0	13,585.9	11,186.8	9,927.5	9,015.6	7,930.0	6,693.2	6,871.2	6,097.7	4,854.0
Cash and Cash Equivalents	34,494.6	24,823.8	15,361.6	10,621.6	6,121.6	4,715.0	2,697.5	2,016.6	1,244.7	1,724.8
Prepaid, Loans & Advances and Deposits	6,453.6	5,875.9	3,804.3	3,783.0	3,644.7	3,300.6	4,222.7	2,976.8	4,585.6	2,495.1
Total Current Assets	64,039.0	48,503.5	33,729.1	27,501.8	21,641.3	18,988.6	16,647.1	14,367.5	14,360.0	11,233.0
Total Assets	284,572.1	244,962.4	210,689.4	189,544.2	165,162.2	149,512.8	137,062.5	126,780.1	117,951.8	108,523.1
Equity and Liabilities										
Capital and Reserves										
Share Capital	102,437.6	82,411.3	58,527.9	49,275.1	44,510.8	37,364.9	31,422.4	25,694.8	38,651.8	33,659.5
Reserves and Accumulated Profits										
Reserve	1,988.7	1,833.3	2,089.2	2,021.9	1,908.5	1,721.4	1,706.0	1,677.6	1,631.3	1,497.9
Accumulated Profits (Loss)	(25,586.6)	(28,168.1)	(34,608.5)	(25,751.4)	(20,238.6)	(13,238.2)	(9,867.0)	0.0	(21,022.4)	(14,098.8)
Total Equity	78,839.7	56,076.4	26,008.6	25,545.5	26,180.7	25,848.2	23,261.5	27,372.4	19,260.7	21,058.5
Non-Current Liabilities										
Borrowings	120,261.1	110,681.7	111,303.6	98,253.1	82,691.7	75,034.9	68,909.2	62,631.9	58,231.7	53,788.5
Deferred Tax	693.2	693.2	693.2	693.2	693.2	693.2	693.2	693.2	693.2	693.2
Total Non-Current Liabilities	120,954.4	111,374.9	111,996.9	98,946.3	83,384.9	75,728.1	69,602.4	63,325.1	58,924.9	54,481.7
Current Liabilities										
Borrowings	-	-	-	-	700.0	1,200.0	3,500.0	790.0	1,280.0	250.0
Sundry Creditors and Other Payables	58,833.3	54,085.3	51,324.5	45,742.9	37,637.2	33,019.2	29,137.1	27,826.0	32,909.5	29,402.2
Provisions	25,944.7	23,425.8	21,359.5	19,309.5	17,259.5	13,717.3	11,561.5	7,466.7	5,576.8	3,330.8
Total Current Liabilities	84,778.0	77,511.1	72,683.9	65,052.4	55,596.7	47,936.6	44,198.6	36,082.7	39,766.3	32,983.0
Total Liabilities	205,732.4	188,886.0	184,680.8	163,998.6	138,981.6	123,664.7	113,801.0	99,407.7	98,691.1	87,464.7
Total Equity and Liabilities	284,572.1	244,962.4	210,689.4	189,544.2	165,162.2	149,512.8	137,062.5	126,780.1	117,951.8	108,523.1
流動比率 (Current ratio)	75.5%	62.6%	46.4%	42.3%	38.9%	39.6%	37.7%	39.8%	36.1%	34.1%
自己資本比率 (Capital adequacy ratio)	27.7%	22.9%	12.3%	13.5%	15.9%	17.3%	17.0%	21.6%	16.3%	19.4%

出典：NEA Finance Directorate

³ NEA A Year In Review - Fiscal Year 2017/2018 に掲載されている値は見込値である。
⁴ 流動比率 (Current ratio) → 企業の短期的な支払い能力を示す指標 (日本の電力会社は 40~60%)
⁵ 自己資本比率 (Capital adequacy ratio) → 自己資本比率が高いほどよい (日本の電力会社は 10~50%)

(2) 損益計算書

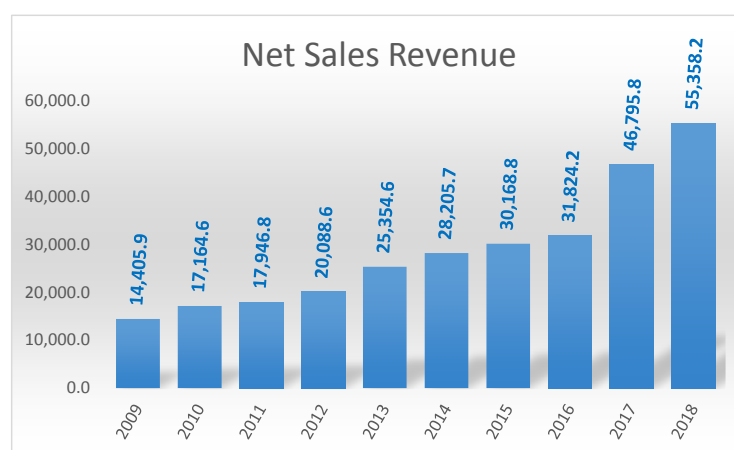
NEA の過去 10 年間の損益計算書を表 2.1-9 に示す。2017 年からは黒字に転換し、売上収入は増えている。

表 2.1-9 NEA の損益計算書(2009～2018 年)

(単位：NPR in million)

Particulars	2018*	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Net Sales Revenue	55,358.2	46,795.8	31,824.2	30,168.8	28,205.7	25,354.6	20,088.6	17,946.8	17,164.6	14,405.9
Cost of Sales										
Generation	1,678.5	1,463.9	1,333.1	1,384.0	1,886.5	1,604.3	1,147.7	929.6	1,541.3	1,119.7
Power Purchase	34,130.7	28,332.8	22,332.4	19,210.2	17,041.5	13,572.5	11,948.4	10,493.7	9,746.6	7,691.3
Royalty	1,428.8	967.4	883.1	892.5	888.7	890.5	941.6	854.8	849.8	796.1
Transmission	1,883.1	1,822.8	1,094.6	579.6	519.5	416.7	421.4	346.0	337.7	328.2
Gross profit	16,237.1	14,208.8	6,181.0	8,102.5	7,869.5	8,870.6	5,629.6	5,322.8	4,689.3	4,470.7
Other Income	6,615.5	4,907.3	3,249.3	3,116.3	2,156.9	1,868.4	1,695.4	1,382.9	1,188.3	1,601.7
Distribution Expenses	7,645.0	7,041.6	5,671.4	5,341.5	4,575.2	4,088.0	3,685.2	3,004.2	3,091.2	2,575.1
Administrative Expenses	2,043.0	1,601.6	1,218.6	1,339.0	1,239.2	1,327.5	973.4	866.7	789.5	651.7
Interest Expenses	3,221.8	3,546.2	5,079.7	4,670.2	4,234.5	4,039.7	3,885.5	3,594.0	3,668.7	2,492.6
Depreciation	4,210.3	3,755.2	3,554.4	3,471.0	3,296.6	3,228.7	3,175.8	3,031.3	2,902.9	2,361.2
Loss (Gain) on Foreign Exchange	277.5	(410.7)	746.5	(523.2)	(52.8)	(652.1)	896.6	85.0	28.7	814.0
Provisions & write offs	-	-	-	-	-	-	(549.8)	(323.7)	(112.4)	(959.7)
Provision under Employees' Benefits Plan	2,500.0	2,050.0	2,050.0	2,050.0	3,542.1	2,112.7	4,106.7	1,890.0	2,246.0	1,246.0
Provisions for Employees' Bonus	57.9	30.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Profit/(Loss) before Tax	2,897.1	1,502.3	(8,890.2)	(5,129.8)	(6,808.4)	(3,405.4)	(9,947.9)	(6,089.2)	(6,961.8)	(5,027.8)
Provision for Income Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Profit Available for Appropriation	2,897.1	1,502.3	(8,890.2)	(5,129.8)	(6,808.4)	(3,405.4)	(9,947.9)	(6,089.2)	(6,961.8)	(5,027.8)
Appropriation for Corporate Social Responsibility Fund	29.0	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Appropriation for Insurance Fund	20.0	20.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit/(Loss) Transferred to Statement of Financial Position	2,848.1	1,467.3	(8,890.2)	(5,129.8)	(6,808.4)	(3,405.4)	(9,947.9)	(6,089.2)	(6,961.8)	(5,027.8)

出典：NEA Finance Directorate



出典：NEA Finance Directorate

図 2.1-7 売上収入の推移

前述のとおり利益が著しく改善している主な理由は、送配電ロスの低減と電力料金回収率の向上である。

NEA は、不正計量、盗電等による非技術的ロスを地方事務所単位で徹底的に排除する運動を展開するとともに、World Bank や ADB の協力により配電系統の最適化をはかるプロジェクトを実施することによって送配電ロスの低減に取り組んでいる。

また、NEA は On-line で支払いを行う顧客に対し一定比率の払い戻しを付与するという優遇制度の普及活動を展開し、これによる期日内支払いと回収コストの低減を徹底するとともに、メータの設置と料金検針と収納に関する職員教育と実践を徹底することによって電力料金回収率の改善に成功している。

このほか、以下に示す要因が最近の財務状況の改善に寄与していると考えられる。

- IPP 電源の拡大と運用開始により電力販売が増大した
- インドからの安価な電力供給が増えた。
- さらに購入単価が 8 ネパール・ルピー (NPR) /kWh から 6NPR/kWh に下がったことで差益を得た。

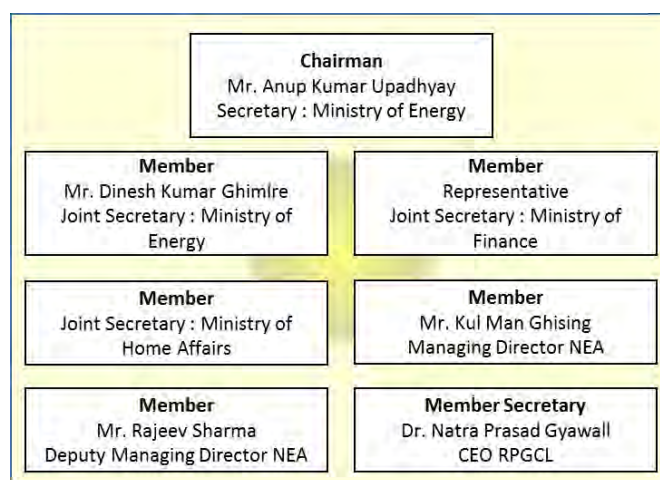
また、今後の財務状況について明るい材料として、以下の事柄が指摘されている。

- Bhotekoshi 水力発電所の復旧が進んでおり、2019 年には運用再開が予定されている。これによる電力供給の増大が期待されている。
- MoEWRI 長官である Dinesh Kumar Ghimire 氏によると、Upper Tamakosi 水力発電所の運用が 11 月に迫ってきているとされる (2019/4/11 付 Kathmandu Post)。これによる電力供給の増大が期待されている。

2.1.4 その他の関係機関

将来送配電プロジェクトの実施機関の一翼を担うと考えられる組織として、前述のとおり2015年に政府主導で発足したRPGCLがある。

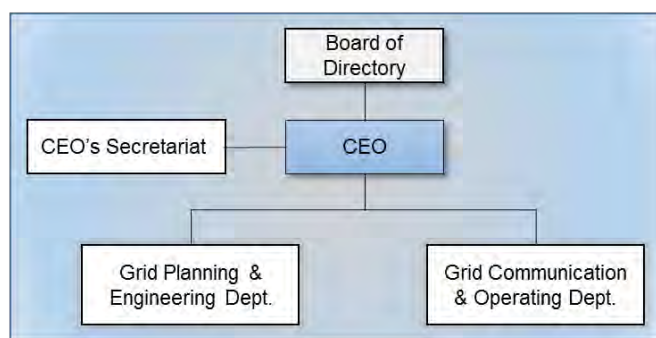
RPGCLにはエネルギー大臣を議長としたBoard of Directors（役員会）があり、これはエネルギー長官と次官、財務省次官、NEA 総裁、NEA 副総裁およびRPGCLのCEOの合計7名の役員によって構成されている。この役員会では、事業の編成や契約等の運営上重要な事柄が審議されている。Board of Directorsの構成（2019年5月時点）を図2.1-8に示す。



出典：JICA 調査団

図 2.1-8 RPGCL Board of Directors の構成

RPGCLでは、図2.1-9に示すように、CEOのもとGrid Planning & Engineering Dept.とGrid Communication & Operating Dept.が主軸となって送電線の新規開発とその維持管理をするよう計画している。



出典：JICA 調査団

図 2.1-9 RPGCL の運営体制

(1) NEA との役割分担

RPGCL は、現在のところ資産を所有しておらず、今後 IPP 向けに送電線を建設し、NEA のグリッドにつなげることで Wheeling Charge を収入とするビジネスモデルを考えている。したがって、今後はこれに関連する運用と施設の設置、メンテナンスを担当することになる。なお、132kV 以下の負荷側の系統、配電系統は NEA が担当しており、RPGCL のスコープ外である。

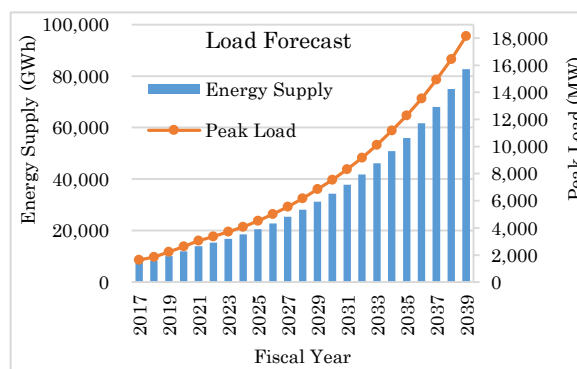
(2) プロジェクトの開発、維持管理能力について

RPGCL は、政府の出資による公的企業であるが、発足から日が浅いこともあり職員の能力開発と技術の継承と持続性を図るためのトレーニング組織はまだできていない。近い将来に設置する予定となっている。

2.2 送配電網の現状と開発計画

2.2.1 電力需要及びエネルギー利用の現状

ネパールの電化率は 2016 年で約 76%⁶であり、周辺国と比べて低い状況である。ネパール政府は SDGs において 2030 年までに電化率を 99%に改善する目標を掲げているが、地域間格差が大きく都市部の電化率 97%に対し地方部では 72%にとどまっている。図 2.2-1 に示すように、ネパールの電力需要は年平均 7~8%で増加しており、2018 年の 1,508MW から 2040 年には 18GW まで増加する事が想定されている。



出典：NEA Annual Report 2017/2018

図 2.2-1 ネパールの電力需要想定

⁶ ADB. 2017. NEPAL ENERGY SECTOR ASSESSMENT, STRATEGY, AND ROAD MAP

電力供給側の現状を見ると、表 2.2-1 に示すとおり、発電容量は、2011 年（706MW）から 2016 年（856MW）までに年平均 3.9%で増加しているものの、それを上回る需要の伸び（年平均 7.9%）のため、国内の発電容量はピーク需要の約 6 割程度にとどまっている。この不足分はインドからの輸入で賄われているが、長時間の計画停電（Load Shedding）も実施されていた⁷。ネパール政府は、こうした深刻な需給ギャップの改善のため複数の水力資源開発に関する国家戦略や開発計画の策定、また、IPP への発電市場開放等を実施した。その結果、ネパール政府は、2018 年 5 月以降全需要家への計画停電の終わりを宣言⁸した。

表 2.2-1 ネパールの電力需要と供給力の推移

Item	FY						Annual Growth Rate(%)		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016			
Installed capacity(MW)	706	719	762	787	787	856	3.9		
Peak demand(MW)	946	1,027	1,095	1,201	1,292	1,385	7.9		
Supply capacity shortage(MW)	240	308	333	414	505	529	17.1		
Electricity requirement(GWh)	4,833	5,195	5,446	5,910	6,335	6,920	7.4		
Supply (GWh)	N E A	Hydro	2,122	2,357	2,273	2,288	2,366	2,168	0.4
		Thermal	3	2	19	10	1	0.1	0
		Total NEA	2,123	2,359	2,292	2,298	2,367	2,169	0.3
	IPPs	1,039	1,074	1,176	1,070	1,269	1,173	2.5	
	Imports	694	746	790	1,319	1,370	1,758	20.4	
	Total	3,858	4,179	4,258	4,687	5,006	5,100	5.7	
Supply shortage(GWh)	975	1,018	1,188	1,223	1,329	1,820	13.3		

出典：NEPAL ENERGY SECTOR ASSESSMENT, STRATEGY, AND ROAD MAP ADB. 2017

2.2.2 送配電網の現状

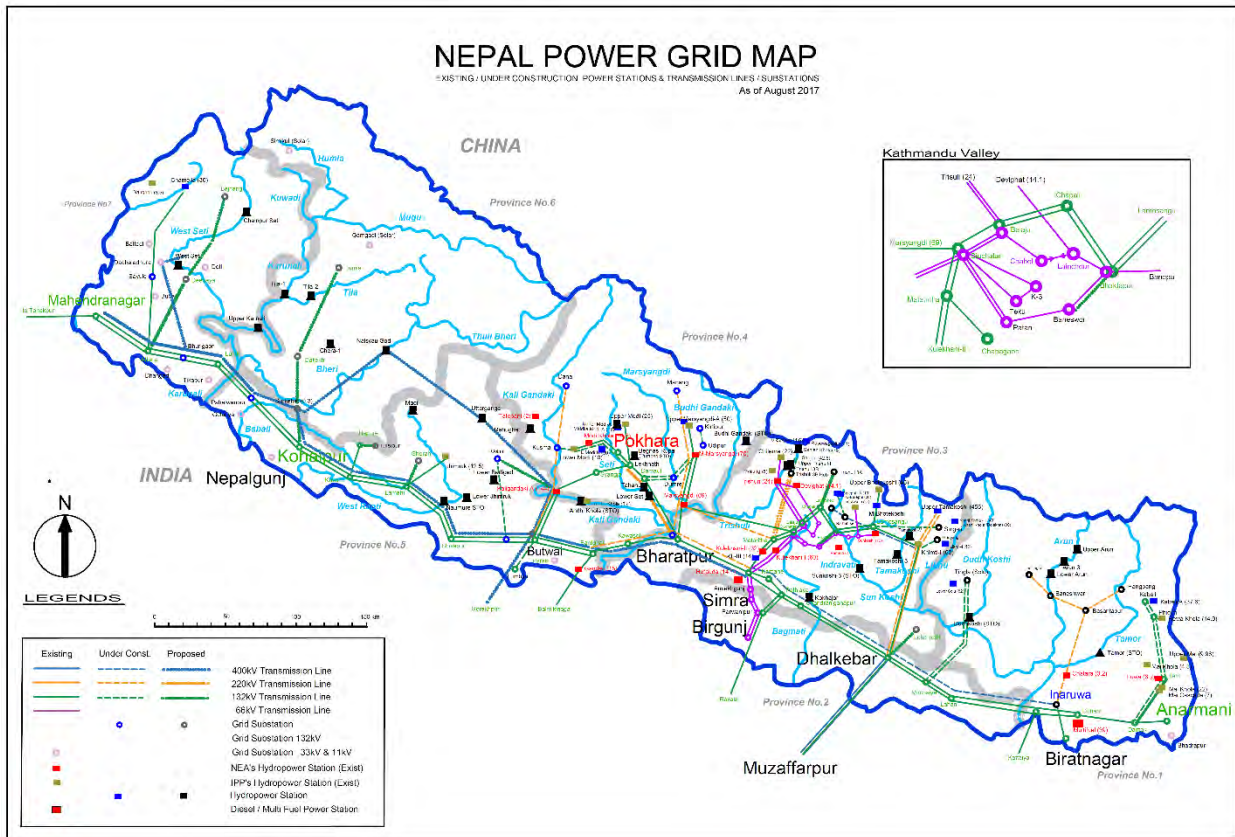
(1) 送電システムの現状

ネパールの現状の送電システムを図 2.2-2 に示す。現状のシステムは 400kV、220kV、132kV、66kV の送電線で構成されている。主要な送電線はネパール南部を東西に経過している 132kV 送電線であり、この基幹送電線によって東部の Anarmani から西部の Mahendranagar ままでが連系されている。主要な電力需要地は、Kathmandu 盆地を含む中央部の丘陵地域、ならびに Butwal、Birgunj、Biratnagar などの工業地帯を含む南部に位置している。また、水力発電所の多くはネパールの中央部と北部に位置しており、これらの発電所は主に 132kV 送電線を通して中央部ならびに南部の需要地に電力を供給している。

⁷ 乾季（1月から4月）の計画停電は、1日11時間に及んでいた。

⁸ NEA Annual Report 2017/2018 (P.2 Message from the Minister)

< 既設の発電所、送電線、変電所 >



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-2 ネパールの送電系統 (2017 年 8 月時点)

ネパールの現状系統における発電所の容量を表 2.2-2 に示す。発電所の全容量は 1,074,135kW であり、そのうち約 95% の 1,020,625kW を水力発電が占めており、残り約 5% を火力発電と太陽光発電が占めている。水力発電量の約半分は NEA が所有する水力発電所によるものである。表 2.2-3 に NEA が所有する既設の水力発電所の一覧を示す。最も容量が大きい Kaligandaki A は現状系統における主要な水力発電所である。ネパール中西部の Syangja 県に位置し、Lekhnath 変電所や Butwal 変電所に電力を供給している。

現状系統の送電線リストを表 2.2-4 に示す。主要送電線である 132kV の送電線の全互長は 2,871km、Kathmandu 市内ならびにその南部の系統の一部を構成している 66kV の送電線の全互長は 514km である。400kV と 220kV の送電線は現状、それぞれ 1 線路のみであるが、水力発電量と需要の増加に合わせて今後は 400kV と 220kV 送電線の導入拡大が図られていくと考えられる。

現状系統の変電所リストを表 2.2-5 に示す。132kV の変電所が 38 箇所、66kV の変電所が 14 箇所である。今後は、400kV と 220kV 変電所の導入拡大が図られていくと考えられる。

現状の送電系統はネパール全土に電力を供給しているが、7つある州のうち、第6州は系統に接続されていない。また、ネパールの66kV以上の送電系統は5箇所（加えて1箇所建設中）で国際連系線によりインドの系統と相互接続されており、ネパール内の発電量で需要を賄えない場合は、これらの連系線を通じてインドから電力を輸入している。5箇所の連系点のうち、Dhalkebarでは2016年2月にインドのMuzzafarpurにつながる400kV仕様の連系線が建設されている。このDhalkebarとMuzzafarpurを連系する送電線は完成後132kVで運用されていたが、2018年より220kVで運用されており、将来的には400kVで運用される計画である。

表 2.2-2 ネパールの現状系統における発電所の容量

Type of Power Plant	Capacity(kW)
Major Hydropower Plants (NEA)	489,150
Small Hydropower Plants (NEA)	14,244
Small Hydropower Plants (NEA)-Isolated	4,536
Hydropower Plants (IPP)	512,695
Thermal Power Plants (NEA)	53,410
Solar Power Plants (NEA)	100
Total Installed Capacity	1,074,135

出典：NEA Annual Report 2017/2018

表 2.2-3 NEA が保有する水力発電所

Major Hydropower Plants			Small Hydropower Plants(Isolated)		
S.No	Power Plants	Capacity(kW)	S.No	Power Plants	Capacity(kW)
1	Kaligandaki A	144,000	1	Dhankuta***	240
2	Middle Marsyangdi	70,000	2	Jhupra(Surkhet)***	345
3	Marsyangdi	69,000	3	Gorkhe(Ilam)***	64
4	Trishuli	24,000	4	Jumla**	200
5	Sunkoshi	10,050	5	Dhanding***	32
6	Gandak	15,000	6	Syangja***	80
8	Kulekhani I	60,000	7	Helambu	50
7	Devighat	14,100	8	Darchula**	300
8	Kulekhani II	32,000	9	Chame**	45
9	Puwa Khola	6,200	10	Taplejung**	125
10	Modi Khola	14,800	11	Manag**	80
11	Chameliya	30,000	12	Chaurjhari(Rukum)**	150
Sub Total		489,150	13	Syapрудaha(Rukum)**	200
Small Hydropower Plants			14	Bhojpur**	250
12	Sundarikal	640	15	Bajura**	200
13	Panauti	2,400	16	Bajhang**	200
14	Fewa	1,000	17	Arughat(Gorkha)	150
15	Seti(Pokhara)	1,500	18	Okhaldhunga	125
16	Tatopani	2,000	19	Rupalgad(Dadeldhura)	100
17	Chatara	3,200	20	Achham	400
18	Tinau	1,024	21	Dolpa	200
19	Pharping***	500	22	kalokot	500
20	Jomsom**	240	23	Heldung(Humla)	500
21	Baglung***	200	Total		4,536
22	Khandbari**	250	Note		
23	Phidim**	240	** Leased to Private Sector		
24	Surnaiyagad	200	*** Not in Normal Operation		
25	Doti***	200			
26	Ramechahap	150			
27	Terhathum**	100			
28	Gamgad	400			
Sub Total		14,244			
Total		503,394			

出典 : NEA Annual Report 2017/2018

表 2.2-4 ネパールの現状システムの送電線

S.No	400/220kV Transmission Line	Configuration	Length Circuit (km)
1	Dhalkebar-Muzzaffarpur 400 kV Cross Border Line	Double	78
2	Khimti- Dhalkebar 220 kV Transmission Line	Single	75
Total			153
S.No	132kV Transmission Line	Configuration	Length Circuit (km)
1	Anarmani-Damak-Duhabi	Single	75.76
2	Duhabi-Kusaha-Lahan-Mirchaiya-Dhalkebar	Double	290
3	Dhalkebar-Chandranigahapur-Pathaliya	Double	206
4	Pathlaiya-Hetauda	Double	76
5	Pathlaiya-Parwanipur	Double	36
6	Kushaha-Katiya(India)	Single	15
7	Hetauda-KL2 P/S	Double	16
8	KL2 P/S-Siuchatar	Double	72
9	Suichatar-Balaju-Chapali-New Bhaktapur	Double	26.9
10	New Bhaktapur-Lamosangu	Double	96
11	Lamosangu-Khimti P/S	Single	46
12	Lamosangu-Bhotekoshi P/S	Single	31
13	Hetauda-Bharatpur	Single	70
14	Bharatpur-Marsyangdi P/S	Single	25
15	Marsyangdi P/S-Suichatar	Single	84
16	Bharatpur-Damau	Single	39
17	Bharatpur-Kawasoti-Bardghat	Single	70
18	Bardghat-Gandak P/S	Double	28
19	Bardghat-Butwal	Double	86
20	Butwal-KGA P/S	Double	116
21	KGA P/S-Lekhnath	Double	96
22	Lekhnath-Damauli	Single	45
23	Lekhnath-Pokhar	Single	7
24	Pokhara-Modikhola P/S	Single	37
25	Butwal-Shivapur-Lamahi	Double	230
26	Lamahi-Jhimruk P/S	Single	50
27	Lamahi-Kohalpur-Lumki-Attariya	Double	486
28	Attariya-Mahendranagar-Gaddachauki	Double	98
29	Marsyangdi -M. Marsyangdi	Double	78
30	Damak-Godak	Single	35
31	Kusum-Hapure	Single	22
32	Raxual-Parwanipur (Cross Border-Nepal Portion)	Single	16
33	Kusaha-Kataiya (Cross Border-Nepal Portion)	Single	13
34	Bhulbhule- Middle Marsyangdi P/S	Single	22
35	Chameliya Power Plant-Attaria	Single	131
Total			2,871
S.No	66kV Transmission Line	Configuration	Length Circuit (km)
1	Chilime P/S-Trishuli P/S	Single	39
2	Trisuli P/S-Balaju	Double	58
3	Trisuli P/S-Devighat P/S	Single	4.56
4	Devighat P/S-Chapali	Double	58.6
5	Chapali-New Chabel	Double	10
6	Chabel-Lainchor	Single	7
7	Balaju-Lainchor	Single	2
8	Balaju-Siuchatar-KL1 P/S	Double	72
9	KL 1 P/S-Hetauda-Birgunj	Double	144
10	Suichatar-Teku Single	Single	4.1
11	Suichatar-New Patan	Double	13
12	Teku-K3 (underground)	Single core	2.8
13	Suichatar-K3	Single	6.9
14	New Patan-New Baneswor-Bhaktapur	Single	16.5
15	Bhaktapur-Banepa-Panchkhal-Sunkoshi P/S	Single	48
16	Indrawati- Panchkhal Single	Single	28
Total			514

出典：NEA Annual Report 2017/2018

表 2.2-5 ネパールの現状系統の変電所

S.No	Substation	Capacity (MVA)	Remark		
1	Dhalkebar	320			
Total		320			
132kV Substation					
S.No	Substation	Capacity (MVA)	S.No	Substation	Capacity (MVA)
1	Mahendranagar	25.0	20	Duhabi	189.0
2	Attariya	60.0	21	Anarmani	60.0
3	Lamki	30.0	22	Pokhara	60.0
4	Kohalpur	60.0	23	Lekhnath	22.5
5	Lamahi	93.0	24	Damauli	60.0
6	Shivapur	42.5	25	Lamosagu	30.0
7	Buwal	189.0	26	Bhaktapur	94.5
8	Bardghat	30.0	27	Balaju	45.0
9	Kawasoti	30.0	28	Suichatar	113.4
10	Bharatpur	97.5	29	Matatirtha	52.5
11	Hetauda	90.0	30	Hapure	30.0
12	Parwanipur	193.5	31	Chapali	129.0
13	Chandranigahapur	60.0	32	Mirchaiya	30.0
14	Pathlaiya	22.5	33	Damak	30.0
15	Kusum	12.5	34	Godak	30.0
16	Kamane	30.0	35	Phidim	16.0
17	Syangja	30.0	36	Syaule	30.0
18	Dhalkebar	93.0	37	Bhurigaon	30.0
19	Lahan	63.0	38	Pahalwanpur	30.0
Total			2,333		
66kV Substation					
S.No	Substation	Capacity (MVA)	S.No	Substation	Capacity (MVA)
1	Birgunj	85.0	8	Baneshwor	36.0
2	Amlekhgunj	7.5	9	Indrawati	7.5
3	Simra	30.0	10	Banepa	45.0
4	K-3	45.0	11	Panchkhal	10.0
5	Teku	45.0	12	Lainchour	45.0
6	Patan	54.0	13	New-Chabel	67.5
7	Balaju	45.0	14	Hetauda	20.0
Total			543		

出典：NEA Annual Report 2017/2018

(2) 配電網の現状

ネパールの配電系統は、一次側（中圧）は11kV、二次側（低圧）は400/230Vで構成されており、この配電設備の大部分は、変電所引出し部分を除き架空配電設備で構築されている。11kV配電線は、送電系統に接続された配電用変電所（132/11kV、66/11kV、33/11kV）から引出され、市中に樹枝状系統で張り巡らされている。

11kV配電線で一般的に使用されている電線は鋼心アルミより線（ACSR: Aluminum Conductors Steel Reinforced）（100、50、30mm²）であり三相配線となっている。がいしは、引き通し装柱（図 2.2-3）ではピンがいし、引き留め装柱（図 2.2-4）では懸垂がいしが使用されており、材質はいずれも磁器である。



図 2.2-3 引き通し装柱



図 2.2-4 引き留め装柱

支持物として使用される電柱は鉄柱（図 2.2-5）または角型コンクリート柱（図 2.2-6）が使用されており、日本で一般的な円柱形のコンクリート柱は使用されていない。鉄柱では、発錆による劣化が進行しているものが散見され、今後、NEA は計画的な取替えを検討することが必要である。



図 2.2-5 鉄柱



図 2.2-6 角型コンクリート柱

11kV から一般家庭等への供給電圧である 400/230V へ降圧するための配電用変圧器には三相変圧器が使用されており、標準的に使用されている容量は、50,100,200kVA である。これらの変圧器は標準的には、H 型に組んだ電柱の間に取り付ける方法（図 2.2-7）で設置されているが、工場等の大型需要には大容量の専用変圧器を構内等に地上設置し供給しているケースや、単相の負荷しかないような郡部地域では 25,50kVA の単相変圧器を直接電柱に設置し供給しているケースもある。配電用変圧器の一次側にはカットアウトヒューズと避雷器が設置されており、変圧器の保護（過電流保護、雷過電圧保護）を行っている。これらの保護機器は確実に設置されており、一部の途上国で見られるような過負荷でヒューズが焼損した後、新しいヒューズに交換することなく、直接電線で接続しているといった不具合設備は見受けられなかった。

前述の通り、NEA の配電部門（DCSD）は、これら配電設備に加えて、33kV 以下の送変電設備も所管している。33kV 送電線は基幹送電系統に接続されたグリッド変電所（132/33kV）から配電用変電所（33/11kV）間を接続しており、鉄塔方式（図 2.2-8）で構築されている。配電用変電所（33/11kV）は、この 33kV 送電線から 11kV 配電線に降圧するための変電所であり、標準的には 2 台の変圧器で構成されている。



図 2.2-7 配電用変圧器の設置状況



図 2.2-8 33kV 鉄塔方式送電線

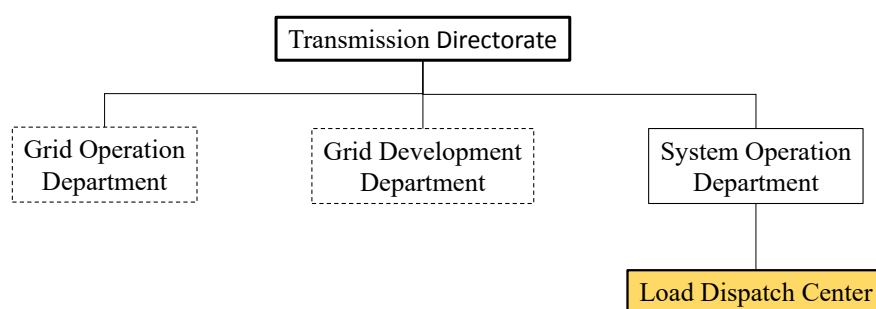
ネパールの主要都市中心部の配電設備は、施設後数十年が経過している設備が多く、近年の電力需要の急速かつ大幅な増加にもかかわらず、体系的な配電設備の増強や改修が実施されていない状況である。この結果、配電系統での過負荷や大きな配電ロスが発生しており、これらを改善し、配電設備の運用効率を高めることが課題となっている。

2.2.3 電力系統の運用状況

(1) 系統運用体制

ネパールでは、給電指令所（LDC：Load Dispatch Center）において系統全体の需給調整および制御を行っている。LDC は Kathmandu 市内の Siuchatar に位置しており、Transmission Directorate の System operation Department に属している。図 2.2-9 に Transmission Directorate の組織図を示す。

LDC は系統監視盤にて周波数、インドとの国際連系線潮流を監視しており、必要に応じて NEA 保有の貯水型水力電源の出力調整や、インドからの輸入量調整により周波数を調整している。各電源の出力調整操作は LDC からの電話連絡により各発電所にて実施されている。



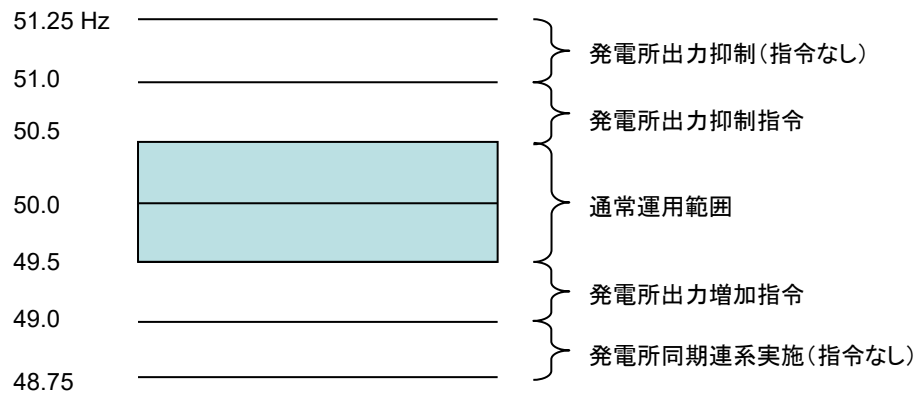
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-9 Transmission Directorate の組織図

(2) 周波数制御方法

図 2.2-10 に NEA Grid Code に記載されている周波数の制御方法を示す。通常の運用範囲は、49.5Hz～50.5Hz である。周波数が 49.5Hz 以下になる場合には、LDC より発電所の出力増加を指令し、49.0Hz を下回る場合には発電事業者は LDC の指令なしで利用可能な発電機を連系することとなっている。一方周波数が 50.5Hz 以上になる場合には、LDC より発電所の出力抑制を指令し、51.0Hz を上回る場合には、発電事業者は LDC の指令なしで発電事業者が発電機出力を抑制することとなっている。

周波数が上記範囲で維持できないことがあらかじめ予想される場合には、需要抑制理由・量・エリア・日時等を通知の上、計画停電を実施する。ネパールでは、年平均 7.9% の増加率で最大需要が増加しており、数年前までは需要に対する供給力が確保できず、頻繁に計画停電が実施されていたが、近年では、インドとの国際連系線の増強により、計画停電の実施回数は大幅に減少しており電力品質も向上しつつある。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

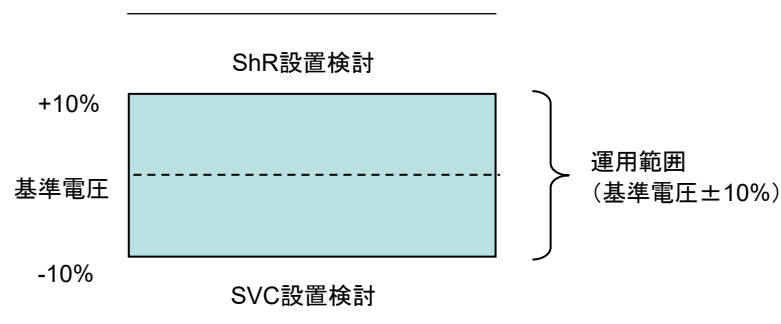
図 2.2-10 周波数の制御方法

また、ネパールでは雨季にはネパール全土を一つの系統として運用しているが、乾季においては、供給量が十分でないことから、広範囲の停電を防止するために、運用上系統を3つに分割し運用することで、需給バランスを取っている。

(3) 電圧制御方法

図 2.2-11 に NEA Grid Code に記載されている電圧の制御方法を示す。LDC は系統電圧を基準値より±10%以内で運用することとしている。また、各発電機には電圧調整装置（AVR：Automatic Voltage Regulators）を設置することが規定されている。

潮流解析の結果、基準電圧の±10%を確保できない場合は、静止型無効電力補償装置（SVC：Static Var Compensator）や分路リアクトル（ShR：Shunt Reactor）といった調相設備を設置することとなっている。



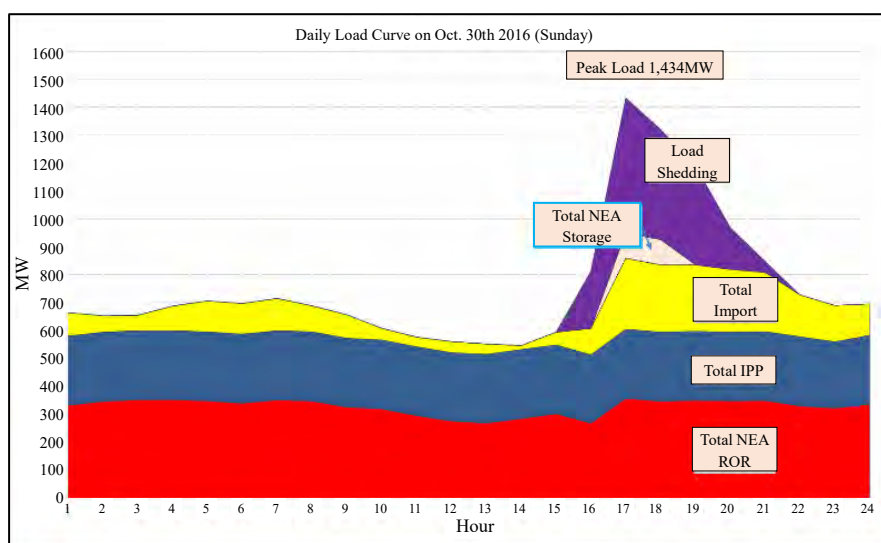
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-11 電圧の制御方法

(4) 電力需要状況

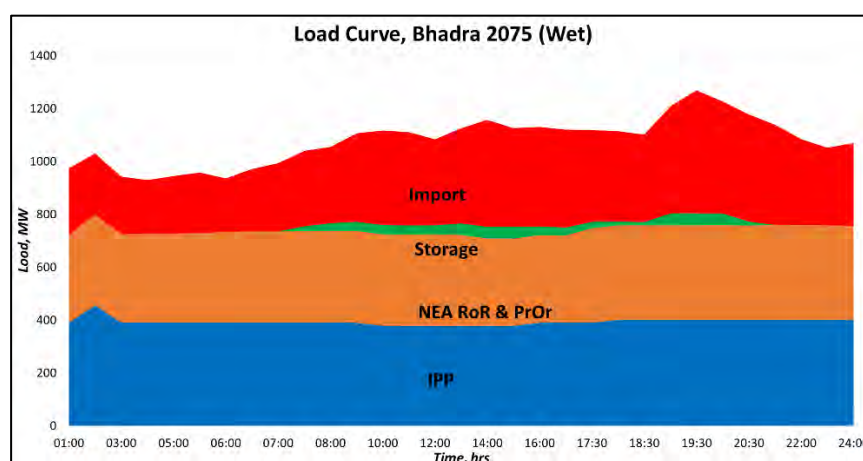
1) 電力品質の改善

図 2.2-12 に 2016 年度のネパール全体における日負荷曲線を、図 2.2-13 に本調査で受領した 2018 年度の最大電力記録日の日負荷曲線を示す。2016 年度においては 1,434MW のピーク需要が想定されていたが、供給力不足により計画停電 (Load Shedding) が実施されていた。一方、2018 年度においてはインドとの国際連系線の構築等により供給力が増加したため、計画停電は実施されておらず電力品質が改善されている。



出典：NEA

図 2.2-12 日負荷曲線(2016 年度)



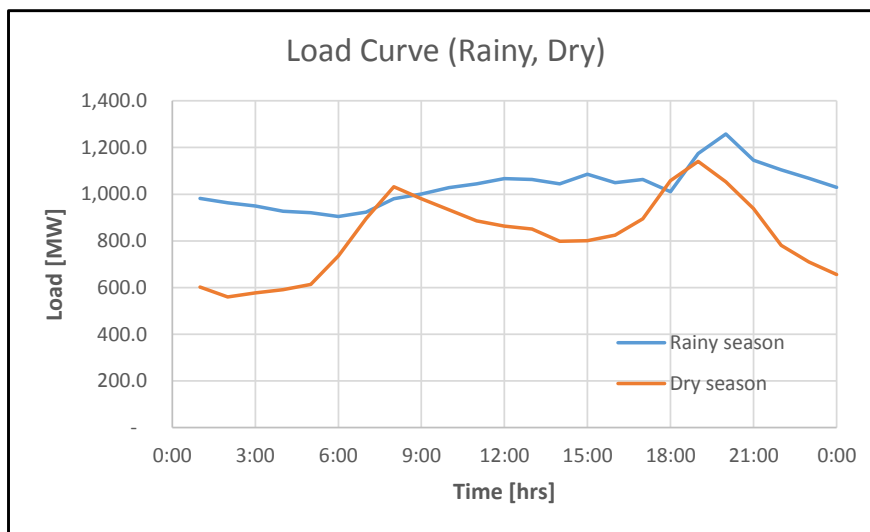
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-13 日負荷曲線(2018 年度)

2) 雨季と乾季の比較

図 2.2-14 に今回の調査で NEA より受領したデータを元に作成した、雨季（2018 年 8 月）における日負荷曲線と乾季（2019 年 1 月）における日負荷曲線を示す。

雨季と乾季の電力需要を比較すると、最大電力は雨季で 1,258.2MW、乾季で 1,140.2MW となっており、どちらも夕方ピークとなっている。また雨季と比較して乾季では、深夜や昼間の時間帯において電力需要が低く推移していることが確認できる。ネパールでは雨季においては平均最高気温が 30℃近くとなる一方、乾季においては平均最高気温が 20℃未満となり、過ごしやすい気候となることが一因と考えられる。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-14 ネパール全体の日負荷曲線(雨季・乾季)

(5) 国際連系線の運用

ネパールは南部にて 132kV にて 4 箇所、220kV にて 1 箇所（400kV 設計、220kV 運用）の計 5 箇所の国際連系線によりインドの系統と相互接続されており、ネパール国内の発電量で賄えない場合は、これらの連系線を通じてインドから不足電力分を輸入している。

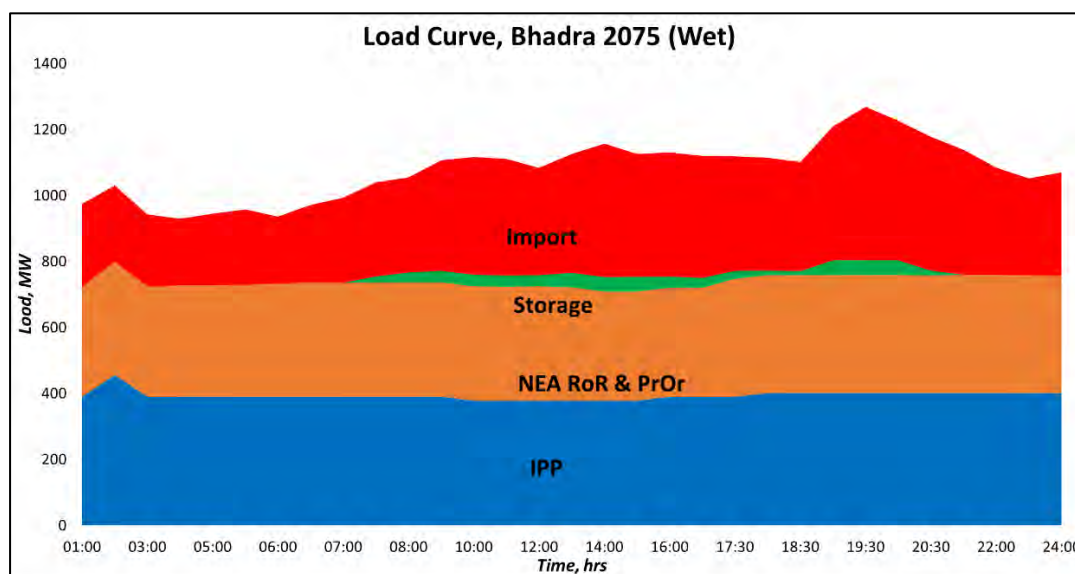
インドとの 5 か所の国際連系線の中でもネパール南東部に位置する Dhalkebar 変電所（ネパール）と Muzaffarpur 変電所（インド）間を接続する連系線は 2016 年 2 月に 132kV 運用を開始したが、2018 年に 220kV へ昇圧されたことにより、国内唯一の 220kV 国際連系線として常時 240MW 程度の電力を輸入しており、主要な国際連系線としてネパールの電力品質改善の一助となっている。なお、本国際連系線は 400kV 設計で構築されており、将来的には

400kV での連系線運用が予定されている。

ネパールの国際連系線におけるインドからの売電単価(タリフ)は連系点によって異なり 4.18 インドルピー(INR) (約 6.69NPR) または 6.86INR (約 10.98NPR) となっている。

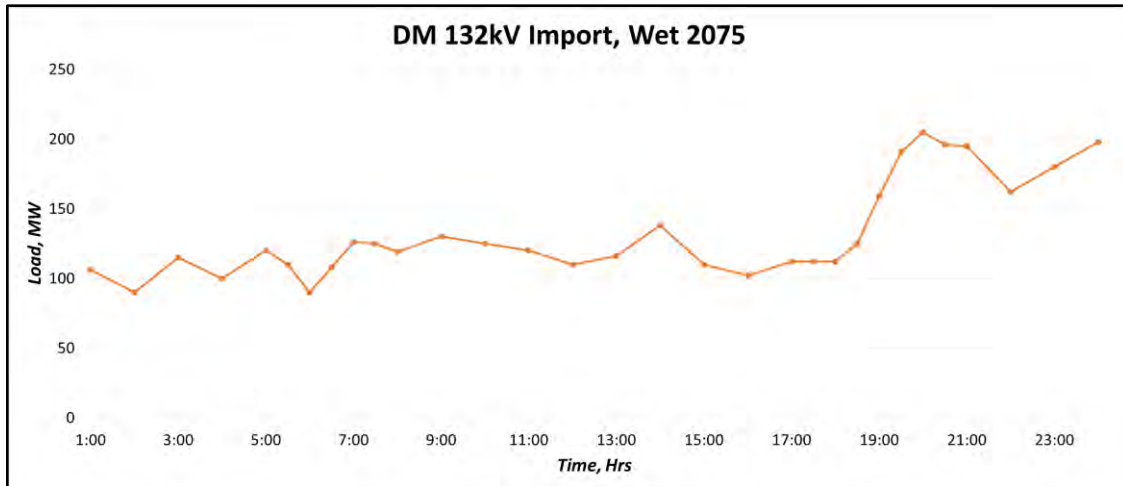
220kV Dhalkebar-Muzaffarpur 連系線のタリフは 4.18INR (約 6.69NPR) であるが、輸入基準容量である 240MW に対して輸入量に一定以上の過不足があるとタリフが約 3 倍となる契約がインドーネパール間で締結されている。これは、ネパール国内での負荷変動により、インド側の周波数変動等、安定性の低減を防止するためと思われる。そのためネパール国内では、220kV Dhalkebar-Muzaffarpur 連系線の運用開始前後で、需給調整方法が異なっている。

図 2.2-15 および図 2.2-16 に、220kV 国際連系線運開前の日負荷曲線およびインドからの輸入電力をそれぞれ示す。図より、220kV 国際連系線運開前には、IPP や NEA 保有の水力電源をベース電源として一定出力とし、インドからの輸入量を増減させることで需給調整を実施していることが分かる。これは、220kV 国際連系線運開前には、前述したタリフに関する契約がネパールーインド間で締結されていなかったため、発電単価が安い水力電源をベースとして運用していたことによると思われる。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

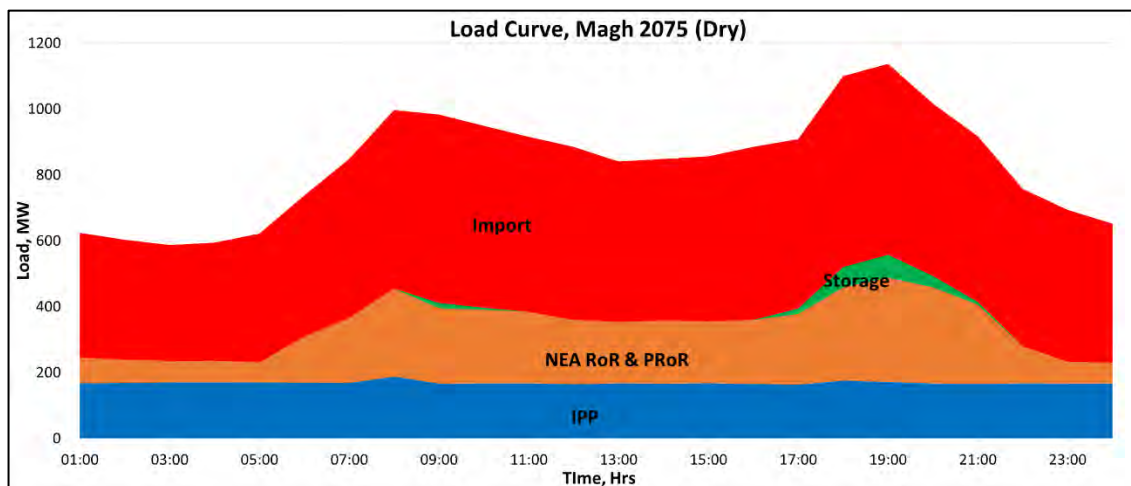
図 2.2-15 日負荷曲線(220kV 国際連系線運開前)



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

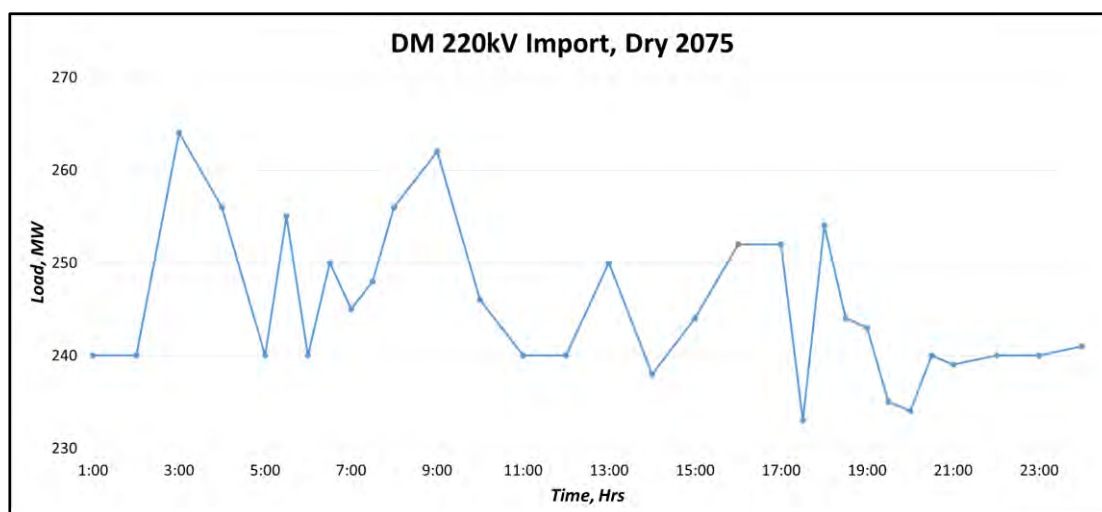
図 2.2-16 インドからの輸入電力(220kV 国際連系線運開前)

一方、図 2.2-17 および図 2.2-18 に、220kV 国際連系線運開後の日負荷曲線およびインドからの輸入電力をそれぞれ示す。図より、220kV 国際連系線運開後には、IPP の水力電源はベース電源として一定出力としているものの、NEA 保有の水力電源の発電量を増減させることで需給調整を実施しており、またインドからの輸入量については一定に保つように運用されていることが分かる。これは、220kV 国際連系線運開後には、前述したタリフに関する契約がネパール-インド間で締結されており、インドからの輸入量が基準容量である 240MW に対して過不足があるとタリフが約 3 倍となるためであると思われる。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-17 日負荷曲線(220kV 国際連系線運開後)



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-18 インドからの輸入電力(220kV 国際連系線運開後)

(6) 系統解析

系統解析の基本項目として、潮流計算、短絡容量計算、安定度計算が挙げられ、NEA Grid Code にもこれらの系統解析を実施する旨が記載されている。各項目の概要・目的については下記の通りである。

- ・ 潮流計算

電力系統において、それぞれの発電機から供給される電力潮流が送電線や変圧器を通してそれぞれの負荷にどのように流れていくかを求めるための計算である。発電機の出力条件、負荷条件、調相設備や変圧器のタップ値を既知値として、電力系統各部の電圧分布、および各送電線、変圧器に流れる電力潮流の分布を求めるものである。送変電設備の過負荷や電圧バランス等の検討に使用する。

- ・ 短絡容量計算

短絡容量 S は、故障点における三相短絡電流 I_S [A] と短絡前の線間電圧 V [kV] を用いて次式によって求められる。

$$S = \sqrt{3} V I_S \text{ [kVA]}$$

故障電流の遮断器定格遮断容量超過の有無や遮断器の仕様決定、また系統保護リレーの整定検討に使用する。

- 安定度計算

負荷変動や送電線への落雷などの外乱に対して、発電機の同期運転の安定性（同期化力安定度）が保たれるかどうかを解析するものである。一般的に安定度には定態安定度と過渡安定度に分類される。前者は通常の負荷変動や系統操作などの比較的小さな外乱に対しての安定度のことを言い、後者は送電線への落雷などの比較的大きな外乱に対しての安定度のことを言う。

系統解析を実施するためのツールとして、NEA では PSS/E が使われており、System Planning Department (SPD) で実施されている。PSS/E は Siemens 社が開発した電力系統解析用ソフトウェアであり、この分野において世界的に最も利用されているソフトウェアである。

本調査においては、NEA より 2020 年、2025 年、2030 年の各断面における乾季ピーク、雨季ピーク、雨季オフピークの PSS/E データを受領した。なお、NEA から受領した PSS/E データは 132kV 以上のみを対象系統としている。

2.2.4 送配電網の開発計画

(1) 送電網の開発計画

1) 送電網の開発計画(TSMP, IMP, TSDP)

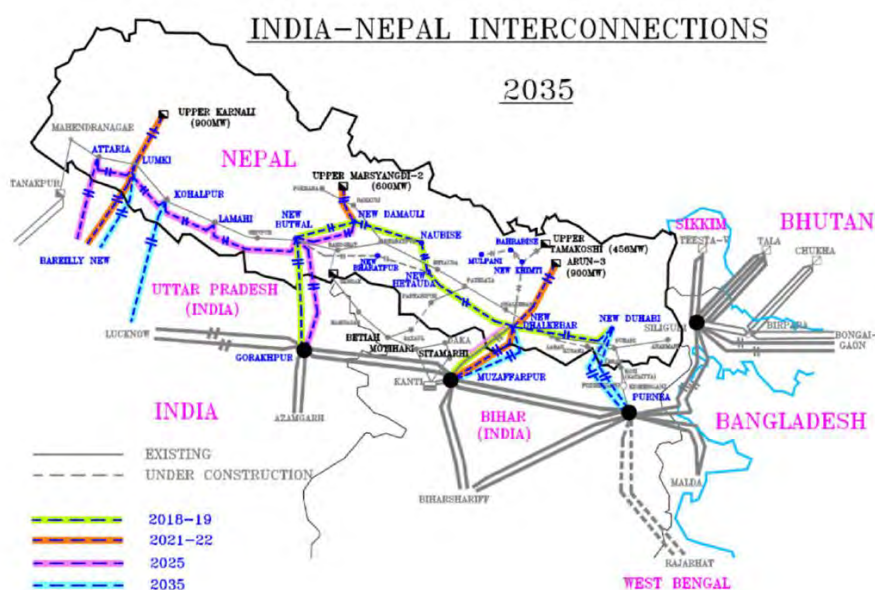
ネパールにおける送電網の開発計画の策定は、これまで NEA の送電部門が担っていたが、ADB の支援のもと実施された電気事業改革によって 2015 年に RPGCL が設立され、NEA の開発計画の機能の一部が RPGCL に移管された。現在は、NEA が 132kV 以下の送変電網と配電系統の開発計画を策定し、RPGCL が 220kV 以上の基幹電力系統の開発計画を策定している。

前述のとおり、ネパールでは送電網の開発計画として TSMP、IMP、TSDP が策定されている。2015 年に策定された TSMP ならびに 2016 年に策定された IMP は、どちらも 2035 年までの系統計画を対象としており、内容も類似している。主としてインドに電力を輸出することを目的とした送電網の構築に重きを置いており、南部のタライ平野に東西を走る 400kV の基幹送電線を構築し、主要な水力発電所をこの 400kV の基幹送電線に接続する放射状の送電網を提案している。TSMP ならびに IMP で提案されている 2035 年の送電網をそれぞれ図 2.2-19 と図 2.2-20 に示す。



出典：TSDP

図 2.2-19 TSMP で提案されている送電網（2035 年）



出典：TSDP

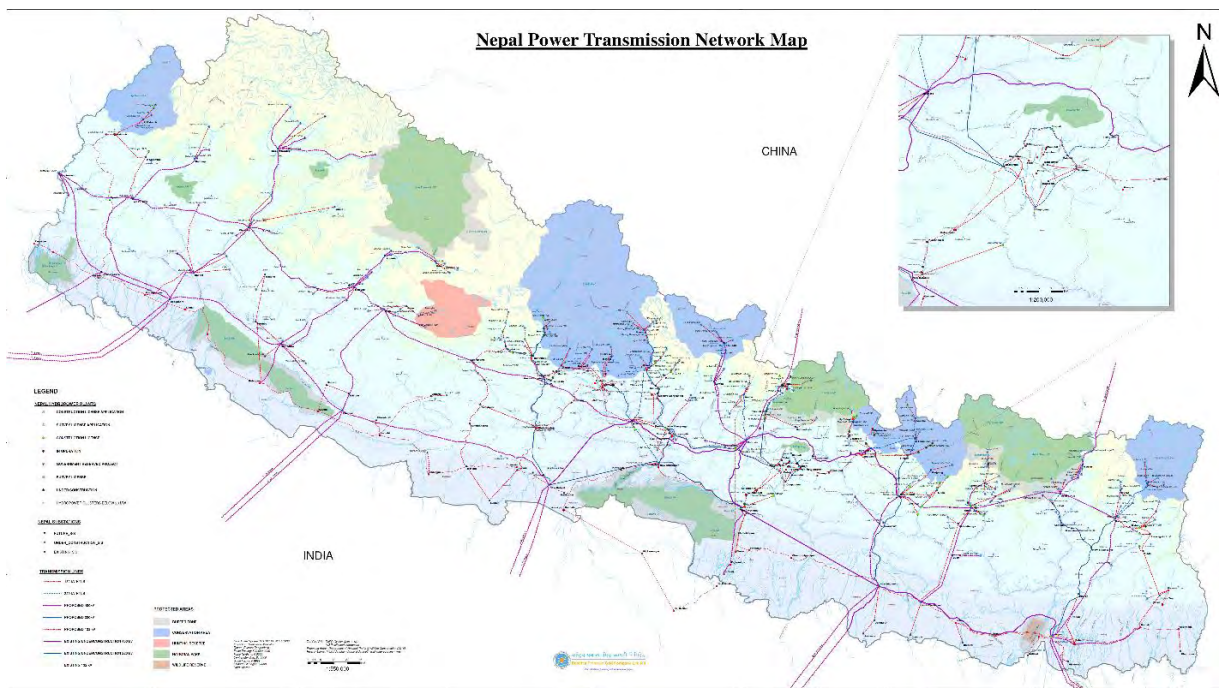
図 2.2-20 IMP で提案されている送電網（2035 年）

TSMP と IMP では 2035 年の国内需要のピーク値がそれぞれ 6.2GW、4.7GW と予測されているが、WEC が作成した需要予測報告書によれば、ネパール政府が目標としている GDP 年成長率 7.2% の経済発展が達成された場合、国内需要は 2040 年までにピーク値で 18GW に増加

することが予想されている。そのため、ネパールではインドや中国に電力を輸出するだけでなく、今後増加する国内需要にも電力を供給できる送電網の構築が求められており、こうした状況の中、RPGCLは2018年に新たな送電網の開発計画となるTSDPを策定した。

TSDPは2020～2040年を対象とした送電網の開発計画である。2040年までに水力発電の容量と国内需要のピーク値がそれぞれ38GW、18GWまで増加するという想定のもと、インドと中国への電力輸出を促進すると同時に国内需要の増加にも安定して電力を供給できる送電網の構築を目指している。

図2.2-21にTSDPで提案されている2040年の送電網を示す。TSDPやIMPで提案されている南部のタライ平野の400kV送電線に加えて、中央部の丘陵地域にも400kVの基幹送電線を構築し、河川回廊に沿った送電線によってこれらの400kV送電線を相互連系するメッシュ状の送電網が提案されている。また、国外への電力輸出のため、タライ平野にインドとの連系点を6箇所、ヒマラヤ地域に中国との連系点を2箇所設けることが提案されている。



出典：TSDP

図 2.2-21 TSDPで提案されている2040年の送電網

TSDPによって提案されている送電網開発計画の概要を表2.2-6に示す。非常に多くの送変電設備の構築が提案されており、本調査の対象となる132kVの電圧階級においても2,515kmの送電線、14箇所の変電所の建設が含まれている。

表 2.2-6 TSDP 提案の概要

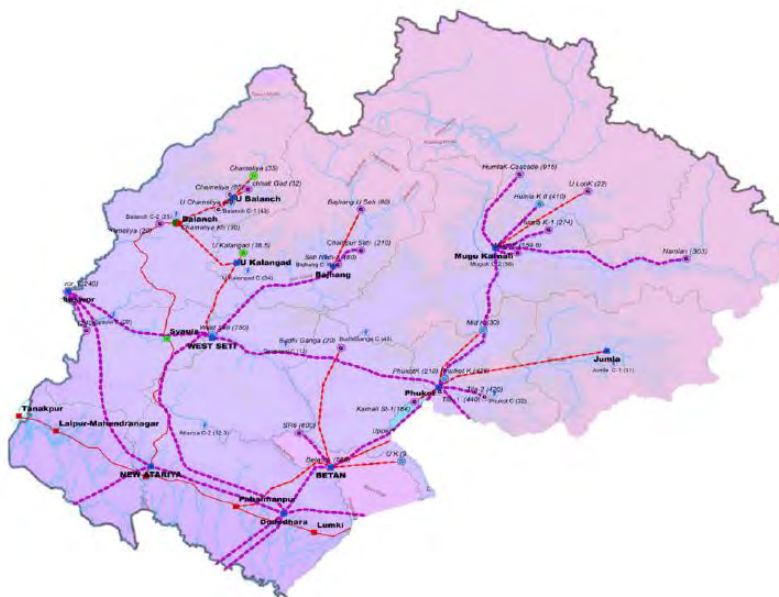
電圧 (kV)	送電線長 (km)	変電所数
400	3,192	40
220	1,160	19
132	2,515	14
合計	6,867	73

出典：TSDP を基に JICA 調査団作成

TSDP に特徴的として、ネパール国内を5つのゾーンに分割し、各ゾーンで需要想定を行って送電網の開発計画を立案していることが挙げられる。各ゾーンで立案されている計画の概要を以下に示す。

(a) ゾーン1

ゾーン1の送電網を図2.2-22に示す。第6州の一部と第7州全体がカバーされており、当ゾーンでは2040年までに水力発電の容量と需要のピーク値がそれぞれ9.92GW、2.3GWまで増加すると予想されている。主な供給拠点はAttariya変電所であり、主要な需要地にはこの変電所から電力が供給される計画となっている。



出典：TSDP

図 2.2-22 ゾーン1の送電網(2040年)

(b) ゾーン 2

ゾーン 2 の送電網を図 2.2-23 に示す。第 5 州と第 6 州の一部がカバーされており、当ゾーンでは 2040 年までに水力発電の容量と需要のピーク値がそれぞれ 4.47GW、2.3GW まで増加すると予想されている。主な供給拠点は Hapure 変電所と Kohalpur 変電所であり、主要な需要地にはこれらの変電所から電力が供給される計画となっている。



出典：TSDP

図 2.2-23 ゾーン 2 の送電網(2040 年)

(c) ゾーン 3

ゾーン 3 の送電網を図 2.2-24 に示す。第 4 州と第 5 州の一部がカバーされており、当ゾーンには本調査の対象候補の都市である Pokhara、Bharatpur、Bhairahawa が含まれている。

ゾーン 3 では 2040 年までに水力発電の容量は 7.4GW まで増加すると予想されており、需要のピーク値は観光と工業の発展により 4.095GW まで増加すると予想されている。主な供給拠点は Butwal 変電所、Bharatpur 変電所、Lekhnath 変電所、New Damauli 変電所であり、主要な需要地にはこれらの変電所から電力が供給される計画となっている。



出典：TSDP

図 2.2-24 ゾーン 3 の送電網(2040 年)

(d) ゾーン 4

ゾーン 4 の送電網を図 2.2-25 に示す。ネパールの中心域にあたる第 3 州と第 2 州の一部がカバーされており、当ゾーン 4 には本調査の対象候補の都市である Kathmandu、Lalitpur、Birgunj、Simara が含まれている。

ゾーン 4 では 2040 年までに水力発電の容量と需要のピーク値がそれぞれ 8.03GW、6.48GW まで増加すると予想されている。主要な需要地である Kathmandu 盆地には Balaju、Bhaltapur、Harisidhi、Matatirha の各変電所から電力を供給する計画となっている。



出典：TSDP

図 2.2-25 ゾーン 4 の送電網(2040 年)

(e) ゾーン 5

ゾーン 5 の送電網を図 2.2-26 に示す。第 1 州と第 2 州の一部がカバーされており、当ゾーンでは 2040 年までに水力発電の容量と需要のピーク値がそれぞれ 7.78GW、2.85GW まで増加すると予想されている。鉄道と工業の負荷が主要な需要になると予想されており、これら負荷には Inaruwa 変電所から電力が供給される計画となっている。



出典：TSDP

図 2.2-26 ゾーン 5 の送電網(2040 年)

TSDP では既設、計画中の水力発電所や送電線のデータや需要想定等のデータを使って電力系統の計算機モデルを構築し、潮流解析や事故解析を実施している。N-1 事故として主要な送電線の片回線事故を想定しており、事故が起きた送電線の健全回線の負荷を熱容量の 120%未満とし、事故が起きていない他の健全な送電線の負荷を熱容量 100%未満とすることを N-1 事故時のクライテリアとしている。また、過酷事故として主要な送電線の 2 回線同時事故を想定しており、事故が起きていない他の健全な送電線の負荷を熱容量の 120%未満とすることを過酷事故時のクライテリアとしている。さらに、ネパールにおける水力発電の多くが流れ込み式であることを鑑みて、季節による発電量の変動を考慮したシナリオを設定した解析も実施しており、こうした解析の結果に基づき上記のクライテリアを満足する信頼性の高い系統を提案している。なお、TSDP のレポートには系統の動的解析、短絡検討、託送料金の検討結果、2020 年から 2035 年までの開発計画についての記載がないが、これらは他のレポートにて報告される予定である。

2) NEA 優先プロジェクト

TSDP は主として 220kV 以上の基幹送電網を対象としているため、132kV 以下の送電網の開発計画の根拠となるデータ等は詳しく記載されていないが、TSDP に基づく送電網の整備の実施に際しては、基幹送電網から需要地に電力を供給するための 132kV 以下の送配電網の整備も併せて実施していく必要があると考えられる。

NEA は TSDP に基づき送電網の整備を進めているが、需要増加や電圧低下等の問題により緊急性を要する地域に対しては、TSDP とは別に計画を立て送電網の整備を行っている。表 2.2-7 は NEA から提供のあった 132kV の優先プロジェクトの一覧である。これらプロジェクトは No.10 を除いて TSDP で計画されていないが、北部の水力発電所から南部への送電容量の増加、丘陵地域やタライ平野における需要増加地への電力供給という観点から緊急性を有するものとして選定されたプロジェクトである。

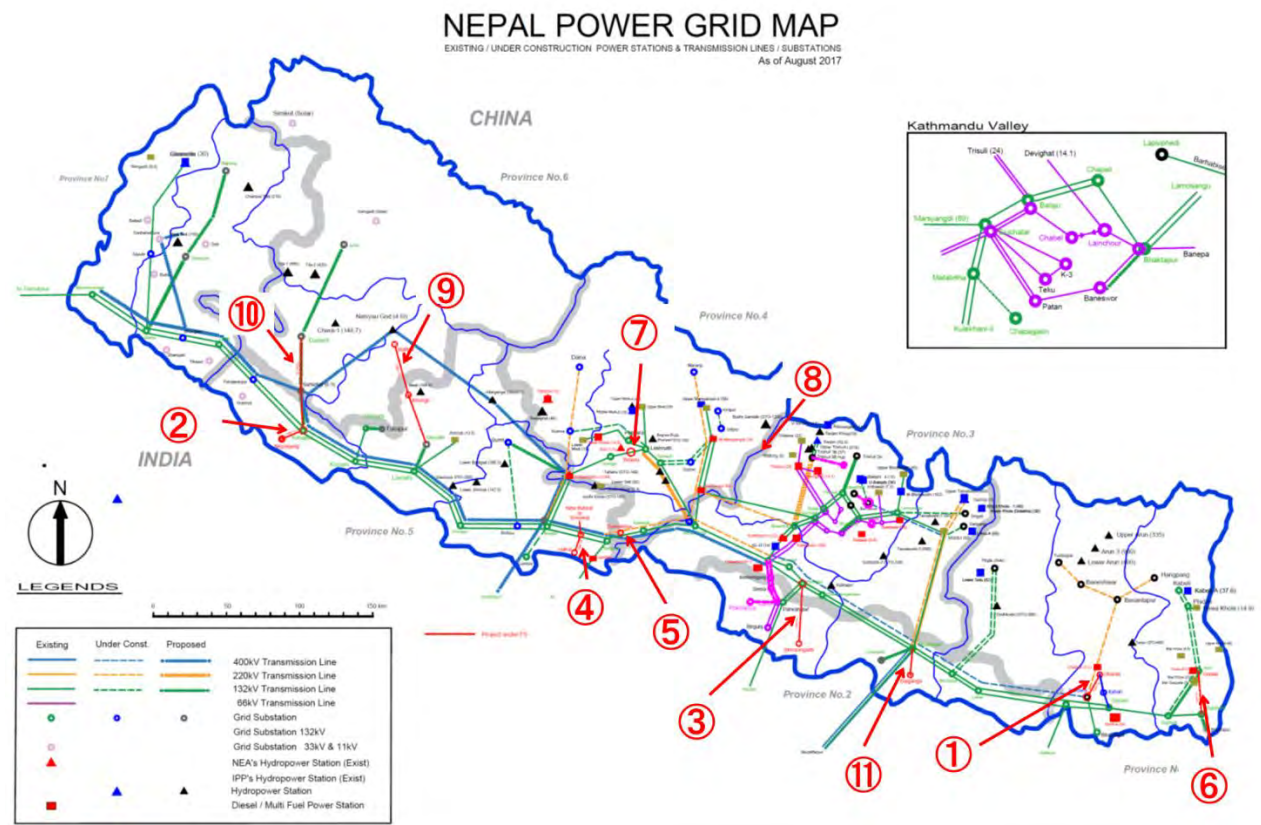
なお、NEA はこれらの優先プロジェクトを独自で調査、検討しているが、プロジェクト実施に際しての資金協力をどのドナーから受けるかはまだ決まっていない。

表 2.2-7 優先プロジェクト一覧

No.	内容	目的
1	Inaruwa - Dharan 132kV Transmission Line and Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Dharan)	需要地への電力供給
2	Kohalpur - Nepalgunj 132kV Transmission Line and Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Janaki Gaupalika)	需要地への電力供給
3	Pathalैया - Simraungadh 132kV Transmission Line and Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Simraungadh)	需要地への電力供給
4	Bhumahi - Hakui 132kV Transmission Line and Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Hakui)	需要地への電力供給
5	Dumkibas 132/33kV Substation Project	需要地への電力供給
6	Godak - Anarmani 132kV Transmission Line and Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Anarmani Substation)	水力発電所からの送電量の増加
7	Pokhara 132/11kV Substation Project (132/11kV Transformer should be installed at Birauta, Pokhara)	需要増加地への電力供給
8	Dhading 132/33kV Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Dhading)	需要増加地への電力供給
9	Ghorahi - Khungri - Banfikot 132kV Transmission Line and Substation Project	水力発電所からの送電量の増加
10	Kohalpur - Surkhet - Dailekh 132kV Transmission Line and Substation Project	需要増加地への電力供給
11	Dhalkebar - Balganga 132kV Transmission Line and Substation Project	需要増加地への電力供給

出典：NEA (Transmission Directorate)

各プロジェクトの位置を図 2.2-27 に示す。プロジェクトの多くは地方都市の周辺に位置しており、本調査の対象候補の都市に係わるプロジェクトは No.7 のみである。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

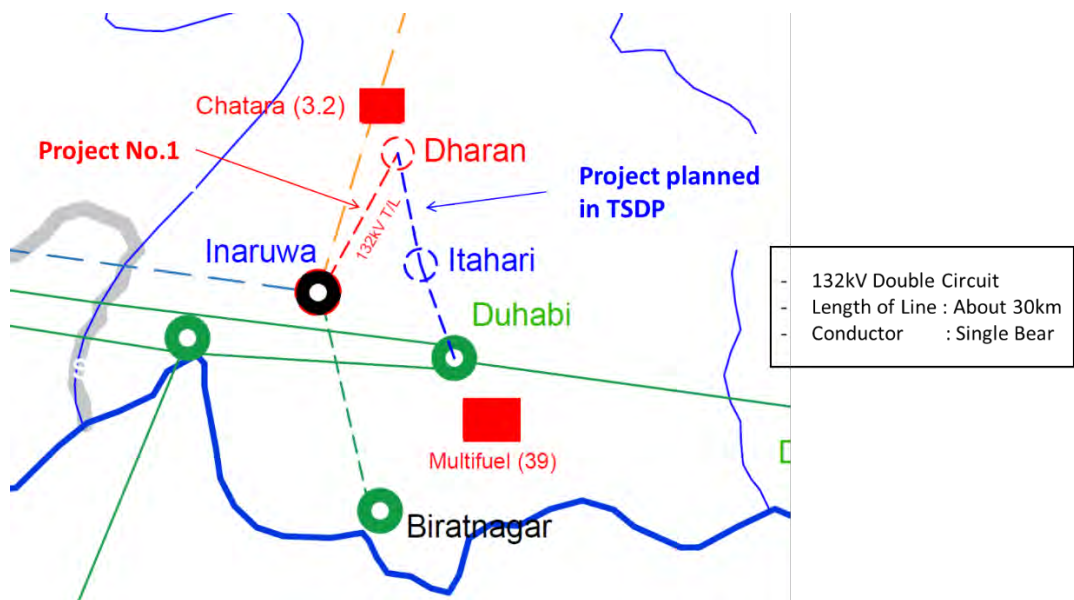
図 2.2-27 優先プロジェクトの位置

各プロジェクトの概要は以下のとおりである。

① Inaruwa – Dharan 132kV Transmission Line and Substation Project
(132/33kV Transformer should be installed at Dharan)

本プロジェクトは東部の主要都市の 1 つである Dharan に電力を供給するため、Dharan に 132/33kV の変電所を新設し、Inaruwa 変電所と Dharan の変電所を結ぶ 132kV の送電線を新設するものである。Inaruwa 変電所は 2019 年に完成予定の基幹変電所であり、将来は東西を結ぶ 400kV の送電線と連系する計画がある。図 2.2-28 にプロジェクトの概要を示す。

TSDP では Duhabi～Itahari～Dharan を結ぶ 132kV の 2 回線送電線が提案されているが、土地取得の問題により都市部の Itahari に送電線を新設することが難しいことから、TSDP で提案されているプロジェクトの代替として本プロジェクトが提案されている。



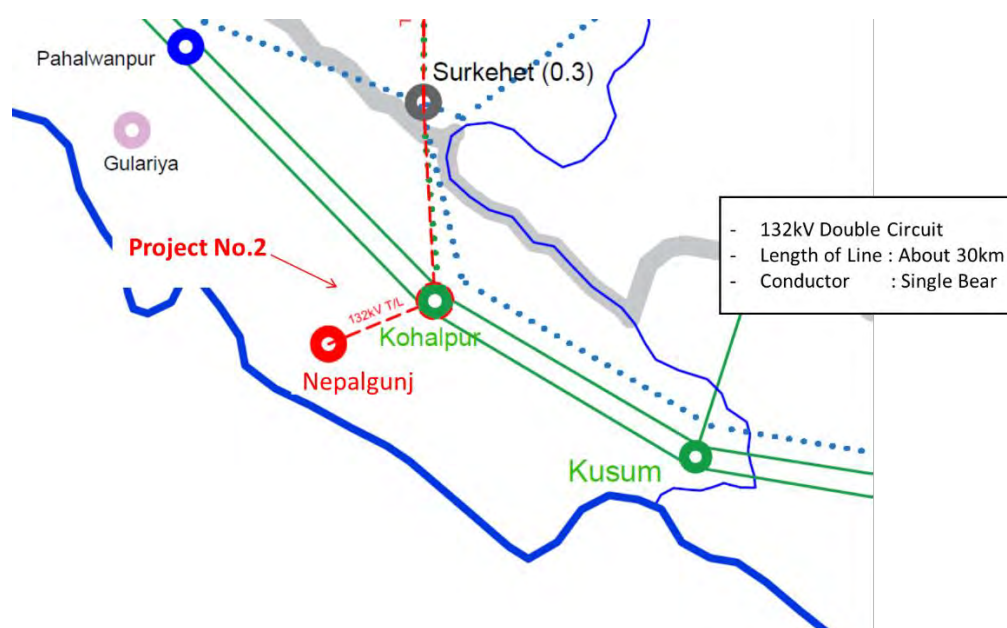
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-28 優先プロジェクトNo.1 の概要

② **Kohalpur—Nepalgunj 132kV Transmission Line and Substation Project**
(132/33kV Transformer should be installed at Janaki Gaupalika)

Nepalgunj はネパール南西部のインドとの国境付近に位置するネパール西部の商業の中心地である。同市の工業地帯には多くの工場が稼動しており、鉄鋼やセメントの工業の新設も進んでいる。また、Nepalgunj は経済特区（SEZ）にも指定されており、電力需要の増加が期待されている都市の1つである。

現在、Nepalgunj の周辺エリアには Kohalpur 変電所から 33kV の送電線によって電力が供給されているが、需要の増加に伴い将来は 33kV の送電線では容量が不足することが予想される。本プロジェクトはその状況を踏まえて、送電線の容量増加を目的に 132/33kV の Nepalgunj 変電所を新設し、Kohalpur 変電所～Nepalgunj 変電所を結ぶ 132kV の2回線送電線を新設するものである。図 2.2-29 にプロジェクトの概要を示す。



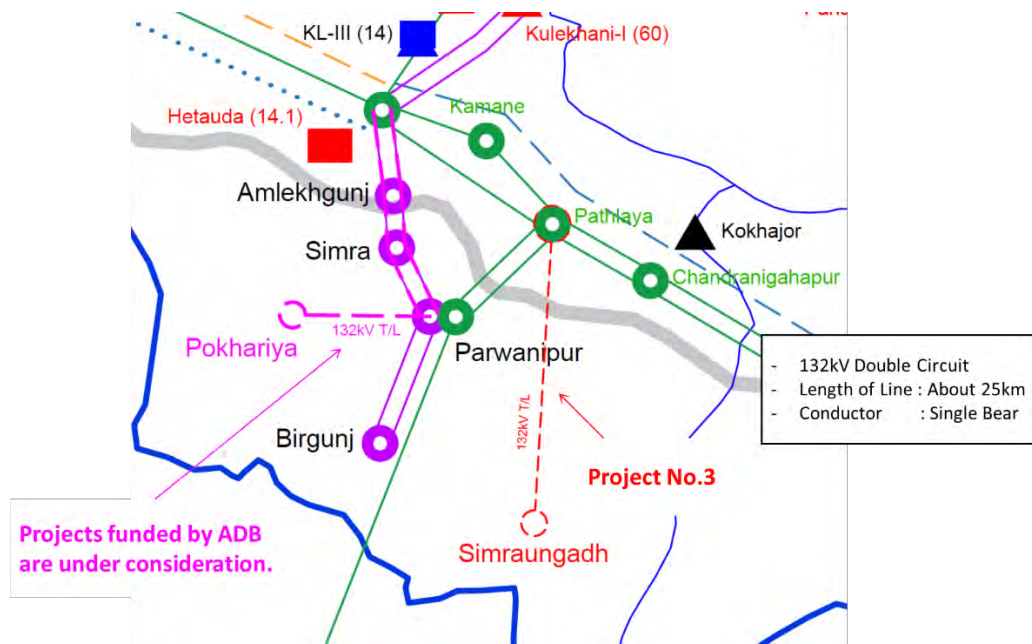
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-29 優先プロジェクトNo.2 の概要

③ **Pathalaiya—Simraungadh 132kV Transmission Line and Substation Project**
(132/33kV Transformer should be installed at Simraungadh)

本プロジェクトは需要地の Simraungadh に 53MW の電力を供給するため、Simraungadh に 132/33kV の変電所を新設し、Pathalaiya 変電所と Simraungadh の変電所を結ぶ 132kV の送電線を新設するものである。本プロジェクトの実施後は、Simraungadh 変電所から 33kV の送電線により周辺エリアに電力が供給される計画がある。図 2.2-30 にプロジェクトの概要を示す。

なお、Simraungadh の西側にはドライブポートとして有名な Birgunj や経済特区に指定されている Simara があり、これらの周辺エリアでは需要の増加が期待されている。ADB のファンドによる実施が検討されている Hetauda 変電所～Parwanipur 変電所間の送電線の 66kV から 132kV への増強、ならびに Parwanipur 変電所～Pokhariya 変電所の 132kV 送電線の新設は Birgunj や Simara 周辺の需要の増加に対応することが目的であると考えられる。

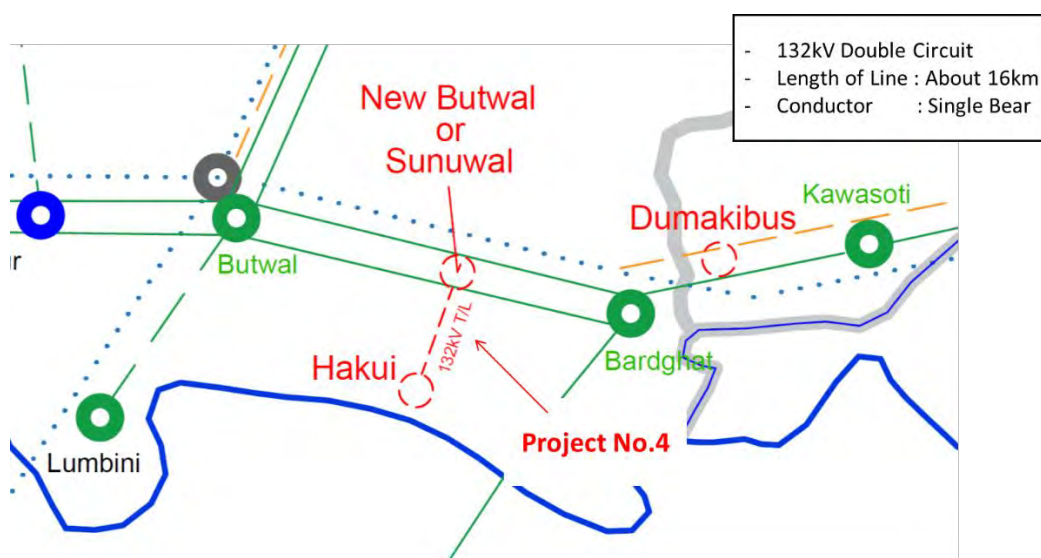


出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-30 優先プロジェクトNo.3 の概要

④ **Bhumahi—Hakui 132kV Transmission Line and Substation Project**
(132/33kV Transformer should be installed at Hakui)

本プロジェクトは Hakui に 63MW の電力を供給するため、Hakui に 132/33kV の変電所を新設し、New Butwal 変電所もしくは Sunuwal 変電所と Hakui の変電所を結ぶ 132kV の送電線を新設するというものである。New Butwal 変電所は現在建設中の基幹変電所であり、東西を結ぶ 400kV の送電線と連系する計画がある。また、Sunuwal 変電所は NEA と Ministry of Industry 間の覚書に基づき、Palpa 郡のセメント工業地域に電力を供給することを目的に建設が進められている 132/33kV 変電所である。本プロジェクトでは、このどちらかの変電所から送電線を引き出すことが提案されている。図 2.2-31 にプロジェクトの概要を示す。

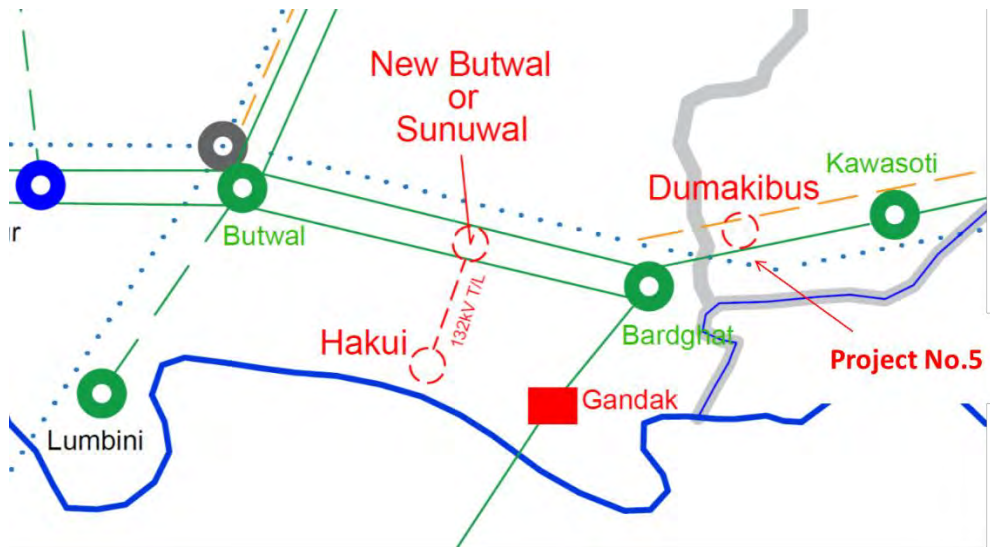


出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-31 優先プロジェクトNo.4 の概要

⑤ Dumkibas 132/33kV Substation Project

本プロジェクトは Dumkibas 周辺の居住地、ならびにセメント工場を含む工場地域に電力を供給するため、Dumkibas に 132/33kV の変電所を新設するものである。新しい変電所は Bardgat 変電所と Kawasoti 変電所を結ぶ既設の 132kV の 1 回線送電線に接続される計画である。図 2.2-32 にプロジェクトの概要を示す。



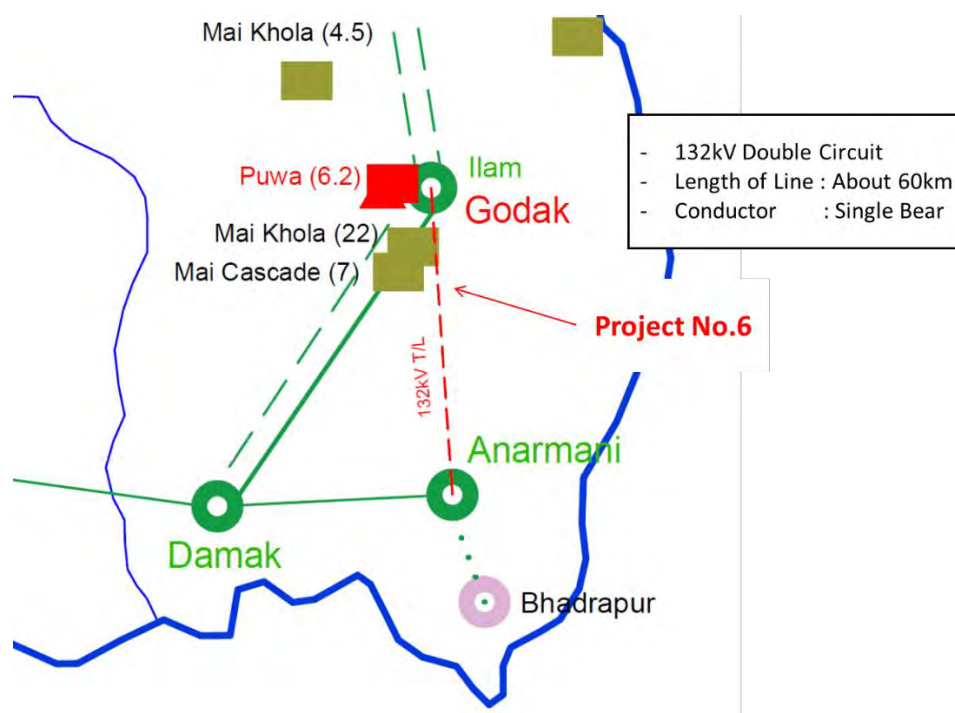
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-32 優先プロジェクトNo.5 の概要

⑥ **Godak – Anarmani 132kV Transmission Line and Substation Project**
(132/33kV Transformer should be installed at Anarmani Substation)

ネパール最東部の北部エリアに位置する水力発電所で発電される電力は Godak 変電所と Damak 変電所を結ぶ既設の 132kV 送電線を介して南部の需要地に供給されているが、水力発電量の増加に伴い既設の送電線だけでは容量不足となることが予想されている。本プロジェクトはこうした状況を踏まえて、北部エリアの水力発電所で発電される電力の送電ルートを更新するため、Godak 変電所と Anarmani 変電所を結ぶ 132kV 送電線を新設するとともに、Anarmani 変電所に 132/33kV の変圧器を増設するものである。図 2.2-33 にプロジェクトの概要を示す。

現状、Damak の 132/33kV の変圧器は重負荷の状態にあるため、Damak 変電所の負荷を Anarmani 変電所に分担させることも本プロジェクトの目的の1つと考えられる。



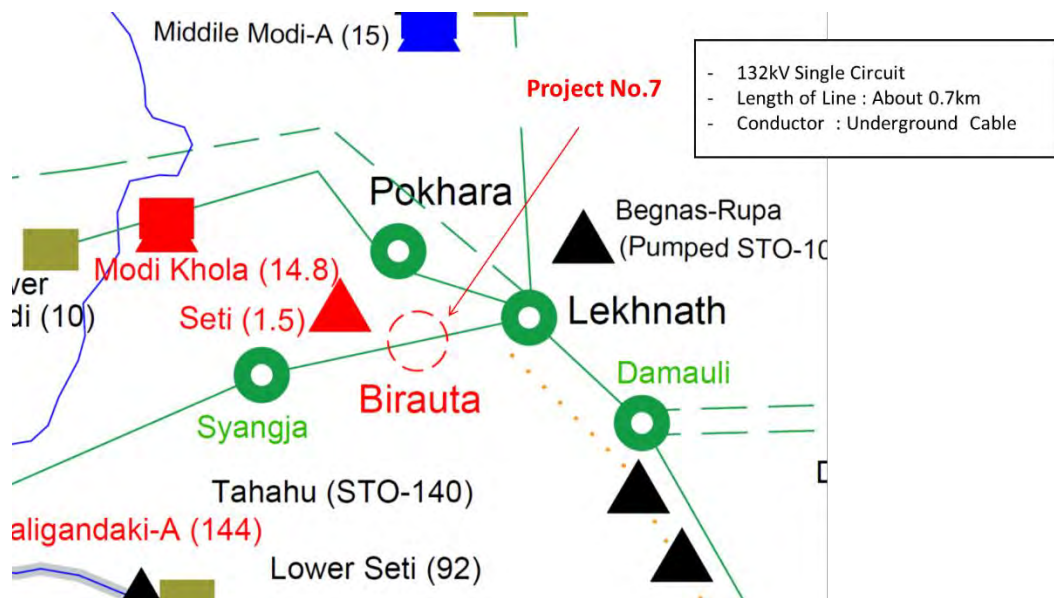
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-33 優先プロジェクトNo.6 の概要

⑦ Pokhara 132/11kV Substation Project
(132/11kV Transformer should be installed at Birauta, Pokhara)

Pokhara はネパールの主要な観光地で、Kathmandu に次ぐ人口をもつ都市である。現状、Pokhara 市内には既設の Pokhara 変電所から 11kV の配電線を介して電力が供給されている。Pokhara 地域の販売電力量は 5 年前と比して約 1.7 倍に増加しており、電力需要は今後も増加が予想されている。さらに Pokhara 市内では国際空港の建設が予定されており、今後は観光客の増加等により急速に電力需要が増加することも予想される。このような状況下、将来の需要増に対して Pokhara 変電所の既設変圧器の容量では供給力を確保できない懸念がある。加えて、Pokhara 変電所からは市内に向けて既に 11 回線の配電線が施設されているが、これ以上同変電所から配電線を増設することも難しい状態にある。こうした実情を踏まえて、本プロジェクトは Pokhara 市内の Birauta に 132/11kV を新設し、Pokhara 変電所の配電線を Birauta に切り替えることを目的としている。図 2.2-34 にプロジェクトの概要を示す。

新設される Birauta 変電所は Lekhnath—Syangja を結ぶ既設の 132kV 送電線に接続する計画である。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-34 優先プロジェクトNo.7 の概要

⑧ **Dhading 132/33kV Substation Project**
(132/33kV Transformer should be installed at Dhading)

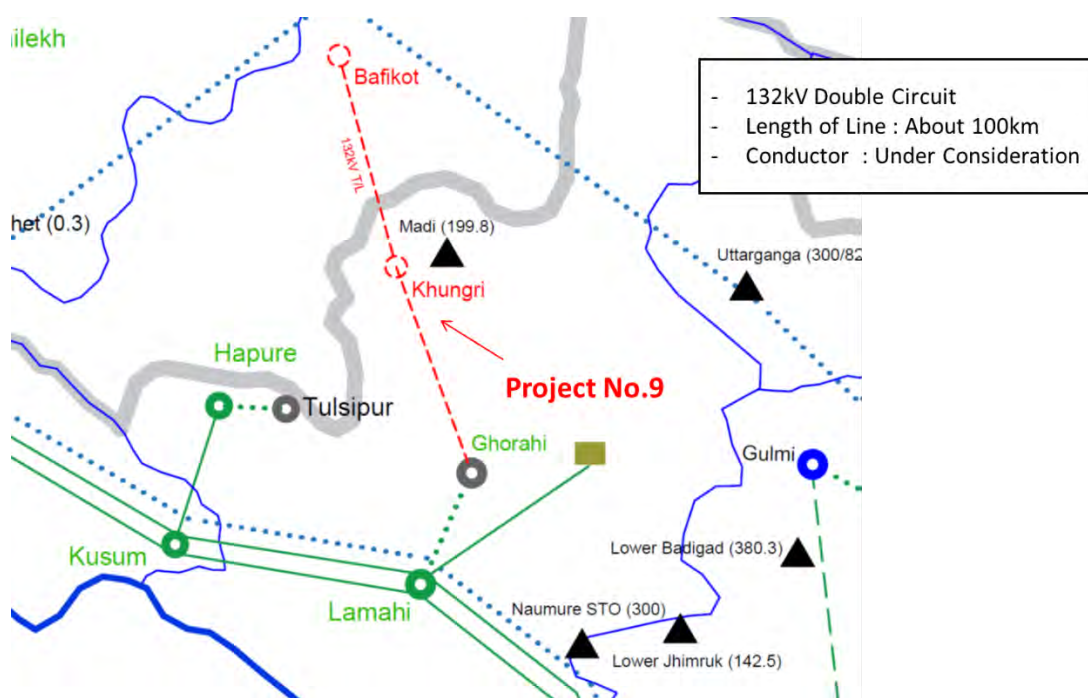
Dhading 郡の工業地域に電力を供給するため、Dhading 郡に 132/33kV の変電所を新設するプロジェクトである。新しい変電所の位置は検討中であり、まだ決まっていない。

⑨ **Ghorahi—Khungri—Banfikot 132kV Transmission Line and Substation Project**

Ghorahi—Khungri—Banfikot を接続する 132kV 送電線を新設する目的があると考えられる。図 2.2-35 にプロジェクトの概要を示す。

Ghorahi—Khungri の送電線に係わるフィジビリティ・スタディ (FS: Feasibility Study) は既に完了しており、現在は EIA が実施されている。一方で、Khungri—Banfikot の送電線に係わる FS は現在も実施中である。

ネパールにおける 132kV の送電線に適用されている電線は一般的に Panther、Bear、Duck であるが、本プロジェクトでは送電線の容量を増やすため、Cardinal の採用が検討されている。



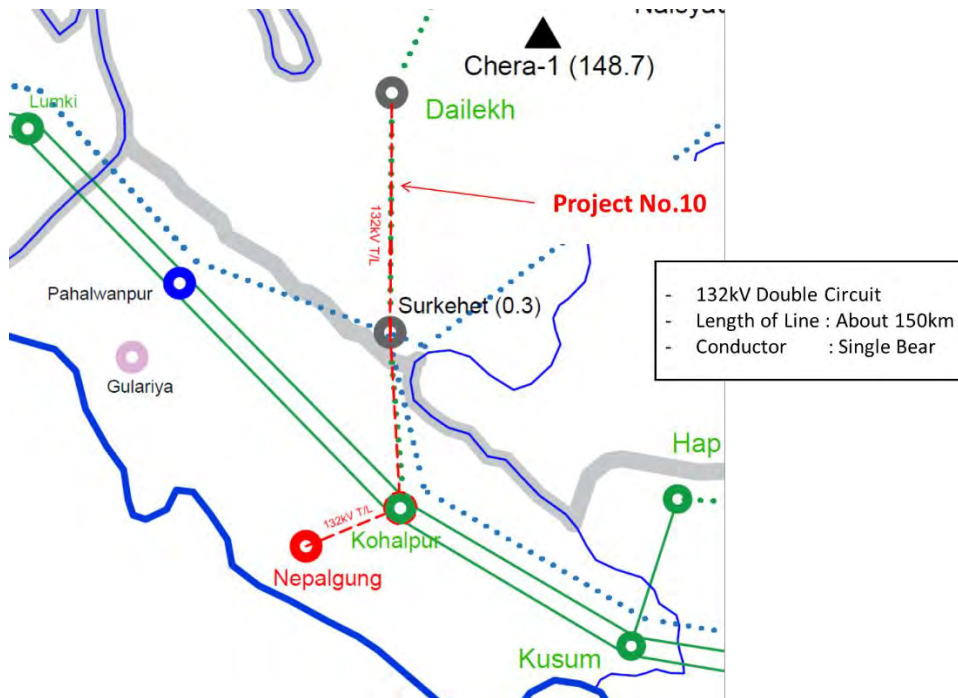
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-35 優先プロジェクトNo.9 の概要

⑩ Kohalpur—Surkhet—Dailekh 132kV Transmission Line and Substation Project

本プロジェクトは Surkhet 郡と Dailekh 郡に 132/33kV の変電所を新設し、Kohalpur—Surkhet—Dailekh を結ぶ 132kV の送電線を新設するものである。現状、第 6 州は 66kV 以上の送電系統と接続されておらず、33kV 以下の配電系統を介して電力が供給されている。本プロジェクトは第 6 州における電力需要の増加に対応するため、第 6 州の州都がある Surkhet ならびにその北部に位置する Dailekh に電力を供給する 132kV の送電線を新設することが目的と考えられる。図 2.2-36 にプロジェクトの概要を示す。

本プロジェクトの送電線が完成した後は、Dailekh よりさらに北部の Jumla まで 132kV の送電線を延伸させる計画がある。

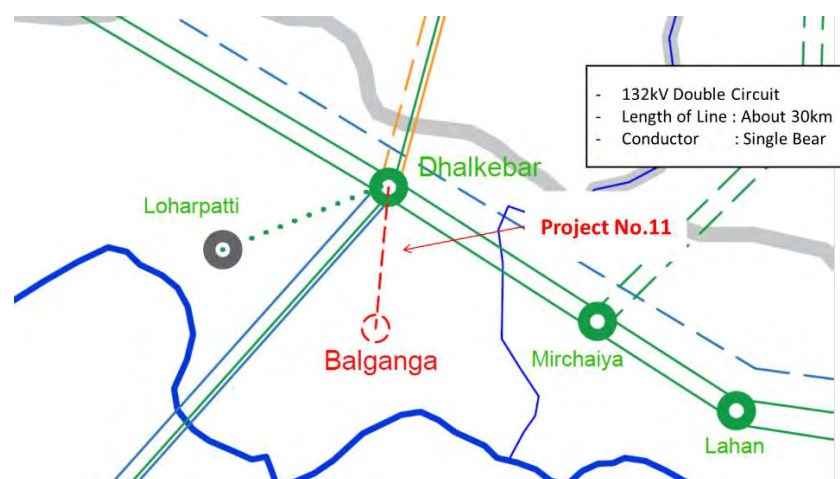


出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-36 優先プロジェクトNo.10 の概要

⑪ Dhalkebar – Balganga 132kV Transmission Line and Substation Project

本プロジェクトは Balganga に 132kV の変電所を新設し、Dhalkebar 変電所と Balganga の変電所を接続する 132kV の送電線を新設するものである。Dhalkebar 変電所は西部の主要変電所の 1 つであり、400kV 設計のインドとの連系線とつながっている。図 2.2-37 にプロジェクトの概要を示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-37 優先プロジェクトNo.11 の概要

(2) 配電網の開発計画

配電分野における開発計画として、現在 2 つのマスタープラン策定プロジェクトが進行中である。ひとつは、ADB 支援により実施されている Distribution System / Rural Electrification Master Plan (DS/REMP)、もうひとつは WB 支援により実施されている Loss Reduction Master Plan (LRMP) である。DS/REMP の主要目的は電化率向上に置かれており、2025 年までの電化率 100%達成のために、オングリッド、オフグリッドを含むネパールの電力システムを強化することを狙いとして策定作業が行われている。この DS/REMP プロジェクトは、Province 毎に進められており、一番先行している第 4 州の作業については、2019 年中に完了する計画となっている。その後、他の州についても活動が展開される予定である。一方、LRMP では、ネパール全土の電力需給予測、負荷潮流分析、系統解析等の分析を行い、需要増加に対応する増強プロジェクトを立案するものであるが、特徴としてプロジェクト名の通り、電力ロスの改善に主眼を置いた検討が行われる予定であり、11kV 配電網に加えて 33kV、66kV への昇圧等も含めた検討が行われている。この LRMP は、現在データコレクションフェーズで有り、2020 年中での完成を予定している。

その他、送配電分野の増強計画として、ADB 支援による Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project (PTDEP) が、進行中である。PTDEP では、Kathmandu 盆地内の配電システム容量の増強を目的としており、現在 11kV の配電一次電圧を 22kV に昇圧することなど抜本的な配電システムの見直しも含めた増強案が検討されている。

前述の通り、ネパールの送配電分野の問題点として、大きな電力損失が上げられる。2018 年の電力システムロス率は 20.45%。内訳は送電ロスが 5.63%、配電ロスが 14.82% と近隣諸国と比較しても高い。このような状況を改善するために、DCSD では、ネパール全国の 8 つの地方事務所 (Regional Office) 単位でのロス低減活動を実施している。主な取組みとしては、不正計量や盗電などの非技術ロスを低減するため定期的なモニタリングの強化や電子式メーターの導入、裸電線から被覆電線 (ABC: Ariel Bundled Conductor) への取替え、検針ミス防止のための補助装置の導入、技術ロス低減を目的とした過負荷電線や変圧器の大容量への取替えなどである。これら、地道なロス低減活動に合わせて、上述の LRMP、PTDEP で提案される各プロジェクトによって配電システムの最適化が進めば、配電ロスの更なる低減が期待できる。

2.2.5 送配電網の整備状況

NEA の TD は 132kV、220kV、400kV の送変電設備の整備に係わるプロジェクトを実施している。表 2.2-8 に 132kV のプロジェクト一覧を示す。これらのプロジェクトは、主として需要地への供給力の増強、または水力発電所からの送電容量の増加を目的としたものである。

表 2.2-9 に 220kV と 400kV のプロジェクト一覧を示す。220kV のプロジェクトは主として、システムの供給信頼度の向上、または水力発電所からの送電容量の増加を目的としたものであり、400kV のプロジェクトは基幹送電線の構築、またはインドや中国との関係線の強化を目的としたものである。

ネパール政府はセメント工業の促進を図るため、セメント工業が実施される地域に送電線を整備する政策を掲げており、この政策のもと、NEA と産業省 (MoI: Ministry of Industry) は、MoI が資金を提供し NEA が送電線を整備するという覚書を取り交わしている。表 2.2-10 にセメント工業の促進を目的に実施されているプロジェクトの一覧を示す。

また、NEA の PMD では ADB からの支援のもと表 2.2-11 のプロジェクトを計画または実施中である。

表 2.2-8 132kV のプロジェクト一覧

S.N.	Name of Project	Total Cost in Crore (NPR)	Donor
132kV Transmission Line Projects			
1	Thankot-Chapagaon-Bhaktapur 132kV Transmission Line	187.64	GoN
2	Kabeli Corridor 132kV Transmission Line	258.44	GoN
3	Singati-Lamosangu 132kV Transmission Line	89.23	GoN
4	Dumre-Damauli-Marsyangdi 132kV Transmission Line	153.99	GoN
5	Kohalpur-Mahendranagar 132kV Transmission Line	186.98	GoN, ADB
6	Ramechhap-Garjyang 132kV Transmission Line	114.45	GoN
7	Rupani 132/33kV S/S	49.00	GoN
8	Syaule 132kV S/S	54.51	GoN
9	Kusma-Lower Modi 132kV Transmission Line	25.77	GoN
10	Kusaha-Kataiya 132kV 2nd Circuit Transmission Line	53.00	GoN
11	Raxual-Parwanipur 132kV 2nd Circuit Transmission Line	45.00	GoN
12	Hetauda-Birgunj 66kV Transmission Line Capacity Increment Project	37.12	GoN
13	New Modi-Lekhnath 132kV Transmission Line	221.45	GoN, Exm of India
14	Solu Corridor 132kV Transmission Line	365.51	GoN, Exm of India
15	Burtibang-Gulmi-Paudi Amrai-Argghakhanchi-Motipur 132kV Transmission Line	300.86	GoN
16	Butwal-Gorusinghe-Lumbini 132kV Transmission Line	118.95	GoN
17	Kusaha-Biratnagar 132kV Transmission Line	188.79	GoN
18	Balefi-Barhabise 132kV Transmission Line	76.15	GoN
19	Dordi Corridor 132kV TL	85.29	GoN
20	East Chitwan 132kV S/S	64.08	GoN
21	Dhalkebar-Loharpatti 132kV Transmission Line	85.00	GoN
22	Chameliya-Syaule-Attariya 132kV 2nd Circuit Transmission Line Project	63	GoN
23	Dandakhet-Rahughat 132kV Transmission Line	280.00	GoN
24	Ghorahi-Khumdi-Madichaur 132kV Transmission Line	109	GoN
25	Nawalpur 132/33kV S/S	66.5	GoN
26	Bhaktapur Baneshwor-Patan 66kV Transmission Line	27.75	GoN
27	Emergency Restoration System (ERS)	13.35	GoN
28	Power Efficiency Project	5.36	GoN
29	Grid Substation Enhancement	128	GoN
30	Amarpur-Dhungesangu 132kV TL	82.65	GoN
31	Kohalpur-Surkhet-Dailekh 132kV TL	278.1	GoN
32	Keroun 132/33 kV S/S	83.67	GoN
33	Dhalkebar-Balganga 132kV TL	225	GoN
34	Lalbandi-Nawalpur-Salimpur 132kV TL	159	GoN
35	Inaruwa-Dharan 132kV TL (25km)	100	GoN
36	Kohalpur-Nepalgunj 132kV TL (20km)	90	GoN
37	Pathlaiya-Harniya 132kV TL(27km)	104	GoN
38	Bhumahi-Hakui 132kV TL(16km)	82	GoN
39	Godak-Anarmani 132kV TL(35km)	120	GoN
40	New Pokhara-Brauta 132/11 kV S/S	70	GoN
41	Bafikot-Khungri 132kV TL	172.7	GoN
42	Sunkoshi 132kV S/S	24.88	GoN
43	Sampatiya-Mainahiya 132kV TL	98.15	GoN
44	Godak-Soyak 132kV TL		GoN
45	Lamahi Ghorahi S/S Expansion	19	GoN

出典 : NEA Transmission Directorate

表 2.2-9 220kV、400kV のプロジェクト一覧

S.N.	Name of Project	Total Cost in Crore (NPR)	Donor
220kV Transmission Line Project			
1	Khimti -Dhalkebar 220kV Transmission Line	192.5235	GoN
2	Hetauda-Bharatpur 220kV Transmission Line	282.8926	GoN, WB
3	Bharatpur-Bardaghat 220kV Transmission Line	149.4166	GoN, WB
4	Koshi Corridor 220kV Transmission Line	1288.51	GoN, Exm of India
5	Trishuli 3B Hub Project	175.5445	GoN, Kfw, EIB
6	Chilime-Trishuli 220kV Transmission Line	391.21	GoN, kFW, EIB
7	Lekhnath-Damauli 220kV Transmission Line	700.53	GoN, kFW
8	Borang-(Naubise) Ratamate 220kV Transmission Line	344	GoN
9	Tumlingtar-Sitalpati 220kV Transmission Line	281	GoN
10	Trishuli 3 B Ratamate 220kV Transmission Line	221	GoN
400kV Transmission Line Project			
1	Nepal-India Electricity Transmission and Trade Project (NIETTP) Hetauda-Dhalkebar-Duhabi 400kV Transmission Line	1689	GoN, WB
2	New Hetauda, Dhalkebar, Inaruwa 400kV S/S Expansion	747.8	GoN
3	Bheri Corridor 400kV Transmission Line	202	GoN
4	Rasuwagadi-Chilime-Ratamate 400kV TL	1074	GoN
5	Arun-Inaruwa-Tingla-Mirchaiya 400kV Transmission Line Study Project	55.5	GoN, WB

出典：NEA Transmission Directorate

表 2.2-10 セメント工業の促進を目的としたプロジェクト一覧

S.N.	Name of Project	Total Cost in Crore (NPR)	Donor
Projects for Power Supply to Cement Industry			
1	Lamahi -Ghorahi 132kV TL	52.2	GoN
2	Bardaghat-Sardi 132kV TL	47.5	GoN
3	Sunuwal 132kV Substation	78.2	GoN
4	Kaligandaki-Ridi 132kV TL	103	GoN
5	Malekhu 132/33 kV S/S	Under Study Projects funded by GoN	
6	Simara SEZ 132kV TL		

出典：NEA Transmission Directorate

表 2.2-11 NEA PMD で計画、実施中のプロジェクト一覧

No.	Project name	Cost
Electricity Transmission Expansion and System Improvement Project (ETESIP)		
1	Tamakoshi- Kathmandu 220/400 kV Transmission Line Project	US\$ 90 Million
SASEC Power System Expansion Project (SPSEP)		
1	Samundratar- Trishuli 3B 132kV Transmission Line	US\$ 12.0 Million
2	Marsyangdi Corridor 220 Transmission Line Project	US\$ 90 Million
3	Marsyangdi-Kathmandu 220 kV Transmission Line Project	US\$ 56Million
4	Kaligandaki Corridor 220kV Transmission Line Projec	
5	Grid Substation Reinforcement and Capacity Expansion Project	
6	Distribution System Augmentation and Expansion Project	
7	Distribution System Master Plan Project	
8	Utility Scale Grid tied Solar Project	US\$ 20Million (Grant)
Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project (PTDEEP):		
1	Kathmandu Valley Transmission Capacity Reinforcement Project	USD 189 Million
2	Lapsephedi and Changuarayan Substation Construction Project	
3	Kathmandu Valley Smart Metering Project	
4	Enhancement of Distribution Networks in Central & Northern Region of Kathmandu Valley	
5	Kathmandu Valley East & South Distribution System Enhancement Project	
Other Projects		
1	New Butwal Kohalpur, Surkhet and Upper Karnali 400 kV Transmission Line project	
2	Power Transmission and Distribution System Strengthening Project	US\$ 240Million
3	Upgrading 220 kV Substations to 400 kV along the New Khimti-Barhabise-Kathmandu Transmission Line Section	US\$ 64 Million
4	Automation of Existing Grid Substation	US\$ 18 Million
5	Arun Hub-Tingla- Dhalkebar 400kV Transmission Line Project	US\$ 230 Million
6	Tingla- New Khimti-Sunkoshi Hub-Dhalkebar 400kV Transmission Line Project	US\$ 208 Million
7	Grid Connected Battery Energy Storage System (BESS)	
8	Kathmandu Valley 220kV Ring Main Project	US\$ 150 Million

出典：NEA Annual Report 2017/2018 を基に JICA 調査団作成

2.3 送配電関連基本指標

ネパールの電力に関する法令としては、水力発電の開発と管理、電気事業の標準化と保護など、電気事業全般について規定した電力法（EA: Electricity Act, 1992）が制定されている。また、関連規則として、電力規則（ER: Electricity Rules, 1993）が制定されており、電圧・周波数、電気設備導入及び電気工事実施時の安全対策などが規定されている。

上記電力法、電力規則を元に NEA Grid Code には送配電関連指標が記載されている。例として、電圧、周波数および送電ロスについて以下に示す。

- ・ 電圧

ネパールでは、送電線の電圧階級は 400kV、220kV、132kV、66kV、33kV が適用されており、配電線においては 33kV、11kV が適用されている。また電圧変動許容範囲については、NEA Grid Code には、定常時で±5%、非常時で±10%の範囲で運用することが定められている。

- ・ 周波数

ネパールでは、50Hz を運転周波数としている。また周波数許容範囲については、NEA Grid Code には、定常時で±2.5%、非常時で±5%の範囲で運用することが定められている。

- ・ 送電ロス

送電ロスは、以下の式で示される。

$$\text{送電ロス}[\%] = (\text{総受電電力量} - \text{総送電電力量} - \text{所内ロス}) / \text{総受電電力量} \times 100$$

ここで、総受電電力量とは、計量点にて発電事業者等から受電した電力量の合計、総送電電力量とは、需要家へ送電した電力量の合計のことをいう。また NEA Grid Code には送電ロスを 4.5%未満に維持することが定められている。

2.4 送配電分野の案件形成における基本的事項・留意事項

2.4.1 案件形成における基本的事項

ネパールでは Grid Code や各種スタンダードにより電力設備に関する計画、設計上の標準が定められている。以下では送配電分野の案件形成において留意すべき主な標準について述べる。

(1) 送電線と変圧器の最大許容負荷

Grid Code には送電線および変圧器における最大許容負荷が表 2.4-1 のとおり定められている。表中の単一事故とは、送電線の1回線事故や変圧器の1バンク事故といった単一の設備事故時を意味しており、過酷事故時とは送電線の2回線以上の事故など頻度は低いが過酷な設備の事故時を意味している。

表 2.4-1 送電線と変圧器の最大許容負荷

	常時	単一事故時	過酷事故時
送電線	85°Cで熱容量の100%未満	85°Cで熱容量の120%未満	85°Cで熱容量の120%未満
変圧器	定格容量の100%未満	定格容量の120%未満	定格容量の120%未満

出典：NEA Grid Code

(2) 架空送電設備に係わる標準

ネパールでは架空送電線下に地役権（Right of Way：ROW）が設定されている。ROW 内で建物の設置は認められず、樹木も伐採する必要がある。ROW は以下のとおり電圧に応じた幅が設定されている⁹。132 kV 送電線の場合の ROW を図 2.4-1 に示す。

- ・ 400kV : 46m
- ・ 220kV : 30m
- ・ 132kV、66V : 18m

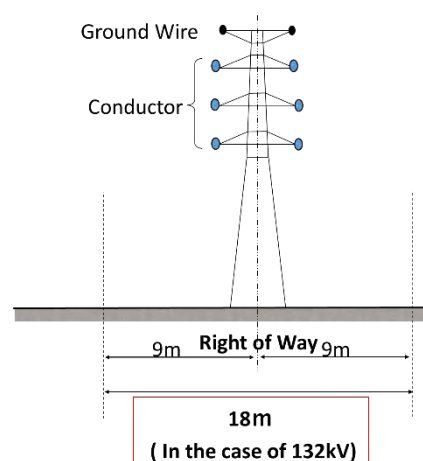


図 2.4-1 132kV 送電線の ROW

⁹ NEA からの聞き取りによる。

2014年に作成されたNEA Over Head Transmission Line Standardsには架空送電設備に係わる設計施工の標準が記載されている。以下にNEA Over Head Transmission Line Standardsに記載されている主な設計標準を示す。

1) 気温、風速

ネパールは地形別に国内を分けると、北部の山岳地域、中部の丘陵地域、南部のタライ平野の主に3つの地域に分類される。これらの地域間では標高に大きな差があるため、地域によって気候が大きく異なるが、設計上考慮すべき気候の条件を地域別に設けると仕様の異なる設備が増えて保有すべきスペアパーツも多くなり望ましくないことから、Over Head Transmission Line Standardsではネパール全土で共通して適用する気温と風速を下記のとおり定めている。

< 気温 >

- ・最高気温 : 50°C
- ・最低気温 : 0°C
- ・年平均気温 : 32°C

< 風速 >

- ・丘陵地域、タライ平野 : 47m/s
- ・山岳地域 : 55m/s

2) クリアランス

送電線の所要クリアランスは対象物ごとに、表 2.4-2 のとおり定められている。これらのクリアランスは無風で電線が最高温度のときを想定したものである。また、検討段階では測量誤差などを考慮し、表中のクリアランスに 0.2m を加算することとしている。

表 2.4-2 送電線の所要クリアランス

Obstacle	Required Vertical Clearance (m)		
	132kV	220kV	400kV
Natural Land	6.5	7	9
Cultivated Land	7	7.5	9.5
Tree	5	5	5
Building	5	5	5
Road	8	8	8
Highway	9	9	9
River and Water area	6.5	6.5	6.5
Telecommunication Line	3	4	5
Railway Track non electrified	18	18	18
Railway Track electrified	4	4.5	5
66kV Line and Lower	3.5	5	5.5
132kV Line	3.5	5	5.5
220kV Line	5	5	5.5
400kV Line	5.5	5.5	5.5

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

3) 径間長

事前検討の段階で適用する径間長は表 2.4-3～表 2.4-8 のとおり定められている。これらの値は事前検討用のものであり、実設計の段階ではこれらの値は変更可能である。

表 2.4-3 132kV 送電線の径間長(平野部)

Tower type	Wind Span (m)	Maximum Weight Span (m)	Minimum Weight Span (m)
Suspension	350	500	100
Tension small/medium Angle	350	500	-250
Tension Large Angle	350	500	-250

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

表 2.4-4 132kV 送電線の径間長(丘陵地域)

Tower type	Wind Span (m)	Maximum Weight Span (m)	Minimum Weight Span (m)
Suspension	350	700	100
Tension small/medium Angle	350	700	-500
Tension Large Angle	350	700	-500

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

表 2.4-5 220kV 送電線の径間長(平野部)

Tower type	Wind Span (m)	Maximum Weight Span (m)	Minimum Weight Span (m)
Suspension	400	600	100
Tension small/medium Angle	400	600	-300
Tension Large Angle	400	600	-300

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

表 2.4-6 220kV 送電線の径間長(丘陵地域)

Tower type	Wind Span (m)	Maximum Weight Span (m)	Minimum Weight Span (m)
Suspension	400	800	100
Tension small/medium Angle	400	800	-400
Tension Large Angle	400	800	-400

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

表 2.4-7 400kV 送電線の径間長(平野部)

Tower type	Wind Span (m)	Maximum Weight Span (m)	Minimum Weight Span (m)
Suspension	500	700	100
Tension small/medium Angle	500	700	-400
Tension Large Angle	500	700	-400

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

表 2.4-8 400kV 送電線の径間長(丘陵地域)

Tower type	Wind Span (m)	Maximum Weight Span (m)	Minimum Weight Span (m)
Suspension	500	1000	100
Tension small/medium Angle	500	1000	-500
Tension Large Angle	500	1000	-500

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

4) 電線種類

送電線に適用される電線の種類は表 2.4-9 のとおり定められている。また、送電線に適用する電線は国際電気標準会議（IEC: International Electrotechnical Commission）規格に準拠させる必要がある。

表 2.4-9 送電線に適用される電線の種類

Conductor	Voltage (kV)	Cross Sec (mm ²)	Thermal Limit (MVA)
Single Panther	132	210	104
Single Bear	132	265	124
Single Duck	132	344	159
Single Duck	220	344	265
Twin Duck	220	22044	530
Single Bison	220	381	271
Twin Bison	220	22081	542
Triple Bison	220	32081	813
Twin Zebra	220	22028	662
Twin Moose	220	22028	691
Quad Moose	220	42028	1381
Single Bison	400	381	492
Twin Bison	400	20081	985
Triple Bison	400	30081	1477
Twin Moose	400	20028	1256
Triple Moose	400	30028	1883
Quad Moose	400	40028	2511
Twin Bersemis	400	20024	1454

出典：NEA Over Head Transmission Line Standards

(3) 配電設備に関する基準や標準

配電設備に関する計画基準や工事標準は明確に定められておらず、各プロジェクト毎に仕様が定められているという状況であるが、現在、DCSD 内の Planning and Technical Service Department (PTSD) にて策定作業が進められている。

2.4.2 案件監理と維持管理能力の課題

(1) 案件監理とメンテナンス能力の維持体制

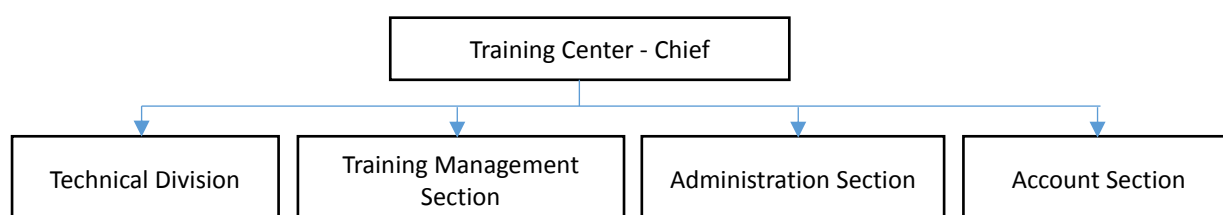
NEA は、前述の Engineering Directorate 内に職員の能力開発、技術移転と持続のために、Kathmandu 郊外にトレーニングセンターを設置している。

NEA 職員に対する能力開発等の実態について調査した結果、NEA トレーニングセンターの主な担当分野は、A) Transmission and Substation、 B) Generation in Power house、 C) Distribution and Consumer Services に分けられている。



図 2.4-2 NEA トレーニングセンター入口と管理職員

NEA トレーニングセンターでは、管理職員である Chiefのもと、以下の4つのセクションで構成されており、技術部門から経理部門までそれぞれの能力開発分野に応じて研修をコーディネートしている。



出典：NEA への聞き取りをもとに JICA 調査団作成

図 2.4-3 NEA トレーニングセンターの組織構成

トレーニングは NEA のトレーニングセンターで行われることが多いが、いくつかはネパール国内の8つの地域事務所でも行われている。

(2) 能力開発、維持管理に関する講師

講師のほとんどは NEA の職員であり、技術トレーニングのために的確な人材が各部署から研修開催に応じて適宜招聘されているのが実態である。職員が講師とならない例外としては、管理部門の職員に業務管理の実務に関連するトレーニングがあり、そのために NEA ではなく「Staff college」と呼ばれる別の役所などの組織から講師を招聘しているケースがある。

(3) 能力開発のための教材、マニュアル等

トレーニングセンターではトレーニングマニュアルを作成しており、これに基づき各講師が自前で使用する講義ノートを用意している。実際の講義ではテキストはなく、講師によって資料プリントが配布されるのみである。トレーニングセンターの側でもテキストは作成しておらず、実践的な知識を共有するためその後は OJT の繰り返しで習熟を図っている。

(4) トレーニングのモニタリングとフィードバック

トレーニングのモニタリングについては、研修実施後に参加者の所属する事務所長から研修の前後でのいかに業務向上がみられたかについての報告がなされることになっている。トレーニングセンターでは、研修終了後に参加者が職場でどのように活動しているのかなどのチェックについて情報収集し、今後の研修の改善に役立てている。

(5) 能力の開発、維持における課題

案件監理や設備の維持管理能力の開発や維持について、NEA は多くのトレーニングを実施しているが、以下のような評価できる点と今後改善すべき点が指摘される。

評価できる点としては次のようなことが考えられる。

- ネパール全国に展開する 8 地方事務所を拠点に開催されており、機会の均等性がある。
- トレーニングセンターは、講義、宿泊のための設備がしっかりしており、短期集中型の研修に適している。
- 任地に帰っても OJT に引き継がれている。

改善を検討すべき点としては表 2.4-10 に示す内容が考えられ、能力開発における成果を最大化するための対策が必要である。

表 2.4-10 トレーニングにおける改善を検討すべき点

改善を検討すべき点	考えられる対策
<p>テキストがないため、講師によって内容がまちまちであることが推察され、保持しようとする技術や知識にばらつきがあり、また、陳腐化した内容のリプレイス等が行き届いていない可能性がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ トレーニングに用いるテキストを作成する。 ➤ トレーニング内容を標準化する ➤ 内容のアップデートのための検討委員会を結成し、定期的に改編する
<p>トレーニングを受ける職員の十分なキャパシティアセスメントがされないままトレーニングが実施されていることも考えられ、受講者の習熟度に差が生まれやすいと考えられる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ キャパシティアセスメントの実施 ➤ 成果目標の設定 ➤ 教育計画の立案
<p>モニタリングとフィードバック体制が定型化されておらず、蓄積したデータをもとにトレーニングプログラムや内容のグレードアップが簡単にできない。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 習熟度のモニタリングと分析 ➤ 課題抽出とフィードバックを検討 ➤ フィードバック体制の構築 ➤ トレーニング内容の改良を検討
<p>内容がどちらかといえば電気料金の収集やその管理のためのコンピュータシステムの扱いに関するものが多く、プロジェクト開発やメンテナンスに係るものが少ない印象である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ プロジェクト開発やメンテナンススキルを養成するカリキュラムの増設を検討する。

出典：JICA 調査団

2.5 他ドナーによる送配電網整備に係る支援状況

ネパールの送配電分野では、表 2.5-1 の通り WB、ADB、ミレニアムチャレンジ公社 (MCC: Millennium Challenge Corporation) 等のドナーが無償/有償支援等を行っている。JICA との支援重複を回避する。

表 2.5-1 各国ドナーによる主な開発活動

プロジェクト名	ドナー	内容	金額	期間
Millennium Challenge Corporation: Nepal Compact ¹⁰	MCC(米)	300kmの400kV 高圧送電線の増強	US\$ 398M	2017/9～
Distribution System / Rural Electrification Master Plan ¹¹	ADB	2040 年をターゲットとしてネパール全国の 11kV 配電網策定計画を策定	-	2017/9～
Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project ¹²	ADB	Kathmandu 盆地地域の送配電システムの増強によるエネルギー効率の向上	US\$ 150M	2017/9～2022/6 (Loan3542-NEP)
Grid Solar and Energy Efficiency ¹³	WB	配電マスタープランの作成と 33kV、11kV、400/230V レベルの配電線/変電所の建設	US\$130M	2014/12～2020/12 (P146344)
South Asia Subregional Economic Cooperation (SASEC) Power System Expansion Project ¹⁴	ADB	送電線および配電ネットワークの増強、オフグリッドでの再生可能エネルギーミニグリッドシステム増強、NEA 等へのキャパシティー・ビルディング	US\$ 60M	2014/11～2022/6 (Grant 0397-NEP)
			US\$11.20M	2014/7～2022/6 (Grant 0398-NEP)
			US\$ 20M	2017/1～2022/6 (Grant 0520-NEP)
			US\$ 180M	2014/7～2022/6 (Loan3139-NEP)
Electricity Transmission Expansion and Supply Improvement Project ¹⁵	ADB	送配電システムの増強、小水力のリハビリ	US\$ 19M	2012/3～2020/3 (Grant0270-NEP)
			US\$ 56M	2012/3～2020/3 (Loan2808-NEP)
Nepal-India Electricity Transmission and Trade Project ¹⁶	WB	ネパール・インド間国際連系線の増強	US\$ 182M	2011/6～2020/4 (P115767)

出典：JICA 調査団

¹⁰ <https://www.mcc.gov/where-we-work/program/nepal-compact>

¹¹ <http://gestoenergy.com/project/nepal-distribution-systemrural-electrification-master-plan/>

¹² <https://www.adb.org/projects/50059-002/main>

¹³ <http://projects.worldbank.org/P146344?lang=en>

¹⁴ <https://www.adb.org/projects/44219-014/main>

¹⁵ <https://www.adb.org/projects/41155-013/main#project-pds>

¹⁶ <http://projects.worldbank.org/P115767/nepal-india-electricity-transmission-trade-project?lang=en>

第3章 ネパール主要都市の現状

第3章 ネパール主要都市の現状

3.1 各主要都市の概要

ネパールの主要都市として、人口規模¹による大都市 (Metropolitan cities)、準大都市 (Sub-metropolitan cities)を対象とし、行政区画の最上位にある Province 別に整理した。表 3.1-1 に都市と人口の一覧表を示す。

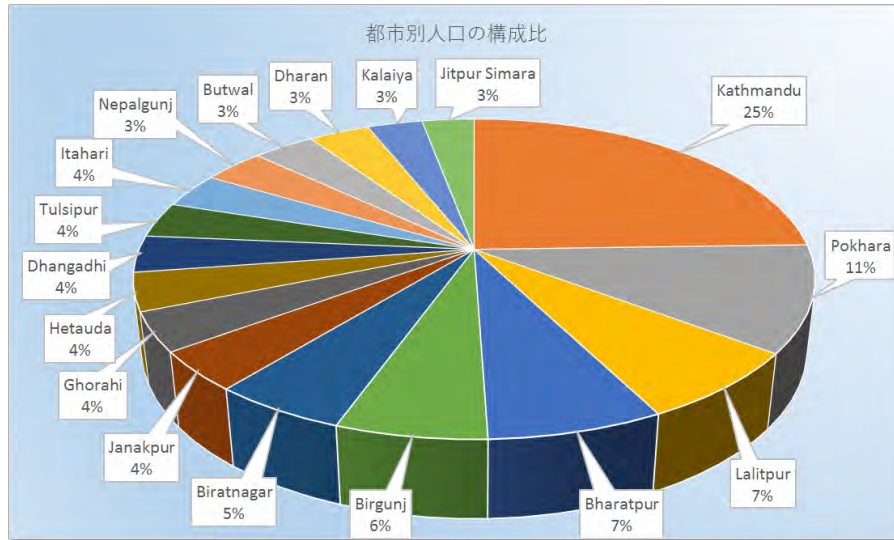
表 3.1-1 ネパールの主要都市とその人口

No.	Name of City	District	Province	Population (2011)
1	Kathmandu	Kathmandu	Province No. 3	975,453
2	Pokhara	Kaski	Gandaki Pradesh (Province No.4)	426,759
3	Lalitpur	Lalitpur	Province No. 3	284,922
4	Bharatpur	Chitwan	Province No. 3	280,502
5	Birgunj	Parsa	Province No. 2	240,922
6	Biratnagar	Morang	Province No. 1	214,663
7	Janakpur	Dhanusha	Province No. 2	159,468
8	Ghorahi	Dang	Province No. 5	156,164
9	Hetauda	Makawanpur	Province No. 3	152,875
10	Dhangadhi	Kailali	Sudurpashchim Pradesh (Province No.7)	147,741
11	Tulsipur	Dang	Province No. 5	141,528
12	Itahari	Sunsari	Province No. 1	140,517
13	Nepalgunj	Banke	Province No. 5	138,951
14	Butwal	Rupandehi	Province No. 5	138,741
15	Dharan	Sunsari	Province No. 1	137,705
16	Kalaiya	Bara	Province No. 2	123,659
17	Jitpur Simara	Bara	Province No. 2	117,496

出典：Nepal Central Bureau of Statistic (CBS)

対象都市の人口とその構成比を図 3.1-1 に示す。CBS による直近の実数調査(2011年)によると、首都である Kathmandu が最も多く、対象都市全体の 25%を占め、次いで Pokhara の 11%、Lalitpur の 7%と続いている。Lalitpur は Kathmandu 近郊であり、この 2 都市だけで対象都市全体の 3分の1を占めている。人口増加率についても(2001～2011年)で Kathmandu は 61.2%、Lalitpur は 38.6%と非常に高いが、その他の都市でも概ね 20%程度の増加率で人口が増えている。全国平均での傾向をみると、2011～2015年まで人口増加率は 1.7%と推計され、世銀の最新情報(2016年)によると増加率は 1.1%と落ち着いてきており、国の総人口は 2,898 万人と推計されている。これは、都市部への顕著な人口集中を裏付けるものであり、裨益者が多く開発効果の大きい都市部での送配電網の整備の優先順位は高くなっている。

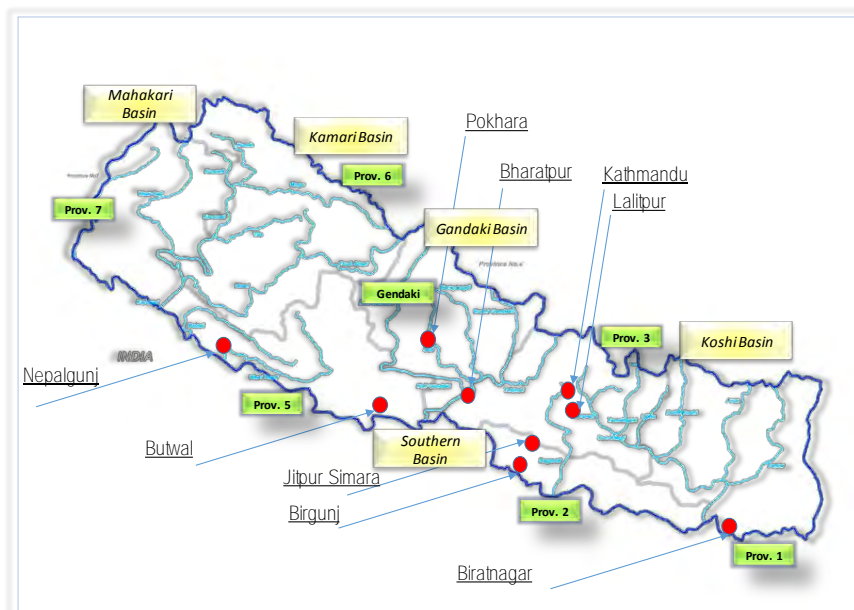
¹ 大都市は人口 30 万人以上、準大都市は人口 10 万人以上の規模を分類基準としている (www.llrc.gov.np)



出典：CBS Nepal, 世界銀行

図 3.1-1 都市別人口の構成比

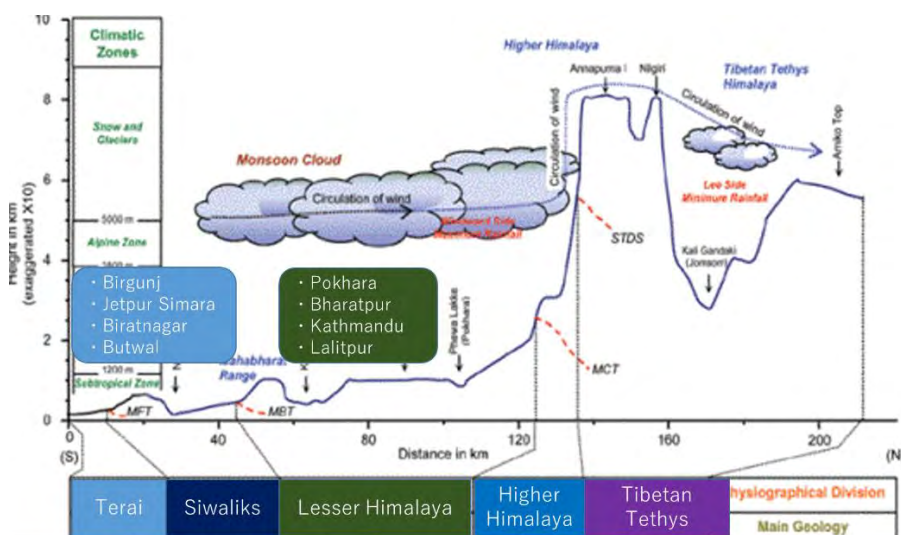
Province 1 には、Biratnagar、Province 2 には、Birgunj、Simara、Province3 には、Kathmandu、Lalitpur、Bharatpur、Gandaki Pradesh (Province 4)には、Pokhara、Province5 には、Butwal が含まれている。その位置関係を図 3.1-2 に示す。これらの主要都市はともに包蔵水力のポテンシャルが高く、今後も電源開発が進む主要な流域内（Gendaki、Koshi、Southern Basin）に位置している。



出典：JICA 調査団

図 3.1-2 対象都市の位置と流域

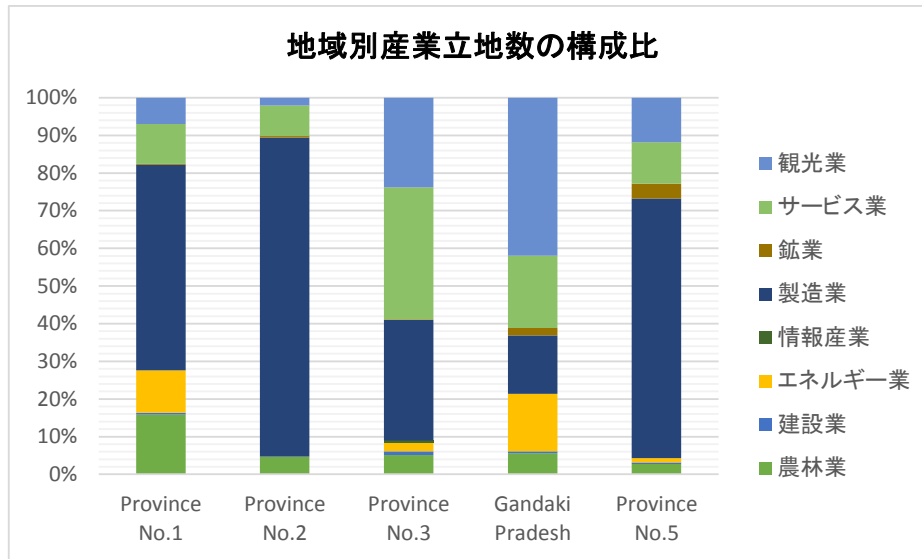
ネパールの地勢は、標高別に概ね東西方向に延びる 5 つの分帯に区分でき、チベット高原 (Tibetan Tethys 標高 5,000~8,000m)、High Himalaya 帯 (ヒマラヤ山脈主要山稜：標高 3,000~5,000m)、Lesser Himalaya 帯 (標高 1,000~3,000m の山岳地帯)、Siwalik 丘陵帯 (標高 800~1,500m)、Terai 平原 (ガンジス川に連なる沖積低地) で構成される。8 対象都市のうち、半数が Terai 平原に、残りが Lesser Himalaya 帯に位置している。



出典：Dahal and Hasegawa (2008)をもとに JICA 調査団作成

図 3.1-3 対象都市の地理的環境

ネパールの GDP は 7 年ほどで 1.5 倍ほどに成長しており、構成比をみると約 31.2%を農業に依存している。一方でエネルギー消費性向の高い製造業は構成比が 14.8%と低く工業化の進展が遅れている。地域別の産業別立地状況の構成比を図 3.1-4 に示す。Province 1、Province 2、Province 5 においては製造業の占める割合が概ね 6~8 割と多くなっている。Province 1 には Biratnagar、Province 2 には Birgunj と Simara、Province 5 には Bhairahawa が含まれ、これらの地域は経済特区として指定されている。Kathmandu、Lalitpur が含まれる Province 3 では、サービス業と製造業がほぼ同じ割合を占め各 3 割程度となっている。観光業で有名で、かつネパールの都市で人口が 2 番目に多い都市である Pokhara が含まれる Gandaki Pradesh (Province 4)では観光業ならびにサービス業の占める割合が大きく全体の 6 割を占めている。



出典：MoF Nepal

図 3.1-4 地域別産業別立地数の構成比

なお、ネパールの経済特区は、輸出促進を狙い2015年に制定された”Special Economic Zone Act”に基づいて商業省経済特区庁が開発をスタートさせた制度で、特区に進出する企業には以下のような各種免税措置や支援が提供される。

- 最初の5年間は所得税100%免除 その後の5年間は半額免除
- 山岳地帯の経済特区では10年間所得税の全額免除
- 利益配当金につき最初の5年間は全額免税 その後の3年間は半額免税
- VAT対象外
- 借地代金のリベート制度あり

工業団地の一覧を表 3.1-2 に示す。2017年時点で4か所、総面積2,511haが開発中で、その他10か所(998haのリース契約済み)がすでに操業中となっている。

経済特区とそのロケーションを図 3.1-5 に示す。2017年時点で対象8都市のうち、Bhairahawa、Simara、Birgunj、Kathmandu、Lalitpur(Panchkhal)、Biratnagarについては近傍に経済特区が設定されており、このうち4か所はF/Sが完了している。

表 3.1-2 工業団地一覧

工業団地	県名	面積(ha)	状況
Damak ダマック	Jhapa ジャバ	1,510	308ha取得済み
Mayurhaap マユルダープ	Hetauda ヘタウダ	204	136ha取得済み
Motipur モティプル	Rupandehi ルパンデヒ	542	553ha取得済み
Naubasta ナウバスタ	Banke バンケ	255	230ha取得済み
合計		2,511	
その他10か所が操 業中		1,000	998haリース契約済み

出典：玉田幹雄（ネパール投資庁）



出典：玉田幹雄（ネパール投資庁）

図 3.1-5 経済特区とロケーション

3.2 主要都市における送配電関連基本指標

対象都市における直近5年間の販売電力量（全産業、工業）とそれぞれの伸び率を表3.2-1に示す。都市別に2018年における全産業の販売電力量をみると、産業や人口の集中しているKathmanduが最も多く、多い順にButwal、Biratnagarと続いており、図3.2-1に示すようにその構成比はそれぞれ対象都市全体の23.9%、12.7%、7.7%となっている。同様に都市別に工業への電力販売量をみると、多い順にSimaraの19.5%、Butwalの18.3%、Birgunjの14.6%となっている。

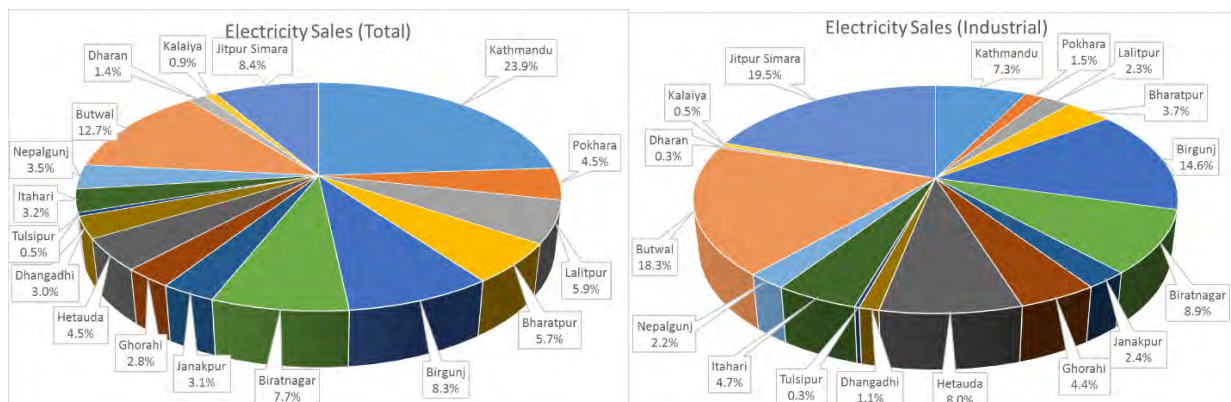
都市別に全産業の販売電力量における直近の5年間の伸び率をみると、Ghorahiが突出して高く231%を示しており、Simaraの206%、Butwalの194%と続いている。同様に年平均の伸び率をみると、これもGhorahiが突出して高く23%を示しており、Simaraの15.6%、Biratnagarの14.4%と続いている。都市別に工業への電力販売量の伸び率をみると、直近の5年間ならびに年平均の伸び率は同様にGhorahi²が突出して高くなっている。

表 3.2-1 対象都市における販売電力量 (Total, Industrial)

	Name of City	Province	Population (2011)	Electricity Sales (Total) (MWh)						Electricity Sales (Industrial) (MWh)							
				2070/071 (2014)	2071/072 (2015)	2072/073 (2016)	2073/074 (2017)	2074/075 (2018)	5 years Growth rate	Yearly Growth rate	2070/071 (2014)	2071/072 (2015)	2072/073 (2016)	2073/074 (2017)	2074/075 (2018)	5 years Growth rate	Yearly Growth rate
1	Kathmandu	Province No. 3	975,453	598,848	653,152	686,437	835,688	927,400	155%	9.1%	68,139	74,317	73,218	96,194	112,618	165%	10.6%
2	Pokhara	Gandaki	426,759	101,285	120,494	119,889	156,607	175,963	174%	11.7%	11,859	16,117	15,473	21,117	23,475	198%	14.6%
3	Lalitpur	Province No. 3	284,922	139,754	155,847	163,126	205,746	230,607	165%	10.5%	21,724	23,437	23,909	32,305	34,831	160%	9.9%
4	Bharatpur	Province No. 3	280,502	117,060	140,194	148,383	181,903	220,976	189%	13.6%	26,821	35,352	34,817	42,899	57,112	213%	16.3%
5	Birgunj	Province No. 2	240,922	205,033	233,506	173,509	272,746	320,311	156%	9.3%	150,323	170,581	113,260	188,971	226,104	150%	8.5%
6	Biratnagar	Province No. 1	214,663	152,136	195,158	196,707	257,110	297,963	196%	14.4%	80,014	101,595	94,513	119,170	137,660	172%	11.5%
7	Janakpur	Province No. 2	159,468	68,017	100,897	72,967	98,654	118,933	175%	11.8%	23,766	24,123	18,701	24,876	37,663	158%	9.6%
8	Ghorahi	Province No. 5	156,164	38,192	73,095	66,222	94,321	107,306	281%	23.0%	15,319	46,418	2,824	61,802	68,703	448%	35.0%
9	Hetauda	Province No. 3	152,875	100,985	124,181	125,084	149,084	174,355	173%	11.5%	71,470	86,442	82,926	102,809	122,941	172%	11.5%
10	Dhangadhi	Sudurpashchim	147,741	62,914	86,052	84,019	105,940	117,958	187%	13.4%	11,217	12,818	13,829	15,983	17,354	155%	9.1%
11	Tulsipur	Province No. 5	141,528	12,125	15,561	15,938	16,592	19,171	158%	9.6%	2,518	2,980	2,824	3,073	4,120	164%	10.3%
12	Itahari	Province No. 1	140,517	83,995	96,577	90,906	110,880	124,805	149%	8.2%	51,007	58,454	55,191	66,232	72,626	142%	7.3%
13	Nepalgunj	Province No. 5	138,951	78,760	91,825	92,176	113,543	136,257	173%	11.6%	19,036	22,077	23,361	28,372	34,505	181%	12.6%
14	Butwal	Province No. 5	138,741	255,176	312,005	302,607	412,016	494,164	194%	14.1%	154,980	180,229	157,253	237,743	283,151	183%	12.8%
15	Dharan	Province No. 1	137,705	34,063	39,534	42,560	48,985	53,815	158%	9.6%	3,177	3,210	3,651	4,084	4,252	134%	6.0%
16	Kalaia	Province No. 2	123,659	19,948	23,921	21,769	30,360	35,354	177%	12.1%	5,798	6,707	5,778	7,651	7,985	138%	6.6%
17	Jitpur Simara	Province No. 2	117,496	157,435	192,020	144,149	258,015	325,096	206%	15.6%	144,482	176,483	126,931	236,293	300,972	208%	15.8%

出典：NEA Finance Directorate 2017/2018

² Ghorahiには近年いくつかのセメント会社が立地し、生産量を伸ばしてきている。現在は、民間部門でネパール最大のセメント産業の中心となってきた（<http://www.globalcement.com/news/>）。



出典：JICA 調査団

図 3.2-1 都市別販売電力量(Total, Industrial)の構成比

対象都市における平均電力販売単価を表 3.2-2 に示す。都市別に 2018 年における平均電力販売単価は、7.1~11.9 (NPR/kWh)となっており、Kathmandu が最も高く 11.9 (NPR/kWh)、次いで Lalitpur、Biratnagar が 11.6 (NPR/kWh)の順になっている。

表 3.2-2 対象都市における平均販売電力単価

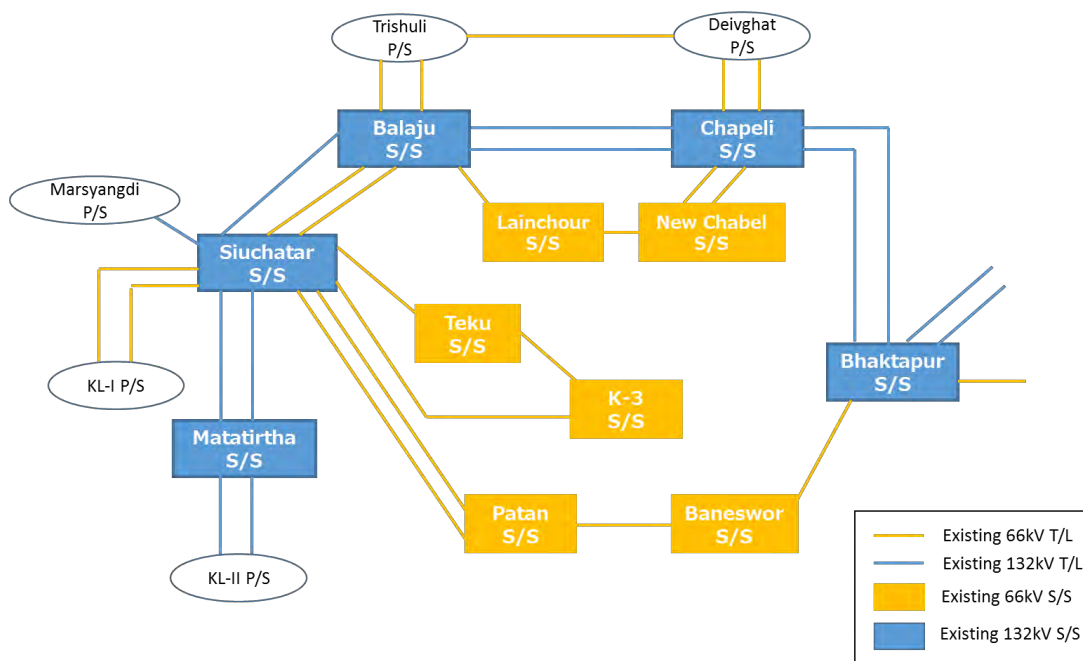
	Name of City	Province	Population (2011)	Electricity Unit Price (Total)
				(NPR/kWh) 2074/075 (2018)
1	Kathmandu	Province No. 3	975,453	11.9
2	Pokhara	Gandaki Pradesh	426,759	10.7
3	Lalitpur	Province No. 3	284,922	11.6
4	Bharatpur	Province No. 3	280,502	10.3
5	Birgunj	Province No. 2	240,922	10.2
6	Biratnagar	Province No. 1	214,663	11.6
7	Janakpur	Province No. 2	159,468	9.4
8	Ghorahi	Province No. 5	156,164	9.2
9	Hetauda	Province No. 3	152,875	11.5
10	Dhangadhi	Sudurpashchim Pradesh	147,741	8.4
11	Tulsipur	Province No. 5	141,528	10.0
12	Itahari	Province No. 1	140,517	9.4
13	Nepalgunj	Province No. 5	138,951	7.0
14	Butwal	Province No. 5	138,741	9.7
15	Dharan	Province No. 1	137,705	10.5
16	Kalaiya	Province No. 2	123,659	9.7
17	Jitpur Simara	Province No. 2	117,496	8.4

出典：JICA 調査団

3.3 主要都市の送配電網の整備状況

(1) Kathmandu、Lalitpur

Kathmandu と Lalitpur が位置する Kathmandu 盆地周辺の現況システムの概要を図 3.3-1 に示す。Kathmandu 盆地の北部を経過する 132kV の送電線、ならびに 132kV 変電所から Kathmandu 盆地の中心に伸びる 66kV の送電線にて Kathmandu と Lalitpur に電力が供給されている。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-1 Kathmandu 盆地周辺の現況システムの概要

図 3.3-2 に Kathmandu 盆地周辺の系統整備計画の概要を示す。ネパールの中心地である Kathmandu 盆地では経済成長に伴う電力需要の増加により、電圧低下や送電ロスの増加が問題となっており、これらの問題を解消するため NEA は以下のプロジェクトを実施している。

1) Thankot—Chapagaon—Bhaktapur 132kV Transmission Line (Donor : GoN)

Lalitpur の Harsidi に 132kV の変電所を新設し、Matatirtha 変電所～Chapagaon 変電所～Harisidi～Bhaktapur 変電所を結ぶ 132kV の送電線を新設プロジェクトである。Kathmandu の周囲に環状の 132kV 系統を構成することによって送電ロスと電圧低下を改善し、Kathmandu 盆地における電力の供給信頼度を向上させることを目的としている。本プロジェクトは 1998 年から実施されているが、Lalitpur において ROW に係わる用地問題が未解決であることから、現

在、送電線の建設が一部中断した状態にある。

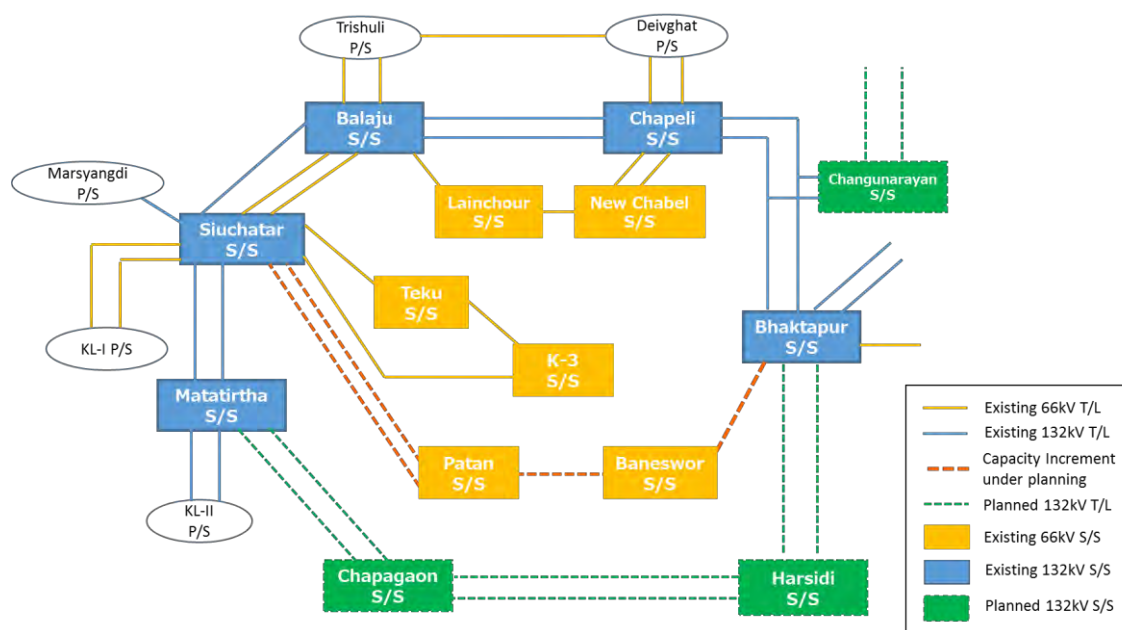
2) Bhaktapur—Baneshwor—Patan 66kV Transmission Line Up gradation Project (Donor : GoN)

Lalitpur の既設の系統を増強するため、Bhaktapur～Baneshwor～Patan～Suichatar の既設送電線の電線を高温低弛度（HTLS）電線に張り替えるプロジェクトである。本プロジェクトは2017年に開始しており、2020年の完了を予定している。

また、Kathmandu 盆地の配電系統を増強することを目的に、ADBの支援のもと以下のプロジェクトを含む Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project（PTDEEP）が実施されている。

3) Kathmandu Valley Transmission Capacity Reinforcement Project (Donor : ADB, GoN)

Mulpani、Futung、Chapagaon の3箇所に90MVAの132/11kVの変電所を増設し、系統内の変電所容量の増加を図るプロジェクトである。配電系統の過負荷を軽減し、Kathmandu 盆地における電力の品質と供給信頼度を向上させることを目的としている。

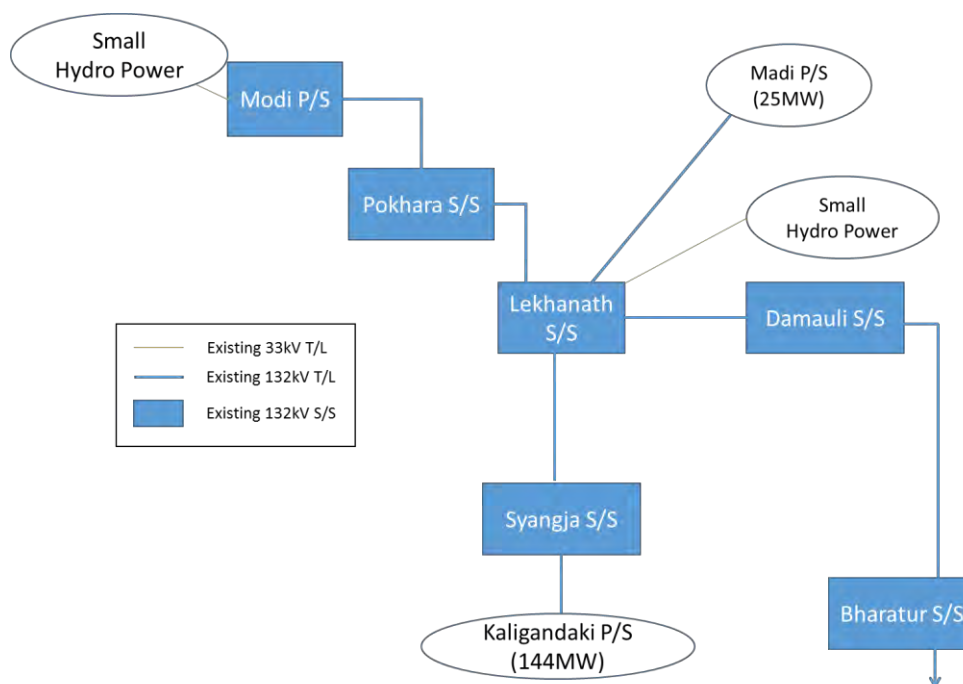


出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-2 Kathmandu 盆地周辺の系統整備計画の概要

(2) Pokhara

Pokhara 周辺の現況システムの概要を図 3.3-3 に示す。現状、Pokhara 市内の電力は全て Pokhara 変電所 1 箇所から供給されている。Pokhara 変電所は東側の Lekhanth 変電所と西側の Modi 発電所とそれぞれ 1 回線の 132kV 送電線で連系しており、オフピーク時は Modi 発電所から電力を受電し、ピーク時は Syangja 変電所と Lekhnath 変電所を介して Kaligandaki 発電所で発電された電力を受電している。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-3 Pokhara 周辺の現況システムの概要

Pokhara 周辺の系統整備計画の概要を図 3.3-4 に示す。Lekhnath 変電所をハブ変電所として、Pokhara エリアの系統強化ならびに周辺の水力電力の送電容量の増加を目的としたプロジェクトが計画されている。主なプロジェクトの内容は以下のとおりである。

1) Lekhnath—Lahachowk—Modi 132kV Transmission Line (Donor : Exim Banks of India, GoN)

Modi 発電所ならびに Modi 周辺の IPP 水力からの送電容量を増加することを目的に、Pokhara の北に位置する Hemja 地域に 132/33/11kV の Lahachaowk 変電所を新設し、Lekhnath—Lahachowk—Modi を結ぶ 132kV の 2 回線の送電線を新設するプロジェクトである。プロジェクトに係わる用地取得は完了しており、現在は建設に向けた準備が進められている。

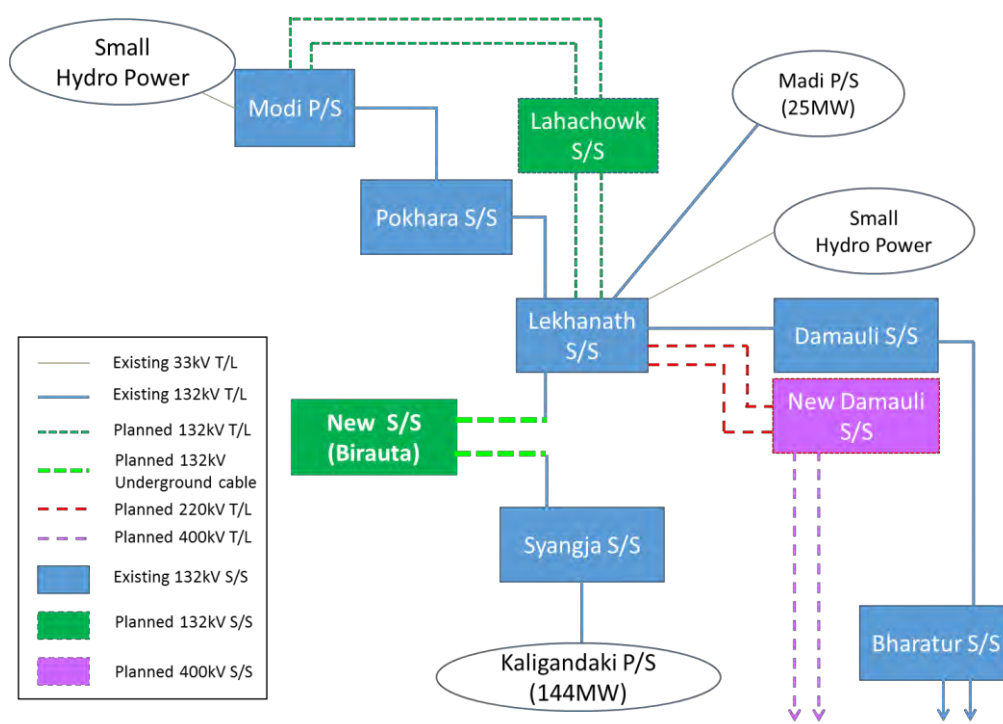
2) Lekhnath—New Damauli 220kV Transmission Line (Donor : German Development Bank, GoN)

系統の強化、ならびに西側流域からの水力電力の送電容量を増強するため、Lekhnath—New Damauli 間を結ぶ 220kV の 2 回線の送電線を新設するプロジェクトである。現在は調査の段階にあり、3 年後の完成が予定されている。

3) Ratmate— New Damauli 400kV Transmission Line (Donor : MCC)

米国の Millenium Challenge Corporation (MCC)により Ratmate—New Damauli を結ぶ 400kV の 2 回線送電線が検討されている。この送電線は将来、400kV 基幹送電線の一部を成すものである。

これらに加えて、2.2.4 で述べたとおり、Pokhara 市内の電力需要の増加に対応するため、Birauta 変電所の新設が計画されている。



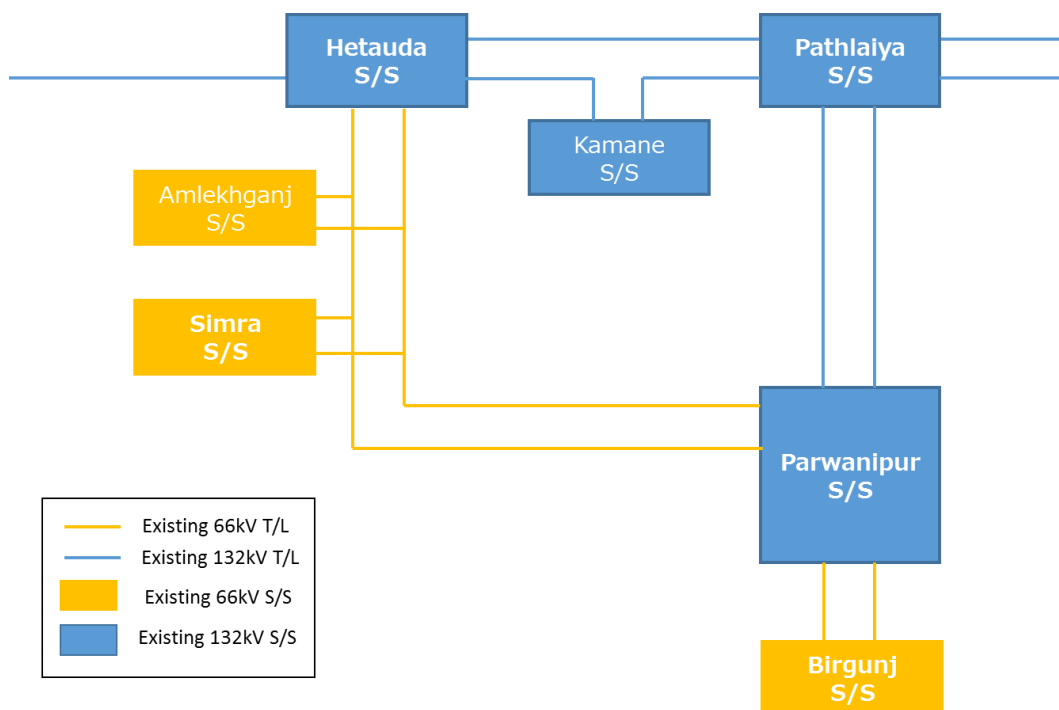
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-4 Pokhara 周辺の系統整備計画の概要

(3) Birgunj, Simara

Birgunj と Simara はネパール南東部の第2州に属する準大都市である。主要な工業都市であることから、電力需要の伸びは著しく、両都市における販売電力量は5年前に比して約2倍にまで増加している。Birgunj は主要なドライポートとしてインドとの貿易が盛んに行われており、Simara では経済特区の整備が進んでいることから、今後はさらに工業化が進展し、電力需要もそれに併せてさらに増加することが予想される。

図 3.3-5 に Birgunj、Simara 周辺の現況システムの概要を示す。現状、Birgunj と Simara には Parwanipur 変電所から 66kV の送電線にて電力が供給されている。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-5 Birgunj、Simara 周辺の現況システムの概要

図 3.3-6 に Birgunj、Simara 周辺の系統整備計画の概要を示す。Birgunj と Simara における今後の需要の増加に対応するため、NEA により以下のプロジェクトが実施されている。

1) Hetauda—Birgunj 66kV Transmission Line Capacity Increment Project (Donor : GoN)

Simara から Birgunj に至る工場地帯に電力を供給している送電線の容量を増強するため、

Simara～Birugunj の既設送電線に使用されている電線（ACSR Wolf）を高温低弛度（HTLS）電線に張り替えるプロジェクトである。2019年の工事完了に向けて、現在は調査、事前準備作業が実施されている。

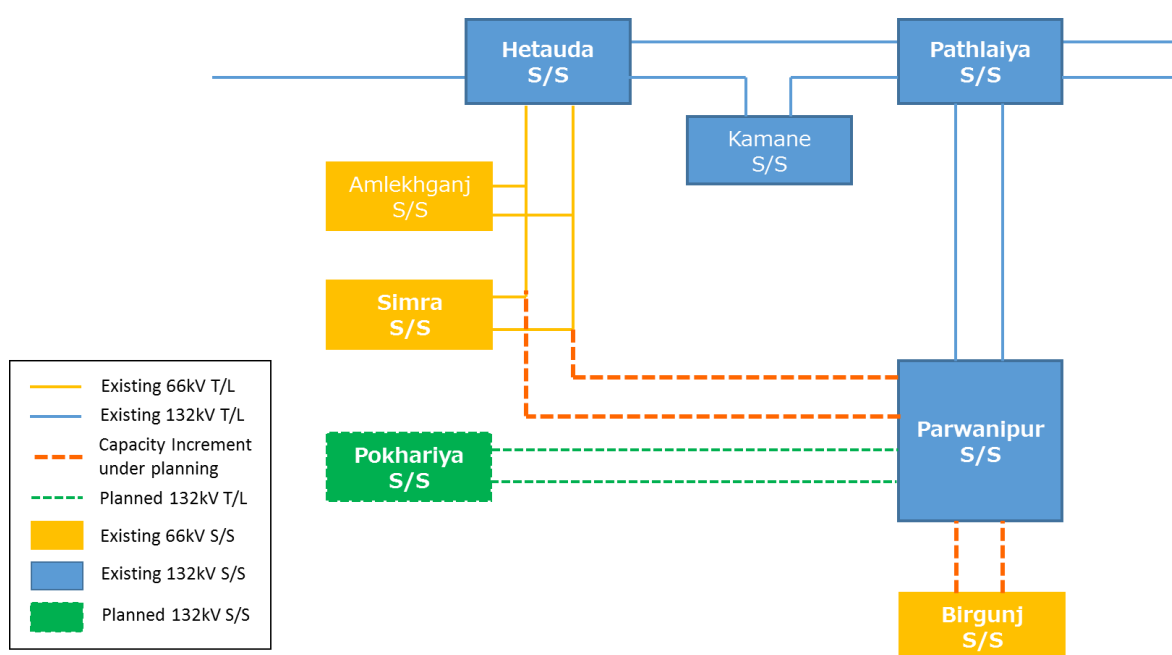
また、ADB の支援のもと実施されている Power Transmission and Distribution System Strengthening Project では、以下のサブプロジェクトが提案されている。これらも Birgunj と Simara における需要の増加に対応することを目的にしていると考えられる。

2) Hetauda—Parwanipur 132kV Double Circuit line upgradation (Donor : ADB, GoN)

Hetauda—Parwanipur の既設の 66kV 送電線を 132kV にアップグレードするプロジェクトと推測される。

3) Construction of 132kV Parwanipur—Pokhariya Transmission Line and 132kV Substation at Pokhariya (Donor : ADB, GoN)

132kV の Pokhariya 変電所を新設するとともに、Parwanipur 変電所と Pokhariya 変電所を結ぶ 132kV の送電線を新設するプロジェクトと推測される。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-6 Birgunj、Simara 周辺の系統整備計画の概要

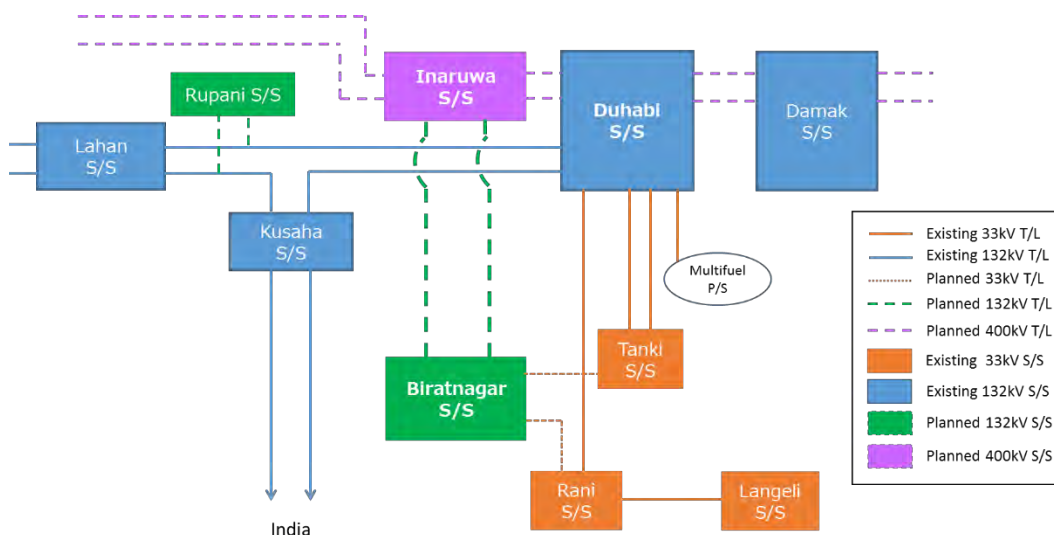
(4) Biratnagar

Biratnagar はタライ平野に位置するネパールの第1州の州都であり、国内で6番目に多い人口を有するネパール東部の中心都市である。また、周辺地域で栽培されるジュートの加工のほか、製糸や製鉄などの工場が立地するネパール東部の主要な工業都市である。

図 3.3-7 に Biratnagar 周辺の電力システムの現状と整備計画の概要を示す。Biratnagar は現状、66kV 以上の系統と接続されておらず、Duhabi 変電所から 33kV の配電系統にて電力が供給されている。Biratnagar における電力需要は5年前に比して約1.9倍にまで増加しており、さらに今後も電力需要が増加した場合は 33kV の配電系統では容量不足になること、Duhabi 変電所が過負荷になることが懸念されるため、NEA により以下のプロジェクトが実施されている。

1) Kushaha (Inaruwa) – Biratnagar 132kV Transmission Line Project (Donor : GoN)

Biratnagar に 132/33kV の変電所を新設するとともに、現在建設中の Inaruwa 変電所と Biratnagar を結ぶ 132kV の送電線を新設するというものである。また、プロジェクトのスコープには Biratnagar の新変電所から周辺エリアの配電変電所 (Rani、Tanki) につながる 33kV 送電線の新設も含まれている。プロジェクトの完了は2021年の予定である。

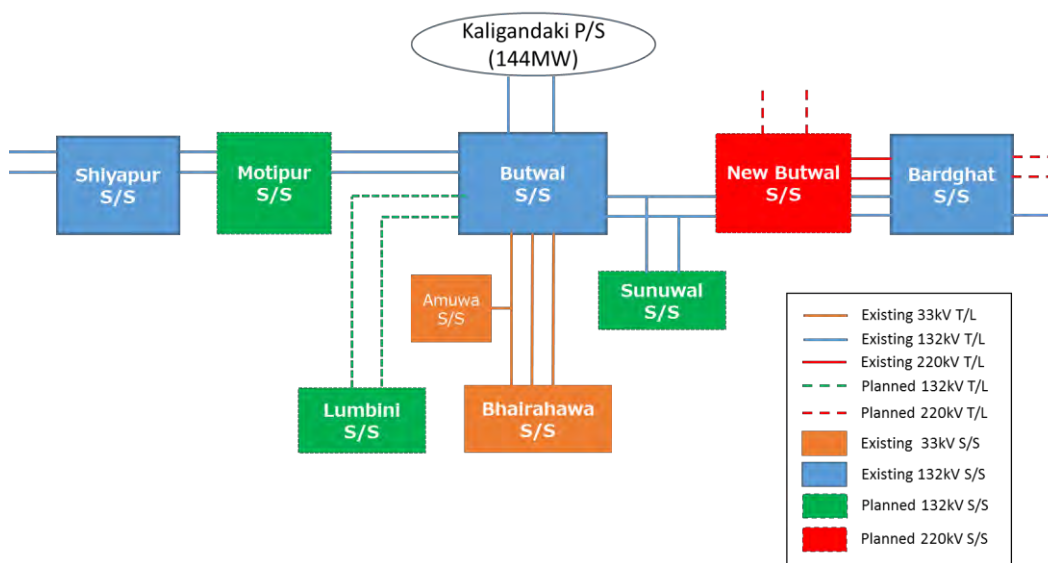


出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-7 Biratnagar 周辺の電力システムの現状と整備計画の概要

(5) Bhairahawa

Bhairahawa は第 5 州のタライ平野に位置する都市である。インドとの国境に近いことから、インドとの貿易が盛んに行われている。Bhairahawa は国内で唯一建設が完了した経済特区を有しており、今後、この特区の運用による経済発展が期待される。図 3.3-8 に Bhairahawa 周辺の現況系統と整備計画の概要を示す。現状、Bhairahawa には Butwal 変電所から 33kV の配電系統で電力が供給されている。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-8 Bhairahawa 周辺の現況系統と整備計画の概要

(6) Bharatpur

図 3.3-9 に Bharatpur 周辺の電力系統の現況と整備計画の概要を示す。現状、Bharatpur 変電所は北側の Dumauli 変電所と Marsyangdi 水力発電所、東側の Hetauda 変電所、西側の Kawasoti 変電所にそれぞれ 132kV の 1 回線送電線で連系している。Bharatpur 変電所に接続している主要な送電線はこれら 132kV の 1 回線送電線のみであるが、現在、以下のプロジェクトが実施されており、将来は 220kV の 2 回線送電線も接続される計画である。

1) Hetauda—Bharatpur 220kV Transmission Line (Donor : WB, GoN)

New Hetauda 変電所と New Bharatpur 変電所を建設し、両変電所の間に 220kV の 2 回線送電線を新設するプロジェクトである。システムの信頼度向上と送電容量の増加、ならびネパール西部からの水力電力の供給を目的としている。本プロジェクトは 2009 年から実施されており、

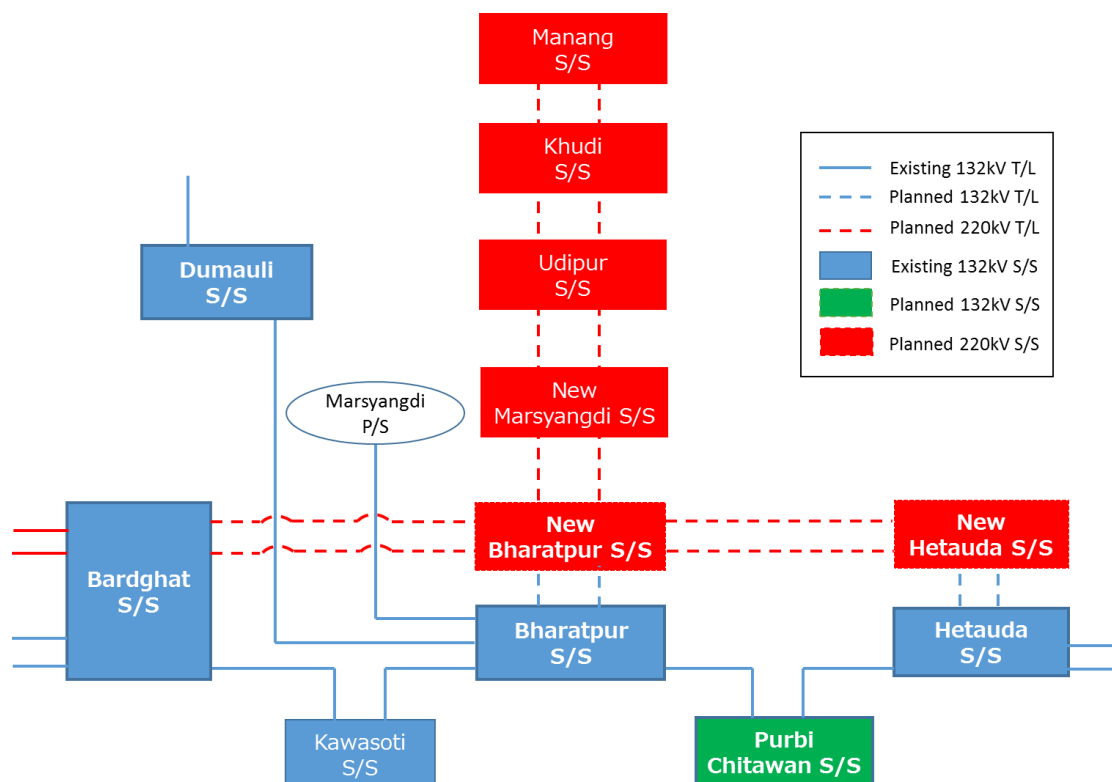
2019年の完成が予定されている。

2) Bharatpur—Bardghat 220kV Transmission Line (Donor : WB, GoN)

New Bharatpur 変電所と既設の Bardghat 変電所を結ぶ 220kV の 2 回線送電線を新設するプロジェクトである。システムの信頼度向上と送電容量の増加、ならびにネパール西部からの水力電力の供給を目的としている。本プロジェクトは 2009 年から実施されており、2018 年 7 月の完成が予定されている。

3) Marsyangdi Corridor 220kV Transmission Line (Donor : European Investment Bank)

Marsyangdi 川の回廊沿いの水力発電所で発電される約 1600MW の電力を送電するため、Manang と Bharatpur の間に 220kV の 2 回線送電線を新設するプロジェクトである。Manang に変電所を新設するほか、Manang と Bharatpur の間に位置する Khudi、Udipur にも変電所を新設し、220kV の送電線をこれら変電所に接続する計画となっている。なお、Manang から Udipur の区間は 45.57km、Udipur から Bharatpur の区間は 64.46km。プロジェクトの完了は 2021 年の予定である。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 3.3-9 Bharatpur 周辺の現状系統と整備計画の概要

第4章 送配電網に係る 資金協力案件の選定

第4章 送配電網整備に係る資金協力案件の選定

4.1 プロジェクト対象エリアの選定

プロジェクト対象エリアは、人口、電力需要、送電網の開発状況、NEAの優先プロジェクトの観点から各都市の状況を評価し選定した。

第3章で説明したとおり、ネパールでは人口30万人以上の都市は大都市、人口10万人以上の都市は準大都市に分類されており、現状、6都市が大都市、11都市が準大都市に認定されている。各都市の属州と人口は第3.1節に示したとおりである。本調査では当初、8都市¹をプロジェクトの候補地と想定していたが、送配電網の整備に伴う裨益者の多さの観点からは、8都市に拘泥することなく人口の多い他の都市も検討の対象にすべきと考えられるため、第3.1節に示す大都市と準大都市の計17都市をプロジェクト候補地の検討対象とした。

17都市の販売電力量の実績は第3.2節「主要都市における送配電関連基本指標」に示したとおりである。いずれの都市も5年前に比して販売電力量は約1.5倍以上に増えており、経済成長に併せて電力需要も堅調に伸びていることが確認できる。各都市における需要想定データはNEAにて整理中であるため定量的な評価は難しいが、第2.2.1項「電力需要及びエネルギー利用の現状」で述べたとおり、ネパール全土の電力需要は年率7~8%で増加すると予想されていることから、主要都市である大都市と準大都市では、今後も引き続き電力需要が堅調に増加していくと推測される。そのため、電力需要の観点からは17都市いずれにおいても送配電網の開発ニーズは高いと考えられる。

大都市と準大都市における送電網の開発プロジェクトの一覧をそれぞれ表4.1-1、表4.1-2に示す。多くの都市において送電網の開発が実施されていることが確認できる。大都市の6都市（Kathmandu、Pokhara、Lalitpur、Bharatpur、Birgunj、Biratnagar）における送電網の整備状況の詳細は第3.3節「主要都市の送配電網の整備状況」で述べたとおりである。既にNEAやADB等の他ドナーによって各都市に関わる送配電網の開発が進められているが、Pokharaでは隣接のLekhnathに係わるプロジェクトが主に実施されており、Pokhara市内の送電網の整備に係わるプロジェクトはまだ実施されていない。このような状況を踏まえて、Pokhara市内ではNEAの優先プロジェクトであるBirauta変電所の新設も計画されていることから、大都市の中ではPokharaが資金協力のニーズが高くプロジェクトの対象として有望であると考えられる。

¹ プロジェクト対象エリアとして当初想定していた都市は、Kathmandu、Pokhara、Lalitpur、Bharatpur、Birgunj、Biratnagar、Simra、Bhairahawaの8都市である。

表 4.1-1 大都市における送電網の開発プロジェクト

	Name of City	TOR	Prioritized Projects	Projects indicated in TSDP	Situation of transmission system development	
Metropolitan city	1	Kathmandu	*	-	- Chapagaon to Harsidi 132kV Transmission Line - Harsiddhi to Bhaktapur 132kV Transmission Line - Bhaktapur to Baneshwor New Airport 132kV Transmission Line - Mulpani to Lapsehedi 132kV Transmission Line - Matatirtha to Chapagaon 132kV Transmission Line	- Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project (PTDEEP) funded by ADB and GoN is proceeding. - Thankot – Chapagaon – Bhaktapur 132kV Transmission Line is proceeding. - Bhaktapur – Baneshwor – Patan 66kV Transmission Line Up gradation Project is proceeding.
	2	Pokhara	*	Birauta 132/11kV Substation Project	- Lekhnath-Dumauli 220kV Transmission Line - Lekhnath-Banskot 132kV Transmission Line - Lekhnath 220/132 Substation	Lekhnath-Dumauli 220kV Transmission Line is expected to be completed in 2021. The land acquisition for the substation is under progress.
	3	Lalitpur	*	-	Matatirtha to Chapagaon 132kV Transmission Line	- Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project (PTDEEP) funded by ADB and GoN is proceeding. - Thankot – Chapagaon – Bhaktapur 132kV Transmission Line is proceeding. - Bhaktapur – Baneshwor – Patan 66kV Transmission Line Up gradation Project is proceeding.
	4	Bharatpur	*	-	- Butwal- Bharatpur 220kV Transmission Line - Bharatpur-Hetauda 220V Transmissio Line - Marsyangdi- Bharatpur 220kV Transmission Line - Bharatpur 220/132kV Substation	- Bharatpur-Hetauda 220V Transmissio Line is started in 2009 and scheduled to be completed by 2019. - Bharatpur-Bardghat 220kV Transmission Line project is started in 2009 and scheduled to be completed by June 2018.
	5	Birgunj	*	-	-	Hetauda-Birgunj 66 kV Transmission Line Capacity Increment Project was started in 2015/016 and expected to be completed on 2019. Objective of this project is to increase power transmission capacity to serve to the industrial corridor from Simra to Birgunj.
	6	Biratnagar	*	-	Inaruwa-Biratnagar 132kV Transmission Line	Inaruwa-Biratnagar 132kV Transmission Line Project is expected to be completed in 2021. The Project includes construction of double circuit 33 kV line from New Biratnagar Substation up to Rani and Tankisinwari Substations including reinforcement and upgradation of 33kV existing Rani and Tankisinwari Substations.

出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

準大都市の 10 都市においても送電網の開発が進みつつあるが、Janakpur、Dhangadhi、Tulsipur、Itahari、Nepalgunj、Dharan、Kalaiya の 7 都市ではプロジェクトは実施されていない。このうち、Janakpur、Tulsipur、Itahari ではプロジェクトの計画はあるものの、用地取得の問題により未だに実施に移されていない状態にある。その他の 4 都市に関しては、Dhangadhi と Kalaiya ではプロジェクトの計画はないが、Nepalgunj と Dharan においては NEA により優先プロジェクトが計画されている。以上のことから、送電網の開発状況と NEA の優先順位を勘案すると、準大都市においては Nepalgunj と Dharan がプロジェクトの対象エリアとして有望であると考えられるが、Nepalgunj は Dharan に比べて人口が多く販売電力量も 2 倍以上も多いことから、資金協力のニーズは Nepalgunj の方が高いと考えられる。

表 4.1-2 準大都市における送電網の開発プロジェクト

	Name of City	TOR	Prioritized Projects	Projects indicated in TSDP	Situation of transmission system development
Sub-metropolitan city	7	Janakpur	-	Dhalkebar-Janakpur 132kV Transmission Line	Dhalkebar-Janakpur 132kV Transmission Line Project is behind schedule due to land acquisition problems.
	8	Ghorahi	Ghorahi-Khungri-Banfikt 132kV Transmission Line and Substation Project	Lamahi-Ghorahi 132kV Transmission Line	Lamahi-Ghorahi 132kV Transmission Line project is scheduled to be completed in 2018. The objective of this project is to provide power supply to Ghorahi Cement Industry. In order to promote cement industries, the GoN has taken policy of developing transmission line networks up to the site of cement industries. A minute of understanding was signed between Ministry of Industry (MoI) and NEA.
	9	Hetauda	-	- Dhalkebar- Hetauda 400kV Transmission Line - Ratmate- Hetauda 400kV Transmission Line - Bharatpur- Hetauda 220kV Transmission Line - Hetauda- New Hetauda 132kV Transmission Line - Hetauda 400/220/132kV Substation	Hetauda-Dhalkebar-Inaruwa 400kV transmission line is under construction.
	10	Dhangadhi	-	-	-
	11	Tulsipur	-	Hapure-Tulsipur 132kV Transmission Line	Hapure-Tulsipur 132kV Transmission Line Project is behind schedule due to land acquisition problems.
	12	Itahari	-	Duhabi-Itahari-Dharan 132kV Transmission Line	Duhabi-Itahari-Dharan 132kV Transmission Line Project is behind schedule due to land acquisition problems.
	13	Nepalgunj	Kohalpur-Nepalgunj 132kV Transmission Line and Substation Project	-	-
	14	Butwal	-	- Butwal- Gorakhpur 400kV Transmission Line - New Damauli- Butwal 400kV Transmission Line - Phulbari- Butwal 400kV Transmission Line - Andhi Khola - Butwal 220kV Transmission Line - Butwal- Bharatpur 220kV Transmission Line - Butwal-Lunmibi 132kV Transmission Line - New Butwal 400/220/132kV Substation	-New Butwal substaion is planned to be operated by December 2020. Kushma-New Butwal 220kV Transmission line is planned to be commissioned in December 2020. New Butwal -Bardaghat 220kV Transmission line will also be commissioned by the end of December 2020. - New Butwal - New Kohalpur 400 kV Transmission Line (about 150 km) is under the scope of detail study and engineering design. - Butwal-Lunmibi 132kV Transmission Line project is initiated in 2013/014 and scheduled to be completed by 2020.
	15	Dharan	Inaruwa-Dharan 132kV Transmission Line and Substation Project	Duhabi-Itahari-Dharan 132kV Transmission Line	-
	16	Kalaiya	-	-	-
17	Jitpur Simara	*	-	-	Hetauda-Birgunj 66 kV Transmission Line Capacity Increment Project was started in 2015/016 and expected to be completed in 2019. Objective of this project is to increase power transmission capacity to serve to the industrial corridor from Simra to Birgunj.

出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

以上の評価結果に基づき、プロジェクトの対象エリアを Pokhara と Nepalgunj の 2 都市に選定した。選定理由を整理すると以下のとおりである。

● Pokhara

Pokhara は Kathmandu に次ぐ人口を持つ主要都市であり、ネパールの主要な観光地である。電力需要は観光地の発展に伴い年率 11.7%²のペースで堅調に増加しているが、TSDP

² 第 3.2 節、表 3.2.1 「対象都市における販売電力量 (Total, Industrial)」 参照

には Pokhara 市内の送電網の整備に係わる計画がない。NEA は個別に優先プロジェクトとして Pokhara 市内の 132kV の Birauta 変電所を新設することを計画しているが、資金協力元のドナーがまだ決まっていない。

- Nepalgunj

Nepalgunj は準大都市の 1 つであり、ネパール西部の商業の中心地でもある。電力需要は年率 11.6% のペースで堅調に増加しているが、TSDP には Nepalgunj への電力供給力の増強に資する計画がない。NEA は個別に優先プロジェクトとして Kohalpur-Nepalgunj の 132kV 送電線の新設を計画しているが、資金協力元のドナーがまだ決まっていない。

4.2 対象エリアにおける資金協力案件の検討

4.2.1 Pokhara

Pokhara はネパールの主要な観光地で、Kathmandu に次ぐ人口をもつ都市である。Pokhara 地域の販売電力量は年率 11.7% で増加しており、観光地としての発展に伴い今後も電力需要は増加することが予想される。また、Pokhara 市内で建設中の国際空港が完成した後は、観光客の増加等により急速に電力需要が増加することも考えられる。現状、Pokhara 市内には既設の Pokhara 変電所から電力が供給されているが、このような状況下、将来の需要の増加に対して Pokhara 変電所だけでは所要の供給力を確保できない懸念があることから、NEA は優先プロジェクトとして Pokhara 市内に 132kV の Birauta 変電所の新設を計画している。

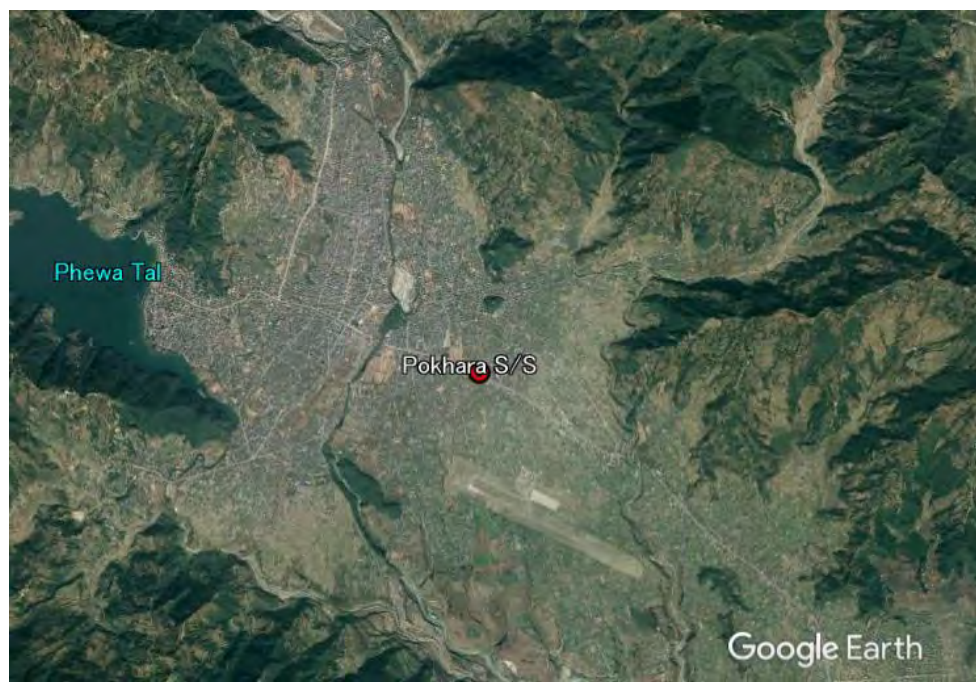
こうした背景を踏まえ、Pokhara においては NEA が優先プロジェクトに掲げている Birauta 変電所の新設ならびにそれに関連する配電系統の整備を資金協力案件の対象として調査、検討を行うこととした。

(1) 送変電設備

本項では、資金協力案件である Birauta 変電所新設工事に関連する送変電のプロジェクトの調査ならびに検討結果について説明する。

1) Pokhara 変電所の現況

図 4.2-1 に Pokhara 変電所の位置と周辺の状況を示す。Pokhara 変電所は市内の南東に位置しており、変電所の西側には観光スポットとして有名なフェワ湖やレイクサイドがある。また、変電所の南側では国際空港の建設が進められている。



出典：JICA 調査団

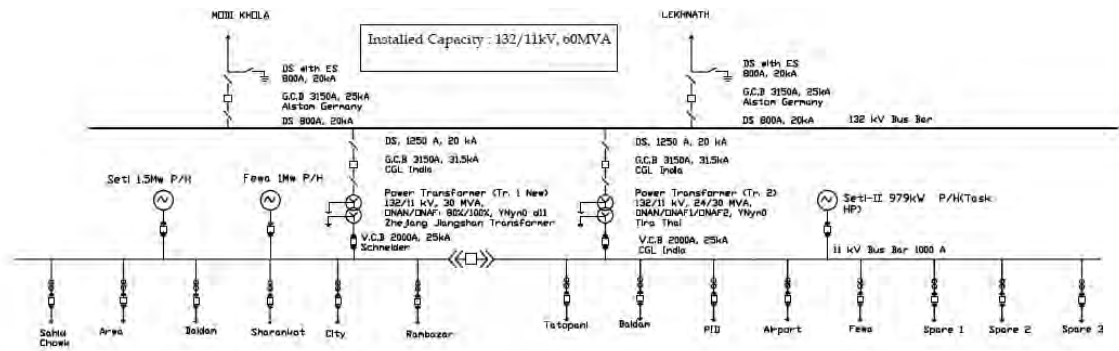
図 4.2-1 Pokhara 変電所の周辺状況

Pokhara 変電所に係る送電系統の概要は図 3.3-3 に示したとおりである。Pokhara 変電所は東側の Lekhnath 変電所、西側の Modi 発電所とそれぞれ 1 回線の 132kV 送電線で連系されており、オフピーク時は Modi 発電所から電力を受電し、ピーク時は Syangja 変電所と Lekhnath 変電所を介して Kaligandaki 発電所からの電力を受電している。オフピーク時とピーク時の潮流の方向は以下のとおりである。

- ・ オフピーク時 : Modi→Pokhara→Lekhnath
- ・ ピーク時 : Kaligandaki→Syangja→Lekhnath→Pokhara→Modi

Modi 発電所は Pokhara 変電所だけでなく、発電所周辺の居住エリアにも電力を供給しているが、ピーク時は Modi 発電所のみでは周辺の居住エリアの需要を賄えないため、Pokhara 変電所から Modi 発電所に電力を逆送している。

Pokhara 変電所の単線結線図を図 4.2-2 に示す。Pokhara 変電所は 132kV で受電した電気を 11kV に降圧して市内に供給している。33kV の配電線は導入されていない。11kV の配電線は 14 回線あり、このうち 11 回線を使って市内に電力を供給している。変電所には 11kV 系統の電圧、電流等を映すモニターがあり、運転員はこのモニターを活用して 11kV の配電系統の運転状況を監視している（ただし、遮断器開閉等の制御はできない）。図 4.2-3 にモニター画面の一例を示す。



出典：NEA Transmission Directorate

図 4.2-2 Pokhara 変電所の単線結線図



図 4.2-3 11kV 配電システムの監視モニター

変電所構内には容量 30MVA の 132/11kV 変電所が 2 台設置されている。変圧器の製造年はそれぞれ、2007 年製、2014 年製である。数年前まで変圧器は 1 台しかなかったが、Pokhara 市内の需要の増加に併せてもう 1 台の変圧器が増設された。

Pokhara 変電所における昨年度の合成負荷のピーク実績は 37.64MW であった。至近の負荷のピークは数年前に比べて低い値³であるが、依然として 30MW を超えているため、ピーク負荷時に変圧器が 1 台故障した場合、もう 1 台の健全な変圧器が過負荷となって N-1 クライテリアを満足できない恐れがある。また、Pokhara における販売電力量は年率 11.7% で増加しており、最大負荷も同じペースで増加した場合、5 年後には最大負荷が 60MW を超過する⁴と考えられるため、現状の 2 台の変圧器では容量不足となることが懸念される。図 4.2-4 のと

³ 数年前の合成負荷のピーク値は約 45MW に達していたが、至近の実績はこれよりも低い値である。この理由としてはネパール国内の電力品質向上による負荷制限の低減が挙げられる。以前までは Pokhara 変電所でも頻繁に負荷制限が行われており、電力が使用可能な時間帯に負荷が集中して大きなピークが生じる傾向にあったが、近年は負荷制限が行われていないことから、以前のように特定の時間帯に負荷の大きなピークが生じることはなくなりつつある。

⁴ 最大負荷が年率 11.7% で増加すると仮定した場合、5 年後には $37.64 \times 1.117 \approx 64.35$ MW となる。

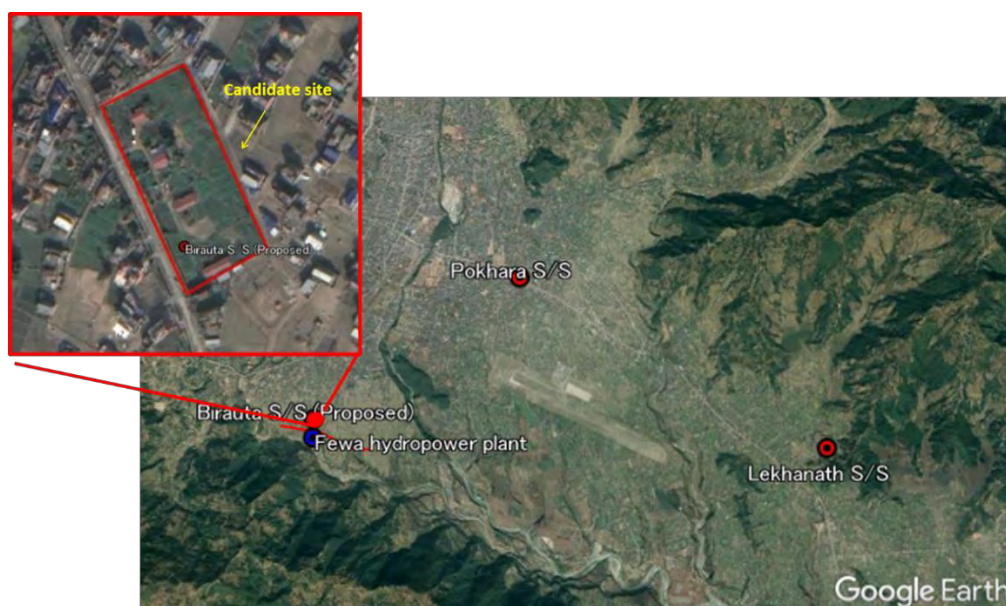
おり、変電所構内は 30MVA の変圧器をさらに 1 台追加できるスペースが確保されているものの、2 台以上の増設は困難であることから、Pokhara 市内の電力需要が今後も増加し続けた場合、変圧器の増設によって必要な容量を確保しつつ N-1 クライテリアを満足することは難しくなると考えられる。



図 4.2-4 変電所増設用のスペース

2) Birauta 変電所の候補地の状況

NEA が検討している Birauta 変電所の候補地は、Pokhara 変電所から約 4km 南西に位置する NEA の所有地である。候補地の位置とその周辺状況を図 4.2-5 に示す。候補地の南側には NEA が所有する Fewa 水力発電所があり、そのさらに南側には Lekhnath と Syangja を結ぶ既設の 132kV の 1 回線送電線が経過している。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-5 Birauta 変電所の候補地とその周辺状況

候補地の広さは 60×140m² 程度である。現在は NEA スタッフ用の居住地として使用されており、Fewa 発電所に関するスタッフも一時的に寄宿することがある。Birauta 変電所はこの土地を使って新設する計画であるが、当該地では NEA スタッフ用の建物を新設する計画もあることから、変電所のために使用できる用地は限られていることに注意が必要である。

3) 132kV 送電線の現況

Birauta 変電所の候補地の南側には Lekhnath と Syangja を結ぶ既設の 132kV 送電線が経過しており、変電所候補地との距離も近いことから、NEA はこの既設送電線を Birauta 変電所に π 引き込みすることを検討している。

変電所の候補地と既設送電線の位置関係は図 4.2-6 に示すとおりである。NEA は図の赤色の四角で示した既設の鉄塔を改造して送電線を分岐させることを検討している。図 4.2-7 に鉄塔の外観写真を示す。当該鉄塔は農地の中にあるが、NEA は本プロジェクトのため既に鉄塔周囲の農地を買収している。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-6 変電所候補地と既設送電線の位置関係

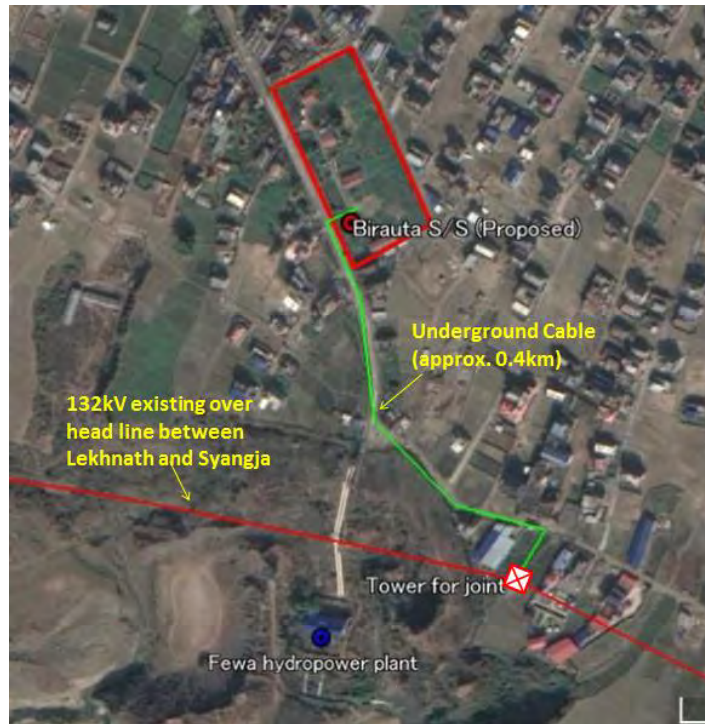


図 4.2-7 送電線の分岐箇所の既設鉄塔

4) 送変電プロジェクトの検討

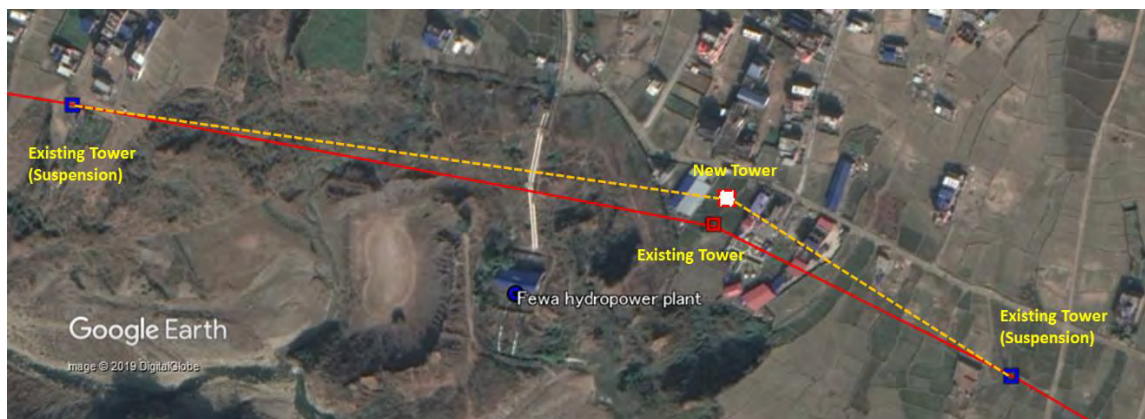
Birauta 変電所の候補地周辺は居住地であり、132kV の鉄塔を新設することは難しいため、図 4.2-8 に示すとおり、地中線で分岐させて変電所に引き込む案が現実的である。既設の鉄塔を架地接続鉄塔に建替え、そこから地中線を既設の道路沿いに施設して Birauta 変電所に引き込む。地中線の亘長は約 0.4km である。

Lekhnath-Syangja を結ぶ既設送電線は Kaligandaki 発電所からの電力を供給する重要な送電線であり、工事中に停電できる期間は限定されることが想定されるため、鉄塔建替に際しては停電の所要期間を短くできる工法の検討が必要になると考えられる。一例としては、既設鉄塔を元位置で建替えるのではなく、図 4.2-9 のように新しい鉄塔を既設鉄塔から離れた位置に建て、電線を新鉄塔に移設するときのみ送電線を停電する案が考えられる。ただし、この案を採用した場合は両隣の懸垂鉄塔に水平角度が生じるため、これら懸垂鉄塔の耐張鉄塔化も同時に必要となる。



出典： JICA 調査団

図 4.2-8 Birauta 変電所への送電線ルート



出典： JICA 調査団

図 4.2-9 新鉄塔の建設位置の一例(別位置)

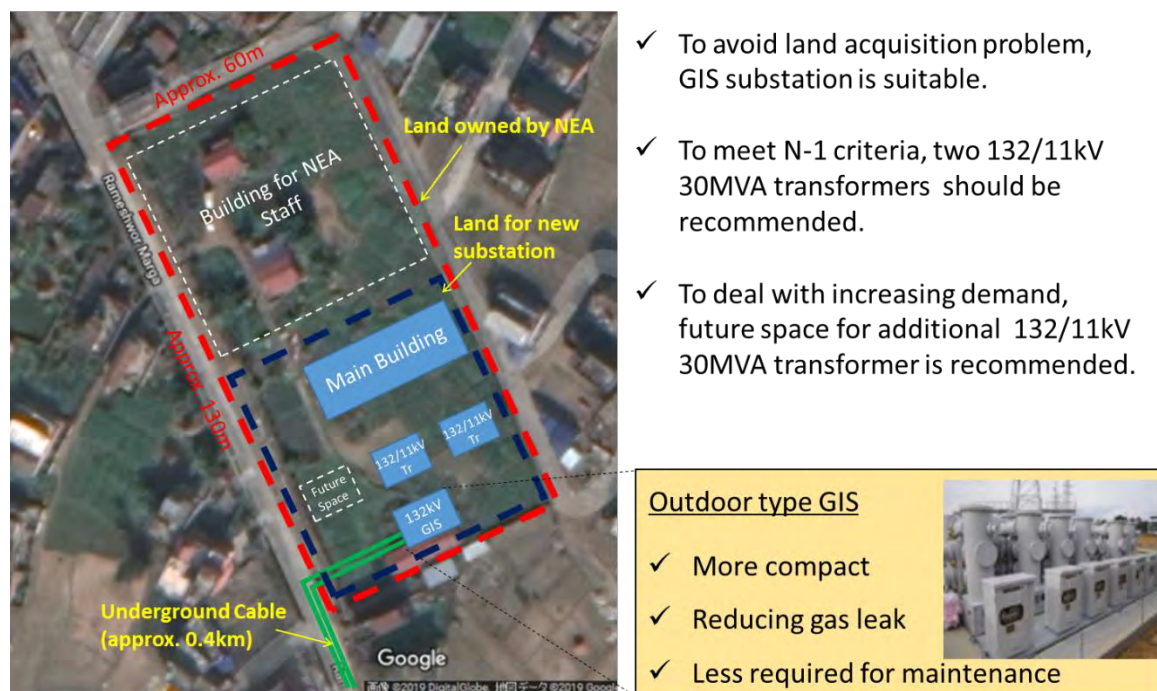
変電所敷地に関しては、以下の2つ案が考えられる。

- ① 変電所の候補地では NEA 職員用の建物の新設が予定されており使用可能な用地が限られていることから、隣接地を買収して用地を拡大し標準的な気中変電所を建設する。

- ② 新たな用地は買収せずに NEA から提案のあった場所に省スペース化が可能な GIS 変電所を建設する。

第1案は標準的な気中変電所を採用できるため、コスト面で有利であるが Pokhara 地区では都市化の進展により土地取得が困難な状況にあることから、実際に第1案を採用することは難しいと考えられる。一方、第2案を採用する場合は、スタッフ居住用の建物の面積や変電所に必要な回線数・変圧器容量等を踏まえたレイアウト検討が別途必要となるが、候補地のうち半分程度が使用できれば、標準的な 132kV GIS 変電所としては十分なスペースが確保できると考えられる。よって、変電所に関しては第2案が現実的と判断する。

新設する変電所のレイアウト案を図 4.2-10 に示す。上述のとおり、使用可能な用地に限りがあることから GIS 変電所を想定したレイアウトとしている。NEA の計画では Birauta 変電所に求められる変圧器容量は 30MVA であるが、変圧器事故時の N-1 クライテリアを満足するため、変圧器は2台必要であると考ええる。また、将来の需要増加および変圧器取替に備えて、変圧器をさらに1台設置できるスペースを予め確保すべきと考える。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-10 Birauta 変電所のレイアウト案

(2) 配電設備

本項では、送変電分野にて資金協力案件として検討した Birauta 変電所新設工事に関連する配電プロジェクトの調査及び検討結果について説明する。

1) Pokhara 地区の配電設備の現状

Pokhara 地区は、Pokhara 市東部に位置する Pokhara 変電所(132/11kV)からの 11kV 配電線により電力供給が行われている。なお、Pokhara 市内には 33kV 電源は施設されておらず、Pokhara 変電所が唯一の電源となっている。Pokhara 変電所から供給される配電線は 11 回線あり、変電所から西側の市内中心部に向けて 7 回線、変電所近傍に 4 回線の供給エリアを有している。また、Pokhara エリア近傍に位置する 3 つの小水力からの送電線も Pokhara 変電所に 11kV 配電線で接続されている。変電所西側の幹線道路には、道路両側に最大 7 回線の 11kV 配電線が施設されており、西向きへのこれ以上の配電線増強は困難な状況となっている。



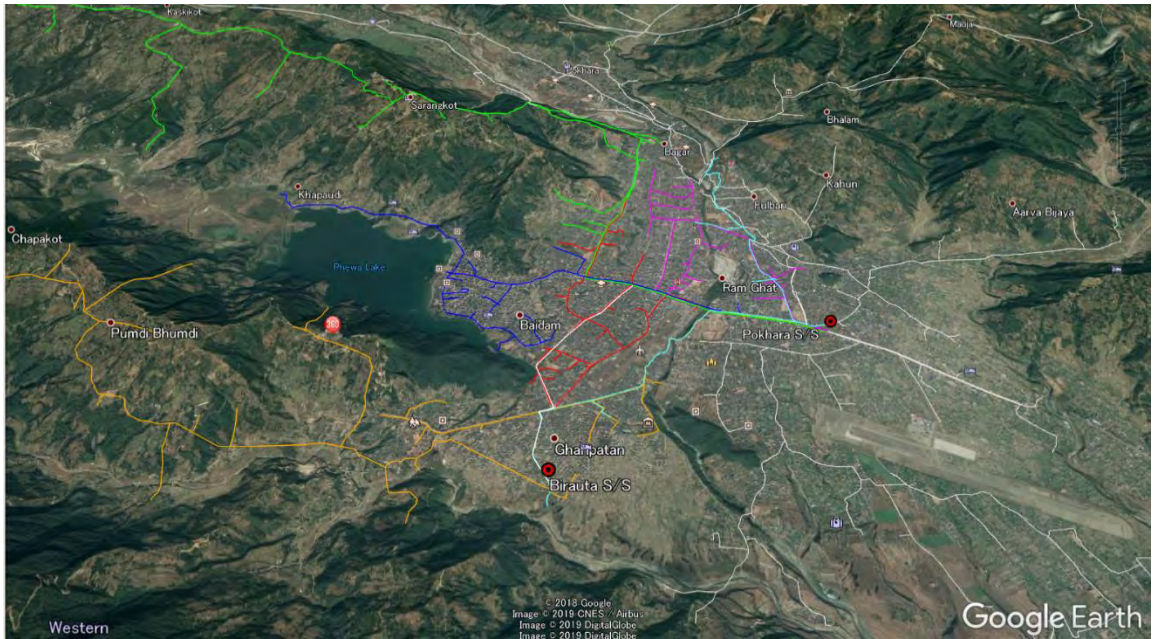
図 4.2-11 変電所西側の配電線施設状況



図 4.2-12 変電所からの引出状況

計画されている Birauta 変電所(132/11kV)は、既設の Pokhara 変電所の西側、市内中心部に近い位置の NEA 所有地に計画されているため、Pokhara 変電所から西向きの需要については、この新設変電所から供給することが可能である。

NEA は現在、地理情報システム (GIS: Geographic Information System) を用いた設備管理強化プロジェクトを実施しているが、Pokhara 地区はすでに既設配電線の設備データの収集が完了しているということで、設備データ (MV、変圧器) の提供を受けることができた。この GIS による配電線系統図の一例を図 4.2-13 に示す。



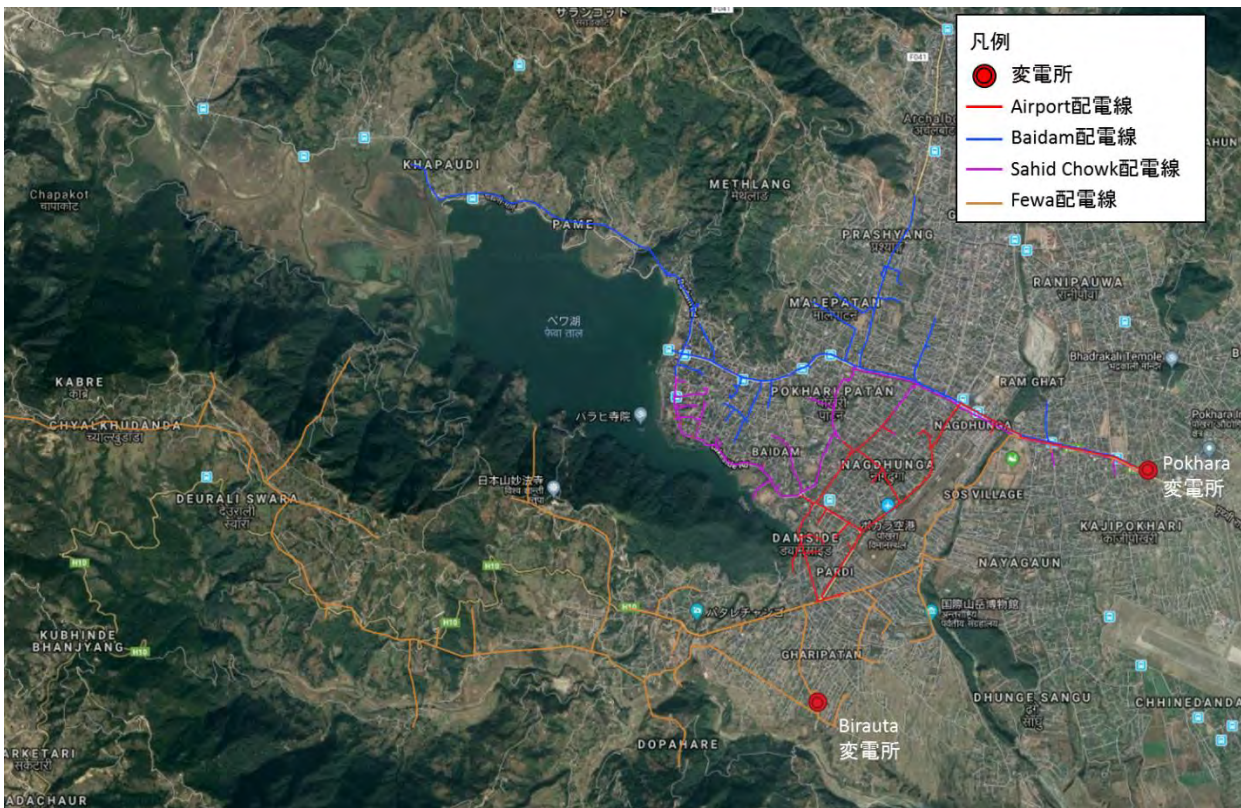
出典：NEA

図 4.2-13 GIS による配電線系統図の一例

2) 配電プロジェクトの検討

NEA の Pokhara Regional Office (PRO) と Birauta 変電所新設に伴う配電プロジェクトについて協議した結果、PRO からは Birauta 変電所予定地近傍の既設 4 配電線 (Airport, Baidam, Sahid Chowk, Fewa) を新設 Birauta 変電所へ負荷移行する計画について検討依頼がなされた。この 4 配電線の線路図を図 4.2-14 に示す。

負荷移行の基本的な考え方は、Birauta 変電所から新たな配電線を各既設配電線の直近地点まで新設し、既設配電線と接続する。新設 Birauta 変電所の周辺は、既に配電線 2 回線が施設されていることまた市街地の通過が必要であることから新たな架空配電線ルートを構築する事が困難であるため、新設配電線は接続点まで地中ケーブルで施設する。既設配電線のうち、Pokhara 変電所からの引出し部から第一負荷点までの間は無負荷であるため、移行後の配電線系統においては不要な区間となるが、Pokhara 変電所の西約 1.4km に南北に走る河川の手前の区間で、移行後の配電線から切り離し、Pokhara 変電所周辺の需要増加に対応できるよう残置することとする。また、移行後の配電線においては、供給信頼度の向上を図るために配電線系統内に時限順送型の区分開閉器を設置すると共に、Birauta 変電所から新設される他配電線との連系点にも区分開閉器を設置する。以下、各配電線毎に新設 Birauta 変電所への負荷移行についての検討結果を述べる。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-14 NEA リクエストの 4 配電線の概況

(a) Airport 配電線

Airport 配電線は、Pokhara 変電所前の幹線道路 (Prithvi Highway) に沿って西向きに施設されており、変電所と市内中心部を隔てる深い溪谷(Seti Gandaki River)を超えた後、幹線道路の南方に位置する Pokhara 空港ならびに周辺の住宅、商店等に電力を供給している。

新設予定の Birauta 変電所は、Airport 配電線の供給エリアの南部約 1.5km に位置しており、Birauta 変電所からの地中配電線を新設し供給エリアの最南端で接続することで Birauta 変電所への負荷移行が可能である。なお、既設架空配電線において、小サイズの ACSR30sq (Wessel) が使用されている一部 (約 1.5km) が、Birauta 変電所への移行後の系統において幹線となるため、大径サイズの電線への張替が必要である。また、移行後の Airport 配電線の系統内に 5 箇所と Baidam, Sahid Chowk, Fewa 配電線との連系点に 4 箇所、合計 9 台の区分開閉器を設置する。Airport 配電線の移行後の系統図を図 4.2-15 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

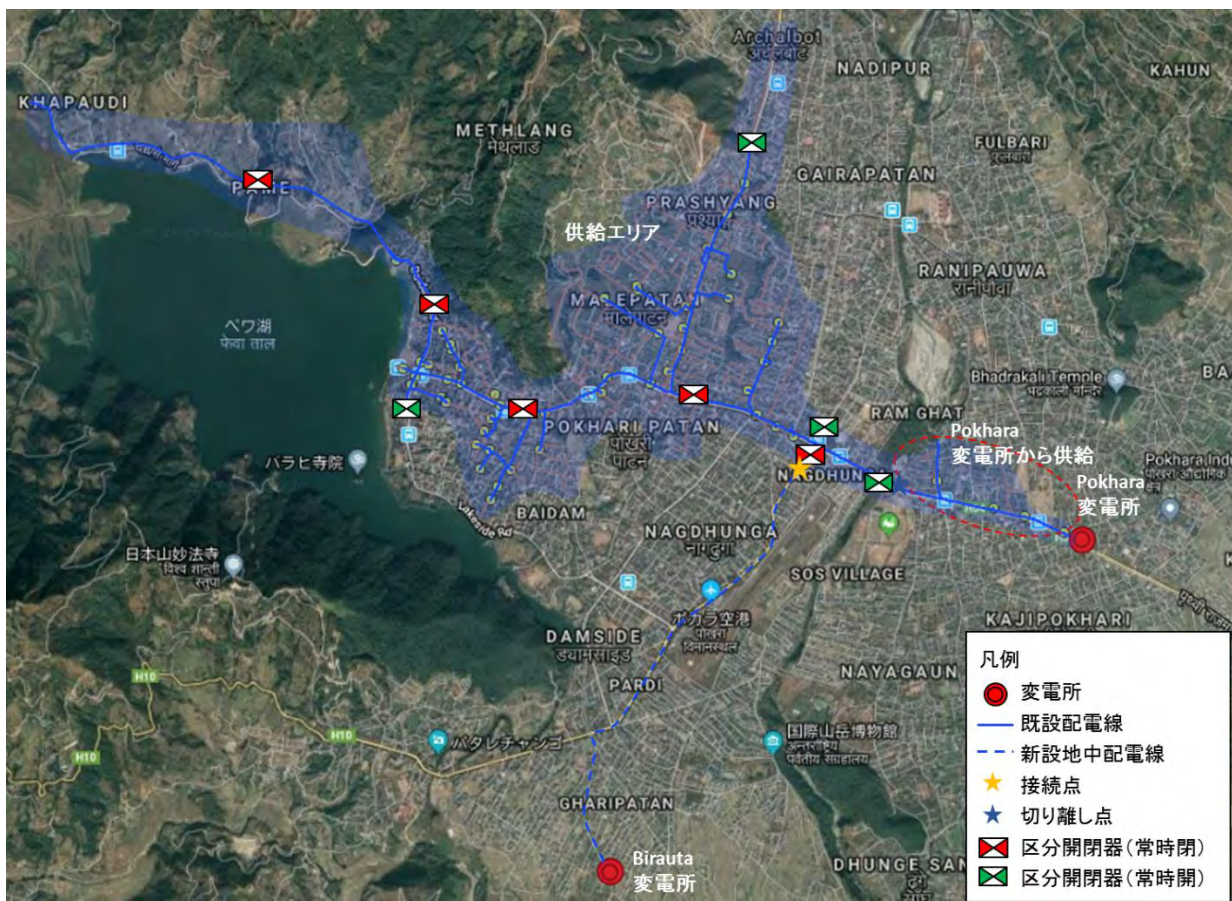
図 4.2-15 Airport 配電線

(b) Baidam 配電線

Baidam 配電線は、Airport 配電線同様、Pokhara 変電所前の幹線道路（Prithvi Highway）に沿って西向きに施設されており、河川（Seti Gandaki River）の東側の一部と、西側の主要道路（Phewa Marga）沿いならびにフェワ湖北部の需要に電力を供給している。

Birauta 変電所から Baidam 配電線の直近部までは約 4km 離れており、この直近部まで地中配電線を新設し接続することで Birauta 変電所への負荷移行が可能である。河川東側の需要については、残置される既設配電線の一部を使用し、引き続き Pokhara 変電所からの供給を継続する。

また、移行後の Baidam 配電線の系統内に 5 箇所と Sahid Chowk, City, Sarangkot ならびに上述の残置される既設 Baidam 配電線との連系点に 4 箇所、合計 9 台の区分開閉器を設置する。Baidam 配電線の移行後の系統図を図 4.2-16 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

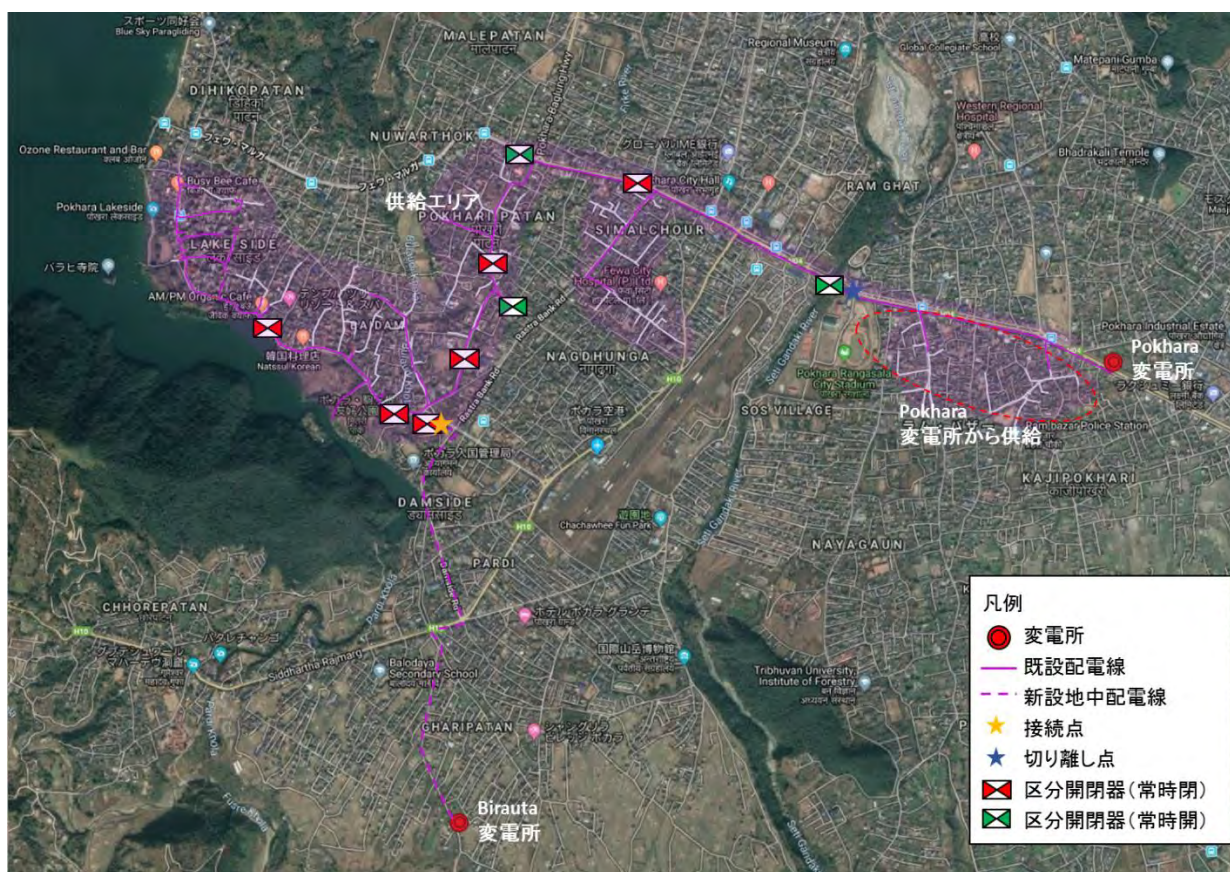
図 4.2-16 Baidam 配電線

(c) Sahid Chowk 配電線

Sahid Chowk 配電線は、Airport, Baidam 配電線と同じルートの主要幹線道路沿いに河川（Seti Gandaki River）西側まで施設されており、河川東側の一部と、河川西側のフェワ湖畔の観光、商業需要と Sahid Chowk 地区の官公庁エリアに電力を供給している。NEA が要望する 4 配電線の中でも、特に重要な配電線であると言える。

Birauta 変電所から Sahid Chowk 配電線の直近部までは約 2.5km 離れており、この直近部まで地中配電線を新設し接続することで Birauta 変電所への負荷移行が可能である。河川東側の需要については、残置される既設配電線の一部を使用し、引き続き Pokhara 変電所からの供給を継続する。

また、移行後の Sahid Chowk 配電線の系統内に 6 箇所と Airport, Baidam ならびに上述の残置される既設 Sahid Chowk 配電線との連系点に 3 箇所、合計 9 台の区分開閉器を設置する。Sahid Chowk 配電線の移行後の系統図を図 4.2-17 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-17 Sahid Chowk 配電線

(d) Fewa 配電線

Fewa 配電線は、Pokhara 変電所から河川（Seti Gandaki River）東側までの区間は、前述の3配電線と同ルート of 幹線道路沿いに施設されているが、河川手前から南下し、Pokhara 空港東側で河川を横断している。河川横断後、空港東側および南側の住宅、商業需要とフェワ湖南部、西部の山間地帯に電力を供給している。また、河川東側の一部の需要についても供給している。

Fewa 配電線は、Birauta 変電所予定地の直近を通過しているため、Birauta 変電所から約0.1kmの地中配電線を新設し接続することでBirauta 変電所への負荷移行が可能である。河川東側の需要については、Baidam または Sahid Chowk 配電線の残置される河川東側部分を使用し、Pokhara 変電所からの供給を継続し、Fewa 配電線の河川東側部分は、幹線道路における配電線の混雑状況の解消のために撤去する事が推奨される。

また、移行後の Fewa 配電線の系統内に 7 箇所ならび Baidam 配電線の Pokhara 変電所供給エリアに残置されると河川東側との連系点 1 箇所、合計 8 箇所に区分閉器を設置する。Fewa 配電線の移行後の系統図を図 4.2-18 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-18 Fewa 配電線

3) Birauta 変電所への負荷移行に関する追加検討

前項において、NEA から要望された4配電線（Airport, Baidam, Sahid Chowk, Fewa 配電線）の Birauta 変電所への負荷移行に関する検討結果を述べた。JICA 調査団が、NEA から提供された GIS データを基に更なる検討を行った結果、Fewa Incomer, Sarangkot の2配電線におい

でも、Birauta 変電所へ負荷移行することにより、供給信頼度の向上や、配電システムの最適化が図れることから、この2配電線を NEA 要望の4配電線に加えて資金協力候補として追加する事を提案する。以下、2配電線に関する検討結果を述べる。

(a) Fewa Incomer (Hospital) 配電線

Fewa Incomer 配電線は、Fewa 配電線と同一ルートで、Birauta 変電所予定地の南側に位置する NEA の Fewa 発電所に接続される配電線である。この配電線は、Pokhara 変電所引出し後約 400m の位置で北向きに分岐しており、変電所北西部の河川東側にも電力を供給している。

Fewa 配電線同様、Fewa Incomer 配電線は、Birauta 変電所予定地直近を通過しており、約 0.1km の地中配電線を新設、同配電線に接続することにより、Birauta 変電所への負荷移行が可能である。Birauta 変電所への移行後は、Pokhara 変電所から河川までの幹線道路における配電線の混雑箇所解消のために、北向きの分岐点から Birauta 変電所までの区間は撤去することが推奨される。Birauta 変電所への負荷移行、分割後の配電線システムを図 4.2-19 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-19 Fewa Incomer 配電線

(b) Sarangkot 配電線

Sarangkot 配電線は、Airport, Baidam 配電線と同一のルートを通り、Pokhara 市内中心部ならびに Sarangkot を含む山間エリアに供給する長距離配電線である。Birauta 変電所へ移行する4配電線のうち3配電線と同一ルートを通過していること、長亘長であることから時限順送式区分開閉器の導入による供給信頼度向上効果が大きく見込めるため、追加の検討を行う。

Sarangkot 配電線の接続点は、Baidam 配電線の接続点と近接する箇所、Birauta 変電所から引出される約4.0kmの地中配電線を接続することにより、負荷移行が可能である。移行後の Sarangkot 配電線の系統内に6箇所、Sahid Chowk 配電線の河川東側に残置される Pokhara 変電所から供給される配電線との連系点に1箇所、合計7台の区分開閉器を設置する。負荷移行後の配電線系統を図4.2-20に示す。



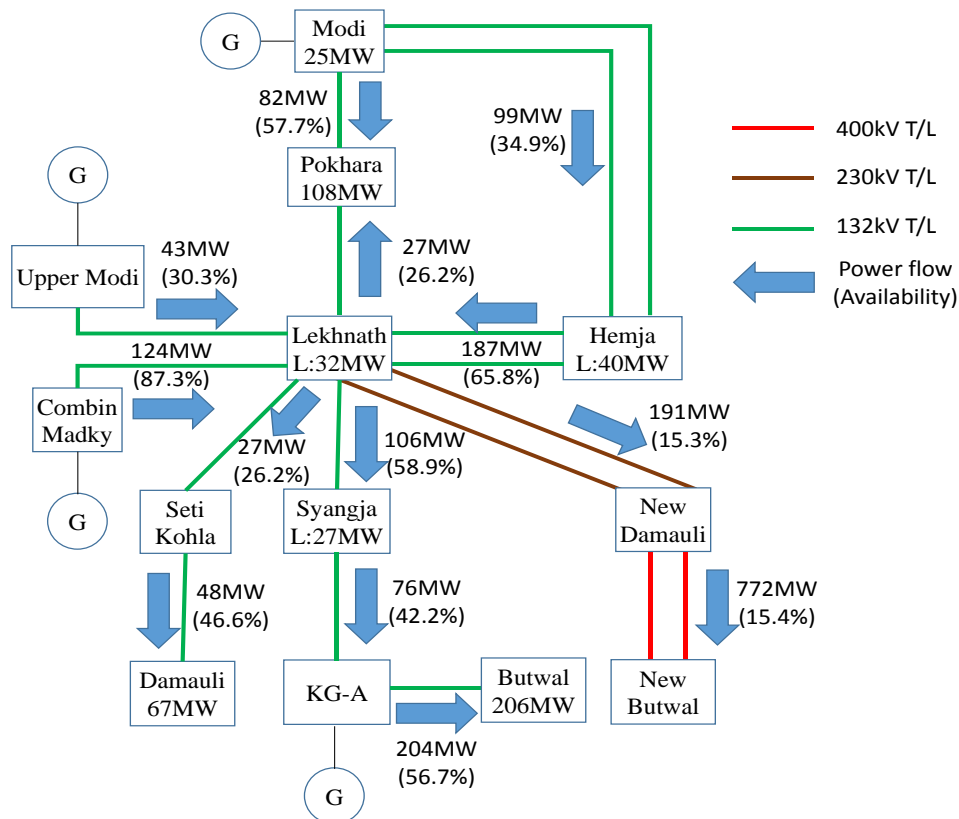
出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-20 Sarangkot 配電線

以上、Birauta 変電所新設に伴う Pokhara 変電所からの負荷移行に関する検討結果について述べたが、この検討結果は、現状の配電線系統に基づく検討である。配電線系統は、送電系統に比較して変化のスピードが著しく速いため、次段階の調査時には、再度最新の配電線系統を確認の上、詳細に内容検討を行う必要がある。

(3) 系統解析

NEA から提供のあった PSS/E のデータを使って 2025 年雨季ピーク時の系統解析結果を確認した。PSS/E データを元に作成した Pokhara Project 周辺の概略系統図を図 4.2-21 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-21 Pokhara Project 周辺の概略系統図

- 潮流計算

132kV 以上の系統については、電力潮流は設備（送電線または変圧器）の容量以内であり問題なし。

- 短絡容量計算

最大の短絡電流は 11.41kA（Lekhnath 変電所 132kV 母線）であり、132kV の標準定格遮断電流値（40kA）以内のため、問題なし。

- 安定度解析

発電機の AVR やガバナデータ、発電機定数等、安定度解析に必要なデータを NEA では管理しておらず、データ入手できなかったため、確認未実施。

4.2.2 Nepalgunj

Nepalgunj はネパール南西部のインドとの国境付近に位置するネパール西部の商業の中心地である。図 4.2-22 に Nepalgunj とその周辺地域の状況を示す。Nepalgunj の市内にある工業団地では多く工場が稼動している。また、Nepalgunj 北部の Khajura 地区では鉄鋼、セメント、食品などの大規模工場が稼動しており、新たな工場の建設も進められている。加えて、Nepalgunj は経済特区 (SEZ) にも指定されていることから、今後、工業地域の開発がさらに進展することが期待されている。このような工業地域の進展に伴い Nepalgunj と周辺地域の電力需要は増加しており、それを裏付けるように Nepalgunj の販売電力量は 5 年前に比して約 173% まで増加している。現在、Nepalgunj の周辺エリアには 132kV の Kohapur 変電所から 33kV の配電線によって電力が供給されているが、今後も需要が増加し続けた場合、33kV の配電線では容量不足になる懸念があることから、NEA は優先プロジェクトとして 132/33kV の Nepalgunj 変電所の新設、ならびに Kohalpur 変電所～Nepalgunj 変電所を結ぶ 132kV の 2 回線送電線の新設を計画している。

このような背景を踏まえ、Nepalgunj においては NEA が優先プロジェクトに掲げている 132kV の Nepalgunj 変電所の新設、Kohalpur－Nepalgunj の 132kV 送電線の新設、ならびにこれらに係わる配電システムの整備を資金支援案件の対象として選定し、調査、検討を行うこととした。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-22 Nepalgunj と周辺地域の状況

(1) 送変電設備

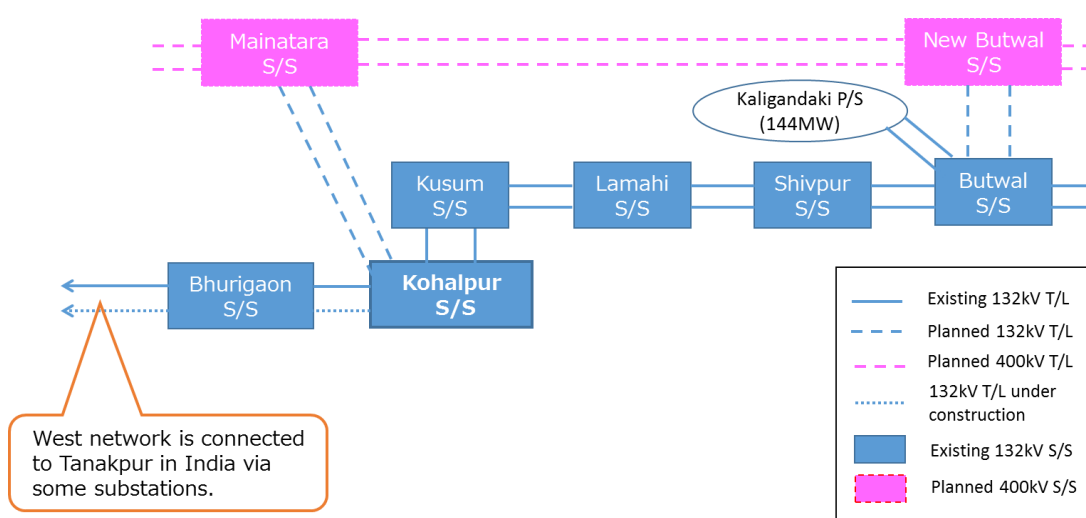
本項では、資金協力案件である Nepalgunj 変電所の新設ならびに Kohalpur—Nepalgunj の 132kV 送電線の 신설に関連する送変電プロジェクトの調査結果と検討結果について説明する。

1) Kohalpur 変電所の現況

Kohalpur 変電所は Nepalgunj 市内から北東側の約 15km に位置し、東西を走る 132kV 送電線と連系している。現況、Nepalgunj と周辺地域には当変電所から 33kV の配電線によって電力が供給されている。

Kohalpur 変電所に係わる電力システムの概要を図 4.2-23 に示す。東側の Kusum 変電所と 132kV の 2 回線送電線、西側の Bhurigaon 変電所と 132kV の 1 回線でそれぞれ連系されている。Bhurigaon 変電所側の送電線の 2 回線化を進めており、図 4.2-24 のとおり設備は完成しているが、図 4.2-25 に示すとおり送電線下の ROW 内に家屋が残存しており、かつ送電線と家屋の間で所要の離隔が確保できない状態にあることから、充電試験が完了しておらず未だに運開に至っていない。

東側の系統はネパールの主要水力発電所である Kaligandaki 発電所に連系しており、西側の系統はインドの Tanakpur 変電所に連系している。Kohalpur 変電所は東側と西側のどちらからも電力を受電することができ、東側からは主として Kaligandaki 発電所で発電される電力を、西側からはインドからの輸入される電力を受電している。JICA 調査団が変電所を訪問した 2019 年 4 月 15 日は、132kV の母線を分割して、1 台の変圧器は東側の系統から電力を受電し、もう 1 台の変圧器は西側の系統から電力を受電していた。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-23 Kohalpur 変電所に係わる電力システムの概要



図 4.2-24 Kohalpur—Bhurigaon の既設送電線の鉄塔



図 4.2-25 Kohalpur—Bhurigaon の既設送電線下の状況

Kohalpur 変電所の単線結線図を図 4.2-26 に示す。132kV で受電した電気を 33kV および 11kV に降圧して需要地に電力を供給している。33kV の配電線は 5 回線（うち 1 回線は空き）、11kV の配電線は 6 回線（うち 1 回線は空き）ある。第 6 州の州都がある北部の Surkhet、ならびに南部の Nepalgunj には 33kV の配電線で電力を供給している。

132/33kV の変圧器は 2 台設置されており、容量はそれぞれ 63MVA、30MVA である。63MVA の変圧器は 2018 年製、30MVA の変圧器は 2014 年製であり、どちらも中国製である。昨年までは 30MVA の変圧器 2 台で運用していたが、需要増加の対策のため 1 台は 63MVA のものに取り替えられた。33/11kV の変圧器は 2 台設置されており、容量はそれぞれ 16.6MVA、3MVA である。

Kohalpur 変電所には SCADA システムが導入されており、LDC からの遠隔監視と遠隔制御が可能となっている。Kohalpur 変電所と LDC の間で伝送される情報は、電圧、電流、遮断器の開閉状況、故障メッセージ、遮断器の開閉指令に係わる情報である。遠隔制御により遮断器の開閉操作が可能であるが、実運用においては LDC からの電話指令を受けて運転員が開閉の操作を行っている。

2) 送変電プロジェクトの検討

Kohalpur 変電所と Nepalgunj を結ぶ 132kV の 2 回線送電線を新設するには、Kohalpur 変電所の構内に 132kV 送電線 2 回線分の開閉設備の増設が必要となるが、Kohalpur 変電所の構内は既に多くの開閉設備と変圧器が設置されており、新しい開閉設備が設置可能な場所が限られている。最も広い空きスペースは変電所建屋の隣にある空きスペースだが、ここも十分な広さがないことから、既設と同構成の気中開閉設備を設置することは困難だと考えられる。したがって、新しく設置する開閉設備は省スペース化が図れる GIS が推奨される。変電所構内のレイアウト図が入手できなかったため、詳細な検討が必要であるが、GIS を導入して既設の母線とケーブルにて接続することで、2 回線分の送電線用の開閉設備を新たに設置することは可能だと考えられる。



出典：JICA 調査団作成

図 4.2-27 開閉設備の設置候補地

一方、Nepalgunj 変電所の建設地は決まっていないが、NEA からの情報によれば Khajura 地区の工業立地域の近くが有望とのことである。Khajura 地区では工場の建設が進んでいるものの、まだ更地が多く残っていることから、Nepalgunj 変電所の用地取得は特段の問題にはならないと考えられるが、Nepalgunj 変電所に求められる敷地面積は所要の変圧器の台数や容量によって変わるため、今後検討が必要である。

Kohalpur 変電所の周囲は居住エリアであり、変電所の周囲は多数の家屋に囲まれている。図 4.2-28 に Kohalpur 変電所の周辺状況を示す。このように多数の家屋がある変電所の周囲に 132kV の鉄塔を新設することは難しいため、図 4.2-29 のとおり変電所の周辺では地中線を活用することが推奨される。変電所から引き出した地中線を道路沿いに施設し、居住地を避けた場所に架地接続鉄塔を建設して、そこから Nepalgunj 変電所までを架空線とする案が現実的である。架空線は、工事中の資機材の運搬や建設後の保守管理を考慮すると可能な限り南北を走る既設道路沿いに施設することが望ましい。

図 4.2-30 に送電線のルート案を示す。ルートの全長は約 12.7km であり、そのうち地中線の亘長が約 0.7km、架空線の亘長が約 12km である。なお、Nepalgunj 変電所の位置はまだ決まっていないため、NEA からの情報に従い Khajura 地区に新設されるという推定のもと送電線ルートを選定している。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-28 Kohalpur 変電所の周辺状況



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-29 Kohalpur 変電所からの地中線のルート案



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-30 Kohalpur-Nepalgunj の送電線ルート案

以上が JICA 調査団の考える送変電のプロジェクト案であるが、NEA は図 4.2-31 のように

Kohalpur 変電所の西側に開閉所を新設し、そこから Kohalpur—Bhurigaon の既設送電線を分岐させる別案も検討している。次段階の調査では、NEA が検討中の案も含めて、どの案が最適かを検討する必要があると考えられる。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-31 NEA が検討中の別案

(2) 配電設備

本項では、送変電分野にて資金協力案件として検討した Nepalgunj 132kV 変電所新設ならびに 132kV 送電線新設工事に関連する配電プロジェクトの調査及び検討結果について説明する。

1) Nepalgunj 地区の配電設備の現状

Nepalgunj 地区は、Kohalpur 変電所からの 33kV 送電線によって供給される Old Nepalgunj 変電所、New Nepalgunj 変電所の 2 つの配電用変電所 (33/11kV) から引出される 11kV 配電線により電力供給が行われている。また、インドとの 33kV 連系線も両変電所に接続されており、両変電所への電力供給は需給状況に応じて LDC からの指令による系統切替 (ネパール ⇄ インド) が実施されている。

同地区は、市内中心部に設置された工業団地の他、郊外に多くの大規模工場が操業中または建設中であり、需要の伸びが著しい。こうした需要増加に対応すべく NEA では、Kahjura 地区に新たな配電用変電所 (33/11kV) の建設が計画されている。Nepalgunj 地区の 33kV 系統の概況を図 4.2-32、単線結線図を図 4.2-33、Nepalgunj 工業団地ならびに建設中の大規模鉄鋼工場の状況を図 4.2-34、図 4.2-35 に示す。

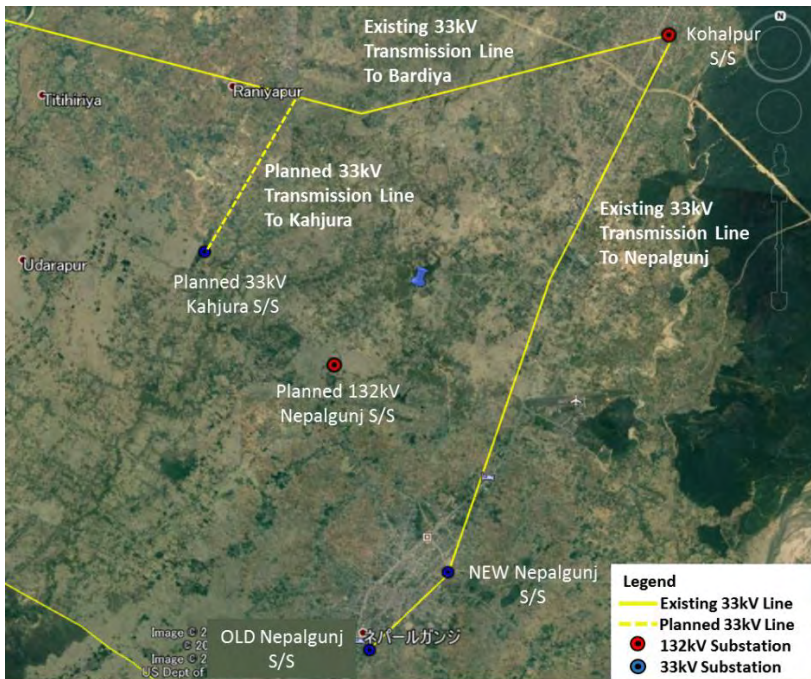
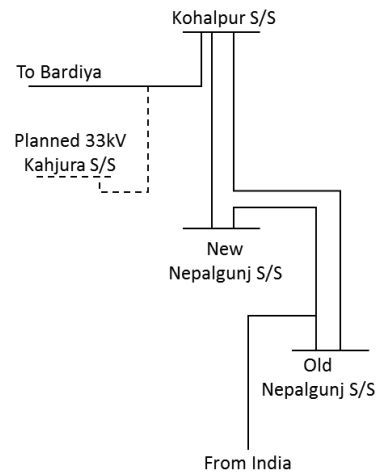


図 4.2-32 Nepalgunj 地区の 33kV 配電設備の概況



出典：JICA 調査団

図 4.2-33 Nepalgunj 地区の
33kV 系統単線結線図

出典：JICA 調査団



図 4.2-34 Nepalgunj 工業団地



図 4.2-35 建設中の大規模鉄鋼工場

Old Nepalgunj 変電所は、33/11kV の 2 バンク (6/8MVA×2) で構成されている。変圧器の製造年は 2011 年、2017 年と比較的新しく、定期的なメンテナンスが実施されており良好な状況で運用されている。New Nepalgunj 変電所も、同様に 33/11kV の 2 バンク (6/8MVA,15MVA) で構成されている。同変電所の 15MVA 変圧器は 2018 年に更新された 2017 年製であるが、6/8MVA の変圧器は製造年が不明であり、かなり老朽化した変圧器である。Nepalgunj 市内への電力供給は、上記 2 変電所から引出される 11kV 配電線 12 回線にて行われている。Old

Nepalgunj 変電所ならびに New Nepalgunj 変電所の状況を図 4.2-36、図 4.2-37 に示す。



図 4.2-36 Old Nepalgunj 変電所



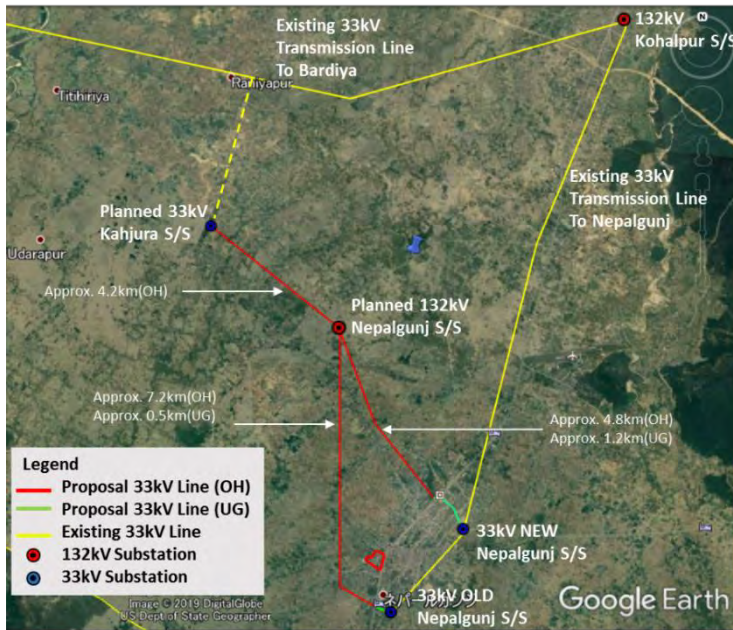
図 4.2-37 New Nepalgunj 変電所

前述の通り、Nepalgunj 地区の 2 つの配電用変電所へは Kohalpur 変電所からの 33kV 送電線ならびにインド (Nanpara 変電所) からの 33kV 連系線によって電力供給が行われている。Kohalpur、Nanpara からの受電状況は日々の需給状況によって異なるが、各変電所に設置された 2 台の変圧器両方とも Kohalpur から受電するケース、それぞれ 1 台ずつを Kohalpur、Nanpara から受電するケースの主に 2 パターンで運用されている。JICA 調査団が変電所の運転日誌を確認したところ、毎日 2,3 回程度の受電切替を実施しており、その都度 Nepalgunj 地区では切替のための停電が発生している。また負荷ピーク時には、送電容量の不足から負荷を抑えるための輪番停電も実施されており、全国的には需給状況は大きく改善されているものの、基幹系統の末端に位置する Nepalgunj 地区では需給状況の逼迫が継続していることが確認できた。

2) 配電プロジェクトの検討

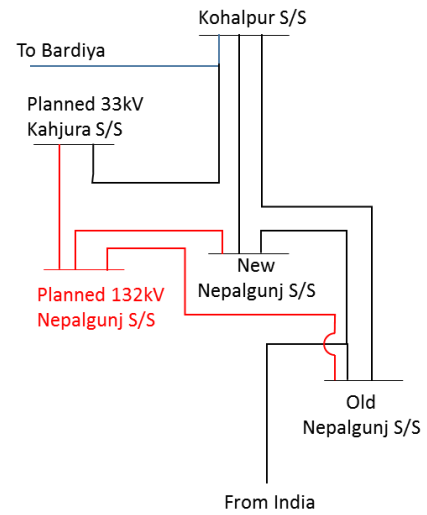
NEA の Nepalgunj Regional Office (NRO) と Nepalgunj 132kV 変電所新設に伴う配電プロジェクトについて協議した結果、NRO からは Nepalgunj、Kahjura 地区での工業需要の増加に対応するため、Kohalpur からの 33kV 送電線の容量増加について支援検討要望が挙げられた。この要望に対し、JICA 調査団からは、新設予定の 132kV 変電所に 33kV バンクを設置し、Old Nepalgunj、New Nepalgunj ならびに計画中の Kahjura の 3 つの配電用変電所に新設 132kV 変電所からの 33kV 送電線を増設する案を提案した。この増強案によって、33kV 送電線の距離が短くなることによる送電ロスの低減、Kohalpur 変電所の 33kV バンクの過負荷対策、Nepalgunj 周辺の工業地域ならびに Bardiya 地区への供給力確保が可能となる。新設する 33kV 送電線は、大部分を鉄塔方式による架空送電設備での構築を計画するが、Old Nepalgunj ならびに New Nepalgunj 変電所近傍は商業、住宅の密集地域であり架空設備での構築が困難であるた

め地中送電線での構築を計画する。提案内容の概要ならびに単線結線図を図 4.2-38、図 4.2-39 に示す。



出典：JICA 調査団

図 4.2-38 Nepalgunj 33kV 系統増強案

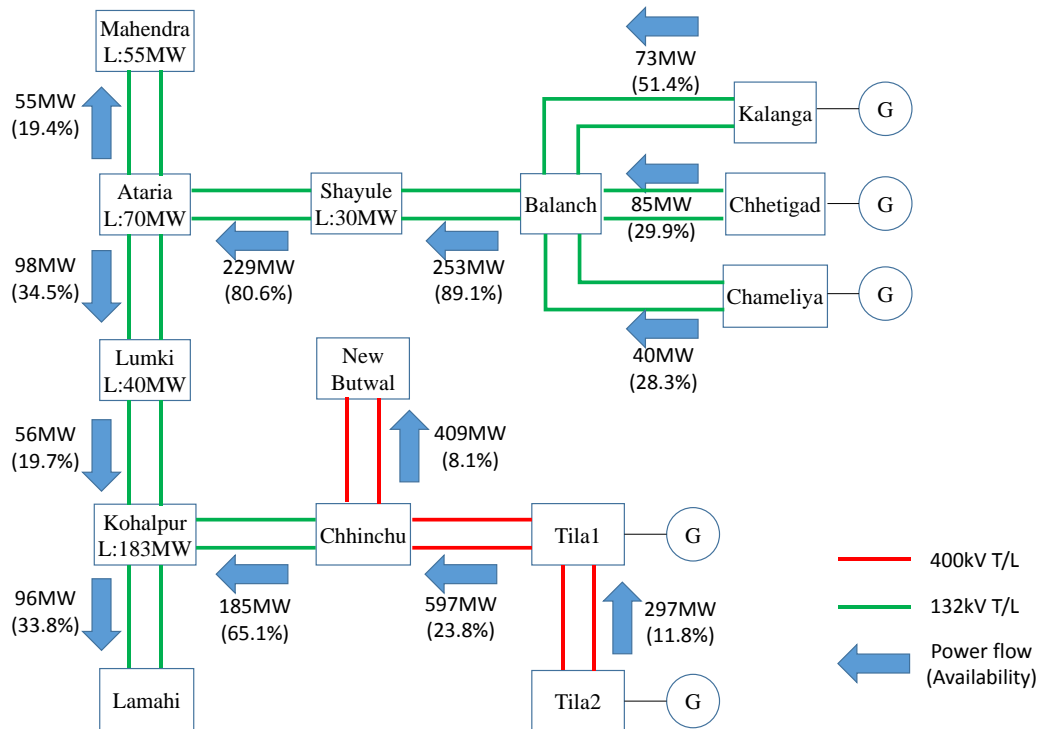


出典：JICA 調査団

図 4.2-39 33kV 単線結線図
(提案プロジェクト)

(3) 系統解析

NEA から提供のあった PSS/E のデータを使って、2025 年雨季の系統解析結果を確認した。PSS/E データを元に作成した Nepalgunj Project 周辺の概略系統図を図 4.2-40 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-40 Nepalgunj Project 周辺の概略系統図

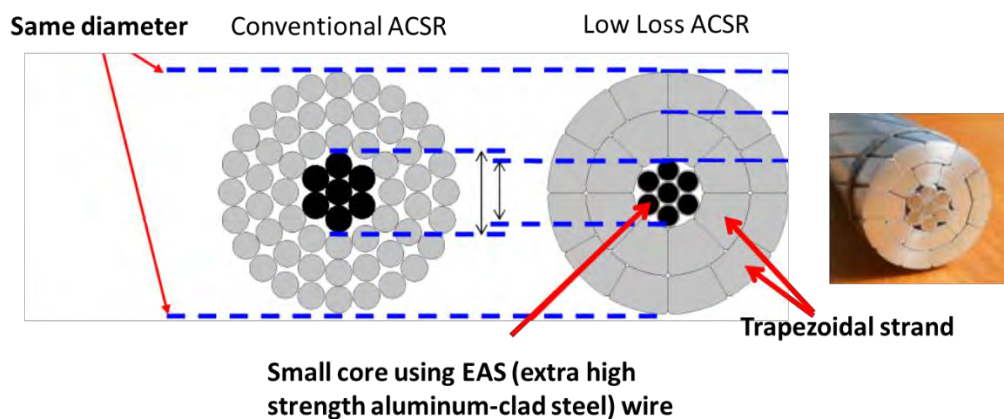
PSS/E データ確認結果を以下に示す。

- ・ 潮流計算
132kV 以上の系統については、電力潮流は設備（送電線または変圧器）の容量以内であり問題なし。
- ・ 短絡容量計算
最大の短絡電流は 8.64kA（Chihinchu 変電所 132kV 母線）であり、132kV の標準定格遮断電流値（40kA）以内のため、問題なし。
- ・ 安定度解析
発電機の AVR やガバナデータ、発電機定数等、安定度解析に必要なデータを NEA では管理しておらず、データ入手できなかったため、確認未実施。

4.2.3 導入可能性のある本邦技術

(1) 低ロス電線(Low Loss Conductor)

低ロス電線は従来のアルミ電線の導体部であるアルミ素線を丸素線から圧縮成形素線とすることで、従来のアルミ電線に比べて素線間の隙間を減らして断面積のアルミ占有率を高めた電線である。また、鋼心に高強度アルミ覆鋼線を採用することによって従来電線に比べて鋼心を小径化しており、アルミ占有率をさらに高めることを可能としている。この結果、低ロス電線を採用することにより、電線外径や引張強さを従来電線と同等に維持しつつ電気抵抗を低減させて送電損失を低減させることが可能となる。図 4.2-41 に低ロス電線と従来電線の断面図の概要を示す。

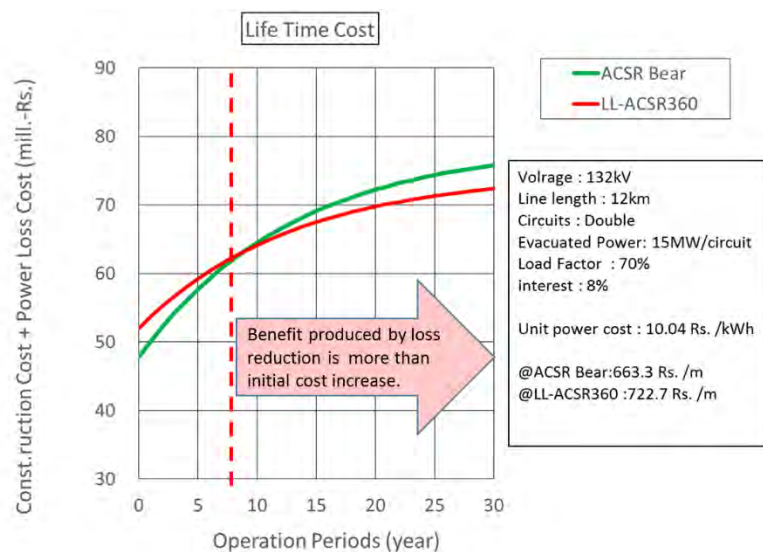


出典：メーカー資料を基に JICA 調査団作成

図 4.2-41 低ロス電線と従来電線の断面図

従来電線に比べて初期コストは高くなるが、長期的に見れば送電損失の低減によるメリットが初期コストを上回りライフタイムコスト面では低ロス電線の方が有利となる。

資金協力案件の候補である Kohalpur-Nepalgunj の 132kV 送電線に低ロス電線を採用した場合のライフサイクルコストの検討例を図 4.2-42 に示す。図 4.2-42 は各種想定を含む試算に基づくものであるが、この例では電線の使用開始から7年後に低ロス電線が従来電線を上回る結果となっている。



出典：JICA 調査団

図 4.2-42 低ロス電線と従来電線のライフタイムコストの比較例

(2) ガス絶縁開閉装置 (Gas Insurated Switchgear)

ガス絶縁開閉装置は変電所に設置される遮断器、断路器、電路などの充電部を絶縁性能、消弧性能に優れる SF6 ガスで充填された金属容器に収納した設備である。気中絶縁開閉装置と比較して容積で約 1/50、面積で約 1/20 と省スペース化を図ることができる。また、全ての充電部は SF6 ガス中に密封されており、外部環境から遮断されており、信頼性・安全性が高い。さらには、充電部が無酸素状態で完全に密閉されているため、経年劣化が少なく保守点検の省力化を図ることができる。本邦メーカーの GIS は屋外設置を意図して製作されており、設置スペースの極小化が期待できる。また、海外での納入実績も多い。海外メーカーも屋外設置型の製造を始めつつあるが、屋外設置 GIS の納入実績では大きな差がある。



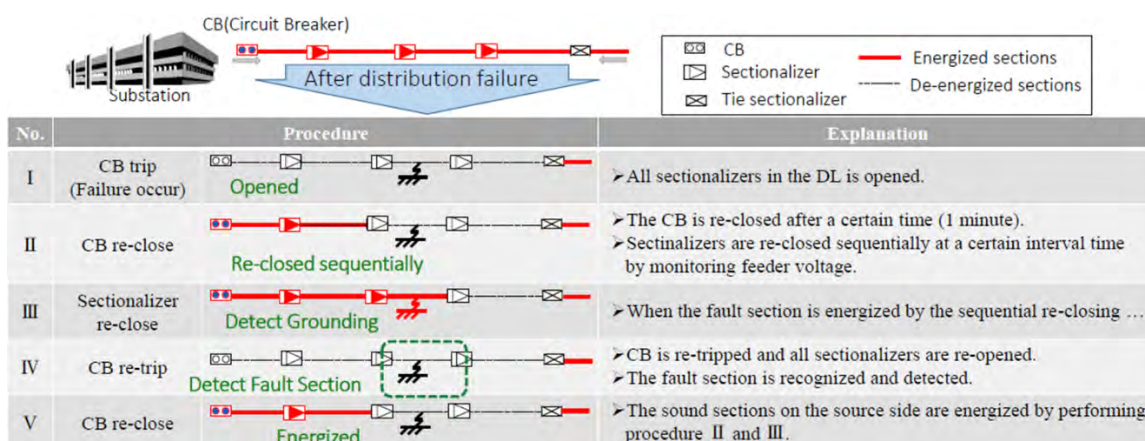
出典：JICA 調査団

図 4.2-43 屋外型 GIS

(3) 時限順送式区分開閉器

時限順送式区分開閉器は変電所の自動再閉路機能と組み合わせることにより、配電線での停電発生時に事故区間の自動判定が可能となり、開閉器で区分された事故発生区間を除く健全区間への早期送電と事故箇所の早期復旧を実現する本邦技術である。

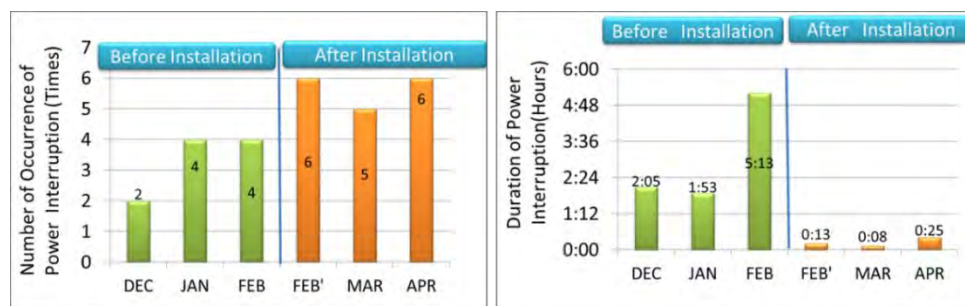
開閉器は主に「時限順送」、「無電圧開放」、「投入後ロック」といった機能を持ち、図 4.2-44 に示すプロセスで健全区間の送電を実施する。まず、配電線事故が発生し、変電所の遮断機 (CB : Circuit Breaker) がトリップすると (No. I)、全ての柱上開閉器が「無電圧解放」される。一定時間後、変電所 CB が再閉路されると、「時限順送」により変電所側から一定の時限を持って開閉器が順次投入されていく (No. II)。次に事故点がある区間まで開閉器が投入されると再度変電所の CB がトリップすると同時に、再度「無電圧開放」によって開閉器が開放され (No. III)、この際に変電所にて CB がトリップするまでの時間と「時限順送」の時限から事故の区間を判定する (No. IV)。その後、CB が再投入され、変電所から順次電気が供給されるが、「投入後ロック」により、事故区間の手前の開閉器は再投入されず、変電所側の健全区間の送電が完了する。



出典：JICA 調査団

図 4.2-44 時限順送のプロセス

時限順送式区分開閉器は、日本企業がミャンマーでの導入実績を持ち、図 4.2-45 に示すように停電時間の縮小に大きな効果が得られている。JICA 調査団が確認したところ、Pokhara 地区では現在配電用の区分開閉器は使用されておらず、また既設の配電線系統は日本でも一般的な配電系統である樹枝状系統であるため時限順送式区分開閉器の適用には問題がないことが確認できた。



出典：メーカー資料

図 4.2-45 展途上国における時限順送式開閉器導入前後の停電時間比較

4.3 大容量蓄電池導入可能性の検討

4.3.1 大容量蓄電池の導入目的

NEA/PMD が 2018 年 11 月に発行したコンセプトノート⁵によると、大容量蓄電池の設置目的としては、下記の 2 点が挙げられている。

- ① 大統領官邸、病院、治安機関、などの基本的かつ緊急事態への対応を行う主要な行政機関へバックアップ用の蓄電池を導入し信頼度の高い電力供給を提供すること。また、通常時は電圧調整、周波数制御など系統安定化対策として使用する。
- ② ネパールの電力系統に接続されておらず小水力発電等で供給されているエリアの官公庁事務所へ太陽光発電システムと組み合わせた蓄電池システムを導入する事により安定的かつ信頼度の高い電力供給を提供すること

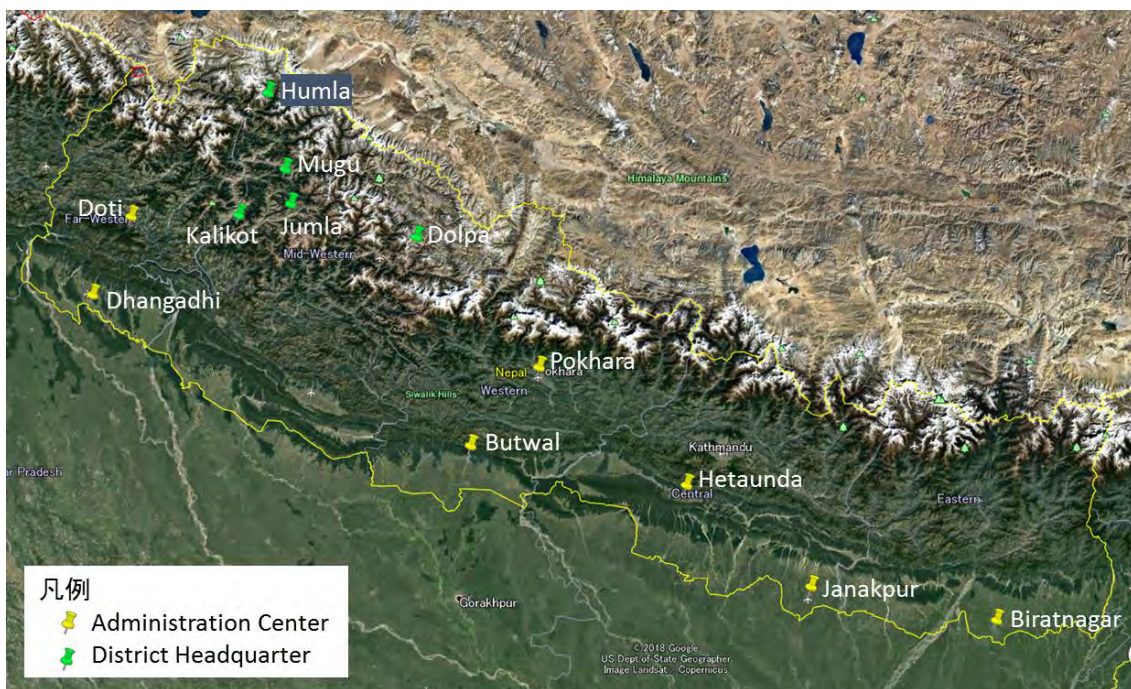
さらに、同コンセプトノートでは、下記に示すように導入候補施設として、目的①に対しては Kathmandu 市内の 3 つの施設ならび 7 つの州都事務所、目的②に対しては 5 つの地区の郡都事務所が挙げられている。

- ①-a 10MW ESS at Singhdurbar, Kathmandu (官公庁事務所エリア)
- ①-b 1MW ESS at President Residence at Maharajgunj (大統領公邸)
- ①-c 1MW ESS at Parlimentary Building at Baneswar (国会議事堂)
- ①-d 1MW each for Administration centers of 7 Provinces (Hetaunda, Biratnagar, Janakpur, Pokhra, Butwal, Doti, Dhangadhi) (7 つの州都の官公庁)
- ② ESS system with solra powr system each of capacity 1MW at Dolpa, Kalikot, Humla, Jumla and Mugu district (5 つの地区郡都)

⁵ BRIEF CONCEPT NOTE OF ENERGY STORAGE SYSTEM REQUIREMENT IN NEPAL NOV.2018

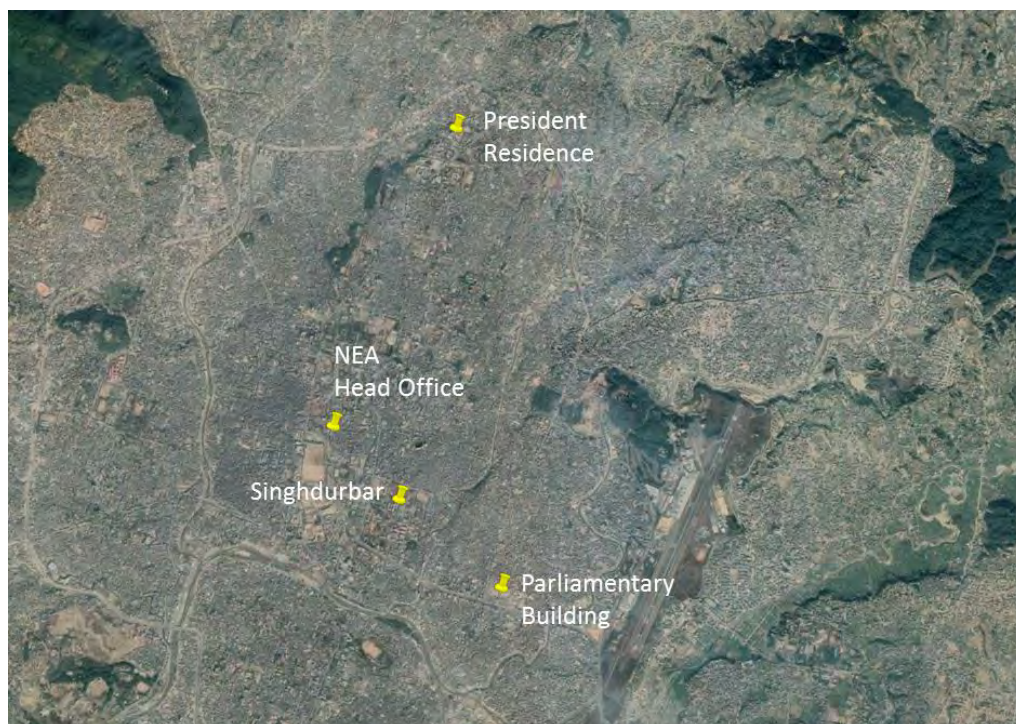
蓄電池導入候補サイトの位置図を図 4.3-1 (州都ならびに郡都)、図 4.3-2 (Kathmandu 市内) に示す。

上記の導入目的、候補サイトに対し、NEA と協議を行った結果、目的①に関しては、重要施設へのバックアップ電源の追加、系統安定化効果に加えて、負荷率の低いネパールの電力系統への蓄電池導入によって、オフピーク時に充電し、ピーク時に放電するピーク抑制 (以下、ピークシェービング) 効果が得られるため、これを目的に追加して検討することに決定した。また、オフグリッドへの導入の場合、蓄電池導入によって得られる系統安定化やピークシェービングの効果が限定的となるため、より大きな効果が期待できる目的①の導入候補に絞って JICA 協力案件としての検討を行うことに決定した。



出典：JICA 調査団

図 4.3-1 蓄電池導入候補サイト(州都ならびに郡都)



出典：JICA 調査団

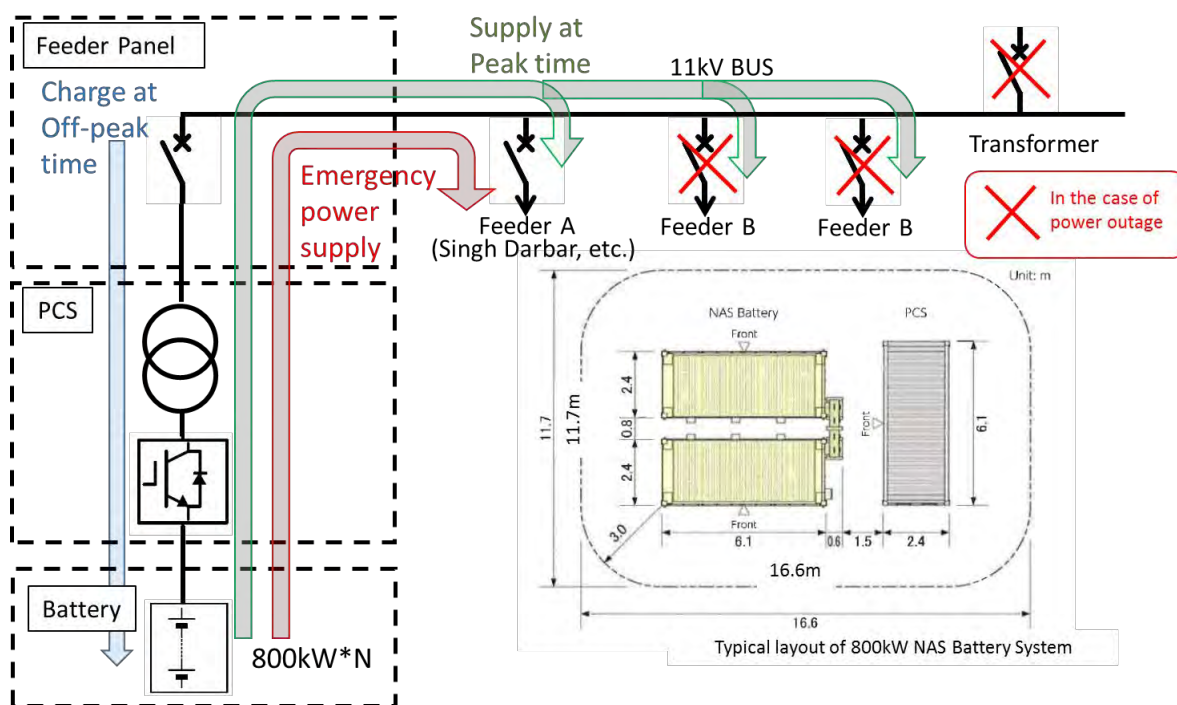
図 4.3-2 蓄電池導入候補サイト(Kathmandu 市内)

4.3.2 導入システムの検討

蓄電池システムの導入目的、候補サイトを踏まえて、蓄電池システムの基本構成の検討を実施した。蓄電池システムは、下記の理由により導入候補施設に電力供給を実施する変電所の構内に設置することとし、導入システムの検討を行った。

- ✓ 系統安定化やピークシェーピング効果が最大限に発揮できる
- ✓ 変電所運転員によるメンテナンスが容易

検討した蓄電池の基本システム構成を図 4.3-3 に示す。蓄電池システムは、配電線用フィーダー盤を活用し、変電所二次側母線に接続する。オフピーク時には青色矢印で示す通り、系統電力によって充電を行い、ピーク時には緑色矢印で示すように重要施設を含む当該変電所の配電線へ放電を行う。第 2.2.3 項に示したネパールの日負荷曲線ならびに代表的な電池の充放電特性から、ピークシェーピングに使用する充放電時間は各 4 時間程度とする。この 4 時間ずつの充放電はプログラム制御により時間帯を設定して行うことができる。また、電力系統で停電が発生した場合は、赤色の矢印で示すように重要施設に供給する配電線のみ放電を行うものとする。前述のピーク時の 4 時間の放電に非常時バックアップ用の放電時間として 2 時間を加えて、合計 6 時間程度の放電時間が確保できる電池を選定する。



出典：JICA 調査団

図 4.3-3 蓄電池システムの基本構成

4.3.3 導入候補サイトの現場調査結果

10箇所の導入候補サイトの中から、Kathmandu 市内の3箇所および7つの州の Administration Center の代表として第4州の州都である Pokhara について現場調査を実施した。なお、調査は、以下の内容で実施した。

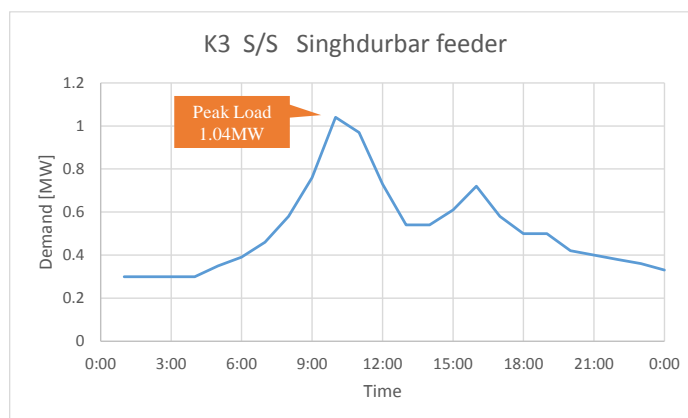
- ✓ 重要施設への供給状況
- ✓ 蓄電池必要容量等
- ✓ 蓄電池設置スペースの有無
- ✓ 配電線フィーダー盤の有無

以下、各サイトの調査結果について述べる。

(1) K3 変電所(Singhdurbar)

K3 変電所は 2005 年に日本の無償資金協力援助で建設された比較的新しい変電所である。受電電圧は 66kV であり 2 台の変圧器 (22.5MVA×2 台) が設置されている。同変電所は、Singhdurbar の官公庁エリアの北西端に位置しており、官公庁に加えて周辺地域に電力を供給している。対象の官公庁施設へは、同変電所の 2 回線の配電線で供給されているが、変電所

職員によると、その内1回線は現在は使用されていない古い建物への配電線であり、実質的には他の1回線のみで供給されている。対象配電線の負荷曲線を図4.3-4に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.3-4 Singhdurbar 供給配電線の日負荷曲線

この負荷曲線から対象配電線のピーク負荷は約 1MW であるが、変電所職員への聞き取りから年間ピーク負荷は約 2 倍であることが確認されたため、蓄電池システムとしての必要出力は 2.0MW とする。

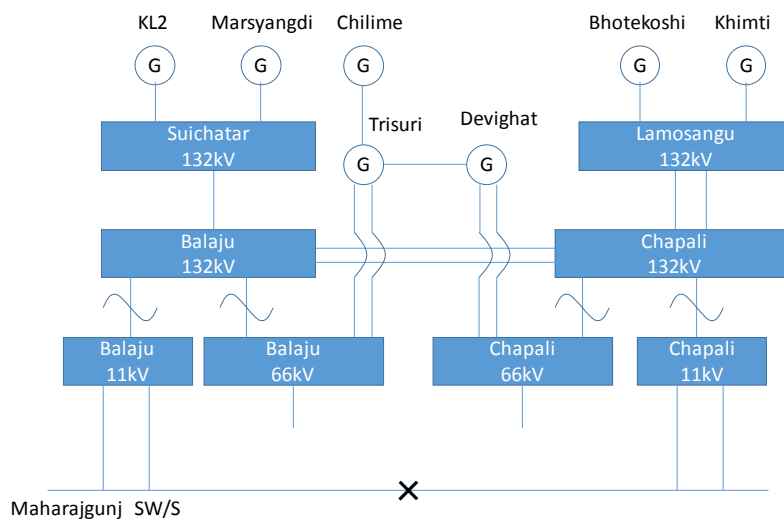
変電所隣接地の Singhdurbar 敷地内には大きな空き地があり (図 4.3-5)、蓄電池設置スペースとしては十分であるが、NEA による設置スペースの確保が必要である。また、配電線フィード盤もスペア盤が 2 つあり、蓄電池接続用として使用できることを確認した。



図 4.3-5 蓄電池設置候補地(K3 変電所)

(2) Maharajgunj 開閉所 (President Residence)

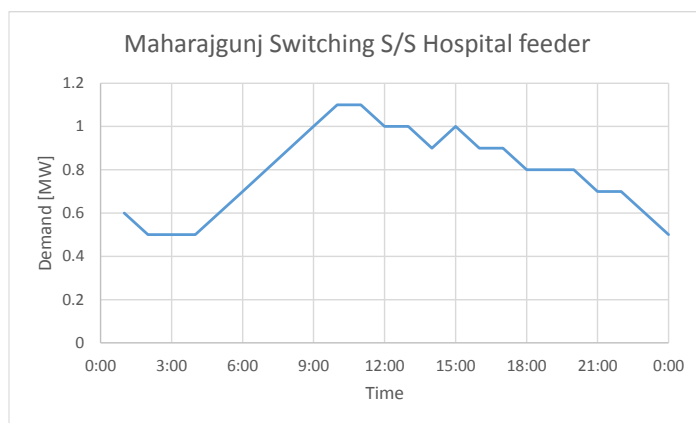
Maharajgunj 開閉所も、日本の無償資金協力援助で 1994 年に建設された開閉所である。同開閉所は、Balaju 変電所から 11kV 架空配電線 2 回線、Chapali 変電所からの 11kV 地中配電線 2 回線の合計 4 回線で給電されている。さらに、上位の 132kV 電源も二重化されており、他の開閉所と比較しても高い信頼度で構築されていると言える。Maharajgunj 開閉所の給電系統を図 4.3-6 に示す。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.3-6 Maharajgunj 開閉所の給電系統

対象となる President Residence は、同開閉所から 11kV 配電線 1 回線で供給されているが、この配電線からは近隣の病院へも供給されており、蓄電池導入によるバックアップ効果が高いことが確認された。対象配電線の日負荷曲線を図 4.3-7 に示す。日負荷曲線から対象配電線のピーク負荷は約 1.1MW であり、蓄電池システムの出力としては、1.2MW が必要である。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.3-7 President Residence 供給配電線の日負荷曲線

Maharajgunj 開閉所内には一定のスペースがあるが、蓄電池を設置するためには構内に保管されている資材の整理が必要である。また、Maharajgunj Distribution Center 職員に聞き取りしたところ開閉所建物横の建物は現在使用していないため、建物を撤去した後、蓄電池設置スペースとして活用が可能であることを確認した。



図 4.3-8 蓄電池設置候補地(Maharajgunj 開閉所)

配電線用フィーダー盤は現時点で空きパネルが無い状態であり、また開閉所建物内の狭隘からフィーダー盤の追加も困難な状態である。蓄電池システムを接続するためには、建物工事を含む大幅な改造工事またはその他配電線の系統変更等によって空きパネルを準備することが必要である。

(3) Baneswar 変電所(Parliamentary Building)

Baneswar 変電所は、対象施設である Parliamentary Building に電力を供給している。受電電圧は 66kV であり、2 台の変圧器 (18MVA×2 台) が設置される屋外式の変電所である。同変電所から、対象の Parliamentary Building へは 11kV 配電線 1 回線で供給されており、同配電線からは近隣に位置する病院にも電力が供給されている。Maharajgunj 同様、蓄電池導入によるバックアップ電源の効果が高い事が期待できる。調査時は議会休会中であつたため当該配電線の負荷は 200kW 程度であつたが、変電所職員への聞き取りによると年間のピーク負荷は約 800kW である事が確認された。

Baneswar 変電所構内にはほとんど空きスペースが無く、若干の空き地はあるもののそれほど広くないため、現状の変電所用地では蓄電池システムの設置は困難である。変電所職員への聞き取りによると隣接する空き地を NEA が購入済みであるが使用計画も定まっていないため蓄電池の設置に使用できる可能性がある。Baneswar 変電所に蓄電池システムを導入する場合、NEA による設置スペースの確保が必要である。



図 4.3-9 Baneswar 変電所構内の空き地



図 4.3-10 NEA 購入済みの隣接地

配電線用フィーダー盤には現状は空きパネルが無いが、コントロール室内にはパネル増設スペースが確保できるため、蓄電池システムを導入する際には、フィーダー盤の増設により対応する事が可能である。

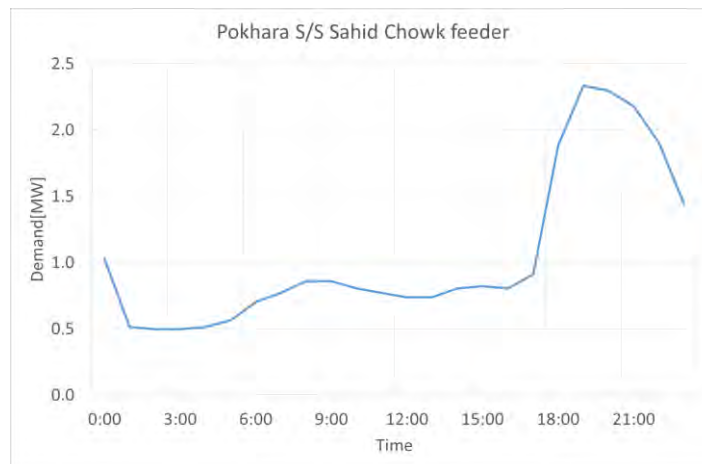


図 4.3-11 フィーダー盤増設スペース

(4) Pokhara 変電所

Pokhara 変電所は、Pokhara 市東部に位置する受電電圧 132kV、2 台の変圧器が設置されている。対象である Administration Center は、市内中心部に位置し 11kV 配電線 1 回線で供給されている。同配電線は Pokhara 地区の観光集積地であるフェワ湖湖畔エリアにも電力を供給しており、観光が主要産業である Pokhara では、優先度の高い配電線であるといえる。

同配電線の日負荷曲線を図 4.3-12 に示す。同配電線のピーク負荷は約 2.4MW であり、これまで検討した 3 配電線に比較して夕方に大きくピークが立つ負荷曲線となっている。これは前述の通り、同配電線で供給している観光エリアの影響が大きいと考えられ、Administration Center の負荷は大きくとも昼間時間帯の 800kW 程度である想定される。バックアップ電源として使用する際、観光エリアを切り離して Administration Center のみに蓄電池から供給することも可能ではあるが、配電線系統操作が必要となり、複雑なシステム運用となるため、蓄電池システムとしては、2.4MW の容量を推奨する。



出典：NEA 提供資料を基に JICA 調査団作成

図 4.3-12 Administration Center 供給配電線の日負荷曲線

Pokhara 変電所構内は比較的スペースが多く蓄電池システムの設置スペースは確保できそうであるが、構内の空きスペースは 11kV 配電線の引出しルートとなっており、地中ケーブルが埋設されている可能性があるため、蓄電池設置位置を決定する際には、ケーブルルートの詳細確認が必要である。また、配電線フィーダー盤の空きパネル複数あり、蓄電池システム接続用として使用可能である。

上述の通り、蓄電池システムの設置に関して大きな問題は無いが、第 4.2.1 項で前述したとおり、対象の Sahid Chowk 配電線は、Birauta 変電所運開後には、Pokhara 変電所から負荷移行される可能性があるため、Pokhara 変電所への蓄電池システムの設置の時期に関しては慎重な判断が必要である。



図 4.3-13 Pokhara 変電所構内の蓄電池設置候補地

以上、4つの候補地における大容量蓄電池システム導入の検討結果を表 4.3-1 に示す。

表 4.3-1 大容量蓄電池システム導入検討結果

変電所/ 開閉所	K3	Baneswar	Maharjgunj	Pokhara
供給先	Singhdurbar	Parliament building	President Residence	Administration Center
設置スペース	可	空きスペース無し	可	可
フィーダー盤	スペア有	増設要 (スペース有)	増設スペース無	スペア有
必要出力	2.0MW	0.8MW	1.2MW	2.4MW
備考	Singhdurbar 内の 空き地使用可否に ついて確認が必要	蓄電池設置のため の土地の確保が必 要	構内の資材整理が 必要	地中ケーブルルー トの確認が必要 Birauta 変電所へ 移行予定

出典：JICA 調査団

添付資料

添付資料－1	調査実績行程
添付資料－2	関係者(面会者)リスト
添付資料－3	収集資料リスト
添付資料－4	系統解析 PSS/E 資料
添付資料－5	第2次現地調査時説明資料

添付資料一1

調査実績行程

添付資料－1：調査実績行程

第1次現地調査

Date	Day	Kenichiro YAGI Team Leader / Power development planning	Shinichi MUROYA Transmission and Substation facility planning	Shinichi KAWABE Distribution facility planning	Kazuki KONISHI Power system analysis	Yukihiro MIKUMO Economic and financial analysis / Organizational structure	Kouzou MATSUOKA Electrical Engineer 1	Kazutoshi NISHIMURA Electrical Engineer 2	Accommodation		
2019/4/6	Sat	Lv. Haneda by TG661 00:20(47) Ar. BKK (ETD 05:25 on April 7)	Lv. KIX by TG623 11:45 Ar. BKK (ETD 15:35)	Lv. Haneda by TG661 00:20(47) Ar. BKK (ETD 05:25 on April 7)	Lv. KIX by TG623 11:45 Ar. BKK (ETD 15:35)	Lv. Haneda by TG661 00:20(47) Ar. BKK (ETD 05:25 on April 7)	Lv. KIX by TG623 11:45 Ar. BKK (ETD 15:35)		Bangkok hotel Lotus Sukhumvit		
2019/4/7	Sun	Lv. BKK by TG319 10:15 Ar. KTM (ETD 12:25)							Hotel Himalaya		
2019/4/8	Mon	11:00 AM Meeting with NEA (Planning, Monitoring & Information Technology Directorate (PM/ITD)) 13:00 PM Site Visit to Baneshwar, MINBHAWAN (Substation)							same above		
2019/4/9	Tue	09:00 Discussion with NEA (Transmission Line Directorate) 12:00 Discussion with NEA (System Control & Network, Transmission Directorate) 14:00 Meeting with NEA (Finance Directorate) 15:00 Meeting with NEA (Project Management Directorate)							same above		
2019/4/10	Wed	10:30 Site visit (Load Dispatch Center) 11:30 Site visit (Substation at Singhdurbar area) 15:00 KICK off Meeting with NEA 20:00 Discussion with JICA Nepal					10:30 Discussion with Finance Directorate 15:00 KICK off Meeting with NEA	Same as Mr. YAGI	same above		
2019/4/11	Thu	10:45 TV Meeting with JICA Tokyo (14:00 JST)							same above		
2019/4/12	Fri	10:30 Site visit (Switching station at Presidential Palace area) 12:30 Meeting with NEA (Distribution Directorate)							same above		
2019/4/13	Sat	Internal Work							Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG622 (23:59)	Lv. KIX by CX503 10:00 Ar. HKG (ETD 13:00) Lv. HKG by KA104 17:10 Ar. KTM (ETD 20:00)	same above
2019/4/14	Sun	Move to Nepalgunj by U4 451 PM Site Survey							Ar. KIX (ETD 07:30)	Same as Mr. YAGI (Nepalgunj)	
2019/4/15	Mon	Site survey at Nepalgunj							Same as Mr. YAGI	(Nepalgunj)	
2019/4/16	Tue	Site survey at Nepalgunj								(Butwal)	
2019/4/17	Wed	Move to Kathmandu by Car								Hotel Himalaya	
2019/4/18	Thu	11:00 Discussion with NEA (System Planning Department) 12:00 Discussion with NEA (Distribution Directorate)					12:00 Discussion with NEA (Finance Directorate)		same above		
2019/4/19	Fri	11:00 Discussion with NEA (Load Dispatch Center) 12:00 Discussion with NEA (Transmission Line Directorate) 13:30 Discussion with NEA (PDM)					Site visit to NEA Training Center		same above		
2019/4/20	Sat	Move to Pokhara U4 603								(Pokhara)	
2019/4/21	Sun	Site survey at Pokhara								(Pokhara)	
2019/4/22	Mon	Move to Kathmandu by U4 ***							Same as Mr. YAGI	Hotel Himalaya	
2019/4/23	Tue	10:00 Discussion with NEA (Transmission Line Directorate) 12:00 Discussion with NEA (Distribution Directorate) PM Meeting with RPCC								same above	
2019/4/24	Wed	AM Discussion with NEA (Transmission Line Directorate) 14:00 Meeting with JICA Expert (Mr. OZAKI)								same above	
2019/4/25	Thu	9:00 TV Meeting with JICA Tokyo (12:15 JST) AM Discussion with NEA (Load Dispatch Center) PM Discussion with NEA (Grid Operation Department)								same above	
2019/4/26	Fri	Wrap-up meeting with NEA							Lv. KTM by KA103 21:15 Ar. HKG (ETD 04:10 4/20)	same above	
2019/4/27	Sat	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG622 (23:59)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG622 (23:59)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG622 (23:59)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. HKG by CX594 07:55 Ar. KIX (ETD 12:55)		
2019/4/28	Sun	Ar. Haneda (ETD 06:55)	Ar. KIX (ETD 07:30)	Ar. Haneda (ETD 06:55)	Ar. KIX (ETD 07:30)	Ar. Haneda (ETD 06:55)					

第2次現地調査

Date	Day	Kenichiro YAGI Team Leader / Power development planning	Shinichi MUROYA Transmission and Substation facility planning	Shinichi KAWABE Distribution facility planning	Kazuki KONISHI Power system analysis	Yukihiro MIKUMO Economic and financial analysis / Organizational structure	Accommodation		
2019/6/1	Sat	Lv. Haneda by TG661 00:20(47) Ar. BKK (ETD 05:25 on April 7)	Lv. KIX by TG623 11:45 Ar. BKK (ETD 15:35)	Lv. Haneda by TG661 00:20(47) Ar. BKK (ETD 05:25 on April 7)	Lv. KIX by TG623 11:45 Ar. BKK (ETD 15:35)	Lv. Haneda by TG661 00:20(47) Ar. BKK (ETD 05:25 on April 7)			
2019/6/2	Sun	Lv. BKK by TG319 10:15 Ar. KTM (ETD 12:25)							Hotel Himalaya
2019/6/3	Mon	Meeting with NEA							same above
2019/6/4	Tue	AM: Move to Pokhara PM: Site Survey							Hotel Mount Kailash Resort (Pokhara)
2019/6/5	Wed	Move to Kathmandu from Pokhara							Hotel Himalaya
2019/6/6	Thu	Meeting with NEA							same above
2019/6/7	Fri	Meeting with NEA							same above
2019/6/8	Sat	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG622 (23:59)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG622 (23:59)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)	Lv. KTM by TG320 (13:30) Ar. BKK (ETD 18:15) Lv. BKK TG682 (23:15)		
2019/6/9	Sun	Ar. Haneda (ETD 06:55)	Ar. KIX (ETD 07:30)	Ar. Haneda (ETD 06:55)	Ar. KIX (ETD 07:30)	Ar. Haneda (ETD 06:55)			

添付資料一2

関係者(面会者)リスト

添付資料－２：関係者（面会者）リスト

Name	Organization	Department	Position
Mr. Kul Man Ghising Tamang	NEA		Managing Director
Mr. Jagadishwar Man Singh	NEA	Planning, Monitoing & IT Directorate	Dputy Managing Director
Mr. Braj Bhushan Chaudhary	NEA	Transmission Directorate	Dputy Managing Director
Mr. Hara Raj Neupane	NEA	Distribution Directorate	Dputy Managing Director
Mr. Manoj Silwal	NEA	Project Management Directora	Officiating Dputy Managing Director
Mr. Lekha Nath Koirala	NEA	Finance Directorate	Dputy Managing Director
Mr. Rabindra Raj Shrestha	NEA	System Planning Department	Director
Mr. Dirghayu K. Shrestha	NEA	Grid Operation Department	Director
Mr.Gagan Manandhar	NEA	System Control & Network	Director
Mr.Suresh Bdr. Bhattarai	NEA	Grid Operation Department Load Dispatch Center	Chief
Ms.Deepa Shrestha	NEA	Transmission Directorate	Deputy Manager
Mr.Jaddish Chandra Joshi	NEA	Distribution Directorate	Deputy Manager
Mr.Raju Shrestha	NEA	Distribution Directorate	Deputy Manager
Mr. Anjani Kumar MISHRA	NEA	Training Center	Deputy Manager
Mr. Rajan Raj Bista	NEA	Finace Directorate	Director
Mr. Nawa Raj Basnet	NEA	Finace Directorate	Charterd Accountant NEA
Mr. Umesh Kumalr Bhandari	NEA	Nepal India Transmission and Trade Project	Director
Ms. Jamuna Khadka	NEA	Administration Directorate (Central Personal Administration Section)	Section Chief
(Load Dispach Center)			
Mr. Surendra Prasad Agrahari	NEA	Grid Operation Department Kathmandu Grid Division	Manager/Chief
(Nepalgunj)			
Er. Sujan Paudel	NEA	Kohalpur Substation	Engineer
Er. Oman BC	NEA	Kohalpur Substation	Engineer
Er. R. D. Yodav	NEA	Nepalgunji Distribution Center	Chief
Mr. Lal Bahadur Buda	NEA	Nepalgunji Regional Office	Senior Engineer
(Pokhara)			
Mr.Suresh Bahadur Chhetri	NEA	Pokhra Regional Office	Regional Chief
Mr.Kailash Pantha	NEA	Pokhra Regional Office	Electrical Engineer
Mr.Sadam Bala	NEA	Pokhra Regional Office	Electrical Engineer
Mr. Kapili Paudel	NEA	Pokhara Electric Grid Office (Pokhara Substation兼任)	Asst. Engineer

Name	Organization	Department	Position
(RPGCL)			
Dr. Netra P. GYAWALI	RPGCL	RPGCL HQ	Chief Executive Officer
Mr. Ashish Bhandari	RPGCL	RPGCL HQ	Contract Engineer
Mr. Sujan Koirala	RPGCL	Karnali Corridor 400kV T/L Project	Sr. Transmission System Engineer, Project Manager
(Donners)			
Mr. Rabin Shrestha	World Bank		Senior Energy Specialist
Mr. Bhishma Pandit	World Bank (IFC)	Energy & Water	Operations Officer
Ms. Kamana K.C. Shah	World Bank (IFC)	Energy & Resource Efficiency Advisory	Consultant
(Japanese)			
Ms. Yumiko ASAKUMA	JICA Nepal Office		Chief Representative
Mr. Kozo NAGAMI	JICA Nepal Office		Senior Representative
Mr. Naoki NISHIMURA	JICA Nepal Office		Representative
Mr. Yuki Yoshi OZAKI	NEA		JICA Export

添付資料－3

収集資料リスト

添付資料-3:収集資料リスト

No.	Name	Type
1	Distribution feeder configuration drawing of Pokhara	GIS
2	Total Demand 2075 Magh	Excel
3	DRY Peak Adjust 20-21	Excel
4	DRY Peak Adjust 25-26	Excel
5	DRY Peak Adjust 30-31	Excel
6	Wet Off Peak Adjust 20-21	Excel
7	Wet Off Peak Adjust 25-26	Excel
8	Wet Off Peak Adjust 30-31	Excel
9	Wet Peak Adjust 20-21	Excel
10	Wet Peak Adjust 25-26	Excel
11	Wet Peak Adjust 30-31	Excel
12	Electricity Sales by Area	Excel
13	Training Center - Summary Report	Word
14	Profit_Loss_Table (Updated)	Excel
15	Balance Sheet (Updated)	Excel
16	Cash Flow Table (Updated)	Excel
17	Energy Transaction Report 2069-70	Excel
18	Energy Transaction Report 2070-71	Excel
19	Energy Transaction Report 2073-74	Excel
20	Energy Transaction Report 2074-75	Excel
21	Power Transformer Loading Status up to 75-76	Excel
22	List of Projects under Feasibility	PDF
23	List of Projects by Transmission Directorate	Excel
24	Maximum Loading of Substations of Five Fiscal Year till 2075/76 (in MW) (Pokhara Substation)	Excel
25	Grid Code	Word
26	One line diagram of Pokhara	CAD
27	SLD (Pokhara Substation)	PDF
28	DETAILED TECHNICAL DESCRIPTION (NEA)	PDF
29	GIS data of Distribution network (Pokhara, Lekhanath)	GIS
30	TECHNICAL AND ECONOMIC REVIEW OF DISTRIBUTION VOLTAGE	PDF
31	Preparation of Distribution System / Rural Electrification Master Plan (Gesto)	PDF
32	Demand Forecast (NEA)	PDF
33	Generation (MWh) Summary Data	Excel
34	System Load Curve	Excel
35	RPGCL	PDF

添付資料－4

系統解析 PSS/E 資料

添付資料 4: 系統解析 PSS/E 資料

(1) Pokhara S/S

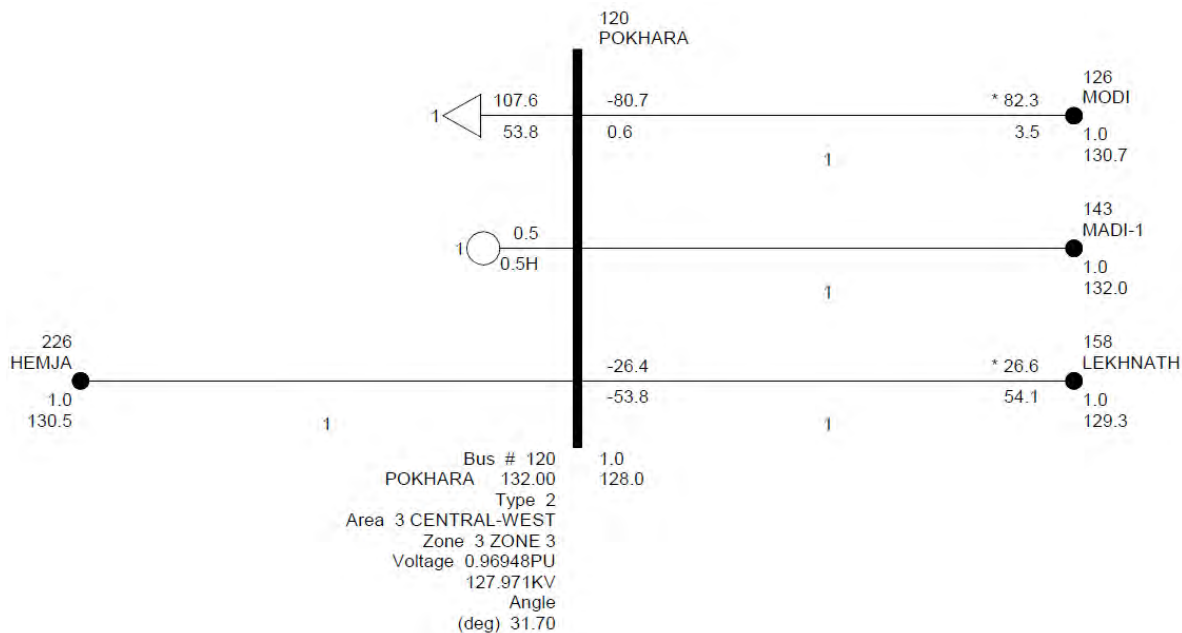


Figure 1 The result of power flow calculation (132kV Pokhara S/S)

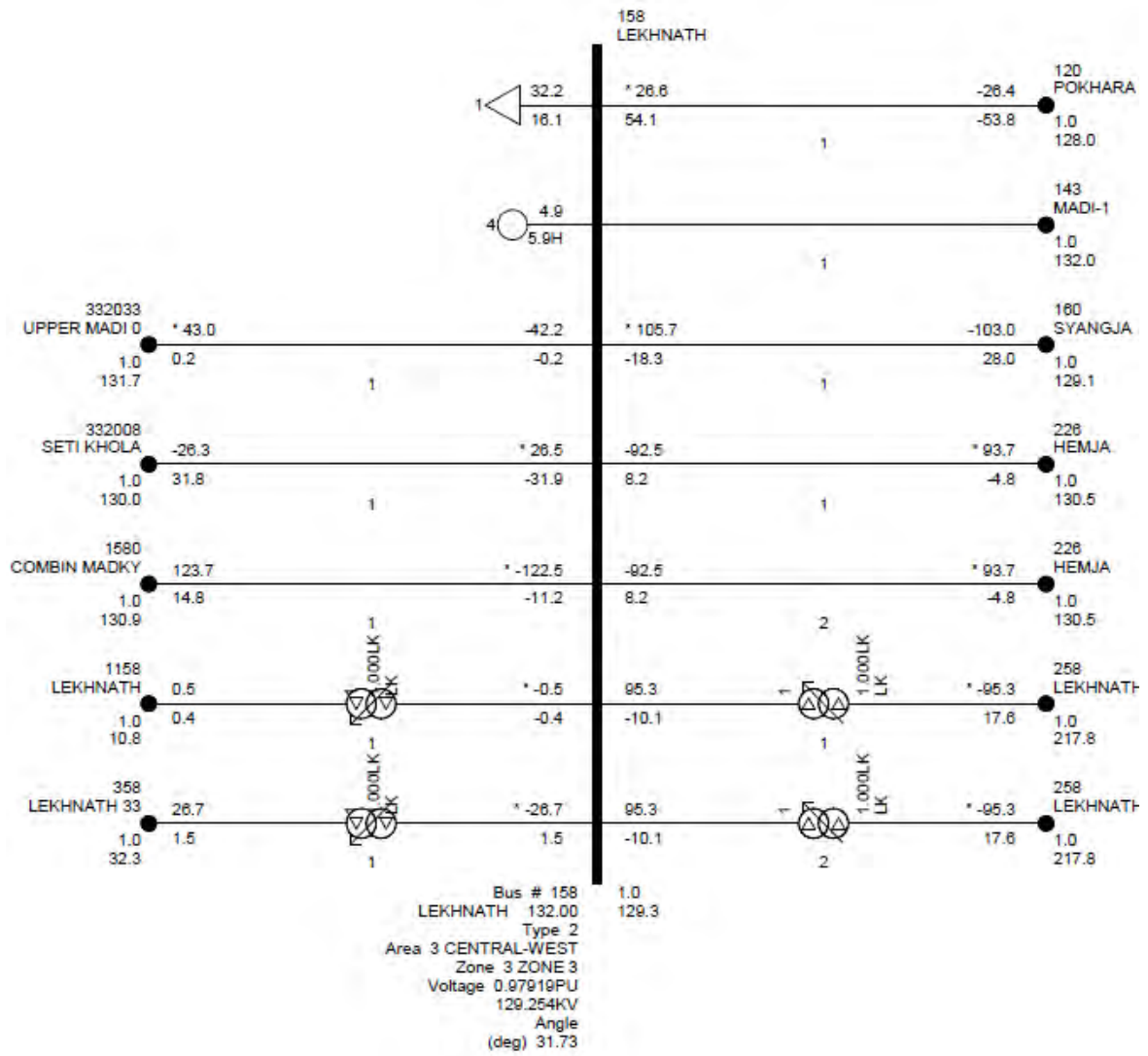


Figure 2 The result of power flow calculation (132kV Lekhnath S/S)

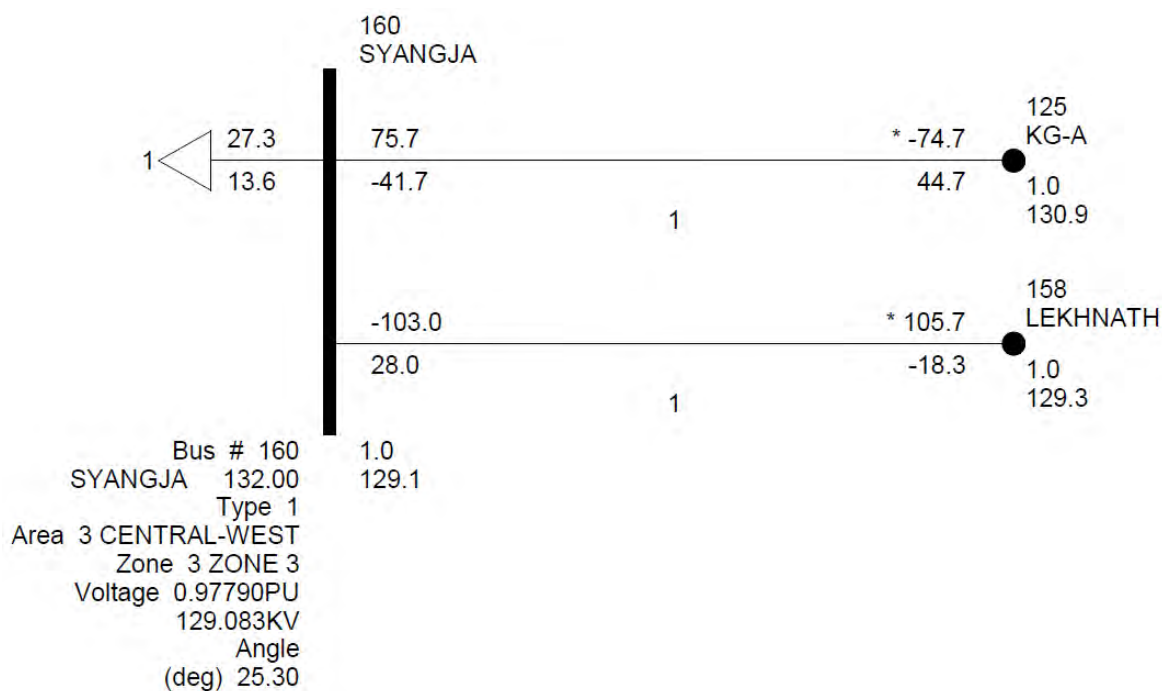


Figure 3 The result of power flow calculation (132kV Syangja S/S)

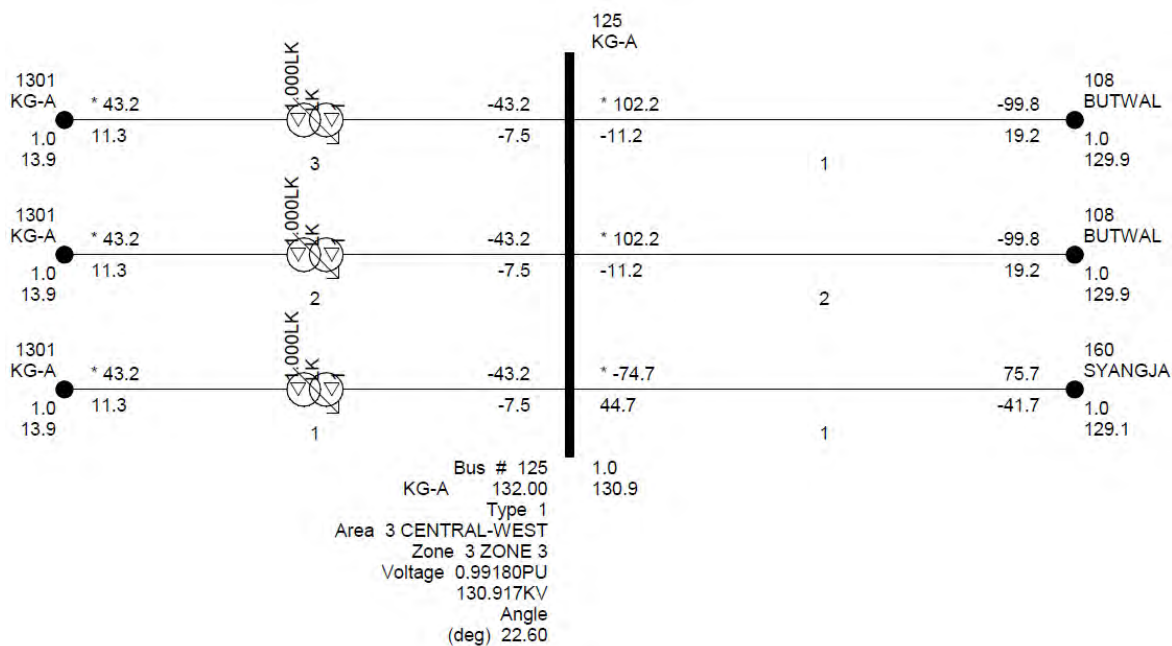


Figure 4 The result of power flow calculation (132kV KG-A S/S)

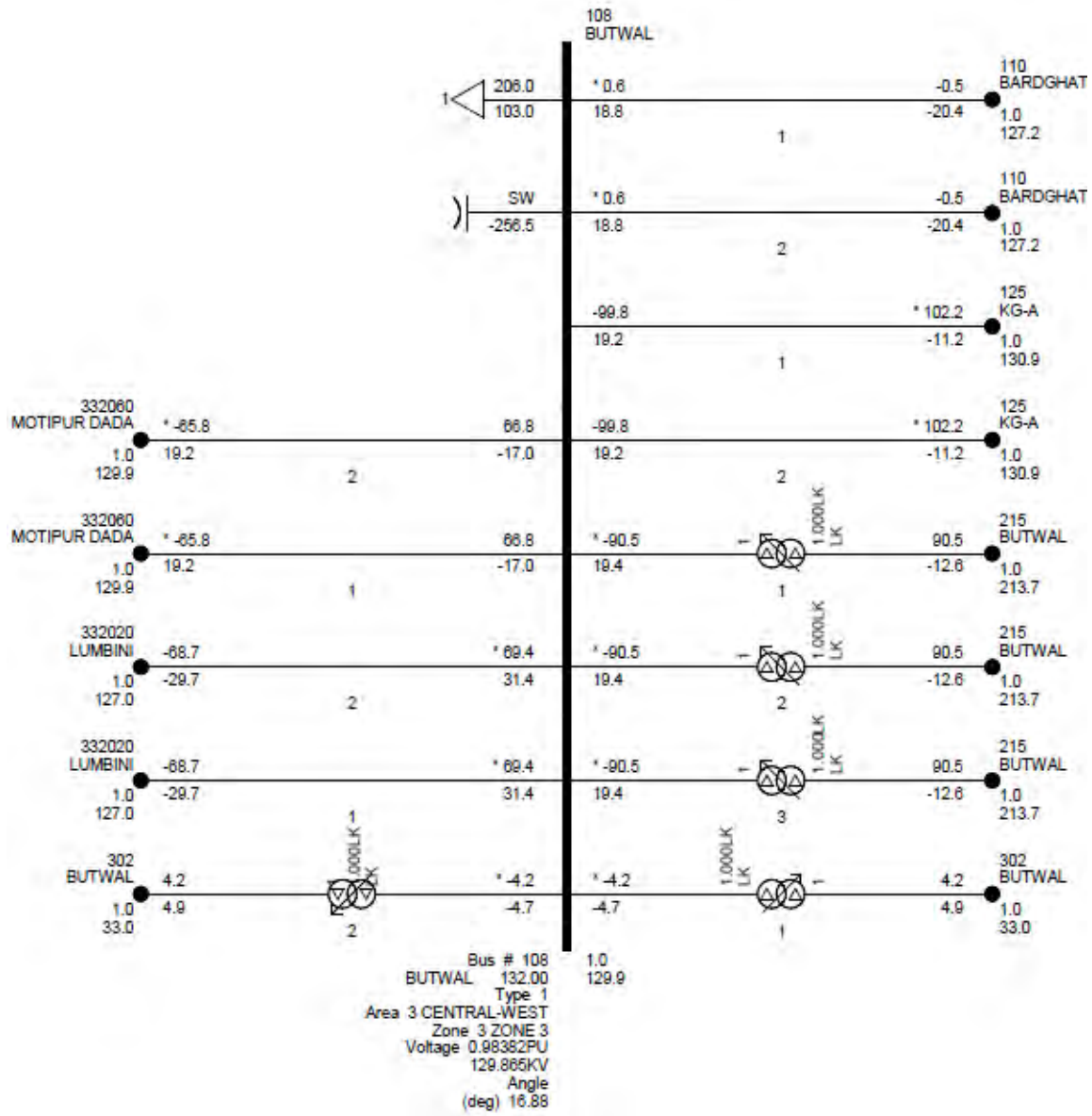


Figure 5 The result of power flow calculation (132kV Butwal S/S)

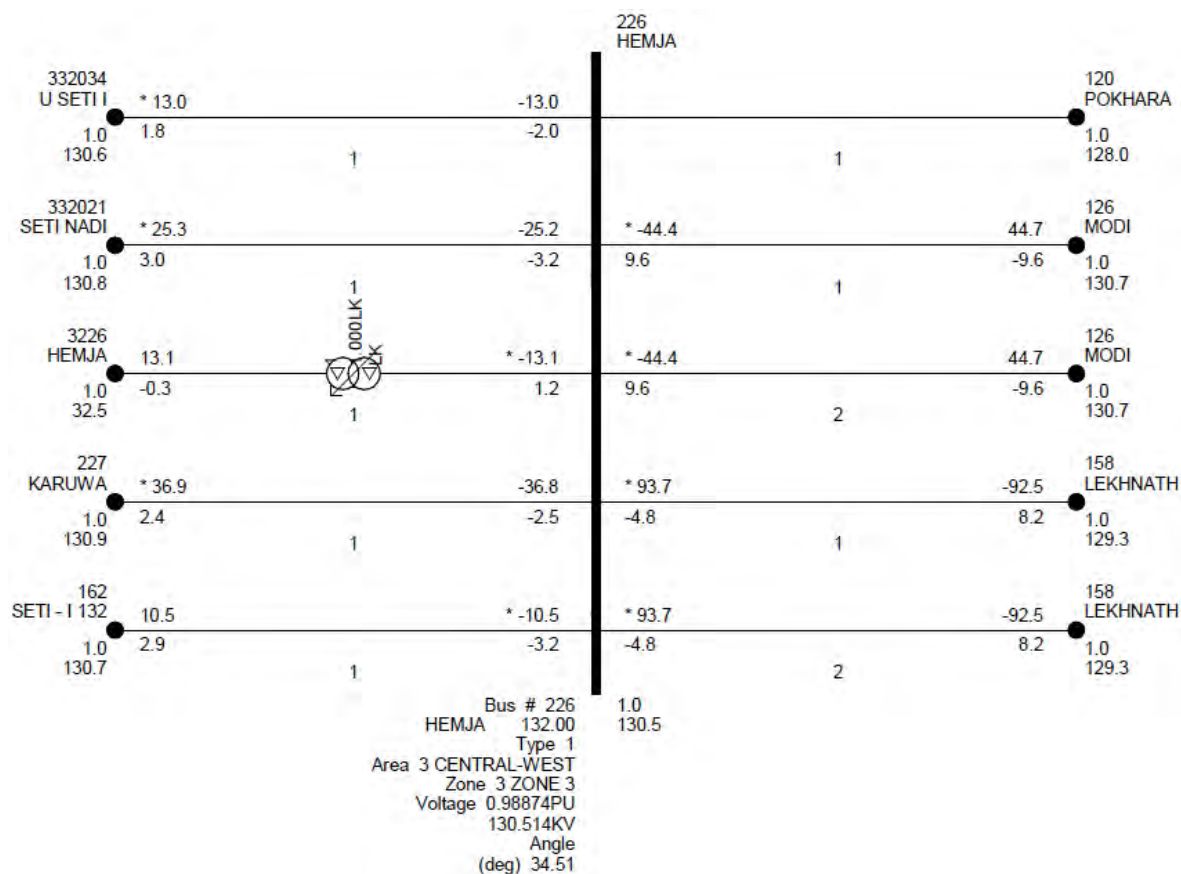


Figure 6 The result of power flow calculation (132kV Hemja S/S)

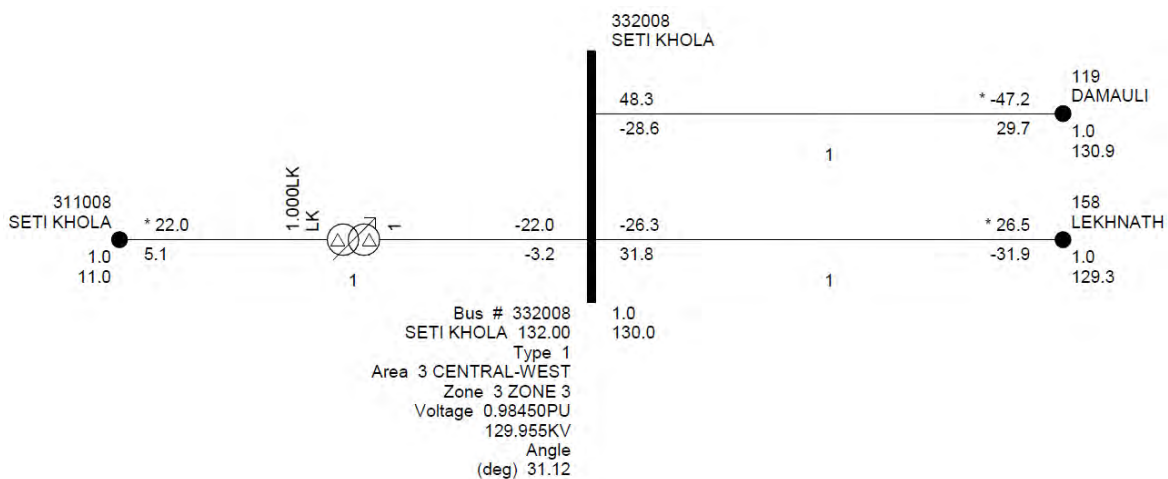


Figure 7 The result of power flow calculation (132kV Seti Khola S/S)

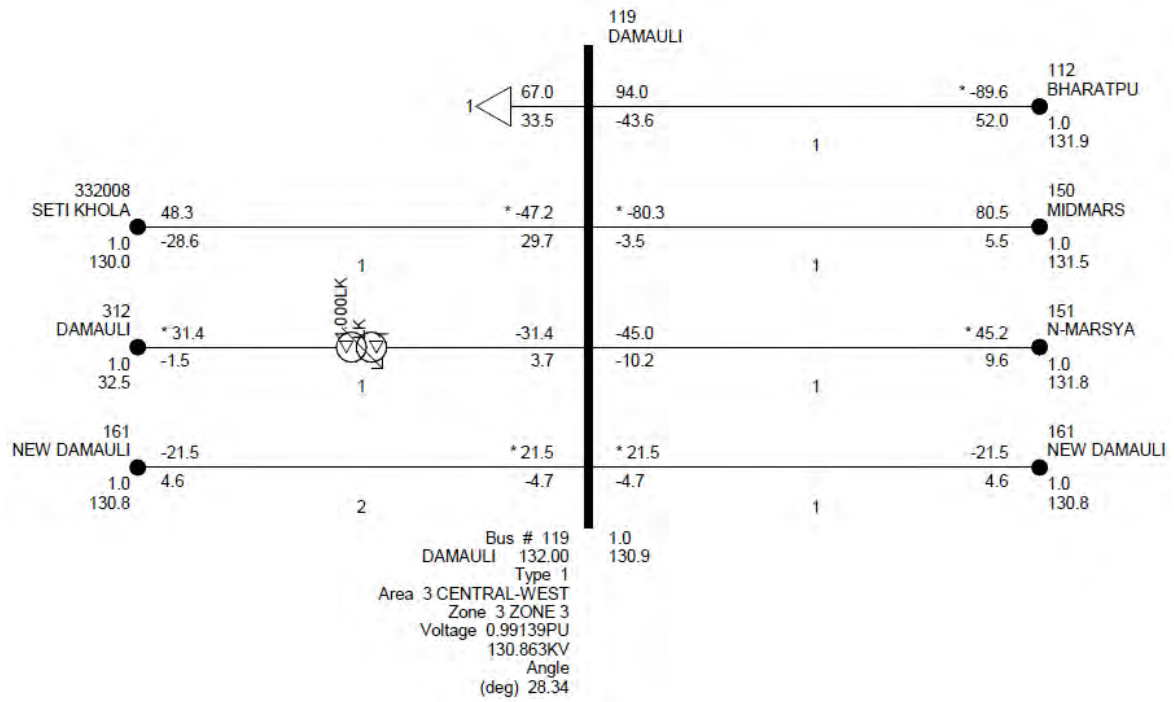


Figure 8 The result of power flow calculation (132kV Damauli S/S)

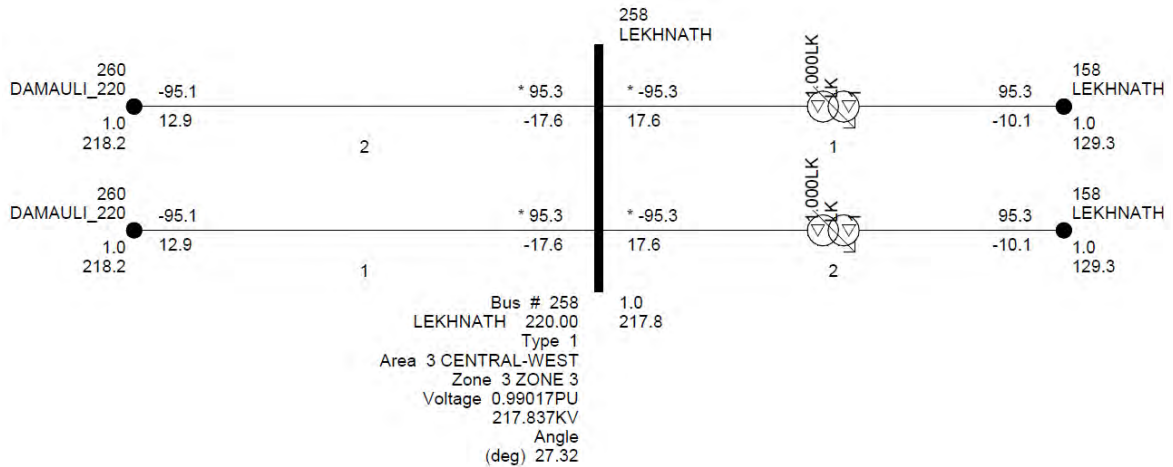


Figure 9 The result of power flow calculation (220kV Lekhnath S/S)

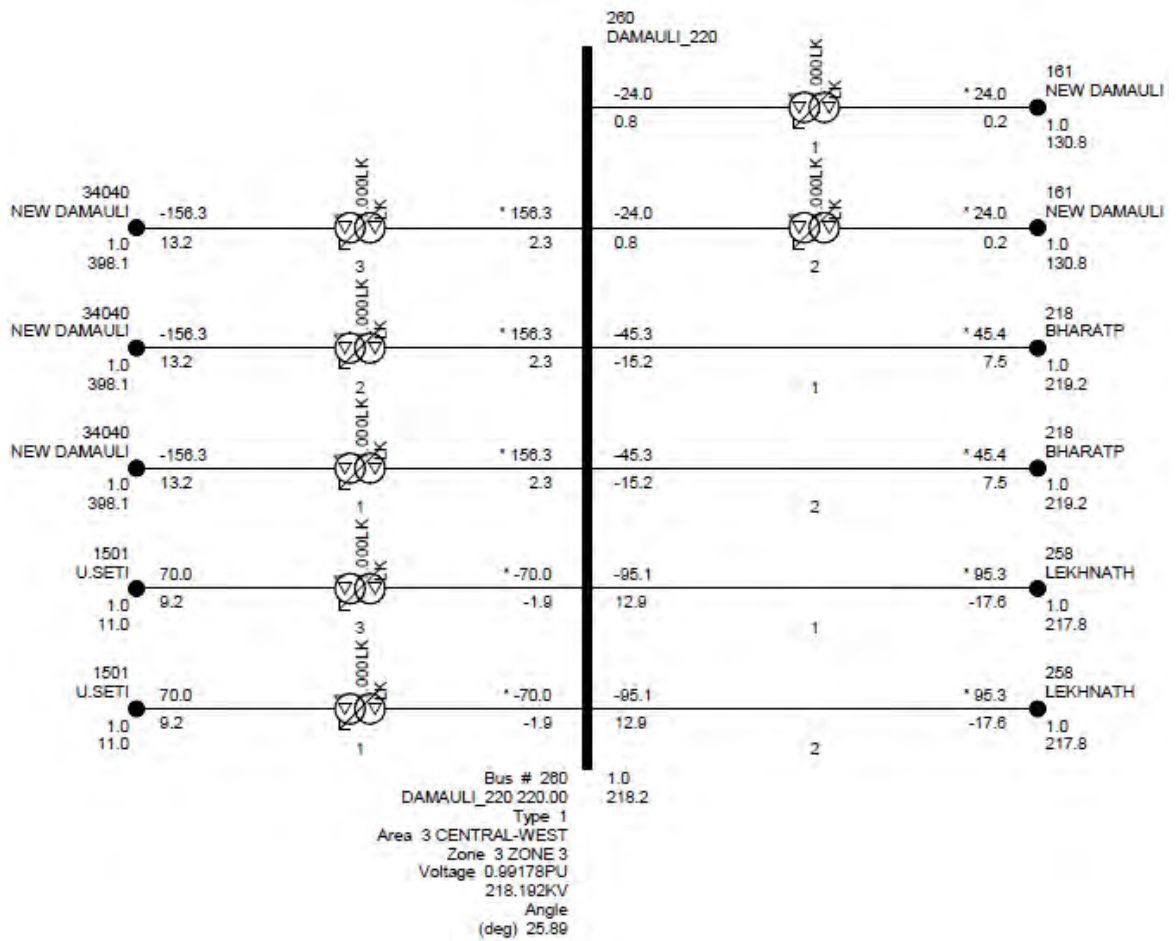


Figure 10 The result of power flow calculation (220kV Damauli S/S)

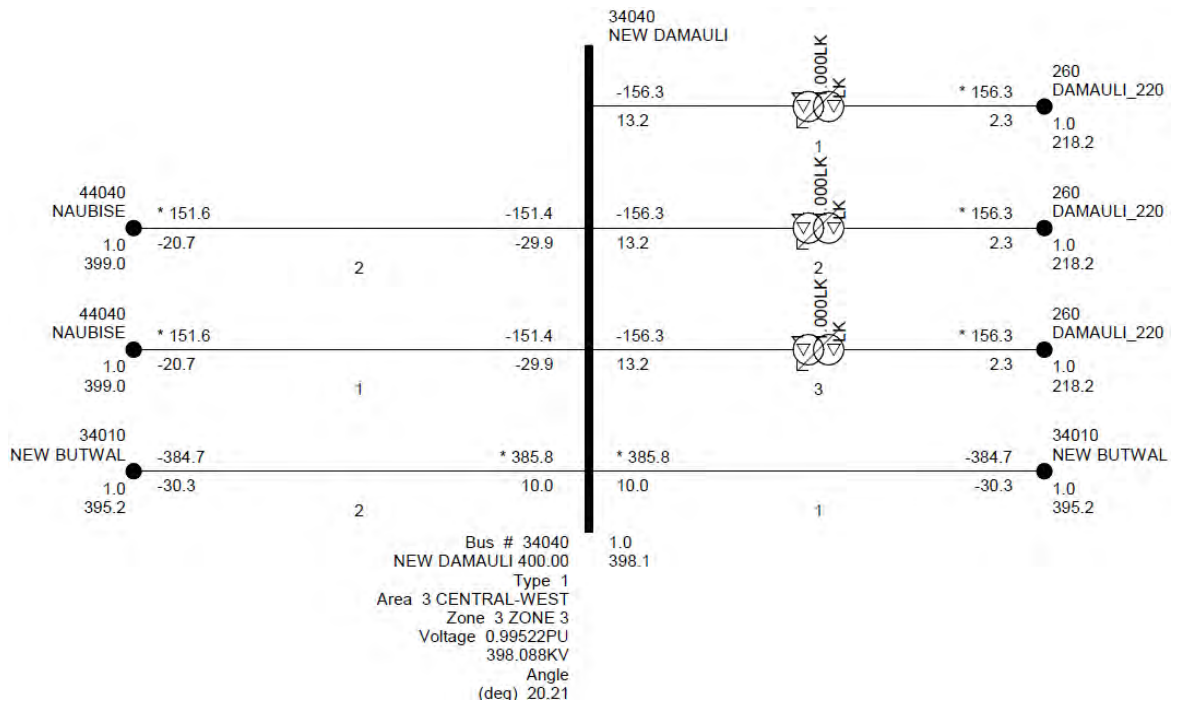


Figure 11 The result of power flow calculation (400kV New Damauli S/S)

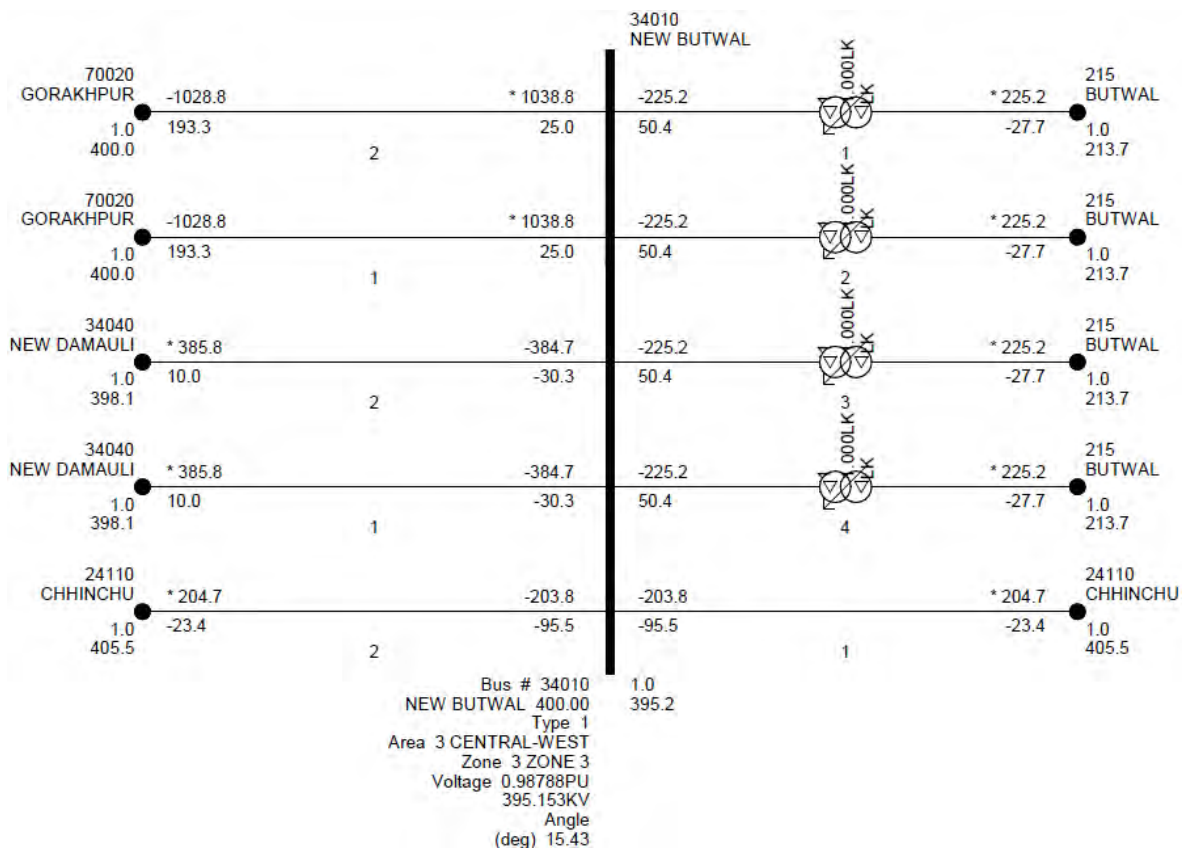


Figure 12 The result of power flow calculation (400kV New Butwal S/S)

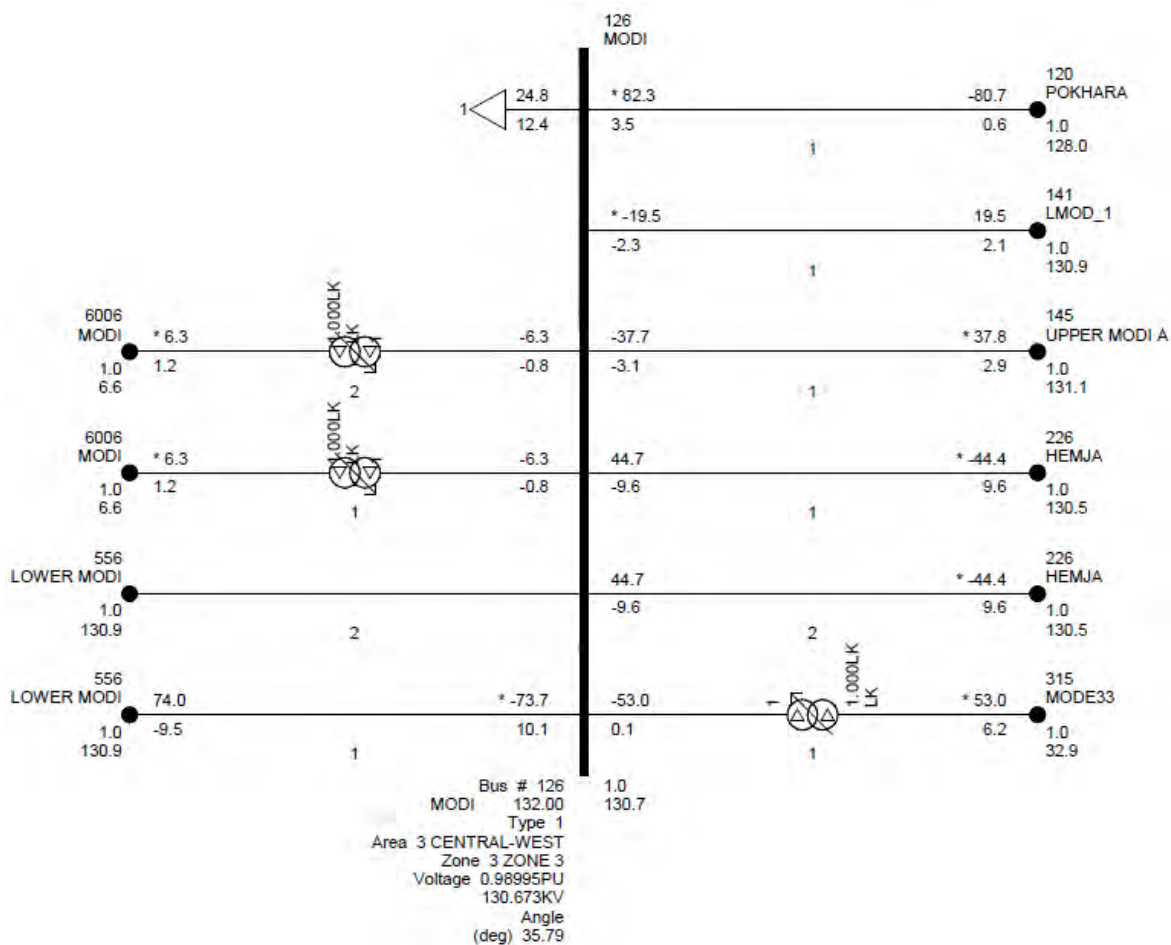


Figure 13 The result of power flow calculation (132kV Modi S/S)

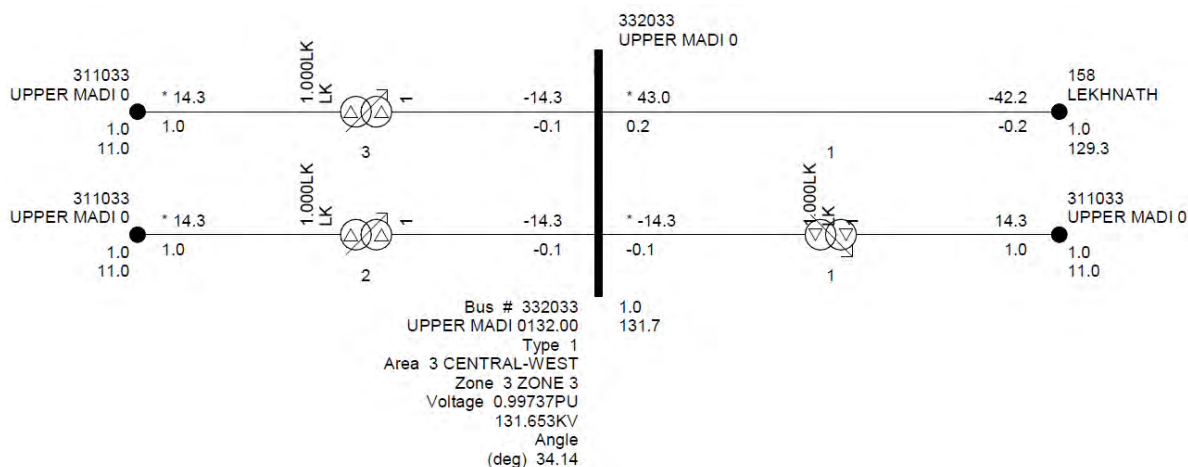


Figure 14 The result of power flow calculation (132kV Upper Madi S/S)

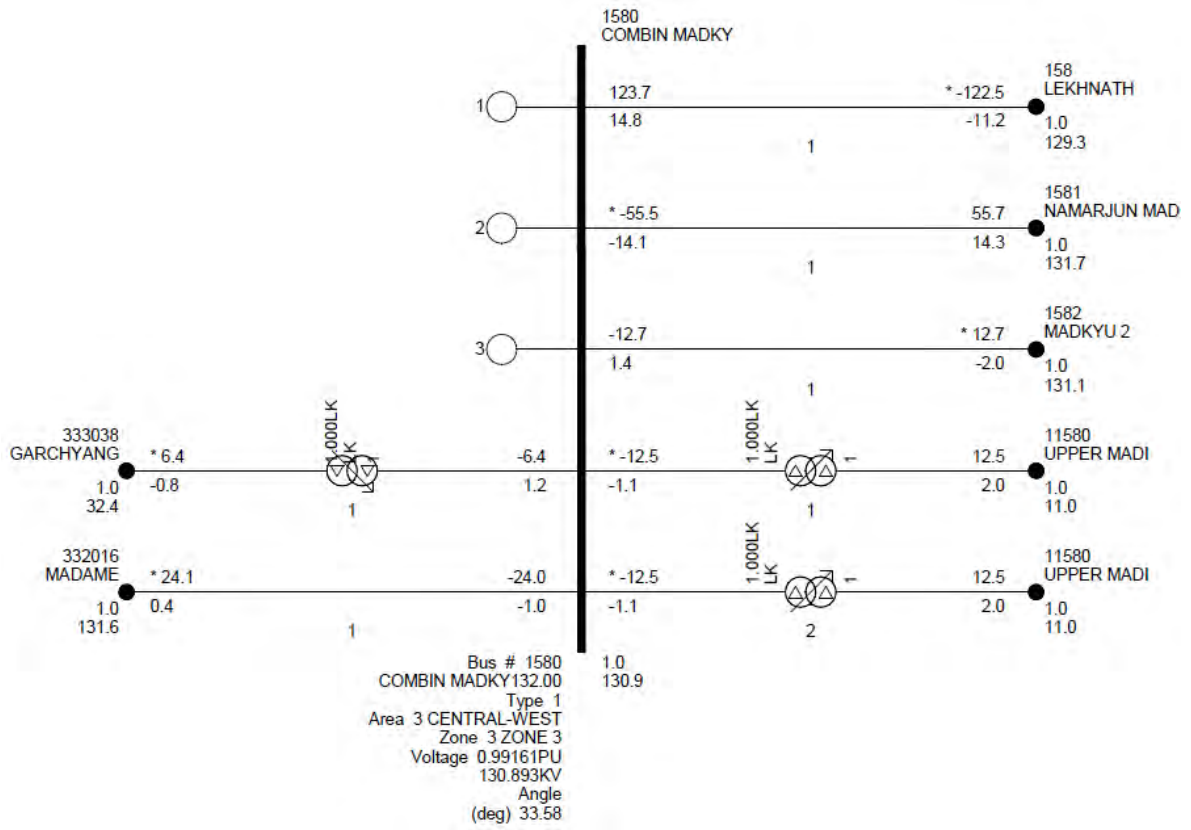


Figure 15 The result of power flow calculation (132kV Combin Madky S/S)

(2) Nepalgunj S/S

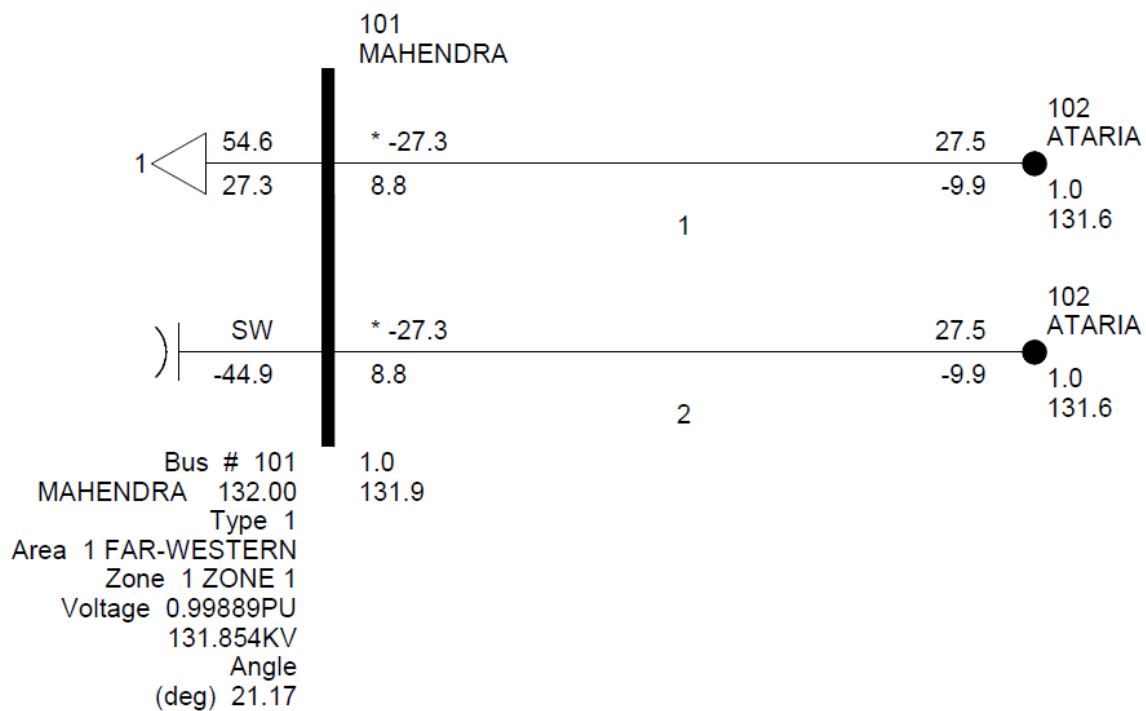


Figure 16 The result of power flow calculation (132kV Mahendra S/S)

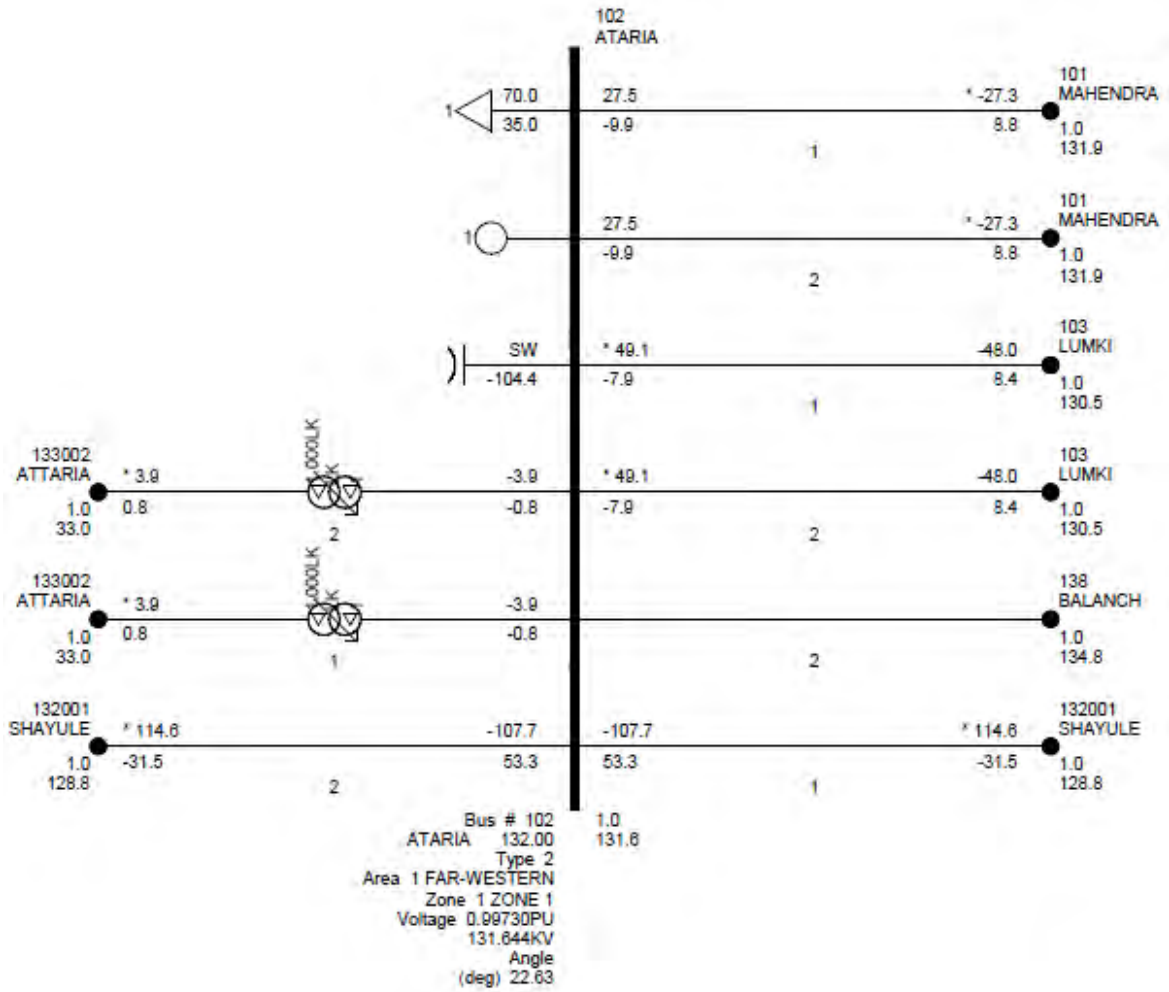


Figure 17 The result of power flow calculation (132kV Ataria S/S)

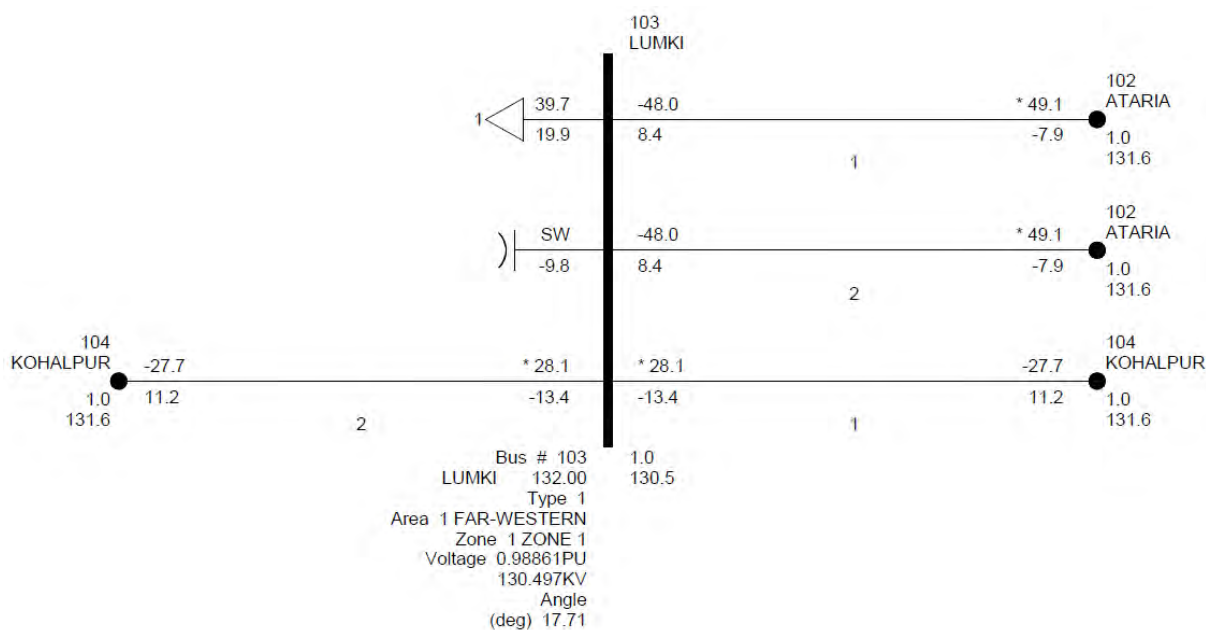


Figure 18 The result of power flow calculation (132kV Lumki S/S)

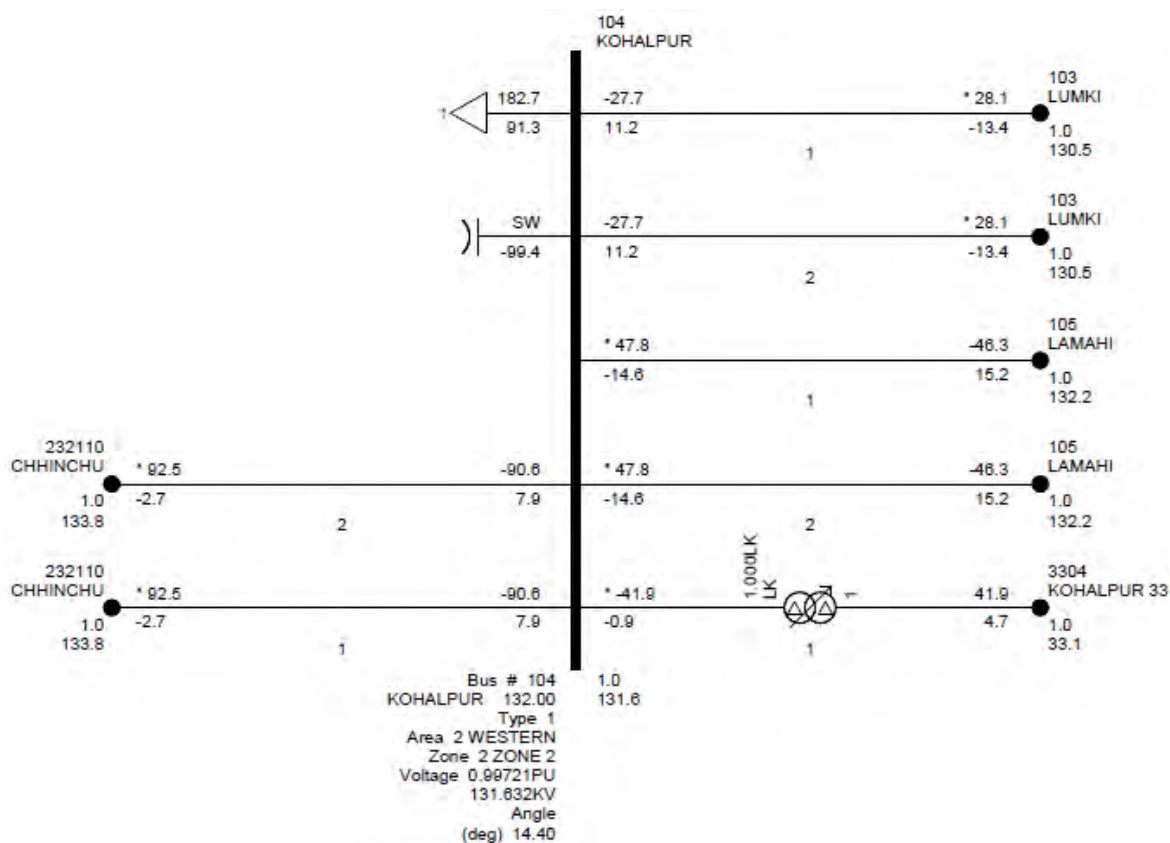


Figure 19 The result of power flow calculation (132kV Kohalpur S/S)

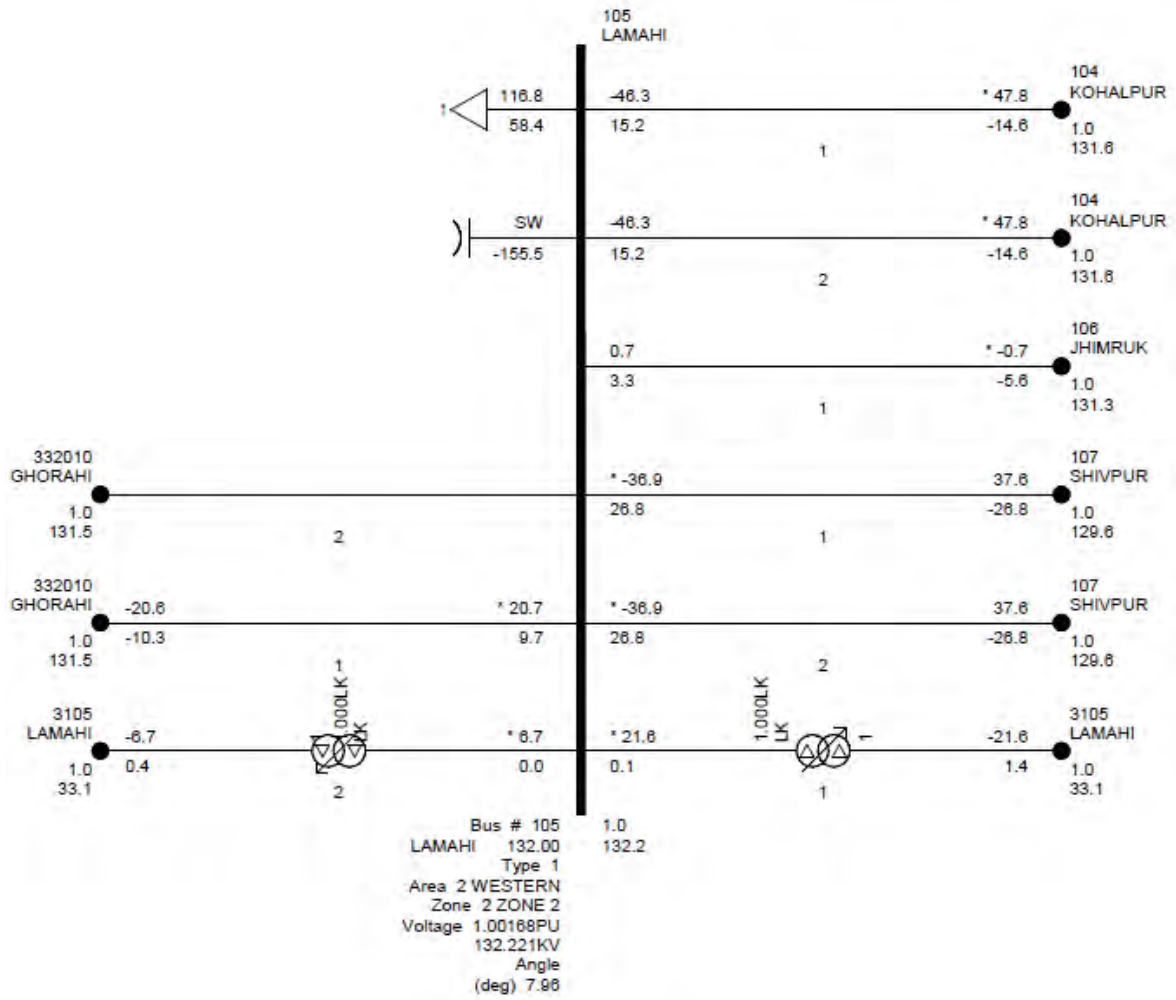


Figure 20 The result of power flow calculation (132kV Lamahi S/S)

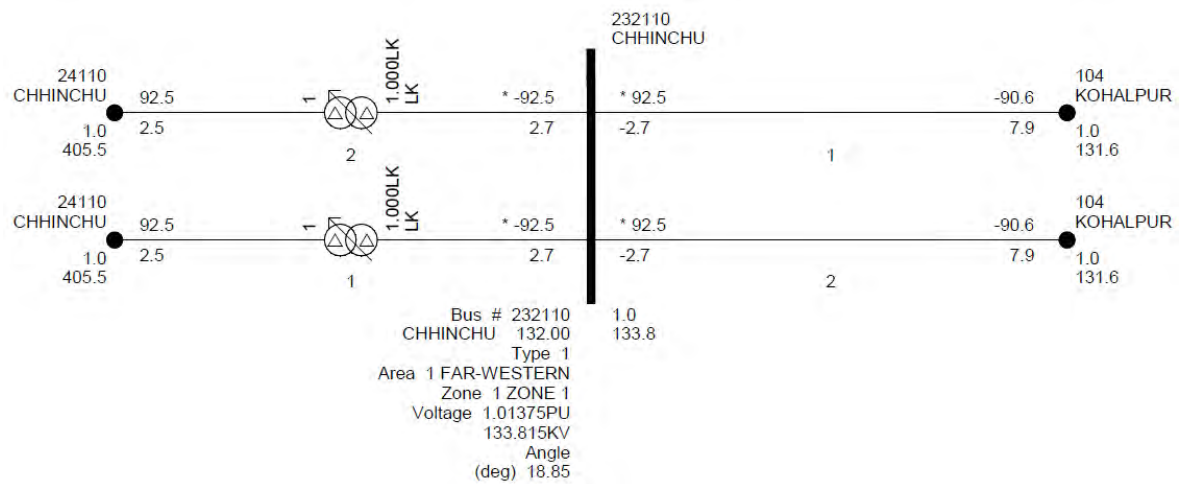


Figure 21 The result of power flow calculation (132kV Chhinchu S/S)

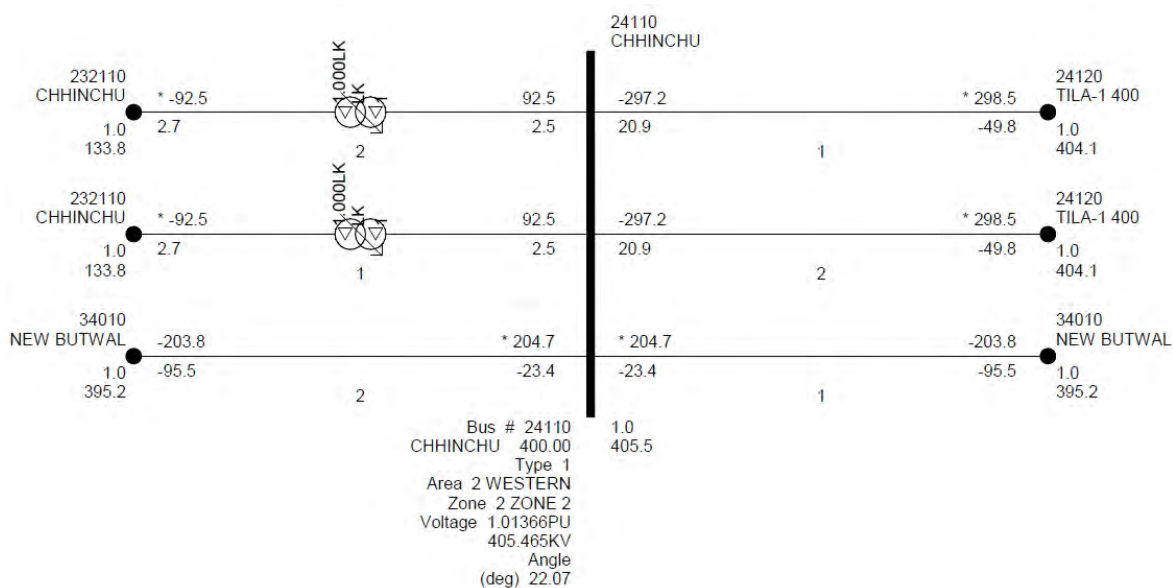


Figure 22 The result of power flow calculation (400kV Chhinchu S/S)

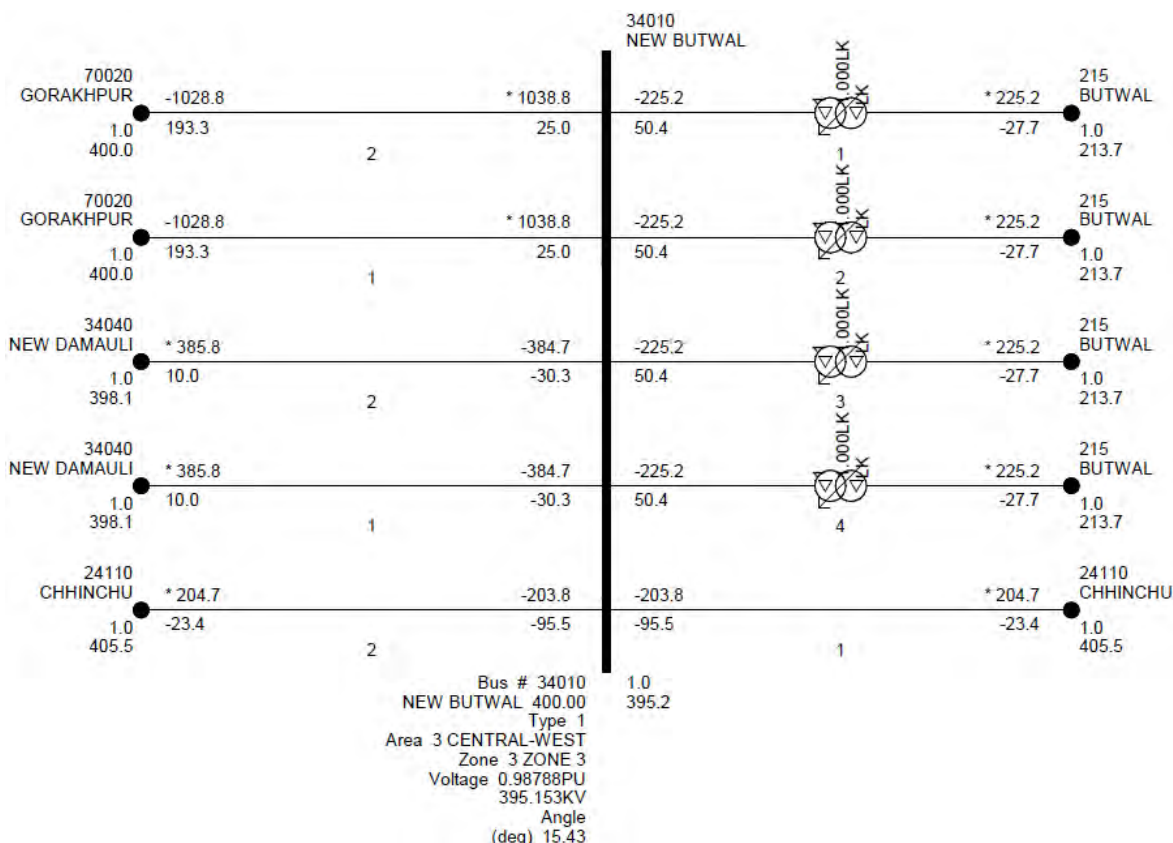


Figure 23 The result of power flow calculation (400kV New Butwal S/S)

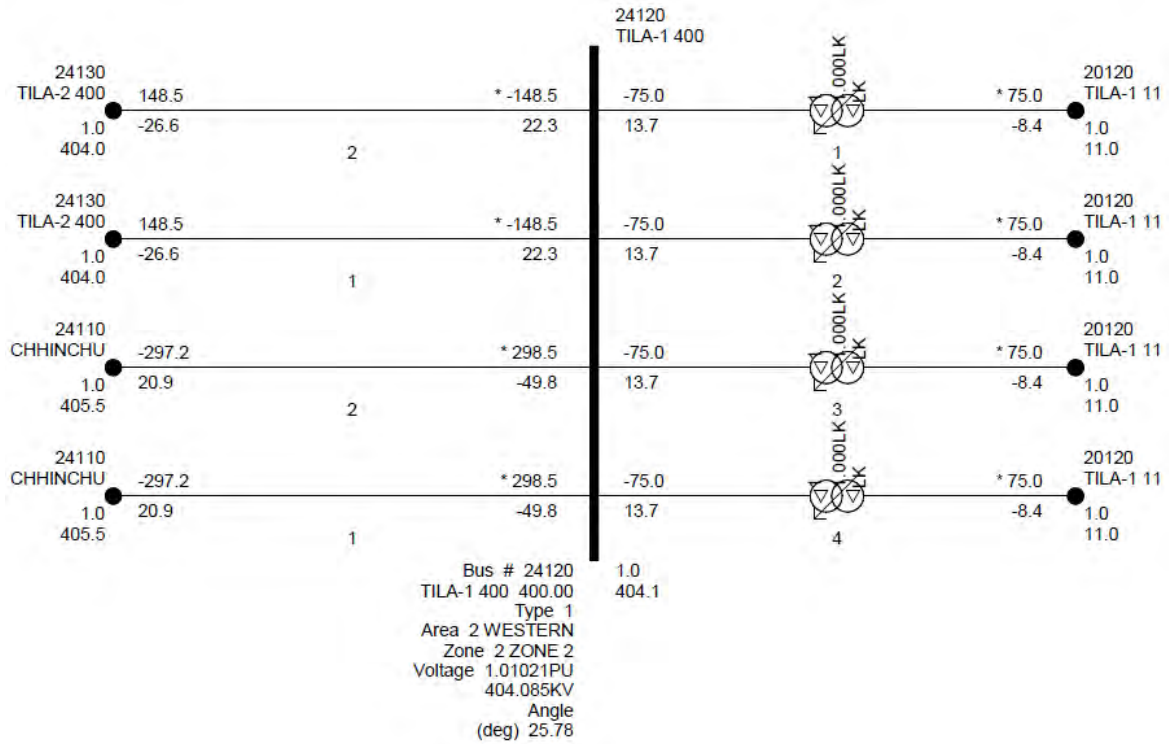


Figure 24 The result of power flow calculation (400kV Tila 1 S/S)

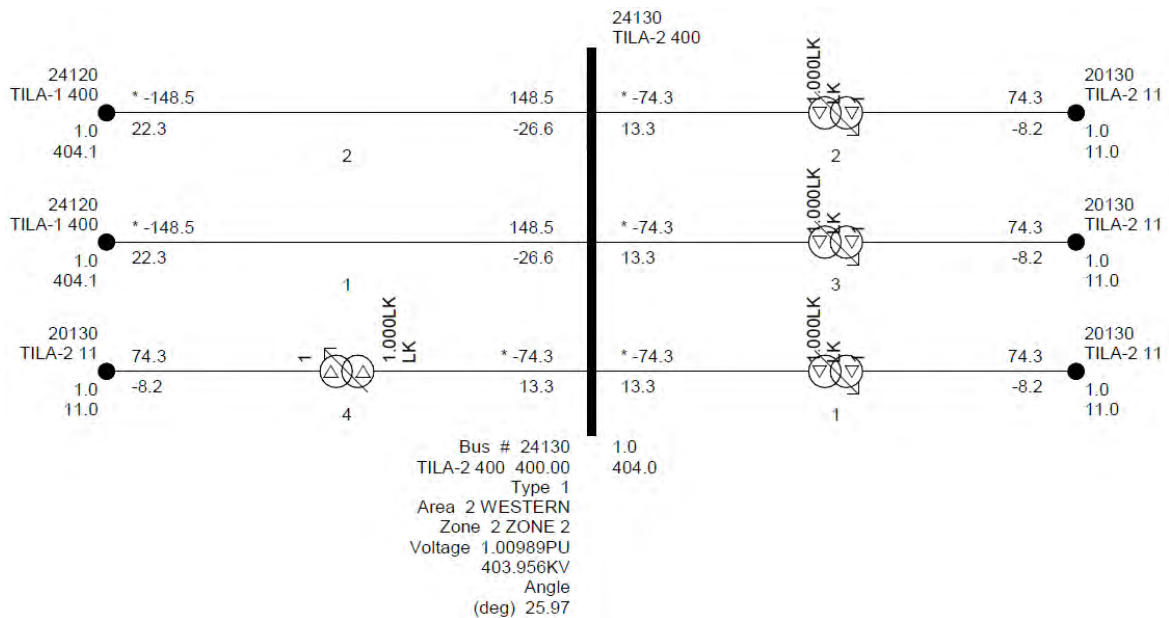


Figure 25 The result of power flow calculation (400kV Tila-2 S/S)

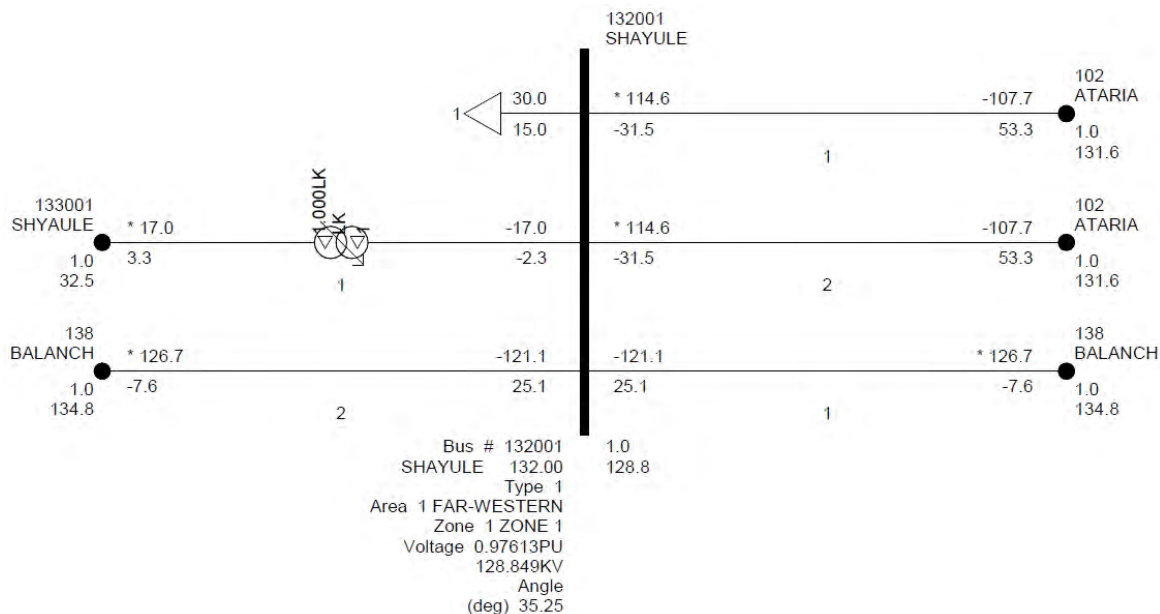


Figure 26 The result of power flow calculation (132kV Shayule S/S)

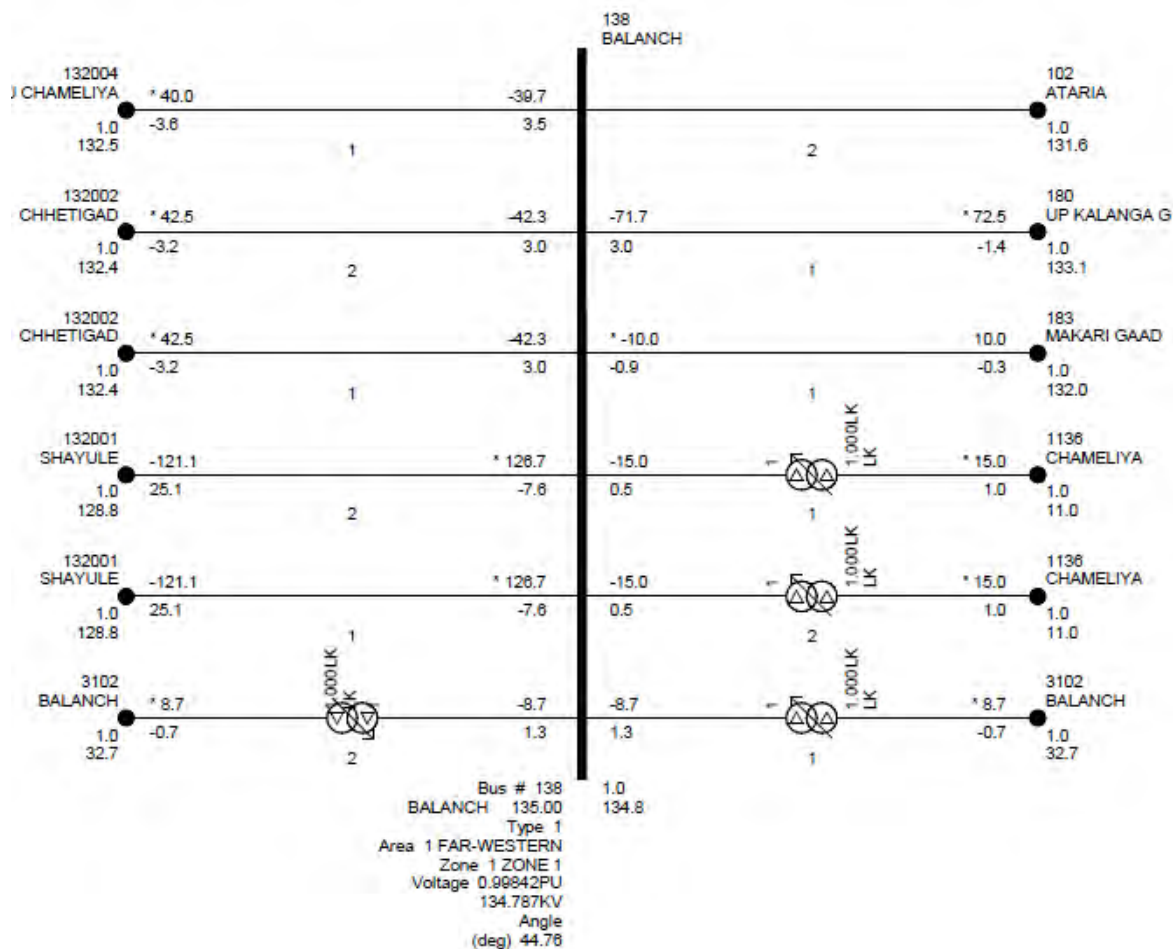


Figure 27 The result of power flow calculation (132kV Balanch S/S)

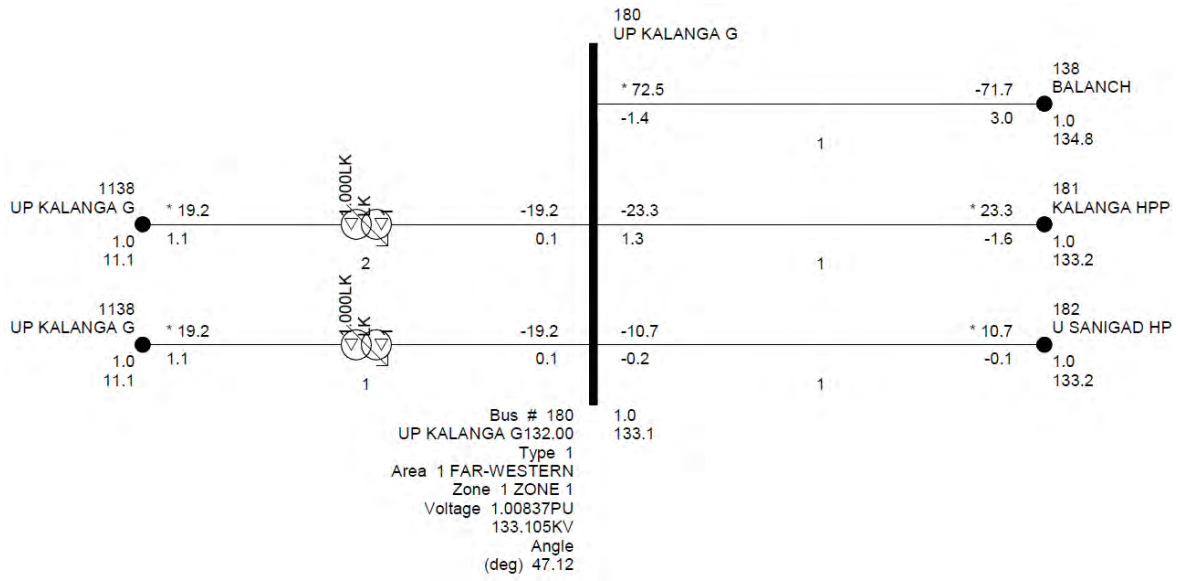


Figure 28 The result of power flow calculation (132kV Up Kalanga G S/S)

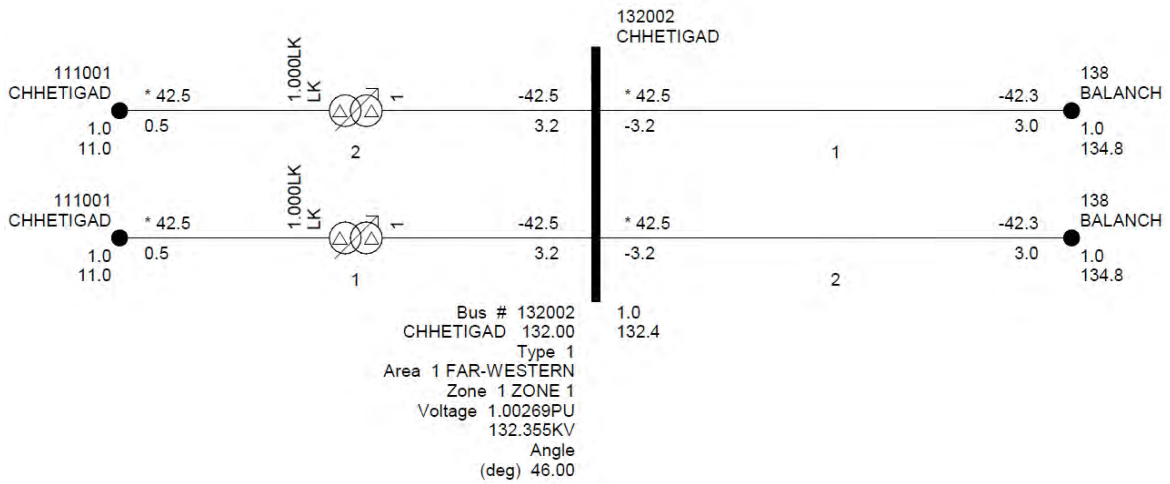


Figure 29 The result of power flow calculation (132kV Chhetigad S/S)

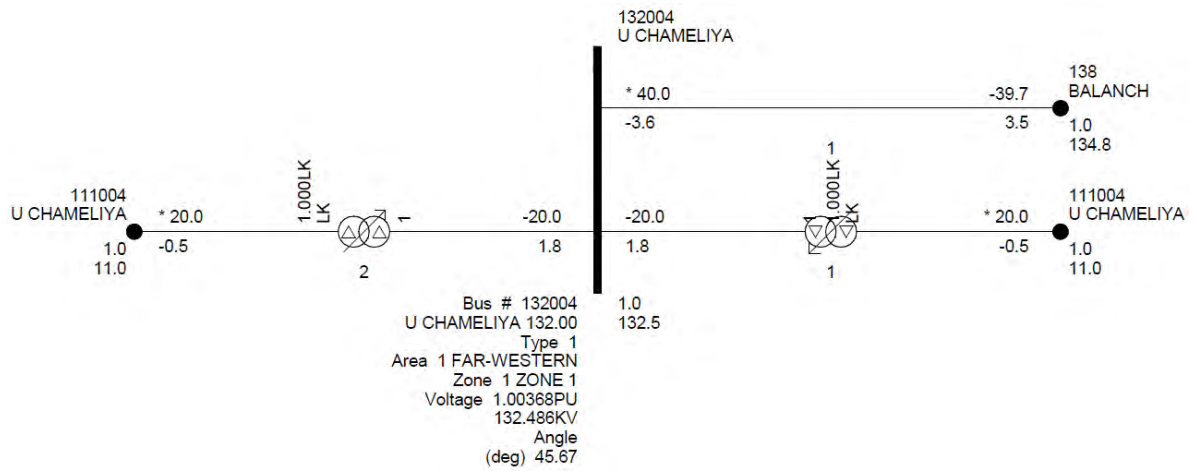


Figure 30 The result of power flow calculation (132kV U Chameliya S/S)

添付資料－5

第2次現地調査時説明資料

Data Collection Survey on Transmission and Distribution Network Development in Nepal

Second Field Survey

June 2019



Japan International Cooperation Agency



NEWJEC Inc.



The Kansai Electric Power Co., Inc.

1. Background

1

As per the Study related to Power sector is described below

2015 : Transmission System Master Plan of NEA (TSMP) was prepared.

2016 : Integrated Master Plan for Evacuation of Power from Hydro Projects in Nepal (IMP) was prepared.

2018 March : Final report of Data Collection Survey on hydropower development project was prepared by JICA (NEWJEC and KANSAI).

2018 July : Transmission System Development Plan of Nepal (TSDP) was prepared by RPGCL .

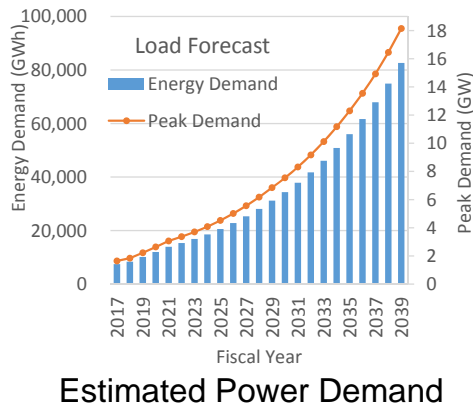
2019 February : JICA dispatched the contact mission for the transmission / distribution development in Nepal

2019 March : Data Collection Survey on the PPP Modality in Hydropower Project by JICA (NEWJEC and KANSAI) was started.

2019 April : Data Collection Survey on Transmission and Distribution Network Development by JICA (NEWJEC and KANSAI) was started.

2. Current issues of Electric Power Sector

2



Power Demand and Supply Capacity

Item	FY						Annual Growth Rate(%)		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016			
Installed capacity(MW)	706	719	762	787	787	856	3.9		
Peak demand(MW)	946	1,027	1,095	1,201	1,292	1,385	7.9		
Supply capacity shortage(MW)	240	308	333	414	505	529	17.1		
Electricity requirement(GWh)	4,833	5,195	5,446	5,910	6,335	6,920	7.4		
Supply (GWh)	N E A	Hydro	2,122	2,357	2,273	2,288	2,366	2,168	0.4
		Thermal	3	2	19	10	1	0.1	0
		Total NEA	2,123	2,359	2,292	2,298	2,367	2,169	0.3
	IPPs	1,039	1,074	1,176	1,070	1,269	1,173	2.5	
	Imports	694	746	790	1,319	1,370	1,758	20.4	
	Total	3,858	4,179	4,258	4,687	5,006	5,100	5.7	
Supply shortage(GWh)	975	1,018	1,188	1,223	1,329	1,820	13.3		

Source: NEPAL ENERGY SECTOR ASSESSMENT, STRATEGY, AND ROAD

Development of power generation capacity is required for solutions of demand and supply gap. **At the same time, development of transmission line and distribution network also required.**

3. Outline of the survey (1)

3

Category	Contents
Purpose	<p>Clarify the development status and plans in the power transmission and distribution sector, for the major cities of Nepal and identify the need for assistance (financial assistance and technical cooperation) concerning the development of transmission and distribution network. Also, clarify the issues concerning the improvement of power supply, which has to be achieved by 2040. The expected outcomes are described below.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Collection of basic information for the formation of grant/ concessional loan projects, suggestion of potential projects for financial assistance and clarification of issues 2) Suggesting the need for technical cooperation by analyzing the structure and the maintenance capability of the relevant organizations, and clarification of issues
Target areas and scope	Transmission and distribution networks of 132kV or less in major cities of Nepal (Kathmandu, Pokhara, Lalitpur, Birgunj, Biratnagar, Bhairahawa, Simla and Bharatpur)

3. Outline of the survey (2)

4

Category	Contents
Relevant organizations	<ol style="list-style-type: none"> 1) Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation (MoEWRI) 2) Nepal Electric Authority (NEA) 3) Ratriya Prasaran Grid Co. Ltd. (RPGCL)
Scope of Works	<ol style="list-style-type: none"> 1) Collection, analysis, etc. of relevant materials and information; and preparation of Inception Report 2) Collection and analysis of information from relevant local ministries, agencies and other organizations, other donors, etc. 3) Collection of information concerning candidates for loan assistance 4) Consideration of Quality infrastructure that can be utilized 5) Consideration of a plan to introduce large-capacity storage batteries 6) Proposal of candidates for loan assistance and clarification of issues 7) Suggestion of technical cooperation need

4. Work Plan

5

	JICA Study Team	GoN (NEA)
March 2019	<ul style="list-style-type: none"> • Collection and analysis of existing relevant materials, information etc. (In Japan) • Preparation of Inspection Report 	
April 2019	<p>First Field Survey</p> <ul style="list-style-type: none"> • Explanation and discussion of Inception Report • Data collection • Site survey with NEA • Discussion with NEA 	<ul style="list-style-type: none"> • Discussion of Inception report • Site Survey with JICA Study Team • Provide necessary information • Discussion with JICA Study Team
May 2019	<ul style="list-style-type: none"> • Analysis in Japan • Preparation of Draft final report <p>Second Field Survey</p> <ul style="list-style-type: none"> • Explanation and discussion of Draft Final report 	Discussion of Draft Final Report
June 2019	Finalizing the Draft Report	
July 2019	Submission of Final Report	

GoN: Government of Nepal

Summary of the result of First Filed Survey

Tentative Project Proposal of Japanese Assistance

Loan Project	Grant Project
<p><u>Transmission and distribution Line Development</u></p> <p>1. Contents of Loan project 132kV Transmission, substations and distribution network</p> <p>2. Location of Loan project Metropolitan city (Pokhara) and Industrial area (sub- metropolitan city: Nepalgunj) Those site was selected from the list of priorities projects (11 projects) which was received on Feb.2019 (JICA contact mission)</p> <p>3. Quality infrastructure</p> <ul style="list-style-type: none"> • Low Loss Conductor (LLC) for T/L, • Outdoor type GIS for S/S, Time Sequential Sectionalizing System (TSS) for D/L 	<p><u>Battery Energy Storage System (BESS)</u></p> <p>1. General applications of BESS</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Energy security and reliability (Backup Power Supply) b. Load leveling and Peak shaving <p>2. Location of BESS Candidate site will be selected from 3 sites in Kathmandu city and 7 sites of capital city of province according to the budget.</p> <p>3. Capacity of BESS 4MW (800KW×5 units) x 4 ~ 6 hours : Tentative</p>

At the wrap up meeting of First Field Survey, the Consultant explained the result of survey to NEA, NAE answered that **Nepalgunj Loan Project would like to conduct by NEA budget.** and the contents of Pokhara Loan Project were confirmed. However, **additional component for distribution network were requested.**

Transmission and Substation component

- ✓ Construction of 132/11 kV Birauta S/S with outdoor type GIS,
(Land acquisition is **not necessary**)
Final capacity of Birauta S/S is 30 MVA x 3 units , Total 90 MVA,
JICA project will install 30 MVA x 2 units,
- ✓ Construction of 132kV underground cable from Birauta S/S to existing 132kV overhead transmission line : about 0.4km,
- ✓ Modification of existing 132kV overhead transmission line at connection point.

Distribution Network

- ✓ Installation of underground cable (6 feeders for reconfiguration) from Birauta S/S,
- ✓ Installation of Sectionalizing System (TSS) on distribution network after reconfiguration.

Connection point : Connection point between Overhead transmission line and underground cable.

Proposed Quality Infrastructure for Pokhara Project

- ✓ Transmission and Substation : Outdoor type GIS
- ✓ Distribution Network: Time Sequential Sectionalizing System (TSS)

Transmission and Substation component

- ✓ Expansion of 132kV **Kohalpul substation (S/S)**
- ✓ Construction of 132kV **Underground cable** from Kohalpul S/S to Nepalgunj (Connection Point):About 0.7km
- ✓ Construction of 132kV Overhead transmission line from Kohalpul (Connection point) to New Nepalgunj S/S : About 12km (**Land acquisition is required**)
- ✓ Construction of 132/33/(11) **Nepalgunj S/S** (**Land acquisition is required**)

Distribution Network

- ✓ Construction of 33/11kV Kahajura S/S
- ✓ Replacement of Transformer at NEW Nepalgunj S/S (Option)
- ✓ Construction of distribution line from 132kV Nepalgunj S/S to the following S/S,

NEW Nepalgunj S/S:	Overhead : about 4.1km,Underground about 1.2km
OLD Nepalgunj S/S:	Overhead : about 7.2km, Underground about 0.5km
Kahjura S/S (new):	Overhead : about 4.2km

Connection point : Connection point between Overhead transmission line and underground cable.

Proposed Quality Infrastructure for Nepalgunj Project

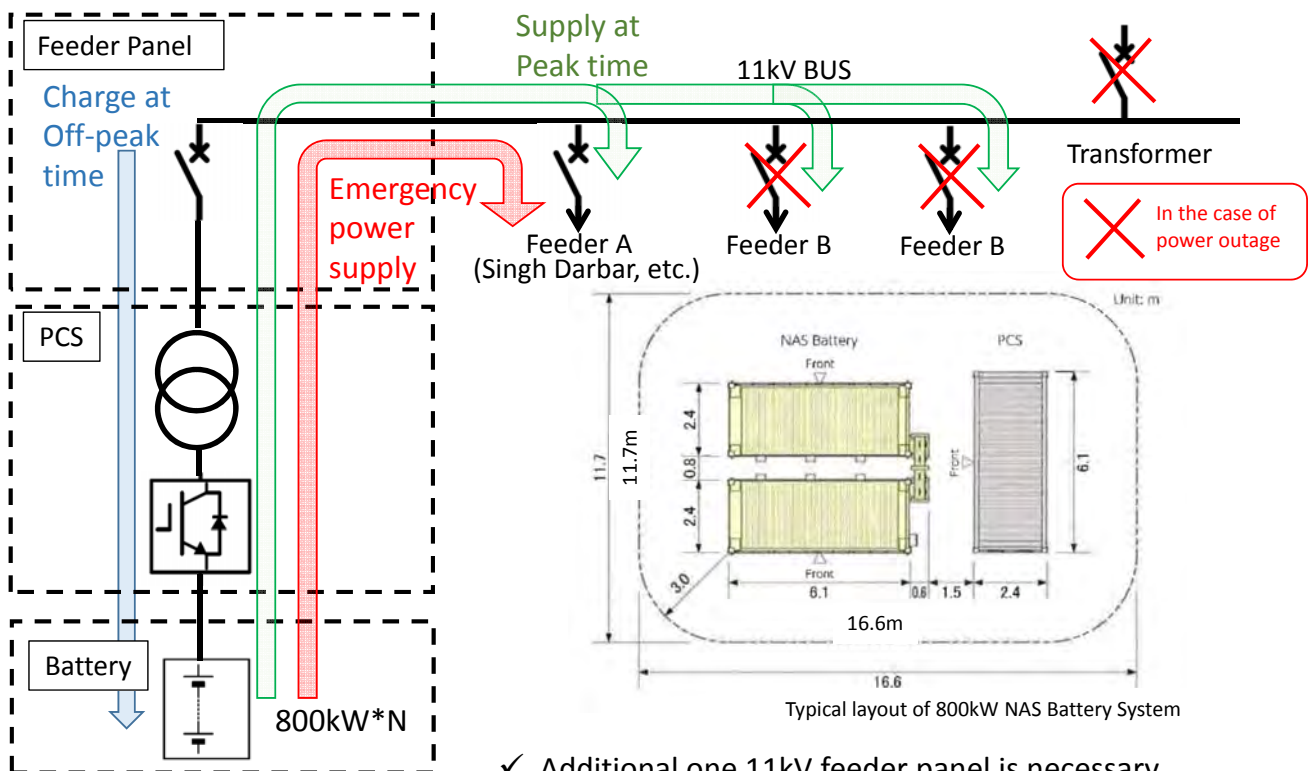
- ✓ Transmission and Substation : Low Loss Conductor, Outdoor type GIS (Kohalpul S/S)
- ✓ Distribution Network: Non

Summary of the site survey

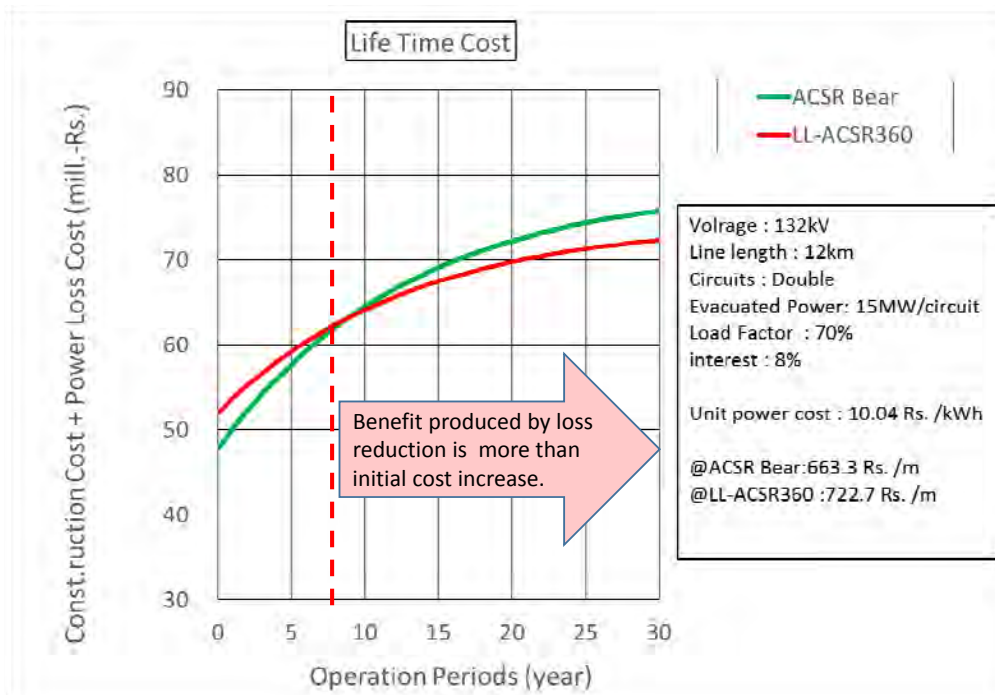
Service station	K3	Baneswar	Maharjgunj	Pokhara
Supply to	Singh Darbar	Parliament building	President Residence	Provincial office
Space	Good (adjacent land)	difficult	With condition	With condition
Feeder Panel to be connected	Good	With condition	Difficult	Good
Requiring Capacity (tentative)	2.0MW	0.8MW	1.2MW	2.4MW
Remarks	NEA need to secure the land space.	Necessity to secure the land	NEA need to clean up the compound.	This load will be shifted to new Birauta S/S

- ✓ From the technical view point, K3 is the first candidate for BESS among them.
- ✓ Pokhara will be second candidate after commissioning of Birauta S/S.

Grant System Configuration of BESS (Example of NAS Battery)



- ✓ Additional one 11kV feeder panel is necessary
- ✓ More than 200m² space is necessary for 800kW BESS



The graph is made under assumption that low loss ACSR is adopted to Kohalpur-Nepalgunj Transmission Line Project. The graph is based on trial calculation. It's necessary to study life cycle cost in detail after collecting more information and data.



- ✓ To avoid land acquisition problem, GIS substation is suitable.
- ✓ To meet N-1 criteria, two 132/11kV 30MVA transformers should be installed.
- ✓ To deal with increasing demand, future space for additional 132/11kV 30MVA transformer is recommended.

Quality Inf.

Outdoor type GIS

- ✓ More compact
- ✓ Reducing gas leak
- ✓ Less required for maintenance

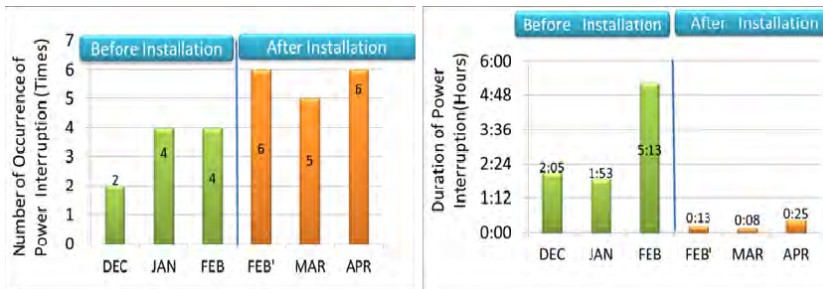




22kV SF6 Gas Pole-mounted Gas Switch

Control source Transformer 22/0.2kV

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

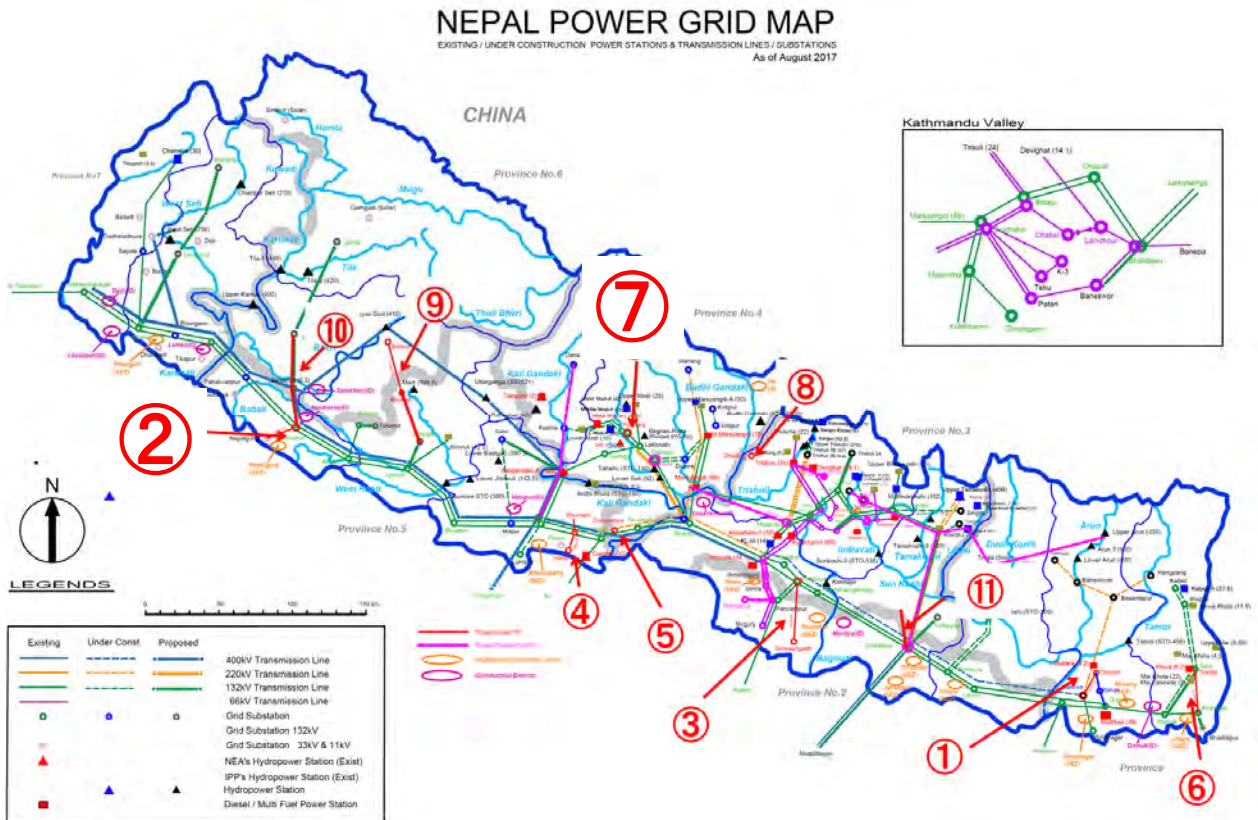


- ✓ Effective to reduce outage duration
- ✓ Early identification of fault section

Comparison of Outage Before/After the Installation of TSS System

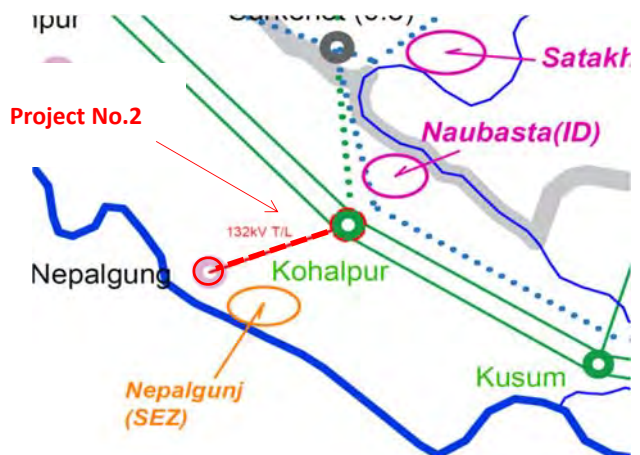
Result of site survey

Transmission and substation



Kohalpur – Nepalgunj 132kV Transmission Line and Substation Project (132/33kV Transformer should be installed at Janaki Gaupalika)

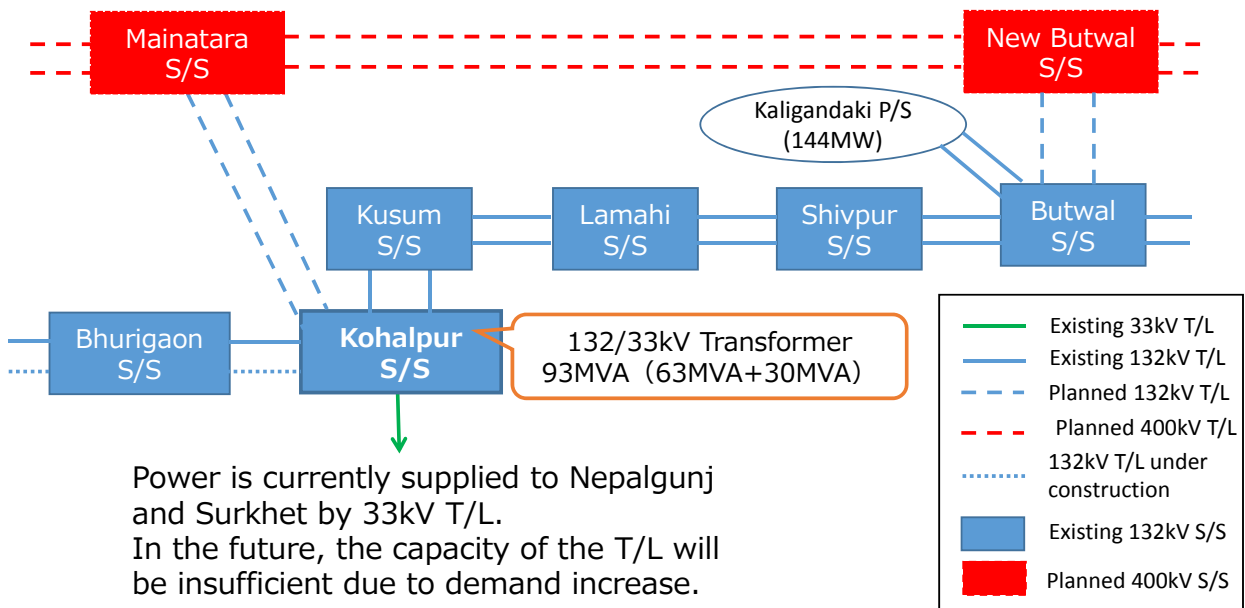
This project aims to construct double circuits transmission line for supplying power to Nepalgunj which has industrial area including cement and steel factories. Power is currently supplied to this area by 33kV transmission line from Kohalpur substation. The capacity of transmission line will be insufficient in the future because demand is increasing in this area. Therefore, 132kV transmission line for supplying power is needed.



Development Plan	Planned/ unplanned
TSDP	Unplanned Project
Annual Report	Planned Project



- Nepalgunj has industrial areas and many factories are already operated. In addition, factories such as cement and steel factory are under construction in Khajura area. Power demand is increasing in these areas.
- A Steel factory is under construction in Khajura area. After this factory is completed, power demand of the factory will be large.



- ✓ Currently 132kV Kohalpur S/S receives power from east network and west network. The east network includes Kaligandaki P/S with capacity of 144MW. The west network is connected to India.
- ✓ 400kV Mainatara S/S is under planning. In the future, power from Mainatara S/S will be supplied to Kohalpur S/S.



The inside of Kohalpur substation is crowded with existing transformers and switchgears. The vacant space for new switchgear is limited, so 132kV GIS (Gas Insulated Switchgear) will be suitable.

It is necessary to consider the location in detail based on the layout drawings of substation.



Residential area is around Kohalpur substation. It is difficult to install new tower for 132kV transmission line around substation. Therefore, underground cable should be adopted as alternative to over head transmission line around substation.



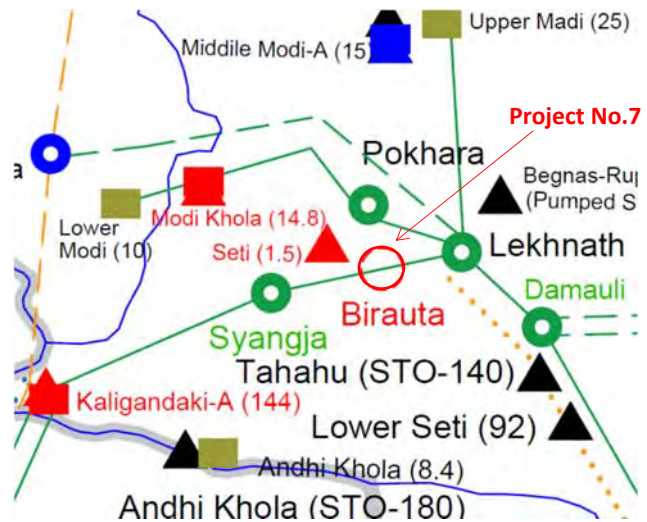
- The location of new 132kV Nepalgunj substation is under consideration. Probably, the substation will be installed near steel factory.
- The length of over head transmission is about 12km and that of underground cable is about 0.7km. The total length is about 12.7km.

Pokhara 132/11kV Substation Project

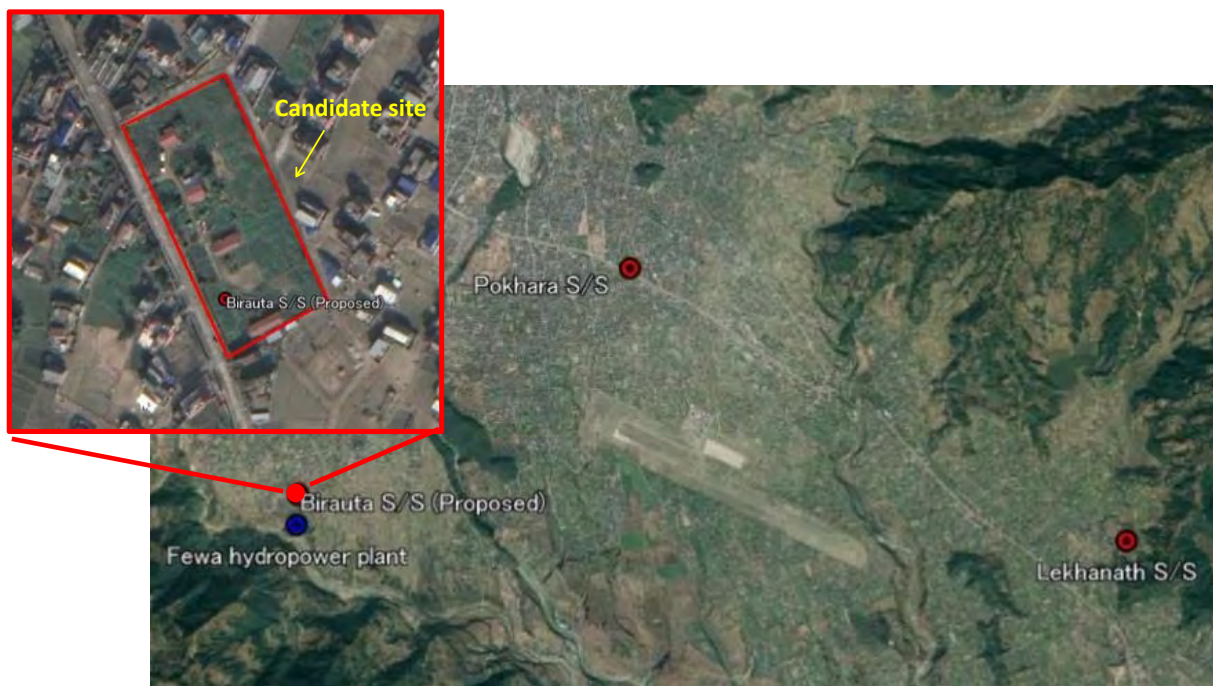
(132/11kV Transformer should be installed at Birauta, Pokhara)

Currently existing Pokhara substation supplies power to Pokhara city where demand is increasing. Pokhara substation already has eleven 11kV feeders, so it is difficult to install more feeders.

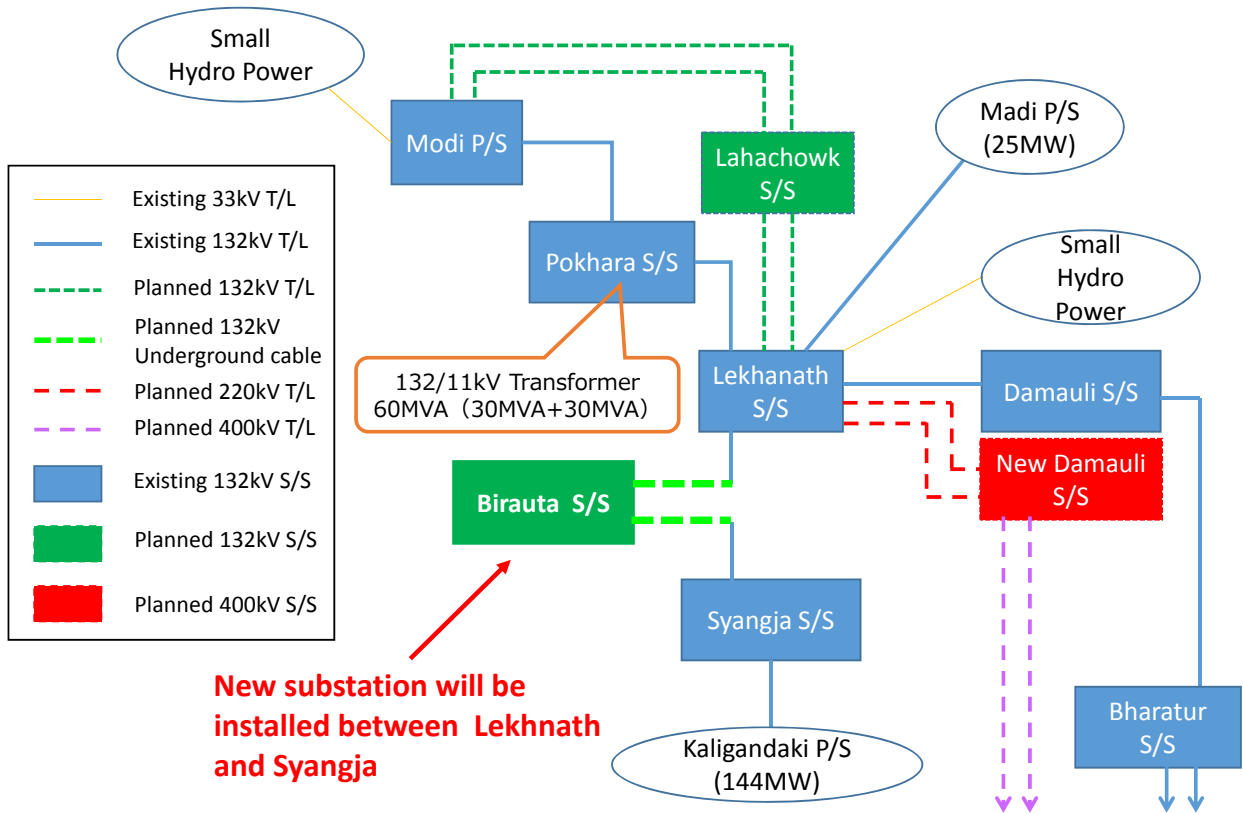
This project aims to construct new 132/11kV substation for supplying power to Pokhara city. After new substation is completed, some 11kV feeders will be shifted from Pokhara substation to new substation.



Development Plan	Planned/ unplanned
TSDP	Unplanned Project
Annual Report	Unplanned Project



Candidate site of New Birauta Substation is located about 4km south-west of Pokhara substation. The site is owned by NEA and is currently used for NEA's staff house. Fewa hydropower plant is near the candidate site.



Residential area is around candidate site of Birauta substation. It is difficult to install new tower around the site, so underground cable is needed as alternative to over head transmission line. The length of underground cable is about 0.4km.



- ✓ To avoid land acquisition problem, GIS substation is suitable.
- ✓ To meet N-1 criteria, two 132/11kV 30MVA transformers should be installed.
- ✓ To deal with increasing demand, future space for additional 132/11kV 30MVA transformer is recommended.

Quality Inf.

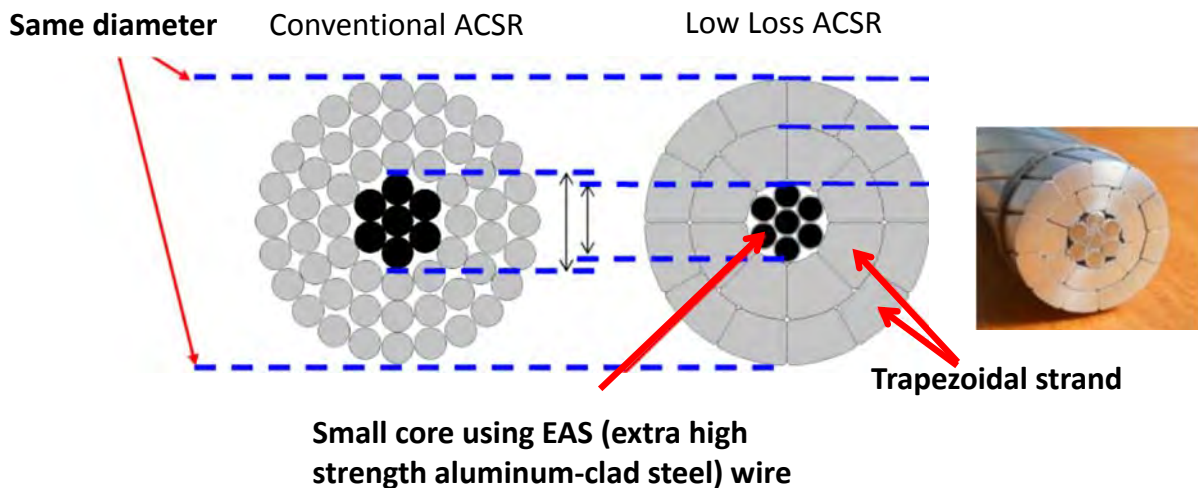
Outdoor type GIS

- ✓ More compact
- ✓ Reducing gas leak
- ✓ Less required for maintenance

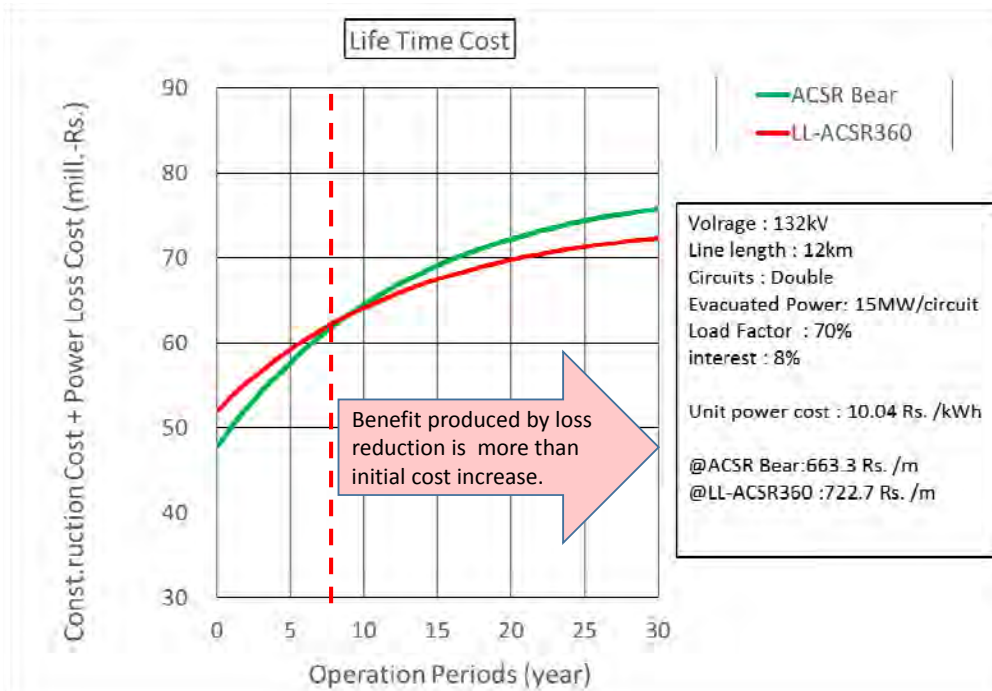


Quality Inf.

Low Loss Conductor



Low Loss ACSR adopts trapezoidal aluminum strand and EAS core wire in order to increase cross-section area of aluminum. As shown above, Low Loss ACSR has more cross-section area of aluminum than conventional ACSR. Therefore, we can reduce electrical resistance and loss by using Low Loss ACSR.

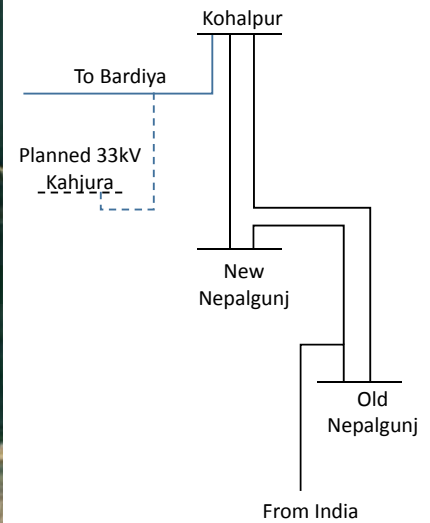
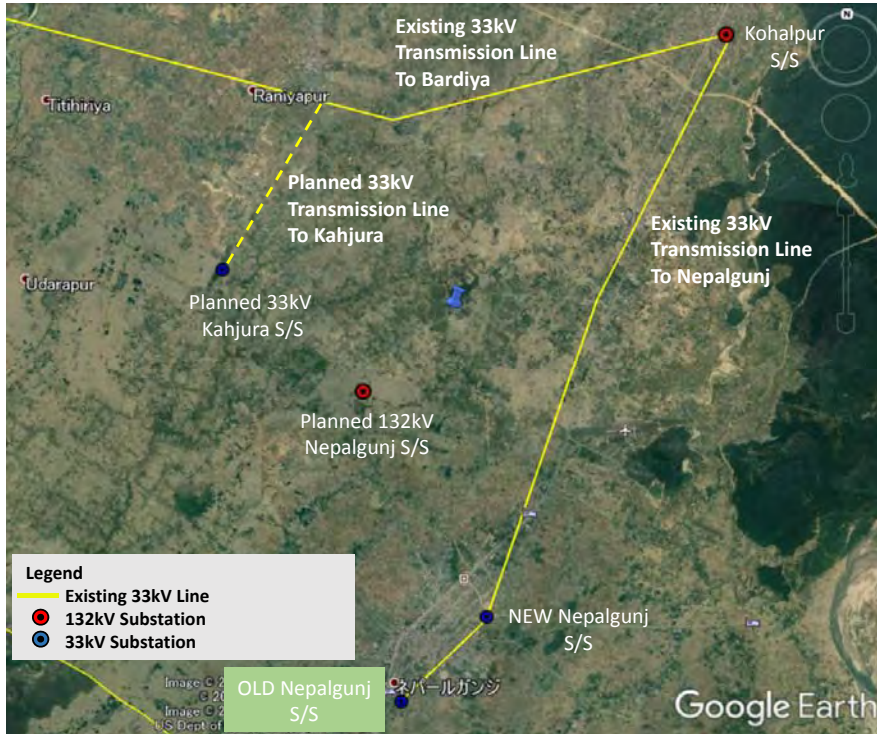


The graph is made under assumption that low loss ACSR is adopted to Kohalpur-Nepalgunj Transmission Line Project. The graph is based on trial calculation. It's necessary to study life cycle cost in detail after collecting more information and data.

Result of site survey

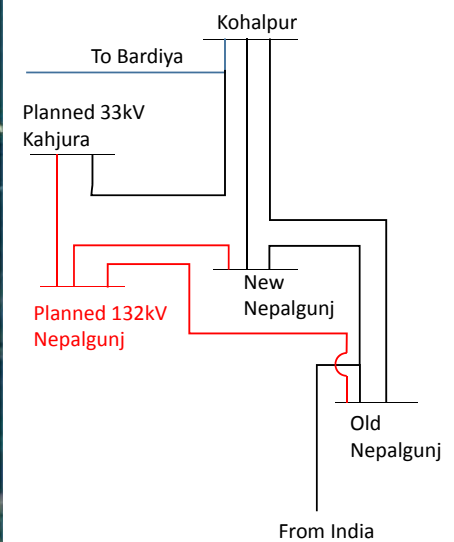
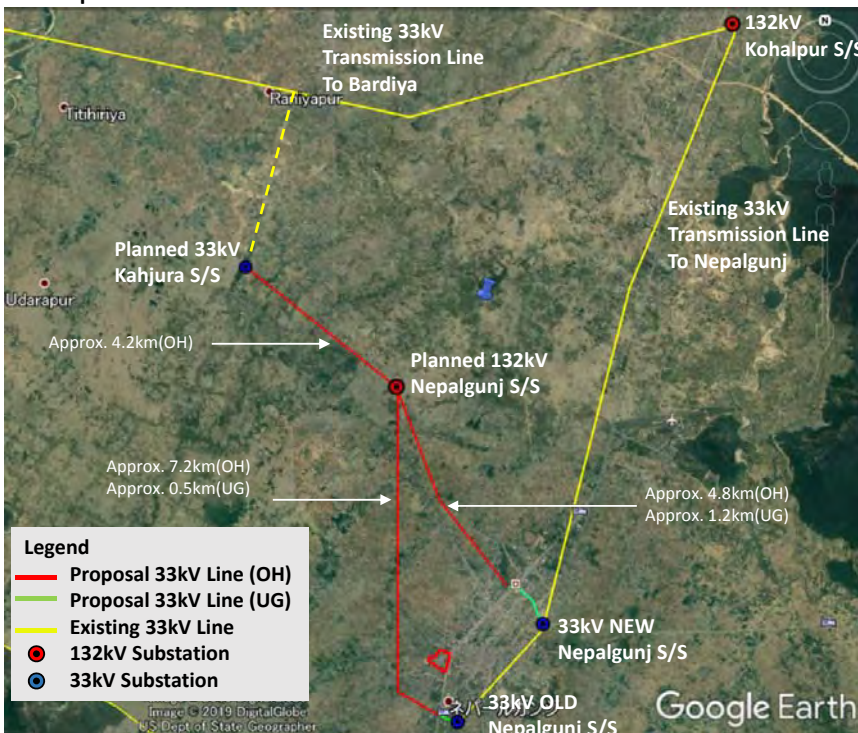
Distribution network

Actual situation of 33kV Distribution Network in Nepalgunj



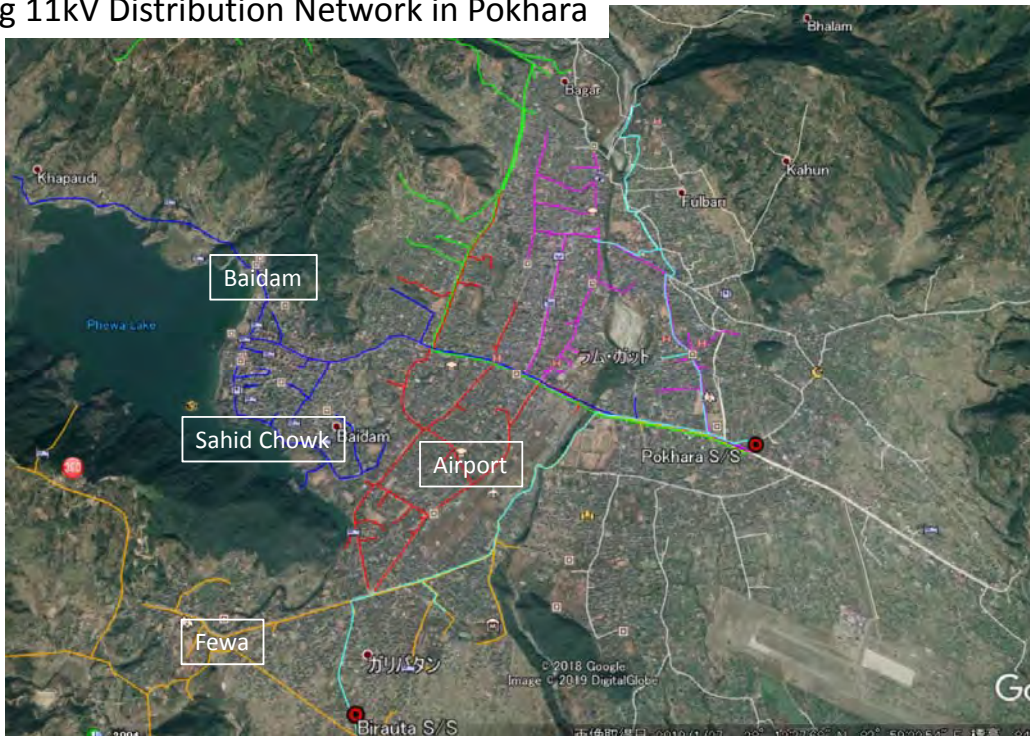
- ✓ Nepalgunj has a large industry area and demand growth is very rapid.
- ✓ There are two 33kV substation in Nepalgunj area.
- ✓ NEA is planning to construct new 33kV and 132kV substation to meet demand growth.

Proposal for Reinforcement of 33kV Distribution Network in Nepalgunj



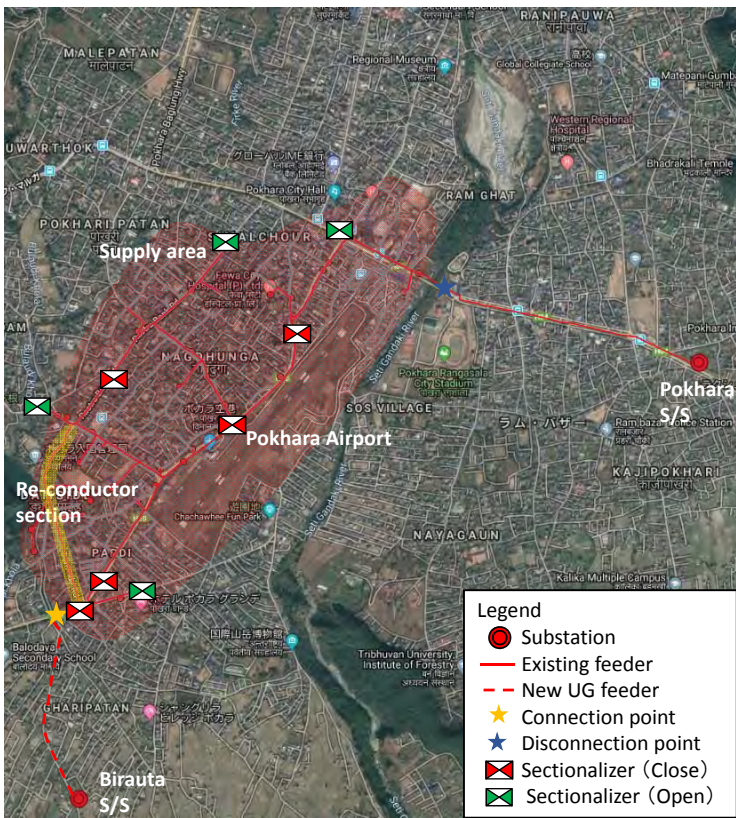
- ✓ Planned 132kV S/S will bring more supply capacity in Nepalgunj area.
- ✓ New sub-transmission lines should be constructed in order to use effectively the supply capacity.

Existing 11kV Distribution Network in Pokhara



- ✓ There are 11 number of 11kV feeder in Pokhara area.
- ✓ NEA has a plan to construct new 132/11kV S/S (Birauta S/S) in Pokhara area, the planned location is near the center of city.
- ✓ After commissioning of Birauta S/S, some feeders should be shifted from Pokhara S/S.

No.1 AIRPORT Feeder (Red line)

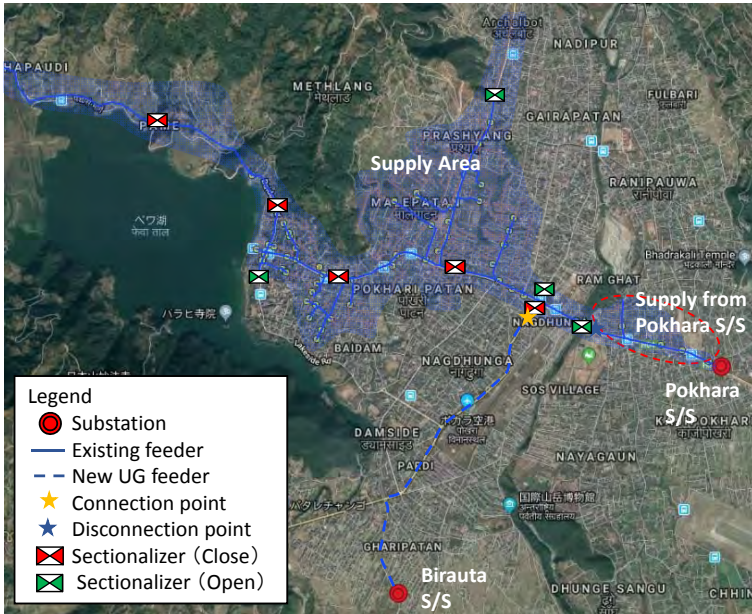


- ✓ AIRPORT feeder supplies power to the center of the city including the airport.
- ✓ This feeder should be shifted to new UG feeder from Birauta.
- ✓ In order to improve reliability, some sectionalizer should be installed to divide into some section.
- ✓ It is also better to be connected to original AIRPORT, BAIDAM, and SAHID CHOWK feeder with open sectionalizer.

Outline of proposal

- UG outgoing feeder (Approx. 1.5km) from Birauta to be connected original feeder from Pokhara.
- Re-conductoring of Small size (Weasel) section (Approx. 1.5km)
- 9 sectionalizer (5 Close and 4 Open)

No.2 BAIDAM Feeder (Blue Line)



- ✓ This feeder supplies power to the center of the city and the outside of the city.
- ✓ This feeder should be shifted to new feeder from Birauta.
- ✓ In order to improve reliability, some sectionalizer should be installed to divide mountainous area and city area.
- ✓ It is also better to be connected SAHID CHOWK, CITY, SARANGKOT, and original BAIDAM from Pokhara with open sectionalizer.

Outline of proposal

- UG feeder (Approx. 4.0km) from Birauta
- 9 sectionalizer (5 Close and 4 Open)

No.3 SAHID CHOWK Feeder (Purple Line)



- ✓ This feeder supplies power to the lakeside area including administration agency.
- ✓ This feeder should be shifted to new feeder from Birauta.
- ✓ In order to improve reliability, some sectionalizer should be installed.
- ✓ It is also better to be connected AIRPORT, BAIDAM, original SAHID CHOWK from Pokhara with open sectionalizer.

Outline of proposal

- UG feeder (Approx. 2.5km) from Birauta
- 9 sectionalizer (6 Close and 3 Open)

No.4 FEWA Feeder

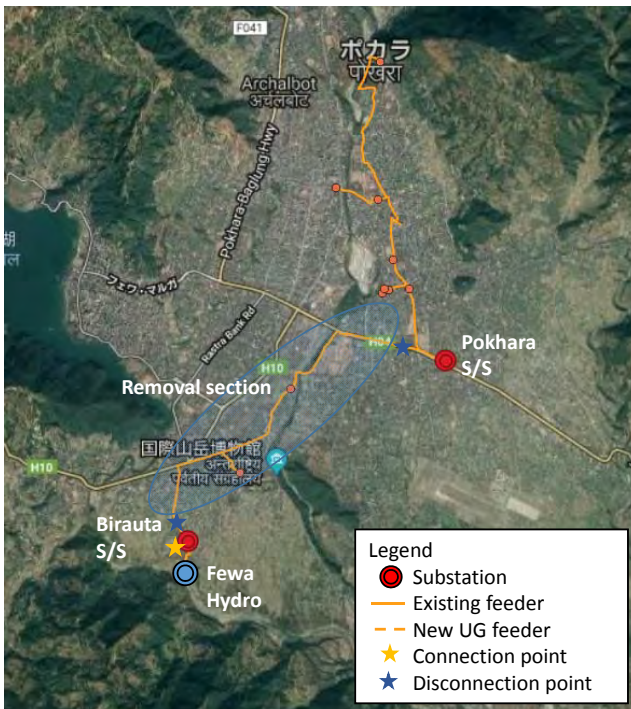


- ✓ FEWA feeder supplies power both to the city area around the airport and the mountain area.
- ✓ This feeder should be shifted to new feeder from Birauta.
- ✓ In order to improve reliability, some sectionalizer should be installed to divide mountainous area and city area. (tentative proposal is shown in above)
- ✓ It is also better to be connected to original FEWA feeder of Pokhara with open sectionalizer

Outline of proposal

- UG outgoing feeder (0.1km) from Birauta to be connected original feeder from Pokhara.
- 8 sectionalizer (7 Close and 1 Open)

No.5 FEWA Incomer

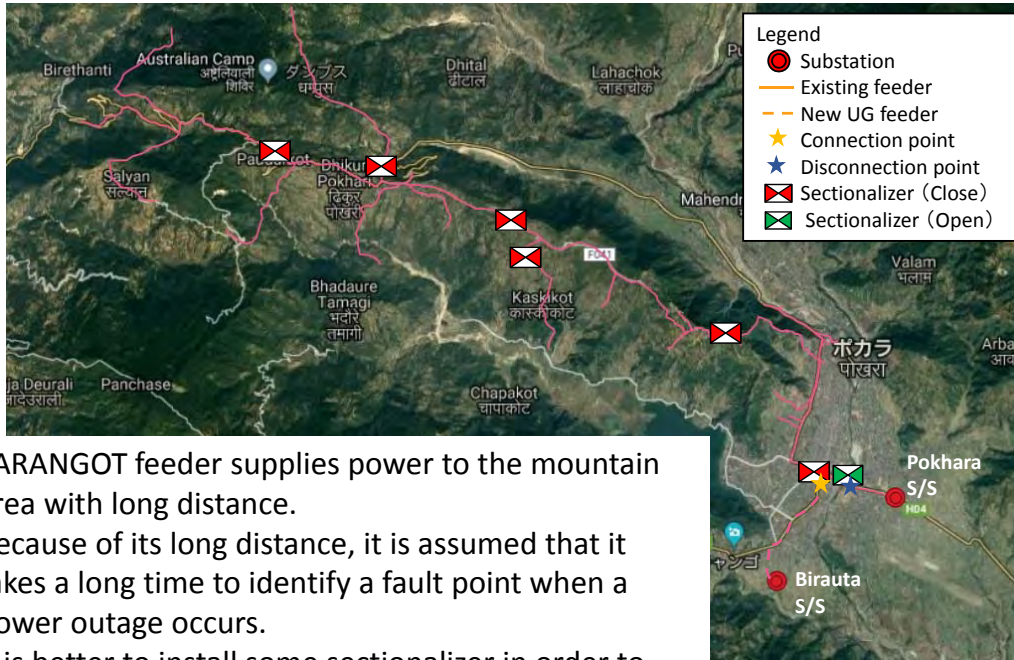


- ✓ FEWA Incomer is connected to two small Hydro generation. One is located near Birauta and the another is located in north of Pokhara.
- ✓ The west part of this feeder should be shifted to Birauta.
- ✓ If possible, the section of Pokhara to Birauta should be removed to resolve congestion of main road.

Outline of proposal

- UG outgoing feeder (0.1km) from Birauta to be connected original feeder from Pokhara.
- Remove OH feeder from Pokhara to Birauta (Approx. 6.0km)

No.6 SARANGOT Feeder (Green Line)



- ✓ SARANGOT feeder supplies power to the mountain area with long distance.
- ✓ Because of its long distance, it is assumed that it takes a long time to identify a fault point when a power outage occurs.
- ✓ It is better to install some sectionalizer in order to reduce outage duration.

Outline of proposal

- UG feeder (4.0km) from Birauta
- 7 sectionalizer (6 Close and 1 Open)

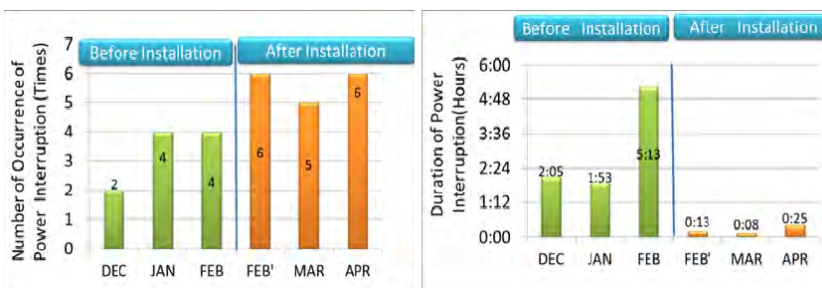
Time sequential Sectionalizing System : TSS



22kV SF6 Gas Pole-mounted Gas Switch

Control source Transformer 22/0.2kV

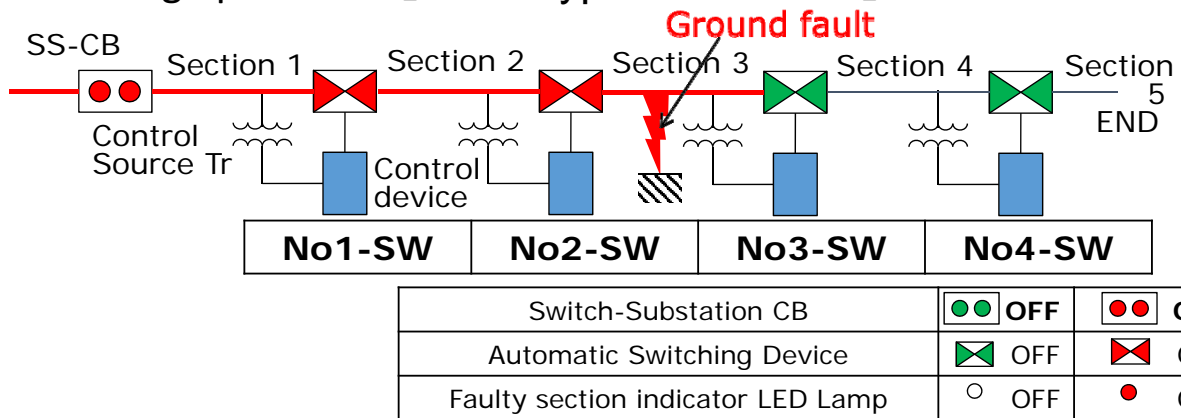
- TSS system can reduce to duration and area of power outage with minimum Initial investment.
- Applicable to various distribution system.
- Compatible with centralized control system for future upgrade



- ✓ Effective to reduce outage duration
- ✓ Early identification of fault section

Comparison of Outage Before/After the Installation of TSS System

Sectionalizing operation [radial-type distribution]



Example of identification procedure

- 1st Ground fault occurs in section 3 and SS-CB trip (0sec)
- 2nd SS-CB Automatically Re-close (60sec)
- 3rd SW turn ON every 7 seconds after energized (No.1: 67sec, No.2: 74sec)
[The above figure shows the state of 74 seconds progress]
- 4th SS-CB Re-trip and No2-SW is locked (74+ sec)

It is possible to identify the fault section by the progress time from re-close.

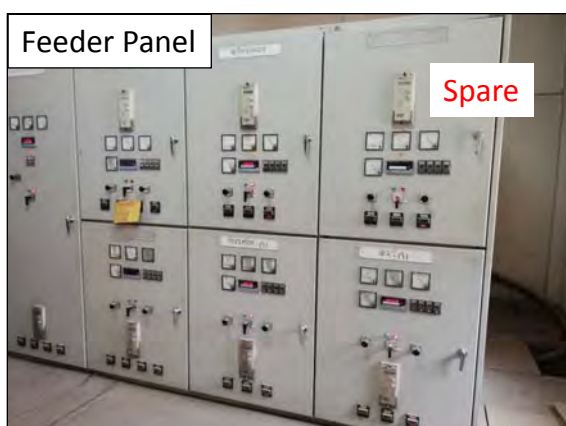
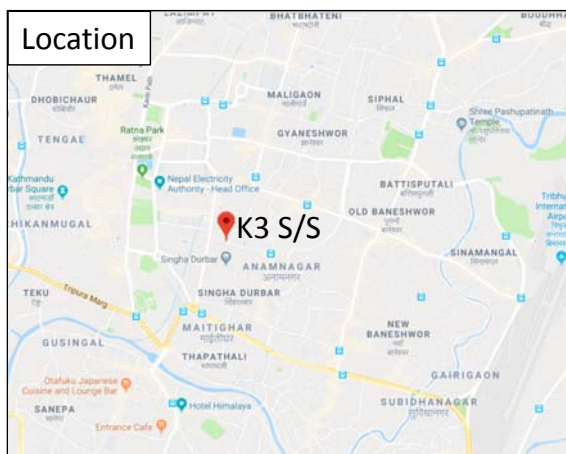
Result of site survey (BESS)

1. Develop and install the BESS for major administrative offices and offices of higher authorities. This objective is to **provide reliable and uninterrupted electricity** to the agency described below;
 - a. 10 MW ESS at Singhdurbar, Kathmandu
 - b. 1 MW ESS at President Residence at maharajgunj
 - c. 1 MW ESS at Parliamentary Building (National Convention Centre), Baneshwar
 - d. 1 MW each for Administration centres of 7 (seven) Provinces (Hetaunda, Biratnagar, Janakpur, Pokhara, Butwal, Doti, Dhangadhi)
2. Develop and install the 1MW BESS with solar power system at Dolpa, Kalikot, Humla, Jumla and Mugu district. This objective is to **provide quality and reliable electricity** to the district headquarters.

Source : BRIEF CONCEPT NOTE ON ENERGY STORAGE SYSTEM REQUIREMENT IN NEPAL (NEA, PROJECT MANAGEMENT DIRECTORATE, November 2018)

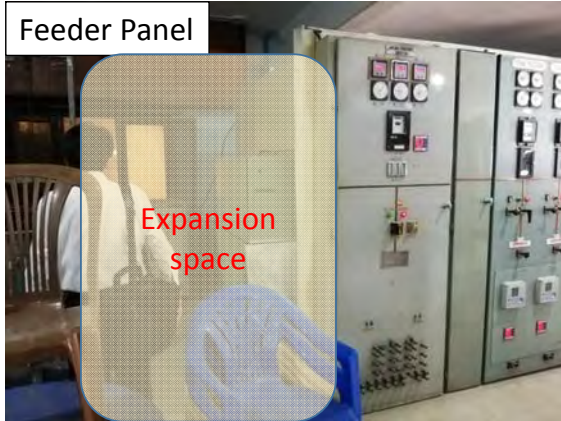
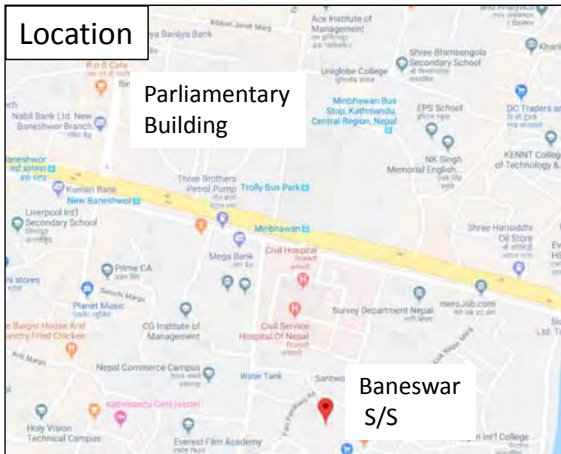
According to the above objective, field survey was conducted on the following 4 site.

- K3 S/S, supplying to Singh Durbar
- Maharajgunj S/S, supplying to the President Residence
- Baneshwar S/S, supplying to the Parliamentary Building
- Pokhara S/S, supplying to Pokhara Administration center



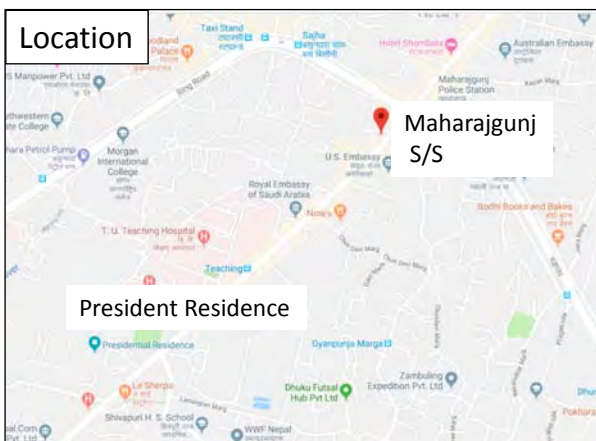
- ✓ Location
North-West corner of Singhdarbar
- ✓ Space
Need to secure the land adjacent to K3
- ✓ Feeder Panel
Possible to be connected to spare panel
- ✓ Required Capacity
Demand of Singhdarbar is up to 2MW.

There is no problem from the technical point of view.



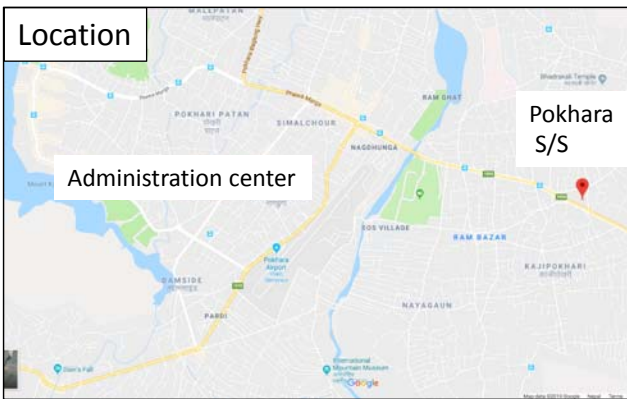
- ✓ Location
South-East of Parliamentary Building
- ✓ Space
Not enough space requiring for BESS
- ✓ Feeder Panel
No spare panel, need an expansion panel
- ✓ Required Capacity
Demand of the feeder is up to 700kW

It is difficult to install unless the land issue is resolved.



- ✓ Location
North-East of President Residence
- ✓ Space
Need to clean up to secure sufficient space.
- ✓ Feeder Panel
No spare panel, Adding a panel is difficult
- ✓ Required Capacity
Demand of the feeder is up to 1.1MW

It is difficult to install BESS unless the feeder panel will be added. It also need to confirm the necessity because this has a very reliable system.



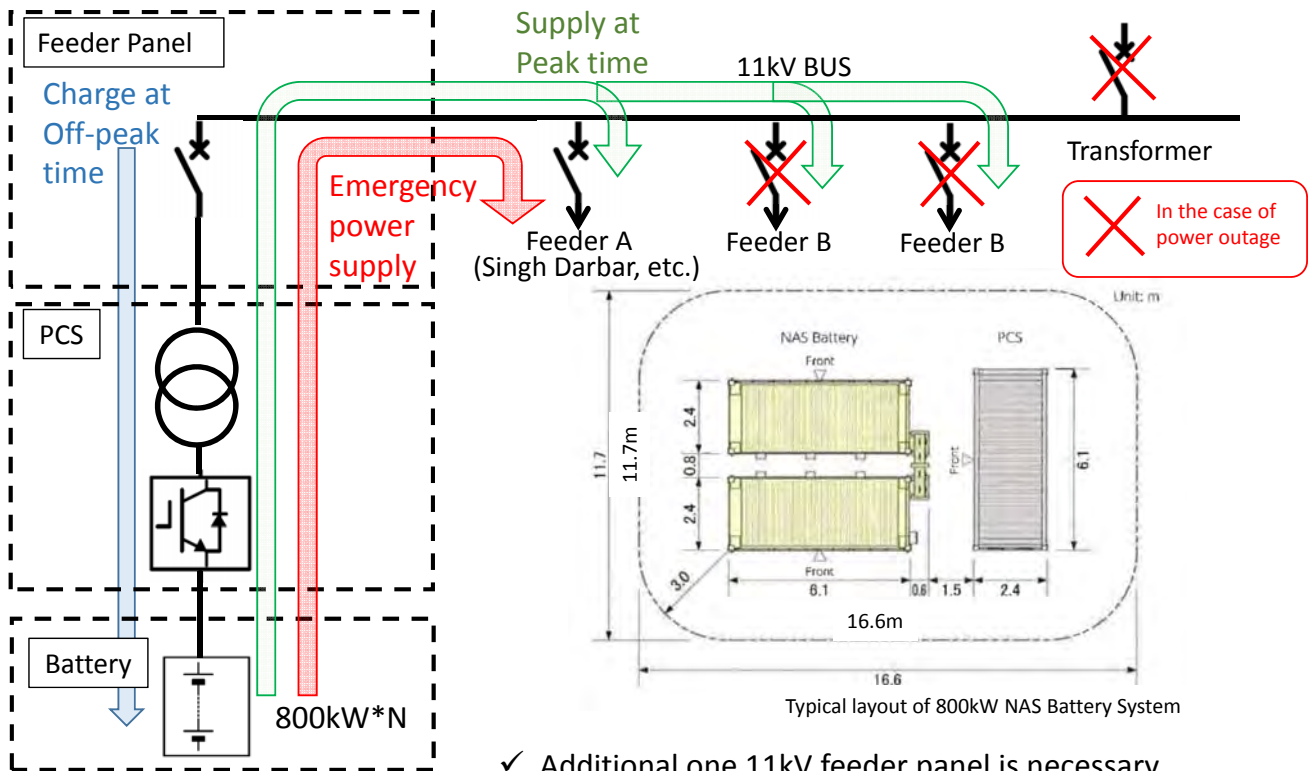
- ✓ Location
East side of Pokhara city
- ✓ Space
Need to secure sufficient space (UG route).
- ✓ Feeder Panel
Possible to be connected to spare panel
- ✓ Required Capacity
Demand of the feeder is up to 2.4MW

From the technical point of view, there is no problem, but the target feeder is planned to be shifted to new Birauta S/S.

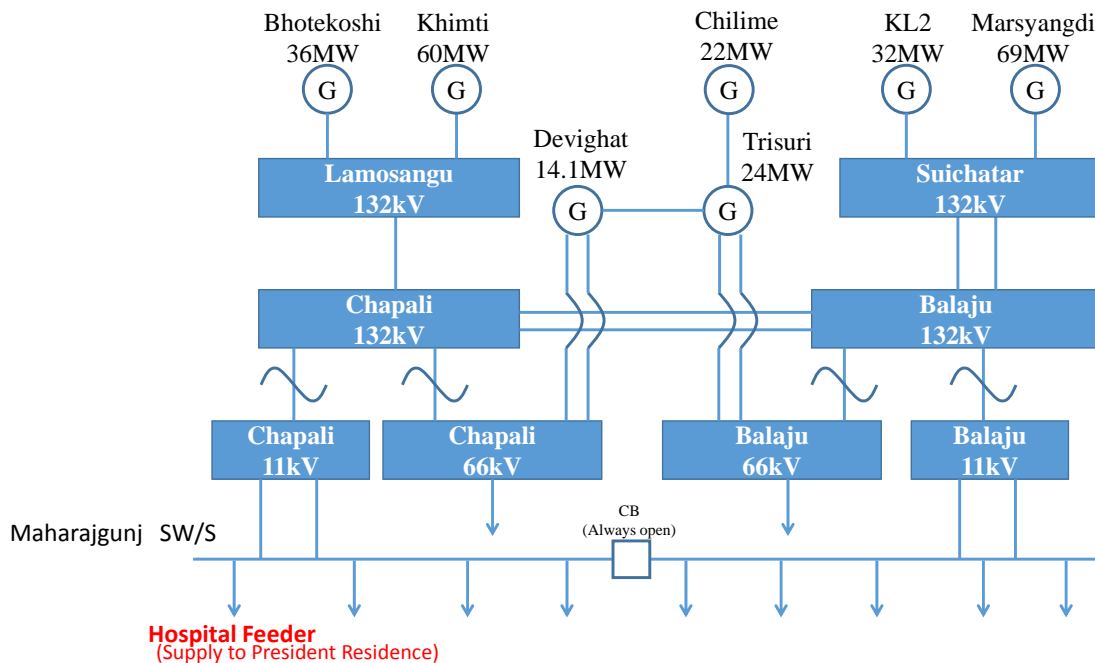
Summary of the site survey

Service station	K3	Baneswar	Maharjungunj	Pokhara
Supply to	Singh Darbar	Parliament building	President Residence	Provincial office
Space	Good (adjacent land)	difficult	With condition	With condition
Feeder Panel to be connected	Good	With condition	Difficult	Good
Requiring Capacity (tentative)	2.0MW	0.8MW	1.2MW	2.4MW
Remarks	NEA need to secure the land space.	Necessity to secure the land	NEA need to clean up the compound.	This load will be shifted to new Birauta S/S

- ✓ From the technical view point, K3 is the first candidate for BESS among them.
- ✓ Pokhara will be second candidate after commissioning of Birauta S/S.



- ✓ Additional one 11kV feeder panel is necessary
- ✓ More than 200m² space is necessary for 800kW BESS



- ✓ Maharajgunj SW/S is connected to Chapali S/S and Balaju S/S by 2 route and 4 lines.
- ✓ Chapali S/S and Balaju S/S are connected at 132kV each other by 2 lines.
- ✓ It is possible to supply electric power even if N-1 fault occurred.

This SW/S has a very reliable system, so it is assumed that BESS is not necessary.