南アジア地域バングラデシュ、ブータン、インド、ネパール（BBIN）各国の電力連結性強化に係る情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

令和 5 年 2 月
（2023 年）

国際協力機構 (JICA)

東京電力パワーグリッド株式会社
東京電力ホールディングス株式会社
株式会社三菱総合研究所

社基
JR
23-034

目　次

第 1 章　序　章 1-1
1.1　調査の背景 1-1
1.2　本調査の目的 1-2
1.3　対象地域 1-2
1.4　相手国の実施機関 1-2

第 2 章　BBIN 各国の電力事情 2-1
2.1　バングラデシュ 2-1
2.1.1　エネルギー・電力セクターの体制 2-1
2.1.2　電力セクターの概要 2-5
2.1.3　エネルギーセクターの概要 2-10
2.1.4　第 8 次 5 か年計画 2-11
2.1.5　電力セクターの現状 2-12
2.1.6　需給・系統運用 2-24
2.1.7　送変電設備開発計画（国内・国際連系） 2-25
2.1.8　送変電ビジネスの民間への開放 2-28
2.1.9　発電原価 2-28
2.1.10　託送料金 2-30
2.1.11　財務状況 2-31
2.1.12　気候変動対策 2-34
2.1.13　他ドナーの支援状況 2-39
2.2　ブータン 2-43
2.2.1　電力セクターの体制 2-43
2.2.2　電力セクターの概要 2-44
2.2.3　電力・エネルギー政策 2-51
2.2.4　気候変動政策 2-54
2.2.5　他ドナーの支援状況 2-58
2.2.6　電力需給状況 2-60
2.2.7　系統拡充計画 2-65
2.3　インド 2-67
2.3.1　エネルギー政策動向 2-67
2.3.2　地球温暖化防止政策動向 2-68
2.3.3　他ドナーの支援状況 2-71
2.3.4　電気事業実施体制 2-75
2.3.5　電力需給状況 2-76
2.3.6　電源開発動向 2-86
2.3.7　電力自由化の動向 2-94
2.3.8　基幹系統 2-96
2.3.9　系統運用 2-102

2.3.10　需給運用 2-105
2.3.11　インバランス制度（Deviation Settlement Mechanism（DSM）） 2-110
2.3.12　需給調整市場（アンシラリーマーケット）創設に向けた取り組み 2-115
2.3.13　電気料金メニュー 2-119
2.4　ネパール 2-121
2.4.1　電力セクターの体制 2-121
2.4.2　電力・エネルギー政策 2-124
2.4.3　電力需給の現状と予測 2-128
2.4.4　系統拡充計画 2-131
2.4.5　系統運用 2-134
2.4.6　NEA の財務状況 2-134
2.4.7　CO_2 排出量 2-136
2.4.8　他ドナーの支援状況 2-137
2.5　ミャンマー 2-139
2.5.1　電力・エネルギー政策 2-139
2.5.2　電力需給状況 2-139
2.6　スリランカ 2-143
2.6.1　電力・エネルギー政策 2-143
2.6.2　電力需給状況 2-145
2.6.3　CO_2 排出量 2-147

第 3 章　BBIN における電力連系の現状 3-1
3.1　電力政策の枠組み 3-1
3.2　BBIN 地域内の電力融通実績 3-8
3.3　関係各国間の電力連系状況 3-11
3.4　国際電力融通に係る電力市場の状況 3-22
3.5　各国国際連系に関する電力売買契約（PPA）条件 3-24
3.5.1　電力売電（卸取引）契約の類型化 3-24
3.5.2　BBIN 各国における発電料金制度の基本的枠組み 3-25
3.5.3　BBIN 各国間の国際電力取引における契約条件 3-28
3.6　BBIN 地域全体での電力由来温暖化ガス排出量の推定 3-30
3.7　BBIN 地域のエネルギーバランス 3-32

第 4 章　南アジア地域協力の現状 4-1
4.1　地域協力（電力分野以外を含む）の現状 4-1
4.2　他ドナーにおける協力状況 4-15
4.2.1　SAARC 協定、BBIN 会合等、多国間での枠組みのレビュー 4-15
4.2.2　関係各所の活動状況や成果のレビュー 4-21
4.2.3　既往調査によるビジョン、ロードマップ、戦略等の整理、ギャップ分析 4-29

第 5 章　想定される課題、ギャップ分析 5-1
5.1　国際電力取引（既存）の実態、教訓の分析 5-1

5.1.1　国際電力取引に掛かる経済的便益の評価 5-1
5.1.2　国際電力取引に掛かる制度整備（標準化）の必要性 5-2
5.1.3　経済的便益を最大化する電力取引及び価格に関する考察 5-4
5.2　取引制度設計・運用面、系統システム運用面での課題及び解決策の提案 5-11
5.2.1　インド国策定の国際連系ガイドライン、規制、手続き 5-11
5.2.2　BBIN 各国の関連ガイドライン、Grid Code 等 5-14
5.2.3　グリッドコードのギャップと建設、運転、維持管理時の注意点 5-34
5.2.4　グリッドコードの地域間協調 5-41
5.2.5　国際連系線の運用 5-42

第 6 章　地域内エネルギー貯蔵システムの検討 6-1
6.1　地域内電力連系によるエネルギー貯蔵 6-1
6.1.1　各国の電力需給状況分析 6-1
6.1.2　検討の前提条件 6-13
6.1.3　2040 年の検討 6-18
6.1.4　電力需給状況分析を踏まえた課題 6-24
6.2　グリーン水素・アンモニア活用によるエネルギー貯蔵システム 6-30
6.2.1　グリーン水素・アンモニアの概要 6-30
6.2.2　グリーン水素・アンモニア導入に関する日本での動向 6-32
6.2.3　アンモニア（ブルー及びグリーン）の製造コスト見通し 6-35
6.2.4　BBIN 地域における、グリーンアンモニアのサプライチェーン構築 6-38
6.2.5　製造国における国内需要の想定、需要造成に向けた検討 6-42
6.2.6　経済性比較評価 6-53
6.3　電力貯蔵設備の比較 6-55
6.3.1　検討条件 6-55
6.3.2　日間電力貯蔵 6-58
6.3.3　季節間電力貯蔵 6-62

第 7 章　エネルギートランジション（インド）に向けた検討 7-1
7.1　インドの石炭火力を取り巻く背景 7-1
7.1.1　世界の温室効果ガス排出削減目標 7-1
7.1.2　インドの温室効果ガス排出削減目標 7-3
7.1.3　インドの脱炭素政策 7-7
7.1.4　日本の既設石炭火力発電設備におけるアンモニア混焼技術 7-8
7.1.5　インドにおける今後の石炭火力の役割 7-12
7.2　石炭火力へのアンモニア調達方法の分析 7-14
7.2.1　インド国内におけるアンモニア需給 7-14
7.2.2　アンモニア調達方法の検討（輸入とインド国内調達） 7-17
7.2.3　アンモニア調達コスト（ブルーアンモニア、グリーンアンモニア） 7-18
7.3　既設石炭火力のアンモニア混焼プラント候補地選定 7-23
7.3.1　インドの石炭火力概況 7-23
7.3.2　一次スクリーニング 7-24

7.3.3　二次スクリーニング 7-26
7.3.4　三次スクリーニング 7-29
7.4　石炭火力でアンモニア混焼を行うための改造範囲 7-43
7.4.1　候補発電所の概要 7-43
7.4.2　プラント全体の改造範囲 7-46
7.4.3　ボイラの改造範囲 7-47
7.4.4　アンモニア混焼実施時における課題の整理 7-54
7.4.5　改造工事費用概算 7-61
7.4.6　改造工事実施スケジュール 7-67
7.5　アンモニア混焼実証試験要領 7-70
7.5.1　実証試験概要 7-70
7.5.2　アンモニア混焼試験実証体制 7-74
7.5.3　アンモニア混焼実証試験工程 7-74
7.6　将来の混焼率アップに向けた方向性の検討 7-76
7.6.1　将来のアンモニア混焼率アップに向けた課題 7-76
7.6.2　2070 年ゼロエミッションに向けたロードマップの提案 7-77
7.7　後継プロジェクトの形成支援 7-80
7.7.1　上位目標と目的 7-80
7.7.2　具体的業務実施内容 7-80
7.7.3　必要投入量 7-84
7.7.4　実施スケジュール 7-86

第 8 章　国際連系の活性化を目指したロードマップの提案 8-1
8.1　優先プロジェクトの比較評価 8-1
8.1.1　候補地点の評価方法 8-1
8.1.2　水力発電所の候補地点 8-4
8.2　具体的な事業の実施に係る法務、制度、ファイナンス組成に係る提言 8-17
8.2.1　各国法制度の整備及び国際的な整合・調和 8-17
8.2.2　国際送電連系線へのファイナンス促進に向けた方策 8-24
8.3　各国毎のビジョン、ロードマップ、実施枠組みの提案 8-27
8.3.1　既存の多国間協力枠組みの活用既存の多国間協力枠組みの活用 8-27
8.3.2　国際開発機関との連携 8-28
8.3.3　多国間・二国間対話を促進するためのインセンティブの特定・創設の提案 8-30

第 9 章　日本が果たす役割と JICA の協力に向けた提言 9-1
9.1　優先支援案件の提言 9-1
9.1.1　電源開発 9-1
9.1.2　送電線、国際連系線 9-4
9.1.3　地域電力マーケット形成、需給計画、系統システム運用等技術支援 9-22
9.2　優先支援案件の形成に向けたアクションプラン 9-24
9.2.1　バングラデシュへの電力輸出候補案件の送電方法 FS 調査 9-24

9.2.2　揚水式水力のポテンシャル調査 9-27
9.2.3　バングラデシューインド間の連系線増強計画の検討 9-29
9.2.4　地域内エネルギー貯蔵システムの検討 9-31
9.2.5　ネパールにおける系統運用関連の技術支援 9-33

第 10 章　関係者間の合意形成 10-1
10.1　ワークショップ 10-1
10.2　本邦招へい 10-3

図目次

図 2-1　MoPEMR の組織図 2-2
図 2-2　MoPEMR 以下、電力部門の体系図 2-5
図 2-3　発電事業者別の発電設備容量と比率（2020 年 6 月 30 日時点） 2-8
図 2-4　月間最大需要実績と月間平均気温、月間平均最高温度 2-12
図 2-5　PSMP2016 および Revisiting PSMP2016 の需要想定と実績需要（気温補正後）の比較 2-13
図 2-6　PSMP2016 と当国政府が 2018 年に見直した Revisiting PSMP2016 による需要想定（省エネ対策込み）の比較 2-14
図 2-7　政府が 2018 年に見直した Revisiting PSMP2016 による需要想定（省エネ対策なし）および PSMP2016 の想定需要と実績需要の比較（年間需要電力量） 2-15
図 2-8　2019 年 1 月から 12 月までの最大電力と月平均日電力量 2-15
図 2-9　1 日の電力需要の形状（日負荷曲線）の季節推移 2-16
図 2-10　PSMP2016 で示された、2015 年から 2041 年にかけての、最大電力需要に対する日負荷曲線比率 2-17
図 2-11　PSMP2016 で想定した 2020 年の日負荷曲線比率と、2019 年の最大電力発生日（5 月 29 日）の日負荷曲線比率の比較 2-18
図 2-12　2041 年までの供給力と需要（3 パターン）および予備率の推移 2-20
図 2-13　2020 年以降に開発・廃止される電源量および総発電容量 2-20
図 2-14　電源ポートフォリオの供給力推移 2-22
図 2-15　電源ポートフォリオの比率推移 2-22
図 2-16　再生可能エネルギー導入を反映した電源ポートフォリオ比率 2-24
図 2-17　バングラデシュにおける需給・系統運用の概略図 2-25
図 2-18　バングラデシュの送変電設備マップ 2-27
図 2-19　2016-2020 年度にかけての発電単価の推移（Tk/kWh） 2-29
図 2-20　2016-2020 年度にかけての発電電力量比率の推移（%） 2-30
図 2-21　BPDB の 2019-20 年度の営業収支他 2-31
図 2-22　2009-10 年度から 2019-20 年度までの営業収支 2-33
図 2-23　2011 年から 2030 年までの GHG 排出量（$MtCO_2e$）の予測 2-34
図 2-24　NDC-NAP 実施体制のガバナンス体制図 2-37
図 2-25　Rampal 発電所とシュンドルボンの位置関係 2-42
図 2-26　ブータン国の電気事業体制 2-44
図 2-27　DOE の組織体制 2-45
図 2-28　BEA の組織体制 2-46
図 2-29　BPC の組織体制 2-48
図 2-30　DGPC の組織体制 2-49
図 2-31　CO_2 排出量の推移（ブータン） 2-57
図 2-32　各季節の毎時間の需要実績 2-60
図 2-33　電力需要予測 2-61
図 2-34　各月の国内電力需要と供給力の関係 2-61

図 2-35　電力需要と水力発電所の最低供給可能量の関係 2-62
図 2-36　エネルギーバランス（2014 年） 2-64
図 2-37　将来のエネルギーバランス（Energy Efficient Scenario） 2-65
図 2-38　2020 年断面の系統図 2-66
図 2-39　2050 年断面の系統図 2-66
図 2-40　世界の一次エネルギー総供給量（2018 年） 2-67
図 2-41　国民一人当たりの電力消費量（kWh） 2-68
図 2-42　世界の CO_2 排出量（2018 年） 2-69
図 2-43　インドの電力セクター構成 2-76
図 2-44　インドの電力供給体制 2-76
図 2-45　最大電力需要の実績と見通し 2-77
図 2-46　年間電力量需要の実績と見通し 2-77
図 2-47　2019 年度の最大電力発生日の総需要（2019 年 5 月 30 日） 2-78
図 2-48　発電設備容量（MW）の推移（実績） 2-79
図 2-49　発電電力量（MU）の推移（実績） 2-79
図 2-50　2020 年 7 月 31 日時点の電源構成 2-80
図 2-51　セクター毎の燃料別電源構成 2-80
図 2-52　再生可能エネルギー発電量と火力発電所の稼働率の推移 2-81
図 2-53　需要の年負荷率の推移 2-81
図 2-54　最大電力と供給力と不足電力 2-82
図 2-55　電力量と供給量と不足量 2-83
図 2-56　各月の最大電力（実績と 2020 年度計画値） 2-83
図 2-57　各月の供給電力量（実績と 2020 年度計画値） 2-84
図 2-58　月毎の最大需要予測と供給計画（2020 年度） 2-85
図 2-59　月毎の需要電力量予測と供給電力量計画（2020 年度） 2-85
図 2-60　2031 年度末の発電設備構成（合計：871.8GW） 2-87
図 2-61　インドの発電設備容量の推移 2-87
図 2-62　発電設備容量の推移（実績と計画） 2-88
図 2-63　発電電力量の推移（実績と計画） 2-88
図 2-64　インドの再生可能エネルギー導入ポートフォリオ（2022 年目標） 2-90
図 2-65　インドの再生可能エネルギー導入ポートフォリオ（2022 年 3 月 31 日現在） 2-90
図 2-66　再生可能エネルギー導入目標と現状 2-91
図 2-67　太陽光発電の売電価格推移 2-91
図 2-68　風力発電の売電価格推移 2-92
図 2-69　電力取引市場の構成 2-95
図 2-70　全体の電力量に対する短期商品の電力量とその比率 2-95
図 2-71　取引所取引と相対取引の量とインド需要電力量に対する比率 2-96
図 2-72　電圧階級毎の送電線回線延長の推移 2-97
図 2-73　電圧階級毎の変圧器容量の推移 2-98
図 2-74　電力系統図（400kV 以上：北東部は 132kV 以上　2019 年 10 月 24 日現在） 2-99
図 2-75　Average Participation Method 2-102

図 2-76　インドの地域間連系の変遷.....2-103
図 2-77　各地域給電指令所のエリア.....2-104
図 2-78　インドの翌日計画策定スケジュール.....2-105
図 2-79　インドの当日のスケジュール変更可能領域.....2-107
図 2-80　インドにおける REMC の一覧.....2-110
図 2-81　インバランス料金及び卸電力価格（取引市場、相対）の推移.....2-112
図 2-82　DSM におけるインバランス料金単価（青：改定前、赤：改定後）.....2-114
図 2-83　インドにおける需給調整市場の概略図.....2-116
図 2-84　2019 年 1 月 27 日の全インド Net Demand（残余需要）日曲線.....2-118
図 2-85　供給コストと電気料金.....2-119
図 2-86　電力セクターの体制と各組織の関係.....2-121
図 2-87　国内エネルギー需要（供給源別及び用途別）の推移.....2-124
図 2-88　電力需要想定.....2-128
図 2-89　電力需要実績.....2-128
図 2-90　電力需給状況（日負荷曲線）.....2-129
図 2-91　各年の供給力内訳.....2-129
図 2-92　発電設備量の推移.....2-130
図 2-93　従来の系統構成図（2035 年、IMP）.....2-131
図 2-94　TSMP における系統構成図（2040 年）.....2-132
図 2-95　ネパール系統図.....2-133
図 2-96　NEA の収支状況.....2-134
図 2-97　NEA の貸借対照表の推移.....2-135
図 2-98　CO_2 排出量の推移（ネパール）.....2-136
図 2-99　Electricity demand and supply.....2-140
図 2-100　Installed Capacity（MW） by Plant Type.....2-141
図 2-101　Installed Capacity（MW）of Renewable Energy.....2-141
図 2-102　Forecast of CO_2 emissions in the energy sector.....2-142
図 2-103　エネルギー政策（スリランカ）.....2-143
図 2-104　電力需要想定（スリランカ）.....2-145
図 2-105　電源構成の推移（スリランカ）.....2-145
図 2-106　再生可能エネルギー設備量の推移（スリランカ）.....2-146
図 2-107　CO_2 排出量の推移（スリランカ）.....2-147
図 3-1　Imported/Exported Energy within BBIN Region in 2019.....3-8
図 3-2　Bangladesh’s Imports/Exports from/to India.....3-9
図 3-3　Bhutan’s Imports/Exports from/to India.....3-9
図 3-4　Nepal’s Imports/Exports from/to India.....3-10
図 3-5　Interconnection between Bangladesh and India.....3-12
図 3-6　スリランカとインド間の電力連系案.....3-17
図 3-7　Existing Interconnection Line of 400kV or more in the BBIN Region.....3-19
図 3-8　Proposed Interconnection Line of 400kV or more in the BBIN Region in 2030.....3-20
図 3-9　Proposed Interconnection Line of 400kV or more in the BBIN Resign in 2040.....3-21

図 3-10　Power Market at India....3-22
図 3-11　BBIN 各国の電力由来の CO_2 排出量推移....3-30
図 3-12　BBIN 各国の電力由来の CO_2 排出量原単位推移....3-30
図 3-13　各国のエネルギーバランス（生産量）....3-32
図 3-14　各国のエネルギーバランス（供給量）....3-33
図 3-15　各国のエネルギーバランス（消費量）....3-34
図 3-16　エネルギーバランス（6 か国合計）....3-35
図 4-1　南アジア地域での電力融通に関する主な変遷....4-1
図 4-2　SAARC, BIMSTEC, ASEAN の加盟国....4-2
図 4-3　BIMSTEC の活動の変遷....4-5
図 4-4　SARI/EI プログラムの体制....4-6
図 4-5　MCC がネパールで計画中の送電線プロジェクト....4-14
図 4-6　BIMSTEC におけるエネルギーセクター統合に向けたロードマップ....4-29
図 4-7　SAARC 地域における CBET 進展のためのロードマップ及びアクションプラン....4-30
図 5-1　地域大での電力取引市場確立に向けた道筋....5-6
図 5-2　ネパールの月別電力需給バランス....5-8
図 5-3　バングラデシュのメリットオーダーカーブ（2019/2020 年度）....5-9
図 5-4　BBIN 各国の周波数制御方式の提案....5-42
図 5-5　インドにおける FFC 制御のイメージ....5-43
図 5-6　バングラデシュ、ブータン、ネパールにおける TBC 制御のイメージ....5-43
図 5-7　インドの需給調整市場の概略図（再掲）....5-44
図 6-1　BBIN 各国の 2019 年における電力需要実績....6-1
図 6-2　BBIN 各国の 2019 年における電力需要実績....6-2
図 6-3　BBIN 各国の 2019 年における発電設備量構成比率....6-3
図 6-4　BBIN 各国の 2019 年における年間発電電力量構成比率....6-3
図 6-5　BBIN 各国の 2019 年における各種発電設備の運転状況....6-4
図 6-6　ブータンとネパールにおける月別の発電量と需要の関係....6-5
図 6-7　長期需要想定（インド）....6-8
図 6-8　2040 年における発電設備量構成....6-12
図 6-9　検討対象系統の状況....6-13
図 6-10　太陽光の月別発電量....6-16
図 6-11　太陽光の時間別発電量....6-16
図 6-12　風力の月別発電量....6-17
図 6-13　風力の時間別発電量....6-17
図 6-14　各設備の運用状況....6-23
図 6-15　連系容量と年間潮流量の関係....6-24
図 6-16　太陽光発電当てはめ後の各種発電設備の運用状況....6-25
図 6-17　電力貯蔵設備量と太陽光出力抑制の関係....6-26
図 6-18　石炭火力の最低出力と太陽光出力抑制の関係....6-26
図 6-19　ネパールとバングラデシュにおける月別の発電量と需要の関係....6-28
図 6-20　グレー水素、ブルー水素、グリーン水素の違い....6-30

図 6-21　キャリア（液化水素、有機ハイドライド、アンモニア）を用いた、水素輸送.....6-31
図 6-22　日本政府による燃料アンモニア導入・拡大ロードマップ.....6-33
図 6-23　「『燃料アンモニアサプライチェーンの構築』プロジェクトの研究開発・社会実装計画」で掲げられている目標、及び今後確立すべき技術.....6-34
図 6-24　アンモニア（ブルー・グリーン）の製造から輸送・発電に至るサプライチェーン.....6-35
図 6-25　各ケースにおける、アンモニア製造コストの試算結果.....6-36
図 6-26　IEA による、アンモニア（グレー、ブルー、グリーン）の製造コスト推計.....6-37
図 6-27　BBIN 地域における、グリーンアンモニアのサプライチェーンのイメージ.....6-39
図 6-28　産業分野での水素・アンモニアの利用状況.....6-45
図 6-29　水素燃焼炉（外観）.....6-46
図 6-30　燃料電池自動車（FCV）の基本構造.....6-47
図 6-31　燃料電池自動車（FCV）の想定される用途.....6-47
図 6-32　ネパールにおける一次エネルギー総供給の推移及びエネルギー種別内訳.....6-48
図 6-33　ネパールにおける石炭需給の推移.....6-49
図 6-34　ネパールにおける石油需給の推移.....6-49
図 6-35　ネパールにおける最終エネルギー消費量の推移（供給形態別内訳）.....6-50
図 6-36　ネパールにおける最終エネルギー消費量の推移（部門別内訳）.....6-50
図 6-37　ネパールにおける産業部門エネルギー消費量の推移.....6-51
図 6-38　ネパールにおける家庭部門エネルギー消費量の推移.....6-51
図 6-39　ネパールにおける商業・公共部門エネルギー消費量の推移.....6-52
図 6-40　ネパールにおける運輸部門エネルギー消費量の推移.....6-52
図 6-41　毎時間の電力需要と取引価格.....6-56
図 6-42　各月の最大電力需要と水力平均発電量の関係.....6-56
図 6-43　各月の需要電力量と水力発電電力量の関係.....6-57
図 6-44　各月の調整池式水力の運転状況.....6-58
図 6-45　6 月～10 月の各種発電方式の運転状況.....6-59
図 6-46　感度解析結果.....6-61
図 6-47　毎月の貯水池運用.....6-62
図 6-48　水素による電力貯蔵のフロー図.....6-63
図 6-49　アンモニアによる電力貯蔵のフロー図.....6-64
図 6-50　アンモニア直接燃焼方式のフロー図.....6-65
図 6-51　送電損失、Wheeling charge と供給原価の関係.....6-66
図 7-1　主要国のパリ協定と温室効果ガス削減目標.....7-2
図 7-2　事業用発電所の発電設備容量（2022 年 1 月時点）と将来目標.....7-4
図 7-3　インド全体の発電量（2019-2020）.....7-5
図 7-4　2019 年セクター別 CO_2 排出量と 2030 年の推定排出量.....7-6
図 7-5　炭素強度の推移（1990-2019）と将来目標.....7-6
図 7-6　①ブルーアンモニア ②グリーンアンモニアの製造方法.....7-9
図 7-7　アンモニア混焼バーナ.....7-10
図 7-8　20%アンモニア混焼実証プロジェクトの概要.....7-11

図 7-9　インドにおける今後の石炭火力の役割.....7-12
図 7-10　インドにおける日負荷カーブ.....7-12
図 7-11　2020 年アンモニア国別生産量.....7-14
図 7-12　2019 年アンモニア国別輸出入量.....7-15
図 7-13　インド国内アンモニア生産量推移.....7-16
図 7-14　アンモニア輸入量上位国の輸入量推移.....7-16
図 7-15　ブルーアンモニア製造フロー.....7-19
図 7-16　グリーンアンモニア製造フロー.....7-20
図 7-17　再生可能エネルギーポテンシャル.....7-20
図 7-18　石炭火力発電所運転開始日の分布.....7-24
図 7-19　調査対象発電所一覧（一次スクリーニング後）.....7-25
図 7-20　調査対象発電所一覧（二次スクリーニング後）.....7-27
図 7-21　Tuticorin Port および Tuticorin NTPL TPP の航空写真図.....7-31
図 7-22　Tuticorin Port の航空写真図.....7-31
図 7-23　Ennore Port、Vallur TPS、North Chennai TPS（Expansion）の航空写真図.....7-32
図 7-24　Ennore Port の航空写真図.....7-32
図 7-25　Krishnapatnam Port および Sri Damodaram Sanjeevaiah TPS の航空写真図.....7-33
図 7-26　Krishnapatnam Port の航空写真図.....7-33
図 7-27　Visakhapatnam Port および Simhadri Power Station の航空写真図.....7-34
図 7-28　Visakhapatnam Port の航空写真図.....7-34
図 7-29　Vallur TPS のアンモニア設備設置候補地.....7-36
図 7-30　North Chennai TPS (Expansion) のアンモニア設備設置候補地.....7-37
図 7-31　Tuticorin NTPL TPP のアンモニア設備設置候補地.....7-38
図 7-32　Simhadri Power Station のアンモニア設備設置候補地.....7-40
図 7-33　Khargone Power Station のアンモニア設備設置候補地.....7-41
図 7-34　Simhadri Power Station.....7-43
図 7-35　Simhadri Power Station と Visakhapatnam Port の位置関係.....7-44
図 7-36　Khargone Power Station.....7-45
図 7-37　石炭火力におけるアンモニア混焼改造範囲.....7-46
図 7-38　石炭火力の燃焼方式.....7-47
図 7-39　石炭火力をガス火力に改造した例.....7-48
図 7-40　液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲.....7-48
図 7-41　液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲（Khargone1,2 号機）.....7-49
図 7-42　ガスアンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲.....7-50
図 7-43　バイオマス混焼システムの構成（混焼率 20%未満）.....7-52
図 7-44　バイオマス混焼システムの構成（混焼率 20%以上）.....7-52
図 7-45　ブラックペレット.....7-53
図 7-46　日本における各種バイオマス燃料による発電原価の比較.....7-53
図 7-47　既存油バーナの液体アンモニアバーナ（アトマイズ蒸気使用）への改造イメージ.....7-56
図 7-48　アトマイズ蒸気とアトマイズ空気の比較.....7-57

図 7-49　石炭バーナと液体アンモニアバーナの燃焼特性.....7-58
図 7-50　既存石炭バーナへの液体アンモニアバーナ装着のイメージサンプル.....7-59
図 7-51　太陽光発電、風力発電と 100%ブルーアンモニア発電の 24 時間連続発電した場合の発電原価（tariff）の比較.....7-65
図 7-52　各種電源の稼働率による発電原価の比較.....7-66
図 7-53　FSU を利用する方法.....7-68
図 7-54　アンモニア（NH_3）、プロパン（C_3H_8）、水素（H_2）の液化温度の比較.....7-69
図 7-55　アンモニア流量制御方式の比較.....7-71
図 7-56　アンモニア遮断ランバック機能.....7-72
図 7-57　5%アンモニア混焼試験実施要領.....7-72
図 7-58　アンモニアと石炭の燃焼特性比較.....7-73
図 7-59　アンモニア発熱量と価格の比較.....7-74
図 7-60　アンモニア混焼試験実施体制.....7-74
図 7-61　NTPC における 2070 年ネットゼロに向けたロードマップ.....7-77
図 7-62　JERA ゼロエミッション 2050 に向けたロードマップ.....7-78
図 7-63　JERA の水素・アンモニア導入計画.....7-79
図 8-1　水力発電所の候補地点の位置図（ブータン）.....8-5
図 8-2　水力発電所の候補地点の位置図（ネパール）.....8-9
図 8-3　北東 6 州の水力ポテンシャル地点位置図.....8-14
図 8-4　メガラヤ州南部の揚水候補エリア.....8-15
図 8-5　揚水候補地点からの送電線.....8-16
図 9-1　Example of cost sharing of interconnection system used by multiple IPPs.....9-4
図 9-2　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）.....9-5
図 9-3　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（専用線を建設する場合）.....9-9
図 9-4　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）.....9-13
図 9-5　ネパール水力地点からからバングラデシュへの送電（インドの系統を経由しない場合）.....9-16
図 10-1　ワークショップの様子.....10-2
図 10-2　東京電力パワーグリッドでの説明.....10-3
図 10-3　自然由来ガスを用いた GIS.....10-4
図 10-4　東芝府中事業所.....10-5
図 10-5　水素供給実証設備見学.....10-5
図 10-6　JERA とのミーティング.....10-6
図 10-7　資源エネルギー庁とのミーティング.....10-7
図 10-8　奥清津発電所二居調整池.....10-7

表目次

表 2-1　年間最大電力の動向と各マスタープラン想定との比較 2-13
表 2-2　年間需要電力量の動向と Revisiting Master Plan 2016 想定との比較 2-14
表 2-3　2041 年度までの電源計画と需給バランス（再生可能エネルギー除き） 2-21
表 2-4　2030 年までの再生可能エネルギーの導入計画 2-21
表 2-5　PGCB の託送料金 2-30
表 2-6　BPDB の 2019-2020 年度の営業収支他 2-32
表 2-7　INDC2015 で示された貢献 2-34
表 2-8　2030 年までのセクター別温室効果ガス排出削減予測 2-35
表 2-9　NDC2021 の GHG 排出削減目標 2-35
表 2-10　条件付き寄与を実現するための可能な緩和措置 2-36
表 2-11　各国、各機関からの対外債務 2-39
表 2-12　ブータンにおける気候変動分野における主要な政策や取組み 2-55
表 2-13　ADB のプロジェクト 2-58
表 2-14　世界銀行のプロジェクト 2-59
表 2-15　UNDP のプロジェクト 2-59
表 2-16　送配電ロス 2-63
表 2-17　インドにおける気候変動分野における主要な政策や取組み 2-70
表 2-18　ADB のプロジェクト 2-71
表 2-19　世界銀行のプロジェクト 2-73
表 2-20　GIZ のプロジェクト 2-74
表 2-21　州ごとの再生可能エネルギーRPO 目標値 2-93
表 2-22　送電線利用の登録料金 2-100
表 2-23　Uniform Charge に用いられる設備ごとの単価算出方法 2-101
表 2-24　RRAS のメリットオーダー表（2021 年 2 月 16 日～3 月 15 日用） 2-106
表 2-25　インバランス料金単価算定テーブル 2-113
表 2-26　インドにおける予備力・周波数調整力の基本的な考え方 2-117
表 2-27　必要な予備力・周波数調整力 2-117
表 2-28　インドの州別電力料金 2-120
表 2-29　NEA tariff Policy 2017 2-123
表 2-30　ライセンス発給状況 2-127
表 2-31　NEA と PPA を締結している発電所 2-130
表 2-32　ADB のプロジェクト 2-137
表 2-33　世界銀行のプロジェクト 2-138
表 2-34　Domestic Power Production from 2010 to 2016 2-140
表 3-1　Main Points of SAARC Framework Agreement on Energy Cooperation (Electricity), 2014 3-1
表 3-2　Imported/Exported Energy within BBIN Region in 2019 3-8
表 3-3　Existing Interconnection Lines between Bangladesh and India 3-11
表 3-4　Proposed Interconnection Lines between Bangladesh and India 3-11

表 3-5　Existing Interconnection Lines between Bhutan and India....3-13
表 3-6　Proposed Interconnection Lines between Bhutan and India....3-13
表 3-7　Existing Interconnection Lines between India and Nepal....3-14
表 3-8　Proposed Interconnection Lines between India and Nepal....3-15
表 3-9　Proposed Interconnection Lines between Bangladesh and Myanmar....3-16
表 3-10　Existing Interconnection Lines between India and Myanmar....3-16
表 3-11　Proposed Interconnection Lines between India and Myanmar....3-16
表 3-12　Proposed Interconnection Lines between India and Sri Lanka....3-17
表 3-13　Proposed Interconnection Lines between Nepal and China....3-18
表 3-14　Power Trade between Bangladesh and India through Trade Licensees at FY 2019-2020....3-22
表 3-15　Power Trade between Bhutan and India through Trade Licensees at FY 2019-2020....3-22
表 3-16　Power Trade between India and Nepal through Trade Licensees at FY 2019-2020....3-23
表 3-17　SAARC 加盟各国の国内における、発電料金制度の基本的枠組み....3-26
表 3-18　ネパールにおける、IPP からの標準購入単価（流れ込み式水力発電）....3-28
表 4-1　SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation（Electricity）の内容....4-3
表 4-2　これまでの SARI/EI の取組み....4-7
表 4-3　SARI/EI フェーズ IV の「延長フェーズ」におけるタスクフォースと活動内容....4-8
表 4-4　エネルギー分野における 2016 年から 2025 年の SASEC 運用計画....4-13
表 4-5　SFA の実装に向けた推奨事項....4-15
表 4-6　SFA の実装に向けた障壁と課題....4-16
表 4-7　南アジアの地域内電力取引の現状、障壁及び課題、今後の取組み....4-17
表 4-8　SARI/EI の主な報告書....4-21
表 4-9　SARI/EI の主な実施中の調査....4-22
表 4-10　南アジア地域における規制のガイドライン....4-23
表 4-11　南アジア地域におけるオープンアクセス制度のガイドライン....4-24
表 4-12　南アジア地域共通のミニマムグリッドコードの構成....4-24
表 4-13　南アジア地域における取引ライセンス制度のガイドライン....4-25
表 4-14　2016 年から 2020 年における SASEC の越境電力取引に関するプロジェクト....4-26
表 4-15　2010 年から 2015 年における SASEC の越境電力取引に関するプロジェクト....4-26
表 4-16　世界銀行による越境電力取引に関する報告書....4-28
表 4-17　世界銀行の越境電力取引に関するプロジェクト....4-28
表 4-18　UNESCAP による越境電力取引に関する報告書....4-28
表 5-1　託送に関する申請と費用と提要範囲....5-12
表 5-2　国際連系線利用の登録料金（Application fee）....5-12
表 5-3　各国のグリッドコード比較....5-16
表 5-4　近隣各国のグリッドコード比較（詳細）....5-18
表 5-5　送電線設備の風荷重再現年数....5-35
表 5-6　送電線設備の安全率....5-35
表 5-7　送電線径間長....5-36
表 5-8　送電線離隔距離....5-36
表 5-9　送電線絶縁設計....5-36

表 5-10　送電線保護リレー.....5-38
表 5-11　維持管理手法.....5-40
表 6-1　発電設備量の推移（バングラデシュ）.....6-6
表 6-2　水力発電設備量の推移（ブータン）.....6-7
表 6-3　National Electricity Plan における各電源の開発政策.....6-7
表 6-4　年度末設備量の推移（インド）.....6-8
表 6-5　2040 年の設備量想定（インド）.....6-9
表 6-6　水力発電設備量の推移（ネパール）.....6-10
表 6-7　発電設備量の推移（ミャンマー）.....6-10
表 6-8　発電設備量の推移（スリランカ）.....6-11
表 6-9　2040 年における発電設備量.....6-11
表 6-10　2030 年、2040 年における最大電力需要.....6-14
表 6-11　2040 年における各国とインド間の連系容量.....6-14
表 6-12　標準ケースにおける各系統間の連系線容量.....6-15
表 6-13　再生可能エネルギーの利用率.....6-15
表 6-14　2040 年における各系統の設備量.....6-18
表 6-15　2040 年における各系統の発電電力量.....6-19
表 6-16　2040 年における各系統の CO_2 排出量.....6-19
表 6-17　2040 年における系統間連系線の潮流状況.....6-20
表 6-18　2040 年における CO_2 排出量の想定.....6-29
表 6-19　アンモニア（ブルー・グリーン）の製造に掛かる各ケースの諸元.....6-36
表 6-20　グリーンアンモニア製造プラントの主な概要（ケーススタディ）.....6-40
表 6-21　アンモニアの輸送コスト（ケーススタディ）.....6-41
表 6-22　ネパールにおける主な非電力エネルギー需要及び脱炭素化に向けた方向性.....6-44
表 6-23　ネパールからバングラデシュへの送電線建設コスト（専用線建設）.....6-53
表 6-24　線路定数 [per unit / km / circuit, at 100 MVA base].....6-53
表 6-25　送電損失（ネパール～バングラデシュ、専用線を建設する場合）.....6-53
表 6-26　各種設備の諸元.....6-57
表 6-27　電力融通に係る諸元.....6-57
表 6-28　日間電力貯蔵方式の比較.....6-60
表 6-29　水素に関連する各種設備の諸元.....6-63
表 6-30　水素による貯蔵の供給原価.....6-64
表 6-31　アンモニアによる貯蔵の供給原価.....6-65
表 6-32　季節間電力貯蔵方式の比較.....6-67
表 7-1　2019 年の一次エネルギー供給内訳　（単位：TJ）.....7-3
表 7-2　2019 年のエネルギー転換内訳　（単位：TJ）.....7-3
表 7-3　2019 年の最終エネルギー消費内訳　（単位：TJ）.....7-4
表 7-4　炭素税率の推移.....7-7
表 7-5　アンモニア調達方法の比較.....7-18
表 7-6　地域別天然ガス価格.....7-19
表 7-7　地域別太陽光発電・風力発電の設備利用率.....7-21

表 7-8　コスト分析における前提条件.....7-22
表 7-9　コスト試算結果.....7-22
表 7-10　各州の事業用石炭火力発電設備容量（2022/2/28 時点）.....7-23
表 7-11　一次スクリーニングの項目.....7-24
表 7-12　二次スクリーニングの項目.....7-26
表 7-13　調査対象発電所一覧表（二次スクリーニング後）.....7-28
表 7-14　発電所選定の主な評価基準.....7-29
表 7-15　候補発電所の近隣港の比較.....7-30
表 7-16　Vallur TPS に関する諸元.....7-35
表 7-17　North Chennai TPS (Expansion) に関する諸元.....7-36
表 7-18　Tuticorin NTPL TPP に関する諸元.....7-38
表 7-19　Simhadri Power Station に関する諸元.....7-39
表 7-20　Khargone Power Station に関する諸元.....7-40
表 7-21　候補発電所の評価表.....7-42
表 7-22　Simhadri Power Station の概要.....7-43
表 7-23　Khargone Power Station の概要.....7-45
表 7-24　ガスアンモニアバーナと液体アンモニアバーナの比較.....7-51
表 7-25　CO_2 削減燃料としてのバイオマスとアンモニアの比較.....7-54
表 7-26　アンモニア混焼コスト（改造工事費用およびランニングコスト増分）.....7-61
表 7-27　既設石炭火力（500MW）におけるカーボンフリー発電原価.....7-63
表 7-28　24 時間連続で 1kWh を発電する場合の太陽光発電、風力発電の発電原価.....7-65
表 7-29　ケース 1：アンモニアタンク（10,000ton または 100ton）を設置するケース.....7-67
表 7-30　ケース 2：アンモニアタンクを設置せず FSU を利用するケース.....7-68
表 7-31　アンモニア混焼試験概要.....7-70
表 7-32　アンモニア混焼実証試験工程.....7-75
表 7-33　各種アンモニア燃料の特長と課題.....7-76
表 7-34　実施スケジュール案.....7-86
表 8-1　優先プロジェクトを選定する際の評価項目の重みづけ.....8-3
表 8-2　水力発電所の候補地点（ブータン）.....8-4
表 8-3　各候補地点の諸元（ブータン）.....8-6
表 8-4　各地点の評価とランク（ブータン）.....8-7
表 8-5　水力発電所の候補地点（ネパール）.....8-8
表 8-6　各候補地点の諸元（ネパール）.....8-10
表 8-7　各地点の評価とランク（ネパール）.....8-11
表 8-8　北東 6 州の水力ポテンシャル地点の評価状況.....8-13
表 8-9　北東 6 州における設備容量が 300MW 以上の地点.....8-13
表 9-1　ブータンにおける大規模水力プロジェクト.....9-1
表 9-2　ネパールにおける大規模水力プロジェクト.....9-2
表 9-3　ブータンやネパールにおける揚水式水力開発.....9-3
表 9-4　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）.....9-5
表 9-5　送電線建設コスト算定用単価.....9-6

表 9-6　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電線建設コスト（インド系統利用）.....9-6
表 9-7　線路定数 [per unit/km/circuit, at 100 MVA base].....9-7
表 9-8 送電損失（Dorjilung - Bogura、インドの系統を利用する場合）.....9-7
表 9-9　Dorjilung 地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案 （インドの系統を利用する場合）.....9-8
表 9-10　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（専用線を建設する場合）.....9-9
表 9-11　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電線建設コスト（専用線建設）.....9-10
表 9-12　送電損失（Dorjilung～バングラデシュ、専用線を建設する場合）.....9-10
表 9-13　線路定数（Dorjilung～Shamvuganj：1cct） [per unit, at 100 MVA base].....9-10
表 9-14　線路定数（Dorjilung～Shamvuganj：2cct） [per unit, at 100 MVA base].....9-11
表 9-15　Dorjilung 地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案 （専用線を建設する場合）.....9-12
表 9-16　Dorjilung 地点の送電方法比較.....9-12
表 9-17　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）.....9-13
表 9-18　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電線建設コスト（インド系統利用）.....9-14
表 9-19　送電損失（ネパール水力地点～バングラデシュ、インドの系統を利用する場合）.....9-15
表 9-20　ネパール水力地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案 （インドの系統を利用する場合）.....9-15
表 9-21　ネパール水力地点からからバングラデシュへの送電（インドの系統を経由しない場合）.....9-16
表 9-22　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電送電線建設コスト （インドの系統を経由しない場合）.....9-17
表 9-23　送電損失（ネパール水力地点～バングラデシュ、インドの系統を経由しない場合）.....9-18
表 9-24　ネパール水力地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案 （インドの系統を経由しない場合）.....9-18
表 9-25　ネパール水力地点の送電方法比較.....9-19
表 9-26　連系線建設に向けて解決されるべき課題と検討項目.....9-20
表 9-27　連系線建設により得られる効果.....9-21
表 9-28　エネルギー貯蔵方法の比較.....9-23
表 9-29　実施スケジュール案（Dorjilung 地点の送電方法 FS）.....9-24
表 9-30　実施スケジュール案（ネパール水力の送電方法 FS）.....9-26
表 9-31　実施スケジュール案（メガラヤ州の揚水式水力）.....9-28
表 9-32　実施スケジュール案（連系線増強計画）.....9-30
表 9-33　実施スケジュール案（地域内エネルギー貯蔵システム）.....9-32
表 9-34　実施スケジュール案（系統運用関連の技術支援）.....9-34
表 10-1　本邦招へいスケジュール.....10-3

略語集

Abbreviation	Word	和文
ABT	Availability Based Tariff	発電単価基準料金
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
Asia EDGE Initiative	Asia Enhancing Growth and Development through Energy Initiative	アジア EDGE イニシアチブ
AGC	Automatic Generation Control	発電機自動制御
APDCL	Assam Power Distribution Company Limited	インドの配電事業者
APL	Adani Power Limited	インドの発電事業者
ATC	Available Transfer Capability	送電可能容量
AVR	Automatic Voltage Control	自動電圧制御
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company Limited	バングラデシュ石油探鉱・生産会社
BAU	Business as usual	通常通り
BBIN	Bangladesh, Bhutan, India, Nepal	バングラデシュ、ブータン、インド、ネパール
BCCSAP	Bangladesh Climate Change Strategy Action Plan	バングラデシュ気候変動戦略行動計画
BCMCL	Barapukuria Coal Mine Company Limited	バングラデシュの石炭鉱業会社
BCPCL	Bangladesh-China Power Company Limited	バングラデシュ North West Power Generation Company と中国 China National Machinery Import and Export Corporation の合弁会社
BEA	Bhutan Electricity Authority	ブータン電力規制庁
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission	バングラデシュ・エネルギー規制委員会
BFP	Breaker Fault Protection	遮断器故障保護
BHEP	Budhil Hydro Electric Project	インドの発電事業
BIFPC	Bangladesh-India Friendship Power Company Pvt Ltd	バングラデシュインド友好電力会社
BIMSTEC	Bay of Bengal Initiative for Multi-Sectoral Technical and Economic Cooperation	ベンガル湾多分野技術経済協力イニシアチブ
BOG	Boil off Gas	ボイルオフガス
BOO	Build-Own-Operate	（設備の）建設・所有・運営
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer	（設備の）建設・所有・運営・移転
BOT	Build-Operate-Transfer	（設備の）建設・運営・移転
BPC	Bhutan Power Corporation	ブータン電力公社
BPDB	Bangladesh Power Development Board	バングラデシュ電力開発庁
BPMI	Bangladesh Power Management Institute	バングラデシュ電力管理協会
BREB	Bangladesh Rural Electrification Board	地方電化局
BRPL	BSES Rajdhani Power Limited	インドの配電事業者
BT	Built and Transfer	（設備の）建設・移転
BTB	Back to back	交直変換装置

Abbreviation	Word	和文
BYPL	BSES Yamuna Power Limited	インドの配電事業者
CBET	Cross Border Electricity Trade	越境電力取引
CCPP	Combined Cycle Power Plant	コンバインドサイクル発電所
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CD-ROM	Compact Disc Read only memory	シーディーロム
CEA	Central Electricity Authority	インド中央電力庁
CEB	Ceylon Electricity Board	セイロン電力庁
CEERE	Council of Experts of Energy Regulators	エネルギー規制当局の専門家会議
CEI	Chief Electric Inspector	主任電気検査官
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	インド中央電力規制委員会
CHEP	Chhukha Hydroelectricity Project	ブータンの発電事業
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
CO_2	Carbon Dioxide	二酸化炭素
CPGCBL	Coal Power Generation Company of Bangladesh Limited	バングラデシュ石炭火力発電会社
CT	Current Transformer	計器用変流器
CTU	Central Transmission Utility	中央送電会社
CVF	Climate Vulnerable Forum	気候脆弱性フォーラム
D/C	Double Circuit	2 回線送電線
DB Power	D B Power Limited	インドの発電事業者
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Limited	ダッカ電力供給公社
DETP	Domestic Electricity Tariff Policy	国内電気料金算定方針
DFR	Draft Final Report	ドラフト・ファイナル・レポート
DGPC	Druk Green Power Corporation	ブータン国営発電会社
DHPS	Department of Hydropower and Power Systems	ブータン水力・電力系統局
DISCOM	Distribution Company	配電会社
DOE	Department of Energy	エネルギー局
DoED	Department of Electricity Development	電力開発局
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Limited	ダッカ配電会社
DSM	Deviation Settlement Mechanism	電力需給スケジュール逸脱調整メカニズム
DSM	Demand Side Management	需要側管理
DVC	Damodar Valley Corporation	インドの発電事業者
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh	EGCB
EMS	Energy Management System	電力需給調整システム
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators	欧州送電系統運用者ネットワーク
EPCF	Engineering, Procurement, Construction and Financing	エンジニアリング・調達・建設・資金調達
EPRC	Energy and Power Research Council	バングラデシュ・エネルギー電力研究評議会
ERLDC	Eastern Regional Load Dispatch Centre	東部地域給電指令所（インド）
EWG	Energy Working Group	エネルギーワーキンググループ
FDI	Foreign Direct Investment	海外直接投資

Abbreviation	Word	和文
FFC	Flat Frequency Control	定周波数制御方式
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FR	Final Report	ファイナル・レポート
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GRIDCO	GRIDCO Limited	インドの送電事業者
GMR	GMR Group	インドの発電事業者
GON	Government of Nepal	ネパール政府
GSMP	Gas Sector Master Plan	ガスセクターマスタープラン
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HPPC	Haryana Power Purchase Centre	インドの配電事業者の電力調達機関
HPS	Hydropower Station	水力発電所
HSD	High Speed Diesel	軽油
HVDC	High Voltage Direct Current	高電圧直流
IBN	Investment Board Nepal	ネパール投資庁
ICR	Inception Report	インセプション・レポート
ICS	Improved Cooking Stoves	改良型クックストーブ
IDCOL	Infrastructure Development Company Limited	インフラストラクチャ開発公社
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEC	International Electro-technical Commission	国際電気標準会議
IEGC	Indian Electricity Grid Code	インドグリッドコード
IEX	Indian Energy Exchange Limited	インドのエネルギー取引所
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
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
INDC	Intended Nationally Determined Contributions	自国が決定する貢献案
IOC	International Major Oil Company	国際大手石油会社
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IPPAN	Independent Power Producers' Association, Nepal	ネパール独立系発電事業者協会
IRADe	Integrated Research and Action for Development	開発のための総合的研究および行動
ISGS	Inter State Generating Station	独立系発電事業者
ISTS	Inter-State Transmission System	州間送電線（インド）
ITR	Interim Report	インテリム・レポート
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
J&K PDD	Jammu & Kashmir Power Development Department	インドの州の電力開発局
JPL	Jindal Power Limited	インドの発電事業者
JVVNL	Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Limited	インドの配電事業者
JSEB	Jharkhand State Electricity Board	インドの州の電力委員会
KHEP	Kurichhu Hydroelectric Plant	ブータンの発電所
KPI	Key Performance Indicator	重要業績評価指標
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス

Abbreviation	Word	和文
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
MCC	Millennium Challenge Corporation	米国の援助機関
MCR	Maximum Continuous Rating	最大連続定格
MHP	Mangdechhu Hydro Power Station	ブータンの発電所
MoEA	Ministry of Economic Affairs	経済省（ブータン）
MOEWRI	Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation	エネルギー・水資源灌漑省（ネパール）
MOP	Ministry of Power	電力省（インド）
MOPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources	電力・エネルギー・鉱物資源省（バングラデシュ）
MOU	Memorandum of Understanding	基本合意書
NAP	National Action Plan	国家計画
NBPDCL	North Bihar Power Distribution Company Limited	インドの配電事業者
NDC	Nationally Determined Contributions	自国が決定する貢献
NDPL	North Delhi Power Limited	インドの配電事業者
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
NESCO	Northern Electricity Supply Company Limited	バングラデシュ北部電力供給会社
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance	日本貿易保険
NLDC	National Load Dispatch Centre	国家給電指令所
NREL	National Renewable Energy Laboratory	米国国立再生可能エネルギー研究所
NTPC	NTPC Limited	インドの発電事業者
NVVN	NTPC Vidyut Vyapar Nigam Limited	インドの電力取引会社
NWPGCL	North West Power Generation Company Limited	バングラデシュ北西部発電会社
OCCTO	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	電力広域的運営推進機関
O&M	Operation and Maintenance	（設備の）運営管理
OSOWOG	One Sun One World One Grid	太陽光発電地域間連系構想
PBS	Palli Bidyut Samity	農村電化組合
PDA	Project Development Agreement	事業開発合意
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh	バングラデシュ電力系統会社
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	インド国営送電会社
PMO	Prime Minister’s Office	首相府
PoC	Point of Connection	接続点
POSOCO	Power System Operation Corporation Limited	インド電力系統運用会社
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Public Private Partnership	官民パートナーシップ
PROR	Peaking Run-of-River	ピーク型流れ込み式
PSMP2016	Power Sector Master Plan 2016	バングラデシュの電力マスタープラン
PSMP2040	Power System Master Plan 2040	ブータンの電力マスタープラン
PSPCL	Punjab State Power Corporation Limited	インドの州の電力事業者
PTC	PTC India Ltd	インドの電力取引会社
PV	Photovoltaics	太陽光発電

Abbreviation	Word	和文
PXIL	Power Exchange India Limited	インドのエネルギー取引所
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
REB	Rural Electrification Board	地方電化局
REMC	Renewable Energy Management Center	再生可能エネルギー管理センター
RGOB	Royal Government of Bhutan	ブータン政府
RLDC	Regional Load Dispatch Centre	地域給電指令所
RMS	Root Mean Square	実効値
ROR	Run-of-River	流れ込み式
ROW	Right of Way	送電線用地
RPCL	Rural Power Company Limited	バングラデシュの地方電力会社
RPGCL	Rastriya Prasaran Grid Company Limited	送電公社（ネパール）
RPO	Renewable Purchase Obligation	再生可能エネルギー調達義務制度
RRAS	Reserves Regulation Ancillary Services	アンシラリーサービスの予備力規則
SAARC	South Asia Association for Regional Cooperation	南アジア地域協力連合
SAREM	South Asia Regional Energy Market	南アジア地域エネルギー市場
SARI/EI	South Asia Regional Initiative for Energy Integration	エネルギー統合のための南アジア地域イニシアチブ
SASEC	South Asia Subregional Economic Cooperation	南アジアサブ地域経済協力プログラム
SBPDCL	South Bihar Power Distribution Company Limited	インドの配電事業者
S/C	Single Circuit	1 回線送電線
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御システム
SCL	Shree Cement Limited	インドの取引事業者
SEB	State Electricity Board	州電力委員会
SEIL	Sembcorp Energy India Limited	インドの発電事業者
SERC	State Electricity Regulatory Commission	州電力規制委員会
SFA	SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation	エネルギー協力に向けた SAARC フレームワークアグリーメント
SGC	State Grid Code	州系統運用規則
ShR	Shunt Reactor	分路リアクトル
SHS	Solar Home System	ソーラーホームシステム
SIPPs	Small Independent Power Producers	小規模独立発電事業者
SLDC	State Load Dispatch Centre	州給電指令所
SPP	Small Power Producer	小規模発電事業者
SREDA	Sustainable and Renewable Energy Development Authority	バングラデシュ持続・再生可能エネルギー開発庁
S/S	Substation	変電所
SSGS	State owned Generation Station	州管轄の発電機
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
STU	State Transmission Utility	州送電会社
SVC	Static VAR Compensator	静止型無効電力補償装置
TBC	Tie line load frequency Bias Control	偏倚連系線電力制御
TDD	Total Demand Distortion	総需要歪

Abbreviation	Word	和文
TDP	Transmission Development Plan	系統拡充計画
TEPCO	Tokyo Electric Power Company	東京電力
TF	Task Force	タスクフォース
THD	Total Harmonic Distortion	全高調波歪
THEP	Tala Hydroelectric Plant	ブータンの発電所
T/L	Transmission Line	送電線
TPDDL	Tata Power Delhi Distribution Limited	インドの配電事業者
TSECL	Tripura State Electricity Corporation Limited	インドの州の電力事業者
TSMP	Transmission System Master Plan of Nepal	送電系統マスタープラン
TSO	Transmission System Operator	一般送電事業者
TTC	Total Transfer Capability	最大送電容量
UI	Unscheduled Interchange	計画外電力需給
UNESCAP	United Nations Economic and Social Commission for Asia and Pacific	国連アジア太平洋経済社会委員会
UPPCL	Uttar Pradesh Power Corporation Limited	インドの送配電事業者
USAID	United States Agency for International Development	アメリカ合衆国国際開発庁
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧
USD	US dollar	米国ドル
VSPP	Very Small Power Producer	零細規模発電事業者
VT	Voltage Transformer	計器用変圧器
VUCL	Vidhyut Utpadan Company Ltd.	発電公社（ネパール）
WB	World Bank	世界銀行
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Limited	インドの配電事業者
WEC	Water and Energy Commission	水エネルギー委員会
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited	バングラデシュの配電事業者

第1章　序　　章

1.1　調査の背景

南アジア地域では、急速な経済発展による電力需要の増加と、その電力需要に応えるため、特に需要が大きいインド及びバングラデシュにおいて火力発電を中心とした電源構成となっている。バングラデシュの電力・システムマスタープラン（PSMP2016）では電力の安定供給のために石炭火力、ガス火力（LNG 含む）をベース電源と位置付けている。

これに対し、ブータン・ネパールでは、豊富な包蔵水力を有することが確認されている。ブータンの包蔵水力は約30GWと推定されているが、2020年7月現在の水力発電所の設備容量は2.3GW（包蔵水力の約8%）にとどまっている。また、ネパールの包蔵水力は83GW、経済的に開発活用可能な容量は42GWと推定されている。これらの国の電力需要は各々ピーク時でブータンは399MW（2018 年度）、ネパールは1,508MW（2018年度）と包蔵水力に比し小さく、これらの国の水力開発及び国際連系線を介した電力輸出入を行うことが出来れば、地域における安定的なベースロード電源の確保、電源多様化、気候変動緩和への貢献が期待出来る。

加えて、バングラデシュ政府やインド政府は温室効果ガス排出量削減と電源多様化の手段の一つとしての再生可能エネルギーの導入・活用を掲げている。例えば、インド新・再生可能エネルギー省は2014年に「再生可能エネルギー175GW 計画」を打ち立て、2022 年までに175GW の再生可能エネルギーを導入することを目標としている。加えて、バングラデシュでもPSMP2016にて、全電源のうち再生可能エネルギーが占める割合を10%以上に拡大することを目指している（2019年時点で1%未満）。

このように、インド・バングラデシュでは、今後太陽光や風力などの変動性再生可能エネルギーの導入を促進していく計画であるが、これらの変動性再エネが電力系統に大量導入された場合、系統不安定化並びに需給インバランスが発生し、周波数変動等による電力の質の確保が困難となることが予想される。他方、ネパール・ブータンでは豊富な包蔵水力を持つものの、水力発電量の季節的な変動が大きく国内需要とのバランスを常時安定させることが難しいという課題を抱えている。これらの国々の電力システムを統合し、効率的な開発及び広域の電力融通を通して系統の容量を増大させ地域間の需給ギャップの平準化を進めることで、再生可能エネルギーの系統への導入促進と電力の安定供給とを同時に実現できる環境が整う。

かかる状況下、BBIN 各国の電力融通において中心的な役割を果たすと考えられるインドは、近年になって国際電力融通に係る制度（ガイドライン（2018年12月）、規制（2019年3月）、手続き（2019年6月））の策定を進めており、域内での国際電力融通に向けた機運が高まっている。しかしながら、国際電力融通の実施に向けては各国内機関及び構成国間の利害調整など課題があることから、本格的な検討に先立ち、広範な情報収集を行い、実現性の検討を行う必要が生じている。

1.2　本調査の目的

本調査では、対象地域における国際連系線を介した電力の輸出入（以下、「国際電力融通」）に係る情報を収集し、その開発における諸課題・リスク・可能性を分析する。その上で、他ドナー動向・協力成果等の情報を収集し、南アジア地域における国際電力融通の実現に向けた協力の方向性を取りまとめる。

1.3　対象地域

BBIN 各国（バングラデシュ、ブータン、インド、ネパール）における国際連系送電線事業の可能性分析を中心に、ミャンマー、スリランカも含めた地域需給バランス分析を行う。

1.4　相手国の実施機関

バングラデシュ国 電力エネルギー・鉱物資源省等
ブータン国 経済省水力発電・電力系統局等
インド国 電力省等
ネパール国 エネルギー水資源灌漑省等

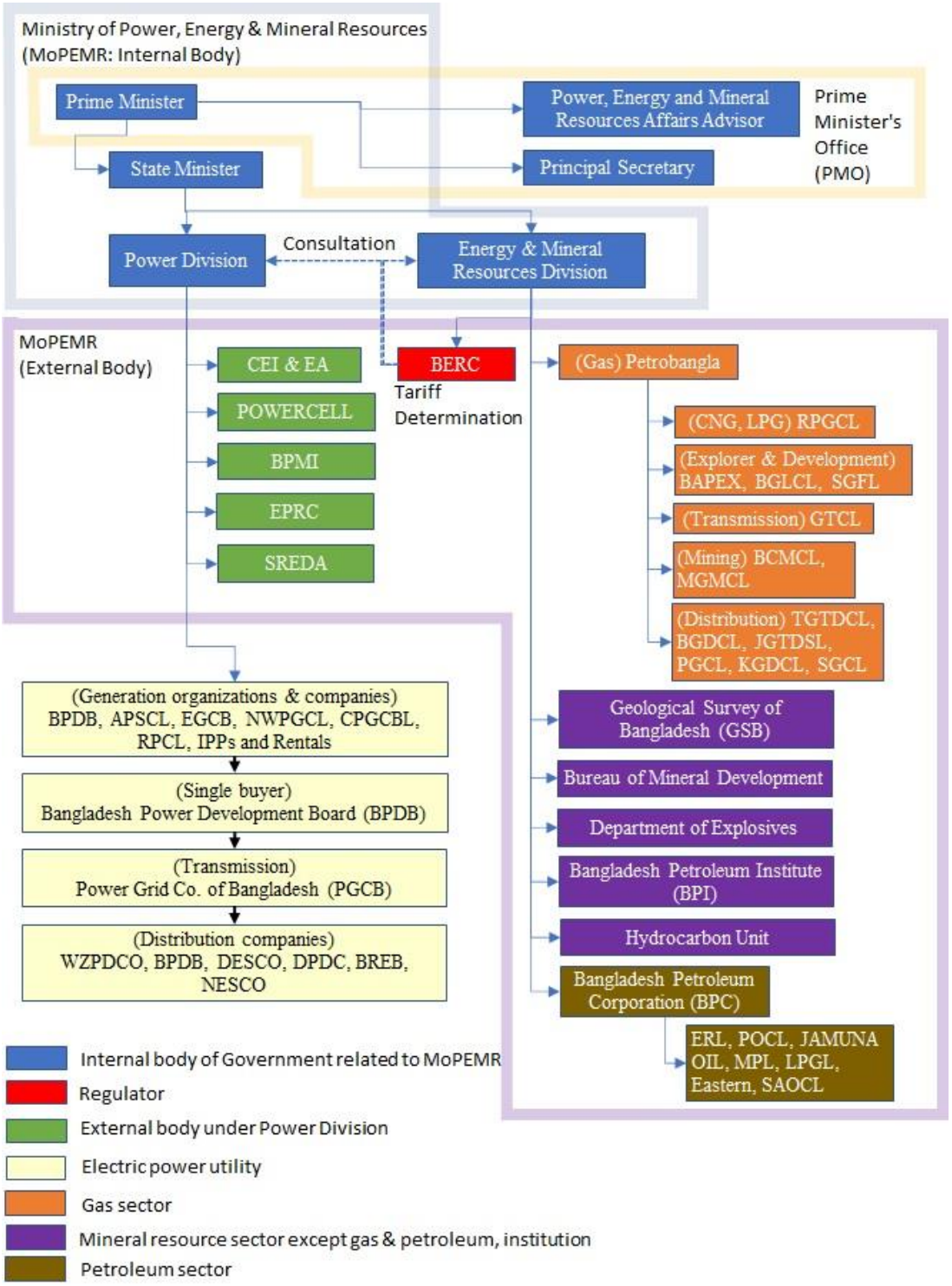
第 2 章　BBIN 各国の電力事情

2.1　バングラデシュ

バングラデシュの主要なエネルギー源である天然ガス、石油に加えて電力の価格は市場志向の価格設定ではなく、Bangladesh Energy Regulatory Commission（BERC）により認可された価格である。電力事業は、かつて Bangladesh Power Development Board（BPDB）が一体運営していたが、電力改革により発送分離が行われ、部分的に企業化されている。発電事業については、Independent Power Producer（IPP）など民間企業による事業者が増加している。天然ガス事業体はすべて国営であり、実質的な石油輸入/精製事業体も国営である。

2.1.1　エネルギー・電力セクターの体制

バングラデシュのエネルギー・電力セクターは、第 7 次 5 か年計画に引き続き、第 8 次 5 か年計画でも最重要社会インフラ基盤として位置づけられ、首相が電力・エネルギー鉱物資源省（Ministry of Power, Energy & Mineral Resources：MoPEMR）大臣を兼務している。実務は国務大臣（State Minister）が担務し、首相府（Prime Minister's Office：PMO）にはエネルギーと電力に関するアドバイザーや首席次官（Principal Secretary）が設置されているのが特徴的である。図 2-1 は首相以下の電力・エネルギーセクターの組織図である。



（出典：Power Division website から JICA 調査団作成）

図 2-1　MoPEMR の組織図

(1) 電力・エネルギー・鉱物資源省（Ministry of Power, Energy and Mineral Resources: MoPEMR）

MoPEMR は、一次エネルギーおよび電力政策を扱う主要な省である。2021 年 2 月現在、首相が MoPEMR の大臣（別のポスト、「State Minister」が存在する）も兼務している。MoPEMR の下には、エネルギー部門（エネルギー鉱物資源部門）と電力部門がある。[1]

(2) 電力局（Power Division）

電力局は、発電、送電、配電に関連する事業を管轄している。

その範囲は、官民パートナーシップ、民間投資、地方電化と再生可能エネルギー、エネルギー効率と省エネを促進するための部門や省庁を跨いだ協力体制構築に及ぶ。電力局は、政府傘下の電気事業者のパフォーマンスを監視し、生産性を上げるために Key Performance Indicator（KPI）を採用している。2012 年に電力局と、政府傘下の電気事業者との間で Memorandum of understanding（MOU）を締結した。対象となる事業者は、以下の 13 社である。

- Bangladesh Power Development Board (BPDB)
- Bangladesh Rural Electrification Board (BREB)
- Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)
- Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC)
- West Zone Power Distribution Company Limited (WZPDCL)
- Northern Electricity Supply Company Limited (NESCO)
- Power Grid Company of Bangladesh Limited (PGCB)
- Electricity Generation Company of Bangladesh Limited (EGCB)
- Ashuganji Power Station Company Limited (APSCL)
- North West Power Generation Company Limited (NWPGCL)
- Rural Power Company Limited (RPCL)
- Coal Power Generation Company Bangladesh Limited (CPGCBL)
- B-R Powergen Limited

KPI は、毎年電力局と各電気事業者が共同で、目標と各目標の重みを設定している。評価方法は、100 点を満点として各目標の重みに応じて点数が配分され、達成度によって各目標の点数が決まり、その合計点で評価する。この点数によって賞罰が定められ、達成度が高い順に金銭的な賞与として、3 か月分の給料、2 か月分の給料、1 か月分の給料、0.5 か月分の給料が与えられる。点数が基準に満たない場合は、賞与が与えられず、これがペナルティに値する。達成されなかった目標については、翌年に厳しく管理される。

(3) エネルギー鉱物資源局（Energy and Mineral Resources Division）

エネルギー鉱物資源局は当国のエネルギー政策を担当し、短期・中期・長期の包括的・統合的なエネルギー計画を策定する部局で、MoPEMR の外部組織であるガス・石油・石炭・鉱物関連の

[1] www.emrd.gov.bd

機関・会社を管轄する。第 8 次 5 か年計画で示された、一次エネルギーの長期計画策定が同局の課題である。

ガスセクターについては、2006 年に世界銀行の支援を受けて Gas Sector Master Plan（GSMP）を作成し、最新版は 2017 年に公表されている。Petrobangla の情報によると、今のところ GSMP 更新の予定はない。

(4) バングラデシュ エネルギー規制委員会（Bangladesh Energy Regulatory Commission: BERC）

BERC は、BERC 法に基づいて 2003 年に設立された。BERC は電力、国産天然ガス、石油部門の管理、運用、料金決定を担い、これらに関する規則や規制を制定している。BERC の運営委員は、会長と 4 人のメンバー（Admin & Finance, Gas, Power, Petroleum）で構成されている。BERC は、消費者と産業界の利益を保護し、競争市場を促進することを目的としており、BERC 法（BERC Act 2003）では委員会の役割を以下のように定めている。

- エネルギーを使用する施設における機械および電気器具の効率と基準の決定、並びにエネルギー監査を通じたエネルギーの効率的使用の検証、監視、分析
- エネルギーの効率的な利用と、サービスの質の確保、発電、送電、取引、供給、貯蔵並びに配電の料金の決定と安全確保
- エネルギー、電力事業のライセンスの発給と取消し、ライセンス免除の発給と取消し
- 需要予測及び財政状態を考慮した、事業者の開発計画の承認と決定
- エネルギー統計の作成・評価・維持・公表
- エネルギーサービスの質を確保するための規範や基準の策定と施行
- すべてのエネルギー事業者に共通する会計処理方法の開発
- エネルギー事業者間の競争の促進
- 発電、送電、取引、供給、配電及びエネルギー貯蔵に関するエネルギー鉱物資源局と電力局への協力と助言
- 事業者間及び事業者と消費者間の紛争の解決と仲裁
- 消費者の紛争、不正な商慣習又は独占に対する適切な措置
- 現行法に基づくエネルギー環境基準の管理
- その他、発電及びエネルギーの供給、取引、貯蔵、効率的な利用、サービスの質、料金の設定並びに安全性の向上に関し、BERC が適当と認める事象への対応

また、BERC 法の、第 7 章　第 34 条 タリフ（1）では、発電卸価格、配電会社への卸価格、小売価格、顧客へのエネルギー供給に関しては、他の法律で定められているものがあろうと、BERC が政府と協議して作成した方針と方法論に従うとしている。

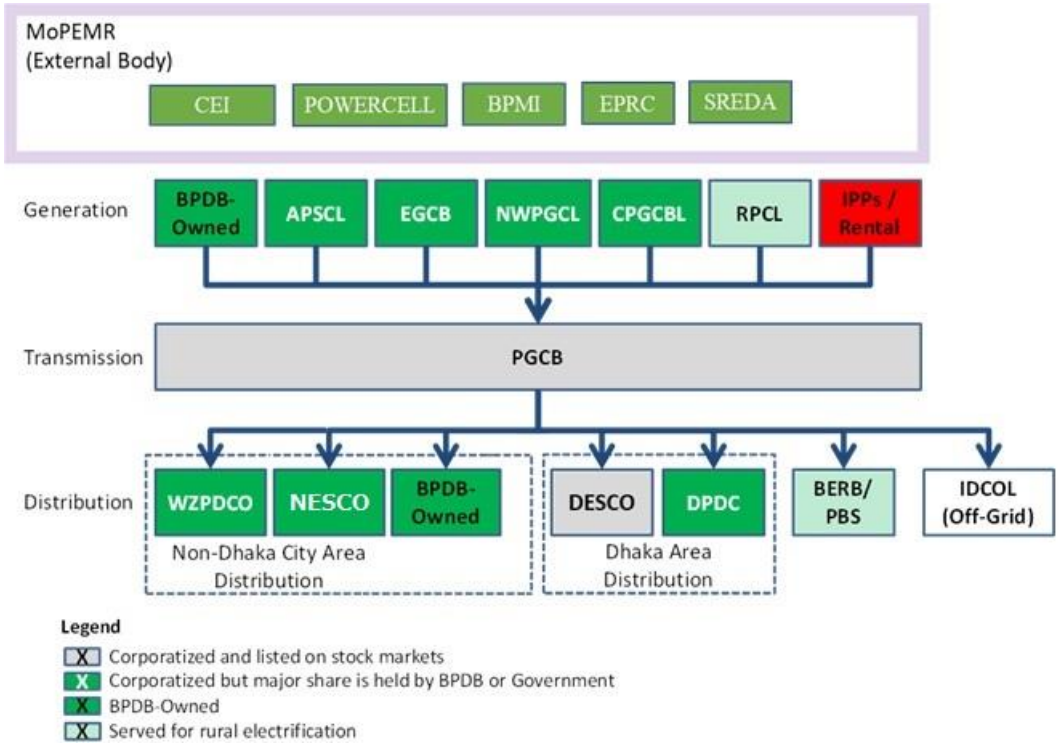
石油価格については、LNG を除いてエネルギー鉱物資源局が決定している。LPG の価格は市場価格を基準にして決定されているが、顧客保護のためにいくつかの規制が導入される予定である。LNG については長期契約およびスポット調達市場で決定される。

また、BERC は再生可能エネルギーを促進するために、2016 年に固定価格買取制度（FIT）を制定し、以下の 2 点について重要な責任を負っている

- 高品質の電力供給のための規定と基準の設定
- 発電所のエネルギー効率を維持するための、監査体制と基準の設定

2.1.2　電力セクターの概要

バングラデシュの電力セクター（主にオングリッド関連）は、電力局の管理監督の下で図 2-2 の体制となっている。かつてはバングラデシュ電力開発庁（Bangladesh Power Development Board: BPDB）が発電から配電・販売まで垂直統合していたが、1978 年に地方電化庁（Bangladesh Rural Electrification Board: BREB）が BPDB から分離して設立され、その後、1990 年代から本格的なセクター改革が進展した。発・送・配が分離されているものの、分離会社の理事には政府関係者や BPDB などの関係者が名を連ねており、図 2-2 の通り、バングラデシュ政府や BPDB が株を保有している。送電会社の PGCB と配電会社の DESCO は株式市場に上場しているおり、PGCB については BPDB の持ち株保有率が 2020 年 6 月 30 日時点で 84.64%であり、2019 年度に発行株式を増やした結果 BPDB の持ち株比率が前年度より上昇している。DESCO については当国政府の持ち株保有率が 2020 年 6 月 30 日時点で 67.63%となっている。公社はおしなべて業績がよい。



（出典：PSMP2016 をもとに、JICA 調査団作成）

図 2-2　MoPEMR 以下、電力部門の体系図

原子力発電の開発については、MoPEMR ではなく、科学技術省（Ministry of Science and Technology）およびバングラデシュ原子力エネルギー委員会が中心的な機関であり、当国での初の原子力発電所建設を推進している。

現在、ロシアの支援を受けて、Rooppur 原子力発電所が建設中であり、1,116MW の発電機が 2 基設置される。2021 年 6 月の電源計画によると、1 号機は 2024 年 2 月に運転開始予定であり、2 号機は 2024 年 10 月の予定である。

この発電所の運営会社として、2015 年に Nuclear Power Plant Company Bangladesh Limited（NPCBL）が設立された。

以下に、Power Division が管轄する機関や会社を紹介する。

(1) **Chief Electric Inspector（CEI）**

Electricity Act（1910）第 37 条に基づいて電気顧問および主任電気検査官の事務所が創設され、発電、送電、配電、電力供給、電力使用の安全の確保を目的とする。CEI の具体的な業務は、工場などの大口顧客の高圧および中圧電気設備への接続の承認、電気技術者、監督者の証明書発行、および契約ライセンスの発行である。同局は、政府が定めた工事費を徴収することにより、政府の歳入徴収に関与している。

(2) **Power Cell**

電力セクター改革の主導的な機関であり、その活動範囲は幅広く、改革プログラムの作成、マスタープランの改定、電力セクターのパフォーマンス改善、消費者の満足度向上を実現するための制度設計、電力事業者向けのビジネスプランや人材開発等のアドバイス、電力セクターにおける Management Information System（MIS）と IT システムの開発と実装、事業者間の通信システムの確立など、電力セクター発展に寄与する事案に対応する。Power Division に対するインハウスコンサルタント的役割を担っている。[2]

(3) **Bangladesh Power Management Institute（BPMI）**

電力安定供給に資する高度な人材を育成するために 2017 年に設立された比較的新しいトレーニング機関である。設備がまだ整っていないものの、トレーニングに関する国際的なワークショップ、セミナー、シンポジウムの開催やこれらを通じた海外のトレーニング機関とのパートナーシップを確立することにより、国際的な標準となるトレーニングセンターになることを目指している。トレーニング内容は、電力セクターの組織/企業のエンジニアを対象にした運用技術の向上、幹部を対象にした経営と管理の基礎トレーニング、電力セクターの組織/企業のエンジニア、幹部を対象とした、管理および技術理論、電力解析トレーニング、電力セクターの民間企業のエンジニアと幹部を対象にした、効率向上のための技術的トレーニングである。そのほか人材の訓練方法と技能開発について、電力局への助言を行う。[3]

(4) **Energy and Power Research Council（EPRC）**

エネルギーおよび電力技術に関する研究の支援、研究者の能力開発、新たな課題に対する研究開始の動機付け、およびセミナー、シンポジウム、ワークショップなどの開催による研究活動と

[2] www.powercell.gov.bd
[3] www.bpmi.gov.bd

結果の広報的な役割を担い、エネルギー・電力関連の革新的技術の創出を促すための評議会である。エネルギーおよび電力インフラの効率的かつ環境的に持続可能な開発のため、電力セクターの研究ニーズを満たす国際的なオンライン情報センターの開発を目指す。[4]

(5) **Sustainable and Renewable Energy Development Authority（SREDA）**

SREDA は 2012 年 12 月 10 日に SREDA Act に基づき設立された。再生可能エネルギー導入とエネルギー効率化促進により、バングラデシュのエネルギー安全保障を確固たるものにすることを目的に設置された。SREDA Act に、SREDA の役割が定義されており、省エネに関する標準の策定やエネルギーの効率的使用に関する検討、および政府が制定する省エネに関する法律、ルール、規制策定の支援や、再生可能エネルギー政策策定への協力、再生可能エネルギー開発計画の策定などを行っている。また、バングラデシュや国際金融機関からの借款を受け入れ、エネルギー監査やエネルギー管理システム制度を策定している。

(6) **バングラデシュ電力開発庁（BPDB）**

バングラデシュ電力開発庁（BPDB）は、東パキスタン時代に電力・水開発庁として設立された組織が、当国独立後の 1972 年に電力開発庁となった（当時の発電容量は 200MW）。1990 年代に電力セクター改革が本格化し、発・送・配の分離独立が進むまで、独占的な電力垂直統合体であった。2020 年時点で 5,590MW、全体の約 27%の発電設備を保有している。配電設備も一部の地域で保有しており、配電需要の 15%程度を受け持つ。

役員は政府によって任命された会長と 6 人のメンバーで構成されている。

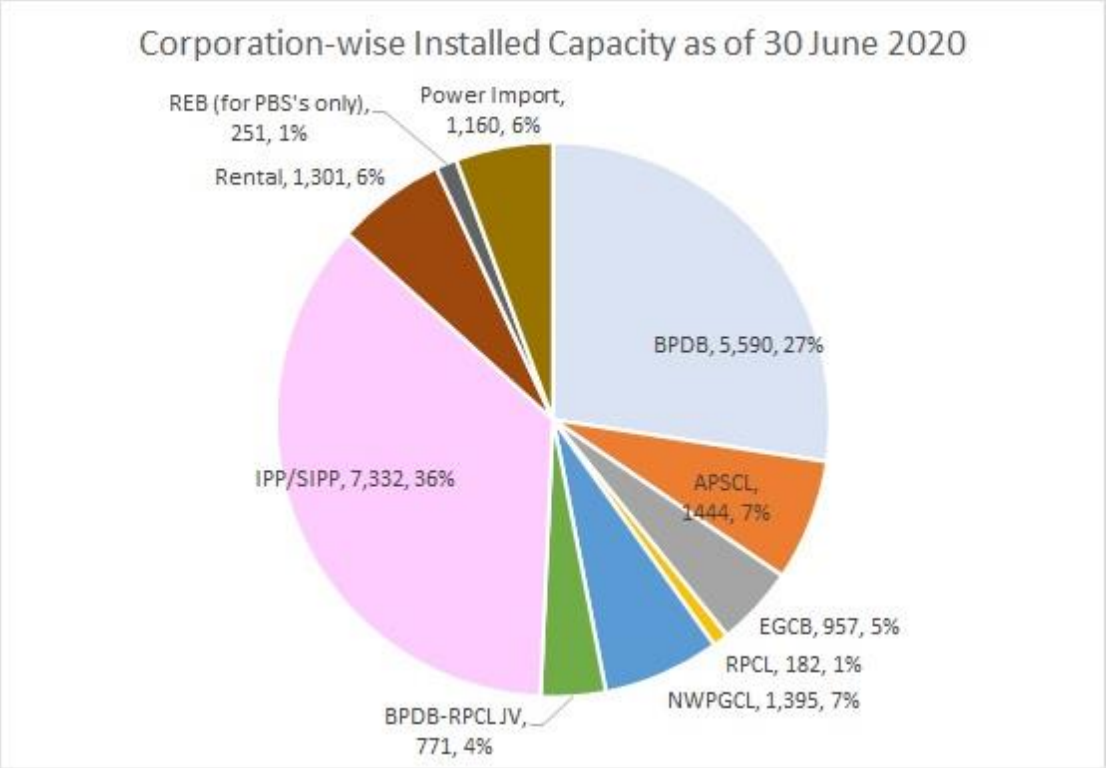
BPDB はシングルバイヤーとして原価割れしている電気料金の営業損失を引き受けており、その額は 2019-20 年度で 435 億タカに上る。詳細は「2.1.11 財務状況」で述べる。

配電網は、1990 年代～2000 年代に電力セクター改革の一環として、BPDB から地方配電公社の分離・独立が計画され、ダッカ圏で 2 社、クルナ・ボリシャルを含む西部地域で 1 社が、ランプール、ラジャヒを含む北西部で 1 社が公社化された。残りの地域（マイメンシンおよびシレットを含む北東部、コミラ、チョットグラムを含む南部地域）は BPDB が引き続き保有している。BPDB が担当するエリアにおいて、BPDB は、新たな配電会社の設立と設備移管を計画しているが、主に労働者の反対により計画は進んでいない。

(7) **BPDB 以外の発電事業体**

当国の BPDB 以外の電力供給は、BPDB 傘下の発電公社や、民間の発電事業者である Independent Power Producers（IPPs）、Small Independent Power Producers（SIPPs）、Quick Rentals、およびインドからの輸入などで賄われる。図 2-3 に発電事業者別の発電設備容量と比率を示すとともに、各発電事業者について説明する。

[4] www.eprc.gov.bd



（出典：BPDB Annual Report 2019-20）

図 2-3　発電事業者別の発電設備容量と比率（2020 年 6 月 30 日時点）

(a)　Ashuganji Power Station Company Limited（APSCL）

2000 年に民間の発電会社として設立されたが、2003 年に発電公社に改編し、同年、BPDB から Ashuganji 発電所を譲り受けている。この発電所を元に増設・拡張を続けており、2020 年 6 月 30 日現在の発電設備容量は、1,444MW である。株保有率については、BPDB が 99.99%を保有し、残りは政府が保有する。

(b)　Electricity Generation Company of Bangladesh（EGCB）

1996 年に BPDB が Meghnaghat Power Company Limited（MPC）を設立し 2004 年に社名を Electricity Generation Company of Bangladesh Limited に変更して現在に至る。2020 年 6 月現在の発電設備容量は 957MW である。株保有率については、BPDB が 99.99%を保有し、残りは政府が保有する。

(c)　North West Power Generation Company Limited（NWPGCL）

2007 年に設立され、クルナと当国北西部にコンバインドサイクル発電所を開発し、2020 年 6 月現在の発電設備容量は 1,395MW である。電力需要の増加に応じて、火力や再生可能エネルギーの電源開発を目指している。株保有率については、BPDB が 100%である。

(d)　Coal Power Generation Company of Bangladesh Limited（CPGCBL）

主に石炭を使用する火力発電所の会社として 2011 年に設立された。CPGCBL は、JICA が支援するマタバリ超々臨界圧（USC）石炭火力発電所の実施機関である。

役員構成は、CPGCBL の Managing Director（MD）のほか、Power Division の Secretary が Chairman を務めており、その他 10 名の Director で構成されている。Director は幅広い分野から選ばれており、電力局、BPDB、Ministry of Finance、NWPGCL、Ministry of Shipping、Federation of Bangladesh Chambers of Commerce and Industry（FBCCI）、Bangladesh Supreme Court、PGCB、University of Dhaka から就任している。

現在、保有している発電機は無く、売電による収入がないため、政府と JICA からの資金により運営されている。財務状況は健全であり、2020 年度末残金は 2.6 億タカとなっている。株の保有率については、政府および BPDB で 100%となっている。

(e)　Rural Power Company Limited（RPCL）

1993 年に設立された。Bangladesh Rural Electrification Board（BREB）が 30%の資本を所有し、残りは 13 の PBS（Palli Bidyut Samity：農村電化組合）が所有している。2020 年 6 月現在の発電設備容量は 392MW であるが、これとは別に BPDB との Joint Venture（BPDB-RPCL Powergen）による発電設備が 150MW ある。

(f)　Independent Power Producers（IPPs）、Small Independent Power Producers（SIPPs）および Quick Rentals

当国政府は、電力需要の増加への対応と、健全な発電事業の推進のため、民間の発電事業への参加を促している。民間の発電事業としては長期契約の IPP と SIPP があり、2020 年 6 月末現在の IPP の会社数は 39 社（グループ）、58 発電所で、発電設備容量は、7,332MW と全体の 36%を占める。

Quick Rental は、主に 3 年から 7 年程度の短期契約で電力供給する事業者である。設備の開発期間が短い特性を生かして、急激な需要増加に対応するために 2009 年以降、政府の補助を得て増加傾向にあったが、短期契約を終え、IPP と入れ替わるかたちで減少している。政府は 2024 年までに Quick Rental 発電所をゼロにする予定である。

IPP と SIPP は政府の公募により競争入札で選定され、Build-own-operate（BOO）によって民間の責任で開発、運営される。

IPP の燃料別電源構成については、2019-20 年度に、中国の協力を得て開発された石炭火力 IPP が運転を開始しているほか、ガス火力 IPP や、発電単価が 10Tk/kWh 台から 20Tk/kWh 台と高い Heavy Fuel Oil（HFO：重油）火力 IPP が増加している。高額な High Speed Diesel（HSD：軽油）を使用する IPP および Quick Rental 発電所は減少している。

(8)　**Power Grid Company of Bangladesh（PGCB）**

PGCB は、発・送・配の分離により 1995 年に設立されたバングラデシュ唯一の送電会社である。傘下に中央給電指令所（National Load Dispatch Center：NLDC）があり、系統運用者としての

性格も持つ Transmission System Operator（TSO）である。PGCB は株式市場に上場しているが、政府が 80%強の株式を保有している。PGCB の主な資産と運用範囲は 400kV、230kV と 132kV の送変電設備であり、託送料金が唯一の収入源である。

(9) **配電事業体と地方電化局（Bangladesh Rural Electrification Board: BREB）**

バングラデシュには 6 つの配電会社がある。DESCO と DPDC はダッカ地域、WZPDCL はクルナ地域とボリシャル地域を含む西部都市部、NESCO はラシャヒ地域とラングプール地域の北西部、残りの地方都市地域（マイメンシン、シレット、コミラ、チッタゴン地域）の配電は、BPDB の運用下にある。都市部以外の地域については、地方電化局（BREB）が担う。

(10) **インフラストラクチャ開発公社（IDCOL）**

IDCOL は、政府が 100%所有するインフラ融資のためのノンバンク金融機関として 1997 年に設立された。IDCOL は、電気通信、ICT、港湾などのインフラに資金を提供するほか、数百万のソーラーホームシステム（SHS）にも資金を提供し、当国のエネルギーアクセスの改善に貢献した。 また、太陽光灌漑、ミニグリッド、バイオガスなど、SHS 以外の再生可能エネルギー技術にも資金を提供している。再生可能エネルギープロジェクトは、「パートナー組織（PO）」から提出されたプロジェクトを評価し、SHS ユーザーに補助金と融資を提供する流れとなっている。2020 年時点で約 580 万セットのソーラーホームシステム（SHS）が設置されており、当国総人口の約 11%に相当する約 1,800 万人が電力アクセスの恩恵を受けている。

2.1.3　エネルギーセクターの概要

エネルギーセクターは、エネルギー鉱物資源局（Energy and Mineral Resources Division）の下でガス、石油、鉱物を扱う機関及び公社により構成される。Petrobangla は、国内の天然ガスの探索、開発、ガス関連凝縮物および石炭の生産および販売を行う。Bangladesh Petroleum Corporation（BPC）は石油（原油および石油製品）を管理し輸入、精製および販売を行う。これら 2 つのグループには多くの子会社がある。

(1) **ペトロバングラ（Petrobangla: Bangladesh Oil, Gas & Mineral Corporation）**

Petrobangla は、Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation Ordinance, 1985 と Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation（Amendment）Act, 1989 に基づいて、法定機関として運営されている国営企業である。その傘下には、天然ガス、CNG・LPG および、石炭等を担う国営企業が 13 社あり、株式は、TGTDCL（Titas Gas Transmission and Distribution Company limited）を除き、Petrobangla が 100%所有している。TGTDCL 株の保有率は 75%である。13 社の内訳は、天然ガス関係で、探鉱・生産部門 3 社、搬送部門 1 社、販売部門 6 社の計 10 社、CNG・LPG・LNG 関係が 1 社、マイニング関係（石炭および花崗岩）が 2 社である。これらの企業は、利益を出しているものの、その一部を国庫に支払っている。Petrobangla は、ガス、石油事業についての管理機能を政府から委任されており、自らの事業のほかに傘下企業の事業を管理する役割がある。

Petrobangla の役員構成は、2021 年 3 月現在、Chairman 1 名、Director 8 名である。

(2) **Bangladesh Petroleum Corporation（BPC）**

BPC は、原油および石油製品の輸入をほぼ独占的に担う国営企業体である。

BPC は精製部門 1 社、販売部門 3 社、LPG のボトリング 1 社（販売は民間）および石油製品調合 2 社、計 7 国営企業を傘下に置く。

2.1.4　第 8 次 5 か年計画

バングラデシュ政府は 2020 年 12 月に第 8 次 5 か年計画を発表した。電力セクターの発展については、第 7 次 5 か年計画に引き続き、最優先事項とされている。この計画で、電力セクター戦略の大方針が示された。方針は、再生可能エネルギーを導入しながら、最小コストの電力システムを実現することとしている。国際連系線を活用した電力セクター発展の戦略は、以下の方針が挙げられている。

- エネルギーミックスを最適化する。具体的には、輸入された炉油（Furnace Oil）と HSD（High Speed Diesel）への依存を減らすために、ガス、石炭、再生可能エネルギーの利用を強化し、特に隣接するブータンとネパールからの水力発電を増やす。水力発電資源は近隣諸国に豊富にあり、発電単価が安いと予想されることから、再生可能エネルギーの中でも最も重要である。その他の再生可能エネルギーは、風力、太陽エネルギー、バイオマス、廃棄物発電などである。その主要な戦略目標は、最適な比率ですべての消費者にエネルギーを届けることである。

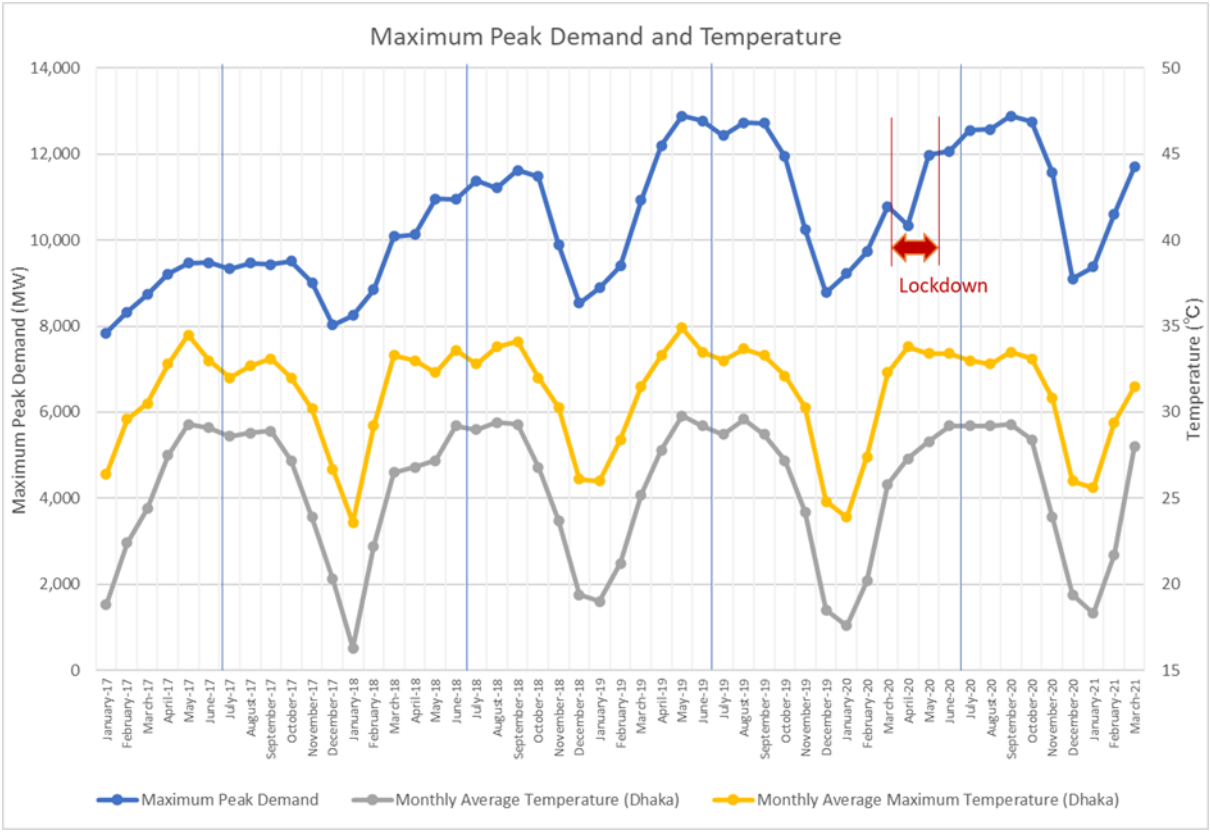
他国との電力輸入については、ブータン、ネパールに加えインドから、その量を拡大する方針が示されており、環境やコストを考慮した電源構成への移行を計画している。バングラデシュにとっての国際連系線の位置づけは、ベース供給力の調達だけでなく、再生可能エネルギーに関連して、再生可能エネルギーが供給できない時間帯における供給力調達や、再生可能エネルギーの余剰電力供給、高い調整力を持つ水力発電による系統安定化への期待など、調整力的な供給力取引としての役割が多くなると予想される。

また、バングラデシュは平坦な国土であることから、位置エネルギーを利用する水力発電所のポテンシャルがほとんどない。電力の安定的な確保のためには、電源の分散化が課題であり、国際連系線を利用した水力電源の確保が重要である。

2.1.5　電力セクターの現状

(1)　最新の電力需要

図 2-4 は、PSMP2016 策定以降の 2017 年 1 月から 2021 年 3 月[5]までの月間最大需要実績と月間平均気温、月間平均最高気温のグラフである。2017 年から 2019 年にかけては順調に電力需要が伸びているものの、2020 年は、Covid-19 の感染拡大により 3 月 23 日から 5 月 30 日までロックダウンされたことが影響し、この期間の電力需要が例年より低くなっている。



出典：PGCB website と気象庁（日本）のデータより調査団作成

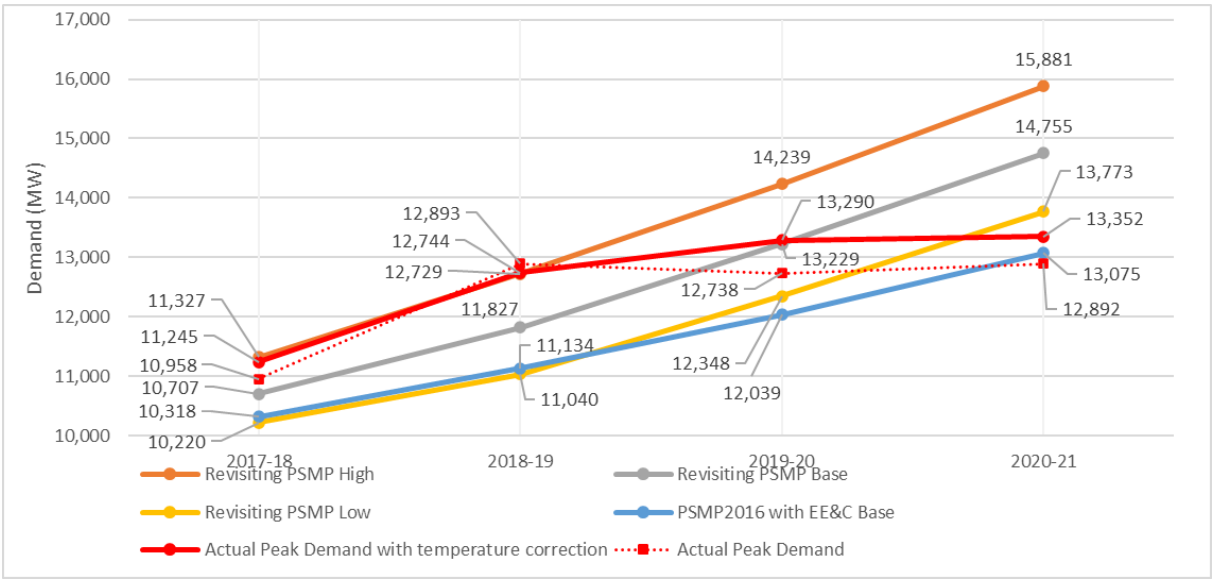
図 2-4　月間最大需要実績と月間平均気温、月間平均最高温度

図 2-4 の実績需要からロックダウン期間の需要減少の影響を取り除いた最大電力を調査団で試算すると、2019-20 年度の最大電力は 13,290MW であった。2020-21 年度の最大電力は、1 月から 3 月までの前年比から考察して、13,352MW であった。これらの想定実績を含む需要実績と Revisiting PSMP2016、PSMP2016 の需要想定と比較したグラフを図 2-5 に表す。図 2-5 の数表が表 2-1 であり、ここからわかるとおり、2017-18 および 2018-19 年度の需要の伸び率は予想を大きく上回ったものの、2019-20 年度は前述のとおり Covid-19 の影響により大幅に需要の伸び率が下がり、需要が PSMP2016 の Base ケースレベルになっている。2021 年の 2 月、3 月のピーク需要は前年と同レベルの需要であったが、2020 年は Covid-19 の状況下においても前年同月比が 4%

[5] 2021 年 3 月は 3 月 20 日までの最大需要

以上あったことから、近い将来には少なくとも PSMP2016 の Base Case（With EE&C）による 8%程度の需要増加率や Revisiting PSMP2016 の Low Case（With EE&C）の 12%程度の需要増加率レベルには回復すると思われる。

図 2-6 は、PSMP2016 およびバングラデシュ政府が 2018 年に見直した Revisiting PSMP 2016 による省エネ対策込みの需要想定の比較である。需要実績と状況を考慮し、仮に最も需要の伸びが低い PSMP2016 の Low ケースで今後成長するとしても、2041 年時点の需要は 48GW 程度を予想しており、現状より 35GW もの需要が伸びることから計画的な電源開発計画が必須となる。



（出典：Revisiting PSMP2016, PSMP2016, BPDB Annual Report, PGCB website、気象庁データより調査団作成）

図 2-5　PSMP2016 および Revisiting PSMP2016 の需要想定と実績需要（気温補正後）の比較

表 2-1　年間最大電力の動向と各マスタープラン想定との比較

Fiscal Year	Actual Peak Demand (MW)	Growth Rate	Actual Peak Demand with temperature correction (MW)	Growth Rate	Revisiting Master Plan 2016 (With EE&C) (MW)						PSMP2016 (With EE&C)	Growth Rate
					High Case	Growth Rate	Base Case	Growth Rate	Low Case	Growth Rate	Base Case	
2017-18	10,958	15.6%	11,245	18.6%	11,327	19.5%	10,707	13.0%	10,220	7.8%	10,318	8.9%
2018-19	12,893	17.7%	12,744	13.3%	12,729	12.4%	11,827	10.5%	11,040	8.0%	11,134	7.9%
2019-20	12,738	-1.2%	13,290	4.3%	14,239	11.9%	13,229	11.9%	12,348	11.8%	12,039	8.1%
2020-21	12,892	1.2%	13,352	0.5%	15,881	11.5%	14,755	11.5%	13,773	11.5%	13,075	8.6%

The Growth Rate of 2017-18 is the rate against actual peak demand in 2016-17, 9,479MW

（出典：Revisiting PSMP2016、PSMP2016、PGCB website、気象庁データより調査団作成）



（出典：Revisiting PSMP 2016）

図 2-6　PSMP2016 と当国政府が 2018 年に見直した Revisiting PSMP2016 による需要想定（省エネ対策込み）の比較

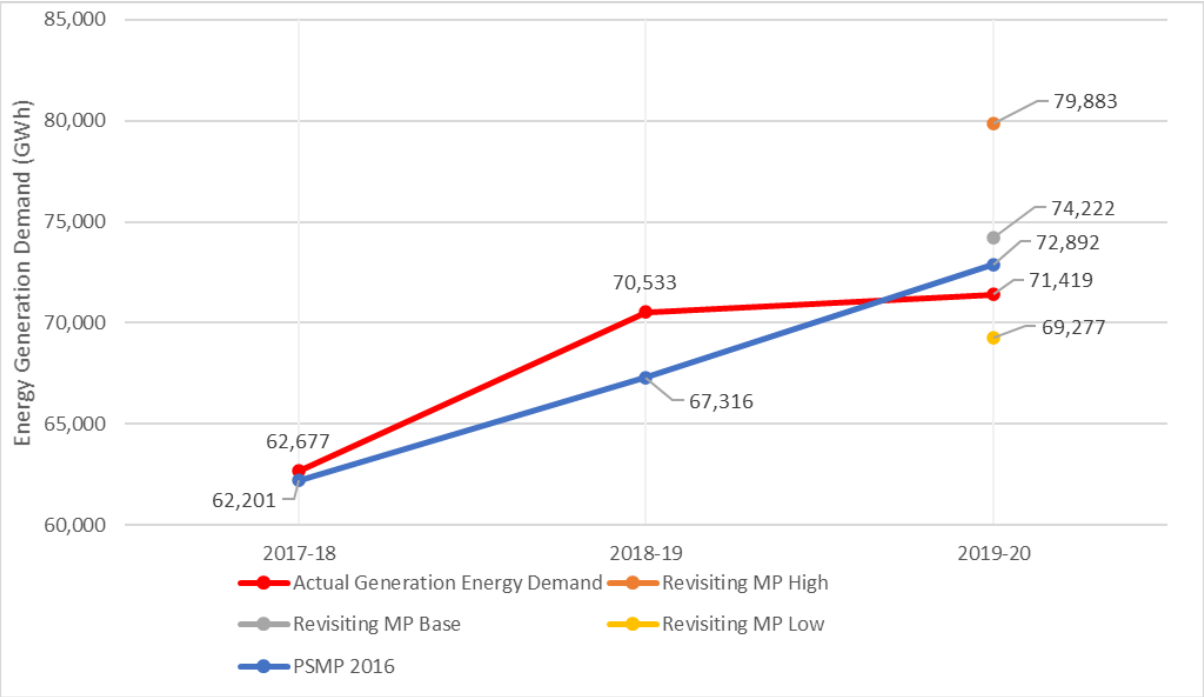
年間需要電力量について、PSMP2016 策定以降の至近の需要電力量の実績および Revisiting PSMP2016 における 2019-20 年度の需要想定（省エネ効果を織り込まない需要想定）、PSMP2016 の需要想定を表 2-2 に表す。図 2-7 は表 2-2 をグラフ化したもので、伸び率は年間最大電力と同じ傾向であるが、2019-20 年度の電力量は、PSMP2016 の Base Case と Revisiting PSMP2016 の Low Case の中間付近に位置しており、最大電力需要の伸びから考慮すると、想定された負荷率[6]を上回っていることがわかる。つまり、昼間の電力需要が想定よりも低く、エアコンの普及が想定より低いと考えられる。

表 2-2　年間需要電力量の動向と Revisiting Master Plan 2016 想定との比較

Fiscal Year	Actual Energy Generation Demand (GWh)	Growth Rate	Revisiting Master Plan 2016 (Without EE&C) (GWh)						Master Plan 2016 (GWh)	Growth Rate
			High Case	Growth Rate	Base Case	Growth Rate	Low Case	Growth Rate	No Data	
2017-18	62,677	9.4%	No Data	---	No Data	---	No Data	---	62,201	---
2018-19	70,533	12.5%	No Data	---	No Data	---	No Data	---	67,316	---
2019-20	71,419	1.3%	79,883	---	74,222	---	69,277	---	72,892	---

（出典：PSMP2016, Revisiting PSMP2016 から JICA 調査団作成）

[6] 平均電力を最大電力で割った値で、対象期間の需要の変化幅の度合いを示す。

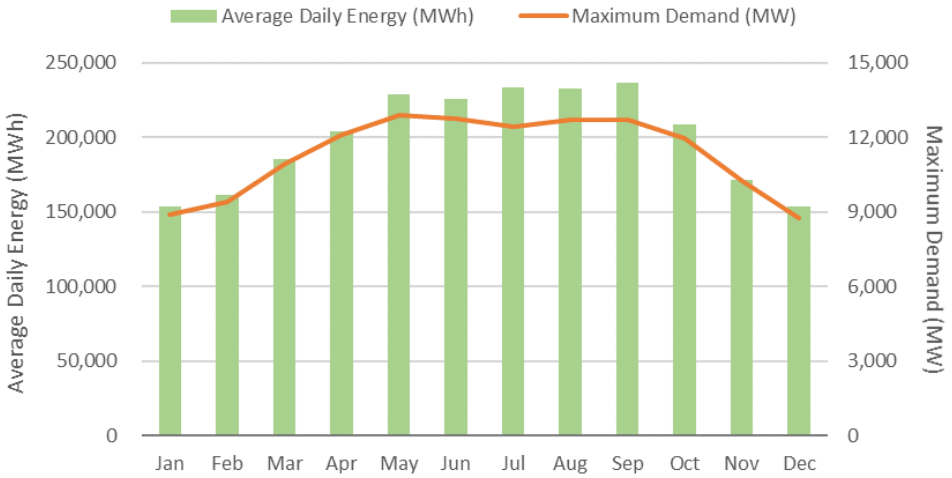


（出典：PSMP2016, Revisiting PSMP2016 から JICA 調査団作成）

図 2-7　政府が 2018 年に見直した Revisiting PSMP2016 による需要想定（省エネ対策なし）および PSMP2016 の想定需要と実績需要の比較（年間需要電力量）

(2)　電力需要の季節ごとの変化

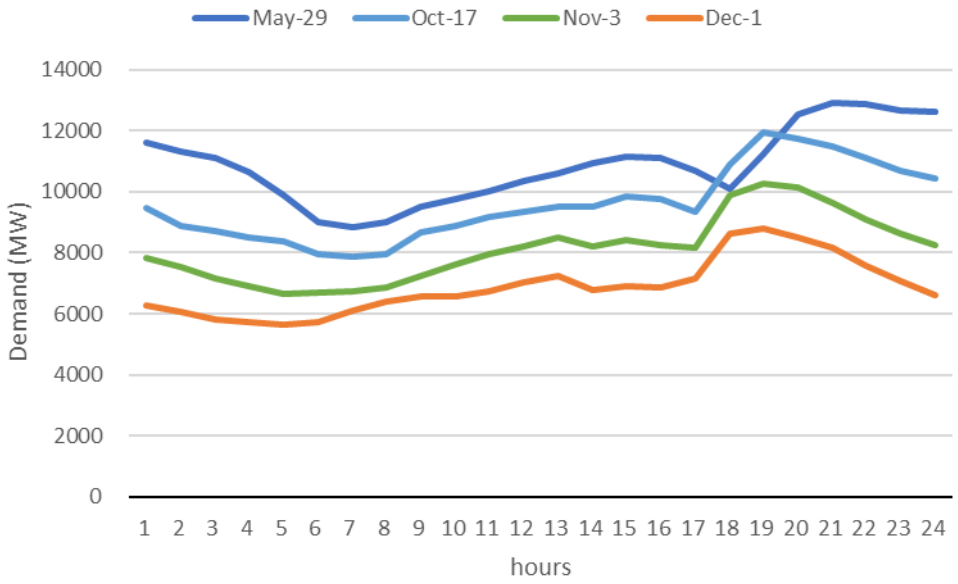
図 2-8 は、2019 年 1 月から 12 月までの最大電力と月平均日電力量を表している。バングラデシュでは、5 月から 9 月までが高需要時期で、おおむね 5 月が年間最大電力発生月となる。12 月が年間における月間最大電力と月間電力量の最小となる。



（出典：PGCB 提供資料から JICA 調査団作成）

図 2-8　2019 年 1 月から 12 月までの最大電力と月平均日電力量

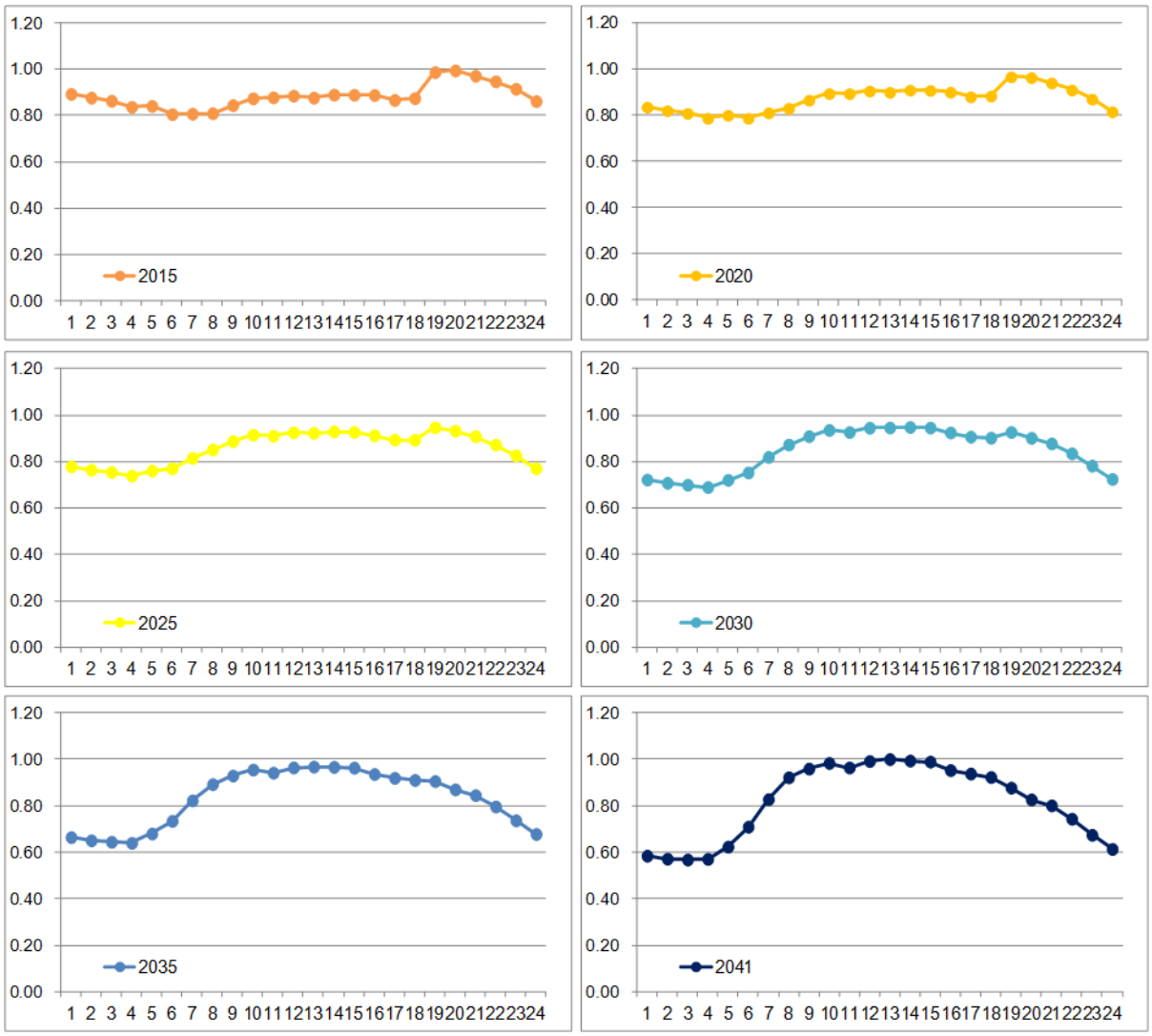
図 2-9 は、1 日の電力需要の形状（日負荷曲線）の季節推移を表している。バングラデシュにおける電力需要形状は、通年で点灯時間帯に最大電力が記録される。これは、エアコン需要より点灯の需要が多いことを示している。5 月は日照時間が長いため、10 月、11 月、12 月に比べて夕方の需要の上昇が遅れる。5 月と 12 月の需要の差は、主にエアコンの需要によるものである。



（出典：PGCB 提供資料から JICA 調査団作成）

図 2-9　1 日の電力需要の形状（日負荷曲線）の季節推移

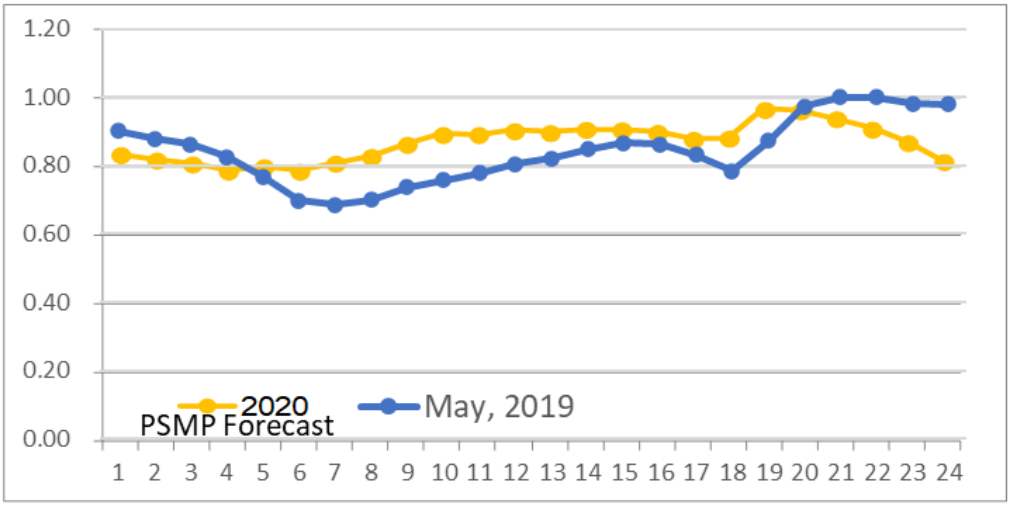
図 2-10 は PSMP2016 で示された、2015 年から 2041 年にかけての、最大電力需要に対する日負荷曲線比率である。経済成長と電化率の向上により、年々、日負荷曲線の形状が変化し、2035 年以降は昼間に最大電力を記録するシナリオとなっている。日負荷曲線の形状の変化は、エアコンの普及が進むことを意味している。



（出典：PSMP2016）

図 2-10　PSMP2016 で示された、2015 年から 2041 年にかけての、最大電力需要に対する日負荷曲線比率

図 2-11 は、PSMP2016 で想定した 2020 年の日負荷曲線比率と、2019 年の最大電力発生日（5 月 29 日）の日負荷曲線比率の比較である。2019 年の日負荷曲線は、想定より昼間の比率が低く、夜間の比率が高く続いていることから、エアコンよりも電灯などの需要の伸びが大きかったと想定される。このようになかなか昼間の需要が伸びない中で太陽光発電を大量導入することは、昼間の火力発電の出力制御を難しくする。そのため、需要の形状を考慮しながら、蓄電池や揚水発電所などのストレージ技術や国際連系線の活用など、総合的に検討する必要がある。



（出典：PGCB website, PSMP2016 から JICA 調査団作成）

図 2-11　PSMP2016 で想定した 2020 年の日負荷曲線比率と、2019 年の最大電力発生日（5 月 29 日）の日負荷曲線比率の比較

(3)　電源開発の現況・見通し

当国では、2017 年ころから計画停電がほぼない状況になっており、需給バランスが取れている状態が続いている。

電源計画は PSMP2016 で策定されたのち、2018 年に Revisiting PSMP2016 で見直され、その後 2019 年に Power Cell と BPDB が 2030 年までの電源開発計画（Generation Planning up to 2030）を公表している。その後、電源開発計画は、2030 年までのものがこまめに改訂されており、最新は 2021 年 6 月に BPDB で策定されたものである。その後 2021 年 6 月 27 日にバングラデシュ政府は石炭火力開発を削減する方針を発表している。2031 年から 2041 年の電源開発計画は、Revisiting PSMP2016 が最新情報である。

電源計画のベースとなる需要については、2019 年の電源開発計画において、Revisiting PSMP2016 の Low Case（省エネ対策なし）と Low Case（省エネ対策あり）の 2 ケースが採用されており、電源計画は Low Case（省エネ対策なし）の需要を基準に策定されている。現在は、Covid-19 の影響を考慮して、PSMP2016 の Low Case や Revisiting PSMP2016 の Low Case をベースに電源計画が策定されている。

電力需給バランスは、再生可能エネルギーを除いて計画されている。この理由は、最大電力発生時刻が概ね 21 時～23 時であることから太陽光発電が期待できないことや、風力、バイオマス・廃棄物由来の発電については、容量やポテンシャルが小さく、出力も不安定なためであり、見込み可能な供給力の評価をする際は 0 MW としている。

図 2-12 は、BPDB から入手した 2030 年までの供給力、および Revisiting PSMP2016 の 2 つの Low Case（省エネ対策ありと無し）、PSMP2016 の Base Case（省エネ対策あり）の最大電力需要、予備力（%）を示したグラフである。需要が最も高い Revisiting PSMP2016（省エネ対策なし）の予備率は、2030 年度で 3.24%、2041 年では-12.4%となり、Revisiting PSMP2016 の Low Case（省

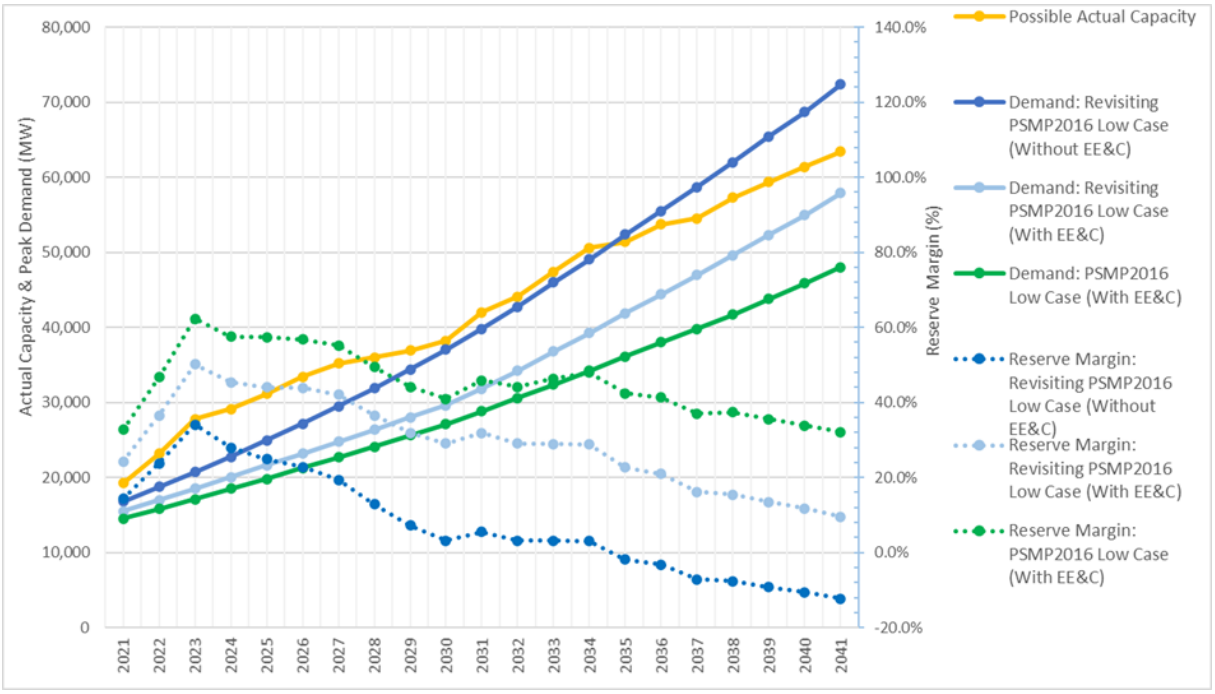
エネ対策あり）の予備率は、2030 年度で 29.0%、2041 年では 9.6%となる。電源計画の供給力の評価については、表 2-3 に示したとおり、設備容量の 80%を供給力とみなしている。これは発電機の性能劣化による出力低下および補修計画を考慮して供給力を評価するためである。日本でも発電事業者から提出される長期補修計画や、特定の発電機の出力減少を需給バランスに反映して供給力を評価している。よって、Revisiting PSMP2016 上では 2041 年における予備率は 10%確保できているものの、80%の供給力とすることでマイナスに陥っている。

ちなみに、発電事業者とバングラデシュ電源開発公社（Bangladesh Power Development Board: BPDB）間の電力販売契約（Power Purchase Agreement: PPA）では、容量に対する出力を 90%以上とする条項があり、これを下回ると、容量に対する料金である「固定費」が、出力可能容量に比例して減額される。これの意味するところは、発電事業者の資金回収の観点から、出力可能容量の維持、つまり維持管理のインセンティブを高め、その結果、全体的に供給力確保・電源計画の確実性を高めることである。

Revisiting PSMP2016（省エネ対策あり）は、省エネ対策なしの需要に比べて需要が低くなる分、予備率が大きくなるが、高需要シナリオのリスクを考慮して電源計画を策定する必要がある。また、年々需要が増加する発展途上の段階では、長時間を要する電源開発は計画の遅延リスクや進捗の変更リスクなどを考慮すると適正予備率を一定に維持することは難しく、2030 年までの途中において一時的に予備率が高くなる場面がある。

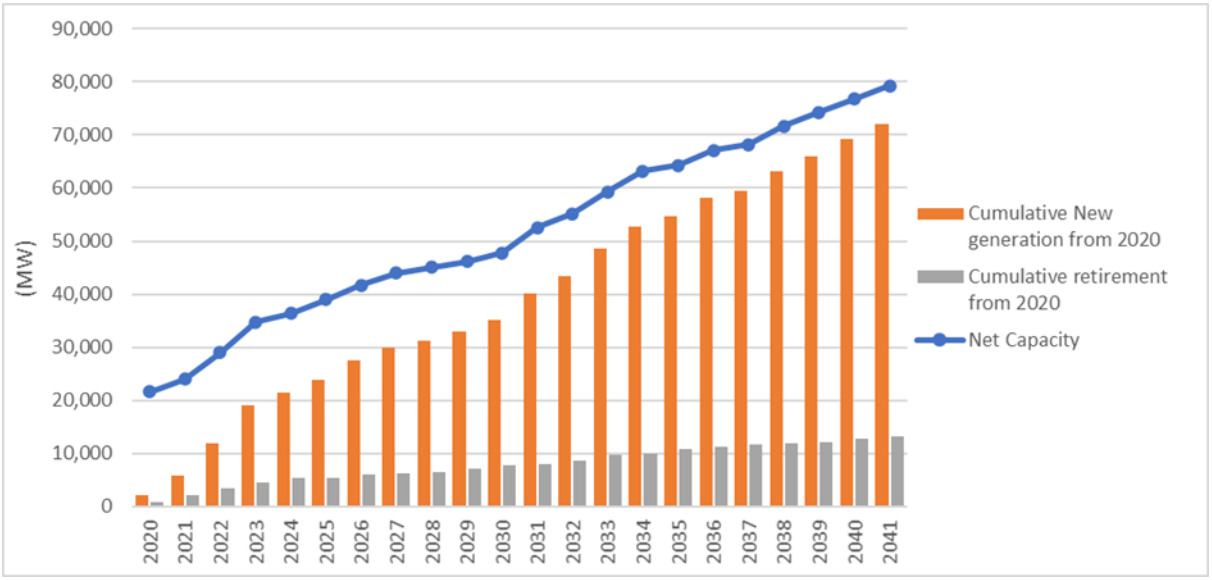
図 2-13 には 2020 年以降に開発・廃止される電源量および発電容量を示した。電源開発は、老朽化した古い設備を廃止しながら新たな電源を計画する必要がある。2020 年から 2030 年までの電力需要は 22GW 増加するが、電源は、2030 年までに 7.7GW 廃止され、その結果 35GW の新たな電源が必要となり、2041 年までには電力需要が 58GW 増加するが、電源は 13.2GW 廃止され 72GW の新たな電源が必要となる。

燃料別の電源構成については、図 2-14 と図 2-15 に示した。石炭火力については、世界的な気候変動対策への潮流に応じて、当国政府により 2021 年 6 月 27 日に石炭火力開発計画方針が発表され、2030 年時点で 8,221MW、2041 年時点で 7,971MW となった。石炭火力の電源比率（再エネ除き）は、図 2-15 の通り、2030 年時点で 17.2%、2041 年時点で 10.0%となる。



（出典：Power Cell が 2019 年に策定した電源計画、PSMP2016、Revisiting PSMP2016 より調査団作成）

図 2-12　2041 年までの供給力と需要（3 パターン）および予備率の推移



出典：Power Cell が 2019 年に策定した電源計画より調査団作成

図 2-13　2020 年以降に開発・廃止される電源量および総発電容量

表 2-3　2041 年度までの電源計画と需給バランス（再生可能エネルギー除き）

Year	Capacity					Demand-Supply Balance											
						In case of Peak Demand from Revisiting PSMP-2016								In case of Peak Demand From PSMP-2016			
						Low Case (Without EE&C measures) of Peak Demand				Low Case (With EE&C measures) of Peak Demand				Low Case (With EE&C measures) of Peak Demand			
	Net Capacity (MW) (Beginning of the Year)	New power plants (MW)	Retired power plants (MW)	Net Capacity (MW) (End of the Year)	Possible Actual Generation	Peak Demand (MW)	Demand Growth (%)	Reserve Margin (MW/%)		Peak Demand (MW)	Demand Growth (%)	Reserve Margin (MW/%)		Peak Demand (MW)	Demand Growth (%)	Reserve Margin (MW/%)	
	(a)	(b)	(c)	(d)=(a)+(b)-(c)	(e)=80% of (d)	(f)	-	(g)=(e)-(f)	(g)/(f)	(h)	-	(i)=(e)-(h)	(i)/(h)	(j)	-	(k)=(e)-(j)	(k)/(j)
2020	20,345	2,029	799	21,575	**17,260**	14,757	15.9%	2,503	**17.0%**	13,773	8.1%	3,487	**25.3%**	13,300	4.4%	3,960	**29.8%**
2021	21,575	3,810	1,336	24,049	**19,239**	16,823	14.0%	2,416	**14.4%**	15,477	12.4%	3,762	**24.3%**	14,500	9.0%	4,739	**32.7%**
2022	24,049	6,139	1,201	28,987	**23,189**	18,737	11.4%	4,452	**23.8%**	16,983	9.7%	6,206	**36.5%**	15,800	9.0%	7,389	**46.8%**
2023	28,987	6,996	1,279	34,703	**27,762**	20,697	10.5%	7,065	**34.1%**	18,489	8.9%	9,273	**50.2%**	17,100	8.2%	10,662	**62.4%**
2024	34,703	2,440	726	36,417	**29,134**	22,769	10.0%	6,365	**28.0%**	20,037	8.4%	9,097	**45.4%**	18,500	8.2%	10,634	**57.5%**
2025	36,417	2,525	0	38,942	**31,154**	24,952	9.6%	6,202	**24.9%**	21,625	7.9%	9,529	**44.1%**	19,800	7.0%	11,354	**57.3%**
2026	38,942	3,550	748	41,744	**33,395**	27,191	9.0%	6,204	**22.8%**	23,203	7.3%	10,192	**43.9%**	21,300	7.6%	12,095	**56.8%**
2027	41,744	2,400	125	44,019	**35,215**	29,519	8.6%	5,696	**19.3%**	24,796	6.9%	10,419	**42.0%**	22,700	6.6%	12,515	**55.1%**
2028	44,019	1,250	255	45,014	**36,011**	31,912	8.1%	4,099	**12.8%**	26,381	6.4%	9,630	**36.5%**	24,100	6.2%	11,911	**49.4%**
2029	45,014	1,842	724	46,132	**36,906**	34,422	7.9%	2,484	**7.2%**	27,997	6.1%	8,909	**31.8%**	25,600	6.2%	11,306	**44.2%**
2030	46,132	2,150	519	47,763	**38,210**	37,024	7.6%	1,186	**3.2%**	29,619	5.8%	8,591	**29.0%**	27,100	5.9%	11,110	**41.0%**
2031	47,763	5,010	258	52,515	**42,012**	39,812	7.5%	2,200	**5.5%**	31,850	7.5%	10,162	**31.9%**	28,800	6.3%	13,212	**45.9%**
2032	52,515	3,320	683	55,152	**44,122**	42,748	7.4%	1,374	**3.2%**	34,198	7.4%	9,924	**29.0%**	30,600	6.3%	13,522	**44.2%**
2033	55,152	5,150	1,019	59,283	**47,426**	45,976	7.6%	1,450	**3.2%**	36,781	7.6%	10,645	**28.9%**	32,400	5.9%	15,026	**46.4%**
2034	59,283	4,170	210	63,243	**50,594**	49,090	6.8%	1,504	**3.1%**	39,272	6.8%	11,322	**28.8%**	34,200	5.6%	16,394	**47.9%**
2035	63,243	1,900	872	64,271	**51,417**	52,389	6.7%	-972	**-1.9%**	41,911	6.7%	9,506	**22.7%**	36,100	5.6%	15,317	**42.4%**
2036	64,271	3,450	572	67,149	**53,719**	55,521	6.0%	-1,802	**-3.2%**	44,417	6.0%	9,302	**20.9%**	38,000	5.3%	15,719	**41.4%**
2037	67,149	1,366	341	68,174	**54,539**	58,718	5.8%	-4,179	**-7.1%**	46,974	5.8%	7,565	**16.1%**	39,800	4.7%	14,739	**37.0%**
2038	68,174	3,666	230	71,610	**57,288**	62,032	5.6%	-4,744	**-7.6%**	49,626	5.6%	7,662	**15.4%**	41,700	4.8%	15,588	**37.4%**
2039	71,610	2,800	163	74,247	**59,398**	65,436	5.5%	-6,038	**-9.2%**	52,349	5.5%	7,049	**13.5%**	43,800	5.0%	15,598	**35.6%**
2040	74,247	3,300	775	76,772	**61,418**	68,708	5.0%	-7,290	**-10.6%**	54,966	5.0%	6,452	**11.7%**	45,900	4.8%	15,518	**33.8%**
2041	76,772	2,850	330	79,292	**63,434**	72,379	5.3%	-8,945	**-12.4%**	57,903	5.3%	5,531	**9.6%**	48,000	4.6%	15,434	**32.2%**
	Total	**72,112**	**13,165**														

（出典：Power Cell が 2019 年に策定した電源計画、PSMP2016、Revisiting PSMP2016 より JICA 調査団作成）

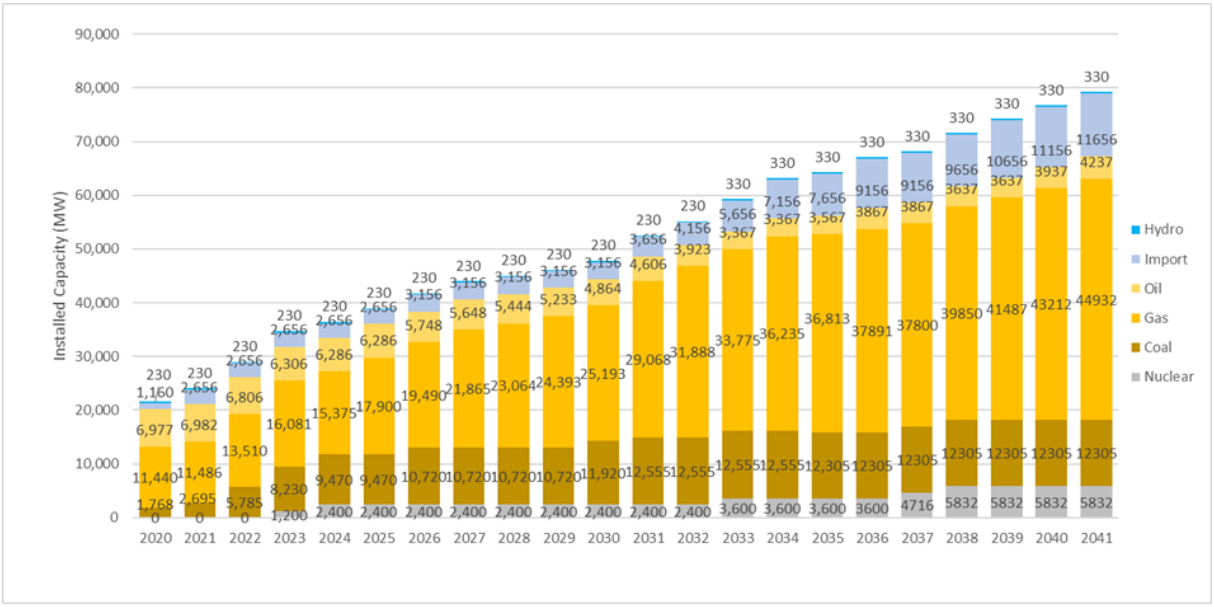
再生可能エネルギーの導入計画は、Revisiting PSMP2016 では表 2-4 となっており、2022 年度以降は積極的な導入計画がない状況である。2030 年時点で 2,583MW の容量となる見込みである。2019 年度末の設備状況は、太陽光 38MW、風力 2MW で合計 40MW であり、BPDB の Annual Report の再エネ建設進捗状況を見ると、導入の遅れが見込まれる。

表 2-4　2030 年までの再生可能エネルギーの導入計画

Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Solar	1,822	1,922	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
Wind	160	310	310	310	310	310	310	360	360	360	360
Waste	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	1,983	2,233	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,583	2,583	2,583	2,583

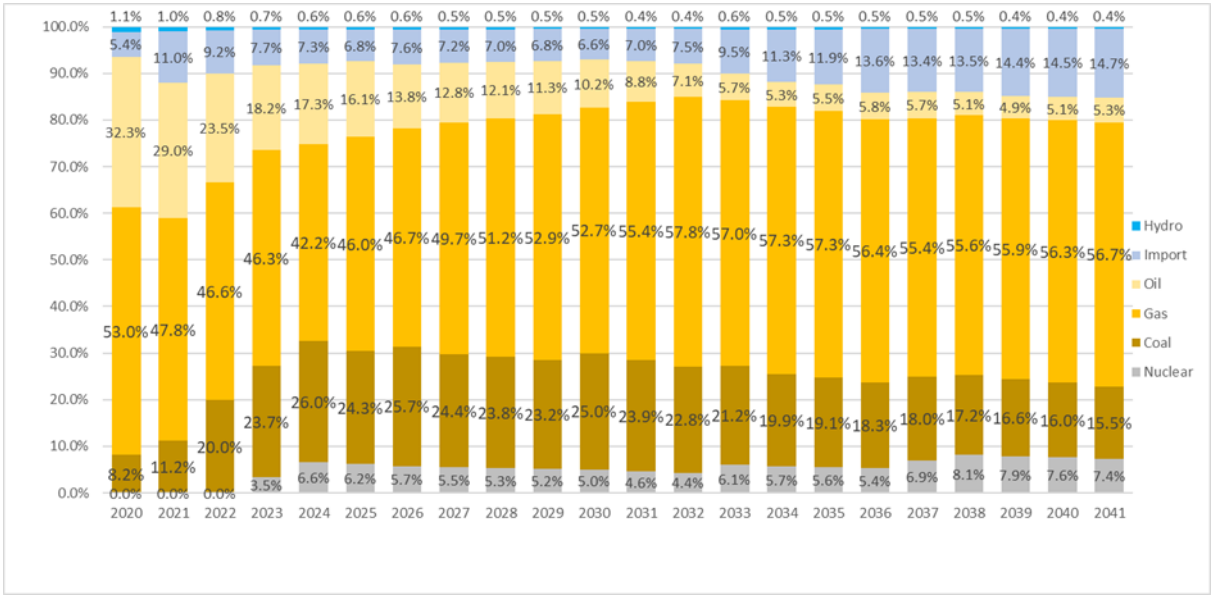
（出典：Revisiting PSMP2016）

この再生可能エネルギー導入計画を織り込んだ電源ポートフォリオの供給力と比率の推移が図 2-14 と図 2-15 になる。



（出典：2020 年 3 月および 2021 年 6 月の BPDB の電源計画、Revisiting PSMP2016、2021 年 6 月の政府の石炭火力開発方針から JICA 調査団作成）

図 2-14　電源ポートフォリオの供給力推移



（出典：2020 年 3 月および 2021 年 6 月の BPDB の電源計画、Revisiting PSMP2016、2021 年 6 月の政府の石炭火力開発方針から JICA 調査団作成）

図 2-15　電源ポートフォリオの比率推移

当国における再生可能エネルギー導入計画は、INDC2015 で 2015 年までに 5%、2020 年までに 10%のエネルギー（発電容量）とする目標が掲げられている。これを実現するために 2018 年に Roadmap and Action Plan for Implementing Bangladesh NDC（Transport, Power and Industry Sectors）が発行されており、これに基づいて、SREDA は、太陽光導入に関するロードマップとして、2020 年 12 月に National Solar Energy Roadmap, 2021-2041（Draft）を提案し、Power Division で検討され

ている。これによると、3 つの太陽光導入シナリオが描かれているが、どのシナリオを主軸とするかは決定されていない。このロードマップでは、大量の太陽光発電の導入について様々な課題があることも指摘しており、代表的なものとしては土地の確保、土地の補強、電力系統からの距離と増強、またそれらに費やす時間と費用などが検討されている。

風力発電については、SREDA が洋上も含めて風況調査を実施しており、今のところ風力発電のポテンシャルが低いことが分かっている。今後、Power Division は太陽光のようなロードマップを策定することを考えている。

バイオマス発電と廃棄物発電については、電源計画に記載されたものだけであり、ロードマップの策定は考えられていない。

以下に、National Solar Energy Roadmap, 2021-2041 (Draft)で提案されている 3 つのシナリオについて説明する。

(a) Business as usual（BAU）based solar PV deployment scenario（Low Case）

2008 Renewable Energy Policy および INDC2015 の目標である 2020 年までに 10%の再生可能エネルギー導入に基づいて、2041 年時点のピーク需要である 60,000MW の 10%にあたる 6,000MW の設備導入シナリオで、現状のルールで実現可能であり、系統接続の保証が条件となっている。

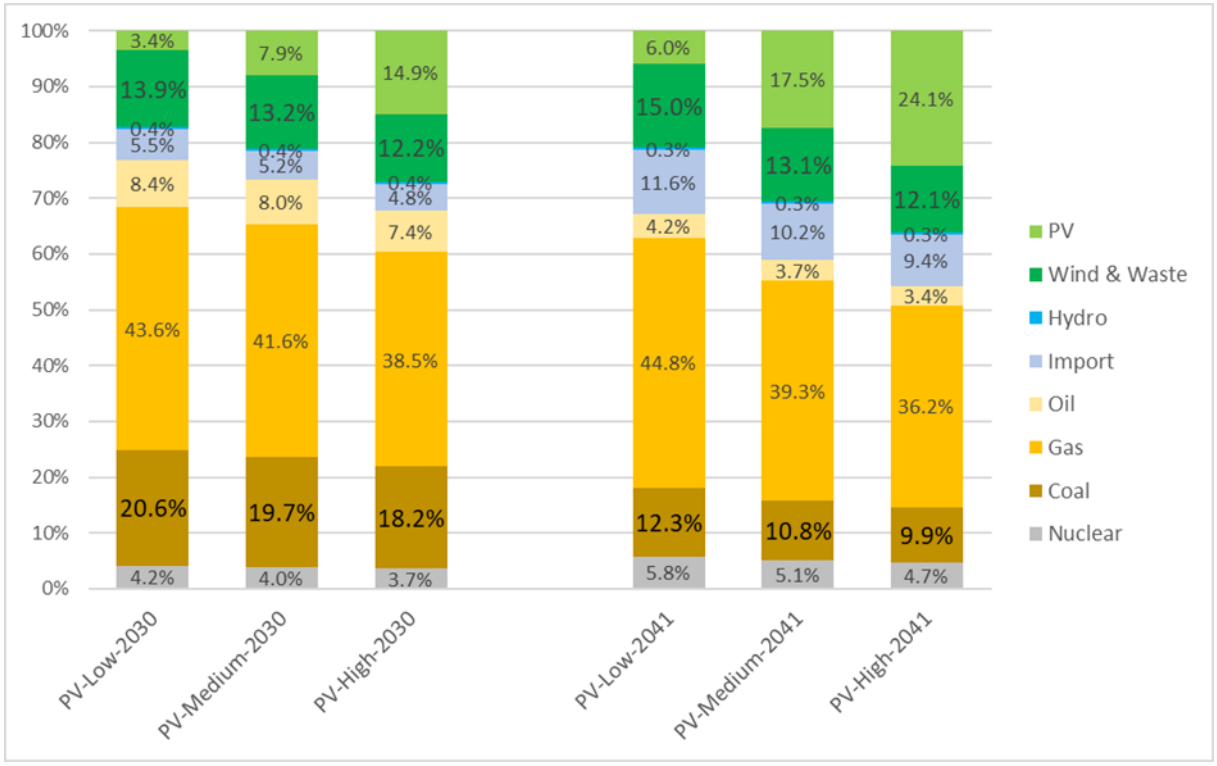
(b) Medium solar PV deployment scenario

Medium Case は、再生可能電源設置のために、系統接続の保証、既存のポリシーやガイドラインの更新、再生可能エネルギー調達義務制度（RPO）などの活用、土地と水域の利用に関する関係省庁の協力、電力貯蔵施設の開発、電力系統の増強および国際協力を条件とする。2041 年時点の設備容量は 20,000MW で全体の 33%である。

(c) High solar PV deployment scenario

High Case は Medium Case に加えて、ピーク需要や電力余剰、調整力に活用できる電力商品の市場取引、高効率かつ安価で信頼性の高い蓄電池と太陽光パネルの商品化、近隣諸国からの太陽光発電の輸入、再生可能電源設置に必要な土地と水域の割り当て、産業用施設の屋上の最大限の活用、河岸とメグナ河口の埋め立て地の利用（埋め立て計画予定面積の 5%を確保）が条件となるシナリオ。2041 年時点の設備容量は 30,000MW で全体の約 50%。

風力と廃棄物については太陽光のような長期目標がないものの、風力については Assessing the Wind Energy Potential in Bangladesh の中で、土地利用の検討がなされない状況で 20,000km^2 の土地に 30GW のポテンシャルがあるとしている。しかし 20,000km^2 があまりにも広いことや、良い風況が得られるのがベンガル湾沿岸に限られることから、洋上風力の開発も考慮しつつ 2030 年までに 8GW、2041 年までに 15GW が開発されると仮定し、廃棄物については、Revisiting PSMP2016 で示されている 1MW とすると、電源構成は図 2-16 となる。



（出典：2020 年 3 月および 2021 年 6 月の BPDB の電源計画、Revisiting PSMP2016、2021 年 6 月の政府の石炭火力開発方針、National Solar Energy Roadmap, 2021 - 2041（Draft）、Assessing the Wind Energy Potential in Bangladesh から JICA 調査団作成）

図 2-16　再生可能エネルギー導入を反映した電源ポートフォリオ比率

2.1.6　需給・系統運用

図 2-17 はバングラデシュにおける需給・系統運用の概略図である。バングラデシュの需給・系統運用は PGCB の内部組織である National Load Dispatch Center（NLDC）が担っており、NLDC の下に 2 か所の Area Load Dispatch Center（ALDC）がある。NLDC が周波数調整のための発電機の出力指令と系統の監視と操作の業務を行っている。NLDC には発電機制御の EMS が設置されており、発電機情報を監視できているが遠方制御ができておらず、電話を通じて発電機の出力を指令している。また、系統監視制御の SCADA も設置されており、送配電設備の系統監視ができているが、操作については遠方操作ではなく、電話を通じて ALDC や変電所に指令することで操作している。ALDC は簡易なモニターでエリア内を監視しており、NLDC からの指令をエリア内の変電制御所などへ受け渡す。今後、発電機や送変電設備の増大により、電話での指令および NLDC 1 か所での監視制御が難しくなることから、早急な体制の改革と自動化が求められる。

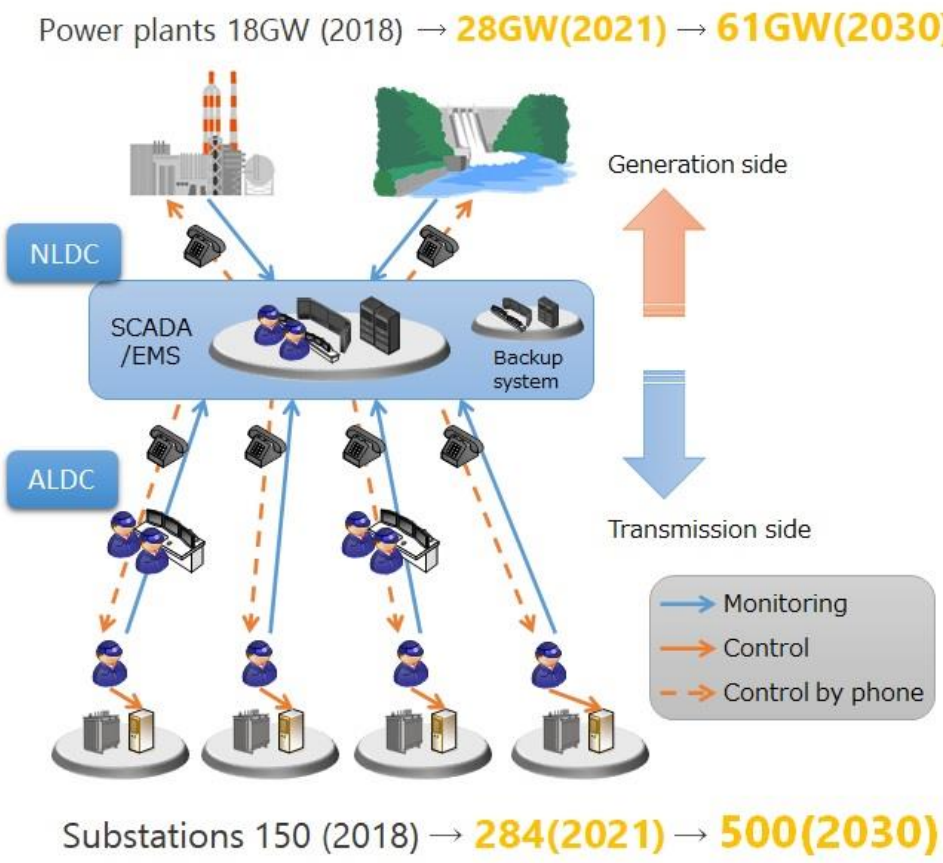


図 2-17　バングラデシュにおける需給・系統運用の概略図

2.1.7　送変電設備開発計画（国内・国際連系）

PGCB は 24 の送変電設備プロジェクトを実施中であり、さらに 8 つのプロジェクトが計画されている。図 2-18 はバングラデシュの送変電設備マップであり、破線が実施中プロジェクトで一点鎖線が計画中のプロジェクトである。

国際連系については、Baharampur- Bheramara 間で 2013 年に BTB1（500MW）2018 年に BTB2（500MW）の計 1,000MW が営業運転を開始し、Tripura- Comilla 間では 400kV 送電線が完成し、（現在は 132kV で運用されている）2016 年から 100MW、2017 年から 60MW の計 160MW を受電しており、現在は最大で 1,160MW 受電できる。

今後の計画は以下の通りである。

①. 2021 年、Tripura- Comilla の連系に BTB（500MW）が接続され、運用容量が 160MW から 500MW となる計画があったが、キャンセルされている。

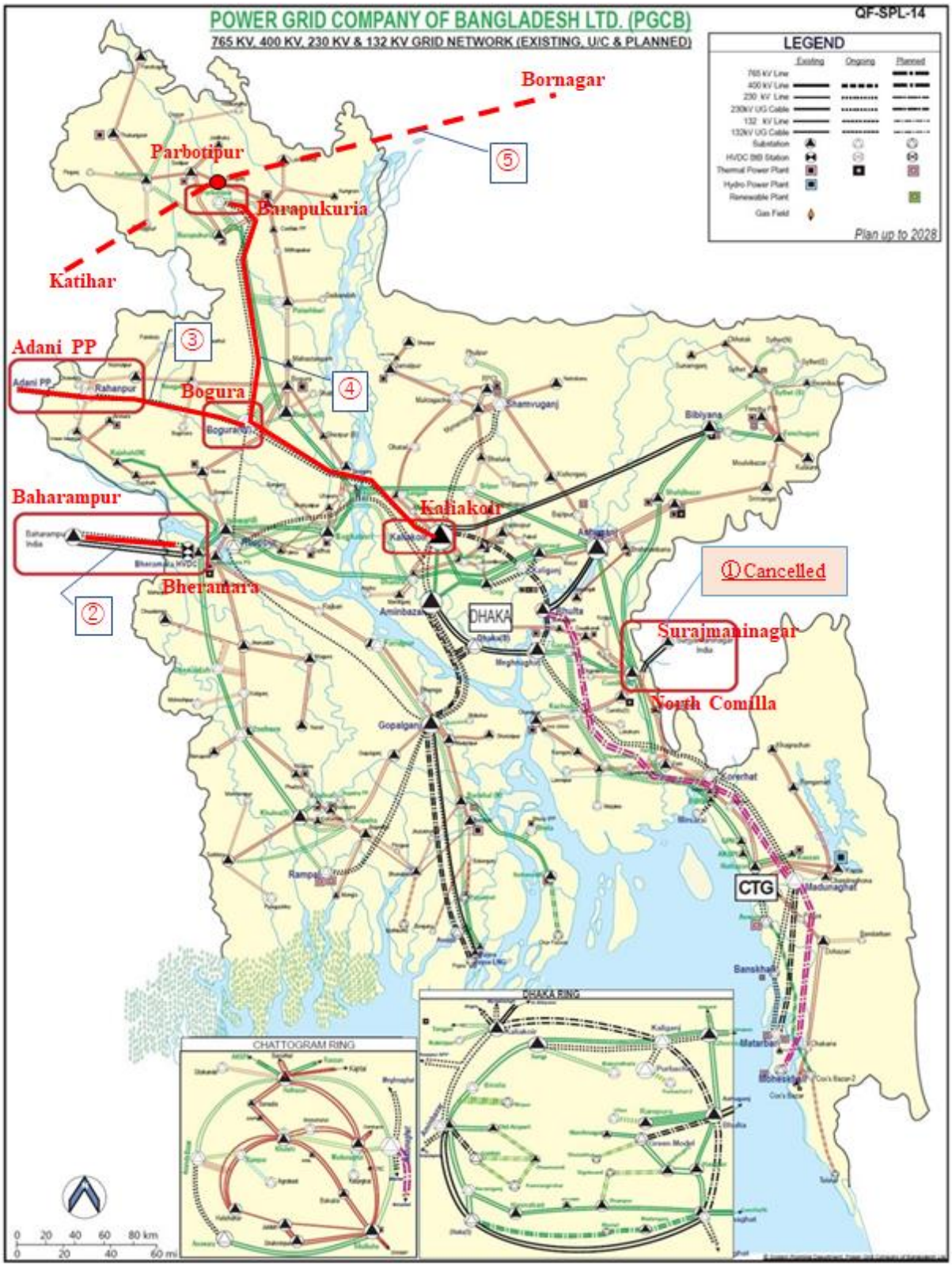
②. 2021 年 6 月、Baharampur- Bheramara 間に 400kV 送電線運用開始予定。1,000MW 送電の信頼度向上が目的。

③. 2022 年、Jharkhand にある Adani 社の発電所 800MW×2 から、400kV 送電線により 1,496MW を受電予定。専用線による受電であり、インドの系統との連系ではない。送電線は 2021 年 12 月完成予定。

④. 2022 年 6 月、Barapukuria-Bogura-Kaliakoir 間で 400kV 送電線が運用開始予定。将来的（2026 年か 27 年）にネパールからの電力輸入を目的とした送電線。ネパールからの輸入電力については具体的な計画は無い。

⑤. バングラデシュ北部を横断する Katihar（India）–Parbotipur（Bangladesh）–Bornagar（India）間の送電線計画が両国間で協議中である。

②③⑤から輸入される電力は、④の基幹送電線を通じてダッカ方面に送電される。



（出典：PGCB Annual Report）

図 2-18　バングラデシュの送変電設備マップ

2.1.8　送変電ビジネスの民間への開放

POWERCELL が Private Sector Power Transmission Policy を策定しており、Power Division 内に設置された review committee にて検討されている。現在は BPDB や PGCB などのステークホルダーや JICA、WB、ADB、からのコメントを集約中であり、その後、MoPEMR の高官が参集するミーティングにより承認される予定。

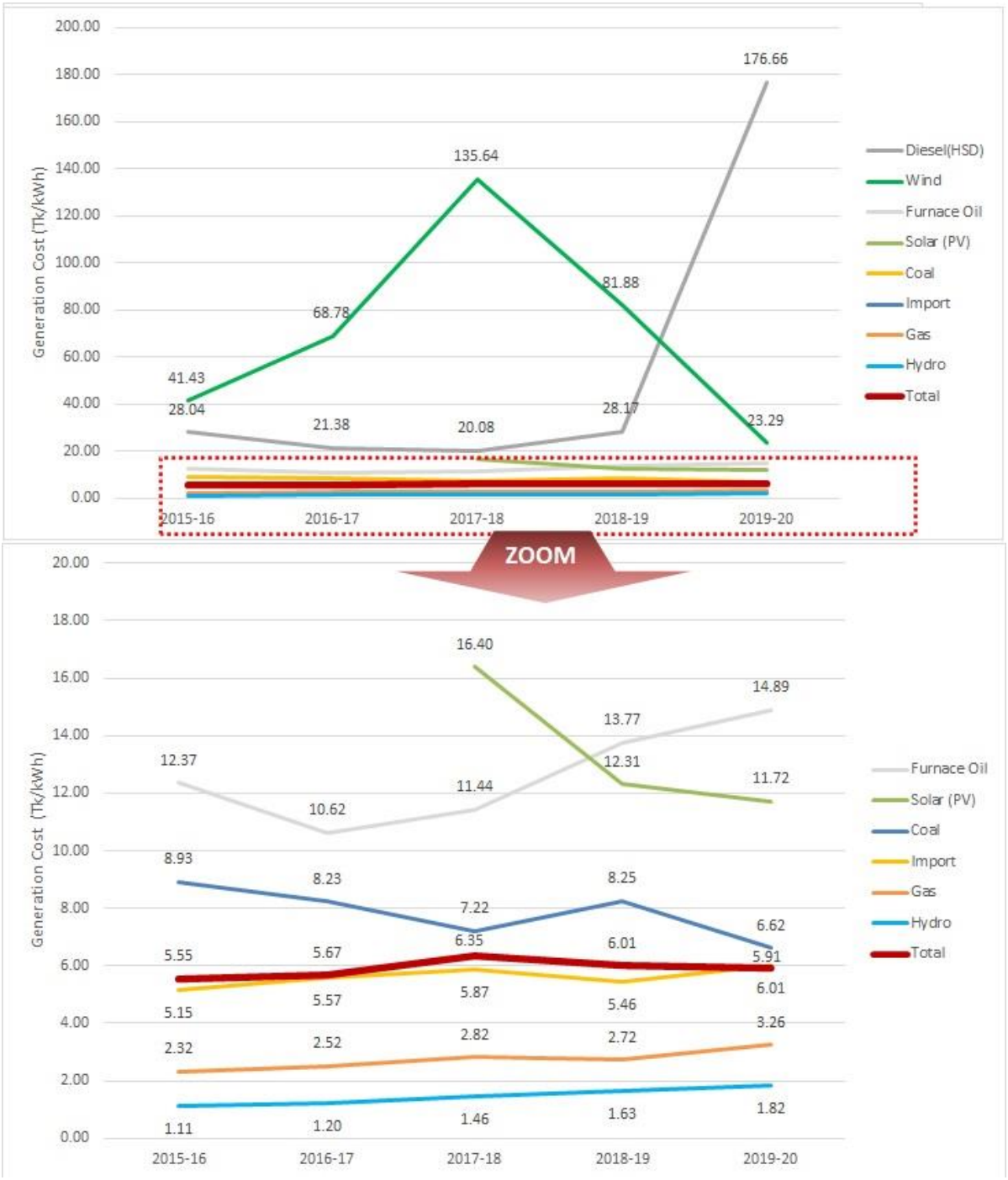
バングラデシュは民間投資による発電事業の増加に成功しており、発電所の増加に伴う送電設備の増強についても民間投資の活用を考えている。新聞記事や聞き込みによると、プロジェクトは 25 年の営業運転ののち、バングラデシュに償還される Build Own Operate & Transfer（BOOT）となり、海外投資も許容される模様。その他税制優遇措置も講じられるとのこと。しかしながら、現在検討中であるため、最終的にこれらが採用されるか否かは時期を待たなければならない。

送電ビジネスに興味を持つ民間企業は多く、民間投資が進むことで、急速な電力需要に対応した開発が可能になるため、早期の民間開放が望まれる。

2.1.9　発電原価

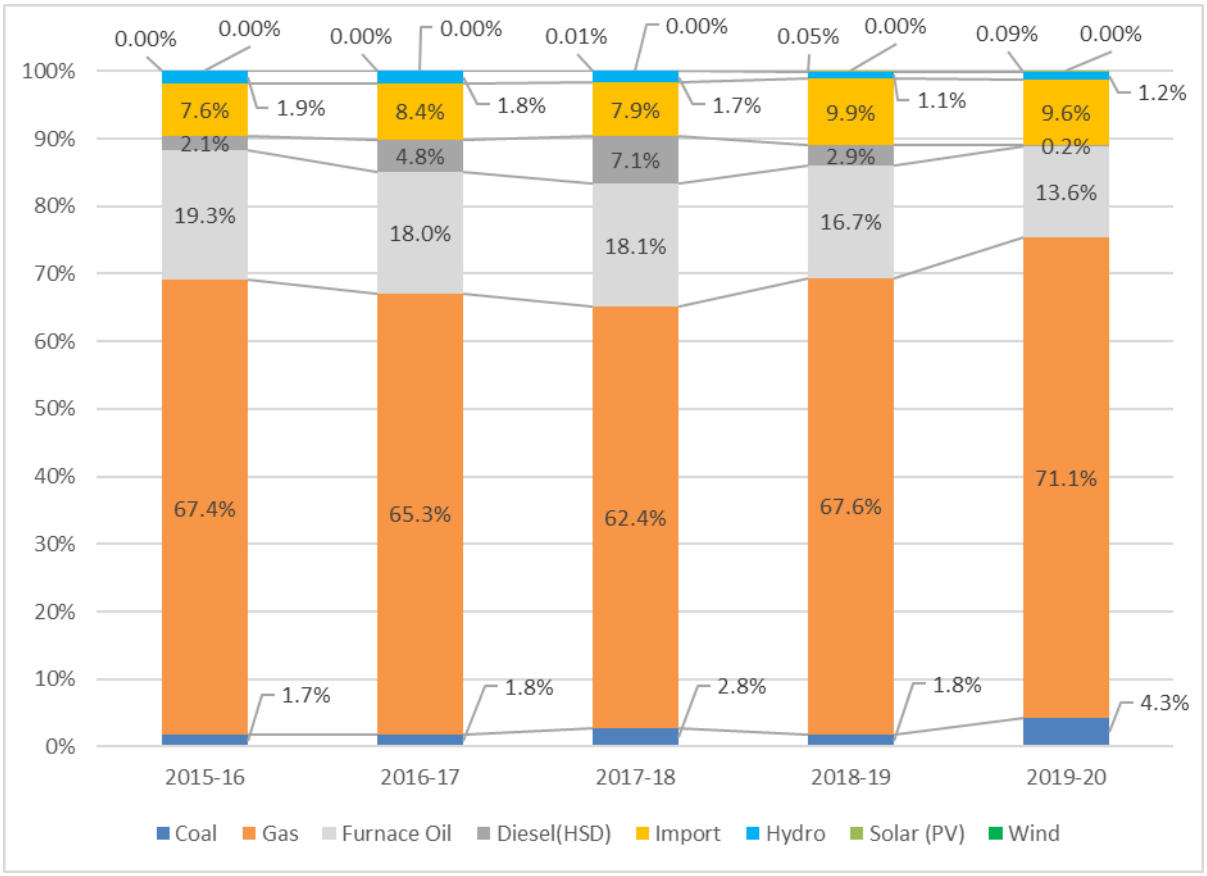
図 2-19 に、2016 年度から 2020 年度までの当国の全発電所の発電実績から算出した固定費込みの発電原価（年平均）の推移を示す。日本における中間価格帯である LNG コンバインドサイクル発電の単価が 10Tk/kWh から 12Tk/kWh 程度であることを考えると、当国の 6Tk/kWh レベルは、かなり安いことが分かる。総合発電原価（Total）については、予算補助の利息と修繕・開発基金が含まれているため、燃料・メンテナンス費用（可変費：Variable Cost）と固定費（Fixed Cost）から計算された値より数十銭高くなっている。平均発電原価を押し下げているのが、発電電力量の大勢を占めるガス火力である。ガス発電所の燃料費は、おおむね 1Tk/kWh から 1.8Tk/kWh となっており、日本の LNG コンバインドサイクル発電の相場は、約 8Tk/kWh から 10Tk/kWh であることを考えると、極端に安いことが分かる。グラフからは 2018 年度に総合発電単価（Total）が最も高い 6.35Tk/kWh となっているが、原因は燃料費の高いレンタル発電所などの Furnace Oil 燃料や HSD 燃料によるもので、2019 年度以降はこれらの Oil 燃料由来の発電が減少して発電原価が下がっている（図 2-20 を参照）。

風力については、風況が悪いために年度によって発電電力量にばらつきがあり、特に 2017-18 年度は風況が悪く、発電原価が高くなった。太陽光発電の原価は比較的安く収まっている。



（出典：BPDB（Finance）から入手したデータから JICA 調査団作成）

図 2-19　2016-2020 年度にかけての発電単価の推移（Tk/kWh）



（出典：BPDB（Finance）から入手したデータから JICA 調査団作成）

図 2-20　2016-2020 年度にかけての発電電力量比率の推移（%）

2.1.10　託送料金

PGCB の託送料金は配電会社から徴収される。その料金は BERC によって決定されるシステムとなっており、最近では 2020 年 3 月 1 日から料金が改定され、微増している。

表 2-5　PGCB の託送料金

Voltage Level	from 1st July, 2019 to 29th February, 2020	from 1st March, 2020 -
230kV	0.2744 Tk/kWh	0.2857 Tk/kWh
132kV	0.2768 Tk/kWh	0.2886 Tk/kWh
33kV	0.2791 Tk/kWh	0.2944 Tk/kWh

（出典：BERC Order March 2020 と PGCB Annual Report から JICA 調査団作成）

託送料金の計算方法は、以下の通りである。

a:　PGCB の総資産にある一定の比率を乗じた額に管理費を加えたものを想定される総支出＝必要な収入

b:　現在の収入

c:　想定される収益成長として、a-b　を算出し、これに税金を上乗せ

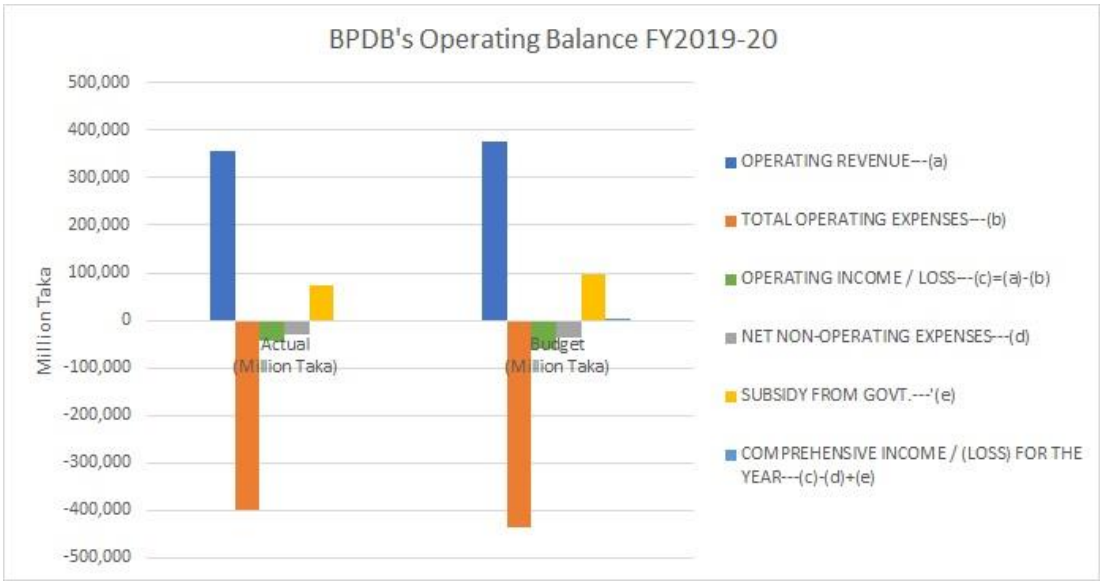
見込まれる総収入を b+c として、これを託送電力量で除したものが託送単価となる。
この計算を電圧別に実施していると考えられる。

2.1.11　財務状況

バングラデシュでは BPDB がシングルバイヤーとして、全ての発電事業者から電力を買い取り、配電事業者に卸している。送電事業者である PGCB への託送料は配電会社から支払われる。ここではシングルバイヤーとしての BPDB の営業収支その他を見ていく。図 2-21 と表 2-6 は BPDB の営業収支、その他の収支を示している。営業収支は 435 億タカの損失となっており、政府からの補助金が 744 億タカほど注入されて全体の収支がほぼゼロとなっている。

BPDB の営業損失の原因は、ダッカ地域に供給する DPDC と DESCO 以外の配電会社において、発電費用より安い価格で電力を卸していることにある。2020 年 3 月に卸単価（Bulk Tariff）の値上げが BERC に承認されたが、DPDC と DESCO を除いては依然、発電単価（支出）が高く、DPDC と DESCO からの収入増加の効果よりも、その他の配電会社への販売による負債が大きく、さらに電力取引以外の支出もあることから、営業利益を出せない状況が続くと思われる。

卸単価（Bulk Tariff）は 2012 年 3 月と 9 月、2015 年 9 月、2020 年 3 月に改訂されており、その都度、営業収支は若干改善しているが、販売電力量の増加および発電単価の上昇に伴い、発電単価と卸単価の差による負債が増える構図となっている。



（出典：BPDB Annual Report 2019-20 より JICA 調査団作成）

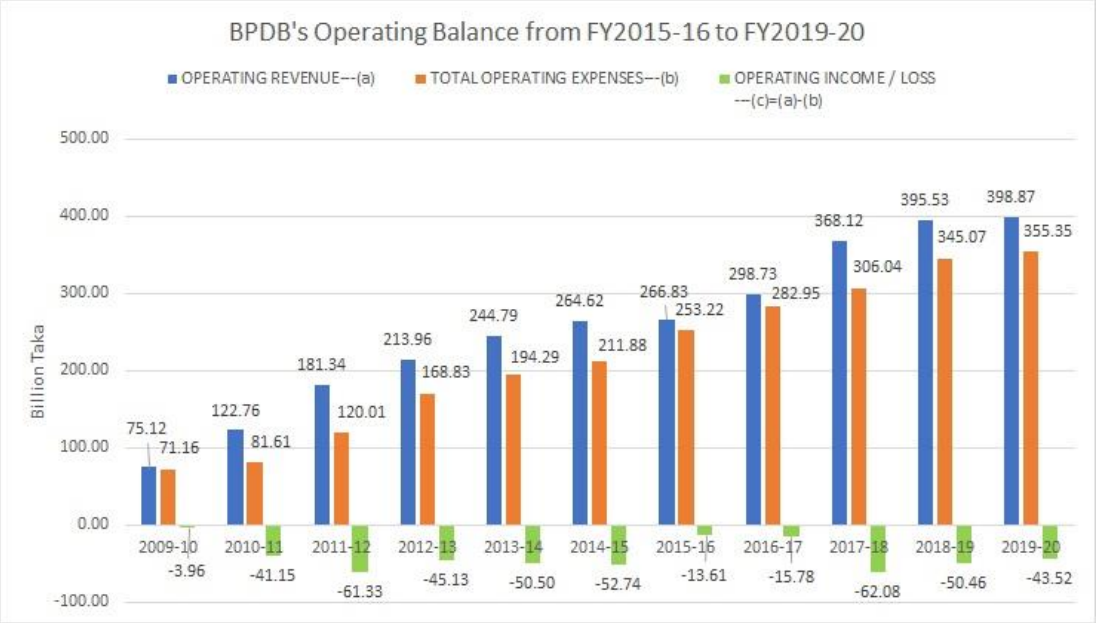
図 2-21　BPDB の 2019-20 年度の営業収支他

表 2-6　BPDB の 2019-2020 年度の営業収支他

Particulars	Achievement (Million Taka)	Budget (Million Taka)
OPERATING REVENUE		
ENERGY SALES	340,116	364,042
OTHER OPERATING INCOME	15,239	10,820
OPERATING REVENUE---(a)	355,354	374,861
FUEL COST - GAS	17,462	21,391
DIESEL/FURNACE OIL USED FOR ELECTRICITY GENERATION	6,547	9,690
COAL USED FOR ELECTRICITY GENERATION	10,142	11,832
ELECTRICITY PURCHASE FROM IPP	175,190	173,533
ELECTRICITY PURCHASE FROM RENTAL	32,164	35,320
ELECTRICITY PURCHASE FROM INDIA	40,171	46,935
ELECTRICITY PURCHASE FROM PUBLIC PLANT	66,717	86,777
DEPRECIATION	23,078	18,856
REPAIR & MAINTENANCE EXPENSES	9,698	9,340
PERSONNEL EXPENSES	14,206	15,331
OFFICE & ADMINISTRATIVE EXPENSES	1,176	3,225
TRANSMISSION EXPENSES FOR WHEELING CHARGE	2,320	2,995
TOTAL OPERATING EXPENSES---(b)	398,872	435,224
OPERATING INCOME / (LOSS)---(c)=(a)-(b)	-43,518	-60,363
NON - OPERATING EXPENSES:	0	0
ASSETS INSURANCE FUND	70	70
INTEREST ON LOANS	20,264	23,428
PROVISION FOR MAINTANANCE & DEVELOPMENT FUND	10,150	11,022
GAIN / (LOSS) DUE TO EXCHANGE RATE FLUCTUATION	485	1,300
NET NON-OPERATING EXPENSES---(d)	30,969	35,820
SUBSIDY FROM GOVT.---'(e)	74,394	96,759
COMPREHENSIVE INCOME / (LOSS) FOR THE YEAR---(c)-(d)+(e)	-91.9	576

（出典：BPDB Annual Report 2019-20）

また、図 2-22 は、2009-10 年度から 2019-20 年度までの営業収支を示したグラフであり、毎年、営業損失を計上していることが分かる。



（出典：BPDB Annual Report 2019-20）

図 2-22　2009-10 年度から 2019-20 年度までの営業収支

2.1.12　気候変動対策

バングラデシュは、48 カ国が参加する Climate Vulnerable Forum（CVF）および Vulnerable Twenty（V20）財務大臣グループの議長に就任し、首相のシェイク・ハシナは 2020 年 6 月から CVF の議長を務めている。

NDC については、2015 年 9 月に Intended Nationally Determined Contributions 2015（INDC2015）を発表し、2020 年 12 月に更新版として、Nationally Determined Contributions 2020（Interim）（NDC2020）を気候変動枠組条約（UNFCCC）に提出した。更新版の NDC では、GHG 削減目標の引き上げについては、言及がない。その後、2021 年 8 月 26 日に Nationally Determined Contributions（NDCs）2021 Bangladesh（Updated）（NDC2021）が UNFCCC に提出された。NDC2021 では、INDC2015 で示された GHG 削減目標が引き上げられた（表 2-9）。

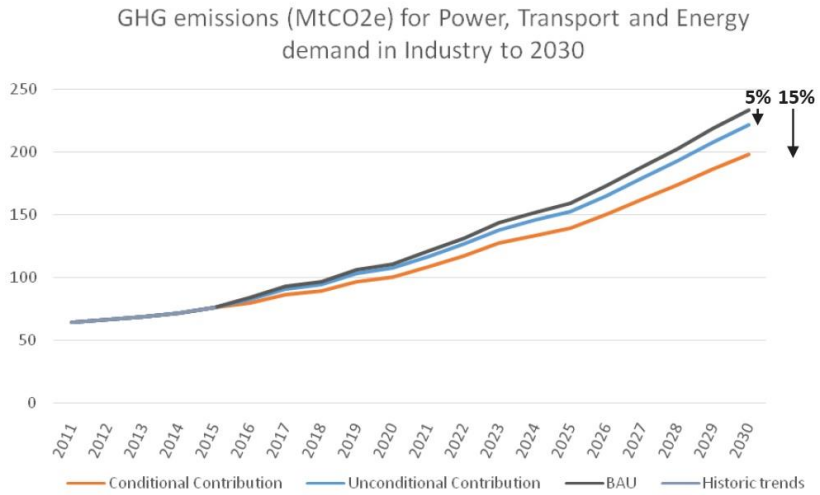
なお、Intended Nationally Determined Contributions 2015（INDC2015）は、気候変動対策の一環として、温室効果ガス排出削減の目標を以下のように定めている。

- 電力、運輸、産業の各セクターにおいて、2030 年までに GHG 排出量を BAU 比で 12 $MtCO_2e$ もしくは 5%削減。
- 資金、投資、技術開発・移転、キャパシティ・ビルディングなどの適切な国際的支援を条件として、電力、運輸、産業の各セクターにおいて 2030 年までに GHG 排出量を BAU 比で 36 $MtCO_2e$ もしくは 15%削減。
- 追加的な国際的支援の提供を条件とした、追加的な温室効果ガス排出削減行動。

表 2-7　INDC2015 で示された貢献

無条件の貢献	追加的な国際的支援を前提としない貢献	電力、運輸および産業部門における GHG 排出量を 2030 年までに 12 $MtCO_2e$ もしくは BAU 比で 5%削減する。
条件付き貢献	追加的な国際的支援を前提とした貢献	電力、運輸および産業部門における GHG 排出量を 2030 年までに 36 $MtCO_2e$ もしくは BAU 比で 15%削減する。

（出典：INDC2015）



（出典：INDC2015）

図 2-23　2011 年から 2030 年までの GHG 排出量（$MtCO_2e$）の予測

表 2-8　2030 年までのセクター別温室効果ガス排出削減予測

セクター	ベース年（2011）排出量	BAU シナリオ		条件無し貢献シナリオ			条件付き貢献シナリオ		
		2030 年排出量	2011-2030 にかけての変化率	2030 年排出量	BAU 比	削減量	2030 年排出量	BAU 比	削減量
	$MtCO_2e$	$MtCO_2e$	%	$MtCO_2e$	%	$MtCO_2e$	$MtCO_2e$	%	MtCO2e
電力	21	91	336%	86	-5%	5	75	-18%	11
交通	17	37	118%	33	-9%	4	28	-24%	5
産業（エネルギー）	26	106	300%	102	-4%	4	95	-10%	7
合計	64	234	264%	222	-5%	12	198	-15%	24

（出典：INDC2015）

表 2-9　NDC2021 の GHG 排出削減目標

UNFCCC Sector	Sub-sector	GHG Emission		GHG Reduction by Mitigation (2030)							
		BAU 2030		Unconditional			Conditional			Combined	
		MtCO2e	In %	MtCO2e	Reduction MtCO2e	In %	MtCO2e	Reduction MtCO2e	In %	Reduction MtCO2e	In %
Energy	Power	95.14	23.24	87.13	8.01	29.06	51.4	35.73	57.72	43.74	48.9
	Transport	36.28	8.86	32.89	3.39	12.3	26.56	6.33	10.23	9.72	10.86
	Industry (energy)	101.99	24.91	95.33	6.66	24.17	94.31	1.02	1.65	7.68	8.58
	Other energy sub sectors:										
	Households	30.41	7.43	28.78	1.63	5.91	24.77	4.01	6.46	5.64	6.3
	Commercial	3.35	0.82	2.94	0.41	1.49	2.51	0.43	0.69	0.84	0.94
	Agriculture	10.16	2.48	9.37	0.79	2.87	10.13	0.03	0.05	0.82	0.92
	Brick Kilns	23.98	5.86	20.7	3.28	11.9	12.82	7.88	12.73	11.16	12.47
	Fugitive	8.31	2.03	8.31			4.03	4.28	6.91	4.28	4.78
	F Gases	2.92	0.71	0.78	2.14	7.76	0.03	0.75	1.21	2.89	3.23
Total Energy		312.54	76.34	286.23	26.31	95.46	226.56	59.71	96.46	85.98	96.1
IPPU	Cement and Fertilizer	10.97	2.68	10.97			10.97				
AFOLU	Agriculture and Livestock	54.64	13.35	54	0.64	2.32	53.6	0.4	0.65	1.04	1.16
	Forestry	0.37	0.09	0.37			0.37				
Total AFOLU		55.01	13.44	54.37	0.64	2.32	53.97	0.4	0.65	1.68	1.16
Waste	MSW and wastewater	30.89	7.55	30.28	0.61	2.21	28.44	1.84	2.97	2.45	2.74
Total Emission		409.41		381.85			319.94				
Total Reduction					27.56	6.73		61.95	15.12	89.47	21.85

IPPU: Industrial Processes and Product Use
AFOLU: Agriculture, Forestry and Other Land Use

（出典：NDC2021）

ただし、バングラデシュではデータの信頼性が問題となっており、正確な数値は次回更新される Bangladesh Climate Change Strategy Action Plan（BCCSAP）や国別報告書の更新で正確な数値把

握が期待されている。BCCSAP は 2009 年版以降アップデートされていないが、NDC2020 に現在更新の最終段階と記載されている。

INDC2015 では、すでに掲げられている目標や行われている貢献策として以下を掲げている。

- エネルギー原単位（GDP 当たり）を 2030 年までに 2013 年比 20%削減（E&CC マスタープラン）
- エネルギー管理プログラム（エネルギー管理システムの構築、認定エネルギー監査員による産業界のエネルギー監査を含む）の導入
- 市場で高効率製品の販売を促進するためのエネルギー効率ラベリングプログラムの導入
- 断熱・冷房対策等の建築物のエネルギー効率対策、新築建築物のエネルギー効率に関する改定コードの導入
- 農村地域への独立型電力アクセスを提供するソーラーホームプログラムの導入
- 再生可能エネルギーからの供給を、2015 年までに 5%、2020 年までに 10%とする（Renewable Energy Policy 2008 で既に設定されている目標）
- 150 万以上の改良型調理コンロ（Improved Cook Stove: ICS）と 400 万のソーラーホームシステムが既に配布済み（NDC2020 では、2030 年までに 600 万以上の改良型調理コンロと 250MW のソーラーホームシステムの配布を目標としている）
- 煉瓦製造業における窯効率の改善、有機廃棄物の堆肥化、廃棄物・バイオマス熱エネルギー発電の導入
- 当国政府と電力会社によるコンバインドサイクル発電所（CCPP）の建設
- Solar roof-top プログラムの下、約 14 MW の太陽光発電が政府や民間のビルの空の屋根に設置済み（NDC2020 では、2030 年までに電力系統に接続される 1,700MW の太陽光発電の導入を目標としている）
- オフグリッド住民のエネルギーアクセス問題に対処するため、太陽光灌漑ポンプ、ソーラーミニ、およびナノグリッド拡大

さらに、INDC2015 では、上記の対策に加えて、電力、交通、産業の各セクターにおいて以下の貢献を掲げている。

表 2-10　条件付き寄与を実現するための可能な緩和措置

セクター	説明	2030 年までの活動目標
電力	■ すべての新石炭発電に超臨界技術（以上）を導入 ■ 風力発電の普及拡大 ■ 既存の電源構成多様化のための太陽光発電所の系統接続の推進	■ 100%の新石炭火力に超臨界技術（以上）を導入 ■ 400MW の風力発電所の導入 ■ 1,000MW の事業者レベルの太陽光発電所の導入

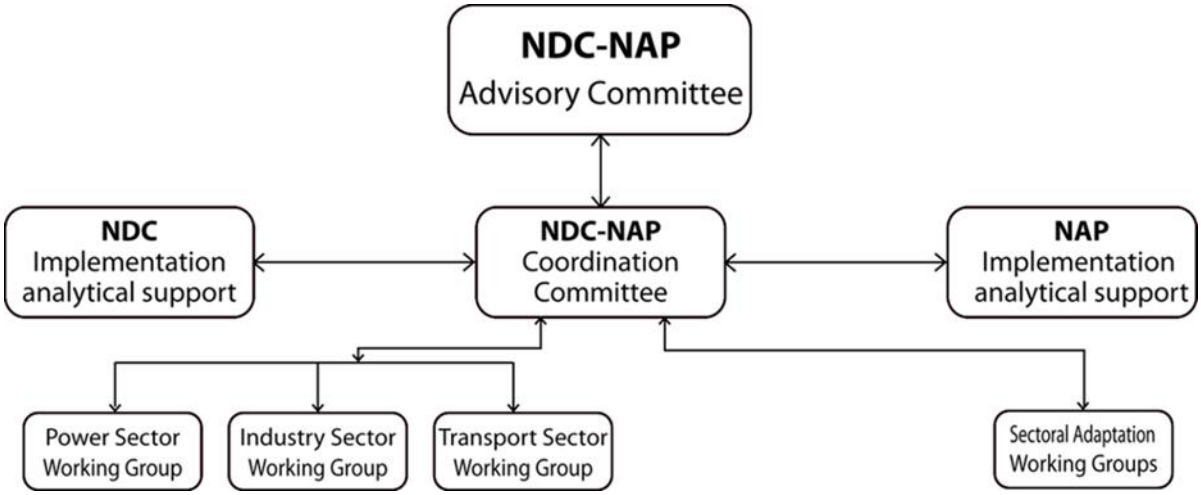
交通	■ 道路から鉄道への輸送手段のシフト ■ 都市部における地下鉄、バスの高速乗り換えシステムの導入。副次効果として、混雑解消、大気汚染、交通安全の改善を含む。 ■ 混雑と渋滞の解消 ■ 高速道路の建設など、多くの対策により達成される。	■ 旅客の道路交通から鉄道交通へのシフトを、BAU 比で最大約 20%にする。 ■ 効率的な乗り物の走行の実現により 15%改善。
産業 (エネルギー関連)	■ バングラデシュのエネルギー効率と省エネルギーマスタープランに基づいて、主要な産業部門におけるエネルギー効率の採用と省エネルギー対策を奨励するために、エネルギー監査を実施する。	■ BAU 比 10%のエネルギー消費の削減

（出典：INDC2015）

このほかのセクターである、一般家庭、商業用ビル、農業、廃棄、土地利用などについても、追加的な目標として掲げている。

政府は INDC2015 を具体的に実施するために、2018 年に Roadmap and Action Plan for Implementing Bangladesh NDC（Transport, Power and Industry Sectors）を発行した。

NDC の実施を成功させるためには、優れたガバナンスと、各セクターと異なる利害関係者と政府と市民の協力が必要であるとの考えから、以下、図 2-24 の体制で運用されている。この体制は、国家計画（National Action Plan: NAP）の実施を並行して含めることも目的としている。将来的に BCCSAP（Bangladesh Climate Change Strategy Action Plan）の見直しも連動して実施する可能性がある。



（出典：Roadmap and Action Plan for Implementing Bangladesh NDC（Transport, Power and Industry Sectors））

図 2-24　NDC-NAP 実施体制のガバナンス体制図

また、Nationally Determined Contributions 2020（Interim）では、今後の主な計画について以下のように述べている。

＜電力部門＞

- 2030 年までに電力会社規模の太陽光発電所から 1,700MW、ソーラーホームシステムから 250MW の発電設備の設置
- 火力発電機における古い蒸気タービンのリパワリングの実施
- 2030 年までに、登録された 6 つの CDM プロジェクトを通じた、約 118 の $MtCO_2e$ の削減

＜運輸部門＞

- 10,000 台のハイブリッド車と電気自動車の導入
- ブロードゲージと電気機関車の導入
- 高品質の燃料と Euro III および IV エンジンの導入
- 高速道路の 4 車線化
- 86,000 台の不適合車両の撤廃
- すべてのオートバイと自動車へのリチウムイオン電池の導入

先にも述べたが、NDC2020 で紹介されている National Solar Energy Roadmap, 2021-2041（Draft）が、3 つの太陽光発電導入シナリオを提案している。National Solar Energy Roadmap, 2021-2041 は SREDA により策定され、2020 年 12 月 14 日に公表された。現在 Power Division で検討中である。

NDC2020 で掲げられた取り組みについては、NDC2021 においても引き継がれている。NDC2021 では、新たな適合アクションプランとして「持続可能な生態系と暮らし」「災害管理」「農業・食料の安全保障」「水資源管理」「地表水と雨水の利用」が提案されている。また、これらの取り組みを推進するための体制と方法、課題、資金調達などについても触れている。

太陽光導入大量導入に対応するためには、太陽光発電からの電力供給がない時間帯の供給力も確保しなくてはならない。現状は火力発電に頼るしかないが、GHG 排出削減方策の一つとして、周辺国の水力資源の活用は大きな貢献策となるため、国際連系線の活用が推進されることで、GHG 排出削減の一助となる。

2.1.13 他ドナーの支援状況

2019 年時点での当国への主な支援国は、日本、ロシア、中国、インド、韓国であり、主な支援機関としては、世界銀行（World Bank : WB）の国際開発協会（International Development Association: IDA）とアジア開発銀行（Asian Development Bank: ADB）である。

2019 年 6 月時点での各国、各機関からの対外債務は、表 2-11 のとおりである。

表 2-11　各国、各機関からの対外債務

主な国、機関	対外債務（million USD）
日本	5,922
ロシア	2,012
中国	1,380
インド	462
韓国	456
WB（IDA）	15,649
ADB	9,597

（出典：バングラデシュ政府財務省経済関係局（ERD）website）

(1) 世界銀行（World Bank: WB）

世界銀行は、エネルギー部門で 18 億 3000 万ドルの継続的な支援により、容量の増強、クリーンエネルギーの生成、発電と送電およびシステム運用の効率の向上、技術的ロスの削減、送電および地方の配電ネットワークの改善、グリッドと再生可能電力の導入をはかった。IDA のサポートにより、これまでにナショナルグリッドに 2,652 MW、オフグリッドエリアに 181 MW の電力が追加され、ソーラーホームシステム、ソーラー灌漑ポンプ、ソーラーミニグリッドが設置され、100 万を超える改良された調理用ストーブが設置された。さらに 310MW の容量が進行中のグリッドに接続された太陽光プロジェクトにより追加された。

世界銀行はまた、財政の健全性、投資、サービスの質の向上を目的として、政府、電力およびガス事業者、バングラデシュ・エネルギー規制委員会（BERC）内での電力セクター政策と制度的能力開発の促進に取り組んできた。

(2) アジア開発銀行（Asian Development Bank: ADB）

アジア開発銀行は、ダッカおよびウエスタンゾーン送電網拡張プロジェクトに 3 億ドルを支援した。このプロジェクトでは、送電線の拡張と変電所の建設、基幹系情報システムの確立、運用効率を改善するためのドローン検査センターの建設、およびより低いエネルギー損失でより多くの電力を送電する高度な電線の導入が行われる。

追加の資金提供は、当国の農村地域における配電ネットワークが改善された元プロジェクトの成果の拡大をもたらす。33kV および 11kV 配電線および関連施設の 46,000km（元：38,000km）以上が修復され、33kV および 11kV 配電線および関連施設の 16,000km（元：12,000km）以上が建設される。

バングラデシュ地方電化委員会（Bangladesh Rural Electrification Board：BREB）への追加融資は、クルナ管区（バングラデシュ西部）の農村地域における効率的で信頼性の高い電力供給への

アクセスをさらに改善するために提案されている。BREB は、地方電化ネットワークの一次配電ネットワーク容量を強化し、木製の配電柱を使用して 20 年以上経過した低容量の導体を備えたネットワークの区間を修復および改善するために、アジア開発銀行に支援を求めている。これらの投資は、増大する需要に電力を確実に提供し、効率的かつ信頼性の高い方法で顧客の需要を満たすために必要である。提案された追加のスコープは、進行中のプロジェクトのスコープに強くリンクされており、同じ設備設置の取り決めの下で効率的に実装できる。プロジェクト全体の範囲は、当国政府の展望計画（ビジョン 2021）を現実のものにすること、および第 7 次 5 カ年計画と一致している。

(3) イスラム開発銀行（Islamic Development Bank: IDB）

イスラム開発銀行は 2018 年 9 月にダッカに新たな地域のハブを創設した。このハブを通じて地域の持続可能な社会・経済発展を支援していくことが目的である。当国は同銀行の最大の便益享受者であり、このハブを通じて更に多くのプロジェクトを実施する予定である。

エネルギー・電力セクターで実施中あるいは計画中のプロジェクトには、発電所の新規開発やリノベーションや送電網の強化等が含まれている。

(4) アジアインフラ投資銀行（Asian Infrastructure Investment Bank: AIIB）

当国は 2016 年にアジアインフラ投資銀行から支援を受けた最初の国の一つである。エネルギー・電力セクターでは 4 プロジェクトが実施中である。電力セクターでは発電（IPP 事業）や送配電の強化が含まれている。

(5) ドイツ

ドイツのバングラデシュ開発協力は、比較的豊富な再生可能エネルギーと電力損失の削減に焦点を当てている。この目的のために、ドイツ復興金融公庫（Kreditanstalt für Wiederaufbau: KfW）はエネルギー効率の高い送電および配電ネットワークの構築に資金を提供し、省エネ行動を促進するためのプリペイド電力メーターの設置を支援している。KfW は、国内のバイオガスプラントを促進して農村地域のエネルギー供給を増やし、灌漑用の太陽光ポンプや、地元住民にエネルギーを供給するソーラーホームシステムをサポートしている。これらの技術は、国の電力網から離れた地域での電化を可能にし、牛糞、薪、灯油などの伝統的なエネルギー源の代替えとなっている。

2007 年以来、インフラストラクチャ開発公社（Infrastructure Development Company Ltd: IDCOL）への融資は 16.5 million EUR となり、44 万軒のソーラーホームシステムの導入をはかった。

(6) ロシア

1990 年代に入って原子力発電所建設計画が再開されると、2009 年 3 月にロシアから 100 万 kW 級原子炉 2 基の建設が正式に提案された。2011 年 11 月、ルプール原子力発電所の建設に関する政府間協定をバングラデシュ原子力委員会とロシアのロスアトム社が締結、アトムストロイエク

スポルト社が主契約社として選定された。建設資金の 90%はロシアからのローンで賄われ、1 号機は 2017 年 11 月 30 日建設が開始された。

同発電所は、首都ダッカから西約 140km のルプールに位置し、ロシアの原子力企業であるアトムストロイエクスポルト社製のロシア型加圧水型原子炉改良型（120 万 kW×2 基 : 契約・送電端 1,116MW）が納入される。1 号機は 2023 年度の運開、2 号機は 2024 年度の運開を予定している。

(7) 中国

2014 年 3 月、国営の North West Power Generation Company（NWPGCL：バングラデシュ電力開発委員会の子会社）と CMC（China National Machinery Import & Export（Group）Corporation）は、1,320MW の Payra 石炭火力発電所を建設するための覚書に署名した。このプロジェクトは、Payra Bandar 近くの Rabnabad 川岸に配置される。推定コストは 20 億ドルでる。

BCPCL（Bangladesh-China Power Company Limited）によると、2019 年 11 月に 1 号機の建設は完了していたが、送電設備の準備が整っていなかったため、試運転は 2020 年 1 月 13 日に始まり、商用運転は、Covid-19 と送電設備遅延の影響を受け、2020 年の 5 月に開始された。

資金源については、2014 年 10 月に、BCPCL が 20 億ドルのプロジェクト必要資金の 30%を提供し、残りの 70%を国際的な資金源から調達すると報告された。

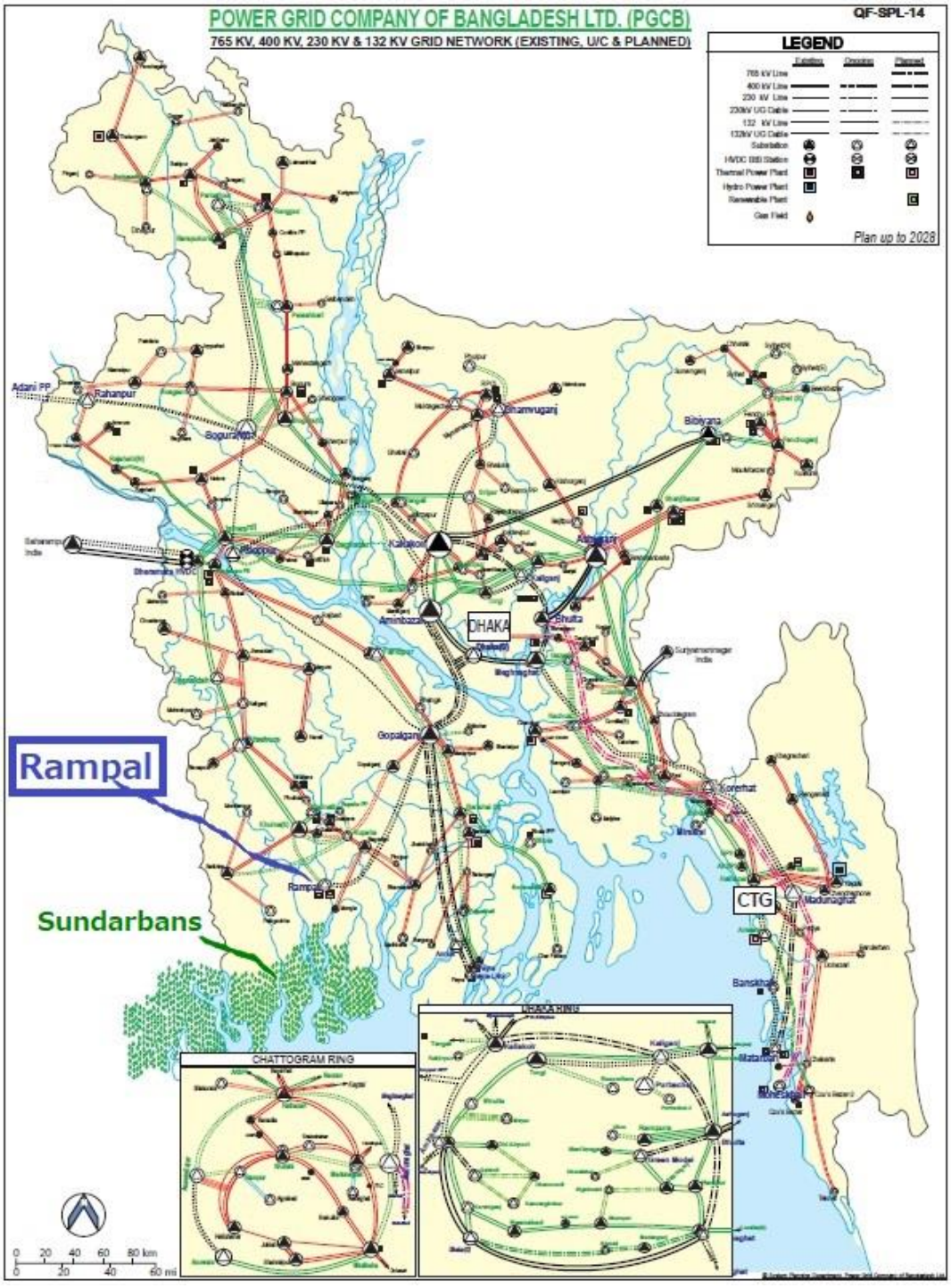
2016 年 4 月、BCPCL は Payra 石炭火力発電所に 15 億 6000 万ドルを投資すると発表した。投資の 80%の資金は中国エクシム銀行（CEXIM Bank）からのローンによって賄われる。

2016 年 10 月、当国政府はこのプロジェクトのために中国エクシム銀行からの 19 億米ドルの融資を承認し、負債と資本の比率を 70:30 に維持した。この比率での BCPCL からの投資は 8 億 1500 万米ドルとなった。

(8) インド

Rampal 発電所のため、2010 年 8 月に当国の電力開発委員会（BPDB）とインドの国営火力発電公社（NTPC）との間で締結された覚書（MoU）に基づいて、2,000 エーカーの農地が取得された。2012 年 1 月 29 日、BPDB と NTPC は、発電所を建設するために、合弁会社バングラデシュインド友好電力会社（BIFPC）を設立し、50 : 50 の持分ベースでプロジェクトを実施することに合意した。 NTPC が発電所を建設し、運営する。当国とインドは、このプロジェクトの資本の最大 30%を等しく共有する。15 億米ドルに相当する残りの資本は、NTPC の支援を受けて銀行ローンとされた。

隣接するシュンドルボンへの影響を危惧する反対運動、コロナ禍への対応から、工事は大幅に遅延しており、2020 年 7 月時点で進捗率は 50%である。図 2-25 に、Rampal 発電所とシュンドルボンの位置関係を示す。



（出典：**PGCB website**）

図 2-25　Rampal 発電所とシュンドルボンの位置関係

2.2　ブータン

2.2.1　電力セクターの体制

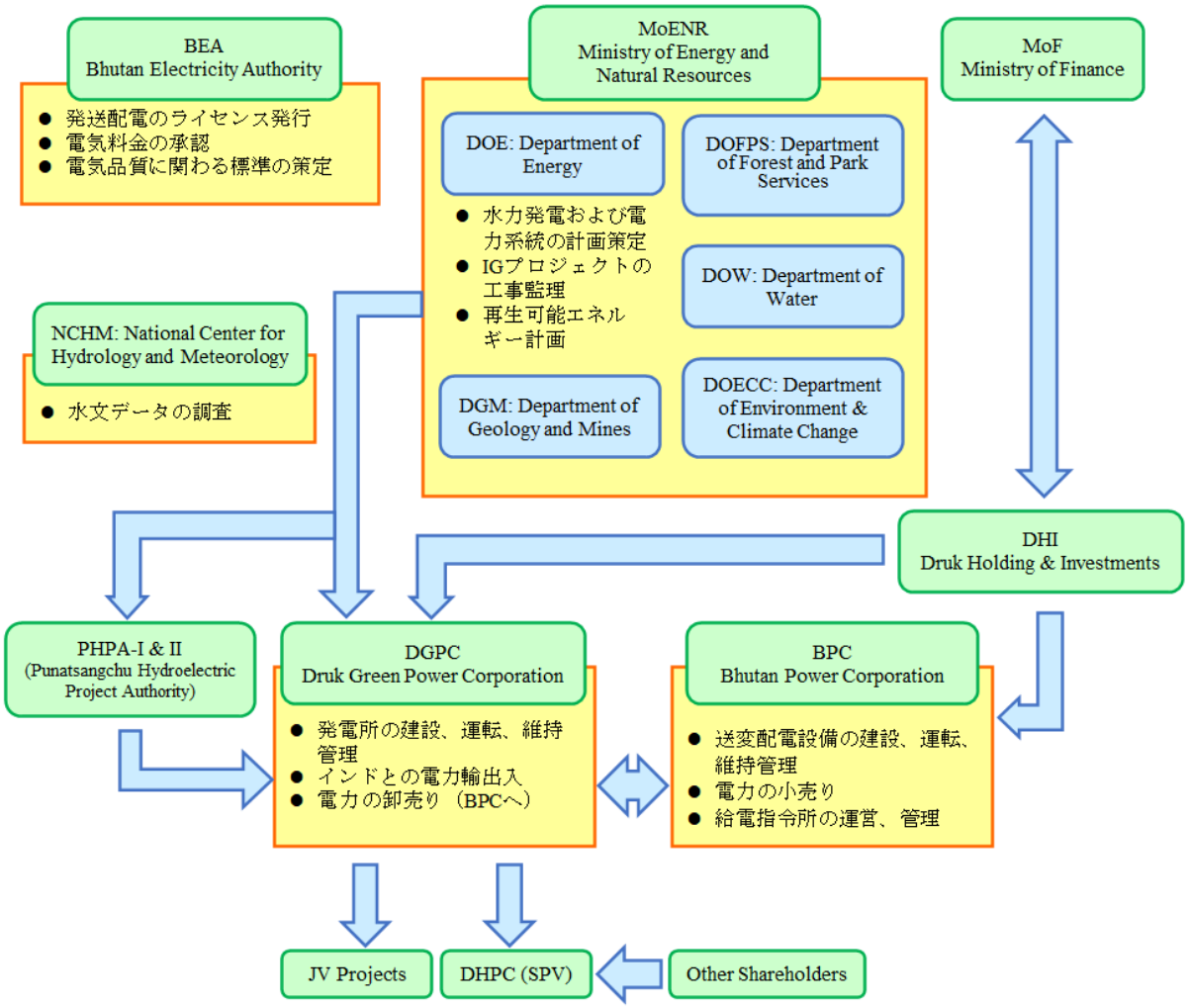
ブータンでは地方電化の推進、水力発電所の開発促進などを効率的に実施するため、2001 年 7 月に「電力法」の改正が行われた。この新電力法により、電気事業の組織改革が実施され、従来、電力政策の策定や電力供給を実施していた貿易産業省 Ministry of Trade and Industry（MTI）の電力局 Department of Power（DOP）が 2002 年 7 月に分割し、エネルギー局 Department of Energy（DOE）、エネルギー庁 Bhutan Energy Authority（BEA）およびブータン電力公社 Bhutan Power Corporation（BPC）の 3 つの組織が新たに設立され、主要な水力発電所は公社化された。

DOE は、エネルギーセクターの政策策定、活動の計画および調整を担当するとともに、地方電化計画の実施、輸出向けの新規水力発電プロジェクトの開発を担当した。BEA は、規制機関であり、エネルギー部門にかかわる事業ライセンスの発行や電気料金規制などを担当している。

2011 年 12 月に MTI が経済省 Ministry of Economic Affairs（MoEA）になり、2011 年 12 月に MoEA の Department of Energy（DOE）が、3 つの組織（水力・電力系統部: Department of Hydropower & Power System（DHPS）、再生可能エネルギー局: Department of Renewable Energy（DRE）、水力度量衡部: Department of Hydro-Met Services（DHMS））に分割された。現在、DHMS は National Centre for Hydrology and Meteorology（NCHM）として独立している。

2023 年 1 月には、MoEA の再編が実施され、Ministry of Energy and Natural Resources と Ministry of Industry, Commerce and Employment に分割された。電気事業を統括する組織である Ministry of Energy and Natural Resources 内には、DOE: Department of Energy、DGM: Department of Geology and Mines、DOFPS: Department of Forest and Park Services、DOW: Department of Water、DOECC: Department of Environment & Climate Change の 5 つの部が属している。

ブータン国電気事業体制の役割分担を以下に示す。



（出典：MoEA, BPC Webpage 等の情報より JICA 調査団作成）

図 2-26　ブータン国の電気事業体制

2.2.2　電力セクターの概要

ブータン国のエネルギーセクターの行政機関、主要な民間企業、そしてそれぞれの組織の役割を紹介する。2001 年電力法の制定を受けて、貿易産業省は経済省に改編、電力局の機能・役割は 3 つに分割され、政策・計画立案はエネルギー局（Department of Energy）、送配電事業は Bhutan Power Corporation Limited（BPC）、電気事業の規制は Bhutan Electricity Authority（BEA）にそれぞれ引き継がれている。発電事業については、（当時）稼働中の Chhukha、Basochhu および Kurichhu の 3 つの発電所はそれぞれ公社化されていたが、2008 年 1 月に、新設された発電運転保守会社 Druk Green Power Corporation Limited（DGPC）に吸収された。以下に関係機関の概要について述べる。

(1) 行政機関

(a) Ministry of Economic Affairs（MoEA）[7]

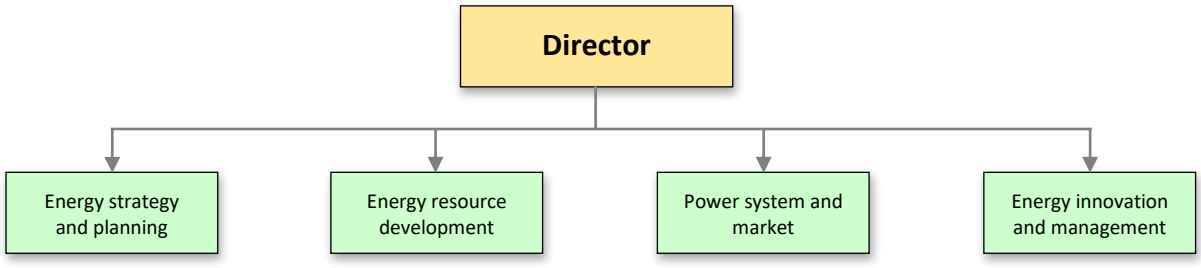
経済省 MoEA はエネルギーセクター・電力セクター所轄官庁であり、経済大臣は 2001 年電力法により、以下の権限および役割を与えられている。

i) 電気事業に関する基本政策、目標および戦略の決定
ii) 電力システム開発計画の承認
iii) 料金決定および電力供給に関する基本政策の立案
iv) カスタマーサービスおよび事業者に関する基準に関する政策の立案
v) 貧困層等に対するエネルギーおよび電力の供給促進のための政策の立案
vi) ライセンス料の承認
vii) BEA の事業計画および予算の承認
viii) 電力不足解消に関する政策の立案
ix) BEA の行動規範・規則の承認
x) 民間参入に関する政策の立案
xi) 事業実施権者（licensee）に対する事業実施に必要な土地・水利に関する強制収用許可の付与
xii) 2001 年電力法に規定されたその他任務の遂行

MoEA には、貿易（Trade）、産業（Industry）など現在 8 つの内局が置かれているが、このうち DHPS および DRE が電力行政を担当する。

(b) Department of Hydropower & Power Systems（DHPS）

水力発電・系統局 DHPS は、水力発電に関連する政策、電力システム計画、水力プロジェクトの特定・調査の実施、電力輸出入（料金交渉および PPA 署名）、投資促進、水力プロジェクトの監督など､水力発電および電力システム全般を担当する政府機関である｡2023 年 1 月現在、Department of Energy として再編されており、従来 DRE が実施してきた再生可能エネルギーの業務も実施している。図 2-27 に DOE の組織体制を示す。



（出典：DOE）

図 2-27　DOE の組織体制

[7] 2023 年 1 月の組織改編により、Ministry of Energy and Natural Resources と Ministry of Industry, Commerce and Employment に分割された。電力関係の業務は Ministry of Energy and Natural Resources が引き継いでいる。

(c)　Department of Renewable Energies（DRE）[8]

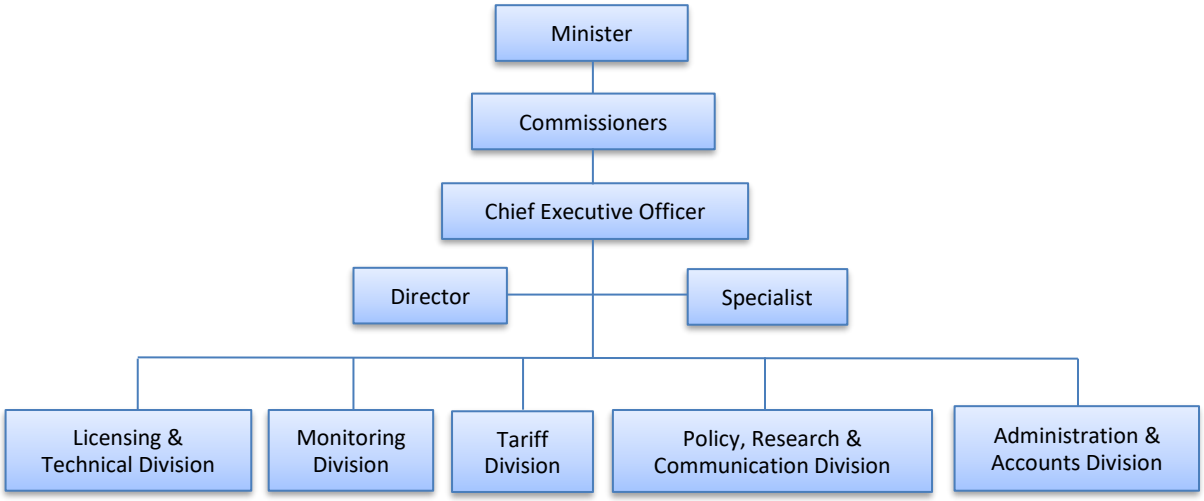
再生可能エネルギー局 DRE は、地方電化、小規模／ミニ／マイクロ水力（25MW 以下）、非従来型の再生可能エネルギー資源（拡張および改良を含む）の開発について、電気事業者に承認を与える責任を有する。DRE はまた、固定価格買取制度（feed-in tariff）の枠組・方針の策定を担当する。

(d)　Bhutan Electricity Authority（BEA）

電力規制庁 BEA は 2001 年電力法に基づき 2002 年 7 月に設立された。BEA の運営・役割等については 2001 年電力法の第 7 条から第 17 条に規定されており、主な役割は、以下の 4 項目である。

- 電力セクターの技術・安全・業務運営に関する規則・規範・基準類の策定および実施
- 料金算定の原則および手続き・国内料金の補助金および経済的規制の策定・実施
- ライセンスの発行および監視
- 電力関連法規の実施に関連する紛争処理手続の策定および実施

Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy 2008（BSHDP 2008）では、プロジェクト事業者は、2001 年電力法の規定に従って、BEA から建設および発電ライセンス（ただし、500kW 未満のものを除く）を取得することとされており、また、2001 年電力法ではライセンスの有効期間として、いかなる場合も 30 年を超えないこととされている。



（出典：BEA）

図 2-28　BEA の組織体制

(e)　Ministry of Agriculture and Forests（MoAF）

農業森林省 MoAF は、天然資源と食糧の最適な管理を目的として 1985 年に設立された。2009 年に行われた組織改編では、Ministry of Forests が管理していた森林部門が統合され、Ministry of

[8] DRE の機能は、2023 年 1 月現在、DOE が引き継いでいる。

Agriculture and Forests（MoAF）配下に Department of Forests and Park Services（DoFPS）が設立された。ブータン国の生態系保全の大きな特長は、国土の 51.44%[9]を占める自然保護区の存在である。保護区は、主に国立公園（National Park）、野生生物保護区（Wildlife Sanctuary）、厳正自然保護区（Strict Nature Reserve）、生物回廊（Biological Corridor）の 4 つのカテゴリーに分けられ、保護区内のゾーニングは 2013 年に作成された Zonation Guideline で定められている。最近、新ゾーニング政策が打ち出され、保護区の境界線の再調整作業が行われている。

(f)　Ministry of Finance（MoF）

財務省 MoF は水力開発の経済、対外収支、債務への影響をモニタリングし、不安定にならないように検証を行っている。対外債務は、Royal Monetary Authority of Bhutan（RMAB） が担当、債務は Department of Debt が担当する。GDP の計算は基本的に、過去のトレンドを延長した予測にもとづいている。Hydropower Debt はプロジェクト自体の採算性が確保される限りにおいて上限規制値はなく、他の開発プロジェクトは GDP 比率 35%が上限となっている。Debt Service Ratio は電力輸出の 40%が上限値となっている。

(g)　National Environment Commission（NEC）

NEC は､ブータンにおける環境に関するすべての課題に対処することを義務付けられている。NEC は、開発が環境に与える影響を監視するとともに、天然資源の適切な利用を通じて持続可能な開発を達成するために、民間・公共部門に必要な規制および推進制度を整備することを目的とした機関である。また、環境が関連している部門間の調整や方針や制度の実施もまた NEC の重要な義務である。

(h)　Gross National Happiness Commission（GNHC）

2007 年､ブータン独自の Gross National Happiness（GNH）の概念に基づき､Planning Commission は Gross National Happiness Commission（GNHC）と改称された。GNHC は、国家の発展とはすべてブータン国民の幸福に寄与しなければならないとし、次の項目を主な役割としている。

- 長期的かつ持続可能な社会経済開発戦略を策定する
- 5 カ年および年間計画を先導するとともに公共政策を策定する
- GNH の原則が地域および国際的な約束の認識のもと、計画と政策の中心となることを保証する
- 適切なときに十分な資源を動員し、公平で効率的な配分を確保する
- 効率的なデリバリーのための方針、計画、プログラムの実施を監視、促進、調整する
- 方針、計画、プログラムを適切な時期に評価し、フィードバックを提供するとともに是正措置を講じる

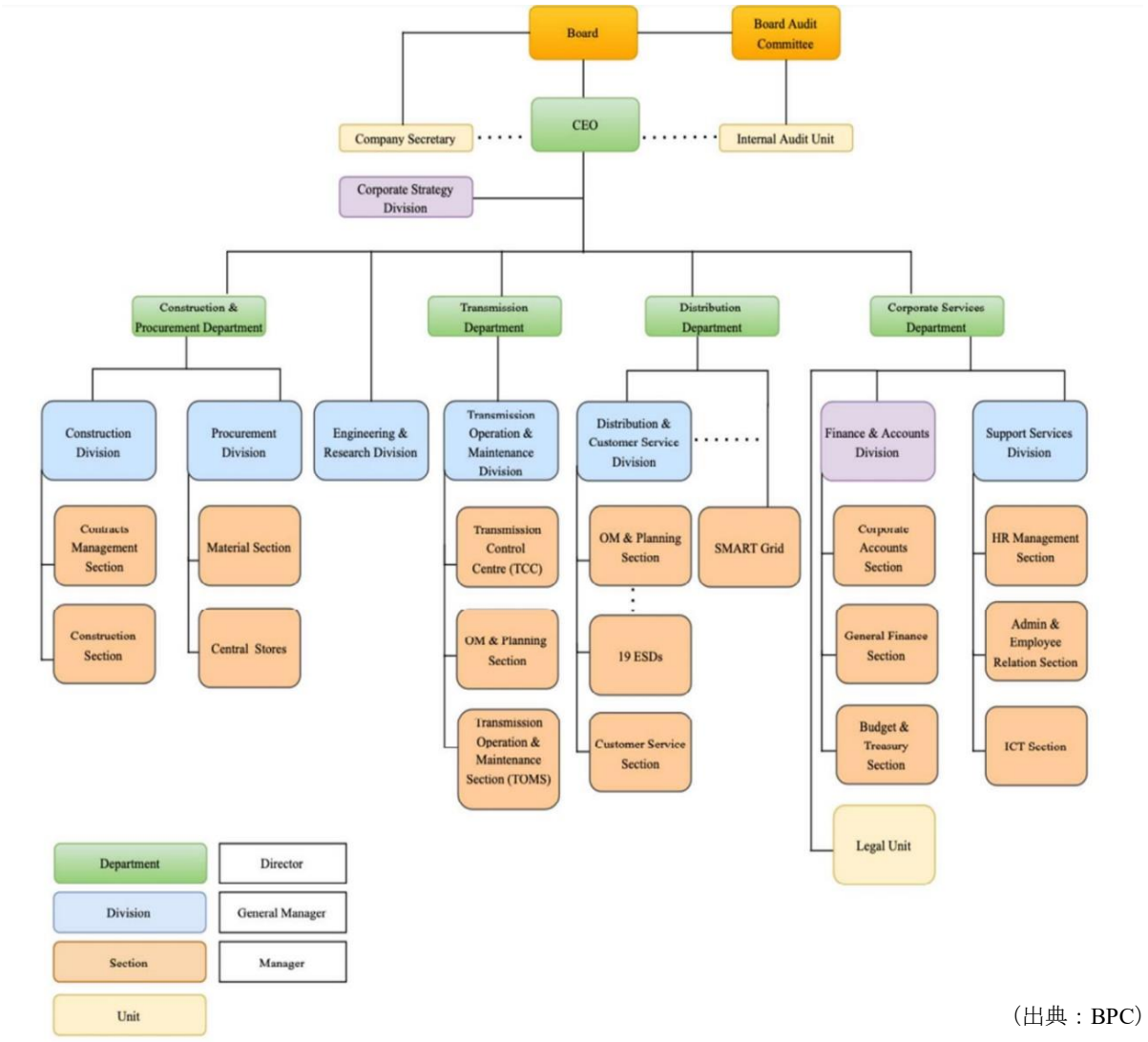
[9] National Biodiversity Strategies and Action Plan (2014)

(2)　電気事業関連法人

ブータン国の主要な電気事業者は、国有発電会社 Druk Green Power Corporation Limited（DGPC）と国有送配電会社 Bhutan Power Corporation Limited（BPC）であり、両社とも 2007 年 11 月に設立された国有企業持株会社 Druk Holding and Investments Limited（DHI）が全株式を保有している。

(a)　Bhutan Power Corporation Ltd.（BPC）

BPC は、2001 年電力法に基づく電力セクター改革により、2002 年 7 月に設立された。送配電および電力供給の他 5MW 以下の小規模発電（小水力およびディーゼル）[10]、ならびに、系統運用を事業範囲としている。BPC の収益構造は売電収入と発電事業者からの依頼による送変電設備の建設のよる 2 本柱であり、託送による収入はさほど大きくない。



（出典：BPC）

図 2-29　BPC の組織体制

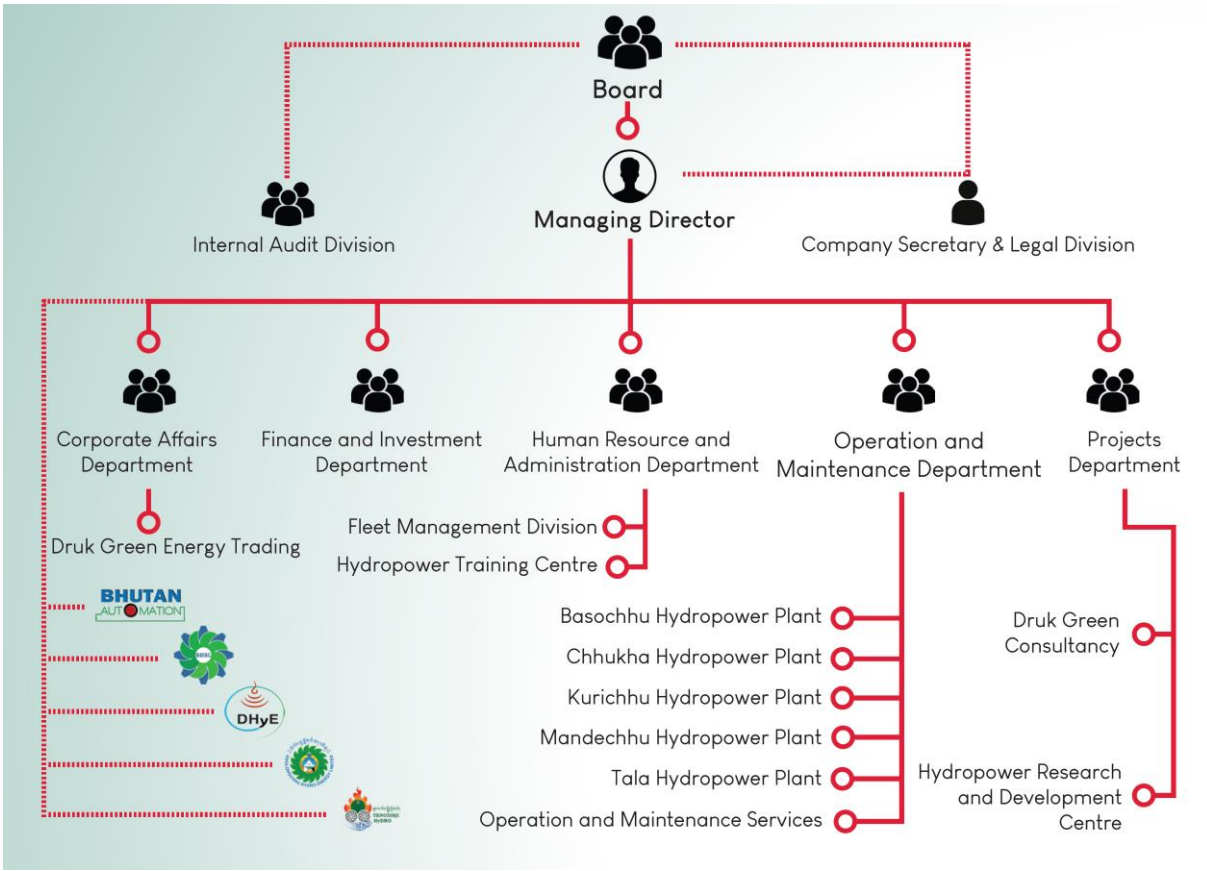
[10] 2023 年 1 月現在、発電部門の業務はすべて DGPC に移管されている。

(b)　Druk Green Power Corporation Ltd.（DGPC）

DGPC は、ブータン政府が 100%所有する水力発電所の運転管理会社で、それまでの 3 つの水力発電会社、Chhukha Hydro Power Corporation Limited、Kurichhu Hydro Power Corporation Limited および Basochhu Hydro Power Corporation Limited を吸収合併する形で 2008 年 1 月 1 日に設立された。

DGPC はブータン政府が 100%所有する発電所（上記の 3 発電所の他、Tala 発電所、Mangdechuu 発電所）の運転管理の他、政府からの指示により PPP・JV プロジェクト事業会社へ出資参画しており、運転中の Dagachhu 発電所の事業会社 DHPC（59%）、建設中の Nikachhu プロジェクトの事業会社 THyE（100%）及び Kholongchhu プロジェクトの事業会社 KHyE（50%）を子会社として所有している。子会社としては、2014 年 9 月に、仏 Alstom Hydro Holding 社との合弁[11]で水力発電機器のメンテナンス会社 Bhutan Hydro Service Limited（BHSL）を設立しているほか、2017 年 11 月に Andritz Hydro 社との合弁で制御機器の製造会社 Bhutan Automation Engineering Limited（BAEL：51%所有）、2021 年 12 月には、小水力（150MW 以下）の建設を実施する目的で Druk Hydro Energy Limited（DHyE：100%）を設立している。

DGPC の組織体制を以下に示す。



（出典：DGPC Profile）

図 2-30　DGPC の組織体制

[11] 2023 年 1 月現在、合弁は解消され、DGPC の 100%子会社である。

(3) 水力プロジェクト事業主体

その他の電気事業者として、BSHDP 2008 に基づいてプロジェクト開発・実施のために設立される特別目的事業者（Special Purpose Vehicle: SPV）がある。これら SPV には BEA より建設ライセンスが発給されている。法人格は、開発モデルにより異なり、インド政府との Inter-Governmental モデルによるブータン政府直轄事業については Authority、その他の JV モデル等による事業体は 2000 年に制定された会社法に基づく株式会社（limited company）である。

2.2.3　電力・エネルギー政策

(1)　**Electricity Act of Bhutan 2001**

ブータン電力法は 2001 年に、電力供給事業の再編、ブータン電力規制庁（BEA）の設立、電力供給事業の技術的規制、電力供給事業への民間部門の参入、および同法の目的の全部または一部を実行するための企業の設立に政府が参加できるようにすることを目的として制定された。電力法は現在、改定作業が行われている。

- 全国の電力の安全で信頼性の高い供給を促進する
- 電力の輸出を通じて国家歳入を強化する
- 国民の社会経済的福祉を発展させる
- 財政的に実行可能で信頼性の高い電力産業の開発を通じて国の経済的自立を促進する
- 再生可能エネルギー資源の開発を促進する
- 電力産業を開発する際に環境への配慮を考慮し管理とサービス提供の効率化を促進する

(2)　**Power System Master Plan 2040（PSMP2040）**

PSMP2004 はノルウェーの支援により策定され、ブータンではこれに基づいた 10,000MW の水力発電開発がインド政府（GoI）の支援を受けて実施されている。PSMP2004 の改訂版となる PSMP2040 の策定は、新たに構築された水文ネットワークや先進的な計画技術に基づく詳細な水文情報やデータの利用可能性を考慮し、技術経済的なポテンシャルを含めた全体的な水力発電のポテンシャルを再評価しており、有望なプロジェクトを特定、実行可能性の高い順にランク付けし、2040 年までのプロジェクトリスト策定を行っている。

(3)　**National Energy Efficiency and Conservation Policy 2019（NEECP 2019）**

NEECP 2019 はエネルギーセクターを中心として、エネルギーサイドの需要管理に対応するために策定された。ブータンでは、建物・家電・産業・運輸分野のエネルギー消費改善ポテンシャルが大きいことから、省エネ対策を導入できる環境を整えることを目的としており、効率的な設備・機器・建材の利用により、年間 155GWh の省エネルギーの実現を目指すとしている。輸送分野では、化石燃料の輸入にかかる費用を節約し、有害な排ガスを削減するために、代替ソリューションと資源の効率的な利用を通じて、化石燃料によるエネルギー消費を削減するとしている。

(4)　**Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy 2008（BSHDP 2008）**

2008 年 6 月 26 日に政令（Government Order）として発令された。BSHDP 2008 の主な目的は、水力発電開発により政府の収入を増大・強化することであり、それまでのインドとの 2 ヵ国政府間の共同開発モデル（Inter-Governmental=IG モデル）に加えて、民間投資も含めた資金調達・開発モデルの多様化により水力開発を促進することにある。明記はされていないが、2001 年電力法第 49 条に規定された、民間参入に関する政策に相当するものと考えられ、BOOT（Build, Own, Operate and Transfer）を想定した民活政策（Private Finance Initiative：PFI）を中心に記述されている。Economic Development Policy（EDP）2016 で示されているように、現在、改訂作業が進めら

れているが、（BSHDP 2008 では開放されている）IPP（100%民間資本）を廃止し、PPP などにより国によるプロジェクトへの関与をより強める方針とのことである。

(5) National Transmission Grid Master Plan 2018（NTGMP 2018）

NTGMP 2018 は、2020 年から 2040 年までの各 5 年断面、および 2040 年以降の全電源開発計画を想定した系統整備計画が示された国家送電系統マスタープランである。以前の系統計画 NTGMP 2012 は DHPS とインドの Central Electricity Authority（CEA）が 2012 年に協働で策定したもので、国内系統の強化を図りながら水力発電所の電力を効率的にインドに送電する 2030 年までの系統整備計画が示されていた。NTGMP 2018 は、水力発電所の電力をブータン南部に設置する 5 か所の Pooling Station（PS）に集約し、そこからインド系統に送電する方式を引き継いでいるが、PS の場所や PS までの送電ルートの見直しを実施している。また、発電所の運転開始時期の遅れなどこれまでの変化分を織り込んだ見直しが行われている。

(6) Grid Code Regulation 2008

Grid Code Regulation 2008 は、2008 年 3 月に承認され、様々なライセンシー及び送電システムに接続されている全ての電力会社が、送電システムの計画、開発、維持及び経済的に安全で信頼性が高く効率的な運用を確保するために従うべき基本的な規則、手順、ガイドライン及び基準を確立することを目的としている。送電システムを使用するすべての事業体に適用される技術的な規則（グリッドコード）を一つにまとめ、送電システムの運用の共通基盤を定義することで、電力取引の円滑化を図るとしている。

(7) Domestic Electricity Tariff Policy 2016（DETP 2016）

DETP 2016 は 2016 年 3 月に策定され、国内電気料金算定の基本方針として、発電・送電・配電料金は原価加算方式（Cost plus model）により算定することとしており、原価には、運転・維持管理（O&M）費、資本・資金調達費、減価償却費、許認可費用・諸税、電力損失および電力購入費が含まれるものとしている。これらの費用算定の他、Royalty Energy、無償資金（Grant）、補助金等の扱いに関しても基本的な考え方が示されている。また、料金改定の基本サイクルを 3 年と定めている。

(8) Tariff Determination Regulation 2016（TDR 2016）

TDR 2016 は、DETP 2016 に基づき、BEA により策定され、2016 年 4 月に規制命令（Regulatory Order）として発令されている。TDR 2016 は、国内の発電・送電・配電および系統運用事業に適用され、電力輸出入および PPA による電力売買は適用外であり、DETP 2016 に定められた原価算定方針に則り、具体的な算定式等を示すとともに、事業者による料金申請の手続きについて定めている。

(9) **Bhutan Energy Data Directory 2015**

Bhutan Energy Data Directory 2015 では、通常シナリオと効率優先シナリオについて、セクター別のアプローチにより、エネルギー供給、エネルギー需要、そして 2030 年までのエネルギー収支を分析している。ここでは、主要分野のエネルギー需要と供給を主として展開しているため、分散はしているものの太陽光、風力、廃棄物などの再生可能エネルギーのポテンシャルも考慮されている。Department of Renewable Energy（DRE）は、アジア開発銀行の運営する Energy + Partnership Program のもとで、ノルウェー政府の財政支援を受け Energy Data Directory 2005 を更新した。

(10) **Rural Electrification Master Plan 2005**

Rural Electrification Master Plan 2005 は JICA の支援により日本工営が策定したもので、省令（Ministerial Order）として発令されている。JICA では本 MP に基づいて地方電化を促進するため、電力設備専門家派遣（2007-2008 年）、「地方電化事業」（有償資金協力：2007-2012 年）、「地方電化推進プロジェクト（フェーズ I、フェーズ II）」（2008-2014 年）を実施している。

(11) **Alternative Renewable Energy Policy 2013（AREP 2013）**

AREP 2013 は、BSHDP 2008 に示された Renewable Energy Policy に該当し、2013 年 4 月に政令（Government Order）として発令されている。AREP 2013 の主要な適用範囲は以下とされている。

- 独立（Stand-alone）電力システム
- 分散型電源システム
- 系統接続された RE システム
- バイオ燃料、電力、ハイブリッドによる石油燃料代替.

また、2025 年までの小水力を除く再生可能エネルギーの開発目標として少なくとも 20MW と定めている。内訳は、

（発電セクター）太陽光・風力・バイオマス：各 5MW

（エネルギーセクター）バイオマス・太陽熱：各 3MW 相当

（輸送セクター）石油代替 1,000kL（110GWh 相当）および公有車の 20%、私有車の 10%を石油代替燃料とすることである。この他、25MW 以下の水力に関する開発メカニズム、BEA による固定価格買取制度（Feed-in Tariff : FIT）の制定などについて定められている。

(12) **Renewable Energy Master Plan 2016（REMP 2016）**

REMP 2016 は上述の AREP 2013 において 3 年以内に作成することと明記されており、ADB の支援によりドイツの Fichtner により Renewable Energy Resource Assessment Report（RERAR）とあわせて作成され、2016 年 10 月に公表されている。RERAR では、再生可能エネルギーの理論ポテンシャル（Theoretical Potential）、開発可能ポテンシャル（Restricted Development Potential）までの算定が終わった段階であり、今後、経済的ポテンシャル（Economic Potential）および利用可能ポテンシャル（Useable Potential）までの評価を実施する必要がある。水力ポテンシャルに関し

ては、全河川について 2km ごとに落差と流量を評価し、理論ポテンシャルを算出し、環境面などの開発制限のあるポテンシャルを除いて開発可能ポテンシャルとしている。

(13) **Renewable Energy Resource Assessment Report**

2016 年 10 月に完成した再生可能エネルギーの資源を評価したレポートである。ブータン国は豊富な水力資源を保有しているため、同国内の電源は大規模な水力発電が主流である。しかし、電源を水力発電のみに依存した場合、発電電力量が河川流量に依存する水力発電では、季節変化や気候変動がエネルギーセキュリティ上のリスクとして顕在化する。この問題に対処するため、大規模水力発電所の開発加速と並行して、多様な電源システムを構築する必要があるとしている。本レポートでは、ブータン国が有する水力発電（25MW 以下）、風力発電、太陽光発電、太陽熱利用給湯、バイオマス発電のポテンシャル評価について言及している。

(14) **Hydropower Development Strategy Report**

Hydropower Development Strategy Report は、水力開発の戦略を検討するためにブータン政府が 2017 年 5 月に立ち上げた水力委員会の検討結果をレポートとしてまとめたものである。ブータン国には、限られた天然資源しかないものの、豊富な水力資源が残されており、今後も多くの水力開発が期待されている。しかしながら、大規模な水力開発は、重大な技術的問題やプロジェクトの遅延、大幅なコスト超過等の課題に直面している。このような状況下、今後の水力開発を戦略的に進めていくために、ブータン国における水力開発の位置付け、インドやバングラデシュ、ネパール等の周辺国の電力市場、インドとの水力開発の経緯等、ブータン国が過去 40 年間にわたる水力開発で学んだことや注意するべき事項が記載されている。

2.2.4　気候変動政策

(1) **INDC**

ブータン政府は、2015 年に ADB の支援のもとに策定した INDC を国連に提出している。2017 年 9 月にブータン政府がパリ協定に批准したことから、同 INDC は、ブータンの NDC となった。ブータンは森林による二酸化炭素の推定吸収量が 630 万トンあるのに対し、排出量は CO_2 換算にして 160 万トンであるため、吸収量が排出量を上回っているカーボンポジティブ（排出される二酸化炭素が吸収される二酸化炭素を下回る）国である。引き続きカーボンポジティブ施策を堅持し、国家の約 70%を被覆する森林面積を維持するため、森林資源の管理、森林に関する法律の強化、土地劣化の防止、土壌改良、有機農業の普及に努めるとしている。

水力発電に関しては CO_2 を発生させない発電方式であるため、電力輸出を通じて 440 万トンの CO_2 削減効果を生み出しているが、これに加えて、下記の施策により 2025 年までに地域で年間 2,240 万トンの CO_2 削減効果を生み出すことを約束している。

- 水力発電による電力輸出
- クリーンな再生可能エネルギーや気候変動に強いエネルギー発電などの推進
- 家電製品、建築物、工業プロセスのエネルギー効率化など

(2) **NDC**

2021 年 6 月にブータン政府は更新版の NDC を UNFCCC に提出している。2015 年の NDC から気候変動目標の変更は無く、引き続き、カーボンニュートラルの維持を目標に掲げている。2015 年の NDC と 2021 年の更新版の NDC での主な変更点としては、GHG インベントリシステムの改善によるデータや情報の更新、森林による排出と除去の推計データの向上、目標達成に向けたセクター別の活動の追加（別途策定予定の長期戦略で詳述予定）が挙げられる。また、2015 年の NDC と 2021 年の更新版の NDC 間での気候変動分野での主要な進捗は下表の通りである。

表 2-12　ブータンにおける気候変動分野における主要な政策や取組み

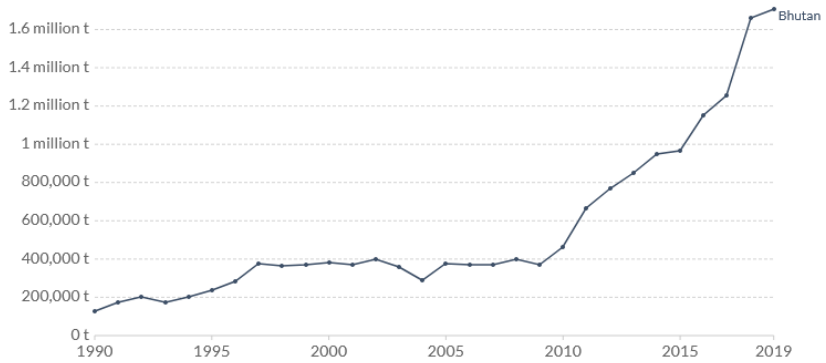
主要な政策や取組み	概要
第 12 次国家 5 か年開発計画（2018-2023）（12th Five Year Plan（2018-2023））	・ 第 12 次 5 か年計画（12th Five Year Plan（2018-2023））の National Key Result Area（NKRA）において、“Climate Neutrality, Climate and Disaster Resilience”を組み込んでいる。
ブータン財政インセンティブ法 2017（Fiscal Incentives Act of Bhutan 2017）	・ ブータン財政インセンティブ法 2017（Fiscal Incentives Act of Bhutan 2017）に基づき、直接税および間接税のインセンティブが提供された。インセンティブには、環境に優しい最新技術を採用する産業への税額控除、水力発電プロジェクト、太陽光、風力、バイオガス、その他の再生可能エネルギープラントや機械類への免税が含まれている。
ブータン王国気候変動政策 2020（Climate Change Policy of the Kingdom of Bhutan 2020）	・ 同政策は、(i) ブータンがカーボンニュートラルを維持し、効率的かつ効果的な方法で気候変動に適応してブータン国民の幸福を守るための戦略的指針を提供する、(ii) 気候変動対策に関わるすべての関係者が、明確な役割と責任を持って協調できるようにする、(iii) 適切な実施手段（資金、技術、能力開発、意識向上）と関連計画・政策への統合を通じて、気候変動の課題と機会に適切なレベルで対処できるようにすることを目的とする。
気候変動調整委員会（Climate Change Coordination Committee）の設立	・ 主要機関や利害関係者の間で気候変動対策を調整するための国家機関として、従来の気候変動に関する多部門技術委員会から気候変動調整委員会（Climate Change Coordination Committee）へと変更された。また、ブータンにおける気候変動関連業務の開発・実施のためのマルチステークホルダー対話の調整を支援する気候変動のワンストップ・プラットフォームが設立された。同組織は、気候変動の影響を受けやすい異なるセクター間の調整、知識管理の強化、ブータンのすべての気候変動対策の報告・監視の改善を目的とする。
モントリオール議定書のキガリ改正への批准	・ ブータンは 2019 年にオゾン層破壊物質に関するモントリオール議定書のキガリ改正を批准し、HFCs の輸出入をライセンス制にする制度を整備している。
国家エネルギー効率化・保全政策及び省エネルギーロードマップ 2030（National Energy Efficiency & Conservation Policy, and the Energy Efficiency Roadmap 2030）	・ 2019 年に国家エネルギー効率化・保全政策と、建物・運輸・産業の各分野を対象とした省エネルギーロードマップ 2030 が発表された。同政策とロードマップは、生産性とエネルギー効率の改善を促進するとともに、ブータンのカーボンニュートラル維持の取り組みに貢献することを目的とする。
再生可能エネルギーマスタープラン（2017-2032）（Renewable Energy Master Plan（2017-2032））	・ 再生可能エネルギー技術の長期的な導入戦略として、「再生可能エネルギーマスタープラン（2017-2032）」が採択された。同マスタープランでは、技術的に実現可能な小水力発電、太陽光発電、風力発電のプロジェクトがブータン全土で 39,462MW 確認されている。
持続可能な水力発電開発政策（SHDP）2021（Sustainable Hydropower Development Policy（SHDP）2021）	・ これまでの水力発電政策を強化し、特に気候レジリエンスと緩和を統合して更新したものである。ブータンの現在の流れ込み式水力発電は、乾季の水量減少に対して脆弱となるため、SHDP では貯水池式や揚水発電などの適応策に重点を置いている。さらに、水素燃料やグリーンアンモニアなどのエネルギー貯蔵技術やその他の新技術による水力発電のバリューチェーンについても記述している。

主要な政策や取組み	概要
更新版の国家環境戦略 2020（Bhutan's National Environment Strategy2020）	・ ブータンの国家環境戦略 1998（Bhutan's National Environment Strategy 1998）は、過去 20 年にわたって持続可能な開発を追求する国の指針となり、ブータンの環境政策や施策を記載していた。2020 年に更新された NES2020 は、新たに発生した環境問題や、気候変動という世界的に重要な課題を統合している。
REDD+レディネスプログラム（REDD+ readiness programme）	・ ブータンは REDD+レディネスプログラムを実施し、国家 REDD+戦略、国家森林モニタリングシステム、森林レファレンス（排出）レベル、モニタリング・報告・検証（MRV）メカニズム、REDD+のためのセーフガード情報システム（SIS）などの実施枠組みを策定した。
低排出開発戦略（Low Emission Development Strategies）	・ NDC の優先プログラムを実施するために、農業、人間居住、産業、運輸の主要セクターにおける緩和行動を優先するいくつかの低排出開発戦略（LEDS）が策定された。様々な LEDS の中で特定された優先プログラムや行動を実現するために、実施のための更なる支援が必要である。
ジェンダーと気候変動に関する研究（Gender and Climate Change）	・ ブータンにおけるジェンダーと気候変動に関する研究は、農業、エネルギー、廃棄物のセクターに焦点を当てて、ジェンダー気候ネクサス、ジェンダー役割、ジェンダーによって異なる気候変動の影響を解明するために実施された。
国としての適切な緩和行動（NAMA）	・ 2016 年には、道路交通、住宅（住宅・施設）、自治体固形廃棄物管理の 3 分野において国としての適切な緩和行動（NAMA: Nationally Appropriate Mitigation Actions）が開発された。一方、NAMAs を実施するための支援を確保できておらず、NAMA は実施されていない。
ブータン電気自動車（EV）ロードマップ（2020-2025）（Bhutan Electric Vehicle（EV）Roadmap（2020-2025））	・ ブータン電気自動車（EV）ロードマップ（2020-2025）は、2035 年、2045 年、2050 年の目標を掲げ、ゼロ・エミッションモビリティへの移行を目指して策定された。ブータン持続可能な低排出ガス都市交通システムプロジェクトでは、EV への移行を進めるため、主要なターゲットとしてタクシーに焦点を当てている。
国家廃棄物管理戦略（National Waste Management Strategy）	・ 2019 年に国家廃棄物管理戦略が採択され、2020 年 1 月 23 日に廃棄物管理・野良犬個体数管理フラッグシッププログラムが開始された。
再生可能天然資源戦略 2040（Renewable Natural Resources（RNR）Strategy 2040）	・ 森林、農業、畜産部門を対象とする再生可能天然資源（RNR）戦略 2040 は、2021 年に採択され、IPCC の排出源分類で AFOLU 部門を対象としている。
ブータンにおける森林・農業景観とコミュニティ生活の持続可能性と気候回復力の強化（"Enhancing Sustainability and Climate Resilience of Forest and Agricultural Landscape and Community Livelihoods in Bhutan"（2017-2023））	・ LDC 基金による第 3 次 NAPA プロジェクトとして、「ブータンにおける森林・農業景観とコミュニティ生活の持続可能性と気候回復力の強化」（2017～2023 年）が実施されている。第 2 次 NAPA プロジェクト「効果的な行動のための国家および地方の能力強化を通じた気候誘発災害のリスクへの対処」（2014-2019）が成功裏に終了したことを受けたものである。
GCF プロジェクト	・ 緑の気候基金（GCF）の資金支援を受けた 2 つのプロジェクトが実施されている。具体的には、炭素吸収源の重要な要素である保護区のネットワークを管理するための「ブータン・フォー・ライフ」プロジェクトと、気候変動が農村部の生活保障と貧困に及ぼす悪影響、および生物多様性に富んだ森林景観の生態的統合性に対するセクター主導の開発手法の影響に取り組む「ブータンの農業セクターにおける気候回復力と変革支援プロジェクト」が実施されている。
UNCDF と EU 「Local Climate Adaptative Living Facility（LoCAL）プログラム」	・ 地域開発投資における気候適応の主流化は、2011 年から試験的に実施され、近年は UNCDF と EU の支援による Local Climate Adaptative Living Facility（LoCAL）プログラムが実施されている。最初の 2 フェーズでは、100 地区（Gewogs）が対象となり、パフォーマンスベースの気候レジリエンス補助金と、第 11 次および第 12 次開発計画を通じた支援がなされた。今後国内の全 205 地区に拡大される予定である。

主要な政策や取組み	概要
世界銀行「気候変動に強いまちづくり戦略プログラム（Strategic Program for Climate Resilience）」	・ 世界銀行との「気候変動に強いまちづくり戦略プログラム」を通じて、気候リスク管理（および低炭素開発）投資と活動のプログラムが作成された。ここでの優先事項は第 12 次 5 カ年計画に統合された。
国家適応計画（National Adaptation Plan）の策定	・ GCF の NAP 準備支援からの資金支援を受けて、国家適応計画（National Adaptation Plan）の策定と NAP プロセスの支援要素の確立・強化が進行中である。同プロジェクトは、長期的な適応計画のための国家能力を構築し、水、森林と生物多様性、保健、農業の詳細なセクター別評価を実施する。
長期的な低 GHG 排出と気候変動レジリエントな開発戦略（Long Term Low GHG Emission and Climate Resilient Development Strategy（LTS））	・ ブータンは、「長期的な低 GHG 排出と気候変動レジリエントな開発戦略（LTS）」の作成を開始している。LTS は、ブータンがカーボンニュートラルを維持するための長期的な取り組みにおいて、全体的な方向性と指針を示すものである。LTS の策定は COVID-19 により遅延しているものの、2022 年に完了する予定である。
ブータン国別作業計画（Country Work Program）	・ NDC の実施と GCF からの適応優先事項のための資金の流れを促進するために、ブータンの国別作業計画が 2020 年に作成された。また、ブータン環境保全信託基金（BTFEC）が GCF と適応基金の両方の国内実施機関に認定され、気候変動資金への直接アクセス様式が追求されている。さらに、ブータン開発銀行、ブータン銀行、ブータン国立銀行の 3 つの金融機関が、GCF の民間セクター・ファシリティへのアクセスに向けた認定手続きを行っており、民間セクターへのアクセスを追求している。
21 世紀経済ロードマップ（21st Century Economic Roadmap）	・ 同ロードマップは、ブータンの長期的な経済の方向性を示し、短・中期的な計画、プログラム、政策の指針となる国家的な取り組みとして起草されている。同ロードマップは、気候レジリエンスと緩和を組み込みながら、今後 10 年間におけるブータンの主要経済優先分野の主要戦略を明確にするものである。今後、LTS やグリーンファイナンス対策に反映される予定である。
グリーンファイナンスロードマップ（Green Finance Roadmap）	・ グリーンファイナンスロードマップは、21 世紀経済ロードマップに沿って策定されており、ブータンの経済投資と持続可能な開発のための資金調達に変革をもたらすことを目的としている。目的として、(i) ブータンの金融システムを、COVID-19 パンデミック以降の外部からの脆弱性に対してより強固でレジリエントなものとする、(ii) 投資リターンと環境に良い成果の両方を実現できる商品とサービスに融資を行う、(iii) グリーン投資が通常の投資よりも優先され、ブータンのグリーンセクターへの追加投資を動員する、(iv) 金融セクターの貢献度を加速させる、(v) ブータンの持続可能な開発に対する金融機関の貢献を促進することを挙げている。

（出典：ブータン政府 “Kingdom of Bhutan Second Nationally Determined Contribution” より調査団作成）

ブータン全土の CO_2 排出量を下記に示す。



（出典：https://ourworldindata.org/co2/country/bhutan?country=~BTN）

図 2-31　CO_2 排出量の推移（ブータン）

2.2.5　他ドナーの支援状況

各ドナーが公表しているプロジェクト情報を元に、2022 年 3 月末時点で実施中のブータンの電力エネルギー分野に対する各ドナーの支援状況を整理した。

(1) **ADB**

ADB では、ブータンのエネルギー分野におけるプロジェクトを複数実施している。また、南アジア地域の一環として実施されているプロジェクトの対象国の一つとして、ブータンが対象国に含まれているプロジェクトも存在する。技術協力（TA）またはグラントのプロジェクトが多い。ADB による Nikachhu 水力発電プロジェクトの建設に対する支援（資金提供及び融資）は、表中の「第 2 次グリーン電力開発プロジェクト」の一部として、また Nyera Amari 水力発電プロジェクトの建設に向けた FS 調査は、同じく表中の「南アジアにおける気候・災害リスクに強く、低炭素な開発の持続可能性」プロジェクトの一部として、それぞれ行われている。

表 2-13　ADB のプロジェクト

プロジェクト名	種類	対象国	総額（USD）	承認日
民間セクターの再生可能エネルギーおよび省エネルギーに関するプロジェクトに資する法的枠組みおよび文書の開発 （Development of a Legal Framework and Documentation Conducive to Viable Private Sector Renewable Energy and Energy Efficiency Projects）	TA	ブータン、インドネシア	0.5million	18 Dec 2020
気候レジリエントな再生可能エネルギーの実現に向けた準備 （Preparing Renewable Energy for Climate Resilience）	TA	ブータン	2million	18 Nov 2020
代替再生可能エネルギーパイロットプロジェクト （Alternative Renewable Energy Pilot Project）	グラント	ブータン	3million	21 Oct 2020
南アジア途上国でのジェンダー平等と社会的包摂の成果強化 （Enhancing Gender Equality and Social Inclusion Results in South Asia Developing Member Countries）	TA	南アジア地域	2.2million	04 Sep 2020
南アジアにおけるセーフガード実施の改善 （Improving Safeguard Implementation in South Asia）	TA	南アジア地域	3million	06 Nov 2019
ソーラーシステムの大規模展開 （Deploying Solar Systems at Scale）	TA	南アジア地域	2million	06 Jun 2019
南アジアにおける気候・災害リスクに強く、低炭素な開発の持続可能性 （Sustaining Climate and Disaster Risk Resilient and Low Carbon Development in South Asia）	TA	南アジア地域	1.314million	24 Dec 2018
南アジア地域経済協力地域エネルギー協力 （South Asia Subregional Economic Cooperation Regional Energy Cooperation）	TA	南アジア地域、ミャンマー	3million	10 Sep 2018
第 2 次グリーン電力開発プロジェクト （Second Green Power Development Project）	グラント、ローン、TA	ブータン	グラント：25.25million ローン：154.07million TA：1million	15 Dec 2014

注）表中の南アジア地域は、バングラデシュ、ブータン、インド、モルディブ、ネパール、スリランカを指す。

（出典：ADB プロジェクトリストより調査団作成）

(2) 世界銀行

2022 年 3 月時点で、世界銀行は、ブータンのエネルギー分野を対象としたプロジェクトとして、水力発電の開発プロジェクト 1 件を有する。世界銀行は、この持続可能な水力発電開発プロジェクトの一環として Dorjilung 水力発電プロジェクトへの資金提供（グラント）を行う予定である。

この他に、世界銀行は 2018 年にコンセプト・ノートとして「ブータン気候基金」の設立を支援するプロジェクトを提案している。このコンセプト・ノートでは、水力発電から得られるカーボン・オフセットを収益化し、その収益を低炭素インフラへの投資として展開するための気候基金を設立するとしている。2023 年 2 月時点で、このブータン気候基金プロジェクトは世界銀行のプロジェクトデータベース上で進行中（active）もしくは予定されている（pipeline）プロジェクトとして挙げられておらずステータスは不明である。

表 2-14　世界銀行のプロジェクト

プロジェクト名	種類	対象国	総額（USD）	承認日
持続可能な水力発電開発プロジェクト（Sustainable Hydropower Development Project）	グラント	ブータン	4million	1 Mar 2022

（出典：世界銀行プロジェクトリストより調査団作成）

(3) UNDP

UNDP については、日本政府の資金支援の下、COVID-19 からの回復プロジェクトとして 1 件のプロジェクトを実施している。このなかには、保健システムの強化、COVID-19 の社会経済的影響への対処、グリーンな復興のためのクリーンエネルギーの推進が含まれる。このうち、クリーンエネルギー分野においては、再生可能エネルギー局とブータン電力公社と提携して、ワンドゥ・ポドラン地区に 200kW の太陽光発電所を設立することを支援している。

表 2-15　UNDP のプロジェクト

プロジェクト名	種類	対象国	総額（USD）	承認日
より賢く、より環境に優しく、よりレジリエントな 21 世紀のブータンのためのイノベーション（Innovation for a Smarter, Greener and More Resilient 21st Century Bhutan）	TA	ブータン	1,900,800（うち 1,550,000 はプログラム予算）	2 Jul 2020

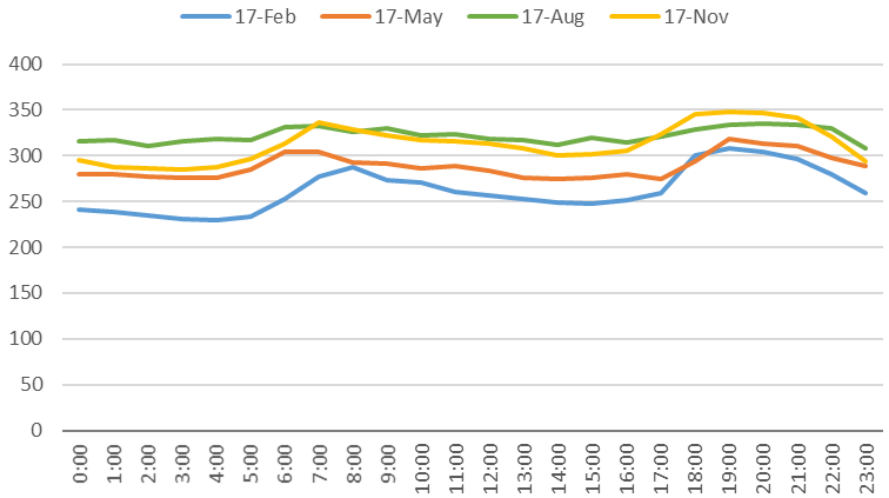
（出典：UNDP ウェブサイトより調査団作成）

2.2.6　電力需給状況

(1)　電力需給バランス

(a)　電力需要の現状

国内の電力需要実績として、2017 年 2 月（冬季）、2017 年 5 月（春季）、2017 年 8 月（夏季）2017 年 11 月（秋季）における各月平均需要実績（毎時間）を以下に示す。



（出典：Quarterly Report, BPSO）

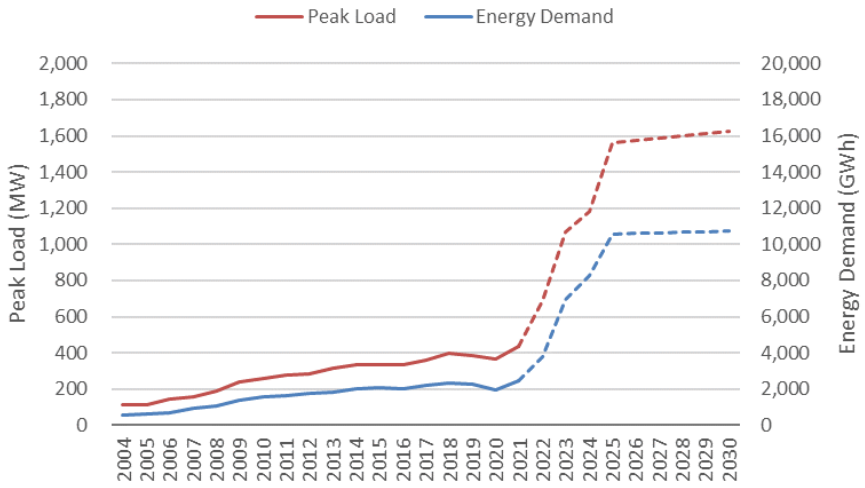
図 2-32　各季節の毎時間の需要実績

電力需要のピークは、午前中と夕方の 2 回発生しているが、深夜においても需要の低下は少ない。

(b)　電力需要予測

一般的には、電源開発は国内の電力需要を満足させることを目的として開発するため、国内の電力需要予測は、電力 MP を策定する際の非常に重要なテーマである。しかしながらブータンにおいては、既にインドと連系しており、国内需要への供給量よりもインドへの輸出量の方が多くなっている。また、ブータン政府は、水力は国内の貴重な資源であり、水力発電所の開発は、外貨獲得の有効な手段の一つと位置付けており、今後開発される発電所により発電された電力は、国内需要への供給に加えて、インドをはじめとする近隣諸国に輸出されるものと考えられる。このようなブータンの特殊性を考慮すると、国内の需要想定は、あくまでも参考程度の位置付けである。

国内の電力需要予測を以下に示す。



（出典：Power Data 2018, DHPS および DOE 提供資料を基に調査団作成）

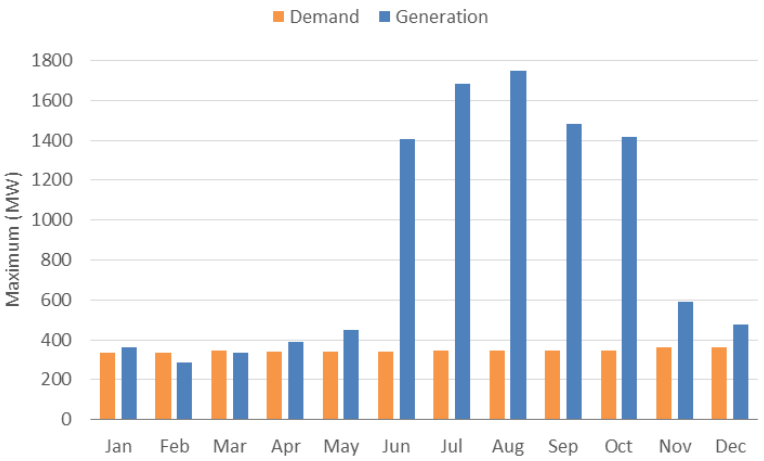
図 2-33　電力需要予測

最大電力は、2021 年実績で 435MW であるが、2030 年には 1,624MW に増加すると想定している。年間電力量は、2021 年実績で 2,459GWh であるが、2030 年には 10,771GWh に増加すると想定しており、2030 年までの 9 年間の伸び率は、年平均 17.8%と見込んでいる。年負荷率は、2021 年実績では 64.5%であったが、今後徐々に増加し、2030 年には 75.7%になるものと想定している。

南部（Gelephu 地区など）のインドとの国境付近において、工業団地が造成されており、安い電気料金を呼び水として、多数の電力多消費型産業（Ferro alloy, Ferro silicon など）の誘致を実施している。このため、今後数年間で電力需要が大幅に増加すると見込んでいる。

(c)　電力需給バランス

2017 年における各月の国内電力需要と供給力の関係を以下に示す。

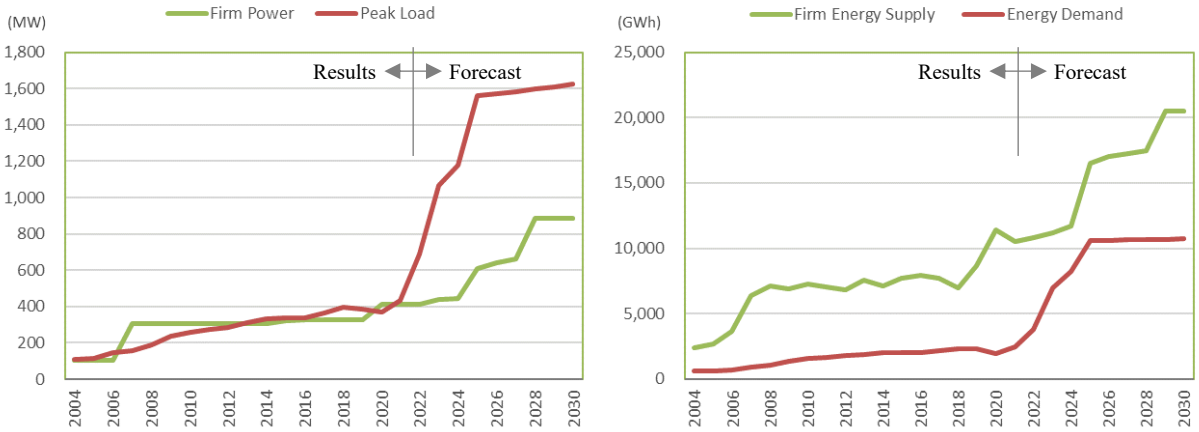


（出典：Annual Report 2017, BPSO）

図 2-34　各月の国内電力需要と供給力の関係

水力の供給力は 2 月に最低となり、供給力が最大となる 7 月、8 月の値の 20%程度である。一方、電力需要の最大値は各月ともほぼ一定であり、2 月、3 月においては、電力需要が最大となると国内の供給力だけでは不足となり、インドからの輸入で対応している。

ブータン国内の電力需要と水力発電所の最低供給可能量の関係を以下に示す。



（出典：Power Data 2018, DHPS および DOE 提供資料を基に調査団作成）

図 2-35　電力需要と水力発電所の最低供給可能量の関係

ブータンにおける河川の水量は、一般的には冬季（乾季）に夏季（雨季）の 20%以下に低下するため、冬季には水力発電所の供給力が大幅に低下する。冬季においても発電可能な供給力を Firm power と呼んでおり、1 年中何時でも供給可能な出力ということになる。

冬季に発生する最大電力需要と冬季の水力発電所供給能力（Firm power）の関係を見ると、2007 年以降 Tala 水力（冬季供給力 199MW）の運転開始により、2012 年ころまでは水力発電所の供給力が減少する冬季においても供給力が需要を上回っていた。しかしながら、Tala 水力の運転開始以降大きな水力開発が全くなかったため、ピーク需要の増加に伴って、2012 年以降冬季の供給力が不足するようになってきており、インドからの電力輸入により賄っている。この傾向は、2020 年に Mangdechhu 水力（冬季供給力 90MW）の運転開始により一旦解消されたが、その後、南部の工業団地における工場負荷による需要の大幅な増加を見込んでおり、2025 年の Punatsangchhu II 水力（冬季供給力 164MW）の運転開始があっても、冬季には大きな供給力不足が発生するようになると想定されている。

発電電力量と需要電力量の関係で見ると、2007 年以降、常に大きな電力余剰が発生し、余剰電力をインドに輸出している。2021 年の実績で見ると、年間需要電力量は 2,459GWh であったのに対し、発電電力量は 10,544GWh であり、発電電力量の 76.9%をインドに輸出している。2022 年以降は国内需要が増加していくため、輸出比率は徐々に減少していく。

(d)　送配電ロス

2016 年における送配電ロスは、以下に示す通りであり、1.1%程度と非常に低い水準である。送配電ロスをさらに減らすことにより、より多くの電力を近隣国に売電することが可能となるが、高電圧化、太線化などの設備対策が必要となり、追加コストに比較して、減らせるロスの量が多くないため、経済的ではない。

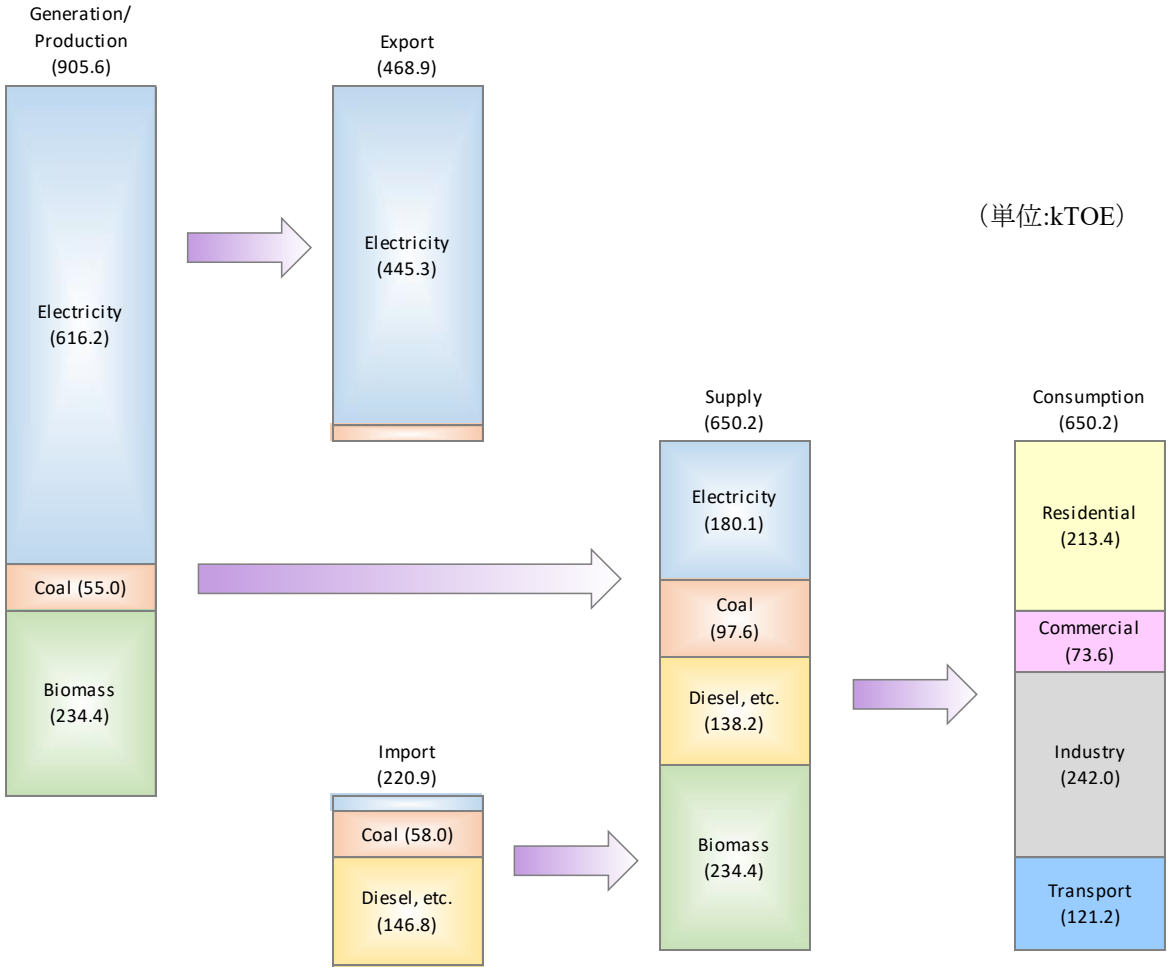
表 2-16　送配電ロス

	Input (GWh)	loss (GWh)	loss rate (%)
Low, Middle Voltage	614.1	42.6	6.9%
High Voltage	1,440.3	2.9	0.2%
Disco	2,054.4	45.5	2.2%
Purchase from Genco	2,084.7		
Wheeling	5,779.3		
Transco	7,864.0	44.0	0.6%
Total	7,864.0	89.5	1.1%

（出典：Power Data 2017, BPC を基に JICA 調査団作成）

(2)　エネルギーバランス

再生可能エネルギー局は、2016 年に Bhutan Energy Data Directory 2015 を発表している。この中で、2014 年におけるエネルギーバランスを算定している。この結果を以下に示す。



（単位:kTOE）

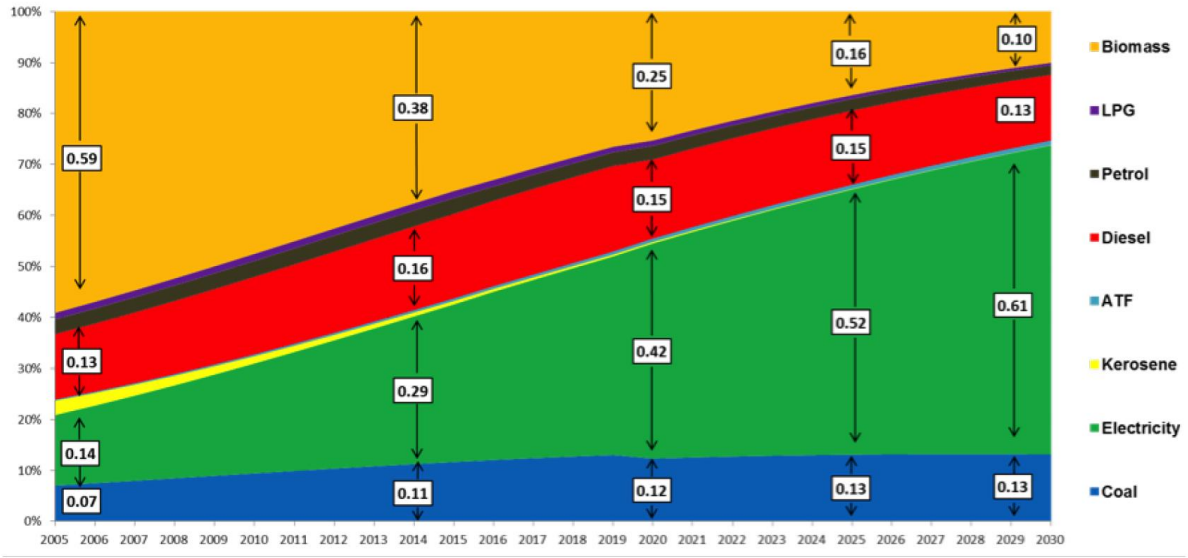
注：Diesel, etc.には、Petrol, Kerosene, LPG を含む。
Commercial には Others を含む。
損失分（特に送電ロス）があるため、合計が合わない。

（出典：Bhutan Energy Data Directory 2015 を基に調査団作成）

図 2-36　エネルギーバランス（2014 年）

国内全体のエネルギー生産量（905.6 kTOE）の内訳を見ると、電力が 68%、バイオマスが 26%であり、バイオマスはすべて国内用に使われているが、電力は発電量の 72%を国外に輸出している。全体供給量（650.2 kTOE）の内、34%は輸入により賄っている。

同報告書の中で、2030 年までのエネルギーバランスとして 2 つのシナリオを提示しているが、そのうち、Energy Efficient Scenario を以下に示す。



（出典：Bhutan Energy Data Directory 2015）

図 2-37　将来のエネルギーバランス（Energy Efficient Scenario）

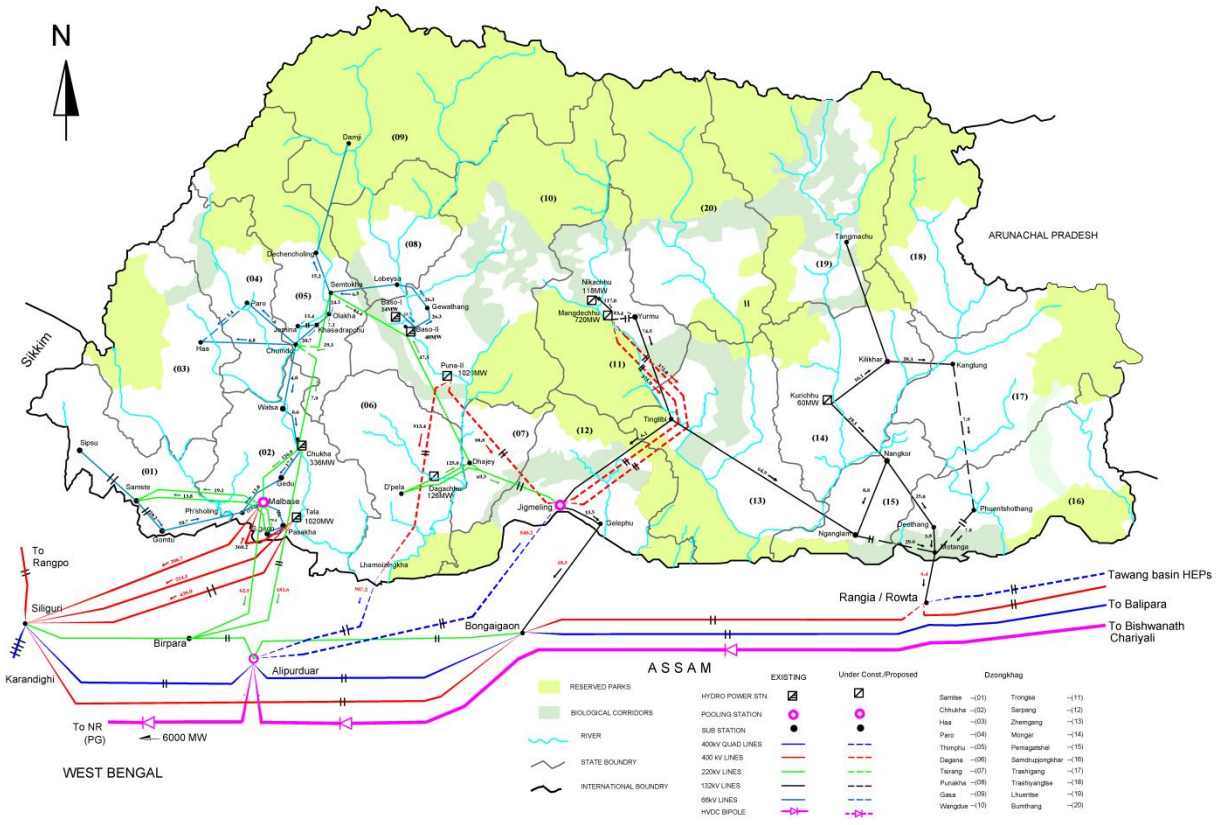
Energy Efficient Scenario においては、今後、使いやすく安いエネルギーである電力へのシフトが進み、2030 年には電力の比率が 61%と大幅に増加する一方、バイオマスは急激にシェアが減少すると想定されている。この傾向は、今後の技術開発によっても影響を受けるが、EV の導入拡大に加えて、水力発電所で発電した電力を活用して水素を製造し、その水素をエネルギー源として多様な用途（燃料電池車による輸送、コジェネレーションによる給湯、工場の熱源、冷暖房、調理等）で使用することが可能になれば、一次エネルギーにおける水力発電の比率はさらに高まると想定される。

2.2.7　系統拡充計画

系統マスタープラン National Transmission Grid Master Plan（NTGMP）は、水力発電所の開発を進めながら国内系統の強化を図り、水力発電所の電力を効率的にインドに送電する計画が示されており、NTGMP 2018 において、2020 年から 2040 年までの各 5 年断面、および 2040 年以降の全電源開発計画を想定した系統整備計画が示されている。基本的な考え方としては、水力発電所の電力をブータン南部に設置する 5 か所の Pooling Station（PS）に集約し、そこからインド系統に送電する方式となっている。

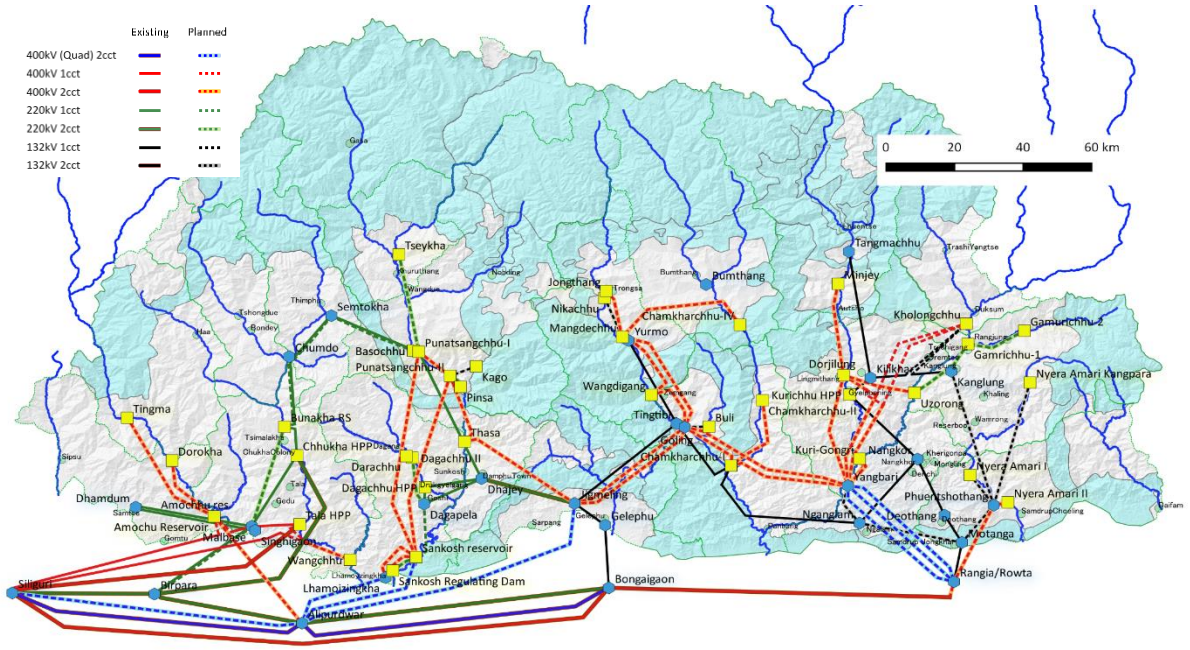
NTGMP 2018 の制定後に実施された電力マスタープラン 2040（PSMP2040）策定プロジェクトでは、NTGMP 2018 における 2035 年の計画を基本に、プロジェクトで抽出した新規開発水力発電所 18 地点の電源送電線を追加した系統構成として、必要に応じて送電線、変圧器などの設備を追加し、将来構想として必要となる系統構成を策定した。

2020 年断面の系統図および 2050 年断面の系統構想図は下図の通り。



（出典: NTGMP 2018）

図 2-38　2020 年断面の系統図



（出典: PSMP 2040）

図 2-39　2050 年断面の系統図

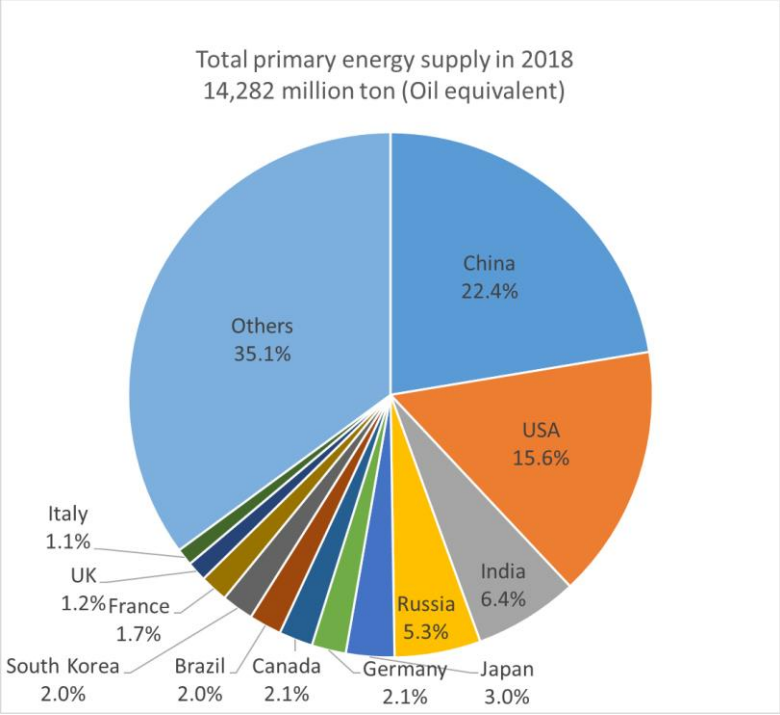
2.3　インド

2.3.1　エネルギー政策動向

インドは世界有数のエネルギー消費大国である。2018 年の一次エネルギーの消費は、中国、米国に次いで世界第 3 位（図 2-40）である。一方で、一人当たりの一次エネルギー供給量で見ると、世界平均の半分以下であり、日本の 1/8 程度と少ない。また、一人当たりの電力消費量を見ても、世界平均の半分以下であることから、今後、一層のエネルギー消費の増大が予想される。

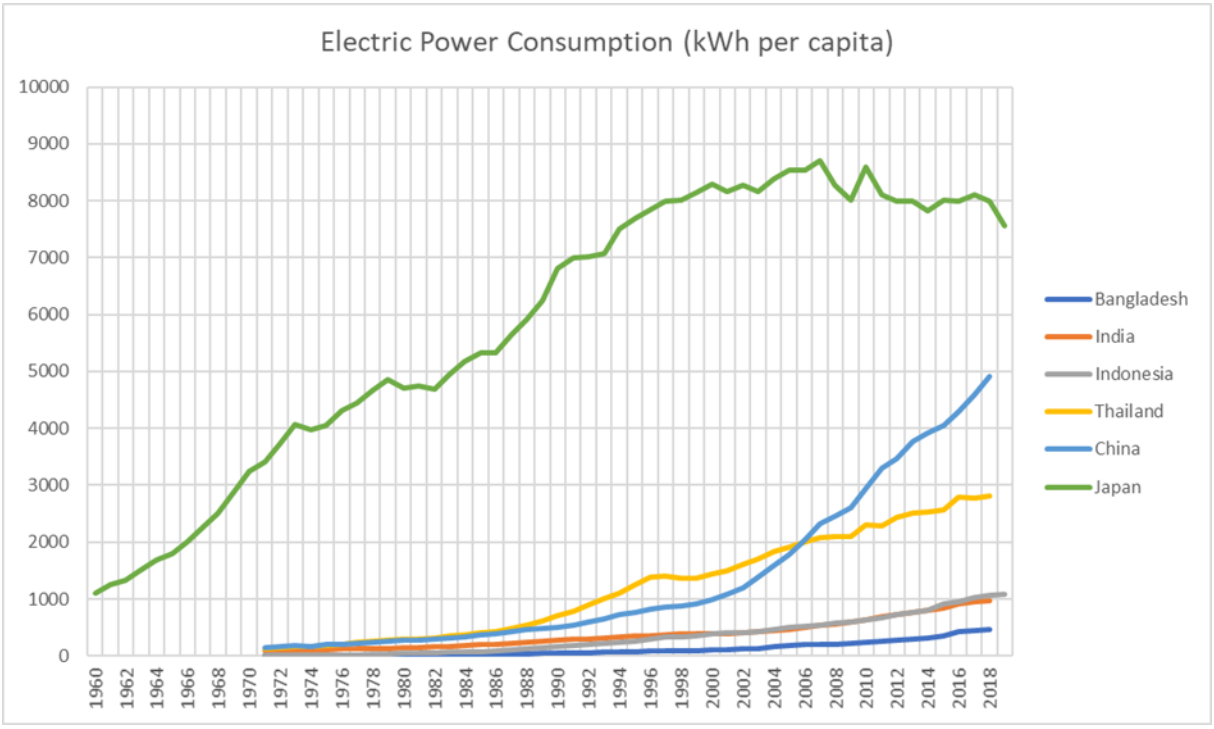
国産のエネルギー資源は石炭、バイオエネルギー、天然ガス、水力などが存在するが、国内需要を賄うには不十分であるため、輸入が増加している（2018 年のエネルギー自給率 62%）。2018 年のインドの一次エネルギー供給構成は、石油 30%、天然ガス 6%、石炭 56%、原子力 1%、水力 4%、再生可能エネルギー3%となっており、石炭の占める割合が大きいことが特徴である。

そのため、政府は石油、天然ガス、石炭、再生可能エネルギーなどの国内資源の活用と、効率向上により、輸入依存度の低減を目指している。



（出典：原子力・エネルギー図表集　IEA「World Energy Balances（2020 Edition）」）

図 2-40　世界の一次エネルギー総供給量（2018 年）



（出典：World Bank, International Energy Agency（IEA））

図 2-41　国民一人当たりの電力消費量（kWh）

2.3.2　地球温暖化防止政策動向

インドの 2018 年の CO_2 排出量は 23.08 億トンで、世界第 3 位（6.9%）である（図 2-42）。国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）は、「世界エネルギー見通し（World Energy Outlook）」（2021 年版）の中で、2040 年の CO_2 排出量は新政策シナリオで 34 億トン、持続可能な開発シナリオで 15 億トンまで増加すると予想している。一方、一人当たりの CO_2 排出量では 1.9 トン（2019 年）と、世界平均の半分以下の水準に留まる。

インド政府は 2015 年 10 月、同年 12 月にパリで開催された国連気候変動枠組条約第 21 回締結国会議（COP21）に先駆けて、温室効果ガス削減目標として、2030 年までに 2005 年比で国内総生産（GDP）1 単位当たり 33～35%削減するという国別目標案（INDC : Intended Nationally Determined Contribution）を発表し、2016 年 10 月に「パリ協定」に批准している。

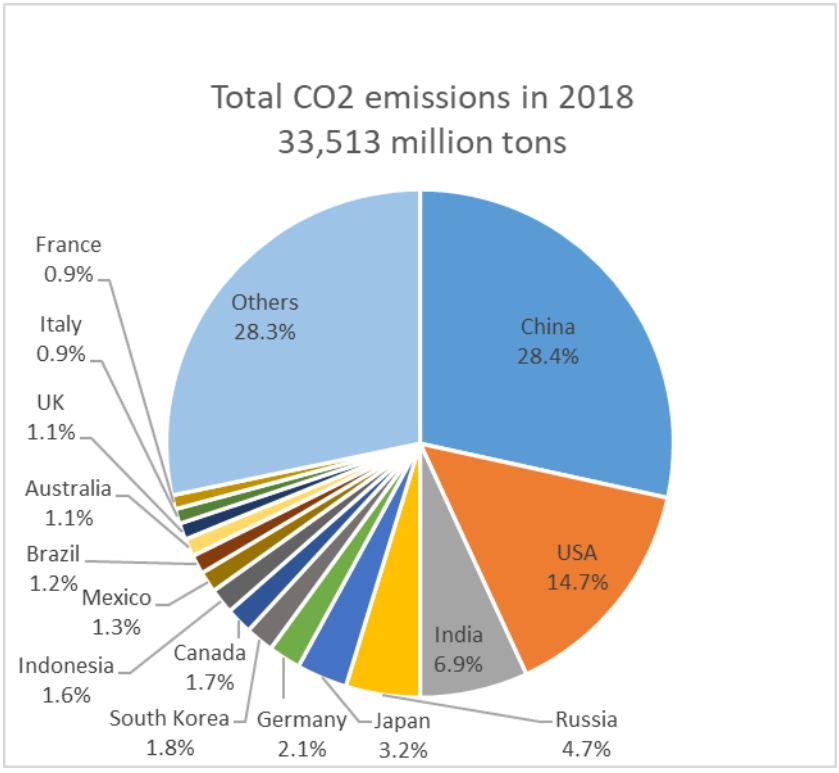
インドでは CO_2 排出抑制の取り組みとして、エネルギーを大量消費する産業を対象に、2012 年 4 月から省エネルギー証書取引制度（PAT : Perform、Achieve and Trade）を実施している。同制度の対象となる事業者（火力発電所も含む）には、エネルギー消費量を削減する義務が課されており、達成できなかった場合には罰則が科される。

また、急速な経済成長によって、大気汚染も深刻化している。デリーの PM2.5（微小粒子状物質）の濃度は、世界保健機構（WHO）の基準値（年平均 10 マイクログラム／m^3）を 15 倍も上回るとされる。インドではこれまで、火力発電所に対する汚染物質の排出基準は定められていなかっ

たが、2015 年 12 月の法改正により、石炭火力発電所からの PM（Particulate matter）の排出規制が強化され、新たに SO_2、NO_X、水銀も規制されることになった。

また、INDC に記載された戦略の通り、インド政府はエネルギーの海外依存の低減と CO_2 削減方策の一つとして、クリーンコール政策を進めている。その中の一つに既設発電所の改修・近代化および長寿命化がある。約 144 カ所の老朽化した火力発電所には、エネルギー効率向上のための目標が義務付けられている。2018 年 1 月発行の National Electricity Plan にもこの戦略に基づいた施策が記されており、加えて、新技術を用いた高効率石炭火力発電の開発もある。

INDC では、再生可能エネルギーの大規模な導入を掲げており、2022 年までに 175GW の設備容量とする計画である。内訳は、太陽光 100GW（うちルーフトップが 40GW）、風力が 60GW、バイオマスが 10GW、小水力が 5GW である。また、電力大臣が 2030 年の再生可能エネルギーの設備容量を 450GW にすると発言している。



（出典：JCCCA/ EDMC/エネルギー・経済統計要覧（2020 年版））

図 2-42　世界の CO_2 排出量（2018 年）

インド政府は、2021 年に英国グラスゴーで開催された COP26 において、気候変動に係る新たな目標として次の 5 点を掲げている。この中には、2070 年までにネットゼロを達成するという目標も含まれている[12]。

■　2030 年までに非化石エネルギーの設備容量を 500GW に引き上げる。

[12] Prime Minister's Office "National Statement by Prime Minister Shri Narendra Modi at COP26 Summit in Glasgow" https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1768712

- 2030 年までにエネルギー需要の 50%を再生可能エネルギーで賄う。
- 現在から 2030 年までに予測される総 CO_2 排出量を 10 億トン削減する。
- 2030 年までに経済の炭素強度を 45%以上削減する。
- 2070 年までにネットゼロを達成する。

インドにおける気候変動の緩和に係る取り組みは下表のとおりである。

表 2-17　インドにおける気候変動分野における主要な政策や取組み

主要な政策や取組み	概要
気候変動の国家行動計画	2008 年に気候変動の国家行動計画（National Action Plan on Climate Change（NAPCC））を策定している。このなかで、気候変動、適応と緩和、省エネルギー、天然資源の保全に係る理解促進のために、8 つのミッションを掲げている。 1. 国家太陽光ミッション（National Solar Mission） 2. 国家エネルギー効率改善ミッション（National Mission for Enhanced Energy Efficiency） 3. 国家持続可能な居住空間ミッション（National Mission on Sustainable Habitat） 4. 国家水資源ミッション（National Water Mission） 5. 国家ヒマラヤ生態系保全ミッション（National Mission for Sustaining the Himalayan Eco-system） 6. 国家グリーンインディアミッション（National Mission for a Green India） 7. 国家持続可能な農業ミッション（National Mission for Sustainable Agriculture） 8. 国家気候変動に関する戦略的知識ミッション（National Mission on Strategic Knowledge for Climate Change）
国家植林プログラムや緑のインドのための国家ミッション	インド国内の森林面積は約 24.56%だが、インド政府の国家植林プログラムや緑のインドのための国家ミッション、そして高速道路沿いの総延長 14 万キロメートルに植樹を行う国家グリーンハイウェイミッションといった政府イニシアチブにより、2015 年から 2019 年にかけ、森林面積が 130 万ヘクタール（1.65%）増加した。さらに、2012 年から 2017 年の 5 年間で、インドは 981 万ヘクタールの森林を回復させた。
緑のエネルギー回廊プロジェクト	大規模な再生可能エネルギーの統合を目的とした「緑のエネルギー回廊プロジェクト（Green Energy Corridor Project）」が開始された。さらに、「国家スマートグリッドミッション」のもと、スマートグリッドの構築も進められている。
国家水素エネルギーミッション	グリーン水素（グリーンエネルギー由来の水素）の製造・輸出の世界的な拠点となることを目指した「国家水素エネルギーミッション」を 2021 年に策定。
電気自動車	インドはイーモビリティやガス排出ゼロ車に注力している。電気自動車の導入・普及を促進する国際的な政策フォーラムである電気自動車イニシアチブ（EVI）加盟 16 か国のひとつ。また電気自動車や電気調理器具の導入に関する意識を高めるため、「Go Electric」キャンペーンを 2021 年から実施。
国家バイオ燃料政策	2018 年の「国家バイオ燃料政策」では、2025 年までにガソリンへのエタノールの混合率を 20%、ディーゼルへのバイオディーゼルの混合率を 5%にするという目標が設定されている（当初の目標時期は 2030 年）
国際イニシアチブ	インドは、国際太陽光同盟（フランスと共同）、災害に強いインフラのための連合（CDRI）、産業の移行に関するリーダーシップグループ（LeadIT-スウェーデンと共同）など、気候変動に対処するためのグローバルなイニシアチブを推進している。
モントリオール議定書のキガリ修正条項への批准	インドは、フロンガスの段階的削減のために、オゾン層破壊物質に関するモントリオール議定書のキガリ修正条項に批准した。
ウナット・ジョティ計画	ウナット・ジョティ計画では、エネルギー消費の削減につながるエネルギー効率の高い照明を普及させるため、手頃な価格の LED 電球の導入を奨励した。

（出典：駐日インド大使館 “インドの気候変動対策” https://www.indembassy-tokyo.gov.in/public_files/assets/pdf/PR_India_Climate_Change_Japanese.pdf より調査団作成）

2.3.3　他ドナーの支援状況

各ドナーが公表しているプロジェクト情報を元に、2022 年 3 月末時点で実施中のインドの電力エネルギー分野に対する各ドナーの支援状況を整理した。

(1) **ADB**

ADB では、インドのエネルギー分野におけるプロジェクトを複数実施している。また、南アジア地域の一環として実施されているプロジェクトの対象国の一つとして、インドが対象国に含まれているプロジェクトも存在する。

表 2-18　ADB のプロジェクト

プロジェクト名	種類	対象国	総額	承認日
電気自動車の普及と蓄電池のグリッド統合によるクリーンエネルギーの利用促進 (Promoting Clean Energy Usage through Enhanced Adoption of Electric Vehicles and Grid Integration of Battery Energy Storage Systems)	TA	インド	USD 2million	31 Mar 2021
Smart Joules Private Limited への出資に関する事務局業務 (Administration of Equity Investment for Smart Joules Private Limited)	Equity	インド	USD 2million	08 Dec 2020
アッサム州電力セクター投資プログラム-トランシェ 3 (Assam Power Sector Investment Program - Tranche 3)	Grant, Loan	インド	Grant: USD 2million Loan: USD 231million	07 Dec 2020
高度な技術による先進的バイオ燃料の普及 (Promoting Advanced Biofuels Through High Technology)	TA	インド	USD 2.5million	07 Dec 2020
ベンガルール スマートエネルギー効率化配電プロジェクト (Bengaluru Smart Energy Efficient Power Distribution Project)	Loan	インド	USD 100million	04 Dec 2020
ウッタルプラデーシュ州配電網復旧プロジェクト-トランシェ 1 (Uttar Pradesh Power Distribution Network Rehabilitation Project – Tranche 1)	Loan, TA	インド	Loan: USD 300million TA: USD 1.55million	04 Dec 2020
ベンガルール スマートエネルギー効率化配電プロジェクト (Bengaluru Smart Energy Efficient Power Distribution Project)	Loan	インド	INR 6,400.00 million	04 Dec 2020
ウッタルプラデーシュ州配電網復旧プロジェクト (Uttar Pradesh Power Distribution Network Rehabilitation Project)	Loan	インド	USD 430million	01 Dec 2020
メガラヤ州配電セクター改善プロジェクト (Meghalaya Power Distribution Sector Improvement Project)	Grant, Loan	インド	Grant: USD 2million Loan: USD 132.8million	30 Oct 2020
Azure Power COVID-19 流動性支援プロジェクト (Azure Power COVID-19 Liquidity Support Project)	—	インド	—	20 Oct 2020
Avaada Solar Phase 2 プロジェクト (Avaada Solar Phase 2 Project)	Equity	インド	INR 565.90 million USD 7.50 million	22 Sep 2020
南アジア発展途上国でのジェンダー平等と社会的包摂の成果強化	TA	南アジア地域	USD 2.2million	04 Sep 2020

プロジェクト名	種類	対象国	総額	承認日
(Enhancing Gender Equality and Social Inclusion Results in South Asia Developing Member Countries)				
ReNew Power COVID-19 流動性支援プロジェクト (ReNew Power COVID-19 Liquidity Support Project)	Debt	インド	INR 3,776.50 million	29 Jul 2020
マハラシュトラ州農村高圧配電システム拡張計画 (Maharashtra Rural High Voltage Distribution System Expansion Program)	Loan, TA	インド	Loan: USD 346million TA: 1 million	28 Apr 2020
グジャラート州太陽光発電プロジェクト (Gujarat Solar Power Project)	Loan	インド	INR 4,658.88 million	20 Apr 2020
需要側エネルギー効率化セクターの規模拡大プロジェクト (Scaling Up Demand-Side Energy Efficiency Sector Project)	Loan, TA	インド	Loan: USD 296million TA: USD 5.22million	27 Nov 2019
南アジアにおけるセーフガード実施の改善 (Improving Safeguard Implementation in South Asia)	TA	南アジア地域	USD 3million	06 Nov 2019
チェンナイ・カニャクマリ産業回廊 電力セクター投資プロジェクト (Chennai-Kanyakumari Industrial Corridor: Power Sector Investment Project)	Loan, TA	インド	Loan: USD451million TA: USD 1.15million	04 Nov 2019
ベンガルール・スマート・エネルギー効率配電プロジェクト準備 (Preparing the Bengaluru Smart Energy Efficient Power Distribution Project)	TA	インド	USD 0.225million	21 Oct 2019
エネルギー分野プロジェクトの設計・実施能力強化 (Enhancing Capacity to Design and Implement Energy Sector Projects)	TA	インド	USD 1.5million	03 Oct 2019
ソーラーシステムの大規模展開 (Deploying Solar Systems at Scale)	TA	南アジア地域	USD 2million	06 Jun 2019
Avaada ソーラー・プロジェクト (Avaada Solar Project)	Equity	インド	INR 1,753.16 million USD 25 million	22 Feb 2019
南アジアにおける気候・災害リスクに強く、低炭素な開発の維持 (Sustaining Climate and Disaster Risk Resilient and Low Carbon Development in South Asia)	TA	南アジア地域	USD 1.3141million	24 Dec 2018
ヒマーチャル・プラデーシュ州クリーンエネルギー送電投資プログラム-トランシェ 3 (Himachal Pradesh Clean Energy Transmission Investment Program - Tranche 3)	Loan	インド	USD 105million	06 Nov 2018
需要側エネルギー効率化セクター・プロジェクト - 追加融資 (Demand-Side Energy Efficiency Sector Project - Additional Financing)	Grant	インド	USD 13million	12 Sep 2018
南アジア地域 小地域経済協力 地域エネルギー協力 (South Asia Subregional Economic Cooperation Regional Energy Cooperation)	TA	南アジア地域、ミャンマー	USD 3million	10 Sep 2018
Kutch 風力発電プロジェクト (Kutch Wind Project)	Loan	インド	USD 100million	12 Dec 2017
アジア太平洋地域における開発のナレッジ・ソリューションの共有 (Sharing Development Knowledge Solutions in Asia and the Pacific)	TA	バングラデシュ、カンボジア、ジョージア、インド、インドネ	USD 1.555million	26 Sep 2017

プロジェクト名	種類	対象国	総額	承認日
		シア、ネパール、パキスタン、フィリピン、PNG、中国、ベトナム		
ReNew クリーンエネルギープロジェクト (ReNew Clean Energy Project)	Loan	インド	USD 203.6 million	02 Dec 2016
需要側エネルギー効率化セクタープロジェクト (Demand-Side Energy Efficiency Sector Project)	Loan, Grant	インド	Loan: USD 200million Grant: USD13million	30 Sep 2016
Mytrah 風力・太陽光発電開発プロジェクト (Mytrah Wind and Solar Power Development Project)	Loan	インド	120million	22 Mar 2016
グリーンエネルギー回廊・送電網強化プロジェクト (Green Energy Corridor and Grid Strengthening Project)	Loan	インド	USD 500million	09 Dec 2015
オフグリッドプリペイドソーラーリースプロジェクト (Off-Grid Prepaid Solar Leasing Project)	Loan	インド	USD 12million	01 Dec 2015

注）表中の南アジア地域は、バングラデシュ、ブータン、インド、モルディブ、ネパール、スリランカを指す。
注）承認日が 2015 年以降であり、ステータスが Active または Approved のプロジェクトを整理した。

（出典：ADB プロジェクトリストより調査団作成）

(2) 世界銀行

2022 年 3 月時点で、世界銀行は、インドのエネルギー分野を対象としたプロジェクトとして、複数のプロジェクトを有する。

表 2-19　世界銀行のプロジェクト

プロジェクト名	対象国	総額（USD million）	承認日
第 2 回インド COVID-19 社会的保護対応加速化事業（PMGKY） (Second Accelerating India's COVID-19 Social Protection Response (PMGKY))	インド	400	15-Dec-20
太陽光発電とハイブリッド技術の革新 (Innovation in Solar Power and Hybrid Technologies)	インド	150	29-Mar-19
インド・エネルギー効率化スケールアップ・プログラム保証 (India Energy Efficiency Scale-Up Program Guarantee)	インド	220	17-May-18
インド・エネルギー効率化スケールアップ・プログラム (India Energy Efficiency Scale-up Program)	インド	220	17-May-18
ソーラーパーク向け共有インフラプロジェクト (Shared Infrastructure for Solar Parks Project)	インド	75	30-Mar-17
系統連系屋根上太陽光発電プログラムに対する追加融資について (Additional Financing for Grid-Connected Rooftop Solar Program)	インド	NA	15-Nov-16
系統接続の屋根置き型ソーラープログラム (Grid-Connected Rooftop Solar Program)	インド	500	13-May-16
アンドラ・プラデシュ州災害復興プロジェクト (Andhra Pradesh Disaster Recovery Project)	インド	250	17-Jun-15
エネルギー効率化における部分的なリスクシェアリング機能 (Partial Risk Sharing Facility in Energy Efficiency)	インド	NA	25-Feb-15

注）承認日が 2015 年以降であり、ステータスが Active または Approved のプロジェクトを整理した。

（出典：世界銀行プロジェクトリストより調査団作成）

(3) GIZ

2022 年 3 月時点で、GIZ は、インドのエネルギー分野を対象とした複数のプロジェクトやプログラムを有する。

表 2-20　GIZ のプロジェクト

プロジェクト名	対象国	期間
中国、インド、ベトナムを中心としたアジアにおける運輸の脱炭素化（プロジェクト：NDC TIA） (Decarbonising transport in Asia with a focus on China, India and Viet Nam (Project: NDC TIA))	インド、中国、ベトナム	2019 to 2024
インドの産業界におけるエネルギー効率化の推進 (Promoting energy efficiency in Indian industry)	インド	2020 to 2023
流通企業とのエネルギー転換 (Energy Transition with distribution companies)	インド	2020 to 2023
農村部におけるエネルギーへのアクセス II (Access to Energy in Rural Areas II)	インド	2019 to 2022
インド・ドイツ太陽エネルギー・パートナーシップ (IGSP) (Indo-German Solar Energy Partnership (IGSP))	インド	2017 to 2021
プロジェクト インド・ドイツ・エネルギー・パートナーシップ(BMWi) (Project: Indo-German Energy Partnership (BMWi))	インド	2006 to 2022
印独エネルギー計画によるソーラーウォーターポンプの推進 - ソーラーウォーターポンプの推進 (Promoting Solar Water Pumps through the Indo-German Energy Programme - Promotion of Solar Water Pumps)	インド	2018 to 2022

（出典：GIZ プロジェクトリストより調査団作成）

2.3.4　電気事業実施体制

広大な国土を持つインドの電気事業は、基本的に都市や州単位で供給体制が構築されてきた。デリー、ムンバイ、コルカタなどのインドの主要都市は歴史的に財閥を中心に発展してきたため、独立以前から財閥系の電力会社が電気を供給してきた。1950 年の独立後は、これらの都市部以外の地域もカバーするため、州営の電力会社として垂直統合型の州電力局（SEB：State Electricity Board）が設立され、州全体の電力供給を担ってきた。

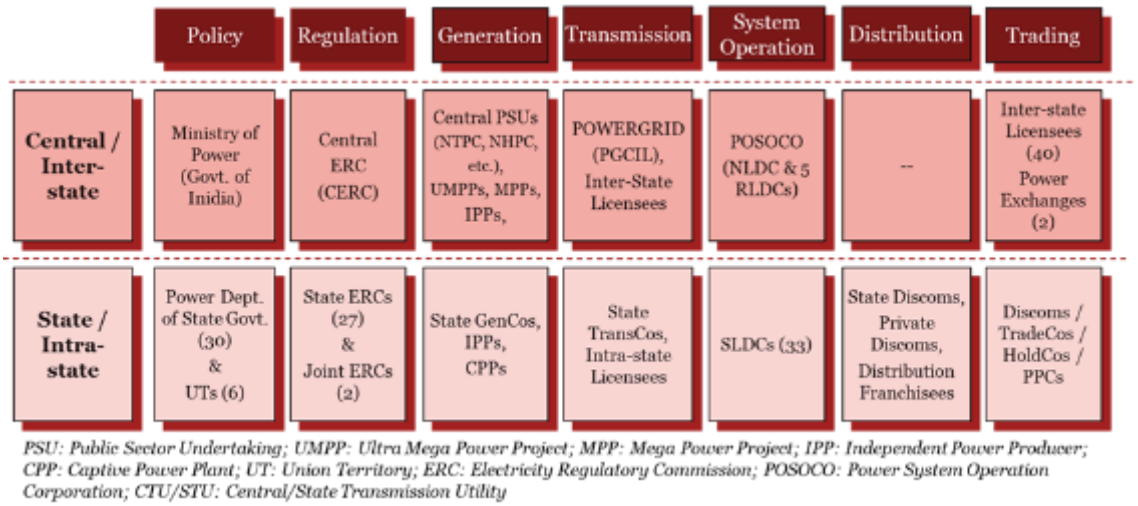
1970 年代には、電源不足を解消する目的で、中央政府によって電力会社（火力公社、水力公社、原子力公社）が設立され、発電所が建設された。これに併せて、電源が不足する州に電気を送るため、州を跨ぐ送電線の建設や運用を行う送電会社（PGCIL：Power Grid Corporation of India）も設立され、電力供給において重要な役割を担ってきた。1990 年代以降の電力改革によって、発電部門への IPP の参入、州営電気事業の分割などが実施されている。

エネルギー政策を管轄する監督官庁は、部門ごとに電力省（MoP：Ministry of Power）、新・再生可能エネルギー省（MoNRE：Ministry of New and Renewable Energy）、石炭省（MoC：Ministry of Coal）、石油・天然ガス省（MoPNG：Ministry of Petroleum and Natural Gas）に分かれている。電力部門の監督官庁は電力省であり、「2003 年電気法」の下、全国大の電気事業に関する政策立案を担当している。電力省の下部組織の中央電力庁（CEA）は電力開発の政策および技術的提案や長期需給計画などを担当している。原子力分野は、同じく電力省の下部組織の原子力庁（DAE : Department of Atomic Energy）が担当している。[13]

電気事業は、中央セクター、州セクター、民間セクターに大別される（図 2-43、図 2-44）。中央セクターは全国大の政策立案、原子力発電や大容量石炭火力発電、総合的な水資源開発、複数州にまたがる発・送電事業を行っている。インド電力省（MoP）の下に火力発電公社（NTPC : National Thermal Power Corporation Ltd.）、水力発電公社（NHPC : National Hydroelectric Power Corporation）、原子力発電公社（NPCIL：Nuclear Power Corporation of India Ltd.）等がある。インド国営送電会社（PGCIL：Power Grid Corporation of India Ltd.）は、中央セクターが保有する送電線の計画・管理を行っている。州政府は、それぞれの州内での政策立案と発・送配電事業を行っている。中央、州にはそれぞれ独立した規制委員会（CERC：Central Electricity Regulatory Commission、SERC: State Electricity Regulatory Commission）が設置され、州を跨いで接続している基幹送電線事業者およびそれに接続される発電事業者については CERC が料金規制やルール作成、紛争解決などを行い、それぞれの州の電気事業に関する事項については、州政府が管轄し、州の規制機関（SERC）が事業認可や料金規制を担当している。グリッドコードも同様で、CERC が制定した IEGC（The Indian Electricity Grid Code）と、SERC が制定した SGC（State Grid Code）が、IEGC と整合を図ったかたちで各州に存在する。IEGC では電力系統の計画・開発・維持・運用に関わる者が従うべきルール、ガイドライン、基準が規定されており、SGC では州の電力系統の利用者、事業者、給電指令所が従うべきルール、ガイドライン、基準が規定されている。

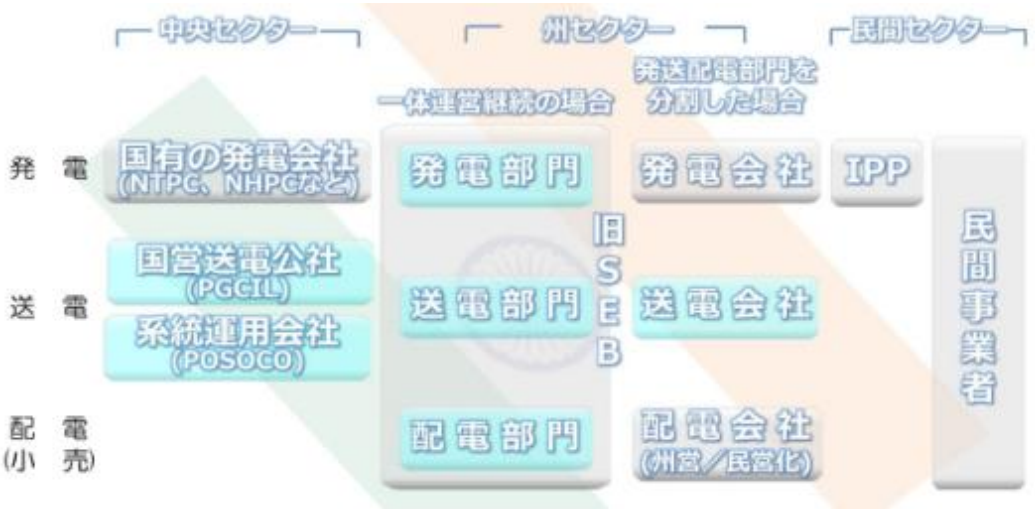
このようにインドでは中央と州で運用が分断されているため、系統の一体運用および需給の一体運用を行うには大きな壁がある。

[13] 出典：海外電力調査課「海外諸国の電気事業」



（出典：各種資料より調査団作成）

図 2-43　インドの電力セクター構成



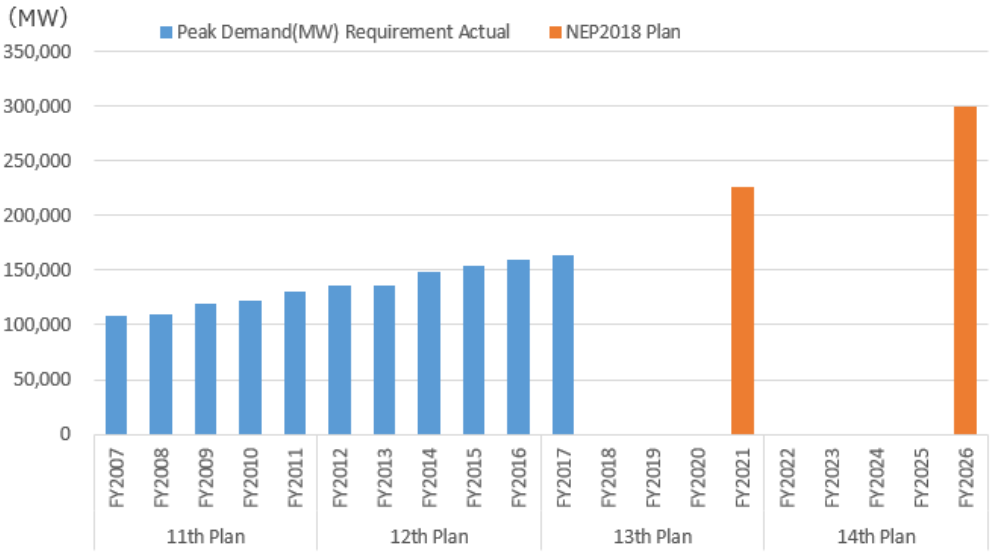
（出典：海外電力調査会資料（JEPIC））

図 2-44　インドの電力供給体制

2.3.5　電力需給状況

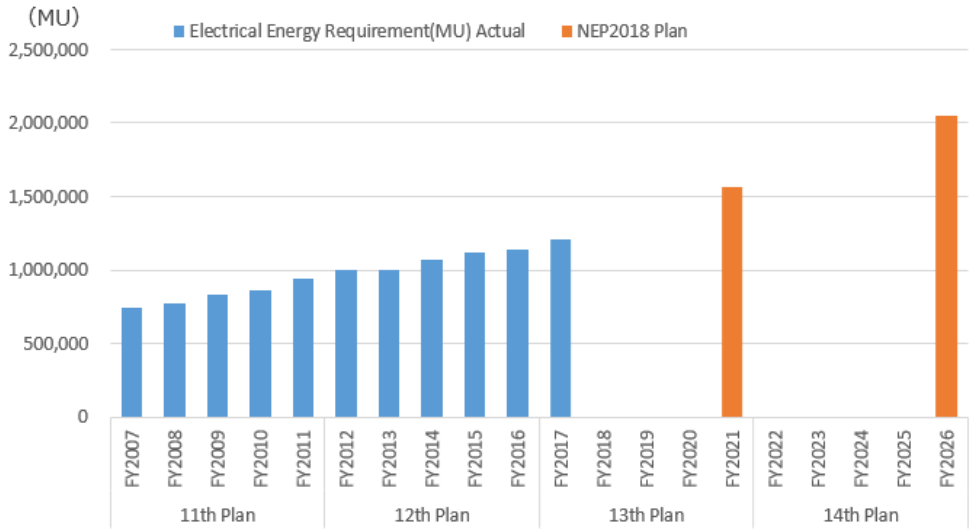
今後もインドの電力需要は、経済発展とともに増加が続く見通しである（図 2-45、図 2-46）。インド電力省中央電力庁（CEA）の National Electricity Plan（第 13 次、第 14 次計画、2018 年 1 月報告書）によると、2021 年度には 225.75GW、2026 年度には 298.774GW になると予想されている。また、電力量は、2021 年度には 1,566.0TWh、2026 年度には 2,047.0TWh にもなると予想されている。

インドの 2019 年度の最大電力需要は 183,804MW（5 月 30 日）で、日本の 2019 年度最大電力需要の 164,610MW を上回っている。年間電力量需要についても 2019 年度は 1,291,010GWh で日本の 831,650GWh を大幅に上回り、負荷率[14]の高さがうかがえる。



（出典：National Electricity Plan（CEA、2018 年 1 月））

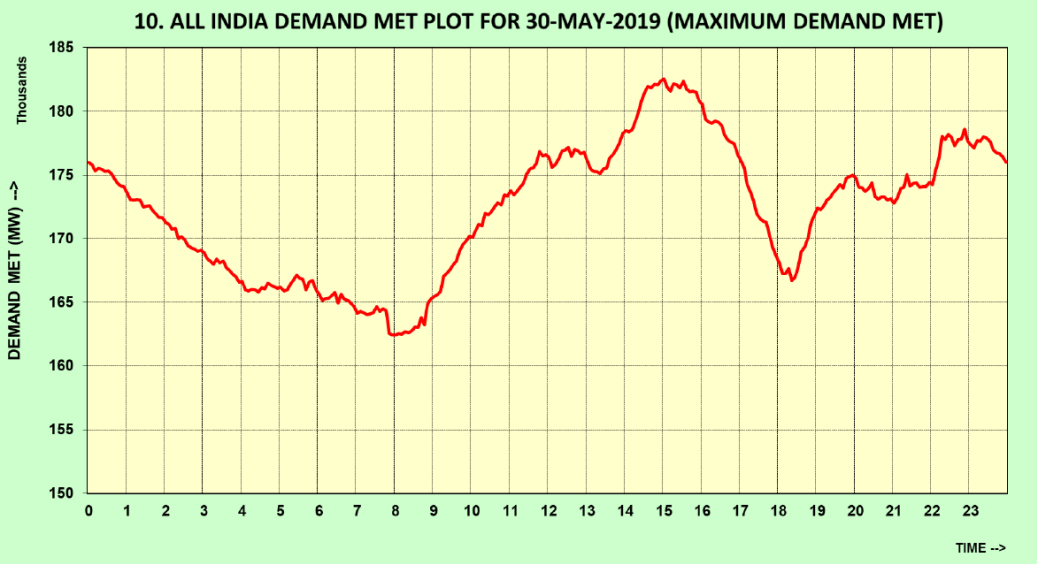
図 2-45　最大電力需要の実績と見通し



（出典：National Electricity Plan（CEA、2018 年 1 月））

図 2-46　年間電力量需要の実績と見通し

[14] 平均電力を最大電力で割った値で、対象期間の需要の変化幅の度合いを示す。



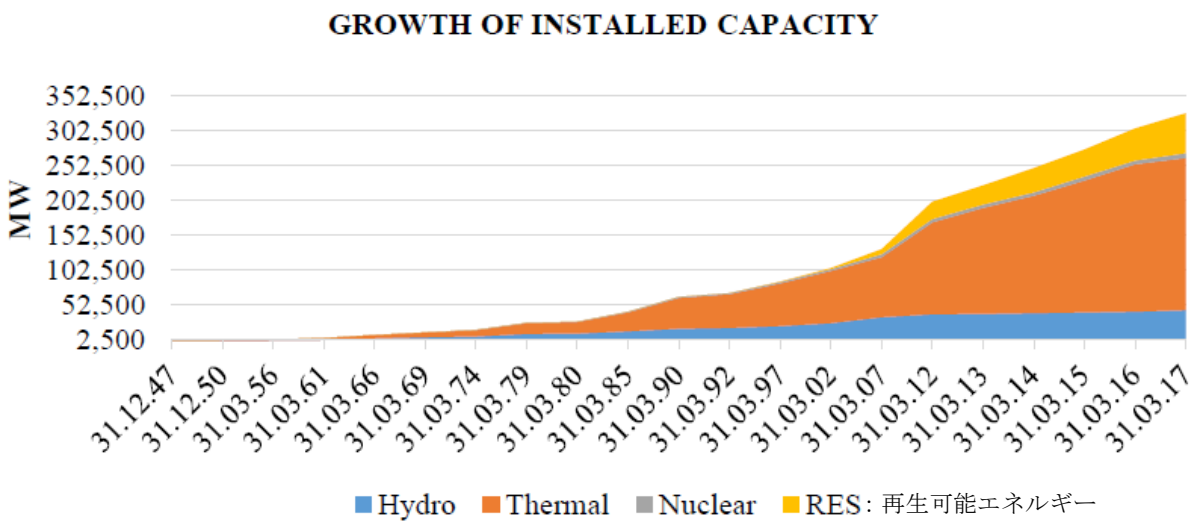
（出典：Monthly Report（NLDC 2019 年 5 月））

図 2-47　2019 年度の最大電力発生日の総需要（2019 年 5 月 30 日）

インドの電力需要は、経済発展とともに増加を続けており、設備量、発電電力量ともに増加を続けている（図 2-48、図 2-49）。2020 年 7 月 31 日時点における発電設備容量は 372GW（図 2-50）、2019 年度の発電電力量は、1,284.4TWh となっている。2007 年以降は、再生可能エネルギーの導入が加速しており、2020 年 7 月 31 日時点の設備容量は 88GW（全体の約 24%：図 2-50）となっている。また、民間セクターの電源構成比率が約 47%と最も大きいことも特徴的である（図 2-50）。

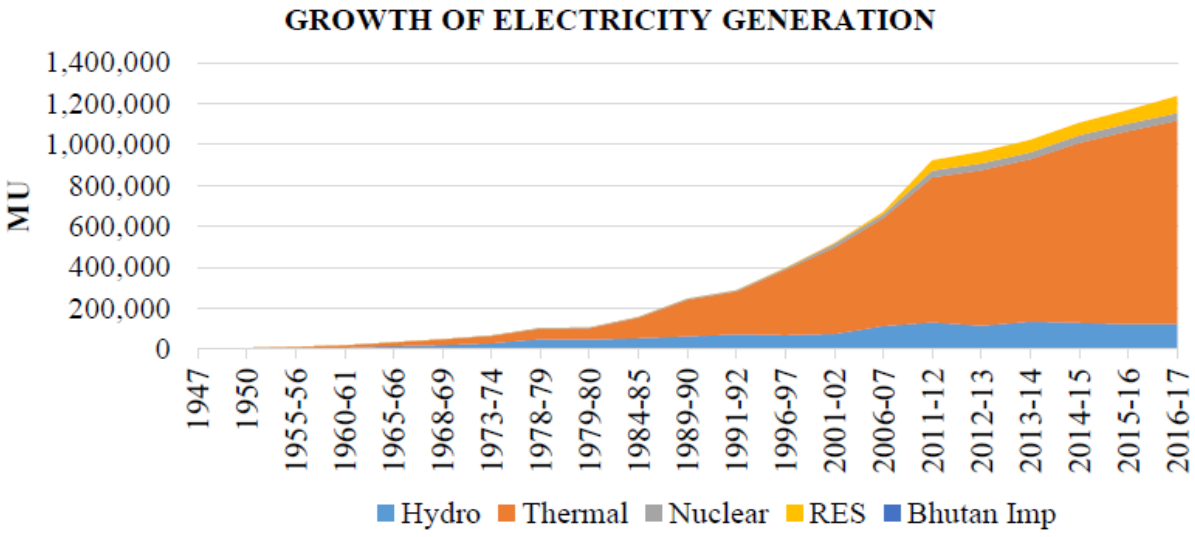
他方で、供給力不足や CO_2 削減の観点から効率の良い石炭火力の開発を進めてきたが、再生可能エネルギーの導入拡大などにより、年々、火力発電所の稼働率は低下しており、2018 年度の火力発電の稼働率は 61.1%となっている（図 2-52）。図 2-53 で示した需要の負荷率[15]は年次で大きな差は見受けられないことから、火力発電の稼働率の低下の原因は、再生可能エネルギーの影響が大きいことがわかる（図 2-52）。

[15] 平均電力を最大電力で割った値で、対象期間の需要の変化幅の度合いを示す。



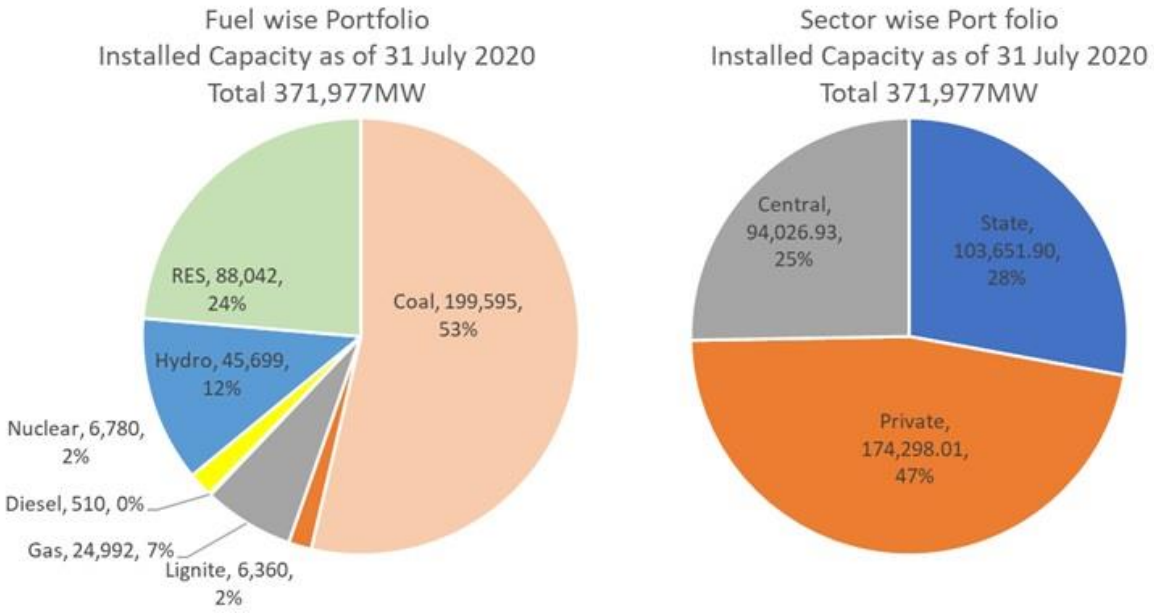
（出典：National Electricity Plan（CEA、2018 年 1 月））

図 2-48　発電設備容量（MW）の推移（実績）



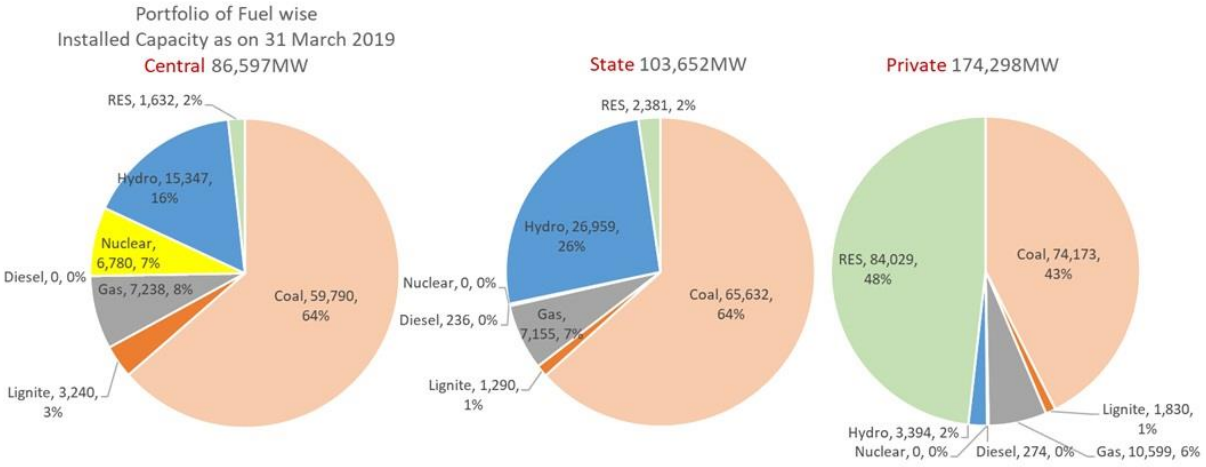
（出典：National Electricity Plan（CEA、2018 年 1 月））

図 2-49　発電電力量（MU）の推移（実績）



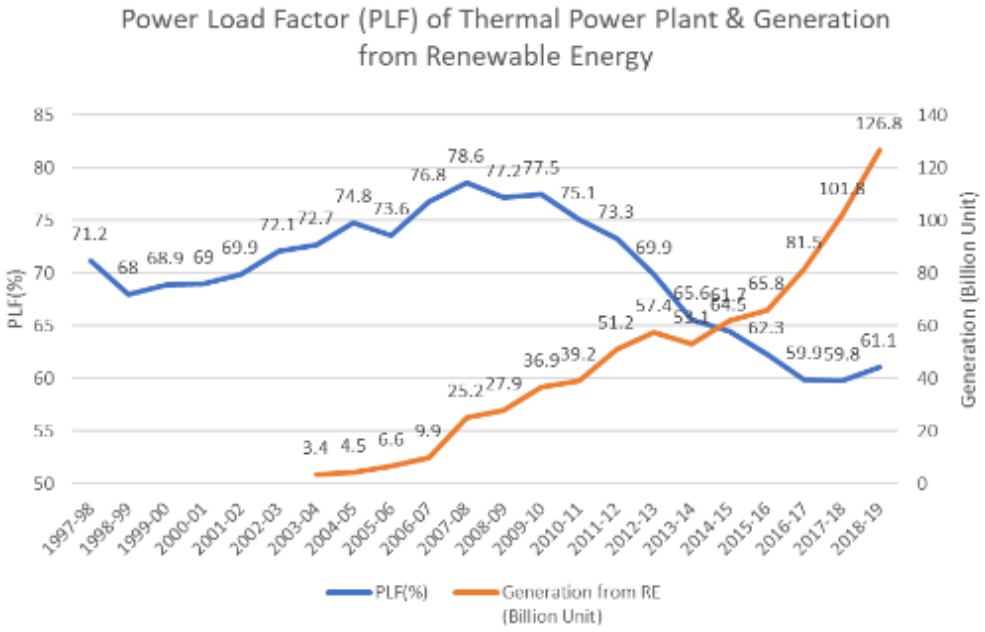
（出典：Executive Summary（CEA）のデータから調査団作成）

図 2-50　2020 年 7 月 31 日時点の電源構成



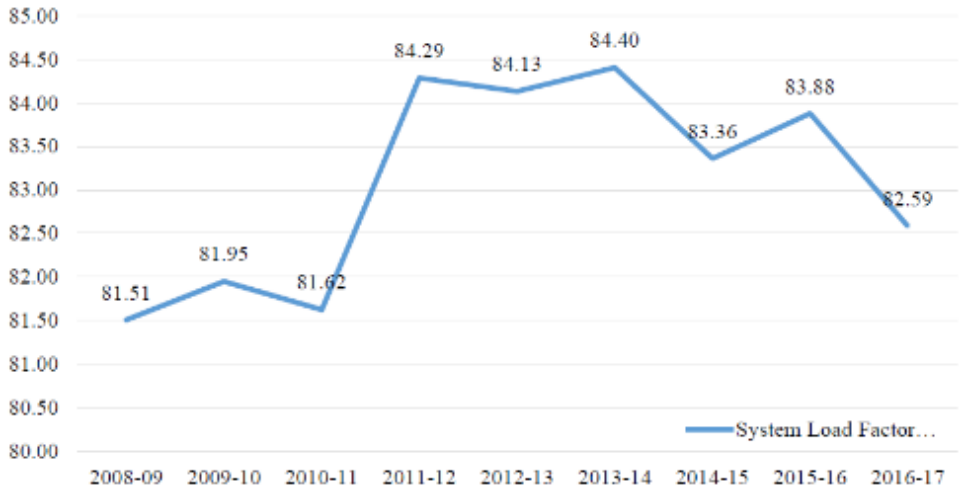
（出典：Executive Summary（CEA）のデータから調査団作成）

図 2-51　セクター毎の燃料別電源構成



（出典：Annual Report 2018-2019（MoP）のデータから調査団作成）

図 2-52　再生可能エネルギー発電量と火力発電所の稼働率の推移



（出典：National Electricity Plan（CEA、2018 年 1 月））

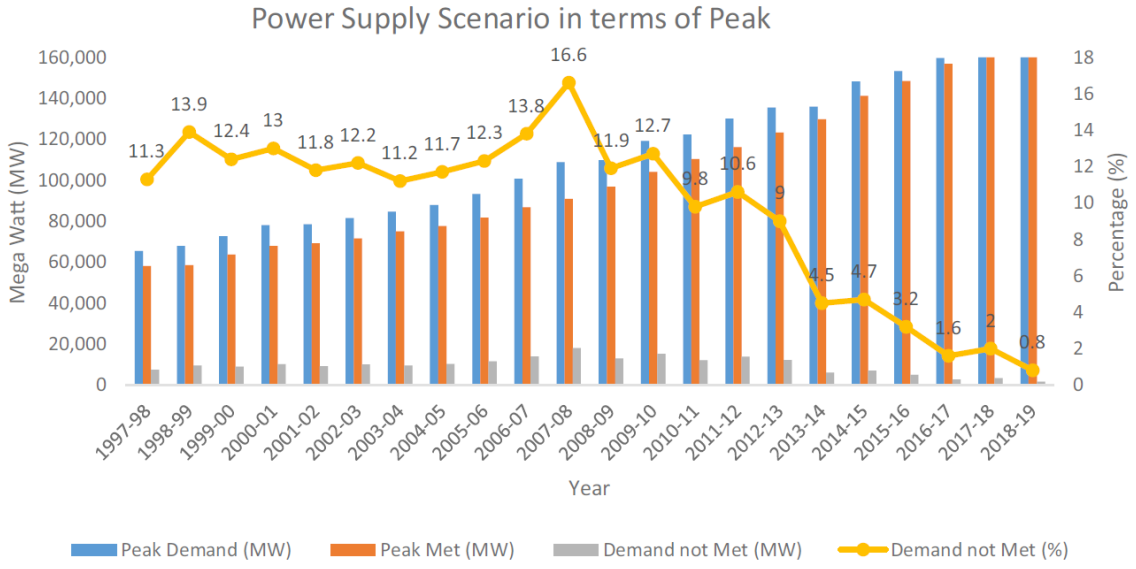
図 2-53　需要の年負荷率[16]の推移

インドでは長らく電力不足による停電が頻発していたため、商業・産業用需要家は発電機を備えて対策を取っており、自家発による発電は総発電電力量の 1 割以上を占めている。また、隣国のブータンからも電力を輸入している。

16 平均電力を最大電力で割った値で、対象期間の需要の変化幅の度合いを示す。

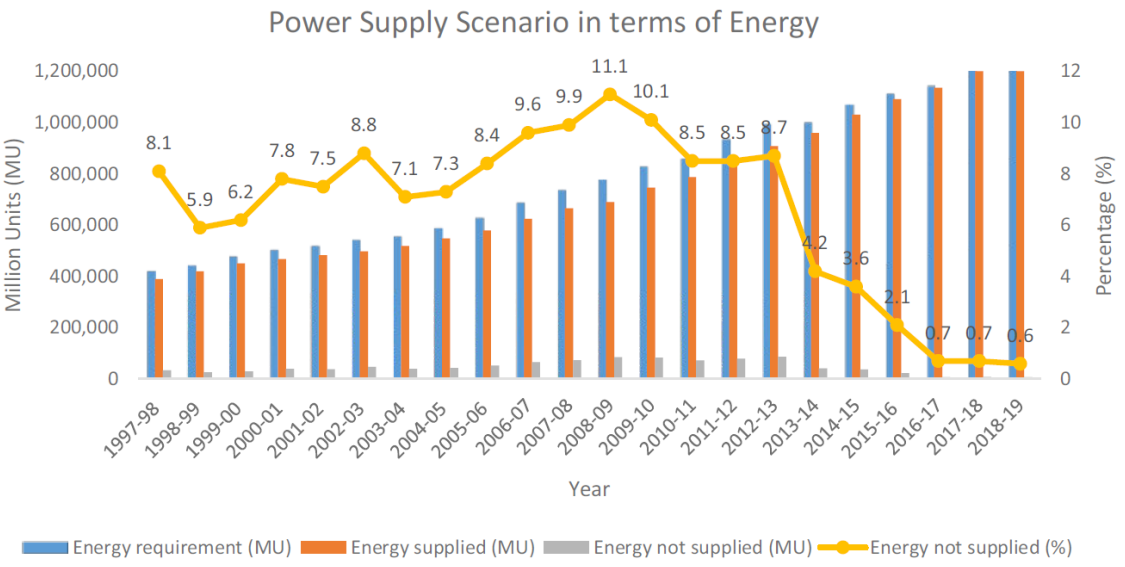
消費電力量の部門別内訳は、2015 年度で産業用 42%、家庭用 24%、農業（灌漑ポンプ）用 17%、商業用 9%、その他（上下水道・照明等の公共サービス、鉄道等）8%となり、農業用の比率が大きいのが特徴である。また、総合損失率（AT&T ロス：料金未回収分等も含む配電ロス）は全国平均で 23%である。これは、技術的損失に加え、盗電の影響が大きく、配電会社の財務状況を悪化させる原因となっている。インド政府は、特に都市部での配電ロスを低下させるため、2015 年以降「総合電力開発計画（IPDS：Integrated Power Development Scheme）」というプログラムを実施している（予算規模 6,542.4 億ルピー、約 1 兆円）。IPDS は、主に都市部の配電部門の設備投資を進めるもので、メータの不正改竄を防止するためスマートメータへの切り替えや、配電システムの IT 化、盗電を防ぐため人口密集地域における配電線の地中化などが行われている。

電力需要の伸びは著しいものの、電力不足は近年改善傾向にある（図 2-54、図 2-55、図 2-56、図 2-57）。2015 年度までは、供給力の不足が要因とされたが、CEA の Load Generation Balance Report 2020-2021（LGBR2020-2021）によると 2016 年以降の需給ギャップは、需要増加に伴う送電線容量、配電線容量不足などとされている。一部の州、特に North-Eastern Region の電力不足率の高さが平均値を引き上げているものの、多くの州では年間を通じて供給力に余裕がある状態である。



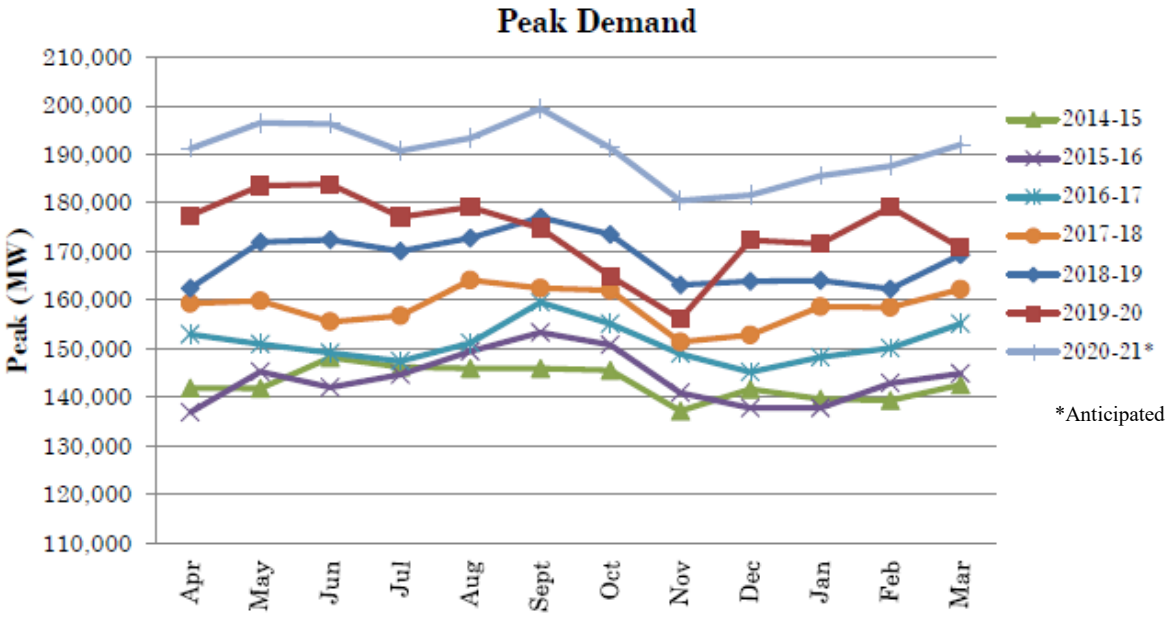
（出典：CEA Annual Report 2018-2019 から調査団作成）

図 2-54　最大電力と供給力と不足電力



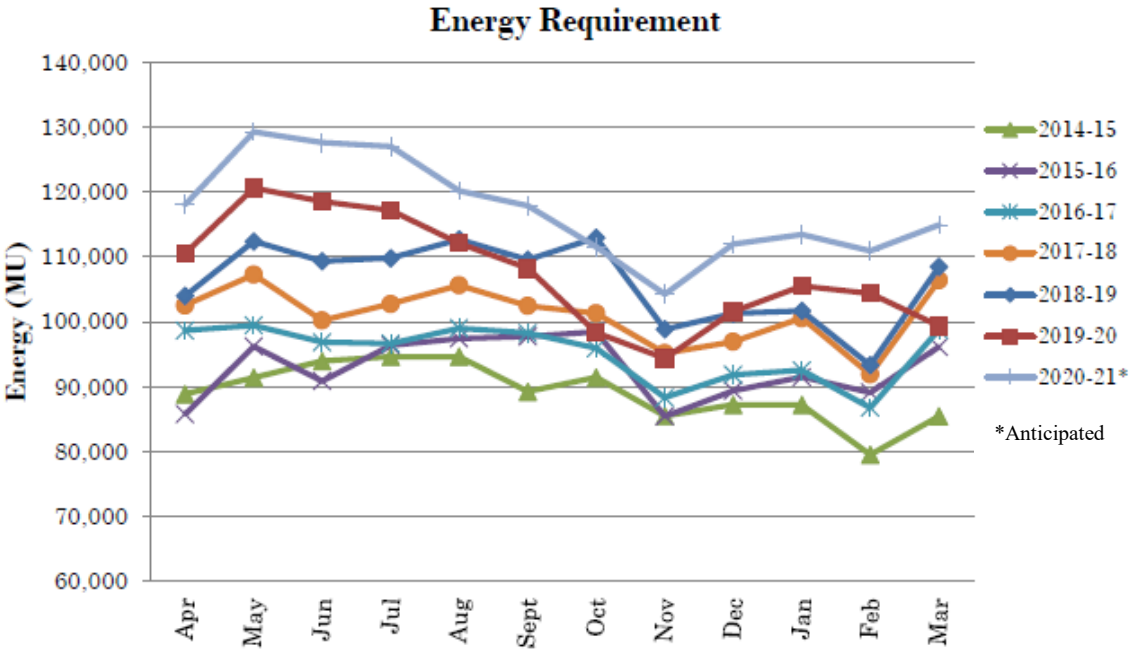
（出典：CEA Annual Report 2018-2019 から調査団作成）

図 2-55　電力量と供給量と不足量



（出典：Load Generation Balance Report 2020-2021（CEA））

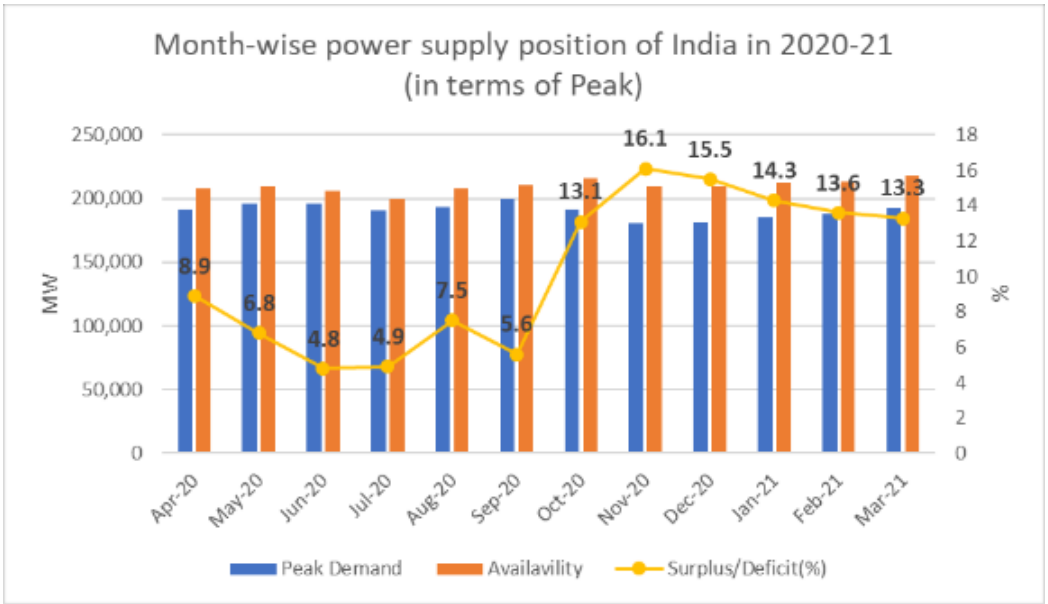
図 2-56　各月の最大電力（実績と 2020 年度計画値）



（出典：Load Generation Balance Report 2020-2021（CEA））

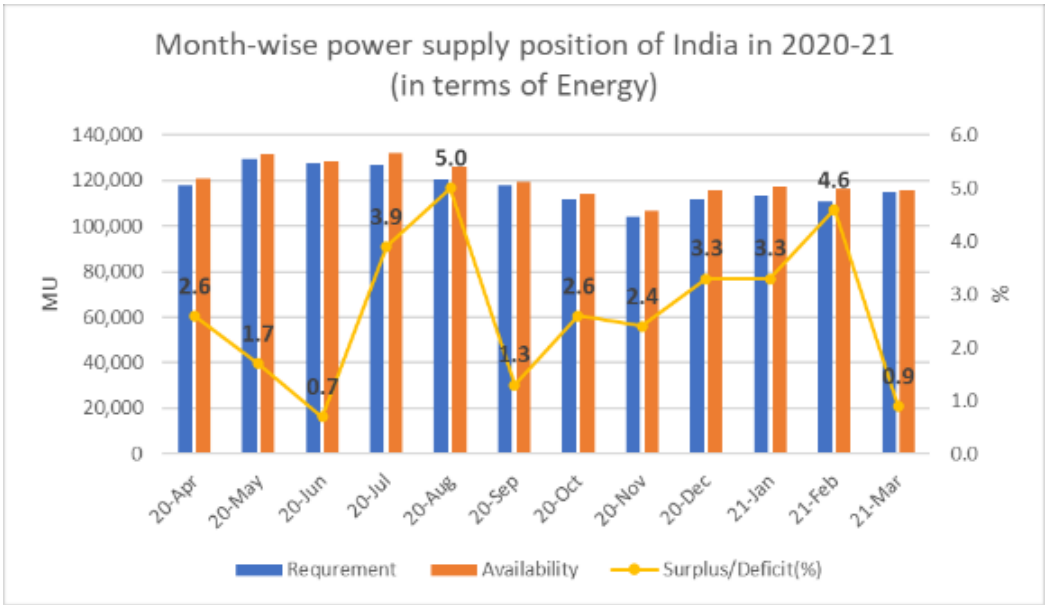
図 2-57　各月の供給電力量（実績と 2020 年度計画値）

2020 年度の供給計画（LGBR2020-2021）によると、各月の最大電力、電力量ともに不足なく十分な予備力を確保できることになっている（図 2-58、図 2-59）。予備力は、最大電力発生時で最低 4.8%、電力量でも最低 0.7%を確保できる見通しである。最大電力は 190GW と想定しているが、若干高い想定に思われる。



（出典：Load Generation Balance Report 2020-2021（CEA）から調査団作成）

図 2-58　月毎の最大需要予測と供給計画（2020 年度）



（出典：Load Generation Balance Report 2020-2021（CEA）から調査団作成）

図 2-59　月毎の需要電力量予測と供給電力量計画（2020 年度）

政府は、2015 年に策定した「地方電化プログラム（DDUGJY：Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Jojana）」により、7,589.3 億ルピー（約 1.2 兆円）を投じて、未電化村でのメータや変圧器等の設備の設置を進め、地方電化を行ってきた。これにより村落電化率は 2018 年 4 月末に 100%に達したとインド政府が公表している。ただし、この村落電化率は、村落内の民家と公共施設の 1 割に電気が届けば、地域への電力供給がなされたと定義している。

インド政府は、2018 年末までに国内の世帯全てに電力を供給するという政策目標を掲げ、世帯電化率 100%達成を目指している。

2.3.6　電源開発動向

インドの電源は石炭火力を中心に開発が進められてきた。2022 年 3 月末の総発電設備容量は 401GW で、石炭が Lignite を含み 53%を占め、他は再生可能エネルギー27%、水力 12%、ガス火力 6%、原子力 2%であった（図 2-50）。

インド電力省中央電力庁（CEA）は、2018 年 1 月に第 13 次 5 ヶ年計画期（2017 年 4 月～2022 年 3 月）および第 14 次 5 ヶ年計画（2022 年 4 月～2027 年 3 月）の 10 ヶ年の国家電力計画「National Electricity Plan Volume l (Generation)」を公表している。また、2022 年 9 月に 10 ヶ年（2022 年 4 月～2032 年 3 月）のドラフト国家電力計画「National Electricity Plan Volume l (Generation) (Draft)」を策定している。

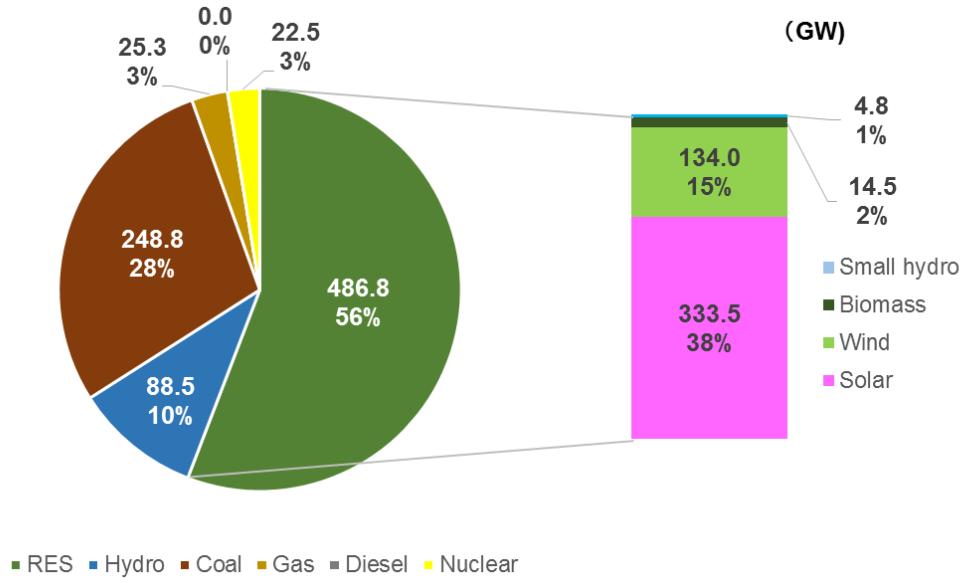
ドラフト国家電力計画によると、電力需要の年平均伸び率を 6.1%とする場合の 2026 年度の最大電力を 272.0GW、需要電力量を 1,874.0TWh、と想定している。2022～2026 年度中に 228.54GW の電源を新設する計画があり、内訳は、再エネが 174.9GW と大きな比重を占める。

これまで石炭火力の開発を推進してきたが、ドラフト国家電力計画では、石炭火力は建設中の 25.58GW を含めて 2022～2026 年度に 33.26GW、2027～2031 年度に 9.43GW 新設する計画となっている。また、環境規制を順守できない経年の石炭火力は、2022～2026 年度に 4.63GW 廃止し、2027～2031 年度は廃止しない計画となっている。

非化石燃料（原子力、水力、再生可能エネルギー）の発電設備容量は、2021 年度末の 41%から、2026 年度末に 58%、2031 年度末には 69%にまで増加させる計画である（図 2-60、図 2-62、図 2-63）。そのうち、再生可能エネルギーは、2026 年度末に 284.8GW、2031 年度末に 486.8GW の導入を目指している。今後の設備容量増加分を大きく担う再生可能エネルギーの今後の資金需要は、2031 年までに数十兆円以上と試算されている。また、この金額に含まれない電力系統接続や 2032 年以降の設備容量増加に向けた設備投資なども加えると資金需要はさらに増えていくとみられるが、再生可能エネルギー、水力、原子力ともに現時点での投資資金不足もあり、設備容量の伸びは思うように進んでおらず、今後も現実として石炭火力に依存せざるを得ないと見られている。

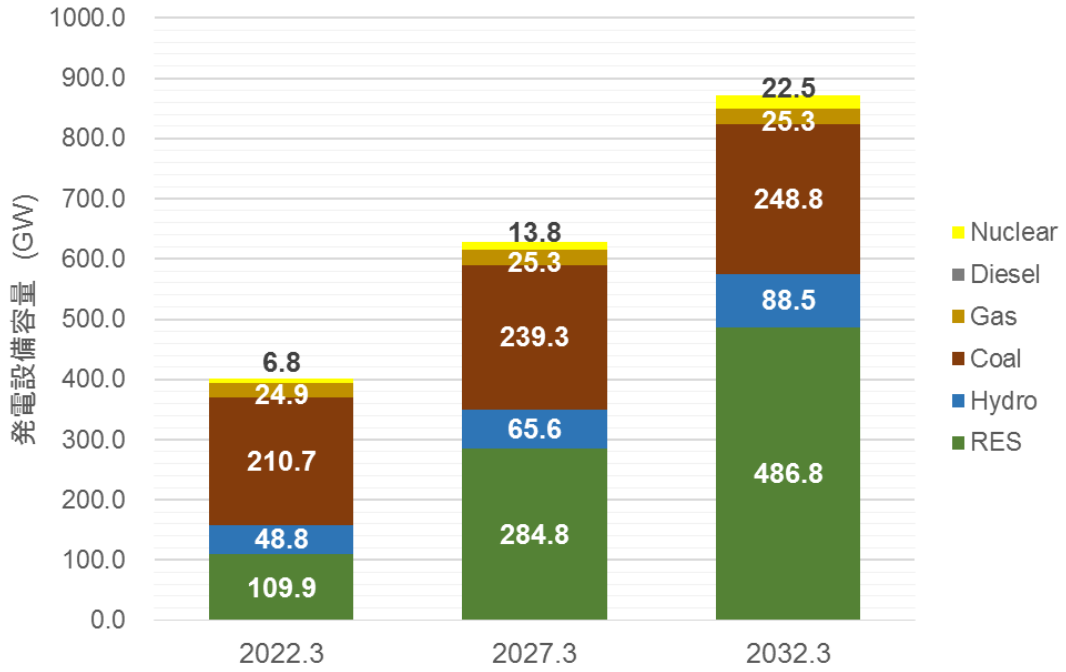
一方で、インド政府はエネルギーの海外依存を低減することと持続可能な社会と低炭素社会を目指す電力セクターの方策として、電源の多様化（LNG 火力の建設）、クリーンコール政策（超臨界、超々臨界石炭火力プラントの建設、既存石炭火力の高効率化）、大量の再生可能エネルギー導入などを政策として掲げている。電源設備容量の推移（図 2-61）によると、LNG 火力の設備容

量は 2021 年度以降増加していないが、National Electricity Plan が改訂された 2018 年 1 月以降に、電源の多様化が再設定された。



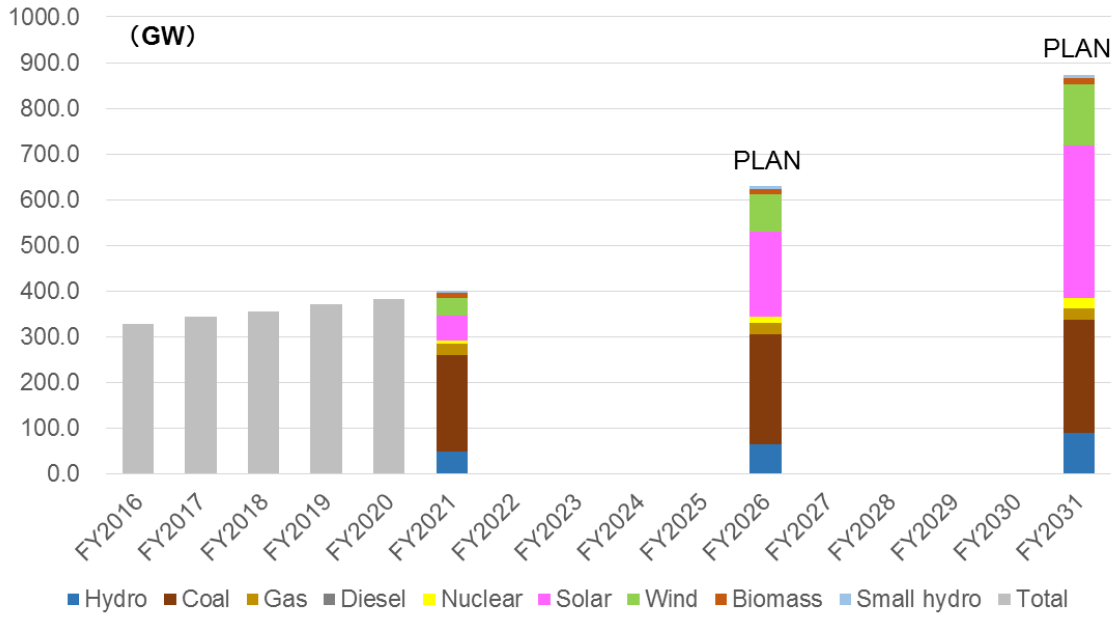
（出典：Draft National Electricity Plan (CEA、2022 年 9 月) のデータから調査団作成）

図 2-60　2031 年度末の発電設備構成（合計：871.8GW）



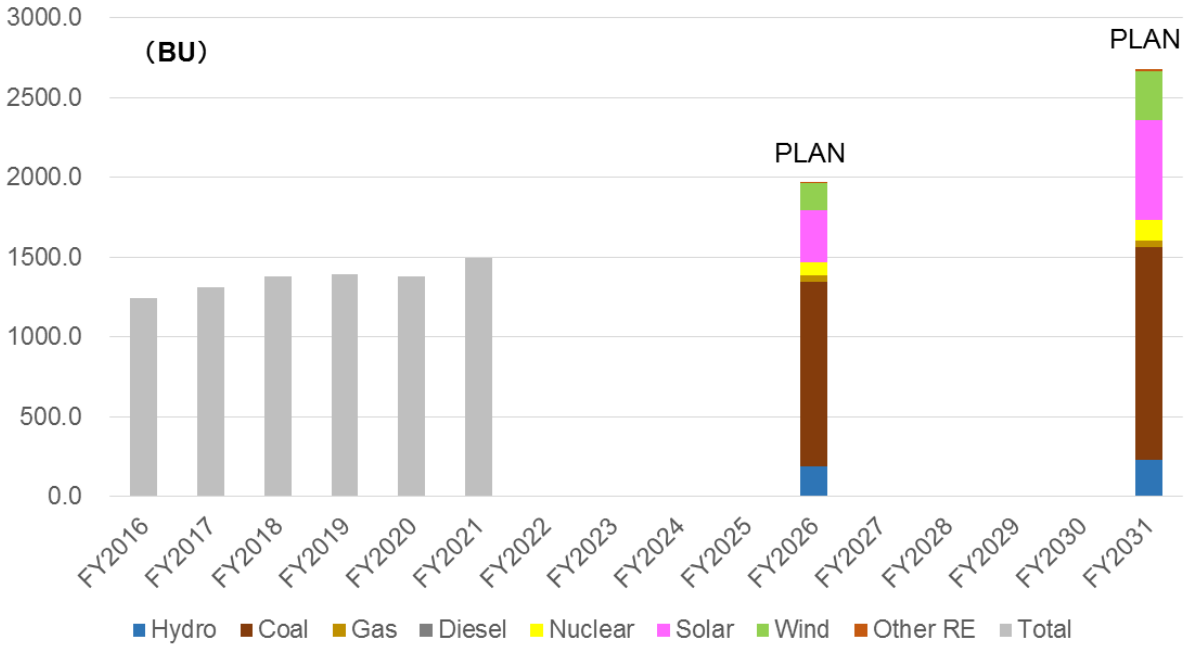
（出典：Draft National Electricity Plan（CEA、2022 年 9 月）のデータから調査団作成）

図 2-61　インドの発電設備容量の推移



（出典：Draft National Electricity Plan（CEA、2022 年 9 月）のデータから調査団作成）

図 2-62　発電設備容量の推移（実績と計画）



（出典：Draft National Electricity Plan（CEA、2022 年 9 月）のデータから調査団作成）

図 2-63　発電電力量の推移（実績と計画）

(1) 原子力開発動向

2022 年 3 月現在、原子力発電は 7 つのサイトにおいて、BWR2 基（計 0.32GW）および PHWR18 基（4.46GW）、VVER1000（PWR）2 基（2GW）の合計 22 基 6.78GW が運転されている。これらの原子力発電所は、水力、石炭火力などの代替電源が手当てしにくい地域（西部、南部、北部）に優先的に立地し、地元の州電力会社に供給されている。

インドは原子力開発に早い時期から取り組んできた。しかし、現在の原子力発電比率は総発電電力量の 3%である。これはインドが核拡散防止条約（NPT：Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons）に加盟しなかったため、これまで外国から原子燃料などの供給を受けることができなかったことが影響している。

2008 年に「原子力供給国グループ（NSG : Nuclear Suppliers Group）ガイドライン」が修正され、インドに対する原子力関連品目の供給が認められたことから、インド政府は、軽水炉とウラン燃料を海外から輸入し、原子力発電を拡大する方針に転換した。2008 年 10 月には米国とインドとの間で原子力協定が締結されたのを皮切りに、フランス、ロシア、カザフスタン、イギリス、カナダ、オーストラリアなどの国々とも相次いで協定が締結された。日本政府との関係では、2017 年 7 月に、日印原子力協定が発効されている。

2018 年 8 月にインド原子力庁（DAE）は、原子力発電設備を 2031 年までに現在の 6.78GW から 22.48GW まで、約 3 倍に増強するとインド議会で発言している。

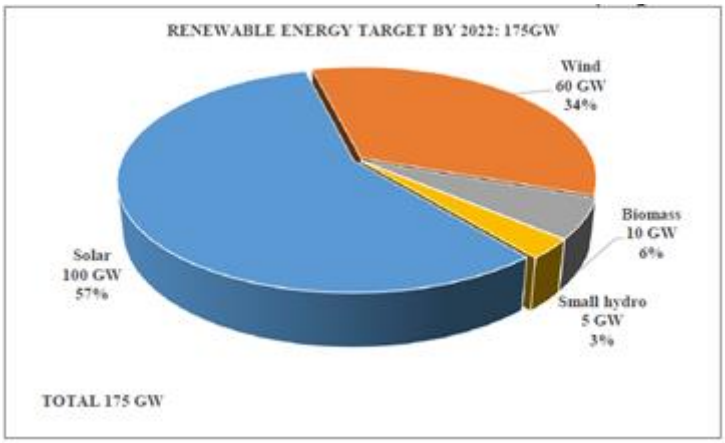
2022 年 9 月にインド電力省中央電力庁（CEA）が策定したドラフト国家電力計画「National Electricity Plan Volume l (Generation) (Draft)」によると、原子力発電所を 2022～2026 年度に 7.0GW、2027～2031 年度に 8.7GW 増強する計画であり、原子力発電所の全設備容量は 2026 年度末に 13.78GW、2031 年度末に 22.48GW に達する見通しである。

(2) 再生可能エネルギー導入政策・動向

インド政府は 2014 年に、2022 年までの再生可能エネルギーの導入目標を 175GW に引き上げた（図 2-64）。内訳は太陽光 100GW、風力 60GW、バイオマス 10GW、小水力 5GW である。太陽光については、大規模太陽光発電所（ソーラーパーク等）が 60GW 、屋上設置型太陽光（ルーフトップ）が 40GW である。

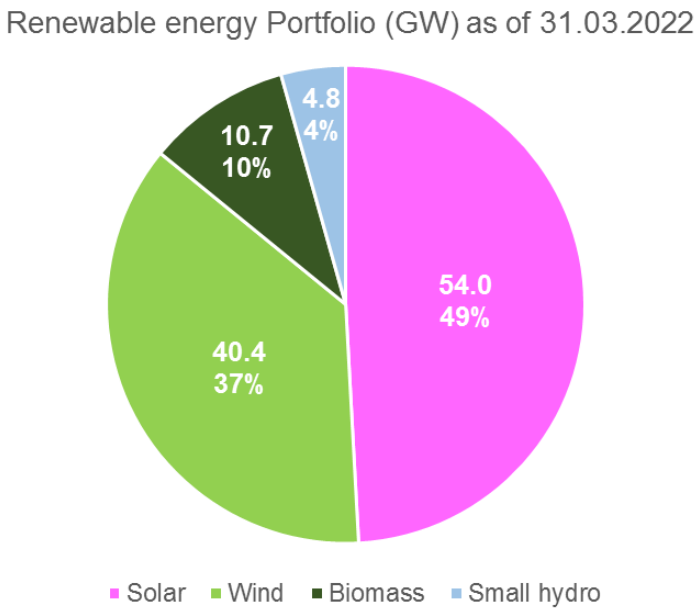
2022 年 9 月のドラフト国家電力計画によると、2032 年における再生可能エネルギーの導入量は 486.8GW としており、内訳は太陽光 333.5GW、風力 134.0GW、バイオマス 14.5GW、小水力 4.8GW である。なお、ブータン及びネパールからの電力輸入は、2020-21 年度までは、ブータン 2,136MW、ネパール 0MW、2022-2027 の 5 年間でブータン 2,820MW、ネパール 900MW 増加、2027-2032 年度の 5 年間では増加無しとなっている。

図 2-65 に 2022 年 3 月末現在の再生可能エネルギー導入ポートフォリオを示すとともに、図 2-66 に再生可能エネルギー導入目標と現状を示した。



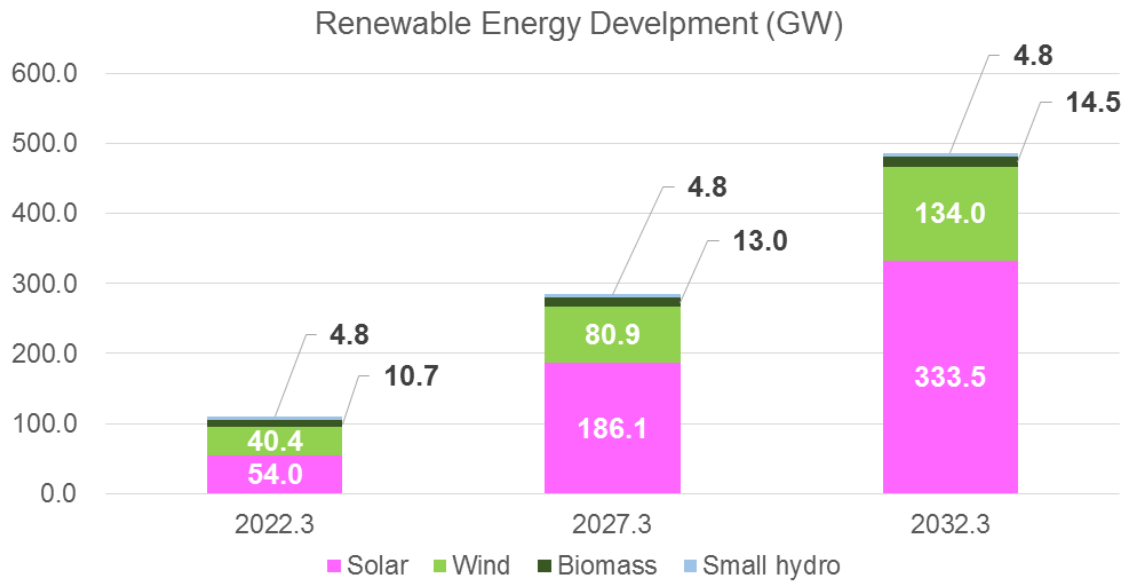
（出典：National Electricity Plan（CEA、2018 年 1 月））

図 2-64　インドの再生可能エネルギー導入ポートフォリオ（2022 年目標）



（出典：Draft National Electricity Plan（CEA、2022 年 9 月）のデータから調査団作成）

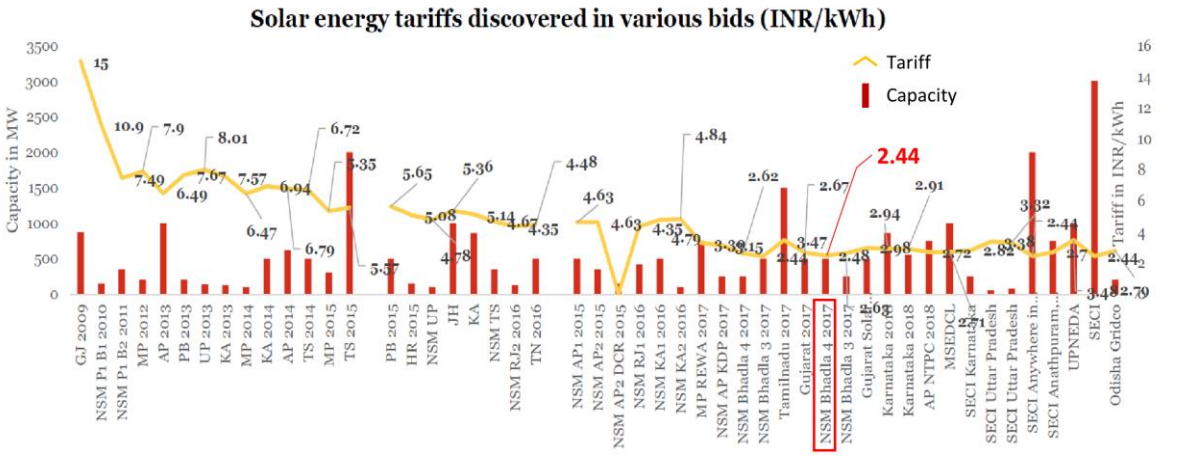
図 2-65　インドの再生可能エネルギー導入ポートフォリオ（2022 年 3 月 31 日現在）



（出典：Draft National Electricity Plan（CEA、2022 年 9 月）のデータから調査団作成）

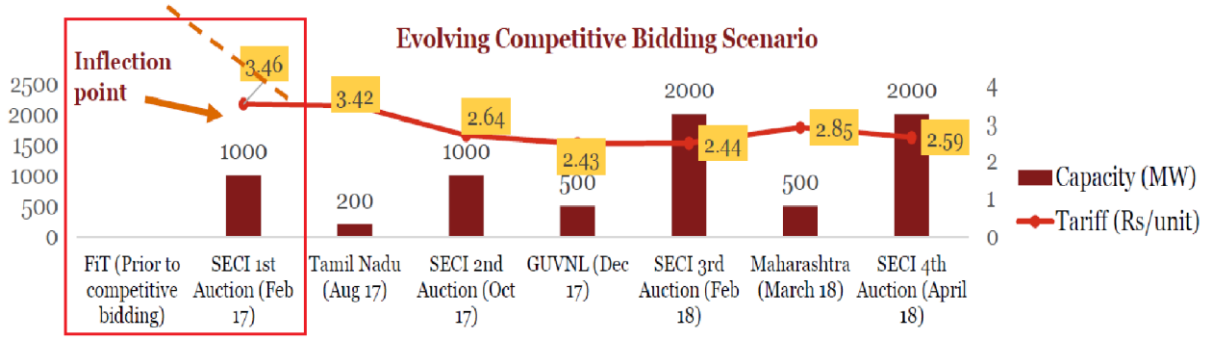
図 2-66　再生可能エネルギー導入目標と現状

ソーラーパークの建設を担う発電会社は、競争入札により決定している。活発な競争と輸入パネルの価格低下によって、太陽光の売電価格は下がってきており、2017 年 5 月には 1kWh あたり 2.44 ルピー（約 4 円）を記録した。また、風力発電でも 2017 年度から競争入札が取り入れられたことで、1kWh あたり 3.46 ルピー（約 5.5 円）で落札されるなど、価格が大幅に下落した。



（出典：PwC India 調査資料）

図 2-67　太陽光発電の売電価格推移



（出典：PwC India 調査資料)

図 2-68　風力発電の売電価格推移

この他、2009 年から固定価格買取制度（FIT：Feed in Tariff）、また 2010 年から配電会社などにその販売電力量の一定割合を再エネ電源から調達することを義務付ける「再エネ電源調達義務制度」（RPO：Renewable Portfolio Obligation）が、一部の州で始まっている。政府は、2016 年 1 月に改定した「電気料金政策」（電気事業制度改革の方針を示した政策文書）の中で、2022 年までに RPO 制度をすべての州で実施するという方針を示している。現状、目標が定められている州とその目標値は表 2-21 のとおりである。

表 2-21　州ごとの再生可能エネルギーRPO 目標値

Sl. No	State	RE Technology	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
1	Andhra Pradesh	Non-Solar	6%	7%	8%	9%	10%
		Solar	3%	4%	5%	6%	7%
		Total	9.00%	11.00%	13.00%	15.00%	17.00%
2	Arunachal Pradesh (allign with MoP trajectory)	Non-Solar	9.50%	10.25%			
		Solar	4.75%	6.75%			
		Total	14.30%	17%	0.00%	0.00%	0.00%
3	Assam	Non-Solar	5.00%	6.00%	7.00%	8.00%	9.00%
		Solar	4.00%	5.00%	6.00%	7.00%	8.00%
		Total	9.00%	11.00%	13.00%	15.00%	17.00%
4	Bihar	Non-Solar	5.50%	6.00%	6.75%	7.50%	9.00%
		Solar	2.25%	3.25%	4.75%	6.75	8.00%
		Total	7.75%	9.25%	11.50%	14.25%	17.00%
5	Chattisgarh	Non-Solar	7.00%	7.50%	8.00%	8.50%	
		Solar	2.00%	3.50%	5.00%	6.50%	
		Total	9.00%	11.00%	13.00%	15.00%	
6	Delhi	Non-Solar	9.50%	10.25%	11.00%		
		Solar	4.75%	6.75%	8.75%		
		Total	14.25%	17.00%	19.75%		
7	JERC (Goa & UT)	Non-Solar	4.20%	5.40%	6.80%	8.00%	9.00%
		Solar	2.50%	3.60%	4.70%	6.10%	8.00%
		Total	6.70%	9.00%	11.50%	14.10%	17.00%
8	Gujarat	Non-Solar	8.25%	8.45%	8.80%	8.90%	9.00%
		Solar	1.75%	4.25%	5.50%	6.75%	8.00%
		Total	10.00%	12.70%	14.30%	15.65%	17.00%
9	Himachal Pradesh	Non-Solar	9.50%	10.25%	10.25%	10.25%	10.50%
		Solar	4.75%	6.75%	7.25%	8.75%	10.50%
		Total	14.25%	17.00%	18.00%	19.00%	21.00%
10	Jammu and Kashmir	Non-Solar	7.25%	8.00%	8.75%	9.50%	9.50%
		Solar	1.25%	1.50%	1.75%	2.00%	3.00%
		Total	8.50%	9.50%	10.50%	11.50%	12.50%
11	Jharkhand	Non-Solar	4.00%	4.50%	5.00%		
		Solar	3.75%	5.50%	6.55%		
		Total	7.75%	10.00%	11.55%		
12	Karnataka	Non-Solar					
		Solar					
		Total					
13	Kerala	Non-Solar	6.00%	7.00%	5.75%	6.05%	6.35%
		Solar	1.50%	2.75%	0.25%	0.25%	0.25%
		Total	7.50%	9.75%	6.00%	6.30%	6.60%
14	Madhya Pradesh	Non-Solar	7.00%	7.50%	8.00%	8.50%	9%
		Solar	1.50%	1.75%	4.00%	6.00%	8.00%
		Total	8.50%	9.25%	12.00%	14.50%	17.00%
15	Maharashtra	Non-Solar	10.50%	11.00%	11.50%		
		Solar	2.00%	2.75%	3.50%		
		Total	12.50%	13.75%	15.00%		
16	Manipur	Non-Solar	2.00%	2.50%	3.00%	3.00%	3.00%
		Solar	5.50%	8.00%	9.00%	10.00%	10.50%
		Total	10.00%	12.70%	14.30%	15.65%	17.00%
17	Mizoram	Non-Solar					
		Solar					
		Total					
18	Meghalaya	Non-Solar	2.07%	3.25%	4.00%	4.75%	
		Solar	0.43%	0.75%	1.00%	1.25%	
		Total	2.50%	4.00%	5.00%	6.00%	
19	Nagaland	Non-Solar					
		Solar					
		Total					
20	Orissa	Non-Solar	4.50%	5.00%	5.50%		
		Solar	3.00%	4.50%	5.50%		
		Total	7.50%	9.50%	11.00%		
21	Punjab	Non-Solar	4.20%	4.30%	5.50%	6.50%	8.00%
		Solar	1.80%	2.20%	4.00%	5.00%	6.50%
		Total	6.00%	6.50%	9.50%	11.50%	14.50%
22	Rajasthan	Wind	8.20%	8.75%	8.75%	8.75%	8.90%
		Biomass	1.30%	1.50%	1.50%	1.50%	1.60%
		Non-Solar	9.50%	10.25%	10.25%	10.25%	10.50%
		Solar	4.75%	6.75%	7.25%	8.75%	10.50%
		Total	14.25%	17.00%	17.50%	19.00%	21.00%
23	Tamil Nadu	Non-Solar	9.00%				
		Solar	5.00%				
		Total	14.00%				
24	Tripura	Non-Solar	11.50%	12.25%	13.00%		
		Solar	1.50%	1.75%	2.00%		
		Total	13.00%	14.00%	15.00%		
25	Uttarakhand	Non-Solar	9.50%	10.25%	11.00%	11.75%	12.50%
		Solar	4.75%	6.75%	7.00%	7.50%	8.00%
		Total	14.25%	17.00%	18.00%	19.25%	20.50%
25	Uttar Pradesh	Non-Solar					
		Solar					
		Total					
26	West Bengal	Non-Solar	7.40%				
		Solar	0.60%				
		Total	8.00%				
27	Sikkim	Non-Solar	9.50%	10.25%			
		Solar	4.75%	6.75%			
		Total	14.25%	17.00%			

（出典：Ministry of New and Renewable Energy website）

2.3.7　電力自由化の動向

1991 年のラオ政権発足後、インドは経済自由化路線に舵を切り、公的セクターが独占していた産業への民間参入や外資規制の緩和などの経済改革が行われた。この経済改革を機に、インドの電力部門でも電力自由化が始まった。

1990 年代初めに行われた電力改革では、政府は、経済の急成長に伴う電力不足の問題に対応するため、IPP の導入といった発電部門中心の規制緩和策を積極的に採用した。しかし、許認可手続きの煩雑さや、電力の販売先となる州電力（SEB）の財務状況の悪さから、民間投資は思うように進まず、電源開発は期待通りに行われなかった。

この反省を踏まえ、1990 年代後半から 2000 年代にかけての一連の電気事業改革では、配電部門の効率化や電気料金体系の整備に主眼が置かれるようになった。2003 年には電力改革の基盤となる電気法が改正され、州電力局の分割や電気料金の合理化、水力発電以外の許可制の廃止、送配電系統へのオープンアクセス等が定められた。

さらに 2005 年には「国家電力政策」、2006 年には「電気料金政策」が公表され、この中で制度改革の具体的な方針が示された。

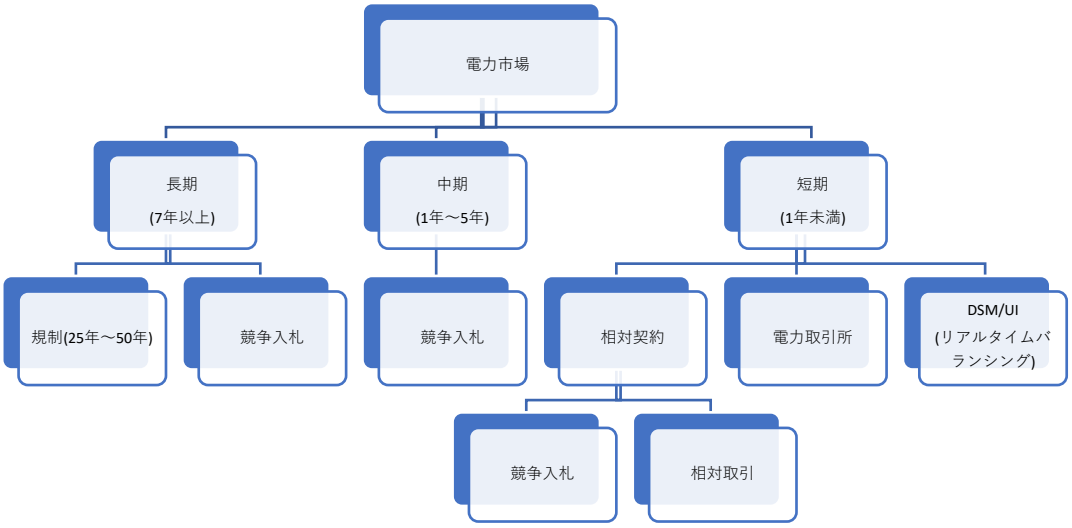
インドでは、このような中央政府が提示した電力改革の枠組みについて、実行に移す権限は、州法を制定する州政府にある。そのため、発送電分離の形態などの供給体制は州によって異なる。積極的に発送電分離・民営化を実施した州もあれば、実質的に一体経営のままとなっている州など様々である。デリーなど農村人口比率が小さい都市部の配電会社では、民営化によって財務状況の改善が見られ、一定の評価を受けている。

2018 年 4 月現在、「2003 年電気法」の改正が検討されている。改正法案が成立すれば、配電部門と小売部門が分離され、小売部門で競争（小売自由化）が導入されることになる。

(1)　電力取引市場

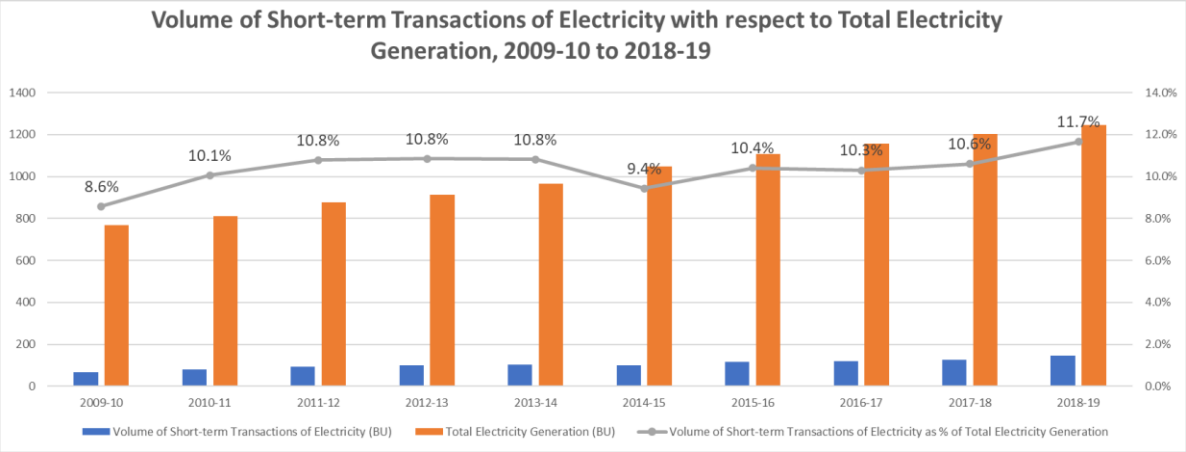
電力取引市場は、図 2-69 に示す通り長期・中期・短期商品があり、長期と中期商品が約 9 割を占め、短期商品は 11.7%となっている（図 2-70）。長期の規制枠は、Memorandum of Understanding（MoU）により設立された発電所の契約で、料金はエネルギー規制局（ERC）で定められ、契約期間は 25 年~50 年である。長期と中期の競争入札は、MoP が発行したガイドラインに従い、配電小売り会社（Discom）が、ベースロード、ピーク電源などを公募する。契約期間は、長期で 7 年以上、中期で 1 年~5 年である。

短期の相対取引については、競争入札もしくは相対取引による。



（出典：調査団作成）

図 2-69　電力取引市場の構成

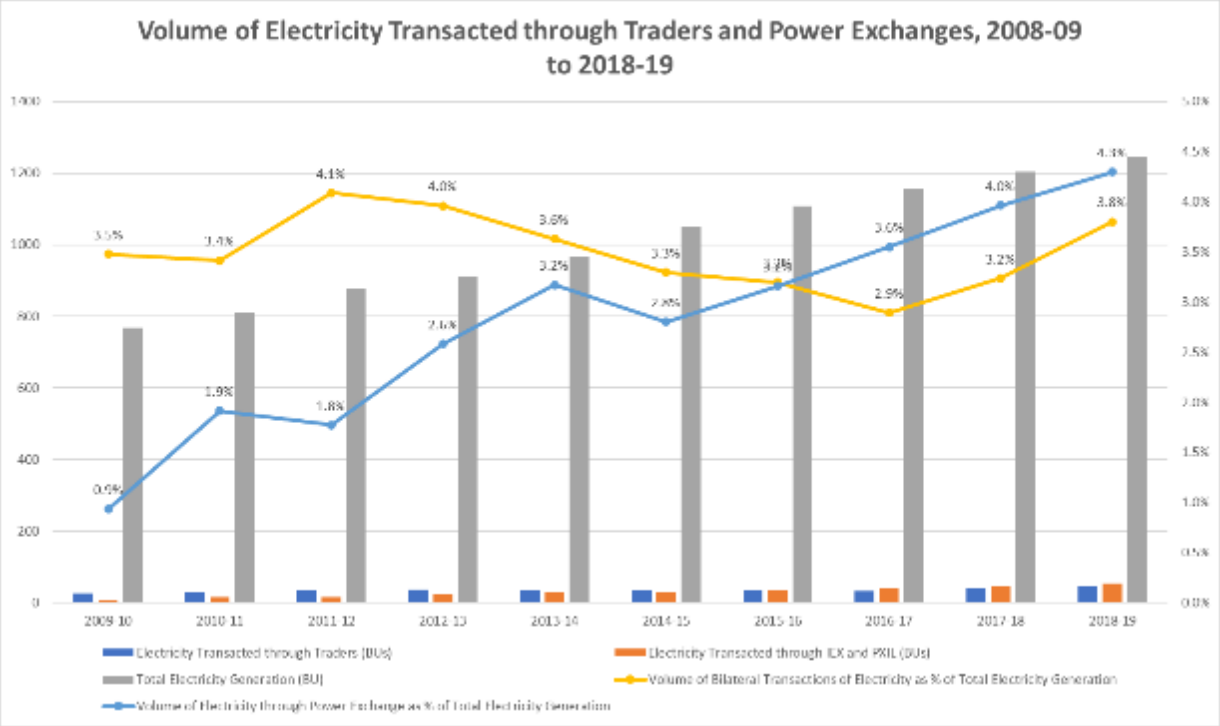


（出典：Report on Short-term Power Market in India: 2018-19（CERC）から調査団作成）

図 2-70　全体の電力量に対する短期商品の電力量とその比率

電力取引については 2008 年 6 月に IEX（Indian Energy Exchange）が、同年 10 月に PXIL（Power Exchange India Limited）が運営を開始し、取引が実施されている。POSOCO や CEA へのインタビューでは、全ての電力取引を取引所経由とすることを目標にしているとのこと。現状、取引所での取引量は増加傾向にあるものの、取引されている電力量は、2018 年度でインド全体の需要電力量の 4.3%（535 億 kWh）と限定的である。取引所取引には Day-ahead Market, Term-ahead Market, Real time Market, Green term-ahead Market の 4 市場があるが、取引量のほとんどは Day-ahead Market が占める。トレーダーによる相対取引も 3.8%（473 億 kWh）と低い比率となっている（図 2-71）。

リアルタイム市場については、2020 年 6 月から開場されている新しい市場で、90 分先から 1 時間（4 ブロック分）の商品を、市場を通して調達する取引で、30 分毎に開場される。これによって電力市場のシェアが大きくなると期待されている。



（出典：Report on Short-term Power Market in India: 2018-19（CERC）から調査団作成）

図 2-71　取引所取引と相対取引の量とインド需要電力量に対する比率

2.3.8　基幹系統

(1)　既設設備

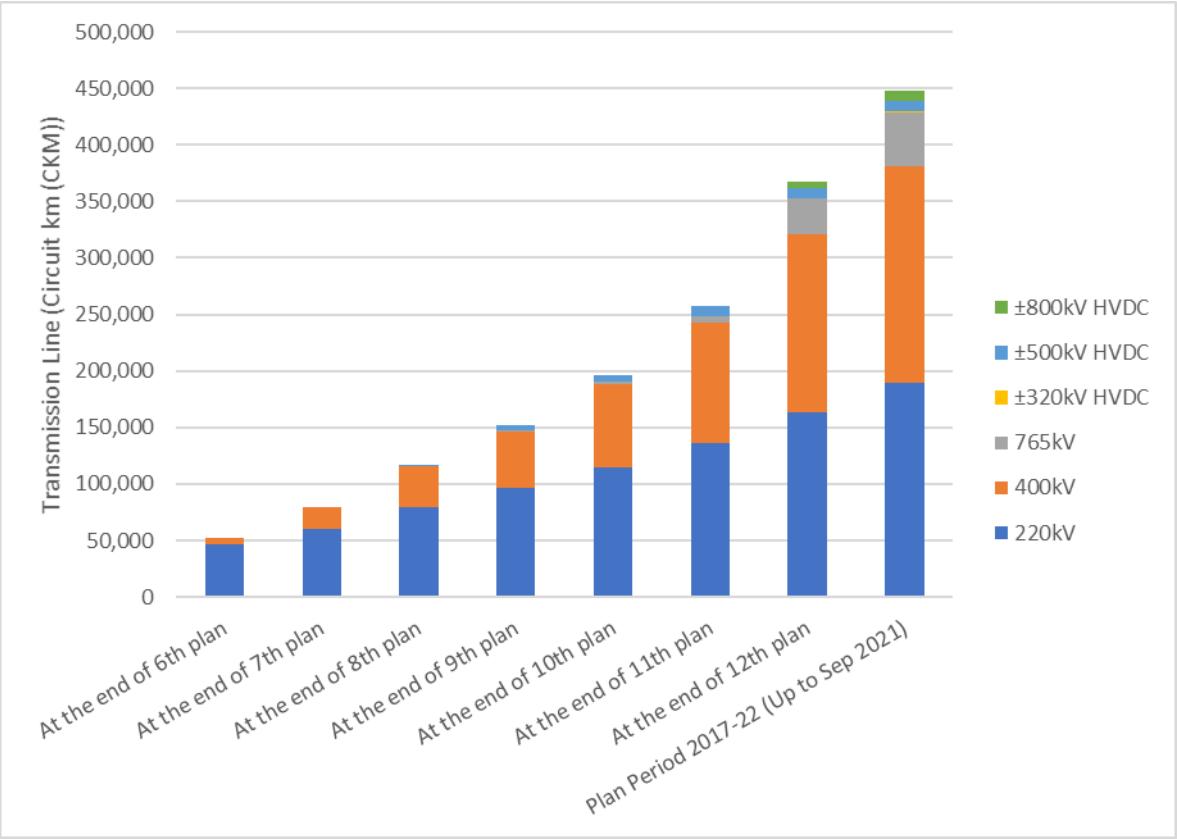
2019 年 10 月時点の電力系統図（400kV 以上）を図 2-74 に示す。

インドの需要増加に対応するため、電圧を段階的に引き上げ、現在は 765kV まで導入されている。さらなる需要増加に対応するために 1200kV の導入も計画されている。

送電線の回線延長（12th Plan）は、367,851ckm に達しており、2021 年度末（13th Plan）には、約 3 割増の 475,341ckm となり、変電設備の容量（12th Plan）は、約 740,765MVA に達し、2021 年度末（13th Plan）には、約 5 割増の 1,088,244MVA となる見通しである。

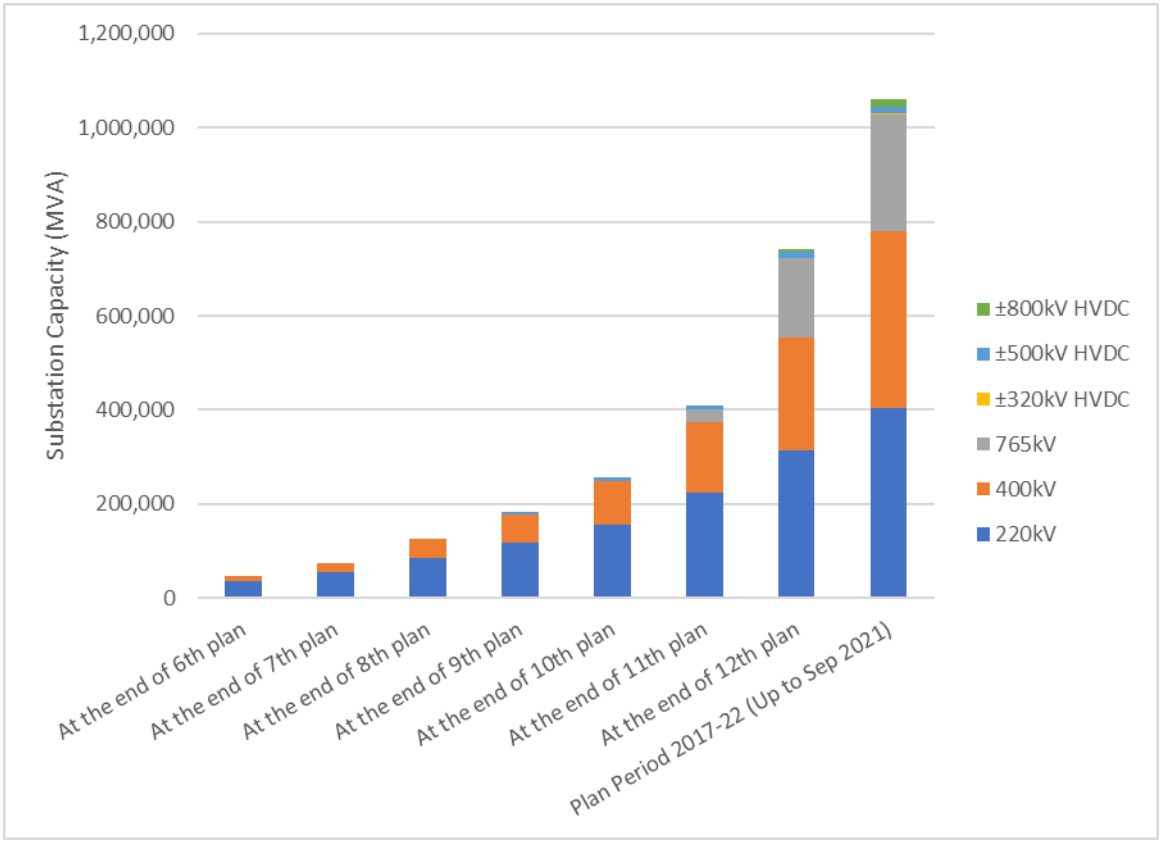
なお、第 13 次（2017～2022）の流通設備新増設計画（送電線、変電所、無効電力補償装置など）を実行するために必要な投資額は、2 兆 5,400 億ルピー[17]（4 兆 640 億円）と推定されている。

[17] 220kV 未満の投資額 3000 億ルピー（4,800 億円）を含む。



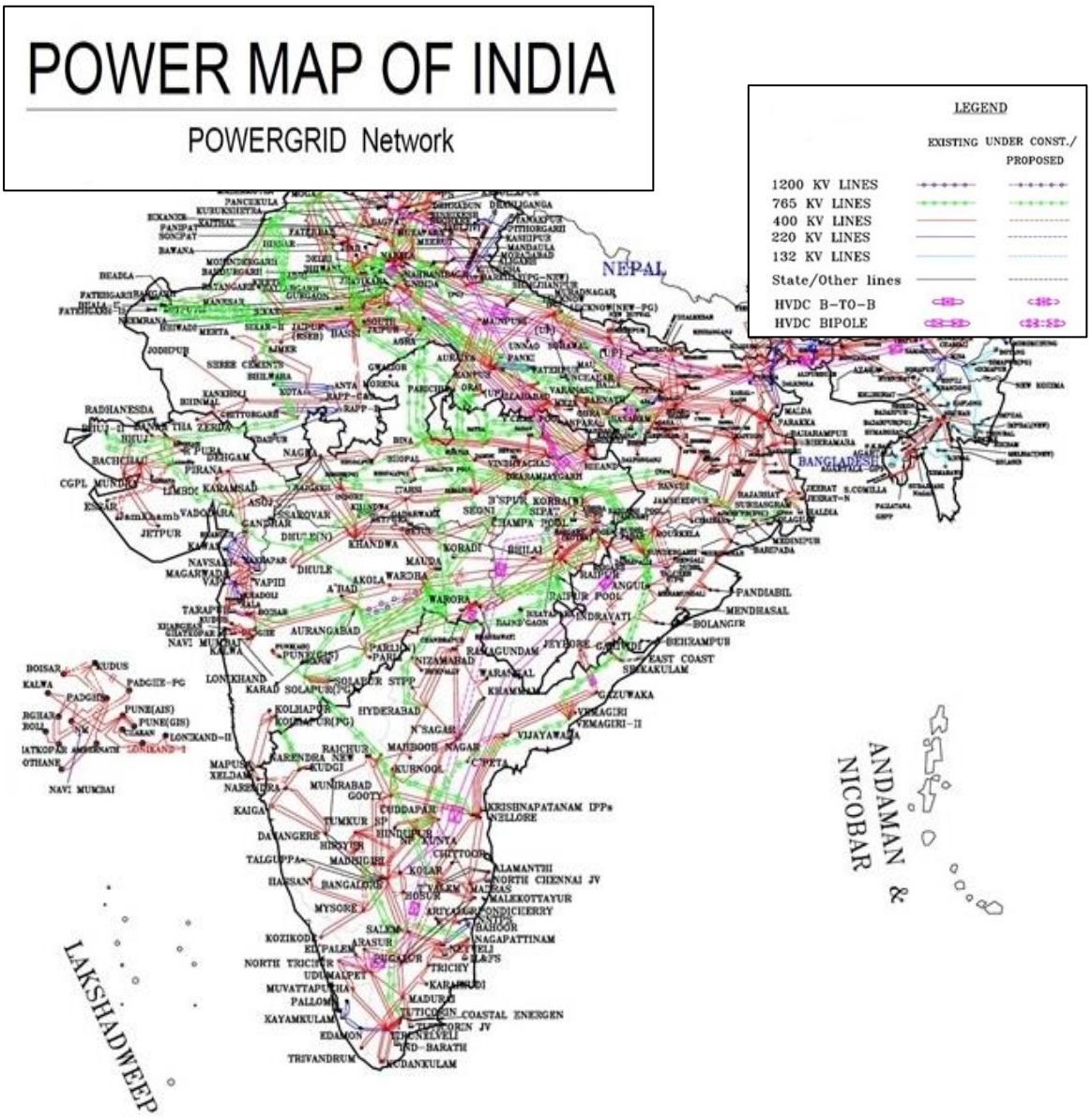
（出典：CEA Monthly Report（Transmission））

図 2-72　電圧階級毎の送電線回線延長の推移



（出典：CEA Monthly Report（Transmission））

図 2-73　電圧階級毎の変圧器容量の推移



（出典：PGCIL website）

図 2-74　電力系統図（400kV 以上：北東部は 132kV 以上　2019 年 10 月 24 日現在）

(2) インドの送電料金システム

(a) 接続料金

中長期で ISTS に接続・利用する事業者は、表 2-22 で示した登録料金を Central Transmission Utility（CTU）に支払う。Long-term access とは 12 年を超えて 25 年までの接続を言い、Medium-term open access は 3 か月を超えて 3 年までの接続を言う。

表 2-22　送電線利用の登録料金

S. No.	Quantum of Power to be injected/off taken into/ from ISTS	Application fee (Rs. in lakh)		
		For Connectivity	Long-term access	Medium-term open access
1.	Up to 100 MW	2	2	1
1	More than 100 MW and up to 500 MW	3	3	2
2	More than 500 MW and up to 1000 MW	6	6	3
3	More than 1000 MW	9	9	4

（出典：Grant of Connectivity Long-term Access, Medium-term Open Access in Inter-State Transmission and related matters Regulations, 2009）

また、中長期のほかに 1 か月までの接続の Short-term Open Access が用意されている。登録料金は 5,000 ルピーである。主に発電機のマージンとして確保してある容量の活用に利用され、市場取引がその一例である。ただし、ISTS 利用よりも、Long-term access, Medium-term open access の利用が優先される。

(b) Point of Connection（PoC）：インドの託送料金

かつてインドの電力系統は 5 つの地域（Region）に分かれており、それぞれのエリアと州で託送料金が課されていた。2013 年にすべての地域の連系が完了し、需要の増加やそれに伴う地域間の送変電設備（基幹系統）の増強とそれを通過する電力潮流の増加に伴い、複数の地域を通過する電力の託送料の負担増加が問題となった（パンケーキ問題）。これを解決すべく、利用する送電線の電気的距離と固定費に関して計算される Point of Connection（PoC）が導入された。

現状は基幹系統（Inter-State Transmission System: ISTS）に適用されており、州が管轄する電力系統については 1 つの区域としてゾーニングされている。

料金は、PoC レート＝m×Uniform Charge＋n×Zonal Charge（Rs./MW/hour）で計算される。式の m と n はそれぞれの Charge の比率であり、PoC 導入から 2 年間はそれぞれ 0.5 となっている。

PoC では、各事業者の発電地点と受電地点で送電経路が決定され、その経路の設備に対する諸費用を Uniform Charge として課金し、利用電力に対する費用を Zonal Charge として課金して

いる。利用料金は利用する設備の距離と電圧レベルが考慮される。表 2-23 は Uniform Charge に用いられる設備ごとの単価算出方法である。

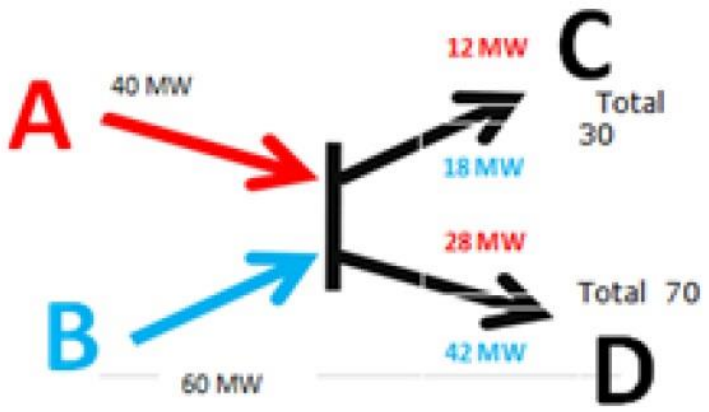
表 2-23　Uniform Charge に用いられる設備ごとの単価算出方法

Type	Cost (Rs Lakh)	Cost (Rs Lakh) /Circuit	Actual ckt-km Type Wise	Equivalent ckt km w.r.t 400 kV D/C Quad Moose	Indicative Cost Type Wise per ckt-km (Rs Lakh/ckt-km)
765 kV - D/C – HEXA	a_1	$b_1=a_1/2$	T_1	$K_1=T_1\times(b_1/b_3)$	$I_{1=}{}^{T}C_M\times(K_1/K)/T_1$
765 kV - S/C – HEXA	a_2	$b_2=a_2$	T_2	$K_2=T_2\times(b_2/b_3)$	$I_{2=}{}^{T}C_M\times(K_2/K)/T_2$
400 kV - D/C - Quad Moose	a_3	$b_3=a_3/2$	T_3	$K_3=T_3\times(b_3/b_3)$	$I_{3=}{}^{T}C_M\times(K_3/K)/T_3$
400 kV - D/C - Twin Moose	a_4	$b_4=a_4/2$	T_4	$K_4=T_4\times(b_4/b_3)$	$I_{4=}{}^{T}C_M\times(K_4/K)/T_4$
400 kV - S/C - Twin Moose	a_5	$b_5=a_5$	T_5	$K_5=T_5\times(b_5/b_3)$	$I_{5=}{}^{T}C_M\times(K_5/K)/T_5$
220 kV - D/C -	a_6	$b_6=a_6/2$	T_6	$K_6=T_6\times(b_6/b_3)$	$I_{6=}{}^{T}C_M\times(K_6/K)/T_6$
220 kV - S/C -	a_7	$b_7=a_7$	T_7	$K_7=T_7\times(b_7/b_3)$	$I_{7=}{}^{T}C_M\times(K_7/K)/T_7$
132 kV - D/C -	a_8	$b_8=a_8/2$	T_8	$K_8=T_8\times(b_8/b_3)$	$I_{8=}{}^{T}C_M\times(K_8/K)/T_8$
132 kV - S/C -	a_9	$b_9=a_9$	T_9	$K_9=T_9\times(b_9/b_3)$	$I_{9=}{}^{T}C_M\times(K_9/K)/T_9$
400 kV - D/C - Triple Snowbird	a_{10}	$b_{10}=a_{10}/2$	T_{10}	$K_{10}=T_{10}\times(b_{10}/b_3)$	$I_{10=}{}^{T}C_M\times(K_{10}/K)/T_{10}$
400 kV - D/C - Twin HTLS	a_{11}	$b_{11}=a_{11}/2$	T_{11}	$K_{11}=T_{11}\times(b_{11}/b_3)$	$I_{11=}{}^{T}C_M\times(K_{11}/K)/T_{11}$
		Sum	T	K	

${}^{T}C_M$ = Monthly Transmission Charge w.r.t. AC System Component

（出典：Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses Regulations, 2020）

一方、Zonal Charge は、”Hybrid Methodology”が採用されており、Marginal Participation Method と Average Participation Method で決定される。Average Participation Method では、図 2-75 に示す通り、発電機から負荷に送電されるルートと配分（比例配分）が計算され料金算定の基礎となるスラックノード（地点）が決定される。Marginal Participation Method では、電力の出力や需要の変化による、各送電設備の潮流変化を、基本ケースからの線形模擬により把握する手法で、これを利用して各送電ルートの料金が計算される。



$$\text{Portion of A at C} = 30\ X\ \frac{40}{(60+40)} = 12$$

$$\text{Portion of B at C} = 30\ X\ \frac{60}{(60+40)} = 18$$

$$\text{Portion of A at D} = 70\ X\ \frac{40}{(60+40)} = 28$$

$$\text{Portion of B at D} = 70\ X\ \frac{60}{(60+40)} = 42$$

（出典：Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses Regulations, 2020）

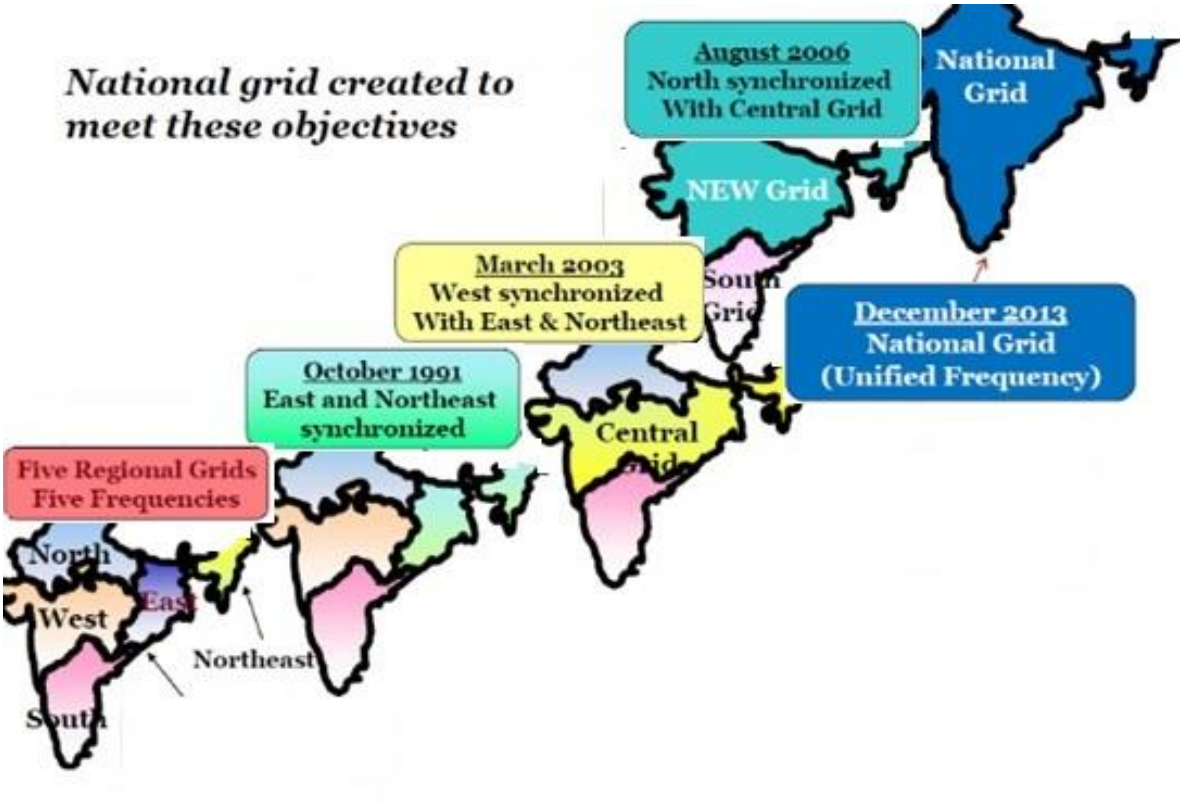
図 2-75　Average Participation Method

(c)　太陽光発電と風力発電の特例

太陽光発電と風力発電は、その普及を目的に、接続料金、託送料金、送電損失の割り当てが免除される。

2.3.9　系統運用

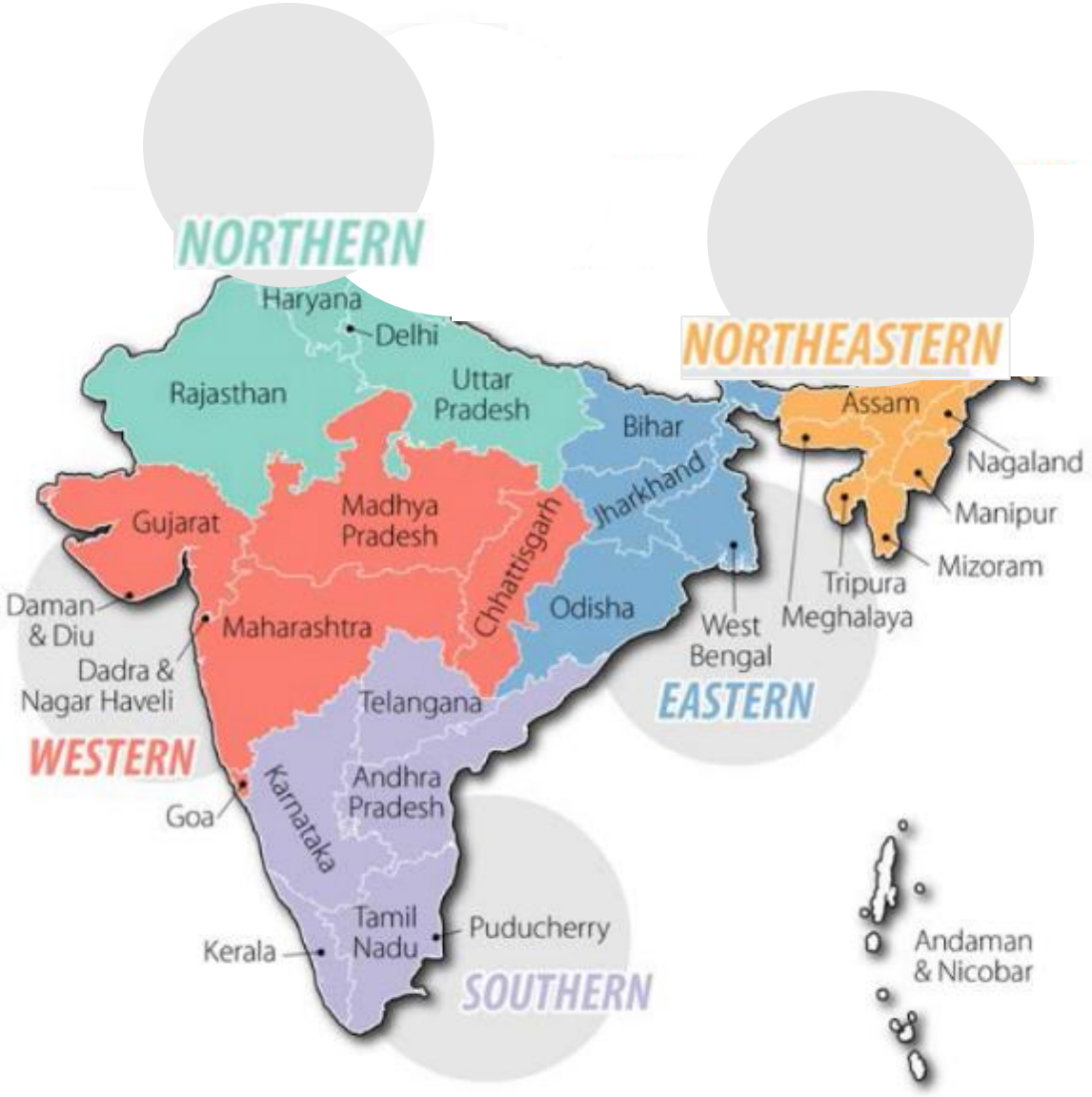
インドでは、基本的に州をまたぐ送電線は国営送電会社（PGCIL）が所有し、州内の送電および配電設備は州電力会社が所有している。インドの主要系統は、5 つの地域系統（北部、西部、東部、北東部、南部）に分かれている。5 つの地域系統は、かつては系統が接続されておらず、周波数が同期していなかったが、1991 年から地域間連系を進めてきた。2013 年 12 月 31 日より南部系統と残り 4 地域で構成される中央系統が同期連系し、1 国 1 系統 1 周波数（One Nation - One Grid - One Frequency）のナショナルグリッドが形成された（図 2-76）。



（出典：各種資料より調査団作成）

図 2-76　インドの地域間連系の変遷

系統運用は、3 階層になっており、中央給電指令所（NLDC）の下に 5 つの地域給電指令所（RLDC）（図 2-77）、その下に 33 箇所の州給電指令所（SLDC）で組織されている。系統運用事業者は、PGCIL から分離して設立された電力系統運用会社（POSOCO）が中央給電指令所（NLDC）と地域給電指令所（RLDC）を管轄し、州給電指令所（SLDC）は各州の事業者が運用している。中央給電指令所（NLDC）は周波数調整と取引電力、国際連系線融通の管理を行い、地域給電指令所（RLDC）は中央セクターの基幹送電線管理とそこに接続されている発電機（Inter-State Generating Station: ISGS）のスケジュール関連業務、地域系統間の潮流調整を主な業務とする。SLDC は州間連系線電力の実潮流とスケジュールを管理している。周波数調整は NLDC が行い、RLDC は周波数調整指令に従って Reserves Regulation Ancillary Services（RRAS）と呼ばれる中央セクターの基幹送電線に接続された周波数調整用の発電機のスケジュールを作成する。



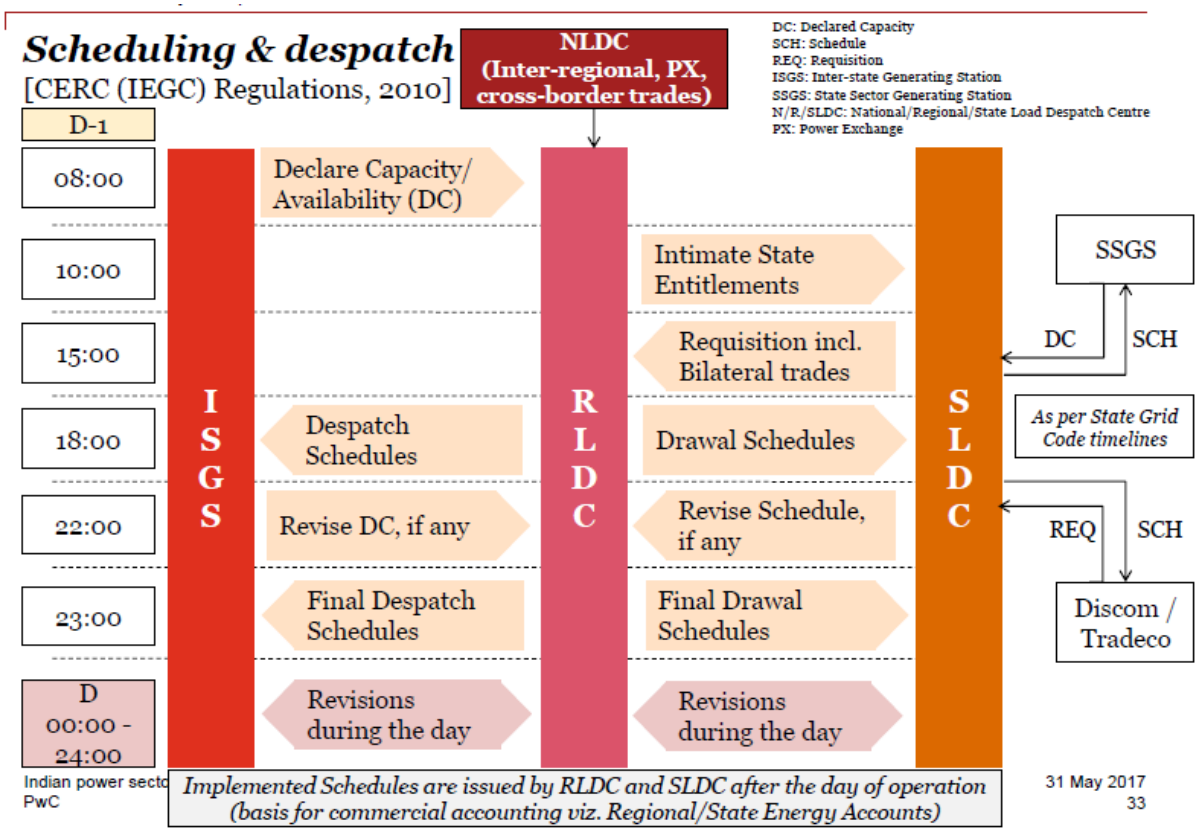
（出典：米国国立再生可能エネルギー研究所（NREL））

図 2-77　各地域給電指令所のエリア

2.3.10　需給運用

(1)　翌日計画の策定

インドでの需給計画と運用は、州単位で行われ、原則として州の給電所（SLDC）が調整する。中央給電指令所の業務は、周波数調整と近隣諸国（ブータン、ネパール、バングラデシュ）との電力融通指示であり、地域給電所（RLDC）は地域間連系線および州間連系線潮流の調整である。図 2-78 に、翌日計画策定のスケジュールを示す。スケジュールは 1 コマ 15 分ブロックで作成され、1 日 96 コマ作成される。



（出典：各種資料より調査団作成）

図 2-78　インドの翌日計画策定スケジュール

図中の ISGS の各発電所は、翌日の発電可能容量を RLDC を通じて SLDC に連絡する。また、NLDC は RLDC を通じて取引所取引の結果を SLDC に連絡する。州内の発電機（SSGS）の運用については SLDC が各発電所と直接連絡を取る。州の需要は、配電会社が想定し、SLDC に連絡する。SLDC はすべての情報を集約し、需要に応じた各発電機のスケジュールを作成後、RLDC に連絡する。RLDC は、このスケジュールに基づいて州間連系線潮流を策定し、各州に連絡する。

スケジュール作成については ABT（Availability based tariff）system に基づいたメリットオーダー表により出力が配分される。表 2-24 に周波数調整用の発電機（RRAS）のメリットオーダー表を示す。これら RRAS プロバイダーの情報は各 RRAS プロバイダーから各地域（Region）に設置された Regional Power Committee（RPC：CEA の下部組織）に毎月 8 日までに提出され、NLDC

／RLDC はこのデータを基にメリットオーダー表を作成する。メリットオーダー表は 12 日に公表され、16 日から翌月 15 日まで有効となる。

表 2-24　RRAS のメリットオーダー表（2021 年 2 月 16 日～3 月 15 日用）

RRAS Provider/SCED Generator Rate 16th February 2021 to 15th March 2021 (Region-wise)

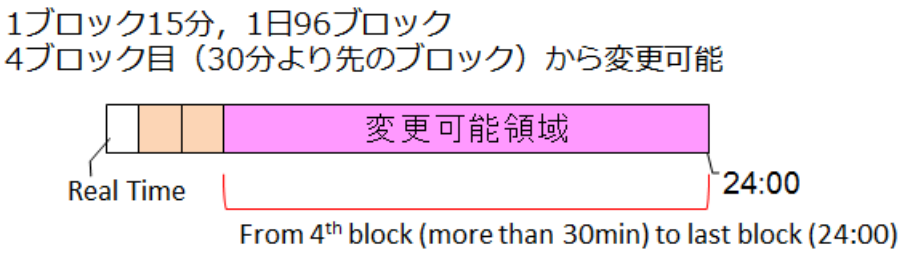
Sl No	RRAS Provider Name	Region	Installed Capacity (MW)	Fixed cost (Paisa/kWh)	Variable cost (Paisa/kWh)	Ramp Up (MW/Block)	Ramp Down (MW/Block)	Technical Minimum (MW)
1	AGBPP - Kathalguri	AR	291	189.60	123.80	34	34	190
2	AGTPP - Agartala	AR	135	159.50	172.50	10	10	98
3	BongaigaonTPP	AR	750	240.63	299.00	34	34	413
	Total Installed Capacity	**AR**	**1,176**					
	Source- NERPC-http://www.nerpc.nic.in/Ancillary%20Service.php							
4	Darlipali STPP	ER	800	211.50	111.20	113	113	413
5	Talcher STPS - I	ER	1,000	95.90	185.30	140	140	511
6	Kahalgaon STPS - II	ER	1,500	108.90	210.50	211	211	773
7	NPGC	ER	660	253.90	215.30	93	93	340
8	Nabinagar Thermal Power Project (BRBCL)	ER	750	250.00	220.20	103	103	413
9	Kahalgaon STPS - I	ER	840	104.80	222.00	115	115	421
10	Maithon Power Limited	ER	1,050	142.30	235.30	148	148	541
11	Farakka STPS - I & II	ER	1,600	82.40	259.00	224	224	820
12	Barh TPS	ER	1,320	184.00	260.10	186	186	681
13	MTPS Stage-II	ER	390	273.40	263.70	53	53	195
	Total Installed Capacity	**ER**	**9,910**					
	Source- ERPC-http://erpc.gov.in/as-3-formats							
14	Rihand TPS Stage - III	NR	1,000	144.30	134.60	141	141	516
15	Rihand TPS Stage - II	NR	1,000	70.40	136.30	141	141	516
16	Rihand TPS Stage - I	NR	1,000	84.40	136.60	138	138	506
17	Singrauli STPS	NR	2,000	65.50	140.30	279	279	1,022
18	Anta Gas Power Project GF	NR	419	70.90	201.10	63	63	225
19	Dadri Gas Power Project GF	NR	830	57.70	202.60	50	50	456
20	Auraiya Gas Power Project GF	NR	663	63.50	208.00	138	138	365
21	Tanda TPS Stage-II	NR	660	160.30	251.90	94	94	342
22	Unchahar TPS Stage - IV	NR	500	155.90	270.80	71	71	258
23	Unchahar TPS Stage - I	NR	420	108.10	287.30	58	58	210
24	Unchahar TPS Stage - III	NR	210	134.70	287.30	28	28	105
25	Dadri TPS Stage - I	NR	840	97.30	288.40	115	115	422
26	Unchahar TPS Stage - II	NR	420	100.90	289.90	56	56	208
27	Dadri TPS Stage - II	NR	980	143.70	296.10	139	139	509
28	Indra Gandhi STPS	NR	1,500	161.10	315.60	212	212	778
29	Dadri Gas Power Project CRF	NR	830	57.70	579.50	50	50	456
30	Dadri Gas Power Project RF	NR	830	57.70	609.00	50	50	456
31	Anta Gas Power Project RF	NR	419	70.90	624.00	63	63	225
32	Auraiya Gas Power Project RF	NR	663	63.50	1,071.10	138	138	365
33	Dadri Gas Power Project LF	NR	830	57.70	1,244.80	50	50	456
34	Auraiya Gas Power Project LF	NR	663	63.50	1,253.40	138	138	365
35	Anta Gas Power Project LF	NR	419	70.90	1,275.90	63	63	225
	Total Installed Capacity		**12,442**					
	Source- NRPC -http://www.nrpc.gov.in/comm/ancillaryservices.html							
36	Talcher STPS - II	SR	2,000	71.40	181.70	281	281	1,031
37	Neyveli New Thermal Power Project (NNTPP)	SR	1,000	180.40	233.20	282	282	516
38	Ramagundam STPS - III	SR	500	76.80	235.80	70	70	258
39	Ramagundam STPS - I & II	SR	2,100	72.80	239.00	293	293	1,074
40	NLC TPS - I Exp	SR	420	96.50	254.20	58	58	250
41	NLC TPS - II Exp	SR	500	230.90	266.00	68	68	293
42	Simhadri STPS - II	SR	1,000	152.00	267.30	141	141	518
43	Simhadri STPS - I	SR	1,000	94.20	270.70	141	141	518
44	NLC TPS - I	SR	630	71.00	277.20	85	85	369
45	NLC TPS - II	SR	840	73.60	277.20	113	113	491
46	NTPL - Tuticorin TPS	SR	1,000	155.30	293.70	150	150	518
47	NTECL - Vallur TPS	SR	1,500	177.50	299.30	211	211	773
48	Kudgi STPS I	SR	2,400	166.80	299.70	338	338	1,238
	Total Installed Capacity	**SR**	**14,890**					
	Source- http://www.srpc.kar.nic.in/html/all_uploads.html							
49	Sasan Power Ltd	WR	3,960	16.90	135.30	180	180	2,400
50	Korba STPS STG (I & II)	WR	2,100	68.59	142.70	293	293	1,155
51	SIPAT TPS Stg-I	WR	1,980	130.39	147.70	278	278	1,021
52	Kawas Gas Power Project GF	WR	656	83.94	152.20	50	50	352
53	SIPAT TPS Stg-II	WR	1,000	123.82	152.30	141	141	516
54	Gandhar Gas Power Project GF	WR	657	105.91	160.00	293	293	354
55	Gandhar Gas Power Project NAPM	WR	657	105.91	160.40	293	293	354
56	Kawas Gas Power Project NAPM	WR	656	83.94	161.20	50	50	352
57	Vindhyachal-IV	WR	1,000	156.51	176.10	140	140	516
58	Vindhyachal-V	WR	500	167.17	178.10	70	70	255
59	Vindhyachal-III	WR	1,000	104.56	178.90	140	140	516
60	Vindhyachal-II	WR	1,000	70.06	179.90	140	140	511
61	Costal Gujarat Power Ltd	WR	4,150	90.26	180.54	150	150	2,090
62	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd GF*	WR	664	128.00	181.00	300	300	354
63	Vindhyachal-I	WR	1,260	85.56	186.80	90	90	631
64	LARA	WR	1,600	179.83	196.60	225	225	825
65	Gadarwara STPP St-I	WR	800	198.66	234.80	113	113	413
66	NTPC-SAIL Power Company Pvt. Ltd	WR	500	170.30	253.10	68	68	250
67	Ntpc khargone unit 1	WR	1,320	182.02	256.70	186	186	681
68	Mouda STPP Stage-I	WR	1,000	187.80	263.60	141	141	516
69	Solapur Super Thermal Power Project	WR	1,320	172.05	294.60	185	185	681
70	Mouda STPP Stage-II	WR	1,320	148.49	295.40	186	186	680
71	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd RF*	WR	1,122	128.00	357.00	300	300	354
72	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd IR	WR	540	128.00	376.00	300	300	288
73	RGPPL-Maharashtra	WR	68	128.00	387.00	300	300	36
74	RGPPL-Others	WR	32	128.00	387.00	300	300	17
75	Kawas Gas Power Project RF	WR	656	83.94	539.30	50	50	352
76	Gandhar Gas Power Project RF	WR	657	105.91	552.30	293	293	354
77	Kawas Gas Power Project LF	WR	656	83.94	1,609.40	50	50	352
	Total Installed Capacity	**WR**	**28,886**					
	http://www.wrpc.gov.in/Commercial_rras_dat.asp?In=e							
	All India Total Installed Capacity		**67,304**					

（出典：POSOCO ホームページ（https://posoco.in/reports/as3-details/））

(2)　当日の需給運用

インドの需給運用は図 2-79 のように 15 分ブロックのスケジュール毎に作成・変更されている。SLDC は、中央セクター送電線からの潮流の流入・流出がスケジュール値（州間連系線スケジュール値）と同じになるように州内発電機（SSGS）および中央セクターの発電機（ISGS）の出力スケジュールを変更する。RLDC は地域間連系線において SLDC と同様の調整を行う。配電・小売り事業者が行うスケジュールの変更が認められる対象（範囲）は、現在のブロックを第 1 ブロックとすれば、第 4 ブロック以降のスケジュールとなる。中央給電指令所（NLDC）における周波数調整については、第 3 ブロック以降のスケジュールを変更することができるが、発電事業者の準備時間を考慮して第 4 ブロックから変更されることが多い。リアルタイムの周波数調整についても ABT（Availability based tariff）system に基づいたメリットオーダー表により出力が配分される。インドでは、CERC から料金の認可を受けているものは Reserves Regulation Ancillary Services（RRAS）プロバイダー として NLDC の調整力（Slow Tertiary）に使用され、これらの発電機は中央セクターの基幹系統に接続されている。

このように、需給をバランスさせるためのレスポンスが 30 分以上先になることから周波数変動が大きくなるため、レスポンスの早い調整力を確保することが課題となる。



（出典：各種資料より調査団作成）

図 2-79　インドの当日のスケジュール変更可能領域

(3)　アンシラリーサービス

先にも述べた通り、周波数調整は NLDC によって実施され、そのために使用される発電機は CERC から料金の認可を受けている Reserves Regulation Ancillary Services（RRAS）プロバイダーである。指令は 15 分ブロックのスケジュールにおいて、現在のブロックを第 1 ブロックとすると第 3 ブロックから指令することができる。これは低速 3 次調整力に該当する。

アンシラリーサービスの発動要件は以下となっている。

- 特殊な気象状況や特殊な需要動向が想定される場合
- 発電機や送電線が停止した場合
- 実際の需要動向に適応する場合
- 以下の周波数動向が発生または予測される場合
  - 5 分間にわたり 49.90Hz を下回る
  - 5 分間にわたり 50.05Hz を上回る

- 発電所が不測の事態で停止するなどの知らせを受けた場合
- 予測を上回る潮流により、送電線に混雑が発生する場合
- 地域間（Region レベル）の連系線潮流がスケジュール値を大きく逸脱する場合
- RRAS 提供者（発電機）の受電権利を持つ配電・小売り事業者がスケジュールを変更した場合
- NLDC や RLDC が、電圧制御や潮流制御など系統運用上必要と認めた場合
- その他必要と認めた場合

インドの周波数調整で発生する発電者の発電計画と発電実績の出力差については、日本と比較的類似した調整力精算が行われる。日本ではゲートクローズ時点のスケジュールと実際の出力の差に掛かる燃料費を計算して精算するが、インドでは RRAS 提供者（発電機）の当初スケジュールと NLDC／RLDC が指令・変更したスケジュールの差分について、ABT（Availability based tariff）system で用いられるスケジュール作成用のメリットオーダー表の発電単価表に基づいて精算される。これについては出力増加（Regulation Up）と減少（Regulation Down）で料金の考え方が変わり、出力増加（Regulation Up）の場合は固定費＋発電単価+手数料（50paisa）が、RLDC が運営する Regional Deviation Account プール（RDA プール）から発電事業者に支払われるが、出力減少（Regulation Down）の場合は、発電単価の 75%が発電事業者から RDA プールに支払われる。25%の減額分が、出力低下による発電効率低下による経済的損失補填と手数料の役割とみなされる。上記にかかわるアンシラリーサービスの調整電力の受け渡しについては、各 RLDC に設置されている Virtual Ancillary Entity（VAE）と RRAS 提供者との間で行われているとみなされ、精算される。実際の出力と最終スケジュールの差分については Deviation Settlement Mechanism（DSM）によって精算される。

一方で、太陽光・風力発電事業者は管轄する RLDC または SLDC に発電予測を提出する必要があるが、この際には RLDC の予測値を有料で利用する事も、また独自の予測を用いる事もできる。

予測の義務がある事業者は次の 2 種類である。

① ISGS に接続される Region 規模の事業者の場合で、50MW 以上（複数の発電所を集約して 50MW 以上になる場合も含む）の事業者
② 州系統に接続される State 規模の事業者の場合で、5MW 以上（複数の発電所を集約して 5MW 以上になる場合も含む）の事業者

予測の頻度であるが、前日段階で 24 時間分の発電予測を 15 分ブロック単位、0 時 00 分～24 時 00 分までの範囲で実施するよう規定されており、加えて当日の天候状況を鑑みた見直しについては、予め管轄の RLDC もしくは SLDC に通知した上で、他の電源の発電計画変更と同様に、現在のブロックを第 1 ブロックとした場合、第 4 ブロックから変更が可能である。

なお、太陽光発電所と風力発電所については原則としてマストラン電源として扱われ、メリットオーダーに従った運転はなされない。但し、系統の安定維持、人身安全、設備安全のために RLDC もしくは SLDC が必要と認める場合には、発電停止または抑制を指示する場合がある。

再エネ発電所（太陽光・風力）の実際の発電量と発電計画（=予測値）の差（インバランス）については、IEGC によれば当該再エネ事業者が経済的な負担を負うと規定されているが、非再エネ電源の DSM とは異なった精算制度が採用されている。

ISGS に接続される、Region 規模の事業者の場合は関係する RPC（Regional Power Committee、地域電力委員会）により、月単位で精算される。即ち 1 か月間の各コマの余剰と不足を合計し、インバランスは月単位で計算される。仮に月単位の集計で実績＞計画となり余剰が発生した場合には、将来の不足に備えて超過分が積み立てられる。また、実績＜計画と不足が生じ、かつ過去に発生し、積み立てておいた余剰分と相殺してもなお不足となる場合には、電力市場を通じて RLDC または NLDC が REC（Renewable Energy Certificate、再エネ証書）を持つ太陽光/非太陽光電源を調達する事で埋め合わせを行う。

州系統に接続される、State 規模の事業者の場合については、例えばラジャスタン州の場合には、発電所または QCA（Qualified Coordinating Agency）単位でコマごとに誤差率に応じて精算がなされる。

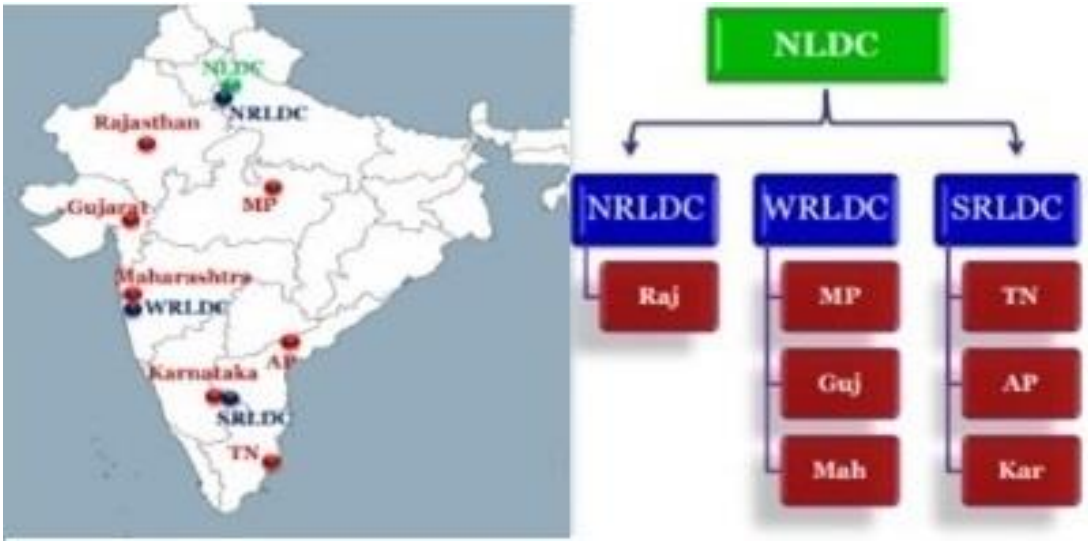
余剰・不足問わず DSM プールに支払われる。

- 誤差率が 15%以下の場合は州の DSM プールへの支払無し
- 15%を超え 25%以下の範囲は 0.5[Rs./kWh]
- 25％を超え 35%以下の範囲は 1.0[Rs./kWh]
- 35%を超える範囲は 1.5[Rs./kWh]

（州外へ売電している場合は別の料金が適用される）。

(4) Renewable Energy Management Center（REMC）の設置

インドにおいては、再生可能エネルギー発電適地が多く、比較的導入量の大きい西部・南部の州を中心に、再生可能エネルギー管理センター（Renewable Energy Management Center : REMC）の設置が進められている。REMC の主な業務は、再エネの出力予測・発電監視業務である。具体的な REMC の設置個所は図 2-80 の通りであり、中央セクターでは NLDC、NRLDC、WRLDC、SRLDC の 4 か所、州セクターではラジャスタン州、マディヤ・プラデシュ州、グジャラート州、マハラシュトラ州、タミルナドゥ州、アンドラ・プラデシュ州、カルナータカ州の 7 か所に設置予定である。（2020 年 3 月時点では WRLDC、SRLDC など一部のみ運開）



（出典：Power Grid Cooperation of India）

図 2-80　インドにおける REMC の一覧

2.3.11　インバランス制度（Deviation Settlement Mechanism（DSM））

(1)　**DSM 制度導入の経緯**

インドのインバランス料金制度（DSM）は、前身の制度である UI（Unscheduled Interchange）に代わり、2014 年 1 月に導入された制度である。前身の UI において、各州の発電事業者及び配電事業者が事前に通告した、各タイムブロック（15 分単位）の発電電力量または需要電力量に対し、実績の発電電力量または需要電力量が乖離した場合、その乖離に対して、当該タイムブロックの系統周波数に応じて決定される決済単価を乗じた金額を、支払う（不足インバランスの場合）もしくは受け取る（余剰インバランス）という制度が導入された。系統周波数が低下すると決済単価が上昇するよう価格フォーミュラ（UI Rate Vector）を設定することにより、各事業者が不足インバランスの発生を回避するよう動機づけることを目的としたものであったが、実質的には、不足インバランスを発生させた事業者が余剰インバランスを発生させた事業者に対して支払いを行うという、州境を超えて電力を融通しあう取引市場の機能を果たしていた。

2002 年に UI が導入されて以降、幾度か制度改正が行われ、基準周波数の変動許容幅が狭められるとともに、系統周波数が低下した場合の決済価格が高くなるように価格フォーミュラは見直されてきたものの、各事業者が事前に計画した電力量から乖離することに対して制約が課されなかったこともあり、各事業者、特に配電事業者が事前に予測した需要に合うように供給力を確保するという規律としては十分機能しなかった。これが、2012 年 7 月の大停電を引き起こした一因と考えられており、その反省の 1 つとして、UI 制度見直しが提言され、2014 年に CERC が DSM に関する規則（Deviation Settlement Mechanism and Related Matters Regulations）を制定した。UI からの大きな変更点としては、各タイムブロック（15 分単位）で計画値から発生した乖離が一定限度を超えると、インバランス料金単価に更に乗率が課されることであり、これにより計画値からのインバランスを回避するよう動機づけが強化されることになった。

(2) DSM 制度の概要

CERC が所管する全国大での DSM 制度、及び各州の規制機関（SERC）が所管する、州内のインバランスに関する DSM 制度の 2 階層により構成される。CERC 所管の DSM が適用されるのは、州間の取引及び州境を跨いで電力を卸供給している発電事業者（ISGSs）が対象となる。他方､州内で供給する発電事業者及び配電事業者は､各州の SERC が所管する DSM が適用される。各州レベルでの DSM 制度の詳細は CERC とは若干異なる場合があるものの、価格の設定方法やペナルティの在り方等、基本的な方針は CERC に準拠している。

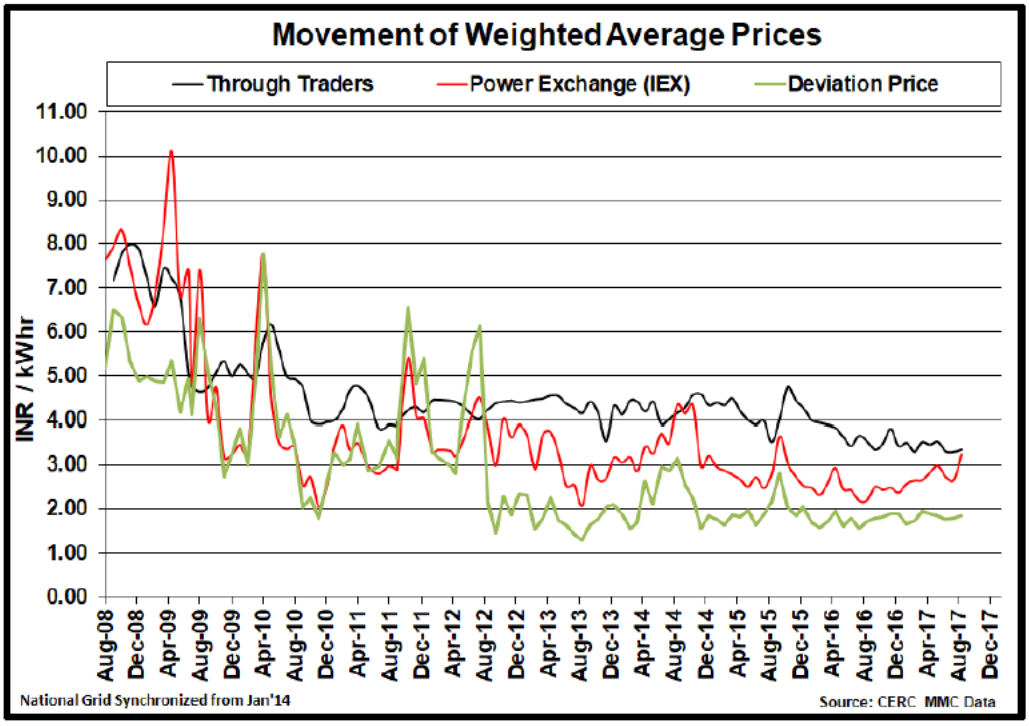
インバランス料金単価（kWh あたり）は、各タイムブロック（15 分単位）における系統全体での平均周波数に基づいて決定され、これに、各発電事業者及び配電事業者が事前に計画していた発電電力量または需要電力量から実績が乖離した差分を乗じた金額を算出し、請求または支払いが行われる。CERC が所管する全国大での DSM 制度においては、毎週、5 つの各地域の給電指令所（RLDC）から提供されたデータを元に、各地域の地域電力委員会（RPC）が決済金額を算定し、DSM プール基金を用いて、各事業者への請求または支払いが行われる。

(3) 2018 年の制度改定

2018 年 11 月に、CERC より DSM の第 4 次改定（Deviation Settlement Mechanism and Related Matters（Fourth Amendment) Regulations）が発表された。本改定による大きな変更点は、インバランス料金単価を決めるフォーミュラ（Price Vector）に、電力卸取引市場価格の要素を取り入れたことである。

DSM 制度の前身の UI も含めて、インバランス料金単価は、各タイムブロック平均の系統周波数に応じて変動するように設定されていたが、改定前までの制度においては、実績の周波数のみで単価が決まるフォーミュラとなっており、市場価格のボラティリティは考慮されていなかった。このため、DSM 料金単価よりもその時間帯での卸取引市場価格が高くなると予測されれば、配電事業者は、スポット市場から調達するよりも、インバランス料金単価を支払うことを恣意的に選択する余地があった。

図 2-81 は、インバランス料金（黄緑）の月平均単価を、卸電力取引市場価格（IEX、赤）及び相対契約価格（紺）と比較したものである。2012 年 8 月以降、インバランス料金の平均単価は連続して卸電力価格を下回る傾向が続いている。DSM 制度の価格フォーミュラは、系統周波数が基準周波数より逸脱しなければ単価が低くなるように設計されているため、インバランス料金が比較的低廉に推移しているのは、周波数の逸脱が縮小してきた証左でもあるものの、周波数が 50Hz から低下した幅が比較的小さい場合は、インバランス料金単価もあまり上昇せず卸電力価格を下回る、すなわちインバランスを是正する動機付けが働かない可能性を示唆している。



（出典：CERC Report of the Expert Group Volume II, http://www.cercind.gov.in/2018/Reports/ASB.pdf）

図 2-81　インバランス料金及び卸電力価格（取引市場、相対）の推移

2018 年の改定により、インバランス料金の価格フォーミュラにおいて、1 日前市場（Day-Ahead Market）における Area Clearing Price（ACP）の日平均単価を計算式に取り入れることとなった。ACP は系統制約を踏まえて地域毎に算出される価格である。参照対象となる電力取引市場は、全市場取引の 80%以上を占める電力取引市場における値が参照される。

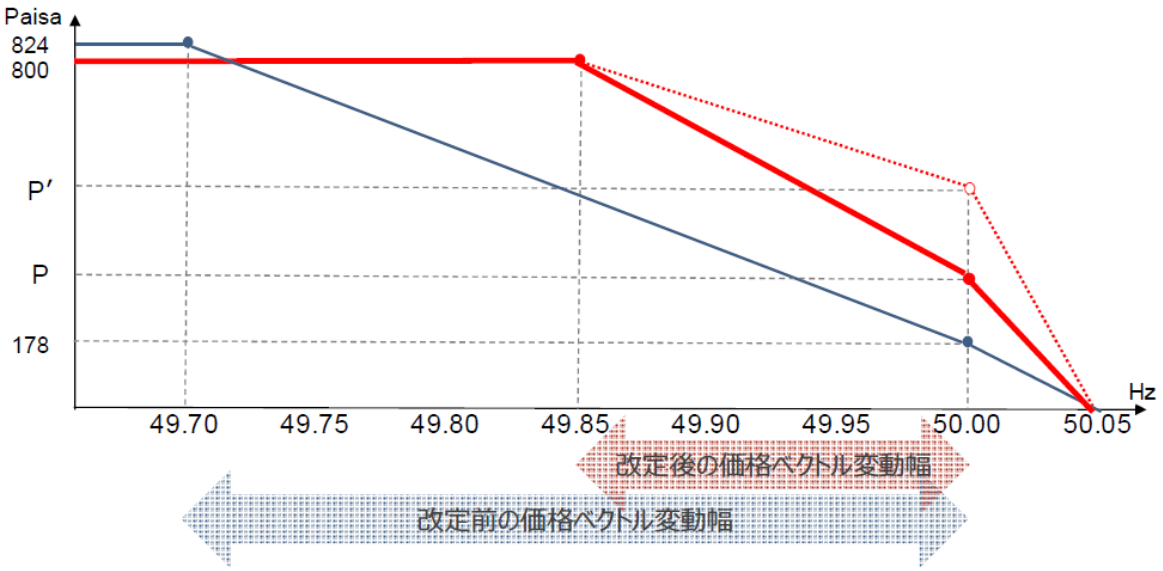
2018 年の改定により、インバランス料金単価は、系統周波数帯が 49.85Hz から 50.05Hz の間で変動するよう設定された。改定前は、49.70Hz から 50.05Hz の間でインバランス料金単価が変動するように定められていたのを、The Indian Electricity Grid Code（IEGC）の定める周波数変動許容幅である 49.90Hz～50.05Hz に近づけたものである。将来的には、インバランス料金単価の設定は 49.90Hz から 50.05Hz の間で行われる想定となっている。現行の制度におけるインバランス料金単価の算出表を表 2-25 に示す。表中の P は、上述した 1 日前市場における ACP の日平均単価を表す。系統周波数が 50.05Hz から 50.00Hz に下がるにつれ、インバランス料金単価は 0 から P へと直線的に上昇し、また 50.00Hz から 49.85Hz に下がるにつれ、P から 800 paisa/kWh（8 INR/kWh）へと直線的に上昇するフォーミュラとなっている。49.85Hz より低下しても、インバランス料金単価は 800 paisa/kWh は上限で一定となっている。

表 2-25　インバランス料金単価算定テーブル

系統周波数平均（Hz）	インバランス料金単価（paisa/kWh）
50.05 以上	0.00
50.04 以上 50.05 未満	1*P/5
50.03 以上 50.04 未満	2*P/5
50.02 以上 50.03 未満	3*P/5
50.01 以上 50.02 未満	4*P/5
50.00 以上 50.01 未満	P
49.99 以上 50.00 未満	50.00+15*P/16
49.98 以上 49.99 未満	100.00+14*P/16
49.97 以上 49.98 未満	150.00+13*P/16
49.96 以上 49.97 未満	200.00+12*P/16
49.95 以上 49.96 未満	250.00+11*P/16
49.94 以上 49.95 未満	300.00+10*P/16
49.93 以上 49.94 未満	350.00+9*P/16
49.92 以上 49.93 未満	400.00+8*P/16
49.91 以上 49.92 未満	450.00+7*P/16
49.90 以上 49.91 未満	500.00+6*P/16
49.89 以上 49.90 未満	550.00+5*P/16
49.88 以上 49.89 未満	600.00+4*P/16
49.87 以上 49.88 未満	650.00+3*P/16
49.86 以上 49.87 未満	700.00+2*P/16
49.85 以上 49.86 未満	750.00+1*P/16
49.85 未満	800.00

（出典：No.L-1/132/2013/CERC Amendment
（http://www.cercind.gov.in/2018/regulation/dsm_fourth_amendment11-22-2018.pdf）より MRI 作成）

上表に基づき算定されるインバランス料金単価のイメージを以下の図 2-82 に示す。青線は変更前の価格フォーミュラ、赤線（実線）は変更後のフォーミュラを表す。



注）P: 1 日前市場における Area Clearing Price 日平均価格

（出典：各種資料を参考に、三菱総合研究所作成）

図 2-82　DSM におけるインバランス料金単価（青：改定前、赤：改定後）

改定前(青線)のインバランス料金単価は、市場価格の増減に関係なく、49.70Hz で 824paisa/kWh、50.00Hz で 178paisa/kWh、50.05Hz で 0 paisa/kWh の 3 点を結んだ線で表現されており、当該タイムブロックの平均周波数によって一意に定められるものであった。しかし、2018 年の制度改定後は、49.85Hz で 800 paisa/kWh、50.05Hz で 0 paisa/kWh の 2 点は決まっているものの、50.00Hz でのインバランス料金単価が、1 日前市場における Area Clearing Price の日平均価格 P を参照するようになり、1 日前市場における取引状況に応じて周波数帯毎のインバランス料金単価が変動するようになった。すなわち、P が高いほど（1 日前市場での取引価格が高騰するほど）、より高いインバランス料金単価が設定されるような仕組みとなっている（赤点線は、P が上昇した場合に、価格フォーミュラがどのように変わるかを示したイメージ）。ただし、P の上限は 800 paisa/kWh に設定されているため、P が 800paisa/kWh 以上となった場合、50.00Hz での価格が 800 paisa/kWh となり、周波数がこれより低下しても価格は一定となる。

(4)　過大なインバランス発生に対する追加ペナルティ

インバランス料金単価（paisa/kWh）の基本的な算定方式は上記の通りだが、DSM 制度においては、発電事業者及び配電事業者のインバランス発生実績次第で、追加的なインバランス料金が発生するようになっている。上述の通り、前身の UI 制度においては、各事業者のインバランス発生量に対する制約がほとんどなかったため、インバランス料金単価が需給バランスを維持するための規律として機能せず、実質的に事業者間で電力融通を行う決済価格として使われてきたという側面があったが、DSM 制度に移行してからは、計画値と実績値との間の乖離を回避させる動機付けを強化すべく、インバランス発生量に対するペナルティが強化されている。

まず、タイムブロック毎に、12%以上または 150MW 以上のいずれかの不足インバランスを発生させた発電事業者または配電事業者は、当該タイムブロックのインバランス料金単価が以下のように割り増しされるようになっている。

- 不足インバランス発生量が 12~15%または 150~200MW：
  12%または 150 MW を超過した分につき、単価を 20%割増
- 不足インバランス発生量が 15~20%または 200~250MW：
  上記に加え、15%または 200MW を超過した分につき、単価を 40%割増
- 不足インバランス発生量が 20%超過または 250MW 超過：
  上記 2 つに加え、20%または 250MW を超過した分につき、単価を 100%割増

なお、再生可能エネルギーの導入拡大にともない、州によっては再エネ出力の予測値と計画値との間の誤差により、州大でのインバランスが大きく発生する可能性があることを考慮に入れて、前回の DSM 制度改定（2016 年 5 月の第 3 次改定）より、再エネの導入量が 1,000MW 以上の州については、インバランス料金単価の割増が発生する閾値が緩和されることになった。具体的には、上記の代わりに以下の単価割増が適用される。

- 再エネ導入量が 1,000MW 以上 3,000MW 未満の州
  - 不足インバランス発生量が 200~250MW：200MW 超過分につき、20%割増
  - 不足インバランス発生量が 250~300MW：250MW 超過分につき、40%割増
  - 不足インバランス発生量が 300MW 超過：300MW 超過分につき、100%割増
- 再エネ導入量が 3,000MW 以上の州
  - 不足インバランス発生量が 250~300MW：250MW 超過分につき、20%割増
  - 不足インバランス発生量が 300~350MW：300MW 超過分につき、40%割増
  - 不足インバランス発生量が 350MW 超過：350MW 超過分につき、100%割増

また、2018 年 11 月の第 4 次改定により、1 日に発生させたインバランス総量にも制約が課されることになった。具体的には、1 日分の合計計画値と合計実績値の差分が、発電事業者については 1%、配電事業者については 3%を超えた場合、その日のインバランス料金支払額が 20%増加するというペナルティが課される。さらに、インバランスの量だけでなく、インバランス方向についても追加的な規定が設けられている。2018 年 11 月の第 4 次改定により、同方向（余剰・不足）のインバランスが 7 タイムブロック以上続いた場合は、1 日あたりのインバランス料金支払いが 20%増加する。

2.3.12 需給調整市場（アンシラリーマーケット）創設に向けた取り組み

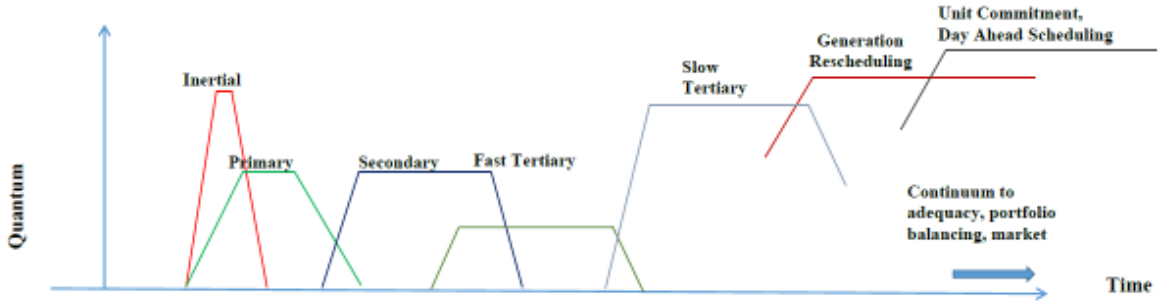
(1) 需給調整市場（アンシラリーマーケット）設計

インドでは、需給調整市場（アンシラリーマーケット）の準備を進めている。図 2-83 がインドにおける需給調整市場設計の概略図である。この市場メニューで特徴的なのが、「Fast Tertiary」である。これは、5 分ブロックの商品で第 4 ブロック目（現在を第 1 ブロックとして 10 分より

先）から変更可能となり、従来の 15 分ブロックの第 4 ブロック目（現在を第 1 ブロックとして 30 分より先）からの変更を短縮することで周波数変動に対応するものである。

この市場設計にある Secondary については「AGC 機能と接続された発電機」が期待される。インドでは現在、5 カ所の発電所でパイロットプロジェクトとして AGC 信号を送信しているが、制御量はスケジュール値の±50MW であり、TEPCO の LFC（Load Frequency Control）機能と似た運用となっている。十分な Secondary 確保のためには、適用発電所と制御レンジの拡大が課題となる。

NLDC が調整力で利用する Reserves Regulation Ancillary Services（RRAS）の容量は、インドのピーク需要の約 3 分の 1 にあたる 57,901MW であり、Secondary のポテンシャルは高い。また、CERC 発行のディスカッションペーパーによると、現状 NLDC が行っている周波数制御は各 RLDC が調整力を調達し制御すべきと書かれている一方で、CERC 発行のオーダーでは、州単位で行われているメリットオーダー方式の出力配分について、経済性を考慮して地域を越えた配分の検討を指示している。省エネルギーと経済性を優先するのであれば、NLDC が一括して周波数を調整すると効果的であるが、地域間連系線の潮流管理を考慮すると、RLDC 単位で周波数調整されることになる。このように国として省エネルギーの推進に取り組んでいるものの、州や地域を跨いだ一体的な運用転換には課題がある。



Response → Attribute ↓	Inertial	Primary	Secondary	Fast Tertiary	Slow Tertiary	Generation Rescheduling/Market	Unit Commitment
Time	First few secs	Few sec - 5 min	30 s – 15 min	5 - 30 min	> 15 – 60 min	> 60 min	Hours/ day-ahead
Quantum	~ 10000 MW/Hz	~ 4000 MW	~ 4000 MW	~ 1000 MW	~ 8000-9000 MW	Load Generation Balance	Load Generation Balance
Local / LDC	Local	Local	NLDC / RLDC	NLDC	NLDC / SLDC	RLDC / SLDC	RLDC / SLDC
Manual / Automatic	Automatic	Automatic	Automatic	Manual	Manual	Manual	Manual
Centralized / Decentralized	Decentralized	Decentralized	Centralized	Centralized	Centralized/ Decentralized	Decentralized	Decentralized
Code / Order	IEGC / CEA Standard (?)	IEGC / CEA Standard	Roadmap on Reserves	Ancillary Regulations	Ancillary Regulations	IEGC	IEGC
Paid / Mandated	Mandated	Mandated	Paid	Paid	Paid	Paid	Paid
Regulated / Market	Regulated	Regulated	Regulated	Regulated	Regulated / Market	Regulated / Market	Regulated / Market
Implementation	Existing	Partly Existing	Yet to start	Yet to start	Existing	Existing	Existing

（出典：Report of Expert Group to review and suggest measures for bringing power system operation closer to National Reference Frequency（CERC、2017 年 11 月））

図 2-83　インドにおける需給調整市場の概略図

(2)　調整力の必要量

インドでは、2005 年国家エネルギー政策（National Electricity Policy 2005:NEP2005）において、予備力として 5%の確保を義務付けている。

調整力の調達規模は、2017 年は Primary 4.0GW、Secondary 3.6GW、Tertiary 7.0GW の計 14.6GW となっている（表 2-26）。Secondary については、各地域（Region）に 1 台の AGC による調整機が設置されるパイロットプロジェクトが進行中である。2022 年、2027 年には、26GW、32GW の調整力を確保する必要があると予想されている（表 2-27）が、早急に Secondary を準備することがインドの喫緊の課題である。

表 2-26　インドにおける予備力・周波数調整力の基本的な考え方

予備力・周波数調整力	概要	反応時間	持続時間	リソース	必要量（2017年）	必要量の前提
Primary control	発電所のガバナによって周波数に応じたローカル制御を行う。IEGCにおいてガバナ制御が義務付けられていが、以下の理由により十分に確保できていない。 ・発電所が予備力を確保していない ・ペナルティが無い	＜30秒	＞15分	コンベンショナルな電源のガバナ制御	4 GW	大規模発電所の脱落を想定し、最大規模の発電所の発電能力（4GW発電所：UMPP）
Secondary control	AGCがRLDC、SLDCからの制御信号を受けて、周波数の変動、エリア間の連系線の潮流の変動（ACE：$\Delta p_{tie}+\Delta k$）をPrimaryにつづいて復元させるもの。	＜15分	必要な時間（あるいはTertiaryに置き換わるまで）	コンベンショナルな電源のRLDC、SLDCによるAGC制御	3.6 GW	需要の15分の変動の標準偏差3σの値
Tertiary control	マニュアル制御でSecondaryで足りない予備力を補完する。リアルタイムの運用の中で、計画からの乖離を補正するリスケジューリング。（POSOCOが運営するアンシラリーサービスはTertiaryに相当）	＞15分~数時間		コンベンショナルな電源のマニュアル制御	7 GW	需要の1時間の変動の標準偏差3σの値

（出典：Report of the Committee of Spinning Reserve（CERC、2015 年））

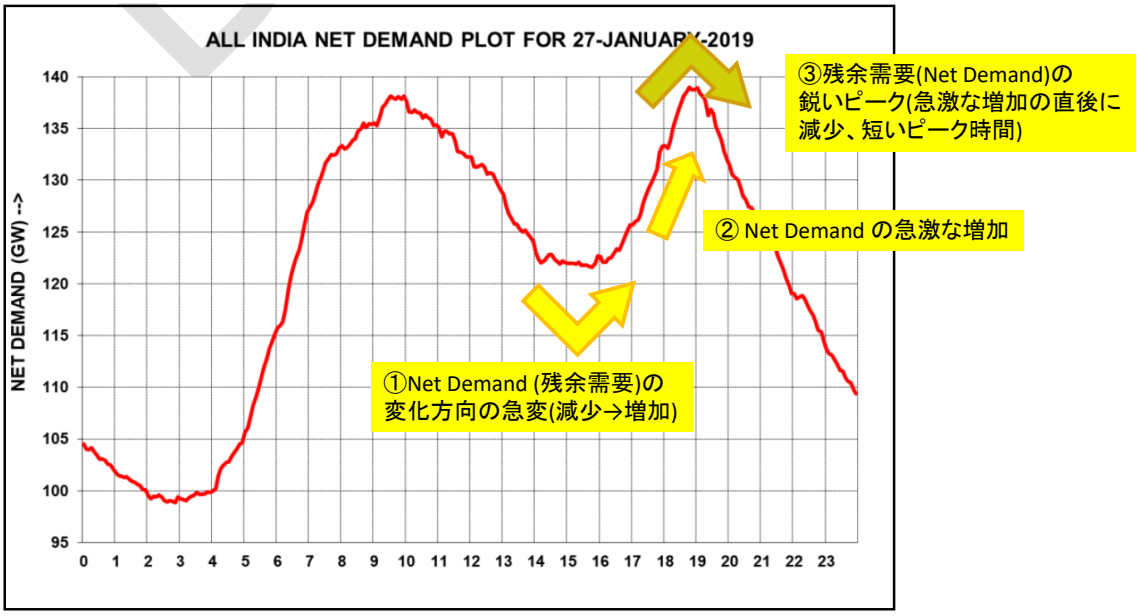
表 2-27　必要な予備力・周波数調整力

Type	Requirement		
	（参考）2017 年	2022 年	2027 年
Primary	4.0 GW	―	―
Secondary	3.6 GW	―	―
Tertiary	7.0 GW	―	―
Total	14.6 GW	**26 GW**	**32 GW**

（出典：Report of the Committee of Spinning Reserve（CERC、2015 年）と Navigant Research 資料より調査団作成）

(3)　発電機の出力変化速度確保への取り組み

再生可能エネルギー、特に太陽光発電と風力発電の大量導入に伴い、出力変動補償のための発電機の出力変化速度（ランプレート）の向上、および主に昼間の太陽光発電の割合増加に対応するための火力発電機の最低出力の引き下げの重要性・必要性については CEA、CERC、POSOCO ともに認識し、問題提起をしており、それぞれガイドライン、技術要件を作成している。



（出典：POSOCO ホームページ、
“Detailed guidelines for assessment of ramping capability of thermal Inter-state Generating stations”
（https://posoco.in/wp-content/uploads/2020/01/Ramp_Assessment_detailed-guidelines_6Jan2020.pdf））

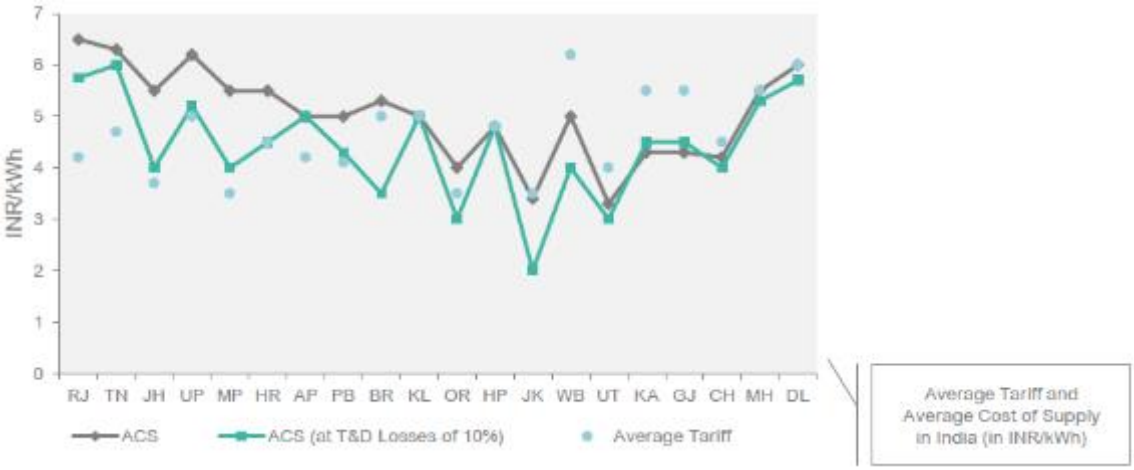
図 2-84　2019 年 1 月 27 日の全インド Net Demand（残余需要）日曲線

2.3.13　電気料金メニュー

インドでは、州によって電気料金の価格が異なっており、政策的に低水準に抑えられているため、平均供給コストを下回っている州が多い（図 2-85、表 2-28）。

産業需要家向けは高額、家庭需要向けは低額な料金設定となっており、特に農業用料金は政策的に低い料金設定となっている。

インドでは、農業用料金が政策的に安く抑えられているため、配電会社はコストの 8 割しか回収できていない。不足分の一部は州政府からの補助金が充てられるが、配電会社の累積赤字が年を追うごとに膨らんでいる。近年は、中央政府による料金政策が徐々に浸透し、各州で電気料金改定に踏み出す動きが見られる。政府は 2015 年 11 月、配電会社の債務解消策「UDAY（Ujwal DISCOM Assurance Yojana）」を発表し、2015 年から 2 年間かけて、配電会社の負債を証券化して売買する措置が講じられた。



注：ACS : Average Cost of Supply

（出典：enincon research & analysis）

図 2-85　供給コストと電気料金

現在、インド政府では、EV を対象とする個別の電力料金の導入を検討している模様であり、CEA が取りまとめる EV 向けの政策に織込まれる可能性がある。（2018 年 2 月情報）

インドの一部地域では、EV 向けの電力料金が既に設定されており、デリー首都圏（NCR：National Capital Region）における EV 充電のための電気料金は、1kWh あたり 5.5 ルピー（約 9 円）となっている。

表 2-28　インドの州別電力料金

(Rates in paise/kwh)

S.No	Name of Utility	Tariff effective from	Domestic 4 kW (400 kWh/ Month)	Large Industry 1000 kW 60%L.F. (438000 kWh/ Month)
1	Andhra Pradesh	01.04.2011	415.38	436.86
2	Assam	24-05-2011	466.50	419.68
3	Bihar	01.05.2011	385.58	580.26
4	Chhattishgarh	09.-04-2011	295.00	459.55
5	Gujarat	01.04.2010	475.50 U	509.13
6	Haryana	01.06.2011	404.55	462.23
7	Himachal Pradesh	01.04.2011	239.48	459.74
8	Jammu & Kashmir	01.10.2011	258.34	369.77
9	Jharkhand	01.08.2011	249.00	368.01
10	Karnataka	07.12.2010	476.96 D	536.36 D
			430.50 F	552.59 O
11	Kerala	01-01-2010	398.89	378.49
12	Madhya Pradesh	01.06.2011	657.47 U	629.84
			634.92 R	
13	Maharashtra	01-09-2010	505.49	617.75 B
				567.03 c
14	Meghalaya	01-09-2010	298.75	410.29
15	Orissa	01.04.2011	367.900	508.14
16	Punjab	01.04-2011	519.520	559.35
17	Rajasthan	2011/11/9	480.63	571.71
18	Tamil Nadu	01-08-2010	367.50	499.91
19	Uttar Pradesh	15-04-2010	436.50 U	574.61 u
			124.00 R	489.77 R
20	Uttarakhand	01.05.2011	280.00	465.93
21	West Bengal	01-04-2010	570.83 U	666.42
			557.69 R	
22	Arunachal Pradesh	01.04.2011	380.00	325.00
23	Goa	01-04-2002	186.75	398.29
24	Manipur	21-03-2011	339.70	372.57
25	Mizoram	01-02-2011	370.00	316.49
26	Nagaland	01.07.2011	416.63	409.38
27	Sikkim	01-01-2009	266.06	441.78
28	Tripura	01.09.2010	365.00	
29	A & N Islands	01-03-2008	342.50	-
30	Chandigarh	01.04.2011	325.25	434.70
31	Dadra & Nagar Haveli	01.06.2011	254.38	323.51
32	Daman & Diu	01.06.2011	254.38	323.51
33	Delhi (BYPL/BRPL/NDPL)	01.09.2011	429.19	651.63
34	Delhi (NDMC)	01.09.2011	322.88	665.25
35	Lakshadweep	01-09-2004	221.88	-
36	Puducherry	20-02-2010	128.75	348.21
37	Torrent Power Ltd. (Ahmedabad)	01.09.2011	449.23	467.66
38	Torrent Power Ltd.(Surat)	01.09.2011	458.25	518.26
39	CESC Ltd. (Kolkata)	01-04-2010	552.12	580.86
40	DPSC Ltd. (Wast Bengal)	01-04-2010	385.12	544.06
41	Durgapur Projects Ltd.(Wast Bengal)	01-04-2010	325.74	407.57
42	D.V.C (A) Bihar Area	01-09-2010		437.29
	(B) Wast Bengal area	01-09-2010		474.42
43	Mumbai (B.E.S.T)	01-09-2010	412.05	609.01
44	Mumbai (Reliance Energy)	01-06-2009	690.70	879.86
45	Mumbai(TATA'S)	01-09-2010	326.66	603.61

B : Continuous Supply Areas　　C : Non-Continuous Supply Areas
E : Areas under other local bodies　　F : Areas under Village Panchayats
R : Rural　　O : Other Areas
D : Bangalore, Devangere & other City Municipal Corp.
Note : The above rates of electricity are for certain assumed load and electricity consumption levels in a month

（出典：インド電力省（MoP））

2.4　ネパール

2.4.1　電力セクターの体制

電力セクターの体制と各組織の関係を以下の図に示す。

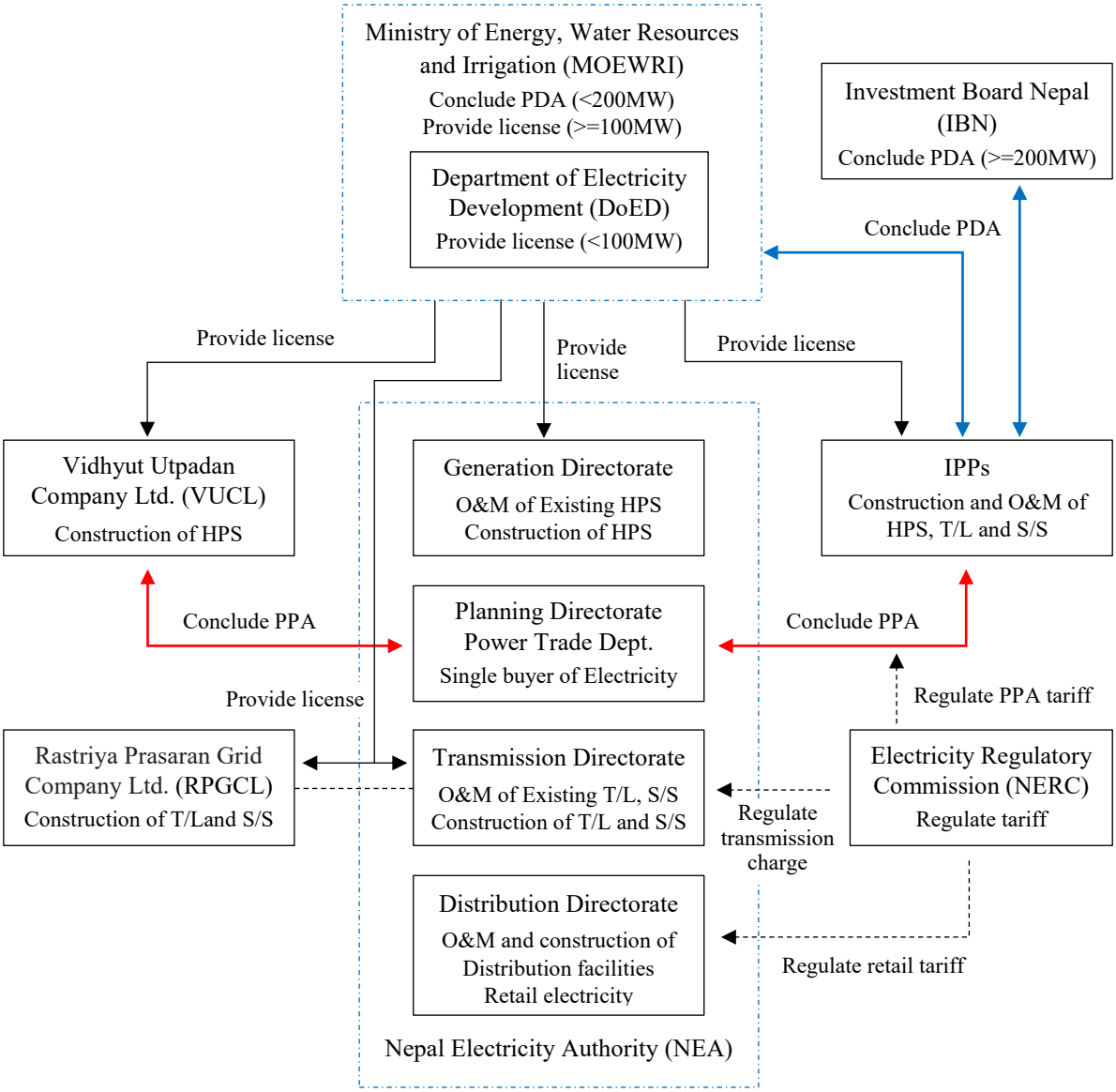


図 2-86　電力セクターの体制と各組織の関係

(1)　水力発電プロジェクト

水力発電プロジェクトの調査、建設は、ネパール政府、ネパール電力庁（NEA）、私営発電事業者（IPP）などが実施している。水力発電プロジェクトは 2 つの方式（ライセンス方式、政府主導方式）のいずれかでプロジェクトを組成することになる。ライセンス方式では、事業者が調査ライセンスや発電ライセンスを先着順に取得する。政府主導方式では、政府が管轄するプロジェクトが競争入札や直接交渉を経て有望な事業者に与えられる。

エネルギー・水資源・灌漑省（MOEWRI）はエネルギーセクター全体を管轄する省庁であり、電力法に基づき水力発電プロジェクトの調査および建設のライセンス発給を管轄している。2016年の法改正により、100MW 未満の流れ込み式水力発電プロジェクトは、MOEWRI 内の電力開発局（DoED）がライセンスを発給することになったが、貯水式や多目的の水力発電プロジェクト、100MW を超過する流れ込み式水力発電プロジェクトは MOEWRI がライセンスを発給している。

MOEWRI は、200MW 未満のプロジェクトに対して、事業開発合意（PDA : Project Development Agreement）を締結し、Investment Board Nepal（IBN）は 200MW 以上のプロジェクトに対して PDA を締結する。IBN は 2011 年に設置された省庁であり、水力発電プロジェクトだけでなく国内のインフラ開発を促進することを目的に、民間投資や PPP 方式による投資を呼び込む取り組みを行っている。

NEA はネパール国内で唯一のオフテイカーであり、NEA 内の Planning, Monitoring & IT Directorate に属する Power Trade Department が、発電事業者と電力売買契約（PPA : Power Purchase Agreement）および系統接続契約を締結する。

(2) 送変電プロジェクト

基本的な送変電設備の建設は、NEA および政府系送電会社の Rastriya Prasaran Grid Company Limited（RPGCL）が実施している。しかしながら、IPP が開発する水力発電所の送電用として、発電所から至近の変電所までの送電線は IPP が建設を実施している。

送変電プロジェクトについても、MOEWRI は調査および建設のライセンスを発給している。

(3) 料金規制

2017 年に電力規制委員会法（Electricity Regulatory Commission Act）が承認され、電力規制委員会（NERC：Electricity Regulatory Commission）は、NEA が締結する PPA を監視することで電気料金を規制する責任を負っている。また、NERC は、送電料金の監視、電力小売り料金の監視も行っている。

MOEWRI は、PPA における購入料金の上限値を設定している。2017 年 4 月に公表された上限値は表 2-29 のとおりである。

これによると、電力の需給状況をある程度反映した料金設定になっており、供給力が減少する乾季における買取価格が高くなっている。また、乾季 6 か月間の発電量が全体の 35%以上を確保可能な貯水池式水力では雨季における買取価格もその他の方式の水力よりも高くなっており、貯水池式水力開発に対して、インセンティブを付与した設定となっている。

表 2-29　NEA tariff Policy 2017

Type	Period	Per unit rate (NRs/kWh)	Condition
Storage Projects	Dry season - From 1st Dec to 31st May	12.40	Generation of 6 dry months shall be more than 35%
	Wet season - From 1st June to 30th Nov	7.10	If generation of wet 6 months is 50%
	Wet season - From 1st June to 30th Nov	6.035	If generation of wet 6 months is 65%
PROR projects	Dry season - From 1st Dec to 31st May	10.55	Peaking-hours: More than 4 hours and less than 6 hours
		9.40	Peaking- hours: More than 3 hours and less than 4 hours
		8.80	Peaking- hours: More than 2 hours and less than 3 hours
		8.50	Peaking- hours: More than 1 hour and less than 2 hours
		8.40	Non-peaking energy
	Wet season - From 1st June to 30th Nov	4.80	
ROR Projects (A)	Dry season - From 1st Dec to 31st May	8.40	If generation of the period from 1st Dec to May 31st exceeds 30% of annual generation
	Wet season - From 1st June to 30th Nov	4.80	
ROR Projects (B)	Dry season - From 16th Dec to 15th April	8.40	If generation of the period from 1st Dec to May 31st does not exceed 30% of annual generation. It should be on Q40 design.
	Wet season - From 16th April to 15th Dec	4.80	

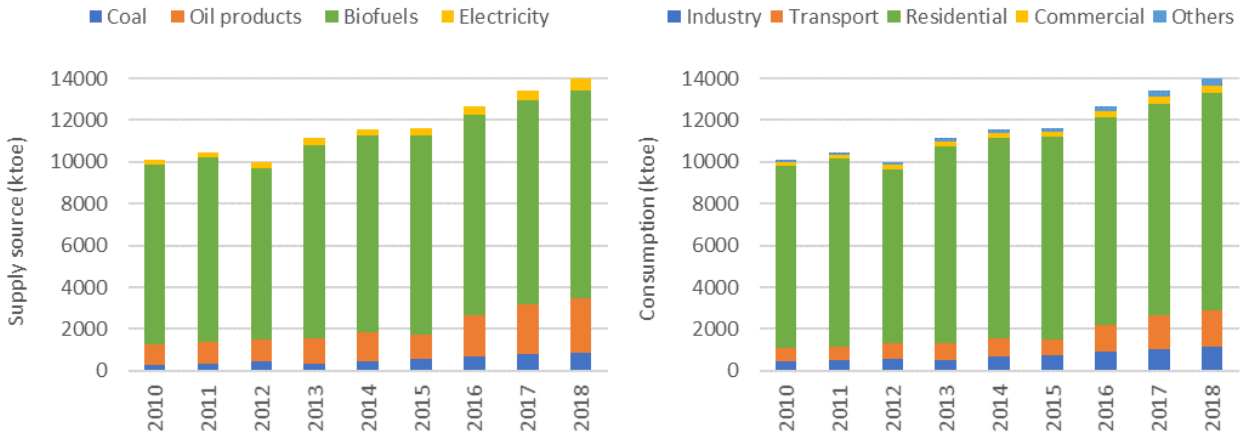
Note:
- For projects above 100 MW PPA can be executed on USD remaining within the limit of above mentioned rates. Separate mechanism shall be created for foreign currency risks.
- Above mentioned rates shall be escalated by 3% for 8 times
- These rates shall be effective for new PPA from May 2017
- For any losses caused to NEA due to above mentioned provisions of PPA, Ministry of Energy shall recommend Nepal Government to compensate NEA for such losses.

Note for PROR Projects
- To be classified as PROR project, project should have capacity to peak from 1 hour to 6 hours, daily, at rated capacity. Peaking-hours means daily hours to be operated in full/installed capacity
- Peaking capacity shall be determined on actual basis after operation of the project, once in a year, as determined by system operators. Such determination shall overwrite provisions of PPA
- Dry season energy (From 1st Dec to May 31st) should be minimum of 30% of annual generation.

2.4.2　電力・エネルギー政策

(1)　エネルギーバランス

2010 年から 2018 年における国内エネルギー需要（供給源別及び用途別）の推移を以下に示す。



（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 2-87　国内エネルギー需要（供給源別及び用途別）の推移

農業残渣物や木材の伐採などにより得られる Biofuels が大きな比率を占めており、2018 年においても 70%以上の比率を占めている。電力の比率も徐々に増加しているが、2018 年で、わずかに 6%程度である。用途別に見ると、Biofuels を調理や暖房に使用している家庭用の比率が 2018 年において、70%以上を占めている。

(2)　水力開発政策

ネパール政府は、2001 年 10 月に水力開発政策（Hydropower Development Policy, 2001）を公表している。

基本的なスタンスとして、以下を挙げている。

- ネパールの主要なエネルギー源は農業と森林ベースの Biofuels であり、電気エネルギーの生成と消費は最小限である。
- 再生可能エネルギー源としての水力発電の可能性は豊富にあるが、このエネルギー源は十分に活用されていないため、人々の大多数はまだ電気エネルギーを身近に感じられていない。
- 電気エネルギーの不足により、産業は望ましいペースで発展していないため、国内で利用可能な水力エネルギーの開発が不可欠である。

このようなスタンスを踏まえ、本政策の中では、水力開発に関して以下の内容が記載されている。

1)　国内の水力ポテンシャルは、国内の電力需要を満たすために最大限活用
2)　貯水式プロジェクトと同様に国内向けプロジェクトも競争原理に基づき開発
3)　BOOT（Build, Operate, Own and Transfer）方式のプロジェクト開発を推進

4) 適切なインセンティブと手続きの透明性による水力開発への投資の活発化
5) 大規模な貯水式プロジェクトおよび多目的プロジェクトの推進
6) バイオマスや火力の代替として水力開発を行うことによる環境保全への貢献
7) 移転住民への配慮
8) 電力セクターへの投資拡大による国内市場の活性化
9) 地域協力の見地から、豊富な水力発電能力を考慮して、電力の輸出を奨励
10) 水力開発プロジェクトの実施による自国の労働力とスキルの活用
11) 水力開発のための人材育成を目的とした施設の設置

この他に、電力関係の政策として、農村電化の推進、ロス低減に向けた規制強化、オフピーク時間帯の電力需要拡大、公共セクター改革による合理的な価格での電力供給サービスの向上、品質の良い電力の安定供給による消費者満足度の向上、デマンド・サイド・マネジメントによる省エネルギー促進などが記載されている。

(3) 国家エネルギー危機回避・水力開発 10 ヵ年に関するアクションプラン（「アクションプラン 2016」）

アクションプラン 2016 は、2015/2016 年にインドとの国境封鎖にまで発展したエネルギー危機を教訓に、2016 年 2 月にネパール政府が発表した計画であり、2016 年から 2026 年までの 10 年間をエネルギー危機克服の期間とし、水力発電プロジェクトを促進し、エネルギーセキュリティを向上させるための法整備を大きな目標として掲げている。

具体的な政策としては、前出の水力開発政策に加えて、以下を追加している。

- 水力発電プロジェクトへの地方銀行の投資促進
- 電源構成目標（貯水池式：40-50%、調整池流れ込み式：15-20%、流れ込み式：23-30%、その他：5-10%）
- 外貨建て PPA の実施
- 送電線の拡張

(4) エネルギー・水資源・灌漑セクターの現状と将来像（「ホワイトペーパー」と呼ばれる）

2018 年 5 月に、エネルギー水資源灌漑省（MOEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）は「エネルギー・水資源・灌漑セクターの現状と将来像」（Energy, Water Resources and Irrigation’s Sector’s Status and Roadmap for the Future）を発表し、今後 10 年間の開発方針を示した。

最初に現状の認識として、以下に示す課題を抽出した。

- エネルギー分野に必要な投資は国内資本だけでは充足できないため、海外投資の促進が必要であるが、そのためには為替リスクを明確に示す必要がある。
- 海外投資を水力発電部門に呼び込むため、プロジェクトへの投資環境を整える必要がある。
- 流域統合パイロットプロジェクトで特定されたプロジェクトの統合的な開発がなされていない。

このような課題を解決する手段として、以下に示すロードマップを示している。

- 水力開発・送電線建設を促進するため、PPP、Built and Transfer（BT）、Built, Own, Operation and Transfer（BOOT）、Engineering, Procurement, Construction and Financing（EPCF）等の新たな仕組みの導入により進める。
- 政府、NEA、民間 IPP により、3 年以内に 3,000MW、5 年以内に 5,000MW、10 年以内に 15,000MW（うち国内向け 10,000MW）の開発を進める。
- 'Hydropower investment and development company', 'Electricity generation company', 'National transmission grid company', 'Nepal Electricity Authority Engineering Company', 'Electricity Trade Company' などの企業に設備と資源を供給して推進する。
- 同一地域において、流れ込み式水力と調整池式水力の調査ライセンスの申請があった場合には、技術的に実現可能な限り、調整池式水力が優先される。

(5) 電力法 （1992 年制定）

電力法とその規制は、ネパール電力セクター全体を統治するものである。電力法の中で、調査、発電、送電、配電を区分し、これらの活動を実施するためのライセンスの発給について規定している。1,000kW を超過するプロジェクトの調査、発電、送電、配電を実施する場合はライセンスを取得する必要があり、ライセンスは電力開発局（DoED : Department of Electricity Development）が次官名で発給している。調査ライセンスは取得後 3 か月以内、発電、送電、配電ライセンスは取得後 1 年以内に活動を開始しなければならない。また、6 か月ごとに進捗報告を電力開発局に提出する必要がある。なお、100kW から 1,000kW までの場合は電力開発局への通知のみで実施可能である。

電力法ではライセンス発給の他に、以下について規定している。

- 配電事業に関する顧客との関係
- 電力品質に関する規定：電圧（±10%）、周波数（50Hz±2.5%）、力率など
- 安全確保への規定：確保すべき離隔距離や絶縁抵抗値など
- 土地取得時における補償料金に関する規定
- Electricity Inspector による調査に関する規定
- 事故時の報告様式　など

調査、発電のライセンスは、2020 年 11 月現在、以下に示すような発給状況である。

表 2-30　ライセンス発給状況

	Existing		Construction License		Survey License		GON		Total	
	No.	(MW)	No.	(MW)	No.	(MW)	No.	(MW)	No.	(MW)
MW>=300	0	0	7	3,985	15	8,866	13	9,278	35	22,129
300>MW>=100	1	144	16	2,450	23	3,962	5	763	45	7,319
100>MW	106	1,103	244	4,458	219	3,892	152	2,170	721	11,623
Total	107	1,247	267	10,893	257	16,720	170	12,211	801	41,071

注：2020 年 11 月 27 日現在
Construction License、Survey License には、申請中の地点を含む
GON には Selected for Competitive Bidding の地点を含む

（出典：DOED の Web site データを基に調査団作成、https://www.doed.gov.np/license/13）

既設設備と GON が管理している設備（ライセンスが返納された地点を含む）を含めて、2020 年 11 月現在 801 地点 41,071MW がライセンスの発給を受けている。このうち、設備量が 300MW 以上の地点数は全体の 4%にあたる 35 地点であるが、設備量では 22,129MW で、全体の半分以上を占めている。

(6)　NDC

ネパール政府は、2020 年 12 月に Second Nationally Determined Contribution（NDC）を発表している。その中で、発電部門に関しては、以下の目標値が示されている。

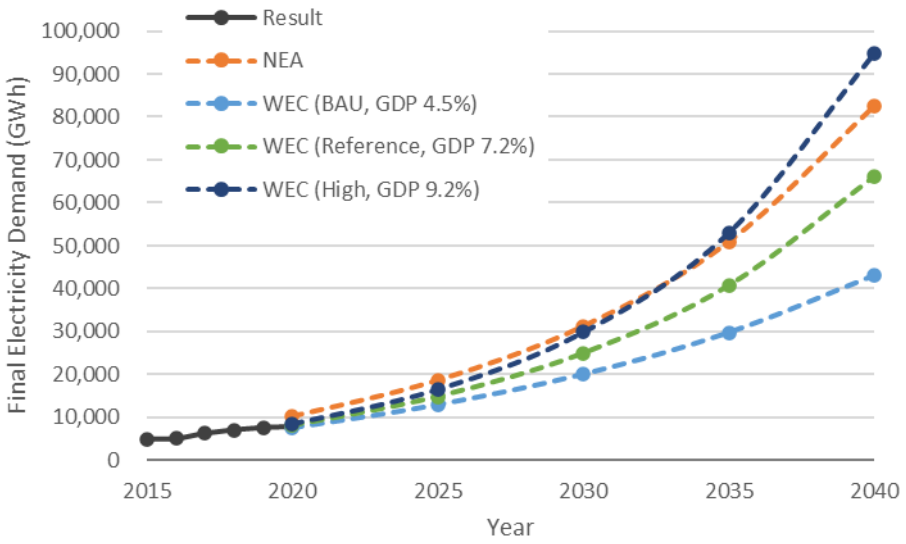
- 2030 年までに、クリーンエネルギーの発電設備を約 1,400MW から 15,000MW に拡大し、そのうち 5～10%は、ミニおよびマイクロ水力、太陽光、風力、およびバイオエネルギーの再生可能エネルギーによる。このうち、5,000MW が無条件の目標であり、残りは国際社会による資金提供を期待している。
- 2030 年までに、総エネルギー需要の 15%がクリーンエネルギー源（電力）から供給する。（2018 年の実績では 6%程度）

なお、発電部門以外でも、電気自動車の導入促進、電気鉄道の導入、調理器具として電気ストーブの促進などの施策を挙げている。

2.4.3　電力需給の現状と予測

(1)　電力需要想定

NEA および Water and Energy Commission Secretariat（WEC）が予測した 2040 年までの電力需要想定を以下に示す。NEA の想定は、Annual Report 2018/2019（2019 年 8 月）[18]に記載されている数値であり、WEC の想定は、2017 年 1 月に発表した報告書に記載されている数値である。

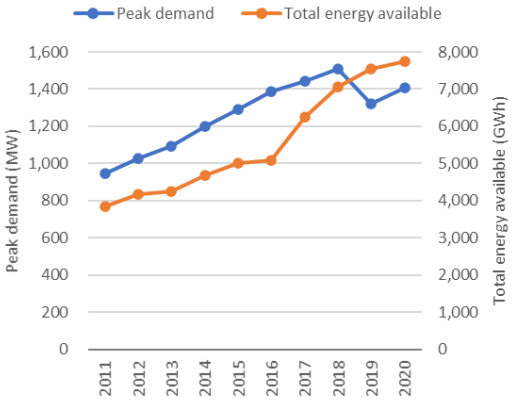


（出典：Annual Report 2018/2019, NEA 及び Electricity Demand Forecast Report (2015-2040), WEC のデータを基に調査団作成）

図 2-88　電力需要想定

最大電力需要は、2030 年に 6,849MW（年負荷率 52%）になると NEA は予測しており、2020 年の実績であった 1,408MW に対し、約 5 倍になるという想定をしている。これは、右図に示すように、2018 年の実績が 1,508MW であったのに対し、至近 2 年間における最大電力需要の伸びが停滞していることが起因している。この実績の低迷を受けて、近々、NEA は需要想定の見直しをするものと想定される。

なお、WEC の想定では、最大電力需要の想定は実施しておらず、水力発電所の設備利用率 50%などの条件を仮定して、必要となる設備量の想定をしている。それによると、2030 年において、BAU シナリオで 8,937MW、Reference シナリオで 11,111MW、High シナリオで 13,296MW の設備量が必要であるとしている。



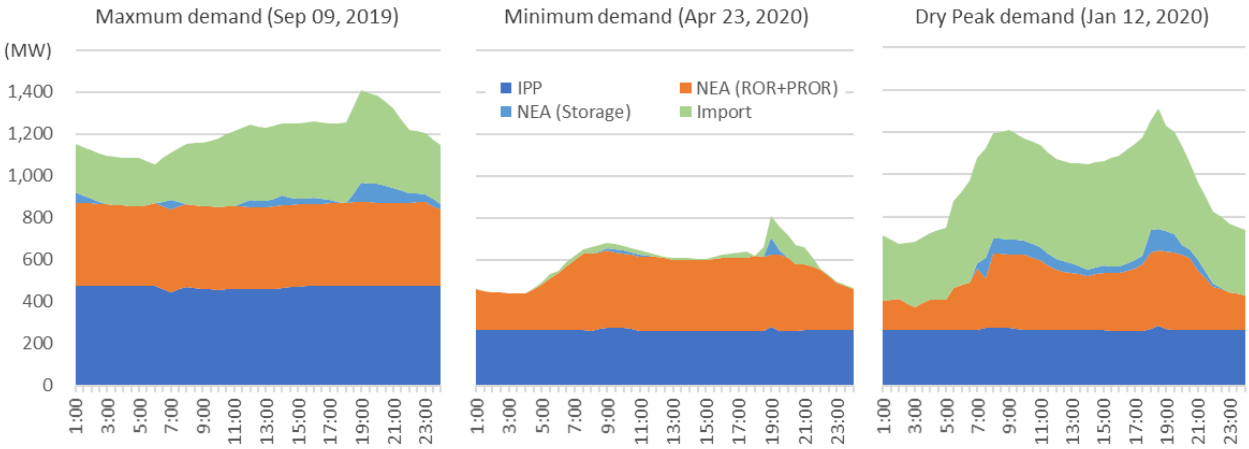
（出典：Annual Report 2019/2020）

図 2-89　電力需要実績

[18] 最新の Annual Report 2019/2020（2020 年 8 月）には、電力需要想定は記載されていない。

(2)　電力需給の現状

2019/2020 年度における最大電力発生日（2019 年 9 月 9 日）、最小電力発生日（2020 年 4 月 23 日）、乾季のピーク発生日（2020 年 1 月 12 日）における電力需給状況を以下に示す。

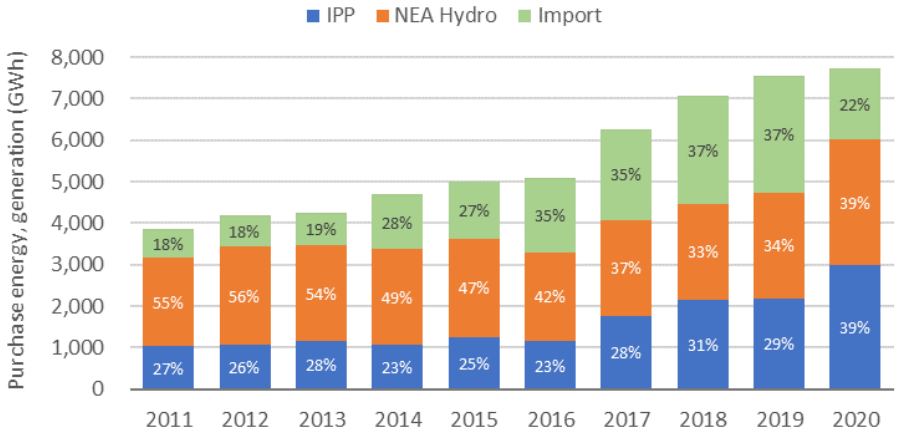


（出典：Annual Report 2019/2020 を基に調査団作成）

図 2-90　電力需給状況（日負荷曲線）

これらの図を見ても明らかなように、日間の需給バランスの調整は、主として NEA の調整池式水力及び貯水池式水力が実施しているが、季節間の需給バランス調整は、主としてインドからの電力輸入量の調整により実施している。電力輸入の依存度は、最大電力発生日においては 26%程度であるが、乾季のピーク発生日には、44%程度に増加している。一方、最小電力需要発生日には、電力輸入の依存度は 4%程度であり、非常に少なくなっている。

各年の供給力の内訳を以下に示す。



（出典：Annual Report 2019/2020 を基に調査団作成）

図 2-91　各年の供給力内訳

インドからの輸入量は、毎年増加してきていたが、2020 年において大きく減少した。これは、2020 年度（2019 年 8 月～2020 年 7 月）内に NEA の Upper Trishuli 3A（60MW）と Kulekhani III（14MW）が運転を開始したことに加えて、IPP の設備量が 135MW 増加したことが主たる要因と考えられる。

(3)　電力需給状況予測

NEA の Annual Report 2019/2020（2020 年 8 月）に、NEA の発電所および NEA と PPA を締結している IPP の発電所リストが掲載されている。そのリストを整理すると以下の通りとなる。

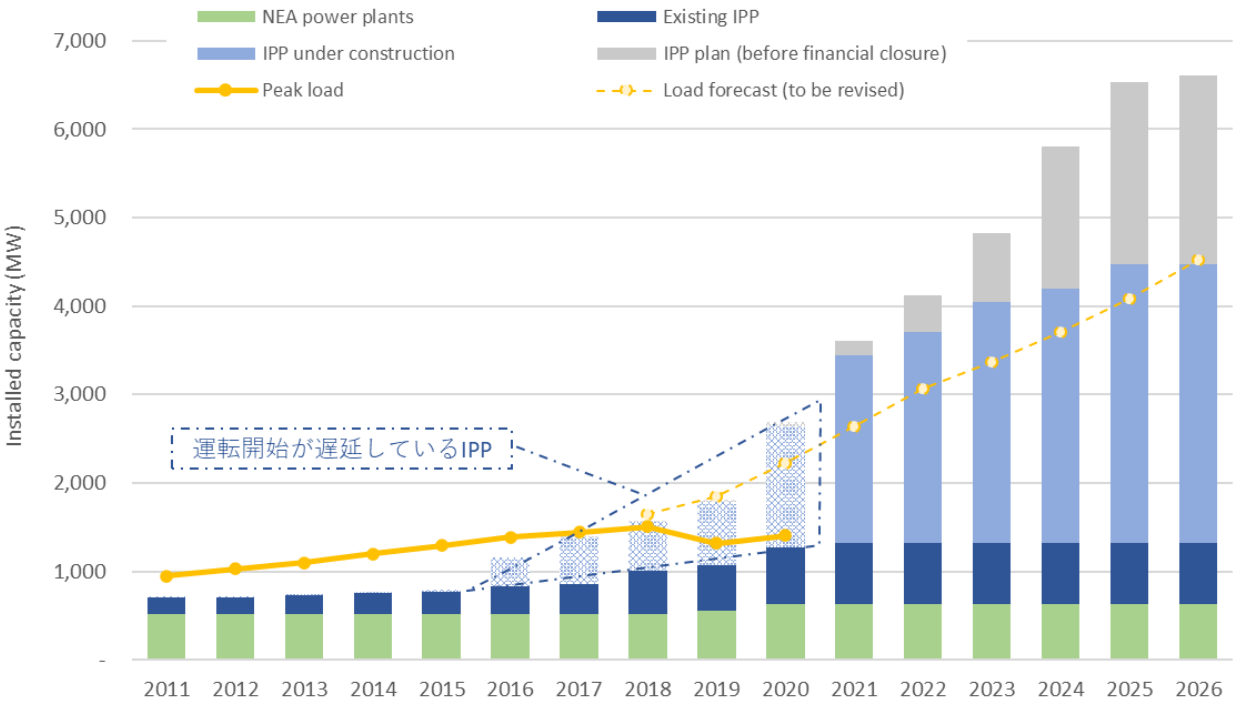
表 2-31　NEA と PPA を締結している発電所

	NEA Hydro		IPP Hydro		IPP Solar	
	No.	Capacity (MW)	No.	Capacity (MW)	No.	Capacity (MW)
Existing	31	577.4	96	694.5	2	1.6
Under construction	--	--	125	3,119.7	6	37.5
Without financial closure	--	--	106	2,101.8	6	23.0
Total	31	577.4	327	5,916.0	14	62.1

注：既設設備のうち、系統に接続されていない水力は除く。また、NEA が建設しているプロジェクトは、すべて NEA の子会社が実施しており、IPP として整理されている。

（出典：NEA の Annual Report 2019/2020 のデータを基に調査団作成）

これらのプロジェクトにおける PPA 上の運転開始予定年を踏まえて、各年の発電設備量の推移を整理した図を以下に示す。なお、2021 年以降は、PPA 上の運転開始予定年に運転開始することとして整理している。



注：発電設備量の積み上げは、西暦での前年 12 月 31 日時点のもの、ピーク需要はネパール暦に基づく NEA の年度（西暦に換算すると前年 7 月中旬～当年 7 月中旬）での年間最大需要

（出典：NEA の Annual Report 2019/2020 のデータを基に調査団作成）

図 2-92　発電設備量の推移

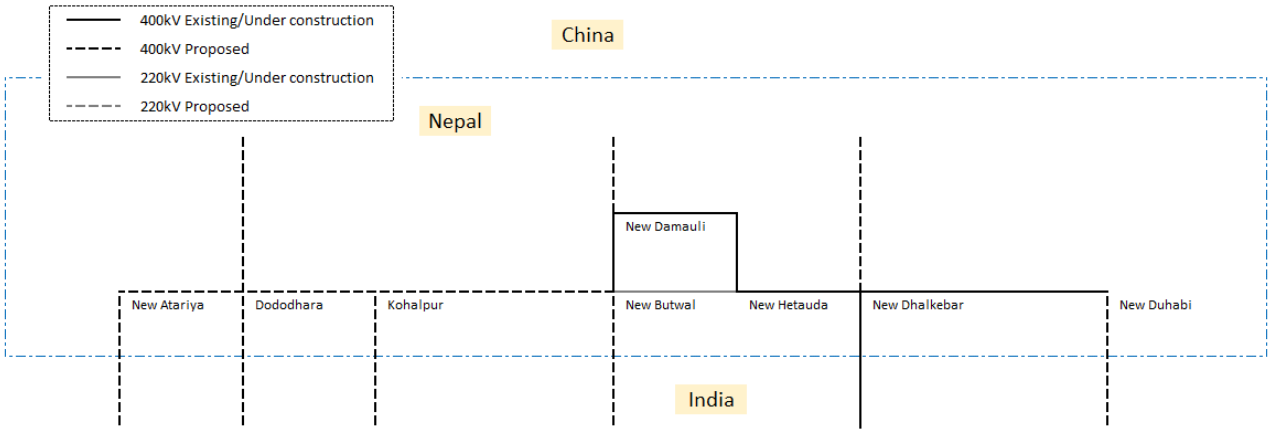
Annual Report 2019/2020 の中で建設中となっているプロジェクトでも、PPA 締結時の運転開始予定時期が 2019 年 12 月 31 日以前になっているプロジェクトが 73 地点 1,378MW ある。これらのプロジェクトが、当初の予定通り運転開始できていれば、インドからの電力輸入量は大幅に減少できたものと想定される。

2.4.4　系統拡充計画

従来の送電計画マスタープラン[19]は、主にネパール国内の水力により発電した電力をインドに輸出することを目的として策定されていた。これに対して、2018 年 7 月に政府系の送電会社である Rastriya Prasaran Grid Company Ltd.（RPGCL）は、国内の電力需要が大幅に増加する[20]ことを踏まえて、ネパール国内の水力により発電した電力を主として国内の需要に供給し、余剰分を周辺国に輸出するすることを目的として、「送電系統マスタープラン」（TSMP: Transmission System Master Plan of Nepal）を策定した。

従来のマスタープランでは、ネパール南部（Terai 地域）に東西 400kV 基幹系統（400kV East-West highway）を建設し、大きな河川に沿ってその基幹送電線に向けて送電線を建設し、その河川に位置する水力発電所の電力を北から南に送電し、東西 400kV 基幹系統に接続するような放射状（radial network）の考え方であった。

従来の送電計画マスタープランであった IMP における、2035 年の系統構成を以下に示す。



（出典：送電系統マスタープラン（TSMP）のデータを基に調査団作成）

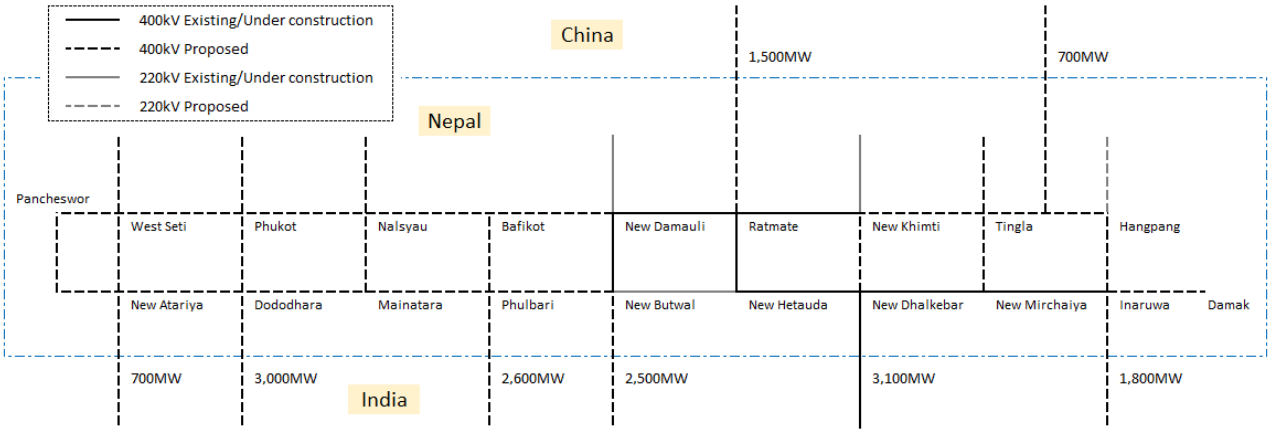
図 2-93　従来の系統構成図（2035 年、IMP）

400kV によるインドとの連系は、現行のマスタープランと同様に 6 か所であるが、中国との連系は、まったく考えていない。また、東西に走る基幹系統も 1 本だけである。

[19] 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 Transmission System Master Plan 2015

[20] Water and Energy Commission Secretariat（WEC）が 2017 年 1 月に発表した予測では、年 7.2%の GDP 伸びを考慮すると、2040 年には最大電力需要は 18GW に達すると想定している。（IMP では、2040 年の最大電力需要は 6.1GW と想定）

新しいマスタープラン（TSMP）では、従来のマスタープランの構想に加えて、ネパール中央部にも東西 400kV 基幹系統を建設し、両方の 400kV 基幹系統を南北の 400kV 送電線で接続することにより、ループ状（mesh network）の系統構成を志向している。これにより、各水力発電所の電力は、2 系統により送電することが可能となるため、供給信頼度の向上が期待できる。



（出典：送電系統マスタープラン（TSMP）のデータを基に調査団作成）

図 2-94　TSMP における系統構成図（2040 年）

400kV によるインドとの連系は、6 か所で合計 13,700MW に達する。一方、中国との連系は、2 か所で合計 2,200MW である。

新しいマスタープランにおける詳細な系統図を図 2-95 に示す。

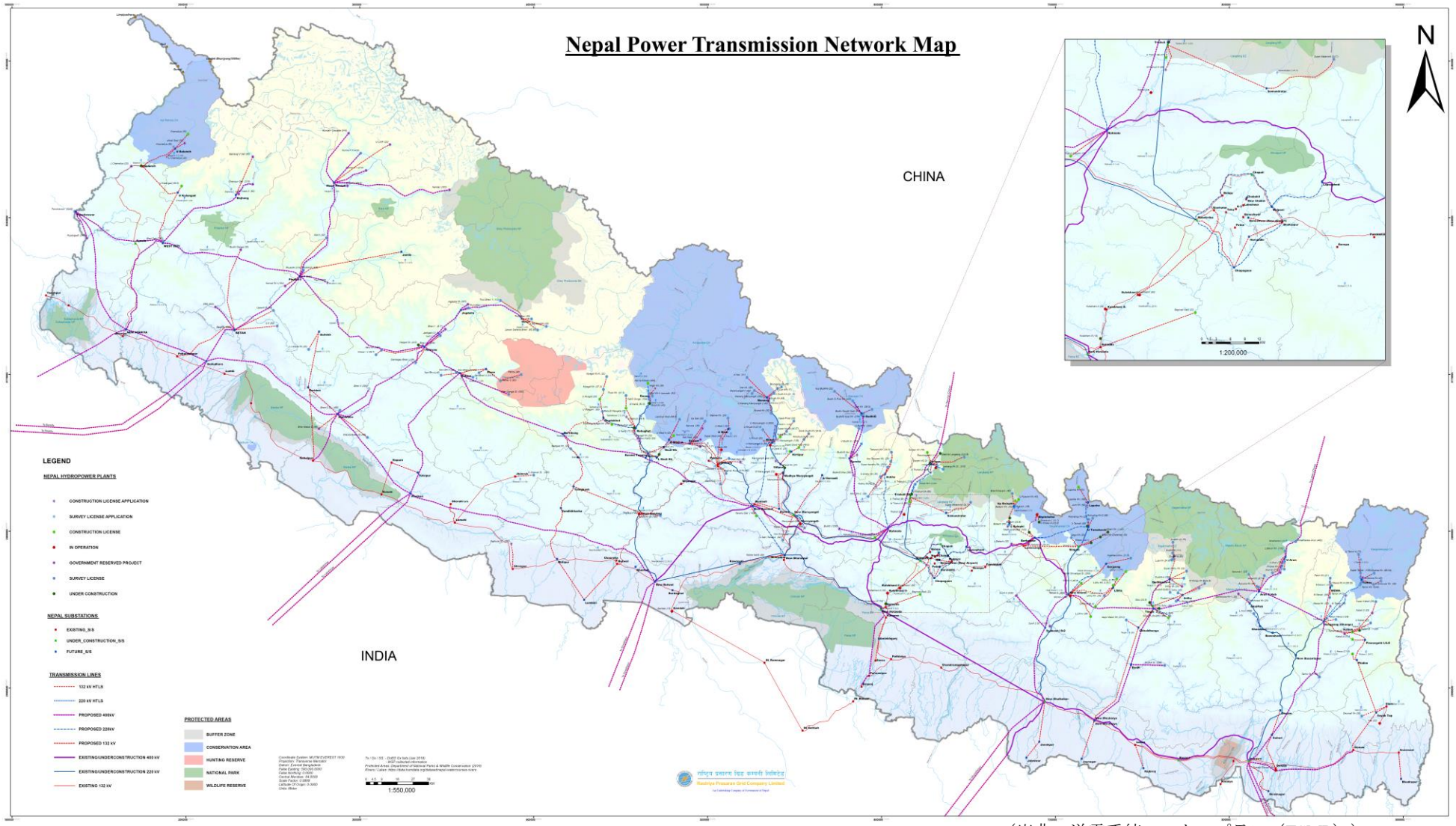


図 2-95　ネパール系統図

（出典：送電系統マスタープラン（TSMP））

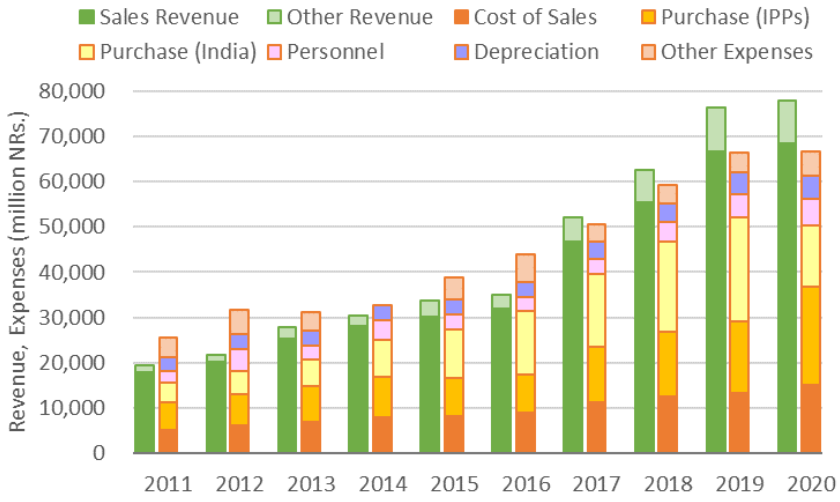
2.4.5　系統運用

給電指令所（LDC：Load Dispatch Center）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。各発電所の出力調整操作は、LDC からの電話連絡により実施している。

ネパール系統の周波数は、インドと同期連系しているので、基本的にはインドの周波数と同じである。2 国間で連系を実施する場合には、一般的には規模の大きな系統が周波数調整を実施し、規模の小さい系統は連系線潮流を計画値に制御する偏倚連系線電力制御（周波数バイアス: Tie line load frequency bias control: TBC）[21]を実施することにしている。インドとネパール間の関係においては、インドが周波数調整を実施し、ネパールが TBC を実施し、連系線潮流を計画値に維持することが望ましい。しかしながら、ネパール国内に十分な周波数調整能力を持っていないため、連系線潮流を計画値に維持することが困難となっている。インドでは、各タイムブロック（15 分単位）の発電電力量計画値に対し実績値が乖離した場合、その乖離量に対して、当該タイムブロックの系統周波数に応じて決定される決済単価を乗じた金額を支払う、というインバランス制度（Deviation Settlement Mechanism: DSM）[22]が導入されており、この制度に従って多くのペナルティを払っている状況である。

2.4.6　NEA の財務状況

2011 年度（2010/2011 年）から 2020 年度までの NEA の収支状況を以下に示す。各年度の棒グラフの左側は収入を、右側は費用を示している。



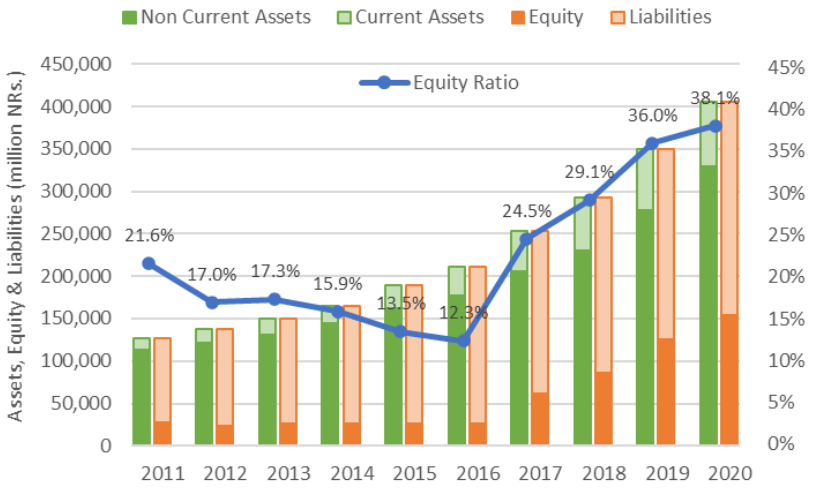
（出典：NEA の Annual Report 2019/2020 のデータを基に調査団作成）

図 2-96　NEA の収支状況

[21] 5.2.5 参照
[22] 2.3.11 参照

NEA は 2016 年度までは、毎年赤字を計上していた。2017 年にインドとの連系の強化や IPP 水力の運転開始などにより、供給力の増加が図れ、供給力不足により長時間停電を余儀なくされていた状況が大幅に改善し、販売電力量が増加した。また、2017 年に 14%の料金値上げを実施した。この両方の効果により、収入が大幅に増加し、2017 年以降は黒字に転じている。

NEA の貸借対照表の推移を以下に示す。各年度の棒グラフの左側は資産の部を、右側は負債及び資本の部を示している。また自己資本を総資産で除した自己資本比率の年度別推移を折れ線グラフにて示している。



（出典：NEA の Annual Report 2019/2020 のデータを基に調査団作成）

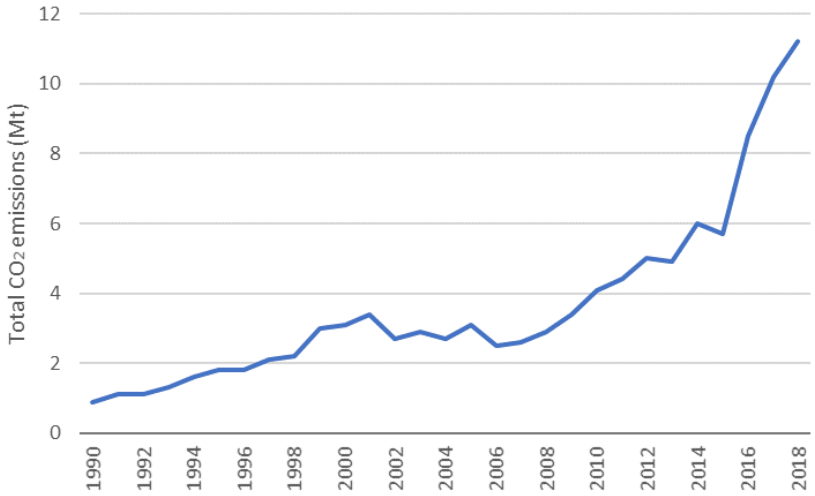
図 2-97　NEA の貸借対照表の推移

既設設備および建設中設備の増加に伴って、資産は着実に増加している。設備産業であるインフラ事業の特徴として、総資産に占める固定資産（Non-current assets）の比率が高いことが挙げられる。最近、その比率は減少傾向にあるが、2020 年においても総資産の 80%程度は固定資産となっている。

自己資本比率を見ると、2016 年まで徐々に減少し、2016 年には 12.3%まで低下した。この間に自己資本の額はほとんど変化していないが、毎年赤字を計上していたため、Retained Earnings がマイナス方向で積みあがっており、政府による資本注入（増資）を行うことにより、自己資本の額をほぼ一定に保っていた。2017 年以降は、利益を計上しているため、マイナスの Retained Earnings の解消を図っており、2020 年には Retained Earnings はプラスに転じた。2017 年以降も毎年 Share Capital の追加を実施しており、この結果、2020 年における自己資本比率は、38.1%まで改善した。

2.4.7　CO_2 排出量

ネパール全土における CO_2 排出量の推移を以下に示す。



（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 2-98　CO_2 排出量の推移（ネパール）

2010 年頃までは、非常に少ない量であったが、最近 10 年間で急激に増加している。内訳をみると、運輸（Transportation）が半分程度を占めている。なお、電力セクターにおける CO_2 排出量はほとんどない。人口一人当たりの CO_2 排出量は、2018 年で 0.4 t-CO_2 程度であり、インドの値（1.7 t-CO_2）と比較しても少ない値である。

2.4.8　他ドナーの支援状況

各ドナーが公表しているプロジェクト情報を元に、2022 年 3 月末時点で実施中のネパールの電力エネルギー分野に対する各ドナーの支援状況を整理した。

(1) **ADB**

ADB では、ネパールのエネルギー分野におけるプロジェクトを複数実施している。また、南アジア地域の一環として実施されているプロジェクトの対象国の一つとして、ネパールが対象国に含まれているプロジェクトも存在する。

表 2-32　ADB のプロジェクト

プロジェクト名	種類	対象国	総額（USD）	承認日
電力網近代化プロジェクト-追加の資金調達 (Electricity Grid Modernization Project – Additional Financing)	Loan	ネパール	60million	17 Sep 2021
電力網近代化プロジェクト (Electricity Grid Modernization Project)	Loan	ネパール	156million	26 Nov 2020
南アジア途上国でのジェンダー平等と社会的包摂の成果強化 (Enhancing Gender Equality and Social Inclusion Results in South Asia Developing Member Countries)	TA	南アジア地域	2.2million	04 Sep 2020
南アジア準地域経済協力送電・配電システム強化事業 (South Asia Subregional Economic Cooperation Power Transmission and Distribution System Strengthening Project)	Grant, loan, TA	ネパール	Grant: 35million Loan: 200million TA: 5million	26 Jun 2020
南アジアにおけるセーフガード実施の改善 (Improving Safeguard Implementation in South Asia)	TA	南アジア地域	3million	06 Nov 2019
ソーラーシステムの大規模展開 (Deploying Solar Systems at Scale)	TA	南アジア地域	2million	06 Jun 2019
(Upper Trishuli-1 Hydropower Project)	Loan	ネパール	60million	12 Apr 2019
南アジアにおける気候・災害リスクに強く、低炭素な開発の持続可能性 (Sustaining Climate and Disaster Risk Resilient and Low Carbon Development in South Asia)	TA	南アジア地域	1.314million	24 Dec 2018
南アジア準地域経済協力電力システム拡張プロジェクト-追加融資 (South Asia Subregional Economic Cooperation Power System Expansion Project-Additional Financing)	Loan	ネパール	20million	02 Oct 2018
南アジア地域経済協力地域エネルギー協力 (South Asia Subregional Economic Cooperation Regional Energy Cooperation)	TA	南アジア地域、ミャンマー	3million	10 Sep 2018
アジア太平洋地域における開発のナレッジ・ソリューションの共有 (Sharing Development Knowledge Solutions in Asia and the Pacific)	TA	バングラデシュ、カンボジア、ジョージア、インド、インドネシア、ネパール、パキスタン、フィリピン、PNG、中国、ベトナム	USD 1.555million	26 Sep 2017
送電・配電効率向上事業 (Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project)	Loan, TA	ネパール	Loan: 150million TA: 2million	29 Jun 2017

（出典：ADB プロジェクトリストより調査団作成）

(2) 世界銀行

2022 年 3 月時点で、世界銀行は、ネパールのエネルギー分野を対象としたプロジェクトとして、複数のプロジェクトを有する。

表 2-33　世界銀行のプロジェクト

プロジェクト名	対象国	総額（USD million）	承認日
ネパールへの追加融資：電力セクター改革と持続可能な水力開発（PSRSHD）プロジェクト (Additional Financing for Nepal: Power Sector Reform and Sustainable Hydropower Development (PSRSHD) Project)	ネパール	NA	2-Apr-21
ネパール：民間セクター主導のミニグリッドエネルギーアクセスプロジェクト (Nepal: Private Sector-Led Mini-Grid Energy Access Project)	ネパール	NA	30-Jan-19
ネパール：電力セクター改革と持続可能な水力開発（PSRSHD） (Nepal: Power Sector Reform and Sustainable Hydropower Development (PSRSHD))	ネパール	20	25-Sep-15
ネパール：グリッドソーラーとエネルギー効率 (Nepal: Grid Solar and Energy Efficiency)	ネパール	130	22-Dec-14
ネパール-インド送電および取引プロジェクトのための追加融資 (Additional Financing for Nepal-India Electricity Transmission and Trade Project)	ネパール	39	24-Jun-13

（出典：世界銀行プロジェクトリストより調査団作成）

2.5 ミャンマー

2.5.1 電力・エネルギー政策

ミャンマーではエネルギー管理委員会（National Energy Management Committee）が 2014 年にエネルギー方針を策定した。その要点は以下の通り。

- 自然環境や社会環境への影響を最小限に抑えながら、実現可能で実用化可能な潜在エネルギー資源について体系的に調査したデータに基づき、短期・長期の総合エネルギー開発計画を実施する。
- 経済改革政策に沿ってエネルギー関係機関を民営化するための法・規則・規制を制定し、民間部門の参加を促進しする（100%FDI、共同 FDI、国際 IPP、地方 IPP / SPP / VSPP）。
- 国内の需要と多種のエネルギー資源の供給に関する体系的な統計をまとめる。
- 地域住民が地域で発見された埋蔵エネルギーの恩恵を享受できるプログラムを実施する。
- 風力、太陽光、水力、地熱、およびバイオエネルギーなどの再生可能エネルギー資源を利用する広範囲のプログラムを実施する。
- エネルギー効率化と省エネルギーを促進する。
- 国際的なエネルギー資源探査と開発の取組に遅れないよう研究、開発、設計、および普及のための機関を設立し、国際的に高品質な製品を製造し、国際標準に準拠したエネルギー資源探査を実施する。
- エネルギー問題における国際協力を促進する。
- エネルギー生産者とエネルギー消費者の経済的安全性に見合った適切なエネルギー価格設定方針を策定する。

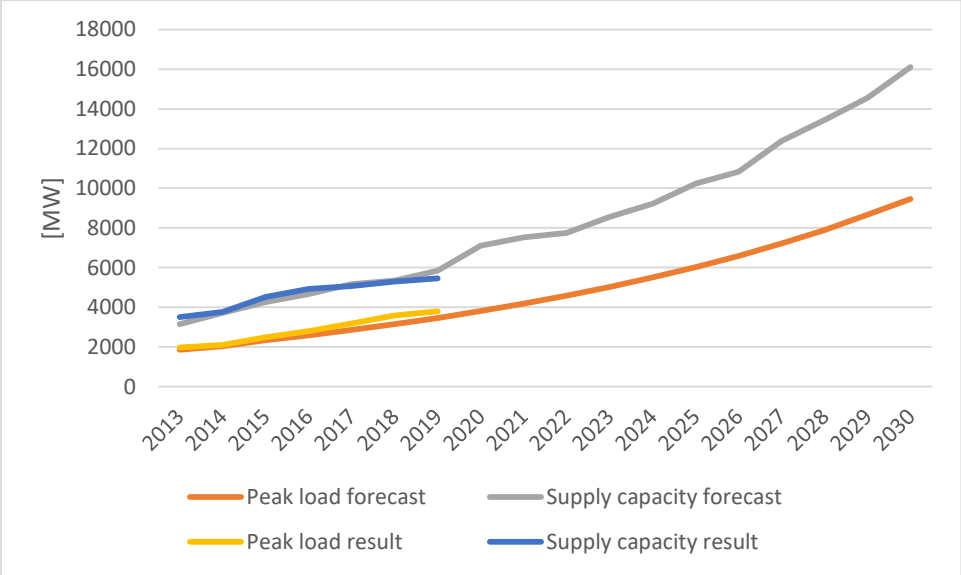
2015 年に策定されたエネルギーマスタープランでは、2030 年までの経済成長、エネルギー需給の見通しを示している。2012 年のエネルギー消費量はバイオマスが全体の 70%を占めていたが、経済成長は毎年 7.1%を見込み、今後は石油、ガス、電力等のエネルギー消費の増加が見込まれ、2030 年のエネルギー消費量は 2012 年の倍近くまで増加すると予測されている。

国内では 108GW のポテンシャルを持つと見られる水力資源のほか、天然ガス、石炭の資源に恵まれている。天然ガスの多くは輸出され、貿易の収入源となっている。増加する国内エネルギー需要に対して、ガスは国内産出量の減少が想定されており、LNG の輸入、あまり利用されてこなかった石炭の活用、水力資源の開発および太陽光発電により供給力を確保する計画となっている。

2.5.2 電力需給状況

(1) 電力需要と供給の推移

エネルギーマスタープランの付録にある電力開発計画によると、電力のピーク需要は 2013 年の 1,853MW から 2030 年には 9,465MW へと大幅に伸びる見通しである。マスタープランでの予測需要および計画供給力と比較すると、2019 年のピーク需要実績はマスタープランの予測を上回っているのに対し、供給力は計画を下回っている。



（出典：Compiled by JICA survey team, from Myanmar Energy Master Plan, 2015 and 26th Meeting of the Regional Power Trade Coordination Committee, GMS: https://www.greatermekong.org/26th-meeting-regional-power-trade-coordination-committee-rptcc-26-1)

図 2-99　Electricity demand and supply

(2)　電源開発計画

ミャンマーにおける発電電力量は、需要の伸びに合わせ、2010 年から 2016 年の実績では年率約 13%で増加してきた。2015 年-2016 年の年間発電量は、15,964 GWh である。ミャンマーの電力供給は、水力の発電量シェアが大きく、2014 年までは 70%以上の発電量を水力が占めていた。しかし、近年の新規火力発電所の増加によって、火力の発電量の占める割合が大きくなり、2016 年の水力の発電量シェアは 58.9%となった。

表 2-34　Domestic Power Production from 2010 to 2016

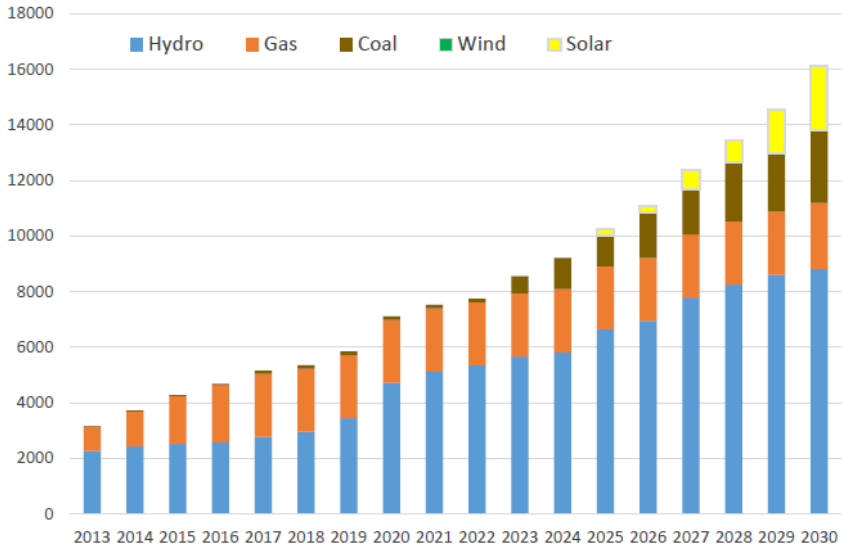
Fiscal Year*	Type of Power Generation								Total
	Hydro		Gas		Thermal		Diesel		
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	
2010 - 2011	6189.0	72.0%	1736.5	20.2%	640.0	7.4%	32.7	0.4%	8598.1
2011 - 2012	7518.0	72.1%	2119.1	20.3%	749.8	7.2%	38.2	0.4%	10425.0
2012 - 2013	7766.2	70.8%	2377.4	21.7%	770.6	7.0%	50.6	0.5%	10964.9
2013 - 2014	8823.1	72.0%	2794.3	22.8%	568.9	4.6%	60.8	0.5%	12247.1
2014 - 2015	8828.8	62.4%	4977.0	35.2%	285.5	2.0%	64.9	0.5%	14156.3
2015 - 2016	9399.0	58.9%	6225.6	39.0%	285.0	1.8%	55.2	0.3%	15964.8

*Fiscal year starts from April.

（出典: DATA COLLECTION SURVEY ON URGENT UPGRADE OF ELECTRICITY SUPPLY IN THE REPUBLIC OF THE UNION OF MYANMAR, JICA）

エネルギーマスタープランにおける電源開発計画では、水力の開発を進めるとともに、これまで利用の少なかった石炭火力と太陽光による発電を進展させることとしている。

ガス火力については国内でのガス産出量の低下が見込まれており、輸入 LNG による発電量の確保が計画されている。



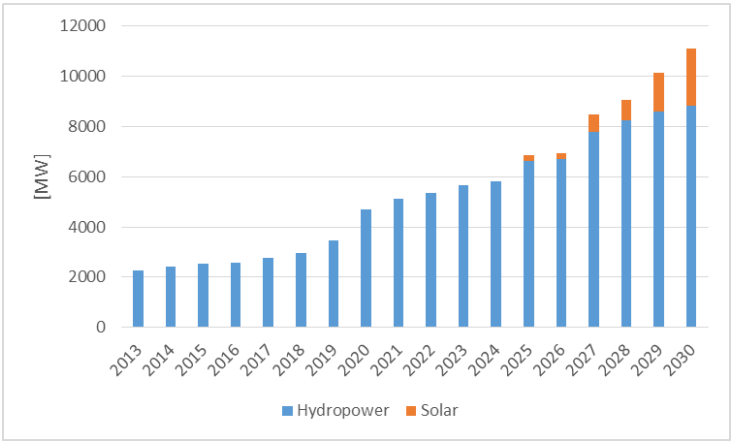
（出典: Myanmar Energy Master Plan, 2015）

図 2-100　Installed Capacity（MW） by Plant Type

ミャンマー国内では電力需要がエネルギーマスタープランでの予測を上回る一方で、供給力が計画通りに確保できていない。供給力の多くを水力に頼っていることから安定した供給力を確保できず、停電が多く発生している。ミャンマー政府は対応策として 2019 年 6 月に 5 年間の BOO 方式による合計 1,040MW のガス火力 IPP を公募し、緊急的な電源調達を進めている。

(3)　再生可能エネルギーの開発量

図 2-101 は図 2-100 から再生エネルギーのみを抽出したものであり、設備容量は 2013 年の約 5 倍の計画である。



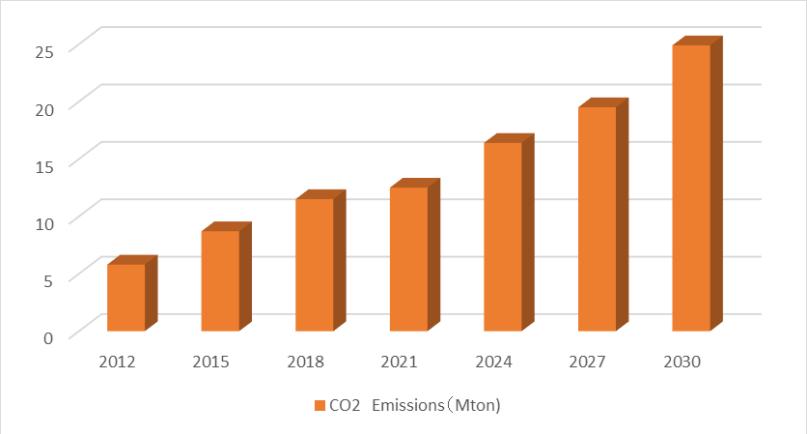
（出典: Myanmar Energy Master Plan, 2015）

図 2-101　Installed Capacity（MW）of Renewable Energy

太陽光発電の導入は 2025 年の計画であったが、実際の開発は早まっており、2019 年には Minbu で 40MW の商用運転を開始し、2020 年 5 月には 1,060MW の IPP を 20 年間の BOO 方式により公募するなど、再生エネルギーの開発を一層促進している。

(4) CO_2 排出量

エネルギーセクターにおける CO_2 排出量の推移を以下に示す。水力の開発が進んだとしても経済成長による需要を賄うためには火力の利用は増加し、排出量が着実に増加することが予想される。



（出典: Prepared by JICA Survey Team from Myanmar Energy Master Plan, 2015）

図 2-102　Forecast of CO_2 emissions in the energy sector

2.6　スリランカ

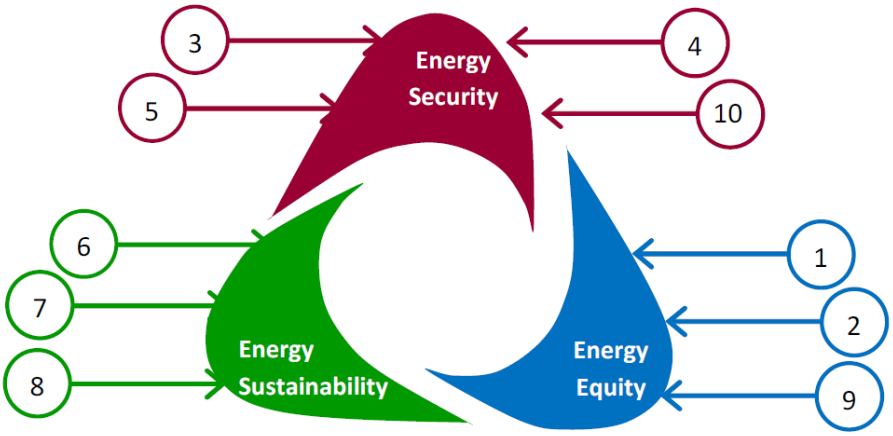
2.6.1　電力・エネルギー政策

スリランカ政府は、2019 年 8 月に National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka を発表している。このエネルギー政策は、よりクリーンで安全、経済的、信頼性の高い供給を通じてエネルギー安全保障を確保し、スリランカの社会において、公平な開発を支援するための便利で手頃なエネルギーサービスを提供することを目的としている。

このエネルギー政策によると、以下に示す社会、経済、環境に影響を与える幅広い分野に根ざした 10 の柱に基づいて、安全保障、公平性、持続可能性について、それぞれをバランス良く強化することにしている。

1. Assuring Energy Security
2. Providing Access to Energy Services
3. Providing Energy Services at the Optimum Cost to the National Economy
4. Improving Energy Efficiency and Conservation
5. Enhancing Self Reliance
6. Caring for the Environment
7. Enhancing the Share of Renewable Energy
8. Strengthening Good Governance in the Energy Sector
9. Securing Land for Future Energy Infrastructure
10. Providing Opportunities for Innovation and Entrepreneurship

各柱は、安全保障、公平性、持続可能性の強化に関して、以下の図に示すようなアプローチを実施する。



（出典：National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka）

図 2-103　エネルギー政策（スリランカ）

2021 年 7 月にスリランカ政府が提出した NDC によると、2060 年にはカーボンニュートラルを実現することを目標にしており、その実現に向けて以下の目標を掲げている。

- To achieve 70% renewable energy in electricity generation by 2030
- To achieve Carbon Neutrality by 2050 in electricity generation
- No capacity addition of Coal power plants

電力セクターでは温室効果ガスを 2030 年までに BAU 比で 25%削減（条件なし 5%、条件付き 20%）することにしている。なお、ここで言っている BAU は、Long Term Generation Expansion Plan 2013- 2032 published in October 2013 を基にした値であり、目標達成に向けた活動として、以下の 5 項目を挙げている。

NDC 1: Enhance renewable energy (RE) contribution to the national electricity generation mix by increasing solar PV, wind, hydro and sustainable biomass-based electricity generation

NDC 2: Implement Demand Side Management (DSM) measures by promoting energy-efficient equipment, technologies, and system improvements in a national Energy Efficiency Improvement and Conservation (EEI&C) programme

NDC 3: Conversion of existing fuel oil-based combined cycle power plants to Natural Gas (NG) and establishment of new NG plants as conditional measures (once the necessary infrastructure is available)

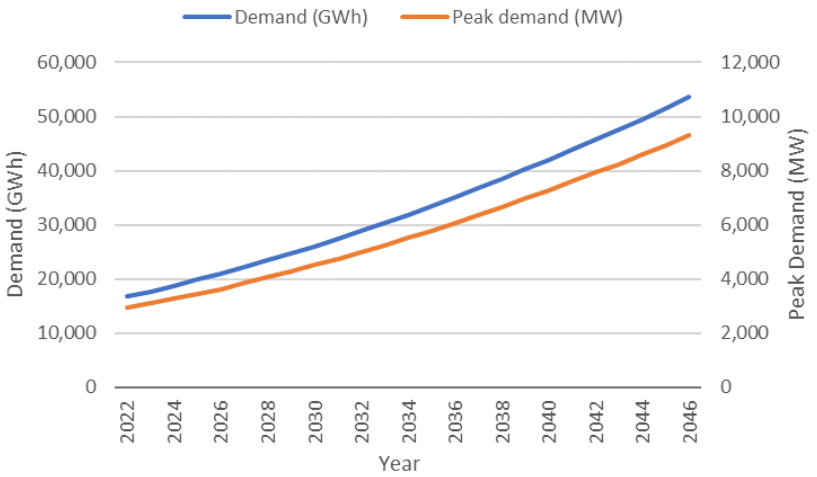
NDC 4: Transmission and distribution network efficiency improvements (Loss reduction of 0.5% compared with BAU by 2030) as an unconditional measure

NDC 5: Conduct R&D activities to implement pilot-scale projects for Non Conventional Renewable Energy (NCRE) sources that have not yet reached commercial maturity and develop other grid supporting infrastructures as conditional measures

2.6.2　電力需給状況

(1)　電力需要

2021 年 10 月に PUCSL によって条件付きで承認された Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041 によると、将来の電力需要は以下のように想定されている。



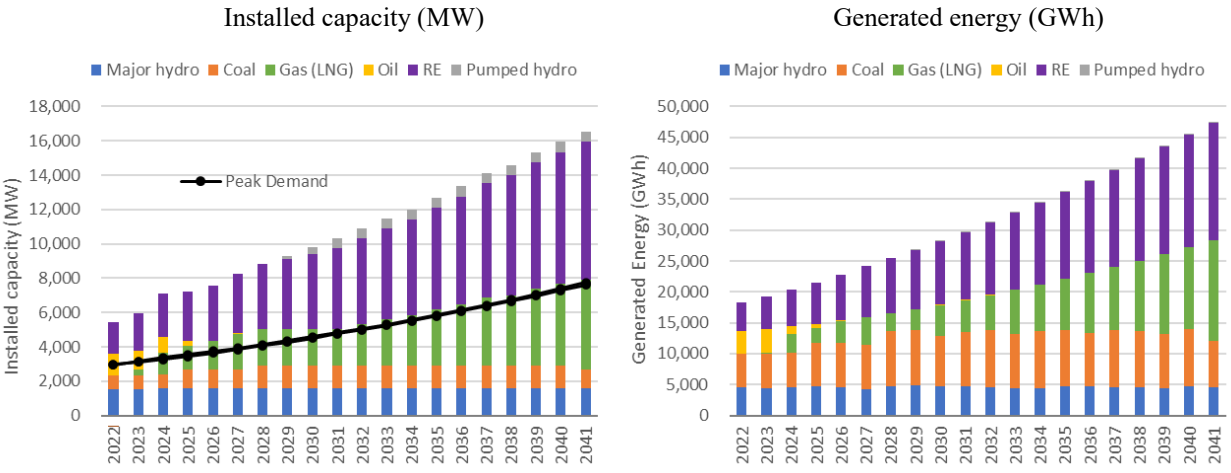
（出典：Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041, CEB）

図 2-104　電力需要想定（スリランカ）

2022 年における電力需要は 16,741GWh であり、ピーク需要は 2,957MW である。2046 年には、電力需要は 53,700GWh 程度、ピーク需要は 9,300MW 程度まで増加すると想定しており、この間の電力需要の伸びは、年率 4.9%程度である。

(2)　電源開発計画

Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041 における電源開発計画を基に作成した電源構成の推移を以下に示す。



（出典：Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041, CEB）

図 2-105　電源構成の推移（スリランカ）

2022 年における設備量の構成は、水力 28%、石炭火力 15%、石油火力 23%、再生可能エネルギー34%である。また、発電電力量の構成は、水力 25%、石炭火力 30%、石油火力 20%、再生可能エネルギー25%である。

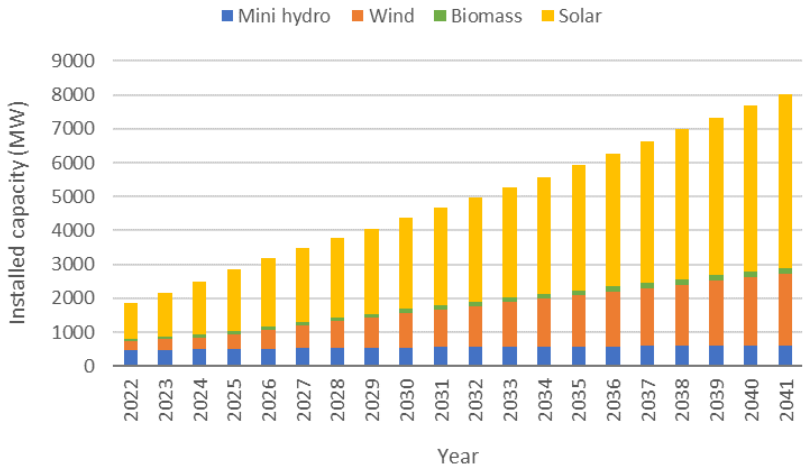
今後、LNG を導入して、石油からガスにシフトするとともに再生可能エネルギーの開発を進めることにしている。一方、大規模水力は適地が枯渇しているため、設備量の増加はほとんど見込めず、全体設備量の増加に伴って、構成比率が減少していく。この点を補完するため、2020 年代後半に揚水式水力の開発を計画している。

この結果、2040 年における設備量の構成は、水力（揚水式水力を含む）14%、石炭火力 8%、ガス火力 30%、石油火力 0%、再生可能エネルギー48%である。また、発電電力量の構成は、水力（揚水式水力を含む）11%、石炭火力 20%、ガス火力 29%、石油火力 0%、再生可能エネルギー40%である。

しかしながら、この計画においては、2030 年における再生可能エネルギーの比率が 53%であり、また、石炭火力の追加開発を行うことにしているため、スリランカ政府が NDC において掲げている目標を満足していない。このため、PUCSL は CEB に対して、再提出することを条件に本計画を承認している。

(3)　再生可能エネルギーの開発量

Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041 において提案されている再生可能エネルギー設備量の推移を以下に示す。再生可能エネルギーの開発は、National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka の中で述べられている 10 本の柱のうち 7 番目の柱になっており、積極的に開発していくことが見て取れる。



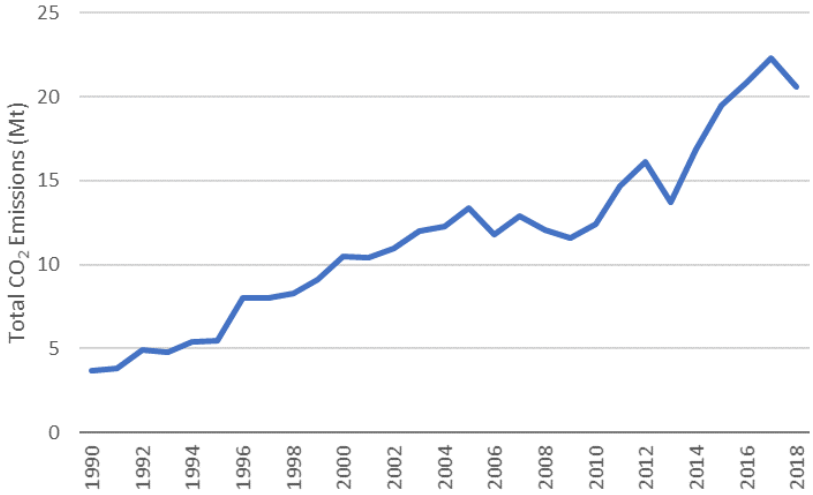
（出典：Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041, CEB）

図 2-106　再生可能エネルギー設備量の推移（スリランカ）

2022 年における再生可能エネルギー（小水力、風力、バイオマス、太陽光）の設備量は、1,852MW であるが、今後主として風力と太陽光を積極的に開発していくことにしており、2041 年には、2022 年の 4 倍強に相当する 8,031MW に達する見込みである。

2.6.3　CO_2 排出量

スリランカ全土における CO_2 排出量の推移を以下に示す。



（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 2-107　CO_2 排出量の推移（スリランカ）

CO_2 排出量は着実に増加している。内訳をみると、1990 年代は運輸（Transportation）セクターが大宗を占めていたが、2000 年以降、電力セクターの排出量が徐々に増加し、運輸セクターと同程度となり、2018 年では全体の 90%が運輸セクターと電力セクターで占めている。

第 3 章　BBIN における電力連系の現状

3.1　電力政策の枠組み

BBIN における電力連系の歴史は長く、1954 年のインドーネパール間の Kosi プロジェクトの合意に遡ることができる。その後ブータンーインド間、およびバングラデシューインド間でも二国間の合意により個別のプロジェクトが行われてきた。2014 年に SAARC において電力分野のエネルギー協力の枠組み合意がなされた。電力連系に係る制度設計はインドが先行している。現在の BBIN 地域内の電力連系はいずれもインドとの二国間取引であり、実態としてはインドの制度に基づく運用となっている。

(1)　SAARC 電力分野のエネルギー協力枠組み協定

2014 年に SAARC 加盟 8 カ国は、SAARC 地域の電力グリッドの統合と国際電力融通を促進し、各国の法規制に従って各国の電力融通を通じた域内電力確保の改善を目的とした枠組みに合意した。BBIN 各国の国際電力融通はこの枠組みの下に展開されている。

表 3-1　Main Points of SAARC Framework Agreement on Energy Cooperation (Electricity), 2014

項目	内容
売買事業者	認可された公的または民間の電力生産者、電力会社、取引事業者、送電会社、配電会社、またはいずれかの加盟国の法律に基づいて設立および登録され国内外での電力売買の許可を有するその他の機関。
目的	加盟する2カ国間、3カ国間、あるいは多国間の協定に基づく電力融通を促進。
範囲	売買事業者が関係国の政府規制メカニズムの下で条件、支払い保証方法、および電力取引の期間を交渉できるようにする。
関税と税金	輸出入、関税または課徴金、手数料などの免除に向けて取り組む。
データ更新と共有	加盟国間で電力セクターのデータと情報を共有。
競争促進	各国の優先順位に沿い、競争促進のため電力セクターの開放を促進。
国際連系の計画	政府の送電計画機関が、関係国間の二国間または三国間または相互協定を通じて相互接続を計画できるようにする。送電インフラの要件は、電力融通の将来ニーズの調査と、共有された技術情報に基づく。
建設、運用、および保守	各国の国境内の送電線は、各国の送電機関によって開発されるか、または合意した箇所で相互接続する。
送電サービス契約	売買事業者は電力融通取引のために送電サービス事業者と契約する。
電力系統保護	系統信頼度を確保するため加盟国は調和のとれた系統保護システムを開発
系統運用と精算の仕組み	加盟国はスケジューリング、給電、会計、および精算の方法について準備する。
送電線へのアクセス	加盟国は法制度によってそれぞれの送電系統に非差別的にアクセスを可能とする
売買事業者の促進	関係国の法規制によって国際電力融通の売買事業者を促進
ナレッジの共有と電力セクターの共同研究	加盟国は発電、送電、配電、エネルギー効率化、送配電ロス低減、再生エネルギーの開発と統合について専門家の交流を含めた共同研究を促進。
規制メカニズム	加盟国は電力融通に係る規制を発展させる。

紛争解決	紛争は当事国間で解決するものとするが、解決しない場合はSAARCの仲裁評議会に諮ることができる。

(2) インドの国際電力融通ガイドライン

インドでは 2016 年に国際電力取引のガイドラインを制定し、これに代わる国際電力融通ガイドライン（Guidelines for Import / Export (Cross Border) of Electricity- 2018, MOP, December 2018）を制定し、現在に至る。これは二国政府間の協定、入札、あるいは事業者間の相互合意に基づきインドと周辺国間の電力融通を認めるものである。さらには 3 カ国協定での電力融通を内容に包含しており、インド政府と周辺国政府または周辺国に属する事業者とのそれぞれの二国間協定を通じて、インドをまたいだ 3 カ国間の融通を可能にするものになっている。

電力輸出入業者をはじめ、電力融通に参加する事業者の認可については様々なケースに応じてインド政府もしくは政府機関が承認、指定する仕組みである。インドからの電力輸出に当たっては燃料に関して制約されているのも特徴である。

参加事業者の認可に関し、当該事業者の出資割合を確認する条項がある。後述する（4）の手順には協定締結外の国の事業者の参加を制限する項目があり、インド政府には電力事業協力に関する協定を持たない第三国の事業者の影響力を避ける意図があると思われる。

また輸入は需要が国内の発電容量を上回る場合に、輸出は発電出力が国内需要を上回る際に許可するのを基本的な考え方としている。

インドを経由して周辺の２カ国が電力融通を行う場合にはインドを含む三カ国協定の締結を必要とし、インドの送電線にアクセスするにはインドの中央送電機関との送電協定を必要としており、インドの政府機関が強く関与できる制度設計になっている。

条項の一部を以下に示す。

(a) 制度的枠組み

- 指定機関は周辺国の所管機関とガイドラインに定める事項について、特に下記の項目を調整する。
  - 計画、監視、電力融通用送電線の試運転
  - 系統のセキュリティ、安全性、運用
  - その他インド電力省の指定する機能

(b) 参加資格およびその他の規約

- インドの事業者は指定機関の承認後、周辺国の政府からインドへの電力輸出を許可された発電プロジェクトから輸入できる。
- 二国間協定による輸入の場合、インド政府は電力輸入事業者を指定できる。
- インドの発電会社および配電会社は石炭火力、再生エネルギーまたは水力による発電電力を周辺国の事業者に指定機関の認可後に輸出できる。石炭火力発電所から電力を輸出する場合は、輸入石炭、スポット電子オークションによる石炭、または商業採掘による石炭を使用する場合に限り許可される。（2019 年 7 月の一部改定で輸入ガスによる発電も輸出許可対象に追加）

- 二国間協定による輸出の場合はインド政府が輸出事業者を指定する。
- インドの取引事業者は指定機関の認可後、周辺国の事業者の代理としてインドの電力取引所で取引できる。

(c) 認可に関して指定機関が考慮する事項

- 指定機関は発電出力と需要を考慮して電力融通を認可する。輸入は需要が国内の発電容量を上回る場合に、輸出は発電出力が国内需要を上回る際に許可されるのを通常とするが、インド政府はより大きな政策上の理由に伴う周辺国との電力融通について決定権を有するため、この限りではない。
- 参加事業者は承認申請にあたり出資割合の詳細を提出する。指定機関はこれを受領した後に参加事業者の承認申請を審査する。事業者の出資割合に変更があった場合は指定機関への連絡が必要。

(d) 料金

- インドの事業者による電力輸入料金は、インドの料金政策に基づく競争入札または相互契約により決定する。周辺国政府が関与する水力発電プロジェクトの場合、インドの事業者が合意する料金は CERC の規則に従う。
- 長期/中期/短期契約による電力輸出料金は相互合意か競争入札に基づく。
- 電力輸出入料金がインド政府と周辺国政府の間で参加事業者を巻き込んで合意された場合、これが最終的に決定された料金となる。

(e) 送電系統、スケジューリング、会計

- インドと周辺国との送電線の連系は各政府の送電計画機関が共同で計画する。
- 国際連系線は通常、二カ国各々のプール変電所間に建設できる。
- プール変電所間の相互接続は、両国の系統運用者によって適切に調整し監視制御される。
- インドにおける電力の輸入/輸出のための送電アクセスの優先順位は、CERC 規則に従って決定される。
- インドを経由する取引の三カ国協定が締結される場合、参加事業者は送電線へのアクセスを得るためインドの CTU と送電協定を締結する。さらに、国際連系に関わるインド国内の送電系統の建設にはインド政府の同意が必要。
- 送電料金、運営、計量、会計、逸脱の精算、インド系統の安定運用、およびその他の関連する運用上の仕組みについて、インド政府の関係規則に従うこと。
- 電力省は各周辺国の責任ある中核機関に、CERC 規則に従った系統運用関連料金の決済について通知する。
- 周辺国のみに電力を供給するインドの発電事業者は、指定機関の認可を得た上で周辺国に接続する専用送電線を建設することが認められる。

(f)　紛争解決

- インド領域内の紛争は 2003 年の電気法の規定により解決する。
- 別個の国の事業者が関係する紛争の解決は、参加事業者が相互に合意または相互に受け入れられるものとして国際仲裁センターを通じて行うことができる。

(3)　インドの国際電力融通規制

前項のガイドライン制定を受け、2019 年 3 月に CERC が国際電力融通の規制事項をより具体化して制定した。

ガイドラインに対して具体化された事項としては国際連系線への接続等に関する申請先の機関が明記されたことや、国際連系線に関わる発電・送電プロジェクトが遅延した場合の補償金の取扱が定められたこと、および銀行保証に関する取り決めが設けられたことが挙げられる。

条項の一部を以下に示す。

(a)　料金決定

電力輸入料金は競争入札、またはインドと周辺国の事業者間契約を通じて決定。周辺国の水力発電所から輸入する場合で、周辺国政府を通じて CERC にアプローチされる場合は CERC が決定。電力輸出料金は長期・中期・短期の契約または競争入札で決定。政府間で料金が合意された輸出入の場合はその合意料金による。プール変電所からの連系線の送電料金は競争入札または政府間協議により決定。

(b)　インド電力取引所を通じた取引

指定機関から認可を受けたインドの取引ライセンシーは、インド電力取引所での周辺国の事業者の代理者としての取引を実施可能。

(c)　国際連系送電の計画と導入

連系線の計画は二国間の送電計画機関が共同で行う。インド国内のプール変電所から国境までの連系線の導入方法はインド政府が決定する。周辺国に発電所を持つ事業者は両国政府の認可を得れば発電所からインド国内のプール変電所までの専用連系線を自費で開発・運用してよい。両国の送電計画機関の協議により事業者の連系線へのアクセス権が付与される。

(d)　接続に関する条項

長期・中期のアクセス権の申請は CTU（現実の組織は PGCIL）に、短期アクセスの申請は NLDC に対して行う。

(e)　接続権の申請

周辺国の事業者がインドのグリッドに専用線で接続する場合は、インドのグリッドへの接続申請を行う。申請は CTU に対して行う。申請には指定機関からの適格性に関する承認または専用線の導入に関する承認が必要。接続権の付与後、申請者は CTU との接続契約書に署名。州間

送電ライセンシーの所有する送電系統に接続する場合は CEA 規則（2007）により申請者、CTU、州間送電ライセンシーが署名する合意書が必要。長期中期短期のアクセス権を取得しなければインドのグリッドでの電力取引は可能にならない。

(f)　短期アクセスの申請

インドのグリッドへのアクセスは NLDC に申請。指定機関による適格性の承認または政府間合意の写しが必要。専用線の場合を除き、インドおよび周辺国の指定機関から国際連系線の利用について承認が必要。

(g)　長期、中期アクセスの申請

インドのグリッドへのアクセスは CTU に申請。指定機関による適格性の承認または政府間合意の写しが必要。専用線の場合を除き、インドおよび周辺国の指定機関から国際連系線の利用について承認が必要。長期アクセスに系統増強を伴う場合はアクセス銀行保証が必要。インドを経由する三カ国取引の場合に、系統増強にはインド政府と CERC の承認が必要であり、アクセス銀行保証が必要。

(h)　送電系統および発電プロジェクト遅延時の扱い

発電所の試運転が遅れた場合、発電事業者は長期アクセスの試運転開始予定日からの送電料金を全額支払う。国際連系線の試運転が遅れた場合は発電会社、送電ライセンシーへの補償は各政府が決定する。送電ライセンシーが送電系統の試運転を遅延させた場合は、送電ライセンシーが発電会社に送電料金を支払う。

(i)　アクセス銀行保証

長期アクセスの申請者は運用開始日から 5 年間有効な銀行保証を 50 万ルピー/MW の金額で差し入れる。送電系統の増強が必要な場合は、申請者は増強に必要なコスト額相当の銀行保証を差し入れる。アクセス権付与後に、送電契約締結前に離脱する場合は銀行保証から 20 万ルピーを控除して返金されるが、契約締結後にアクセスを放棄する場合は銀行保証の全額が CTU に徴収される。アクセス開始から 1 年が経過する毎に、銀行保証は 1/5 ずつ申請者に返却され、長期アクセスの場合は 4 年経過時から 12 年経過時まで最後の 1/5 の金額が返却されずに留保される。

(j)　その他の条項

この規則では上記の他に、計測、データ通信設備、記録装置、サイバーセキュリティ、系統セキュリティ、送電容量の評価、スケジューリング、支払い等の実務について一般的な原則事項が定められている。系統運用の料金については CERC の（Fees and Charges of Regional Load Dispatch Center and other related matters）2009 による。国際連系線の利用料金は政府間もしくは Electricity Regulatory Commission で定めた料金が適用される。

(4) インド指定機関による電力輸出入の認可と促進に関する手順

本手順は 2018 年に制定されたガイドラインを受け、各国の関係機関の役割、事業者の参加資格、認可関係の手順等について示し、電力輸出入の促進を目的として 2021 年 2 月に CEA が定めたものである。

国際連系線のプロジェクトを計画する段階から双方の国で共同で検討する組織体を組成し、プロジェクトのステータスに応じて定められた組織体で検討し、それぞれの政府にフィードバックして承認を得ながら進めるのが基本構造となっている。

国際電力融通への参加資格はこの手順の中でより明確化されている。

条項の一部を以下に示す。

(a) 国際連系線

インドおよび連系相手国の代表者で共同技術チーム（Joint Technical Team）を組成し、国際連系線の計画について検討がなされる。検討結果は承認のためインド政府に回付される。国際連系線の計画は共同運営委員会（Joint Steering Committee）、共同ワーキンググループ（Joint Working Group）の協議を経て実現可能性報告書にとりまとめられる。

国際連系線の建設は政府の承認後に開始される。各国の関係者同士で情報交換や調整などに協力しながら、各国の関係者が領域内の建設を責任を持って進捗させる。

試運転前に、両国の関係者は相手国側の試験結果を検証し、共同報告書を双方の NLDC に提出する。CTU と NLDC は試運転完了について CEA に通知する。

(b) グリッドの安全性と国際連系線運用機関の協調

インドおよび連系相手国の代表者で共同運用委員会（Joint Operation Committee）を組成し、国際連系線に関わる系統操作の基本的な考え方、復旧方法、情報共有、系統保護方法、年間停止計画等について協調を図る。

国際連系線はやむを得ない場合を除き連系が常に維持できるように努め、いずれかの系統から分離した場合はできるだけ速やかに復旧を図る。トリップ発生時は相互に連絡を取り合う。

国際連系線の設備容量と予備容量は両国の系統運用者が評価、情報交換し、定期的に見直しを行う。

料金の決済については電力量や無効電力の決済を含めて決済機関が責任を持って対応する。

(c) 国際電力融通参加事業者の承認

インドの電力輸入事業者の申請資格は、

- 周辺国からの電力輸入をインド政府から指定されたインドの事業者であり、輸入電力に関する PPA を配電事業者と締結している事業者であること
- 周辺国の政府、政府系事業者またはその国のライセンスを持つ取引事業者からの輸入を CEA から認可されたインドの事業者であること

のいずれかが条件となる。後者の場合、輸入対象の発電事業者に制約があり、インドと二国間協定を持たない第三国の事業者が実効的に経営する発電会社からは輸入できない。この条件の

緩和にはCEAによる電力省および外務省との協議が必要。申請事業者は会社の出資比率に変更が生じた場合にはCEAへの届出が求められ、届出がされない場合には認可の取消がされうる。

インドの事業者の電力輸出については、ガイドラインの通り、石炭火力、ガス火力、再生エネルギー発電、水力発電であれば認可を得て周辺国の事業者に直接または取引ライセンシーを通じて行える。ただし石炭火力の場合は輸入炭、スポット電子オークション、または商業採掘による石炭に限られ、ガス火力の場合は輸入ガスに限られ、事業者は宣誓書の提出が必要。

インド国外の発電所の電力取引を行うインドの取引事業者の申請資格は、

- 発電所がインドと二国間協定を持つ国にあること
- 発電所の実効的な経営者がインドとの二国間協定を持たない第三国の事業者ではないこと

のどちらもが条件となる。この条件の緩和にはCEAによる電力省および外務省との協議が必要。インド国内電源の電力を取引する場合、電力取引所の1日前市場の取引についてはCEAの認可が不要だが、1日前市場以外の相対取引の場合はCEAの認可を要する。周辺国の買主は電力輸出を認可されたインドの事業者からのみ購入できる。

輸入については国内需要が供給力を上回る場合に、輸出については供給力が国内需要を上回る場合に認可される。

(d)　周辺国の送電系統に接続する送電線の建設認可

周辺国への輸出用の専用送電線の建設認可には、周辺国の輸入事業者の基本合意書またはPPAが署名されていることが要件となる。事業者の申請は技術的および戦略的観点から審査され、政府の手続きを経て認可が通知される。建設の開始には、電気法（2003年）に基づく事前認可、その他の法令による認可、周辺国の輸入業者とのPPAの署名が必要。

(e)　三国間協定によるインドグリッド経由での電力取引

取引を希望する事業者の要件は、インドの関係機関から長期、中期、短期のアクセス権を取得し、発電所がインドと国境を共有する第三国に存在し、かつ、発電所を実質的に所有する事業者がインドとの間で電力セクターの協力に関する二国間協定を結んでいない国の事業者ではないこと。この条件の緩和にはCEAによる電力省および外務省との協議が必要。

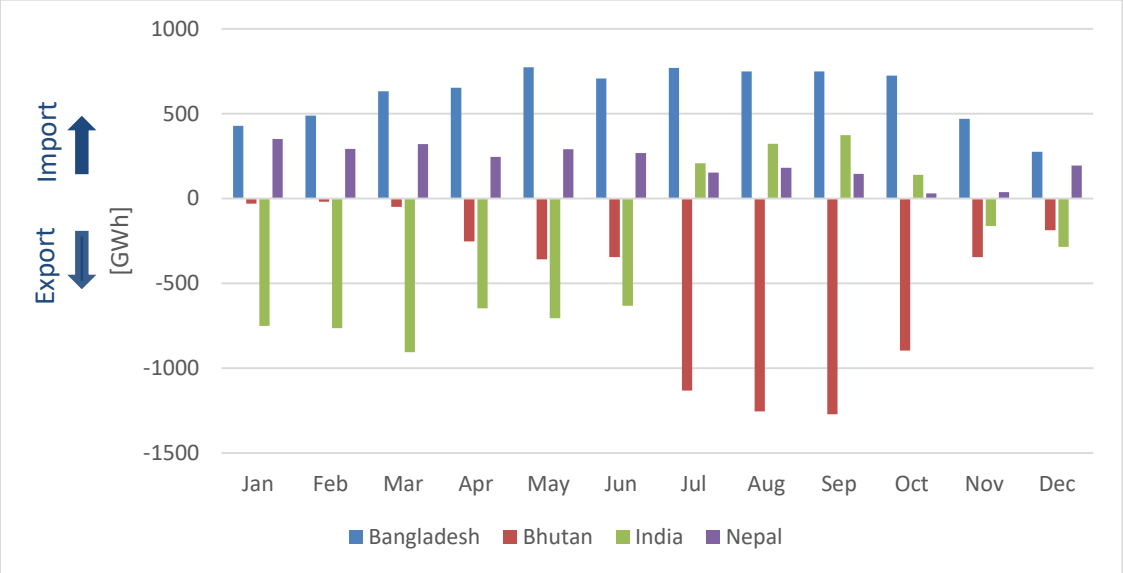
3.2　BBIN 地域内の電力融通実績

BBIN4 か国内の電力融通状況は、年間累計ではブータンとインドが輸出国、バングラデシュとネパールが輸入国である。ブータンの余剰電力はインドに輸出されるため、豊水期にはインドが輸入超過となる。

表 3-2　Imported/Exported Energy within BBIN Region in 2019

Month	Import (+) / Export (-) Energy [GWh]			
	Bangladesh	Bhutan	India	Nepal
Jan	428	-30	-751	352
Feb	490	-19	-764	294
Mar	633	-49	-905	321
Apr	653	-252	-647	246
May	774	-359	-705	290
Jun	708	-345	-631	268
Jul	771	-1,133	208	154
Aug	749	-1,255	323	182
Sep	750	-1,271	374	147
Oct	726	-897	141	30
Nov	470	-345	-162	37
Dec	275	-186	-284	195
Total	7,426	-6,140	-3,803	2,516

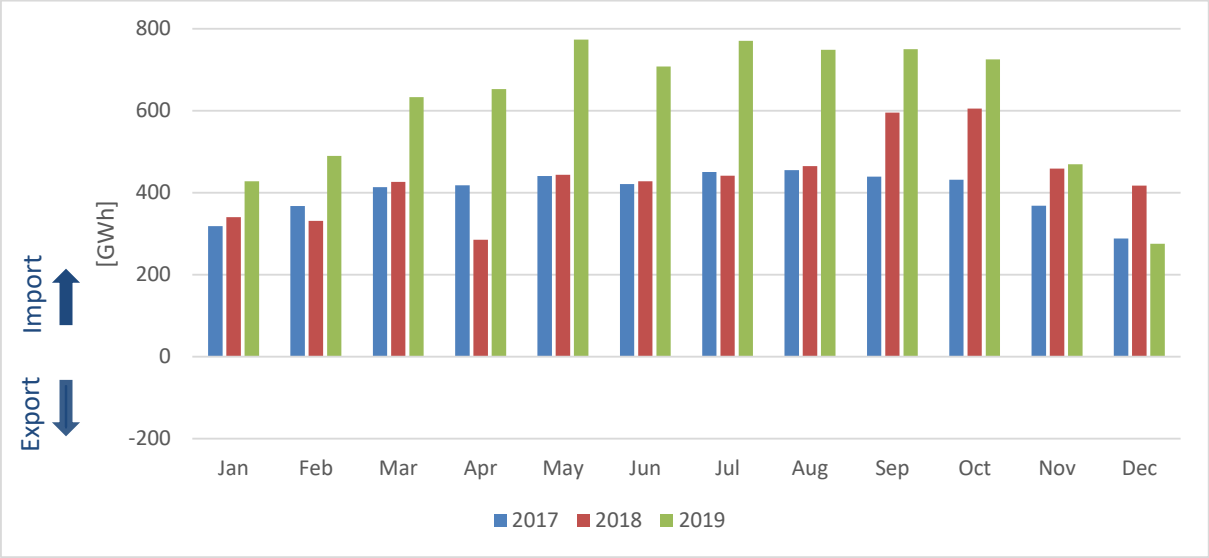
（出典：POSOCO Monthly Reports）



（出典：POSOCO Monthly Reports）

図 3-1　Imported/Exported Energy within BBIN Region in 2019

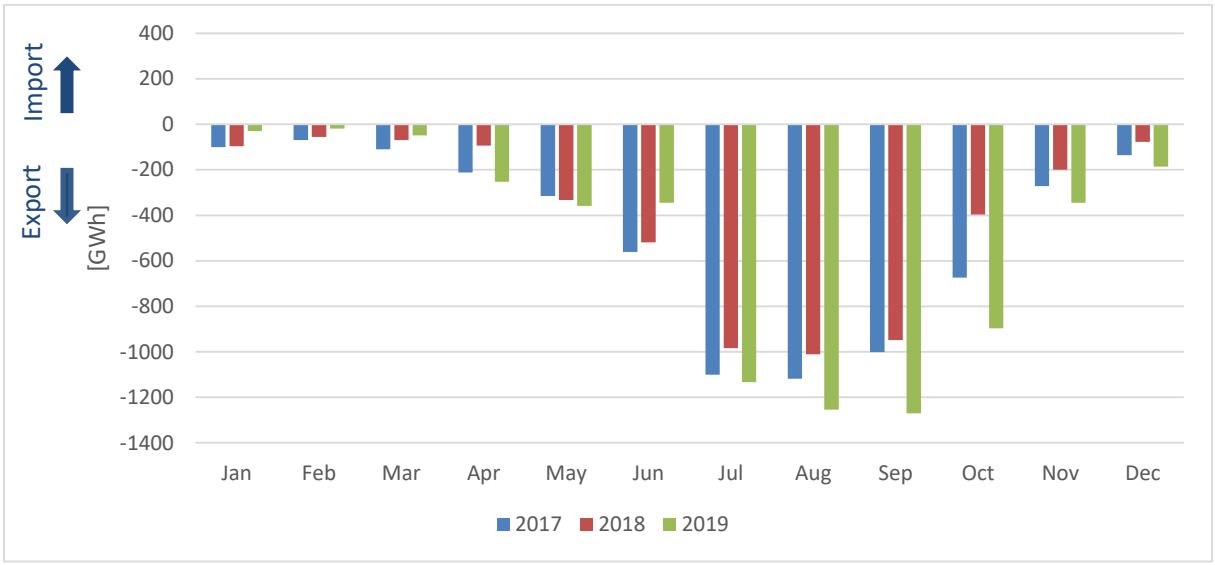
バングラデシュはインドから電力を輸入しており、高需要期ほど輸入量も多い傾向である。



（出典：POSOCO Monthly Reports）

図 3-2　Bangladesh's Imports/Exports from/to India

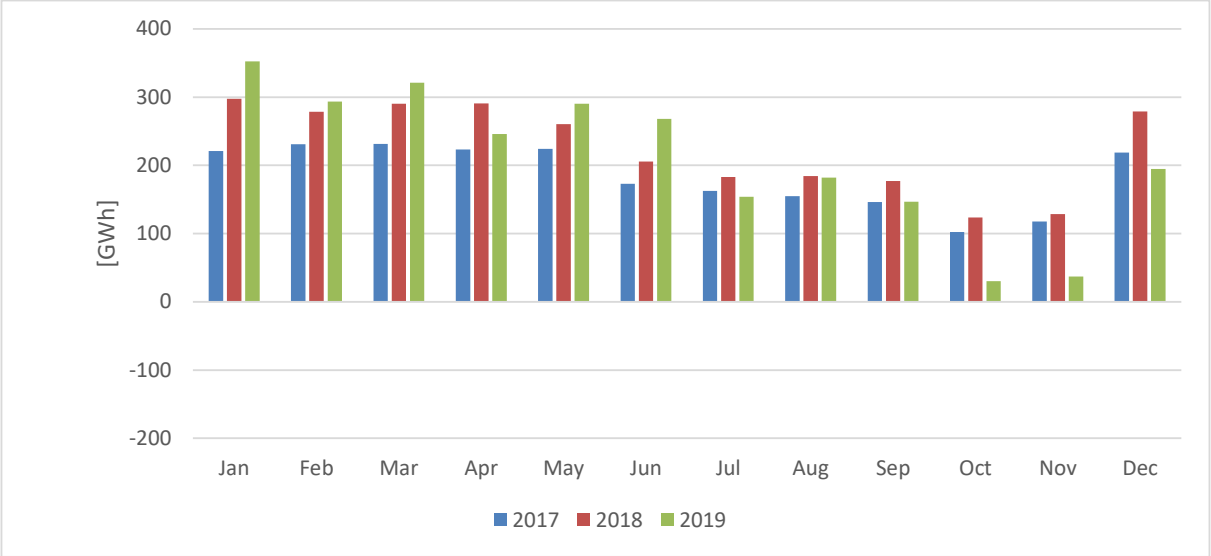
ブータンは電力の輸出国だが、水力の出力が低下する渇水期にはインドから電力を輸入する時間帯もあり、輸出と輸入がほぼ相殺される月もある。



（出典：POSOCO Monthly Reports）

図 3-3　Bhutan's Imports/Exports from/to India

ネパールは国内の供給力では不足する電力をインドからの輸入に頼っている。渇水期ほど輸入が増加する傾向である。



（出典：POSOCO Monthly Reports）

図 3-4　Nepal's Imports/Exports from/to India

3.3　関係各国間の電力連系状況

(1)　バングラデシュとインドの電力連系

(a)　既設連系送電線

バングラデシュは電力供給の大部分をガス火力と石油火力に依存しており、燃料価格の上昇が発電コストに直接影響する構造を有している。インドから電力を輸入することは供給コストを抑えるための合理的な選択肢であった。

バングラデシュとインドの連系線は、西ベンガル州の Baharampur からクルナ管区の Bheramara への 400kV 交流送電線と、トリプラ州 Surajmaninagar からチッタゴン管区の North Comilla までの 132kV 送電線が運用中であり、これらからバングラデシュは電力を輸入している。Baharampur - Bheramara 間の連系は、Bheramara で直流変換での接続（バック・トゥ・バック）をしている。この連系設備の建設は ADB の資金協力のもとに行われた。

Surajmaninagar －North Comilla の連系線は 132kV で運用中である。

表 3-3　Existing Interconnection Lines between Bangladesh and India

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
Bangladesh	India			
Bheramara	Baharampur	Double	AC 400kV (DC back to back link at Bheramara)	1000 MW is being supplied to Bangladesh. Financed by ADB.
North Comilla	Surajmaninagar	Double	AC 400kV (Currently operating at 132kV)	160 MW is being supplied to Bangladesh

（出典: JICA Survey Team)

(b)　計画中の連系送電線

Bheramara－Baharampur 間でもう一つの連系線が建設中であり、2021 年に完成予定である。

インドアッサム州の Bornagar からバングラデシュの Parbotipur で中継してインドのビハール州 Katihar へと連系する送電線の計画も進められている。インド北東地域と東地域の間の連系ルートを増強するとともに、バングラデシュの国際電力融通を促進する効果が期待されている。

表 3-4　Proposed Interconnection Lines between Bangladesh and India

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
Bangladesh	India			
Bheramara	Baharampur	Double	AC 400kV (DC back to back link at Bheramara)	2nd line from Baharampur-Bheramara
Parbotipur	Bornagar/Katihar	Double	AC 765kV	Bangladesh may draw up to 500-1000 MW

（出典: JICA Survey Team)

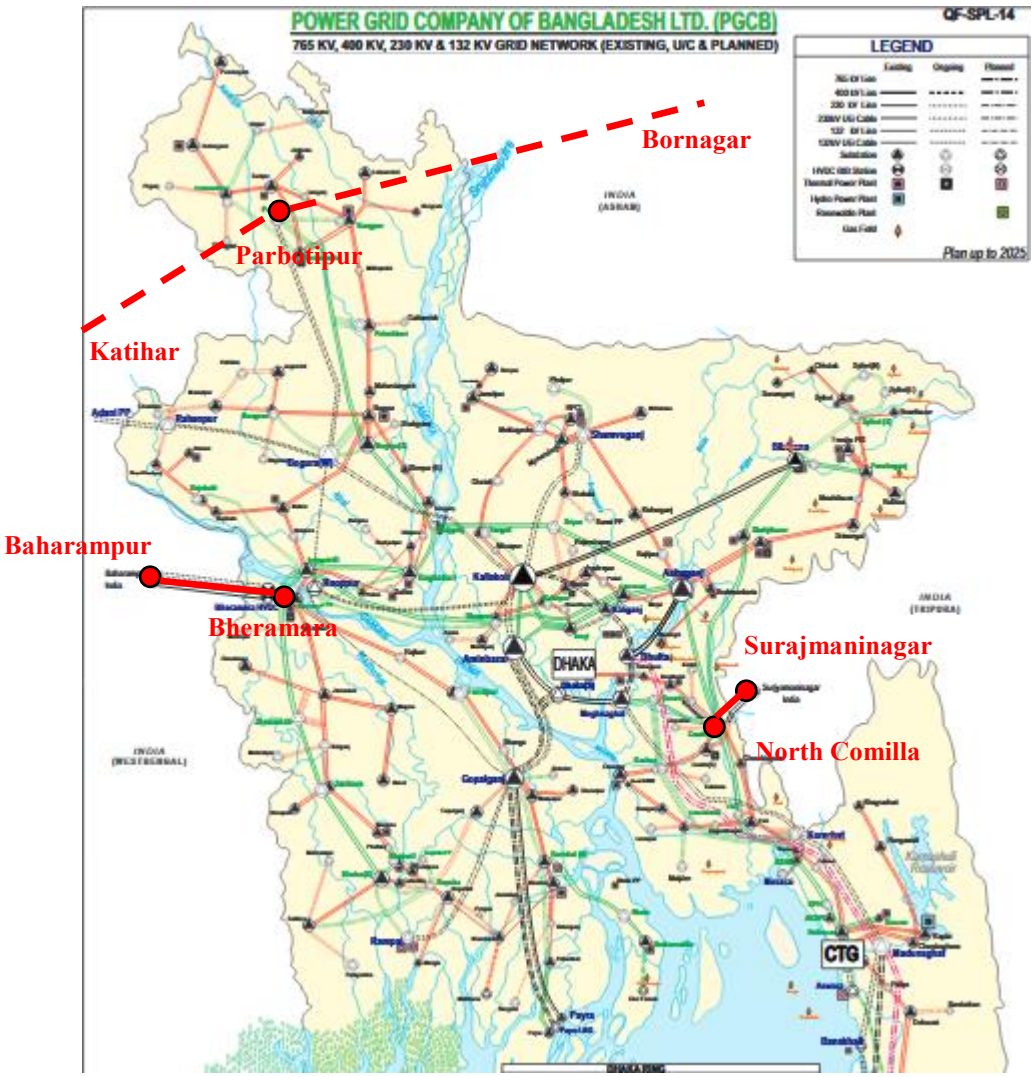


図 3-5　Interconnection between Bangladesh and India

（出典: JICA Survey Team, PGCB)

(2) ブータンとインドの電力連系

(a) 既設連系送電線

ブータンとインドの間では 1961 年に水力発電の協力事業が始まり、電力を配分するための系統連系が 1968 年に Jaldhaka 水力プロジェクトに関連して始まった。当初はブータンが輸入側だったが、1986 年に Chhukha 水力発電所の試運転開始からは輸出側に転じた。以来、ブータン側の水力発電所建設および増強と共に 2 国間の国際連系線が建設されてきた。

表 3-5　Existing Interconnection Lines between Bhutan and India

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
Bhutan	India			
Tala	Siliguri	Double	AC 400kV	Constructed with Tala HEP. 1020 MW is being transferred
Tala	Siliguri	Single	AC 400kV	
Malbase	Siliguri	Single	AC 400kV	For evacuation of Tala power
Chhukha	Birpara	Double	AC 220kV	Constructed with Chhukha HEP. 336 MW is being transferred
Malbase	Birpara	Single	AC 220kV	For evacuation of Chhukha power
Puna-I	Alipurduar	Double	AC 400kV	Constructed with Punatsangchhu-I HEP
Puna-II	Alipurduar	Double	AC 400kV	Constructed with Punatsangchhu-II HEP
Gelephu	Salakati	Single	AC 132kV	Constructed with Kurichhu HEP.
Motanga	Rangiya	Single	AC 132kV	For evacuation of Kurichhu power

（出典: JICA Survey Team)

(b) 計画中の連系送電線

ブータンとインドの間では今後も水力発電プロジェクトに伴う連系線の増設が計画されている。（系統図は、図 2-39 参照）

表 3-6　Proposed Interconnection Lines between Bhutan and India

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
Bhutan	India			
Jigmeling	Alipurduar	Double	AC 400kV	Constructed with Mangdechhu (720MW) and Punatsangchhu II Hydroelectric Projects (1,020MW)
Yangbari	Rangiya/Rowta	Double	AC 400kV	Constructed with Dorjilung HEPs (1,125MW)
Phuentshothang	Rangiya/Rowta	Double	AC 400kV	Constructed with Nyera Amari I & II (Integrated) HEP (404MW)
Sankosh	Alipurduar	Double	AC 400kV	Constructed with Sankosh HEP (2,585MW)

（出典: JICA Survey Team)

(3) インドとネパールの電力連系

(a) 既設連系送電線

インドとネパールの間の国際連系は長い歴史があるが、ネパールの水力発電の開発が構想よりも遅れる傾向にあり、連系送電線の数は多いものの 33kV の送電線が多い。ネパール国内の需要に供給が追い付かない状況のため、多くがインドからの電力輸入用に使用されている。

表 3-7　Existing Interconnection Lines between India and Nepal

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
India	Nepal			
Muzaffarpur	Dhalkebar	Double	AC 400kV	Evacuating the power from Khimti, Tamakoshi and Dudhkoshi corridor of Nepal to Muzafarpur. Nepal can transmit up to 1000 MW.
Kataiya	Kushaha	Double	AC 132kV	Importing and exporting of power between Nepal and the Bihar State Power Generation Company Ltd (BSPGCL). Import capacity of 120 MW (Line 1) and 80MW (Line 2).
Tanakpur HEP	Mahendra Nagar	Single	AC 132kV	Primarily used to deliver Nepal's share of 70 MU of free electricity from the Tanakpur HEP as part of the Nepal-India treaty concerning the integrated development of the Mahakali river including sarada barrage, Tanakpur barrage and Pancheswor project (Mahakali Treaty). Import capacity of 70 MW.
Gandak	Ramnagar	Single	AC 132kV	Importing and exporting of power between Nepal and Import and export of power between Nepal and the BSPGCL. Import capacity of 30 MW.
Raxaul	Parwanipur	Single	AC 132kV	Importing and exporting of power between Nepal and Import and export of power between Nepal and the BSPGCL. Import capacity of 80 MW
Jaynagar	Sirha	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the BSPGCL. Import capacity of 10 MW.
Kataiya	Birpur	unclear	AC 33kV	Delivering to Nepal its entitled 50 percent power from the Birpur Powerhouse.
Jaleswar	Sursand	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the BSPGCL. Import capacity of 10 MW.
Raxaul	Birganj	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the BSPGCL. Import capacity of 10 MW.
Kataiya	Rajbiraj	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the BSPGCL. Import capacity of 10 MW.
Nautanawa	Bhairahwa	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the Uttar Pradesh Power Corporation Ltd (UPPCL).
Lamni	Koilabas	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
India	Nepal			
				between Nepal and the UPPCL.
Nanpara	Nepalgunj	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the UPPCL.
Paliya	Dhangadhi	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the UPPCL.
Thakurgunj	Chandragadhi	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the UPPCL.
Lohiahed	Mahendranagar	Single	AC 33kV	Importing and exporting of power between Nepal and the UPPCL.

（出典: JICA Survey Team)

(b)　計画中の連系送電線（系統図は図 2-95 参照）

水力発電プロジェクトの進展に伴いインドへの輸出用に連系送電線が多く計画されている。

表 3-8　Proposed Interconnection Lines between India and Nepal

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
India	Nepal			
Kataiya	Kushaha	Double	AC 132kV	Transferring an additional 100 MW (50 MW from each side) from second circuit stringing.
Mainahiya	Sampatiya	Double	AC 132kV	Construction of line from 132/33/11 kV Mainahiya substation which is under construction in Nepal.
Gorakhpur	New Butwal	Double	AC 400kV	Evacuating the power from Marsyandi, Kaligandaki and Gandaki corridor to Gorakhpur (India).
Bareily	Attariya	unclear	AC 400kV	Exporting the bulk amount of power to India from export-oriented HPP in the Mahakali, Karnali and Seti corridors of Nepal.
Bareily	Dododhara	unclear	AC 400kV	Exporting the bulk amount of power to India from export-oriented HPP.
Lucknow	Phulbari	unclear	AC 400kV	Evacuating the power from Nalsyau Gad, Bheri Corridor to Lucknow (India).
Purnea	Inaruwa	unclear	AC 400kV	Evacuating the power from major corridors like Arun and Koshi of Nepal to Purnea (India).
Raxaul	Parwanipur	unclear	AC 132kV	Second circuit transmission line on the same double circuit tower of existing Raxaul-Parwanipur transmission line
Nanpara	Kohalpur	unclear	AC 132kV	There is an existing line of 33 KV from Kohalpur (Nepalgunj)-Nanpara which is not enough for power trade between Nepal and India.

（出典: JICA Survey Team)

(4)　バングラデシュとミャンマーの電力連系

バングラデシュは中国の安価な水力による電力をミャンマーの系統を経由して輸入する構想を持つ。連系送電線はバングラデシュの Cox's Bazar からミャンマーのいずれかの地点を区間とし、設備容量は 1,000MW が想定されている。

表 3-9　Proposed Interconnection Lines between Bangladesh and Myanmar

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
Bangladesh	Myanmar			
Cox's Bazar	Tamu	unclear	unclear	1000MW

（出典: JICA Survey Team)

(5)　インドとミャンマーの電力連系

(a)　既設連系送電線

インドとミャンマーの間では、インドの Moreh からミャンマーの Tamu への送電線が唯一の国境を超える送電線である。ただしミャンマー側の本系統には接続されていない地域への供給送電線として存在するのみである。

表 3-10　Existing Interconnection Lines between India and Myanmar

Ends of the line		Circuits	Voltage
India	Myanmar		
Moreh	Tamu	Double	AC 11kV

（出典: JICA Survey Team)

(b)　計画中の連系送電線

インパールとヤンゴンを連系する送電線の計画があり、ミャンマー側にてバック・トゥ・バックで接続することが想定されている。

表 3-11　Proposed Interconnection Lines between India and Myanmar

Ends of the line		Circuits	Voltage
India	Myanmar		
Imphal	Yangon	Double	AC 400kV/500kV

（出典: JICA Survey Team)

(6)　インドとスリランカの電力連系

スリランカ政府とインド政府は、2010 年に、両国の電力網の相互接続に関する実現可能性調査を実施するための覚書（MOU）に署名した。この実現可能性調査は、スリランカの CEB とインドの PGCIL が共同で実施し、1,000MW の HVDC 連系プロジェクトの実施に必要な推奨事項を提供することを主な目的としている。

また、2000 年以降、USAID は、エネルギー統合のための南アジア地域イニシアチブ（SARI/EI）プログラムの実施を通じて、南アジア地域 8 カ国における電力輸出入（Cross-Border Energy Trade）の促進を積極的に支援している。その一環として、以下に示すインドースリランカ間の連系線が提案されている。

表 3-12　Proposed Interconnection Lines between India and Sri Lanka

Ends of the line		Voltage	Remarks
India	Sri Lanka		
Madurai	Anuradhapura	DC +/- 400kV	Initial capacity of 500 MW and future potential of 1,000 MW.

（出典: JICA Survey Team)

連系線容量は最終的に 1,000MW であり、送電線距離が海底ケーブル部 50km を含めて 380km 程度である。



（出典：2nd Task Force 2 Meeting on “Advancement of Transmission Systems Interconnections”）

図 3-6　スリランカとインド間の電力連系案

なお、実現可能性調査は現在も進行中である。両国の電力需給の差や、供給コストの差を活用した電力融通に加えて、今後、再生可能エネルギーの開発促進により、両国において、需要が少なく再生可能エネルギーからの供給力が多い時間帯に、再生可能エネルギーの出力抑制の可能性が指摘されており、そのようなリスクを回避できる設備としても期待されている。

(7) ネパールと中国の電力連系

ネパールは中国チベット自治区との連系送電線プロジェクトを計画しており、実現すれば中国への電力輸出を実現する。Ratamate-Rasuwagadhi-Kerung の連系送電線については予備的実現性調査を終了している。

表 3-13　Proposed Interconnection Lines between Nepal and China

Ends of the line		Circuits	Voltage	Remarks
Nepal	China			
Ratmate-Rasuwagadhi	Kerung	Double	AC 400kV	Evacuating the power from HEPs in Trishuli river corridor in Nepal to China.
Kimanthanka	Latse	Double	AC 400kV	Evacuating power of 700MW from major river corridors of Nepal like Arun and Koshi to Latse in China.

（出典: JICA Survey Team)

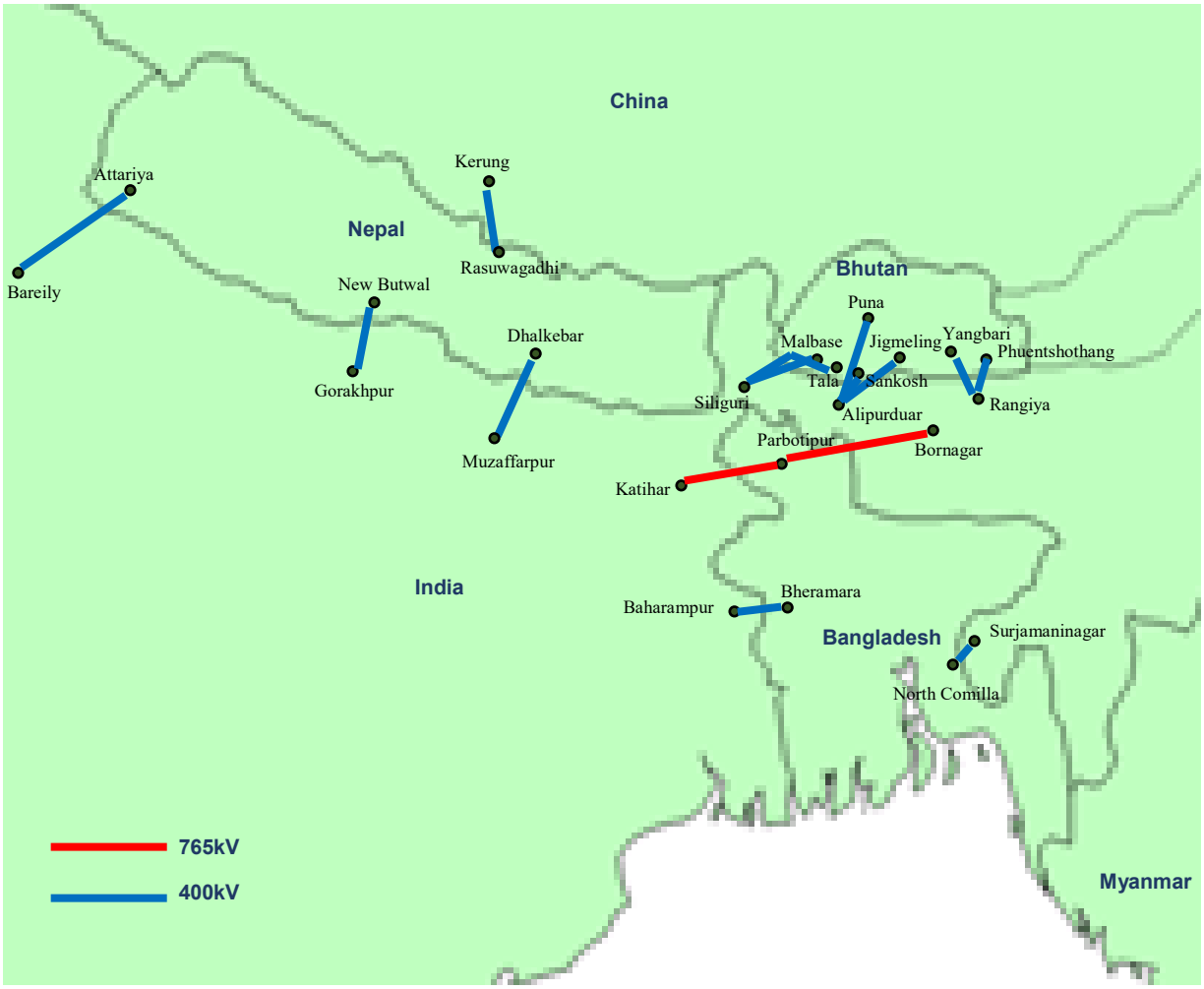
(8)　BBIN 各国間の連系状況

BBIN 各国間の連系状況（現状、2030 年、2040 年）を以下に示す。



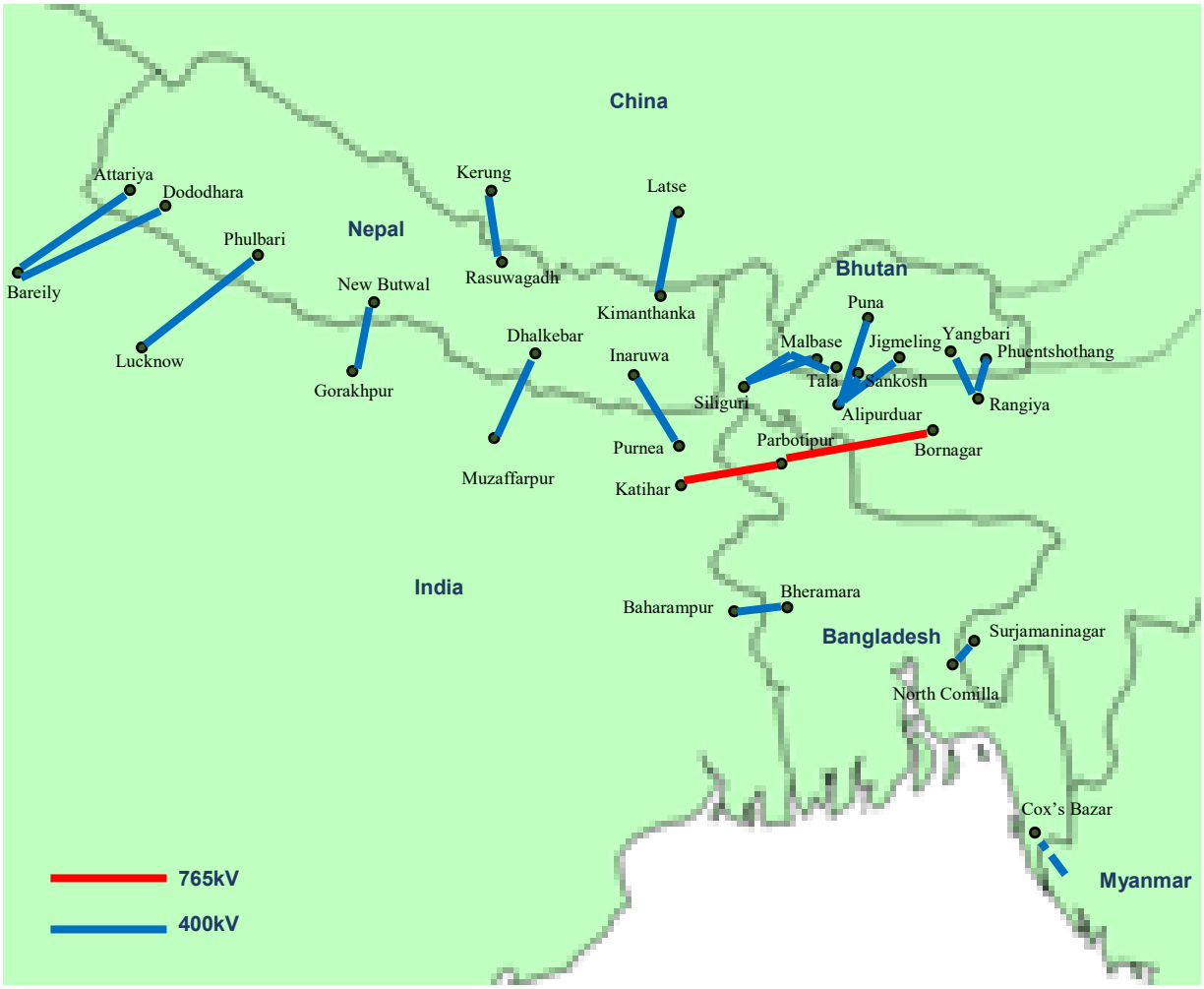
（出典: JICA Survey Team)

図 3-7　Existing Interconnection Line of 400kV or more in the BBIN Region



（出典: JICA Survey Team)

図 3-8　Proposed Interconnection Line of 400kV or more in the BBIN Region in 2030



（出典: JICA Survey Team)

図 3-9　Proposed Interconnection Line of 400kV or more in the BBIN Resign in 2040

3.4　国際電力融通に係る電力市場の状況

地理的要因から、現状の BBIN 地域内の電力融通はインドとの取引となっており、実態としてインドの市場が BBIN 地域内取引のハブとなっている。インドの市場は短期・中期・長期のカテゴリーで下図の構造で成り立っている。短期市場の相対取引の価格はトレーダーが公開している。

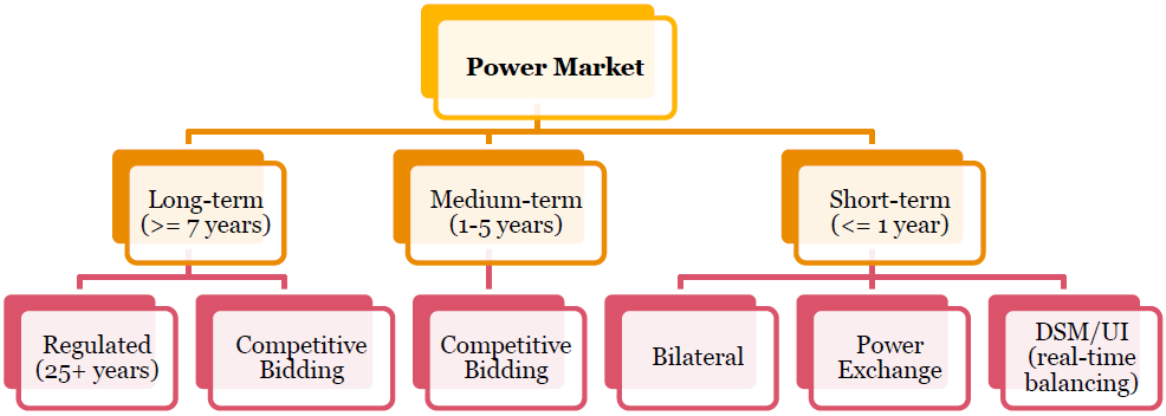


図 3-10　Power Market at India

（出典: JICA Survey Team)

表 3-14　Power Trade between Bangladesh and India through Trade Licensees at FY 2019-2020

Trading Licensee /Discom	Buyer (Bangladesh)	Seller (India)	Sale Price (INR/kWh)
NVVN	BPDB	NTPC stations, TSECL, DVC	2.51 – 8.32
PTC	BPDB	SEIL, WBSEDCL	3.94 – 4.97

（出典:Trade Licensees)

表 3-15　Power Trade between Bhutan and India through Trade Licensees at FY 2019-2020

Trading Licensee /Discom	Seller (Bhutan)	Buyer (India)	Sale Price (INR/kWh)
NVVN	CHEP, KHEP, THEP, MHP	APDCL, BRPL, BYPL, DVC, GRIDCO, HPPC, J&K PDD, JSEB, JVVNL, NBPDCL, NDPL, PSPCL, SBPDCL, TPDDL, UPPCL, WBSEDCL	2.16 – 4.19
TPTCL	Dagachhu Hydro Project	WBSEDCL	3.50

（出典:Trade Licensees)

表 3-16　Power Trade between India and Nepal through Trade Licensees at FY 2019-2020

Trading Licensee /Discom	Buyer (Nepal)	Seller (India)	Sale Price (INR/kWh)
NVVN	NEA	APL, DB Power, GMR, Jaypee Nigree, NTPC, SEIL, TSECL	4.18 – 4.33
PTC	NEA	APL, BHEP, Jaypee Nigree, GMR, JPL, SEIL, SCL	4.18 – 4.29
Bihar Discom (NBPDCL)	NEA	NBPDCL	5.78

（出典:Trade Licensees)

3.5　各国国際連系に関する電力売買契約（PPA）条件

3.5.1　電力売電（卸取引）契約の類型化

一般論として、発電事業者がオフテイカー（シングルバイヤー、配電・小売事業者、大口需要家等）に対して、発電した電力を売電（卸取引）する契約については、様々な種類が存在する。これらにつき、以下の観点から類型化することができる。

(1)　取引方法

発電事業者とオフテイカーとの相対にて電力購入契約（PPA: Power Purchase Agreement）を締結するものと、発電した電力を卸取引市場にて取引するものとに大別される。ただし、BBIN 各国を含む南アジア諸国において、国内に電力卸取引市場が存在するのはインドのみで、国際電力取引に卸取引市場（スポット市場）を導入するのは時期尚早と思われるため、以降では、相対での契約に絞って論じることとする。

(2)　取引期間（契約期間）

発電事業者とオフテイカーとの間での相対契約については更に、長期（15 年以上）の契約と、中短期（数年、もしくはより短期）での契約とに分類することができる。

長期契約は基本的に新規に建設される発電所を対象としたもので、当該発電所の建設及び運営に掛かる費用（原価）が契約期間中に回収されることを前提に卸売電価格が決定されるのに対し、中短期においては既存の発電所も契約対象となり、当該発電所のライフタイムコストに囚われず卸売電価格が決定されることが、両者の違いとして挙げられる。特に短期的な供給力を確保すべく電力融通契約を締結する場合、契約対象となる発電所の原価よりむしろ、その時点での電力需給状況が価格決定に大きな影響を及ぼすと考えられる。

(3)　料金規制

発電事業者とオフテイカーとの間の PPA における卸売電価格については、以前は、発電原価に適正報酬を加算した総括原価（cost-plus）を算出し、政府機関または規制機関の査定及び認可を経て決定される料金規制が多く採用されていた。特に、発電事業が国営企業による独占またはそれに近い状況においては、総括原価方式による料金規制が一般的であった。

発電事業への民間参入（IPP: Independent Power Producer）が進むにつれ、発電事業者とオフテイカーとの間での交渉により卸売電価格が決定される、つまり政府機関や規制機関による認可を必要としない事例が増えてきている。特に、発電事業者を入札で選定する場合は、その性質上、落札者が提示した価格をベースに、契約交渉を経て価格が決定されることになる。ただし、この場合も、規制による介入が全くないとは限らず、政府機関や規制機関が事後的にレビューを行い、価格が適正な水準ではないと評価された場合は契約の是正を勧告する等が行われることはある。

(4) **料金構成**

電力量（kWh）あたり料金のみで構成される一部料金制と、最大契約容量（kW）あたり料金と電力量（kWh）あたり料金とを組み合わせた二部料金制とに大別される。

長期の PPA を締結する場合、契約対象となる発電所の建設及び運営に掛かる費用が回収されることを前提に卸売電料金が決定されるため、固定費に相当する原価を容量あたり料金にて、燃料等の可変費に相当する原価を電力量あたり料金にて回収する二部料金制を採用する方が、発電事業者の収益安定性を探訪するという観点から望ましい。そのため、火力発電に掛かる長期 PPA については、二部料金制を採用するのが一般的である。

他方、水力発電については、原価の大半が固定費となるため、二部料金制を採用し、固定費・可変費の構成に応じて料金を設定すると、ほとんどが契約容量あたり料金となる。この場合、逆に発電事業者に対して、経営努力により発電電力量を増やす動機付けが働かなくなる恐れがある。水力発電は可変費（限界費用）が低いので、発電した電力量は原則としてオフテイカーが全量引き取るという前提で、価格構成における電力量料金のウェイトを高くした二部料金制、もしくは一部料金制が採用されることが多い。

この場合、両者の合意により発電電力量の目標値が設定され、これに基づき売電価格が算定される。実績の発電電力量が目標値を上回れば、発電事業者が追加の利益を得られる一方、実績の発電電力量が目標値を下回れば、発電事業者は期待していた利益が得られなくなるため、発電電力量を増やすべく発電設備を改修する等の動機付けが働く。火力発電においても、発電事業者による設備のメンテナンスを動機づけるべく、二部料金制であっても、固定費の一部は電力量料金にて回収するように価格が構成されていることもある。

他方で、オフテイカーの都合（供給量が余剰となるため引き取れない等）により発電事業者が発電出力を抑制し、その結果、実績の発電電力量が目標値に達成しない場合も想定される。こうした場合も、発電事業者が見込んでいた収益を保証すべく、オフテイカーの都合による出力抑制にかかわらず一定の発電電力量までは電力量料金を支払う、テイク・オア・ペイ条項が PPA に盛り込まれていることが多い。

中短期の PPA の場合は、上述の通り、当該発電所の原価回収に囚われず価格が設定されるため、一部料金制が採用されることが多い。

3.5.2　BBIN 各国における発電料金制度の基本的枠組み

SARI/EI が 2018 年 5 月に公表した報告書 “South Asian Countries: Power Pricing Mechanism & Recommendation for CBET”にて、BBIN の 4 ヶ国を含む SAARC 加盟各国における、国内での発電料金制度の基本的枠組みについて、以下の表の通り整理されている。

下表にて、“Regulated Tariff”が Yes で、“Competitive Bidding/ PPA based Tariff”が No の国は、全ての発電料金が料金規制の対象となっていることを意味し、“Regulated Tariff”が Yes で、“Competitive Bidding/ PPA based Tariff”が Yes（selective）の国は、一部の発電料金については料金規制の対象外で、発電事業者とオフテイカーとの間での契約交渉または入札により決定されることを意味する。

表 3-17　SAARC 加盟各国の国内における、発電料金制度の基本的枠組み

Country	Regulated Tariff	Competitive Bidding/ PPA based Tariff	Structure of Tariff (Single Part / Two Part)
Afghanistan	Yes (determined by MEW/DABS)	No	Single-part
Bangladesh	Yes	Yes (selective)	Two-part
Bhutan	Yes	No	Single-part
India[3]	Yes	**Thermal- competitive bidding** **Hydro- regulated route**	**Two-part; Deviation from Schedule -settled through DSM/UI**
Maldives	Yes	No	Two-part
Nepal	Yes	No (fixed upfront for hydro plants of <=100 MW capacity)	Single-part
Pakistan	Yes	Yes (selective)	Two-part
Sri Lanka	Yes	**No (fixed upfront for RE plants)**	Single-part

（出典：SARI/EI “South Asian Countries: Power Pricing Mechanism &Recommendation for CBET” 2018 年 5 月）

このうち、BBIN 各国における電力売買契約（PPA）の概要につき、以下の通り整理する。

(1)　バングラデシュ

BPDB が全ての発電事業者と PPA を締結し、配電事業者に卸売りする、シングルバイヤー制度が導入されている。発電料金については、入札により発電事業者（IPP）が選定される場合を除き、BERC（規制機関）による料金規制の対象となる。また、同国の発電設備のほとんどが火力発電のため、料金構成については二部料金制が採用されている。

料金規制の対象となる PPA においては、総括原価（cost-plus）方式が採用され、可変費が電力量あたり料金にて、固定費が契約容量あたり料金にてそれぞれ回収されるよう、単価が設定される。BERC の Generation Tariff Regulations（2008 年）によると、料金原価のうち固定費部分は、運営管理費（O&M costs）、法人税（Income Tax）、減価償却費（Depreciation cost）、事業報酬（Return on rate base）より構成される。事業報酬は更に、他人資本報酬（Cost of debt）及び自己資本報酬（Cost of equity）より構成され、前者については発電事業者の実際の負債状況に応じて、また後者についてもケースバイケースで設定される。発電事業者が国営企業の場合、自己資本報酬の報酬率は、直近に発行された政府債の利率並みとしている。

(2)　ブータン

発電事業者である DGPC が、送配電事業者である BPC に発電電力を卸売りする体制となっているが、契約上、発電電力量の一部（15%以内）はいったん政府に供給され、その分については、政府が BPC に対して低い価格で再販するようになっている（royalty energy と呼ばれる）。これにより、一部の需要家（家庭用等）に対する電気料金を低く抑えるための補助金となっている。発電料金は全て規制機関（BEA）による料金規制の対象となる。料金構成については、電力量あたり料金のみの一部料金制が採用されている。

DGPC から BPC に直接供給する分の発電原価は、運営管理費（O&M costs）、減価償却費（Depreciation）、固定資産に対する事業報酬（Return on fixed assets）、運転資本に対する事業報酬（Return on working capital）より構成されている。法人税は、事業報酬のうちの自己資本報酬から（1-法人税率）を除することにより考慮されている。これにより、発電単価（＝発電原価÷発電電力量）を算出し、政府が再販する royalty energy については、これより低い単価にて BPC に卸売りされている。

(3) インド

2003 年の電力法改正にて、発電事業における競争原理導入の方針が打ち出され、これを受けて、2007 年以降、新規の火力発電については、競争入札（competitive route）によって事業者が選定されるようになった。それより以前に建設された発電所及び水力発電については、発電料金に対する料金規制（regulated route）が残っており、CERC（中央政府の規制機関）または SERC（州政府の規制機関）による規制を受ける。

電力売買契約は、発電事業者と配電事業者との間で締結され、1 つの発電所が複数の州に供給している場合（CERC の所管）や、同一州内に複数の配電事業者が存在する場合は、1 つの発電所が複数の配電事業者と契約を締結することもある。

料金規制を受ける発電所については、総括原価方式で原価が算定され、火力・水力を問わず、二部料金制が採用されている[23]。火力発電については、固定費分は容量あたり料金、可変費分は電力量あたり料金で回収されるよう、それぞれの単価が設定されている。水力発電については、ほぼ 100%固定費だが、総原価の半分を容量あたり料金で、残りの半分を電力量あたり料金で回収されるよう、それぞれの単価が設定されている。

2007 年より導入された火力発電の競争入札については、2 通りの方式に大別される。発電事業者が自分で用地や燃料を調達する前提で入札を行い、落札した事業者が設備を所有し続ける（BOO: build-own-operate）方式と、州政府（または州営事業者）等が地点と燃料を用意する前提で応札する事業者を募り、落札者が一定期間設備を運用した後は移管される（BOT: build-operate-transfer）方式とが存在する。

(4) ネパール

発電事業については、垂直統合の電力会社である NEA が所有する発電所と、独立系発電事業者（IPP）が所有し NEA に売電する発電所が存在するが、いずれの料金も、規制機関である NERC による料金規制を受ける。ネパールの発電設備はほぼ全て水力発電で、電力量あたり料金のみの一部料金制が採用されている。

ネパールでは、IPP からの購入単価につき、流れ込み式（RoR: run-of-river）や貯水池式（reservoir）等、水力発電所の種別に応じて、それぞれ標準料金単価が設定されている。以下は、流れ込み式水力発電における標準料金単価を示したもので、初年度については、乾期の単価は 8.40 NPR/kWh、雨期の単価は 4.80 NPR/kWh で設定されており、物価上昇等を考慮して後年度は単価が上昇する

[23] 水力発電については、一部料金制が採用されている事例も若干存在する。

ようになっている。貯水池式水力の場合、乾期の単価は 12.40 NPR/kWh、雨期の単価は 7.10 NPR/kWh に設定されている（表 2-29 参照）。

表 3-18　ネパールにおける、IPP からの標準購入単価（流れ込み式水力発電）

Duration (Duration to be calculated assuming that the next month of Commercial Operation Date shall be the first month)	Dry Season (From Poush (Dec-Jan) to Chaitra (Mar-Apr) (NPR per unit)	Wet Season (From Baisakh (Apr-May) to Mang (Nov-Dec) (NPR per unit)
1st - 12th months	8.40	4.80
13th - 24th months	8.65	4.94
25th - 36th months	8.90	5.09
37th - 48th months	9.16	5.23
49th - 60th months	9.41	5.38
61st month - till the agreement period	9.66	5.52

（出典：SARI/EI “South Asian Countries: Power Pricing Mechanism &Recommendation for CBET” 2018 年 5 月）

3.5.3　BBIN 各国間の国際電力取引における契約条件

BBIN 各国間における既存の国際電力取引において、具体的にどのような契約条件に基づき PPA が締結されているのかにつき、公開されている情報が限られている。そのため、推察を交えての考察となるが、上述の通り、BBIN 各国の国内での売電料金につき、火力発電主体のバングラデシュ及びインドでは二部料金制、水力発電主体のブータン及びネパールでは一部料金制が採用されていることから、国際電力取引においても基本的には同様の考え方に基づき、一部料金制または二部料金制のいずれを採用するか決定していると考えられる。

そのため、基本的には、ブータン及びネパールの水力発電によるインドへの売電（及び計画中の、ネパールからインド経由でのバングラデシュへの売電）は一部料金制、インドの火力発電によるネパール及びバングラデシュへの売電は二部料金制が採用されていると推定される。

具体的な売電料金単価については、個別のプロジェクトごとに契約交渉を通じて決定され、発電・受電双方の国の規制機関の審査を経て許認可を受けている模様である。

BBIN 各国において、電力卸取引市場が既に存在する国は現時点ではインドのみであり、国際的な電力取引において市場取引を導入するのは、現時点では現実的とは言い難く、超長期的な課題となる。そのため当面は、プロジェクトごとに PPA が締結され、相対での契約交渉を通じて売電料金が決定される方式が続くと考えられる。特に、新設電源にて電力供給を行う長期 PPA については、契約期間を通じての売電収益総額にて初期投資及び運営管理費用を回収できるよう、売電料金単価が設定されることにより、民間資本参入によるリスクを軽減することが期待される。

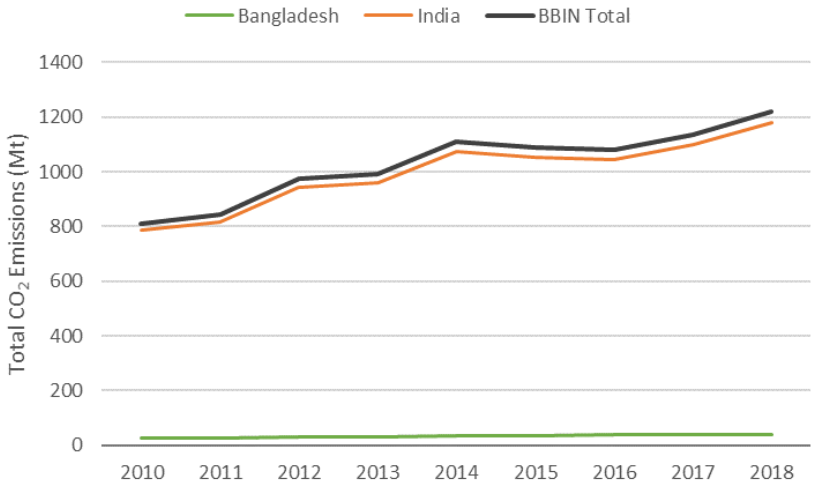
今後、各国間での国際電力取引が増加し、かつ各国の電力需給の逼迫状況が軽減されていくことにより、オフテイカーとしては、需要に見合った供給力を確保する必要性に加え、電力供給コストの最適化に対する関心が高まっていくと予想される。つまり、新規のプロジェクトにおける

売電料金単価については、プロジェクト費用を回収する観点からの妥当性評価に加え、同じ時間に同じオフテイカーに対して供給される他の発電電力とのコスト比較を通じ、間接的な価格競争が機能し、その結果、プロジェクト選定の優先順位の選定や契約条件の設定等にもこうした考えが反映されるようになると考えられる。

また今後、ブータンまたはネパールからインドへ売電し、更にインド経由でバングラデシュに売電する等、3 ヶ国以上が関与する取引が導入されることにより、電力取引に掛かる契約条件につき、関係各国で標準化を進めていく必要性も高まると予想される。

3.6　BBIN 地域全体での電力由来温暖化ガス排出量の推定

BBIN 各国の電力由来の温室効果ガス（CO_2）排出量は以下の通りである。なお、ブータンとネパールは、ほとんどが水力発電による発電であり、電力由来の温室効果ガス排出量はほとんどない。

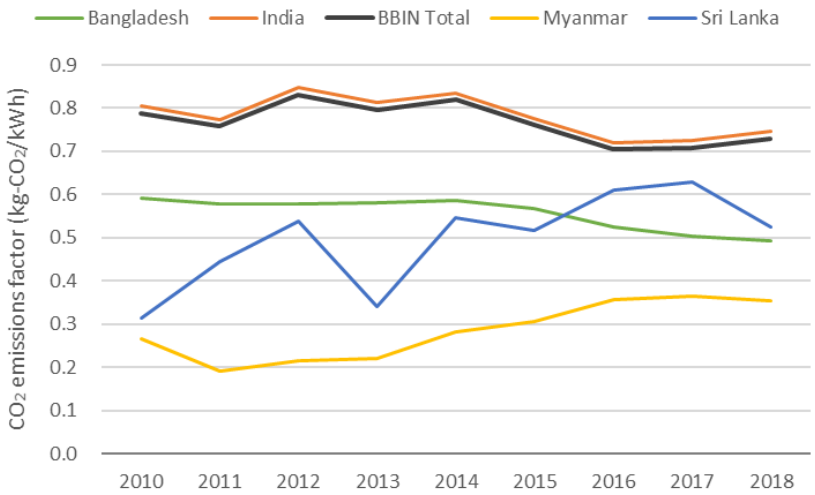


（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 3-11　BBIN 各国の電力由来の CO_2 排出量推移

インドの排出量が BBIN 4 か国全体の 95%以上を占めている。

BBIN 各国の kWh あたり CO_2 排出量原単位[24]の推移を以下に示す。参考までにミャンマーとスリランカの値も記載している。



（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 3-12　BBIN 各国の電力由来の CO_2 排出量原単位推移

[24] 発電に起因する CO_2 排出量（CO_2 emissions from electricity and heat by energy source）の石炭、石油、ガスの合計値を発電電力量（Electricity generation by source）の合計値で除した値である。

インドは、最近、再生可能エネルギーの導入を推進しており、排出量原単位は低下傾向であるが、まだ石炭火力の比率が高いため、0.7 kg-CO_2/kWh 以上の値で推移している。バングラデシュはガス火力が中心であるため、インドよりは排出量原単位は低く、0.5 kg-CO_2/kWh 程度である。BBIN 全体でみると、インドの発電量が大宗を占めているため、ほぼインドの値と同程度であるが、全く CO_2 を排出しないブータンやネパールの水力による発電量の影響により、0.015 kg-CO_2/kWh（2%）程度インド単独の値より低下している。

2018 年の実績データを使用して、ブータンまたはネパールの水力開発による影響を試算した結果は以下の通りである。

10,000MW[25]の水力を開発し、その分をインドまたはバングラデシュに送電し、インドまたはバングラデシュの火力の焚き減らしを行ったとすると、CO_2 排出量は BBIN 全体で 31 百万トン（2.5%）程度減少する。

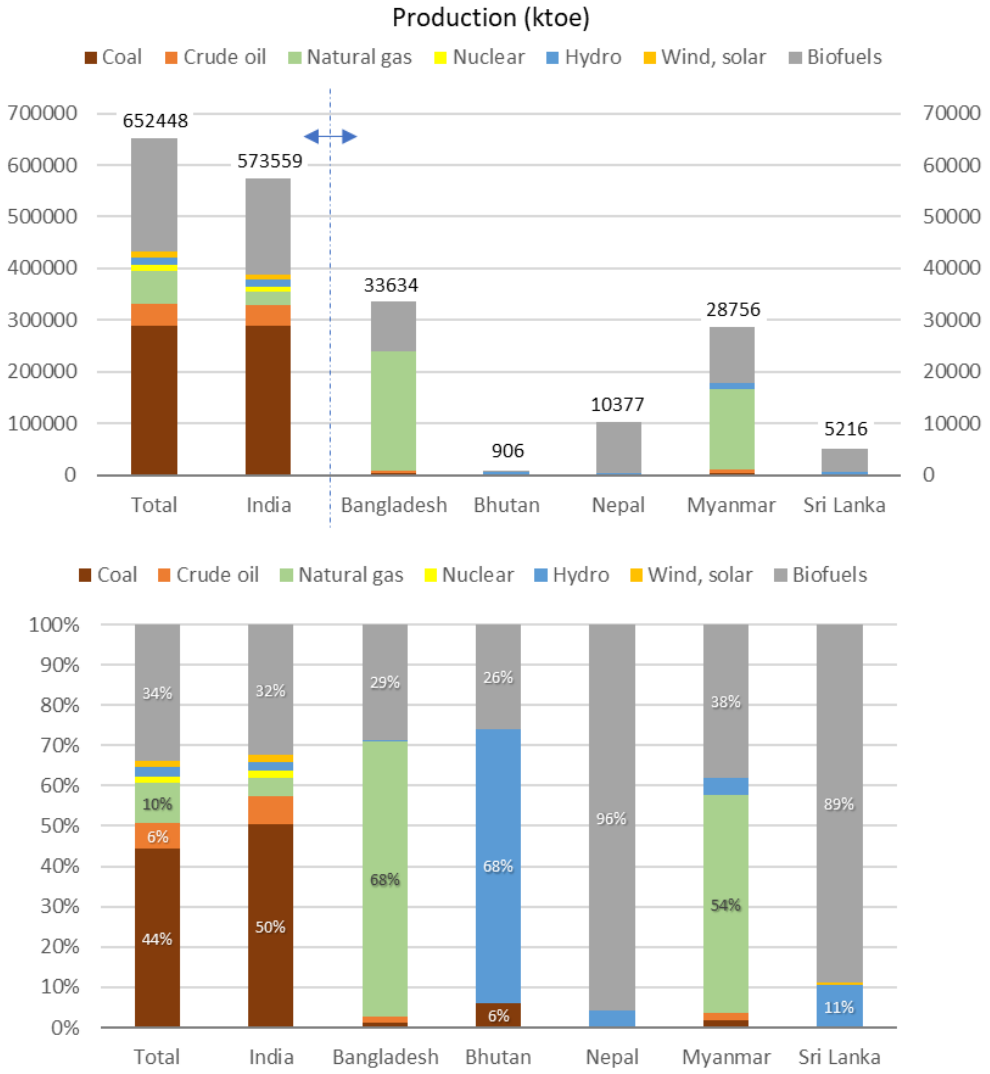
[25] 利用率 50%、送電ロス 5%で計算した。

3.7　BBIN 地域のエネルギーバランス

2018 年における BBIN 地域（ミャンマー、スリランカを含む）のエネルギーバランス[26]を以下に示す。インドの量が非常に多いため、6 か国合計量における比率は、インドの比率と大きな変化はない。なお、総量のグラフは、合計とインドは左軸、その他の 5 か国は右軸を使用している。

(1)　生産量

全体生産量は、石炭 44%、ガス 10%、バイオ燃料 34%である。全体の生産量比率はインドのものとほぼ同じであるが、バングラデシュとミャンマーでガスの生産があり、全体ではガスの比率が増加し、その分、石炭の比率が減少している。



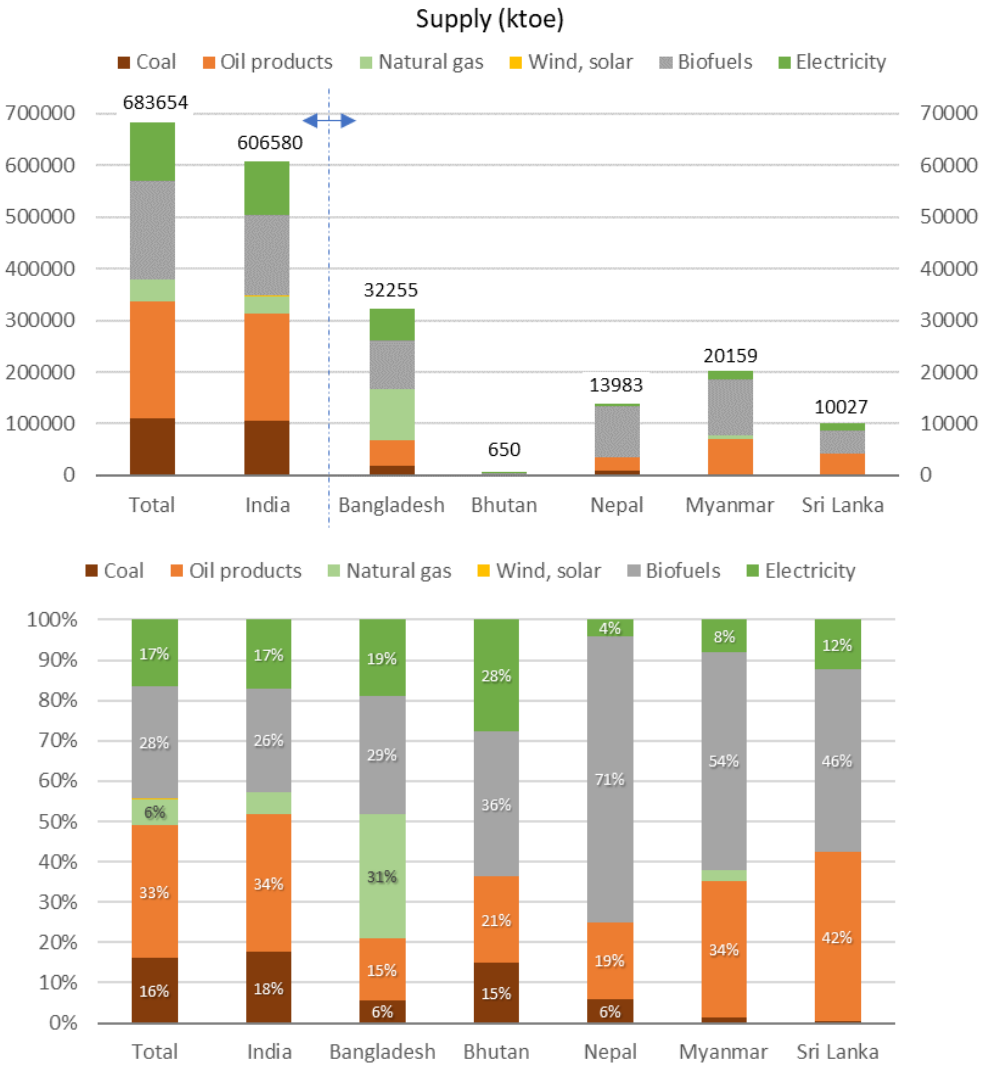
（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 3-13　各国のエネルギーバランス（生産量）

[26] ブータンは IEA のデータが欠落しているため、2014 年の数値を使用した。

(2)　供給量

全体供給量は、石炭 16%、石油 33%、バイオ燃料 28%、電力 17%である。全体の供給量比率はインドのものとほぼ同じであるが、バイオ燃料の比率が若干増加している。

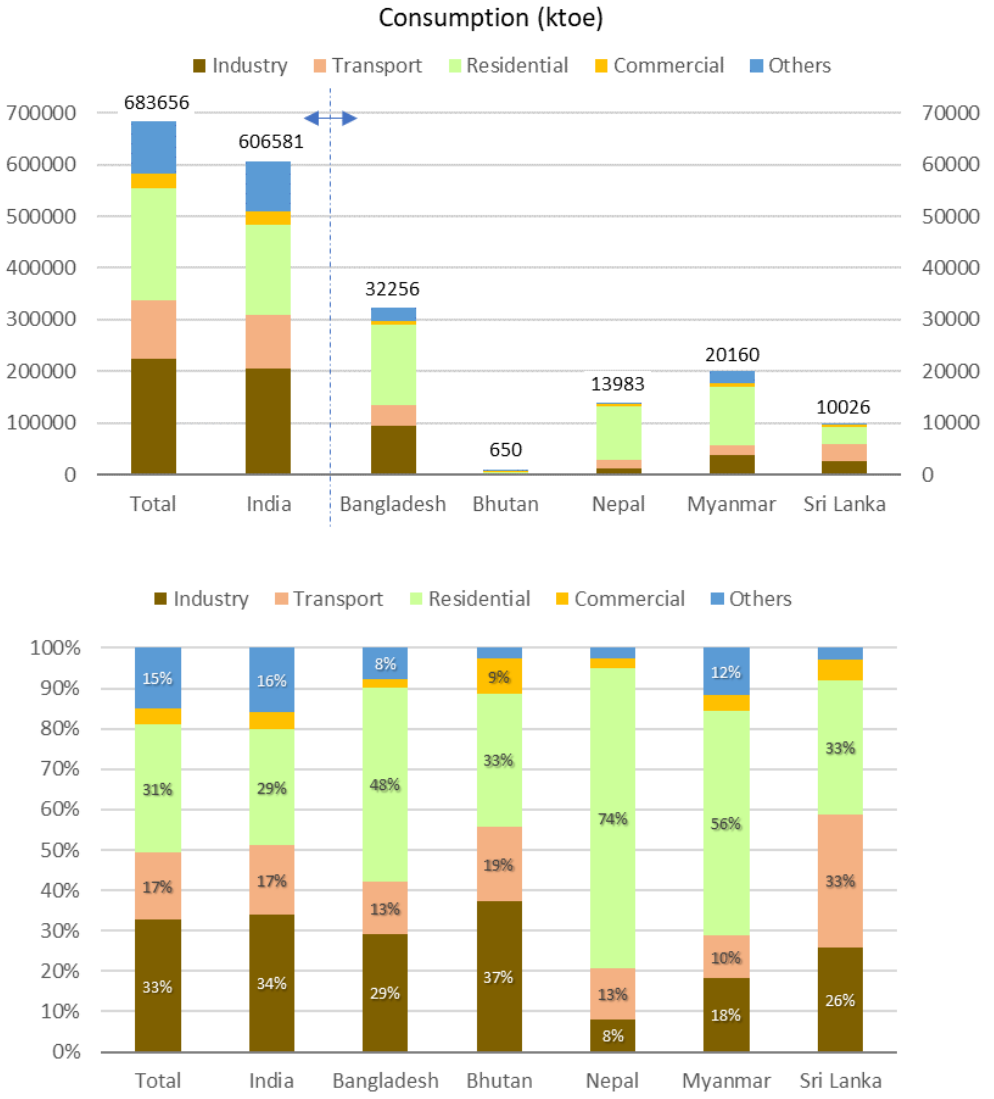


（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 3-14　各国のエネルギーバランス（供給量）

(3)　消費量

全体消費量は、工業用 33%、輸送用 17%、家庭用 31%である。全体の消費量比率はインドのものとほぼ同じであるが、家庭用の比率が若干増加している。

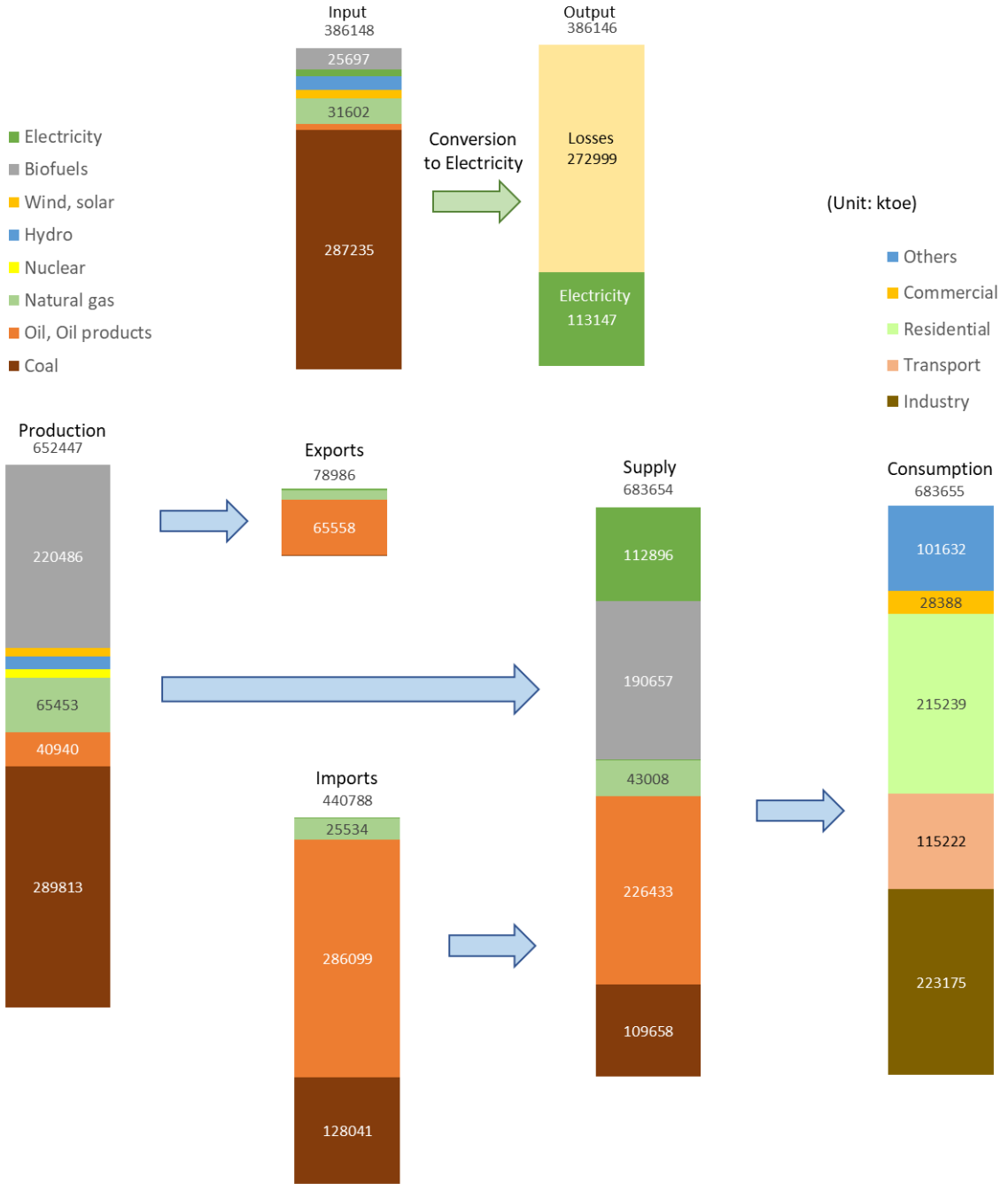


（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 3-15　各国のエネルギーバランス（消費量）

(4)　エネルギーバランス

生産量の 7 倍に相当する石油を輸入しており、石油生産量は全体の 6%程度だったが、供給量全体の 33%を石油製品が占めている。電力への変換用エネルギーは、石炭が 74%を占めており、エネルギー変換効率は 29%程度で非常に低い。



（出典：IEA の Web site データを基に調査団作成、https://www.iea.org/data-and-statistics）

図 3-16　エネルギーバランス（6 か国合計）[27]

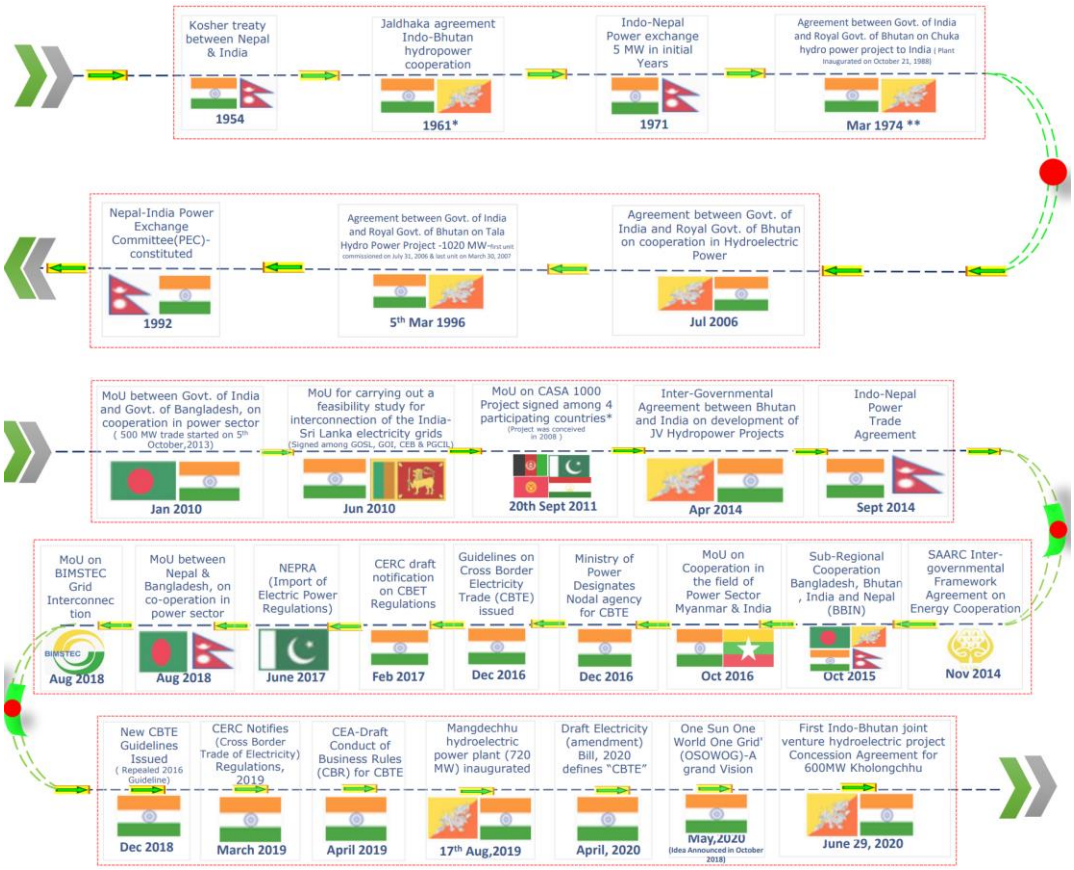
[27] 輸出、輸入量は 6 か国の単純合計であり、6 か国間相互の輸出入量は相殺していない。

第 4 章　南アジア地域協力の現状

4.1　地域協力（電力分野以外を含む）の現状

BBIN 地域の電力・エネルギー政策、電源開発や電力需要予測、国際電力融通については、南アジア地域協力連合（SAARC: South Asian Association for Regional Cooperation）やベンガル湾多分野技術経済協力イニシアチブ（BIMSTEC: Bay of Bengal Initiative for Multi-Sectoral Technical and Economic Cooperation）等、南アジア地域を含む様々な多国間協議の場にて行われている。また、USAID 主導のエネルギー統合のための南アジア地域イニシアチブ（SARI/EI: South Asia Regional Initiative for Energy Integration）や ADB 主導の南アジアサブ地域経済協力プログラム（SASEC: South Asia Subregional Economic Cooperation）等の二国間ドナー及び国際機関も関連調査や協力を実施している。

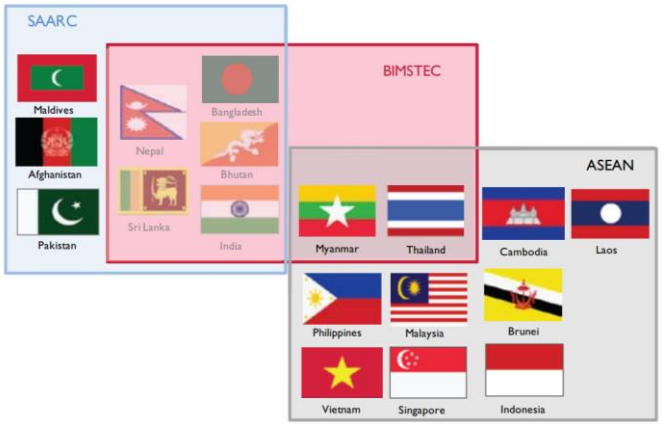
南アジア地域での電力融通は 1950 年代から主に二国間での検討を進め、2010 年代に入り多国間での枠組みが進展している。



（出典：SARI/EI “Deepening power system integration & cross border electricity trade in SAARC region: current status & future outlook” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/10/video-conference-on-%E2%80%9CRoadmap-for-the-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement-on-Energy-Cooperation-Electricity%E2%80%9D.pdf）

図 4-1　南アジア地域での電力融通に関する主な変遷

南アジア地域での多国間の協力としては、SAARC 協定、BIMSTEC が挙げられる。バングラデシュ、ブータン、インド、ネパールの 4 ヶ国はこのいずれの協議体にも加盟している。また、両者ともに、エネルギーを対象分野として取り上げている。



（出典：BIMSTEC “Energy Outlook 2030” https://irade.org/SARI-EI-Report-on-BIMSTEC-Energy-Outlook-2030.pdf）

図 4-2　SAARC, BIMSTEC, ASEAN の加盟国

(1)　SAARC

SAARC は、1985 年に正式に発足した南アジアにおける比較的緩やかな地域協力の枠組みである。BBIN の他、パキスタン、スリランカ、モルディブ、アフガニスタンが加盟している。2000 年に再編された統合行動計画（Integrated Programme of Action）は、7 分野（農業・農村開発、運輸通信、社会開発、環境気象、科学技術、人材開発、エネルギー）を対象としている。この枠組みの一環として、域内でのエネルギー分野での協力を目的に、2006 年に SAARC Energy Center（SEC）がイスラマバードに設立された。

2014 年には SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation (Electricity)（SFA）が加盟各国によって合意され、域内各国による電力取引の重要性を強調するとともに、そのための法制度の整備や関税の撤廃等について謳われている。SFA は合計 20 条から成り、主要な特徴は、CBET を目的とした送電網への無差別アクセス（Non-discriminatory access to transmission grids for the purpose of CBET）、送電相互接続計画、システム運用、エネルギーアカウンティングにおける国際調整（International coordination in transmission interconnection planning, system operations, and energy accounting）、加盟国間の情報共有の促進（Promotion of information sharing between Member States）、競争促進のため加盟国に管轄区域での電力セクター改革を奨励（Encouraging member states to undertake power sector reforms in their respective jurisdictions, to promote competition）、加盟国は、規制問題を解決するための構造機能と制度的メカニズムの開発（Member states to develop structure functions and institutional mechanisms to resolve regulatory issues）である。

表 4-1　SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation（Electricity）の内容

Article	Description
Article 1: Buying and Selling Entities	Buying and Selling Entities means any authorized public or private power producer, power utility, trading company, transmission utility, distribution company, or any other institution established and registered under the laws of any one of the Member States having permission of buying and selling of electricity within and outside the country in which it is registered.
Article 2: Objective	Member States may enable cross-border trade of electricity on voluntary basis subject to the laws, rules and regulations of the supportive Member States and based on bilateral/trilateral/mutual agreements between the concerned states.
Article 3: Scope	Member States may enable Buying and Selling Entities to negotiate the terms, conditions, payment security mechanism and the future of electricity trade under the Government regulatory mechanisms of the concerned states.
Article 4: Duties and Taxes	Member States may work towards exempting from export/import duty/levies/fees, etc. for cross-border trade and exchange of electricity between Buying and Selling Entities.
Article 5: Data updating and sharing	Member States may share and update technical data and information on the electricity sector in an agreed template.
Article 6: Promoting competition	Member States shall encourage the process of opening up of electricity sector guided by responsible national priorities with the aim of promoting competition.
Article 7: Planning of Cross-border interconnections	Member States may enable the transmission planning agencies of the Governments to plan the cross-border grid interconnections through bilateral/trilateral/mutual agreements between the concerned states based on the needs of the trade in the foreseeable future through studies and sharing technical information required for the same.
Article 8: Build, Operate and Maintain	Member States may enable the respective transmission agencies to build, own, operate and maintain the associated transmission system of cross-border interconnection falling within respective national boundaries and/or interconnect at mutually agreed locations.
Article 9: Transmission Service Agreements	Member States may facilitate authorized Buying and Selling Entities to enter into transmission service agreements with the transmission service providers for the purpose of cross-border electricity trade.
Article 10: Electricity Grid Protection System	Member States shall enable joint development of coordinated network protection systems incident to the cross-border interconnection to ensure reliability and security of the grids of the Member States.
Article 11: System Operation and Settlement Mechanism	Member States shall enable the national grid operators to jointly develop coordinated procedures for the secure and reliable operation of the interconnected grids and to prepare scheduling, dispatch, energy accounting and settlement procedures for cross-border trade.
Article 12: Transmission Access	Member States shall, for the purpose of cross-border trade, enable non-discriminatory access to the respective transmission grids as per the applicable laws, rules, regulations and applicable inter-governmental bilateral trade agreements.
Article 13: Facilitating Buying and Selling Entities	Member States shall enable Buying and Selling Entities to engage in cross-border electricity trading subject to the laws and regulations of the concernedMember States.
Article 14: Knowledge sharing and joint research in Electricity Sector	Member States may enable and encourage knowledge sharing and joint research, including the exchange of experts and professionals related to, inter alia power generation, transmission, distribution, energy efficiency, reduction of transmission and distribution losses, and development and grid integration of renewable energy resources.
Article 15: Regulatory Mechanism	Member States shall develop the structure, functions and institutional mechanisms for regulatory issues related to electricity exchange and trade.
Article 16: Dispute Settlement	Any dispute arising out of interpretation and/or implementation of this Agreement shall be resolved amicably among the Member States. If unresolved, the Member States may choose to refer the dispute to the SAARC Arbitration Council.

Article	Description
Articles 17 – 20: Withdrawal, Entry into Force, Amendment, Review	Supporting proposals for Withdrawal from the Agreement, Entry into Force of the Agreement, Amendment and Review of Agreement, etc.

（出典：Government of India “SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation (Electricity)” https://powermin.nic.in/sites/default/files/uploads/SAARC_framework_agreement_for_energy_cooperation_electricity.pdf）

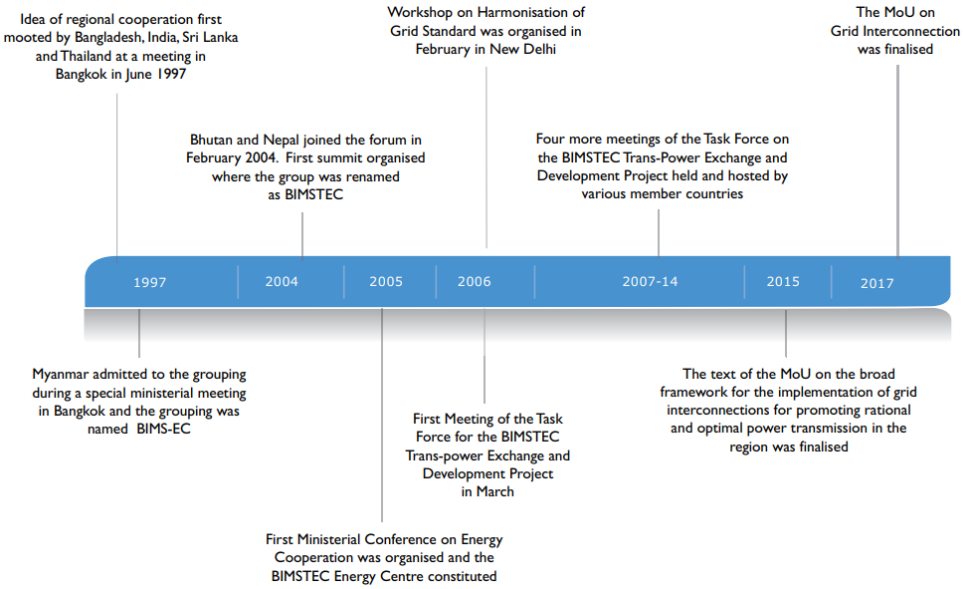
2016 年には ADB の支援の下で、SFA の実装を通じた「SAARC のエネルギーリング」の実現に向けた規制環境を提供するために、SAARC Council of Experts of Energy Regulators（CEERE）が設立された。また、2018 年に発行された報告書“SAARC Energy Outlook 2030”においても、今後進めるべき方策としてエネルギーの域内取引が挙げられており、具体例として、BBIN 4 ヶ国での電力取引によりエネルギー供給システムが効率化する可能性について言及されている。

(2) BIMSTEC

BIMSTEC は、1997 年に結成された。BBIN の他、タイ、スリランカ、ミャンマーが加盟している。ベンガル湾周辺の加盟国同士の相互協力をセクター主導で進めており、1997 年後半に貿易、技術、エネルギー、輸送、観光、漁業を含む 6 つのセクターから始まり、2008 年には農業、公衆衛生、貧困緩和、テロ対策、環境、文化、人々との接触、気候変動の 8 つのセクターを追加した。

2005 年以降、エネルギー分野で協力について協議する大臣会議（これまでに 3 回）や高官級会議（これまでに 5 回）開催されている他、2011 年には BIMSTEC Energy Centre をバンガロールに設置することで合意（ただし未稼働）し、また 2018 年には、BIMSTEC 諸国間で送電連系を進めるための覚書（MOU）が合意され、2019 年から発効されている。同 MOU では、BIMSTEC 地域における合理的かつ最適な電力の送電の促進を目的として、電気取引のための送電相互接続に向けて協力するための広範な枠組みとなる。この MOU は、次のような機能を促進する。

- 各当事者の法律、規則に従い、差別的でなく相互利益のために地域のエネルギー資源の利用を最適化
- 地域の電力ネットワークの開発を通じて、必要な電力システムの効率的・経済的・安全な運用の促進
- 地域全体の発電容量追加のための設備投資の最適化
- 越境の相互接続を介した電力の交換

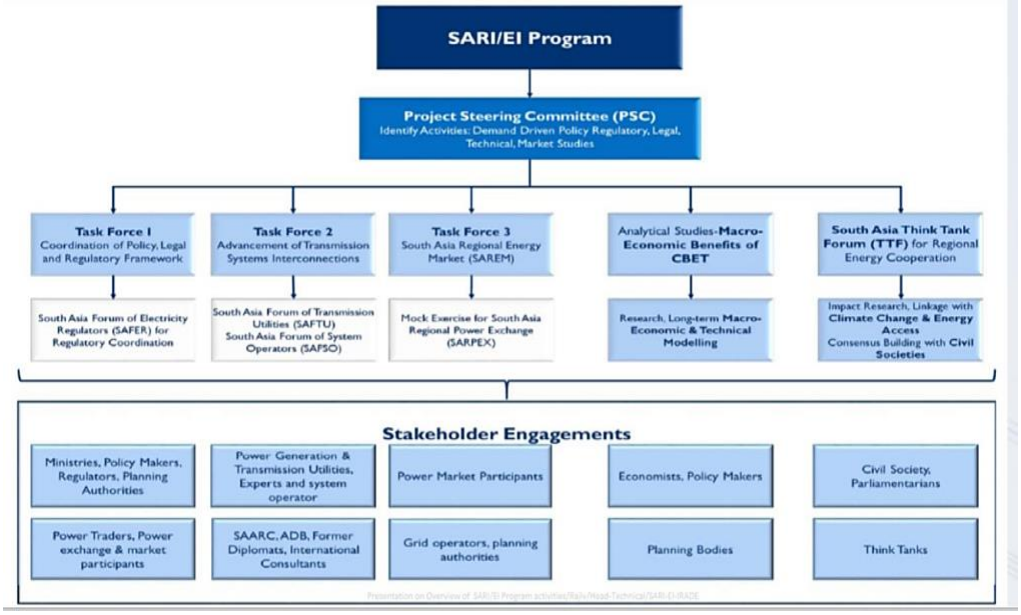


（出典：BIMSTEC Energy Outlook 2030, https://irade.org/SARI-EI-Report-on-BIMSTEC-Energy-Outlook-2030.pdf）

図 4-3　BIMSTEC の活動の変遷

(3) SARI/EI

SARI/EI は、USAID の主導により 2000 年より始められたプログラムで、電力の国際取引を通じた域内のエネルギー統合を目的に、各種プロジェクトを実施してきている。BBIN の他、パキスタン、スリランカ、モルディブ、アフガニスタンが加盟している。2001 年以降、4 つのフェーズに分けてプログラムを実施している。第 4 フェーズ（2012～2017 年）では、プログラムの実施機関として、インドの独立系研究組織「Integrated Research and Action for Development (IRADe)」が選定され、政策・法規制枠組みのコーディネーション（TF-1）、送電システム連系推進（TF-2）、南アジア地域電力市場（TF-3）の 3 つのタスクフォースが設置された。



（出典：SARI/EI, https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2020/01/SARI-EI-Program.pdf）

図 4-4　SARI/EI プログラムの体制

同フェーズは、USAID のアジア EDGE（Enhancing Growth and Development through Energy）イニシアチブの下で、2022 年まで延長されており、延長フェーズでは、三国間および多国間電力取引への移行と、南アジア地域エネルギー市場（SAREM: South Asia Regional Energy Market）の確立に焦点を当てている。SARI/EI では、SAARC や BIMSTEC 等とも連携し、域内送電連系や電力取引の促進に向けた報告書の発行や各国協議の開催等を実施している。

表 4-2　これまでの SARI/EI の取組み

フェーズ	内容
フェーズ I （2001-2004 年）	・ フェーズ I では、初期段階として、能力開発と情報交換に重点が置かれた。 ・ フェーズ I のハイライト： ➢ クリーンエネルギーの取引/効率性、農村部への電力供給、規制の問題について 1,500 人の参加者に働きかけた。 ➢ エネルギーセクターの理解向上、ステークホルダーを集合させる目的で、分析/交渉における情報交換とスキル構築の機会を提供した。 ➢ エネルギーインフラへの民間投資の機会を特定するための実現可能性調査を計画した。 ➢ 地域のエネルギー協力の社会経済面に焦点を当て、メディア、公的なリーダー、学者、産業界、労働組合等、変化の主体として行動できるステークホルダーへ働きかけた。
フェーズ II （2004-2007 年）	・ フェーズ II では、クリーンエネルギーへのアクセスを増やし、市場構造を改善し、エネルギー取引への地域投資を促進するための基盤を築いた。 ・ フェーズ II のハイライト： ➢ 国境を越えたエネルギー取引のための政策、法律、規制の枠組みを改善することに焦点を当てた。 ➢ インドと近隣諸国との間の 5 つの国境を越えたエネルギー取引及び投資プロジェクトのうち 4 つを特定、評価、促進した。 ➢ 中央アジアからアフガニスタンへの電力輸入と南アジアへの長期輸送を促進するため、アフガニスタンにおける二国間エネルギープロジェクトを支援した。 ➢ 環境に配慮した持続可能なエネルギーシステムを促進するためのベストプラクティスへの意識を広めた。
フェーズ III （2007-2012 年）	・ フェーズ III では、相互協力による地域エネルギー安全保障の強化に焦点を当てた。 ・ フェーズ III のハイライト： ➢ 国境を越えたエネルギー貿易を可能にする送電インフラの開発のための一連の技術支援活動が行われた。 ➢ 地域のエネルギー市場形成は、エネルギー計画担当者や政策立案者が、主要なエネルギー市場の動向、最新のモデリング手法、リスクヘッジの方法を理解するのに役立つプログラムを実施することで支援を行った。
フェーズ IV （2012-2017 年）	・ フェーズ IV では、アフガニスタン、バングラデシュ、ブータン、インド、モルディブ、ネパール、パキスタン、スリランカの 8 か国を対象とし、南アジア諸国を地域のエネルギー安全保障の向上に向けて、同地域エネルギー統合を推進することを目的とした。国境を越えた電力取引（CBET）と地域のエネルギー市場の発展に焦点を当てた。 ・ フェーズ IV のハイライト： ➢ 地域エネルギー協定/条約 ➢ インドとネパールの電力貿易協定 ➢ 南アジアにおける国境を越えた電力貿易の強化 ➢ CBET への投資とクリーンエネルギープロジェクトの開発を促進 ➢ 「南アジア地域における電力規制の調和/調整のための地域規制ガイドライン」の立ち上げ ➢ 「南アジア地域で CBET を推進するための南アジア諸国の電力法、規制、政策の提案された変更/修正」の開始 ➢ 南アジア電力規制当局フォーラム（SAFER）などの地域規制制度メカニズムの必要性を提唱 ➢ グリッドコードの調和と開発調整された運用手順

フェーズ	内容
	➢ 地域の送電計画と国家の送電計画における CBET ➢ 南アジアの地域電力市場の創出を促進 ➢ SAARC および SAARC エナジーセンターとの戦略的関与
フェーズ IV の延長フェーズ（2018-2022 年）	・ フェーズ IV の延長フェーズでは、以下の取組みが実施されている。 ➢ 政策・法規制枠組みのコーディネーション（TF-1）、送電システム連系推進（TF-2）、南アジア地域電力市場（TF-3） ➢ 地域エネルギーに対するガスの可能性を支援するためのマクロ分析研究 ➢ 知識の共有と能力開発 ➢ SARI/ EI Think Tank Forum（TTF）を通じた電力取引のメリットの強調 ➢ 南アジアのエネルギーインフラへの投資を促進するための民間関与

（出典： SARI/EI ウェブサイト、https://sari-energy.org/about-sariei/sarienergy-phases-i-ii-iii/ 、https://sari-energy.org/about-sariei/sariei-phase-iv/、https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2019/10/SARI-EI-Brochure-v4-26032019-1.pdf）

SARI/EI プログラムでは現在「フェーズ IV」の「延長フェーズ」において、3 つのタスクフォースが活動を行っている。

表 4-3　SARI/EI フェーズ IV の「延長フェーズ」におけるタスクフォースと活動内容

SARI/EI タスクフォース-1（政策・法規制枠組みのコーディネーション） Coordination of Policy, Legal and Regulatory Framework
目的と活動内容
・ 既存の法律・政策・規制・合意のレビューを行い、CBET を促進するための共通最低限の規則・手続き・ガイドラインを策定する。
これまでの活動状況
・ 地域エネルギー協定を締結。 ・ 南アジアの規制制度メカニズムの提言として、地域規制ガイドライン（RRG: Regional Regulatory Guidelines）を提案。 ・ 地域電力規制フォーラム（SAFER）の設立を提言。（まだ設立されていないものと推測） 類似組織として南アジアインフラ規制フォーラム（SAFIR: South Asian Forum for Infrastructure Regulation）が 1999 年 5 月に WB の支援で設立されているが、より本格的な運用を目指して SAFER の設立を提言している。 ・ 地域投資の枠組みとガイドラインを提案し投資フォーラム（SAFEI）の設立を提言。
今後の活動予定（現在実施中とされている内容）
・ 南アジア電力規制フォーラム（SAFER: South Asia Forum of Electricity Regulators）の設立。 ・ 南アジアエネルギー投資フォーラム（SAFEI: South Asia Forum for Energy Investment）の設立。 ・ 南アジア地域エネルギー市場（SAFEM: South Asia Forum for Electricity Market）設立のための Regulatory Pathway/Road Map の策定。 ・ 20～30 年後を対象としたエネルギー政策 Outlook（Regional Cross Border Energy Policy Outlook）の作成。 ・ 地域電力取引のための Regulation & Policy Coordination Template および Regional Regulatory Framework の検討。 ・ 南アジア地域の CBTE インフラプロジェクトのモデルフレームワーク検討。 ・ Deviation Settlement Mechanism（DSM）の技術経済評価。 ・ Common Minimum Grid Code の開発。 ・ 規制リスク分析および緩和策の検討。 ・ SAFIR ワーキンググループおよび SAARC Council of Experts of Energy Regulators への技術協力支援。
最新レポート

- Regional Investment Framework and Guidelines for promoting investment in South Asian Power Sector & in Cross Border Electricity Trade Projects in South Asian Region（2017 年 9 月）
  https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2018/03/SARI-EI-Report-Regional-Investment-Framework-and-Guidelines-for-Promoting-Investment-in-SA-Region-Report-low-resolution-March-9-2018-Final-Design-Rajiv-1.pdf
- Regional Regulatory Guidelines for Promoting Cross-Border Electricity Trade in South Asia（2015 年 7 月）
  https://www.irade.org/IRADe-SARI-EI-Regional%20Regulatory-Guidelines%20(July%202015)-.pdf
- Regional Energy/Electricity Regulatory Institutional Mechanism in South Asia Forum if Electricity/Energy Regulators (SAFER)（2016 年 10 月）
  https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2016/08/Report-on-Regional-Energy-Electricity-Regulatory-Institutional-Mechanisim-in-South-Asia-SAFER-RP.pdf

備考

- 提案されている SAFER の役割
  - ✧ ライセンス交付
  - ✧ 伝送ネットワークへの無差別オープンアクセス
  - ✧ 伝送価格設定
  - ✧ 伝送計画
  - ✧ 不均衡決済
  - ✧ グリッドコ―ド調和
  - ✧ 紛争解決
  - ✧ 関税・税金
- タスクフォース-1 メンバー
  https://sari-energy.org/about-sariei/sariei-phase-iv/task-forces/
  - ➢ Mr. Karma P. Dorji
    Chief Engineer, Department of Hydropower and Power Systems, MoEA, Bhutan
  - ➢ Mr. S.K.Chatterjee
    Chief (Regulatory Affairs), CERC, India
  - ➢ Bithi Islam
    Director (Private Power), Power Cell, Bangladesh
  - ➢ Mr. Sagar Raj Gautam
    S.D.E., Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation, Nepal
  - ➢ Mr. Prabal Adhikari
    Chief, Power Trade Department, Nepal Electricity Authority
  - ➢ Mr. M.G.A. Goonetilleke
    Additional Secretary, Ministry of Power, Energy and Business Development

SARI/EI タスクフォース-2（送電システム連系推進）
Advancement of Transmission Systems Interconnection

目的と活動内容

- 技術的経済的に実現可能な系統相互接続ポイントの特定、地域送電システム相互接続のための環境を整備する。

これまでの活動状況

- 南アジア諸国の需給予測シナリオから 10～20 年後の開発プロジェクトを調査中。
- 南アジア地域のグリッドコード調和を目指したフレームワークガイドラインを作成して提案。

今後の活動予定（現在実施中とされている内容）

- 南アジア送電事業者フォーラム（SAFTU: South Asia Forum of Transmission Utilities）の設立。
- 南アジア系統運用者フォーラム（SAFSO: South Asia Forum of System Operator）の設立。
- 2040 年までの地域別需給シナリオと国際電力取引のポテンシャル検討。
- 2040 年までの南アジア地域の発送電マスタープラン策定。
  （国境を越えた送電インフラのための資金調達・投資モデルに加え、三国間および他の地域の国際連系のための送電容量と系統連系オプションの特定を含む。）
- 国際送電線案件の技術経済評価によるプレ FS。
- 地域グリッド運用規則の検討。

- 電力系統への無差別のアクセスに関する運用手続きの検討。
- 送電及び託送料金に関するフレームワーク検討（三国間貿易を含む）。
- 国際送電線開発の資金調達と投資モデル Consolidated Technical Coordination Template/Toolkit for CBET の発展。
- 投資家向けガイドとして、さまざまな発電・送電プロジェクトに関するファクトシートと、将来の投資家に長期的に安心感を与えるロードマップを提供。

最新レポート

- 南アジアの国境を越えた電力取引を促進するための地域共通グリッドコードガイドライン（2016 年 9 月）
  https://irade.org/Harmonisation-of-grid-codes-operating-procedures-and-standards-to-facilitatepromote-cross-border-electricity-trade-in-the-south-Asia-region-Framework-grid-code-guidelines-Rajiv-LR-1.pdf

備考

- グリッドコードフレームワークの提案について、内容が公開されているものは上記 2016 年 9 月のレポートが最新と思われる。
- タスクフォース-2 メンバー
  - Md. Masum Alam Bokshi
    Executive Director (O&M), Power Grid Company of Bangladesh
  - Mr. Braj Bhushan Chaudhary
    Deputy Managing Director, Nepal Electricity Authority
  - Mr. Ugyen Ugyen
    Chief Engineer, PCD, DHPS, Bhutan
  - Ms. Indrani Vithanage
    Additional Secretary, Ministry of Power, Energy and Business Development, Sri Lanka
  - Dr. Subir Sen
    Chief Operating Operator, CTU, Powergrid Corporation of India Ltd.
  - Mr. S S Barpanda
    Director (Market Operation), POSOCO

SARI/EI タスクフォース-3（南アジア地域電力市場）
South Asia Regional Electricity Markets

目的と活動内容

- 南アジア地域エネルギー市場（SAFEM）の制度化、南アジア地域電力取引所（SARPEX）の運用開始、地域電力取引の市場監視・監督メカニズムの開発。

これまでの活動状況

- 南アジア地域エネルギー市場（SAFEM）、および南アジア地域電力取引所（SARPEX）の設立を提言し、運用までのロードマップを提示。
- 電力取引所（SARPEX）の先行模擬演習システムを Web 上に構築し、各国と共に模擬演習を計画提案。参加予定国はインド、ネパール、ブータン、バングラデシュで Day Ahead Market の演習を行うとしていた。
  先行模擬市場は、2015 年 4 月 1 日から 2016 年 3 月 31 日までの 1 年間を対象に実施予定であったが、実施レポートは公開されていない模様で、実際に行われたのかどうか不明。

今後の活動予定（現在実施中とされている内容）

- 二国間、三国間及び多国間の電力取引の実施および強化。
- 南アジア地域エネルギー市場（SAFEM: South Asia Forum for Electricity Market）の設立。
- 南アジア地域電力取引所（SARPEX: South Asia Regional Power Exchange）の運用開始。
- 電力取引における送電料金の分担、投資コスト回収、CBET 利益の公平な分担に関する事例研究。
- 電力取引のエネルギースケジューリング、会計、逸脱決済メカニズムのフレームワーク開発、紛争解決・仲裁メカニズムの整備、送電料金制度の整備。
- スピニング・リザーブ・シェアリングや再エネ貿易のためのフレームワーク開発。
- 地域電力取引の市場監視・監督ガイドラインの策定。
- 国境を越えた電力プロジェクトのリスク緩和策提案。

最新レポート
・ Roadmap-for-South-Asian-Regional-Power-Exchange_result.pdf（2017 年 1 月） https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2018/04/Roadmap-for-South-Asian-Regional-Power-Exchange.pdf 図 4.3 に SARPEX ロードマップが示されている
備考
・ タスクフォース-3 メンバー ➢ Mr. Rajesh K Mediratta Director (Business Development) at IEX, India ➢ Mr. Harish Saran Executive Director (Marketing), PTC India Limited, India ➢ Mr. Md. Belayet Hossain Chief Engineer (P&D), Bangladesh Power Development Board ➢ Mr. Binod Lohani S.D.E., Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation, Nepal ➢ Mr. Raju Maharjan Senior Divisional Engineer, Ministry of Energy, Government of Nepal ➢ Ms. Dawa Chhoedron Chief Engineer, TPSD, Department of Hydropower and Power System, Ministry of Economic Affairs, Bhutan ➢ Dr. HM Wijekoon Banda Chief Engineer, Transmission Planning, Ceylon Electricity Board, Sri Lanka

（出典：SARI/EI ウェブサイト、https://sari-energy.org/program-activities/policy-regulatory-framework/）

*タスクフォースミーティングは年に 2 回開催するとされており、直近のタスクフォース 1-2-3 のミーティングは 2020 年 9 月に開催された。

(4) SAREP

SARI/EI は 2022 年を最後に 2000 年から 22 年に渡る実施期間を終えた。第三者機関である Dalberg が発行した SARI/EI の成果評価レポートによると、南アジア地域における CBET 開発はステージ I からステージ II へと移行しており、SARI/EI は一定の成果を上げた。一方で、各国の CBET 開発に直接影響を与えることができるトップレベルの政府の意思決定者とのつながりを構築できなかったため、ガイドラインの採用や影響力のある政策については進展させられることが出来なかった。その結果、SARI/EI が与えた電力貿易の加速化への貢献は限定的であったと結論付けている。

このような評価結果を踏まえ、SARI/EI の活動は USAID の新しい地域エネルギープログラムである南アジア地域エネルギーパートナーシップ（SAREP）によって受け継がれる。SAREP は、2021 年から 2026 年までの 5 年間で実行される地域エネルギーイニシアチブ。バングラデシュ、ブータン、インド、モルディブ、ネパール、スリランカを含む 6 か国で、手頃な価格で、安全で、信頼性が高く、持続可能なエネルギーへのアクセスを可能にすることを目指す。このプログラムは、米国政府のアジアエネルギーによる開発と成長の強化イニシアチブ（EDGE）の下での活動と位置付けられる。 SAREP は、4 つの主要な目標を掲げており、これらを達成することで、政策立案者、規制当局、公益事業、民間セクター、投資家、シンクタンクなどと協働し、システムの変化を促進することを目指すとしている。 4 つの主要な目標は以下の通りである。

目標 1：地域のエネルギー市場と統合の強化

SAREP は、地域の電力市場の発展を促進する。電力貿易の調整と計画の改善、国および地域の制度強化、電力貿易に関するコンセンサスの推進、支援の枠組みとメカニズムの制度化を目的としている。期待される成果は、三国間および多国間電力貿易への移行により、国境を越えた電力貿易の増加と、エネルギーの安全な南アジアの為の、統合されたグリッドの設立である。

目的 2：高度なエネルギーソリューションとシステムの増加

パートナー国が短期的な気候目標を達成し、予想される排出量の増量を避ける為に、クリーンエネルギー技術の展開を強化および加速する。これらの技術には、再生可能エネルギー、エネルギー効率化、エネルギー貯蔵、オフグリッド、メーター関連技術、スマートアプライアンス、電気自動車、グリーン水素、およびとりわけ市場製品を含む再生可能エネルギー統合をサポートするソリューションとツールが含まれる。

目的 3：高性能の最新のユーティリティ

地域の送電、システム運用、および配電ユーティリティの近代化を可能にする。さらに、技術、財務、運用のパフォーマンス、グリッドの復元力を向上させ、サービスを強化し、新しい技術への適応を促進する。これにより、クリーンなエネルギー移行と効率的なエネルギー市場を可能にする。

目的 4：透明性や費用対効果の高い調達と民間部門の投資

民間部門への投資を増やし、クリーンエネルギー導入のための国内および国際的な資金調達を行う。また、調達プロセスとガバナンスの改善、費用対効果の高い調達方法の採用、PPP モデルの促進、およびクリーンエネルギープロジェクトのバンカビリティの改善を行う。

(5) SASEC

SASEC は、ADB の支援を受けて 2001 年より始まったプログラムで、域内のエネルギーインフラ発展・統合に向けたプロジェクトの実施や、これに関連した専門的な協議を行う場としてエネルギーワーキンググループ（EWG）を設置している。BBIN の他、モルディブ、ミャンマー、スリランカが加盟している。2016 年から 2025 年の SASEC 運用計画では、交通（Transport）、貿易円滑化（Trade facilitation）、エネルギー（Energy）、経済回廊開発（Economic corridor development）の 4 つを優先セクターとしている。

エネルギー分野では、エネルギー取引インフラの改善 Improving energy trade infrastructure、長期目標としての南アジアの地域電力市場の開発 Developing the regional power markets in South Asia as a long-term goal、低炭素代替案の開発、エネルギー効率と省エネルギー対策 Developing low-carbon alternatives, and energy efficiency and conservation measures の 3 点を重点分野としており、以下の 4 点の運用での優先項目を挙げている。

(i) 運用上の優先順位1－大規模な電力および天然ガス源にアクセスするための相互接続を改善する。
(ii) 運用上の優先順位2－未使用の地域固有の水力発電の可能性を活用する。
(iii) 運用上の優先順位3－風力や太陽光などの低炭素代替案を開発する。
(iv) 運用上の優先順位4－二国間および地域の調整メカニズムと、地域の電力取引市場に向けた技術移転開発慣行などの知識共有を促進する。

表 4-4　エネルギー分野における 2016 年から 2025 年の SASEC 運用計画

重点分野	内容
エネルギー取引インフラの改善 Improving energy trade infrastructure	・ SASEC 諸国の経済成長および一人当たりの所得の増加に起因し、同地域のエネルギー需要は急激に増加すると予測されている。水力発電と原子力発電が一部の需要を満たすが、需要の大半は石炭、石油、天然ガスベースの発電によって供給される。そのため、未利用の地域水力発電のポテンシャルを活用することが重要となる。SASEC 諸国が商用エネルギー源にアクセスするためには、エネルギー取引のインフラが必要とされる。
長期目標としての南アジアの地域電力市場の開発 Developing the regional power markets in South Asia as a long-term goal	・ ブータンとインド、インドとネパール、バングラデシュとインドの間の二国間エネルギー貿易協定の拡大から、地域の枠組み内での多国間貿易協定へと発展する可能性がある。インドは、その規模と場所から、送電線リンクや国内取引所の近隣諸国への拡大を通じて、地域の電力市場を構築する上で重要な役割を果たす。地域の電力市場の発展には、法規制の側面、送電システム、セキュリティと安定性の基準、発電のスケジューリングと配電手順の調整などの重要な要素に対処する必要がある。SASEC 諸国は、法的および規制の枠組み、ならびに技術的および制度的手続きを調和させる必要がある。
低炭素代替案の開発、エネルギー効率と省エネルギー対策 Developing low-carbon alternatives, and energy efficiency and conservation measures	・ SASEC 諸国は、風力や電力などの再生可能エネルギーポテンシャルが豊富であり、商業規模で開発するためのイニシアチブを取っている。しかし、1 日の出力の時間変動、風力・太陽光の低い設備利用率による送電料金の高さ、SASEC 諸国の一人当たりの所得が低い点等の課題がある。各国は技術と知識の移転のための再生可能エネルギー開発のベストプラクティスの共有が可能である。

（出典：ADB “SOUTH ASIA SUBREGIONAL ECONOMIC COOPERATION OPERATIONAL PLAN 2016–2025” https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/193351/sasec-operational-plan2016-2025.pdf）

(6) MCC（Millennium Challenge Corporation）

MCC は、世界の貧困との戦いをリードするために、2004 年に米国議会によって設立された米国の独立した対外援助機関。経済成長、貧困削減、制度強化のために、対象となる途上国に期限付きで助成金を提供しており、世界中のプロジェクトへの投資総額は 140 億ドル以上。現在（2022 年 9 月時点）主に 9 つの分野（農業と灌漑、汚職防止、教育、エネルギーと電力、金融と企業開発、健康、土地の権利と土地へのアクセス、交通インフラ、水供給と衛生）に投資している。MCC から補助金を受けようとする途上国は、20 項目の独立した透明性のある政策基準を満たし、MCC の理事会審査を受ける必要がある。

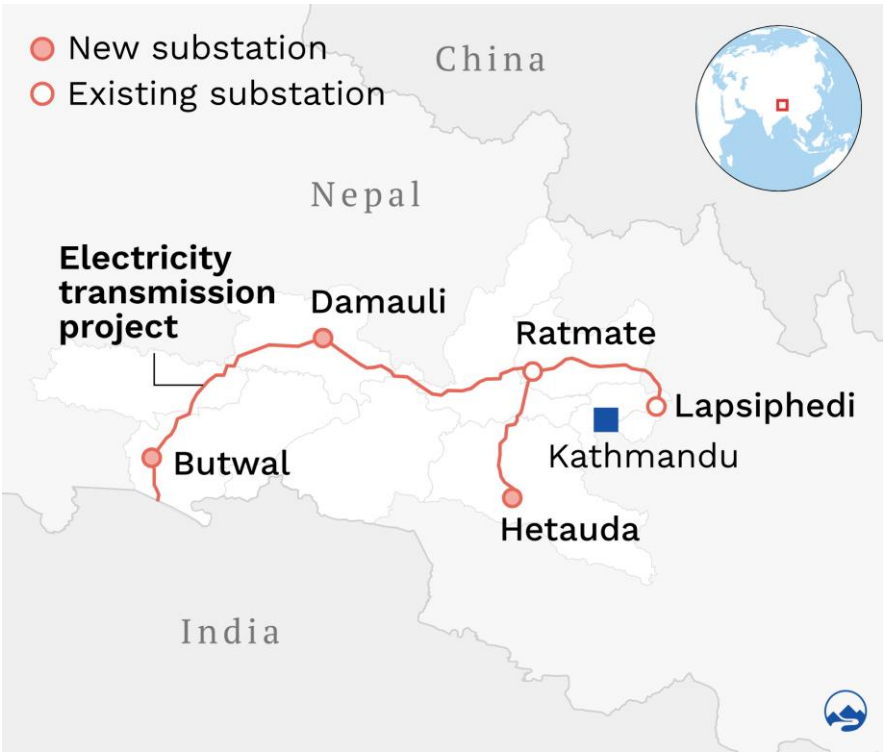
BBIN 地域においては、MCC はネパールへの協力を行っており、2017 年 9 月には MCC とネパール政府との間で 5 億ドルのコンパクト（合意文書）である、”Nepal Compact at Millennium Challenge Corporation, United States of America”が調印された。その後、2022 年 2 月に当コンパクトは両国政府によって批准されている。ネパール政府も当コンパクトに対して 1 億 3 千万ドルを拠出しており、パートナー国からの拠出金としては、MCC 史上で最大規模となっている。

ネパールでは電気の供給不足と、人とモノの両方にかかる高い運輸コストが経済開発の課題となっており、このような課題を解決すべく、このコンパクトにおいては、電力分野では、供給力と信頼性を高めるとともにネパールとインド間の国境を越えた電力取引を促進することを、また運輸分野では、道路交通網の品質を改善することを、それぞれ目指している。

当コンパクトに基づき、ネパールの電力供給の利用拡大と電力系統の信頼性向上を図り、同国内の電力利用を促進することを目的とした、送電線プロジェクトが計画されている。同プロジェクトは、以下の内容にて構成されている。

- ネパール国内を東西及び南北に結ぶ約 300km の 400kV 送電線を建設し、インドとの送電連系を通じて国際電力取引を促進
- 送電系統及び需要家への電力供給の改善のため、3 つの変電所を建設
- 最近設立された電力規制委員会を、料金設定、規則制定、紛争解決、透明性・効率性・協議・競争のための経済・技術規制などの分野で強化するための支援
- ネパール電力公社による送電業務の改善を支援

この送電プロジェクトを通じて、ネパールの水力発電への新規投資が促進されるとともに、インドとネパールとの間の電力取引拡大が促進されることが期待されている。



（出典：The Third Poleウェブサイト：https://www.thethirdpole.net/en/energy/biggest-us-aid-project-mcc-nepal-created-turmoil/）

図 4-5　MCC がネパールで計画中の送電線プロジェクト

4.2　他ドナーにおける協力状況

4.2.1　SAARC 協定、BBIN 会合等、多国間での枠組みのレビュー

南アジア地域での電力融通については、SAARC Energy Centre や ADB を中心に関連調査や協力を実施している。

(1) **SAARC**

2020 年 9 月に SAARC Energy Centre 主催で開催された“Roadmap for the Implementation of SAARC Framework Agreement on Energy Cooperation (Electricity)”のビデオ会議において、SAARC Energy Centre から 2014 年に署名された SFA の実装に向けた推奨事項と取組み概要が公表された。同推奨事項は 13 項目に分かれており、一部が SEC と ADB により実施されている。これまでの成果として、推奨事項 1 では、買い手/売り手間の越境電力取引（CBET: Cross Border Electricity Trade）及び電力の交換に係る法律、規制、輸入/輸出関税のギャップに関するアクションペーパー作成、推奨事項 2 では、地域電力連系と電力取引のための標準化された技術データ要件に関する最低限のデータセットの作成、推奨事項 13 では論争解決メカニズムのフレームワークの作成、が挙げられている。

表 4-5　SFA の実装に向けた推奨事項

主な内容	SFAでの対応箇所	担当
1. CBET関連の法律、規制、輸入/輸出関税のギャップの評価に関する調査	Article 4: Duties and Taxes	SEC
2. CBETインフラの運用向けの最低限のデータ/情報の定義と採用に関する調査	Article 5: Data updating and Sharing	SEC
3. 電力セクターのアンバンドリング/近代化の知識共有のワークショップ	Article 6 Promoting Competition	—
4. CBET連系の統合のSAARC電力計画グループの設立	Article 7: Planning of Cross-border Interconnections	—
5. 越境の送電及び連携の建設、所有、運転、維持に関する法規制のギャップ調査	Article 8: Build, Operate and Maintain the Associated Transmission Systems	ADB
6. 連系システムの運転の信頼性を確保し、ネットワーク保護システムの連携のためのSAARCシステム保護専門家グループの設立	Article 10: Electricity Grid Protection System	—
7. CBETを目的とした送電事業者とのサービス契約の締結に関連する法規制のギャップ調査	Article 9: Transmission Service Agreements	ADB
8. 連系グリッドの信頼した運転のためのスケジューリング、エネルギーアカウンティング、決済手順の開発	Article 11: System Operation and Settlement Mechanism	—
9. オープン送電アクセスのメカニズムとSOPsの知識共有のワークショップ	Article 12: Transmission Access	—
10. SAARC加盟国の地域内競争電力市場に関する知識共有のワークショップ	Article 13: Facilitating Buying and Selling	—
11. 地域電力取引のオンライン知識共有プラットフォームでのブログスペース	Article 14: Knowledge Sharing and Joint Research in Electricity Sector	SEC
12. 電力交換と貿易に関する法的レジームの構造、機能、規制のメカニズムの採用	Article 15: Regulatory Mechanism	ADB

主な内容	SFAでの対応箇所	担当
13. 解釈に関する論争解決とフレームワーク合意の実施に向けた論争解決メカニズムの開発と採用に関する調査	Article 16: Dispute settlement	SEC

注）―の箇所は未定

（出典：SAARC Energy Centre “Video Conference on “Roadmap for the implementation of SAARC Framework Agreement on Energy Cooperation (Electricity)” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/10/video-conference-on-%E2%80%9CRoadmap-for-the-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement-on-Energy-Cooperation-Electricity%E2%80%9D.pdf）

また、同ビデオ会議において、2014 年に SAARC 加盟国間で合意された SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation (Electricity)（SFA）の実装に向けた障壁と課題が取り上げられた。技術面、商業面、システム運用面、制度面、地域電力取引の 5 分野における障壁及び課題が挙げられている。

表 4-6　SFA の実装に向けた障壁と課題

Area	課題
Technical challenges	・ 技術関連規則の調和の欠如 ・ 送電アクセス及び計画
Commercial challenges	・ 越境取引のための限定的な競争的価格設定制度 ・ 統一された送電料金設定の枠組みがない
System Operation challenges	・ 共通運用ガイドラインの欠如 ・ 混雑管理 ・ エネルギーアカウンティング、決済等
Institutional challenges	・ 複数の意思決定層 ・ SAARCの組織に統合された加盟国フォーカル・ポイントの欠如
Challenges for Regional Power exchanges	・ 統一されたSAARC電力交換のための明確なロードマップの欠如 ・ 加盟国間のオープンアクセス規制の欠如

（出典：ADB、PwC “Roadmap for the implementation of SAARC Framework Agreement on Energy Cooperation (Electricity)” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/09/ADB-PwC_Roadmap-on-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement.pdf）

技術面、商業面、システム運用面、制度面、地域電力取引の 5 分野における南アジアの地域内電力取引の現状、障壁及び課題、今後の取組みを纏めると下表の通りとなる。

表 4-7　南アジアの地域内電力取引の現状、障壁及び課題、今後の取組み

分野	SAARC 枠組み合意	現在のステータス	課題	今後の取組み
技術的課題	第 7 条 第 8 条	・ 現在のところ、二国間送電協定のみが存在する ・ 地域レベルで投資を最適化するための地域送電計画とプロジェクト実施が欠如している ・ 国家機関が相互接続の開発を推進 ・ ケースバイケースで計画された越境相互接続	・ 三国間/多国間電力取引の送電計画で利用可能なガイドラインはない ・ 国際投資に関するガイドラインや明確さがない ・ 地域送電マスタープランの欠如	・ 様々なプロジェクト開発体制の下でのインフラ整備のための調整された地域計画の策定 ・ 地域固有インフラに対する国の相乗的発展のための計画立案者の地域調整メカニズムの開発 ・ CBET 送電インフラの詳細を含む全国送電計画の策定
	第 10 条	・ 共通のグリッドコードやネットワーク規制はなし。各国の電力法/政策によって実施。	・ ハーモナイゼーションがないと、電力取引の大幅な増加が提案されているシステム運用が困難になる可能性がある	・ 各国の法令におけるクロスボーダー取引の認識 ・ 必要とされているインフラへの国際投資を促進するための規制の明確化 ・ 当初は加盟国による部分的な採択から始まり、その後、国別グリッドコードの修正を経て、完全な採択に向けて前進する接続の配置、運転パラメータ、スケジューリング/ディスパッチコード等をカバーする共通グリッドコードの策定
	第 12 条	・ インド以外の SAC ではオープンアクセスフレームワークが運用されていない ・ インドーネパールとインドーバングラデシュの電力輸出には、ネパールとバングラデシュが購入者であるため、開放的なアクセスは必要ない。 ・ ブータンには電力輸出専用の送電線がある	・ SA 加盟国におけるオープンアクセス規制の欠如は、CBET を促進するための送配電インフラへのアクセスを妨げることになる	・ 存在しない国の立法上の枠組みにおけるオープンアクセスの導入 ・ 国境を越えた電力取引のためのオープンアクセスの取扱い ・ 接続性とオープンアクセスに関する機能と適格基準の定義（オープンアクセスの種類、保有期間及び優先順位） ・ オープンアクセス料金の設定

分野	SAARC 枠組み合意	現在のステータス	課題	今後の取組み
				・ ノード機関の詳細、処理スケジュール等を含むオープンアクセスの接続性付与の手順 ・ 運用上及び商業上のメカニズムの確立
ビジネス上の課題	第 3 条 第 9 条	・ 政府間協定に基づき開発されたプロジェクトについては、関税率は政府間交渉を通じて決定される。 ・ G-G から商用 CBET（電力取引の約 30%）への段階的進化 ・ 現在、双方向 TSA によって規定されている送電料金。 ・ インドと相互接続された送電網を含む送電料金は、CERC の規則に従って設定されている	・ 電力販売のための一般的な G 2 G モデルに加えて、より商業的な焦点と競争力のある価格設定の必要性がある ・ 送電料金・料金体系の標準化の必要性 ・ モデル/標準 TSA の開発の必要性 ・ 送電コストの分担/利用料金の取り決めに関する統一的な指針の策定の必要性	競争力のある価格設定： ・ G-G の二国間取引からより競争的な市場主導型取引への漸進的な移行 ・ 価格設定と透明性向上を通じた電力取引の促進 送電価格、支払保証、その他の商業的条件に関する共通規範： ・ 経済的に効率的な送電価格決定メカニズムを決定するための原則とメカニズムを設定し、段階的に地域固有の価格決定の概念を導入する。 ・ コストプラス原則を使用して開始する可能性のある適切な通行料金メカニズムの発展
システム運用上の課題	第 11 条	スケジュールとディスパッチ ・ National System Operators（NSO）は、各トランザクションで関連アクティビティのスケジュール設定とディスパッチを実施	・ 異なる NSA の異なる手順およびスケジュールは、国境を越えた電力取引において問題を引き起こす可能性がある。	・ 事前に定義されたタイムラインを使用して運用とスケジューリングを標準化するための共通グリッドコードの策定
		エネルギー会計・決済 ・ 実際のエネルギーデータは、インドを除くすべての SAC で可変料金（発電燃料費）の請求に使用される。インドでは、変動料金の請求は、スケジュールされたエネルギーに基づいて行われる	・ エネルギー会計・決済の共通手続きが欠如していると、透明性の欠如につながる可能性がある。	・ 複数の送電相互接続点の場合、スケジューリングは、規定された手順を介して各送電リンクに対して別々に実行されることが想定される。 ・ インバランスの解消のための個別の商業的メカニズムを確立することができる。
		混雑管理	・ 事前に混雑計画を行うための地域的な商業メ	・ 混雑を引き起こしているユーザーがペナルティを支払い、混雑を緩和しているユーザー

分野	SAARC 枠組み合意	現在のステータス	課題	今後の取組み
		・ 多くの SAC において、伝送システムにおける混雑は、典型的には、発電または負荷制御のいずれかによって管理される。各グリッドコードにおける混雑管理のための詳細な規定はない。	カニズムが存在しないため、CBET では取引の抑制が何度も行われる	が所定のレートでインセンティブを受け取る、商業的メカニズムを実施する可能性を調査することができる。
制度上の課題	第 15 条 第 16 条	・ SAARC の組織構造には、7 つの階層化された組織が含まれている ・ SAARC 首脳会議は、意思決定を管理する頂点機関である。 ・ 加盟国閣僚会議が政策・規制等を策定・批准。 ・ 第 3 レイヤーは、承認、全般的な監視と調整を担当する外務次官の常任委員会である ・ 第 4 レイヤーは、実装、監視、評価を垂直方向の階層的な順序で実行する	・ 意思決定と導入プロセスを長期化させる複数レイヤーの運用とガバナンス・システム ・ SAARC の組織構造に組み込まれた各加盟国からのノードポイントの欠如	・ 意思決定プロセスを迅速化するために、階層を単純化および平坦化するために、他の国際的な事例から教訓を得ることができる ・ 外部体制の追加。関係するプロジェクト実施国のための調整、監視、監督及び意思決定のすべての目的のための単一の連絡窓口として機能することができる全加盟国からのノードのフォーカル・ポイント ・ 規制当局、計画当局等のレベルにおける構造化された制度的メカニズム/委員会/フォーラム
地域電力取引所の課題	第 15 条 第 16 条	現在のステータス（現在） ・ フェーズ I（二国間電力貿易）このフェーズでは、加盟国間の二国間貿易関係を確立することを目的とする。現在、SAARC 諸国間の CBET 関係のほとんどはフェーズ I である。 ・ フェーズ II（三国間電力貿易）このフェーズは、この地域における三国間の市場設定を確立するための三国間/四国間接続に向けた漸進的な進展である。 潜在的ステータス（将来） ・ フェーズ III（地方電力市場）三国間市場提携の次のフェーズは、準地域グリッド及び準地域電力市場の発展であり、共通	・ CBET の二国間から三国間/多国間への移行を管理するための明確なロードマップの欠如 ・ 4 か国以上が参加する地域電力取引所（BBIN を超えて）の進展のための戦略の欠如 ・ 加盟国間のオープンアクセス規制の欠如	・ 二国間貿易の三国間及び最終的な多角的貿易体制への段階的移行のための包括的なロードマップの作成 ・ PX プラットフォームにほぼすべての加盟国を参加させるための強固な戦略の策定 ・ 全加盟国によるオープンアクセス体制の採用に向けた計画策定

分野	SAARC 枠組み合意	現在のステータス	課題	今後の取組み
		の運用及び技術基準を共有する地域内にクラスター化された市場を形成することになる。 ・ フェーズ IV（調和地域電力市場）最終フェーズでは、準地域の電力市場または準地域クラスターの統合と、調和化されたグリッド基準を備えた統合グリッドおよび共通市場プールの形成を行う。		

（出典：ADB、PwC “Roadmap for the implementation of SAARC Framework Agreement on Energy Cooperation (Electricity)” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/09/ADB-PwC_Roadmap-on-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement.pdf）

4.2.2　関係各所の活動状況や成果のレビュー

南アジア地域での電力融通については、USAID や ADB 等の二国間ドナー及び国際機関も 2000 年代初めから継続して関連調査や協力を実施している。

(1) **USAID**

USAID が主導する SARI/EI では、2014 年に署名された SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation (Electricity)（SFA）の各内容に対応する形で複数の報告書を作成している。

表 4-8　SARI/EI の主な報告書

報告書名	主な内容	SFAでの対応箇所
Framework & Guidelines for Non-discriminatory Open Access in Transmission for Facilitating Cross Border Electricity Trade in South Asia	・ Report suggested a detailed model regional open access framework & Guidelines (on 7 key areas) ・ Implementation Roadmap-regional level action & country specific action plan	Article 12: Transmission Access
Model Framework for Trading Licence Regime and Guidelines for grant of trading licence to facilitate Cross Border Electricity Trade in South Asia Region	・ Report suggested detailed model framework & Guidelines (on 7 key areas) for trading license regime in South Asia ・ Implementation Roadmap-regional level action & country specific action plan	Article 13: Facilitating Buying and Selling Entities
Harmonization of Grid Codes, Operating Procedures and Standards to Facilitate/Promote Cross Border Electricity Trade in the South. Asia Region: Framework Grid Code Guidelines	・ Report suggested a very detailed set of framework grid code guidelines on planning, connection, operation and scheduling & dispatch guidelines. ・ Suggested regional technical institutional mechanism	Article 7, Article 10, Article 11
Regional Regulatory Guidelines for Promoting Cross-Border Electricity Trade In South Asia	・ Report suggested a regional regulatory guidelines covering 9 key regulatory areas. ・ Suggested regional regulatory institutional mechanism (SAFER) ・ Implementation of RRGs	Article 15: Regulatory Mechanism
Suggested Changes/Amendments in Electricity Laws, Regulations and Policies of SA countries for promoting CBET in the SA region	・ Key ingredients for CBET ・ Clause/selection wise suggested changes/amendments in EL&R&P framework-country wise	Article 15: Regulatory Mechanism
Formulation of Model set of electricity regulations for implementation of the SAARC Framework Agreement for Energy (Electricity) Cooperation (SFAEC) and for advancing electricity trade in the SAARC countries	・ Report suggested a detailed model SAARC electricity regulation for regional power trade (SERRPT) ・ Addressing all the regulatory aspects of CBET ・ Regulatory changes for SERRPT implementation ・ Conducted as a part of SAARC Council of Experts of energy (electricity) regulators.	Article 15: Regulatory Mechanism

報告書名	主な内容	SFAでの対応箇所
Formulation of Model set of electricity regulations for implementation of the SAARC Framework Agreement for Energy (Electricity) Cooperation (SFAEC) and for advancing electricity trade in the SAARC countries	・ Report suggested the detailed structure, function and role of SAFER ・ Financial , operational aspects, roadmap & strategy	Article 15: Regulatory Mechanism

（出典：SARI/EI “Deepening power system integration & cross border electricity trade in SAARC region: current status & future outlook” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/10/video-conference-on-%E2%80%9CRoadmap-for-the-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement-on-Energy-Cooperation-Electricity%E2%80%9D.pdf）

また、SARI/EI では、SFA に対応した調査を複数実施している。また、CBET の実装を支援する南アジア及び東南アジアにおける団体の設立を提言している。

表 4-9　SARI/EI の主な実施中の調査

調査名	SFAでの対応箇所
Coordinated regional generation & transmission master plan (CRGTMP)	Article 7: Planning of Cross-border interconnections
Model regional framework for trilateral & multilateral power trade (MRFTMPT)	Article 2: Objective
South Asia energy knowledge resource database (SAEKRD)	Article 5: Data updating and Sharing
Institutionalizing the process of CBET: South Asia Forum of Electricity Regulators (SAFER), South Asia Forum of System Operators (SAFSO), South Asian Forum of Transmission Utilities (SAFTU), South Asian Forum for Electricity Market (SAFEM), South Asian Forum for Energy Investment (SAFEI)	—

（出典：SARI/EI “Deepening power system integration & cross border electricity trade in SAARC region: current status & future outlook” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/10/video-conference-on-%E2%80%9CRoadmap-for-the-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement-on-Energy-Cooperation-Electricity%E2%80%9D.pdf）

既往の調査において、各国で異なる規制の枠組みや技術要件を利用しており、整備状況に差がある規制、オープンアクセス、グリッドコード、取引ライセンスについて、それぞれモデルケースとして利用できるガイドラインを策定している。これらのガイドラインの策定にあたっては、南アジア以外の地域での国際連系や電力取引の経験や教訓も踏まえている。

1)　規制ガイドライン

南アジア地域の各国では、個別の異なる法律、政策、規制のフレームワークが定められていることから、SARI/EI では、CBET のトランザクションに関する運用規定ガイドラインを提案している。同ガイドラインは、既存の CBET のトランザクションと既存の法律、政策、規制のレビュー、電力プールや CBET 制度の国際的な経験（South African Power Pool (SAPP), West African Power Pool (WAPP), Gulf Cooperation Council (GCC), Nord Pool, Georgia–Turkey, Greater Mekong Sub-region (GMS), Afghanistan–Central Asia, Heads of ASEAN Power Utilities Authorities (HAPUA), and Central American Electrical Interconnection System (SIEPAC)）のレビューを基に作成されている。

表 4-10　南アジア地域における規制のガイドライン

項目	内容
1. Licensing CBET	・ Recognition of Trading as a separate licensed business activity ・ Grant of licence for CBET through a well-defined process ・ License requirements and the underlying rules/limitations
2. Non-discriminatory open access	・ Setting of fair rules and procedures for non-discriminatory open access ・ Modification/amendment of applicable regulations and gradually legally binding provisions ・ Defining application process, eligibility criteria, priority order and nodal agency for QA
3. Transmission Pricing	・ Transmission pricing mechanism based on a country's requirement and acceptability ・ Setting up principles and mechanism for determination of economically efficient transmission pricing regime based on concept of location specific pricing ・ Adoption of tariff framework in respective country power system through enabling regulations
4. Transmission Planning	・ Development of regional coordination forum of National Transmission Utilities to coordinate between Member Countries on transmission planning aspects ・ Development of a database of information that enables coordination and cooperation towards transmission planning ・ National Transmission Plans to also include details of cross border transmission lines (specially for CBET) and associated infrastructure ・ Sharing of the national transmission plan at the regional level and progress towards developing a regional level master plan.
5. Imbalance Settlement	・ Member countries to develop a common set of procedures for Imbalance Settlement for CBET transactions ・ This will include preparation of scheduling, dispatch, energy accounting and settlement procedures for both AC-AC and AC-DC interconnections in the region.
6. Harmonization of Codes	・ Harmonization through formulation of guidelines on technical standards for interconnection of power systems on aspects related to voltage standards, frequency tolerance, thermal limits etc. ・ Sharing of technical characteristics and system specific data among the member countries ・ Rules on metering standards, communication technologies, Protection Schemes etc.
7. Dispute Resolution	・ Dispute Resolution process should primarily be in accordance with the agreements or through amicable settlement ・ Referring the disputes to the SAARC Arbitration Council in case the member countries are unable to resolve disputes through amicable settlement
8. Taxes & Duties	・ Countries to gradually move towards a zero tax regime

（出典：SARI/EI “Regional Regulatory Guidelines for Promoting CBET in South Asia Region” https://irade.org/IRADe-SARI-EI-Regional%20Regulatory-Guidelines%20(July%202015)-.pdf）

2)　オープンアクセス

無差別のオープンアクセス制度は、越境電力取引の発展において重要な役割を果たす制度である。南アジアにおいては、インドを除き、送電分野における無差別のオープンアクセスの規制と運用枠組みの整備は限定的とされる。SARI/EI では、CBET の推進に向けてインド以外の国で同制度を導入するためのフレームワークとガイドラインを提案している。

表 4-11　南アジア地域におけるオープンアクセス制度のガイドライン

項目	内容
1. Introduce enabling provisions for open access	・ Introduction of open access in the legislative framework for electricity ・ Treatment of open access for cross border trade ・ Introducing changes in the power market structure to aid and enable open access ・ Enable system operators to co-ordinate cross border power flows
2. Define features and eligibility criteria for connectivity and open access	・ Types of open access ・ Tenure and priority of various types of open access ・ Eligibility criteria for connectivity and open access
3. Fixation of open access charges	・ Segregation and fixation of transmission and system operation charges ・ Application fees ・ Relinquishment charges for open access
4. Terms and conditions, and information system for open access	・ Terms and conditions for open access ・ Open access register and other information systems
5. Procedure for grant of connectivity and open access	・ Procedure for connectivity ・ Procedure for STOA, MTOA and LTOA ・ Nodal agencies, processing timelines, required documents etc.
6. Establishing the operational and commercial mechanisms	・ Approval of detailed procedures for open access ・ Committee to prepare monthly energy accounts ・ Standard agreements
7. Encouraging regional mechanisms for co-ordination in CBET	・ Ensuring co-operation and support in the operationalization of regional forums for collaboration in CBET

（出典：SARI/EI “Framework & Guidelines for Non-discriminatory Open Access in Transmission for Facilitating Cross Border Electricity Trade in South Asia” https://irade.org/Framework%20&%20Guidelines%20for%20Non-discriminatory%20Open%20Access%20in%20Transmission%20for%20Facilitating%20Cross%20Border%20Electricity%20Trade%20in%20South%20Asia.pdf）

3)　グリッドコード

SARI/EI では、南アジアの共通のミニマムグリッドコード（Common Minimum Grid Code）として、電力システムを最も安全、高信頼性、経済的、効率的な方法で運用しながら、電力の越境取引システムに参加する南アジアの国々が従うべきルール、ガイドライン、基準を定めている。

表 4-12　南アジア地域共通のミニマムグリッドコードの構成

項目	内容
1. Connection Code	・ Procedure for Inter Country connection ・ Important Technical Requirements for Connectivity to the Grid ・ Connection Agreement
2. Operating Code	· Frequency Band 49.9 – 50.05 Hz · Voltage Band for 400 kV at inter. Point 380-420 kV · System Security- Protection Coordination & periodic Protection testing · Operation liaison · Restoration Plans including Black Start. · Periodic Reports – Daily, Monthly Reports · Outage Planning

項目	内容
3. Scheduling and Dispatch Code	· Scheduling and Dispatch Procedure · Maintaining actual drawl from SA Asia grid close to schedule · Deviation Settlement mechanism · Reactive power drawls to be controlled at inter- country connection points
4. Administration of the Grid Code	· Committee for Review of the Grid Code · Ultimately, the Forum of South Asia Regulators would do that

（出典：SARI/EI “Brief Report On SARI/EI Participation in the Fourth Meeting of SAARC Energy Regulators” https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2020/03/Brief-Report-on-SARI-EI-Participation-in-the-Fourth-Meeting-of-SAARC-Energy-Regulators-2-1.pdf、SARI/EI “Harmonisation of Grid codes, Operating Procedures and Standards to Facilitate/Promote Cross-Border Electricity trade in the South Asia Region”）

4)　取引ライセンス

インドを除く南アジア地域の国では、法律面、規制面、運用面、制度面で取引ライセンス制度が発達していない。ブータンとネパールについては、取引はライセンスの活動と規定されているものの、規制の枠組みが作成されていない。このため、SARI/EI では、南アジアでの取引ライセンス制度と取引ライセンスの供与のモデルフレームワークとガイドラインを定めている。

表 4-13　南アジア地域における取引ライセンス制度のガイドライン

項目	内容
1. Operationalization of legal and regulatory framework for trading licensees	・ Introduce trading as a defined & allowed activity under statutory legislation. ・ Empower national electricity regulators to exercise market oversight & price control through measures such as trading margin cap and emergency provisions.
2. Extending/applying the trading license framework in the context of cross border trade	・ Introduce the concept of “authorization for cross border trade”, so that domestic trading license regime can be extended to cover cross border trade.
3. Categories of trading licensees and qualification criteria	・ Categorization of trading licensees; based on annual trading volume. ・ Authorization for CBET initially, only traders falling in highest category.
4. Grant and revocation of trading licence	・ Clearly define the procedures for issue, renewal, amendment and revocation of trading licenses.
5. Terms, conditions and obligations of trading licensees	・ Trading licensees to be made responsible for fair, transparent and competitive market operations and safe grid operation through terms & conditions & obligations specified in legal/regulatory framework.
6. Market development	・ Hurdles against the introduction and participation of power traders in the power market may be removed through legal/regulatory changes.
7. Encouraging regional mechanism for coordination in CBET	・ Ensuring co-operation and support in the operationalization of regional forums for collaboration in CBET

（出典：SARI/EI “Model Framework for Trading Licence Regime and guidelines for grant trading licence to facilitate CBET in SA Region” https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2018/05/SARI-EI-IRADe-Report-on-Model-Framework-for-Trading-Licence-Regime-and-Guidelines-for-grant-of-trading-licence-to-facilitate-Cross-Border-Electricity-Trade-in-South-Asia-Region-RP-IRADE.pdf）

(2) **ADB**

ADB は、SASEC に対してプロジェクトベースで支援を実施している。ADB が 2016 年に公表した South Asia Subregional Economic Cooperation Operational Plan 2016-2025 では、2016 年から 2025 年の重点 4 分野（運輸、貿易、エネルギー経済回廊開発）における運用計画が示されている。同計画では、ADB が 2016 年から 2020 年の間に支援する可能性のあるプロジェクトをまとめており、合計 10 件、総額 80 億米ドルを超える。また、ADB が 2010 年から 2015 年にかけて合計 7 件、総額約 3.85 億米ドルの融資及び技術支援が実施している。また、ADB は SAARC の SFA に関連する規制調整に関して、CEERE への支援も実施している。

表 4-14　2016 年から 2020 年における SASEC の越境電力取引に関するプロジェクト

No.	Country (Project Site)	Possible Relevant Countries	Project	Cost Estimate ($ million)	Operational Priority
1	BAN	BAN, IND	Khulna gas thermal (imported LNG from India)	925	1
2	BAN	BAN, BHU, IND	India–Bangladesh high voltage interconnection	2,000	1
3	BHU	IND	Nyera Amari hydropower	720	2, 3
4	BHU	IND	Chamkharchhu hydropower	1,000	2, 3
5	BHU	IND, BAN	Dorjilung hydropower	1,500	2, 3
6	NEP	IND	Dundh Koshi hydropower	660	2, 3
7	NEP	IND	Nalsing Gad hydropower (based on PPP advisory services)	1,280	2, 3
8	NEP	IND	Transmission network connection	280	1
9	SRI	IND	Alternative power interconnection detailed study	10	1
10	SASEC	BAN, BHU, IND, MAL, NEP, SRI	Regional or country technical assistance: technical and regulatory coordination for power trade, master plans, energy efficiency measures and institutional support	3–5	4
TOTAL				8,380	

（出典：SASEC “South Asia Subregional Economic Cooperation Operational Plan 2016-2025” https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/193351/sasec-operational-plan2016-2025.pdf）

表 4-15　2010 年から 2015 年における SASEC の越境電力取引に関するプロジェクト

対象国	プロジェクト名	契約年	額（US$）、種類	主な内容
Regional	SASEC地域エネルギー協力（Regional: SASEC Regional Energy Cooperation）	2018	$2 million (TA)	・ 越境電力取引のための開発マスタープランの準備 ・ 地域ガス協力の開発マスタープランの準備 ・ 高度なエネルギー技術に関する知識の習得

対象国	プロジェクト名	契約年	額（US$）、種類	主な内容
Bangladesh	SASECバングラデシュ-インド電力網相互接続プロジェクト（SASEC Second Bangladesh-India Electrical Grid Interconnection Project）	2015	$183 million (Loan)	・ 追加の非同期4kV/ 230 kV MW高電圧直流（HVDC）変電所をベラマラに設置 ・ ベラマラ変電所からイスルディ変電所および関連施設への12 km/230 kV送電線の建設 ・ バングラデシュパワーグリッドカンパニーの能力改善
Bangladesh	SASECバングラデシュ-インド電力網相互接続プロジェクトII （SASEC Bangladesh-India Electrical Grid Interconnection Project II）	2014	$200,000 (TA)	・ インドの電力市場からの電力供給に関する提案 ・ 実施プロジェクトの地域別および国別の経済分析 ・ バングラデシュパワーグリッドカンパニーの10年間の財務予測を作成
Bangladesh	SASECバングラデシュ-インド電力網相互接続プロジェクト：追加の資金調達（SASEC Bangladesh-India Electrical Grid Interconnection Project: Additional Financing）	2013	$40 million (Loan)	・ バングラデシュに27 km/400 kV送電網の建設 ・ ベラマラに建設された500 MWに対応したHVDC変電所の建設（400kV / 230kV） ・ 建設されたバングラデシュの送電網への接続のための開閉所の建設
Bangladesh	バングラデシュ-インドの送電網の相互接続（Bangladesh-India Electrical Grid Interconnection）	2010	$159 million (Loan)	・ 400/230 kVの高電圧直流変電所の建設 ・ 40 km/400 kVの直流送電線（ベラマラからインド国境まで）の建設 ・ ベラマラ変電所に開閉所を設置
Bangladesh	バングラデシュ-インド電力網相互接続プロジェクト（Bangladesh-India Electrical Grid Interconnection Project）	2010	$285,000 (TA)	・ バングラデシュとインドの間の相互接続、運用、電力購入契約が成立 ・ インドから最大250MWの電力供給事業者を選定 ・ 能力開発を実施
Regional	南アジア地域電力交換に関する研究（Study on a South Asia Regional Power Exchange）	2010	$750,000 (TA)	・ SAARC地域電力融通の提案が作成され、技術的要件、経済的実現可能性、メリットを数値化 ・ 特定された国境を越えた送電機会のシナリオ分析 ・ 南アジアの水力開発を分析するために実施されたHVDC送電の技術訪問

（出典：SASECウェブサイト、https://www.sasec.asia/index.php?page=projects&sorter=sector&sorted=Energy）

(3) 世界銀行

世界銀行では、南アジア地域での電力融通に関する報告書を公表している。その他にも、Nepal Electricity Authority に対して、ネパールーインド間での送電及び電力取引プロジェクトの支援を実施している。

表 4-16　世界銀行による越境電力取引に関する報告書

報告書	出版年	主な内容
Cross-border electricity cooperation in South Asia	2015年	・ 地域内の電力取引の現状、障壁、インパクトを纏めている。
How Would Cross-Border Electricity Trade Stimulate Hydropower Development in South Asia?	2018年	・ 南アジア地域での水力発電の開発状況、越境電力取引の必要性、電力取引の拡大がもたらす水力発電の開発可能性を纏めている。

（出典：World Bank “Cross-Border Electricity Cooperation in South Asia” https://core.ac.uk/download/pdf/322736737.pdf, World Bank “How Would Cross-Border Electricity Trade Stimulate Hydropower Development in South Asia?” http://documents1.worldbank.org/curated/en/714401531237858109/pdf/WPS8513.pdf）

表 4-17　世界銀行の越境電力取引に関するプロジェクト

Name	Total Project Cost (US$) Commitment Amount (US$)	Objective
Nepal-India Electricity Transmission and Trade Project (2011-2021)	182.30 million (99.00 million)	・ (a) establish cross-border transmission capacity of about 1000 Megawatts (MW) to facilitate electricity trade between India and Nepal. ・ (b) increase the supply of electricity in Nepal by the sustainable import of at least 100 MW of electricity.

（出典：World Bank “Nepal-India Electricity Transmission and Trade Project” https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P115767?lang=en）

(4) UNESCAP

国連アジア太平洋経済社会委員会（UNESCAP: United Nations Economic and Social Commission for Asia and Pacific）は、南アジア地域での CBET に関する報告書を 2018 年に公表している。

表 4-18　UNESCAP による越境電力取引に関する報告書

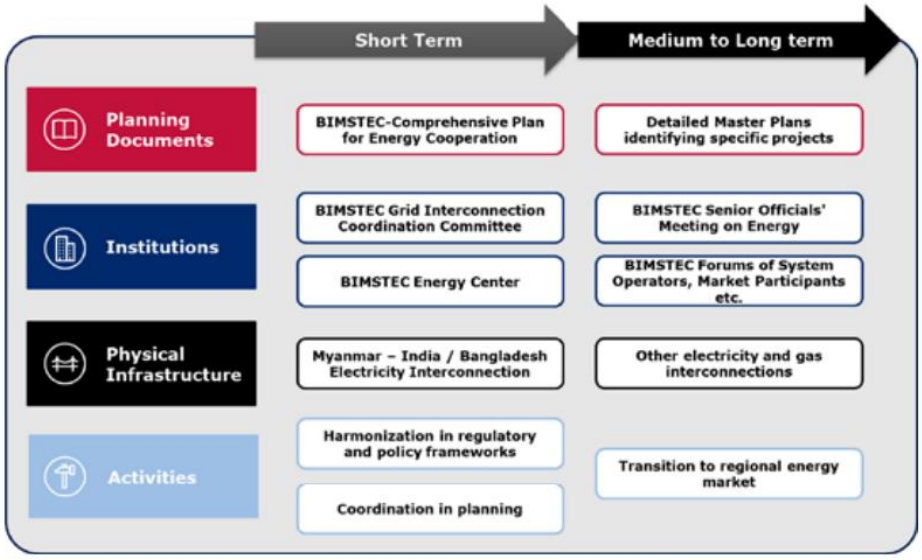
報告書	出版年	主な内容
Integrating South Asia’s Power Grid for a Sustainable and Low Carbon Future	2018年	・ CBETの現状と展望、便益、持続可能な開発への貢献を記している。また、電力網の統合に向けた政策、規制、制度的な取り決めを整備するために必要なステップを纏めている。

（出典：UNESCAP “Integrating South Asia’s Power Grid for a Sustainable and Low Carbon Future” https://www.unescap.org/resources/integrating-south-asia-s-power-grid-sustainable-and-low-carbon-future#、SAARC Energy Centre “Challenges and Opportunities of Integrating Energy Markets in South Asia” https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/News/3_SAARC_Energy_Centre.pdf）

4.2.3　既往調査によるビジョン、ロードマップ、戦略等の整理、ギャップ分析

USAID 主導の SARI/EI では、2020 年 2 月に公表した報告書 “Prospects of Regional Energy Cooperation and Cross Border Energy Trade in the BIMSTEC Region” において、BIMSTEC におけるエネルギー統合に向けたロードマップを策定している。このロードマップでは、計画文書（Planning documents）、制度（Institutions）、物理的なインフラ（Physical Infrastructure）、活動（Activities）の 4 分野において、短期間、中長期間で対応する内容をマクロレベルで記している。

- 計画文書については、相互連携と地域エネルギー取引の発展に向けた BIMSTEC-Comprehensive Plan for Energy Cooperation の策定を挙げている。同計画が発展すると、実装に向けたプロジェクトを特定する詳細なマスタープランの一つとなり、記載されたプロジェクトは政府の承認を受けやすくなるという利点が生まれる。
- 制度については、既に提案されている BIMSTEC Grid Interconnection Coordination Committee（BGICC）や BIMSTEC Energy Center（BEC）の早期の設立が挙げられている。長期的には、規制の協力枠組みをシステム運用者、市場参加者なども含めた連携に拡大することが挙げられている。
- 物理的インフラについては、ミャンマーとバングラデシュ/インドの間の越境電力取引のインフラを通じて、南アジアと東南アジアを連携することが重要である。これにより BIMSTEC のエネルギー協力が強化される。長期的には、BIMSTEC の系統利用に東南アジア全体を含むことが考えられる。
- 活動については、BIMSTEC 各国での越境電力取引を拡大するために、共通/連携した規制、政策、法的枠組みが求められる。これには、越境での連系、CBET の認知、送電線へのオープンアクセス、許認可、インバランス決済メカニズム、統合システム運用の連携した手順、論争解決等が含まれる。各国が同規制枠組みを採用すると、CBET のプロジェクトのリスクが最小化される。

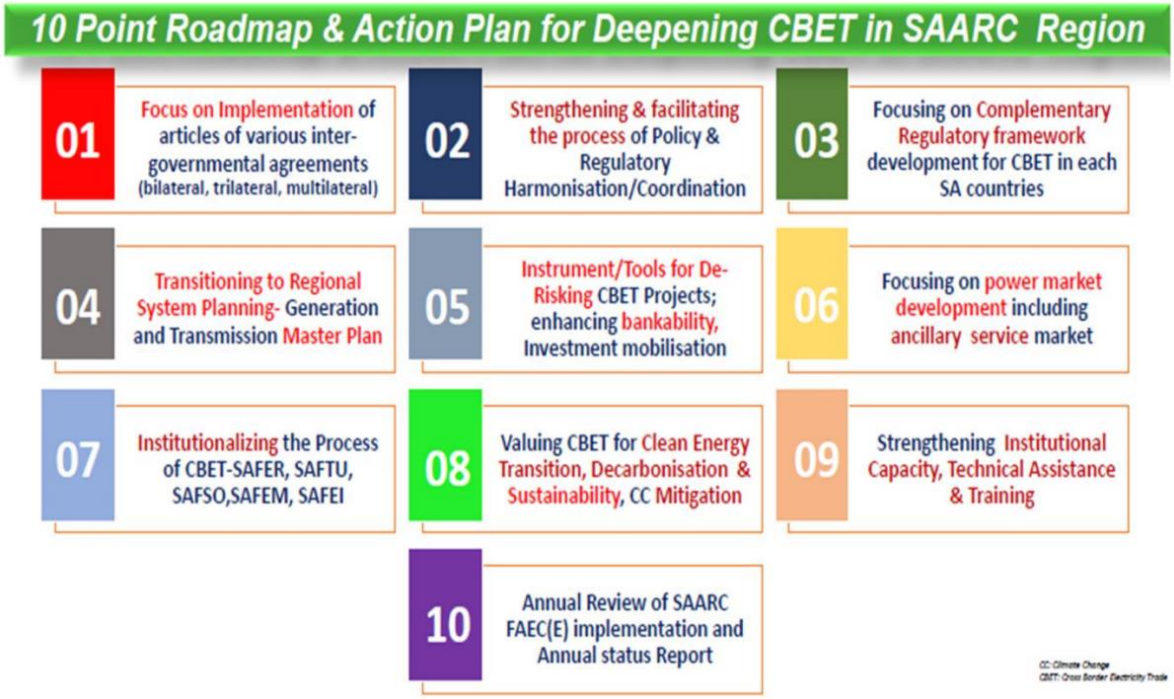


（出典：SARI/EI “Prospects of Regional Energy Cooperation and Cross Border Energy Trade in the BIMSTEC Region” https://irade.org/BIMSTEC%20Background%20Paper_February%202020.pdf）

図 4-6　BIMSTEC におけるエネルギーセクター統合に向けたロードマップ

また、SARI/EI では、2020 年 9 月に開催されたビデオ会議 “Prospects of Regional Energy Cooperation and Cross Border Energy Trade in the BIMSTEC Region” において、10 項目から成る SAARC 地域における CBET 進展のためのロードマップ及びアクションプランを策定している。

10 項目の中には、政府間の合意に関する文書の実施、政策/規制の調和、規制フレームワークの策定、地域システム計画への移行、CBET プロジェクトのリスク低減と資金調達、電力市場の開発、組織化プロセス、クリーンエネルギー転換、キャパシティ・ビルディング、アニュアルレビューの実施が含まれる。



（出典：SARI/EI “Deepening power system integration & cross border electricity trade in SAARC region: current status & future outlook” https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/10/video-conference-on-%E2%80%9CRoadmap-for-the-implementation-of-SAARC-Framework-Agreement-on-Energy-Cooperation-Electricity%E2%80%9D.pdf）

図 4-7　SAARC 地域における CBET 進展のためのロードマップ及びアクションプラン

第 5 章　想定される課題、ギャップ分析

5.1　国際電力取引（既存）の実態、教訓の分析

5.1.1　国際電力取引に掛かる経済的便益の評価

国際電力取引を成立させるための前提として、売電側（発電事業者）・買電側（オフテイカー）の双方にて、国際電力取引を実現した場合の経済的便益が、実現しなかった場合の経済的便益を上回ることが必要となる。具体的には、以下の通りである。

- 売電側（発電事業者）：
  国際電力取引による売電収益が、売電にともない発生する費用（適正な資本コストも含め）を上回る必要がある。
  長期契約（新設の発電所）の場合は、初期費用（設備投資）及び契約期間中の運営管理費及び資本コスト（支払利息及び配当支払）を上回る売電収入を得る必要があり、これを、契約期間中の発電電力量で割るならば、平均売電収入単価（送電端 kWh あたり）が平均発電費用（長期限界費用）を上回ることを意味する。
  短期契約（既存の発電所）の場合も基本的には同様（平均収入単価が長期限界費用を上回る）だが、当該発電所の初期費用（設備投資）は既存の売電契約にて回収されるようになっており、当該発電所の余剰の発電能力を活用して売電する場合は、1 kWh（送電端）追加で発電するのに要する費用、つまり可変費（短期限界費用）を売電収入単価が上回れば、国際電力取引により追加の経済的便益を得られると評価することができる。
- 買電側（オフテイカー）：
  国際電力取引により発生する支払額が、代替として国内で同様の供給を確保するために発生する費用を下回る必要がある。
  国際電力取引による供給力の代替となりうる既存の発電所（余剰の発電能力を有する）が国内に存在しない場合、国内で新たに発電所を新設しかつ運営管理するのに要する費用（適正な資本コストを含む）よりも買電による支払額が下回ることが必要となる。つまり、平均支払単価（送電端 kWh あたり）が、国内での代替手段を調達する場合の長期限界費用を下回ることを意味する。
  代替となりうる既存の発電所（余剰の発電能力を有する）が国内に存在する場合は、当該発電所を 1 kWh（送電端）追加で発電するに要する費用、つまり可変費（短期限界費用）よりも平均支払単価（送電端 kWh あたり）が下回るのであれば、国際電力取引を実現した方が経済的便益は大きくなると言える。国内に稼働率が低い既存の火力発電所が存在するものの、当該発電所の燃料費が高いまたは入手途絶のリスクがあり短期限界費用が高騰する恐れがある場合、需給の逼迫時に当該発電所を稼働させてコスト増となるよりも、国際電力取引にて買電した方が経済的便益は大きくなる。

なお、上記のそれぞれにつき、発電所に加えて送電線等の新設または増強が必要な場合は、それに要する費用も当該の発電費用に含めて評価することとする。

国際電力取引による売買電価格（送電端 kWh あたり）が、「売電側で発生する限界費用（新設発電所における長期限界費用、もしくは既設発電所における短期限界費用）」を上回り、かつ「買電側で代替の供給力を確保するのに要する限界費用（国内で発電所新設が必要な場合は長期限界費用、既設の発電所の余剰発電能力を活用する場合は短期限界費用）」を下回るならば、国際電力取引により追加の経済的便益を得ることができる。

換言すると、「売電側で発生する限界費用」が「買電側で代替の供給力を確保するのに要する限界費用」を下回る限り、国際電力取引による経済的便益は発生する。国際電力取引が拡大することにより、「売電側で発生する限界費用」は上昇し（限界費用が低いプロジェクトから優先的に投入されると仮定すると、次のプロジェクトの限界費用はそれよりも高くなる）、また「買電側で代替の供給力を確保するのに要する限界費用」が低下し（国内の電力需給が緩和することにより）、両者の差は縮小する。理論的には、この両者が均衡するまで国際経済取引を拡大することで、経済的便益は最適化される。

BBIN 各国の電力需給状況を鑑みると、発電コストが比較的低廉な水力発電の開発ポテンシャルを有するブータン及びネパールから、火力発電主体のバングラデシュ及びインドへの輸出において、「売電側で発生する限界費用」が「買電側で代替の供給力を確保するのに要する限界費用」を下回る余地が大きい。そのため、BBIN 各国間ではこれまで、水力主体の 2 ヶ国から火力主体の 2 ヶ国への電力輸出を主軸に、国際電力取引について検討されてきた。

ただし、ブータンやネパールにおける水力発電は、季節によって発電量が大きく変わることに留意する必要がある。そのため、例えばネパールで乾期に発電量が減少し供給力が不足する場合、インドの火力発電の余剰の発電能力を活用してネパールに輸出する（＝売電側で発生する限界費用）方が、ネパール国内で水力発電を追加で開発する（＝買電側で代替の供給力を確保するのに要する限界費用）よりも経済的便益が大きくなる可能性もある。

2018 年にインドとネパールの間で、両国の電力需給状況が季節によって変化することを踏まえ相互に電力融通を行う energy bank について合意された。こうした取引を短期的な対応策として位置づけるか（現状では季節によってネパール国内の電力供給力が不足するが、長期的には、ネパール国内での水力発電開発が進み、年間を通じて輸出超となるのが望ましい）、もしくは長期的にもこうした需給関係を維持した方が経済的に合理的であるか（ネパールで過剰に水力発電を開発するよりも、季節によってインドの余剰供給力を活用した方が全体最適となる）、地域全体での経済的便益を最大化するという観点から評価する必要がある。

5.1.2　国際電力取引に掛かる制度整備（標準化）の必要性

現状では、BBIN 各国間での国際電力取引は、2 ヶ国間での相対取引が主体となっている。そのため、個別のプロジェクトまたは契約ごとに、電力取引に掛かる諸条件について関係者間での協議を踏まえ合意形成を行った上で、政府機関または規制機関の審査を経て決定されている。

相対取引においては、個別のプロジェクトまたは契約ごとに当事者間での交渉を通じて、売買電価格等、契約に関する諸条件につき決定されるものの、同一国内での取引と異なり、電力取引に掛かる政府機関または規制機関が複数国に跨がるため、売電側（発電事業者）及び買電側（オフテイカー）双方の国における、電力取引に関連する制度への対応が必要となる。

現状では、国際電力取引に掛かる制度につき、各国間での標準化は進んでいるとは言い難く、個別のプロジェクトまた契約ごとに、各国で個別に審査されている模様である。3.5 でも論じたとおり、発電料金に関する制度も各国で異なっており、その上で各国の政府機関または規制機関の審査を受けることになるため、合意形成に時間を要していると推察される。

国際電力取引に関する制度そのものが整備されていない場合、国際電力取引に掛かる個別のプロジェクトまた契約ごとに審査されていると考えられる。例えば、インド以外の 2 国間にてインド国内の領土を通過する電力取引を行うことについては、インドの法制度上は十分担保されていない。そのため、ブータンまたはネパールから、インドを経てバングラデシュに供給する等、3 ヶ国以上が関与する電力取引を検討する際は、まずブータンまたはネパールとインドとの間で電力売買に関する契約を締結し、それと合わせてインドからバングラデシュに売電する契約をバック・トゥ・バックで締結する必要がある。

また、国の規模または国力として、BBIN の 4 ヶ国（または南アジア地域全体）のうちインドが非常に大きい。そのため、インドとその他の国との間で対等なバーゲニングパワーを構築するのは容易ではないと考えられる。特に 3 ヶ国以上が関与する国際電力取引に際して紛争が生じた場合、こうした国力の差が紛争解決に際しての弊害となりうる。

今後、BBIN 各国を含む南アジア地域での国際電力取引を活性化させていくためには、国際電力取引に掛かる制度について各国での整備及び各国間の制度の標準化を進めていくことが望まれる。また各国においても、事業ライセンスの付与、用地取得及び使用に関する許認可、電力売買電契約の承認等、売電契約の許認可に関するワンストップサービスを提供する体制を構築することが望まれる。

加えて、今後 BBIN 各国間で国際電力取引を進めていく上で、各国の政策・制度の標準化を進めるための組織の必要性も高まると考えられる。例えば欧州では、欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators）が 2008 年に設立され、EU 加盟各国における電力市場の整備及び共通化において主導的な役割を果たしている。南アフリカ地域においても、SAPP（South African Power Pool）が設立され、加盟各国間で共通の電力取引基盤を実現することを目指している。BBIN（もしくは南アジア地域）地域においても、このように国際電力取引に関する強い裁量権を有する独立的な機関を設立することも一考に値する。

また、BBIN 各国では、民間企業による発電事業への参入等、民間資本活用が推進されてはいるものの、民間資本 100%による事業が可能かまたは現地の国営企業との合弁事業のみ認められているか、各国で標準化されていない。同様に事業形態としても、民間企業が恒久的に設備を所有する BOO（build-own-operate）が可能か、または発電事業は時限付きのみで認められ、以降はオフテイカーへの事業譲渡が必要となる BOT（build-operate-transfer）に限定されているか等についても、各国の制度は標準化されていない。こうした事業参入に関する要件等についても標準化を図ることにより、地域全体での電力取引の一体化が推進されることが期待される。

5.1.3　経済的便益を最大化する電力取引及び価格に関する考察

(1)　地域全体の電力取引市場の構築に向けて

1)　全体概要

複数の国を含む広い地域で国境を越えて取引することが可能な商品については、地域全体で統一された価格メカニズムに基づき取引されることが経済的観点から理想的である。そのような価格メカニズムが機能している状況下においては、当該商品の価格の低い国から高い国への取引が誘発される。国境を越えた取引や輸送にかかる増分コストが発生する場合、そうした増分コストも反映した上での輸入財の価格が国産財より低ければ国際取引が促される。すなわち、価格が地域全体で均一にはならないとしても、各国間での価格の差が上記の増分コスト以内の差に縮小することにより、地域大での国際取引が最適化される。

電力という商品においては、複数の国が送電網で相互接続されている地域を一つの単位として、こうした国際取引の価格メカニズムが適用される。電力は国境を越えた連系線を通じて即時に取引することが可能なため、国境を越えた電力取引を技術的・制度的な制約を受けることなく行うことが可能であれば、地域全体で単一の価格メカニズムが適用され、電力供給に掛かるコストが地域大で最適化するよう、取引が行われる。

ただし実際には、技術的な制約条件等が存在するため、こうした制約も織り込んだ上で、電力取引を通じた経済最適化が図られる。こうした技術的な制約条件の例としては、送電網の容量によって電力潮流が制限されることや、電力系統全体の安定に必要な設備として、発電コストの高低に関わらず特定の地域で稼働させる必要のある電源（マストラン電源）等が挙げられる。こうした制約を完全に払拭することは現実的には困難なため、仮に国際電力取引に掛かる制度的な制約条件がなかったとしても送電線が相互連系された各国間で価格差が生じることがあるものの、このような技術的制約を前提とした上で、地域全体の電力供給コストを経済的に最適化することは可能である。

こうした技術的な制約が縮小するのに必要な設備増強等を図りつつ、地域全体の単一電力取引市場の確立を最終的な目標と位置づけ、国境に制約されない統一的な価格メカニズムに基づく電力取引のプラットフォームが構築されるように、制度的な整備を進めて行くことが望ましい。

2)　BBIN 地域における現状と今後に向けた道筋

BBIN 地域における電力貿易の現状は、上述した最終目標からまだ遠く離れた状況にある。現在（2022 年時点）BBIN 諸国間で実際に行われている電力取引は、インドと他国との二国間での電力取引に限定されており、これが唯一の電力取引の形態となっている。地理的にバングラデシュ、ブータン、及びネパールは互いに国境を接しておらず、それぞれ別々にインドと国境を接している。電力取引は常時固定的に設置されている送電線を通じて行う必要があるため、BBIN 地域内の 2 ヶ国以上が関与するあらゆる形態の電力取引において、インドの領土に設置された送電線を経由する必要がある。インド以外の 3 ヶ国にとって経済的便益が期待される国際電力取引であっても、インドの領土を必ず経由する必要があるため、もしこうした電力取引がインドにほとんど便益をもたらさないのであれば、インドはこうした取引に対して拒否権を行使することが可能であ

り、その結果、インドと隣国との間での二国間取引以外の国際電力取引を成立させるのは長年極めて困難な状況であった。

将来的には、BBIN 地域全体を網羅する電力取引市場が確立され、地域大で統一した価格メカニズムが形成され、国境にとらわれずに地域全体で経済最適化が実現することが理想である。しかし現状においては、こうした将来目標との間のギャップが依然として非常に大きいため、こうしたギャップを縮小させてこうした将来目標に近づけていくためには、複数のステップを踏みつつ漸進的に発展していく必要がある。

地域全体の電力取引市場の確立という将来目標の実現に向けては、図 5-1 に示す通り、二つの道筋が考えられる。一つは、既存の二国間相対での電力取引スキームから、3 者以上が関与するより複雑な取引に発展させることである。地域内各国の様々な組み合わせによる電力取引の導入が進むことにより、元々個別の契約であったこうした電力取引が相互に比較し易くなり、それぞれの取引形態の間での価格差を縮小するような交渉が誘発されることにより、最終的には市場取引という地域大で単一のプラットフォームへと発展していくことが期待される。

こうした仮説に基づき、本調査では、地域全体を網羅する電力取引市場の形成という将来目標に向けたステップとして、インドを経由したネパールとバングラデシュとの間の電力取引、およびブータンとバングラデシュとの間の電力取引を推進することに主眼を置いてきた。

地域全体での電力取引市場の確立に向けた、もう一つの道筋としては、既存の電力取引市場を足かがりに電力市場での取引、つまり相対取引ではない形態の電力取引を促進し、ここから更に市場ベースでの電力取引を地域大での電力市場取引へと発展させていくというものである。

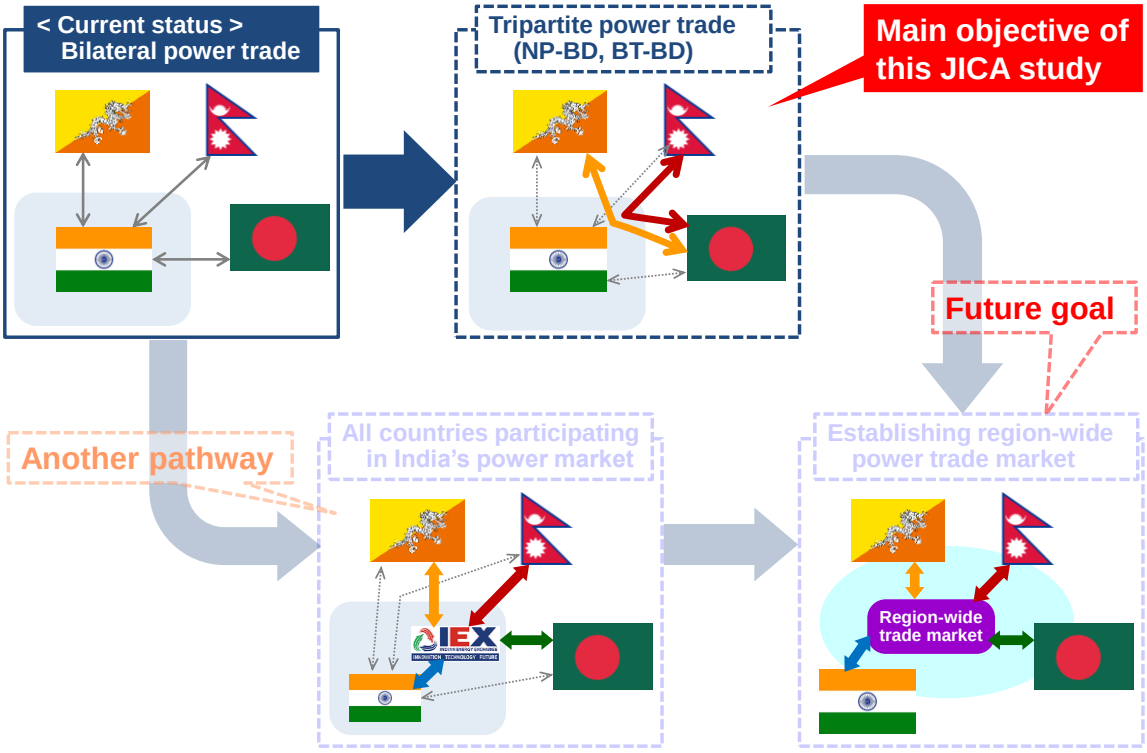
インドでは既に、IEX（Indian Energy Excahnge）という電力取引市場が 2008 年より運営を行っている。IEX は、インド国内での電力取引促進を目的とした取引市場だが、近年になり、近隣諸国のプレイヤーによる市場参加も受け入れ始めている。ネパールは 2017 年 4 月から IEX の前日市場への参加を開始し、ブータンも 2022 年 1 月から前日市場への参入を開始した。バングラデシュは現在、IEX への参加に向けた準備を進めており、USAID では、同国の電力関係機関による市場取引参加に向けた能力開発のための技術支援を提供している。

ただし、IEX はあくまでインド国内の電力取引市場であり、インド国内の電力需給に基づき電力の取引が行われる市場であることに留意する必要がある。ネパールの NEA やブータンの Druk Green Power Corporation（DGPC）、バングラデシュの BPDB が、それぞれ自国内の余剰発電出力があれば IEX にて売電するとともに、自国内の供給力を補うために IEX から卸電力を購入することができるものの、実際にはこうした各国の機関が IEX で直接取引する資格はなく、これらの機関は、NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd.（NVVM）等、インド国内のエージェントを任命し、インドのエージェントが代行して取引する仕組みとなっている。また、これらの国が IEX に参加したとしても、それぞれの国内での電力需給においては市場メカニズムが導入される訳でなく、従来からのシングルバイヤー制度が維持される。

従って、バングラデシュ、ブータン、ネパール各国が IEX に参加した次のステップとして、各国内で同様の電力取引市場が設立され、電力需給における市場メカニズムの導入が地域大で進むことが望まれる。欧州においては、まず各国内で電力取引市場が設立された後、これらの市場での取引の結合（カップリング）が徐々に進むことにより市場メカニズムの単一化が進んでいった

が、BBIN 地域においても長期的には同様の道筋を辿っていくことが望ましく、上記各国による IEX への参加は、その最初の一歩だと考えられる。

前述した二つの道筋では、今後優先的に推進すべき電力取引の形態としてそれぞれ、電力取引の広域化及び市場取引プラクティスの拡大を目指しており、当面進むべき方向性は異なっている。ただし両者は相互に排反するものではなく、地域全体での電力取引市場の形成という将来目標の実現に向けて、互いに補完しうると考えられる。



（出典： JICA 調査団）

図 5-1　地域大での電力取引市場確立に向けた道筋

3)　広域電力取引の促進に向けた整備

こうした広域での電力取引を促進していく上で、技術面及び制度面でのルールや取り決めを地域大で整備していくことが必要となる。その代表的なものを以下に例示する。

【技術面での整備事項】

- 国際連系を通じて電力供給の安定性を確保するための、各国グリッドコードの標準化
- 地域全体で均一な安全性を確保するための、送電系統の建設および維持に関する各国技術基準の標準化
- 国境を越えた地域大での効率的な系統運用を実現するための、需給運用タイムラインの各国間での標準化

【制度面での整備事項】

- PPA での価格設定に掛かるルールの標準化
  - kW 単価（デマンド料金）及び kWh 単価（従量料金）の構成、テイク・オア・ペイ・ルールの標準化、支払いスケジュールの標準化 等
- 託送料金規則の標準化
  - 国際電力取引において、託送料金が通過する各国で課金されることによる重複化（パンケーキ方式）を回避し、国境を問わず距離に応じた課金方式の導入
  - 電力系統における潮流の大宗と逆方向の電力取引による系統混雑緩和への寄与に対して、託送料金面でのインセンティブの付与 等

(2) エナジーバンキングの促進

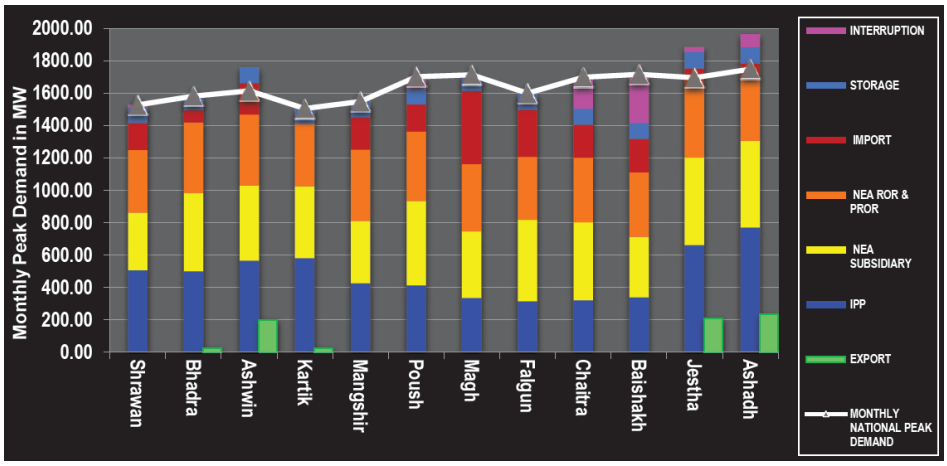
1) エナジーバンキングについて（ネパール・バングラデシュ間）

本調査では、ブータン及びネパールで水力発電を開発しバングラデシュに電力を輸出することにより地域全体で低炭素化を実現する可能性について評価することを主な目的としている。

ただし、水力発電及び太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギーの開発によって地域大で火力発電を完全に代替するシナリオは、少なくとも短中期的には起こりえないと考えられる。電力供給全体に占める火力発電の割合は今後徐々に低下していくことが予想されるものの、電力需給のバランスを維持するために出力を柔軟に調整できる電源としての優位性は他の電源よりも高いため、今後も引き続き、電力供給システムを安定的に運用する上で重要な役割を果たしていくと考えられる。

また、ブータンやネパール等、水力発電が電力供給の大宗を占める国においては、水力発電の出力が季節によって大きく変化するため、季節や時間帯によって供給力不足が生じる事態は今後も生じると考えられる。バングラデシュやインド等、火力発電主体の国での余剰な発電能力を用いて、水力発電主体の国の供給不足分を補完することは、経済性がある限り考慮すべきである。

こうした前提に基づき本節では、ネパールとバングラデシュの間のエナジーバンキングの意義について考察する。ネパールでは主として、Mangshir（11～12 月）から Baishakh（4～5 月）にかけての乾季において、水力発電の出力が低下して電力供給不足が発生する（図 5-2 参照）。こうした供給力不足を解消することも目的として、ネパールでは水力発電の新規開発が進められているものの、水力発電の開発には相当期間のリードタイムがかかることから、こうした乾季の供給不足の問題を短期で完全に解消するのは容易ではない。バングラデシュにおいてもこの時期は乾季だが、この時期の気候は比較的穏やかなため、雨季に比べて電力需要は低くなる。火力発電の発電可能容量は季節に関係なくほぼ一定であるため、乾季には電力需給に余裕が出る。



（出典：NEA Annual Report 2020/2021）

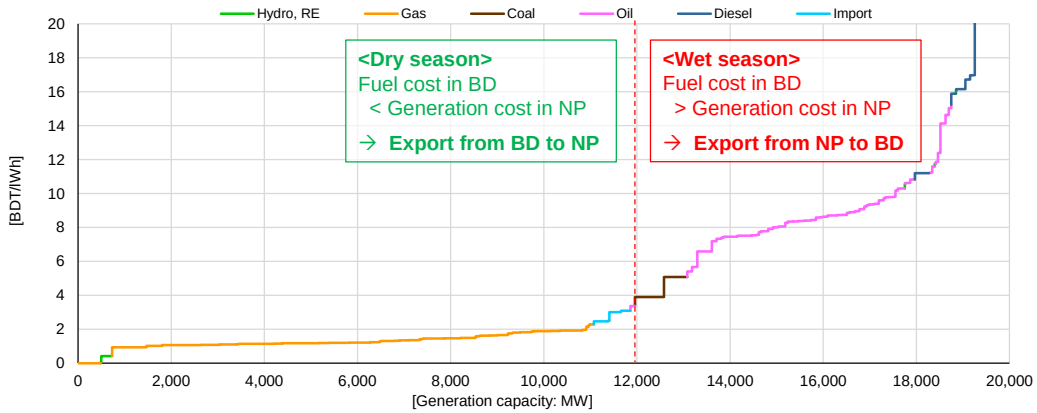
図 5-2　ネパールの月別電力需給バランス

雨季にネパールの水力発電を用いたバングラデシュへの電力輸出を促進する一方で、ネパールの電力供給が不足する乾季においてはバングラデシュの火力発電を用いてネパールへの逆輸出を行うことで、両国間での年間の電力輸出入が相殺される。そのため、輸出国と輸入国という一方向的な関係が緩和されることも期待される。このような電力取引はエナジーバンキングと呼ばれ、ネパール・バングラデシュ間での電力取引を促進するための制度的枠組みとして一考に値する。

2)　ネパール・バングラデシュ間でのエナジーバンキングに掛かる評価（ケーススタディ）

図 5-3 は、2019/2020 年度のバングラデシュのメリットオーダー曲線を示したもので、同国内の発電所の限界費用、すなわち変動費の低い順に並べたものである。縦軸は各発電所の限界費用、横軸は発電所の出力の累計を表している。電力需給運用における一般的なルールとして、経済効率化を図るべく限界費用の低い発電所から優先的に稼働されるため、電力需要が増加すれば稼働する発電所の範囲は右に拡大し、需要が縮小すれば発電所の範囲は左へ縮小する。

図に示される通り、累計の発電出力が 12,000 MW を超えるとメリットオーダー曲線の傾きが急峻になっていることがわかる。つまり、需要が増加し 12,000 MW を上回る供給力が必要になると、限界費用が跳ね上がり、4 BDT/kWh（3.92 USc/kWh）を大きく上回っていることが確認できる。ネパールの雨季における平均的な水力発電コストは 5 NPR/kWh（3.8 USc/kWh）程度と考えられ、上記の 4 BDT/kWh とほぼ同水準である。そのため、バングラデシュの電力需要が雨季に増加し、必要な発電出力が 12,000 MW を上回る時には、ネパールからバングラデシュに電力が輸出されることにより、バングラデシュの電力供給コストが低減されることが期待できる。他方、乾季にバングラデシュの電力需要が減少し、必要な発電出力が 12,000 MW を下回った場合、バングラデシュ国内の需要に必要な電源の限界費用は 4 BDT/kWh は下回る。そのため、ネパールに輸出することにより、送電コスト等の加算を考慮しても同国内の乾季の水力発電コストを下回る可能性がある。



（出典： BPDB Annual Report 2019/2020 を元に JICA 調査団作成）

図 5-3　バングラデシュのメリットオーダーカーブ（2019/2020 年度）

3)　エナジーバンキング導入を検討する上での留意点

エナジーバンキングの基本的なコンセプトは、同量の電力量の送受電を季節間の貸し借り（バンキング）として相殺するというものである。つまり。1 kWh あたりの発電コストが季節や時間帯で変動することは考慮せず、雨季にネパールからバングラデシュへ輸出する 1 kWh と、乾季にバングラデシュからネパールへ輸出する 1 kWh とは同じ価値して扱われ、両者間のコスト差を調整するための決済は不要である。

取引量が軽微な場合は、このような簡易なスキームでよいと考えられるが、仮にエナジーバンキングが有効に機能し、適用範囲を拡大していくのであれば、1 kWh の価値の違いを考慮した制度作りも必要となると考えられる。特に火力発電は、燃料価格の影響により発電コストが変動し、長期的なコスト変動予測も容易でなく、他方水力発電は季節間での渇豊水による発電コスト変動はあるものの火力発電に比べると周期性に基づく予測はある程度可能なため、コスト変動リスクが両者で異なるという点も指摘しておく必要がある。

こうしたことを考慮し、エナジーバンキングの設計に際しては、両国からそれぞれ相手国への輸出に回すことができる電源の発電コストを試算し、両者に著しい差がある場合、その差額に応じて金銭的補償を行う、またエナジーバンキングに充てる電源が火力発電の場合、燃料価格が一定水準を上回った、もしくは下回った場合、所定のフォーミュラに基づく燃料費調整額を算定し決済額を補正する等のルールを導入することも検討する必要がある。

また、エナジーバンキングを成功させるための要諦として、こうしたスキームに基づく電力輸出入が長期 PPA に基づく電力輸出入と同様、各国の電力需給計画において送電・受電ともに確実に見込まれる電力取引であることが求められる。つまり、片方の国がエナジーバンキングに基づき相手国への送電時期及び送電量をコミットする用意があっても、もう片方の国からの送電時期及び送電量については電力需給の都合により変更される可能性が高いならば、電力量の貸し借り（バンキング）という契約は成立しがたい。

そのため、それぞれの国から相手国に送電する時期及び量については契約にて明確に規定され、その合意を遵守できなければペナルティが課されるという厳しいルールを設けることも必要であ

る。仮に片方の国の電力需給の事情により、所定の時期に所定の量の電力を相手国に輸出することが難しくなった場合、不足分を第三国から調達することも選択肢として考慮に入れることが求められる。エナジーバンキングの導入と併せて地域大での電力取引市場の整備・拡大を行うことにより、取引量及び価格が固定的なエナジーバンキングと変動的な取引市場という、性質が異なる 2 種類の取引形態を選択できるようになる。各国は、それぞれのリスクテイキング及びリスクヘッジに関する方針に基づき、こうした性質の異なる取引形態を組み合わせることにより、取引リスクの最適化を図ることも可能になる。

5.2　取引制度設計・運用面、系統システム運用面での課題及び解決策の提案

5.2.1　インド国策定の国際連系ガイドライン、規制、手続き

(1)　国際連系ガイドライン、規制、手続きの概要

インドにおける国際連系線に関するルールは、2018 年 12 月に電力省から電気の輸出入（越境）に関するガイドラン（Guidelines for Import/Export (Cross-Border) of Electricity – 2018）（2019 年 3 月改定）で指針が示され、2019 年 3 月に CERC から、越境電力取引規制（CERC (Cross Border Trade of Electricity) Regulations, 2019）が施行された。MoP は国際連系線取引に関する管理・監督、承認プロセス、電力輸出入の手続きを実施する機関として CEA を指定し、CEA は 2021 年 2 月に最新の Procedure for approval and facilitating Import/Export (Cross Border) of Electricity) by the Designated Authority を公表している。

ガイドラインでは、国際電力取引の目的を以下のように示している。

- インドと近隣諸国間の電力の輸出入を促進する。
- 電力の輸出入のための力強く堅牢な電力設備を発達させる。
- 国内の電力の輸出入に関連する規制メカニズムの透明性、一貫性、予見性を促進する。
- 信頼性の高い系統運用と電力送電（輸出入）。

そして、電力の輸出入には、2 国間の輸出入に関する枠組みの合意の下で、事業者間の電力輸出入に関する合意が必要とされている。インドを通過する 3 か国間の電力輸出入に関してもガイドラインで認めており、この場合、それぞれの国が、インドとの電力輸出入に関する枠組みへ合意することが求められる。

また、連系線は各国の変電所（Pooling station）の間に建設されるとしているため、3 か国にまたがる専用線の場合は、中間に位置する国にも変電所（Pooling Station）を介する必要がある。これらの変電所（Pooling station）は有人とする規定がある。

(2)　国際連系線の建設

国際連系線の建設は、連系されるそれぞれの国の Transmission Planning Agency が担い、インドについては政府が指定する。インドの隣国に発電機を持つ事業者は、発電所からインドの変電所（Pooling station）まで専用線を自費で建設することができる。

(3)　国際連系線の利用

国際連系線を利用するには、条件に応じて必要な申請や料金が設定される。託送に係わる費用と適用範囲ついては表 5-1 のとおりである。

表 5-1　託送に関する申請と費用と提要範囲

	インド国内の事業者	隣接国の事業者
Connectivity：接続申請	必要	専用線でインドの系統に接続する場合は必要 それ以外は不要
Application Fee	必要	必要
Access Bank Guarantee	Long term access の場合必要	Long term access の場合必要
System Operation Fees and Charges	必要	必要
国際連系線利用料	必要	必要（専用線の場合は不要）

（出典：CERC (Cross Border Trade of Electricity) Regulations, 2019 から調査団作成）

(a)　接続申請（Connectivity）

インド国内の CEA の Technical Standards for Connectivity to the Grid, Regulations, 2007 によって、インド系統への接続が評価される。

(b)　登録料金（Application Fee）

国際連系線の利用者は Long term access と Medium term open access について、表 5-2 の登録料金を支払い、Central Transmission Utility（CTU）が管轄する。Short term open access の登録料については、インド国内事業者向けの Short Term Open Access Regulations で指定された料金となり、National Load Dispatch Center（NLDC）が管轄する。インド国内の ISTS 利用については PoC が適用される。

表 5-2　国際連系線利用の登録料金（Application fee）

S. No.	Quantum of Power to be injected/off taken into/from ISTS	Application fee(Rs. in Lakh)	
		For Connectivity /Long term Access	Medium-term open access
1.	Up to 100MW	4	2
2.	More than 100 MW and up to 500 MW	6	4
3.	More than 500 MW and up to 1000 MW	12	6
4.	More than 1000 MW	18	8

（出典：CERC (Cross Border Trade of Electricity) Regulations, 2019）

(c)　Access Bank Guarantee

Long term access で国際連系線を利用する場合は、50 万 Rupees/MW を支払う。有効期間は 5 年である。そのほか、Long term access を申請するにあたり、国際連系線の容量増加が必要な場合には、その費用負担を課される場合がある。

(d)　系統運用料金（System Operation Fees and Charges）

隣国の料金精算機関（Settlement Nodal Agency）およびインド国内の国際連系線利用者は、インドの系統運用料金を支払う。料金については CERC の Fees and Charges of Regional Load Dispatch Center and other related matters, 2009 による。

(e)　国際連系線の利用料金

インド国内の変電所（Pooling station）から国境にかけての託送料金は、インド国内で適用されている PoC は適用されず、政府間もしくは Electricity Regulatory Commission で定めた料金が適用される。

(4)　電力料金（Tariff）

(a)　輸入電力料金

基本的に、競争入札もしくは事業者間の相対契約に基づくが、水力由来の電力に関しては CERC が決定する。また、あらかじめ政府間で料金を決めている場合は、これが優先される。

(b)　輸出電力料金

長期、中期、短期の契約により定められるか、競争入札で決定される。ただし、あらかじめ政府間で料金を決めている場合は、これが優先される。また、電力輸出に関しては、石炭由来の電力に関する記述があり、使用される石炭は輸入炭、スポットの e-auction 調達炭、商業中炭鉱から得られた石炭が指定されている。

(5)　取引所の活用

電力取引に関して、インドのトレーダーは周辺各国の事業者を代表して、Indian Power Exchange（IEX）で電力の取引ができる。

(6)　系統運用

国際連系線を通過する電力は、15 分ブロックのスケジュールで計画される。

(7)　無効電力補償

無効電力補償装置の設置については、事業者の費用で行われ、なるべく需要者の近傍の低電圧レベルに設置するとされている。

5.2.2　BBIN 各国の関連ガイドライン、Grid Code 等

電力系統の運用ルールを規定したものであるグリッドコードは、国家ごと（国によっては州ごと）に定められていることが多く、各国それぞれにグリッドコードが存在する。各国のグリッドコードの主要項目である計画、接続、運用の要点を以下にまとめた。

(1)　バングラデシュ

バングラデシュでは、ELECTRICITY GRID CODE 2019 が Bangladesh Energy Regulatory Commission（BERC）によって作成されている。バングラデシュの電力系統はインドと連系を行っているが、現状ではすべて BTB による直流非同期連系の形態を採用しており、双方の系統セキュリティに影響を受けにくいシステム状態となっている。グリッドコードでは交流同期連系による地域間接続の選択肢も規定されている。

(2)　ブータン

ブータンでは Grid Code Regulation 2008 が Bhutan Electricity Authority（BEA）によって作成されている。ブータンの水力発電所で発電した電力は、国際連系線を通じてインドへ輸出を行っており、交流によりインドの系統と同期接続している。そのため、特に国際連系線については基本的にインド CEA の基準に準拠するものとされている。ブータンの電力輸出の指針となるガイドライン自体はないものの、プロジェクトごとに協議を行うとし、PPA において都度取り決めを行っている。

(3)　インド

インドでは、India Electricity Grid Code 2010（IEGC 2010）が Central Electricity Regulatory Commission（CERC）によって作成されている。グリッドコードは定期的に改定が行われており、より詳細な技術基準については Central Electricity Authority（CEA）が発行する各種規定に定められている。インドは BBIN のなかでは最も多くの基準が具体的に定められており充実している。また、インドの各州ではそれぞれの州グリッドコードを持っているが、これらは基本的に IEGC に基づいた内容となっているため、IEGC と州グリッドコードが競合することはない。

(4)　ネパール

ネパールでは、NEA GRID CODE 2005 が Nepal Electricity Authority（NEA）によって作成されている。しかしこれは、NEA の内部資料の扱いとなっており法の権限がないと記されている。NEA 以外のユーザーに対しては、最大限の順守を呼びかけるとしている。

(5)　共通グリッドコード

南アジア地域では地域系統の統合に向けた様々な取り組みが行われている。ここでは USAID の支援により進められている SARI/EI プロジェクトにて検討されている共通グリッドコード（Common Minimum Grid Code for South Asia および Harmonisation of grid codes operating procedures

and standards to facilitate promote cross border electricity trade in the south Asia region Framework grid code guidelines）より一部内容を抜粋し、下記比較表に掲載した。

表 5-3　各国のグリッドコード比較

項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
連系方式 （連系先）	交流同期接続 直流非同期接続 （インド）	交流同期接続 （インド）	交流同期接続 （ブータン、ネパール） 直流非同期接続 （バングラデシュ）	交流同期接続 （インド）	交流同期接続 直流非同期接続
電圧	400kV 通常時：±5 % 緊急時：±10 %	400kV 通常時：±5% 緊急時：±10 %	400kV,765kV 通常時：±3%（計画） 通常時：±5%（運用） 緊急時：±10 %	220 kV （400kV は記述なし） 通常時：±5 % 緊急時：±10 %	400kV, 500kV, 765kV 通常時：±3%（計画） 通常時：±5%（運用） 緊急時：±10 %
周波数	50Hz ±1%　49.5～50.5Hz	50Hz ±1%　49.5～50.5Hz	50Hz -0.2%　49.90～+0.1% 50.05Hz	50Hz ±1%　49.5～50.5Hz	50Hz -0.2%　49.90～+0.1% 50.05Hz
波形	Total Harmonic Distortion Total Demand Distortion 1.5%以下	-	Total Harmonic Distortion 765kV: 1.5% 400kV: 2.0%	-	-
系統信頼度	N-1	N-1	N-1 重要送電線 N-2	N-1	N-1、N-2
事故除去時間	400 kV 以上:80ms	-	400kV,765kV：100ms	220 kV: 120ms	-
再閉路方式	単相/3 相自動再閉路 再閉路時間 1 秒以内	-	単相/3 相自動再閉路	単相/3 相自動再閉路	-
遠方制御装置	SCADA、EMS	-	SCADA	SCADA、RTU	-
記録装置	-	擾乱記録装置 事故記録施設	データ収集装置 擾乱記録装置 事故記録施設 故障位置特定装置 時刻同期装置	擾乱記録装置 事故記録装置 故障探知装置	データ収集装置 擾乱記録装置 事故記録装置 故障位置特定装置 時刻同期装置等
通信設備	マイクロ波無線 電力線搬送 PLC 光ファイバー その他	あらゆる通信媒体を使用可能	広域通信網 電力線搬送 PLC 光ファイバー VSAT 衛星（SCADA） 電話回線（非常時） 無線通信（132kV 以下）	電力線搬送 PLC マイクロ波無線 光ファイバー 電話回線	高信頼で冗長性のある通信を確保

項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
電力量計測	計量器精度：±0.2 %	計量器精度：±0.2 %	計量器精度：±0.2 %	5MW 超過：±0.1 % 5MW 以下：±0.2 %	計量器精度：±0.2 %

（出典：各国のグリッドコードを基に JICA 調査団作成）

（参考）

表 5-4　近隣各国のグリッドコード比較（詳細）

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
計画	一般	送電システムの開発において、システムプランナーは20年間の長期を見据えた電力システムマスタープランを作成し、5年ごとに更新を行う。	輸出送電設備を含む全体的な電力系統基本計画は、Ministry of Economic Affairs（MoEA）が策定を行う。システム運用者は、システム全体の中期（5年）及び長期（10年）の負荷予測の集計値を作成する。送電事業者はグリッドプランニングスタディで下記を実施することとされている。ブータンではBhutan Power Corporation（BPC）がシステム運用者および送電事業者である。 ✧ 設備容量検討 ✧ 過渡解析 ✧ 負荷潮流計算 ✧ 短絡試験 ✧ 定常状態安定性解析 ✧ 安定度解析	送電計画は国家政策に従ってCEAが5年ごとに策定を行い、これをもとに中央送電事業者（CTU）が国家間送電システム（ISTS）に関する計画を調整し、州送電事業者（STU）が州内送電システムに関する計画調整の機能を果たす。計画にあたっての基準はCEAガイドラインに従うものとしている。CTUはISTSの無効電力補償および接続計画調査を実施する。	ネパールでは、短期（5年）および長期（15年）系統拡充計画（TDP）を策定するとしており、NEAシステム企画部が計画を担当する。計画にあたっては、負荷潮流検討、短絡解析、過渡安定度解析、定常状態安定性解析を行うことが規定されている。	マスタープランは少なくとも今後10年間の期間について策定し、起こりうる全てのシナリオを検討する。地域グリッドの統合のためには、大規模な共同計画が必要であり、加盟国各政府の送電計画機関が基本計画を作成するが、計画立案機関の設置が必要となる場合がある。
	供給信頼性	➢ 送電線1回線もしくは変圧器の三相永久事故を考慮する（N-1）。	➢ 単一の発電ユニット、伝送ラインまたは変圧器の故障があっても通常状態で作動を継続できるものとする（N-1）。	➢ 定常運転中の負荷遮断や発電の再計画を必要とせず下記を満足する（N-1）。 ✧ 132kV D/C送電線の停止 ✧ 220kV D/C送電線の停止 ✧ 400kV S/C送電線の停止 ✧ 単一の変圧器停止	➢ 50MW以上の容量を有する設備はN-1条件を満たす必要がある。 ➢ 既存鉄塔の2回線化条件は35MW以上 （送電線最大負荷） ➢ 通常条件の場合 ✧ 送電負荷85℃の熱容量の<100% ✧ 変圧器負荷:定格変圧器	➢ 定常運転中の負荷遮断や発電の再計画を必要とせず下記を満足する（N-1）。 ✧ 400kV S/C送電線の停止 ✧ 765kV S/C送電線の停止 ✧ 単一の変圧器、直列コンデンサの停止 ✧ HVDCの片極停止

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
				✧ HVDC 送電線または HVDC back to back 変電所の片極停止 ✧ 765kV S/C 送電線の停止 ➢ 負荷制限を必要としないが定常運転中の発電機の再スケジュールにより下記を満足する（N-2）。 ✧ サイリスタ制御直列補償装置（TCSC）が接続された 400kV S/C 送電線の停止 ✧ 400kV D/C 送電線の停止 ✧ HVDC 送電線または HVDC back to back 変電所の両極停止 ✧ 直列補償装置が接続された 765kV S/C 送電線の停止 ➢ 地域間連系線の熱容量は15%の裕度を確保する。 ➢ 隣接母線間の位相角は30 度以下とする。	容量の<100% ➢ 単一停止条件の場合 ✧ 送電線負荷:85℃の熱容量の<120% ✧ 変圧器負荷:定格変圧器容量の<120% ➢ 重度の停止状態の場合 ✧ 送電線負荷:85℃の熱容量の<120% ➢ 変圧器負荷:定格変圧器容量の<120%	➢ 負荷制限を必要としないが定常運転中の発電機の再スケジュールにより下記を満足する（N-2）。 ✧ サイリスタ制御直列補償装置（TCSC）が接続された 400kV S/C 送電線の停止 ✧ 既に 1 回線目が停止している 2 回線送電線の 2 回線目の停止 ✧ 直列補償装置が接続された 765kV S/C 送電線の停止 ➢ 地域間連系線の熱容量は15%の裕度を確保する。 ➢ 隣接母線間の位相角は30 度以下とする。
	電圧・周波数変動	➢ 電圧 ✧ 400kV 通常時：±5% 緊急時：±10% ➢ 周波数 ✧ ±1% 49.5～50.5Hz	➢ 電圧 ✧ 400kV 通常時：±5% 緊急時：±10% ➢ 周波数 ✧ ±1% 49.5～50.5Hz	➢ 電圧 ✧ 400kV,765kV 通常時：±3%（計画） 通常時：±5%（運用） 緊急時：±10% ➢ 周波数 ✧ -0.2% 49.90～+0.1% 50.05Hz	➢ 電圧 ✧ 400kV 通常時：±5% 緊急時：±10% ➢ 周波数 ✧ ±1% 49.5～50.5Hz ✧ 緊急時の周波数変動：±5%	➢ 電圧 ✧ 400kV, 500kV, 765kV 通常時：±3%（計画） 通常時：±5%（運用） 緊急時：±10% ➢ 周波数 ✧ -0.2% 49.90～+0.1% 50.05Hz

<table>
<tr><th>大項目</th><th>項目</th><th>バングラデシュ</th><th>ブータン</th><th>インド</th><th>ネパール</th><th>共通グリッドコード
（SARI/EI）</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>➢</td><td></td><td><table><tr><th>公称電圧 kV</th><th>最大電圧 kV</th><th>最小電圧 kV</th></tr><tr><td>765</td><td>800</td><td>728</td></tr><tr><td>400</td><td>420</td><td>380</td></tr><tr><td>220</td><td>245</td><td>198</td></tr><tr><td>132</td><td>145</td><td>122</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>電圧管理</td><td>➢ 送電系統と無効電力を交換することは回避しなければならない。関係するユーザーは無効電力補償設備を設置し、負荷力率を維持しなければならない。
➢ 配電事業者および大口電力消費者は、接続点の力率を 0.90 遅れから 0.95 進みの範囲内に維持する。
➢</td><td>➢ 発電ユニットは、有効電力を犠牲にすることなく、それぞれの能力限界内で無効電力を発生/吸収するものとする。
➢ システム運用者は、系統電圧を維持するために必要な発電及び予備容量を系統全体に割り当てる。
➢ 各発電事業者は、発電設備の技術的能力を前提としてシステム運用者の指示に従い、必要な無効電力を供給するためにプラントを運転し予備容量を確保する。
➢ 配電ライセンシーは、送電ライセンシーと特に合意しない限り、必要な無効電力補償を流通ネットワーク内で見積もり提供しなければならない。</td><td>➢ STU および ISTS に接続されているユーザーは、可能な限り ISTS との間で無効電力を交換する必要を回避し、系統電圧を指定された範囲内に維持するために、無効電力補償を提供しなければならない。
➢ SLDC/RLDC は、風力発電所に無効電力の発生/吸収を指示する場合がある。また、風力発電機は起動中に無効電力（誘導発電機の突入電流）が系統性能に影響を及ぼさないようにしなければならない。
➢ VArh の料金は 10paise/kVArh（2010 年から有効）とする。これは発電所を除く地域機関と VAr 取引のための地域プール口座の間で適用</td><td>➢ 発電機は自動電圧調整器を装備する。
➢ 発電機によって目標電圧を達成できない場合には、系統内の無効電力供給を管理することによって電圧の制御を行うこととする。
✧ 同期発電装置;
✧ 同期コンデンサ
✧ 静的 VAR 補償器;
✧ シャントリアクタとコンデンサ
✧ タップ切換変圧器
➢ 負荷は力率を 0.80 遅れから 0.95 進みの間に維持する。
➢ 発電は力率を 0.85 遅れから 0.95 進みの間に維持する。</td><td>➢ 無効電力補償は、必要に応じて使用者によって提供されなければならない。
➢ 交流同期接続では、無効電力の流れは最小化されるものとし、接続点の力率を 0.97 以内に維持する。</td></tr>
</table>

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
				され毎年 0.5 paise/kVArh で引き上げるものとする。		
接続	一般	➢ 系統接続申請は、電力購入契約（PPA）または電力販売契約（PSA）とともに Electricity Act, 2018、Grid Code、Electricity Rules, 1937 を遵守することを確認し、送電ライセンシーへ申請書を提出する。ライセンシーは受付から 2 ヶ月以内に対応を行う。国際地域間接続については、ライセンシーがシングルバイヤーおよび Line Ministry と協議することとなっており、同期（交流）または非同期（直流・BTB）により接続される。 ➢ グリッドの安全性を確保するために送電線を消費者の変電所へラインインラインアウト（LILO）してはならない。 ➢ 電圧の長周期変動は RMS 値が公称電圧の 95%を超え 105%未満を確保する。 ➢ 高調波は、全高調波歪み（THD）および総需要ひずみ （TDD）が 1.5%以	➢ 系統接続を行おうとするものは、標準形式の申請書に詳細を添付して、送電事業者に提出する。通常、すべての詳細情報を受領した日から 3 ヶ月以内に申請者に正式に接続可否が知らされる。国際接続及びそのための協定の締結の手続は、省からこの責任を与えられた機関が行うと記載されている。 ➢ ユーザーと電力系統間の各接続は、接続点で遮断可能な回路遮断器によって制御される。 ➢ また、すべてのライセンス契約者およびユーザーは、システム運用者がシステムの運用および拡張に関する計画を調整して実行するために必要なすべてのデータを提供する。 ✧ 予測需要 ✧ 発電ユニットの技術的及び経済的特性（発電ユニットの資本及び運転コストを含む） ✧ 関連する送配電システ	➢ 系統接続を行おうとするユーザーは定められた基準と条件を満たす必要があり、CTU、STU、および ISTS に接続するすべてのユーザーに適用される。これらのエンティティは Technical Standards for connectivity to the Grid Regulations, 2007 CEA、および CERC の規則に従う。 ➢ ISTS への接続は Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters Regulations, 2009, CEA に従い、標準形式の申請書を CTU に提出する。CTU は、本規則に従って接続申請の認可処理を行う。 ➢ CTU は無効電力補償および新規発電機/大口需要家と ISTS との接続性に関する計画調査を実施する。 ➢ 送電線、相互接続変圧器、リアクトル/コンデンサ及びその他の送電要素の実際の実施計画は	➢ 標準申請書に従い、プロジェクトの設計段階において、接続申請を行う。申し込みはグリッド所有者に直接、または該当する場合は NEA 電力取引部門または NEA 流通・消費者サービス関連部門に申請する（90 日以内に処理される）。 ➢ NEA がグリッドに及ぼす影響評価を実施する。グリッド影響調査は申請書を受領してから 2 ヶ月以内に実施され、その調査費用は利用者の負担となる。 ➢ 伝送損失が受電エネルギーの 4.5%を超えないようにしなければならない ➢ 送電線所有者は Electricity Regulation 2050 の規定及びその改正に基づき、送電線を安全な方法で運用し維持しなければならない。 ➢ 接続点の電圧レベルは、影響調査に基づいて送電事業者が決定する。 ➢ 接続点における接地抵抗	➢ 各国のシステムを南アジアグリッドへ接続するためには、地域技術機関（例えば南アジア送電事業フォーラムの設立を提案）と接続を希望する国の国営送電会社との間で接続契約を締結する。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
		下（400 kV）、2.5%以下（132~230 kV）とする。 ➢ 電圧不平衡は、通常状態に置いて零相電圧および逆相電圧が 1%を超えないこと。 ➢ フリッカは、132kV 以上の系統においては短期 0.8pu、長期 0.6pu を超えないこと。	ムの技術的および経済的特性	Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters Regulations, 2009, CEA に従う。	は、1Ω を超えないものとする。	
	装置規格	➢ 系統に接続する機器はバングラデシュの規格を満たす必要があり、規格が存在しない場合は IEC 規格または他の国際規格が適用される。 ➢	➢ すべての機器は、BEA が承認したコード及び規格に基づく品質保証要件に従って設計、製造、試験及び認証されなければならない。 ➢ 送電系統に接続されるすべての設備は、ブータンの関連基準に適合するものとする。そのような基準が存在しない場合は、標準化を試みる企業と BEA とが協議する。	➢ Indian Standard（IS）または IEC 規格に適合するもの。	➢ IEC 規格または同等の規格の要件に適合するもの。 ➢ ISO 9000:2000 シリーズの品質保証要件に従って設計、製造およびテストされるもの。	➢ IEC 規格またはメンバー国の規格に適合するもの。
	送電線保護	➢ ライセンシーは、保護協調について検討する責任を負う。 ➢ 二つの距離/線路差動保護および方向性地絡保護をそれぞれメイン 1 およびメイン 2 保護として備え、1 台の独立した 3 相方向過電流保護または 2 相過電流+1 台の方向地絡保護をバックアップと	➢ システム調整委員会で最終決定された伝送システムの保護システムを設計、設置、委託および保守するものとする。	➢ 系統保護の設定は、RPC の保護小委員会が別途決定する計画に従って、地域グリッド全体で定期的に調整を行う。 ➢ 400kV 以上の送電線に対してはメイン I に距離リレー、メイン II に距離リレー・方向比較リレー・電流差動リレーを備える。	➢ 短距離 132 kV 線路が最低限備えるべき保護方式は、バックアップとして過電流および地絡リレーを備えた光ファイバーまたは方向比較リレーによるパイロット線差動または電流差動で構成される。 ➢ 長距離 132 kV 線路が最低限備えるべき保護方式	➢ システム運用者はネットワークを保護するために必要なスキームおよび設定を定義する。 ➢ 発電機/需要設備を有する事業者は、送電線を保護するために必要な設定を行う。関連する保護スキームおよび設定は関連事業者と施設所有者との間で合意される。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
		して備えるものとする。（メイン 1 およびメイン 2 の保護は、調査検討に基づいてライセンシーが推奨する距離またはライン差動保護とする。同じタイプの保護が適用されている場合、2 つの異なるメーカーのものを使用する。） ➢ 3 相/単相の自動再閉路装置は、ライセンシーが適切と判断した場合に設置する。 ➢ 永久事故でない場合は 5 サイクル（100ms）以内に 3 相トリップにより事故を除去し、50 サイクル以内に再閉路を行う。 ➢ 事故除去時間 ✧ 400 kV 以上: 80ms ✧ 230 kV: 100ms ✧ 132 kV: 120ms ➢ 33 kV: 300ms		➢ バックアップとして地絡方向リレーを備える。 ➢ 単相/3 相自動再閉路が可能な遮断器を設置する。	は、過電流と地絡リレーをバックアップとする一つの保護距離リレーと搬送波転送トリップリレーから成る。 ➢ 距離リレーには、故障探知装置、事象記録装置及び妨害波記録装置の設備を内蔵する ➢ 各中継線端子には、各回路遮断器に回路遮断器故障保護を施すこと。 ➢ 各送電線端遮断器は、単相/3 相自動再閉路が可能なものとする。 ➢ 事故除去時間は 132 kV 及び 220 kV については 120 ms、66 kV については 150 ms を超えてはならない。	➢ 調整フォーラム又は計画委員会は接続点における最大短絡電流を定義する。 ➢ 保護指針は 5 年ごとに見直す。 ➢ 主保護に異常が生じた場合のバックアップ保護を含め、高信頼、迅速かつ選択的な事故除去方法を用いる。
運用	グリッドの通常（正常）状態	➢ 電圧変動が 400kV の場合は±5%、230kV, 132kV の場合は±6%の範囲内。 ➢ 発電機はこの範囲内では全定格出力での運転を確実にできること。 ➢	➢ 伝送システムの周波数は 49.5 Hz-50.5 Hz ➢ すべての接続点の電圧が公称値の 0.95 倍および 1.05 倍の範囲内 ➢ 送電線の積載量及び変電所の設備が常時使用する定格の 90%未満 ➢ 十分な運用余裕がある	-	➢ 周波数が 49.5 Hz と 50.5 Hz の範囲内 ➢ すべての接続点の電圧が公称値の 0.95 および 1.05 の範囲内 ➢ 送電線と変電所の負荷は連続定格の 90%未満	➢ 全てのシステム変数が許容範囲内にあり、いかなる制約にも触れることなく不測の事態に耐えることができる状態。
	グリッドの	➢ -	➢ 伝送システムの周波数が	-	➢ 周波数が 49.5 Hz と 50.5	➢ 全てのシステム変数が許

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
	警報状態		通常の動作制限を超え、49～51 Hz の範囲内 ➢ 接続点の電圧が正常範囲外だが、公称値の 0.9 倍および 1.1 倍の範囲内 ➢ 送電線または変電所機器に重大な負荷または差し迫った過負荷がある ➢ 悪天候		Hz を逸脱し、48.75 Hz と 51.25 Hz の範囲内 ➢ 電圧が公称値の 0.95 および 1.05 を逸脱し、0.9 および 1.1 の範囲内 ➢ 送電線と変電所の過負荷が見込まれる状況	容範囲内に収まっているものの、不測の事態に耐える裕度の無い状態。
	グリッドの緊急状態	➢ 電圧変動が 400kV では±10%、230kV、132kV では+10%/-15%の範囲内。 ➢ 発電機はこの範囲内では定格から 5%出力を低減することができる。 ➢	➢ 発電不全があり、周波数が 49 Hz 未満 ➢ 伝送系電圧が公称値の 0.9 倍および 1.1 倍の範囲外 ➢ 送電線又は変電所の設備の負荷レベルが、連続定格の 110%を超えている	-	➢ 発電不足 ➢ 予備率が基準以下 ➢ 周波数が 48.75 Hz と 51.25 Hz を逸脱 ➢ 電圧が公称値の 0.90 および 1.10 を逸脱 ➢ 送電線又は変電所の負荷レベルがその連続定格の 110%を超えている	➢ 重大な障害が発生し、母線電圧の低下や、負荷が機器の短時間定格を超過している状態。
	グリッドセキュリティ	➢ 電力システムの停電時復旧方法としてブラックスタートの手順について規定している。シングルバイヤーは、戦略的拠点において十分なブラックスタートおよびファストスタートの能力を確保するものとする。 ➢ システム運用者は最新のブラックスタート手順書を作成し維持しなければならない。復旧作業においては、通常の電圧及び周波数の基準は適用されない。	➢ トリップ事象が発生した場合は、関係ライセンシーはできる限り早くかつイベント発生から 10 分以内にシステム運用者に正確に通知しなければならない。 ➢ システム運用者への事前の連絡及びその同意なしに、発電出力を 5 MW を超えて突然減少させてはならない。 ➢ 同様に、いかなる大口消費者も、システム運用者への事前の連絡と同意なしに 5MW を超える負荷	➢ 系統は緊急時または系統を分断することにより全系崩壊の防止や電力供給の早期復旧を可能にするような状況の場合を除き、分断されてはならない。 ➢ トリップが発生した際は、手動か自動かを問わず、関係する SLDC/CTU/ユーザーが、RLDC にできるだけ早く、例えば 10 分以内に通知しなければならない。 ➢ システム運用者は太陽光	➢ 1 回線停止時に送電線を維持するために、適切な周波数調整予備力及び予備力を用いて送電線を運用する。 ➢ 重大事故時には全系崩壊を防ぐため単独系統に分割、原因解消後単独系統を再同期させて正常状態に復旧する。 ➢ 戦略的な地点の発電所は利用可能な十分なブラックスタート及びファストスタート能力を有しなければならない。 ➢ 可能な限りプライマリ保	➢ 系統接続された機器は意図的に切り離したり、使用を中止してはならないが、例外設備がある場合はリストを作成し公表する。 ➢ 重要設備のトリップについては手動か自動かを問わず、影響を受ける全ての地域統括者にできる限り速やかに正確に通知する。 ➢ ブラックスタート手順を含め、系統の部分的/全体的な崩壊から回復するための手順を策定する

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
		➢	の急激な増加を引き起こしてはならない。 ➢ 保護およびリレー設定はシステム調整委員会（SCC）が個別に最終決定する計画に従う。 ➢ システム運用者との通信は、可能な限り冗長性および代替経路が維持されるものとする。	/風力発電機に発電抑制を指示することができ、太陽光/風力発電機はこれに従わなければならない。関連する SLDC 及び RLDC への情報転送のために、データ収集システム設備が提供されなければならない。	護とバックアップ保護を常に利用できるようにしておき、保護およびリレー設定の調整は 6 ヶ月ごとにスキームを見直す。	
	発電機の要件	➢ 調速機の垂下率は、水力タービンについては 2%から 3%の範囲で、GT 及び ST については 4%から 6%の範囲で、原子力発電所については 10%までの範囲で調整し、ガバナデッドバンドは±0.05 Hz の範囲内とする。 ➢ ガバナフリーモードで運転する発電所は、システム周波数の変化に対する応答を、周波数の変化から 10 秒以内に完全に得られるものとし、さらに 30 秒間持続可能なものとする。 ➢ 指定を受け自動発電制御（AGC/LFC）モードで運転する発電所は、2 次周波数調整の AGC コマンドに従って出力を自動的に調整しなければなら	➢ 送電系統の周波数は、通常状態においては周波数調整予備力により管理し、その他の状態においては緊急予備力及び需要管理を適時に使用することにより管理する。 ➢ 水力発電機は次の出力範囲で運転すること。フランシス水車 50%～100%、ペルトン水車 30%～100%、カプラン水車 70%～100%。 ➢ 同期するすべての発電ユニットは、その所有権、型式およびサイズにかかわらず、常に通常の作動状態にあるガバナーを有するものとし、ガバナー垂下率を 3～10%とする。デッドバンドや時間遅延を故意に導入してはならない。 ➢ 他の発電ユニットに追加	➢ 200MW 以上のすべての火力発電設備及び 10MW 以上のすべての水力発電設備がその最大連続定格（MCR）の 100%又はそれ以下で運転される場合には、通常、周波数が急激に低下したときにそれぞれその MCR の 105%及び 110%を瞬時に到達することができるものでなければならない。 ➢ すべての発電装置は、通常その自動電圧調整器（AVR）を作動させなければならず、電力系統安定化装置（PSS）は CTU/RPC の計画によって設定される。 ➢ すべてのガバナーの垂下率は、3%から 6%の間とする。	➢ グリッド周波数は、周波数調整力及び予備力を適時に使用して管理する。システム運用者は発電機に対して、一次応答及び/又は二次応答として周波数感応モードで発電ユニットを動作させる指令ができる。 ➢ 一次応答を提供する発電機はガバナフリーモードで動作し、制御応答時間は 5 秒を超えないものとする。 ➢ 二次応答を提供する発電機は自動発電制御またはシステム運用者からの特定指令に対し、出力の手動調整によって周波数調整を提供するものとし、制御応答時間は 25 秒を超えないものとする。 ➢ ガバナーの出力変化率は、毎分 1%またはメー	➢ 系統に与える影響が大きい発電機は、PSS を備えなければならない。 ➢ 全てのユニットは AVR を動作させる。 ➢ 同期発電機は十分な調整力を利用できるようにする。 ✧ 一次制御は±20mHz の周波数偏差で動作し、秒単位の時間フレームで周波数を安定させる。 ✧ 二次制御は指令から遅くとも 30 秒後に制御を開始し、遅くとも 15 分以内に調整を行う。 ✧ 三次制御は、二次制御が長引くと予想される場合にオペレーターによって発動される。 ➢ 同期接続機器の推奨周波数帯域は 49.9～50.05Hz とするが、下記の周波数

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
		ない。2 次応答は周波数変更の時点から 30 秒以内に完全に利用できるものとし、少なくとも 30 分間持続可能なものとする。 ➢ 2 次制御が不十分な場合には、3 次制御が作動して周波数を目標値に戻し、2 次制御リザーブを復元する。第 3 次周波数応答は、通常経済性指令の形態をとる。 ➢ 接続点の電圧がいずれも公称電圧の±10%以内の場合に下記の運転継続要件を満たす必要がある。 ✧ 49.5～50.5 Hz：全定格運転が可能なこと ✧ 48.0～51.5Hz：発電機を系統解列しないこと ✧ 51.5～52Hz：最低 15 分は発電機を系統解列しないこと ✧ 48.0～47.5Hz：最低 30 分は発電機を系統解列しないこと ➢ 47.5Hz 以下、52.0Hz 以上：最低 5 秒間は発電機を系統解列しないこと	の瞬動予備力を維持することにより、対応する瞬動予備力の不足分を補うことができる。事故により周波数が低下したときに、瞬時に 5%の追加負荷を拾い上げるか、またはメーカーが規定した技術的限界内に収まるものとする。 ➢ 最大定格（MCR）の 100%を超えて作動する発電ユニットは、周波数が突然低下したときに、MCR の少なくとも 105%まで運転が継続できるものとする。 ➢ すべての発電ユニットは、通常、適切な設定で AVR を作動させ、システム運用者からのシステム条件/指示に従って、その能力曲線内で VAR を発生/吸収することとする。		カーの仕様に規定されたとおりとする。 ➢ 調速度垂下率 5%以下の高速自動発電制御システムを装備すること。 ➢ グリッド周波数が 47.5 から 52.5 Hz の範囲で変動した場合には、発電機は少なくとも 15 秒間同期を保つこと。 ➢ 最大連続定格を超える最低 5%の追加負荷を 5 分間、またはそのメーカーが指定した制限値を超える負荷を拾い上げることができること。 ➢ 47.5 Hz 以下に設定された周波数リレーに応じて発電ユニットが自動的に起動すること。 ➢ 10MW 以下の発電所は LDC 向け SCADA システムが不要 ➢ 流込式は自動発電制御装置 （AGC） 不要（容量が 50 MW 未満の貯水池式も）	特性に耐えるものとする。 ✧ 47.5～48.5Hz：90 分 ✧ 48.5～49.0Hz：90 分以上（各システム運用者が定義） ✧ 49.0～51.0Hz：無制限 ✧ 51.0～51.5Hz：30 分
	配電事業者および需要家の要件	➢ 配電事業者及び大口電力消費者は、必要に応じて、NLDC からの指示に基づく負荷の管理につい	➢ システムに電圧制御装置を提供し保守するものとし、無効電力需要を満たすためにその系統に無効	➢ システム周波数が 49.7 Hz 未満の場合は需要を引込みスケジュールの範囲内に制限するよう常に	➢ 系統の力率を 0.8 遅れ以上に維持し、系統電圧+1 から 10%の規定範囲内に維持するために、無効	-

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
		てシステム運用者と協力しなければならない。	電力供給設備を設け、維持しなければならない。 ➢ システム運用者の要求に応じてそれぞれのシステムに低周波負荷自動遮断機能を備え、周波数低下保護/単独運転が機能することを確保する。 ➢ 緊急の場合には、システム運用者の事前の同意を得て、またはシステム運用者の指示に従って、低周波低下保護および/または単独運転機能を一時的に停止することができる。	努力しなければならない。	電力補償を提供すること。 ➢ 供給不足の場合は自動ロードドロップ（ALD）を実施する。デジタル式の周波数低下リレーを使用する。	
	通信要件	➢ 通信設備、SCADA および EMS システムはライセンシーが所有および維持するものとする。 ➢ システム運用者の SCADA、EMS、通信システムと互換性のある SCADA、EMS、通信インタフェースを設置する。 ✧ マイクロ波無線 ✧ 電力線搬送 PLC ✧ 光ファイバー ➢ その他	➢ あらゆる通信媒体を使用可能	➢ 必要な通信及びデータ交換並びに RLDC によるグリッドの監視/制御を通常および異常条件下で容易にするために、信頼性があり効率的な音声及びデータ通信システムを提供しなければならない。 ✧ 広域通信網 ✧ 電力線搬送 PLC ✧ 光ファイバー ✧ VSAT 衛星（SCADA） ✧ 無線通信（132k 以下） ✧ 電話回線（非常時） ➢ すべての電力会社は、重要なサイバー資産を特定し、それらを保護するサ	➢ グリッド及び接続点の通信及び SCADA システムはシステム運用者が計画し設計する。 ➢ 送電線所有者は、送電線変電所における通信機器及び SCADA 機器の提供、並びに LDC における関連システムの開発について責任を負う。 ➢ グリッド所有者 ✧ NEA 給電指令所とすべての送電線変電所との間及び隣接する変電所間の主な通信媒体として電力線搬送通信システムを設置する。 ✧ 電力線搬送 PLC	➢ 国をまたいで音声やデータの通信が瞬時にかつシームレスに行われるよう、強固で冗長性のある信頼性の高い通信を確保する。 ➢ 南アジア諸国の連絡窓口が相互合意のうえ決定する。 ➢ 重要な系統利用者は少なくとも一つの冗長音声通信システムを有し、少なくとも 24 時間のバックアップ電源を有するものとする。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
				イバーセキュリティフレームワークを整備しなければならない。	✧ マイクロ波無線 ✧ 光ファイバー ✧ 電話回線	
	情報交換・登録	➢ 設備情報 ✧ 設備構成諸元、保護、計測 ➢ 定期報告 ✧ 日報、月報 ➢ リアルタイムデータ ➢ 計画情報 ➢ 設備、需給データ、停止、緊急対応	➢ 操作情報と安全調整 ➢ 定期報告 ✧ 四半期報、年報 ➢ 計画情報 ✧ 需給データ、停止 ➢ イベント情報 ➢ トリップ、過負荷、周波数逸脱、重要な設備故障等	➢ 設備情報 ➢ 定期報告 ✧ 日報、週報、四半期報 ➢ 運用連絡 ➢ リアルタイムデータ ➢ 計画情報 ✧ 需給データ、停止 ➢ イベント情報 ➢ トリップ、過負荷、周波数逸脱、重要な設備故障等	➢ 操作情報と安全調整 ➢ 設備情報 ✧ 設備構成諸元 ➢ 定期報告 ✧ 日報、月報、三半期報、年報 ➢ 計画情報 ✧ 需給データ、停止 ➢ イベント情報	➢ 構造情報 ✧ 設備構成諸元 ✧ 運用制約 ➢ リアルタイムデータ ✧ 運転状況データ ➢ 計画データ ✧ 需給データ、停止 ➢ 定期報告 ✧ 日報および月報
	発電計画	➢ システム運用者は、各会計年度開始の 60 日以上前に、翌年度の年間推定値、月間スケジュールは日ごとに 2 ヶ月分、週間スケジュールは 1 時間ごとを作成する。 ➢ 発電ユニットのメリットオーダーに基づいて 1 時間ごとに 1 日先の発電スケジュールを作成する。	➢ 発電所は毎日 09:00 までにトランスミッションシステムに供給できる総エネルギー能力および予想される 1 時間当たりの供給能力を計算する。 ➢ 発電所は毎日 09:30 までに、翌日の 00:00 から 24:00 までの間に予測される発電所ごとの需要とエネルギー能力を系統運用者に通知する。 ➢ 発電の最適な効率を維持し、キャビテーション等による問題を回避するという点で、運用上合理的であることを確保する。	➢ 発電所は、毎日午前 8 時までに関係する RLDC へ、翌日に予想される発電所の MW 及び MWh 能力（翌日の 00:00 から 24:00）について通知する。 ➢ 水力発電所は系統周波数の変化や流入量の変動に対応することが期待されているため、系統制約を生じさせることなく所定の計画から自由に逸脱することができ、水力発電所によるインバランス補償は、関係する RLDC が 4 日前の計画（day+3）の日に行う。 ➢ 流れ込み式水力発電所、	➢ 発電所はシステム運用者に 1 か月ごと、1 週間ごと、1 日ごとの供給能力および、可用性を報告する。 ➢ 3 年連続の年間利用可能性及び能力宣言書をシステム運用者に提出する。 ➢ システム運用者は、発電者、グリッド所有者、配電事業者及び他のグリッド利用者に対し、最後の 3 年間の定期発電スケジュールを書面で通知する。	➢ 発電所は、翌日に予想される発電所の MW 及び MWh 能力（翌日の 00:00 から 24:00）について毎日関係する給電所へ通知し、給電所は午前 8 時までに翌日に予想される発電所の MW 及び MWh 能力をまとめる。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
				再生可能エネルギー発電所（バイオマス発電所を除く）及び非化石燃料ベースのコジェネレーション発電所（CERC によって料金が決定される）は、必ず運転しなければならない発電所として扱われ、メリットオーダーによる運転原則の対象とはならない。		
	停止計画	➢ ライセンシーは、7 月から 6 月までの期間、毎年停止計画を作成する。すべての発電機および配電事業者は、ライセンシー、システム運用者、および単独購入者に対し、毎年 3 月 31 日までに、翌年度（7～6 月）の停止計画案を書面で提供する。 ➢ ライセンシーは、最終的に合意された停止計画を、ユーザーの要件を考慮して、毎年 5 月 31 日までにすべてのユーザーに公表する。 ➢	➢ すべてのライセンス契約者は、毎年 12 月 1 日までに、来年度のシステム停止計画案をシステム運用者に提供する。 ➢ 最終停止計画は、毎年 12 月 31 日までに、システム運営者がすべてのライセンシーに通知する。	➢ 年間停止計画は、会計年度に先立って RPC 事務局が NLDC および RLDC と協議して作成し、四半期ごとおよび月ごとにレビューする。 ➢ RPC 事務局は、毎年 1 月 31 日までに、翌会計年度の年間停止計画を最終決定する主な責任を負う。 ➢ すべての SEB/STU、送電事業者、CTU、ISGS、IPP、MPP、およびその他の発電所は、毎年 11 月 30 日までに RPC 事務局に対し翌会計年度の計画停止プログラムを書面で提供する。 ➢ 水力、風力、太陽光発電所およびこれに関連する系統は、これら再生可能	➢ 発電/グリッド/販売事業者はシステム運用者に、1 か月ごと、1 週間ごと、および 1 日ごとの停止予定を通知する。 ➢ 発電/グリッド/販売事業者はシステム運用者に、保守計画内容を提出する。 ➢ システム運用者に対し、送電線に接続されている機器に関する 3 年間の暫定的な利用者停止計画を書面により提出する。 ➢ システム運用者は、3 年間の最終的なグリッド停止プログラムをグリッド所有者と利用者に提供する。	➢ 長期（年次）、中期（月次）、短期（週次）の業務計画をもとに、利用可能なリソースを考慮して停止計画案を作成する。 ➢ 停止計画は会計年度に先立って作成し、四半期及び月ごとに見直す。 ➢ 全てのユーザーは四半期及び月ごとに計画からの逸脱及びその理由を関係当局に報告する。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
				エネルギー源から最大の電力を引き出すよう季節性を考慮して停止を計画しなければならない。		
	需要予測	・ 年/月/週のスケジュール ➢ システム運用者は、発電ユニットの利用可能容量、VRE 発電予測、年間停止計画、および推定需要からの情報を使用して、年間スケジュールを作成し、ライセンシー、単一購入者および発電者に対し、各会計年度開始の 60 日以上前に、翌年度の年間推定値（1 年先通告）を提供する。月間スケジュールは日ごとに 2 ヶ月分を作成し、週間スケジュールは 1 時間ごとに作成する。 ・ 前日のスケジュール システム運用者は発電機から提供されたデータを統合した後、発電ユニットのメリットオーダーに基づいて 1 時間ごとに 1 日先の発電スケジュールを作成する。これは、アベイラビリティ、発電スケジュール、スピニングリザーブの割り当て、および発電ユニットのスタンバイ要件で構成される。	ブータンの電力系統はインドの系統と同期連系して運用されているため、ブータン向けスケジュール・発送コードは、インド電力系統コード規則のスケジュール・発送コードと技術的に互換性がなければならないと規定されている。 ➢ システム運用者は、11:30 までに、インドの ERLDC に対し、Birpara 及び Binaguri における国境を越えた送電が見込まれることを通知する。 ➢ システム運用者は、18:00 までに各発電機に毎時発電スケジュールを発行する。 ➢ システム運用者は、18:00 までに配電ライセンシーの引出スケジュールを作成する。	➢ 各 SLDC は、日次/週次/月次/年次需要の計画（MW、MVAr、MWh）を行う。計画外事象の発生に備え SLDC は、負荷遮断、停電などの需要管理措置を計画し、SEB/配電事業者がこれを実施することを確保する。 ➢ 各 SLDC は、過去のデータや気象予報データから随時、独自の需要予測を行い、有効電力及び無効電力の要件を満たすために、風力エネルギー予測を考慮しなければならない。	➢ システム運用者は、システム企画部が作成した需要予測に基づき、1 時間毎の需要予測を作成する。小売事業者から提出された需要予測と比較し、システム損失を調整した上で、いずれか高い方を最終的な需要予測とする。 ➢ システム運用者は、発電予定台数のメリット順位表を作成する（発電単価が安い順に）。同じ発電単価の場合、システム損失が少なくなる発電を優先する。	➢ 各国のグリッドコードによる需要予測手順を継続して日次、週次、月次、年次ベースの需要予測を行う。 ➢ 過去のデータや、天気予報データから地域ごとに独自の需要予測を行う。 ➢ 日次、週次、月次ベースの需要予測は 15 分ブロックで作成する。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
	スケジュールとディスパッチ	➢ 翌日 24 時間の発電能力を 12:00 までに NLDC に通知する。 ➢ 発電スケジュールは少なくとも開始 7 時間前までに各発電機に通知される。 ➢ 各時間ブロックは 60 分。	➢ インドと互換性を確保することを規定 ➢ 翌日 24 時間の発電能力を 09:00 までに NLDC に通知する。 ➢ 翌日の発電スケジュールは 18:00 までに各発電機に通知される。 ➢ 各時間ブロックは 60 分。	➢ 翌日 24 時間の発電能力を 08:00 までに RLDC に通知する。 ➢ 翌日の発電スケジュールは 18:00 までに各発電機に通知される。 ➢ 各時間ブロックは 15 分。	➢ 翌日 24 時間の発電能力を 12:00 までに通知する。 ➢ 翌日の発電スケジュールは 16:00 までに各発電機に通知される。 ➢ 各時間ブロックは 60 分。	➢ 翌日 24 時間の発電能力を各国の給電所が 08:00 までにまとめる。 ➢ 各国の給電所は翌日の給電パターン（国際送電）をまとめ 15:00 までに調整責任者に通知する。 ➢ 調整責任者は需給スケジュールを 18:00 までに通知する。 ➢ 各時間ブロックは 15 分とし、共通時間はインド標準時（IST）を採用する。
	緊急措置	➢ 周波数が 49.35 Hz 未満に低下した場合、システム運用者は、負荷需要を低減するよう適切な措置を講じなければならない。 ➢ 周波数が 49.25 未満に低下した場合、システム運用者は、負荷遮断のため配電線の遮断器を開放する SCADA 操作を行う。 ➢ ブラックアウトの際は、システム運用者は単独系統を構築し、復旧に向けて配電事業者と綿密な調整を維持する。 ➢	➢ 国際連系線に影響を及ぼす場合、発電所はその変更をブータンのシステム運用者に通知し、システム運用者はその情報をインドの ERLDC に転送する。 ➢ 停電回避することができない事態が発生した場合には、送電系統を複数の自立した系統に分割し、それらを再同期して送電系統を正常な状態に復旧させる。	➢ 系統周波数が 49.7 Hz に低下した場合は負荷低減を行わなくてはならない。 ➢ 系統周波数が 49.5 Hz に低下した場合は必要な負荷遮断を行わなくてはならない。 ➢ RLDC は不測の事態やシステムセキュリティに対する脅威が発生した場合、規定された周波数を維持し、ネットワークセキュリティを維持するために負荷遮断を行う。 ➢ 停電回避することができない事態が発生した場合には、送電系統を複数の自立した系統に分割し、それらを再同期して送電	➢ 周波数が 49.5 Hz を下回り、発電ユニットの通常の負荷レベルに達した場合、電圧レベルを通常より 5%下げて、システム周波数を許容範囲内に維持する。 ➢ 周波数が 49 Hz を下回る場合は、自動負荷遮断（ALD）を作動させる。	➢ 国際電力取引を容易にするため、需給ひっ迫時のルールを策定する必要があるが、市場の混雑緩和メカニズムにて対応を行う。 ➢ 利用可能な措置が尽くされた後に負荷遮断を行う。 ➢ 49.5Hz は国際連系線の負荷遮断を行うしきい値として利用できる。

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
				系統を正常な状態に復旧させる。		
	復旧手順	➢ システム運用者は、全停電又は一部停電後の送電系統の復旧を対象とする最新のブラックスタート手順書を作成し、配布し、維持しなければならない。 ➢ 停電後の復旧作業においては、通常の電圧及び周波数の基準は適用しない。	➢ 送電系統の復旧計画及び手順は系統運用者が策定する。配電系統の復旧計画及び手順は系統運用者と調整の上、関係するライセンシーが最終決定する。	➢ 系統の復旧プロセスは、別途策定された NLDC/RLDC の運用手順に従い、NLDC/SLDC と協調して RLDC が監督する。 ➢ 部分的・全面的停電下での地域グリッド復旧のための詳細な計画と手順は、RLDC が NLDC、すべての利用者、STU、SLDC、CTU、RPC 事務局と協議して策定し毎年見直し更新する。 ➢ RLDC は、停電後の復旧プロセス中に、可能な限り迅速なグリッドの復旧を達成するために、必要に応じて電圧と周波数のセキュリティ基準を下げて動作することが許可される。	➢ システム運用者及び送電事業者は、ブラックスタート手順を含め、非常時に利用者が遵守すべき手順を定めたマニュアルを共同で作成する。 ➢ 緊急時の系統復旧指示はシステム運用者が指示する。	➢ 系統の部分的/全体的な崩壊から回復するための手順を策定するものとし、定期的に更新する。 ➢ 復旧プロセスは他の近隣国のシステム運用者と調整して、各システム運用者が監督するものとする。 ➢ 国内の復旧計画と手順は、関係ユーザーがシステム運用者と調整して最終決定する。
	メータリング（電力量計）	➢ 計測に関連して使用されるすべての変流変圧器は、バングラデシュ標準仕様又は関連する IEC に適合し、計量システムの全体精度は 0.2%以内とする。国際取引に関わる計測に関しても同様の精度が規定されている。 ➢	➢ 66 kV 以上の設備に設置されるエネルギーメーターはすべて最低でも精度等級 0.2 とする。 ➢ 計器は関係機関が共同で当該国の一般的な基準に従って毎年テストし校正する。 ➢ 12:30（BST）におけるエネルギーメーターの読	➢ 発電・送電システムに用いられる計量器の精度は精度等級 0.2 を超えないものとする。	➢ 精度の最低基準は、最新の関連する IEC 規格に適合し 5MW 超の精度は 0.1、5MW 以下は 0.2 とする。 ➢ kW、kWh、kVA、kVAh、kVARh を表示し、少なくとも 65 日間 30 分間隔で記録する。 ➢ すべての計測システム	➢ 精度の最低基準は IEC 規格に適合し以下の条件に当てはまるものは精度 0.2%とする。 ✧ 国際送電 ✧ 5MW 以上の発電機 ✧ 5MW 以上の配電事業者および消費者 ➢ 計量装置は関係者が相互に合意した間隔で情報を

大項目	項目	バングラデシュ	ブータン	インド	ネパール	共通グリッドコード（SARI/EI）
			み値を毎月 1 日に記録する。 ➢ メインメータとチェックメータの読み値との差が±0.6%を超える場合、精度等級 0.2 のメータについては両方のメータを校正する。		は、専用電話またはグリッドオーナーの通信チャネルを介して電子データ転送が可能であるもの。 ➢ 計器トランスは、少なくとも 5 年に 1 回テストし、再校正する。 ➢ メータは、少なくとも 2 年に 1 回テストし、再校正する。 ➢ 翌月の初日に 12:00 時間 NST で、当月のメータを検針する。	収集・保存する。 ➢ 計器の読み値はデータ通信経路を通じて各国当局に転送する。 ➢ メータは、少なくとも 2 年に 1 回テストし、再校正する。
	グリッドコード管理	➢ グリッドコードの管理は BERC が担い、改定はグリッドに関与する各組織から幅広く選出されたメンバーにより構成される Grid Code Review Panel で議論される。	➢ グリッドコードの管理改定および遵守状況の監督は BEA が担う。	➢ グリッドコードの管理改定は CERC が担い、RPC と RLDC が IEGC の遵守状況を監督する。	➢ グリッドコードの管理は NERC が担い、遵守状況の監督は利害関係者で構成されるモニタリング委員会が担う。	➢ グリッドコードのレビュー委員会を設置する。将来的には Forum of South Asia Regulators がその役割を担う。 ➢ Common Minimum Grid Code の展開を開始するために、各国はまず 1 つの連絡窓口を設ける。各国の電力関連省庁、規制当局、送電機関、システムオペレーター、決済・市場オペレーターが連絡窓口を支援する。

（出典：各国のグリッドコードを基に JICA 調査団作成）

5.2.3　グリッドコードのギャップと建設、運転、維持管理時の注意点

異なる国家間の電力系統を相互接続するためには、電圧、周波数をはじめとして数多くの系統システムの基準や運用方法を共通化する必要がある。また、送電設備に着目すると、国際連系送電設備は 2 つ以上の国をまたぐ送電設備であり、関連する各国の事業者が各国内に位置する設備を対象に建設、運転、維持管理を実施することが一般的である。このように、完全に同じ目的を持つ一体的な設備でありながら、国境を境にして、建設、運転、維持管理を実施する事業体が異なることになり、さらには各国のグリッドコードに則って設備運営がなされることになる。各国のグリッドコードに差異がある場合には、各国が意図している設備運営に差異が生じることになり、連系送電設備としての機能を十分に発揮できない可能性がある。

このような観点も踏まえて、各国のグリッドコードを比較し、連系送電設備の建設にあたって、事前に各国間で合意しておくことが妥当と考えられる事項について検討を行った。なお、インドは、近隣国の中では最も送電系統に関する基準が充実しており、その内容も具体的に規定されている。ブータンおよびネパールの連系線はインド CEA の基準に則って建設、運転が行われており、国際連系線に関係する各国のグリッドコードでは致命的な相違点は認められない。このような BBIN 各国（ブータン、インド、ネパール、バングラデシュ）の状況や、各国の電力系統規模を比較した場合にインドが最も規模が大きいことを考慮すると、地域間接続にあたりインドを中心とした運用および共通基準の策定を進めることが合理的であると考えられる。

(1)　建設

建設時において、どのような資機材を使用するかは、各国の意思に委ねることで問題は生じないが、最終的に建設された設備が、同様な設備耐力を有していなければ、結果として連系設備の事故停止確率は、事故停止が多くなると想定される設備耐力が弱い方の設備に引きずられるという問題が生じる。一方で、設備耐力を必要以上に強化することは経済性を損なうことにもなるため、送電事業者間での協議を経た合理的な設計が望まれる。

(a)　送電鉄塔の設計荷重

一体設備として運用される送電鉄塔は、国境を越える設備であっても風荷重、着氷雪荷重、地震荷重などの設計荷重を両国とも同一の考え方で設計することが合理的である。インドでは、設計時に準拠すべき基準を IEC もしくは Indian Standard（IS）としており、風荷重の再現年数を下表のように設定している。気象データはインド気象局のデータを利用し、着氷雪荷重、地震荷重は具体的な定めはない。最終的には送電線ごとに両国の送電設備所有者で協議し、建設予定地の気象データおよび経験則に基づいて決定を行う必要があるが、標高の高い地域では氷雪荷重についても考慮することが必要である。

表 5-5　送電線設備の風荷重再現年数

種別	対象	風荷重再現年数
Level 1	400kV までの送電線	50 年
Level 2	3 回線以上または 多導体電線を用いる送電線	150 年
Level 3	河川横断等の特殊送電線	500 年

（出典：Technical Standard for Construction of Electrical Plants and Electric Lines, 2010, CEA を基に JICA 調査団作成）

(b)　送電線設備の安全率

送電線設備の物理的強度に対する余裕をどの程度設けるかについては、少なくとも送電系統単位では同一基準で設計されることが合理的である。インドでは送電線設備の安全率を下表のように設定しており、両国の送電事業者で協議のうえ決定することが望ましい。

表 5-6　送電線設備の安全率

項目	裕度
支持物	安全率：1.5
がいし	常時荷重：定格の 25% 最大荷重：定格の 70%
電線	安全率：2.0

（出典：Technical Standard for Construction of Electrical Plants and Electric Lines, 2010, CEA
Measures relating to Safety and Electric Supply, 2010, CEA を基に JICA 調査団作成）

(c)　鉄塔の塔脚接地抵抗

塔脚は事故時の地絡電流や雷電流を大地に流す役割があり、接地抵抗が高い場合には異常電圧を招く原因となり送電系統の安全性および安定性が損なわれるため、鉄塔接地抵抗は同じ値で設計施工されることが望ましい。インドでは、鉄塔の接地抵抗は 10Ω を超えないことと規定しており、400kV 以上の超高圧送電鉄塔にも対応できる接地抵抗値であることから、送電設備所有者で合意のうえ採用することが望ましい。

(d)　耐雷対策

落雷から効果的に送電線を保護するためには、送電線への落雷を回避する架空地線、送電線に落雷した高電圧を除去する避雷器、フラッシュオーバーからがいし破損を防止するアーキングホーンの設置など、送電線ごとに協調の取れた耐雷対策が必要である。地域の気象条件や系統の重要度に応じて仕様を決定することが望ましい。

(e)　鉄塔種別と径間長

鉄塔には垂直方向の電線荷重のみを受け持つ懸垂鉄塔と、水平方向の張力も受け持つ耐張鉄塔があり要求される設備耐力が異なる。コスト削減のため、懸垂鉄塔を多用した場合には、連鎖的な鉄塔倒壊事故により復旧に時間を要する恐れがあるため、連鎖倒壊対策を検討すべきである。また、鉄塔径間長についてインドでは、送電線径間長を下表のように規定している。河川横断など、鉄塔の立地に制約がある場合等で長径間となる場合には、不平均張力を考慮した荷重設計を行うことが望ましい。

表 5-7　送電線径間長

電圧 kV	径間 m
765	400, 450
400	400

（出典：Technical Standard for Construction of Electrical Plants and Electric Lines, 2010, CEA
を基に JICA 調査団作成）

(f)　安全離隔距離

送電線は絶縁および公衆安全を確保するために、地上、樹木、構造物、他の送電線から一定の離隔距離を保つ必要があり、供給支障となる接触事故等の防止の観点から、国境を越える連系線についても両国で同一の基準を採用することが合理的である。インドの基準では各離隔距離は下表のように定められている。ただし、送電線利用用地（ROW）や離隔の規制は各国の用地取得事情に係わる側面もあり、送電事業者で協議のうえ決定することが望ましい。

表 5-8　送電線離隔距離

種類	離隔距離
送電線利用用地（ROW）	400kV: 50m (Indian Standard) 46m (Forest Conservation Rules) 765kV: 64m (Forest Conservation Rules)
地上との離隔	5.2m に 33kV ごとに 0.3m を加えた距離
建造物との離隔	3.7m に 33kV ごとに 0.3m を加えた距離
風による横振れ時の建造物との水平離隔	2.0m に 33kV ごとに 0.3m を加えた距離
交差する送電線との離隔	400kV: 5.49m 800kV: 7.94m

（出典：Measures relating to Safety and Electric Supply, 2010, CEA 等を基に JICA 調査団作成）

(g)　絶縁設計

送電線は、落雷や地絡等の事故時に生じる異常電圧により設備が破損することのないように、協調の取れた絶縁設計が必要である。一般に、インパルス耐電圧、商用周波数耐電圧、開閉サージ耐電圧について同一の基準を採用することが望ましい。インドでは、送電線の絶縁耐力を下表のように規定している。また、大気汚染が酷い地域または標高の高い地域では、空気の絶縁耐力が低下するため、必要に応じて絶縁強度を高めに設計する必要がある。

表 5-9　送電線絶縁設計

項目	400kV AC	765kV AC	500kV DC
インパルス耐電圧（1.2/50 μ s）kVp	1,550	2,400	1,800
商用周波数耐電圧（乾燥条件）kVrms	680	830	-
開閉サージ耐電圧（注水条件）kVrms	1,050	1,550	1,000

（出典：Technical Standard for Construction of Electrical Plants and Electric Lines, 2010, CEA
を基に JICA 調査団作成）

(h)　架空地線の条数

送電線路の全区間を通じて耐雷性能に大きな差が生じないよう、線路の起点から終点まで架空地線の条数を統一することが推奨される。インドでは、400kV 以上の送電線は 2 条と規定されている。

(i)　鉄塔材、基礎材、碍子、電線などの材料に関する標準

送電線の建設部材に関しては、基本的に送電事業者の設計仕様に基づいて決定されるが、国境を境に事業者が異なる連系線においては、設備耐力は設計基準と材料の品質に影響を受けることから、使用される材料に関しても一定の品質が確保されることが望ましい。

(2)　**運転**

運転時において、平常時は大きな課題は発生しないが、事故発生時における両国での対応に相違があると事故復旧までの時間が大きく異なってくることが想定される。

(a)　一時的事故への対応（再閉路方式）

送電線への落雷、樹木接触、飛来物接触など、ごく短時間の一時的な事故に対しては、変電所の遮断器を高速で開放および再投入することで、送電を止めることなく事故を除去することが可能となる。これを実現するためには送電線の両端変電所の遮断器および組み合わせる保護システムの仕様を統一する必要がある。再閉路方式には、高速再閉路（リレー動作 20ms、事故遮断 60-120ms、無電圧時間 300ms）、中速再閉路（無電圧時間 1～15sec）、低速再閉路（無電圧時間 1min）があり、高速再閉路は事故除去動作中に停電が発生しない。更に高速再閉路方式には、三相再閉路、単相再閉路、多相再閉路があり、線路の重要度に応じて仕様を協議し決定する必要がある。インドでは 400kV 以上の系統に対しては、単相もしくは三相の高速再閉路機能を有し、事故除去時間を 100ms と規定している。一般に、多回線送電線には多相再閉路もしくは三相再閉路を、1 回線送電線には単相再閉路を採用することが望ましい。

(b)　保護装置

電気事故による送電設備損傷を防止するため、全ての送電線には送電線保護システムが設置されている。保護方式には様々な種類があるが、少なくとも送電線単位で同一方式を採用することが必要となり、さらに保護システムは多重化することが望ましい。最も信頼性の高い保護システムは、PCM 通信方式の電流差動保護システムであり、重要度の高い送電線に積極的な採用が推奨される。インドでは、送電線に適用する保護システムを下表のように規定しており、送電線の電圧階級および重要度に応じて両国の送電事業者およびシステム運用者間で協議のうえ選択することが望ましい。

表 5-10　送電線保護リレー

項目	適用リレー
主保護 I	距離リレー方式
主保護 II	距離リレー方式 方向比較リレー方式 電流差動リレー方式
後備保護	地絡方向リレー方式

（出典：Technical Standard for Construction of Electrical Plants and Electric Lines, 2010, CEA
を基に JICA 調査団作成）

(c)　連絡用通信設備

送電線は常時自然環境に曝されて運用されているため、気象変化や万一の事故時対応のためにシステム運用者、送電事業者、必要な関係者間に常時利用可能な連絡通信設備を設ける必要がある。基本的には音声電話回線およびデータ通信回線をマイクロ波通信・電力線搬送通信（PLC）・光ファイバー通信、電話回線などの信頼性の高い方法で確保し、更に重要度に応じて多重化することが望ましい。また、通信は正確性と責任の所在を明確にするために、音声・データ共に記録を保存する必要がある。インドでは、記録を最低でも 6 ヶ月間保存することとしている、通信方式および記録の保存期間は関係国間で協議し統一することが望ましい。

(d)　事故点標定装置の設置

事故原因が一時的な事象で、瞬時に解消する飛来物や落雷等によるものであれば、停電を回避し、送電を継続することができるが、後日現場で設備に不具合が生じていないか状態確認を行う必要がある。また、永久事故に至っては停電解消のため一刻も早く現場に向かい復旧対応が必要となる。送電線路の亘長は、長距離送電線では 100km を超えるため、事故発生点を人力で特定することは極めて労力を要する作業であるが、事故点標定装置（FL : Fault Location System）を導入することで、おおよその事故発生点の位置を特定することができる。インドではこれを設置することが規定されており、重要度の高い国際連系線においても標準採用することが望ましい。

(e)　維持管理要員の配置、永久事故発生時における対応

送電線を安定的に運用し続けるためには、事故復旧に対応できる訓練された管理要員と組織構築が必要であり、国際連系線の場合には両国の送電事業者の協力が必要となる。特に、鉄塔倒壊事故など重大事故が発生した際には、事故の原因究明と再発防止策を検討するために、専門家の調査委員会を設ける等の対応を検討すべきである。事故原因究明に備え、インドとネパールでは、事故様相を記録ずるデータ収集装置・イベント記録装置等を備えることが規定されており、重要度の高い国際連系線においては標準採用することが望ましい。また、送電事業者の境界を越えて保守・事故時対応を行う場合には、作業安全確保の観点も重要となる。感電災害や設備損傷を防止するため、安全調整の責任を負う管理者の配置、対応手順書の共同作成作業について、両事業者間で予め取り決めを行っておくことが望ましく、これらをやり取りする仕組み構築が必要である。

(f)　片回線事故時における運用方法

送電線で永久事故が発生すると、その送電線は電力を送ることができなくなるが、重要な系統に対しては送電線が 1 回線故障した場合でも、全停に陥ることがないように事故を想定した設計を行う必要がある。送電線は、単一設備事故（N-1）として 1 回線停止した場合に供給が継続できる状況、二重設備事故（N-2）として 2 回線停止した場合に供給が継続できる状況など、系統の重要度に応じて信頼度設計を行うことが望ましい。また、事故時には通常よりも大きな電流が健全側の送電線に流れることになるため、電線が耐えることのできる許容電流（許容温度）の連続・瞬時基準についても線路の起点から終点まで統一しておくことが必要となる。

系統信頼度の考え方は各国ともに、N-1 を基本にするとしており、インドでは重要送電線に対しては更に信頼度を高めた N-2 を規定している。また、事故時自動復旧システムを導入することで、事故発生時の系統切替を迅速に実施でき停電時間を短縮できるため、あわせて導入を検討すると良い。

(g)　事故時の情報連絡体制

万一の事故発生時には、被害の拡大防止および早期復旧のために、迅速で正確な情報連絡が重要となるため、あらかじめ事故時の連絡体制を確立しておく必要がある。事故発生時は、発生箇所から関係するシステム運用者（給電指令所）および影響を受ける関係者にただちに第一報の口頭報告を行う必要がある。次に、24 時間以内に書類による速報、30 日以内に書類による詳細な報告書を提出する等、報告先・報告タイミング・報告内容を同じ電力系統に属する関係者間で、予め統一しておくことが望ましい。事故設備の処置は、設備所有者が実施することとなるが、系統運用は各国のシステム運用者による処置が必要となるため、事故パターンを事前に検討して復旧方針を準備しておくことが必要となる。

(3)　維持管理

維持管理においては、両国間で相違があっても大きな課題は発生しないが、日常の維持管理を適切に実施することにより、事故に至る予兆を早期に発見し、事故発生頻度を下げる効果が期待できる。

(a)　巡視、点検の方法、頻度など

設備の巡視・点検の方法や頻度については、送電事業者ごとに決定されて行われている。しかし、両国の管理品質にあまりにも差がある場合には、品質の低い方に不具合が集中し、送電系統全体の信頼度低下につながるため、ある程度の管理方法を均一化しておくことが望ましい。インドでは、送電設備の立地条件に応じて巡視の頻度をそれぞれ送電事業者が定めることとしており、点検では送電設備の導体・クランプ・接続体・絶縁体等に対して、絶縁抵抗および抵抗測定を行うこととしている。またオンライン診断手法として、熱検知カメラによる加熱点探索や、絶縁監視システムによる絶縁物の故障検出等の技術活用も言及されている。特に線路停止を行いにくい国際連系送電線については信頼性確保のために常時型の絶縁監視システムが有用

である。これら保守方法は、最終的には送電線の重要度等に応じて、両国の送電事業者間で協議したうえで決定することが望ましい。

(b)　設備の取替・修繕に関するルール

送電設備も経年により劣化が進むため、定期的な構造物の塗装、部品交換、建て替えが必要となる。各国間ともに統一的な取替・修繕ルールは存在しないが、経年劣化を放置すると系統の信頼性低下を招くため、設備の劣化具合に応じた取替・修繕は欠かすことができない。設備修繕の考え方には下表に示すような手法がある。時間基準保全（TBM）はこれまで主流であった定期修繕手法であるが、今後は各送電事業者の創意工夫により低コストで設備の健全性を維持することを目指す状態基準保全（CBM）を採用していくことが理想的である。事後保全（BM）は設備信頼性を著しく低下させるため、国際連系線のような重要設備への適用は避けるべきである。

表 5-11　維持管理手法

方法	信頼度	保守コスト
時間基準保全 TBM：Time Based Maintenance	◎	△
状態基準保全 CBM：Condition Based Maintenance	◎	○
故障事後保全 BM：Breakdown Maintenance	△	◎

（出典：JICA 調査団作成）

(c)　点検・修繕等のための停止計画の協調

送電設備は点検･修繕作業のために定期的に運用を停止する必要がある。送電線を停止する、すなわち系統から切り離すことは、一体的に運用されている系統構成が変化することになり、全体の運用および安定度に影響を与える。インドでは Regional Power Committees が年間の保守計画を立案するとしており、各 LDC（給電指令所）と調整のうえ停止計画が決定される。その他の国でも基本的に国ごとに調整が行われている。設備停止に必要な技術的検討には、需給計画に加えて、常時と事故時の潮流計算も含まれるため、両国を含んだ電力系統解析用モデルの一元管理も必要となる。現在はインドがその役目を担っているが、将来的には地域間調整を行う機関を設けることが望ましい。

5.2.4　グリッドコードの地域間協調

BBIN 各国のように、電源種別構成に偏りがある国同士で系統を相互接続する場合には、周波数調整力を互いに享受し合える交流同期連系にメリットがあるため積極的な採用が望まれる。一方で交流連系範囲が拡大することにより、系統運用上のセキュリティが互いの系統に影響されるようになるため、システム運用者はより広域に管理を行う必要が生じ、その規模が大きくなれば地域を統括する機関も検討しなければならない。運用が著しく困難となる地域の連系に対しては、部分的に直流による非同期連系が有用な場合もあり、状況に応じて選択し、系統連系を強化・拡大していく必要がある。

そして、国際連系送電線の設計基準のあるべき姿を検討した場合には、強風・落雷・降雪などの自然環境から受ける影響や、クレーン接近などの様々な外部要因に対して、停電（瞬低含む）の継続時間や頻度を許容できる品質に保つことが重要となる。しかし、その品質を満足するために必要なコストと品質（停電時間・頻度）のバランスが社会に受容される範囲にあるかどうかは各国において状況が異なってくる。両国の設備基準が異なる場合に、より高品質な側の基準に合わせればよいかというと、低品質側の方が品質とコストのバランスが優れているということもあり得る。設計基準は事業者の経験則や、研究試験の結果など様々な根拠が存在し一概に比較することができない性質をもつため、設計基準合理化は今後の検討課題となる。

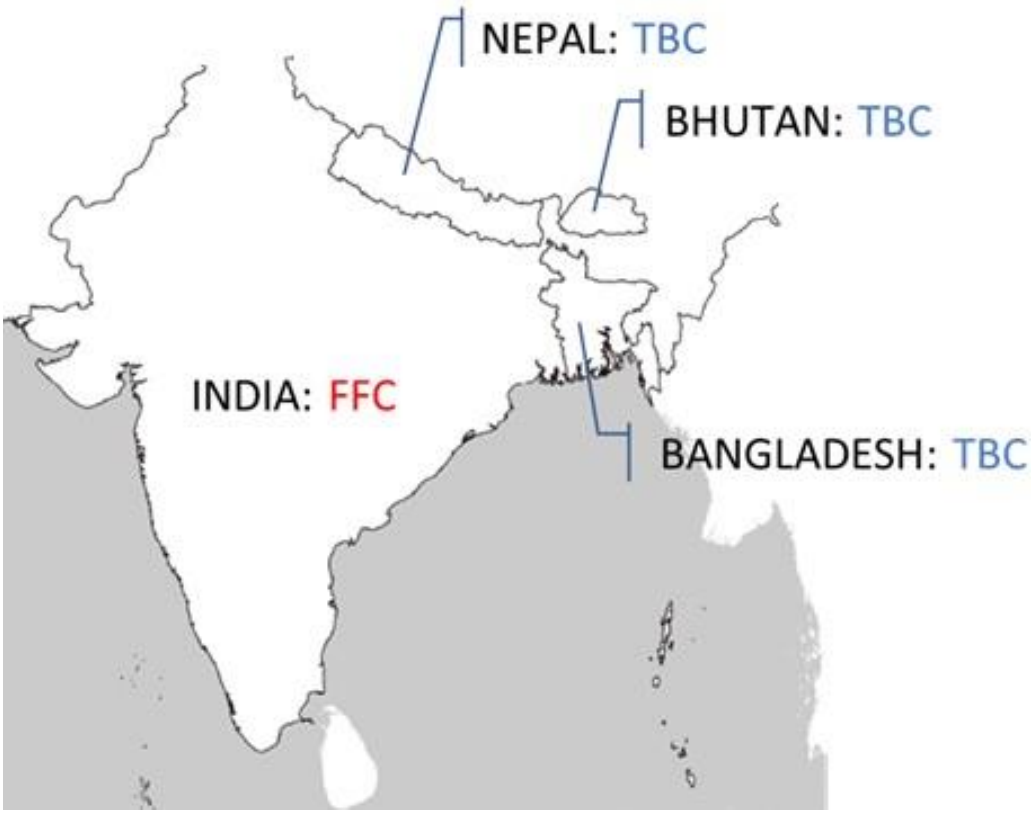
2016 年 9 月、USAID の SARI/EI プログラムによって、南アジア地域におけるグリッドコードの調和を目指したフレームワーク・グリッドコードガイドラインが作成されている。このガイドラインでは、現状行われている二国間取引だけにとどまらず、多角的な相互電力取引を可能とするための、計画・接続・操作・需給計画ルールの地域調和案が提案されている。この地域間接続の取り組みは引き続き議論されているが、今後、送電設備の建設、運転、保守面の調和策等も検討に加えていくことが望ましいと考えられる。これまでの取り組みでは、各国の状況調査を経て、制度・体制の提案段階まで到達しており、地域間グリッドコードの早期策定に向けては、本プログラムのより一層の加速化が望まれる。電力系統および電力を取り巻く社会環境は絶えず変化し続けるため、時間の経過とともに過去の検討結果が現実に合わないものになってしまう恐れがある。よって、早期に実現可能な制度・体制を整え、小さなステップから実運用を展開し、運用を行いながらより詳細に制度・体制を築いていくやり方が適している。このためには、国際連系線に関係する各国から必要な人材を集め、地域間連系について専門的に検討・調整・運用する機関を早期に設立、小規模から実運用を開始することを推奨する。

5.2.5　国際連系線の運用

(1)　**常時の連系線潮流制御（系統運用者）**

(a)　各国の周波数-連系線制御方式の提案

BBIN 間で安価に大量の電力の融通や取引をするためには、交流同期連系が望ましい。交流同期連系を採用する場合、各国の周波数および連系線潮流管理は、系統容量の大きなインドが定周波数制御方式（Flat Frequency Control: FFC）により BBIN エリアの周波数を維持し、バングラデシュ、ブータン、ネパールは、連系線潮流をスケジュールに合わせる制御方式である偏倚連系線電力制御（周波数バイアス: Tie line load frequency bias control: TBC）にすることが理想である。FFC 制御は、電力系統の周波数偏差（Δf）を検出してこれを少なくするように発電機出力を調整し、系統周波数のみを規定値に保とうとする制御方式であり、TBC 制御は、周波数の変化量と連系線潮流の変化量とを同時に検出して、負荷変化が自系統内で生じたと判断した場合にのみ、自系統の発電機出力を制御する方式である。連系系統に FFC 方式のみを採用していると連系線潮流は無制御状態となり、系統間の融通、電力潮流隘路対策等に破綻をきたすこととなるため、FFC-TBC 等の組み合わせを提案する。

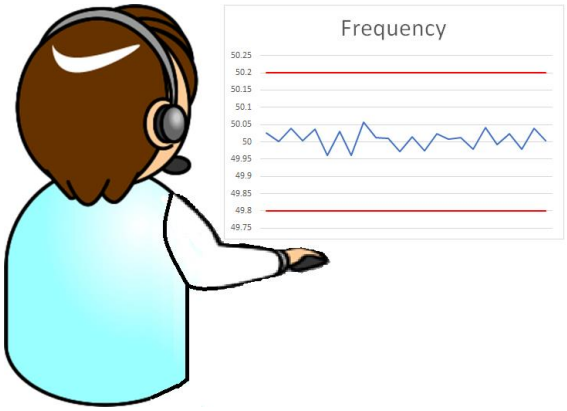


（出典：調査団）

図 5-4　BBIN 各国の周波数制御方式の提案

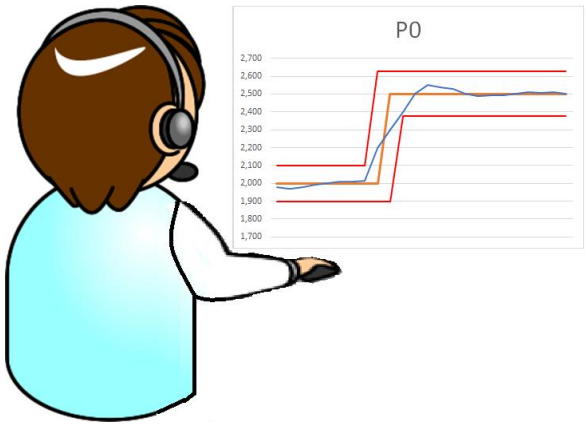
(b)　連系線潮流制御方法と課題

FFC 制御のインドでは 50Hz の周波数を保つように調整力発電機を制御し、TBC 制御のバングラデシュ、ブータン、ネパールでは、連系線潮流の計画値と実際の潮流を合わせることで周波数の安定が保たれる。連系線のスケジュールは、インドで採用されている 15 分ブロックのスケジュールを用いることで問題ないが、バングラデシュ、ブータン、ネパールでは、TBC 制御を実施するための需給調整システムの導入が必要となる（図 5-5、図 5-6）。



（出典：調査団）

図 5-5　インドにおける FFC 制御のイメージ



（出典：調査団）

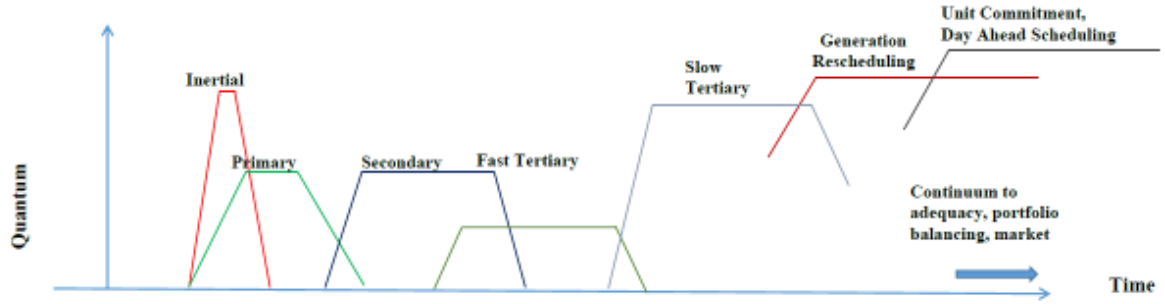
図 5-6　バングラデシュ、ブータン、ネパールにおける TBC 制御のイメージ

また、連系線潮流をスケジュールに合わせて制御するためには、十分な二次調整力（Secondary）程度の出力変化速度と量を確保する必要もある。

現状、インドでは、州間を連系する基幹系統（Inter-State Transmission System: ISTS）に接続された発電機（Inter-State Generating Station: ISGS）が調整力を提供することになっているが、ほとんどが三次調整力（Tertiary）であるため、特に不足している二次調整力（Secondary）の確保に

努めている。将来的には、市場取引を通じて調整力が確保されることが検討されており、図 5-7 はインドの需給調整市場の概略である。

このように、調整力を確保するためには、公募や市場での調達などが考えられ、調達を通じて調整力提供者が利益を得られるような制度の構築が課題となる。



Response → Attribute ↓	Inertial	Primary	Secondary	Fast Tertiary	Slow Tertiary	Generation Rescheduling/Market	Unit Commitment
Time	First few secs	Few sec - 5 min	30 s – 15 min	5 - 30 min	> 15 – 60 min	> 60 min	Hours/ day-ahead
Quantum	~ 10000 MW/Hz	~ 4000 MW	~ 4000 MW	~ 1000 MW	~ 8000-9000 MW	Load Generation Balance	Load Generation Balance
Local / LDC	Local	Local	NLDC / RLDC	NLDC	NLDC / SLDC	RLDC / SLDC	RLDC / SLDC
Manual / Automatic	Automatic	Automatic	Automatic	Manual	Manual	Manual	Manual
Centralized / Decentralized	Decentralized	Decentralized	Centralized	Centralized	Centralized/ Decentralized	Decentralized	Decentralized
Code / Order	IEGC / CEA Standard (?)	IEGC / CEA Standard	Roadmap on Reserves	Ancillary Regulations	Ancillary Regulations	IEGC	IEGC
Paid / Mandated	Mandated	Mandated	Paid	Paid	Paid	Paid	Paid
Regulated / Market	Regulated	Regulated	Regulated	Regulated	Regulated / Market	Regulated / Market	Regulated / Market
Implementation	Existing	Partly Existing	Yet to start	Yet to start	Existing	Existing	Existing

（出典：Report of Expert Group to review and suggest measures for bringing power system operation closer to National Reference Frequency（CERC、2017 年 11 月））

図 5-7　インドの需給調整市場の概略図（再掲）

(c)　二次調整力（Secondary）の確保

二次調整力確保のためには、以下の課題を解決する必要がある。

・調整力として使用する発電機の性能の維持

二次調整力で求められる、応答速度や出力変化速度に対応するために、発電機の性能が設計通りに維持されなければならない。そのため、発電機の定期的なメンテナンスが必要であり、これを担保する制度や、系統運用者による性能確認のルール制定が必要になる。

・中央給電指令所からのオンライン出力制御

二次調整力で求められる、応答速度や出力変化速度に対応するためには、人の手を介さずに、オンラインで出力制御されることが求められる。そのため、オンライン制御のための通信設備や制御機器、およびオンライン制御とするためのルールや契約などの整備が必要となる。

・調整力を調達するための制度

二次調整力に限らず、調整力提供者が利益を得られるような調達制度の整備が必要である。

(d)　電圧・無効電力制御

国際連系線の電圧運用は、互いの系統の影響を大きく受けることから、これを緩和するための電圧調整に関する協定や運用申し合わせの制定や、調相設備設置の協議などが必要となる。電圧運用（無効電力制御）は、極力、国際連系線近傍の同レベルの電圧階級で制御されることが望ましい。配電会社レベルでの電圧調整には限界があると思われる。

(e)　常時の運用における広域的な予備力の確保

BBIN または南アジア全般エリアのエネルギーの有効活用と原価低減を考慮すれば、南アジアエリアによる予備力の確保が望ましい。これを実現するためには、SARI/EI などで既に提案されている南アジアエリアの運用機関で需給情報のとりまとめと各国の系統運用者への情報公開が必要になる。

(2)　国際連系線利用のルール（利用者向け）

国際連系線は、様々な事業者の利用が、もしくは市場を通した利用が検討されているが、利用にあたっては以下を検討し、公表する必要があると考えられる。

- 運用容量
- 緊急対応用の容量のマージン
- 混雑ルール
- 作業停止計画ルール　など

国際連系線の運用ルールについては、SARI/EI などで既に提案されている南アジアエリアの運用機関で策定されることが望まれる。

第 6 章　地域内エネルギー貯蔵システムの検討

6.1　地域内電力連系によるエネルギー貯蔵

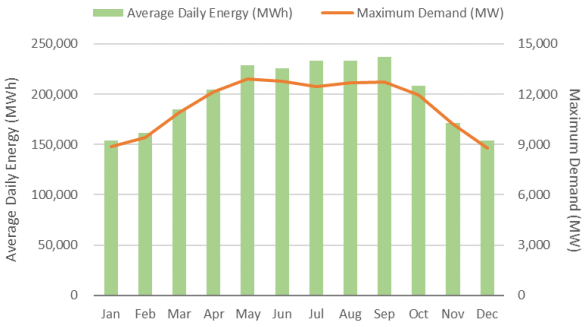
6.1.1　各国の電力需給状況分析

(1)　**現状分析（2019 年）**

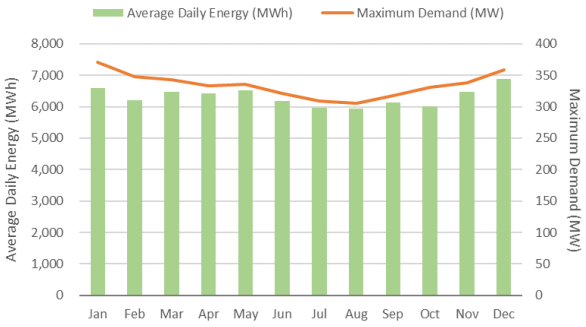
(a)　電力需要

1)　月別需要実績

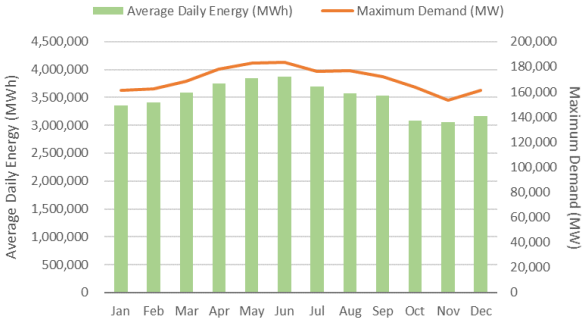
BBIN 各国の 2019 年における各月の電力需要実績（日平均電力量、最大電力）を以下に示す。



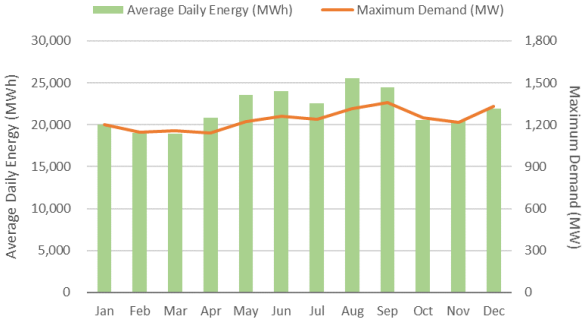
Bangladesh



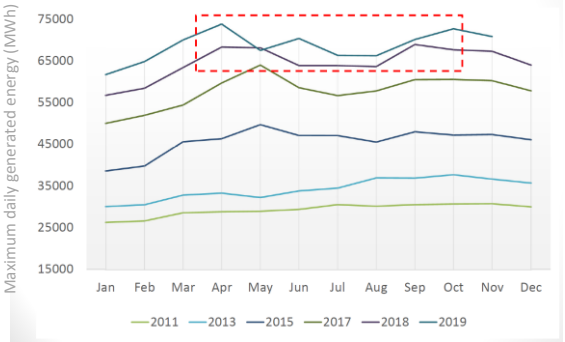
Bhutan



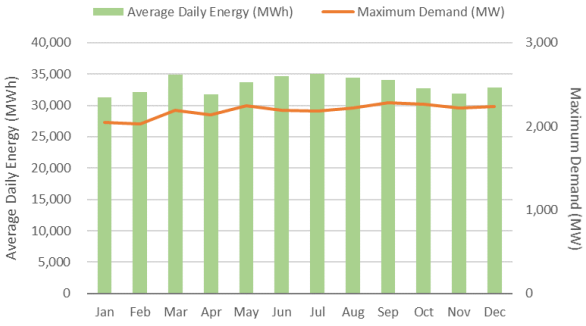
India



Nepal



（参考）Myanmar



（参考）Sri Lanka (2015)

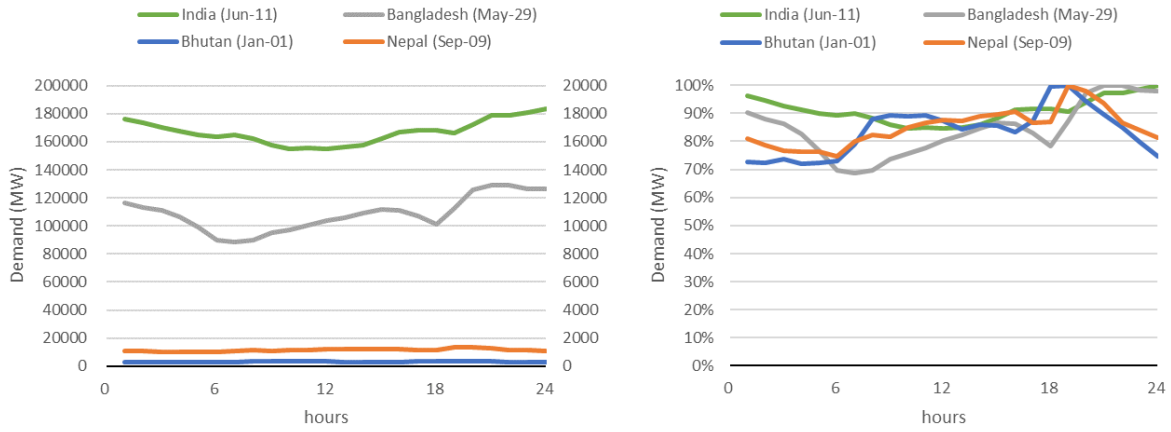
（出典：各国提供データを基に JICA 調査団作成）

図 6-1　BBIN 各国の 2019 年における電力需要実績

バングラデシュでは、夏期の 5 月から 9 月に需要がピークとなり、冬期の 12 月、1 月、2 月にはピーク月の 70%程度まで需要が低下する。バングラデシュ以外の国では、月別の需要に顕著な差はないが、インドでは、10 月から 12 月にかけて若干需要が低下する。

2)　需要形状

BBIN 各国の 2019 年における最大需要発生日の電力需要形状を以下に示す。なお、インドと他国では需要の規模が大きく異なるため、左図において、バングラデシュ、ブータン、ネパールは右軸で表現している。



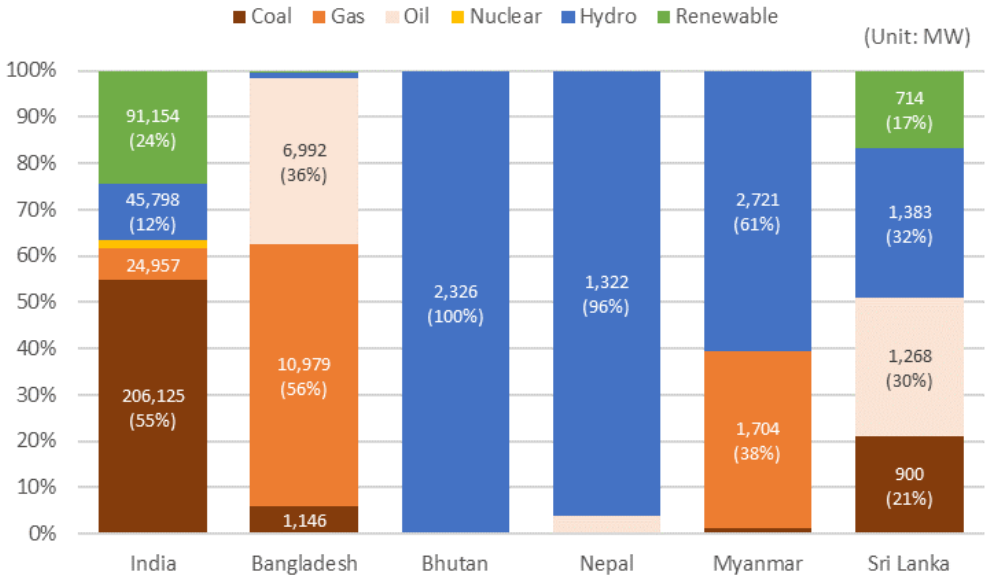
（出典：各国提供データを基に JICA 調査団作成）

図 6-2　BBIN 各国の 2019 年における電力需要実績

各国とも需要のピークは夕方以降に発生している。インドでは、1 日の中での変動が少なく最低需要はピーク需要の 85%程度である。バングラデシュでは、早朝にピーク時の 70%程度まで需要が低下する。

(b)　電源構成

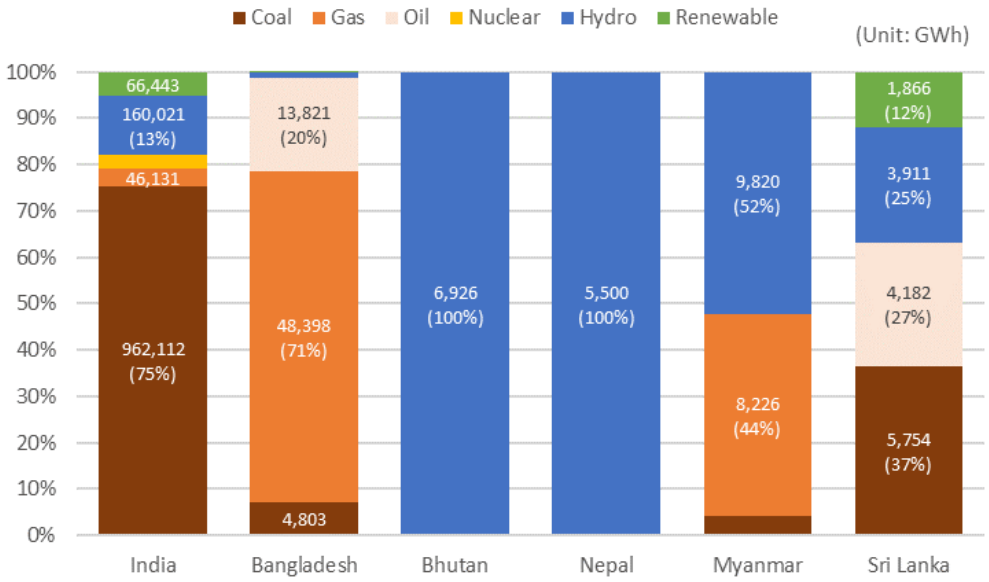
BBIN 各国の 2019 年末設備の構成比率を以下に示す。



（出典：各国提供データを基に JICA 調査団作成）

図 6-3　BBIN 各国の 2019 年における発電設備量構成比率

BBIN 各国の 2019 年における年間発電電力量の構成比率を以下に示す。



（出典：各国提供データを基に JICA 調査団作成）

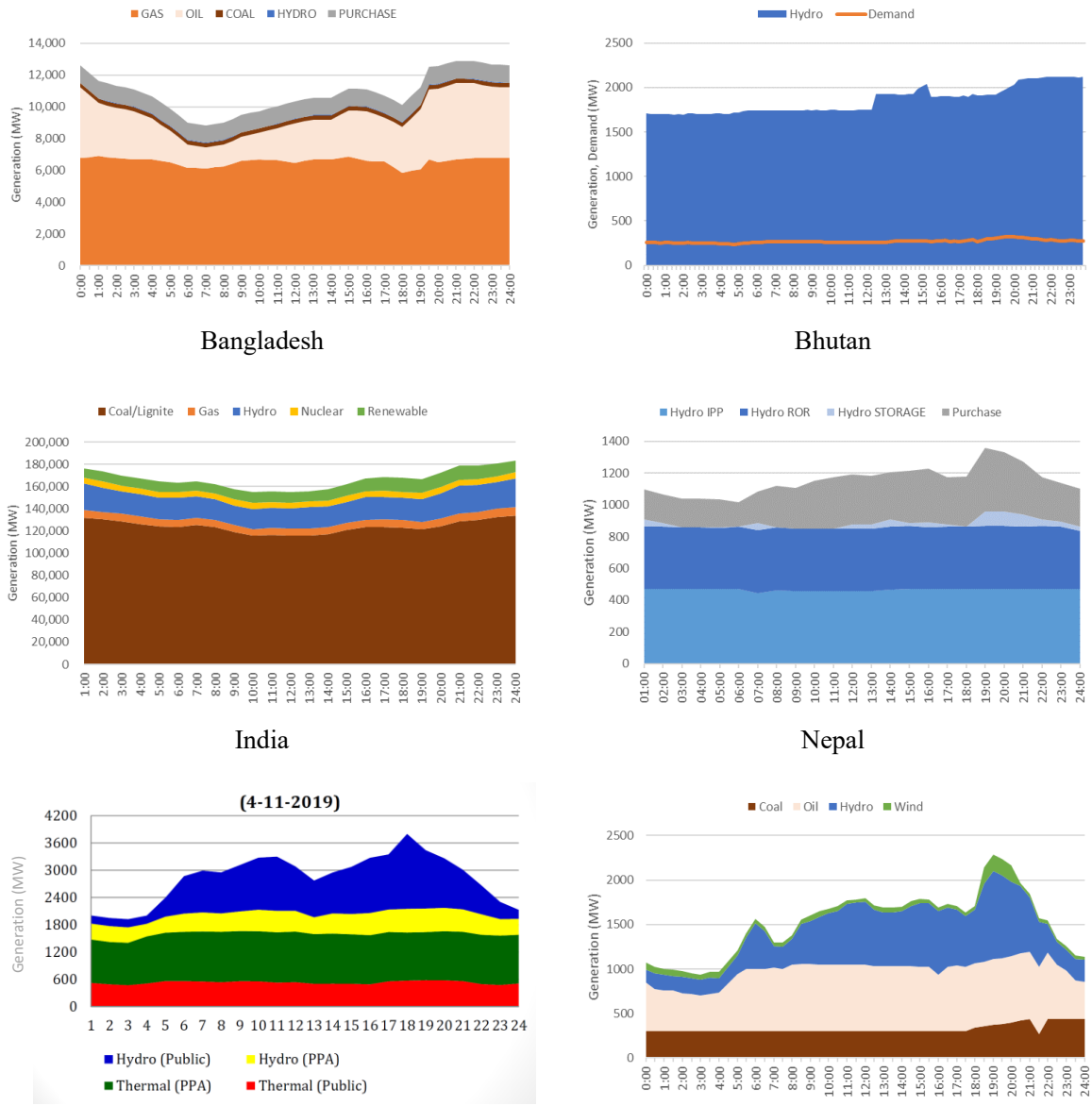
図 6-4　BBIN 各国の 2019 年における年間発電電力量構成比率

BBIN 各国の電源構成は大きく異なっている。インドは石炭火力が中心であり、設備量で 56%、発電量では 75%を占めている。再生可能エネルギーの設備量も多く、23%を占めているが、発電量では 5%である。バングラデシュは、ガス火力が中心であり、設備量で 56%、発電量で 71%を占めている。ブータンとネパールでは水力が中心である。ミャンマーではガス火力と水力が中心

であり、スリランカでは、石炭火力、石油火力、水力、再生可能エネルギーが同程度の割合となっている。

(c)　各種発電設備の運転状況

BBIN 各国の 2019 年の最大需要発生日における各種発電設備の運転状況を以下に示す。



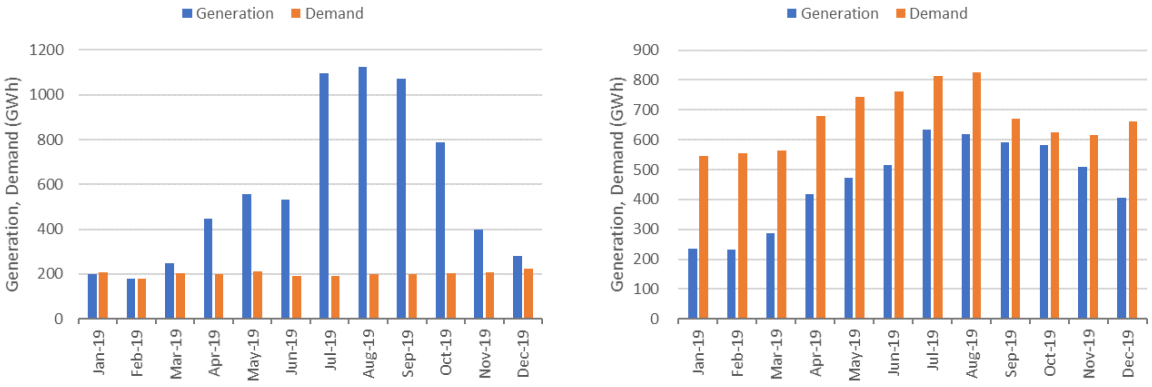
（出典：各国提供データを基に JICA 調査団作成）

図 6-5　BBIN 各国の 2019 年における各種発電設備の運転状況

バングラデシュでは、需要の変動に合わせて主として石油火力の発電量を調整している。ブータンのデータは、雨期（2019 年 7 月 24 日）の実績であり、需要と比較して多くの発電量があり、余剰分をインドに輸出している。インドでは、需要の変動に合わせて主として石炭火力の発電量

を調整している。ネパールのデータは、雨期（2019 年 9 月 9 日）の実績であり、需要の変動に合わせて貯水池式水力の発電量を調整しているが、全体的に供給力が不足しており、1 日中インドから電力を輸入している。

ブータンとネパールは、自国の発電設備はほぼ 100%水力発電所である。月別の発電量と需要との関係を以下に示す。



Bhutan　　Nepal

（出典：各国提供データを基に JICA 調査団作成）

図 6-6　ブータンとネパールにおける月別の発電量と需要の関係

ブータンでは、雨期は十分な供給余力があり、発電量の多くをインドに輸出している。発電量が少なくなる乾期においても、需要と同程度の発電量が確保可能であり、インドからの輸入量はわずかである。一方、ネパールでは、発電量が多い雨期においても供給力が不足しており、常にインドから電力を輸入している。

(d)　BBIN 域内の電力融通

BBIN 域内の電力融通実績は、3.2 節に示した通りである。

インドはバングラデシュとネパールに電力を送電し、ブータンから電力を受電している。

(2) 将来計画（2040 年）

(a) 各国の計画

1) バングラデシュ

バングラデシュの将来計画は、現在、JICA の支援により進められている「バングラデシュ国統合エネルギー・電力マスタープラン策定プロジェクト」の中で作成される予定である。これまでの将来計画は、2016 年に JICA の支援により策定された PSMP2016 について、Power Division が 2018 年に Revisiting PSMP2016 として見直しを実施し、その後 2019 年に Power Cell が最新の開発計画（ただし 2030 年まで）を提案している。その内容は 2.1.5 節に示した通りである。

2040 年における計画は、Revisiting PSMP2016 が最新であり、その情報に基づいて、検討を実施する。2019 年に Power Cell が提案した 2030 年までの開発計画で採用されている需要は、Low Case（省エネ対策なし）の需要を基準に策定されているため、この需要を前提とした開発計画を採用する。その計画による発電設備量の推移を以下に示す。なお、2021 年 6 月にバングラデシュ政府は、CO_2 排出量抑制の観点から 8.5GW に相当する石炭火力の開発中止を決定している。この開発中止による供給力の不足分は、基本的には他電源（特に Gas/LNG 火力）の開発によりに対応すると想定される。この情報を踏まえて修正した 2040 年における発電設備量を右欄に付記した。

表 6-1　発電設備量の推移（バングラデシュ）

	2020		2030		2040		2040 (Update)	
	MW	%	MW	%	MW	%	GW	%
Coal	1,650	7%	17,969	32%	25,596	32%	17.1	21%
Gas/LNG	11,462	46%	23,744	43%	32,784	41%	41.3	51%
Liquid Fuel	8,319	33%	5,591	10%	1,701	2%	1.7	2%
Import	1,500	6%	3,496	6%	11,496	14%	11.5	14%
Nuclear	0	0%	2,232	4%	5,580	7%	5.6	7%
Hydro	230	1%	230	0%	330	0%	0.3	0%
Solar	1,822	7%	2,222	4%	2,322	3%	2.3	3%
Wind	160	1%	360	1%	510	1%	0.5	1%
Total	25,143	100%	55,844	100%	80,319	100%	80.3	100%
Demand	14,757		37,024		68,708		68.7	

（出典：Revisiting PSMP2016 を基に JICA 調査団作成）

2040 年においては、Gas/LNG 火力が全体の 51%を占め、主たる電源となっている。また、近隣各国からの電力輸入も全体の 14%を占めている。

2) ブータン

ブータンの将来計画は、2019 年 11 月に JICA の支援により策定された「ブータン国電力マスタープラン 2040 策定プロジェクト」の内容を参考にする。各年における水力発電設備量を以下に示す。

表 6-2　水力発電設備量の推移（ブータン）

	2019	2030	2040
Installed capacity (GW)	2.3	9.4	16.5

（出典：ブータン国電力マスタープラン 2040 策定プロジェクトを基に JICA 調査団作成）

一方、需要想定は、2030 年で最大電力 0.8GW を見込んでおり、その後の需要増を見込んでも、2040 年の最大電力需要は 1.2GW 程度と想定される。雨期の供給力が、設備量の 90%程度だと仮定すれば、雨期には自国の需要を賄ったうえで、14GW 程度は他国に電力を送電可能である。また、乾期の供給力は設備量の 20～30%程度と想定しても、2～3GW 程度は他国に電力を送電可能である。

3)　インド

インドの将来計画は､2.3.4 節及び 2.3.5 節に示した通りである｡インド電力省中央電力庁（CEA）は、2018 年 1 月に第 13 次 5 ヶ年計画期（2017 年 4 月~2022 年 3 月）および第 14 次 5 ヶ年計画期（2022 年 4 月～2027 年 3 月）の 10 ヶ年の国家電力計画「National Electricity Plan」を公表している。この計画による各電源の開発政策は以下の通りである。なお、供給信頼度レベルとしては、LOLP = 0.2% を目標とし、再生可能エネルギーを除く設備量の 5%を Spinning reserve として確保することにしている。

表 6-3　National Electricity Plan における各電源の開発政策

電源種別	開発政策
Hydro	Priority given to hydro projects followed by nuclear and gas based projects. The hydro projects have been considered as must run in line with Low Carbon Growth Strategy.
Coal	The balance capacity (after considering the committed capacity addition from hydro, nuclear, gas and RES) to meet the projected demand is proposed to be met from coal based power plants.
Gas	Addition of gas based capacity is considered necessary to reduce CO_2 emissions and to utilise their capability to fast ramp-up and ramp-down. The advantage of fast ramping capability becomes more important in view of large scale integration of renewable energy. However, the production and supply of gas had not been keeping pace with the growing demand of natural gas in the country, including power sector. As the availability of gas is uncertain, no additional gas based projects have been considered during the year 2022-27.
Nuclear	A nuclear capacity addition of 6,800 MW during the years 2022-27 has been considered as per the programme of Department of Atomic Energy.
Renewables	The Government of India, in pursuit of energy security and for minimizing impact on environment, has been prioritizing the development of RE sector through its policies and programmes. However, generation from renewable energy sources especially solar and wind is variable in nature and therefore, requires huge balancing capacity in the system.

（出典：National Electricity Plan）

2022 年 9 月に、CEA は「National Electricity Plan (Draft)」を公表し、2032 年 3 月までの計画を示している。新しい計画では、再生可能エネルギーの計画を大幅に見直しており、2032 年 3 月において、一般水力も含めて 500GW 以上の設備量を目標とし、全体に占める比率も 60%を超える計画にしている。

「National Electricity Plan (Draft)」における各期末の発電設備量の推移を以下に示す。

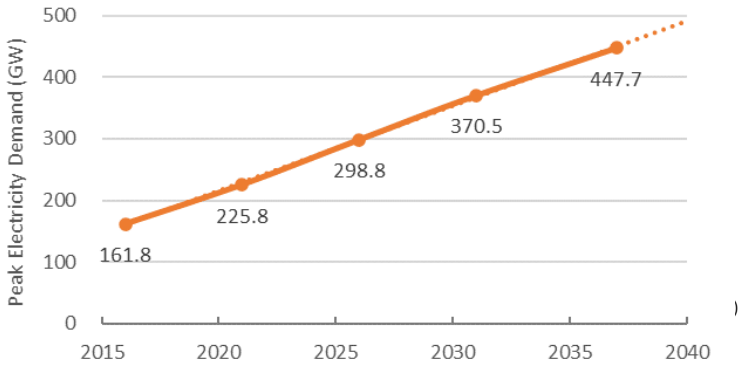
表 6-4　年度末設備量の推移（インド）

	2022.03		2027.03		2032.03	
	GW	%	GW	%	GW	%
Hydro	44.1	11%	58.8	9%	69.7	8%
Pumped storage	4.7	1%	6.8	1%	18.8	2%
Coal+Lignite	210.7	53%	239.3	38%	248.8	29%
Gas	24.9	6%	25.3	4%	25.3	3%
Nuclear	6.8	2%	13.8	2%	22.5	3%
Renewables	109.9	27%	284.8	45%	486.8	56%
(Solar)	(54.0)		(186.1)		(333.5)	
(Wind)	(40.4)		(80.9)		(134.0)	
(Biomass)	(10.7)		(13.0)		(14.5)	
(Small hydro)	(4.8)		(4.8)		(4.8)	
Total	401.1	100%	628.8	100%	871.8	100%

注：Hydro には隣国からの power import も含まれる。

（出典：National Electricity Plan (Draft)）

最大電力需要については、2019 年 8 月に CEA によって提出された Long Term Electricity Demand Forecasting において、2036-37 年度までの需要が想定されている。その想定結果を以下に示す。この図を見ると、2040 年における最大電力需要は 500GW 程度であると想定される。



2040 年における最大電力需要を 500GW 程度と想定し、表 6-3 に示した開発政策を基に 2030 年以降の開発計画を推定すると以下の通りとなる。

表 6-5　2040 年の設備量想定（インド）

	2032.03		2030 - 2040	2040	
	GW	%	GW	GW	%
Hydro	69.7	8%	20	90	7%
Pumped storage	18.8	2%	0	20	2%
Coal+Lignite	248.8	29%	-30	220	18%
Gas	25.3	3%	0	25	2%
Low-Carbon fuel			205	205	17%
Nuclear	22.5	3%	10	30	3%
Renewables	486.8	56%	140	630	52%
(Solar)	(333.5)		(65)	(400)	
(Wind)	(134.0)		(65)	(200)	
(Biomass)	(14.5)		(5)	(20)	
(Small hydro)	(4.8)		(5)	(10)	
Total	871.8	100%	350	1,220	100%
Battery storage	51.6		20	70	
Peak Demand	363.2			500.0	

注：Hydro には隣国からの power import も含まれる。
（出典：National Electricity Plan (Draft) を基に JICA 調査団作成）

	2032 年から 2040 年までの開発量の考え方
Hydro	一般水力は 2031 年までと同様のペースで開発を進める。
Coal	CO_2 排出量抑制の観点から 2032 年以降は新規の開発を実施しない。2000 年以前に運転開始した古い石炭火力 30GW を廃止する。
Gas	2021 年から 2031 年の間は、国内ガスの不足を理由に開発を実施しないことにしており、2032 年以降も同様の考え方を踏襲する。
Low-Carbon fuel	CO_2 排出量抑制の観点から石炭火力の新規開発を実施しないため、供給力の不足分を LNG、アンモニア混焼、水素混焼など、CO_2 排出量の発生が少ない火力を導入する。他電源の開発量を踏まえ、最終的に需給バランスを満足させる量を開発する。
Nuclear	2031 年までと同様のペースで開発を進める。
Solar	2031 年までと同様のペースで開発を進める。2040 年における設備量は 400GW と想定される。太陽光は需要のピークが発生する夕方以降には供給力として期待できないため、他の電源（電力貯蔵用設備を含む）でピーク時間帯の供給力を確保する必要がある。
Wind	2031 年までと同様のペースで開発を進める。2040 年における設備量は 200GW と想定される。
Power import	ブータン及びネパールからの電力輸入である。両国の 2040 年における融通可能量を考慮して 2040 年で 30GW とした。

4)　ネパール

ネパールの将来計画は、現在、JICA の支援により進められている「ネパール国統合的電力システム開発計画プロジェクト」の中で作成される予定である。これまでの将来計画は、電源計画を統括したマスタープランは存在しないが、2018 年に「送電系統マスタープラン」（TSMP: Transmission System Master Plan of Nepal）を策定している。TSMP の中には、2040 年における系統計画を策定するにあたり、考慮した水力発電所が掲載されている。それらの水力発電所の設備量を以下に示す。

表 6-6　水力発電設備量の推移（ネパール）

	2019	2030	2040
Installed capacity (GW)	1.4	15.0	37.6

（出典：送電系統マスタープランを基に JICA 調査団作成）

一方、NEA は、2.4.3 節で示した通り、2040 年の需要は発電電力量で 82.6TWh 程度（年負荷率を 65%として換算すると最大電力 14.5GW 程度）と想定している。雨期の供給力が、設備量の 90%程度だと仮定すれば、雨期には自国の需要を賄ったうえで、20GW 程度は他国に電力を送電可能である。一方、乾期の供給力は設備量の 30～40%程度と想定されるため、乾期の電力需要が雨期よりも少ないことを考慮しても、乾期には自国の需要をぎりぎり賄える程度であり、他国に電力を送電できる余地がほとんどない。

5)　ミャンマー

ミャンマーの将来計画は、2.5.2 節に示したエネルギーマスタープラン（2015 年策定）の内容を参考にする。ただし、この報告書においては 2030 年までの計画しか示されていないので、2040 年の計画は、2030 年までの計画を延長することとした。なお、2030 年までに計画されていた石炭火力のうち、1.0GW はガス火力に変更し、その後石炭火力の開発は実施せず、供給力の不足分対応として、ガス火力を追加で開発することとした。各年における発電設備量を以下に示す。

表 6-7　発電設備量の推移（ミャンマー）

	2020		2030		2040	
	GW	%	GW	%	GW	%
Hydro	4.7	66%	8.8	55%	15.6	49%
Coal	0.1	2%	1.6	10%	1.6	5%
Gas	2.3	32%	3.4	21%	9.3	29%
Renewable	0.0	0%	2.3	14%	5.3	17%
Total	7.1	100%	16.1	100%	31.8	100%
Demand	3.8		9.5		19.5	

（出典：エネルギーマスタープランを基に JICA 調査団作成）

6)　スリランカ

スリランカの将来計画は、2.6.2 節に示した Long Term Generation Expansion Plan 2022- 2041 の内容を参考にする。各年における発電設備量を以下に示す。

表 6-8　発電設備量の推移（スリランカ）

	2022		2030		2040	
	GW	%	GW	%	GW	%
Hydro	1.5	28%	2.0	20%	2.2	14%
Coal	0.8	15%	1.3	14%	1.3	8%
Gas	0.0	0%	2.1	21%	4.8	30%
Oil	1.3	23%	0.0	0%	0.0	0%
Renewable	1.9	34%	4.4	45%	7.7	48%
Total	5.5	100%	9.8	100%	16.0	100%
Demand	3.0		4.5		7.3	

（出典：LTGEP 2022- 2041 を基に JICA 調査団作成）

(b)　各国の集計（2040 年）

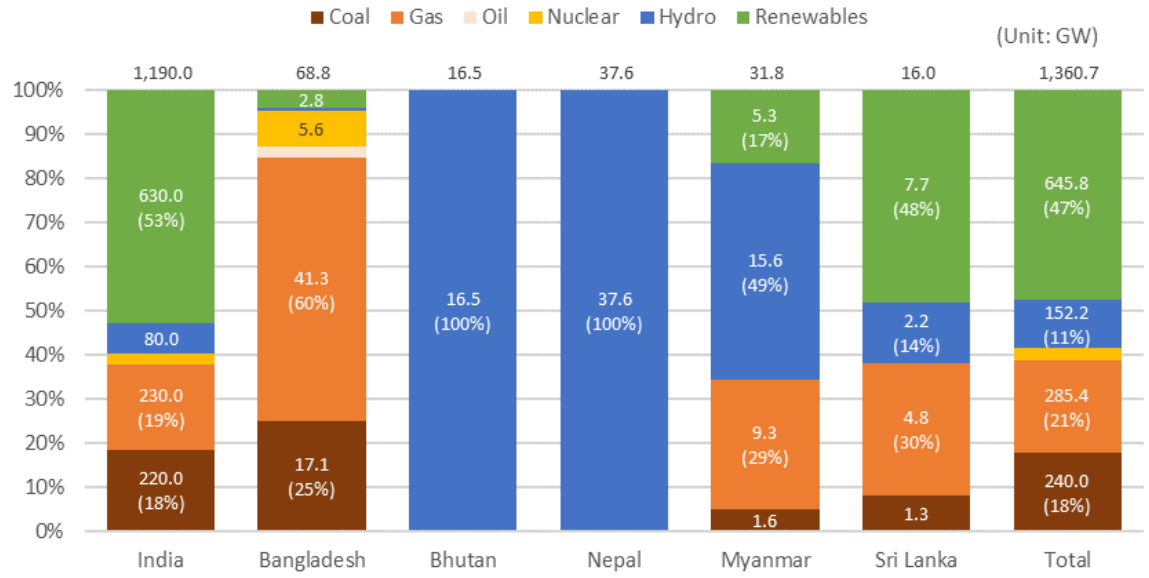
BBIN 各国（ミャンマー、スリランカを含む）の 2040 年における発電設備量を以下に再掲する。

表 6-9　2040 年における発電設備量

	India		Bangladesh		Bhutan		Nepal		Myanmar		Sri Lanka		Total	
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
Hydro	80.0	7%	0.3	0%	16.5	100%	37.6	100%	14.0	54%	2.2	14%	150.6	11%
Coal	220.0	18%	17.1	25%		0%		0%	4.0	15%	1.3	8%	242.4	18%
Gas	230.0	19%	41.3	60%		0%		0%	3.0	12%	4.8	30%	279.1	21%
Oil		0%	1.7	2%		0%		0%		0%	0.0	0%	1.7	0%
Nuclear	30.0	3%	5.6	8%		0%		0%		0%		0%	35.6	3%
Renewable	630.0	53%	2.8	4%		0%		0%	5.0	19%	7.7	48%	645.5	48%
Total	1190.0	100%	68.8	100%	16.5	100%	37.6	100%	26.0	100%	16.0	100%	1354.9	100%
Import	30.0		11.5										41.5	
Demand	500.0		68.7		1.2		14.5		15.1		7.3		606.8	

注：インドの Gas には、LNG、アンモニア混焼、水素混焼など、CO_2 排出量の発生が少ない火力が含まれる。

（出典：各種資料を基に JICA 調査団作成）



注：インドの Gas には、LNG、アンモニア混焼、水素混焼など、CO_2 排出量の発生が少ない火力が含まれる。

（出典：各種資料を基に JICA 調査団作成）

図 6-8　2040 年における発電設備量構成

2019 年における発電設備量の構成比率（図 6-3）と比較すると、インドでは石炭火力の構成比率が 2019 年 55%から 18%へと大幅に低下し、再生可能エネルギーの比率が 2019 年 24%から 53%へと大幅に増加している。バングラデシュでは、石油火力の比率が大幅に低下しているが、その分石炭火力と原子力の比率が増加している。

6.1.2　検討の前提条件

(1)　検討に使用したツール

本検討においては、日々の需要形状を踏まえた需給運用検討が可能なソフトウェアである「PDPAT」（Power Development Planning Assist Tool）を使用した。PDPAT の原型は、30 年以上前に東京電力における電源開発計画を策定するための支援ツールとして独自に開発したものであり、これまで東京電力の電源開発計画策定や海外プロジェクトにおける検討用として使用しつつ、改良を重ねてきている。

PDPAT は、日々の需要形状と発電設備量を入力データとして与えると、その設備における最経済的需給運用を計算し、その結果として年間経費（固定費＋燃料費＋電力取引費＋停電費の合計）を算出するものである。

具体的には、以下のような特徴を持っている。

- 日々の需要形状を踏まえた需給運用の検討が可能
- 貯水池の季節間・週間・日間運用の詳細摸擬が可能
- 揚水式水力や電力貯蔵用蓄電池の開発妥当性検討が可能
- 系統間電力取引の検討が可能
- 供給信頼度（LOLE）の計算が可能

(2)　検討対象系統の状況

検討を実施する対象系統の状況を以下に示す。

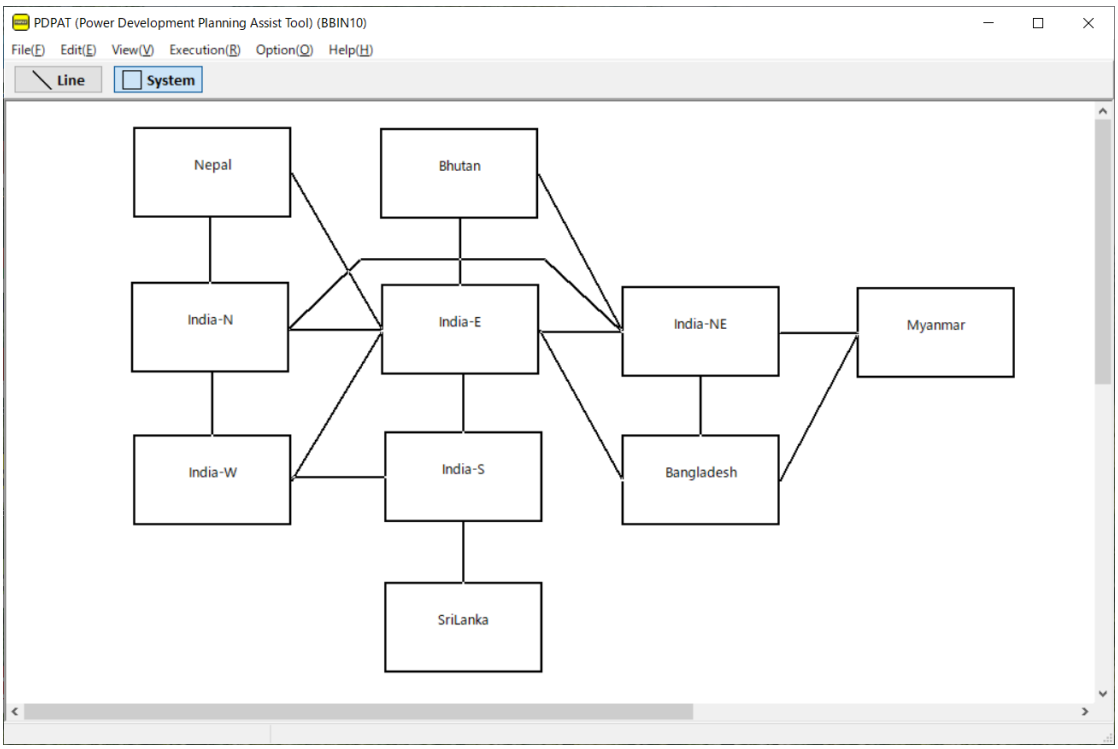


図 6-9　検討対象系統の状況

(3) 需要想定

検討に使用した各国の 2030 年、2040 年における最大電力需要を以下に示す。

表 6-10　2030 年、2040 年における最大電力需要

（単位：GW）

	2030	2040
India	340	500
Bangladesh	37.0	68.7
Bhutan	0.8	1.2
Nepal	5.4	14.5
Myanmar	9.5	15.1
Sri Lanka	4.5	7.3
Total	397	607

(4) 連系線容量

BBIN 各国の電源開発計画と電力需要を踏まえて、2040 年における各国とインド間の連系容量の必要量を想定した結果は以下の通りである。

表 6-11　2040 年における各国とインド間の連系容量

	連系容量	連系容量の考え方
Bangladesh	8GW	2040 年において、7.5GW の電力輸入を想定している。輸入相手国はインド以外にもブータン、ネパールが想定されるが、直接国境を接していないため、いずれにしてもインドとの連系が必要になる。
Bhutan	16GW	発電設備量が 16.5GW、電力需要が 1.2GW 程度であり、余剰分をすべて近隣国（中国を除く）に輸出する。雨期の供給力が、設備量と同程度以上となることも想定される。
Nepal	12GW	発電設備量が 37.6GW、電力需要が 14.5GW 程度であり、余剰分をすべて近隣国に輸出する。ただし、雨期の供給力は設備量の 80%とする。また、中国国境に近い北部の水力の発電量は中国に輸出されるものと想定し、余剰分の 80%をインド方面に輸出する。
Sri Lanka	1GW	再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化及びインドの安い電力の購入を目的として、2040 年までに 1GW の連系を計画している。
Myanmar	1GW	発電設備量が 31.8GW、電力需要が 19.5GW 程度であり、余剰分をすべて近隣国に輸出する。水力開発の多くは中国国境に近い北部に位置しており、大多数は中国に輸出されるものと想定し、余剰分の 10%をインドに輸出する。

（出典：JICA 調査団）

なお、バングラデシューミャンマー間においても 2040 年までには 1GW 程度の連系が想定されている。

上記を踏まえて設定した標準ケースにおける各系統間の連系線容量を以下に示す。ただし、計算実施の結果、連系線の容量が不足するようであれば、連系線容量を追加したケースについても検討を実施する。

表 6-12　標準ケースにおける各系統間の連系線容量

（単位：GW）

		2030	2040
International	Nepal - India-N	2.0	6.0
	Nepal - India-E	5.0	6.0
	Bhutan - India-E	5.0	8.0
	Bhutan - India-NE	2.0	8.0
	Bangladesh - India-E	2.0	4.0
	Bangladesh - India-NE	1.0	4.0
	Bangladesh - Myanmar	0.0	1.0
	Myanmar - India-NE	1.0	1.0
	Sri Lanka - India-S	1.0	1.0
Internal	India-N - India-W	32.5	32.5
	India-N - India-E	22.5	22.5
	India-N - India-NE	3.0	3.0
	India-W - India-E	21.2	21.2
	India-W - India-S	15.1	15.1
	India-E - India-S	7.8	7.8
	India-E - India-NE	3.6	3.6

(5)　火力発電設備の運転特性

再生可能エネルギーの出力抑制に大きな影響を与える石炭火力の最低出力は、標準ケースでは55%とする。ただし、感度解析として、最低出力を変化させた場合の検討も実施する。

(6)　インドにおける再生可能エネルギーの状況

インドでは、現在積極的に再生可能エネルギーの開発が進められているが、今後、さらに多量の再生可能エネルギーの開発を目指している。この再生可能エネルギーの開発動向が、BBIN における電力取引に大きな影響を与える。このため、インドにおける再生可能エネルギーの季節的変動や時間的変動の状況について、2019 年の発電実績に基づいて概観する。

(a)　利用率

再生可能エネルギーの利用率は、地域によって異なるが、一般的な考え方は以下の通りである。

表 6-13　再生可能エネルギーの利用率

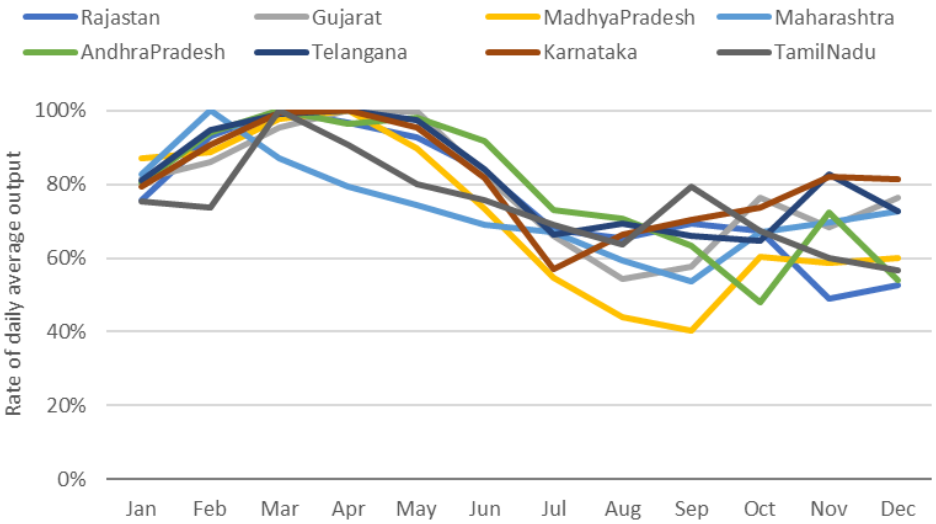
	利用率
水力	既設水力（300MW 以上）については、発電実績を基に発電所毎に利用率を設定した。将来の水力については、公表されている計画値を参考とし、計画値の情報が不明な場合には、一律 50%とした。
風力	インドにおける利用率は、平均 25.21%とした。[28]
太陽光	インドにおける利用率は、平均 22.0%とした。[28]

[28] Report on optimal generation capacity mix for 2029-30

(b)　季節的変動、時間的変動

1)　太陽光

太陽光による発電量が多いインド各州の、2019 年における各月の平均出力（各州の最大値を基に正規化）を以下に示す。

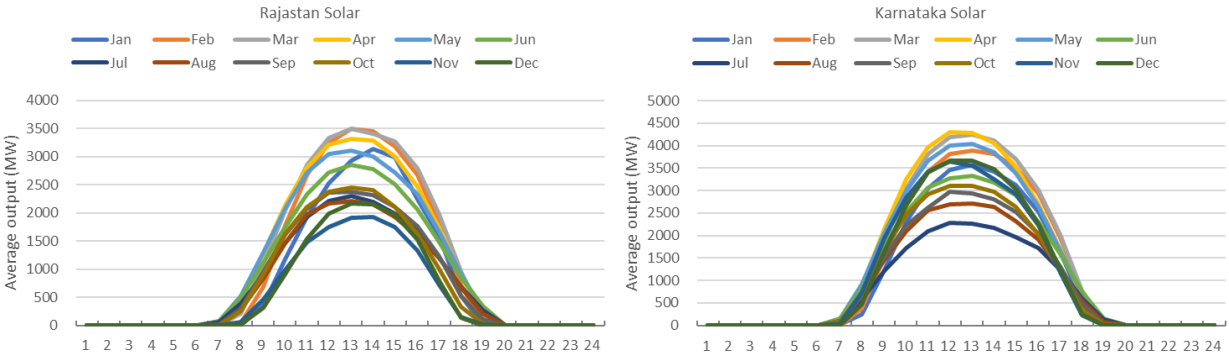


（出典：POSOCO 提供データにより JICA 調査団作成）

図 6-10　太陽光の月別発電量

全体的な傾向として、季節間の変動はそれほど大きくないが、2 月～5 月までの発電量が多く、7 月～12 月の間は最大月の 80%以下になっている。

太陽光による発電量が特に多い Rajastan 州と Karnataka 州の時間ごとの平均発電量を以下に示す。



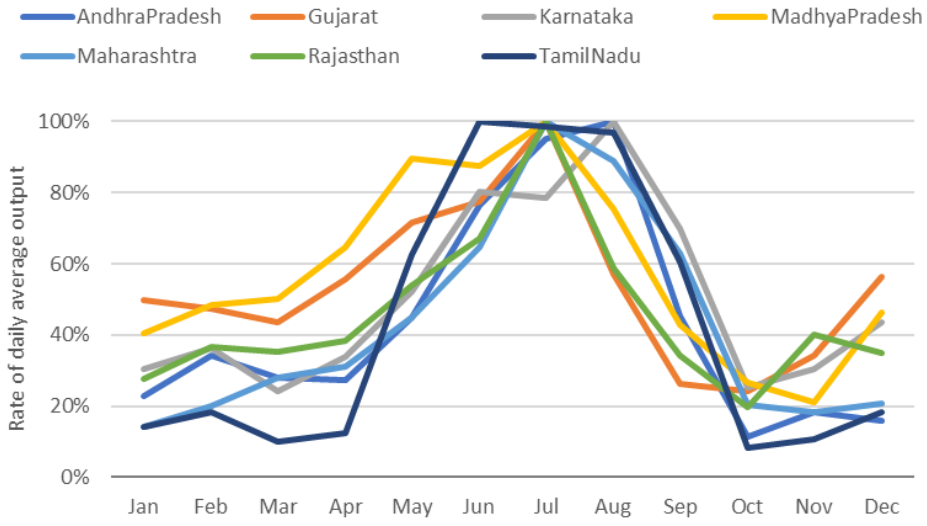
（出典：POSOCO 提供データにより JICA 調査団作成）

図 6-11　太陽光の時間別発電量

太陽光の発電量は、太陽の動きに連動しており、いずれの州においても 7 時から 19 時の間のみ発電を実施し、12 時から 13 時にピークとなる。

2)　風力

風力による発電量が多いインド各州の、2019 年における各月の平均出力（各州の最大値を基に正規化）を以下に示す。

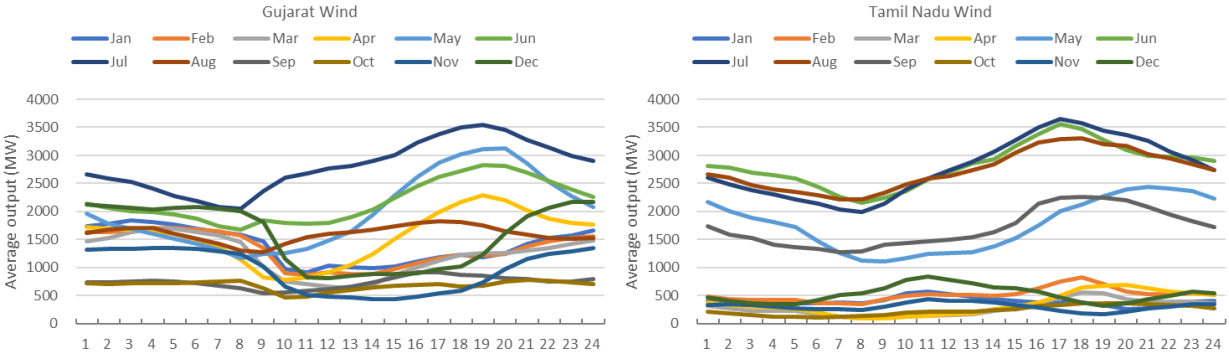


（出典：POSOCO 提供データにより JICA 調査団作成）

図 6-12　風力の月別発電量

全体的な傾向として、季節間の変動が大きく、6 月～8 月までの発電量が多く、10 月～3 月の間は最大月の 50%以下になっている。

風力による発電量が特に多い Gujarat 州と Tamil Nadu 州の時間ごとの平均発電量を以下に示す。



（出典：POSOCO 提供データにより JICA 調査団作成）

図 6-13　風力の時間別発電量

時間ごとの差はそれほど大きくないが、傾向としては、夕方から夜にかけて発電量が若干多くなり、日中の発電量は若干少なくなっている。特に Tamil Nadu 州では傾向が顕著であり、5 月～7 月まではほぼ同様な傾向であり、夕方の 18 時ころに最大となり、朝の 8 時ころに最低となる。

(c)　新規開発量の配置

各州におけるポテンシャル量の比率を参考にして、各地域の開発量を決定した。

6.1.3　2040 年の検討

2040 年における各系統の設備量を以下に示す。

表 6-14　2040 年における各系統の設備量

	Bangladesh	Bhutan	India	Nepal	Myanmar	Sri Lanka	Total	Ratio
Hydro	0.3	16.5	70.3	21.7	15.6	2.2	126.6	9.0%
Wind	0.5	0.0	200.2	0.0	0.0	2.0	202.7	14.5%
Solar	5.9	0.0	399.8	0.5	5.3	4.9	416.4	29.7%
Biomass	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.2	20.3	1.5%
Nuclear	3.3	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	33.3	2.4%
Gas	27.8	0.0	240.1	0.0	9.3	4.8	282.0	20.1%
Oil	4.8	0.0	1.6	0.1	0.0	0.0	6.5	0.5%
Coal	26.2	0.0	221.6	0.0	1.6	1.4	250.7	17.9%
Storage	1.0	0.0	60.1	0.0	0.0	0.6	61.7	4.4%
Total	69.9	16.5	1243.8	22.3	31.8	15.9	1400.2	100.0%
Demand	68.7	1.2	542.0	14.5	19.5	7.3	653.2	

	India-N	India-W	India-S	India-E	India-NE
Hydro	30.8	6.5	12.9	5.9	14.2
Wind	28.1	83.9	88.2	0.0	0.0
Solar	195.0	96.1	71.3	33.2	4.2
Biomass	5.3	5.0	9.7	0.2	0.0
Nuclear	3.4	19.3	7.2	0.0	0.0
Gas	55.1	85.0	57.5	40.1	2.4
Oil	0.0	1.3	0.2	0.0	0.0
Coal	49.0	78.7	52.2	40.8	0.8
Storage	23.7	17.6	13.2	4.1	1.5
Total	390.4	393.4	312.5	124.3	23.1
Demand	185.8	120.8	146.6	82.1	6.7

なお、インドの Gas には、LNG、アンモニア混焼、水素混焼など、CO_2 排出量の発生が少ない火力が含まれており、CO_2 排出量原単位は平均して石炭専焼火力の 60%程度とする。

この発電設備量を基に、年間の需給運用をシミュレーションした結果を以下に示す。

(1) 発電電力量

各系統の発電電力量を以下に示す。

表 6-15　2040 年における各系統の発電電力量

(TWh)

	Bangladesh	Bhutan	India	Nepal	Myanmar	SriLanka	Total	Ratio
Hydro	0.9	65.2	249.6	88.4	74.0	5.6	483.7	11.4%
Wind	1.1	0.0	442.1	0.0	0.0	6.7	449.9	10.6%
Solar	11.1	0.0	773.7	0.9	6.9	6.7	799.3	18.8%
Biomass	0.0	0.0	80.4	0.0	0.0	0.9	81.4	1.9%
Nuclear	22.1	0.0	203.7	0.0	0.0	0.0	225.8	5.3%
Gas	122.2	0.0	322.1	0.0	27.4	8.1	479.8	11.3%
Oil	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0%
Coal	183.5	0.0	1450.8	0.0	9.4	9.5	1653.2	38.8%
Storage	1.0	0.0	84.9	0.0	0.0	0.0	85.9	2.0%
Generation total	342.6	65.2	3607.4	89.4	117.6	37.6	4259.7	100.0%
Purchase	54.0	-50.2	-6.6	-4.6	-0.4	7.6	0.0	
Curtailment	0.0	8.7	36.7	2.2	0.3	0.0	47.8	1.1%
Charging	-1.4	0.0	-100.2	0.0	0.0	0.0	-101.6	
Demand	395.2	6.4	3464.5	82.6	116.9	46.6	4112.3	

（出典：JICA 調査団）

設備量比率では 17.9%である石炭火力の構成比率が、38.8%まで増加している。一方、設備量比率で 29.7%を占める太陽光が、18.8%に低下している。

出力抑制は、太陽光の発電量が急激に増加する日中に発生しており、インドでは、太陽光発電量の約 5%に相当する発電量の出力抑制が必要となる。また、インドにおいて太陽光発電量の出力抑制が必要となる時間帯には、ブータンやネパールでも発電量の余剰分を輸出できず、ブータンでは発電量の約 13%に相当する出力抑制が必要となる。

(2) CO_2 排出量

各系統の CO_2 排出量を以下に示す。

表 6-16　2040 年における各系統の CO_2 排出量

	Demand (TWh)	CO_2 emissions (MT-CO_2)	Emission factor (kg-CO_2/kWh)
Bangladesh	395.2	196.3	0.497
Bhutan	6.4	0.0	0.000
India	3464.5	1489.3	0.430
Nepal	82.6	0.0	0.001
Myanmar	116.9	19.8	0.169
SriLanka	46.6	12.3	0.265
Total	4112.3	1717.8	0.418
India-N	1126.8	374.6	0.332
India-W	851.3	457.9	0.538
India-S	904.7	363.4	0.402
India-E	541.7	291.0	0.537
India-NE	40.0	2.4	0.060

（出典：JICA 調査団）

発電電力量当たりの CO_2 排出量は 0.42kg-CO_2/kWh 程度となり、2018 年の実績値（0.72kg-CO_2/kWh）の 60%程度まで削減できるが、電力需要が 2.4 倍程度に増加しているため、総排出量は 1,717Mt-CO_2 となり、2018 年の実績値（1,236.9 MT-CO_2）の 1.4 倍程度に増加する。

この原因としては、以下が考えられる。

- 石炭火力の代わりとして、CO_2 排出量の発生が少ない火力を導入しているが、燃料価格が高いため、低い利用率で運転している。
- 2000 年代に開発された石炭火力が運転を継続しており、これらの多くは熱効率が低い。
- 太陽光や水力など CO_2 を排出しない発電設備において、出力抑制が発生している。

(3) 連系線潮流

系統間連系線の潮流状況を以下に示す。

表 6-17　2040 年における系統間連系線の潮流状況

No.	From => To	Capacity (GW)	Maximum flow (GW)	Annual flow (TWh)	Average flow (GW)	Capacity factor (%)	Timing of power trade
1	Nepal => India-N	6.0	5.4	5.0	0.6	20.1	Rainy season
	India-N => Nepal		2.8	5.6	0.6		Dry season
2	Nepal => India-E	6.0	5.4	5.8	0.7	12.4	Rainy season
	India-E => Nepal		2.8	0.7	0.1		Dry season
3	Bhutan => India-E	8.0	8.0	17.9	2.0	25.6	Rainy season
	India-E => Bhutan		0.0	0.0	0.0		None
4	Bhutan => India-NE	8.0	8.0	32.2	3.7	46.0	Rainy season
	India-NE => Bhutan		0.0	0.0	0.0		None
5	Bangladesh => India-E	4.0	4.0	2.0	0.2	74.9	Mid night
	India-E => Bangladesh		4.0	24.3	2.8		Day time
6	Bangladesh => India-NE	4.0	4.0	0.8	0.1	83.9	Mid night
	India-NE => Bangladesh		4.0	28.5	3.3		Day time
7	Bangladesh => Myanmar	1.0	1.0	0.2	0.0	50.0	Mid night
	Myanmar => Bangladesh		1.0	4.2	0.5		Day time
8	Myanmar => India-NE	1.0	1.0	1.3	0.1	70.6	Mid night
	India-NE => Myanmar		1.0	4.9	0.6		Day time
9	Sri Lanka => India-S	1.0	0.0	0.0	0.0	87.1	None
	India-S => Sri Lanka		1.0	7.6	0.9		Almost all

（出典：JICA 調査団）

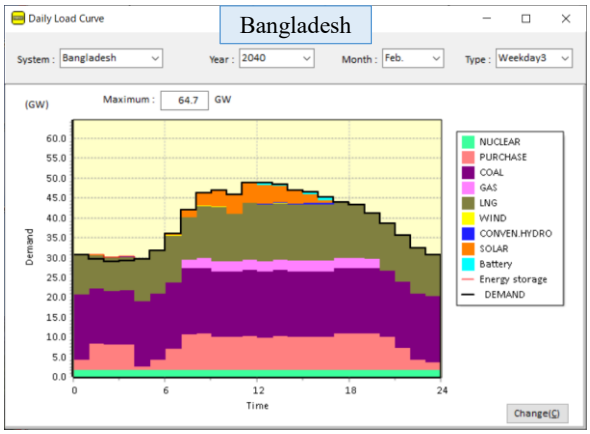
バングラデシューインド東部、バングラデシューインド北東部、インド北東部ーミャンマー、インド南部ースリランカ間の連系線の設備利用率が 70%を超えており、これらの連系線は、連系容量を増加させることにより、潮流の増加が見込める区間である。

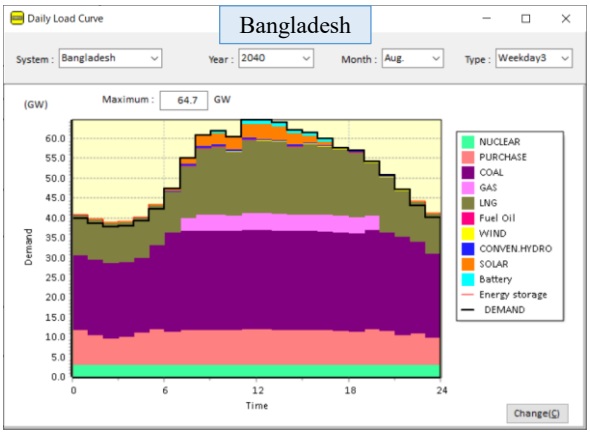
各系統の 2 月と 8 月における各設備の運用状況を以下に示す。

2040 February

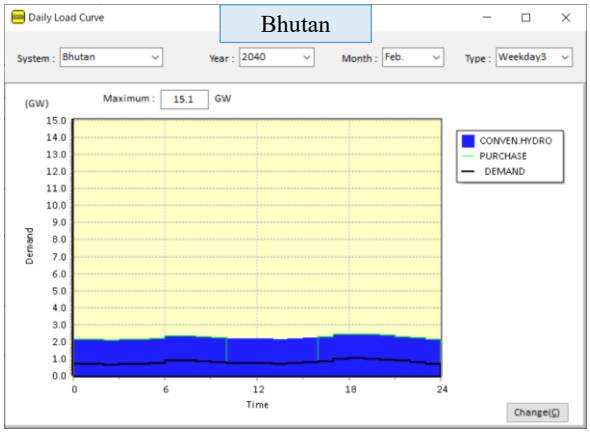
2040 August

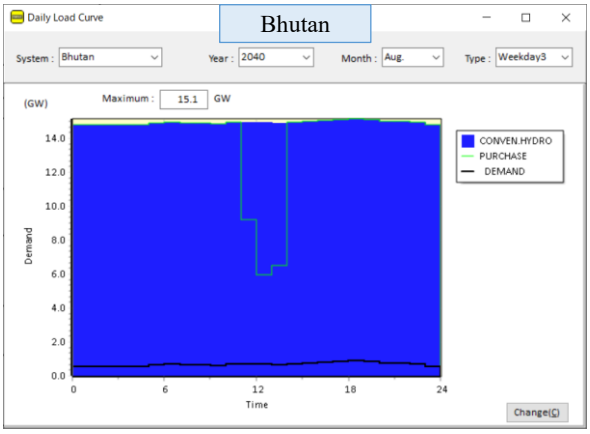
Bangladesh



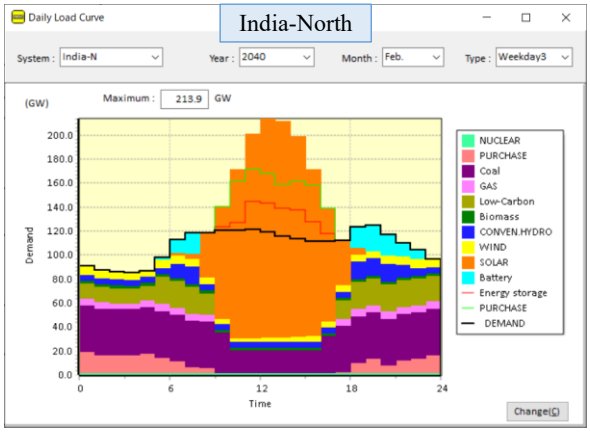


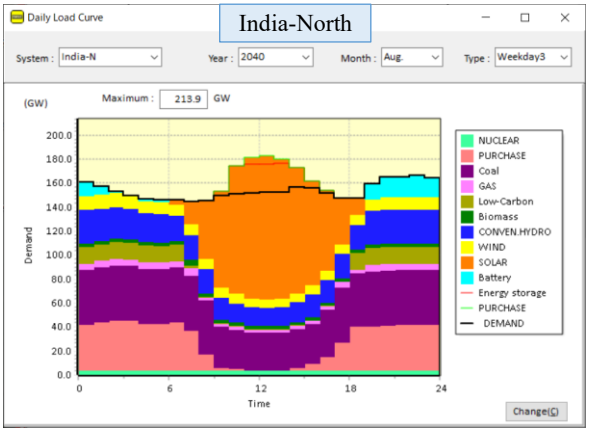
Bhutan



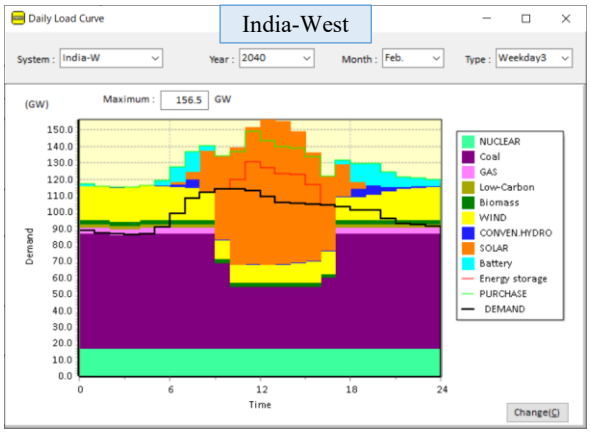


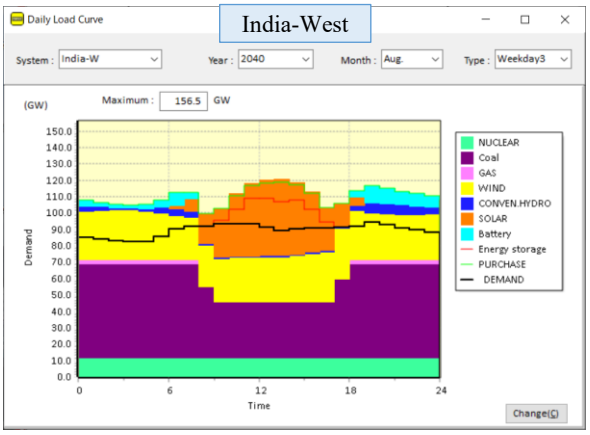
India-North





India-West

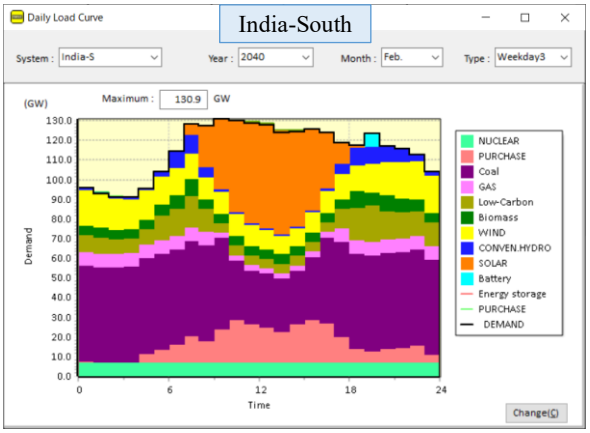




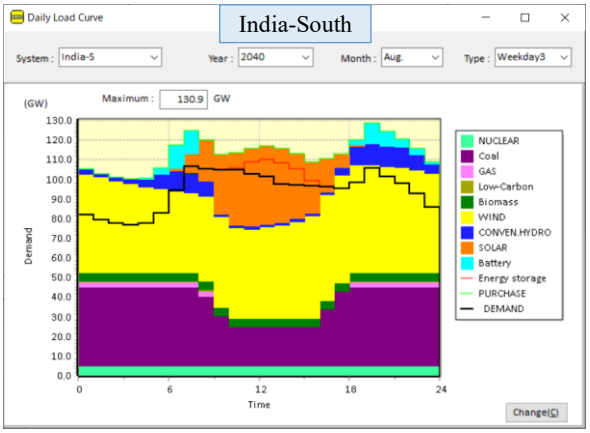
2040 February

2040 August

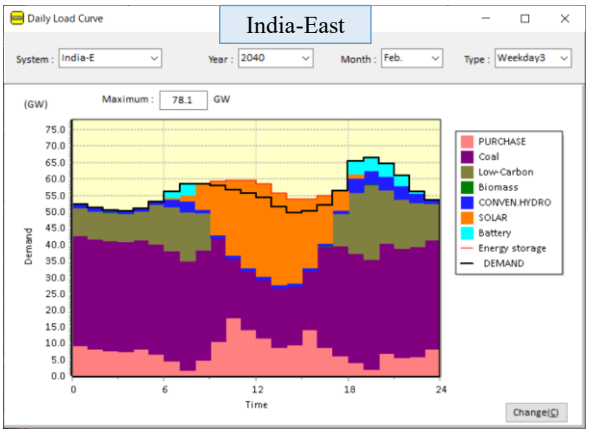
India-South



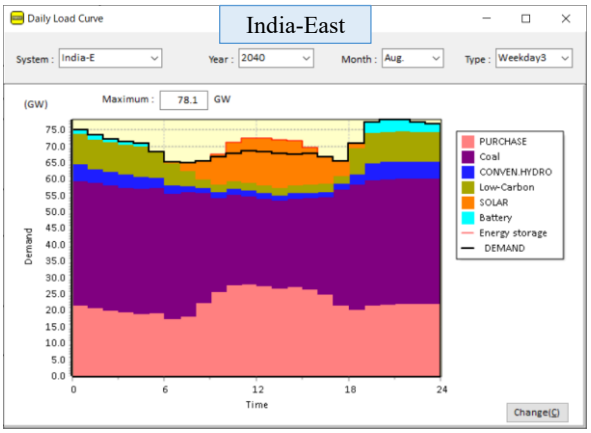
India-South



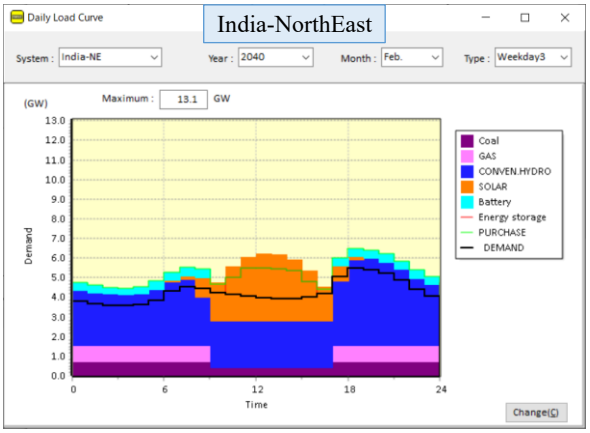
India-East



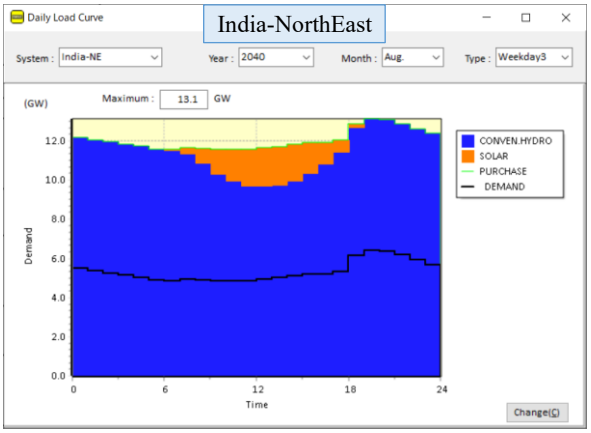
India-East



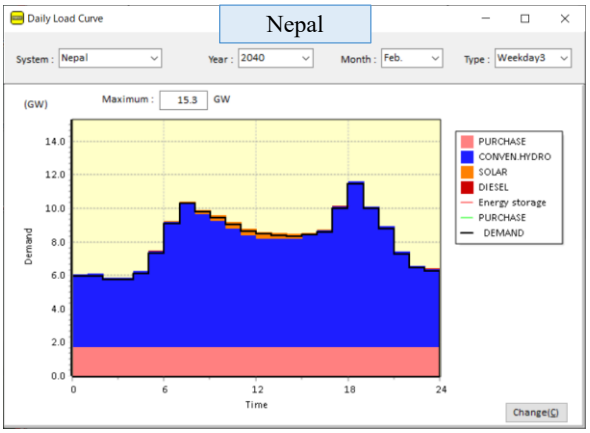
India-NorthEast



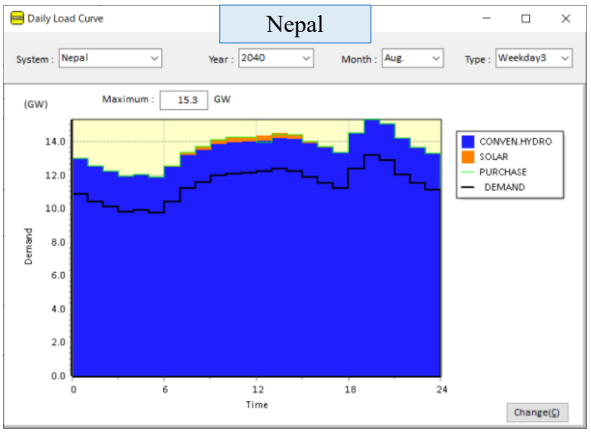
India-NorthEast

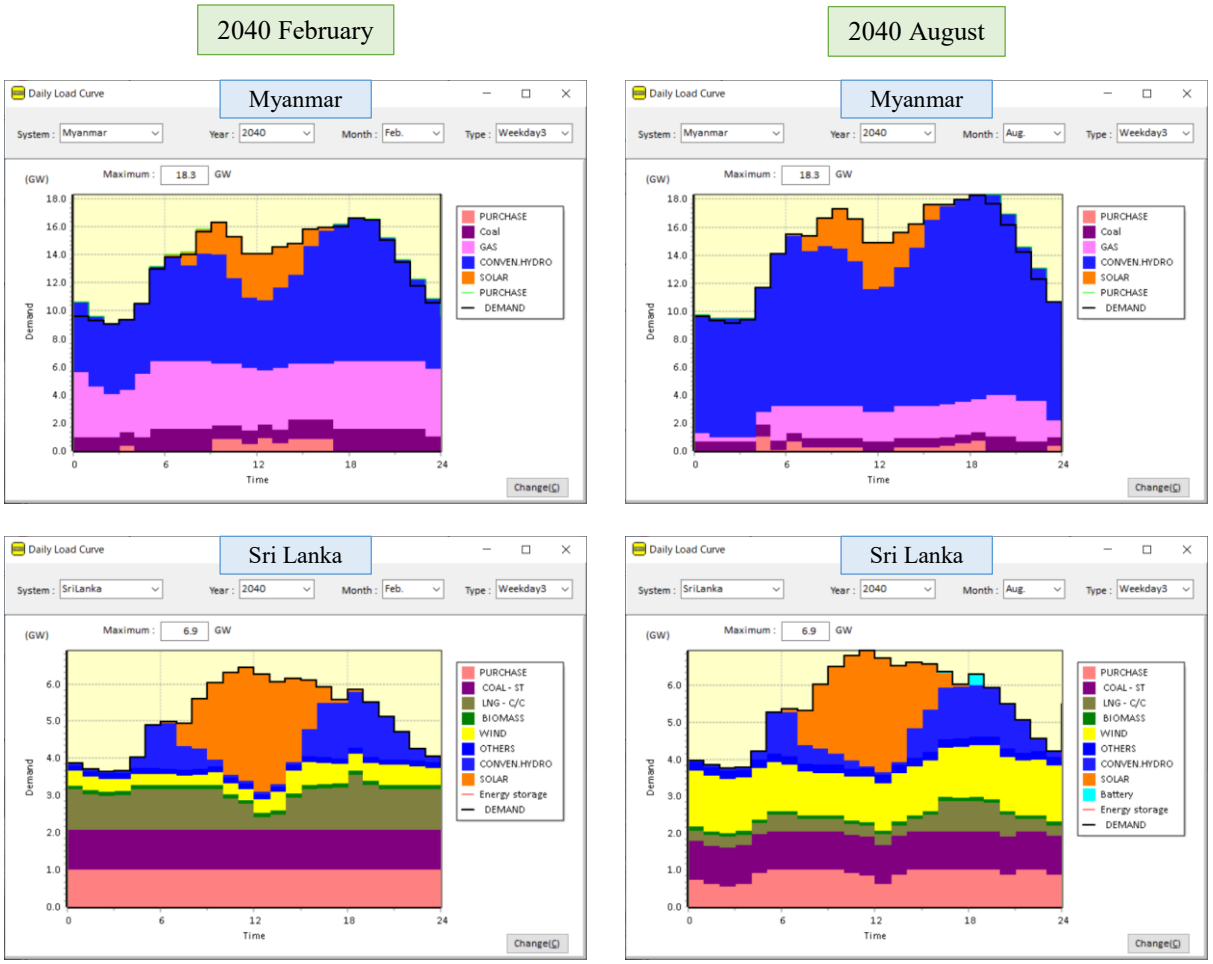


Nepal



Nepal





（出典：JICA 調査団）

図 6-14　各設備の運用状況

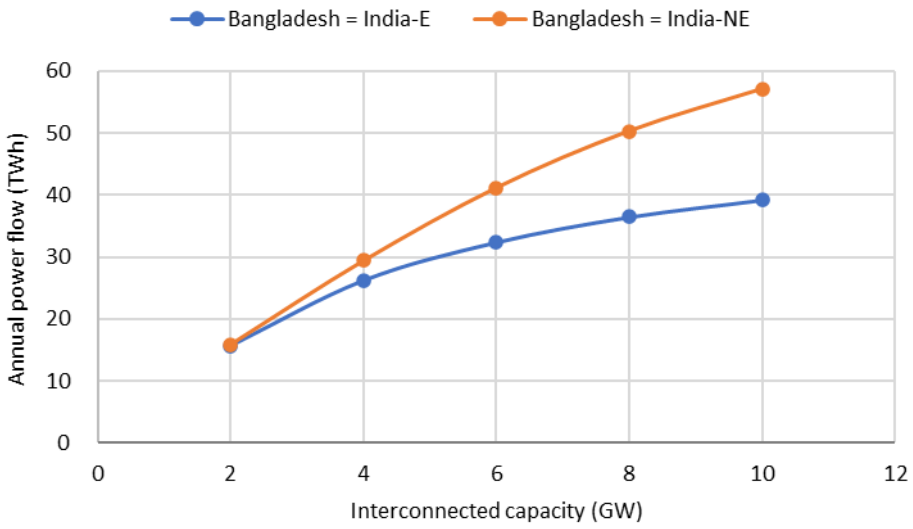
6.1.4　電力需給状況分析を踏まえた課題

BBIN 各国の電力需給状況は、BBIN 各国の中心に位置し、需要規模も他国と比較して十分に大きいインドの動向に大きく左右される。

(1)　各国間の連系容量

2040 年における各系統間の潮流状況は、表 6-17 に示している。これを見ると、バングラデシューインド東部、バングラデシューインド北東部、インド北東部ーミャンマー、インド南部ースリランカ間の連系線の設備利用率が 70%を超えている。

特に、バングラデシューインド東部、バングラデシューインド北東部間は既に連系容量を 4GW に設定しているが、設備利用率が 70%を超えているため、連系容量を増加させた場合の年間潮流量の変化を確認した。



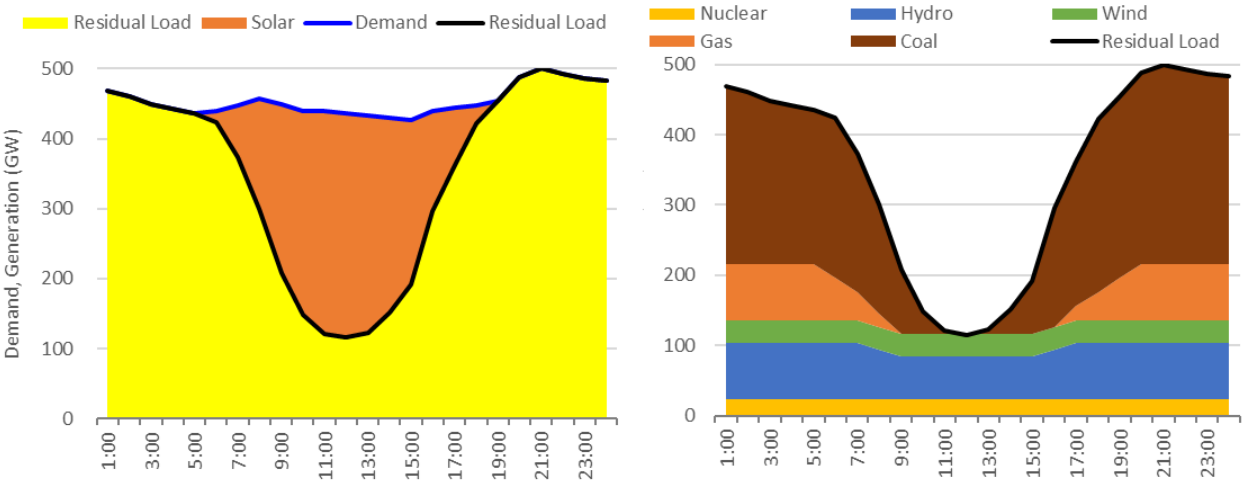
（出典：JICA 調査団）

図 6-15　連系容量と年間潮流量の関係

バングラデシューインド東部、バングラデシューインド北東部間の連系容量を増加させていくに従って、年間潮流量も増加していく。特にバングラデシューインド北東部間の連系による効果は顕著であり、2040 年において、バングラデシューインド北東部間の連系容量を大きく増加させて 8～10GW とするのが望ましい。

(2)　太陽光大量導入による課題

インドにおいては、2040 年において、最大需要 500GW 程度に対して太陽光発電設備が 400GW 程度になると想定されている。全国的に晴天となり、太陽光発電設備の供給力が最大時に設備量の 80%となるケースについて、太陽光発電以外の各種発電設備の運用状況をシミュレーションした結果を以下に示す。なお、需要形状は、2019 年の実績値（8 月 21 日の需要形状を活用）と変化ないものとして相似形で拡大している。



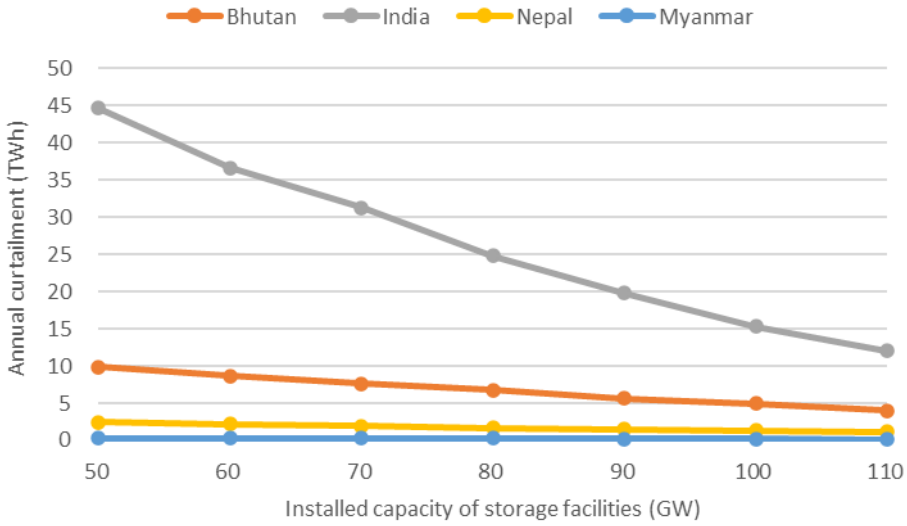
（出典：POSOCO 提供資料を基に JICA 調査団作成）

図 6-16　太陽光発電当てはめ後の各種発電設備の運用状況

太陽光発電当てはめ後の残余需要（Residual Load）は、11 時～13 時の間において 120GW（最大需要の 24%）程度まで低下する。この残余需要に対して、太陽光発電以外の発電設備を当てはめた結果を右図に示している。原子力、水力（雨期の場合）、風力は、発電量の調整が難しいため、ほぼ一定としている。ガス火力は日中に一旦全台停止し、その後夕方にかけて徐々に供給力を増加させていく運用にしている。石炭火力は、毎日停止するような運用は難しいため、日中に出力を大きく抑制して運転することになる。しかしながら、一般的に、石炭火力の最低出力を 30%以下に下げることは非常に難しいので、多量の電力貯蔵設備を導入する必要があり、電力貯蔵設備の設置量によっては、太陽光の出力抑制が発生する。なお、インドにおいて、太陽光の出力抑制を実施するような事象が発生する際には、ブータンやネパールの水力発電所からの電力輸入についても、引き取り量の抑制を要請することも考えられる。

(a)　電力貯蔵設備の設置量

2040 年における電力貯蔵設備の設置量と太陽光の出力抑制の関係を以下に示す。



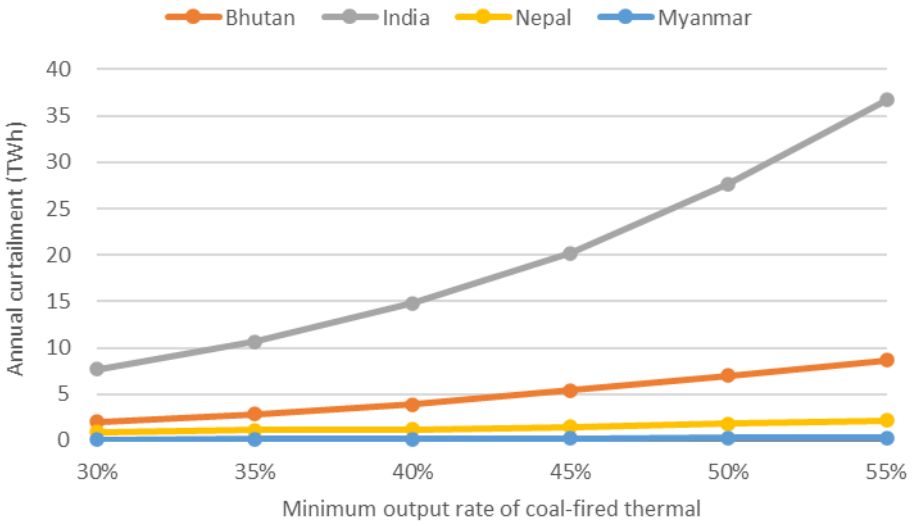
（出典：JICA 調査団）

図 6-17　電力貯蔵設備量と太陽光出力抑制の関係

電力貯蔵設備を設置していくに従って、太陽光の出力抑制量は減少していく。インドにおける太陽光の出力抑制量の減少に伴って、ブータンにおける水力の出力抑制量も減少していく。

(b)　石炭火力の最低出力

2040 年における石炭火力の最低出力と太陽光の出力抑制の関係を以下に示す。



（出典：JICA 調査団）

図 6-18　石炭火力の最低出力と太陽光出力抑制の関係

石炭火力の最低出力を低下させていくに従って、太陽光の出力抑制量は減少していく。インドにおける太陽光の出力抑制量の減少に伴って、ブータンにおける水力の出力抑制量も減少していく。

出力抑制を回避する策としては、電力貯蔵設備の追加設置や石炭火力の最低出力低下に加えて、以下に示すような対策をとる必要がある。

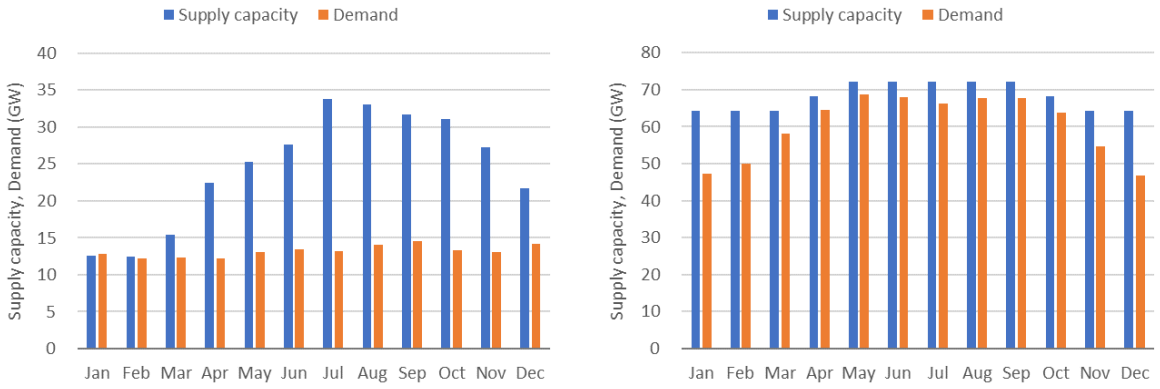
- 毎日停止が可能なガス火力の開発量を増加させ、石炭火力の開発量を低下させる。
- 昼間時間帯における需要を造成する。
  - 電気自動車の大量導入（昼間に充電）
  - 水素又はアンモニア製造工場の建設
- バングラデシュとの連系を強化し、余剰分をバングラデシュに送電する。

このような対策を実施したとしても、昼間時間帯において、全体的に供給力の余剰が発生する場合には、太陽光発電事業者に対して出力抑制を要請する。

また、昼間時間帯において、上記の対策により全体供給力の抑制を図ったとしても、ガス火力が停止し、一般水力と石炭火力は出力を抑制して運転しているため、需給上の調整力が不足し、太陽光や風力の発電量の変化に伴って発生する周波数変動の制御が困難となる事象の発生が懸念される。このため、揚水式水力や蓄電池などの電力貯蔵設備の導入にあたっては、電力貯蔵実施時においても入力の調整が可能な機器（例えば、可変速揚水機）の導入が望まれる。

(3)　ネパールとバングラデシュ間でのエネルギーバンキングの可能性

ネパールとバングラデシュにおける月別の供給力と需要の関係（2040 年）を以下に示す。バングラデシュの発電設備はほとんど火力発電所であり供給力の季節変動はないが、需要の低い時期に定期点検を実施することを考慮して、供給力を低下させている。



Nepal　　Bangladesh

（出典：各国提供資料を基に JICA 調査団作成）

図 6-19　ネパールとバングラデシュにおける月別の発電量と需要の関係

2040 年におけるネパールの発電設備量は 37.6GW であり、最大電力は 14.5GW 程度と想定しているため、雨期には十分な供給余力が期待できる。しかしながら、乾期の供給力は 2019 年の実績では雨期の供給力の 37%程度であり、2040 年においても他国に電力を送電できる余地がほとんどない。今後の開発において、貯水池式水力の開発が難しい場合には、乾期の供給力はさらに落ち込むことになり、2040 年においても乾期には他国から電力を受電することになる可能性が高い。一方、バングラデシュは、ネパールの供給力が低下する乾期において需要が低下し、火力発電所の定期点検を考慮しても供給力に余裕があり、2040 年においてもネパールとバングラデシュ間でのエネルギーバンキングが成立すると想定される。

(4) CO_2 排出量の削減

BBIN 各国（ミャンマー、スリランカを含む）の 2018 年における CO_2 排出量の実績は、3.6 節に示したように総排出量は 1,240Mt-CO_2、発電電力量当たりの CO_2 排出量は 0.72kg-CO_2/kWh であった。2018 年（実績）と 2040 年の想定値を以下に示す。

2040 年においては、石炭火力もガス火力も熱効率の悪い設備は廃止され、最新鋭の高効率設備が導入されてくるため、発電電力量当たりの CO_2 排出量は、2018 年に比較して大幅に改善されることを考慮している。

表 6-18　2040 年における CO_2 排出量の想定

	2018（実績）			2040			
	TWh	Mt-CO_2	kg-CO_2 /kWh	GW	TWh	kg-CO_2 /kWh	Mt-CO_2
Hydro	185			126.6	484		
Coal	1,171	1,141.2	0.974	250.7	1,653	0.897	1,483
Gas	142	74.2	0.523	282.0	480	0.488	234
Oil	28	21.5	0.769	6.5	1		1
Nuclear	38			33.3	226		
Renewable	150			639.4	1,331		
Total	1,714	1,236.9	0.722	1338.5	4,175	0.411	1,718

（出典：JICA 調査団作成、2018 年の実績は IEA）

2040 年の概算値は、発電電力量当たりの CO_2 排出量は 0.41kg-CO_2/kWh 程度となり、現状の半分程度まで削減できるが、電力需要が 2 倍以上に増加しており、総排出量は 1,700Mt-CO_2 程度となり、現状よりも増加する。

昨今、全世界で地球温暖化対策に取り組むことが求められており、今後、総排出量の削減を図っていく必要がある。BBIN 地域においても、再生可能エネルギー（水力、太陽光、風力など）の開発促進や、高効率火力の投入、石炭火力の開発取りやめ、効率の低い石炭火力の廃止などにより総排出量の削減を図っていく対策を実施しているが、現状の計画ではまだ総排出量の削減に向けた対策は不十分である。

今後、総排出量の削減に向けて、以下のような対策が求められる。

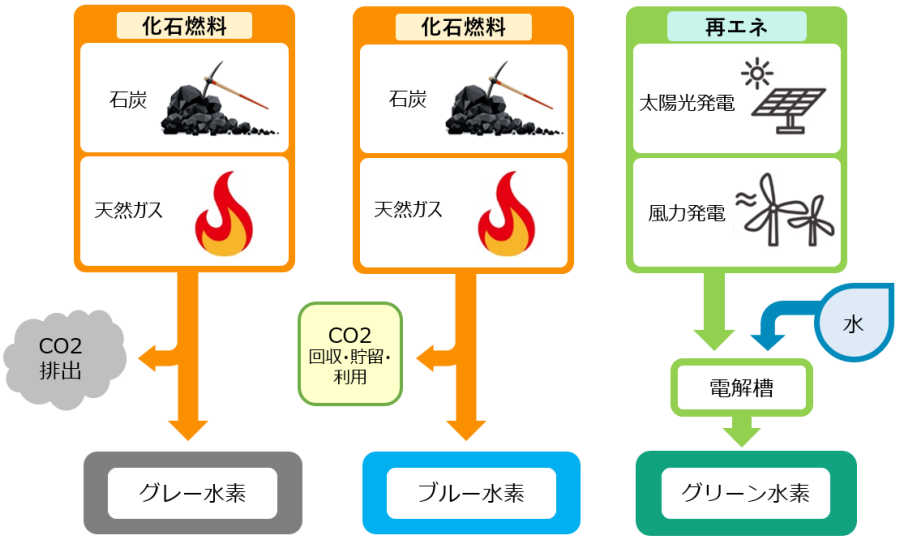
- 再生可能エネルギー（水力、太陽光、風力など）の更なる開発促進
- 地域的に偏在している再生可能エネルギーのポテンシャルを最大限に活用するために、地域内電力融通の活発化
- 石炭火力の代わりにガス（LNG）火力の開発
- 石炭火力においてアンモニアの混焼
- 水素（特にグリーン水素）を利用した発電方式の導入
- CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）の導入

6.2　グリーン水素・アンモニア活用によるエネルギー貯蔵システム

6.2.1　グリーン水素・アンモニアの概要

(1)　グリーン水素

再生可能エネルギー等を用いて水を電気分解することにより、CO_2 を排出しない方法で生成された水素をグリーン水素と呼ぶ。これに対し、化石燃料に含まれるメタン等を原料として水素を抽出し、副生物として発生する CO_2 を回収せずに大気中に放出するものをグレー水素、その CO_2 を放出せずに回収・貯蔵することで環境負荷を軽減したものをブルー水素と呼んでいる[29]。



（出典：資源エネルギー庁ウェブサイト　https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/suiso_tukurikata.html）

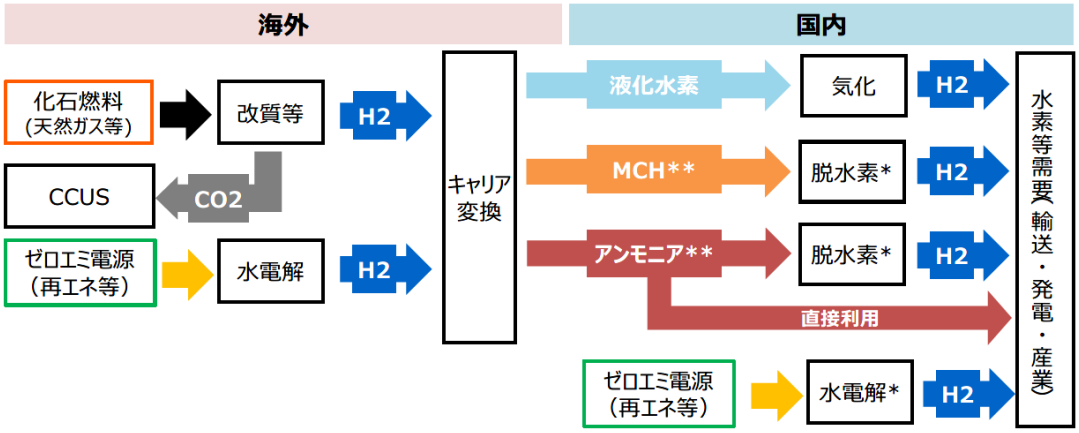
図 6-20　グレー水素、ブルー水素、グリーン水素の違い

グリーン水素は、燃焼時に水（H_2O）しか排出しないため、環境負荷が極めて低いこと、また、製造コストを考慮しないのであれば、再生可能エネルギーと水という地球上に無尽蔵に近い賦存量が存在する資源から作ることができるため、「夢のエネルギー」と呼ばれることもある。

ただし、グリーン水素の実用化に際しては、現時点ではグレー水素やブルー水素と比べても製造コストが大きく上回ることに加え、水素という物質自体の特性として、体積あたりの密度が極めて低く、貯蔵や運搬に適していないという欠点が存在する。今後再生可能エネルギーからグリーン水素を製造するコストを大きく低減できたとしても、後者の理由により、水素のまま生産地点から地理的に大きく離れた需要地点に大量輸送する等、広域のサプライチェーンを構築するのは容易ではない。

[29] 生成プロセス及び副生物として発生した CO_2 の処理方法の違いにより、主としてこの３つの色の名称で水素を分類することが多いが、それ以外の方法で生成された水素として、原子力発電の電力で水を電気分解して生成される水素をイエロー水素、直接熱分解方式でメタンから生成された水素をターコイズ水素、グレー水素の中でも褐炭もしくは石炭を原料として生成された水素をブラウン水素、製鉄所の溶鉱炉の工程で副産物として発生する水素をホワイト水素と呼ぶことがある。

そこで、水素を体積密度が大きく取扱いが容易な物質、中でも特に液化が容易な物質に変換した上で運搬・貯蔵し、燃料として使用する際にそこから水素を取り出して利用するという方法が検討されてきている。こうした物質を、エネルギー・キャリア（輸送媒体）と呼ぶ。主な水素キャリアとしては、液化水素、有機ハイドライド（MCH[30]）、及びアンモニアが挙げられる。この中でもアンモニアは、他のキャリアと比べて水素密度が高いこと、液化する温度が-33℃と LPG の液化温度とほぼ同じで比較的扱いやすいこと（水素が液化する温度は-253℃）、また再度水素を抽出しなくてもそのまま燃料等として利用することが可能であることから、水素キャリアとして他の媒体よりも優位性が高く、実用化が有望視されている。



（出典：資源エネルギー庁「水素・アンモニアサプライチェーン投資促進・需要拡大策について」）

図 6-21　キャリア（液化水素、有機ハイドライド、アンモニア）を用いた、水素輸送

(2)　グリーンアンモニア

上述した、再生可能エネルギーを用いて生成されたグリーン水素を原料として製造されたアンモニアを、グリーンアンモニアと呼ぶ。同様に、グレー水素から製造されたアンモニアをグレーアンモニア、ブルー水素から製造されたアンモニアをブルーアンモニアと呼ぶ。

グリーンアンモニアは、グリーン水素と同様、その製造/発電時に温室効果ガスを排出しないことに加え、輸送・貯蔵用のキャリアとしてだけでなく、そのまま燃料として利用することが可能である。アンモニアは水素に比べて沸点が高い、つまり液化しやすい物質であるため取り扱いが比較的容易であること、またアンモニアを燃料として利用した場合、アンモニアから再度水素を取り出して燃料として利用するのに比べ、水素の抽出に掛かる追加コストやロスを回避できるという利点がある。

こうしたことから、脱炭素に向けた次世代のクリーンエネルギー資源としてアンモニア、特に再生可能エネルギー由来のグリーンアンモニアへの期待が高まっている。

[30] MCH：Methylcyclohexane（メチルシクロヘキサン）

(3) 既設火力発電設備での混焼を前提とした、グリーン水素・アンモニアの活用

燃料としての燃焼特性に着目してグリーン水素とグリーンアンモニアを比較するならば、水素は燃焼速度が非常に速く、他方でアンモニアの燃焼速度は比較的遅いという特徴の違いが挙げられる。こうした特性に着目し、グリーン水素を天然ガス火力発電の混焼用燃料として、またグリーンアンモニアを石炭火力発電の混焼用燃料として活用することにより、既存の火力発電用インフラを活用しつつ、化石燃料である天然ガス及び石炭の燃焼量を減少させることが可能となるため、これらの混焼を可能とする技術の開発への注目が高まっている。

ただし、水素の燃焼速度がメタンの 7 倍と非常に早く[31]、ガス火力発電設備での水素の混焼比率を高めた場合、燃焼器の損傷または発電効率の低下を引き起こす恐れがあるため、少なくとも既存のガス火力発電設備において水素の混焼比率を大幅な引き上げることは難しいと考えられている。それに対して、アンモニアの燃焼速度は石炭に比較的近いこともあり、既存の石炭火力発電設備でのアンモニア混焼は、ガス火力発電での水素混焼に比べると容易であると考えられている。そのため、日本においては、電力会社や重電メーカー等が中心となり、既存の石炭火力発電所におけるアンモニアの混焼の実証事業が進められているところである。

6.2.2 グリーン水素・アンモニア導入に関する日本での動向

(1) 戦略的イノベーション創造プログラム（SIP）での研究開発

内閣府所管のプログラムである、戦略的イノベーション創造プログラム（SIP: Cross-ministerial Strategic Innovation Promotion Program）では、再生可能エネルギー等を起源とする電気および水素などにより、クリーンかつ経済的でセキュリティーレベルも高い新たなエネルギー社会を構築し、世界に向けて発信することを目的として、「エネルギーキャリア」が研究課題として採択され、2014 年より同テーマに基づく研究プロジェクトが開始された。

同テーマにおける主な研究開発項目として、以下の 3 つが挙げられている。

- アンモニア、有機ハイドライド、液化水素等のエネルギーキャリアの開発および実現可能性見極め
- 水素並びにアンモニア利用技術（燃料電池、タービン発電等）の低コスト、高効率化等研究開発
- 水素輸送・利用に係る安全基準等の策定・規制緩和の働きかけに資する研究開発

「エネルギーキャリア」のテーマにおける研究開発プロジェクトは、5 年間行われ、2019 年 3 月に終了している。その中でも、アンモニアの製造・利用技術にかかる研究開発に対しては、5 年間の予算総額 167 億円の過半である 104 億円が投入されている。

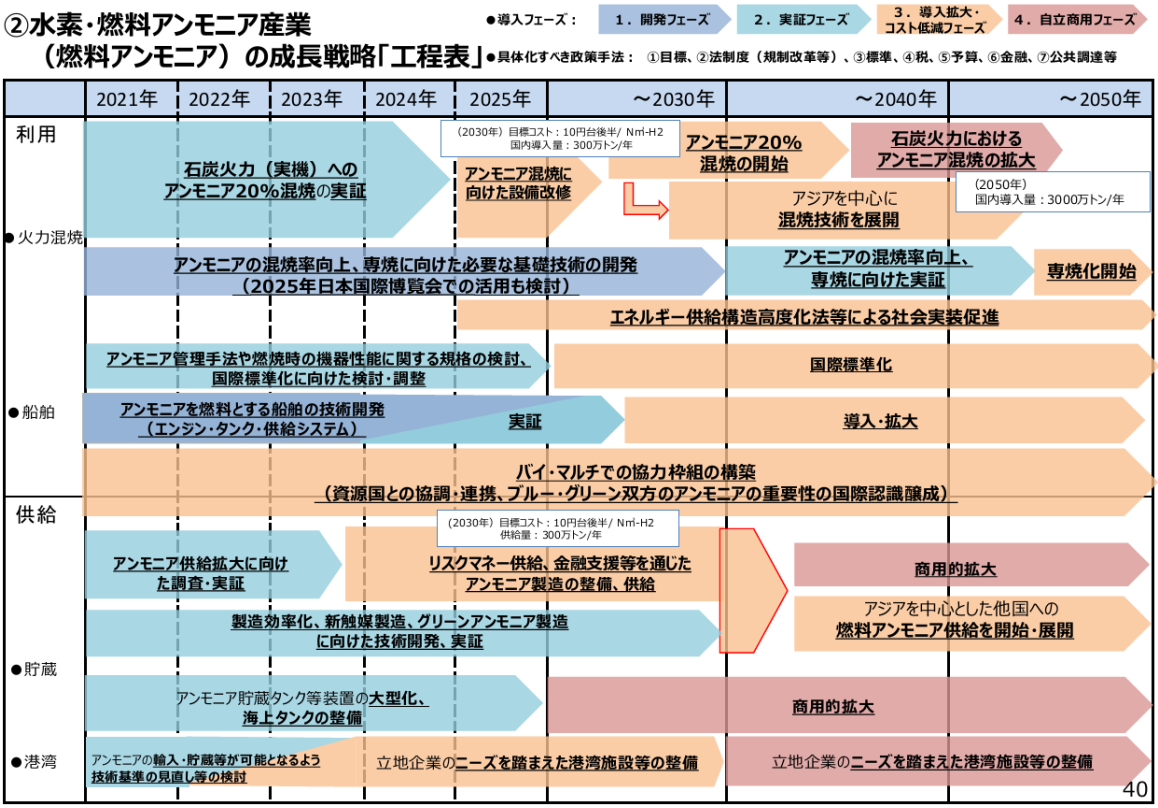
同プロジェクトでの取り組みを実用化・事業化させるためのプラットフォームとして、2017 年 7 月、国立研究開発法人 科学技術振興機構（JST：Japan Science and Technology Agency）の主導により、グリーンアンモニアコンソーシアムが設立されている。同コンソーシアムには、民間企業

[31] https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/suiso_nenryodenchi_wg/pdf/004_02_00.pdf

19 社の他、国立研究開発法人 海上・港湾・航空技術研究所、国立研究開発法人 産業技術総合研究所、及び一般財団法人 電力中央研究所といった公的研究機関が参加している。

(2)　水素・アンモニアの導入・拡大に向けた工程表（ロードマップ）

日本政府は 2021 年 6 月に、2050 年のカーボンニュートラル実現に向けたグリーン成長戦略を策定しており、その中で燃料アンモニアの導入・拡大に向けた今後の工程表（ロードマップ）が示されている。

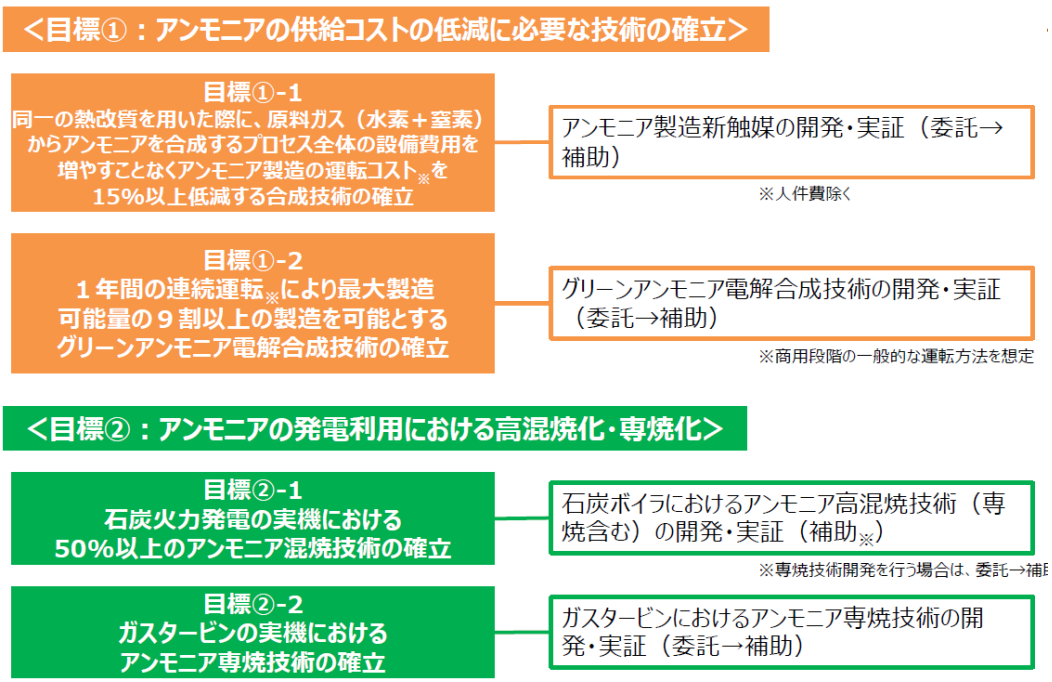


（出典：経済産業省「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」）

図 6-22　日本政府による燃料アンモニア導入・拡大ロードマップ

(3)　グリーンアンモニア製造技術の開発・実証に向けた取り組み

経済産業省では、2021 年 8 月の第 5 回産業構造審議会グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループにおいて、「『燃料アンモニアサプライチェーンの構築』プロジェクトの研究開発・社会実装計画」の草案を公表し、翌 9 月に同計画は正式にファイナライズされた。同計画では、グリーンアンモニアの実用化に向けて今後の目標として、「①アンモニアの供給コストの削減に必要な技術の確立」、及び「②アンモニアの発電利用における高混焼・専焼化」という 2 つの大きな柱が掲げられている。この 2 つの目標の実現に向け、確立すべき具体的な技術として、以下の項目が挙げられている。



（出典：第5回産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野WG資料）

図 6-23　「『燃料アンモニアサプライチェーンの構築』プロジェクトの研究開発・社会実装計画」で掲げられている目標、及び今後確立すべき技術

目標①－１：アンモニア製造コストの 15%低減を実現する新触媒の開発・実証

これまでアンモニア製造は高温高圧（400～500℃の温度と、10～30MPa）下で鉄系の触媒を用いて合成を行うハーバーボッシュ法（以下、「HB 法」）が利用されてきた。HB 法では、高温高圧下での合成が前提となることに加え、機構も複数存在することから小型化が難しく、かつ多量の CO_2 を排出する。その対策として、十分な耐久性・安定性を前提の上で、低温・低圧で合成が可能な触媒を開発する。

目標①－２：グリーンアンモニアの安定的な大量生産を実現する電解合成技術の開発

従来型のグリーンアンモニア製造方法では、水の電気分解、水素貯蔵、水素と窒素の反応という 3 プロセスの装置が必要になり、コスト高となる。そのため、水と窒素から 1 ステップで低コスト・低 CO_2 排出でアンモニアを製造できる技術を開発する。

目標②－１：石炭ボイラにおける高混焼技術の開発・実証

目標②－２：ガスタービンにおけるアンモニア専焼技術の開発・実証

火力発電における燃料アンモニアの発電利用において、燃焼安定性や NOx 発生の抑制等の技術課題を解決するため混焼・専焼技術の開発・実機実証を行う。既存事業で実施中の、石炭火

力発電におけるアンモニアの 20%混焼をさらに発展させて、アンモニアの高混焼化・専焼化の技術を確立する。
石炭ボイラにおいて混焼率を高める技術開発に加え、ガスタービンでのアンモニア専焼化に必要な技術開発も対象とし、それぞれを可能とする技術を、従来の見通しよりも大幅に前倒して 2030 年までに確立する。

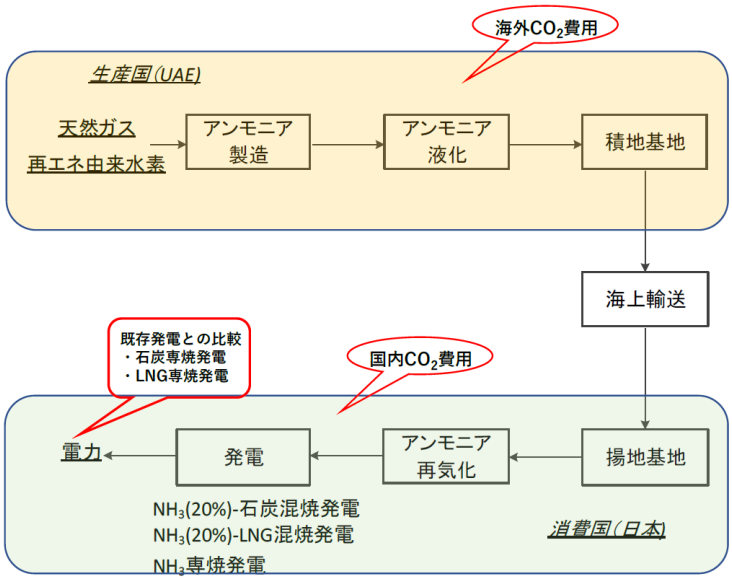
同計画を推進するための実施主体として、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）では 2022 年より、グリーンイノベーション基金事業の一環として、「燃料アンモニアサプライチェーンの構築プロジェクト」に着手している。予算総額は 598 億円で、実施期間として、「研究開発項目 1：アンモニア供給コストの低減」は、2021 年度から 2030 年度までの最大 10 年間、「研究開発項目 2：アンモニアの発電利用における高混焼化・専焼化」は、2021 年度から 2029 年度までの最大 9 年間が設定されている。

6.2.3　アンモニア（ブルー及びグリーン）の製造コスト見通し

(1)　SIP での試算

SIP の報告書では、日本国外でアンモニアを製造し、日本に海上輸送して発電用の燃料として利用することを前提としたケーススタディを実施している。

アンモニアの製造方法としては。天然ガスの改質により製造した場合（ブルーアンモニア）、及び太陽光発電等の再生可能エネルギーを用いた水電解（グリーンアンモニア）にて製造した場合を想定している。アンモニア製造から発電に至るサプライチェーンは、下図の通りである。



（出典：SIP報告書）

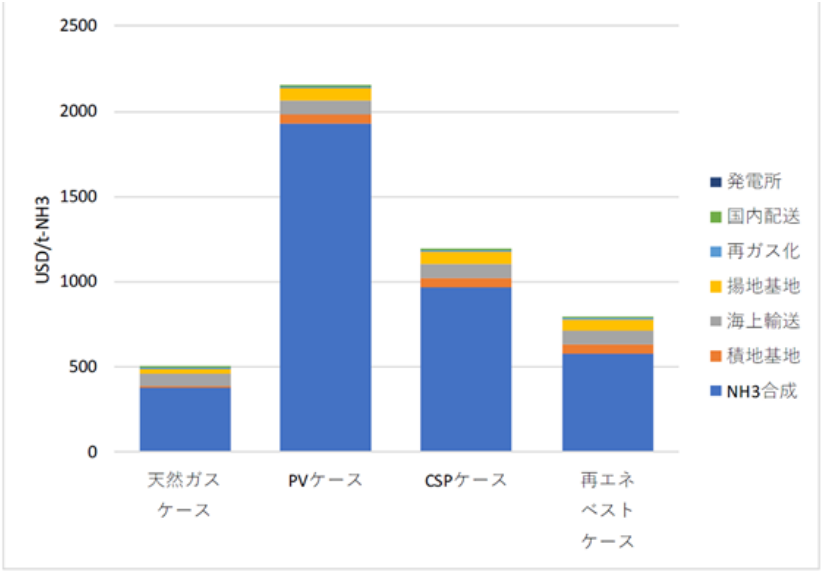
図 6-24　アンモニア（ブルー・グリーン）の製造から輸送・発電に至るサプライチェーン

表 6-19　アンモニア（ブルー・グリーン）の製造に掛かる各ケースの諸元

ケース分類	水素供給方法	NH_3需要想定規模（発電所手前）	特記事項
化石燃料＋CO_2固定化	天然ガス(NG)改質	1.27 million t-NH_3/y	アンモニア製造の際に、排出CO_2を固定化
再生可能エネルギー	太陽光（PV）発電による水電解	0.15 million t-NH_3/y	系統電源と接続しない仕様
	蓄熱込太陽熱（CSP）発電による水電解	0.15 million t-NH_3/y	同上
	水力発電による水電解（再エネベストケース）	0.15 million t-NH_3/y	同上

（出典：SIP報告書）

各ケースにおけるアンモニア製造コストの試算結果は下図の通りである。再エネを用いた水電解で製造した場合の中では、水力発電が最も製造コストが低く（再エネベストケース）、約 800 USD/ton-アンモニアと試算されている。他方で、太陽光発電にて水電解を行う場合（PV ケース）、太陽光発電の設備利用率が低く、それに合わせてアンモニア生産量を確保するための水電解装置を他ケースよりも多く導入する必要があるため、設備費用が嵩みアンモニア製造コストが高くなっている。



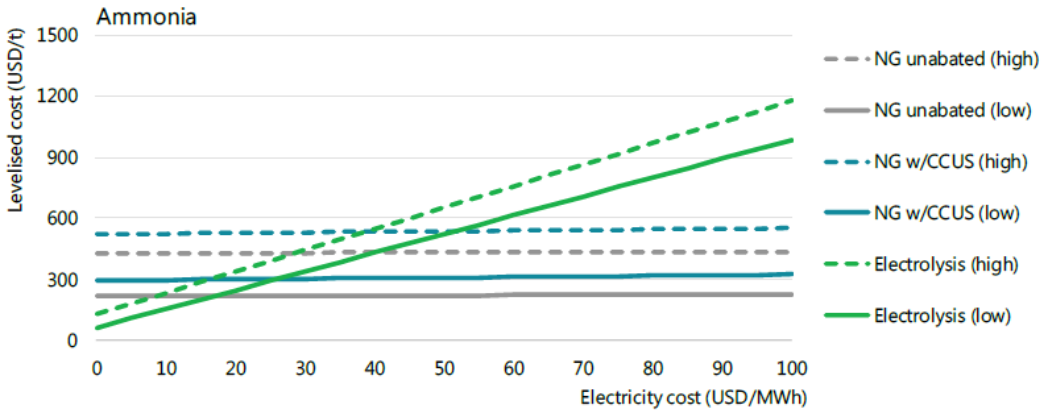
（出典：SIP報告書）

図 6-25　各ケースにおける、アンモニア製造コストの試算結果

(2)　IEA による、アンモニア製造コスト見通し

IEA の調査報告書 “The Future of Hydrogen” における、アンモニアの製造コスト（グレー、ブルー、及びグリーン）の推計結果を下図に示す。下図の灰色線、青線、緑線がそれぞれ、グレーアンモニア、ブルーアンモニア、グリーンアンモニアの製造コストを示す。ブルーアンモニアは、製造プロセスから排出される CO_2 を CCS にて除去することを前提としており、その分のコストがグレーアンモニアとのコスト差として現れている。

また、それぞれの点線及び実線はそれぞれ、高位推計及び低位推計を表している。高位推計と低位推計は、前提条件の違いによるもので、グレーアンモニア及びブルーアンモニアについては、原料となる天然ガスの価格につき、高位推計は 10 USD/MMBtu、低位推計は 3 USD/MMBtu をそれぞれ想定している。グリーンアンモニアについては、電解設備の CAPEX につき、高位推計は 894 USD/kWe、低位推計は 455 USD/kWe をそれぞれ想定している。



（出典：IEA “The Future of Hydrogen”）

図 6-26　IEA による、アンモニア（グレー、ブルー、グリーン）の製造コスト推計

グラフの横軸は水電解法で用いられる電力のコストで、電力コストに応じて、グリーンアンモニアの製造コストは変動することを表している。従って、再エネによる発電コストが低下することによりグリーンアンモニアの製造コストは低くなり、同じ CO_2 フリーのアンモニアであるブルー水素に対してコスト競争力を持つことになる。

この分析によると、ブルーアンモニア、つまり天然ガスを原料とし、製造プロセスから排出される CO_2 を CCS で除去した場合の製造コストは、高位推計（天然ガスの価格が 10 USD/MMBTu、青色の点線）においては 530 USD/ton-アンモニア程度、低位推計（天然ガスの価格が 3 USD/MMBTu、青色の実線）においては 300 USD/ton-アンモニア程度、と推定されている。

他方、グリーンアンモニア、つまり再エネによる電力を用いて水電解にて製造した場合の製造コストは、上述の通り、再エネ発電コストの前提次第で製造コストが変動するが、高位推計（電解設備の CAPEX は 894 USD/kWe と仮定、緑色の点線）においては、再エネ発電コストが 40 USD/MWh（4 USc/kWh）より低くなると、高位推計のブルーアンモニアの製造コストを、15

USD/MWh（1.5 USc/kWh）より低くなると、低位推計のブルーアンモニアの製造コストを下回るとされている。

同じく低位推計（電解設備の CAPEX は 455 USD/kWe と仮定、緑色の実線）においては、再エネ発電コストが 50 USD/MWh（5 USc/kWh）より低くなると、高位推計のブルーアンモニアの製造コストを、25 USD/MWh（2.5 USc/kWh）より低くなると、低位推計のブルーアンモニアの製造コストを下回るとされている。

従って、グリーンアンモニアとブルーアンモニアのコスト競争力比較は、各種前提条件の違いによって変わるものの、再エネによる発電コストが大幅に低下すれば、グリーンアンモニアはブルーアンモニアよりも低いコストで製造することが期待出来る。

6.2.4　BBIN 地域における、グリーンアンモニアのサプライチェーン構築

(1)　BBIN 地域における電力需給状況

本調査の対象である BBIN 各国の電源構成を見ると、バングラデシュとインドにおいては、天然ガスまたは石炭による火力発電が主体、ブータンとネパールにおいては水力発電が主体となっている。ブータンとネパールにおいては、少なくとも発電分野においては脱炭素化がほぼ実現していると言えるため、同地域全体で発電分野での脱炭素化を進めるにあたり、環境負荷が高い火力主体のバングラデシュ及びインドの火力電源をいかにして脱炭素・低炭素エネルギー源に置き換えていくかが鍵となる。

(2)　脱炭素化に向けた、グリーンアンモニアのサプライチェーン構築

既存の火力発電のインフラを活用しつつ、グリーン水素・アンモニアの混焼を進めることで化石燃料への依存度を下げることは、地域全体での更なる脱炭素化を進める上でのソリューションとして一考に値する。

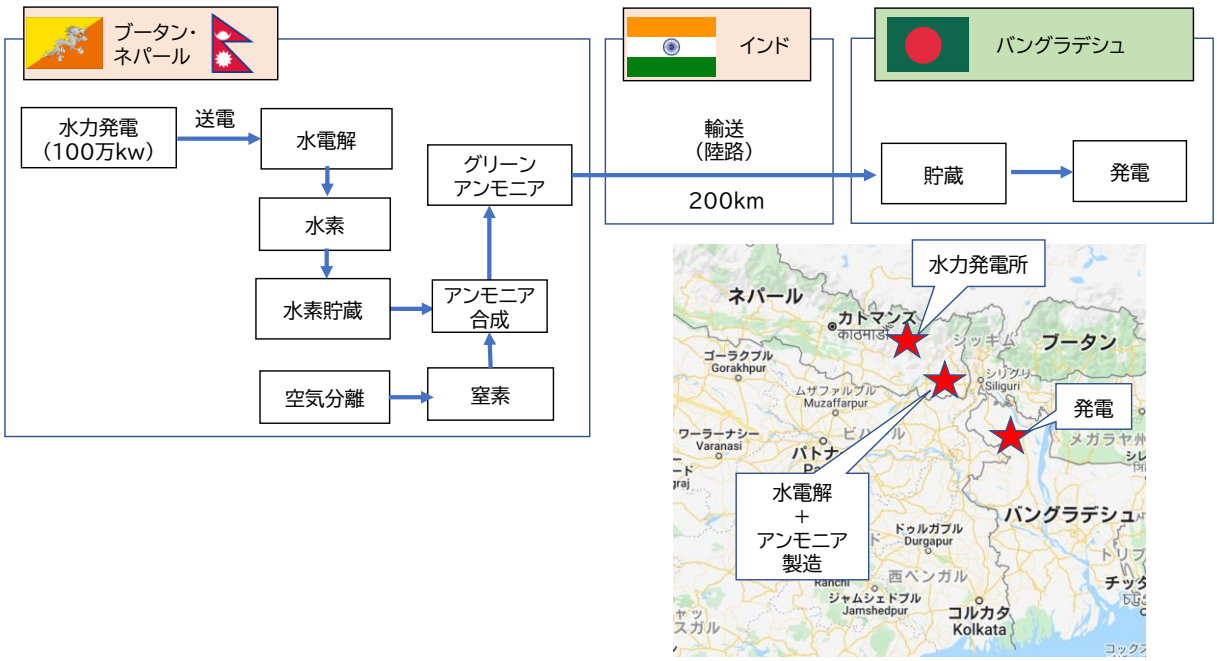
特に石炭火力のアンモニア混焼については、日本が積極的に実証研究等を進めていることから、BBIN 地域を対象に、アンモニア混焼の実現性に向けた検討を行うことは、日本が他国より優位性を持つ技術を海外市場に展開する好機ともなると考えられる。

本調査では、主としてブータンやネパールで水力発電を開発し、バングラデシュに輸出する可能性について検討を行っているが、将来の更なる脱炭素化に向けたソリューションとして、余剰な水力発電をエネルギー源として活用して、水電解にてグリーンアンモニアを生成し、火力発電の混焼燃料として活用することにより、グリーンアンモニアの製造から消費に至るサプライチェーンを地域大で構築する可能性についても考察を行う。

なお、インドにおいては、仮に今後グリーンアンモニアの利用が進んだとしても、エネルギー源としては自国内の再エネ発電の余剰分を優先して使用すると考えられる。本章では、人口密度が高いため未利用な土地が少なく、大規模な再エネ電源の開発ポテンシャルが限られているバングラデシュにおいて、ブータンやネパールの水力発電に由来するグリーンアンモニアを利用するというサプライチェーンについて主として考察を行う。

下図は、その概要を示したものである。ブータンまたはネパールの水力にて発電された電気を、送電線を通じて、同国内で建設されたアンモニア製造プラントに送電し、水電解水素の生成およびアンモニア合成を行う。アンモニアの陸上輸送コストを抑えるべく、アンモニア製造プラントは、インド及びバングラデシュに近接した国境近くの地点に建設することを想定する。

製造されたグリーンアンモニアはインドを経由してバングラデシュに輸送され、同国内で貯蔵の上、自国の電力需給に合わせて火力発電所の混焼用燃料として消費される。



（出典：JICA調査団）

図 6-27　BBIN 地域における、グリーンアンモニアのサプライチェーンのイメージ

(3)　グリーンアンモニア製造プラント（ケーススタディ）

ブータン及びネパールの水力発電をエネルギー源とするグリーンアンモニア製造プラントを建設し、生産されたアンモニアを陸路でバングラデシュに輸送して発電用の燃料として使用することを前提に、ケーススタディを行った。

1)　グリーンアンモニア製造コスト

ここでは、ネパール国内での水力発電を用いたグリーンアンモニア製造プラントを、同国内でバングラデシュとの距離が近い国境地域（バングラデシュまで約 200km）に建設することを前提とした。水力発電所の出力を 100 万 kW（1 GW）とし、この規模に対応した水素・アンモニア製造プラントを建設すると仮定している。同プラントの仕様等に関する概要を下表に示す。

表 6-20　グリーンアンモニア製造プラントの主な概要（ケーススタディ）

	仕様	コスト（推計）
水力発電所	• 発電出力：100 万 KW（1 GW) • 設備使用率：50%	• 建設単価： USD 2,000/kW • 建設総費用： → USD 2,000 million
水電解装置	• 水素製造効率：5 kWh/Nm^3-H_2 （＝50 kWh/kg-H_2 ＝50,000 kWh/ton-H_2） • 水素製造量： → 約 87,500 ton/year （＝240 ton/day）	• 設備単価：USD 347/kW （日本政府 2030 年目標値） • 建設総費用： → USD 347 million
窒素製造（深冷分離）	• エネルギー消費量： 0.304 kWh/Nm^3-N_2	• 設備総費用：USD 200 million （SIP 報告書を参照）
アンモニア合成	• 水素製造量：240 ton/day • アンモニア物質収支：5.7 倍 • アンモニア製造量： → 1,370 ton/day → 1,200 ton/day（ロス控除後）	

（出典：JICA調査団）

水力発電所の建設コストを USD 2,000 million、水素・アンモニア製造プラントの建設コストは USD 547 million、合計で 2,547 million と仮定した。水電解装置に関しては、日本国内の文献資料（SIP 報告書）にて、2030 年の目標値として USD 347/kW（52,000 円）という値が示されているため、これに 100 万 kW（10 万 kW のユニットが 10 基）を乗じて、総建設コストを USD 347 million と推定した。アンモニア合成プラントの建設コストは、グリーンイノベーション基金事業の資料等を参考に、USD 200 million と仮定した。

水電解装置による水素製造効率を 5 kWh/Nm^3-H_2（1 Nm^3 の水素を製造するのに 5 kWh を要する）とし、年間の設備利用率を 50%と仮定すると、同プラントにおける年間水素製造量は約 87,500 トン、 1 日あたり約 240 トンと試算される。

この水素を元に、深冷分離法にて製造された窒素との合成によりアンモニアを生成する。アンモニアの物質収支を 5.7 倍（1 g の水素 H_2 から 5.7g のアンモニアが製造される）とすると、アンモニアの製造量は 1 日あたり約 1,370 トン、製造工程でのロスを考慮して 1 日当たり約 1,200 トンのグリーンアンモニアの製造が可能となる。

これらの前提を元に、稼働年数均等化原価法にてアンモニア製造単価を算出すべく、以下の通りコストパラメーターを設定した。

- 耐用年数：水力発電所 40 年、水素・アンモニア製造プラント：30 年
  ※ 今回は、水素・アンモニア製造プラントの耐用年数に合わせて 30 年で評価することとする（水力発電所が 31 年目以降発電した場合の価値は考慮していない）
- 割引率：5%（OECD 発電コスト予測を参照）

- O&M コスト：建設費の 4.2%（NEDO 事業での前提条件。人件費：0.6%、修繕費：2%、諸費：0.6%、一般管理費：1%）

これより、建設コスト及び運営費等を含む 30 年間累計の総費用は、現在価値換算で USD 4,191 million と試算される。

このプラントにて年間生産されるアンモニアは 1,200×365＝438 千トンと想定した。30 年間累計の生産量（現在価値換算）は、6.73 million トンとなる。従って、稼働年数均等化原価法にて試算されたグリーンアンモニア 1 トンあたりの製造コストは、USD 623（＝USD 4,191 million÷6.73 million トン）となる。この値を、IEA の推計によるグリーンアンモニアの製造コスト（図 6-26 参照）と比較すると、電力コストを 50 USD/MWh（＝5 USc/kWh）と仮定した場合の高位推計の値に近い水準となる。

2)　バングラデシュでグリーンアンモニアを発電した場合の発電単価

次に、このアンモニアをネパールからバングラデシュまでタンクローリーで陸路輸送した場合の輸送コストにつき、以下の前提条件にて試算した。

表 6-21　アンモニアの輸送コスト（ケーススタディ）

輸送量	・タンクローリー1 台あたりのアンモニア積載量：10 トン ・各タンクローリーは 1 日 1 往復 （アンモニア製造工場からバングラデシュまでの輸送距離：200 km）
固定費	・タンクローリー価格：USD 120,000 ・耐用年数：5 年 ： →タンクローリー償却費：USD 120,000÷5÷365＝USD 66/truck-day
変動費（燃料費）	・燃費　USD 1/km →1 往復あたりの燃料費：USD 1/km×200 km×2＝USD 400/truck-day
人件費	・USD 10/truck-day

タンクローリー1 台（積載量 10 トン）の 1 日 1 往復あたりの輸送コストは、USD 477、アンモニア 1 トンあたりの輸送コストは約 USD 48 となる。上述した製造コストにこの輸送コストを加算すると、バングラデシュで荷下ろしされる時点でのアンモニアのコストは、1 トンあたり USD 671 となる。

バングラデシュで荷下ろししたアンモニアをいったん貯蔵するのであれば、貯蔵施設に関するコストが発生するが、今回の試算では、後即座に火力発電燃料として使用されると仮定し、貯蔵コストは割愛した。

アンモニアの単位発熱量（真発熱量）は、14.1 MJ/Nm^3（＝3.91 kWh/Nm^3）、比重 0.76 kg/Nm^3 で換算すると、18.55 MJ/kg（＝5.15 kWh/kg）である。すなわち、炉前での燃料コストは、671 USD/ton ÷5,150 kWh/ton×100＝13.0 USc/kWh と計算される。

燃料アンモニアは、石炭火力発電所での混焼を前提とし、発電熱効率は、既存の超々臨界発電（USC）並みの 40%を維持できるとした。

以上より、バングラデシュの火力発電所にて、ネパールの水力発電由来のグリーンアンモニアを使用して発電した場合、発電電力量 1 kWh あたりの発電単価（燃料コスト）は、13.0 USc/kWh ÷40%＝約 32.5 USc/kWh と試算される。なおここでは、バングラデシュでの貯蔵施設のコストを割愛しているのに加え、既設の火力発電所でアンモニアを燃焼できるようにするための改造に要するコストが織り込まれていないため、それらを考慮するのであれば、これらに掛かるコストが更に加算されることになる。

6.2.5　製造国における国内需要の想定、需要造成に向けた検討

(1)　BBIN 地域におけるグリーン水素・アンモニア普及のための道筋

前節での分析の通り、グリーンアンモニアを用いた火力発電は、今後の技術開発にて期待されるコスト低減を考慮しても依然として高く、ネパールの水力発電を用いたグリーンアンモニアをバングラデシュに輸送して発電用燃料として使った場合の発電コストは 32.5 USc/kWh と試算された。水力発電でつくった電気を直接使った場合（4～5 USc/kWh）と比べて、遙かにコスト高となっている。両者の大きなコスト差は、主に以下の工程で発生するエネルギーのロスに起因するものである。

- 水の電気分解及びアンモニア合成時の損失 : 現在の水電解の技術では、投入される電気エネルギーの 50%以下のエネルギー量の水素・アンモニアしか得られない
- 火力発電の熱効率 : 既存の石炭火力の熱効率を維持出来たとしても、40%程度

つまり、上記の変換工程を通じて回収することができる電気エネルギーは、元の電気エネルギーの 20%（＝50%×40%）以下となる。これに加えて、水素・アンモニア製造プラントの設備コストや運営費、アンモニアの輸送コスト等が加算されるため、このような大きなコスト差となっている。今後の技術革新により製造工程でのエネルギーロスが低減できたとしても、発電された電力をそのまま消費することが可能である限り、水素またはアンモニアに変換した上で発電燃料として燃焼することにより電力エネルギーとして消費するよりもコスト面で大きく優位であるという関係性は変わらないと考えられる。

ただし、電力供給システムの特性として、需要と供給が常時均衡するように需給運用を行う必要があることに留意する必要がある。季節や時間帯によって水力発電による出力が需要に比べて過大となることが予想される場合、これを回避するための方策を取ることが必要となる。電力供給システムの中で、このような余剰発電を調整する方策としては、以下が挙げられる。

1. 送電系統の広域連系を通じた、余剰発電の他国・地域への買電促進
2. 貯水池や揚水発電等の水貯蔵による、電力供給システムの上流側での出力調整
3. 蓄電池や需要側方策（DSM）等、電力供給システムの下流側での需要調整
4. 水力発電の停止または出力抑制（ある程度まで）

これらの方策は、グリーン水素やアンモニアを製造して発電燃料として利用するよりも技術的にも成熟しており、電力需給のバランスを保つための方策として、現時点ではほぼどのような状況においても、水素・アンモニアの利用に比べると現実性が高いと考えられる。ただし、上述の1.～3.は、地理的条件やインフラ整備に要する時間、ネットワーク容量等の制約があるため、短期間かつ無限に導入できる方策ではないことに留意する必要がある。そのため、水力発電の余剰出力が発生する頻度及び規模が増すにつれ、解決策 1.～3.の適用範囲は狭まっていき、最も手っ取り早い方策である 4.（水力発電の停止または出力抑制）の実施が増していくと考えられる。ただし、4.は、限界費用（可変費）が低い水力発電による電力を単純に捨てるものであり、4.への依存が増えることで、電力供給システムのコスト効率性が悪化していく恐れがある。

こうして捨てられる余剰発電が相応の規模にまで増加した段階で、水力による余剰発電を用いてグリーン水素・アンモニアを製造する意義が出てくると考えられる。ただしグリーン水素・アンモニアの製造コストが劇的に低下するまでにはまだかなりの年数が掛かると予想され、少なくとも中期的（～2040 年）には、こうして製造されたグリーン水素・アンモニアは火力発電の燃料としてではなく、現在は電力以外の方法で供給されている非電力エネルギー最終需要を水素・アンモニアに置き換えていくことにより地域大での脱炭素化を促進していくことが、より現実的なアプローチであると考えられる。

非電力エネルギー需要の代表例として、以下を挙げる。

(a) 主に家庭部門向けの伝統的なバイオ燃料（薪等）
(b) 家庭部門向けの石油製品（灯油、LPG 等）、天然ガス
(c) 産業部門（エネルギー利用）向けの石炭、天然ガス、石油
(d) 運輸部門向けの石油製品（ガソリン等）および天然ガス

(2) 非電力エネルギー需要のグリーン水素・アンモニアへの転換ポテンシャル

上述した非電力エネルギー需要(a)～(d)につき、グリーン水素・アンモニアに転換するポテンシャルがあるかどうかという観点から評価を行った。

ネパール国内における既存の非電力エネルギー需要の分析に際し、IEA エネルギーバランス統計を参照した。同国のエネルギーバランス統計の分析より得られた示唆については、次節「＜参考＞ネパールのエネルギー需給の分析」にまとめている。ブータンは、IEA のエネルギーバランス統計の対象国として含まれていないためここでの分析は省略するが、同国の基本的なエネルギー需給構造はネパールと大差なく、両国の人口比を考慮すると、ブータンの総エネルギー需要の規模は、ネパールの 30 分の 1～40 分の 1 程度と考えられる。

IEA 統計の分析を元に、ネパールにおける上記の非電力エネルギー需要(a)～(d)それぞれの需要規模と、JICA 調査団による脱炭素化に向けた方向性に関する評価を下表に整理した。なお、表中で、需要規模については、IEA 統計の最新年度である 2019 年のデータではなく 2018 年度のデータを参照している。ネパールの暦では、年度は 7 月中旬から始まり翌年 7 月中旬で終わるため、同国の 2019 年度のデータには COVID-19 の感染が始まった後の期間も含まれており、2019 年度のエネルギー需要が 2018 年度より減少しているのは、それが主因と考えられる。COVID-19 感染拡大の影響により、エネルギー需要は減少する傾向が世界各国で見られたが、COVID-19 の沈静化

とともに数年掛けてエネルギー需要の傾向は感染前のトレンドに回帰していくと予想されるため、COVID-19 発生前のエネルギー需要である 2018 年度の実績を参照することとした。

なお、以下に挙げた非電力エネルギー需要の脱炭素化の方向性に関しては、一定の需要規模がありかつ技術的に電化が容易ではないものについて、水素への転換が推奨されるという前提に基づき評価を行っている。つまり、水素への移行よりも電化の方が容易である非電力エネルギー需要については、電化の促進が推奨されると考えた。

表 6-22　ネパールにおける主な非電力エネルギー需要及び脱炭素化に向けた方向性

非電力エネルギー需要	ネパール国内での需要規模（2018 年度）	脱炭素化の方向性に関する評価
(a) 伝統的なバイオ燃料　（薪等）	■ 住宅用：408,998 MJ ■ 産業用：2,644MJ ■ 商業・公共：2,544MJ	■ 電化の促進が推奨される
(b) 家庭部門石油製品および天然ガス	■ 石油製品 12,983 MJ ■ 天然ガス：ゼロ	■ 水素・アンモニアの家庭用供給インフラ整備の難しさを考慮し（かつネパールには既存のガスインフラがない）、電化の促進が推奨される
(c) 産業部門向け石炭、天然ガス、石油	■ 石炭：42,032MJ ■ 天然ガス：ゼロ ■ 石油製品 1,032 MJ	■ エネルギー供給を電気に転換するのには限界がある。石炭や石油の消費を水素やアンモニアで転換していくポテンシャルあり
(d) 運輸部門向け石油製品および天然ガス	■ 石油製品 73,632 MJ ■ 天然ガス：ゼロ	■ 都市部の乗用車は EV への転換が進むと考えられる一方、１回の充電（水素充填）で長距離の移動が必要となる地方部や大きなエネルギー容量を必要とする業務用車両等は、燃料電池車（水素利用）のポテンシャルあり

（出典： JICA 調査団作成。需要データは、IEA エネルギーバランス統計を参照）

上に挙げた非電力エネルギー需要のうち、(a)の伝統的なバイオ燃料（2018 年時点で 414,186MJ）及び(b)の家庭部門での石油製品消費（同 12,983MJ）については、水素への転換ではなく電化を促進すべきと考えられる。図 6-35 に示す通り、ネパールでは、伝統的なバイオ燃料がエネルギー需要全体の中で占める割合が依然として圧倒的に多い。このようなエネルギー源は、経済水準の向上に伴い、より近代的なエネルギー供給源に移行していくことが予想されるが、こうしたバイオ燃料の多くは家庭部門で消費されていることから（408,998 MJ、図 6-38 も併せて参照）、電力への転換が現実的であると考えられる。ネパールでは、既存のガス供給インフラが存在しないため、ガス供給インフラを水素供給インフラに転用するという道筋もない。

同様に、家庭部門における石油製品のエネルギー需要についても、電化の促進が推奨される。図 6-38 に示すように、家庭部門のエネルギー需要は、伝統的なバイオ燃料に大きく依存しているが、これを除いてより近代的なエネルギー供給形態だけを見ても、石油製品（LPG、灯油等）と電気が占める割合は約半々であり、エネルギー需要の化石燃料依存度が高く、電化を通じた脱炭素化のポテンシャルがあると考えられる。

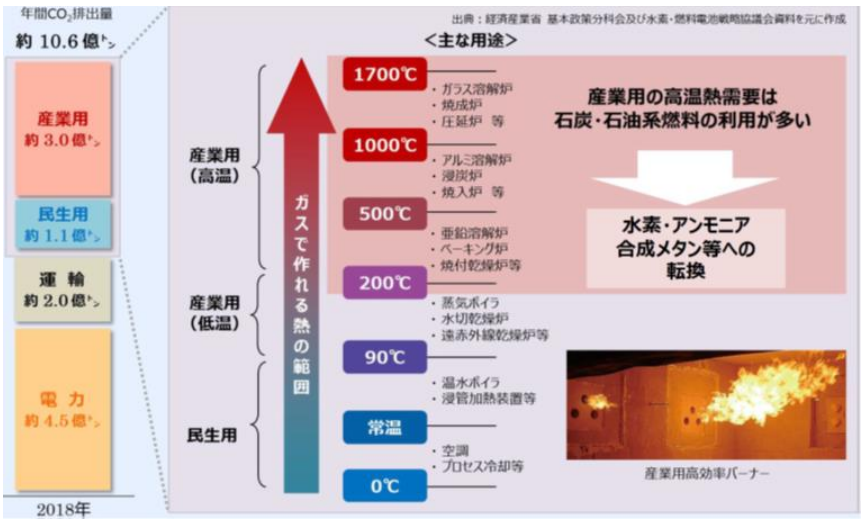
他方で、産業部門における石炭需要（(c)、2018 年時点で 42,032MJ）と運輸部門における石油製品需要（(d)、2018 年時点で 73,632MJ）については、エネルギーの特性上、電化が容易でないものが相当量あると考えられるため、脱炭素化に向けた方策として水素供給への転換につき検討する余地がある。それぞれにつき、以下で補足する。

(3)　産業分野での水素利用の可能性

産業部門におけるエネルギー需給実績（図 6-37 参照）を見ると、石炭が全エネルギー消費の 70%以上を占めており、電気のシェアは 20%未満となっている。石炭消費が多い理由としては、窯業や金属加工業等、生産工程で高温の熱を必要とする産業があり、電気による加熱が困難なためであると考えられる。CO_2 排出削減に向けた短期的な方策としては、こうした熱需要を石炭から天然ガスに転換するという選択肢も考えられるが、ネパールではこれまで天然ガスによるエネルギー供給が存在せず（図 6-32 参照）、内陸国で天然ガスの国内生産もない同国にて、過渡的なエネルギー供給源となるかもしれない天然ガスへの転換のために多大なコストを掛けて供給インフラを一から整備するのは推奨しがたい。短中期的には、石炭を使い続けることを容認しつつ、製造工程での石炭需要の一部を電力に転換し、また石炭燃焼を必要とする熱需要の効率を可能な限り向上させるべく新しい技術を導入していくことが現実的と考えられる。

長期的に水素利用が実用化された段階で、熱需要を石炭から水素に移行させることにより、産業部門の更なる脱炭素化実現が期待される。また、ネパールは国内で石炭を産出しているもののその量は少なく大半を輸入に頼っているため（図 6-33）、石炭の需要を減らすことにより、同国のエネルギー自給率の更なる向上にも寄与する。

図 6-28 は、経済産業省が公表した資料から引用したもので、産業部門を中心とした熱需要を加熱温度別に概観した図である。日本でも高温の熱需要は依然として石炭や石油に多く依存しており、脱炭素化に向けて水素やアンモニア、合成メタン等の低炭素燃料への転換が必要とされる。こうしたエネルギー需要を視野に入れた水素燃焼炉（図 6-29 参照）の開発も進められている。



（出典： 経済産業省資料）

図 6-28　産業分野での水素・アンモニアの利用状況



（出典： 中外炉工業株式会社資料 https://chugai.co.jp/en/pro_06_process_02/）

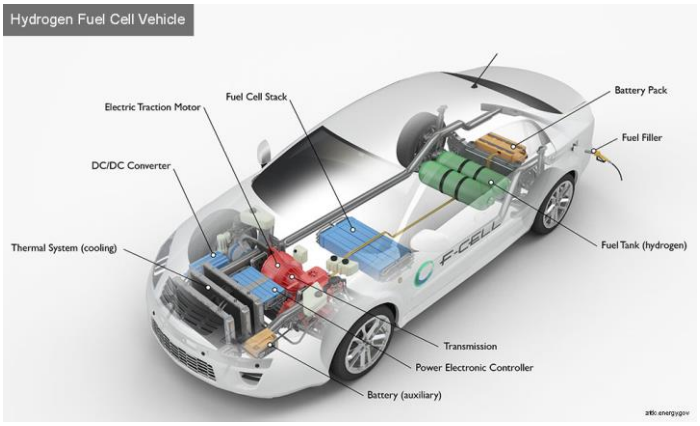
図 6-29　水素燃焼炉（外観）

(4)　運輸分野での水素利用（燃料電池車）の可能性

既存の内燃機関自動車（ICEV）に代わる移動手段として、電気自動車（EV）と並んで水素ガスを燃料とする燃料電池自動車（FCV）が挙げられる。FCV と EV にはそれぞれメリットとデメリットがあり、どちらが有利かは自動車の用途によって異なる。一般論として、FCV は EV と比較して以下のような長所がある。

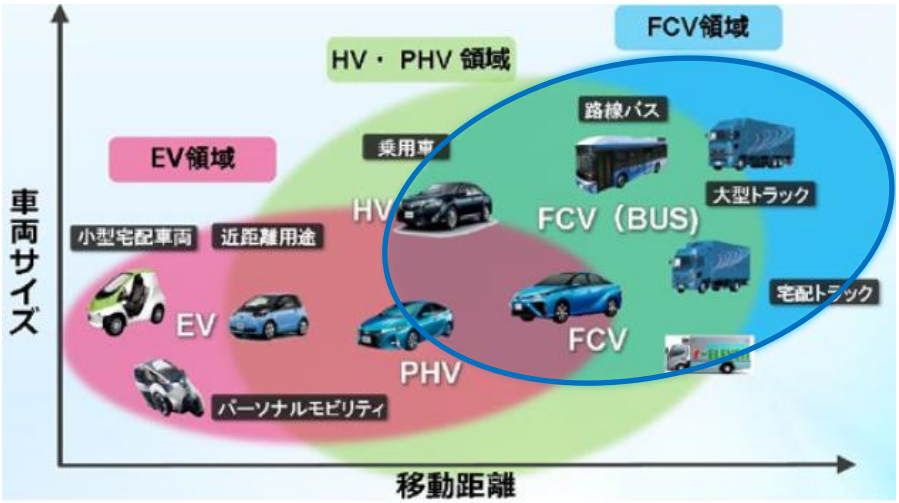
- 充電容量が大きい。
  - FCV の代表的な車種である MIRAI の製造元であるトヨタ自動車によると、FCV（乗用車）の最新モデルは、1 回の水素充填で 850km 以上走行できる。これに対し、EV（乗用車）の走行距離は、大容量バッテリーを搭載したモデルでも 1 回の充電で約 500km、バッテリー容量が小さい車種はさらに短くなる。
- 充電時間が短い。
  - EV の充電時間は、低圧供給の低速充電で 6～12 時間、高圧供給の高速充電でも 30 分以上かかるが、FCV の充填時間は約 3 分と非常に短い。

こうした特徴を鑑みて、1 回の充填（充電）長距離の移動が必要な用途や路線バス・トラック等の大型作業車等では、FCV が EV に対して優位であると考えられる。他方、都市部での乗用車や小型の配送車等、短距離の移動用途には、車体の小型化がしやすい EV が有利である。



（出典：https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-fuel-cell-electric-cars-work）

図 6-30　燃料電池自動車（FCV）の基本構造



注）　HV: Hybrid vehicle（ハイブリッド車）、　PHV: Plugin hybrid vehicle（プラグインハイブリッド車）

（出典：トヨタ自動車資料）

図 6-31　燃料電池自動車（FCV）の想定される用途

(5)　産業・運輸部門エネルギー需要の水素転換による余剰水力発電の活用ポテンシャル

2018 年度のネパールにおける、(c)産業部門の石炭需要及び(d)運輸部門の石油製品需要は、それぞれ同年の総電力消費量の 1.8 倍、3.2 倍に相当する。上述した通り、これらのエネルギー需要の一部は電力供給に転換することが見込まれるものの、電力への転換が困難な需要が相当量存在すると推察される。大雑把な仮定として、これらの需要に対するエネルギー供給の約半分が水素に転換されるとするならば、これらの需要に対する水素の必要量は以下のように見積もることができる。

- 産業部門向け石炭需要の 50%：年間 175 kt の水素需要
- 運輸部門向け石油製品需要の 50%：年間 306 kt の水素需要

上記の需要に見合う水素を製造するために必要な水力発電につき、以下の通り試算した。6.2.4 節で述べたように、1 GW の水力発電所から供給される電力を用いて電解槽を稼働させることにより、1 年間に 87,500 トンの水素を製造することが可能である。この数字を元に、上記の水素を製造するために必要な 1 GW の水力発電所のユニット数は、以下の通りとなる。

- 産業部門向け石炭需要の 50%：1 GW 水力発電所 2 基分に相当
- 運輸部門の石油製品需要の 50%：1 GW 水力発電所 3.5 基分に相当

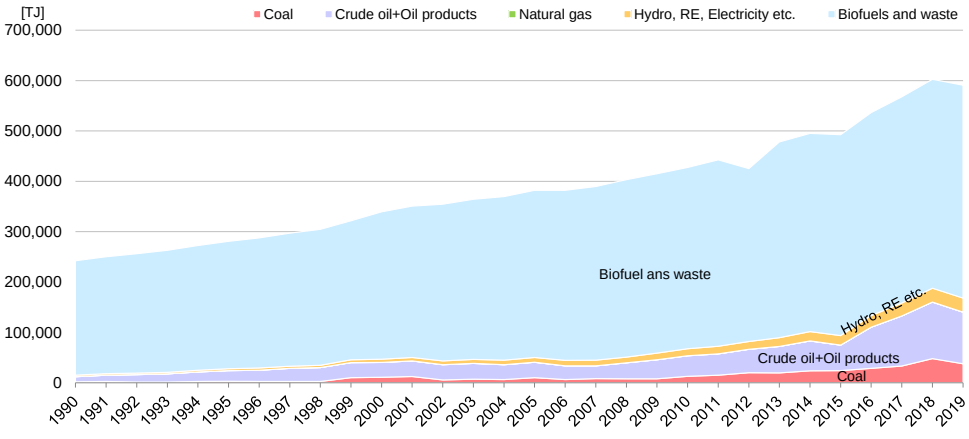
つまり、ネパールで今後水力発電が増加し、近隣諸国への電力輸出を考慮しても、季節や時間帯によっては需要を上回る余剰の発電出力が発生する可能性がある一方、同国では、化石燃料以外の選択肢が現状ではなく、技術的な特性により電化が困難なエネルギー需要が産業部門や運輸部門を中心に相当量存在すると考えられる。そのため、余剰の水力発電を用いてグリーン水素・アンモニアを生産し、これらの化石燃料需要を水素供給に転換することにより、余剰の水力発電が発生しても吸収出来る可能性は高いと考えられる。

＜参考＞ ネパールにおけるエネルギー需給データの分析

IEA のエネルギーバランス統計に基づき、ネパールにおけるエネルギー需給の特徴につき分析した。その概要を以下に示す。

1)　一次エネルギー総供給の推移

伝統的なバイオ燃料が依然として国内の総エネルギー供給量の大半を占めているが、近年では石炭や石油製品等の化石燃料の供給も著しく増加している。

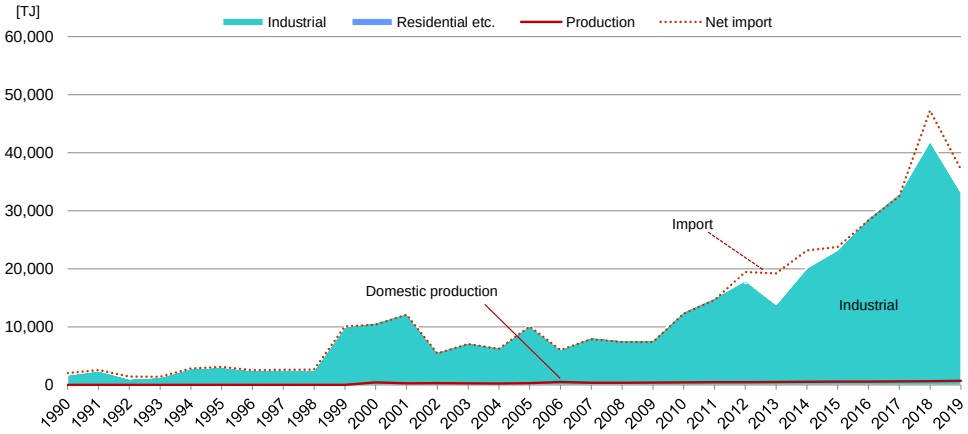


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-32　ネパールにおける一次エネルギー総供給の推移及びエネルギー種別内訳

2)　石炭需給の推移

ネパールでは国内で石炭を産出しているものの産出量は少なく、ほとんどを輸入に頼っている。石炭は産業部門の非電力エネルギー用途にのみ使用されており、その需要は近年急速に増加している。2019 年の需要は前年より減少しているが、ネパールの暦では 1 年が 7 月中旬から始まり翌年 7 月中旬終わるため、2019 年度には COVID-19 の感染拡大以降の時期が含まれることが主な要因と考えられる。

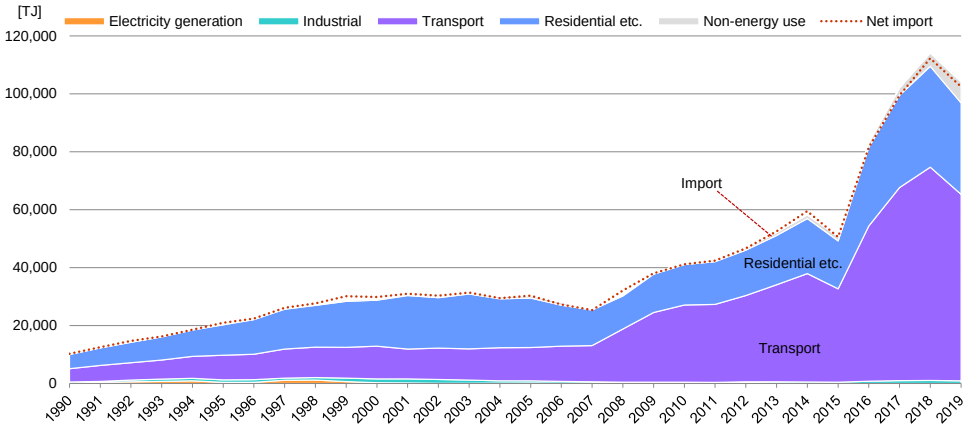


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-33　ネパールにおける石炭需給の推移

3)　石油需給の推移

ネパールでは原油の国内産出がなく全量を輸入に依存している。石油製品は主に運輸部門や家庭部門での非電力エネルギー用途として使用されており、運輸部門を中心に近年急増している。石炭と同様、2019 年に需要が減少したのは、COVID-19 の感染拡大による影響と推察される。

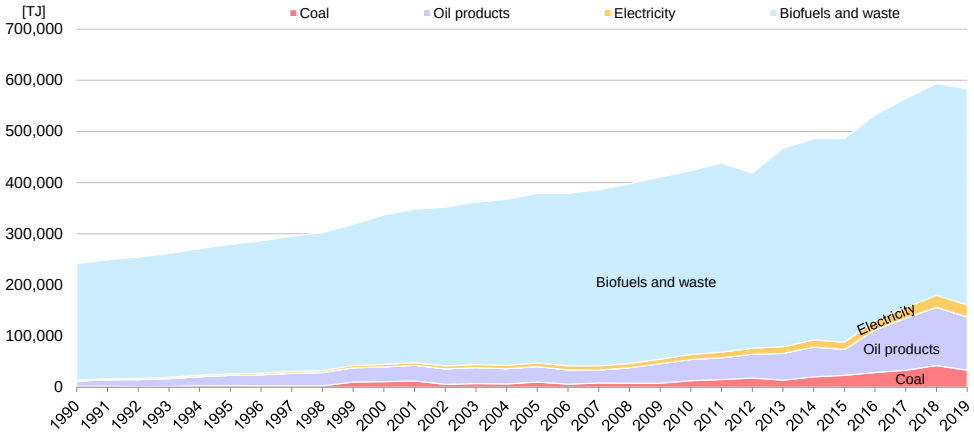


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-34　ネパールにおける石油需給の推移

4)　最終エネルギー消費の推移

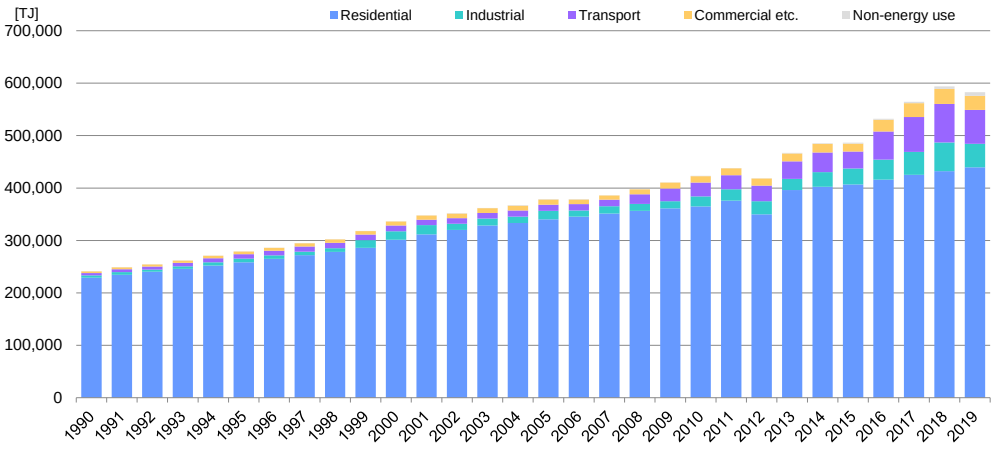
同国の総エネルギー消費量のうち、薪等の伝統的なバイオ燃料が約 7 割と依然として圧倒的な割合を占めている。ネパールにおける 2018 年の総エネルギー需要に占める電力供給の割合は 3.9%にとどまっている一方、石炭と石油製品を直接燃焼して利用している割合はそれぞれ 7.1%及び 19.2%を占めている。



（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-35　ネパールにおける最終エネルギー消費量の推移（供給形態別内訳）

下図は、最終エネルギー消費を部門別に分類したものである。家庭部門が国全体のエネルギー消費量の 70%以上を占めている一方で、産業部門や運輸部門等のエネルギー消費量が近年急増しているため、家庭用の割合は徐々に減少している。

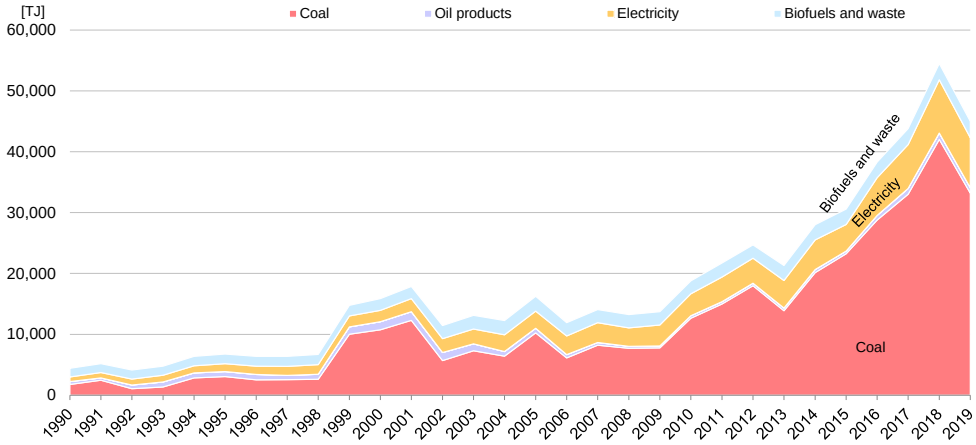


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-36　ネパールにおける最終エネルギー消費量の推移（部門別内訳）

5)　産業部門エネルギー消費量の推移

ネパールの産業部門におけるエネルギー需要は石炭に大きく依存しており、近年石炭の消費量は急速に増加している。ネパールの主要産業の中でも、生産工程で高温の熱を必要とする窯業や金属加工業が、主な石炭の利用先と考えられる。

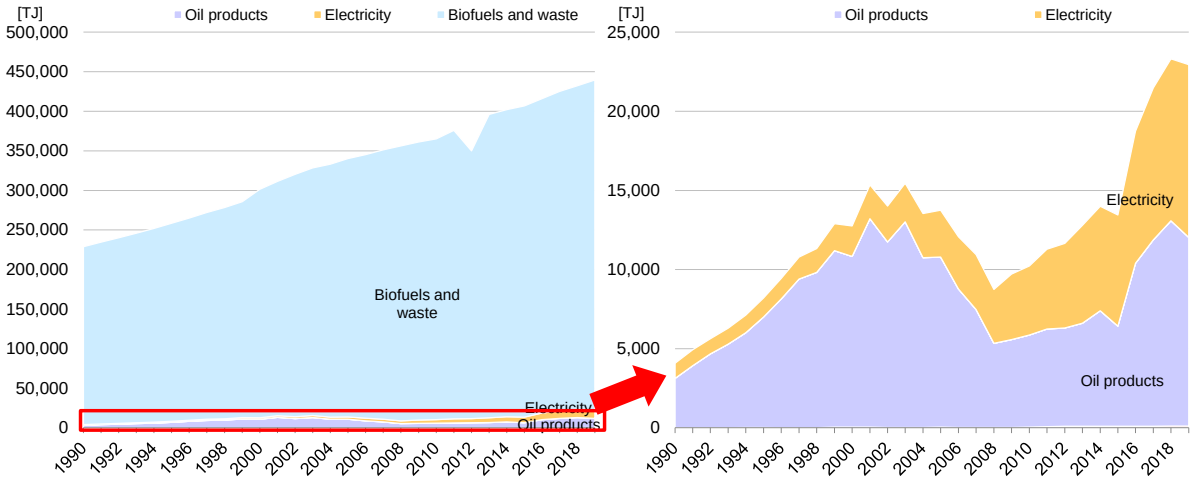


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-37　ネパールにおける産業部門エネルギー消費量の推移

6)　家庭部門エネルギー消費量の推移

左下のグラフに示すとおり、家庭部門のエネルギー消費においては、薪等の伝統的なバイオ燃料が依然として圧倒的なシェアを占めている。このグラフから石油製品や電気等、より近代的なエネルギー供給形態だけを抜き出したのが右下のグラフである。近代的なエネルギー供給、特に電力供給が徐々に増加しているものの、石油供給への依存も依然として大きい。

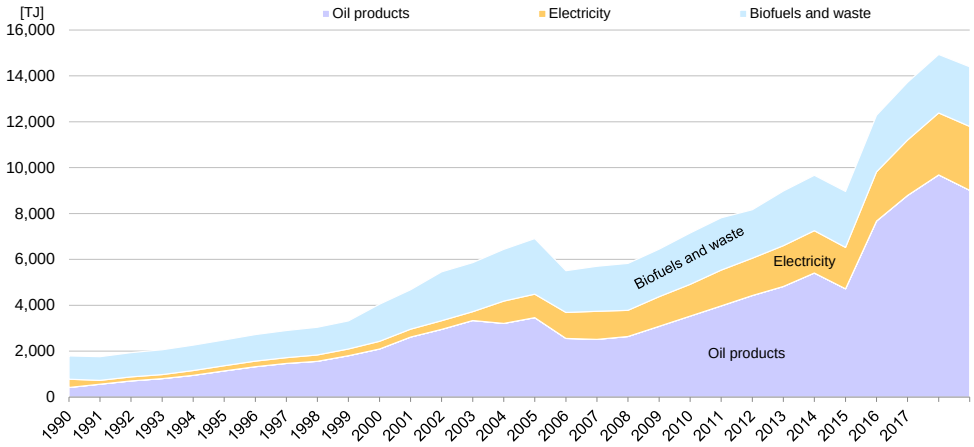


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-38　ネパールにおける家庭部門エネルギー消費量の推移

7)　商業・公共部門エネルギー消費量の推移

エネルギー消費量の半分以上を石油製品が占めており、伝統的なバイオ燃料を除くと、電力供給が占める割合は家庭部門よりも低い。暖房や厨房等のエネルギー需要で石油製品が使われているためと推察される。

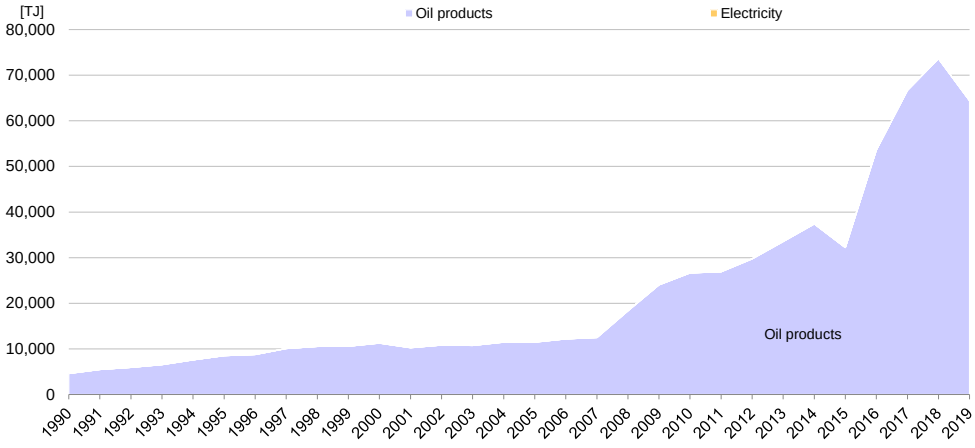


（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-39　ネパールにおける商業・公共部門エネルギー消費量の推移

8)　運輸部門エネルギー消費量の推移

エネルギー需要のほぼ全量が石油製品で供給されている。近年の経済発展を反映して、運輸部門エネルギー消費量は急速に伸びている。



（出典：IEA エネルギーバランス統計を基に JICA 調査団作成）

図 6-40　ネパールにおける運輸部門エネルギー消費量の推移

6.2.6　経済性比較評価

(1)　従来型送電方式

水力発電所の発生電力を従来型送電方式によりバングラデシュまで送電する場合のコストを算定する。6.2.4(3)のケーススタディの比較対象として、ネパールのアンモニア工場からバングラデシュの発電所までの距離を 200km とした 400kV の専用送電線を建設して利用するモデルとする。

1)　送電線建設コスト

表 6-23　ネパールからバングラデシュへの送電線建設コスト（専用線建設）

Line	Voltage [kV]	Config., conductor	Ckt	Length [km]	Plain Land [km]	Mountain Land [km]	Cost [mUSD]
Nepal - Bangladesh	400	Twin Moose	D/C	200	200	0	105

（出典：JICA調査団）

2)　送電損失

以下の条件で、送電損失を計算する。

- 送電電力は 1,000 MW、年間利用率は 50 %。
- 線路定数は、下表の通りとする。

表 6-24　線路定数 [per unit / km / circuit, at 100 MVA base]

Voltage [kV]	Config.	Type of conductor	Ckt	R	X	B
400	Twin	ACSR Moose	D/C	1.800E-05	1.923E-04	6.020E-03

（出典：CEA, Manual on Transmission Planning Criteria, Jan. 2013）

上記条件により計算した送電損失を下表に示す。1,000 MW を送電した場合、送電損失は 19.9 MW（損失率 2.0 %）となる。年間利用率が 50 %の場合、年間送電損失電力量は 56.8GWh（損失率 1.3 %）となる。

年間送電損失電力量 [MWh]は、下式により算出する。

年間送電損失電力量 [MWh] = 送電損失 [MW] ×8,760 h×損失係数 p

損失係数 $p = \alpha \times f + (1 - \alpha) \times f^2 = 0.325$

f（年間利用率）= 50 %

α は利用率により異なるとされているが概ね 0.3 程度 = 0.3

表 6-25　送電損失（ネパール～バングラデシュ、専用線を建設する場合）

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	P [pu]	Loss [MW]	Loss [GWh]
Nepal - Bangladesh	400	Twin Moose	2	200	0.0018	10.53	19.9	56.8
Loss rate							2.0 %	1.3%

（出典：JICA調査団）

3)　送電コスト

以下の条件で、送電コストを計算する。

- 送電線建設時の金利率 10%、耐用年数 30 年、毎年の O&M コストは建設工事費の 1%とする。（平均の年経費は建設単価の 11.61%）
- 送電線の年間利用率は 50%とする。
- ネパールの発電端における発電原価を USC 4.89/kWh とする。6.2.4(3)での試算の考え方に合わせ、水力発電所を送電線の耐用年数に合わせて 30 年間の使用で評価。

バングラデシュの受電端における発電原価は USC 5.24/kWh（+USC 0.35/kWh）となる。

(USC 4.89/kWh x 1,000MW x 50% x 8760hr + 105 x 11.61%)/(1,000MW x 50% x 8760hr -56.8)
= USC 5.24/kWh

(2) グリーン水素（アンモニア）発電方式

6.2.4(3)で試算したとおり、ネパールでアンモニアを製造し、バングラデシュで発電した場合の発電単価は約 32.5 USc/kWh.。

次に水力発電所における余剰電力を発電単価ゼロとして扱える場合に、これを活用したバングラデシュでのグリーン水素発電単価を算定する。水素・アンモニア製造プラント建設コスト及び運営費等を含む 30 年間累計の総費用は、現在価値換算で USD 900 million と試算。稼働年数均等化原価法にて試算されたグリーンアンモニア 1 トンあたりの製造コストは USD 134（＝USD 900 million÷6.73 million トン）となり、輸送コスト USD 48/t を加えたアンモニアのコストは USD182/ｔ。炉前での燃料コストは、182 USD/ton÷5,150 kWh/ton×100＝3.53 USc/kWh と計算される。熱効率を 40%とした場合の発電電力量 1 kWh あたりの発電単価（燃料コスト）は、3.53 USc/kWh÷40%＝8.83 USc/kWh。

(3) 経済性比較

ネパールで発電した電力を送電線でバングラデシュへ送電した場合の受電端電力量単価が 5.24 USc/kWh であるのに対し、ネパールで電力からアンモニアを製造し、バングラデシュへの車両運搬を経てバングラデシュで発電した場合の発電単価が 32.5 USc/kWh となり、コスト差が大きく、グリーン水素（アンモニア）発電方式の経済的優位性は見出せない。余剰電力活用の観点ではコスト差は縮小するが優位までには至らない。

6.3　電力貯蔵設備の比較

6.3.1　検討条件

大きな天候の急変がない限り、河川の流量は 1 日の中で大きく変化することは少ない。一方、電力需要は需要家の生産活動や行動パターンを反映して時々刻々変化しており、一般的には活動が活発となる昼間及び夕刻に増加し、活動が停滞する深夜に減少する。最大需要と最低需要の差は、国によって異なるが、一般的には 1 日の最低需要は最大需要の 60%～80%となる。

このため、水力の構成比率が非常に大きいブータンやネパールにおいては、1 日の需要格差に対応して需給の安定を図るため、比較的小規模な調整池を設置して、1 日の中で供給力を変化させることが可能なピーク対応型調整池式水力の開発を志向している。

季節間の変動を見ると、一般的には電力需要の季節間の差はあまり大きくはないが、河川の流量は雨期と乾期における差が大きく、乾期における水力発電設備の供給力は雨期に比べて大きく減少する。このため、ブータンやネパールにおいては、季節間の供給力格差を是正して需給の安定を図るため、貯水池式水力の開発を志向している。しかしながら、貯水池式水力の開発にあたっては、大きな貯水容量を確保する必要があり、経済的に開発可能となる適地が限られている。そのうえ、広い面積の森林、農地、居住地が喪失するため自然・社会環境面での課題が多くあり、開発が難しくなりつつある。

ブータンとネパールは、両国の系統規模に比較して相対的に非常に大きな規模を持つインドの系統と連系している。このため、両国において発生する電力需給の過不足分をインドとの間で売買することが可能である。

このような観点を踏まえて、各種電力貯蔵方式の比較を実施した。

(1)　**具体的な検討モデル**

(a)　電力需要

毎月の需要は最大電力 1,000MW で一定とし、年負荷率 80%とする。電力需要の時間ごとの変化は、18 時に最大の 1,000MW となり、4 時に最低の 600MW となる。（1 年間、毎日同様な形状の需要が継続するものと仮定する。）

(b)　水力の発電量（河川流量）

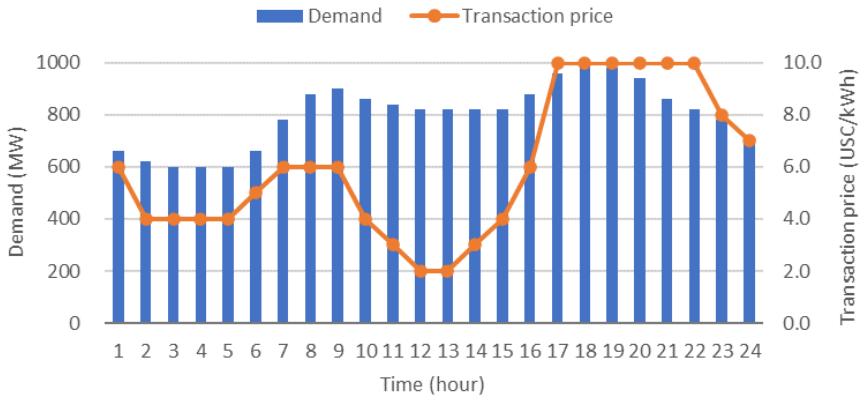
雨期（7 月～9 月）は、常時、設備量の 90%での運転が可能な河川流量があるが、乾期（1 月～3 月）は、河川流量が大幅に減少し、常時、設備量の 20%での運転が可能な量しか確保できない。中間の月においては、4 月から 6 月にかけて河川流量が徐々に増加していき、10 月から 12 月にかけて徐々に減少していく。年平均の河川流量は、設備量の 50%とする。

なお、上記に示した 1 年間分の電力需要と同量の発電量を確保するためには、1,600MW の水力開発が必要となる。

(c)　電力取引価格

電力取引は、電力需給の過不足分をインドとの間で売買することを想定しており、インドの電力需給状況に応じた価格設定となる。インドでは、電力需要のピークは夕方から夜にかけて発生する。一方、インドは太陽光の大量導入を計画しており、昼間時に太陽光から多量の発電量が供給されるため、インドにおいても昼間時には電力余剰が発生する懸念がある。このような点を考慮し、電力需要のピークが発生し、太陽光の発電量が期待できない 17 時～22 時の 6 時間の取引価格を 10 USC/kWh とし、太陽光の発電量が非常に多い、12 時、13 時は 2 USC/kWh とした。（1 日の平均取引価格は、6 USC/kWh）

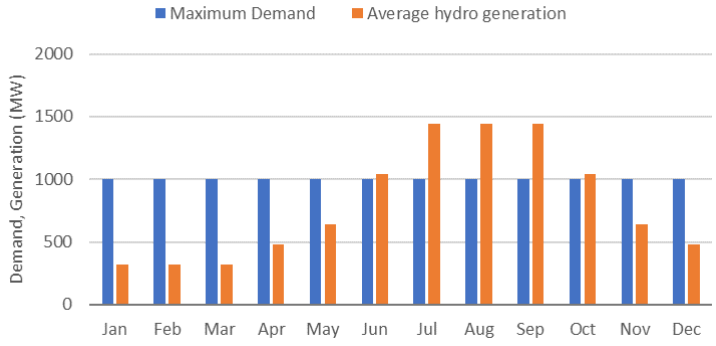
上記の条件を考慮した毎時間の電力需要と取引価格を以下に示す。



（出典：JICA調査団）

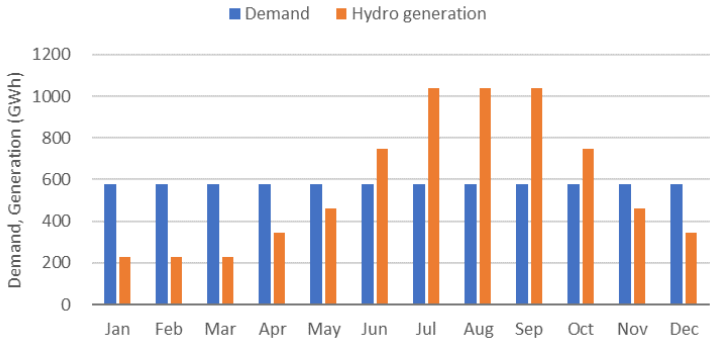
図 6-41　毎時間の電力需要と取引価格

各月の最大電力需要と水力平均発電量の関係および各月の需要電力量と水力発電電力量の関係を以下に示す。（水力を 1,600MW 開発した場合）なお、計算を容易にするために、毎月の日数を 30 日とし、1 年の日数は 360 日として計算している。



（出典：JICA調査団）

図 6-42　各月の最大電力需要と水力平均発電量の関係



（出典：JICA調査団）

図 6-43　各月の需要電力量と水力発電電力量の関係

(2)　計算諸元

各種設備の建設工事費単価、貯蔵効率、年経費率などの諸元を以下に示す。

表 6-26　各種設備の諸元

	Construction cost	Storage efficiency	Annual rate	O&M rate	Life
Run-of-River type (ROR)	2,000 USD/kW		11.03%	1%	60 years
Peaking ROR type	2,200 USD/kW		11.03%	1%	60 years
Storage type	4,000 USD/kW		11.03%	1%	60 years
Pumped storage (PSPP)	800 USD/kW	70%	11.03%	1%	60 years
Battery	200 USD/kWh	80%	16.15%	3%	15 years

注：揚水式水力は、最大出力換算で 6 時間分の貯蔵が可能

（出典：JICA調査団）

電力融通に係る諸元を以下に示す。

電力取引を実施する際には、販売時は取引価格から Wheeling charge を差し引いた価格となり、購入時は取引価格に Wheeling charge を付加した価格となる。

表 6-27　電力融通に係る諸元

Wheeling charge (WC)	0.5 USC/kWh
Transmission loss	2 %

（出典：JICA調査団）

6.3.2　日間電力貯蔵

日間の電力需給状況を改善する電力貯蔵方式として、ピーク対応型調整池式水力の開発、揚水式水力の開発、蓄電池による貯蔵などが考えられる。これらの貯蔵方式について、比較評価を実施した。

(1)　流れ込み式水力

流れ込み式水力を開発し、過不足分はインドとの電力取引により調整する。

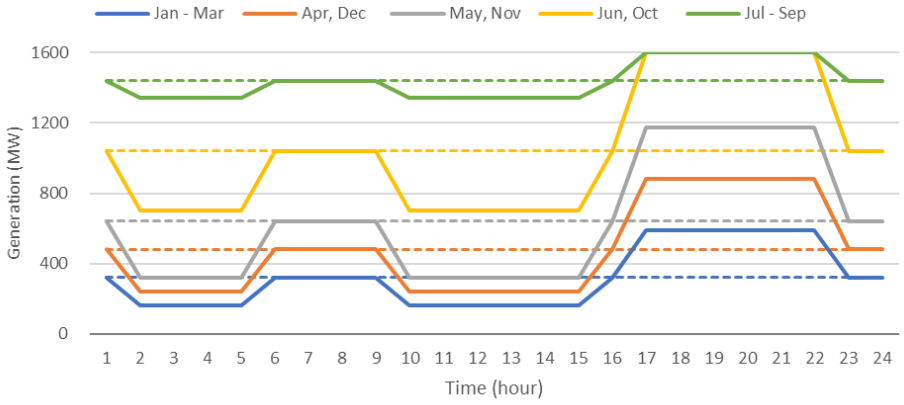
1,600MW の流れ込み式水力を開発した場合には、年間で 6,912GWh の発電が可能であり、毎年の経費を年間発電電力量で除した発電原価は、5.11 USC/kWh となる。一方、需要を満足させるために、過不足分についてインドとの間で電力取引を実施する必要があり、年間で 1,736GWh の電力を販売し、1,736GWh の電力を購入している。この結果、需要に対する供給原価は、5.63 USC/kWh となる。

(2)　調整池式水力

調整池式水力を開発し、過不足分はインドとの電力取引により調整する。ただし、調整池を活用して、インドとの電力取引において、1 日の中で取引価格が高い時間帯に自国の発電量を増加させ、取引価格が安い時間帯に自国の発電量を減少させる運転を実施することにより、電力取引における売電収益を増加させ、買電費用を減少させることが可能となる。

取引単価が相対的に安い時間帯（10 時間）に、河川流量から得られる出力の半分まで出力を低下させて運転して調整池に水を貯め、貯水した水を使って取引単価が相対的に高い時間帯（6 時間）に出力を増加させて運転する。

1,600MW の調整池式水力を開発した場合における各月の運転状況を以下に示す。点線は、各月の平均流量により得られる発電量を示している。



（出典：JICA 調査団）

図 6-44　各月の調整池式水力の運転状況

1,600MW の調整池式水力を開発した場合、年間で発電可能な電力量は、基本的には流れ込み式水力と同様 6,912GWh の発電が可能であるが、建設単価が流れ込み式よりも高いため、毎年の

経費を年間発電電力量で除した発電原価は、5.62 USC/kWh となる。一方、需要を満足させるため、過不足分についてインドとの間で電力取引を実施する必要があるが、その際に、上記に示したように運転状況を変化させることにより、流れ込み式水力よりも単価の高い時間帯での販売と単価の低い時間帯での購入が増加する。この結果、需要に対する供給原価は、5.43 USC/kWh となる。

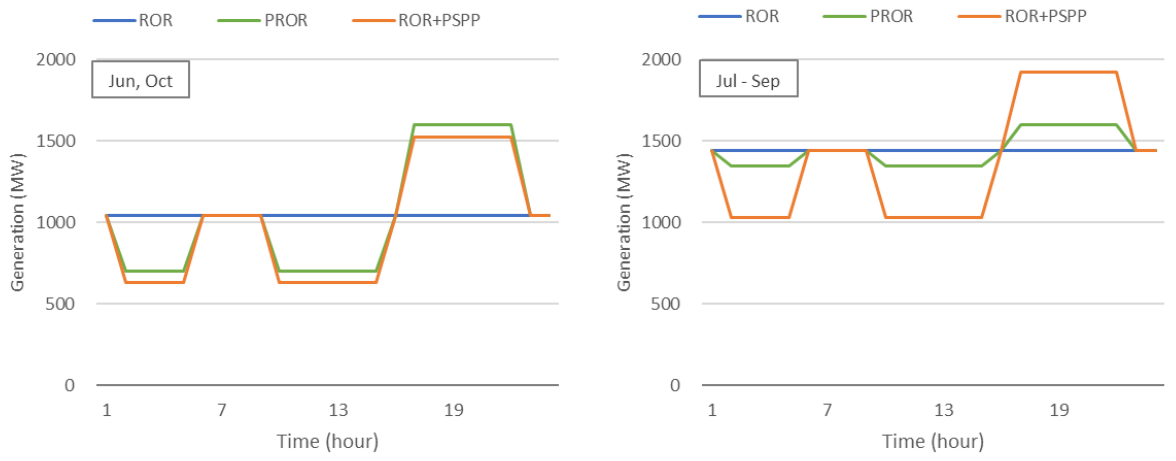
図 6-44 に示した運転を実施するためには、6 月（又は 10 月）における運転において、最も大きな貯水容量が必要となる。有効落差が 200m の水力発電所の場合には、最大で 6.9 million m^3 程度の貯水容量が必要となり、調整池の利用水深を 10m とした場合には、0.7 km^2 の湛水面積が必要となる。

(3)　流れ込み式水力＋揚水式水力

1,600MW の流れ込み式水力を開発するとともに、流れ込み式水力の 30%に相当する設備量（480MW）の揚水式水力を開発する。電力取引価格の安い時間帯に下池の水を上池に揚水し、電力取引価格の高い時間帯に上池の水を使って発電して販売する。

年間で発電可能な電力量は、流れ込み式水力により 6,912GWh の発電が可能であるが、揚水式水力の建設コストが付加されるため、毎年の経費を年間発電電力量で除した発電原価は、5.72 USC/kWh となる。一方、需要を満足させるため、過不足分についてインドとの間で電力取引を実施する必要があるが、その際に、運転状況を変化させることにより、流れ込み式水力よりも単価の高い時間帯での販売と単価の低い時間帯での購入が増加する。この結果、需要に対する供給原価は、5.51 USC/kWh となる。

揚水式水力を付加した場合における 6 月～10 月の運転状況を以下に示す。6 月及び 10 月の運転状況は、調整池式水力の運転とほぼ同様であるが、揚水による損失分があるため、発電量に対して貯留用電力量が多く必要となる。河川流量が非常に大きい 7 月～9 月においては、調整池式水力が常に高い出力で運転しているため多くの調整力が期待できないのに対して、揚水式水力を付加した場合では、河川流量に関係なく常に揚水式水力の設備量に応じた調整運転が可能である。



（出典：JICA調査団）

図 6-45　6 月～10 月の各種発電方式の運転状況

(4) 流れ込み式水力＋蓄電池

上記と同様のケースで、揚水式水力の代わりに蓄電池（2,880MWh）を設置する。流れ込み式水力のコストに蓄電池のコストを付加した毎年の経費を年間発電電力量で除した発電原価は、6.45 USC/kWh となる。上記と同様に、運転状況を変化させることにより、流れ込み式水力よりも単価の高い時間帯での販売と単価の低い時間帯での購入が増加する。この結果、需要に対する供給原価は、6.14 USC/kWh となる。

なお、将来的には蓄電池のコストが低下していくものと期待されており、蓄電池のコスト次第では揚水式水力と組み合わせた上記のケースよりも安くなることも想定される。

(5) まとめ

上記の 4 ケースを比較すると以下の通りとなる。

表 6-28　日間電力貯蔵方式の比較

（Unit: million USD/year）

	CAPEX		Purchase		Total	LCOE (USC/kWh)
	Hydro	Additional	Sell	Buy		
ROR	353.1		(5.0) 87.4	(7.1) 123.8	389.4	5.63
PROR	388.4		(6.2) 115.6	(5.5) 102.7	375.5	5.43
ROR+PSPP	353.1	42.4	(7.0) 119.5	(4.9) 104.7	380.6	5.51
ROR+Battery	353.1	93.0	(6.9) 121.3	(4.9) 99.8	424.6	6.14

注：（　）内は電力取引における平均単価（USC/kWh）

（出典：JICA調査団）

調整池式水力は流れ込み式水力よりも建設コストが 10%高くなっており、CAPEX が増加するが、電力取引による収入の増加が期待できるため、供給原価としては最も安くなる。流れ込み式水力＋揚水式水力の組み合わせでも、揚水式水力の建設単価が比較的安いため、揚水式水力のコストを追加しても電力取引による収入の増加が期待できるため、供給原価としては流れ込み式水力単独より安くなる。しかしながら、流れ込み式水力＋蓄電池の組み合わせでは、蓄電池の追加コストが高いため、電力取引による収入の増加が期待できても、供給原価としては流れ込み式水力単独より高くなる。

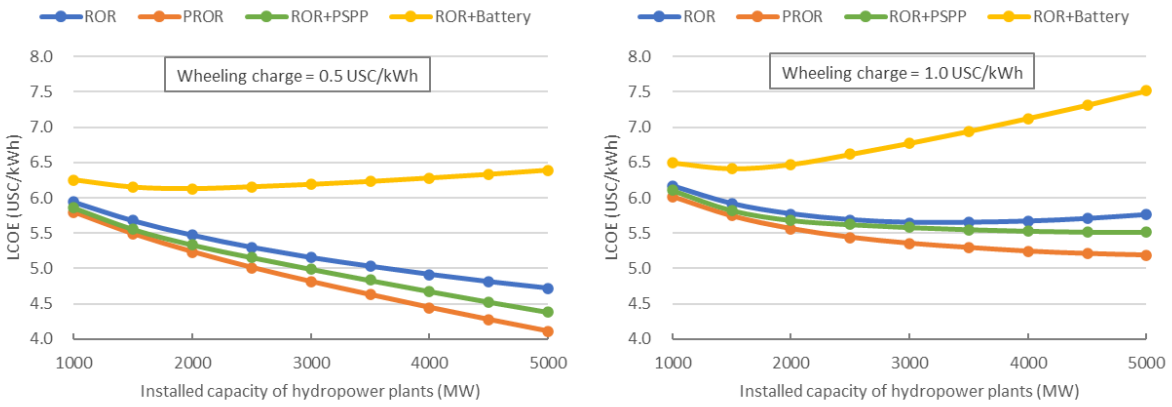
ただし、この計算においては、1 年中毎日同じ時間に同じ価格での電力取引が実施されるという仮定を置いている。インドにおける需要の状況や、太陽光、風力の発電状況などにより電力取引価格は大きく変動することが想定され、日間電力貯蔵の機能を持って発電量の調整を実施するケース（調整池式水力の開発、流れ込み式水力に加えて揚水式水力又は蓄電池を開発）においては、計算結果として示した供給原価よりも高くなってしまう可能性が高い。

なお、日間電力貯蔵の機能を持っていれば、需要の変動に合わせて発電量を変化させることが可能であり、系統に対して、常に周波数調整の機能を提供することが可能となる。

(6)　感度解析

これまでの検討においては、最大需要 1,000MW に対して、1,600MW の水力発電設備を開発するケースを検討し、また、Wheeling charge としては 0.5 USC/kWh を使って計算している。

開発する水力発電設備の量と Wheeling charge の金額を変化させた場合の検討結果を以下に示す。



（出典：JICA調査団）

図 6-46　感度解析結果

Wheeling charge の価格が 0.5 USC/kWh の場合には、設備を多く開発することにより、蓄電池を追加するケースを除いて、供給原価は徐々に下がってくる。これは、水力発電設備の発電原価が Wheeling charge を考慮しても平均的な電力取引価格よりも安いため、設備を多く開発することにより、販売可能な電力の量が増加し、電力取引によりコストの低減が図れるためである。しかしながら、Wheeling charge の価格が 1.0 USC/kWh の場合には、設備量を増加させても電力取引によるコストの低減が図り難くなってくるため、3,000MW 以上に増加させても供給原価はほとんど変化しなくなってくる。

6.3.3　季節間電力貯蔵

季節間の電力需給状況を改善する電力貯蔵方式として、貯水池式水力の開発、水素（又はアンモニア）貯蔵、揚水式水力や蓄電池による貯蔵、他国との間でのエナジーバンキングなどが考えられる。これらの貯蔵方式について、比較評価を実施した。

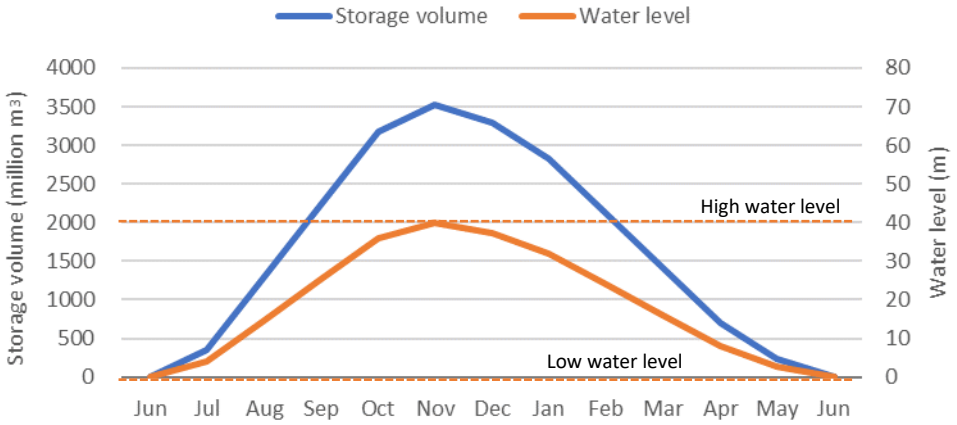
(1)　貯水池式水力

他国との電力取引をせずに、貯水池式水力だけで自国の電力需要を満足させようとすると、最低限 1,600MW（年平均の河川流量を設備量の 50%とした場合）に相当する河川において貯水池式水力を開発し、乾期にも需要に見合った発電が可能な水量を確保できる貯水池を建設する必要である。

一方、最大電力需要は 1,000MW であり、設備事故等における予備力を考慮しても 1,200MW の設備量があれば対応可能と考えられる。ただし、貯水池式水力の建設単価は、流れ込み式水力の 2 倍と想定しており、需要に対する供給原価は、7.7 USC/kWh となる。

乾期においても十分な発電量を確保するためには、大きな貯水池が必要であり、有効落差が 200m の水力発電所の場合には、3,600 million m^3 程度の有効貯水容量が必要となる。貯水池の利用水深を 40m とした場合には、90 km^2 程度の森林、農地、居住地などが喪失することになり、自然・社会環境面における課題への対応が必要となる。

この条件で計算した毎月の貯水池運用を以下に示す。



注：毎月の 1 日 0 時における値を示している。

（出典：JICA調査団）

図 6-47　毎月の貯水池運用

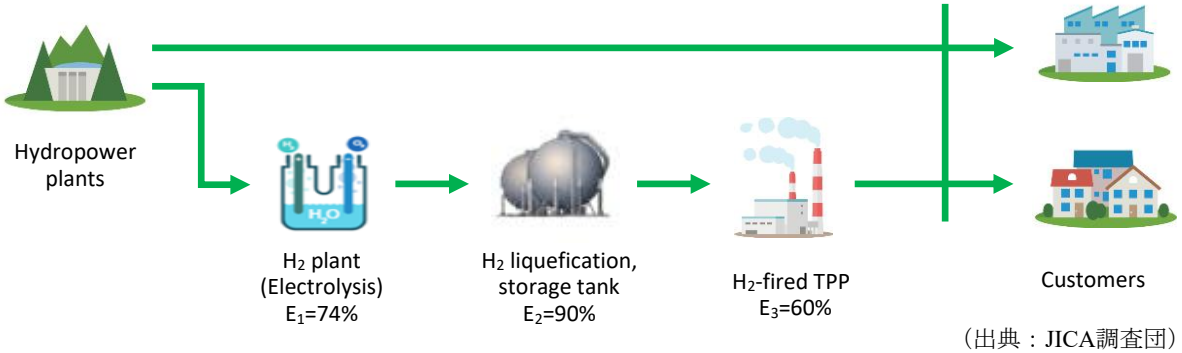
雨期が始まる 6 月までに有効貯水容量をゼロまで減少させ、10 月までの期間で貯水池を満水にする。11 月からの乾期には、需要に応じて発電を実施し、翌年の 6 月までに有効貯水容量をゼロまで減少させる。

なお、上記に示したように季節間で貯水池の水位が変動するため、貯水池水位の低下に伴って有効落差が減少し、その分発電量が減少するという事象が発生する。最大水位の時の有効落差が 200m の場合には、最低水位の時には有効落差が 160m となり、発電量が 20%減少する。また、

長期に貯水を実施するため、貯水池からの蒸発も考慮する必要がある。これらを考慮すると、実際には、さらに大きな貯水容量の貯水池が必要となる。

(2)　水素による貯蔵

水素による電力貯蔵のフロー図を以下に示す。



（出典：JICA調査団）

図 6-48　水素による電力貯蔵のフロー図

基本的には水力発電所から直接需要家に電力を供給するが、電力の余剰が発生する時期においては水素を製造して液化貯蔵タンクに貯蔵し、水力発電所だけの電力では不足する時期には、水素を燃料とする火力発電所で発電した電力も付加して需要家に供給する。

水素に関連する各種設備の建設工事費単価、変換効率（タンクの場合は貯蔵効率）、年経費率などの諸元を以下に示す。

表 6-29　水素に関連する各種設備の諸元

	Construction cost	efficiency	Annual rate	O&M rate	Life
H_2 plant (Electrolysis)[32]	450　USD/kW	74%	13.25%	1.5%	20　years
H_2 storage tank[33]	90.9　USD/kg	90%	12.61%	2%	30　years
H_2-fired TPP	1000　USD/kW	60%	15.61%	5%	30　years

（出典：IEA G20 Hydrogen report: Assumptionsなどを参考にJICA調査団作成）

水素製造時におけるエネルギー変換効率は 74%、水素貯蔵時における損失分を考慮した貯蔵効率は 90%、火力発電所におけるエネルギー変換効率は 60%として計算すると、総合変換効率は、40%となる。上記のシステムを使って自国の電力需要を満足させる場合、変換効率を考慮すると、最低限 2,018MW の流れ込み式水力を開発する必要がある。水素に関連する各種設備としては、水素製造設備が 1,460MW、液化貯蔵タンクが 65,000 トン（0.91 million m^3）、火力発電設備が 716MW 必要となる。なお、水素製造設備と火力発電設備については、設備事故等における予備力を考慮して最低必要量の 1.2 倍としている。

[32] IEA G20 Hydrogen report: Assumptions における将来（Long term）の推定値である。
[33] IEA G20 Hydrogen report: Assumptions によると、3,190 ton-H_2 の貯蔵タンクの建設工事費が USD 290 million であると記載されている。

この結果算定された水素による貯蔵の供給原価を以下に示す。

表 6-30　水素による貯蔵の供給原価

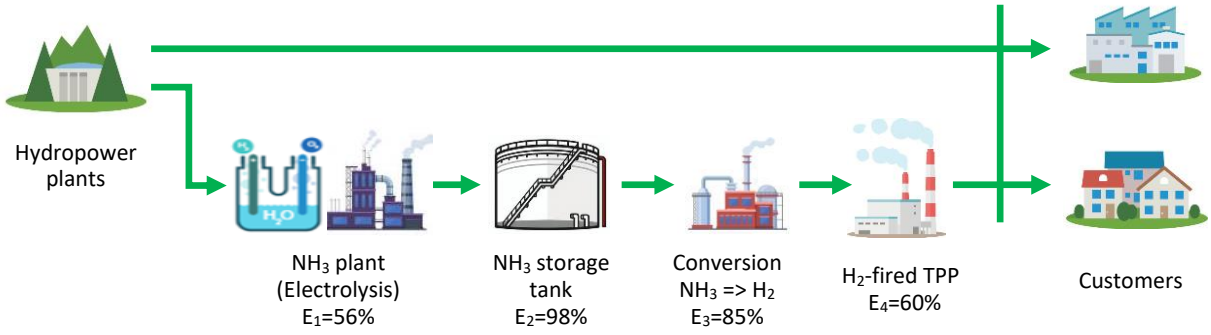
	Annual expense (million USD)	LCOE (USC/kWh)	Necessary amount
CAPEX: ROR	445.4	6.4	2018 MW
CAPEX: H_2 plant	87.0	1.3	1460 MW
CAPEX: H_2 storage tank	740.1	10.7	65 kton
CAPEX: H_2-fired TPP	111.7	1.6	716 MW
Total	1384.1	20.0	

（出典：IEA G20 Hydrogen report: Assumptionsなどを参考にJICA調査団作成）

需要に対する供給原価は、20.0 USC/kWh となる。このうち半分以上は貯蔵タンクのコストが占めている。大容量の水素貯蔵タンクは世界でも建設された例がほとんどなく、今後の技術革新によりコストが大幅に低下することが期待される。

(3)　アンモニアによる貯蔵

上記に示したように、水素による貯蔵方式の場合には、貯蔵タンクのコストが非常に高くなる。このため、水素よりも貯蔵が容易なアンモニアに変換して貯蔵する方法も考えられる。ただし、この場合には水素を一旦アンモニアに変換して貯蔵し、発電用に使用する際には、アンモニアから再度水素に変換する必要がある。アンモニアによる電力貯蔵のフロー図を以下に示す。



（出典：JICA調査団）

図 6-49　アンモニアによる電力貯蔵のフロー図

エネルギー変換効率は水素による貯蔵よりもさらに悪化し、総合変換効率は 28%となる。

アンモニアによる貯蔵方式において自国の電力需要を満足させる場合、変換効率を考慮すると、最低限 2,201MW の流れ込み式水力を開発する必要がある。アンモニアは年間 391,000 トン製造して約半年間貯蔵し、水素焚き火力発電設備は 672MW 必要となる。

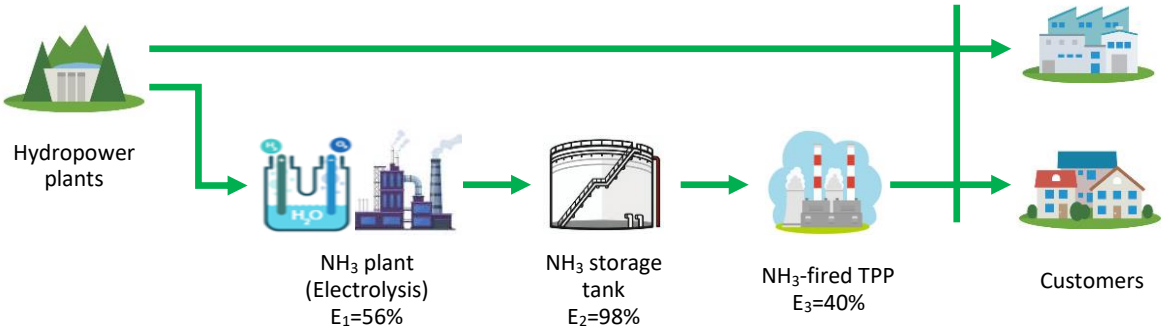
表 6-31　アンモニアによる貯蔵の供給原価

	Annual expense (million USD)	LCOE (USC/kWh)	Necessary amount
CAPEX: ROR	485.7	7.0	2201 MW
CAPEX: NH_3 plant[34]	225.0	3.3	
CAPEX: NH_3 storage tank[35]	98.4	1.4	391 kton
CAPEX: NH_3 => H_2 plant[36]	120.0	1.7	391 kton
CAPEX: H_2-fired TPP	104.8	1.5	672 MW
Total	1033.9	15.0	

（出典：IEA G20 Hydrogen report: Assumptionsなどを参考にJICA調査団作成）

需要に対する供給原価は、15.0 USC/kWh となり、水素で貯蔵する方式よりも安くなる。ただし、アンモニアの製造技術、貯蔵技術はすでに世界中に多くのプラントが存在し、技術はほぼ確立しているため、今後のコスト低減の余地は少ないと考えられる。

なお、アンモニアを直接燃焼する発電方式も考えられる。アンモニア直接燃焼方式のフロー図を以下に示す。



（出典：JICA調査団）

図 6-50　アンモニア直接燃焼方式のフロー図

発電時の変換効率が水素を燃焼する発電方式の 2/3 程度であり、総合変換効率はさらに低下して 22%となる。このため、水力開発量、貯蔵タンク必要量、火力発電設備コストなどが増加するが、再ガス化の費用が削減できるので、ほぼ同程度の価格となる。

(4)　蓄電池による貯蔵（揚水式水力による貯蔵）

季節間電力貯蔵用として、蓄電池を想定する場合には、1 年に 1 回充電し、1 回放電するために蓄電池を設置することになる。約半年分の余剰電力を貯蔵して、乾期の供給力不足に備えるためには、非常に多量の蓄電池が必要となる。

[34] IEA G20 Hydrogen report: Assumptions における将来（Long term）の推定値では、アンモニア製造時における必要エネルギーは 33.2 GJ/ton-NH_3 であり、アンモニアの低位発熱量 18.6 GJ/ton-NH_3 と比較すると、変換効率は、56.0%である。なお、製造コストは USD 575/ton-NH_3 であると記載されている。

[35] IEA G20 Hydrogen report: Assumptions によると、34,100 ton-NH_3 の貯蔵タンクの建設工事費が USD 68 million であると記載されている。

[36] IEA G20 Hydrogen report: Assumptions によると、年間 1.5 million ton-NH_3 を処理する再転換装置の処理コストが USD 460 million であり、変換効率は 85%であると記載されている。

具体的には、2,000GWh 程度（4 時間容量として 500GW）の蓄電池を設置する必要があり、蓄電池の設置費用だけで供給原価が 900USC/kWh を超えることとなり、全く現実的ではない。また、揚水式水力のコストは、蓄電池よりも若干安いため、供給原価は若干安くなるが、いずれにしても現実的なレベルの供給原価とはならない。

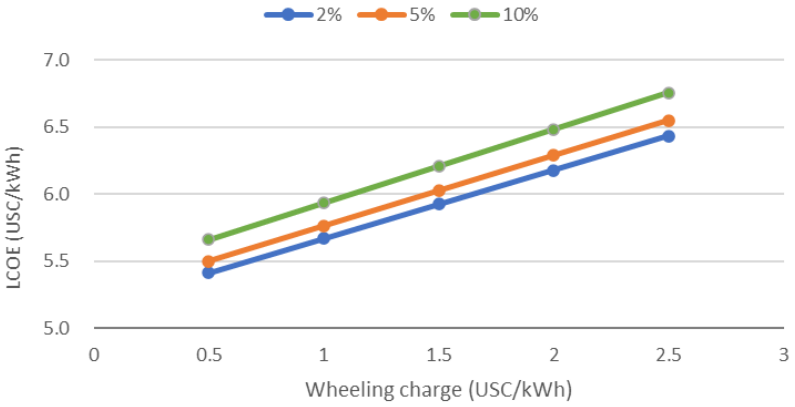
(5) 他国との間でのエナジーバンキング

雨期に電力が不足し、乾期に電力の余剰が発生している国との間で相互に電力取引を実施する。基本的には、1 年間における双方の送電分と受電分を一致させることにより、電力取引に伴う対価の支払いは実施しない。

ただし、エナジーバンキングが成立するためには、以下の条件が必要となる。

- 双方の国における需給状況が季節によって異なっていること
- 双方の国において、相手国の供給力が不足している季節（又は限界コストが高い季節）に十分な供給余力を確保し、安い限界コストで供給が可能であること

送電損失を 2%、Wheeling charge を 0.5 USC/kWh として計算すると、供給原価は 5.4 USC/kWh となる。ただし、この値は、送電損失や Wheeling charge の値が増加してくると、供給原価も増加してくる。この関係を以下に示す。



（出典：JICA調査団）

図 6-51　送電損失、Wheeling charge と供給原価の関係

送電損失が 10%、Wheeling charge が 2.5 USC/kWh の場合には、供給原価は 6.8 USC/kWh まで増加する。

(6) まとめ

上記のケースを比較すると以下の通りとなる。

表 6-32　季節間電力貯蔵方式の比較

（Unit: million USD/year）

	Capacity (MW)	CAPEX		Trans-action	Total	LCOE USC/kWh	Remarks
		Hydro	Add				
ROR+Purchase	1,600	353.1		36.4	389.4	5.6	
PROR+Purchase	1,600	388.4		- 12.8	375.5	5.4	
Storage type hydro	1,200	529.6			529.6	7.7	
ROR+Battery	1,692	373.4	64390.8	--	64764.2	937.0	No realistic
ROR+Hydrogen	2,018	445.4	938.8	--	1384.1	20.0	
ROR+Ammonia	2,201	485.7	548.1	--	1033.9	15.0	
Energy banking 1	1,616	356.7		17.6	374.3	5.4	Loss=2%, WC=0.5USC/kWh
Energy banking 2	1,688	372.4		94.5	466.9	6.8	Loss=10%, WC=2.5USC/kWh

（出典：JICA調査団）

流れ込み式水力と調整池式水力は、1,600MW 開発すれば、1 年分の電力需要を満足させるだけの発電量が期待できる。しかしながら、季節や時間によっては電力の過不足が生じるため、隣国との電力取引を実施することにより、需給バランスを確保する。この結果、両方式の供給原価は、流れ込み式水力 5.6 USC/kWh、調整池式水力 5.4 USC/kWh となる。貯水池式水力の場合には、最大電力需要が 1,000MW なので、供給予備力を考慮して 1,200MW の設備を開発すれば隣国との電力取引に頼らずに 1 年中需給バランスを確保することが可能となる。しかしながら、貯水池式水力の建設単価は流れ込み式水力の 2 倍にしており、CAPEX が増加して、供給原価は 7.7 USC/kWh となり、流れ込み式水力と調整池式水力の供給原価と比較すると 40%程度高くなる。

季節間の電力貯蔵方式として、蓄電池（揚水式水力も含む）を利用する方式は、蓄電池の設置費用だけで供給原価が 900USC/kWh を超えることとなり、全く現実的ではない。水素を介した貯蔵方式の場合には、エネルギー変換効率が総合で 40%と低いため、1 年間分の電力需要を満足させるためには 2,018MW の水力開発が必要となる。また、水素貯蔵タンクの設置費用が大きく、供給原価は 20.0 USC/kWh となる。現時点における水素貯蔵タンクは市場規模が非常に小さく、将来的には大幅なコスト低減が期待されるが、その場合でも供給原価は 10 USC/kWh を上回ると想定される。

エナジーバンキングのコストは、送電損失や Wheeling charge の値によって供給原価は変動するが、送電損失が 10%、Wheeling charge が 2.5 USC/kWh の場合でも、6.8 USC/kWh 程度である。この価格は、流れ込み式水力や調整池式水力を開発して、隣国と電力取引を実施するケースよりは若干高くなるが、貯水池式水力を開発する場合の供給原価 7.7 USC/kWh よりも安くなる。この点を考慮すると、エナジーバンキングが成立するような環境が確保できるのであれば、エナジーバンキングを積極的に活用することが得策と考えられる。

なお、本計算においては、毎年平均的な河川流量が確保可能という前提で計算している。しかしながら、河川流量は年によって大きく変化するため、渇水年における供給対応策を考慮しておかないと、渇水年に供給力不足が発生することが懸念される。具体的には、平均的な流量から求

められる必要量以上の設備を開発して貯蔵容量を多めに用意し、次年度以降の渇水に備えるなどの方策が考えられるが、その分コストが増加する。

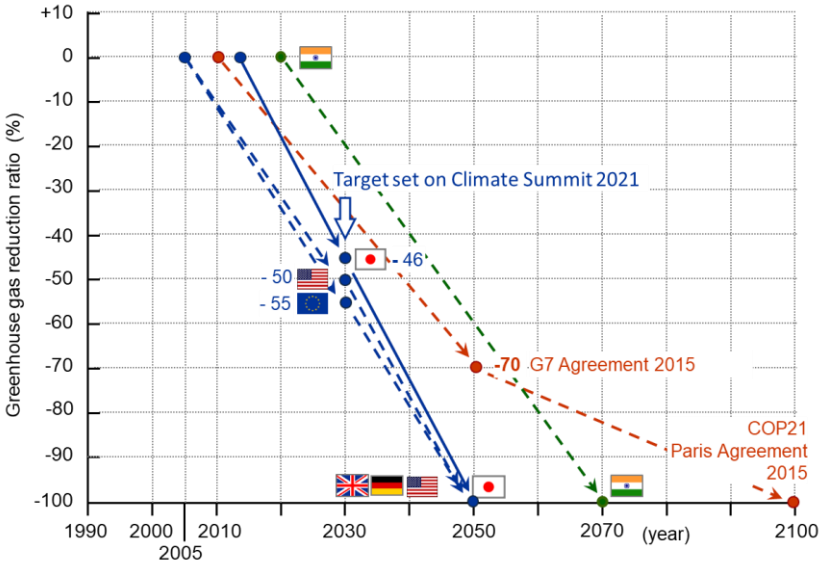
第 7 章　エネルギートランジション（インド）に向けた検討

インド国は、2000 年以降 5～8%程度の国民総生産（GDP）成長率を記録しており、今後も高い経済成長の継続が予想されている。経済成長に伴い、同国の販売電力量も年平均で約 7%増加した。1 人当たり販売電力量は 0.97MWh/年（2019 年）で、世界平均に対し多くないことから今後の電力需要増の余地が大きく、年間の発電電力量は 2019 年の 1,623TWh に対し、2029 年には 2,518TWh まで成長する見込みである。その一方で、環境負荷の高い石炭火力発電の依存度が高く、2019 年の発電量は全体の 75%が石炭火力であった。同国は COP26 にて、2070 年カーボンニュートラル達成に向けて取り組むことを掲げている。加えて、インド国内の経済成長を支えるためのエネルギー供給源としての石炭火力発電について、COP26 の合意文書において「段階的に廃止する」ではなく「段階的に削減する」という文言に変えられるなど、供給力の主力を当面は担い続けると予想される石炭火力を維持しつつ低脱炭素化を進める方針となっている。石炭の使用量を削減していく方策が必要となってくる同国において、既設石炭火力におけるアンモニア混焼を進めていくことは、カーボンニュートラルに向けた喫緊の課題解決策であり、JICA としての支援方策を整理することが急務である。

7.1　インドの石炭火力を取り巻く背景

7.1.1　世界の温室効果ガス排出削減目標

2021 年に開催された気候サミット（Climate Summit 2021）にて表明された主要国の GHG 削減目標および、COP26 にて表明されたインドの GHG 削減目標を図 7-1 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-1　主要国のパリ協定と温室効果ガス削減目標

2015 年に合意されたパリ協定では、今世紀末までに GHG 排出量と（森林などによる）吸収量のバランスをとるという長期目標が掲げられた。これに対し、2021 年の気候サミットでは米国、日本などが従来の中期目標を引上げて、2030 年までに GHG 排出量を約 50%削減するという挑戦的な目標が示された。

世界の約 5%（2020 年）の GHG を排出しているインドは、COP26 にて具体的な数値目標を表明した。その具体的な数値目標は、以下の通りである。

① 非化石燃料による発電容量を 2030 年までに 500GW に引き上げる。
② 総電力の 50%を 2030 年までに再生可能エネルギー源とする。
③ 2022 年から 2030 年までの期間に予測される GHG 排出量を 10 億トン削減する。
④ 2030 年までにインド経済の炭素強度[37]を 45%以上削減する。
⑤ 2070 年までにネットゼロを達成する。

[37] 炭素強度とは、CO_2 排出量を GDP で除した値で、経済活動のエネルギー効率を表す指標。

7.1.2　インドの温室効果ガス排出削減目標

(1)　インドのエネルギー需給状況

インドにおける一次エネルギー供給の内訳を表 7-1 に示す。IEA によれば、インドにおける 2019 年の一次エネルギー供給は約 3,930 万 TJ で、その内訳は石炭 44.5%、原油・石油製品 25.1%、天然ガス 6.0%、原子力 1.3%、水力 1.6%、風力・太陽光等 1.2%、バイオ燃料・廃棄物 20.3%であった。石炭の国内生産量は約 1,200 万 TJ に対し、輸入量は 550 万 TJ で、石炭の自給率はエネルギー換算で約 68%であった。

表 7-1　2019 年の一次エネルギー供給内訳　（単位：TJ）

	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro	Wind, solar, etc.	Biofuels and waste	Electricity	Heat	Total
Production	12,037,767	1,581,279	—	1,061,996	506,972	620,637	480,115	8,001,291	—	—	24,290,057
Imports	5,534,266	9,711,177	1,807,047	1,261,200	—	—	—	65	20,860	—	18,334,616
Exports	-22,583	—	-2,973,253	—	—	—	—	-1,899	-34,167	—	-3,031,902
International marine bunkers	—	—	-67,568	—	—	—	—	—	—	—	-67,568
International aviation bunkers	—	—	-177,469	—	—	—	—	—	—	—	-177,469
Stock changes	-54,485	-36,157	14,118	—	—	—	—	-1,446	—	—	-77,969
Total energy supply	17,494,965 (44.5%)	11,256,300 (25.1%)	-1,397,125	2,323,196 (6.0%)	506,972 (1.3%)	620,637 (1.6%)	480,115 (1.2%)	7,998,012 (20.3%)	-13,307	—	39,269,764

（出典：IEA）

インドにおけるエネルギー転換の内訳を表 7-2 に、エネルギー消費の内訳を表 7-3 に示す。表 7-2 より石炭の一次エネルギー供給量は約 1,750 万 TJ に対し、発電所での消費量は約 1,190 万 TJ（68%）であった。この値はインド全体の一次エネルギー供給の約 30%に相当する。表 7-3 より、石炭は発電所以外でも製造業を中心にエネルギーとして消費されていることがわかる。

表 7-2　2019 年のエネルギー転換内訳　（単位：TJ）

	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro	Wind, solar, etc.	Biofuels and waste	Electricity	Heat	Total
Transfers	—	124,401	-118,025	—	—	—	—	—	—	—	6,376
Statistical differences	-157,780	-166,578	-238,656	-655	—	—	—	-1,239	347,691	—	-217,216
Electricity plants	-11,912,369	—	-123,796	-573,310	-506,972	-620,637	-433,845	-148,650	5,757,672	—	-8,561,907
CHP plants	—	—	—	—	—	—	—	-584,108	87,616	—	-496,492
Heat plants	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gas works	-924	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-924
Oil refineries	—	-11,214,123	11,328,232	—	—	—	—	—	—	—	114,110
Coal transformation	-864,851	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-864,851
Liquefication plants	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Other transformation	—	—	—	—	—	—	—	-279,871	—	—	-279,871
Energy industry own use	-84,399	—	-744,101	-311,978	—	—	—	—	-485,106	—	-1,625,584
Losses	—	—	—	—	—	—	—	—	-974,525	—	-974,525

（出典：IEA）

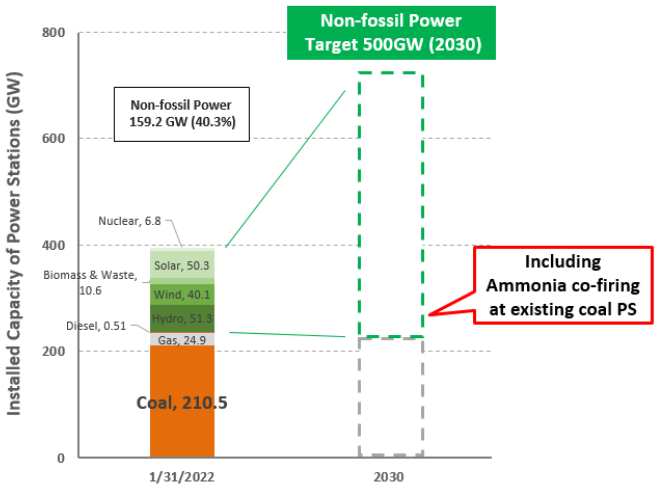
表 7-3　2019 年の最終エネルギー消費内訳　（単位：TJ）

	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro	Wind, solar, etc.	Biofuels and waste	Electricity	Heat	Total
Total final consumption	4,474,641	—	8,706,530	1,437,254	—	—	46,270	6,984,143	4,720,041	—	26,368,878
Industry	3,952,551	—	1,282,621	281,437	—	—	2,776	2,668,732	1,968,283	—	10,156,400
Transport	—	—	4,140,044	142,329	—	—		44,352	70,477	—	4,397,202
Residential	113,135	—	1,186,703	58,377	—	—	37,016	4,161,316	1,145,639	—	6,702,186
Commercial and public services	201,290	—	127,450	97,296	—	—	4,164	109,744	403,074	—	943,018
Agriculture / forestry	—	—	453,122	7,218	—	—	—	—	821,419	—	1 281759
Fishing	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Non-specified	207,664	—	216,481	—	—	—	2,313	—	311,148	—	737,607
Non-energy use	—	—	1,300,109	850,597	—	—	—	—	—	—	2,150,706

（出典：IEA）

(2)　非化石電源の増強と再エネ発電比率の増加

2022 年 1 月時点の電源構成と 2030 年の目標を図 7-2 に示す。



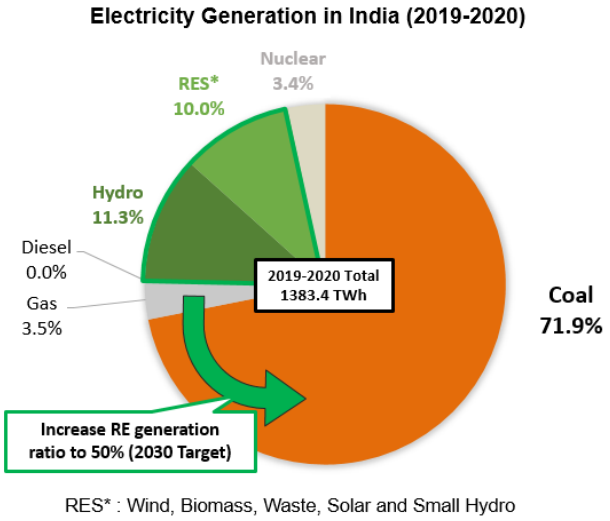
（出典：Ministry of Power ホームページより JICA 調査団作成）

図 7-2　事業用発電所の発電設備容量（2022 年 1 月時点）と将来目標

2022 年 1 月時点の発電設備容量は 395.1GW（産業用発電設備を除く）で、その内訳は石炭火力 210.5GW（53.3%）、ガス火力 24.9GW（6.3%）、水力 51.3GW（13.0%）、風力 40.1GW（10.1%）、バイオマス・廃棄物発電 10.6GW（2.7%）、太陽光 50.3GW（12.7%）、原子力 6.8GW（1.7%）と、非化石電源の合計は 159.2GW（40.3%）であった。

非化石電源を 500GW まで引き上げるという目標の達成には、今後 340GW の新規導入が必要である。その多くは太陽光と風力と想定され、需要の伸び以上のペースで導入されれば、昼頃を中心に多量の余剰再エネ電力が生じる可能性がある。

2019 年の発電電力量実績を図 7-3 に示す。



（出典：Ministry of Power, General Review 2021 より JICA 調査団作成）

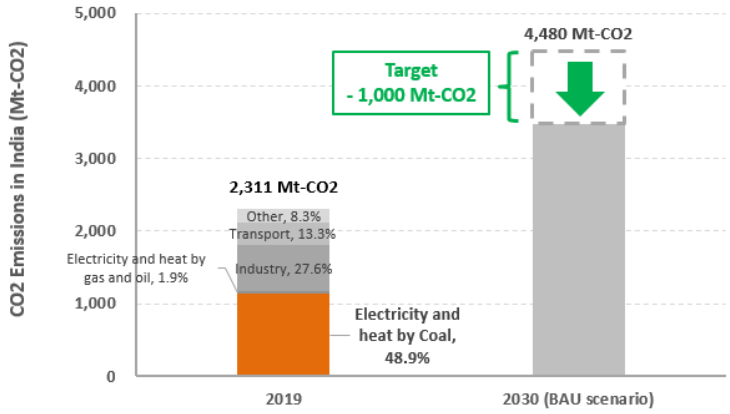
図 7-3　インド全体の発電量（2019-2020）

2019 年の発電電力量は 1383.4TWh で、その内訳は石炭 994.2TWh（71.9%）、ガス火力 48.4TWh（3.5%）、水力 155.8TWh（11.3%）、その他再エネ 138.3TWh（10.0%）、原子力 46.5TWh（3.4%）と、再エネ発電比率は 21.3%であった。

再エネ発電比率 50%達成に向けては、太陽光や風力の普及が拡大すると天候条件によって供給力が変動するため、系統の電圧と周波数が不安定になるという課題が生じる。一方で、火力発電所は発電機の回転による慣性力を有し負荷調整力も持つので系統安定化に寄与する。したがって、アンモニア混焼プラントが増えることで、発電機を有するユニット数を維持でき、CO2 排出量削減のみならず負荷変動要素を持つ再エネ発電比率の増加にも貢献できる。

(3)　GHG 排出量の削減

2019 年のセクター別 CO_2 排出量と 2030 年の推定排出量を図 7-4 に示す。

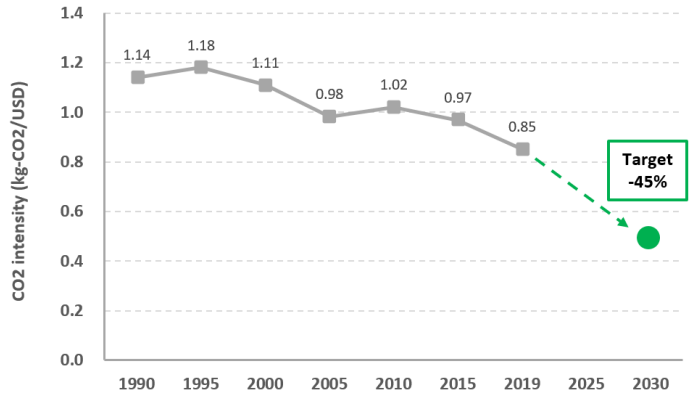


（出典：IEA, Greenhouse Gas Emissions from Energy より JICA 調査団作成）

図 7-4　2019 年セクター別 CO_2 排出量と 2030 年の推定排出量

IEA によると 2019 年のインドの総 CO_2 排出量は 2,311Mt-CO_2 で、その内、石炭の燃焼に伴う電力・熱供給セクターがインドの CO_2 排出の 48.9%を占めた。インドのシンクタンクの CSE によると、経済成長を反映した BAU シナリオにおける 2030 年の総 CO_2 排出量は 4,480 Mt-CO_2 である。2030 年の目標は 1,000Mt-CO_2 の削減で、これは BAU シナリオの 22.3%である。

インドの炭素強度の推移を図 7-5 に示す。



（出典：IEA, Greenhouse Gas Emissions from Energy より JICA 調査団作成）

図 7-5　炭素強度の推移（1990-2019）と将来目標

IEA によるとインドの 2019 年の炭素強度は 0.85kg-CO_2/USD で、2010 年と比較すると約 17%削減している。発電セクターでの更なる CO_2 排出量削減には、非効率石炭火力の稼働を低減・廃止することと、既設石炭火力設備の改造による燃料の石炭からアンモニアやバイオマスへの転換がポイントとなる。

7.1.3　インドの脱炭素政策

(1)　国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contributions）

2016 年 10 月、インド政府はパリ協定に基づいて国が決定する貢献（NDC）を公表した。2022 年 7 月時点で 1 度も更新されていないが、当初の NDC の主な内容は以下の通りである。

① 2030 年までに GDP 当たりの炭素強度を 2005 年比で 33～35%削減する。
② 国際的な技術移転や資金支援を受け、2030 年までに非化石電源比率を 40%へ増加する。
③ 森林カバー率を引き上げて、2030 年までに 25～30 億 ton-CO_2 相当のカーボンシンクを追加する。

これらの NDC の達成に向けて、インドは火力発電におけるより高効率でクリーンな新技術の導入、再エネ導入の促進、代替燃料のシェアの増加、産業、輸送、建物および家電製品におけるエネルギー効率向上等の対策を示している。

(2)　炭素税（Clean Environment Cess）

インドはクリーンエネルギーへのシフトに必要な財源を確保するため、2010 年 7 月に石炭に課税する炭素税（Clean Energy Cess, 2016 年より Clean “Environment” Cess）を導入した。課税対象は国産と輸入の石炭、褐炭、泥炭で、出荷される段階にて表 7-4 に示す単位重量あたりのレートで課税されている。税収はクリーンエネルギー基金（NCEEF）に入り、主に再エネの技術開発や導入プロジェクトに活用されている。2017 年の税収は約 211.3 Billion INR（≒2,747 Million USD）であった。

表 7-4　炭素税率の推移

Year	2010～2013	2014	2015	2016～
Tax rate (INR*/t)	50	100	200	400

*1INR = 0.013USD（2022 年 5 月時点）

（出典：Indian Economic Service, Clean Energy Cess より JICA 調査団作成）

(3)　グリーン水素政策（Green Hydrogen Policy）

2022 年 2 月に、電力省（MoP）はグリーン水素政策（Green Hydrogen Policy）を公表した。これは、2021 年 8 月に発表された国家水素ミッション（National Hydrogen Mission）の具体的な政策に位置付けられる。以下の施策（抜粋）を通じて、2030 年までにグリーン水素の年間生産量を 500 万トンまで増やし、CO_2 排出削減目標の達成と燃料の輸出拠点となることを目指す。

① オープンアクセス（託送供給義務）は申請から 15 日以内に認可される。

② グリーン水素/アンモニアの製造業者は、未消費の再エネ電力を最大 30 日間配電会社に預けられる。必要に応じて回収することもできる。
③ 配電会社は、再エネ電力を調達し、州のグリーン水素/アンモニアの製造業者に譲許的な価格で供給することができる。
④ 2025 年 6 月末までに設立されたグリーン水素/アンモニアプロジェクトについては、州間送電料金が 25 年間免除される。
⑤ グリーン水素/アンモニアおよび再生可能エネルギープラントの製造業者は、送電網および州間配送電サービス（ISTS）への接続を優先的に許可される。
⑥ グリーン水素/アンモニアの製造業者は港湾近くに貯蔵設備を設置できる。土地は港湾当局から適用される料金で提供される。

7.1.4　日本の既設石炭火力発電設備におけるアンモニア混焼技術

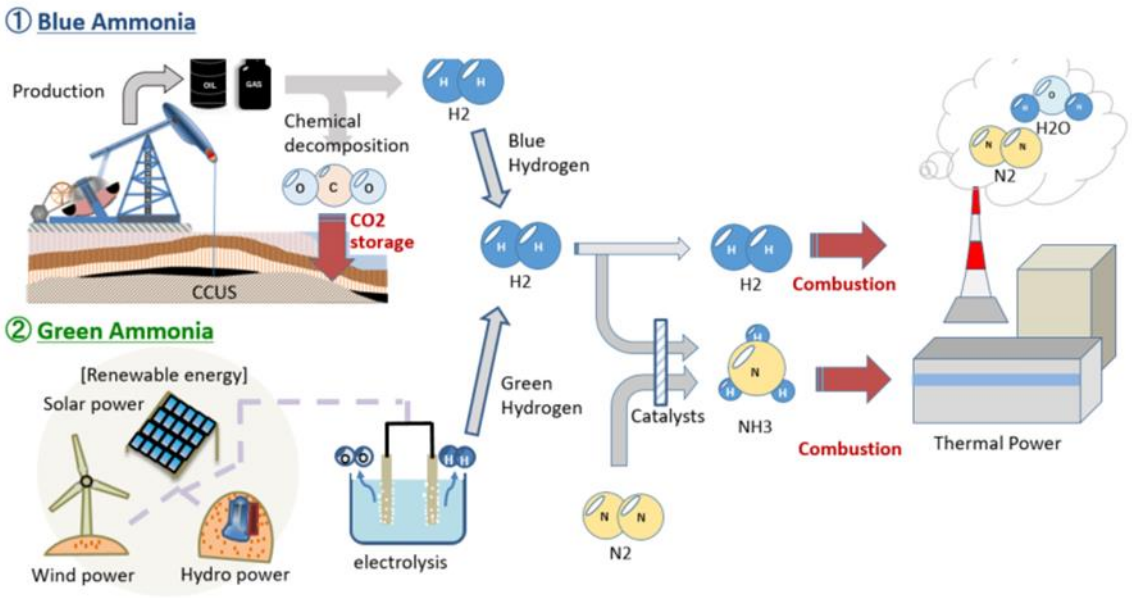
(1)　概要

アンモニア（NH_3）は炭素原子（C）を含んでおらず、燃焼しても CO_2 を排出しないクリーンエネルギーであることから、近年はカーボンフリー燃料として注目を集めており、同じく注目を集めている水素（H_2）のエネルギーキャリアとしても期待されている。アンモニアは農作物の肥料として世界中で利用されていることから、既に生産・運搬・貯蔵などの技術や、安全性へのガイドラインが確立されており、燃料やエネルギーキャリアとして比較的早期の実用化が見込まれている。

石炭とアンモニアの混焼に関しては、日本が先駆けて研究・開発が進められてきた。2021 年からは、JERA と IHI が碧南火力発電所 4 号機（1,000MW）にて、アンモニア 20%混焼の実証事業に取り組んでいる。既設の石炭火力設備の一部を改造することで導入できるので、アンモニア混焼は石炭火力のアセットを有効活用しながら比較的安価に導入できる。

(2)　アンモニア製造方法

アンモニア製造方法の概略を図 7-6 に示す。



（出典：JICA 調査団）

図 7-6　①ブルーアンモニア ②グリーンアンモニアの製造方法

アンモニアは、一般的には原料である水素と大気中の窒素をハーバーボッシュ法（HB 法）で合成し製造されている。アンモニアの原料となる水素の製造方法は以下の 2 種類が一般的である。

① 水蒸気改質法にて天然ガスや石炭を改質して水素を得る。
② 水を再エネ電力で電気分解して水素を得る。

化石燃料をベースに①のプロセスつくられたアンモニアは「グレーアンモニア」と呼ばれ、現在世界中に流通するアンモニアのほとんどは「グレー」に該当する。①の製造工程で排出される CO_2 を回収し、地中深くに貯留したりする CCS や、化学製品に利用したりする CCUS を組み合わせれば「ブルーアンモニア」と呼ばれる。②のプロセスにて CO_2 を排出せずにつくられたアンモニアは「グリーンアンモニア」と呼ばれる。

また、安価な褐炭を原料としたカーボンフリー水素製造の実証事業も進められている。将来的には褐炭由来の比較的安価なブルーアンモニアが流通される可能性もある。

(3)　日本のアンモニア混焼技術概要

碧南火力発電所の実証事業に導入されるアンモニア混焼バーナの概略図を図 7-7 に示す。



（出典：IHI）

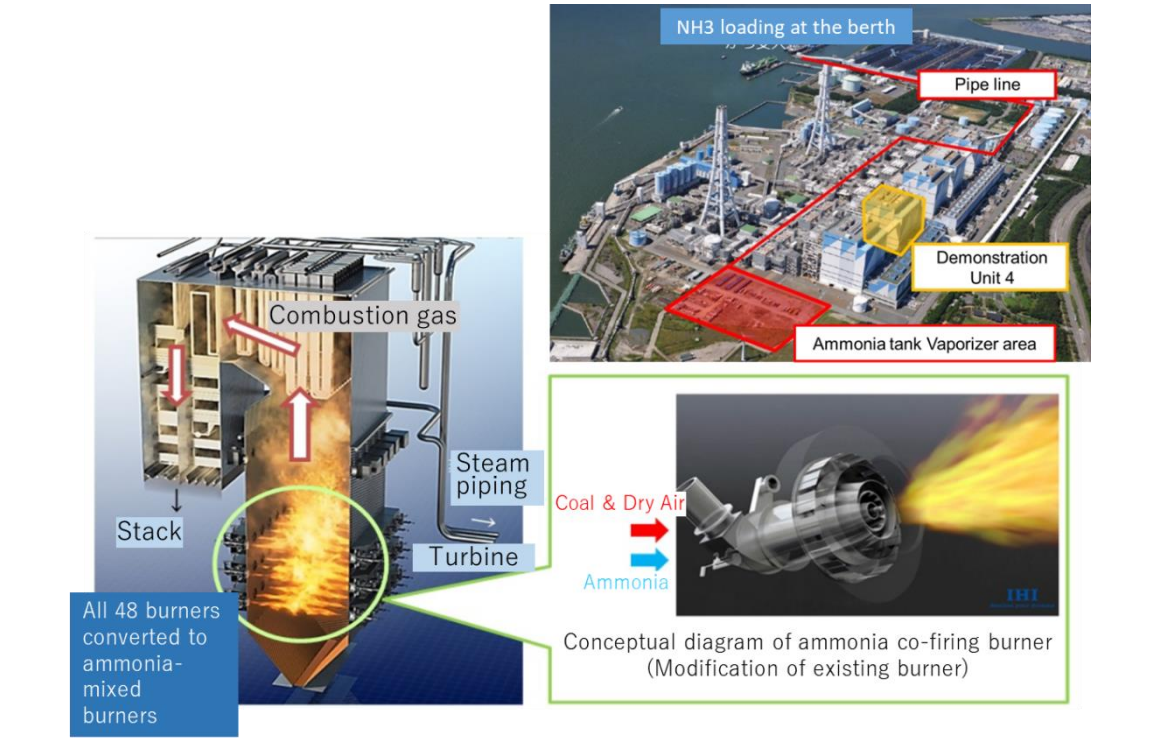
図 7-7　アンモニア混焼バーナ

碧南火力発電所の実証事業では、図 7-7 に示すように 80%の微粉炭と 20%の気体のアンモニアを予め混合した状態で火炉に投入される。アンモニア混焼の技術的な課題の 1 つは、燃料アンモニア由来の NOx の生成量が増えてしまうことであるが、IHI の研究結果によると、酸素の少ない火炎領域にアンモニアを投入できれば、NOx 生成量を石炭専焼と同水準に抑制できることが示された。アンモニア 20%混焼の基礎技術は既に確立され、現在は実証事業を通じて実機でのアンモニア 20%混焼技術の確立を目指している。

アンモニアを微粉炭と混合せずに火炉に投入するアンモニア専焼バーナは、NEDO の助成事業を通じて 2024 年末を目途に開発中で、2028 年末を目途に 50%以上のアンモニア混焼の実機実証を実施する計画である。

(4)　JERA 碧南火力発電所におけるアンモニア混焼実証事業

碧南火力発電所 4 号機（1,000MW）におけるアンモニア 20%混焼実証事業の概要とスケジュールを図 7-8 に示す。



（出典：JERA ホームページより JICA 調査団作成）

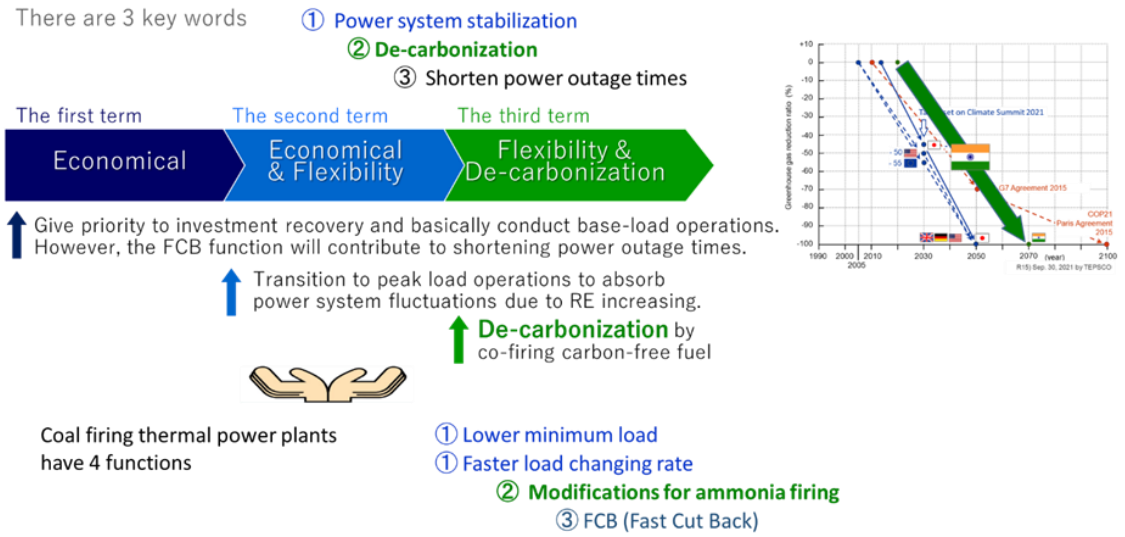
図 7-8　20%アンモニア混焼実証プロジェクトの概要

この実証事業は、JERA および IHI が共同で NEDO の助成事業として採択されたもので、大型の商用機でのアンモニア 20%混焼は世界初である。碧南火力での実証試験を通じて、ボイラの収熱特性、排ガス特性、既存設備への影響等を評価し、アンモニア 20%混焼技術の確立を目指す。

碧南火力発電所の主な改造範囲は図中の薄い緑色の線で示しているバーナおよび、赤色の線で示している燃料設備である。ボイラの主な改造はバーナ、バーナへのアンモニア供給系統の追設である。アンモニア燃料設備は、ローディングアーム、タンク、気化器、海水ポンプ等の新設が必要となり、改造コストと工期は燃料設備の方が大規模になる。

7.1.5　インドにおける今後の石炭火力の役割

今後のインドにおける石炭火力の役割を図 7-9 に示す。

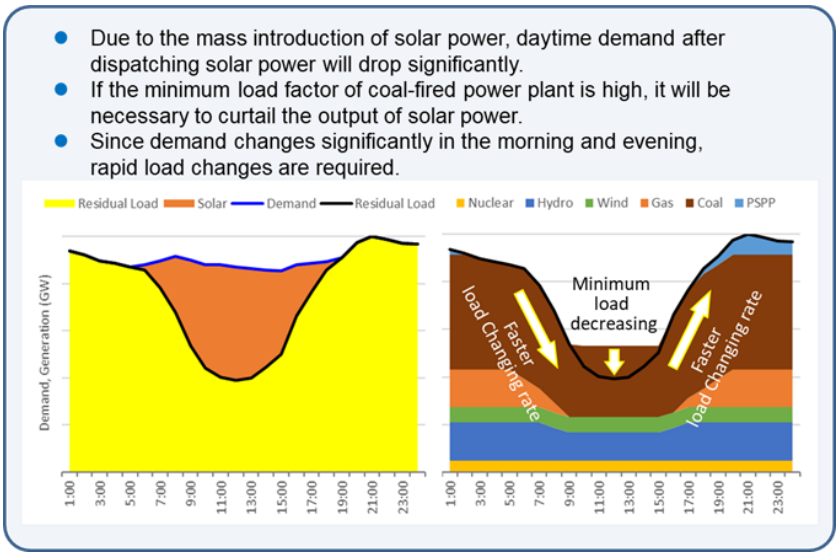


（出典：JICA 調査団）

図 7-9　インドにおける今後の石炭火力の役割

1 点目は電力系統の安定化である。今後のインドでは、太陽光や風力などの天候に出力が左右される非同期電源が大量に導入される。その場合、電気の品質低下（周波数、電圧の変動）や大規模停電の発生などの需要家に対する悪影響や、再エネの出力抑制が懸念される。そのため、再エネ拡大期において、石炭火力発電所の負荷調整力（最低負荷の低減、および、負荷変化率の向上など）が求められる。

図 7-10 にインドにおける日負荷カーブ示す。



（出典：JICA 調査団）

図 7-10　インドにおける日負荷カーブ

2 点目は低炭素化である。カーボンフリー燃料であるアンモニアやバイオマスと混焼すれば、電力系統の需給調整と CO_2 排出量削減の両立が可能である。ゼロエミッションを目指す 2070 年に向けてはカーボンフリー燃料の専焼プラント導入が必要となる。

稼働中の発電設備を改造することで、石炭火力の負荷調整力向上と低炭素化は実現できる。そのため、今後の再生可能エネルギーとカーボンフリー燃料のサプライチェーンがどの程度普及するかを踏まえ、設備改造の計画を立てていく必要がある。

3 点目は FCB（Fast Cut Back）による停電時間の短縮である。送電線事故時に FCB 機能で所内単独運転に移行することで、事故復旧後直ちに再送電可能な状態にスタンバイできる。

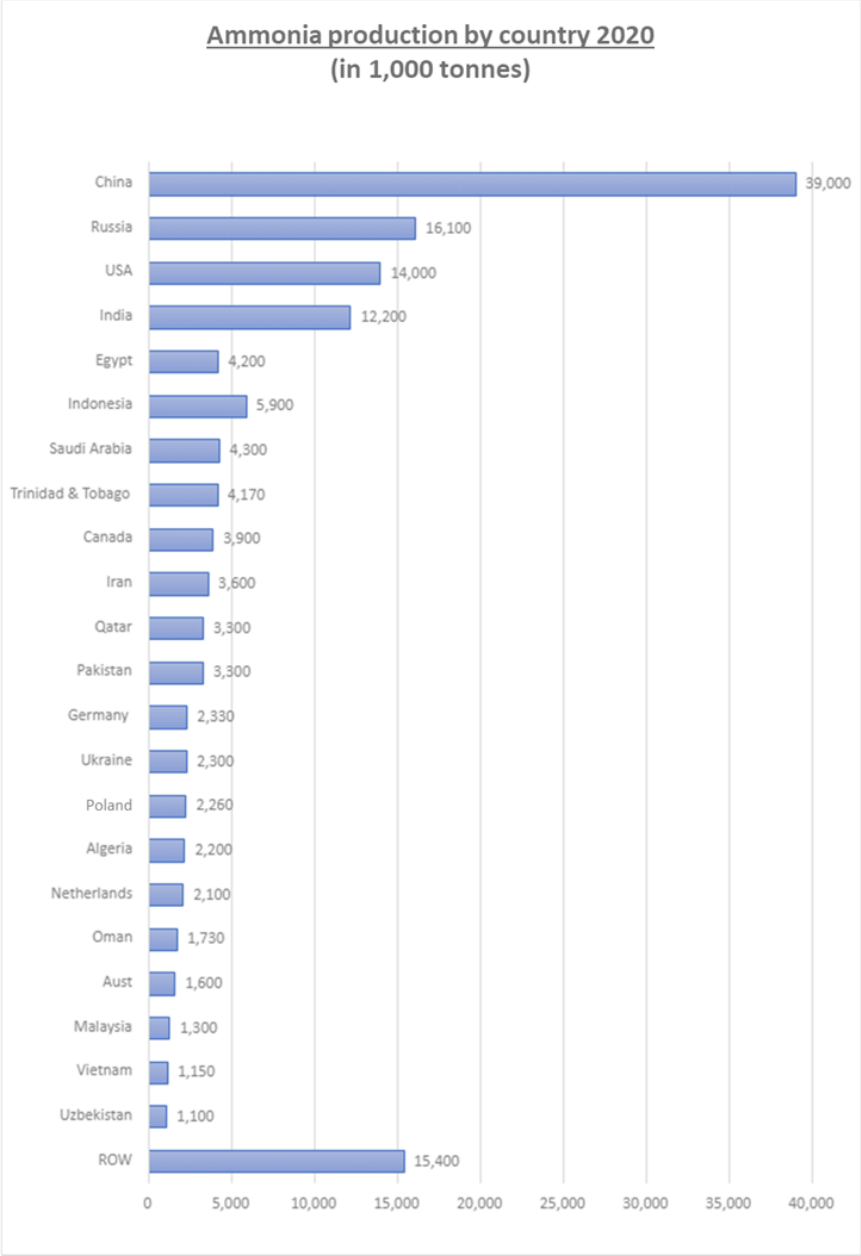
7.2　石炭火力へのアンモニア調達方法の分析

7.2.1　インド国内におけるアンモニア需給

本節では、世界のアンモニア市場の概況とその中でのインドの位置付けを見た上で、インド国内でのアンモニア需給状況を整理する。

(1)　世界のアンモニア市場の状況

2020 年におけるアンモニア国別生産量を図 7-11 に示す。



（出典：U.S.Geological Survey, Minerals Commodity Summaries を参考に JICA 調査団にて作成）

図 7-11　2020 年アンモニア国別生産量

世界のアンモニア生産量及び貿易量を見ると、生産量 147 百万 t（2020 年）に対して貿易量 20 百万 t（2019 年）となっており、貿易量は生産量の約 14%弱を占めるに過ぎない。これは、アンモニアが基本的に地産地消の商品であることが原因である。また、生産量の約 80%は肥料向け用途である為、アンモニアの需要は肥料向けの需要変動の影響を受けるという特徴がある。

国別生産量では、1 位の中国が世界生産量の 27%と圧倒的地位を占め、ロシア・米国・インドが中国の 40%弱の規模で 2 位集団を形成し、さらに 2 位集団の 3 分の 1 の規模でインドネシア・サウジアラビア・エジプト・トリニダードトバゴなどの 5 位集団が追う形となっているが、地産地消商品の特徴として、小規模生産国も含めて生産国が非常に多岐に亘っている。

輸出国はロシア（20%）、トリニダードトバゴ（23%）、インドネシア（9.3%）、サウジアラビア（7.1%）と上位国に大きく偏っている一方、輸入は米国（15%）、インド（14%）、モロッコ（9%）、韓国（7%）、中国（7%）と上位国への偏在は余り見られない。生産上位国である中国、米国、インドが輸入国としても上位におり、農業大国の需要が極めて大きいというアンモニア市場の特徴が見て取れる。

Global ammonia trade matrix 2019 (kt/yr)

The top 10 importers and exporters of ammonia account for 70-85pc of global trade

23

Exporters / Importers	Russia	Trinidad and Tobago	Indonesia	Saudi Arabia	Algeria	Canada	Qatar	Egypt	Iran	Malaysia	Others	Total exports
USA	-	1,550	-	-	-	980	-	-	-	-	20	2,550
India	260	-	370	640	-	-	520	290	290	-	50	2,420
Morocco	890	620	-	-	10	-	-	-	-	-	30	1,550
South Korea	-	310	470	410	-	-	-	30	-	20	150	1,390
Turkey	700	130	-	-	210	-	-	80	10	-	40	1,170
Belgium	660	290	-	-	10	-	-	-	-	-	200	1,160
China	-	50	370	170	-	-	-	70	150	50	220	1,080
Mexico	-	740	-	-	-	-	-	-	-	-	160	900
France	-	110	-	-	200	-	-	10	-	-	410	730
Taiwan	-	-	230	170	-	-	-	-	140	20	110	670
Others	1,950	810	390	20	780	-	160	110	-	420	1,520	2,550
Total imports	4,460	4,610	1,830	1,410	1,210	980	680	590	590	510	4,460	19,780

Consulting

Copyright © 2021 Argus Media group.
All rights reserved

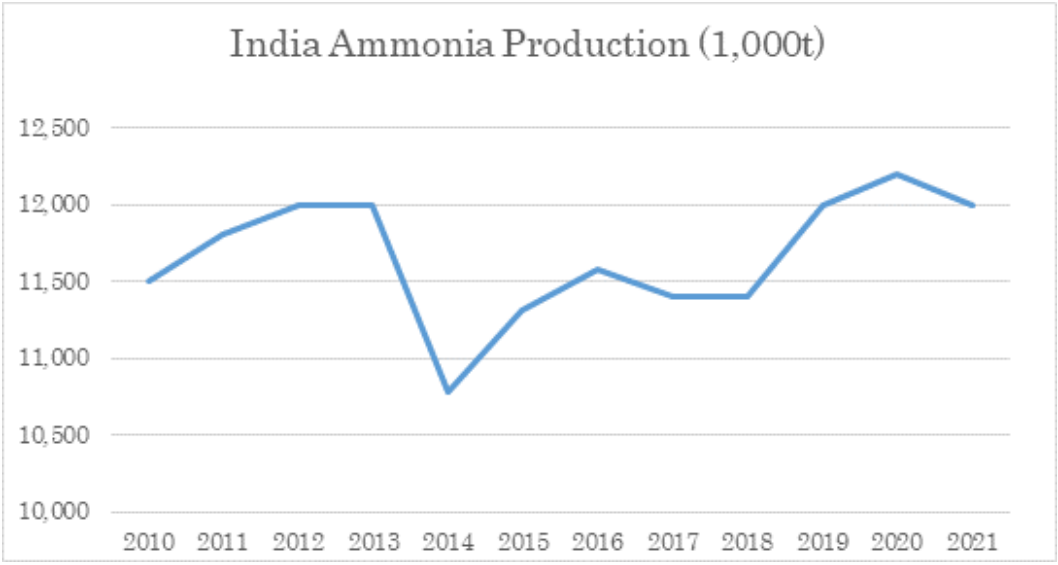
argus

（出典：Argus 社）

図 7-12　2019 年アンモニア国別輸出入量

(2)　インド国内のアンモニア市場状況

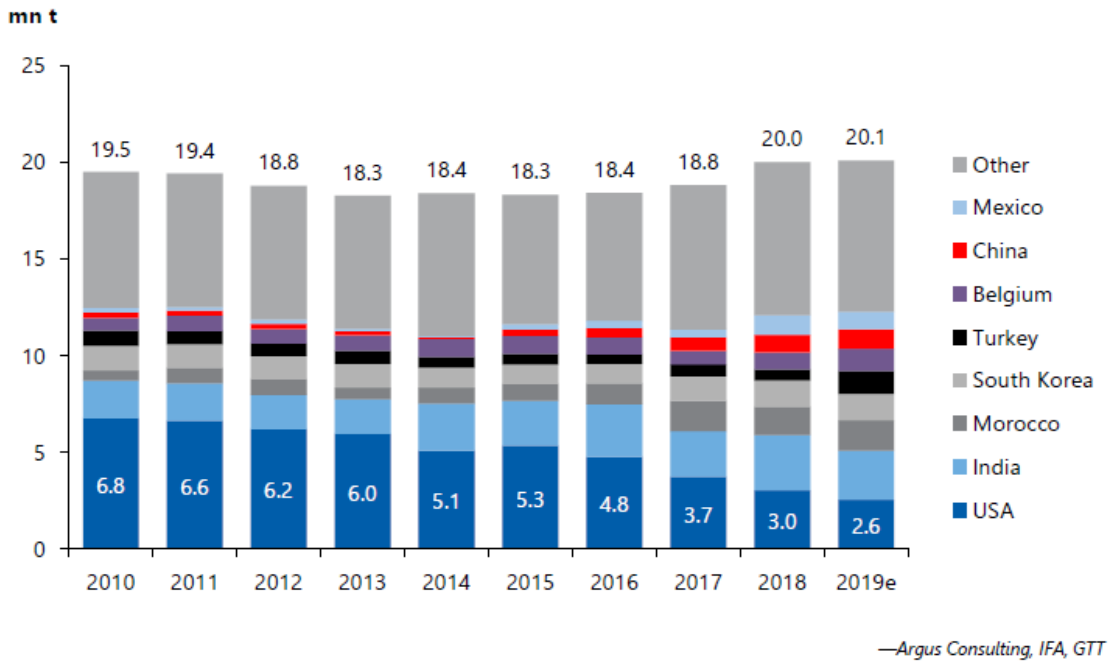
2010 年以降でインドのアンモニア生産量は、ほぼ 11-12 百万 t の範囲で推移しており、一定の方向性は確認できない。生産能力は頭打ちとなっている中で、特段の能力増強は行われていない様子が伺える。



（出典：U.S.Geological Survey, Minerals Commodity Summaries を参考に JICA 調査団にて設定）

図 7-13　インド国内アンモニア生産量推移

一方、輸入量は漸増しており、10 年間で約 500 千 t 増加して 2019 年は約 2.5 百万 t となっている。



（出典：Argus 社）

図 7-14　アンモニア輸入量上位国の輸入量推移

つまり、インドでは漸増するアンモニア需要に国内供給が追い付かず、供給不足分は輸入増によって賄う状況が続いてきていると推察される。

7.2.2　アンモニア調達方法の検討（輸入とインド国内調達）

本節では燃料アンモニアの調達方法について整理する。一般的に、大型の石炭火力発電所での一定期間のアンモニア混焼には、1 万トン単位の燃料アンモニアが必要となる。通年でのアンモニア混焼の場合には、アンモニア所要量は 10 万トン単位となる。本調査では、通年での運用を見据えた燃料アンモニアの調達方法について検討することとする。そのため、適地選定にあたっては、一年間で 10 万トン単位の燃料アンモニアを調達可能であることが一つの条件となる。アンモニア調達方法について、インド国内で製造したアンモニアを調達する方法とインド国外からアンモニアを輸入する方法の２通りが考えられる。これら調達方法の比較について表 7-5 に示す。

インド国内で製造したアンモニアを調達する方法については、(1-a)グレーアンモニア、(1-b)ブルーアンモニア、(1-c)グリーンアンモニアを調達する３通りが考えられる。7.2.1 節で述べた通りインドはアンモニア製造の生産能力は頭打ちとなっており、一部輸入しているため、大量の燃料アンモニアを製造するためにはプラント新設が必要となる。(1-a)グレーアンモニアは脱炭素化には貢献しないため本件趣旨にそぐわない。(1-b)ブルーアンモニアについて、インド国内のブルーアンモニア製造案件は公表データベースで明らかになっていない。(1-c)グリーンアンモニアについて、インド国政府と民間企業が協力して研究開発が進められているため、今後の拡大が期待される。しかし、現時点では大規模商用化が期待できるインド国内のグリーンアンモニア製造案件は公表データベースで明らかになっていない。またグリーンアンモニア製造時に必要となる再生可能エネルギー発電の発電量低下、故障、定期点検によるグリーンアンモニア製造量減少に備えたバックアップ機能に課題がある。これらのことから、インド国内で製造したアンモニアを調達する方法は本調査の検討対象外とする。

インド国外からアンモニアを輸入する方法については、(2-a)インド国外からブルーアンモニアを輸入する方法と(2-b)インド国外からグリーンアンモニアを輸入する方法の 2 通りが考えられる。(2-a)インド国外からブルーアンモニアを輸入する方法と(2-b)インド国外からグリーンアンモニアを輸入する方法のいずれも脱炭素化に貢献する。(2-a)インド国外からブルーアンモニアを輸入する方法は実用化検討が進められている一方で、(2-b)インド国外からグリーンアンモニアを輸入する方法について、グリーンアンモニア製造はまだ実用可能な大規模商用化には至っていない。

以上より、本調査では、最適な燃料アンモニア調達方法は(2-a)インド国外からブルーアンモニアを輸入することとする。

製造したアンモニアの発電所までの輸送方法について、インド国外で製造したアンモニアは船舶で輸入港まで輸送する。輸入港から発電所までの陸上輸送はパイプラインまたはローリーを使った輸送が考えられる。ローリーでの輸送は大量輸送が難しく、また渋滞や公害等の課題もある。

表 7-5　アンモニア調達方法の比較

		長所	短所
(1) インド国内製造	(1-a)グレーアンモニア	―	● グレーアンモニア製造の生産能力がない ● 脱炭素化に貢献しない
	(1-b)ブルーアンモニア	脱炭素化に貢献する	● グレーアンモニア製造量増加が必要となる ● ブルーアンモニア製造案件は公表データベースで明らかになっていない
	(1-c)グリーンアンモニア	脱炭素化に貢献する	● 大規模商用化には至っていない
(2) インド国外からの輸入	(2-a) ブルーアンモニア輸入	脱炭素化に貢献する 大規模商用化に向けた検討が進められている	● エネルギーセキュリティ面での懸念となる可能性
	(2-b) グリーンアンモニア輸入	脱炭素化に貢献する	● 大規模商用化には至っていない ● エネルギーセキュリティ面での懸念となる可能性

（出典：JICA 調査団作成）

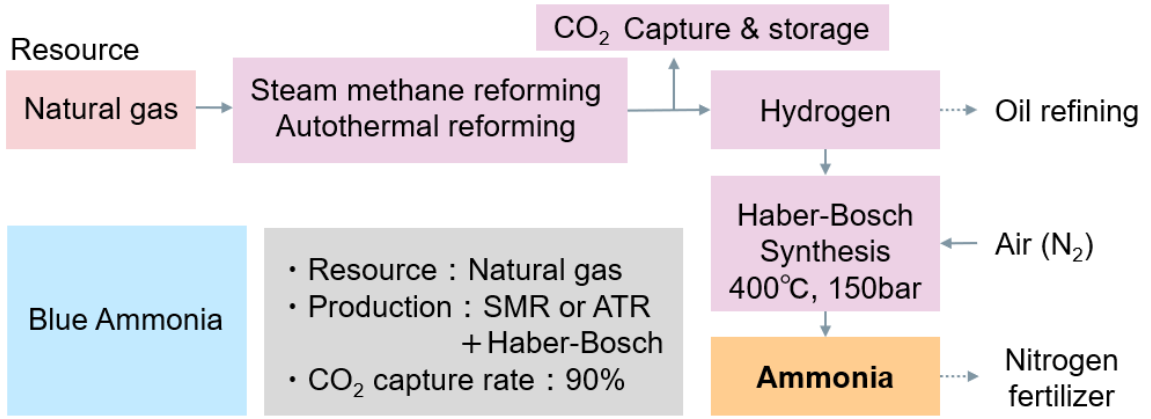
7.2.3　アンモニア調達コスト（ブルーアンモニア、グリーンアンモニア）

本節においてはあくまで目安として 2030 年におけるアンモニア調達コストの試算を示す。7.2.2 節までにおいて示した通り、年間数十万トンのアンモニアが必要となる商用化規模を想定した場合、現時点において最も早期に実現性の高い調達方法はアンモニア製造が進んでいる国からのブルーアンモニアの輸入であり、将来的に有望な国内グリーンアンモニアについても検討する。

(1)　アンモニアコスト試算方法概要

①　　ブルーアンモニア

本レポートにおけるブルーアンモニア製造概要を図 7-15 に示す。いわゆるブルーアンモニアは、天然ガスを原料とした水蒸気改質（SMR : Steam methane reforming）または自己熱改質（ATR : Autothermal reforming）による製造過程において排出される CO_2 を分離・回収したアンモニアであり、CO_2 回収率は現実的に到達可能な水準として 90%とする。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-15　ブルーアンモニア製造フロー

ブルーアンモニア調達コストのうち天然ガスのコストは全体の約 20～40%を占め、非常に重要なファクターである。地域別天然ガス価格を表 3-2 に示す。

表 7-6　地域別天然ガス価格

【単位：USD/mmbtu】

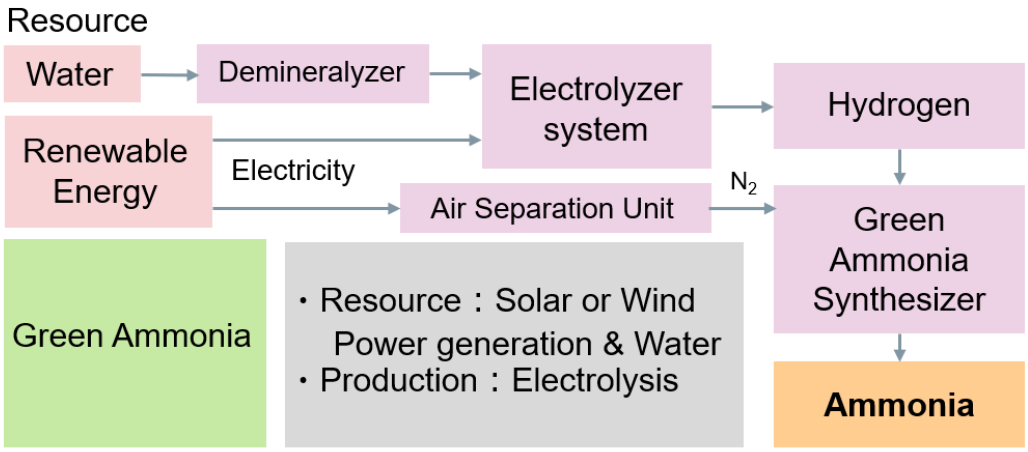
地域	天然ガス価格
中東	2.2
北米	2.6
豪州（西部）	3.3
日本	8.1

（出典：IEEJ, IHS Markit を参考に JICA 調査団にて設定）

ブルーアンモニアの輸入先は天然ガス価格および輸送距離を考慮し豪州（西部）と想定する。

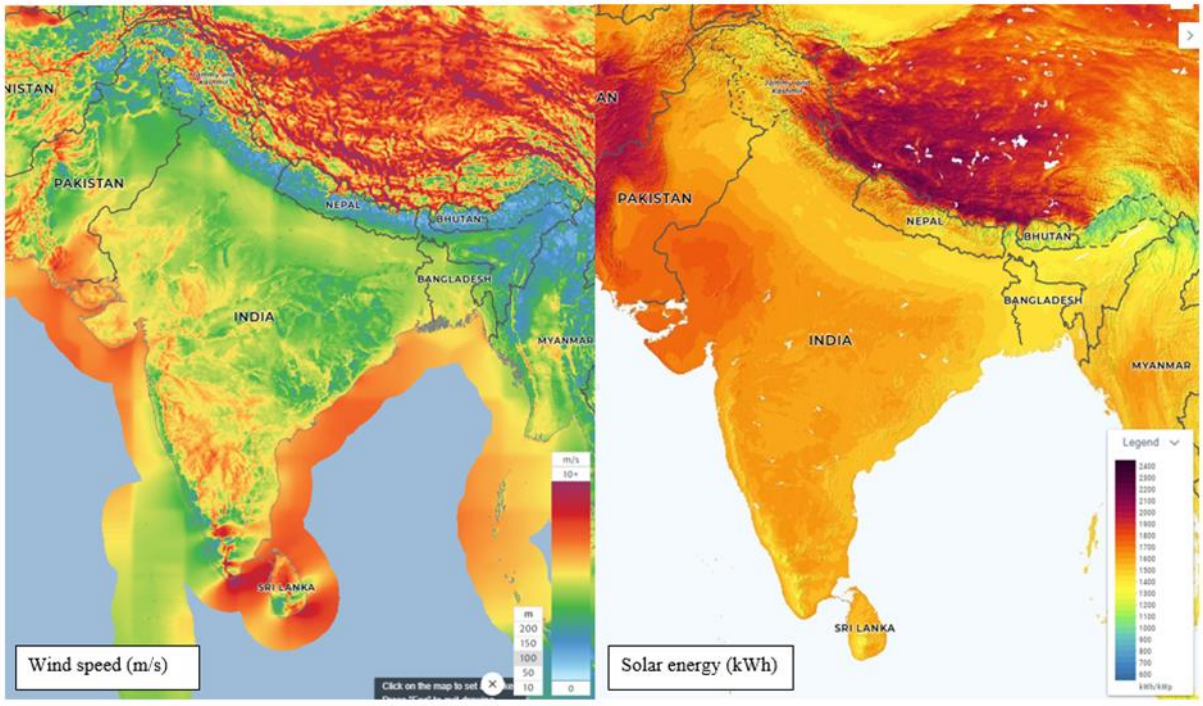
②　　グリーンアンモニア

グリーンアンモニアの製造フローを図 7-16 に、またインド国における再生可能エネルギーポテンシャルを図 7-17 に示す。インドは再生可能エネルギー資源が豊富であり、年間を通じて設備利用率を比較的高く維持することができ、太陽光発電および陸上風力発電ともに LCOE（Levelized Cost of Electricity）が低くなるポテンシャルを有している。従って、太陽光・風力を入力電源とした水電解によるいわゆるグリーンアンモニアはインド国内の再生可能エネルギー拡大に伴い将来的にコスト競争力を有するものと考えられる。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-16　グリーンアンモニア製造フロー



（出典：Global wind atlas, Global solar atlas）

免責：本地図上の表記は図示目的であり、いずれの国及び地域における、法的地位、国境線及びその画定、並びに地図上の名称についても、JICA の見解を示すものではありません。

図 7-17　再生可能エネルギーポテンシャル

風力については北西部および南部のポテンシャルが高く、太陽光については全体的にポテンシャルが一定に高いため、国土全体としては太陽光の活用を中心に考え、風況条件が良好な場所

は太陽光および風車のハイブリッドシステムとすることでグリーンアンモニア製造量の平滑化および蓄電設備容量の低減が図られる。

インド国内の地域別太陽光発電・風力発電の設備利用率を表 7-7 に示す。風力発電の記載がある地域は風況条件が比較的良いところである。

表 7-7　地域別太陽光発電・風力発電の設備利用率

Region	CF of Solar [%]	CF of Wind [%]
Iron and steel		
Anqul	17.8	-
Bellary	18.8	39
Bhilai	18.6	-
Bokaro	18.1	-
Fertilisers		
Babrala	17.8	-
Hazira	18.3	-
Kota	18.7	-
Refineries and petrochemicals		
Dahej	18.5	-
Guwahati	17.6	-
Jamnagar	19.3	39.9
Metro cities		
Bengaluru	18.6	34.9
Chennai	16.7	-
Delhi	18.3	-
Hyderabad	18.4	36
Mumbai	18.4	-
Kolkata	16.7	-
RE rich areas		
Bhuj	19.2	35.2
Bhavnagar	19.3	35.5
Lonavla	18.8	28.6

（出典：CEEW, A Green Hydrogen Economy for India 2020）

(2)　アンモニア調達コスト試算結果

① 各種試算条件

2030 年におけるブルーアンモニアおよびグリーンアンモニア調達コストを試算する。前提条件は以下のとおり。その他、想定は CEEW（Council on Energy, Environment and Water）、IEA、NEDO、IEEJ、IAE の公表資料を参考とし、最終的に JICA 調査団にて設定した。

表 7-8　コスト分析における前提条件

項目	設定値	根拠
天然ガスコスト	3.3 USD/mmbtu	JICA 調査団にて設定
太陽光発電価格（LCOE）	31 USD/MWh	IEA2021 に基づき JICA 調査団にて設定
風力発電価格（LCOE）	32 USD/MWh	IEA2021 に基づき JICA 調査団にて設定
再生可能エネルギーにおける太陽光・風力発電量比率	太陽光 95% 陸上風力 5%	JICA 調査団にて設定
水電解による水素製造装置コスト	700 USD/kW	IEA 2019
カーボンコスト（カーボンタックス）	40 USD/t-CO_2	JICA 調査団にて設定
系統電力の CO_2 排出原単位	0.70 kg-CO_2/kWh	IEA 2018

（出典：CEEW、IEA、NEDO、IEEJ、IAE の公表資料を参考とし、JICA 調査団にて作成）

② 試算結果

試算結果は以下の表のとおり。

表 7-9　コスト試算結果

【単位：USD/ton】

項目	ブルーアンモニア （輸入）	グリーンアンモニア （国内）
製造	223	630
貯蔵・輸送	90	90※
カーボンタックス	66	—
計（カーボンタックス無）	313	713
計（カーボンタックス有）	379	713

※グリーンアンモニアの輸送は製造地によりパイプライン、ローリー、船が考えられるが、ここではブルーアンモニアと同じコストとした。

（出典：CEEW、IEA、NEDO、IEEJ、IAE の公表資料を参考とし、JICA 調査団にて作成）

本節のアンモニア燃料価格に基づく発電原価については 7.4.5 節を参照のこと。

7.3　既設石炭火力のアンモニア混焼プラント候補地選定

7.3.1　インドの石炭火力概況

(1)　インド国内の石炭火力発電所の分布

インドの各州の石炭火力発電所の数と設備容量を表 7-10 に示す。長期運用停止中の発電所や建設中の発電所も含めると、インド国内には 2022 年 2 月時点で約 210 の事業用石炭火力発電所があるが、そのほとんどは内陸に立地している。多くの内陸の発電所では、国内の炭鉱から石炭を鉄道で輸送しており、一般炭の生産量が多い中部と東部のエリア（Odisha 州、Chhattisgarh 州、West Bengal 州）とその周辺は、石炭火力比率が比較的高い。

表 7-10　各州の事業用石炭火力発電設備容量（2022/2/28 時点）

Region	State	Number of Coal PS*	Installed Capacity (MW)	
			Coal	Grand Total
Eastern	Andaman & Nicobar Islands	0	0	74.8
	Bihar	7	7,740 (95%)	8,127
	Jharkhand	9	4,250 (93%)	4,556
	Odisha	12	9,540 (78%)	12,292
	Sikkim	0	0	2,339
	West Bengal	17	14,177 (87%)	16,205
North-Eastern	Arunachal Pradesh	0	0	1,257
	Assam	1	750 (40%)	1,869
	Manipur	0	0	159
	Meghalaya	0	0	373
	Mizoram	0	0	104
	Nagaland	0	0	109
	Tripura	0	0	1,130
Northern	Chandigarh	0	0	53.5
	Delhi	0	0	2,471
	Haryana	5	5,333 (78%)	6,851
	Himachal Pradesh	0	0	11,104
	Jammu and Kashmir	0	0	3,727
	Ladakh	0	0	136
	Punjab	5	5,680 (66%)	8,542
	Rajasthan	11	10,480 (37%)	28,257
	Uttar Pradesh	23	24,389 (78%)	31,277
	Uttarakhand	0	0	5,212
Southern	Andhra Pradesh	9	11,590 (42%)	27,347
	Karnataka	7	9,480 (32%)	29,908
	Kerala	0	0	3,203
	Lakshadweep	0	0	3.3
	Puducherry	0	0	46.2
	Tamil Nadu	16	13,685 (39%)	35,507
	Telangana	9	7,842 (52%)	15,126
Western	Chhatisgarh	28	23,688 (96%)	24,676
	Dadra and Nagar Haveli and Daman and Diu	0	0	46.2
	Goa	0	0	67.4
	Gujarat	14	16,092 (39%)	41,689

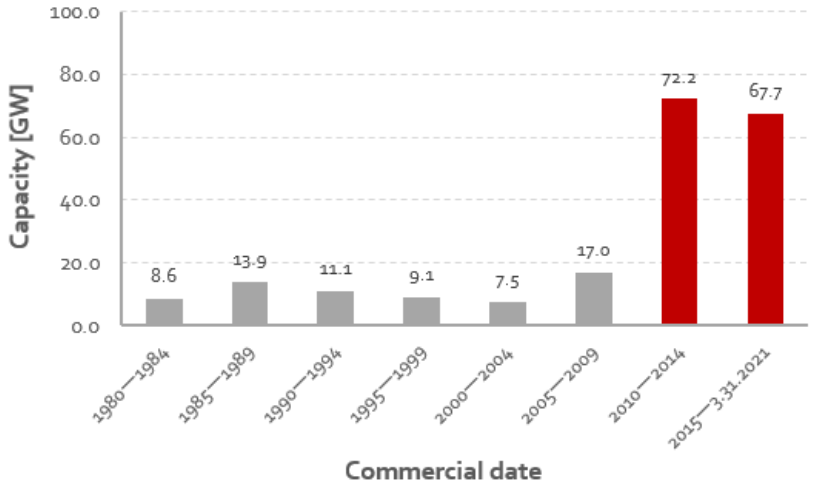
Region	State	Number of Coal PS*	Installed Capacity (MW)	
			Coal	Grand Total
	Madhya Pradesh	14	21,950 (74%)	29,619
	Maharashtra	22	23,856 (57%)	42,143

*Including Power stations under construction

（出典：Ministry of Power ホームページより JICA 調査団作成）

(2)　石炭火力の運転開始日分布

稼働中の石炭火力の運転開始日の分布を図 7-18 に示す。稼働している石炭火力のほとんどは運転開始が 2010 年以降であるため、2020 年代、2030 年代においても石炭火力は一定の供給力を担うと想定される。



（出典：Ministry of Power ホームページより JICA 調査団作成）

図 7-18　石炭火力発電所運転開始日の分布

7.3.2　一次スクリーニング

本節以降では、表 7-10 に示した約 210 の既設石炭火力発電所の中から、一次スクリーニング、二次スクリーニングを通じて、調査対象となる発電所を絞り込み、現地調査（三次スクリーニング）を通じてアンモニア混焼のパイロットプロジェクト実施に適した候補地を選定する。

一次スクリーニングの項目を表 7-11 に示す。

表 7-11　一次スクリーニングの項目

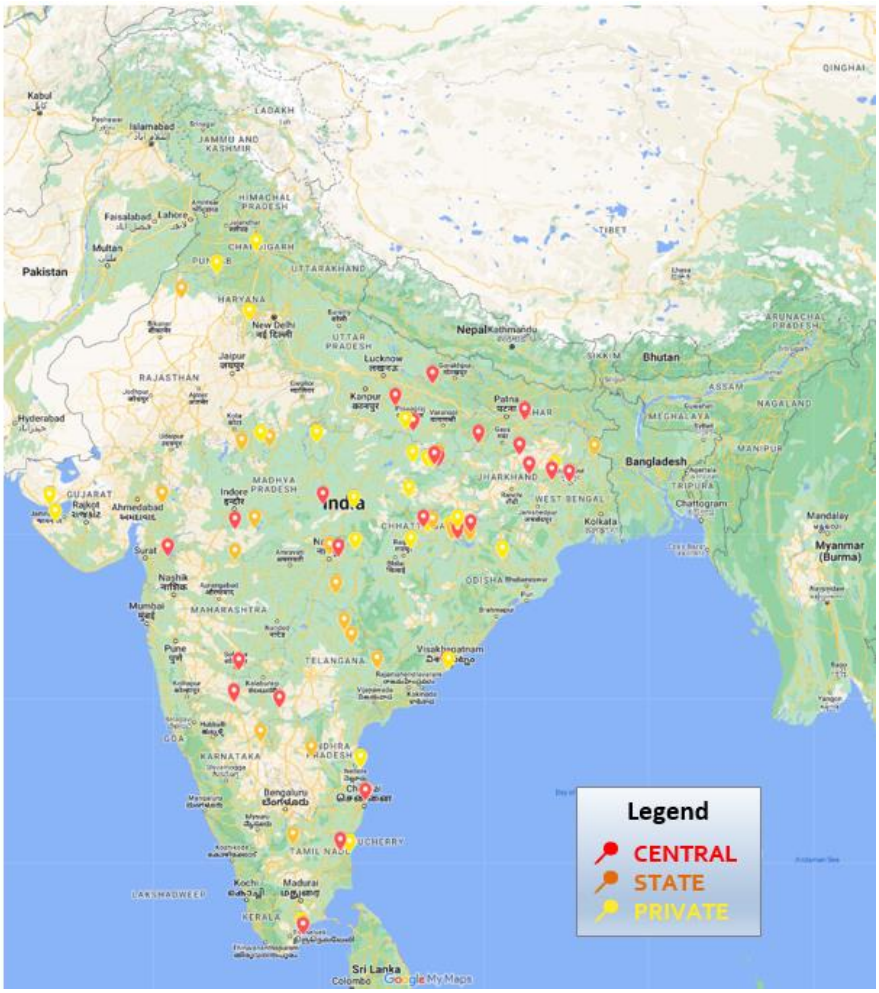
Item	Condition	Basis for the selection
Unit capacity	≥ 500MW	✓ Heat rate of large capacity unit is higher. ✓ The effect of reducing CO_2 emissions is greater. ✓ There are not 360-500MW unit in India.
Commercial date	After 1/1/2012	✓ It is preferable to operate the unit for as long as possible after modification.

（出典：JICA 調査団作成）

一次スクリーニングでは、まずユニット出力を 500MW 以上と設定した。これはユニットの規模が大きいほど熱効率が高く、CO_2 排出量削減の効果も大きくなること、そして、360MW～500MW の石炭焚ボイラがほとんど設置されていないことが根拠である。

また、運開日を 2012 年 1 月 1 日以降と設定した。本プロジェクト実施後には、できるだけ長期間アンモニア混焼プラントを運用できる方が好ましく、将来的にはアンモニア混焼率を更に上げるなど、更なる設備改造を実施することも想定されるので、運開から約 10 年以内のユニットを対象とすることとした。

一次スクリーニングの条件に該当する発電所の分布を図 7-19 に示す。一次スクリーニングの結果、計 74 発電所、154 ユニットが表 7-11 の条件に該当した。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

免責：本地図上の表記は図示目的であり、いずれの国及び地域における、法的地位、国境線及びその画定、並びに地理上の名称においても JICA の見解を示すものではありません。

図 7-19　調査対象発電所一覧（一次スクリーニング後）

7.3.3　二次スクリーニング

二次スクリーニングの項目を表 7-12 に示す。

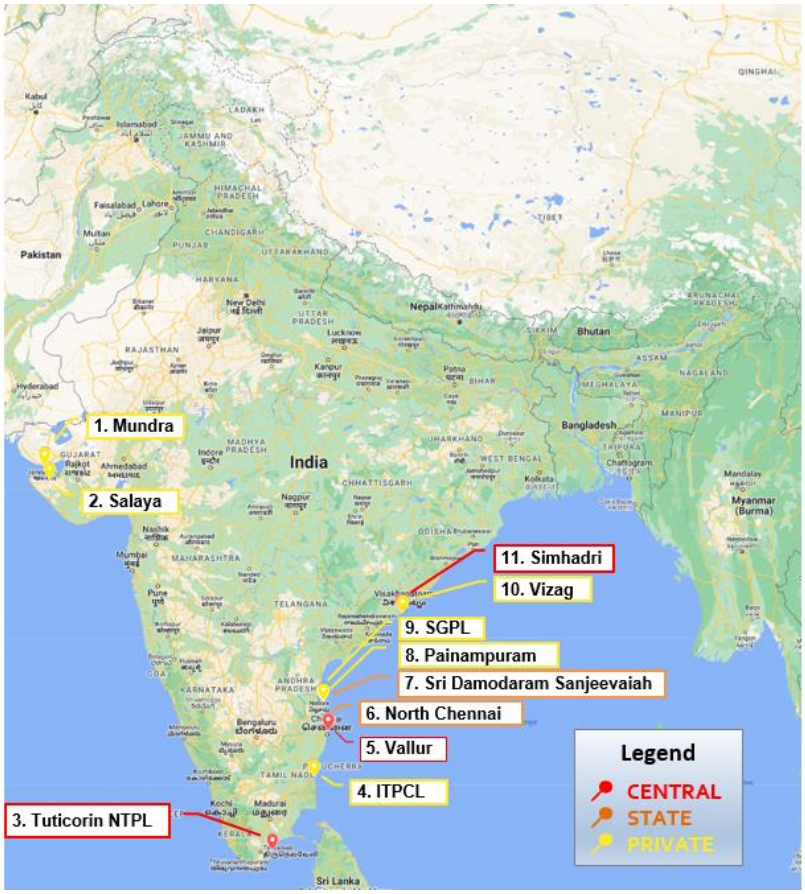
表 7-12　二次スクリーニングの項目

Item	Condition	Basis for the selection
Distance from the Coast	≤ 20km	✓ Importing blue ammonia is the most economical and feasible method of procuring clean ammonia.

（出典：JICA 調査団作成）

7.2.3 節で述べた通り、石炭火力にてアンモニア混焼を本格運用するにあたって、カーボンフリーアンモニアの調達は、2030 年断面ではインド国外からのブルーアンモニア輸入が最も経済的かつ実現性が高い。燃料アンモニアを受け入れる港湾と発電所の距離が離れていると、陸上輸送や河川輸送等の二次輸送が必要となり、さらなる燃料費の増加を招くため、二次スクリーニングでは発電所が臨海地帯（海岸から 20km 以内）に立地することを条件とした。

二次スクリーニングの条件に該当する発電所の分布を図 7-20 に、一覧表を表 7-13 に示す。二次スクリーニングの結果、計 11 発電所、25 ユニットが臨海地帯に立地することを確認できた。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

免責：本地図上の表記は図示目的であり、いずれの国及び地域における、法的地位、国境線及びその画定、並びに地理上の名称においても JICA の見解を示すものではありません。

図 7-20　調査対象発電所一覧（二次スクリーニング後）

表 7-13　調査対象発電所一覧表（二次スクリーニング後）

No.	Name	Unit	Commercial date	Capacity (MW)	Sector	Owner
1	Mundra UMPP	1	2.25.2012	800	Private	Tata Power
		2	7.25.2012	800		
		3	10.16.2012	800		
		4	1.1.2013	800		
		5	3.28.2013	800		
2	Salaya PP	1	2.22.2012	600	Private	Essar Energy
		2	6.13.2012	600		
3	Tuticorin NTPL TPP	1	3.10.2015	500	Central	NTPL
		2	7.9.2015	500		
4	ITPCL TPP	1	9.19.2015	600	Private	ITPCL
		2	4.18.2016	600		
5	Vallur TPS	1	3.9.2012	500	Central	NTECL
		2	8.25.2013	500		
		3	2.26.2015	500		
6	North Chennai TPS (Expansion)	1	3.9.2013	600	State	TANGEDCO
		2	9.13.2013	600		
7	Sri Damodaram Sanjeevaiah TPS	1	8.28.2014	800	State	APPDCL
		2	3.17.2015	800		
8	Painampuram TPP	1	2.7.2015	660	Private	Sembcorp Energy India
		2	9.3.2015	660		
9	SGPL TPP	1	11.12.2016	660	Private	Sembcorp Energy India
		2	2.15.2016	660		
10	Vizag TPP	1	12.27.2015	520	Private	HNPC
		2	3.30.2016	520		
11	Simhadri PS	4	3.30.2012	500	Central	NTPC

（出典：Ministry of Power ホームページより JICA 調査団作成）

以上のスクリーニングにて、候補地として国営・州営の発電所が 5 箇所、民間企業の発電所が 6 箇所該当した。JICA の民間企業向けスキームでは予算に限度があること、将来的にインド国内でアンモニア混焼を水平展開していきたいことから、7.3.4 節以降では国営・州営の発電所である、Tuticorin NTPL TPP, Vallur TPS, North Chennai TPS, Sri Damodaram Sanjeevaiah TPS, Simhadri Power Station の 5 発電所を調査対象とする。

7.3.4　三次スクリーニング

(1)　発電所選定の評価基準

発電所選定の主な評価基準を表 7-14 に示す。

表 7-14　発電所選定の主な評価基準

Category	Criteria	Item
Effect of CO_2 reduction	✓ Effectiveness of implementing Ammonia co-firing and deploying to other units.	✓ Power output ✓ Commercial date
Specification of boiler	✓ Ease of modifying burner by Japanese manufacturer. ✓ Ease of flexible operation after the boiler modification.	✓ Boiler manufacturer ✓ Boiler type ✓ Burner arrangement ✓ Number of spare-mills ✓ Presence of De-NOx system (including in the future) ✓ Minimum load ✓ Load change rate
Addition of Ammonia facility	✓ Ease of securing sufficient installation space for pipeline, Ammonia storage tanks and vaporizers etc.	✓ Power plant layout ✓ Vacant space for Ammonia storage facility nearby the power plant. ✓ Distance from sea port
Port facility	✓ Sufficient port facility for large Ammonia vessels to approach the berth and load liquid NH_3. ✓ Possibility of laying pipeline from the port to the Ammonia tank in the PS.	✓ Port facility layout ✓ Sea depth ✓ Berth
Operation status	✓ Prospects for long-term high plant operating reliability in the future.	✓ Heat rate ✓ Availability factor ✓ Major accidents ✓ Results of regular inspections
Positive attitude of owner	✓ Willingness of the owner to carry out Ammonia co-firing.	

（出典：JICA 調査団作成）

(2)　アンモニア輸入港

本項では、インド国外からの燃料ブルーアンモニア調達が可能な港について分析することとする。アンモニア調達が可能な港選定にあたって、アンモニア混焼が可能な発電所からの距離、燃料アンモニアの貯蔵タンク設置が可能な場所の有無、既存アンモニア受入実績の有無の 3 点を調査した。

アンモニア混焼が可能な発電所からの距離について、輸入した燃料アンモニアを安全かつ最経済で陸上輸送する必要があることから検討した。安全性の観点の分析についてはインド国の法規制等の調査が必要であるが本調査のスコープ外であることから割愛することとする。最経済での陸上輸送について、表 7-13 の発電所計 11 か所のうち、(3)Tuticorin Port、(5) (6)Ennore Port、(7) Krishnapatnam Port はそれぞれの対象発電所から半径約 10km 圏内に位置しており、燃料アンモニアの陸上輸送の実現性が高いと言える。

燃料アンモニアの貯蔵タンク設置が可能な場所の有無について、輸入した燃料アンモニアを石炭火力発電所で混焼する前には燃料アンモニアを保管する貯蔵用タンクが必要である。各発電所または各輸入港周辺に貯蔵用タンクが設置されていれば、アンモニア貯蔵用への転用が可能か検討できる可能性があるため、Google map の航空写真を用いて、各発電所または各輸入港周辺に燃料アンモニアを貯蔵可能と思われるタンクの有無を確認した。(3)Tuticorin Port および(5) (6)Ennore Port は各発電所または各輸入港周辺に燃料アンモニアを貯蔵可能と思われるタンクの存在を確認した。

既存アンモニア受入実績の有無について、輸入港に既にアンモニア受入実績がある場合、本件対象の燃料アンモニア輸入用の船舶も着港可能であると考えられる。(3)Tuticorin Port、(5) (6)Ennore Port および(11)Visakhapatnam Port は既にアンモニアの受入実績がある。

燃料アンモニアの輸入港の比較について表 7-15 に示す。また各港および近隣発電所の航空写真図については、図 7-21～図 7-28 に示す。

表 7-15　候補発電所の近隣港の比較

燃料アンモニア輸入港	石炭火力発電所	発電所-港間距離 10km 圏内	貯蔵タンク有無	既存アンモニア受入実績
Tuticorin Port	(3) Tuticorin NTPL TPP	✓	✓	✓
Ennore Port	(5) Vallur TPS および (6) North Chennai TPS (Expansion)	✓	✓	✓
Krishnapatnam Port	(7) Sri Damodaram Sanjeevaiah TPS	✓	－	－
Visakhapatnam Port	(11) Simhadri PS	－	－	✓

（JICA 調査団作成）



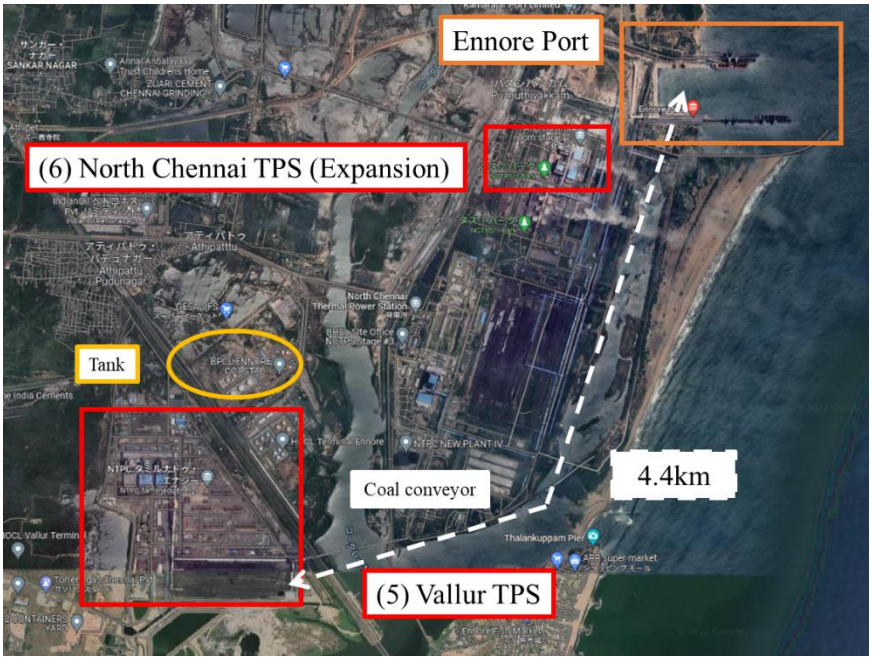
（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-21　Tuticorin Port および Tuticorin NTPL TPP の航空写真図



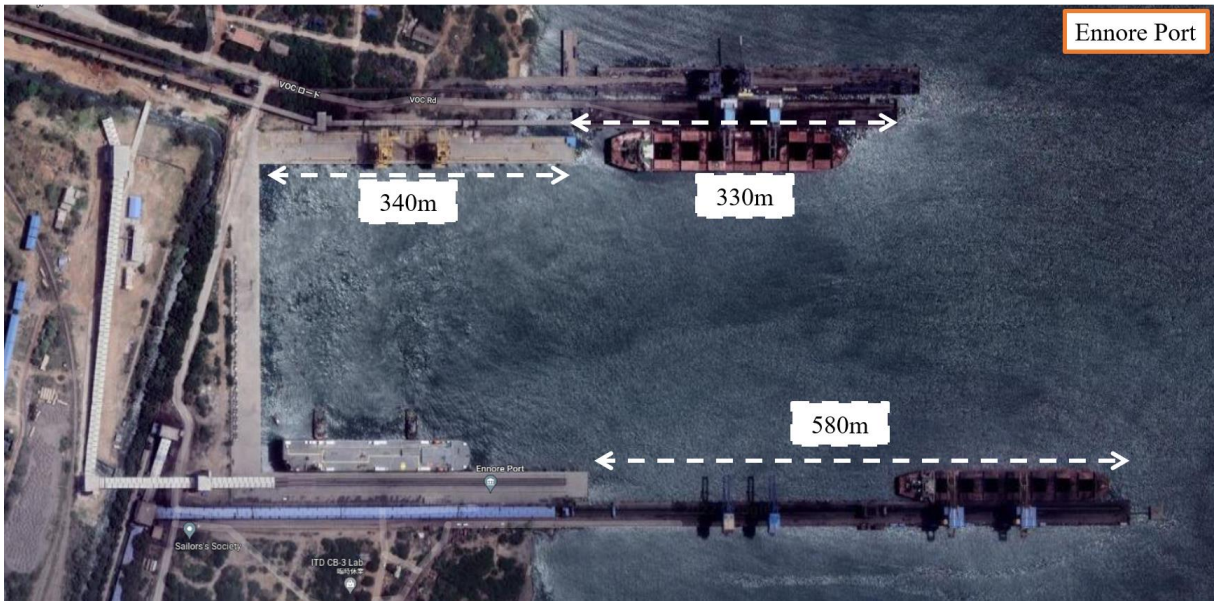
（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-22　Tuticorin Port の航空写真図



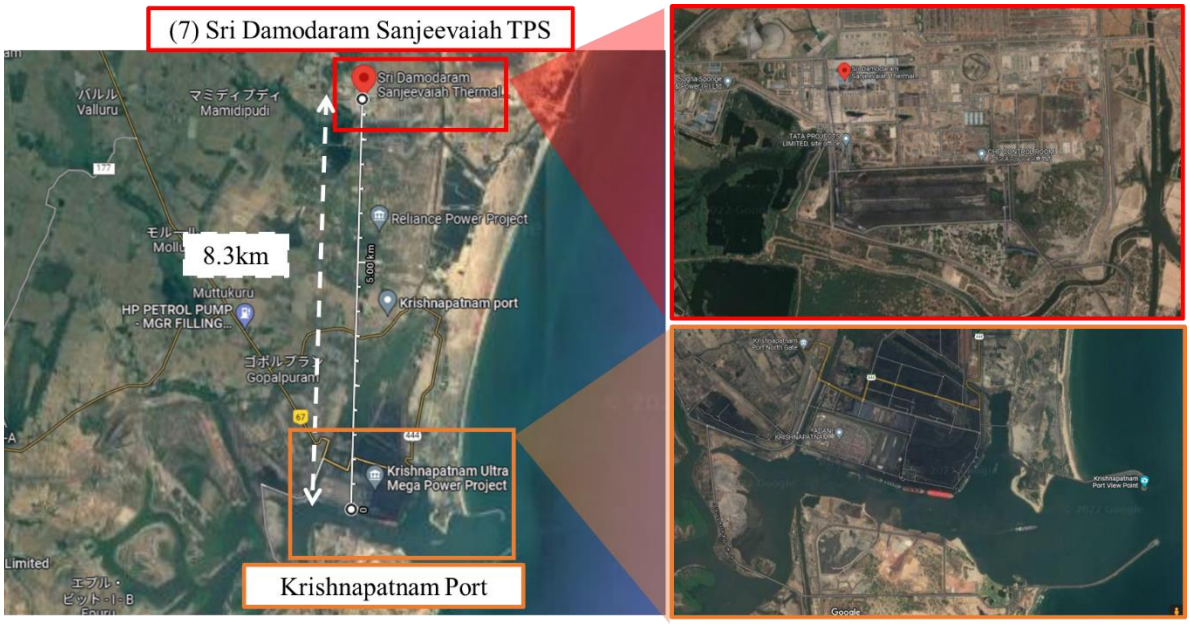
（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-23　Ennore Port、Vallur TPS、North Chennai TPS（Expansion）の航空写真図



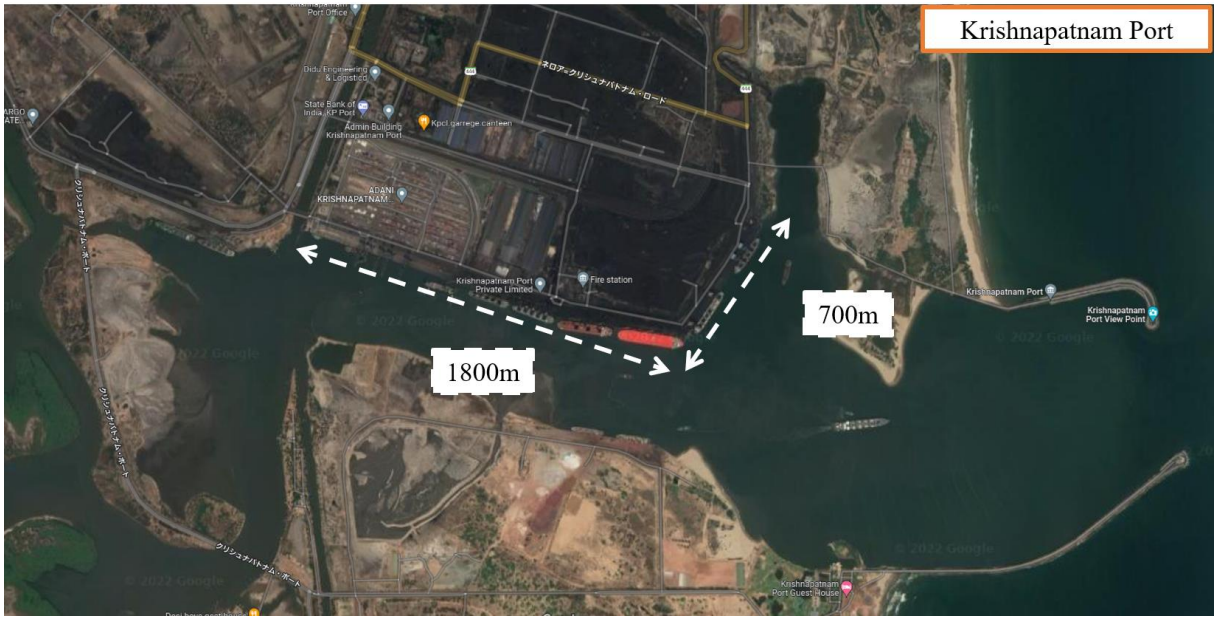
（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-24　Ennore Port の航空写真図



（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-25　Krishnapatnam Port および Sri Damodaram Sanjeevaiah TPS の航空写真図



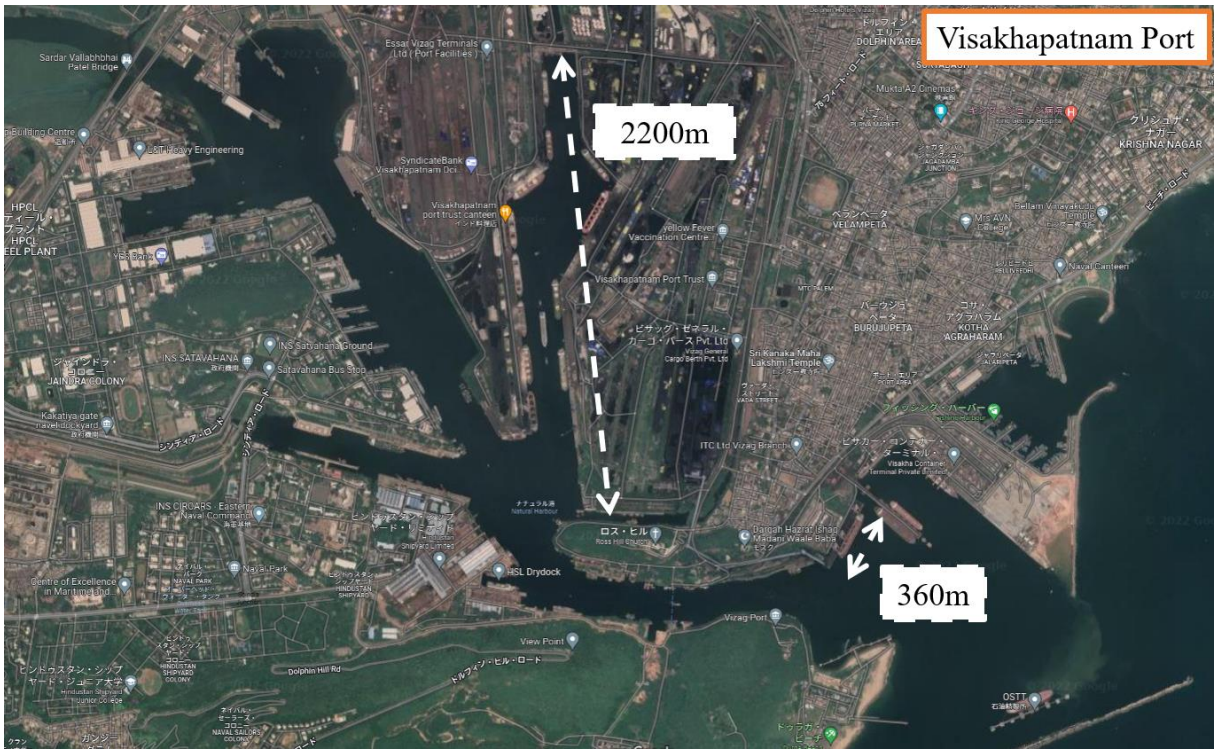
（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-26　Krishnapatnam Port の航空写真図



（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-27　Visakhapatnam Port および Simhadri Power Station の航空写真図



（出典：Google map を元に JICA 調査団作成）

図 7-28　Visakhapatnam Port の航空写真図

(3) 候補発電所の現地調査

表 7-13 に示す発電所のうち、所有者が国営・州営企業の発電所は 5 発電所であった。その内、Sri Damodaram Sanjeevaiah TPS は、所有者が州営電力で、最寄の港湾（Krishnapatnam Port）のアンモニア受入れ実績の無いことから、現地調査を実施する発電所は残りの 4 発電所とした。

なお、将来的な内陸でのアンモニア混焼プロジェクトの実施も見据え、内陸の Indore 近郊に立地するインドでは最新鋭のボイラが納められた Khargone Power Station も現地調査を実施することとし、本項にて現地調査を経て確認できた内容を評価する。

① Vallur TPS

Vallur TPS の諸元を表 7-16 に示す。

表 7-16　Vallur TPS に関する諸元

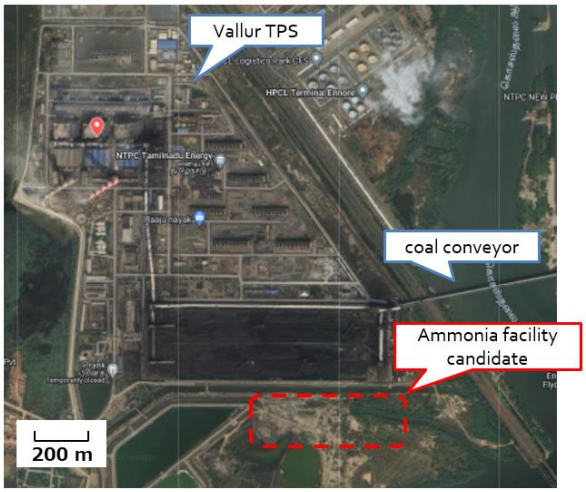
Item		Note
Location	Northern Chennai, Tamil nadu state	
Owner	NTECL	NTECL is 50:50 JV between NTPC and TANGEDCO
Power output, COD	#1　500MW, Mar.2012 #2　500MW, Aug.2013 #3　500MW, Feb.2015	
Boiler manufacturer	BHEL	
Boiler type	Corner firing	4 corner×10 stage
Burner arrangement	Coal burner：10 stage Oil burner：4 stage	
Number of spare-mills	3	Total 10 mills per a boiler
De-NOx system	Nothing	Low NOx burner was already installed to #1, #2. (#3 on Oct. 2022)
Load change rate	About 10%/ block (15min.)	
Minimum load	About 50%	
Nearest sea port	Ennore Port	About 5km from PS

（出典：JICA 調査団作成）

Vallur TPS はベンガル湾に面し、Tamil nadu 州都であるチェンナイの北部に立地する NTECL（NTPC と Tamil nadu 州電力公社の JV）所有の発電所である。

ボイラの仕様に関しては、インドの総合重電メーカーである BHEL 製で、燃焼方式は 4 コーナの旋回燃焼方式、石炭バーナは 10 段、起動用の油バーナが 4 段である。アンモニアバーナへの改造スペースも十分であった。

アンモニア設備設置候補地を図 7-29 に示す。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

図 7-29　Vallur TPS のアンモニア設備設置候補地

貯蔵タンクや払出ポンプといった、発電所側に設置するアンモニア設備に必要なスペースは、500MW で 20%混焼の場合は、1 ユニットあたり 65m×98m 程度である。Vallur TPS には、20%混焼×3 ユニット分の設置スペースがあり、港湾からのパイプラインも石炭コンベアと同じルートで敷設可能である。

運転状況に関しては、ボイラ周りからのガスリークがある模様であったが、3 ユニットとも定格出力の 500MW を出していることを確認した。

② North Chennai Power Station (Expansion)

North Chennai TPS (Expansion) の諸元を表 7-17 に示す。

表 7-17　North Chennai TPS (Expansion) に関する諸元

Item		Note
Location	Northern Chennai, Tamil nadu state	
Owner	TANGEDCO	
Power output, COD	#1　600MW, Mar.2013 #2　600MW, Sep.2013	
Boiler manufacturer	BHEL	
Boiler type	Corner firing	4 corner×9 stage
Burner arrangement	Coal burner：9 stage Oil burner：4 stage	
Number of spare-mills	3	Total 10 mills per a boiler
De-NOx system	Nothing	Low NOx burner will be installed to #1, #2.
Load change rate	About 10%/block (15min.)	
Minimum load	About 50%	
Nearest sea port	Ennore Port	About 2.5km from PS

（出典：JICA 調査団作成）

North Chennai TPS (Expansion) は、Vallur TPS と Ennore Port の隣に立地する Tamil nadu 州電力公社所有の発電所である。当発電所は、運開から 25 年程度経過する 210MW×3 ユニットと、当プロジェクトの対象となる運開から 10 年程度の 600MW×2 ユニットが稼働中である。また、800MW×1 ユニットが建設中である。

ボイラの仕様に関しては、BHEL 製で、燃焼方式、バーナの配置やミル台数はほとんど Vallur TPS と同様であった。アンモニアバーナへの改造スペースも十分であった。

アンモニア設備設置候補地を図 7-29 に示す。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

図 7-30　North Chennai TPS (Expansion) のアンモニア設備設置候補地

発電所に隣接する空地に十分な設置スペースがあるが、国有地であるため用地取得が必要である。

運転状況に関しては、ボイラ周りからのガスリークがある模様であった。また、現地調査時点（2022 年 3 月末）では電気集塵機のトラブルにより 2 ユニットとも定格出力を出せておらず、1 号機は 401MW、2 号機は 354MW で運転していた。

③　Tuticorin NTPL TPP

Tuticorin NTPL TPP の諸元を表 7-18 に示す。

表 7-18　Tuticorin NTPL TPP に関する諸元

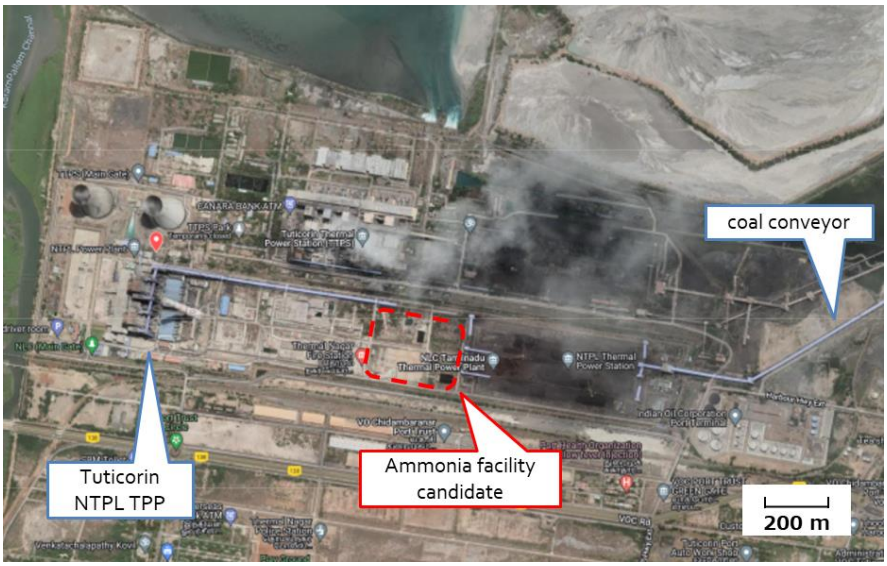
Item		Note
Location	Tuticorin, southern Tamil nadu state	
Owner	NTPL	NTPL is 89:11 JV between NLC and TANGEDCO
Power output, COD	#1　500MW, Mar.2015 #2　500MW, Jul.2015	
Boiler manufacturer	BHEL	
Boiler type	Corner firing	4 corner×10 stage
Burner arrangement	Coal burner：10 stage Oil burner：4 stage	
Number of spare-mills	3	Total 10 mills per a boiler
De-NOx system	Nothing	
Load change rate	About 8%/ block (15min.)	
Minimum load	About 50%	
Nearest sea port	Tuticorin Port	About 4km from PS

（出典：JICA 調査団作成）

Tuticorin NTPL TPP は、Tamil nadu 州南部の Tuticorin Port の隣に立地する NTPL（国有炭鉱会社と Tamil nadu 州電力公社の JV）所有の発電所である。

ボイラの仕様に関しては、ほぼ Vallur TPS と同様で、アンモニアバーナへの改造スペースも十分であった。

アンモニア設備設置候補地を図 7-31 に示す。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

図 7-31　Tuticorin NTPL TPP のアンモニア設備設置候補地

Tuticorin NTPL TPP にも、250m×300m 程度の十分な設置スペースがあり、港湾からのパイプラインも石炭コンベアと同じルートで敷設可能である。

運転状況に関しては、特に目立った問題は無く、2 ユニットとも定格出力の 500MW で運転していることを確認した。

④　Simhadri Power Station

Simhadri Power Station の諸元を表 7-19 に示す。

表 7-19　Simhadri Power Station に関する諸元

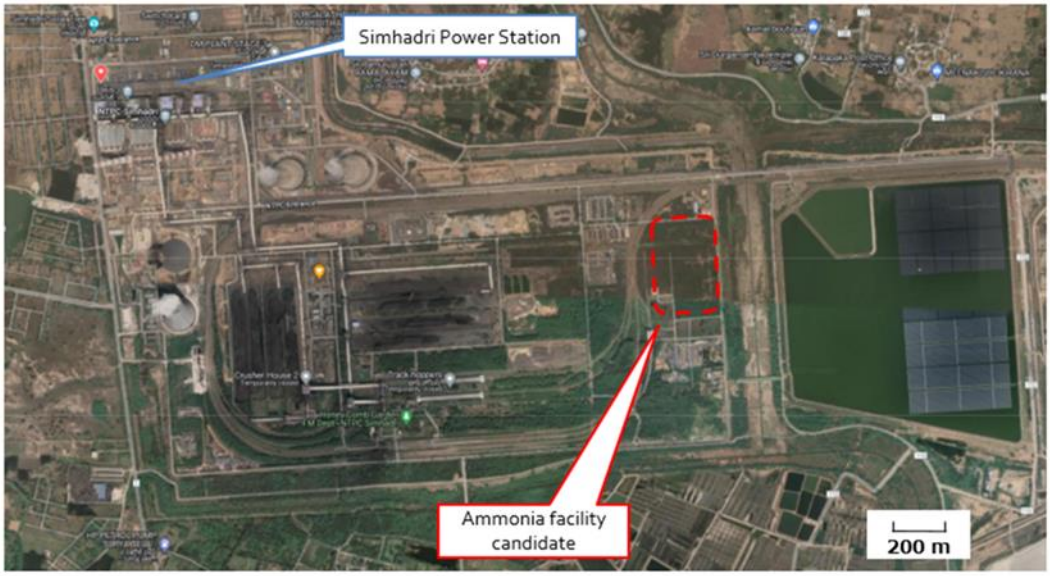
Item		Note
Location	Visakhapatnam, Andhra Pradesh state	
Owner	NTPC	
Power output, COD	#1　500MW, Feb.2002 #2　500MW, Aug.2002 #3　500MW, Mar.2011 #4　500MW, Mar.2012	
Boiler manufacturer	BHEL	
Boiler type	Corner firing	4 corner×10 stage
Burner arrangement	Coal burner：10 stage Oil burner：5 stage	
Number of spare-mills	3	Total 10 mills per a boiler
De-NOx system	Nothing	Low NOx burner was already installed to #3, #4.
Load change rate	About 10%/ block (15min.)	
Minimum load	About 50%	
Nearest sea port	Visakhapatnam Port	About 20km from PS

（出典：JICA 調査団作成）

Simhadri Power Station は、Andhra Pradesh 州北部の港湾都市である Visakhapatnam に立地する NTPC 所有の発電所である。

ボイラの仕様に関しては、ほとんど Vallur TPS と同様で、アンモニアバーナへの改造スペースも十分であった。

図 7-32 にアンモニア設備設置候補地を示す。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

図 7-32　Simhadri Power Station のアンモニア設備設置候補地

Simhadri Power Station にも、将来拡張を考慮しても十分な設置スペースがある。港湾から発電所へのパイプライン敷設ルートは 7.4.1 節にて検討する。

運転状況に関しては、円借款で建設したプラント（1,2 号機）であることもあり、高稼働率を維持しており、全ユニットとも定格出力の 500MW で運転していることを確認した。

⑤　Khargone Power Station

Khargone Power Station の諸元を表 7-20 に示す。

表 7-20　Khargone Power Station に関する諸元

Item		Note
Location	Madhya Pradesh state	
Owner	NTPC	
Power output, COD	#1　660MW, Aug.2019 #2　660MW, Apr.2020	
Boiler manufacturer	LMB	
Boiler type	Corner firing	8 corner×8 stage
Burner arrangement	Coal burner：8 stage Oil burner：4 stage	
Number of spare-mills	3	Total 10 mills per a boiler
De-NOx system	Nothing	Low NOx burner was already installed.
Load change rate	About 15%/ block (15min.)	
Minimum load	About 50%	
Nearest sea port	—	

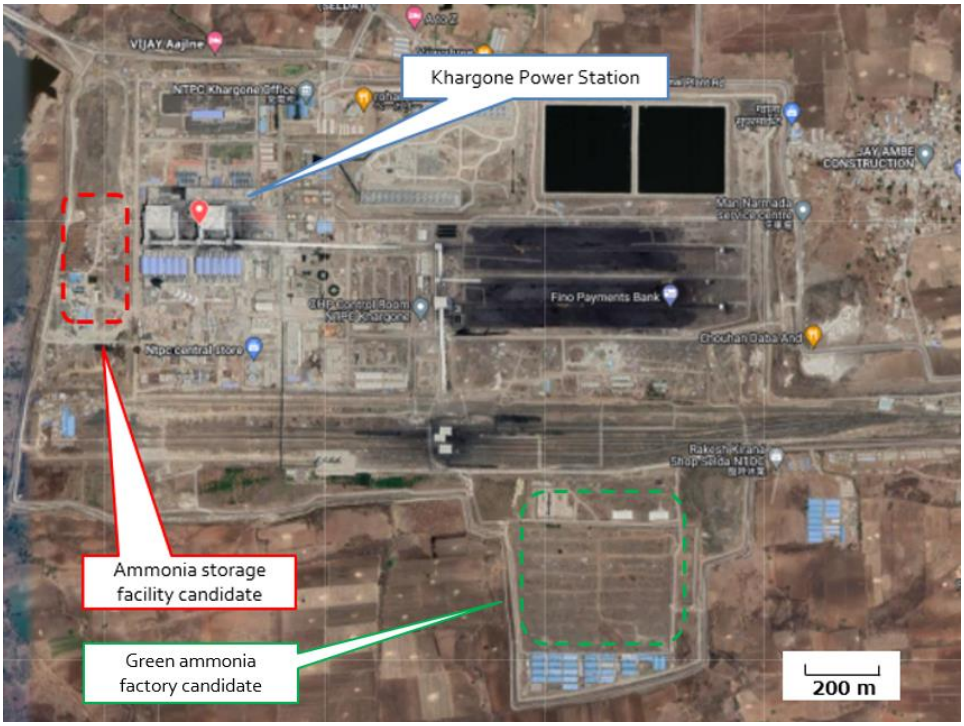
（出典：JICA 調査団作成）

Khargone Power Station は、インド中部の Madhya Pradesh 州南西部の都市である Indore 近郊に立地する NTPC 所有の発電所である。

ボイラの仕様に関して、LMB（L&T[38]-MHI Power Boiler Private Limited）製のため、日本のメーカーが改造に取り組みやすい。

燃焼方式、バーナの配置やミル台数は、前述の BHEL 製ボイラと同様である。アンモニアバーナへの改造スペースも十分であった。

図 7-33 にアンモニア設備設置候補地を示す。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

図 7-33　Khargone Power Station のアンモニア設備設置候補地

ボイラの隣にアンモニア貯蔵設備用の十分な設置スペースがある。なお、アンモニア製造工場については、水電解装置、窒素製造装置、アンモニア合成設備等の新規導入が必要になる。660MW×1 ユニットの 20%混焼に必要なアンモニアは 1 日当たり約 1,270 トンであるが、この数値は世界最大級のアンモニア工場の 1 日の生産能力の約半分である。技術開発により装置の小型化が進めば、発電所内の空きスペースにアンモニア工場を設置できると想定される。

また、グリーンアンモニアを製造するための全ての電力を太陽光発電で賄う場合は、約 1.65GW、27.5km^2 のメガソーラー発電所が必要である。

運転状況に関しては、操業開始から 3 年以内であることもあり、高稼働率を維持しており、全ユニットとも定格出力の 660MW で運転していることを確認した。

[38] L&T 社：インドの建設会社 Larsen & Toubro limited

(4)　まとめ

5 つの候補発電所の評価表を表 7-21 に示す。

表 7-21　候補発電所の評価表

Plant	Output	Distance from Sea Port	Ease for gain of NH3 Tank space	Effectiveness of utilizing NH3 Tank Base	Ease for Burner modification	Plant operating reliability	Positive attitude of customer	total
Vallur	500MW ×3	**2** (5.2km)	**2**	**2** (for 1500MW)	**3**	**2**	**3** (NTPC Tamilnadu Energy)	**14**
North Chennai Extension	600MW ×2	**3** (2.5km)	**1** (Government owned land)	**2** (for 1200MW)	**3**	**1** (Ash trouble)	**2** (TNEB)	**12**
Tuticorin	500MW ×2	**2** (4.0km)	**2**	**1** (for 1000MW)	**3**	**2**	**2** (NTPL)	**12**
Simhadri	500MW ×4	**1** (20km)	**2**	**3** (for 2000MW)	**3**	**3** (high ope. rate)	**3** (NTPC)	**15**
Khargone	660MW ×2	**-**	**2**	**2** (for 1320MW)	**3**	**3** (high ope. rate)	**3** (NTPC)	**13**

*** 1 point : Possible, 2 point : Positive, 3 point : Excellent**

（出典：JICA 調査団作成）

この結果、Simhadri Power Station を第一候補発電所として選定した。

7.4 以降では Simhadri Power Station および、Khargone Power Station でのボイラ改造要領、発電コスト、アンモニア混焼実証試験要領等を検討する。

7.4　石炭火力でアンモニア混焼を行うための改造範囲

7.4.1　候補発電所の概要

(1)　**Simhadri Power Station**

輸入アンモニアを利用するボイラとしての第一候補発電所である Simhadri Power Station の概要を以下に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

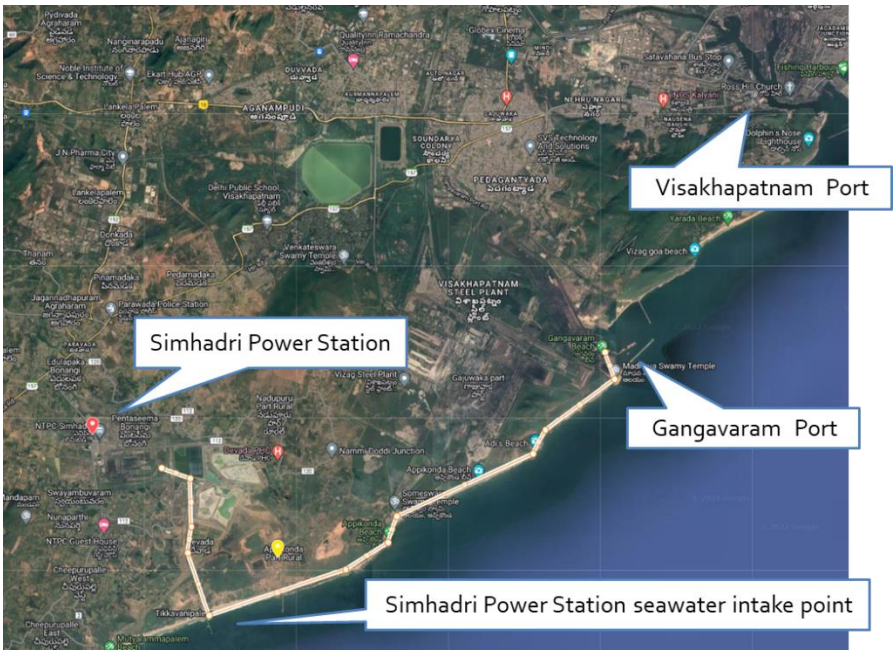
図 7-34　Simhadri Power Station

表 7-22　Simhadri Power Station の概要

1	Location	Visakhapatnam, Andra Pradesh
2	Output	2,000MW (500MW×4)
3	COD	#1 Feb.2002,　#2 Aug.2004,　#3 Mar.2011,　#4 Mar.2012
4	Owner	NTPC
5	Manufacture (Major Part)	Boiler : BHEL (Bharat Heavy Electricals Limited) Turbine : BHEL Control system : BHEL (Max Dna, Met80 Automation USA)
6	Typical Coal type	Domestic Coal: Calorific Value=3500kcal/kg-HHV , Ash content=45%, Total Moisture = 10%
7	Thermal efficiency	37% (Coal 365t/h @500MW)
8	Main steam pressure	169 kg/cm^2　(Sub critical)
9	Main steam temperature / Reheat steam temperature	538 deg C / 560 deg C
10	Minimum operational load	50%
11	Load changing rate	1%/ min.
12	Coal Burner	Corner firing type (4burner for 1stage)
13	Number of Mill	10 mills /one Boiler,　7 mills for 500MW (3 mills stand-by)
14	Oil-burner	4 Burner ×　5stage (The lowest stage is Light oil and Heavy oil) Burner capacity is 1.5 kL/hr /burner (Light oil base) ,Oil pressure is 8.6 atg
17	Environmental facilities	without De-NOx and De-SOx

（出典：JICA 調査団作成）

Simhadri Power Station の敷地平面図と周辺の港湾との位置関係を図 7-35 に示す。



（出典：Google map より JICA 調査団作成）

図 7-35　Simhadri Power Station と Visakhapatnam Port の位置関係

Simhadri Power Station から Visakhapatnam Port までの距離（道のり）は約 30～40km となり、手前の Gangavaram Port までの距離は約 20km となる。

港湾では液体アンモニアの状態で荷役し、液体アンモニア輸送配管（地上配管ラック）を介して発電所まで輸送する。

図 7-35 に示す通り、港湾から発電所までの液体アンモニア輸送管ルートは、比較的居住地の少ないと考えられる海岸線近傍を経由し、Simhadri Power Station がもつ Seawater intake line のルートを活用することとしたい。

また、Simhadri Power Station 構内に設置する液体アンモニア供給基地（液体アンモニアタンクとその付属設備）設置の候補スペースは、発電所構内の貯炭ヤードの南側とした。

(2) **Khargone Power Station**

インド国内で製造するグリーンアンモニアを利用するボイラの候補発電所である Khargone Power Station の概要を示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-36　Khargone Power Station

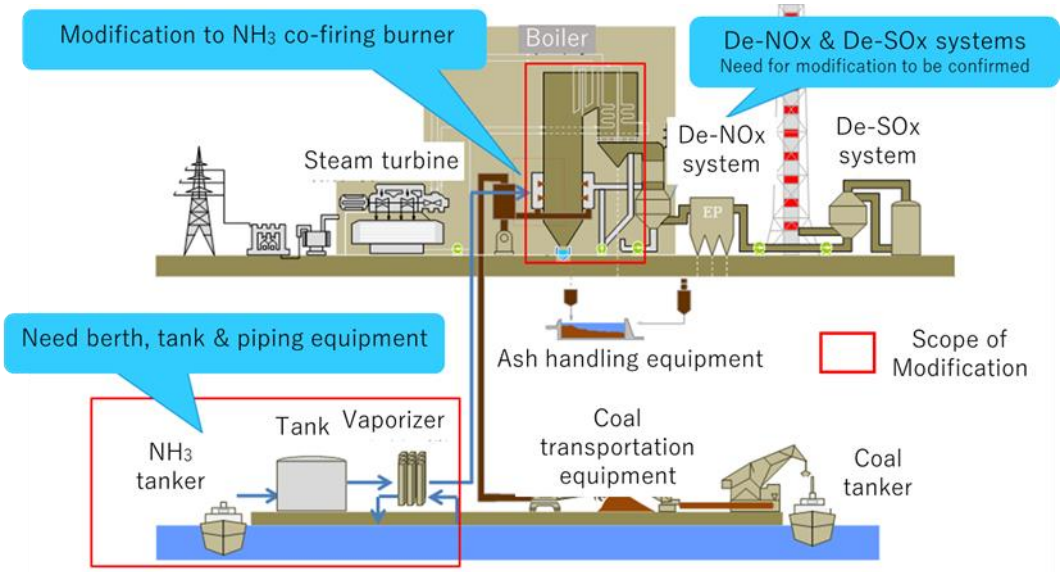
表 7-23　Khargone Power Station の概要

1	Location	Selda, Khargone, Madhya Pradesh
2	Output	1,320MW　(660MW×2)
3	COD	#1 Aug.2019,　#2 Apr.2020
4	Owner	NTPC
5	Manufacture (Major Part)	Boiler : L&T Turbine : L&T Control system : Emerson USA
6	Typical Coal type	Domestic Coal: Calorific Value=3500kcal/kg-HHV , Ash content=45%, Total Moisture = 10%
7	Thermal efficiency	41.5 %
8	Main steam pressure	246 kg/cm^2　(Super critical)
9	Main steam temperature / Reheat steam temperature	600 deg C / 600 deg C
10	Minimum operational load	50%
11	Load changing rate	1%/ min.
12	Coal Burner	Corner firing type (8burner for 1stage : Two fire ball)
13	Number of Mill	10 mills /one Boiler,　7 mills for 500MW (3 mills stand-by)
14	Environmental facilities	without De-NOx and De-SOx

（出典：JICA 調査団作成）

7.4.2　プラント全体の改造範囲

プラント全体の改造範囲を図 7-37 に示す。



（出典：JERA ホームページ）

図 7-37　石炭火力におけるアンモニア混焼改造範囲

このような石炭火力において、アンモニア混焼を行うためには、以下の改造が必要になる。

- バーナ部の改造

  使用するアンモニアを、液体アンモニアで利用するケースとガスアンモニアを利用するケースが考えられる。いずれも場合においてもアンモニアを焚くことができるバーナに改造することでアンモニア混焼を行うことができる。

- De-NOx システムの追設

  アンモニアを焚くことで NOx は上昇することが予想されるが、アンモニア混焼率 20%程度であれば、新たに De-NOx システムを追設する必要はない。

  但し、アンモニア混焼率 20%以上を目標とする場合には、NOx 排出基準レベルや混焼する石炭の炭種にもよるが、De-NOx システムの追設も視野に入れる必要がある。

  なお、De-NOx システムは、ボイラ出口（節炭器出口）と空気予熱器の間に設置する必要がある。既存のボイラに De-NOx システム（この場合は反応器の中に触媒を充填する本格脱硝、すなわち SCR を指す）を追設する場合は、設置スペース確保、ダクトワークなどが一般的に困難であるが、実現は可能と判断する。また、今回調査対象であったプラントにおいても、いずれも De-NOx システム設置スペース確保は厳しく追設の容易性による優位差は無いと判断する。

こうした背景から、アンモニアの混焼率の増加は、De-NOx システムの追設をしない範囲とすることが望ましいと考える。

- アンモニアタンクの追設

  アンモニア混焼を今後継続的に行うためには、その必要量に応じたアンモニアタンクを追設する必要がある。

  但し、本格的なアンモニア混焼運転を行うまでに、いくつかのステップが考えられる。

  先ず、アンモニア混焼が可能か否かを確認する実証試験のみを考えれば、その必要消費量のみを何等かの手段で確保することで実施できる。

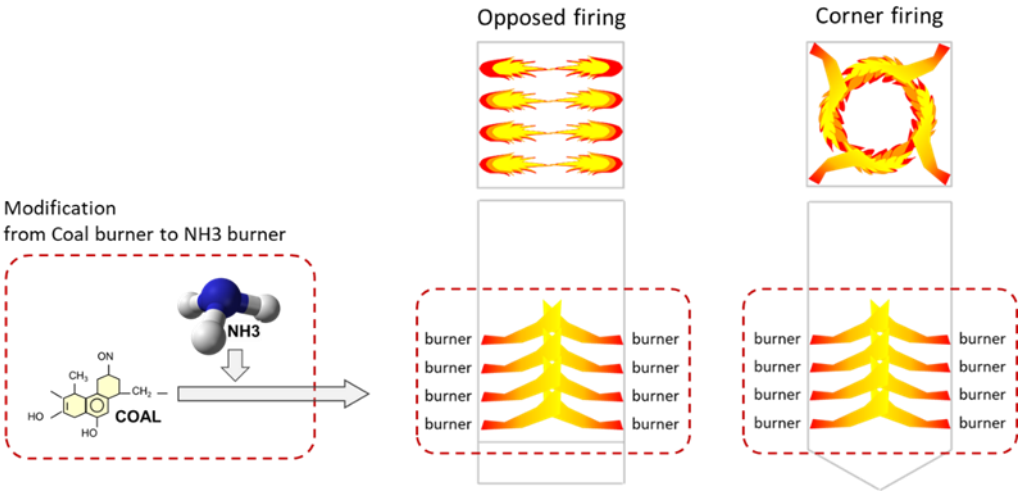
  その 1 つの提案として、FSU（Floating Storage Unit）を利用する方法がある。これは FSU を発電所近くの港に着岸し、予め敷設されたパイプラインでアンモニアを利用する方法である。（図 7-53 FSU を利用する方法参照）

  第 1 ステップの実証試験を考えればこの方式を推奨する。

7.4.3　ボイラの改造範囲

(1)　石炭火力の燃焼方式

石炭火力の燃焼方式を図 7-38 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-38　石炭火力の燃焼方式

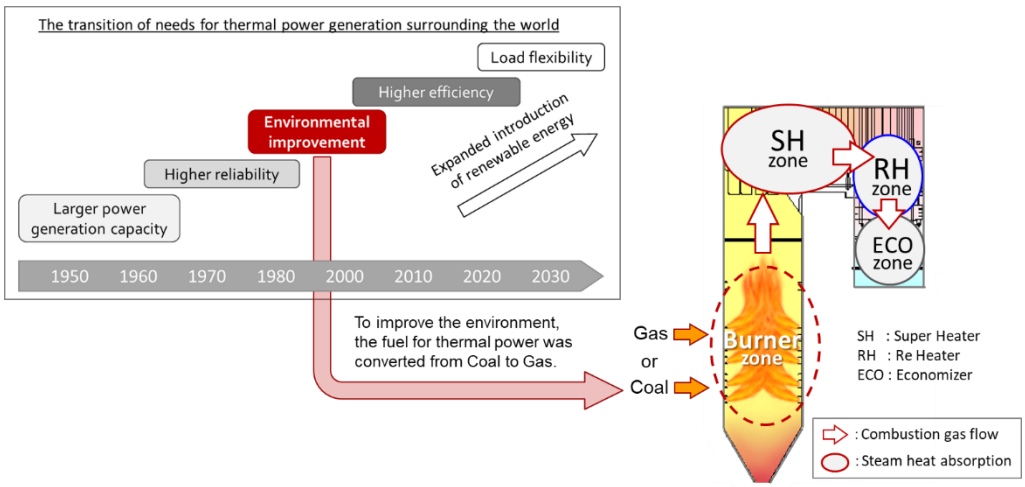
石炭火力には、図 7-38 に示す通り、対向燃焼方式と旋回燃焼方式がある。インドでは BHEL 社製ボイラが多いことから、旋回燃焼方式が多く採用されている。

何れの燃焼方式においてもアンモニア混焼を行うことができるが、ボイラメーカーによってアンモニア混焼を行うために必要なバーナの改造要領が異なる。

(2)　ボイラの改造範囲

日本では、1970 年後半から火力発電における環境改善のニーズが高まり、1977 年に新小倉 1 号機（156MW）で、石炭火力を天然ガス火力に燃料転換した例がある。この際の改造範囲はバーナ部のみで、SH（Super Heater）、RH（Re Heater）の伝熱面の改造は行う必要はなかった。

石炭火力をガス火力に改造した例を図 7-39 に示す。



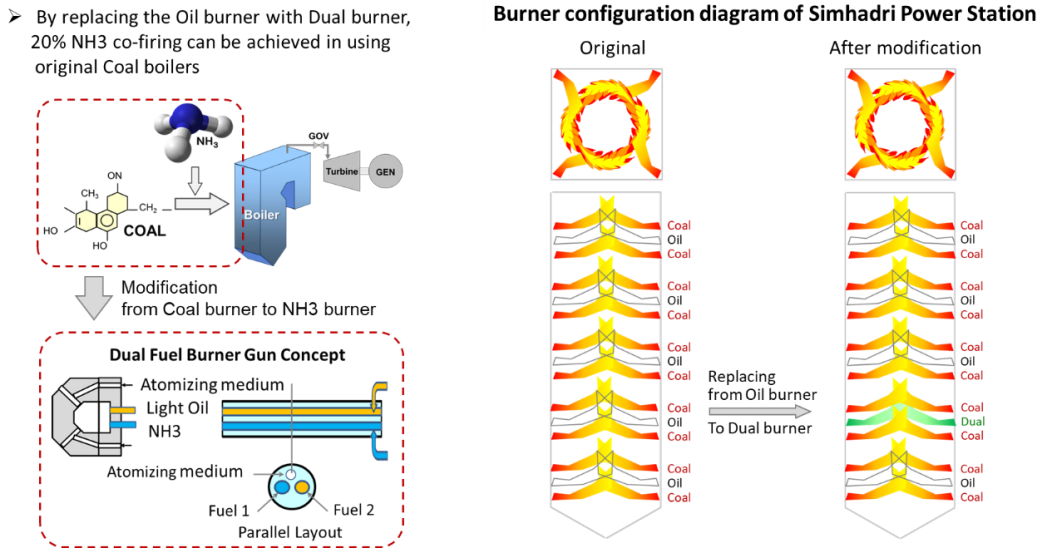
（出典：JICA 調査団作成）

図 7-39　石炭火力をガス火力に改造した例

図 7-39 に示す通り、石炭の燃焼特性と天然ガスの燃焼特性が近いためで、ボイラにおける熱吸収分布は大きく変わらない。アンモニアの燃焼特性も石炭に近いことから、アンモニア混焼を行うためには基本的にはバーナ部の改造のみで対応できると予想される。

(3)　液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲

液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲を図 7-40 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-40　液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲

図 7-40 に示す通り、インドにおける 500MW クラスのボイラは、10 段の石炭バーナと 5 段の油バーナで構成されている。このボイラでアンモニアを混焼する場合、図左の写真に示す油バーナをアンモニアバーナに更新し、液体アンモニアを燃焼することで比較的容易にアンモニア混焼を実現することができる。

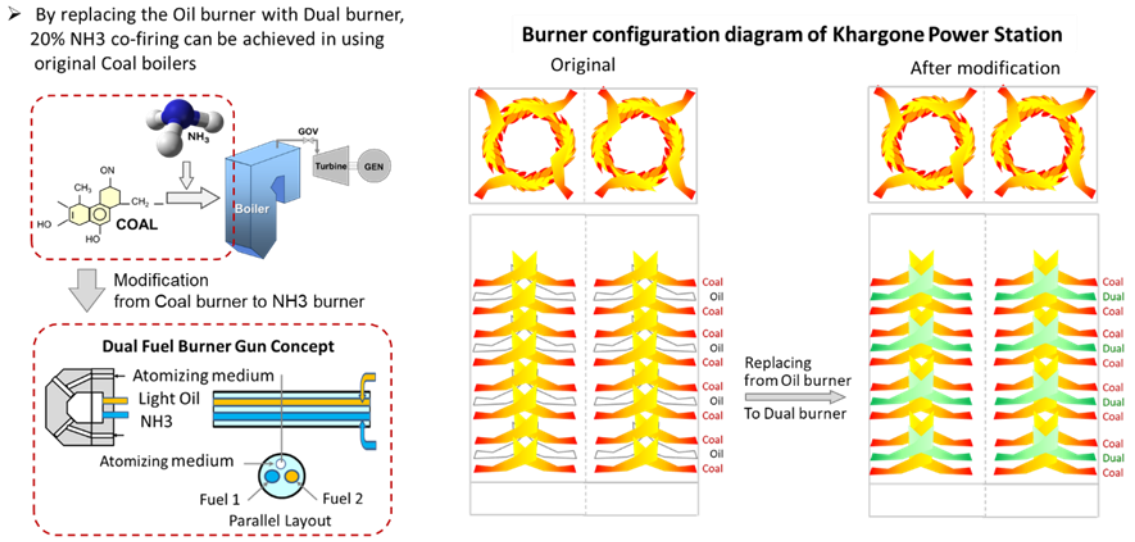
図 5-7 の右図は油バーナ 1 段をアンモニア、油のどちらも焚くことができるデュアルバーナに更新した例を示す。実際に 5 段で構成される油バーナのどの段が燃焼上ふさわしいのかについてはシミュレーションで検討する必要がある。

また、仮にアンモニア 20%混焼を行う場合に、5 段ある油バーナの何処にアンモニアを投入するかについては、詳細検討段階で燃焼シミュレーションなどを行う必要があるが、中間段にアンモニアを投入することが 1 つの提案である。

図 7-41 は液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲（Khargone1,2 号機）を示す。

Khargone 発電所 1，2 号機は出力 660MW で、バーナ段構成は、1 段 8 コーナで構成されるコーナーファイアリングボイラ。石炭バーナは 8 段、油バーナは 4 段で構成されている。

図 7-41 は油バーナを油もアンモニアもどちらも利用できるデュアルバーナに改造する場合を示している。このように改造したデュアルバーナを利用し、アンモニア混焼率に応じて燃焼段を決めることができる。

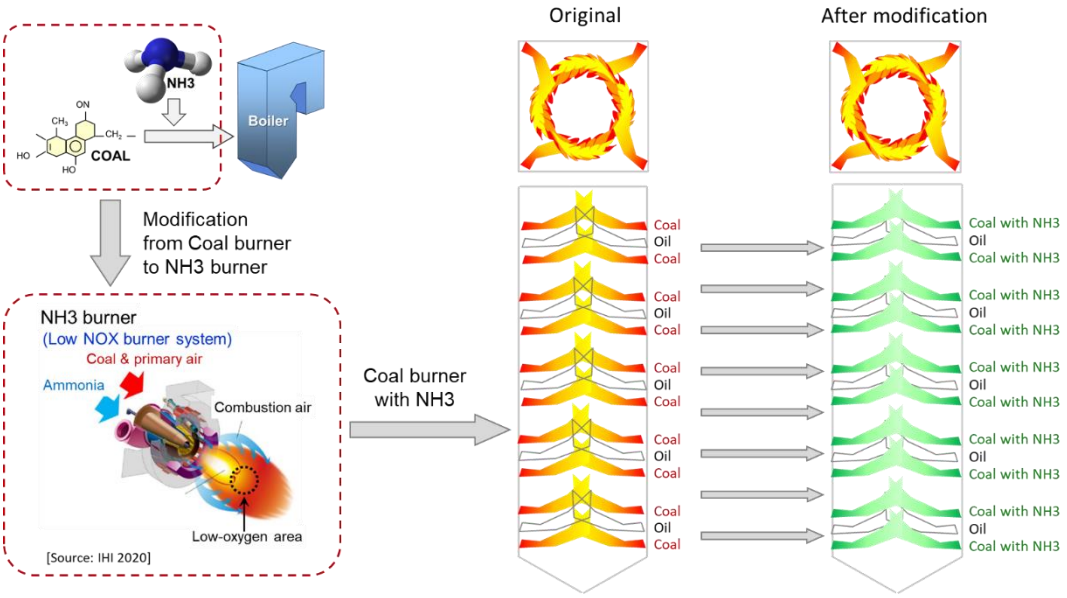


（出典：JICA 調査団作成）

図 7-41　液体アンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲（Khargone1,2 号機）

(4)　ガスアンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲

ガスアンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲を図 7-42 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-42　ガスアンモニアによる混焼を行う場合の改造範囲

図 7-42 に示す通り、インドにおける 500MW クラスのボイラは、10 段の石炭バーナと 5 段の油バーナで構成されている。このボイラでガスアンモニアを混焼する場合、図左に示す石炭とアンモニアを混合して燃焼するアンモニア混焼バーナを追設する必要がある。

また、アンモニア 20%混焼を行う場合に、10 段の石炭バーナをアンモニア混焼バーナに改造する必要がある。

＜ガスアンモニアバーナと液体アンモニアバーナの比較＞

表 7-24　ガスアンモニアバーナと液体アンモニアバーナの比較

Hekinan P.S.

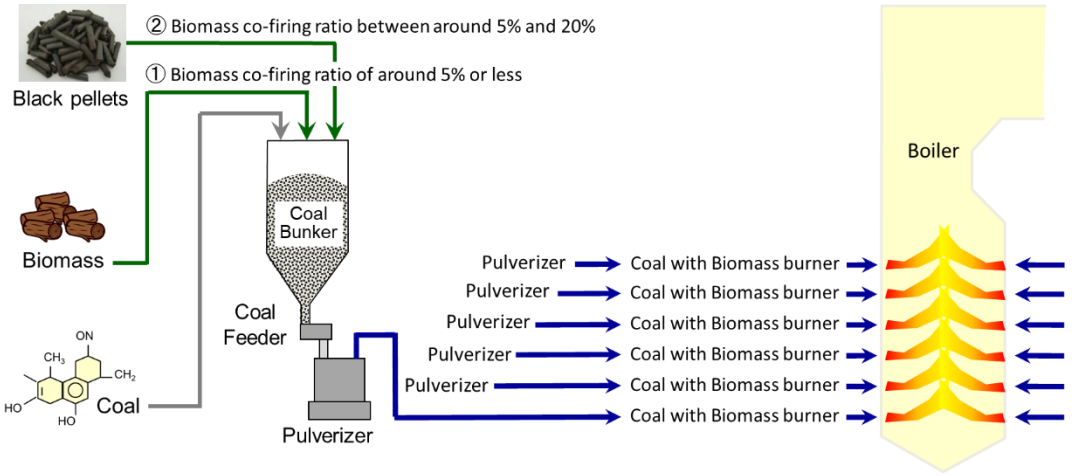
	Liquid NH3 burner	Gas NH3 burner
Transport	NH3 is liquefied and transported. So **it can be used directly in the burner.**	NH3 is transported in liquid form. Liquid NH3 is vaporized and fed to gas NH3 burner.
NH3 pipe line installation costs	**Liquid NH3 pipelines are thin.** Therefore installation costs is not so expensive.	Gas NH3 pipelines are thick. Therefore installation costs is expensive.
Boiler modification costs	**Liquid NH3 burners can be realized by modifying just oil burners.** The costs of this modification is much cheaper than that of a gas NH3 burner.	Modification costs are more expensive than liquid NH3 burner. Because of the need to install a new coal and NH3 co-firing burner.
Combustion capability	**In the case of an integrated flame with multiple burners, there is no significant difference between gas NH3 combustion and liquid NH3 combustion** because there is enough space for combustion.	**In the case of a single flame with individual burners, combustion with gas NH3 is superior** to combustion with liquid NH3 with heat of vaporization.

（出典：JICA 調査団作成）

表 7-24 にガスアンモニアバーナと液体アンモニアバーナの比較を示す。ここではアンモニアの搬送性、パイプラインの改造コスト、ボイラおよびバーナの改造コスト、そして、燃焼性能について比較した。表でわかる通り、液体と気体（ガス）の比容積を比べると液の比容積が小さいことから、搬送性、パイプラインの改造コスト、ボイラおよびバーナの改造コストともに液体アンモニアが優れているといえる。他方、燃焼性能を比較してみるとバーナ個々の単一バーナの燃焼性では、ガスアンモニアは燃焼時に気化熱を伴う液体アンモニアに比べて若干優れているといえる。但し、ボイラ燃焼全体を考えるとボイラの燃焼スペースが大きいことから、ガスアンモニア燃焼と液体アンモニア燃焼には有意差はほとんどない。

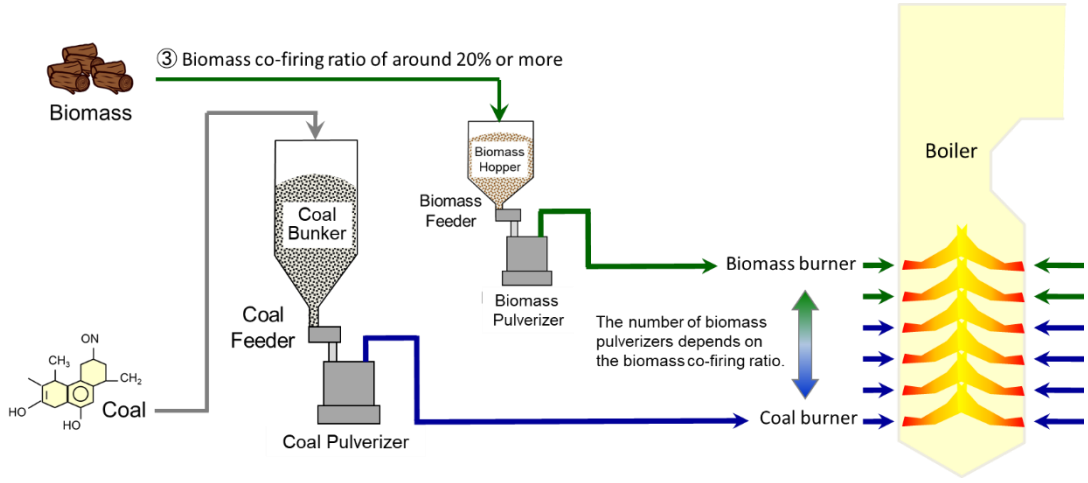
(5)　バイオマス混焼システムとの比較

バイオマス混焼システムの構成（混焼率 20%未満）を図 7-43 に、バイオマス混焼システムの構成（混焼率 20%以上）を図 7-44 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-43　バイオマス混焼システムの構成（混焼率 20%未満）



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-44　バイオマス混焼システムの構成（混焼率 20%以上）

図中①に示す通り、バイオマス混焼比率が 5%以下の場合は石炭バンカで混合して混焼することができる。

図中②に示す通り、バイオマス混焼率が 5%～20%程度の場合、バイオマスの処理が必要。

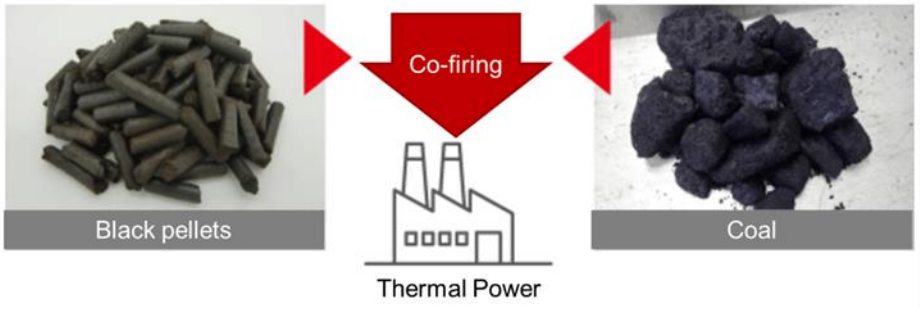
一例として、ブラックペレットを利用すれば石炭との混焼が可能である。

また、図中③に示す通り、バイオマス混焼率が 20%以上の場合、バイオマス専用粉砕機の設置が必要である。

以上の通り、バイオマス混焼を行う場合には 3 段階の実施方法があるが、最も経済的に CO_2 を削減する方法としては、アンモニア 20%混焼にバイオマスを 5%加えた 3 種混焼（いわゆるハイブリッド混焼）が好ましいといえる。

なお、インドではすでにブラックペレットを利用した 10%混焼を実施している。

ブラックペレットを図 7-45 に示す。



Item	Wood chip	White pellets	Black pellets
Calorific value(kcal/kg)	1,600-2,500	3,600-4,000	4,300-5,500

[Source : IDEMITSU Home page 2022]

図 7-45　ブラックペレット

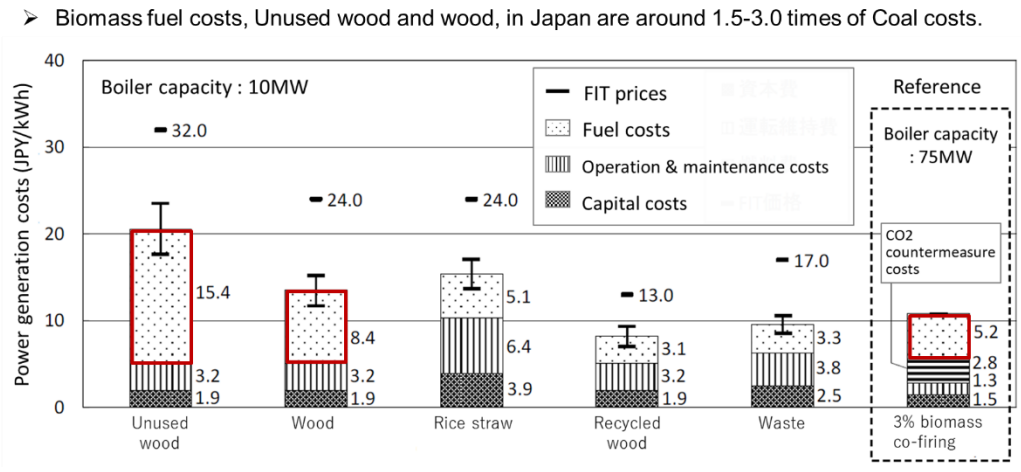
ブラックペレットとは、木材を粉砕・乾燥して焙煎処理し半炭化したもので、従来のホワイトペレットに比べて耐水性・粉砕性などに優れ、石炭と同様に取り扱うことができる。そのため、既存設備を改造せずに石炭の使用量を減らし、再生可能エネルギー（ブラックペレット）の使用を増やすことができる。

2022 年現在、ブラックペレットの流通量は少なく、既存バイオマスを加工することから燃料単価は高価である。但し、将来的に流通量が増加するに従い燃料単価は低減してくることが予想される。また、経済性を重視すれば、インド国内のバイオマス原料からブラックペレットを製造することが望まれる。

尚、ブラックペレットの発熱量（4,300-5,500kcal/kg）はウッドチップ（1,600-2,500kcal/kg）の約 2 倍で石炭並みの発熱量である。

日本におけるブラックペレットの製造設備容量としては、年間 120,000 トンの設備をベトナムで設置予定である。

＜日本における各種バイオマス燃料による発電原価の比較＞



（出典：電力中央研究所資料より JICA 調査団作成）

図 7-46　日本における各種バイオマス燃料による発電原価の比較

＜CO_2削減燃料としてのバイオマスとアンモニアの比較＞

表 7-25 に CO_2 削減燃料としてのバイオマスとアンモニアの比較を示す。

表 7-25　CO_2 削減燃料としてのバイオマスとアンモニアの比較

	Biomass	NH3
Potential	It is said that there is a sufficient amount of biomass fuel in India that can be used as biomass fuel. However it is hoped that a detailed survey will be conducted in the future.	At this time there is not a sufficient supply of fuel for use in thermal power plants. However, it is expected that the supply of NH3 fuel will increase in the future as demand for NH3 fuel increases.
Transportation	It is transported by truck or freight car from the biomass production area.	In the case of imported NH3, a pipeline is laid from the port to the power plant. In the case of future green NH3 production, a pipeline will be laid from the manufacturer.
Boiler modification costs ① Co-firing ratio 10% or less ② Co-firing ratio between 10% and 20% ③ Co-firing ratio 20% or more	① No modification of the boiler is required. ② No boiler modification is required if black pellets are used. ③ As the heat absorption balance is expected to change when the biomass co-firing rate exceeds 20% or more, the heat transfer surfaces of SH and RH will need to be modified.	Modification of the number of burner stages according to the NH3 co-firing rate. Since the combustion characteristics of NH3 do not significantly different from those of coal, it is assumed that no significant modification of the heat-transfer surface is needed.

（出典：JICA 調査団作成）

表に示すとおり、バイオマス、アンモニアそれぞれの特長があるが、これらの特長を活かした活用が望まれる。

バイオマスは、トラック、または、貨車による輸送になるが、石炭に比べ発熱量が低いために極力輸送距離を抑えた利用が望まれる。

バイオマスの混焼率が 10%以下であれば、ボイラの改造を行わずとも石炭ミルで石炭とバイオマスを混合することができるので混焼率 10%で利用することが最も効率的な利用といえる。

アンモニアで当面利用できる燃料はグレーアンモニアかブルーアンモニアである。これらは当面輸入することになるが港からパイプラインを敷設することで比較的容易に搬送することができる。但し、搬送中の安全管理には充分注意する必要がある。

7.4.4　アンモニア混焼実施時における課題の整理

(1)　ボイラ出口 NOx 対策

インド国内の石炭焚きボイラで De-NOx を設置しているプラントは無い。

しかし多くの石炭焚きボイラでは、二段燃焼＋低 NOx バーナへの NOx 低減改造が施されており、石炭専焼運転では、ボイラ出口 NOx は 300mg/Nm^3（146 ppm 相当）以下を目標に運用されているようであった。

石炭焚きボイラにてアンモニアを混焼する場合、ボイラ出口 NOx 濃度は若干上昇する可能性があるが、20% アンモニア混焼のケースでは、NOx 排出濃度の上昇は小さいと想定される。

2003 年までに設置された施設の NOx 排出基準は 600mg/Nm^3（292 ppm 相当）が適用されているので、2002 年に運転開始した Simhadri #1 号機については、NOx 排出濃度に余裕がある一方、Simhadri#2 号～4 号機は、2004～2016 年に設置された施設の NOx 排出基準である 300mg/Nm^3（146ppm 相当）が適用されているので、余裕の有無の確認が必要となる。

(2) 設備停止時（計画停止/ 事故停止）における BOG（Boil off Gas）の処理

発電所構内に液体アンモニアタンクを設置する場合は、- 33deg C 以下で貯蔵するためタンク外部からの自然入熱などにより、アンモニアの一部がガス化する。このガス化したアンモニアを再液化するために、タンク近傍に BOG コンプレッサなどの BOG 処理設備も増設する。

アンモニア混焼実証テスト時に、可能な範囲で事故停止を想定した負荷遮断テストなどにより安全停止が可能であることを確認する必要がある。

(3) アンモニア遮断における発電機出力の低下

アンモニアの混焼率は、熱量ベースで 20%を想定しており、石炭専焼におけるミル 1～2 台分（定格でミル 7 台）に相当する。

万一、アンモニアの供給が遮断された場合は、石炭専焼時のミル・ランバック機能に相当する運用とすることにより、ボイラ運転停止（MFT）には至らないと想定している。

20%アンモニア混焼では、既存の油バーナを改造して液体アンモニアを燃焼させることを想定していることから、石炭バーナ＋ミルの系統は既存のまま存在する。したがって、アンモニアの貯蔵量が無くなりつつある状況においては、徐々にアンモニア消費量を減らし、石炭専焼に移行していくことが可能であり発電機出力低下のリスクは少ないと考える。

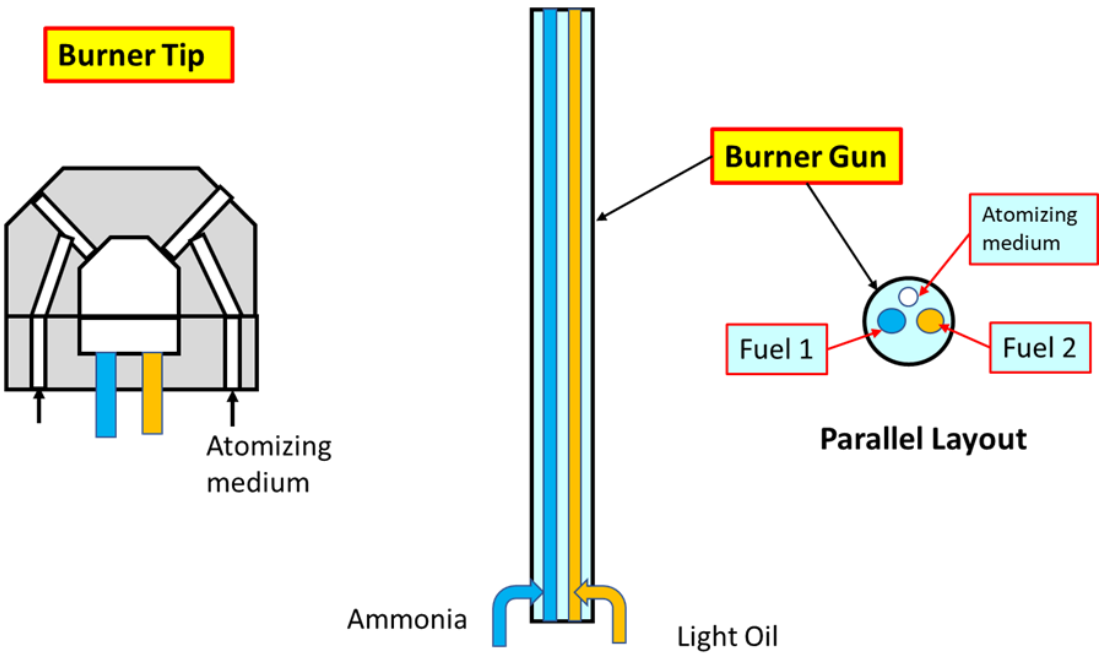
(4) 20%アンモニア混焼時の最低負荷、負荷変化率に与える影響

前項で記述のとおり、20%アンモニア混焼は、ミル 1～2 台分に相当する。最低負荷時には、アンモニアバーナ段を残すことができることから、最低負荷への影響はないと考える。

また負荷変化率についても、液体アンモニアバーナは、石炭バーナに比べてターダウン（燃料流量絞り込み）速度、すなわち負荷追従性が良い傾向であるため、ボイラの負荷変化率への影響もないと考えられる。

(5) 液体アンモニアバーナの燃焼安定性

20%アンモニア混焼は、既存の油バーナを改造して液体アンモニアを燃焼させることを想定している。（図 7-40　参照）



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-47　既存油バーナの液体アンモニアバーナ（アトマイズ蒸気使用）への改造イメージ

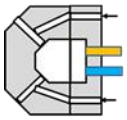
アンモニアバーナの容量は、軽油バーナと発熱量が同等として設計される。

（軽油バーナ= 1.5kL/h、軽油発熱量= 9,123kcal/L、1.5X1000X9,123/ アンモニア 5374kcal/kg =2,547kg/h ≈ 2.6t/h- アンモニア/バーナ、必要なアンモニアバーナ数 →40t/h /2.6 ≈ 16 バーナ→ 4 段、アンモニアバーナ容量：2.6 t/h× 1.72kL/t = 4.5kL / h /バーナ）

液体アンモニアの燃焼では、バーナ先端から排出される液体アンモニアの液滴をできるだけ小さくすることで、安定した燃焼を確保する。 したがって、液体アンモニアバーナであっても、オイルバーナで使用される蒸気または空気アトマイズを利用することが有効と考えられる。（蒸気アトマイズ噴霧：5～10atg）

蒸気または空気アトマイズを利用した液体アンモニアバーナの燃焼安定性は、検証テスト中の要確認事項となる。

図 7-48 にアトマイズ蒸気とアトマイズ空気の比較を示す。



➢ If the atomizing medium can well produce particulates of NH3 Stable combustion is achieved.

	Steam	Air
Capacity	• Usually free and the quantity can be increased according to the requirement	• Usually defined by air compressor capacity and sometimes quantity is limited
Flexibility	• Multiple sources are available and usually pressure and temperature can be selected from multiple conditions	• Pressure and temperature are fixed by air compressor system
Economy	• If cost of live steam is high, low-grade steam can be used by installing steam converter	• Compressed air system can be commonly used together with air control system
Note	• Especially suitable for heavy oil or residual remain oil. • When temperature is high sometimes insulation is necessary	• Sometimes atomizing air pressure drop at discharge may cause temperature drop by adiabatic reaction

（出典：JICA 調査団作成）

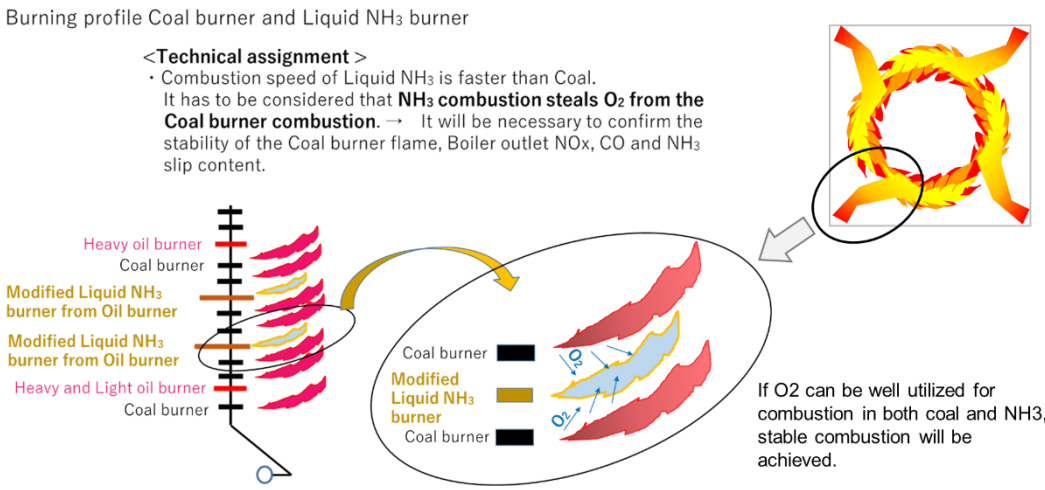
図 7-48　アトマイズ蒸気とアトマイズ空気の比較

図 7-48 に示す通り、バーナのアトマイズ媒体としての蒸気と空気にはそれぞれ特長がある。

ここで提案する油とアンモニアの両燃料を焚くことができるデュアルバーナに求められる点として、最も注目すべきは両燃料に適応するための柔軟性である。この柔軟性を考えるとアトマイズ媒体として蒸気を利用することが好ましいといえる。

(6)　近接する液体アンモニアバーナと石炭バーナの干渉

液体アンモニアの燃焼速度は、石炭よりも速いことから、液体アンモニア燃焼の際に、上下に隣接する石炭バーナ燃焼用の O_2（空気）を取り込んでしまい、石炭の完全燃焼に支障をきたさないかの検証が必要である。実証試験中に、石炭バーナの安定燃焼、ボイラ出口の NOx、CO などの確認が必要と考える。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-49　石炭バーナと液体アンモニアバーナの燃焼特性

(7)　20%アンモニア混焼時のボイラの腐食影響

排ガス中の SO_3 と水分（H_2O）が硫酸（H_2SO_4）となると後部煙道系の設備の腐食が懸念される。

排ガス中の水分（H_2O）は、アンモニア混焼により増加する。

500MW で 20%アンモニア混焼した場合の排ガス中の水分は、国内炭専焼時が約 100 ton/hr-H_2O に対し約 140 ton/hr-H_2O となり、約 40%増加すると想定される。

一方、SO_3 については一般的に SO_2 の約 1%程度が SO_3 に転換すると言われているが、アンモニア混焼により排ガス中の SO_3 濃度は減少する。

20%アンモニア混焼した場合、排ガス中の水分（H_2O）（H_2SO_4）によるボイラを出た後の環境装置やガスダクトなどへの腐食影響は大きくならないと判断される。

(8)　20%アンモニア混焼時のフライアッシュ性状への影響

排ガス中の未反応アンモニア（NH_3）は、排ガス中の SO_3 と化合して硫安 $(NH_4)_2SO_4$ となり、電気式集じん機（ESP）で集じんされてフライアッシュと一緒に系外に排出される。

500MW 20%アンモニア混焼とした場合において、排ガス中の SO_3 が全量、硫安 $(NH_4)_2SO_4$ に転換すると仮定すると、硫安の生成量は 38 kg/hr[39]程度と想定される。

一方、フライアッシュの生成量が 140 ton/hr-Ash 程度[40]とすると、20%アンモニア混焼により ESP で回収されるフライアッシュについては、約 0.03% ほどの硫安 $(NH_4)_2SO_4$ が増加すると推定される。

20%アンモニア混焼した場合の、フライアッシュ性状の変化は極めて小さいものと判断される。

[39] Sulfur content= 0.3%, SO_3 convert ratio=1% base
[40] Ash content = 45% base

(9)　油バーナを液体アンモニアバーナに改造した場合のボイラ起動時のバーナ

既存のボイラのバーナ配置では、油バーナは 4～5 段となっており、そのうち最下段の油バーナは、重油と軽油も焚けるマルチバーナとなっていることから、この最下段の油バーナはそのまま改造しないこととする。

この最下段重油／軽油マルチバーナが、ボイラ起動時に活用できるほか、改造する液体アンモニアバーナも電気スパーク式点火栓を具備することにより、ボイラ冷缶時の起動用バーナとして活用することが可能と判断している。

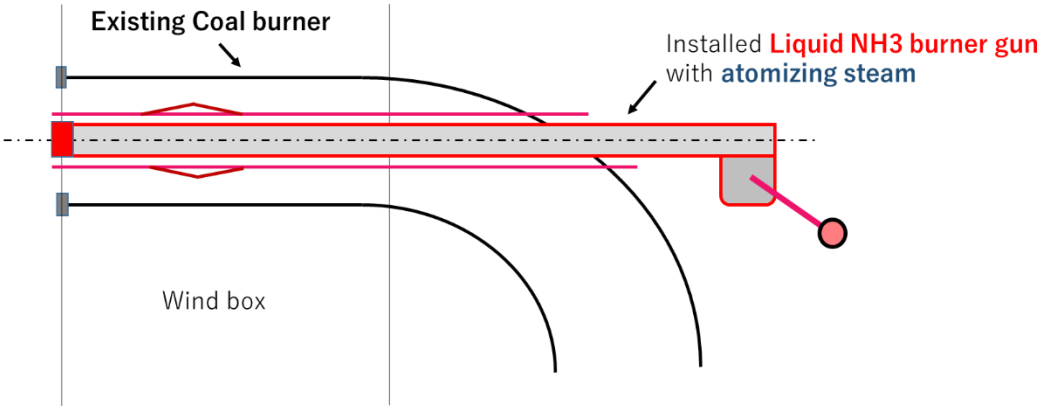
(10) 将来液体アンモニア混焼率増加の際のバーナ改造例

アンモニア混焼率 20%においては、既存の油バーナを液体アンモニアバーナに改造する計画であるが、将来、混焼率 20%以上に増加させる場合は、既存の石炭バーナの改造が必要となる。

液体アンモニアを混焼するとし、既存の石炭バーナ改造例（サンプルイメージ）を図 7-50 に示す。

既存の石炭バーナの中央に、外筒スリーブを介して液体アンモニアバーナガンを配置するものであるが、油バーナをこのように石炭バーナの中央に配置する構成は、いくつかのボイラメーカーで採用実績がある。この場合、石炭と液体アンモニアを同軸同時燃焼はしない。

20% NH3 co-firing → Existing Oil burner (8 burners) modified to Liquid NH3 burner.
In case of NH3 is more than 20% co-firing, it have to be modified Coal burner to install Liquid NH3 burner gun with atomizing steam.



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-50　既存石炭バーナへの液体アンモニアバーナ装着のイメージサンプル

(11) バイオマス混焼と 20%液体アンモニア混焼の両立

バイオマス混焼は、混焼率 3～5%であれば既存の石炭バンカに直接投入してミルで粉砕して石炭バーナで燃焼することができる。この場合、ミルや石炭バーナは特別の改良が不要である。

20%アンモニア混焼の現計画では、熱量 80%分を担う石炭バーナは、全く改造しないことから、20%アンモニア混焼時においても、石炭バーナへ 3～5%のバイオマス混焼は可能である。

ただし、5.4 節(6)項で述べた液体アンモニアバーナと石炭バーナ（この場合は石炭バーナに 3～5%バイオマス混焼）との干渉については、実証試験中にその安定燃焼を確認する必要がある。

また、バイオマス混焼率を 20%程度まで引き上げるためには、バイオマス燃料がミル粉砕部での石炭粉砕への悪影響を避けるべく、バイオマス燃料の加工（一定の固さを持つブリケット状にするなど）が必要になると想定される。

加えて、バイオマス混焼率を 20%以上とする場合は、バイオマス専用ミルを別途増設することが必要と判断される。

(12) 燃料アンモニアの取扱いにおける安全確保

日本では脱硝用のアンモニア設備の技術基準は定められているが、これはボイラでの大量のアンモニア利用を想定していない。アンモニア混焼火力設備の安全確保に向け、技術基準の改正が実施されている。主要な検討項目は以下の通りである。

- アンモニアの特性を踏まえた適切な材料の選定
- 配管、接合部等のガス漏洩対策（安全弁、除害装置、二重管、ガス検知、等）
- 離隔距離（アンモニア容器・貯槽）

したがって、実証事業に先行してアンモニア貯蔵設備や配管の FS を実施し、十分に安全面の検討をしておくことが望ましい。

7.4.5　改造工事費用概算

(1)　アンモニア混焼におけるコスト概算

Simhadri Power Station 500MW×1 ユニットの、アンモニア混焼における改造工事費用およびランニングコスト増分については、以下のケースについて検討した。

表 7-26　アンモニア混焼コスト（改造工事費用およびランニングコスト増分）

Case	Co-firing rate	Outline	Initial investment cost of modification	Increase of variable (Fuel) cost
Case 1-0	**5% ammonia** 4 burners (1 stage)	**Small capacity (8 hours) ammonia tank 100 ton** Received by ammonia tank track	**10 million USD** ammonia tank 100 ton: + ammonia supply line, 4 burner modification and control system	Fuel costs <8hours×5days> 0.1 million USD <8hours×14days> 0.4 million USD
Case 1-1	**20%** ammonia	**ammonia tank 10,000 ton** (14days) *1) + Pipe rack 20km	**85** million USD (ammonia tank 10,000 ton 85 million USD + 20km Pipe rack 10 million USD)	**+ 1.9** USC/kWh *4)
Case 1-2	**20%** ammonia	**ammonia tank 5,000 ton** (7days) + Pipe rack 20km	**60** million USD (ammonia Tank 5,000 ton 50 million USD + 20km Pipe rack 10 million USD)	**+ 1.9** USC/kWh
Case 2	**20%** ammonia	Without ammonia tank *2) but **ammonia tanker (FSRU)** *3) + Pipe rack 20km	**27** million USD (L/A+ammonia supply line + Burner modification 17 million USD, 20km Pipe rack 10 million USD) --- **ammonia tanker (FSRU)** = **82** million USD (May be depend on fuel supplier)	**+ 1.9** USC/kWh
Case 3	**100%**	**ammonia tank 47,000 ton**	**245.4** million USD (ammonia Tank 47,000 ton 245.4 million USD, not including 20km pipe)	**+ 9.4** USC/kWh
Reference Case	Biomass 3-5%	Without Mill and Coal burner modification but Biomass supply system	**50** million USD	**+ 0.12** USC/kWh

*1) Case 1 20% ammonia co-firing with ammonia tank
Case 2 20% ammonia co-firing with ammonia tanker (FSRU)
Case 3 100% ammonia firing with ammonia tank

*2) ammonia tank 10,000 ton is including Loading arm (L/A), ammonia tank, Vaporizer, BOG compressor, Breathing tank, ammonia supply line to boiler, Burner modification ,Control system and so on .

*3) Without ammonia tank is meaning that including Loading arm (L/A), ammonia supply line to boiler, Burner modification, Control system and so on.

*4) ammonia tanker (FSRU) 55,000 m^3= 31,500 ton-ammonia tanker (20%ammonia 32days capacity)
This FSRU ammonia tanker construction costs can also be considered to categorize as costs paid by ammonia fuel suppliers.
*5) CO_2 free (Blue) ammonia unit price = 313 USD/ton, ammonia calorific value= 5374 kcal/kg, ammonia 20% → 40 ton/h
Domestic Coal unit price= 50 USD/ton,　Coal calorific value= 3500 kcal/kg, Coal 20% → 61 ton/h
*6) Biomass = wood pellets 4300kcal/kg (assumption) , wood pellets unit price: Ave.8000RS/ton→ 103USD/ton (assumption)

（出典：2019 J-Power/SIP report を参考に JICA 調査団作成）

20%アンモニア混焼の改造工事費用のうち、建設費の内訳では、発電所構内に設置するアンモニアタンクの建設費の比率が大きい。アンモニアタンク容量を、14 日間分の 10,000 ton タンクと 7 日分の 5,000 ton タンクでは、建設費で約 25 million USD の差が出る。

Case 2 は、発電所構内にアンモニアタンクを建設せずに、アンモニアタンカー（FSRU：31,500ton-アンモニア→500MW 20%アンモニア混焼として 32 日間分）をバースに接岸させて、タンカーから直接ボイラに液体アンモニアを供給するものである。（FSRU では液体アンモニアをガスアンモニアで供給することができるが、本プロジェクトでは液体アンモニアの状態で送り出す計画であり、その場合は FSU となる。）

なお Case 2 のアンモニアタンカーFSRU 活用の案では、アンモニアタンカーの建造費は、約 82 million USD と想定されるが、アンモニア燃料サプライヤの負担とすることも可能と判断され、アンモニア混焼実証を行う発電事業者の建設費負担削減の期待がある。一方、アンモニア燃料サプライヤにおいては、アンモニアタンカーFSRU を所有することにより、本プロジェクト同様の実証プロジェクトでの活用幅が拡大するばかりでなく、これから販路が拡大されるであろうブルーアンモニアの海上デリバリーにも使えるメリットがある。

よって、アンモニアタンカーを準備できるアンモニア燃料サプライヤが存在するのであれば、Case 2 の選択が望ましいと判断される。

(2)　アンモニア混焼とその他のカーボンフリー電源のコスト比較

今回のアンモニア混焼実証プロジェクトでは、既存の石炭焚きプラントに対し 20%アンモニア混焼を目標としているが、建設費、ランニングコストすなわち発電原価は必ず増加する。

カーボンフリーの発電方式は、どれを選択してもコスト増は避けられないという認識に立つ必要がある。

既存の石炭火力に対し、将来 100%アンモニア専焼によりカーボンフリーとするケースが、他のカーボンフリー発電方式（太陽光発電、風力発電など）と比較してコストがどのような関係になるのか検討した。

① 既設の石炭焚きプラントをカーボンフリーとする場合

500MW 石炭焚きプラントを 100%アンモニア専焼とする場合の発電原価は以下のとおりである。

表 7-27　既設石炭火力（500MW）におけるカーボンフリー発電原価

Method	Initial investment additional cost	Annual expense tariff for fixed cost	Increase tariff of variable (Fuel) cost	Total increase tariff of (Fixed+Fuel)	Total tariff with existing coal firing plant
500MW 100% Blue ammonia	**245.4** million USD ＜Note＞ ammonia tank = 47,000 ton +L/A+Vaporizer+BOG comp.+Fuel pipe +Burner modification +Control	**0.7** USC/kWh <Note> Annual expense ratio10% Annual generation = 500MW×8760 h ×0.8	**9.4** USC/kWh <Note> Blue ammonia unit price = **313** USD/ton Domestic Coal unit price= 50 USD/ton	**10.1** USC/kWh <Note> Increase tariff of 100% Blue ammonia firing	**15.5** USC/kWh <Note> Existing Coal firing plant tariff in India is 5.4 USC/kWh
500MW 100% Green ammonia	**243.7** million USD ＜Note＞ ammonia tank = 47,000 ton + Vaporizer+BOG comp.+Fuel pipe +Burner modification +Control	**0.7** USC/kWh <Note> Annual expense ratio10% Annual generation = 500MW×8760 h ×0.8	**22** USC/kWh <Note> Green ammonia unit price = **630** USD/ton Domestic Coal unit price= 50 USD/ton	**22.8** USC/kWh <Note> Increase tariff of 100% Green ammonia firing	**28.2** USC/kWh <Note> Existing Coal firing plant tariff in India is 5.4 USC/kWh
500MW with CCS (CO_2 reduction rate is 90% or more)	**1778** million USD <Note> Including CO_2 Separation, compress,transport and CO_2 storage. Not including shipping liquid CO_2 and long distance pipe line	**5.1** USC/kWh <Note> Annual expense ratio10% Annual generation = 500MW×8760 h ×0.8	**1.2** USC/kWh <Note> House power of CCS House power ratio 24%	**6.3** USC/kWh <Note> Increase tariff of CCS	**11.7** USC/kWh <Note> Existing Coal firing plant tariff in India is 5.4 USC/kWh

（出典：2022 METI および 2020 IRENA report のデータを参考に JICA 調査団作成）

表 7-27 に示すとおり、500MW 石炭焚きプラントを 100% ブルーアンモニア専焼とするためには、改造工事建設費として 245.4 million USD が必要で、かつ安価な石炭（50 USD/ton）に替わり 313 USD/ton のアンモニアを焚くため、発電原価が 10.1 USC/kWh の増加となる。

この＋10.1 USC/kWh は燃料転換による増加分であることから、完全にカーボンフリーとなる 100%ブルーアンモニア専焼の発電原価は、既存の石炭火力の発電原価 5.4 USC/kWh（Coal firing plant tariff in India）を加えた 15.5 USC/kWh となる。

また、100%グリーンアンモニア専焼の発電原価は、グリーンアンモニア単価が 630 USD/ton となると想定されるため、既存の石炭火力の発電原価に加えると 28.2USC/kWh となる。

グリーンアンモニアの導入を考えている Khargone power station（660MW）では、20%アンモニアの混焼に必要な水の電気分解装置とアンモニア製造装置のイニシャルコストは約 2,100million USD （287USD/ ton-NH_3[41]）と試算される。

このイニシャルコストの減価償却コストは、グリーンアンモニア単価 630USD/ton に含まれている。

Khargone power station 660MW×1 ユニットの 20%アンモニア混焼に必要な電気分解用の原水は、約 3,800 ton/day と推定される。

また、燃料は石炭のまま変更せずに、ボイラを出た後に CCS を設置してカーボンフリーとする場合、CCS 建設費が 1778 million USD と高額になるほか、CCS の所内動力が大きいものの、既存の石炭火力の発電原価に加える発電原価は 11.7 USC/kWh に抑えられる。

既存石炭火力にとって、現時点ではこの CCS 設置案が最も低コストなカーボンフリー電源になると想定される。

② 各種カーボンフリー電源の発電原価（tariff）の比較

カーボンフリー電源と位置づけられている太陽光発電、風力発電の発電原価（tariff）と石炭焚きプラントをカーボンフリーとする場合の発電原価（tariff）を比較する。

なお、太陽光発電、風力発電は、設備稼働率（Capacity factor）が低く、インドにおいては太陽光発電が年間平均 17.5%（定格出力で 1 日 24 時間のうち 4.2 時間だけ発電）、風力発電が 27%（1 日 24 時間のうち 6.5 時間だけ発電）となっている。

一方、100%アンモニア専焼火力プラントと石炭焚きプラントに CCS を設置する場合は、1 日 24 時間連続でコンスタントに発電することができるため、系統からの需要に応じる電力供給能力に優れたカーボンフリー電源となる。

インドの電力需要カーブは、概ね 1 日 24 時間フラット（夕刻にやや需要が増える傾向はある）であることから、基本的なニーズは 24 時間連続の供給力と言える。

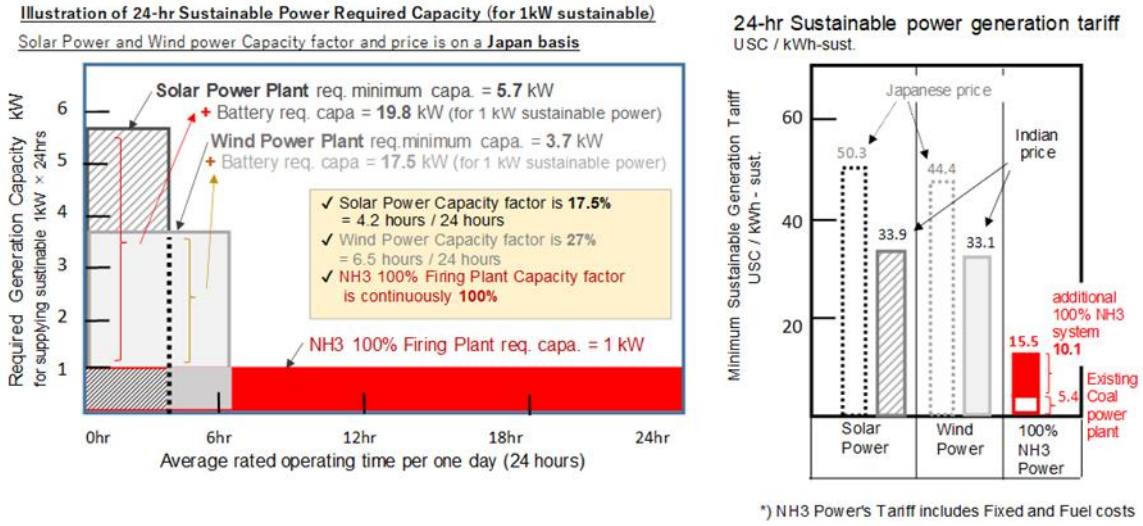
太陽光発電や風力発電は、発電している時間軸のみの発電原価（tariff）は、石炭火力の tariff と拮抗する程度まで下がってきてはいるものの、24 時間連続で電力を供給する tariff として両者を比較した。

すなわち、例えば太陽光発電は、1 日 24 時間のうち 4.2 時間しか発電できないので、この 4.2 時間の間に 24 時間分の発電をし、かつこの 4.2 時間以外の発電できない時間帯に電力を供給するための発電電力を、蓄電池（バッテリー）で蓄えておくとすれば、太陽光発電も 24 時間連続でコンスタントに電力を供給できる電源となる。

24 時間連続で発電できる 100%アンモニア専焼プラントや CCS を設置する石炭焚きプラントの tariff とフェアな比較するのであれば、太陽光発電においては、約 6 倍の太陽光パネルと約 20 倍の蓄電池が必要となると言える。

こうした考えのもと、1 日 24 時間連続で供給できる電源とした場合の太陽光および風力の発電原価を試算した。なお、この考えで試算した tariff の単位は、通常の USC/kWh ではなく、USC/kWh-sustainable または USC/kWh-sust. として単純な発電原価 USC/kWh と区別した。

[41] 出典：2022.3 質の高いエネルギーインフラ・ アゼルバイジャン、日揮 p106



（出典：2022 METI および 2020 IRENA report のデータを参考に JICA 調査団作成）

図 7-51　太陽光発電、風力発電と 100%ブルーアンモニア発電の 24 時間連続発電した場合の発電原価（tariff）の比較

③　太陽光発電、風力発電の発電原価（tariff）計算根拠

太陽光発電、風力発電の発電原価（tariff）計算の根拠は、表 7-28 に示す。

表 7-28　24 時間連続で 1kWh を発電する場合の太陽光発電、風力発電の発電原価

24hours sustainable power tariff by Japanese Price

	Initial Cost USD/kW	Capacity factor %	required capa. kW	required battery kW	Battery Initial USD/kWh	24hours-sustainable. mini.Tariff USC/kWh-sust.
Solar Power	**1,818**	**17.5**	5.7	19.8	**1,700**	**50.3**
Wind Power	**2,455**	**27**	3.7	17.5	**1,700**	**44.4**

Source: Initial Cost(without land cost and access fee to network), Capacity factor, METI 2020.2.4 Chotatu-Kakaku-Santei-linkai :from web site
Battery Initial cost, from MRI 2021.1.19

24hours sustainable power tariff by Indian Price

	Initial Cost USD/kW	Capacity factor %	required capa. kW	required battery kW	Battery Initial USD/kWh	24hrs-sustainable. mini.Tariff USC/kWh-sust.
Solar Power	**580**	**22**	4.5	18.7	**903**	**33.9**
Wind Power	**774**	**25.21**	4.0	17.9	**903**	**33.1**

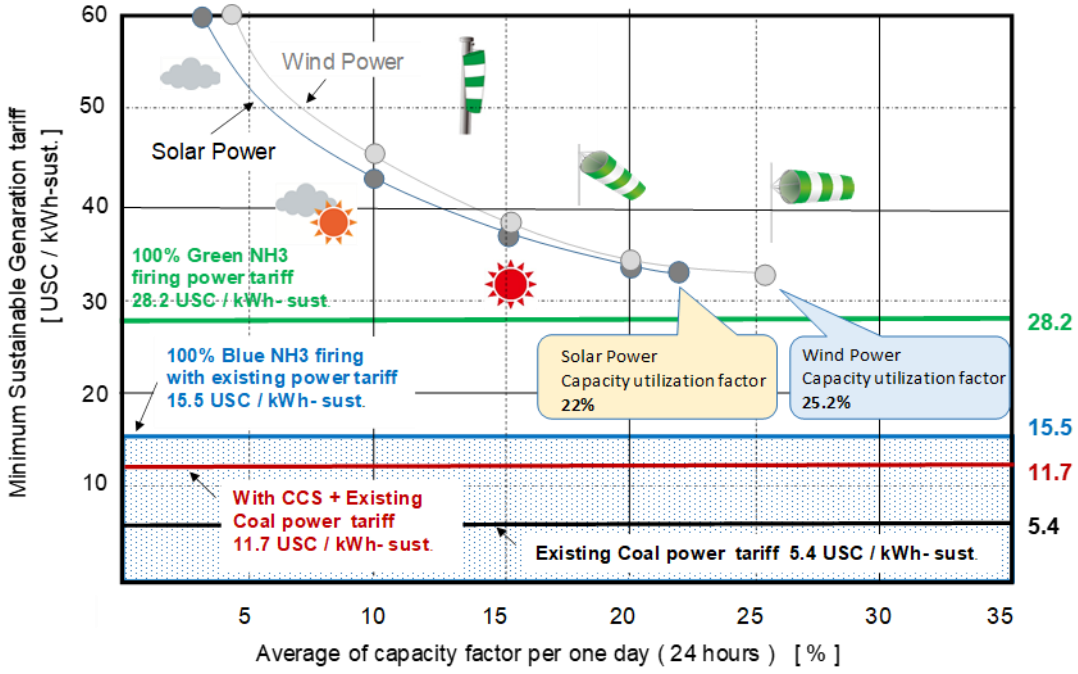
Source: (2020 IRENA Renewable Power Generation Cost In 2020) / Annual expence ratio of Battery = **16% base.**
(Annual expence ratio of Solar panel and Wind power equipment = 10% base)

Solar Power price: 45,000 INR/kW (2030 41,000), **CUF(Capacity Utilization Factor) = 22%**
Wind Power price : 60,000 INR/kW , CUF = 25.21%
Battery (4 hours) Price: 70,000 INR/kW (2030 43,000)
Source:「Report on Optimal Generation Capacity Mix for 2029-30」by CEA in Jan,2020
INR= 0.0129 USD (May 2022 base)

（出典：JICA 調査団作成）

図 7-51 の右側グラフが示すとおり、インド国において年間通して 1 日 24 時間連続で均一の電力量 kWh を供給するカーボンフリー電源としては、太陽光発電（33.9 USC/kWh-sust.）、風力発電（33.1USC/kWh-sust.）よりも、既存石炭火力を 100%ブルーアンモニア専焼とした場合の発電原価（tariff）が 15.5 USC/kWh-sust. とコスト的にも安価といえる。

(3) 各種電源の稼働率による発電原価の比較



（出典：2022 METI および 2020 IRENA report のデータを参考に JICA 調査団作成）

図 7-52　各種電源の稼働率による発電原価の比較

図 7-52 に各種電源の稼働率による発電原価の比較を示す。ここでは、再生可能エネルギーの風力発電、太陽光発電と 100%グリーンアンモニア火力、100%ブルーアンモニア火力、CCS を加えたゼロエミッション石炭火力、既設石炭火力について稼働率の変化による発電原価を比較したものである。

図で分かるように、アンモニア及び石炭を燃料する火力は安定した燃料供給が可能であり、稼働率によらず発電原価は一定である。

但し、使用燃料価格により発電原価は石炭火力の 5.4USC/kWh-sust.から 100%グリーンアンモニア火力の 28.2USC/kWh-sust.と大きく異なる。

一方、風力発電および太陽光発電は天候により稼働率が左右される。このため、図に示す通り、いずれの発電システムとも稼働率により発電原価は大きく変化する。

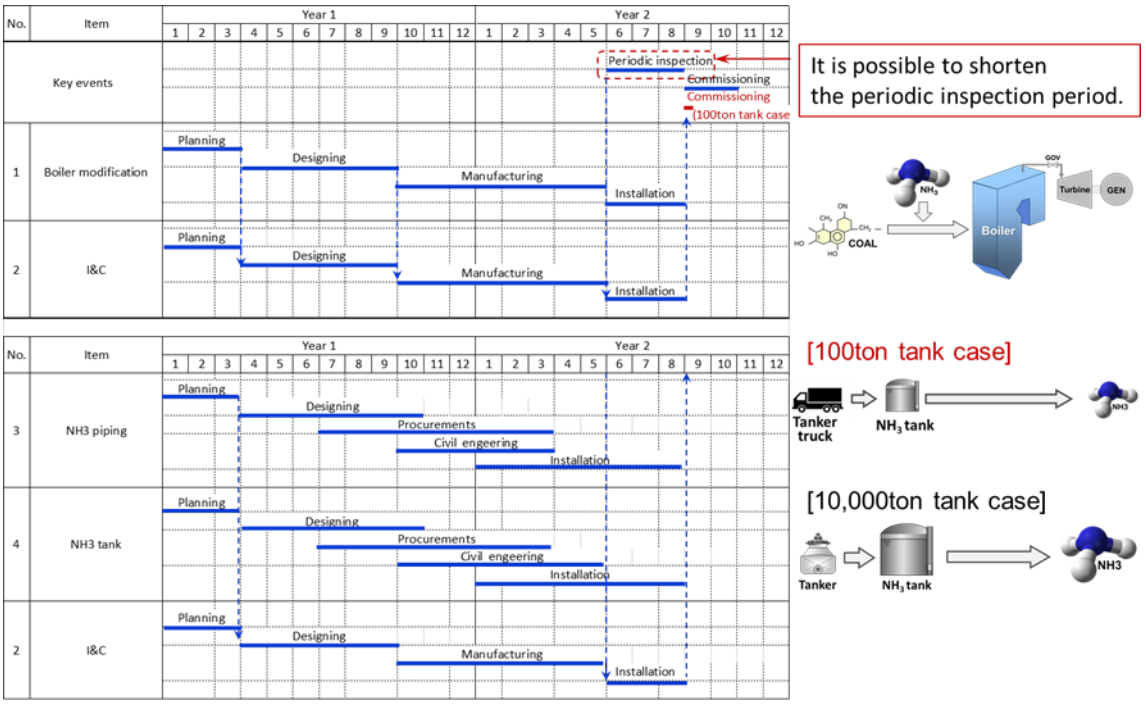
このように各種電源、また、稼働率により、発電原価は大きく変化するため、それぞれの電源の特徴を理解して、最適な電源構成を考える必要がある。

7.4.6　改造工事実施スケジュール

(1)　**ケース 1：アンモニアタンク（10,000ton または 100ton）を設置するケース**

アンモニアタンク（10,000ton または 100ton）を設置するケースを表 7-29 に示す。

表 7-29　ケース 1：アンモニアタンク（10,000ton または 100ton）を設置するケース



（出典：JICA 調査団作成）

表 7-29 に示す通り、定期点検開始から 1 年 5 か月前に設計を始めることで対応可能である。ここでは、定期点検期間を 90 日としているが詳細工程を検討することで短縮は可能である。

また、アンモニア混焼工事完了後の試運転期間については 2 つのケースについて示している。

1 つはアンモニアの燃焼確認を行う最短の 5 日間の試運転を行うケース。他の 1 つは、20%アンモニア混焼を確認する試運転期間を約 2 か月行うケースである。

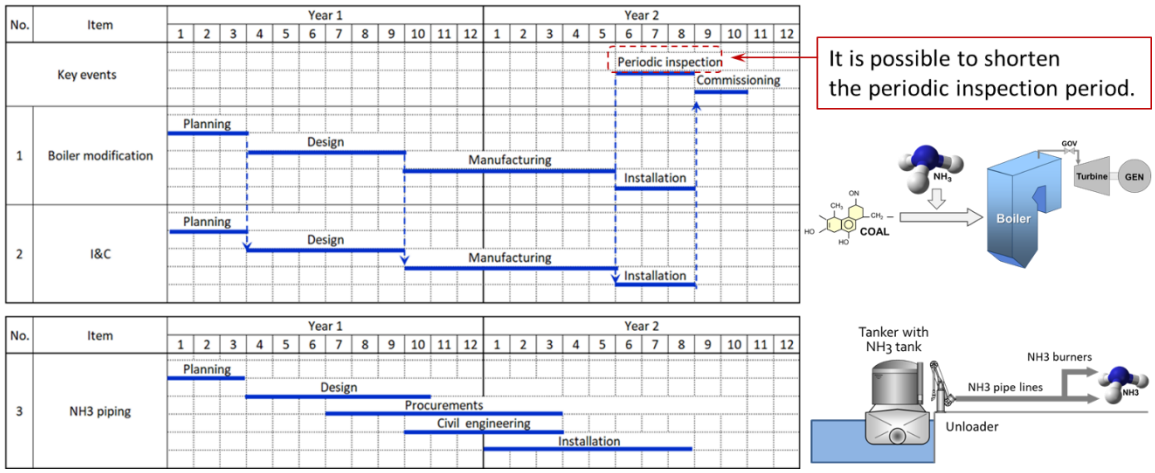
この試運転工程の詳細は 7.5 のアンモニア混焼実証試験概要に記載する。

(2)　ケース 2：アンモニアタンクを設置せず FSU を利用するケース

アンモニアタンクを設置せず FSU を利用するケースを表 7-30 に示す。これはアンモニア混焼実証試験のみを考えたコスト削減案であり、発電所敷地内にはアンモニアタンクを設置しないケースである。

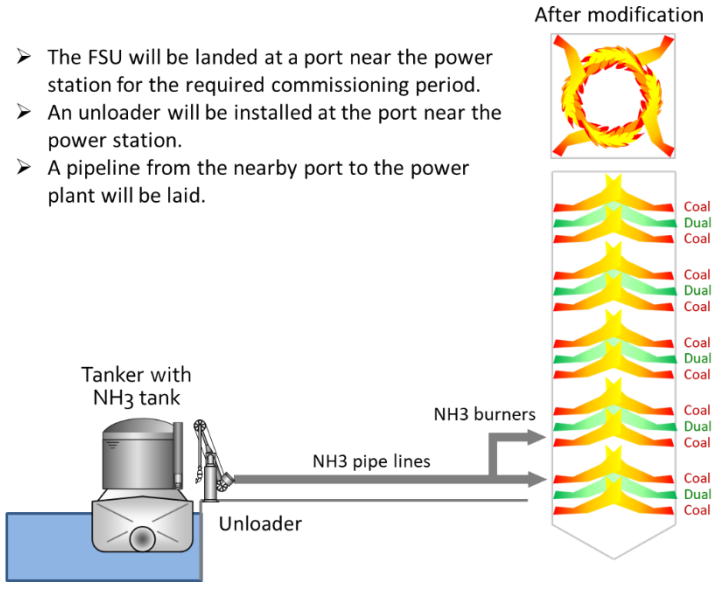
なお、ボイラ改造工事はケース 1 と同様であり、工事期間、定期点検期間、試運転期間についてもケース 1 と同様である。

表 7-30　ケース 2：アンモニアタンクを設置せず FSU を利用するケース



（出典：JICA 調査団作成）

FSU を利用する方法を図 7-53 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

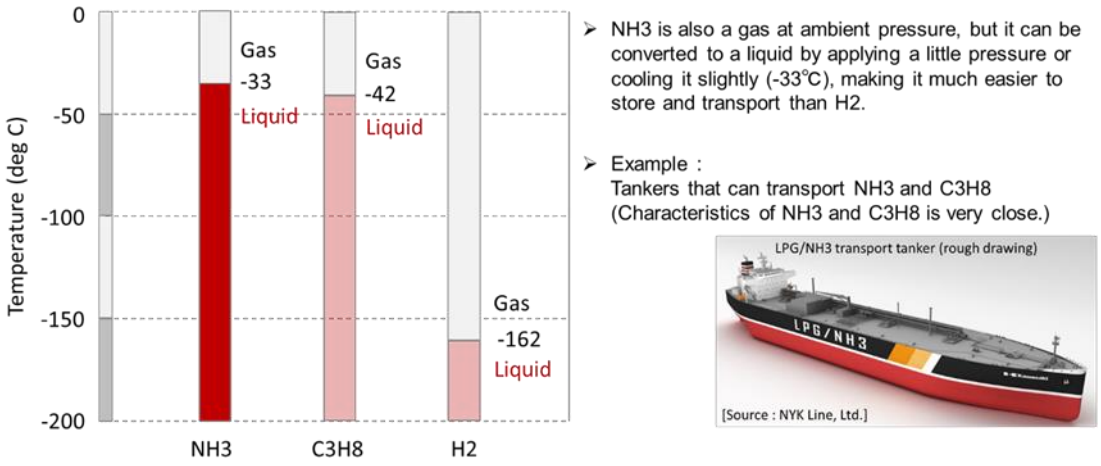
図 7-53　FSU を利用する方法

- FSU（Float Storage Unit）は、LNG 用に開発された FSRU（Float Storage & Regasification Unit）のガス化機能を除外したもので、新規開発要素はない。
- FSU は必要な試運転期間、発電所近くの港に着岸させる。

- 発電所近くの港にはアンローダを設置する。
- 近くの港から発電所までのパイプラインは敷設する。

＜アンモニア、プロパン、水素の液化温度の比較＞

アンモニア、プロパン、水素の液化温度の比較を図 7-54 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-54　アンモニア（NH_3）、プロパン（C_3H_8）、水素（H_2）の液化温度の比較

図 7-54 に示す通り、アンモニア（NH_3）の液化温度−33℃は、プロパン（C_3H_8）の液化温度−42℃に近い。従って、LPG（液化プロパン）を輸送するタンカーは液体アンモニアを運搬するために利用することができる。

今、世界には多くの LPG タンカーがあるため、液体アンモニアの輸送は容易に実現することができる。

7.5　アンモニア混焼実証試験要領

7.5.1　実証試験概要

アンモニア混焼試験概要を表 7-31 に示す。この試験では、石炭専焼と比較するために従来の石炭専焼とアンモニア混焼の 2 つのケースで試運転を行う。

表 7-31　アンモニア混焼試験概要

No.	Item	Contents	Days required	
			20% NH3 co-firing	Shortest schedule
1	Confirmation of combustion through coal firing	➢ Combustion tuning at 5%, 10%, 15% and 20% through coal firing.	4 days	None
2	Load changing test through coal firing	➢ Load changing test between operational minimum load and 100% load. ➢ Perform tests at load change rates of 1%/min, 2%/min and 3%/min.	3 days	None
3	Confirmation of combustion through NH3 co-firing	➢ Combustion tuning at 5% NH3 co-firing through NH3 burner 1 stage ➢ Verification the flame scanner function through NH3 burner ➢ Combustion tuning at 5%, 10%, 15% and 20% NH3 co-firing ratio	8 days	5 days
4	Load changing test through NH3 co-firing	➢ Load changing test between operational minimum load and 100% load. ➢ Perform tests at load change rates of 1%/min, 2%/min and 3%/min. ➢ Comparison between NH3 20% constant flow control and NH3 20% constant ratio control.	9 days	None
5	NH3 loss Runback test	➢ To check plant behavior in case of NH3 loss during NH3 co-firing operation.	2 days	None
6	Start up sequence test	➢ Startup test using NH3 as starting fuel. ➢ Verify startup sequence from generator Synchronization to 100% load.	4 days	None
7	Operational Performance Tests	➢ Performance verification tests of NH3 co-firing will be conducted. ➢ The reliability of NH3 co-firing operation will be confirmed through actual operation.	21 days	None

（出典：JICA 調査団作成）

この表には 20%アンモニア混焼を確認するケースとアンモニア混焼率最小（5%）による燃焼確認を行う 2 つのケースについてまとめている。

第 1 ステップとしてアンモニア混焼率最小（5%）によるアンモニア燃焼確認試験を行う。ここでは、アンモニアの燃焼調整と火炎検出機能確認して 5 日間実施する。

その後、第 2 ステップとして 20%アンモニア混焼確認試験を行うようにする。

表中の No.1 は石炭専焼、No.3 はアンモニア混焼における燃焼試験で、それぞれ、蒸気温度（SH、RH）、NOx、CO などの静特性を確認する。

表中の No.2 は石炭専焼、No.4 はアンモニア混焼における負荷変化試験で、それぞれ、蒸気温度（SH、RH）、NOx、CO などの動特性を確認する。

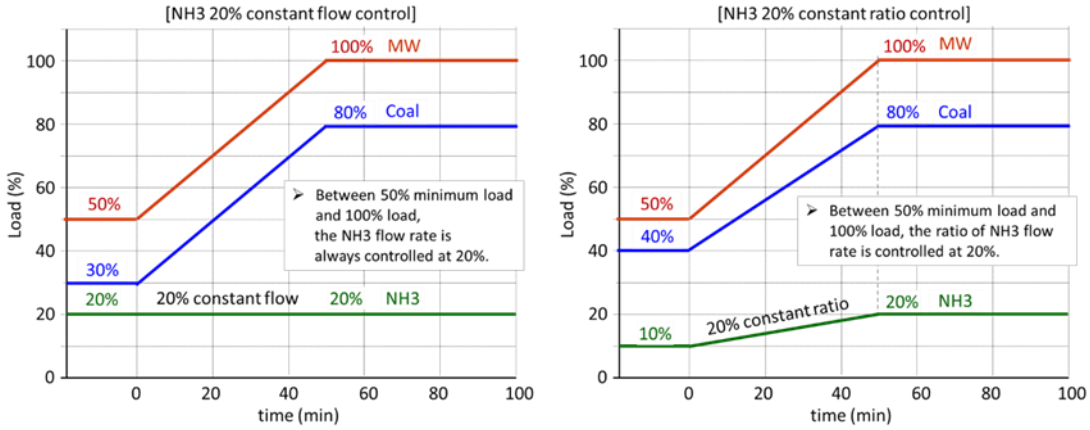
表中の No.5 は特殊試験で、何等かの理由でアンモニア供給が遮断された場合の対応制御として設ける「アンモニア遮断ランバック」試験を行う。

表中の No.6 はユニット起動試験で、ユニット起動過程における燃料投入シーケンスを確認する。

表中の No.7 はアンモニア混焼無しと混焼した場合の性能確認を行う。確認する性能は、熱効率、所内率、NOx 排出濃度、送電端 CO_2 排出原単位、などを想定している。

(1)　アンモニア流量制御方式の比較

アンモニア流量制御の比較を図 7-55 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-55　アンモニア流量制御方式の比較

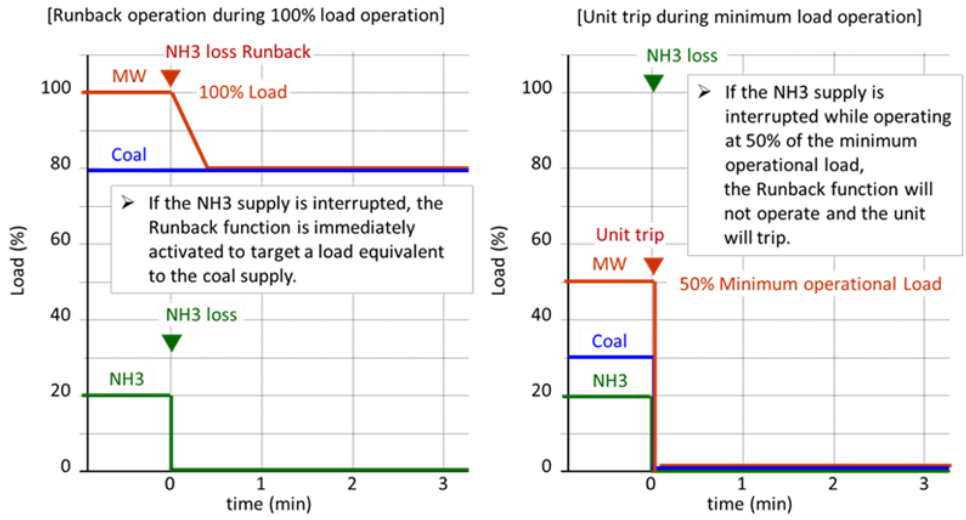
左図はアンモニア流量一定制御方式を示す。この方式では、最低負荷 50%から負荷 100%の間、常にアンモニア流量は 20%一定に制御される。

右図はアンモニア流量比率制御を示す。この方式では、最低負荷 50%から負荷 100%の間、常にアンモニア流量比率は 20%に制御される。

実証試験においては、アンモニア流量一定制御方式とアンモニア流量一定比率方式の比較を行う。何れの制御方式も可能であるが、CO_2 削減の観点から考えるとアンモニア消費量が常に 20%となるアンモニア流量一定制御を推奨したい。

(2)　アンモニア遮断ランバック機能

アンモニア遮断ランバック機能を図 7-56 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-56　アンモニア遮断ランバック機能

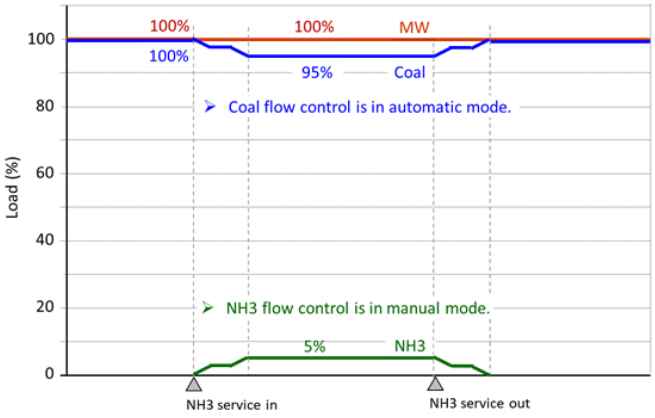
このランバック機能は何等かの理由でアンモニア供給が遮断された場合の対応制御として設けるものである。左図は負荷 100%で運転中に、アンモニア遮断ランバック機能が動作した場合の発電機出力（MW）、石炭流量（Coal）、アンモニア流量（NH_3）の挙動を示している。この場合、アンモニア遮断ランバック機能により、Coal はアンモニアが遮断される前の 80%をそのまま維持し、速やかに MW を 80%まで降下させてプラントの安定運転を継続させることができる。

一方、右図は運用最低負荷 50%運転中に、アンモニアが遮断された場合の発電機出力（MW）、石炭流量（Coal）、アンモニア流量（NH_3）の挙動を示している。この場合、遮断されたアンモニア 20%を補うべく速やかに Coal を 20%増加させることは難しいため、新たなユニットインターロックを設けユニットトリップさせる。

詳細の制御ロジックは次のステップで検討することを推奨する。

(3)　5%アンモニア混焼試験実施要領

5%アンモニア混焼試験実施要領を図 7-57 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-57　5%アンモニア混焼試験実施要領

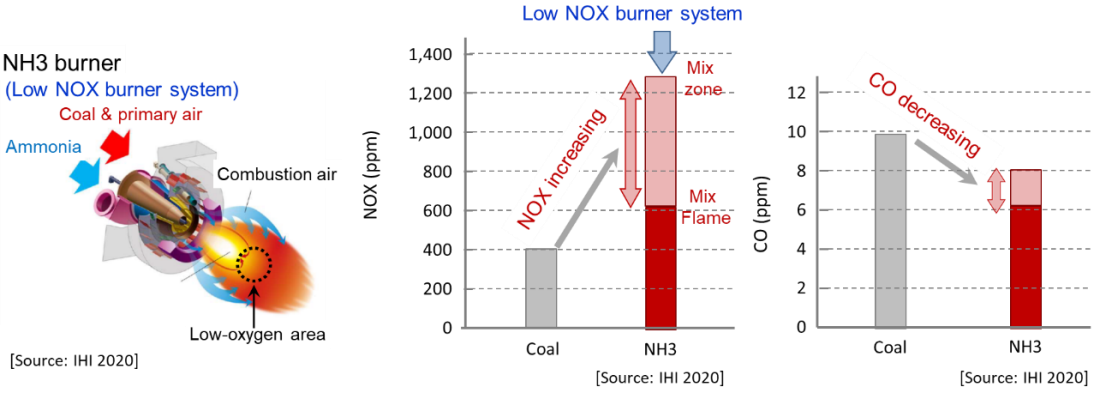
- 5%アンモニア混焼試験は、100%負荷で実施する。
- 先ず、100%負荷でアンモニアバーナを点火する。
- アンモニアバーナの安定燃焼を確認した後に、徐々のアンモニア流量を 5%相当まで手動で増加させる。
- この操作に伴い、石炭流量は主蒸気圧力を制御するボイラマスターの指令により徐々に減少し、95%負荷相当の流量になる。
- この状態で、風箱ダンパ設定、O_2 設定などのパラメータを変化させてアンモニアバーナの最適燃焼確認を行う。
- アンモニア燃焼調整終了後は、アンモニア流量を手動にて徐々に減少させる。
- その後、アンモニアバーナを消火する。

(4)　アンモニアの燃焼特性

①　NOx と CO

アンモニアと石炭の燃焼特性の比較を図 7-58 に示す。これは化学反応モデルによる推定値で図に示す通り、NOx はアンモニアを燃焼させることで石炭燃焼に比べ上昇する。従って、低 NOx バーナの採用などによる NOx 低減対策が必要になる。

一方、CO についてはアンモニアを燃焼させることで減少する傾向である。



（出典：IHI 技術資料より JICA 調査団作成）

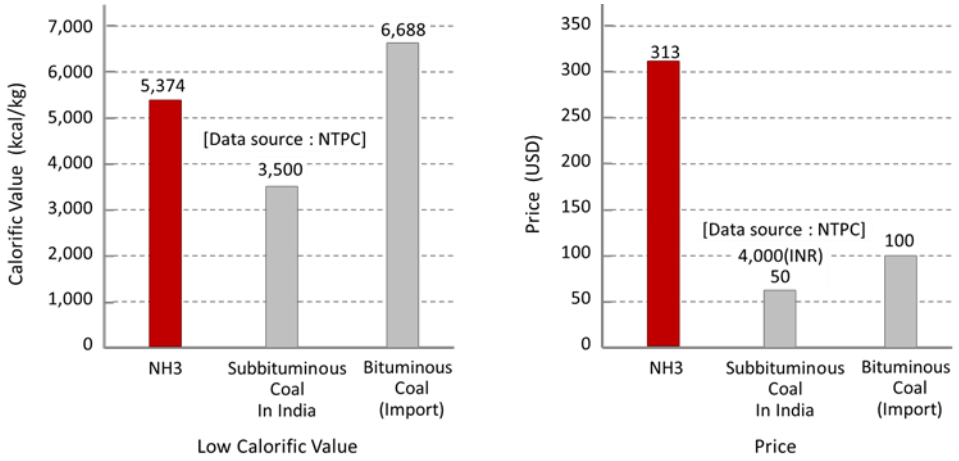
図 7-58　アンモニアと石炭の燃焼特性比較

②　アンモニア発熱量と価格の比較

アンモニア発熱量と価格の比較を図 7-59 に示す。この図ではアンモニア、インドで利用している亜瀝青炭、そして、瀝青炭に対し、発熱量と価格を比較した。

左図は発熱量を比較したものだが、アンモニアは亜瀝青炭と瀝青炭のほぼ中間に位置している。

一方、アンモニアの価格はインドで利用している亜瀝青炭の約 6 倍である。

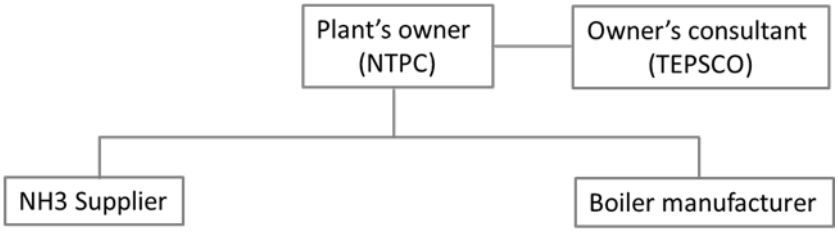


（出典：JICA 調査団作成）

図 7-59　アンモニア発熱量と価格の比較

7.5.2　アンモニア混焼試験実証体制

アンモニア混焼試験実施体制を図 7-60 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-60　アンモニア混焼試験実施体制

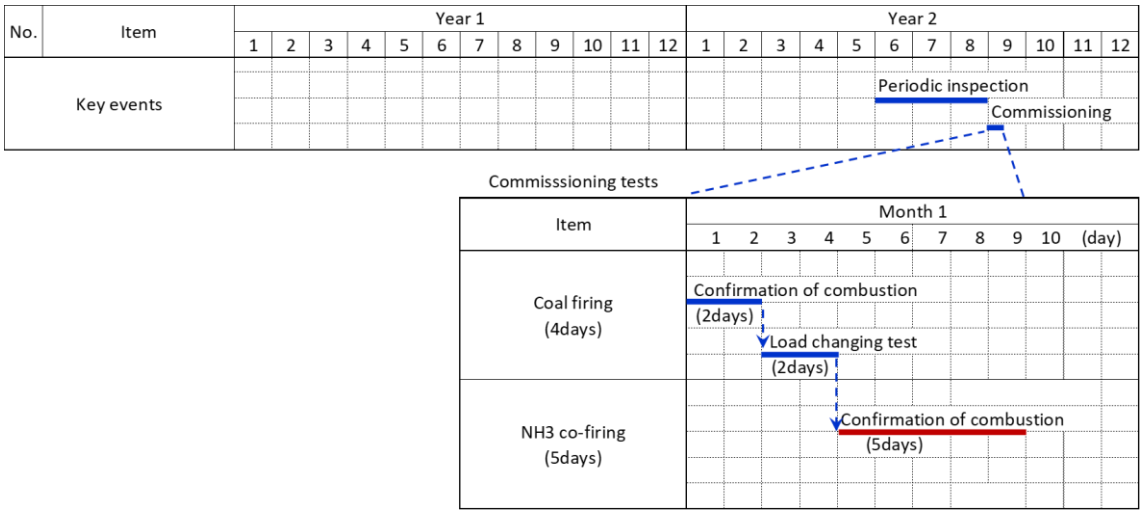
実施責任者は、オーナである NTPC。TEPSCO は、オーナのコンサルタントとしてこの体制に加わる。

また、この試験の実施者は、アンモニアサプライヤとボイラ改造を行うメーカーである。

7.5.3　アンモニア混焼実証試験工程

アンモニア混焼実証試験工程を表 7-32 に示す。

表 7-32　アンモニア混焼実証試験工程



（出典：JICA 調査団作成）

実証試験では、アンモニアの燃焼を確認することを目的として実施する。従って、試験日数は燃焼確認を行う最短の日数として、燃焼確認のために 5 日で計画する。

また、アンモニア混焼と石炭専焼との比較をするために、従来の石炭専焼による燃焼確認試験として 2 日、石炭専焼による負荷変動試験として 2 日、計 4 日実施する。

なお、アンモニア混焼特殊試験のアンモニア遮断ランバック機構確認試験、また、ユニット起動時の燃料投入シーケンスを確認するためにユニット起動試験、そして、アンモニア混焼による実運用確認については、次のステップで計画する。

7.6　将来の混焼率アップに向けた方向性の検討

7.6.1　将来のアンモニア混焼率アップに向けた課題

ここまで石炭火力における CO_2 削減を目的としたカーボンフリー燃料（アンモニア）による混焼要領について述べてきた。

アンモニア混焼の第 1 ステップとしては 20%アンモニア混焼により CO_2 削減を目指すが、更なる CO_2 削減を実現させるためにはアンモニア混焼率を 20%から 50%ひいては 100%専焼を目指すと同時に、アンモニアを利用するプラントを増やしてゆく必要がある。

これらを確実に実現させるために考えられる課題として以下の 3 点があげられる。

(1)　必要なアンモニア燃料の確保

アンモニアを燃料として使用することになると、現状の主として肥料用として流通している市場規模を大幅に増加させる必要がある。インドにおいては、グレーアンモニアやブルーアンモニアの原材料となる天然ガスが枯渇しつつあり、増産は見込めないため、再生可能エネルギーの余剰電力によるグリーン水素（アンモニア）の生産を目指している。しかしながら、現状では、まだ再生可能エネルギーの余剰電力の発生は少なく、また、電力を使用した水素の生産はコストが高いうえ、大量生産の実績がほとんどない。このような観点を踏まえると、当面は輸入のブルーアンモニアに頼らざるを得ない。

今後、各年代において必要となるアンモニア燃料の量を把握するとともに、どのように確保していくのかというロードマップを作成する必要がある。

各種アンモニア燃料の特長と課題を表 7-33 に示す。

表 7-33　各種アンモニア燃料の特長と課題

NH_3 co-firing Counter-measures		Merits	Issues
Securing fuel ammonia	Grey ammonia	The easiest to procure among various types of fuel ammonia.	It is not necessarily a decarbonized fuel because CO_2 is produced in the fuel production process.
	Blue ammonia	Since CO_2 is being stored by CCS in the gray ammonia production process, it can be considered a decarbonized fuel.	CCS will increase the cost of ammonia fuel.
	Green ammonia	Ammonia produced from RE can be considered a fully decarbonized fuel.	Considerable equipment is needed to produce large quantities of ammonia to be produced from RE. It is also the most expensive fuel ammonia.

（出典：JICA 調査団作成）

また、今後のアンモニア普及に向けた対策として、アンモニア価格低減のインセンティブが必要である。

(2)　アンモニア混焼の普及に向けた法整備

経済性だけを考慮した現状の運転指令（メリットオーダー）によると、可変費（主として燃料費）の低い順に優先して発電システムを運転する。このため、燃料費の高いアンモニアを混焼することにより、燃料費が上昇して発電の優先順位が下がり、運転利用率が極端に低下するという事態が生じる恐れがある。また、燃料費が上がることにより、発電事業者として配電事業者との取引価格を上げざるを得なくなり、配電事業者から取引契約を破棄される恐れがある。このような観点を踏まえると、発電事業者としては、経営上アンモニア混焼の実施を躊躇せざるを得ない状況である。

このような状況の中で、アンモニア混焼の実施を促進していくためには、国として、アンモニア混焼の実施が経営的に魅力ある事業となるための施策を実施していく必要がある。CO_2 排出量の削減を進めるためには、従来通りの延長シナリオよりも若干のコスト増になることを踏まえ、これらの増分コストを、すべての発電事業者（及び配電事業者、需要家）が公平に負担することを念頭に置いた法整備が必要となる。

(3)　アンモニア輸送時における安全管理

将来的にアンモニア燃料を利用する発電所が、内陸部も含めてインド全国に展開されるようになると、アンモニアパイプライン網が広範囲に敷設されることになる。この際の安全管理も充分に検討しておく必要がある。

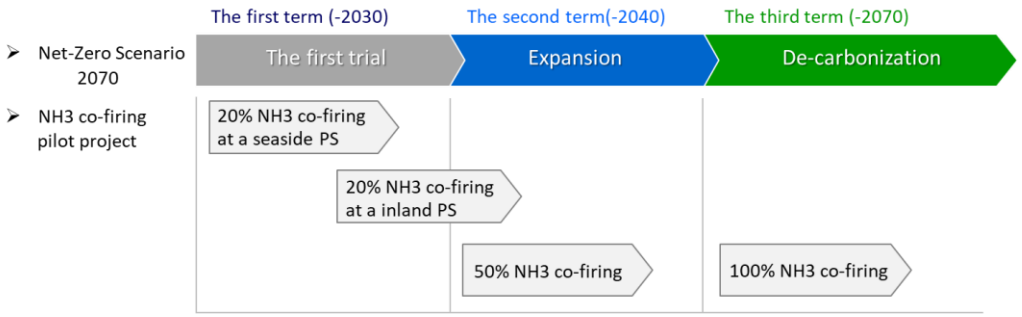
7.6.2　2070 年ゼロエミッションに向けたロードマップの提案

インドにおけるゼロエミッションは 2070 年までに達成することが公の目標になっていることから、以下のロードマップではゼロエミッション目標を 2070 年と表現している。

但し、インド全体で目標を達成するためには、エネルギーインフラの基幹である発電部門は 2070 年に先んじてゼロエミッションを達成する必要があろう。そのためには、発電部門のゼロエミッション目標を 2060 年と考えて取り組む必要があるのではないだろうか。

(1)　NTPC における 2070 年ネットゼロに向けたロードマップ

NTPC における 2070 年ネットゼロに向けたロードマップを図 7-61 に示す。



（出典：JICA 調査団作成）

図 7-61　NTPC における 2070 年ネットゼロに向けたロードマップ

これは石炭火力におけるネットゼロに向けたロードマップで、最終的なネットゼロ目標である2070 年までを 3 つのステップに整理して考えている。

- 第 1 ステップ：目安として 2030 年までの期間
- 第 2 ステップ：目安として 2040 年までの期間
- 第 3 ステップ：最終ゴールの 2070 年までの期間

一方、引き続き運転する石炭火力については、ネットゼロを実現させるために CO_2 削減を目的としてアンモニア混焼火力に改造してゆく必要がある。

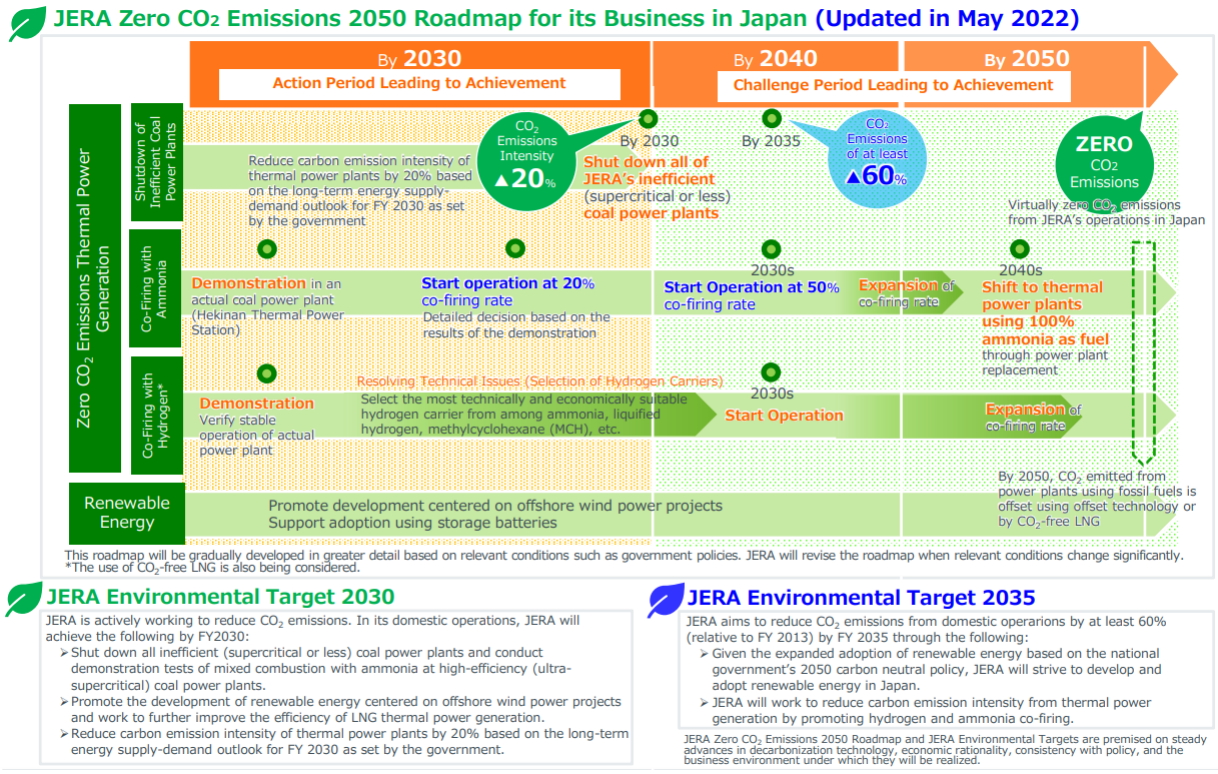
このような目標に従い第 1 ステップでは、まず、輸入アンモニアを利用した海岸沿いの石炭火力で 20%アンモニア混焼実証試験を行った上で石炭火力のアンモニア混焼の実運用を目指してゆく。

また、平行してインド国内で製造するグリーンアンモニアを利用する内陸の石炭火力で 20%アンモニア混焼実証試験を計画してゆく。

第 2 ステップでは、2040 年までに運転している石炭火力を 50%アンモニア混焼率にする。そして、第 3 ステップでは、2070 年までに 100%アンモニア専焼を目指してゆく。

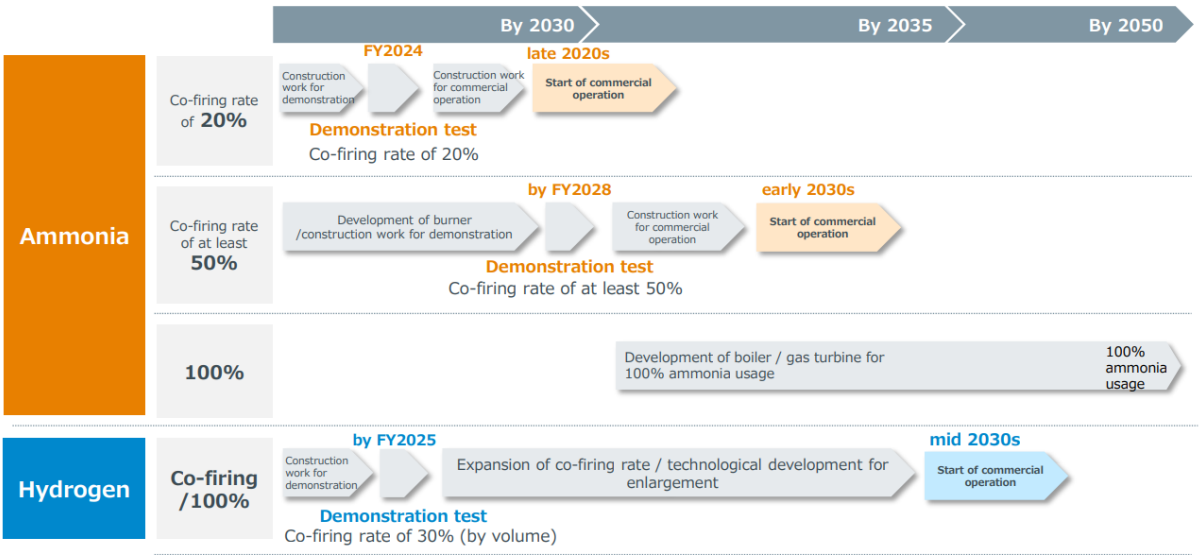
＜JERA ゼロエミッション 2050＞

参考までに、JERA ゼロエミッション 2050 のロードマップを図 7-62 に、水素・アンモニアの導入計画を図 7-63 に示す。



（出典：JERA ホームページ）

図 7-62　JERA ゼロエミッション 2050 に向けたロードマップ



（出典：JERA ホームページ）

図 7-63　JERA の水素・アンモニア導入計画

JERA は 2015 年に東京電力と中部電力の火力発電部門が統合されて設立された発電会社である。JERA は日本国内で 26 の火力発電所を運用しており、合計の発電端出力は 7,044 万 kW、うち石炭火力は 1,032 万 kW である。

2030 年までの期間では、JERA はすべての非効率石炭火力発電所（Sub-C, SC）を廃止し 20%アンモニア混焼の商用運転を開始する。また、混焼率 50%以上のアンモニア混焼試験と、混焼率 30%の水素混焼試験も実施する。

2040 年までの期間では、混焼率 50%以上のアンモニア混焼と水素混焼の商用運転を開始し、カーボンフリー燃料の混焼率を高めてゆく。そして、JERA 環境コミット 2035 にて掲げている、CO_2 排出量 60%削減（2013 年度比）を目指す。

2040 年代には、発電所リプレースに伴うアンモニアの専焼化を開始する。2050 年時点で専焼化できない発電所から排出される CO_2 は、カーボン・オフセットや CO_2 フリーLNG の利用等を活用し、2050 年のゼロエミッションに挑戦する。

ここで述べた JERA ゼロエミッション 2050 は、脱炭素技術の着実な進展と経済合理性、政策との整合性を前提としており、前提が大幅に変更される場合はロードマップも見直される。

7.7　後継プロジェクトの形成支援

インドのモディ首相は、2021 年 11 月 1 日の国連気候変動枠組み条約第 26 回締約国会議（COP26）において、2070 年までにネットゼロ（温室効果ガス純排出ゼロ）を達成すると表明した。全セクターにおけるネットゼロを 2070 年に実現するためには、脱炭素化が比較的容易と考えられる電力セクターにおいては、2070 年よりも早い段階（例えば 2060 年）においてネットゼロを実現させる必要がある。

一方、電力セクターにおいては、CO_2 排出量の削減が求められているが、安定的かつ低廉な電力供給も同時に求められている。石炭火力発電所が電源構成の 70%を占めているインドにおいて、ネットゼロを達成するのは非常に挑戦的な取り組みとなる。このような相反する命題に対処するため、2070 年までの電力セクターにおける脱炭素化ロードマップを作成し、そのロードマップに基づいてアクションを実施していくことが必要である。

具体的には、インドにおける技術協力プロジェクトとして、**「電力セクターにおける脱炭素化ロードマップの作成」**を提案する。

7.7.1　上位目標と目的

(1)　**上位目標**

火力発電所を脱炭素化するための政策、規制、技術を導入することにより、エネルギー安全保障と経済性を備えたネットゼロカーボン電力供給システムを確立する。

(2)　**目的**

今後の火力発電所の低炭素化・脱炭素化のロードマップを策定する。

7.7.2　具体的業務実施内容

(1)　**Task 1：前提条件の整理**

(a)　国家エネルギー政策

- エネルギー関連政策のレビュー
- エネルギーバランスの推移
- 化石エネルギー資源の賦存量
- 国家エネルギー目標の整理

(b)　インドにおける脱炭素化目標

- 脱炭素に向けた世界の潮流
- インドが目指す温暖化対策目標（NDC、長期戦略等）
- 上記目標達成に向けた促進政策
- 脱炭素化を目指す体制（関係組織と役割分担）

(c)　電力需要想定のレビュー

既往公表資料における電力需要想定のレビューを実施する。

過去の需要動向や将来の GDP 伸び想定などを踏まえて、地域ごとの電力需要の想定（毎時間の需要想定を含む）についてレビューを実施する。その際に、今後の動向として、EV の普及、ルーフトップソーラーの普及、省エネルギーの進展など電力需要に大きな影響を与える項目を考慮する。

(d)　電力需給状況

- 現状の電力需給状況の整理
- 国家電力開発計画（電源、系統）のレビュー
- 系統運用面における課題の整理

(e)　再生可能エネルギー、電力貯蔵設備のポテンシャル、価格動向調査

電力セクターにおいて、CO_2 排出量を削減するために最も有効な手段は再生可能エネルギーの開発である。各種再生可能エネルギーについて、既往調査の結果を踏まえて、Feasible（環境面の悪影響が少ない、用地取得が容易、森林の減少を伴わないなど）で Economical（エネルギー賦存量が規定値以上）なポテンシャルを地域別に算定する。そのうえで、世界の市場動向、インドにおける工事実績結果を踏まえて、各種再生可能エネルギーの価格動向を想定する。

具体的な調査は、基本的には既往調査の結果をまとめることとする。

1)　太陽光、風力、水力

- 既設設備の発電実績（地域ごと、時間ごと）
- 各地域のポテンシャルと価格動向

2)　バイオマス

基本的には、残渣物として得られるバイオマス（種別ごと）のポテンシャルと価格を評価する。その際に、火力発電所における取り扱いの容易性を考慮し、ペレット化による価格の想定も実施する。

3)　電力貯蔵設備

- 蓄電池：導入の見通し、価格動向、生産能力
- 揚水式水力：導入の見通し、価格動向

(f)　他ドナーの支援状況

電力セクター分野、エネルギー分野、気候変動対策分野における他ドナー（ADB、世銀など）の支援状況を整理する。石炭火力の段階的削減に向けた他ドナーの支援スキームを整理することも含まれる。

(2) Task 2：脱炭素化火力技術の適用可能時期、価格動向調査

種々の脱炭素化火力技術について、技術の適用可能時期と価格動向を調査する。

(a) 既設石炭火力におけるバイオマス混焼の可能性

石炭火力におけるバイオマス混焼はすでに実用化されている技術であり、CO_2 排出量の削減に向けて早急に進めていく必要がある。国内バイオマス資源のポテンシャル量を踏まえて、既設石炭火力におけるバイオマス混焼の可能性（どの程度まで混焼率を上げることが可能か）を検討する。

また、バイオマス混焼実施時における改造範囲の特定、改造工事費の積算を実施するとともに、ペレット化による燃料供給体制についての検討および燃料価格動向の調査も実施する。

(b) 既設石炭火力におけるアンモニア混焼およびアンモニア専焼の可能性

- アンモニア混焼およびアンモニア専焼時における改造範囲の特定、改造工事費の積算
- 混焼および専焼技術の適用可能時期の調査

(c) 輸入 LNG によるガス焚き火力（コンバインドサイクル）

石炭火力に比較して CO_2 排出量の低減化を図る発電方式であり、既往技術として確立しており、すぐに導入可能である。しかしながら、輸入燃料であるため、石炭に比較して燃料コストが高い。コストの見通しと CO_2 排出量を整理する。

(d) ガスコンバインドサイクルにおける水素発電

- ガス焚き火力（コンバインドサイクル）において、水素混焼および水素専焼時における改造範囲の特定、改造工事費の積算
- 混焼および専焼技術の適用可能時期の調査

(e) CCUS の可能性、価格動向

- CCS のポテンシャル調査
- CCS の今後の価格見通し（回収、輸送、貯蔵別）
- 有効利用の可能性評価

(f) 既設石炭火力の運用改善（運用弾力性の確保）

既設石炭火力の運用改善は、脱炭素化火力技術ではないが、変動性再生可能エネルギーの大量導入を促進するために、系統運用面のニーズから求められる技術であり、すでに実用可能である。

- 系統運用面の検討を踏まえて、既設石炭火力の運用改善（最低出力の低下、負荷変化率の増加）のニーズを検討
- 具体的な運用改善方法の提案、コスト積算

(3) Task 3：脱炭素化燃料（水素及びアンモニア）の供給体制の検討

太陽光、風力は地域的に賦存量に大きな差があり、既設の石炭火力の立地地点とは乖離がある。このため、太陽光、風力の余剰電力を使用してグリーン燃料（水素及びアンモニア）を製造する場合、グリーン燃料の製造工場の立地地点を太陽光、風力の近傍とするか、火力発電所の近傍とするかにより、エネルギーの輸送形態が異なってくる。燃料（液体又は気体）で輸送する場合と、送電線を用いて電力で輸送する場合の 2 つの方法が考えられるが、両者の比較を実施するとともに、各地域において最適な輸送方法を提案する。

なお、早期に CO_2 排出量の削減を図る案として、脱炭素化燃料を海外から輸入するオプションについても検討を実施する。

(a)　脱炭素化燃料（水素及びアンモニア）の価格想定

脱炭素化燃料の価格想定を実施する。将来の価格予測においては、技術の成熟度や工場規模拡大を踏まえたコスト低減を考慮する。

1)　グリーン燃料の価格想定

国内生産のグリーン燃料については、製造工場の規模を設定し、製造工場の建設費、運営費から製造原価を算定する。太陽光、風力の余剰電力は毎時大きく変化するため発生した電力を直接利用してグリーン燃料を製造する場合には、安定した製造が難しいことに加えて、製造工場の稼働率が非常に低くなることが想定される。このため、発電量の平準化を図るため、蓄電池を併設することも考慮する。

2)　海外から輸入する燃料の価格想定

海外において化石燃料から脱炭素化燃料（グレイ又はブルー）を製造し、インドの火力発電所まで輸送する場合の輸入港での引き取り価格について、現状の市場価格及び将来の価格動向を推測する。

(b)　エネルギー輸送方式の比較

1)　グリーン燃料の輸送

- パイプライン網の構築によるアンモニア燃料の輸送（水素の長距離輸送は難しいと想定）
- 安全性面も考慮したコスト試算

2)　送電線を活用した輸送

- 必要となる送変電設備増強計画の策定、コスト積算（送電ロスの評価を含む）

(c)　両者の経済性比較を踏まえた、グリーン燃料の供給体制の提案

両者の輸送方式の比較を実施するが、どちらか一方に絞るわけではなく、地域的に効率的となるエネルギー輸送方法を提案する。そのうえで、水素（アンモニア）製造工場の立地候補地点（エリア）及び製造能力を提案する。

(4) **Task 4：火力発電所のロードマップ策定（2030、2040、2050、2060、2070 年）**

Task 2 において検討した脱炭素化技術の適用可能時期（技術の成熟度）、価格動向、ポテンシャル量などを総合的に判断して優先順位（又は導入可能時期）を決め、現時点において多量の CO_2 を排出している石炭火力発電所において、将来的にどのように CO_2 排出量を抑制していくのかというロードマップを策定する。

その際に、需給状況の評価・分析を実施し、供給信頼度を満足させるために必要な開発量を算定し、どのような開発計画とするのが最も効率的かを検討する。開発計画は、いくつかのシナリオ（例えば、経済性を重視するケースや CO_2 排出量を早く削減するケースなど）について、発電原価と CO_2 排出量を算定して比較評価を実施し、その中から経済性と CO_2 排出量の二つの視点から評価して最適計画を抽出する。（BAU シナリオとの比較も実施する。）

早く CO_2 排出量を削減する策としては、発電電力量当たりの CO_2 排出量が石炭火力の半分以下である輸入 LNG によるガス火力を積極的に開発することも想定され、過渡的な CO_2 排出量削減策の一つとして導入是非について検討する。同様に、CO_2 排出量抑制の観点から、CCS の導入是非についても検討を実施する。

(5) **Task 5：経済財務分析**

- 脱炭素化実施に必要となる資金の算出
- 脱炭素化実施に係る具体的な資金調達スキームの提案
- CO_2 排出量を低減している火力の優先的引き取り方法の提案（社会的コストの加味）
  （CO_2 削減インセンティブを考慮した新メリットオーダーなど）

(6) **Task 6：JICA 電力セクター協力プログラムに係る提案**

- アクションプランの提案
- アクションプランの優先順位付けを踏まえた JICA 電力セクター協力プログラムに係る提案
- 石炭移行基金系の仕組みや具体的な制度提案

7.7.3 必要投入量

(1) **専門家派遣**

- 電力計画（業務主任者）
- エネルギー政策
- 再生可能エネルギー
- 需要想定
- 電源開発計画
- 系統計画・系統運用
- 脱炭素化火力技術
- 経済財務、投資計画

脱炭素化火力技術は、業務実施内容が広く、バイオマス、水素・アンモニア（既設設備改造、燃料製造・輸送）、CCUS 等の専門家が必要となる。

(2) **本邦受け入れ研修**

10 名×2 週間程度

7.7.4　実施スケジュール

実施スケジュール案を以下に示す。

表 7-34　実施スケジュール案

Task \ Duration	First year			
	1Q	2Q	3Q	4Q
Task 1: Arrangement of prerequisites				
Task 2: Survey on decarbonization thermal power technology				
Task 3: Survey on supply system for decarbonization fuels				
Task 4: Formulation of a Roadmap for thermal power plants				
Task 5: Economic and financial analysis				
Task 6: Proposals for JICA's Cooperation Program in Electric Power Sector				
Training in Japan				

（出典：JICA 調査団）

第 8 章　国際連系の活性化を目指したロードマップの提案

ブータンやネパールに位置する水力発電所の電力をインドに送電する場合には、2 国間の電力取引であり、特別に地域電力マーケットのような受け皿を構築しないでも、当事者間の協議により取引は可能であり、すでに取引が実施されている。

本章では、3 国間の電力取引として、ブータンまたはネパールの水力発電所の電力を、インドを経由してバングラデシュに売電するプロジェクトとして優先的に実施すべき案件を特定し、そのプロジェクトを実施することを念頭に置いて、実施体制の比較検討および国際連系の活性化に向けて障害となる要素の分析を実施し、国際連系の活性化を目指したロードマップを提案する。

8.1　優先プロジェクトの比較評価

対象とするプロジェクトは、他国への融通を目的として実施する水力発電所であり、送電設備も含めた経済性を考慮すると、規模がある程度大きい方が有利と想定される。このため、設備容量が 300MW 以上の地点を対象とした。

8.1.1　候補地点の評価方法

各地点の評価は、各評価項目ついて最高 5 点で評価し、各評価項目における点数に各項目の重みを乗じて合計点数を算出し、その点数の高い順にランク付けした。なお、本調査ではバングラデシュに売電するプロジェクトを念頭に置いており、バングラデシュは乾季には供給力の余剰が発生するため、優先プロジェクトの選定にあたっては、雨季・乾季の区別はせず年間の発電量で評価した。

優先プロジェクトを選定する際の評価項目として、以下を選定した。

(1)　発電所の経済性

発電所の経済性は、基本的には建設工事費／年間発電量で評価する。ただし、建設工事費の情報が得られない場合には、ダム高さ、水路長と年間発電量の関係[42]を踏まえて、各地点の地点特性から経済性を評価した。

(2)　出力調整能力

候補地点として抽出した地点は、すべて設備容量が 300MW 以上の地点であるため、すべて[43]貯水池式または調整池式で、ある程度の調整用の池を持っており、周波数調整力の提供が可能である。ただし、調整池式水力は河川流量が多い雨季には、周波数調整力を提供するために出力を抑制して運転することは経済的ではないため、貯水池式水力よりも周波数調整力の提供量は少な

[42] 一般的に、ダム高が低く、水路長が短い計画で、より多くの発電量が得られるプロジェクトが経済性が良いと考えられる。

[43] Nyera Amari II 地点を除く。

くなる。このため、調整池容量があまり大きくない場合には、出力調整能力の評価点を若干下げることとした。

(3) 開発優先順位

当該国とバングラデシュ国で開発に関する合意が締結されている地点（ブータンの Dorjilung 地点及びネパールの Sunkoshi 2, 3 地点）については、開発優先順位が高いと考えられる。また、ブータンにおいては、相対的に開発が遅れている東部地区の開発、ネパールにおいては、White paper において優先的に開発すべき地点として提示されている地点は開発優先順位が高いと考えられる。

(4) 環境面のリスク

自然環境（国立公園内での開発など）、社会環境（居住民の移転など）への負の影響の程度で評価する。自然保護区内及び周辺地域における開発は、自然環境面のリスクがあると想定される。また、ダムの高さが大きくなると、水没する面積が増加し、影響を受ける住民や森林などが増加するため、ダム高に比例して自然環境面・社会環境面のリスクが増加すると考えて評価した。

(5) CO_2 排出量削減効果

ブータン及びネパールの水力で発生した電力をインドまたはバングラデシュに送電することにより、地域全体として CO_2 排出量削減効果が期待できる。CO_2 排出量削減効果は基本的には、発電電力量に比例するため、発電電力量の大小により評価した。

(6) 送電設備

候補地点として抽出した地点は、すべて設備容量が 300MW 以上の大容量地点であるため、すべてインドとの国境周辺の変電所まで 400kV 送電線を建設して送電する。このため、送電設備の経済性は、インドとの国境周辺の変電所までの距離で判定する。400kV 送電線の送電容量は 1,000MW 程度と想定されており、1,000MW 以下の設備であれば、出力が少ないほど送電余力が残っており、他の地点の送電に活用可能と考えられる。

優先プロジェクトを選定する際の評価項目の重みづけを以下に示す。

表 8-1　優先プロジェクトを選定する際の評価項目の重みづけ

対象設備	評価項目	評価項目	重み	理由
発電所	経済性	建設工事費／年間発電量	30%	民間活用を考慮する場合には、経済性が重要な要因である。
	出力調整能力	調整池容量	5%	インドを経由するため、出力調整能力の直接の貢献は少ない。
	開発優先順位	送電対象国の意思	20%	送電対象国の意思を尊重する。
	環境面のリスク	ダムの高さ	10%	水没に伴う居住住民や森林への影響は大きい。
		保護区での開発	10%	保護区での開発は基本的には支援不可能である。
	CO_2排出量削減効果	発電電力量	5%	効果は期待できるが、副次的な効果である。
送電線	経済性	近隣変電所までの距離	10%	民間活用を考慮する場合には、経済性が重要な要因である。
	将来の利用価値	発電所の出力	5%	全線が利用可能となる可能性は少ない。
	環境面のリスク	保護区の通過有無	5%	若干距離が長くなるが、回避可能である。
合計			100%	

8.1.2　水力発電所の候補地点

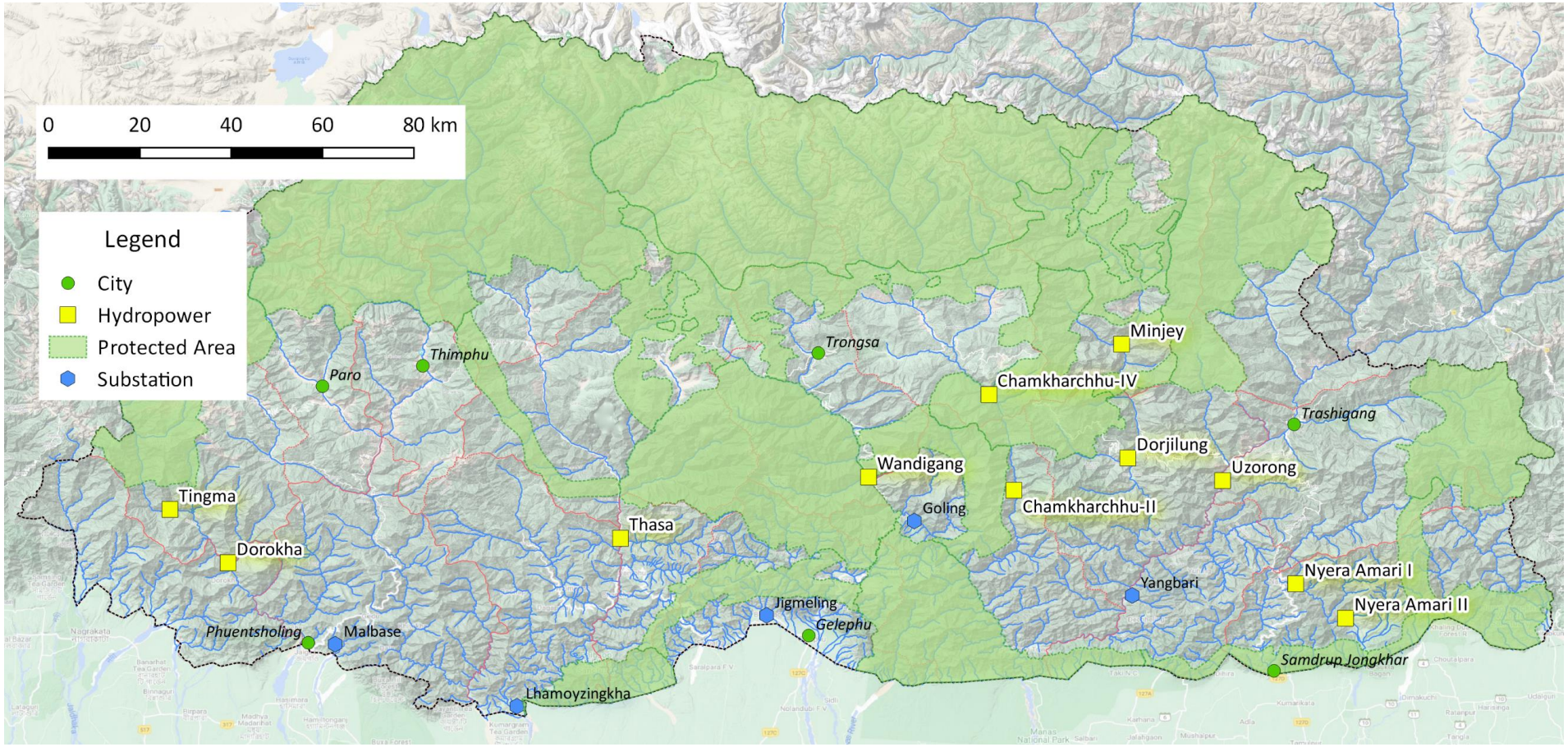
(1)　ブータン

マスタープラン（PSMP2040）において、2050 年までの開発プロジェクトとして提案されている地点の中で、設備容量が 300MW 以上で、実施主体が決定していない地点を以下に示す。

表 8-2　水力発電所の候補地点（ブータン）

No.	Name of Project	Capacity (MW)	Energy (GWh)	Scheme	Ownership	Remarks
1	Dorjilung	1,125	4,558	PRoR	RGOB	Concluded a MOU between the three parties (BBI)
2	Nyera-Amari I & II	404	1,700	PRoR	RGOB	Supported by ADB
3	Dorokha	550	2,407	PRoR	RGOB	
4	Chamkharchhu-II	414	1,814	PRoR	RGOB	
5	Tingma	783	3,428	PRoR	RGOB	
6	Uzorong	840	3,678	PRoR	RGOB	
7	Thasa	706	3,094	PRoR	RGOB	
8	Wangdigang	502	2,200	PRoR	RGOB	
9	Chamkharchhu-IV	451	1,974	PRoR	RGOB	
10	Minjey	673	2,948	PRoR	RGOB	

（出典：PSMP2040 のデータを基に調査団作成）



（出典：PSMP2040 のデータを基に調査団作成）

図 8-1　水力発電所の候補地点の位置図（ブータン）

表 8-3　各候補地点の諸元（ブータン）

No	Name	Output (MW)	Annual energy		Type	Gross Head (m)	Dis-charge (m^3/s)	Dam height (m)	Reservoir capacity		Water way (km)	Power house	Project cost (USD)		Nearest S/S (km)	Source
			(GWh)	(%)					MCM	days			million	$/kWh		
1	Dorjilung	1,125	4,558	46.3%	PRoR	278	540	65	10	0.2	10.5	UG	1,144	0.25	35	Pre-feasibility study report
2	Nyera-Amari I	404	1,700	48.0%	PROR	390	43	29	1	0.2	13.2	UG	300	0.18	7	Pre-feasibility study report
	Nyera-Amari II				ROR	550	68	15	0	0.0	13.3	UG				
3	Dorokha	550	2,407	50.0%	PRoR	365	175	84	8	0.5	13.5	UG	627	0.26	27	MP2040
4	Chamkharchhu-II	414	1,814	50.0%	PRoR	368	130	80	1	0.1	8.6	UG	468	0.26	36	MP2040
5	Tingma	783	3,428	50.0%	PRoR	435	151	75	1	0.1	9.2	UG	484	0.14	49	MP2040
6	Uzorong	840	3,678	50.0%	PRoR	144	615	168	217	4.1	1.5	UG	1,072	0.29	69	MP2040
7	Thasa	706	3,094	50.0%	PRoR	167	489	108	40	0.9	9.9	UG	1,083	0.35	2	MP2040
8	Wangdigang	502	2,200	50.0%	PRoR	330	176	126	22	1.5	12.6	UG	665	0.30	4	MP2040
9	Chamkharchhu-IV	451	1,974	50.0%	PRoR	400	131	118	23	2.0	11.3	UG	516	0.26	54	MP2040
10	Minjey	673	2,948	50.0%	PRoR	205	382	120	52	1.6	8.3	UG	834	0.28	82	MP2040

（出典：PSMP2040 などのデータを基に調査団作成）

表 8-4　各地点の評価とランク（ブータン）

No	Name	Output (MW)	Annual energy (GWh)	Economy	Controlling output	Priority of develop-ment	Environmental risks		Reduction of CO_2 emissions	Transmission line			Total	Rank
							Dam height	Park		Economy	Future	Environ-ment		
	Weight			30%	5%	20%	10%	10%	5%	10%	5%	5%	100%	
1	Dorjilung	1,125	4,558	5	3	5	4	5	5	5	0	5	4.55	1
2	Nyera-Amari I, II	404	1,700	5	1	4	5	5	2	5	3	5	4.35	2
3	Dorokha	550	2,407	5	3	1	4	5	3	5	3	5	3.80	5
4	Chamkharchhu-II	414	1,814	5	3	1	4	5	2	5	3	5	3.75	8
5	Tingma	783	3,428	5	3	1	4	5	4	5	2	5	3.80	5
6	Uzorong	840	3,678	5	4	4	2	5	4	4	1	5	4.10	3
7	Thasa	706	3,094	4	3	2	3	5	4	5	2	5	3.60	9
8	Wangdigang	502	2,200	4	3	3	3	5	3	5	3	5	3.80	5
9	Chamkharchhu-IV	451	1,974	5	3	1	3	5	2	4	3	5	3.55	10
10	Minjey	673	2,948	5	3	4	3	5	3	4	2	2	4.00	4

（出典：JICA 調査団）

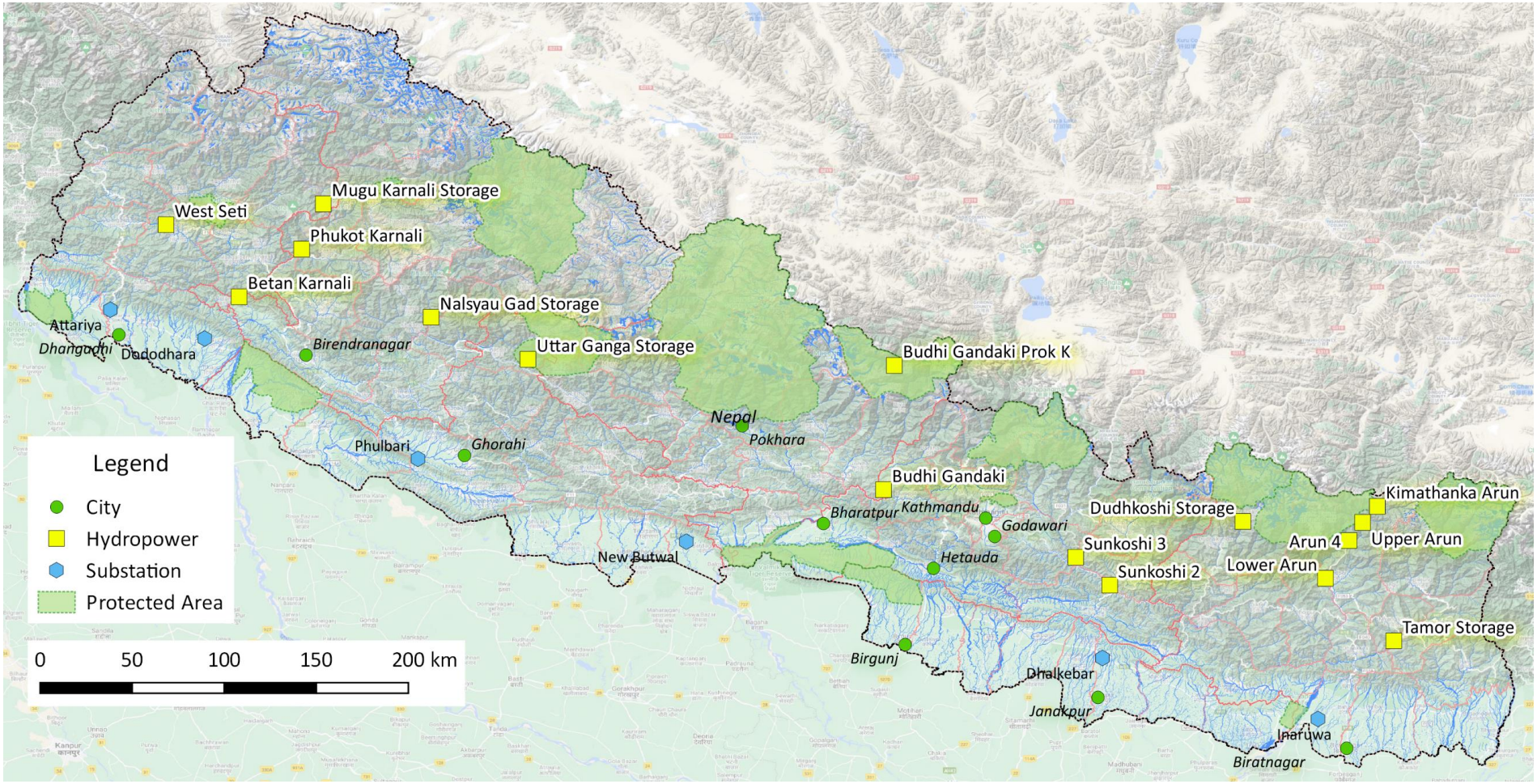
(2) ネパール

Survey License を取得している地点の中で、政府系の企業（NEA およびその子会社）が調査を実施している地点と政府が所管している地点で、設備容量が 300MW 以上の地点を以下に示す。

表 8-5　水力発電所の候補地点（ネパール）

No.	Name of Project	Capacity (MW)	Energy (GWh)	Scheme	Owner	Remarks
1	Mugu Karnali HEP	1,902	5,500	Storage	VUCL	
2	Budhigandaki	1,200	3,380	Storage	NEA	
3	Sunkoshi 2	987	4,600	Storage	DoED	Nepal and Bangladesh have agreed to jointly invest
4	Sunkoshi 3	683	2,500	Storage	DoED	
5	Uttar Ganga Storage	828	1,299	Storage	NEA	
6	Dudhkoshi	600	3,449	Storage	NEA	
7	Tamor Storage	762	3,353	Storage	NEA	
8	West Seti	750	2,800	Storage	DoED	
9	Upper Arun HEP	1,061	2,628	PRoR	NEA	WB has committed to invest
10	Lower Arun	679	3,561	PRoR	DoED	SJVN to be awarded contract for construction
11	Phukot Karnali	480	2,280	PRoR	VUCL	
12	Arun 4	490	N.A.	PRoR	DoED	
13	Kimathanka Arun	454	2,498	PRoR	VUCL	
14	Budhigandaki (Proc)	420	2,396	Storage	NEA	
15	Nalagad	417	1,200	Storage	VUCL	
16	Betan Karnali	439	2,037	Storage	VUCL	

（出典： ネパール水力発電セミナー資料等のデータを基に調査団作成）



（出典： ネパール水力発電セミナー資料等のデータを基に調査団作成）

図 8-2　水力発電所の候補地点の位置図（ネパール）

表 8-6　各候補地点の諸元（ネパール）

No	Name	Output (MW)	Annual energy		Type	Gross Head (m)	Dis-charge (m^3/s)	Dam height (m)	Reservoir capacity		Water way (km)	Power house	Project cost (USD)		Nearest S/S (km)	Data source
			(GWh)	(%)					MCM	days			million	$/kWh		
1	Mugu Karnali HEP	1,902	5,833	35.0%	ST	285	796	285			0.0	Dam toe			130	https://vucl.org/storage/listies/May2020/power-map-nepal-update-7th-oct-new.pdf
2	Budhigandaki	1,200	3,383	32.2%	ST	200	672	263	2,226	38.3	0.2	Open	2,593	0.77	148	https://bghep.gov.np/images/category/Final-Detailed-Desing-Report.pdf
3	Sunkoshi 2	987	4,760	49.4%	ST	131	1050	166	3,040	33.5	0.0	Dam toe	1,027	0.22	53	https://www.nepalindata.com/media/resources/items/13/bSunkoshi-II-Storage-Hydroelectric-Project.pdf
4	Sunkoshi 3	683	2,070	44.1%	ST	116	570	140	550	11.2	0.0	Dam toe	582	0.28	80	https://www.nepalindata.com/media/resources/items/13/bSunkoshi-III-Storage-Hydroelectric-Project.pdf
5	Uttar Ganga Storage	828	1,299	17.9%	ST	1350	78	200	463	68.6	8.5	UG			108	https://www.nea.org.np/admin/assets/uploads/supportive_docs/1555390265_Final%20EOI%20Document_PPMO.pdf
6	Dudhkoshi	600	3,433	61.7%	ST	250	305	220	791	30.0	13.3	UG	1,523	0.44	142	https://kathmandupost.com/money/2020/01/07/construction-of-dudh-koshi-hydro-project-slated-to-begin-this-year
7	Tamor Storage	762	3,354	50.6%	ST	198	519	210	1,900	42.4	1.0	UG	1,217	0.36	79	https://www.nepalindata.com/media/resources/items/13/bTamor-Storage-Hydroelectric-Project.pdf
8	West Seti	750	3,636	55.3%	ST	259	330	195	926	32.5	6.7	UG	1,200	0.33	74	https://www.adb.org/sites/default/files/project-document/65914/40919-nep-seia.pdf
9	Upper Arun HEP	1,061	2,050	69.9%	PRoR	492	79	37		0.0	7.8				146	https://www.nea.org.np/admin/assets/uploads/supportive_docs/Upper%20Arun%20and%20Ikhuwa%20Khola-draft%20TOR%20for%20ESIA%20&%20CIA%20Studies.pdf
10	Lower Arun	679	3,561	59.9%	PRoR	213	348	80	9	0.3	12.4	UG	1,300	0.37	102	https://build.boi.go.th/download/article/article_20210111103358.pdf
11	Phukot Karnali	480	2,510	67.3%	PRoR	180	278	55	6	0.2	10.0	UG			96	https://vucl.org/projects/phukot-karnali-pror-hep
12	Arun 4	490	2,223	53.7%	PRoR	228	254	40		0.0	9.5	UG			131	https://www.scribd.com/document/488757050/Arun-4
13	Kimathanka Arun	454	2,476	62.8%	PRoR	380	143	62		0.0	4.4				160	https://www.neaec.com.np/index.php/en/projects/detailed-engineering-study/kimathanka
14	Budhigandaki (Proc)	420	2,396	65.1%	ST						0.0				197	
15	Nalagad	417	1,406	39.1%	ST	698	75	200	296	45.7	8.2	UG	737	0.52	103	https://www.nalgad.com/pages/project-information

（出典：各種資料を基に調査団作成）

No	Name	Output (MW)	Annual energy		Type	Gross Head (m)	Dis-charge (m^3/s)	Dam height (m)	Reservoir capacity		Water way (km)	Power house	Project cost (USD)		Nearest S/S (km)	Data source
			(GWh)	(%)					MCM	days			million	$/kWh		
16	Betan Karnali	439	4,378	72.6%	ST	220	373	50	125	3.9	6.6	UG			39	https://bkshcl.com.np/pages/salient-features

表 8-7　各地点の評価とランク（ネパール）

No	Name	Output (MW)	Annual energy (GWh)	Economy	Controlling output	Priority of develop-ment	Environmental risks		Reduction of CO_2 emissions	Transmission line			Total	Rank
							Dam height	Park		Economy	Future	Environ-ment		
	Weight			30%	5%	20%	10%	10%	5%	10%	5%	5%	100%	
1	Mugu Karnali HEP	1,902	5,833	1	3	0	0	5	5	3	0	5	1.75	16
2	Budhigandaki	1,200	3,383	0	5	3	0	5	4	3	0	5	2.10	14
3	Sunkoshi 2	987	4,760	5	5	5	2	5	5	4	0	5	4.35	2
4	Sunkoshi 3	683	2,070	5	4	5	3	5	3	4	3	5	4.45	1
5	Uttar Ganga Storage	828	1,299	1	5	3	1	0	2	3	1	5	1.95	15
6	Dudhkoshi	600	3,433	3	4	3	1	5	4	3	2	5	3.15	11
7	Tamor Storage	762	3,354	4	5	3	1	5	4	4	2	5	3.60	7
8	West Seti	750	3,636	4	5	3	2	5	4	4	2	5	3.70	5
9	Upper Arun HEP	1,061	2,050	4	3	3	5	2	3	3	4	5	3.55	8
10	Lower Arun	679	3,561	4	3	3	4	5	4	3	2	5	3.70	5
11	Phukot Karnali	480	2,510	4	3	3	4	5	3	4	3	5	3.80	3
12	Arun 4	490	2,223	4	3	3	5	5	3	3	3	5	3.80	3
13	Kimathanka Arun	454	2,476	4	3	3	4	2	3	2	3	5	3.30	10
14	Budhigandaki (Proc)	420	2,396	3	3	0	5	0	3	2	3	5	2.30	13
15	Nalagad	417	1,406	2	5	3	1	5	2	3	3	5	2.85	12
16	Betan Karnali	439	4,378	4	3	0	4	5	5	5	2	5	3.35	9

（出典：JICA 調査団）

乾期における供給力の確保策（ネパール）

現在、ネパールでは、自国の供給力だけでは電力需要を満足させることができず、全体の 30%程度の電力はインドから輸入している。特に、水力の供給力が低下する乾期には 50%に近い電力をインドからの輸入に頼っている。このため、ネパールでは、乾期における供給力の確保を目指して、貯水池式水力の開発を積極的に進めている。水力資源国であるネパールにおいて、エネルギーセキュリティの観点から、他国に頼ることなく 1 年中何時でも需要に対応した供給力を確保しようとすれば、貯水池式水力の開発が最も有効な手段と考えられる。しかしながら、貯水池式水力の開発には、以下のような課題があり、開発可能でかつ経済的な地点を探すのが非常に難しい状況である。

- 大きな貯水池が必要であるため、水没する面積が広くなり、多数の住民移転や広大な農地の喪失など環境社会配慮面の課題が多く発生する。
- 急峻な谷地形が多いため、大きな貯水容量を確保するには流れ込み式水力に比べて、高いダムが必要となり、建設工事費が高くなる。
- 乾期のピーク時間帯での発電が優先されるため、流れ込み式水力に比べて年間の運転利用率が低くなる。

上記の観点を踏まえると、乾期における供給力の確保策としては、以下の 4 点が考えられる。

- 国として、貯水池式水力が必要であるということであれば、貯水池式水力の開発が経済的となるレベルまで、買取価格の上限をアップさせる。
- 貯水池式水力は国庫予算を使用して国が開発する。（洪水調節、上水、灌漑なども合わせた多目的ダムの開発とするのが望ましい。）
- 価格競争力がある流れ込み式（特に、調整池式水力）を積極的に開発することにより、乾期の供給力の増加を図る。完全流れ込み式の場合には、乾期の供給力は、雨期の 20%程度と想定されるが、調整池式水力であれば、乾期でもピーク時間帯により多くの発電が可能である。
- 上記の案に加えて、バングラデシュのように雨期に電力が不足し、乾期に電力の余剰が発生する国との間で、エナジーバンキング契約を締結し、雨期の余剰分をバングラデシュに輸出し、同量を乾期に返してもらう。（電力料金の支払いは一切なし。ただし、インドには託送料を支払う必要あり）

低いダムでより多くの貯水容量が確保できる地点は、貯水池式水力の建設が経済的と考えられるが、このような開けた地形には、すでに多くの住民が生計を営んでおり、環境社会配慮面を考慮すると、建設が難しいと想定される。一方、環境社会配慮面を考慮したうえで、水力発電所の建設が可能と想定される地点は、急峻な谷地形で、貯水池式水力の建設には不向きな地点が多いと考えられる。このため、ネパールで現在計画されている貯水池式水力発電所地点について、同一地点において完全流れ込み式、調整池式、貯水池式水力発電所として計画した場合の最大出力、建設工事費、各月の供給力・発電電力量などを比較し、現在のネパールにおける買取価格を前提としてどのような計画が有利かを比較評価し、現行計画の見直しを図るとともに、買取価格の妥当性を評価することも必要である。

(3) インド北東州

CEA は、毎月インド国内の水力ポテンシャル地点（小水力を除く）の評価情報を報告している。（Hydro Electric Potential Reassessment Reports、https://cea.nic.in/hepr-report/?lang=en）

2021 年 4 月に出された報告書によると、バングラデシュに比較的近い北東 6 州（Arunachal Pradesh 州を除く）の水力ポテンシャル地点の評価状況は以下の通りである。

表 8-8　北東 6 州の水力ポテンシャル地点の評価状況

	(1) Existing		(2) Action is being taken for development		(3) Dropped due to Basin studies/ other reasons		(4) Yet to be allotted for development		Total	
	No.	MW	No.	MW	No.	MW	No.	MW	No.	MW
Meghalaya	5	322	5	1,185	1	210	18	1,312	29	3,029
Tripura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manipur	1	105	1	66	1	1,500	12	936	15	2,607
Assam	3	350	2	180	0	0	5	185	10	715
Nagaland	1	75	1	186	0	0	9	1,272	11	1,533
Mizoram	1	60	1	210	1	460	6	2,076	9	2,806

（出典：Hydro Electric Potential Reassessment Reports を基に JICA 調査団作成）

上記に示した水力ポテンシャル地点の中で、設備容量が 300MW 以上の地点を以下に示す。

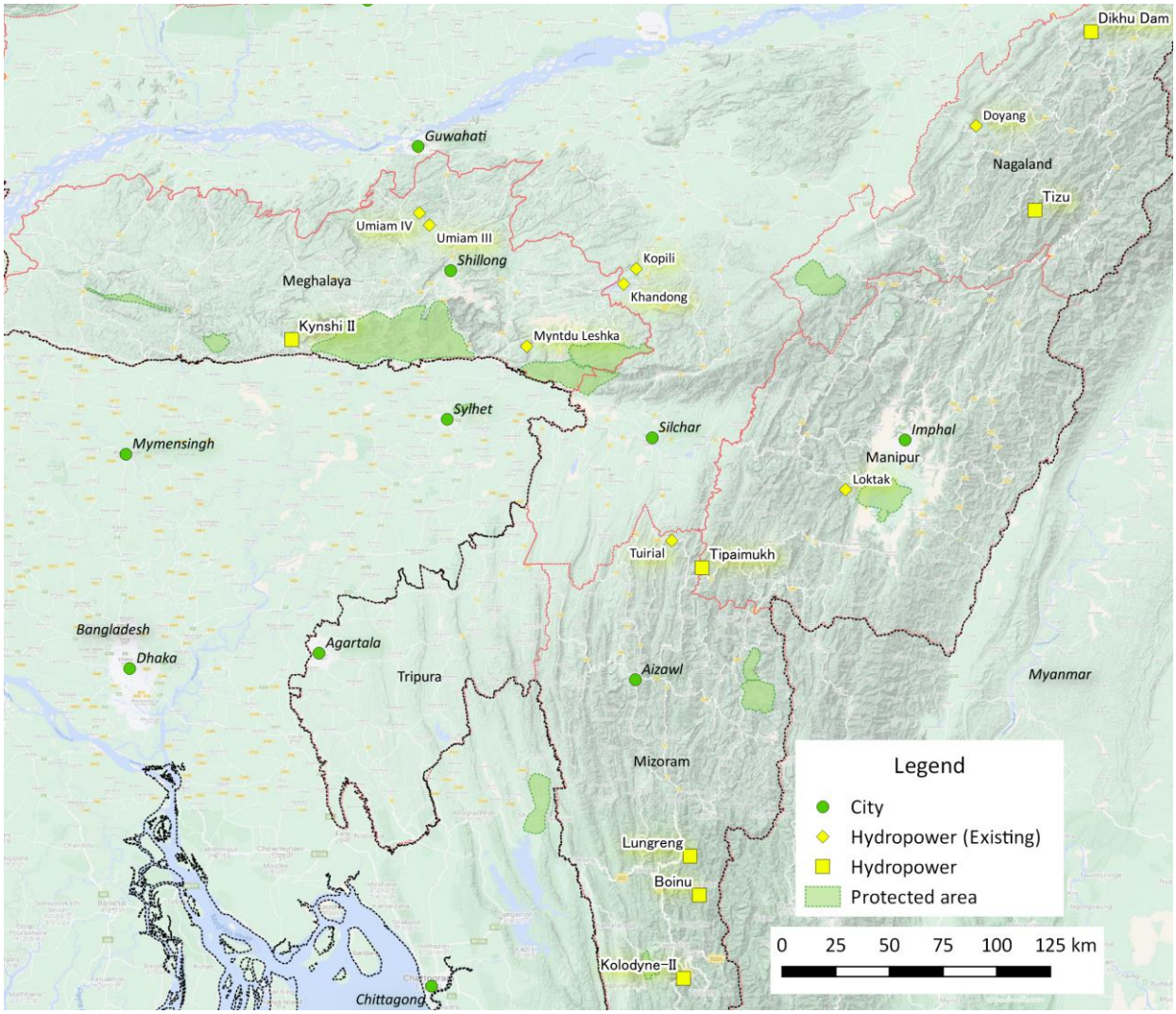
表 8-9　北東 6 州における設備容量が 300MW 以上の地点

Name	State	Capacity (MW)	Status	Remarks
Kynshi-II	Meghalaya	450	(2)	The project has been kept in abeyance due to presence of Uranium deposits within the dam & reservoir areas.
Tipaimukh	Manipur	1,500	(3)	The project likely to be dropped because the conversion of forest land has been refused. Bangladeshi experts have said the massive dam will disrupt the seasonal rhythm of the river and have an adverse effect on downstream agriculture and fisheries.
Tizu	Nagaland	365	(4)	
Dikhu Dam P.H.	Nagaland	470	(4)	
Kolodyne St-II	Mizoram	460	(3)	MoA signed between NHPC and Mizoram Government The project is likely to be droped due to high tariff.
Lungleng	Mizoram	690	(4)	MoU signed between NEEPCO and Mizoram Government
Boinu	Mizoram	635	(4)	MoU signed between NEEPCO and Mizoram Government
Kaldan	Mizoram	545	(4)	The exact location cannot be confirmed due to the site is not listed on the Mizoram government website.

注：Status は表 8-8 で分類した番号を示す。

（出典：Hydro Electric Potential Reassessment Reports を基に JICA 調査団作成）

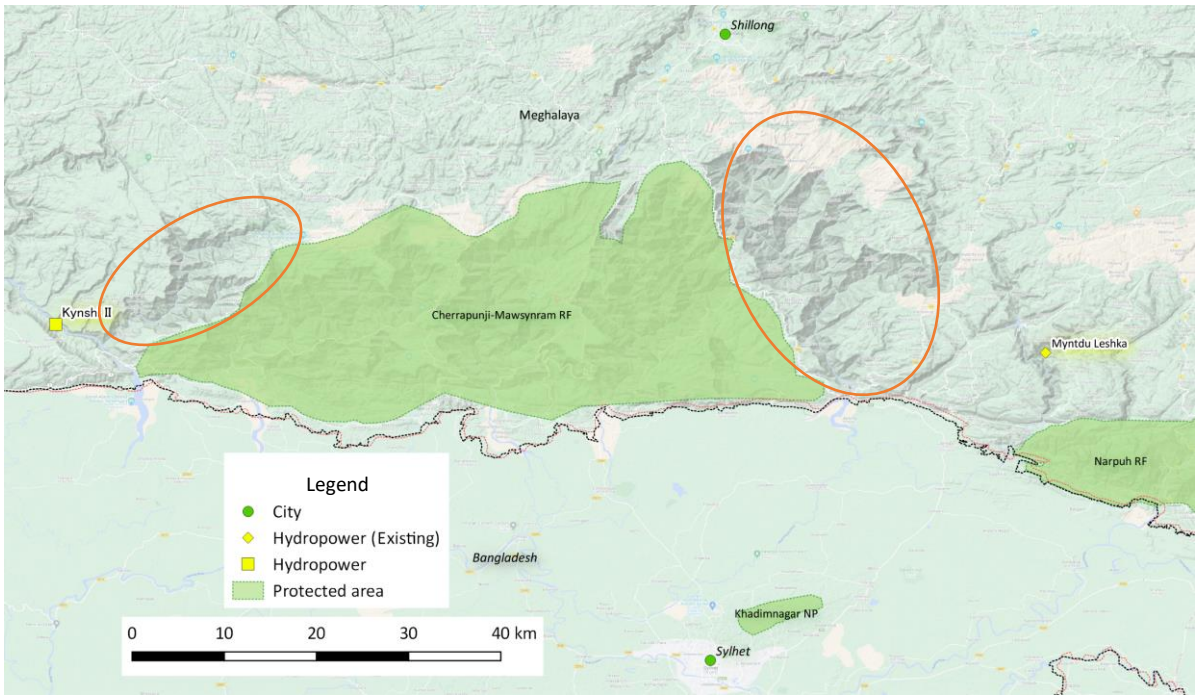
これらの地点の位置図を図 8-3 に示す。



（出典：JICA 調査団）

図 8-3　北東 6 州の水力ポテンシャル地点位置図

これらの地点のうち 3 地点は開発に向けた調査を開始したが、様々な理由により開発が中断している。残りの 5 地点は、開発に未着手であり、情報がほとんどない。このうち Mizoram 州に属する 3 地点は、比較的バングラデシュの Chittagong 市に近いので、バングラデシュへの送電用として開発する地点の候補となり得るが、近隣の Kolodyne St-II 地点が経済性で計画を断念するという事態になっているため、経済性の見極めが必要な地点であると考えられる。このような状況を踏まえると、これらの地点を開発し、その発生電力をバングラデシュに送電するというスキームのプロジェクトは、実行可能性に乏しいと考えられる。



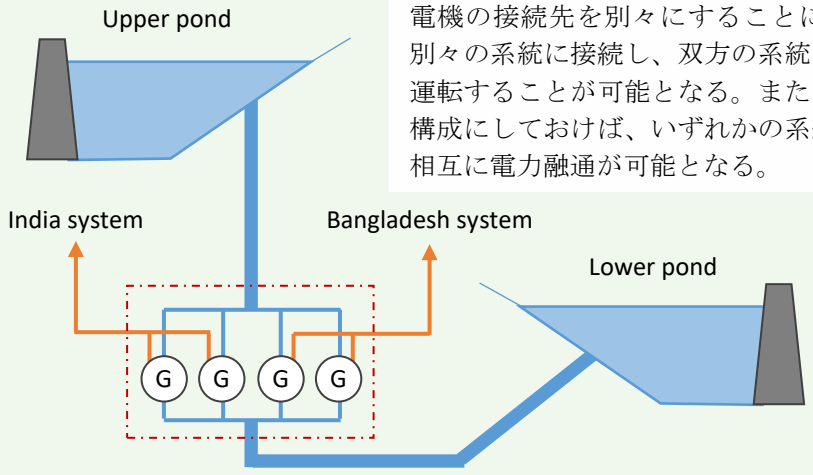
（出典：JICA 調査団）

図 8-4　メガラヤ州南部の揚水候補エリア

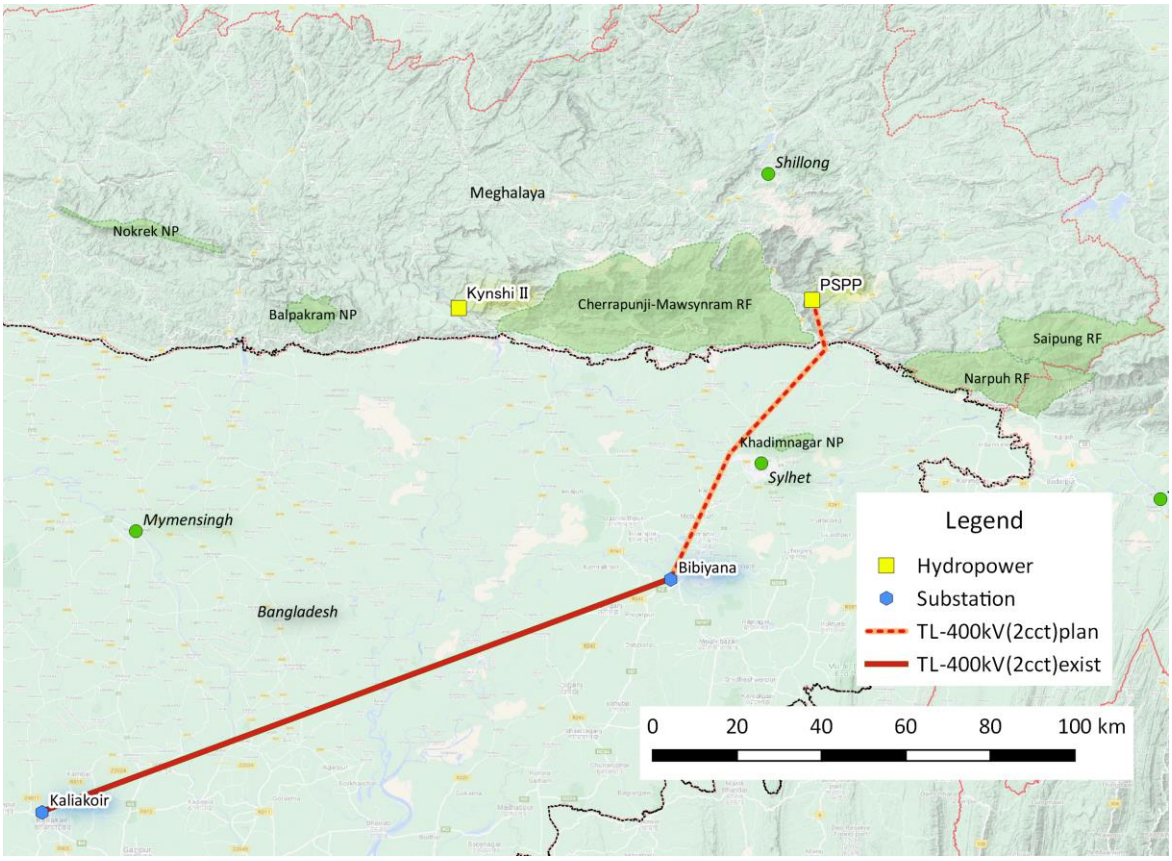
メガラヤ州南部のバングラデシュとの国境付近は、切り立った崖となっている。多くの地域は、Cherrapunji-Mawsynram Reserved Forest に指定され、開発が難しい保護地区となっているが、この保護地区を避けた赤枠で囲った地域の中には、経済性に優れた揚水式水力の適地が存在すると想定される。この地域は、バングラデシュ第 3 の都市である Sylhet 市に近く、インド国内の需要地に送電するよりもバングラデシュに送電する方が効率的である。このような観点から、この地域に揚水式水力を開発し、その発電機の一部（または全部）をバングラデシュ系統に直接接続することにより、バングラデシュ系統におけるピーク供給力、電力貯蔵設備、及び周波数調整力確保策として有効に寄与するものと考えられる。

発電機の発生電力を別々の系統に接続する方法

Upper pond、Lower pond 及び水路系は完全に共用であるが、発電機の接続先を別々にすることにより、発電機の発生電力を別々の系統に接続し、双方の系統に電気的に影響を与えないで運転することが可能となる。また、接続台数を変更可能な系統構成にしておけば、いずれかの系統で電力不足が発生した際に相互に電力融通が可能となる。



送電線は、バングラデシュの Bibiyana 変電所まで 400kV 送電線（約 100km）を建設する。



（出典：JICA 調査団）

図 8-5　揚水候補地点からの送電線

8.2　具体的な事業の実施に係る法務、制度、ファイナンス組成に係る提言

8.2.1　各国法制度の整備及び国際的な整合・調和

(1)　**現状のレビュー**

国際送電連系及び国際電力取引を進めることの最大のメリットは、国の違いによる政策、法規制の違いによる制約が課されることなく、地域全体で経済合理的に電力供給設備が形成され、かつ経済最適な電力供給が実現することである。BBIN の 4 ヶ国、更にはこの 4 ヶ国を含む南アジア地域内での国際送電連系及び国際電力取引を促進していくためには、国境を越えた電力設備の形成や所有、及び国際電力取引の支障となる各国の関連法及び規則を緩和・撤廃していくとともに、地域大で共通の基盤を構築すべく法規制の国際的な整合・調和を進めていく必要がある。

本調査内で各国の主要な電気事業関係者への聞き取りや意見交換を行った際、このような問題提起を行って意見を求めたが、各関係者とも国際連系及び国際電力取引の促進自体に向けた法規制の整備については総論として賛成するものの、具体的な法制度整備及び見直しに向けた協議を促進することに対しては慎重な意見も多く聞かれた。

各国関係者が総論賛成・各論反対のスタンスを崩すのが容易ではない背景事情について、以下の通り整理した。

- 国家主権侵害、国益損失への警戒

  各国とも自国の法規制を自主的に制定する権限を有する主権国家であり、国際電力取引の促進に向けた法制度を進めることによって自国の利益が損なわれる可能性に対する警戒感も依然として強く残っている。

  A 国から B 国への一方向的な電力輸出という依存関係ができてしまった場合、A 国の政情や電力需給状況次第で B 国への電力輸出が途絶され B 国内の電力需給が混乱する可能性がある、もしくは政治的にも A 国に対して従属的な関係になる恐れがあるという懸念は、4 ヶ国の電力取引を進めることより電力輸入超となると予想されるバングラデシュで聞かれた。また、国際電力取引の促進を通じてある国が大きなメリットを得る一方で別の国は主権の犠牲に見合ったメリットが得られない恐れがあるという警戒感は、ブータン・ネパールとバングラデシュの間で電力取引を行う際の中継地点となるインドで多く聞かれた。同様にバングラデシュの関係者からも、インド東部（ビハール州）の Katihar からバングラデシュ北部の Parbatipur を経由してインド東北部（アッサム州）の Bornagar を結ぶ 765 kV 送電線計画に対して、インド国内の便益のために自国の領土を提供することになる恐れがあるという慎重な意見が聞かれた。

- 各国間の経済規模の違い及び地理的条件によるバーゲニングパワーの偏在

  4 ヶ国に限らず南アジア地域全体においても、インドが人口・国土・経済面いずれにおいても他国より圧倒的に大きな規模を有している。加えて、インドは地域内の他の国とそれぞれ国境を接している一方、それ以外の国同士は直接国境を接していないため、これらの国の間

で電力の国際取引を行うためには、インド領内の既存の送電線を利用するか、または領内に新たな送電線を敷設する必要がある。

こうした経済的及び地理的条件により、地域の国際電力取引においてはインドが圧倒的なバーゲニングパワーを有している。インドは自国の国益保護という観点から、多国間での国際送電連系や国際電力取引の枠組みを形成するよりもむしろ、インドと各国との 2 国間の枠組みをそれぞれの国との間で構築することを好んでおり、こうした 2 国間での枠組みにおいては、経済面での規模のちがいだけでなく電力供給に掛かる技術面及び制度面でも他国よりも進んでいるインドが主導権を取りやすくなる。それゆえ、他の 3 ヶ国にとっては、国際電力取引を拙速に進めた場合、インドの国益が優先される枠組みとなる恐れがあるという懸念を、これらの国の関係者から聞くことが多かった。

- 昨今の国際情勢を踏まえた、エネルギーセキュリティへの懸念

  加えて、2022 年よりウクライナとロシアとの間の紛争が始まり、欧州域内での天然ガス供給にも多大な影響が生じていることを受け、昨今、世界の多くの国においてエネルギーセキュリティへの意識が高まっている。これにより、エネルギー資源の国際取引活性化による経済合理性を追求するよりもむしろ、自国内のエネルギー資源もしくはリスクの少ない輸入エネルギー資源への依存度を高めることで供給途絶リスクを回避することを重視する傾向が強まってきている。

  こうした傾向は一過性の性質もあり、中長期的にはエネルギー資源の国際取引を活性化させる方向へ回帰していくと予想されるものの、少なくとも短期的には、エネルギー需給の国際相互依存の促進に慎重となる要素となっており、BBIN 4 ヶ国の関係者への聞き取りや意見交換を通じても、こうした動向を意識した発言も聞くことがあった。

こうした制約はあるものの、各国の法規制の整合・調和を図る試みはこれまでも行われてきており、2 国間での協議の枠組みに加え、USAID や ADB 等の国際開発機関では、SARI/EI や SAREP、SASEC や BIMSTEC 等の地域協力の枠組みを通じた協議の場を提供している。これらを通じて、各国のグリッドコードの調和や、インドの電力取引市場（IEX）への他 3 ヶ国の参加（準備も含む）等の成果も生み出している。ただし、こうした協議の場も、各国の主権を超えてでも地域統合を促進するという強い推進力を持つには至っていなく、時間を賭けて漸進的に成果を得ている状況である。

(2) 国際送電連系及び国際電力取引の促進に向けた提言

上記を踏まえ、国際送電連系線の形成及び国際電力取引の推進に向けた提言を以下に挙げる。ここで挙げられた提言は、本調査の前から既に問題提起されていたものも多いことから、既に各国関係者は基本的にその意義について理解しているという前提で、今後これらの提言を推進していく上でどのような課題を克服していく必要があるか、という観点も考慮に入れて論じることとする。

1)　発電事業参入に掛かる法規制

地域全体で最適な電源形成を実現するためには、設備形成に必要な資本が国境を越えて移動できることが望ましい。電力というライフラインを担うインフラへの設備投資である以上、事業者としての責任を十分担える出資者であるという条件をクリアした上で、民間資本や他国資本を含め、発電事業への参入規制に対する障壁が可能な限り低減されることが求められる。また、参入規制が非対称とならないよう、各国間での法制度の調整も求められる。

発電事業については、各国とも民間資本による IPP 事業が導入されており、またブータンを除く 3 ヶ国では外国資本による発電事業への参画も認められている。ネパールで水力発電を開発してインド経由でバングラデシュに売電することを前提とした Upper Karnali プロジェクトにインドの民間企業である GMR が参画する等、具体的な事例も存在する。ブータンでは外国資本による発電事業への参画はまだ認められていないが、インドが資金供与し開発を主導した水力発電プロジェクトが存在する。このように、オフテイカーとなる国が発電プロジェクトに参加することで、発電所建設の遅延が回避されることも期待される。

他国の資本による発電事業のライセンス取得に対して恣意的な介入が入ることがないよう、各国による許認可プロセスの更なる透明化（許認可に必要な条件及び標準所要日数の明確化）が図られることが望ましい。また、電力の安定供給という観点から、発電事業ライセンスの取得者に対しては発電所建設に掛かる履行義務を課す一方で、事業権の売買及び譲渡に掛かるルールを整備することにより、事業参入及び撤退の判断に掛かる障壁を低くしていくことが望まれる。

2)　送電事業への参入

他方、送電事業は独占事業としての性質が発電事業よりも強く、各国とも国営企業が主体となって設備形成及び運営が行われている。理想論としては、民間資本や外国資本も含めた自由な事業参入及び撤退が可能になることが望ましいが、当面の方向性としては、各国内の送電系統の大宗は基本的にそれぞれの国営送電事業者が設備建設及び運営を行う体制を維持しつつ、国際連系線等、特定の区間の送電線については他の事業者による事業参入を柔軟に認めていくことを検討することが望まれる。

自国または第三国への電力輸出を目的として他国の発電事業に資本参加したとしても、当該の発電所で発電された電力を国外に輸出するためには、その国の既存の国内送電系統を経由して国際連系線に接続するか、または他国の送電系統と接続するための国際連系線を新規に敷設することが必要となる。前者の場合、国境までの送電はその国の国営送電事業者に委ねられることになるため、仮に自国の需給が逼迫した際に、他国への電力輸出よりも自国内の電力供給を優先し、連系線への送電量を抑制するといった恣意的な運用が行われる懸念がある。後者の場合、当該国の国内供給への恣意的な流用は回避できるものの、国際連系線の建設及び運営をその国の国営送電事業者に委ねた場合、送電事業者の資金状況次第では、国際連系線の建設及び運営が、国内向けの送電系統よりも劣後される懸念が残る。

こうした懸念を払拭するには、こうした送電事業者よりも上位の権限を有する国際的に中立な機関が存在し、必要に応じて事業者に対する監督及び是正指示を行うことが望まれるが、BBIN

地域の現状を鑑みるに、こうした機関の設置に向けた国際的な合意形成が実現するのはまだ遠い先と考えられる。

こうした理由により、国際連系線及び関連する送電区間については他国、特にオフテイカーとなる国が資本参加する事業者による送電事業への参加を積極的に認めるよう、各国の電気事業ライセンスに掛かる法制度が整備されることも求められる。具体的には、特定区間の送電線の建設、所有、運営を行う独立送電事業者（Independent Power Transmission Operator: IPTO）へのライセンスを制度的に確立させ、外国資本による参入も可能とするものである。

こうした制度が導入され、国際連系線の区間への外国資本の参加が可能となったとしても、発電所と接続する途中の区間でその国の国内送電線を利用する限り、国際連系線への送電量が恣意的に抑制される可能性はゼロにはならないものの、国営送電事業者の資金繰り等の事情により、国際連系線の建設が国内送電線より劣後して遅延したりするリスクは軽減することができる。

他方で、送電事業を行うには長期固定的に設備が敷設されることになるため、他国の資本による送電事業者が自国の国土を利用して相当な距離の送電線を敷設することへの心理的な抵抗感も出ると考えられる。こうした抵抗感を抑えるべく、外国資本による送電線事業への出資比率を最大 50%とするといった条件を設けることも一案である。

インドとネパールを接続する既存の国際連系線については、それぞれの国内の連系線区間の事業権を有する特別目的会社（SPC）が両国の資本参加によりそれぞれ設立され、所有及び運営を担っている。今後建設予定の国際連系線についてはまだ確定していないものの、同様に両国の共同出資による SPC が事業ライセンスを取得することが予想されている。

ただし、それ以外の国の間の国際連系線については、こうした共同出資による SPC が送電事業のライセンスを取得するというスキームは普及していない。今後 4 ヶ国間の国際送電連系及び国際電力取引を推進していく上で、インド東部の Katihar からバングラデシュ北部の Parbatipur を経由してインド東北部の Bornagar を結ぶ 765 kV 送電線計画が大きな鍵を握ると考えられるが、他国の送電事業者が自国内で送電線を敷設・所有することに対するバングラデシュ国内の警戒感がプロジェクトの推進を妨げる要因の一つとなっている。他方で、ネパールとバングラデシュの系統とを接続、及びブータンとバングラデシュの系統とを接続するためにインド領内を通過する国際連系線を敷設することに対し、インドは容認する姿勢を示していないため、現時点では具体的な計画を策定することも困難となっている。

これらの国際連系線を実現するためは、最終的には各国の政治判断に委ねられることになるが、そのための法制度面での基盤として、IPTO による送電区間単位での事業ライセンス取得に関して各国での法制度が整備されることが望まれる。特にバングラデシュにおいては、国内向けの送電線についても IPTO へのライセンスが検討されてきてはいるものの実現に至っていないことから、同国での法制度が整備されることにより、周辺国を含めた国際連系線建設の後押しになることが期待される。

(3) 電力売買契約（PPA）の契約条件等に掛かる地域大での共通基盤の整備

5.1.3 でも論じたとおり、地域内の国際電力取引に掛かる長期的な方向性として、地域全体を網羅する電力取引市場のメカニズムが確立されることが望まれるものの、インド以外の各国内での

電力供給の仕組みを市場取引ベースに移行させていくことを短期で実現することは難しいと考えられる。そのため当面は、既に存在する 2 国間相対での電力売買契約（PPA）の枠組みを三ヶ国や多国間での PPA に発展させていくことにより地域内の電力取引を活性化させていくのが現実的な筋道であると予想される。

既にインドと、他の 3 ヶ国それぞれとの間では二国間の電力売買に掛かる PPA が存在するが、第 3 章でも論じた通り、現行の二国間 PPA における契約条件は、関係する各国内での PPA に準じて設定される模様である。各国内の PPA を概観すると、水力発電では一部料金制、火力発電では二部料金制が採用される傾向が強い等、ある程度共通した特徴も見られるものの、契約期間や単価設定等、地域大で統一したルール作りが設定されている訳ではない。

今後、三ヶ国またはそれ以上の国が関与する電力取引を促進していく上で、こうした地域大での統一ルールが存在しないまま、国内の PPA の契約条件が異なる 3 ヶ国以上の間での交渉を通じて国際電力取引の PPA を決定するのは、二国間電力取引よりも遙かに難しくなり、PPA の合意に向けた多大な時間と労力を要する懸念がある。地域内での国際電力取引に関して、以下に挙げるような契約条件について標準ルールを整備することにより、個別のプロジェクトにおける国際電力取引契約の締結に向けた手続きが迅速化することが期待される

- 電力売買契約の期間：電源種別に応じた、標準契約年数の設定
- 単価構成：一部料金制か二部料金制のいずれを採用するか、また二部料金の場合、最大契約容量（kW）あたり料金と従量料金（kWh）との構成比をどう設定するか（発電原価における固定費と可変費の比率に完全に連動させるか、もしくは発電量増へのインセンティブを与えるべく、従量料金の比率を高めにすべきか）
- 季節間での単価変動：水力発電出力の雨季・乾季での変動や、電力需給状況の季節間での違いを考慮に入れた単価変動の要否
- 経年による単価変動：経年による発電能力劣化を織り込んだ単価変動の要否、もしくは経年化による修繕コスト増を考慮に入れた単価変動の要否
- 発電所定期検査の取扱い：定検実施頻度や、定検中の金銭補償に関する取り決め
- テイク・オア・ペイ条項に関するルール：最低引取量の基準（定格出力比で何%とするか）及び違反した場合のペナルティ
- 計画・実績間での乖離に関するペナルティ：事前通告した売電予定量と実績とで乖離した場合のペナルティ、インドのインバランス料金（DSM）への対応（誰がどう負担するか）
- 契約を上回る発電電力が出る場合の取扱い：発電事業者自身が余剰分の引き取り先を探して別途売電するか、逆にオフテイカー側が基本的に余剰分も引き取って第三者に売電するか　等

(4)　国際電力取引における送電料金負担の軽減（パンケーキ方式の廃止）

発電事業者からオフテイカーまでの間に複数の国を経由して電力を送電する場合、経由する国の数、またはそれ以上の数の送電事業者が所有・運営する送電線を利用することになる。そのた

め、それぞれの区間の送電事業者によって送電料金が課されることで合計としての送電料金が大きく膨れあがり、それが売電価格に加算されることによりオフテイカーが支払う金額が増大する懸念がある。このような送電線料金の課金は、パンケーキ方式（Pancaked rating method）と呼ばれ、国際電力取引の促進を阻害する大きな要因の 1 つとなりうる。

ブータン及びネパールからインドを経由してバングラデシュに送電する、もしくはその逆方向に送電する電力取引を想定した場合、少なくとも 3 ヶ国それぞれの国営送電事業者の設備を利用するため、それぞれの送電事業者に対して送電料金を支払うことに加え、国際連系線の区間については国営送電事業者とは別の事業者が所有・運用する場合、その区間に対する送電料金が更に加算される可能性がある。

欧州では、送電料金のパンケーキ方式が電力の国際取引の阻害要因として問題視され、2003 年にはパンケーキ方式は廃止され、郵便切手方式（postage stamp method）に移行した。切手方式においては、送電料金は経由する送電事業者の数とは関係なく、受電側の送電事業者における送電料金が適用され、当該の送電事業者から経由する他の送電事業者に対して、それぞれの送電距離に応じて送電料金が精算される。

日本においては、送電事業は各地域の電力会社が担っており、2000 年に電力小売自由化が始まった際は、発電所と受電側とで異なる電力会社の送電線を利用する場合、経由する電力会社それぞれにてパンケーキ方式で送電料金が課されていたが、欧州の事例を参考に、2005 年には郵便切手方式に移行した。

今後、BBIN を含む南アジア地域全体においても、3 ヶ国またはそれ以上の国が関わる電力取引を促進していく上で、送電料金のパンケーキ方式が障壁として問題視されることが予想される。欧州では以前より各国の送電事業者の協議機関が存在し、2009 年にはこれらの機関が統合して 34 ヶ国の送電事業者が加盟する欧州電力系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）が運用を開始する等、長年に亘る国際協調の歴史があり、また日本の場合は同じ国内での制度変更だったため、事業者間の協調が容易であったのに対し、南アジア地域ではこのような協調枠組みはまだ十分形成されていない。そのため、パンケーキ方式から郵便切手方式への移行には時間が掛かると予想される。その場合でも、移行措置として、国際電力取引に対して各国の送電事業者が課す送電料金は自国内で完結する電力供給に課す送電線料金よりも低い単価を設定する等、漸次的な制度改革が実施されることが望まれる。

(5)　電力潮流を考慮した送電線料金の設定

国際電力取引が拡大することにより、地域全体での電力送電及び受電の潮流にも影響が及び、国際連系線だけではなく各国内の基幹送電系統の電力潮流も変化していくことが予想される。

一つの国の中で、発電所が多く立地する地域と大規模な需要が存在する地域とが地理的に離れている場合、電力の潮流は基本的に発電所から需要地へと向かう方向に発生する。国内の基幹送電系統はこの潮流のピーク負荷を送電できる容量が確保できるよう形成される。

これに加えて、国際電力取引として、国内の発電所から需要地を通過して更にその先にある他国へと送電する場合、その分だけ国内の基幹送電系統の潮流に加わることになるため、基幹送電線の容量が不足し、国内の電力需要増に対応する以上の増強が必要となる可能性がある。

他方、国内の需要地から見て、自国内の発電所とは反対の位置に他国の発電所が存在し、そこから自国へと送電される場合、従来の国内の電力潮流とは逆の潮流が加わるため、両者が相殺され、国内の基幹送電系統の容量に余裕が生じ、国内の電力需要増に対応した増強を遅らせる効果が期待できる。

前者のような事例の国際電力取引に対しては、高い送電料金を設定することで、基幹送電系統の増強に必要なコストの負担を求めることも合理的である。他方、後者のような事例の国際電力取引に対しては、基幹送電系統の容量増強緩和への寄与を評価し、低い送電線料金を設定することが望ましい。

インド国内においては、大型の石炭火力発電所の多くが東部に立地しているのに対して、大規模な需要地は、ムンバイ等西部に多く存在する。そのため、国内の基幹送電系統の潮流は基本的に東から西への方向となっており、電力需要の増加に合わせて送電線の容量増強が必要となる。その一方で、ネパールからインドを経由してバングラデシュに電力を輸出する場合、インド国内では西から東への方向に送電される。そのため、ネパールからバングラデシュへの電力輸出が拡大することにより、従来のインド国内の電力潮流と相殺され、インド国内の基幹送電系統の増強の必要性を緩和する効果も期待出来る。もし実際にそのような効果が期待できるのであれば、インド国内の送電料金についてはそうした効果を考慮に入れて設定することも一考である。

(6) デマンド・チャージ（最大負荷 kW あたり料金）主体の送電料金の設計

国際送電連系線が、A 国の発電所から B 国への電力輸出を主目的に形成された場合、送電の潮流は基本的に一方向となる。そのため、当該送電線の形成及び運営に要する総コストを想定される送電電力量で割ることで、コストの回収に必要かつ適切な送電電力量（kWh）あたりの送電料金を比較的に容易に設定することができる。

しかし、国際電力取引が高度化することにより、それぞれの電力取引で異なる潮流の送電が発生することが予想される。上述した通り、複数の電力取引によって送電の潮流が相殺される場合、必要な送電線容量が軽減されることが期待される。そのため、潮流の方向にかかわらず送電電力量のみで送電料金をするのは適切でない可能性がある。

また、複数の電力取引での送電の潮流が同じ方向であった場合でも、それぞれの取引の最大負荷が発生する季節や時間帯が異なる場合、送電線を流れる電力の負荷がピークに達したときのそれぞれの責任が、必ずしも電力量に比例しない可能性がある。送電線の設備コストは設備の容量にほぼ比例することから、電力負荷のピークに対する責任に応じた送電料金の設計も検討する必要がある。

具体的には、当該送電線を利用する各電力取引の年間最大負荷（kW）の実績または契約上の年間最大負荷（kW）、もしくは送電線のピーク負荷発生時における各電力取引の負荷（kW）を考慮に入れ、送電電力量（kWh）あたり料金と組み合わせた 2 部料金制または 3 部料金制の送電料金を設計するものである。

国際送電連系線が、ある特定の電力取引の専用設備としてではなく、汎用的な国際電力取引のために形成される場合、実際にその送電線を利用して送電された電力量の実績が事前に計画していたものを大きく乖離し、当該送電線を所有・運営する事業者の財務状況が安定しない恐れがあ

る。こうした送電線を利用する電力取引に対して年間最大負荷（kW）を考慮した送電料金を設定することにより、当該事業者の収益が安定することが期待される。こうした送電料金の設定により、国際連系線への設備投資を促進する動機付けが働くことも期待できる。

(7)　送電線の運営と利用に関する国際協調機関の設置

上述した提言の中でも特に、地域内各国で法制度の整合・調和が必要なものについては、各国の国益に絡む思惑が働き、当面の間、実現が困難なものも多いと考えられる。こうした法制度作りを進めていくためには、各国の主権もある程度抑えられるだけの強い権限を有する国際協調機関の設立が求められる。

欧州では、域内の送電線の運営及び利用を統合していくための組織として、2009 年に ENTSO-E が設立されており、更にその以前から ENTSO-E の前身となる様々な機関が存在していた等、国際協調に向けた長い歴史を有している。南アジア諸国の状況は欧州よりも遙かに遅れており、ENTSO-E のような国際協調機関を設立する機運が生じる段階にはまだ至っていないが、国際電力取引の促進が地域全体で経済的な便益をもたらすことについて、各国の共通認識を醸成した上で、こうした国際協調機関を設立する必要性について時間を掛けて議論を進めていくことが望まれる。

8.2.2　国際送電連系線へのファイナンス促進に向けた方策

(1)　ファイナンス面から見た、国際送電連系線の特徴及びリスク

前節でも述べたとおり、送電事業は独占事業としての性質が発電事業よりも強く、送電事業者の主な収入源である送電料金は、料金規制による認可を必要とするのが一般的である。言い換えるならば、事業に必要な費用を適切に回収できるよう料金規制によって保護されているため成り立ちうる事業であると言える。

各国の送電事業者が自国内の電力供給のために形成した送電線については、当該事業者が所有及び運用する全ての送電設備に要するコストが回収できるよう送電料金が設定され、認可を受ける。そのため、当該の送電事業者が国内に送電線を新設した場合も、その新設分を含めた全てのコストが回収されるよう、必要に応じて送電料金が見直され、認可を受けている。

そして、送電事業者のサービスのオフテイカーであり送電料金を負担するのは、配電・小売事業者、もしくは発電・送電・配電・小売の各事業を同一の会社が担う垂直統合の電力会社の場合は自社の一事業部門として費用を負担する。その上で、送電設備に要するコストは最終的には小売電気料金の一部として最終需要家に課金され、回収される。小売電気料金は、一部の先進国等を除くと送電料金と同様に料金規制によって保護されており、国によっては小売電気料金が低く必ずしも電力供給に要する費用を回収し切れていない場合もあるものの、電気料金を支払う多数の需要家の存在と料金規制が担保となり、送電事業の安定的な経営が確保されている。こうした構造ゆえ、国内の電力供給向けの送電線新設に関しては、当該の送電事業者全体の信用力を元に融資を行うコーポレート・ファイナンスが採用されることが一般的である。

他方、国際送電連系線の設備に要するコストは、国内の最終需要家向けの小売料金にて回収されるものではないという考えから、国内の電力供給用の設備に要するコストとは区分され、国内の送電料金の原価には算入されていない場合が多い。その場合、当該の国際送電連系線を利用した電力取引に対して支払われる送電料金にて費用が回収されることになる。

国内の電力供給向けの送電線新設の場合は、当該送電線が実際どれだけ利用されたかに関係なく送電事業者全体としての収入が担保となるのに対し、国際送電連系線の場合は、当該設備の形成及び運用に要する費用と、そこから得られる収入とが明確に紐付けられるため、当該事業による収入に対する信用力を元に融資を行うプロジェクト・ファイナンスが採用されることが一般的である。

国際送電連系線がある特定の電力取引のための専用設備として形成され、その電力取引を通じて安定した量の電力供給が保証されていること、また国際送電連系線を所有・運用する事業者及び電力を購入するオフテイカーに十分な信用力があれば、優遇された条件でプロジェクト・ファイナンスを組成することは可能であると考えられる。しかし、当該の国際送電連系線がある特定の電力取引の専用設備としてではなく、汎用的な国際電力取引のために形成される場合、実際にその送電線を利用して送電された電力量が事前の計画から乖離することが多く、それにより得られる送電料金の収入が安定しないと評価された場合、融資者にとっては事業リスクと評価され、その分だけ融資条件は悪くなるため、ファイナンスを組成することが困難になる恐れがある。

以上の考察を踏まえ、国際送電連系線の事業リスクを軽減し、ファイナンス面でバンカブルなプロジェクトとするための提言として、「オフテイカー（国または事業者）が参加する共同企業体の組成」及び「安定した収入基盤が見込まれる送電料金の設計」の 2 点を挙げる。

(2)　オフテイカー（国または事業者）が参加する共同企業体の組成

上記の通り、国際送電連系線に融資を行う担保となるのは、当該設備を利用する電力取引による送電料金収入である。特定の発電所とオフテイカーとの間で当該の国際送電線を利用することを前提とした長期的な PPA（電力購入契約）が存在する場合、その PPA が長期安定的な送電料金収入が見込まれ、それがファインスの担保となりうる。しかし、そうした長期 PPA が存在しない、または存在しても小さな割合でしかなく、電力取引のオフテイカーとなる国または事業者が当該の国際送電連系線を利用してどれだけの電力を購入するのか不透明な場合、収入基盤が不安定な事業と見なされ、融資を得るのが難しくなる。

長期 PPA の代替となりうるコミットメントをオフテイカーとなる国または事業者より得ることができれば、送電料金収入に関するリスクを軽減することが期待できる。最も効果的なコミットメントとしては、オフテイカーとなる国または事業者自身が当該の国際送電連系線事業に加わることが考えられる。オフテイカーが資本参加する共同企業体を組成することにより、当該の国際送電連系線を通じてある一定量の電力購入を行う意志があると融資側が評価し、ファイナンスの組成が行いやすくなる。また、こうした大規模なインフラプロジェクトにおいては工期の遅延が起こりやすいが、オフテイカーが資本参加することにより遅延を回避するよう圧力が強まることも期待できる。

国際送電連系線を通じた電力取引が双方向となる場合、オフテイカーが双方に存在することになる。そのため、国際送電連系線のそれぞれの国の区間に対して他の国の政府または事業者が共同出資者として参加することにより、それぞれのオフテイカーからのコミットメントを得ることができる。

好事例としては、ネパール New Dhalkebar とインドの Muzaffarpur とを結ぶ既存の国際送電連系線事業が挙げられる。国際送電連系線の事業主体として、ネパール領内の送電事業者 PTCN 及びインド領内の送電会社 CPTCL が設立されたが、PTCN については、ネパール側が 64%（NEA50%、HIDCL14%）、インド側が 36%（PGCIL26%、IEDCL10%）、それぞれ出資しており、他方 CPTCL については、インド側が 64%（PGCIL26%、IEDCL38%）、ネパール側が 36%（NEA10%、SJVN26%）、それぞれ出資することにより、相互の国の送電事業に両国が関与する事業形態になっている。

本調査では、ブータンとバングラデシュ、またはネパールとバングラデシュとの間で、インド領内を通過して直接接続する国際送電連系線を建設して電力取引を実現する可能性について考察したが、こうしたプロジェクトを実現させるのであれば、電力取引を行う 2 ヶ国にインドも加えた 3 ヶ国にて共同企業体を組成することにより、事業体に対する融資を得やすくなることが期待される。特に、通過地点であるインドが資本参加し、インドにも十分な裨益効果が得られる事業スキームが組成することができれば、事業体への信用力に大きく寄与すると考えられる。

インド東部の Katihar からバングラデシュ北部の Parbatipur を経由してインド東北部の Bornagar を結ぶ 765 kV 送電線計画についても、バングラデシュとインドとが相互に相手国の領内の送電事業に資本参加することにより、事業としての信用力にも寄与することが期待される。

(3)　安定した収入基盤が見込まれる送電料金の設計

計画されている国際送電連系線を利用する長期的な PPA が存在しない、または量が限られている場合、実際の送電電力量にかかわらず事業収入を安定させる方策として、8.2.1 でも論じた通り、当該の国際送電連系線を利用する電力取引に対して、年間最大負荷（kW）を考慮した送電料金を設定することが考えられる。

上記の、オフテイカーが参加する共同企業体の組成と、こうした送電料金制度を組み合わせることにより、出資・融資それぞれとも当該事業における資金回収リスクが低減され、国際送電連系線事業を促進する動機付けとなることが期待される。

8.3　各国毎のビジョン、ロードマップ、実施枠組みの提案

8.3.1　既存の多国間協力枠組みの活用既存の多国間協力枠組みの活用

本調査では BBIN 各国への訪問を行い、各国の関係者へ聞き取りを通じて、本地域における国際連系の推進に向けた様々な課題が存在することについて確認した。その中でも最大の課題は、国際連系を進めることにより得られる恩恵が各国間で大きく異なる中で、4 ヶ国間での合意形成が容易でないことが挙げられる。

第 4 章でも述べた通り、これまでにも既に国際開発機関等の支援により、南アジア地域各国間での送電線網の国際連系や国際電力取引の実現に向けた多国間の協力枠組み及び協力プログラムが形成されてきており、そうした枠組みを通じて、資金面及び技術面での各種協力プロジェクトが実施されてきた。

今後日本から各国に対する支援策を検討する上で、これらの多国間協力枠組み及び協力プログラムとの連携は不可欠と考えられることから、現状の活動状況につきレビューした上で、連携のあり方について考察した。

(1)　**SAREP**

南アジア地域エネルギー・パートナーシップ（South Asia Regional Energy partnership: SAREP）は、2001 年から 2022 年にかけて実施された、国際電力取引を通じて南アジア地域のエネルギーを統合するためのプログラム SARI/EI（South Asia Regional Initiative for Energy Integration）を継承するもので、USAID の支援により 2020 年に設立された。

SAREP は、政策立案者、規制当局、電力会社、民間セクター、投資家、シンクタンク等と協力し、地域内の電力供給システムの変革を促進することを目指している。これに向けて 4 つの目標が掲げられており、そのうちの一つとして、多国間の電力取引と地域統合系統を可能にする地域電力市場を発展させることが挙げられている。

SAREP が同分野で今後検討するであろう支援プログラムは、本調査で検討してきた、今後日本からの支援が期待出来る支援内容と共通する部分が多いと考えられる。ただし現状は、SAREP の前身であり 2022 年に活動終了した SARI/EI から SAREP への移行期にあるため、地域電力市場の発展に向けて SAREP で今後どのような取り組みが行われる予定であるのかにつき、詳細な方針はまだ決まっていない模様であった。そのため、まずは SAREP とのコミュニケーションを維持し、双方の進捗を共有した上で、連携の可能性がある分野を特定していくことが望まれる。

(2)　**SASEC**

South Asia Subregional Economic Cooperation（SASEC）は、2001 年にアジア開発銀行（ADB）によって設立されたプロジェクトベースのパートナーシップで、BBIN 諸国にモルディブ、ミャンマー、スリランカを加えた 7 ヶ国から構成される南アジア地域の繁栄を促進し、経済機会を改善し、人々のより良い生活の質を構築することを目的としている。

SASEC にはエネルギー作業部会があり、同地域のエネルギーインフラの開発と統合のためのプロジェクトに取り組んでいる。2016 年から 2025 年にかけて、SASEC のエネルギー部門は、1)

エネルギー貿易インフラの改善、2) 南アジアの地域電力市場の開発、3) 低炭素型代替エネルギーの開発、省エネルギー対策、3 つを優先分野と位置づけ、重点的に支援を行っている。

SASEC は既に長期に亘って協力事業を実施してきており、地域の各国、特に地域の最重要国であるインドの意志決定プロセスについても知見を有している。本調査中に調査団が聞き取りを行った、ADB インド事務所の担当者からも、BBIN 地域内の国際電力取引を促進することは、経済的な意味があることに同意しつつも、各国内での意思決定プロセスが異なっていて統一性がなく、4 ヶ国間での利害関係を調整することは容易でないとのコメントがあった。それゆえ、JICA との連携を深めることについて、各国を説得するためのエビデンスを構築するという観点から前向きな反応を得られた。

SASEC では年に 1～2 回、エネルギー取引に関するワーキンググループ会合が開催されており、こうした会合に JICA 等日本からの協力担当者もオブザーバー参加し、国際連系線プロジェクト等に関する BBIN 諸国の合意形成を図る場として活用するのも有用であると考えられる。

(3) **BIMSTEC**

BIMSTEC は、ベンガル湾周辺の加盟国によるセクターベースでの地域経済協力の枠組みで、1997 年に設立された。BBIN の 4 ヶ国の他、タイ、スリランカ、ミャンマーが加盟している。

本調査での検討事項に関連した活動としては、2018 年に BIMSTEC 諸国間の送電相互接続促進のための覚書が合意され、2019 年に発効している。この覚書は、BIMSTEC 地域における合理的かつ最適な電力供給を実現することを目的として、国際連系を通じた電力取引に関する広範な協力枠組みを提供するものである。

SASEC と同様、BIMSTEC も ADB の支援により設立された協力枠組みで、ADB インド事務所担当者によると、2023 年末までに BIMSTEC 加盟国間の合意の元、域内での国際電力取引に関するマスタープランを発表する予定とのことである。マスタープランの詳細についてはまだ公表されていないが、2023 年中に徐々に明らかになると考えられるため、当基本計画の進捗状況についてモニタリング及び ADB とのコミュニケーションを続け、JICA 及び日本からの協力プログラムとどのような連携を図ることができるか、同関係者と随時意見交換を行うことが望まれる。

8.3.2　国際開発機関との連携

国際連系及び電力取引の推進に向けては、当該分野で積極的に活動を行っており実績を有する国際開発機関との関係を維持・強化し、進捗状況や教訓を共有することが重要な鍵となる。特に、送電線の建設基準や系統利用ルール作り等、技術的な事項の整備に向けて、様々な国際機関が協力プログラムを提供しているが、国際連系線を通じて地域大での電力系統の統合を進めていく上で、これらの技術基準やルールについて、各国間での整合・調和を図りつつ整備していくことが求められる。

上述した SASEC 及び BIMSTEC、SAREP 等の地域協力枠組みの設立及び運営に関する支援を行ってきた経験を有する ADB や USAID は、こうした国際連系及び電力取引の促進に資する基準やルール作りに掛かる多国間での調整に掛かる経験を有していることから、今後の日本からの支

援策について検討する上で、これらの機関とは引き続き緊密に連携を図り、知見の共有を得ることが求められる。

この他、Millennium Challenge Corporation（MCC）は、ネパールに対して送電線整備に向けた無償支援プログラムを実施しており、同プログラムによって建設を予定している送電線の中にはインドとの国際連系線（ネパール国内分のみ）も含まれていることから、今後ネパールからインドを通じてバングラデシュへの電力輸出促進に向けて送電線を整備していく上で、同プログラムでの計画との整合も必要となる。

ここではこの 3 つの機関につき、それぞれの主な活動内容をレビューした上で、日本（JICA）との間でどのように連携を図っていくべきか、考察した。

(1) ADB

ADB は 20 年以上にわたって、南アジア地域における地域大での系統連系および電力取引の促進に取り組んでおり、また地域大での協力枠組みである SASEC 及び BIMSTEC の設立及び運営に対する支援も実施してきている。先に述べた通り、現在 BIMSTEC では、域内での国際電力取引に関するマスタープランの策定を行っており、ADB の取り組みによる成果の一つと位置づけることができる。

本調査での現地訪問中に、バングラデシュ、インド、ネパール各国の ADB 事務所を訪問して意見交換を行ったが、各事務所の担当者とも基本的に、南アジア地域での国際連系及び国際電力取引促進に向けた JICA との協調に前向きな反応を示していた。過去にも様々な地域や国で JICA と ADB による協調融資が行われた実績もあり、本調査で検討してきた、今後日本からの支援が期待出来るプロジェクトにおいても、ADB との連携ができると考えられる。

(2) USAID

USAID も上記の通り、SARI/EI や SAREP を通じて南アジア諸国の国際電力取引促進に関する支援を行っている。USAID による支援は技術協力に特化しており、最近では、国際的な電力市場取引の促進を当面の優先事項と位置づけて、電力市場取引に関する能力強化プログラム等を実施している。

5.1.3 で述べた通り、本調査での検討事項と、USAID が実施中の支援プログラムとは親和性は高いものの、地域大での電力市場取引の形成は長期的に取り組むべき課題と位置づけており、重複性は低い。そのため、USAID と共同で同一のプロジェクトを実施するというよりはむしろ、それぞれの支援プログラムの間でシナジーを図るべく、適宜情報共有及び意見交換を行う協力相手と位置づけられる。

(3) MCC

Millennium Challenge Corporation（MCC）は、世界の貧困対策をリードするために 2004 年に米国議会によって設立された米国の独立した対外援助機関である。MCC は、2017 年 9 月よりネパールに対して、より大きなプログラムの一環として、電気の供給力と信頼性の向上、ネパールとインド間の国際間電力取引の円滑化に協力している。本プログラムは 2022 年 2 月に両政府に

より批准され、MCC はネパールにおいて順調な進捗をみせている。2022 年末には、変電所 10 カ所のうち 5 カ所の建設に着手した。この 10 カ所の変電所がつなぐ送電線は、完成すれば全長 380km となる。この送電線は、ネパールにとってインドとつながる 2 本目の国際間送電線となる。同時に、MCC プログラムでは、ネパール政府に対して、能力開発やエネルギー取引等に関する規制の策定などの技術支援も行っている。この技術支援により、将来の多国間エネルギー取引の基盤が構築され、将来的に JICA がこのような能力開発を行う必要性が低くなる。また、MCC は、プログラム期間終了後も持続的な事業運営を行うために、経済分析を行い、障壁を明らかにする予定である。ここで重要なのは、本プログラムは 5 年間という期間が設定されており、5 年後の状況に関わらず、プログラムは終了するということである。MCC プログラムによる残作業や建設された建造物は、2027 年以降、ネパール政府に引き継がれることになる。MCC の分析や、建設・調達における経験は、JICA プロジェクトの可能性に貴重な示唆を与えてくれるであろう。そのため、MCC とのコミュニケーションを密にすることが重要である。

8.3.3　多国間・二国間対話を促進するためのインセンティブの特定・創設の提案

前述のように、南アジア地域の国々の間で越境的エネルギー取引を可能にする環境を構築するために、様々な多国間イニシアチブや枠組みが試みられてきたが、まだ目標を実現したものはない。BBIN 諸国には、ネパールーインド、バングラデシューインドなど二国間エネルギー取引はあるが、多国間エネルギー取引はない。様々な障害がある中で、最大の障害の一つは、多国間の越境的エネルギー取引から各国が得る利益の格差である。特にインドはその地理的位置から、BBIN 地域系統統合を実現する上で重要な役割を担っている。インドはあらゆる貿易の要であり、4 つの経済圏の規模や発展段階が大きく異なるため、当然ながら BBIN 地域グリッド統合の主役を担っている。したがって、以下の提案は、全体的な提言としては BBIN の各国に何らかの利益をもたらすべきということであるが、インドに対するインセンティブをいかに生み出すかということに特に重点を置いている。

(1)　民間主導の越境送電事業

民間企業がエネルギー取引や送電線の建設・保守にビジネスチャンスを見出せば、各国政府を動かす強い原動力となるはずである。民間部門にインセンティブを与える一つのアイデアとして、国境を越えた送電線を設置する際に取引マージンを受け取ることができるようにすることがある。

また、民間企業の参入は、各国政府がインフラの建設や保守に必要な財政負担を軽減することにもつながり、更に各国間の費用負担の議論が長期化するリスクも軽減される可能性もある。JICA コンサルタントチームの 2 回目のネパール出張で、コストの観点からの民間セクターの関与の可能性について Nepal Energy Authority（NEA）内で非常に活発な議論が続いていることが把握できた。JICA は、送電線に投資する地場民間企業への直接融資を検討してもよいだろう。

(2) BBIN 諸国の中のインドにおけるエネルギー貯蔵の重要性と可能性の重視

インドでは、エネルギーミックスに占める再生可能エネルギーの比率が高まるにつれ、季節や時間帯による発電能力の変動が大きくなっている。これは、インドが再生可能エネルギーの発電を太陽光発電に大きく依存しているためである。インドが太陽光発電容量を増やすほど、過剰な発電量を吸収して変動を管理することが重要になる。

インド国内では今後、太陽光発電の導入増大に対応した方策として、揚水発電や蓄電池等のエネルギー貯蔵に対するニーズが高まることが予想されるが、再生可能エネルギーの開発ポテンシャルが限られているバングラデシュとの電力取引を拡大することにより、エネルギー貯蔵設備の形成よりも低コストにて、インド国内の余剰太陽光発電を吸収する効果が見込まれるとともに、バングラデシュ国内の脱炭素化にも貢献することが期待される。

(3) 2023 年ニューデリー開催の第 18 回 G20 サミットおよび OSOWOG イニシアチブでの再生可能エネルギーにおけるインドのリーダーシップの推進

インドは、2023 年 9 月にニューデリーで第 18 回 G20 サミットを開催するが、同国は再生可能エネルギーにおけるリーダーシップを発揮することに意欲的である。インドは、2030 年目標である非化石燃料による発電比率 40%を前倒しで達成しており、再生可能エネルギーの世界での地位をさらにアピールしていきたい考えである。水力発電を中心とした越境送電をインドが中心となって確立することで、再生可能エネルギーにおけるインドのリーダーシップを強化・発揮することができる。ニューデリーで開催される第 18 回 G20 サミットまでに合意に達することができれば理想的である。

一方で、インドは、東南アジアと欧州をインド経由の越境送電線で結ぶことを目指す One Sun One World One Grid（OSOWOG）構想を進めている。インドが国際社会で越境送電線のリーダーになることを長期目標とすることにより、まずは BBIN 諸国からなる送電網を作ることを OSOWOG の始まりと位置づけることでインドを説得することが可能かもしれない。

第 9 章　日本が果たす役割と JICA の協力に向けた提言

9.1　優先支援案件の提言

本調査において、バングラデシュへの電力輸出候補地点としてブータンでは Dorjilung 地点（1,125MW）、ネパールでは Sunkoshi 2, 3 地点（2 地点合計で 1,636MW）を提案している。

しかしながら、ネパールにおける調査の結果、Sunkoshi 2 地点については、社会環境面の対応コストが非常に大きく、開発が難しいことが判明した。一方で、ネパール側から Sunkoshi 2 地点の代替として、近隣の Khimti Siwalaya 地点（800～1,000MW）をバングラデシュへの電力輸出候補地点としてはどうかという提案がされた。

9.1.1　電源開発

(1)　ブータン

ブータンにおいて開発が完了・建設中の大規模水力プロジェクトを以下に示す。

表 9-1　ブータンにおける大規模水力プロジェクト

Status	Name of Project	Capacity (MW)	Implementation Method	Financing Modality	Financing
Operating	Tala	1,020	SPA	G-G	GoI (Grant: 60%, Loan: 40%)
	Mangdechhu	720	SPA	G-G	GoI (Grant: 30%, Loan:70%)
Under construction	Punatsangchhu I	1,200	SPA	G-G	GoI (Grant: 40%, Loan: 60%)
	Punatsangchhu II	1,020	SPA	G-G	GoI (Grant: 30%, Loan:70%)
	Kholongchhu	600	SPC	(J/V) DGPC: 50%, SJVN, India: 50%	GoI provided DGPC with grant for the part of equity.

注：G-G モデルにおいては、ブータン政府とインド政府間の合意に基づき、Special Purpose Authority（SPA）を設立して建設を実施し、Tala は、運転開始後に設備は DGPC に移管された。債務返済は RGoB/DGPC が責任を持つ。ただし、債務の返済は運転開始まで免除されており、発電による対価で支払うことが可能である。

（出典：JICA 調査団）

ブータンにおいてこれまで開発されてきた大規模水力プロジェクト（建設中を含む）は、すべてインド政府が資金を提供し、余剰電力をインドに送電することを目的に建設されてきている。一方、Dorjilung 地点については、バングラデシュ、ブータン、インドの 3 国政府間で開発の合意がされているが、発生電力の配分方法や資金の調達方法などは未決定である。このため、Dorjilung 地点の開発を進めるためには、発生電力の配分方法、資金の調達方法、開発主体などの細部の条件を詰めて、3 国間の合意形成を図ることが不可欠である。

(2) ネパール

ネパールにおいて建設中の大規模水力プロジェクトを以下に示す。

表 9-2　ネパールにおける大規模水力プロジェクト

Name of Project	Capacity (MW)	Implementation Entity	Financing Modality	Financing	Conditions
Upper Karnali	900	GUKHL (GMR)	BOOT (25 years)	ADB, AIIB, NIBL etc,	Free electricity to Nepal: 12% Electricity to Bangladesh: 56% Electricity to India: 32% Free Equity to GoN: 27%
Arun 3	900	SAPDC (SJVN)	BOOT (25 years)	A group of seven banks from India and Nepal GoI (transmission line)	Free electricity to Nepal: 21.8% Electricity to India: 78.2%

（出典：JICA 調査団）

上記の両地点とも、ネパール政府が開発権の国際入札を実施し、応札者が提示した条件（ネパール国への Free electricity の量など）を総合的に比較評価して落札者を決定している。Upper Karnali 地点の場合では、14 の応札者（インド以外の国も含む）の中からインドの民間企業である GMR が選ばれている。

Sunkoshi 2, 3 地点については、現時点ではネパール政府が開発権を保持しており、バングラデシュとネパールの政府高官レベルの協議において、共同で開発することで合意している。両地点とも、PPP による開発を目指して開発者の募集を実施したが、現時点でも開発者の選定に至っておらず、プロジェクトの開発に向けた動きは停滞している。

ネパール政府から提案された Khimti Siwalaya 地点も同様に、ネパール政府が開発権を保持している地点である。Sunkoshi 2, 3 地点及び Khimti Siwalaya 地点は、現在、ネパール政府が実行可能性調査を実施中である。これらの地点を、バングラデシュへの電力輸出候補地点として開発を進めるためには、ネパール政府が現在実施中の実行可能性調査の結果を電力輸出候補地点という観点からレビューすることが必要である。

(3) 揚水式水力

インドの CEA が 2022 年 9 月に公表した「National Electricity Plan (Draft)」によると、2022 年 3 月末で 54.0GW の設備量である太陽光を 2032 年 3 月末には 333.5GW に増加させる計画になっている。太陽光による発電は、昼間の数時間のみであり、24 時間の電力需要に電力供給を実施することを考慮すると、太陽光大量導入時には電力貯蔵設備が必要になってくる。

「National Electricity Plan (Draft)」においても、電力貯蔵設備の設置を考慮しており、2032 年 3 月末の設備量は 70.4GW（揚水式水力 18.8GW、蓄電池 51.6GW）を見込んでいる。電力貯蔵設備のうち、揚水式水力の経済性は各地点の地形条件に大きく左右される。揚水式水力と蓄電池は、電力貯蔵設備の機能としてはそれほど大きな差があるわけではないので、揚水式水力の適地（経済的に優位な地点）があれば、揚水式水力の適地を優先的に開発していくことが効率的である。

インド国内でも揚水式水力の適地は存在すると想定されるが、ブータンやネパールも含めて適地を探すことにより、より経済性が高い揚水式水力の開発が可能となる。ブータン又はネパール（以下、立地国）においてインド向けに揚水式水力を開発する場合には、国際的な電力取引となるため、以下のような条件整備が必要である。なお、いずれのケースにおいても、揚水式水力の長所の一つである周波数調整機能や予備力としての機能に対して対価が支払われる仕組みが構築されていると、揚水式水力開発の価値が上がることが期待される。

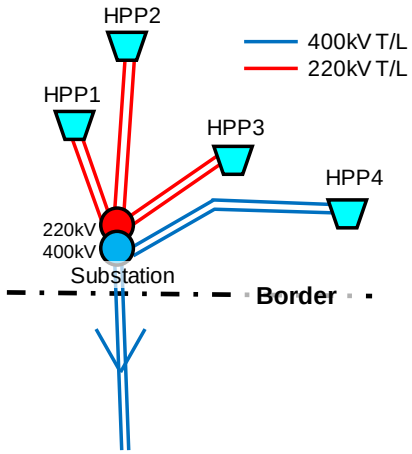
表 9-3　ブータンやネパールにおける揚水式水力開発

ケース	課題、条件
Case 1 インドの事業者が立地国において開発、運転を実施	・ インドの事業者が IEX への参加資格を取得する必要がある。 ・ インドの事業者と立地国との間で Royalty 契約の締結が必要（立地国においては、Royalty 収入が期待できる。） ・ インドの状況によって、収益性が大幅に変動するが、リスクはインドの事業者が負う。 ・ 立地国において、揚水式水力の開発、運転に関するノウハウの蓄積ができない。
Case 2 インドの事業者が立地国に対し開発、運転を委託	・ インドの事業者が IEX への参加資格を取得する必要がある。 ・ インドの事業者が立地国に対して、運転委託の対価として固定費（必要経費分）を支払い、自由に運転の指示を出せる権利を得る。 ・ インドの状況によって、収益性が大幅に変動するが、リスクはインドの事業者が負う。 ・ 立地国において、揚水式水力の開発、運転に関するノウハウの蓄積が可能。
Case 3 立地国が開発、運転を実施	・ 立地国が IEX への参加資格を取得する必要がある。 ・ インドの状況によって、収益性が大幅に変動し、そのリスクは立地国が負うことになる。 ・ 周波数調整力市場や容量市場が完成していることが望ましい。 ・ 立地国において、揚水式水力の開発、運転、市場取引に関するノウハウの蓄積が可能。

（出典：JICA 調査団）

9.1.2　送電線、国際連系線

発電所建設に関連する送電線のうち、至近の変電所までの送電線は、基本的には発電所の付属設備と考えられ、発電所の建設事業体が工事資金を負担する。一方、至近の変電所から先の需要地までの送電線は、既設送電線に空き容量があれば、空き容量を活用して送電することになるが、空き容量がない場合には、新規に送電線を建設する必要が生じる。この送電線は必ずしも専用線ではなく、系統の一部となり、他の発電所の送電用にも使用可能と考えられる。具体的なイメージを以下に示す。



Component	Beneficiaries	HPP1	HPP2	HPP3	HPP4
220kV switchyard from HPP1	HPP1	XX			
220kV switchyard from HPP2	HPP2		XX		
220kV switchyard from HPP3	HPP3			XX	
Transformers and Reactors	220kV HPPs (HPP1, 2, 3)	XX	XX	XX	
400kV switchyard transformer bay	220kV HPPs (HPP1, 2, 3)	XX	XX	XX	
400kV switchyard from HPP4	HPP4				XX
400kV transmission line	All HPPs	XX	XX	XX	XX
Other hardware costs	All HPPs	XX	XX	XX	XX
(1) Base costs subtotal		**XXX**	**XXX**	**XXX**	**XXX**
Contingencies	All HPPs	XX	XX	XX	XX
(2) Hardware costs subtotal		**XXX**	**XXX**	**XXX**	**XXX**
Financing costs	All HPPs	XX	XX	XX	XX
(3) Total CAPEX		**XXX**	**XXX**	**XXX**	**XXX**

Allocation driver: Contract capacity of 3 HPPS

Allocation driver: Contract capacity of 4 HPPS

Allocation driver: Percentage of subtotal (1)

Allocation driver: Percentage of subtotal (2)

（出典：JICA 調査団）

図 9-1　Example of cost sharing of interconnection system used by multiple IPPs

この図は発電所の建設が同時期に実施された場合を示しており、費用負担に関する考え方は各発電所の受益割合に応じて負担するので、負担額も低く抑えられる。しかしながら、実際には、同時期に実施されることは少なく、最初に国際電力融通を実施しようとする発電所の事業者が国際連系線の事業費負担を求められる可能性が高い。このような場合には、将来的に負担額の一部を他の事業者から回収することが可能と考えられるが、建設実施時に資金調達面で過分の負担を強いられることになり、国際連系線ができるまで建設を延期するという意思決定をする可能性が出てくる。

活発な国際融通を促すためには、国際連系線は、系統の共有部分であると考え、特定の事業者に費用負担を強いるのではなく、一般負担として、託送料金に上乗せし、広く関係者全員から回収する方法を採用することも一つの策と考えられる。

(1) **Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電**

(a) インドの系統を利用する場合

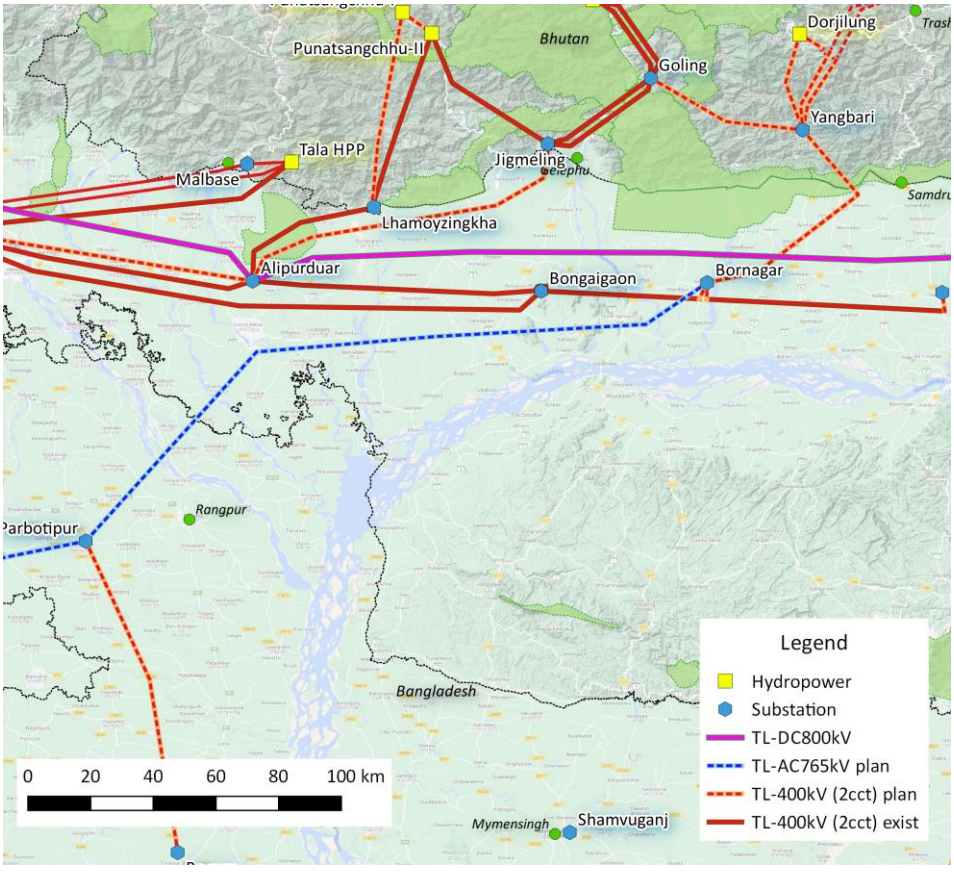
1) 送電ルート

Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電を実現するためには、以下のコンポーネントの建設が必要である。なお、インドとバングラデシュ間は交流で連系することにしている。

表 9-4　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）

	Component	仕様	Remarks
1	Dorjilung - Yangbari	400kV TL 約 40km	Dorjilung 地点の専用送電線
2	Yangbari PS	Pooling station	専用設備ではないが、Dorjilung 地点建設時に必要となる。将来的には 2 回線送電線 10 ルートが接続される予定である。
3	Yangbari - Bornagar	400kV TL 約 100km	ブータンーインド間の国際連系線
4	Bornagar SS	400/765kV 変圧器	昇圧のための変圧器が必要
5	Bornagar - Parbotipur	765kV TL 約 280km	インドーバングラデシュ間の国際連系線 インドが支援を表明している。
6	Parbotipur SS	765/400kV 変圧器	降圧のための変圧器が必要

（出典：JICA 調査団）



（出典：JICA 調査団）

図 9-2　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）

なお、送電線は、発電所から負荷となる変電所まで送電することが可能であるが、発生電力の一部を別の負荷に送るためには、発電所から負荷となる変電所まで別途送電線を敷設する必要があり、多くの送電線の敷設が必要になってくる。この点を回避するため、様々な発電所から様々な負荷に送電をする場合には、電力を一旦集約し、分配する Pooling station が必要になってくる。このように Pooling station は電力の集約、分配を実施するために必要な設備であり、2 か所以上の発電所からの電力を一旦集約し、2 か所以上の負荷に分配する役割を担っている。

2)　送電線建設コスト

以下の条件設定に基づき、送電設備の建設コストを算出する。（他のケースも同条件）

・　電圧、電線種類、回線数、導体数に応じて下表の km あたり単価を使用。

表 9-5　送電線建設コスト算定用単価

Voltage [kV]	Config.	Type of conductor	Ckt	Unit Cost at Plain Land [mUSD/km]	Unit Cost at Mountain Land [mUSD/km]
765	Hexa	Zebra	D/C	1.65	-
400	Twin	Moose	D/C	0.53	0.66
400	Quad	Moose	D/C	0.70	0.88

（出典：JICA調査団およびNational Transmission Grid Master Plan (NTGMP) of Bhutan-2018）

・　当該水力発電所だけであれば、400kV Twin Moose でも送電可能であるが、当該水力発電所以外の発電電力も送電することを考慮して、400kV Quad Moose とする。

・　当該の水力発電プロジェクト運転開始以前に建設されている送電線について、水力プロジェクトによる新たな建設費用は発生しないが、新たに同規模の送電線を建設する場合のコストに、増加する潮流の回線容量に対する割合を当該送電線の負担率として乗じ、これを当該水力プロジェクトの送電線建設コストに加算。

・　中間の変電設備については水力発電プロジェクトによる追加コストなしとする。

・　Parbotipur 周辺は大きな需要がないため、送電コストの計算においては、比較的大きな需要がある Bogura まで送電するコストを計算する。

表 9-6　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電線建設コスト（インド系統利用）

Line or SS	Voltage [kV]	Config., conductor	Ckt	Length [km]	Plain Land [km]	Mountain Land [km]	Allocation Ratio	Cost [mUSD]
Dorjilung - Yangbari	400	Twin Moose	D/C	40		40	-	26
Yangbari - Bornagar	400	Quad Moose	D/C	100	70	30	-	76
Bornagar SS	765/400							
Bornagar - Parbotipur	765	Hexa Zebra	D/C	280	280		0.21	98
Parbotipur SS	765/400							
Parbotipur - Bogura	400	Quad Moose	D/C	130	130		0.54	49
Total				550				249

（出典：JICA調査団）

3)　送電損失

以下の条件で、送電損失を計算する。（基本的な計算条件は他のケースも同様）

- Dorjilung の定格出力は 1,125 MW、年間利用率は 50 %、発電電力は全てバングラデシュ（Bogura）に送電する。
- 電源線以外の送電線の潮流は不明なため、当該水力発電所の発電電力のみの潮流により計算する。
- 変電設備（変圧器）の損失は、送電線の損失と比較し非常に小さいため無視する。
- 力率は 95%とする。
- 線路定数は、下表の通りとする。

表 9-7　線路定数 [per unit/km/circuit, at 100 MVA base]

Voltage [kV]	Config.	Type of conductor	Ckt	R	X	B
765	Hexa	ACSR Zebra	D/C	2.096E-06	4.360E-05	2.660E-02
400	Twin	ACSR Moose	D/C	1.800E-05	1.923E-04	6.020E-03
400	Quad	ACSR Moose	D/C	9.177E-06	1.582E-04	7.330E-03

（出典：CEA, Manual on Transmission Planning Criteria, Jan. 2013）

- 年間送電損失電力量 [MWh]は、下式[44]により算出する。

  年間送電損失電力量 [MWh] = 送電損失 [MW] ×8,760 h×損失係数 p

  損失係数 $p = \alpha \times f + (1 - \alpha) \times f^2 = 0.325$

  f（年間利用率）= 50 %

  α は利用率により異なるとされているが概ね 0.3 程度 = 0.3

上記条件により計算した Dorjilung～Bogura までの送電損失を下表に示す。1,125 MW（1,184 MVA）を送電した場合、送電損失は 24.0 MW（損失率 2.0 %）となる。年間利用率が 50 %の場合、年間送電損失電力量は 68.2 GWh（損失率 1.3 %）となる。

表 9-8 送電損失（Dorjilung - Bogura、インドの系統を利用する場合）

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	P [pu]	Loss [MW]	Loss [GWh]
Dorjilung - Yangbari	400	Twin Moose	2	40	0.00036	11.84	5.0	14.4
Yangbari - Bornagar	400	Quad Moose	2	100	0.00046	11.84	6.4	18.3
Bornagar SS	765/400							
Bornagar - Parbotipur	765	Hexa Zebra	2	280	0.00029	11.84	4.1	11.7
Parbotipur SS	765/400							
Parbotipur - Bogura	400	Quad Moose	2	130	0.00060	11.84	8.4	23.8
Total				550			24.0	68.2
Loss rate							2.0%	1.3%

（出典：JICA調査団）

4)　送電コスト

以下の条件で、送電コストを計算する。（基本的な計算条件は他のケースも同様）

[44] This equation was developed by F.H. Buller and C.A. Woodrow in 1928

・　送電線建設時の金利率 10%、耐用年数 30 年、毎年の O&M コストは建設工事費の 1%とする。（平均の年経費は建設工事費の 11.61%）
・　水力発電所の年間利用率は 50%とする。
・　水力発電所の送電端における発電原価は USC 5.0/kWh とする。

受電端における発電原価は USC 5.67/kWh（+USC 0.67/kWh）となる。

(USD 0.05/kWh x 1.125GW x 50% x 8760hr + 249 x 11.61%)/(1.125GW x 50% x 8760hr - 68.2)
= USD 0.0567/kWh = USC 5.67/kWh

5)　送変電設備の建設、運営主体と資金ソース

Dorjilung 地点について、インドの系統を利用してバングラデシュに送電する場合における送変電設備の建設、運営主体と資金ソース案を以下に示す。

表 9-9　Dorjilung 地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案
（インドの系統を利用する場合）

	Component	仕様	建設、運営主体	資金ソース
1	Dorjilung - Yangbari	400kV TL 約 40km	BPC	発電事業者
2	Yangbari PS	Pooling station	BPC	BPC（円借款）
3	Yangbari - Bornagar ブータン区間	400kV TL 約 100km	BPC	発電事業者
	Yangbari - Bornagar インド区間		PGCIL	発電事業者
4	Bornagar SS	400/765kV 変圧器	PGCIL	インド政府
5	Bornagar - Parbotipur インド区間	765kV TL 約 280km	PGCIL	インド政府
	Bornagar - Parbotipur バングラデシュ区間		SPV	インド政府
6	Parbotipur SS	765/400kV 変圧器	PGCB	PGCB

（出典：JICA 調査団）

(b)　専用線を建設する場合

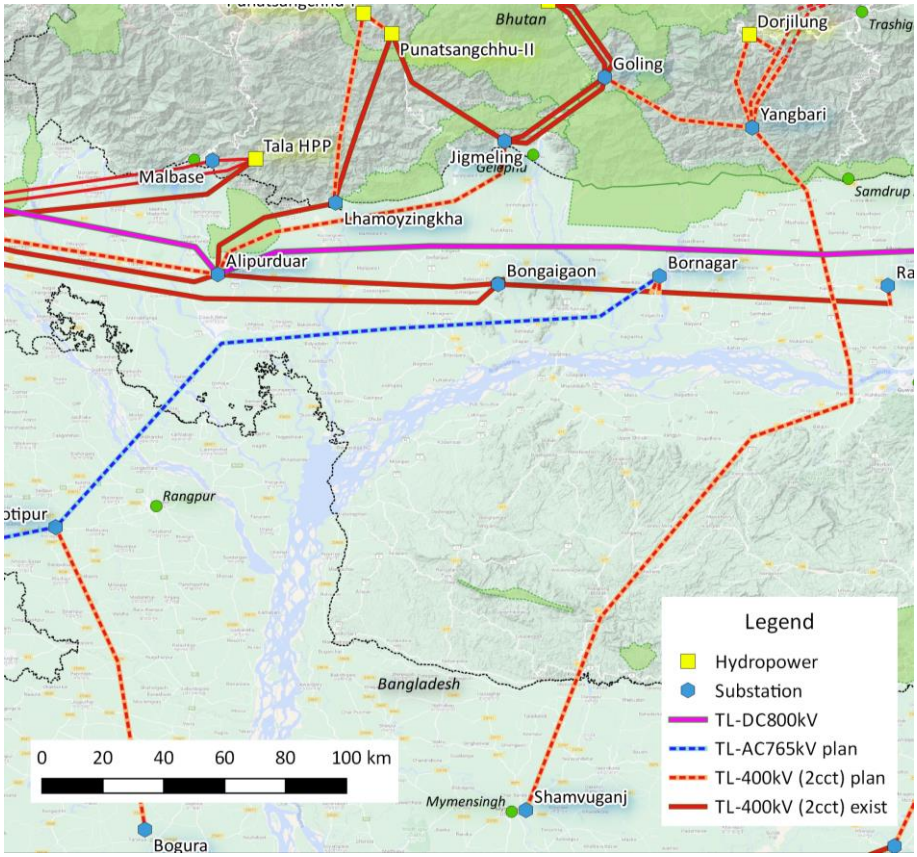
1)　送電ルート

Dorjilung 地点からバングラデシュへ専用線で送電を実現するためには、以下のコンポーネントの建設が必要である。

表 9-10　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（専用線を建設する場合）

	Component	仕様	Remarks
1	Dorjilung - Yangbari	400kV TL 約 40km	Dorjilung 地点の専用送電線
2	Yangbari PS	Pooling station	完全な専用線であれば不要
3	Yangbari - Shamvuganj	400kV TL 約 360km	ブータンーバングラデシュ間の国際連系線

（出典：JICA 調査団）



（出典：JICA 調査団）

図 9-3　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電（専用線を建設する場合）

2)　送電線建設コスト

専用線建設時の建設コストは以下の通りである。

表 9-11　Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電線建設コスト（専用線建設）

Line or SS	Voltage [kV]	Config., conductor	Ckt	Length [km]	Plain Land [km]	Mountain Land [km]	Allocation Ratio	Cost [mUSD]
Dorjilung - Yangbari	400	Twin Moose	D/C	40		40	-	26
Yangbari - Shamvuganj	400	Quad Moose	D/C	360	330	30	-	259
Total				400				285

（出典：JICA調査団）

3)　送電損失

以下の条件で、送電損失を計算する。

- Dorjilung の定格出力は 1,125 MW、年間利用率は 50%、発電電力は全てバングラデシュ（Shamvuganj）に送電する。
- 線路定数など、その他の条件は、「(1) Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電、(a) インドの系統を利用する場合」と同じである。

上記条件により計算した Dorjilung～Shamvuganj までの送電損失を下表に示す。1,125 MW を送電した場合、送電損失は 28.2 MW（損失率 2.4 %）となる。年間利用率が 50%の場合、年間送電損失電力量は 80.3 GWh（損失率 1.5 %）となる。

表 9-12　送電損失（Dorjilung～バングラデシュ、専用線を建設する場合）

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	P [pu]	Loss [MW]	Loss [GWh]
Dorjilung - Yangbari	400	Twin Moose	2	40	0.00036	11.84	5.0	14.4
Yangbari - Shamvuganj	400	Quad Moose	2	360	0.00165	11.84	23.2	66.0
Total				400			28.2	80.3
Loss rate							2.4%	1.5%

（出典：JICA調査団）

4)　長距離送電における課題

Dorjilung～Shamvuganj まで、400 kV 送電線による 400 km の長距離送電となるため、実現可能性を超概略検討する。

Dorjilung～Shamvuganj の 1cct 送電時の線路定数を下表に示す。

表 9-13　線路定数（Dorjilung～Shamvuganj：1cct）　[per unit, at 100 MVA base]

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
Dorjilung - Yangbari	400	Twin Moose	1	40	7.200E-04	0.00769	2.408E-01
Yangbari - Shamvuganj	400	Quad Moose	1	360	3.304E-03	0.05695	2.639E+00
Total				400	0.00402	0.06464	2.87960

（出典：CEA, Manual on Transmission Planning Criteria, Jan. 2013よりJICA調査団が算出）

送電可能電力（超概算）は、下式により算出される。

$P = (Vs * Vr / X) \times \sin\delta$

Vs：送電端電圧（今回は 1.0 pu とする）

Vr：受電端電圧（今回は 1.0 pu とする）

X：送電線インピーダンス

δ：位相差

1cct 送電時の最大送電電力（超概算）は、$\sin\delta = 1.0$ のとき、1,547 MVA = 1,470 MW（力率：0.95）となるので、定格出力 1,125 MW を 1cct で送電可能であり、定態安定度面からは送電可能な見通しである。

Dorjilung～Shamvuganj の 2cct 送電時の線路定数を下表に示す。

表 9-14　線路定数（Dorjilung～Shamvuganj：2cct）　[per unit, at 100 MVA base]

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
Dorjilung - Yangbari	400	Twin Moose	2	40	3.600E-04	0.00385	4.816E-01
Yangbari - Shamvuganj	400	Quad Moose	2	360	1.652E-03	0.02848	5.278E+00
Total				400	0.00201	0.03232	5.75920

（出典：CEA, Manual on Transmission Planning Criteria, Jan. 2013よりJICA調査団が算出）

サージインピーダンス負荷 SIL（超概算）は、下式により算出される。

$SIL = \sqrt{(B / X)}$　ただし、送電端電圧：Vs = 受電端電圧：Vr = 1.0 pu とする。

2cct 送電時の SIL は、1,335 MVA = 1,268 MW（力率：0.95）となるので、定格出力 1,125 MW を電圧面からは送電可能な見通しである。

超概略検討において、定態安定度面および電圧面からは定格出力 1,125 MW を送電可能な見通しであるが、実際の設備形成においては、過渡安定度や 1cct 送電時の電圧などについて系統解析ソフトを用いて詳細に検討する必要がある。

5)　送電コスト

受電端における発電原価は USC 5.77/kWh（+USC 0.77/kWh）となる。

(USC 5.0/kWh x 1,125MW x 50% x 8760hr + 285 x 11.61%)/(1,125MW x 50% x 8760hr – 80.3)

= USC 5.77/kWh

6)　送変電設備の建設、運営主体と資金ソース

Dorjilung 地点について、専用線を建設してバングラデシュに送電する場合における送変電設備の建設、運営主体と資金ソース案を以下に示す。

表 9-15　Dorjilung 地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案
（専用線を建設する場合）

	Component	仕様	建設、運営主体	資金ソース
1	Dorjilung - Yangbari	400kV TL 約 40km	BPC	発電事業者
2	Yangbari PS	Pooling station	BPC	BPC（円借款）
3	Yangbari - Shamvuganj ブータン区間	400kV TL 約 360km	BPC	発電事業者
	Yangbari - Shamvuganj インド区間		PGCIL	発電事業者
	Yangbari - Shamvuganj バングラデシュ区間		PGCB	発電事業者

（出典：JICA 調査団）

(c)　両者の比較

Dorjilung 地点について、インドの系統を利用する場合と専用線を建設する場合の送電方法比較を以下に示す。

表 9-16　Dorjilung 地点の送電方法比較

	インドの系統を利用する場合		専用線を建設する場合	
送電コスト	USC 0.67/kWh	○ Good	USC 0.77/kWh 建設工事費が若干高く、ロスも若干多くなる。	△ Fair
接続点	Bogura (via Parbotipur) 主要需要地である Dhaka まで約 190km あり、Dhaka まで送電するためには、Jamuna 川の河川横断が必要	× Poor	Shamvuganj 主要需要地である Dhaka まで約 120km であり、大きな河川横断は不要	○ Good
周波数調整	インドの DSM 制度によるペナルティを回避するために、バングラデシュ国内の周波数調整機能の強化が必要	× Poor	完全な専用線であれば、水力が保有している迅速かつ幅広い周波数調整機能の直接供給が可能	○ Good
事故時の影響（発電所、送電線）	大きなインド系統に吸収されるため、バングラデシュ系統の周波数変動は小さいがインド系統に影響を与える。	△ Fair	1,000MW 以上の脱落により、バングラデシュ系統に大きな周波数変動が発生し、全系崩壊に至る可能性がある。	× Poor
インドとの関係	インドのルールに従うことを要求されるが、理解取得は比較的容易	○ Good	インド地内通過に伴う Royalty の支払いが必要。加えて、高度な政治的判断が求められる。	× Poor
融通量増加の余地	インドの了解取得が必要	△ Fair	送電容量の範囲内であれば、2 国間の協議で決定可能	○ Good

（出典：JICA 調査団）

(2) **Sunkoshi 3 地点及び Khimti Siwalaya 地点からバングラデシュへの送電**

(a) インドの系統を利用する場合

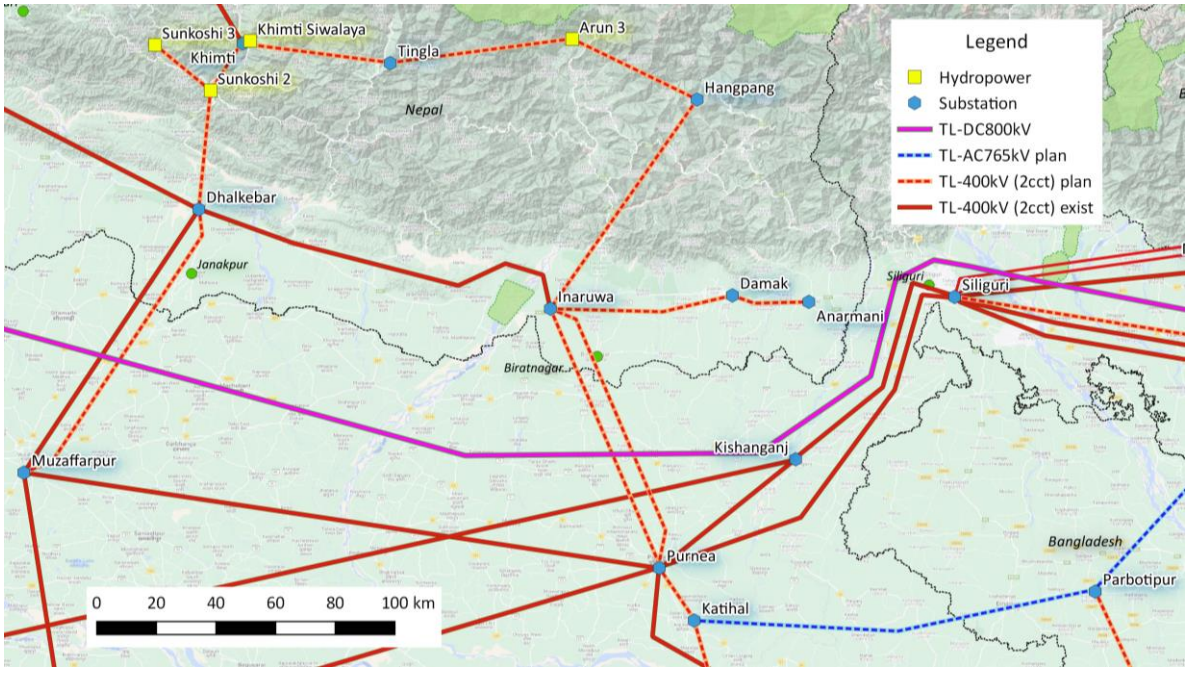
1) 送電ルート

Sunkoshi 3 地点及び Khimti Siwalaya 地点からバングラデシュへの送電を実現するためには、以下のコンポーネントの建設が必要である。なお、インドとバングラデシュ間は交流で連系することにしている。

表 9-17　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）

	Component	仕様	Remarks
1	Khimti Siwalaya - Khimti	400kV TL 約 10km	Khimti Siwalaya 地点の専用送電線
2	Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400kV TL 約 30km	Sunkoshi 3 地点の専用送電線
3	Khimti - Dhalkebar	400kV TL 約 70km	両水力地点の専用送電線とも考えられるが、将来の基幹系統の一部となる。
4	Dhalkebar - Inaruwa	400kV TL 約 160km	既設送電線があるが、送電が可能かどうかの検討が必要。
5	Inaruwa - Purnea	400kV TL 約 120km	ネパールーインド間の国際連系線
6	Purnea - Katihar	400kV TL 約 30km	
7	Katihar SS	400/765kV 変圧器	昇圧のための変圧器が必要
8	Katihar - Parbotipur	765kV TL 約 170km	インドーバングラデシュ間の国際連系線 インドが支援を表明している。
9	Parbotipur	765/400kV 変圧器	降圧のための変圧器が必要

（出典：JICA 調査団）



（出典：JICA 調査団）

図 9-4　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電（インドの系統を利用する場合）

2)　送電線建設コスト

ネパール水力地点からインドの系統を利用してバングラデシュへ送電する場合の送電線建設コストを以下に示す。なお、Dhalkebar – Inaruwa 間は既設送電線があるが、容量が不足するため、新規に送電線を追加することとした。

表 9-18　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電線建設コスト（インド系統利用）

Line or SS	Voltage [kV]	Config., conductor	Ckt	Length [km]	Plain Land [km]	Mountain Land [km]	Allocation Ratio	Cost [mUSD]
Khimti Siwalaya - Khimti	400	Twin Moose	D/C	10		10	-	7
Khimti - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	D/C	20		20	-	13
Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	D/C	30		30	-	20
Sunkoshi 2 - Dhalkebar	400	Twin Moose	D/C	50	45	5	-	27
Dhalkebar - Inaruwa	400	Twin Moose	D/C	160	160		-	84
Inaruwa - Purnea	400	Quad Moose	D/C	120	120		0.53	45
Purnea - Katihar	400	Twin Moose	D/C	30	30		-	16
Katihar SS	765/400							
Katihar - Parbotipur	765	Hexa Zebra	D/C	170	170		0.21	59
Parbotipur SS	765/400							
Parbotipur - Bogura	400	Quad Moose	D/C	130	130		0.53	49
Total				720				320

（出典：JICA調査団）

3)　送電損失

以下の条件で、送電損失を計算する。

- Sunkoshi 3 の定格出力は 600 MW、Khimti Siwalaya の定格出力は 800 MW、年間利用率は 50 %、発電電力の 20 %（Sunkoshi 3：120 MW、Khimti Siwalaya：160 MW）はネパールで消費し、残りの 80 %（Sunkoshi 3 : 480 MW、Khimti Siwalaya : 640 MW）をバングラデシュ（Bogura）に送電する。
- 線路定数など、その他の条件は、「(1) Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電、(a) インドの系統を利用する場合」と同じである。

上記条件により計算した Sunkoshi 3 および Khimti Siwalaya ～Bogura までの送電損失を下表に示す。Sunkoshi 3：600 MW および Khimti Siwalaya：800 MW を送電した場合、送電損失は 66.2 MW（損失率 5.6 %）となる。年間利用率が 50%の場合、年間送電損失電力量は 188.5 GWh（損失率 3.6 %）となる。

表 9-19　送電損失（ネパール水力地点～バングラデシュ、インドの系統を利用する場合）

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	P [pu]	Loss [MW]	Loss [GWh]
Khimti Siwalaya - Khimti	400	Twin Moose	2	10	0.00009	8.42	0.6	1.8
Khimti - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	2	20	0.00018	8.42	1.3	3.6
Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	2	30	0.00027	6.32	1.1	3.1
Sunkoshi 2 - Dhalkebar	400	Twin Moose	2	50	0.00045	14.74	9.8	27.8
Dhalkebar - Inaruwa	400	Twin Moose	2	160	0.00144	14.74	31.3	89.0
Inaruwa - Purnea	400	Quad Moose	2	120	0.00055	11.79	7.7	21.8
Purnea - Katihar	400	Twin Moose	2	30	0.00027	11.79	3.8	10.7
Katihar SS	765/400							
Katihar - Parbotipur	765	Hexa Zebra	2	170	0.00018	11.79	2.5	7.0
Parbotipur SS	765/400							
Parbotipur - Bogura	400	Quad Moose	2	130	0.00060	11.79	8.3	23.6
Total				720			66.2	188.5
Loss rate							5.6%	3.6%

（出典：JICA調査団）

4)　送電コスト

受電端における発電原価は USC 5.98/kWh（+USC 0.98/kWh）となる。

(USC 5.0/kWh x 1,120MW x 50% x 8760hr + 320 x 11.61%)/(1,120MW x 50% x 8760hr – 188.5)

= USC 5.98/kWh

5)　送変電設備の建設、運営主体と資金ソース

ネパール水力地点について、インドの系統を利用してバングラデシュに送電する場合における送変電設備の建設、運営主体と資金ソース案を以下に示す。

表 9-20　ネパール水力地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案
（インドの系統を利用する場合）

	Component	仕様	建設、運営主体	資金ソース
1	Khimti Siwalaya - Khimti	400kV TL 約 10km	発電事業者	発電事業者
2	Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400kV TL 約 30km	発電事業者	発電事業者
3	Khimti - Dhalkebar	400kV TL 約 70km	NEA	NEA
4	Dhalkebar - Inaruwa	400kV TL 約 160km	NEA	既設（新規送電線が必要な場合は NEA）
5	Inaruwa - Purnea	400kV TL 約 120km	JV (NEA, PGCIL)	NEA, PGCIL
6	Purnea - Katihar	400kV TL 約 30km	PGCIL	PGCIL
7	Katihar SS	400/765kV 変圧器	PGCIL	インド政府
8	Katihar - Parbotipur インド区間	765kV TL 約 170km	PGCIL	インド政府
	Katihar - Parbotipur バングラデシュ区間		SPV	インド政府
9	Parbotipur	765/400kV 変圧器	PGCB	PGCB

（出典：JICA 調査団）

(b)　インドの系統を経由しない場合

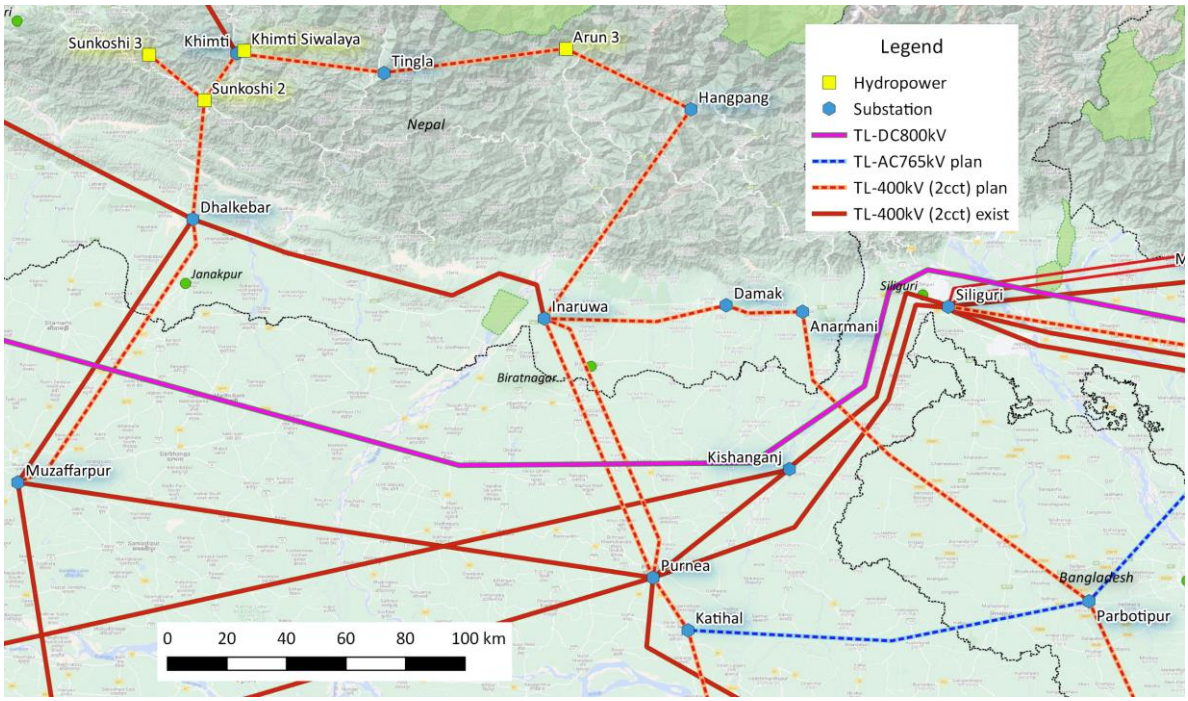
1)　送電ルート

Sunkoshi 3 地点及び Khimti Siwalaya 地点からインドの系統を経由しないでバングラデシュへの送電を実現するためには、以下のコンポーネントの建設が必要である。

表 9-21　ネパール水力地点からからバングラデシュへの送電（インドの系統を経由しない場合）

	Component	仕様	Remarks
1	Khimti Siwalaya - Khimti	400kV TL 約 10km	Khimti Siwalaya 地点の専用送電線
2	Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400kV TL 約 30km	Sunkoshi 3 地点の専用送電線
3	Khimti - Dhalkebar	400kV TL 約 70km	両水力地点の専用送電線とも考えられるが、将来の基幹系統の一部となる。
4	Dhalkebar - Inaruwa	400kV TL 約 160km	既設送電線があるが、送電が可能かどうかの検討が必要。
5	Inaruwa - Anarmani	400kV TL 約 110km	Anarmani 地区への電力供給用として建設する計画がある。
6	Anarmani - Parbotipur	400kV TL 約 180km	ネパールーバングラデシュ間の国際連系線

（出典：JICA 調査団）



（出典：JICA 調査団）

図 9-5　ネパール水力地点からからバングラデシュへの送電（インドの系統を経由しない場合）

2)　送電線建設コスト

ネパール水力地点からインドの系統を利用しないでバングラデシュへ送電する場合の送電線建設コストを以下に示す。

表 9-22　ネパール水力地点からバングラデシュへの送電送電線建設コスト（インドの系統を経由しない場合）

Line or SS	Voltage [kV]	Config., conductor	Ckt	Length [km]	Plain Land [km]	Mountain Land [km]	Allocation Ratio	Cost [mUSD]
Khimti Siwalaya - Khimti	400	Twin Moose	D/C	10		10	-	7
Khimti - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	D/C	20		20	-	13
Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	D/C	30		30	-	20
Sunkoshi 2 - Dhalkebar	400	Twin Moose	D/C	50	45	5	-	27
Dhalkebar - Inaruwa	400	Twin Moose	D/C	160	160		-	84
Inaruwa - Anarmani	400	Twin Moose	D/C	110	110		-	58
Anarmani - Parbotipur	400	Quad Moose	D/C	180	180		-	127
Parbotipur - Bogura	400	Quad Moose	D/C	130	130		0.53	49
Total				690				385

（出典：JICA調査団）

3)　送電損失

以下の条件で、送電損失を計算する。

- Sunkoshi 3 の定格出力は 600 MW、Khimti Siwalaya の定格出力は 800 MW、年間利用率は 50 %、発電電力の 20 %（Sunkoshi 3：120 MW、Khimti Siwalaya：160 MW）はネパールで消費し、残りの 80 %（Sunkoshi 3 : 480 MW、Khimti Siwalaya : 640 MW）をバングラデシュ（Bogura）に送電する。
- 線路定数など、その他の条件は、「(1) Dorjilung 地点からバングラデシュへの送電、(a) インドの系統を利用する場合」と同じである。

上記条件により計算した Sunkoshi 3 および Khimti Siwalaya ～Bogura までの送電損失を下表に示す。Sunkoshi 3 : 600 MW および Khimti Siwalaya : 800 MW を送電した場合、送電損失は 85.3 MW（損失率 7.2 %）となる。年間利用率が 50 %の場合、年間送電損失電力量は 242.9 GWh（損失率 4.7 %）となる。

表 9-23　送電損失（ネパール水力地点～バングラデシュ、インドの系統を経由しない場合）

	[kV]		[cct]	[km]	R [pu]	P [pu]	Loss [MW]	Loss [GWh]
Khimti Siwalaya - Khimti	400	Twin Moose	2	10	0.00009	8.42	0.6	1.8
Khimti - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	2	20	0.00018	8.42	1.3	3.6
Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400	Twin Moose	2	30	0.00027	6.32	1.1	3.1
Sunkoshi 2　- Dhalkebar	400	Twin Moose	2	50	0.00045	14.74	9.8	27.8
Dhalkebar - Inaruwa	400	Twin Moose	2	160	0.00144	14.74	31.3	89.0
Inaruwa - Anarmani	400	Twin Moose	2	110	0.00099	14.74	21.5	61.2
Anarmani - Parbotipur	400	Quad Moose	2	180	0.00083	11.79	11.5	32.7
Parbotipur - Bogura	400	Quad Moose	2	130	0.00060	11.79	8.3	23.6
Total				690			85.3	242.9
							7.2%	4.7%

（出典：JICA調査団）

4)　送電コスト

受電端における発電原価は USC 6.21/kWh（+USC 1.21/kWh）となる。

(USC 5.0/kWh x 1,120MW x 50% x 8760hr + 385 x 11.61%)/(1,120MW x 50% x 8760hr – 242.9)

= USC 6.21/kWh

5)　送変電設備の建設、運営主体と資金ソース

ネパール水力地点について、インドの系統を経由しないでバングラデシュに送電する場合における送変電設備の建設、運営主体と資金ソース案を以下に示す。

表 9-24　ネパール水力地点送電用設備の建設、運営主体と資金ソース案
（インドの系統を経由しない場合）

	Component	仕様	建設、運営主体	資金ソース
1	Khimti Siwalaya - Khimti	400kV TL 約 10km	発電事業者	発電事業者
2	Sunkoshi 3 - Sunkoshi 2	400kV TL 約 30km	発電事業者	発電事業者
3	Khimti - Dhalkebar	400kV TL 約 70km	NEA	NEA
4	Dhalkebar - Inaruwa	400kV TL 約 160km	NEA	既設（新規送電線が必要な場合は NEA）
5	Inaruwa - Anarmani	400kV TL 約 110km	NEA	NEA
6	Anarmani - Parbotipur	400kV TL 約 180km	JV (NEA, PGCIL, PGCB)	ネパール政府とバングラデシュ政府

（出典：JICA 調査団）

(c)　両者の比較

ネパール水力地点について、インドの系統を利用する場合とインドの系統を経由しない場合の送電方法比較を以下に示す。

表 9-25　ネパール水力地点の送電方法比較

	インドの系統を利用する場合		インドの系統を経由しない場合	
送電コスト	USC 0.98/kWh ブータンの水力よりも高い。	△ Fair	USC 1.21/kWh 建設工事費が若干高く、ロスも若干多くなる。	× Poor
接続点	Bogura (via Parbotipur) 主要需要地である Dhaka まで約 190km あり、Dhaka まで送電するためには、Jamuna 川の河川横断が必要	× Poor	Bogura (via Parbotipur) 主要需要地である Dhaka まで約 190km あり、Dhaka まで送電するためには、Jamuna 川の河川横断が必要	× Poor
周波数調整	インドの DSM 制度によるペナルティを回避するために、バングラデシュ国内の周波数調整機能の強化が必要	× Poor	水力が保有している迅速かつ幅広い周波数調整機能の供給が可能であるが、完全な専用線ではないため、ネパールの周波数調整機能に依存する。	△ Fair
事故時の影響（発電所、送電線）	大きなインド系統に吸収されるため、バングラデシュ系統の周波数変動は小さいがインド系統に影響を与える。	△ Fair	ネパール系統を介してインドと交流連系されることになるため、発電所事故時の影響は小さいが、連系線の事故時には 1,000MW 以上の脱落により、バングラデシュ系統に大きな周波数変動が発生し、全系崩壊に至る可能性がある。	× Poor
インドとの関係	インドのルールに従うことを要求されるが、理解取得は比較的容易	○ Good	インド地内において、多くの送電線との交差が必要。インド地内通過に伴う Royalty の支払いが必要。加えて、高度な政治的判断が求められる。	× Poor
融通量増加の余地	インドの了解取得が必要	△ Fair	送電容量の範囲内であれば、2 国間の協議で決定可能	○ Good

（出典：JICA 調査団）

(3) 今後の進め方

バングラデシュは、自国のエネルギー源である天然ガスが枯渇気味であり、今後の多くの電力供給を輸入燃料に頼らざるを得ない状況にある。また、地球温暖化抑制の観点から、発電時に CO_2 を発生しないアンモニアや水素による発電の導入を進めることにしている。しかしながら、これらの燃料を用いた発電方式では、発電原価が非常に高くなることが想定されるため、比較的安い近隣国からの電力輸入に期待している。特に、ブータン及びネパールからの電力輸入は CO_2 を発生しない水力の電力輸入であり、地球温暖化抑制の観点からも両国からの電力輸入への期待は非常に大きい。

ブータン又はネパールからバングラデシュに電力を送電する場合には、どうしてもインドの領土内を通過せざるを得ない。このため、この電力輸入を実現させるためには、以下のような検討が必要となる。なお、既にネパールの Upper Karnali 地点のケースで、ネパールの水力の電力をバングラデシュに送電する計画が進められているが、この計画はネパールーインド間とインドーバングラデシュ間の電力取引を組み合わせたものであり、ネパールーバングラデシュ間の直接取引ではない。以下の表は、ブータン又はネパールーバングラデシュ間の直接取引を念頭において記載したものである。

表 9-26　連系線建設に向けて解決されるべき課題と検討項目

課題	検討実施項目
関係者間の合意形成	・　インドを含めた 3 か国間の合意形成 ・　インドへの便益供与方法
連系方式の決定	・　交流 or 直流 ・　交流での連系の場合 　　インド系統を利用する or 専用線を敷設する ・　バングラデシュ内の連系点
開発主体の決定	・　各領土内の建設、維持管理主体 ・　開発資金の拠出方法（3 か国間の費用負担） ・　開発資金の回収方法（3 か国間の便益の分配）
具体的送電計画 （Feasibility study）	・　ルートの選定 ・　系統解析（事故時の系統影響評価を含む） ・　工事仕様決定（付帯する変電設備を含む） ・　工事費の積算 ・　環境影響評価 ・　経済財務分析（インドのルールも考慮） ・　バングラデシュ国内の系統増強の必要性

（出典：JICA 調査団）

表 9-27　連系線建設により得られる効果

期待される効果	具体的な効果
バングラデシュにおける供給原価の低減、安定化	バングラデシュでは、今後の多くの電力供給を輸入燃料（特に LNG）に頼らざるを得ない状況にある。最新鋭のコンバインドサイクル発電による供給原価は 6 - 7 USC/kWh 程度であり、ブータン又はネパールの供給原価が送電コストも含めてそれ以下であれば、供給原価の低減を図ることが可能である。 また、水力は運転開始後に必要となる経費は大幅な変動はないため、供給原価の安定化を図ることが可能である。
南アジア地域における CO_2 排出量の削減	ブータン又はネパールにおいて、水力を開発し、その電力をバングラデシュが輸入する場合には、バングラデシュにおいて、化石燃料の使用量削減となり、結果として、CO_2 排出量の削減が期待できる。 1,000MW の水力の電力を全量輸入し、その分、バングラデシュにおいて LNG の使用量を削減した場合には、年間 180 万トン程度[45]の CO_2 排出量削減となる。
エナジーバンキングの可能性	ブータン及びネパールは乾期（12 月～3 月）に供給力が大きく低下するため、供給力不足の懸念がある。一方、バングラデシュは、同時期には需要が低下するため、供給力に余裕が出てくる。この点を考慮して、2 国間でエナジーバンキングが成立する可能性がある。
バーゲニングパワーの確保	ブータン又はネパールにとって、現在は電力売買の相手国はインドのみであり、他の選択肢がないため価格交渉力の点で課題があるが、バングラデシュとの取引も可能になれば、選択肢が増えることとなり、インドとの価格交渉において、優位となる切り札を得る。

（出典：JICA 調査団）

[45] バングラデシュの 2019 年における全 CO_2 排出量は 9,074 万トンであったため、その排出量の 2%程度に相当する。

9.1.3　地域電力マーケット形成、需給計画、系統システム運用等技術支援

(1)　地域電力マーケット形成支援

地域内マーケット形成支援は、SARI/EI の TF-3 にて実施する方針である。一方、BBIN 地域間での電力取引は、インドを中心とした 2 国間の取引は実施されているが、3 国間の取引は現時点では未実施であり、ネパールの Upper Karnali 地点で実施する予定である。Upper Karnali 地点の開発は現在建設準備中の段階であり、実施時期は早くとも 2025 年以降と想定される。また、Upper Karnali 地点のケースは、ネパールーインド間、インドーバングラデシュ間の 2 国間取引を組み合わせた形態であり、純粋なインドを挟んだ 2 国間（ネパールーバングラデシュ）取引とはならない模様である。このような観点を踏まえると、地域内電力マーケットの形成時期は早くとも 2030 年以降となり、現時点では関係国の興味もそれほど高くないと想定されるため、地域内電力マーケットの形成に向けた支援は時期尚早と考えられる。

(2)　南アジア地域全体の将来の電力需給状況分析を踏まえた地域内エネルギー貯蔵システムの検討

南アジア地域全体の将来の電力需給状況分析は、SARI/EI の TF-2 にて実施する方針であるが、この検討における実施内容の詳細は不明である。本提案では、南アジア地域において今後再生可能エネルギーの構成比率が拡大していくことを踏まえ、再生可能エネルギーの発電量を有効に活用し、地域全体として CO_2 排出量の削減を図る手段として、地域内エネルギー貯蔵システムに焦点を当てて検討を実施する。

インドやバングラデシュでは太陽光や風力など変動性再エネ発電所の大量導入が計画されている。一方、ブータンやネパールでは、自国の電力需要をほとんどすべて自国エネルギーである水力発電により供給することを目指して、水力発電所の開発を積極的に進めることにしている。これらの自然エネルギーは、発電量が自然条件に左右されるため、電力需要面から見た必要時期に必要量を発電することは不可能である。

導入量が少ない場合には、火力電源の発電量を調整することにより、時々刻々変化する需要に合わせた供給力を調達することが可能であるが、自然エネルギーの導入量比率が多くなってくると火力電源の発電量調整だけでは間に合わなくなり、自然エネルギー発電量の余剰が発生し、その余剰分を貯蔵するために、エネルギー貯蔵設備が必要になってくる。

ブータンやネパールのように、自国の電力需要をほとんどすべて水力発電により供給する場合には、自然流量の季節間の格差を解消し、自然流量の少ない季節においても多くの発電量を得られるようにするために、水力エネルギーを貯蔵する設備として貯水池式水力発電所の開発を志向している。

電力への転換を目的としたエネルギー貯蔵方法として、以下のような方法が考えられる。

表 9-28　エネルギー貯蔵方法の比較

	貯蔵方法	貯蔵能力		備考
		日間	季節間	
調整池式水力	水	可	不可	・ 河川の自然流量を貯蔵する方式であり、他のエネルギーの余剰分を貯蔵することは不可 ・ 大幅な出力変化を実施する場合には、安全面から発電所下流における放水量の急激な変化に対する配慮が必要（逆調整池の設置など）
貯水池式水力	水	可	可	
揚水式水力	水	可	不可	・ 他のエネルギーの余剰分を貯蔵可能な設備の中では、現時点では、貯蔵単価が最も安い ・ 経済性の優位な地点は限られている。 ・ 意思決定から 10 年程度の期間が必要
各種蓄電池	化学反応	可	不可	・ 現時点では揚水式水力に比較して、貯蔵単価が高いが、将来は大幅に安くなる可能性あり ・ 意思決定から 2 年以下で設置が可能 ・ 分散配置が可能
水素	液化水素	可	可	・ まだ研究段階であり、非常に高価 ・ 水素キャリアとしてアンモニアを使う方法が考えられる。
アンモニア	アンモニア	可	可	・ すでに生産、輸送、安全対策等の技術は確立されている。
石油火力	石油タンク	可	可	・ 人工的に製造して貯蔵することは難しい。 ・ LNG のタンクは非常に高価 ・ 発電時に CO_2 の排出を伴う。
ガス火力	LNG	可	不可	
石炭火力	貯炭場	可	可	

（出典：JICA 調査団）

エネルギーを貯蔵する方法とは別に、すべての需給ギャップを自国内で解消するのではなく、各国間の需給状況の差異を活用して国際電力取引を実施することにより、需給ギャップを解消する方法も考えられる。特に、自然流量が少ない乾期における供給力不足に課題があるネパールにとっては、自然流量が豊富な雨期に需要のピークを迎え、自然流量が少ない乾期に電力余剰が発生するバングラデシュとの間で電力取引を実施し、ネパールが雨期に送電した発電量の一部を乾期にバングラデシュから返還してもらうことにより、貯水池式水力を建設したのと同様に季節間電力貯蔵の効果が得られる。

また、上記に示したエネルギー貯蔵方法の中で、水素やアンモニアについては、自然エネルギー発電所周辺にて余剰発電量により生産し、その製品を貯蔵・輸送することにより、国内外を問わず、送変電設備を全く使わないエネルギー輸送手段として活用することが可能である。

このように、気候に左右される自然エネルギーの発電量を有効に活用し、CO_2 排出量の削減をより一層徹底させるためには、広い意味での地域内エネルギー貯蔵システムを考慮した検討が必要であり、南アジア地域全体の将来の需給状況分析を踏まえて、地域内エネルギー貯蔵システムの検討を実施することは非常に意義のある検討である。

9.2　優先支援案件の形成に向けたアクションプラン

9.2.1　バングラデシュへの電力輸出候補案件の送電方法 FS 調査

本調査において、バングラデシュへの電力輸出候補地点としてブータンでは Dorjilung 地点（1,125MW）、ネパールでは Sunkoshi 3 地点および Khimti Siwalaya 地点（2 地点合計で 1,400MW 程度）を提案している。バングラデシュへの電力輸出の早期実現を目指し、今後の開発に向けて送電方法 FS 調査を実施する。

(1)　**Dorjilung 地点の送電方法 FS 調査**

(a)　目標値

Dorjilung 地点について、2030 年頃の開発を目指す。

(b)　業務内容

Dorjilung 地点では、すでに DPR（Detailed Project Report）が作成されており、そのレビューが WB の支援により実施されている。この点を考慮すると、Dorjilung 発電所に係る FS は不要と考えられる。このため、Dorjilung 地点の開発に関連して、以下に示す業務を実施し、その送電方法の実行可能性を評価する。

- バングラデシュへの送電を目指して、送電方法の比較検討（インド関係者、バングラデシュ関係者との協議も含む）
- Yangbari Pooling Station の FS
- 発電所建設主体、資金調達方法（発電所及び関連する送変電設備）、電力の配分方法などの検討
- 経済財務分析（特に関係三か国の便益、バングラデシュにおける受電単価の試算）

(c)　実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年間である。

表 9-29　実施スケジュール案（Dorjilung 地点の送電方法 FS）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
送電方法の実行可能性調査								
送電方法の検討	■	■	■					
Yangbari Pooling Station の FS	■	■	■					
発電所建設主体、資金調達方法		■	■					
経済財務分析			■	■				

（出典：JICA 調査団）

(d)　必要投入量

1)　専門家派遣：18.0 人月

電力計画：4.0 人月

土木設備：2.0 人月
系統計画・系統解析：3.0 人月
送電設備：2.5 人月
変電設備：2.5 人月
経済財務、投資計画：1.5 人月
環境社会配慮：2.5 人月

2)　ローカルコンサルタントへの委託
Yangbari Pooling Station 地点の地形・地質調査（地形測量、ボーリング調査、弾性波探査等）

3)　本邦受け入れ研修
10 名程度×1 週間

(2)　**Sunkoshi 3 地点および Khimti Siwalaya 地点の FS レビューと送電方法 FS 調査**

(a)　目標値
Sunkoshi 3 地点および Khimti Siwalaya 地点について、2031 年から 2035 年の開発を目指す。

(b)　業務内容
Sunkoshi 3 地点および Khimti Siwalaya 地点については、現在、ネパール政府の主導により実行可能性調査が進められている。両地点の実行可能性調査の結果を踏まえて、バングラデシュへの電力輸出用という観点から、両地点の実行可能性調査のレビューを実施するとともに、その送電方法の実行可能性を評価する。具体的には以下の項目を実施する。

- 両地点の実行可能性調査における計画のレビュー
- バングラデシュへの送電を目指して、送電方法の比較検討（インド関係者、バングラデシュ関係者との協議も含む）
- 発電所建設主体、資金調達方法（発電所及び関連する送変電設備）、電力の配分方法などの検討
- 経済財務分析（特に関係三か国の便益、バングラデシュにおける受電単価の試算）

(c)　実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年間である。

表 9-30　実施スケジュール案（ネパール水力の送電方法 FS）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
送電方法の実行可能性調査								
水力発電所地点の FS レビュー	■	■						
送電方法の検討		■	■	■				
発電所建設主体、資金調達方法		■	■					
経済財務分析			■	■				

（出典：JICA 調査団）

(d)　必要投入量

1)　専門家派遣：19.0 人月

電力計画：4.0 人月

土木設備：2.5 人月

地形・地質：2.0 人月

系統計画・系統解析：3.0 人月

送電設備：2.5 人月

変電設備：1.0 人月

経済財務、投資計画：1.5 人月

環境社会配慮：2.5 人月

2)　本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

9.2.2　揚水式水力のポテンシャル調査

(1)　**背景、目的**

2040 年における電力需給状況分析の結果、効率的な需給運用の観点から、多くの電力貯蔵設備が必要であることが判明した。電力貯蔵設備としては、揚水式水力や蓄電池が考えられるが、このうち、国際連系の一つの可能性として、メガラヤ州の揚水式水力について調査を実施する。

メガラヤ州南部のバングラデシュとの国境付近は、切り立った崖となっている。この地域の中には、経済性に優れた揚水式水力の適地が存在すると想定される。この地域は、バングラデシュ第 3 の都市である Sylhet 市に近く、インド国内の需要地に送電するよりもバングラデシュに送電する方が効率的である。このような観点から、この地域に揚水式水力を開発し、その発電機の一部（または全部）をバングラデシュ系統に直接接続することにより、バングラデシュ系統におけるピーク供給力、電力貯蔵設備、及び周波数調整力確保策として有効に寄与するものと考えられる。メガラヤ州での揚水式水力開発は、基本的にはバングラデシュ系統への接続を目指しているが、インド国内での立地となるため、インドへの便益を考慮した開発が不可欠である。バングラデシュでは、水力発電所開発の適地がほとんどないため、系統に直接接続可能な水力発電設備開発のニーズは高いと考えられる。一方、インドも太陽光発電の大量導入に起因して、電力貯蔵用及び周波数調整用として揚水式水力開発のニーズが高まっている。

(2)　**目標値**

なるべく早い開発を目指し、2031 年から 2035 年の運転開始を目指す。

(3)　**業務内容**

(a)　揚水式水力開発妥当性の確認、便益の配分方法の検討

バングラデシュ及びインドにおいて、今後の電源開発計画動向を踏まえて、アンシラリーサービス機能へのニーズやピーク時とオフピーク時の取引価格差の調査を実施し、揚水式水力の開発妥当性、開発必要時期、必要池容量の確認等を実施する。そのうえで、揚水式水力が持つ便益を両国で有効に配分する方法の検討を実施する。

(b)　有望地点の絞り込み

評価基準（落差、水路長、出力、池容量、近隣変電所までの距離等）を設定し、机上にて有望揚水地点を複数（10～20 地点程度）抽出するとともに、環境性、経済性等の面から有望揚水地点の優先度評価を行う。複数抽出した有望揚水地点（5 地点程度）について、全数現地踏査を実施して地質状況、周辺の環境状況等をチェックし、最有望地点（2～3 地点）を選定する。

(c)　最有望地点の概念設計（Pre-FS）の実施

最有望地点において、概念設計（送電計画も含む）を実施し、概略工事費の積算、施工計画の策定、概略工事スケジュールの提示、経済財務分析（投資方法の検討を含む）などを実施する。

(4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 15 か月間である。開発妥当性の確認および送電計画策定にあたっては、バングラデシュでの調査も必要となる。

表 9-31　実施スケジュール案（メガラヤ州の揚水式水力）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
揚水式水力開発妥当性の確認								
ニーズ調査	■	■						
便益配分方法の検討、協議		■	■					
有望地点の絞り込み								
机上による有望地点の抽出	■	■						
現地踏査（技術・環境）		■	■					
地質・環境および経済性の評価			■					
最有望地点の概念設計								
概念設計				■	■			
経済財務分析、投資計画					■			

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：32.0 人月

電力計画：5.0 人月
水力土木（設計）：5.0 人月
水力土木（施工計画・積算）：5.0 人月
地形・地質：4.0 人月
水力電気・機械：1.0 人月
系統計画：2.0 人月
系統運用・系統解析：2.0 人月
経済財務、投資計画：2.0 人月
環境社会配慮（自然、社会）：6.0 人月

(b) 本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

9.2.3　バングラデシューインド間の連系線増強計画の検討

(1)　**背景、目的**

2040 年における電力需給状況分析の結果、効率的な需給運用の観点から、バングラデシューインド間の連系線について、将来の増強が必要であることが判明した。バングラデシューインド間の国境線は非常に長く、どの地域で連系を実施するかによって、バングラデシュ国内の系統計画に大きな影響を及ぼす。また、バングラデシュ周辺地域において、高電圧送電線が未整備な地域も多くあり、連系線に係る部分以外の増強も必要となってくることが想定される。このような点を考慮して、バングラデシューインド間の連系線について有望候補連系線を絞り込むとともに、各連系点の優先順位を付けておくことは、非常に重要である。

なお、バングラデシューインド間の連系線が対象であるが、ブータンやネパールの電力輸入用として、インドの地内を経由する専用線も比較検討の対象とする。

(2)　**業務内容**

(a)　バングラデシュ国内の系統状況分析

バングラデシュの系統状況（現状及び将来計画）を分析する。具体的には、以下の内容を実施する。

- 系統計画面における課題の抽出
- 将来の電源開発計画を踏まえた各地域における電力需給状況分析と電力潮流状況の把握
- 工事の難易度（特に河川横断）を踏まえた送電線工事費の分析
- エネルギーセキュリティ面からみた、全供給力に占める電力輸入量の上限値の検討
- 系統安定度の観点からみた、1 連系点における輸入上限値の検討

(b)　バングラデシュ周辺の系統状況分析

バングラデシュ周辺の系統状況（現状及び将来計画）を分析する。検討の対象地域は、インドだけでなく、ブータンやネパールの系統状況の分析も含まれる。

(c)　各連系点の優先順位付けと有望候補連系線の絞り込み

評価基準（連系点における需給状況、バングラデシュ国内の系統増強、周辺地域の系統増強等）を設定し、机上にて連系可能な変電所を複数（5～10 変電所程度）抽出するとともに、経済性、環境性等の面から各連系点の優先順位付けを行う。複数抽出した有望連系点（3 地点程度）について、全数現地踏査を実施して周辺の環境状況等をチェックし、最有望地点を選定する。

(d)　最有望候補連系線の概念設計（Pre-FS）の実施

最有望連系線候補地点において、連系送電線の概念設計（周辺の送電計画も含む）を実施し、概略工事費の積算、施工計画の策定、概略工事スケジュールの提示、経済財務分析（投資方法の検討を含む）などを実施する。

(3) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年間である。

表 9-32　実施スケジュール案（連系線増強計画）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
バングラデシュの系統状況分析								
周辺地域の系統状況分析								
有望連系点の絞り込み								
机上による有望変電所の抽出								
現地踏査（技術・環境）								
環境および経済性の評価								
最有望候補連系線の概念設計								
概念設計								
経済財務分析、投資計画								

（出典：JICA 調査団）

(4) 必要投入量

(a) 専門家派遣：17.0 人月

系統計画：5.0 人月

送電設備：4.0 人月

変電設備：2.0 人月

系統運用・系統解析：3.0 人月

経済財務、投資計画：1.0 人月

環境社会配慮：2.0 人月

(b) 本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

9.2.4　地域内エネルギー貯蔵システムの検討

(1)　背景、目的

インドやバングラデシュでは太陽光や風力など変動性再エネ発電所の大量導入が計画されている。一方、ブータンやネパールでは、自国の電力需要をほとんどすべて自国エネルギーである水力発電により供給することを目指して、水力発電所の開発を積極的に進めることにしている。これらの自然エネルギーは、発電量が自然条件に左右されるため、電力需要面から見た必要時期に必要量を発電することは不可能である。

このように気候に左右される自然エネルギーの発電量を有効に活用し、CO_2 排出量の削減をより一層徹底させるためには、広い意味での地域内エネルギー貯蔵システムを考慮した検討が必要である。

(2)　目標値

南アジア地域全体の将来の需給状況分析を踏まえて、地域内エネルギー貯蔵システムの検討を実施する。

(3)　業務内容

以下の内容の検討を実施する。

- 南アジア地域全体の将来（2030 年、2040 年）の電力需給状況分析
  南アジア地域（BBIN＋スリランカ＋ミャンマー）全体における自然エネルギーの開発動向を踏まえ、2030 年、2040 年における各国の電力需給状況および各国間の電力取引状況をシミュレーションし、地域全体としての電力貯蔵設備必要量の検討を実施する。具体的には、以下の分析を実施する。
  - 自然エネルギーの出力抑制の可能性
  - 出力抑制を回避するために必要となる電力貯蔵設備量の検討
  - 電力取引の可能性（連系容量必要量の検討）
  - 地域間連系実施による CO_2 排出量削減の効果
- 各種エネルギー貯蔵方式の比較（将来の価格見通しを含む）
- ケーススタディ（経済性比較）
  - 季節間電力貯蔵を考慮したネパールとバングラデシュ間の電力取引と貯水池式水力建設の比較
  - 水素（またはアンモニア）製造、貯蔵、輸送による方法と従来型送電方式との比較

(4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年間である。

表 9-33　実施スケジュール案（地域内エネルギー貯蔵システム）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
地域全体の電力需給状況分析								
データ収集								
需給運用シミュレーション分析								
電力貯蔵設備の必要量検討								
各種エネルギー貯蔵方式の比較								
ケーススタディ（経済性比較）								

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：19.0 人月

電力計画：5.0 人月

需給運用：5.0 人月

エネルギー貯蔵：3.0 人月

水力発電設備：2.0 人月

送電設備：2.0 人月

水素技術：2.0 人月

(b) 本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

9.2.5　ネパールにおける系統運用関連の技術支援

ネパール系統は既にインド系統と交流同期連系されており、活発に電力取引が実施されている。両系統が交流同期連系されているため両系統の周波数は常に同じであり、現状における周波数変動は非常に小さく、周波数変動面からは良好な電力品質が保たれている。また、ネパール系統の規模はインド系統に比較して十分に小さいため、ネパール系統における変動がインド系統に与える影響は非常に小さくなっている。

しかしながら、周波数調整をすべてインド系統に委ねることになると、ネパール系統において発生した変動量を調整するため、両系統間の連系線潮流は常に変動していることになる。インドでは、各タイムブロック（15 分単位）の発電電力量計画値に対し実績値が乖離した場合、その乖離量に対して、当該タイムブロックの系統周波数に応じて決定される決済単価を乗じた金額を支払う、というインバランス制度（Deviation Settlement Mechanism: DSM）[46]が導入されている。このため、連系線潮流が常に変動していると DSM により、多くのペナルティを支払わなければならない事態が生じる。このような事態を回避するためには、連系線潮流を計画値に制御する偏倚連系線電力制御（周波数バイアス: Tie line load frequency bias control: TBC）[47]を実施することが求められる。TBC は、周波数の変化量と連系線潮流の変化量とを同時に検出して、変化が自系統内で生じたと判断した場合にのみ、自系統の発電機出力を制御し、連系線潮流を計画値に維持する方式である。

2018 年 7 月に策定されたネパールの「送電系統マスタープラン」によると、インドとの間で 2040 年までに 6 か所で 400kV 交流同期連系することにしている。連系個所が多数にわたる多点連系になると、潮流制御がさらに難しくなり、ある連系点では受電しつつ、別の連系点では送電するというようなループ潮流が発生する懸念がある。

連系線潮流を常に計画値に制御し、DSM によるペナルティ支払い最小化を目的として、NEA に対して、必要な調整力を確保する対策を検討する技術協力を実施する。ネパールにおいては、多くの水力発電所が IPP の所有となっており、NEA 傘下の水力だけでは出力調整必要量の確保が難しくなることが想定される。このような実態を考慮し、一つの案として周波数調整運転実施者を市場で調達するためのアンシラリーサービス市場（又は、IPP に対してアンシラリーサービス提供による対価の支払い）の制度設計の支援も実施する。

なお、ブータンやバングラデシュも同様な状況にある。しかしながら、ブータンでは、現時点では多くの発電設備がインドの支援により建設されており、DSM の対象外となっているため、大きな問題とはなっていないが、今後、DSM の対象となる発電所が増加してくると、同様な事象が発生する。バングラデシュについては、現時点では非同期連系であるため、連系線潮流を計画値に維持することは容易であるが、今後、インド系統と交流同期連系を実施することになると、同様な事象が発生する。

(1)　目標値

DSM によるペナルティ支払いの極小化を図る。

[46] 2.3.11 参照
[47] 5.2.5 参照

(2) 業務内容

以下の内容の検討を実施する。

- 短期（翌日など）需要予測精度の向上
- 水力（IPP も含む）および太陽光の短期（翌日など）出力予測精度の向上
- 必要となる運用上の供給予備率（調整力）の検討
  供給力が不足する場合には、インドからの融通に頼ることになるが、供給力を目一杯見込んで融通量を算定すると、更なる供給力増加の調整力が全くなくなってしまう。この点を考慮し、自国において最低限保持すべき運用上の供給予備率（調整力）の検討を実施する。
- 連系線潮流制御方法の確立
  必要となる情報の抽出、入手方法、入手頻度などを検討し、それらの情報を用いた連系線潮流制御方法を確立する。そのうえで、連系線潮流制御装置の設計を実施する。
- ループ潮流回避方法の検討、検討要員の育成
  将来の多点連系を踏まえ、ループ潮流回避方法の検討を実施する。あわせて、将来系統構成が変更になった際においても系統解析による検討が可能となるように、検討方法を確立するとともに、検討可能な要員の育成を実施する。
- 給電所システムの評価と改修案の提案
  給電所システム（ハードウェア、ソフトウェア）の現状を把握し、必要となる改修案（概略コストの試算も含む）を比較評価し、最適案を提案する。
- 調整力調達方法（市場の開設又は、IPP に対して調整力提供への対価の支払い）の制度設計の支援
  IPP は、発電電力量に応じて対価を受け取ることになっており、発電電力量の極大化を志向した運転をしているため、最大出力を抑制して調整力を保持する運転は基本的には実施しない。このため、NEA が保有する調整力では不足する場合には、何らかの対価を支払って IPP が保有する調整力を確保する必要があり、その制度設計を実施する。

(3) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年である。（モニタリング期間を含めると、全体で約 3 年）

表 9-34　実施スケジュール案（系統運用関連の技術支援）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
短期需要予測精度の向上								
短期出力予測精度の向上								
運用上の供給予備率の検討								
連系線潮流制御装置の設計								
ループ潮流回避方法の検討								
給電所システムの改善案の提案								
調整力調達方法の制度設計支援								
モニタリング（約 2 年）								

（出典：JICA 調査団）

(4) **必要投入量**

(a) 専門家派遣：30.0 人月（モニタリング期間を含む）

電力計画（業務主任者）：6.0 人月
需給運用：5.0 人月
需要予測：2.0 人月
水力発電：2.0 人月
系統制御：3.0 人月
系統解析：3.0 人月
給電システム：4.0 人月
制御装置設計：3.0 人月
経済財務：2.0 人月

(b) 本邦受け入れ研修

10 名程度×2 週間

第 10 章 関係者間の合意形成

10.1 ワークショップ

(1) ワークショップ開催の経緯

2022 年 11 月 8 日に東京都品川区にある TKP 品川カンファレンスセンターANNEX を会場とし、各国から以下 6 名の出席のもと、ワークショップを開催した。

- Mr. Md. Shazibul Hoque, Director (Operational Performance), Powercell, Power Division, Ministry of Power, Energy and Mineral Resources, Bangladesh
- Mr. Md. Monzurul Islam, Superintending Engineer (Planning), Power Grid Company of Bangladesh Ltd., Bangladesh
- Mr. Karma Penjor Dorji, Director, Department of Energy, Ministry of Economic Affairs, Bhutan
- Mr. Sonam Tobjey, Chief Executive Officer, Bhutan Power Corporation Limited, Bhutan
- Mr. Sandip Kumar Dev, Joint Secretary, Ministry of Energy, Water Resources, and Irrigation, Nepal
- Mr. Dirghayu Kumar Shrestha, Deputy Managing Director, Transmission Directorate, Nepal Electricity Authority, Nepal

当初の予定では、各国の関係機関から電力事業に関わる情報やデータを概略的に収集した後、各国の高官が今後の電力取引のあり方について議論するワークショップをインドで開催する予定であった。しかし COVID19 による渡航制限により、本調査プロジェクトの進め方は変更を余儀なくされた。その後各国の渡航制限が概ね緩和されたことを受け、2022 年 11 月に本邦招へいと組み合わせ、東京でワークショップを開催することとした。

BBIN 各国から 2 名ずつを招いて行う準備を進めていたところ、インドについては招待した 2 名の方が都合により来日できなくなった。このため、予定を変更してバングラデシュ、ブータン、ネパールの 3 カ国の高官によるワークショップを実施した。

(2) ワークショップでの主な議論

ワークショップでは本調査プロジェクトのドラフト・ファイナル・レポートの案についての調査団による説明が行われ、次いで各国から電力事業の状況と課題について共有がなされた。

レポート案ではブータンまたはネパールからバングラデシュへの連系送電線を、インドのグリッドを経由する場合と専用送電線を建設する場合とのコストおよび得失を比較している。専用送電線についてバングラデシュの関心が高く、しかし実現性に関しては相当にチャレンジングであることが議論された。ネパールからバングラデシュへの間にあるインドのチキンネックのエリアには多くの既設送電線が輻輳しており、新しい架空送電線の横断には課題があり、対案として地中線を建設するには放熱させるための換気口が必要。

専用送電線を建設する場合の体制について、ブータンまたはネパール、インド、バングラデシュの 3 カ国で JV を設立するアイデアも提言され、このケースでは JICA のローンを適用する手段と

して、3 カ国それぞれにローンを供することが可能性のあるアイデアの一つとして提示された。また、インドの合意がこのアイデアの鍵であることが確認された。

バングラデシュの電力輸入についてネパール、ブータン、インドのどこの電源地点から輸入するのがより良いか、バングラデシュの北部、西部、東部のいずれに連系するのがよいかも今後の検討事項になりうることが共有された。

送電線建設の財務面の課題として、JICA だけでなく他のドナーからの財務支援に期待がかかる状況であることが認識された。

エネルギー貯蔵のスキームについて、水素やグリーンアンモニアの利用について各国から高い関心が示された。

バングラデシュとインドの間で議論されている 765kV の送電線について、インドには北東州やブータンの水力電源をデリー等の需要地に送電するニーズがあり、チキンネックエリアは既に多くの送電線が設置されているため、バングラデシュを通過する送電線が提案されたものと考えられる。この送電線の建設についてのバングラデシュの合意と、ブータンまたはネパールからバングラデシュへの専用線建設についてインドの合意は交換条件になる可能性も示唆され、両国の協力の重要性が認識された。



図 10-1　ワークショップの様子

10.2 本邦招へい

2022 年 11 月 7 日から 11 月 11 日の 5 日間で、本邦招へいプログラムを実施した。前節で述べたワークショップを含んだプログラムは下表のとおり。対象者もワークショップと同じ 6 名。

表 10-1　本邦招へいスケジュール

年月日	訪問先	実施事項
2022 年 11 月 7 日	東京電力パワーグリッド株式会社本社	日本の電力事情の説明ならびに東京電力パワーグリッド中央給電指令所見学
	東芝エネルギーシステムズ株式会社浜川崎工場	変電・開閉機器製造工場見学
2022 年 11 月 8 日	TKP 品川カンファレンスセンター ANNEX	ワークショップ
2022 年 11 月 9 日	株式会社東芝府中事業所	水素利用技術研究設備見学
	山梨県米倉山電力貯蔵技術研究サイト	
2022 年 11 月 10 日	株式会社 JERA 本社	発電分野における水素利用に関するミーティング
	経済産業省別館	資源エネルギー庁とのミーティング
	JICA 本部	JICA とのミーティング
2022 年 11 月 11 日	電源開発株式会社奥清津発電所	揚水発電所見学

(1)　東京電力パワーグリッド株式会社本社

東京電力パワーグリッド株式会社にて、日本の電力事業の実施体制、需給状況、電源構成、電力システム改革の経緯、料金規制、託送ルール、電力市場についての説明が行われた。また、同社の中央給電指令所を見学。電力広域的運営推進機関の役割についても紹介がなされた。



図 10-2　東京電力パワーグリッドでの説明

(2)　東芝エネルギーシステムズ株式会社浜川崎工場

送電用の変圧器、開閉器を製造する東芝エネルギーシステムズ浜川崎工場を見学。同社では 50 年以上にわたる GIS の納入実績を持っている。最近では SF6 ガスの代替として自然由来ガスを用いた GIS を製造しており、その製造状況を視察した。南アジアでも環境面での優位性から GIS のニーズがあるようである。このほか、送電用変圧器、避雷器の製造状況も視察した。



図 10-3　自然由来ガスを用いた GIS

（出典　東芝エネルギーパワーシステムズ株式会社,
https://www.global.toshiba/ww/news/energy/2022/07/news-20220712-01.html）

(3)　ワークショップ

前節の通り。

(4)　東芝エネルギーシステムズ府中事業所

東芝エネルギーシステムズでは、再生エネルギーで発電した電力を利用して水を電気分解し、生成した水素を発電用燃料、車などの輸送手段の燃料、その他産業で活用することによる持続可能な社会作りへの取り組みを行っている。府中事業所内では建物上に設置した太陽光パネルで発生する電力を水素に転換し、事業所で利用するフォークリフトの燃料としても活用する仕組みが構築されている。今回の見学では東芝の水素事業のコンセプトの説明を受けた後、研究設備を視察した。



図 10-4　東芝府中事業所

(5)　山梨県米倉山電力貯蔵技術研究サイト

山梨県、東レ株式会社、東光高岳株式会社、および東京電力ホールディングス株式会社の 4 社は共同で、米倉山電力貯蔵技術研究サイトにおいて太陽光発電の余剰エネルギーから製造した水素を燃料とするサプライチェーンの実証試験を行っている。

1.5MW 級の水電解装置や、生成した水素を工場等に輸送するための運搬車両に充填する装置などを見学した。



図 10-5　水素供給実証設備見学

(6)　株式会社 JERA

JERA は「再エネと低炭素火力を組み合わせたクリーンエネルギー供給基盤を提供することにより、アジアを中心とした世界の健全な成長と発展に貢献する」をビジョンとして掲げ、2050 年に CO2 排出ネットゼロを目標としたロードマップを有している。ミーティングでは火力発電所でのアンモニア混焼に取り組んでいることが紹介された。将来的にブータンとネパールは水素を供給する立場で、バングラデシュは水素技術を利用する立場で、それぞれ JERA と協力的な関係性を持つことに期待感が示された。



図 10-6　JERA とのミーティング

(7)　資源エネルギー庁

海外エネルギーインフラ室長の星野氏と面会。調査団により本プロジェクトの概要が説明された後、星野氏からはエネルギーセキュリティ、脱炭素化、経済成長を実現するためのベストプラクティスについて各国とも情報交換していきたいとのコメントがなされた。続けて日本のエネルギー政策の概要とアジア・エネルギー・トランジション・イニシアチブについて説明が行われた。被招へい者からはこのイニシアチブへの期待が示された。

ブータンからは、今後の水素経済のロードマップ作成に取り組む上で、ブータンとしても日本政府のイニシアチブに期待したいとの意見がなされた。

バングラデシュからは、再生可能エネルギーが少なく国土の制約もあるため国際連系が重要になること、カーボンニュートラルのロードマップ作成に取り組みたいこと、また、火力発電から再生エネルギーへの転換は同国にとってチャレンジングであり、日本の協力を求めたいことについてコメントがなされた。

ネパールからは、今後も日本との連携を持ち続けていきたいこと、また送電線建設への投資についても日本の協力に期待していることが述べられた。



図 10-7　資源エネルギー庁とのミーティング

(8)　**JICA**

各国は開発プロジェクトを進める上での財務面、電力系統を安定的に運用するための技術力に課題を抱えていることについて懇談。JICA には財務面での支援、技術提供など、引き続いての支援の要望がなされ、JICA からも対話を継続したい旨のコメントがなされた。

(9)　**電源開発株式会社奥清津発電所**

揚水発電所を見学するため、電源開発奥清津発電所を訪問。発電所の概要について説明を受けた後、出力 600MW の奥清津第二発電所を見学。当地には一般来訪客用のミュージアムが併設されている。下ダムである二居ダムへ移動し、ダム、調整池、水圧鉄管の外観を視察した。



図 10-8　奥清津発電所二居調整池