

ネパール国
エネルギー水資源灌漑省

ネパール国
統合的電力システム開発計画
プロジェクト

ファイナルレポート

2024 年 12 月

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

株式会社ニュージェック
デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザー合同会社
関西電力送配電株式会社

社 基
J R
24-137

ネパール国統合的電力システム開発計画プロジェクト
ファイナルレポート

目次

要 約

ファイナルレポート

第 1 章	調査の概要
第 2 章	ネパール電力セクターの現状
第 3 章	電力需要予測
第 4 章	水力開発計画
第 5 章	電力融通
第 6 章	開発シナリオの検討
第 7 章	最適シナリオの検討
第 8 章	電力セクターにおけるガバナンスメカニズムの構築
第 9 章	統合的電力システム開発計画の策定

添付資料

添付資料 1	ネパールの一般情報
添付資料 2	ネパール電力セクターの現況
添付資料 3	ネパール送電設備の現状
添付資料 4	既存の開発計画のレビュー
添付資料 5	電力需要予測
添付資料 6	水力開発計画
添付資料 7	電源開発計画
添付資料 8	ネパールと周辺諸国との電力融通
添付資料 9	系統開発計画
添付資料 10	戦略的環境アセスメント（SEA）
添付資料 11	経済財務分析
添付資料 12	IPSDP のファイナンス面に関する検討
添付資料 13	余剰電力活用に係る考察
添付資料 14	電力セクターにおけるガバナンスメカニズムの構築
添付資料 15	IPSDP における電力セクターのビジョンと計画実現に向けた考察
添付資料 16	2035 年までのエネルギー開発ロードマップとアクションプラン
添付資料 17	キャパシティデベロップメント報告書

略語表

略語	英語	日本語
3E	Energy Security, Economy and Environment	安定供給、経済効率性、環境適合
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AEPC	Alternative Energy Promotion Center	代替エネルギー促進センター
AIIB	Asian Infrastructure Investment Bank	アジアインフラ投資銀行
ARAP	Abbreviated Resettlement Action Plan	簡易住民移転計画
BBIN	Bangladesh, Bhutan, India and Nepal	バングラデシュ、ブータン、インド、ネパール
BEA	Brief Environmental Assessment	簡易環境調査
BESS	Battery Energy Storage System	蓄電システム
BOO	Build Own and Operate	建設・所有・運営
BOOT	Build Own Operate and Transfer	建設・所有・運営・譲渡
BOT	Build Operate and Transfer	建設・運営・譲渡
BPDB	Bangladesh Power Development Board	バングラデシュ電力開発委員会
BT	Build and Transfer	建設・譲渡
C/P	Counterpart	カウンターパート
CA	Concession Agreement	開発許可
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CB	Circuit Breaker	遮断器
CBS	Central Bureau of Statistics	中央統計局
CCGT	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービンコンバインドサイクル
CEA	Central Electricity Authority	インド電力省中央電力省庁
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	Central Electricity Regulatory Commission
CF	Cash Flow	キャッシュフロー
CIT	Citizen Investment Trust	国民投資信託
CN	Carbon-Neutral	カーボンニュートラル
CO2	carbon dioxide	二酸化炭素
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
COP	the Conference of the Parties	国連気候変動枠組条約会議
CRED	Community Rural Electrification Department	地方電化局
CREEs	Community Rural Electrification Entities	電化協同組合
D/L	Distribution line	配電線
DfID	Department for International Development	旧国際開発庁
DFS	Detailed Feasibility Study	詳細フィージビリティ・スタディ
DISCO	Distribution Company	配電会社

略語	英語	日本語
DoED	Department of Electricity Development	電力開発局
DoI	Department of Industry	産業局
DP	Development Partners	開発援助機関
DPR	Detailed Project Report	詳細プロジェクト報告書
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	元利返済カバー率
DSM	Deviation Settlement Mechanism	インバランス料金制度
E flow	Environmental flow	環境流量
EBF	Equity Backed Finance	株式担保融資
EC	European Commission	欧州委員会
EDF	Électricité de France	フランス電力公社
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand	タイ発電公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Infrastructure Bank	欧州投資銀行
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率（第 11 章の用法）
EIRR	Equity Internal Rate of Return	資本内部収益率（第 12 章の用法）
EOI	Expression of Interest	関心表明
EPA	Environmental Protection Act	環境保護法
EPCF	Engineering, Procurement, Construction and Financing	設計、調達、建設、資金調達
EPF	Employee Provident Fund	勤労者積立基金
EPR	Environmental Protection Rules	環境保護規則
ERC	Electricity Regulatory Commission	電力規制委員会
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment	環境社会影響評価
ESMS	Environmental and social management system	環境社会マネジメントシステム
EV	Electric Vehicle	電気自動車
F/S	Feasibility Study	フィージビリティ・スタディ
FCV	Fuel Cell Vehicle	燃料電池車
FITT	Foreign Investment and Technology Transfer Act	外国投資・技術移転法
FPIC	Free, Prior and Informed Consent	自由意思による事前の十分な情報に基づく同意
FSL	Full Spillway Level	満水位
FY	Fiscal Year	会計年度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GE	Gas Engine	ガスエンジン
GIS	Geographic Information System	地理情報システム

略語	英語	日本語
GLOF	Glacial Lake Outburst Flood	氷河湖決壊洪水
GNI	Gross National Income	国民総所得
GoN	Government of Nepal	ネパール政府
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HEP	Hydro Electric Project	水力発電事業
HIDCL	Hydroelectricity Investment and Development Company Ltd.	水力発電投資開発公社
HPP	Hydro Power Plant	水力発電所
HPX	Hindustan Power Exchange	Hindustan Power Exchange
HVDC	High Voltage Direct Current	高圧直流送電
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IBA	Important Bird and Biodiversity Areas	重要野鳥生息地
IBN	Investment Board of Nepal	ネパール投資庁
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
ICIMOD	International Centre for Integrated Mountain Development	国際総合山岳開発センター
IDA	International Development Association	世界銀行グループ国際開発委員会
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境評価
IEX	Indian Energy Exchange Limited	インドエネルギー取引所
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IFRS	International Financial Reporting Standards	国際財務報告基準
ILO	International Labor Organization	国際労働機関
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPO	Initial Public Offering	新規株式公開
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IPP	Indigenous Peoples Plan	先住民民族計画
IPPAN	Independent Power Producers' Association, Nepal	ネパール独立発電事業者協会
IPSDP	Integrated Power System Development Plan	統合的電力システム開発計画
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
IRRP	Integrated Resource and Resilience Planning	統合計画アプローチ
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JCC	Joint Coordination Committee	合同調整委員会
JEPX	Japan Electric Power Exchange	日本卸電力市場

略語	英語	日本語
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JV	Joint Venture	共同事業
JVA	Joint Venture Agreement	共同事業契約書
KBA	Key Biodiversity Area	生物多様性重要地域
KfW	German Development Bank	ドイツ復興金融公庫
LCOE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
LD	Liquidated Damages	予定損害賠償額
LDC	Load Dispatch Centre	給電指令所
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
LOL	Lowest Operation Level	運用最低水位
LOLP	Loss of Load Probability	電力量不足確率
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LRMC	Long-Run Marginal Cost	長期限界費用
LV	Low voltage (<1kV), typically 400/230V	低圧
MAED	Model for Analysis of Energy Demand	エネルギー需要分析モデル
MCA	Millennium Challenge Account	ミレニアムチャレンジ公社特別会計
MCC	Millennium Challenge Corporation	ミレニアムチャレンジ公社（米国）
MCP	Market Clearing Price	約定価格
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency	多数国間投資保証機関
MOA	Memorandum of Agreement	協定書
MoEWRI	Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation	エネルギー水資源灌漑省
MoF	Ministry of Finance	財務省
MoI	Ministry of Industry	産業省
MOU	Memorandum of Understanding	合意書
MV	Medium Voltage (≥1kV; ≤33kV)	高圧
NCC	Nepal Chamber of Commerce	ネパール商工会議所
NEA	Nepal Electricity Authority	ネパール電力公社
NEPSE	Nepal Stock Exchange	ネパール証券取引所
NGO	Non-Governmental Organization	非政府組織
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation	インド国営水力発電公社
NPTCL	Nepal Power Trading Company Limited	ネパール電力取引公社
NRB	Nepal Rastra Bank	ネパール中央銀行
NREF	National Renewable Energy Framework	国家再エネフレームワーク
NRREP	National Rural and Renewable Energy Programme	国家地方・再エネプログラム

略語	英語	日本語
NTFPs	Non-Timber Forest Products	非木材林産物
NTP	Notice to Proceed	着工命令
NVVN	NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd.	インド国営電力公社
O&M	Operation and Maintenance	運転・維持管理
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OPEX	Operating Expense	事業運営費
PCC	Project Coordinate Committee	プロジェクトコーディネートコミッティ
PDA	Project Development Agreement	プロジェクト開発合意書
PDP	Power Development Plan	電力開発計画
PEC	Power Exchange Committee	電力交換委員会
PGCIL	Power Grid Corporation of India	インド電力網公社
PGDP	Power Generation Development Planning	電源開発計画
PMD	Project Management Directorate	プロジェクト管理局
PMITD	Planning, Monitoring & IT Directorate	系統計画局
PMU	Project Management Unit	プロジェクト管理ユニット
PPA	Power Purchase Agreement	電力売電契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PROR	Peaking Run of River	調整池式水力
PS	Pumped Storage	揚水式水力
PSC	Project Steering Committee	プロジェクトステアリングコミッティ
PSP	Power System Planning	系統開発計画
PTA	Power Trade Agreement	電力取引合意書
PTC	Power Transmission Company Limited	送電事業会社
PXIL	Power Exchange India Limited	Power Exchange India Limited
QBS	Quality Based Selection	質に基づく選定
QCBS	Quality -Cost Based Selection	質及びコストに基づく選定
RBS	Rastriya Beema Sansthan	損害保険会社
RFP	Request for Proposal	提案依頼書
RLDC	Regional Load Dispatch Center	地域給電指令所
ROA	Return On Asset	総資産利益率
ROE	Return on Equity	自己資本利益率
ROR	Run of River	流れ込み式水力
ROW	Right of Way	送電線用地
RPC	Regional Power Committee	地域電力委員会

略語	英語	日本語
RPGCL	Rastriya Prasaran Grid Co. Ltd.	送電公社
RPO	Renewable Energy Purchase Obligation	再生可能エネルギー買取義務
S/S	Substation	変電所
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption. Frequency Index	平均停電回数
SARI/EI	South Asia Regional Initiative for Energy Integration	南アジア地域イニシアチブ
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御システム
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SERC	State Electricity Regulatory Commission	州電力規制委員会
SESA	Strategic Environment and Social Assessment	戦略的環境社会アセスメント
SEZ	Special Economic Zone	経済特区
SJVN	Satluj Jal Vidyut Nigam	水力発電共同出資会社
SOE	State Owned Enterprises	国営企業
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
STO	Storage	貯水池式水力
T&D	Transmission and Distribution Line	送配電
T/L	Transmission line	送電設備
TAS	Transaction Advisory Service	トランザクションアドバイザーサービス
TSDP	Transmission System Development Plan of Nepal	送電網開発計画
TSL	Two Step Loan	ツーステップローン
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VRE	Variable Renewable Energy	変動型再生可能エネルギー
VUCL	Vidhyut Utpadan Co., Ltd.	発電公社
WASP	Wien Automatic System Planning	ワस्प・プログラム
WB	World Bank	世界銀行
WEC	Water and Energy Commission	水・エネルギー委員会
WECS	Water and Energy Commission Secretariat	水・エネルギー委員会事務局
WG	Working Group	ワーキンググループ
ZEB	Net Zero Energy Building	ネット・ゼロ・エネルギー・ビル

要 約

ネパール国統合的電力システム開発計画プロジェクト
ファイナルレポート＜要約＞

目 次

第 1 章	統合的電力システム開発計画 (IPSDP) の策定	1
1.1	背 景	1
1.2	目 的	2
1.3	IPSDP の基本方針	2
第 2 章	IPSDP の内容	3
2.1	IPSDP の策定	3
2.2	電力セクターの開発における基本認識	3
2.2.1	電力セクターの組織体制	3
2.2.2	電力セクターにおける既存開発計画と実施中案件の取り込み	4
2.2.3	水力開発計画	5
2.2.4	電力融通	7
2.3	IPSDP の開発シナリオの策定	9
2.3.1	開発シナリオの方向性について	9
2.3.2	開発シナリオの設定	10
2.3.3	開発シナリオの検討結果と最適シナリオの選定	11
2.4	最適シナリオの検討	14
2.4.1	電力需要予測	14
2.4.2	電源開発計画	16
2.4.3	系統開発計画と近隣国との電力融通	20
2.4.4	IPSDP の経済財務分析	25
2.4.5	ファイナンス計画	31
2.4.6	戦略的環境アセスメント (SEA)	35
第 3 章	IPSDP の実現に向けたマイルストーンと電力セクターの将来像	38
3.1	IPSDP における 2040 年までの開発マイルストーンとパスウェイ	38
3.2	IPSDP の実現に向けた課題	40
3.3	IPSDP の実現に必要な変革と将来像	41
3.4	IPSDP における課題と提言	43

図リスト

図 2.1-1	IPSDP の検討プロセス	3
図 2.2-1	ネパールの電力事業体制	4
図 2.2-2	水力開発データベースの概要	6
図 2.2-3	国際連系線の現状と既往将来計画	8
図 2.2-4	ネパールとインド間の電力融通に関する関係性	8
図 2.3-1	水力開発容量による方向性	10
図 2.4-1	電力需要予測結果（左：電力需要（GWh）、右：最大電力（MW））	16
図 2.4-2	一人当たりの消費電力（kWh/capita）×GDP（USD/capita）の各国比較	16
図 2.4-3	国内の水力地点と設備出力（GW）	17
図 2.4-4	年間発電量と国内需要および電力輸出（GWh）	19
図 2.4-5	2040 年の主要基幹系統と国際連系線	21
図 2.4-6	400kV 国内系統における開発計画の現状	22
図 2.4-7	将来の取引形態	24
図 2.4-8	IPSDP による資金需要	26
図 2.4-9	ネパール国電力セクターにおける基本的な資金のフロー	27
図 2.4-10	手元資金による投資可能額と設備投資金額との関係	30
図 2.4-11	IPSDP 優先開発プロジェクトの分布	33
図 2.4-12	出融資元別資金調達割合推移	34
図 2.4-13	最適シナリオの評価（例） Karnali 川	36
図 3.1-1	IPSDP における開発マイルストーンとパスウェイ	39
図 3.3-1	2023 年時点における電力セクターの事業体制と改善点	42
図 3.3-2	2035 年における電力セクターの将来像	42

表リスト

表 2.2-1	ネパール電力セクターに関連する主な政策・開発計画.....	5
表 2.2-2	電源開発計画において考慮すべき事項	7
表 2.3-1	各シナリオの設定条件	11
表 2.3-2	3E+Policy の観点における各シナリオの考察.....	12
表 2.3-3	各シナリオの比較検討まとめ	13
表 2.4-1	IPSDP の総括表	15
表 2.4-2	IPSDP における各河川および進捗状況による水力開発地点容量 (MW)	18
表 2.4-3	水力優先事業リスト	20
表 2.4-4	将来の 400kV 国際連系線と対象水系.....	23
表 2.4-5	発電事業者から見た電力の卸売り先の形態.....	23
表 2.4-6	発電事業者視点における電力取引先毎の比較.....	24
表 2.4-7	キャッシュフロー分析のケース設定	27
表 2.4-8	財務分析の結果のまとめ	28
表 2.4-9	電力輸出の売電価格の感度分析結果	29
表 2.4-10	マクロ経済への影響	31
表 2.4-11	IPSDP におけるプロジェクトカテゴリーとファイナンス手法の基本的な考え方	32
表 2.4-12	出融資元別の IPSDP 期間中の資金供給推移.....	35
表 2.4-13	SEA における緩和策等、環境社会面の留意事項.....	37
表 3.2-1	IPSDP 実現に向けた課題	41
表 3.4-1	課題とパイロットプロジェクトの関係	44

第1章 統合的電力システム開発計画(IPSDP)の策定

1.1 背 景

ネパールはヒマラヤ山脈に端を発する水力資源が豊富であり、包蔵水力は 83GW、経済的に開発可能な水力発電のポテンシャルは 42GW と推定されている。ネパール政府（GoN : Government of Nepal）は「国家エネルギー危機回避・水力開発 10 ヶ年に関するアクションプラン」（2016 年）、「エネルギー・水資源・灌漑セクターにおける現況及びロードマップ」（通称ホワイト・ペーパー、2018 年）等の政策文書を策定し、電源開発を国家の発展における重要課題と位置付けた上で、電力開発を加速化させる姿勢を示してきた。一方で、これまで実現してきた開発量は各種政策で示された目標とは大きなギャップがあり、2015 年代中頃までは供給力不足による計画停電が常態化していた。2016 年以降はインドからの電力輸入量が増加したことにより供給力が向上し需給状況が安定したものの、電源開発が進まず乾期を中心にインドからの輸入に依存する状況が続いてきた。これらの電力輸入が占める割合は2019/20年で 21.8%に達しており、外貨流出が大きな課題となっていた。

こうした中で、2021 年から Upper Tamakoshi 水力発電所（HPP : Hydro Power Plant）（456MW）など、これまで開発を続けてきた発電所の運開が始まり、2021 年の水力発電設備容量は 1,446.8MW、2023 年は 2,685MW に達するなど近年は目覚ましい成長を遂げている。2023 年は国内電力需要 11,546 GWh に対して年間発電電力量は 11,026 GWh となり、乾期を中心とした電力輸入は 1,855 GWh（国内需要の 15%）、雨期における電力輸出は 1,333GWh と輸出入も均衡しつつある。収支面においても 2019 年以降、インドへの電力輸出を契機にネパール電力公社（NEA : Nepal Electricity Authority）の収支も改善して利益が増加している。これらの発展は過去 10 年間に渡っての開発の成果が結実したものであり、今後数年間はこの成長が続くと想定される。

一方で、ネパールは更なる開発ポテンシャルを有しておりホワイト・ペーパー等の政策目標で示されていた 2030 年の水力 15,000MW とは依然として大きなギャップがある点は留意する必要がある。今後、中長期に渡って目標達成していくためには、急峻な山岳地形等による発電設備コスト、国の信用力と投資余力の制約及び民間資金活用制度の不備、独立系発電事業者（IPP : Independent Power Producer）への無計画な建設ライセンス付与、電力開発に関わる政府、規制機関及び電力公社等の間の連携などの課題を解決していく必要がある。また、IPP を含む関係機関が共有すべき、包括的な電力開発計画が策定されていないことも課題となっており、低（脱）炭素化や再生可能エネルギーを含む国内電源の整備見通しやインドとの電力融通等に関する規制・政策・事業者間の共通認識の形成などの長期的な視座が必要となっている。

掛かる認識の下、エネルギー政策を所掌するエネルギー水資源灌漑省（MoEWRI : Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）が主体となって、電源種別・発電方式、開発優先順位、開発規模・時期、資金調達方法、民間と公的資金の役割分担や調達方法を含む投資計画等を網羅的にカバーした「統合的電力システム開発計画（IPSDP : Integrated Power System Development Plan）」を策定することとした。

1.2 目 的

IPSDP の目的はクリーンエネルギーの開発によって国内の安定した電力供給と周辺国への電力輸出「Clean Export」を達成するための 2040 年までの開発ビジョンと目標を示すことである。

1.3 IPSDP の基本方針

背景と目的を踏まえた IPSDP における技術検討の基本方針として 3E (Energy Security, Economy and Environment)+Policy を以下に設定する。

Energy Security（エネルギーの安全保障）

- 国産クリーンエネルギーによる信頼度の高い電力供給の実現
- 相互作用的かつ柔軟な電力融通を通じた地域の電力供給安定化への貢献

Economy（ネパールの財政負担低減と経済成長）

- 低廉な財務負担による電気料金の確立
- 電力融通を通じた経済成長および外貨獲得

Environment（環境社会配慮）

- 社会生態環境にとって受容可能な開発の確約
- クリーンエネルギーの供給による CO₂ 削減への貢献

Policy（電力政策）

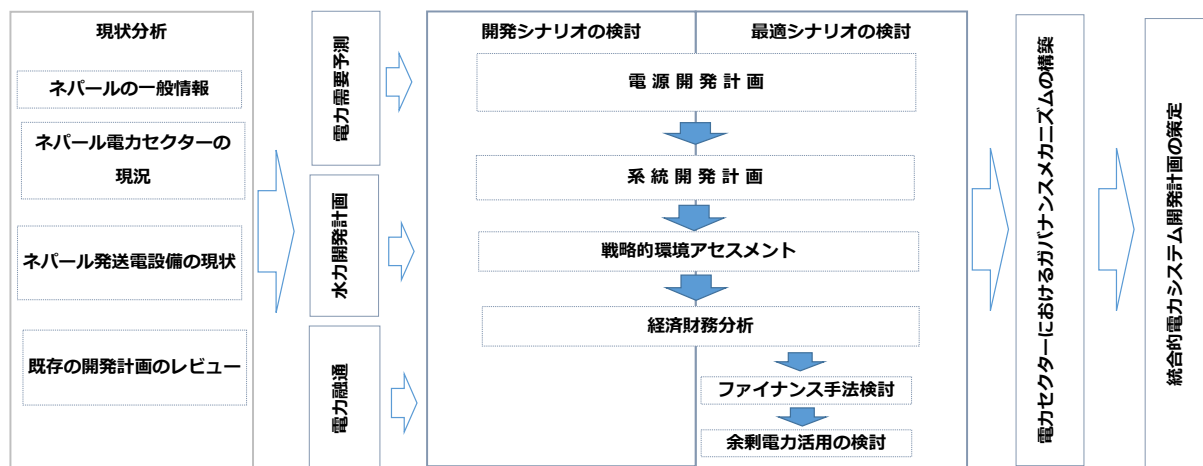
- MoEWRI が策定中の政策“Energy Development Roadmap and Work Plan”との整合性

電力政策（Policy）については、現在、MoEWRI は 2035 年までのエネルギー政策「エネルギー開発ロードマップおよびワークプラン 2035（Energy Development Roadmap and Work Plan 2035）」を策定中である。本ロードマップでは 2035 年までの開発目標として、電力消費量が 40,710GWh（3.4 倍）、総発電設備出力が 28,713MW（10.2 倍）、変圧器容量が 40,000MVA（4.5 倍）、電力輸出が 15,000MW（23.7 倍）を掲げている。ワークプランでは「1. 法制度の改善」「2. 組織体制の能力向上」「3. インフラ開発促進」「4. 電力事業および市場機能」の 4 分野で 85 の計画が提案されている。本 IPSDP においてもこうした上位政策との整合性を図る必要があり、特にエネルギー開発ロードマップおよびワークプランの掲げた目標達成についても考慮する。

第2章 IPSDP の内容

2.1 IPSDP の策定

IPSDP は図 2.1-1 に示す通り、まず、電力セクターの現状分析を踏まえて、電力需要予測、水力開発計画、電力融通の状況を整理する。ついで、電源および系統構成を基にネパール電力セクターが進むべき方向性を示すため、電力開発計画（PDP：Power Development Plan）、系統開発計画（PSP：Power System Planning）、戦略的環境アセスメント（SEA：Strategic Environmental Assessment）、経済財務分析を含めた複数の開発シナリオを策定し、比較検討の下で最適シナリオを選定する。そして、周辺国との電力融通、ファイナンス計画、エネルギーtransitionなどの包括的な考察を含めて最適シナリオを更新し、ネパール国電力セクターのビジョンと目標を示す中長期開発計画となる IPSDP を策定する。



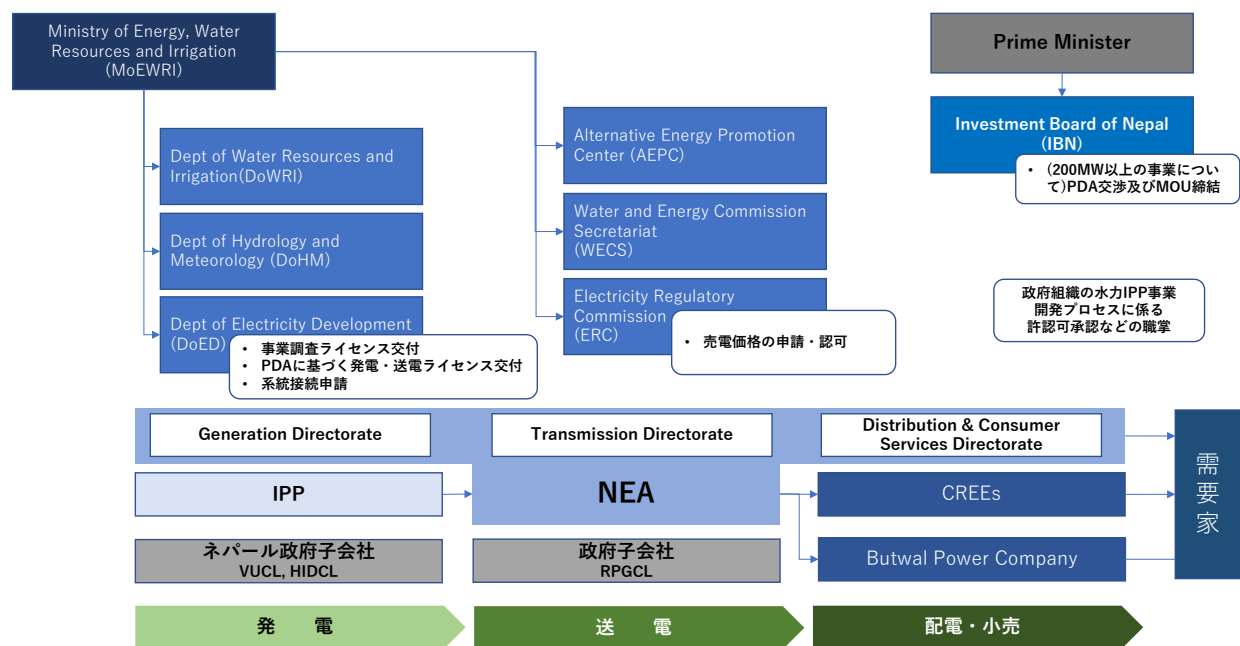
出典：JICA 調査団作成

図 2.1-1 IPSDP の検討プロセス

2.2 電力セクターの開発における基本認識

2.2.1 電力セクターの組織体制

図 2.2-1 に電力事業に関連する行政組織及び事業者の関係図を示す。ネパールの電力セクターに関わる行政組織としては、エネルギー開発・利用に係る政策・法令を管掌する MoEWRI、同省の 1 部門で、発電事業ライセンスの発行等を所掌する電力開発局（DoED：Department of Electricity Development）、電力事業を規制・監督する電力規制委員会（ERC：Electricity Regulatory Commission）、水・エネルギー委員会（WECS：Water and Energy Commissions）、代替エネルギー促進センター（AEPC：Alternative Energy Promotion Center）等がある。



出典：JICA 調査団作成

図 2.2-1 ネパールの電力事業体制

同国の電力事業は、NEA が発送配電を一貫して担う垂直統合型の構造となっている。但し、発電部門では、1992 年制定の電力法（Electricity Act）により、発電部門への民間参入が認められたことを契機に、IPP が多く参入している。

その他の電力セクターの政府系組織としては送電公社（RPGCL：Rastriya Prasaran Grid Company Limited）、発電公社（VUCL：Vidhyut Utpadan Co., Ltd.）、水力発電投資開発公社（HIDCL：Hydroelectricity Investment and Development Company Ltd.）がある。また、電力セクターに関連の深い組織として、ネパール投資庁（IBN：Investment Board of Nepal）、ネパール独立発電事業者協会（IPPAN：Independent Power Producers' Association, Nepal）があり、IPSDP はこれらの関係機関との協働の元で検討を進めていくことが重要となる。

2.2.2 電力セクターにおける既存開発計画と実施中案件の取り込み

ネパール電力セクターに対しては、これまで多くの国際援助機関が様々な開発調査および計画策定を支援している。加えて WECS、RPGCL、NEA も独自で開発計画を策定しており、様々な計画が乱立している状況である。IPSDP の検討に当たっては表 2.2-1 に示す既往の開発計画の内容を整理し、進むべき方向性や検討する上での基礎資料とした。

表 2.2-1 ネパール電力セクターに関連する主な政策・開発計画

分野	政策名 ¹	発効 ²	実施機関	援助機関
電力全般	全国貯水式水力発電所マスタープラン	2014	NEA	JICA
	水力発電セクターに係る情報収集・確認調査	2018	NEA	JICA
	Irrigation Master Plan	2019	DWRI	ADB
	Hydropower Potential of Nepal	2019	WECS	-
	World Bank/WECS: Preparation of River Basin Plans and Hydropower Development Master Plans and Strategic Environmental and Social Assessment	2024	WECS	WB
系統計画	Transmission System Development Plan of Nepal	2018	RPGCL	
	The Distribution System/Rural Electrification Master Plan of Nepal	2022	NEA	ADB

出典：JICA 調査団作成

2.2.3 水力開発計画

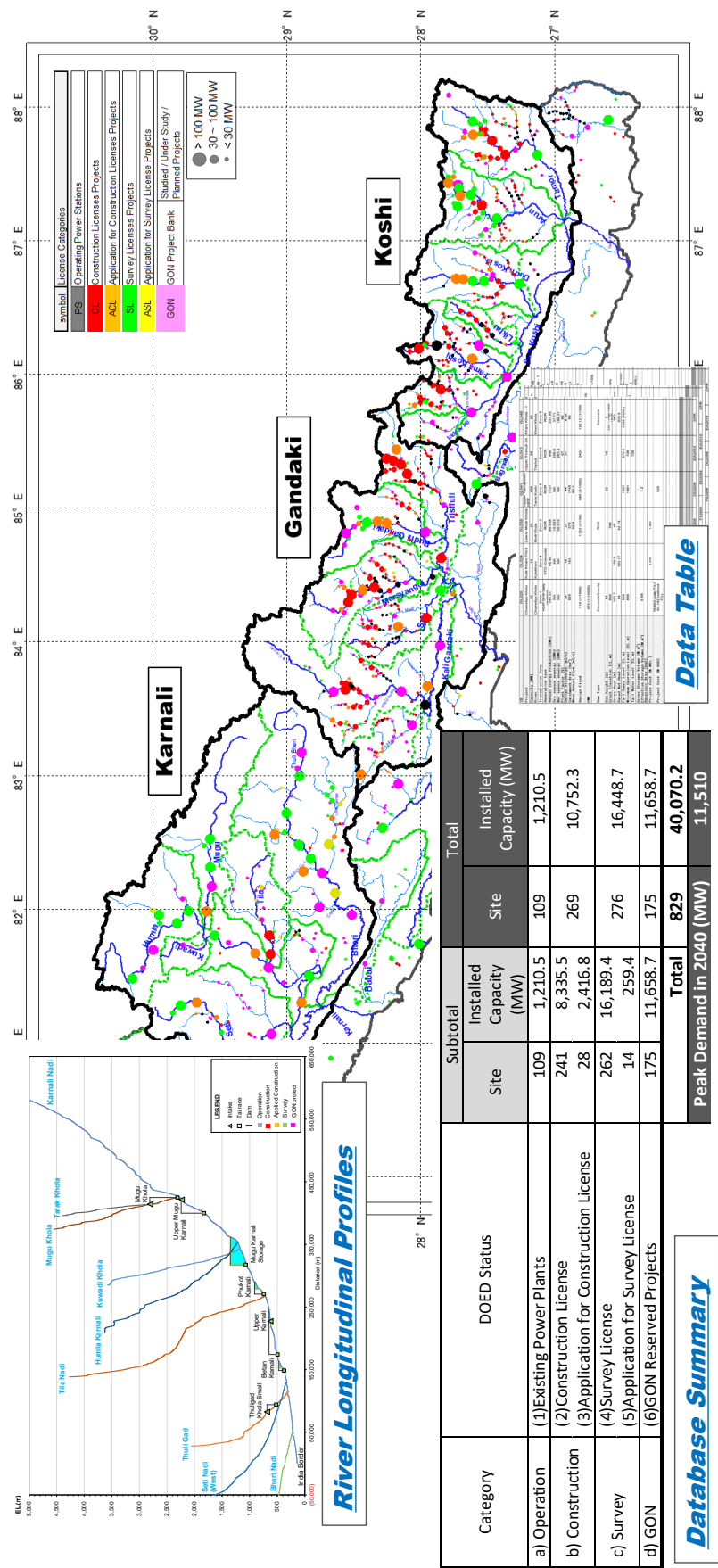
水力発電の年間を通じた出力および発電量は各地点特性に依存しており、水力が電源の大半を占めるネパールにおいてはこれらの情報精度が電源開発計画と系統開発計画の品質に直結する。ネパールにおける 1MW を超える発電事業および送電事業の調査、建設、運営は MoEWRI の DoED が一元的に管轄している。DoED が有する事業リストは国内の包蔵水力をほぼ網羅しており、本調査における電源開発計画では原則として本リストの地点を対象として検討を実施する。DoED リストはプロジェクト進捗を基にカテゴリー分けしており、本調査ではこれを基に a) Operation、b) Construction (Construction License、Application for Construction License)、c) Survey (Survey License、Application for Survey License)、d) GoN (Government of Nepal) に分類して設備出力を計上する。なお、DoED リストに含まれていない灌漑事業、大規模貯水池についても可能な範囲で情報収集した。

本調査では地点の位置情報、発電計画、水文情報、設備諸元、アクセス、環境社会配慮、事業費などの主要な項目について追加で情報収集を実施して、基礎情報インベントリー、地理情報システム (GIS : Geographic Information System) マップ、河床縦断面図からなるデータベースを構築した (図 2.2-2)³。

¹ 政策名に続く年はネパール暦、括弧内の年は西暦。

² 発効時期はすべて西暦。

³ DoED リストは 2021 年 5 月に収集したデータ一式を 2023 年 3 月に更新している。以下に記載するデータは 2021 年 5 月時点のものだが、全体傾向に大きな変更はない。



出典：JICA 調査団作成

図 2.2-2 水力開発データベースの概要

本節の検討結果について電源開発計画において考慮すべき事項を表 2.2-2 に要約する。

表 2.2-2 電源開発計画において考慮すべき事項

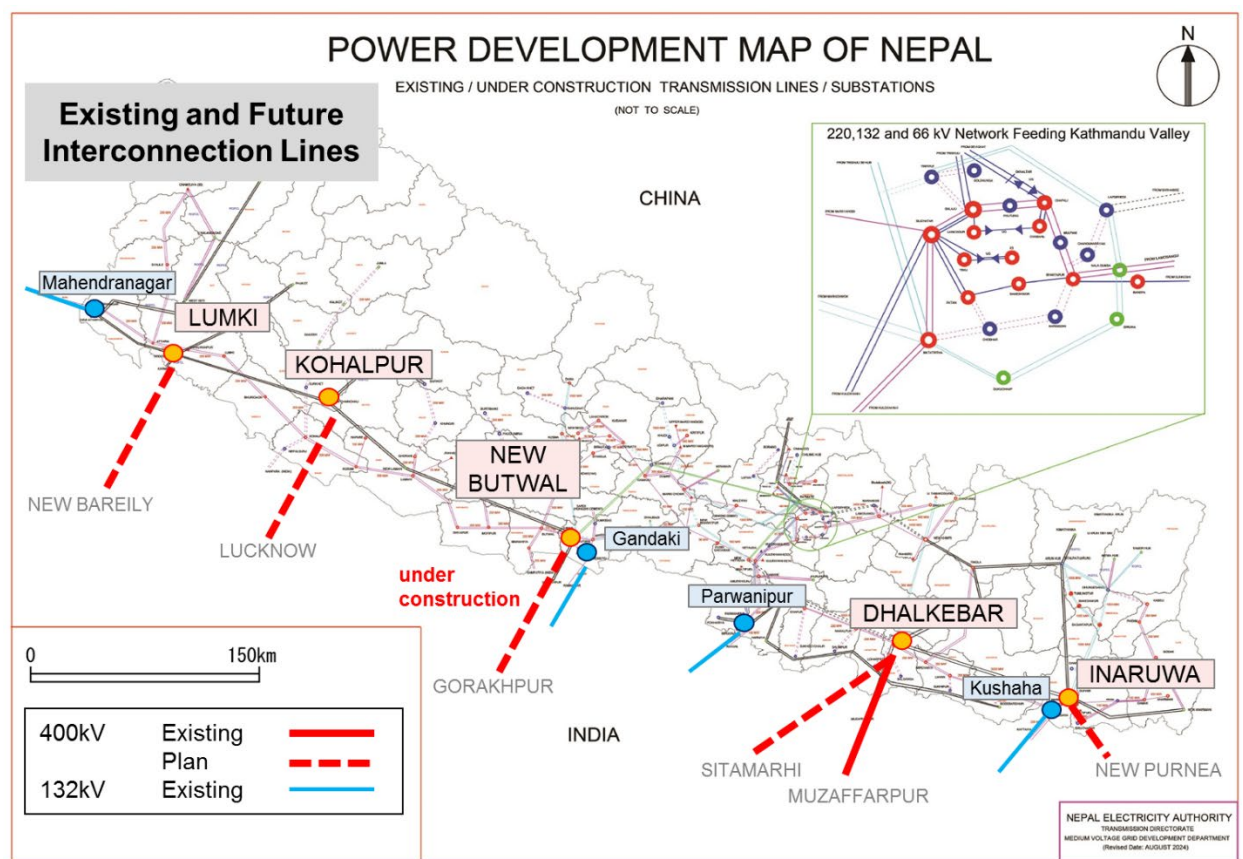
項目	特記事項
開発容量 (MW)	▶ 各地点の情報収集を基に DoED 事業リストを更新した結果、設備出力は 40,070.2 MW (829 地点) であり、将来の国内需要を大きく上回る。 ▶ 適切な開発容量の設定においては乾期の出力低下の考慮と国内向けの需要に加えて、電力輸出の観点も取り入れることが重要となる。
発電電力量 (GWh)	▶ 雨期に対して乾期の発電電力量は、流れ込み式水力 (ROR : Run of River)、調整池式水力 (PROR : Peaking Run of River)、貯水池式水力 (STO : Storage) を合わせても約 32.6% に落ち込む。貯水池式やカスケード運用などの活用も重要である一方で季節較差解消は困難であり、これらの季節較差を前提として計画を策定する必要がある。 ▶ 過去の実績から渇水年における年間発電電力量は設計値から約 20% 低下するため、供給信頼度を確保するには適切な予備力を設定する必要がある。 ▶ 発電電力量については DoED の b) Construction のみの開発では 6~8 月以外は電力輸入が必要になる。c) Survey が開発されると不足はほぼ解消され、d) GoON も開発されると渇水年も含めて自力で電力供給が可能になる。 ▶ 水力を開発すれば雨期を中心に余剰電力の輸出が必要であり、開発しなければ乾期を中心に不足分を輸入する必要がある。
発電原価 (cents/kWh)	▶ 均等化発電原価 (LCOE : Levelised Cost of Electricity) の平均値は ROR : 4.0cents/kWh、PROR : 5.0cents/kWh、STO : 9.2 cents/kWh であり、事業費上振れを踏まえても競争力のある電源となっている。 ▶ 国内需要家向け卸売価格 (7.0 cents/kWh) とインドエネルギー取引所 (IEX : Indian Energy Exchange Limited) の卸売価格 (7.0 cents/kWh) を下回る地点が多い。 ▶ 国内向け需要に加えて、インド、バングラデシュなどの隣国への電力輸出についても考慮する必要があり、日、年間を通じた調整能力向上のような水力発電としての価値を最大化し、卸売の経済性を高める施策も重要になると想定される。

出典 : JICA 調査団作成

2.2.4 電力融通

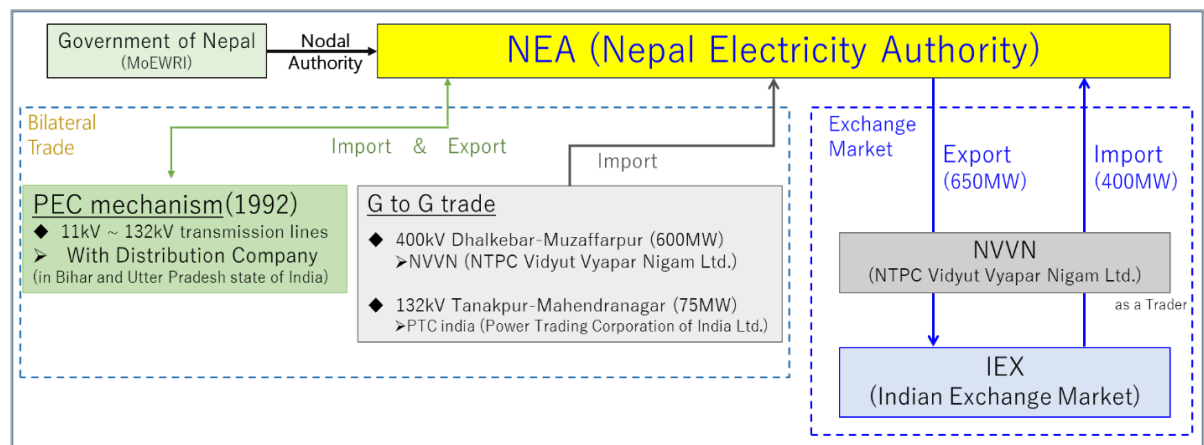
図 2.2-3 に国際連系線の現状と既往将来計画を示す。現状、ネパールはインドのみと系統が連系されており、ネパールとインド間の国際連系は、2020 年から運用が開始された 400kV Dhalkebar – Muzaffarpur 送電線を始め、132kV・33kV・11kV の国際連系線が運用されている。各国際連系線は輸出入両方に使われている。将来、2040 年に向けて 5 本の 400kV 国際連系線が計画されている。

現状、ネパールの電力取引先としては、ほぼインドのみであり、相対取引や IEX を通じた取引が行われている。インドからの電力輸入に関しては、インドの電力取引ガイドラインを元にインド国営電力公社 (NVVN : NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd.) 等との長期相対契約による方法や、IEX を通じた電力輸入を実施している。一方、電力輸出に関しては、IEX における Day Ahead Market がメインだが電源開発で安定的な収入を得ていくためには、将来の価格が見通せる中長期の電力売電契約 (PPA : Power Purchase Agreement) などが必要になっている。



出典：NEA 資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-3 国際連系線の現状と既往将来計画



出典：NEA 資料を基に JICA 調査団作成

図 2.2-4 ネパールとインド間の電力融通に関する関係性

2.3 IPSDP の開発シナリオの策定

本項ではこれまで整理してきたネパールの法制度、政策、自然条件、一次エネルギーの現状、電源の将来計画など、複数の視座に基づく電源構成に係る開発シナリオを策定し、電力セクターの進む方向性について考察する。

2.3.1 開発シナリオの方向性について

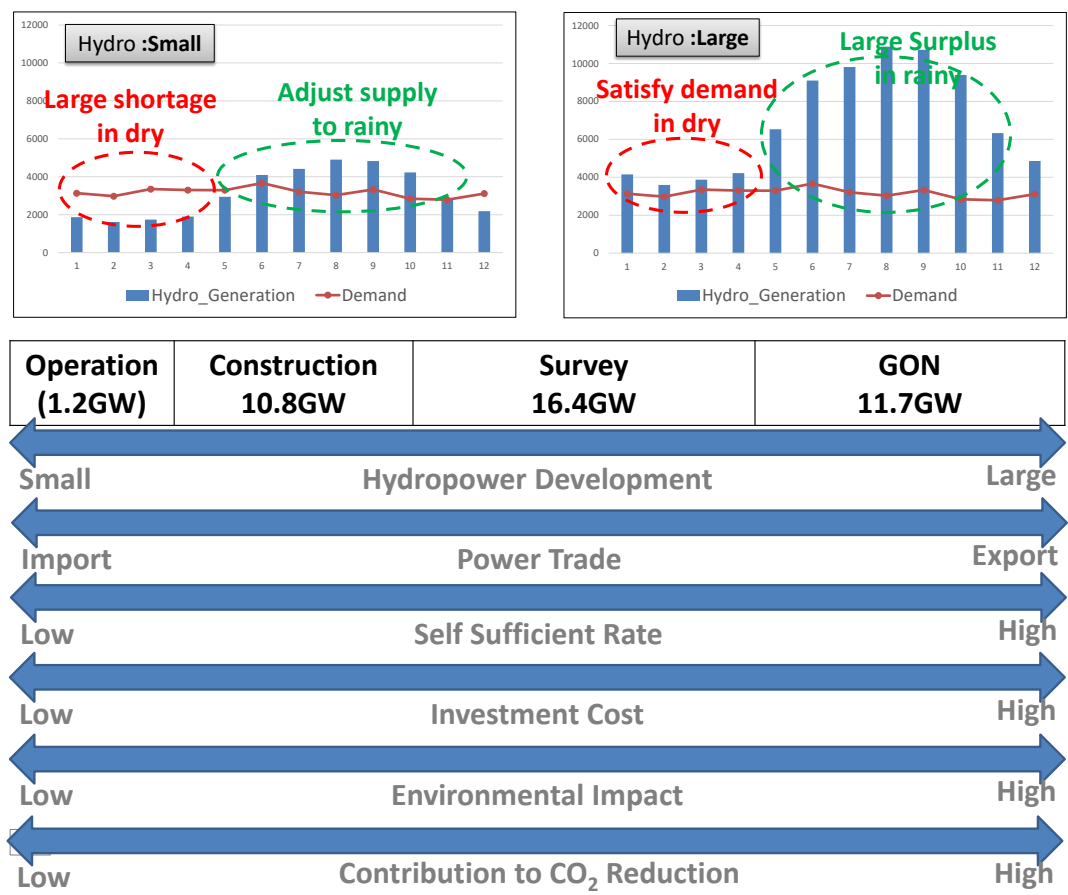
第 2.2 節の認識を踏まえた将来の電源構成に係る切り口は以下の通り。本検討ではこれらの切り口を明確にした複数の開発シナリオを策定して 3E+Policy の観点で評価する。

- ネパールにおける電源開発計画は基本的に水力が主力になり、電源構成はその開発容量に依存する。
- DoED の事業リストに記載された水力開発を実現できなかった場合、電力融通で不足分をインドから輸入する必要がある、融通量、必要な費用がどの程度の規模になるかが課題となる。
- 水力開発を最大限に実現できた場合、電力需要に対してどれだけの余剰電力が発生するか、発電原価、融通量、時期から見て輸出が可能か、開発費用のファイナンスは実現可能かを検証する必要がある。
- 太陽光などの再生可能エネルギーが電源開発計画においてどの程度、寄与するか。電力融通における輸入・輸出にどのような影響を与えるかを検証する必要がある。

これまでの検討結果より、ネパールは水力と電力融通による需給調整が想定されるため、水力開発容量が電源開発計画の方向性を決める。以下に水力開発容量の大小による方向性について考察する。

- | | |
|-------------------|---------------------------------------|
| ①水力開発容量が 小 | 雨期のピーク需要を満たし余剰分は輸出する。
乾期の不足分は輸入する。 |
| ②水力開発容量が 大 | 乾期のピーク需要を満たす水力を開発し、余剰分は輸出する。 |

開発シナリオでは、将来の方向性として①水力開発を控えて乾期の電力輸入を受容するか、②開発を進めて電力輸出を促進するか、大別して 2 つの方針検討が重要となる。伸びゆくネパールの電力需要増に対応するには、こうした水力開発容量、電力融通量、設備投資、環境影響のトレードオフを認識する必要がある。これらの考え方を図 2.3-1 に整理する。



出典：JICA 調査団作成

図 2.3-1 水力開発容量による方向性⁴

3E の観点では水力開発容量が大きい場合、エネルギー自給率と周辺国への輸出増はエネルギー安全保障面でも望ましく、輸出増による外貨獲得や二酸化炭素（CO₂）削減など経済性と気候変動への寄与も期待される。一方で、ファイナンスの実現性や、輸出可能な経済性のある地点選定、環境面での負の影響などを考慮する必要がある。

仮に水力開発容量が需要に満たない場合は不足分を補うために再生可能エネルギーや電力融通の導入が必要となるが、環境影響や設備投資コストの抑制といったメリットもある。シナリオ検討ではこれらの影響を様々な観点から評価する必要がある。

2.3.2 開発シナリオの設定

これまでの検討結果を基に、IPSDP における開発シナリオとして「シナリオ 1：電力輸入」「シナリオ 2：再生可能エネルギー活用」「シナリオ 3：水力中間開発」「シナリオ 4：水力最

⁴ Operation：既設水力、Construction：建設ライセンス取得または申請中、Survey：調査ライセンス取得または申請中、GoN：開発権未取得の地点

大開発」の4つのシナリオを設定する。これらのシナリオのコンセプトは以下の通り。

表 2.3-1 各シナリオの設定条件

項目	シナリオ 1 電力輸入	シナリオ 2 再エネ活用	シナリオ 3 水力中間開発	シナリオ 4 水力最大開発
新規水力	a) Operation b) Construction	a) Operation b) Construction	a) Operation b) Construction c) Survey	a) Operation b) Construction c) Survey d) GoN
国内総需要 (GWh) に対する再生可能エ ネルギー比率	10%	25%	10%	10%
電力融通	乾期：輸入 雨期：輸出	乾期：輸入 雨期：輸出	乾期：輸出 雨期：輸出	乾期：輸出 雨期：輸出

出典：JICA 調査団作成

(シナリオ 1: 電力輸入)

- **b) Construction** の水力地点のみを開発する。
- 電力需要に対する乾期の不足分は輸入で補い、雨期は部分的に余剰電力を輸出する。

(シナリオ 2: 再生可能エネルギー活用)

- **b) Construction** の水力地点のみを開発する。
- 電力需要に対する乾期の不足分は輸入と太陽光で補い、雨期は部分的に余剰電力を輸出する。

(シナリオ 3: 水力中間開発)

- **b) Construction** と **c) Survey** の水力地点を開発する。
- 余剰電力は全て輸出を想定する。電力需要に対して、渇水年の乾期に不足する場合は輸入で補う。

(シナリオ 4: 水力最大開発)

- DOED の事業リストに記載された全ての水力地点を開発する。
- 余剰電力は全て輸出を想定する。

シナリオ 1、2 は①水力開発容量小に相当し、乾期の需要は水力開発と電力融通による供給によって満たすシナリオとして設定する。シナリオ 2 はシナリオ 1 に再生可能エネルギー導入量を増加させており、再生可能エネルギーが電力需給に貢献するかを確認する。シナリオ 3、4 は②水力開発容量大に相当し、水力開発によって乾期を含む年間を通じた需要を満たすシナリオとして設定する。水力が現状の包蔵水力の中間レベルで開発された場合と最大限に開発された場合の電力需給、輸出量および設備投資費を比較する。この検討結果を表 2.3-3 に示す。

2.3.3 開発シナリオの検討結果と最適シナリオの選定

3E+ Policy を基に各シナリオを比較検討し、今後のネパールの電力開発の方向性について考察し最適シナリオに進めるベースシナリオを選定する。3E+Policy を基に各シナリオを比較検討した結果と考察を表 2.3-2 に示す。

表 2.3-2 3E+Policy の観点における各シナリオの考察

項目	考察
シナリオ 1 電力輸入	設備投資額と環境影響が少なく、実現性のあるシナリオと想定される。しかし、2040 年におけるエネルギー自給率が低く、電力輸入中断という供給リスク、燃料インフレといったコスト高騰リスクを抱えており、ネパールの電力政策の掲げる 2035 年における 28GW の開発目標達成も困難である。
シナリオ 2 再エネ活用	設備投資額と環境影響は少なくシナリオ 1 と比較して、輸入依存度も低い。一方で、変動型再生可能エネルギー（VRE : Variable Renewable Energy）の太陽光に対する系統安定性を確保するには隣国との系統連系による調整力確保が必要になる再生可能エネルギー活用について、設備投資額と環境影響は少なくシナリオ 1 と比較して、輸入依存度も低い。一方で、VRE の太陽光に対する系統安定性を確保するには隣国との系統連系による調整力確保が必要になる。
シナリオ 3 水力中間開発	乾期の一定期間は電力輸入が必要になるが、それ以外の期間は渇水年であっても国内および輸出用の電力を確保できる。必要な設備投資額は高額になるが電力輸出が進めば実現可能と想定される。一方で、環境影響も大きいため、SEA の結果を踏まえて影響を低減するための施策が重要となる。
シナリオ 4 水力最大開発	渇水年も含めて年間を通じて国内および輸出用の電力を確保できる。シナリオ 3 と比較すると設備投資額や環境影響も非常に大きくなり、実現性については十分に検討する必要がある。

出典：JICA 調査団作成

以上の開発シナリオの比較検討の結果について、3E の評価と Policy との整合性を踏まえて、政策に合致し国内需要を自国で満たしつつ、開発規模の適正化を図れるシナリオ 3：水力中間開発を最適シナリオのベースとして選定する。

今後、IPSDP が志向する電力セクターの方向性は国産クリーンエネルギーである水力と再生可能エネルギーを開発し、乾期は国内需要を満たし、雨期に余剰電力を近隣国に輸出するのが基本戦略になる。

表 2.3-3 各シナリオの比較検討まとめ

評価項目	シナリオ1 電力輸入	シナリオ2 再生可能エネルギー活用	シナリオ3 水力中間開発	シナリオ4 水力最大開発
電源構成				
	20,158MW	25,599MW	32,048MW	43,887MW
	エネルギー自給率 (%)	85.4%	99.7%	230.1%
	エネルギー安全保障 Energy Security	隣国問題による電力輸入中断		
	国際問題の影響	再エネ大量導入による影響		
(2) 財政負担低減と経済成長 Economy	系統の安定性	なし	なし	なし
	累積投資額	19,138 MUSD (1,015MUSD/年)	24,838 MUSD (1,307MUSD/年)	48,345 MUSD (2,544MUSD/年)
	累積電力融通収支	7,360MUSD	10,820MUSD	30,366MUSD
	燃料インフレへの脆弱性	インドの燃料高騰		
(3) 環境社会配慮 Environmental and Social considerations	自然社会環境への影響	小	中	大
	累積CO ₂ 排出量 (million ton)	69.1 million ton	52.4 million ton	39.5 million ton
	kWh当たりGHG排出量 (g-CO ₂ /kWh)	172.5 g-CO ₂ /kWh	111.4 g-CO ₂ /kWh	27.0 g-CO ₂ /kWh
	電力輸出による累積CO ₂ 排出削減量 (million ton)	169.1 million ton	205.7 million ton	505.7 million ton
	2030年15000MW	未達成	達成	達成
Policy	再生可能エネルギーの 導入量	達成		

出典：JICA 調査団作成

2.4 最適シナリオの検討

本節では最適シナリオに選定されたシナリオ3 水力中間開発について、電源開発計画、系統開発計画、環境社会配慮、経済財務分析、ファイナンス手法の検討、余剰電力の活用に関わる検討を実施する。

最適シナリオ検討に当たっては以下3点の入力条件更新を反映する。

- 電力需要予測（2021年データ→2023年データに更新）
- 電源リスト（DoEDリストを2021年5月→2023年3月に更新と水力スクリーニングの実施）
- 電力融通におけるインド国CO₂排出係数（820g-CO₂/kWh→716g-CO₂/kWh）

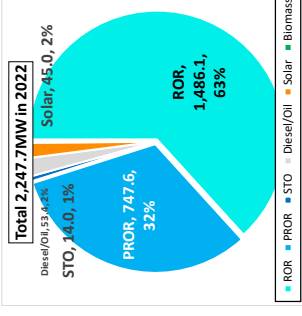
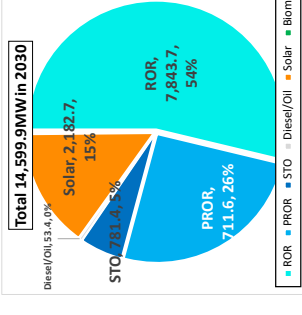
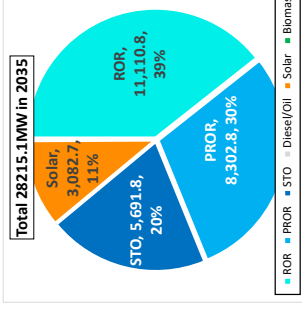
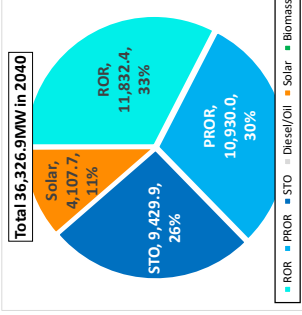
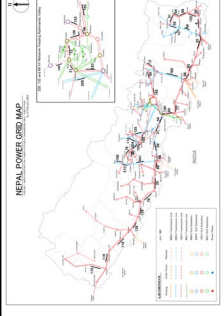
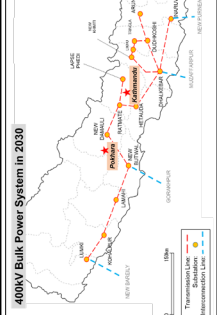
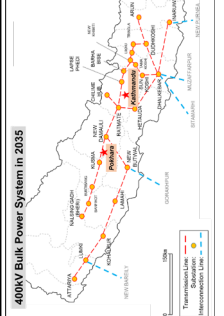
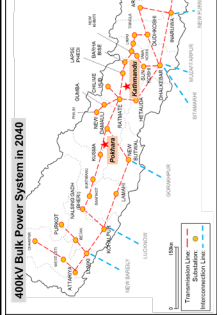
最適シナリオIPSDPの検討結果を表2.4-1に取りまとめ、以下に各検討の主な成果を整理する。

2.4.1 電力需要予測

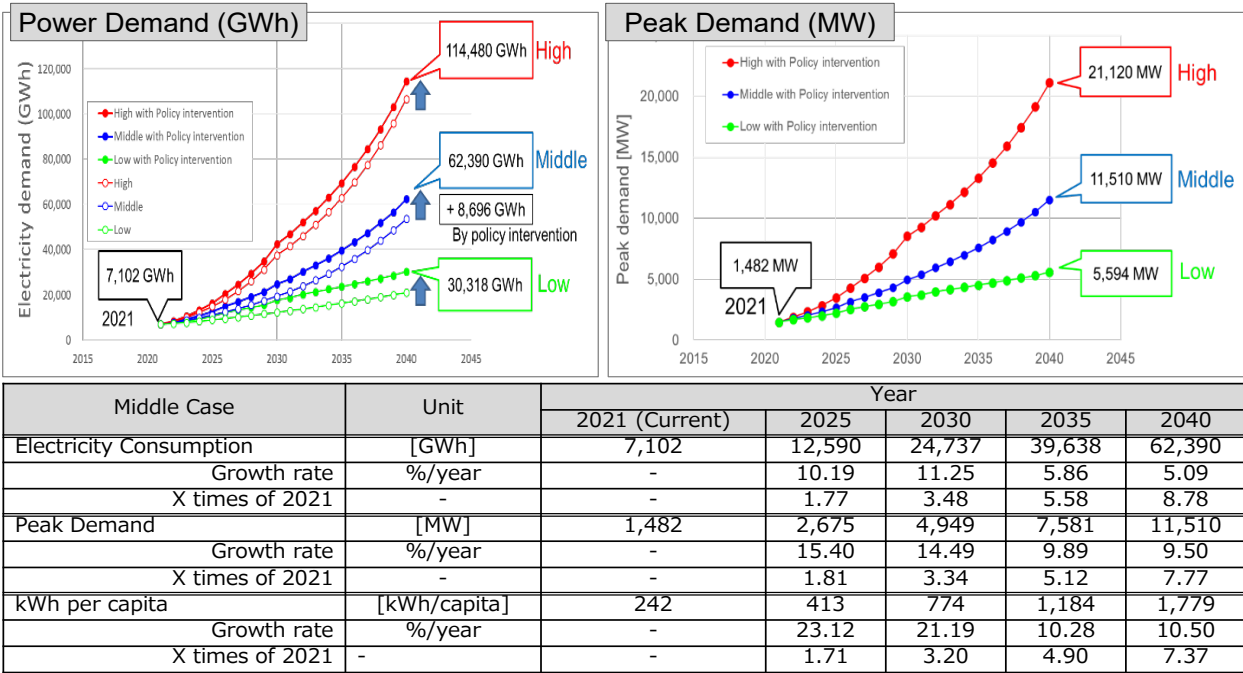
電力需要予測結果と一人当たりの消費電力(kWh/capita)×国内総生産（GDP：Gross Domestic Product）(USD/capita)の各国比較をそれぞれ図2.4-1と図2.4-2に示す。電気自動車（EV：Electric Vehicle）、E-cooking、経済特区（SEZ：Special Economic Zone）などの各種政策を踏まえた電力需要予測では電力需要量(GWh)と最大電力(MW)は2021年の7,102GWh、1,482MWから2040年にそれぞれ62,390GWh（8.8倍）、11,510MW（7.8倍）まで成長すると想定した。

1人当たりの消費電力では2021年の242kWh/capitaから2040年には1,779kWh/capitaに成長する。成長率という観点では著しい伸びを示しているものの、世界平均の3,265kWh/capitaやその他の南アジア・東南アジアの各国と比較すると需要予測結果は過大なものではなく概ね妥当な水準であり、産業育成やエネルギートランジションなど、更なる需要喚起も継続していく必要がある。

表 2.4-1 IPSDP の総括表

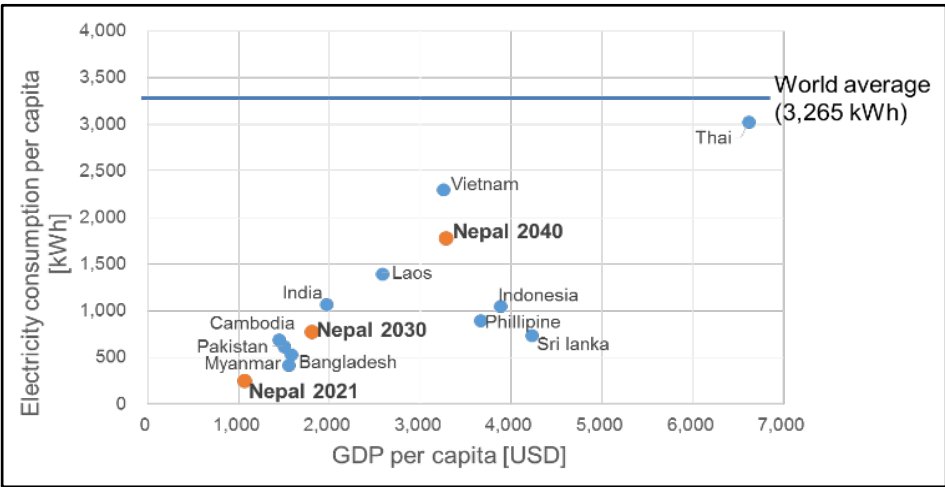
Item	2022/23	2030	2035	2040
Power Demand Forecast				
Power Consumption (GWh)	9,347GWh	24,737GWh	39,638GWh	62,390GWh
Power Demand (MW)	1,986W	4,949MW	7,581MW	11,510MW
Energy Consumption Per capita	320.5kW/h/capita	774kW/h/capita	1,184kW/h/capita	1,779kW/h/capita
Power Generation Development Planning				
Installed Capacity				
	Annual Power Generation (Power Trade)	56,737GWh (25,859GWh)	102,527GWh (55,233GWh)	133,185GWh (61,370GWh)
	Self Sufficient Rate	10,693GWh (-521GWh) 86.3%	102,527GWh (55,233GWh) 216.8%	133,185GWh (61,370GWh) 185.5%
	CO2 Emission	128.3kg-CO ₂ /kWh	31.8kg-CO ₂ /kWh	25.4kg-CO ₂ /kWh
	29.0kg-CO ₂ /kWh			
Power System Planning				
Power System				
	Total Length of Transmission Line	400kV 78 km and 220&132kV 4,068km	400kV 1,149 km and 220&132kV 4,988km	400kV 2,487 km and 220&132kV 6,138 km
	Total Capacity of Transformer	400kV 945 MVA / 220&132kV 4,917 MVA	400kV 9,625 MVA / 220&132kV 13,317 MVA	400kV 20,475 MVA / 220&132kV 23,817 MVA
Economic and Financial Analysis				
Accumulated Investment (Generation)	-	23,207MUSD	42,642MUSD	53,063MUSD
Accumulated Investment (Transmission)	-	3,573MUSD	5,970MUSD	8,687MUSD
Total Cost	-	26,780MUSD	48,612MUSD	61,750MUSD

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-1 電力需要予測結果(左:電力需要(GWh)、右:最大電力(MW))



出典：JICA 調査団作成

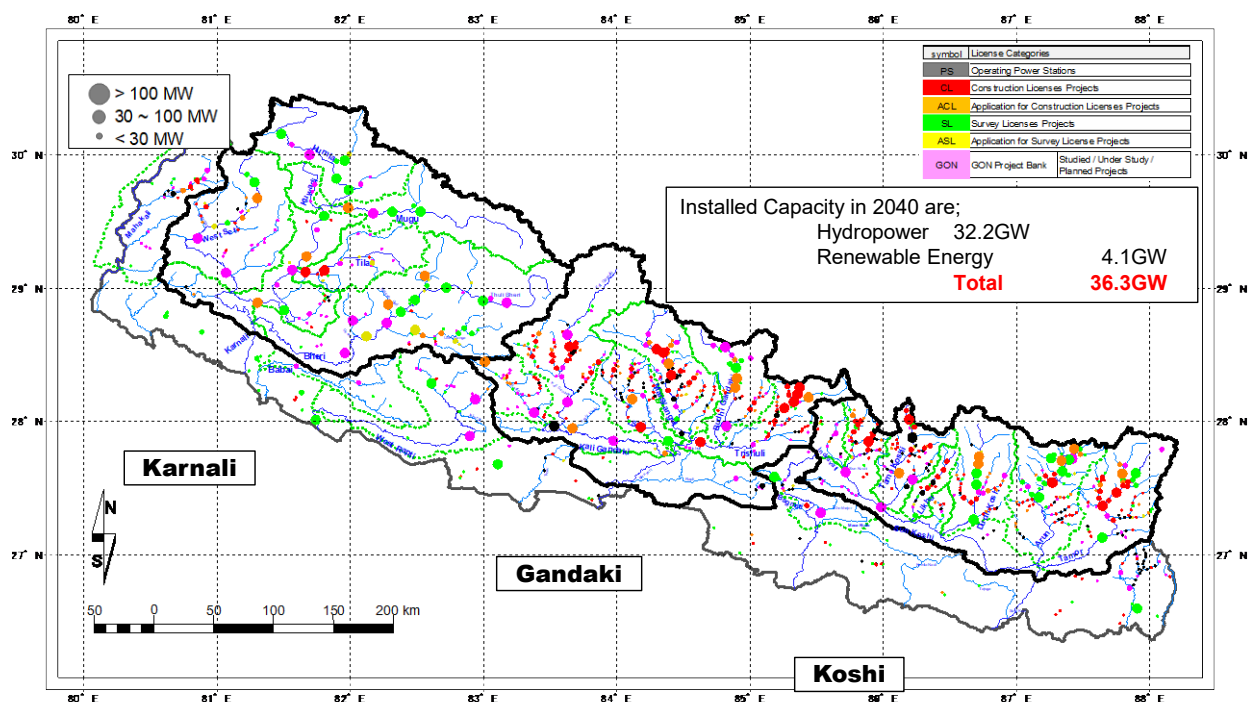
図 2.4-2 一人当たりの消費電力(kWh/capita) × GDP (USD/capita) の各国比較

2.4.2 電源開発計画

(1) 設備出力 (MW)

電源開発計画では水力を中心としたクリーンエネルギーを開発の柱として、国内の各河川における包蔵水力を精査し、雨期と乾期を通じて必要な開発容量を検討した。2023 年時点で 2.7GW だった設備出力は、2035 年にエネルギー開発ロードマップおよびアクションプラン

で示される開発目標の 28GW を達成し 2040 年までに 36.3GW に増強される見込みである。2040 年時点の電源構成は ROR: 13.3GW (37%)、PROR: 10.1GW (28%)、STO: 8.1GW (23%)、再生可能エネルギー 4.1GW (12%) となる。



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-3 国内の水力地点と設備出力 (GW)

IPSDP で計上した各河川の水力開発地点容量と進捗を表 2.4-2 に整理する。グレーのハッチは a) Operation+b) Construction で 50%以上を表しており、現時点で運転中、建設中、そしてプロジェクト形成の目途が付いた進捗の進む水系を抽出している⁵。

3 大河川のうち、Gandaki 川、Koshi 川は比較的开发が進んでいる。特に Gandaki 川は Seti HPP、Marshandhi HPP、Trishuli HPP を中心に建設中の地点も多い。一方で、Karnali 本川、West Seti 川、Bheri 川、Gandaki 川、Dudhkoshi 川、Tamor 川など、豊富な包蔵水力を有するものの開発が進んでいない水系が多い。これらの水系の開発容量は全体の 53%を占めており、今後はこれらの水系の開発を早期に着手する必要がある。

⁵ Karnali 水系の Tiala Nadi HPP、Koshi 水系の Tamor HPP は進捗が進んでいると示されているが、Construction License の失効やプロジェクト中断などで実際の進捗は見られない。

表 2.4-2 IPSDP における各河川および進捗状況による水力開発地点容量(MW)

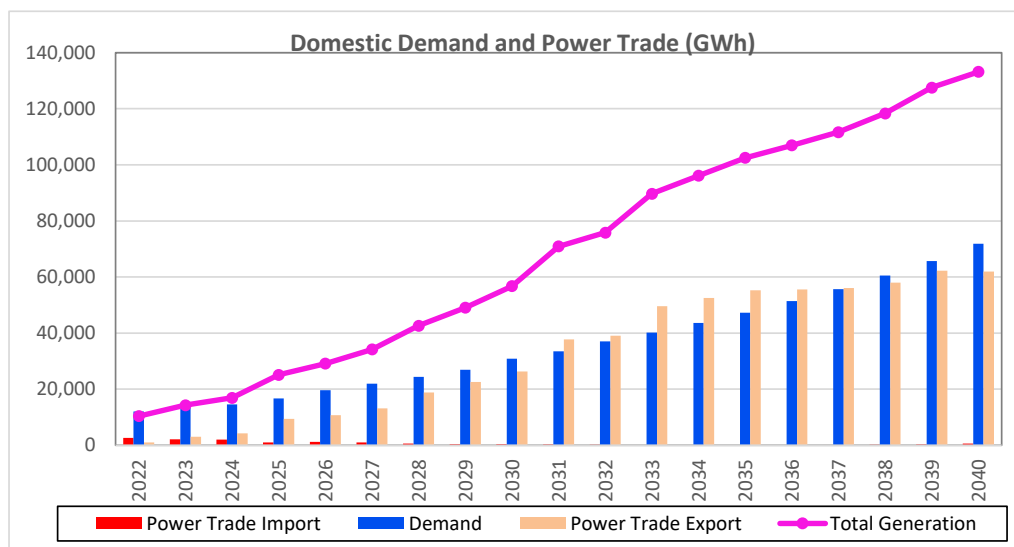
River		a) Operation		b) Construction		c) Survey		d) GON		Total
Karnali	Karnali	11.9	0.2%	1,068.4	22.3%	2,888.5	60.3%	821.1	17.1%	4,789.9
	Tiala Nadi	0.0	0.0%	621.7	83.1%	126.6	16.9%	0.0	0.0%	748.3
	Seti	12.0	0.7%	385.5	22.8%	236.4	14.0%	1,059.0	62.6%	1,692.9
	Bheri	0.0	0.0%	644.3	22.7%	1,569.1	55.4%	618.8	21.8%	2,832.1
Gandaki	Kali Gandaki	217.5	20.8%	819.0	78.5%	6.7	0.6%	0.0	0.0%	1,043.2
	Modi Khola	45.0	20.1%	175.0	78.2%	3.8	1.7%	0.0	0.0%	223.8
	Badigad Khola	7.5	0.6%	898.1	68.0%	35.0	2.7%	380.3	28.8%	1,321.0
	Myagdi Khola	0.0	0.0%	250.7	86.1%	40.4	13.9%	0.0	0.0%	291.0
	Seti Gandaki	94.5	10.0%	621.5	66.0%	225.1	23.9%	0.0	0.0%	941.1
	Marshandi	255.3	13.4%	1,509.8	79.3%	139.7	7.3%	0.0	0.0%	1,904.8
	Budhi Gandaki	13.5	0.6%	950.4	40.6%	174.6	7.5%	1,200.0	51.3%	2,338.4
	Trishuli	134.5	10.1%	1,075.0	80.6%	123.5	9.3%	0.0	0.0%	1,333.0
	Other Tributaries	76.4	76.2%	7.0	7.0%	16.8	16.8%	0.0	0.0%	100.2
Koshi	Sun Koshi	17.5	2.3%	38.5	5.1%	19.3	2.6%	680.0	90.0%	755.3
	Indrawati Nadi	10.5	20.8%	29.1	57.6%	10.9	21.6%	0.0	0.0%	50.4
	Balephi Khola	4.2	1.2%	307.7	89.8%	30.8	9.0%	0.0	0.0%	342.7
	Bhote Koshi	89.3	27.3%	233.4	71.5%	3.7	1.1%	0.0	0.0%	326.3
	Likhu Khola	131.8	33.9%	239.0	61.5%	18.0	4.6%	0.0	0.0%	388.8
	Tama Koshi	603.4	26.2%	1,249.2	54.3%	51.0	2.2%	396.5	17.2%	2,300.0
	Dudh Koshi	27.1	1.2%	857.8	38.9%	971.1	44.0%	350.0	15.9%	2,206.0
	Arun	33.2	1.0%	1,915.9	55.1%	1,525.9	43.9%	0.0	0.0%	3,475.1
	Tamor	95.3	5.2%	1,331.9	73.2%	392.9	21.6%	0.0	0.0%	1,820.2
	Koshi DS	155.5	28.3%	59.3	10.8%	335.0	60.9%	0.0	0.0%	549.8
Other Rivers		173.6	9.1%	309.7	16.3%	1,088.6	57.1%	334.0	17.5%	1,905.9
Total		2,209.5	6.6%	15,597.8	46.3%	10,033.4	29.8%	5,839.7	17.3%	33,680.4

グレーハッチは a)Existing + b) Construction が 50%を超える河川を示す。

出典：JICA 調査団作成

(2) 発電電力量 (GWh)

発電電力量と電力輸出を図 2.4-4 に示す。では 2023 年 10,693GWh から 2040 年までに 133,185GWh に増加する。電力輸出について、2024 年以降、電力輸出量は着実に増加していき 2030 年以降は発電電力量の約 50%を占める見通しである。また、ネパールの主な電力輸出先となるインドおよびバングラデシュは火力発電を主力電源としているため、これらの国々の電力供給安定化と CO₂ 削減にも貢献可能で 2040 年には CO₂ 排出量 44,351 千トンの削減に貢献する。



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-4 年間発電量と国内需要および電力輸出 (GWh)

(3) 水力優先事業

本節では最適シナリオで投入した水力開発地点のうち、今後の水力開発を加速させる優先事業を選定する。優先事業の選定基準として設備出力、発電形式、政府系事業者、カスケード運用への寄与、簡易スクリーニング、政策との整合性、輸出向け案件、開発援助機関（DP：Development Partners）の関与、負の環境影響について考慮した。

これらの水力優先事業リストを表 2.4-3 に示す。最適シナリオで投入する 643 地点のうち、既設発電所 140 地点を除いた 503 地点について上記の選定基準を用いてスコアリングした結果をネパール側および調査団で確認し、5 点以上の上位 26 地点を水力優先事業として選定した。なお、これらのリストはあくまで本検討の中で選定された地点であり、各地点の実施可否はあくまでフィージビリティ・スタディ（F/S：Feasibility Study）および環境影響評価（EIA：Environmental Impact Assessment）で判断されるものである。特に環境影響については個別地点で精査する必要がある、本報告書が各地点の実施を担保するものではない旨、留意する。

また、NEA、VUCL などの政府系企業が開発権を有する地点と、民間企業が開発権を有する地点の双方をリストアップしているが、開発者の属性に関らず重要な案件と想定する。

表 2.4-3 水力優先事業リスト

Status in DoED List	Commis-sioning	Name	River System	Generation Scheme	Installed Capacity (MW)	Annual Power Generation (GWh)
Construction	2026	Tanahu HEP	Trishuli	STO	140	503
	2025	Arun 3	Arun	PROR	900	3,466
	2030	Tila-1 Hydropower Project	Karnali	PROR	299	
	2030	Tila-2 Hydropower Project	Karnali	PROR	297	
	2030	Upper Marsyangdi 1	Trishuli	PROR	102	587
Application for Construction License	2029	Budhi Gandaki Ka	Trishuli	PROR	226	641
	2038	Adhikhola Storage HEP	Kaligandaki	STO	180	693
	2038	Betan Karnali HEP	Karnali	PROR	442	2,319
	2032	Phukot Karnali HEP	Karnali	PROR	480	2,448
	2034	Chainpur Seti HEP	Karnali	PROR	210	1,158
	2039	Kimathanka Arun HEP	Arun	PROR	450	2,558
	2035	Begnas- Rupa Storage HEP	Trishuli	STO	150	206
Survey	2032	Nalsyau Gad Storage HEP	Karnali	STO	417	1,232
	2030	Tamor Storage	Tamor	STO	200	1,079
	2030	Jagdulla HEP	Karnali	PROR	106	615
	2031	Lower Seti (Tanahu) HEP	Trishuli	STO	126	521
	2037	Bajhang Upper Seti HEP	Karnali	PROR	216	1,245
	2034	Dudhkoshi Storage HEP	Sunkoshi	STO	635	3,362
	2028	Madi Storage HEP	Others	STO	156	456
	2033	Upper Arun HEP	Arun	PROR	1,061	4,478
Application for Survey License	2035	Kulekhani Sisneri Pumped Storage HEP	Others	STO	100	317
	2031	Budhigandaki Prok-1 HEP	Trishuli	PROR	103	
GoN Projects	2030	Bheri 4 HEP	Bheri	STO	271	1,593
GoN Projects	2038	Bharbung HEP	Bheri	STO	470	1,339
	2033	SR-06 Storage	Karnali	STO	309	1,684
	2035	Sunkoshi 3	Sunkoshi	STO	680	2,300
	2033	West Seti Storage HPP	Karnali	STO	750	2,876

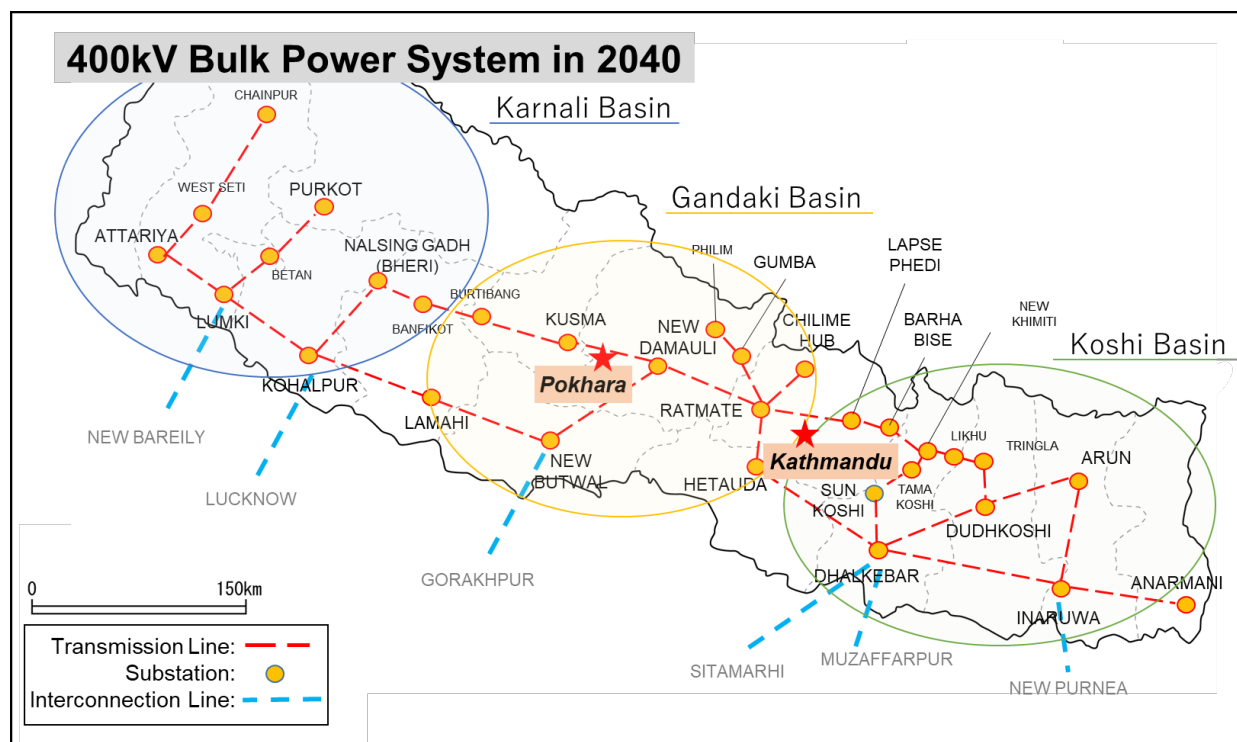
出典：JICA 調査団作成

2.4.3 系統開発計画と近隣国との電力融通

(1) 系統開発計画

系統開発計画では 400 kV 基幹系統および主要都市周りの下位系統とインドとの国際連系統について検討した。この結果を図 2.4-5 に示す。400 kV 基幹系統は 2023 年の送電線亘長 78 km、変圧器容量 945 MVA から 2040 年にはそれぞれ 2,487 km、20,475 MVA まで増加し、国内を東西に横断する 400 kV 系統 2 ルートと主要河川沿いに開発される南北ルートของ格子を構成する。また、カトマンズ、ポカラ、Butwal の都市送配電網など、国内の 220 kV/132 kV/66 kV 系統も増強される。

周辺国への電力融通はインドを介して実施される予定であり、400 kV 国際連系統 6 ルートが計画されている。2035 年以降の開発地点については直接海外に輸出するのが系統運用において安定かつ効率的となるため直接輸出用送電線による輸出が必要となる。



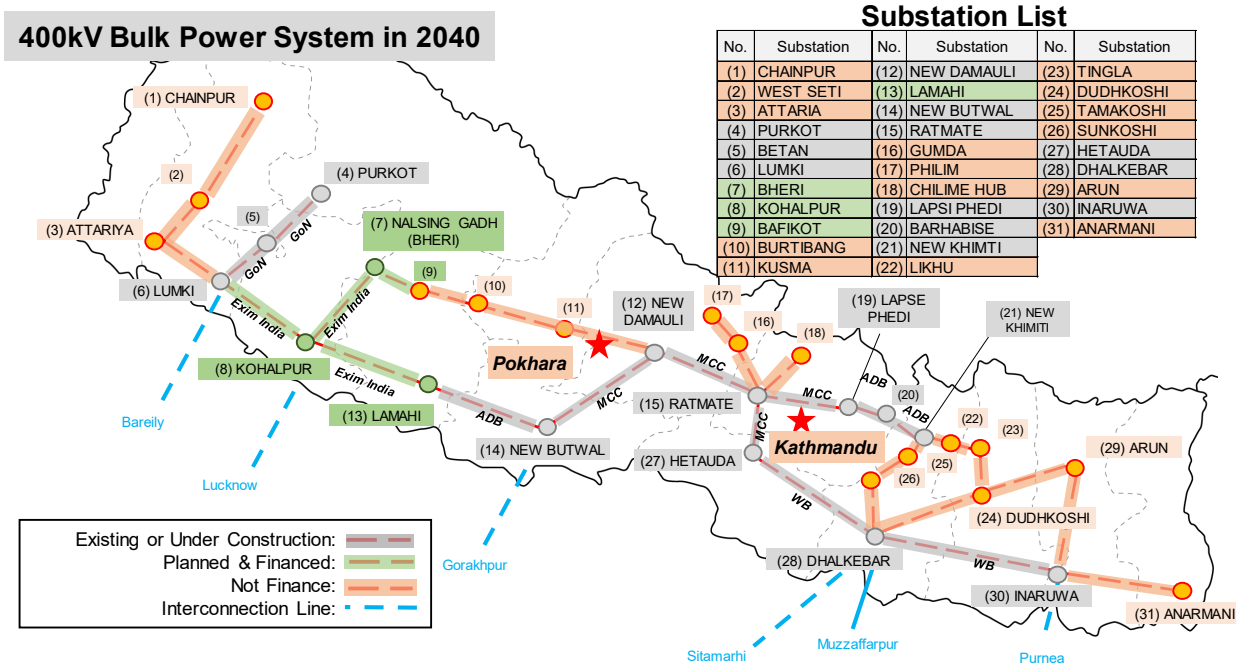
出典：NEA Annual Report 2022/2023 に基づき JICA 調査団作成

図 2.4-5 2040 年の主要基幹系統と国際連系統

400kV 国内系統と国際連系統の開発状況を図 2.4-6 に取りまとめる。400kV 国内系統について、MCC、WB、ADB などの支援を受けて、カトマンズ、ポカラの主要都市を含めた基幹系統は概ね建設中または融資検討中となっている。国際連系統についても、既設 Dhalkebar – Muzaffarpur 連系統、建設中の New Butwal – Gorakhpur 連系統は、国内の主要都市への電力輸入と Gandaki 水系と Koshi 水系西部における既設/建設中の水力輸出に対応できる系統構成となっている。

一方で、将来の輸出拡大を考慮した場合、West Seti 水系、Karnali 水系、Bheri 水系、Dudhokoshi 水系、Arun 水系、Tamor 水系など、今後、開発が進む水系に対応した 400kV 国内系統、国際連系統の開発が必要になってくる。表 2.4-4 に今後の開発が想定される国際連系統と各水系に対応した国内系統を取りまとめる。

これらの国内系統、国際連系統は従来の国内需要地をつなぐ東西の基幹系統構築ではなく、豊富な水力ポテンシャルを有する各水系から電力輸出先であるインドに接続する南北方向の開発となる。今後の送電線開発はこれらを 1 つのパッケージと見立てて、電源と系統を水系一貫開発の観点で促進していくことも重要となる。



Substation From	Substation To	State	Developer	Finance
(1) CHAINPUR	(2) WEST SETI	Plan	-	-
(2) WEST SETI	(3) ATTARIA	Plan	RPGCL	-
(3) ATTARIA	(6) LUMKI	Plan	NEA	-
(4) PURKOT	(5) BETAN	Under Construction	RPGCL	GoN
(5) BETAN	(6) LUMKI	Under Construction	RPGCL	GoN
(6) LUMKI	(8) KOHALPUR	Plan	NEA	Exim India
(7) BHERI	(8) KOHALPUR	Plan	-	Exim India
(7) BHERI	(9) BAFIKOT	Plan	-	Exim India
(8) KOHALPUR	(13) LAMAHI	Plan	NEA	Exim India
(9) BAFIKOT	(10) BURTIBANG	Plan	NEA	-
(10) BURTIBANG	(11) KUSMA	Plan	NEA	-
(11) KUSMA	(12) NEW DAMAULI	Plan	NEA	-
(12) NEW DAMAULI	(14) NEW BUTWAL	Plan	NEA	MCC
(12) NEW DAMAULI	(15) RATMATE	Plan	NEA	MCC
(13) LAMAHI	(14) NEW BUTWAL	Under Construction	NEA	ADB
(15) RATMATE	(16) GUMDA	Plan	NEA	-
(15) RATMATE	(18) CHILIME HUB	Plan	-	-
(16) GUMDA	(17) PHILIM	Plan	NEA	-
(15) RATMATE	(19) LAPSI PHEDI	Plan	NEA	MCC
(15) RATMATE	(27) HETAUDA	Plan	NEA	MCC
(19) LAPSI PHEDI	(20) BARHABISE	Under Construction	NEA	ADB
(20) BARHABISE	(21) NEW KHIMTI	Under Construction	NEA	ADB
(21) NEW KHIMTI	(22) LIKHU	Plan	NEA	-
(21) NEW KHIMTI	(25) TAMAKOSHI	Plan	NEA	-
(22) LIKHU	(23) TINGLA	Plan	NEA	-
(23) TINGLA	(24) DUDHKOSHI	Plan	NEA	-
(24) DUDHKOSHI	(28) DHALKEBAR	Plan	NEA	-
(24) DUDHKOSHI	(29) ARUN	Plan	NEA	-
(25) TAMAKOSHI	(26) SUNKOSHI	Plan	NEA	-
(26) SUNKOSHI	(28) DHALKEBAR	Plan	NEA	-
(27) HETAUDA	(28) DHALKEBAR	Under Construction	NEA	WB
(28) DHALKEBAR	(30) INARUWA	Existing	NEA	WB
(29) ARUN	(30) INARUWA	Plan	NEA	-
(30) INARUWA	(31) ANARMANI	Plan	NEA	-

出典：JICA 調査団作成

図 2.4-6 400kV 国内系統における開発計画の現状

表 2.4-4 将来の 400kV 国際連系線と対象水系

400kV 国際連系線	400kV 国内系統	対象水系	事業者
Lumki – Bareilly	Chaipur Seti – West Seti – Attariya	West Seti 水系	RPGCL (West Seti – Attariya のみ)
	Purkot – Betan – Lumki	Karnali 水系	RPGCL
Kohalpur – Lucknow	Bheri – Kohalpur	Bheri 水系	NEA
Dhalkebar – Sitamarhi	New-Khimti – Tamakoshi – Sunkoshi – Dalkebar	Sunkoshi 水系、 Tamakoshi 水系、 Dudhokoshi 水系	NEA
Inaruwa – Purnea	Arun – Inaruwa	Arun 水系、 Tamor 水系	NEA、RPGCL

出典：JICA 調査団作成

(2) 電力融通

インフラ整備に加えて、NEA への電力卸売り先の集中を緩和するためにも、電力トレーディング事業者、IPP とインド、バングラデシュの電力会社/需要家への商流の確立、クリーンエネルギーの優遇措置付与、各国の電力系統連系の申請などの制度面の整備も重要となる。

1) 発電事業者から見た電力の卸売形態

本項では今までの検討を踏まえて、将来考えられる電力融通の方法として、発電事業者から見た電力の卸売形態を表 2.4-5、各形態の比較を表 2.4-6 に示す。1)は従来取引、2)、3)は電力輸出を想定した新たな取引形態となる。

表 2.4-5 発電事業者から見た電力の卸売り先の形態

卸売り先	内容
1) NEA	NEA との国内取引で完結する従来の取引形態である。買い取られた電力は NEA が国内向けの小売りと余剰分をインド向けに分配するため、電力融通には発電事業者は直接関与しない。事業者にとって買取価格が相当高価になるとは期待できないものの、系統連系などの申請や他国の事業者との PPA 締結などの事務手続きは不要であり、国内の中小発電事業にとっては引き続き主流の形態になると想定される。
2) 電力トレーディング事業者	電力トレーディング事業者を介した取引となる。将来ネパール国内では電力法の改正によって電力トレーディング事業が可能になり、NEA が担っている電力融通の機能は部分的に電力トレーディング事業者（Nepal Trading Companies）に移行すると想定される。NEA は 2021 年に第 1 号となるネパール電力取引公社（NPTCL：Nepal Power Trading Company Limited）を設立しており、当面は NPTCL によるトレーディング事業運営が想定されるが、将来的には民間事業者の Trading Companies への参画も期待される。発電事業者としては電力トレーディング事業者との PPA を売電価格とするか、市場価格との連動価格にするかなども選択可能となる。
3) インド/バングラデシュの DISCO/需要家への直接取引	発電事業者がインド/バングラデシュの配電事業者/大口需要家と直接取引する形態であり、各国の投資家が参加してプロジェクトファイナンスを組成するスケールメリットがあり、中長期に渡って安定した収支を見込む必要のある大規模案件を中心に適用が進むと想定される。

出典：JICA 調査団作成

表 2.4-6 発電事業者視点における電力取引先毎の比較

スキーム	1) NEA	2) 電力トレーディング事業者	3) 直接取引
買い手	NEA	トレーディングカンパニー	海外の大規模需要家
売電価格	NEA との PPA	トレーディングカンパニーとの PPA 市場価格	需要家との PPA
メリット	- 取引量と価格が安定している - 送電コストの負担がネパール分のみとなる	【PPA】 - 取引量と価格が安定している 【市場】 - 余剰電力が発生した際に売電出来る	- 取引量と価格が安定している - 発電事業者が自ら条件の良い顧客と契約することが出来る
デメリット	NEA の買取量に限りがある	トレーディングカンパニーの目的や機能がまだ整備されていない	- 発電事業者が自分で顧客をみつける必要がある - 送電コストの負担がネパール分に加え、他国も加わる

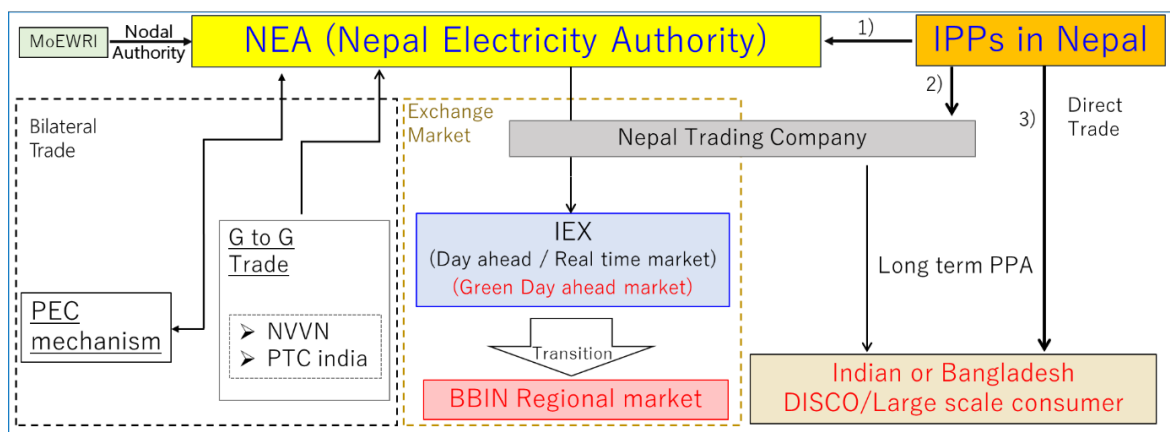
出典：JICA 調査団作成

発電事業者の観点から電力取引を見た場合、卸売り先と売電価格は事業性を検討する上で重要な要素となる。現状、PPA の売電価格は NEA 国内向けが 2023/24 平均で 5.68NRs/kWh (4.4cents/kWh)、輸出向けが 8.77NRs/kWh (6.6cents/kWh) と後者の方が高い。発電事業者は卸売り先として、国内取引と電力輸出の双方を検討できる体制が望ましい。これら 1)2)3)の取引形態については、各発電事業で1つの形態を選択するという制約が在る訳ではなく、柔軟な組み合わせも可能と期待される。

例えば乾期は 1) の形態で NEA を通じてネパール国内に売電し、雨期は 2)、3) の形態でインド/バングラデシュに売電するなどの取引形態も可能と想定される。こうした取引形態が可能であれば、特に中規模～大規模案件では求められる発電計画も変わってくると想定される。

2) 電力融通の取引方法の提案

NEA・発電事業者それぞれの視点における取引方法を図 2.4-7 に提案する。



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-7 将来の取引形態

前節で示した通り、発電事業者の卸売り先が多様化することで、NEA の財務リスクが軽減されると共に、インド、バングラデシュの事業者の参画促進も期待される。

将来の展開としてはクリーンエネルギーである水力への付加価値も期待される。IEX では再エネ由来の電力を扱う Green 市場もあり、通常の市場より 10%程度高く取引されていることから、Green 市場への参加をインド政府と合意出来れば NEA の収益向上につながる。前述した通り、インドでは今後も再生可能エネルギー由来の電力の調達量を増やしていく計画であり、将来的に市場の拡大も期待できる。また IEX に加えて、長期的に安定した電力輸出先を確保するために、インドやバングラデシュの配電会社や大口顧客と長期相対契約（PPA 等）を締結することも必要となる。

また、ネパールとバングラデシュ間で直接、国際連系線を構築する案や、インドが IEX を南アジアの広域的な電力取引所としての発展性を見越していることを鑑みると、間接的ではあるが、バングラデシュが IEX に参加する案などが、ネパールーバングラデシュ間の電力取引量の増大に貢献すると考えられる。

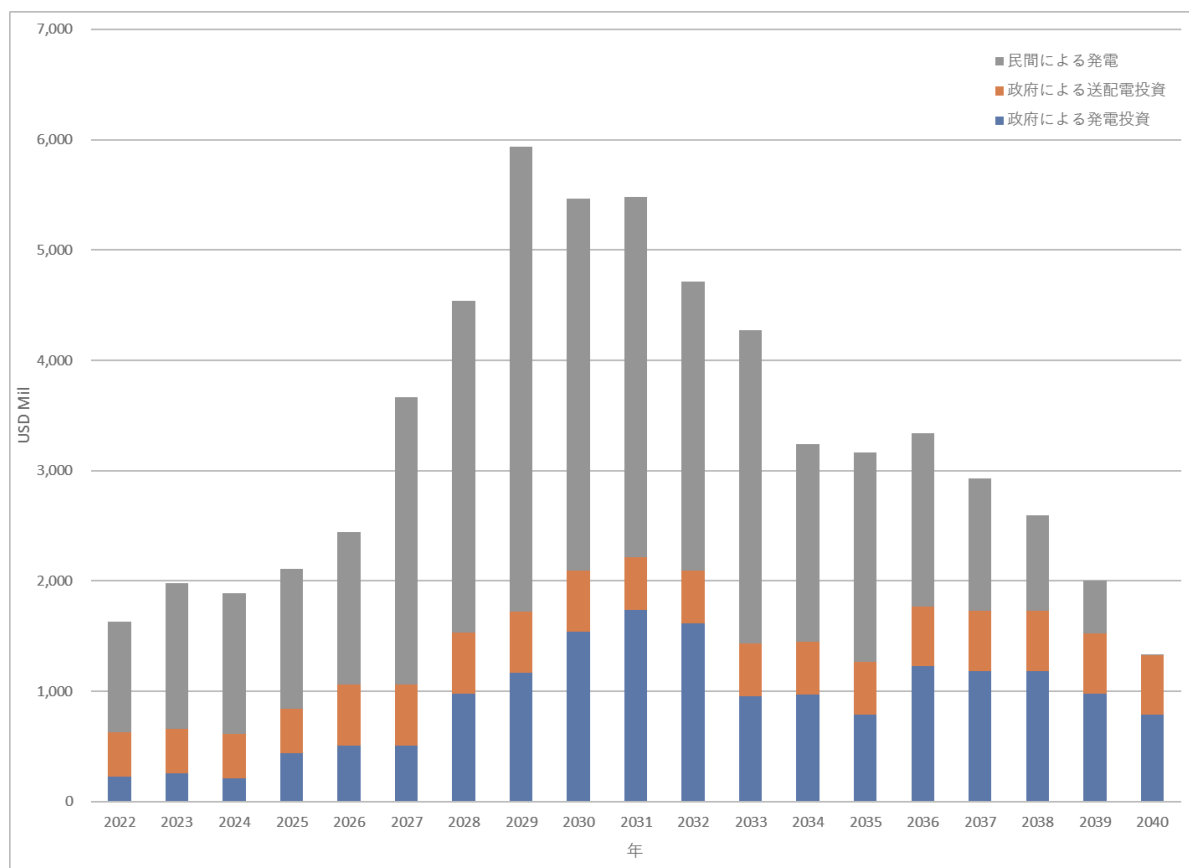
一方で、国内への電力供給を確保するために、発電事業者にライセンスを付与する際に年間を通じて一定量の国内供給を義務付けることが必要になると考える。これには発電事業者、トレーディングカンパニーとの調整に加えて、NEA の需給計画能力の向上、開発権を発行する DoED または PPA を評価する ERC との連携も必要となる。

2.4.4 IPSDP の経済財務分析

IPSDP は図 2.4-8 で示す通り、発送配電を合わせて 2040 年まで累積 61,750MUSD、年間平均 3,431MUSD の多額の設備投資が必要となる。ネパールの電力セクターが IPSDP を実行していくために、以下の 2 つの観点から計画を評価する。

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">i) 適切な電気料金水準の下での財務的に持続可能なセクター運営ii) ネパール国内外の資金調達能力を考慮したファイナンス計画 |
|---|

i)について、まず IPSDP を政府として進めていく政府関係機関を分析対象の実施主体として、同主体の IPSDP 期間中のキャッシュフロー表を作成し、投資に必要な資金調達と電気料金水準を分析する。ついで、財務分析の結果を受けてマクロ経済への影響の分析も試みる。ii)について、開発規模と収益性から想定される事業者と資金調達の属性を類型化し、出融資者の特徴に基づいた IPSDP 期間中の資金需要と出融資の見通しを示す。



注：政府（想定）／民間（想定）の区分けは、対象事業の1つ1つについて JICA 調査団が事業の推進者を確認し、明らかにネパール政府が推進している事業については「ネパール政府による投資（想定）」、それ以外のは「民間による投資（想定）」に区分した。なお、官民連携（PPP：Public Private Partnership）については、後者に分類した。

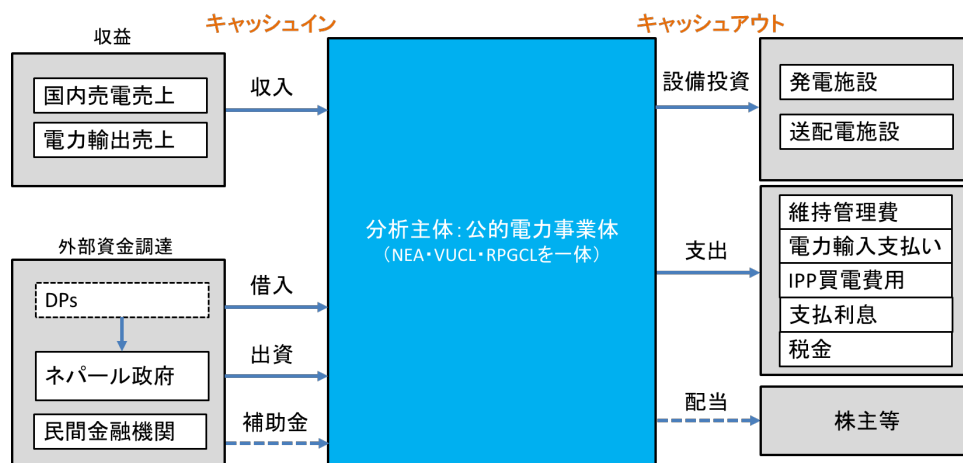
出典：JICA 調査団作成

図 2.4-8 IPSDP による資金需要

(1) IPSDP の財務分析

1) 公的電力事業体の資金フロー

分析に当たっては NEA、VUCL および RPGCL を一体とした実施主体を公的電力事業体として分析対象とする。財務分析に当たって前提とする公的電力事業体の資金フローを図 2.4-9 に整理する。



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-9 ネパール国電力セクターにおける基本的な資金のフロー

2) キャッシュフロー分析

本項では表 2.4-7 に示す 3 つのケースに基づいたキャッシュフロー分析を実施する。事業活動によって得られた収入から借入金の返済金額を控除した金額を公的電力事業体の手元に留保された資金として翌年以降の投資の原資とする。前記の資金では投資に必要な金額に対して不足する場合、借入および株主による出資で投資に必要な資金を賄う。借入と株主による出資の比率は、7 : 3 とする。借入金利については NEA の現在の平均資金調達金利である 5.0%とネパール国内の市中銀行の平均的な金利として用いられる 10.0%とする。

表 2.4-7 キャッシュフロー分析のケース設定

ケース	説明
ベンチマークケース (現在の料金水準)	現状の電気料金、電力輸出売電単価、IPP からの買取単価における価格設定の水準を維持した場合の公的電力事業体のキャッシュフローを示す。
ケース 1 (キャッシュマイナス)	2023 年以降で公的電力事業体の現金残高がマイナスになる年が生じる国内電気料金水準とする。これは、投資に必要な資金を借入・出資で調達してもなお、キャッシュショートが起こる場合の電気料金水準である。
ケース 2 (全て収入によって投資可能)	分析期間に渡って事業活動によって手元に留保された資金が投資に必要な資金を上回る国内電気料金水準とする。この場合、設備投資に必要な資金のすべてを事業による収入によって賄えることとなる。

出典：JICA 調査団作成

本条件の下で実施したキャッシュフロー分析についてベンチマークケースの公的電力事業体の自前での投資可能額と投資に必要な資金額の関係を表 2.4-7 に示す。本分析によれば、資金需要は 2030 年代前半にピークを迎え、2034 年頃までは事業活動によって手元に留保された資金以外にも借入と株主による出資によって設備投資に必要な資金を賄う必要がある。他方、2035 年以降は公的電力事業体外部からの資金調達を行わずに設備投

資が期待できる。各ケースの電気料金水準および公的事業体の利益率として自己資本利益率（ROE：Return on Equity）、総資産利益率（ROA：Return On Asset）を表 2.4-8 に示す。

表 2.4-8 財務分析の結果のまとめ

電気料金水準および利益率の算出		借入金利（単位：％）	
		5.0%	10.0%
ケースの 設定	ケース 1 （キャッシュマイナス）	0.054 ドル/kWh （ROE:3.0% ROA:1.0%）	0.058 ドル/kWh （ROE:2.0% ROA:0.0%）
	ベンチマークケース （現在の料金水準）	0.070 ドル/kWh（ROE:10.0% ROA:5.0%）	0.070 ドル/kWh （ROE:8.0% ROA:4.0%）
	ケース 2 （全て収入によって投資可能）	0.130 ドル/kWh （ROE:18.0% ROA:15.0%）	0.132 ドル/kWh （ROE:18.0% ROA:15.0%）

出典：JICA 調査団作成

分析結果を踏まえると、キャッシュポジションの観点のみからいえば、電気料金水準を 0.055 ドル/kWh 程度に下げる余地はある。ただし、この場合、外部からの資金調達の必要性が増大して調達の不確実性が増し、政府の財政負担が増えることにもつながりうる。他方、全ての設備投資資金を公的電力事業体の収入で賄おうとする場合、電気料金を現在の倍程度に引き上げなければならず、国民の負担増につながってしまう。現在の電気料金水準 0.070 ドル/kWh を基準として IPSDP を実施していけば、借入や出資と合わせて公的電力事業体の収入によって設備投資を進めることができ、電気料金の大幅な値上げによる国民負担の増大も回避できる。

3) 電力輸出の売電価格の感度分析

国内電気料金の検討に加えて、電力輸出の売電価格の検証も行う。ベンチマークのケースでは、IEX の実績を参考に売電価格を 0.070 ドル/kWh に設定している。一方で、この価格設定が電力セクターの事業運営に与える影響は非常に大きいと想定されるため、本価格が下がった場合、公的電力事業体の利益率と財政状態に与える影響について考察する。

0.070 ドル/kWh から低下した価格の設定としては、0.030 ドル/kWh、0.040 ドル/kWh、0.050 ドル/kWh、0.060 ドル/kWh を用いて分析を行う。最も安い 0.030 ドル/kWh については、2020 年の IEX 売電価格の年間平均取引料金 0.031 ドル/kWh を参照し、電力輸出の売電価格がこの水準まで下がった場合を想定して設定している。なお、電力輸出の売電価格以外の条件については、ベンチマークケースと同じものを用いる。以上の変数設定により算出した結果が下表である。

表 2.4-9 電力輸出の売電価格の感度分析結果

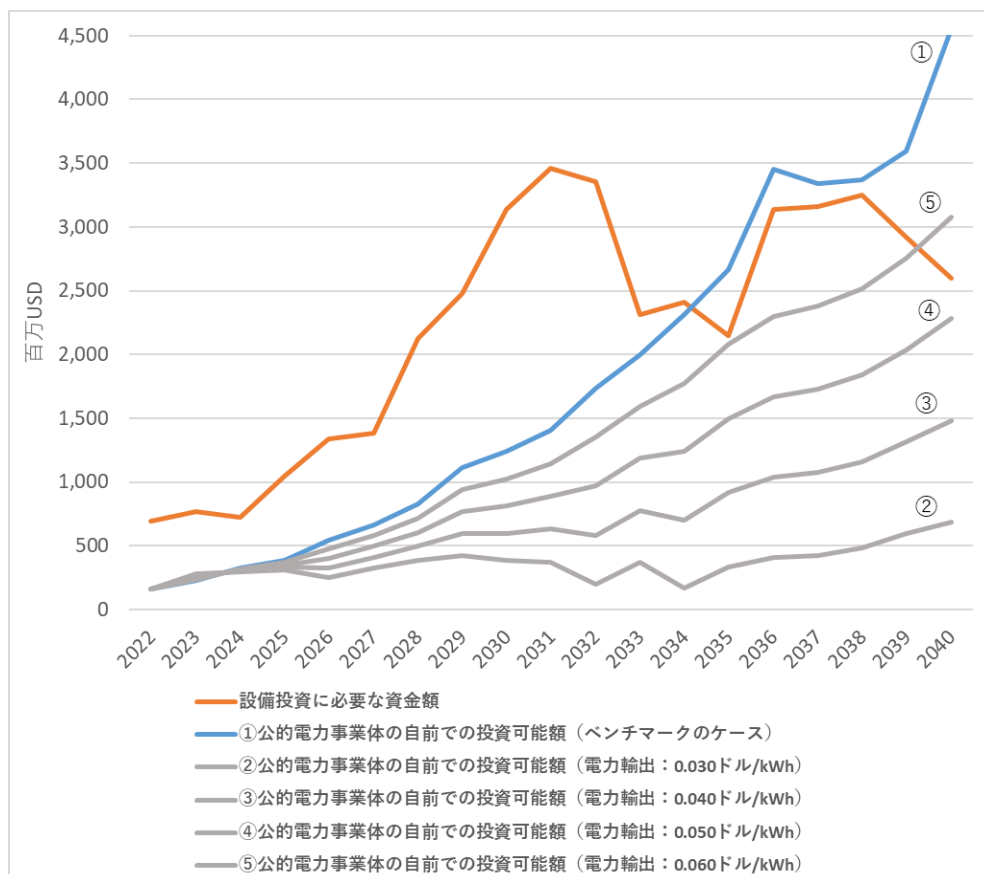
電力輸出の売電価格の感度分析 結果まとめ		電力輸出の売電価格（ドル/kWh）				
		0.030 ドル /kWh	0.040 ドル /kWh	0.050 ドル /kWh	0.060 ドル /kWh	0.070 ドル /kWh
利益率	ROE	-39.0%	-4.0%	4.0%	7.0%	10.0%
	ROA	-3.0%	0.0%	2.0%	4.0%	5.0%
財政状態	キャッシュショート の有無	無	無	無	無	無
	債務超過の有無	有	無	無	無	無

出典：JICA 調査団作成

仮に 0.030 ドル/kWh まで電力輸出の売電価格が下がった場合にも、辛うじてキャッシュショートは免れるが、赤字が累積する結果、純資産がマイナスとなり債務超過となる。公的電力事業体の手元キャッシュが相当程度不足することに加え、設備投資のためにベンチマークの場合より、多くの外部資金（借入および株主による出資）を調達する必要があり、ネパール政府の資金拠出が増えることから、債務超過により公的電力事業体は経営破綻に陥る可能性がある（利益率は ROE が-39.0%、ROA が-3.0%）。図 2.4-10 は、各売電価格の場合における公的電力事業体の手元に留保された資金による投資可能額と IPSDP 実施に必要な設備投資額の関係を示している。

電力輸出の減収分を補う対応としては、国内での電気料金水準を高めることが一つとして考えられるが、これは国民負担の増大につながる。そのため、電力輸出の売電価格が低下していく場合には、事業の精査による採算性の低い事業の中断、新規事業の費用見直し等によるプロジェクトの収益性の向上、売電の付加価値向上等の対応により、IPSDP で想定される計画の再考が必要となる可能性がある。ただし、事業収益性の見直しには限界もあり、現実的には電力輸出の売電価格が ROE、ROA がマイナスになる水準（0.050 ドル/kWh を下回る場合）では、開発計画の見直しそのものが必要になると想定される。

現時点における近隣国の電力事情からは、0.070 ドル/kWh で設定した電力輸出の売電価格と大きく乖離することはないと考えられるが、IPSDP のような中長期計画は電力セクターの周辺環境に合わせて定期的に更新する必要があるだろう。



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-10 手元資金による投資可能額と設備投資金額との関係

(2) マクロ経済への影響

本節では、IPSDP を実行することによるネパールのマクロ経済への影響を考察する。具体的には、対外債務、外貨準備高、電力輸出による貿易収支、電力輸出による GDP、そして国内の雇用に与える影響を想定する。なお、以下の分析における公的電力事業体のキャッシュフローは国内売電料金：0.07 ドル/kWh、借入金利：5%の場合のベンチマークケースを前提とする。ただし、以下に記載の GDP の成長率が実質 GDP を前提とするため、財務分析で考慮したインフレ率 3%は考慮しない。マクロ経済への影響の結果を表 2.4-10 に示す。

表 2.4-10 マクロ経済への影響

項 目	影 響
対外債務	IPSDP の設備投資による対外債務への影響について、現在のネパール政府の予算構成から公的電力事業体が受け入れる借入および株主による出資の対外債務 15%（ケース 1）、100%（ケース 2）の 2 通りを分析した。 この結果では、資金需要の大きい 2031 年から 2032 年頃に対外債務の対 GDP 比率はケース 1 で最大 21.4%、ケース 2 で最大 32.5%まで上昇した。一方で、他のアジアの開発途上国と比較して突出して高い数値ではない。
外貨準備高	対外債務に対する外貨準備高の倍率と、外貨準備高が輸入金額の何か月分に相当するかを推計した。 外貨準備高の倍率について対外債務の分析のケース 1 のとき 1.44 倍、ケース 2 で 1.01 倍であり、いずれも目安となる 1 倍を超えていた。 対輸入金額について、分析期間に渡って輸入額の 10 か月分以上の外貨準備高が確保されており、目安となる 3 か月という水準は超えていた。
貿易収支における電力輸出	過去 10 年の貿易赤字金額の対 GDP 比平均 32%をベースラインの貿易赤字とした場合、電力輸出によって最大 14%貿易赤字額が改善されると試算された。
GDP における電力輸出	電力輸出売上による収入の金額は年々大きくなり、IPSDP による輸出がない場合と比較して、最大 GDP を 5%程度引き上げると試算された。
雇用創出効果	2022/2023 年の失業者数は、約 980,000 人だと推計されるが、仮に IPSDP による雇用創出の概算では水力発電所 1,000MW 当たり最大 85,000 人の効果が期待でき、約 9%程度の失業者数の減少につながる可能性がある。

出典：JICA 調査団作成

マクロ経済への影響に関する分析について、IPSDP の設備投資において公的電力事業体が受け入れる借入および株主による出資が対外債務および外貨準備高に与える影響を試算した。この結果、設備投資が増加するに当たって対外債務も増加し、2030 年代前半にピークに達するものの、他国の水準と比較して突出して高いものではないことが確認された。また、電力輸出による効果として、GDP では最大 5%引き上げ、貿易赤字を最大 14%改善している。更に、水力開発による雇用創出効果も見込まれ、IPSDP による開発の経済発展への貢献が期待される。

2.4.5 ファイナンス計画

本項では、IPSDP に含まれる個別の事業（プロジェクト）をいかにファイナンスしていくかについて検討を行う。

(1) 事業規模と収益性を踏まえた資金調達に係る考察

電源開発案件は、事業規模、収益性及び参加主体の構成に応じて、投資家及び融資の出し手

が異なると考えられる。特に、水力発電事業では事業規模が開発期間、所要投資額を左右することから、投資家、融資の出し手の構成が異なる。

分析対象とする水力発電事業の規模について、一般に小規模とは 1MW に満たない案件を指すが、本調査では、ネパールの実情および他国の経験を踏まえ、資金調達の観点からは、ネパール国内で完結し得る 50MW 以下を小規模とし、これらの事業について主にコーポレートファイナンスによる資金調達を想定する。中規模は IBN の投資許可を必要としない 200MW までの規模を幅広く指し、コーポレートファイナンスとプロジェクトファイナンスの双方の手段を想定する。200MW を超える規模の水力発電は、IBN の承認対象案件となり、主にプロジェクトファイナンスを想定する。政府開発援助（ODA：Official Development Assistance）活用をはじめとする公的支援は中規模以上の案件への適用が想定される。

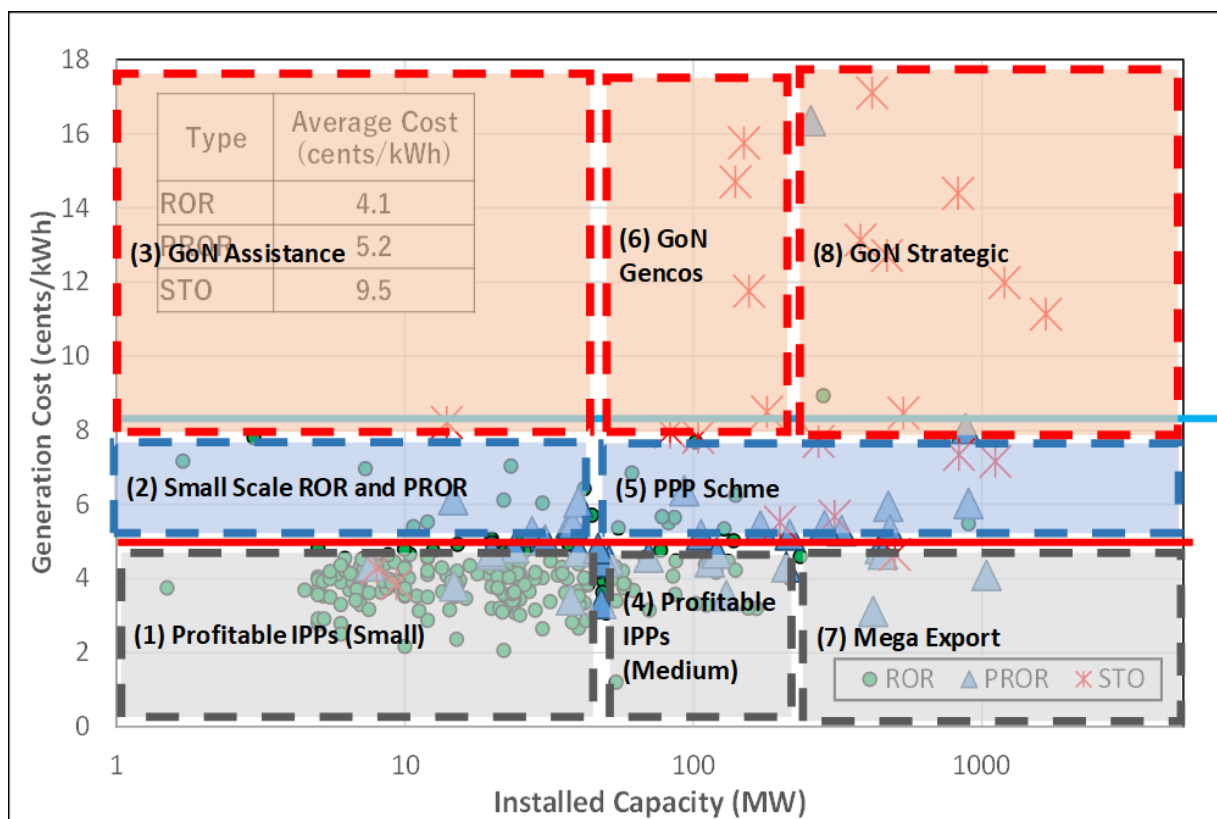
送配電事業は発電事業のように個別事業単位ではなく、電力系統全体で運用する必要があり、事業単位での収益性の差異が大きい。今後、電力法改正を経て送配電事業が民間開放される見込みだが、ネパール国民への安定した電力供給という公益性の高い事業であり送電線の敷設に伴う資金調達は主として公的な資金により整備される傾向が強い。

本調査では表 2.4-11 と図 2.4-11 に示す通り IPSDP で開発するべきとされた水力発電事業を、発電コストと事業規模（設備容量）との軸で評価し、8 つのカテゴリーに分類した。発電コストは 6.6.3 節で記載した LCOE を基に考察している。分析では LCOE 5.0 cents/kWh 以下の事業を高収益で民間資金による資金調達が可能なカテゴリーに分類し、LCOE 5.0 – 8.0 cents/kWh は収益性が中程度であるため、民間からの資金調達で十分でない部分 PPP ローンなど民間よりも優遇された条件で借入することが望ましいカテゴリーに分類した。さらに LCOE が 8.0 cents/kWh を上回る事業は収益性に見劣りするため、開発援助機関からの借款が必要なカテゴリーに分類した。

表 2.4-11 IPSDP におけるプロジェクトカテゴリーとファイナンス手法の基本的な考え方

収益性	カテゴリー	規模	地点数	出力	設備投資額	ファイナンス	
				(MW)	(USD Mil)	政府	民間
高	(1) Profitable IPPs (Small)	50MW 未満	493	5,915.40	8,975.20	—	◎
	(4) Profitable IPPs (Medium)	50～200MW	60	5,614.10	8,652.00	△	◎
	(7) Mega Export	200MW 以上				○	◎
中	(2) Small Scale ROR and PROR	50MW 未満	24	434.4	889.7	△	○
	(5) PPP Scheme	50MW 以上	24	6,658.40	12,822.40	○	○
低	(3) GoN Assistance	50MW 未満	8	88	139.5	○	△
	(6) GoN PROR/STO Projects	50～200MW	8	1,128.00	2,351.80	◎	—
	(8) GoN Strategic Project	200MW 以上	11	6,811.90	15,279.40	◎	—
-	(9) Others (Solar など)	-	82	4,188.10	4,213.50	—	◎
	(10) Power System	-	-	-	9,496	◎	△

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-11 IPSPD 優先開発プロジェクトの分布

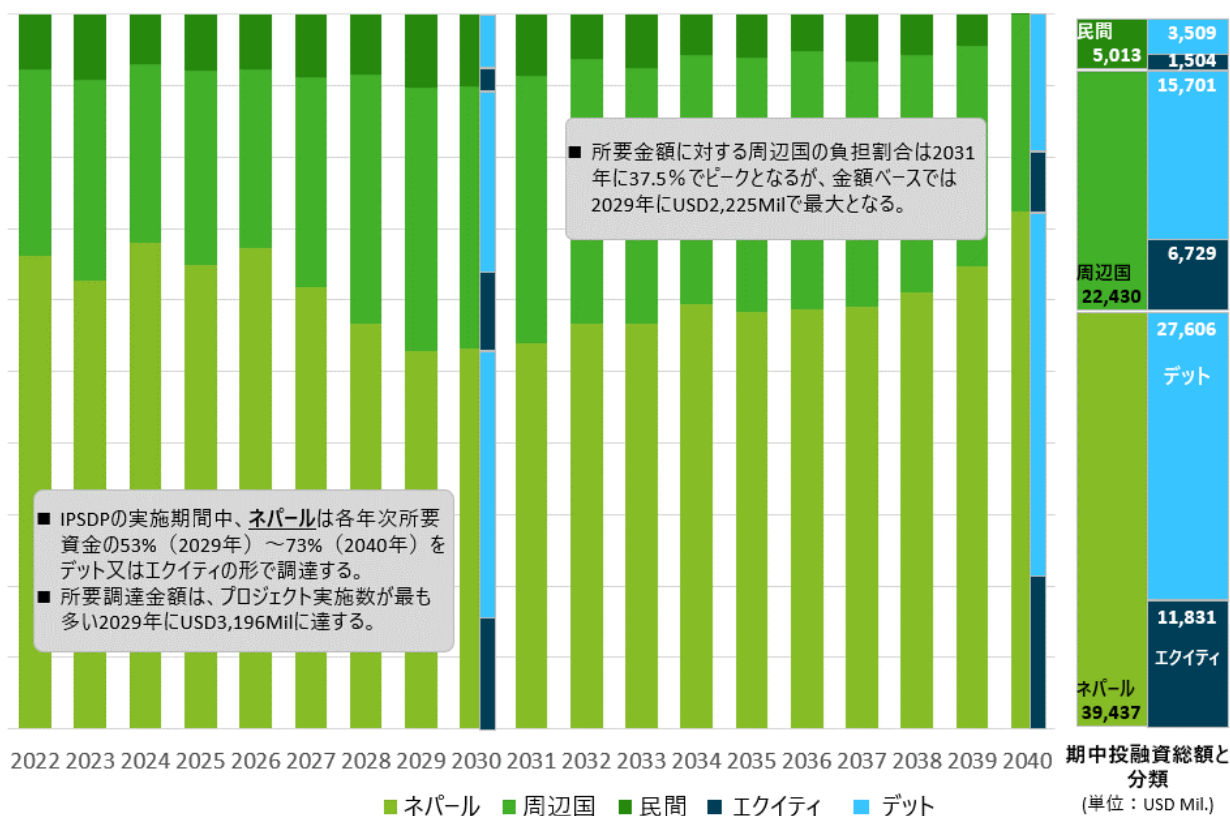
収益性が相対的に高いプロジェクト・カテゴリー(1)(4)(7)は原則として民間資金の最大限の活用が想定される。小規模案件はコーポレートファイナンスが想定されるが、地点数も多いため、融資および各種の許認可プロセス迅速化が望まれる。中から大規模案件は国内外の投資家・事業者によるプロジェクトファイナンスが想定され、開発金融機関による民間向けファイナンスの活用も想定される。特に大規模案件は参画可能な事業者も限定されるため、NEA などの政府系事業者、国内の大手財閥企業、国際的な大手開発事業者、インドの電力会社などから構成される特別目的会社による実施が想定される。

収益性が中程度のプロジェクト・カテゴリー(2)(5)は単体での収益性が期待できない場合、小規模であればファンドなどを通じた一括支援や、HIDCL などの政府系事業者が支援に加わることが想定される。中～大規模の案件は ROR、PROR、STO の各種の発電形式に加えて、開発事業者も中～大規模の国内外の開発事業者、政府系事業者、インドの電力会社など多様なプレーヤーが参入すると想定される。ファイナンスは案件ごとの組成を検討する必要がある、支援方式も多岐に渡ると想定される。各プレーヤーに対して適用可能な支援策を組み合わせる柔軟な組成を検討する必要がある。

収益性が相対的に低いプロジェクト・カテゴリー(3)(6)(8)の収益性の低い案件には STO などの調整電源が含まれる。STO 電源は LCOE などのアワー価値のみでは、その事業価値が評価しがたい上、財務分析では事業性・収益性が得られない地点も多く、開発援助機関の支援を受けた政府系事業者による開発、IPP との共同開発が想定される。また、株式担保融資 (EBF: Equity Backed Finance) や民間向け投融資などの支援スキームを活用することに加え、ODA を活用する上でも対ネパールへの ODA 予算のみによらず、電力の仕向け先候補となる近隣国への ODA 予算の活用も重要になる。

(2) IPSDP 実現のための資金調達計画

本節は、IPSDP で優先事業とされたプロジェクトについて、その事業の特徴に基づいた出融資者の出融資見通しを検討し、IPSDP 期間中の資金需要と出融資の金額推移を示した。この分布と特徴に基づいて、事業への出資者、融資の出し手のモデルを想定し、そのモデルに基づいて出資者、融資者の割り付けを試みた。期間中の国別・組織別のデット・エクイティ調達傾向を図 2.4-12 と表 2.4-12 に基づく資金需要見通しのようになった。



出典: JICA 調査団作成

図 2.4-12 出融資元別資金調達割合推移

資金需要が最も高まるのは、2029 年（デット、エクイティの合計で USD6,035Mil）で、以降漸減し 2034 年から 2036 年まで毎年 USD3,500Mil 前後を需要した後、減少に転ずる。この推移見通しは、現在 IPSDP で把握されている水力発電事業を対象としており、2030 年ごろまでの傾向が、民間部門の投資を呼び込むことを期待している。そのような民間部門投資の流入は本図には示されていない点に注意が必要である。

表 2.4-12 出融資元別の IPSDP 期間中の資金供給推移

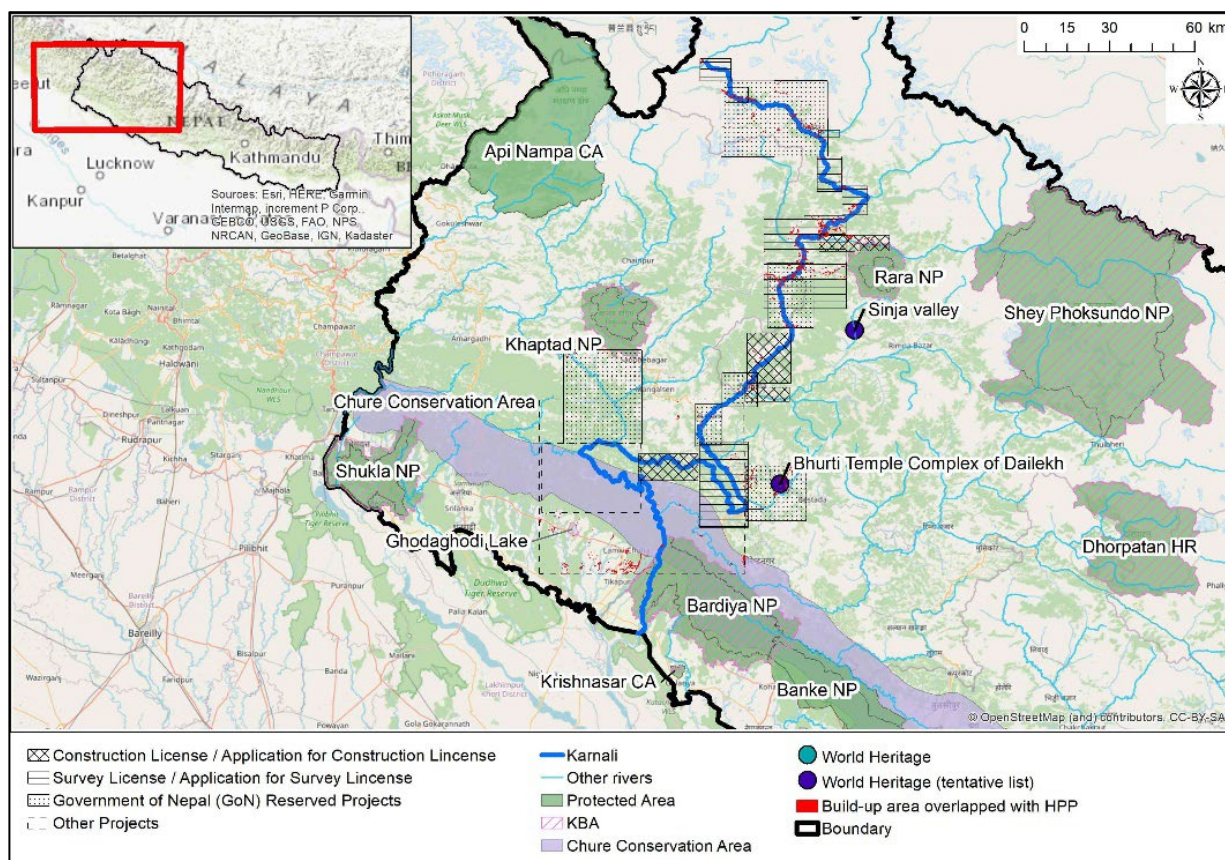
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ネパール	1,126	1,341	1,529	1,567	1,962	2,591	2,663	3,196	2,965	3,035	2,790	2,540	2,050	1,962	2,080	1,853	1,712	1,431	1,042
周辺国	443	601	563	661	732	1,232	1,628	2,225	2,040	2,111	1,821	1,596	1,201	1,200	1,284	1,083	934	678	397
民間	130	194	157	189	224	372	400	614	564	483	307	338	194	206	180	205	158	99	1

(単位：USD Mil)

出典：JICA 調査団作成

2.4.6 戦略的環境アセスメント（SEA）

IPSDP で選定された最適シナリオに関して環境社会面から評価を行った。水力および再生可能エネルギーの発電事業について、図 2.4-13 に示す通り、GIS データベースを基に各事業の影響範囲における保護区（国立公園、生物多様性重要地域（KBA：Key Biodiversity Area）等）、生態系（河川、陸域。特に回遊性の魚類や国際自然保護連合（IUCN：International Union for Conservation of Nature）のレッドリストに登録されている貴重種等）、文化遺産等への影響等を整理した。個別地点の検討結果はそれぞれの水系・河川ごとの開発における累積的影響等を整理し、想定される影響に対して緩和策等の環境社会面からの留意点を検討した。



出典：JICA 調査団作成

図 2.4-13 最適シナリオの評価(例) Karnali 川

事業に伴う環境や社会への影響については、ミティゲーション・ヒエラルキーに沿って、可能な限り回避した上で、回避できない影響に対し影響の最小化、軽減、緩和する対策を検討することが望ましい。その検討プロセスにおいて中央政府、州政府、被影響者等のステークホルダーが意見を表明する機会を提供し、意味ある協議を実施することが重要である。また、適切にモニタリングを実施し、モニタリングで懸念事項が確認された場合、是正策を講じる必要がある。以下に主な留意点を示す。

表 2.4-13 SEA における緩和策等、環境社会面の留意事項

項目	緩和策等、環境社会面の留意事項
流域全体での累積的影響評価、事業者間の連携・協調	- ネパールでは水系ごとに開発計画の進捗に違いがあるため、水系により水力発電事業の実施に伴い累積的影響が重大になることが想定される。それぞれの水系ごとに累積的影響を評価し、流域管理の観点から適切な緩和策を検討する必要がある。特に、既設発電所が多く需要地から近傍にあるため開発が進んでいる Gandaki 川流域等、開発計画が集中している流域においては早期の段階で累積的影響を考慮した開発を行うことが望ましい。加えて、水系ごとの重大な累積的影響を回避し流域における流量や連続性等を保全することを目的として、ネパール国内にて水力開発を行わない流域（Free-flowing rivers）を戦略的に検討することも推奨される。 - ネパールでは流域管理の観点から環境管理が行われていないことがあり、同じ流域に位置する複数の水力発電事業における環境対策（回遊魚の往来を可能にする魚道の設置等）が効果的に実施されていないことがある。流域管理を適切に行うために、民間の水力開発事業者も含め、流域における事業者間の連携・協調を推進することが推奨される。
E flow（環境流量）	水力発電事業に伴い、河川維持流量を含む環境流量（E flow：Environmental flow）が影響を受け、河川全体の流量や下流域における流量の変化、生息域の分断等が起きる可能性がある。「国際金融公社（IFC：International Finance Corporation） Good practice handbook - Environmental flows for hydropower projects (2018)」等のガイドラインを参照し、事業により悪影響が想定される場合、E flow の評価に基づき、E flow 管理計画の策定・実施することが望ましい。
保護区	現地国の国立公園・野生生物保全に関する法律（2029 /1973）に規定される保護区（国立公園、野生動物保護区、狩猟保護区、保全区、バッファゾーン）で事業の開発を行う場合、開発に先立ち当局からの許可を得る必要がある。川の流れをせき止める又は改変する行為は禁止されており、水力開発においては維持流量等の制限が求められる。加えて、国際条約に基づくラムサールサイト内で実施する場合、各ラムサールサイトの管理計画に則り事業を行う必要がある。ミティゲーション・ヒエラルキーに則り、事業を計画、実施することが望ましい。
生態系／森林	- 水力発電事業に伴う取水や貯水、放流により河川の流量・水位が変化し、水棲生物や水鳥等の生態系に影響を与える可能性がある。ダムや取水堰の設置により河川の流路が分断され、回遊性の魚類の遡上を妨げることも懸念される。これらの影響が想定される場合、E flow や水域生態系への影響を評価し、環境管理計画、モニタリング計画に反映することが必要である。 - 水力発電開発による森林伐採では、動植物が永続的または一時的に影響を受けることが想定される。特に、KBA で事業が計画されている場合やクリティカルハビタットが確認されている場合、アクセスロード等の付帯設備を含む事業計画のレイアウトにおいて影響を最小化するように配慮が求められる。また、地域住民が木材や非木材林産物（NTFPs：Non-Timber Forest Products）等の森林利用を通じて収入源となっており事業による悪影響が想定される場合、被影響者との協議を踏まえ、生計回復計画を策定・実施することが推奨される。
用地取得／非自発的住民移転／生計喪失に対する適切な補償、便益の分配等	- ネパールでの水力開発における課題の一つとして、住民移転や用地取得を伴う事業での補償等が挙げられ、非政府組織（NGO：Non-Governmental Organization）からの批判や住民の苦情が発生する事例がある。再取得価格に基づく補償の支払いを含めた住民移転計画を策定・実施することが望ましい。特に、STO や送電線等により大規模住民移転が発生する場合、十分な予算と実施体制を確保することが重要である。 - 物理的移転に限らず、生計喪失等の経済的移転が発生する場合、現地国法令（用地取得法（2034/1977）、不動産の収用に関する法律（2013/1956））等で規定される手続きに加え、ネパール国内の世界銀行等の事業におけるグッドプラクティスを参照し、生計回復計画の策定・実施が推奨される。 - 国土全体を俯瞰すると電力開発によって得られる便益のうち、電力事業や周辺国との融通の受益者はカトマンズやボカラの都市部に集中する一方、開発による直接的な影響を受けるのはサイト周辺となる。これらの裨益の格差は正についても考慮することが望ましい。
先住民族	「ネパールの先住民族の発展に係る法律（National Foundation for Development of Indigenous Nationalities Act）」では、59 の民族が先住民族として規定されており、水力発電事業の計画される山間部にて広く分布している。加えて、ネパールは「国際労働機関（ILO：International Labor Organization）独立国における原住民及び種族民に関する条約（第 169 号）」を批准している。先住民族への悪影響が想定される場合、計画の早い段階から、事業により影響を受ける先住民族との意味ある協議を行い、自由意思による事前の十分な情報に基づく同意（FPIC：Free, Prior and Informed Consent）原則に基づく合意を得ることが推奨される。また、被影響者に先住民族が含まれる場合、先住民族計画（IPP：Indigenous Peoples Plan）を策定し、対策を実施することが望ましい。
自然災害	ネパールにおける自然災害としてモンスーン期における豪雨に伴う地すべり等が挙げられる。また、氷河湖決壊洪水（GLOF：Glacial Lake Outburst Flood）により事業が大きな物理的な損害を受ける可能性がある。事業地の選定においては、地すべりや GLOF 等の災害リスクの高いエリアを回避することに加え、災害発生時の緊急時対応計画を策定することが望ましい。
気候変動	ネパールでは国家気候変動政策（2076/2019）等の政策が策定されており、温室効果ガス排出量の観点から水力発電は望ましい発電形式であると考えられる。一方で、上記のように GLOF 等によるリスクに対して、気候変動に伴う物理的リスクの評価を実施し、代替案の検討、設計への反映等を行うことが推奨される。

出典：JICA 調査団作成

第3章 IPSDP の実現に向けたマイルストーンと電力セクターの将来像

本章ではこれまでの検討結果を分野横断的に整理して、IPSDP の実現に向けたマイルストーンとパスウェイを示し、その達成に必要な変革を取りまとめ電力セクターの目指すべき将来像を展望する。そして、今後の IPSDP の開発実現に向けた課題と提言を整理する。

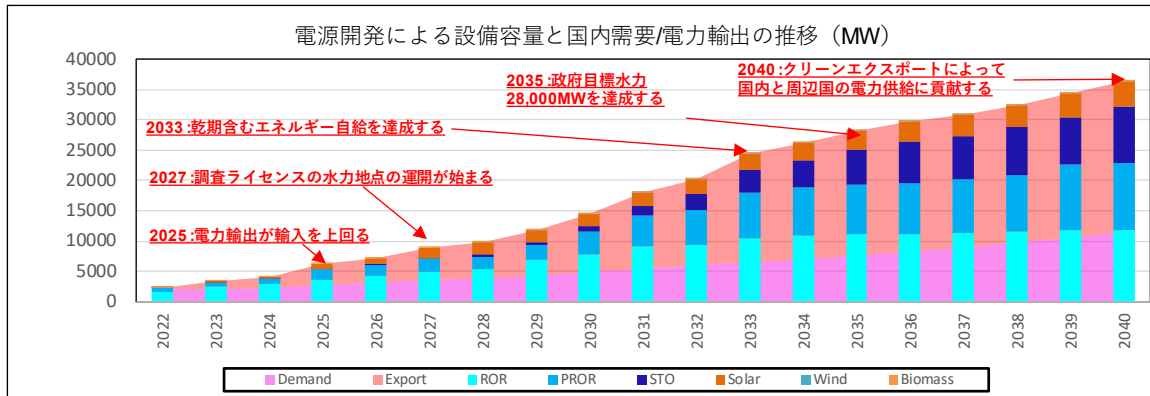
3.1 IPSDP における 2040 年までの開発マイルストーンとパスウェイ

図 3.1-1 に 2040 年までの設備出力、国内需要、電力融通量と主要なマイルストーンを整理する。IPSDP の開発目標として、電力融通のネットゼロ達成（2025 年）、現在調査中の発電事業の運開（2027 年）、年間を通じた電力自給の達成（2033 年）、政府目標の達成（2035 年）、国内および周辺国への電力供給の貢献（2040 年）というマイルストーンを想定する。

2023 年～2025 年の期間は既に Construction License を取得した建設中のプロジェクトを着実に実施することが重要となる。2026 年～2030 年の期間について、現在、建設中のプロジェクトは 2026 年～2027 年に運転開始を迎え、2028 年以降は現在 Survey License を取得しているプロジェクトや GoN 地点のうち計画が進められているプロジェクトの運開も開始する。これらの開発促進に当たってはインド、バングラデシュの近隣国を含む海外からの開発事業者、投資、銀行の参画も期待される。

2031 年～2035 年から開発の中心は ROR から 200MW を超える大規模の PROR および STO に移っていく。現在 Survey License を取得している主要な事業の運開が進み開発のピークを迎え、2033 年に乾期も含めた電力自給を達成し、水素、アンモニアなどの低炭素燃料の活用を含めたエネルギートランジションの取り組みも進む。これらの結果、エネルギー開発ロードマップおよびワークプラン 2035 で示された開発目標が達成される。2036 年～2040 年は大規模貯水池式水力の開発と、水系一貫開発に係る水系の上流部に位置する地点の開発が進む。新規電源開発はインドへの直接輸出を想定した開発が進む。

このマイルストーンを達成するには、技術検討、ファイナンス、制度・規制、人材開発など様々な施策を実行する必要がある。時間軸を踏まえて必要なパスウェイを想定すると、Construction License を取得済で現在建設中の案件は概ね 2027 年までに運開を迎える予定となる。これらの案件に対しては案件の着実な遂行と進捗モニタリングが重要となる。一方で、Survey License および GoN の案件は、2031 年 – 2035 年の期間に運開を迎えるためには、少なくとも 2026 年 – 2030 年に建設工事を開始する必要がある。2035 年の MoEWRI の開発目標 28GW を達成するために今後、数年間で解決すべき課題は多岐に渡り、電力セクターのみならず他のセクターも巻き込んだ取り組みが重要となる。



項目	～2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040
電力	水力 政府系企業 Rasuwagadhi (111MW), Sanjen (42.5MW), Upper Modi A (42MW), Rahughat (40MW), Upper Trishuli 3B (37MW), Madhya Bhotekoshi (102MW) 408MW (509MUSD)	Tanahu HEP (140MW), Tamor Storage (200MW), Madi Storage HEP (156MW) 1113MW (2216MUSD)	Lower Seti(126MW), Uttarganga STO (828MW), Phukot Karnali (480MW), Nalsau Gad STO (417MW), Upper Arun (1061MW), Chainpur Seti (210MW), Dudhkoshi STO (635MW), Sunkoshi 3 STO (680MW) 4900MW (8558MUSD)	Betan Karnali (442MW) Kimathanka Arun (450MW), Bhabung (470MW), Mugu Karnali STO (1670MW) 2969MW (6130MUSD)
	IPPs Upper Trishuli-1 (216MW), Arun 3 (900MW) 2902MW (4267MUSD)	Manang Marsyangdi (282MW), Budhi Gandaki Ka (226MW), Bheri 4 HEP (271MW), Tila-1 (299MW), Tila-2 (297MW) 5782MW (9661MUSD)	Lower Badigad STO (380MW), Budhi Gandaki (340MW), Upper Marsyangdi -2 (327MW), Dudh Koshi-IV (350MW), Upper Tamor (285MW), Bheri-2 (270MW), West Seti STO (750MW), SR-06 STO (309MW), Tamakoshi 3 (650MW), Khimti Shivalaya STO (396MW) 7869MW (14776MUSD)	Bajhang Upper Seti (216MW), Naumure STO (218MW), Upper Mugu Karnali (240MW), Bheri-1 (270MW), Humla Karnali-Cascade (637MW) 4118MW (7963MUSD)
	再エネ 800.2MW (823MUSD)	1355.6MW (1363MUSD)	900MW (950MUSD)	1025MW (925MUSD)
	技術検討 貯水知識水力を活用したカスケード運用の計画策定 各河川の水力コリドーにおけるアクセス道路の検討	揚水発電所の導入検討 電力輸出を想定した発電計画のイノベーション		
電力系統	建設 1) Construction (建設ライセンス取得・申請中) 地点	2) Survey (調査ライセンス取得・申請中) の地点	3) GoNカテゴリー (開発権未取得) の地点	
	400kV 基幹系統 NEW BUTWAL - NEW DAMAULI - RATMATE - LAPSI PHEDI, RATMATE - HETAUDA - DHALKEBAR - INARUWA	LUMKI - KOHALPUR - LAMAHI - NEW BUTWAL, DHALKEBAR - NEW KHIMTI - DUDHKOSHI, DHALKEBAR - DUDHKOSHI - ARUN	ATTARIA - LUMKI, NALSING GADH - NEW DAMAULI, LAPSI PHEDI - NEW KHIMTI	CHAINPUR - ATTARIA, PURKOT - LUMKI, NALSING GADH - KOHALPUR, PHILIM - RATMATE - CHILIME HUB, ARUN - INARUWA - ANARMANI
	国際連系統 NEW BUTWAL - GORAKHPUR	LUMKI - BAREILY, INARUWA - PURNEA	DHALKEBAR 2 - MUZAFFARPUR	KOHALPUR - LUCKNOW
電力系統	主要都市需要 Kathmandu 506 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 302 MW (HETAUDA) Pokhara 195 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 126 MW (DHALKEBAR)	Kathmandu 935 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 570 MW (HETAUDA) Pokhara 371 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 368 MW (DHALKEBAR) Lumbini 637 MW (NEW BUTWAL)	Kathmandu 1,329 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 873 MW (HETAUDA) Pokhara 403 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 564 MW (DHALKEBAR) Lumbini 975 MW (NEW BUTWAL)	Kathmandu 2,017 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 1,326 MW (HETAUDA) Pokhara 612 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 856MW (DHALKEBAR) Lumbini 1,481 MW (NEW BUTWAL)
	費用 1213MUSD	2765MUSD	2397MUSD	2717MUSD
	技術検討 電力融通を想定した電力系統運用計画 近隣国との国際連系統に関わる技術検討	VREと電力系統の調和に関わる技術検討 西部基幹系統に関わる技術検討		
	建設 国際連系統と国内基幹系統の増強	国内400kV基幹系統の構築	インドへの直接輸出用送電線の運用	
電力系統	開発事業者 水力開発における国内事業者と海外事業者候補のマッチング 海外事業者の誘致促進	主要事業におけるSPC設立		
	ファイナンス 国内金融機関のファイナンス能力向上 インド/バングラデシュの投資者の誘致 ネパール/インド/バングラデシュの譲許性資金 (ソブリン、PPP) の活用			
電力系統	法制度 電力融通におけるPPA、系統連系、法制度の確立			
	能力開発 電力セクターの再編	政府組織の質と量におけるスケールアップ		
電力系統	エネルギー トランジション EV、E-cooking、ヒートポンプなどの電化促進 グリーン水素/アンモニアに関わる研究開発	余剰電力を活用したエネルギー・トランジション		

出典：JICA 調査団作成

図 3.1-1 IPSDP における開発マイルストーンとパスウェイ

3.2 IPSDP の実現に向けた課題

IPSDP を実現していくに当たって、2026 年までは現時点で建設中の計画を着実に遂行することが重要となる。2027 年以降は現在調査中の案件を開発していく必要がある。これらの新規開発は現時点で実施体制やファイナンスが未定の地点も多い。現地における民間、政府系事業者へのヒアリングにおいても、開発規模が大きい地点はライセンスを取得している事業者単独での実施が困難との意見が得られている。一方、ネパール国内の事業者、資金のリソースは既に活用されており、海外の開発事業者、投資者、銀行や開発援助機関の参画促進は喫緊の課題となっている。2027 年以降の開発実現においては水系一貫開発、アクセス道路開発、送電ルートの確保、電力融通の促進などの課題も解決する必要がある。また、政府系組織および電力セクター全体の能力向上も同時に進めていく必要がある。

これらの多くは 2028 年以降の開発実現のためには速やかに取り組む必要がある一方、各分野が密接に関連している複合的な課題となる。例えば、電力融通拡大における NEA のリスクは電源、系統が直接影響する訳ではないものの、誰が電力融通における財務的なリスクを引き受けるかのファイナンス面、NEA 以外の組織が電力輸出、輸入の商流に関与するかを示す制度面、隣国含めた各関係者の利害調整を行うガバナンス面が密接に関連した課題と想定される。

本節では IPSDP 実現に向けた課題について、JICA 調査団が業務を通じて習得した知見、WG メンバーおよび様々な関係者から得られたコメントを集約して整理する。多くの課題は単体ではなく複数分野の要因を内包しているが、大別して以下の 5 項目に分類する。

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> (1) Clean Export（電力融通） (2) 電源、系統からなる基幹電力系統 (3) 電力事業体制 (4) ファイナンス／民間投資 (5) エネルギートランジション |
|--|

これらの 5 つの大項目における課題と電源、系統、ファイナンス、制度設計、ガバナンスとの関連性を表 3.2-1 に整理する。

表 3.2-1 IPSDP 実現に向けた課題

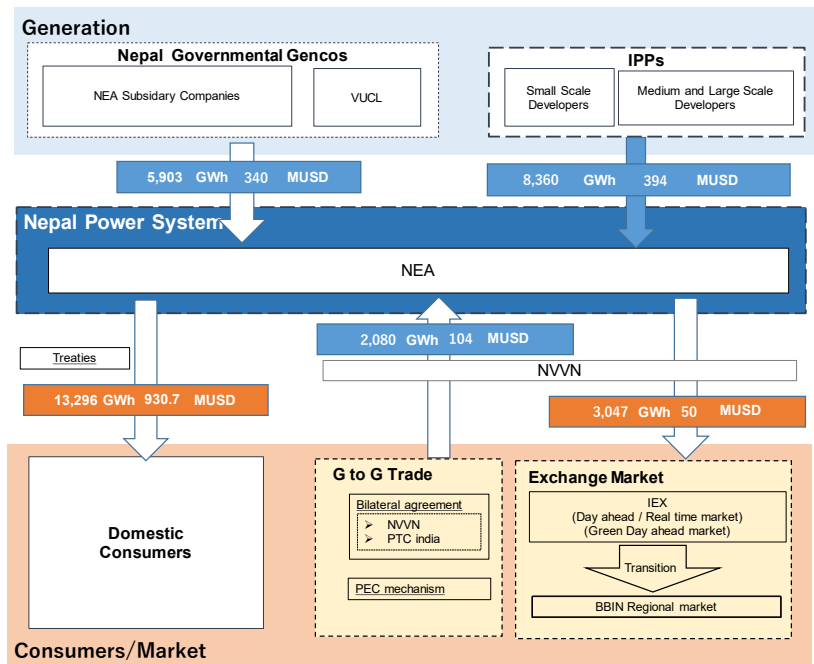
項目	電源	系統	ファイナンス	組織制度	ガバナンス
1.Clean Export(電力融通)					
電力融通拡大におけるNEAのリスク	✓	✓	✓	✓	✓
ネパール国内への供給力確保	✓	✓		✓	✓
電力融通拡大における技術的な課題		✓			
電力融通に係る国際連系統の開発スキーム		✓		✓	✓
電力融通拡大における制度的な課題	✓	✓		✓	
ネパール主導による輸出向け発電事業の実績	✓	✓	✓	✓	
2.ネパール基幹電力系統					
主要河川におけるアクセス道路および送電線の開発	✓	✓		✓	
水系一貫開発の必要性	✓			✓	✓
トンネルの計画・設計・施工の能力向上	✓			✓	
系統計画に係る能力向上		✓		✓	
再生可能エネルギーの系統連系		✓		✓	
開発に伴う環境社会面の影響に対する緩和策の必要性	✓	✓	✓	✓	
3.電力事業体制					
電力セクターにおける政府組織の組織体制強化	✓	✓		✓	
政府系事業者の役割分担の明確化および組織再編	✓	✓		✓	✓
電力セクターの民間事業者の不足	✓	✓		✓	
PPA整備の必要性	✓			✓	✓
4.ファイナンス／民間投資					
国内における資金調達	✓	✓	✓	✓	
海外からのファイナンス促進の必要性	✓	✓	✓	✓	
開発援助機関における支援	✓	✓	✓	✓	
5.エネルギートランジション					
国内の電化促進	✓	✓	✓	✓	
グリーン水素製造における法制度およびサプライチェーン	✓	✓	✓	✓	

3.3 IPSDP の実現に必要な変革と将来像

2023 年におけるネパールの電力セクターの事業体制と改善点の要約を図 3.3-1 に示す。

2024 年現在、ネパール電力セクターは過去 10 年間の開発成果によって電力需給やセクターの財務状況も安定しつつあるが、今後 IPSDP を達成していくに当たっては以下に示す変革が必要となる。MoEWRI の政策目標である 2035 年における将来像を図 3.3-2 に示す。

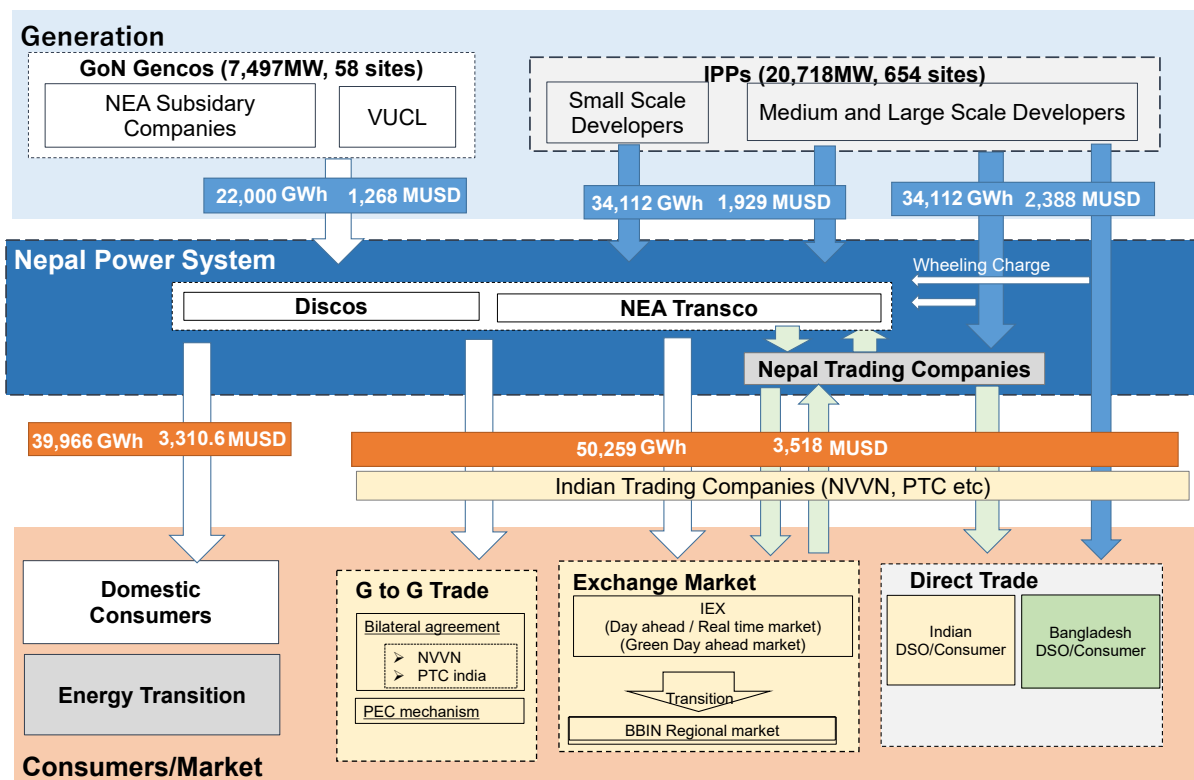
- (1) Clean Export の拡大
- (2) ネパール電力システムの飛躍的な規模拡大
- (3) 電力事業体制の改革と拡大
- (4) ファイナンス／民間投資の増強
- (5) エネルギートランジションの推進



- ▶ NEA がシングルバイヤーのオフテイカーになるため、財務的なリスクが全て集中する。
- ▶ 意思決定プロセスや財務上のパフォーマンスという観点から透明性に欠ける部分がある。
- ▶ VUCL や RPGCL などの公的電力事業者と役割分担が不明確である。
- ▶ 送配電は NEA がほぼ独占的に実施しており、競争原理が働いていない。結果として送配電コストが高くなっている可能性がある。
- ▶ 今後、インドやバングラデシュとの電力融通の活性化が予想されるが、戦略的かつスピーディな意思決定を行うための組織体制の検討・構築が求められる。

出典：JICA 調査団作成

図 3.3-1 2023 年時点における電力セクターの事業体制と改善点



出典：JICA 調査団作成

図 3.3-2 2035 年における電力セクターの将来像

2035 年におけるネパールの電力セクターについて、需給規模、電力輸出、組織体制、キャッシュフローは劇的に拡大する。発電所の設備出力と地点数は政府系（NEA および VUCL など）が 7,497MW、58 地点、IPP が 20,718MW、654 地点、電力系統は国土の東西に渡って 400kV 基幹系統が整備され総延長は 1,818km に達し 400kV の国際連系線も 6 本が整備される。

取り扱う電力量と販売金額も大きくなり、総販売電力量 90,224GWh のうち国内向けが 39,966GWh（44.3%）、3,311MUSD、Clean Export として電力輸出が 50,259GWh（55.7%）、3,518MUSD となる。特に Clean Export は国の GDP の 6%を占め、外貨を獲得する輸出産業に発展する。セクターの構造も大きく変革し、発送配電分離に加えて、電力トレーディング事業者の参入も進むと想定される。

エネルギートランジションについてもネパールは多くのポテンシャルを有しており、Clean Export による周辺国の CO₂削減、化石燃料由来のエネルギーの電化、グリーン水素・アンモニアの活用などの活用も重要となる。

3.4 IPSDP における課題と提言

第 3.1 節で示したマイルストーンとパスウェイは、2030 年以降の大規模開発を実現するために、今後数年間で Clean Export を実現するための技術検討、開発事業者の強化・誘致、内外のファイナンス調達、制度設計の整備、人材育成を完了し、速やかに各事業を着工する必要があることを示唆している。一方で、これらの施策は各分野および国内外の関係機関が関わっており、各機関の単独での活動では達成困難な課題が多く各種の調整も必要と想定される。更に、MoEWRI、DoED、ERC、NEA などの関係機関や開発援助機関のリソースは限られている現状を踏まえて、ネパールが早急に取り組むべき重点課題に焦点を当てることも重要と認識する。

こうした状況を解決していくには挙げられた課題の多くを包含したパイロットプロジェクト実施が有効と想定される。PPA、託送料金、系統連系などは一度、策定すれば別のプロジェクトにも適用可能であり、1 つグッドプラクティスが後続のプロジェクトのベンチマークとなる。また、Karnali 本川、Bheri 水系、West Seti 水系、Dudhokoshi 水系、Tamor 水系などの未開発水系は、1 つの事業が実施されて関連インフラが整備されれば他のプロジェクトの参画も容易となる。これらのパイロットプロジェクト実施は各種の課題を解決しながら進めていく必要があり、民間企業では受容しがたいリスクになる可能性も高い。従って、NEA や VUCL などの公的機関が実施機関のプロジェクトを選定し、各関係機関および開発援助機関の協力の下で遂行するのが望ましい。

電力セクター産業のスケールアップについては産業としての電力セクターを育てていくためには、MoEWRI による他省庁（例えば、財務省（MoF : Ministry of Finance）、産業局（DoI : Department of Industry）、IBN、公的金融機関等）や地方政府等との連携強化が求められる。さらに、人材面の強化という意味では、GoN 自身による自助努力に加えて、国際開発援助機関による専門家派遣や技術協力の実施を活用するという方策も考えられる。また、事業資金の需要とニーズのマッチングについても DP による支援が重要となる。掛かる認識の下で、IPSDP を実現していく上で以下の 5 つのパイロットプロジェクトを提案する。3.2 節に示した課題と提言の関連を表 3.4-1 に整理する。

- Sunkoshi-3 HPP
- Phukot Karnali HPP
- Transaction Advisory Service
- HIDCL を介したツーステップローン
- エネルギートランジションのパイロット事業促進

表 3.4-1 課題とパイロットプロジェクトの関係

項目	Sunkoshi-3 HPP	Phukot Karnali HPP	Transactionary Advisory Service	HIDOLと国内金融機関能力強化	エネルギー・トラnジンシヨn促進
1.Clean Exportの拡大における課題					
電力融通拡大におけるNEAのリスク	インド、BPDBとの直接取引の商流確立				
ネパール国内への供給力確保	乾期の供給力向上				
電力融通拡大における技術的な課題	3国間の系統連系に関する検討と輸送容量の発電計画策定	Lumki - Bareilly国際連系線の開発促進			
電力融通に係る国際連系線の開発スキーム	3国間の系統連系と運用体制の確立				
電力融通拡大における制度的な課題	インド、BPDBの参入による融通量拡大の円滑化				
ネパール主導による輸向け発電事業の実績	NEAによる輸出事業の実施	VUCLの事業参画	NEA, VUCLなどの輸向け事業参加支援		
2.ネパール電力システムの飛躍的な規模拡大における課題					
主要河川におけるアクセス道路および送電線の開発	Sunkoshi水系の基幹400kV変電所および送電線の開発	Sukhet~Karnali水系のアクセス道路開発 Phukot Karnali - Lumki 400kV基幹系統			
水系一貫開発の必要性		Karnali本川、Tila水系の開発促進			
トンネルの計画・設計・施工の能力向上		Karnali本川において初となる大規模トンネル施工			
系統計画に係る能力向上	3国間連系の計画策定	西部基幹系統の系統計画策定			
再生可能エネルギーの系統連系					
開発に伴う環境社会面の影響に対する緩和策の必要性	送電線含めた国際基準の検討実施	送電線含めた国際基準の検討実施			
3.電力セクターのリフォームにおける課題					
電力セクターにおける政府組織の組織体制強化	NEAの能力向上	VUCLの能力向上	電力セクターの組織体制と他省庁との連携強化		
政府系事業者の役割分担の明確化および組織再編			電力法改定に伴う組織再編の促進		
電力セクターの民間事業者の不足	インド事業者、BPDBの参画	NHPCの参画	施工業者・機器サプライヤー、建設コンサルタント、法務アドバイザー含めたセクター全体の拡大		
PPA整備の必要性	インド、バングラデシュとのPPA検討	インドとのPPA検討			
4.ファイナンスの拡大における課題					
国内における資金調達				HIDOLと民間銀行の強化	
海外からのファイナンス促進の必要性	インド、バングラデシュからの事業者および融資機関の参入	NHPCIによるファイナンス促進		インド、バングラデシュを中心とした海外事業者と国内事業者のマッチング エネルギー多消費産業のクリーンエネルギー利用拡大 Eneergergy-PPP、セクターローン、TSLなどのファイナンス促進策の提案	
開発援助機関における支援	インド、バングラデシュを含めた開発援助機関の地域横断的な関与	VUCLへの支援			
5.エネルギー・トラnジンシヨn					
国内の電化促進					ヒートポンプなどの新たな電化促進策の提案
グリーン水素製造における法制度およびサプライチェーン					グリーン水素およびアンモニアのパイロットプロジェクトの提案

出典：JICA 調査団作成

ファイナルレポート

ネパール国統合的電力システム開発プロジェクト ファイナルレポート

目 次

第 1 章	調査の概要	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査の目的	2
1.3	調査の対象	2
1.4	調査の実施体制	3
1.5	調査の概要	3
1.6	報告書の構成	4
第 2 章	ネパール電力セクターの現状	6
2.1	電力セクターの組織体制	6
2.1.1	電力事業に関わる主な行政組織	7
2.1.2	電力事業者	10
2.2	発電設備の現状	17
2.2.1	既設発電設備	17
2.2.2	既設送変電設備	21
2.2.3	系統運用	24
2.3	インドとの電力融通実績	25
2.4	電力セクターにおける既存開発計画と実施中案件	28
第 3 章	電力需要予測	29
3.1	ネパールの既存電力需要予測	29
3.2	電力需要予測手法	30
3.2.1	セクター分類	30
3.2.2	成長シナリオ	30
3.2.3	電力需要予測のフロー	31
3.2.4	人口の推移予測	32
3.2.5	GDP の推移予測	32
3.3	電力需要予測	33
3.3.1	家庭セクター	33
3.3.2	工業セクター	34
3.3.3	商業セクター	35
3.3.4	その他セクター	36
3.3.5	電力需要予測の結果	37
3.4	政策介入を考慮した電力需要予測	38
3.4.1	電力需要に考慮する政策	38
3.4.2	政策介入による電力需要への影響	39
3.4.3	政策介入を考慮した電力需要予測	39
3.5	ピーク電力予測	40

3.5.1	送配電ロスの予測	41
3.5.2	負荷率の予測	41
3.5.3	ピーク電力予測	42
3.5.4	ネパールの既存ピーク電力予測との比較	43
3.6	電力需要予測の結果	44
第4章	水力開発計画	46
4.1	水力開発地点の情報収集とデータベース構築	46
4.1.1	DoEDの事業リスト	46
4.1.2	水力開発データベースについて	47
4.1.3	水力開発データベースの構築結果	48
4.2	水系一貫開発に係る考察	50
4.2.1	貯水式プロジェクトの可能性	50
4.2.2	水系一貫開発に係る考察	51
4.3	電源開発計画における水力開発計画	54
4.3.1	開発容量の検討	54
4.3.2	計画地点における月間発電電力量の想定	54
4.3.3	発電原価に係る考察	56
第5章	電力融通	58
5.1	ネパールの電力取引の現状	58
5.1.1	国際連系線と輸出發電所	58
5.1.2	電力取引の仕組み	63
5.2	ネパールの電力取引の見通し	69
5.2.1	インドにおける電力需給見通し	69
5.2.2	バングラデシュにおける電力需給見通し	71
5.3	輸出拡大に向けた計画の現況	72
5.3.1	ネパールの電力系統からの電力輸出の状況	73
5.3.2	個別水力発電所からの輸出に関する状況	74
第6章	開発シナリオの検討	78
6.1	開発シナリオの検討における基本方針の設定	78
6.1.1	エネルギー安全保障 (Energy Security)	78
6.1.2	ネパールの財政負担低減と経済成長 (Economy)	78
6.1.3	環境社会配慮 (Environment)	79
6.1.4	電力政策 (Policy)	79
6.2	開発シナリオの設定	80
6.2.1	水力開発容量による方向性	81
6.2.2	時間軸で見た方向性	82
6.2.3	開発シナリオの設定	83
6.3	電源開発計画	85
6.3.1	投入電源に関わる検討	85
6.3.2	電源開発計画における検討条件の設定	90
6.3.3	電源開発計画の分析結果	91
6.4	系統開発計画	96
6.4.1	各開発シナリオにおける系統開発計画／系統解析の妥当性検討	96

6.4.2	各開発シナリオにおける系統解析結果と評価	100
6.4.3	系統安定度対策としての電力融通方法の検討	107
6.4.4	まとめ	109
6.5	環境社会配慮	110
6.5.1	戦略的環境アセスメントの方針	110
6.5.2	スコーピング案	111
6.5.3	各開発シナリオにおける環境社会面の評価	114
6.6	最適シナリオの選定	115
第 7 章	最適シナリオの検討	118
7.1	最適シナリオ検討に当たっての更新事項	118
7.2	電源開発計画	118
7.2.1	水力プロジェクトのスクリーニング	118
7.2.2	最適シナリオの投入電源	121
7.2.3	最適シナリオの分析結果	122
7.2.4	水力優先事業と MoEWRI の戦略的案件	129
7.3	系統開発計画	132
7.3.1	最適シナリオにおける系統開発の最適化	133
7.3.2	最適シナリオにおける系統解析結果	135
7.3.3	系統開発計画の進捗状況と今後の見通し	138
7.3.4	系統計画の開発コスト（国内系統）	142
7.3.5	まとめ	143
7.4	電力融通可能量の想定	143
7.5	環境社会配慮	145
7.6	経済財務分析	148
7.6.1	経済財務分析の目的	148
7.6.2	基礎情報の整理と分析の準備	149
7.6.3	経済分析	158
7.6.4	財務分析	161
7.6.5	ネパールマクロ経済への影響分析	170
7.6.6	経済財務分析の結論	177
7.7	IPSDP のファイナンスに関する検討	178
7.7.1	ネパールにおける電力事業ファイナンスの現状	179
7.7.2	IPSDP のファイナンス手法に関する基礎的検討	183
7.7.3	譲許的資金の適用効果に関する分析	188
7.7.4	IPSDP 実現のための資金調達計画	207
7.8	エネルギーtransitionに係わる考察	212
7.8.1	ネパールにおけるエネルギーtransitionに係る取り組み	212
7.8.2	余剰電力の推定と熱需要および水素製造ポテンシャル	216
7.8.3	ネパールにおける余剰電力を活用したカーボンニュートラルの取り組み方針の考察	221
7.9	最適シナリオの分析結果と 3E+Policy における評価	224
7.9.1	最適シナリオの分析結果	224
7.9.2	最適シナリオの 3E+Policy における評価	227

第 8 章	電力セクターにおけるガバナンスメカニズムの構築	229
8.1	電力セクターにおけるビジョン設定について	229
8.2	現状のガバナンスメカニズムに係る課題と、その緩和・解決策に関する考察	230
8.2.1	関係組織間のコミュニケーションのプラットフォーム等の整備	230
8.2.2	投資環境の改善	231
8.2.3	IPP に関するライセンス発行に係るプロセスと審査基準の明確化等	231
8.2.4	新電力法の制定と NEA のアンバンドリング	232
8.2.5	ドナー間の連携強化	233
8.3	エネルギー開発ロードマップとアクションプランの内容精査	233
8.4	開発パートナー／ODA ドナーによる支援の方向性に係る検討	234
第 9 章	統合的電力システム開発計画の策定	236
9.1	IPSDP における 2040 年までの開発マイルストーンとパスウェイ	236
9.1.1	IPSDP の開発マイルストーン	236
9.1.2	IPSDP のパスウェイ	238
9.2	IPSDP の実現に向けた課題	239
9.2.1	Clean Export（電力融通）の拡大における課題	240
9.2.2	基幹電力システムにおける課題	245
9.2.3	電力事業体制における課題	250
9.2.4	ファイナンス／民間投資における課題	253
9.2.5	エネルギートランジションにおける課題	256
9.3	IPSDP 実現に必要な変革と将来像	257
9.3.1	現在の電力事業体制	257
9.3.2	IPSDP 実現に必要な 5 つの変革	258
9.3.3	IPSDP で目指すべき電力セクターの事業体制	261
9.4	IPSDP の実現に向けた提言	262
9.4.1	Clean Export の多様化のためのスキーム案	263
9.4.2	Pioneer of Hydropower Project in River Basin の開発促進	266
9.4.3	電力セクター産業のスケールアップ	270
9.4.4	事業資金の需要とニーズのマッチング	271
9.4.5	エネルギートランジションに向けた取り組み	272
9.5	IPSDP の実現に向けたパイロットプロジェクト	273
9.5.1	Sunkoshi-3 HPP	276
9.5.2	Phukot Karnali HPP	282
9.5.3	Transaction Advisory Service	286
9.5.4	HIDCL と国内金融機関のファイナンス能力強化	287
9.5.5	エネルギートランジションのパイロット事業促進	289

図リスト

図 1.5-1	本プロジェクトの流れと基本方針の関係.....	3
図 1.5-2	業務の全体工程.....	4
図 1.6-1	報告書の構成.....	5
図 2.1-1	ネパールの電力事業体制.....	6
図 2.1-2	NEA の組織図 (2022 年 9 月時点).....	11
図 2.1-3	VUCL が出資するプロジェクトの所在地.....	14
図 2.2-1	ネパールの事業者および電源別の設備出力 (MW).....	18
図 2.2-2	ネパールの事業者別の年間利用可能電力量.....	20
図 2.2-3	NEA 所有発電所の月間発電電力量.....	20
図 2.2-4	ネパール 電力系統図 (工事中・計画分含む、2022 年時点).....	22
図 2.2-5	ネパール 系統位置図 (2022 年時点).....	23
図 2.2-6	Transmission Directorate の概略組織図.....	24
図 2.3-1	3 ヶ年の月毎の輸入電力量と各月の消費電力量に対する輸入電力量の割合.....	26
図 2.3-2	送電線ごとの電力輸入量 (FY2020/2021・FY2021/2022).....	26
図 2.3-3	3 ヶ年の月毎の輸出電力量と各月の総発電量に対する輸出電力量の割合.....	27
図 2.3-4	送電線ごとの電力輸出量 (FY2019/2020・FY2020/2021).....	28
図 3.1-1	ネパールの既存の電力需要予測.....	29
図 3.1-2	実績と予測の比較.....	30
図 3.2-1	一人当たりの電力消費量 (実績と政策目標).....	31
図 3.2-2	電力需要予測のフロー.....	32
図 3.3-1	家庭セクターの電力需要予測 (2040 年まで).....	34
図 3.3-2	工業セクターの電力需要予測 (2040 年まで).....	35
図 3.3-3	商業セクターの電力需要予測 (2040 年まで).....	36
図 3.3-4	その他セクターの電力需要予測 (2040 年まで).....	37
図 3.3-5	電力需要予測結果.....	37
図 3.4-1	Middle ケースの場合の政策介入による電力需要.....	39
図 3.4-2	政策介入の有無による電力需要の比較.....	39
図 3.4-3	調査団・MoEWRI・WECS・NEA の電力需要予測の比較.....	40
図 3.5-1	電力フローと電気回路図.....	41
図 3.5-2	送配電ロスの予測.....	41
図 3.5-3	負荷率の予測.....	42
図 3.5-4	ピーク電力予測の結果.....	43
図 3.5-5	ピーク電力予測の比較.....	43
図 3.6-1	南アジア・東南アジアの 1 人当たりの GDP と消費電力量の関係.....	44
図 4.1-1	水力開発データベースの抜粋 (1) Karnali 流域図.....	48
図 4.1-2	水力開発データベースの抜粋 (2) 河川縦断図例.....	49
図 4.1-3	水力開発データベースの抜粋 (3) 水力開発計画データ例.....	49
図 4.1-4	水力開発データベースの抜粋 (4) ライセンス申請・承認状況図の例.....	50
図 4.3-1	DoED 事業リスト計画地点における ROR、PROR、STO の月間発電電力量.....	55
図 4.3-2	DoED 事業リスト計画地点の LCOE と設備出力に係る散布図.....	56

図 5.1-1	ネパールとインド間の国際連系線	60
図 5.1-2	2021 年～2024 年のインドへの輸出許可取得容量とネパールの発電所設備容量.....	61
図 5.1-3	ネパールとインド間の電力取引スキーム	64
図 5.1-4	Day-Ahead Market と Green Day-Ahead Market における月ごとの約定価格の推移 (INR/kWh).....	67
図 5.1-5	Day-Ahead Market と Green Day-Ahead Market における月ごとの取引量の推移 (GWh) ..	68
図 5.1-6	インドにおける需給調整市場の概略	69
図 5.2-1	インドの電力需要実績・予測値およびピーク需要電力実績・予測値.....	70
図 5.2-2	ピーク需要予測	71
図 5.2-3	2041 年における電源構成	72
図 5.3-1	輸出向け水力発電所と基幹送電線の位置図	74
図 6.1-1	Energy Development Roadmap and Work Plan 2035 の概要.....	80
図 6.2-1	水力開発容量による方向性	82
図 6.2-2	各進捗段階による水力開発容量 (MW)	82
図 6.3-1	各電源の LCOE.....	86
図 6.3-2	各電源の CO ₂ 排出量 (g-CO ₂ eq/kWh)	87
図 6.3-3	WASP の概要	90
図 6.3-4	2040 年における設備出力 (MW) の比較.....	92
図 6.3-5	年間発電電力量と電源別構成 (GWh) の比較.....	93
図 6.3-6	電力自給率 (%) の比較.....	93
図 6.3-7	CO ₂ 排出量 (kton) と kWh 当たり排出量 (g-CO ₂ /kWh) の比較.....	94
図 6.3-8	電力輸出を含めた CO ₂ 排出量 (kton) の比較.....	94
図 6.3-9	累積設備投資額と電力融通収支 (MUSD) の比較.....	95
図 6.4-1	400kV 基幹系統 (2040 年時点)	97
図 6.4-2	400kV 系統の負荷配分 (2017 年負荷実績から作成)	98
図 6.4-3	シナリオ 1 400kV 系統の電源配分	98
図 6.4-4	シナリオ 2 400kV 系統の電源配分	99
図 6.4-5	シナリオ 3 400kV 系統の電源配分	99
図 6.4-6	シナリオ 4 400kV 系統の電源配分	99
図 6.4-7	潮流図 (シナリオ 1)	101
図 6.4-8	潮流図 (シナリオ 2)	101
図 6.4-9	潮流図 (シナリオ 3)	102
図 6.4-10	潮流図 (シナリオ 4)	102
図 6.4-11	電圧・短絡電流 (シナリオ 1)	103
図 6.4-12	電圧・短絡電流 (シナリオ 2)	104
図 6.4-13	電圧・短絡電流 (シナリオ 3)	104
図 6.4-14	電圧・短絡電流 (シナリオ 4)	105
図 6.4-15	安定度 (シナリオ 1)	106
図 6.4-16	安定度 (シナリオ 2)	106
図 6.4-17	安定度 (シナリオ 3)	107
図 6.4-18	安定度 (シナリオ 4)	107
図 6.4-19	大容量電力輸出時の系統構成 (イメージ)	108
図 6.4-20	国際連系線による輸出プラン (A) と電源線による直接輸出プラン (B) の比較	108

図 6.4-21	国際連系線輸出方式(A)と一部直接輸出方式 (A') との比較.....	109
図 7.2-1	水力プロジェクト評価結果： 合計評価点 (Total Score).....	120
図 7.2-2	最適シナリオの設備出力 (MW)	123
図 7.2-3	最適シナリオの 2025 年、2030 年、2035 年、2040 年における設備出力.....	124
図 7.2-4	最適シナリオの発電電力量 (GWh)	125
図 7.2-5	最適シナリオの 2040 年における設備出力と各月の発電電力量.....	126
図 7.2-6	最適シナリオのエネルギー自給率 (%)	127
図 7.2-7	CO ₂ 排出量(kTon)と kWh 当たり排出量 (g-CO ₂ /kWh)	127
図 7.2-8	最適シナリオの累積投資額 (MUSD)	128
図 7.2-9	最適シナリオの年間電力融通収支 (MUSD)	128
図 7.3-1	400kV 基幹系統 (2040 年時点)	133
図 7.3-2	最適シナリオ 400kV 系統の負荷配分 (Rainy Peak)	134
図 7.3-3	最適シナリオ 400kV 系統の電源配分.....	134
図 7.3-4	2040 Rainy Peak 潮流.....	135
図 7.3-5	2040 Rainy Peak 電圧・短絡電流.....	136
図 7.3-6	2040 Rainy Peak 安定度.....	136
図 7.3-7	2040 Rainy Off Peak 潮流.....	137
図 7.3-8	2040 Rainy Off Peak 電圧・短絡電流.....	137
図 7.3-9	2040 Rainy Off Peak 安定度.....	138
図 7.3-10	400kV 国内系統における開発計画の現状.....	139
図 7.4-1	国内電力需要と電力融通量 (最適シナリオ)	144
図 7.5-1	最適シナリオの評価 (例) Karnali 川	145
図 7.6-1	ネパールの電力セクター関連組織	152
図 7.6-2	ネパール国電力セクターにおける基本的な資金のフロー.....	153
図 7.6-3	設備投資額の経年変化	155
図 7.6-4	維持管理費の経年変化	156
図 7.6-5	電源構成毎の買電費用	156
図 7.6-6	国内売電売上の経年変化	157
図 7.6-7	電力輸出売上の経年変化	158
図 7.6-8	手元資金による投資可能額と設備投資金額との関係.....	169
図 7.6-9	対外債務の対 GDP の推移	172
図 7.6-10	電力輸出による外貨準備高	173
図 7.6-11	電力輸出による貿易赤字の改善	174
図 7.6-12	電力輸出売上による収入を考慮した GDP の推移.....	175
図 7.7-1	IPSDP による資金需要	178
図 7.7-2	市中金融機関からの貸出傾向	182
図 7.7-3	IPSDP 優先開発プロジェクトの分布.....	185
図 7.7-4	デット部分へのソブリンローン適用ケース.....	191
図 7.7-5	エクイティ部分への EBF 適用ケース	192
図 7.7-6	Lower Seti 事業 ケース A-1 スキーム図.....	195
図 7.7-7	Lower Seti 事業 ケース A-2 スキーム図.....	195
図 7.7-8	Lower Seti 事業ケース B スキーム図.....	196
図 7.7-9	Sunkoshi 3 事業：ケース C スキーム図.....	202

図 7.7-10	Sunkoshi 3 事業：ケース D スキーム図.....	202
図 7.7-11	Sunkoshi 3 事業：ケース E スキーム図.....	203
図 7.7-12	Phukot Karnali 事業：ケース F スキーム図.....	205
図 7.7-13	Phukot Karnali 事業：ケース G スキーム図.....	206
図 7.7-14	資金調達に基づく資金需要見通し.....	211
図 7.7-15	出融資元別資金調達割合推移.....	212
図 7.8-1	2035 年における余剰電力活用の容量設定例.....	220
図 8.1-1	ネパールの電力セクターにおけるガバナンスの鳥観図.....	230
図 9.1-1	IPSDP における開発マイルストーンとパスウェイ.....	237
図 9.2-1	国際連系線の事業実施体制（左：事業者分割、右：送電事業者）.....	243
図 9.3-1	2023 年時点における電力セクターの事業体制.....	257
図 9.3-2	2035 年における電力セクターの将来像.....	262
図 9.4-1	将来の取引形態.....	264
図 9.4-2	未開発水系の位置図.....	269
図 9.5-1	Sunkoshi-3 HPPーインドーバングラデシュへの国際連系.....	276
図 9.5-2	Sunkoshi-3 HPP における商流.....	278
図 9.5-3	Sunkoshi-3 HPP のファイナンススキーム.....	278
図 9.5-4	Sunkoshi-3 HPP の開発ロードマップ.....	280
図 9.5-5	Phukot Karnali HPP へのアクセス.....	282
図 9.5-6	Phukot Karnal HPP の想定ファイナンススキーム.....	283
図 9.5-7	Phukott Karnali HPP の開発ロードマップ.....	284
図 9.5-8	地場金融機関能力強化の取組み.....	288
図 9.5-9	水力発電投資ファンドのスキーム概念図.....	289

表リスト

表 2.1-1	VUCL の株主構成（2022 年 9 月時点）	12
表 2.1-2	VUCL のプロジェクト一覧（2022 年 9 月時点）	13
表 2.1-3	RPGCL の株主構成（2022 年 9 月時点）	15
表 2.1-4	RPGCL のプロジェクト一覧（2022 年 9 月時点）	15
表 2.1-5	発電所（稼働中）の所有者別シェア	16
表 2.1-6	外国資本が入った IPP プロジェクト一覧	17
表 2.2-1	NEA 所有の発電所リスト	18
表 2.2-2	既設送変電設備の概要（2022 年時点）	21
表 2.2-3	系統の電力品質基準	24
表 2.2-4	南アジア地域共通のミニマムグリッドコード抜粋	25
表 2.4-1	ネパール電力セクターに関連する主な政策・開発計画	28
表 3.2-1	各成長シナリオの想定 GDP 成長率	33
表 3.3-1	工業 GDP 成長率の想定	35
表 3.3-2	商業 GDP 成長率の想定	36
表 3.3-3	成長率の想定	37
表 3.4-1	政策一覧・参照したレポート等	38
表 3.6-1	電力需要、ピーク電力、国民一人当たりの電力需要予測結果	45
表 4.1-1	DoED 事業リストのカテゴリ	46
表 4.1-2	情報収集項目	47
表 4.1-3	データ収集結果一覧	48
表 4.2-1	貯水式水力開発プロジェクト	51
表 4.2-2	水系毎の事業進捗、水系一貫開発に係る課題有無と再検討余地	53
表 4.3-1	各進捗段階における水力の地点数および開発容量	54
表 5.1-1	ネパールとインド間の既存及び開発予定の国際連系線（400kV、132kV、33kV）	59
表 5.1-2	2024 年 10 月時点の輸出向け水力発電所リスト	61
表 5.1-3	電力輸出に関する合意と取引形態	62
表 5.1-4	電力輸出に関する取引と関連する国際連系線（400, 132kV）及び輸出水力発電所	63
表 5.1-5	市場毎の取引期間及び対象電源	66
表 5.2-1	インドの電源種別開発計画	70
表 5.2-2	インドの配電会社に求められる再生可能エネルギー由来の電力調達比率	71
表 5.3-1	周辺国との協議状況	73
表 6.2-1	各シナリオの設定条件	84
表 6.3-1	各電源の比較検討における評価基準	85
表 6.3-2	各電源の評価まとめ	89
表 6.3-3	電源開発計画の検討条件	90
表 6.3-4	各シナリオの設備出力（MW）	91
表 6.4-1	各シナリオの国際連系線	109
表 6.5-1	水力発電において環境社会面で留意すべき項目	112
表 6.5-2	再生可能エネルギー（太陽光発電）において環境社会面で留意すべき項目	112
表 6.5-3	SEA の主な目的・判断基準	114

表 6.5-4	開発シナリオの比較評価	115
表 6.6-1	各シナリオの比較検討まとめ	117
表 7.2-1	スクリーニング評価項目	119
表 7.2-2	スクリーニングにおける評価点	119
表 7.2-3	水力プロジェクト評価結果集計表	121
表 7.2-4	最適シナリオに投入する水力電源	122
表 7.2-5	水力優先事業の選定基準	129
表 7.2-6	水力優先事業リスト	130
表 7.2-7	MoEWRI の優先事業と大規模貯水池式水力	132
表 7.3-1	最適シナリオ検討ケース	135
表 7.3-2	400kV 変電所における開発計画の現状	140
表 7.3-3	400kV 送電線における開発計画の現状	141
表 7.3-4	将来の 400kV 国際連系線と対象水系	142
表 7.3-5	400kV 系統（国内系統）の建設コスト	142
表 7.4-1	2040 年までの周辺国のピーク需要とネパールの発電容量	144
表 7.6-1	ネパールのマクロ経済に関する主要データ	150
表 7.6-2	ネパール政府の財政に関するデータ	151
表 7.6-3	NEA、VUCL および RPGCL の資金調達先	154
表 7.6-4	費用・便益のキャッシュフロー及び算出された EIRR	160
表 7.6-5	キャッシュフロー計算書	165
表 7.6-6	国内電気料金水準の算出結果	167
表 7.6-7	電力輸出の売電価格の感度分析結果	168
表 7.6-8	MoEWRI による 1,000MW の水力発電所建設に必要な人員数の推計	176
表 7.6-9	雇用の推計に用いる数値	176
表 7.6-10	MoEWRI の推計と JICA 調査団の推計の比較	177
表 7.7-1	民間事業者による資金調達の活用状況（ローン）	179
表 7.7-2	主要な事業主体の資金調達の現状（まとめ）	180
表 7.7-3	ネパール国内の主な機関投資家の水力発電関連投資事例	181
表 7.7-4	開発途上国の発電事業・送電事業において一般的に活用可能なファイナンス手法	183
表 7.7-5	水力発電事業の規模と資金調達手法	184
表 7.7-6	国際開発金融機関の支援を受けている NEA の事業	185
表 7.7-7	IPSDP におけるプロジェクト・カテゴリーとファイナンス手法の基本的な考え方	187
表 7.7-8	譲許的資金の適用に関する分析の対象プロジェクトの選定基準	189
表 7.7-9	優先事業スクリーニング評価結果	190
表 7.7-10	分析に採用した譲許的資金の類型	191
表 7.7-11	Lower Seti 分析の仮定条件	193
表 7.7-12	Lower Seti におけるソブリンローンの適用効果（感度分析結果）	193
表 7.7-13	Lower Seti における EBF の適用効果（感度分析結果）	194
表 7.7-14	Lower Seti 事業分析のケース分けと条件	194
表 7.7-15	Sunkoshi 3 の分析仮定条件	197
表 7.7-16	Sunkoshi 3 におけるソブリンローンの適用効果（感度分析結果）	197
表 7.7-17	Sunkoshi 3 事業分析のオプション分けと条件	200
表 7.7-18	収益性向上の分析に用いた電力価格	200

表 7.7-19	Sunkoshi 3 事業分析のケース分けと条件（電力輸出考慮）	201
表 7.7-20	Phukot Karnali の分析仮定条件	204
表 7.7-21	Phukot Karnali におけるソブリンローンの適用効果（感度分析結果）	204
表 7.7-22	Phukot Karnali における譲許性資金を原資とするエクイティ投資の適用効果 （感度分析結果）	205
表 7.7-23	各組織からの分布群ごと資金調達割合前提）	209
表 7.7-24	IPSDP の各組織からの資金調達計画（案）	210
表 7.7-25	出融資元別の IPSDP 期間中の資金供給推移.....	212
表 7.8-1	Green Hydrogen Policy の概要	213
表 7.8-2	グリーン水素活用に関連した調査研究	214
表 7.8-3	2040 年までの余剰電力における各月の平均供給可能出力（MW）と発電電力量 （GWh）	218
表 7.8-4	ベースおよびピークの供給出力と電力量.....	219
表 7.8-5	2040 年までの余剰電力と熱およびグリーン水素の製造ポテンシャル.....	221
表 7.8-6	既往調査におけるグリーン水素需要	222
表 7.9-1	IPSDP の総括表	225
表 7.9-2	最適シナリオの評価	228
表 9.1-1	2040 年までのマイルストーン	236
表 9.2-1	IPSDP 実現に向けた課題	240
表 9.2-2	発電事業者の属性による輸出向け事業の現況.....	245
表 9.2-3	IPSDP を実現するために必要な投資額.....	253
表 9.2-4	EV および E-Cooking の電力需要予測.....	256
表 9.4-1	発電事業者から見た電力の卸売り先の形態.....	264
表 9.4-2	電事業者視点における電力取引先毎の比較.....	265
表 9.4-3	IPSDP における各河川および進捗状況による水力開発地点容量（MW）	267
表 9.4-4	Pioneer of Hydropower Project in River Basin の候補地点	268
表 9.5-1	課題とパイロットプロジェクトの関係	275
表 9.5-2	Sunkoshi-3 HPP 実施に向けたアクションプラン	281
表 9.5-3	Phukot Karnali HPP 実施に向けたアクションプラン	285
表 9.5-4	建築物セクターにおける 2050 年までの Net Zero Emission に向けたロードマップ.....	290

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

ネパールは水力資源が豊富で、包蔵水力は 83GW、経済的に開発可能な水力発電のポテンシャルは 42GW と推定されている。国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）は、2014 年に「全国貯水式水力発電所マスタープラン調査」を実施し、2032 年までに 2,000MW の貯水池式水力発電所を整備することを提案した。これを踏まえて、ネパール政府は「国家エネルギー危機回避・水力開発 10 ヶ年に関するアクションプラン」（2016 年）、「エネルギー・水資源・灌漑セクターにおける現況及びロードマップ」（通称ホワイト・ペーパー、2018 年）等の政策文書を策定し、電源開発を国家の発展における重要課題と位置付けた上で、電力開発を加速化させる姿勢を示してきている。

しかしながら、現状では電力需要を満たすだけの開発が進んでいない。2021 年の水力発電設備容量は 1,446.8MW で最大電力需要 1,482MW を若干下回っており、水力資源を十分に活用できていない状況にある。また、水力発電所設備容量の 5 割を占める独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）を始めとする多くの発電所は、川の水を貯水せずそのまま発電所に引き込んで発電する流れ込み式である。河川の流量が減少する乾期には発電出力が大幅に低下することから、需給ギャップはさらに深刻な問題となっている。この不足を補うため、2021 年には現在の電力需要量（8,978 GWh）の 3 割に相当する 2,826 GWh をインドから輸入している。エネルギーの安全保障の観点からも、電源の開発は重要な課題となっている。

ホワイト・ペーパー等により政策目標が示されているにも拘わらず電力開発が目標どおりに進展しない要因として、急峻な山岳地形等による送電設備コスト、国の信用力と投資余力の制約及び民間資金活用制度の不備、IPP への無計画な建設ライセンス付与、電力開発に関わる政府、規制機関及び電力公社等の間の連携の悪さ等が挙げられる。また、IPP を含む関係機関が共有すべき、包括的な長期電力開発計画が策定されていないことも課題となっている。例えば、送電については、2015 年に設立されたネパール送電公社（RPGCL：Rastriya Prasaran Grid Co. Ltd.）が 2018 年に世界銀行（WB：World Bank）の支援を得て、主として 220kV 以上の基幹送電網を対象とした送電網開発計画（TSDP：Transmission System Development Plan of Nepal）を策定している他、132kV 以下の送配電網については、現在アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）の支援による開発計画の策定が進められているが、低（脱）炭素化や再生可能エネルギーを含む国内電源の整備見通しやインドとの電力融通等に関する規制・政策・事業者間の共通認識の形成が必ずしも十分には行われていない状況にある。

電力供給システムをシステムティックに整備するためには、エネルギー政策を所掌するエネ

ルギー水資源灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）が主体となって、電源種・発電方式、開発優先順位、開発規模・時期、資金調達方法、民間と公的資金の役割分担や調達方法を含む投資計画等を網羅的にカバーした電力開発計画を策定するとともに、開発計画の承認プロセスを明確にし、関係機関の調整機能を構築していく必要がある。

上記背景により、MoEWRI は、電力セクター全体の開発計画（「統合的電力システム開発計画（IPSDP：Integrated Power System Development Plan）」）を策定し、政府関係機関及び官民の役割分担の明確化並びに連携強化を図ることにより、優先事業の推進を図ることを目的として、2019年8月に「統合的電力システム開発計画プロジェクト」（以下、「本プロジェクト」）を JICA に対して要請した。

1.2 調査の目的

本プロジェクトでは、総合的電力システム開発計画が国家計画として承認され、同計画に基づき電力開発が促進されることを目指し、以下の活動を行う。

- ① ネパールと周辺国の電力セクターの現状と将来の見通しのレビュー
- ② ネパール国内と周辺国の電力需要想定
- ③ 既往の電源開発計画のレビューを踏まえた最新の電源開発計画の策定
- ④ 既往の送電開発計画のレビューを踏まえ電源開発計画と整合した最新の送電開発計画の策定
- ⑤ 周辺国との国際連系線の調査
- ⑥ 電力開発計画に係る経済・財務分析および実現化に向けたファイナンス計画
- ⑦ 電力開発のための組織体制や関係機関の調整機能、承認プロセスの明確化、電気事業経営等のガバナンスメカニズムの検討
- ⑧ 環境社会配慮（戦略的環境評価（SEA：Strategic Environmental Assessment））の考え方に基づいた環境社会影響も含めた代替案の比較検討
- ⑨ 統合的電力システム開発計画の策定（実施促進のためのロードマップを含む）
- ⑩ 統合的電力システム開発計画策定のための研修実施（OJT 含む）

1.3 調査の対象

本プロジェクトではネパール全土を調査対象地域とする。

1.4 調査の実施体制

本調査の実施関係官庁・機関は以下のとおりである。

実施機関： エネルギー水資源灌漑省（MoEWRI）

関係機関： 電力開発局（DoED：Department of Electricity Development）

水エネルギー委員会事務局（WECS：Water and Energy Commission Secretariat）

送電公社（RPGCL）

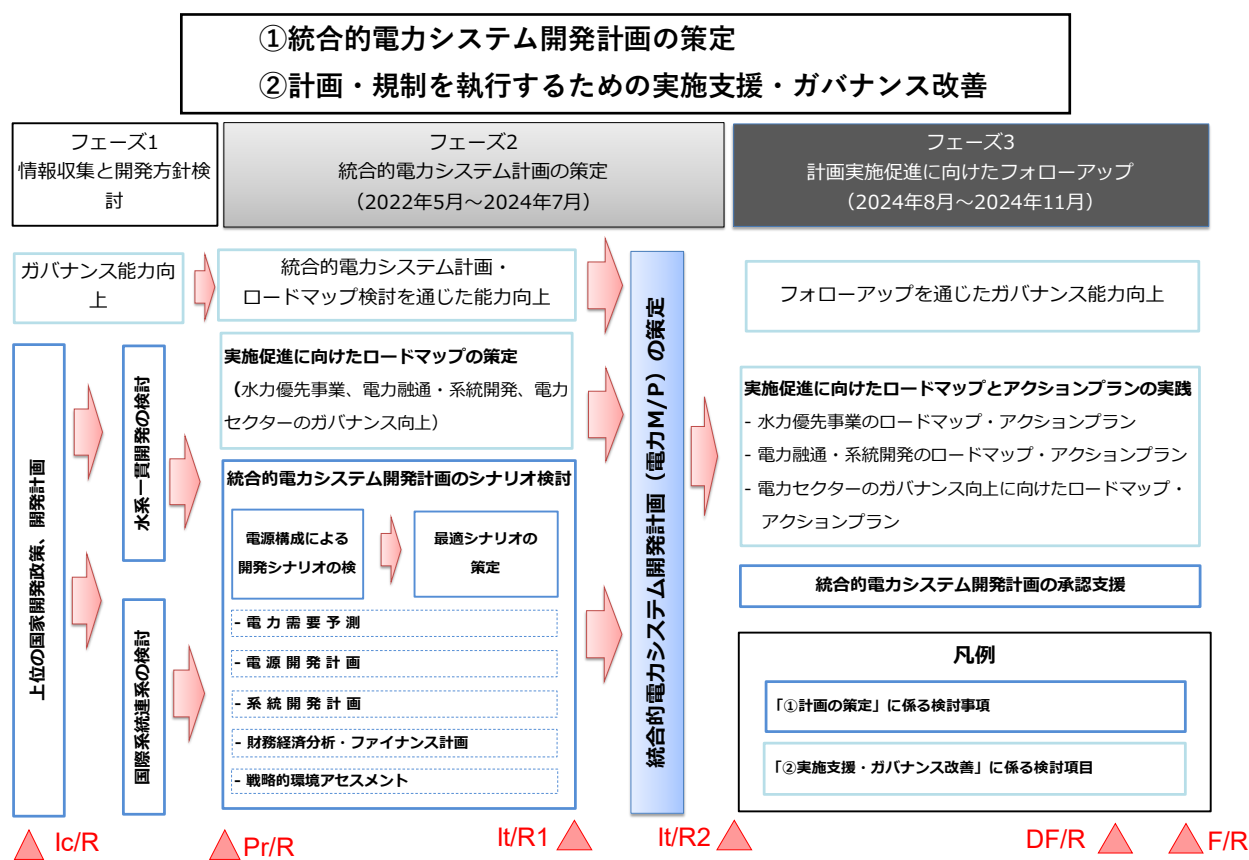
ネパール電力公社（NEA：Nepal Electricity Authority）

発電公社（VUCL：Vidhyut Utpadan Company Limited）

電力規制委員会（ERC：Electricity Regulatory Commission）

1.5 調査の概要

本プロジェクトにおける大枠は以下の2点に大別される。本プロジェクトの流れと技術面の基本方針の関係を図 1.5-1 に示す。

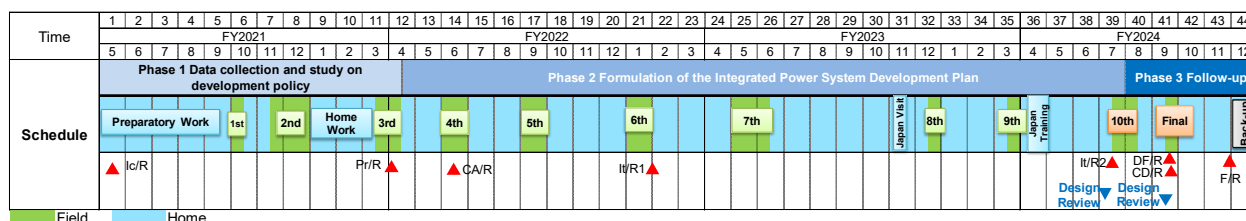


出典：JICA 調査団作成

図 1.5-1 本プロジェクトの流れと基本方針の関係

①は中長期計画としてセクターの開発における目標と方向性を示す計画策定で、②は足元における3ヵ年計画のような事業実施に係る活動を行った。①②ではそれぞれ必要な施策と実施主体は異なるものの、これらが一連のシークエンスとして機能することで、電力セクターの開発が円滑に進むと想定して実施した。電力セクターにおける組織改編の過渡期にあるネパールでは、電力開発を進めるうえでのガバナンス強化が重要であり、本プロジェクトではネパール政府の関係機関、JICA、そして調査団の協働によって①②の流れを機能させることを留意した。

掛かる認識の下、本プロジェクトは「フェーズ 1 情報収集と開発方針検討」「フェーズ 2 統合的電力システム開発計画の策定」「フェーズ 3 計画実施促進に向けたフォローアップ」の 3 つのフェーズで実施した。フェーズ 1、フェーズ 2 では各ステークホルダーの協働の下で電力 M/P、ロードマップ、アクションプランを策定し、フェーズ 3 において計画・規制の執行を支援した。電力 M/P 策定という成果だけでなく、その検討プロセスを通じたガバナンス能力向上も重要である点、留意した。



出典：JICA 調査団作成

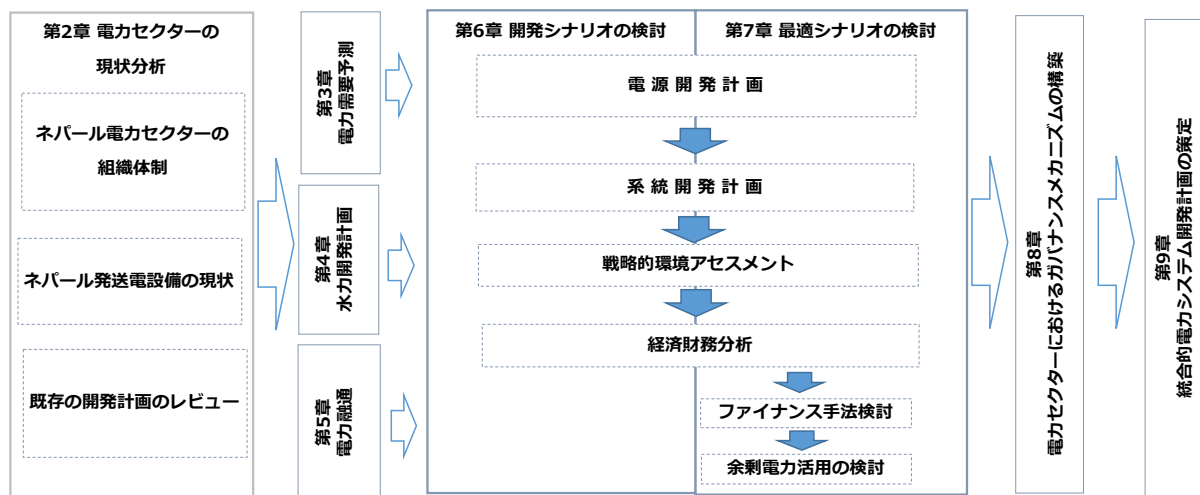
図 1.5-2 業務の全体工程

1.6 報告書の構成

本報告書は図 1.6-1 に示す通り統合的電力システム開発計画に係る技術検討によって構成する。

第2章のネパール電力セクターの概況を整理した上で、第3章の電力需要予測では2040年までの電力需要（GWh）およびピーク電力（MW）を想定する。第4章では国内の水力開発計画のデータベースを構築し、中長期の開発計画における水力の貢献と課題を考察する。第5章ではインド、バングラデシュ、中国との電力融通について整理し、国際系統連系の方向性を考察する。第6章ではこれまでの検討を踏まえた電源構成に基づく複数の開発シナリオを策定し、電源、系統、SEA、経済財務分析における比較検討を実施して最適シナリオを選定する。第7章では選定された最適シナリオについて、電源、系統、SEA、経済財務分析及びエネルギートランジションを含めた最適化を行い開発計画の最終化を図る。第8章では電力セクターにおけるガバナンスについて調査・分析及び提言を行う。第9章は2～8章の

検討を IPSDP として分野横断的に取りまとめ、IPSDP 実現に向けたマイルストーンとパスウェイを示し、その達成における課題と必要な変革を取りまとめ電力セクターの目指すべき将来像を展望する。なお、電力セクターの現状分析、既往開発計画を含めた各分析の詳細は添付資料に記載し、本文からは省略している旨、留意する。



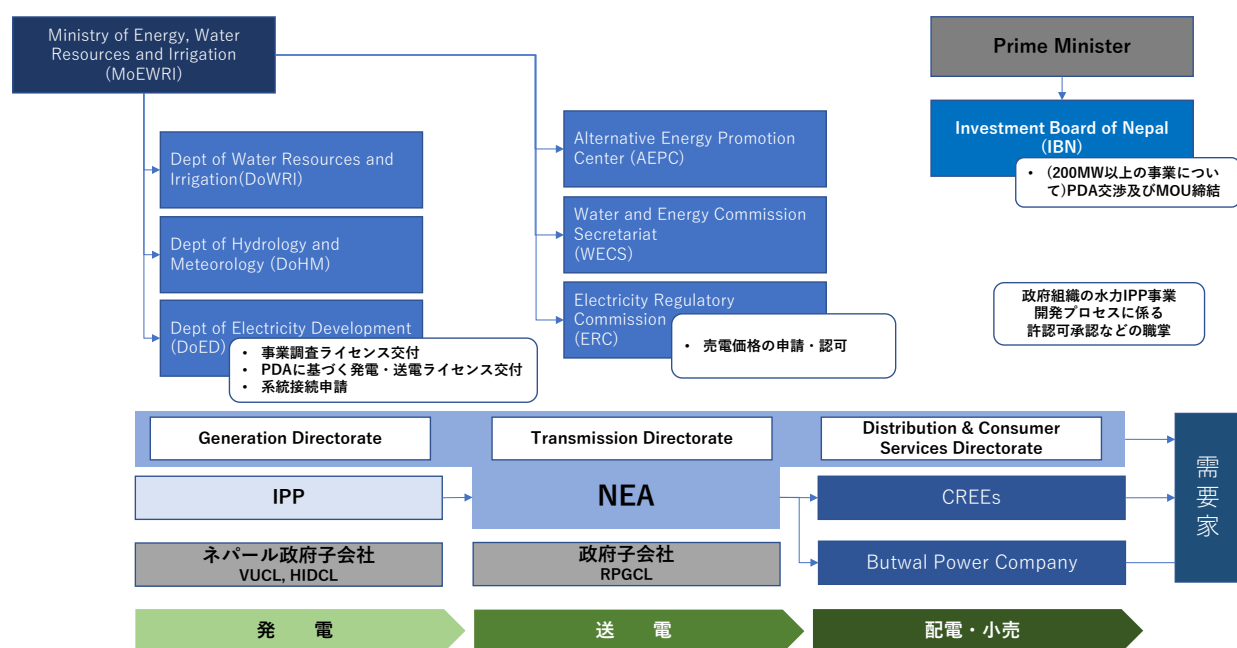
出典：JICA 調査団作成

図 1.6-1 報告書の構成

第2章 ネパール電力セクターの現状

2.1 電力セクターの組織体制

図 2.1-1 に電力事業に関連する行政組織及び事業者の関係図を示す。ネパールの電力セクターに関わる行政組織としては、エネルギー開発・利用に係る政策・法令を管掌する MoEWRI、同省の 1 部門で、発電事業ライセンスの発行等を所掌する DoED、電力買取価格・小売電力料金を含む電力事業を規制・監督する ERC、WECS、代替エネルギー促進センター（AEPC：Alternative Energy Promotion Center）等がある。



出典：JICA 調査団作成

図 2.1-1 ネパールの電力事業体制

同国の電力事業は、NEA が発送配電を一貫して担う垂直統合型の構造となっている。但し、発電部門では、1992 年制定の電力法（Electricity Act）により、発電部門への民間参入が認められたことを契機に、IPP が多く参入している。

その他の電力セクターの政府系組織としては送電公社 RPGCL、発電公社 VUCL、水力発電投資開発公社（HIDCL：Hydroelectricity Investment and Development Company Ltd.）がある。また、電力セクターに関連の深い組織として、ネパール投資庁（IBN：Investment Board of Nepal）、ネパール独立発電事業者協会（IPPAN：Independent Power Producers' Association, Nepal）があり、IPSDP はこれらの関係機関との協働の元で検討を進めていくことが重要となる。

2.1.1 電力事業に関わる主な行政組織

(1) エネルギー・水資源・灌漑省 (MoEWRI)

MoEWRI は、ネパールにおける電力事業の主務省である。エネルギー・水資源の開発・保全・利用に係る政策・法令の策定、河川流域計画・マスタープランの策定、電源開発、国内外の送電系統及び電力取引に係る法令・基準等の整備、連邦レベルまたは複数の州に跨るダム・多目的水資源利用・灌漑・水系災害管理等のプロジェクトの特定・実施、エネルギー・水資源・灌漑に関する調査・研究・技術開発等を担う¹。

同省は、2018 年 3 月の省庁再編で、水資源省 (Ministry of Water Resources) と灌漑省 (Ministry of Irrigation) が廃止、当時のエネルギー省 (Ministry of Energy) に水資源・灌漑部門が統合される形で発足した²。DoED、水資源・灌漑局 (Department of Water Resources and Irrigation)、水文・気象局 (Department of Hydrology and Meteorology) の 3 部門を有する³。また、傘下には、WECS、AEPC、地下水資源開発委員会 (Groundwater Resources Development Board)、水資源研究開発センター (Water Resources Research and Development Centre)、NEA、VUCL、RPGCL が設置されている⁴。

(2) 電力開発局 (Department of Electricity Development)

DoED は、MoEWRI の一部門で、発電事業ライセンスの発行等、電力事業政策に関する実務を担当する。同局の主な機能は、各種申請・審査に係る窓口の一本化 (ワンウィンドウサービス) により、規制枠組みの透明性を確保し、電力セクターへの民間参入を促進することである⁵。但し、後述するように、現在まだワンウィンドウサービス化の途上にある。

同局は、電力セクターへの民間投資誘致を目的に 1993 年 7 月に当時の水資源省下に設置された電力開発センター (Electricity Development Center) が前身である。2000 年 2 月に DoED に改名され、2018 年 3 月の省庁再編で現在の MoEWRI の部局となった。⁶

(3) 水・エネルギー委員会事務局 (Water and Energy Commission Secretariat)

1975 年に水・エネルギー資源の統合的かつ加速的な開発を目的とする水・エネルギー委員会

¹ MoEWRI ウェブサイト <https://moewri.gov.np/pages/about-the-ministry>

² myRepublica “Government restructuring its ministries” (2 March 2018) <https://myrepublica.nagariknetwork.com/news/37259/>

³ MoEWRI ウェブサイト <https://moewri.gov.np/pages/departments>

⁴ 同上 <https://moewri.gov.np/pages/organizations>

⁵ DoED ウェブサイト <http://www.doed.gov.np/pages/about-us>

⁶ 同上

(WEC : Water and Energy Commission) が設置された。同委員会は、議長である MoEWRI 大臣の下、関連省庁の大臣、国家計画委員会メンバー、外部専門家等で構成され、年 2 回以上開催されることになっている⁷。

同委員会は、多目的・大中規模の水資源プロジェクトのレビュー、及び水資源・エネルギー開発における政策・戦略策定や調査・研究、二国間・多国間事業に係る政策立案や事業分析、関連政策の調整を行う⁸。

MoEWRI 傘下の WECS は、WEC の常設事務局として 1981 年に設立された。水資源部 (Water Resources Division)、エネルギー計画部 (Energy Planning Division)、社会・経済・環境部 (Social, Economic and Environment Division)、法制度調整部 (Legal and Institutional Arrangement Division) から構成される⁹。約 50 名の職員がいる¹⁰。

(4) 代替エネルギー促進センター (Alternative Energy Promotion Center)

MoEWRI 傘下の AEPC は、代替／再エネの開発と利用促進を目的に 1996 年に設立された。代替／再エネを運用する民間と関係省庁との仲介機関として機能し、代替／再エネやエネルギー効率に関する政策・計画の策定及び実施促進等を担う¹¹。

AEPC では、代替／再エネに係るプログラムを多数実施してきた。これには、「国家地方・再エネプログラム (NRREP : National Rural and Renewable Energy Programme)」、「ネパール再エネプログラム (Nepal Renewable Energy Programme)」、「Waste to Energy Initiative」等が含まれる。

(5) 電力規制委員会 (Electricity Regulatory Commission)

ERC は、ネパールの電力事業における規制・監督機関である。電力料金設定委員会 (Electricity Tariff Fixation Commission) に代わり、電力規制委員会法 (Electricity Regulation Commission Act) に基づいて 2018 年に設立された¹²。NEA による IPP からの電力買取価格や小売電力料金の承認、電力設備建設の基準策定等を担う¹³。同委員会のウェブサイトによると、議長・長官以下に、規制・監督部 (Regulation and Supervision Department)、タリフ・経済分析部 (Tariff

⁷ WECS ウェブサイト <http://www.weecs.gov.np/pages/about-weecs?lan=en>

⁸ 同上 <https://www.weecs.gov.np/pages/objectives-and-mandate>

⁹ 同上 <http://www.weecs.gov.np/pages/divisions>

¹⁰ JEPIC 「海外諸国の電気事業 第 2 編 2020 年版」

¹¹ AEPC ウェブサイト <https://www.aepc.gov.np/roles-and-responsibilities>

¹² JEPIC 「海外諸国の電気事業 第 2 編 2020 年版」、ERC ウェブサイト <https://www.erc.gov.np/page/introduction>

¹³ JEPIC 「海外諸国の電気事業 第 2 編 2020 年版」

and Economic Analysis Department)、技術・エンジニアリング部 (Technical and Engineering Department) から構成される¹⁴。

しかしながら、2022 年 6 月時点での在籍は、議長、長官、シニアエンジニア、ジュニアエンジニア、総務オフィサー、ファイナンスオフィサー、その他 2 名のみである¹⁵。組織体制は内閣が決定し、職員の任命は公務員委員会 (Public Service Commission) が行う¹⁶。2022 年はじめには、政府が業務不良を指摘して ERC 議長に説明を求める一方、議長はそれを拒否するといった政府との対立が報じられている¹⁷。この一件は最高裁判所を巻き込む係争となっており、最高裁判所は政府決定の執行停止を認め、ERC 議長とそのメンバーが任期を全うすることを認めた。このように、ERC は非常に重要な役割を担っているにもかかわらず、政治的な係争に巻き込まれるなど省庁間の調整不足により十分に機能していない様子が窺える。

なお、米国国際開発庁 (USAID : United States Agency for International Development) は、ERC を完全に独立した規制機関とし、現在 DoED が有するライセンスの発行権限も同委員会に移行すべく取り組んでいるが、政府の反対により、現時点で実現していない¹⁸。

(6) ネパール投資庁 (Investment Board of Nepal)

IBN は、国内外からの投資の促進を目的に設置された、首相が議長を務める政府機関である。2011 年に投資委員会法 (Investment Board Act) に基づいて設置され、2019 年に PPP・投資法 (Public Private Partnership and Investment Act) に基づいて再構成された。60 億ルピー (NPR) 以上のインフラ開発の承認を行う。2022 年 9 月現在、IBN の事務局は以下の水力発電プロジェクトを管轄する。¹⁹

- Arun- 3 Hydropower
- Upper Karnali Hydropower
- Upper Marsyangdhi-2 Hydropower
- Tamor Hydropower
- Lower Arun Hydropower
- West Seti + SR 6 Hydropower

なお、IBN は、電力セクターのみならず、ネパール国内の産業全体に対する投資の促進を所管している。産業育成については、基本的に同国産業省 (Ministry of Industry) の産業局 (DoI :

¹⁴ ERC ウェブサイト <https://www.erc.gov.np/page/organizational-structure>

¹⁵ ERC へのヒアリング (2022 年 6 月) による。

¹⁶ 同上

¹⁷ The Himalayan “Probe panel seeks clarification from ERC Chair Singh” (6 Feb 2022) <https://thehimalayantimes.com/nepal/probe-panel-seeks-clarification-from-erc-chair-singh>

¹⁸ USAID へのヒアリング (2022 年 3 月) による。

¹⁹ IBN ウェブサイト <https://ibn.gov.np/ibn-faq>

Department of Industry) が所管しているが、産業に対する投資の呼び込みという意味では、IBN は DoI と密に連携していく必要がある。また、実際のビジネスを担う民間企業から構成される経済団体としては、例えばネパール商工会議所 (Nepal Chamber of Commerce : NCC) が存在する。MoEWRI としても、国内の電力需要を拡充していくという意味では、IBN だけでなく、DoI や NCC といった産業育成を直接的に担う機関との連携・協力を強化していく必要がある。

2.1.2 電力事業者

電力事業者として、NEA、VUCL、RPGCL、及び IPP に関して概観する。

(1) ネパール電力公社 (Nepal Electricity Authority)

NEA は、発電・送電・配電・小売を手掛ける垂直統合型の国有電力事業者である。ネパール電力庁法 (Nepal Electricity Authority Act) に基づき、当時の水資源省の電力部門とネパール電力公社 (Nepal Electricity Corporation) を統合する形で、1985 年に設立された²⁰。

NEA の組織図を図 2.1-2 に示す。発電局 (Generation Directorate)、送電局 (Transmission Directorate)、配電・顧客サービス局 (Distribution and Consumer Services Directorate)、計画・モニタリング・IT 局 (Planning, Monitoring and Information Technology Directorate)、エンジニアリングサービス局 (Engineering Services Directorate)、子会社監督局 (NEA Subsidiary Company Monitoring Directorate)、プロジェクト管理局 (Project Management Directorate)、財務局 (Finance Directorate)、総務局 (Administration Directorate) から構成される。このうち最大は配電・顧客サービス局で約 7,000 名が所属し、約 2,000 名の送電局、1,000~1,500 名の発電局が続く²¹。国内に 250 ヶ所以上の支店を有し、正職員は 1 万人を超える²²。

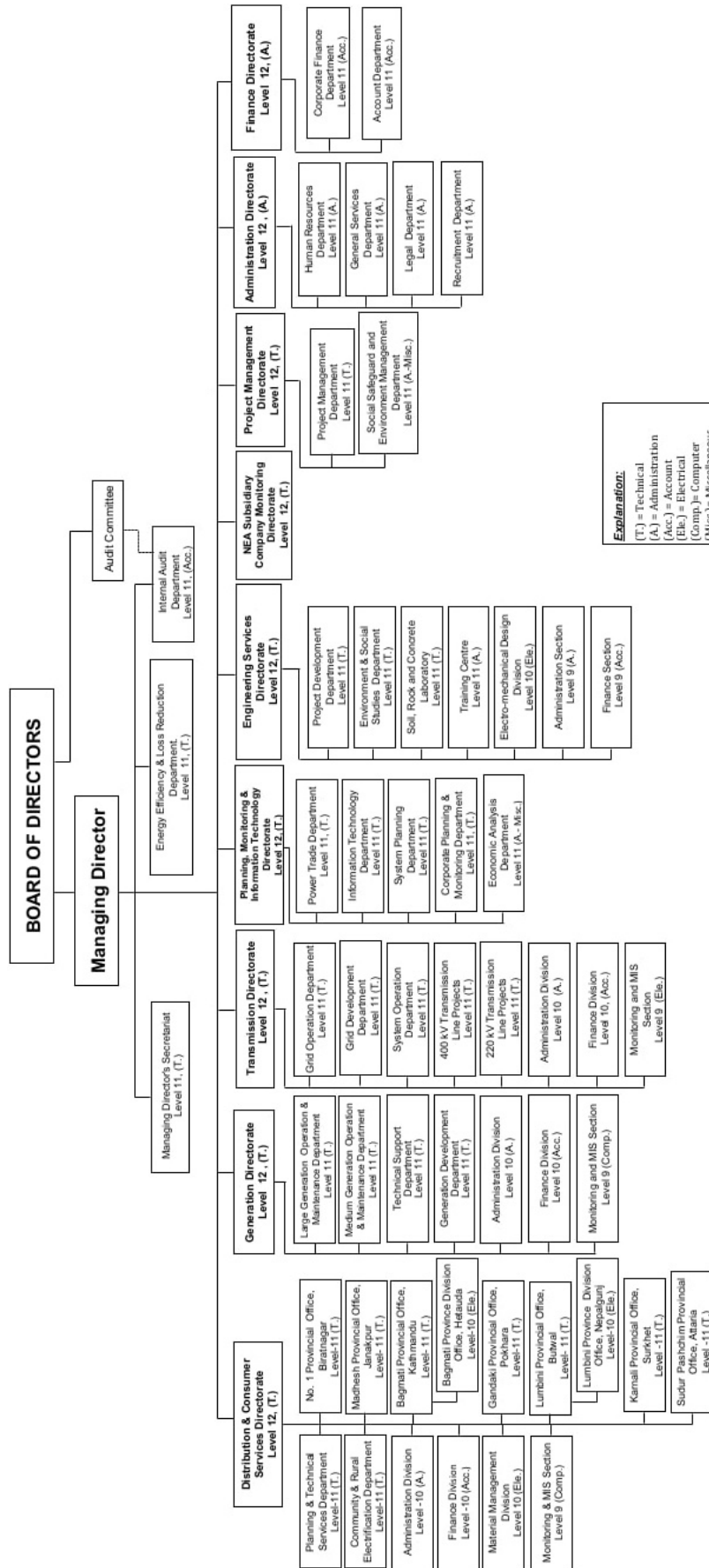
最高意思決定機関である理事会は、MoEWRI のエネルギー一次官を議長とし、NEA 総裁、財務省次官、商工会議所連盟と消費者からの代表者 1 名ずつ、電力専門家 2 名の計 7 名で構成される²³。

²⁰ JEPIC 「海外諸国の電気事業 第 2 編 2020 年版」

²¹ NEA へのヒアリング (2022 年 3 月) による。

²² NEA 資料 (2021 年 7 月 23 日) https://www.nea.org.np/admin/assets/uploads/supportive_docs/1627033091_EOI_notice_for_PMC_ERP_and_RMS_Implementations.pdf

²³ 同上



出典：NEA ウェブサイト (https://www.nea.org.np/organizational_structure)

図 2.1-2 NEA の組織図 (2022 年 9 月時点)

(2) ネパール発電公社 (Vidhyut Utpadan Company Limited)

VUCL は、大規模水力発電プロジェクトを官民連携 (PPP : Public-Private Partnership) 方式で実施する主体として、2006 年に設立された²⁴。株主は、MoEWRI が持株比率 20%と最大で、一般市民 (17%)、NEA (10%) 等が続く (表 2.1-1 参照)。一般出資者への株式公開はまだ行われていない²⁵。このように株主は公的な色合いが強いが、発電プロジェクトに民間企業と共同出資を行う。2022 年 3 月時点で、子会社も含めた従業員数は約 70 名で、うち 40 名がエンジニアである²⁶。2022 年 9 月時点で、VUCL 表 2.1-2 と図 2.1-3 に示す 6 つの水力発電プロジェクトに出資しているが、いずれも稼働には至っていない。このうち、このほか、VUCL としてプロジェクトを提案することもある。Mugu Karnali Storage HEP と Jagdulla PProR HEP の両プロジェクト VUCL が提案したものである (アンソリシテッド・プロポーザル)²⁷。なお、発電した電力は全量を NEA が買い取る²⁸。

表 2.1-1 VUCL の株主構成(2022 年 9 月時点)

株 主	出資額 (百万 Rs.)	持分
MoEWRI	4,000	20%
General Public	3,400	17%
NEA	2,000	10%
Employees Provident Fund	2,000	10%
Nepal Doorsanchar Company Limited ²⁹	2,000	10%
Project-Affected Local People	2,000	10%
Ministry of Finance	1,000	5%
Ministry of Law, Justice and Parliamentary Affairs	1,000	5%
Citizen Investment Trust ³⁰	1,000	5%
Hydroelectricity Investment and Development Company Limited ³¹	800	4%
Rastriya Beema Sansthan ³²	400	2%
Under-privileged people	400	2%
合 計	20,000	100%

出典：VUCL ウェブサイト (<https://www.vucl.org/pages/capital-structure>)²⁴ VUCL ウェブサイト <https://www.vucl.org/pages/about-us>²⁵ 同上 <https://www.vucl.org/pages/capital-structure>²⁶ VUCL へのヒアリング (2022 年 3 月) による。²⁷ VUCL へのヒアリング (2022 年 3 月) による。²⁸ 同上²⁹ ネパールテレコム公社³⁰ ネパール政府が設立した公的市民信託投資機関³¹ ネパール政府 (50%)、国有企業 3 社 (30%)、一般市民 (20%) が出資する政府系水力発電投資開発会社³² 政府系保険会社

表 2.1-2 VUCL のプロジェクト一覧(2022 年 9 月時点)

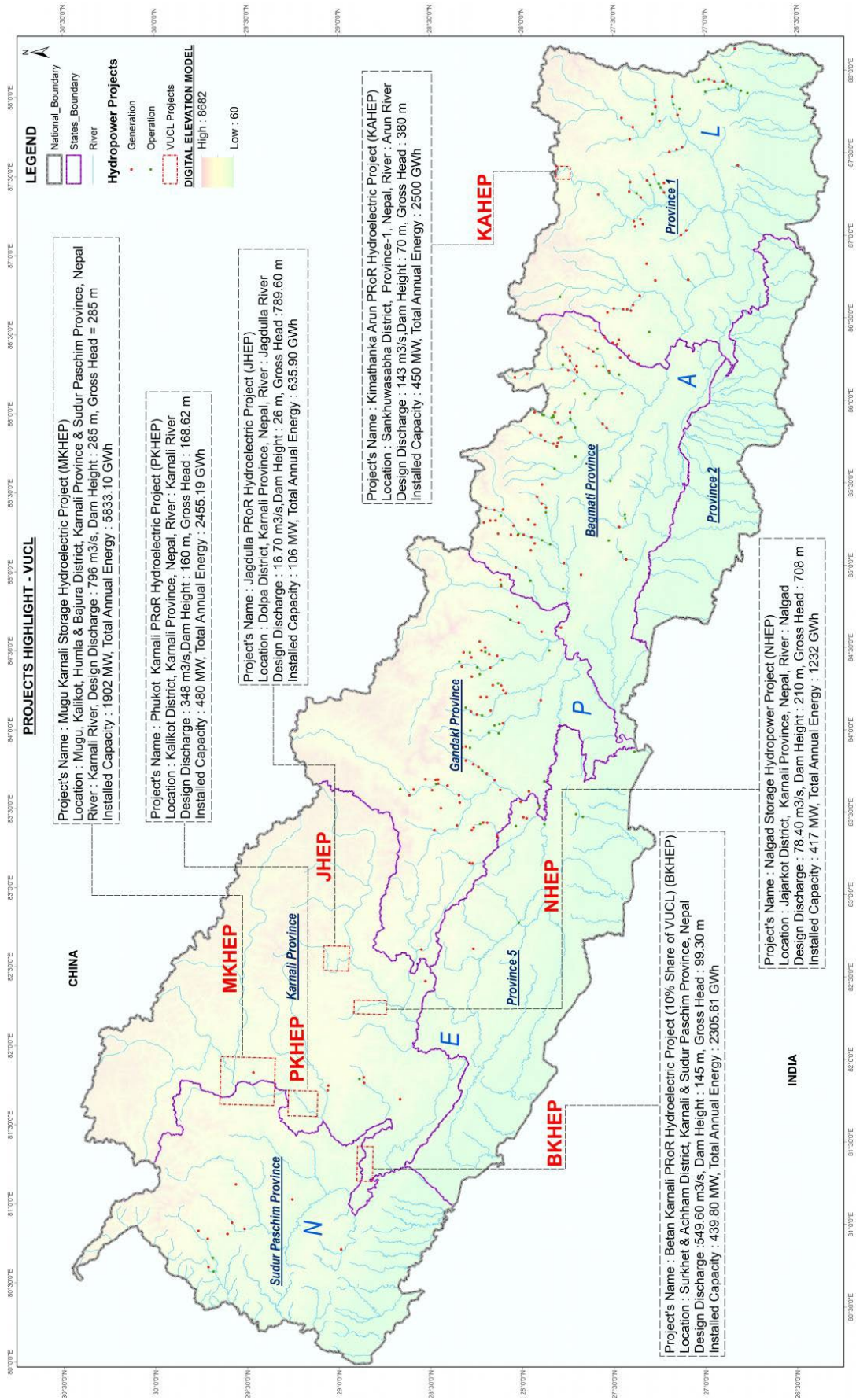
プロジェクト名	容量	事業費	SPC 設立	SPC 株主構成
Jagdulla PROR ³³ HEP ³⁴	106 MW	220 百万米ドル	2017 年	General Public 33% VUCL..... 26% Hydroelectricity Investment and Development Company Limited..... 10% Local People of Dolpa (Projected Affected)..... 10% Nepal Vidhyut Pradhikaran..... 9% Karnali Pradesh Sarkar 5% Transmission Line Affected Local People..... 3% Project Employee 3% Local Level (Jagdulla Gaupalika and Mudkechula Gaupalika) 1%
Nalgad Storage HEP	410 MW	737.34 百万米ドル	不明	VUCL..... 75% General Public 13% Project-Affected Local People 10% Under-Privileged People..... 2%
Phukot Karnali PROR HEP	480 MW	791.8 百万米ドル	不明	VUCL ³⁵
Kimathanka Arun HEP	454 MW	不明	不明	
Mugu Karnali Storage HEP	1,902 MW	不明	不明	
Betan Karnali PRoR HEP	439 MW	74,000 百万ルピー	2017 年	Karmachari Sanchaya Kosh representing its on tributors 40% Karmachari Sanchaya Kosh 15% General Public 13% NEA 10% VUCL..... 10% Project-Affected Local People 10% Families with Very Low-Income 2%

出典：VUCL 及び各 SPC のウェブサイト

³³ Peaking Run of the River

³⁴ Hydro Electric Project

³⁵ VUCL が単独またはマジョリティの模様。



出典 : VUCL ウェブサイト (<https://www.vucl.org/pages/about-us>)

図 2.1-3 VUCL が出資するプロジェクトの所在地

(3) ネパール送電公社 (Rastriya Prasaran Grid Company Limited)

既述のとおり、政府は発送配電分離を志向しており、段階的措置として送電部門を管轄する RPGCL が 2015 年に設立された。株主は、NEA が持株比率 48%と最大で、MoEWRI (24%)、財務省 (11%) 等が続く (表 2.1-3 参照)。

表 2.1-3 RPGCL の株主構成(2022 年 9 月時点)

株主	出資額 (百万 Rs.)	持分
NEA	12,069	48.3%
MoEWRI	6,034	24.1%
Ministry of Finance	2,759	11.0%
Ministry of Defence	690	2.8%
Ministry of Home Affairs	690	2.8%
Ministry of Forestry and Environment	690	2.8%
Ministry of Education, Science and Technology	690	2.8%
Ministry of Land Management, Cooperatives and Poverty Alleviation	690	2.8%
Ministry of Communication and Information Technology	690	2.8%
合計	25,000	100%

出典：RPGCL ウェブサイト (<https://www.rpgcl.com/pages/capital-structure>)

RPGCL への聞き取りによると、2022 年 3 月時点で、8 プロジェクト (132kV 2 件、220kV 2 件、400kV 4 件) のライセンスを保有しており、もう 1 件申請する予定とのことである³⁶。このうち、132kV の 2 件は建設中で、いずれも政府資金によるもの。なお、ウェブサイトでは、2022 年 9 月時点で、表 2.1-4 に示す 7 つの送電プロジェクトを確認できる。

表 2.1-4 RPGCL のプロジェクト一覧(2022 年 9 月時点)

プロジェクト名	電圧	容量	延長
Phukot – Karmadev	400kV	2500MW	121km
Bheri Corridor	400kV	2500MW	150km
Haitar-Sitalpati (Arun Corridor)	400kV	2260MW	35km
West Seti – Dododhara	400kV	2000MW	180km
Tamor – Change	220kV	700MW	60km
Mewa – Change	132kV	150MW	50km
Kerabari-New Marsyangdi	132kV	120MW	31.52km

出典：RPGCL ウェブサイト (<https://www.rpgcl.com/>)

プロジェクト地点は、RPGCL が選定する場合と、水力発電事業者からの依頼に基づく場合とがある。発電事業者から依頼されても、RPGCL は系統接続の義務を負っていないため、経済合理性等に鑑みて対応を判断する³⁷。

³⁶ RPGCL へのヒアリング (2022 年 3 月) による。

³⁷ 同上

また、NEA が所有する系統への接続に関しては、相互接続契約（Interconnection Agreement）の協議が進められ、2022 年 3 月までに両社の取締役会で草案が承認され、署名待ちの状態が継続されている³⁸。

(4) IPP

ネパールでは、水力を中心に IPP が多くの電源を開発している。表 2.1-5 に示すとおり、設備容量ベースで IPP は 5 割弱のシェアを有する。2021/22 年度末（2022 年 7 月）時点で、NEA 子会社を含む IPP が所有する稼働中プロジェクトは 132 件で、その他 141 件・3,281 MW が建設段階、84 件・1,553 MW が計画・開発段階にある。また、NEA と IPP の間で締結された電力売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）は 357 件・6,366 MW に達する³⁹。

表 2.1-5 発電所(稼働中)の所有者別シェア

所有者	電源種別	設備容量	電源種別シェア	全体シェア
NEA	水力	583MW	28%	27%
	火力	53MW	100%	2%
	太陽光	22MW	39%	1%
	小計	658MW	-	30%
NEA 子会社	水力	478MW	23%	22%
	小計	478MW	-	22%
IPP	水力	1,021MW	49%	47%
	太陽光	33MW	61%	2%
	小計	1,054MW	-	48%
合計		2,190MW	-	100%

出典：NEA Annual Report 2021/22

大半の IPP は地場資本であり、外国投資家が参画するプロジェクトは限定的で、その多くはインド・中国資本である。外国資本が入った IPP プロジェクトを表 2.1-6 に示す。

³⁸ 同上

³⁹ NEA Annual Report 2021/22

表 2.1-6 外国資本が入った IPP プロジェクト一覧⁴⁰

分類	IPP	プロジェクト	MW	資金元
稼働中	Himal Power Ltd.	Khimti Khola	60	ノルウェー
	Sinohydro-Sagarmatha Power Company (P) Ltd.	Upper Marsyangdi “A”	50	中国 90%、ネパール 10%
	Madi Power Pvt. Ltd.	Upper Madi	25	中国 100%
	Mandu Hydropower Ltd.	Bagmati Khola Small	22	中国/ネパール
建設中	Essel-Clean Solu Hydropower Pvt. Ltd.	Lower Solu	82	ネパール/インド
	Global Hydropower Associate Pvt. Ltd.	Likhu-2	33.4	ネパール/インド
	Paan Himalaya Energy Private Limited	Likhu-1	51.4	ネパール/インド
	Numbur Himalaya Hydropower Pvt. Ltd.	Likhu Khola A	24.2	ネパール/インド
	Swet-Ganga Hydropower and Construction Ltd.	Lower Likhu	28.1	ネパール/欧州 (Dolma)
	Nilgiri Khola Hydropower Co. Ltd.	Nilgiri Khola	38	ネパール/中国
	Nilgiri Khola Hydropower Co. Ltd.	Nilgiri Khola-2	62	ネパール/中国
	Makari Gad Hydropower Pvt. Ltd.	Makarigad	10	スリランカ
	Nepal Water and Energy Development Company Pvt. Ltd.	Upper Trishuli - 1	216	韓国
	Nasa Hydropower Pvt. Ltd.	Lapche Khola	99.4	ネパール/インド
	Blue Energy Pvt. Ltd.	Super Trishuli	70	インド
	Salasungi Power Limited	Sanjen Khola	78	中国
開発中	Langtang Bhotekoshi Hydropower Company Pvt. Ltd.	Rasuwa Bhotekoshi	120	中国
	Manang Marsyangdi Hydropower Company Pvt. Ltd.	Manang Marsyangdi	135	ネパール/中国
	合 計		1,204.5	

出典：IPPAN 提供資料（2022 年 6 月受領）

業界団体として、ネパール IPP 協会（IPPAN : Independent Power Producers' Association, Nepal）が存在する。

2.2 発電設備の現状

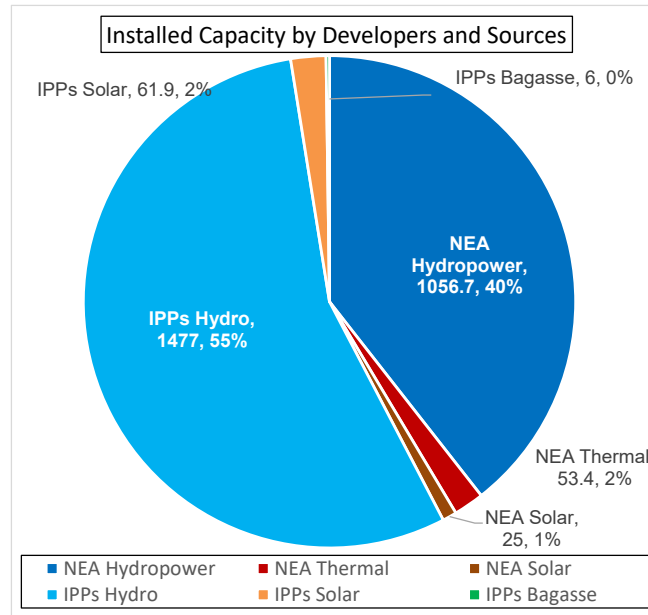
2.2.1 既設発電設備

ネパールにおける 2023 年時点の系統連系されている既設発電所の設備出力について、図 2.2-1 に示す通り、NEA および子会社が所有する発電所は水力 1,056.7MW、火力 53.4MW、太陽光 25.5MW、IPP が所有する発電所は水力および太陽光で 1,544.5MW、これらを合わせた国内の総出力は合計 2,680.1MW となっている。

2023 年における国内需要の最大電力は 1,870MW であり、総設備出力は需要を大きく上回るが、乾期⁴¹は水力の出力が低下するため電力輸入が必要となっている。

⁴⁰ 出典元が異なるため、プロジェクト名等は必ずしも前表と一致しない。

⁴¹ 本報告書では季節は乾期（1～5 月、12 月）、雨期（6 月～11 月）と記載する。



出典：NEA Annual Report 2022/2023

図 2.2-1 ネパールの事業者および電源別の設備出力(MW)

(1) 既設発電設備

NEA の発電所リストを表 2.2-1 に示す。

表 2.2-1 NEA 所有の発電所リスト

S. No.	Power Stations	Total Installed Capacity	Design Generation (MWh)	Designed Plant Factor	Actual Generation (MWh) and Plant Factor (%)				
					FY 2075/76	FY 2077/78	FY 2078/79	FY 2079/80	Average
1	Kaligandaki 'A'	144.0	842,000	67%	871,914 69%	871,466 69%	817,713 65%	974,832 77%	883,981 70%
2	Mid-Marsyangdi	70.0	398,000	65%	471,323 77%	446,625 73%	398,846 65%	468,270 76%	446,266 73%
3	Marsyangdi	69.0	462,500	77%	475,176 79%	443,852 73%	398,920 66%	464,272 77%	445,555 74%
4	Upper Trishuli 3A	60.0	489,760	93%	16,186 3%	407,551 78%	314,768 60%	432,852 82%	292,839 56%
5	Kulekhani I	60.0	211,000	40%	91,184 17%	162,972 31%	195,157 37%	178,400 34%	156,928 30%
6	Kulekhani II	32.0	104,600	37%	44,677 16%	81,483 29%	95,229 34%	82,816 30%	76,051 27%
7	Chameliya	30.0	184,200	70%	161,396 61%	160,812 61%	151,247 58%	53,910 21%	131,841 50%
8	Trishuli	24.0	163,000	78%	123,741 59%	128,973 61%	121,211 58%	37,187 18%	102,778 49%
9	Gandak	15.0	106,380	81%	11,951 9%	10,338 8%	12,123 9%	5,817 4%	10,057 8%
10	Modi	14.8	92,500	71%	69,401 54%	66,913 52%	60,471 47%	3,990 3%	50,193 39%
11	Devighat	15.0	114,000	87%	86,851 66%	92,053 70%	85,429 65%	3,890 3%	67,056 51%
12	Kulekhani III	14.0	40,850	33%	0 0%	20,365 17%	35,565 29%	36,424 30%	23,089 19%
13	Sunkoshi	10.1	70,000	80%	62,157 71%	62,246 71%	55,917 64%	6,354 7%	46,668 53%
14	Puwa	6.2	48,000	88%	34,193 63%	34,915 64%	34,477 63%	3,778 7%	26,841 49%
15	Chatara	3.2	6,000	21%	2,698 10%	1,822 6%	3,352 12%	3,522 13%	2,848 10%
16	Panaudi	2.4	6,970	33%	3,006 14%	2,887 14%	2,948 14%	3 0%	2,211 11%
17	Seti	1.5	9,800	75%	10,030 76%	11,158 85%	11,682 89%	9,955 76%	10,706 81%
18	Fewa	1.0	6,500	74%	1,532 17%	2,127 24%	1,851 21%	1,863 21%	1,843 21%
19	Sundarijal	0.6	4,770	85%	3,587 64%	2,815 50%	3,922 70%	612 11%	2,734 49%
20	Pharpping	0.5	-	-	- -	- -	- -	49 -	49 -
Total (Hydro)		573.3	3,360,830	67%	2,541,000 51%	3,011,372 60%	3,242,451 65%	2,897,029 58%	2,922,963 58%
21	Multifuel	39.0	-	-	- -	3 0%	3 0%	0 0%	2
22	Hetauda Diesel	14.4	-	-	116 0%	57 0%	57 0%	33 0%	66
Total (Thermal)		53.4	-	-	116	60	60	33	67
Grand Total		626.7	3,360,830	61%	2,541,116 46%	3,011,432 55%	3,242,483 59%	2,897,042 53%	2,923,018 53%

出典：NEA Annual Report 2022/2023

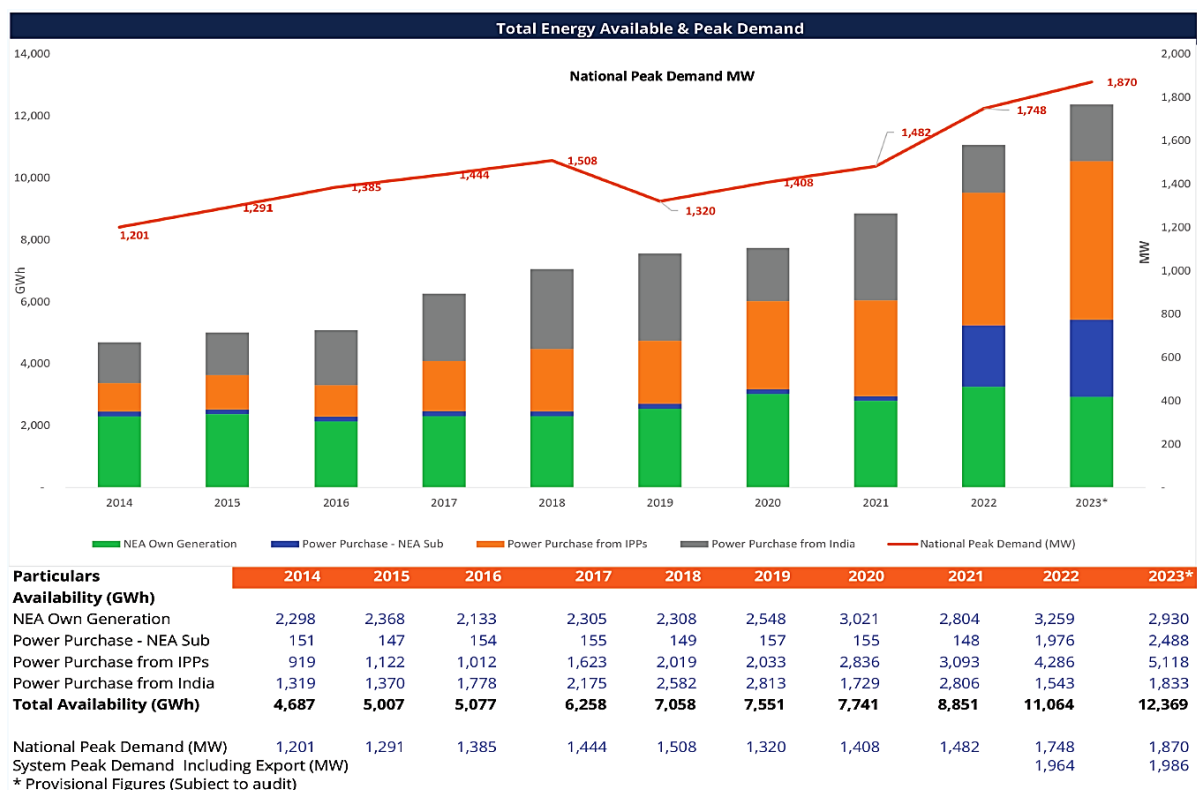
NEA が所有する水力発電所は 20 地点、定格設備出力は 573.3MW、設計年間発電電力量は 3,360,830MWh、平均設備稼働率は 67%となっている。設備の大半は流れ込み式（ROR : Run of River）または調整池式（PROR : Peak Run of River）であり、Kaligandaki A（144MW）、Mid-Marsyangdi（70MW）、Marsyangdi（69MW）、Upper Trishuli 3A（60MW）など Gandaki 川水系を中心に開発が進められてきた。貯水池式（STO : Storage）は Kulekhani I と下流でカスケード運用している Kulekhani II の 2 地点のみである。

ディーゼル火力発電所は Multifuel（39MW）、Hetauda Diesel（14.4MW）の 2 地点、定格設備出力 53.4MW のみであり、インドからの電力融通が進んだ近年はほぼ稼働していない。

IPP による 1MW 超の稼働済み水力発電プロジェクトは、2024 年時点で 126 件あり、それらの合計発電容量は 2,055.2MW である。規模としては 30MW 以下の中小水力が大半を占めているが、2021 年 7 月運開の PROR の Upper Tamakoshi（456MW）を始めとして、この 3 年間で 30MW 以上の発電所 11 地点（929.9MW）が運開している。今後も IPP による大規模水力の運開も続いていくものと期待される。

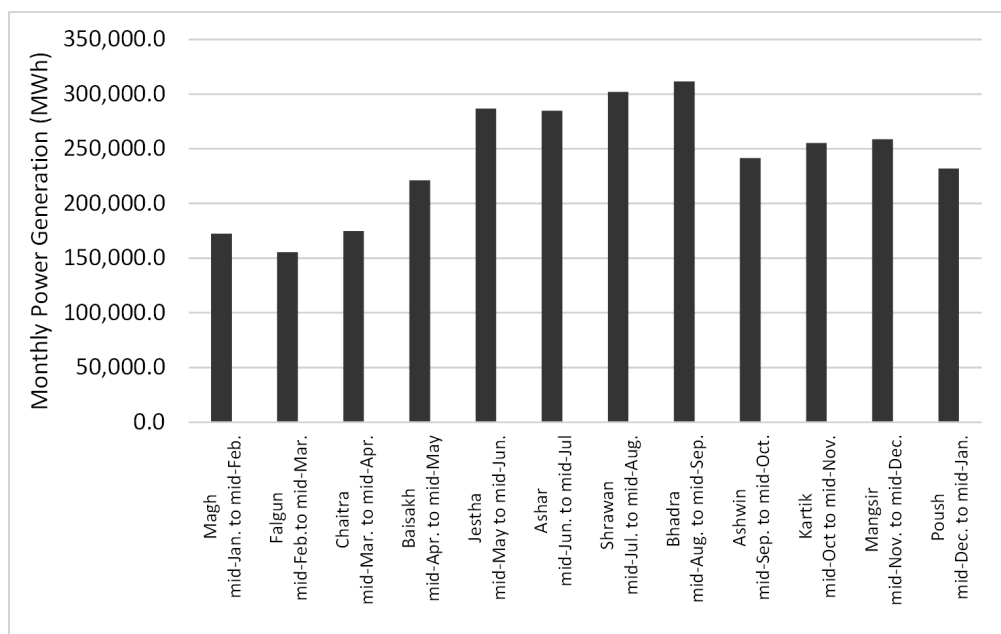
(2) 発電電力量

ネパールの事業者別の年間利用可能電力量を図 2.2-2 に示す。年間利用可能電力量は 2014 年の 4,687GWh から 2023 年の 12,369GWh まで 9 年間で 2.6 倍に増大している。近年では特に IPP と NEA 子会社の発電量が著しく増大しており、2014 年から 2023 年にかけて、IPP については 919GWh から 5,148GWh と 5.6 倍に、NEA 子会社は 151GWh から 2,488GWh と 16.5 倍になっている。



出典：NEA Annual Report 2022/2023

図 2.2-2 ネパールの事業者別の年間利用可能電力量



出典：NEA Annual Report 2022/2023

図 2.2-3 NEA 所有発電所の月間発電電力量

2022/2023 の NEA 所有発電所の月間発電電力量を見ると、最も発電量が多いのは雨期の Shrawan (7 月中旬－8 月中旬) の 311.5GWh、少ないのは乾期の Magh (1 月中旬－2 月中旬)

の 155.4GWh となっている。月毎の発電電力量の較差として、乾期は雨期の 49.9%に留まっている。一方で、Kaligandaki A (144MW)、Mid-Marsyangdi (70MW)、Marsyangdi (69MW)、Upper Trishuli 3A (60MW) などの NEA の主要な発電所は計画・実績共に設備稼働率が 70% 近い PROR であり、現在計画されている開発地点と比較すると季節の変動が少ない。ネパールでは STO 開発の促進など、水力発電による季節変動の解消に取り組んできているが、電源特性としてこうした較差が発生する点は留意する必要がある。

2.2.2 既設送変電設備

現状の電力系統は、220kV、132kV、66kV の送変電設備で構成されている。主要な送電線はネパール南部を東西に通過している 132kV 送電線であり、この基幹送電線によって東部の Anarmani から西部の Mahendranagar ままでが連系されている。主要な電力需要地は、Kathmandu 盆地を含む中央部の丘陵地域、ならびに Butwal、Birgunj、Biratnagar などの工業地帯を含む南部に位置している。また、水力発電所の多くはネパールの中央部と北部に位置しており、これらの発電所は主に 132kV 送電線を通して中央部ならびに南部の需要地に電力を供給している。設備の概要を表 2.2-2 に、電力系統図（工事中、計画分含む）ならびに位置図を図 2.2-4、図 2.2-5 に示す。

ネパールの電力系統は国際連系線によりインドの系統と相互接続されており、ネパール内の発電量で需要を賄えない場合は、これらの連系線を通じてインドから電力を輸入して、電力需給に対応している。詳細は電力融通の第 5 章で述べる。

220kV の送電線は現状、4 線路のみ（内、1 線路は 400kV 仕様）であるが、電源開発と需要の増加に合わせて今後は 400kV を主要とした基幹系統の導入拡大が図られていくと考えられる。

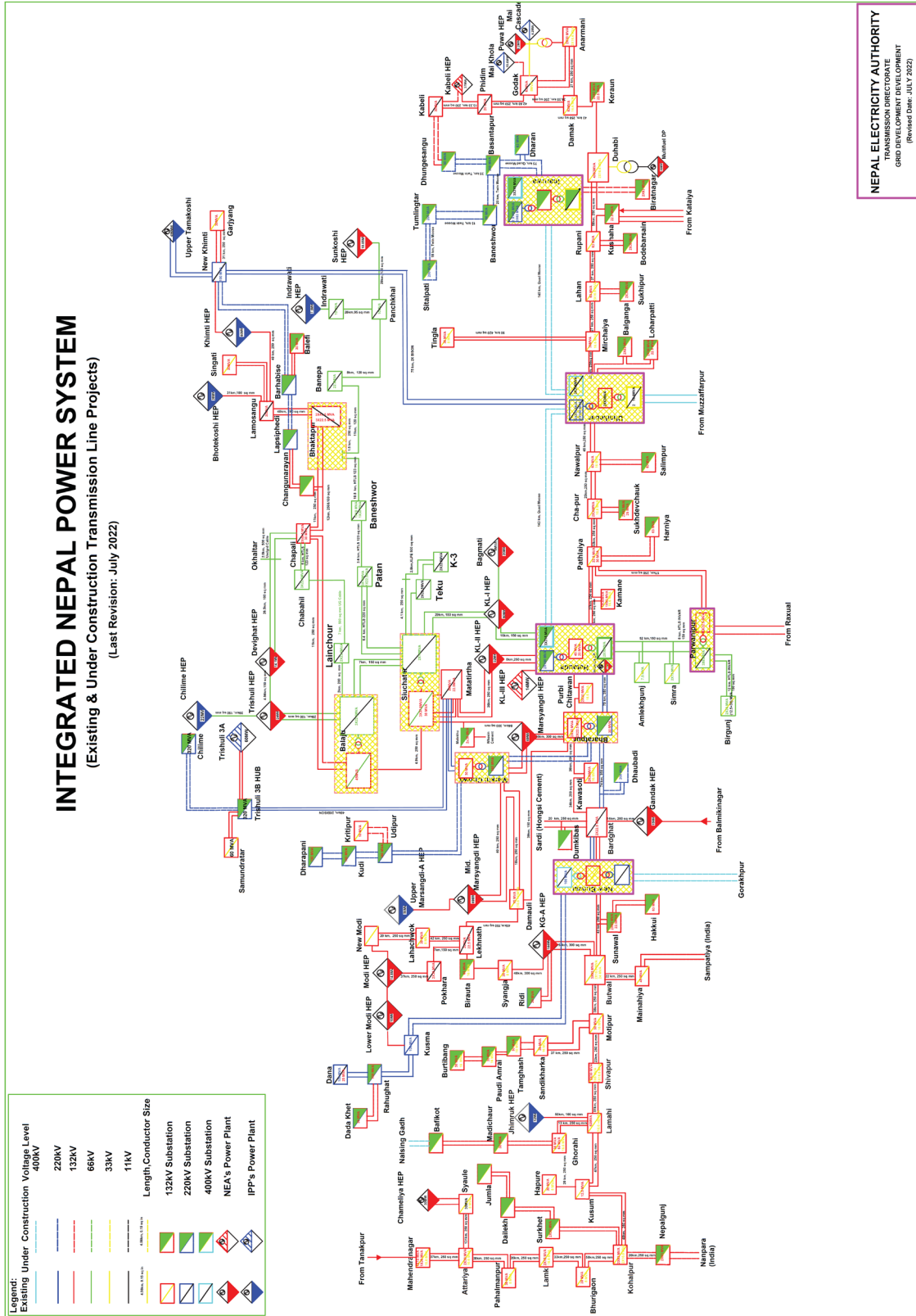
表 2.2-2 既設送変電設備の概要(2022 年時点)

	400kV	220kV	132kV	66kV	合計
送電線数	1	6	45	17	69
送電線距離(km)	78	603	3,460	514	4,655
変電所数	1	4	52	13	70
変電所容量(MVA)	945	1,350	3,567	661	6,523

出典：NEA Year Book 2021/2022 に基づき JICA 調査団作成

出典：NEA Year Book 2021/2022

図 2.2-4 ネパール 電力系統図(工事中・計画分含む、2022 年時点)



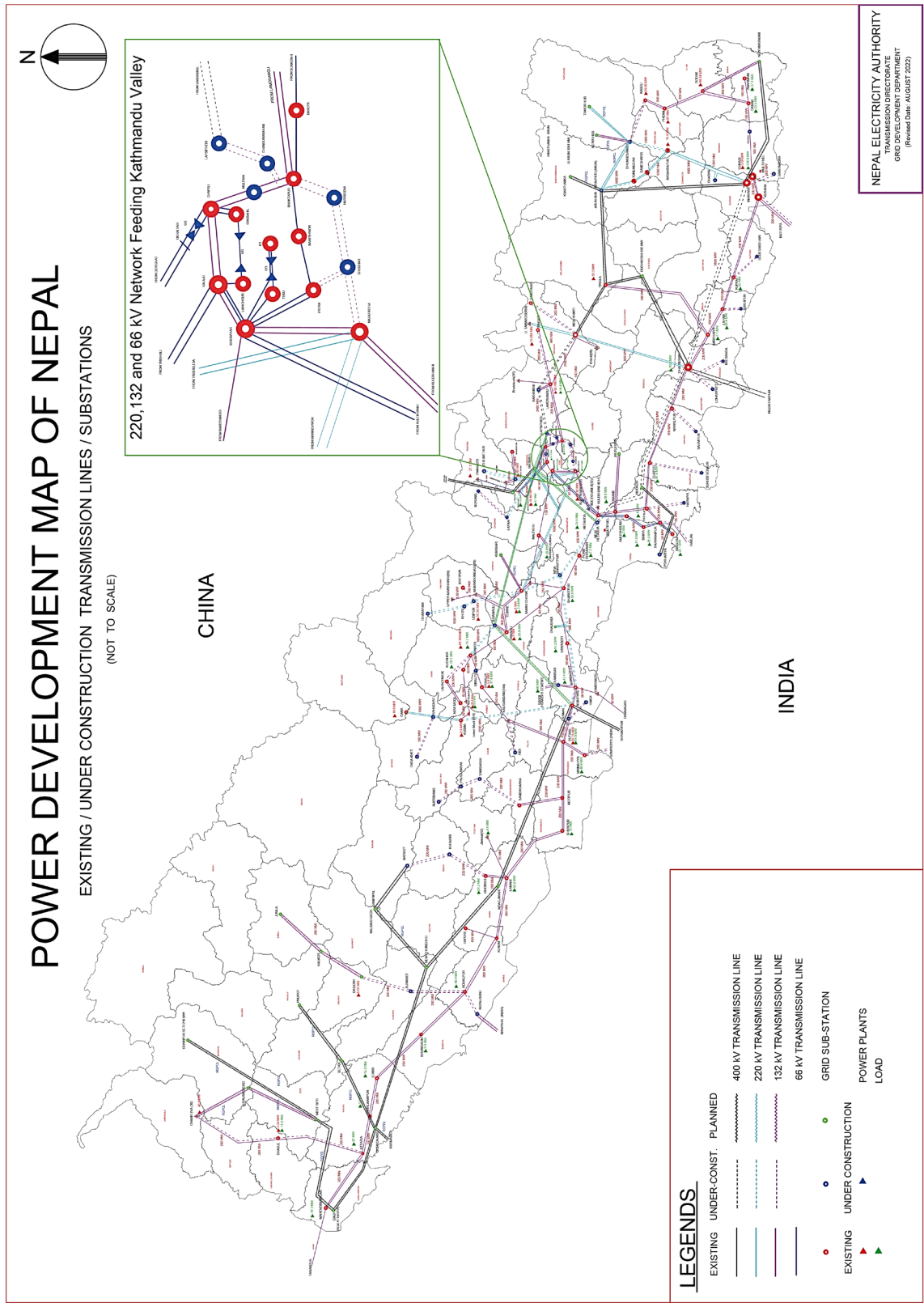


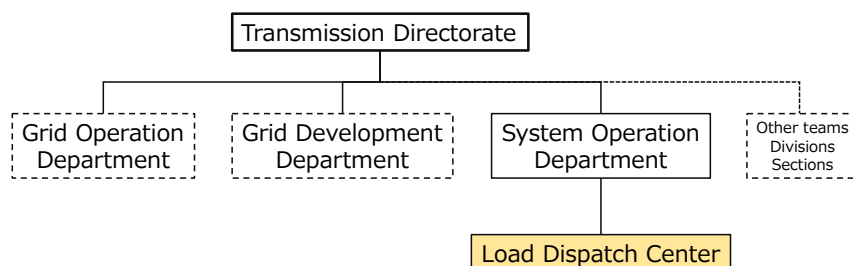
図 2.2-5 ネパール 系統位置図 (2022 年時点)

2.2.3 系統運用

(1) 系統運用体制

ネパールにおいて、給電指令所（LDC：Load Dispatch Centre）がネパールの系統全体の運用、監視、制御（需給調整・系統制御）を実施している。LDCはKathmandu市内のSiuchatarにあり、Transmission DirectorateのSystem Operation Departmentに属している。

LDCは、系統監視盤で周波数を監視しており、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（国際連系線潮流の監視）を実施している。運用体制は、1チーム5人の3シフト制を取っており、各人が発電所の運用、変電所・送電線の運用、インドとの国際連系線の運用等を担当している。各発電所の出力操作や変電所の機器操作は、LDCからの連絡に基づき実施している。加えて、LDCおよび各発電所、変電所にはSCADAシステムが導入されており、オンラインで情報を収集している。しかし、当システムに遠隔制御の機能は具備されているが、実際の運用では使用されていない。



出典：NEA annual report 2020/2021 より JICA 調査団作成

図 2.2-6 Transmission Directorateの概略組織図

(2) 系統運用基準

NEAグリッドコードに基づく系統の電力品質基準を表 2.2-3 に示す。

表 2.2-3 系統の電力品質基準

項目	品質基準
周波数	50Hz±2.5%以内（48.75～51.25Hz）
電圧	【220kV以上】定格電圧±5%以内 【132kV以下】定格電圧±10%以内
送電損失	4.5%以下

出典：NEAグリッドコード

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）では、南アジアの共通のミニマムグリッドコードとして、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、基準を整理している。ミニマムグリッドコードの一部を表 2.2-4 に記載する。

運用面で NEA のグリッドコードと乖離する部分があるため、今後 NEA においてもより厳しい基準となる南アジア地域共有のミニマムグリッドコードを満たす必要が出てくる可能性がある。

表 2.2-4 南アジア地域共通のミニマムグリッドコード抜粋

項目	内容
1. 接続コード	・ 国家間接続の手続き ・ 国家間接続のための技術要件 ・ 系統への接続に関する同意書
2. 運用コード	・ 基準周波数 49.9-50.05 Hz ・ 400kV の基準電圧 接続点で 380-420kV ・ システムセキュリティ（保護協調と定期的な保護協調試験） ・ ブラックスタートを含む復旧計画 ・ 定期報告（日報及び月報） ・ 停電計画

出典：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

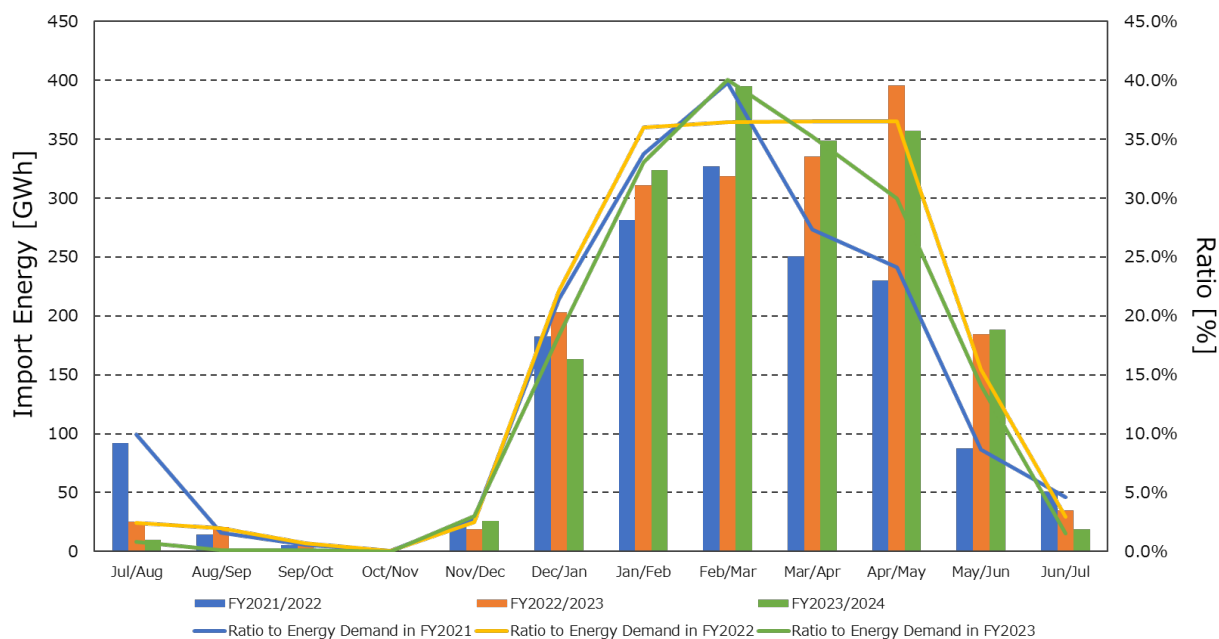
2.3 インドとの電力融通実績

ネパールが現在取引を行っているのがインド、インド経由の 3 カ国連系であるバングラデシュとなっている。バングラデシュについては、インドを介した取引実績が 2024 年 11 月 15 日の 1 日限りである。そのため、本節では、ネパールの主な電力取引相手であるインドとの電力取引実績について記載する。

図 2.3-1 に FY2021/2022、FY2022/2023、FY2023/2024 における月毎のインドからの輸入電力量の総量とネパール国内の電力消費量に対するインドからの輸入電力量の総量が占める割合を示す。乾期には電力が不足しており、依然としてインドからの電力輸入により国内供給を賄っている。

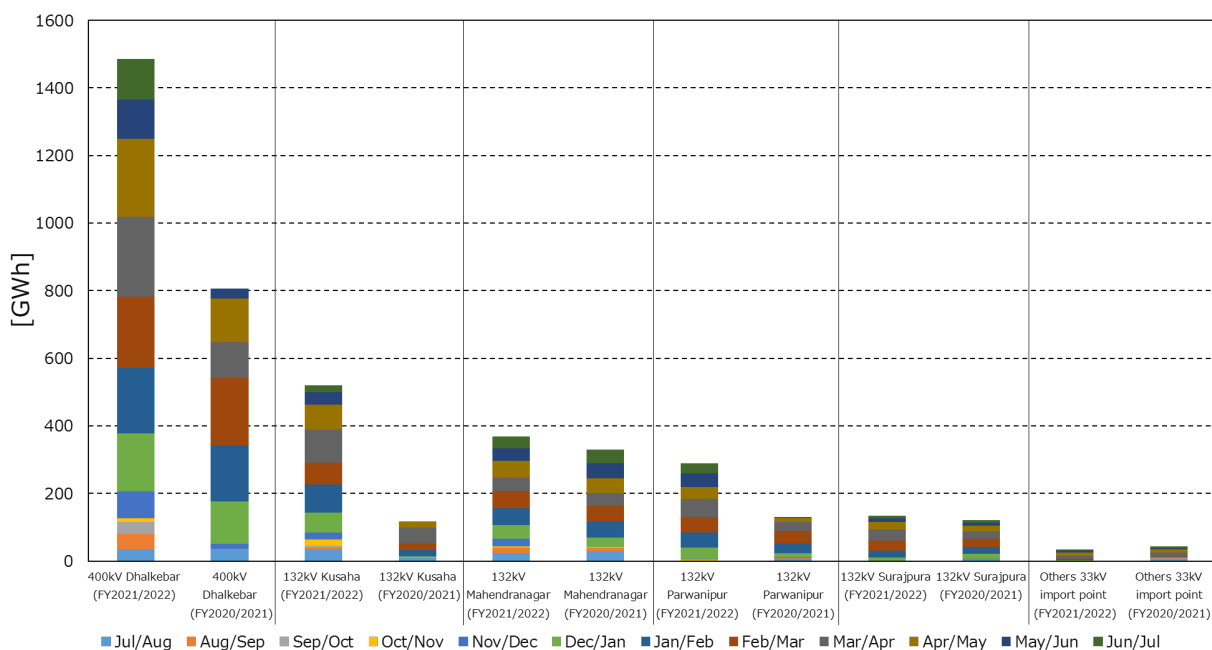
国際連系線毎のインドからの電力輸入量を図 2.3-2 に示す。ただし、個別送電線毎の電力輸入量が公表されていたのは FY2021/2022 までのため、FY2021/2022 までのデータを記載している。インドからの電力輸入は、400kV 送電線を中心に 132kV 等の送電線を通じて電力取引が行われた。また、ネパール西部は国内電源から遠距離にあるため、西部にある 132kV

Mahendranagar 連系線はインドからの電力輸入に使用されている。



出典：NEA Annual Report 2019/2020, 2020/2021, 2021/2022 から JICA 調査団作成

図 2.3-1 3カ年の月毎⁴²の輸入電力量と各月の消費電力量に対する輸入電力量の割合



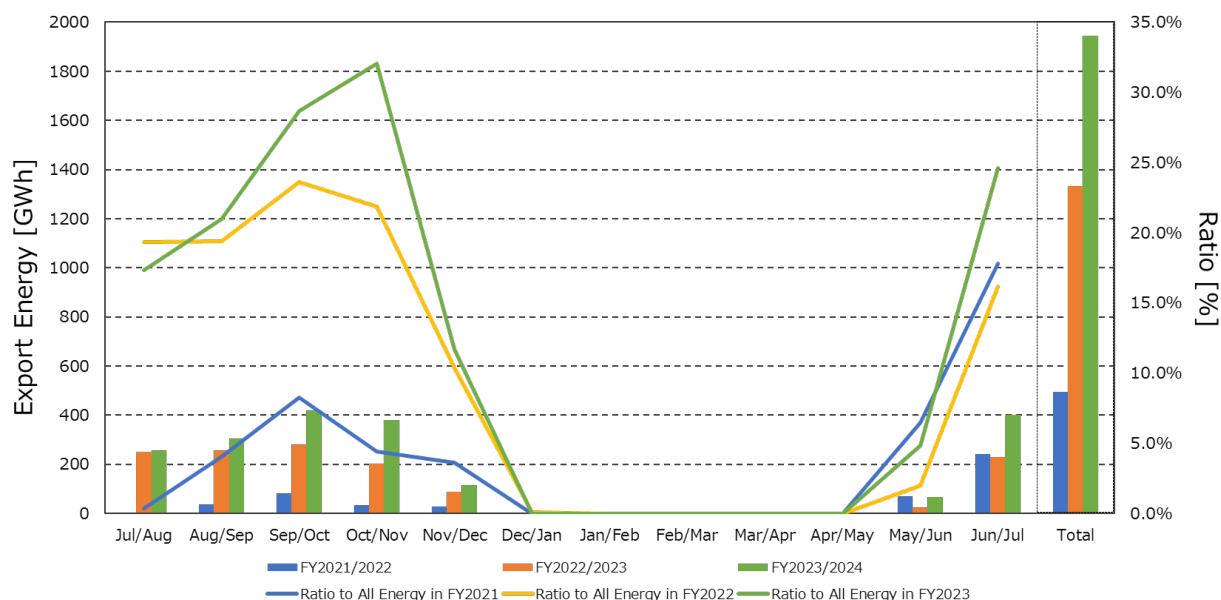
出典：NEA Annual Report 2019/2020, 2020/2021, 2021/2022 から JICA 調査団作成

図 2.3-2 送電線ごとの電力輸入量(FY2020/2021・FY2021/2022)

⁴² 図 2.3-1～図 2.3-4 について、月の単位はビクラム歴で記載している。例えば Jul/Aug については、7/17 - 8/16 を指す。

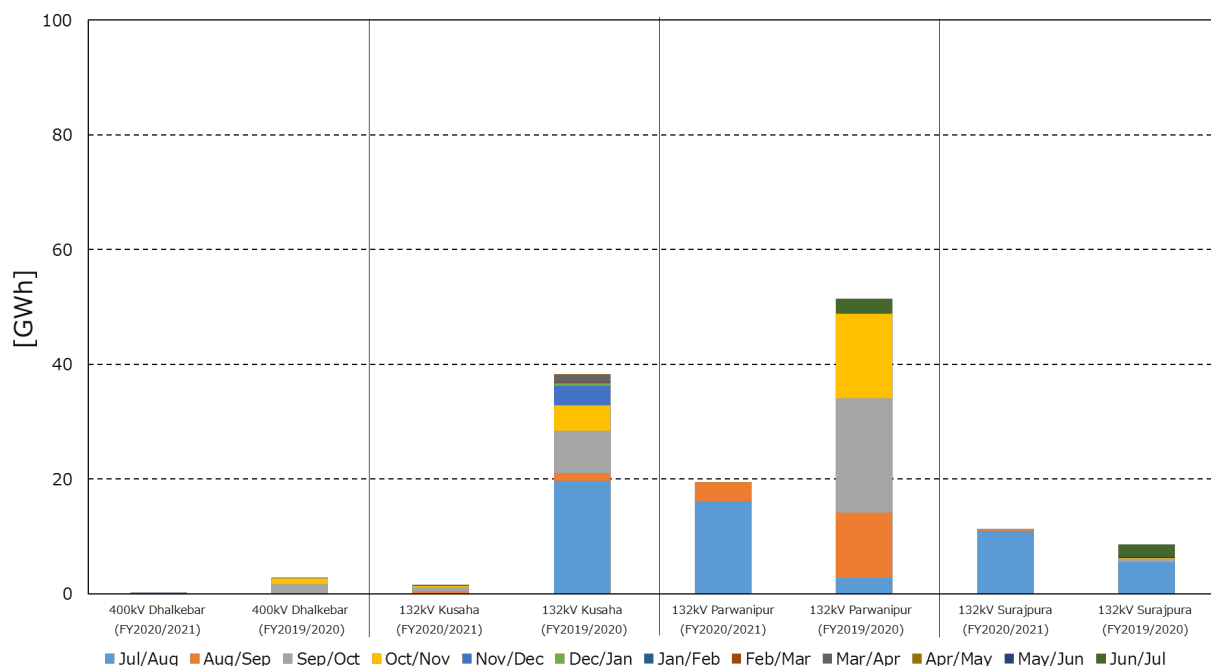
インドへの輸出に関して、図 2.3-3 に FY2021/2022、FY2022/2023、FY2023/2024 の月毎の輸出電力量とその月の総発電量に対する輸出電力量の占める割合を示す。3 カ年の傾向として、雨期に電力輸出が実施され、乾期は電力輸出がほとんど実施されていない。なお、FY2021/2022 の輸出電力量は雨期にインドへの電力輸出が実施され、乾期は電力輸出がほとんど実施されていない。新規水力発電所の運開とインドへの輸出枠の拡大に伴い、3 年間の間電力輸出量が増加している。今後も新規水力発電開発による発電量増加とインドへの輸出枠の拡大により、ネパールからの輸出量は増加すると想定される。

国際連系線毎のインドへの電力輸出量を図 2.3-4 に示す。ただし、個別送電線毎の電力輸出量が公表されていたのは FY2020/2021 までのため、FY2020/2021 までのデータを記載している。FY2019/2020 および FY2020/2021 においては、インドへの電力輸出は 132kV の送電線を通じての取引が多かった。



出典：NEA Annual Report 2019/2020, 2020/2021, 2021/2022 から JICA 調査団作成

図 2.3-3 3 カ年の月毎の輸出電力量と各月の総発電量に対する輸出電力量の割合



出典：NEA Annual Report 2019/2020, 2020/2021 から JICA 調査団作成

図 2.3-4 送電線ごとの電力輸出力 (FY2019/2020・FY2020/2021)

2.4 電力セクターにおける既存開発計画と実施中案件

ネパール電力セクターに対しては、これまで多くの国際援助機関が様々な開発調査および計画策定を支援している。加えて WECS、RPGCL、NEA も独自で開発計画を策定しており、様々な計画が乱立している状況である。IPSDP の検討に当たっては表 2.4-1 に示す既往の開発計画の内容を整理し、進むべき方向性や検討する上での基礎資料とした。

表 2.4-1 ネパール電力セクターに関連する主な政策・開発計画

分野	政策名 ⁴³	発効 ⁴⁴	実施機関	援助機関
電力全般	全国貯水式水力発電所マスタープラン	2014	NEA	JICA
	水力発電セクターに係る情報収集・確認調査	2018	NEA	JICA
	Irrigation Master Plan	2019	DWRI	ADB
	Assessment of Hydropower Potential of Nepal	2019	WECS	-
	Preparation of River Basin Plans and Hydropower Development Master Plans and Strategic Environmental and Social Assessment	2024	WECS	WB
系統計画	Transmission System Development Plan of Nepal	2018	RPGCL	
	The Distribution System/Rural Electrification Master Plan of Nepal	2022	NEA	ADB

出典：JICA 調査団作成

⁴³ 政策名に続く年はネパール暦、括弧内の年は西暦。

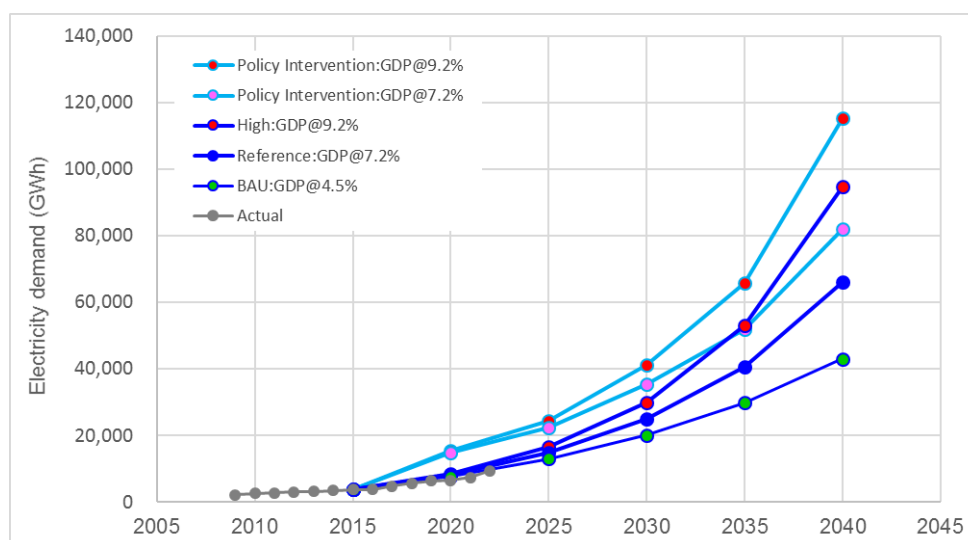
⁴⁴ 発効時期はすべて西暦。

第3章 電力需要予測

3.1 ネパールの既存電力需要予測

ネパールの電力需要予測としては、2017 年 1 月の WECS による Electricity Demand Forecast Report (2015-2040)がある。至近年の電力需要実績を元に、この WECS の電力需要予測の妥当性を検証する。

WECS による電力需要予測の実施以前は、電力需要予測は NEA が実施していた。NEA による予測は、系統の拡張、人口の増加、経済成長といった過去の実績値に基づくものであった。NEA の予測には、電化の推進といった電力需要に影響を与える新たな政策介入は考慮されていなかった。そこで、WECS が新たな政策や計画を考慮した電力需要予測を 2017 年に実施している。WECS の電力需要予測を図 3.1-1 に示す。

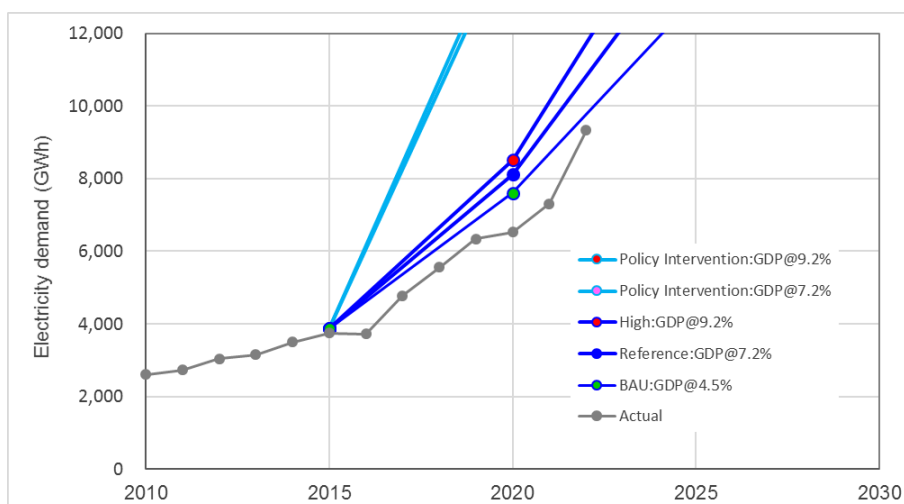


出典：Electricity Demand Forecast Report (2015-2040), Annual Report 2021/2022 を基に JICA 調査団作成

図 3.1-1 ネパールの既存の電力需要予測

既存の電力需要予測と実績を比較すると、政策介入シナリオを除いて、2019 年まで傾向は一致している。一方、WECS の政策介入シナリオで大きな乖離が発生しているが、その原因としては、予測にあたって想定された条件が達成されていないためと考えられる。

また、図 3.1-2 に示すように、政策介入無しのシナリオにおいても、2020 年に予測と実績に乖離が発生している。このように、WECS が需要予測を行ってから 7 年経つことことから、電力需要予測を見直す時期に来ていると考えられる。



出典：Electricity Demand Forecast Report (2015-2040), Annual Report 2021/2022 を基に JICA 調査団作成

図 3.1-2 実績と予測の比較

3.2 電力需要予測手法

本節では電力需要予測手法と分析に用いる人口および GDP について検討する。電力需要予測手法については、必要なデータの入手性、政策目標を考慮し、NEA の需要予測と日本の需要予測を参考にネパールに合った手法を検討する。なお、ネパールは今後、インド、バングラデシュへの電力輸出拡大も想定されるが、これらの電力輸出は国内需要に供給後の余剰電力によって賄われると想定される。本章における需要予測は国内需要を対象とする。

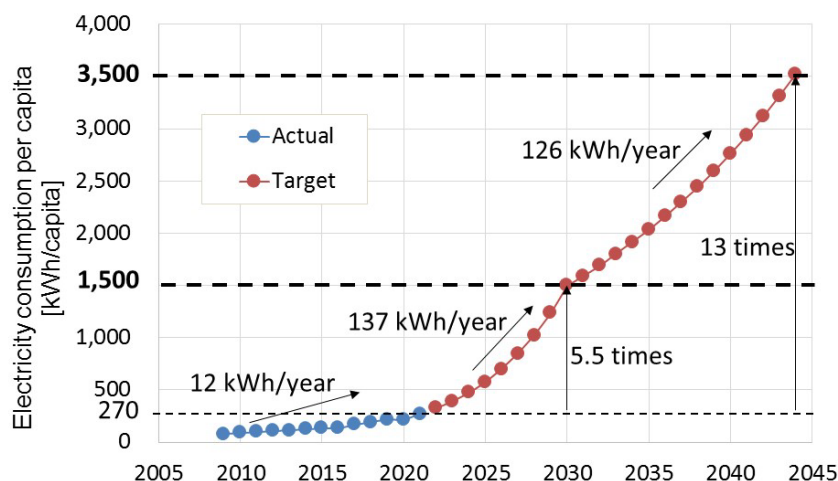
3.2.1 セクター分類

ネパールの販売電力量実績によると、2021 年において家庭セクター、工業セクター、商業セクターの 3 セクターで 88%を占めており、3 セクター以外の割合は非常に小さい。そこで、3 セクター以外をその他セクターとして分類し、4 セクター（家庭、工業、商業、その他）について過去のデータに基づき、2040 年までの電力需要を予測する。

3.2.2 成長シナリオ

セクター毎に High、Middle、Low の 3 つの成長シナリオを設定した。High ケースは、最も高い成長を示すシナリオである。成長率には政策の目標値を用いる。Middle ケースは最も現実的と考えられるシナリオである。過去 10 年間のデータを基に、成長率を設定している。Low ケースは、最も低い成長率を示すシナリオである。今後も過去 10 年間と同じ成長を続けるとして成長率を設定する。

前述の通りネパール国の政策目標は非常に高く設定されていることから、政策の目標値を High ケースに設定する。例として、図 3.2-1 に一人当たりの電力消費量をグラフに示す。実績に比べて、政策の目標値（Nepal SDGs Status and Roadmap 2016-2030、The Fifteenth Plan）は、2030 年の目標値が 1500kWh、2044 年の目標値は 3500kWh と非常に高い値となっている。



出典：JICA 調査団作成

図 3.2-1 一人当たりの電力消費量(実績と政策目標)

電力需要予測手法としては、過去のデータから予測式を作成することを基本としている。ただし、将来の政策介入による電力需要への影響は、過去のデータには反映されていないため、別途考慮しなければならない。将来電力需要に影響を与える政策を抽出し、電力需要に反映する必要がある。

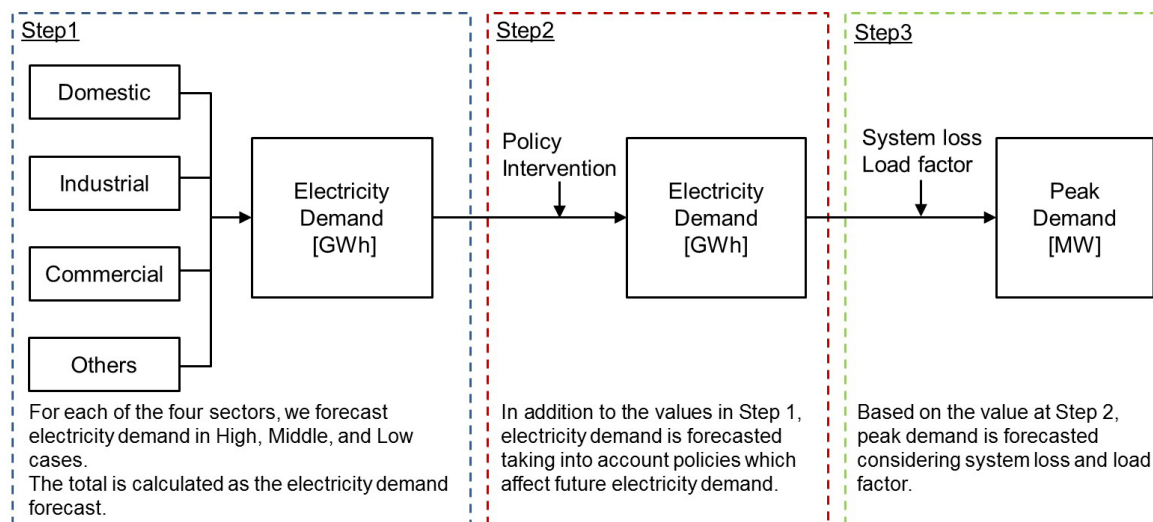
3.2.3 電力需要予測のフロー

電力需要予測のフローを図 3.2-2 に示す。

ステップ 1 として、過去のデータに基づき、4 つのセクターの電力需要を予測する（政策介入無し）。

ステップ 2 で政策介入による電力需要への影響を検討する。ステップ 2 で求めたの政策介入による影響を、ステップ 1 で求めた電力需要予測に加えて、最終的に政策介入を考慮した 2040 年までの電力需要を予測する。

ステップ 3 で、ステップ 2 で得た電力需要を用いてピーク電力を算出する。



出典：JICA 調査団作成

図 3.2-2 電力需要予測のフロー

3.2.4 人口の推移予測

人口は、電力需要と相関が高いとされており、電力需要予測において重要なパラメータである。調査団の電力需要予測にも人口を使用している。将来の人口推移を適切に予測することは、電力需要予測において重要である。

ネパールでは国勢調査が 2021 年に実施されており、調査の結果、人口の増加率は 0.93%/年であった。WG にて人口増加率について議論し、人口増加率は 0.93%を採用することとした。これは国連の 2040 年までの成長率の平均と近い数値であり、妥当な数値である。

3.2.5 GDP の推移予測

GDP は、電力需要と非常に高い相関があり、電力需要予測にとって非常に重要なパラメータである。電力需要予測においては、GDP の適切な将来予測の実施が、重要である。

Low ケースは、過去の成長が継続するとし、過去 10 年の成長率の平均値を採用した。Middle ケースは、現実的な想定とするため、実績から予測される最大値を想定することとした。Middle ケースと Low ケースは過去の実績を統計処理して、GDP 成長率の想定値を求めた。

GDP 成長率に関しても、ネパール政府が発表している GDP 成長率の目標値は、過去の実績と比べて高い値となっている。そのため、政策目標値は成長シナリオの High ケースに適用することとした。

表 3.2-1 に各成長シナリオの GDP 成長率を示す。これら想定 GDP 成長率から、将来の GDP を求めて、電力需要を予測する。

表 3.2-1 各成長シナリオの想定 GDP 成長率

Growth scenario	Industrial GDP (%)	Commercial GDP (%)	Others GDP (%)
High case : Policy target	13.2 - 14.6	9.9 - 10.7	9.6 - 10.3
Middle case : Maximum value assumed from historical data	10.14	7.71	7.12
Low case : Historical average value	4.95	4.63	4.38

出典：JICA 調査団作成

3.3 電力需要予測

調査団による電力需要予測は、4 つのセクターに分類して電力需要予測を行う。またセクター毎に 3 つの成長シナリオを設定している。各セクターの電力需要は、過去のデータを基に予測式を作成し、予測する。

3.3.1 家庭セクター

家庭セクターの電力需要は、人口と最も相関が高いと考えられる。ただし、人口のみをパラメータとすると、人口の影響しか予測に反映されないため、予測として不十分である。人口以外の要因を反映するため、日本の家庭セクターの電力需要予測を参考に、政策目標の有無やデータの入手性などを考慮して、一人当たりの消費電力量をパラメータに加えた。作成した予測式は、以下の通りである。

$$\text{予測式} : (\text{人口}) \times (\text{家庭の一人当たりの消費電力量 [kWh]})$$

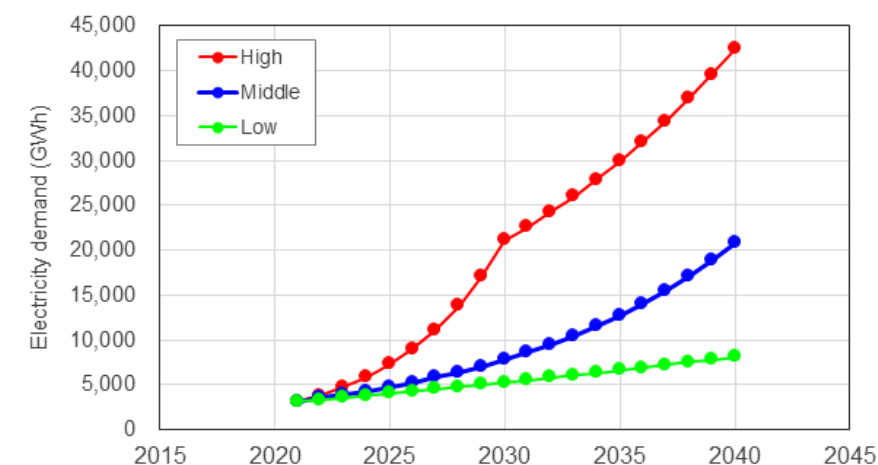
人口は、第 3.2.4 項にて述べた通り増加率 0.93%/年とし、3 つの成長シナリオ共通とする。

家庭の一人当たり消費電力量は、成長シナリオ毎に増加率を設定した。Low ケースと Middle ケースは、家庭の一人当たり消費電力量の過去 10 年のデータを曲線近似して、2022 年以降の家庭の一人当たり消費電力量を求める。

Low ケースは、過去の成長がそのまま継続すると想定し、線形近似とする。Middle ケースは、一定の成長率で増加するとし、指数近似とする。

High ケースは、一人当たり消費電力量の政策目標値を使用する。ネパールの一人当たり消費電力量の政策目標は、2030 年に 1500kWh（Nepal SDGs Status and Roadmap 2016-2030）、2044 年に 3500kWh（The Fifteenth Plan(Fiscal Year 2019/20 – 2023/24)）となっている。この値を基に 2040 年までの家庭の一人当たり消費電力量を求めた。

家庭セクターの 2040 年までの電力需要の計算結果を図 3.3-1 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 3.3-1 家庭セクターの電力需要予測(2040 年まで)

3.3.2 工業セクター

日本での工業セクターの電力需要予測は、鉱工業生産指数を説明変数とした回帰分析により予測式を求めている。日本の手法を参考に、政策目標の有無を考慮して、工業セクターの電力需要と相関が高いと考えられる工業 GDP⁴⁵を説明変数、工業の電力需要⁴⁶を目的変数とした回帰分析により、以下の予測式を求めた。

$$\text{予測式： } 0.144 \times a_1 - 2051.87, \quad a_1 : \text{Industrial GDP}$$

各成長シナリオには、第 3.2.5 項で述べた通り、2040 年までの工業 GDP の成長率を設定した。表 3.3-1 に工業 GDP 成長率を示す。

⁴⁵ 出典：NEA Annual Report 2017/2018, 2020/2021

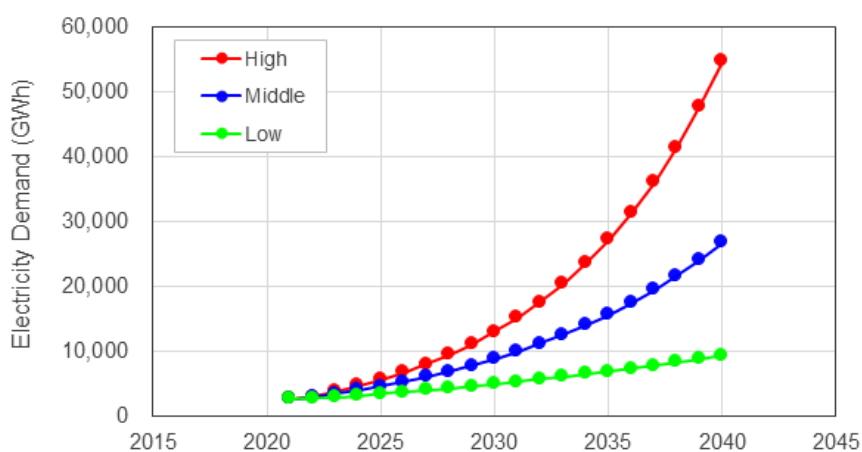
⁴⁶ 出典：MoF Economic survey 2020/2021

表 3.3-1 工業 GDP 成長率の想定

	Low (%)	Middle (%)	High (%)
2022	4.95	10.14	13.20
2023			14.60
2024			14.60
2025 - 2040			14.13

出典：JICA 調査団作成

以上の通り、想定した成長率から工業 GDP を求め、予測式を用いて工業セクターの 2040 年までの電力需要を計算した。その結果を図 3.3-2 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 3.3-2 工業セクターの電力需要予測(2040 年まで)

3.3.3 商業セクター

商業セクターでは、工業セクターと同様の考えに基づき、予測式を求めた。商業セクターの電力需要と最も相関が高いと考えられる商業 GDP⁴⁷を説明変数、商業の電力需要⁴⁸を目的変数とした回帰分析により、以下の予測式を求めた。

$$\text{予測式： } 0.0068 \times a_2 - 307.37, \quad a_2 : \text{Commercial GDP}$$

各成長シナリオには、第 3.2.5 項で述べた通り、表 3.3-2 に示す商業 GDP の成長率を設定した。

⁴⁷ 出典：NEA Annual Report 2017/2018, 2020/2021

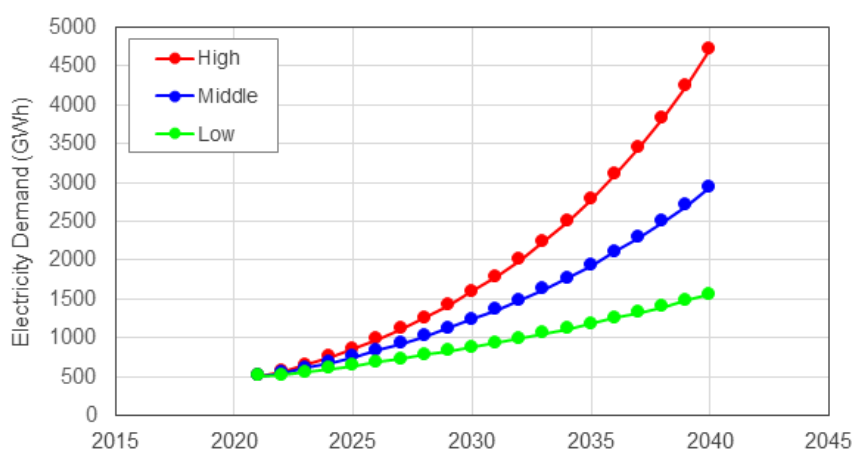
⁴⁸ 出典：MoF Economic survey 2020/2021

表 3.3-2 商業 GDP 成長率の想定

	Low (%)	Middle (%)	High (%)
2022	4.63	7.71	10.70
2023			9.90
2024 – 2040			10.2

出典：JICA 調査団作成

以上の通り、想定した成長率から商業 GDP を求め、予測式を用いて商業セクターの 2040 年までの電力需要を計算した。その結果を図 3.3-3 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 3.3-3 商業セクターの電力需要予測(2040 年まで)

3.3.4 その他セクター

その他セクターには、家庭・工業・商業以外の様々なセクターが含まれており、固有の GDP 値がない。そこで、国の GDP と人口を説明変数とした回帰分析により、以下の予測式を求めた。

$$\text{予測式： } 2.58 \times 10^{-8} \times a_3 + 6.16 \times 10^{-5} \times b - 1962.83, \quad a_3 : \text{GDP}, b : \text{人口}$$

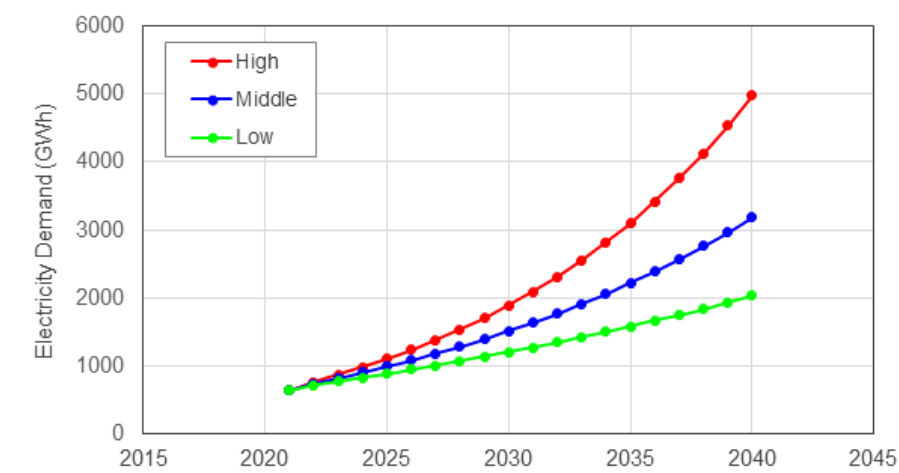
各成長シナリオには、第 3.2.5 項で述べた GDP の成長率を設定した。人口の成長率は、0.93% とし、各成長シナリオ共通とした。2040 年まで想定した GDP と人口の成長率を表 3.3-3 に示す。

表 3.3-3 成長率の想定

	GDP growth rate (%)			Population growth rate (%)
	Low	Middle	High	
2022	4.38	7.12	9.60	0.93
2023			10.30	
2024			9.60	
2025 – 2040			9.83	

出典：JICA 調査団作成

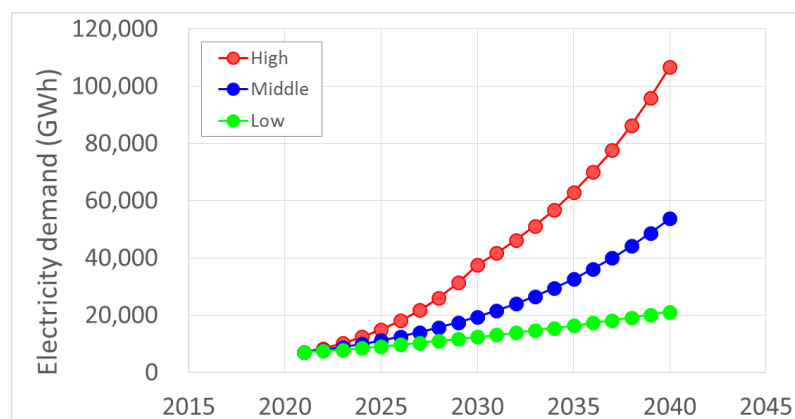
以上の通り、想定した成長率から人口と GDP を求め、予測式を用いてその他セクターの 2040 年までの電力需要を計算した。その他セクターの計算結果を図 3.3-4 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 3.3-4 その他セクターの電力需要予測(2040 年まで)

3.3.5 電力需要予測の結果



出典：JICA 調査団作成

図 3.3-5 電力需要予測結果

過去のデータから予測されるネパールの電力需要予測結果を図 3.3-5 に示す。Middle ケースでは、2040 年に電力需要は 53,774GWh となり、2021 年の約 7.6 倍となる。

3.4 政策介入を考慮した電力需要予測

本節では新たな政策、すなわち既存のセクターの電力需要予測の中には含まれていない要素を検討する。前節の 4 セクターごと予測した需要予測値に、本節で算出した政策介入による需要予測値を加える形で適用する。

3.4.1 電力需要に考慮する政策

本レポートで検討する新たな政策は、表 3.4-1 に示した 7 つである。政策ごとに、政策目標達成に伴う電力需要を計算した。なお、政策介入による需要予測においては、High、Middle、Low の 3 つのシナリオで同様の値であると想定した。

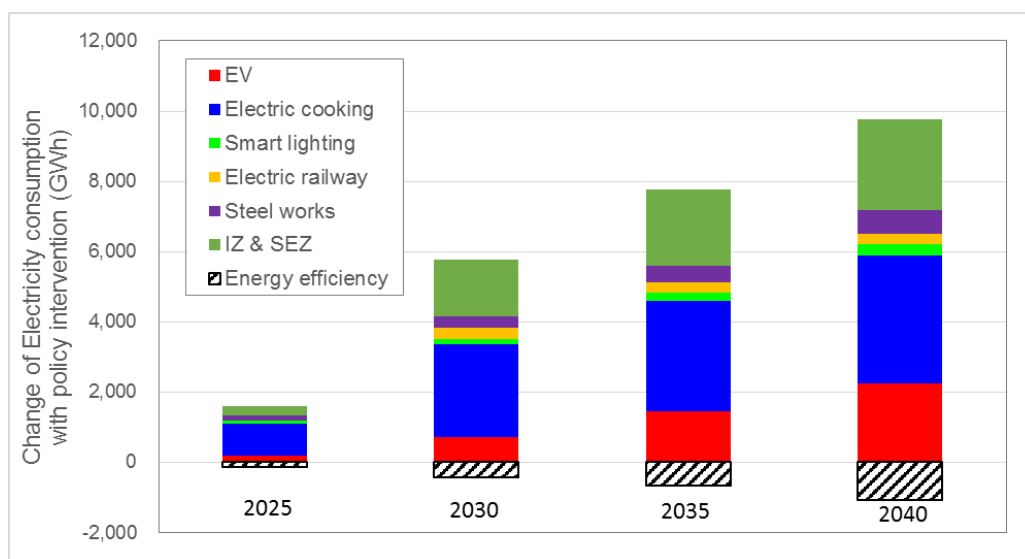
表 3.4-1 政策一覧・参照したレポート等

Policy	Source	Target
Electric vehicles (EV)	- Assessment of Electric Mobility Targets for Nepal's 2020 Nationally Determined Contributions (NDC) - Nepal SDGs Status and Roadmap 2016-2030	- By 2025, 25% of private vehicle, 20% of public vehicle sales is EV - By 2030, 90% of private vehicle, 60% of public vehicle sales is EV - Electric vehicles in public transport systems (%) 2015:1%, 2019:5%, 2022:20%, 2025:35%, 2030:50%
Electric cooking	Nepal SDGs Status and Roadmap 2016-2030:	30% of cooking heat sources is wood, 39% is LPG, and the remaining 31% is electricity in 2030
Smart Street Light	NEA Annual Report 2020/2021	Smart street light (solar LED street lights) is introduced to the same extent as 2018 onward
Electric railway	The Fifteenth Plan (Fiscal Year 2019/20 – 2023/24) By National Planning Commission	900 km electric railway will start operation in 2030.
Steelwork	Federation of Nepalese Chamber of Commerce and Industry などの各種資料	Assumed after 2022, a new steelwork will start operation every two years.
Industrial zone and Special economic zone	- Follow Up Data Collection Survey for Transmission and Distribution Network Development - Special Economic Zone Authority (SEZA)	Deveropment of 10 industrial districts and 14 special economic zones
Improvement of energy efficiency	National Energy Efficiency Strategy, 2075	0.84%(2022)→1.68%(2030)→1.68%(2040)

出典：JICA 調査団作成

3.4.2 政策介入による電力需要への影響

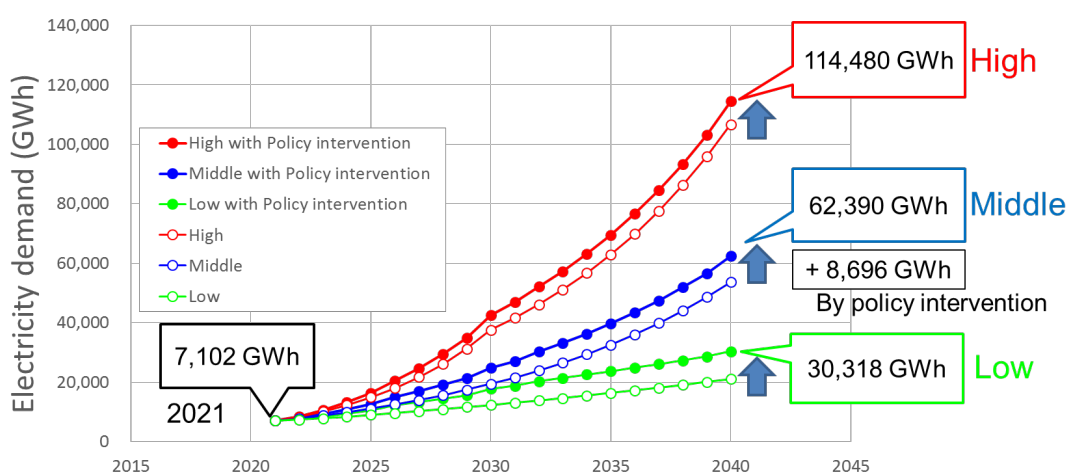
Middle ケースにおける各政策による電力需要への影響を図 3.4-1 に示す。電気自動車と調理の電化による電力需要の増が半分以上を占めている。また、エネルギー効率化施策は、電力需要の削減効果があるが、その値は大きくない。政策介入による電力需要は、2040 年で+8,696 GWh となり、政策により電力需要は 1 割強増加することになる。



出典：JICA 調査団作成

図 3.4-1 Middle ケースの場合の政策介入による電力需要

3.4.3 政策介入を考慮した電力需要予測

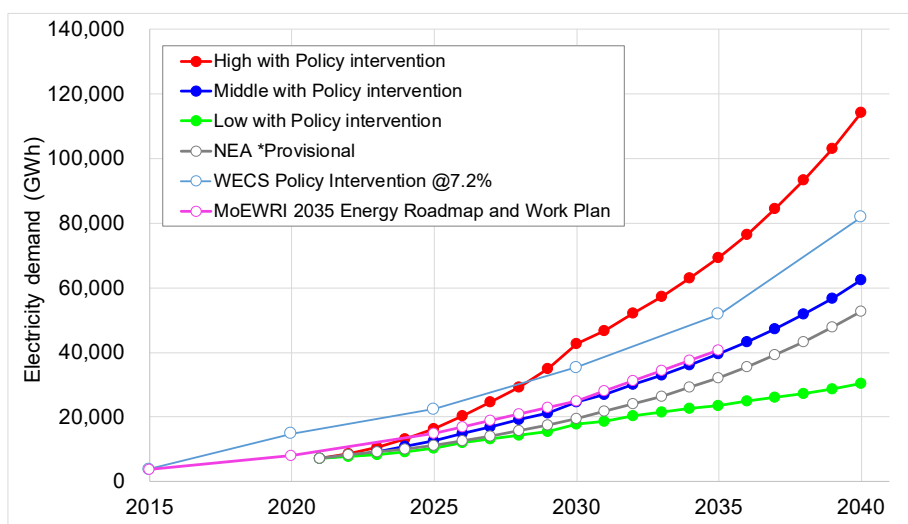


出典：JICA 調査団作成

図 3.4-2 政策介入の有無による電力需要の比較

本節のまとめとして、政策介入を考慮した電力需要予測について述べる。図 3.4-2 に政策介入の有無による電力需要の比較を示す。政策介入を考慮した場合、電力需要は 62,390 GWh となる。これは 2021 年の 8.78 倍である。

次に、ネパールの既存の需要予測との比較を行う。調査団・MoEWRI・WECS・NEA による予測の比較を図 3.4-3 に示す。Middle ケースは、WECS による需要予測（政策介入あり・成長率 7.2%・Reference ケース）に対して 20,000GWh 程度差が開いた。この理由としては、2020 年時点で 2 倍近くの電力需要の差があること、考慮している政策の内容が異なっていることが挙げられる。また、Middle ケースは MoEWRI の最新需要予測で国会において協議中の MoEWRI Energy Roadmap and Work Plan 2035（2024 年 11 月時点）および NEA による需要予測と近い値となった。この理由としては、GDP 成長率等の値として近い値を採用していることが挙げられる。

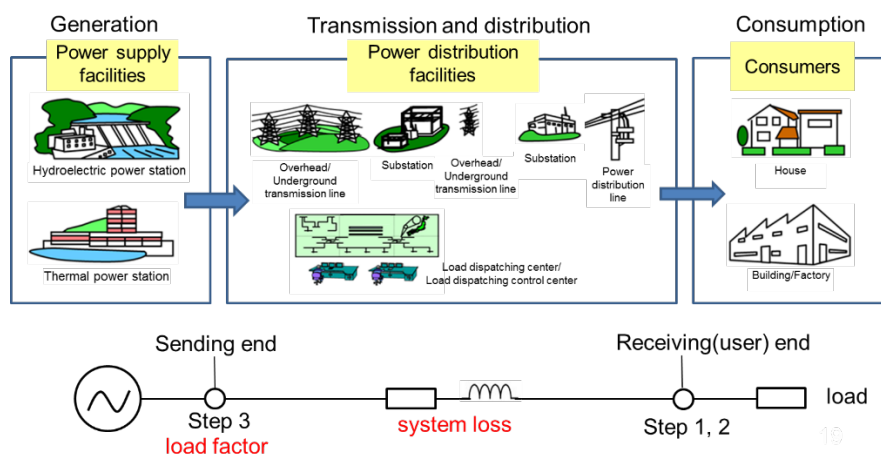


出典：JICA 調査団作成

図 3.4-3 調査団・MoEWRI・WECS・NEA の電力需要予測の比較

3.5 ピーク電力予測

前節までの電力需要予測においては、図 3.5-1 に示すように受電端における電力需要を予測してきた。一方、本節で検討するピーク電力予測においては、送電端（Sending end）におけるピーク電力を予測した。これは、電源種類によって所内消費量が異なっており、電源開発計画において電源種類を考慮したうえで、発電設備容量を決定するためである。

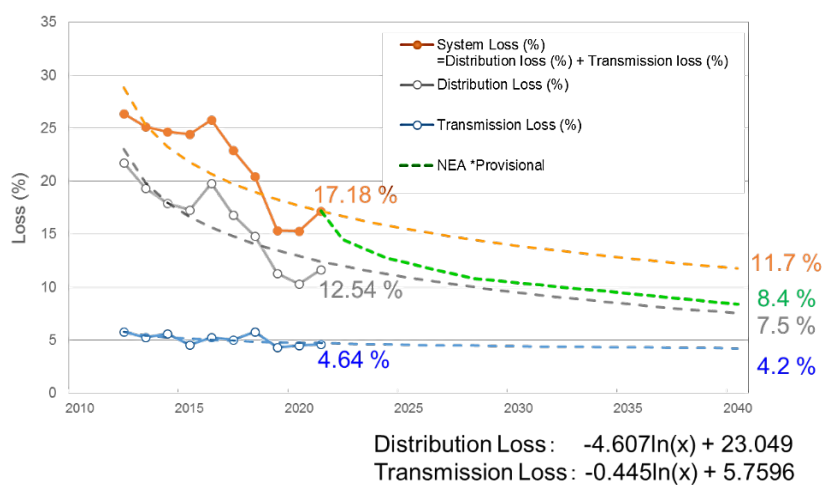


出典：JICA 調査団作成

図 3.5-1 電力フローと電気回路図

3.5.1 送配電ロスの予測

送配電ロスの将来予測に当たっては、2012 年-2021 年のデータに基づき、2040 年までの配電ロス・送電ロスを予測した。2040 年までの送配電ロスの予測結果を図 3.5-2 に示す。

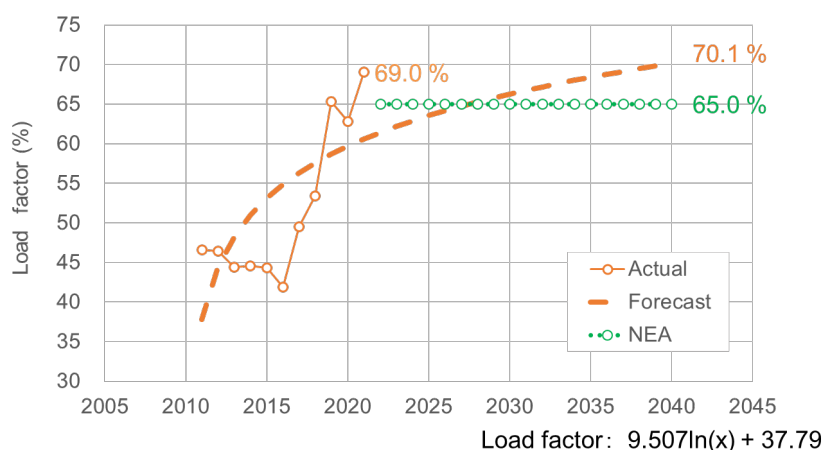


出典：JICA 調査団作成

図 3.5-2 送配電ロスの予測

3.5.2 負荷率の予測

負荷率の将来予測に当たっては、2012-2021 年の負荷率のデータに基づき、曲線近似式を作成し、2040 年までの負荷率を算出した。2040 年までの負荷率の予測結果を図 3.5-3 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 3.5-3 負荷率の予測

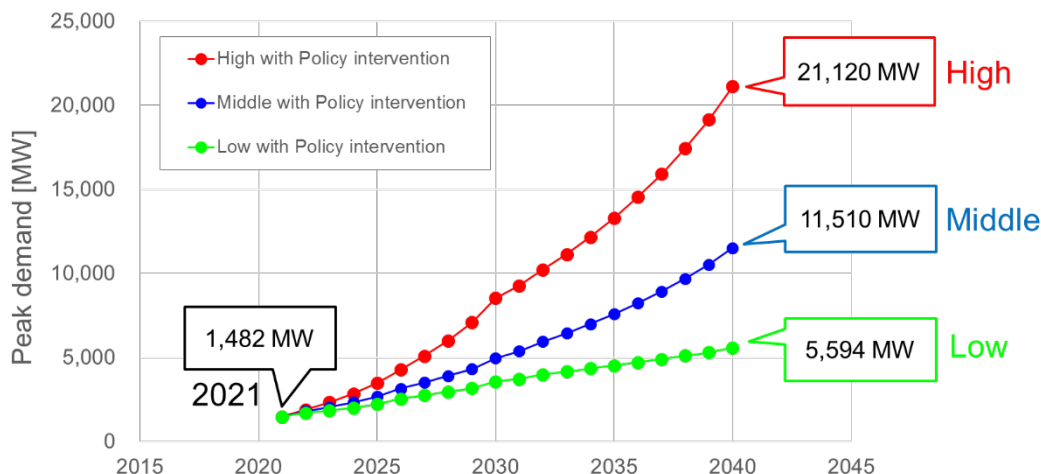
3.5.3 ピーク電力予測

ピーク電力の値は、第 3.4 節で算出した政策介入を考慮した電力需要予測の結果に基づき、想定した送配電ロスと負荷率を用いて算出した。ピーク電力は、下式で求めることができる。

$$MW = GWh \times \frac{1}{24 \times 365} \times \frac{1}{1 - Loss} \times \frac{1}{LF} \times 1000$$

- MW：ピーク電力
- GWh：電力需要
- Loss：送配電ロス
- LF：負荷率

ピーク電力予測の予測結果を図 3.5-4 に示す。2021 年の実績は、1,482MW であったのに対し、2040 年には Middle ケースでは、7.8 倍の 11,510MW となっている。



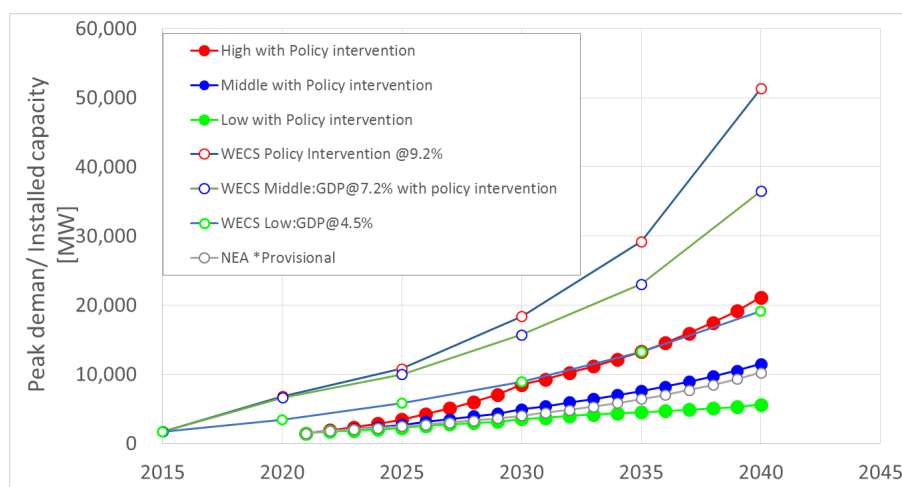
出典：JICA 調査団作成

図 3.5-4 ピーク電力予測の結果

3.5.4 ネパールの既存ピーク電力予測との比較

調査団によるピーク電力予測と NEA や WECS の予測と比較を行った。図 3.5-5 に比較を示す。調査団のピーク電力予測は、WECS の予測とは数値的には大きな差がある。この差の原因について検討した。

ピーク電力を算出するための想定条件より、WECS のピーク電力予測値は発電所の設備容量であると考えられる。一方、調査団の予測は送電端のピーク電力である。この違いが予測値の差の原因となっている。NEA の最大需要予測の算出点は、調査団と同じく送電端であり、NEA の予測は調査団の予測と近い値となっている。



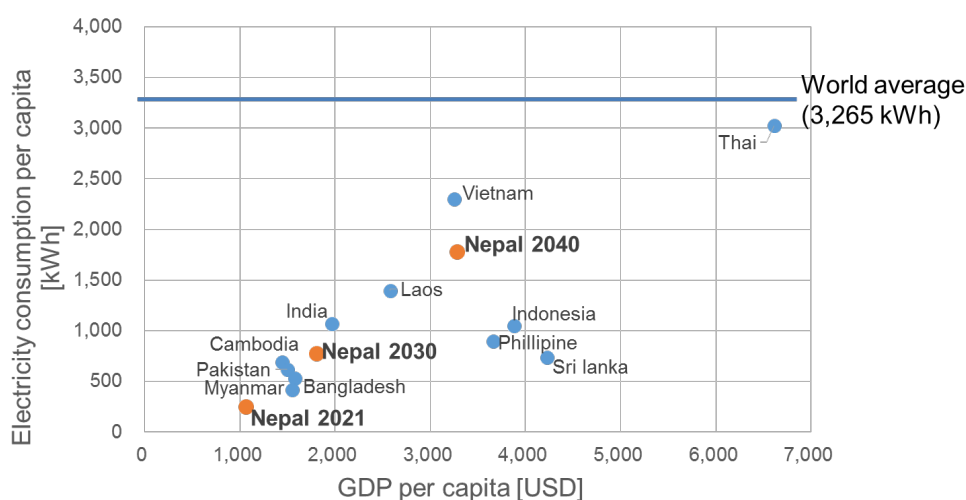
出典：JICA 調査団作成

図 3.5-5 ピーク電力予測の比較

3.6 電力需要予測の結果

図 3.6-1 に南アジア・東南アジアの各国の 1 人当たりの GDP と消費電力量の関係を示す。ネパールにおいては、2021 年の実績値、および 2030 年・2040 年の Middle ケースの予測値をそれぞれ橙色で示した。その他の国については、2019 年の実績値を青色で示した。

ネパールのデータの推移を見ると、年数の経過とともにプロット位置が右上に移動しており、経済の成長とともに電力消費量も増加していく結果となっている。また、ネパールのデータは、その他の南アジア・東南アジアの各国の分布の範囲内に位置しており、需要予測結果が概ね妥当なものであると思われる。



出典：JICA 調査団作成

図 3.6-1 南アジア・東南アジアの 1 人当たりの GDP と消費電力量の関係

表 3.6-1 に Middle ケースにおける結果の要約を示す。2021 年から 2040 年までの 5 年ごとの電力需要、ピーク電力、国民一人あたりの電力需要、およびそれらの年間成長率・2021 年断面に対する倍率を記載した。電力需要については、2021 年は 7,102 GWh であったのに対し、2040 年には 8.78 倍の 62,390 GWh になると予測した。ピーク電力については、2021 年は 1,482 MW であったのに対し、2040 年には 7.77 倍の 11,510 MW になると予測した。国民一人あたりの電力需要については、2021 年は 242 kWh/capita であったのに対し、2040 年には 7.37 倍の 1,779 kWh/capita になると予測した。

Middle ケースは、図 3.5-5 に示す既存の予測結果との比較や、図 3.6-1 に示す他国との比較から現実的な成長を想定しており、電源開発計画および系統計画は、Middle ケースの値を用いて検討を進める。

表 3.6-1 電力需要、ピーク電力、国民一人当たりの電力需要予測結果

Middle Case	Unit	Year				
		2021(Current)	2025	2030	2035	2040
Electricity Consumption	[GWh]	7,102	12,590	24,737	39,638	62,390
Growth rate	%/year	-	10.19	11.25	5.86	5.09
X times of 2021	-	-	1.77	3.48	5.58	8.78
Peak Demand	[MW]	1,482	2,675	4,949	7,581	11,510
Growth rate	%/year	-	15.40	14.49	9.89	9.50
X times of 2021	-	-	1.81	3.34	5.12	7.77
kWh per capita	[kWh/capita]	242	413	774	1,184	1,779
Growth rate	%/year	-	23.12	21.19	10.28	10.50
X times of 2021	-	-	1.71	3.20	4.90	7.37

出典：JICA 調査団作成

第4章 水力開発計画

4.1 水力開発地点の情報収集とデータベース構築

4.1.1 DoED の事業リスト

ネパールにおける 1MW を超える発電事業および送電事業の調査、建設、運営は MoEWRI の DoED が一元的に管轄している。これらの発電事業には VUCL、NEA などの政府系の開発事業者が推進する事業も含まれている。

各事業はそれぞれの進捗段階によって表 4.1-1 のカテゴリで整理されている。

表 4.1-1 DoED 事業リストのカテゴリ

Category	Explanation
Power Plants	Projects under operation
Survey License	Projects licensed to study generation, transmission, distribution survey of the project
Application for Survey License	
Construction License	Projects licensed for construction and operation of the project
Application for Construction License	
GoN Reserved Projects	Projects which are owned by GoN for study / survey and construction
Other Projects	“Forwarded to Local Government” or “Selected for Competitive Bidding”

出典：DoED 事業リストを基に JICA 調査団作成

Survey License を取得した事業者は 5 年以内にフィージビリティ・スタディ（F/S：Feasibility Study）と環境影響評価（EIA：Environmental Impact Assessment）あるいは IEE（Initial Environmental Examination）を完了する必要がある。調査の結果、事業性が確保できる場合、事業者は Construction License を DoED に申請する。DoED がこれを審査した後、MoEWRI がライセンスを発行する。建設完了して運開した発電所は Power Plants として登録される。また、事業者によって開発権が取得されていない地点はネパール政府（GoN：Government of Nepal）Reserved（Projects）に分類される。GoN Projects には License Canceled の事業や DoED が調査を実施している地点も含まれる。これに加えて、Other Projects の分類が設定されており、Forwarded to Local Government、Selected for Competitive Bidding の地点が登録されている。

DoED 事業リストはネパール国内でも広く認知されており、定期的に更新される信頼度の高い情報源と想定される。GoN のカテゴリも含めると国内の包蔵水力をほぼ網羅しており、本調査における電源開発計画では原則として本リストの地点を対象として検討を実施する。なお、本業務では同リストについて 2021 年 5 月に収集したデータ一式を 2023 年 3 月に更新している。

4.1.2 水力開発データベースについて

水力における出力および年間を通じた発電量は各地点特性に依存する電源であり、水力が電源の大半を占めるネパールにおいてはこれらの情報精度が電源開発計画と系統開発計画の品質に直結する。本調査では地点の位置情報、発電計画、水文情報、設備諸元、アクセス、環境社会配慮、事業費などの主要な項目について追加で情報収集を実施して、各技術検討の基礎資料とする。特に貯水池水力については貯水池容量、流量調整能力、最大出力およびピーク運転時間などの需給調整機能に着目し、これらを踏まえたカスケード運用の実現性についても留意する。

なお、水力開発情報について、特に民間企業が実施する IPP 事業は非常に秘匿性の高い情報であり、取り扱いには細心の注意を払う必要がある旨、留意する。本調査でも、IPSDP の検討に用途を限定し DoED の建物の一室に設けられた調査団のプロジェクト事務所で作業する旨を 2022 年 4 月 JCC で合意し、情報収集を実施した。

本調査での主な情報収集項目を表 4.1-2 に示す。

表 4.1-2 情報収集項目

Category	Item
Basic Information	Project Name, Category, Sub-Category, Capacity (MW), Region, TL-Zone, Basin_1, Basin_2, Basin_3, River, Lic No. / Appn No., Issue Date / Appn Date Validity, PPA date, R-COD (COD), Promoter Address, Latitude N, Longitude E, District
Power Planning	Generation type, Capacity [MW], Annual Energy Production [GWh], Dry season eneergy [GWh], Wet season eneergy [GWh], Peaking Hour, Plant Factor [%], Design Discharge [m3/s], Gross Head [m], Rated Net Head [m], Monthly Generation [GWh], Maximum Output [MW]
Hydrology	Catchment Area [km2], Mean Annual Flow [m3/s], Design Flood [m3/s], PMF [m3/s], Riparian Release [m3/s]
Reservoir	Full Supply Level [EL.m], Minimum Operation Level [EL.m], Tail Water Level [EL.m], Gross Storage Volume [M.m3], Effective Storage Volume [M.m3], Reservoir Area [km2]
Salient Feature	Dam Type, Dam height [m], Crest Elevation [EL.m], Headrace tunnel [km], Powerhouse Type, Voltage of T/L [kV], Length of T/L [km], Connected Substation, Project Cost [M.NRs.], Project Cost [M.USD], Specific Project Cost [USD/kW], Generation Cost [Use/kW], B/C, Data Source
Environmental Information	Resettlement, Protectedarea, Submerged area [km2], Indigenous people and Religious/Cultural heritage

出典： JICA 調査団作成

なお、DoED の事業リストは情報収集時点の記載である一方、各地点は常に情報更新されており情報収集の結果とリストの値が異なる地点も多い。この場合は、IPSDP としての検討には最新情報を反映するが、水力データベースとしては情報収集の時期と出典を明記して両時点の情報を格納するものとする。

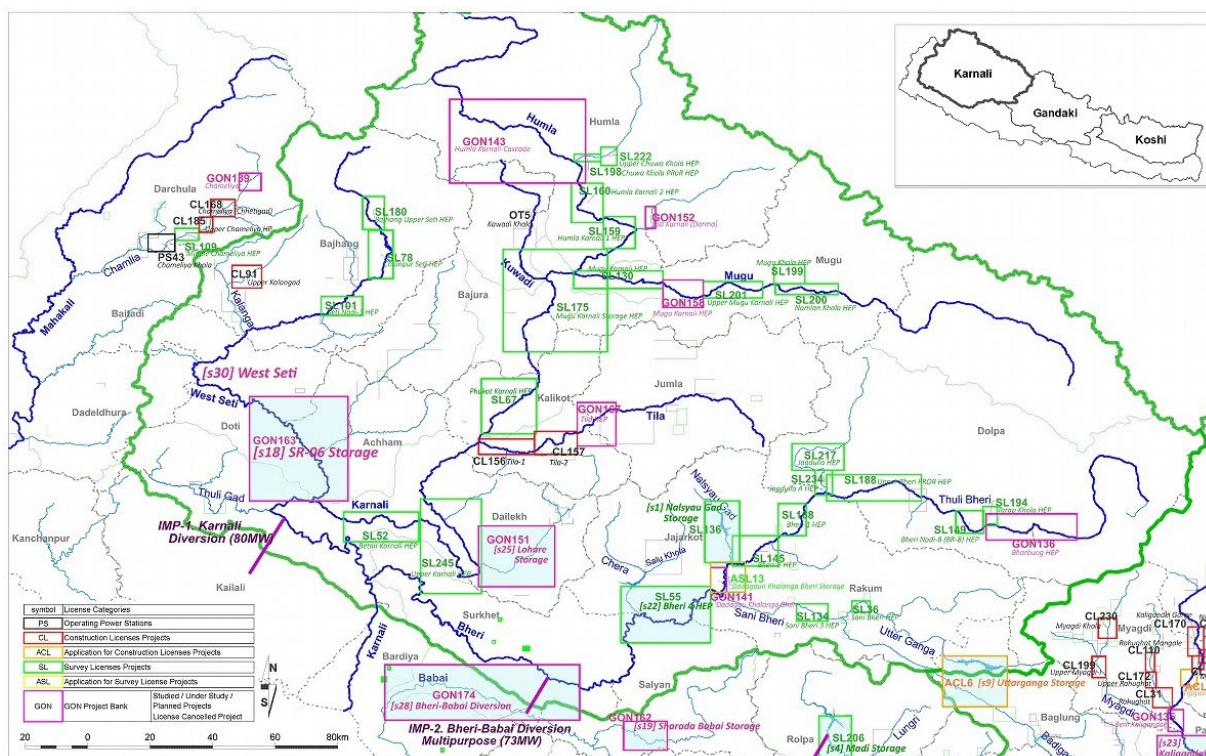
4.1.3 水力開発データベースの構築結果

本調査にでは調査団が有する既存のデータベースに基づき、最新の水力開発情報を更新していくことで、実用的な水力開発データベースを構築した。データベースは、諸元については EXCEL、位置情報については ArcGIS/Google Earth において構築した。データベースの抜粋を、図 4.1-1～図 4.1-4 に示す。また、データ収集結果を表 4.1-3 に示す。

表 4.1-3 データ収集結果一覧

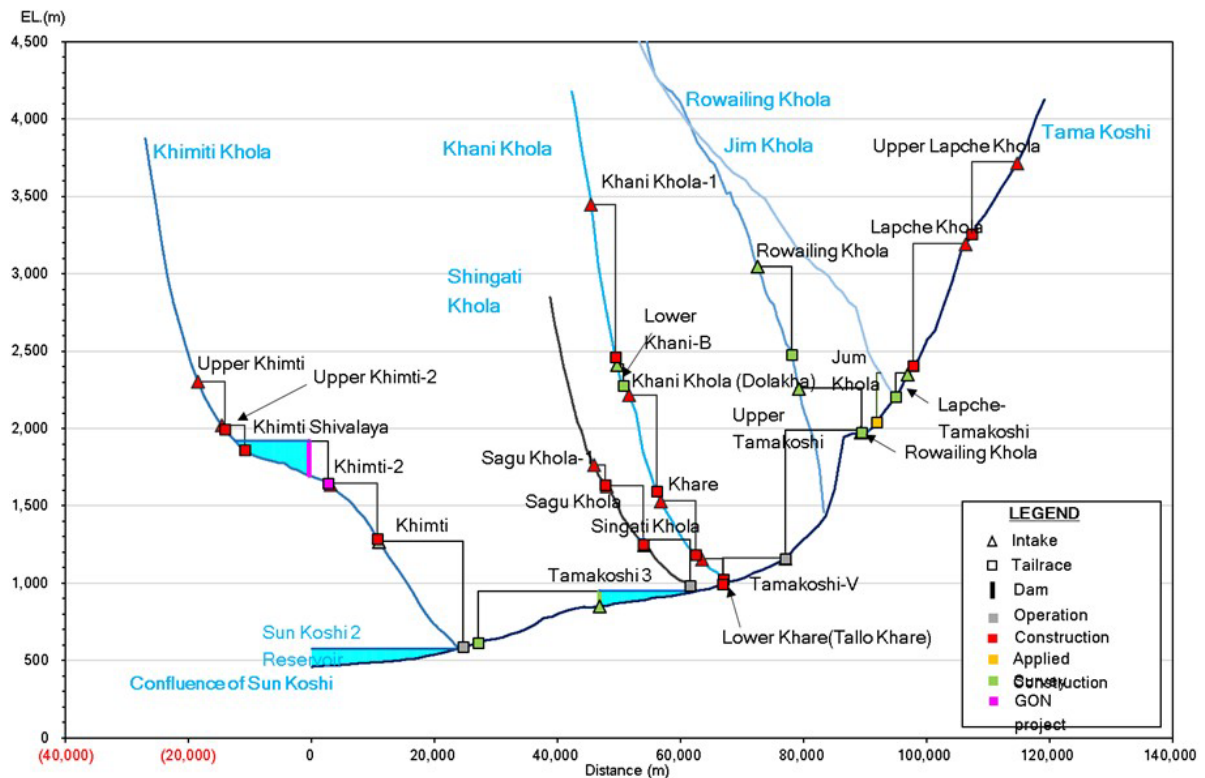
Category	DOED Status	Subtotal		Basic Data Entry			Data Entry (incl. Project Layout)		
		Site	Installed Capacity (MW)	Site	Installed Capacity (MW)	% in Capacity	Site	Installed Capacity (MW)	% in Capacity
a) Existing	(1)Existing Power Plants	109	1,222	76	908	74%	3	194	16%
b) Committed	(2)Construction License	241	8,317	215	8,551	77%	124	7,007	63%
	(3)Application for Construction License	28	2,735						
c) Prioritized	(4)Survey License	263	16,522	146	14,828	88%	118	12,151	72%
	(5)Application for Survey License	14	259						
d) Optimized	(6)GON Reserved Projects	183	15,849	11	8,960	57%	16	4,772	30%
Total	-	838	44,904	452	33,248	74%	261	24,123	54%

出典： JICA 調査団作成



出典： JICA 調査団作成

図 4.1-1 水力開発データベースの抜粋 (1) Karnali 流域図



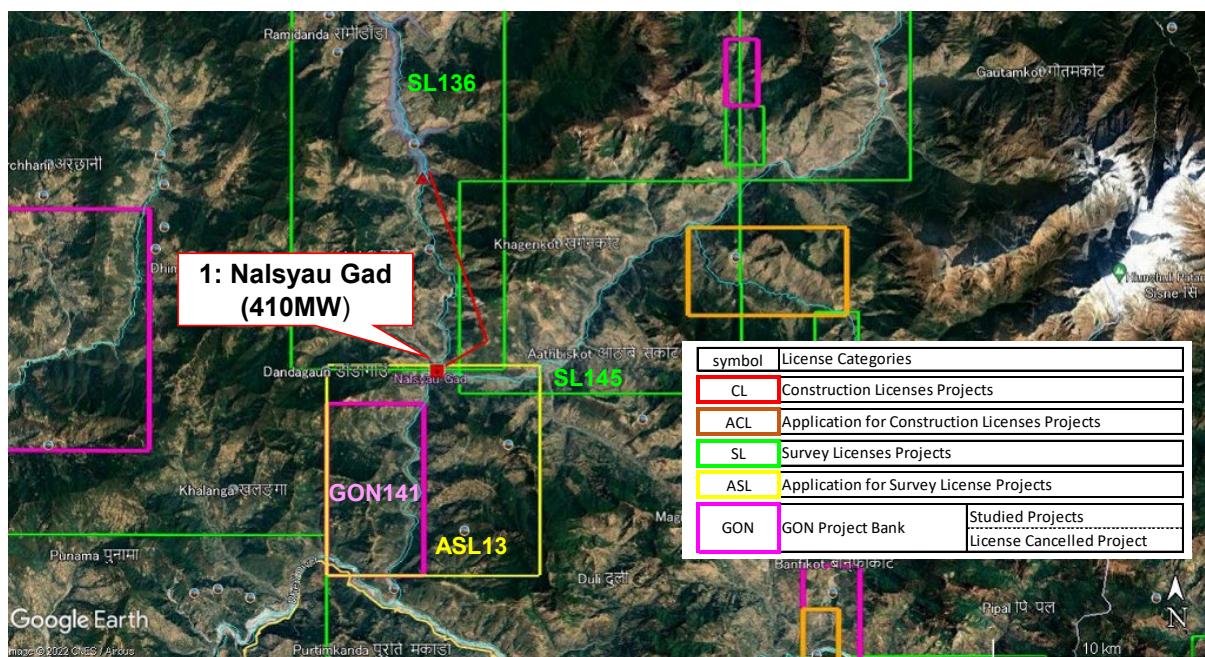
出典：JICA 調査団作成

図 4.1-2 水力開発データベースの抜粋 (2) 河川縦断図例

ID	GL020	GL024	GL038	GL041	GL043	GL046
Project	Chameliya Khola	Kule Khani Third	Lower Modi Khola	Upper Tamakoshi HPP	Upper Trishuli 3A	Khani Khola - 1
Capacity [MW]	30	14	20	456	60	40
River	Chameliya Khola	Kulekhani	Modi Khola	Tama Koshi	Trishuli	Khani Khola
Transmission Zone	Zone-1	Zone-4	Zone-3	Zone-5	Zone-4	Zone-5
Generation type	ROR (5-yr daily peak)	STO (Cascade)	ROR	ROR	ROR	ROR
Annual Energy Production [GWh]	184.21	40.85	60.538	1727	490	231.92
Dry season energy [GWh]	NA	NA	10.023	NA	226.6	37.71
Wet season energy [GWh]	NA	NA	50.515	NA	263.4	194.21
Plant Factor [%]					87	66
Design Discharge [m ³ /s]	36	16	27	44	51	6.38
Catchment Area [km ²]	835	143	575	1745	69	21
Mean Annual Flow [m ³ /s]			55.9	60.3		
Design Flood	710 (1/1000)		1123 (1/100)	885 (1/1000)	2424	130.12 (1/100)
PMF	970 (1/10000)					
Dam Type	Concrete Gravity		RCC			Concrete
Dam height [m]	54			22	10	3
Crest Elevation [EL. m]	892		768			3391.7 (Height 1000 Level)
Gross Head [m]	103.7	109.8	48			963
Rated Net Head [m]	94	103.17	42.74			939.5
Full Supply Level [EL. m]	888			1987	870.5	3388 (NNVL)
Minimum Operation Level [EL. m]	880			1981	726	
Tail Water Level [EL. m]					726	
Gross Storage Volume [M. m ³]						
Effective Storage Volume [M. m ³]	0.68			1.2		
Reservoir Area [km ²]		2,334	1,493			
Project Cost [M. NRs.]	78,853 (with T/L) 63,182 (without T/L)			125		
Specific Capacity Cost [USD/kW]	2,509					
Specific Energy Cost [UScents/kWh]	5.81					
B/C	1.46					
FIRR (%)						
Water Release [m ³ /s]	2.0 (Mar-Apr)					
Transmission Line [km]						
Access Road [km]						
Headrace tunnel [km]						
Data Source	EIA2006	DR	FS2008	DD2008	EIA2010	DPR
Data Source	EIA2006	DR	FS2008	DD2008	EIA2010	DPR

出典：JICA 調査団作成

図 4.1-3 水力開発データベースの抜粋 (3) 水力開発計画データ例



注：色付きの枠の範囲での開発事業を申請、ライセンス承認を行う（情報は DoED データベースより）

出典：JICA 調査団作成

図 4.1-4 水力開発データベースの抜粋 (4) ライセンス申請・承認状況図の例

4.2 水系一貫開発に係る考察

本節では、貯水式プロジェクトの計画、および前節において整理した各水系／河川毎の計画を考慮した有効な開発すなわち水系一貫開発の観点から考察する。

4.2.1 貯水式プロジェクトの可能性

DoED が現在保有している貯水式水力開発計画リスト、および灌漑マスタープラン (IMP2019) で挙げられている貯水式の多目的ダムに従属する水力発電計画を加えた貯水式水力のリストを表 4.2-1 に整理する。

なお、前節の各水系/流域の項に示したように、既存の流れ込み式計画からの変更も含め、これら地点の他に新たな貯水式水力の開発余地は確認できなかった。

表 4.2-1 貯水式水力開発プロジェクト

No.	Status*	PNO*	Project Name	River System	River Name	Lic. No.	Capacity [MW]	Design Discharge [m³/s]	Dam height [m]	Full Supply Level [EL.m]	Tail Water Level [EL.m]	Gross Storage Volume [M.m³]	Effective Storage Volume [M.m³]	Remarks
1	ACL	ACL-090	Nalsyau Gad Storage HEP	BER	Bheri	962	417	78.4	210	1570	867.6	419.6	296.3	Study on-going under SL (LNO.962)
2	SL	SL-047	Dudhkoshi Storage HEP	SUN	Dudhkoshi	1029	835	242.8	210	636	304.8	1503	1264	Study on-going under SL (LNO.1029)
3	ACL	ACL-007	Adhikhola Storage HEP	KAG	KaliGandaki	821	180	81.4	157	678.7	368.48	336.5	238.7	Applying CL by NEA
4	SL	SL-064	Madi Storage HEP	OTR	Rapti	1084	156	90	-	970	-	-	323	Study on-going under SL (LNO.1084)
5	GON	GON-036	Kokhajor Storage HEP	OTR	Bagmati	-	116	120	-	460	223.65	257.512	166.894	Study on-going by DoED
6	GON	GON-049	Naumure Storage Project	OTR	Rapti	-	220	156.36	169	524	360	1068.85	694.33	Ready for Construction
7	GON	GON-065	Sunkoshi 3	SUN	Sunkoshi	-	536	519.71	-	700	-	1220	555	Study on-going by DoED
8	GON	GON-040	Lower Badigad Storage HEP	KAG	Badigad	-	380.3	232.6	191	-	-	995.9	505.5	Study on-going by DoED
9	ACL	ACL-005	Uttarganga Storage	KAG	Badigad	8704	828	78.71	200	2885	1530	463	427.8	Applying CL by NEA
10	SL	SL-002	Tamor Storage	TMR	Tamor	666	200	259	110	450	352	-	130.34	Study on-going under IBN
11	SL	SL-007	Lower Seti (Tanahu) HEP	TRI	Seti	930	-	-	-	-	-	-	-	Study on-going under SL (LNO.930)
12	GON	GON-054	Sunkoshi 2	SUN	Sunkoshi	-	1116	1065.52	-	575	424.6	4550	2800	Study on-going by DoED
13	GON	GON-035	Khimti Shivalaya Storage HPP	SUN	TamaKoshi	-	396.5	99	231	1920	1675	692	-	Study on-going by DoED
14	GON	GON-003	Budhi Gandaki Storage	TRI	BudhiGandaki	-	1200	672	263	540	323.3	4467	2226	Study on-going by DoED
15	CL	CL-054	Tanahu HEP	TRI	Seti	157	140	128.1	140	415	289.2	295.14	166.82	Under Construction by THL
16	GON	GON-031	Kaligandaki 2 Storage HEP	KAG	KaliGandaki	-	500	355.36	-	360	220	3601.65	1544.76	Study on-going by DoED (considering decreasing 840-->520MM)
17	GON	GON-062	Upper Jhimruk Storage Project	OTR	Rapti	-	-	-	-	-	-	-	-	PreFS by DoED (not attractive)
18	GON	GON-053	SR06 Storage	KAR	SetiWest	-	309	300	162	520	400	548	378	Study on-going under IBN
19	GON	GON-052	Sharada Babai Storage HPP	OTR	Babai	-	-	-	-	-	-	-	-	Study on-going by DoED
20	ACL	ACL-076	Tamakoshi 3 HEP	SUN	TamaKoshi	918	880	304.8	96	940	606.5	157	137	Study on-going by 'BI' under SL (LNO.918), planning as PBOR
21	GON	GON-072	Bheri3 storage (BR3)	BER	Bheri	-	-	-	-	-	-	-	-	to be considered of Bheri-Babai(no.28) and BR4(no.22)
22	ASL	ASL-014	Bheri 4 HEP	BER	Bheri	829	271.4	-	160	725	600	-	-	Study on-going by IPP under SL (LNO.829)
23	GON	GON-032	Kaligandaki Storage HEP	KAG	KaliGandaki	-	844.3	479.88	217	750	-	2043	-	Considering combining with Chera-1
24	SL	ACL-018	Lantang Khola Reservoir HEP	TRI	Trishuli	780	310	26.28	-	-	-	-	-	under study by DoED as multipurpose (520MW)
25	GON	GON-038	Lohare River Storage	KAR	Karnali	-	-	-	-	-	-	-	-	Study on-going by IPP under SL (LNO.780)
26	SL	ACL-081	Begnas Rupa Storage HEP	TRI	Seti	938	150	302	7	-	-	-	-	Based on Desk Study, not feasible
27	ACL	CL-214	Himchuli Dordi HEP	TRI	Marshandi	7467	57	6.62	4	550	352	-	-	Study on-going by NEA under SL(LNO.938)
28	SL	SL-041	Mugu Karnali Storage HEP	KAR	MuguKarnali	1020	1670	654	287	1350	-	5265	4190	Study on-going by IPP
29	GON	GON-018	Bharbung HEP	BER	Bheri	-	470.1	79.24	188	3438	2687	386.3	322.6	Study on-going by DoED
30	GON	GON-002	BheriBabai Diversion Project	BER	Bheri	-	-	-	-	-	-	-	-	Under Construction by DoWRI
31	GON	GON-033	Kankai Multipurpose Project	SUN	Sunkoshi	-	61.2	102	85	195	122.8	1483.97	652.2	Study on-going by DoED
32	GON	GON-064	West Seti	KAR	SetiWest	-	750	327	195	1280	994	1483	843	Study on-going under IBN
33	-	OT-001	Sunkoshi-1 Storage	BER	Bheri	-	1357	-	-	-	-	-	-	Study on-going by DoED
34	-	OT-002	Bagmati Multipurpose	BER	Bheri	-	140	-	-	-	-	-	-	DoWRI
35	-	OT-003	Karnali Diversion	BER	Bheri	-	80	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
36	-	OT-004	Kaligandaki Tinaru Diversion	BER	Bheri	-	101	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
37	-	OT-005	Sunkoshi Marin Diversion	BER	Bheri	-	103	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
38	-	OT-006	Sunkoshi Kamala Diversion	BER	Bheri	-	62	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
39	-	OT-007	Tamor Morang Diversion	BER	Bheri	-	117	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
40	-	OT-008	Kaligandaki Nawalparasi Diversion	BER	Bheri	-	4.1	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
41	-	OT-009	Trishuli Shaktikhor Diversion	BER	Bheri	-	-	-	-	-	-	-	-	DoWRI, IMP2019
42	-	OT-010	Karnali Chisapani	KAR	Karnali	-	10800	-	-	-	-	-	-	No progress. Impact to protected area
43	-	OT-011	Pancheswor Multipurpose	MAH	Mahakali	-	6480	-	-	-	-	-	-	Indo-Nepal
44	-	OT-012	Rupaligad Regulating	MAH	Mahakali	-	240	-	-	-	-	-	-	Indo-Nepal
45	-	OT-013	Sapta Kosi Multipurpose	SUN	SaptaKosi	-	3489	-	-	-	-	-	-	Indo-Nepal

*PNO : Project No. including its status; CL : Construction License, ACL : Applying CL, GON : Government Reserved, PS : Operating, MS : Multi-purposes STO project

**River system; KAR: Karnali, BER: Bheri, KAG: KaliGandaki, TRI: Trishuli, SUN: Sunkoshi, ARN: Arun, TMR: Tamor, MAH: Mahakali, OTR: Others : Cancelled

出典 : JICA 調査団作成

4.2.2 水系一貫開発に係る考察

本節では整理した各水系／河川毎の計画を考慮した有効な開発すなわち水系一貫開発の観点から考察する。前節の整理を基に、表 4.2-2 に整理する。また、水系一貫開発の観点から、具体的な案件の検討の際の留意点を以下に記載する。

まず、「1. Project Progress」に事業進捗状況（Study：調査段階、Construction：建設段階）の概ねの現状を示す。ここで“Construction”段階にある水系／河川は、計画見直しの余地は小さい一方、“Study”段階はその余地がある。

また、「2. Issues on Cascade Operation」に、カスケード運用に関する課題点（to be confirmed：課題あり、few：課題少ない）を示す。ここで“to be confirmed”に該当する水系については、MoEWRI が開発に進む際にはカスケード運用の観点から流量関係の確認が望ましい。

さらに、各水系について計画変更の余地及びカスケード運用の観点における課題を整理した上で、「3. Rooms for Review Study on Integrated River System Development」に、水系一貫開発に関し、再検討が推奨される (Recommended)、大幅な計画変更の余地及び必要性は明確でないが可能性はある (Possible)、余地が小さい (Small)、そして IMP2019 の計画に大きく左右されるもの (Confirmation of IMP2019) の 4 分類で整理した。

これより、今後、水系一貫開発を行っていくに際しては、まずは、IMP2019 の多目的事業の水運用・レイアウトを含めた計画情報を収集することが求められる。また、水系一貫開発に係る最適運用へ向けた検討としては、Karnali 川水系 (特に Karnali 川本川)、Bheri 川水系、と支川 Badigad 川を含む Kaligandaki 川下流において特に再検討の余地がある。なお、Kaligandaki 川下流は、SunKoshi/DudhKoshi 川、Babai 川、Rapti 川、Bagmati 川同様、IMP2019 に大きく影響を受けるため、将来の検討においてはこれらの計画も留意する。

表 4.2-2 水系毎の事業進捗、水系一貫開発に係る課題有無と再検討余地

River System	River	Number of STO projects (tributary)	1. Project Progress	2. Issues on Cascade Operation	3. Rooms for Review Study on Integrated River System Development
Karnali	Karnali	1	Study	to be confirmed	Recommended
	SetiWest	2	Study	few	Possible
	Tila	-	Construction	few	Small
	HumlaKarnali	-	Study	few	Possible
Bheri	Bheri	2 + 1 (Lohare)	Study	to be confirmed	Recommended
	SanoBheri	1	Study	to be confirmed	Recommended
Kaligandaki	KaliGandaki	2 + 1 (Andhikhola)	US*: Construction DS*: Study	US*: to be confirmed DS*: to be confirmed	US*: small DS*: Confirmation of IMP2019
	Badigad	2	Study	to be confirmed	Recommended
	Modi	-	Construction	few	Small
	Myagdi	-	Construction	few	Small
Trishuli	Trishuli	0 + 1 (Lantang)	Construction	to be confirmed	Small
	Seti	2 + 1 (Begnas Rupa)	Construction/Study	to be confirmed	Possible
	Marsyangdi	-	Construction	to be confirmed	Small
	BudhiGandaki	1	Study	few	Small
Sun Koshi	SunKoshi	3	Study	to be confirmed	Confirmation of IMP2019
	BhoteKoshi	-	Construction	to be confirmed	Small
	DudhKoshi	1	Study/Construction	to be confirmed	Confirmation of IMP2019
	Likhu	-	Construction	to be confirmed	Small
	TamaKoshi/Khimiti	2 + 1 (Khimiti)	Study/Construction	few	Small
	Balephi	-	Construction	few	Small
Arun	Arun	-	Study/Construction	few	Small
Tamor	Tamor	1	Study/Construction	few	Small
Mahakari	Chamaliya	-	Study/Construction	few	Small
Others	Babai	2	Study/Construction	few	Confirmation of IMP2019
	Rapti	2 + 1 (Jhimruk)	Study	few	Confirmation of IMP2019
	Bagmati	0 + 1 (Kokhajor)	Study	few	Confirmation of IMP2019

* US: Upstream of the river, DS: Downstream of the river

<1. Project Progress >

If many of projects are under construction, there are few rooms revising the plan/design. On the other hand, if under study stage, there will be rooms for reviewing the projects

<2. Issues on Cascade Operation>

If many issues to be found (to be confirmed), it will be necessary to review some of projects when MoEWRI proceed development.

<3. Rooms for Review Study on Integrated River System Development>

Recommended: Reviewing study is recommended. / Possible: there are rooms for review / small: The rooms for reviewing study are small / Confirmation of IMP2019: it depends on IMP2019

出典：JICA 調査団作成

4.3 電源開発計画における水力開発計画

4.3.1 開発容量の検討

開発容量について DoED 事業リストの進捗状況に基づいて a) Operation、b) Construction (Construction License、Application for Construction License)、c) Survey (Survey License、Application for Survey License)、d) GoN に分類して設備出力を計上する。表 4.3-1 に各進捗段階における水力の地点数および開発容量を示す。

表 4.3-1 各進捗段階における水力の地点数および開発容量

Category	DoED Status	Subtotal		Total	
		Site	Installed Capacity (MW)	Site	Installed Capacity (MW)
a) Operation	(1)Existing Power Plants	109	1,210.5	109	1,210.5
b) Construction	(2)Construction License	241	8,335.5	269	10,752.3
	(3)Application for Construction License	28	2,416.8		
c) Survey	(4)Survey License	262	16,189.4	276	16,448.7
	(5)Application for Survey License	14	259.4		
d) GoN	(6)GoN Reserved Projects	175	11,658.7	175	11,658.7
		Total		829	40,070.2
		Peak Demand in 2040 (MW)		11,510	

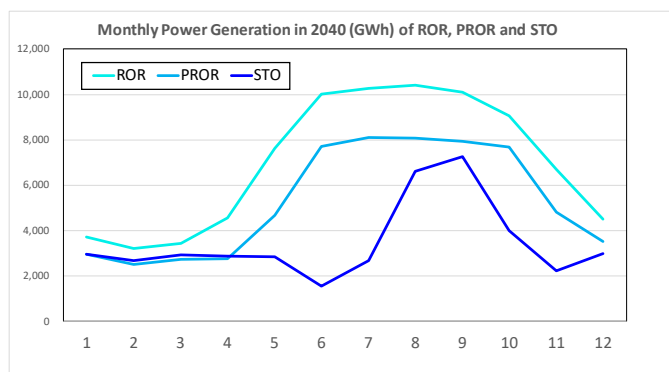
出典： JICA 調査団作成

2040 年の最大電力需要は 11,510MW であり、単純な出力だけで見れば a) Operation + b) Construction の 11,962.8MW で需要を上回っている。ただし、これらの最大電力需要を満たすかどうかは最大電力需要時に水力の季節変動および渇水時の出力低下を含めて、系統全体で供給可能かを確認する必要がある。

一般的に水力中心の電源構成では乾期の出力低下を補う分、最大需要に対して開発容量が大きくなる傾向にあり、適切な容量を検討する必要がある。ネパールにおいては国内向けの需要に加えて、電力輸出の観点からも開発容量を検討することが重要となる。

4.3.2 計画地点における月間発電電力量の想定

本調査で構築した水力開発データベースでは ROR : 237 地点、PROR : 32 地点、STO16 地点における月間発電電力量 (GWh) の発電計画情報を収集した。DoED 事業リストに計上された地点における ROR、PROR、STO の月間発電電力量 (GWh) を算出する。情報収集済の地点はそれらの値を採用する。情報がない地点は NEA の既設発電所の稼働実績、既往 F/S の想定値などを基に、ROR、PROR、STO の運転条件をパターン化して月間発電電力量を推定する。こうして得られた DoED 事業リスト計画地点の月間発電電力量 (GWh) を図 4.3-1 に示す。



Type	Nos.	Capacity (MW)	Annual Power Generation (GWh)
ROR	737	14,869	83,633
PROR	65	12,831	63,494
STO	35	12,370	41,638
Total	837	40,070	188,765

出典：JICA 調査団作成

図 4.3-1 DoED 事業リスト計画地点における ROR、PROR、STO の月間発電電力量

DoED 事業リストにおいては現在調査中または計画中のプロジェクトを中心に多くの PROR、STO プロジェクトの開発が想定されている。これらの地点の月間発電電力量を算出すると、水力の発電量が低下する 2 月においても ROR が 38.3%、出力調整が可能な PROR が 29.8%、STO が 31.9%を占めており、系統運用上においても十分な調整能力を確保可能である。

一方で、月間発電電力量という観点では最も発電量の多い 8 月に対して 2 月は 32.6%に留まっている。このため、こうした貯水池式水力の活用を以てしても、雨期と乾期には依然として発電電力量の季節差がある点、認識する必要がある。

今後は貯水池式の活用、各水系におけるカスケード運用の促進などで、これらの季節較差の縮小が重要となる。一方で、こうした較差自体は水力の電源特性に由来するものであり、完全な解消は現実的ではない。従って、電源開発計画を検討するに当たってはこれらの水力の季節較差を受容した上で計画を策定する必要がある。

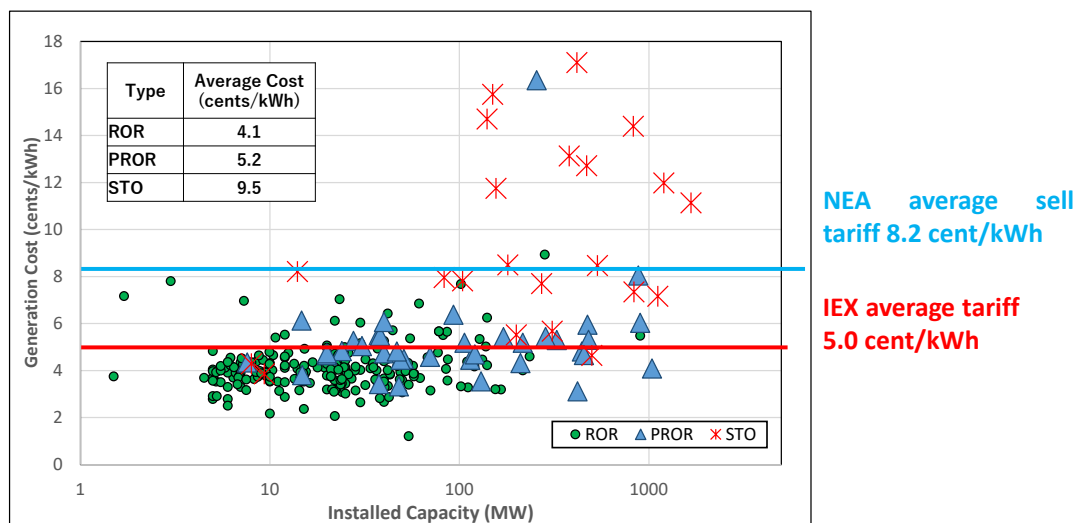
また、水力は季節別の変動に加えて、年単位の豊水、渇水によって出力、発電量は大きく変化する。電源開発計画の観点からは供給信頼度を低下させる渇水年の考慮が重要であり、水力主体の電源構成であるネパールにおいては渇水年においても安定して電力を供給できる開発容量を設定する必要がある。本調査では過去 12 年間 (FY2067/2068:2011 年～FY2078/79:2022 年) の NEA Annual Report に記載された NEA 所有の各発電所における年間発電電力量の設計値と実績を整理した結果、渇水年では約 20%発電量が低下することを確認した。電源開発計画においてもこれらの渇水年の影響についても考慮する。

4.3.3 発電原価に係る考察

本節では DoED 事業リストの発電原価を算出して国内供給および電力輸出の実現性について考察する。発電原価の経済性に係る評価手法として、国際エネルギー機関（IEA : International Energy Agency）の均等化発電原価（LCOE : Levelised Cost of Electricity）を採用する。これは設備投資費用（USD/kW）、維持管理費（USD/kW-year）、設備稼働率（%）を基に発電原価（cents/kWh）を推定するもので、各電源の評価手法として広く用いられている。一方で、各電源の有する kW 価値やアンシラリーサービスなどの調整力は反映されず、単純な kWh 価値の評価のため、相対的に PROR、STO が不利になる点は留意する。

計算の結果、ROR（187 地点）の平均 LCOE として 4.0 cents/kWh、PROR（25 地点）で 5.0 cents/kWh、STO（16 地点）で 9.2 cents/kWh が得られた。

DoED 事業リスト計画地点の LCOE と設備出力に係る散布図と、2021 年の NEA 国内需要家向け卸売価格 8.2 cents/kWh とインドエネルギー取引所⁴⁹（IEX : Indian Energy Exchange Limited）の 2021 年平均卸売価格 5.0 cents を整理したものを図 4.3-2 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 4.3-2 DoED 事業リスト計画地点の LCOE と設備出力に係る散布図

図から示される通り、現在 DoED 事業リストで計画されているほとんどの地点において、IEX の卸売価格を下回っている。既に 2022 年から IEX 向けの卸売も開始しており、送電託送料金などの諸経費についても考慮する必要があるが、新規水力の IEX への卸売の可能性はあると想定される。また、これを上回る場合であっても NEA の 2021 年の需要家向け卸売価格を

⁴⁹ IEX についての詳細は、第 5.1.2 項で記載

上回る地点は PROR および STO がほとんどであり、kW 価値やアンシラリーサービスなどの調整力も評価する必要がある。

水力開発を進める場合は国内向け需要に加えて、インド、バングラデシュなどの隣国への電力輸出についても考慮する必要がある。特に、日、年間を通じた調整能力向上のような水力発電としての価値を最大化し、卸売の経済性を高める施策も重要になると想定される。

なお、2023 年における NEA 国内需要家向け卸売価格は 7.36 cents/kWh (9.52 NRp/kWh)、インド電力市場 IEX の平均卸売価格は 6.64 cents/kWh (8.86NRp/kWh) となっており、IEX の価格は上昇傾向にある (1USD=130NRp 換算)。他方、近年のインフレ傾向を受けて発電コストも 2021 年から上昇傾向にある。仮に、2021 年～2023 年のインフレ率を 25%とした場合、各電源の LCOE は ROR で 5.0 cents/kWh、PROR で 6.25 cents/kWh、STO で 11.5 cents/kWh となり、全体の論旨に大きな影響はない点、留意する。

第5章 電力融通

ネパールは将来の水力開発により余剰電力が増加し電力輸出を推進する見込みである。そのため、ネパールの将来の電力システムの開発においては、雨期の電力輸出を中心とした電力融通を円滑に実施することが極めて重要となる。一方で、現状はネパール電力公社 NEA が国内の発電事業者から電力を全て買い取るシングルバイヤーとなっており、電力融通におけるリスクを全て NEA が抱える構造となっている。現状の仕組みを維持した場合、大量の余剰電力を引き取る一方、発電事業者への支払いリスクを負うことになる。本章では、近隣諸国との電力融通の現状と近隣諸国の将来の電力需給見通しを確認する。

5.1 ネパールの電力取引の現状

5.1.1 国際連系線と輸出発電所

(1) 国際連系線の状況と開発計画

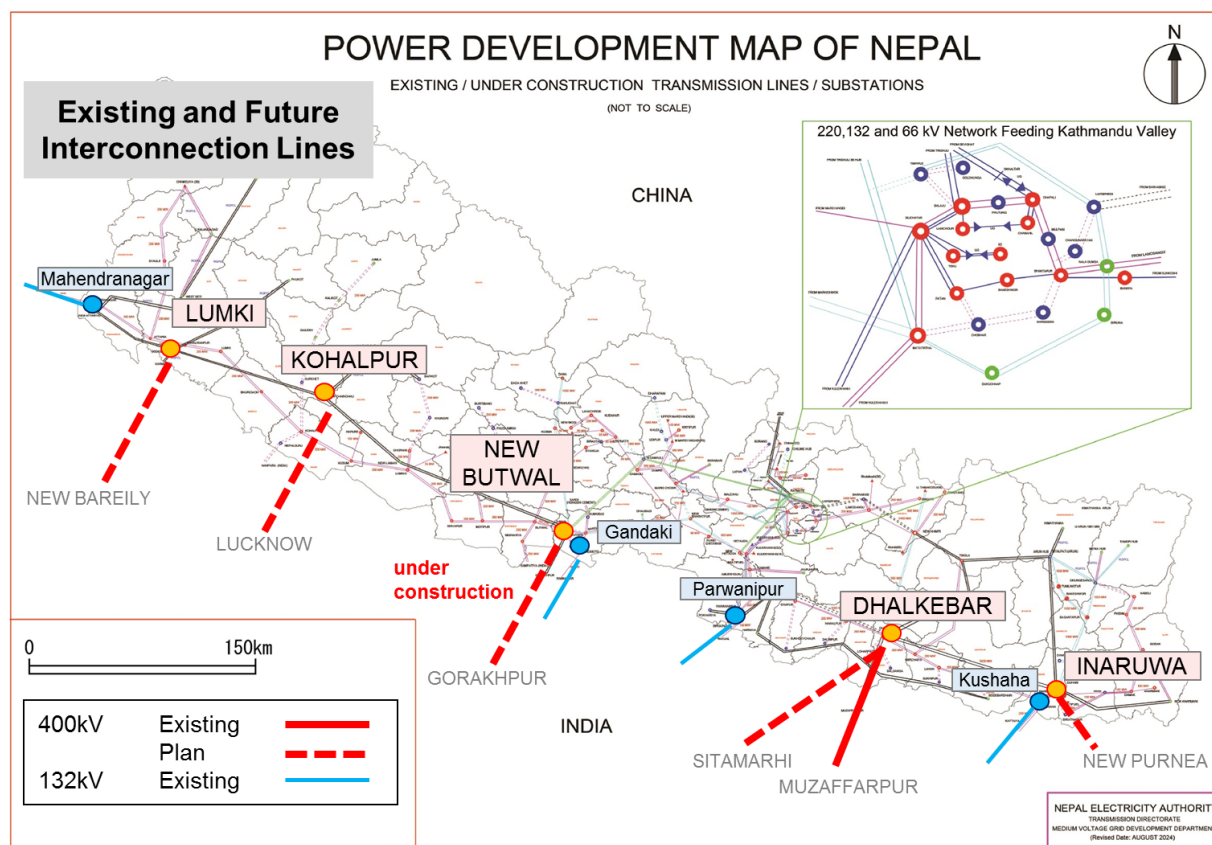
現在、ネパールとインドによる電力融通は、超高压送電である 400kV Dhalkebar – Muzaffarpur 連系線を始め、132kV・33kV の国際連系線で運用されている。なお、400kV Dhalkebar – Muzaffarpur 連系線は 2018 年に 220kV 連系線として運用が開始され、2020 年に 400kV に昇圧されている。表 5.1-1 にこれらの既存国際連系線と今後開発予定の国際連系線の一覧、図 5.1-1 に 400kV および 132kV 国際連系線を示す。

表 5.1-1 ネパールとインド間の既存及び開発予定の国際連系線(400kV、132kV、33k V)

Voltage (kV)	Cross Border Points / Lines	Trade type	Operation year	Length(km) (Nepal side)	Length(km) (India side)	Import volume (GWh)*4	Export volume (GWh)*4	Capacity (MW)
AC 33*2	Siraha - Jaynagar	PEC mechanism	Under operation	-		42.6	0.0	-
	Birgunj - Raxaul							
	Sursant (Jaleshwar) -Sitamadi							
	Biratnagar - Kataiya							
	Nepalgunj-Nanpara							
AC 132	Kushaha - Kataiya	PEC mechanism and IEX	Under operation	13	13*3	116.6	1.5	200
	Parwanipur - Raxaul			16	3*3	128.1	19.5	100
	Gandaki - Ramnagar			-		120.4	11.3	100
	Mahendranagar - Tanakpur	G to G trade and IEX		12	4	329.1	0.0	100
AC 400	Dhalkebar - Muzaffarpur	G to G trade and IEX	2020	78	62	806.4	0.1	1250
	New Butwal - Gorakhpur	-	Under construction	15	120	-		2500
	Lumki - Bareily	-	2030	42	161	-		3000
	Inaruwa - Purnea	-	2030	49	59	-		1800
	Dhalkebar-Sitamarhi	-	2035	-		-		-
	Kohalpur-Lucknow	-	2040	-		-		-
	Kohalpur-Lucknow	-	2040	-		-		-

*1 未入手データは“-”記載、*2 現在はほぼ使われていない、*3 地図上からの計測値 *4 FY2021/2022 実績、*5 FY2020/2021 実績

出典：Annual report 2021/2022, Nepal Electricity Authority / JICA 調査団による聞き取り結果
/ BBIN 各国の電力連結性強化に係る情報収集・確認調査（インテリムレポート）



出典：A year Book-Fiscal Year 2022/2023, Transmission/Project Management Directorate, NEA

図 5.1-1 ネパールとインド間の国際連系線

将来、2040 年に向けて 5 本の 400kV 国際連系線が計画されている。特に、2025 年の至近で
運開予定である「Gorakhpur - New Butwal 国際連系線」については、2022 年初頭にインドー
ネパール間で高官級の会合が開かれ、新会社を設立し建設開始することに合意した。

2030 年にかけての新規国際連系線では西部の Karnali 水系の電力を送電する Lumki (Dodohara)
- Bareily 連系線、Arun 水系、Tamor 水系の電力を送電する Inaruwa - Purnea 連系線、Dhalkebar-
Sitamarhi 連系線が挙げられる。

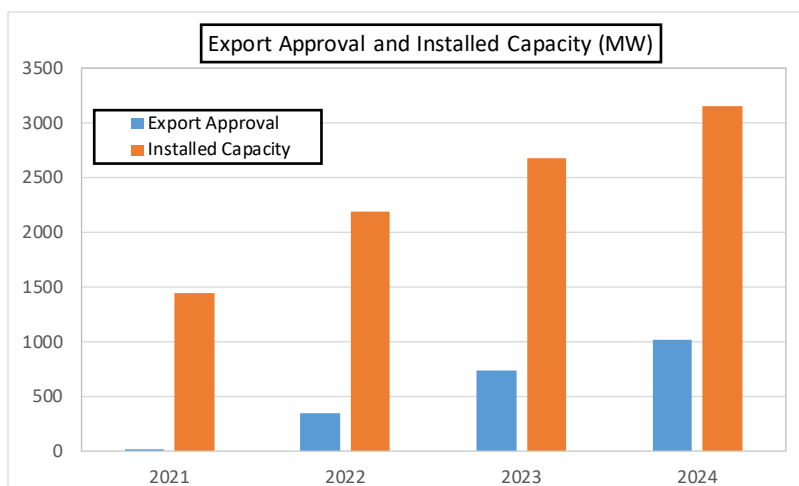
(2) 電力輸出向けの水力発電所

インドへの電力輸出は後述する通り、発電所単位の輸出許可が必要であり、2021 年に Devighat
水力発電所 (14.6MW) と Chilime 水力発電所 (21.4MW) の計 36MW から開始している。2024
年 10 月時点の輸出向け水力発電所リストと各年の輸出許可量をそれぞれ表 5.1-2 と図 5.1-2
に示す。

表 5.1-2 2024 年 10 月時点の輸出向け水力発電所リスト

Starting Year of Export	Time Period for Export	Project Name	Capacity (MW)	Duration	Remarks
2021	All Time	Devighat Hydropower Project	14.6	Annual Update to IEX	
2022		Kaligandaki 'A' Hydropower Project	140.0		
2022		Likhu IV Hydropower Project	51.0		
2022		Marsyangdi Hydropower Project	67.0		
2022		Middle Marsyangdi Hydropower Project	68.0		
2023		Kabeli B-1 Hydro Power Project	24.3		
2023		Lower Modi Hydro Power Project	19.4		
2023		Solu Hydropower Project	22.8		
2023		Upper Balephi A	34.9		
2023		Upper Chameliya	37.3		
2023		Upper Dordi A	24.3		
2023		Upper Kalangagad Hydro Power Project	32.7		
2024		Dordi 1	11.6		
2024		Down Puluwa	10.0		
2024		Dudhkunda	11.6		
2024		Gandak	14.6		
2024		Mathilo Solu	19.2		
2024		Maya Khola	14.5		
2024		Modi	14.4		
2024		Tallo Khare	10.7		
2024		Uppalo Khimti	11.6		
2024		Upper Khimti II	6.8		
2023	June to October	Dordi Khola	26.2	5 years (2023 - 2027)	Converted from IEX to Haryana Discom
2023		Solu Khola (Dudhkoshi) Hydro Power Project	83.4		Converted from IEX to Haryana Discom
2023		Mistri Khola	40.7		to Haryana Dicom
2023		Super Madi	42.7		to Haryana Dicom
2023		Upper Chaku'A'	7.0		to Haryana Dicom
2024		Likhu 1	75.0		to Haryana Dicom
2024	June to November	Likhu 2	50.9	5 years (2024 - 2028)	to Haryana Dicom
2024		Chilime Hydropower Project	21.4		Started with IEX in 2021 and converted to Bangladesh trade in 2024
2024		Trishuli Hydropower Project	23.3		Started with IEX in 2023 and converted to Bangladesh trade in 2024
Total			1,031.9		

出典：CEA 資料から JICA 調査団作成



出典：NEA 資料から JICA 調査団作成

図 5.1-2 2021 年～2024 年のインドへの輸出許可取得容量とネパールの発電所設備容量

インドへの電力輸出の許可が下りた水力発電所容量は 2021 年から著しく拡大しており、2022 年に 362MW、2023 年に 758MW、2024 年に 1,032MW と、300MW/年以上の伸びを示している。

電力輸出の承認取得容量は年々増加しており、各発電所の協定先も頻繁に更新されている。例えば、バングラデシュへの電力輸出開始に伴い、Chilime 水力、Trishuli 水力の卸売先が IEX からバングラデシュに変更されるなど状況変化が激しい。本表は 2024 年 10 月時点の資料である旨、留意する。

電力輸出に関する合意とその取引形態を表 5.1-3 に、その詳細として各取引と関連する国際連系線及び輸出用水力発電所を表 5.1-4 に記載する。2024 年 10 月現在では、インドへの電力輸出が認可された発電所の容量は約 1,000MW となっている。将来の電力輸出についてネパールとインド間で 2035 年までに最大 10,000MW の取引を行うことを 2024 年 1 月に合意しており、現状の取引量はこの合意における取引総量の約 10%相当となっている。

表 5.1-3 電力輸出に関する合意と取引形態

Country	Date	Agreement		Trade Type
		Content	Capacity	
India	1992	PEC mechanism により電力の取引を行うもの。過去から主に輸入に使用されている。価格や取引量については、毎年決定される。	-	PEC Mechanism
	2014 October	25 年間にわたり、ネパール-インド間で電力取引を行うことを取り決める契約。25 年が経過したのちは、双方から異議がなければ、10 年毎に契約が自動更新される。	-	G to G Trade
	2021 October	2021 年 10 月に IEX を通じた電力輸出が認可された。輸出用の発電所リストについては毎年更新される。	36.0MW (2021 年) 362.0MW (2022 年) 557.7MW (2023 年) 661.3MW (2024 年)	IEX
	2023 September	2023 年から 5 年間、ネパールの雨季にあたる 6 月 1 日から 10 月 31 日の間、インド Haryana 州へ輸出する。	109.6MW (2023 年) 325.9MW (2024 年)	G to G Trade Haryana Discom
Bangladesh	2024 October	2024 年から 5 年間、ネパールの雨季にあたる 6 月 15 日から 11 月 15 日の間、40MW をインド経由でバングラデシュへ輸出する。	40.0MW	G to G Trade Bangladesh

出典：CEA 及び NEA 資料から JICA 調査団作成

表 5.1-4 電力輸出に関する取引と関連する国際連系統線(400, 132kV)及び輸出水力発電所

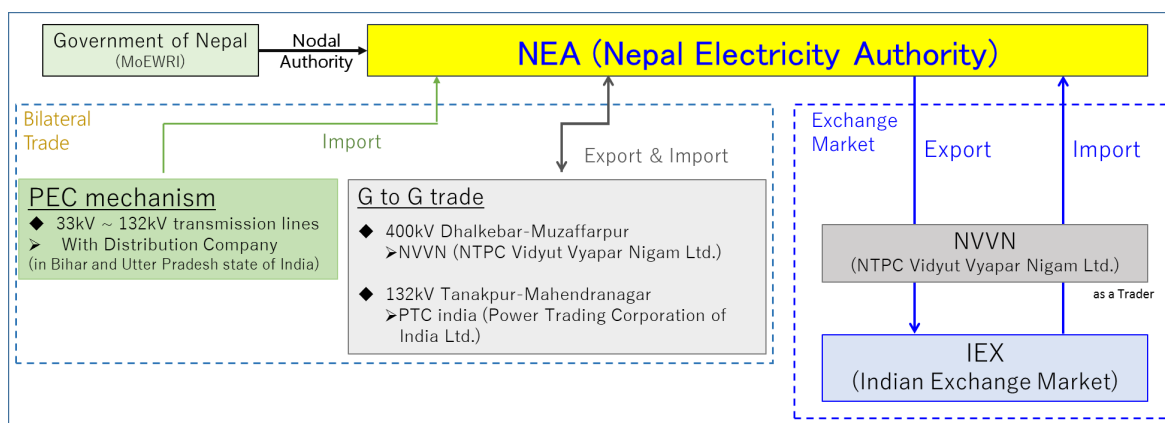
Country/Trade			2021	2022	2023	2024
India	IEX	TL	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur 132kV Kushaha - Kataiya 132kV Parwanipur - Raxaul 132kV Gandaki Ramnagar 132kV Mahendranagar - Tanakpur
		HPP (MW)	Chilime 21.4 Devighat 14.6	Chilime 21.4 Devighat 14.6 Kaligandaki 'A' 140.0 Likhu IV 51.0 Marsyangdi 67.0 Middle Marsyangdi 68.0	Chilime 21.4 Devighat 14.6 Kaligandaki 'A' 140.0 Likhu IV 51.0 Marsyangdi 67.0 Middle Marsyangdi 68.0 Kabeli B-1 24.2 Lower Modi 19.4 Solu 22.8 Upper Balephi A 34.9 Upper Chameliya 37.3 Upper Dordi A 24.2 Upper Kalangagad 32.7	Devighat 14.6 Kaligandaki 'A' 140.0 Likhu IV 51.0 Marsyangdi 67.0 Middle Marsyangdi 68.0 Kabeli B-1 24.2 Lower Modi 19.4 Solu 22.8 Upper Balephi A 34.9 Upper Chameliya 37.3 Upper Dordi A 24.2 Upper Kalangagad 32.7 Dordi 1 11.6 Down Piluwa 9.9 Dudhkunda 11.6 Gandak 14.6 Mathilo Solu 19.2 Maya Khola 14.4 Modi 14.4 Tallo Khare 10.6 Uppalo Khimti 11.6 Upper Khimti II 6.8
			Subtotal 36.0	362.0	557.7	661.3
	G to G Trade Haryana Discom	TL			400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur
		HPP (MW)			Dordi Khola 26.1 Solu Khola (Dudhkoshi) 83.4	Dordi Khola 26.1 Solu Khola (Dudhkosh) 83.4 Mistri Khola 40.7 Super Madi 42.6 Upper Chaku'A' 6.9 Likhu 1 75.0 Likhu 2 50.8
			Subtotal		109.6	325.9
	Bangladesh/ G to G Trade	TL				400kV Dhalkebar - Muzaffarpur
		HPP (MW)				Chilime 21.4 Trishuli 23.2
			Subtotal			40.0
Total	TL		400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur	400kV Dhalkebar - Muzaffarpur 132kV Kushaha - Kataiya 132kV Parwanipur - Raxaul 132kV Gandaki Ramnagar 132kV Mahendranagar - Tanakpur
		HPP (MW)	36.0	362.0	667.3	1,027.2

出典：CEA 及び NEA 資料から JICA 調査団作成

5.1.2 電力取引の仕組み

ネパールの電力取引実績は、ほとんどがインドとの取引であり、バングラデシュとの取引については、2024 年 11 月 15 日の 1 日のみである。そのため、本節では、インドとの現在の電力取引の仕組みについて詳細に記載する。

国際電力取引は、ネパール政府（GoN : Government of Nepal）から Nodal Authority⁵⁰の指定を受けている NEA がインドとの取引を実施する。ネパールとインドとの電力取引は、大きく 2 つの取引方法に分けられる。一つは、相対方式で、両国政府間の合意に基づく取引であり、相対取引は、インドの配電会社との取引である PEC（Power Exchange Committee） mechanism と 2018 年に策定された「Guidelines for Import Export Cross Border of Electricity 2018 India」の下に取り決められている G to G Trade がある。もう一方は、インドエネルギー取引所 IEX を介した電力取引である。これらを図示したものを図 5.1-3 に示す。



出典：各種聞き取りから JICA 調査団作成

図 5.1-3 ネパールとインド間の電力取引スキーム

インド国内へ輸出する発電所については、取引の形態によらず、全ての発電所がインド政府の認可を得る必要がある。審査は CEA によって Guidelines for Import Export Cross Border of Electricity 2018 India⁵⁰ 及び Procedure for Approval and Facilitating Import/Export (Cross Border) of Electricity by the Designated Authority に基づいて実施される。

IEX で取引を行う発電所については、毎年 NEA が申請を行い、審査結果に基づきリストが更新されている。相対取引については、契約開始時にインドからの認可を得れば、相対取引の契約期間においては毎年の認可の更新は不要である。また、電力輸出が可能な季節について、IEX を通じた電力輸出の認可を受けている発電所は 1 年を通して輸出可能となっているが、Haryana 州配電会社、バングラデシュ向け発電所は雨期のみ輸出可能と設定されている。

なお、バングラデシュとの 3 カ国連系の取引は G to G trade となっているが、将来的な追加取引の仕組みは決まっていない。NEA からはインドとの取引拡大の経緯などを踏まえて、まずは G to G trade を拡大していくことになるとのコメントが得られている。また、中国と

⁵⁰ ネパール政府が、他国との電力の輸出入の許可を与えた機関を指す。NEA のみが本機関に認定されている。

の取引も具体化はしていないが、バングラデシュ同様に、G to G trade を基本として取引が開始されると想定される。

各取引について、主な情報を以下にまとめる。

(1) 相対取引

1) PEC mechanism

PEC mechanism はネパールとインド間の電力取引の仕組みの一つである。年に 1 回、ネパールとインド政府の関係者による会議が開催され、その中で取引電力量やタリフについて議論される。この mechanism は、現在、インドとの 400kV 連系点以外の遠隔地にあるエリアでの電力取引に適用されている。

2) G to G Trade

G to G Trade は、ネパール・インド両国間で合意した取引量内で電力の取引を行うものであり、2 本の連系線にて実施されている（400kV Dhalkebar – Muzaffarpur、132kV Tanakpur – Mahendranagar）。これまでネパールの電力不足を補うため、インドからの輸入に適用されてきた。その中で、「400kV Dhalkebar – Muzaffarpur 連系線」については、インド国営電力公社⁵¹（NVVN : NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd.）を介した取引となっている。

「132kV Tanakpur – Mahendranagar」は、インドの送電事業会社⁵²（PTC : Power Transmission Company Limited）を介した取引となっており、現在の取引容量は 75MW である。年に一度、毎月の取引容量を決めている。NVVN 社と PTC 社は共にインド政府に認められた取引企業であるが、NVVN 社はトレーダーと Nodal Agency の両方の権利を保有、PTC 社はトレーダーのみの権利を保有している違いがある。Nodal Agency のみが決済に関わることが可能であるため、PTC 社は決済に関与せず、契約履行不足等が発生した場合、違約金等の処理は NVVN 社を通じて処理することとなる。

(2) IEX

インドにおける電力市場については、IEX・HPX⁵³ India・PXIL⁵⁴の 3 つがある。その中で、現在 NEA が取引に使用しているのは IEX である。

⁵¹ NVVN は、国内の電力取引を拡大するために、2002 年に設立された。また、NVVN は、インド国内に加えてバングラデシュ、ブータン、ネパールとの国境を越えた電力取引の中心機関として指定されている。

⁵² PTC は、経済効率と供給の安全性を実現し、国内の電力取引を拡大す目的で 1999 年に設立された。また、インド国内および南アジアでの電力市場の発展に向けた役割を担っている。

⁵³ Hindustan Power Exchange

⁵⁴ Power Exchange India Limited

NEA は 2021 年 10 月、インド国外からの初めての市場参加者として IEX に参画しており、Kaligandaki-A 水力発電所や Marsyangdi 水力発電所から発電された電力をインドへ輸出している。許可された取引量については表 5.1-2 に示す通り、電源の開発状況やインド国内の需給状況に応じて頻繁に更新されており、現時点ではインドへの輸出はインドへの輸出は 661MW、インドからの輸入は 0MW と設定されており、IEX を通じた電力輸入は出来ない状況となっている（2024 年現在）。

また、インドからの電力輸入については、相対取引により実施している。一方で、ネパールとインドは交流送電線で系統連系しているため、ネパール国内の需要に対して供給が不足している場合は意図せず輸入することになり、インバランス料金制度（DSM：Deviation Settlement Mechanism）により精算を行っている。（DSM の詳細については後述）

将来的な取引上限量の増加についてはインド政府と調整している。一方、短期的な取引量については、インドからの申し入れにより見直しが行われるなど、安定した見通しを立てるのが困難となっている。

IEX の取引には代表的な電力取引市場として、「Day-Ahead Market（翌日分の電力取引を行う市場）」「Term Ahead Market（90 日先までの電力取引を行う市場）」「Real Time Market（当日分の電力取引を行う市場）」がある。また、太陽光や風力等の再エネに特化した Green Market もある。なお、最も取引量が多いのは Day-Ahead Market となる。各市場における取引期間及び対象となる電源について表 5.1-5 にまとめる。

表 5.1-5 市場毎の取引期間及び対象電源

市場	取引期間	対象電源
Day-Ahead	翌日分	全ての電源
Real Time	当日分	
Term Ahead	90 日先まで	
Green Day-Ahead	翌日分	再生可能エネルギー ⁵⁵
Green Term Ahead	90 日先まで	

出典：JICA 調査団作成

表 5.1-5 記載の通り、IEX には主に 5 つの市場がある。その中でも取引量の多い、Day-Ahead Market と Green Day-Ahead Market の取引実績について記載する。

⁵⁵ ここでいう再生可能エネルギーとは、太陽光発電・風力発電・バイオマス発電・水力発電を指す。

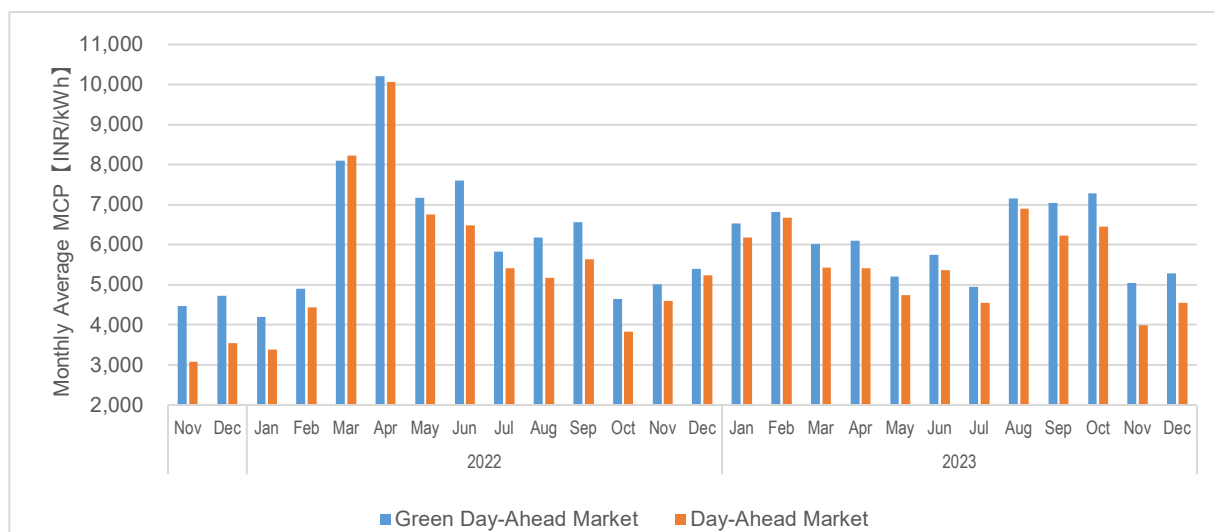
1) Day-Ahead Market

IEX でメインの市場となっているのが、Day-Ahead Market である。仕組みとしては、基本的に日本卸電力市場とほぼ同じである。

2) Green Day-Ahead Market

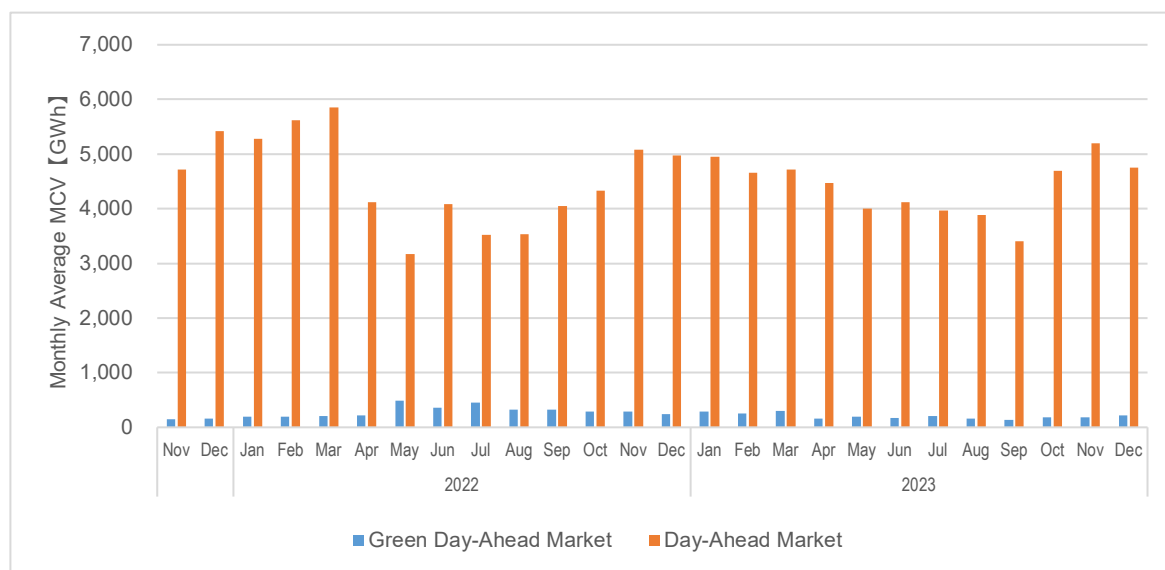
IEX で再エネ取引のメインの市場となっているのが Green Day-Ahead Market であり、2021 年 10 月から運用が始まっている。世界的な脱炭素達成の潮流の中、インド国内でも温室効果ガス削減に向けた計画を策定しており、再生可能エネルギー導入促進施策として、配電事業者に一定割合の再生可能エネルギーの調達を義務付けている。そのため、配電事業者の再生可能エネルギーの調達手段として、今後 Green Day-Ahead Market での取引量増大が期待できる。Green Day-Ahead Market での取引が開始された 2021 年 11 月から 2023 年 12 月までの取引実績の内、約定価格と約定量を Day-Ahead Market の取引実績と比較した結果を図 5.1-4 と図 5.1-5 に示す。

2021 年 11 月～2023 年 12 月までの期間で Green Day-Ahead Market で取引された電力量は通常の Day-Ahead Market で取引された量の 5%程度であった。一方で価格については、10%程度高値で取引されている。



出典：IEX HP から JICA 調査団作成

図 5.1-4 Day-Ahead Market と Green Day-Ahead Market における月ごとの約定価格の推移 (INR/kWh)



出典：IEX HP から JICA 調査団作成

図 5.1-5 Day-Ahead Market と Green Day-Ahead Market における月ごとの取引量の推移 (GWh)

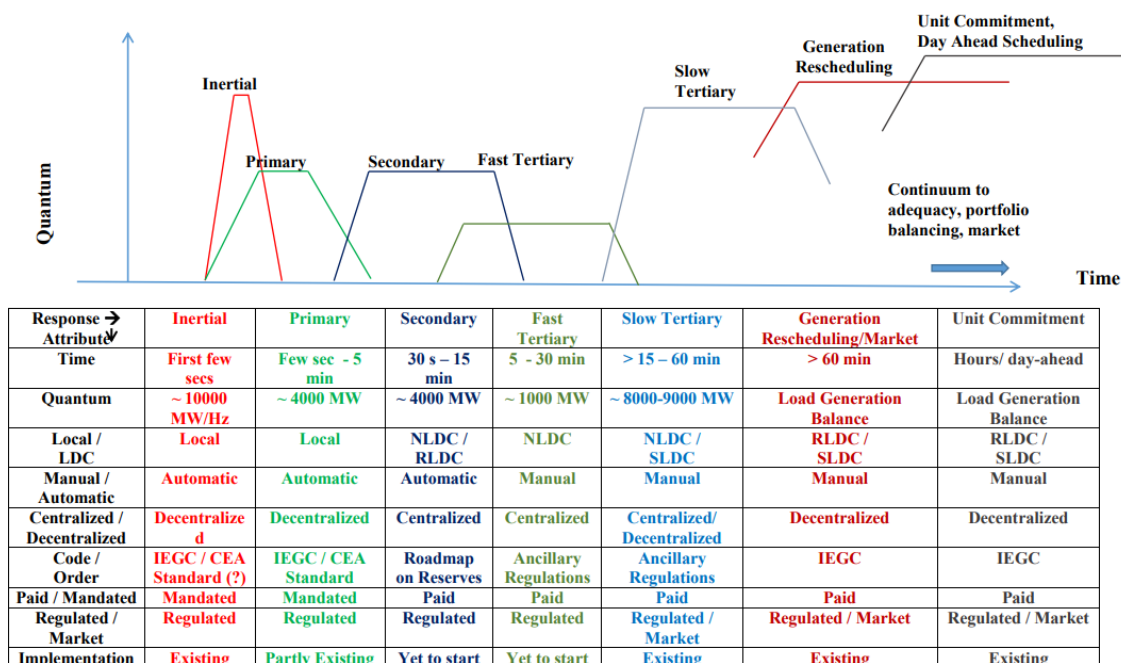
(3) インバランス料金制度 (DSM : Deviation Settlement Mechanism)

DSM とは、電力市場において約定量と実際の取引量が一致しない場合に、正規の約定価格から追加支払いが課せられる料金制度である。

DSM は、CERC が所管するインド全土対象および各州の規制機関である州電力規制委員会 (SERC : State Electricity Regulatory Commission) が所管する州内対象の料金制度がある。CERC 所管の DSM 制度は、州間の取引および国境を跨いで電力取引を行う発電事業者及び配電事業者が適用対象となる。一方、SERC が所管する DSM 制度は州内で供給する発電事業者及び配電事業者が適用対象となる。したがって、ネパールからの電力輸出は CERC 所管の DSM 制度が適用される。

(4) 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

2021 年 4 月より日本国においても需給調整市場 (アンシラリーマーケット) が開場されたが、インドにおいても、需給調整市場の準備を進めている。図 5.1-6 がインドにおける需給調整市場設計の概略図である。例えば Secondary サービスでは、指令から 30 秒から 15 分で発電が必要となり、4,000MW 程度確保する計画である。また、Fast Tertiary では、指令から 5 分から 30 分程度での発電が必要となり、1,000MW 程度確保する計画である。将来的には、ネパールの水力発電所も需給調整市場への参加も期待される。



出典：Report of Expert Group to review and suggest measures for bringing power system operation closer to National Reference Frequency, CERC, Nov 2017)

図 5.1-6 インドにおける需給調整市場の概略

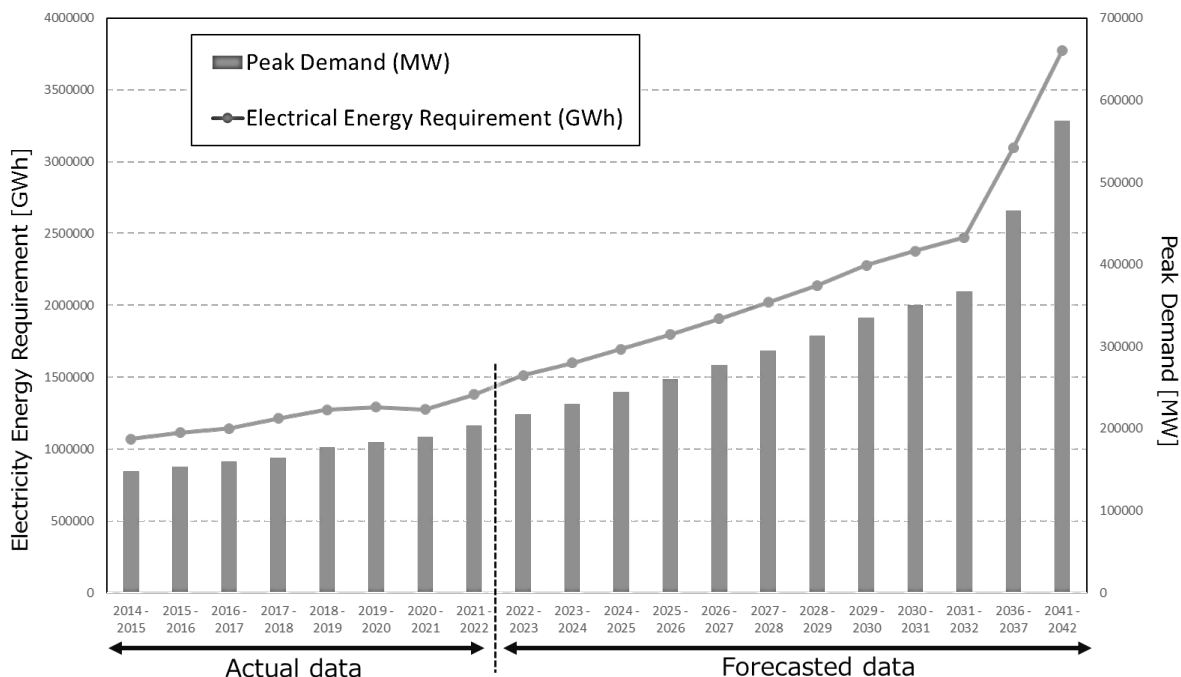
5.2 ネパールの電力取引の見通し

5.2.1 インドにおける電力需給見通し

(1) 電力需要予測

インドの発電電力量の実績は、FY2018 で約 1,210TWh、FY2019 で約 1,300TWh、FY2020 で約 1,280TWh となっている。FY2020 は COVID-19 の影響があるが、発電電力量は増加傾向である。また、ピーク需要も FY2018 で約 177 GW、FY2019 で約 180GW、FY2020 で約 190GW を記録しており、同じく増加傾向である。

2022 年 11 月にインド電力省中央電力省庁 (CEA : Central Electricity Authority) により第 20 次 Electric Power Survey が策定された。その中で、2041-2042 年までの電力需要予測が行われている。図 5.2-1 に送配電ロスを含んだ電力量の実績値・予測値およびピーク需要の実績値・予測値を示す。2041-2042 年では最大電力 574GW、電力消費量 3,776TWh になる見込みである。



出典：20th Electric Power Survey より JICA 調査団作成

図 5.2-1 インドの電力需要実績・予測値およびピーク需要電力実績・予測値

(2) 将来のエネルギー政策

インドは、第 21 回国連気候変動枠組条約締約国会議（COP21）において、温室効果ガスの排出を 2030 年までに 2005 年比で対 GDP 比 33～35%削減を目標としており、電力セクターからの温室効果ガス排出量も削減対象となっている。これを受け、National Electricity Plan Volume I (Generation)の中でも、環境規制を順守できない高経年の石炭火力を 2022 年～2027 年の間に 46.29GW 廃止することを予定している。2032 年までのインドにおける電源開発計画の内訳を表 5.2-1 に示す。インドは完全に石炭火力を廃止することは考えておらず、2032 年までに約 35GW の追加導入を予定している。当然、二酸化炭素（CO₂ : carbon dioxide）の排出量の削減は考慮しているが、インドとして、少なくとも 2040 年までは石炭は重要なエネルギー源として考えている。

表 5.2-1 インドの電源種別開発計画

	2022～2027年	2027～2032年
火力	約26GW	約25GW
原子力	約6GW	約7GW
水力	約11GW	約10GW
PV	約132GW	約179GW
風力	約33GW	約49GW
バイオマス	約2GW	約3GW
揚水	約3GW	約19GW
合計	約212GW	約292GW

出典：REPORT ON TWENTIETH ELECTRIC POWER SURVEY OF INDIA (VOLUME-I)から JICA 調査団作成

また、インド政府は配電会社を含めた特定の消費者に対して、電力の調達量の一定割合を再生可能エネルギー由来のものから調達する政策を導入しており、その割合は表 5.2-2 の通りである。また、従来、水力発電の再生可能エネルギー認定はインド国内の発電所のみを対象

としていたが、2024 年 4 月からはインド国外の発電所からの輸入に関しても本制度の対象とすることを決定している。

表 5.2-2 インドの配電会社に求められる再生可能エネルギー由来の電力調達比率

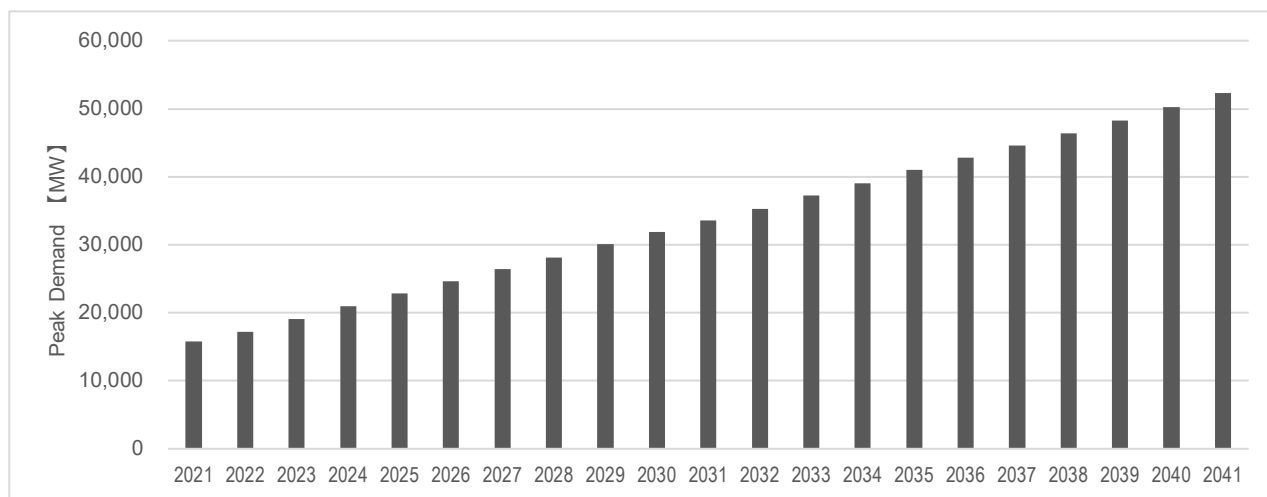
Year	Wind Renewable Energy	Hydro Renewable Energy	Distributed Renewable Energy	Other Renewable Energy	Total Renewable Energy
2024-25	0.67%	0.38%	1.50%	27.35%	29.91%
2025-26	1.45%	1.22%	2.10%	28.24%	33.01%
2026-27	1.97%	1.34%	2.70%	29.94%	35.95%
2027-28	2.45%	1.42%	3.30%	31.64%	38.81%
2028-29	2.95%	1.42%	3.90%	33.10%	41.36%
2029-30	3.48%	1.33%	4.50%	34.02%	43.33%

出典：Ministry of Power HP から JICA 調査団作成

5.2.2 バングラデシュにおける電力需給見通し

(1) 電力需要予測

2023 年に Integrated Energy and Power Master Plan 2023 がバングラデシュ政府により策定されている。その中で、2041 年までのピーク需要予測値が示されている（図 5.2-2）。今後、2041 年までにピーク需要が 2.5 倍程度増加する見込みとなっている。2041 年では最大電力 52GW になる見込みである。



出典：Integrated Energy and Power Master Plan 2023 から JICA 調査団作成

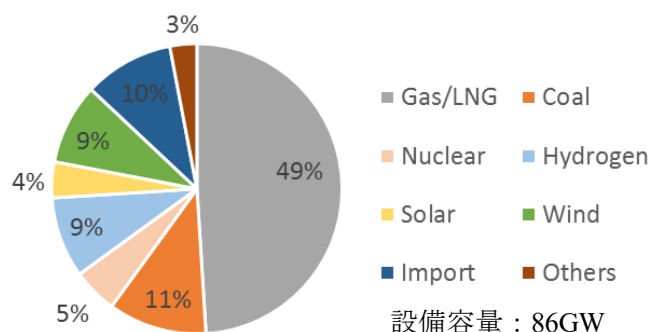
図 5.2-2 ピーク需要予測

(2) 将来のエネルギー政策

バングラデシュ政府は2020年12月に第8次5ヵ年計画を発表した。本計画にて、電力セクターの方向性が示され、大枠として、最適なエネルギーミックスや送配電ロスの低減、再生可能エネルギーの利用等を実施することで、最小コストの電力システムを実現することを目指している。電力セクターの方針として、9つ挙げられているがその中の1つとして下記の方針がある。

エネルギーミックスを最適化し、輸入品である炉油 (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電力輸入を増やす。水力発電に関して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、他の再生可能エネルギーの中でも最も重要と考える。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り、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。

2041年におけるバングラデシュの電源構成を図 5.2-3 に示す。2041年時点においても、依然として、化石燃料由来の電源比率が高いため、再生可能エネルギー比率を高めたいバングラデシュにとっては、ネパールからの水力電源の輸入は選択肢の一つとなる。



出典：JICA 調査団作成

図 5.2-3 2041 年における電源構成

5.3 輸出拡大に向けた計画の現況

電力輸出拡大に向けた取り組みとしては、大別して NEA の電力系統からインド、バングラデシュなどの近隣国の電力系統に輸出する取引とネパール国内の個別発電事業から近隣国に輸出する取引の形式がある。前者は現在ネパールが実施している相対取引 (PEC mechanism、G to G Trade) と IEX の拡大で、後者は Arun 3 のような輸出向け水力事業を想定する。本節では 2024 年 11 月時点で検討されている電力輸出に関連する事業を両形式に分けて現況を整理する。

5.3.1 ネパールの電力系統からの電力輸出の状況

ネパールでは輸出量拡大に向けて、インドやバングラデシュの周辺国と輸出量拡大に向けた協議を行っている。現在の周辺国との協議状況を表 5.3-1 に示す。

表 5.3-1 周辺国との協議状況

相手国	時期	協議状況
インド	2024 年 1 月	今後 10 年間でネパールからインドへの電力輸出量を最大 10,000MW とすることを双方で合意した。
	2024 年 4 月	インド政府は、インドの電力消費者に対して、水力発電購入義務を設けており、その一部として国外の水力発電からの購入を計上出来る規定を設定した。
	2024 年 5 月	インド Haryana 州及び Bihar 州と中期の売電契約の締結に向けて協議中。そのうち Haryana 州とは、5 年間、6 月から 11 月の間で 400MW の電力輸出を行う地方政府との相対取引に向けて協議を行っている。
	2024 年 8 月	インドは IEX での取引に関して、新たにネパールの 12 の水力発電プロジェクトから 251MW の追加輸出を承認した。これにより、ネパールは 28 の水力発電プロジェクトから 941MW の電力を輸出することが出来ることとなった。
バングラデシュ	2024 年 10 月	ネパールとバングラデシュ間の政府間取引として、5 年間にわたり 40MW の電力をバングラデシュへ輸出することが、ネパール、インド、バングラデシュの 3 国間で承認された。本取引については、ネパールの雨季にあたる 6 月から 11 月までの 5 か月間にわたり、インドの送電系統を介してネパールからバングラデシュへ電力輸出を行う。2024 年 11 月 15 日に CEA の許可が下り、当年度は一日のみであるがネパールからバングラデシュへの輸出が実施された。 なお、バングラデシュとネパールとの取引単価は 6.4 cents/kWh とし、電力取引の計量については、インドの Muzaffarpur で行う。また、バングラデシュはインドに対してインド国内の送電線使用料金とインド国内で発生する送電ロス相当の金額を支払う。

出典：NEA Power Trade 部門への聞き取り結果を基に JICA 調査団作成

NEA の電力系統からの電力輸出について、ネパールからインドへの電力輸出は毎年増加しており、今後 10 年間でインドへの電力輸出を最大 10,000MW に設定する覚書が締結されるなど、輸出拡大の方向で進んでいる。また、40MW と小規模ではあるもののバングラデシュへの電力輸出の協定も締結されており、今後も本取引の拡大も期待される。

MoEWRI が策定中の Energy Development Roadmap and Work Plan 2035 においても、2035 年の電力輸出はインド 10,000MW、バングラデシュ 5,000MW を計画している。電源開発計画はこれを考慮して策定されており、2035 年のネパール発電容量 28,215MW、国内需要 7,581MW

で十分な供給力は確保されている。

中長期的には電力輸出も拡大していくと想定されるが現在の電力輸出の主体である IEX の取引において、インドへの電力輸出は毎年、発電所毎に承認を得る必要がある。このため、NEA としても短中期の安定した売上見通しが立てられず、IPP からの買取りリスクを抱えざるを得ない。

5.3.2 個別水力発電所からの輸出に関する状況

輸出向け水力は大きく分けて West Seti 水系、Karnali 水系、Sunkoshi 水系、Arun 水系に立地している。このうち West Seti 水系、Arun 水系はそれぞれインド公的企業体である NHPC、SVJN が開発を主導している。これらの地点は第 5.1.2 項で記載した発電所と取引形態が異なり、NEA を介さず直接 NVVN、PTC、またはインド国内の配電会社に売電する見込みである。本項ではこれらの水系における輸出向け水力の開発状況を整理し、国内系統および国際連系線も含めた今後の課題について考察する。図 5.3-1 に現在ネパールで計画、建設中の輸出向け水力 8 地点の概要と位置図を整理し、各水系の実施状況を整理する。

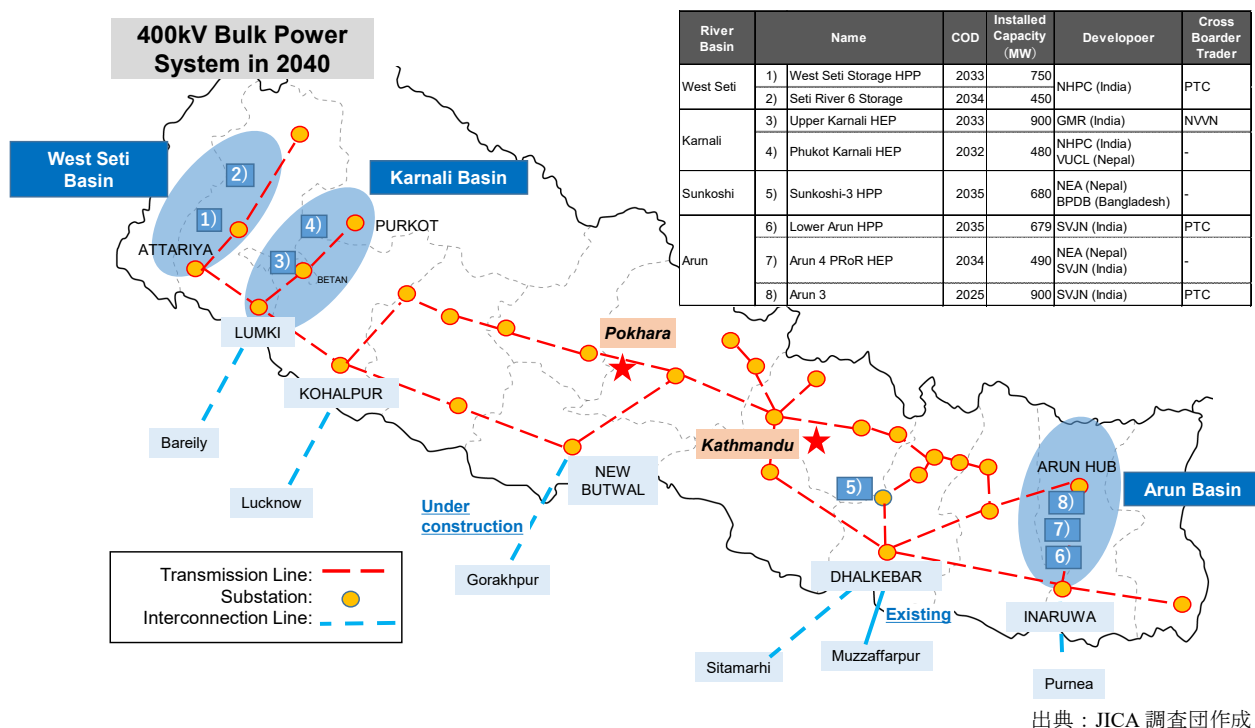


図 5.3-1 輸出向け水力発電所と基幹送電線の位置図

(1) West Seti 水系

West Seti 水系では、1) West Seti Storage HPP (750MW)、2) Seti River 6 Storage (450MW)の2地点が輸出向け水力として計画されている。同水系は以前から有望な水力ポテンシャルとして認識されていて技術検討は実施されていたものの、基幹系統から離れた遠隔地のため具体的な開発計画は上がっていなかった。しかし 2022 年 8 月に NHPC がネパール投資庁 (IBN : Investment Board of Nepal) から Survey License を取得し、F/S update と環境影響評価 (EIA : Environmental Impact Assessment) を実施中である。

これらの地点は国内 400kV 基幹系統のうち West Seti 川沿いに開発予定の West Seti -Attariya 送電線を経由して、Lumki - Bareily 国際連系線を通じてインドに電力供給される見込みである。インド国内への供給は Trading Company である PTC India が担当すると発表されている。

West Seti と Seti River 6 は大規模貯水池式水力 (STO : Storage) のため環境影響も懸念されるが、電力輸出の観点では、400kV 国内系統の West Seti - Attariya - Lumki 送電線と Lumki - Bareily 国際連系線の開発が課題となる。両地点の運開は 2030 年代前半と想定されるため、比較的、時間の余裕はあるものの 400kV 国内系統および国際連系線共に開発事業者とファイナンスは決まっていない。

(2) Karnali 水系

Karnali 水系では 3) Upper Karnali HEP (900MW) と 4) Phurkot Karnali HEP (480MW) の2地点が輸出向け水力として計画されている。

Upper Karnali はインドのインフラ事業を展開する GMR 社が開発権を有しており、2014 年に IBN と Project Development Agreement を締結した。同地点はネパール、インド、バングラデシュの3か国への電力供給を想定しており、2023 年にはバングラデシュの BPDB (Bangladesh Power Development Board)、インドの NVVN と電力売電契約 (PPA : Power Purchase Agreement) を締結した。しかし、これまで資金調達が目途が付かず度重なるプロジェクト開発合意書 (PDA : Project Development Agreement) の期間延長を続けてきており、2023 年 5 月には最高裁がこれ以上の延長を認めない方針を示し、2024 年 8 月に IBN が 2025 年 1 月の PDA 失効を通知している。

Phurkot Karnali はネパールの発電公社 (VUCL : Vidhyut Utpadan Co., Ltd.) が開発権を有しており、詳細プロジェクト報告書 (DPR : Detailed Project Report) も完了している。2023 年にインドの NHPC と同地点の開発に係る合意書 (MOU : Memorandum of Understanding) を締結

し、NHPC が 51%、VUCL が 49%のインド主導の実施体制を検討している。VUCL からのヒアリングでは NHPC との事業実施を想定しているが、調整が付かない場合はネパール側主導の開発についても検討する旨を述べていた。

Karnali 水系のこれらの輸出向け地点は 400kV 国内系統の Phurkot - Betan - Lumki 送電線を経由し、Lumki - Bareily の国際連系線を経由して通じてインドに電力供給される見込みである。また、Upper Karnali はバングラデシュへの電力供給も想定しているが、インドーバングラデシュの流れは現時点では未検討となっている。このバングラデシュへの輸出にはネパール、インド両国の託送料金も設定される。なお、決済関係は Trading Company である NVVN が担当する見込みである。

電力輸出の観点では、West Seti と同様に 400kV 国内系統の Phurkot - Betan - Lumki 送電線と Lumki - Bareily 国際連系線の開発が懸念される。Phurkot - Betan - Lumki 送電線は送電公社（RPGCL : Rastriya Prasaran Grid Co. Ltd.）が建設予定だが、VUCL へのヒアリングでは現時点では調査段階との見解が得られている。また、Phurkot Karnali について、VUCL は国内含めて水力開発実績がなく、インドの大規模水力事業者である NHPC との共同事業（JV : Joint Venture）設立に当たって、技術・環境、商務、法務の能力強化の必要と認識している。今後は共同事業契約書（JVA : Joint Venture Agreement）、インドとの系統連系、インドの Trading Company または需要家との PPA 交渉などを進めていく必要がある。

(3) Sunkoshi 水系

Sunkoshi 水系では 5) Sunkoshi 3 HPP (680MW)が輸出向け水力地点として計画されている。同地点は NEA が主導で開発を進めており、バングラデシュ、インドへの電力輸出が想定されている。バングラデシュについてはバングラデシュ電力開発委員会（BPDB : Bangladesh Power Development Board）とは開発に係る覚書も締結されているが、インド側の事業者は決まっていない。NEA へのヒアリングでは現在、D/D（Due Diligence）のコンサルタントを公募中でインド側の事業者も昨年から協議は開始しており、今後、ファイナンスを含めた事業実施体制の検討を進めていくとのコメントがあった。また、同地点については経済性がそこまで高くないため、開発援助機関の融資が必要となる点の認識も共有された。

Sunkoshi 3 地点は国道からのアクセスも良く、国内基幹系統への接続も容易である。バングラデシュ、インドには 400kV 国内系統の Sunkoshi - Dhalkebar 400kV 連系線を建設し、既設 Dhalkebar- Muzzaffapur または Sitamathi 経由で輸出する見込みであり、これらの開発も進めていく必要がある。

電力輸出の観点では 400kV 国内系統の開発と、既設 Dhalkebar 連系線からの輸出について送電線容量を確認する必要がある。事業実施体制は検討中だが、現時点ではネパールの NEA が主導で開発を進めていく想定となっている。NEA は国内水力の開発経験は豊富であり、また、インドの NVVN、PTC と系統間の電力融通経験を有している。しかし、本地点のように Plant to Grid の個別の輸出向け発電所の開発は初めての事例であり、PPA、系統連系、託送料金などの事業化検討は NEA が主体的に検討する必要がある。

(4) Arun 水系

Arun 水系では 6) Lower Arun HPP (679MW)、7) Arun 4 PRoR (490MW)、8) Arun 3 (900MW) が輸出向け水力地点として計画されている。これらの発電所について、Lower Arun、Arun 3 はインドの Himachal Pradesh 州の電力会社である SJVN が IBN から開発権を付与されており、Arun 4 については NEA が開発権を有しているものの SJVN との共同開発が検討されている。Arun 3 は輸出向け水力地点の中で唯一建設段階に進んでおり、2025 年に運開予定となっている。Lower Arun も 2023 年に PDA を締結している。Trading Company について、Arun 3、Lower Arun は PTC が担当する見込みである。

送電線について、SJVN は Arun 3 の輸出のために 400kV 国内系統の Arun 3 - Dhalkebar 送電線と Dhalkebar - Sitamarhi の国際連系線を開発を進めている。Arun 3 - Dhalkebar が開発されれば、同水系の電力輸出も可能となる。他方、Lower Arun については立地的に Inaruwa からの輸出が距離的に有利となる。Arun 水系は上流の Upper Arun (1,060MW)、Kimarathanka Arun (456MW) の開発も予定されており、Arun Hub - Inaruwa の 400kV 国内系統の開発も計画されている。したがって Lower Arun も含めた今後の Arun 水系からの電力輸出は Arun Hub - Inaruwa ルートによる送電も検討されている。

Arun 水系について、国内初の輸出事業となる Arun 3 は、当初想定から遅延しているものの今後数年以内に運開する見込みである。開発形態としてはインド公的企業である SJVN が発電所から送電線まで主導で開発を進めており、ファイナンス、商務、法務的な検討におけるネパール側の関与は限定的である。ネパール側の利益として 21.9%の Free Power は得られているが、電力輸出の促進という観点では実施機関としての経験、実績が蓄積されていない。このため、今後は Arun 4 などではネパール側の関与も期待される。

第6章 開発シナリオの検討

図 1.6-1 の報告書の構成で示した通り、本章では第 3 章「電力需要予測」、第 4 章「水力開発計画」、第 5 章「電力融通」の検討結果を元に、開発シナリオの検討を実施する。まず、エネルギー安全保障、財政、環境社会配慮およびネパールの電力政策から計画策定に当たっての基本方針を設定する。ついで、水力開発容量から将来の開発方向性について考察して複数の開発シナリオ案を設定し、電源開発計画、系統開発計画、環境社会配慮の検討を実施する。そして、各分析の結果を基に開発シナリオ案を比較検討して最適シナリオを選定する。

6.1 開発シナリオの検討における基本方針の設定

開発シナリオの検討における基本方針として 3E（Energy Security、Economy、Environment）+ Policy を以下に設定する。

6.1.1 エネルギー安全保障（Energy Security）

安定した電力供給とエネルギーの安全保障は国家にとって非常に重要な課題であり、エネルギー自給率の向上は国家運営の安定にも寄与する。国際エネルギー機関（IEA：International Energy Agency）はエネルギー安全保障を「受容可能な価格で継続的にエネルギーを利用できること」と定義している。エネルギー安全保障は多様な側面を持っており、長期的には経済成長と環境配慮に沿った適切なタイミングでのエネルギー供給への投資が必要である。一方で短期的には需給バランスの突然の変化に即座に対応できるエネルギー供給システムにも焦点が当てられる。

ネパールは将来を含めて国内需要を大きく上回る豊富な包蔵水力を有するが、現状は国内供給の 15%をインドから輸入している。IPSDP においては安定的かつ自国での電力供給を達成すると共に、インドを含めた BBIN（Bangladesh, Bhutan, India and Nepal）+ 中国との双方向のかつ柔軟な電力融通を実現して地域の電力供給安定化への貢献を志向する。

6.1.2 ネパールの財政負担低減と経済成長（Economy）

電力システム開発は膨大な初期投資と長期的な維持管理費が必要であり、非効率かつ国の現状を考慮しない計画は、将来の国民の財政的な負担増大となって生活水準の向上や経済発展を阻害する恐れがある。また、電力融通による輸入増大は外貨の流出にもつながっていく。

ネパールにおいてはクリーンかつ安価な水力と再生可能エネルギーの開発を通じて国民に

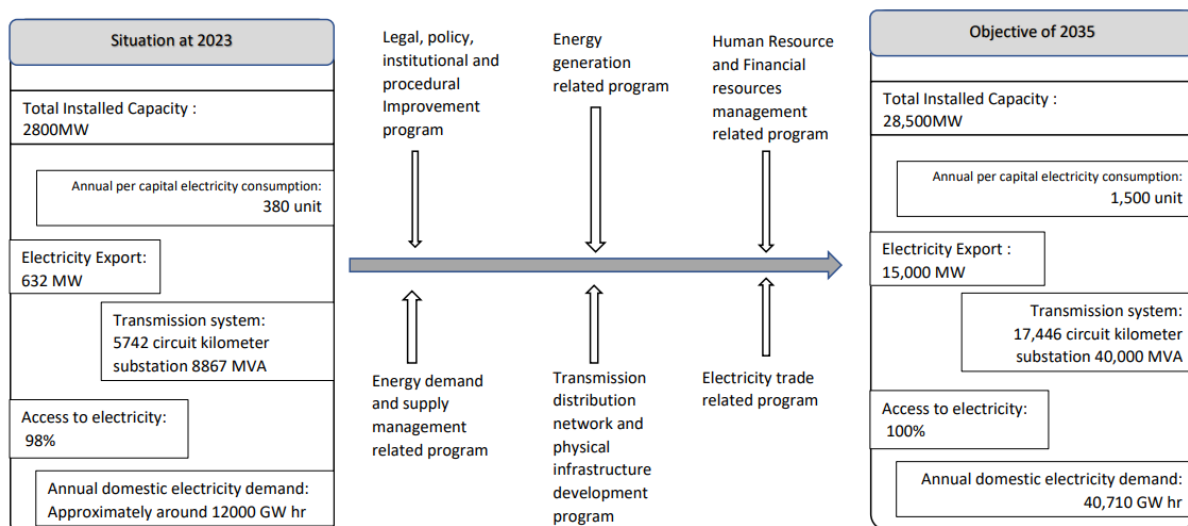
とって財政負担の少ない電力供給を実現する。さらに、水力においては国内需要を満たした後は海外へのクリーンエネルギー輸出が重要となる。開発自体による雇用創出と電力輸出による外貨獲得の観点から、水力事業をネパールにおける将来の成長産業として位置づけ、開発促進していく必要がある。

6.1.3 環境社会配慮 (Environment)

各開発シナリオでは、電源と系統開発に伴う環境社会面への影響が想定される。開発の早期段階から環境社会面への影響を回避・最小化するため、保護区、Chure conservation area、生物多様性の観点から重要な地域 (KBA : Key Biodiversity Area)、森林、農地、住宅地、気候変動といった環境社会面を考慮し、開発シナリオの比較評価を行う。開発シナリオの評価においては、DoED から提供された事業リストを基に、各シナリオで想定される開発区域のデータと各環境社会コンポーネントのデータを重ね合わせ、重複する面積のみを算定することで、シナリオの比較評価を実施する。

6.1.4 電力政策 (Policy)

ネパールにおいては2018年にMoEWRIが発効した「エネルギー・水資源・灌漑セクターの現状と今後のロードマップ (白書) (Energy, Water Resources and Irrigation Sector's Current Status and Roadmap for Future (White Paper))」が電力セクターにおける政策目標として掲げられている。また、現在、MoEWRIは2035年までのエネルギー政策として、「エネルギー開発ロードマップおよびワークプラン2035 (Energy Development Roadmap and Work Plan 2035)」を作成し閣議で審議中となっている。同ロードマップでは図 6.1-1 に示す通り2035年までの開発目標として、電力消費量が40,710GWh (3.4倍)、総発電設備出力が28,713MW (10.2倍)、変圧器容量が40,000MVA (4.5倍)、電力輸出が15,000MW (23.7倍)と掲げている。ワークプランでは「1. 法制度の改善」「2. 組織体制の能力向上」「3. インフラ開発促進」「4. 電力事業および市場機能」の4分野で85の計画が提案されている。本IPSDPにおいてもこうした上位政策との整合性を図る必要があり、特にエネルギー開発ロードマップおよびワークプランで掲げた目標達成についても考慮する。



出典：Energy Development Roadmap and Workplan, MoEWRI

図 6.1-1 Energy Development Roadmap and Work Plan 2035 の概要

6.2 開発シナリオの設定

本項ではこれまで整理したネパールの法制度、政策、自然条件、一次エネルギーの現状、電源の将来計画など、複数の視座に基づく電源構成に係る開発シナリオを策定し、電力セクターの進む方向性について考察する。

これまでの検討結果を踏まえた将来の電源構成に係る切り口は以下の通り。

- ネパールにおける電源開発計画は基本的に水力が主力になり、電源構成はその開発容量に依存する。言い換えると、水力開発の成否が電力セクターの方向性を決める。
- DoED の事業リストに記載された水力開発を実現できなかった場合、どのような対応が必要になるか。電力融通で不足分をインドから輸入するとして、融通量、必要な費用がどの程度の規模になるかが課題となる。
- 水力開発を最大限に実現できた場合、電力需要に対してどれだけの余剰電力が発生するか、発電原価、融通量、時期から見て輸出が可能か、開発費用のファイナンスは実現可能かを検証する必要がある。
- 太陽光などの再生可能エネルギーが電源開発計画においてどの程度、寄与するか。電力融通における輸入・輸出にどのような影響を与えるかを検証する必要がある。

本検討ではこれらの切り口を明確にした複数の開発シナリオを策定して 3E+Policy の観点で評価する。

6.2.1 水力開発容量による方向性

ネパールにおける水力の発電量は雨期と乾期の較差が大きく、雨期の発電電力量に対して乾期は 30%程度に留まっている。本調査の検討においても、貯水池式水力の調整能力による雨期と乾期における出力変動の低減効果を確認したが、依然として発電量の較差がある点は留意する必要がある。

電源開発計画の観点では、こうした月ごとの発電量較差による不足分はガス火力、石炭火力など、火力電源によって調整するのが通常である。ネパールにおける調整力はインドとの電力融通と想定される。また、余剰電力については電力輸出および貯蔵・電化利用などの対応が想定される。電力貯蔵、電化などの余剰電力の活用方法については最適シナリオで検討すると、開発シナリオでは電力輸出を想定して分析する。

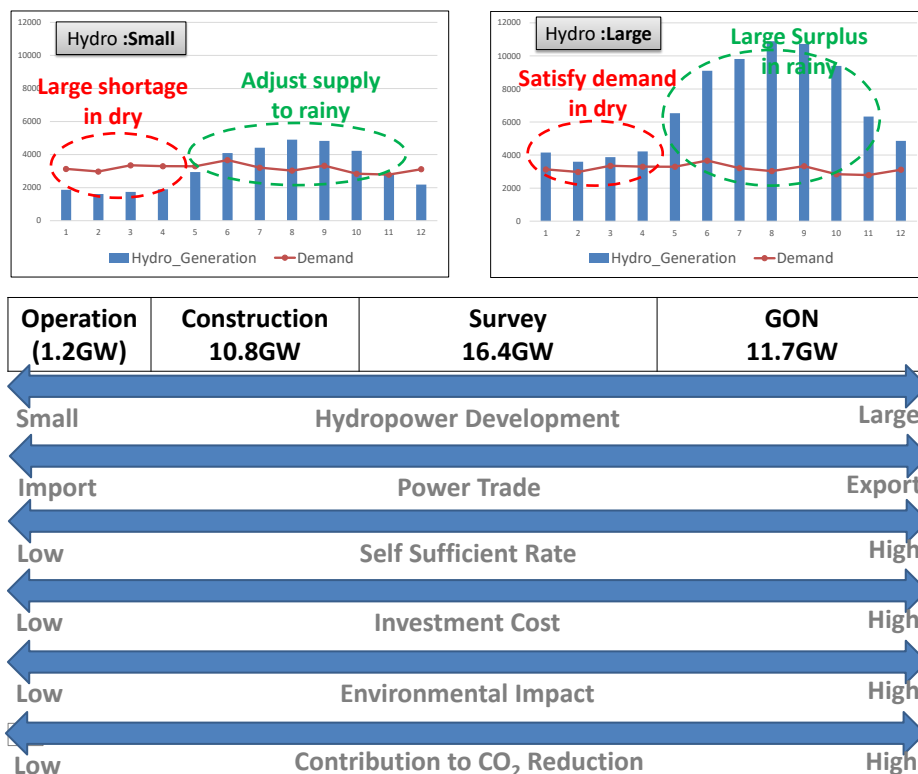
これまでの検討結果より、ネパールは水力と電力融通による需給調整が想定されるため、水力開発容量が電源開発計画の方向性を決める。以下に水力開発容量の大小による方向性について考察する。

- ①水力開発容量が小 雨期はピーク需要を満たし、余剰分は輸出する。乾期は不足分を輸入する。
- ②水力開発容量が大 乾期のピーク需要を満たす様に水力を開発し、雨期の余剰分は輸出する。

すなわち、開発シナリオでは、将来の方向性として①水力開発を控えて乾期の電力輸入を受容するか、②開発を進めて電力輸出を促進するか、大別して 2 つの方針検討が重要となる。伸びゆくネパールの電力需要に対応するには、こうした水力開発容量、電力融通量、設備投資、環境影響のトレードオフを認識する必要がある。これらの考え方を図 6.2-1 に整理する。

3E の観点では水力開発容量が大きい場合、エネルギー自給率と周辺国への輸出増はエネルギー安全保障面でも望ましく、輸出増による外貨獲得や CO₂ 削減など経済性と気候変動への寄与も期待される。一方で、ファイナンスの実現性や、輸出可能な経済性のある地点選定、環境面での負の影響などを考慮する必要がある。

仮に水力開発容量が需要を満たない場合は不足分を補うために再生可能エネルギーや電力融通の導入が必要となるが、環境影響や設備投資コストの抑制といったメリットもある。シナリオ検討ではこれらの影響を様々な観点から評価する必要がある。

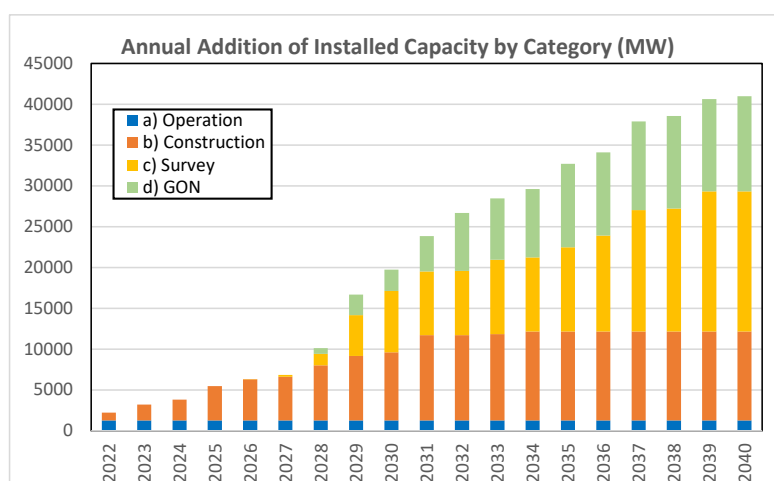


出典： JICA 調査団作成

図 6.2-1 水力開発容量による方向性

6.2.2 時間軸で見た方向性

第 4.3.1 項で示した a) Operation、b) Construction、c) Survey、d)GoN の各進捗段階の水力開発容量を図 6.2-2 に示す。



出典： JICA 調査団作成

図 6.2-2 各進捗段階による水力開発容量(MW)

短期、中期、長期の時間軸によって電力開発を俯瞰すると①②における電源と系統の方向性は以下のように整理される。

短期の電力開発は現在進行中の b) Construction の開発が中心であり、シナリオの方向性に関わらず建設は進められる。これらのプロジェクトを積み上げていくと、乾期には輸入が必要であるものの雨期の輸出は増加していき、年間の電力融通収支としては 2025 年には輸出が超過する見込みである。b) Construction に計上された地点が着実に開発されることが前提ではあるものの、2027 年までは b) Construction の開発がほとんどであり①②の双方において違いはない。電力系統計画においても 400kV 基幹系統と国際系統連系線はこれに対応する形で計画されている。

2025 年以降の中長期を展望すると、c) Survey、d) GoN のプロジェクトの開発が重要になってくる。これらの地点は、早ければ 2026 年以降に運開が可能な地点もあり、2028 年を機に開発可能な容量が増加する。b) Construction に計上されている開発容量は 10.8GW のため、2030 年に 15,000MW という政策目標を達成するためには c) Survey、d) GoN の開発も必要になる。

これらの水力開発が進まない①の場合は需要の増加につれて電力の輸入が増加していくことになる。これによって雨期の電力輸出と乾期の輸入の双方の容量について検討する必要がある。

開発が進む②の場合は短期の輸出増の傾向が継続し 2030 年代前半には乾期においても輸入が必要なくなる見通しである。この頃には c) Survey、d) GoN では主に電力輸出を志向したプロジェクトも必要であり、インド、バングラデシュなどの輸出先の需給計画に整合する発電計画の検討も重要となる。また、系統開発計画においては現在計画されている国際連系線で電力輸出が可能かを検証する必要がある。

6.2.3 開発シナリオの設定

これまでの検討結果を基に、IPSDP における開発シナリオとして「シナリオ 1：電力輸入」「シナリオ 2：再生可能エネルギー活用」「シナリオ 3：水力中間開発」「シナリオ 4：水力最大開発」の 4 つのシナリオを設定する。これらのシナリオのコンセプトは以下の通り。

表 6.2-1 各シナリオの設定条件

項目	シナリオ 1 電力輸入	シナリオ 2 再エネ活用	シナリオ 3 水力中間開発	シナリオ 4 水力最大開発
水力	a) Operation b) Construction	a) Operation b) Construction	a) Operation b) Construction c) Survey	a) Operation b) Construction c) Survey d) GoN
国内総需要 (GWh) に対する再生可能エ ネルギー比率 ⁵⁶	10%	25%	10%	10%
電力融通	乾期：輸入 雨期：輸出	乾期：輸入 雨期：輸出	乾期：輸出 雨期：輸出	乾期：輸出 雨期：輸出

出典：JICA 調査団作成

(シナリオ 1: 電力輸入)

- **b) Construction** の水力地点のみを開発する。
- 電力需要に対する乾期の不足分は輸入で補い、雨期は部分的に余剰電力を輸出する。

(シナリオ 2: 再生可能エネルギー活用)

- **b) Construction** の水力地点のみを開発する。
- 電力需要に対する乾期の不足分は輸入と太陽光で補い、雨期は部分的に余剰電力を輸出する。

(シナリオ 3: 水力中間開発)

- **b) Construction** と **c) Survey** の水力地点を開発する。
- 余剰電力は全て輸出を想定する。電力需要に対して、渇水年の乾期に不足する場合は輸入で補う。

(シナリオ 4: 水力最大開発)

- DoED の事業リストに記載された**全ての水力地点**を開発する。
- 余剰電力は全て輸出を想定する。

シナリオ 1、2 は①水力開発容量が小に相当し、乾期の需要は水力開発と電力融通による供給によって満たすシナリオとして設定する。シナリオ 2 はシナリオ 1 に再生可能エネルギー導入量を増加させており、再生可能エネルギーが電力需給に貢献するかを確認する。シナリオ 3、4 は②水力開発容量が大に相当し、水力開発によって乾期を含む年間を通じた需要を満たすシナリオとして設定する。水力が現状の包蔵水力の中間レベルで開発された場合と最大限に開発された場合の電力需給、輸出量および設備投資費を比較する。

これらのシナリオ設定によって、ネパールの電源開発における水力開発規模と電源構成を検討し、最適な電源構成となるシナリオを選定する。

⁵⁶ 水力は再生可能エネルギーと定義されることも多いが、ここではネパールの Alternative Energy を再生可能エネルギーと定義する。

6.3 電源開発計画

6.3.1 投入電源に関わる検討

(1) 各電源の比較検討

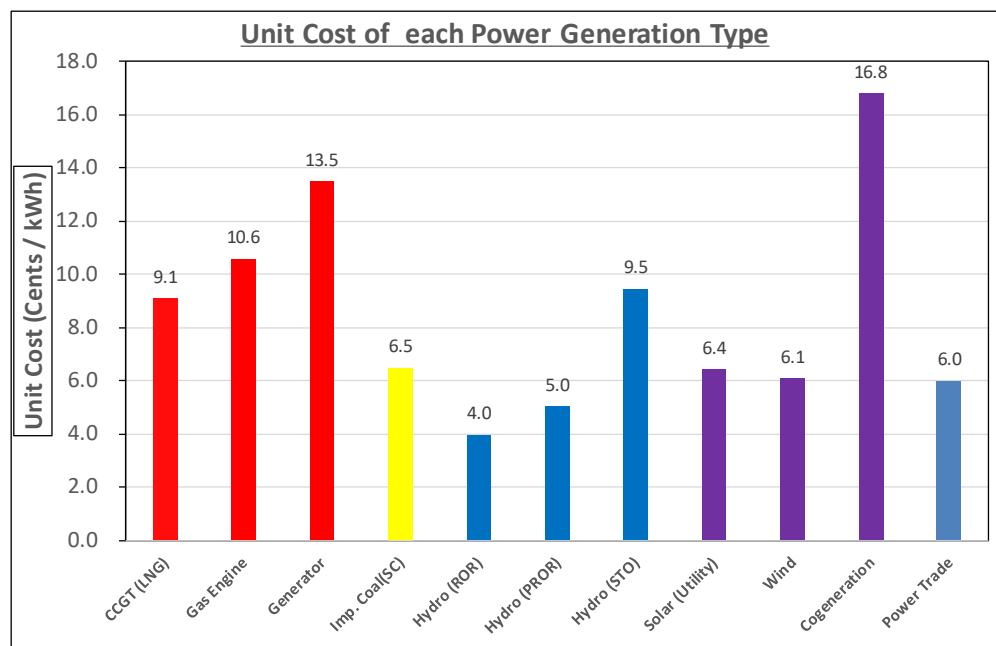
本項では水力（ROR、PROR、STO、PS）、火力（ガス・石炭）、再生可能エネルギー（太陽光、風力、バイオマス）、電力融通の比較検討を実施して電源開発計画で適用する電源を選定する。各電源の比較検討における 3E を基にした評価基準を表 6.3-1 に示す。なお、事業費、調整能力、環境影響は個別地点の特性で大きく内容が異なるが、ここではまず各電源を定性的に評価してネパールにとって必要な電源の方向性を把握する。個別地点の特性については最適シナリオにおいて検討する。

表 6.3-1 各電源の比較検討における評価基準

		評価項目
(1) エネルギー安全保障 Energy Security	国産エネルギーの活用	国産および輸入のエネルギー供給源
	国際問題の影響	二国間紛争などの不確定なリスク
(2) 財政負担低減と経済成長 Economy	発電コスト	均等化発電原価（LCOE:Cents/kWh）
	発電における調整力	出力の調整力
	燃料インフレへの脆弱性	インフレリスク
(3) 環境社会配慮 Environmental and Social considerations	自然社会環境への影響	開発による森林伐採、生態系の破壊、住民移転などの悪影響
	気候変動への影響	kWh 当たり GHG 排出量 (g-CO ₂ /kWh)

出典：JICA 調査団作成

これらの評価基準となる LCOE を図 6.3-1 に、kWh 当たり GHG 排出量（g-CO₂ /kWh）を図 6.3-2 に示す。

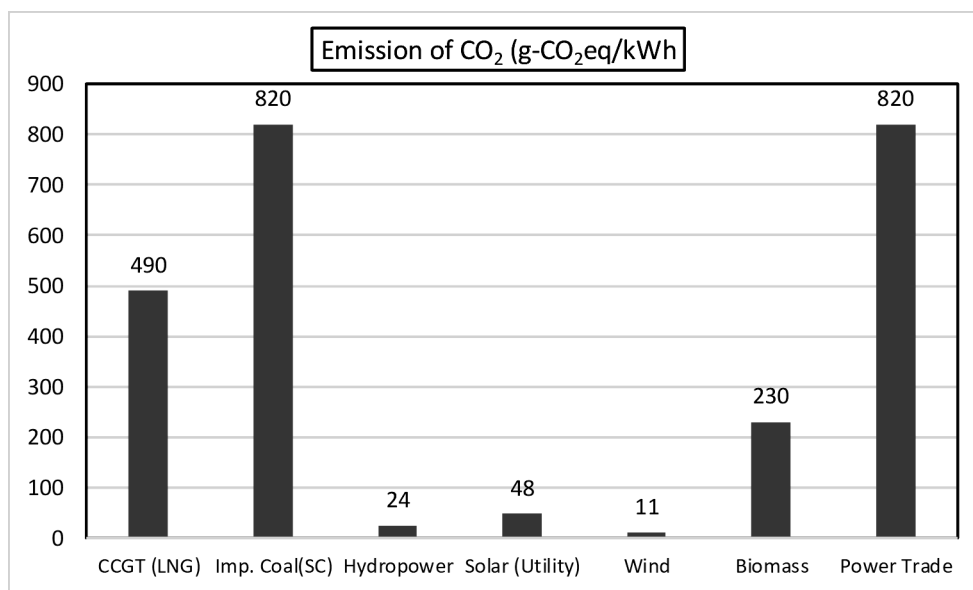


出典：JICA 調査団作成

図 6.3-1 各電源の LCOE

主要な火力電源としては、ガス火力の CCGT⁵⁷は 9.1 cents/kWh、石炭火力は 6.5cents/kWh となっている。熱効率の劣る Gas Engine、Generator は高価でそれぞれ 10.6 cents/kWh、13.5 cents/kWh となっている。水力については ROR が最も安価で 4.0 cents/kWh、PROR が 5.0 cents/kWh、STO が 9.5 cents/kWh となっている。稼働率の低い STO について、LCOE では kW 価値と調整力が評価できていない点は留意する。再生可能エネルギーは太陽光が 6.4 cents/kWh、風力が 6.1 cents/kWh、バイオマスは 16.8cents/kWh となった。インドからの電力融通が 6.0 cents/kWh と安価だが、石炭火力、水力、太陽光・風力はこれと拮抗する水準になっている。また、電力融通の価格は極めて流動的であり、2022 年 3 月時点では著しく高騰している旨、留意する。

⁵⁷ Gas Turbine Combined Cycle



出典：Technology-specific Cost and Performance Parameters (IPCC, 2014)を基に調査団作成

図 6.3-2 各電源の CO₂ 排出量(g-CO₂ eq/kWh)

排出量が最も多いのは石炭火力で 820 g-CO₂eq/kWh で、インドからの電力融通も同値となっている。IPCC の推定値は超臨界かつ発電用の石炭を適用しているが、インドは旧式の亜臨界で Lignite 利用の発電所も多く、国全体ではガス火力、水力、再生可能エネルギーも含めてこの値となっている。水力、太陽光、風力については機器製造および施工段階で CO₂ は発生するが火力発電と比較して絶対量は少ない。バイオマスについては燃料調達と燃焼過程で CO₂ が発生する。

(2) 各電源の評価

1) 国産エネルギーの活用

各電源の評価のまとめを表 6.3-2 に示す。水力についてはネパールでは政策面においても最重要される電源であり、経済性があり環境社会配慮上で許容できる地点は可能な限り開発することが望ましい。再生可能エネルギーについても、系統運用で許容できる範囲内であれば安価な国産エネルギーとしての活用が望まれる。ただし、再生可能エネルギーの出力変動に対する調整力確保については輸出用の付加価値のある電源として温存した方が経済性は高い可能性がある旨、留意する。

水力と再生可能エネルギーを補完するネパール国内の火力発電所と電力融通を比較した場合、エネルギー安全保障の観点では電力または火力燃料の輸入というインド依存に偏重する点は変わらず、経済性は電力融通の方が安価になると想定される。引き続きインドとの電力融通を強化していくことが重要になる。

一方で、2022 年 3 月時点では世界的なエネルギー資源高を受けて電力融通における産業向け供給単価が 38 NRp/kWh (31.4cents/kWh) になるなど、ボラリティーが著しく高まっており、ネパールにとって大きな財政負担となる可能性が高い。ネパールとして電力融通が必要であるものの、供給面での依存度低減も大きな課題と想定される。

2) IPSDP における投入電源について

本項での検討結果により IPSDP における電源開発計画は国産クリーンエネルギーである水力、再生可能エネルギーと、余剰分の輸出と不足分の輸入を含めた電力融通を軸に検討を進めるとして以下のように要約される。

- 国産のクリーンエネルギーである水力は引き続き主力電源として、経済性と環境社会配慮が許容できる範囲内で最大限に開発を進める。
- 同じく国産のクリーンエネルギーである再生可能エネルギーは大規模なポテンシャルを有する太陽光を中心に開発を進める。導入量については系統運用の柔軟性と電力融通における調整力の付加価値を踏まえて検討する。
- 電力融通は余剰電力が発生した場合は輸出を、乾期にネパール国内の供給力不足に陥る場合は輸入で対応する。

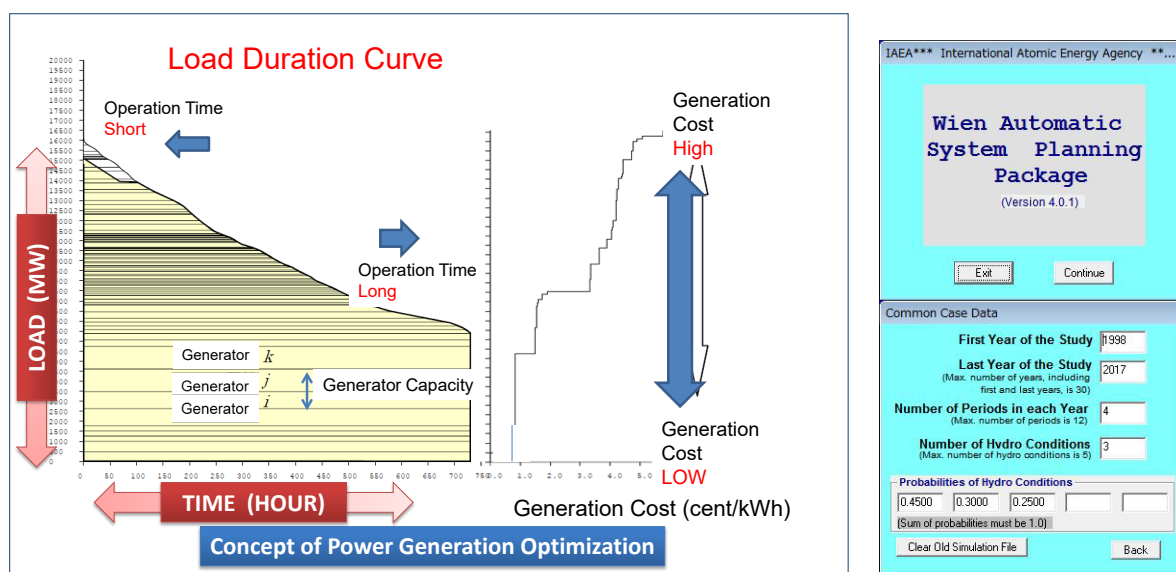
表 6.3-2 各電源の評価まとめ

Sources	Type	(1) Energy Security		(2) Economy			(3) Environmental and Social considerations	
		Utilization of Domestic Energy	Impact by International Issues	Levelised Cost of Electricity	Regulating Function of Generation	Vulnerability for Fuel Cost Fluctuation	Natural and Social Impacts	Impacts on Climate Change
Hydropower	Run of River	Hydropower is domestic clean energy.	None	3.98 cents/kWh	Daily stable but seasonably fluctuated	None	Relatively small	24 g-CO2/kWh
	Peaking Run of River	Hydropower is domestic clean energy.	None	5.04 cents/kWh	1-6 hour peaking but seasonably fluctuated.	None	Dam and regulating pond cause negative impacts.	24 g-CO2/kWh
	Storage	Hydropower is domestic clean energy.	None	9.45 cents/kWh	Daily peaking and seasonable regulation.	None	Dam and reservoir causes serious impacts	24 g-CO2/kWh
	Pumped Storage	Hydropower is domestic clean energy.	None	32.35 cents/kWh	Variable controll in short period as a battery.	None	Dam and regulating pond cause negative impacts.	24 g-CO2/kWh
Thermal Power	Gas Power Plants (Imported LNG)	LNG will be imported from India	Bilateral disputes may cause interruption of fuel supply.	9.11 cents/kWh	Output is controllable.	LNG price is fluctuating by the market. Inflation risk should be considered.	Countermeasures to emissions are required.	490 g-CO2/kWh
	Gas Engines (Imported LNG)	LNG will be imported from India	Bilateral disputes may cause interruption of fuel supply.	10.59 cents/kWh	Output is controllable.	LNG price is fluctuating by the market. Inflation risk should be considered.	Countermeasures to emissions are required.	566 g-CO2/kWh
	Hybrid Generator (Heavy Oil)	Heavy oil will be imported from foreign countries	Bilateral disputes may cause interruption of fuel supply.	13.49 cents/kWh	Output is controllable.	Heavy oil price is fluctuating by the market. Inflation risk should be considered.	Countermeasures to emissions are required.	848 g-CO2/kWh
	Super Critical Coal Power Plants (Imported Coal)	Coal will be imported from foreign countries	Bilateral disputes may cause interruption of fuel supply.	6.48 cents/kWh	Stable but difficult to change output in short time.	Coal price is fluctuating by the market but affects of inflation against generation cost is relatively smaller.	Countermeasures to emissions and yard are required.	820 g-CO2/kWh
Renewable Energy	Solar	Solar is domestic clean energy.	None	5.64 cents/kWh	Output is based on sunshine and is required to be regulated by other sources.	None	Relatively small.	48 g-CO2/kWh
	Wind	Wind is domestic clean energy.	None	6.1 cents/kWh	Output is based on wind and is required to be regulated by other sources.	None	Relatively small.	11g-CO2/kWh
	Biomass	Domestic biomass energy is utilized.	None	16.77 cents/kWh	Generally stable.	None	Countermeasures to emissions are required.	230 g-CO2/kWh
Power Trade		Import from India, Bangladesh and China.	Bilateral risks with partner countries should be considered.	6.00 - 30.0 cents/kWh	Controllable within the range of the contract of power trade.	depending on supply sources	Only interconnection.	820 g-CO2/kWh (Average emission of India in 2018)

出典： JICA 調査団作成

6.3.2 電源開発計画における検討条件の設定

IPSDP では電源開発計画の分析ツールとして国際原子力機関（IAEA：International Atomic Energy Agency）にて開発され、各国の電源開発の最適化に広く用いられている最適電源開発プログラム WASP（Wien Automatic System Planning）を適用する。WASP の基本コンセプトは発電費用を目的関数とした動的計画法による最小化、つまり「最小費用」による電源開発計画シミュレーションである。分析では電力需要の負荷持続曲線に基づいて、発電コストの安い発電所から順次運転していくように計算が行われる。WASP の概要と最小費用による電源開発計画の最適化のイメージを図 6.3-3 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 6.3-3 WASP の概要

電源開発計画の分析条件と運転基準を表 6.3-3 に示す。分析期間は 2022 年～2040 年、電力需要想定はベースケースを適用する。

表 6.3-3 電源開発計画の検討条件

Item	Description
Analysis Period	2022 - 2040
Demand	Base Case
Tool	Wien Automatic System Planning Package IV (WASP IV) to find optimal expansion plan
Operation Criteria	Reserve Margin : 5% in February in 2040 LOLP (Loss of Load Probability) : 1 day per year from beginning of 2027

出典：JICA 調査団作成

運転基準については、供給予備力は 2040 年で需給が最も厳しくなる乾期 2 月で 5%、2027 年以降の供給信頼度（Loss of Load Probability）を年間 1 日と設定する。

6.3.3 電源開発計画の分析結果

以下では各シナリオの分析結果を比較検討する。

(1) 設備容量

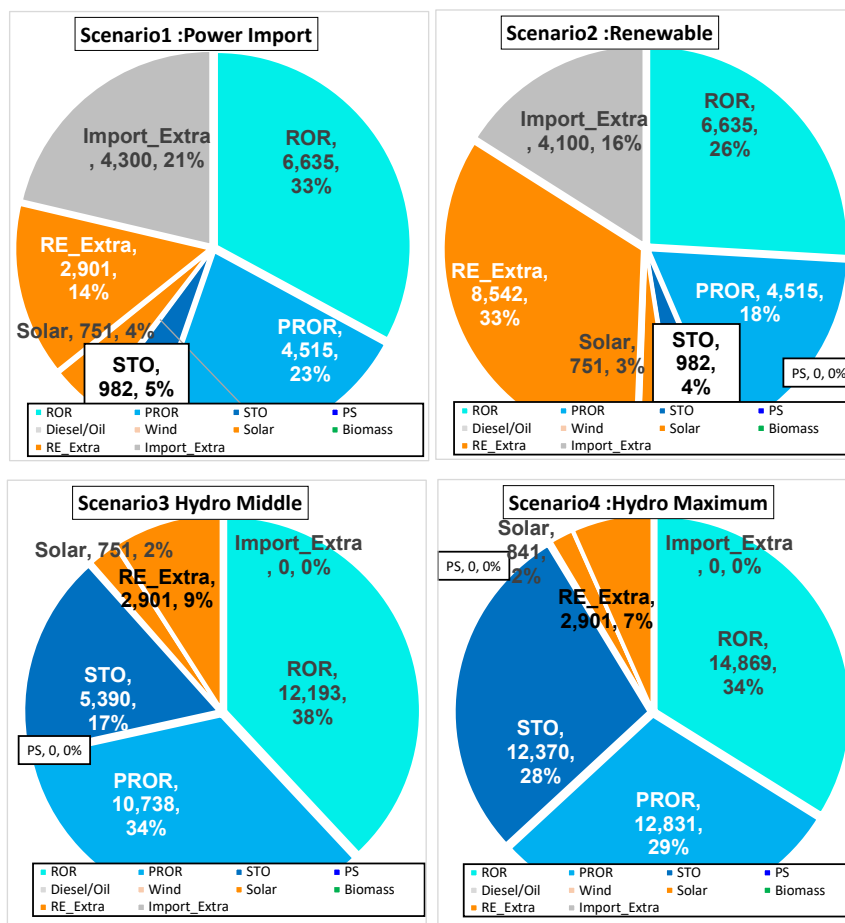
各シナリオの 2040 年における設備出力の比較を表 6.3-4 と図 6.3-4 に示す。シナリオ 1：電力輸入が 20,104MW、シナリオ 2：再生可能エネルギー活用が 25,546MW、シナリオ 3：水力中間開発が 31,994MW、水力最大開発が 43,833MW となる。シナリオ 1 に対する比率について、シナリオ 2 は 127%、シナリオ 3 は 159%、シナリオ 4 は 200%の容量となる。

電源構成についてシナリオ 1、2 で開発する水力は ROR、PROR がほとんどであり、STO の占める割合は低い。乾期の電力供給は電力輸入によって調整する必要がある。シナリオ 2 は再生可能エネルギーの占める割合が 36%にも達し、特に乾期においては日中の発電出力の大半を太陽光が占める時間帯が発生する。出力変動の大きい変動型再生可能エネルギー（VRE：Variable Renewable Energy）の太陽光を導入する場合は十分な調整力が必要だが、この時間帯は国内の供給力では不十分であり系統連系するインドからの調整が必要となる。

表 6.3-4 各シナリオの設備出力(MW)

Scenario 1 Power Import							Scenario 2 Renewable						
Year	Hydro			RE	Power Trade	Total	Year	Hydro			RE	Power Trade	Total
	ROR	PROR	STO					ROR	PROR	STO			
2025	3,410.5	1,740.0	154.0	412.2	0	5,717	2025	3,410.5	1,740.0	154.0	712.2	0	6,017
2030	6,092.7	3,358.1	154.0	1,672.5	1,200	12,477	2030	6,092.7	3,358.1	154.0	3,072.5	1,100	13,777
2035	6,634.6	4,515.1	982.0	2,672.5	2,700	17,504	2035	6,634.6	4,515.1	982.0	5,872.5	2,500	20,504
2040	6,634.6	4,515.1	982.0	3,672.5	4,300	20,104	2040	6,634.6	4,515.1	982.0	9,314.0	4,100	25,546
Scenario 3 Hydro Middle							Scenario 4 Hydro Maximum						
Year	Hydro			RE	Power Trade	Total	Year	Hydro			RE	Power Trade	Total
	ROR	PROR	STO					ROR	PROR	STO			
2025	3,410.5	1,740.0	154.0	412.2	0	5,717	2025	3,410.5	1,740.0	154.0	412.2	0	5,717
2030	10,612.0	4,726.1	790.7	1,572.5	0	17,701	2030	13,176.4	4,726.1	925.7	1,662.5	0	20,491
2035	11,482.8	7,191.5	2,813.3	2,572.5	0	24,060	2035	14,159.2	8,312.5	9,322.9	2,662.5	0	34,457
2040	12,192.8	10,737.9	5,390.3	3,672.5	0	31,994	2040	14,869.2	12,831.0	12,370.0	3,762.5	0	43,833

出典：JICA 調査団作成



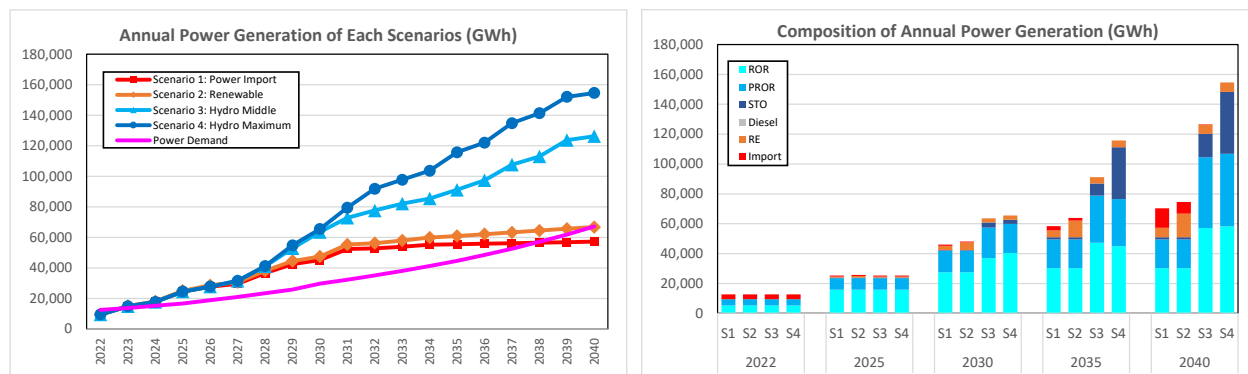
出典：JICA 調査団作成

図 6.3-4 2040 年における設備出力(MW)の比較

(2) 年間発電電力量

年間発電電力量と電源別構成の比較を図 6.3-5 に、電力自給率の推移を図 6.3-6 に示す。c) Survey、d) GoN の水力地点が運開可能な 2027 年以降、水力開発の少ないシナリオ 1、シナリオ 2 と、水力開発の多いシナリオ 3、シナリオ 4 で差が開いていく。2040 年の年間発電電力量では、シナリオ 1 が 57,389GWh、シナリオ 2 が 67,028GWh、シナリオ 3 が 126,466GWh、シナリオ 4 が 154,640GWh となる。シナリオ 1 に対する比率について、シナリオ 2 は 117%、シナリオ 3 は 220%、シナリオ 4 は 269%の発電量となる。

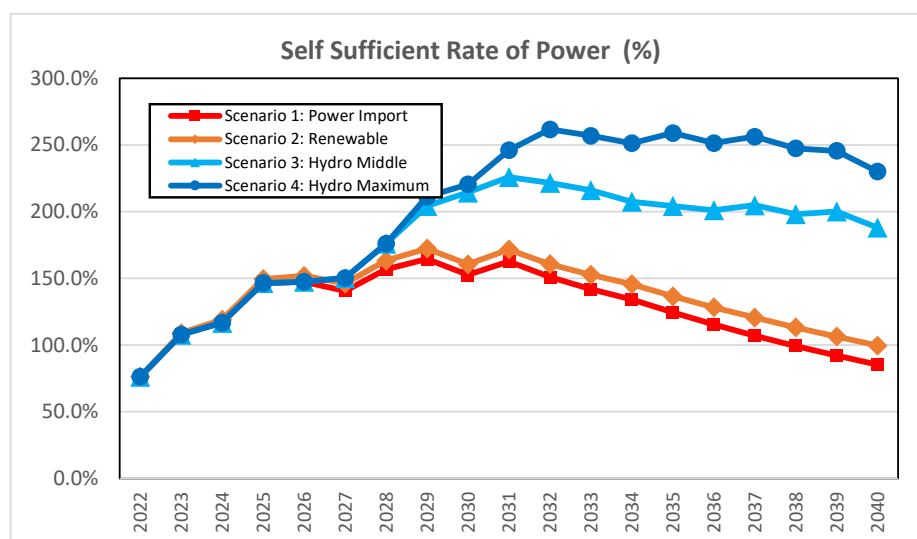
発電量構成について、2025 年以降は各シナリオで PROR の割合が増加し、2035 以降、シナリオ 4 では STO の占める割合が増加する。シナリオ 1、シナリオ 2 では 2035 年以降、乾期を中心に電力輸入が必要になる。また発電量の占める割合は僅かではあるが、シナリオ 3 においても乾期 2 月には輸入が必要になる点は留意する必要がある。



出典：JICA 調査団作成

図 6.3-5 年間発電電力量と電源別構成(GWh)の比較

電力自給率についても発電電力量と同様に 2027 年を境にシナリオ 1 および 2 と、シナリオ 3、4 で差が広がっていく。それぞれのシナリオの水力開発は概ね 2030 年前半にピークを迎えるため、電力自給率はそれ以降、緩やかに下がっていく。2040 年の自給率について、シナリオ 2 は自給率が約 100%となるが、シナリオ 1 は 85.4%でありネパールのみでは電力を賄えない。



出典：JICA 調査団作成

図 6.3-6 電力自給率(%)の比較

年間発電電力量の電源別構成と電力自給率は水力を中心としたネパールにおける電力需給調整の困難さを示唆している。設備容量では国内需要の最大電力を大きく上回るシナリオ 1、2 であっても乾期には電力を輸入し、雨期には輸出している。更にシナリオ 3 は乾期 2 月には若干の電力輸入が必要となっている。この結果は中長期において渇水年も含めて国内の電力需要を満たすためには、年間の発電電力量で国内需要の倍近い開発が必要であり、大量の電力輸出を実現する必要があることを示している。

(3) CO₂ 排出量

CO₂ について、年間排出量 (kton) と kWh 当たり排出量 (g-CO₂/kWh) を図 6.3-7 に、電力輸出による周辺国の CO₂ 排出削減量 (kton) を図 6.3-8 に示す。水力、再エネを主体とするネパールにおける CO₂ 排出量は 2022 年時点でも他国より低く、全てのシナリオにおいて水力導入が進むにつれて kWh 当たり排出量は下がっていく。一方で 2031 年以降はシナリオ 1、2 では水力開発が少なくなり電力輸入が増加するため、相対的に CO₂ 排出量も増えていく。シナリオ 3、4 については極めて低い水準で推移する。シナリオ 1、2 であっても周辺国と比較すると排出量が少ない点は留意する

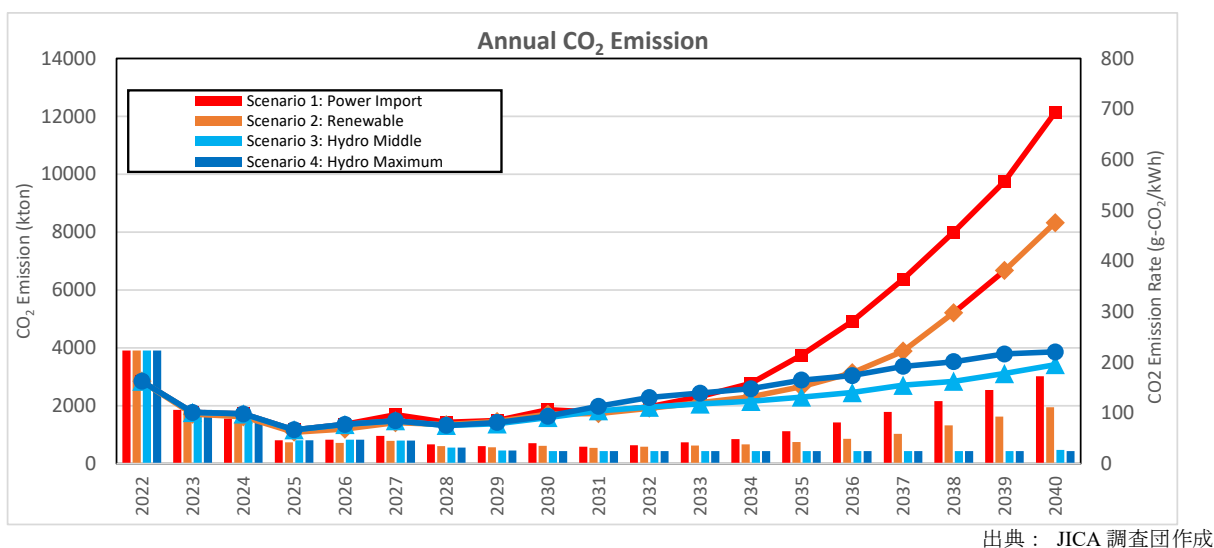


図 6.3-7 CO₂ 排出量(kton)と kWh 当たり排出量(g-CO₂/kWh)の比較

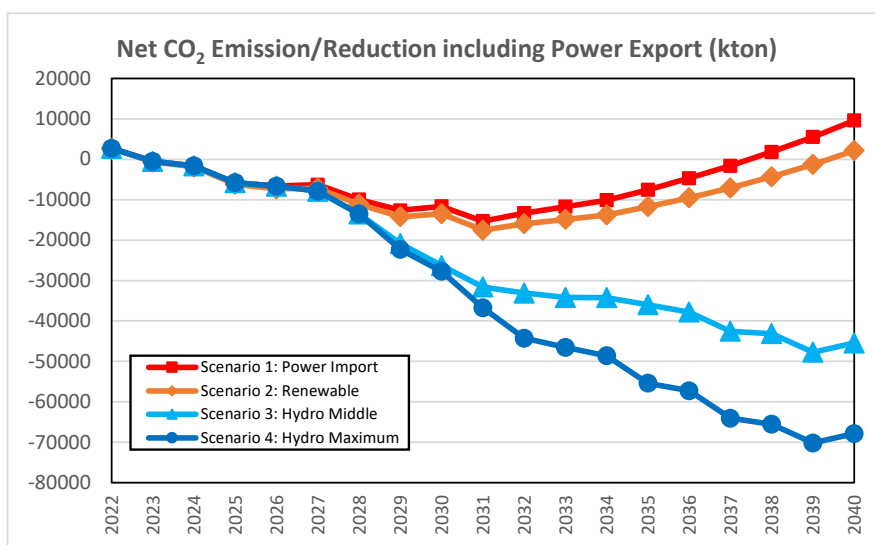


図 6.3-8 電力輸出を含めた CO₂ 排出量(kton)の比較

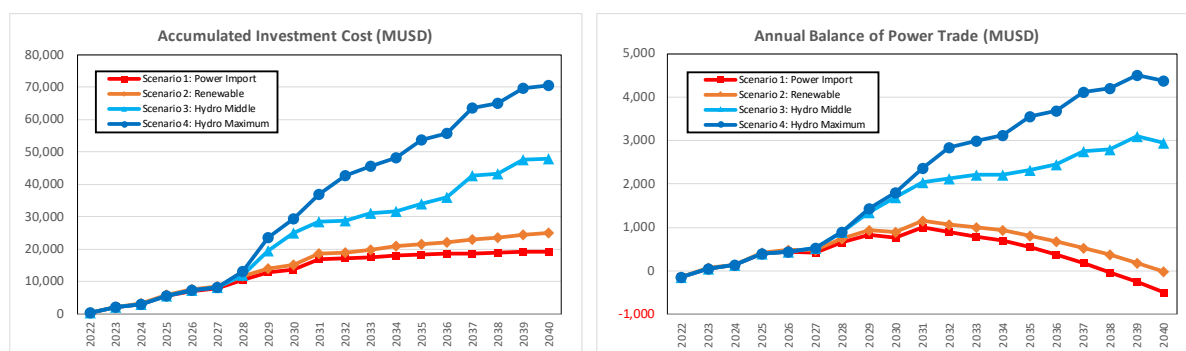
電力輸出による CO₂ 排出量削減についてシナリオ 3、4 は 2027 年以降、電力輸出が増加して、火力主体のインド、バングラの CO₂ 排出量削減に寄与すると想定される。本 IPSDP 策定時点ではこれらの CO₂ 削減によるインセンティブは制度化されていないが、将来的に炭素税などの優遇制度が整備された場合、電気買取料金に加えてカーボンクレジットなどの利益も享受できる可能性がある。仮に炭素税が 30USD/ton だった場合、2040 年におけるシナリオ 4 の削減量は 70,531kton であり、価格にして 2,115.9MUSD に相当する。

(4) 電源開発計画に係る費用

電源開発計画に係る費用として累積設備投資額と電力融通収支 (MUSD) を図 6.3-9 に示す。2040 年の累積設備投資額と年平均額は、シナリオ 1 が 19,138MUSD (1,015MUSD/年)、シナリオ 2 が 24,838MUSD (1,307MUSD/年)、シナリオ 3 が 48,345MUSD (2,544MUSD/年)、シナリオ 4 が 70,531MUSD (3,712MUSD/年) となる。シナリオ 1 に対する比率について、シナリオ 2 は 130%、シナリオ 3 は 253%、シナリオ 4 は 369%の費用となる。

年間発電電力量、CO₂ 排出量と同様、現在調査、計画中の c) Survey、d) GoN の水力地点が運開可能な 2027 年以降、水力開発の少ないシナリオ 1、シナリオ 2 と、水力開発の多いシナリオ 3、シナリオ 4 で差が開いていく。

電力融通収支についても同様の傾向を示すが 2031 年以降、シナリオ 1、2 は電力輸入が増加し、シナリオ 1 は 2038 年に、シナリオ 2 は 2040 年に輸入額が輸出額を再び上回る。2040 年の電力融通収支は、シナリオ 1 が -491MUSD、シナリオ 2 が -9MUSD、シナリオ 3 が 2,963MUSD、シナリオ 4 が 4,372MUSD となる。



出典：JICA 調査団作成

図 6.3-9 累積設備投資額と電力融通収支(MUSD)の比較

電源開発計画に係る費用についてシナリオ 1、2 と比較してシナリオ 3、4 の設備投資額が極めて大きく、ファイナンス面の実現性を考慮する必要がある。一方で、電力輸出が実現する場合は電力融通による収入も大きくなる。

6.4 系統開発計画

6.4.1 各開発シナリオにおける系統開発計画／系統解析の妥当性検討

(1) 各開発シナリオにおける系統開発と解析の条件

1) 400kV 基幹系統

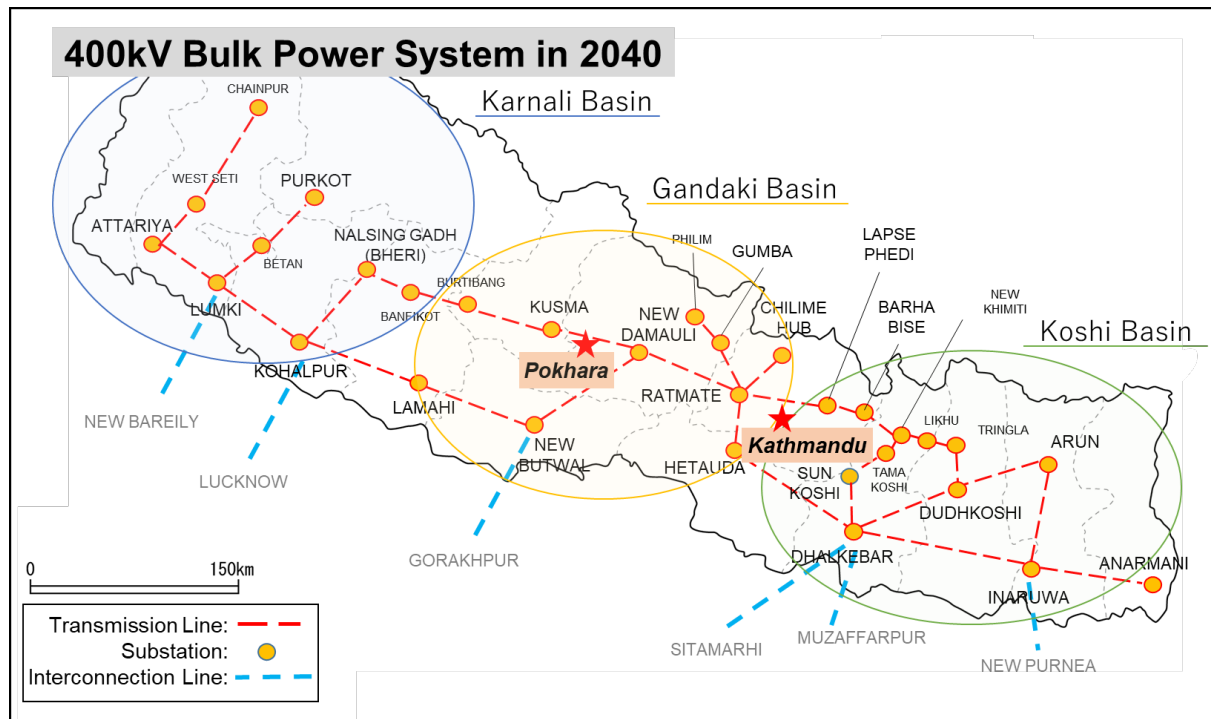
IPSDP で提案する 2040 年のネパール国内の 400kV 基幹系統は、現状系統と既往の開発計画を踏まえて、NEA と RPGCL と協議を行い策定したものである(図 6.4-1)。今後の 400kV 基幹系統の系統解析は、本系統を用いて検討する。ここで、赤色の破線は 400kV 送電線、緑色の破線は国際連系線、オレンジ色の点は 400kV 変電所の位置を示す。また、円形にて、国内の主要な水系である Karnali 川、Gandaki 川、Koshi 川の範囲を示す。

本系統の基本的な構想として、東西に通過している既設の 132kV 送電線ルートを増強する設備構成で、バックボーンとなる第 1 ルートの 400kV 送電線の南ルートと、これをより強固な系統とするために、第 2 ルートの 400kV 送電線の北ルートを計画している。

こうした東西のルートに加えて、ネパール 3 大水系である、Karnali 川、Gandaki 川、Koshi 川の主要河川沿いの発電所を接続する南北の送電線を計画している。これらの水系沿いの送電線は、2 つの東西の送電線と連系して、各発電所から国内または国外に電力を供給する。2040 年におけるネパールの国内系統は、これらの東西 2 ルートの送電線と、南北の主要河川沿いに建設される送電線を骨子として構成している。

この 400kV 基幹系統は、NEA の将来計画をベースにしたものであり、先方と意見を交わしながら策定したものである。この系統の妥当性について、需要想定の結果と電源計画のシナリオの結果を反映して、シミュレーションにより検証する。

また、本検討では、国内系統に加えてインドなどの BBIN 各国への電力融通の検討が必要であり、これらの系統構成も重要なポイントとなる。NEA が計画している将来のインドへの電力融通が 400kV 国際連系線 6 本であることを踏まえて、この構成における電力融通をベースにシナリオ 1 から 4 まで検証する。なお、国際連系線の構成については第 6.4.3 項で検討する。

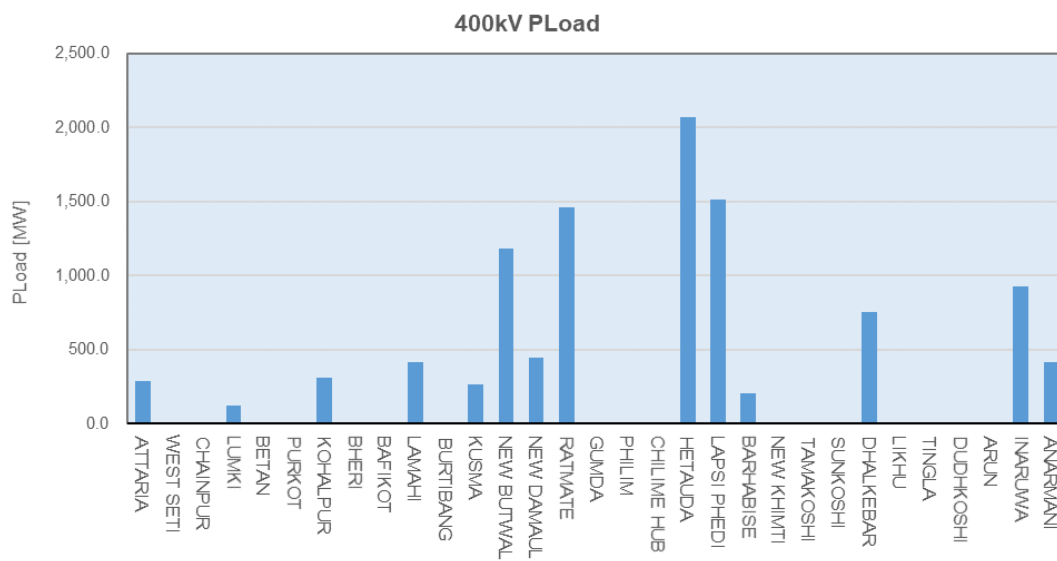


出典：NEA Annual Report 2022/2023 に基づき JICA 調査団作成

図 6.4-1 400kV 基幹系統(2040 年時点)

2) 400kV 系統の負荷配分 (シナリオ共通)

前述の 400kV 系統の中で、400kV 変電所の負荷の配分については、「需要想定」における 2040 年のピーク電力と最新の変電所負荷実績に基づいて算出した。ここでは、既設変電所の負荷実績に伸び率を乗じて、2040 年時点の負荷を予測し、それらを最寄りの 400kV 変電所の負荷として集約することにより、2040 年の 400kV 変電所の負荷量を算出した。その結果を図 6.4-2 に示す。また、負荷は、雨期 (8 月) の時期とした。

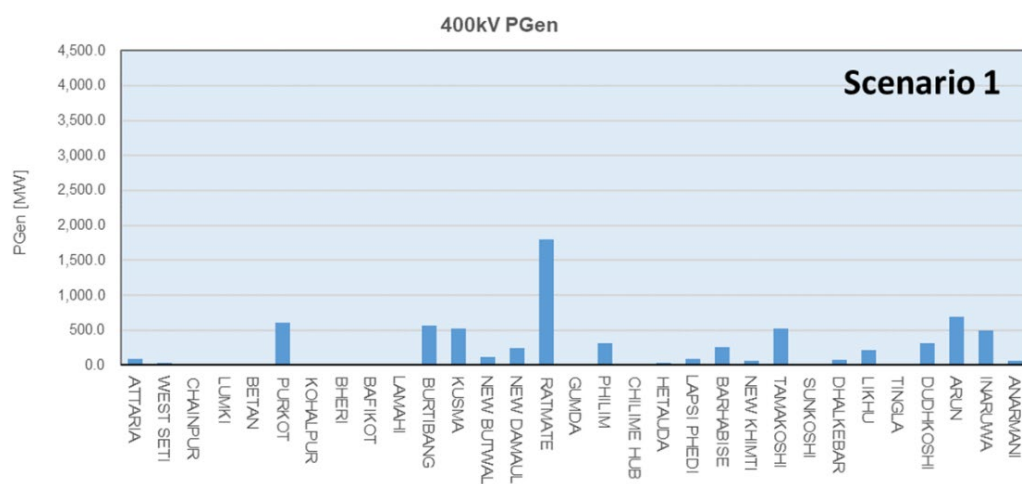


出典：JICA 調査団作成

図 6.4-2 400kV 系統の負荷配分(2017 年負荷実績から作成)

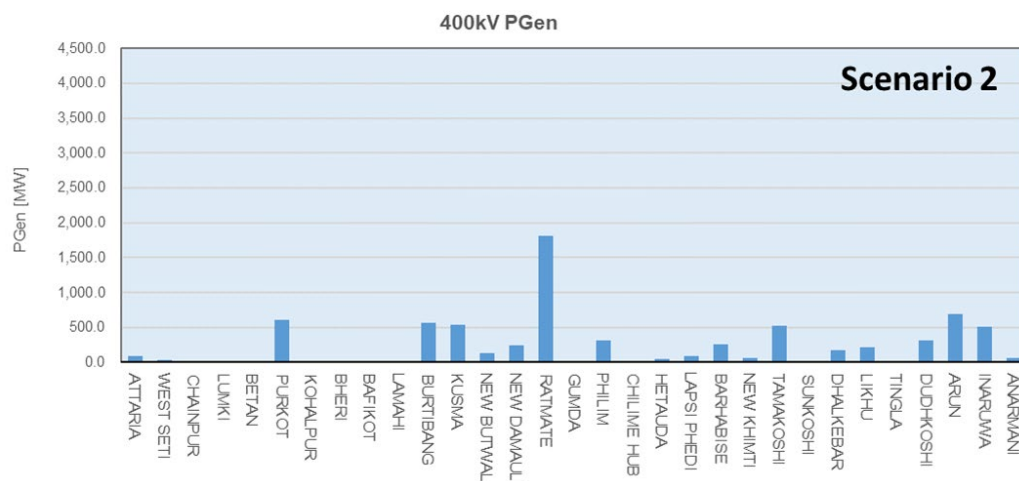
3) 400kV 系統の電源配分 (シナリオ別)

前述の 400kV 系統の中で、400kV 変電所の電源の配分については、「電源開発計画」のシナリオ別の結果を参照する。発電出力と負荷の差を電力融通量として需給バランスが取れるように系統運用を行う。なお、発電出力は発電量が最大となる雨期（8 月）の時期とした。負荷配分同様、各発電所の発電出力を最寄りの 400kV 変電所の集約することにより、2040 年の 400kV 変電所の電源量とした。シナリオ別の電源配分図 6.4-3～図 6.4-6 に示す。



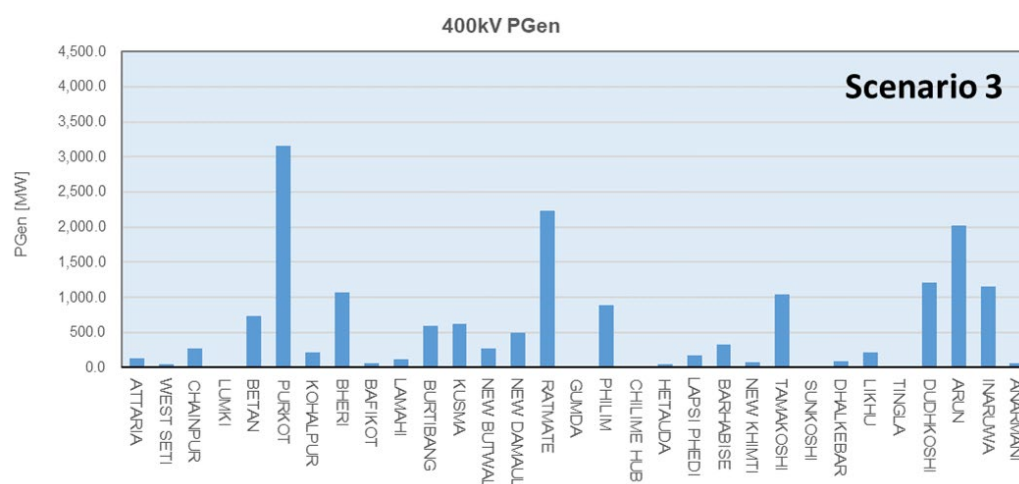
出典：JICA 調査団作成

図 6.4-3 シナリオ 1 400kV 系統の電源配分



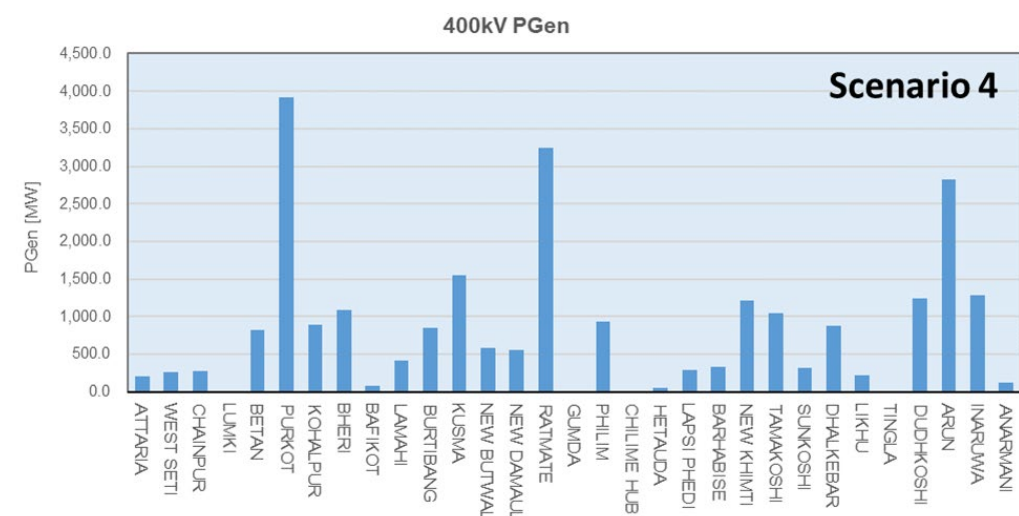
出典：JICA 調査団作成

図 6.4-4 シナリオ 2 400kV 系統の電源配分



出典：JICA 調査団作成

図 6.4-5 シナリオ 3 400kV 系統の電源配分



出典：JICA 調査団作成

図 6.4-6 シナリオ 4 400kV 系統の電源配分

4) 系統解析の解析条件

今回実施した系統解析の条件は以下とする。

- ・ 解析断面：2040 年雨期負荷最大（8 月：発電出力及び電力需要が最大）
- ・ 国際連系線：発電出力と電力需要の差分を最大 6 本の国際連系線で電力融通する。なお、連系線からの潮流は均等と仮定する。

系統解析については、NEA グリッドコードに基づいて以下の項目について解析し、規定内に収まるか確認する。

- ・ 潮流計算
各 400kV 送電線の潮流が、送電容量 2,618MW⁵⁸以内であること
- ・ 電圧計算
各 400kV 変電所の母線電圧が、400kV±5%以内であること
- ・ 短絡電流計算
各変電所の短絡電流が、50kA 以内であること
- ・ 安定度シミュレーション
400kV 送電線の最大潮流区間の 1 回線事故（送電端変電所の至近での三相短絡事故を想定）5 サイクル継続後に事故除去し、ベースとなる発電機との位相差を確認し、発電機が安定に運転できること

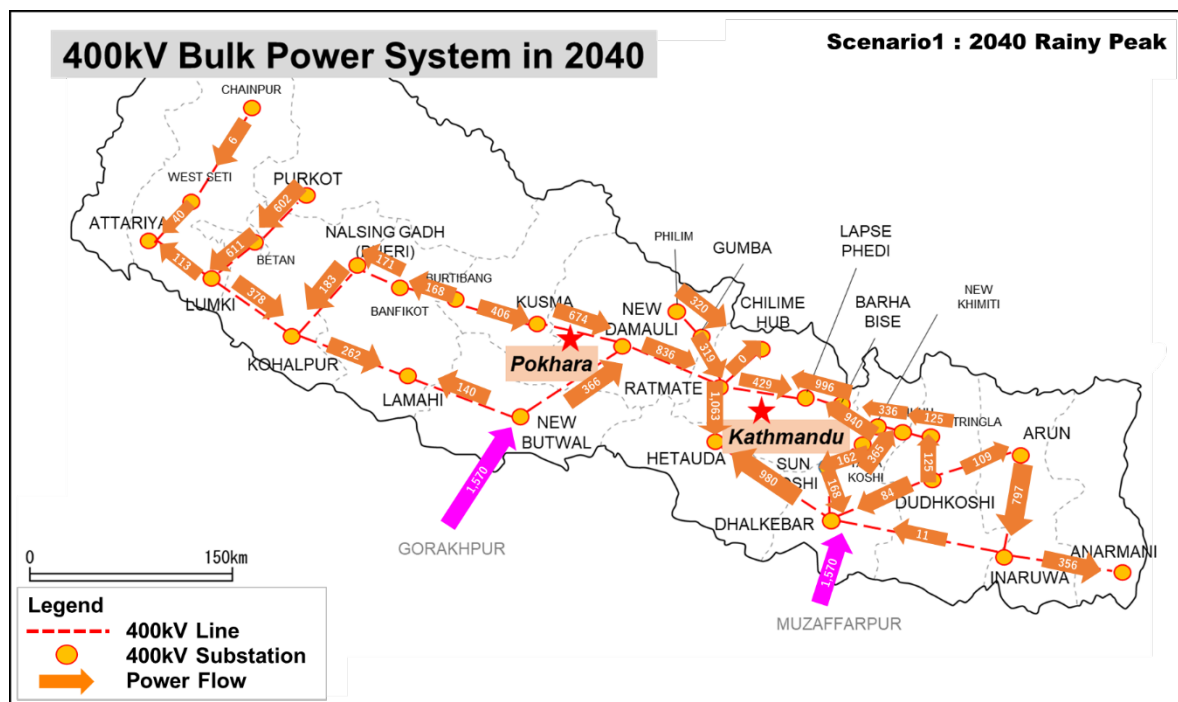
6.4.2 各開発シナリオにおける系統解析結果と評価

(1) 潮流計算

上記、解析条件に基づき、400kV 基幹系統を対象にして、電源開発計画のシナリオ 1 から 4 について、系統解析を実施し、その結果を図 6.4-7～図 6.4-10 に示す。潮流図の矢印に送電線の潮流方向と量を表す。なお、シナリオ 3、4 の潮流図は直接輸出用送電線⁵⁹導入前の結果である。

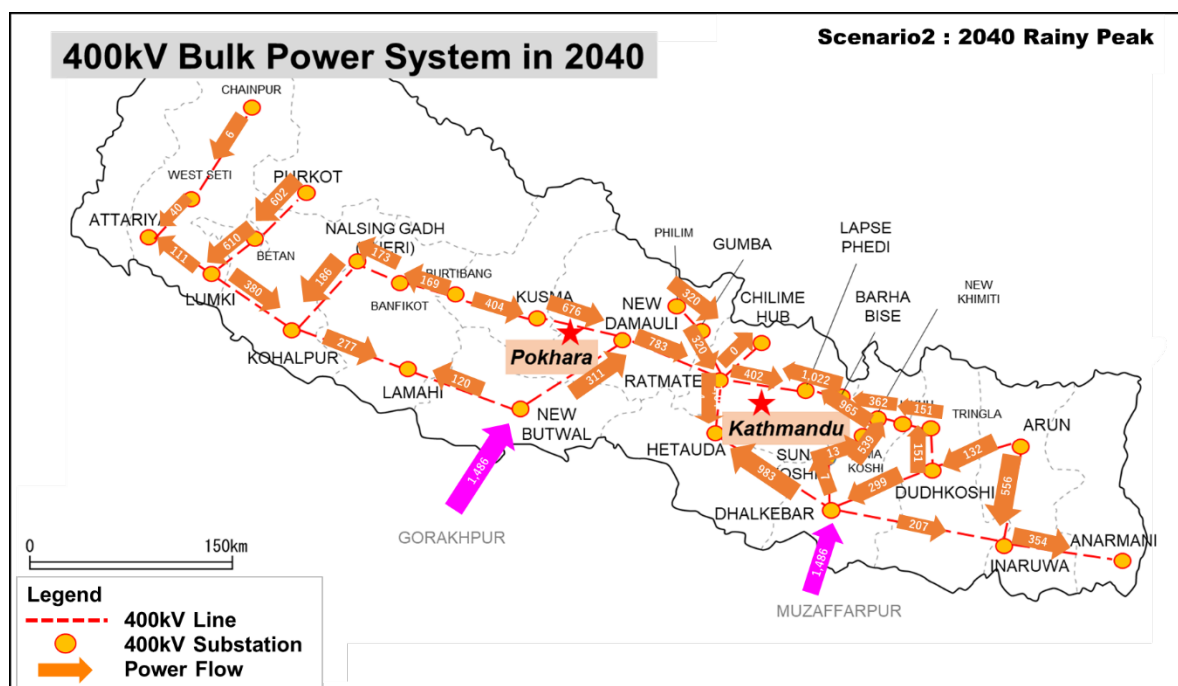
⁵⁸ $1.732 \times 400(\text{kV}) \times 0.829(\text{A})$ （ACSR410sq1 回線当たりの電流容量） $\times 4$ （導体） $\times 0.95$ （力率） $\times 1.2$ （ネパールの長時間過負荷係数） $\approx 2,618\text{MW}$

⁵⁹ 直接輸出用送電線の検討は 6.4.3 項に記載する。



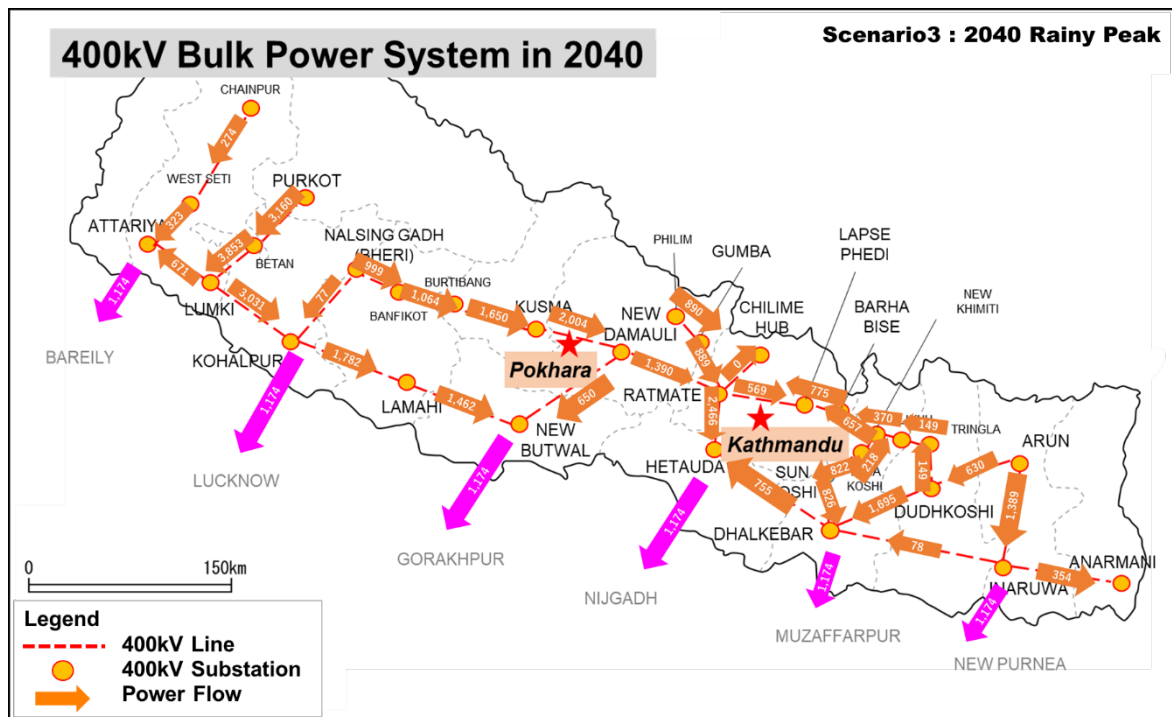
出典：JICA 調査団作成

図 6.4-7 潮流図(シナリオ 1)



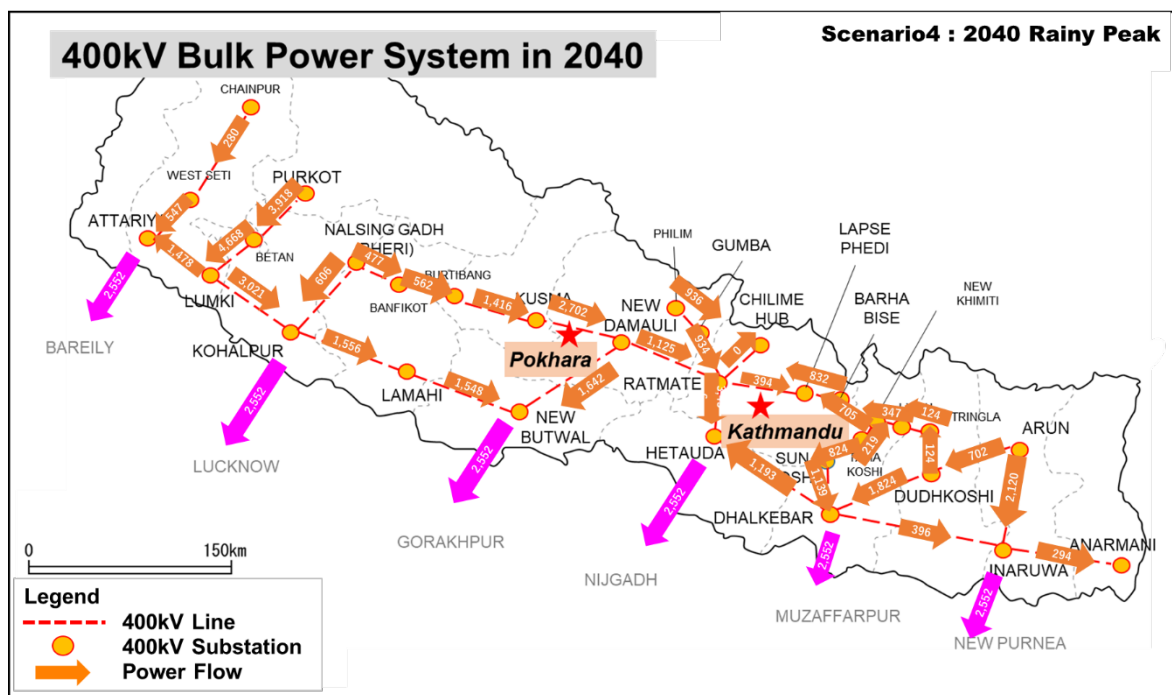
出典：JICA 調査団作成

図 6.4-8 潮流図(シナリオ 2)



出典：JICA 調査団作成

図 6.4-9 潮流図(シナリオ 3)

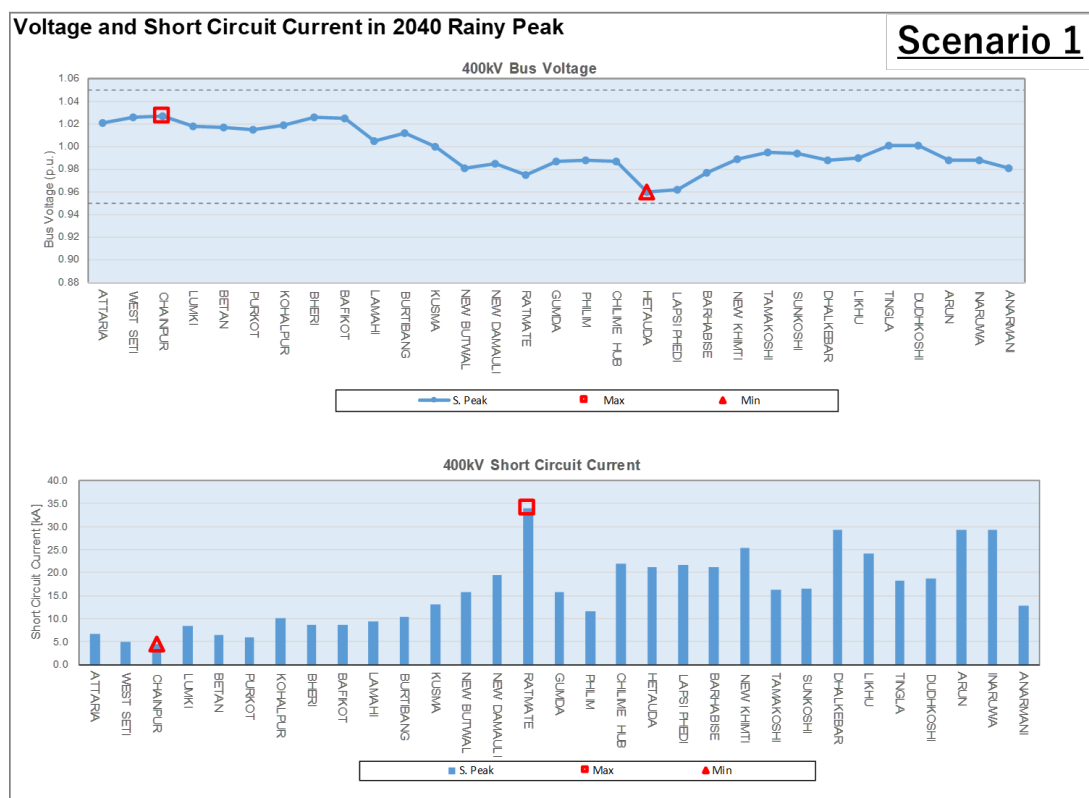


出典：JICA 調査団作成

図 6.4-10 潮流図(シナリオ 4)

(2) 電圧・短絡電流計算

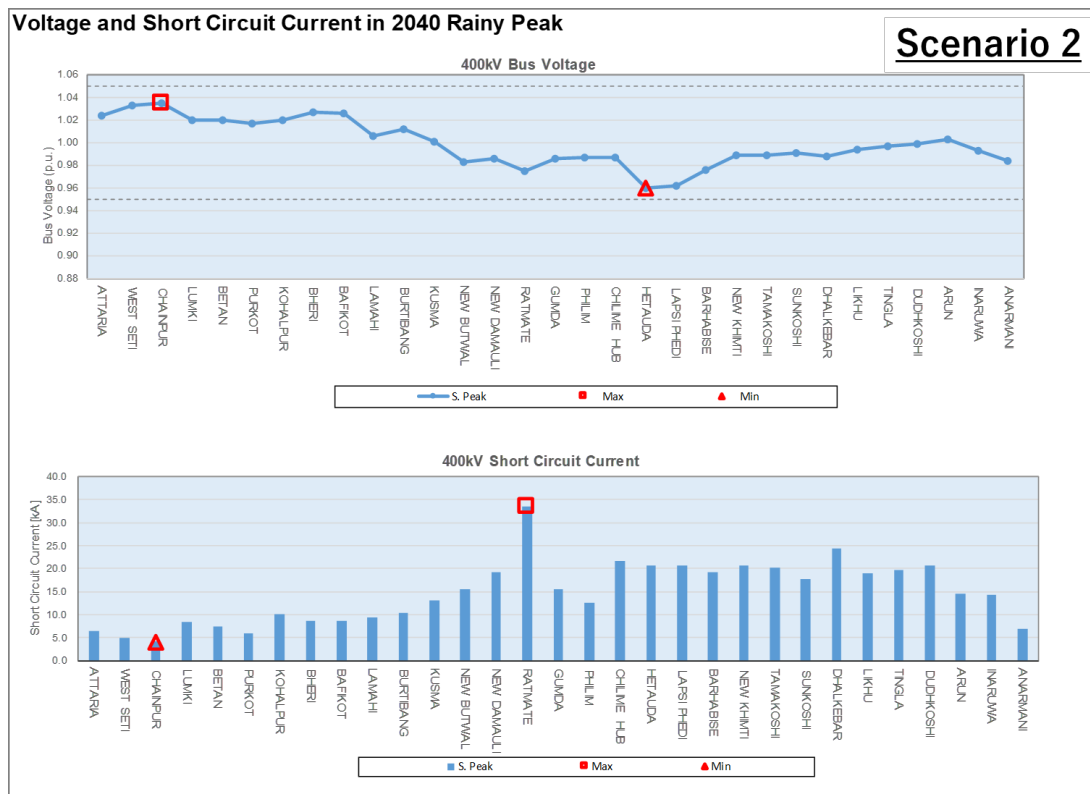
電圧・短絡電流の結果を図 6.4-11～図 6.4-14 に示す。横軸は各変電所、縦軸は電圧値ならびに事故時の短絡電流値である。電圧については、各シナリオとも、主要な需要地に近い Hetauda 等の変電所の電圧が低くなる傾向にあるが、電圧基準値 $\pm 5\%$ 以内に収まっていることが確認できた。短絡電流については、各シナリオとも主要な需要地に近い Ratmate の短絡電流が大きくなる傾向にあるが 400kV 遮断器の一般的な定格遮断電流である 50kA 以内に収まっていることが確認できた。なお、シナリオ 3、4 の電圧、短絡電流は直接輸出用送電線⁶⁰ 導入後の結果である。



出典：JICA 調査団作成

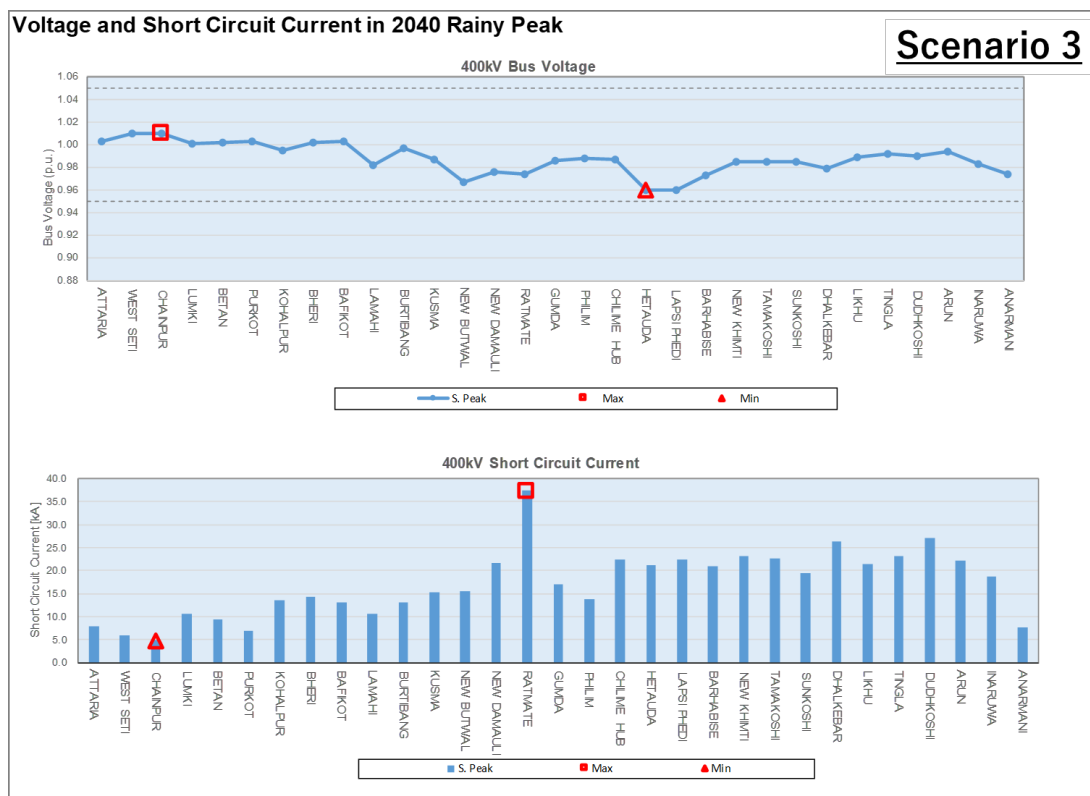
図 6.4-11 電圧・短絡電流(シナリオ 1)

⁶⁰ 直接輸出用送電線の検討は 6.4.3 項に記載する。



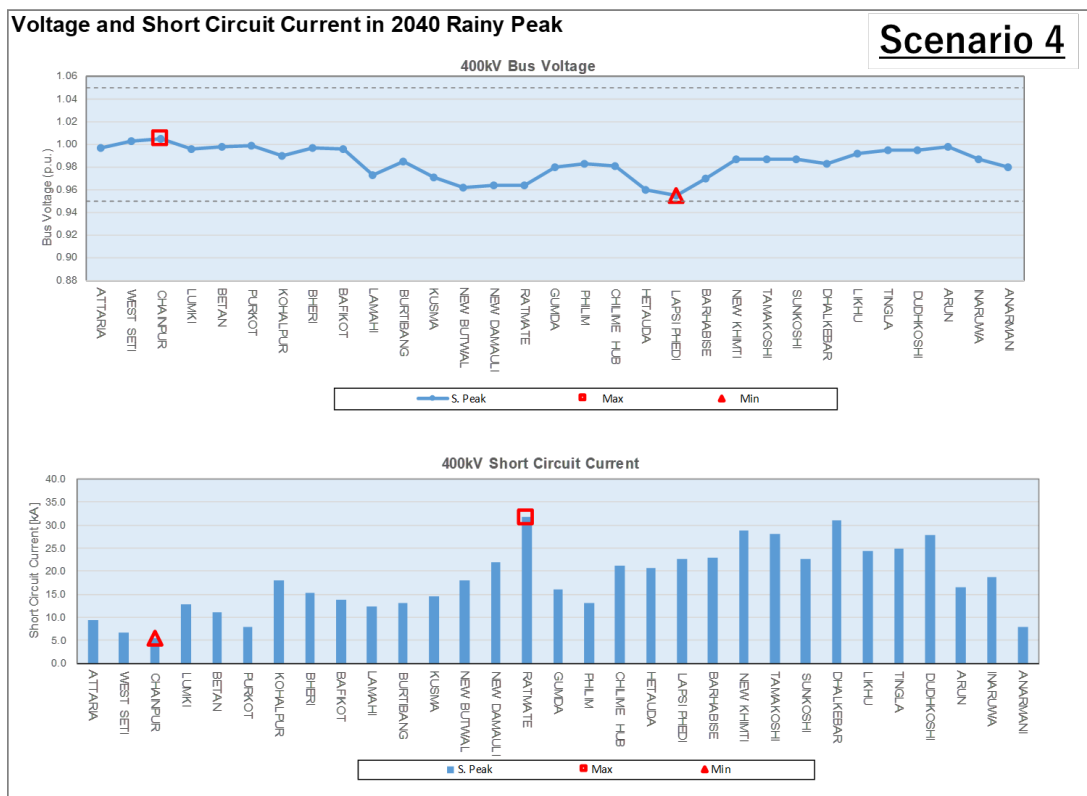
出典：JICA 調査団作成

図 6.4-12 電圧・短絡電流(シナリオ 2)



出典：JICA 調査団作成

図 6.4-13 電圧・短絡電流(シナリオ 3)



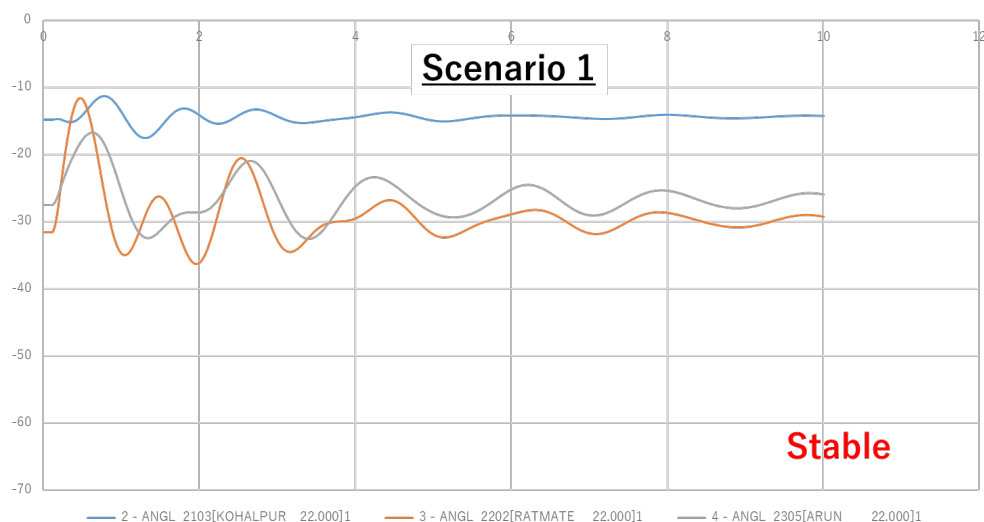
出典：JICA 調査団作成

図 6.4-14 電圧・短絡電流(シナリオ 4)

(3) 安定度シミュレーション

安定度シミュレーションをした結果を図 6.4-15～図 6.4-18 に示す。グラフより、送電線事故時における発電機の位相差を確認した。いずれのシナリオにおいても事故時に安定に運転できることが確認できた。なお、シナリオ 3、4 の安定度は直接輸出用送電線⁶¹導入後の結果である。

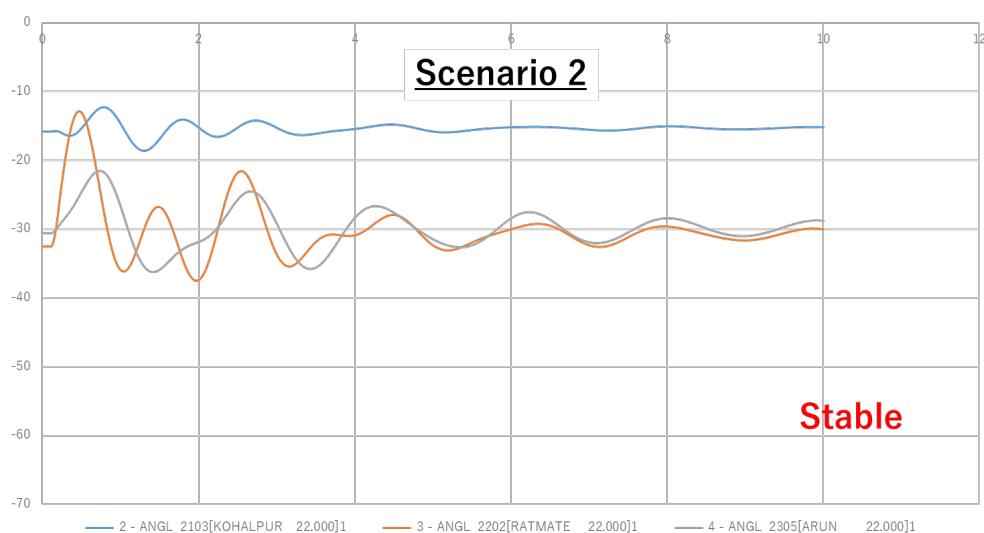
⁶¹ 連系方式については、6.4.3 項を参照。



Ratamate-Hetauda 送電線（最大潮流） Ratamate 側 5 サイクル事故

出典：JICA 調査団作成

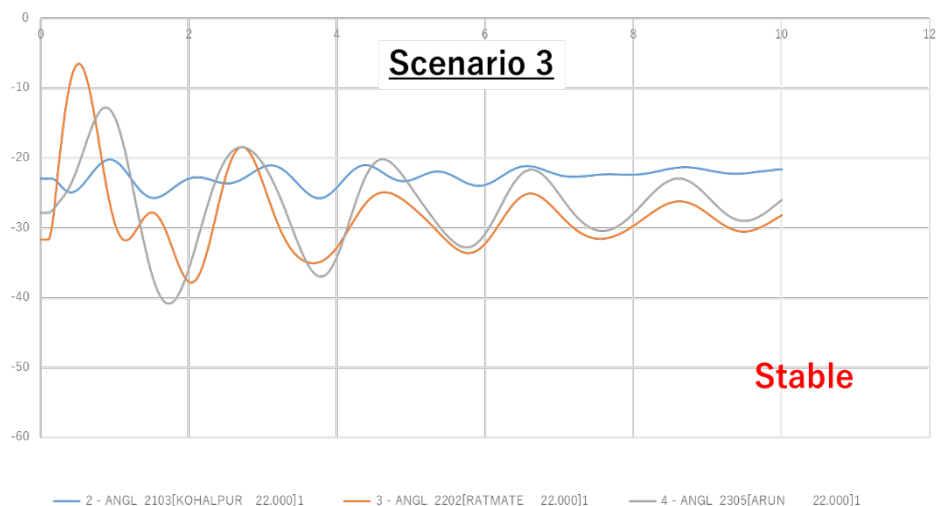
図 6.4-15 安定度(シナリオ 1)



Ratamate-Hetauda 送電線（最大潮流） Ratamate 側 5 サイクル事故

出典：JICA 調査団作成

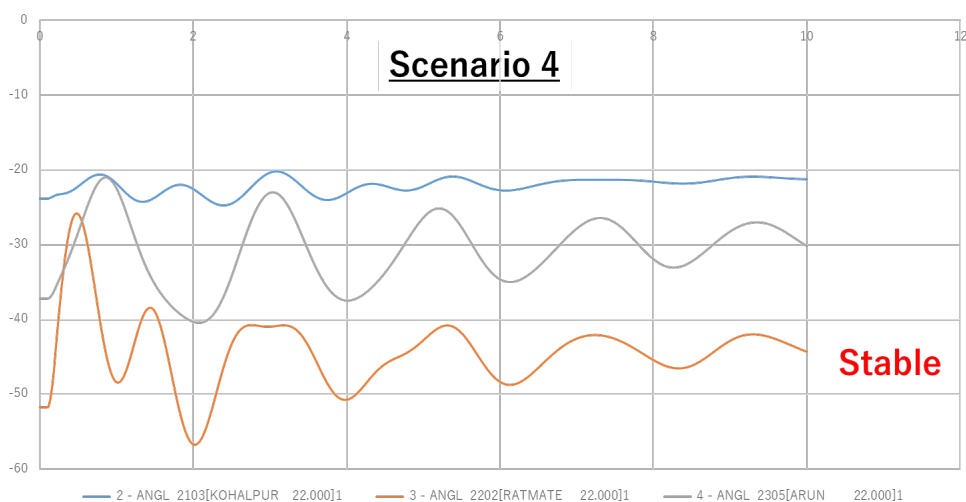
図 6.4-16 安定度(シナリオ 2)



Ratmate-Hetauda 送電線（最大潮流） Ratmate 側 5 サイクル事故
（直接輸出力：2.53GW (Purkot)）

出典：JICA 調査団作成

図 6.4-17 安定度(シナリオ 3)



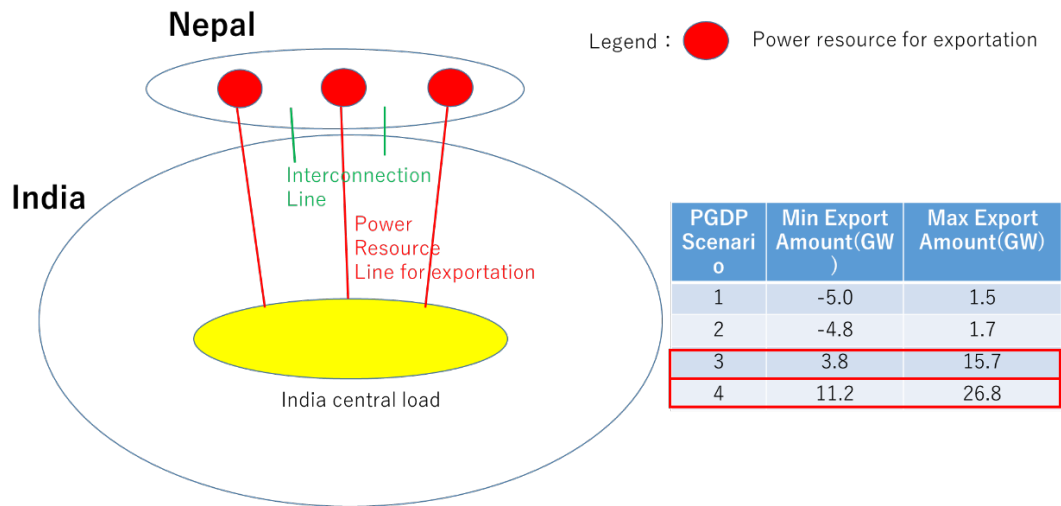
Ratmate-Hetauda 送電線（最大潮流） Ratmate 側 5 サイクル事故
（直接輸出力：9.23GW (Purkot, Ratmate, Arun, Kusma)）

出典：JICA 調査団作成

図 6.4-18 安定度(シナリオ 4)

6.4.3 系統安定度対策としての電力融通方法の検討

現在、NEA によって計画されている系統計画は、インドへの輸出を 6 本で行う計画であったが、前述のシナリオ 3、4 では、将来大きな潮流が流れる場合、安定度が収束しないことが確認された。そこで、本検討ではインドへの輸出方法を検討した。（図 6.4-19、図 6.4-20）。



出典：JICA 調査団作成

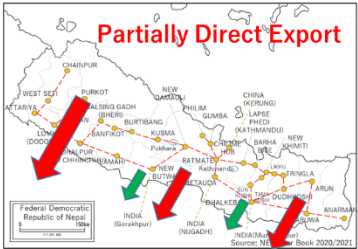
図 6.4-19 大容量電力輸出時の系統構成(イメージ)

Plan	Export to India By Interconnection line Plan A	Export to India By resource line directly Plan B
System Configuration		
Reliability	Power flow of domestic line are impacted by export power amount, the damage of the power source drop out is large.	Power flow of domestic lines are independent of export power amount, the power system is stable
Cost	Surplus domestic line expansion shall be necessary	Domestic line expansion are not impacted by export power amount, the cost can be reduced

出典：JICA 調査団作成

図 6.4-20 国際連系統による輸出プラン(A)と電源線による直接輸出プラン(B)の比較

本系統解析では、国際連系統を活用しながら、一部直接輸出を採用する、プラン A'を提案した(図 6.4-21)。ここでは、一部の発電所は直接インドへ輸出、一部は国内系統を介して余剰分を輸出とする部分的な直接輸出を採用することで、左側のプラン A と比較し、より系統の安定性が保てる傾向にあることが確認できた。

Plan	Export to India By Interconnection line Plan A	Export to India By resource line directly + Interconnection Line Plan A'
System Configuration		
Dynamic Stability Simulation	For Scenario 3 and Scenario 4, Unstable	For Scenario 3 and Scenario 4, Stable by partially direct export
Voltage	For Scenario 3 and Scenario 4, some voltage is not within $\pm 5\%$	For Scenario 3 and Scenario 4, each voltage is within $\pm 5\%$ by partially direct export

出典：JICA 調査団作成

図 6.4-21 国際連系線輸出方式(A)と一部直接輸出方式(A')との比較

各シナリオで電力融通量、輸入・輸出が異なり、シナリオ 1、2 ではインドからの輸入を早期運開予定の 2 区間の連携線でも運用可能である事が確認できた。また、電力輸出が多くなるシナリオ 3、4 では国際連携線の方式を上記プラン A'の一部直接方式とすることで系統安定度を保つことが出来る結果となった。

表 6.4-1 各シナリオの国際連系線

項目	電力融通	方式	連系箇所
シナリオ 1	3,140.4 (輸入)	早期建設予定の連系線	2 区間
シナリオ 2	2,971.8 (輸入)	早期建設予定の連系線	2 区間
シナリオ 3	7,015.4 (輸出)	一部インドへの直接輸出用送電線	6 区間
シナリオ 4	15,163.4 (輸出)	一部インドへの直接輸出用送電線	6 区間

出典：JICA 調査団作成

なお、これらの電力輸出の構想について、NEA を含めた WG メンバーと協議を行い、直接輸出用送電線の必要性について合意を得ている。

6.4.4 まとめ

1. 4 シナリオの電源開発計画に対応した 400kV 基幹系統の系統解析結果を実施し、いずれのシナリオの系統も技術基準を満足し、妥当であることが確認された。

2. 大規模水力の輸出方法は、一部の水力発電所をインドへ直接輸出する方法が技術的に有利である傾向にあることが確認された。
3. 本結果については、第 5 次現地渡航で NEA の系統 WG メンバーに紹介することができ、理解を得ることができた。
4. 今後は、ひとつの最適な電源シナリオに対応した系統計画について、さらに詳細な検討を行い、その系統計画の妥当性を検証する。

6.5 環境社会配慮

6.5.1 戦略的環境アセスメントの方針

本事業は、「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン」（2010 年 4 月公布）に掲げる一般に影響を及ぼしやすいセクター・特性、影響を受けやすい地域のいずれかに該当するものの、セクター、事業内容及び地域の特性に鑑みて、環境への望ましくない影響は重大でないと判断されるため、カテゴリ B に該当する。IPSDP 策定にあっては、SEA の考え方を導入する。

ネパールでは、環境保護法（EPA 2019：Environmental Protection Act 2019）及び環境保護規則（EPR 2020：Environmental Protection Rules 2020）にて、SEA の手続きが規定されている。ただし、これらの法規制は近年策定されたものであり、これらのプロセスが適用された事例は確認されていないため、実施機関である MoEWRI と今回の IPSDP に適用されるプロセスに関して協議を行った。その結果、今回の IPSDP は MoEWRI が承認を行う省内文書であり、EPA 2019 及び EPR 2020 での SEA の手続きに従う必要はない旨、確認を行った⁶²。

本調査においては特に以下の点を考慮し SEA を実施した。SEA のスコーピング段階、ドラフト IPSDP 作成段階において、環境 WG やステークホルダー協議等を開催し、聴取したステークホルダーの意見を SEA の結果へ反映した。

- 負の影響を最小化し正の影響を最大化できるよう検討を行う。回避できない負の影響は適切に管理・モニタリングを行うよう検討を行う。とりわけ水力開発に伴う流域での累積的影響について留意する。その検討結果を IPSDP に反映する。
- 早期の段階においてステークホルダーと意味ある協議を実施し IPSDP の透明性・説明責

⁶² ネパール国ボカラ市汚水管理マスタープラン（EPR 2020 施行後に実施）等においても必ずしも EPR 2020 に規定される SEA の手続きが適用されておらず、各管轄省庁の判断で状況に応じた柔軟な運用が行われている。なお、今回の SEA は IPSDP の一部として位置づけられ、別途 SEA 報告書の作成を行わない。

任を確保する。

- ネパールでは実施機関が SEA を実施した経験が乏しいため、環境社会配慮の実施主体である実施機関へ SEA の考え方を伝えるとともに、IPSDP の作成段階からモニタリング段階まで環境社会配慮が適切に実施されるよう支援する。

6.5.2 スコーピング案

開発シナリオで想定される電源毎のベースライン情報の概要と SEA における環境社会面での留意点を下記にまとめる。

(1) 水力発電

SEA では①水系ごとに開発計画の状況が異なる、②発電方式（ROR、PROR、STO）により環境社会面への影響が異なる点を考慮しスコーピングを行った。

❖ 物理環境・自然環境

- 貯水池や調整池の設置に伴う下流の流量等（E フロー）への影響が想定される。
- ダムによる水生生物の移動の阻害、流量の変化に伴う河川生態系への影響が想定される。特に、水力開発が集中している水系では累積的影響に留意する。
- 流れ込み式の水力開発事業では、流量の変化、生態系への重大な影響は想定されない。

❖ 社会環境

- 水力発電開発では、計画されている貯水池や調整池内に家屋がある場合、大規模な非自発的住民移転、用地取得が想定される。発電設備の下流で漁業が行われている場合、流量や水質等の変化に伴う漁業への影響に留意する。
- 流れ込み式の水力開発事業では大規模な非自発的住民移転、用地取得は想定されない。

表 6.5-1 水力発電において環境社会面で留意すべき項目

No.	SEA において留意する項目	水力発電		
		ROR	PROR	STO
1	E フロー	B	A	A
2	大気汚染	B	B	B
3	水質汚濁	B	B	B
4	廃棄物	B	B	B
5	保護区	C	C	C
6	生態系	B	A	A
7	用地取得・非自発的住民移転	B	A	A
8	先住民族	C	C	C
9	自然災害（地すべり、洪水等）	C	C	C
10	気候変動	C	C	C

備考：A（重大な影響が見込まれる）、B（多少の影響が見込まれる）、C（立地等により影響の程度が大きく異なる）、D（軽微な影響が見込まれる／ほとんど影響は見込まれない）

ROR：Run of River、PROR：Peaking Run of River、STO：Storage

出典：JICA 調査団作成

(2) 再生可能エネルギー

ネパールでは水力発電が主要電源であるものの、IPSDP では 2040 年に向け再生可能エネルギーの導入が検討される。SEA においては、再生可能エネルギーのうち、導入される可能性のより高い太陽光発電について、下記に留意し検討する。

- SEA では、特に大規模な太陽光発電で用地取得やそれに伴う住民移転に留意し評価を行う。
- ネパールは山岳地帯が北中部を占め、急峻な山岳地帯では大規模な開発は困難であるため、用地確保の観点で国土南部はテライ平原を中心に平地での導入が想定される。一方で、テライ平原は農業地帯であるため、生計への影響にも留意する必要がある。

表 6.5-2 再生可能エネルギー（太陽光発電）において環境社会面で留意すべき項目

No.	SEA において留意する項目	再生可能エネルギー（太陽光発電）
1	E フロー	D
2	大気汚染	B
3	水質汚濁	B
4	廃棄物	B
5	保護区	C
6	生態系	B
7	用地取得・非自発的住民移転	A
8	先住民族	C
9	自然災害（地すべり、洪水等）	C
10	気候変動	C

備考：A（重大な影響が見込まれる）、B（多少の影響が見込まれる）、C（立地等により影響の程度が大きく異なる）、D（軽微な影響が見込まれる／ほとんど影響は見込まれない）

出典：JICA 調査団作成

(3) その他

全ての電源に共通する環境社会面への影響として SEA では下記を留意する。

❖ 送電線

- ネパールでは、架空送電線下に地役権 (RoW : Right of Way) が設定されている⁶³。RoW 内での建造物の建設は認められていないため、送電線の RoW 内に住居の建造物がある場合、住民移転の対象となる。加えて、鉄塔部分は用地取得が求められる。また、送電線建設時に送電線下に農地がある場合、一時的に農地が使用できなくなるため、生計への影響にも留意する。

❖ 保護区・生態系

- ネパールでは保護区 (Protected Area) として「国立公園と野生生物の保全に関する法律」に基づき、国立公園 (National Park) 12 カ所、野生動物保護区 (Wildlife Reserve) 1 カ所、狩猟保護区 (Hunting Reserve) 1 カ所、保全区 (Conservation Area) 6 カ所、バッファゾーン (Buffer zone) 13 カ所が指定されている。これらの保護区で開発を行う場合、開発に先立ち当局からの許可を得る必要がある。川の流れをせき止める又は改変する行為は禁止されており、水力開発においては維持流量等の制限が求められる。
- ネパール全土で KBA が 31 カ所確認されている。
- SEA では、保護区や重要な生息地に関する情報を整理し重大な影響が生じないように配慮する。

❖ 先住民族

- 「ネパールの先住民族の発展に係る法律 (National Foundation for the Development of Indigenous Nationalities Act)」では、59 の民族が先住民族 (現地語で *Janajati*) として規定されており、全土に分布している。
- 既存の貯水池式水力開発事業において住民からの反対等が起きている事例もあるため、ステークホルダーの意見も十分反映させた計画となるよう配慮する。
- 特に、ネパールは「国際労働機関 (ILO : International Labor Organization) 独立国における原住民及び種族民に関する条約 (第 169 号)」を 2007 年に批准しており、IPSDP 策定プロセスにおいて先住民への配慮を行う。

上記を踏まえ、IPSDP における SEA の主な目的・判断基準を下表に示す。

⁶³ 電圧に応じ RoW が規定されており、400 kV 送電線では 46m (中央線から両端へ 23m)、220 kV 送電線では 30m (中央線から両端へ 15m)、132 kV 送電線及び 66 kV 送電線では 18m (中央線から両端へ 9m) となっている。

表 6.5-3 SEA の主な目的・判断基準

	項目	SEA の目的	SEA の判断基準
1	E フロー	• E フローへの影響の回避・緩和	• E フローへの影響を回避・緩和するものとなっているか。
2	大気汚染	• 電力セクターにおける大気汚染物質の排出削減 • 大気汚染物質の適切な管理	• 電力セクターからの大気汚染物質の削減に貢献するものとなっているか。 • 大気汚染物質のモニタリングの構築を促すものとなっているか。
3	水質汚濁	• 電力セクターにおける水質汚染物質の排出削減 • 水質汚染物質の適切な管理	• 電力セクターからの水質汚染物質の削減に貢献するものとなっているか。 • 水質汚染物質のモニタリングの構築を促すものとなっているか。
4	廃棄物	• 廃棄物（有害廃棄物を含む）の適切な管理	• 発生する廃棄物により重大な環境社会面への影響を及ぼす可能性がないか。
5	保護区	• 電力セクターにおける保護区への影響の回避	• 保護区内での事業を回避するものとなっているか。
6	生態系	• 重要な生息地への影響の回避・緩和	• 重要な生息地への影響を回避・管理できる体制の構築を促すものとなっているか。
7	用地取得・非自発的住民移転	• 用地取得・非自発的住民移転の回避・最小化	• 用地の制約を考慮した計画になっているか。
8	先住民族	• 先住民族の文化等への影響の回避・緩和	• 先住民族の意見を反映した計画になっているか。
9	自然災害(地すべり、洪水等)	• 地すべり等の自然災害への対応	• 災害リスクに対応するものになっているか。
10	気候変動	• 電力セクターにおける CO₂ 排出量の削減 • 気候変動による影響を踏まえた災害への対応	• 電源構成の検討結果が CO₂ 排出量削減に貢献するものとなっているか。 • 気候変動による災害リスクの増加に対応するものになっているか。

出典：JICA 調査団作成

6.5.3 各開発シナリオにおける環境社会面の評価

IPSDP で想定される 4 つの開発シナリオ（①電力輸入、②再生エネルギー活用、③水力中間開発、④水力最大開発）に関して環境社会面から比較評価を行った。比較評価の結果を表 6.5-4 に示す。

電力輸入シナリオでは、他のシナリオと比較し、保護区や森林等の環境面、農地や住宅等の社会面への影響が相対的に軽微である一方、温室効果ガス排出量は大きくなり気候変動への相対的に大きい影響が見込まれる。再生可能エネルギー活用シナリオでは、環境社会面への影響は電力輸入シナリオと同様であるが、再生可能エネルギーの推進により温室効果ガス排出量は電力輸入シナリオより相対的に少なくなる。水力最大開発シナリオでは、他のシナリオと比較し、環境社会面へ相対的に重大な影響が見込まれる一方、温室効果ガス排出量は相対的に少なくなる。

表 6.5-4 開発シナリオの比較評価

	項目	電力輸入	再生エネルギー活用	水力中間開発	水力最大開発
1	環境面：保護区、Chure conservation area、KBA、森林	C	C	B	A
2	社会面：農地、住宅地	C	C	B	A
3	気候変動	A	B	C	C

備考：A（相対的に重大な影響が見込まれる）、B（多少の影響が見込まれる）、C（相対的に軽微な影響が見込まれる）

出典：JICA 調査団作成

6.6 最適シナリオの選定

3E+Policy を基に各シナリオを比較検討し、今後のネパールの電力開発の方向性について考察する。そして、最適シナリオに進めるベースシナリオを選定する。3E+Policy を基に各シナリオを比較検討した結果を表 6.6-1 に示す。

エネルギー安全保障の観点ではシナリオ 1、シナリオ 2 は電力自給率が 100%を下回っており、インドからの電力輸入に頼る必要がある。シナリオ 3、4 についてはほぼ電力自給が可能である。インドなどの隣国との国際問題が発生した場合、シナリオ 1、2 は国内の電力供給が滞る可能性があり、シナリオ 3、4 は電力輸出が出来ず各発電所の投資回収が困難になる可能性がある。どのシナリオにおいても隣国との国際問題というリスクを抱えているが、その方向性は異なる。シナリオ 3、4 については少なくとも国内の電力供給は可能であり、電化政策を徹底することでエネルギー自給率の向上も図れる。また、シナリオ 2 は再エネ大量導入により需要の少ない時期の系統安定性が低下する。

財務負担の低減と電力輸出を通じた経済成長については水力開発容量とのトレードオフの関係にある。シナリオ 3、4 のように大規模開発を進めれば電力輸出も増え、実現しない場合はシナリオ 1、2 のように輸出は減る。しかし、いずれのシナリオにおいても 2040 年までの累積電力融通収支は黒字であり、どのシナリオを選択したとしても電力輸出促進が重要となる。一方で、燃料インフレへの脆弱性という観点では、電力輸入が必要なシナリオ 1、2 ではこれらのリスクを抱えている。2022 年前半のような世界的な燃料インフレが発生した場合、輸入電力の料金高騰といった財政負担リスクは考慮する必要がある。

環境社会配慮については水力開発を進めれば自然社会環境への影響は大きくなる。特に d) GoN に含まれる STO 地点は大規模の貯水池が必要な地点も多く、環境への負荷も大きい。気候変動対策の観点では、水力開発を進めた場合は火力主体の隣国への電力輸出によって地域の CO₂ 排出量削減に大きく貢献する。また、将来的にはこれらの削減によるインセンティブについても期待できる。

ネパールの電力政策との整合性について、シナリオ 1、シナリオ 2 の b) Construction の開発の場合は 2030 年の 15,000MW の開発は達成できない。c) Survey、d) GoN の開発を含むシナリオ 3、4 は達成可能である。また、再生可能エネルギーを含めた代替エネルギー導入についてはいずれのシナリオでも国内需要の 10%確保を達成している。

各シナリオについて 3E + Policy の評価を以下の通りに総括する。

シナリオ 1： 電力輸入について、設備投資額と環境影響が少なく、実現性のあるシナリオと想定される。しかし、2040 年におけるエネルギー自給率が低く、電力輸入中断という供給リスク、燃料インフレといったコスト高騰リスクを抱えており、ネパールの電力政策の掲げる 2035 年における 28GW の開発目標達成も困難である。

シナリオ 2： 再生可能エネルギー活用について、設備投資額と環境影響は少なくシナリオ 1 と比較して、輸入依存度も低い。一方で、VRE の太陽光に対する系統安定性を確保するには隣国との系統連系による調整力確保が必要になる。

シナリオ 3： 水力中間開発について、乾期の一定期間は電力輸入が必要になるが、それ以外の期間は渇水年であっても国内および輸出用の電力を確保できる。必要な設備投資額は高額になるが電力輸出が進めば実現可能と想定される。一方で、環境影響も大きいため、SEA の結果を踏まえて影響を低減するための施策が重要となる。

シナリオ 4： 水力最大開発について、渇水年も含めて年間を通じて国内および輸出用の電力を確保できる。シナリオ 3 と比較すると設備投資額や環境影響も非常に大きくなり、実現性については十分に検討する必要がある。

以上の開発シナリオの比較検討の結果について、3E の評価と Policy との整合性を踏まえて、政策に合致し国内需要を自国で満たしつつ、開発規模の適正化を図れるシナリオ 3：水力中間開発を最適シナリオのベースとして選定する。

今後、IPSDP が志向する電力セクターの方向性は国産クリーンエネルギーである水力と再生可能エネルギーを開発し、乾期は国内需要を満たし、雨期に余剰電力を近隣国に輸出するのが基本戦略になる。

表 6.6-1 各シナリオの比較検討まとめ

評価項目	シナリオ1 電力輸入	シナリオ2 再生可能エネルギー活用	シナリオ3 水力中間開発	シナリオ4 水力最大開発
電源構成				
	20,158MW	25,599MW	32,048MW	43,887MW
エネルギー自給率 (%)	85.4%	99.7%	188.2%	230.1%
(1) エネルギー安全保障 Energy Security	エネルギー自給率 (%)	99.7%	188.2%	230.1%
	国際問題の影響	隣国問題による電力輸入中断	隣国問題による電力輸出中断	隣国問題による電力輸出中断
	系統の安定性	なし	再エネ大量導入による影響	なし
(2) 財政負担低減と経済成長 Economy	累積投資額	19,138 MUSD (1,015MUSD/年)	24,838 MUSD (1,307MUSD/年)	48,345 MUSD (2,544MUSD/年)
	累積電力融通収支	7,360MUSD	10,820MUSD	30,366MUSD
	燃料インフレへの脆弱性	インドの燃料高騰	なし	なし
(3) 環境社会配慮 Environmental and Social considerations	自然社会環境への影響	小	中	大
	累積CO ₂ 排出量 (million ton)	69.1 million ton	52.4 million ton	39.5 million ton
	kWh当たりGHG排出量 (g-CO ₂ /kWh)	172.5 g-CO ₂ /kWh	111.4 g-CO ₂ /kWh	27.0 g-CO ₂ /kWh
	電力輸出による累積CO ₂ 排出削減量 (million ton)	169.1 million ton	205.7 million ton	505.7 million ton
Policy	2030年15000MW	未達成	達成	達成
	再生可能エネルギーの 導入量	達成	達成	達成

出典：JICA 調査団作成

第7章 最適シナリオの検討

7.1 最適シナリオ検討に当たっての更新事項

本章では最適シナリオに選定されたシナリオ3 水力中間開発について、電源開発計画、系統開発計画、環境社会配慮、経済財務分析、ファイナンス手法の検討、余剰電力の活用に関わる検討を実施する。

最適シナリオ検討に当たっては以下3点の入力条件更新を反映する。

- 電力需要予測 ver.2 (2021年データ→2023年データに更新)
- 電源リスト ver.2 (第4.1節の水力データベース(2023年3月)と第7.2節の水力スクリーニング)
- 電力融通におけるCO₂排出係数 (820g-CO₂/kWh→716 g-CO₂/kWh)

7.2 電源開発計画

7.2.1 水力プロジェクトのスクリーニング

最適シナリオの策定のために、水力プロジェクトを同一の基準で一貫した評価を行い、スクリーニングを行った。対象はDoEDプロジェクトリストに記載された合計865の水力発電プロジェクトであり、評価基準は、経済性、政策との整合、水文リスク、地震リスク、環境リスク、及び事業の進捗であり、収集された重要な特徴とGISデータに基づいて評点を与えることで評価した。

評価項目は、表7.2-1に示すように、(1)経済性の観点から、設備出力(MW)、乾期エネルギー比率(%)、LCOE(cents/kWh)、想定運転開始年(年)、(2)政策の観点からは、貯水式事業が重要であることから貯水式(STO)を筆頭に、PROR、RORで評価、(3)水文リスクとしては氷河湖決壊洪水(GLOF: Glacial Lake Outburst Flood)、(4)地震リスクとして地震ハザードマップに基づくPGA(gals)、(5)環境の観点からは、プロジェクトのライセンス取得エリア(端点緯度経度に基づくエリア)内の保護区域(Protected Area)、保全区域(Conservation Area)、KBA、森林(Forest Area)、耕作地(Cropland Area)、居住区域(Buildup Area)の占める割合(%)、及び、(6)事業進捗の項目で評価する。

表 7.2-1 スクリーニング評価項目

Category	No.	Item	Remarks
1. Economy	1)	Capacity [MW]	Contribution to supply for peak demand
	2)	Dry Energy [%]	Contribution to dry season when electricity supply decreases
	3)	LCOE [cents/kWh]	Economic efficiency of the project
	4)	Assumed COD	When to start for supplying energy
	5)	Transmission Line length [km]	Distance from the nearest substation to the project site
2. Policy	6)	Generation type	STO (storage type) is highly valued because of regulating and supplying in dry season
3. Hydrology	7)	GLOF Risk	Risk of natural disaster (GLOF as hydrological risk)
4. Seismic	8)	PGA [gals]	Risk of natural disaster (PGA as seismic risk)
5. Environment	9)	Protected Area [%]	Impact / Risk for natural environment
	10)	Conservation Area [%]	Impact / Risk for natural environment
	11)	KBA [%]	KBA (Key Bio-diversity Area)
	12)	Forest Area [%]	Impact / Risk for natural environment
	13)	Cropland Area [%]	Impact / Risk for social environment
	14)	Buildup area [km ²]	Impact / Risk for social environment
6. Progress	15)	Progress of Project	Reliability of the project is evaluated by its progress
7. Uncertainty	16)	Resettlement	In case of large resettlement occurs, the rating will be reduced
	17)	Political	In case of political issue occurs, the rating will be reduced
	18)	Other critical issues	If other critical issues (Indigenous people, Water use, Cultural heritage) are to occur, the rating will be reduced

出典：JICA 調査団作成

表 7.2-2 スクリーニングにおける評価点

Category		Item	Max	Score					
1. Economy	1)	Capacity [MW]	5	A [5]	>= 100	B [2]	30-100MW	C [0]	<30MW
	2)	Dry Energy [%]	10	A [10]	40%	B [5]	30-40%	C [0]	>= 30 %
	3)	LCOE [cents/kWh]	10	A [10]	< 4	B [5]	4 - 8	C [0]	>= 8
	4)	Assumed COD	5	A [5]	2022-2030	B [3]	2030-2035	C [0]	>2035
	5)	Transmission Line Length [km]	5	A [5]	< 10	B [3]	5 – 10	C [0]	>= 20
2. Policy	5)	Generation type	5	A [5]	STO	B [3]	PROR	C [1]	ROR
3. Hydrology	6)	GLOF Risk	5	A [5]	very low	B [3]	Low / moderate	C [0]	High / very high
4. Seismic	7)	PGA [gals]	5	A [5]	< 200	B [3]	200-300	C [0]	>= 300
5. Environment	8)	Protected Area [%]	6	A [6]	0%	B [3]	0-10%	C [0]	>= 10 %
	9)	Conservation Area [%]	6	A [6]	0%	B [3]	0-10%	C [0]	>= 10 %
	10)	KBA [%]	6	A [6]	0%	B [3]	0-10%	C [0]	>= 10 %
	11)	Forest Area [%]	6	A [6]	0%	B [3]	0-10%	C [0]	>= 10 %
	12)	Cropland Area [%]	6	A [6]	0%	B [3]	0-10%	C [0]	>= 10 %
	13)	Buildup area [km²]	20	A [20]	< 0.01	B [10]	0.01-0.5	C [0]	>= 0.5
6. Progress	14)	Progress of Project	5	A [5]	Studied	B [5]	Under-study	C [5]	Others
7. Uncertainty		Resettlement	In case large resettlement occurs, the rating will be reduced						
		Political	In case of political issue occurs, the rating will be reduced						
		Other critical issues	Indigenous people, Water use, Cultural heritage, etc.						

出典：JICA 調査団作成

以上の結果を集計すると図 7.2-1、及び表 7.2-3 のように整理される。

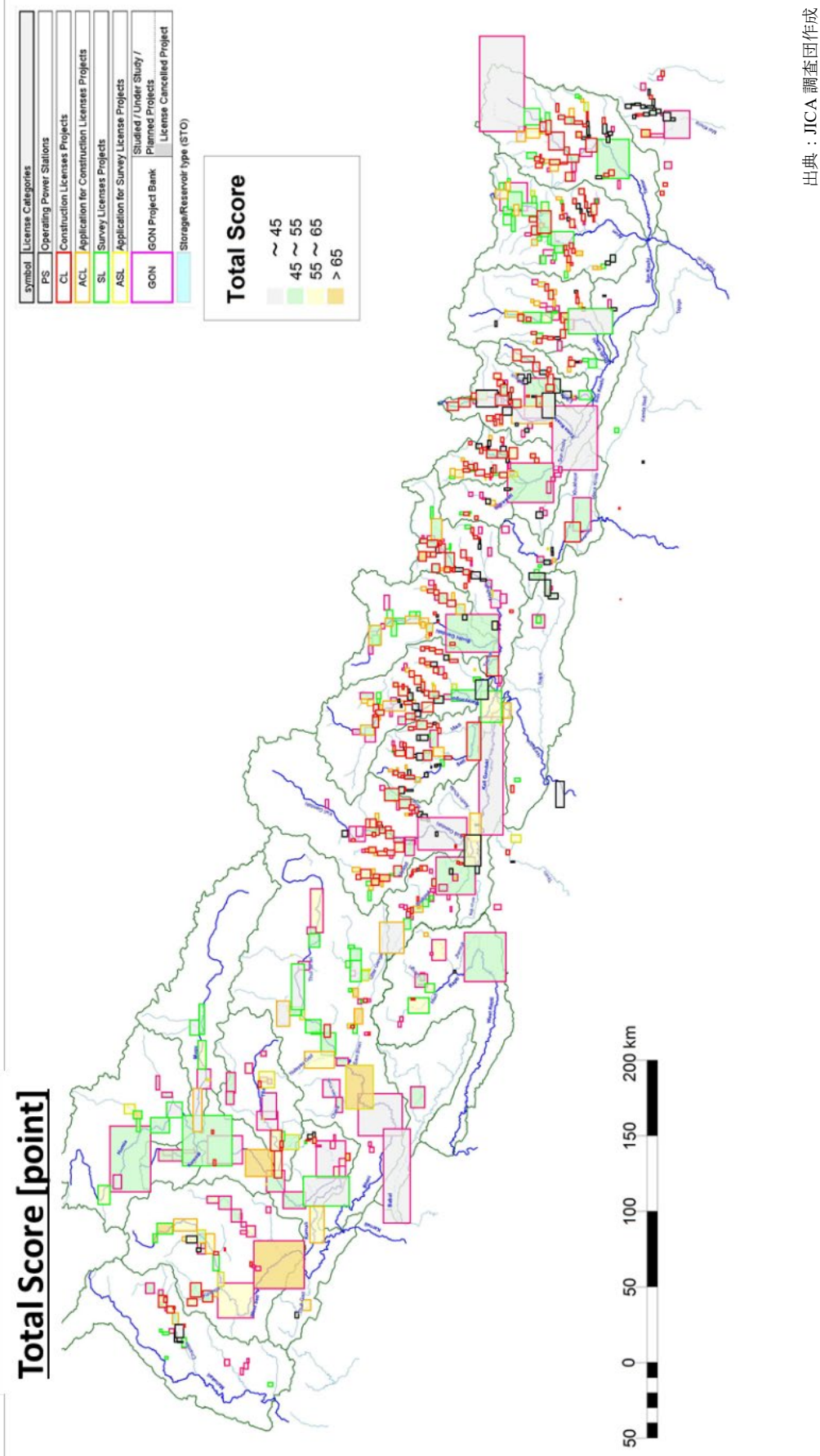


図 7.2-1 水カプロジェクト評価結果：合計評価点 (Total Score)

表 7.2-3 水カプロジェクト評価結果集計表

Score	Number of Site			Capacity (MW)		
	ROR	PROR	STO	ROR	PROR	STO
0 - 10	4	0	0	11	0	0
10 - 20	6	0	0	3	0	0
20 - 30	6	2	4	151	493	2,403
30 - 40	52	5	1	1,934	2,401	1,116
40 - 50	209	18	6	6,869	4,016	2,074
50 - 60	343	31	10	5,984	3,747	4,699
60 - 70	133	15	13	1,925	1,891	2,513
70 - 80	3	3	0	144	373	0
80 - 90	0	0	0	0	0	0
90 - 100	0	0	0	0	0	0
Sub Total	761	70	756	74	34	17,021
Total	865			42,935		

出典：JICA 調査団作成

本検討におけるスクリーニングは、DoED プロジェクトに記載されている全水力発電プロジェクトを対象に、本調査で構築したデータベース情報、SEA で収集された GIS データに基づいて実施した一律基準による評価となる。このアプローチは多数の水力発電プロジェクトを同一の基準で一様に評価し、水力発電プロジェクトを優先順位付けすることができる。一方で、評価の精度は高くなく、スクリーニング結果は個別プロジェクトの事情を詳細に反映していない点は留意する必要がある。

例えば、プロジェクトエリア内の「居住地域」はスクリーニング対象範囲（DoED に登録された事業権取得範囲）と実際の事業影響範囲に差異があり、大規模 STO などは本項目の評価が低くなるといった傾向が確認された。具体的な個別のプロジェクトの評価は各事業の F/S および環境社会影響評価（ESIA：Environmental and Social Impact Assessment）、詳細プロジェクト報告書（DPR：Detailed Project Report）を以て判断する必要がある旨、留意する。

7.2.2 最適シナリオの投入電源

最適シナリオにおける投入電源は以下の通りに設定する。

(1) 水力電源

最適シナリオに投入する水力電源は水力スクリーニング結果を基に表 7.2-4 に示す評価点 45 点以上の 643 地点、32,189.2MW を採用する。

表 7.2-4 最適シナリオに投入する水力電源

Category	Status	DOED Status	ROR		PROR		STO		Subtotal	
			Site	Installed Capacity (MW)	Site	Installed Capacity (MW)	Site	Installed Capacity (MW)	Site	Installed Capacity (MW)
a) Existing	PS	(1)Existing Power Plants	135	1,394.9	4	720.0	1	14.0	140	2,128.9
b) Committed	CL	(2)Construction License	233	5,314.5	21	2,887.8	2	153.0	256	8,355.3
	ACL	(3)Application for Construction License	71	1,848.6	18	3,654.8	6	1,584.6	95	7,088.0
c) Screened	SL	(4)Survey License	78	2,065.6	20	2,881.6	6	2,887.0	104	7,834.2
	ASL	(5)Application for Survey License	34	671.8	0	0.0	1	271.4	35	943.2
	GON	(6)GON Reserved Projects	2	534.0	2	785.8	9	4,519.9	13	5,839.7
Total		-	553	11,829.4	65	10,930.0	25	9,429.9	643	32,189.2

出典：JICA 調査団作成

前項で記載の通り、本スクリーニングは GIS を活用した同一基準の一貫評価であり、多数の地点を相対的に評価する点では優れている。一方で、個別地点の検証という観点では精度が粗く、あくまで F/S および EIA の段階で評価するのが望ましい。

掛かる観点から、本検討は個別地点のリストを基に分析実施するが、結果について個別地点の実施可否を示すものではなく、対象年度の電源開発容量の規模を示すものである旨、留意する。

(2) 再生可能エネルギー

最適シナリオにおける再生可能エネルギーの導入量について、6.3 節で、国内総需要 (GWh) に対する再生可能エネルギー比率を 25%に設定したシナリオ 2: 再エネ活用を評価した結果、クリーンエネルギーである水力が占める割合の大きいネパールでは CO₂ 削減の効果よりも系統安定性への影響が懸念される旨を指摘した。

このため、最適シナリオの検討においては再生可能エネルギーの導入目標として、2030 年以降の国内総需要 (GWh) に対する比率 10% (IEA の VRE 導入量フェーズ 2 に相当) を設定する。この場合、2040 年における再生可能エネルギーの設備出力 4,135MW となる。

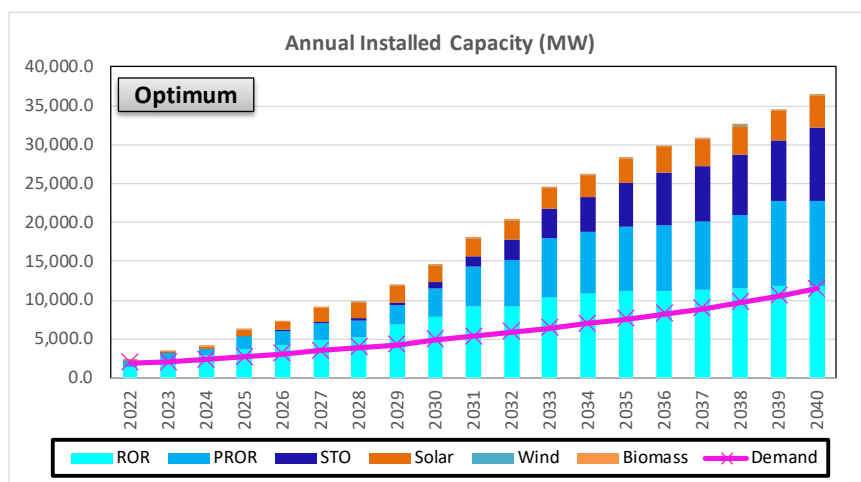
7.2.3 最適シナリオの分析結果

(1) 設備出力

最適シナリオの設備出力の推移と需要を図 7.2-2 に、2025 年、2030 年、2035 年、2040 年の断面を図 7.2-3 に示す。

2040 年における合計の設備出力は 36,327 MW で、内訳は ROR 11,832.4MW (33%)、PROR

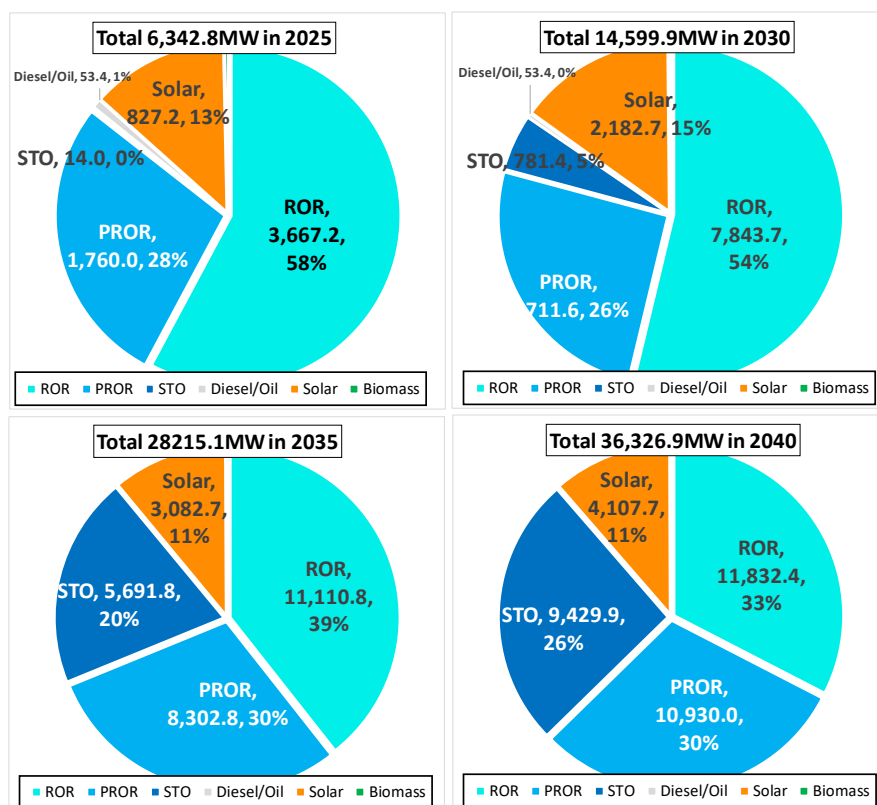
10,930.0MW (30%)、STO 9,429.7MW (26%)、太陽光 4,107.7MW (11%)、風力 6MW、バイオマス 21MW となる。



Year	Hydro			RE			Total
	ROR	PROR	STO	Solar	Wind	Biomass	
2022	1,486.1	747.6	14.0	45.0	0.0	3.0	2,296
2023	2,430.8	787.6	14.0	145.0	0.0	3.0	3,380
2024	2,917.8	840.0	14.0	322.2	0.0	6.0	4,100
2025	3,667.2	1,760.0	14.0	827.2	0.0	21.0	6,289
2026	4,274.9	1,851.2	154.0	927.2	0.0	21.0	7,228
2027	4,884.7	2,145.1	154.0	1,782.2	0.0	21.0	8,987
2028	5,247.1	2,195.1	310.0	1,982.7	6.0	21.0	9,762
2029	6,865.1	2,560.1	310.0	2,082.7	6.0	21.0	11,845
2030	7,843.7	3,711.6	781.4	2,182.7	6.0	21.0	14,546
2031	9,188.2	5,091.4	1,426.3	2,282.7	6.0	21.0	18,016
2032	9,245.1	5,841.4	2,671.3	2,482.7	6.0	21.0	20,267
2033	10,427.9	7,552.4	3,730.3	2,682.7	6.0	21.0	24,420
2034	10,822.8	8,040.4	4,365.3	2,882.7	6.0	21.0	26,138
2035	11,110.8	8,302.8	5,691.8	3,082.7	6.0	21.0	28,215
2036	11,110.8	8,454.0	6,891.8	3,282.7	6.0	21.0	29,766
2037	11,354.8	8,784.3	7,109.8	3,492.7	6.0	21.0	30,769
2038	11,511.6	9,466.3	7,759.9	3,697.7	6.0	21.0	32,463
2039	11,815.6	10,930.0	7,759.9	3,907.7	6.0	21.0	34,440
2040	11,832.4	10,930.0	9,429.9	4,107.7	6.0	21.0	36,327

出典：JICA 調査団作成

図 7.2-2 最適シナリオの設備出力(MW)



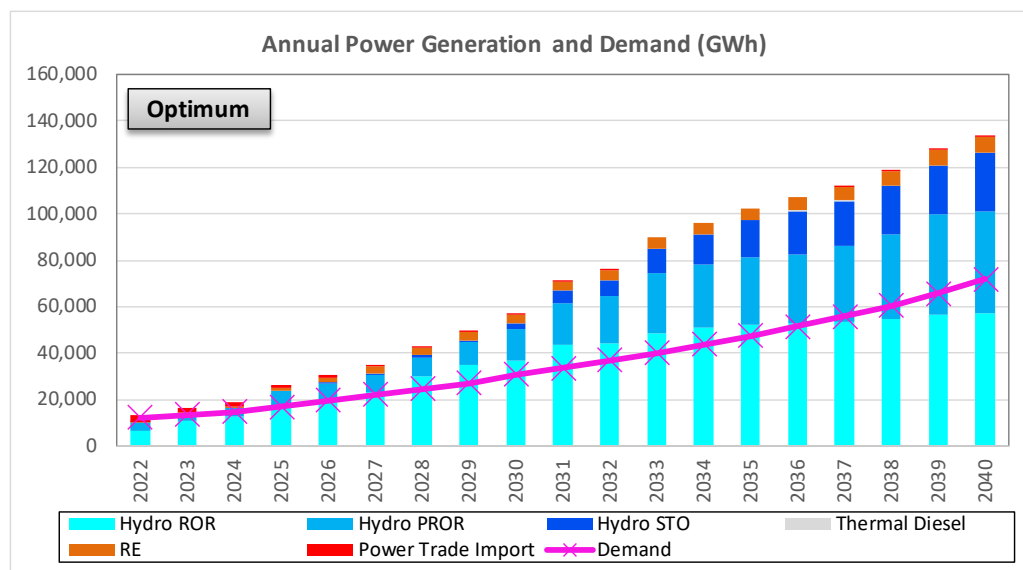
出典：JICA 調査団作成

図 7.2-3 最適シナリオの 2025 年、2030 年、2035 年、2040 年における設備出力

(2) 発電電力量

2040 年までの発電電力量と需要の推移を図 7.2-4 に、2025 年、2030 年、2035 年、2040 年の各断面における月間発電電力量を図 7.2-5 に示す。

最適シナリオにおいては 2025 年には電力輸出が輸入を上回り、電力融通のネットゼロを達成する。2027 年から現在調査中で Survey License を有する発電事業の運開が始まり、2028 年から電源開発が加速する。2031 年から GoN 地点の運開も始まり、2033 年には年間を通じた電力自給を達成する。そして、2035 年には設備出力、発電電力量において政府目標を達成する。

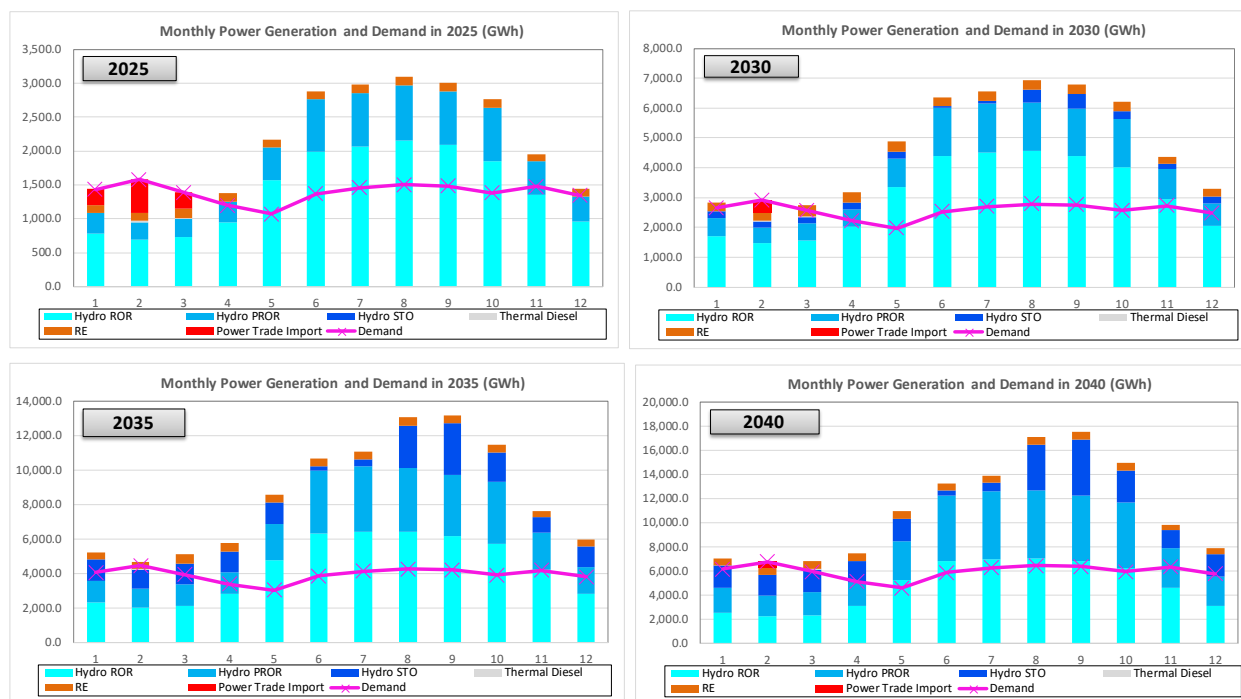


Year	Hydro			Thermal			RE	Total	Demand	Power Trade		Self Sufficient Rate (%)
	ROR	PROR	STO	Gas	Coal	Diesel				Import	Export	
2022	6,669	3,555	0	0	0	81	81	10,387	12,042	2,654	999	86.3%
2023	10,543	3,390	0	0	0	80	250	14,263	13,296	2,080	3,047	107.3%
2024	12,791	3,467	0	0	0	82	555	16,894	14,600	1,976	4,270	115.7%
2025	17,194	6,427	0	0	0	45	1,434	25,100	16,690	975	9,385	150.4%
2026	20,215	6,775	419	0	0	81	1,603	29,094	19,604	1,229	10,719	148.4%
2027	23,267	7,352	399	0	0	83	3,049	34,149	21,969	1,009	13,190	155.4%
2028	29,752	8,505	866	0	0	82	3,399	42,602	24,402	586	18,786	174.6%
2029	34,700	9,862	827	0	0	81	3,568	49,038	26,942	418	22,514	182.0%
2030	37,031	13,079	2,808	0	0	82	3,737	56,737	30,879	394	26,252	183.7%
2031	43,687	17,807	5,487	0	0	58	3,906	70,945	33,480	255	37,720	211.9%
2032	44,322	19,996	7,199	0	0	59	4,244	75,820	37,043	229	39,006	204.7%
2033	48,482	25,921	10,691	0	0	34	4,582	89,710	40,163	0	49,547	223.4%
2034	50,679	27,297	13,199	0	0	34	4,921	96,130	43,619	0	52,510	220.4%
2035	52,220	28,977	16,038	0	0	34	5,259	102,527	47,294	0	55,233	216.8%
2036	52,960	29,745	18,631	0	0	34	5,597	106,968	51,369	0	55,599	208.2%
2037	53,627	32,434	19,588	0	0	88	5,952	111,689	55,705	98	56,082	200.5%
2038	54,986	36,078	20,885	0	0	92	6,299	118,339	60,509	204	58,034	195.6%
2039	56,345	43,739	20,718	0	0	94	6,654	127,549	65,657	313	62,205	194.3%
2040	57,189	44,143	24,772	0	0	88	6,992	133,185	71,815	573	61,943	185.5%

出典：JICA 調査団作成

図 7.2-4 最適シナリオの発電電力量(GWh)

2040 年における年間発電電力量は 133,185GWh、電力輸入 573GWh、輸出が 61,943GWh となる。月間発電電力量は最大が 9 月の 17,538.0GWh、最小は 2 月の 6,236.2GWh となり、発電電力量の月別較差は最大月に対して最小月が 35.5%と約 3 分の 1 強となる。電力融通について、渇水年においても年間を通じて発電量が需要を上回り輸出が可能となる。



出典：JICA 調査団作成

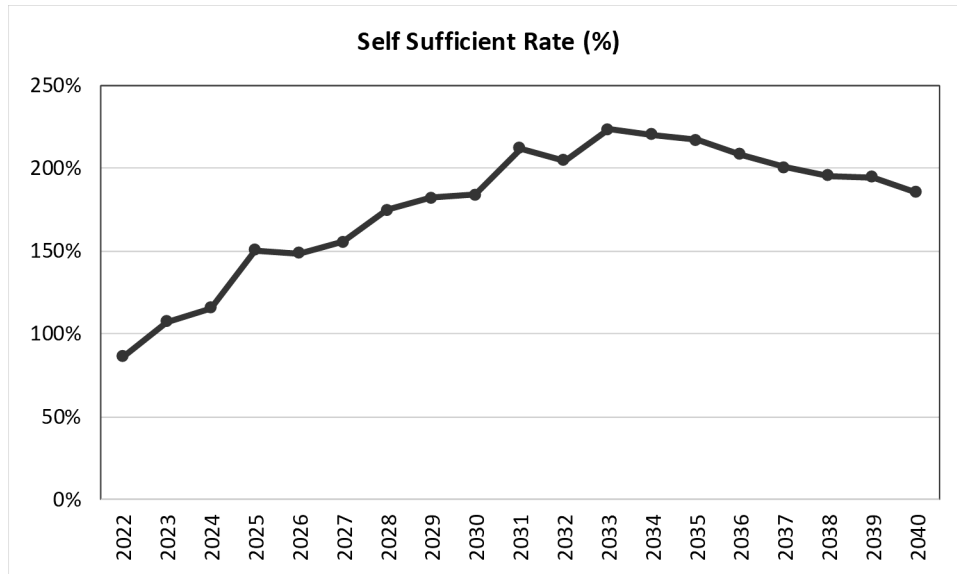
図 7.2-5 最適シナリオの 2040 年における設備出力と各月の発電電力量

2037 年以降は発電電力量が最も低下する 2 月はピーク時を中心に若干の電力を輸入する運用で最適化されている。例として、2040 年は 2 月の電力需要 6,786GWh に対して 573.4GWh (約 8.4%) が輸入の計画となっている。2035 年以降は 2 月のわずかな期間の需要を満たすために新規電源を投入するよりも、輸出電源を利用した方が経済的となる。また、最適化では年間の運用においても 2040 年 2 月時点で国内水力のみで需要を満たした方が経済性は高い結果になっている。

(3) エネルギー自給率と CO₂ 排出量

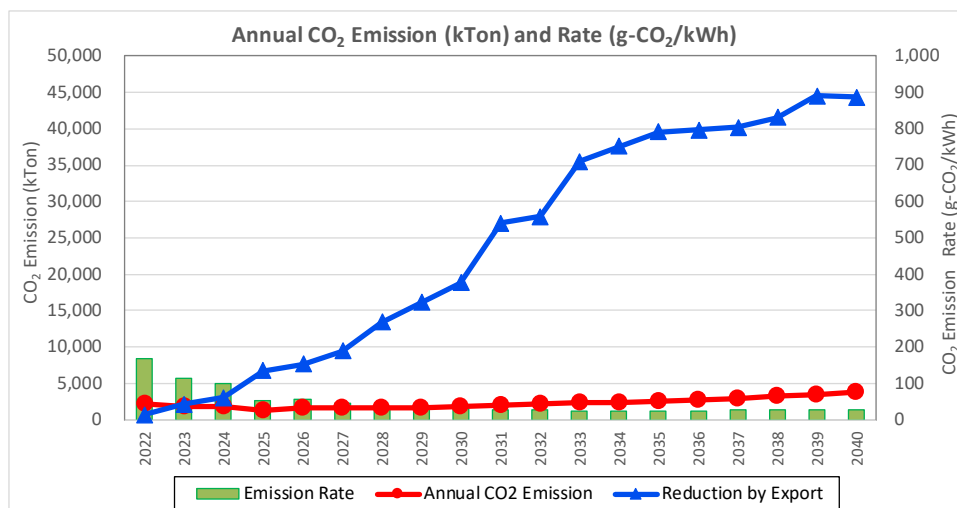
図 7.2-6 と図 7.2-7 に電力自給率と CO₂ 排出量を示す。エネルギー自給率は水力開発が進むにつれて上がっていき 2029 年以降は国内の発電量が需要を大きく上回り、c) Survey と d) GoN の開発がピークを迎える 2032 年に 223.4%となる。その後、新規水力の運開が徐々に減って 2040 年は 185.5%となる。

CO₂ 排出量について、水力 (24 g-CO₂/kWh) が増え、インドからの電力輸入 (716 g-CO₂/kWh) が減るにつれて排出量および kWh 当たり年間平均排出量は下がっていき、2029 年以降は水力の排出量相当で推移する。また、電力輸出による CO₂ 削減量も増えていき、2040 年には 44,351 千トンの削減に寄与する。



出典：JICA 調査団作成

図 7.2-6 最適シナリオのエネルギー自給率(%)

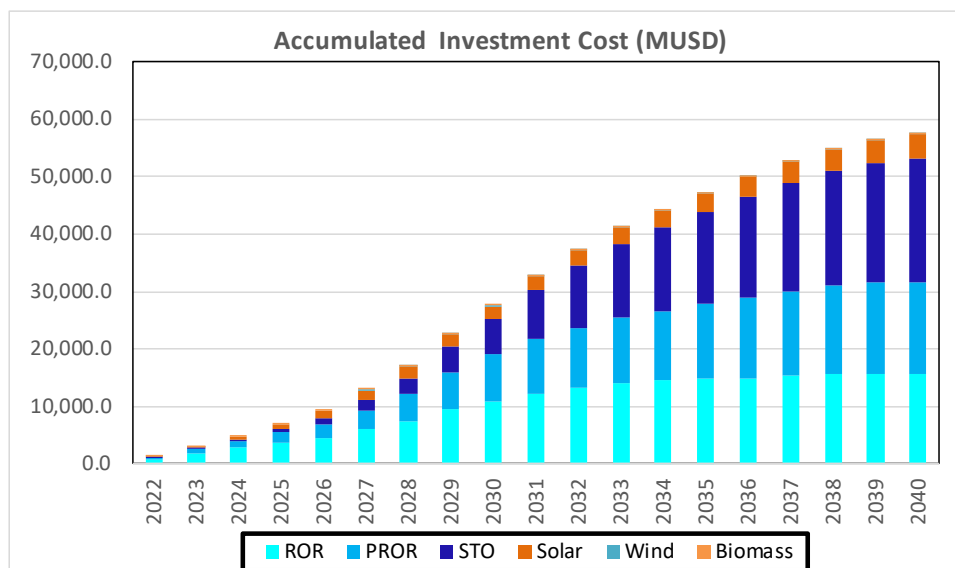


出典：JICA 調査団作成

図 7.2-7 CO₂ 排出量(kTon)と kWh 当たり排出量(g-CO₂/kWh)

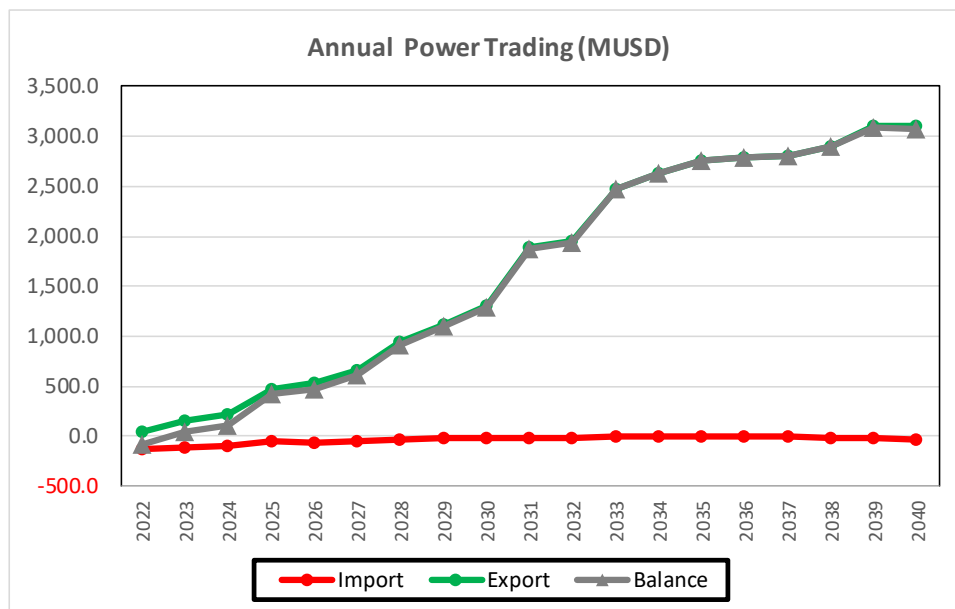
(4) 設備投資費用

図 7.2-8 と図 7.2-9 に累積投資費用と電力融通収支を示す。2040 年までに必要な総投資額は 57,384MUSD で年間平均 3,020MUSD となっている。電力融通について 2023 年以降は輸出が輸入を上回り、2031 年に 1,873MUSD/年、2040 年に 3,069MUSD/年となる。



出典：JICA 調査団作成

図 7.2-8 最適シナリオの累積投資額(MUSD)



出典：JICA 調査団作成

図 7.2-9 最適シナリオの年間電力融通収支(MUSD)

7.2.4 水力優先事業と MoEWRI の戦略的案

(1) 水力優先事業

1) 水力優先事業の選定

本節では最適シナリオで投入した水力開発地点のうち、今後の水力開発を加速させる優先事業を選定する。優先事業の選定基準は以下の通り。

表 7.2-5 水力優先事業の選定基準

項 目	ポイ ^① ント
設備出力	100MW 以上 : +2 point 30 MW～100MW : +1 point
発電形式	STO : +2 point PROR : +1 point
政府系事業者	政府系事業者 : +1 point
カスケード運用への寄与 (下流に発電所がある場合)	STO : +2 point PROR : +1 point
第 7 章のスクリーニングスコア	65 スコア以上 : +3 point 55 – 65 スコア : +2 point 45 – 55 スコア : +1 point
MoEWRI Energy Development Roadmap and Work Plan との整合性	リストに記載あり : +1 point
開発援助機関による支援	支援あり : +1 point
電力輸出向け事業	輸出事業 : +1 point
大規模貯水池などの負の環境影響	影響が大きい : -2 point

出典：JICA 調査団作成

これらの水力優先事業リストを表 7.2-6 に示す。最適シナリオで投入する 643 地点のうち、既設発電所 140 地点を除いた 503 地点について上記の選定基準を用いてスコアリングした結果をネパール側および調査団で確認し、5 点以上の上位 26 地点を水力優先事業として選定した。なお、これらのリストはあくまで本検討の中で選定された地点であり、各地点の実施可否はあくまで F/S および EIA で判断されるものである。特に環境影響については個別地点で精査する必要がある、本報告書が各地点の実施を担保するものではない旨、留意する。

また、NEA、VUCL などの政府系企業が開発権を有する地点と、民間企業が開発権を有する地点の双方をリストアップしているが、開発者の属性に関らず重要な案件と想定する。

表 7.2-6 水力優先事業リスト

Status in DoED List	Commis-sioning	Name	River System	Genera-tion Scheme	Installed Capacity (MW)	Annual Power Generation (GWh)
Construction	2026	Tanahu HEP	Trishuli	STO	140	503
	2025	Arun 3	Arun	PROR	900	3,466
	2030	Tila-1 Hydropower Project	Karnali	PROR	299	
	2030	Tila-2 Hydropower Project	Karnali	PROR	297	
	2030	Upper Marsyangdi 1	Trishuli	PROR	102	587
Application for Construction License	2029	Budhi Gandaki Ka	Trishuli	PROR	226	641
	2038	Adhikhola Storage HEP	Kaligandaki	STO	180	693
	2038	Betan Karnali HEP	Karnali	PROR	442	2,319
	2032	Phukot Karnali HEP	Karnali	PROR	480	2,448
	2034	Chainpur Seti HEP	Karnali	PROR	210	1,158
	2039	Kimathanka Arun HEP	Arun	PROR	450	2,558
	2035	Begnas- Rupa Storage HEP	Trishuli	STO	150	206
	2032	Nalsyau Gad Storage HEP	Karnali	STO	417	1,232
Survey	2030	Tamor Storage	Tamor	STO	200	1,079
	2030	Jagdulla HEP	Karnali	PROR	106	615
	2031	Lower Seti (Tanahu) HEP	Trishuli	STO	126	521
	2037	Bajhang Upper Seti HEP	Karnali	PROR	216	1,245
	2034	Dudhkoshi Storage HEP	Sunkoshi	STO	635	3,362
	2028	Madi Storage HEP	Others	STO	156	456
	2033	Upper Arun HEP	Arun	PROR	1,061	4,478
	2035	Kulekhani Sisneri Pumped Storage HEP	Others	STO	100	317
Application for Survey License	2031	Budhigandaki Prok-1 HEP	Trishuli	PROR	103	
Application for Survey License	2030	Bheri 4 HEP	Bheri	STO	271	1,593
GoN Projects	2038	Bharbung HEP	Bheri	STO	470	1,339
	2033	SR-06 Storage	Karnali	STO	309	1,684
	2035	Sunkoshi 3	Sunkoshi	STO	680	2,300
	2033	West Seti Storage HPP	Karnali	STO	750	2,876

出典：JICA 調査団作成

2) 水力優先事業の選定結果に係る考察

事業選定の傾向

選定結果を俯瞰すると Karnali 水系、Bheri 水系、West Seti 水系、Arun 水系など、比較的、開発が進んでいない水系の大型地点が多く選定される結果になった。これまで開発が進められていた Gandaki 水系、Trishuli 水系は比較的中小規模の地点が多かったが、今後はこうした水系に開発の軸足を移していくことになると想定される。

これらの水系は包蔵水力が豊富なものの、相対的に国内需要の規模が小さい、基幹系統から離れている、アクセスが難しいなどの理由で開発は遅れていた。しかし、現在、インド、バングラデシュへの電力輸出の道筋が開かれたため、これらの水系の開発を軌道に乗せることが重要となる。

進捗状況別の考察

DoED 事業リストに掲載された事業進捗状況を踏まえた支援方針について考察する。なお、個別事業の進捗は必ずしも同リストのカテゴリーに反映されている訳ではなく、実際の支援策は地点毎に検討する必要があるとして、大枠の方針を示す点、留意する。

Construction の地点のうち、Tanahu および Arun 3 は既に建設工事が進んでいる。これらの地点は国内初の 100MW 以上の模貯水池およびインド電力輸出の大規模案件として極めて重要な案件であり、円滑な工事遂行を支援していく必要がある。その他の地点については IPPs が開発権を有する地点だが建設工事着手には至っていない。これらの地点は開発権の失効を含めて様々な選択肢が想定されるが、ファイナンス不足、アクセス道路、送電線の整備状況など複合的な要因を考慮の上で開発促進を検討する必要がある。

Application for Construction License の地点は政府系開発事業者が開発権を有する地点が多いものの、ファイナンス組成には至っていない地点も多い。このうち Phukot Karnali（本川）、Chainpur Seti（West Seti）、Nalsyau Gad Storage（Bheri 支川）は現時点で工事まで進んだ地点が少ない Karnali 水系の有望地点であり、同水系の開発を加速させる地点としても重要である。

Survey の地点は進捗状況が大きく異なる。WB 主導で複数の開発援助機関が支援を検討中の Upper Arun、ADB が支援検討中の Dudhokoshi Storage、NEA が検討中の Tamor Storage、Lower Seti が挙げられる。特に Dudhokoshi Storage は大規模貯水池のファイナンスの先駆けであり、同水系の開発においても非常に重要な地点となる。

Application for Survey License、GoN Projects についても地点によって調査進捗状況は様々であるが、West Seti、SR-6 はインドのインド国営水力発電公社（NHPC : National Hydroelectric Power Corporation）が開発参画の意向を示している。これらのインド、バングラデシュ企業の参画を想定する地点の開発も非常に重要である。例えば、NHPC はインド国内の開発において JICA、ADB などの支援を受けており、ネパール国内の案件実施における支援が可能となれば、開発援助機関の融資拡大も期待できる。また、Sunkoshi-3 はインド、バングラデシュへの 3 国間連系が計画されており、NEA が DPR 実施のコンサルタント公募を進めている。同地点のインド、バングラデシュにおける系統連系や PPA 締結はインドおよびバングラデシュへの輸出向け案件のパイロット事業になる可能性もある。

Begnas- Rupa Storage HEP、Kulekhani Sisneri Pumped Storage HEP は NEA が検討中の揚水発電所である。両地点共に経済性、運用、環境影響などの課題はあるが、今後の需

給運用においても揚水の開発は重要であり、両地点以外の候補も含めて導入検討の促進が望ましい。

(2) MoEWRI の優先事業と大規模貯水池式水力

MoEWRI のエネルギー開発ロードマップおよびワークプランに記載された優先事業と大規模貯水池式水力を表 7.2-7 に示す。

同ワークプランの No.49 では Dudhokoshi Storage、Budhigandaki Storage、Nalsyaugad Storage、Naumure Multipurpose、Jadulla PRoR、そして Upper Arun が国家優先事業として挙げられている。このうち、Dudhokoshi Storage、Nalsyaugad Storage、Upper Arun は前項の優先事業と合致している。また、No. 68、No. 69、No.70 では大河川の下流に計画されている大規模貯水池式水力の Saptakoshi、Pancheshwor、Karnali Chisapani Multipurpose についても言及されている。

これらの地点は大規模の貯水池式水力も多く、広い範囲で社会生態環境に影響を及ぼすため、事業推進においても F/S および ESIA で実現可能性を精査することが重要である。

表 7.2-7 MoEWRI の優先事業と大規模貯水池式水力

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Remarks
49	To declare as national priority projects and accelerate construction of Dudhkoshi storage project, BudhiGandaki Storage project, Nalgad storage project, Naumure Multipurpose project, Jagadulla PRoR and Upper Arun	continuous	Organizations related to project development.	MoEWRI, Ministry of finance.	To start the construction within 2 years.
68	To complete the study of Saptakoshi Multipurpose HPP and develop in joint venture with India Nepal cooperation	continuous	Nepal government, MoEWRI	DoED	These programs are to be continued and implemented even after 2035
69	To complete the detail design study of Pancheshwor multipurpose project and develop in joint venture with India Nepal cooperation	continuous	Nepal government, MoEWRI	Pancheshwor Development Authority	
70	To update the study of Karnali Chisapani Multipurpose HPP and accelerate the construction by fixing the development modality	continuous	Nepal government, MoEWRI	NEA	

出典：Energy Development Roadmap and Workplan, MoEWRI

7.3 システム開発計画

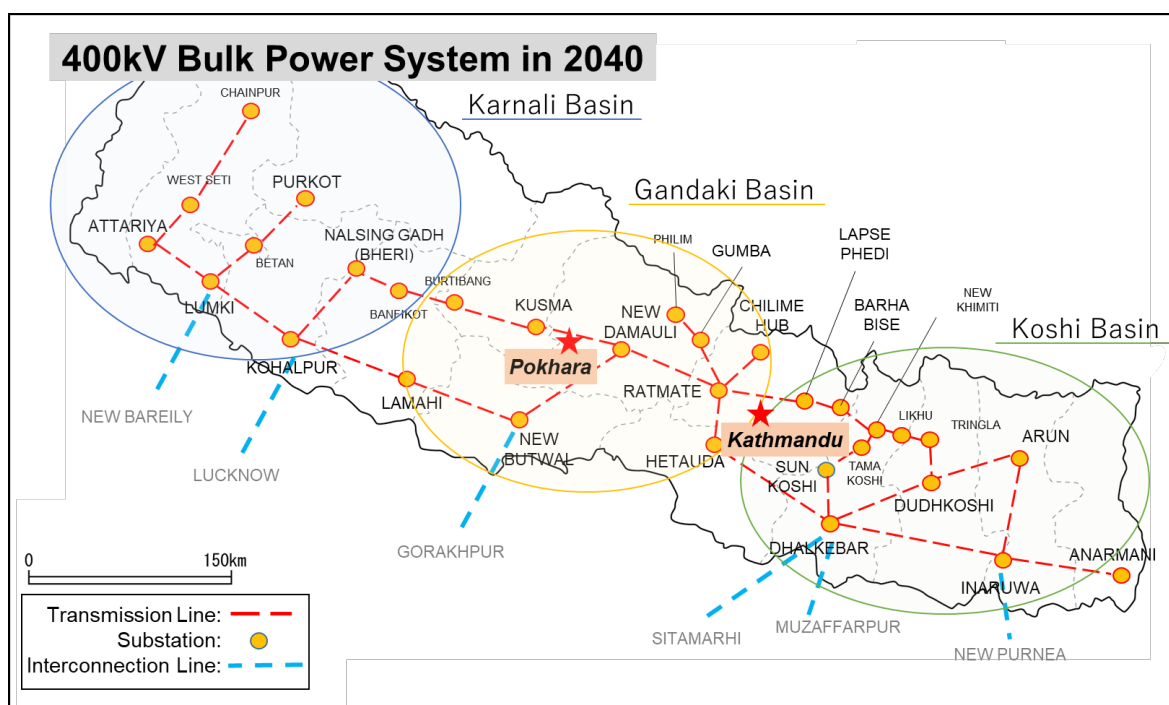
第 6.4 節で記載のとおり、全てのシナリオで系統計画の妥当性を確認することができた。系統計画及び電源開発計画、経済財務分析、環境社会配慮等の検討結果より、最適なシナリオはシナリオ 3 という結果となった（以下、最適シナリオと言う）。

最適シナリオを対象に、目標年度 2040 年の最適化に向け、系統計画の妥当性を確認するため系統解析を行う。第 8 次現地渡航（2023 年 12 月）で国際連系、電源開発の優先事業リスト及び電力需要の計画が最終化されたため、新たな需要予測と電源リストに基づいて確認する。なお、系統解析の確認項目は第 6.4 節と同様である。

7.3.1 最適シナリオにおける系統開発の最適化

(1) 400kV 基幹系統

最適シナリオの開発目標年度である 2040 年時点の、400kV 基幹系統の系統図を以下に示す。なお、シナリオ別の検討時から系統図の変更はない。

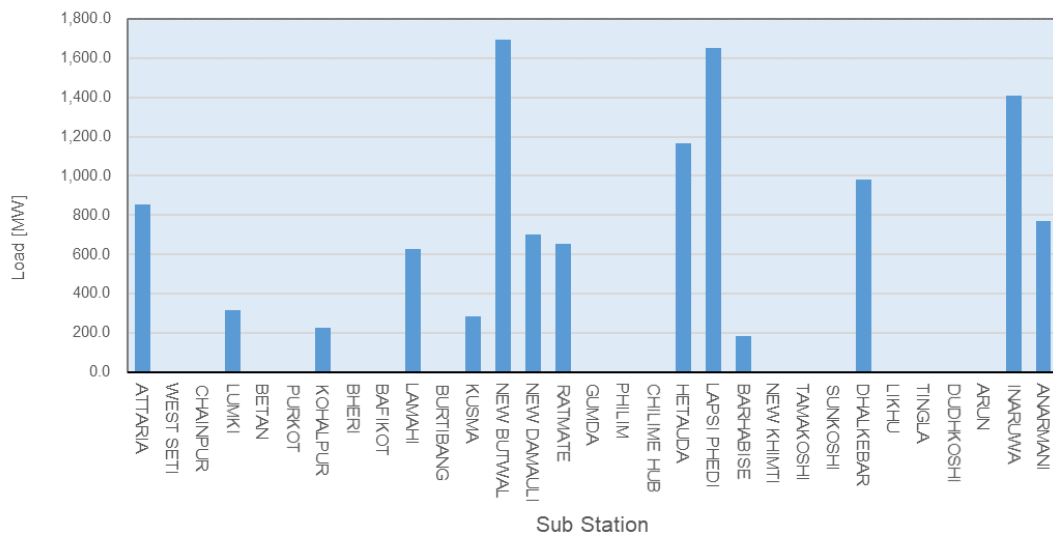


出典：NEA Annual Report 2022/2023 に基づき JICA 調査団作成

図 7.3-1 400kV 基幹系統(2040 年時点)

(2) 400kV 系統の負荷配分

負荷配分については、第 6.4.1(1)2)項で述べた通りの考え方に基づき算出を行っている。既設変電所（2022 年度データ）の負荷実績から、最適シナリオの 2040 年 400kV 変電所のピーク需要は 11,510MW である。検討ケース「Rainy Peak」の各変電所の負荷を図 7.3-2 に示す。

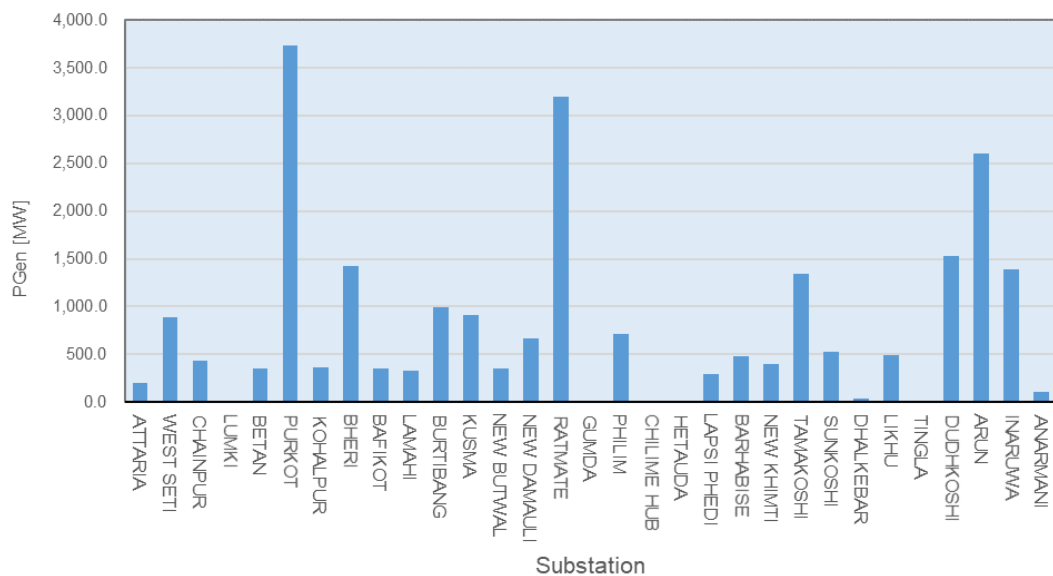


出典：JICA 調査団作成

図 7.3-2 最適シナリオ 400kV 系統の負荷配分 (Rainy Peak)

(3) 400kV 系統の電源配分

第 6.4.1(1)3)項で述べたとおり、最適シナリオの発電機出力は、出力最大となる雨期（8 月）の時期とした。各変電所に接続される検討ケース「Rainy Peak」の電源配分を以下に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 7.3-3 最適シナリオ 400kV 系統の電源配分

7.3.2 最適シナリオにおける系統解析結果

(1) 2040 年の検討ケース

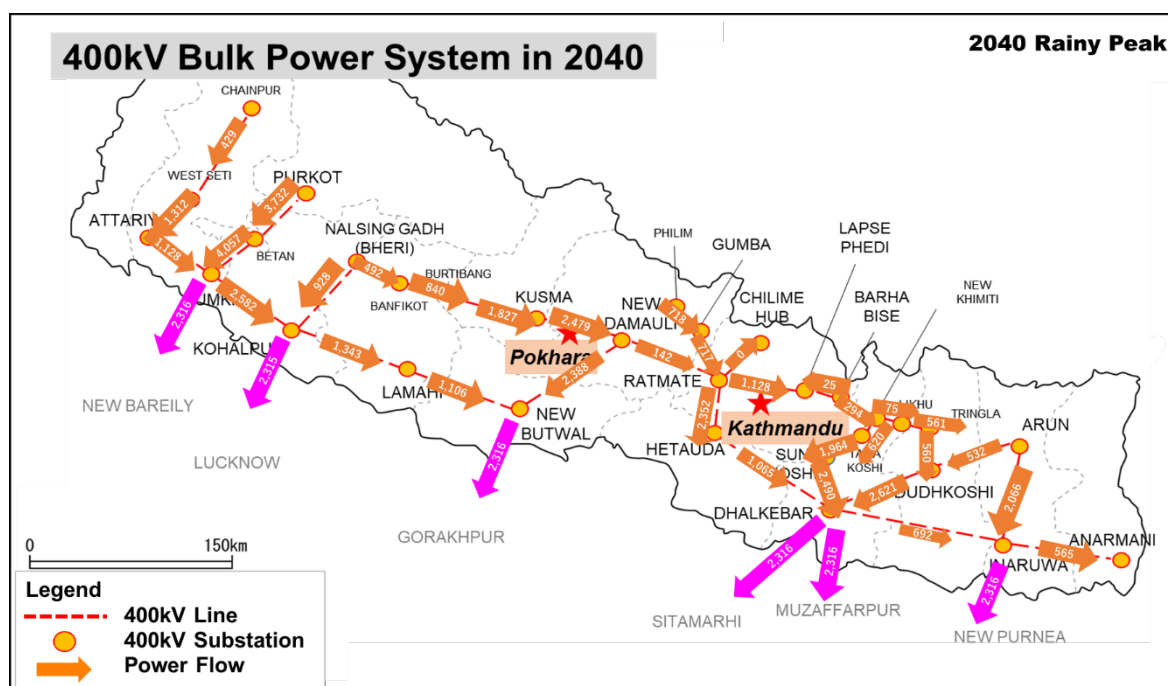
最適シナリオについて系統解析により計画の妥当性を確認するため、下記のケースの系統解析を実施し、潮流、電圧、短絡電流、安定度の確認を行った。なお、検討ケースは渇水年を想定している。その結果を次項以降に示す。

表 7.3-1 最適シナリオ検討ケース

最終断面 (2040 年)			
No	検討ケース	検討条件	直接輸出用送電線
1	2040 Rainy Peak	雨期で設備出力が最大になる季節 需要（日負荷）が最大になる断面	3 箇所
2	2040 Rainy Off Peak	雨期で設備出力が最大になる季節 需要（日負荷）が最小になる断面	1 箇所

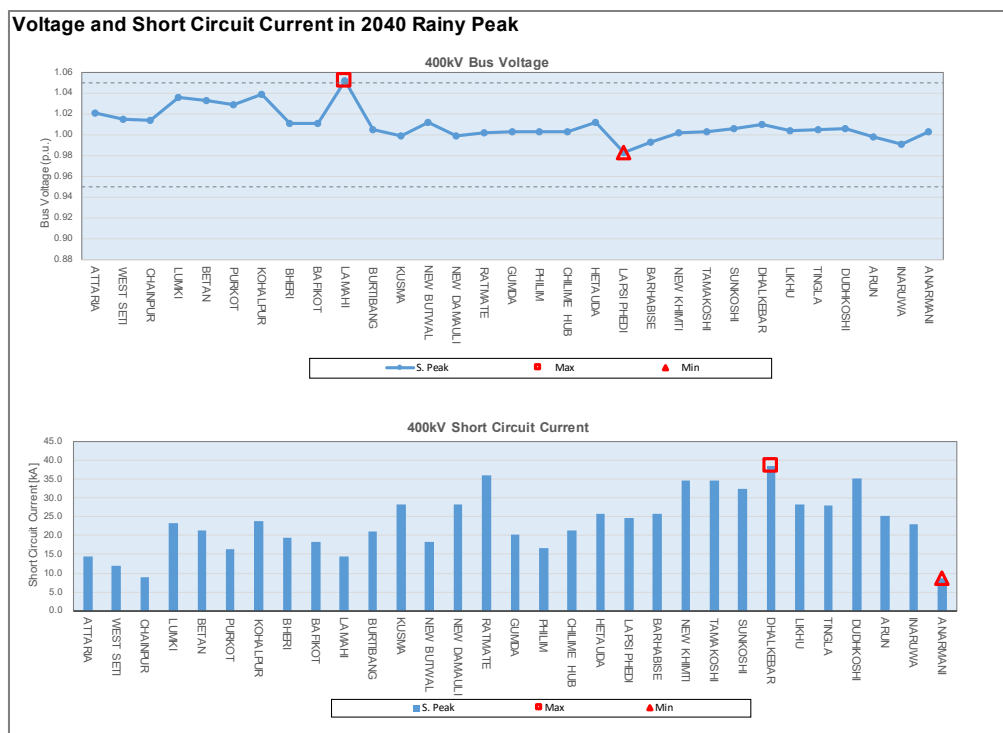
出典：JICA 調査団作成

1) 2040 Rainy Peak



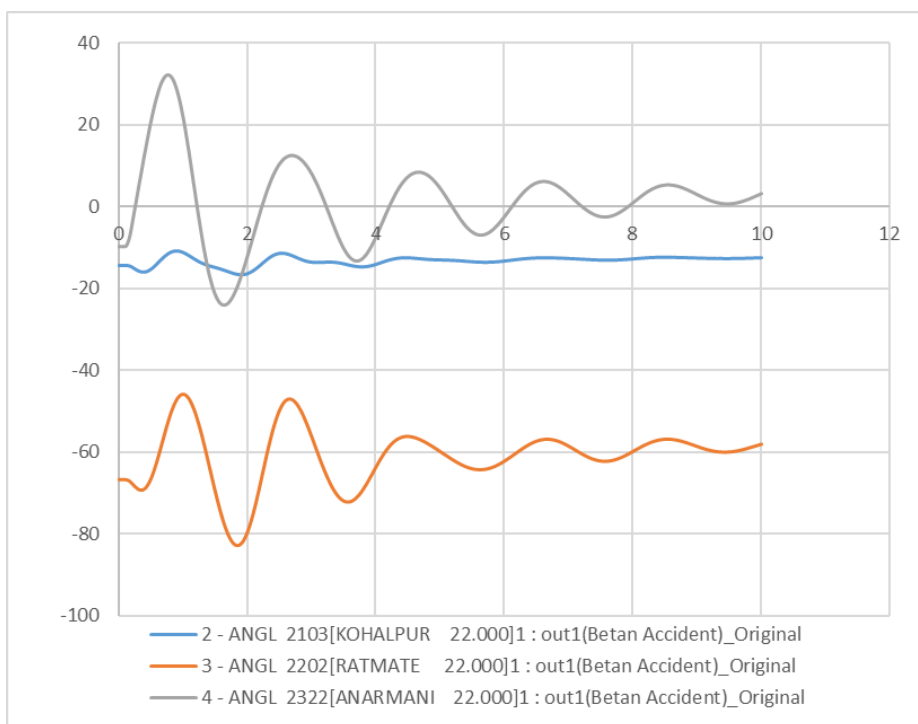
出典：JICA 調査団作成

図 7.3-4 2040 Rainy Peak 潮流



出典：JICA 調査団作成

図 7.3-5 2040 Rainy Peak 電圧・短絡電流

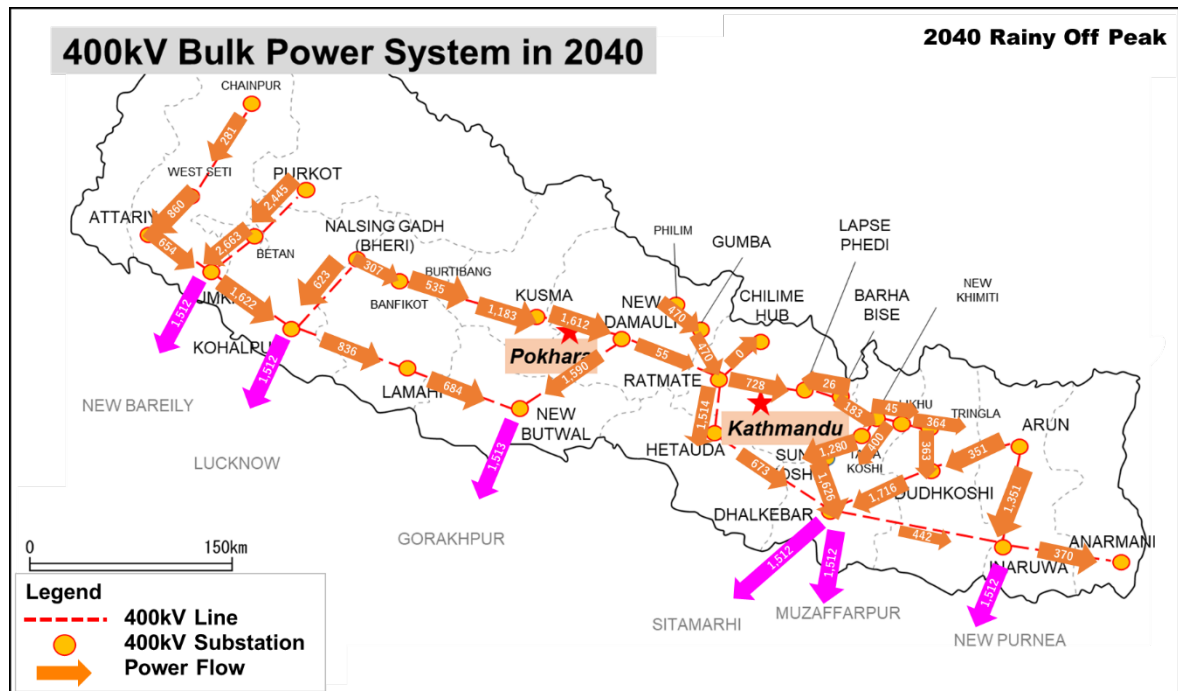


New Damauli - New Butwal 送電線（最大潮流） New Damauli 側 5 サイクル事故
（直接輸出力：7.28GW (Purkot, Betan, Ratmate)）

出典：JICA 調査団作成

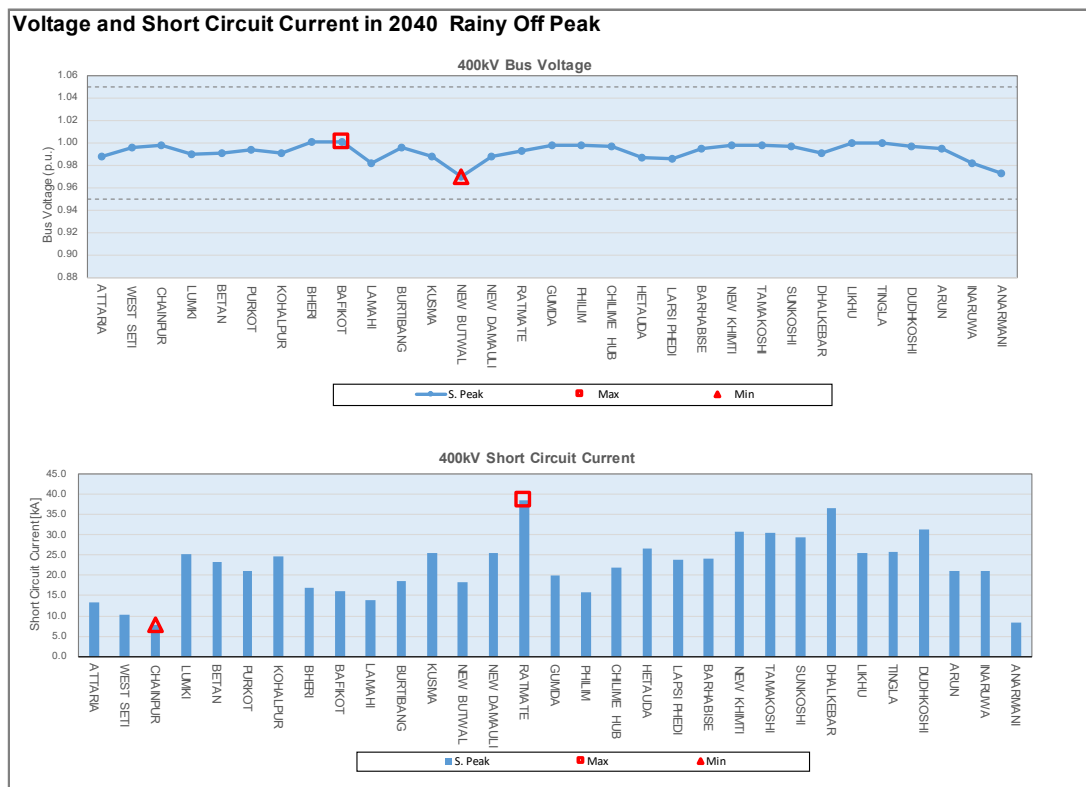
図 7.3-6 2040 Rainy Peak 安定度

2) 2040 Rainy Off Peak



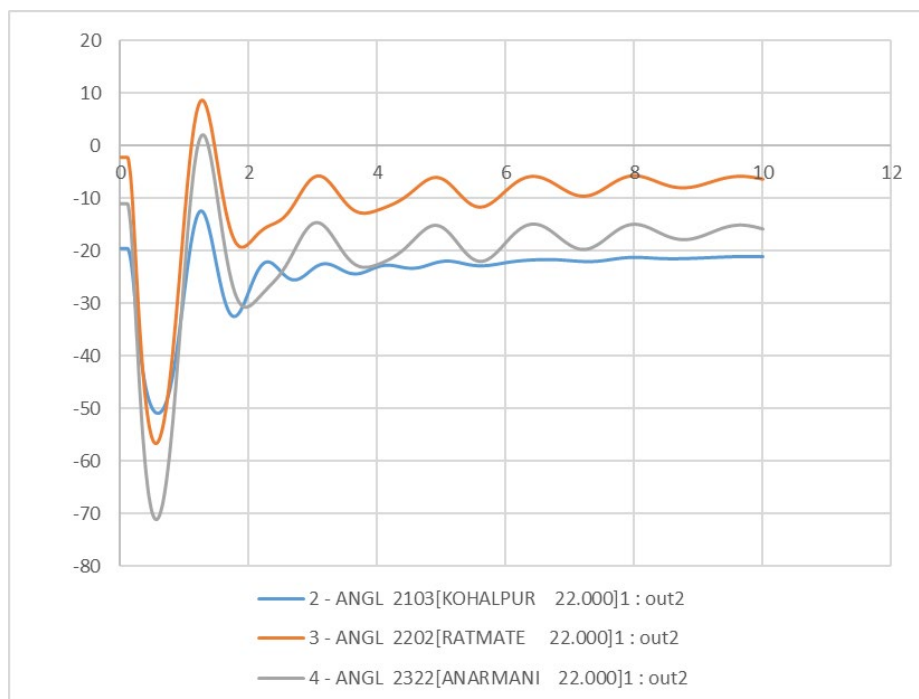
出典：JICA 調査団作成

図 7.3-7 2040 Rainy Off Peak 潮流



出典：JICA 調査団作成

図 7.3-8 2040 Rainy Off Peak 電圧・短絡電流



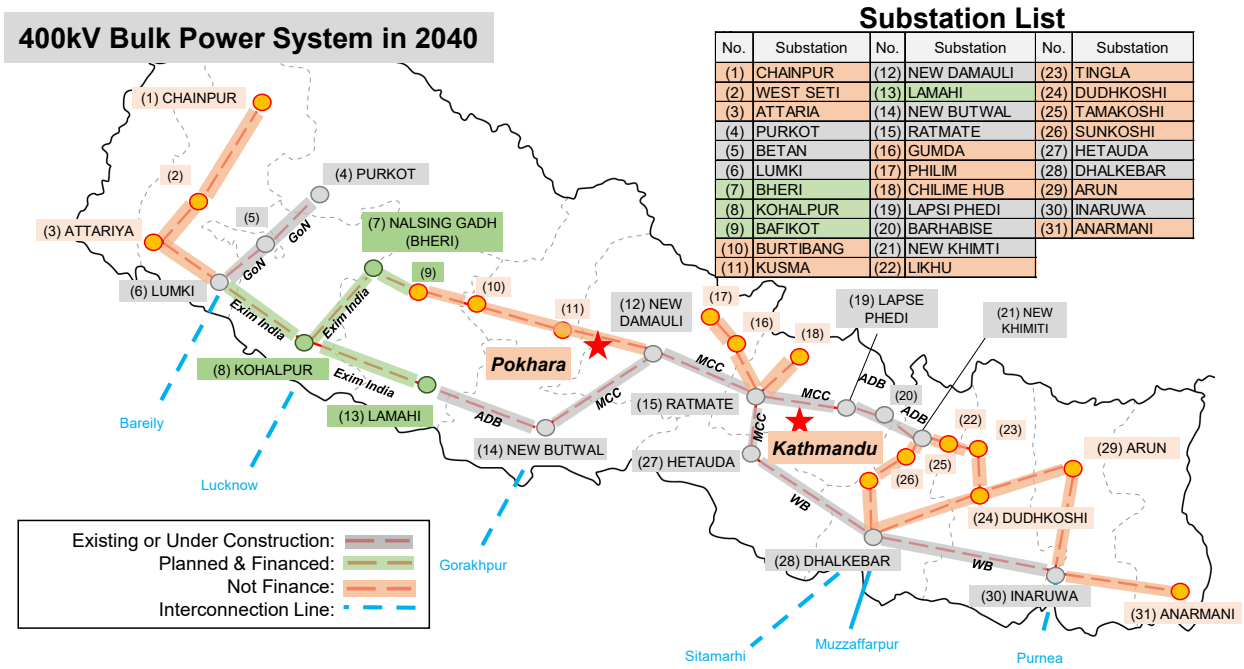
New Damauli - New Butwal 送電線（最大潮流） New Damauli 側 5 サイクル事故
（直接輸出力：2.44GW (Purkot)）

出典：JICA 調査団作成

図 7.3-9 2040 Rainy Off Peak 安定度

7.3.3 系統開発計画の進捗状況と今後の見通し

400kV 国内系統と国際連系線の開発状況を図 7.3-10、表 7.3-2、表 7.3-3 に取りまとめる。400kV 国内系統について、MCC、WB、ADB などの支援を受けて、カトマンズ、ポカラ、の主要都市を含めた基幹系統は概ね建設中または融資検討中となっている。国際連系線についても、既設 Dhalkebar – Muzaffapur 連系線、建設中の New Butwal – Gorakhpur 連系線は、国内の主要都市への電力輸入と Gandaki 水系と Koshi 水系西部における既設/建設中の水力輸出に対応できる系統構成となっている。



出典：JICA 調査団作成

図 7.3-10 400kV 国内系統における開発計画の現状

表 7.3-2 400kV 変電所における開発計画の現状

No.	Substation	State	Developer	Finance
(1)	CHAINPUR	Plan	-	-
(2)	WEST SETI	Plan	RPGCL	-
(3)	ATTARIA	Plan	-	-
(4)	PURKOT	Under Construction	RPGCL	GoN
(5)	BETAN	Under Construction	RPGCL	GoN
(6)	LUMKI	Under Construction	RPGCL	GoN
(7)	BHERI	Plan	-	Exim India
(8)	KOHALPUR	Plan	NEA	Exim India
(9)	BAFIKOT	Plan	NEA	Exim India
(10)	BURTIBANG	Plan	NEA	-
(11)	KUSMA	Plan	NEA	-
(12)	NEW DAMAULI	Under Construction	NEA	MCC
(13)	LAMAHI	Plan	NEA	Exim India
(14)	NEW BUTWAL	Under Construction	NEA	ADB
(15)	RATMATE	Under Construction	NEA	MCC
(16)	GUMDA	Plan	NEA	-
(17)	PHILIM	Plan	NEA	-
(18)	CHILIME HUB	Plan	-	-
(19)	LAPSI PHEDI	Under Construction	NEA	MCC
(20)	BARHABISE	Under Construction	NEA	ADB
(21)	NEW KHIMTI	Under Construction	NEA	ADB
(22)	LIKHU	Plan	NEA	-
(23)	TINGLA	Plan	NEA	-
(24)	DUDHKOSHI	Plan	NEA	-
(25)	TAMAKOSHI	Plan	NEA	-
(26)	SUNKOSHI	Plan	NEA	-
(27)	HETAUDA	Under Construction	NEA	MCC
(28)	DHALKEBAR	Existing	NEA	WB
(29)	ARUN	Plan	NEA	-
(30)	INARUWA	Under Construction	NEA	WB
(31)	ANARMANI	Plan	NEA	-

出典：JICA 調査団作成

表 7.3-3 400kV 送電線における開発計画の現状

Substation From	Substation To	State	Developer	Finance
(1) CHAINPUR	(2) WEST SETI	Plan	-	-
(2) WEST SETI	(3) ATTARIA	Plan	RPGCL	-
(3) ATTARIA	(6) LUMKI	Plan	NEA	-
(4) PURKOT	(5) BETAN	Under Construction	RPGCL	GoN
(5) BETAN	(6) LUMKI	Under Construction	RPGCL	GoN
(6) LUMKI	(8) KOHALPUR	Plan	NEA	Exim India
(7) BHERI	(8) KOHALPUR	Plan	-	Exim India
(7) BHERI	(9) BAFIKOT	Plan	-	Exim India
(8) KOHALPUR	(13) LAMAHI	Plan	NEA	Exim India
(9) BAFIKOT	(10) BURTIBANG	Plan	NEA	-
(10) BURTIBANG	(11) KUSMA	Plan	NEA	-
(11) KUSMA	(12) NEW DAMAULI	Plan	NEA	-
(12) NEW DAMAULI	(14) NEW BUTWAL	Plan	NEA	MCC
(12) NEW DAMAULI	(15) RATMATE	Plan	NEA	MCC
(13) LAMAHI	(14) NEW BUTWAL	Under Construction	NEA	ADB
(15) RATMATE	(16) GUMDA	Plan	NEA	-
(15) RATMATE	(18) CHILIME HUB	Plan	-	-
(16) GUMDA	(17) PHILIM	Plan	NEA	-
(15) RATMATE	(19) LAPSI PHEDI	Plan	NEA	MCC
(15) RATMATE	(27) HETAUDA	Plan	NEA	MCC
(19) LAPSI PHEDI	(20) BARHABISE	Under Construction	NEA	ADB
(20) BARHABISE	(21) NEW KHIMTI	Under Construction	NEA	ADB
(21) NEW KHIMTI	(22) LIKHU	Plan	NEA	-
(21) NEW KHIMTI	(25) TAMAKOSHI	Plan	NEA	-
(22) LIKHU	(23) TINGLA	Plan	NEA	-
(23) TINGLA	(24) DUDHKOSHI	Plan	NEA	-
(24) DUDHKOSHI	(28) DHALKEBAR	Plan	NEA	-
(24) DUDHKOSHI	(29) ARUN	Plan	NEA	-
(25) TAMAKOSHI	(26) SUNKOSHI	Plan	NEA	-
(26) SUNKOSHI	(28) DHALKEBAR	Plan	NEA	-
(27) HETAUDA	(28) DHALKEBAR	Under Construction	NEA	WB
(28) DHALKEBAR	(30) INARUWA	Existing	NEA	WB
(29) ARUN	(30) INARUWA	Plan	NEA	-
(30) INARUWA	(31) ANARMANI	Plan	NEA	-

出典：JICA 調査団作成

一方で、将来の輸出拡大を考慮した場合、West Seti 水系、Karnali 水系、Bheri 水系、Dudhokoshi 水系、Arun 水系、Tamor 水系など、今後、開発が進む水系に対応した 400kV 国内系統、国際連系統の開発が必要になってくる。表 7.3-4 に今後の開発が想定される国際連系統と各水系に対応した国内系統を取りまとめる。

表 7.3-4 将来の 400kV 国際連系線と対象水系

400kV 国際連系線	400kV 国内系統	対象水系	事業者
Lumki – Bareilly	Chaipur Seti – West Seti – Attariya	West Seti 水系	RPGCL (West Seti – Attariya のみ)
	Purkot – Betan – Lumki	Karnali 水系	RPGCL
Kohalpur – Lucknow	Bheri – Kohalpur	Bheri 水系	NEA
Dhalkebar – Sitamarhi	New-Khimti – Tamakoshi – Sunkoshi – Dalkebar	Sunkoshi 水系、Tamakoshi 水系、Dudhokoshi 水系	NEA
Inaruwa – Purnea	Arun – Inaruwa	Arun 水系、Tamor 水系	NEA、RPGCL

出典：JICA 調査団作成

これらの国内系統、国際連系線は従来の国内需要地をつなぐ東西の基幹系統構築ではなく、豊富な水力ポテンシャルを有する各水系から電力輸出先であるインドに接続する南北方向の開発となる。今後の送電線開発はこれらを 1 つのパッケージと見立てて、電源と系統を水系一貫開発の観点で促進していくことも重要となる。

7.3.4 系統計画の開発コスト（国内系統）

400kV 基幹系統（国内系統）と下位系統、配電の建設コストの概算結果を表 7.3-5 に示す。400kV 送電設備と変電設備の合計で 4,440 million USD であり、220kV 以下の下位系統（配電線含む）を合わせると、総額で 9.5 billion USD 程度の送変電設備の建設工事費が予想される。

表 7.3-5 400kV 系統(国内系統)の建設コスト

Year	Substation		Transmission		Distribution ⁶⁴	Total
	400kV	Others ⁶⁵	400kV	Others		
2022	115.8	45.6	69.3	31.6	142.3	404
2023	115.8	45.6	69.3	31.6	142.3	404
2024	115.8	45.6	69.3	31.6	142.3	404
2025	115.8	45.6	69.3	31.6	142.3	404
2026	154.3	60.8	92.3	42.1	203.4	553
2027	154.3	60.8	92.3	42.1	203.4	553
2028	154.3	60.8	92.3	42.1	203.4	553
2029	154.3	60.8	92.3	42.1	203.4	553
2030	154.3	60.8	92.3	42.1	203.4	553
2031	154.3	60.8	92.3	42.1	129.8	479
2032	154.3	60.8	92.3	42.1	129.8	479
2033	154.3	60.8	92.3	42.1	129.8	479
2034	154.3	60.8	92.3	42.1	129.8	479
2035	154.3	60.8	92.3	42.1	129.8	479
2036	154.3	60.8	92.3	42.1	193.8	543
2037	154.3	60.8	92.3	42.1	193.8	543
2038	154.3	60.8	92.3	42.1	193.8	543
2039	154.3	60.8	92.3	42.1	193.8	543
2040	154.3	60.8	92.3	42.1	193.8	543

出典：JICA 調査団作成

⁶⁴ 33kV 以下配電系統の設備⁶⁵ 220kV,132kV 送電系統の設備

7.3.5 まとめ

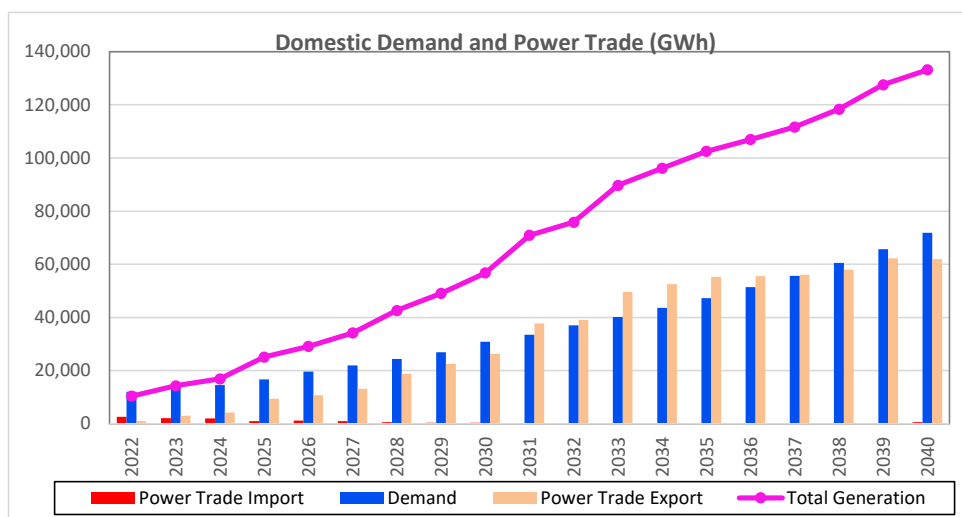
上記の通り、系統解析結果からいずれのケースでも事故発生時に安定に運転できることが確認できた。また、電力輸出については将来的にインドへの直接輸出が必要ではあるが、今回の IPSDP で提案する 2040 年のネパール国内の 400kV 基幹系統は妥当であることが確認できた。中間断面及び至近の下位系統の系統計画についても妥当性が確認され、2040 年までの一貫した系統開発計画が策定することができた。

開発コストについては、送電系統及び配電系統で総額 9.5 billion USD 程度の資金が必要になると予測される。膨大は開発資金に関して、資金調達方法、経済財務分析や送電設備建設にかかわる環境社会配慮については別章で記載する。IPSDP では需要予測に基づいた電源計画と系統計画を作成し、経済財務面、ガバナンス面、環境面を統合的に検討することにより電力セクターで一貫性のある系統開発計画となった。

7.4 電力融通可能量の想定

第 7.2 節の電源開発計画に記載の通り、シナリオ 3：水力開発を基にした最適シナリオに基づき今後開発を進めていくこととなる。最適シナリオにおける年間発電量と需要予測を、図 7.4-1 に示す。桃色線が総発電量、青の棒グラフが需要想定値、橙色の棒グラフが輸出可能量、赤の棒グラフが輸入必要量となっている。

最適シナリオにおいては、2040 年に向けて余剰電力が着実に増加する結果となっており、周辺国へ安定的に輸出できる電力量を確保できる見込みである。また、2040 年までの周辺国のピーク需要とネパールの発電容量の推移を表 7.4-1 に示す。2040 年時点では、インドはネパールのピーク需要の約 50 倍となる約 575GW、バングラデシュはネパールのピーク需要の 4 倍以上となる約 50GW と想定されている。



出典：JICA 調査団作成

図 7.4-1 国内電力需要と電力融通量(最適シナリオ)

表 7.4-1 2040 年までの周辺国のピーク需要とネパールの発電容量

	ネパール 発電容量	ネパール ピーク需要	インド ピーク需要	バングラデシュ ピーク需要
2025	6,343 MW	2,675 MW	260,118 MW	22,883 MW
2030	14,600 MW	4,949 MW	350,670 MW	31,910 MW
2035	28,215 MW	7,581 MW	465,531 MW	41,050 MW
2040	36,327 MW	11,510 MW	574,689 MW	50,253 MW

出典：JICA 調査団作成

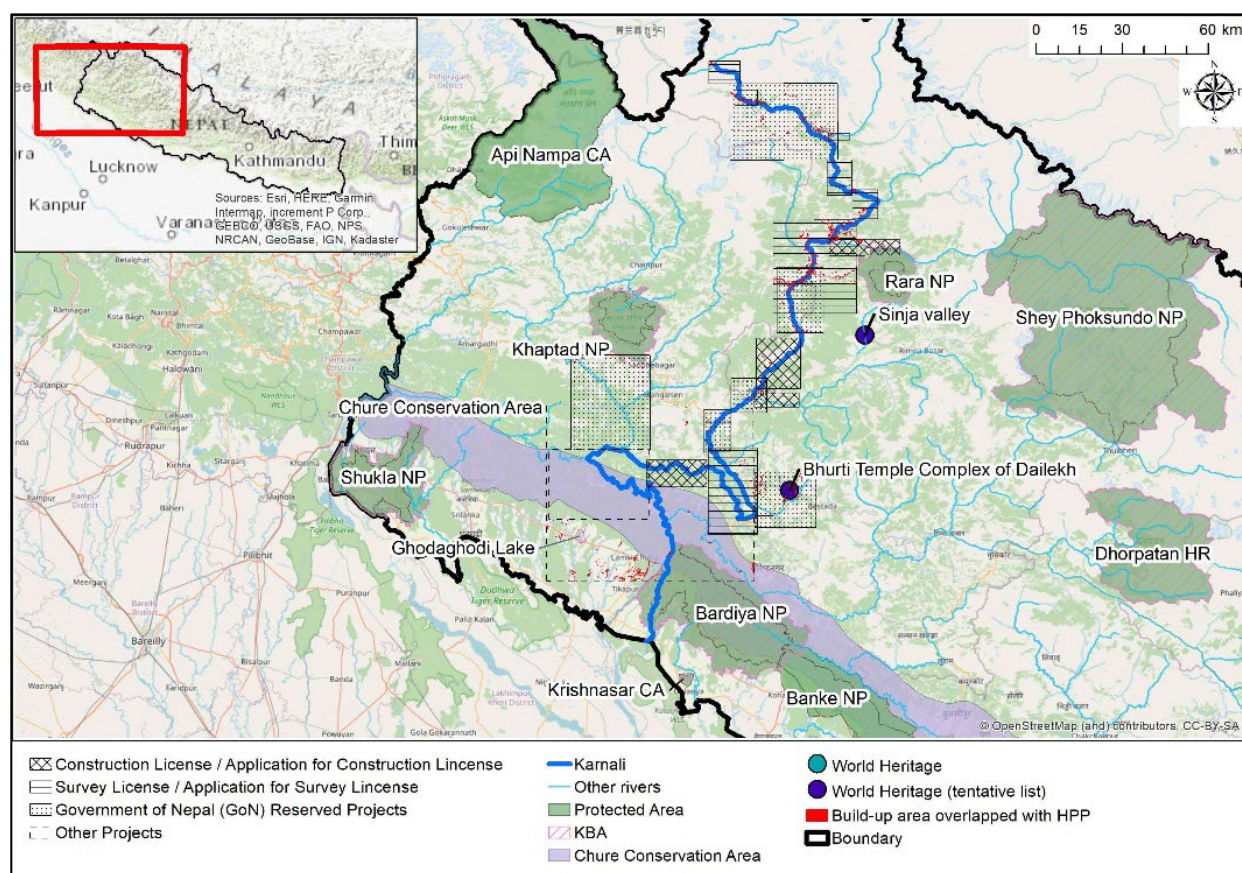
ネパール周辺の国（インド・バングラデシュ）において、将来的に電力需要が増加し、かつ自国電源のみならず周辺の国々から電力を輸入する方針も立てられている。加えて、昨今の脱炭素化の流れから、CO₂を排出しない電源が着目され、水力電源のポテンシャルが豊富なネパールは、周辺国への電力輸出を通じて周辺国の脱炭素化への貢献が期待できる。

ネパールは 2023/2024 年度においても発電電力量が自国電力需要を上回っており、将来的には周辺国に向けて、雨期だけでなく通年での電力輸出が可能となると想定される。実際、2024 年の 1 月には、インドとネパール間で長期間に亘る電力輸出に関する覚書が締結されている。この覚書の中で、今後 10 年間でネパールからインドへの電力輸出量を最大 10,000MW とすることを双方で合意しており、インドへの電力輸出量は増加していく見込みである。引き続き IEX を通じた取引や、インドの消費者との PPA が可能になれば長期の安定した供給や収益が期待できる。インドにおいては国内炭を使用した石炭火力発電が将来の計画においても主力電源であることを考えると、100%再生可能エネルギー（水力）であるネパールの電力をインドへ輸出することで、同国の脱炭素化にも貢献できると考える。

7.5 環境社会配慮

IPSDP で選定された最適シナリオに関して環境社会面から評価を行った。それぞれの水系・河川ごとの水力開発において累積的影響等、留意すべき点を整理した。その上で、保護区（国立公園、KBA）等）、生態系（河川、陸域。特に回遊性の魚類や国際自然保護連合（IUCN：International Union for Conservation of Nature）レッドリストに登録されている貴重種等）、文化遺産等への影響等を整理し、想定される影響について緩和策等の環境社会面からの留意点を検討した。

事業に伴う環境や社会への影響については、ミティゲーション・ヒエラルキーに沿って、可能な限り回避した上で、回避できない影響に対し影響の最小化、軽減、緩和する対策を検討することが望ましい。その検討プロセスにおいて中央政府、州政府、被影響者等のステークホルダーが意見を表明する機会を提供し、意味ある協議を実施することが重要である。また、適切にモニタリングを実施し、モニタリングで懸念事項が確認された場合、是正策を講じる必要がある。以下に主な留意点を示す。



出典：JICA 調査団作成

図 7.5-1 最適シナリオの評価(例) Karnali 川

1) 流域全体での累積的影響評価、事業者間の連携・協調

ネパールでは水系ごとに開発計画の進捗に違いがあるため、水系により水力発電事業の実施に伴い累積的影響が重大になることが想定される。それぞれの水系ごとに累積的影響を評価し、流域管理の観点から適切な緩和策を検討する必要がある。特に、既設発電所が多く需要地から近傍にあるため開発が進んでいる Gandaki 川流域等、開発計画が集中している流域においては早期の段階で累積的影響を考慮した開発を行うことが望ましい。加えて、水系ごとの重大な累積的影響を回避し流域における流量や連続性等を保全することを目的として、ネパール国内にて水力開発を行わない流域（Free-flowing rivers）を戦略的に検討することも推奨される。

また、ネパールでは流域管理の観点から環境管理が行われていないことがあり、同じ流域に位置する複数の水力発電事業における環境対策（回遊魚の往来を可能にする魚道の設置等）が効果的に実施されていないことがある。流域管理を適切に行うために、民間の水力開発事業者も含め、流域における事業者間の連携・協調を推進することが推奨される。

2) E flow（環境流量）

水力発電事業に伴い、河川維持流量を含む環境流量（E flow : Environmental flow）が影響を受け、河川全体の流量や下流域における流量の変化、生息域の分断等が起きる可能性がある。「IFC Good practice handbook - Environmental flows for hydropower projects (2018)」等のガイドラインを参照し、事業により悪影響が想定される場合、E flow の評価に基づき、E flow 管理計画の策定・実施することが望ましい。

3) 保護区

現地国の国立公園・野生生物保全に関する法律（2029 /1973）に規定される保護区（国立公園、野生動物保護区、狩猟保護区、保全区、バッファゾーン）で事業の開発を行う場合、開発に先立ち当局からの許可を得る必要がある。川の流れをせき止める又は改変する行為は禁止されており、水力開発においては維持流量等の制限が求められる。加えて、国際条約に基づくラムサールサイト内で実施する場合、各ラムサールサイトの管理計画に則り事業を行う必要がある。ミティゲーション・ヒエラルキーに則り、事業を計画、実施することが望ましい。

4) 生態系／森林

水力発電事業に伴う取水や貯水、放流により河川の流量・水位が変化し、水棲生物や水鳥等の生態系に影響を与える可能性がある。ダムや取水堰の設置により河川の流路が分断され、回遊性の魚類の遡上を妨げることも懸念される。これらの影響が想定される場合、E

flow や水域生態系への影響を評価し、環境管理計画、モニタリング計画に反映することが必要である。

また、水力発電開発による森林伐採では、動植物が永続的または一時的に影響を受けることが想定される。特に、KBA で事業が計画されている場合やクリティカルハビタットが確認されている場合、アクセスロード等の付帯設備を含む事業計画のレイアウトにおいて影響を最小化するよう配慮が求められる。また、地域住民が木材や非木材林産物（NTFP：Non-timber Forest Products）等の森林利用を通じて収入源となっており事業による悪影響が想定される場合、被影響者との協議を踏まえ、生計回復計画を策定・実施することが推奨される。

5) 用地取得／非自発的住民移転／生計喪失に対する適切な補償、便益の分配等

ネパールでの水力開発における課題の一つとして、住民移転や用地取得を伴う事業での補償等が挙げられ、NGO からの批判や住民の苦情が発生する事例がある。特に、送電線事業では RoW 内での補償の支払いや鉄塔部分での用地取得等により、事業のスケジュールの遅延等も発生している事例もある。再取得価格に基づく補償の支払いを含めた住民移転計画を策定・実施することが望ましい。特に、貯水池式水力発電所や送電線等により大規模住民移転が発生する場合、十分な予算と実施体制を確保することが重要である。

また、物理的移転に限らず、生計喪失等の経済的移転が発生する場合、現地国法令（用地取得法（2034/1977）、不動産の収用に関する法律（2013/1956））等で規定される手続きに加え、ネパール国内の世界銀行等の事業におけるグッドプラクティスを参照し、生計回復計画の策定・実施が推奨される。

国土全体を俯瞰すると電力開発によって得られる便益のうち、電力事業や周辺国との融通の受益者はカトマンズやポカラの都市部に集中する一方、開発による直接的な影響を受けるのはサイト周辺となる。これらの裨益の格差是正についても考慮することが望ましい。

6) 先住民族

「ネパールの先住民族の発展に係る法律（National Foundation for Development of Indigenous Nationalities Act）」では、59 の民族が先住民族として規定されており、水力発電事業の計画される山間部にて広く分布している。加えて、ネパールは「ILO 独立国における原住民及び種族民に関する条約（第 169 号）」を批准している。先住民族への悪影響が想定される場合、計画の早い段階から、事業により影響を受ける先住民族との意味ある協議を行い、自由意思による事前の十分な情報に基づく同意（FPIC：Free, Prior and Informed Consent）原則に基づく合意を得ることが推奨される。また、被影響者に先住民族が含まれる場合、先住民族計画（IPP：Indigenous Peoples Plan）を策定し、対策を実施することが望ましい。

7) 自然災害

ネパールにおける自然災害としてモンスーン期における豪雨に伴う地すべり等が挙げられる。また、GLOF により事業が大きな物理的な損害を受ける可能性がある。事業地の選定においては、地すべりや GLOF 等の災害リスクの高いエリアを回避することに加え、災害発生時の緊急時対応計画を策定することが望ましい。

8) 気候変動

ネパールでは国家気候変動政策（2076/2019）等の政策が策定されており、温室効果ガス排出量の観点から水力発電は望ましい発電形式であると考えられる。一方で、上記のように GLOF 等によるリスクに対して、気候変動に伴う物理的リスクの評価を実施し、代替案の検討、設計への反映等を行うことが推奨される。

7.6 経済財務分析

7.6.1 経済財務分析の目的

(1) 経済財務分析の目的

従来の電力セクターにおける経済財務分析では、内部収益率（IRR：Internal Rate of Return）を指標として用いたプロジェクトの妥当性の評価や長期限界費用（LRMC：Long-Run Marginal Cost）を参照した電気料金水準の検討を行うことが一般的であった。IRR を用いた分析は、プロジェクト等から生じるキャッシュフロー情報のみから IRR を算出し、当該プロジェクト等の収益性を図る指標として用いられる。LRMC は、財一単位を生産するために追加的に要する費用（限界費用）のことを指し、これも支出額の情報から算出することとなる。発電プロジェクトの場合、電力を一単位追加的に生産する際に要する発電コストを求めることとなり、これが電気料金水準検討の基礎として用いられる。

従来の開発計画における経済財務分析の検討では、LRMC に基づいて将来の電気料金がどのように変動するかが重視されていた。しかし、IRR や LRMC はあくまで将来の支出額のみに基づき算出された数値であり、計画の実施主体の収支や財務状況は検討の対象外であるため、財務状況や対象国の財政やマクロ経済に与える影響を分析に織り込むことは考慮されていない。マスタープランの分析ではこれらの事項が重要な点となるため、分析に織り込む方法を考える。

IPSDP の実施のためには多額の投資が必要とされる。そこで、財務分析では、まず、IPSDP

を政府として進めていく政府関係機関を分析対象の実施主体として、同主体の IPSDP 期間中のキャッシュフロー表を作成し、投資に必要な資金の調達について分析する。続いて、従来は LRMC を用いて検討されることの多かった電気料金の水準の検討を実施主体の財務諸表を用いて行う。また、投資に必要な資金の大きさや期待される輸出の増大を考えると、IPSDP の実施によってネパール国政府のマクロ経済に与える影響は大きいと予測される。そこで、財務分析の結果を受けてマクロ経済への影響の分析も試みる。

(2) 本節の構成

まず、第 7.6.2 項においては、以降の分析に関連する基礎情報について整理する。この情報には、ネパールの経済・財政にかかる基礎データの整理、基本的な資金フローと前提条件の設定、各種費用等の金額の推計を含む。

第 7.6.3 項の経済分析においては、IPSDP の実行によってネパールへ経済的便益がもたらされるかを検証するために、費用・便益分析で経済的内部収益率（EIRR : Economic Internal Rate of Return）を算出した分析によって把握する。第 7.6.4 項の財務分析においては、前節で記載のとおり、資金調達および国内電気料金を IPSDP 実施主体の財務諸表を用いて分析する。

最後に、第 7.6.5 項ではマクロ経済の分析として、投資のための必要な資金調達がネパール国の財政（対外債務及び外貨準備高）にどのような影響をもたらすか、また、IPSDP によって増加が期待される電力輸出がもたらす影響（具体的には、貿易収支や GDP）を確認する。併せて、IPSDP の実行が新たに生み出さる雇用創出効果についての分析も行う。

7.6.2 基礎情報の整理と分析の準備

(1) ネパールの経済・財政にかかる基礎データの整理

ここでは、IPSDP の経済財務分析を実施するに際し、改めてネパールの経済・財務に関する基本的なデータを整理し、各種分析を行う上での基礎とする。

過去 10 年のネパール経済は、概ねプラスの成長を見せている。2012 年から 2021 年の 10 年間における平均実質 GDP 成長率は 4.5%であった⁶⁶。2020 年は世界的なパンデミックの影響により実質 GDP 成長率はマイナス 2.4%に落ち込んだが、2022 年には 4.2%まで回復している。産業別 GDP 割合は、農業が 25.8%を占め、続いて卸売業が 15.7%、不動産業が 9.4%、教育業が 8.0%を占めている。過去 10 年で産業別 GDP 割合に大きな変化はない。

⁶⁶ 実質 GDP 成長率の数値については、“IMF World Economic Outlook Databases (2024 年 4 月版)”に基づく。以下同様。

電力セクターに注目すると、GDPに占める電力売上の割合は1.4%程度と推計される⁶⁷。IPSDPの関連では、電力セクターを成長産業とするネパール政府の方針を踏まえて、電力輸出の増大によって電力セクターのネパール経済への貢献度合い(ネパールのGDPに対する寄与度)を引き上げることが重要となる。

貿易に目を向けると、ネパールは衣類や農産品等が主な輸出品目であり、工業製品、医療関連機器等の高額な品目が主な輸入品となっている。貿易収支は、輸入金額が輸出金額を上回る貿易赤字の状況が続いている。電力の輸出入については、2020/2021年時点の輸出金額が316百万ルピー（約3億7,000万円）、輸入金額が21,821百万ルピー（約255億3,057万円）であり、電力セクターにおいても貿易赤字の状態にある⁶⁸。上述した実質GDP成長率と同様、IPSDPの実施がネパール国全体の貿易収支の改善にどのような影響を与えうるかが、もう1つの重要な確認ポイントとなる。

以上を含めたネパールのマクロ経済に関する主要データを次表に整理した。

表 7.6-1 ネパールのマクロ経済に関する主要データ⁶⁹

項 目	数 値	
	2020/2021 年	2021/2022 年
実質 GDP	311 億ドル（約 4.66 兆円）	330 億ドル（約 4.95 兆円）
実質 GDP 成長率	4.2%	5.6%
貿易収支	▲1.355 兆ルピー（▲1.585 兆円）	▲1.661 兆ルピー（▲1.943 兆円）
電力輸出金額 ^{*1}	3.16 億ルピー（約 3.69 億円）	38.84 億ルピー（約 45.44 億円）
電力輸入金額 ^{*2}	218.21 億ルピー（約 255.31 億円）	154.66 億ルピー（約 180.95 億円）
失業率 ^{*3}	13.12%	10.9%

^{*1} NEA の国外販売による収益

^{*2} NEA のインドからの買電に係る費用

^{*3} 全労働人口に占める割合（全労働人口は、約 8.9 百万人（2022/2023 年））

出典：図説 ネパール経済 2024（在ネパール大使館）、Current Macroeconomic and Financial Situation (Nepal Rastra Bank) World Development Indicators (World Bank)を基に JICA 調査団作成

続いて、ネパール政府の財政に関する主要データを次表に整理した。

⁶⁷ NEA の財務諸表によると、国内電力売上金額が 70,543 百万ルピー（約 825 億 3,531 万円）、電力輸出金額が 316 百万ルピー（約 3 億 6,972 万円）であった。これに、2020/2021 年の GDP である 36.9 十億ドルを加味して推計を行った。

⁶⁸ 電力の輸出入に関する数値は、NEA の財務諸表（2020/2021）に基づく。

⁶⁹ ネパールルピーをドル換算する場合、1 ネパールルピー=0.0075 ドルで換算した。以下同じ。

表 7.6-2 ネパール政府の財政に関するデータ

項目	数値	備考
政府予算	1.632 兆ルピー (1.909 兆円)	2022/2023 年
予算の歳入内訳	税・税外収入 (69.1%) 国内借入 (14.3%) 外国からの有償資金協力 (13.5%) 外国からの無償資金協力 (3.1%)	2022/2023 年の予算より
対外債務の対 GDP 比率	21.7%	2022/2023 年
MoEWRI への予算配分割合	予算の歳出の 2.8%	2021/2022 年の予算より
外貨準備高	117.4 億ドル (約 1.76 兆円)	2022/2023 年

出典：図説 ネパール経済 2024 (在ネパール大使館)、Current Macroeconomic and Financial Situation (Nepal Rastra Bank)、World Development Indicators (World Bank)を基に JICA 調査団作成

IPSDP のネパール財政に対する影響は第 7.6.5 項で改めて分析するが、現状のネパールの対外債務リスクは低いと評価⁷⁰されており、また、外貨準備高も輸入の 10 ヶ月分ほどに相当する金額⁷¹が確保されていることから、第 7.6.5 項に記載の基準に照らせば、外貨準備高が不足しているとは言えない。

(2) 資金フローと前提条件の設定

ここでは経済・財務分析の実施に先立ち、その前提となるネパールの電力セクターにおける基本的な資金フローについて整理する。

1) セクター関連機関・組織

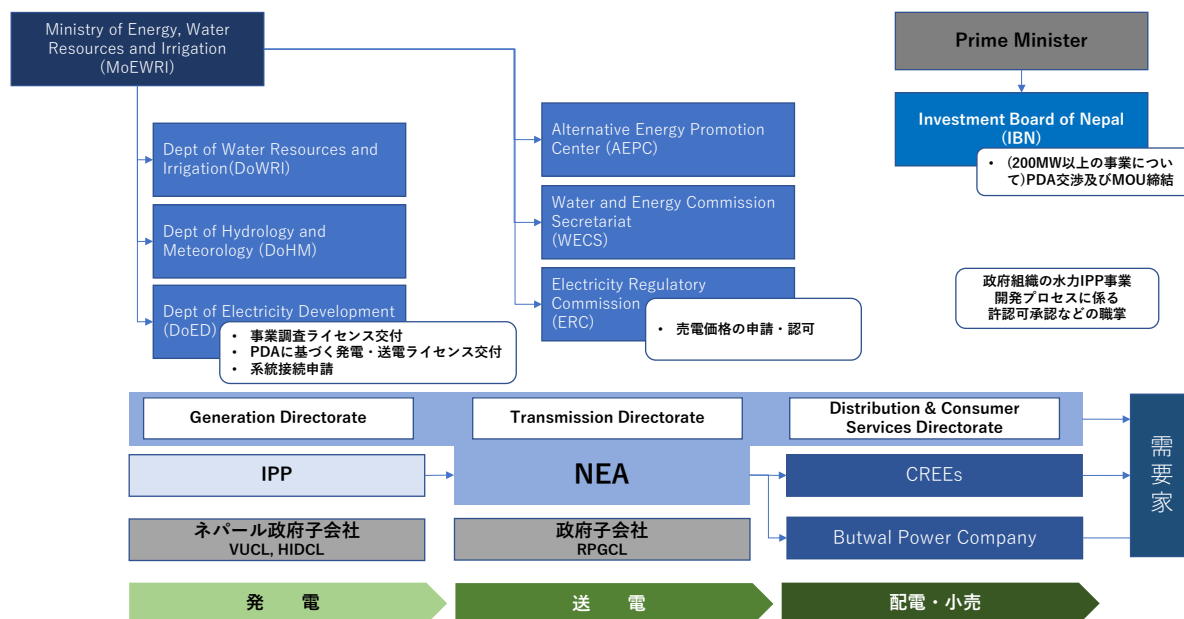
ネパールの水力発電に関わる政府組織は、概ね図 7.6-1 のような整理することができる。

系統連系されている発電所のうち 40% (2023 年出力ベース) を NEA または NEA の出資する子会社が所有・運営している。設備容量ベースでは水力発電所 1,056.7MW、ディーゼル発電所 53.4MW、太陽光 25MW の合計、1,135.1MW を NEA が保有している。独立系発電事業者 (Independent Power Producer : IPP) による水力発電の開発は 30MW 以下の中小規模の事業が大半を占めるが、2023 年時点での IPP の保有する設備容量は 1,544.5MW に達した。2024 年 6 月現在、電力法改正に関連して送配電分離 (アンバンドリング) が議論されているが、ネパール国内の電力セクター、特に多くの資金を要する大規模案件の開発は政府が主導して行う見込みである⁷²。その意味で、当面の間、現行の体制及び資金フローが継続するものと考えられる。

⁷⁰ 世界銀行グループと IMF 「Joint World Bank IMF Debt Sustainability analysis (2022)」による。

⁷¹ Nepal Rastra Bank 「Current Macroeconomic and Financial Situation (2022/23)」による。

⁷² NEA のアンバンドリングの議論に関して、アンバンドリングされた後の受け皿として、発電部門に VUCL が、送電部門に RPGCL がすでに設立されている。ただし、これらの組織とどのように統合されるかは未定である。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-1 ネパールの電力セクター関連組織

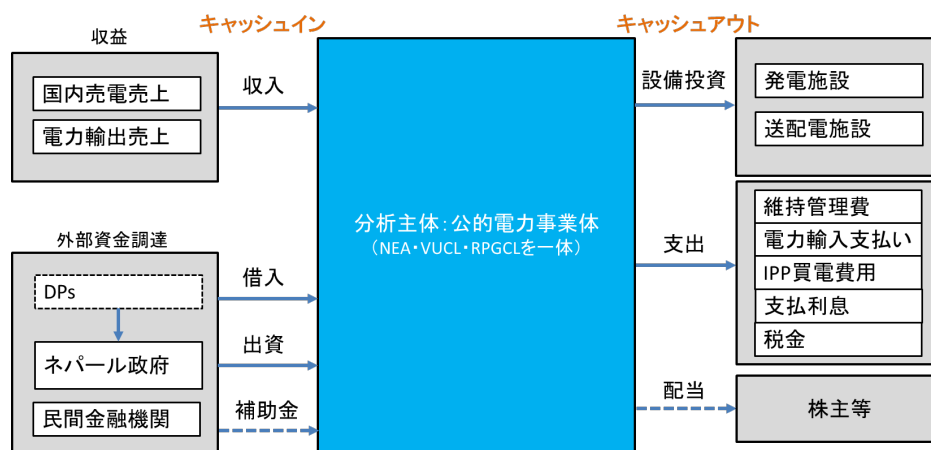
NEA は電源開発に必要な資金を、主として売電及び電力輸出から得られる収入に求めている。しかし、その収入と政府からの資本金の出資では、開発に必要な資金を賄うことができないため、借入を行っている。借入先は主としてネパール政府財務省であり、ネパール政府からの借入には、ドナーからネパール政府に融資された資金の転貸が含まれる。投資対象は、基本的に発電施設、送配電施設及び変電所が挙げられる。主たる支出は施設の維持管理費用、国内 IPP からの電力買取、インドからの電力輸入分が含まれる。NEA の純利益は、株主へ配当されることも想定できるが、調査時点では NEA は配当しておらず、利益を再投資に回している⁷³。

NEA 以外の政府系組織として、水力電源開発を担う VUCL、送電開発を担う RPGCL が活動しているが、今後どの機関がどの電源の開発を担っていくのか定かではないため、分析に当たっては NEA、VUCL および RPGCL を一体とした実施主体を分析の対象として設定する。この一体となった実施主体を以下では公的電力事業体と呼称する。

2) 公的電力事業体の資金フローの想定

財務分析に当たって前提とする公的電力事業体の資金フローを下図に整理する。

⁷³ この記述は、NEA 幹部への聞き取り調査及び NEA の財務諸表の確認結果に基づく。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-2 ネパール国電力セクターにおける基本的な資金のフロー

上図に示した主要項目に関する補足説明は、次の通りである。

- 【収入】とは、国内売電及び電力輸出の収益による現金の流入（キャッシュイン）である。現状ネパールでは、NEA が一元的に売電を担っている。これを踏まえ、今般の分析に当たっても、公的な電力事業体が今後も一元的に売電を担うと仮定する。なお、第 7.6.3 項の経済分析では非貨幣便益として温室効果ガスの削減効果を貨幣換算して便益として考慮するが、第 7.6.4 項の財務分析では収入として考慮していない。これは、経済分析で用いる費用・便益分析が非貨幣便益も考慮するのに対して、財務分析が実際の収支を伴う項目を対象としており、炭素市場が未整備であるネパールで炭素の取引価格を算定することが難しいためである。今後炭素市場が整備されて炭素の削減に関する市場取引が行われることとなれば、IPSDP 実施に伴う収入として考慮される。
- 【借入】に関しては、IPSDP 実行に必要となる資金を公的電力事業体の事業活動による収入で賄えない場合、ネパール政府や民間金融機関等からの借入を要する。
- 【出資】に関しては、設備投資に必要な支出を賄うために、株主による出資によって資金調達も行われる。なお、財務分析では、事業活動による収入では資金が不足する場合には、必要な資金は借入又は株主による出資で調達し、その比率はネパールの水力開発で多く適用されている借入：出資 = 7：3 という比率を適用する。
- 【投資】とは、IPSDP 実行に必要となる設備投資（発電施設、送配電設備）のための支出である。なお、前述のとおり、公的電力事業体の事業活動による収入のみでは投資に必要な資金を賄えない場合、借入又は出資として資金を調達する。
- 【支出】とは、ここでは、主として会計上は費用として計上される項目に対する支出

を指しており、維持管理費、電力輸入への支払い、IPP からの買電費用、借入に伴う支払利息、税金を想定する。

- 【補助金・配当等】に関しては、財務分析では直接的に考慮に入れないが、資金フローとして想定はできるものである。補助金は返済を前提とせずに政府より公的電力事業体へ資金が提供されるという点では出資と同じであるが、出資による資金提供によってネパール政府は公的電力事業体の株主としての地位を得る。配当については、現在 NEA が配当を行わずに獲得した利益を再投資に回しており、IPSDP のための投資資金も大きいことから財務分析でも配当は行わずに収入は再投資に回すという現在の NEA の方針を踏襲する。

以上が財務分析の資金フローの前提であるが、本節では公的電力事業体を構成する NEA、VUCL、RPGCL の現在の資金調達先についても整理しておく。前述のとおり NEA は利益を再投資に回している一方、VUCL および RPGCL は売電による収入がないため、出資による資金調達で投資を行っている。財務分析に当たっては出資をネパール政府からと仮定するが、現在 VUCL は一部政府機関以外からの出資を受け入れている。また、現時点で両機関は借入を行っていないが、VUCL へのヒアリングでは、今後は借入による調達がありうる事が述べられた。そのため、財務分析では上記のとおり借入による資金調達の前提も置く。

表 7.6-3 NEA、VUCL および RPGCL の資金調達先

調達機関	調達方法	主な調達先
NEA ⁷⁴	借入	ドナー機関、ネパール政府
	出資	ネパール政府
VUCL ⁷⁵	借入	なし
	出資 ⁷⁶	MoEWRI (20%)、一般国民 (17%)、NEA (10%)、従業員積立基金 (10%)、Nepal Doorsanchar Company Limited (10%)、プロジェクト実施地域の住民 (10%)、財務省 (5%)、司法省 (5%) Citizen Investment Trust (5%) 他
RPGCL	借入	なし
	出資 ⁷⁷	エネルギー水資源灌漑省 (46.01%)、財務省 (21.03%) 他

出典：各機関の年次レポートより JICA 調査団作成

(3) 各種費用・収入等の算定

各種分析を行うに際しての基礎的なインプットとなる各種の設備投資額や収入金額について算定した結果および推計方法を示す。

⁷⁴ NEA は借入先および出資元の詳細な内訳をレポートで公表していない。

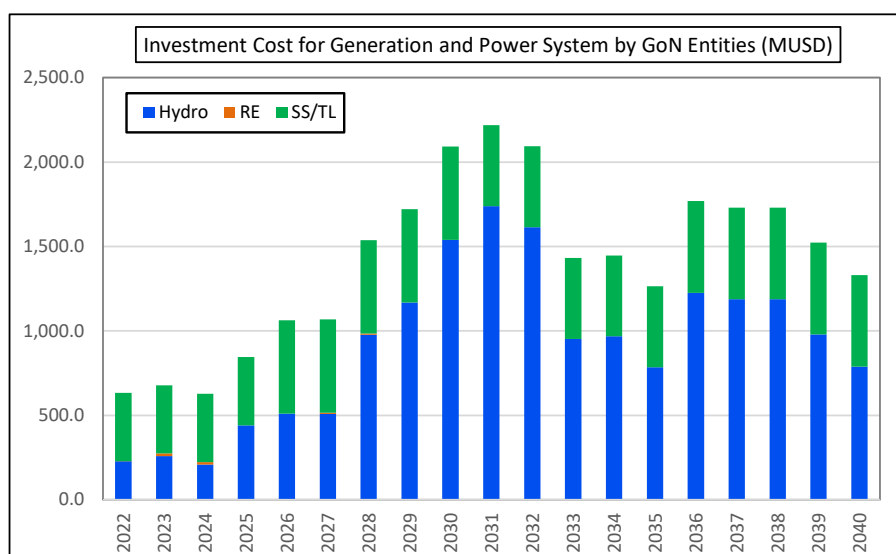
⁷⁵ VUCL については、入手できたうちの最新のものである 2021 年のレポートの情報となっている。

⁷⁶ かつこ内は出資割合

⁷⁷ 同上

1) 設備投資額

財務分析で用いる設備投資額は、電源開発計画および系統開発計画に基づき設定している。シミュレーションの対象とする 19 年間の設備投資額の経年変化を次図に示す。対象期間中の更新投資額の合計は、26,804 百万ドルとなっており、最大が 2,218 百万ドル (2031 年)、平均が 1,411 百万ドル発生するものとしている。なお、財務分析の対象が公的電力事業体という政府関係機関を想定していることから、記載の金額は第 7.7 節に記載のネパール政府が推進する事業に必要な投資金額である。

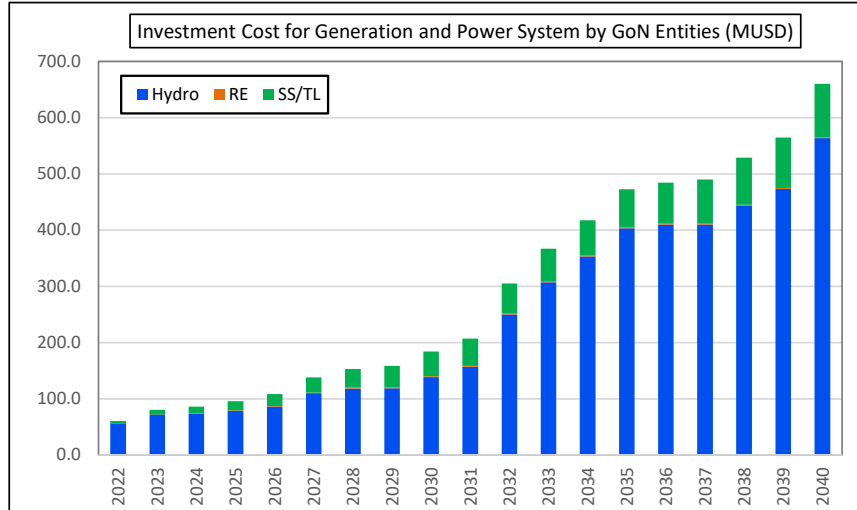


出典：JICA 調査団作成

図 7.6-3 設備投資額の経年変化

2) 維持管理費

維持管理費は過去の実績および新設発電所の kW 当たり維持管理費から水力は年間 54 ドル/kW、太陽光は 14.4 ドル/kW の仮定の下で算出した。対象期間中の維持管理費の合計は、5,563 百万ドルとなっており、最大が 660.1 百万ドル (2040 年)、平均 293 百万ドル発生するものとしている。設備投資額と同様、記載の金額はネパール政府が推進する事業に係るものである。

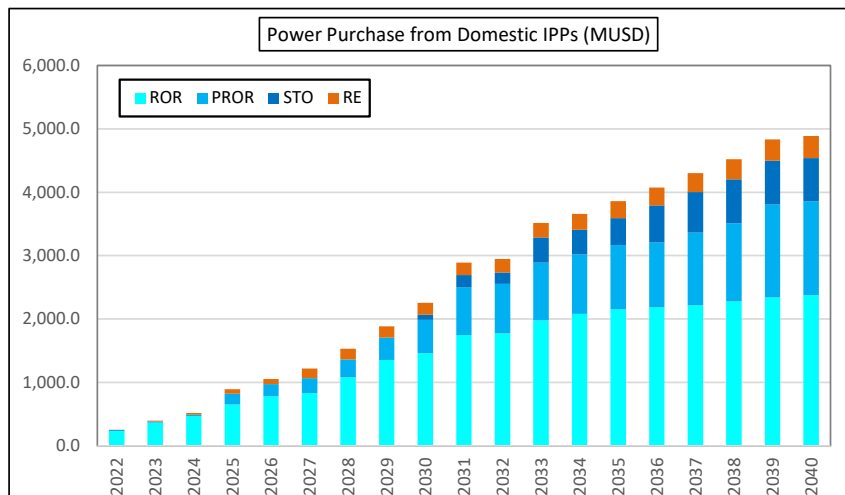


出典：JICA 調査団作成

図 7.6-4 維持管理費の経年変化

3) IPP からの買電費用

IPP からの買電費用は、電源開発計画および系統開発計画で示したネパール国内で IPP が運営する既存の発電施設及び今後 IPP が開発する電力量に、電源構成毎に設定されている単価を乗じることで設定した。なお、将来の買電単価の変動も想定されるが、本シミュレーションは IPSDP による影響の程度を評価することを目的としているため、ここでは買電単価がシミュレーション対象期間にわたり一定であることを前提として設定している。電源構成毎の買電単価は、ROR : 0.050 ドル/kWh、PROR : 0.060 ドル/kWh、STO : 0.080 ドル/kWh および太陽光 : 0.060 ドル/kWh である。対象期間中の IPP からの買電費用の合計は、49,496 百万となっており、最大が 4,890 百万ドル（2040 年）としている。また、IPP からの買電費用の経年変化は、次図に示す通りである。

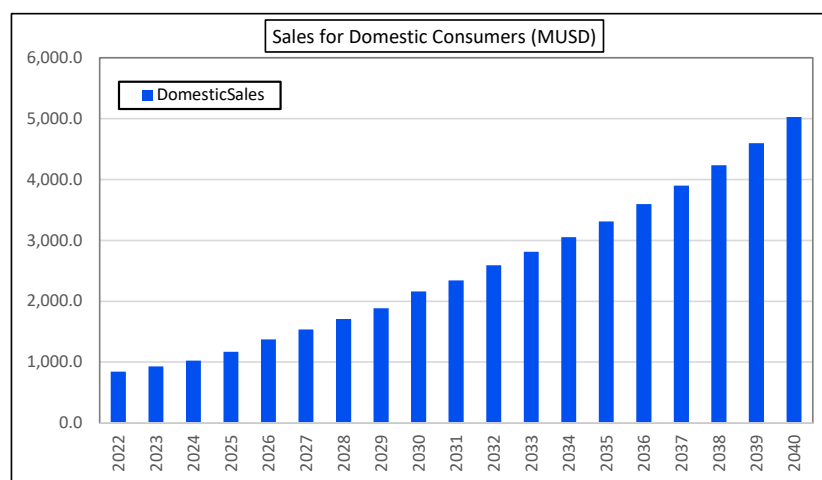


出典：JICA 調査団作成

図 7.6-5 電源構成毎の買電費用

4) 国内売電売上

国内売電売上は、電源開発計画および系統開発計画を基に設定した。なお、売電単価については、将来の需要や政策による変動も予想されるため、後述する感度分析で用いた単価の範囲で設定した。対象期間中の国内売電売上の合計は、48,096 百万ドル（電力料金の単価を 0.070 ドル/kWh で設定した場合）となっており、最大が 5,027 百万ドル（2040 年）としている。

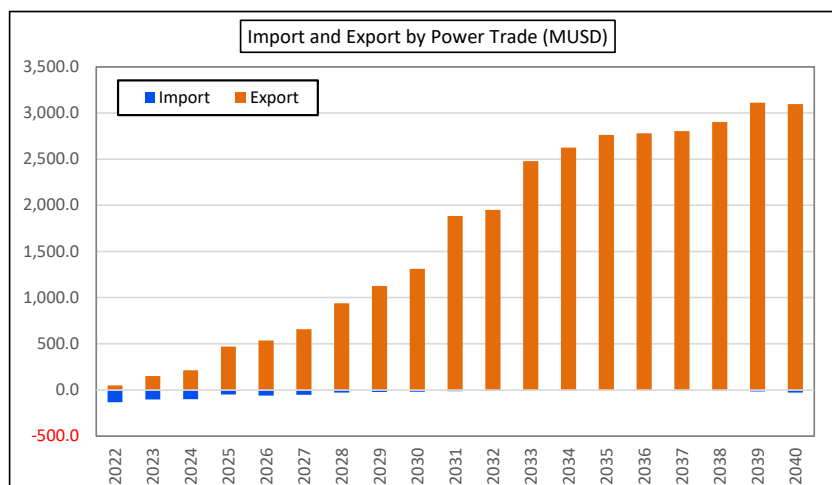


出典：JICA 調査団作成

図 7.6-6 国内売電売上の経年変化

5) 電力融通

電力輸出売上は、電源開発計画および系統開発計画におけるインドを主とした近隣諸国への電力融通における輸出入計画を基に設定した。なお、輸出する電力の売電単価は、将来の変動も予測されるが、ここでは本シミュレーションは IPSDP による影響の程度を評価することを目的としている。2024 年時点ではネパールの電力輸出の大半が IEX を通じて行われているため、本価格を電力輸出の売電価格の参考とする。ここでは、2023 年の IEX の電力単価を参考に 0.070 ドル/kWh で一定に据え置いた。加えて、財務分析では電力輸出の売電価格の感度分析を行い、同価格が変動した際の公的電力事業体への財務的な影響を分析する。対象期間中の電力輸入に掛かる費用合計は 650 百万ドルとなる。一方、輸出売上の合計は 31,852 百万ドルとなっており、最大が 3,097 百万ドル（2040 年）としている。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-7 電力輸出売上上の経年変化

7.6.3 経済分析

(1) 経済分析の目的、方法、評価指標

経済分析では、IPSDP を実行することによってネパール経済へ経済的便益をもたらすか否かを判断する。手法としては、この種の分析で広く用いられている費用便益分析の手法を用い、EIRR を分析指標とする。EIRR の具体的な算出方法としては、計画を実施した場合（以下「With ケース」と実施しなかった場合（以下「Without ケース」）の差分の年次キャッシュフローを取り割引率を算出する。分析期間（2022 年から 2040 年を設定）に渡って With ケースと Without ケースの差分の年次キャッシュフローを取り、便益に係るキャッシュフローから費用に係るキャッシュフローを差し引いた純便益の現在価値がゼロとなるように決定される割引率が EIRR である。

計算された EIRR がハードルレートを超えた場合、IPSDP が経済的便益をもたらす（すなわち IPSDP の投資が経済的に正当化される）と判断する。なお、本分析において、ハードルレートは 9%を設定する。これは、ADB が EIRR を用いた評価に当たって一般的に用いているレートであり、ADB がネパールの電力関係プロジェクトでも用いられているため、今般の分析においても採用する⁷⁸。

本経済分析の対象となる費用及び便益の項目と算出方法を以下に示す。

⁷⁸ このハードルレートは、ADB が支援するネパールの電力関係プロジェクトで用いられている。例えば、“Electric Grid Modernization Project (PPR NEP 54107)”の経済分析（Economic Analysis）においても、9%の割引率が用いられている。
(<https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/54107-001-ca.pdf>)

1) 費用

経済分析の対象とする費用は、設備投資のための支出と維持管理費用とする。各年のキャッシュフローの金額については表 7.6-4 に記載しているが、これには民間の IPP による開発分も含まれているため、第 7.6.2 項に記載の金額よりも大きくなっている。経済分析は一国内で生じる関連費用および便益の全てを考慮対象とするため、民間の IPP による開発分の含まれることとなる。

設備投資のための支出

With ケースの実施によって必要となる設備投資のための支出であり、発電所の建設及び送配電網の整備費用となる（ただし、EIRR 算出に当たっての一般的な方法に従い、ネパール国内での調達が想定される設備投資については、標準変換係数⁷⁹

（ADB の用いている数値にならい 0.93 を用いる。）による換算を施す。なお、分析期間最終年において減価償却が終了しておらず残存価値がある場合、便益（費用のマイナス）として考慮する。これは、分析期間以降にも同設備が利用されて経済的便益が生み出されていくことを示唆する。

維持管理費用

設備の維持管理に必要な人件費、修繕費等が含まれている。

2) 便益

経済分析の対象とする便益は、電力の輸入削減、電力輸出、温室効果ガス削減とする。

電力輸入の削減

Without ケースと比較し、With ケースによって電力の輸入依存度が低下し、輸入に要する費用の削減が期待できる。この輸入削減量を 2023 年の IEX の電力単価を参考に設定した 0.070 ドル/kWh で評価し、電力輸入の削減便益の金額を算出する。

電力輸出

Without ケースと比較して、With ケースによって近隣国への電力輸出が進むと想定される。この電力輸出増加量を電力輸入の削減便益と同じく 0.070 ドル/kWh で評価して、電力輸出による便益の金額を算出する。

⁷⁹ 財の内国調達分の価格については、関税、補助金等によって国際水準の価格から歪められていると仮定し、その歪みを補正して国際水準の価格に転換するための係数である。

温室効果ガス削減便益

With ケースによって水力由来の電力開発が進むことで、ネパールから水力由来の電力を輸入する近隣国では温室効果ガスの排出削減が期待できる。この削減量を、国際エネルギー機関⁸⁰が試算する炭素価格 40 ドル/CO₂ 換算トン（ネットゼロを宣言する開発途上国における 2030 年時点での炭素価格として試算されている。）で評価して、温室効果ガス削減便益として分析に加える。

(2) 経済分析の結果

経済分析の結果、算出された EIRR は、ハードルレートを超える 10.1%となった。EIRR の算出に当たって用いられた費用及び便益のキャッシュフローを次表に示す。

表 7.6-4 費用・便益のキャッシュフロー及び算出された EIRR

単位：百万ドル

Year	経済的費用				経済的便益				純便益
	設備投資費	維持管理費	残存価値	費用合計	電力輸入の削減便益	電力輸出による便益	温室効果ガス削減便益	便益合計	
2022	1,925	0	0	1,925	0	0	0	0	-1,925
2023	2,427	59	0	2,486	58	213	100	371	-2,114
2024	2,519	98	0	2,618	157	299	140	596	-2,022
2025	2,728	217	0	2,945	373	657	308	1,338	-1,608
2026	3,260	270	0	3,530	559	750	352	1,661	-1,869
2027	4,767	367	0	5,133	740	923	433	2,096	-3,037
2028	5,433	410	0	5,843	940	1,315	616	2,871	-2,972
2029	7,042	525	0	7,567	1,130	1,576	738	3,444	-4,123
2030	6,488	673	0	7,160	1,407	1,838	861	4,106	-3,055
2031	6,563	861	0	7,424	1,599	2,640	1,237	5,476	-1,948
2032	5,708	980	0	6,689	1,850	2,730	1,279	5,860	-829
2033	5,180	1,202	0	6,382	2,084	3,468	1,625	7,178	795
2034	3,957	1,292	0	5,249	2,326	3,676	1,722	7,724	2,475
2035	3,866	1,402	0	5,268	2,584	3,866	1,812	8,261	2,993
2036	4,062	1,484	0	5,546	2,869	3,892	1,824	8,584	3,038
2037	3,582	1,537	0	5,118	3,165	3,926	1,840	8,931	3,812
2038	3,181	1,626	0	4,807	3,494	4,062	1,904	9,460	4,653
2039	2,473	1,731	0	4,204	3,847	4,354	2,040	10,242	6,038
2040	1,582	1,831	-51,112	-47,699	4,260	4,336	2,032	10,628	58,326

EIRR 10.1%

出典：JICA 調査団作成

上述のように、算出された EIRR はハードルレートを超えており、その意味で IPSDP の実行は経済的便益の観点から正当化できる。キャッシュフローの表を詳細に見ていくと、分析期間の中期（2030 年頃）に費用のボリュームゾーンがあることがわかる。2032 年までは費用が便益を上回る一方、便益が費用を上回るのが 2033 年以降となる。

また、今回の経済分析では 2040 年を区切りとして分析を行っているものの、IPSDP への投資

⁸⁰ 国際エネルギー機関「World Energy Outlook 2023」による。

に対する便益は 2040 年以降も発現すると考えられる。これは、2040 年時点で設備投資に対する残存価値が 500 億ドルほど残っていることにも表れており、2040 年までに投資された設備を利用して 2040 年以降も便益が生み出されることが期待される。表現を変えると、IPSDP の便益は、2040 年の先も見据えた長期にわたって享受されるものということができる。

7.6.4 財務分析

本節では、資金調達と電気料金（国内および輸出）の設定について着目した財務分析を実施し、IPSDP における財務面の実現可能性を検討する。

前者の資金調達について、IPSDP の実施によって第 7.6.2 項に記載した新規の設備投資が進むと想定されている。仮に設備投資に対して公的電力事業者自身による投資資金が不足する場合、外部からの資金の借入や出資の受け入れが必要となり、特に借入については、公的事業者の債務負担を増大させる。また、政府による融資や出資を受け入れる場合には、政府の財政へ影響を与える。このため、分析期間（2022 年から 2040 年）に渡って必要な資金調達の金額と資金繰りを検証することは有益であり、この分析を基礎として、次節では、ネパール政府の財政への影響を考察する。

後者の電気料金の設定について、国内の電気料金の設定は国民負担に直結しており、高額であれば国民生活を圧迫する一方、低額であれば、電力事業者の収入が減り、財務状況が悪化する。中長期の電力開発において妥当な電気料金水準の検討は計画の重要な評価指標となり、公的電力事業者の財務分析において検討に値する。また、電力輸出による収入の変動は、公的電力事業者の財務状況への影響が大きいと考えられるため、こちらも分析の対象とする。

ここでは IPSDP の分析期間中における公的電力事業者のキャッシュフロー計算書を作成し、設備投資のための資金調達と電気料金の設定に基づくキャッシュフローについて分析する。まず、現在の電力セクターの基本条件を踏襲した場合のキャッシュフローを分析し、分析期間に渡る公的電力事業者のキャッシュの状況を捕捉する。次いで、公的電力事業者のキャッシュポジションおよび借入金利を変数とした感度分析および電力輸出の売電価格を変数とする感度分析を実施し、キャッシュフローの観点からの電気料金の設定および電力輸出による収入の変化の影響について考察する。

(1) IPSDP の設備投資のための資金調達に関する分析

1) 分析の目的

本項では第 7.6.2 項で示した電気料金、電力輸出売電単価、IPP からの買取単価を維持し

た場合のキャッシュフローについて分析する。これによって、現状の価格設定の水準を維持して IPSDP を実施した場合の公的電力事業体のキャッシュフローを捉える。

2) 資金調達に関する仮定

第 7.6.2 項で示した前提を踏まえて資金調達に関する過程を改めて整理する。

- まず、事業活動によって得られた収入（キャッシュフロー計算書上では、営業活動によるキャッシュフローに相当し、借入に伴う利息の支払い後の金額である。）から借入金の返済金額を控除した金額を公的電力事業体の手元に留保された資金として翌年以降の投資の原資とする。これは、現在 NEA が獲得した利益を再投資に回していることを参照した前提となっている。
- 前記の資金では投資に必要な金額に対して不足する場合、借入および株主による出資で投資に必要な資金を賄う。借入と株主による出資の比率は、7:3 とする。

3) キャッシュフロー計算書作成に当たって必要となる財務諸表項目⁸¹

キャッシュフロー計算書は、貸借対照表および損益計算書に基づく間接法によって作成する。公的電力事業体の貸借対照表および損益計算書の項目で特に前提条件を置いて算定したものを以下に列記する。

【貸借対照表項目】

資 産

① IPSDP のための新規設備

IPSDP の実施のための新規投資による設備であり、各年の設備投資への支出金額を 30 年の定額法で減価償却を行う。なお、水力発電所については、分析初年度の 2022 年と第 7.6.2(3)項の見積もり時点で期間の差があるため、その期間のインフレ 25.0% を考慮している。

② 2021 年末設備残高

IPSDP の初年度である 2022 年から収益が発生しているが、これは 2021 年以前に投資された設備の利用からも生じる。したがって、NEA、VUCL および RPGCL の 2021 年末の設備残高を貸借対照表⁸²上考慮し、これは分析期間で減価償却（定額法）が行われるものとする。

⁸¹ 財務諸表を用いた電力料金の検討としては、デロイト「Myanmar Power Sector Financial Analysis and Viability Action Plan」がある。

⁸² 今回の財務分析のために仮想の公的電力事業体の財務諸表を作成する目的で簡易的に設定しており、厳密な連結財務諸表を作成しているわけではない。

③ 2021 年末資産残高

設備投資以外の 2021 年末資産残高を考慮し、貸借対照表の貸借を一致させる。子会社・関連会社への投資を除くと、大半が流動性資産および貸付金であり、分析期間中に現金化されることが期待される。

負 債

① IPSDP のための新規借入れ

資金調達に関する仮定のとおり、公的電力事業体は設備投資のために借入れを利用する。ここでは、現在 NEA の利用している借入れ金利 5%を参照して計算する。返済期間は 30 年（うち据置期間が 10 年）⁸³とする。

② 2021 年末借入残高

負債として、2021 年末の借入残高を考慮する。これが 20 年をかけて返済されていくとする。

純資産

IPSDP 実施に伴う株主による出資および利益剰余金以外に、資産・負債と同様に 2021 年末期末残高も考慮する。

【損益計算書項目】

第 7.6.2 項で設定について記載した、国内売電売上（1kWh 当たり 0.070 ドル）、電力輸出売上（1kWh 当たり 0.070 ドル）、維持管理費、電力輸入への支払い（1kWh 当たり 0.070 ドル）、IPP からの買電費用（1kWh 当たり ROR : 0.050 ドル、PROR : 0.060 ドル、STO : 0.080 ドル、太陽光 : 0.060 ドル）を収益・費用の項目として用いる。国内の電気料金水準は後ほどキャッシュポジションおよび借入金利に応じた算出を改めて行うが、前述のとおり、ここではベンチマークとして 0.070 ドル/kWh を用いてキャッシュフロー計算書を作成する。法人税率は 20%を適用する。

なお、IPSDP のための新規設備投資、国内売電売上、電力輸出売上、維持管理費、電力輸入への支払い、IPP からの買電費用については、財務分析上、年 3.0%のインフレを加味する。貸借対照表および損益計算書は添付資料に掲載する。

4) 資金調達に関する分析の結果

以上の前提に基づいて、次表で示す作成されたキャッシュフロー計算書が作成された。キャッシュフロー計算書を見てわかるとおり、2034 年頃までは事業活動によって手元に留

⁸³ 円借款の返済期間を参照しているが、ADB も同仮定に近い期間が平均的に使われていることをヒアリングした。

保された資金以外にも借入と株主による出資によって設備投資に必要な資金を賄う必要がある。他方、2035 年以降は公的電力事業体外部からの資金調達を行わずに設備投資が期待できる。

なお、このときの公的電力事業体の分析期間に渡っての平均利益率をみると、自己資本利益率（ROE：Return on Equity）が約 10%、総資産利益率（ROA：Return on Asset）が約 5% である。これは、直近の NEA の財務諸表を参照して計算した利益率（ROE が約 9%、ROA が約 4%）⁸⁴とも近い値でとなる。

2034 年までは借入と出資によって資金調達する必要があるものの、利益率の観点からも現在の NEA と同様に、現行の料金設定水準による収入によって設備投資を進めていくことが可能であると推察される。ここで計算したモデルを財務分析のベンチマークのケースとする。

⁸⁴ NEA の財務諸表から前提条件に記載の貸借対照表および損益計算書の項目を用いて JICA 調査団が計算した利益率である。
NEA やドナー関係者からも、ROE10%、ROA5%程度を利益率の基準とすることは適当であるとのフィードバックを受けた。

表 7.6-5 キャッシュフロー計算書

(百万ドル)	(Year)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
営業活動によるキャッシュフロー																				
税引前当期純利益		165	238	266	391	449	566	770	769	760	942	1,087	1,392	1,753	2,037	2,078	2,191	2,492	2,966	3,450
減価償却費		144	169	193	228	273	319	390	472	577	692	804	881	962	1,033	1,138	1,243	1,351	1,449	1,536
支払利息		87	102	113	132	156	178	220	265	328	396	448	454	452	444	436	426	414	400	382
法人税の支払額		-33	-48	-53	-78	-90	-113	-154	-154	-152	-188	-217	-278	-351	-407	-416	-438	-498	-593	-690
利息の支払額		-68	-65	-61	-58	-55	-51	-48	-44	-41	-38	-35	-34	-33	-33	-35	-38	-43	-50	-61
合計		294	397	457	615	734	898	1,179	1,308	1,472	1,805	2,088	2,415	2,783	3,074	3,202	3,384	3,716	4,171	4,616
投資活動によるキャッシュフロー																				
IPSDPのための新規設備による支出		-690	-765	-721	-1,044	-1,339	-1,386	-2,127	-2,476	-3,136	-3,461	-3,356	-2,312	-2,408	-2,146	-3,140	-3,159	-3,254	-2,921	-2,601
合計		-690	-765	-721	-1,044	-1,339	-1,386	-2,127	-2,476	-3,136	-3,461	-3,356	-2,312	-2,408	-2,146	-3,140	-3,159	-3,254	-2,921	-2,601
財務活動によるキャッシュフロー																				
IPSDPのための新規借入		372	377	275	458	554	504	908	956	1,328	1,440	1,134	218	69	0	0	0	0	0	0
IPSDPのための新規借入分の返済		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-19	-37	-51	-74	-102	-127	-172	-220	-287
2021年借入残高分の返済		-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68	-68
株主による出資		159	162	118	196	238	216	389	410	569	617	486	93	30	0	0	0	0	0	0
合計		463	471	324	586	724	652	1,229	1,297	1,828	1,989	1,533	206	-21	-142	-170	-195	-241	-288	-355
現金の増減																				
合計		68	103	60	158	119	165	280	129	164	333	264	309	354	786	-108	30	222	961	1,661
IPSDP実施によって獲得した現金残高																				
合計		68	171	231	389	508	672	952	1,082	1,246	1,579	1,843	2,152	2,506	3,292	3,183	3,214	3,436	4,397	6,058

出典：JICA 調査団作成

(2) IPSDP のキャッシュフローと国内電気料金に関する分析

1) 分析の目的

本項では、公的電力事業体のキャッシュポジションに応じた国内需要家向け電気料金水準を算出、資金調達を踏まえた電気料金水準について考察を加える。

2) 分析対象とするキャッシュポジションのケース

国内電気料金を動かして、以下の2つのケースとなる電気料金水準を検討する。ケース1は、キャッシュがショートしてしまい、財務の観点から健全な事業運営が難しいケースと捉える。ケース2は、事業を運営するに当たって収入にゆとりがあるケースと捉えられる。なお、同電気料金は、分析期間に渡って一貫して適用されることを前提とする（ただし、前項の分析と同様に、毎年3.0%のインフレは加味してケースごとのキャッシュフロー計算書は作成される。）。

- ケース1：2023年⁸⁵以降で公的電力事業体の現金残高がマイナスになる年が生じる国内電気料金水準とする。これは、投資に必要な資金を借入・出資で調達してもなお、キャッシュショートが起こる場合の電気料金水準である。
- ケース2：分析期間に渡って事業活動によって手元に留保された資金が投資に必要な資金を上回る国内電気料金水準とする。この場合、設備投資に必要な資金のすべてを事業による収入によって賄えることとなる。

ケース1およびケース2の設定と併せて、借入金利による感度分析も行う。変数の設定幅は、キャッシュフロー計算の分析で用いた5.0%から10.0%⁸⁶とする。

3) 各ケースに応じた電気料金水準

分析結果は、表7.6-6となる。借入金利が5.0%のとき、設定したケースに基づいて国内電気料金水準を算出したところ、ケース1の場合は0.055ドル/kWhに、ケース2の場合は0.130ドル/kWhになった。ケース1では、分析期間の初期段階である2023年にキャッシュショートが発生してしまう。公的電力事業体のキャッシュポジションに基づく財務健全性のみからの考察となるが、ケース1およびケース2で算出された国内電気料金水準を閾値とすれば、国内電気料金水準は1kWh当たり0.055ドルから0.130ドルの間で設定しうることとなる。なお、事業収入の多寡は利益の多寡と連動しており、ケース1およ

⁸⁵ 計算の都合上、2022年の電力事業体の自前での投資額は2021年の実績値より概算した事業収入を用いており、本分析による電力料金に応じて変動しないため、2023年以降のキャッシュを見る。

⁸⁶ 0%はネパール市中銀行からの借入を想定した場合に適用される金利であり、個別プロジェクトのIRR算定においても、市中銀行からの借入金利は10%としている。ここでは、政府による融資の金利が市中銀行による融資と同等レベルまで上昇した場合を想定した分析となる。

びケース 2 の利益率をみると、それぞれ ROE3.0%（ケース 1 の場合）、ROE18.0%（ケース 2 の場合）となる。

表 7.6-6 国内電気料金水準の算出結果

電気料金水準および利益率の算出		借入金利（単位：％）	
		5.0%	10.0%
ケースの 設定	ケース 1 (キャッシュマイナス)	0.054 ドル/kWh (ROE:3.0% ROA:1.0%)	0.058 ドル/kWh (ROE:2.0% ROA:0.0%)
	ベンチマークケース ⁸⁷ (現在の料金水準)	0.070 ドル/kWh (ROE:10.0% ROA:5.0%)	0.070 ドル/kWh (ROE:8.0% ROA:4.0%)
	ケース 2 (全て収入によって 投資可能)	0.130 ドル/kWh (ROE:18.0% ROA:15.0%)	0.132 ドル/kWh (ROE:18.0% ROA:15.0%)

出典：JICA 調査団作成

(3) 電力輸出の売電価格の感度分析

国内電気料金の検討に加えて、電力輸出の売電価格の検証も行う。ネパールの電力セクターにおいて、電力輸出による売上割合は電源開発が進む 2027 年以降 37%から 55%で推移する。電力輸出における売電価格はネパール側だけではなくインド、バングラデシュなどの近隣国の需要によって決まるため、IEX の実績を参考に売電価格を 0.070 ドル/kWh に設定している。一方で、この価格設定が電力セクターの事業運営に与える影響は非常に大きいと想定されるため、本価格が下がった場合、公的電力事業体の利益率と財政状態に与える影響について考察する。

0.070 ドル/kWh から低下した価格の設定としては、0.030 ドル/kWh、0.040 ドル/kWh、0.050 ドル/kWh、0.060 ドル/kWh を用いて分析を行う。最も小さい 0.030 ドル/kWh については、2020 年の IEX 売電価格の年間平均取引料金 0.031 ドル/kWh を参照し、電力輸出の売電価格がこの水準まで下がった場合を想定して設定している。なお、電力輸出の売電価格以外の条件については、ベンチマークケースと同じものを用いる。以上の変数設定により算出した結果が下表である。

⁸⁷ 前項のキャッシュフローの分析では、金利 5.0%を用いたケースをベンチマークケースとしている。

表 7.6-7 電力輸出の売電価格の感度分析結果

電力輸出の売電価格の感度分析 結果まとめ		電力輸出の売電価格（ドル/kWh）				
		0.030 ドル /kWh	0.040 ドル /kWh	0.050 ドル /kWh	0.060 ドル /kWh	0.070 ドル /kWh
利益率	ROE	-39.0%	-4.0%	4.0%	7.0%	10.0%
	ROA	-3.0%	0.0%	2.0%	4.0%	5.0%
財政状態	キャッシュショート の有無	無	無	無	無	無
	債務超過の有無	有	無	無	無	無

出典：JICA 調査団作成

今般の計算結果からは、仮に 0.030 ドル/kWh まで電力輸出の売電価格が下がった場合でもかろうじてキャッシュショートは発生しないが、赤字が累積する結果純資産がマイナスとなり債務超過の状態となる。公的電力事業体の手元のキャッシュも相当程度不足する分、設備投資のために、ベンチマークのケースよりも更に多くの外部資金（借入および株主による出資）を調達する必要がある、ネパール政府の資金拠出も増え、最終的には債務超過により公的電力事業体が経営破綻に陥うる（利益率は ROE が-39.0%、ROA が-3.0%）。ベースラインと同程度の利益率（ROE10.0%）を確保し、設備投資のために公的電力事業体の自前での資金も相当程度活用しようとするのであれば、国内電気料金を 0.101 ドル/kWh の水準で設定する必要がある、国民負担の増大につながってしまう。

この場合、現在事業の精査による採算性の低い事業の中断、新規事業の費用見直し等によるプロジェクトの収益性の向上、売電の付加価値向上等の対応を考え合わせる必要もありうる。ただし、事業収益性の見直しには限界もあり、現実的には電力輸出の売電価格が ROE、ROA がマイナスになる水準（0.050 ドル/kWh を下回る場合）では、開発計画の見直しそのものが必要になると想定される。

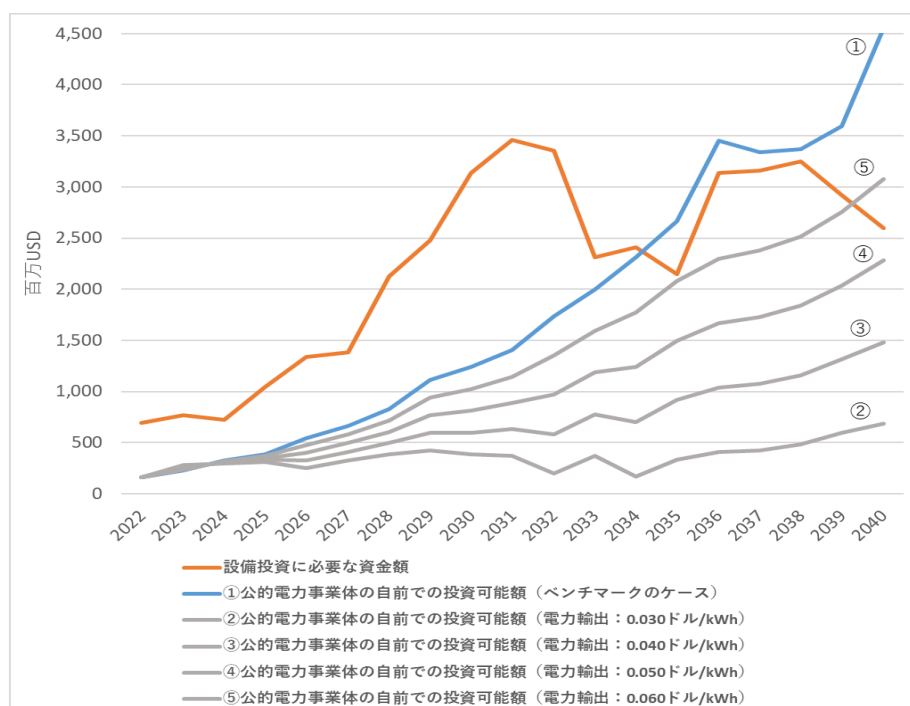
(4) 財務分析の結果のまとめ

国内電気料金水準検討結果から、キャッシュポジションの観点のみでいえば、電気料金水準を 0.055 ドル/kWh 程度に下げる余地はある。ただし、この場合、外部からの資金調達の必要性が増大して調達の不確実性が増し、政府の財政負担が増えることにもつながりうる。他方、全ての設備投資資金を公的電力事業体の収入で賄おうとする場合、電気料金を現在の倍程度に引き上げなければならず、国民の負担増につながってしまう。現在の電気料金水準 0.070 ドル/kWh を基準として IPSPD を実施していけば、借入や出資と合わせて公的電力事業体の収入によって設備投資を進めることができ、電気料金の大幅な値上げによる国民負担の増大も回避できる。

電力輸出の売電価格の検討結果からは、今後、輸出先となりうるインドおよびバングラデシュの状況が大きく変化し、電力輸出の売電価格が 0.030 ドル/kWh まで低下する場合、公的電力事業体が債務超過に陥る可能性を示唆している。その他の売電価格の場合でも、ベンチマークのケースと比較して、借入および株主による出資といった外部資金への依存度が高まるため、資金調達可能性の不確実性は増す。

電力輸出の減収分を補う対応としては、国内での電気料金水準を高めることが一つとして考えられるが、これは国民負担の増大につながる。そのため、電力輸出の売電価格が低下していく場合には、事業の精査による採算性の低い事業の中断、新規事業の費用見直し等によるプロジェクトの収益性の向上、売電の付加価値向上等の対応により、IPSDP で想定される計画の再考が必要となる可能性がある。ただし、事業収益性の見直しには限界もあり、現実的には電力輸出の売電価格が ROE、ROA がマイナスになる水準（0.050 ドル/kWh を下回る場合）では、開発計画の見直しそのものが必要になると想定される。

現時点における近隣国の電力事情からは、0.070 ドル/kWh で設定した電力輸出の売電価格と大きく乖離することはないと考えられるが、IPSDP のような中長期計画は電力セクターの周辺環境に合わせて定期的に更新する必要があるだろう。下図は、各売電価格の場合における公的電力事業体の手元に留保された資金に投資可能額と IPSDP 実施に必要な設備投資額の関係を示している。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-8 手元資金による投資可能額と設備投資金額との関係

7.6.5 ネパールマクロ経済への影響分析

(1) ネパールマクロ経済への影響分析の目的、方法、前提条件

ここまででは公的電力事業体を主体とする財務分析を行った。これからは、IPSDP を実行することによるネパールのマクロ経済への影響を考察する。具体的には、対外債務、外貨準備高、電力輸出による貿易収支、電力輸出による GDP、そして国内の雇用に与える影響を想定する。

なお、以下の分析で第 7.6.4 項の財務諸表の数値を使用する場合、第 7.6.4(1)項の分析で用いた数値（国内売電料金：0.07 ドル/kWh、借入金利：5%の場合）のベンチマークケースを前提とする。ただし、以下に記載の GDP の成長率が実質 GDP を前提とするため、財務分析で考慮したインフレ率 3.0%は考慮しない。

1) GDP に係る分析に関する前提条件

これ以降では GDP が分析の基礎となるため、ベースラインの GDP を設定する。

- 各年のベースラインの GDP は、2022 年の GDP に年当たり成長率 8.0%（成長率の設定理由は下記）を加味した GDP をまず算出し、その上に電力輸出売上による収入を加えたものとする。
- まず、現状の GDP に成長を加味した GDP については表 7.6-1 で記載した 2022 年の GDP を前提として、そこから毎年 GDP が 8.0%で成長すると仮定する。この成長率は、第 5 章の電力需要予測で用いた Middle ケースの成長率と整合させるかたちで、工業（10.14%）、商業（7.71%）及びその他（7.12%）の平均値を採用している。
- このように設定した GDP に対して、財務分析の各年の電力輸出売上による収入を上乗せしてベースラインの GDP とする⁸⁸。電力輸出は、IPSDP の実行によって加速度的に促進が期待されるところ、上記の「2022 年の GDP に成長率を加味した GDP」には含まれない、IPSDP の実行によって外生的に発生したものという前提を置く。

⁸⁸ 各年の電力輸出収入は、財務分析で用いた電力輸出売上と同じ。

(2) 対外債務への影響分析

1) 対外債務への影響分析方法および前提条件

ベースラインの対外債務

過去 10 年のネパールの対外債務を見ると、対 GDP の 20%前後で推移していったことから、ベースラインの対外債務は、今後も設定した GDP の 20%（ただし、そのうち 3.0%⁸⁹ は元々電力予算に振り分けられるものと仮定し、以下に記載の IPSDP の実施による対外債務の借入との重複を避けるために除外する。）と仮定する。

IPSDP による対外債務

財務分析で公的電力事業体が借入および株主による出資を受ける場合、それはネパールの政府予算から投入されると想定した。政府予算から投入される場合、次の 2 つのケースを想定して対外債務の分析を行う。なお、対外債務は返済期間 30 年（10 年は据置期間）を考慮して残高を算出する点はいずれのケースも同じである。

- ケース 1：投入される政府予算が、現在のネパール政府の予算構成を参照し、「税・税外収入：対外債務：国内借入 = 70:15:15」で構成されるケース。この場合、公的電力事業体が受け入れる借入および株主による出資のうち 15%が対外債務由来ということとなる。
- ケース 2：投入される政府予算の全てが対外債務によって賄われるケース。この場合、公的電力事業体が受け入れる借入および株主による出資のうち 100%が対外債務由来ということとなる。

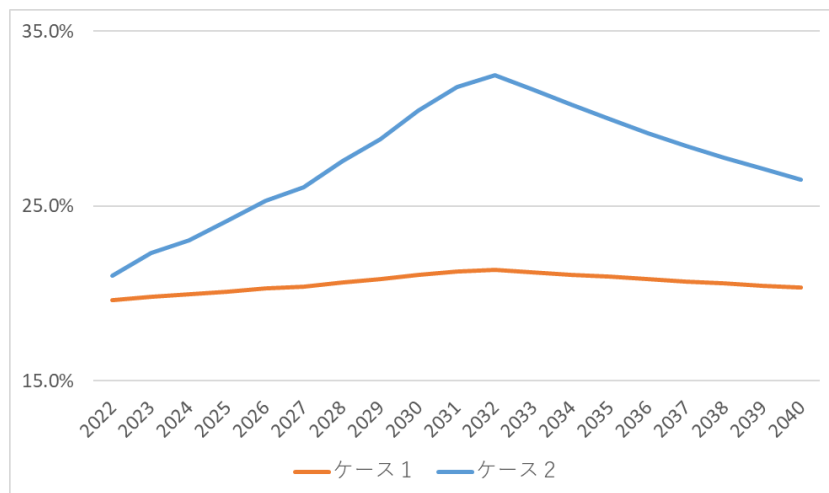
以上、1) のベースラインの対外債務に IPSDP による対外債務が上乗せされることによって、各年の対外債務の残高となる。

2) 対外債務への影響分析の結果

2 つのケースの対外債務の対 GDP 比をグラフにしたものが次の図である。いずれも公的電力事業体の資金需要の大きい 2031 年から 2032 年頃に対外債務の対 GDP 比率も大きくなる。ケース 1 の場合に最大 21.4%、ケース 2 の場合に最大 32.5%まで上昇する。なお、参考までに、アジアの開発途上国でネパールよりも所得水準の高い国でも、ベトナム（対外債務の対 GDP 比率 36.1%）、フィリピン（対外債務の対 GDP 比率 28.7%）、タイ（対外債務の対 GDP 比率 38.4%）などの対外債務の対 GDP 比率は 30%から 40%程度ある。他の

⁸⁹ 電力セクターを所管する MoEWRI にはネパールの予算の 2.8%が割り当てられていることから、対外債務のうち 3%も電力予算に対して振り分けられると仮定した。

要素は固定して、電力開発のための資金調達のみを考慮した対外債務であるため、一概に比較はできないが、これらの国の対外債務と比較しても、試算結果が突出して高い数値になるわけではない。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-9 対外債務の対 GDP の推移

(3) 外貨準備高への影響の分析

1) 外貨準備高への影響分析方法および前提条件

外貨準備は、対外的な債務の返済や輸入代金の決済が困難となった際の準備資産としての役割を有する。そこで、外貨準備高の分析に当たっては、先に分析した対外債務残高に対してどの程度の余裕があるか、対外債務に対する外貨準備高の倍率を計算する⁹⁰。併せて、輸入への支払いに対する余裕も見るために、外貨準備高が輸入金額の何か月分に相当するかも推計する。

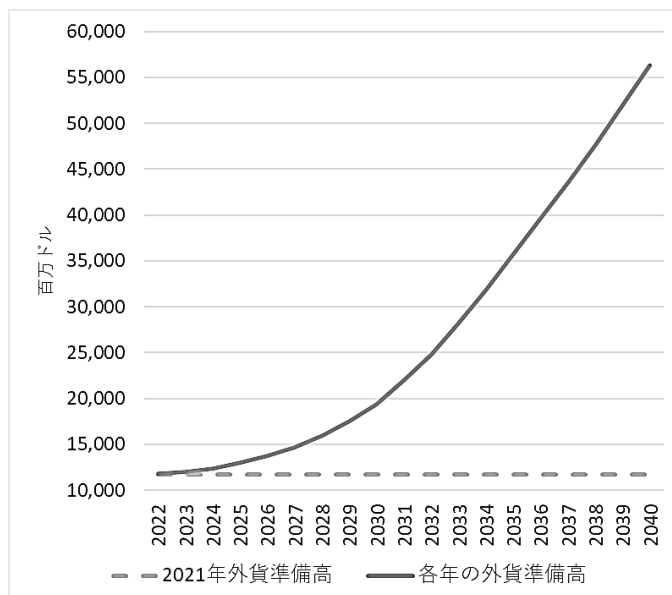
外貨準備高への影響の分析に当たっては、以下の仮定を置く。

- 1) 外貨準備高は、2021 年の外貨準備高である 117 億ドルに各年の IPSDP による電力輸出売上による輸入を積み上げていくことで形成する。
- 2) 各年の輸入額は、過去 5 年の輸入の対 GDP 比の平均を参照し、ベースラインの GDP の 35%とする。

⁹⁰ ただし、電力輸出の主な市場はインドであり、今後の電力輸出がインドルピー建てで行われることも想定されるところ、そのような場合には、借入通貨（円、ドル等）と異なること、また、外貨準備高は短期対外債務との関係で安全性をみる指標として一般的に利用される一方、今般の分析で想定している対外債務は返済期間が長期に渡るものであることに留意し、あくまでも当該倍率は目安の数値に留まる。

2) 外貨準備高への影響分析の結果

仮定に従って算出すると、IPSDP による電力輸出売上による収入を加味した外貨準備高は以下のグラフのように積みあがっていく。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-10 電力輸出による外貨準備高

短期対外債務残高に対する外貨準備高の目安として、1 倍という水準が用いられることがあるが⁹¹、今般の分析では電力セクターに投入するために調達する対外債務は返済期間の長い譲許的資金を想定しており、1.00 倍以上あれば余裕をもってこの水準は超えていると考えられる。試算結果から、倍率が最小のときでも 1.44 倍（対外債務の分析のケース 1 のとき）または 1.01 倍（対外債務の分析のケース 2 のとき）であったため、いずれのケースでも 1 倍を超えていた。

また、対輸入金額については、分析期間に渡って、輸入額の 10 か月分以上の外貨準備高が確保されると推計された。輸入額に対する外貨準備高の目安として、3 か月という水準が用いられることがあるが⁹²、今般の分析結果では輸入額の 1 年分程度の外貨準備高が確保されていることから、同目安の水準は上回っている。

(4) 電力輸出が貿易収支に与える影響の分析

1) 電力輸出が貿易収支に与える影響の分析方法および前提条件

第 7.6.2(1)項に記載のとおり、ネパールは貿易赤字を抱えている。IPSDP の実行によって

⁹¹ 野村アセットマネジメント「投資に役立つ経済ワード Vol.2 外貨準備高」

⁹² 同上

近隣国への電力輸出が促進されることで、貿易赤字の改善が期待される。そこで、IPSDPの実行によって期待される電力輸出からの裨益を、貿易赤字改善の観点から分析する。

分析に当たって用いる前提条件は以下の通りである。

GDP

第 7.6.5(1)項で推計したベースラインの GDP から下記の電力輸出売上による収入を差し引いたものを用いる。

ベースラインの貿易赤字の金額

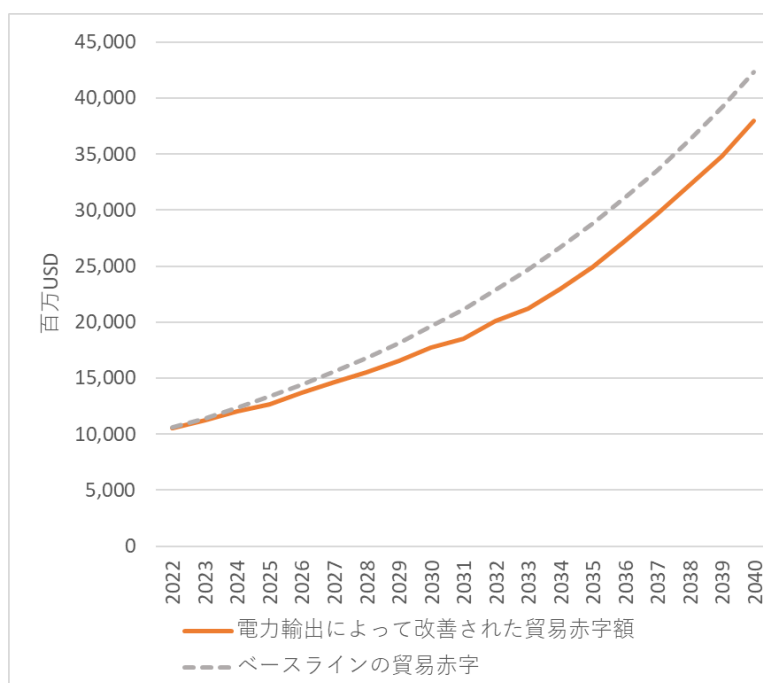
過去 10 年を見ると、貿易赤字金額の対 GDP 比は平均 32%である。そこで、ベースラインの貿易赤字の金額は、各年の GDP の 32%とし、電力輸出によってこの貿易赤字幅が改善されることとする。

電力輸出売上による収入

財務分析で用いた電力輸出売上を用いる。

2) 電力輸出が貿易収支に与える影響の分析結果

貿易赤字の改善幅を示したのが、図 7.6-11 である。ベースラインの貿易赤字額と比較して、電力輸出によって最大 14%貿易赤字額が改善されると試算された。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-11 電力輸出による貿易赤字の改善

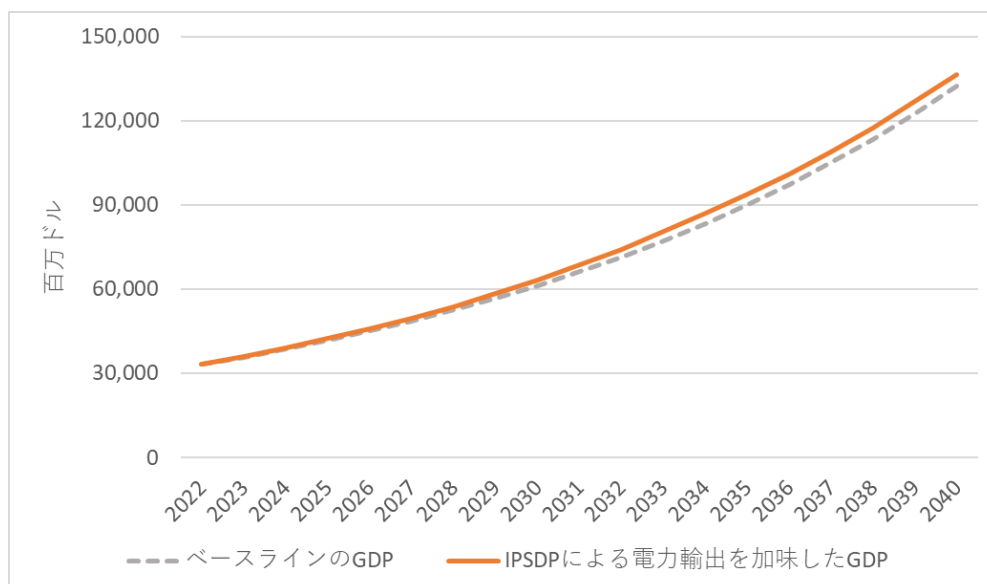
(5) 電力輸出が GDP に与える影響の分析

1) 電力輸出が GDP に与える影響の分析方法および前提条件

IPSDP の実行によって期待される電力輸出からの裨益を、GDP の観点から分析するために、電力輸出売上による収入によって GDP がどの程度押し上げられるかを推計する。分析に用いる GDP、電力輸出収入は、これまでの分析で用いてきたものを用いる。

2) 電力輸出が GDP に与える影響の分析結果

電力輸出売上による収入を考慮した GDP は以下のグラフのように推移する。電力輸出売上による収入の金額は年々大きくなり、IPSDP による輸出がない場合と比較して、最大 GDP を 5%程度引き上げると試算された。対前年度 GDP 成長率では、8%ほどの成長率となる。



出典：JICA 調査団作成

図 7.6-12 電力輸出売上による収入を考慮した GDP の推移

(6) 雇用創出効果の分析

1) 雇用創出効果の分析方法および前提条件

IPSDP の実行によって、発電施設の建設等に伴う雇用の創出が期待される。本分析では、統合的電力システム開発の裨益を雇用創出の観点から分析する。MoEWRI の Energy Development Roadmap and Action Plan では、1,000MW の水力発電所を建設するために雇用される人員を以下のように推計している。

表 7.6-8 MoEWRI による 1,000MW の水力発電所建設に必要な人員数の推計

人員の職種	人数
マネージャー	50 人-60 人
エンジニア	500 人-600 人
監督やフォアマンなどの職場リーダーシップ人員	1,500 人-2,000 人
様々な技能と能力を持つ熟練労働者	5,000 人-6,000 人
一般労働者	20,000 人-25,000 人
合計	27,050 人-33,600 人

出典：Energy Development Roadmap and Action Plan (MoEWRI) を参照して JICA 調査団作成

IPSDP の雇用創出効果の分析に当たっては、JICA 調査団が試算した設備投資費用、設備容量等を用いて、MoEWRI の推計と同様に 1,000MW の水力発電所を建設するために必要となる人員数の推計を試みる。なお、職種ごとの子細な分析はマクロ経済分析の目的ではないため、人件費の平均を用いて、MoEWRI の推計の合計人数に相当する人数を推計する。推計に当たっては、以下の数値を用いる。

表 7.6-9 雇用の推計に用いる数値

項目	数値
設備容量	最適シナリオの 2026 年から 2040 年の設備容量の増加のうち、水力発電に係る 26,765MW を用いる。
設備投資額	最適シナリオの累積投資額のうち、2026 年から 2040 年までに発生する水力発電に係る 47,262.4 百万ドルを用いる。
設備投資額のうち労務費の割合	利用できるデータとして、日本の厚生労働省は水力発電施設の建設に係る労務費率を 19% に設定している。また、ADB がネパールの Tanahu 開発に関する経済分析を行った際には、建設コストに係る労務費の割合は 42% としていた。そこで、今般の分析では、設備投資額に占める労務費の割合を 20% から 40% として分析する。
人件費	ネパール国政府が 2018 年に行ったセンサスによれば、電気・ガス・熱供給業の雇用者 1 人当たりの年間給与は、77 万ルピーであった。また、ネパール中央銀行の給与指標によれば、産業部門の労働者の給与水準は、2018/2019 年期から 2022/23 年期にかけて、1.43 倍になっている。以上から、2018 年時点の年間給与に給与水準上昇分を考慮し、1 ルピー＝0.0075 ドルで換算した 8,258 ドル/年を 1 人当たりの年間人件費として用いる。

出典：JICA 調査団作成

以上の数値を用いて、まず、設備投資額と人件費から年当たりの雇用人数を算出し、次いで当該算出人数と設備容量から水力発電所 1,000MW を建設するに当たっての雇用人数を算出した。

【推計に用いる計算式】

$$\frac{\text{設備投資額中の労務費（1 年当たり）}}{\text{1 人当たりの人件費（1 年当たり）}} = \text{雇用人数（1 人当たり）}$$

$$\frac{\text{雇用人数（1 年当たり）}}{\text{設備容量（MW）の増加量（1 年当たり）}} = \text{雇用人数（1,000MW 当たり）}$$

2) 雇用創出効果の分析結果

JICA 調査団が推計した 1,000MW 当たりの雇用人員と MoEWRI の推計値⁹³を比較したものが次表となる。

表 7.6-10 MoEWRI の推計と JICA 調査団の推計の比較

	MoEWRI の推計	JICA 調査団の推計	JICA 調査団推計に関する仮定
下限	27,050 人/1000MW	42,765 人/1,000MW	設備投資費に占める労務費の割合が 20%で算出した場合
上限	33,600 人/1000MW	85,530 人/1,000MW	設備投資費に占める労務費の割合が 40%で算出した場合

出典：JICA 調査団作成

労務費や人件費の取り方によって推計値は異なってくるために JICA 調査団の推計値は MoEWRI の推計値よりも期待される雇用人数が多く算出されているが、いずれの推計においても水力発電所 1,000MW 当たり万人単位の雇用創出効果が期待できる。

労働人口及び失業率の数値では、2022/2023 年の失業者数は、約 980,000 人だと推計されている。仮に MoEWRI の推計の下限値のように、水力発電所 1,000MW 当たり 27,000 人程度の雇用が創出されるのであれば、水力発電所 1,000MW 当たり 3%程度の失業者数の減少につながる効果があり、調査団の推計値の上限である 85,000 人程度の雇用が創出されるのであれば、水力発電所 1,000MW 当たり 9%程度の失業者数の減少につながる効果がある。

7.6.6 経済財務分析の結論

本節の冒頭で示した目的に照らし合わせて、実施した各種の分析や検討の結果、あるいは得られた示唆を以下に整理する。

- 経済分析においては、社会的割引率（ハードルレート）を上回る正の効果が得られる可能性があることが確認された。その意味では、IPSDP に基づく投資は正当化される。
- 財務分析においては、ベンチマークケースでは、分析期間の前半では借入および株主による出資を利用することで IPSDP の投資に必要な資金を確保する必要性が高いが、分析期間の後半では事業活動によって手元に留保された資金が投資に必要な資金を超える可能性があることが確認された。また、キャッシュポジションに応じた電気料金水準も検証された。
- 2022 年から 2032 年までは投資に必要な資金を賄うため、政府の対外債務の増加は避けら

⁹³ MoEWRI の推計値は、同省が作成した“Energy Development Road Map”による。

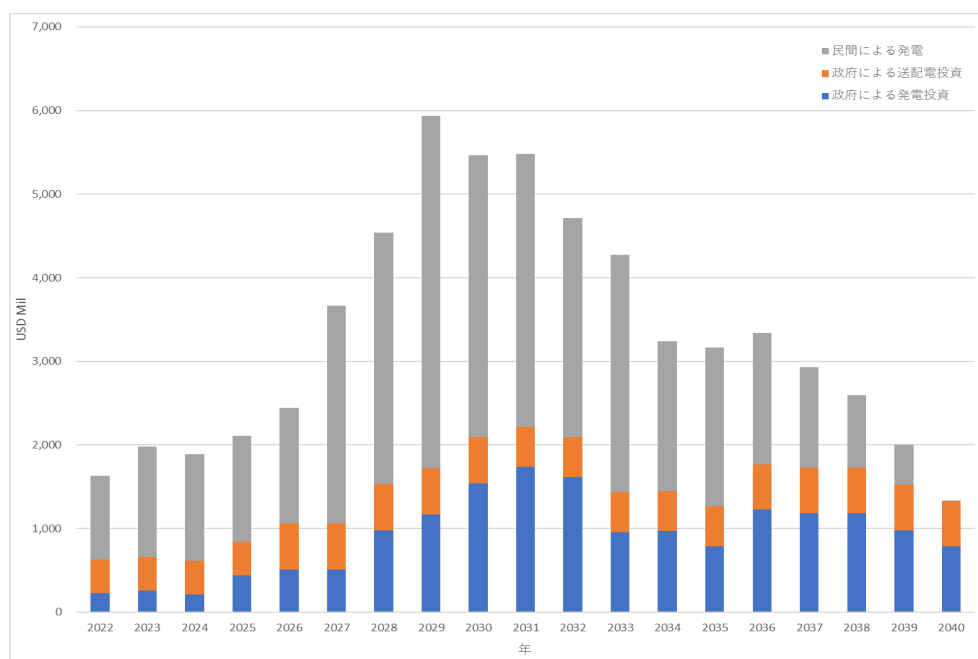
れないが、他国の数値を参考にしても、極端に財政を圧迫することはないと期待される。

- 外貨準備高、貿易収支、GDP および雇用創出のいずれの観点からも、IPSDP はマクロ経済指標にポジティブな影響を与えることが期待される。経済成長や国際貿易の観点からも、IPSDP はネパールに利益をもたらさう。

このように、本節において実施した分析においては、基本的にすべての項目において、ポジティブな結果が得られた。ただし、上記の分析は、多くの前提条件又は仮定に基づいて行った分析結果の 1 つであり、それが果たして実現されるかどうかは約束されたものではない。そうした意味では、今後、IPSDP の実行状況について適切にモニタリングを行うとともに、必要に応じて前提条件、仮定、数値の見直し、及びそれらに基づく評価を適宜実施していくことが重要である。

7.7 IPSDP のファイナンスに関する検討

IPSDP の実現のためには、多額の資金を調達する必要がある、第 7.6 節で算出した通り、2022 年から 2040 年までの間に総額 62,756 百万ドルの資金を要する。このうち、ネパール政府による投資（想定）については、政府財政の観点から資金負担が可能であることを確認した。民間による投資（想定）についても、巨額の資金をどのように呼び込むかが課題である。



注：政府（想定）／民間（想定）の分けは、対象事業の 1 つ 1 つについて JICA 調査団が事業の推進者を確認し、明らかにネパール政府が推進している事業については「ネパール政府による投資（想定）」、それ以外のものは「民間による投資（想定）」に区分した。なお、PPP については、後者に分類した。

出典：JICA 調査団作成

図 7.7-1 IPSDP による資金需要

民間資金活用の観点ではネパール国内の事業会社や金融機関による資金能力だけで資金需要を賄うことは不可能であり、外国からの投融資は必須である。特に投資額が大きな水力発電事業に関しては、一般投資家のみならず、国際開発金融機関を含む出融資を募り、開発に取り組むことが、他のアジア諸国の事例を見ても一般的である。インド、バングラデシュなどの近隣国で再生可能エネルギー由来の電力に対する需要が顕在している環境下では、これらの出融資によって電源開発を加速し、電力輸出を実現することが期待される。

本節では、IPSDPの実現のためにどのように前述のような巨額の開発資金を調達するかを分析することを目的とした。そのため、まず現下のネパールにおける水力発電事業の資金調達について、主要な事業主体の資金調達手法、事業資金の供給者を整理するとともに、事業ファイナンスの実態を示した。さらに、IPSDPの実現に向け、事業ファイナンスに関する基本的考え方と選択肢を整理した上で、ファイナンス手段として譲許的資金を用いた場合の効果について分析した。最後に IPSDP の実現に必要なとなる資金の調達計画を示している。

7.7.1 ネパールにおける電力事業ファイナンスの現状

(1) 主要な事業主体の資金調達

ネパールの水力発電事業（発電・送電）を実施している主要な事業主体は公的事業体が主であり、NEA、VUCL、RPGCL、HIDCL が相当する。公的事業体は、そのほとんどをネパール政府からの借入に依存しており、出資を仰いでいる場合にも MoWERI あるいは NEA が出資者となり、VUCL、RPGCL に出資する等している。

一方、民間事業者の資金調達は、政府機関が関与する PPP 形式のケースと民間企業のみで水資産れるケースに大別される。送配電事業に民間事業者が参画している実績はなく、民間企業が具体的な投資を検討する域に達していない。民間企業による資金調達は、民間事業者による（発電事業投資にかかる）資金調達、とりわけデットにローンに提供されており、ボンドで資金調達が行われた事実は確認されていない。ローンによる資金調達方法としては、地場企業と外国企業の別により、次表のように整理することができる。

表 7.7-1 民間事業者による資金調達の活用状況(ローン)

	市中銀行	政策銀行／開発銀行／輸出入銀行等
地場企業	○	△
外国企業	○	○

凡例 ○：よく利用されている △利用されている

出典：JICA 調査団作成

上場企業は、その多くが市中銀行から資金調達を行っており、政策銀行等からの借入は、ほとんど行われていない。背景には、そのような資金需要に応ずることのできる国内金融機関が少ないことが挙げられる。他方、外国企業（例えばインド企業）は、市中銀行及び政策銀行等の資金も積極的に活用している。ファイナンス手法について海外企業の参画事例として Upper Trishuli-1 (216MW) は Korea Electric Power Corporation を中心とした特別目的会社 (SPC: Special Purpose Company) が ADB、国際金融公社 (IFC: International Finance Corporation) からの PPP 資金の融資を受けてプロジェクト・ファイナンスが用いられている。その他の海外企業等が投資している事業については未確認ではあるものの、地場企業が投融資を行っている事業は、コーポレート・ファイナンスが用いられており、プロジェクト・ファイナンスが活用された事例は確認できていない。

以上、5 つの組織（または分類）について現在の資金調達手法を整理し、その結果をまとめたものが次表である。

表 7.7-2 主要な事業主体の資金調達の現状(まとめ)

	事業分野	政府借入	市中銀行等	政策銀行等
NEA	発電・送電	○	○	—
VUCL	発電	○	—	—
RPGCL	送電	○	—	—
HIDCL	発電	○	○	—
民間事業者（地場）	発電	—	○	△
民間事業者（海外）	発電	—	○	○

凡例 ○：よく利用されている △：利用されている —：未確認 (N/A)

出典：JICA 調査団作成

(2) 事業資金の供給者

次にネパールの水力発電事業に対する資金供給を行う組織について、エクイティとデットの供給主体について整理する。

1) エクイティの供給主体

エクイティの供給主体としては、ネパール国内の機関投資家、一般投資家と海外の公的事業体が挙げられる。

表 7.7-3 ネパール国内の主な機関投資家の水力発電関連投資事例

機関投資家名	水力発電関連事業への関与事例
勤労者積立基金 (EPF : Employee Provident Fund)	Betan Karnali Upper Tamakoshi Tamakoshi V VUCL, HIDCL への出資
国民投資信託 (CIT : Citizen Investment Trust)	Sanigad Hydro (保証供与) VUCL, HIDCL への出資
損害保険会社 (RBS : Rastriya Beema Sansthan)	VUCL, HIDCL への出資

出典：各社ホームページ及び HIDCL ホームページ

ネパール国内の機関投資家による投資事例は、表のとおりである。また一般投資家向けには、開発地点住民に対する新規株式公開（IPO : Initial Public Offering）の仕組み（証券登録発行・割当規則令 2017、Securities Issue and Allotment Directive, 2074 4-(2)）もある。海外の公的事業体はインド国内の脱炭素の動きなどもあり、ネパール国内への出資を検討するケースもある。

2) デットの供給主体

ネパール国内の地場金融機関、国内開発金融機関がデットの供給主体として挙げられる。地場金融機関は小規模から中規模の事業に対するデットの貸出を担っているが、大規模以上の事業が必要とする長期資金ニーズに応ずる貸出能力には、不足している。

国際開発金融機関による融資も行われており、主な事例として以下を挙げることができる。世界銀行と英国国際開発庁は IBN に対して、電力輸出を前提とした大規模水力発電の PDA についてレビューを行い、交渉支援を提供した。その結果、Upper Karnali と Arun III の 2 地点の開発が合意されている。世界銀行はまた Upper Arun プロジェクトの技術設計支援及び入札支援に 2,699 百万 NPR を提供している。また ADB は Trishuli(216MW)に対して 8,098 百万 NPR の資金提供を合意しているほか、JICA と 2002 年に 144MW の Kali Gandaki “A”水力発電プロジェクトに共同融資を行い、2013 年に 140MW の貯水池式水力発電所の Tanahu 水力発電プロジェクトを JICA、EIB、アブダビ開発基金の協調融資により実施している。EIB は前記の Tanahu プロジェクトに対して 814 百万 NPR の無償資金協力を発電所の建設資金として提供しているほか、Chilime Trishuli 間の送電線敷設プロジェクトの開発調査などにも資金提供を行っている。

USAID は、直接的な水力発電事業への投融資の実績はなく、セクター改革をねらいとした規制緩和に関するアドバイザー提供、民間セクターの能力強化、電力輸出入に関する制度改善などがネパールエネルギープログラムとして取り組んでいる。

(3) 事業ファイナンスの実態

1) ファイナンス手法

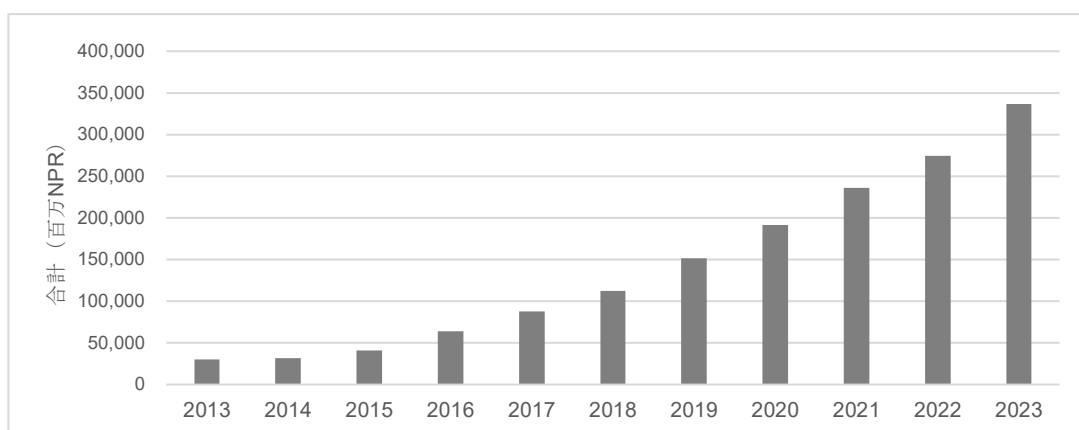
現状では、規模が小規模であること、地場企業、金融機関ともにプロジェクト・ファイナンスに関する知識・経験が少ないことからコーポレート・ファイナンスが一般的である。

2) デット・エクイティ・レシオ

水力発電事業の資金調達時に検討されるデット・エクイティ・レシオ(負債と出資比率で、以下「DE レシオ」と称する)については、世界的には、「80:20」～「60:40」程度の比率が多い。今回行った調査によると、ネパールにおいては「70:30」という比率を想定している事例が多いようである⁹⁴。

3) 地場金融機関による融資キャパシティ

ネパールにおいて水力発電事業への融資を活発に行っているのは、商業銀行(Commercial Banks)と開発銀行(Development Banks)である。次図は、市中金融機関のエネルギー部門を含むインフラセクター⁹⁵への貸出傾向を示しているが、過去のセクターへの貸出基調は増加基調にある。ネパール中央銀行は2021年時点で融資額全体の5.45%に留まる電力・ガス・水セクターへの融資割合を2023/24年までに段階的に10%以上に引き上げることを求めている⁹⁶。こうしたことから、地場の金融機関による融資のキャパシティは拡大傾向にあると言える。



出典: “Quarterly Economic Bulletin Mid-Oct 2023”, Nepal Rastra Bank

図 7.7-2 市中金融機関からの貸出傾向

⁹⁴ 各種の文献調査、IPPANをはじめとする民間事業主体への聞き取り調査に基づく。なお、本調査の財務分析においても、この調査結果を踏まえ、事業主体のデット・エクイティ・レシオを「70:30」と仮定した分析を行っている。

⁹⁵ エネルギーセクターのほか、交通、通信、公共サービスが含まれる。

⁹⁶ Nepal Rastra Bank “Financial Stability Report 2019/20”

(4) 関連法

水力開発に関連する主な法律として、以下の法律がある。

- インフラの整備・運営における民間資金の活用にかかる法律（Private Finance in Build and Operation of Infrastructure Act, 2063）
- PPP・投資法（The Public Private Partnership and Investment Act 2019）
- ヘッジ関連規則（Hedging Related Regulations, 2075 (as amended in 2076)）
- 外国投資・技術移転法（The Foreign Investment and Technology Transfer Act 2075）
- 外国為替法（Foreign Exchange (Regulation) Act 2019）

7.7.2 IPSDP のファイナンス手法に関する基礎的検討

(1) IPSDP の投資計画に伴う資金需要と事業ファイナンスのオプション

発電事業と送電事業について一般的⁹⁷に活用可能なファイナンス手法を、次表のとおり整理した。

表 7.7-4 開発途上国の発電事業・送電事業において一般的に活用可能なファイナンス手法

事業分類	政府／民間	主要分類	備考
発電事業	政府資金	・ 自国資金 （税・税外収入、国内借入） ・ 対外借入	建設費が巨額な案件や、採算性が低い案件で採用されることが多い。
	民間資金 （PPP／IPP）	・ エクイティ ・ デット	事業規模、リスク、採算性、金融等の面で条件が合えば適用可能。
送電事業	政府事業	・ 自国資金 （税・税外収入、国内借入） ・ 対外借入	基本的には政府事業として実施されていることが多い。
	民間資金 （PPP）	・ エクイティ ・ デット	建設費、用地取得、独占性等の観点から民間活用事例は比較的少ない。

出典：JICA 調査団作成

(2) 発電事業の資金調達手法

電源開発案件は、事業規模、収益性及び参加主体の構成に応じて、投資家及び融資の出し手が異なると考えられる。特に、水力発電事業では事業規模が開発期間、所要投資額を左右することから、投資家、融資の出し手の構成が異なる。

小規模とは通常 1MW に満たない案件を指すが、本項では投資家の調達は、おおむねネパー

⁹⁷ ここでいう「一般的」というのは、ネパールに限らず、広く開発途上国一般で利用可能という意味で用いている。

ル国内あるいはインド等近隣国の投資家（州電力会社等を含む）で完結する 50MW で設定する。次いで中規模とは、IBN の投資許可を必要としない 200MW までの規模を幅広に指す。200MW を超える規模の水力発電は IBN の承認対象案件となることから、その場合、ネパール政府が投資家適格性を IBN の承認という形で判断していると解釈できる。

それぞれの規模に対する水力発電事業の資金調達手法は、ネパールの実情および他国の経験を踏まえると、次表のように整理できる。

表 7.7-5 水力発電事業の規模と資金調達手法

事業規模	想定される基本的な資金調達手法
小規模プロジェクト（50MW 未満）	・ コーポレート・ファイナンス
中規模プロジェクト（50～200MW）	・ コーポレート・ファイナンス ・ プロジェクト・ファイナンス ・ ODA 活用をはじめとする公的支援
大規模プロジェクト（200MW 以上）	・ プロジェクト・ファイナンス ・ ODA 活用をはじめとする公的支援

出典：JICA 調査団作成

(3) 送配電事業の資金調達手法

送配電事業は発電事業のように個別事業単位ではなく、電力系統全体で運用する必要があり、事業単位での収益性の差異が大きい。また、ネパール国民への安定した電力供給という公益性の高い事業であり送電線の敷設に伴う資金調達は主として公的な資金により整備される傾向が強い。RPGCL が着工した 132kV の系統建設はネパール政府の資金によって実施されている。NEA は、世界銀行、ADB、アジアインフラ投資銀行（AIIB：Asian Infrastructure Investment Bank）から得た資金を用いて、次表の通り、送電線整備、変電設備の整備に取り組んでいる。

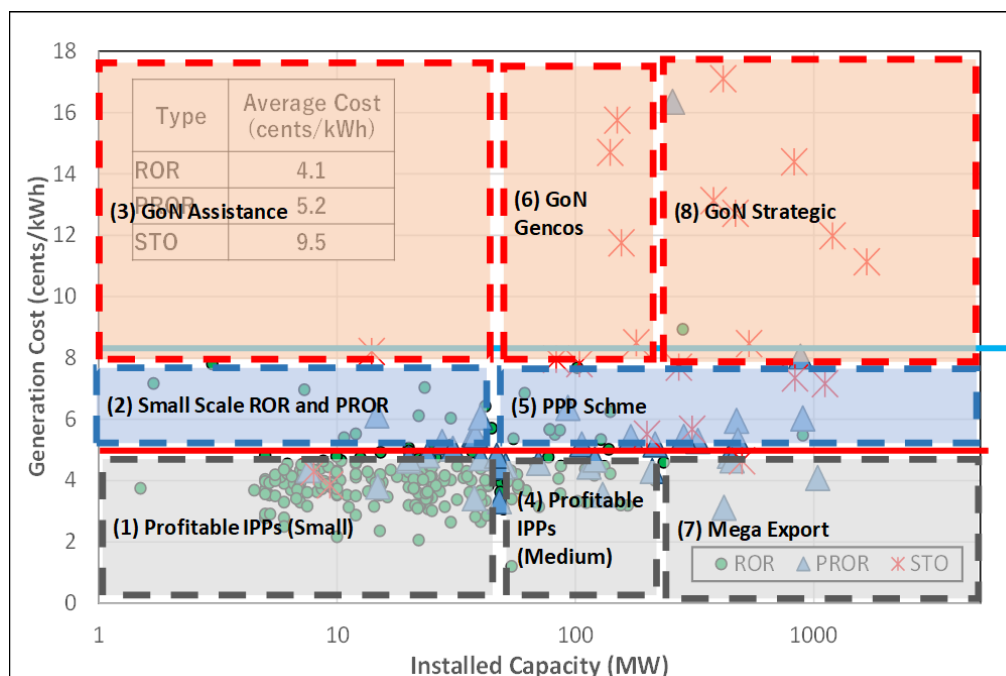
表 7.7-6 国際開発金融機関の支援を受けている NEA の事業

開発金融機関	NEA 事業
ADB	発電容量 30MW 以下の発電所メンテナンスに関する支援の一環として、Sundarikal HEP のリハビリ
世界銀行	Hetauda Dhalkebar Inaruwa 400kV 送電線計画
AIIB/EIB	配電システム更新計画
EIB	Marsyangdi Corridor 220kV 送電線計画
ADB	Tanahu 地域電化、ネットワーク改善
ADB	Lalitpur, Bhaktapur 近郊配電網強化
ADB	変電所自動化
ADB	132kV Keraun 変電所事業
インド輸出入銀行	Raghuganga Hydropower

出典：NEA Annual Report

(4) IPSDP のファイナンス実現に向けた基礎的検討

本調査では IPSDP の中でも特に優先的に開発するべきとされた水力発電事業を、発電コストと事業規模（設備容量）との軸で評価し、8 つのカテゴリーに分類している。それぞれの象限に含まれる事業の特徴を以下に述べる。



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-3 IPSDP 優先開発プロジェクトの分布

＜収益性が相対的に高いプロジェクト・カテゴリー＞

(1) Profitable IPPs(Small)はネパール国内で資金調達が可能でアクセス道路および系統連系等の周辺環境が整備されれば、開発は進むと考えられる事業である。一方で 政府側の適切な許認可プロセスの実施などを考慮すると数多くの開発地点個々の案件組成および支援に時間と費用を費やすことは望ましくない。このため、開発を支援する組織としての HIDCL による融資能力強化、新たにファンドなどを設け複数案件の融資、中小水力に特化した銀行設立または支援などが想定される。これらの支援には、まとまった規模の資金を銀行、政府系ファンドに融資するツーステップローン (TSL : Two Step Loan) や政策借款などが想定される。

(4) Profitable IPPs(Medium)についても同様だが、ネパール国内に USD100M 以上の開発規模の案件を実施できる事業者は、財務的な規模から限られる。このため、開発権が与えられていても事業が進まない案件に対して、国内外の投資家・事業者とマッチングすることを働きかける施策が必要になる。資金的な支援形態としても、コーポレート・ファイナンスとプロジェクト・ファイナンスが混在し、民間向け投融資などの活用も想定される。

(7) Mega Export は収益性の高い大規模案件で投資先としても魅力的な案件だが、USD400M を超える大事業であり、参画可能な事業者は NEA などの政府系事業者、国内の大手財閥企業、国際的な大手開発事業者、インドの電力会社などから構成される SPC による実施が想定される。

＜収益性が中程度のプロジェクト・カテゴリー＞⁹⁸

(2) Small Scale ROR and PROR は案件数も多いが、中～大規模案件のようにプロジェクト・ファイナンスで実施するには固定経費が大きくなるため、ファンドなどを通じた一括支援や、HIDCL などの政府系事業者が支援に加わることが想定される。水力開発の順序としてはまず(1)の開発が優先されるものの、将来的に必要な支援になると想定される。

(5) PPP Scheme は中～大規模で共通する支援方式となる。ROR、PROR、STO の各種の発電形式に加えて、開発事業者も中～大規模の国内外の開発事業者、政府系事業者、インドの電力会社など多様なプレーヤーが参入すると想定される。案件ごとの組成を検討する必要があり、支援方式も多岐に渡ると想定されるため、各プレーヤーに対して適用可能な支援策を組み合わせる柔軟な組成を検討する必要がある。

⁹⁸ ネパール市中銀行の金利 (約 10~12%) では収益性の確保が困難な、収益性が中程度の案件は、公的な資金調達の提供および政府系事業者との JV によって信用を補い、事業性を担保する必要がある。

＜収益性が相対的に低いプロジェクト・カテゴリー＞⁹⁹

(3) GoN Assistance は収益性の低い小規模案件であり、IPSDP の候補案件ではほとんど該当しない。想定される事例としては地方電化または地方開発を目的とした案件や残存落差を活用した案件が挙げられる。全体としての数は少ないものの、事業としての必要性が認められる場合は、政府予算や各種の開発援助機関の支援を活用した案件実施が想定される。

(6) GoN PROR/STO Projects はネパール国内の政府系企業による調整電源の開発を想定する。開発規模は中程度だが、開発援助機関の ODA による融資の活用が必要となる。

(8) GoN Strategic Project も同様だが開発規模が大きいため、ネパール国内の政府系企業だけでなく、国外の電力会社などの資金も活用する必要がある。また、株式担保融資 (EBF: Equity Backed Finance) や民間向け投融資などの支援スキームを活用することに加え、ODA を活用する上でも対ネパールへの ODA 予算のみによらず、電力の仕向け先候補となる近隣国への ODA 予算の活用も重要になる。

(5) 発電事業のファイナンスに関する基本的な考え方

発電事業に関するファイナンスの基本的な考え方を、前節までの検討を受け、次表のように整理した。これを以降の検討の前提とする。

表 7.7-7 IPSDP におけるプロジェクト・カテゴリーとファイナンス手法の基本的な考え方

相対的な 収益性	カテゴリー	想定される主要なファイナンス主体	
		政府	民間
高	(1) Profitable IPPs(Small)	—	◎
	(4) Profitable IPPs(Medium)	△	◎
	(7) Mega Export	○	◎
中	(2) Small Scale ROR and PROR	△	○
	(5) PPP Scheme	○	○
低	(3) GoN Assistance	○	△
	(6) GoN PROR/STO Projects	◎	—
	(8) GoN Strategic Project	◎	—

凡例 ◎：前提として考える ○：優先的に考える △：必要性・可能性について考える —：適用外

出典：JICA 調査団作成

⁹⁹ 収益性の低い案件には STO などの調整電源が含まれる。STO 電源は LCOE などのアワー価値のみでは、その事業価値が評価しづらい上、財務分析では事業性・収益性が得られない地点も多く、政府系事業者による開発、または IPP との共同開発が想定される。

(6) 送電事業のファイナンスに関する基本的な考え方

現状では、送電事業（変電事業を含む）について、民間参画の法的根拠が明確でなく、その実現の展望も開けていない。よって、送電事業のファイナンス方法は、以下のような考え方を基本とする。

- 改正電力法が成立していない現状では、基本的には送電事業のファイナンスは政府が行うものと想定する。
- 一方で、将来的には送電事業における民間参画が法的に認められる可能性は排除できず、また国際的な電力融通の送電網整備において、民間資金を活用する構想もあることから、状況や展開によっては民間資金を活用するという選択肢は留保する。

7.7.3 譲許的資金の適用効果に関する分析

IPSDP の中で開発が期待される水力発電案件は 750 か所を数え、大規模な案件には平均投資額で USD1,000M を上回る大規模な開発を含む。こうした多額の水力電源開発の資金調達は、ネパール政府、IPP 事業者、ネパール国内の金融機関だけで完結することは難しいと思われる。これまでも国際開発金融機関が参画、無償・有償資金協力や信用補完を提供することで実現している。

IPSDP の中で優先的に開発することが期待されるプロジェクトの特徴に鑑みて、国際開発金融機関の譲許的資金の適用の効果を分析した。譲許的資金とは、「貸付条件等（金利、償還期間など）」が、受取国にとって有利に設定されている融資であるが、本節では分析対象とした事業にソブリンローン、民間向け投融資、EBF を適用するケースを検討し、譲許的資金の導入効果を検証している。さらにネパールでは、電力輸出を見越した水力電源開発が行われていることから、電力輸出先となるインド、バングラデシュなどの信用力を活用した開発、資金調達の可能性を分析した。

(1) 対象プロジェクトの選定

分析対象とするプロジェクトは、以下の 3 つのステップを経て選定した。

- ステップ 1：譲許性融資の適用が望ましいカテゴリーの検討
- ステップ 2：分析対象事業の選定プロセス及び基準の設定
- ステップ 3：分析対象事業の選定

1) ステップ 1：譲許性融資の適用が望ましいカテゴリーの検討

図 7.7-3 に示した 8 つのカテゴリーのそれぞれについて検討を行った結果、発電コストが安い(1)及び(4)の Profitable IPPs と(7)Mega Export に分類される事業は、プロジェクトに既に十分な事業性があることから譲許性融資の適用は不要である。また(2)Small Scale ROR/PROR は、開発効果が限定的であることから検討対象から外れるほか、(3)に分類される案件は少ないため、検討しない。譲許性融資が適用されることで水力発電事業の推進が期待されるのは、(5)PPP Scheme、(6)GoN Gencos と(8)GoN Strategic の象限に位置するプロジェクトである。

2) ステップ 2：分析対象事業の選定プロセス及び基準の設定

表 7.7-8 譲許的資金の適用に関する分析の対象プロジェクトの選定基準

基準	具体的な評価方法・基準
事業規模	●大規模な投資を要するために民間のみでは事業資金を調達し難い案件では、譲許的融資の利活用が有効である。 ●総投資額の大きな事業を高く評価する。
経済性	●事業性の低い案件に譲許的融資を提供することで、経済性を改善し、開発推進、実施に導くことが期待される。 ●NEA の需要家向け卸売単価 (7.0cent/kWh) に対して、LCOE が 7.0cent を上回る事業は経済性で劣るため、譲許的融資の導入に合理性がある。
取組み容易性	●案件の具体的形成を進める上で、また譲許的融資の提供・供与を検討するにあたって、ネパール政府組織により開発されている案件の方が、民間事業者のみで開発されている案件よりも支援し易い。 ●実施事業者がネパール政府もしくは VUCL などの政府機関である案件を高く評価する。
他ドナーの関与状況	●すでに他ドナーにより支援が検討されている場合、追加的な譲許性融資の受入が想定されるため、評価し、ドナーの関与が見られない案件には低い評価を与えた。

出典：JICA 調査団作成

譲許性融資の導入効果を分析することが適切と考えられたすべての案件の事業性調査、フイージビリティ・スタディの入手することは、個別案件の秘匿性の観点から難しいため、具体的な分析作業を実施する対象案件を条件付けしてスクリーニング評価し、選定した。

3) ステップ 3：分析対象事業の選定

前項の選定基準に基づき、優先事業に掲げられた 26 案件を評価した結果、評点の合計が 8 点中 5 点を上回る事業が 9 件得られた。これら 9 件の事業のうち、本調査・分析のためにデータが入手できる事業として、5 件が選別された。データが入手できる評点が高い事業であり、かつ経済性または取組容易性の点で劣後しない事業 2 件(Sunkoshi 3 及び Lower Seti)を選んだ。さらに電力輸出を指向する観点で重要な事業であるとして Phukot Karnali

を選び、合計 3 件について分析を行った。

Upper Arun は現時点で、十分な経済性が見通せることから、譲許性融資の必要性が低いと判断され分析対象としなかった。なお、Upper Arun はタイプ分類では、(7) Mega Export の象限に分類される。Lower Seti はタイプ分類では(5)PPP Scheme に分類されるが、事業性の観点で(6)GoN Gencos の分類に近く、譲許性融資の効果を検証することに意義があると判断した。また Sunkoshi 3 は、タイプ分類で(8)GoN Strategic（ネパール政府が戦略的に取り組むことに意義のある事業）に分類され、インド、バングラへの越境輸出を前提としている点からも譲許性融資による開発効果が高く、分析検証の意義があると認められた。

表 7.7-9 優先事業スクリーニング評価結果

事業名 注：事業名の * は PROR 式	事業者名	データ	スクリーニング 評点合計	事業 規模	経済性	取組 容易性	他ドナー 関与
Sunkoshi 3	NEA	○	7	○	○	○	△
Dudhkoshi	NEA	○	7	○	△	○	○
Upper Arun*	Upper Arun Hydro Electric Ltd.	○	6	○	×	○	○
Lower Seti	Tanahu Hydropower Ltd.	○	5	△	△	○	△
Tanahu	Tanahu Hydropower Ltd.	○	4	○	○	—	—
Nalsyau gad	Nalgad Hydropower Co., Ltd	△	5	○	○	△	×
Bharbung	未定	△	4	○	○	×	×
Phukot karnali*	VUCL / NHPC India	△	4	○	△	△	×
Tila-1	S C Power Co. Ltd	×	5	△	○	×	○

事業規模、経済性、取組容易性、他ドナー関与について、○:2 点、△:1 点、×:0 点としてスクリーニング評点を実施
特に分析対象から棄却する理由となった項目評点を黄色でハイライト
評価の結果、分析対象とした 3 事業の事業名称を赤字で示す

出典：JICA 調査団作成

(2) 分析手法及び指標の検討

1) 適用を検討した譲許的資金の手法

プロジェクトの定量的分析は、民間資金導入の促進の観点から、譲許的資金を活用することによる出資者の収益性の向上を定量的に捉えることを目的とした。この分析のため、エクイティ IRR を指標に用いて設定する変数に対する感度分析を行った。分析対象とする事業に適用し得る譲許的資金の類型としては、下表のものが想定されるが、今般の試算の対象である Lower Seti ではソブリンローンの適用が想定されているので、デットの分析には、譲許的資金によるプロジェクトへの直接融資を想定する。一方、Sunkoshi3 の分析では、民間向け投融资を用いた融資を想定した計算もできるようにモデルを構成した。エクイティの分析では、エクイティに EBF を用いたケースを Lower Seti の案件に仮定的に適

用して、定量的指標を算出した。

表 7.7-10 分析に採用した譲許的資金の類型

類 型	概 要
ソブリンローン	円借款等の譲許的資金を対象国政府へ貸し付け、それを原資としてプロジェクトへ融資される。
プロジェクトへの直接投融資	民間セクターを通じた開発途上国の開発促進のため、民間企業等が実施する開発事業へ出資、融資の形で資金供与される。
エクイティバックファイナンス (EBF) 借款	インフラ整備事業等に対して、途上国政府出資金の原資を貸付け、PPP インフラ整備事業を促進する。
ツーステップローン (TSL)	民間の最終受益者に資金を供与するために、開発銀行（ネパールの場合、HIDCL 等が該当）を経て必要な資金を提供する。

出典：JICA 調査団作成

2) 分析に用いた指標

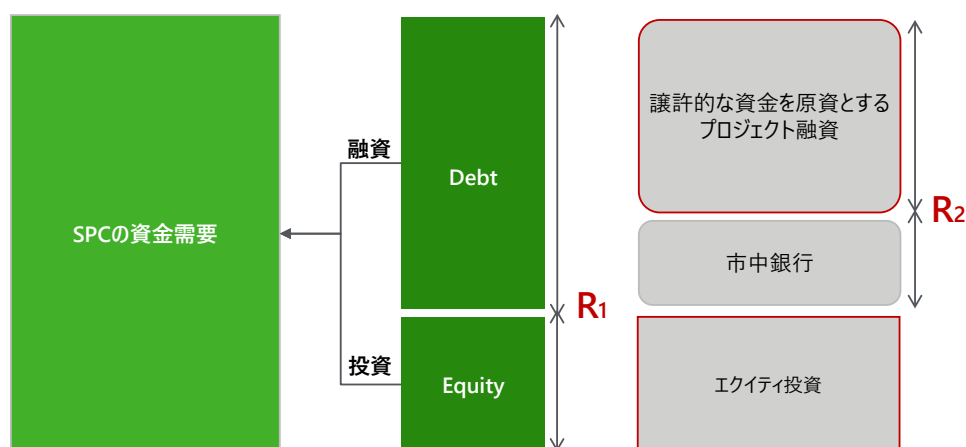
分析では、譲許的融資を用いる結果、出資者の収益性にどのような変化を及ぼすかを条件変化に対するエクイティ IRR の感度分析という形で実施した。

3) 分析対象スキーム

譲許的資金の活用可能性を、デット部分、エクイティ部分にそれぞれ適用するスキームを想定し、以下のような分析を実施した。

① デット部分へのソブリンローン適用スキーム

デットに対して譲許的な資金（今般の分析では、ソブリンローンを想定）が投入された場合の株主の収益性の感度分析を行う。譲許的資金を原資とする融資の金利を 5%、市中銀行の金利を 10%と仮定し（Sunkoshi3 は民間向け投融資を原資とする融資（金利 10%）も想定する）、DE レシオ（図 7.7-4 R1）とデットに投入する資金によって決まる金利（図 7.7-4 R2）を変数とする。



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-4 デット部分へのソブリンローン適用ケース

② エクイティ部分への EBF 適用スキーム

エクイティに対して譲許的な資金（EBF）が投入された場合の民間出資者の収益性の感度分析を行う。DE レシオ（図 7.7-5 R1）と譲許的な資金を原資とする融資とエクイティに占める EBF 資金の割合（図 7.7-5 R3）を変数とする。

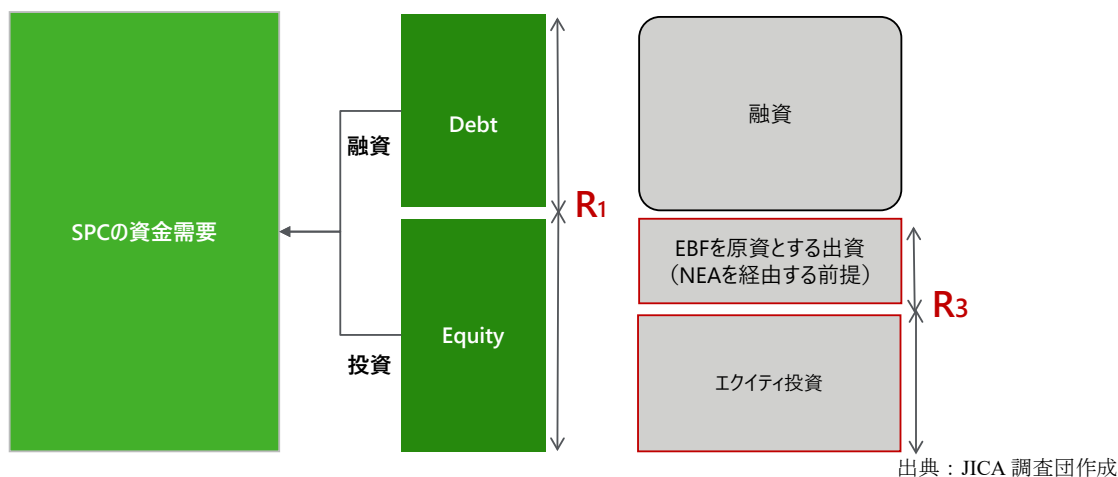


図 7.7-5 エクイティ部分への EBF 適用ケース

③ 分析の進め方

本分析ではまず基礎的分析として、1) デット部分へのソブリンローン適用スキーム（ $R1 \times R2$ ）と 2) エクイティ部分への EBF 適用スキーム（ $R1 \times R3$ ）の分析を実施し、収益性を踏まえた対象事業の適切な開発スキームと EBF 適用可能性について考察する。

ついで、基礎的分析で得られた結果を元に、詳細分析として、具体的なエクイティの開発主体とデットの供給者を想定した事業体制における IRR 分析を実施する。

(3) Lower Seti の譲許的資金の適用効果に関する分析

1) Lower Seti の基礎的分析

前提条件：本分析の前提条件は、以下のとおりである。

表 7.7-11 Lower Seti 分析の仮定条件

指標	仮定条件
期 間	・ 建設期間：5 年、運用期間：30 年
エクイティ IRR 算出のための収入・支出	・ 民間株主への配当を IRR 算出のための収入とする。 ・ 民間株主からの出資は IRR 算出のための支出とする。 ・ EBF を出資に入れる場合には、民間株主へ有利な配当を行うように、EBF 原資分と民間出資分の配当比率を決める（今般の試算では EBF 原資分：民間出資分 = 2：3 で仮定した）。
デットの金利	・ ソブリンローンを元手とする融資の金利は 5%、市中銀行の金利を 10%と仮定する。（IPSDP の財務分析の数値を採用）。また今般は、変数を金利のみで統一して分析を簡便化したため、返済期間は 30 年（据え置き期間 10 年）で分析を行った。
発電所建設コスト	・ USD224M
売電量・単価	・ 売電量は 520.78GWh／年、売電単価は USD0.060／kWh ・ （いずれも FS レポートを根拠とする）

出典：JICA 調査団作成

■ 分析 1：ソブリンローンの適用効果

次表から、R1 の比率のうちデットの割合を高め、かつその中で譲許的資金の割合を高めることで、エクイティ IRR が高まることが読み取れる。市中銀行からの借入を想定した場合、元利金の返済が大きく、現金残高がマイナスになる期間が存在し、事業運営が難しい（表中では×の箇所）。民間投資家の期待収益という観点からエクイティ IRR のハードルレートを 9.0%に設定した場合、金利を更に下げて 3.0%とし、DE レシオ 80:20 とした場合に唯一エクイティ IRR が同レートを上回る。

表 7.7-12 Lower Seti におけるソブリンローンの適用効果（感度分析結果）

		R1 (Debt/Equityの比率)	
		80:20	70:30
R2 (Debtの金利)	譲許性資金 (金利3.0%)	13.3%	10.9%
	譲許性資金 (金利5.0%)	10.0%	8.8%
	市中借入 (金利10.0%)	×	×

出典：JICA 調査団作成

■ 分析 2：EBF の適用効果

金利 5.0%の譲許性資金及び市中銀行からの借入を想定する場合、EBF を利用した事業計画は成立しない。なぜならばプロジェクトの収益性が低く、NEA に対する配当が十分でなく、NEA は EBF の返済スケジュールを満たすことができないためである。仮に、金利を更に引き下げて、金利 3.0%の譲許的資金での借入が可能な場合には、EBF の返済スケジュールを満たす配当が可能であり、ハードルレートとして想定した 9.0%以上のエクイティ IRR が算出される。

表 7.7-13 Lower Seti における EBF の適用効果(感度分析結果)

デット金利：3.0%の場合		R1 (Debt/Equityの比率)	
		80:20	70:30
R3 (Equity 中の EBFの割合)	80%	15.7%	13.1%
	60%	15.0%	12.5%
	40%	14.4%	×
	20%	13.8%	×

出典：JICA 調査団作成

2) Lower Seti の詳細分析

Lower Seti 事業は JICA が ADB とともに融資を提供した Tanahu HEP (建設中、2026 年運転開始予定、STO 140MW)の下流に位置し、カスケード運用による乾期の調整力が期待される。アクセス道路の整備も進んでおり、環境問題に係る課題も少ない。譲許性融資の適用は、住民向けの IPO を絡めた手法を含め、以下の三つのパターンを分析した。

表 7.7-14 Lower Seti 事業分析のケース分けと条件

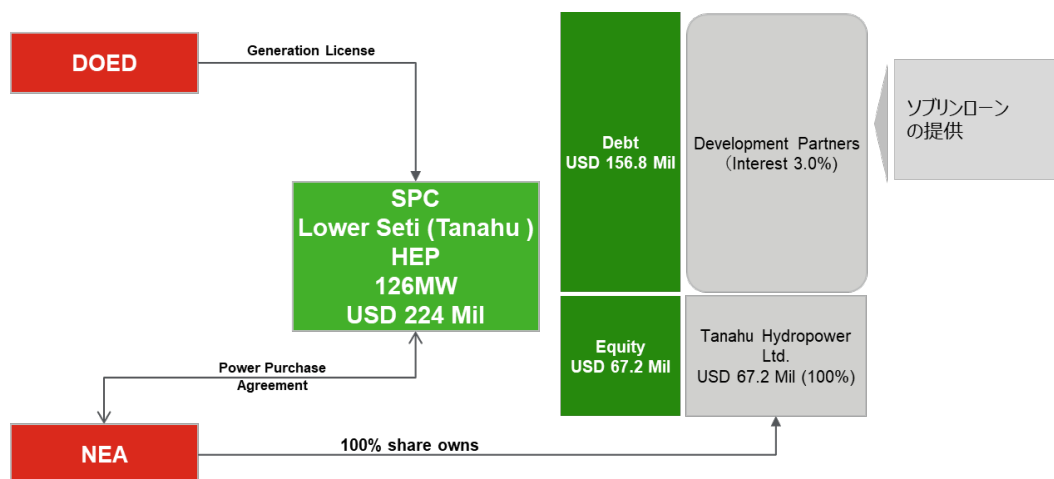
ケース	概要	条件	IRR
ケース A-1	公的機関によるソブリンローンを手元とする案件としての実施	金利 3.0%、DE レシオ 70:30	プロジェクト IRR8.0% エクイティ IRR10.9%
ケース A-2	ケース A に住民向け IPO を伴ったケース	同上	プロジェクト IRR8.0% エクイティ IRR10.9%
ケース B	EBF を適用した民間資金活用	金利 3.0%、DE レシオ 80:20、EBF によるエクイティ比率 40%	プロジェクト IRR8.0% エクイティ IRR14.4%

出典：JICA 調査団作成

分析の結果、Lower Seti 事業では、譲許性資金を活用しなければ、事業性の担保が難しいことが理解された一方、公的機関を介して EBF を用いて収益を分配すれば、民間投資家が期待するレベルのエクイティ IRR を達し、民間投資誘致につなげることができる。

a) ケース A-1: 公的機関によるソブリンローンを手元とする案件としての実施

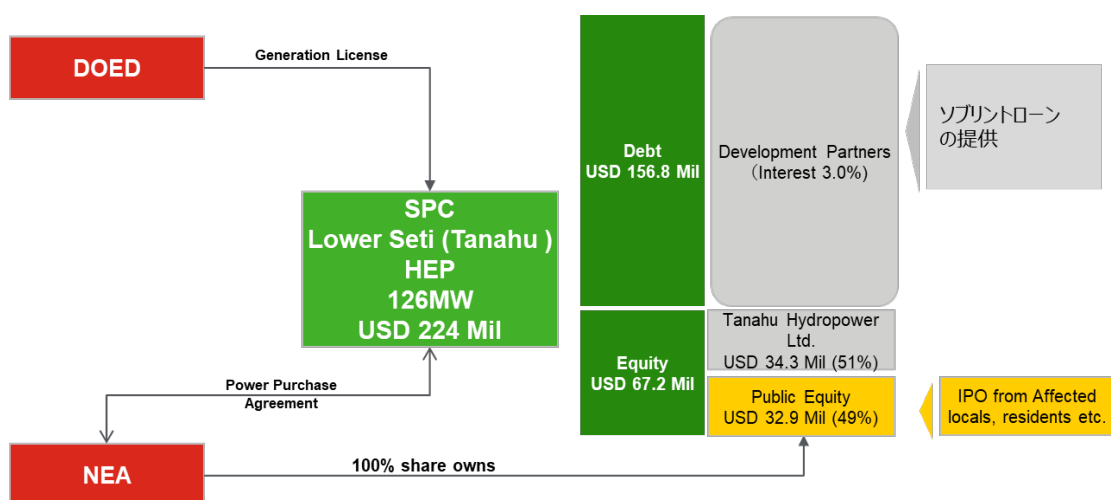
NEA の 100%子会社である Tanahu Hydropower Ltd.の出資によるソブリンローンを手元とするプロジェクトの実施を想定する。適用した金利条件は 3.0%、DE レシオは 70:30 である。このスキームに則るとプロジェクト IRR は 8.0%、エクイティ IRR は 10.9%に達し、ファイナンススキームとしては確立していることから、事業を迅速に実施することが重要となる。



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-6 Lower Seti 事業 ケース A-1 スキーム図

b) 【参考】ケース A-2: 公的機関によるソブリンローンを元手とする融資に加えてに住民向け IPO を実施



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-7 Lower Seti 事業 ケース A-2 スキーム図

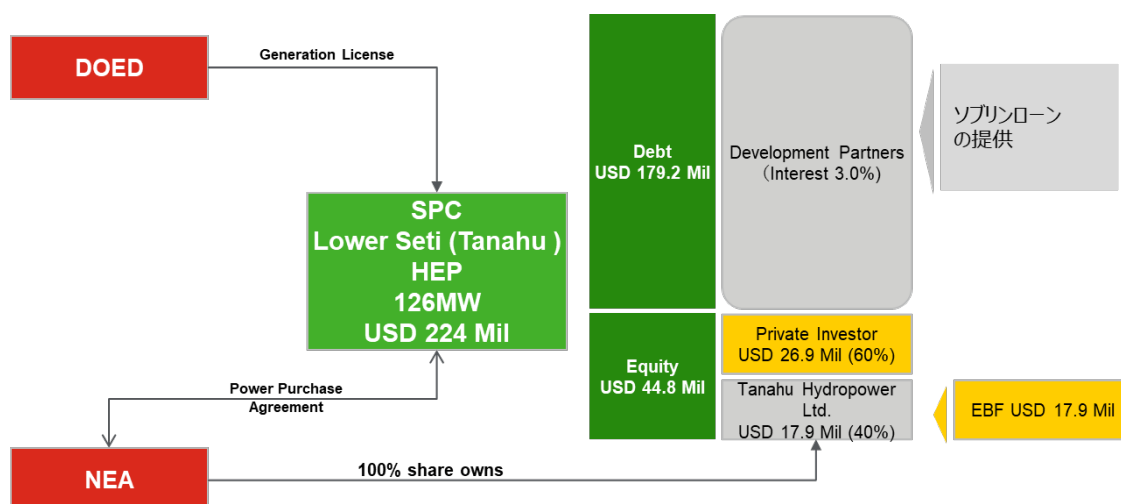
Tanahu Hydropower Ltd が 51%を出資し、プロジェクト立地点周辺で影響を被る住民に対して IPO を実施し 49%の株式を割り当てる。DE レシオは 70:30 とし、デット部分に用いるソブリンローンを元手とする融資の金利条件は 3.0%の条件を踏襲する。このやり方に則った場合、プロジェクト IRR は 8.0%、エクイティ IRR は 10.9%でケース A-1 と同じ数値となる。

Public エクイティと表現される住民向け IPO は、2016 年委制定された証券登録・発行規則と 2017 年に制定された証券登録発行・割当規則令で制定された制度で、水力発電事業を通じた地域社会への利益還元を目的としており Upper Tamakoshi 事業などでも用

いられている。この制度を用いると民間資金を導入して事業を行い、また IPO で要求される配当水準を満たす分配も可能である。一方で、住民向け IPO 制度の水力開発事業加速についての有効性はネパール側にも賛否の意見があり、事業で採用するかどうかは慎重に検討する必要がある。

c) ケース B: EBF を適用した民間資金活用

DE レシオは 70:30 とし、デット側にはソブリンローンを用意する融資 (USD 179.2M) を金利 3.0% で適用するとともに、エクイティの 40% (USD 17.9M) を Tanahu Hydropower に対する EBF として投入する。この結果、エクイティ IRR は 14.4% に達することから民間資金の活用が可能である。このケースでは、公的機関の自己資金は拠出しないものの、事業収益が無く、Tanahu Hydropower Ltd として、出資を受け容れることができるかは、慎重に判断を下さねばならない。またプロジェクト IRR8.0% の案件に、譲許性資金を 87.9% 投入して、あえて民間企業の参画を促すことが、譲許性資金の活用の在り方として効率的ではないと言え、本事業に EBF を用いることは適さない。



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-8 Lower Seti 事業ケース B スキーム図

(4) Sunkoshi 3 の譲許的資金の適用効果に関する分析

1) Sunkoshi 3 の基礎的分析

本分析の前提条件は、以下のとおりである。

表 7.7-15 Sunkoshi 3 の分析仮定条件

指標	仮定条件
期 間	・ 建設期間：7 年、運用期間：30 年
エクイティ IRR 算出のための収入・支出	・ 民間株主への配当を IRR 算出のための収入とする。 ・ 民間株主からの出資は IRR 算出のための支出とする。 ・ EBF を出資に入れる場合には、民間株主へ有利な配当を行うように、EBF 原資分と民間出資分の配当比率を決める（今般の試算では EBF 原資分：民間出資分 = 1:2 で仮定した）。
デットの金利	・ 譲許的資金であるソブリンローン（円借款等）を元手とする融資の金利は 5.0%、返済期間は 30 年（うち 10 年間は据え置き期間）と仮定した。 ・ 海外投融資等によるプロジェクトに参画する民間向け投融資の金利は 10.0%、返済期間は 20 年（うち建設期間の 7 年間は据え置き期間）と仮定した。 ・ 市中銀行からの借入金利は 10.0%、返済期間は 12 年（うち建設期間の 7 年間は据え置き期間）と仮定した。
EBF 返済条件	・ 原資を利息 5.0%、返済期間 30 年（うち 10 年間は据え置き期間）と仮定し、プロジェクトによる配当によって返済を行う。
発電所建設コスト	・ USD1,331M（FS レポートを典拠とする）
売電量・単価	・ 売電量は 2,356.27GWh/年、売電単価は USD0.060/kWh ・ （いずれも FS レポートを根拠とする）

出典：JICA 調査団作成

■ 分析 1：ソブリンローンの適用効果

表 7.7-16 Sunkoshi 3 におけるソブリンローンの適用効果（感度分析結果）

		R1（Debt/Equityの比率）	
		80:20	70:30
R2 （Debtの 金利）	譲許的資金 （金利5.0%）	7.5%	6.9%
	民間向け投融資 （金利10.0%）	×	×
	市中銀行 （金利10.0%）	×	×

出典：JICA 調査団作成

ここでは、ネパールにおける水力発電事業の資金調達時に広く用いられている DE レシオ 70:30 に加えて、DE レシオ 80:20 も用いてエクイティ IRR を計算した。本プロジェクトは、プロジェクトの収益性が低く（プロジェクト IRR は 6.0%）、そもそも事業活動によって獲得できる現金が少ない。元利金の返済によって現金残高がマイナスになるため、金利 10.0%の民間向け投融資や市中銀行からの融資では金利負担に耐えられず、DE レシオ 70:30 での借入・返済を行うことが難しい。金利 5.0%の譲許的資金を想定した場合、DE レシオ 70:30 での借入・返済自体は可能であるが、エクイティ IRR は 6.9%に留まる。民間投資家の期待収益という観点からエクイティ IRR のハードルレートを 9.0%に設定した場合、算出されたエクイティ IRR はいずれもそれに及ばない。

■ 分析 2：EBF の適用効果

事業活動によって得られる配当原資が少ないため、デットの 100%に譲許性資金を用いても、返済条件を満たせず、EBF を活用した事業は成り立ちがたい。Lower Seti では限定的だが EBF 利用の余地はあったものの、Sunkoshi3 の場合、譲許的資金（金利 5%）をデットの 100%に用いても EBF を利用した事業は難しく、事業計画として成立しなかった。

2) Sunkoshi 3 の詳細分析

a) Sunkoshi 3 事業の基礎的分析結果

Sunkoshi 3 は、インド、バングラデシュへの電力輸出を計画している地点であり、基幹系統からも近く、比較的経済性に優れた貯水池式水力となっている。2024 年 1 月に NEA が開発するとして D/D コンサルに関心表明（EOI：Expression of Interest）を発出している。設計面に見直しが必要ではあるものの、ネパール、インド、バングラデシュの三国間事業としての重要度は高く、JICA を含む、開発金融機関の支援にも意義がある開発地点と想定される。

Sunkoshi 3 の FS 資料を入手し、DE レシオに関する分析を行った結果、以下のような結果を得た。Sunkoshi 3 事業のプロジェクト IRR は 6.0%であり、これに譲許性融資であるソブリンローン（DE レシオ 80:20、金利 5.0%）を用いた場合、エクイティ IRR は 7.5%となり、目安としている 9.0%を下回る。また EBF を用いてエクイティの一部を公的資金として計画しても、返済条件を満たすことができないため、事業計画が成り立たないことが分かった。

以上の分析の結果、Sunkoshi 3 事業を成立させるためには、ファイナンススキーム以外の収益改善の方途を探る必要があると理解された。

既に資金調達に臨んでいるプロジェクトが譲許性資金を求めるのは、プロジェクトに対する投資家又はプロジェクトを推進する事業者が譲許性資金を用いることにより、以下のような効果が得られるためである。

- ・第一に、譲許性資金が用いられることは民間による資金調達をリスク低減の面で補い、一般にリスクが高いとされる新興国での事業環境で、インフラ整備を含む事業を履行し易くする効果が期待される。
- ・第二に、譲許性資金の出し手となる開発金融機関、開発援助機関が加わることによって、投資家は事業リスクが和らいだというシグナルを受け止め、より積極的に出融資を検討する。資金の出し手が増えることは、事業を計画する事業者にとって資金調達の条件が緩和することになり、さらには類似の事業に取り組む事業者が増え

る端緒となる。

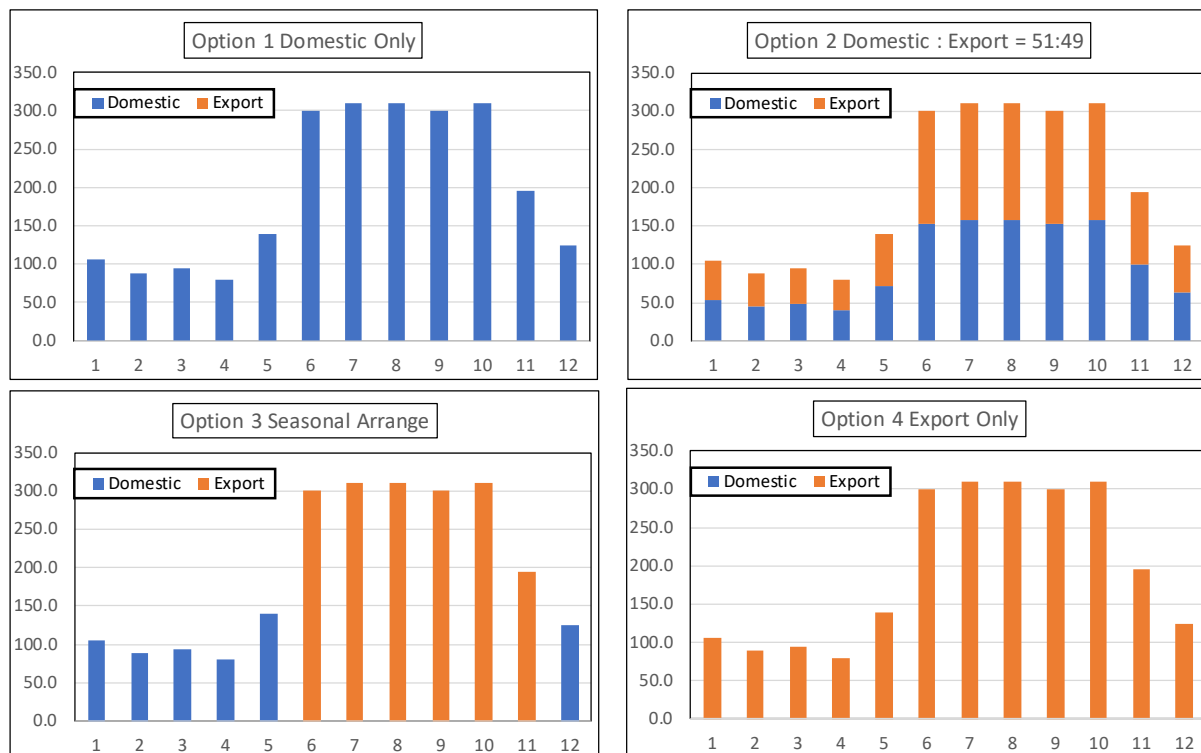
- ・ 第三に、経済性のみで整備が自律的に進むことが期待し難い途上国の社会インフラ整備に譲許性融資を提供することにより、融資の提供者側からのモニタリング機会を通じた、適切な財政規律管理を促すことが期待される。譲許性資金が提供されなければ、途上国政府は財政規律を乱す過大なインフラ整備の出費を手控え、経済発展の機会を逸することから、譲許性資金には財政バランスを維持しながら、経済開発を実現する効果があると言える。

以上のような譲許性資金の効果を念頭に置いた場合にも、事業の収益性を改善することが重要と考えられるため、Sunkoshi 3 事業が企図する電力輸出のパターンをより詳細に分析し、収益改善の可能性を探った。

b) 電力輸出による Sunkoshi 3 事業の収益性改善方策

Sunkoshi 3 事業は電力輸出を計画しており、国内（NEA）に加えて、インド、バングラデシュへの電力の越境販売を企図している。このため、電力輸出が行われた場合、収益の改善が期待され譲許性資金の適用による収益改善の可能性が期待される。この想定に基づき、電力輸出の態様としては以下のような条件が想定される。電力の売り先は国内（NEA）と輸出（インド、バングラデシュ）を想定し、電力価格は季節（雨期/乾期）の別及びピーク、オフピークの違いによる価格差を考慮し、ピーク運用を 6 時間（オフピークは 18 時間）とした。

表 7.7-17 Sunkoshi 3 事業分析のオプション分けと条件



オプション	概要	条件
1	国内売りのみ	輸出なし
2	国内と輸出を均等	季節の別にかかわらず均等輸出（国内：輸出＝51％：49％）
3	輸出（国内売電料金は季節性考慮）	乾期（1～5月、12月）、雨期（6～11月） （国内：輸出＝51％：49％）
4	輸出のみ	全量輸出

出典：JICA 調査団作成

本分析に係る電力価格の設定は、次表の通りである。

表 7.7-18 収益性向上の分析に用いた電力価格

乾期	ピーク	10.60 NPR/kWh
	オフピーク	8.40 NPR/kWh
雨期	ピーク／オフピーク共通	4.80 NPR/kWh
PROR のピーク運用タリフ (NEA) 参照		
輸出	・ 2023 年の IEX 電力市場 実績データに基づいて算出 ・ 年間各地域の平均売電単価のデータに基づき、各月の売電単価（年平均 8.80 NPR/kWh）とピーク 6 時間（12.70 NPR/kWh）、オフピーク 18 時間（7.60 NPR/kWh）の単価を算出（表）	

出典：JICA 調査団作成

ネパールと輸出先として想定するインド／バングラデシュの間の電力需給の関係を季節性に則って見た場合、ネパールで水力発電の出力が低下する乾期に供給力確保が重要となるのに対し、インド／バングラデシュでは気温が上昇し、電力需要が拡大する

雨期に需要が高まる。この結果、ネパールとインド／バングラデシュ間の電力需要には相互補完的な関係が成立し、季節性を考慮してネパール国内と輸出先との間で最適な電力の売り先を選択することは、ネパール側、インド／バングラデシュ側の双方にメリットとなる。

以下の分析では、オプション 3：輸出（国内売電料金は季節性考慮）のピーク・オフ・ピークの区別有無で譲許性資金の適用による収益性改善寄与度を分析した。

基礎的な分析の結果、Sunkoshi 3 事業では、電力輸出の考慮により収益性向上が実現し、譲許性資金の導入により、事業実現性を高めることが見込まれた。

以下で分析するケース D は、季節性を考慮した電力輸出でピーク、オフピークを区別した場合の電力価格を用いており、DE レシオを 70:30 として金利 5.0%のソブリンローンを適用すると想定すると、エクイティ IRR は 11.9%に達し、民間投資家の期待収益という観点から本分析で設定したハードルレート(9.0%)を超える。但し、この時の譲許性資金の金利 5.0%はネパールの事業者に対してのみ、適用可能となるため、インド、バングラデシュを含む 3 カ国を対象とした場合、譲許性資金活用は困難である。

上記、分析を踏まえ、以下の三つの譲許性資金の適用スキームを検討した。

表 7.7-19 Sunkoshi 3 事業分析のケース分けと条件(電力輸出考慮)

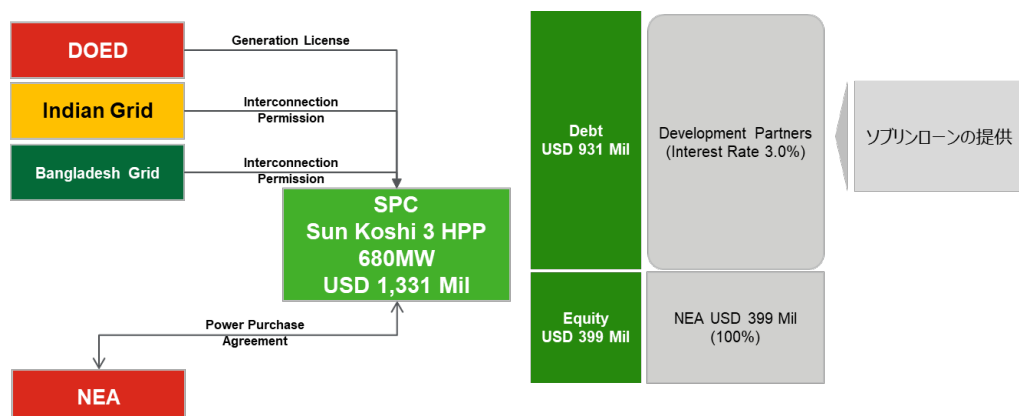
ケース	概要	条件	IRR
ケース C	公的機関によるソブリンローンを元手とする案件としての実施	金利 5.0%、DE レシオ 70:30	プロジェクト IRR 6.0% エクイティ IRR 6.9%
ケース D	電力輸出を伴った公的機関によるソブリンローンを元手とする案件としての実施	金利 5.0%、DE レシオ 70:30 電力輸出	プロジェクト IRR 8.5% エクイティ IRR 11.2%
ケース E	電力輸出を伴った公的機関によるソブリンローンを元手とする融資に加えて民間向け投融資を用いる	金利 3.0%の譲許性資金（ソブリンローンを元手とする）、金利 7.0%の民間向け投融資、DE レシオ 80:20、EBF によるエクイティ比率 29% 電力輸出	プロジェクト IRR 8.5% エクイティ IRR 12.4%

出典：JICA 調査団作成

c) ケース C:公的機関によるソブリンローンを元手とする案件としての実施

譲許性資金をデット部分に投入するが、エクイティ IRR は 6.9%に留まりハードルレートを下回る。デット部分相当の USD931Mil（プロジェクト総額の 70%）を確保するためには、複数の開発援助機関から資金援助を受ける必要があるほか、NEA としてもエクイティ部分の自己資金 USD339Mil（プロジェクト総額の 30%）を確保する必要がある。

本ケースでは、プロジェクト IRR が 6.0%、エクイティ IRR が 6.9%に留まる。

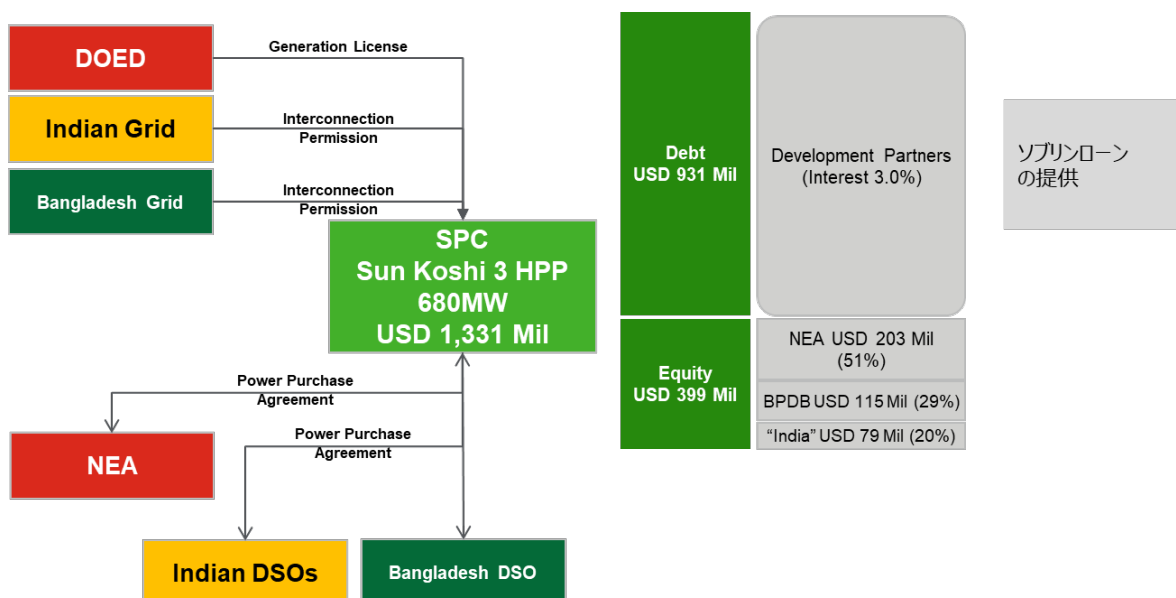


出典：JICA 調査団作成

図 7.7-9 Sunkoshi 3 事業:ケース C スキーム図

d) ケース D: 電力輸出を伴った公的機関によるソブリンローンを元手とする案件としての実施

ソブリンローンを提供し、電力輸出をすることによりハードルレートの 9.0%を上回るエクイティ IRR11.9%の事業を形成することができる。但し、ソブリンローン USD931M は非常に大きな金額であり、ネパール 1 カ国での確保よりも、インドやバングラデシュといった複数の国が参画した方が、開発援助機関を介した資金調達の可能性が高まるとも考えられる。



出典：JICA 調査団作成

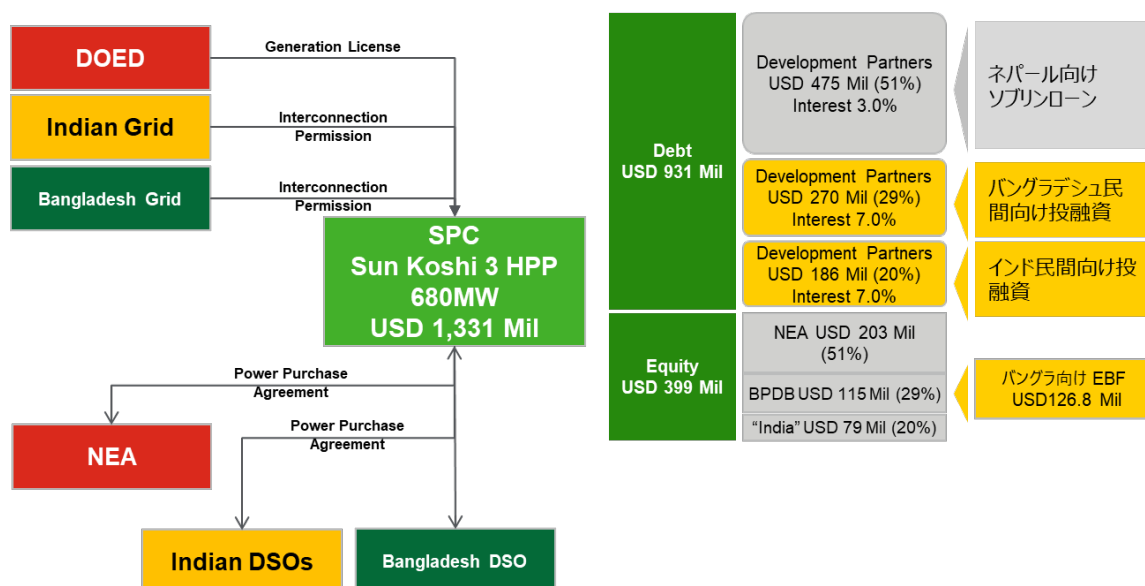
図 7.7-10 Sunkoshi 3 事業:ケース D スキーム図

e) ケース E: 電力輸出を伴った公的機関によるソブリンローンを手とする融資に加えて民間向け投融資を用いるケース

譲許性資金の金利 5.0%と民間向け投融資の金利 10.0%の場合、利払いの負担が大きい
ため、EBF の利用は難しい。仮に金利を下げて譲許性資金の金利 3.0%（EBF の元とな
る譲許性資金による融資も同じ。）と民間向け投融資の金利 7.0%とし、EBF を利用し
つつも優先配当を設けない普通株の発行を前提としてこのスキームを用いた場合、エ
クイティ IRR は 12.4%に向上し、ハードルレートを上回ることが確認された。

ソブリンローンに加え、電力輸出先であるインド、バングラデシュ民間向け投融資枠
の活用と、出資者としてバングラデシュの電源開発を担う組織 BPDB (Bangladesh Power
Development Board) を想定し、BPDB に対する EBF を提供する。バングラデシュ民間
向け投融資はデットの 29%相当（USD270M）、インド民間向け投融資は同じく 20%
（USD186 M）を想定して分析した。インド、バングラデシュ両国向けの融資枠を活用
する結果、ネパール向けの融資枠に極端に負担を掛けることが避けられる。

他方でインド、バングラデシュの電力購入条件、例えば、バングラデシュ向けの PPA
の通貨建ては未詳であり、仮に米ドル建てが難しい場合、どのような条件（通貨建て、
期間等）で PPA を取り結ぶかの交渉等は、ネパール側の交渉主体への支援を要する。
またネパール国内に為替ヘッジスキームの運用実例が無い場合、海外投資家にとって
為替リスクを回避する手段の整備・運用が求められる。



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-11 Sunkoshi 3 事業: ケース E スキーム図

(5) Phukot Karnali の譲許的資金の適用効果に関する分析

1) Phukot Karnali の基礎的分析

本分析の前提条件は、以下のとおりである。

表 7.7-20 Phukot Karnali の分析仮定条件

指標	仮定条件
期間	・ 建設期間：5 年、運用期間：30 年
エクイティ IRR 算出のための収入・支出	・ 民間株主への配当を IRR 算出のための収入とする。 ・ 民間株主からの出資は IRR 算出のための支出とする。 ・ 譲許性資金を出資に入れる場合には、民間株主へ有利な配当を行うように、公的機関による出資分と民間出資分の配当比率を決める（今般の試算では公的機関による出資分：民間出資分＝2：3 で仮定する。）。 ・ 譲許性資金を出資に入れる場合にも、出資者が公的機関同士である場合は、配当の優先はなく、配当比率は 1：1 とする。
デットの金利	・ 譲許的資金であるソブリンローン（円借款等）による融資の金利は 5.0%、返済期間は 30 年（うち 10 年間は据え置き期間）と仮定した。 ・ 民間向け投融资の金利は 10.0%、返済期間は 20 年（うち建設期間の 7 年間は据え置き期間）と仮定した。 ・ 市中銀行からの借入金利は 10.0%、返済期間は 12 年（うち建設期間の 7 年間は据え置き期間）と仮定した。
EBF に係る条件	・ 原資を利息 5.0%、返済期間 30 年（うち 10 年間は据え置き期間）と仮定し、プロジェクトによる配当によって返済を行う。
発電所建設コスト	・ USD617M（FS レポートを典拠とする）
売電量・単価	・ 売電量は 2,447.88GWh／年、売電単価は USD0.050／kWh ・ （いずれも FS レポートを根拠とする）

出典：JICA 調査団作成

■ 分析 1：ソブリンローンの適用効果

プロジェクト自体の収益性が高いため、DE レシオ 80:20 で市中銀行からの借入を行う場合を除き、元利金の返済を行っても現金が底をつくことはなく、借入によるレバレッジ効果を享受できる。

表 7.7-21 Phukot Karnali におけるソブリンローンの適用効果(感度分析結果)

		R1（Debt/Equityの比率）	
		80:20	70:30
R2 （Debtの 金利）	譲許的資金 （金利5.0%）	23.9%	19.8%
	民間向け投融资 （金利10.0%）	19.0%	16.7%
	市中銀行 （金利10.0%）	×	15.6%

出典：JICA 調査団作成

■ 分析 2：EBF の適用の効果

プロジェクト自体の収益性が高いため、Sunkoshi3 と異なり、民間向け投融資による融資と EBF を組み合わせたファイナンス計画が成立しうる（配当比率は、公的機関による出資分：民間出資分 = 2：3 で算定）。

表 7.7-22 Phukot Karnali における譲許性資金を原資とするエクイティ投資の適用効果
(感度分析結果)

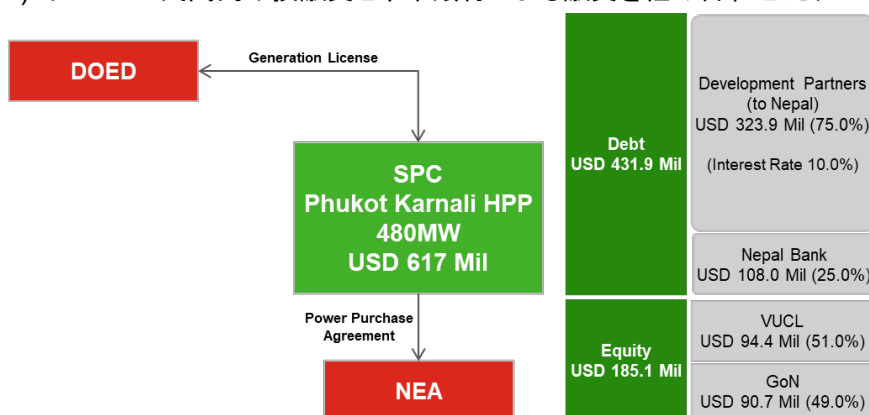
デット金利：10.0% (開発金融機関による民間向け融資)の場合		R1 (Debt/Equityの比率)	
		80:20	70:30
R3 (Equity 中の EBFの割合)	80%	22.0%	19.5%
	60%	21.1%	18.7%
	40%	20.3%	18.0%
	20%	19.6%	17.3%

出典：JICA 調査団作成

2) Phukot Karnali の詳細分析

Phukot Karnali の基礎的分析結果を踏まえ、適用しうるファイナンススキームを提示する。Phukot Karnali は前述の通りインドの政府系事業者 NHPC が資本比率 51%以上での参画を検討しており、譲許性資金を活用した海外資本の参画スキームを検証する。以下では、まず、一国単体で行う従来型のスキームとして、ケース F で VUCL とネパール政府が開発実施主体となるスキームを検討する。次いで、ケース G で NHPC が主体となった輸出志向のスキームを検討する。なお、ケース G については自己資金が不足している VUCL への EBF 支援についても考慮する。

a) ケース F: 民間向け投融資と市中銀行による融資を組み合わせたケース



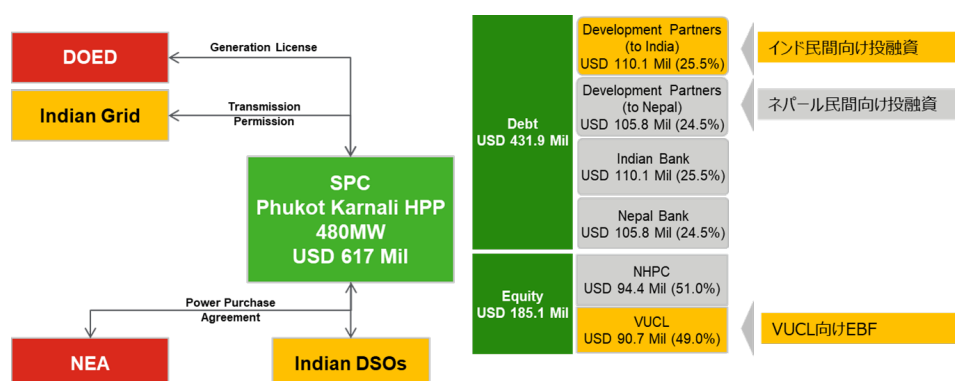
出典：JICA 調査団作成

図 7.7-12 Phukot Karnali 事業: ケース F スキーム図

基礎的分析結果を踏まえると、金利 5.0%の譲許的資金を用いずとも、民間向け投融資

と市中銀行による融資によって投資家にとって採算の取れるファイナンススキームの構築が可能であると考えられる。下図は民間向け投融資と市中銀行による融資によるファイナンススキームであるが、このスキームに基づいて算出したエクイティ IRR は 16.6%となった。これは期待収益率として想定した 9.0%を上回る。

b) ケース G: 民間向け投融資、市中銀行による融資および EBF を組み合わせたケース



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-13 Phukot Karnali 事業: ケース G スキーム図

NHPC の Phukot Karnali への関与を織り込んだファイナンススキームを提示する。このケースでは、市中銀行による融資と合わせて、ネパール向けのみならず、インド向けにも民間向け投融資が活用されると想定する。また、投資資金を補う目的で、VUCL は EBF を原資としてエクイティに投資することとする。なお、NHPC も国営企業であり、VUCL と NHPC に対する配当に差を設けずに、配当比率は 1:1 とした。以上の想定を図示したものが下図であり、このときのエクイティ IRR は 16.3%である。このケースも期待収益率として想定した 9.0%を上回っている。

このスキームでは、NHPC の参画によってネパール側の債務負担が軽減されており、更に EBF を活用することで VUCL の資金調達の課題解決にも寄与している。

(6) 分析から得られた示唆

以上の三つの事業についての分析を経て、以下のような考察を得た。

- 特に Sunkoshi3 の場合、元利金の返済を行うことで資金繰りがショートする可能性が高い。資金繰りのショートを回避するためには、低利率な譲許的資金による借入を行う場合でも、借入依存度を押し下げて、出資者の自己資本等による出資を増やすことが望ましい。
- 特に Sunkoshi3 の場合、プロジェクト IRR、エクイティ IRR とともに低く、民間による出資を期待するよりも、公益性を重視する見地から公的機関が主たる出資者として資本とする

ことがプロジェクトの実現性、資金調達の実現性を高める。

次いで、発電事業に譲許性資金を導入するというやや一般化した観点から得られた示唆としては、以下の点が指摘できる。

- 返済スケジュールに合わせて配当を行うという前提条件に立つと、借入の元利金返済によるキャッシュアウトや利払い・減価償却費の負担によって純利益が圧迫されることに起因して EBF に対する配当が十分でない場合、EBF を用いた事業検討は成り立たなかった。したがって、借入の元利返済期間中の EBF 配当は据え置く等、据置期間を長く設定することが許容されれば、EBF の活用可能性は高まると考えられる。
- デットへ譲許的資金を投入する場合には、譲許的融資の金利が低いほど出資者への配当可能利益が増えるため、民間出資者にとっては望ましい条件となる。したがって、SPC への転貸時の金利スプレッドをいかに低く抑えるか等、プロジェクト本体に融資する際に、どこまで「譲許性」を維持できるかが重要となる。
- 譲許的資金を投入することによってエクイティ RR を改善し、民間投資家の収益性を向上させることはできるものの、そもそものプロジェクトの収益性が低い場合、譲許的資金を活用して民間出資者の収益性を高めることにも限界があるという考察が得られた。
- Phukot Karnali のように収益性の高い案件の場合、市中銀行の借入条件であっても事業実施は可能となる。一方で、ネパール国内のデット調達規模や開発事業者のエクイティへの出資可能額を考慮すると一定規模以上の案件は海外事業者の参画が必要となる。この場合、借入条件が良い譲許性資金の活用は案件の収益性の向上およびドナーの関与による信頼性向上が期待される。これによって海外事業者の投資誘致を図り、ネパール単独では規模的に実施困難な案件開発の促進も可能となると期待される。

7.7.4 IPSDP 実現のための資金調達計画

本節では、IPSDP のプロジェクトについて、出融資者の属性と事業特性に基づいた出融資比率を想定し、IPSDP 期間中の資金需要と出融資の見通しを示す。

(1) 検討の手法

図 7.7-3 および表 7.7-7 に示したプロジェクトの分布と特徴に基づいて、その事業への出資者、融資の出し手のモデルを想定し、出資者、融資者を割り付けた。この際、デット・エクイティの比率は 70:30 とした。また出資者、融資の提供者の検討に当たっては、7.7.1 および 7.7.2 の検討を踏まえて出融資者を検討した。各分類の出融資比率は、表 7.7-23 のとおりで

ある。

各分類の出融資比率に基づいて、各出資者属性の年度ごとに必要な資金調達の所要額を算出した。算出結果をネパール、インドやバングラデシュなどの周辺国、多国籍企業の組織毎に合計し、2022 年から 2040 年までの IPSDP の計画期間に亘って所要となる金額を集計したものが、表 7.7-24 である。

表 7.7-23 各組織からの分布群ごと資金調達割合前提)

	Country	Organization	(1) Profitable IPPs (Small)	(2) Small Scale ROR and PROR	(3) GoN Assistance Projects	(4) Profitable IPPs (Medium)	(5) PPP Scheme	(6) GoN PROR/STO Projects	(7) Mega Export Project	(8) GoN Strategic Projects	(9) Others	(10) Power System
Equity	ネパール	政府系事業者			100%		30%	80%	30%	50%		100%
		政府系金融機関										
		民間系事業者	50%	100%		40%	20%		5%		100%	
	周辺国資金	政府系事業者					30%	20%	30%	40%		
		政府系金融機関										
		民間系事業者	40%			40%	10%		15%			
	開発援助機関 多国籍企業・ 民間投資家	国際開発事業者	10%			20%	10%		20%			
		国際投資銀行										
		ソアリン					20%	60%	10%	40%		80%
Debt	ネパール	PPP					10%		15%			
		TSL										
		政府系金融機関	20%	50%	100%	20%	20%	20%	5%	10%	20%	20%
	周辺国資金	民間銀行	30%	50%		20%			5%		80%	
		ソアリン							5%			
		PPP					30%	15%	25%	40%		
	周辺国資金	TSL										
		政府系金融機関	20%			20%	10%	5%	10%	10%		
		民間銀行	20%			20%			5%			
	多国籍企業・ 民間投資家	PPP				20%	10%		10%			
		国際投資銀行	10%						10%			

注：上表中の「周辺国」はネパールで開発される水力発電からの電力を利用することが想定される近隣の裨益国を想定している。

出典：JICA 調査団作成

表 7.7-24 IPSDP の各組織からの資金調達計画 (案)

組織属性		年																			
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Equity	ネパール	Gov't & SOE	184	194	222	244	298	351	450	544	575	594	557	471	451	445	497	433	411	341	281
		Gov't Fin. Institutions	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Private IPP	154	208	237	226	291	427	349	415	315	316	280	291	163	144	127	123	103	89	31	
	Gov't & SOE	43	55	70	92	102	146	246	352	378	403	387	301	274	278	320	257	235	178	118	
	Gov't Fin. Institutions	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Private IPP	89	126	99	106	118	223	243	315	234	230	160	177	86	82	65	68	45	26	1	
開募金融機関	多国籍企業	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	民間投資家	39	58	47	57	67	112	120	184	169	145	92	101	58	62	54	62	47	30	0	
	Int'l Inv. Banks	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	各年計	510	641	675	725	876	1,258	1,407	1,811	1,671	1,688	1,475	1,342	1,033	1,010	1,063	942	841	662	432	
Debt	ネパール	Sovereign	327	336	388	410	502	566	762	879	932	984	963	801	792	774	872	738	704	595	525
		PPP	29	42	36	59	69	98	97	196	216	169	115	112	63	71	71	88	80	57	0
	Two Step Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Gov't Fin. Institutions	255	294	302	305	371	528	576	722	639	637	570	536	362	335	338	299	266	221	147	
	Private Fin. Institutions	178	267	345	323	432	621	429	440	288	333	305	329	218	194	175	173	149	128	58	
	Sovereign	0	4	4	11	13	21	15	28	31	24	9	12	12	15	15	21	19	11	0	
	PPP	98	120	143	189	208	297	491	729	785	814	775	610	528	535	615	498	456	349	220	
	TSL(Two Step Loan)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Gov't Fin. Institutions	122	167	144	158	174	312	384	502	417	432	353	332	218	213	213	182	148	103	56	
	Private Fin. Institutions	90	130	102	105	117	233	250	298	196	208	138	163	81	76	56	56	32	12	1	
多国籍企業	MNEs	63	90	74	79	101	147	183	309	316	251	158	175	103	111	95	101	73	46	0	
	Int'l Inv. Banks	28	45	37	53	56	113	97	121	78	86	57	62	33	33	33	31	43	38	23	
	各年計	1,189	1,496	1,574	1,692	2,043	2,936	3,284	4,225	3,898	3,940	3,443	3,132	2,411	2,358	2,481	2,199	1,963	1,545	1,008	

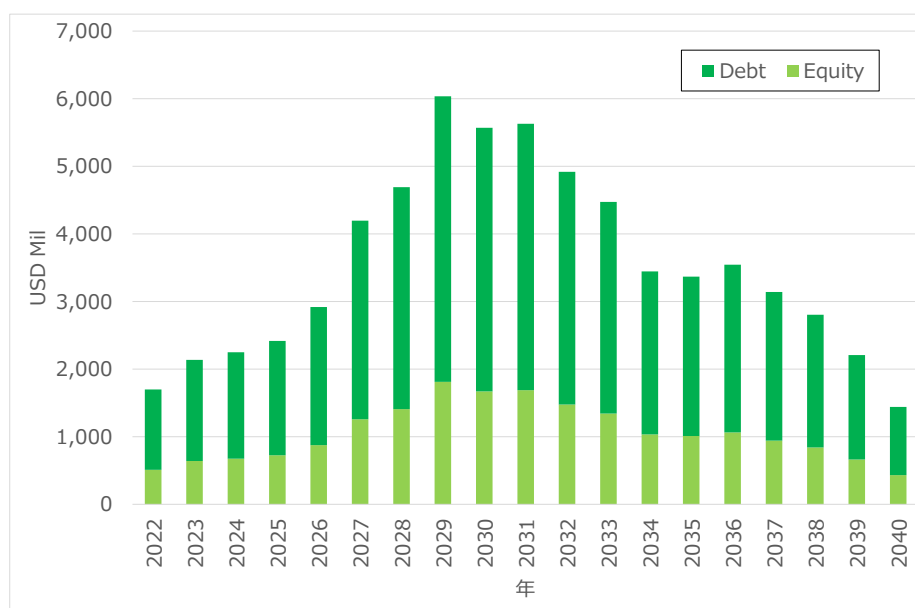
(単位：USD Ml)

注：上表中の「周辺国」はネパールで開発される水力発電からの電力を利用することが想定される近隣の増益国を想定している。

出典：JICA 調査団作成

(2) 検討結果

期間中のデット・エクイティ調達傾向を図示すると図 7.7-14 に基づく資金需要見通しのようになる。資金需要が最も高まるのは、2029 年（デット、エクイティの合計で 6,035 百万ドル）で、以降漸減し 2034 年から 2036 年まで毎年 3,500 百万ドル前後を需要した後、減少に転ずる。なお、本検討では 2040 年までの開発に掛かる需要を計上しているが、2041 年以降に運用予定の発電所費用は計上されていない点は留意する。



出典：JICA 調査団作成

図 7.7-14 資金調達に基づく資金需要見通し

この間、ネパールは政府系組織・民間開発事業者の合計でエクイティ出資の 53～72%を負担する。但し、全体の資金需要がピークに達する 2029 年から 2031 年にかけてのネパール政府機関・民間開発事業者によるエクイティ出資比率は、資金需要全体の約 53%に低下する。これは、インド、バングラからの出資増額に加え、国際的な開発事業者による出資増が見越されるためである。

デットも 2029 年に 4,225 百万ドルに達するのをピークに、2034 年にかけて 2,411 百万ドルまで減少したのち、2036 年に 2,481 百万ドルまで増加し、以降漸減する。全体のデットのうち、ネパールの政府、政府系金融機関、民間銀行及び PPP スキームが負担する割合はエクイティと同様の割合で推移する。2029 年から 2031 年までの間はネパールが占める割合もエクイティ同様低下し、2032 年以降 57～72%を占めて推移する。

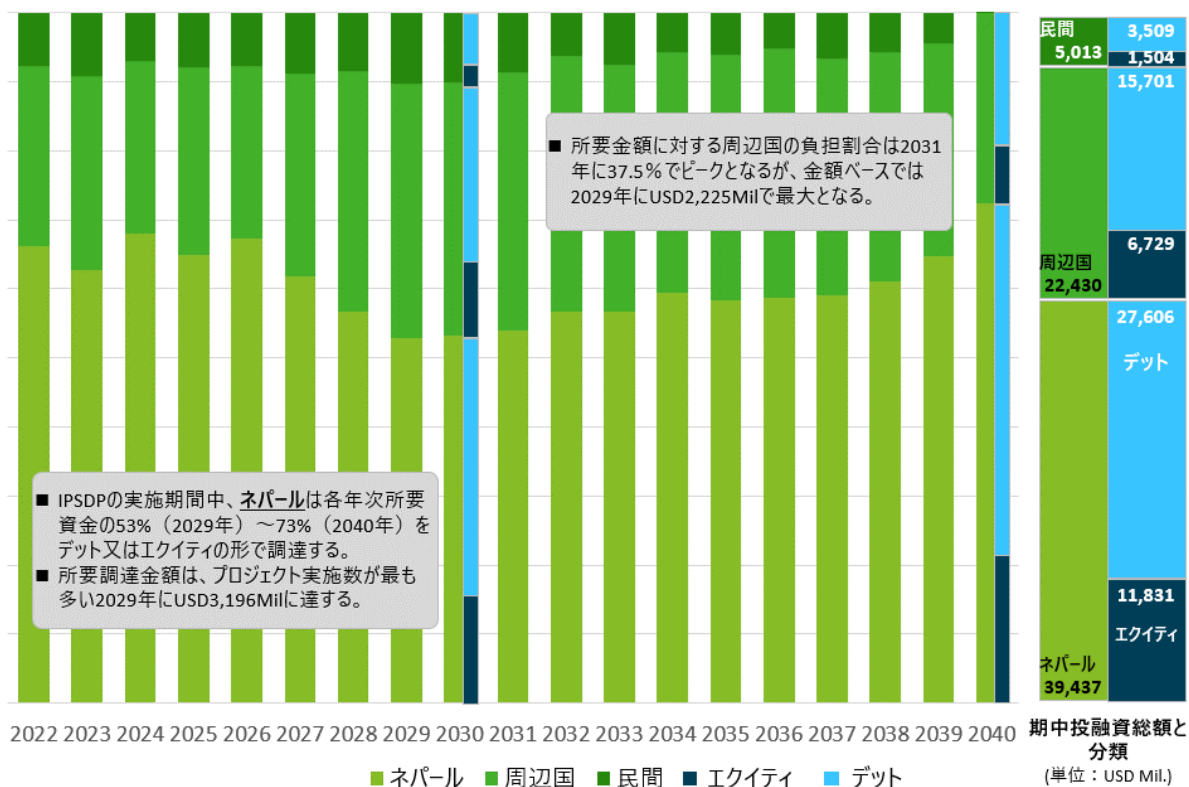


図 7.7-15 出融資元別資金調達割合推移

表 7.7-25 出融資元別の IPSDP 期間中の資金供給推移

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ネパール	1,126	1,341	1,529	1,567	1,962	2,591	2,663	3,196	2,965	3,035	2,790	2,540	2,050	1,962	2,080	1,853	1,712	1,431	1,042
周辺国	443	601	563	661	732	1,232	1,628	2,225	2,040	2,111	1,821	1,596	1,201	1,200	1,284	1,083	934	678	397
民間	130	194	157	189	224	372	400	614	564	483	307	338	194	206	180	205	158	99	1

(単位: USD Mil.)

出典: JICA 調査団作成

7.8 エネルギートランジションに係わる考察

本節では電源開発計画における余剰電力活用の観点からネパールにおけるエネルギートランジションの考察として、特に再生可能エネルギーから製造するグリーン水素を中心としたカーボンニュートラル（CN: Carbon Neutral）燃料の導入可能性について検証する。

7.8.1 ネパールにおけるエネルギートランジションに係る取り組み

(1) 既往の調査研究と教訓

ネパールにおけるエネルギートランジションに係る法制度について、環境保護規則（EPR

2020: Environmental Protection Rules 2020) や 2020 年に策定された National climate change policy, 2020 においてグリーン水素に関する記載はあるが、具体的な方針や戦略を有する政策は制定されていなかった。2024 年 2 月に MoEWRI はネパールにおけるグリーン水素を取り巻く状況を整理した上で、長期の指針および目標を示し、5 つの目的とそれを達成する 7 つの戦略を記載した Green Hydrogen Policy を策定した。本政策の骨子を表 7.8-1 に、近年のグリーン水素活用に係る調査研究を表 7.8-2 に整理する。

表 7.8-1 Green Hydrogen Policy の概要

項目	内容
長期ビジョン Long term vision	再生可能エネルギーから製造されたグリーン水素の活用促進は、既存の化石燃料の代替としてカーボンニュートラル達成に貢献し、エネルギー安全保障と持続可能な経済発展をもたらす。
目標 Goal	ネパール国の経済を安全かつ独立して発展可能にするために、再生可能エネルギーによるグリーン水素の製造と消費を促進する。
目的 Objectives	1. 水力発電を含む再生可能エネルギーによるグリーン水素の製造と消費を促進し、気候変動の影響を最小限に緩和する。 2. カーボンニュートラルな経済を創出し、化石燃料への依存を低減する。 3. グリーン水素及びその副産物の消費と貯蔵に関する規定を設ける。 4. 国内におけるグリーン水素サプライチェーンの産業化とグリーン水素由来の化学肥料の生産を促進する。 5. グリーン水素及びその副産物の商業化に関する研究と調査を推進する。
戦略 Strategy	このグリーン水素政策の目的を達成するために、以下の戦略を実行する： i. グリーン水素及びその副産物の製造に必要な法律を制定する。 ii. グリーン水素及びその副産物に関連産業への投資を誘致するための特別な規定を関連法に設ける。 iii. グリーン水素及びその副産物からの CO₂ 排出を最小限に抑制し、カーボントレードを促進する。 iv. グリーン水素の製造、貯蔵、輸送、消費のための環境に調和したサプライチェーンを整備する。 v. グリーン水素由来の化学肥料の生産工場を設立して、利用促進する。 vi. グリーン水素またはその副産物の使用に必要な関連する必要なインフラを建設して、利用促進する。 vii. グリーン水素及びその副産物の使用と応用に関する研究と調査を促進する。

出典：Green Hydrogen Policy, MoEWRI を基に調査団作成

表 7.8-2 グリーン水素活用に関連した調査研究

調査名	実施機関	発行年
Hydrogen and Sub-products Generation from Hydropower（水力を利用した水素及び副産物の生成）	Tribhuvan University and Western Michigan University	2009
Study on the Possibility of Producing Hydrogen in Nepal Using Hydropower（ネパールにおける水力を利用した水素製造可能性に関する研究）	Asian Development Bank	2021
Report on the Production and Use of Green Hydrogen in Nepal（ネパールにおけるグリーン水素の製造と利用に関する報告書）	WECS	2022
Expert Group Report on the Potential for Chemical Fertilizer Production Using Green Hydrogen in Nepal（ネパールにおけるグリーン水素を使った化学肥料製造に関する報告）	MoEWRI	2022
Data collection survey for energy transition and carbon neutral society（全世界エネルギー・トランジション／脱炭素化促進の可能性に係る基礎情報収集・確認調査）	JICA	2022
Green Hydrogen for Development in Nepal（ネパールにおけるグリーン水素開発）	Kathmandu University	2023

出典：Green Hydrogen Policy, MoEWRI を基に調査団作成

既往調査研究では複数のアプローチによってネパールにおける水素製造の可能性について検証している。ここでは 2024 年 2 月のネパールの状況を踏まえて既往の取り組みの教訓を以下に整理する。

- ネパールにおけるグリーン水素製造について、豊富な包蔵水力の活用が想定され、特に出力抑制の対象となっていた雨期の余剰電力が重要となる。
- グリーン水素の活用方法として、グリーンアンモニア製造、運輸部門における燃料電池（Fuel Cell）、産業部門における熱利用、水素貯蔵＋発電による電力供給の季節調整が挙げられている。中でも国内の重要産業の農業に必要不可欠な化学肥料の製造可能性について期待されている。
- パイロットプロジェクトの検討におけるグリーンアンモニアおよび肥料製造コストはインドからの輸入価格の 1.92 倍、1.76 倍であり価格差は大きく、単純な経済性のみで事業性を担保するのは困難である。
- ネパールにおけるグリーン水素製造の意義はカーボンニュートラル達成に加えて、化石燃料および肥料のほぼ全量を輸入に頼るエネルギーおよび食料安全保障の向上にも寄与する。
- 現時点のネパールでは水素の使用用途が限定的であり、需要喚起が必要となっている。また本格的な水素製造の関連インフラ整備から供給まで含めたサプライチェーンも構築

する必要がある。

- 水素の貯蔵、運搬、事業許可、小売を含めた体系的な法制度が未整備である。特に、技術的な課題の多い貯蔵・運搬のルール制定は事業化に当たっても重要となる。

(2) 今後に向けた留意事項

既往取り組みの教訓を踏まえたエネルギートランジションの留意事項として以下の2点を整理する。

- 1) 雨期の余剰電力における付加価値の変化
- 2) 利用可能な出力 (MW) と電力量 (GWh)

1) 雨期の余剰電力における付加価値の変化

前項で述べた教訓は原則として今後も重点事項と想定されるが、1点、2024年時点で雨期の余剰電力の活用に係る前提が大きく変わった点を認識する必要がある。まず、既往研究が検討されたのは2022年以前と想定され、雨期の余剰電力のインド輸出が担保されていない時期に作成されている。電力輸出が始まる以前は、雨期の余剰電力は出力抑制での対応も検討されていたため、水素活用は雨期の余剰電力を如何に活用するかに主眼が置かれていた。言い換えると、雨期の余剰電力は卸売先がなくて市場価値の低い電気という前提で分析が実施されていた。

一方で、現在ネパール政府とインド政府の協力によって、雨期のインドおよびバングラデシュへの電力輸出の販路が開かれつつあり、2022年～2023年にNEAは電力輸出によって利益を上げている。すなわち、これまで価値が低いと懸念されていた雨期の余剰電力は市場に依るものの、インド輸出向けとして6～8 cents/kWhという価値が産まれるようになった。このため、これまで想定されていた「雨期に売り先のない余剰電力の活用」というストーリーについては再考の余地がある。

具体的には、これまで価値なしまたは安価に仮定していたグリーン水素製造に用いる電力の料金設定について、インド輸出向け売電料金の6～8 cents/kWhと比較して経済性を評価する必要がある。仮に、料金を安価にする場合は、本来得られる価値を低く設定するという意味で一種の補助金になる点、認識する必要がある。

同時に、この価値のやり取りは、あくまでネパール国内における財の移動であって、ネパール国全体の経済的価値を毀損するものではない点も認識することが重要である。ネパールにおける化石燃料および化学肥料はインドからの輸入に依存しており、国内からインドへの外貨流出という財の移動であった。しかし、自国内のグリーン水素の製造および消費

は国内取引で完結するため、外貨流出を防ぎ安全保障向上には寄与する。グリーン水素の製造においては事業性などの財務的価値だけではなく、安全保障向上という経済的価値を適切に評価する必要がある旨、留意する。

2) 供給可能な出力（MW）と電力量（GWh）

既往研究における余剰電力の検討は電源開発計画に基づいて分析されたものではないため、季節別の供給可能電力（MW）、電力量（GWh）は考慮されていなかった。これらの情報は水素製造プラントの規模と稼働率を想定する上で非常に重要な入力条件となる。IPSDP の電源開発計画ではグリーン水素の検討の基礎となるデータも整備されているため、余剰電力について各月および年における供給可能量を基にした検討が可能である。

7.8.2 余剰電力の推定と熱需要および水素製造ポテンシャル

第 6.3 節の電源開発計画の分析結果を基に、2040 年までの余剰電力として毎月の供給可能出力（MW）、電力量（GWh）を推定する。ここでの余剰電力は総発電量（GWh）から国内需要（GWh）を差し引きしたものを計上している。

これらの出力、電力量について、余剰電力の活用方法として想定される電力輸出の需要と、熱需要、水素需要は各月が異なるため、需給に応じた供給が必要となる。また、グリーン水素は貯蔵も可能ではあるものの生産量は余剰電力の供給力に依存する。一方で、既知の通り、ネパールは水力発電が主力電源のため、乾期と雨期の期別較差が非常に大きい。電源開発計画の結果から乾期における総発電量（GWh）について乾期は雨期の 1/3 程度まで落ち込む傾向にあり、余剰電力は更に少なくなると想定される。従って、余剰電力の活用を検討する場合は 1 年を通じて供給可能なベースと雨期を中心としたピークの出力および電力量も推定することが重要となる。

余剰電力の予測は今後の電力輸出、電化、グリーン水素を中心とした CN 燃料の検討における基礎情報となる。特に、グリーン水素製造においては費用のうち電気料金の占める割合が大きい。また水素製造の水電解プラントの検討においては、水電解の容量（MW）と設備稼働率（%）がコストに与える影響が大きい。設備稼働率は容量（MW）と投入する電力量（GWh）の関係で算出されるため、グリーン水素の製造コスト検討においては投入可能な余剰電力の出力（MW）と電力量（GWh）が重要となる。

(1) 各月の平均供給可能出力と発電電力量

2022 年、2023 年の実績と電源開発計画の結果を基に算出した余剰電力について、平均供給

可能出力”Capacity. (MW)”、余剰電力量”Surplus. (GWh)”、輸入電力量”Import (GWh)”を表 7.8-3 に示す。ここでの平均供給可能出力は 24 時間供給可能な出力を想定し、ピーク運用した場合は出力を上げることも可能である点は留意する。

余剰電力について 2028 年までは乾期の間、供給力が国内需要を下回るため、電力輸入が必要となり余剰電力は発生しない。2029 年以降は 2 月を除けば年間を通じて概ね余剰電力が発生する見込みであり、2033 年～2036 年は 2 月も含めて年間を通じて余剰電力が発生し電力自給を達成している。なお、2037 年以降は 2 月の日中ピーク時のみ輸入をするのが最小費用になる若干輸入する運用となる点は留意する。2039 年から 2040 年に掛けては需要の伸びに対して水力開発容量が少ないため、余剰電力は若干減少するが、それ以外の期間の余剰電力は年々増加する想定となっている。

(2) 出力と電力量を踏まえた余剰電力の活用形態

前項の余剰電力供給量の推定結果から、出力と電力量を踏まえた活用方針について考察する。表 7.8-3 の結果から平均可能出力と電力量の容量は以下の 2 つの形態に分類される。

Option 1：乾期に合わせた年間を通じてベースで供給可能な電力

Option 2：雨期ピーク時に合わせた電力

ここでは 2040 年までの Option 1（ベース）、Option 2（ピーク）、合計の出力と電力量を算出する。Option1 の平均可能出力は、最小の 2 月に合わせると出力は極めて小さい値となるため、3 月を基準に設定する。Option2 は余剰電力を全て利用する前提で出力を設定する。合計については Option 1 + Option 2 で計上する。これらの想定結果を表 7.8-4 に示す。

表 7.8-3 2040 年までの余剰電力における各月の平均供給可能出力(MW)と発電電力量(GWh)

Year	Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2022	Exp. (GWh)	0	0	0	0	91	207	210	202	164	122	1	1	999
	Imp. (GWh)	-514	-674	-520	-322	0	0	0	0	0	0	-249	-374	-2,654
	Cap. (MW)	0	0	0	0	125	284	288	277	224	167	1	1	-
2023	Exp. (GWh)	0	0	0	5	386	568	571	559	517	438	1	1	3,047
	Imp. (GWh)	-456	-643	-461	-189	0	0	0	0	0	0	-71	-260	-2,080
	Cap. (MW)	0	0	0	7	529	778	782	766	708	600	2	2	-
2024	Exp. (GWh)	0	0	0	15	550	770	789	774	728	634	5	5	4,270
	Imp. (GWh)	-462	-673	-463	-143	0	0	0	0	0	0	0	-234	-1,976
	Cap. (MW)	0	0	0	20	753	1,055	1,081	1,061	998	869	6	6	-
2025	Exp. (GWh)	2	0	9	186	1,104	1,509	1,518	1,591	1,525	1,376	468	98	9,385
	Imp. (GWh)	-241	-491	-243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-975
	Cap. (MW)	3	0	13	254	1,512	2,067	2,079	2,179	2,088	1,885	641	135	-
2026	Exp. (GWh)	0	0	0	209	1,290	1,767	1,762	1,826	1,757	1,570	481	58	10,719
	Imp. (GWh)	-306	-623	-301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,229
	Cap. (MW)	0	0	0	286	1,767	2,421	2,413	2,501	2,407	2,151	659	80	-
2027	Exp. (GWh)	0	0	0	370	1,586	2,118	2,118	2,187	2,107	1,877	651	176	13,190
	Imp. (GWh)	-226	-588	-195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,009
	Cap. (MW)	0	0	0	507	2,172	2,902	2,902	2,995	2,886	2,571	892	242	-
2028	Exp. (GWh)	142	0	4	589	2,051	2,912	2,930	3,001	2,892	2,657	1,124	484	18,786
	Imp. (GWh)	-143	-443	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-586
	Cap. (MW)	195	0	5	807	2,810	3,989	4,013	4,111	3,961	3,639	1,540	664	-
2029	Exp. (GWh)	83	0	74	771	2,485	3,462	3,472	3,548	3,422	3,131	1,421	645	22,514
	Imp. (GWh)	0	-418	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-418
	Cap. (MW)	114	0	101	1,056	3,403	4,743	4,756	4,861	4,688	4,289	1,947	884	-
2030	Exp. (GWh)	187	0	181	962	2,892	3,836	3,864	4,157	4,050	3,662	1,642	818	26,252
	Imp. (GWh)	0	-394	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-394
	Cap. (MW)	257	0	248	1,318	3,961	5,255	5,293	5,695	5,548	5,016	2,250	1,121	-
2031	Exp. (GWh)	629	201	588	1,486	3,884	5,134	5,203	5,808	5,724	5,119	2,530	1,412	37,720
	Imp. (GWh)	0	-255	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-255
	Cap. (MW)	862	276	806	2,036	5,320	7,033	7,127	7,956	7,841	7,013	3,466	1,934	-
2032	Exp. (GWh)	641	122	601	1,528	4,042	5,277	5,351	6,068	6,004	5,339	2,562	1,471	39,006
	Imp. (GWh)	0	-229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-229
	Cap. (MW)	878	167	823	2,093	5,537	7,229	7,331	8,312	8,225	7,314	3,510	2,015	-
2033	Exp. (GWh)	1,062	232	1,030	2,075	4,922	6,373	6,503	7,710	7,797	6,678	3,184	1,981	49,547
	Imp. (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cap. (MW)	1,455	318	1,411	2,843	6,742	8,730	8,908	10,562	10,681	9,148	4,361	2,714	-
2034	Exp. (GWh)	1,115	230	1,111	2,265	5,285	6,593	6,746	8,259	8,343	7,155	3,320	2,089	52,510
	Imp. (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cap. (MW)	1,528	314	1,521	3,103	7,239	9,031	9,242	11,313	11,429	9,802	4,548	2,861	-
2035	Exp. (GWh)	1,168	213	1,170	2,392	5,563	6,793	6,968	8,815	8,972	7,545	3,444	2,189	55,233
	Imp. (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cap. (MW)	1,600	292	1,603	3,276	7,620	9,305	9,546	12,076	12,291	10,336	4,718	2,999	-
2036	Exp. (GWh)	1,108	93	1,124	2,386	5,626	6,665	6,866	9,123	9,388	7,694	3,363	2,163	55,599
	Imp. (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cap. (MW)	1,518	127	1,540	3,269	7,707	9,131	9,405	12,497	12,860	10,539	4,607	2,963	-
2037	Exp. (GWh)	1,015	7	1,044	2,372	5,788	6,780	6,972	9,308	9,590	7,824	3,286	2,095	56,082
	Imp. (GWh)	0	-98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-98
	Cap. (MW)	1,391	10	1,430	3,249	7,929	9,288	9,551	12,751	13,137	10,718	4,501	2,870	-
2038	Exp. (GWh)	994	0	1,019	2,381	5,971	7,068	7,260	9,591	9,946	8,206	3,455	2,141	58,034
	Imp. (GWh)	0	-204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-204
	Cap. (MW)	1,362	0	1,395	3,261	8,180	9,683	9,945	13,139	13,625	11,241	4,733	2,933	-
2039	Exp. (GWh)	999	0	1,007	2,420	6,360	7,747	7,948	10,268	10,592	8,907	3,703	2,255	62,205
	Imp. (GWh)	0	-313	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-313
	Cap. (MW)	1,368	0	1,380	3,315	8,712	10,612	10,887	14,066	14,510	12,201	5,072	3,089	-
2040	Exp. (GWh)	844	23	874	2,354	6,365	7,403	7,640	10,638	11,147	9,016	3,496	2,142	61,943
	Imp. (GWh)	0	-573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-573
	Cap. (MW)	1,156	32	1,197	3,225	8,719	10,141	10,466	14,573	15,269	12,351	4,789	2,934	-

出典：JICA 調査団作成

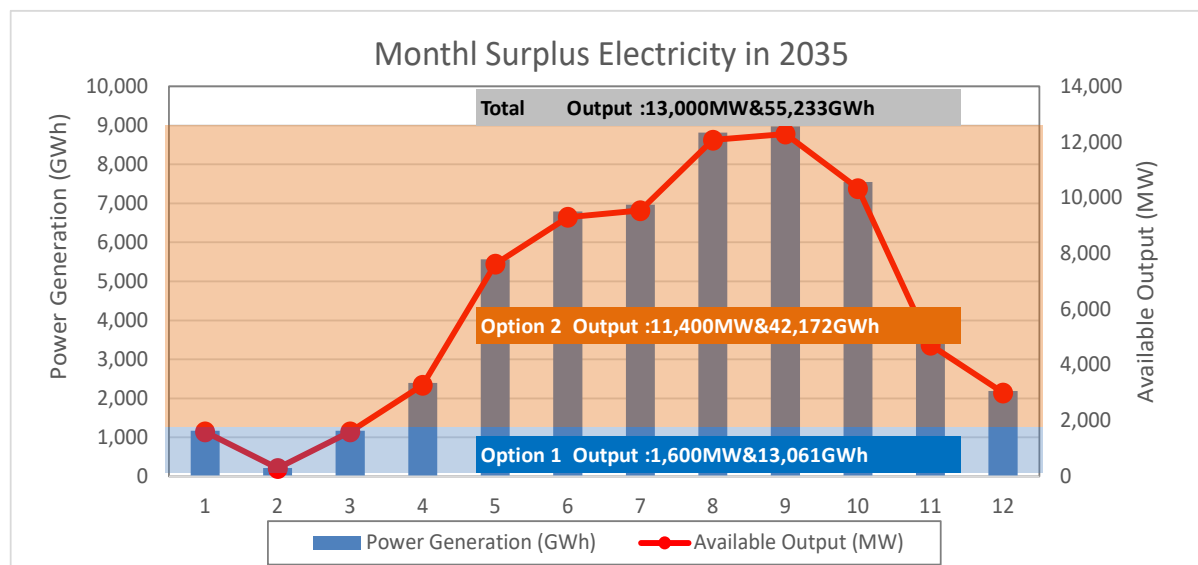
表 7.8-4 ベースおよびピークの供給出力と電力量

Year	Option	Output (MW)	Surplus Generation (GWh)												Total	Usage Factor (%)
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
2022	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	1,000	0	0	0	0	91	207	210	202	164	122	1	1	999	11.4%
	Total	1,000	0	0	0	0	91	207	210	202	164	122	1	1	999	11.4%
2023	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	1,000	0	0	0	5	386	568	571	559	517	438	1	1	3,047	34.8%
	Total	1,000	0	0	0	5	386	568	571	559	517	438	1	1	3,047	34.8%
2024	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	2,000	0	0	0	15	550	770	789	774	728	634	5	5	4,270	24.4%
	Total	2,000	0	0	0	15	550	770	789	774	728	634	5	5	4,270	24.4%
2025	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	3,000	2	0	9	186	1,104	1,509	1,518	1,591	1,525	1,376	468	98	9,385	35.7%
	Total	3,000	2	0	9	186	1,104	1,509	1,518	1,591	1,525	1,376	468	98	9,385	35.7%
2026	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	3,000	0	0	0	209	1,290	1,767	1,762	1,826	1,757	1,570	481	58	10,719	40.8%
	Total	3,000	0	0	0	209	1,290	1,767	1,762	1,826	1,757	1,570	481	58	10,719	40.8%
2027	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	3,000	0	0	0	370	1,586	2,118	2,118	2,187	2,107	1,877	651	176	13,190	50.2%
	Total	3,000	0	0	0	370	1,586	2,118	2,118	2,187	2,107	1,877	651	176	13,190	50.2%
2028	Option 1: Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Option 2: Peak	5,000	142	0	4	589	2,051	2,912	2,930	3,001	2,892	2,657	1,124	484	18,786	42.9%
	Total	5,000	142	0	4	589	2,051	2,912	2,930	3,001	2,892	2,657	1,124	484	18,786	42.9%
2029	Option 1: Base	100	73	0	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	803	91.7%
	Option 2: Peak	4,900	10	0	1	698	2,412	3,389	3,399	3,475	3,349	3,058	1,348	572	21,711	50.6%
	Total	5,000	83	0	74	771	2,485	3,462	3,472	3,548	3,422	3,131	1,421	645	22,514	51.4%
2030	Option 1: Base	200	146	0	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	1,606	91.7%
	Option 2: Peak	5,800	41	0	35	816	2,746	3,690	3,718	4,011	3,904	3,516	1,496	672	24,646	48.5%
	Total	6,000	187	0	181	962	2,892	3,836	3,864	4,157	4,050	3,662	1,642	818	26,252	49.9%
2031	Option 1: Base	800	584	201	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	6,625	94.5%
	Option 2: Peak	7,200	45	0	4	902	3,300	4,550	4,619	5,224	5,140	4,535	1,946	828	31,094	49.3%
	Total	8,000	629	201	588	1,486	3,884	5,134	5,203	5,808	5,724	5,119	2,530	1,412	37,720	53.8%
2032	Option 1: Base	800	584	122	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	6,546	93.4%
	Option 2: Peak	8,200	57	0	17	944	3,458	4,693	4,767	5,484	5,420	4,755	1,978	887	32,460	45.2%
	Total	9,000	641	122	601	1,528	4,042	5,277	5,351	6,068	6,004	5,339	2,562	1,471	39,006	49.5%
2033	Option 1: Base	1,400	1,022	232	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	11,474	93.6%
	Option 2: Peak	9,600	40	0	8	1,053	3,900	5,351	5,481	6,688	6,775	5,656	2,162	959	38,073	45.3%
	Total	11,000	1,062	232	1,030	2,075	4,922	6,373	6,503	7,710	7,797	6,678	3,184	1,981	49,547	51.4%
2034	Option 1: Base	1,500	1,095	230	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	12,275	93.4%
	Option 2: Peak	10,500	20	0	16	1,170	4,190	5,498	5,651	7,164	7,248	6,060	2,225	994	40,236	43.7%
	Total	12,000	1,115	230	1,111	2,265	5,285	6,593	6,746	8,259	8,343	7,155	3,320	2,089	52,510	50.0%
2035	Option 1: Base	1,600	1,168	213	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	13,061	93.2%
	Option 2: Peak	11,400	0	0	2	1,224	4,395	5,625	5,800	7,647	7,804	6,377	2,276	1,021	42,172	42.2%
	Total	13,000	1,168	213	1,170	2,392	5,563	6,793	6,968	8,815	8,972	7,545	3,444	2,189	55,233	48.5%
2036	Option 1: Base	1,500	1,095	93	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	12,138	92.4%
	Option 2: Peak	11,500	13	0	29	1,291	4,531	5,570	5,771	8,028	8,293	6,599	2,268	1,068	43,462	43.1%
	Total	13,000	1,108	93	1,124	2,386	5,626	6,665	6,866	9,123	9,388	7,694	3,363	2,163	55,599	48.8%
2037	Option 1: Base	1,400	1,015	7	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	11,243	91.7%
	Option 2: Peak	12,600	0	0	22	1,350	4,766	5,758	5,950	8,286	8,568	6,802	2,264	1,073	44,840	40.6%
	Total	14,000	1,015	7	1,044	2,372	5,788	6,780	6,972	9,308	9,590	7,824	3,286	2,095	56,082	45.7%
2038	Option 1: Base	1,400	994	0	1,019	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	11,211	91.4%
	Option 2: Peak	12,600	0	0	0	1,359	4,949	6,046	6,238	8,569	8,924	7,184	2,433	1,119	46,823	42.4%
	Total	14,000	994	0	1,019	2,381	5,971	7,068	7,260	9,591	9,946	8,206	3,455	2,141	58,034	47.3%
2039	Option 1: Base	1,400	999	0	1,007	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	11,204	91.4%
	Option 2: Peak	13,600	0	0	0	1,398	5,338	6,725	6,926	9,246	9,570	7,885	2,681	1,233	51,001	42.8%
	Total	15,000	999	0	1,007	2,420	6,360	7,747	7,948	10,268	10,592	8,907	3,703	2,255	62,205	47.3%
2040	Option 1: Base	1,200	844	23	874	876	876	876	876	876	876	876	876	876	9,625	91.6%
	Option 2: Peak	14,800	0	0	0	1,478	5,489	6,527	6,764	9,762	10,271	8,140	2,620	1,266	52,318	40.4%
	Total	16,000	844	23	874	2,354	6,365	7,403	7,640	10,638	11,147	9,016	3,496	2,142	61,943	44.2%

出典：JICA 調査団作成

Option 1 のベースにおける利用は 2029 年に 100MW が利用可能となり、2030 年に 200W、2031 年～2032 年に 800MW、2033 年以降は 1,200MW～1,600MW を推移する。Option 2 のピークにおける利用は 2025 年に 3,000MW、2030 年に 5,800MW、2035 年に 11,400MW、2040 年に 14,800MW と水力開発に応じて徐々に容量が増えていく。

ここで、MoEWRI のエネルギー開発ロードマップとワークプランの目標年である 2035 年を例に容量設定したものを図 7.8-1 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 7.8-1 2035 年における余剰電力活用の容量設定例

Option 1 ベースは供給可能出力 1,600MW、余剰電力量 13,061GWh、Option 2 はそれぞれ 11,400MW、42,172GWh となる。全体の供給可能出力は 13,000MW、55,233GWh となる。これらの余剰電力の年間利用率は Option 1：93.2%、Option 2：42.2%、全体で 48.5%となる。

余剰電力の推定結果を踏まえると、余剰電力の活用形態は年間を通じたベース重視、雨期のピーク重視の 2 つの方向性を示唆している。2024 年時点の余剰電力は全量をインドへの電力輸出に活用されているが、これは Option2 のピーク重視の戦略と言える。また、これまでのネパールの既往取り組みで示されたグリーン水素製造も基本的にはこの考え方に該当する。

2029 年以降、乾期にも余剰電力が発生するようになれば Option 1 のベースとしての活用が可能になる。この場合、ヒートポンプなど通年の新たな電化需要喚起や、年間を通じた安定的なグリーン水素製造が選択肢として上がってくる。

(3) 余剰電力活用の熱需要および水素製造量におけるポテンシャル

本項では 2040 年までの余剰電力を、電化による熱需要 (GJ)、水素製造量 (million Ton) に換算し、最大の製造可能量と現実的に供給可能な量を考察する。これらのポテンシャルは以下の条件で算出する。

- 熱ポテンシャルと水素製造ポテンシャルは表 7.8-4 を基に算出する。
- 電気から水素にはアルカリ形水電解を想定し、変換効率は 52.40kWh/kg とする。

- 水素の発熱量は LHV¹⁰⁰基準で 120MJ/kg とする。
- 電気からの熱効率率は 3600kJ/kWh とする。

2040 年までの各年の熱ポテンシャル (GJ)、水素製造ポテンシャル (million Ton)、水素換算時の熱ポテンシャルを表 7.8-5 に示す。

表 7.8-5 2040 年までの余剰電力と熱およびグリーン水素の製造ポテンシャル

Year	Power Generation (GWh)			Electrification (PJ)			Green Hydrogen (Thousand Ton)			Green Hydrogen (PJ)		
	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total
2022	0.0	998.8	998.8	0.0	3.6	3.6	0.0	20.0	20.0	0.0	2.4	2.4
2023	0.0	3,047.0	3,047.0	0.0	11.0	11.0	0.0	60.9	60.9	0.0	7.3	7.3
2024	0.0	4,270.0	4,270.0	0.0	15.4	15.4	0.0	85.4	85.4	0.0	10.2	10.2
2025	0.0	9,385.3	9,385.3	0.0	33.8	33.8	0.0	187.7	187.7	0.0	22.5	22.5
2026	0.0	10,719.1	10,719.1	0.0	38.6	38.6	0.0	214.4	214.4	0.0	25.7	25.7
2027	0.0	13,189.8	13,189.8	0.0	47.5	47.5	0.0	263.8	263.8	0.0	31.7	31.7
2028	0.0	18,786.2	18,786.2	0.0	67.6	67.6	0.0	375.7	375.7	0.0	45.1	45.1
2029	803.0	21,711.1	22,514.1	2.9	78.2	81.1	16.1	434.2	450.3	1.9	52.1	54.0
2030	1,606.0	24,646.2	26,252.2	5.8	88.7	94.5	32.1	492.9	525.0	3.9	59.2	63.0
2031	6,625.3	31,094.3	37,719.6	23.9	111.9	135.8	132.5	621.9	754.4	15.9	74.6	90.5
2032	6,545.6	32,460.5	39,006.1	23.6	116.9	140.4	130.9	649.2	780.1	15.7	77.9	93.6
2033	11,474.2	38,072.8	49,547.0	41.3	137.1	178.4	229.5	761.5	990.9	27.5	91.4	118.9
2034	12,274.5	40,235.9	52,510.4	44.2	144.8	189.0	245.5	804.7	1,050.2	29.5	96.6	126.0
2035	13,061.0	42,171.8	55,232.8	47.0	151.8	198.8	261.2	843.4	1,104.7	31.3	101.2	132.6
2036	12,137.5	43,461.7	55,599.2	43.7	156.5	200.2	242.8	869.2	1,112.0	29.1	104.3	133.4
2037	11,242.5	44,840.0	56,082.5	40.5	161.4	201.9	224.9	896.8	1,121.6	27.0	107.6	134.6
2038	11,211.1	46,823.0	58,034.1	40.4	168.6	208.9	224.2	936.5	1,160.7	26.9	112.4	139.3
2039	11,203.8	51,001.0	62,204.8	40.3	183.6	223.9	224.1	1,020.0	1,244.1	26.9	122.4	149.3
2040	9,625.3	52,317.8	61,943.1	34.7	188.3	223.0	192.5	1,046.4	1,238.9	23.1	125.6	148.7

出典：JICA 調査団作成

余剰電力の活用については 2028 年までは主に Option 2 のピーク重視の活用が想定される。2029 年以降、乾期にも余剰電力が発生するようになれば、通年の需要に対する供給を目的とした Option 1 のベースの活用が可能になる。この場合、ヒートポンプなど通年の新たな電化需要喚起や、年間を通じた安定的なグリーン水素製造が選択肢として上がってくる。

7.8.3 ネパールにおける余剰電力を活用したカーボンニュートラルの取り組み方針の考察

(1) 一次エネルギー消費実績との比較

2022/23 におけるネパールの一次エネルギー消費量は 640.0PJ であり、その内訳は Traditional が 410.1PJ (64.2%)、Commercial が 181.4PJ (28.4%)、系統電力が 31.8PJ (4.9%)、再生可能エネルギーが 16.1PJ (2.5%) となっている。このうち、Traditional は主に煮炊き用のバイオマスのため、エネルギートランジションの対象は主に Commercial の熱需要 181.4PJ が対象になると想定され、石炭が 58.1PJ、ガソリンが 24.7PJ、ディーゼルが 66.1PJ、ケロシンが 0.6PJ、液化石油ガス (LPG : Liquefied Petroleum Gas) が 24.6PJ、その他 7.2PJ となっている。

¹⁰⁰ 低位発熱量 (Lower Heating Value)

これに対して余剰電力の全量を、電化または水素製造した場合の熱量換算はそれぞれ、2025 年で 33.8PJ と 22.5PJ、2030 年で 94.5PJ と 63.0PJ、2035 年で 198.8PJ と 132.8PJ、2040 年で 223.0PJ と 148.7PJ と推定されている。例として、2040 年における水素の熱量 148.7PJ は 2023 年の Commercial の一次エネルギーの約 82%に相当し、熱量換算では石炭、ディーゼル、LPG 相当の代替が可能であり、単純なエネルギー量という観点では一定規模のポテンシャルがあると伺える。

(2) 既往調査におけるグリーン水素需要との比較

既往調査におけるグリーン水素の需要を表 7.8-6 に整理する。なお、年間水素需要量等は調査団による試算であり、参考資料である旨、留意する。

表 7.8-6 既往調査におけるグリーン水素需要

用途		年間水素需要 (Thousand Ton)	参考
グリーン アンモニア*1	実証プラント	0.29	アンモニア製造：5 ton/day
	肥料工場 年間 198,000ton	20.07 (パイロット事業)	尿素製造：600 ton/day 水電解：400MW
	年間 800,000ton	81.09 (2020 年潜在需要)	尿素製造：2,424 ton/day 水電解：1,616MW
産業*2	セメント、レンガ、 コンクリート製造	77.5 (2030 年) 201.4 (2035 年) 419.3 (2040 年)	
	化学製品、ゴム、 ガラス、プラスチック製 造	15.5 (2030 年) 39.75 (2035 年) 81.75 (2040 年)	
運輸*3	乗用車	23.16 (2018 年)	FCEV 燃料効率 0.01kgH ₂ /km 154,433 cars and 15,000km/year
	バス	30.28 (2018 年)	FCEV 燃料効率 0.08kgH ₂ /km 12,617 cars and 30,000km/year

*1: Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University,

*2: Report on the Production and Use of Green Hydrogen in Nepal, WECS,

*3: Study on the Possibility of Producing Hydrogen in Nepal Using Hydropower, ADB

出典：JICA 調査団作成

Green Hydrogen for Development in Nepal におけるグリーン水素需要について、アンモニア実証プラントの水素需要は非常に小さく、必要な発電量（GWh）もわずかで需給に影響は及ぼさないと想定される。肥料工場のパイロット事業の需要は 20.07Thousand Ton であり、2030 年以降であればベースの余剰電力供給可能である。また、同報告書内で記載されていたネパール国内の潜在的な肥料の需要である 800,000ton/year についても概算したところ、必要な水素は 81.09 Thousand Ton であり、2031 年以降であればベースで供給可能である。アンモニアおよび肥料は貯蔵が可能であれば雨期のピークを活用することで、生産を前倒しにした早期の供給も可能である。

セメント、レンガ、コンクリート製造におけるボイラー熱需要への利用については、2033 年～2035 年の期間であればベースで供給可能だが、それ以外の年はピークにおける水素生産も利用する必要がある。一方で、2040 年時点の需要 419.3 Thousand Ton に対して水素製造ポテンシャルは 1,238.9 Thousand Ton であり、年間を通じての供給自体は可能である。化学製品、ゴム、ガラス、プラスチック製造は 2030 年以降であればベースで供給可能な範囲に収まっている。

運輸セクターの水素需要は 2018 年の車両台数を基にした概算となるが、乗用車、バス併せて 2031 年以降はベースでも供給可能となる。FCV は利用形態から一定期間の貯蔵が前提となる為、ピークの活用も可能となる。

(3) ネパールの状況を踏まえた余剰電力の活用に係わる考察

本節では IPSDP の電源開発計画における余剰電力、熱およびグリーン水素の製造ポテンシャルと、ネパールのエネルギー消費量および既往研究における水素需要量を検討した。主な確認事項を以下に示す。

- 余剰電力、熱およびグリーン水素は 2028 年まではピーク時の利用が主となるが、2029 年以降は徐々にベースも増え、2031 年以降はベース+ピークの双方の需要形態にも対応が可能となる。
- ネパールにおける余剰電力、熱およびグリーン水素は、一次エネルギー消費に対して一定規模のエネルギートランジションが可能と想定される。
- 既往研究における将来の水素需要と比較しても十分なポテンシャルを有している。

一方で、これらの余剰電力について、kWh 価値を考慮した場合、熱需要の電化、ついでインドへの電力輸出の価値は高い。一方で、2024 年時点ではネパールにおけるグリーン水素は補助金やカーボンクレジットなどの付加価値なしで事業性が成立する水準には至っていない。したがって、グリーン水素単体に財務価値を見出すには、グリーン水素の市場価値向上、各種の優遇制度の整備、そして各種の技術開発による製造コスト低減を待つ必要があると想定される。

余剰電力の活用においては、エネルギー効率という観点から、電気自動車（EV : Electric Vehicle）、E-cooking、熱需要など、電力を直接、動力源に充電または熱源に利用する電化が最も効率的な活用となる。既に第 3 章で記載した通り、EV、E-cooking についてはネパール政府によって野心的な目標が掲げられており、これらの既往の取り組みの推進と、ヒートポンプなどの新たな需要喚起が重要と想定される。

電力輸出についても周辺国における CO₂ 削減という観点ではエネルギー・トランジションに貢献しており、ネパールにとって貴重な外貨を稼ぐために必要な施策と想定される。したがって、当面の間は財務的価値の優れる電化と電力輸出が重要となる。

グリーン水素を含めた CN 燃料活用は一部の先進国では実用化が進められているものの、本格的な社会実装は世界各国でも手探りで検討中の段階であり、ネパールにおいても同様と想定される。このため、当面の間は技術普及、関連制度整備、エネルギーおよび食料の安全保障、外貨流出の防止という観点で国内の経済的価値を重視した取り組みが重要となる。

特に、グリーン水素から製造されるアンモニアについては、ネパール国内において農業用の肥料という明確な需要が存在する。価格面では天然ガスを原料としたインドからの輸入肥料に劣るものの、肥料の安定供給と食料の安全保障という観点から取り組みを進めていくのが望ましい。また、セメントのクリンカ製造で排出する CO₂ を尿素製造の原料に用いることも可能であり、カーボンニュートラルにおける排出量削減にも寄与する。一方で、当面の間は補助金を前提とした事業になる可能性が高いため、生産規模については本事業に関連する事業者およびネパール政府の財務に影響の及ぼさない範囲で慎重に検討するのが望ましい。

7.9 最適シナリオの分析結果と 3E+Policy における評価

7.9.1 最適シナリオの分析結果

最適シナリオの分析結果の総括表を表 7.9-1 に示す。

(1) 電力需要予測

EV、E-cooking、経済特区（SEZ：Special Economic Zone）などの各種政策を踏まえた電力需要予測では電力需要量（GWh）と最大電力（MW）は 2021 年の 7,102GWh、1,482MW から 2040 年にそれぞれ 62,390GWh（8.8 倍）、11,510MW（7.8 倍）まで成長すると想定した。1 人当たりの消費電力では 2021 年の 242kWh/capita から 2040 年には 1,779kWh/capita に成長する。成長率という観点では著しい伸びを示しているものの、世界平均の 3,265kWh/capita やその他の南アジア・東南アジアの各国と比較すると需要予測結果は過大なものではなく概ね妥当な水準であり、産業育成やエネルギー・トランジションなど、更なる需要喚起も継続していく必要がある。

表 7.9-1 IPSDP の総括表

Item	2022/23	2030	2035	2040
Power Demand Forecast				
Power Consumption (GWh)	9,347GWh	24,737GWh	39,638GWh	62,390GWh
Power Demand (MW)	1,986W	4,949MW	7,581MW	11,510MW
Energy Consumption Per capita	320.5kWh/capita	774kWh/capita	1,184kWh/capita	1,779kWh/capita
Power Generation Development Planning				
Installed Capacity	Total 2,247.7MW in 2022 ROR, 1,486.1, 63% PROR, 747.6, 32% STO, 14.0, 1% Diesel/Oil, 53.4, 2% Solar, 45.0, 2%	Total 14,599.9MW in 2030 ROR, 7,843.7, 54% PROR, 711.6, 26% STO, 781.4, 2% Diesel/Oil, 53.4, 2% Solar, 2,182.7, 15%	Total 28,215.1MW in 2035 ROR, 11,110.8, 39% PROR, 8,302.8, 30% STO, 5,691.8, 20% Diesel/Oil, 11, 1% Solar, 3,082.7, 11%	Total 36,326.9MW in 2040 ROR, 11,832.4, 33% PROR, 10,930.0, 30% STO, 9,429.9, 26% Diesel/Oil, 11, 1% Solar, 4,107.7, 11%
	Annual Power Generation (Power Trade)	56,737GWh (25,859GWh)	102,527GWh (55,233GWh)	133,185GWh (61,370GWh)
	Self Sufficient Rate	86.3%	216.8%	185.5%
	CO2 Emission	128.3kg-CO ₂ /kWh	25.4kg-CO ₂ /kWh	29.0kg-CO ₂ /kWh
Power System Planning				
Power System	NEPAL POWER GRID MAP	400kV Bulk Power System in 2030	400kV Bulk Power System in 2035	400kV Bulk Power System in 2040
	Total Length of Transmission Line	400kV 78 km and 220&132kV 4,068km	400kV 1,818km and 220&132kV 5,563km	400kV 2,487 km and 220&132kV 6,138 km
	Total Capacity of Transformer	400kV 945 MVA / 220&132kV 4,917 MVA	400kV 9,625 MVA / 220&132kV 13,317 MVA	400kV 20,475 MVA / 220&132kV 23,817 MVA
Economic and Financial Analysis				
Accumulated Investment (Generation)	-	23,207MUSD	42,642MUSD	53,063MUSD
Accumulated Investment (Transmission)	-	3,573MUSD	5,970MUSD	8,687MUSD
Total Cost	-	26,780MUSD	48,612MUSD	61,750MUSD

出典：JICA 調査団作成

(1) 電源開発計画

電源開発計画では水力を中心としたクリーンエネルギーを開発の柱として、国内の各河川における包蔵水力を精査し、雨期と乾期を通じて必要な開発容量を検討した。2023 年時点で 2,684MW だった設備出力は、2035 年にエネルギー開発ロードマップおよびアクションプランで示される開発目標の 28,000MW を達成し 2040 年までに 35,591MW に増強される見込みである。2040 年時点の電源構成は ROR : 13,264MW (37%)、PROR : 10,060MW (28%)、STO : 8,079MW (23%)、再エネ 4,108MW (12%) となる。発電電力量では 2023 年 10,693GWh から 2040 年までに 133,185GWh に増加する。

(2) 系統開発計画

系統開発計画では 400kV 基幹系統および主要都市周りの下位系統とインドとの国際連系統について検討した。400kV 基幹系統は 2023 年の送電線亘長 78km、変圧器容量 945MVA から 2040 年にはそれぞれ 2,487km、20,475MVA まで増加し、国内を東西に横断する 400kV 系統 2 ルートと主要河川沿いに開発される南北ルートの格子を構成する。また、カトマンズ、ポカラ、ブトワルの都市送配電網など、国内の 220kV/132kV/66kV 系統も増強される。

(3) 経済財務分析

経済財務分析では需要家および周辺国への電力輸出による売電収入と、電源および系統の設備投資、維持管理、IPP およびインドからの電力購入などの支出を算出し、ネパール国が財務健全性を維持して計画が実現可能かを評価した。

2040 年までに必要な設備投資額は電源開発計画で累積 53,063MUSD (2,948MUSD/年)、系統開発計画で累積 8,687MUSD (483MUSD/年) となり、今後の国内における成長産業になると期待される。特に Clean Export の拡大が与える影響は大きく、2022/23 年の電力輸出額 80.4MUSD は 2040 年には 3,069MUSD となり、輸出規模の小さいネパールにとって貴重な外貨を稼ぐ施策となる。

(4) 戦略的環境影響評価

戦略的環境影響評価では負の影響を最小化し正の影響を最大化できるよう検討を実施し、回避できない負の影響は適切な管理・モニタリング・緩和策の実施を行うよう検討した。とりわけ水力開発に伴う流域での累積的影響について留意し、その検討結果を IPSDP に反映している。これらの検討を通じて、今後の電力開発に当たっては、環境流量、保護区、生態系／森林、先住民族、自然災害、気候変動について十分な配慮と対策が必要であり、各水系に応

じた Safeguard Policy と個別事業の ESIA が重要となる。

(5) 電力融通

電力融通について、Clean Export の拡大はネパール国としての輸出および経済成長の重要施策となる。更にネパールの主な電力輸出先となるインドおよびバングラデシュは火力発電を主力電源としているため、これらの国々の電力供給安定化と CO₂ 削減にも貢献可能である。今後、ネパール国内では雨期を中心に国内需要の 2 倍に相当するクリーンエネルギーが輸出可能であり、2040 年で 61,370GWh、周辺国の CO₂ 排出量 44,351 千トンの削減に貢献する。

周辺国への電力融通はインドを介して実施される予定であり、400kV 国際連系線 6 ルートが計画されている。2035 年以降の開発地点については直接海外に輸出するのが系統運用において安定かつ効率的となるため直接輸出用送電線による輸出が必要となる。インフラ整備に加えて、IPP とインド、バングラデシュの電力会社/需要家との直接取引の確立、各国の電力系統連系の申請、クリーンエネルギーの優遇措置付与などの制度面の整備も重要となる。

7.9.2 最適シナリオの 3E+Policy における評価

最適シナリオの分析結果について、第 6.1 節で示した 3E+Policy を基に評価を整理したものを表 7.9-2 に示す。

エネルギー安全保障の観点では 2040 年時点のエネルギー自給率は 185.5% となり、2033 年以降は乾期も含めてほぼ電力自給が可能となる。インドなどの隣国との国際問題が発生した場合、国内の電力供給は可能であるものの、電力輸出が出来ず各発電所の投資回収が困難になる可能性がある。このため、近隣国からの事業および投資参画の推進など、相互扶助の関係を構築し、問題が発生した場合であっても電力融通を継続出来るような枠組みを整備することが重要となる。また、電化政策の更なる促進やエネルギートランジションによるエネルギー自給率の向上などの国内需要の喚起によるリスクヘッジも検討する必要がある。

財務負担の低減と電力輸出を通じた経済成長は水力開発容量とのトレードオフの関係にあり、最適シナリオでは現在のネパール電力セクターの規模を大きく上回る開発が必要となる。電力セクターの収支について、電力輸出が実現する場合、累積電力融通収支は大きく黒字となる。燃料インフレへの脆弱性について、国内の電力自給が可能であり 2022 年前半のような世界的な燃料インフレが発生した場合であっても影響は小さい。

気候変動対策の観点では、水力開発を進めた場合は火力主体の隣国への電力輸出によって地

域の CO₂ 排出量削減に大きく貢献する。また、将来的にはこれらの削減によるインセンティブについても期待できる。

ネパールの電力政策との整合性について、エネルギー開発ロードマップおよびアクションプランで示される開発目標である 2035 年に 28,000MW の開発は達成しており、再生可能エネルギーを含めた代替エネルギー導入も国内需要の 10%確保を達成している。

表 7.9-2 最適シナリオの評価

評価項目		最適シナリオ
電源構成		Total 36,326.9MW in 2040 36,327MW
(1) エネルギー安全保障 Energy Security	エネルギー自給率 (%)	185.5%
	国際問題の影響	隣国問題による電力輸入中断
	系統の安定性	なし
(2) 財政負担低減と経済成長 Economy	累積投資額	57,384 MUSD
	累積電力融通収支	(3,020MUSD/year)
	燃料インフレへの脆弱性	なし
(3) 環境社会配慮 Environmental and Social considerations	自然社会環境への影響	中
	累積CO ₂ 排出量 (million ton)	44.6 million ton
	kWh当たり GHG排出量 (g-CO ₂ /kWh)	28.6 g-CO ₂ /kWh
	電力輸出による累積CO ₂ 排出削減量 (million ton)	456.1 million ton
政策 Policy	2035年28000MW	達成
	再生可能エネルギーの導入量	達成

出典：JICA 調査団作成

第8章 電力セクターにおけるガバナンスメカニズムの構築

8.1 電力セクターにおけるビジョン設定について

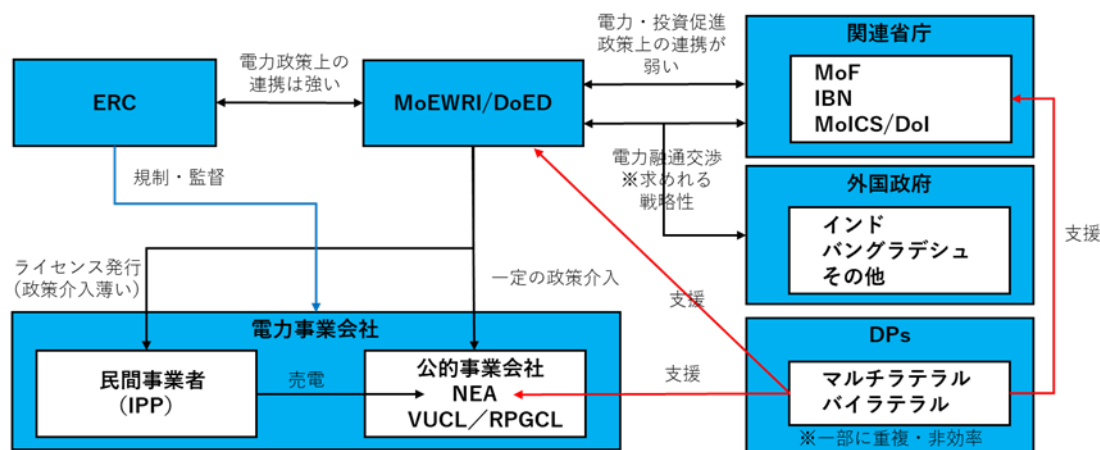
JICA 調査団として、ネパール国の電力セクターにおけるガバナンス改善の前提として、以下のビジョンを明確に示すことが重要と考える。

- ① 電力輸出を国家の重要な戦略に位置付け、余剰電力を近隣国に対して輸出し、国の貿易収支および国家財政にプラスのインパクトをもたらすこと。
- ② 並行して、国内では電力需給を安定させ、省庁間連携を通じた産業振興を図り、自国内の電力需要を喚起・拡大すること。

上記ビジョンを設定し、IPSDP を実施していくために、今後特に能力強化が必要な主なポイント（主としてガバナンスもの、ただしそれに限らない）に関するとしては、以下の4点を挙げるができる。

- IPSDP を実施していく能力：IPSDP を実務上のマスタープランとして位置づけ、その内容を実現していく能力
- 電力プロジェクトの形成・実施にかかる能力：発電事業のライセンス発行や、発電・送配電に係る料金の設定・変更等のプロジェクト実務に係る能力
- 系統管理に関する能力：特に今後は国内での託送制度の導入や近隣国との電力融通の拡大が見込まれるが、そうした状況下において系統を適切に管理する能力
- 省庁間の調整能力：IPSDP の内容を実現するためには、DoED は、財務省、IBN、産業・商業・供給省といった複数の省庁や地方政府との連携が必要となるが、それを調整する能力

以上を踏まえた現状のガバナンス体制・関係と、ガバナンスにまつわる諸課題を要約したものを次図に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-1 ネパールの電力セクターにおけるガバナンスの鳥観図

8.2 現状のガバナンスメカニズムに係る課題と、その緩和・解決策に関する考察

8.2.1 関係組織間のコミュニケーションのプラットフォーム等の整備

現状では、ネパールの電力セクターは、当該セクターに閉じた政策や施策が実施されるように見受けられる。上で示したビジョン（想定）の下、IPSDP を実現していくためには、産業育成や民間投資促進といった観点から、以下のような省庁等との連携が必須であるが、現状ではその点のガバナンスが十分に効いていないように見られる。

- 財務省、IBN：発電所や送配電門に係る資金調達手法や調達手法に関する検討・調整
- 産業省：産業育成政策に係る検討・調整（特に電力供給の観点から）
- 民間事業者：特に IPP として発電所を整備する投資家、民間事業者、市中銀行との意見や情報の交換
- 地方政府：用地買収や送配電網の整備・運用に係る検討・調整

こうした機関とのコミュニケーションをより円滑に行い、省庁間の連携という面でのガバナンスを強化するための手段としては、コミュニケーションのプロトコルを明確にしていく必要がある。具体的な事項としては、以下のものが考えられる。

- コミュニケーションのプラットフォーム（会議体）や担当窓口の設定
- 定期的／不定期的ミーティングの実施
- コミュニケーションの方法（対面ミーティング／オンラインミーティング等）
- 定期イベントの企画・実施
- 上記に係るマニュアルやガイドライン等の整備

8.2.2 投資環境の改善

一般に、外国企業の投資を呼び込むには以下の条件が必要となるが、ネパールではそれぞれ関連する課題を抱えている。

- 政治（省庁幹部）の安定性
関係省庁の高官の交代が頻繁に発生し、リーダーシップや責任の所在が分かりにくい。
- 法制度・手続きの整備状況
改正電力法がペンディングになっており、また既往の手続きについても頻繁に変更される。また明確さや透明性が十分に確保されていない。
- 契約におけるリスク分担
特に IPP の契約内容が、海外の投資家の目線からすると受け入れがたいものになっている可能性がある。
- 海外投資家の保護
海外投資家の権利保護がどのように行われるのか、法制度等の整備が不十分であり、リスクを負担しきれないと考えている可能性がある。
- 事業金融の調達
少なくともネパールの公的あるいは市中の金融機関は競争的な条件で資金供与することが難しく、海外投資家は海外の金融機関から資金を調達する必要がある。無論、海外の金融機関もネパール国のプロジェクトに対する融資については慎重である。

これらはいずれも重要な視点ではあるが、電力セクターに関連する省庁、とりわけ DoED では対応できることが限られている。よって、ネパール政府がまさしく国策として、政府トップのイニシアチブの下、財務省や IBN 等の関係省庁が連携して取り組んでいくべき課題といえる。

8.2.3 IPP に関するライセンス発行に係るプロセスと審査基準の明確化等

本調査の実施過程においては、ネパールのエネルギーセクターで支援を行う USAID から、用地収用や各種許認可・承認等、民間事業者には負担が大きいことが指摘されたほか、IPPAN からも環境社会配慮に係る手続きの煩雑性・高コストが課題として挙げられた。また、関連する法規制や手続きが頻繁に変わる上、省庁間で連携がされていながために法規制等の間で齟齬が生じていることも、民間事業者の負担となっている。

他方で、投資家に対するライセンスの発行基準が不明瞭な点も、IPPAN 等から指摘されている。事実、多くのプロジェクトがライセンス発行後数年たっても、いまだに建設工事が着工される気配がないという状態にあることについて触れた。これに関しては、ライセンス発行後に問題が生じて建設工事の開始に支障が生じたというよりも、そもそもライセンス申請時の審査が甘かった（IPP への無計画な建設ライセンス付与）点もあるのではないかという疑念の指摘も聞かれる。

以上のことを踏まえると、ライセンス発行に係るプロセスおよび審査基準については今一度検討を行って明確化することが必要と考えられる。それにより、民間企業の負担感を軽減することが期待される。とともに、プロセスや評価基準に係る透明性を向上させることにより、より多くの民間投資を呼び込むことが期待される。また、その過程において、必要に応じて民間企業と対話を行い、その声を拾い上げて、必要に応じて施策やアクションに反映していくことも重要である。

8.2.4 新電力法の制定と NEA のアンバンドリング

改正電力法（Electricity Act, 2076）については、2020 年 7 月に国会に提出されたものの、2024 年 10 月時点でまだ成立しておらず、その見通しもクリアになっていない。同法案には NEA のアンバンドリングをはじめ、政府主導プロジェクトの実施による競争原理の導入、国内での電力の託送制度の導入、系統へのオープンアクセス、送配電プロジェクトにおける民間事業者の参入など、重要な要素が盛り込まれていることを確認しているが、同法が成立しないとそれらに関する実質的な議論が開始されないという状況である。

NEA のアンバンドリングについても同様で、少なくとも本プロジェクトの実施中は、ネパール政府関係者との間で「煮詰まった」議論を行うことは叶わなかった。他国の同様の事例を見ると、基本的には発電と、送配電の分離が 1 つの参考例として想定される。ただし、ネパール国の電力セクターのモデルとしてどのようなものが適切かについては、他国事例とは独立した形で議論・検討がなされるべきである。特に、ネパールには、VUCL や RPGCL といった既設の公的組織が存在することから、それらと NEA（あるいはそのアンバンドリングされた後の組織）とのデマケーション等についても検討等が必要になってくると考えられる。

新法の成立に関するガバナンスについては、ネパール国の国会や政府自体の問題であり、個別省庁の問題とはいえない。よって本調査においても、具体的な機関に対する意見や助言を提示することは難しいと考える。いずれにしろ、NEA のアンバンドリングについてはペンディングになったまま数年が経過していることにより、ネパール国の電力セクターの構造改革（あるいはそれに先立つ議論）が停滞・遅延していることは事実であり、ここではそれを重

要な課題である点はここで改めて指摘しておきたい。

8.2.5 ドナー間の連携強化

本報告書「2.7 電力セクターにおける各開発援助機関の支援」で示したように、ネパールの電力セクター（またはエネルギーセクター）においては、世銀、ADB、AIIB といった国際機関のほか、多くの二国間援助機関が政策やプロジェクトの形成・実施を行っている。そして、それらの支援は必ずしも整合がとれたものではなく、一見、重複しているように見られるものもある。特に重要な点としては、次のようなものが挙げられる。

- ネパール国における電力需要の予測
- 近隣国との電力融通の在り方にかかる検討
- 戦略的環境社会アセスメント（SEA）の在り方にかかる検討
- 民間資金の活用促進に係る検討

その重複している部分については、多少の（見かけ上の）重複が発生するのはやむを得ない部分はあると考えられるものの、仮にドナー間で齟齬や矛盾があった場合、それが適切に調整・処理されないリスクがある。そうしたことを防ぐために、ドナー間の調整は重要である。

8.3 エネルギー開発ロードマップとアクションプランの内容精査

ここは、MoEWRI が 2023 年に策定したエネルギー開発ロードマップとアクションプランにおいて示された 85 のアクションプランについて、IPSDP のガバナンスという視点から確認を行い、その整合性や過不足等を指摘する。

確認結果として、JICA 調査団としてのコメントは次のように整理することができる。

- アクションプランは非常に網羅的なものであるが、IPSDP の内容とも合致／整合するものである。
- DoED や NEA がとるべきアクションプランとしてもし加えるとするならば、組織内および組織間での各種手続きやコミュニケーションをとるための SOP（Standard Operation Procedure）等の整備が挙げられる。特にネパール政府の人的リソース（従事職員数）が必ずしも潤沢でないことも踏まえ、組織的に効率的に行政事務を実施していくためには、SOP、もしくはガイドライン・マニュアルの整備は有効と考えられる。
- IPP の活用や民間企業との連携の強化についても触れられているが、政府としての対話の

機会を増やし、相互の理解を深めるとともに、民間投資をさらに促進するために必要な措置をアクションに盛り込んでいくことが求められる。また、ファイナンス面の強化については財務省（MoF : Ministry of Finance）や IBN のアクションとされているが、その実効性を確保することが重要となる。

- 現状の IPP は、基本的に無競争（民間提案ベース）で実施されていると認識している。しかし、大型プロジェクトをはじめ、IPP の分野においても競争原理をより意識的に導入していくことが期待される。それに関するアクションが加えられても良いと考える。また、それに伴って、国際基準の提案依頼書（RFP : Request for Proposal）や PPA のひな型を整備することも必要不可欠と考える。
- 産業開発と電源開発の観点についてはほとんど触れられていない点が残念である。本章でも前述したように、ネパール国内における産業開発は、いわば「一丁目一番地」の課題であり、その問題に電力セクターから同アプローチできるのか、しっかりした検討を行い、具体的なアクションに盛り込んでいくことが必要である。
- ODA のドナーについては、まったく言及されていない。有償・無償の資金協力、技術協力、事業への投融資資金の供給（ノンソブリンベース）といった点で、ドナーの活用は重要（ある意味必要不可欠）である。その有効な活用方法や、支援の重複や矛盾を防ぐための調整メカニズムの設立等についても具体的な言及があっても良いのではないかと考える。

8.4 開発パートナー／ODA ドナーによる支援の方向性に係る検討

以上の検討・考察を踏まえ、特にガバナンスの観点から、今後、開発パートナーとして想定される支援としては、以下のものが考えられる。

- キャパシティビルディング：IPSDP を実施するための、ネパール政府関係者の能力開発（対象期間としては、DoED、NEA、VUCL、RPGCL、HIDCL が想定される。）
- IPSDP に掲載されたプロジェクトに対する資金供給：個別のプロジェクトに対するソブリンファイナンス、ノン・ソブリンファイナンス（エクイティやデット）の供給
- 国際標準の RFP／PPA ひな型の策定：今後、より多くの外国投資家を呼び込むため、国際標準化された RFP や PPA のひな型の支援
- トランザクションアドバイザーサービス（TAS : Transaction Advisory Service）の提供：

実施のプロジェクトの準備・調達支援（フィージビリティ・スタディの実施、RFP の策定支援、事業者選定視点、オフテイク契約締結支援、海外オフテイカーとの国際電力取引交渉支援等）

- 電力輸出戦略の策定支援：今後、インドやバングラデシュといった隣国との国際電力融通がさらに活発化することが想定されるが、それらを適切に実施するための包括的な電力輸出戦略の策定支援

第9章 統合的電力システム開発計画の策定

ネパールが IPSDP で示した開発を実現していくためには電力インフラ整備、電力事業体制、電力融通、ファイナンス、法制度など、電力セクター自体が大きく変革していくことが重要となる。これらは電源、系統、環境、ファイナンスなどの各分野と多様な関係者が密接に関連しており、複合的な視座の下で取り組みを進めていく必要がある。本章では第 1 章～第 8 章の検討結果を分野横断的に整理して、IPSDP の実現に向けたマイルストーンとパスウェイを示す。そして、その達成における課題と必要な変革を整理の上で目指すべき将来像を展望し、今後重点的な取り組み事項の提言とパイロットプロジェクトを提案する。

9.1 IPSDP における 2040 年までの開発マイルストーンとパスウェイ

表 9.1-1 と図 9.1-1 に 2040 年までの設備出力、国内需要、電力融通量と主要なマイルストーンを整理する。IPSDP の開発目標として、電力融通のネットゼロ達成（2025 年）、現在調査中の発電事業の運開（2027 年）、年間を通じた電力自給の達成（2033 年）、政府目標の達成（2035 年）、国内および周辺国への電力供給の貢献（2040 年）というマイルストーンを想定する。

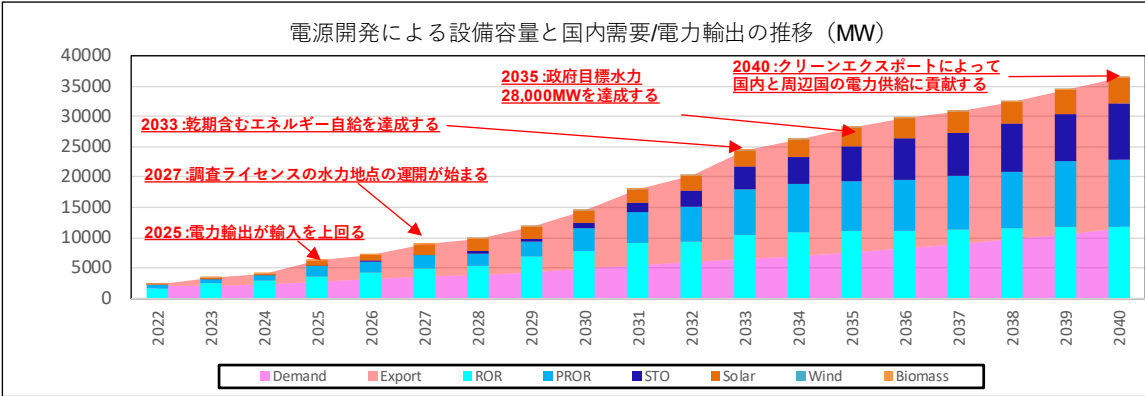
表 9.1-1 2040 年までのマイルストーン

年度	マイルストーン
2025 年	電力輸出が輸入を上回る。
2027 年	現在、調査中の発電事業の運開が始まり、電力輸出が加速される。
2033 年	乾期を含めた電力自給が達成され、エネルギー転換が進められる。
2035 年	貯水池式の運開も始まりエネルギー開発ロードマップの目標 28,000MW を達成する。
2040 年	ネパール国内および周辺国への安定した電力供給に貢献する。

出典：JICA 調査団作成

9.1.1 IPSDP の開発マイルストーン

2023 年～2025 年の期間は既に Construction License を取得した建設中のプロジェクトを着実に実施することが重要であり、モニタリングおよび必要な許認可の迅速な審査・承認、そして発電所との系統連系が適切かつ円滑に遂行される必要がある。水力開発については Rasuwagadhi、Madhya Bhotekoshi など NEA 子会社の開発案件や、Upper Trishuli-1、Arun 3 などの IPP の大型案件、そして系統開発は New Butwal の 400kV 国際連系線と、New Butwal – Ratmate – Hetauda – Dhalkebar の国内主要都市をつなぐ 400kV 基幹系統の開発が重要となる。



項目		～2025	2026 -2030	2031 - 2035	2036 - 2040
電力	水力	Rasuwagadhi (111MW), Sanjen (42.5MW), Upper Modi A (42MW), Rahughat (40MW), Upper Trishuli 3B (37MW), Madhya Bhotekoshi (102MW)	Tanahu HEP (140MW), Tamor Storage (200MW), Madi Storage HEP (156MW)	Lower Seti(126MW), Uttarganga STO (828MW), Phukot Karnali (480MW), Nalsau Gad STO (417MW), Upper Arun (1061MW), Chainpur Seti (210MW), Dudhkoshi STO (635MW), Sunkoshi 3 STO (680MW)	Betan Karnali (442MW) Kimathanka Arun (450MW), Bharbung (470MW), Mugu Karnali STO (1670MW)
		408MW (509MUSD)	1113MW (2216MUSD)	4900MW (8558MUSD)	2969MW (6130MUSD)
	IPPs	Upper Trishuli-1 (216MW), Arun 3 (900MW)	Manang Marsyangdi (282MW), Budhi Gandaki Ka (226MW), Bheri 4 HEP (271MW), Tila-1 (299MW), Tila-2 (297MW)	Lower Badigad STO (380MW), Budhi Gandaki (340MW), Upper Marsyangdi -2 (327MW), Dudh Koshi-IV (350MW), Upper Tamor (285MW), Bheri-2 (270MW), West Seti STO (750MW), SR-06 STO (309MW), Tamakoshi 3 (650MW), Khimti Shivalaya STO (396MW)	Bajhang Upper Seti (216MW), Naumure STO (218MW), Upper Mugu Karnali (240MW), Bheri-1 (270MW), Humla Karnali-Cascade (637MW)
		2902MW (4267MUSD)	5782MW (9661MUSD)	7869MW (14776MUSD)	4118MW (7963MUSD)
再エネ		800.2MW (823MUSD)	1355.6MW (1363MUSD)	900MW (950MUSD)	1025MW (925MUSD)
技術検討		貯水知識水力を活用したカスケード運用の計画策定 各河川の水力コリドーにおけるアクセス道路の検討	揚水発電所の導入検討 電力輸出を想定した発電計画のイノベーション		
建設		1) Construction (建設ライセンス取得・申請中) の地点	2) Survey (調査ライセンス取得・申請中) の地点	3) GoNカテゴリー (開発権未取得) の地点	
電力系統	400kV 基幹系統	NEW BUTWAL - NEW DAMAULI - RATMATE - LAPSI PHEDI, RATMATE - HETAUDA - DHALKEBAR - INARUWA	LUMKI - KOHALPUR - LAMAHI - NEW BUTWAL, DHALKEBAR - NEW KHIMTI - DUDHKOSHI, DHALKEBAR - DUDHKOSHI - ARUN	ATTARIA - LUMKI, NALSING GADH - NEW DAMAULI, LAPSI PHEDI - NEW KHIMTI	CHAINPUR - ATTARIA, PURKOT - LUMKI, NALSING GADH - KOHALPUR, PHILIM - RATMATE - CHILIME HUB, ARUN - INARUWA - ANARMANI
	国際連系線	NEW BUTWAL - GORAKHPUR	LUMKI - BAREILY, INARUWA - PURNEA	DHALKEBAR 2 - MUZAFFARPUR	KOHALPUR - LUCKNOW
	主要都市需要	Kathmandu 506 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 302 MW (HETAUDA) Pokhara 195 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 126 MW (DHAKKEBAR)	Kathmandu 935 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 570 MW (HETAUDA) Pokhara 371 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 368 MW (DHAKKEBAR) Lumbini 637 MW (NEW BUTWAL)	Kathmandu 1,329 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 873 MW (HETAUDA) Pokhara 403 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 564 MW (DHAKKEBAR) Lumbini 975 MW (NEW BUTWAL)	Kathmandu 2,017 MW (LAPSI PHEDI, RATMATE) Birgunj 1,326 MW (HETAUDA) Pokhara 612 MW (NEW DAMAULI) Dhalkebar 856MW (DHAKKEBAR) Lumbini 1,481 MW (NEW BUTWAL)
	費用	1213MUSD	2765MUSD	2397MUSD	2717MUSD
	技術検討	電力融通を想定した電力系統運用計画 近隣国との国際連系線に関わる技術検討	VREと電力系統の調和に関わる技術検討 西部基幹系統に関わる技術検討		
	建設	国際連系線と国内基幹系統の増強	国内400kV基幹系統の構築	インドへの直接輸送用送電線の運用	
開発事業者		水力開発における国内事業者と海外事業者候補のマッチング 海外事業者の誘致促進	主要事業におけるSPC設立		
ファイナンス		国内金融機関のファイナンス能力向上	インド/バングラデシュの投資者の誘致 ネパール/インド/バングラデシュの譲許性資金 (ソブリン、PPP) の活用		
法制度		電力融通におけるPPA、系統連系、法制度の確立			
能力開発		電力セクターの再編	政府組織の質と量におけるスケールアップ		
エネルギー トランジション		EV、E-cooking、ヒートポンプなどの電化促進 グリーン水素/アンモニアに関わる研究開発	余剰電力を活用したエネルギートランジション		

出典：JICA 調査団作成

図 9.1-1 IPSPD における開発マイルストーンとパスウェイ

2026 年～2030 年の期間について、現在、建設中のプロジェクトは 2026 年～2027 年に運転開始を迎え、2028 年以降は現在 Survey License を取得しているプロジェクトや GoN 地点のうち計画が進められているプロジェクトの運開も開始する。水力開発は Tanahu STO など 200MW までの中小規模案件を中心に開発が進み、設備出力は飛躍的に増加していく。また、太陽光についてもテライ平原を中心に計画されている IPP 案件の開発も進んでいく。電力輸出货量も増加するため、Lumki、Inaruwa の新たな 400kV 国際連系線と、Lumki-New Butwal の西部および Koshi 水系と Dhalkebar を接続する 400kV 基幹系統の開発も進む。これらの開発促進に当たってはインド、バングラデシュの近隣国を含む海外からの開発事業者、投資、銀行の参画も期待される。

2031 年～2035 年から開発の中心は ROR から 200MW を超える大規模の PROR および STO に移っていく。現在 Survey License を取得している主要な事業の運開が進み開発のピークを迎え、2033 年に乾期も含めた電力自給を達成する。水力は Karnali、Bheri、Kaligandaki、Tamor などの新たな水系の開発が本格化する。系統は西部の 400kV 基幹系統延伸と、バックボーンとなる東西北周りルートの開発も進む。2030 年以降は乾期も含めて年間を通じて余剰電力が発生するため、水素、アンモニアなどの低炭素燃料の活用を含めたエネルギートランジションの取り組みも進む。これらの結果、エネルギー開発ロードマップおよびワークプラン 2035 で示された開発目標が達成される。2035 年以降に開発が予定される大規模水力に向けたプロジェクト形成およびファイナンスについても検討が促進される。

2036 年～2040 年は大規模貯水池式水力の開発と、各水系の上流地点の開発が進む。国内の電力供給は年間を通じて安定しているため、新規電源開発はインドへの直接輸出を想定した開発が進む。

9.1.2 IPSDP のパスウェイ

前節で示したマイルストーンを達成するには、技術検討、ファイナンス、制度・規制、人材開発など様々な施策を実行する必要がある。マイルストーンの時間軸と各事業の進捗を踏まえて必要なパスウェイを想定すると、Construction License を取得済で現在建設中の案件は概ね 2027 年までに運開を迎える予定となる。これらの案件に対しては案件の着実な遂行と進捗モニタリングが重要となる。

一方で、Survey License および GoN の案件は、これから事業化に向けた取り組みを進める必要がある。2035 年の MoEWRI の開発目標 28GW を達成するためのパスウェイを考えた場合、電源開発について、Survey License および GoN の案件の多くは 2031 年～2035 年の期間に運開を迎えるためには、少なくとも 2026 年～2030 年に建設工事を開始する必要がある。別の言い

方をすると、2026年－2030年までにはSPC結成、ファイナンス、PPAなどの事業化の検討を完了して、Construction Licenseを取得して建設工事を開始しなければならない。系統開発も同様に2031年－2035年を見据えた国際連系線と国内基幹系統の開発準備が必要である。

2031年以降の電力融通を念頭に置いた電源および系統の技術検討、各事業のファイナンス、Clean Exportの制度設計、Safeguardの充実、電力セクターの能力強化など、今後、数年間で解決すべき課題は多岐に渡り、電力セクターのみならず他のセクターも巻き込んだ取り組みが重要となる。

9.2 IPSDPの実現に向けた課題

IPSDPを実現していくに当たって、2026年までは現時点で建設中の計画を着実に遂行することが重要となる。2027年以降は現在調査中の案件を開発していく必要がある。これらの新規開発は現時点で実施体制やファイナンスが未定の地点も多い。現地における民間、政府系事業者へのヒアリングにおいても、開発規模が大きい地点はライセンスを取得している事業者単独での実施が困難との意見が得られている。一方、ネパール国内の事業者、資金のリソースは既に活用されており、海外の開発事業者、投資者、銀行や開発援助機関の参画促進は喫緊の課題となっている。2027年以降の開発実現においては水系一貫開発、アクセス道路開発、送電ルートの確保、電力融通の促進などの課題も解決する必要がある。また、政府系組織および電力セクター全体の能力向上も同時に進めていく必要がある。

これらの多くは2028年以降の開発実現のために速やかに取り組む必要がある一方、各分野が密接に関連している複合的な課題となる。例えば、電力融通拡大におけるNEAのリスクは電源、系統が直接影響する訳ではないものの、誰が電力融通における財務的なリスクを引き受けるかのファイナンス面、NEA以外の組織が電力輸出、輸入の商流に関与するかを示す制度面、隣国を含めた各関係者の利害調整を行うガバナンス面が密接に関連した課題と想定される。

本節ではIPSDP実現に向けた課題について、JICA調査団が業務を通じて習得した知見、WGメンバーおよび様々な関係者から得られたコメントを集約して整理する。上記の通り、多くの課題は電源、系統、ファイナンス、制度設計、ガバナンスなど、単体ではなく複数分野の要因を内包しているが、大別して以下の5項目に分類する。

- (1) Clean Export（電力融通）
- (2) 電源、系統からなる基幹電力系統
- (3) 電力事業体制
- (4) ファイナンス／民間投資
- (5) エネルギートランジション

これらの5つの大項目における課題と電源、系統、ファイナンス、組織制度、ガバナンスとの関連性を表 9.2-1 に整理する。

表 9.2-1 IPSDP 実現に向けた課題

項目	電源	系統	ファイナンス	組織制度	ガバナンス
1.Clean Export(電力融通)					
電力融通拡大におけるNEAのリスク	✓	✓	✓	✓	✓
ネパール国内への供給力確保	✓	✓		✓	✓
電力融通拡大における技術的な課題		✓			
電力融通に係る国際連系統の開発スキーム		✓		✓	✓
電力融通拡大における制度的な課題	✓	✓		✓	
ネパール主導による輸出向け発電事業の実績	✓	✓	✓	✓	
2.ネパール基幹電力系統					
主要河川におけるアクセス道路および送電線の開発	✓	✓		✓	
水系一貫開発の必要性	✓			✓	✓
トンネルの計画・設計・施工の能力向上	✓			✓	
系統計画に係る能力向上		✓		✓	
再生可能エネルギーの系統連系		✓		✓	
開発に伴う環境社会面の影響に対する緩和策の必要性	✓	✓	✓	✓	
3.電力事業体制					
電力セクターにおける政府組織の組織体制強化	✓	✓		✓	
政府系事業者の役割分担の明確化および組織再編	✓	✓		✓	✓
電力セクターの民間事業者の不足	✓	✓		✓	
PPA整備の必要性	✓			✓	✓
4.ファイナンス/民間投資					
国内における資金調達	✓	✓	✓	✓	
海外からのファイナンス促進の必要性	✓	✓	✓	✓	
開発援助機関における支援	✓	✓	✓	✓	
5.エネルギートランジション					
国内の電化促進	✓	✓	✓	✓	
グリーン水素製造における法制度およびサプライチェーン	✓	✓	✓	✓	

出典：JICA 調査団作成

以下ではこれらの課題に関する内容を記載する。

9.2.1 Clean Export（電力融通）の拡大における課題

(1) 電力融通拡大における NEA のリスク

インドへの電力輸出力について、2023 年以降はインド側が融通量および買取期間を 5 年～10 年で設定するなど交渉に進展が見られるものの長期の見通しは不透明である。NEA がシングルバイヤーとして IPP から電力を購入してインドに電力融通する場合、売先が長期的に保証されていない状況は、財務的なリスクが大きくなる可能性がある。また、バングラデシュも輸出先として 40MW の融通が始まっており将来の拡大が望まれるが、原則としてインド系統を介しての送電となる。したがってインドとの関係悪化の場合のカントリーリスクも懸念される。

このように現在の商流では NEA が電力融通に係る全てのリスクを抱える構造となっている。このリスク低減のためにも、NEA を介さない融通形態として、各発電所から他国の配電事業者や大口の消費者または Exchange Market に直接卸売する商流を確立する必要がある。こうした直接取引を施行する事業にはインド、バングラデシュの事業者または融資機関の参画が期待され、各関係者が Clean Export を通じてそれぞれ便益を享受することが南アジア地域の電力安定供給に寄与すると期待される。

(2) ネパール国内への供給力確保

電源開発計画および余剰電力活用に係わる検討では電力輸出、熱需要などの電化、グリーン水素およびグリーンアンモニアの製造について検討した。2029 年以降は乾期も含めて余剰電力が発生するため、この活用はネパールの経済成長をけん引する産業になると期待される。余剰電力活用において、電力セクターにおける政府および NEA の役割は、先ず国内の電力需要への安定供給が前提となる。しかし、今後、輸出向け電力またはグリーン水素の需要が増大し経済性が向上した場合、民間事業者を中心に海外向けの事業に注力し国内向けの供給が担保されない事態も懸念される。

現状は国内向けの電力供給は NEA が担当しているが、電力輸出が拡大していく中で、これらの需給調整を確実に担保する仕組みを整備することが重要となる。特に、国内向け供給が逼迫する場合は、国外への輸出用の電力を配分する、または IEX などから輸入するなど、輸出入の双方を柔軟に組み合わせた電力融通の運用体制を確立することが重要になっている。

(3) 電力融通拡大における技術的な課題

1) 国際連系線の技術検討

今後、インドとの電力融通に当たって、New Butwal 以降の Lumki、Koharpur、Inaruwa などの国際連系線では、送電容量の最適化、連系線の潮流・事故の制御、周波数調整、同期連系の有無、系統連系規則、インド側の基幹系統への接続箇所などの検討が必要になる。こうした検討については既存の JTT¹⁰¹などの枠組みでの検討が主となるが NEA においてもこれらの技術検討を遂行する能力を持つ必要があり、Power System Department の能力向上が必要と想定される。

2) 電力需給運用における電力融通可能量の把握

電源ライセンスは送電線の開発状況に合わせて付与する必要があるが、電源と送電線事業者の開発に協調が取れていないというコメントが多く得られている。具体的には、送電線

¹⁰¹ Joint Technical study Team

の開発が先行するが電源側が遅延する場合や、逆に電源が出来ていても送電線が連系されていないといった状況も発生している。

こうした協調については原則として、NEA の Generation Control Department が管轄しており、DoED および水力開発事業者と連携する必要があるが、調整不足や計画変更も多く統制が取れていないとのコメントもある。これらの部門間の連携と実施中の案件の進捗管理は NEA に加えて DoED も課題として認識しており、これらの現状を交通整理して円滑な事業推進が必要である。

また、今後、数年間は NEA の水力発電所の運開が続き、インドへの電力融通量は増加していくものと想定される。電力融通量を契約通り制御できない場合には、インド側に Deviation Settlement Mechanism に伴いペナルティを支払う必要がある。今後インドとの電力融通量が増加していくことに伴い発生するペナルティも増加する可能性があるため、NEA における需給調整能力の向上が必要になる。

3) 発電量の期別較差と電力輸出に向けた発電計画の最適化

ネパール国内における電源は一部の火力と再生可能エネルギーを除けばほぼ水力で構成されている。このため、降水量の多い雨期（5月～10月）とほとんど降雨のない乾期（11月～4月）の発電量には大きな較差がある。このため、年間を通じた発電量としては雨期に豊富な発電があっても、乾期には出力が低下して隣国のインドから輸入が必要になっている。ネパールはこうした季節別の発電量較差の課題を解決すべく貯水池式水力発電所の開発に取り組んでいるが、建設段階に進んでいる地点は Tanahu 水力のみである。また、貯水池式水力の開発が進んだとしても、以前として期別較差は残るのが現状である。

また、既往計画地点は主に国内向けの供給を想定しており、買取料金の高い乾期の供給に着目した発電計画となっている。一方で今後、海外への電力輸出が増加していく場合、インド、バングラデシュの電力需要の高いネパールの雨期の発電を考慮した輸出向けの発電計画も検討する必要がある。これらの輸出向けの発電計画については個別地点の計画だけではなく、系統全体で輸出可能な電力を検討する必要があり需給運用計画の最適化と個別地点の発電計画の検討が重要となっている。

4) 系統開発の着実な遂行

2030 年以降の水力開発による電力輸出拡大を実現するためには、国内系統および国際連系線の運開も実現する必要がある。一方で、各関係者へのヒアリングでは、送電線の開発進捗に関する懸念も挙げられている。

送変電設備の開発リードタイムは調査 2 年、入札 1 年、建設 3 年の計 6 年程度と想定され

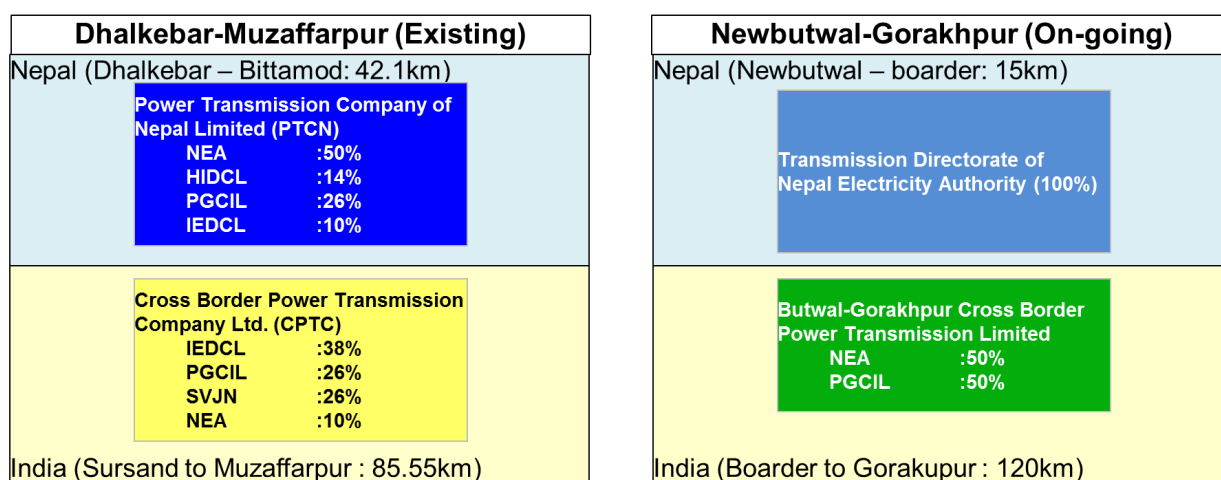
る。仮に、2030 年に一部運開する場合、現時点で調査に着手していないと間に合わず、発電所の運開ピークとなる 2033 年をターゲットとしても 2027 年には調査着手する必要がある。

現在、開発見通しが付いていないのは国内系統では主に West Seti 水系、Sunkoshi 水系、Arun 水系を接続する河川沿いの南北方向の送電線と、Bheri～New Damauli の東西第 2 ルート西側となる。国際連系線については、今後開発が必要なのは Dodohara (Lumki) - Bareilly、Kohalpur - Lucknow、Inaruwa - Purnea、Dhalkebar-Sitamarhi 連系線となる。

インド、バングラデシュへの電力輸出について、発電所または送電線の運開遅延は補償対象と想定され、系統開発も予定通りに遂行することが重要となる。

(4) 電力融通に係る国際連系線の開発スキーム

400kV 国内系統の実施主体は NEA と RPGCL になると想定される一方、国際連系線はインドとの共同事業になるため、事業実施体制を含めて 2 国間での調整が重要となる。既往および建設中の国際連系線の開発は国境を隔てて事業会社分割方式 (Dhalkebar-Muzaffarpur)、送電事業者方式 (New Butwal-Gorakhpur) が挙げられる。この事業体制を図 9.2-1 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 9.2-1 国際連系線の事業実施体制(左:事業者分割、右:送電事業者)

既設の Dhalkebar - Muzaffarpur は事業会社分割方式で、国境を隔ててネパール、インド両国で特別目的会社 (SPC : Special Purpose Company) を設立し、建設および運用を行っている。建設中の New Butwal-Gorakhpur については、ネパール側は NEA が建設し、インド側はインド電力網公社 (PGCIL : Power Grid Corporation of India) と NEA で半分ずつ出資した SPC が建設を行っている。なお、送電線の費用負担については「400kV Dhalkebar - Muzaffarpur 送電線」と同様に NEA が実際の送電量に関わらず、設備容量分を Capacity Charge として、全

額負担する仕組みになる予定である。

将来の開発について、NEA へのヒアリングではインド側は既設 Dhalkebar - Muzaaffarpur の事業会社分割方式を要望しているとのコメントが得られている。仮に事業会社分割方式を想定した場合、ネパール側の開発は事業者となる PTCN が責任を持って完了する必要がある。開発リードタイムが 6 年間かかる場合、今から着手しても運開は 2030 年となるため、インド側との調整と事業実施を速やかに進める必要がある。

(5) 電力融通拡大における制度的な課題

1) 輸出用発電所の制限

インドへの電力輸出の条件には、発電所単位での輸出許可の取得が必要である。この輸出許可を得るには、事業者が属する国家がインドと「Bilateral agreement on power sector cooperation」を結ぶ必要があり、これを締結していない事業者が関係する発電所については、インドへの電力輸出が許可されない。また、バングラデシュに輸出する電力についても、インド国内を経由するため、発電所単位でインドから許可を取得する必要がある。

IEX での取引においては、発電所単位での輸出許可を毎年取得する必要があるため、NEA として電力輸出の中長期的見通しを立てられないリスクが有る。また現在、中国はインドと Bilateral agreement on power sector cooperation を締結していないため、中国企業が出資する発電所については輸出許可が得られていない。

2) ネパール系統のオープンアクセス

ネパールの系統についてはオープンアクセスとなっておらず、IPP がネパール国内の系統を自由に使うことが出来ない。これにより、NEA の買取義務がなくなった場合においても、IPP がネパール国内の Trading company や周辺国の需要家との直接取引が出来ない。そのためネパール国内系統についてオープンアクセスの仕組みを整備する必要がある。

3) 個別水力発電所の開発における商務、法務のソフト面における能力向上

輸出拡大を進めるに当たって、ハード面の整備に加えて、ネパール、近隣諸国、第三国の事業者による SPC 設立、近隣国との PPA、託送料金設定、系統連系申請などの手続きが必要になる。2024 年における個別の輸出向け事業で具体的な進捗があるのは Arun 3 のみだが、同地点はインド企業 SVJN による開発であり、これらの手続き申請のソフト面においては特に支障はない。一方でネパール企業が関与する事業の場合はこれらの手続き、各国のパートナーまた関係機関との協議、交渉は実施主体が中心となって進めていく必要がある。

(6) ネパール主導による輸出向け発電事業の実績

今後の電力輸出の拡大に当たって、第 5.3.2 節に記載した発電事業者の属性別の輸出向け事業の現況を表 9.2-2 に整理する。

表 9.2-2 発電事業者の属性による輸出向け事業の現況

項目	1) 海外事業者単独	2) ネパール、海外事業者の JV	3) ネパール単独
事例	(1) West Seti、(2) SR6、(3) GMR、(6) Lower Arun、(8) Arun 3	(4) Phurkot Karnali、(5) Sunkoshi 3、(7) Lower Arun	該当なし
買い手	海外の大規模需要家、トレーディングカンパニー	NEA、海外の大規模需要家、トレーディングカンパニー	NEA、海外の大規模需要家、トレーディングカンパニー
国内系統開発	必要に応じて個別事業で開発だが原則は既設活用		
国際連系統	既設活用		

出典：JICA 調査団作成

発電事業者の属性としては 1)海外事業者の単独開発が 8 件中 5 件を占め、NEA も含めてネパール国内では電力輸出の個別事業を主体的に開発した事例がない。Arun 3 の項で述べた通り、海外事業者の単独開発であっても Free Power¹⁰²、地域開発、雇用拡大といった便益は得られるが、ネパールの所有資産や開発経験への寄与は少ない。このため、今後はネパール側も関与する 2)の形態を増やしていき、開発事業者として技術検討、ファイナンス、商務、法務の知見・経験習得が必要となってくる。また将来的には案件規模によっては 3) ネパール事業者単独での輸出向け事業実施も期待される。

9.2.2 基幹電力系統における課題

(1) 主要河川におけるアクセス道路および送電線の開発

1) アクセス道路の工事費負担

ネパール国内の水力および送電線開発においてはプロジェクトサイトまでのアクセス道路開発が重要となっている。水力開発には施工機械や水車発電機、変圧器など重量のある設備搬入に利用可能なアクセス道路の建設が必要となる。道路ルートの河川沿いは急斜面の渓谷も多く地すべりが多数発生し、既設の幹線道路から遠隔地にあることも多く延長距離も長い。また、周辺住民の利用や安全性を考慮すると複数ルートの確保が必要となる。これらの建設費用は各河川で先行しているプロジェクトの開発事業者が負担することが多いが、プロジェクト単体の収支を考えた場合、重荷となっている。

¹⁰² ネパールでの発電所の開発を認める代わりに、発電所で発電される電気の内、一定の割合を無料でネパールに渡すよう Hydropower Development Policy of 2001 で定められているもの。

2) 送電線ルートの確保

ネパールにおける送電線開発について、水力発電所から基幹系統まで接続する電源線は主に各河川沿いの南北ルートに建設される例が多い。アクセス道路でも記載の通り、こうした河川沿いは急峻な渓谷を形成しており、送電線の建設が可能な適地は両河川沿いに限定される。一方で、比較的開発の容易な中小規模の水力発電所の送電線によってこれらの適地が占有された場合、今後開発予定の 400kV、220kV、132kV 送電線のルート確保が困難になる。こうした送電ルートの重複を避けるためには、水系単位の水力開発を踏まえた送電計画が必要となる。

3) 公的セクターによるアクセス道路と送電線ルートの開発

アクセス道路と送電線ルートの開発について、現在開発の中心となっている Trishuli 川、Marshangdi 川、Likhu 川、Bhotekoshi 川は既設水力発電所も運開しており、道路および送電線ルートは確保されている。一方で、水力ポテンシャルが豊富なものの、開発が進められていない West Seti 川、Karnali 川、Bheri 川、Kaligandaki 川、Dudhkoshi 川、Tamor 川におけるアクセス道路および送電線ルート確保は各河川で共通の課題と想定される。

主要河川におけるアクセス道路と送電線建設は水力事業に加えて地域開発にも適用され、公共事業の側面も備えている。このため、先行事業者への優遇措置、料金への反映または公的セクターによる開発などの対策が必要となっている。

(2) 水系一貫開発の必要性

1) 水系一貫開発の理念適用

ネパールの河川はヒマラヤ山脈に端を発し、テライ平原まで流れ込む。これらの下流流域は穀倉地帯としての開発が期待される一方、洪水氾濫なども頻発している。水資源開発・管理計画においては、発電、水利用、灌漑用水などの水資源として社会的便益を最大化するための水系一貫開発の視点が重要になる。しかし、プロジェクト単体の開発では個別地点の経済性最大化の観点から事業規模、発電計画が決定される傾向にある。発電運用においても、カスケード運用がピーク対応における発電量増加に寄与するなど、プロジェクト単体ではなく水系一貫開発による各河川の水力ポテンシャル最大化が必要となる。また、ダムで貯水池を建設する場合、堆砂および洪水対策とその運用が極めて重要な課題となる。

掛かる状況において、WECS が WB の支援の下で、「Preparation of River Basin Plans and Hydropower Development Master Plans and Strategic Environmental and Social Assessment」を策定しており、こうした包括的な視座の下で策定された計画を基に水系一貫開発を志向す

ることが望ましい。

2) 開発ライセンスの取得状況

小規模水力開発が、貯水式水力開発の阻害要因になっている事例がある。例えば、Tamor 川流域に Tamor Storage プロジェクト(762MW)という計画があるが、Lower Hewa (7.3MW) や Kabeli A (37.6MW) が先行して開発が進められているため、貯水容量確保の阻害要因となっている。調査ライセンスを取得して有望地点を押さえるなどのライセンス問題も懸念されている。こうした課題に対してはライセンス失効などの対策を取っているものの水系として一貫した計画が必要である。

3) 堆砂問題

ネパールにおける水力開発の課題として、堆砂対策が挙げられる。ネパールは急峻な河川であっても堆砂が多く、両岸が急な渓谷であっても河床には堆砂が厚く堆積している地点も多い。これらの堆砂はダム建設における掘削量およびダム高の増加による工事費の増加、貯水池の有効貯水容量の圧迫による発生電力量の減少、発電水車の摩耗等による維持管理費用の増加をもたらす。特に貯水容量の少ない調整池式の発電所では年間を通じた排砂等の堆砂対策が課題となる。一方で各河川の堆砂量の推定およびモニタリングに係る調査が不足しており、既設発電所における貯水池堆砂の現状が把握できていない。また、堆砂の供給源となる流域の地すべりポテンシャルや土砂発生源の分析が進んでいない。こうした堆砂問題は、流域の土砂流出抑制等の地山・砂防を含む流域管理、連携排砂などの水系一貫運用による対応が必要だがこうした分析は進んでいないのが現状である。

4) 水力開発における気候変動対策

ネパール国内河川はヒマラヤ山脈の上流部に氷河を有しており、ICIMOD¹⁰³は気候変動による氷河融解の危険性を指摘している。2021 年 2 月には同じくヒマラヤ山脈を源流とするダウリガンガ川で氷河融解が原因と想定される洪水が発生し、200 人の死者を出している。国内ではこうした気候変動に起因する開発リスクに係る技術委員会が不在であり、水力開発においてもこれらのリスクは GLOF、Dam Break Analysis 等により把握することが必要となっている。

また、気候変動は融雪や降水量にも影響を及ぼすことが指摘されており、流況の変化や渇水による発電量低下などのリスクについても認識する必要がある。これらのリスクはプロジェクト単体ではなく各水系単位での検討が望ましい。

¹⁰³ 国際総合山岳開発センター (International Centre for Integrated Mountain Development)

(3) トンネルの計画・設計・施工の能力向上

ネパールの水力発電は急峻な河川を利用した高落差地点が多く一定規模以上の ROR、PROR の多くは導水路トンネルの建設が計画されている。また、Dudhkoshi Storage HEP、Bharbhung HEP のようにダムを建設する場合も導水路トンネルで落差を確保する地点も計画されている。一方で、ネパールは急峻な山岳地帯であっても弱層が混在する地質で構成されており、トンネル建設にあたっては非常に施工難易度の高い地点も多いと想定される。また、水路トンネルに加えて急峻な山岳地帯ではアクセス道路におけるトンネル建設も必要になる。

このため、トンネル建設にあたっては計画・設計・施工における「質」「量」の能力向上が重要と想定される。

(4) 系統計画に係る能力向上

ネパール国内は水力発電所が国内の東西に広がる各河川に遍在する一方、主な需要地のカトマンズ、ポカラ、ニューボトワルが国の中央に位置するため、電源端における電圧が上昇する傾向にある。将来は、400kV 送電線は東西 2 ルートと各水系の南北ルートの格子状に計画されているが、南北の電源線については段階的な昇圧運用の検討も必要と想定される。一方、北回りのルートと一部の 400kV 変電所は冗長となる可能性もある。一例として、電源開発の状況変化により、遠隔地からカトマンズ等の需要地への送電量が現在の想定より減少した場合が挙げられる。

220kV、132kV の電圧階級の位置付けについて、220kV は電源線、132kV は現状の基幹系統の骨格を形成しているが、将来的には電圧階級の簡素化を図るために再検討が必要になる。例えば、負荷系統については、400kV/132kV/33kV、11kV の 3 段階の電圧階級として、既設の 220kV や 66kV は現状より増やさない。これにより、変圧器の台数が軽減でき、電圧の安定化を図ることができる。さらに、カトマンズのような需要が大きい都市圏については、個別の系統計画が必要となる。

(5) 再生可能エネルギーの系統連系

ネパール国内の再生可能エネルギー開発は南部のタライ平原に集中しており、2023 年以降、開発が本格化していく。これらの地域は現在 132kV または 66kV 系統が整備されており、太陽光発電所が系統連系される見込みである。一方で現在、DoED に申請されている開発地点は一部の地域に集中しており、太陽光発電の急な出力変動により局所的な系統不安定化が発生することも懸念される。今後の系統計画においてはこれらの再生可能エネルギー接続による影響についても検討して適切な対策を実施していく必要がある。

(6) 開発に伴う環境社会面の影響に対する緩和策の必要性

事業の F/S 以降の段階では、以下の点を考慮した上で、EPA 2019 や EPR 2020 等の現地国法制度やグッドプラクティスに沿って環境社会配慮が適切に行われることが望ましい。

1) 流域全体での累積的影響評価

ネパールの現地国法令（EPA 2019、EPR 2020 等）では累積的影響¹⁰⁴の評価は特段求められていないため、影響評価や緩和策等の検討において流域全体で見た累積的影響が考慮されていない場合がある。ネパールでは水系ごとに開発計画の進捗に違いがあるため、それぞれの水系ごとに累積的影響を評価し、流域管理の観点から適切な緩和策を検討する必要がある。特に、既設発電所が多く需要地から近傍にあるため開発が進んでいる Gandaki 川流域等、開発計画が集中している流域においては早期の段階で累積的影響を考慮した開発を行うことが望ましい。

2) 生態系等への影響

水力発電事業に伴う取水や貯水、放流により河川の流量・水位が変化し、水棲生物や水鳥等の生態系に影響を与える可能性がある。また、ダムや取水堰の設置により河川の流路が分断され、回遊性の魚類の遡上を妨げることも懸念され、課題となっている。これらの影響が想定される場合、Environmental flow や生態系への影響を評価し、環境管理計画、モニタリング計画に反映することが必要である。加えて、気候変動に伴う GLOF 等のリスクを確認し、事業の計画に反映することが望ましい。

3) 住民移転・用地取得に対する適切な補償、便益の分配等

ネパールでの水力開発における課題の一つとして、住民移転や用地取得を伴う事業での補償等が挙げられ、NGO からの批判や住民の苦情が発生する事例がある。再取得価格に基づく補償の支払いを含めた住民移転計画を策定・実施することが望ましい。特に、貯水池式水力発電所や送電線等により大規模住民移転が発生する場合、十分な予算と実施体制を確保することが重要である。また、国土全体を俯瞰すると電力開発によって得られる便益のうち、電力事業や周辺国との電力融通の受益者はカトマンズやポカラの都市部に集中する一方、開発による直接的な影響を受けるのはサイト周辺となる。これらの裨益の格差是正についても考慮することが望ましい。

¹⁰⁴ 一定地域に同種の複数の事業が集中することによる影響。例えば、同じ水系で複数の水力発電事業が開発される累積的影響として、流域管理の観点から河川流量や回遊魚等への影響を評価し、適切に管理、モニタリングすることが望ましい。

4) 先住民族への配慮

「ネパールの先住民族の発展に係る法律（National Foundation for Development of Indigenous Nationalities Act）」では、59 の民族が先住民族として規定されており、水力発電事業の計画される山間部にて居住地域が広く分布している。加えて、ネパールは「国際労働機関（ILO）独立国における原住民及び種族民に関する条約（第 169 号）」を批准している。一方で、水力発電事業の計画において FPIC 原則に基づく合意が図られる事例はまだ少なく、計画の早い段階から、事業により影響を受ける先住民族との意味ある協議を行い、FPIC 原則に基づく合意を得ることが推奨される。

9.2.3 電力事業体制における課題

(1) 電力セクターにおける政府組織の組織体制強化

ネパールにおける総設備出力は 2023 年時点で 2,684MW だが、2040 年までに 35,591MW に達する見込みである。特に 2025 年～2030 年にかけては電源開発、系統開発が著しく進む見込みであり、それらに係る調査、設計、建設を実現する必要がある。ネパール政府はこれらの承認、進捗管理、各種の事務処理を効率的かつタイムリーに実施する必要がある。その意味で、電力開発に係る政府組織の人材育成は喫緊の課題となる。以下、NEA、VUCL、およびその他の機関について具体的な必要性について述べる。

1) NEA

NEA は発電事業子会社も含めて、Upper Trishuli 3B（37MW）、Tanahu（140MW）などの建設中の案件に加えて、Lower Seti（126MW）、Dudhkoshi Storage HEP（835MW）、Uttarganga Storage HEP（828MW）、Chainpur Seti HEP（210MW）などの開発権を取得している。こうした地点に加えて、Sunkoshi-3 HEP（680MW）、Syapu Lake Pump Storage（334MW）などの系統開発においては 400kV、220kV、132kV の基幹系統および配電網の整備が必要となる。これに加えて国際連系線における電力融通なども重要となってくる。これらのプロジェクトを円滑に実施する能力が求められている。

2) VUCL

VUCL も同様に Phukot Karnali（MW）、Mugu Karnali、Nalgad、Jagdulla などの開発を進めている。しかし、実際のところ、F/S 実施などは外部コンサルタントに依存している。VUCL については、NEA と比較して新しく設立されており、施工段階に進んだプロジェクトの経験を有する技術者が少ないことも懸念される。

3) その他機関

こうした開発事業側だけでなく、ライセンスを管理する DoED や、PPA を含む法制度を管轄する ERC においても電源、系統開発が拡大するに当たって人員増強は極めて重要な課題といえる。人員増強の分野については水力、送変電などの技術系はもちろんのこと、PPA、業者契約、などの財務分野や法務分野における能力強化も重要と想定される。

(2) 政府系事業者の役割分担の明確化および組織再編

政府内の組織として MoEWRI (DoED と ERC 含む) と IBN、発電会社として NEA と VUCL、送電会社として NEA と RPGCL と類似する組織が存在しており、一部、重複や非効率が発生している可能性がある。MoEWRI と IBN の役割分担については、2019 年の PPP 投資法により 200MW 以上の事業については IBN が主幹および対民間の窓口を務めることとなっているが、IBN には電力開発に携わる技術者は存在しておらず、実際は MoEWRI との連携は必須である。しかし、具体的に IBN と MoEWRI がどのような連携をするかは明確になっていない。また、NEA と、VUCL や RPGCL の役割分担についても明確な規定は確認できておらず、運用でその都度決定されているような状況である。

こうした中、現在国会で審議されている改正電力法は、NEA の送配電分離に関する規定がおかれている。よって、改正電力法が施行された後は、NEA と VUCL/RPGCL の住み分けもしくは統合に関する検討・議論が活発化するものと予想される。他方、MoEWRI と IBN の役割分担や連携については、現在、特に検討等が行われていないようである。その 1 つの理由としては、両者双方の知見や能力を必要とするような大型の民間投資プロジェクトが存在しないことが挙げられる。よって、先行事例となりうるプロジェクトを「パイロットプロジェクト」などと位置付けて実施しながら、その過程で両者の役割や連携の形を定めていくという方法も考えられる。

(3) 電力セクターの民間事業者の不足

1) 水力開発事業者

地場金融機関のファイナンス力の不足に関連し、水力発電事業の開発投資を行う民間事業者の不足も懸念される。本 IPSDP で示した通り、ネパールにおける新規水力について開発権が付与されている建設中および調査中のプロジェクトについては開発事業者が存在するが、特に中規模以上の水力については資金力のあるパートナー企業が必要となる案件も多いと想定される。また、政府が主導するプロジェクトはこれから開発事業者を募集するが比較的大規模の案件も多い。しかし、そうした規模感を有する事業に対して投資可能な地場の民間事業者が存在するか、あるいはそうした事業への投資を魅力的と感じる海外

の民間事業者がいるかという点については、明確に「イエス」と回答する根拠を見出すのが難しい。

実際のところ、NEA 以外の開発事業者としては、地場民間企業、地場政府系企業、海外企業が考えられる。そのうち、地場民間企業については、既に各プロジェクトに何らかの形で参画しており、これからさらに投資のポートフォリオを増やしていくことは容易ではないと考えられる。また、地場政府系企業については、今後の NEA との役割分担や連携に大きな不確実性が伴う。そうした中、海外企業については、今後の新規水力開発は輸出に軸足を置いた開発も増えていくため、条件によっては積極的な投資を呼び込める可能性があり、そのための投資環境を整備・改善をしていくことが重要である。

2) 施工業者

ファイナンス、事業者と同様に施工業者の不足についても今後、顕在化していくものと想定される。ネパールにおける建設業界の占める割合は 2021 年度に全産業の 5.1%程度で他国の平均と比較して若干低い、今後の電力開発が進む場合、現在の建設業と同等規模の開発費用が見込まれることになる。

電力開発において、通常、海外の施工事業者による開発であっても一般の労働者は現地雇用が基本となる。従って今後は建設業界における施工業者についても非常に大きな雇用が発生すると想定される。こうした建設需要を賄うには地場の施工業者の育成に加えて熟練工から一般工まで大量の労働者の確保が必要であり、賃金、待遇などの労働条件の改善も重要となってくる。

(4) PPA 整備の必要性

水力開発には莫大な費用が掛かるため、ネパール国政府の資金のみでは、必要量確保は困難であり、民間資金活用の必要性が提起されている。こうした中で、2017 年に NEA の PPA 標準が改定され、更に 2019 年 10 月に電力規制委員会が新たな PPA 条件を規定するなど、民間投資を呼び込むための取り組みが続けられている。しかし、特に海外の投資家の視点に立った場合、以下のような点に関するリスクは依然として払拭されたい状態である。事実、PPA 条件の改善に取り組んでいるが、海外からの水力事業投資は近年はほとんど伸びていない。

- 法的枠組みの不確実さ
- 買電単価決定・見直しの仕組み
- テイク・オア・ペイの導入（および買取に関する政府保証）
- 海外投資家の権利保護（事業開発権、土地利用権、各種インフラへのアクセス権、担保権等）

さらに、2019 年の PPP 投資法では 200MW 以上の IPP 開発権の窓口は IBN となっているが、同法によると事業者提案ベースにした入札方式（スイスチャレンジ）が採用される見込みであり、提案事業者にとっての落札リスクが高まり開発意欲も減退している。為替変動については 2022 年に為替ヘッジ法が施行されたが、現在まで運用事例が無く、当該法令の実用性は明らかでない。

こうした PPA 一般の法制度リスクに加えて、乾期の電力安定供給に寄与する貯水池式水力の民間投資による開発にあたっては、電力量（kWh）単価による PPA 構造など、大規模水力特有のリスクも懸念される。年間の調整能力を有する貯水池式水力は、系統運用者である NEA が需給バランスに応じて発電量を指示することが望ましいが、一方で、民間事業者にとっては収益の基盤となる発電量を自社で担保できず、安定した財政基盤の確保が困難となる。これらの要素を勘案した場合、民間投資を促進するためには、出力（kW）をベースとした支払い方式の導入が望ましい。また、貯水池式水力ではダム、発電所などの総事業費が大きくなるため、JICA が 2020 年に行った「ネパール国 水力発電セクターにおける PPP モデルに係る情報収集・確認調査」で示した上下分離形式のような官民連携の開発スキーム導入の検討も必要になる。

9.2.4 ファイナンス／民間投資における課題

(1) 国内における資金調達

IPSDP を実現するために必要とされる投資金額（CAPEX および OPEX）は、下表のように想定されている。

表 9.2-3 IPSDP を実現するために必要な投資額

	全体	政府	民間
CAPEX	80,195 百万 USD	31,119 百万 USD	49,076 百万 USD
OPEX	18,998 百万 USD	5,563 百万 USD	13,435 百万 USD

出典：JICA 調査団作成

上表に基づく IPSDP 実現のための資金調達は、国内外で取り組まれている。それぞれが抱える課題について、国内と海外並びに、開発援助機関による支援の側面から述べる。

ネパール国内には、20 の商業銀行（クラス A 銀行）および 17 の開発銀行（クラス B 銀行）が存在するが、現状では上述の必要額を充足できるだけの与信能力はない。事実、多くの事業では、開発ライセンスは与えられているものの、資金調達ができないために事実上、暗礁に乗り上げている事業も少なからずある。また、仮に IPP に対しての融資がプロジェクトフ

ファイナンスベースとなるならば、それを扱うことができる銀行の数も限られている。こうした背景も踏まえ、IPSDP を実現するためには、地場の金融機関による資金供給能力の拡充は必須の課題といえる。

またネパールにおける水力開発については電気設備に加えて、コンクリートや施工機械など土木関連の資機材も輸入に依存する割合が大きく、IPP 資金での開発においても外貨建て投資分の買電料金は外貨での支払いが求められるが、IPSDP のシナリオを実現するためには十分な外貨を保有する必要がある。この課題については、「電力輸出による外貨獲得」と「電力容量拡充のための外貨の必要性」という、いわゆる「ニワトリとタマゴ」の問題が伴う。いずれにしても現状のネパールにおける外貨準備高は限られるため、短期的には国際援助機関の資金（ソブリンローンおよびノンソブリンローン）を有効に活用しつつ、電力輸出および外貨獲得の促進を図っていくのが現実的な方策と考えられる。

(2) 海外からのファイナンス促進の必要性

前項で述べたように、IPSDP を実現するためには、まずは地場企業による事業投資およびそれを支える国内における資金調達能力の増強が求められる。しかしそれでも IPSDP で求められている年間投資額は現状（2022～2023 年）の約 3.5 倍（最大）にも及ぶものであり、国内だけで必要な投資資金を賄うことは現実的に不可能と考えられる。その意味で、海外の投資家を呼び込むことは、IPSDP を実現する上で必須の要件といえる。

現状を具体的に見てみると、2024 年時点の水力に係わる開発権を有しているのは、一部のインド資本の企業を除けばネパール国内の開発事業者がほとんどである。50MW 以上の水力開発には 80MUSD 以上の資金が必要であり、こうした資金調達が出来ず中断している案件も多い。国内の開発事業者には大手インフラ開発のグループ企業も多く、一定規模の資金調達は可能であるものの、前述した背景もあって全体として資金調達が追い付いていない状況である。

海外の投資家や金融機関がネパールの電力事業への投融資を検討するに際しての課題としては、以下のものを挙げることができる。

- 政治（省庁幹部）の安定性

関係省庁の高官の交代が頻繁に発生し、リーダーシップや責任の所在が分かりにくい。

- 法制度・手続きの整備状況

改正電力法がペンディングになっており、また既往の手続きについても頻繁に変更される。また明確さや透明性が十分に確保されていない。

- 契約におけるリスク分担

特に PPA の契約内容が、海外の投資家の目線からすると受け入れがたいものになっている可能性がある。

- 海外投資家の保護

海外投資家の権利保護がどのように行われるのか、法制度等の整備が不十分であり、リスクを負担しきれないと考えている可能性がある。

- 事業金融の調達

少なくともネパールの公的あるいは市中の金融機関は競争的な条件で資金供与することが難しく、海外投資家は海外の金融機関から資金を調達する必要がある。無論、海外の金融機関もネパール国のプロジェクトに対する融資については慎重である。

今後、海外からの投資を加速させるためには、これらの諸課題について、1 つ 1 つ着実に手当し、投資環境の改善を図っていく必要がある。

(3) 開発援助機関における支援

IPSDP を実現する上では開発援助機関とのコラボレーションも必須の要素として考えられる。ネパールの電力セクターは、現状においても、JICA、WB、ADB、USAID などの複数の開発援助機関による支援を受けているが、改めて整理すると、以下のような支援策があり、これらを適切に活用して資金調達能力の拡充や、政府関係者の能力開発を行っていくことが重要と考えられる。

- 有償資金協力（プログラムローン、ソブリンローン、ツーステップローン）
- 民間向け投融資（民間企業や金融機関に対する、ネパール国の政府保証のない投融資）
- 技術協力（IPSDP の実行支援、能力開発、トランザクション・アドバイザー等）
- 専門家派遣（MoEWRI や NEA、あるいは IBN に対するアドバイスの提供等）

ただし、現状における国際開発機関の支援を確認すると、その内容が一部重複しているとみられる場合もある。それは非効率もしくは矛盾の発生の要因になることから、できるだけ重複を避ける必要がある。そのためには、ネパール国政府による主体的・積極的な関与と全体の把握・管理はもちろんのこと、開発援助機関間での情報共有や調整機能の強化を図っていくことが極めて重要と考えられる。

9.2.5 エネルギートランジションにおける課題

(1) 国内の電化促進

IPSDP で検討した電力需要予測は EV、E-cooking などの電化政策を含めた計画であり、実現可能な数値を提示している。水力という電源の特性上、電源開発容量は需要を大きく上回り、電力輸出を前提とした計画となっている。今後は安価な電力を活用した産業振興など、更なる需要喚起の検討も望まれる。

表 9.2-4 に EV および E-cooking の電力需要予測結果を示す。2040 年時点では EV および E-cooking の電力需要はそれぞれ 2,233GWh（全体の 3.6%）、3,649GWh（5.8%）と決して小さくないインパクトがある。これらの電化促進による化石燃料消費量の削減は CO₂ 排出量削減に加えてエネルギー自給率向上や国外への外貨流出阻止にも貢献する。

表 9.2-4 EV および E-Cooking の電力需要予測

Policy / Year	2025	2030	2035	2040
EV[GWh]	190	724	1,464	2,233
Electric cooking [GWh]	904	2,649	3,146	3,649

出典：JICA 調査団作成

2021 年における在来型バイオマスを除いた一次エネルギー供給量は水力が 34,321TJ (16%)、再生可能エネルギーが 5,403TJ (3%)、石炭が 49,970TJ (23%)、石油製品が 122,738TJ (58.0%) となっており、石炭は 98%以上、石油製品は全てインドからの輸入によって供給されている。化石燃料の調達をインドに依存せざるを得ないネパールにとって電化促進は重要であり、EV や E-cooking に加えて、現在はボイラー炊きで供給している熱需要をヒートポンプに代替するなど、更なる電化促進も望まれる。

(2) グリーン水素製造における法制度およびサプライチェーン

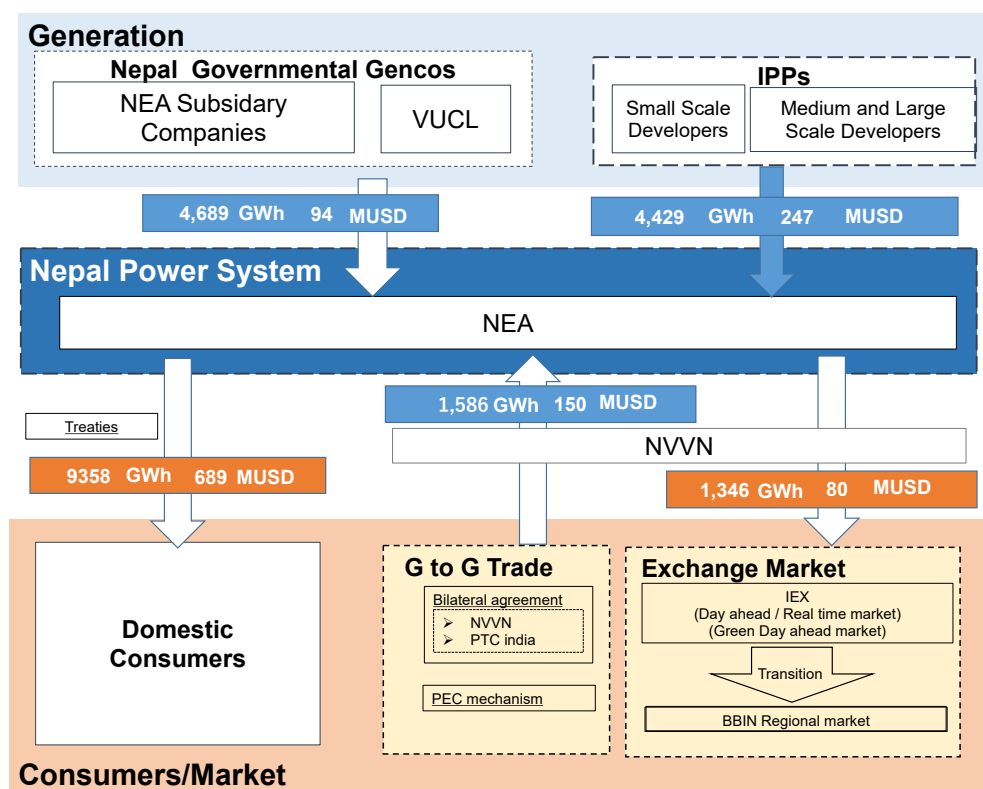
ネパールは豊富な包蔵水力を有しており、グリーン水素などの Carbon Neutral 燃料の製造可能性があるものの、水素使用を含めたサプライチェーンが構築されていない。2024 年に MoEWRI が Green Hydrogen Policy を制定したものの優遇措置は制定されておらず今後の検討が必要である。

9.3 IPSPD 実現に必要な変革と将来像

本節ではこれまでに示した課題認識を踏まえて現在の電力事業体制について整理し、必要な変革と IPSPD で目指す電力セクターの将来像を考察する。

9.3.1 現在の電力事業体制

2023 年におけるネパールの電力セクターの事業体制を図 9.3-1 に示す。発送配電の垂直一貫の電力会社である NEA がシングルバイヤーとして発電事業者から電力を購入し、国内およびインドへの電力輸出を担っている。



出典：JICA 調査団作成

図 9.3-1 2023 年時点における電力セクターの事業体制

前節で示した課題を踏まえ、この事業体制が継続した場合の脆弱性を下記に要約する。

- NEA がシングルバイヤーのオフテイカーになるため、財務的なリスクが NEA に集中する。
- NEA が発電と送配電の双方の機能を果たしているが、意思決定プロセス（とりわけ民間 IPP も増加しつつある現状における配送電部門の独立性や中立性）や財務上のパフォー

マンス（発電と送電の双方の部門における独立した財務健全性の確保）という観点から透明性に欠ける部分がある。

- VUCL や RPGCL といった既往の公的電力事業者と NEA の役割分担が不明確であり、結果として運営上に非効率性が発生している可能性がある。
- 特に送配電については NEA がほぼ独占的に実施しており、競争原理が働いていない。結果として送配電コストが高くなっている可能性がある。今後、インドやバングラデシュとの電力融通の活性化が予想されるが、戦略的かつスピーディな意思決定を行うための組織体制の検討・構築が求められる。

9.3.2 IPSDP 実現に必要な 5 つの変革

これまでに述べてきた通り、2024 年現在、ネパール電力セクターは過去 10 年間の開発成果によって電力需給やセクターの財務状況も安定しつつある。しかし、今後 IPSDP を達成していくに当たっては前節で示した課題を解決する必要がある、以下に示す変革を実践していくことが重要となる。

- (1) Clean Export の拡大
- (2) ネパール電力システムの飛躍的な規模拡大
- (3) 電力事業体制の改革と拡大
- (4) ファイナンス／民間投資の増強
- (5) エネルギートランジションの推進

(1) Clean Export の拡大

水力発電の特性として、水力を開発した場合、雨期の余剰電力発生という特性は避けられず、2030 年以降は年間発電電力量のうち、約半分を国内需要、残り半分を電力輸出する想定となる。従って、電力セクターの開発はすなわち Clean Export の拡大を意味しており、MoEWRI Roadmap and Workplan においても 2035 年で 15GW の輸出が目標として掲げられている。

現在の電力事業体制ではシングルバイヤーの NEA に電力買取が集中するため、電力輸出拡大における様々なリスク（例えば、国内で買取った電力量と輸出する電力量のマッチングのリスク、電力売買の逆ザヤが発生するリスク、政府間の外交政策上の影響を受けるリスク）を NEA が抱える構造になっている¹⁰⁵。このリスク低減には、従来の G to G Trade、Exchange Market に加えて、Power Trading Companies 経由の取引や、IPP がインドおよびバングラデシ

¹⁰⁵ 他方で、ネパール政府にとっては、NEA に電力買取を集中させることによって、外交政策を直接的にコントロールできるというメリットがある。また、NEA としても、事業の売上や利益を大きくできうというメリットはある。

ユの配電事業者または需要家と PPA を締結し、直接取引する商流の確立と制度設計の整備が重要となる。この場合、NEA は IPP から送変電設備の託送料金を徴収することで送変電設備への投資コストも回収しつつ電力買取のリスクを回避できる。こうした直接取引は、インドおよびバングラデシュの開発事業者、銀行、施工業者などの新たなプレーヤー参画と、海外向けの PPA による外貨獲得にも貢献する。

(2) ネパール電力システムの飛躍的な規模拡大

2023 年から 2040 年にかけて、ネパールの電力システムは飛躍的な規模拡大を遂げる。国内の電力需要 (GWh) は 6.7 倍、発電所の設備出力 (MW) は 16.2 倍、400kV 基幹系統の送電線長 (km) は 262.5 倍となり、電力システムへの設備投資は 2040 年までに累計 61,750MUSD、年間平均 3,632MUSD に相当する。

電力システムの開発はネパール国内の経済成長を促進すると共に、Clean Export による輸出産業の柱につながっていく。こうした莫大なインフラ整備を実現するには既存のリソースだけでは不十分であり、国を挙げた成長産業としての開発促進と海外から投資誘致が必要不可欠である。

(3) 電力セクター改革

IPSDP を着実に実行に移し、その目指すべき姿を実現するためには、電力セクター改革は必須の条件といえる。2024 年 3 月現在、ネパール国会で審議中の改正電力法案の内容を踏まえた具体的な検討事項としては、以下のものを挙げることができる。

- ERC の機能強化
- NEA の発電、送電、配電機能（事業体）アンバンドリングと競争原理の導入
- VUCL（発電会社）や RPGCL（送電会社）といった既往の公的事業体と、NEA アンバンドリング後の組織の在り方（統合や併存）
- NEA の発電事業と民間 IPP 事業者の住み分け
- 送電事業におけるオープンアクセスや託送システムの導入
- ネパール国内外における電力取引における NPTCL の本格的稼働

これらの検討・実行を着実に進めるとともに、主として政府関係者の更なる能力開発が求められる。

(4) ファイナンス／民間投資の拡大

ネパールの電力セクターを持続的に開発するためには、ネパール国外からの投資、資金調達の充実を図り、必要な投資資金が得られる環境を整備する必要がある。IPSDP が示唆する水力電源開発に所要な資金は膨大であり、インドを含む周辺国の需要拡大を織り込んだとしても、円滑に開発を進めるためには国外の投資家を積極的に誘致し、水力発電に費やせる資金源の裾野を拡大する必要がある。検討しうる資金源としてはアジア開発銀行をはじめとする国際援助機関の借款なども考慮できるが、民間投資家による投資が規模の大小を問わず投入されることが、持続的な電力セクター開発に不可欠である。投資環境の充実については、IBN など外国直接投資誘致を担う政府組織を中心とした投資受入れの環境整備が伴うことが期待されるが、電力セクターについては一連の開発許可手続きの透明性、予見性を高め、投資家の事業分野に対する信頼を高めるガバナンス改善の取組みと不可分である。

ネパール政府機関を中心に投資環境整備に取り組む一方、流れを生み出すためのシードマネー、成功体験としてのシード・プロジェクトを国際援助機関がリードし、その実例を踏襲する形で民間投資家が電力セクターへの事業投資を十分な信頼感を伴ってできる環境が醸成されることが、マスタープランの描く規模での水力発電の電源開発を実現に導く方策である。

財務分析および資金調達方法の検討結果によると、IPSDP 全体として今後必要とされる投資資金（CAPEX）は 80,195 百万 USD であり、そのうち約 6 割に当たる 49,076 百万 USD を民間投資により整備されるものと想定されている。

民間投資を呼び込むために具備すべき要件としては、以下のものがある。今後は、これらの手当てを着実に進めていく必要がある。

- ① 政府の財政状況やマクロ経済の安定
- ② 関連する法令の整備
- ③ 外国投資家の権利保護
- ④ 国際標準の RFP や PPA のひな型の整備
- ⑤ 民間事業者による資金調達手法（選択肢）の増加
- ⑥ 政府関係者のプロジェクト形成・実施能力の強化
- ⑦ 競争性、透明性、公平性の確保

(5) エネルギートランジション

電力セクターにおける使命として、Net Zero 2045 の達成が挙げられる。ネパールは豊富な水

力資源を有し、自国に加えて近隣国の CO₂ 削減への大きなポテンシャルを有している。同時に、ネパール国内の化石燃料利用の削減として、EV、E-Cooking などの電化政策の促進と、水素を中心としたカーボンニュートラル燃料の製造および利用促進が期待される。

化石燃料利用の削減は気候変動だけでなく、インドへの一次エネルギーの依存解消というエネルギー安全保障にも寄与する。さらに、カーボンニュートラル燃料の製造という観点では、アンモニア製造による肥料調達や海外輸出の可能性も挙げられる。2040 年に向けては電力セクターで得られた余剰電力をどのようにカーボンニュートラルに活用するかが重要になる。

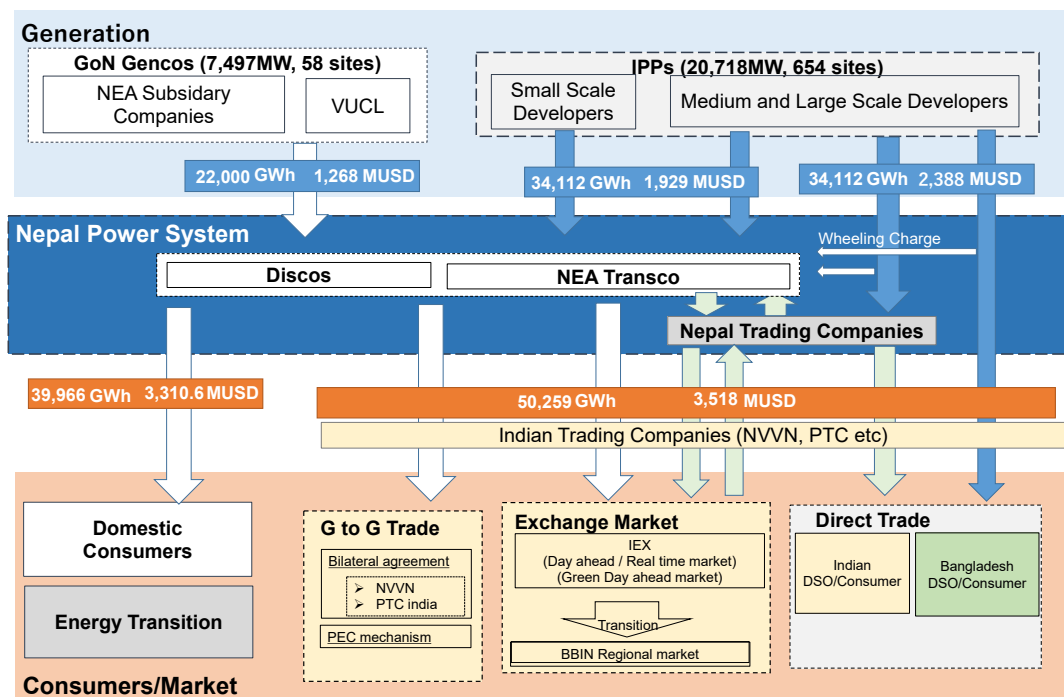
9.3.3 IPSDP で目指すべき電力セクターの事業体制

5 つの変革を踏まえた電力セクターについて、MoEWRI の政策目標である 2035 年において目指すべき事業体制を図 9.3-2 に示す。

2035 年におけるネパールの電力セクターについて、需給規模、電力輸出、組織体制、キャッシュフローは劇的に拡大する。発電所の設備出力と地点数は政府系（NEA および VUCL など）が 7,497MW、58 地点、IPP が 20,718MW、654 地点、電力系統は国土の東西に渡って 400kV 基幹系統が整備され総延長は 1,818km に達し 400kV の国際連系線も 6 本が整備される。

取り扱う電力量と販売金額も大きくなり、総販売電力量 90,224GWh のうち国内向けが 39,966GWh（44.3%）、3,311MUSD、Clean Export として電力輸出が 50,259GWh（55.7%）、3,518MUSD となる。特に Clean Export は国の GDP の 6%を占め、外貨を獲得する輸出産業に発展する。セクターの構造も大きく変革し、発送配電分離に加えて、電力トレーディング事業者の参入も進むと想定される。

エネルギートランジションについてもネパールは多くのポテンシャルを有しており、Clean Export による周辺国の CO₂ 削減、化石燃料由来のエネルギーの電化、グリーン水素・アンモニアの活用などの活用も重要となる。



出典：JICA 調査団作成

図 9.3-2 2035 年における電力セクターの将来像

9.4 IPSDP の実現に向けた提言

本節ではこれまでの協議を踏まえた電力セクターへの短中期的な提言を整理する。

第 9.1 節で示したマイルストーンとパスウェイは、2030 年以降の大規模開発を実現するためには、今後数年間で Clean Export を実現するための技術検討、開発事業者の強化・誘致、国内外のファイナンス調達、制度設計の整備、人材育成を完了し、速やかに各事業を着工する必要があることを示唆した。すなわち、Clean Export 拡大や未整備の水系開発を後押しするための開発スキーム検討、制度設計の整備、ファイナンス調達は今すぐ着手すべき喫緊の課題であり、解決に向けた施策を進めていくことが重要となる。

また、MoEWRI、DoED、ERC、NEA などの関係機関や開発援助機関のリソースは限られている現状を考慮すると、ネパールが早急に取り組むべき課題に焦点を当てることも重要と認識する。電力セクター全般における網羅的なワークプランは MoEWRI が策定した「エネルギー開発ロードマップおよびワークプラン」にて示されていることから、本報告書ではセクター全般を包括的に俯瞰し、今後のブレークスルーとなりうる重点事項に焦点を当てるよう留意する。

9.4.1 Clean Export の多様化のためのスキーム案

現状、ネパールの電力取引先としては、ほぼインドのみであり、相対取引や IEX を通じた取引が行われている。インドからの電力輸入に関しては、インドの電力取引ガイドラインを元に NVVN 等との長期相対契約による方法や、IEX を通じた電力輸入を実施している。一方、電力輸出に関しては、IEX における Day Ahead Market と Real Time Market がメインとなっている。電源開発を行い、国内供給に加え電力輸出により安定的な収入を得ていくためには、将来の価格が見通せない Day-Ahead Market や Real Time Market のみの取引では実現することが難しい。

IPSDP の実現においては電力取引の NEA への一極集中が大きな課題であることを示しており、今後は Clean Export 多様化スキームの構築が重要になってくる。具体的には電力トレーディング事業者、IPP とインド、バングラデシュの電力会社/需要家への商流の確立、クリーンエネルギーの優遇措置付与、各国の電力系統連系の申請などの制度面の整備が想定される。

(1) 電力取引の多様化

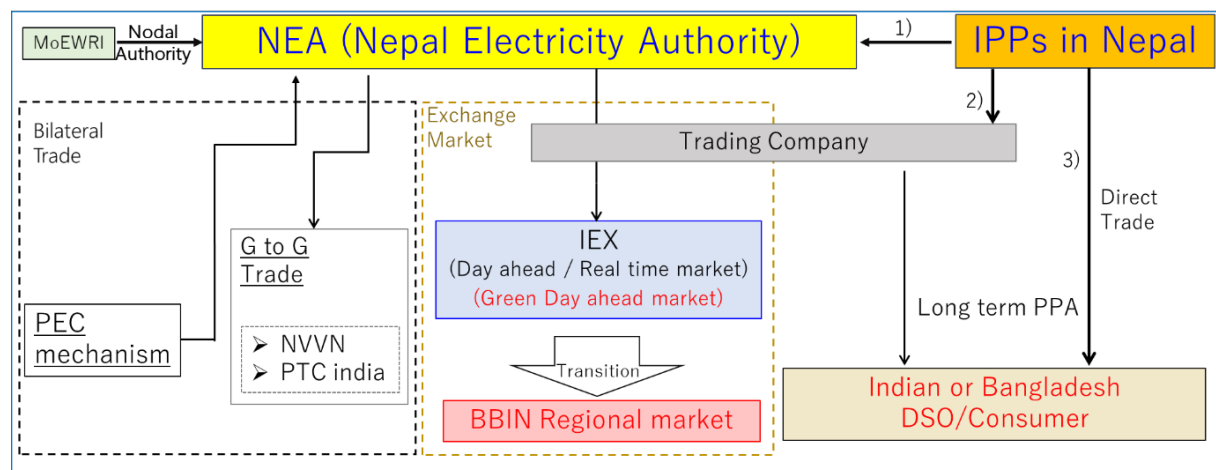
1) 電力融通の取引方法の提案

現状は NEA がシングルバイヤーとしてネパール国内で発電された電力を全て買取った上で、NEA からインドに輸出している。将来的に電力の取引量が拡大することを考えると、NEA がネパール国内の発電量を全量買い取ることによるリスク（売電先、売電価格）が大きくなり過ぎることが懸念される。また、IPP 等によるネパール国内の電力開発促進を図るためにも、NEA との PPA に頼らないオプションが必要である。NEA との PPA に頼らないオプションとして、ネパール国内の IPP が NEA 以外の顧客と相対取引を行う制度や Nepal Power Trading Company との取引を導入していくことも必要になると考える。将来的に考えられる取引方法を図 9.4-1 に示す。

IEX では再エネ由来の電力を扱う Green 市場もあり、通常の市場より 10%程度高く取引されていることから、Green 市場への参加をインド政府と合意出来れば NEA の収益向上につながる。前述した通り、インドでは今後も再生可能エネルギー由来の電力の調達量を増やしていく計画であり、将来的に市場の拡大も期待できる。また IEX に加えて、長期的に安定した電力輸出先を確保するために、インドやバングラデシュの配電会社や大口顧客と長期の PPA を締結することも必要となる。

また、ネパールとバングラデシュ間で直接、国際連系線を構築する案や、インドが IEX を南アジアの広域的な電力取引所としての発展性を見越していることを鑑みると、間接的ではあるが、バングラデシュが IEX に参加する案などが、ネパールーバングラデシュ間の

電力取引量の増大に貢献すると考えられる。バングラデシュが IEX に参加する場合においても、既存の送電線に空き容量が無い場合、インドーバングラデシュ間の送電線の増強が必要となる。



出典： JICA 調査団作成

図 9.4-1 将来の取引形態

2) 発電事業者から見た電力の卸売形態

今までの検討を踏まえて、将来考えられる電力融通の方法として、発電事業者から見た電力の卸売形態を表 9.4-1、各形態の比較を表 9.4-2 に示す。1) は従来取引、2)、3) は電力輸出を想定した新たな取引形態となる。

表 9.4-1 発電事業者から見た電力の卸売り先の形態

卸売り先	内容
1) NEA	NEA との国内取引で完結する従来の取引形態である。買い取られた電力は NEA が国内向けの小売りと余剰分をインド向けに分配するため、電力融通には発電事業者は直接関与しない。事業者にとって買取価格が相当高価になるとは期待できないものの、系統連系などの申請や他国の事業者との PPA 締結などの事務手続きは不要であり、国内の中小発電事業にとっては引き続き主流の形態になると想定される。
2) 電力トレーディング事業者	電力トレーディング事業者を介した取引となる。将来ネパール国内では電力法の改正によって電力トレーディング事業が可能になり、NEA が担っている電力融通の機能は部分的に電力トレーディング事業者 (Nepal Trading Companies) に移行すると想定される。NEA は 2021 年に第 1 号となるネパールトレーディング事業者 (NPTCL: Nepal Power Trading Company Ltd.) を設立しており、当面は NPTCL によるトレーディング事業運営が想定されるが、将来的には民間事業者の Trading Companies への参画も期待される。発電事業者としては電力トレーディング事業者との PPA を売電価格とするか、市場価格との連動価格にするかなども選択可能となる。
3) インド/バングラデシュの DISCO/需要家への直接取引	発電事業者がインド/バングラデシュの配電事業者/大口需要家と直接取引する形態であり、各国の投資家が参加してプロジェクト・ファイナンスを組成するスケールメリットがあり、中長期に渡って安定した収支を見込む必要のある大規模案件を中心に適用が進むと想定される。

出典： JICA 調査団作成

表 9.4-2 電事業者視点における電力取引先毎の比較

スキーム	1) NEA	2) 電力トレーディング事業者	3) 直接取引
買い手	NEA	トレーディングカンパニー	海外の大規模需要家
売電価格	NEA との PPA	トレーディングカンパニーとの PPA 市場価格	需要家との PPA
メリット	- 取引量と価格が安定している - 送電コストの負担がネパール分のみとなる	【PPA】 - 取引量と価格が安定している 【市場】 - 余剰電力が発生した際に売電出来る	- 取引量と価格が安定している - 発電事業者が自ら条件の良い顧客と契約することが出来る
デメリット	NEA の買取量に限りがある	トレーディングカンパニーの目的や機能がまだ整備されていない	- 発電事業者が自分で顧客をみつける必要がある - 送電コストの負担がネパール分に加え、他国も加わる

出典：JICA 調査団作成

発電事業者の観点から電力取引を見た場合、卸売り先と売電価格は事業性を検討する上で重要な要素となる。現状、PPA の売電価格は NEA 国内向けが 2023/24 平均で 5.68NRs/kWh (4.4cents/kWh)、輸出向けが 8.77NRs/kWh (6.6cents/kWh) と後者の方が高い。発電事業者は卸売り先として、国内取引と電力輸出の双方を検討できる体制が望ましい。これら 1)2)3)の取引形態については、各発電事業で 1 つの形態を選択するという制約がある訳ではなく、柔軟な組み合わせも可能と期待される。

例えば乾期は 1)の形態で NEA を通じてネパール国内に売電し、雨期は 2)、3)の形態でインド/バングラデシュに売電するなどの取引形態も可能と想定される。こうした取引形態が可能であれば、特に中規模～大規模案件では求められる発電計画も変わってくると想定される。

(2) 国内電力供給の担保

国内への電力供給を確保するために、発電事業者にライセンスを付与する際に年間を通じて一定量の国内供給を義務付けることが必要になると考える。

発電所の開発時に、将来のネパール国内の需要を見通したうえで、国内向けに必要な供給量を勘案し、乾期も含め年間を通じて一定量の国内供給を義務付けることで、今後のネパール国内の需要増加に対しても安定して電力を確保することが可能となる。一定量の国内供給量を超える電力については、トレーディングカンパニーやインド／バングラデシュの配電事業者／大口需要家と直接取引することが可能である。

この仕組みが機能するには、発電事業者にライセンスを付与する DoED とネパール国内の需給計画を行っている NEA の間で綿密に連携を取り付与するライセンスを決定することが必要となるが、現状 DoED と NEA の間では上手く連携が取れているとは言えない。

これに加えて、NEA が適切に中長期的な需給計画を策定することが必要となるが、現状は NEA の需給計画策定能力が低いため、NEA の需給計画能力の向上が必要となる。

加えて、トレーディングカンパニーの役割は主に NEA や IPP から余剰電力を買取り、IEX 等の市場に売電することとなる。国内供給が確保できない場合には、トレーディングカンパニーを経由して電力を調達できる仕組みを構築することで安定して国内の供給力を確保できる。

9.4.2 Pioneer of Hydropower Project in River Basin の開発促進

本項では国内の各河川における水力開発進捗から、今後の開発を促進するための施策について考察する。

(1) IPSDP における各河川の水力開発地点と進捗の整理

IPSDP で計上した各河川の水力開発地点容量と進捗を表 9.4-3 に整理する。進捗は DoED のカテゴリーを基に a) Operation、b) Construction (Construction License、Application for Construction License)、c) Survey (Survey License、Application for Survey License)、d) GoN に分類して設備出力を計上する。グレーのハッチは a)+b)で 50%以上を表しており、現時点で運転中、建設中、そしてプロジェクト形成の目途が付いた進捗の進む水系を抽出している。なお、Karnali 水系の Tiala Nadi HPP、Koshi 水系の Tamor HPP は進捗が進んでいると示されているが、Construction License の失効やプロジェクト中断などで実際の進捗は見られない。

3 大河川のうち、Gandaki 川、Koshi 川は比較的開発が進んでいる。特に Gandaki 川は Seti、Marshandhi、Trishuli を中心に建設中の地点も多い。一方で、Karnali 本川、West Seti 川、Bheri 川、Gandaki 川、Dudhkoshi 川、Tamor 川など、豊富な包蔵水力を有するものの開発が進んでいない水系が多い。これらの水系の開発容量は全体の 53%を占めており、IPSDP においてこの開発は極めて重要であり早期に着手する必要がある。

表 9.4-3 IPSDP における各河川および進捗状況による水力開発地点容量(MW)

River		a) Operation		b) Construction		c) Survey		d) GON		Total
Karnali	Karnali	11.9	0.2%	1,068.4	22.3%	2,888.5	60.3%	821.1	17.1%	4,789.9
	Tiala Nadi	0.0	0.0%	621.7	83.1%	126.6	16.9%	0.0	0.0%	748.3
	Seti	12.0	0.7%	385.5	22.8%	236.4	14.0%	1,059.0	62.6%	1,692.9
	Bheri	0.0	0.0%	644.3	22.7%	1,569.1	55.4%	618.8	21.8%	2,832.1
Gandaki	Kali Gandaki	217.5	20.8%	819.0	78.5%	6.7	0.6%	0.0	0.0%	1,043.2
	Modi Khola	45.0	20.1%	175.0	78.2%	3.8	1.7%	0.0	0.0%	223.8
	Badigad Khola	7.5	0.6%	898.1	68.0%	35.0	2.7%	380.3	28.8%	1,321.0
	Myagdi Khola	0.0	0.0%	250.7	86.1%	40.4	13.9%	0.0	0.0%	291.0
	Seti Gandaki	94.5	10.0%	621.5	66.0%	225.1	23.9%	0.0	0.0%	941.1
	Marshandi	255.3	13.4%	1,509.8	79.3%	139.7	7.3%	0.0	0.0%	1,904.8
	Budhi Gandaki	13.5	0.6%	950.4	40.6%	174.6	7.5%	1,200.0	51.3%	2,338.4
	Trishuli	134.5	10.1%	1,075.0	80.6%	123.5	9.3%	0.0	0.0%	1,333.0
	Other Tributaries	76.4	76.2%	7.0	7.0%	16.8	16.8%	0.0	0.0%	100.2
Koshi	Sun Koshi	17.5	2.3%	38.5	5.1%	19.3	2.6%	680.0	90.0%	755.3
	Indrawati Nadi	10.5	20.8%	29.1	57.6%	10.9	21.6%	0.0	0.0%	50.4
	Balephi Khola	4.2	1.2%	307.7	89.8%	30.8	9.0%	0.0	0.0%	342.7
	Bhote Koshi	89.3	27.3%	233.4	71.5%	3.7	1.1%	0.0	0.0%	326.3
	Likhu Khola	131.8	33.9%	239.0	61.5%	18.0	4.6%	0.0	0.0%	388.8
	Tama Koshi	603.4	26.2%	1,249.2	54.3%	51.0	2.2%	396.5	17.2%	2,300.0
	Dudh Koshi	27.1	1.2%	857.8	38.9%	971.1	44.0%	350.0	15.9%	2,206.0
	Arun	33.2	1.0%	1,915.9	55.1%	1,525.9	43.9%	0.0	0.0%	3,475.1
	Tamor	95.3	5.2%	1,331.9	73.2%	392.9	21.6%	0.0	0.0%	1,820.2
	Koshi DS	155.5	28.3%	59.3	10.8%	335.0	60.9%	0.0	0.0%	549.8
Other Rivers		173.6	9.1%	309.7	16.3%	1,088.6	57.1%	334.0	17.5%	1,905.9
Total		2,209.5	6.6%	15,597.8	46.3%	10,033.4	29.8%	5,839.7	17.3%	33,680.4

グレーハッチは a)Existing + b) Construction が 50%を超える河川を示す。

出典：JICA 調査団作成

(2) Pioneer of Hydropower Project in River Basin の開発

前節で示した開発未着手の水系について、これまで整備が進められなかった原因については「供給リスク」と「関連インフラの未整備」の2点が大きいと想定される。

前者について、これらの水系の開発地点は国内電力需要に比べて各地点の開発規模が大きく、開発したとしても特に雨期はネパールの電力需要を超えた場合の供給リスクが懸念されていた。これまではインドへの電力輸出が担保されておらず、中規模～大規模水力はインド事業者が参画する Arun 3 HPP、Uppe Karnali HPP を除いて事業は進んでいなかった。しかし、現在はインドへの電力輸出の販路が開けつつあり、仮に、ネパール基幹系統の開発が遅れる場合もインドへの国際系統連系を先行させるといった選択肢も可能となっている。

こうした現状を踏まえると、未開発水系における主な課題はアクセス道路と送電線という関連インフラの未整備と想定される。関連インフラの整備や系統連系は水系で最初の地点を開

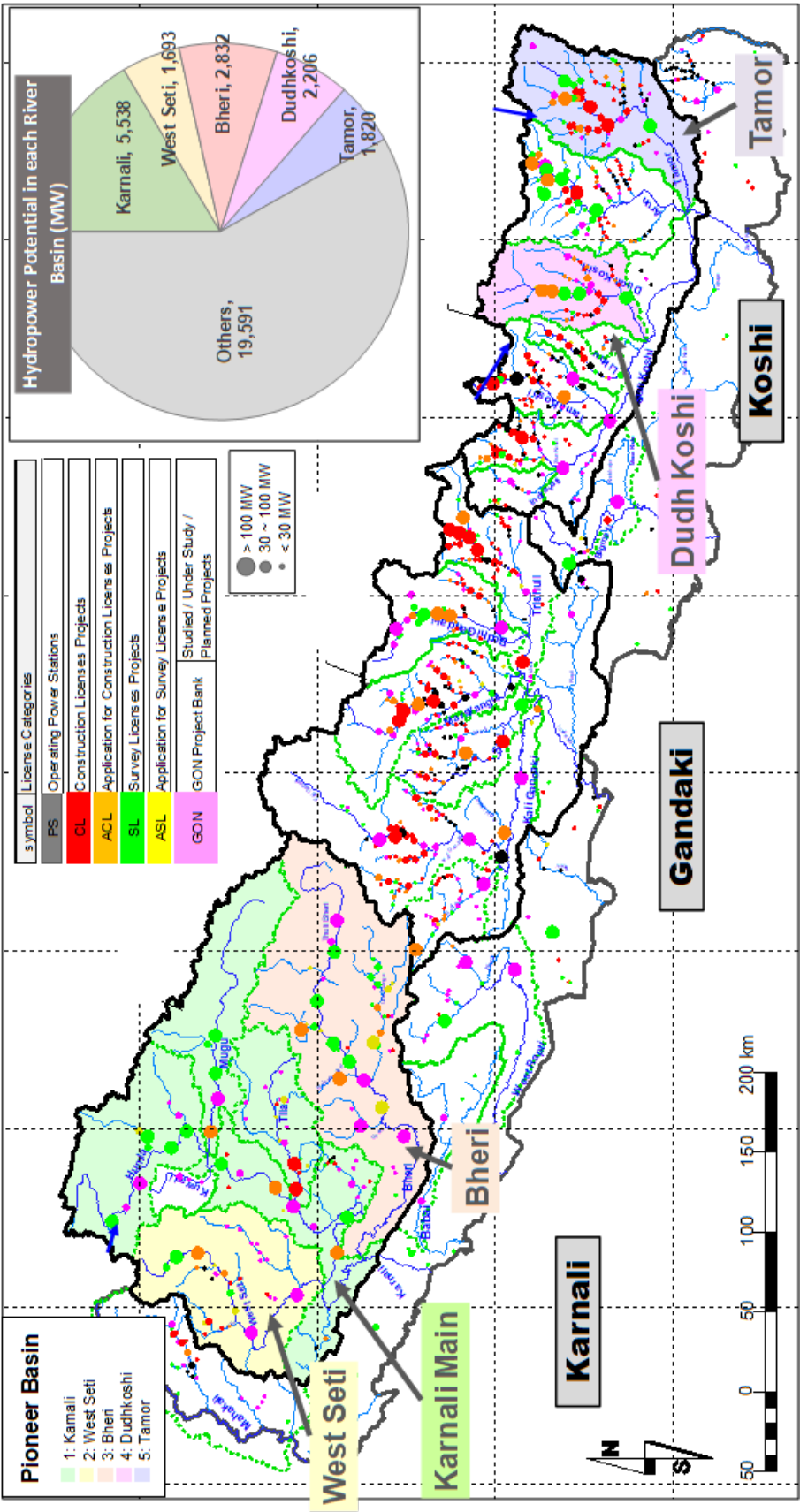
発する事業者に委ねられるものの、開発費用や各種の申請が負担となる。一方で、Tamakoshi 川、Arun 川、Likhu 川、Solu 川などの例からは、1 つのプロジェクトが進めば、後続プロジェクトによる開発が加速することを示唆している。現在、開発未着手の水系においては、アクセス道路と送電線を整備し、系統連系することで各水系における水力開発促進が期待される。掛かる現状認識の下、IPSDP における水力開発促進案として、Pioneer of Hydropower Project in River Basin を提案する。主要水系におけるプロジェクトの候補を表 9.4-4 に整理する。

表 9.4-4 Pioneer of Hydropower Project in River Basin の候補地点

水 系	主要河川	開発容量 (MW)	候補地点
Karnali 水系	Karnali 本川、Humla Karnali 川、Tiala 川	5,538	Phukot Karnali
West Seti 水系	Seti 本川	1,693	Chainpur Seti、West Seti、SR6
Bheri 水系	Bheri 本川、Sano Bheri 川、Nalgad 川、Jadulla 川	2,832	Nasyaugad、Jadulla PRoR
Dudhokoshi 水系	Dudhokoshi 川	2,206	Dudhokoshi STO
Tamor 水系	Tamor 本川、Kabeli 川	1,820	Tamor Storage

出典：JICA 調査団作成

既に述べた通り、アクセス道路および送電線建設は公共事業としての意味合いも強い。これらのプロジェクトについては JICA、WB、ADB のような開発援助機関の支援を受けた政府系企業による開発か、PPP を活用した開発が望ましい。このため、候補地点に当たっては、対象水系に位置する優先水力プロジェクトの中から、政府系発電事業者の NEA と VUCL が開発権を有し、比較的調査が進んでいる地点を抽出している。



出典： JICA 調査団作成

図 9.4-2 未開発水系の位置図

9.4.3 電力セクター産業のスケールアップ

IPSDP を着実に実施していくためには、それを支えるだけの電力セクター産業としてのスケールアップが求められる。すなわち、ネパール電力システムは発電所、送変電設備、配電設備などのハードのインフラ整備の青写真を描くだけでなく、それを現実のものとするための組織強化や人材育成が求められる。

組織面でいうと、政府および関連部局の能力強化に加えて、民間セクターの成長が期待される。建設段階では、調査会社、設計会社、各種コンサルタント、施工業者、機器および資材サプライヤーの存在が重要である。また、運営段階では、発電施設を運転する企業や、関連施設や機器のメンテナンス・更新をする企業の存在が求められる。さらに、民間 IPP 事業として実施する場合には、技術、法務、財務などの各種コンサルタントや、事業に対して融資を行う金融機関の存在が不可欠となる。

こうした状況を打開するため、財務省傘下の組織として水力発電事業の開発を目的としている HIDCL の機能強化を図ることが考えられる。HIDCL はすでに 30 件余りの水力発電事業への投融資実績を持っており、組織としても拡大希望を持っている。ネパール政府財務省を介したツーステップローンを HIDCL に提供することにより、地場金融機関の資金供給能力を補うことが、特に中規模から小規模の水力発電事業の開発促進に資すると期待される。

こうした組織や人材面でのスケールアップの必要性や影響は、カトマンズといった都市部にとどまらない。今後、多くの事業は地方部で実施される。事業施設の整備や運営による直接効果もさることながら、事業を支えるインフラの拡充（道路、電気、水道、住宅）等も必要となってくる。よって、電力セクターのスケールアップは、地方部にも、雇用面や能力開発の面において、少なからぬ影響が及ぶものと考えられる。

このように、産業としての電力セクターを育てていくためには、MoEWRI による他省庁（例えば、MoF、DOI、IBN、公的金融機関等）や地方政府等との連携強化が求められる。また、民間セクター（例えば、ネパール商工会（Nepal Chamber of Commerce））との対話や、それを踏まえた各種の施策の立案も期待されるところである。さらに、人材面の強化という意味では、ネパール政府自身による自助努力に加えて、国際開発援助機関による専門家派遣や技術協力の実施を活用するという方策も考えられる。

9.4.4 事業資金の需要とニーズのマッチング

本節では、ネパールの水力発電事業開発加速のために執られるべき方策について、主として水力発電事業の資金調達円滑化、内外資民間投資促進の観点で述べる。

(1) 投資環境整備

ネパールの水力発電事業に参画している外国投資家はインド、中国が多く、拡がりを欠いている。最も大きな障害は、当面のオフテイカーである NEA に対する支払がネパールルピー払いに限られ、例えば米ドル建てなど、リスクヘッジする手段を用いることにより投資家が検討し得る取引条件となっていない点である。2019 年の PPP/投資法ヘッジ関連規則の改訂に伴って、海外投資家はネパール政府が定める仕組みに則って、為替リスクをヘッジすることとされているが、詳細な方法に関する議論が続いている。このため、現状では為替リスクを呑み込む前提でインド、中国の投資家が投資している状況である。

ネパールルピーの為替リスクを国際開発金融機関などに対して求めることは、事業リスク低減の観点から不可欠の措置となると思われるが、為替リスク低減の取組みはネパール政府が具体的な仕組みを確立することが、喫緊必要な措置である。オフテイカーがインドの電力需要家である場合、インドからの支払いをインドルピー建てとするなどして、ヘッジング手段が豊富かつ確立した通貨での事業構成を検討することも考えられる。

(2) 近隣国オフテイカーとの売電金額・条件交渉

第 9.4.1 項で記載の通り、ネパールの水力発電事業は、国内だけでなくインド等近隣国の市場への売電を織り込んで計画される。この際、1) NEA、2) 電力トレーディング事業者、3) インド/バングラデシュの DISCO/需要家への直接取引の仕組みが想定される。2) のようなトレーディング事業者との取引では IEX のような市場メカニズムを介して売却する仕組みも想定される。一方で、インドへ越境売電できる価格競争力のある事業規模を考慮すると収益の安定化は常用であり、リスクを抑える観点で市場メカニズムへの直接売買は、難しいのではないかと考えられる。

その結果、PPA の取り交わしは 1) もしくは 3) を相手とすることになる。その場合、PPA の交渉において著しく劣後する条件とならないよう、注意を払う必要がある。現在、インドの市場で目安としている再生可能エネルギー由来電力の価格（およそ NPR 5.00）は、今後、再生可能エネルギー電源が普及し、更に下落する可能性も否定できない。

ネパールの水力発電からの主たる輸出仕向け先となるインドでは、SERC が電力事業者に対して再生可能エネルギー買取義務量（RPO : Renewable Energy Purchase Obligation）を課している。RPO は 2016 年から施行され風力、太陽光を含む再生可能エネルギーの購入が義務付けられたが、2018 年のレビューでは実際の購入実態が目標に届かなかった背景もあり、各州ではより高い導入目標を設定しつつある。

水力発電事業開発の加速のため、民間資金あるいは IPP 事業者の参画を誘引することを目的にネパール国内の投資環境整備として為替リスクヘッジ手段の整備が求められる。同時に、電力輸出を前提とした水力発電事業の開発が今後の中心となることを考慮すると、ネパールの事業者が取り交わす輸出先との売電条件、売電価格について、一定程度の標準をネパール政府が主導して整えることが、事業者、投資家にとって投資環境整備の観点から望ましい。

(3) 地場金融機関の能力強化

現在、小規模から中規模の水力案件への関与に留まっているネパール地場金融機関の融資能力の改善を通じて、案件開発を促進することが期待される。資金的な側面では、短期の貸出に依存しているネパールの金融機関の中から有力行を選抜し、TSL などの支援を通じて融資能力を強化することが期待される。同時に現在、専ら個人向けの融資の形で行われている水力発電事業への融資を、コーポレートあるいはプロジェクトに対する融資とするための金融機関の融資能力を培う必要がある。短期・中期には、地場金融機関に対する伴走支援を提供し、コーポレートに対する審査能力を培いながら、特に目的とする水力発電へのプロジェクト・ファイナンスの実施のための案件審査・評価能力を培う。

9.4.5 エネルギートランジションに向けた取り組み

IPSDP で示される電力開発が進む場合、余剰電力は 2028 年まで雨期の利用が主となるが、2029 年以降は徐々に乾期の利用可能量も増えていく。2031 年以降は年間を通じて得られるベースと雨期のピーク余剰電力が利用可能になる。これらの余剰電力は電力輸出、熱需要、グリーン水素/グリーンアンモニア製造などへの活用が想定される。

これらの余剰電力を kWh 価値で換算した場合、熱需要の電化、ついでインドへの電力輸出の価値が高いと想定される。一方で、2024 年時点ではネパールにおけるグリーン水素は補助金やカーボンクレジットなどの付加価値なしで事業性が成立する水準には至っていない。したがって、グリーン水素単体に財務価値を見出すには、グリーン水素の市場価値向上、各種の優遇制度の整備、そして各種の技術開発による製造コスト低減を待つ必要があると想定される。

余剰電力の活用においては、エネルギー効率という観点から、EV、E-cooking、熱需要など、電力を直接、動力源に充電または熱源に利用する電化が最も効率的な活用となる。既に第 5 章で記載した通り、EV、E-cooking についてはネパール政府によって野心的な目標が掲げられており、これらの既往の取り組みの推進と、ヒートポンプなどの新たな需要喚起が重要と想定される。

電力輸出についても周辺国における CO₂ 削減という観点ではエネルギートランジションに貢献しており、ネパールにとって貴重な外貨を稼ぐために必要な施策と想定される。したがって、当面の間は財務的価値の優れる電化と電力輸出が重要となる。

グリーン水素を含めた CN 燃料活用は一部の先進国では実用化が進められているものの、本格的な社会実装は世界各国でも手探りで検討中の段階であり、ネパールにおいても同様と想定される。このため、当面の間は技術普及、関連制度整備、エネルギーおよび食料の安全保障、外貨流出の防止という観点で国内の経済的価値を重視した取り組みが重要となる。特に、グリーン水素から製造されるアンモニアについては、ネパール国内において農業用の肥料という明確な需要が存在する。価格面では天然ガスを原料としたインドからの輸入肥料に劣るものの、肥料の安定供給と食料の安全保障という観点から取り組みを進めていくのが望ましい。また、セメントのクリンカ製造で排出する CO₂ を尿素製造の原料に用いることも可能であり、カーボンニュートラルにおける排出量削減にも寄与する。

グリーン水素/アンモニアは将来の技術であり、継続的な研究開発活動が望まれる。一方で、当面の間は補助金を前提とした事業になる可能性が高いため、生産規模については関連する事業者およびネパール政府の財務に影響の及ぼさない範囲の事業なよう配慮する。

9.5 IPSDP の実現に向けたパイロットプロジェクト

前節で示した提言の実行は各分野および国内外の関係機関が関わっており、各機関の単独での活動では達成困難な課題が多く各種の調整も必要と想定される。

こうした状況を解決していくには挙げられた課題の多くを包含したパイロットプロジェクト実施が有効と想定される。PPA、託送料金、系統連系などは一度、策定すれば別のプロジェクトにも適用可能であり、1 つグッドプラクティスが後続のプロジェクトのベンチマークとなる。このパイロットプロジェクトは各種の課題を解決しながら進めていく必要があり、民間企業では受容しがたいリスクになる可能性も高い。従って、NEA や VUCL などの公的機関が実施機関のプロジェクトを選定し、各関係機関および開発援助機関の協力の下で遂行するのが望ましい。

掛かる観点の下で、本項では IPSDP 実現に向けたブレークスルーとなる 5 つのパイロットプロジェクトを提案する。

- Sunkoshi-3 HPP
- Phukot Karnali HPP
- Transaction Advisory Service
- HIDCL を介したツーステップローン
- エネルギートランジションのパイロット事業促進

本パイロットプロジェクトと第 9.2 節の課題の関連を表 9.5-1 に整理する。

表 9.5-1 課題とパイロットプロジェクトの関係

項目	Sunkoshi-3 HPP	Phukot Kamali HPP	Transactional Advisory Service	HIDCLと国内金融機関能力強化	エネルギー・トランジション促進
1. Clean Exportの拡大における課題					
電力融通拡大におけるNEAのリスク	インド、BPDBとの直接取引の商流確立				
ネパール国内への供給力確保	乾期の供給力向上	乾期の供給力向上			
電力融通拡大における技術的な課題	3国間の系統連系に関する検討と輸送能力の算定	Lumki - Bareilly国際連系線の開発促進			
電力融通に係る国際連系線の開発スキーム	3国間の系統連系と運用体制の確立				
電力融通拡大における制度的な課題	インド、BPDBの参入による融通量の拡大の円滑化				
ネパール主導による輸出向け発電事業の実績	NEAによる輸出事業の実施	VUCLの事業参画	NEA, VUCLなどの輸出向け事業参加支援		
2. ネパール電力システムの飛躍的な規模拡大における課題					
主要河川におけるアクセス道路および送電線の開発	Sunkoshi水系の基幹400kV変電所および送電線の開発	Sukhet~Kamali水系のアクセス道路開発 Phukot Kamali - Lumki 400kV基幹系統			
水系一貫開発の必要性		Kamali本川、Tila水系の開発促進			
トンネルの計画・設計・施工の能力向上		Kamali本川において初となる大規模トンネル施工			
系統計画に係る能力向上	3国間連系の計画策定	西部基幹系統の系統計画策定			
再生可能エネルギーの系統連系					
開発に伴う環境社会面への影響に対する緩和策の必要性	送電線を含めた国際基準の検討実施	送電線を含めた国際基準の検討実施			
3. 電力セクターのリフォームにおける課題					
電力セクターにおける政府組織の組織体制強化	NEAの能力向上	VUCLの能力向上	電力セクターの組織体制と他省庁との連携強化		
政府系事業者の役割分担の明確化および組織再編			電力法改定に伴う組織再編の促進		
電力セクターの民間事業者の不足	インド事業者、BPDBの参画	NHPCの参画	施工業者、機器サプライヤー、建設コンサルタント、法務アドバイザーを含めたセクター全体の拡大		
PPA整備の必要性	インド、バングラデシュとのPPA検討	インドとのPPA検討			
4. ファイナンスの拡大における課題					
国内における資金調達				HIDCLと民間銀行の強化	
海外からのファイナンス促進の必要性	インド、バングラデシュからの事業者および融資機関の参入	NHPCによるファイナンス促進		インド、バングラデシュを中心とした海外事業者と国内事業者のマッチング エネルギー多消費産業のクリーンエネルギー利用拡大 借款、PPP、セクターローン、TSLなどのファイナンス促進策の提案	
開発援助機関における支援	インド、バングラデシュを含めた開発援助機関の地域横断的な関与	VUCLへの支援			
5. エネルギー・トランジション					
国内の電化促進					ヒートポンプなどの新たな電化促進案の提案
グリーン水素製造における法制度およびサプライチェーン					グリーン水素およびアンモニアのハイロットプロジェクトの提案

出典：JICA 調査団作成

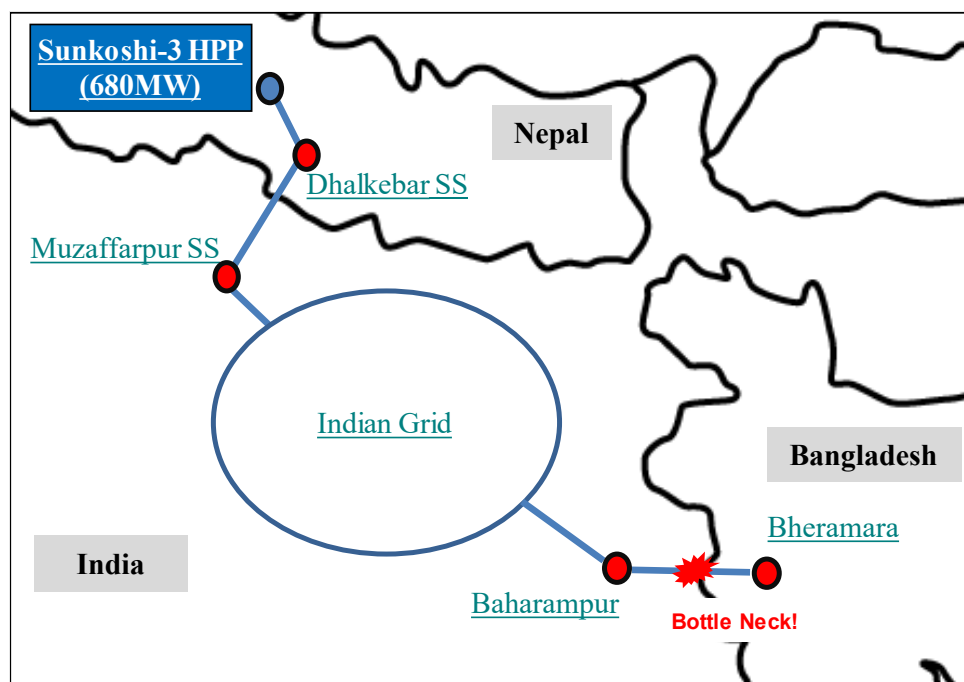
9.5.1 Sunkoshi-3 HPP

電力セクターの今後の開発においては Clean Export の拡大が必要不可欠である一方、法制度面、開発スキーム、ファイナンス調達、送変電設備の整備など、様々な課題を解決する必要がある。特に、NEA を介さず IPP と他国の DISCO や大口の消費者と電力融通を実施するスキームは現在確立されていないため、パイロットプロジェクト支援を通じてこれらの課題解決に取り組むことが有効と考える。

この認識の下、IPSDP ではネパールとバングラデシュ間で開発に合意している Sunkoshi-3 Hydropower Project (680MW)¹⁰⁶のプロジェクトをパイロットプロジェクトとした Clean Export 拡大促進を提案する。同地点はネパールの NEA とバングラデシュの BPDB が共同事業 (JV : Joint Venture) で開発する予定であり、インドの事業者も誘致する見込みである。

(1) Sunkoshi-3 HPP の国際連系

Sunkoshi-3 HPP～インド～バングラデシュの国際連系イメージを図 9.5-1 に示す



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-1 Sunkoshi-3 HPPーインドーバングラデシュへの国際連系

¹⁰⁶ バングラデシュへの輸出プロジェクトとしては Upper Karnali、Khimti-Shilvaya も想定されるが、NEA の関与という観点から Sunkoshi-3 の開発を提案している。

2018 年に策定された「Guidelines for Import Export Cross Border of Electricity 2018 India」にて、インドの系統を介しての第 3 国への電力融通が認められている。そのため、Sunkoshi-3 HPP についてもインドの系統に接続することを想定する。

Sunkoshi-3 HPP で発電された電気はネパールの Dhalkebar 変電所へ送電され、Dhalkebar からインドとの国際連系線を介して Muzaffarpur へ送電される。インドとバングラデシュについては、400kV の HVDC¹⁰⁷で連系されているが、送電線の空き容量がほとんど無いため、新たにインドとバングラデシュ間の送電線も建設する必要がある。この送電線の費用負担については、パイロットプロジェクトを通してモニタリングする必要がある。

(2) Sunkoshi-3 HPP 促進の有効性

本プロジェクトを実施する場合の商流とファイナンススキーム案を図 9.5-2 と図 9.5-3 に示す。

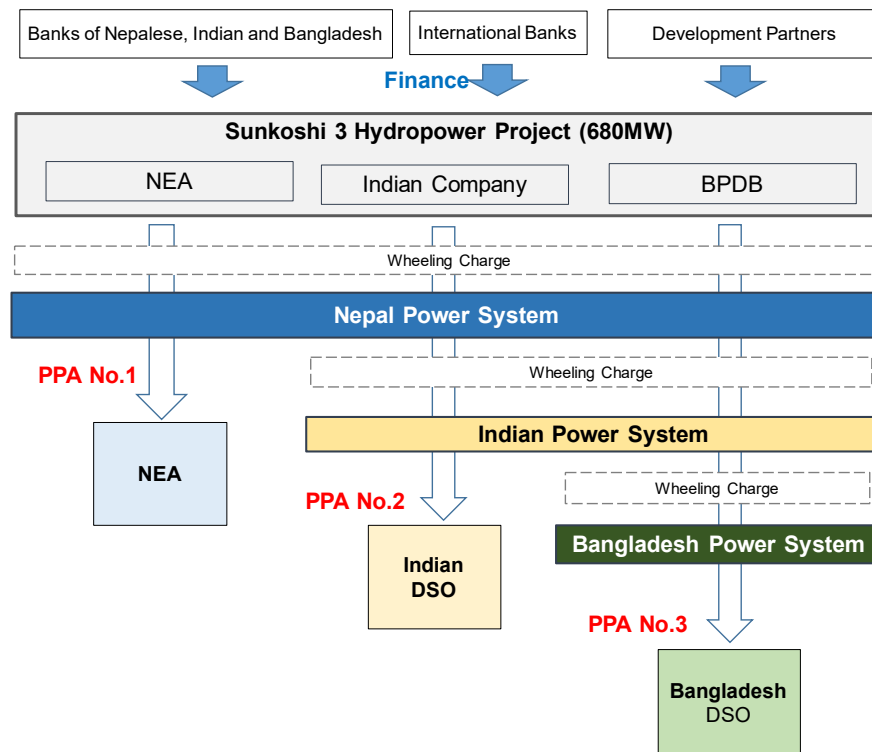
Sunkoshi-3 HPP のパイロットプロジェクトを通じて、今後、インド、バングラデシュとの電力融通において必要な以下の検討事項におけるグッドプラクティスが期待される。

- ▶ 事業実施に必要な法制度の適用
- ▶ 3 国間における系統連系の申請
- ▶ 各国の系統連系における託送料金の検討
- ▶ 各国の開発事業者による SPC 設立および株主間契約の締結
- ▶ 各国のオフテイカーとの PPA 締結
- ▶ プロジェクト・ファイナンスにおけるインド、バングラデシュ資金の活用

3 カ国における PPA の適用、系統連系の申請、託送料金の設定などを円滑に進めていくには各国で豊富な経験を有する電力事業者の参画が望ましい。このため、インドからの参画も同国内の電力事業者を想定する。

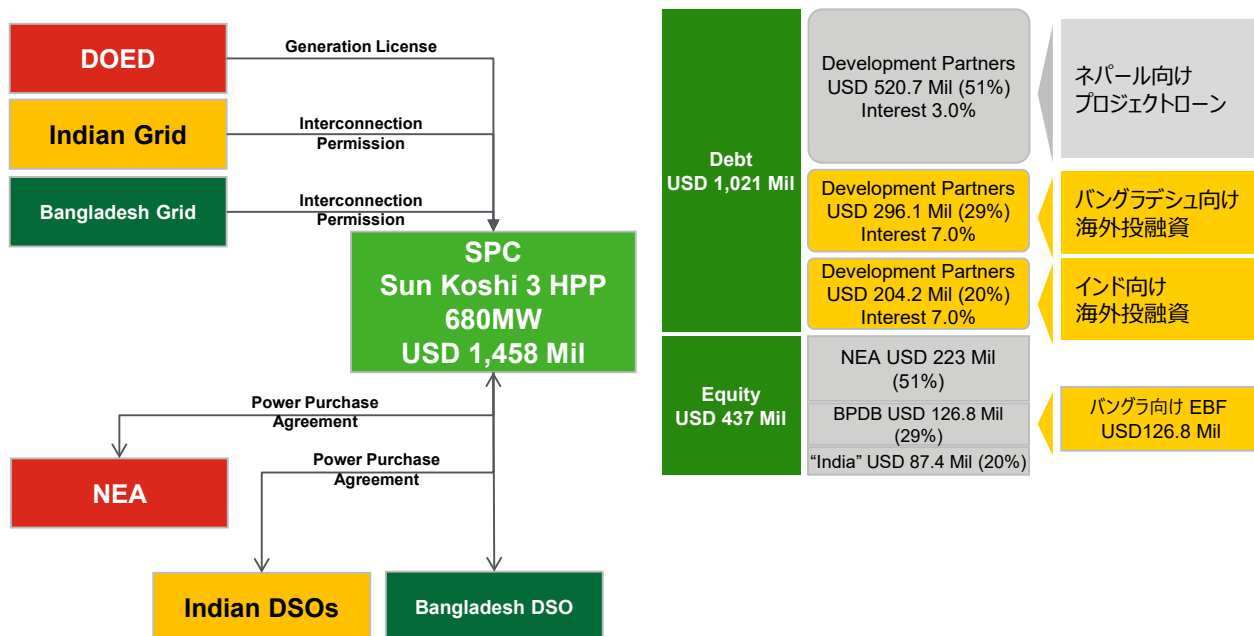
ファイナンスについて第 7.7 節で記載した通り、ネパールの水力を効率的に開発していくにはネパールの融資枠のみならずインド、バングラデシュの融資枠も最大限に活用する必要がある。Sunkoshi-3 HPP については経済性の観点から好待遇の融資が必要となるため、BPDB、インド事業者が開発援助機関による PPP などの民間投融資を活用する体制を想定する。なお、各国事業者の Equity および Debt の配分について、ネパール側が主導で進める想定で設定しているが、あくまで仮定である点は留意する。

¹⁰⁷ 高圧直流送電 (High Voltage Direct Current)



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-2 Sunkoshi-3 HPP における商流



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-3 Sunkoshi-3 HPP のファイナンススキーム

(3) Sunkoshi-3 HPP 開発に向けたアクションプラン

本節で示した認識を基に Sunkoshi-3 HPP 開発に向けたスケジュールと課題に対するロードマップとアクションプランを図 9.5-4 と表 9.5-2 に示す。

Sunkoshi-3 HPP は 2025 年 SPC 設立、2027 年 PPA、ファイナンシャルクローズ、系統連系の覚書締結、2029 年着工、2035 年運開というスケジュールを想定した。直近で必要なアクションとしては、PPA、ファイナンス、系統連系の前提条件となるインド側のパートナーとなる開発事業者の選定が挙げられる。これは事業化段階の検討におけるクリティカルパスであり、速やかに着手する必要がある。同時に PPA 検討に必要なネパール国内、インド、バングラデシュへの供給量の配分、託送料金検討に必要な系統計画なども早急に検討着手が望ましい。これらの検討は 3 か国の調整が欠かせず、各関係者がプロジェクト成功のために協働出来る体制を構築する必要がある。3 国間に跨る国際連系、多様な関係者の下で SPC 設立、PPA や系統連系に関わる合意形成など、技術的観点に加えて、関係機関の調整においても開発援助機関による継続的な支援も重要と想定される。

Clean Export 拡大において、Sunkoshi-3 HPP の開発はインドとバングラデシュが参画していくのに必要な PPA、ファイナンス、系統連系の環境整備に重要な課題の多くを包含している。当面で必要なアクションはインド側の事業者誘致と SPC 結成支援、電力輸出を踏まえた発電計画の最適化、そして 3 カ国間の系統連系と想定され、その後、SPC 設立、PPA 締結、各国の系統連系申請を実施していく必要がある。これらは他プロジェクトにおいても共通の課題であり、本プロジェクトをグッドプラクティスとして実現すれば、水平展開が可能であり重点的に促進すべき案件と想定される。

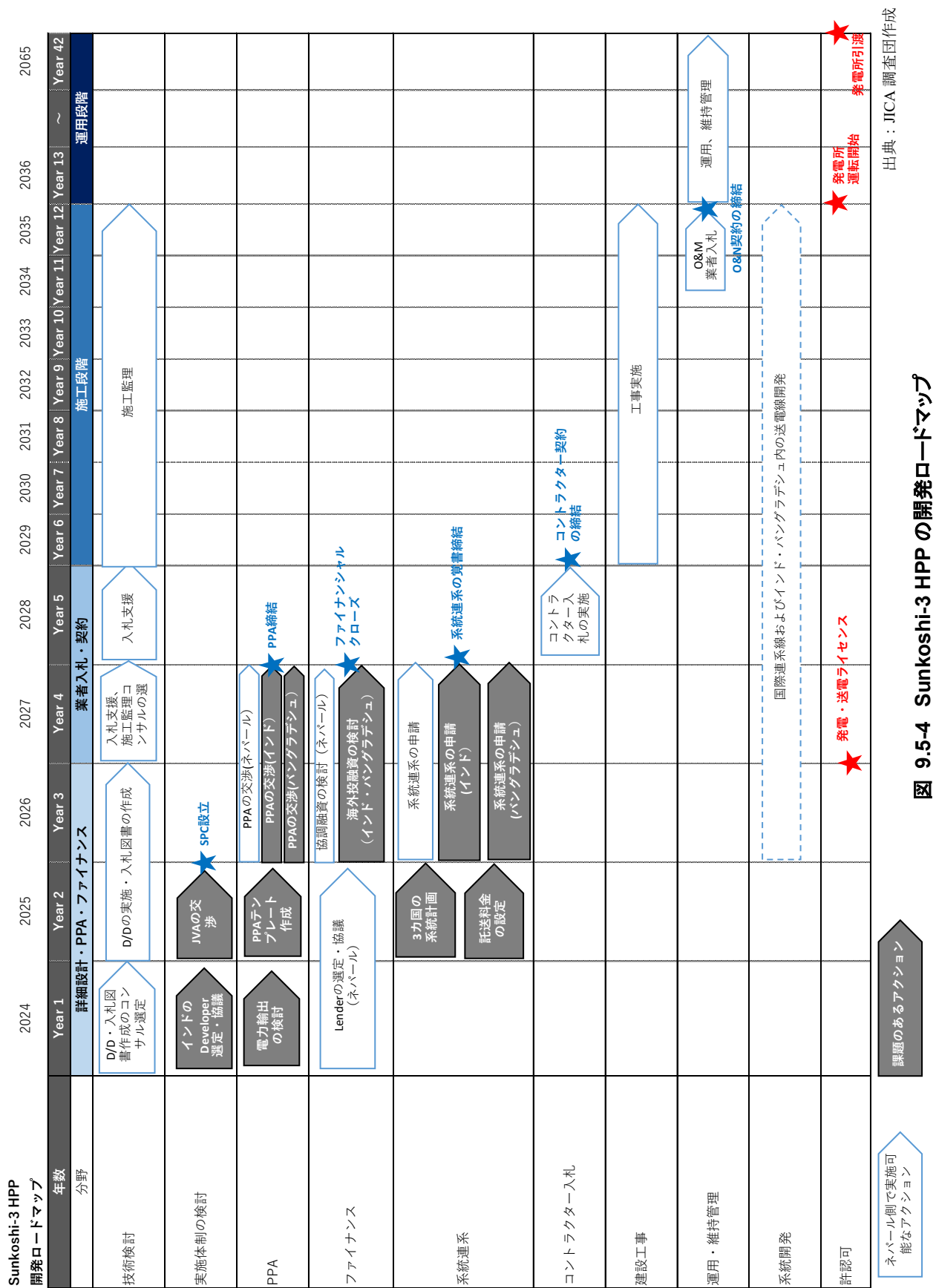


表 9.5-2 Sunkoshi-3 HPP 実施に向けたアクションプラン

Sunkoshi-3 HPPの開発に向けたアクションプラン

項目	課題	解決策	政策アクション	成果指標	実施主体	支援の必要性	MoEWRI Work Plan との整合性
送電系統の開発	インド側の事業者が決まっていない	SVJN, NHPCなどインド国内で水力開発および系統連系の経験を有する水力開発事業者の選定	Year1 インド事業者の仲介、協議支援	Sunkoshi-3の共同事業者が選定される	NEA	インド側との協議支援	
	3カ国の事業者が共同出資するSPCのJVAが作成されていない	Sunkoshi-3への参画打診					
	3カ国の事業者が共同出資するSPCのJVAが作成されていない	JVAひな型の作成	Year 1 JVAひな型作成	JVAひな型が作成される	NEA、ERC	技術協力による継続的な支援	No.50
PPA	3カ国の事業者の共同出資するSPC設立の経験がない	SPC設立に関わる交渉支援	Year 2 SPC設立の支援	SPCが設立される	NEA	技術協力による継続的な支援	
	電力輸出を想定した発電計画と事業便益の最適化が検討されていない	発電計画と事業便益の最適化	Year 1 発電計画の最適化	発電計画が最適化される	NEA	技術検討支援	
	国内供給量と電力輸出力が検討されていない	発電計画に基づく国内および輸出向け供給量の決定		国内および輸出向けの供給量が決定される			
送電系統の開発	3カ国の売電を想定した売電料金の設定事例がない	売電料金の設定	Year 2 PPAテンプレート作成と協議支援	PPAテンプレートが整備される	ERC、NEA	技術協力による継続的な支援	No.18
	3カ国の売電を想定したPPAテンプレートが整備されていない	PPAテンプレートの整備					
	ネパールの発電事業者によるインドDSOとのPPA交渉事例がない	インド事業者へのPPA協議の役割分担	Year 3 PPA協議支援	インドDSOとのPPAが締結される	NEA	インド事業者との協議支援	No.18
送電系統の開発	ネパールの発電事業者によるバングラデシュDSOとのPPA交渉事例がない	BPDBへのPPA協議の役割分担	Year 3 PPA協議支援	バングラデシュDSOとのPPAが締結される	NEA	BPDBとの協議支援	No.18
	ネパール国内の発電事業に対するインドおよびバングラデシュ事業者への海外投融資の経験がない	インド事業者、BPDBの海外投融資申請に関わる支援	Year 3 海外投融資申請支援	インド事業者、BPDBが海外投融資のファイナンスチャクルーズされる	インド事業者、BPDB	インド事業者、BPDBとの協議支援	No.27
	3カ国の系統連系に関する系統計画が検討されていない	Evacuation Route Studyの実施	Year 2 D/Dの支援	Evacuation Route Studyが作成される	NEA	D/D内容のレビュー	No.18
送電系統の開発	インドとバングラデシュ間の国際連系統容量が不足している。	Kathal (インド) – Parbotipur (バングラデシュ) の765kV国際連系統の開発	Year 3～ 開発計画のモニタリング	インドーバングラデシュ間の国際連系統が開発される	インド、バングラデシュ	連系統開発の進捗モニタリング	
	ネパール、インド、バングラデシュ各国の系統における託送料金が設定されていない。	託送料金の設定	Year 2 託送料金の設定	3国間連系の託送料金が設定される	NEA	技術協力による継続的な支援	No.18, No.25
	ネパールの発電事業者によるインドTSOへの系統連系の申請事例がない	インド事業者への系統連系申請の役割分担	Year 3 系統連系の申請支援	インドTSOへの系統連系が承認される	NEA	インド事業者との協議支援	No.18
送電系統の開発	ネパールの発電事業者によるバングラデシュTSOへの系統連系の申請事例がない	バングラデシュ事業者への系統連系申請の役割分担	Year 3 系統連系の申請支援	バングラデシュTSOへの系統連系が承認される	NEA	BPDBとの協議支援	No.18
	国内の送電系統の増強が必要である	Sunkoshi-Dhralkebarの400kV送電線	-	発電所運開までに系統開発される	NEA	各種支援	No.54, No. 62, No.80, No.81

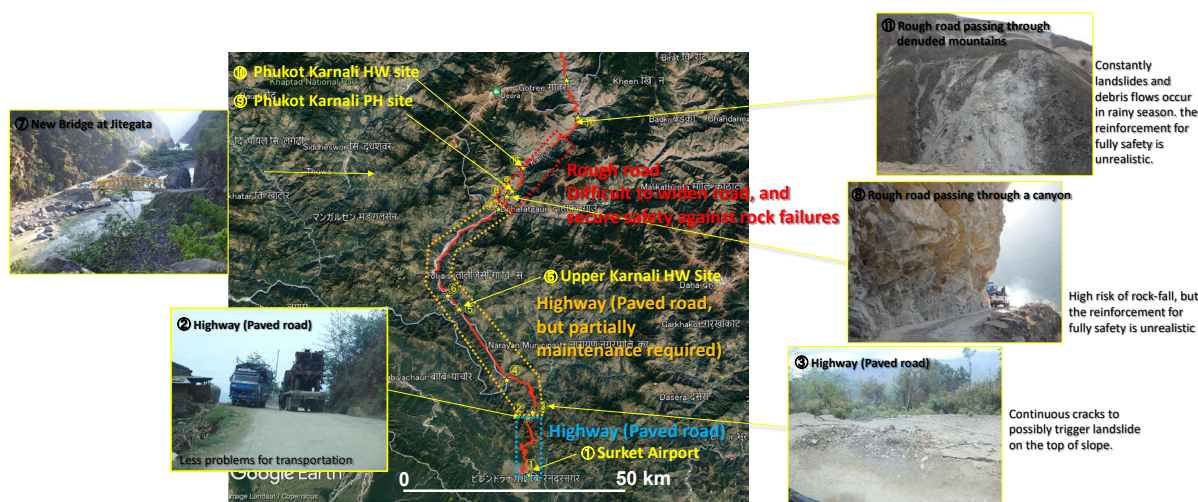
出典：JICA 調査団作成

9.5.2 Phukot Karnali HPP

Pioneer of Hydropower Project in River Basin の事例として Karnali 本川の Phukot Karnali HPP を取り上げる。Phukot Karnali HPP は VUCL が開発権を有する PROR 形式で出力 480MW の水力発電所で現在 Construction License を申請中である。同地点は豊富な水力ポテンシャルを有する Karnali 本川の中流に位置しており、インドの政府系水力開発事業者である NHPC との共同開発が想定されている。

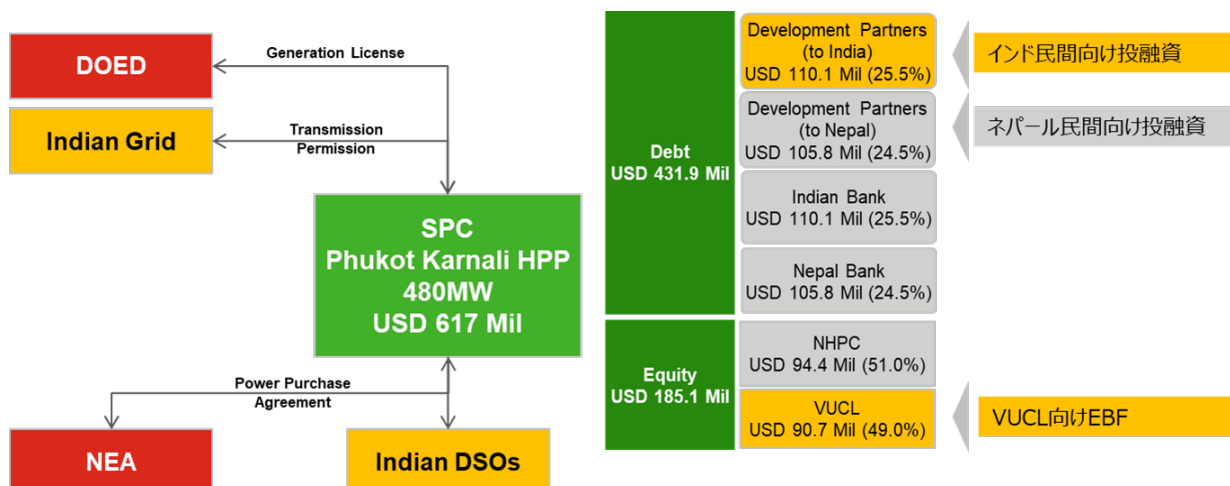
(1) Phukot Karnali HPP 促進の有効性

Karnali 本川は Upper Karnali HPP、Betan Karnali HPP などの大規模地点が計画されているが、開発は進んでいない。アクセス道路について各種の資機材はインドからの調達が想定される。インドから Surkhet 地区の州都である Birendranagar までは舗装された道路が整備されている。Birendranagar から Karnali 本川の合流点までの山間部道路はアスファルトで舗装されているものの所々で地すべりが発生し、工事用のアクセス道路として 20～70t 級の重機通行の安全性を確保するには大規模な補修工事が必要となる。送電線については現在 Koharpur で 132kV 送電線が連系されているが、系統連系としては基幹系統への 400kV 西部送電線（New Butwal～Lumki）および Karnali 川沿いの Lumki～Phukot 400kV 送電線の開発が必要となる。



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-5 Phukot Karnali HPP へのアクセス



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-6 Phukot Karnali HPP の想定ファイナンススキーム

この Phukot Karnali HPP の開発は同水系に以下の効果をもたらす。

- ✓ Karnali 川上流地域への流通事情の改善による地域開発促進
- ✓ Betan Karnali、Upper Karnali、Mugu Karnali Storage、Tila-1、Tila-2 へのアクセス
- ✓ 基幹変電所となる Phukot Karnali 400kV の整備
- ✓ Lumki 国際連系線を通じたインドへの電力輸出
- ✓ NHPC (51%)、VUCL (49%)のインド・ネパールの JV による事業実施

Phukot Karnali HPP の設備出力は480MWだが、Karnali 川、Tila 川における開発容量は5,538MWに上るため、地点単体の開発を上回る裨益効果があると想定される。Karnali 水系の開発は2035 年の政府目標達成に向けて必須であり、既に Detailed Project Report 作成が完了し Construction License 申請に進む Phukot Karnali HPP は非常に重要かつ有効な施策になりうると想定される。

(2) Phukot Karnali HPP のロードマップとアクションプラン

本節で示した認識を基に Phukot Karnali HPP 開発に向けたスケジュールと課題に対するロードマップとアクションプランを図 9.5-7 と表 9.5-3 に示す。

Phukot Karnali HPP については2024 年6 月時点で実施体制は確定していないが、ここでは現在の協議状況のヒアリングを踏まえて出資割合は NHPC：VUCL=51：49 を想定する。ロードマップについても、NHPC が主導権を取ることを前提として作成し、アクションプランは VUCL の立場で必要な施策について考察する。

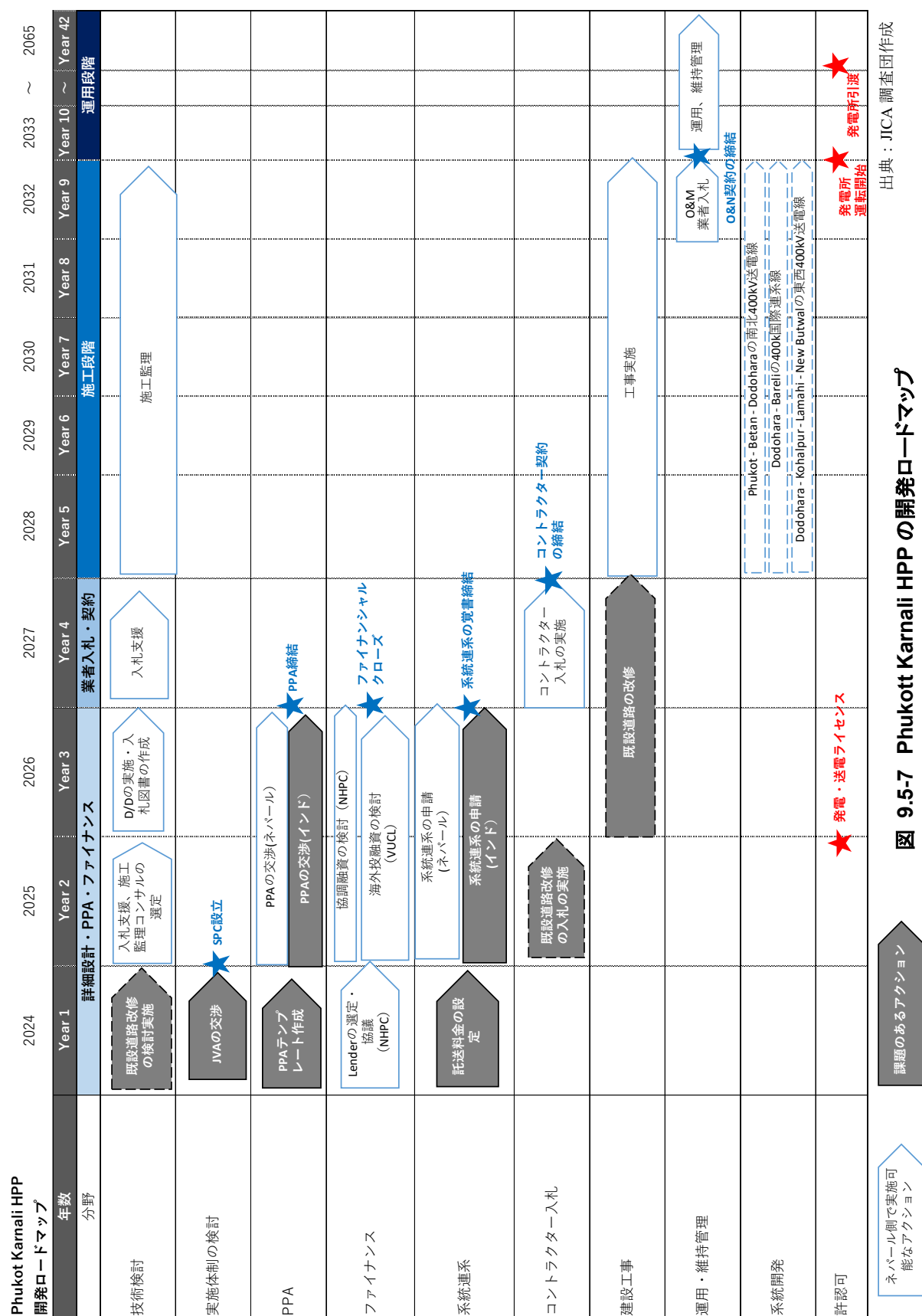


表 9.5-3 Phukot Karnali HPP 実施に向けたアクションプラン

Phukot Karnali HPPの開発に向けたアクションプラン

項目	課題	解決策	政策アクション	成果指標	実施主体	支援の必要性	MoEWRI Work Plan の項目
施設改修	既設道路改修の実施機関が決まっていない	実施機関の決定	Year1 関係機関との調整	既設道路改修の実施機関 が決定される	GoN	関係機関の調整	No.31
	道路改修の基本設計および入札図書作成が必要である	F/Sおよび入札図書の作成	Year 1 コンサルタント雇用	F/Sおよび入札図書が作 成される	GoN	山間部の道路基本設計の支援	No.31
SPC の 策 定 機 関	VUCLに海外企業とのSPC結成に関わる知見 がない	JVA 協議に関わる能力向上	Year 1 JVAの協議支援	SPCが結成される	VUCL、ERC	VUCLの能力向上	
PPA	電力輸出を想定した発電計画と事業便益の最 適化が検討されていない	発電計画と事業便益の最適化	Year 1 NHPCが策定する発電計 画の最適化のレビュー	発電計画が最適化される	VUCL	VUCLの能力向上	
	国内供給量と電力輸出量が検討されていない	発電計画に基づく国内および輸出向け供給量の 決定		国内および輸出向けの供 給量が決定される			
	インドDSOへの売電を想定した売電料金の設 定事例がない	売電料金の設定	Year 1 PPAテンプレート作成と インドTSOとの協議支援	PPAテンプレートが整備 される	ERC、NEA、 VUCL	NHPCとの協議支援	No.18
	インドDSOへの売電を想定したPPAテナ ンプレートが整備されていない	PPAテンプレートの整備					
インド 系 機 関	VUCLはNEA、ERCとのPPA交渉経験が少な い	VUCLの協議能力向上	Year 2 PPA協議支援	NEAとのPPAが締結され る	VUCL	VUCLの能力向上	
	VUCLに海外投融資の経験がない	VUCLの海外投融資申請に関わる能力向上	Year 2 - 3 海外投融資申請支援	VUCLがファイナインジャ ルクロースされる	VUCL	VUCLの能力向上	No.27
ネパール 系 機 関	ネパール、インド系統における託送料金が設 定されていない	託送料金の設定とNEAおよびインドTSOとの協 議	Year 2 託送料金の設定と協議	インド、ネパール系統の 託送料金が設定される	NEA、VUCL	NHPCとの協議支援	No.18, No.25
インド 系 機 関	既設道路改修の入札が計画されていない	既設道路改修の入札実施	Year2	道路改修コントラクター が選定される	GoN	入札支援	No.31
電力 機 関	既設道路改修の予算がない	既設道路改修工事に予算措置される	Year3	道路改修が予算化される	GoN	事業費融資	No.31
発電 機 関	国内の送電系統の増強が必要である	Phukot - Betan - Betanの400kV送電線 Dodohara - Bareliの400kV国際連系統 Dodohara - Kohalpur - Lamahi - New Butwalの 400kV送電線	-	発電所運用までに系統開 発される	NEA, RPGCL	各種支援	No.54, No. 62, No.80

出典：JICA 調査団作成

Phukot Karnali HPP は 2024 年 SPC 設立、2026 年 PPA、ファイナンシャルクローズ、系統連系の覚書締結、2027 年着工、2032 年運開というスケジュールを想定した。

前述の通り、本事業は NHPC が出資比率の過半数を占めるため、SPC 設立、PPA 価格交渉、系統連系の申請も主導的に実施するものと想定される。NHPC はインド国内およびブータンにおける事業経験も豊富であり、実施機関として必要な経験と能力は備えていると想定される。一方でネパール側の VUCL は比較的新しく設立された組織であり、現時点では施工段階に入った事業はなく NHPC との各種交渉の支援や PPP などの資金調達についての検討支援が必要と想定される。また、PPA は ERC および NEA、系統連系は NEA も関連するためこれらの検討も必要と想定される。

運開時期について、VUCL は既に Construction License を申請中であり、進捗と期間だけを見れば 2027 年着工は無理のあるスケジュールではないと思われる。しかし、前項で示したように Karnali 水系は既設道路の改修工事がボトルネックになる可能性があり、本工事の基本設計、予算確保、工事実施に掛かる期間を考慮する必要がある。本工事を Phukot Karnali HPP の事業内で実施するか、インフラ運輸省が担当するかの実施機関に係る調整は、ネパール側で主導する必要があると想定される。この検討についても早期に着手が必要となる。また、関連する系統開発について、実施機関は NEA または RPGCL となり、一部 400kV 基幹系統では IPP による送電線事業実施も想定されている。開発援助機関の支援を想定して F/S から開始する場合は決して余裕のあるスケジュールではないため、この検討もモニタリングする必要がある。

Phukot Karnali HPP のパイロットプロジェクトは未開発水系で最も容量の大きい Karnali 川の水力開発を促進させると期待される。West Seti 川、Bheri 川、Dudhokoshi 川、Tamor 川も同様に、Pioneer となる最初の開発プロジェクトを選定して優先的に進めていくことが有効と想定される。また、Phukot Karnali HPP はインドの公的企業が過半数を占める案件の事業実施のモデルケースにもなると想定される。この点においても開発援助機関による支援が期待される案件と考えられる。

9.5.3 Transaction Advisory Service

今後、ネパール国政府が PPP や ODA を活用する形で（主として発電事業の）事業開発を進める場合、公共調達の形で事業者を選定する必要がある。ただし、現状において MoEWRI やその他政府機関において十分な経験値やノウハウがあるかという点、必ずしもそうとはいえない。そうした面を補完するための開発援助機関の支援メニューとして、TAS というものがある。

TAS とは、政府機関が特定のプロジェクトの公共調達を行うに際し、開発援助機関が、有償もしくは無償で、一連の手続き（Transaction）を支援するという、技術協力（TA：Technical Assistance）の一種である。電力の分野では、これまで国際金融公社（IFC：International Finance Corporation）や ADB が他の多くの国に対して TAS を提供してきた。JICA でも、インドネシアにおいて、IFC と協力をして、廃棄物発電プロジェクトの TAS を提供した実績を有している。

TAS に含まれる支援項目は、個別案件毎にテイラーメードで選定されるが、そのカバー範囲としては、以下のものが含まれる。

- フィージビリティ・スタディ（需要予測や財務分析を含む）の作成支援
- マーケット・サウンディング（民間企業との事前の対話）の実施支援
- RFP や PPA の作成支援
- 民間企業が提出するプロポーザルの評価と優先交渉権者の選定
- 契約交渉支援

ネパール政府としては、TAS を受けることにより、特定プロジェクトの調達が成功裏に行われる可能性が高まる、或いは、OJT を通じた制度的、人的な能力強化が行われ、今後の類似プロジェクトの調達に活かすことができるといったメリットがある。

上述のとおり、TAS は個別プロジェクトの調達において提供されるものであるが、現時点で考えられる対象プロジェクトとしては、以下のプロジェクトが候補に含まれうると考えられる。

- Sunkoshi-3 HPP（ODA 資金の活用）
- Phukot Karnali HPP（PPP の活用）

9.5.4 HIDCL と国内金融機関のファイナンス能力強化

第 9.5.1 項では譲許性資金のソブリンローン活用として Sunkoshi-3 HPP、第 9.5.2 項では民間投融資活用として Phukot Karnali HPP の支援について提案し、Clean Export を志向した大規模水力のプロジェクト・ファイナンス方式を提示した。本節では地点数の観点では大多数を占める中小規模の水力開発支援として、ネパール国内金融機関のファイナンス能力強化を提案する。

(1) TSL を通じた融資機能・能力強化・案件開発能力強化

ネパールの水力発電開発を推進するためには、融資能力と審査能力の二つの面で金融セクタ

ーが抱える課題を解消することが期待される。

ネパールの民間金融機関は、比較的規模が小さく、預金に対する貸出比率が高く、プロジェクトに対する融資のような長期資金の貸出能力が備わっていない可能性がある。小規模の水力発電事業、IPP への貸出は事業主の個人保証に対して貸出しが行われており、水力発電事業の事業性を評価したプロジェクト・ファイナンス、あるいはそのような水力発電事業開発を営む企業の信用評価能力が、地場金融機関に培われていない。

国際開発金融機関から水力発電事業開発に関心を有する地場金融機関に TSL の形で融資し、融資を受けた金融機関から個別開発企業あるいはプロジェクトに融資することが考えられる。25MW 以上の水力に関与している HIDCL は、従来から事業に対する融資とアドバイザーリーを提供しており、その融資能力を強化することは水力発電事業の開発促進に寄与すると考えられる。

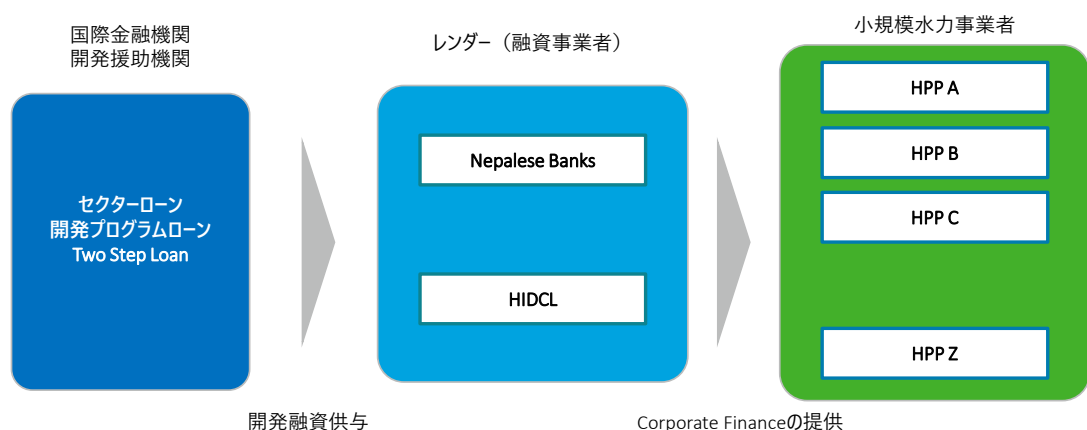
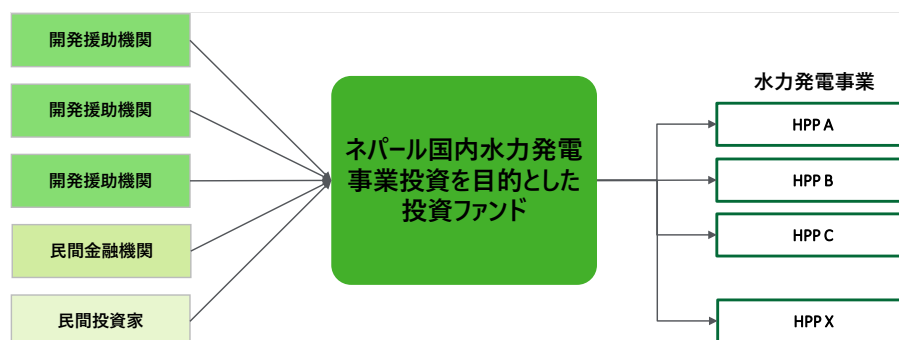


図 9.5-8 地場金融機関能力強化の取組み

この取組みでは、金融機関に対して融資能力の側面として融資を提供するとともに、能力付与、アドバイザーサービス支援を技術的に支援することが求められる。融資を提供する開発金融機関側が、事業リスクの評価・審査を担うなど地場金融機関の当初の負荷軽減を図る必要がある。ネパール政府は地場金融機関がエネルギー分野に対して貸出しする比率を引き上げることを目標化しており、その実現にも寄与する。

(2) 水力発電事業を対象としたファンドの設立

ネパール国内に数多くの水力発電事業があり、それらが個別に資金調達に取り組んでいる状況を打開するため、ネパール水力発電事業への投資を目的としたファンドを組成し、IFC、開発援助機関、市中金融機関、一般投資家の投資を募ることを提案する。



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-9 水力発電投資ファンドのスキーム概念図

ファンド形式での募集は、ファンドの募集期間と個別事業の資金調達活動が一致していなければ、事業者はファンドの対象事業として加わるできないという課題がある。また水力発電事業を取り巻く個別の状況を包含してファンドとすることで、リスクをヘッジする機能がファンドには期待されるが、経済性に優れた事業はファンドに加わらずとも資金調達ができる結果、ファンドに加わる事業が負うリスクが高く、経済性にも劣る事業に偏る可能性がある。ファンドの収益性が低下すれば、出資者を募ることが難しくなるため、経済性を伴ったプロジェクトを一定程度、ファンドの組み込み事業とし経済性を達する工夫を講じねばならない。

9.5.5 エネルギートランジションのパイロット事業促進

豊富な包蔵水力を有するネパールは雨期を中心に国内需要を満たした上で余剰電力が発生し、主に周辺国への Clean Export に活用されている。現在は余剰電力が発生するのは雨期に限定されており乾期はインドから電力を輸入しているが、2029 年以降は乾期にも発電量が需要を上回り通年で余剰電力の活用が可能となる。

こうした余剰電力の活用方法としては Clean Export としての電力輸出に加えて、電化の更なる促進やグリーン水素を中心とした CN 燃料の導入も重要となってくる。IPDSP ではこうした余剰電力を活用したエネルギートランジションの重点施策として以下の 2 点を提案する。

- (1) 建築物（Buildings）セクターの電化促進
- (2) グリーンアンモニアの調査研究およびパイロット事業の促進

(1) 建築物（Buildings）セクターの電化促進

IEA が 2021 年に策定した Net Zero by 2050 Roadmap for the Global Energy Sector は気候変動による温度上昇を 1.5℃に抑制するための 2050 年におけるカーボンニュートラル達成に向けた

提言と優先施策を記載している。本文書における建築物（Building）セクターのロードマップを表 9.5-4 に示す。

表 9.5-4 建築物セクターにおける 2050 年までの Net Zero Emission に向けたロードマップ

Category			
New buildings • From 2030: all new buildings are zero-carbon-ready.			
Existing buildings • From 2030: 2.5% of buildings are retrofitted to be zero-carbon-ready each year.			
Category	2020	2030	2050
Buildings			
Share of existing buildings retrofitted to the zero-carbon-ready level	<1%	20%	>85%
Share of zero-carbon-ready new buildings construction	5%	100%	100%
Heating and cooling			
Stock of heat pumps (million units)	180	600	1 800
Million dwellings using solar thermal	250	400	1 200
Avoided residential energy demand from behaviour	n.a.	12%	14%
Appliances and lighting			
Appliances: unit energy consumption (index 2020=100)	100	75	60
Lighting: share of LED in sales	50%	100%	100%
Energy access			
Population with access to electricity (billion people)	7.0	8.5	9.7
Population with access to clean cooking (billion people)	5.1	8.5	9.7
Energy infrastructure in buildings			
Distributed solar PV generation (TWh)	320	2 200	7 500
EV private chargers (million units)	270	1 400	3 500

出典：IEA: Net Zero by 2050 Roadmap for the Global Energy Sector

本ロードマップでは建築物セクターにおけるカーボンニュートラルを推進するのはエネルギー効率化と電化であり、ヒートポンプの導入、ZEB（Net Zero Energy Building）導入、電化製品の省エネ化、需要家の行動変容に重点を置いている。ネパールにおいても本分野はバイオマスから IH へ電化する E-cooking を中心に各種の施策が実施されている。

IPSDP ではこうした E-cooking に加えて、既に実用化されていて電化による化石燃料と CO₂ 削減効果の高いヒートポンプ、ZEB、インバータエアコン・冷蔵庫などの省エネ電化製品を提案する。特にヒートポンプは-100～100℃における冷凍、給湯、加熱、乾燥、空調の熱需要に対応可能で熱効率にも優れており、重点的な導入促進が望まれる。

(2) グリーンアンモニアの調査研究およびパイロット事業の促進

ネパールにおけるグリーン水素を中心とした CN 燃料の活用においては、グリーンアンモニアに焦点が当たっており、MoEWRI や Kathmandu University を中心に各種の政策検討および

調査研究が進められている。Kathmandu University の Green Hydrogen Lab が策定した Green Hydrogen for Development in Nepal ではグリーンアンモニア製造のパイロット事業と商業スケールのグリーンアンモニアを活用した肥料製造のパイロット事業が提案されている。

今後のネパールにおけるグリーンアンモニアの活用においては①短中期における肥料製造、②中長期におけるグリーンアンモニアの輸出という2つの方向性が想定される。①についてはこれまでの既往検討の流れを踏まえた取り組みになる。特に商業スケールに進むに当たってはプロジェクト・ファイナンス、技術的な法制度整備、補助金の在り方の検討などが必要と想定される。②についてはグリーンアンモニアの石炭火力混焼、船舶燃料への適用など、CN 燃料としての需要への供給を想定している。これらの用途および経済性は世界各国で調査、研究が進められているが、将来、グリーンアンモニア製造に見合った価格が望める場合、電力輸出に次ぐ新たな Clean Export になると期待される