添付資料 10 戦略的環境アセスメント（SEA） 10-1

10.1 戦略的環境アセスメントに係る現地国法制度・組織 10-1
10.1.1 環境社会配慮に係る法的枠組み 10-1
10.1.2 SEA に係る法的枠組み 10-4
10.1.3 関係機関 10-5
10.2 SEA の方針 10-7
10.2.1 複数の開発シナリオの検討 10-8
10.2.2 最適シナリオの検討 10-9
10.2.3 優先事業におけるグッドプラクティスの抽出 10-9
10.3 既存事業における環境社会面の課題 10-10
10.4 スコーピング案 10-11
10.4.1 水力発電 10-11
10.4.2 再生可能エネルギー 10-12
10.4.3 その他 10-13
10.5 開発シナリオの評価 10-15
10.5.1 保護区 10-15
10.5.2 Chure Conservation Area 10-19
10.5.3 生態系 10-23
10.5.4 森林 10-27
10.5.5 生計／農地 10-31
10.5.6 住宅地 10-35
10.5.7 気候変動 10-37
10.5.8 開発シナリオの評価 まとめ 10-39
10.6 最適シナリオの評価 10-41
10.6.1 影響評価 10-41
10.6.2 水系ごとの影響評価 10-41
10.7 ステークホルダー協議 10-66
10.7.1 第 1 回ステークホルダー協議 10-66
10.7.2 第 2 回ステークホルダー協議 10-69
10.8 緩和策・モニタリング方法の検討 10-71
10.9 優先事業におけるグッドプラクティスの整理 10-74

添付資料10　戦略的環境アセスメント（SEA）

本事業は、「国際協力機構（JICA：Japan International Coperation Agency）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。本マスタープラン（統合的電力システム開発計画（IPSDP：Integrated Power System Development Plan））策定にあっては、戦略的環境アセスメント（SEA：Strategic Environmental Assessment）の考え方を導入する。

10.1　戦略的環境アセスメントに係る現地国法制度・組織

10.1.1 環境社会配慮に係る法的枠組み

(1) 環境関連法令

ネパールの環境基本法は、環境保護法（EPA 2019：Environmental Protection Act 2019）及び環境保護規則（EPR 2020：Environmental Protection Regulations 2020）である。これらは 1997 年に策定されていた EPA、EPR が改定されたものである。環境社会配慮に関する法令を表 10.1-1 に示す。

表 10.1-1　環境社会配慮に関する現地国法規制

No.	現地国法令・政策・ガイドライン	施行年	概要
全般			
1	ネパール国憲法（2072 (2015)）	2015	ネパールにおける法的権利、原則等が規定されている。
環境面			
1	国家環境政策（2076 (2019)）	2019	ネパールの環境分野における戦略、アクションプラン、各組織の責務等が記載されている。
2	EPA（2076 (2019)）	2019	環境保全の促進、汚染対策の実施等が求められている。
3	EPR（2077 (2020)）	2020	環境影響評価（EIA：Environmental Impact Assessmenty）の手続き、要件、規則が規定されている。
4	EIA ガイドライン（2052 (1993)）	1993	国際自然保護連合（IUCN：International Union for Conservation of Nature）との共同で策定されたガイドライン。EIA の手続きの詳細（住民参加等を含む）が記載されている。
5	森林法（2076 (2019)）及び規則（2079 (2022)）	2019/2022	開発に伴う森林伐採の規制（貴重樹種の保護、再植林等）が規定されている。
6	国立公園・野生生物保全に関する法律（2029 (1973)）	1973	ネパール国内の国立公園における原則・規則等が規定されている。
7	国家生物多様性戦略と行動計画（2014～2020）	2014	生物多様性保全のための短期計画・長期計画が記載されている。
8	国家気候変動政策（2076 (2019)）	2019	気候変動への緩和・適応策の促進、低炭素社会への移行等が記載されている。
社会面			
1	用地取得法（2034 (1977)）	1977	ネパールにおける用地取得、所有権に関する規則等が規定されている。
2	不動産の収用に関する法律（2013 (1956)）	2013	公衆の目的のための不動産の収用に関する手続き、補償の実施等が規定されている。
3	土地利用政策（2072 (2015)）	2015	効率的で持続可能な土地の管理のため、土地利用計画に基づいた土地管理の推進等が規定されている。

出典：JICA 調査団作成

その他、ネパール政府として下表を含む環境関連の国際条約等に署名している。

表 10.1-2　ネパール政府により署名された国際的な宣言・合意文書（例）

No.	項目
1	ラムサール条約（特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約）
2	ワシントン条約（絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約）
3	オゾン層の保護のためのウィーン条約
4	オゾン層を破壊する物質に関するモントリオール議定書
5	有害廃棄物の国境を越える移動およびその処分の規制に関するバーゼル条約
6	生物の多様性に関する条約
7	気候変動に関する国際連合枠組条約
8	気候変動に関する国際連合枠組条約の京都議定書
9	残留性有機汚染物質に関するストックホルム条約
10	国際貿易の対象となる特定の有害な化学物質及び駆除剤についての事前のかつ 情報に基づく同意の手続に関するロッテルダム条約
11	独立国における原住民及び種族民に関する条約（第 169 号）

出典：JICA 調査団作成

(2) ネパールにおける EIA 制度

EPR の付属資料に記載されている要件（事業規模・種類等）に応じ、環境影響評価（EIA：Environmental Impact Assessment）、初期環境評価（IEE：Initial Environmental Examination）、簡易環境調査（BES：Brief Environmental Study）の実施が求められる。EPA 2019 及び EPR 2020 では、事業の種類・規模に応じて①EIA が求められる事業、②IEE が求められる事業、③BES が求められる事業の 3 つに事業が分類されている。

表 10.1-3　カテゴリ分類基準

種類	発電事業	送電線	配電線	その他
EIA が求められる事業	10MW 以上の水力発電事業	規定なし。	規定なし。	5ha 以上の用地面積が必要となる事業
IEE が求められる事業	10MW 未満の水力発電事業	132kV 以上の送電線事業、または保護区等を通過する送電線事業	規定なし。	1～5ha の用地面積が必要となる事業
BES が求められる事業	規定なし。	森林を通過する 66kV～132kV の送電線事業	規定なし。	-

備考：配電線事業では EIA、IEE、BES の実施は求められていない。　出典：EPR を基に JICA 調査団作成

電力セクターにおける EIA/IEE/BES の承認プロセスを下図に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 10.1-1 EIA/IEE/BES の承認プロセス

(3) ネパールにおける環境基準

ネパールにおける大気環境基準、大気排出基準、騒音基準は以下の通り定められている。その他、飲料水に関する水質基準、排水基準等が規定されている。

表 10.1-4 現地国の大気環境基準

パラメーター	単位	時間	基準値
TSP	$\mu g/m^3$	24 時間	230
PM_{10}	$\mu g/m^3$	24 時間	120
$PM_{2.5}$	$\mu g/m^3$	24 時間	40
SO_2	$\mu g/m^3$	1 年	50
		24 時間	70
NO_2	$\mu g/m^3$	1 年	40
		24 時間	80
CO	$\mu g/m^3$	8 時間	10000
鉛	$\mu g/m^3$	1 年	0.5
ベンゼン	$\mu g/m^3$	1 年	5
オゾン	$\mu g/m^3$	8 時間	157

出典：大気環境基準（National Ambient Air Quality Standard 2012；
Section 62, Number 19, Nepal Gazette, Part 5, 2069/04/29, Notice 2）

表 10.1-5　現地国の大気排出基準（ディーゼル発電機）

発電容量	単位	CO	HC	NOx	PM
8kW 未満	g/kWh	8	1.3	9.2	1
8 kW 以上～19kW 未満	g/kWh	6.6	1.3	9.2	0.85
19 kW 以上～37 未満	g/kWh	6.5	1.3	9.2	0.85
37 kW 以上～75 未満	g/kWh	6.5	1.3	9.2	0.85
75 kW 以上～130 未満	g/kWh	5	1.3	9.2	0.7
130 kW 以上	g/kWh	5	1.3	9.2	0.54

出典：大気排出基準（Section 62, Number 30, Nepal Gazette, Part 5, 2069/07/13, Notice 2）

表 10.1-6　現地国の大気排出基準（産業用ボイラー）

蒸発量	単位	PM
200 kg/h 未満	mg/Nm^3	1,200
2,000 kg/h 以上 10,000 kg/h 未満	mg/Nm^3	800
10,000 kg/h 以上 15,000 kg/h 未満	mg/Nm^3	600
15000 kg/h 以上	mg/Nm^3	150

出典：大気排出基準（Section 62, Number 30, Nepal Gazette, Part 5, 2069/07/13, Notice 2）

表 10.1-7　現地国の騒音基準

エリア	時間帯	
	昼間（dB(A)）	夜間（dB(A)）
工業地区	75	70
商業地区	65	55
住宅地（農村部）	45	40
住宅地（都市部）	55	50
混合住宅地区	63	55
保護区	50	40

出典：騒音基準（National Noise Standard 2012；Section 62, Number 30, Nepal Gazette Part 5, 2069/7/13）

10.1.2 SEA に係る法的枠組み

上記の EPA 2019 及び EPR 2020 にて SEA の手続きが規定されている（表 10.1-8）。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、実施機関であるエネルギー・水資源・灌漑省（MoEWRI : Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）と今回のマスタープランに適用されるプロセスに関して協議を行った。その結果、今回のマスタープランは 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[1]。

[1] ネパール国ポ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 は本マスタープラン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。

表 10.1-8　SEA に係る現地国の法規制

現地国法規制	内　容
EPA 2019	9. Strategic environmental assessment (1) Prior to the implementation of such policy, program or project as may be specified by the Government of Nepal by a notification in the Nepal Gazette, the strategic environmental assessment shall be carried out in relation to such a policy, program or project. (2) Other provisions relating to strategic environmental assessment shall be as prescribed.
EPR 2020	10. Strategic environmental Assessment (1) The relevant ministry of Nepal government for the purpose of section 9 subsection 1 of the regulation will prepare a list of policy, program and project that requires strategic environment assessment and submit it to the cabinet. (2) According to rule (1), before submitting the list of policy, program and project to the cabinet, the relevant ministry must take consent from National Planning Commission (3) Upon receiving the list of policy, program and project that requires strategic environmental assessment, the cabinet can approve the request submitted. (4) The relevant ministry that is related to strategic environmental assessment will determine the geographical coverage of the strategic environmental assessment and submit a report of geographical coverage by the policy, program or project for approval at the ministry itself. (5) According to the report submitted as per rule (4), the ministry after receiving the report can approve it within 30 days from the date of submission at ministry for approval. (6) Once the ministry approves the report as per rule (5), along with the approval letter and geographical report, it must be further submitted to a cabinet meeting for the approval of geographical coverage. (7) Once the geographical coverage area is approved as per rule (6), the relevant ministry will prepare a strategic environmental assessment report, and once the report is prepared, it must be open to public opinion and feedback by publishing a written notice in national daily newspaper. The report must be uploaded in the relevant ministry website which can be downloaded for the public opinion and comments. (8) Once the notice is published in national daily newspaper as per rule (7), any individual or organization that has comment or feedback on the report must submit it within the stipulated deadline in the notice to the relevant ministry. (9) After incorporating the feedback received as per rule (8), the report must be presented again at the relevant ministry for the approval (10) The report received as per rule (9), if found appropriate and satisfactory, the ministry must provide its consent to the report with in 30 days of the submission of the report. (11) With the consent of relevant ministry as per rule (10), the final report must be submitted to the cabinet for approval. (12) The cabinet can approve the report received as per rule (11). (13) Strategic environmental assessment will follow the principles as mentioned in Annex 15 of this regulation (Note: Annex 15 describes Format/ Principles of strategic environmental asssessment.)

出典：JICA 調査団作成

10.1.3 関係機関

(1) 森林環境省（MoFE：Ministry of Forests and Environment）

ネパールにおける環境分野を管轄している機関は MoFE である。SEA/EIA の管轄機関であり、大気、騒音、水質等の環境基準の設定等を行う。MoFE 下には環境部（DoE：Department of Environment）が設置されている。なお、特定のセクターにおける IEE/BES の承認は各セクターを管轄する省庁に委任している。電力セクターに関してはエネルギー・水資源・灌漑省が IEE/BES のレビュー・承認を行っている。

(2) エネルギー・水資源・灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）

MoEWRI はネパールの電力セクターの政策や規制の立案、計画等を行っており、発電・送配電事業を管轄している。MoEWRI の下にネパール電力公社及び DoED を有する。MoEWRI の中で環境を担当する部署として水・気象・環境部があり、DoED と連携し IEE のレビュー・承認等を行っている。同部には、3 名（事務次官補 1 名、職員 2 名）が在籍している。

(3) 電力開発庁（DoED：Department of Electricivty Development）

DoED は、MoEWRI 下にてネパールの電力セクターの規制を管轄している部局である。MoFE の委任の下、IEE/BES のレビュー等を行っている。DoED のレビュー後、MoEWRI が承認する流れとなっている。DoED は環境部を有し、同部には 6 名（Senior Divisional Engineer 1 名を含む）のスタッフが在籍している。

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

NEA はネパールの電力セクターを統括する実施部隊として 1985 年に設立され、9 つの局（Directorate）を有している。そのうち、環境社会面を管轄しているのは、エンジニアサービス局（Engineering Services Directorate）下の環境社会調査部（ESSD：Environmental and Social Study Department）である。ESSD は環境調査課と環境モニタリング課から構成され、それぞれ 15 名、2 名が在籍している。環境専門家、動植物専門家、社会学専門家等を有し、環境影響評価、環境管理計画の実施、モニタリング等を行う。用地取得・住民移転の計画・実施に特化した課はないものの、事業ごとに ESSD の社会面の専門家が配置される。

10.2 SEA の方針

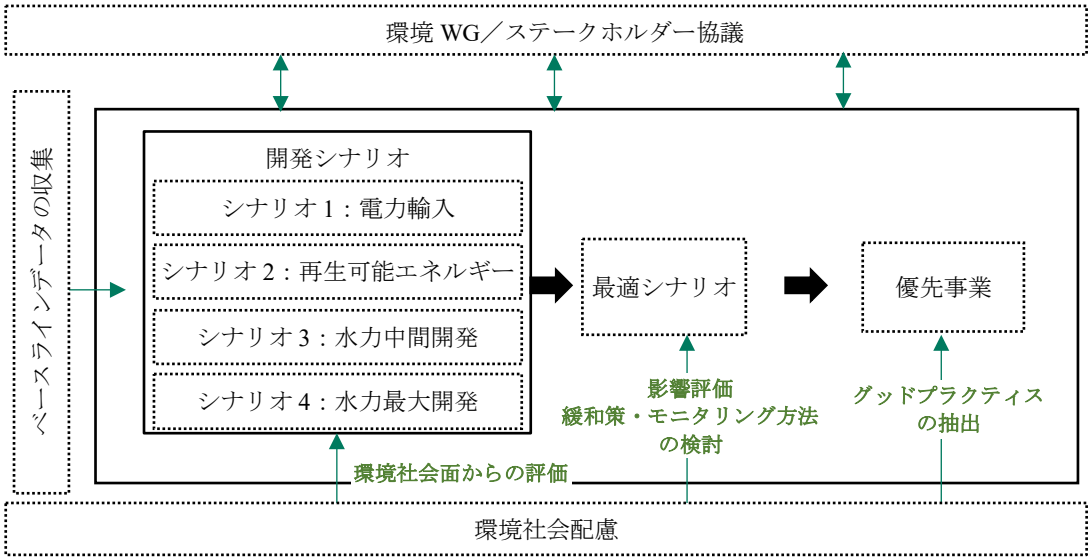
本プロジェクトは、「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン（2010 年 4 月）」においてカテゴリ B に分類される。調査実施にあっては、SEA の考え方を導入し実施した。本マスタープランにおいては特に以下の点を考慮し SEA を実施した。

- 負の影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。その検討結果をマスタープランに反映する。

- 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マスタープランの透明性・説明責任を確保する。

- 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、マスタープラン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。

SEA の作業フローを下図に示す。SEA のスコーピング段階、ドラフトマスタープラン作成段階において、環境ワーキンググループ（WG：Working Group）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。



出典：JICA 調査団作成

図 10.2-1 SEA の作業フロー

10.2.1 複数の開発シナリオの検討

本調査では、2040 年までの統合的電力システム開発計画として「3E（Energy Security・Economy・Environment)」に基づき電源開発における複数の開発シナリオが検討された。

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 の電力開発局（DoED：Department of Electricity Development）が一元的に管轄しており、各事業の進捗段階により以下の通り整理されている。

表 10.2-1 DoED 事業リストのカテゴリ

	カテゴリー	概要
a	Power Plants	運用中の事業
b	Construction License/ Application for Construction License	Construction license が付与されている又は申請している事業。
c	Survey License/ Application for Survey License	Survey license（発電・送配電の調査が可能）が付与されている又は申請している事業
d	Government of Nepal (GoN) Reserved Projects	調査・建設のためネパール政府が保有している事業
e	Other Projects	“Forwarded to Local Government”/“Selected for Competitive Bidding”の事業開発シナリオの分析対象外

備考： DoED 事業リストの水力地点は既設発電所を含めて合計 829 地点（43,887MW）が登録されている（2023 年 3 月時点)。

出典：JICA 調査団作成

上記の DoED 事業リストを基に、以下の 4 つの開発シナリオを比較検討した。これらのシナリオ毎の電源構成を基に、各電源の特性を踏まえ環境社会面への影響を評価した。なお、e) Other Projects は電源開発計画における検討の対象外となっているが、ネパール国内の包蔵水力が環境に与える影響を広く評価するという SEA の観点から、参考として検討は実施している。

(1) 電力輸入

既に建設中の水力発電開発を行うものの、新規の水力開発は限定的となるシナリオ（表 10.2-1 中の a 及び b に該当する水力地点のみを開発する)。電力需要に対し乾期に不足分が生じるため電力輸入で補う。

(2) 再生エネルギー活用

再生可能エネルギーを最大限活用するシナリオ（表 10.2-1 中の a 及び b に該当する水力地点のみを開発する)。電力需要に対し乾期に不足分が生じるため、電力輸入及び太陽光発電で補う。

(3) 水力中間開発

既に建設中の水力発電開発及び Survey License 段階の水力開発を行うシナリオ（表 10.2-1 中の a、b、c に該当する水力地点のみを開発する）。電力需要の不足は想定されない。

(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開発を行うシナリオ。電力需要の不足は想定されない。

表 10.2-2 開発シナリオの概要

No.	開発シナリオ	2040 年時点での電源構成									
		ROR	PROR	STO	Diesel/ Oil	Solar	Wind	Biomass	Renew-able	Import	合計
1	電力輸入	6,635	4,515	982	53	751	6	15	2,901	4,300	20,158
		33	23	5	-	4	-	-	14	21	100
2	再生エネルギー活用	6,635	4,515	982	53	751	6	15	8,542	4,100	25,599
		26	18	4	-	3	-	-	33	16	100
3	水力中間開発	12,193	10,738	5,390	53	751	6	15	2,901	0	32,048
		38	34	17	-	2	-	-	9	0	100
4	水力最大開発	14,869	12,831	12,370	53	841	6	15	2,901	0	43,887
		34	29	28	-	2	-	-	7	0	100

備考：流れ込み式（ROR：Run of River）、調整池式（PROR：Peaking Run of River）、貯水池式（STO：Storage）
上段：発電容量（MW）、下段：全体の発電容量に占める割合（%）（1%未満は「-」で表記）　出典：JICA 調査団作成

10.2.2 最適シナリオの検討

選定された最適シナリオに関して、環境社会面から分析を行う。特に水力開発においては水系ごとに状況が異なることが想定されるため、水系ごとに環境社会面で留意すべき事項を整理し、緩和策、モニタリング方法の検討を行った。

10.2.3 優先事業におけるグッドプラクティスの抽出

本マスタープランでは、最適シナリオで選定された水力開発地点の中から、今後の水力開発を加速させる水力優先事業が選定された。個別地点の評価については各 F/S や EIA 等で評価されるものの、ネパールにおける今後の水力開発において参考となるグッドプラクティスの抽出を行った。

10.3 既存事業における環境社会面の課題

既に計画・運用されている水力発電事業に関し、水系ごとに環境社会面の課題を整理した。特に大規模な非自発的住民移転を伴う貯水式水力発電事業においては既に住民反対等が発生している事業もあり、環境社会面からの留意が必要である。

表 10.3-1 既存事業における環境社会面の課題（例）

No.	事業名	概要	環境社会面の課題
1	Mugu Karnali storage hydropower project	• 開発段階：Survey license • 発電方式：STO • 発電容量：1,902 MW • 水系：Karnali 水系	• ネパール国内で最大規模の貯水池式水力発電所建設により、魚類等の生態系、下流への影響が想定される。 • Karnali 水系では複数の事業が計画されていることから、累積的影響を考慮する必要がある。
2	Tanahu hydropower project	• 開発段階：Construction license • 発電方式：STO • 発電容量：140 MW • 水系：Trishuli 水系	• 被影響世帯数 758 世帯、非自発的住民移転世帯数 86 世帯が想定される。 • 被影響世帯には先住民族（Janajati）が含まれており、作成済みの先住民計画（Indigenous People's Plan）に基づいた配慮が求められる。 • 住民移転や補償に関して被影響者からの苦情が発生している。（*1）
3	Budhi Gandaki storage hydropower project	• 開発段階：GON • 発電方式：STO • 発電容量：1,200 MW • 水系：Budhi Gandaki 水系	• 被影響世帯数 8,000 世帯（約 50,000 人）が想定される。（*2）
4	Sun Koshi 2 hydropower project	• 開発段階：GON • 発電方式：STO • 発電容量：1,116 MW • 水系：Sun Koshi 水系	• 植生や生態系の損失が想定されており、IUCN 絶滅リストの樹種（*Acacia catechu*）の生育が確認されている。また、供用時の水質悪化も懸念されている。（*3）
5	Sun Koshi 3 hydropower project	• 開発段階：GON • 発電方式：STO • 発電容量：536 MW • 水系：Sun Koshi 水系	
6	Dudhkoshi storage hydropower project	• 開発段階：GON • 発電方式：STO • 発電容量：536 MW • 水系：Sun Koshi 水系	• 1,150 世帯（そのうち、988 世帯は部分的な影響）が影響を受けることが想定される。（*4）
7	Sapta Kosi high dam multipurpose project	• 開発段階：Others • 発電方式：STO • 発電容量：3,300 MW • 水系：Sun Koshi 水系	• 75,000 人の非自発的住民移転が想定され、住民からの反対運動等が発生している。（*5）

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

出典：JICA 調査団作成

（*1）https://cemsoj.wordpress.com/human-rights-advocacy/tanahu-hydropower-project/
（*2）https://www.thethirdpole.net/en/livelihoods/budhi-gandaki-nepals-mega-dam-remains-a-mirage/
（*3）https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/47036-001-nep-earfab.pdf
（*4）https://thehimalayantimes.com/nepal/dudhkoshi-storage-hydroelectric-project-to-affect-1150-households
（*5）https://ejatlas.org/conflict/sapta-kosi-high-dam-multipurpose-project-nepal#
https://www.thethirdpole.net/en/energy/protests-scupper-india-nepal-dam/

10.4 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。

10.4.1 水力発電

ネパールでは水力発電が発電容量の 90%以上を占める主要電源となっている。DoED 事業リストにおける新規水力開発地点を見ると、3 大河川となる Karnali 川、Gandaki 川、Koshi 川が全体の 96%を占めており、水系ごとに下記の特徴がある。

- Karnali 川
  概ね Survey License が付与されているものの、建設段階まで進んでいる水力開発事業は比較的少ない。
- Gandaki 川
  Construction License、Survey License が付与されている。既設発電所も多く需要地から近傍にあるため開発が進んでいる。
- Koshi 川
  Construction License、Survey License が付与されている。上記の 2 河川と比較し流域面積が広く出力が大きい傾向がある。カトマンズ寄りの水系は Construction License を取得した建設段階の地点が大半を占める。

また、DoED 事業リストの内訳を見ると、新規水力開発計画（725 地点）のうち、30MW 未満、30MW 以上～100MW 未満、100MW 以上の水力はそれぞれ 71%（512 地点）、18%（130 地点）、11%（83 地点）となっている。ネパール全土において 30MW 以上の水力地点は概ね特定されて開発権も付与されているため、これらの地点の開発をどのように実現するかが課題となっている。

DoED の事業リスト以外の地点として、インドとの二国間協力による開発が想定される Koshi 本川下流の Sapta Koshi 多目的ダム事業（3,000MW）、インドとの国境を流れる Pancheshwar 多目的ダム事業（逆調整池含む 6,780MW）が挙げられる。

SEA においては以下の点に留意する。①水系ごとに開発計画の状況が異なる、②発電方式（流れ込み式（ROR：Run of River）、調整池式（PROR：Peaking Run of River）、貯水池式（STO：Storage））により環境社会面への影響が異なる点を考慮し評価する。

❖ 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 10.4-1　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

10.4.2 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、本マスタープランのそれぞれの開発シナリオにおいて 2040 年に向けた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 10.4-2　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

10.4.3 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[2]。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 ヵ所、野生動物保護区（Wildlife Reserve）1 ヵ所、狩猟保護区（Hunting Reserve）1 ヵ所、保全区（Conservation Area）6 ヵ所、バッファーゾーン（Buffer zone）13 ヵ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。
- ネパール全土で生物多様性の観点から重要な地域（KBA：Key Biodiversity Area）が 31 ヵ所確認されている。
- 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配慮する。

[2] 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。

❖ 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、マスタープラン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、本マスタープランにおける SEA の主な目的・判断基準を下表に示す。

表 10.4-3　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 CO_2 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 CO_2 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

10.5 開発シナリオの評価

本マスタープランで想定される 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。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の基に、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（保護区、Chure Conservation Area、生態系、森林、生計／農地、住宅地）のデータを重ね合わせ、重複する面積のみを算定し、シナリオの比較評価を実施した[3]。

10.5.1 保護区

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 ヵ所、野生動物保護区（Wildlife Reserve）1 ヵ所、狩猟保護区（Hunting Reserve）1 ヵ所、保全区（Conservation Area）6 ヵ所、バッファーゾーン（Buffer zone）13 ヵ所が指定されている。それぞれのシナリオにおいて、保護区を含むエリアにて計画されている水力発電事業が以下の通り確認された。

- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、保護区への影響が大きくなることが想定される。他の水系と比較し特に Koshi river 水系では保護区への影響が大きくなる。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、保護区への影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、保護区へ影響はより小さくなることが想定される。

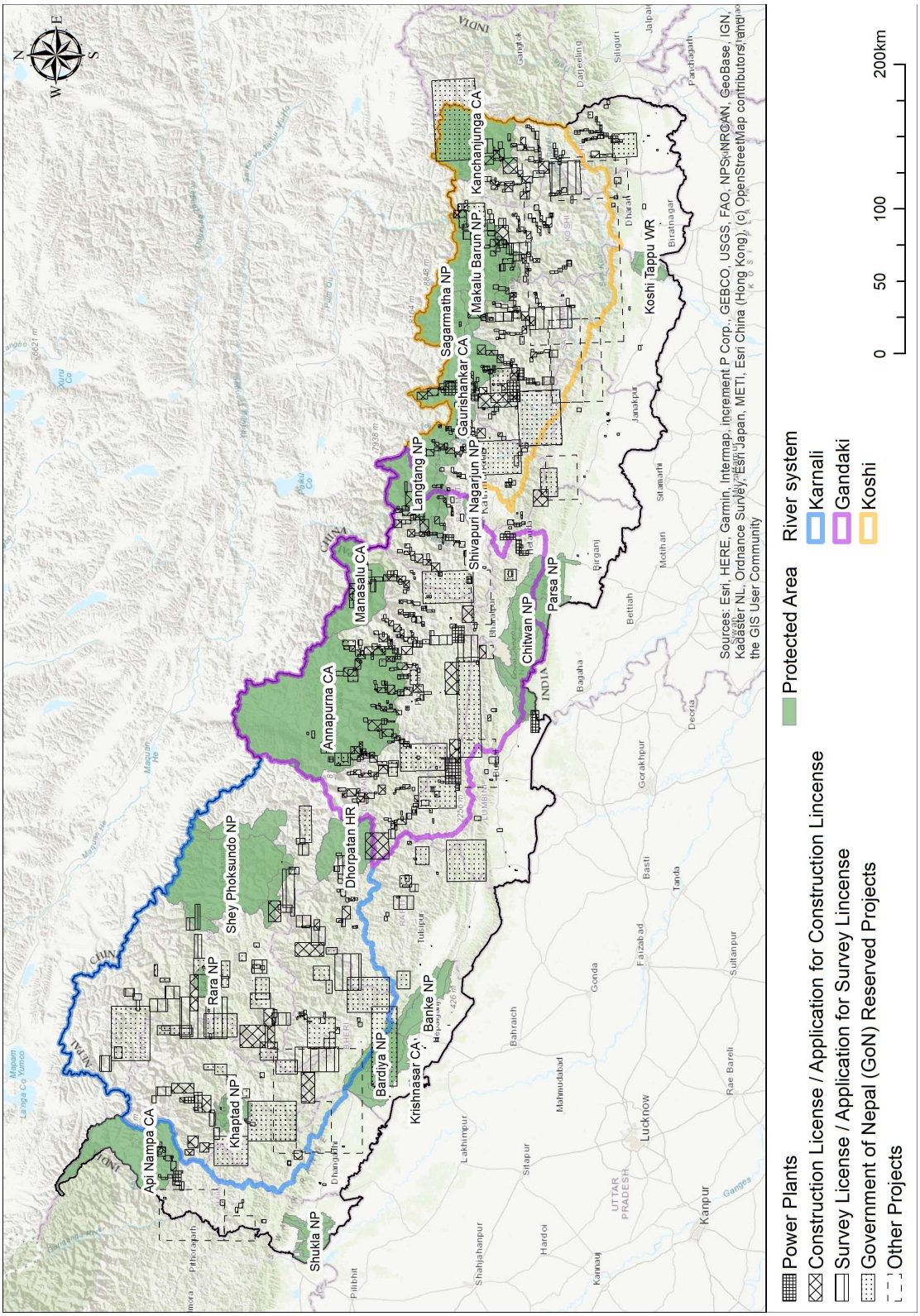
表 10.5-1 各水系の水力開発地点と保護区

	項目	Karnali 川水系	Gandaki 川水系	Koshi 川水系	その他の水系	国内合計
1	電力輸入	103 km^2	1,050 km^2	1,076 km^2	95 km^2	2,324 km^2
2	再生エネルギー活用	103 km^2	1,050 km^2	1,076 km^2	95 km^2	2,324 km^2
3	水力中間開発	269 km^2	1,221 km^2	1,446 km^2	108 km^2	3,044 km^2
4	水力最大開発	559 km^2	1,501 km^2	2,551 km^2	841 km^2	5,452 km^2

備考：「その他の水系」には Karnali 水系、Gandaki 水系、Koshi 水系以外の水系が含まれる。

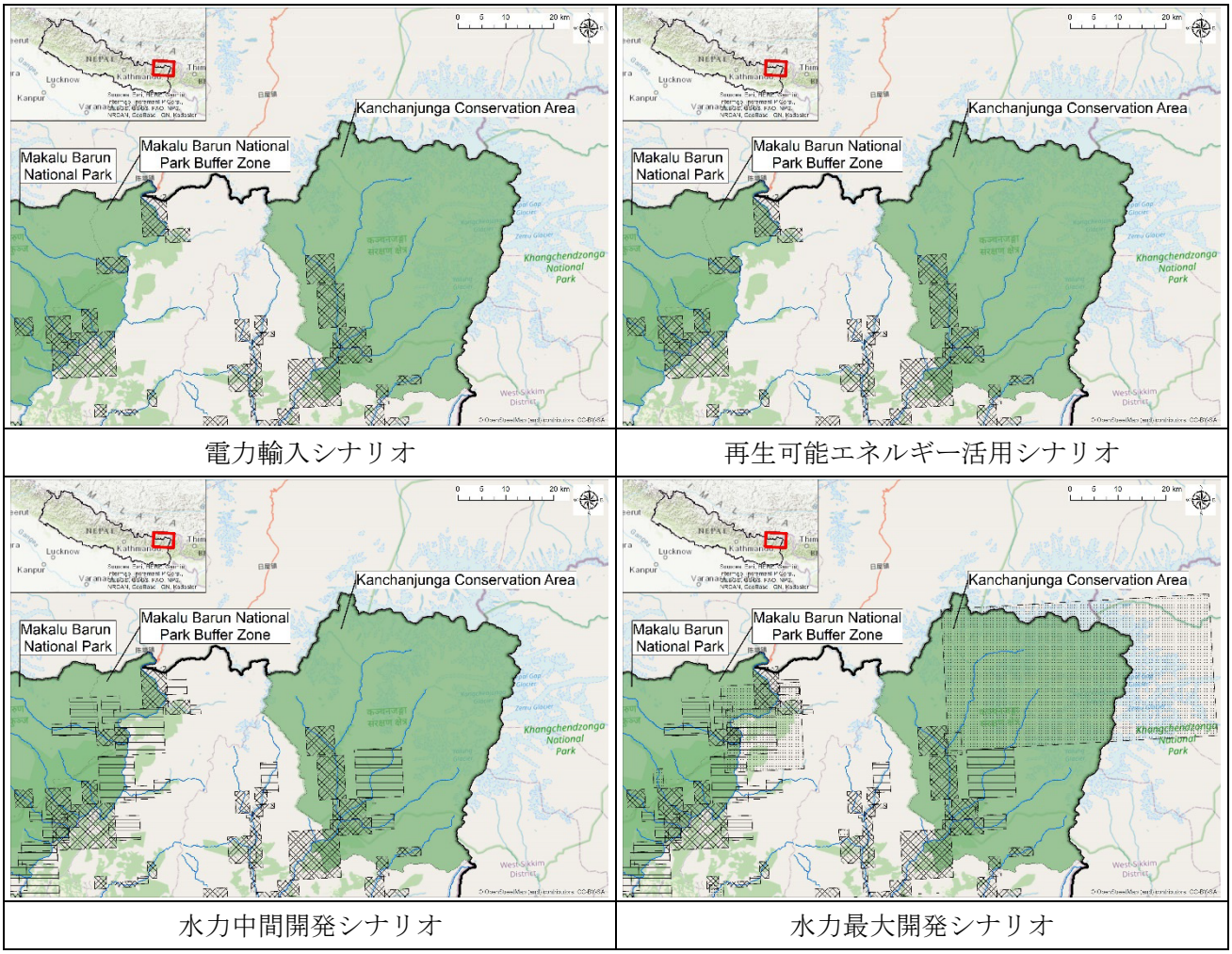
出典：JICA 調査団作成

[3] 今回の開発シナリオの検討では、DoED から提供されたデータを基にした。事業範囲が四角い枠で示されており、面積は実際の影響範囲よりも多めに算定されていることが想定されているものの、同じ条件で 4 つのシナリオを分析しており、シナリオの分析結果自体に影響は生じない。



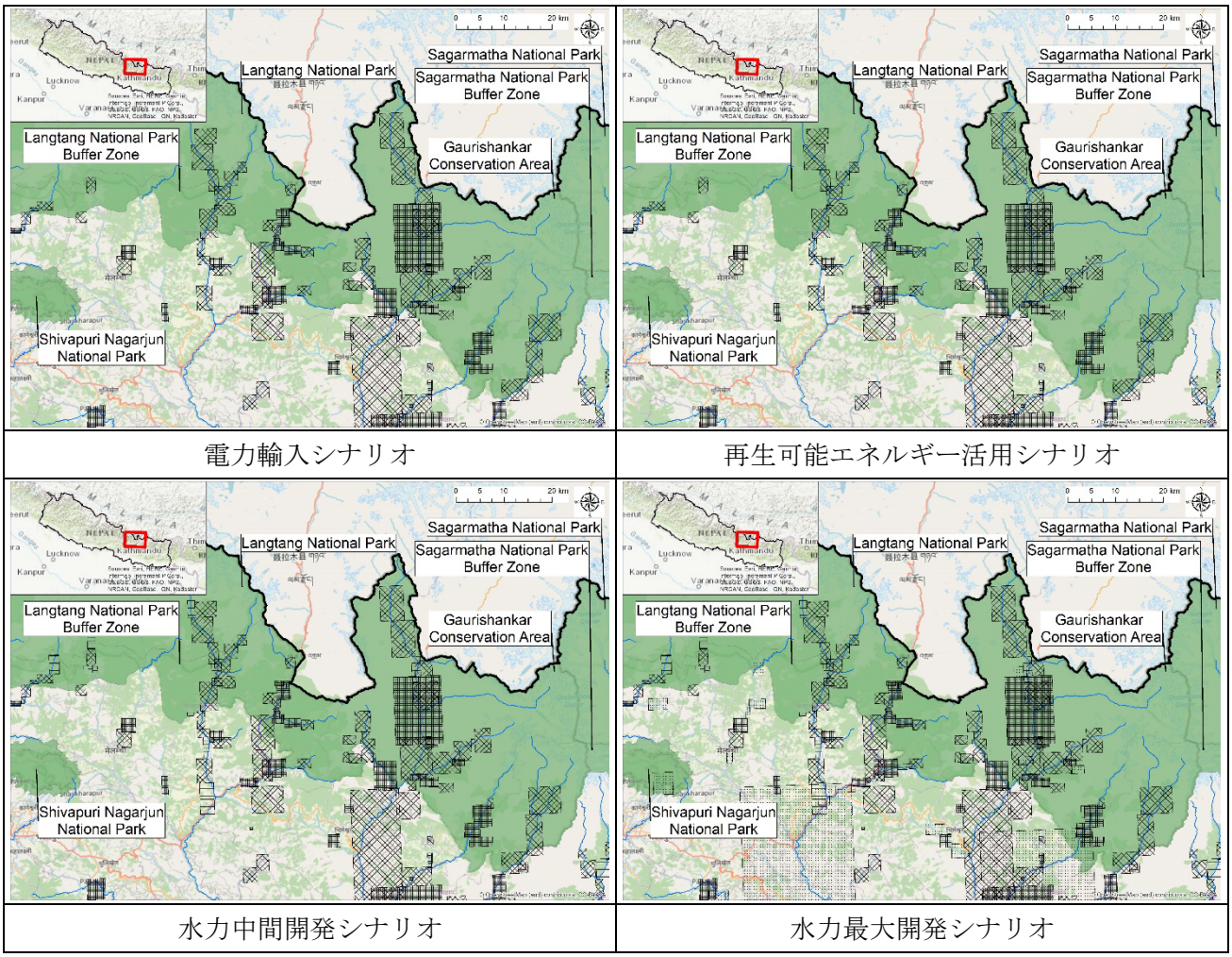
出典：JICA 調査団作成

図 10.5-1 ネパール国全体の水力開発地点（水力最大開発シナリオ）と保護区



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-2　各シナリオの比較：Koshi 川水系の水力開発地点と保護区（1）



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-3　各シナリオの比較：Koshi 川水系の水力開発地点と保護区（2）

10.5.2 Chure Conservation Area

ネパールの平野部において、表層水や地下水の保全エリアの一つとして Chure Conservation Area が規定されている。重要な生物多様性、野生生物及びその生息地を有し、保護区同士をつなぐ役割を果たしている。

それぞれのシナリオにおいて、Chure Conservation Area を含むエリアにて計画されている水力発電事業が以下の通り確認された。

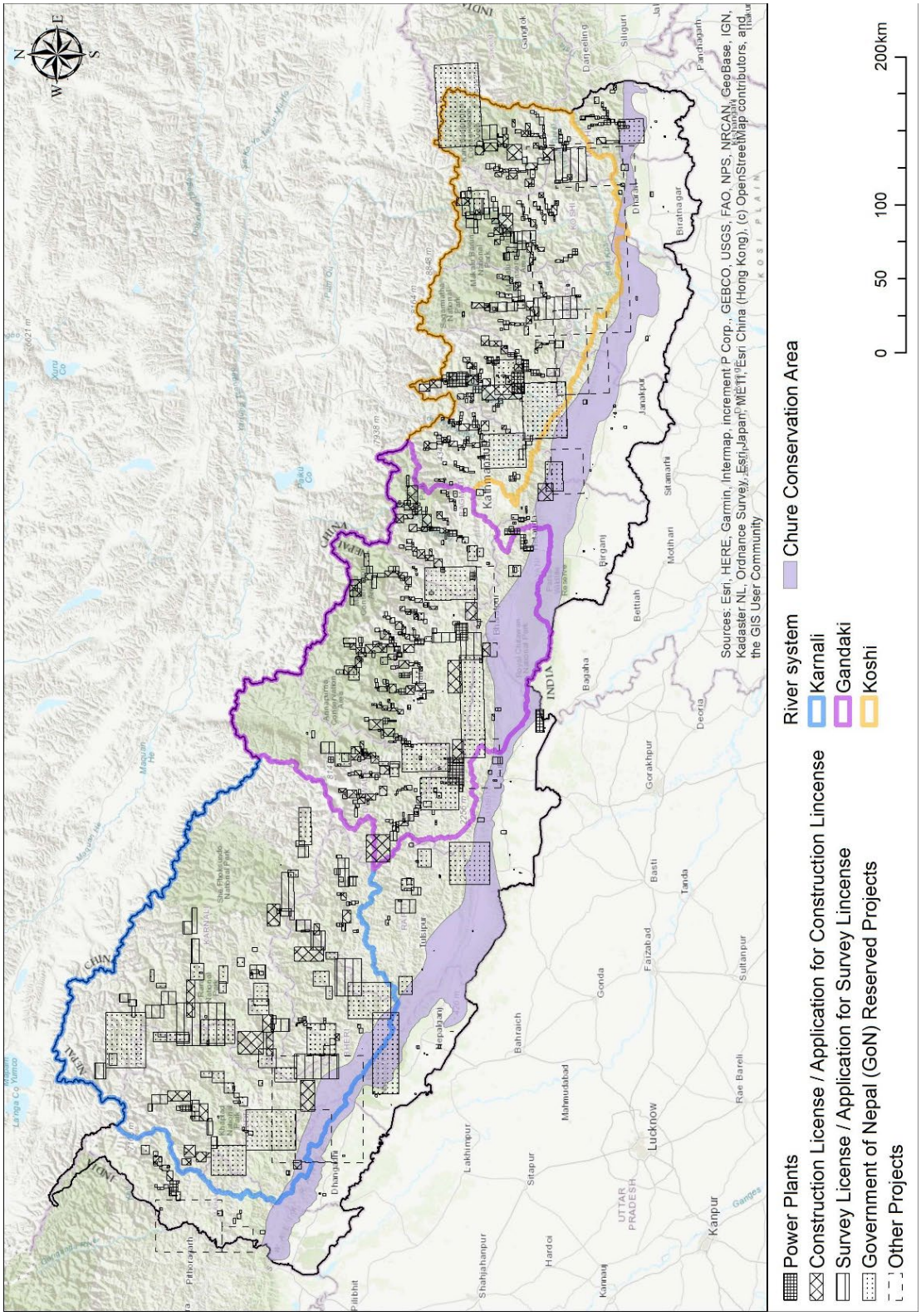
- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、Chure Conservation Area への影響が大きくなることが想定される。特に Karnali 水系、Koshi river 水系、その他の水系では Chure Conservation Area への影響が大きくなる。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、Chure Conservation Area への影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、Chure Conservation Area へ影響はより小さくなることが想定される。

表 10.5-2 各水系の水力開発地点と Chure Conservation Area

	項目	Karnali 川水系	Gandaki 川水系	Koshi 川水系	その他の水系	国内合計
1	電力輸入	34 km^2	33 km^2	13 km^2	111 km^2	191 km^2
2	再生エネルギー活用	34 km^2	33 km^2	13 km^2	111 km^2	191 km^2
3	水力中間開発	94 km^2	40 km^2	15 km^2	150 km^2	299 km^2
4	水力最大開発	1,652 km^2	321 km^2	1,601 km^2	2,078 km^2	5,652 km^2

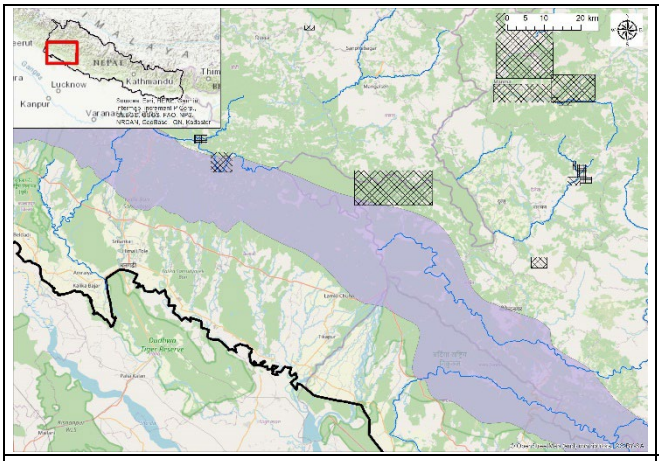
備考：「その他の水系」には Karnali 水系、Gandaki 水系、Koshi 水系以外の水系が含まれる。

出典：JICA 調査団作成

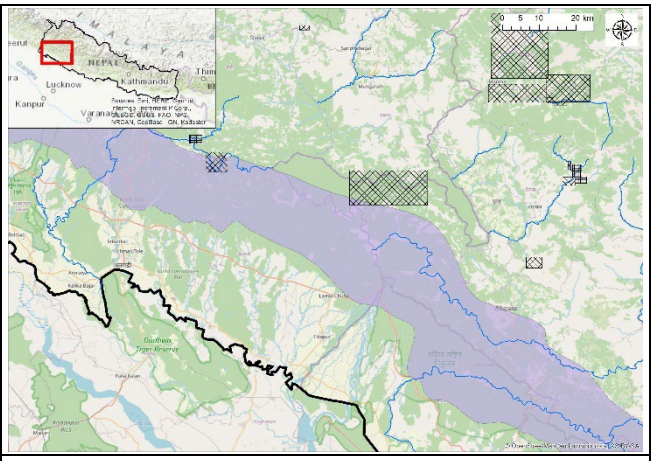


出典：JICA 調査団作成

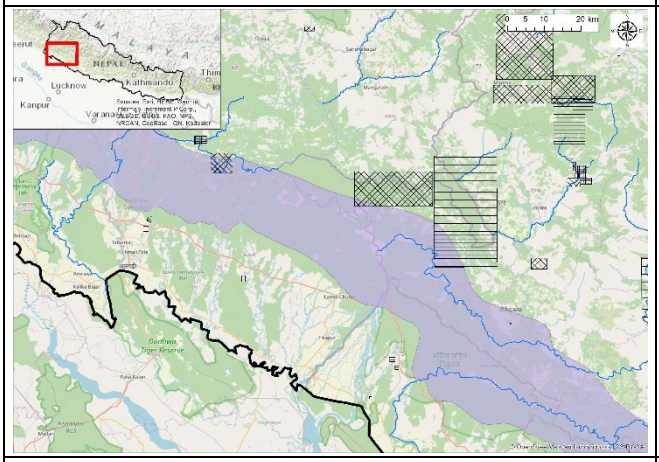
図 10.5-4 ネパール国全体の水力開発地点（水力最大開発シナリオ）と Chure Conservation Area



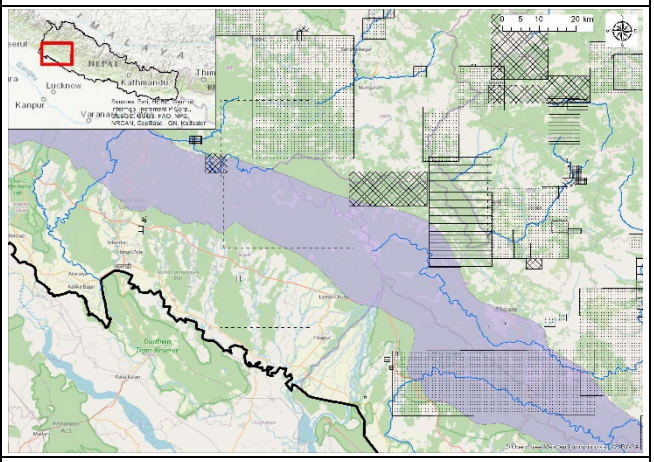
電力輸入シナリオ



再生可能エネルギー活用シナリオ



水力中間開発シナリオ



水力最大開発シナリオ

Power Plants

Government of Nepal (GoN) Reserved Projects

Construction License / Application for Construction License

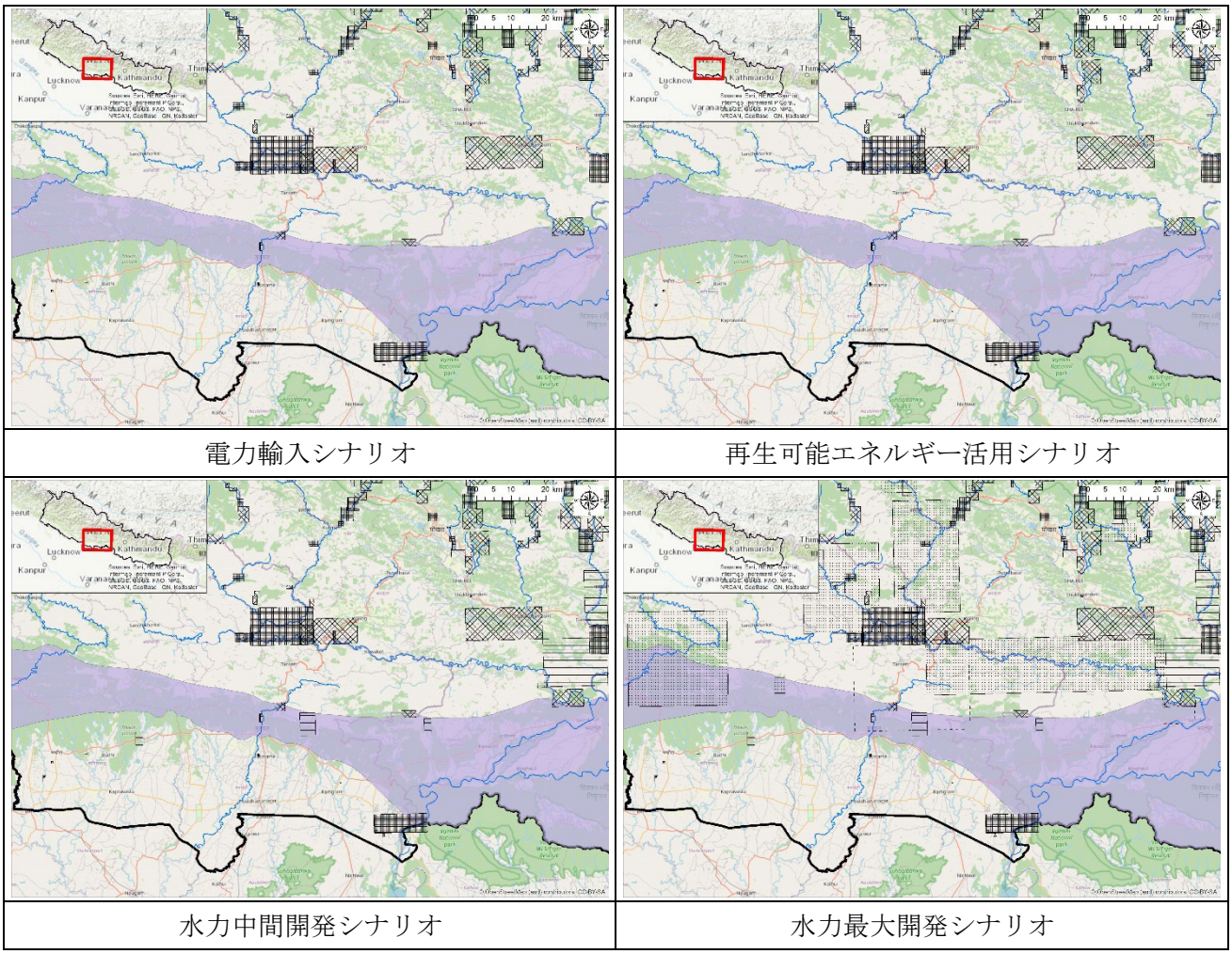
Other Projects

Survey License / Application for Survey License

Chure Conservation Area

出典：JICA 調査団作成

図 10.5-5　各シナリオの比較：Karnali 川水系の水力開発地点と Chure Conservation Area



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-6　各シナリオの比較：Gandaki 川水系及びその他水系の水力開発地点と Chure Conservation Area

10.5.3 生態系

ネパールでは、国際基準で選定された生物多様性の保全の鍵となる重要な地域として、31 の生物多様性の観点から重要な地域（KBA：Key Biodiversity Area）が指定されている。

それぞれのシナリオにおいて、KBA を含むエリアにて計画されている水力発電事業が以下の通り確認された。

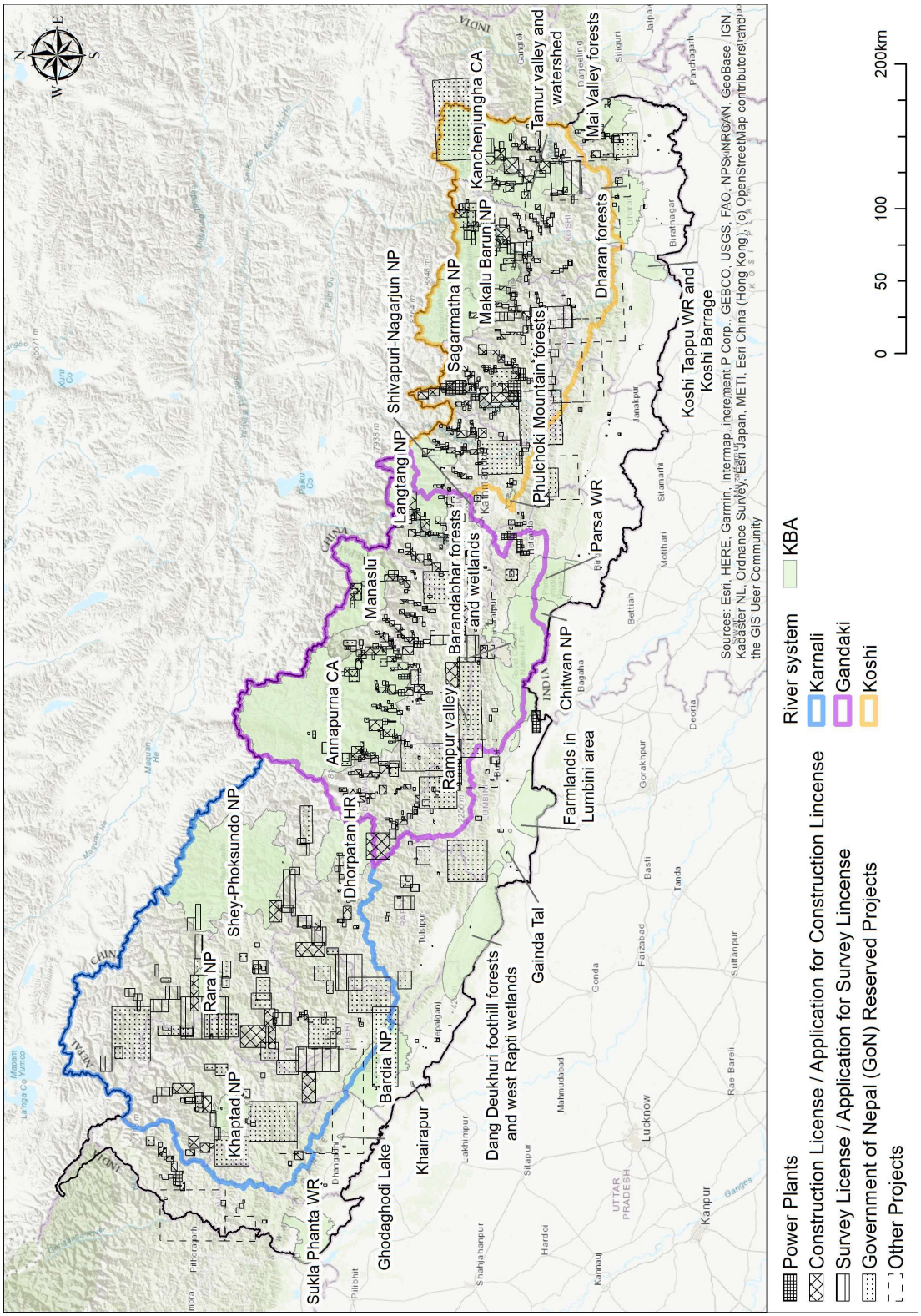
- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、KBA への影響が大きくなることが想定される。他の水系と比較し特に Koshi river 水系では KBA への影響が大きくなる。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、KBA への影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、KBA へ影響はより小さくなることが想定される。

表 10.5-3　各水系の水力開発地点と KBA

	項目	Karnali 川水系	Gandaki 川水系	Koshi 川水系	その他の水系	国内合計
1	電力輸入	102 km^2	1,077 km^2	784 km^2	6 km^2	1,969 km^2
2	再生エネルギー活用	102 km^2	1,077 km^2	784 km^2	6 km^2	1,969 km^2
3	水力中間開発	288 km^2	1,250 km^2	1,394 km^2	10 km^2	2,942 km^2
4	水力最大開発	611 km^2	1,560 km^2	3,234 km^2	703 km^2	6,108 km^2

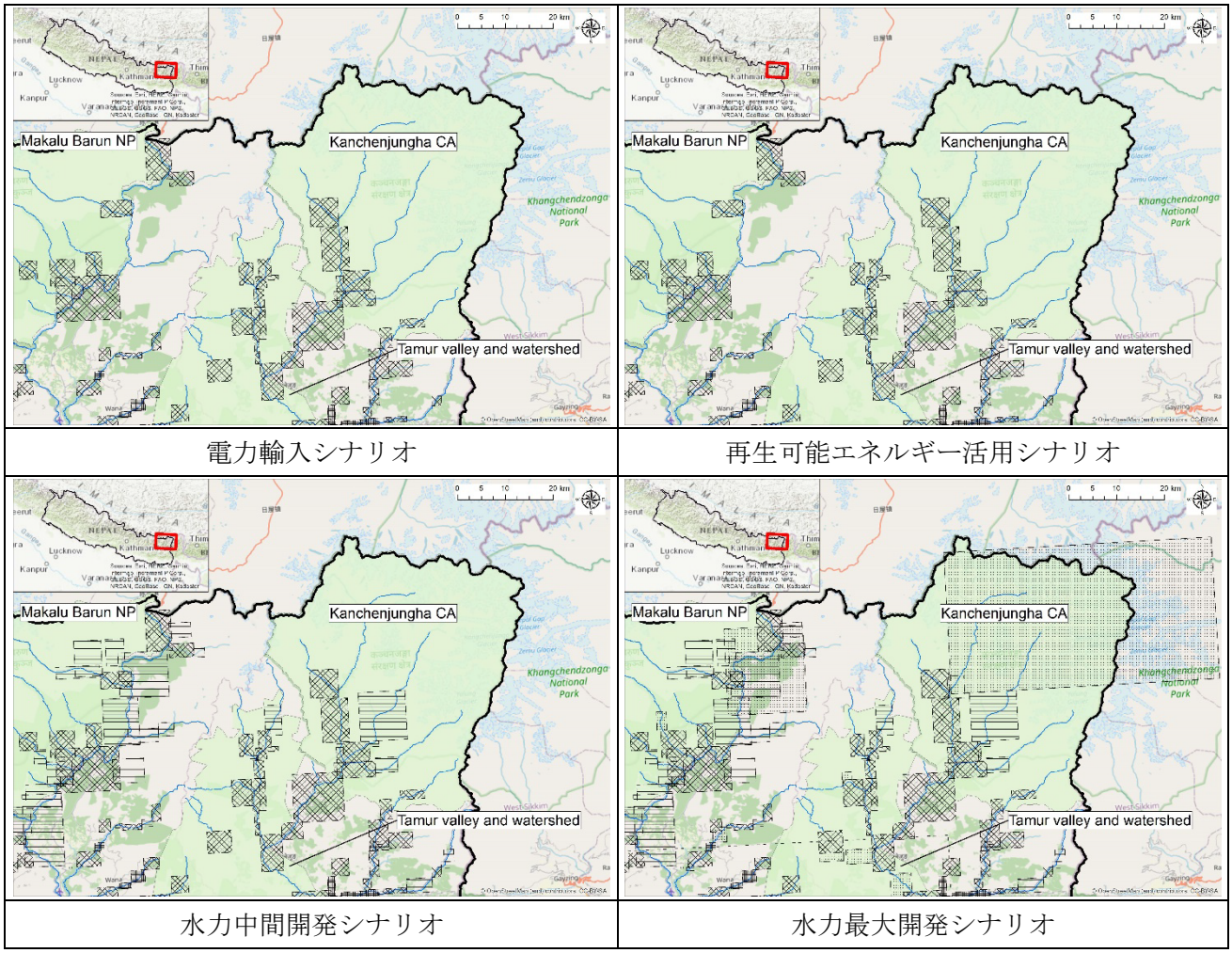
備考：「その他の水系」には Karnali 水系、Gandaki 水系、Koshi 水系以外の水系が含まれる。

出典：JICA 調査団作成



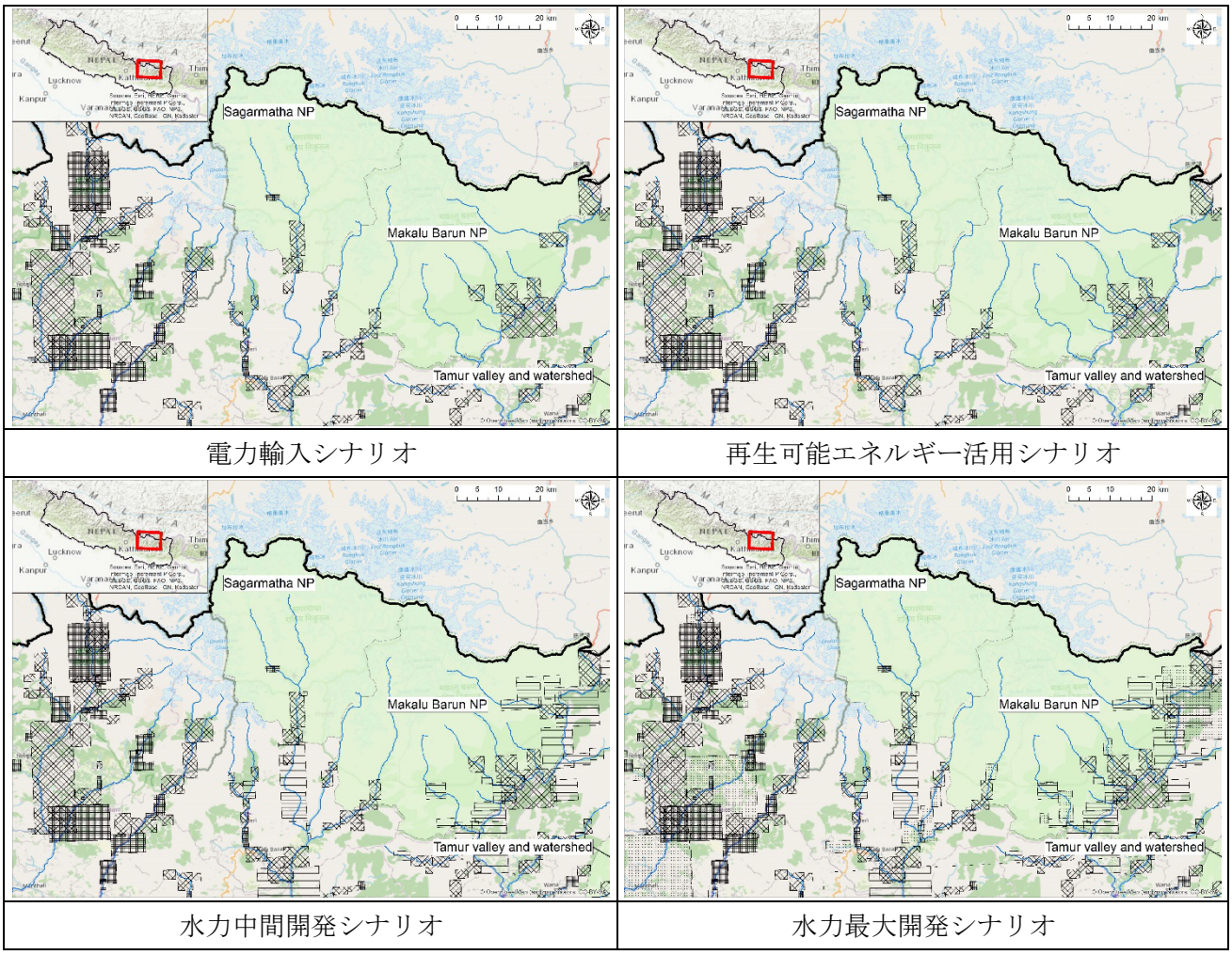
出典：JICA 調査団作成

図 10.5-7　ネパール国全体の水力開発地点（水力最大開発シナリオ）と KBA



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-8　各シナリオの比較：Koshi 川水系の水力開発地点と KBA（1）



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-9　各シナリオの比較：Koshi 川水系の水力開発地点と KBA（2）

10.5.4 森林

ネパールは国土の約 40%が森林で覆われており、生物多様性等の観点から重要な地域となっている。テライ平原では、木材の輸出や非木材林産物（NTFP：Non-timber Forest Products）の利用を通じて収入源となっている。

それぞれのシナリオにおいて、森林を含むエリアにて計画されている水力発電事業が以下の通り確認された。

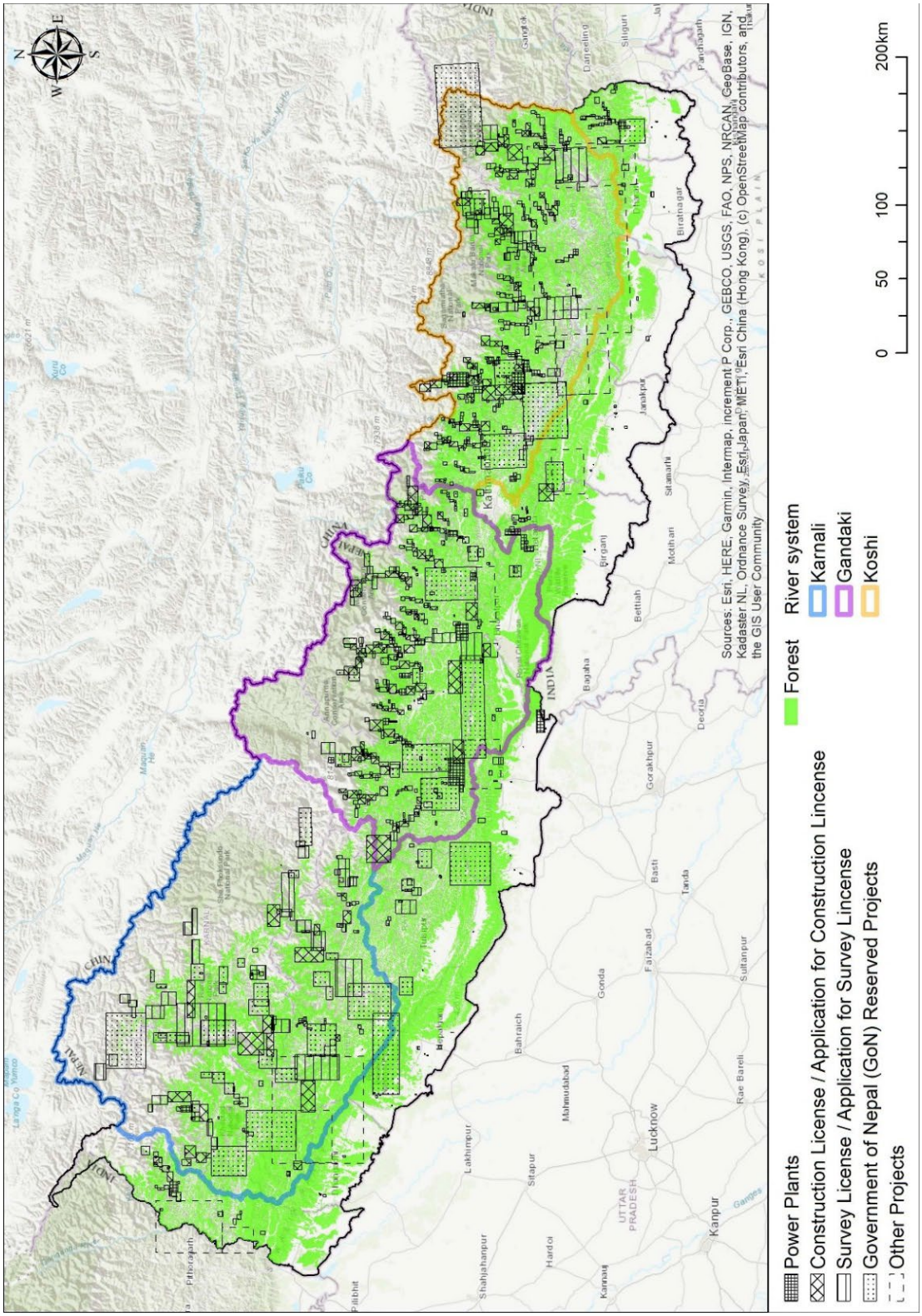
- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、森林への影響が大きくなることが想定される。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、森林への影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、森林へ影響はより小さくなることが想定される。

表 10.5-4 各水系の水力開発地点と森林

	項目	Karnali 川水系	Gandaki 川水系	Koshi 川水系	その他の水系	国内合計
1	電力輸入	825 km^2	1,892 km^2	1,954 km^2	194 km^2	4,865 km^2
2	再生エネルギー活用	825 km^2	1,892 km^2	1,954 km^2	194 km^2	4,865 km^2
3	水力中間開発	2,298 km^2	2,278 km^2	2,920 km^2	339 km^2	7,835 km^2
4	水力最大開発	5,387 km^2	6,620 km^2	9,305 km^2	3,093 km^2	24,405 km^2

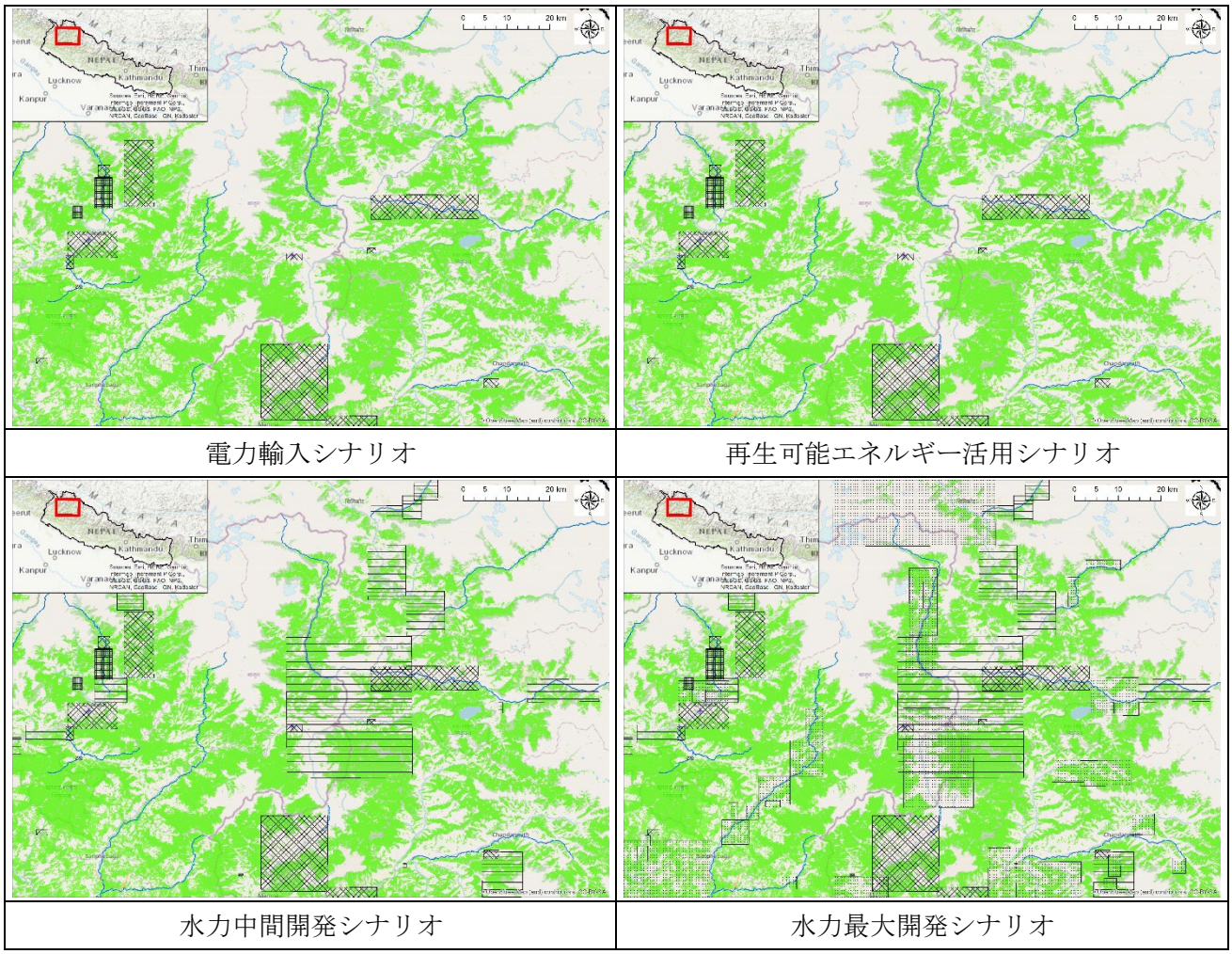
備考：「その他の水系」には Karnali 水系、Gandaki 水系、Koshi 水系以外の水系が含まれる。

出典：JICA 調査団作成



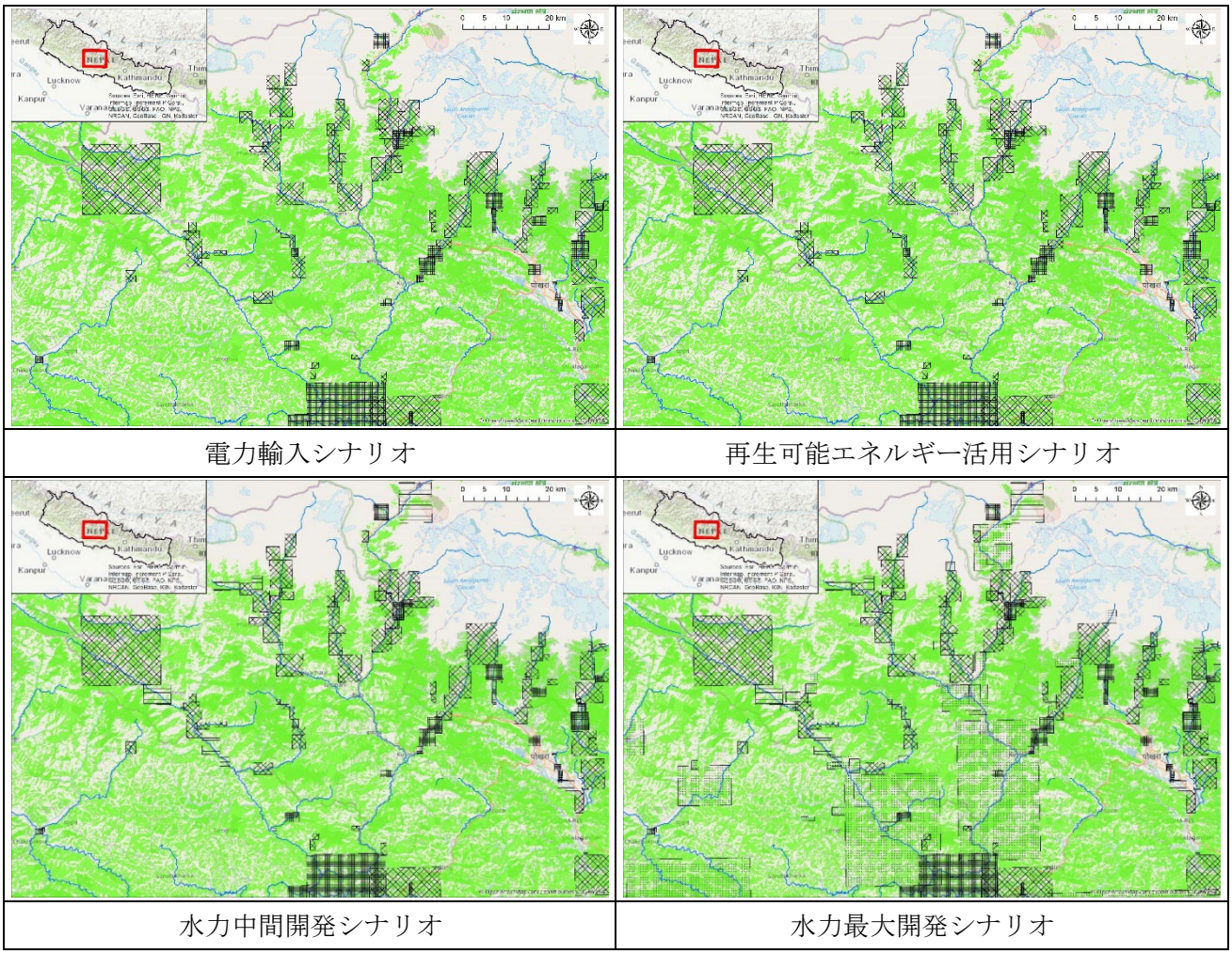
出典：JICA 調査団作成

図 10.5-10 ネパール国全体の水力開発地点（水力最大開発シナリオ）と森林



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-11 各シナリオの比較：Karnali 川水系の水力開発地点と森林



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-12 各シナリオの比較：Gandaki 川水系の水力開発地点と森林

10.5.5 生計／農地

ネパールの主要産業は農林業であり、農地の大部分はネパール南部のテライ平原に分布している。主な農産物は、米、トウモロコシ、小麦、ジャガイモ、サトウキビなどである。

それぞれのシナリオにおいて、農地を含むエリアにて計画されている水力発電事業が以下の通り確認された。

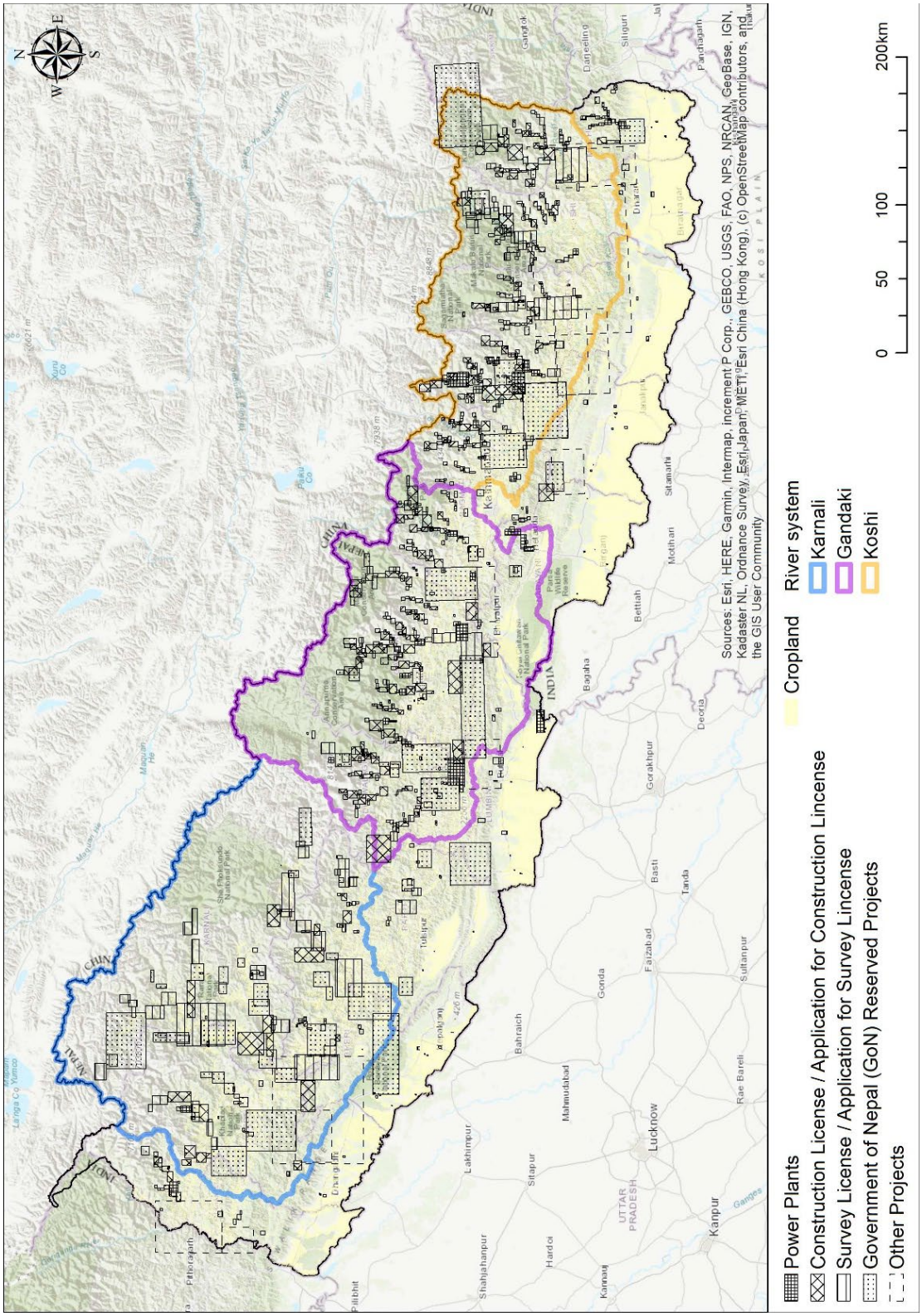
- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、農地への影響が大きくなることが想定される。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、農地への影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、農地へ影響はより小さくなることが想定される。

表 10.5-5 各水系の水力開発地点と農地

	項目	Karnali 川水系	Gandaki 川水系	Koshi 川水系	その他の水系	国内合計
1	電力輸入	517 km^2	750 km^2	583 km^2	108 km^2	1,958 km^2
2	再生エネルギー活用	517 km^2	750 km^2	583 km^2	108 km^2	1,958 km^2
3	水力中間開発	887 km^2	1,517 km^2	1,158 km^2	183 km^2	3,745 km^2
4	水力最大開発	3,560 km^2	2,127 km^2	4,932 km^2	1,080 km^2	11,700 km^2

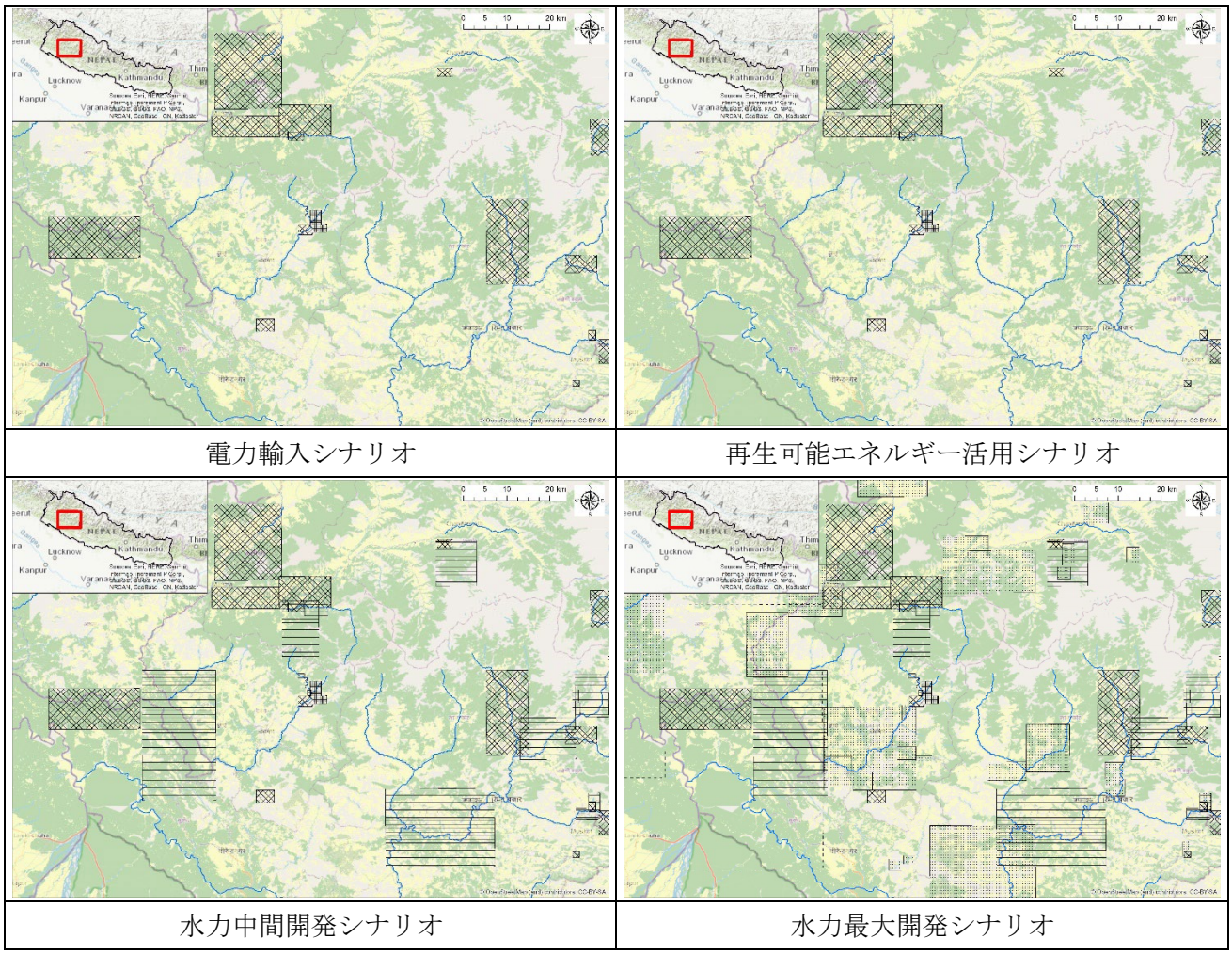
備考：「その他の水系」には Karnali 水系、Gandaki 水系、Koshi 水系以外の水系が含まれる。

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-13 ネパール国全体の水力開発地点（水力最大開発シナリオ）と農地



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-14 各シナリオの比較：Karnali 川水系の水力開発地点と農地

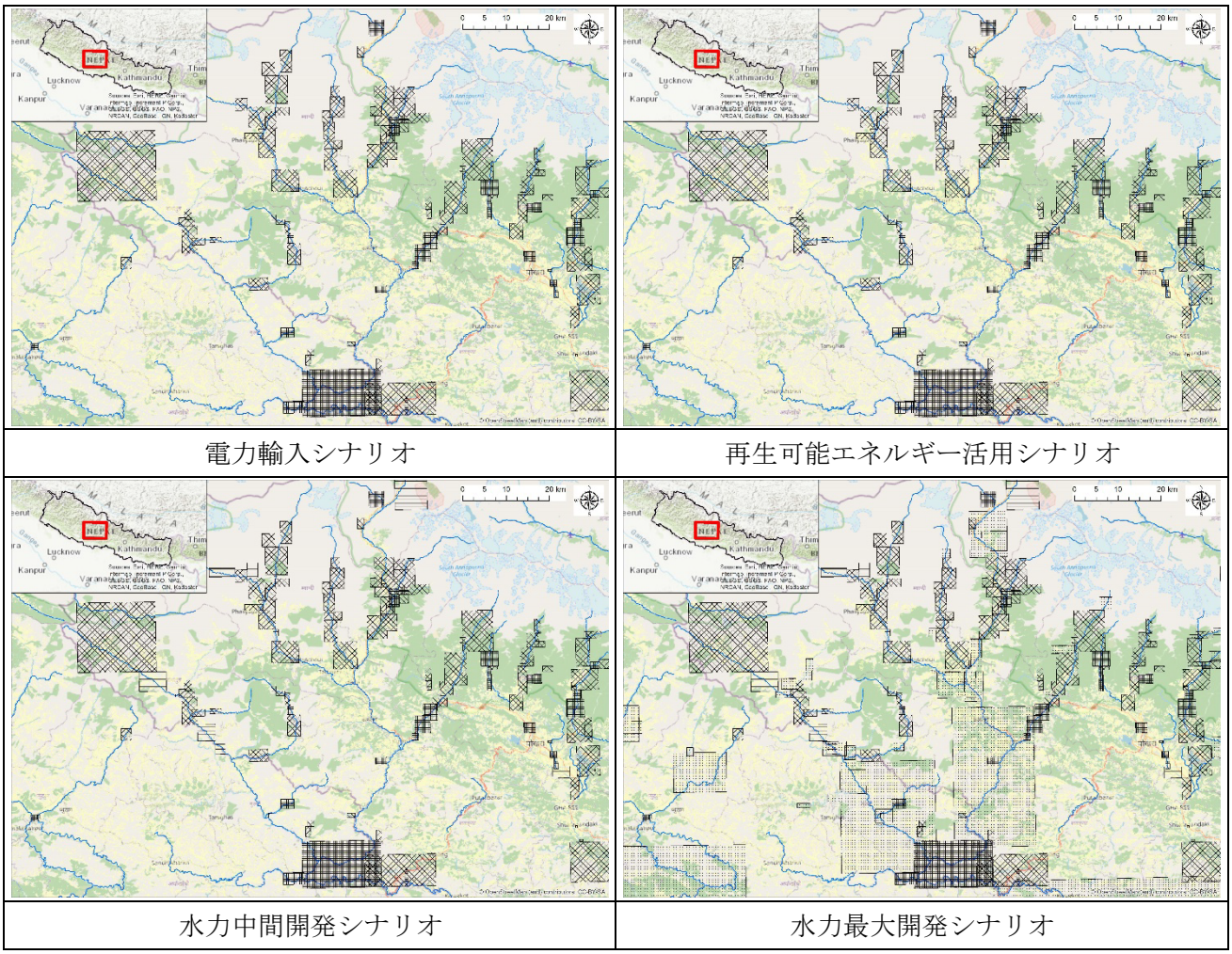


図 10.5-15 各シナリオの比較：Gandaki 川水系の水力開発地点と農地

10.5.6 住宅地

ネパールの総人口は 26,494,504 人である。人口規模で見ると、カトマンズ、ポカラ、パタンが主な都市となっている。2001 年から 2011 年までの人口増加率は年率 1.35%だった。ネパールの北東部において人口減少が見られた一方、カトマンズ等の一部の都市では人口増加が確認され、水力開発に伴う住民移転の影響を考慮する必要がある。

それぞれのシナリオにおいて、住宅地を含むエリアにて計画されている水力発電事業が以下の通り確認された。

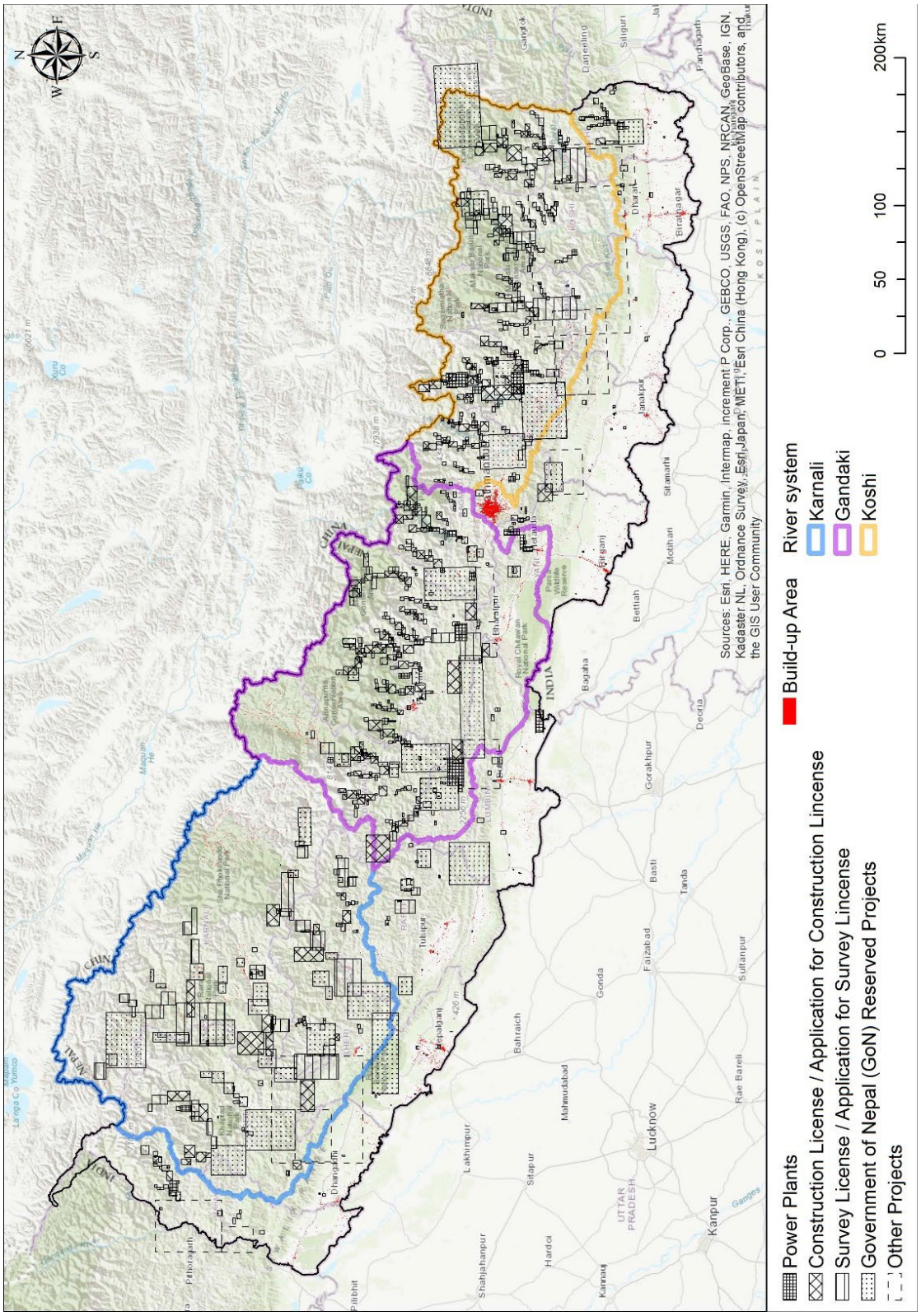
- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、事業による住民移転の影響が大きくなることが想定される。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、事業による住民移転の影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、事業による住民移転の影響はより小さくなることが想定される。

表 10.5-6　各水系の水力開発地点と住宅地

	項目	Karnali 川水系	Gandaki 川水系	Koshi 川水系	その他の水系	国内合計
1	電力輸入	3 km^2	13 km^2	7 km^2	1 km^2	24 km^2
2	再生エネルギー活用	3 km^2	13 km^2	7 km^2	1 km^2	24 km^2
3	水力中間開発	20 km^2	17 km^2	10 km^2	3 km^2	50 km^2
4	水力最大開発	38 km^2	31 km^2	59 km^2	8 km^2	136 km^2

備考：「その他の水系」には Karnali 水系、Gandaki 水系、Koshi 水系以外の水系が含まれる。

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

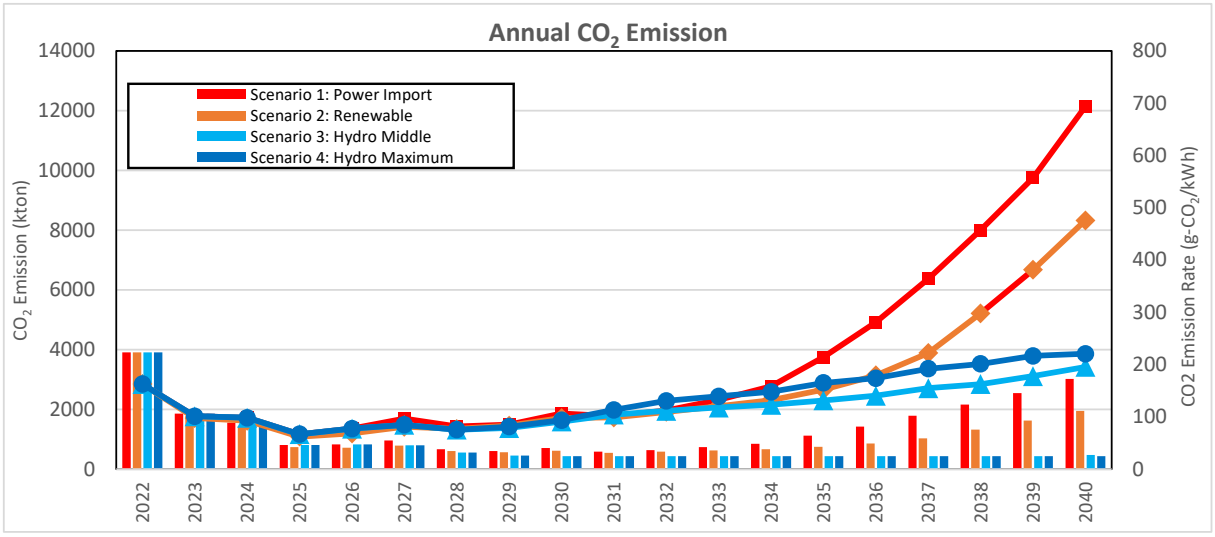
図 10.5-16 ネパール国全体の水力開発地点（水力最大開発シナリオ）と住宅地

10.5.7 気候変動

年間の CO_2 排出量（千トン）と CO_2 排出係数（g-CO_2/kWh）を図 10.5-17 に、近隣諸国への電力輸出による CO_2 排出削減量（千トン）を図 10.5-18 に示す[4]。

それぞれのシナリオにおける CO_2 排出量と排出率に関する分析の主な結果は以下の通りである。

- ネパールでは、水力発電が主な発電源であり、2022 年時点の CO_2 排出量は他国と比較し相対的に低い。水力発電の増加に伴い、全てのシナリオにおいて CO_2 排出係数は減少傾向にある。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、水力発電が減少し、インドからの電力輸入が増加する。インドの主力電源は石炭火力のため、kWh 当たりの CO_2 排出量が多く、CO_2 排出量は増加する見込みである。ただし、隣国のインド[5]と比較した場合、電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオにおいても kWh 当たりの CO_2 排出量は低くなる。
- 水力最大開発シナリオと水力中間開発シナリオが選定される場合、CO_2 排出量は極めて低くなる。



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-17 CO_2 排出量と排出係数

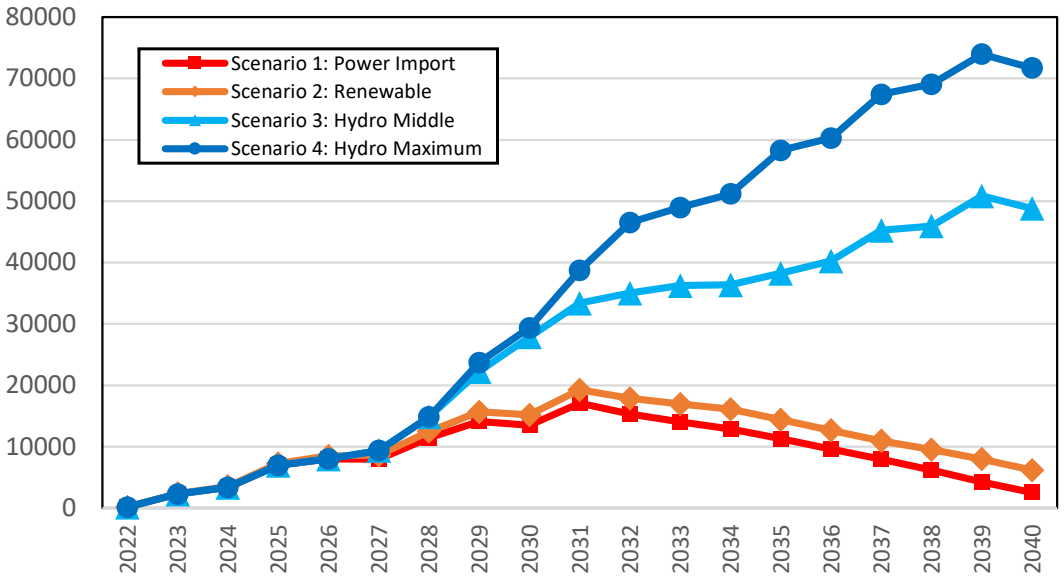
[4] 以下で算定を行った。
（IPCC の Technology-specific Cost and Performance Parameters の各電源の排出係数（「Table A.III.2 | Emissions of selected electricity supply technologies (gCO_2eq / kWh)」の Lifecycle emission 値））x （計画されている電源毎の発電量）/（計画されている総発電量）

[5] 820 g-CO_2/kWh

それぞれのシナリオにおける CO_2 削減効果の主な結果は以下の通りである。

- 水力中間開発シナリオと水力最大開発シナリオでは、2027 年以降に水力開発が加速することが見込まれ、電力輸入シナリオと再生可能エネルギーシナリオと比較し、電力輸出に伴う CO_2 削減効果がより大きくなる。水力発電による電力を輸出することで、火力発電に主に依存しているインド及びバングラデシュの CO_2 削減に大きく貢献することが見込まれる。

- 現時点で、CO_2 削減によるインセンティブは制度化されていないものの、将来的に炭素税などの優遇制度が整備される場合、電力購入に加えて炭素クレジットなどの恩恵が得られ、国内の収入増加に寄与する可能性がある。1 トン当たり 30 ドルの炭素税の場合、2040 年の水力最大開発シナリオにおける CO_2 削減量は 70,531 千トン、価格で 21 億 1,590 万ドルに相当する見込みである [6]。



出典：JICA 調査団作成

図 10.5-18 電力輸入による CO_2 削減効果の比較

[6] ネパールからの電力輸出が増加する場合、火力主体のインドの CO_2 排出量が削減される。水力最大開発シナリオで想定される 2040 年時点での電力輸出量を基に算定した CO_2 削減量に炭素税の想定単価を掛け合わした。

10.5.8 開発シナリオの評価 まとめ

本マスタープランで想定される 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）に関する環境社会面から比較評価の結果を下記に示す。

- 水力最大開発シナリオが選定される場合、他のシナリオと比較し、環境社会面の影響が大きくなる一方、気候変動への影響は小さくなることが想定される。
- 水力中間開発シナリオが選定される場合、水力最大開発シナリオと比較し、環境社会面への影響はより少ない一方、電力輸入シナリオや再生可能エネルギー活用シナリオと比較すると影響は相対的に大きい。
- 電力輸入シナリオと再生可能エネルギー活用シナリオが選定される場合、環境社会面への影響はより小さくなる一方、気候変動への影響はより大きくなることが想定される。

表 10.5-7　要約：開発シナリの比較評価

	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	保護区	C	C	B	A
2	Chure conservation area				
3	KBA				
4	森林				
5	生計／農地				
6	住宅地				
7	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

なお、最適シナリオは「3E（Energy Secutiry、Economy、Environmnet）＋Policy」の観点から選択される。各シナリオの 3E＋Policy に基づく評価概要は以下の通りである。

- シナリオ 1：電力輸入
  設備投資のコストや環境への影響が相対的に少なく、実現可能なシナリオである。一方で、2040 年時点のエネルギー自給率が低く、電力輸入の中断による供給のリスク、燃料のインフレ等コスト上昇のリスクがある。また、電力セクターの政策で定められた目標を達成することも難しい。

- シナリオ 2：再生可能エネルギー活用
  再生可能エネルギー活用について、シナリオ 1 同様設備投資額と環境影響は少なく、輸

入依存度も低い。一方で、変動性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。

- シナリオ 3：水力中間開発
  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
  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した。

10.6 最適シナリオの評価

10.6.1 影響評価

本マスタープラン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。本項では下記の水系・河川ごとに評価を行った。本項では保護区、生態系、文化遺産等の観点から環境社会配慮の観点から留意すべき事項について整理した[7]。

表 10.6-1 流域ごとの環境社会配慮における留意事項の整理

No.	水系	河川
1	Karnali	Karnali、Seti West
2	Bheri	Bheri、Sano Bheri
3	Kaligandaki	Kali Gandaki、Badigad
4	Trishuli	Trishuli、Seti、Marsyangdi、Budhi Gandaki
5	Sun Koshi	Sun Koshi、Bhote Koshi、Dudh Koshi、Likhu、Tama Koshi/Khimiti
6	Arun	Arun
7	Tamor	Tamor
8	その他	Babai、Rapti、Bagmati

出典：JICA 調査団

10.6.2 水系ごとの影響評価

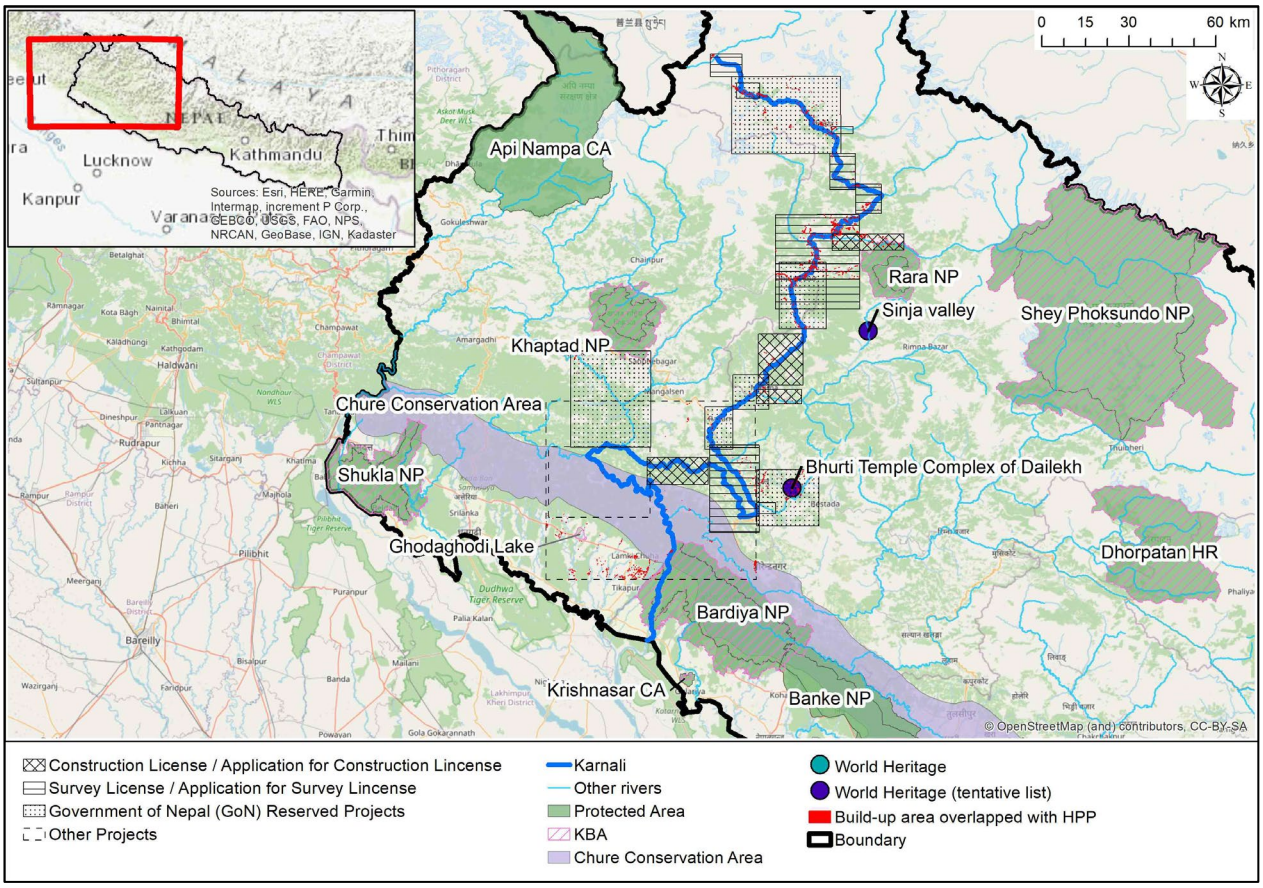
(1) Karnali 水系

1) Karnali 川

Karnali 川流域で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-1 に示す。

Karnali 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、Bardiya 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

[7] 本項で使用した水力発電事業計画は DoED より提供された敷地境界を基に実施しており、計画の熟度に次第で想定計画エリアが実際よりも広くなっている場合がある。そのため、F/S 段階にてより詳細の事業ごとの調査を行ことが推奨される。



出典：JICA 調査団

図 10.6-1　Karnali 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

同国立公園はテライ平原に位置する国立公園（面積：968 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：CR 2 種、EN 2 種、VU 7 種、NT 11 種、哺乳類：EN 5 種、VU 7 種、爬虫類：CR 1 種、EN 3 種、VU 2 種）が確認されている（表 10.6-2）。

これらの種のうち、ダムや堰堤等の建設に伴う水量の変化や生息域の分断によって South Asian River Dolphin[8]への影響に留意する必要がある。また、水力発電事業により、大規模な森林伐採が行われる場合、これらの陸上生態系への生息域の喪失による影響も懸念される。

[8] South Asian River Dolphin is found in freshwater in Nepal, India and Bangladesh. (Source: IUCN Red List https://www.iucnredlist.org/species/41756/50383346)

表 10.6-2　KBA の選定基準となった Bardiya 国立公園に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Gyps bengalensis*	White-rumped Vulture	CR
2	*Gyps tenuirostris*	Slender-billed Vulture	CR
3	*Houbaropsis bengalensis*	Bengal Florican	EN
4	*Sypheotides indicus*	Lesser Florican	EN
5	*Aquila clanga*	Greater Spotted Eagle	VU
6	*Clanga hastata*	Indian Spotted Eagle	VU
7	*Francolinus gularis*	Swamp Francolin	VU
8	*Grus antigone*	Sarus Crane	VU
9	*Haliaeetus leucoryphus*	Pallas's Fish-eagle	VU
10	*Leptoptilos javanicus*	Lesser Adjutant	VU
11	*Mycteria leucocephala*	Painted Stork	VU
12	*Anhinga melanogaster*	Oriental Darter	NT
13	*Aythya nyroca*	Ferruginous Duck	NT
14	*Buceros bicornis*	Great Hornbill	NT
15	*Ephippiorhynchus asiaticus*	Black-necked Stork	NT
16	*Graminicola bengalensis*	Rufous-rumped Grassbird	NT
17	*Haliaeetus albicilla*	White-tailed Sea-eagle	NT
18	*Icthyophaga humilis*	Lesser Fish-eagle	NT
19	*Icthyophaga ichthyaetus*	Grey-headed Fish-eagle	NT
20	*Mycteria leucocephala*	Painted Stork	NT
21	*Sarcogyps calvus*	Red-headed Vulture	NT
22	*Sterna acuticauda*	Black-bellied Tern	NT
	哺乳類		
1	*Caprolagus hispidus*	Hispid Hare	EN
2	*Elephas maximus*	Asian Elephant	EN
3	*Panthera tigris*	Tiger	EN
4	*Platanista gangetica*	South Asian River Dolphin	EN
5	*Rhinoceros unicornis*	Indian Rhinoceros	EN
6	*Cuon alpinus*	Dhole	VU
7	*Lutra lutra*	Eurasian Otter	VU
8	*Lutrogale perspicillata*	Smooth-coated Otter	VU
9	*Melursus ursinus*	Sloth Bear	VU
10	*Prionailurus viverrinus*	Fishing Cat	VU
11	*Rucervus duvaucelii*	Barasingha	VU
12	*Tetracerus quadricornis*	Four-horned Antelope	VU
	爬虫類		
1	*Batagur kachuga*	Red-crowned Roofed Turtle	CR
2	*Batagur dhongoka*	Three-striped Roofed Turtle	EN
3	*Gavialis gangeticus*	Gharial	EN
4	*Indotestudo elongata*	Yellow-headed Tortoise	EN
5	*Crocodylus palustris*	Mugger	VU
6	*Melanochelys tricarinata*	Three-keeled Land Tortoise	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14324）を基に JICA 調査団作成

ネパールで確認されている 230 種の淡水魚（うち 16 種が固有種）のうち、Karnali 川では 2 種が確認されているものの、これらは回遊魚ではない。

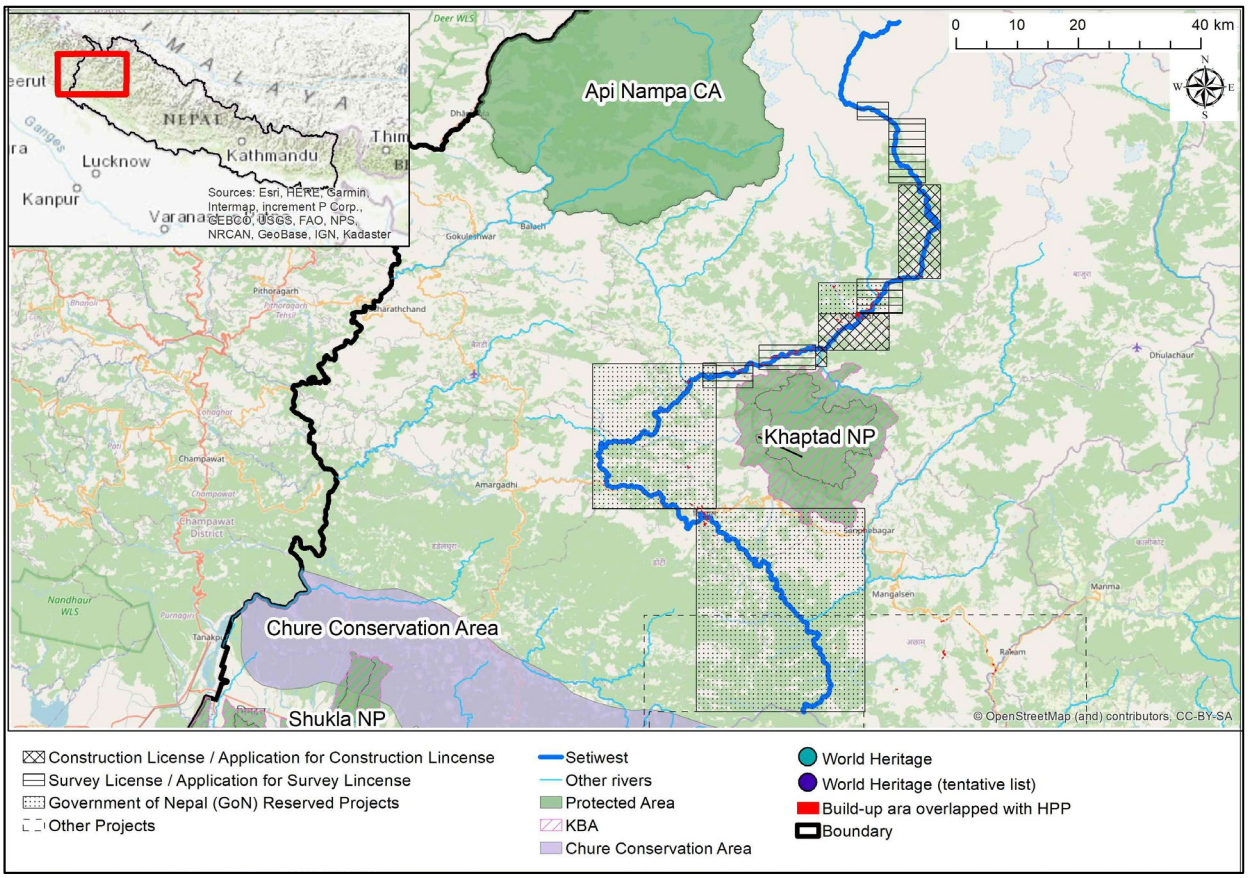
表 10.6-3 Karnali 川で確認された固有種

	学名	IUCN レッドリストの分類
1	*P. serracula*	LC
2	*Balitora eddsi*	DD

出典：JICA 調査団

2) Seti West 川

Seti West 川流域で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-2 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-2 Seti West 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Seti West 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、Khaptad 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同国立公園はテライ平原に位置する国立公園（面積：225 km^2）を有する。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：CR 1 種、VU 1 種、NT 4 種）が確認されている（表 10.6-4）。

Khaptad 国立公園内に聖人 Khaptad Baba（*Swami Sachchidananda* として知られる） が瞑想・崇拝されている場所である Khaptad Baba Ashram がある。寺院、石像等が残り、精神的・文化的に重要な場所となっている。

表 10.6-4 KBA の選定基準となった Khaptad 国立公園に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Gyps bengalensis*	White-rumped Vulture	CR
2	*Saxicola insignis*	White-throated Bushchat	VU
3	*Aegypius monachus*	Cinereous Vulture	NT
4	*Phylloscopus tytleri*	Tytler's Leaf-warbler	NT
5	*Sarcogyps calvus*	Red-headed Vulture	NT
6	*Tragopan satyra*	Satyr Tragopan	NT

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14332）を基に JICA 調査団作成

Seti 川沿いに 7 種の回遊魚が確認されている。特に長距離を回遊する種は、水力発電事業により移動の阻害により重大な影響を受ける可能性があり、留意が必要である。

表 10.6-5 Seti West 川で確認された回遊魚

	学名	一般名	短距離／長距離	IUCN レッドリストの分類
1	*Schizothorax plagiostomus*	Snow trout	短距離	VU
2	*Schizothoraichthys progastus*	Dinnawah snowtrout	短距離	LC
3	*Neolissochilus hexagonolepis*	Katli	短距離	NT
4	*Labeo pangusia*	Pangusia labeo	短距離	NT
5	*Tor putitora*	-	長距離	EN
6	*Ompok bimaculatus*	Butter catfish	長距離	NT
7	*Anguilla bengalensis*	Indian mottled eel	長距離	NT

出典：Seti West Hydropower Project record を基に JICA 調査団作成

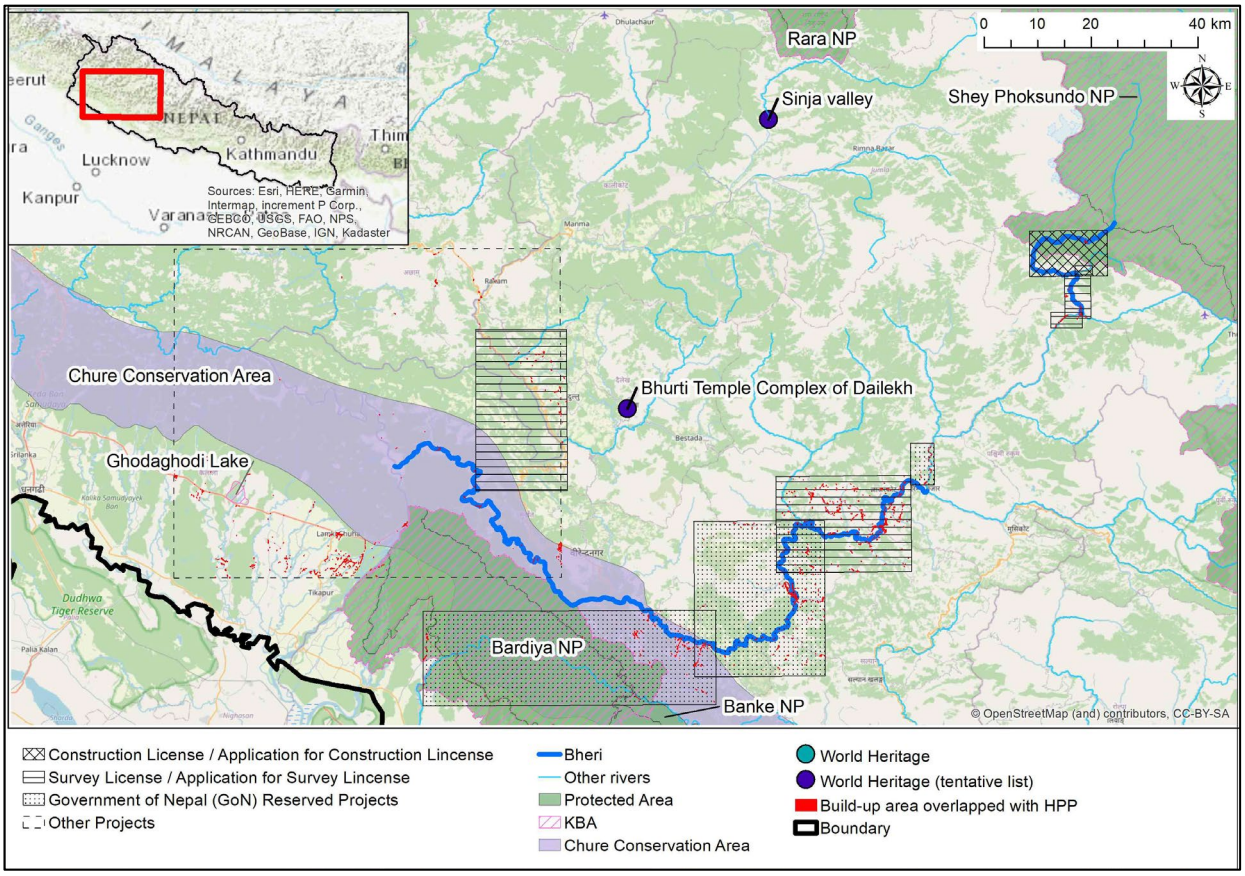
(2) Bheri 水系

1) Bheri 川

Bheri 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-3 に示す。

Bardiya 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。同国立公園はテライ平原に位置する国立公園（面積：968 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：CR 2 種、EN 2 種、VU 7 種、NT 11 種、哺乳類：EN 5 種、VU 7 種、爬虫類：CR 1 種、EN 3 種、VU 2 種）が確認されている（表 10.6-2）。

これらの種のうち、 ダムや堰堤等の建設に伴う水量の変化や生息域の分断によって South Asian River Dolphin[9]への影響に留意する必要がある。また、水力発電事業により、大規模な森林伐採が行われる場合、これらの陸上生態系への生息域の喪失による影響も懸念される。



出典：JICA 調査団

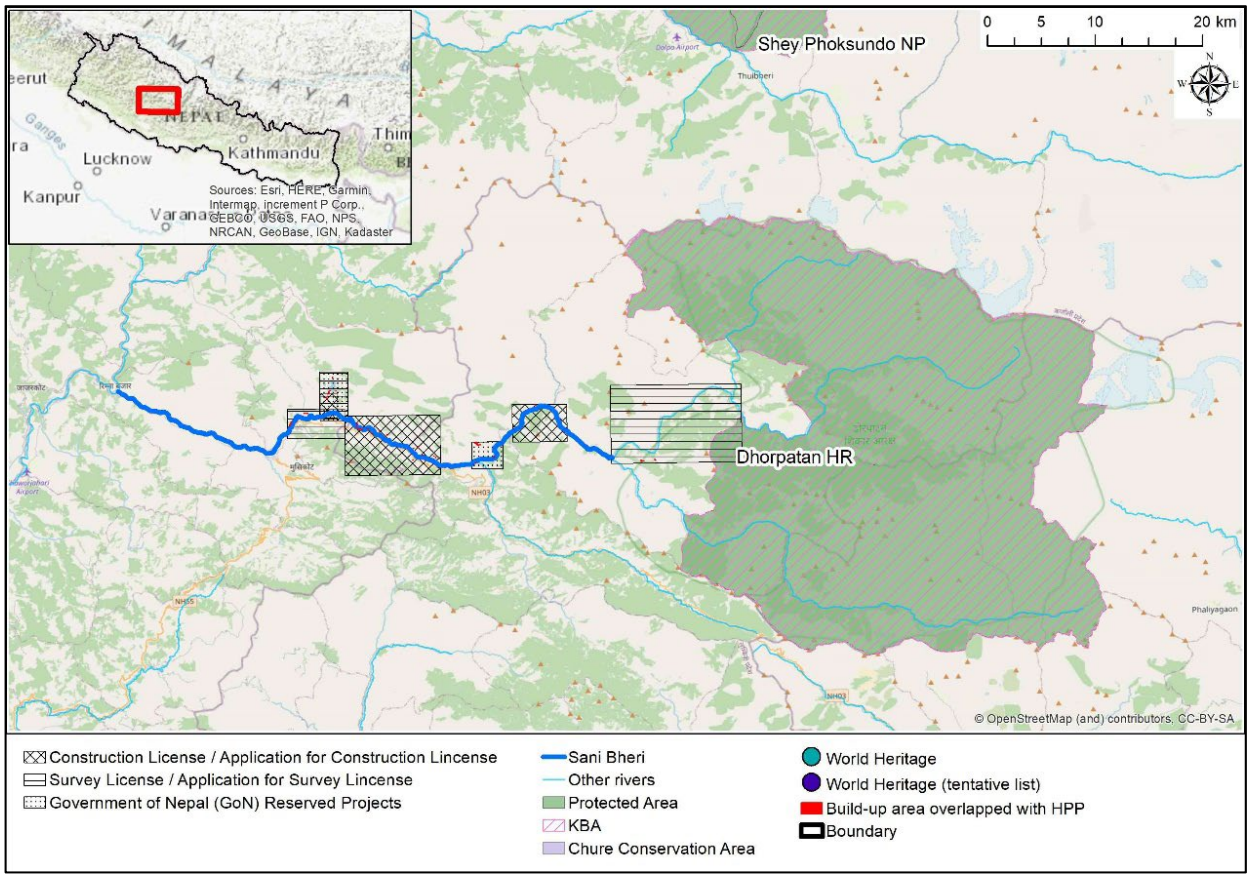
図 10.6-3　Bheri 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

2) Sani Bheri 川

Sani Bheri 川流域で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-4 に示す。

国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Dhorpatan 狩猟保護区（Hunting Reserve／KBA／IBA）が水力発電事業区域内の一部に位置する可能性がある。

[9] South Asian River Dolphin is found in freshwater in Nepal, India and Bangladesh. (Source: IUCN Red List https://www.iucnredlist.org/species/41756/50383346)



出典：JICA 調査団

図 10.6-4　Sani Bheri 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

同狩猟保護区は、ネパールにおける唯一の狩猟保護区（面積 1,325 km^2）であり、野生生物の管理を目的として、狩猟が許可されているエリアである。狩猟の他、周辺住民による材木、薪、飼料、牧草地としての利用が認められている。Blue sheep（偶蹄目ウシ科の哺乳類）等の生息地となっており、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：VU 1 種、NT 2 種）が確認されている（表 10.6-6）。

表 10.6-6　KBA の選定基準となった Dhorpatan 狩猟保護区に生息する貴重種

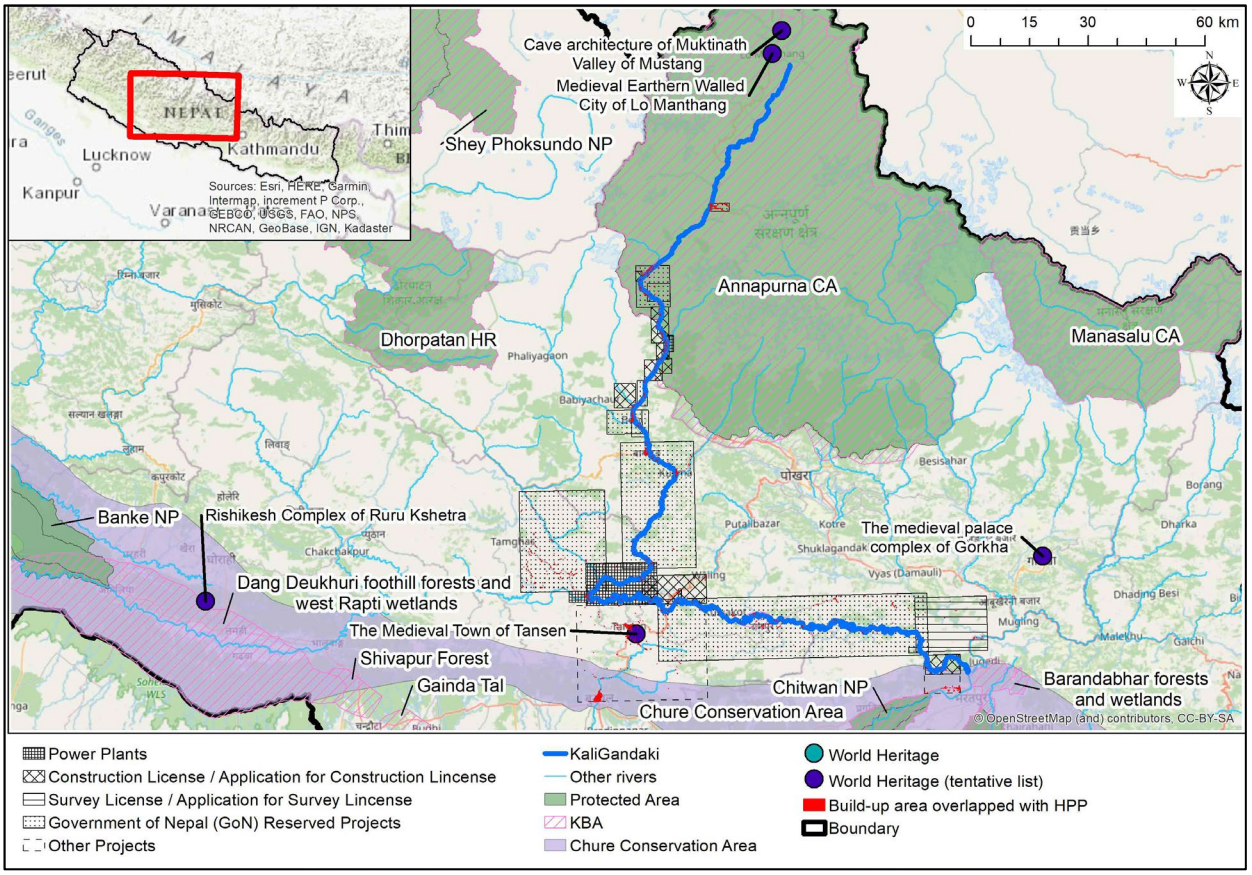
	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Catreus wallichi*	Cheer Pheasant	VU
2	*Circus macrourus*	Pallid Harrier	NT
3	*Tragopan satyra*	Satyr Tragopan	NT

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14328）を基に JICA 調査団作成

(3) Kali Gandaki 水系

1) Kali Gandaki 川

Kali Gandaki 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-5 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-5　Kali Gandaki 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Kali Gandaki 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Annapurna 保全区（Conservation Area／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同国立公園はネパール最大の国立公園（面積：7,629 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（両生類：VU 1 種、鳥類：CR 2 種、VU 6 種、NT 6 種、哺乳類：EN 2 種、VU 6 種）が確認されている（表 10.6-7）。

国際連合教育科学文化機関（UNESCO：United Nations Educational, Scientific and Cultural

Organization）の世界遺産候補として暫定リストに記載されている Medieval Town of Tansen が水力発電事業の計画地内に位置する可能性がある。この場所は Newari 人の建築物・寺院等の文化遺産が残されており、2008 年に UNESCO へ世界遺産候補として提出されている。

表 10.6-7　KBA の選定基準となった Annapurna 保全区に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	両生類		
1	*Nanorana rostandi*	Dubois' paa frog	VU
	鳥類		
1	*Gyps bengalensis*	White-rumped Vulture	CR
2	*Gyps tenuirostris*	Slender-billed Vulture	CR
3	*Aquila heliaca*	Eastern Imperial Eagle	VU
4	*Catreus wallichi*	Cheer Pheasant	VU
5	*Falco naumanni*	Lesser Kestrel	VU
6	*Gallinago nemoricola*	Wood Snipe	VU
7	*Clanga clanga*	Greater Spotted Eagle	VU
8	*Haliaeetus leucoryphus*	Pallas's Fish-eagle	VU
9	*Aegypius monachus*	Cinereous Vulture	NT
10	*Aythya nyroca*	Ferruginous Duck	NT
11	*Circus macrourus*	Pallid Harrier	NT
12	*Indicator xanthonotus*	Yellow-rumped Honeyguide	NT
13	*Sarcogyps calvus*	Red-headed Vulture	NT
14	*Tragopan satyra*	Satyr Tragopan	NT
	哺乳類		
1	*Ailurus fulgens*	Red Panda	EN
2	*Panthera uncia*	Snow Leopard	EN
3	*Capricornis sumatraensis*	Serow	VU
4	*Macaca assamensis*	Assam Macaque	VU
5	*Melursus ursinus*	Sloth Bear	VU
6	*Neofelis nebulosa*	Clouded Leopard	VU
7	*Ovis ammon*	Argali	VU
8	*Ursus thibetanus*	Himalayan Black Bear	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14322）を基に JICA 調査団作成

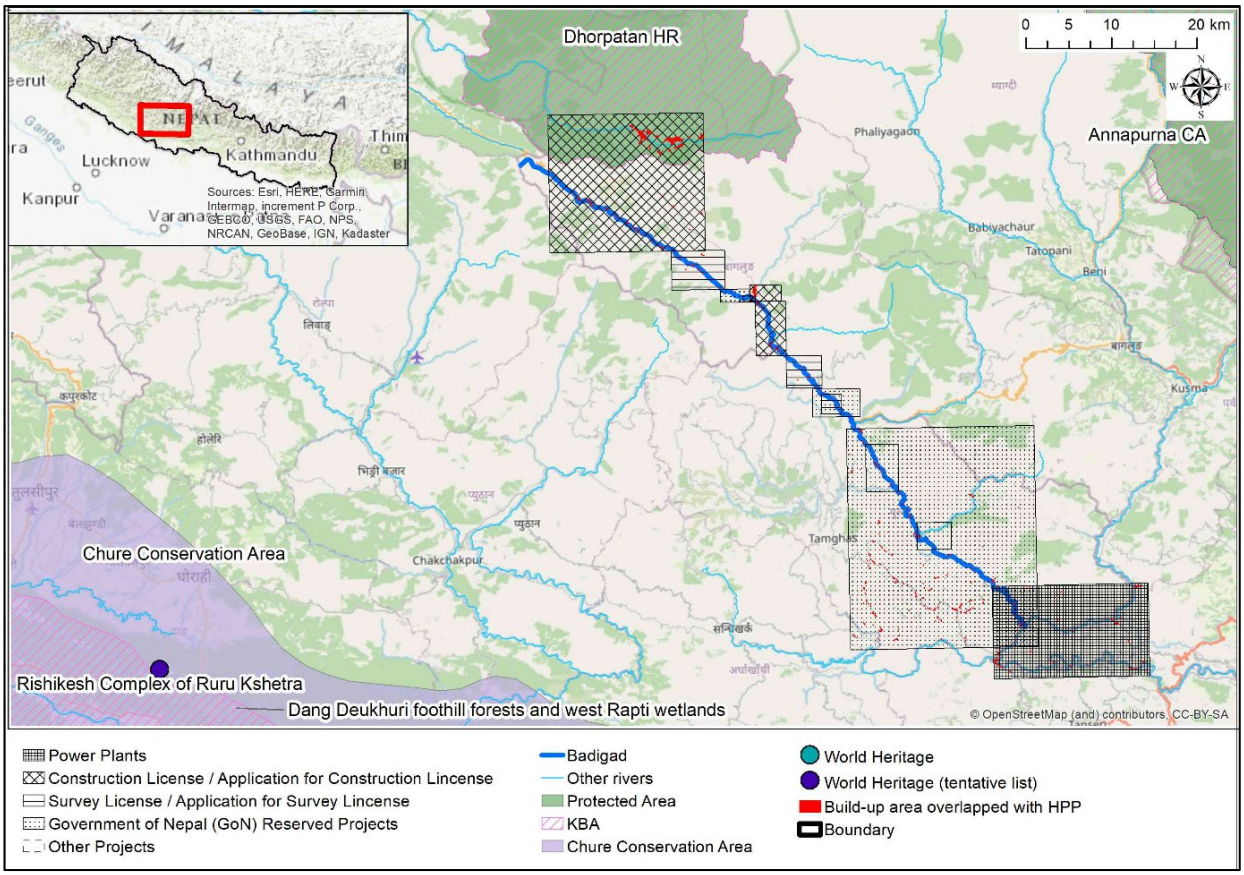
2) Badigad 川

Badigad 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-6 に示す。

国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Dhorpatan 狩猟保護区（Hunting Reserve／KBA／IBA）が水力発電事業区域内の一部に位置する可能性がある。

同狩猟保護区は、ネパールにおける唯一の狩猟保護区（面積 1,325 km^2）であり、野生生物の管理を目的として、狩猟が許可されているエリアである。狩猟の他、周辺住民による材木、薪、飼料、牧草地としての利用が認められている。Blue sheep（偶蹄目ウシ科の哺乳類）等の生息地となっており、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：VU 1 種、NT 2 種）が確認

されている（表 10.6-6）。



出典：JICA 調査団

図 10.6-6　Badigad 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

(4) Trishuli 水系

1) Trishuli 川

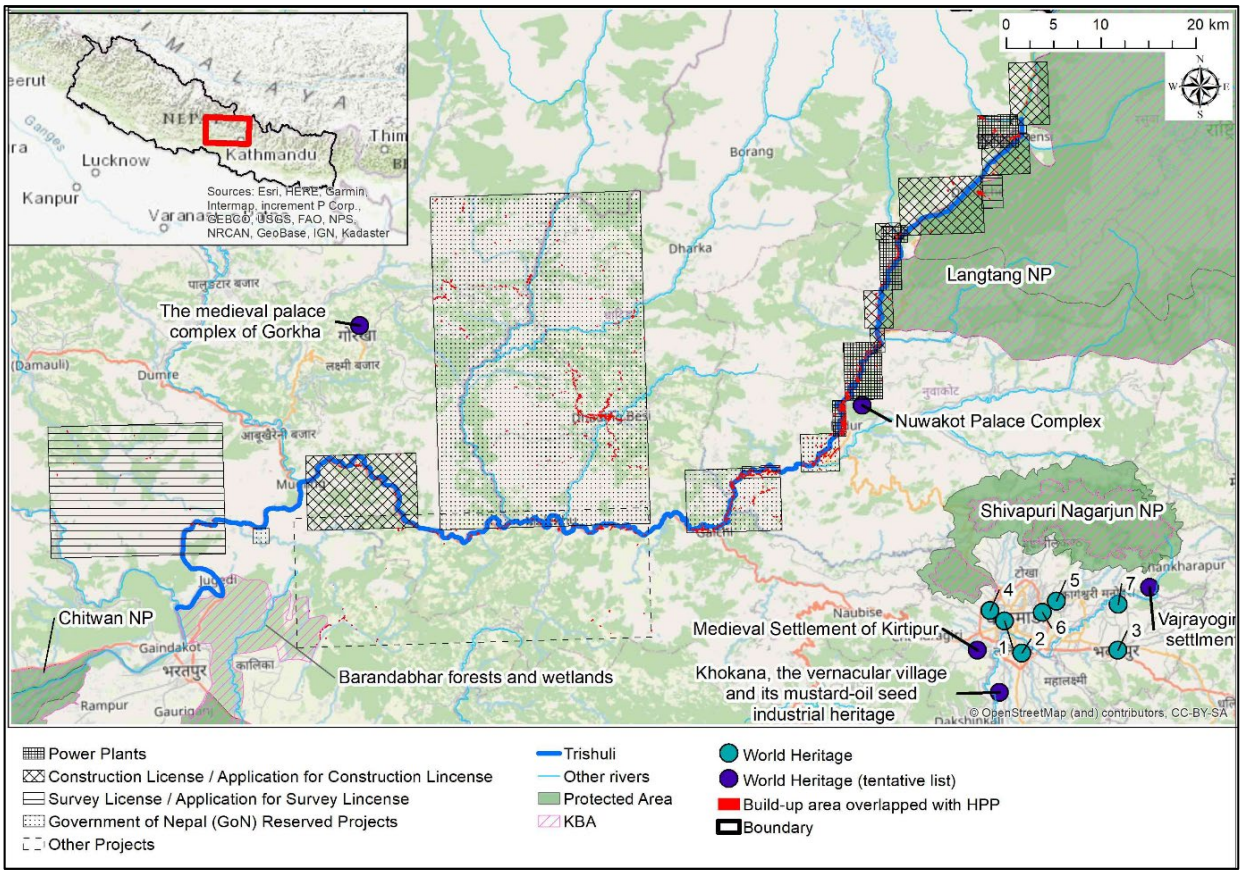
Trishuli 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-7 に示す。

Trishuli 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Langtang 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同国立公園は首都カトマンズから北へ約 40 km に位置する国立公園（面積：1,710 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類 VU 4 種、NT 6 種、哺乳類：EN 1 種、VU 3 種）が確認されている（表 10.6-8）。

UNESCO 世界遺産候補として暫定リストに記載されている Nuwakot Palace Complex が水力発電事業の計画地近くに位置する可能性がある。この場所はマッラ朝時代に建てられた寺院

等の文化遺産が残されており、2008 年に UNESCO へ世界遺産候補として提出されている。



出典：JICA 調査団

図 10.6-7　Trishuli 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

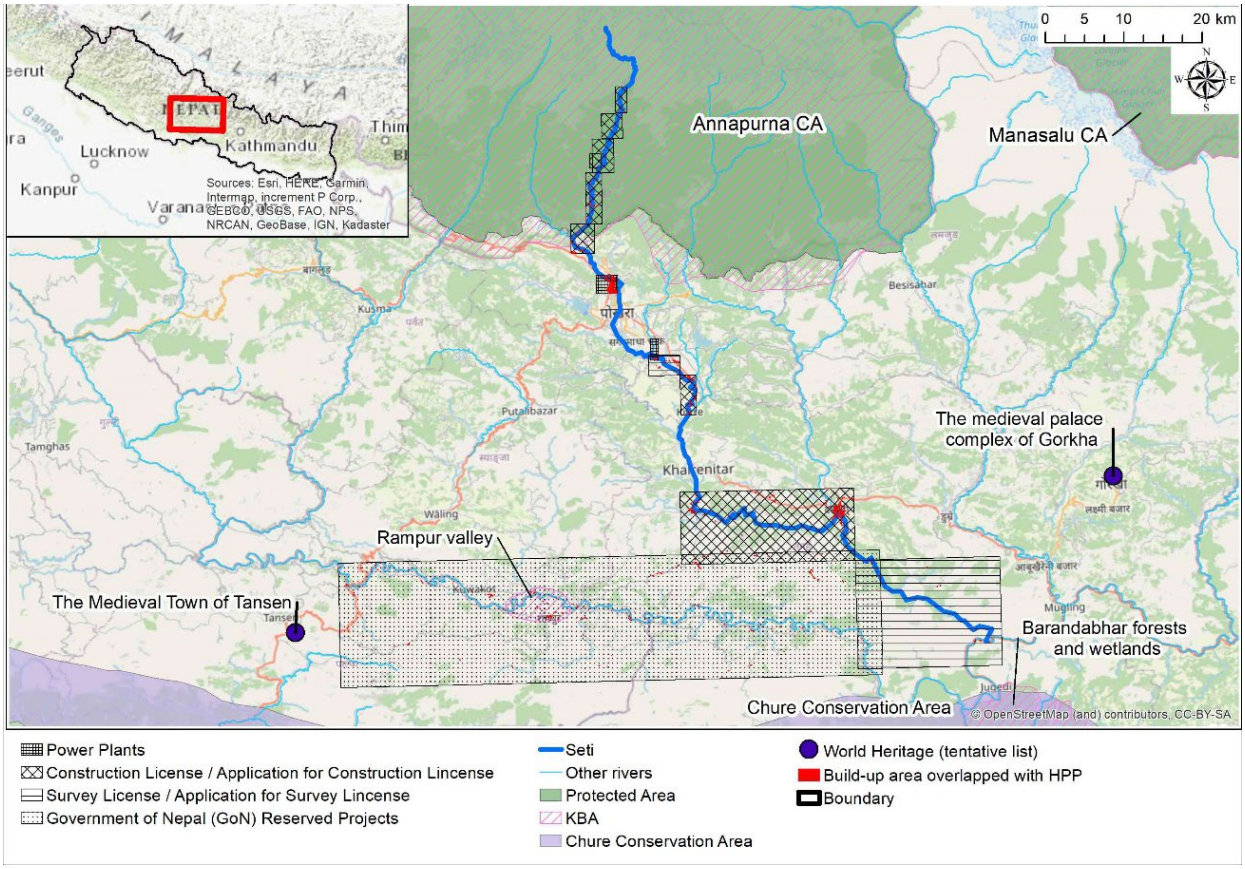
表 10.6-8　KBA の選定基準となった Langtang 国立公園に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Aquila clanga*	Greater Spotted Eagle	VU
2	*Aquila heliaca*	Eastern Imperial Eagle	VU
3	*Gallinago nemoricola*	Wood Snipe	VU
4	*Saxicola insignis*	White-throated Bushchat	VU
5	*Aegypius monachus*	Cinereous Vulture	NT
6	*Circus macrourus*	Pallid Harrier	NT
7	*Emberiza aureola*	Yellow-breasted Bunting	NT
8	*Indicator xanthonotus*	Yellow-rumped Honeyguide	NT
9	*Sarcogyps calvus*	Red-headed Vulture	NT
10	*Tragopan satyra*	Satyr Tragopan	NT
	哺乳類		
1	*Ailurus fulgens*	Red Panda	EN
2	*Macaca assamensis*	Assam Macaque	VU
3	*Neofelis nebulosa*	Clouded Leopard	VU
4	*Ursus thibetanus*	Himalayan Black Bear	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14334 ）を基に JICA 調査団作成

2) Seti 川

Seti 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-8 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-8　Seti 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Seti 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。

国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Annapurna 保全区（Conservation Area／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。同保全区はネパール最大の国立公園（面積：7,629 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（両生類：VU 1 種、鳥類：CR 2 種、VU 6 種、NT 6 種、哺乳類：EN 2 種、VU 6 種）が確認されている（表 10.6-7）。

また、Rampur valley（KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。同エリアは面積：2,787 km^2 であり、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：CR 2 種、VU 1 種）が確認されている（表 10.6-9）。

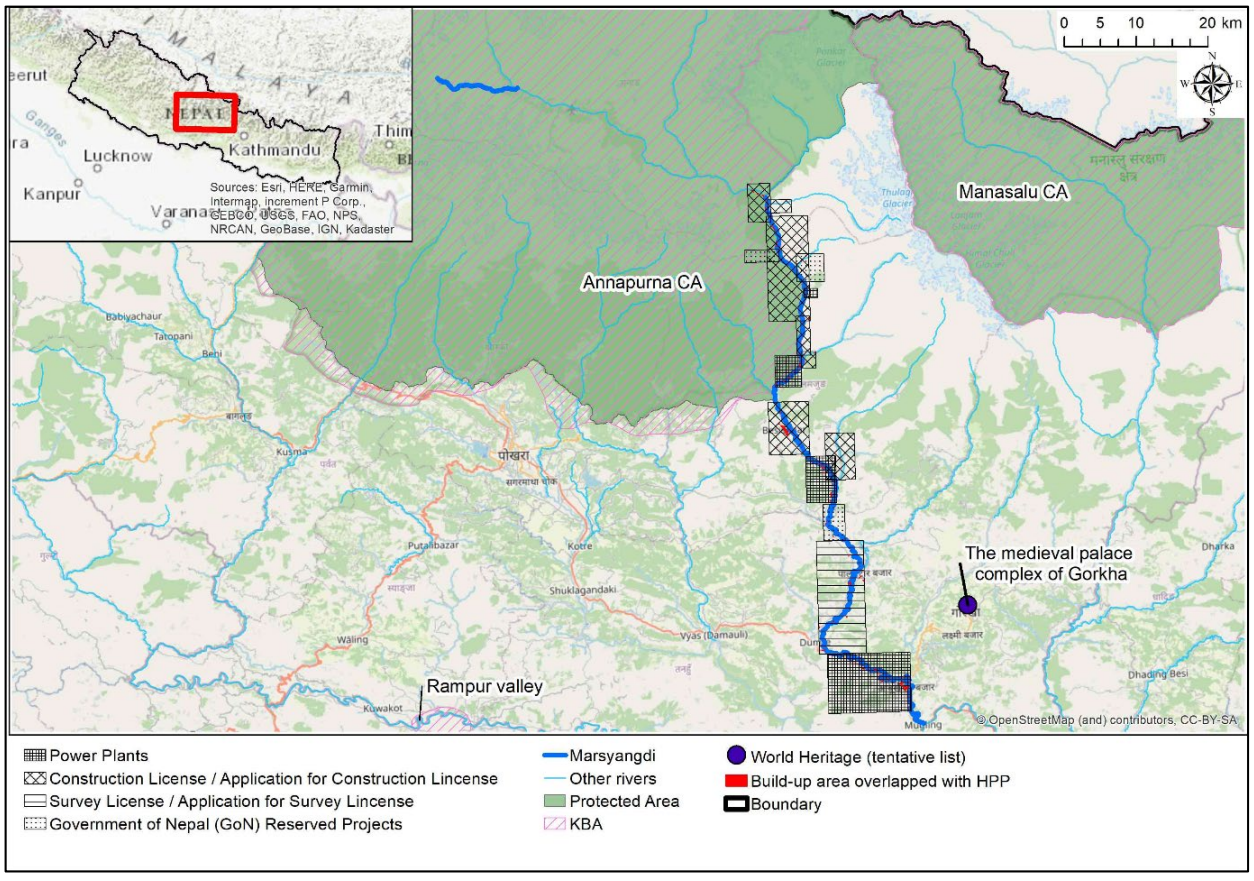
表 10.6-9 KBA の選定基準となった Rampur valley に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Gyps bengalensis*	White-rumped Vulture	CR
2	*Gyps tenuirostris*	Slender-billed Vulture	CR
3	*Sarcogyps calvus*	Red-headed Vulture	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/18503）を基に JICA 調査団作成

3) Marsyangdi 川

Marsyangdi 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-9 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-9 Marsyangdi 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Marsyangdi 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Annapurna 保全区（Conservation Area／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

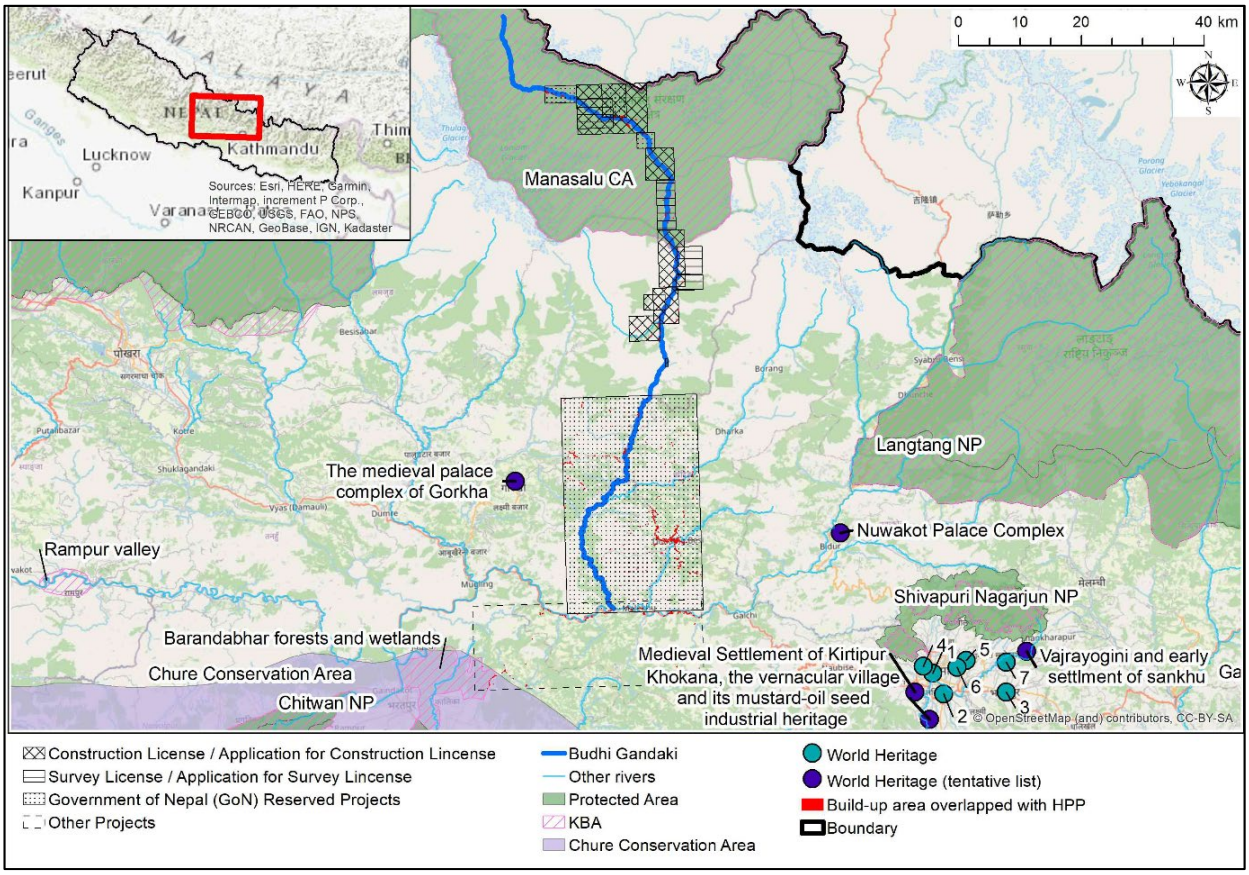
同保全区はネパール最大の国立公園（面積：7,629 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（両生類：VU 1 種、鳥類：CR 2 種、VU 6 種、NT 6 種、哺乳類：EN 2 種、VU 6 種）が確認されている（表 10.6-7）。

4) Budhi Gandaki 川

Budhi Gandaki 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-10 に示す。

Budhi Gandaki 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Manasalu 保全区（Conservation Area）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同保全区は面積 1,663 km^2 を有し、哺乳類 33 種、鳥類 110 種、爬虫類 3 種等が確認されている。トレッキングが盛んなエリアであり、周辺コミュニティによる薪や薬草等自然資源の活用も行われている。仏教寺院等の文化遺産もあり、留意が必要である。



出典：JICA 調査団

図 10.6-10 Budhi Gandaki 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

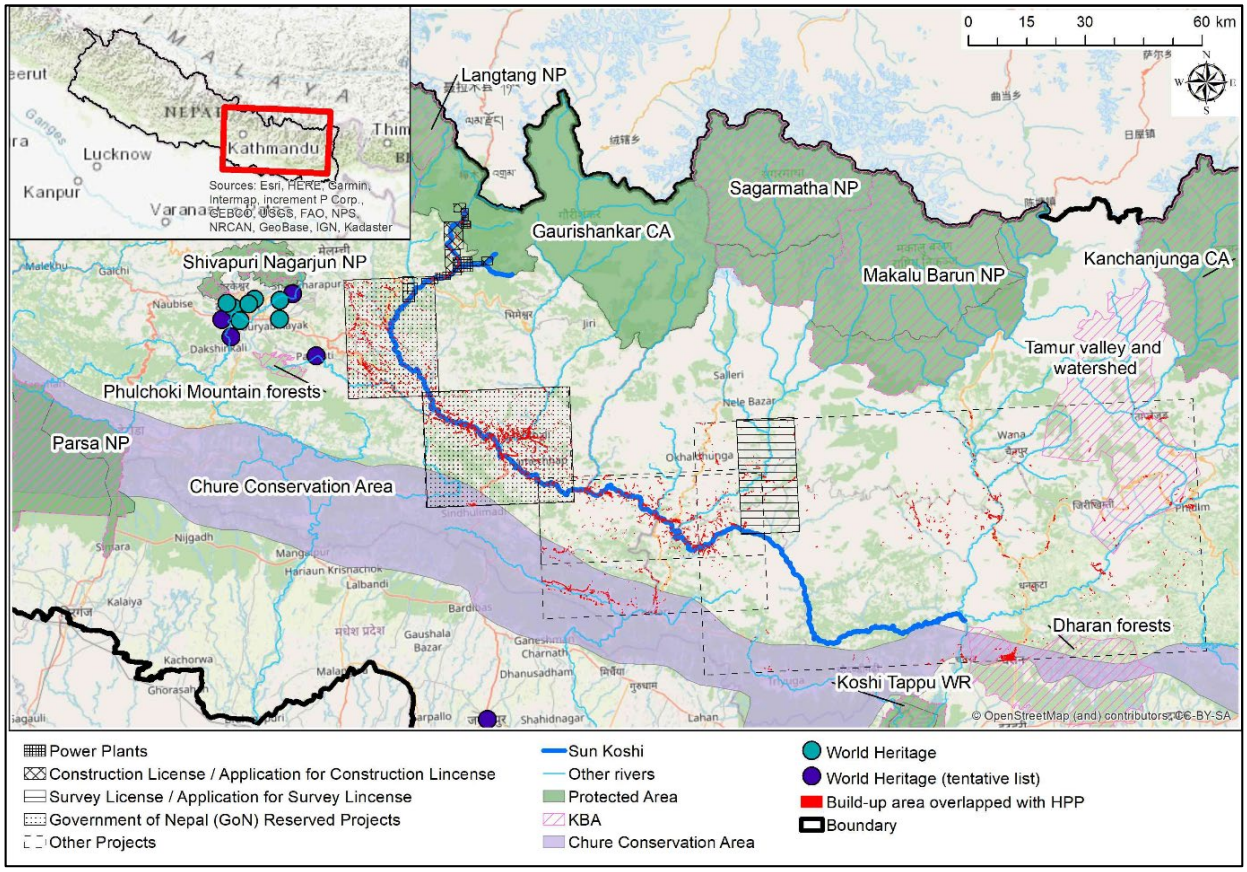
(5) Sun Koshi 水系

1) Sun Koshi 川

Sun Koshi 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-11 に示す。

Sun Koshi 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Gaurisankar 保全区（Conservation Area）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同保全区は面積 2,179 km^2 を有し、ネパールの非政府組織（NGO：Non-governmental Organization）の National Trust for Nature Conservation に委託管理されている。Sagarmatha 国立公園と Langtang 国立公園をつなぐ生態学的回廊として役割を果たしており、哺乳類 77 種、魚類 16 種、鳥類 235 種等が確認されている。また、氷河湖が有名なエリアであり、氷河湖決壊洪水（GLOF：Glacial Lake Outburst Flood）の観点からも留意が必要である。



出典：JICA 調査団

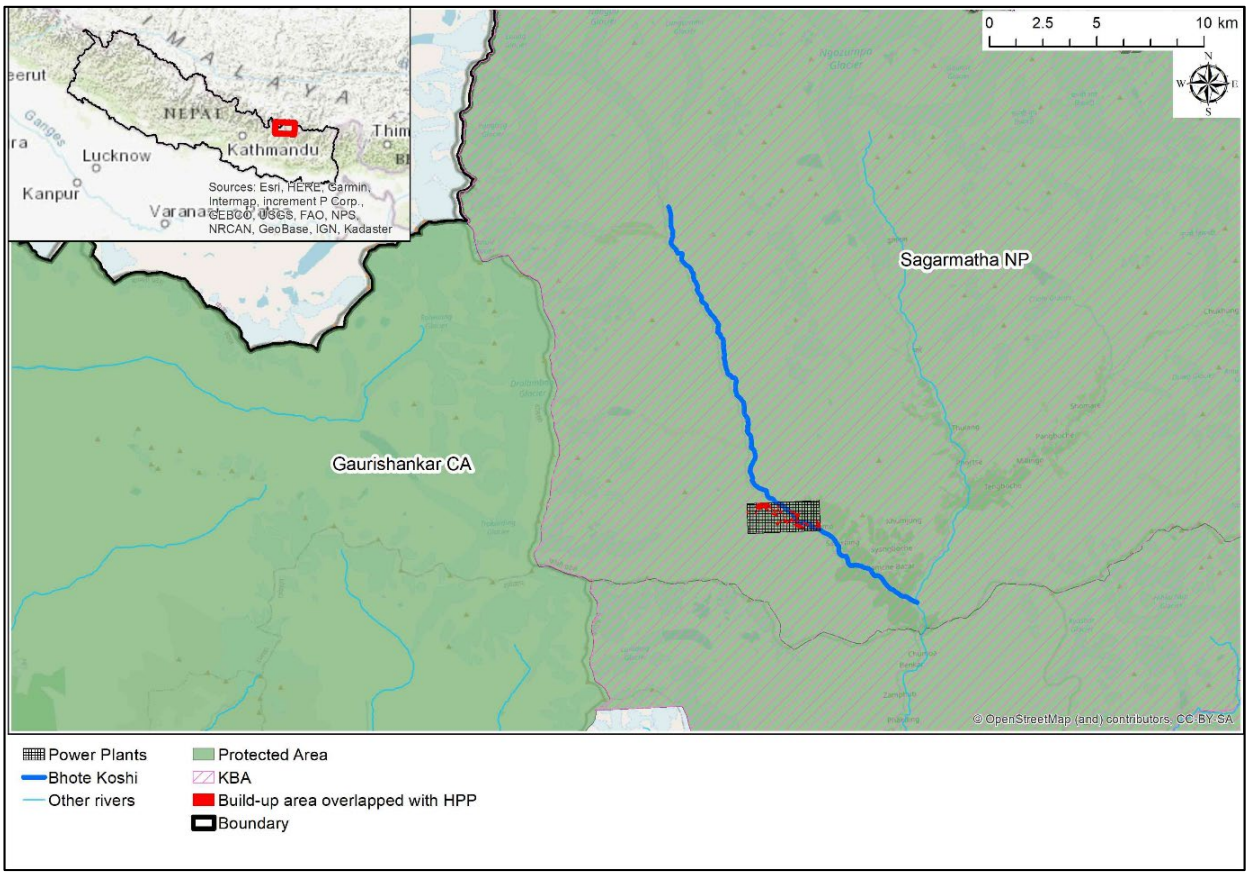
図 10.6-11 Sun Koshi 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

2) Bote Koshi 川

Bote Koshi 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-12 に示す。

Bote Koshi 川は、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Sagarmatha 国立公園（National Park／KBA／IBA）内を流れており、運用中の 1 事業がある。

同国立公園は UNESCO の世界自然遺産にも指定されている国立公園（面積：1,148 km^2）である [10]。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類 VU 2 種、NT 3 種、哺乳類：EN 1 種、VU 3 種）が確認されている（表 10.6-10）。トレッキングが少数民族（*Sherpa*）の重要な収入源となっている一方、観光客の増加による環境への影響も懸念されている。



出典：JICA 調査団

図 10.6-12 Bote Koshi 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

[10] UNESCO 世界遺産登録基準の 10 基準のうち、「(vii) to contain superlative natural phenomena or areas of exceptional natural beauty and aesthetic importance」の項目に該当する自然遺産として 1979 年に登録された。

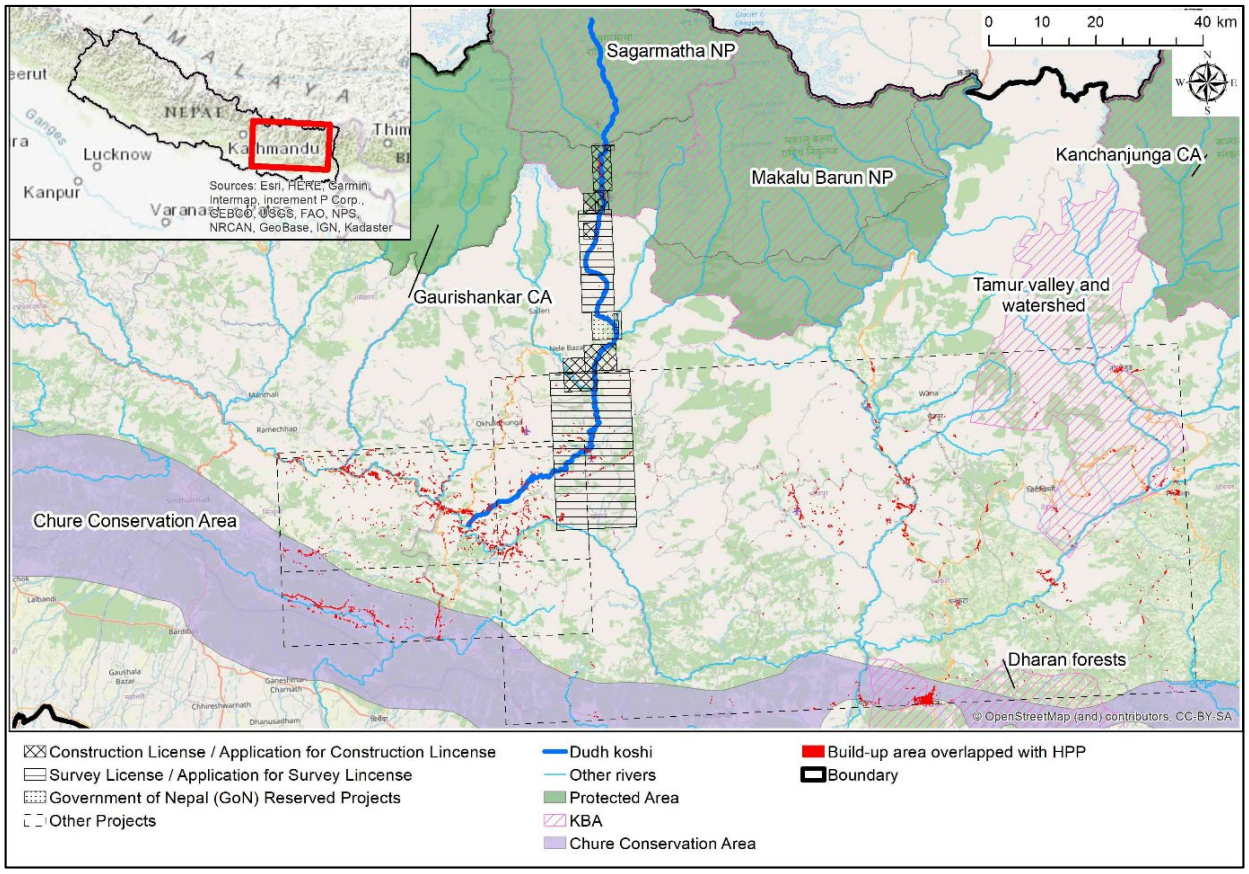
表 10.6-10 KBA の選定基準となった Sagarmatha 国立公園に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Aquila heliaca*	Eastern Imperial Eagle	VU
2	*Gallinago nemoricola*	Wood Snipe	VU
3	*Aegypius monachus*	Cinereous Vulture	NT
4	*Aythya nyroca*	Ferruginous Duck	NT
5	*Tragopan satyra*	Satyr Tragopan	NT
	哺乳類		
1	*Ailurus fulgens*	Red Panda	EN
2	*Capricornis sumatraensis*	Serow	VU
3	*Hemitragus jemlahicus*	Himalayan Tahr	VU
4	*Ursus thibetanus*	Himalayan Black Bear	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14342）を基に JICA 調査団作成

3) Dudh Koshi JII

Dudh Koshi 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-13 に示す。



出典：JICA 調査団

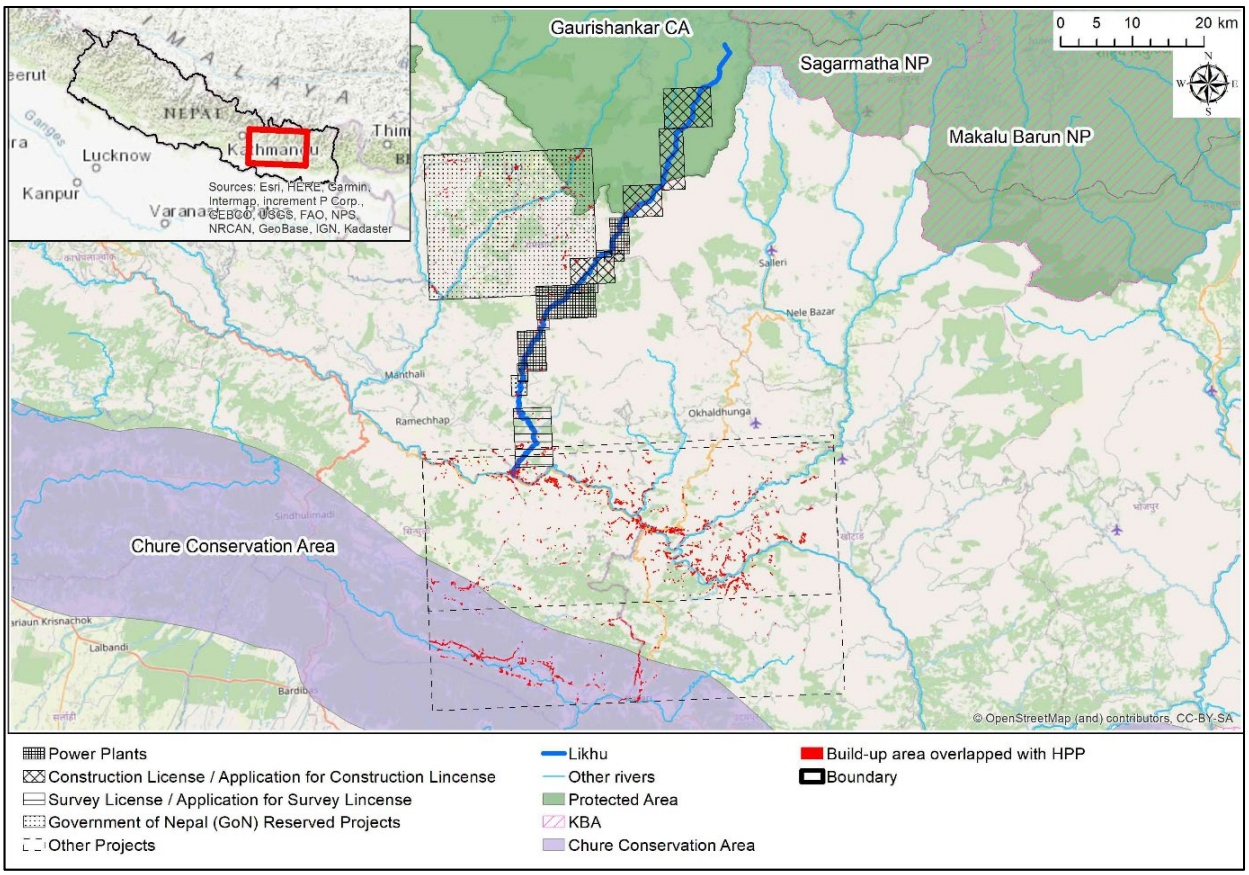
図 10.6-13 Dudh Koshi 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Dudh Koshi 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Sagarmatha 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同国立公園は UNESCO の世界自然遺産にも指定されている国立公園（面積：1,148 km^2）である [11]。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類 VU 2 種、NT 3 種、哺乳類：EN 1 種、VU 3 種）が確認されている（表 10.6-10）。トレッキングが少数民族（*Sherpa*）の重要な収入源となっている一方、観光客の増加による環境への影響も懸念されている。

4) Likhu 川

Likhu 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-14 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-14　Likhu 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

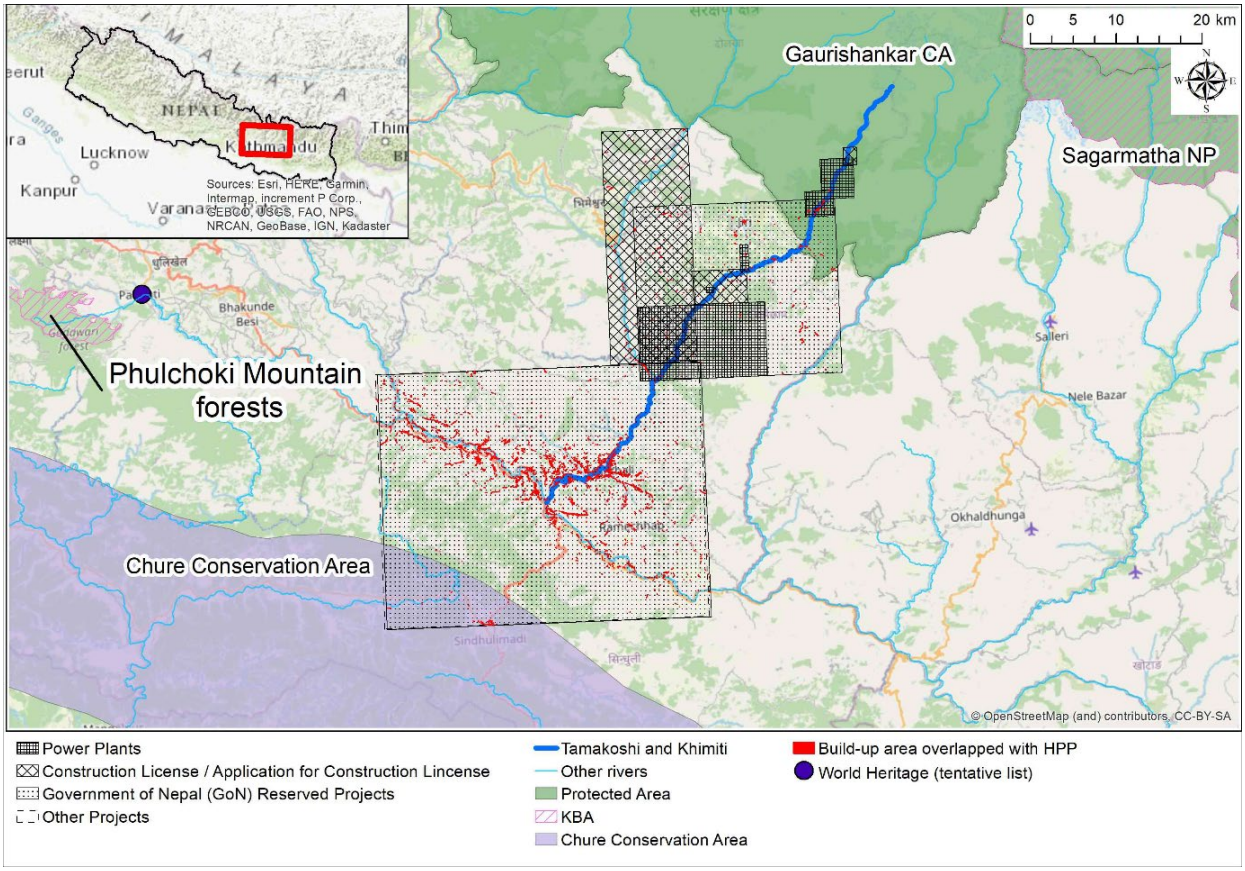
[11] UNESCO 世界遺産登録基準の 10 基準のうち、「(vii) to contain superlative natural phenomena or areas of exceptional natural beauty and aesthetic importance」の項目に該当する自然遺産として 1979 年に登録された。

Likhu 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Gaurisankar 保全区（Conservation Area）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同保全区は面積 2,179 km^2 を有し、ネパール NGO の National Trust for Nature Conservation に委託管理されている。Sagarmatha 国立公園と Langtang 国立公園をつなぐ生態学的回廊として役割を果たしており、哺乳類 77 種、魚類 16 種、鳥類 235 種等が確認されている。また、氷河湖が有名なエリアであり、GLOF の観点からも留意が必要である。

5) Tamakoshi / Khimiti 川

Tamakoshi /Khimiti 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-15 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-15 Tamakoshi /Khimiti 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

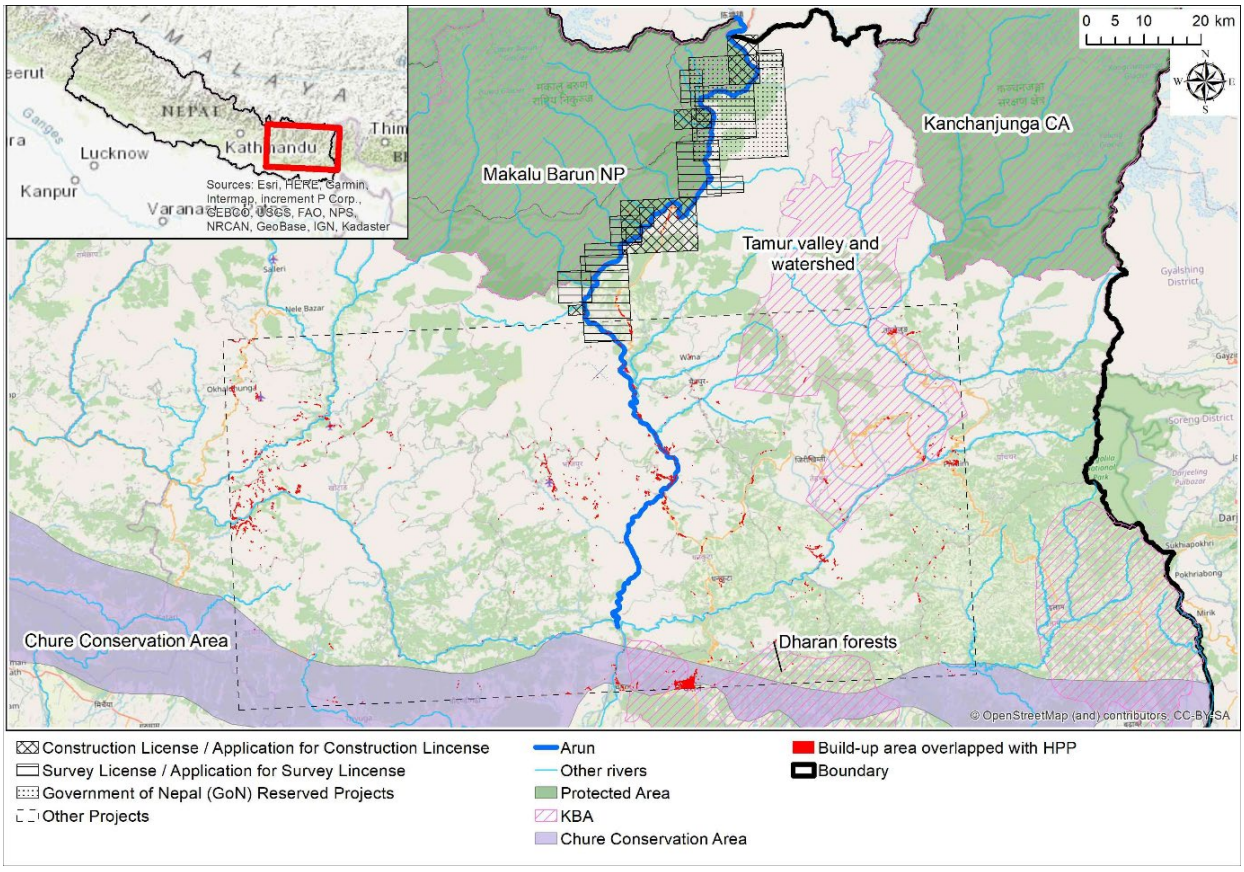
Tamakoshi /Khimiti 川の大部分にて既に水力開発が計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Gaurisankar 保全区（Conservation Area）が計画されている水力発電事業区域内に位置して

いる。

同保全区は面積 2,179 km^2 を有し、ネパール NGO の National Trust for Nature Conservation に委託管理されている。Sagarmatha 国立公園と Langtang 国立公園をつなぐ生態学的回廊として役割を果たしており、哺乳類 77 種、魚類 16 種、鳥類 235 種等が確認されている。また、氷河湖が有名なエリアであり、GLOF の観点からも留意が必要である。

(6) Arun 水系

Arun 水系で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-16 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-16 Arun 水系で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Arun 水系では上流部にて水力開発が集中的に計画されており、累積的影響が大きくなることが考えられる。また、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Makalu Barun 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同国立公園は Sagarmatha 国立公園の西に隣接している国立公園（面積：1,510 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類 VU 2 種、NT 3 種、哺乳類：EN 2 種、VU 3 種）が確認されている（表 10.6-11）。また、国立公園に指定されて以降、コミュニティベースの保全アプローチが取られ、住民の生計手段としてエコツーリズム等の活用が図られている。

表 10.6-11 KBA の選定基準となった Makalu Barun 国立公園に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Aquila heliaca*	Eastern Imperial Eagle	VU
2	*Gallinago nemoricola*	Wood Snipe	VU
3	*Indicator xanthonotus*	Yellow-rumped Honeyguide	NT
4	*Spelaeornis caudatus*	Rufous-throated Wren-babbler	NT
5	*Tragopan satyra*	Satyr Tragopan	NT
	哺乳類		
1	*Ailurus fulgens*	Red Panda	EN
2	*Panthera uncia*	Snow Leopard	EN
3	*Hemitragus jemlahicus*	Himalayan Tahr	VU
4	*Neofelis nebulosa*	Clouded Leopard	VU
5	*Ursus thibetanus*	Himalayan Black Bear	VU

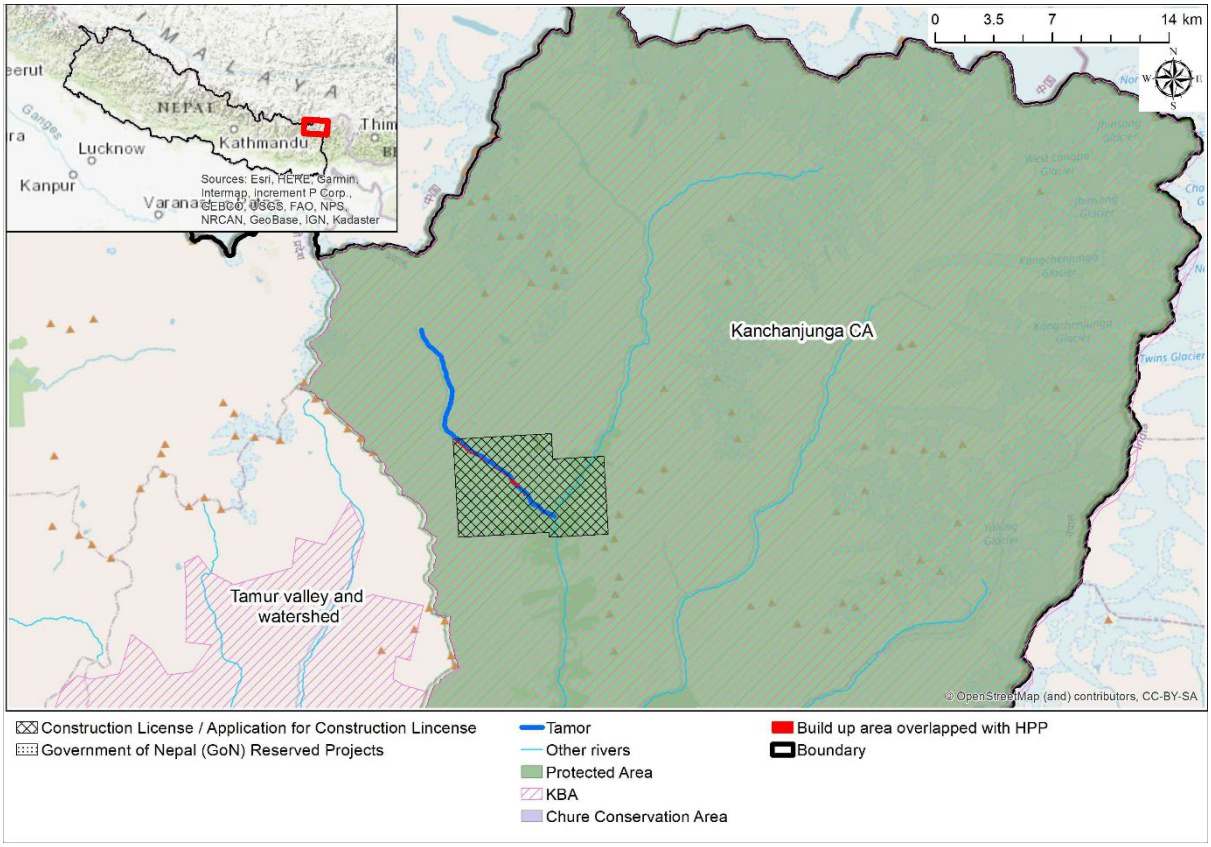
出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14338）を基に JICA 調査団作成

(7) Tamor 水系

Tamor 水系で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-17 に示す。

Tamor 水系では、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Kanchanjunga 保全区（Conservation Area）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同保全区は面積 2,035 km^2 を有する。北側を中国・チベットの Qomolangma National Nature Preserve、東側をインドの Khangchendzonga National Park に隣接しており、生物多様性に富んでいるエリアである。また、先住民族が居住している。



出典：JICA 調査団

図 10.6-17 Tamor 水系で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

(8) その他

1) Badai 川

Badai 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-18 に示す。

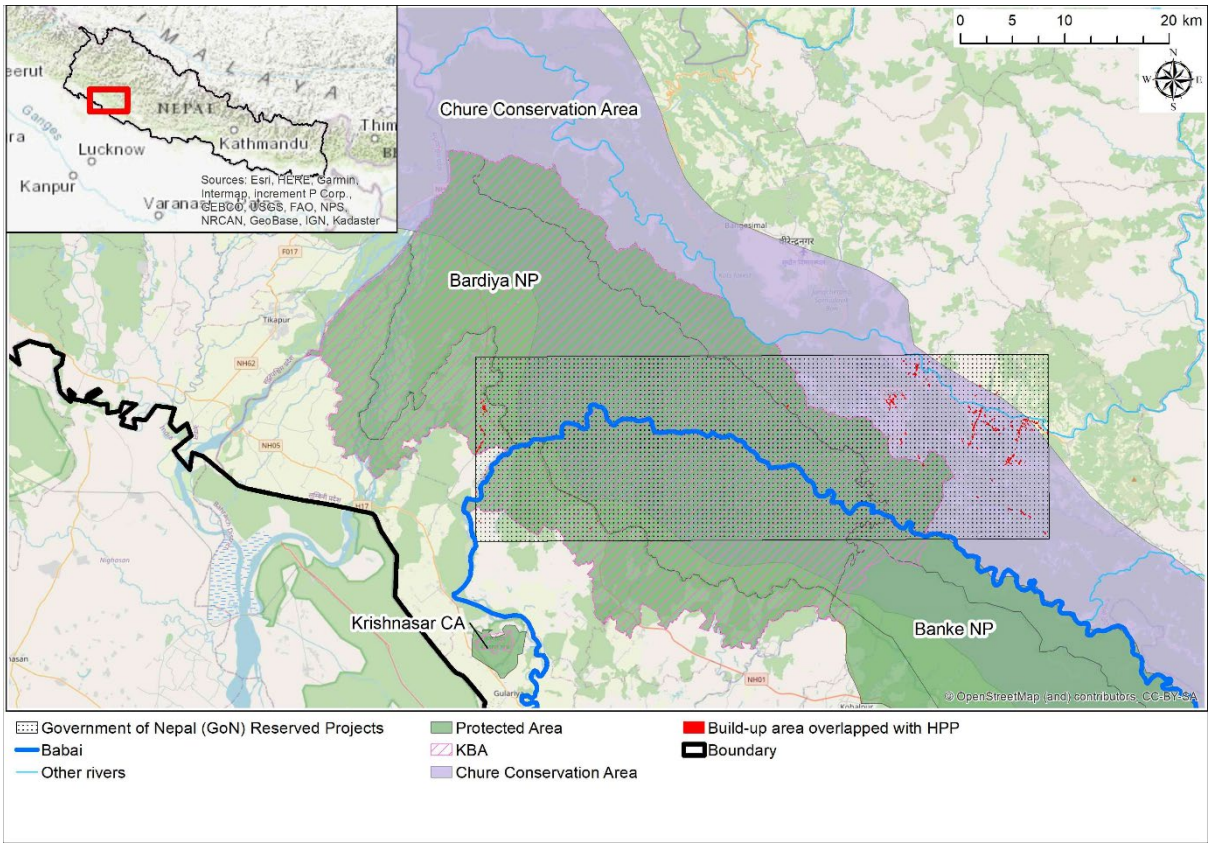
Badai 川沿いでは、国立公園と野生生物の保全に関する法律にて規定される Bardiya 国立公園（National Park／KBA／IBA）が計画されている水力発電事業区域内に位置している。

同国立公園はテライ平原に位置する国立公園（面積：968 km^2）である。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：CR 2 種、EN 2 種、VU 7 種、NT 11 種、哺乳類：EN 5 種、VU 7 種、爬虫類：CR 1 種、EN 3 種、VU 2 種）が確認されている（表 10.6-2）。

これらの種のうち、 ダムや堰堤等の建設に伴う水量の変化や生息域の分断によって South Asian River Dolphin[12]への影響に留意する必要がある。また、水力発電事業により、大規模

[12] South Asian River Dolphin is found in freshwater in Nepal, India and Bangladesh. (Source: IUCN Red List https://www.iucnredlist.org/species/41756/50383346)

な森林伐採が行われる場合、これらの陸上生態系への生息域の喪失による影響も懸念される。



出典：JICA 調査団

図 10.6-18 Badai 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

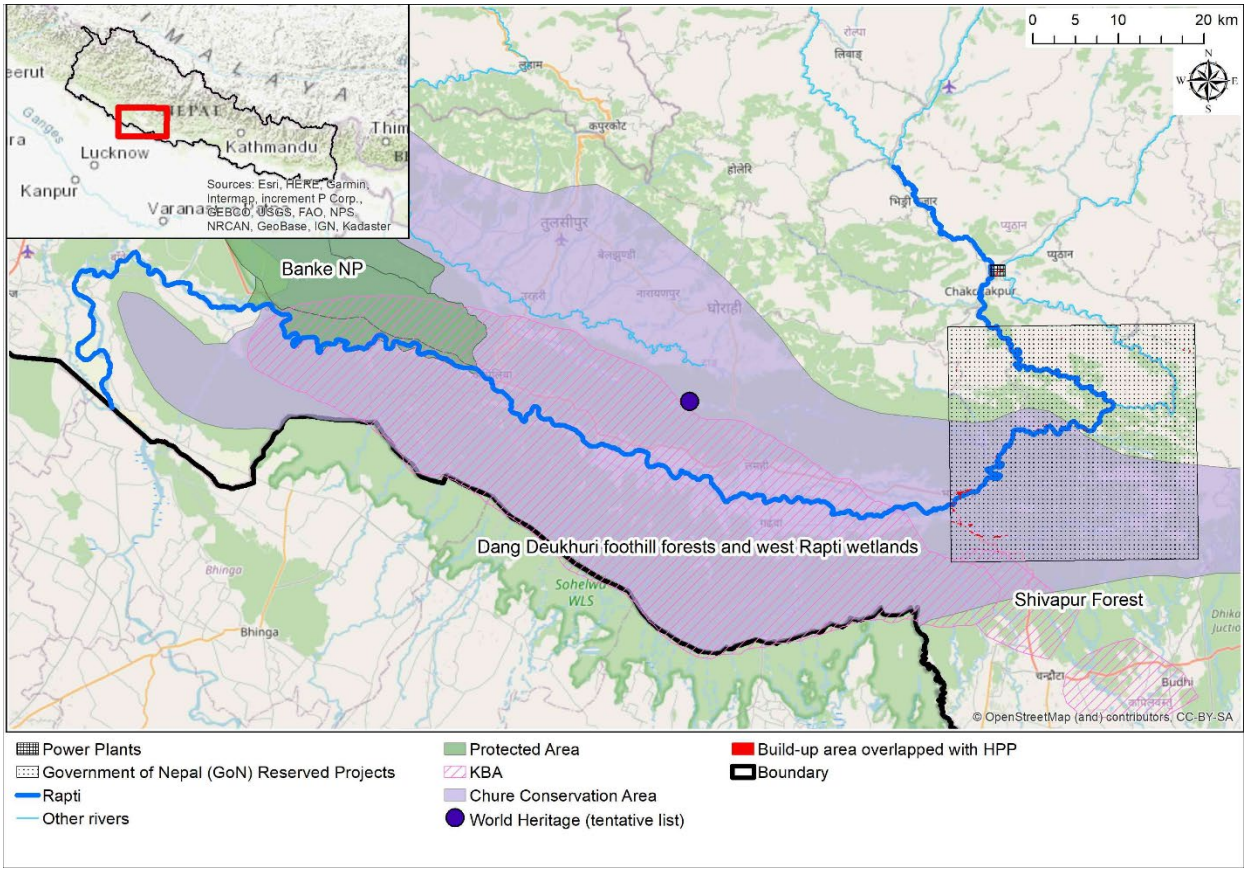
2) Rapti 川

Rapti 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-19 に示す。

Rapti 川沿いでは、2 か所の KBA（Shivapur Forests、Dang Deukhuri foothill forests/west Rapti wetlands）が計画されている水力発電事業区域に位置する可能性がある。

Shivapur Forests は面積 8,757 km^2 を有する。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（爬虫類：EN 1 種、VU 1 種）が確認されている（表 10.6-12）。

Dang Deukhuri foothill forests/West Rapti wetlands は面積 166,153 km^2 を有する。生態系等の保全を目的として設定され、IUCN レッドリストの貴重種（鳥類：CR 2 種、VU 1 種、NT 2 種、哺乳類：EN 1 種、VU 1 種、）が確認されている（表 10.6-13）。



出典：JICA 調査団

図 10.6-19 Rapti 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

表 10.6-12 KBA の選定基準となった Shivapur Forests に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	爬虫類		
1	*Indotestudo elongata*	Yellow-headed Tortoise	EN
2	*Melanochelys tricarinata*	Three-keeled Land Tortoise	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/27317）を基に JICA 調査団作成

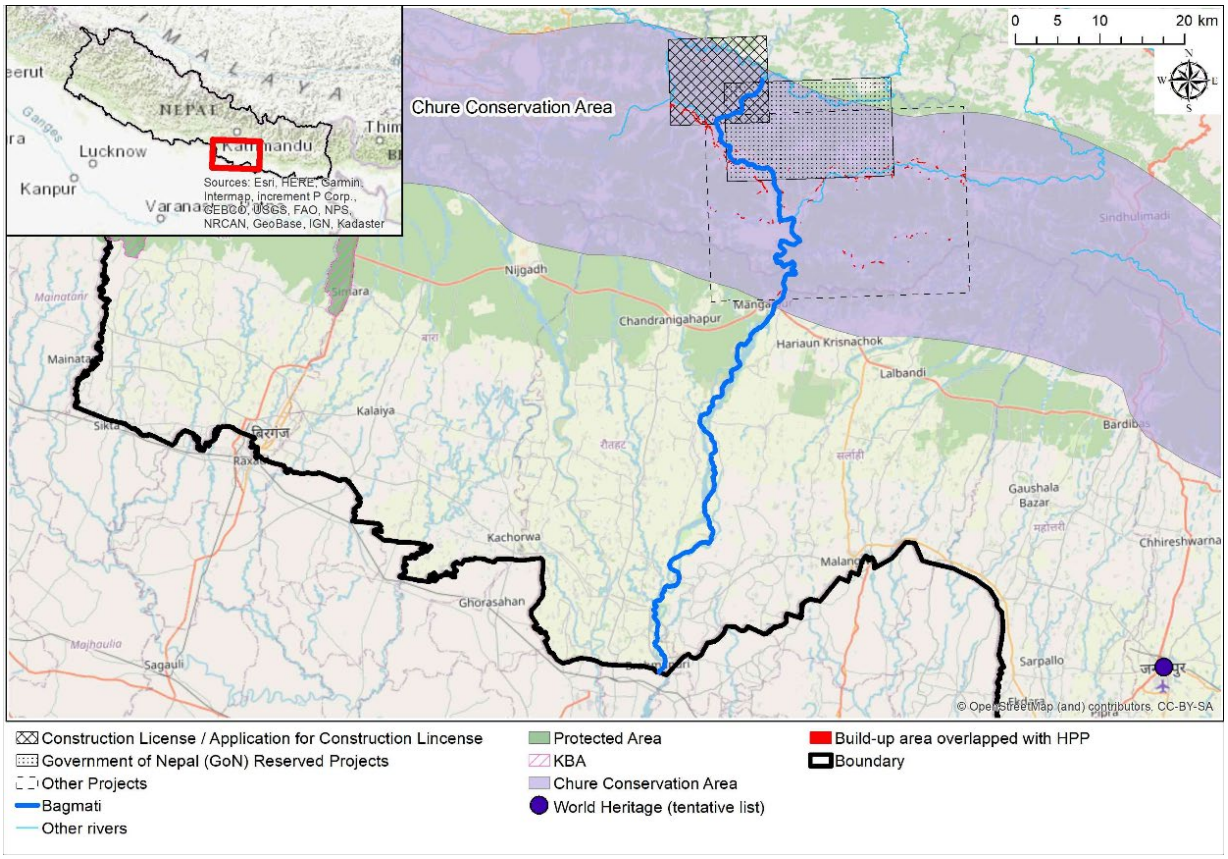
表 10.6-13 KBA の選定基準となった Dang Deukhuri foothill forests/west Rapti wetlands に生息する貴重種

	学名	一般名	IUCN レッドリストの分類
	鳥類		
1	*Gyps bengalensis*	White-rumped Vulture	CR
2	*Gyps tenuirostris*	Slender-billed Vulture	CR
3	*Leptoptilos javanicus*	Lesser Adjutant	VU
4	*Sarcogyps calvus*	Red-headed Vulture	NT
5	*Aegypius monachus*	Cinereous Vulture	NT
	哺乳類		
1	*Panthera tigris*	Tiger	EN
2	*Lutrogale perspicillata*	Smooth-coated Otter	VU

出典：KBA ウェブサイト（https://www.keybiodiversityareas.org/site/factsheet/14326）を基に JICA 調査団作成

3) Bagmati 川

Bagmati 川で計画されている水力発電所及び環境社会配慮コンポーネント（保護区、世界遺産、住宅地等）を図 10.6-20 に示す。



出典：JICA 調査団

図 10.6-20 Bagmati 川で計画されている水力発電事業と環境社会配慮

Bagmati 川沿いで計画されている水力発電事業区域内では、Chure Conservation Area を除き、国立公園と野生生物の保全に関する法律等で規定される国立公園、KBA は確認されていない。また、UNESCO 世界文化遺産（暫定リスト含む）も確認されなかった。

10.7 ステークホルダー協議

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マスタープランの透明性・説明責任を確保するため、ステークホルダー協議、環境 WG 等との個別協議を実施した。本マスタープランにおけるステークホルダーとの協議の概要を下表に示す。

表 10.7-1 本マスタープランにおけるステークホルダーとの協議

項目	日付	参加者	主な協議事項
ステークホルダー協議	2023 年 5 月 31 日	50 名（MoEWRI。DoED、NEA、WECS、USAID、IFC、International Centre for Integrated Mountain Development（ICIMOD）、Nepal Federation of Indigenous Nationalities (NEFIN), Nepal Association of Impact Assessment 等）	• プロジェクト概要 • SEA のアプローチ、方法論 • 電力セクターの開発における懸念点、要望等
	2024 年 8 月 6 日	33 名（MoEWRI、DoED、NEA、MoFE、WECS、IPPN、IFC, Nepal Association of Impact Assessment, Eco Network Global、Nepal Environment Society、Nepal Network for Social Development, Economic and Environmental Dialogue 等）	• IPSDP の概要 • SEA における開発シナリオ・最適シナリオの評価、緩和策の検討結果、提言等
環境 WG	2022 年 6 月 21 日	38 名（MoEWRI、DoED、NEA）	• WG キックオフミーティング
	2023 年 2 月 7 日	3 名（MoEWRI、NEA）	• SEA のアプローチ、方法論
	2023 年 5 月 26 日	4 名（MoEWRI、DoED、NEA）	• SEA における開発シナリオの評価
	2023 年 12 月 21 日	4 名（MoEWRI、DoED、NEA）	• SEA における最適シナリオの評価

出典：JICA 調査団

10.7.1 第 1 回ステークホルダー協議

2023 年 5 月 31 日、第 1 回ステークホルダー協議を実施した。主な協議内容を以下に示す。

表 10.7-2 第 1 回ステークホルダー協議の概要

項目	内容
日時	2023 年 5 月 31 日 14:00～18:00
会場	Skyhall / Hotel Himalaya
参加者	50 名（MoEWRI、DoED、NEA、WECS、USAID、IFC、International Centre for Integrated Mountain Development（ICIMOD）、Nepal Federation of Indigenous Nationalities （NEFIN）、Nepal Association of Impact Assessment 等）
議事次第	• IPSDP の概要と進捗 • SEA のアプローチ、スコーピング、開発シナリオの評価 • 質疑応答/グループディスカッション

出典：JICA 調査団

第 1 回ステークホルダー協議における主な意見、質疑応答を下表に示す。

表 10.7-3 第 1 回ステークホルダー協議における主な意見、質疑応答

No.	意見・質問	MoEWRI 及び JICA 調査団からの回答
1	• 水力開発により生態系や生計、先住民族等、環境社会面への影響が想定されるため、これらの側面を適切に SEA の中で評価する必要がある。	• 水力開発に伴う影響に関しては、将来の開発が適切に管理されるよう、SEA においてハイレベルの分析が行われる。SEA で環境社会面から開発シナリオや最適シナリオの評価が実施され、計画に反映される。
2	• 累積的影響が重要な要素の一つである。また、気候変動や越境的な問題（transbounrady issue）に関しても考慮する必要がある。	• 累積的影響は重要であり、SEA の中で水系ごとの累積的影響等が考慮される。CO_2 の削減や越境的な問題についても SEA で検討する。
3	• 太陽光発電等の再生可能エネルギーの導入により土地利用が変化する恐れがあるため、農地等への影響を適切に評価する必要がある。また、送電線に伴う影響も懸念点の一つである。	• 大規模なメガソーラーに伴う土地利用の変化、生計等への影響については SEA にて考慮する。送電線の ROW 内での用地取得も SEA にて検討する。

出典：JICA 調査団

第 1 回ステークホルダー協議で実施したグループディスカッションでは、参加者がグループに分かれ、水力開発、再生可能エネルギー、送電線等に関して意見交換や要望等の議論を行った。主な意見、質疑応答を下表に示す。

表 10.7-4 第 1 回ステークホルダー協議でのグループディスカッションの結果

No.	項目	グループディスカッションで挙げられた課題、懸念点
1	水力開発	• 水力開発に関して、以下の項目を含む環境社会面への影響を考慮するのが望ましい。 - Eflow、河川流量への影響 - 森林・植生 - 気候変動、GLOF - 住民移転 - 生計等、下流域への影響 - 先住民族、河川の利用、宗教・文化的価値 - 越境的な問題 - 累積的影響 • 水力を活用したグリーン水素開発の可能性についても検討するのが望ましい。 • 開発影響については高標高の山間地域、人口が集中する中標高の丘陵地域、低標高の平原部などの地形条件も考慮するのが望ましい。特に、水力開発は高標高部の山間地域に数多く計画されており、この地域の地元住民は一般的に少数民族が多く生活基盤も脆弱となり格差是正を考慮する必要がある。
2	再生可能エネルギー	• 再生可能エネルギーの開発に関して、以下の項目を含む環境社会面への影響を考慮するのが望ましい。 - 土地利用の変化、生計手段の喪失 - 景観 - バッテリーの処分等、廃棄物管理

No.	項目	グループディスカッションで挙げられた課題、懸念点
3	送電線	• 送電線事業に関して、以下の項目を含む環境社会面への影響を考慮するのが望ましい。 - 動植物、森林伐採、生息地の分断 - 用地取得、生計手段の喪失 - 景観
4	その他	• その他、SEA で以下の点も考慮されることが望ましい。 - 環境保護に関する政策等の整備 - 気候変動のレジリエンス強化のための適切な計画策定 - 補償に対する適切な予算確保 - 環境保全に対する住民の意識付け

出典：JICA 調査団



MoEWRI による開式の挨拶



グループディスカッション



参加者

出典：JICA 調査団

図 10.7-1　第 1 回ステークホルダー協議の様子

10.7.2 第 2 回ステークホルダー協議

2024 年 8 月 6 日、第 2 回ステークホルダー協議を実施した。主な協議内容を以下に示す。

表 10.7-5 第 2 回ステークホルダー協議の概要

項目	内容
日時	2024 年 8 月 6 日 14:00～18:00
会場	Skyhall / Hotel Himalaya
参加者	33 名（MoEWRI、DoED、NEA、MoFE、WECS、IPPN、IFC、Nepal Association of Impact Assessment、Eco Network Global、Nepal Environment Society、Nepal Network for Social Development, Economic and Environmental Dialogue 等）
議事次第	• IPSDP の概要 • SEA における開発シナリオ・最適シナリオの評価、緩和策の検討結果、提言等 • 質疑応答、ディスカッション

出典：JICA 調査団

第 2 回ステークホルダー協議における主な意見、質疑応答を下表に示す。

表 10.7-6 第 2 回ステークホルダー協議における主な意見、質疑応答

No.	意見・質問	MoEWRI 及び JICA 調査団からの回答
1	• 水力開発事業に加えて、送電線事業に伴う影響も重要であり、必要に応じて分けて記載することが望ましい。例えば、用地取得・住民移転に関しては、水力発電事業自体よりも送電線の RoW 内で課題になることが多い点に留意する必要がある。	• 送電線に伴う影響に関しても適宜分けて分析・記載するようにする。
2	• WECS や USAID 等での調査結果もあるので、活用することが望ましい。WECS の水資源マスタープランでは、戦略的環境社会アセスメントを実施した。	• WECS の水資源マスタープラン等の環境社会コンサルタントとも情報交換をしながら SEA を行った。使用しているクライテリア等大きな齟齬はないという理解である。
3	• 各プロジェクトの実施段階で想定される課題についても提言のセクションで記載することが望ましい。	• レポートの提言部分を見直し、適宜反映する。
4	• ネパールでは環境社会配慮関連の制度や規制においても課題がある。例えば、流域管理の観点で同じ流域の開発事業者が連携・協調するような仕組み作りも重要である。	• レポートの提言部分を見直し、適宜反映する。
5	• ネパールでは保護区として国立公園だけでなく、保全区等の異なるカテゴリが法令で規定されており、これらの違いも反映されることが望ましい。	• ネパールの国立公園・野生生物保全に関する法律（2029 (1973)）の内容は確認済みであり、それぞれのカテゴリの違いも承知している。ただし、今回の SEA は各シナリオの比較評価を目的として GIS データを使用しハイレベルの分析したものであり、各事業に伴う詳細の影響評価を実施しているわけではない。そのため、保護区への影響評価については、各事業の環境影響評価にてカテゴリの違いも考慮し実施されることが期待される。

出典：JICA 調査団

<table>
<tr><td> 
</td><td>  </td></tr>
<tr><td>MoEWRI による閉会の挨拶</td><td>プレゼンテーション</td></tr>
<tr><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">参加者</td></tr>
</table>

出典：JICA 調査団

図 10.7-2　第 2 回ステークホルダー協議の様子

10.8 緩和策・モニタリング方法の検討

事業のフィージビリティ―調査（F/S：Feasibility Study）以降の段階では、個別案件ごとの自然条件や社会条件等を踏まえた上で、EPA 2019 や EPR 2020 等の現地法制度に沿って環境社会配慮が行われることが求められる。JICA 環境社会チェックリストや世界銀行セーフガードポリシー等を参照しつつ、セクターや規模等の要件に応じ EIA や IEE を実施し、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。

- **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。

- **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。

- **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、バッファーゾーン）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。

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、生物多様性の観点から KBA 内やその周辺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 NTFP 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、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し、同計画に基づいた実施、モニタリングを行うことが望ましい。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、生計回復計画を策定・実施することが推奨される。

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。

- **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、FPIC（Free, Prior and Informed Consent）原則に基づく合意を得られるよう努め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、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。

- **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。

10.9 優先事業におけるグッドプラクティスの整理

本マスタープランでは、関係機関等と協議の上、最適シナリオの水力発電事業から水力優先事業を特定した。そのうち、ネパールで既に計画が進行している事業で、かつドナーの融資が計画されている事業をレビューし、グッドプラクティスを抽出した。今後の水力発電事業の計画、実施においては、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。

表 10.9-1 優先事業とグッドプラクティス例

No.	項目	内容
1	プロジェクト名	• Upper Arun hydropower project
2	主要諸元	• 発電様式：調整池式 • 定格出力：1,061 MW • 年間発電量：4,478 GW • 水系：Koshi 川水系 Arun 川流域 • ダム高：100m • 貯水池面積：0.201 km^2 • その他：世界銀行のセーフガードポリシー（ESS：Environmental and Social Standards）に基づき、環境社会関連文書が作成された。
3	環境面への影響	• 重要な生息地：哺乳類（4 種）等を含む貴重種の重要な生息地が影響を受ける可能性がある。 • 保護区：事業予定地が保護区に隣接しており、事業の設備の一部バッファーゾーン内に位置している。
	グッドプラクティス	• **Critical habitat assessment の実施、生物多様性管理計画の策定：**貴重種である哺乳類への影響評価を実施し、Critical habitat の条件を満たす種[13]が影響を受けることが判明した。そのため、ノーネットロスの原則に基づき、同種を含むオフセット等の生物多様性管理計画が策定された。 • **代替案の検討：**事業地が隣接する保護区のコアエリアでのインフラ設備は行わないこと、そのための代替案の検討を計画の早期から実施し、保護区 h ネオ悪影響を最小限にするよう努めた。
4	社会面への影響	• 物理的・経済的移転：用地取得により 335 世帯（1,723 人）が影響を受ける（うち、22 世帯（109 人）が物理的移転）。 • 上記の被影響住民のうち、約 99%が先住民族である。
	グッドプラクティス	• **再取得価格による補償、適切な予算の確保：**現地国で求められる金額に上乗せで補償を支払うとともに、モニタリングの予算も計画通り確保されている。 • **FPIC に基づく同意：**先住民族との協議を行い、先住民族計画を作成した。その上で、影響を受ける先住民族の代表、地元行政、事業者間の 3 者での合意文書を締結した。

出典：JICA 調査団

[13] 世界銀行環境社会スタンダード（ESS：Environmental and Social Standards）では重要な生息地（Critical habitat）は以下の通り定義されている。
(a) Habitat of significant importance to Critically Endangered or Endangered species, as listed in the IUCN Red List of threatened species or equivalent national approaches
(b) Habitat of significant importance to endemic or restricted-range species
(c) Habitat supporting globally or nationally significant concentrations of migratory or congregatory species
(d) Highly threatened or unique ecosystems
(e) Ecological functions or characteristics that are needed to maintain the viability of the biodiversity values described above in (a) to (d).

添付資料 11

経済財務分析

添付資料 11 経済財務分析 11-1
11.1 経済財務分析の目的 11-1
11.1.1 経済財務分析の目的 11-1
11.1.2 本章の構成 11-1
11.2 基礎情報の整理と分析の準備 11-3
11.2.1 ネパールの経済・財政にかかる基礎データの整理 11-3
11.2.2 資金フローと前提条件の設定 11-4
11.2.3 各種費用・収入等の算定 11-8
11.3 経済分析 11-12
11.3.1 経済分析の目的、方法、評価指標 11-12
11.3.2 経済分析の結果 11-14
11.4 財務分析 11-15
11.4.1 IPSDP の設備投資のための資金調達に関する分析 11-15
11.4.2 IPSDP のキャッシュフローと国内電気料金に関する分析 11-22
11.4.3 財務分析の結果のまとめ 11-24
11.5 ネパールマクロ経済への影響分析 11-26
11.5.1 ネパールマクロ経済への影響分析の目的、方法、前提条件 11-26
11.5.2 対外債務への影響分析 11-27
11.5.3 外貨準備高への影響の分析 11-28
11.5.4 電力輸出が貿易収支に与える影響の分析 11-30
11.5.5 電力輸出が GDP に与える影響の分析 11-31
11.5.6 雇用創出効果の分析 11-32
11.6 経済財務分析の結論 11-35

添付資料11　経済財務分析

11.1　経済財務分析の目的

11.1.1 経済財務分析の目的

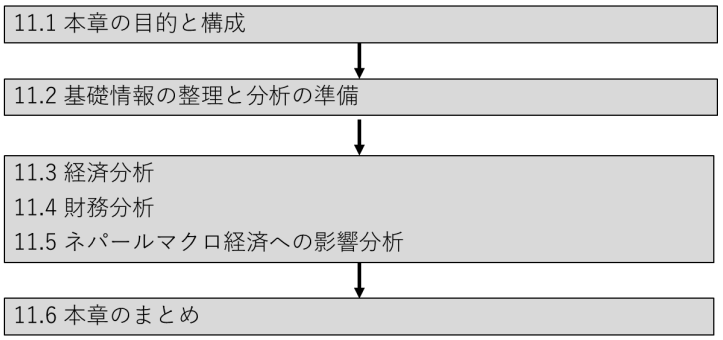
従来の電力セクターにおける経済財務分析では、内部収益率（IRR：Internal Rate of Return）を指標として用いたプロジェクトの妥当性の評価や長期限界費用（LRMC : Long-Run Marginal Cost）を参照した電気料金水準の検討を行うことが一般的であった。IRR は、プロジェクト等から生じるキャッシュフロー情報のみから内部収益率を算出し、当該プロジェクト等の収益性を図る指標として用いられる。LRMC は、財一単位を生産するために追加的に要する費用（限界費用）のことを指し、これも支出額の情報から算出することとなる。発電プロジェクトの場合、電力を一単位追加的に生産す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

統合的電力システム開発計画（IPSDP：Integrated Power System Development Plan）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ても、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。なお、IPSDP の経済的便益を測る指標としては IRR を用いた費用便益分析が本プロジェクトでも適応可能なため、本章の経済分析の節では採用している。

11.1.2 本章の構成

本章の構成を次図に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 11.1-1 本章の構成

まず、第 11.2 節においては、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 11.3 節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[1]：Economic Internal Rate of Return）を算出した分析によって把握する。第 11.4 節の財務分析においては、第 11.1.1 項で記載のとおり、資金調達および電気料金水準を IPSDP 実施主体の財務諸表を用いて分析する。最後に、第 11.5 節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、貿易収支や国内総生産（GDP : Gross Domestic Product））を確認する。併せて、IPSDP の実行が新たに生み出しうる雇用創出効果についての分析も行う。

[1] 本章の EIRR は記載のとおり経済的内部収益率を指すが、第 12 章で個別のプロジェクトのエクイティ IRR を算出しており、エクイティ IRR も EIRR と略される。

11.2 基礎情報の整理と分析の準備

11.2.1 ネパールの経済・財政にかかる基礎データの整理

第 1 章ではネパール経済、産業概況を記載したが、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 [2]。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。ネパールの経済概況については、第 1 章（第 1.1.2 項、第 1.1.3 項）にもより詳細な情報が記載されており、そちらも参照されたい。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 [3]。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 [4]。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。

[2] 実質 GDP 成長率の数値については、“IMFWorld Economic Outlook Databases (2024 年 4 月版)”に基づく。以下同様。
[3] 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。
[4] 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。

表 11.2-1 ネパールのマクロ経済に関する主要データ [5]

項　目	数　値	
	2020/2021 年	2021/2022 年
実質 GDP	311 億ドル	330 億ドル
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。

表 11.2-2 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	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 11.4 節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[6]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[7]が確保されていることから、第 11.4 節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。

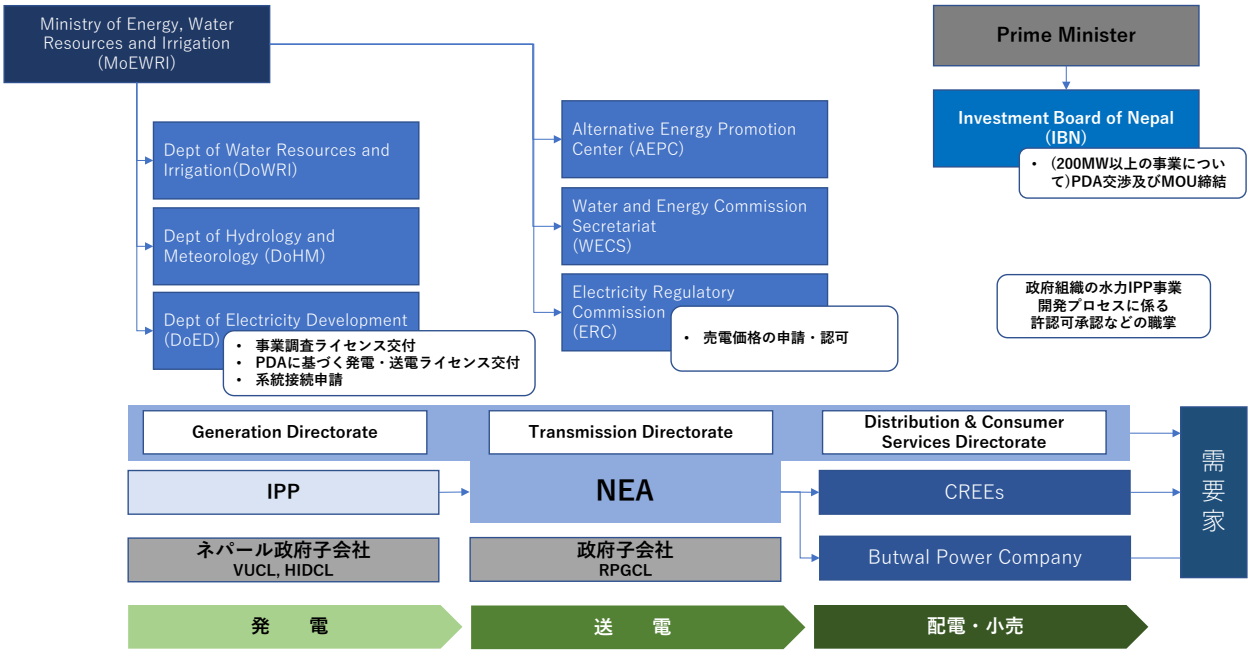
11.2.2 資金フローと前提条件の設定

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。

5 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。
6 世界銀行グループと IMF「Joint World Bank IMF Debt Sustainability analysis（2022）」による。
7 Nepal Rastra Bank「Current Macroeconomic and Financial Situation (2022/23)」による。

(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、概ね次図のような整理することができる。



出典：JICA 調査団作成

図 11.2-1 ネパールの電力セクター関連組織

系統連系されている発電所のうち 40%（2023 年出力ベース）をネパール電力公社（NEA：Nepal Electricity Authority）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[8]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[9]。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。

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、

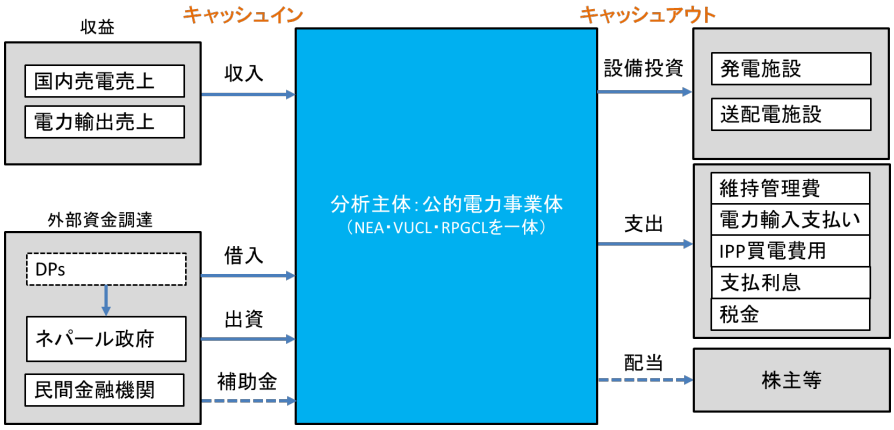
[8] 電力法改正については、本調査報告書の第 2 章及び第 14 章で関連する情報を記している。
[9] NEA のアンバンドリングの議論に関して、アンバンドリングされた後の受け皿として、発電部門に VUCL が、送電部門に RPGCL がすでに設立されている。ただし、これらの組織とどのように統合されるかは未定である。

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[10]。

NEA 以外の政府系組織として、水力電源開発を担う発電公社（VUCL：Vidhyut Utpadan Co., Ltd.）、送電開発を担う送電公社（RPGCL：Ratriya Prasaran Grid Co. Ltd.）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図 11.2-2 に整理する。



出典：JICA 調査団作成

図 11.2-2 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 11.3 節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 11.4 節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

[10] 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。

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うる。

- 【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するとし、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（第 2 章でも資本構成の整理を行っている。）。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ことが述べられた。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 11.2-3 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[11]	借入	ドナー機関、ネパール政府
	出資	ネパール政府
VUCL[12]	借入	なし
	出資[13]	エネルギー水資源灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）（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[14]	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

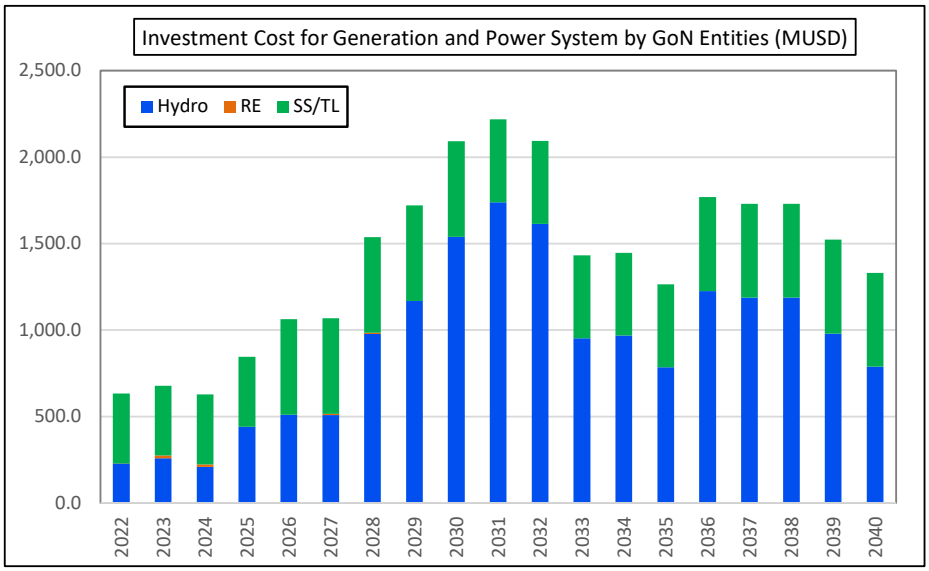
11.2.3 各種費用・収入等の算定

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。設定した数値は、第 7 章の最適シナリオに基づいている。

(1) 設備投資額

財務分析で用いる設備投資額は、第 7 章電源開発計画および第 9 章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 12 章（第 12.1 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。

[11] 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。
[12] 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。
[13] かっこ内は出資割合
[14] 同上

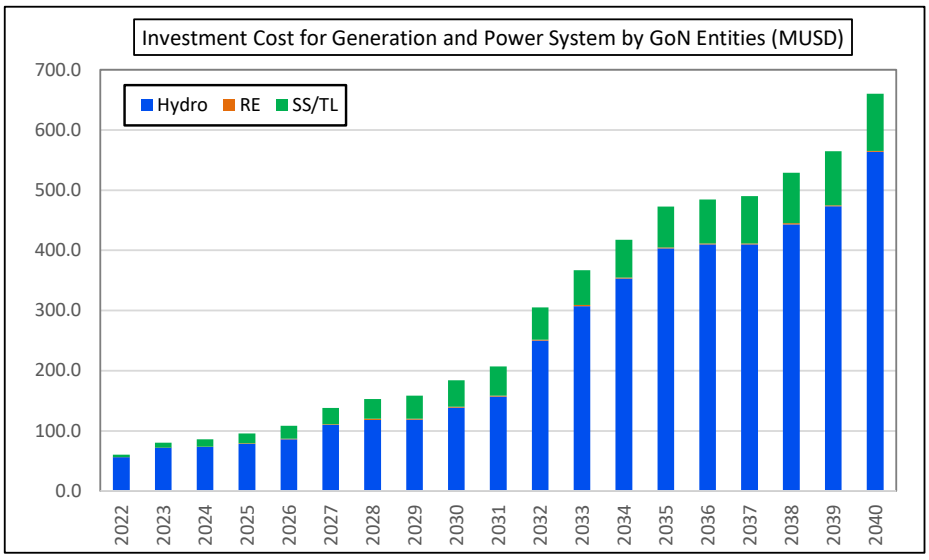


出典：JICA 調査団作成

図 11.2-3 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。

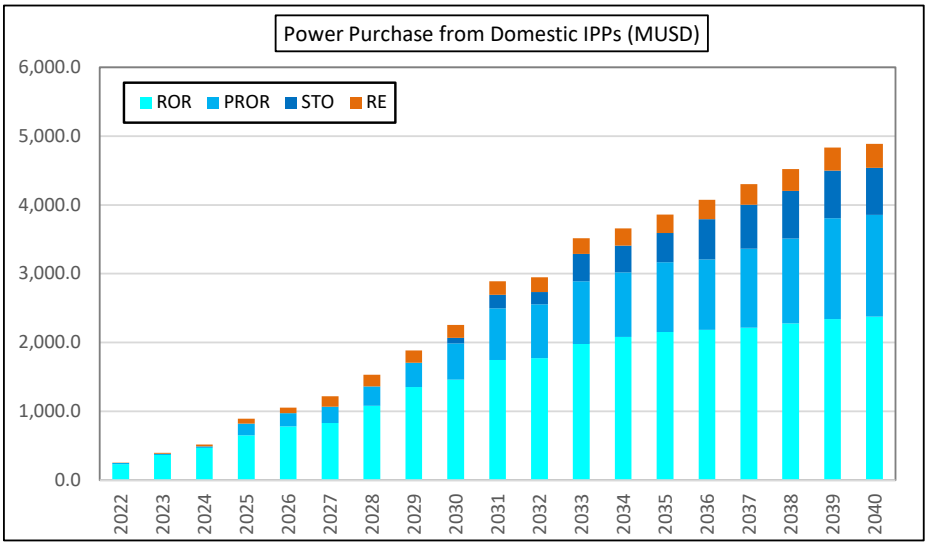


出典：JICA 調査団作成

図 11.2-4 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、第 7 章に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。

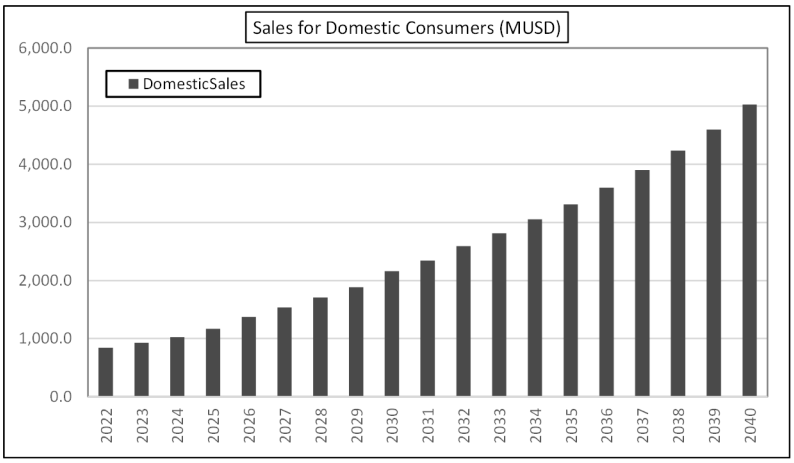


出典：JICA 調査団作成

図 11.2-5 電源構成毎の買電費用

(4) 国内売電売上

国内売電売上は、第 7 章 電源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。

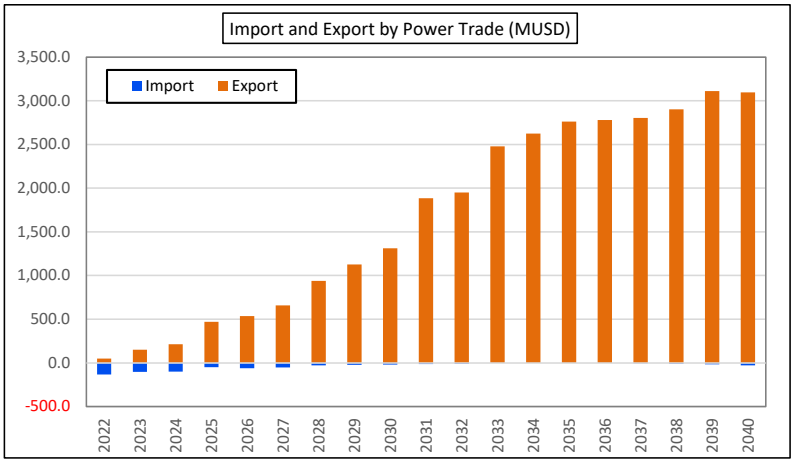


出典：JICA 調査団作成

図 11.2-6 国内売電売上の経年変化

(5) 電力融通

電力輸出売上は、第 7 章 電源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インドエネルギー取引所（IEX : Indian Energy Exchange Limited）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 11.2-7 電力輸出売上の経年変化

11.3 経済分析

11.3.1 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（以下である「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、アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）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[15]。

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。

(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 11.3-1 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 11.2.3 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。

1) 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

[15] 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-ea.pdf）

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[16]（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。

2) 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。

1) 電力輸入の削減

Without ケースと比較して、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。

2) 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。

3) 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[17]が試算する炭素価格 40 ドル/CO_2 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。

[16] 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。
[17] 国際エネルギー機関「World Energy Outlook 2023」による。

11.3.2 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 11.3-1 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。表 11.3-1 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。

11.4 財務分析

本節では第 11.1.1 項で記載の通り、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 11.2.3 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体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、公的事業体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、第 11.5 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、公的電力事業体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、公的電力事業体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体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体のキャッシュの状況を捕捉する。次いで、公的電力事業体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。

11.4.1 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 11.2.2 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 11.2.2 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 [18]

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】

1) 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 11.2.3 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 [19]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。

[18] 財務諸表を用いた電力料金の検討としては、デロイト「Myannmar Power Sector Financial Analysis and Viability Action Plan」がある。
[19] 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 [20]。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。

2) 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 5.0%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）[21]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。

3) 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 11.2.3 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第 11.4.2 項でキャッシュポジションおよび借入金利に応じた算出を行うが、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%[22]のインフレを加味する。参考までに、キャッシュフロー計算書の後に貸借対照表および損益計算書を掲載する。

[20] 貸借の差額を調整するために計上しており、NEA の財務諸表の数字と完全には一致しない。
[21] 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。
[22] 第 12 章の個別プロジェクトの IRR 算出と同じインフレ率を適用する。

(4) 資金調達に関する分析の結果

以上から作成されたキャッシュフロー計算書が表 11.4-1 である。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%）[23]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。以上で計算したモデルを財務分析ではベンチマークのケースとする。

[23] 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 11.4-1 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

表 11.4-2 貸借対照表

単位：百万ドル

	(Year)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
資産	IPSDP実施によって獲得した現金残高	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
	IPSDPのための新規設備	667	1,383	2,032	2,968	4,155	5,343	7,201	9,325	12,005	14,895	17,568	19,119	20,687	21,920	24,043	26,080	28,103	29,696	30,882
	2021年末設備残高	2,175	2,054	1,933	1,812	1,691	1,571	1,450	1,329	1,208	1,087	967	846	725	604	483	362	242	121	0
	2021年末資産残高	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583
	資産合計	**3,492**	**4,191**	**4,779**	**5,752**	**6,937**	**8,168**	**10,186**	**12,319**	**15,042**	**18,143**	**20,960**	**22,699**	**24,500**	**26,399**	**28,293**	**30,239**	**32,363**	**34,797**	**37,523**
負債	IPSDPのための新規借入	372	749	1,024	1,482	2,037	2,541	3,449	4,405	5,732	7,172	8,287	8,468	8,486	8,412	8,310	8,183	8,010	7,790	7,503
	2021年末借入残高	1,296	1,228	1,160	1,092	1,023	955	887	819	751	682	614	546	478	409	341	273	205	136	68
	未払利息	19	56	107	181	283	410	583	803	1,090	1,448	1,862	2,282	2,701	3,113	3,514	3,903	4,274	4,623	4,944
	負債合計	**1,687**	**2,033**	**2,291**	**2,755**	**3,343**	**3,906**	**4,918**	**6,026**	**7,572**	**9,303**	**10,763**	**11,296**	**11,664**	**11,933**	**12,165**	**12,358**	**12,489**	**12,550**	**12,516**
純資産	資本金	1,583	1,745	1,862	2,059	2,296	2,513	2,902	3,311	3,880	4,497	4,983	5,077	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106
	利益剰余金	222	413	625	938	1,297	1,750	2,366	2,981	3,590	4,344	5,213	6,327	7,729	9,359	11,022	12,775	14,768	17,141	19,901
	純資産合計	**1,805**	**2,157**	**2,488**	**2,997**	**3,594**	**4,262**	**5,268**	**6,292**	**7,470**	**8,841**	**10,197**	**11,404**	**12,836**	**14,466**	**16,128**	**17,881**	**19,874**	**22,247**	**25,007**

出典：JICA 調査団作成

表 11.4-3 損益計算書

単位：百万ドル	(Year)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
収益	国内売電売上	843	959	1,084	1,277	1,545	1,783	2,040	2,319	2,738	3,058	3,485	3,892	4,353	4,862	5,439	6,075	6,797	7,596	8,558
	電力輸出売上	70	220	317	718	845	1,070	1,570	1,938	2,328	3,445	3,669	4,801	5,241	5,678	5,887	6,116	6,519	7,197	7,382
	収益合計	**913**	**1,178**	**1,401**	**1,995**	**2,389**	**2,853**	**3,610**	**4,258**	**5,066**	**6,503**	**7,154**	**8,693**	**9,594**	**10,540**	**11,326**	**12,191**	**13,316**	**14,794**	**15,940**
費用	維持管理費	61	83	90	103	119	156	176	186	221	255	392	486	569	662	695	720	798	875	1,057
	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
	電力輸入への支払い	186	150	147	75	97	82	49	36	35	23	22	0	0	0	0	11	23	36	68
	IPPからの買電費用	271	436	593	1,066	1,294	1,553	2,004	2,529	3,145	4,193	4,401	5,479	5,859	6,362	6,979	7,601	8,237	9,068	9,447
	借入に伴う支払利息	87	102	113	132	156	178	220	265	328	396	448	454	452	444	436	426	414	400	382
	費用合計	**748**	**940**	**1,136**	**1,604**	**1,940**	**2,288**	**2,839**	**3,489**	**4,306**	**5,561**	**6,067**	**7,301**	**7,841**	**8,502**	**9,248**	**10,000**	**10,824**	**11,828**	**12,490**
利益	税引き前利益	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
	法人税（税率は左記）	33	48	53	78	90	113	154	154	152	188	217	278	351	407	416	438	498	593	690
	当期純利益	**132**	**191**	**213**	**313**	**359**	**452**	**616**	**615**	**608**	**754**	**870**	**1,113**	**1,403**	**1,630**	**1,662**	**1,753**	**1,994**	**2,373**	**2,760**

出典：JICA 調査団作成

11.4.2 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の水準を算出、資金調達を踏まえた電気料金水準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 [24]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、第 11.4.1 項の分析で用いた 5.0%から 10.0%[25]とする。

(3) 各ケースに応じた電気料金の水準

分析結果は、表 11.4-4 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の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

[24] 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。
[25] 10%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、第 12 章の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。

れば、国内電気料金の水準は 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 11.4-4 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 [26] （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

(4) 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。11.2.3 (5)で記載の通り、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。

[26] 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 11.4-5 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分析期間を通じて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り、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り、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。

11.4.3 財務分析の結果のまとめ

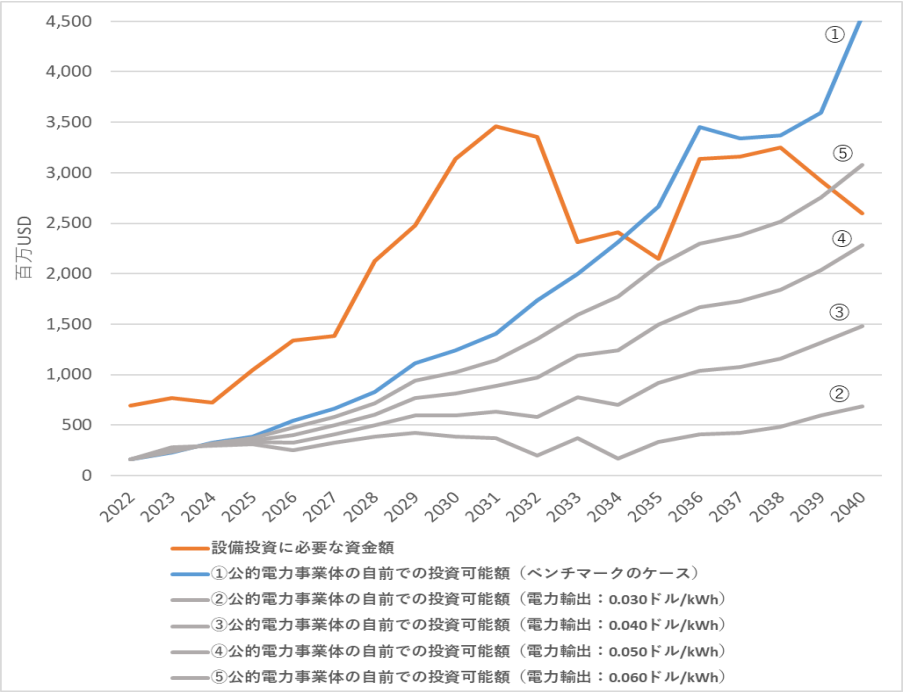
国内電気料金の水準検討結果から、キャッシュポジションの観点のみでいえば、電気料金水準を 0.055 ドル/kWh 程度に下げる余地はある。ただし、この場合、外部からの資金調達の必要性が増大して調達の不確実性が増し、政府の財政負担が増えることにもつながりうる。他方、全ての設備投資資金を公的電力事業体の収入で賄おうとする場合、電気料金を現在の倍程度に引き上げなければならず、国民の負担増につながってしまう。現在の電気料金水準 0.070 ドル/kWh を基準として IPSPD を実施していけば、借入や出資と合わせて公的電力事業体の収入によって設備投資を進めることができ、電気料金の大幅な値上げによる国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 11.4-1 手元資金による投資可能額と設備投資金額との関係

11.5 ネパールマクロ経済への影響分析

11.5.1 ネパールマクロ経済への影響分析の目的、方法、前提条件

前節では公的電力事業体を主体とする財務分析を行った。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、以下の分析で第 11.4 節の財務諸表の数値を使用する場合、第 11.4.1 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：5.0%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。

① 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%（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。

② まず、現状の GDP に成長を加味した GDP については、表 11.2-1 に記載した 2022 年の GDP を前提として、そこから毎年 GDP が 8%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。

③ 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[27]。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。

[27] 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。

11.5.2 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

1) 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%前後で推移していきたことから、ベースラインの対外債務は、今後も第 11.5.1 項で設定した GDP の 20%（ただし、そのうち 3.0%[28]は元々電力予算に振り分けれるものと仮定し、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。

2) IPSDP による対外債務

第 11.4.1 項の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される。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。

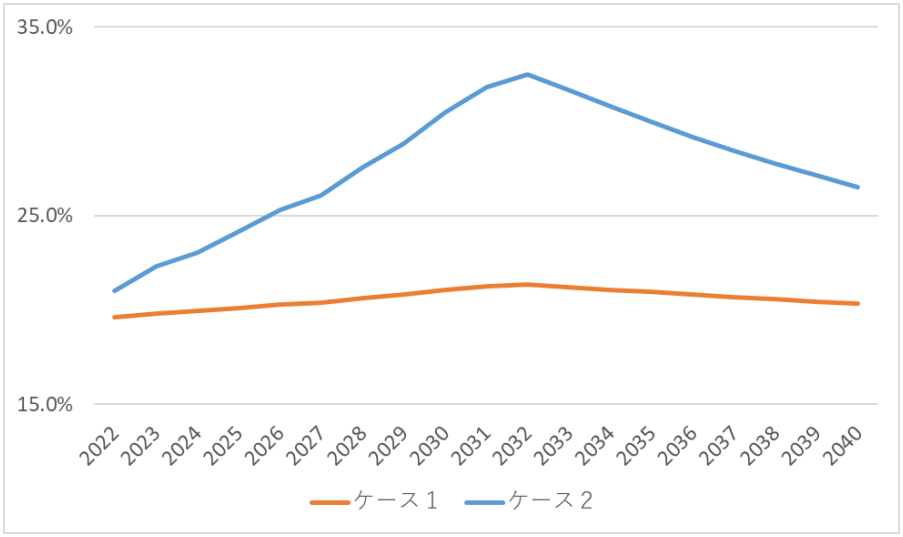
以上、1) のベースラインの対外債務に IPSDP による対外債務が上乗せされることによって、各年の対外債務の残高となる。

(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表 11.5-1 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

[28] 第 2 章に記載のとおり、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。

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、一概の比較はできないが、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 11.5-1 対外債務の対 GDP の推移

11.5.3 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、第 11.5.2 項で設定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[29]。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。

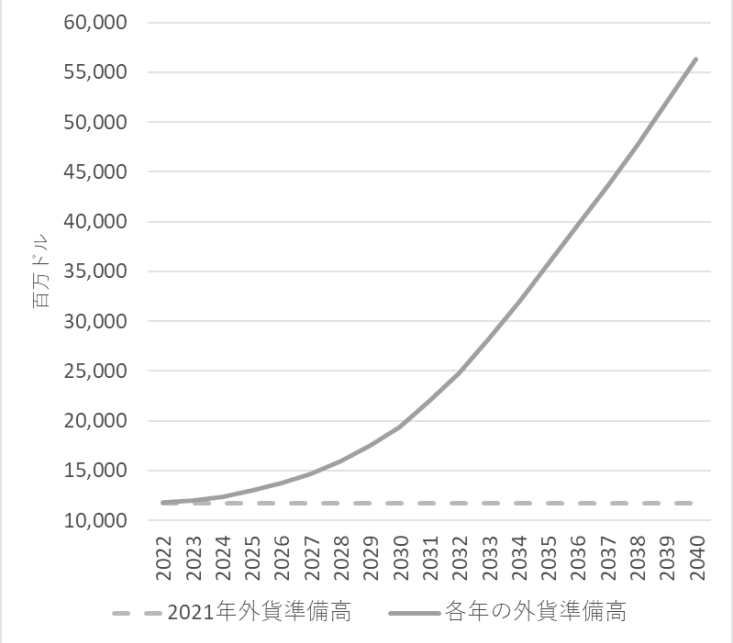
① 外貨準備高は、2021 年の外貨準備高である 117 億ドルに各年の IPSDP による電力輸出売上による輸入を積み上げていくことで形成する。

[29] 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 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。

(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 11.5-2 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 [30]、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 倍以上あれば少なくとも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 [31]、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

[30] 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」
[31] 同上

いることから、同目安の水準は上回っている。

11.5.4 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 11.2.1 節に記載のとおり、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。

1) GDP

第 11.5.1 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。

2) ベースラインの貿易赤字の金額

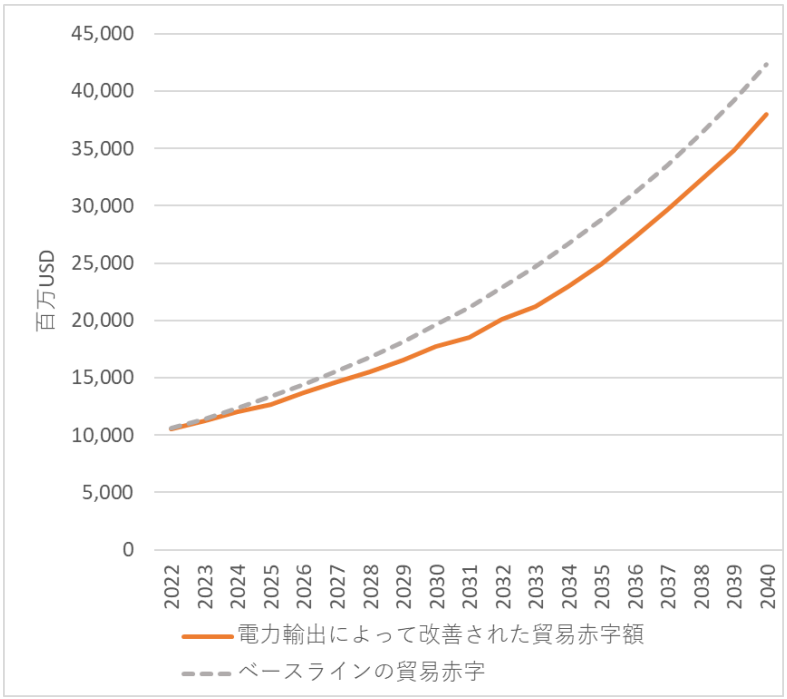
過去 10 年を見ると、貿易赤字金額の対 GDP 比は平均 32%である。そこで、ベースラインの貿易赤字の金額は、各年の GDP の 32%とし、電力輸出によってこの貿易赤字幅が改善されることとする。

3) 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 11.5-3 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 11.5-3 電力輸出による貿易赤字の改善

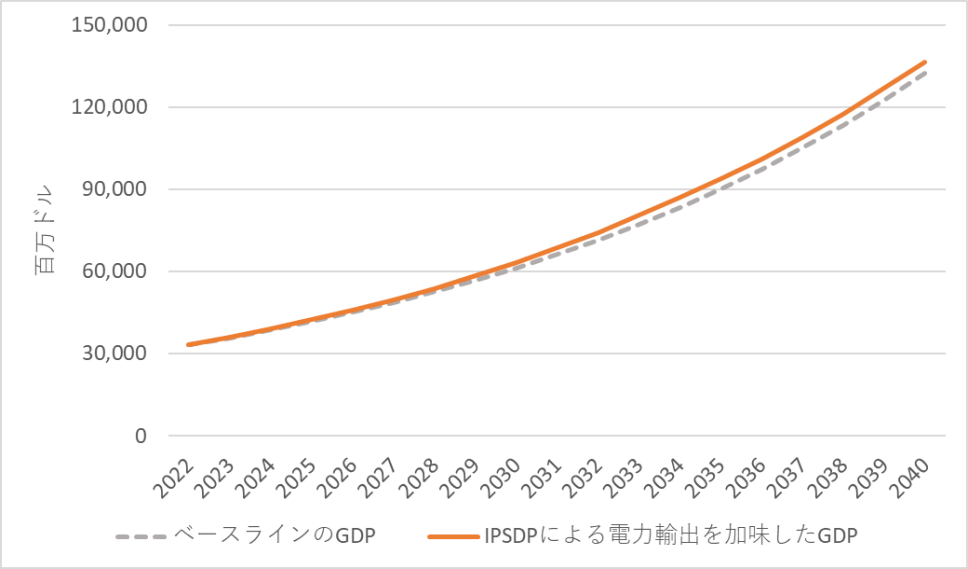
11.5.5 電力輸出が GDP に与える影響の分析

(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 11.5-4 電力輸出売上による収入を考慮した GDP の推移

11.5.6 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、発電プロジェクトの建設に係る分析から、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 11.5-1 MoEWRI による 1000MW 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 Acttion 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 11.5-2 雇用の推計に用いる数値

項目	数値
設備容量	第 7 章で記載した最適シナリオの 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	第 7 章で記載した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[32]を比較したものが次表となる。

[32] MoEWRI の推計値は、同省が作成した“Energy Development Road Map”による。

表 11.5-3 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/1,000MW	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/1,000MW	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。

表 11.2-1 に記載した労働人口及び失業率の数値を用いると、2022/2023 年の失業者数は、約 980,000 人だと推計される。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。

11.6 経済財務分析の結論

本章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しうる。

このように、本章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。

添付資料 12

IPSDP のファイナンス面に関する検討

添付資料 12　IPSDP のファイナンス面に関する検討 12-1

12.1　本章の目的と構成 12-1

12.2　ネパールにおける電力事業ファイナンスの現状 12-3
12.2.1　需要サイドの情報整理：主要な事業主体の資金調達 12-3
12.2.2　供給サイドの情報整理：事業資金の供給者 12-6
12.2.3　事業ファイナンスの実態 12-8
12.2.4　関連法 12-10

12.3　IPSDP のファイナンス方法に関する基礎的検討 12-12
12.3.1　IPSDP 全体の投資計画と資金需要と事業ファイナンスのオプション 12-12
12.3.2　発電事業の資金調達にかかる考察 12-13
12.3.3　送配電事業の資金調達にかかる考察 12-15
12.3.4　IPSDP のファイナンスの実現に向けた基礎的検討 12-16

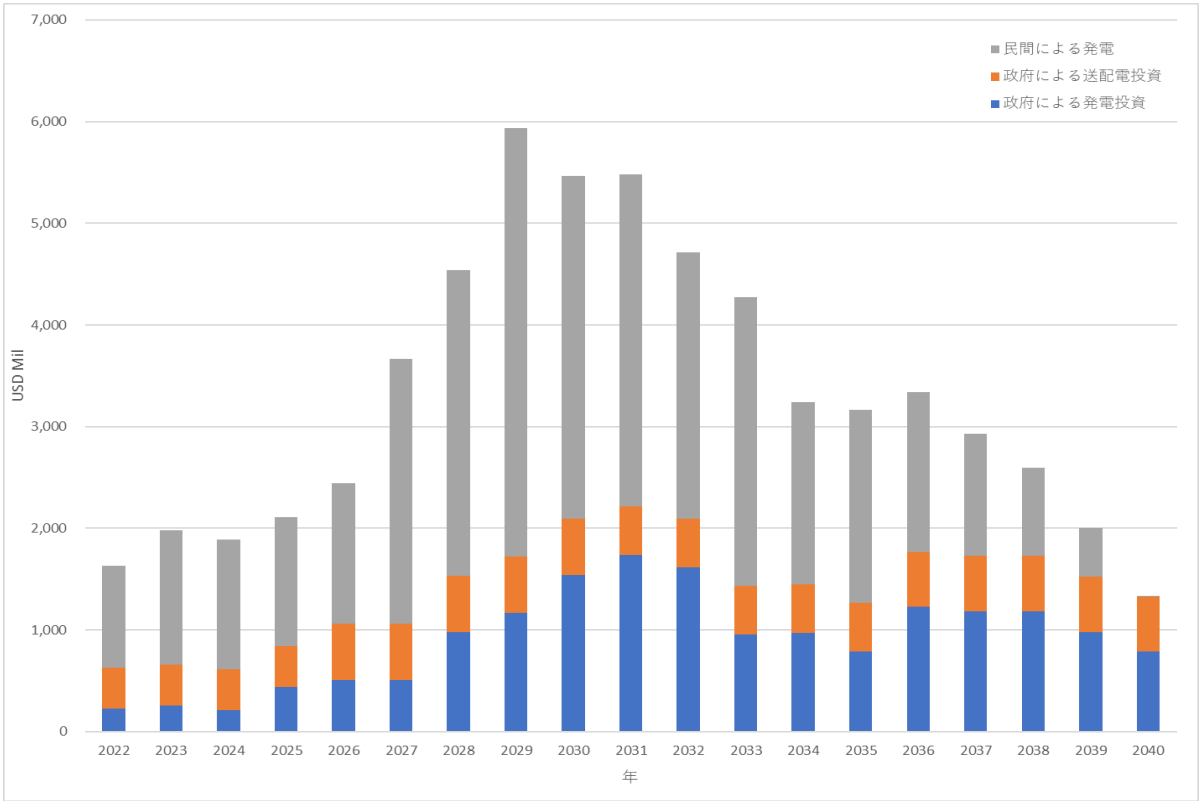
12.4　譲許的資金の適用効果に関する分析 12-22
12.4.1　対象プロジェクトの選定 12-22
12.4.2　分析の手法及び指標の検討 12-26
12.4.3　Lower Seti の譲許的資金の適用効果に関する分析 12-29
12.4.4　Sunkoshi 3 の譲許的資金の適用効果に関する分析 12-33
12.4.5　Phukot Karnali の譲許的資金の適用効果に関する分析 12-41
12.4.6　分析から得られた示唆 12-44

12.5　IPSDP 実現のための資金調達計画 12-46
12.5.1　検討の手法 12-46
12.5.2　検討結果 12-49

添付資料12　IPSDP のファイナンス面に関する検討

12.1　本章の目的と構成

本章では、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い、その実現に向けた提言を行う。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 11 章「経済財務分析」等で行った試算では、水力発電事業だけでも次のような投資資金[1]の調達が必要であることを確認している[2]。



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

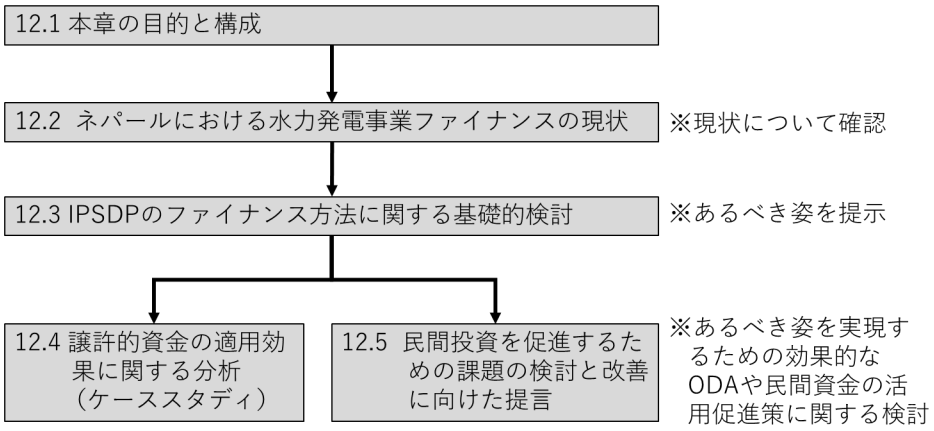
図 12.1-1　IPSDP による資金需要

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。ただし、資金調達の具体策については、今後の検討に委ねられている。また、民間による投資（想定）についても、これだけ巨大な資金をいかに呼び込んでいくかの検討が大きな課題である。

1　これは、初期投資（CAPEX）のみの金額であり、運営・維持管理または更新にかかる費用（OPEX）は含まない。
2　同表作成のプロセス、方法、条件等に関する詳細については、後述する。

民間資金の活用について、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、その意味で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、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。本章でもこの認識を前提に各種の検討を行う。

本章の構成は、次図に示すとおりである。



出典：JICA 調査団作成

図 12.1-2 本章の構成

まず、現状の確認として、第 12.2 節において、ネパールにおける水力発電事業ファイナンスについて、本調査で確認した事項を整理する。具体的には、まず、需要サイドの情報整理（主要な事業主体の資金調達）及び供給サイドの情報（事業資金の供給者）を整理し、事業ファイナンスの実態を整理する。併せて、関連する主な法令を示す。

続いて、「あるべき姿」の検討結果として、第 12.3 節において、IPSDP に焦点を当てて、同計画が整理している各種事業の規模と投資事業の経済性の観点を踏まえつつ、事業ファイナンスに関する基本的な考え方とオプションを、発電と送電のそれぞれに分けて整理する。それを受けて、それを実現するための効果的な資金活用にかかる検討として、第 12.4 節においては、譲許的資金の活用効果に関する分析を、第 12.5 節においては、民間投資を促進するための課題と改善策について検討を行う。

なお、本章本編の確認・検討結果を踏まえつつ、章末において、他国における大型水力の開発事例としてラオス国の事例を引き、本調査の参考とする。

12.2 ネパールにおける電力事業ファイナンスの現状

12.2.1 需要サイドの情報整理：主要な事業主体の資金調達

ここでは、事業ファイナンスの需要サイドに関する情報整理として、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について、現状の事業投資資金の調達の実態についての JICA 調査団としての確認結果を記す。具体的には、公的事業体としてのネパール電力公社（NEA : Nepal Electricity Authority）、発電公社（VUCL : Vidhyut Utpadan Co., Ltd.）、送電公社（RPGCL : Ratriya Prasaran Grid Co. Ltd.）、水力発電投資開発公社（HIDCL : Hydroelectricity Investment and Development Company Ltd.）並びに民間事業者の資金調達の現状について記す。

(1) NEA の資金調達（発電・送電）

NEA は公的な電力ユーティリティ会社として発電事業と送電事業の双方を実施している。事業投資資金は、自己資金以外は外部からの借入となるが、そのほとんどがネパール政府からの借入である。また、その中には開発金融機関からの譲許性融資の転貸分も含まれる [3]。一方、民間金融機関からの借入も行っている。政府借入と民間借入の使い分けとしては、基本的には、事業投資に関する長期資金の調達はネパール政府から、事業の運転資金に関する短期資金の調達は市中銀行からの借入によって賄っているというのが実態のようである [4]。

(2) VUCL の資金調達（発電事業）

VUCL は 2006 年に大規模水力発電プロジェクトを官民連携方式で実施する主体として 2006 年に設立された。官民様々な主体が出資しているが、筆頭株主として MoEWRI が株式の 20%を保有するほか NEA が 10%を出資しており、公的な性格の強い事業体である。2022 年 9 月末時点で 6 か所の水力発電に出資しているが、いずれも運転開始には至っていない [5]。事業資金調達は、まだ売電収入が発生していないということもあり、ネパール政府からの借入に頼っているのが現状である。

(3) RPGCL の資金調達（送電事業）

RPGCL は、電力セクター改革の流れの中でネパールの系統整備事業を担う公的事業体として 2015 年 6 月に設立された。RPGCL は、独立した送電系統運用者として基幹となる送配電

[3] NEA 関係者へのヒアリングによって確認した。なお、開発金融機関には、世銀、ADB、EIB、AIIB、インド輸出入銀行などが含まれる。
[4] この記述は、NEA の Annuarl Report（各年）の確認結果に基づく。
[5] NEA 関係者へのヒアリングによる（2024 年 6 月現在）。したがって、VUCL の事業収入もまだ発生していない。

資産を保有するとともに、関係者が系統へアクセスしやすい環境を創出することを目的としており、発電状況のモニタリング、付帯サービスの提供、系統の安全性、電力品質、安定性、信頼性の確保について責任を負う。株主構成は、MoEWRI を筆頭株主としてネパール国政府の各省及び NEA となっている。事業資金の調達は、ネパール国政府からの借入を通じて行っている。

(4) HIDCL の資金調達（発電事業開発）

直接の事業主体ではないが、発電事業開発の投資を行っているという意味では、HIDCL が存在する。HIDCL は、大規模水力電源を含む再生可能エネルギー事業開発促進を目的に、国内外の投資家を呼び込み、資金調達を円滑化するために、MoEWRI 傘下の組織として 2011 年 7 月に設立された。Remit Hydro Limted と Simbuwa Remit Hydro Limited の二社を子会社とし、両社の株式を 100%所有している。HIDCL の株主は、ネパール政府や年金基金から構成されている。HIDCL は、自ら資金調達を行って事業開発を行っているほか、事業開発者に対する融資も行っている[6]。HIDCL 自身の資金調達としては、自己資金のほか、ネパール政府からの借入（開発援助機関からの長期融資を含む）を利用している[7]。

(5) 民間事業者の資金調達（IPP: Independent Power Producer）

ネパール国内の IPP は、政府機関が関与する PPP 形式でのケースと民間企業のみで推進されるケースの二種類がある。政府機関が関与する PPP 形式では、関係する政府機関と民間事業者がリスクを負担し、収益を享受する形となり、そのことを合意した PDA（Project Development Agreement）を取り結ぶ[8]。一方、純粋な民間 IPP ベースの水力発電プロジェクトでは、IPP が単独で水力発電事業を建設、所有、運営、譲渡するプロジェクトとなる。関係する政府機関の関与・役割は、事業承認と発電ライセンスの交付に限られる[9]。

現状では、ネパールにおける民間事業者の参加事業は発電事業に限られており、送配電事業に参画した実績は確認されていない。MoEWRI や NEA の関係者への聞き取り調査によると、将来的には民間企業による送配電事業への参画の可能性について排除するものではないということであった。ただ一方で、具体的な時期については明確になっておらず、その意味では送配電事業への民間参画は現状では構想レベルであり、民間企業にとって具体的な投資を

6 例えば、25MW 以上のプロジェクトについては NPR250M を限度とした融資や、15~25MW に対しては最大 NPR 200M を限度とした融資を行っている。また、10-15MW の事業については地場行と連携し金利条件の改善スキームなどリファイナンス・サービスも提供している。

7 世界銀行 IDA のローンを Kabeli A プロジェクトに提供していることを先導事例として、13 件の事業に NPR115 億を提供している。デットだけでなくエクイティも提供しており、Madi Storage（156 MW）及び Tamor Storage （156MW）の開発を目的として Power China との間で JV を組成する MOU を取り交わしている。

8 PDA を通じて政府機関と民間事業者が契約解除、不可抗力、用地取得等のリスクを共同して負担する。

9 なお、200MW 以上の水力発電開発事業は IBN に PDA 交渉を申請し、政府との間で PDA を締結する。

考えるビジネス領域とはなっていない。

民間事業者による（発電事業投資にかかる）資金調達、とりわけデットに関しては、ローンにより行われており、ボンドによる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について、次表のように整理することができる。

表 12.2-1 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

JICA 調査団が行った聞き取り調査によると、地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あまり行われていない。資金調達・貸出能力を伴った国内金融機関が十分に育っていないことが理由に挙げられる。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ようである。

海外企業のファイナンス参画事例について見ると Upper Trishuli-1（216MW）に Korea Electric Power Corporation を中心とした SPC が ADB、IFC からの PPP 資金の融資を受けてプロジェクト・ファイナンスを用いていることが確認された。その他の海外企業等[10]が投資している事業について JICA 調査団が関係機関や民間団体に行ったヒアリング調査では、地場企業が投融資を行っている事業に、コーポレート・ファイナンスがおおむね用いられており、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なかった。

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について整理した。それらの結果をまとめたのが次表である。

[10] IFC、インド企業、韓国企業が投融資を行っている事業についてはプロジェクト・ファイナンスが利用されている可能性があるが、具体的な内容は（非開示情報のため）未確認である。

表 12.2-2 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

12.2.2 供給サイドの情報整理：事業資金の供給者

ここでは、事業ファイナンスの供給サイドからの情報整理として、ネパールの水力発電事業に対する資金供給を行う組織（前節で示した事業主体や事業開発者による出資を除く）についての確認結果を記す。大きな分類としては、エクイティの供給者主体とデットの供給主体があり、その整理に基づいて以下の解説を行う。

(1) エクイティの供給主体

1) ネパール国内の機関投資家

ネパール国内の年金基金など機関投資家がエクイティ出資している事例が見られる。具体的には、勤労者積立基金（EPF：Employee Provident Fund)、国民投資信託（CIT：Citizen Investment Trust)、RBS (Rastriya Beema Sansthan)のような年金管理組織が水力発電の投資家として見いだされる。EPF は 2019 年従業員積立基金法に基づいて設立された連邦政府職員の年金管理機構である。CIT は主として軍、警察職員の退職金、年金の積み立て管理運用を担っている。RBS は政府保有の損害保険会社である。

表 12.2-3 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
EPF	Betan Karnali Upper Tamakoshi Tamakoshi V VUCL, HIDCL への出資
CIT	Sanigad Hydro（保証供与） VUCL, HIDCL への出資
RBS	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

2) ネパール国内の一般投資家

一般投資家は国内の水力発電事業に活発にエクイティ出資しており、開発事業会社がネパール証券取引所に店頭公開する際に、一般投資家が株式購入することが多く、IPPAN によれば新規株式公開（IPO：Initial Public Offering）では応募超過となるケースが珍しくないとのことである。また水力発電事業の立地する地域の住民に対して発行済み株式の最大 10%が発行される仕組みもある（証券登録発行・割当規則令 2017、Securities Issue and Allotment Directive, 2074 4-(2)）。

3) 海外の公的事業体

エクイティの拠出については、海外の公的事業主体も関心を有している。例えば、インドの国営水力発電公社（NHPC：National Hydroelectric Power Corporation）及びインド連邦政府とヒマチャル プラデシ州政府の共同出資によるジョイントベンチャー会社の SJVN（Satluj Jal Vidyut Nigam）は、活発にネパール国内の開発プロジェクトに出資することを模索している。インド国内の脱炭素の動きが加速する中で、水力電源の開発・調達を加速する観点で有望な投資家である。同時に ODA を提供する際の裨益がインドを含む場合、事業自体を対インドの開発援助に位置づけ、同国の融資枠の活用などの考慮が期待される[11]。

(2) デットの供給主体

1) 地場金融機関

ネパールの地場金融機関は、主として小規模から中規模の水力発電事業に対するデット（ローン）の貸し出しを担っている。ネパールにはクラス A に分類される商業銀行が 20 行あり、IPP 事業者に対する現地建て通貨の融資を行っている。ただし、融資は個人保証に対して提供されており、法人組織やプロジェクトに対する融資ではない。多くの地場金融機関では資本に対する貸出比率が高い。後述するような事業規模の大きな水力発電事業が必要とする大規模かつ長期の資金ニーズに対する貸出能力の有無については注意が必要である。

2) 開発金融機関

開発金融機関による融資も多く行われている。主なものとしては、以下のようなものがある。

- 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

[11] 現在、NHPC は Phukot Karnali の開発に関与しているほか、SJVN は Arun 3 の開発に関与している。

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た（2024 年 7 月時点）。

- 世界銀行は Upper Arun プロジェクトの技術設計支援及び入札支援に USD 20M をグラント提供し、複数の開発援助機関による資金提供を検討している [12]。ている。また ADB は Trishuli(216MW)に対して USD 60 M の PPP ローン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 EUR5.5M 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€25 Mil のローンをドイツ KfW（グラント€14Mil）とともに提供している [13]。

- 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リー提供、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。

12.2.3 事業ファイナンスの実態

ここでは、ネパールにおける水力発電事業のファイナンスの実態について、キーとなる項目ごとに情報収集結果を整理する。

(1) ファイナンス手法

個別案件における具体的なファイナンス手法に関する情報収集は（公開情報ではないため）困難であるが、IPPAN 等の民間団体や、世銀・ADB 等の国際機関への聞き取り調査を行った限り、現状では、少なくとも地場企業が採用しているファイナンス手法は、コーポレート・ファイナンスが一般的であると推測される。その理由としては、以下のものが考えられる。

- プロジェクト・ファイナンスを組成するほど大きな投資規模ではない。
- 地場企業において、プロジェクト・ファイナンスに関する知識・経験が少ない。
- 地場金融機関において、プロジェクト・ファイナンスに関する知識・経験が少ない。

[12] “1,063 MW Upper Arun recieves World Bank nod”, April 20, 2024, the Kathmandu Post
[13] “ Global Gateway: EU and Nepal launch new flagship to support electrification of rural areas”, 17 May 2024, European Commission

(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」の比率が適用されている事例が多いようである[14]。

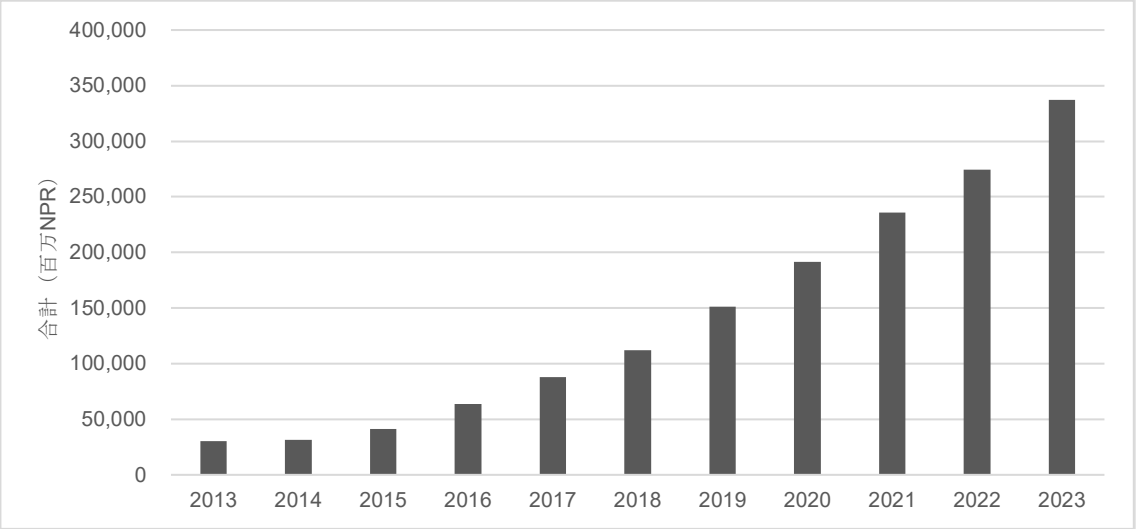
エクイティ出資については、大規模案件の投資家は政府系組織または電力購入者となる近隣国電力会社が選択肢となる。中規模以上の案件で、経済性に優れる案件はインド、中国等の投資家に対して出資を募ることが多い。投資資金力が限られることもあり、結果的に、国内投資家は小規模から中規模の事業への出資可能性に着目している。

デットについて、ネパール地場金融機関は長期資金の貸出融資能力に乏しく、中規模以上の案件への貸出は困難なため、中規模以上の案件への融資では、地場金融機関はマイノリティ参加に限られる。中規模以上の案件への貸し手は、国際的商業銀行、開発金融機関等に限られている。さらにインド輸銀等、輸出信用提供組織（ECA： Export Credit Agency）も一部、信用保証制度などを通じた制度融資を提供している例が見られた。

(3) 地場の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[15]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、これら金融機関の貸出金額全体の増加傾向を上回っている。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[16]。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向上傾向にあることがわかる。

[14] 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、第 11 章における財務分析においても、この調査結果を踏まえ、事業主体の DE レシオを「70:30」と仮定した分析を行っている。
[15] 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。
[16] Nepal Rastra Bank “Financial Stability Report 2019/20”



出典：“Quarterly Economic Bulletin Mid-Oct 2023”, Nepal Rastra Bank

図 12.2-1　市中金融機関からの貸出傾向

12.2.4 関連法

ここでは、ネパールの水力発電事業ファイナンスに関連する主な法令について紹介する。

(1) 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）

2006 年に制定された 同法は、ネパール国における民間資本によるインフラ建設の法的枠組みを構成している。無論、この法律の適用範囲には、発電事業も含まれる。また、同法を基礎として 2011 年には投資委員会法（Investment Board Act, 2068）が施行され、投資環境整備、ネパール内外の投資を一元的に管理する組織として IBN が設置された。

(2) PPP・投資法（The Public Private Partnership and Investment Act 2019）

大規模インフラの整備に民間投資を呼び込むことをねらいとして、2015 年に PPP 方針が定められ、2019 年には PPP・投資法が施行された。また、2020 年に施行細則として PPP・投資規則が定められた。PPP・投資法により IBN 内には、PPP ユニットと投資ユニットが設けられ、特に投資額が NPR60 億、または発電容量が 200MW を超える水力発電事業の開発は、PPP・投資法の定めにより IBN に申請することとされている。また、同法に基づいて実施される事業に対して、諸官庁からの承認・ライセンスの取得などを支援するワンストップサービスセンターが設けられた。

(3) ヘッジ関連規則（Hedging Related Regulations, 2075 (as amended in 2076) ）

PPP・投資法に基づく大規模インフラプロジェクトの資金調達を促進するため、ヘッジ関連規則が制定された。水力発電事業については、100MW を超える水力発電事業及び 30km を超える送電線建設工事を対象として、外国為替のヘッジファイナンスを提供する仕組みが規定された。

(4) 外国投資・技術移転法（The Foreign Investment and Technology Transfer Act 2075）

外国投資・技術移転法は 1992 年に工業化の促進と外国からの直接投資促進を目的に制定された。2019 年 3 月に制定された新法では株式投資や再投資、技術移転に加え、支店設立、リースファイナンス、ベンチャー・キャピタルなどによる株式投資、海外の株式市場での起債・証券発行による資金調達が可能となった。

(5) 外国為替法（Foreign Exchange (Regulation) Act 2019）

外国為替取引については、1962 年に外国為替（規制）法（Foreign Exchange (Regulation) Act, 2019）が制定され、外国為替政策の策定・実施に関する全権がネパール中央銀行にあることを基底とし、外国融資・外国為替に関する事項を定めている。

12.3 IPSDP のファイナンス方法に関する基礎的検討

12.3.1 IPSDP 全体の投資計画と資金需要と事業ファイナンスのオプション

本章の冒頭に指摘したように、IPSDP に含まれる水力発電事業を実現に導くためには、事業投資資金を表 12.3-1 に示すように調達する必要がある。

表 12.3-1 IPSDP における投資計画と資金需要（再掲）

単位：Million USD

年	ネパール政府による投資（想定）		民間による発電事業投資（想定）	合計
	発電	送変電		
2022	228	404	1,003	1,635
2023	258	404	1,318	1,981
2024	208	404	1,280	1,892
2025	440	404	1,262	2,107
2026	509	553	1,379	2,441
2027	508	553	2,603	3,664
2028	977	553	3,007	4,536
2029	1,168	553	4,214	5,935
2030	1,538	553	3,378	5,469
2031	1,738	479	3,260	5,478
2032	1,614	479	2,624	4,718
2033	953	479	2,842	4,274
2034	968	479	1,797	3,244
2035	785	479	1,903	3,168
2036	1,226	543	1,570	3,339
2037	1,187	543	1,203	2,934
2038	1,187	543	866	2,597
2039	979	543	480	2,003
2040	787	543	9	1,340
合計	17,261	9,496	35,999	62,756

出典：JICA 調査団作成

上表に示される数値を算出した基本的な考え方や方法を以下に示す。

- ベースとなる数字は、第 9 章「電源開発計画」及び第 11 章「系統開発計画」における最適シナリオの数値に倣っている。なお、インフレーションは考慮していない。
- 送変電事業については、現状では民間企業は参画していない。将来的に民間参入の可能性は否定できないものの、現状では明確な法的根拠はないため、仮ですべて政府資金により

賄うものと想定した[17]。

- 発電事業における政府（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。

また、発電事業と送電事業において、一般的[18]に活用可能なファイナンス手法について、次表のとおり整理した。以下の検討は、本表をベースに進める。

表 12.3-2 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

12.3.2 発電事業の資金調達にかかる考察

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。

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

[17] 送電事業における民間参入については、改正電力法の関係もあり政府内で一定検討がなされているようである。当該テーマについては、本調査の実施過程においてもネパール政府関係者と複数回の議論を行ったが、民間参入の在り方や、NEA とのデマケーション、参入が認められる時期については明確な回答を得ることができなかった。

[18] 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。

を踏まえると、次表のように整理できる。

表 12.3-3 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

以下、小規模、中規模、大規模の分類に基づいた参加事業者（プレイヤー）と資金調達手法について述べた後、IPSDP で挙げられた事業の収益性の観点で参加事業者と資金調達の手法の考え方を整理する。

(1) 小規模プロジェクト（50MW 以下）

50MW 以下の小規模プロジェクトについて、IPPAN によれば、ネパール国内の水力発電事業への投資意欲は旺盛であり、手続きの円滑化が図られれば、一層の開発を進められるとの見解である。小規模プロジェクトについては、ネパール国内の IPP がコーポレート・ファイナンスをベースとした資金調達を進めるのが基本的な開発のすすめ方として想定される。

特に中小規模の水力発電の開発促進に役割を持っている組織としては、HIDCL が特筆できる。HIDCL はネパール財務省傘下の組織であるが、技術的支援とコンサルティング機能を伴っており、中規模案件の加速を技術的な側面で働きかけることが期待される。HIDCL は 30 件余りの案件に株式出資又は資金提供（ローン）を行った実績を有するが、その機能を強化することにより、小規模から中規模の水力発電事業の開発加速を進めることが考えられる。

CO_2 を出さない電源として水力発電を求める流れは気候変動問題がより一層深刻となる中で、当面（革新的に CO_2 排出を削減する技術が開発され、一般化するまでは）持続する。現にインドのエネルギー多消費産業の事業者は市場での再エネ由来電力の調達に留まらず、自身が積極的に電源を確保しオフサイト PPA を結ぶ事例も見られるので、エネルギー多消費産業に対する水力発電の魅力は、当面維持されることが見込まれる。

(2) 中規模プロジェクト（50~200MW）

IPPAN は、インドなど近隣国でのセミナー、ワークショップの場で精力的にネパールの投資

機会をアピールしているが、今後の IPP の開発案件については、中規模に区分される事業の中でもネパール国内 IPP が単独で資金調達できるものと単独では調達が難しい事業があると想定される。後者の場合、外国の投資家、あるいは外国の投資家とネパールの IPP の JV 会社が事業者となり資金調達を行うことが考えられる。なお、この規模のプロジェクトの資金調達手法は多様なものが考えられるが、基本的にはコーポレート・ファイナンスおよびプロジェクトファイナスが想定される。いずれの手法となるかは事業者の手持ち資金、事業の特性、金融機関の貸し出しのポリシーや意向等に応じ決定される。

(3) 大規模プロジェクト（200MW 以上）

200MW を超える規模のプロジェクトは、電力の購入者を含め戦略的な投資家が想定される。これまでの投資家を振り返ると、火力からの脱炭素化を図るインドの州電力会社が有力な投資家として見られる。また、この規模になると、一般的な資金調達手法としては、プロジェクト・ファイナンスが考えられる。ただし、STO など大規模な土木工事が伴う事業においては、民間による資金調達では十分な採算性が確保できないケースも生じうるため、それを補う ODA 活用等の政府支援の活用が考えられる。

エネルギー多消費産業の多くは、インドとその近隣国に所在し、これら多国籍企業が投資家、オフテイカーとなるケースが想定される。例えば Infosys[19]、Amazon India[20]等、データセンターを営む事業者や Tata Motors は、その関係会社を通じて、再エネを購入し自社の電力消費の脱化石燃料化に取り組んでいる[21]。これらの投資家、オフテイカー候補にどのように投資を働きかけるかという点で、ネパール政府は主導的な立場をとることが期待され、電力セクターのみならず、IBN のような投資誘致関連の組織を巻き込み、多国籍企業に対するアピールとマッチング機会を探ることが期待される。

12.3.3 送配電事業の資金調達にかかる考察

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、AIIB 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。

[19] Pp50-51, Infosys Annual Reports, https://www.infosys.com/investors/reports-filings/annual-report/annual/documents/2022-23/ natural-capital.pdf
[20] “ Amazon unveils 198-MW wind PPA in India’s Maharashtra”, *Renewable Now*, Nov.01, 2023 accessed 31 Dec. 2023
[21] Tata Power Press Release, 21August 2023, https://www.tatapower.com/media/PressReleaseDetails/2045/tata-power-renewable- energy-limited-signs-ppa-for-9-mwp-on-campus-solar-plant

表 12.3-4 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、Sundarijal 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
JICA	都市送配電網整備事業

出典：NEA Annual Report 及び調査団収集情報に基づく

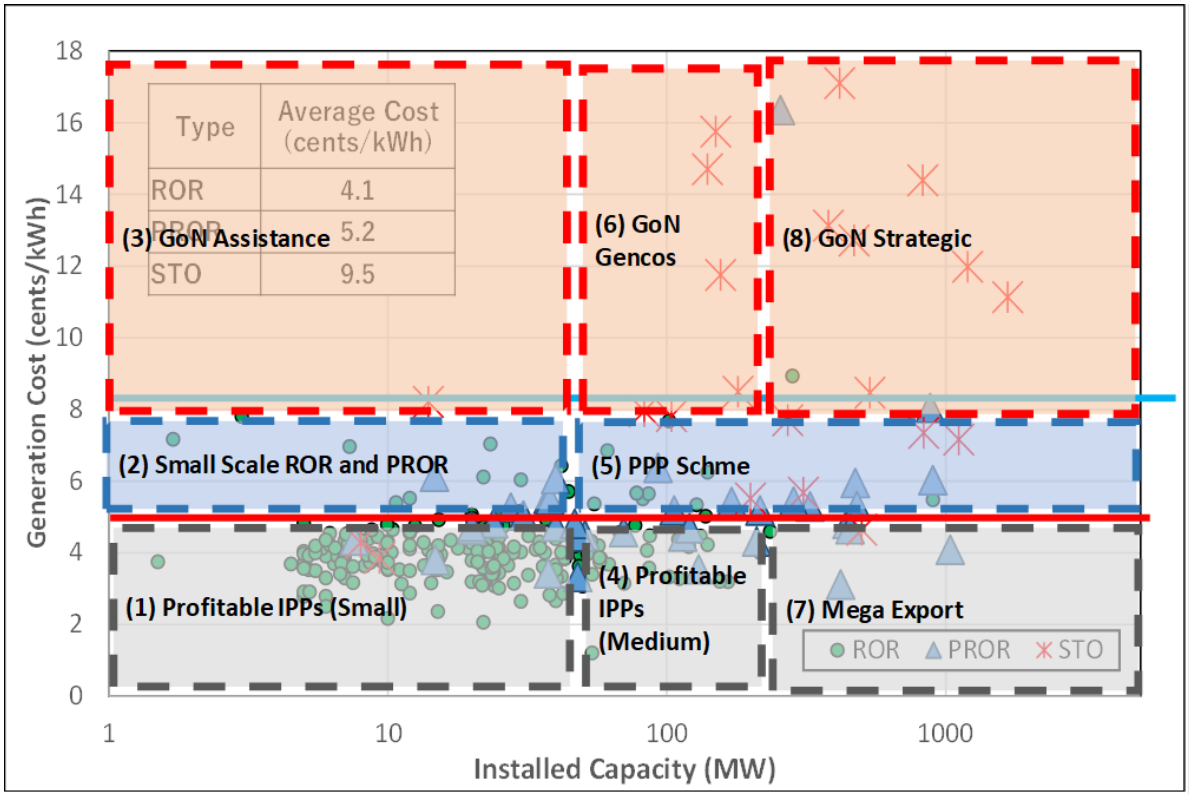
これまでのネパール国内の系統整備は政府の予算を用いて、NEA 又は RPGCL が行っているが、今後、電力法改正を経て送配電事業が民間開放された場合、民間からの投資を含めたブレンデッド・ファイナンスで整備を進めることも検討されている。また HIDCL は電源開発のみならず、送配電整備についても金融機関と連携して整備に取り組むことを、組織目的に掲げている。HIDCL の投資先の一つとしてインドとの連系線運用を担う送電事業会社（PTCL：Power Transmission Company Limited）があり、Dhalkebar/Bittamond の連系線建設を担っている。

送配電の整備事業は高い経済性を見通しがたいため、基本的にはネパール政府が中心になり、投資を担うこととなると考えられ、こうした事業を支えるために開発金融機関による融資スキームなどを用いることが考えられる。

12.3.4 IPSDP のファイナンスの実現に向けた基礎的検討

本調査では図 12.3-1 と表 12.3-5 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する。発電コストは第 6.6.3 節で記載した均等化発電原価（LCOE：Levelised Cost of Electricity）を基に考察する。本分析では、LCOE 5.0 cents/kWh 以下は収益性の高く民間資金でも事業実施が可能なカテゴリー、同 5.0 ~ 8.0 cents/kWh は収益性が中程度で PPP ローンなど民間よりも優遇された借入が望ましいカテゴリー、同 8.0 cents/kWh 以上は収益性が低く、開発援助機関からの借款が必要なカテゴリーと想定する。なお、しきい値は金利 10%、DE レシオを 70:30 と仮定

した場合の Equity IRR を概算して設定した。設備容量については表 12.3-3 の容量を適用した。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 12.3-1 IPSDP 開発プロジェクトの分布

表 12.3-5 各分布群における地点数と出力および設備投資額

分布群	地点数	出力 (MW)	設備投資額 (USD Mil
(1) Profitable IPP(Small)	493	5,915.4	8,975.2
(2) Small Scale POR/PROR	24	434.4	889.7
(3) GoN Assistance Projects	8	88.0	139.5
(4) Profitable IPPs (Medium)	60	5,614.1	8,652.0
(5) PPP Scheme	24	6,658.4	12,822.4
(6) GoN PROR/STO Projects	8	1,128.0	2,351.8
(7) Mega Export Projects	15	5,542.0	8,054.0
(8) GoN Strategic Projects	11	6,811.9	15,279.4
(9) Others	82	4,188.1	4,213.5
(10) Power System	-	-	9,496

出典：JICA 調査団作成

＜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)について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ていれば、開発コストを抑制できるため売電収入からの利益が大きくなり、事業者自身が積極的に開発を進められる。一方、政府側の許認可プロセスの適切な実施などを考慮すると数多くの開発地点を個別に案件組成に取り組み、それらの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することなどが想定される。これらの支援については、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）や政策借款などを通じ、中小規模案件に対する資金供給能力の補完並びに許認可プロセス整備などが想定される。

(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、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。

(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＞[22]

(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

[22] 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。

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＞[23]

およそ 8 セント/kWh をしきい値として、これを上回る発電コストが見込まれる事業が、このカテゴリーに分類している。

50MW を下回る規模で該当する案件は少なく、地方電化または地方開発を目的とした案件や残存落差活用を目的に採算を度外視した形で開発される事業が(3) GoN Assistance に類する。IPSDP の候補案件ではほとんど該当しない。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。調整電源に位置づけられることから事業規模は 50~200MW と多岐に亘るが、調整力であるために定常的に稼働せず、収益性に劣るため、開発援助機関の ODA による融資等の活用が必要となる。

(8) GoN Strategic Project は開発規模が大きく、ほとんどが輸出志向であるため、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、EBF 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。

以上の検討を踏まえて、プロジェクトのカテゴリーとファイナンス手法に関する基本的な考え方について、以下のように整理する。

(1) 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については、前節のファイナンス主体の検討を表 12.3-6 に、開発スキームを表 12.3-7 に整理した。これを以降の検討のベースとする。

[23] 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、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。

表 12.3-6　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

(2) 送電事業のファイナンスに関する基本的な考え方

12.3.1「IPSDP 全体の投資計画と資金需要と事業ファイナンスのオプション」に示したとおり、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においては、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。

表 12.3-7　プロジェクトカテゴリーにおける開発スキームのまとめ

	事業性							
	高			中		低		
スキーム	(1) Profitable IPPs (Small)	(4) Profitable IPPs (Medium)	(7) Mega Export Project	(2) Small Scale ROR and PROR	(5) PPP Scheme	(3) GoN Assistance Projects	(6) GoN PROR/STO Projects	(8) GoN Strategic Projects
事業規模	小規模 （50MWまで）	中規模 （50~200MW）	大規模 （200MW以上）	小規模 （50MWまで）	中・大規模 （50MW以上）	小規模 （50MWまで）	中規模 （50~200MW）	大規模 （200MW以上）
発電コスト	低			中		高		
事業数	多	ごく多	複数	ごく多	ごく多	複数	複数	複数
発電形式	ROR	ROR, PROR, STO	ROR, PROR	ROR, PROR	ROR, PROR, STO	ROR, PROR, STO	PROR, STO	STO
主たる開発事業者	国内開発事業者	国内／国外開発事業者	国内／国外開発事業者 ネパール政府発電事業者 インド／バングラデシュ公営事業者	国内／国外開発事業者 HIDCL	国内／国外開発事業者 Nepal政府発電事業者 インド／バングラデシュ公営事業者	国内／国外開発事業者 HIDCL	ネパール政府発電事業者	ネパール政府発電事業者 インド／バングラデシュ公営事業者
資金調達方式	コーポレートファイナンス 自己資金	コーポレート・ファイナンス プロジェクト・ファイナンス	プロジェクト・ファイナンス （EBFを含む）	コーポレート・ファイナンス	プロジェクト・ファイナンス （EBFを含む）	コーポレート・ファイナンス	プロジェクト・ファイナンス	プロジェクト・ファイナンス （EBFを含む）
資金提供者	地場商業銀行	地場商業銀行 インド／バングラデシュ商業銀行 国際開発金融機関	地場商業銀行 インド／バングラデシュ商業銀行 多国籍金融機関 国際開発金融機関	地場商業銀行 グリーンボンド HIDCL	地場商業銀行 インド／バングラデシュ商業銀行 多国籍金融機関 国際開発金融機関 （PPP、政府借入）	ネパール政府予算 地場商業銀行 グリーンボンド HIDCL	地場商業銀行 国際開発金融機関 （政府借入）	地場商業銀行 インド／バングラデシュ商業銀行 多国籍金融機関 国際開発金融機関 （政府借入）
オフテイカー	NEA	NEA	NEA インド／バングラデシュ DSO	NEA	NEA インド／バングラデシュ DSO	NEA オフグリッド	NEA	NEA インド／バングラデシュ DSO 大口需要家

出典：JICA 調査団作成

12.4 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、大規模な案件については平均投資額で USD1,000Mil を上回る大規模な開発を含んでいる。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。

表 12.4-1 IPSDP で計画されている水力発電事業の類型

発電容量	発電容量	件数	総投資額（USD Mil）	一件当たり平均投資額（USD Mil）
ネパール政府による開発	50MW 以下	31	771	25
	50~200MW	20	3,865	193
	200MW 以上	13	14,313	1,101
民間 IPP	50MW 以下	573	9,997	17
	50~200MW	87	11,934	137
	200MW 以上	28	20,498	732

出典：JICA 調査団作成

本節では、第 7 章で検討した 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、開発金融機関の譲許的資金の適用の効果を分析する。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する。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する。

分析対象とする案件の選定は、財務分析に必要な事業性調査結果等の入手可能性のある案件を選別し、スコアリング基準を設けて分析対象案件を決定した。案件の選定に際して、民間資金で開発可能な高い収益性を持つ案件、ドナーの譲許性融資を求めるには事業規模が小さく支援効果、開発効果が発現しにくいため、分析の対象外とした。

なお、本節では譲許性資金を活用した場合の事業性について検討するが、JICA を含む特定の開発援助機関による支援を想定していない点には留意されたい。

12.4.1 対象プロジェクトの選定

ここでは、次に示す 3 つのステップ（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）を経て分析の対象プロジェクトの選定を行う。

■ 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

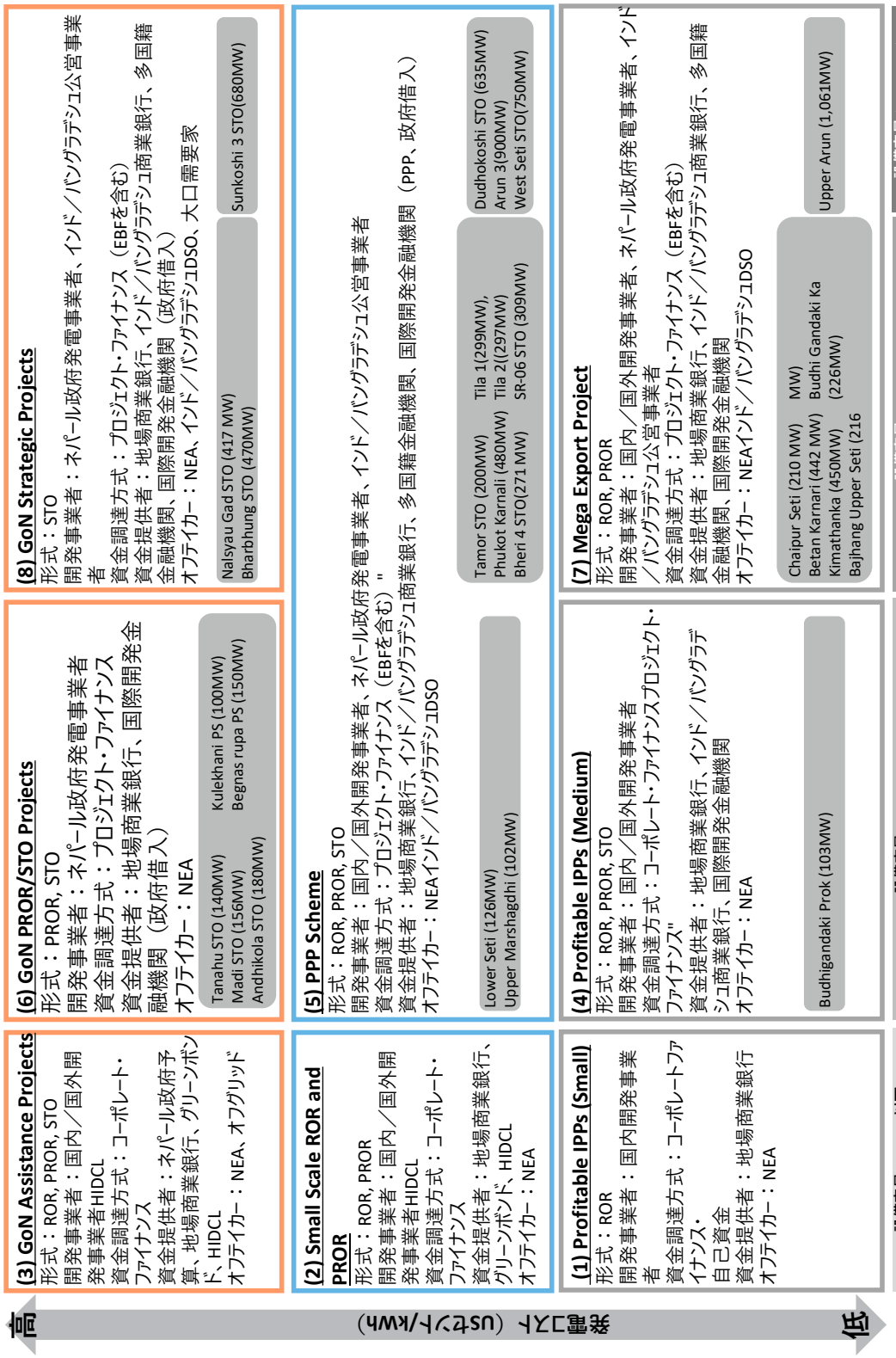
図 12.3-1 に示した 8 つのカテゴリーに水力事業をマッピングしたものを図 12.4-2 に示す。それぞれのカテゴリーについて検討を行った結果、発電コストが安い(1)及び(4)の Profitable IPPs と(7)Mega Export に分類される事業は、プロジェクトに既に十分な事業性があることから譲許性融資の適用は不要である。また(2)Small Scale ROR/PROR は、開発効果が限定的であることから検討対象から外れるほか、(3)に分類される案件は少ないため、検討しない。譲許性融資が適用されることで水力発電事業の推進が期待されるのは、(5)PPP Scheme、(6)GoN Gencos と(8)GoN Strategic の象限に位置するプロジェクトである。

(6)GoN Gencos 及び(8)GoN Strategies: (6) 及び(8) の象限に位置するプロジェクトは、貯水池式など建設費用がかさむ発電方式が含まれる。貯水池式等の発電方式は、エネルギー政策上の調整力としての意義があるが、建設コストに比して収入が大きく増えるわけではないため、事業性に劣っており資金調達が滞りがちである。IPSDP を通じて志向されているネパール国内の需要を満たしつつ、電力輸出によりネパール経済に新たな収益機会をもたらす観点で、譲許性融資を適用し、調整力電源の整備を進めることには、ネパールの社会経済開発を促す点で意義が見いだせる。加えて、輸出志向型の案件が含まれ、ネパール向けの譲許性融資の金額では不足する点を、電力輸出先となるインド、バングラデシュ向けの譲許性融資枠を活用することが考えられる。

(5) PPP Scheme: この象限に位置する事業は、事業規模が中規模から 1,000MW を超える大規模まで多岐にわたり、発電方式も ROR、PROR、STO などが混在している。発電コストが損益分岐点の前後に分布する地点が多く、現時点では収益性に劣る案件が少なくないため、譲許性融資の導入を通じた支援の在り方を検討することが望ましい。PPP 事業では参画する業者も、民間事業者、ネパールの政府系組織、電力の売り先となる近隣国電力会社等、多岐にわたるため、譲許性融資を提供する場合、その支援の在り方は個別に検討が必要である。

■ 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

前項までの分析に基づいて、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案件について、網羅的に事業性調査、フィージビリティスタディを入手することは個別案件の秘匿性の観点から難しいことから、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。



出典：JICA 調査団作成

図 12.4-1 水力優先事業の各プロジェクトカテゴリーへのマッピング

表 12.4-2 譲許的資金の適用に関する分析の対象プロジェクト選定基準

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

■ ステップ 3:分析対象事業の選定

上記評価に基づき、7 章で選定された水力優先事業に掲げられた 26 案件を評価した結果、次表の結果を得た。

表 12.4-3 水力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	△	○	×	○

評価結果　○：該当、△：一部該当、×：非該当

出典：JICA 調査団作成

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。さらに Phukot Karnali プロジェクトは、Sunkoshi 3 と同様、輸出志向型事業として開発が取り組まれており、インド側出資者が積極的な出資を検討している。本事業は比較的収益性の高い案件における海外/国内事業者別の譲許性資金の適用可能性について検討し、事業性改善寄与度を確認すると共に将来の事業実施体制についても考察する。

12.4.2 分析の手法及び指標の検討

(1) 摘要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、下表の手法が想定されるが、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[24]。一方、Sunkoshi3 の分析では、民間向け投融資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 12.4-4 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

[24] 本分析の中で「円借款」などの用語を用いるが、これらの表記は「譲許的融資」の手法を表現するために用いるものであり、JICA を含む、開発援助機関の出融資を示唆するものではない。

(2) 分析に用いた指標

この分析では、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。エクイティ IRR を含む、内部収益率には、その使用目的に応じていくつかの種類があるが、本調査では、出資する株主の収益性が向上し、ネパールの水力発電事業に民間投資家の参画が誘引されることが目的であるので、株主収益性を示すエクイティ IRR に着目し、これを指標として分析を行った。

表 12.4-5 内部収益率指標の種類

	内部収益率の種類		
	Economic IRR	プロジェクト IRR	エクイティ IRR
指標の目的	公共案件において、プロジェクトによる 1 国経済に対する経済的便益の程度を測る目的で利用することが多い。	プロジェクトそのものからの収益性を測る目的で利用することが多い。	株主が、プロジェクトの収益性を測る目的で利用することが多い。
指標算出に用いる計算要素	経済的便益及び経済的費用を用いる	プロジェクトの収入と支出を用いる。ただし、開発機関では、元利金の返済を支出で考慮しない場合もある。	株主の収入（株主への配当）と株主の支出（株主の出資）を用いる。

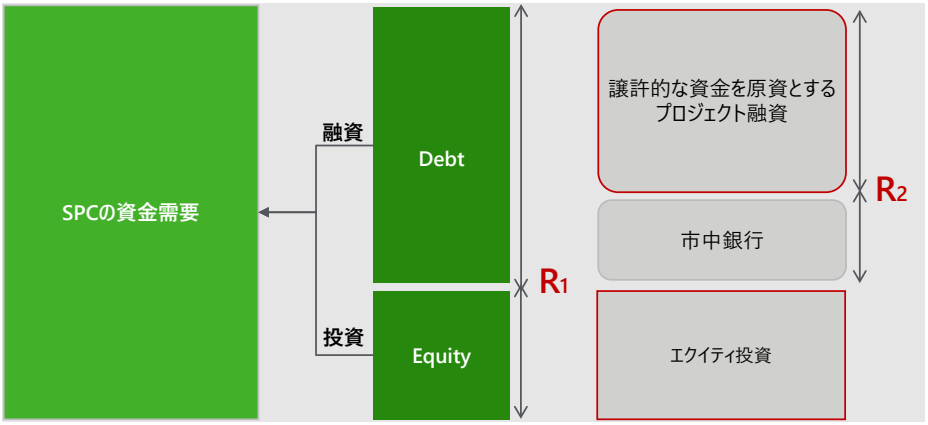
出典：JICA 調査団作成

(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 7%）も想定する）、DE レシオ（下図中 R1）とデットに投入する資金によって決まる金利（下図中 R2）を変数とする。

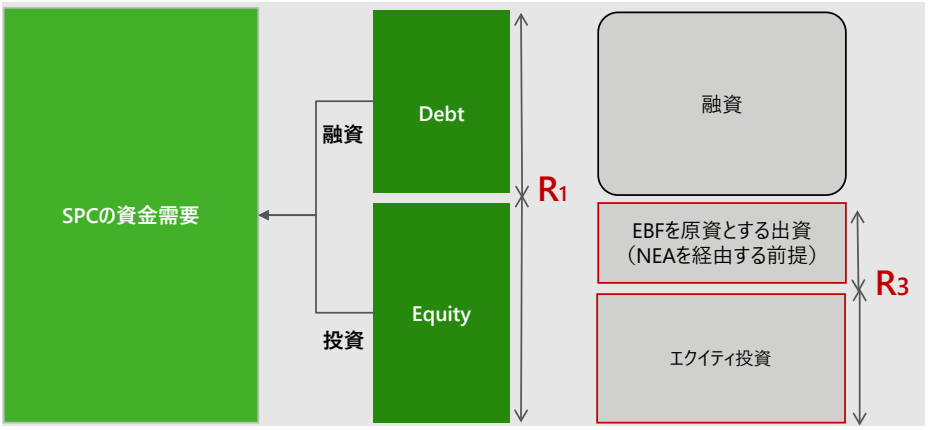


出典：JICA 調査団作成

図 12.4-3 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（下図中 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（下図中 R3）を変数とする。



出典：JICA 調査団作成

図 12.4-4 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×R2）と 2) エクイティ部分への EBF 適用スキーム（R1×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。

12.4.3 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

Lower Seti 事業は図 12.3-1 に示した優先開発プロジェクトの分類に倣うと(5) PPP Scheme に分類される。しかし、その LCOE は約 6.05 セント/kWh と推計され、開発コストがより高額となると(6)GoN Gencos の分類にも近くなる。このため、譲許性融資を用いることで民間資金を動員した事業として実施することが可能かを検討する。
本分析の前提条件は、以下のとおりである。

表 12.4-6 Lower Seti 分析の前提条件

指標	前提条件
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)。返済期間については、譲許性資金のソブリンローンは 30 年（うち 10 年が据置期間)、市中銀行からの借入れは 12 年（うち 5 年が据置期間）とする。
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 12.4-7 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きず、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 12.4-8 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。開発に携わる Tanahu Hydropower Limited によれば、何らかの譲許性資金を適用しなければ、資金調達は容易に進まないことが見越され、ネパール政府、NEA などから追加的な資金拠出を必要とする可能性が高い。但し、以下に検討するような DER の工夫などを施すことにより、事業実現性を高めることが期待できるとの所感を得た。これらの議論を踏まえ、譲許性融資の適用は、住民向

けの IPO を絡めた手法を含め、三つのパターンを分析した。なお、近年は NEA の収支状況も改善傾向にあることから、アクセス道路など早期に資金が必要な場合は市中または政府銀行の融資活用も可能性として挙げられる。全体の金額としては少額のため、本分析では融資は全て借款案件を想定する。

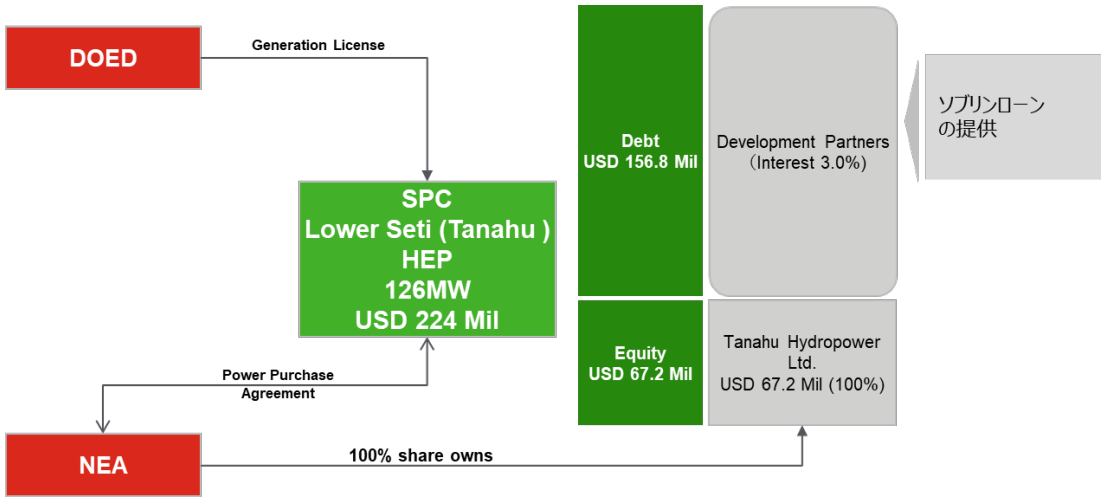
表 12.4-9 Lower Seti 事業分析のケース分けと条件

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元手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 IRR[25] 8.0% エクイティ IRR 10.9%
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 IRR 8.0% エクイティ IRR 10.9%
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 IRR 8.0% エクイティ IRR 14.4%

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。以下に、それぞれの分析結果を示す。

1) ケース A-1：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



出典：JICA 調査団作成

図 12.4-5 Lower Seti 事業 ケース A-1 スキーム図

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元手とするプロジェクト実施を想定する。適用した金利条件は 3.0%、DE レシオは 70:30 であ

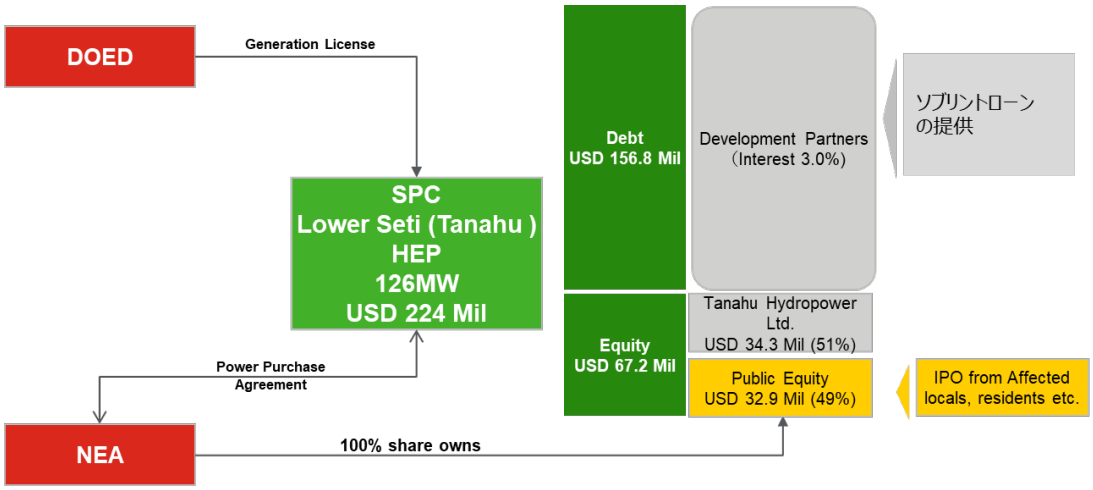
[25] 各年の営業活動によるキャッシュフローと投資キャッシュフローの合計を、IRR 算出に当たってのキャッシュフローとした。

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。

2) 【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住民向け IPO を実施

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「証券登録・発行規則 2016」と「証券登録発行・割当規則令 2017」に定められた制度で、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。



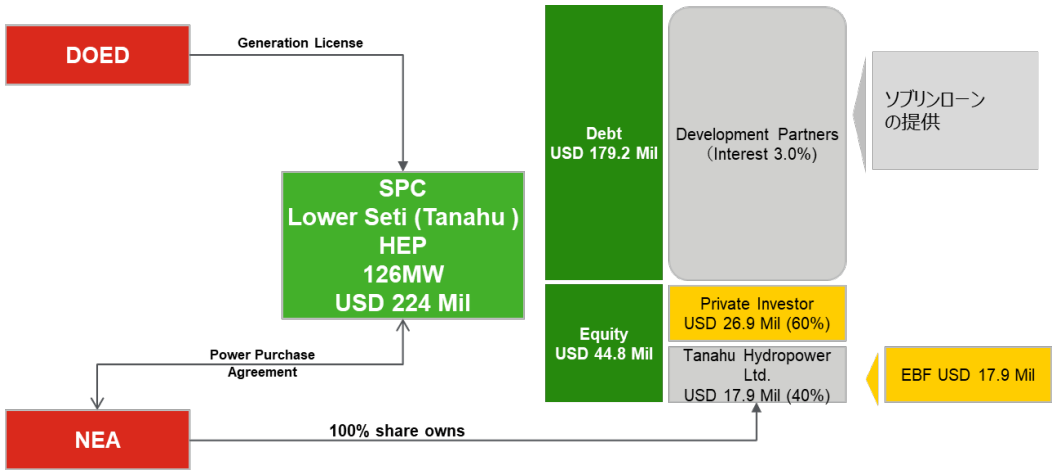
出典：JICA 調査団作成

図 12.4-6 Lower Seti 事業 ケース A-2 スキーム図

3) 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元手とする融資（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 12.4-7 Lower Seti 事業ケース B スキーム図

12.4.4 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 12.4-10　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 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 EBF 分：民間出資分 =2 : 3 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。
譲許性資金を原資とするエクイティ投資に係る条件	・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	・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

基礎的分析結果の要約を以下に示す。

① ソブリンローン適用の場合
事業活動によって得られる返済原資が少ないため、元利金の返済が難しく、DE レシオ 70:30 で借入する場合、金利 10.0%の民間向け投融資（譲許性融資）や市中銀行からの融資を用いた借入計画は成立せず、金利 5.0%の譲許性資金を利用する必要がある。。民間投資家の期待収益率を 9.0%と仮定した場合、国内売電単価は 0.083 ドル/kWh とする必要がある（DE レシオ 70:30、デットに金利 5.0%の譲許的融資を用いる前提）。

② EBF 適用の場合
事業活動によって得られる配当原資が少ないため、NEA は EBF の返済スケジュールを満たすことができない。デットの 100%に金利 5.0%の譲許的資金を用いても、返済条件を満たせないため、EBF を活用した事業は難しい。

以下に、分析結果の詳細を示す。

■ 分析 1：ソブリンローンの適用効果

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。

表 12.4-11 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

■ 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

1) 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 コンサルの EOI 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。以上の基礎的分析の結果、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。

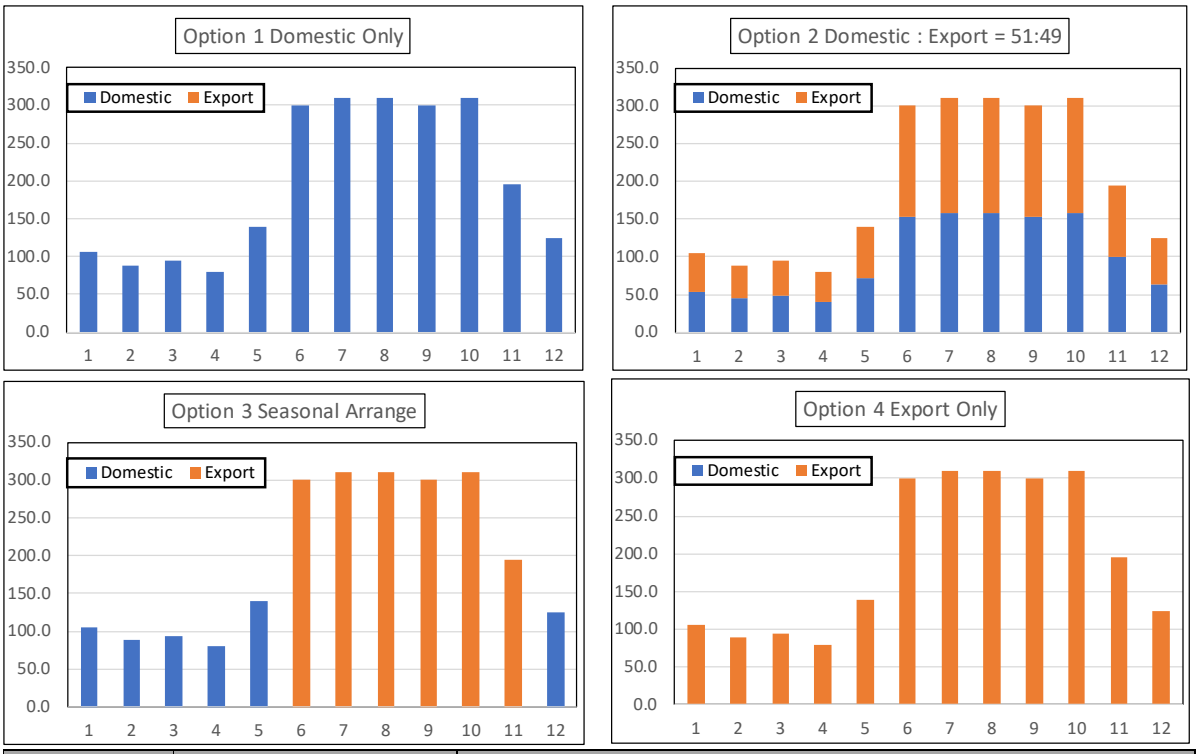
・第三に、経済性のみで整備が自律的に進むことが期待し難い途上国の社会インフラ整備について、譲許性融資を提供することにより、融資の提供者側からのモニタリング機会を通じた、適切な財政規律管理を促すことが期待される。譲許性資金が提供されなければ、途上国政府は財政規律を乱す過大なインフラ整備の出費を手控え、経済発展の機会を逸することから、譲許性資金には財政バランスを維持しながら、経済開発を実現する効果があると言える。

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であるため、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。

2) 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 12.4-12 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 12.4-13 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	

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、譲許性資金活用が困難である。

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 12.4-14 Sunkoshi 3 事業分析のケース分けと条件（電力輸出考慮）

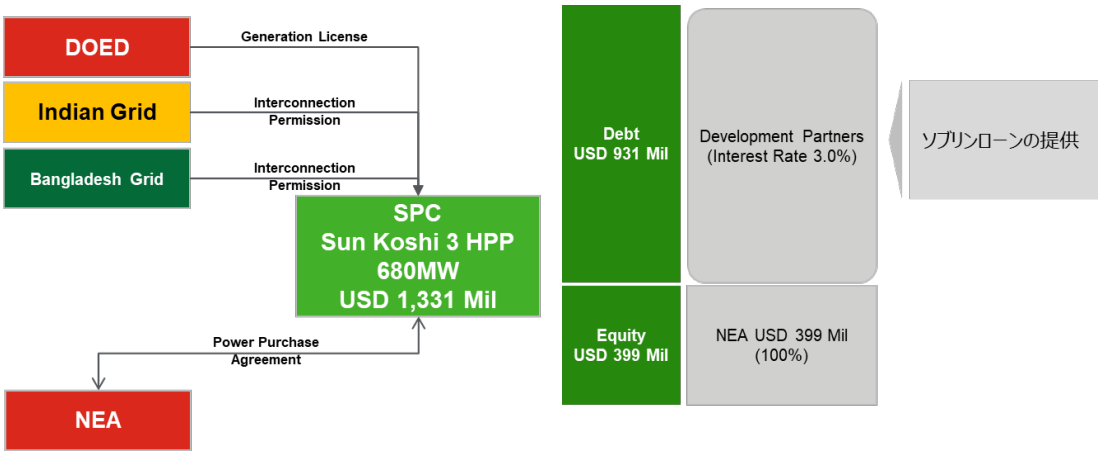
ケース	概要	条件	IRR
ケース C	公的機関によるソブリンローンを元手とする案件としての実施	金利 5.0%の譲許性資金、DE レシオ 70:30	プロジェクト IRR 6.0% エクイティ IRR 6.9%
ケース D	電力輸出を伴った公的機関によるソブリンローンを元手とする案件としての実施	金利 5.0%の譲許性資金、DE レシオ 70:30 電力輸出	プロジェクト IRR 8.5% エクイティ IRR 11.2%
ケース E	電力輸出を伴った公的機関によるソブリンローンを元手とする融資に加えて民間向け投融資を用いる	金利 3.0%の譲許性資金（ソブリンローンを元手とする）、金利 7.0%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

3) 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 USD 931 Mil（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 USD 339 Mil（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。

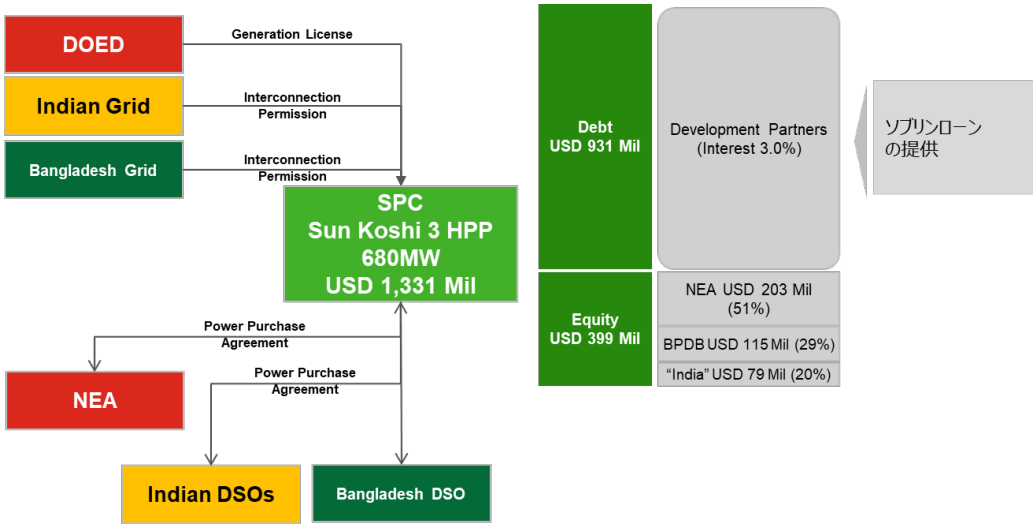


出典：JICA 調査団作成

図 12.4-8 Sunkoshi 3 事業:ケース C スキーム図

4) 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 IRR11.2%の事業を形成することができる。但し、ソブリンローン USD 931 Mil 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

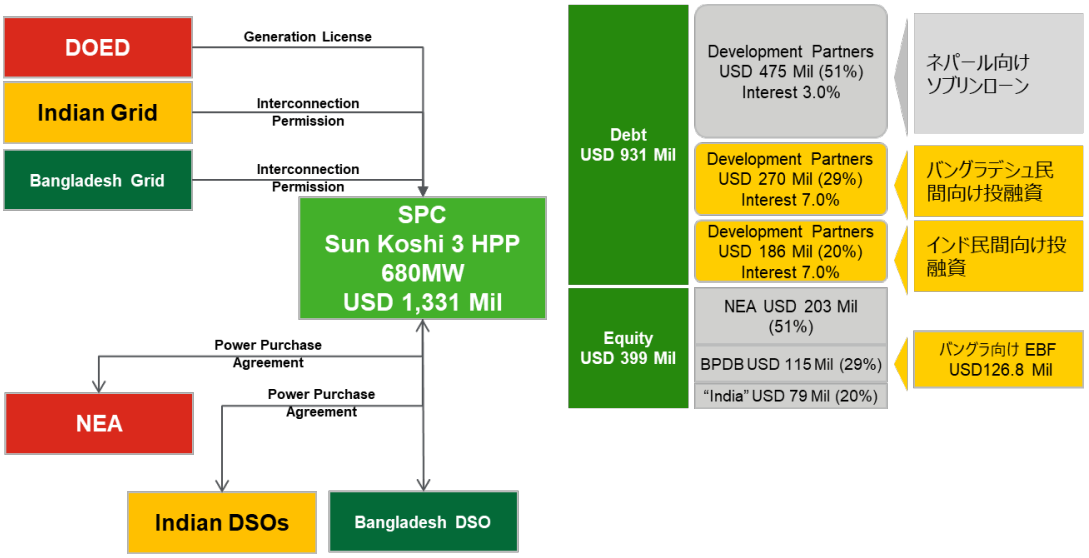
図 12.4-9 Sunkoshi 3 事業:ケース D スキーム図

5) 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、バングラデシュ向けの各開発援助機関の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。バングラデシュ向けの民間向け投融資はデットの 29%相当（USD 270 Mil）、インド向けの民間向け投融資は同じく 20%(USD186 Mil)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ため、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 12.4-10 Sunkoshi 3 事業:ケース E スキーム図

12.4.5 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 12.4-15 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 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

基礎的分析結果の要約を以下に示す。

① **ソブリンローン適用の場合**
プロジェクト自体の収益性が高いため（プロジェクト IRR15.0%）、譲許的資金による融資、民間向け譲許性投融資または市中銀行からの融資いずれを用いても、借入金の返済および利息の支払いによって現金が底をつくことなく借入計画が成立しうる場合が多い。

② **EBF 適用の場合**
プロジェクト自体の収益性が高いため、譲許的資金による融資または民間向け譲許性投融資と EBF を組み合わせた場合でも、配当によって原資への返済が可能である。ただし、市中銀行からの融資を利用する場合、元利金支払い後に配当に回せる現金の余裕がなく、EBF を利用したファイナンス計画が成立しない場合が生じうる。

■ 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 12.4-16 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%
	民間向け投融資（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 12.4-17 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%

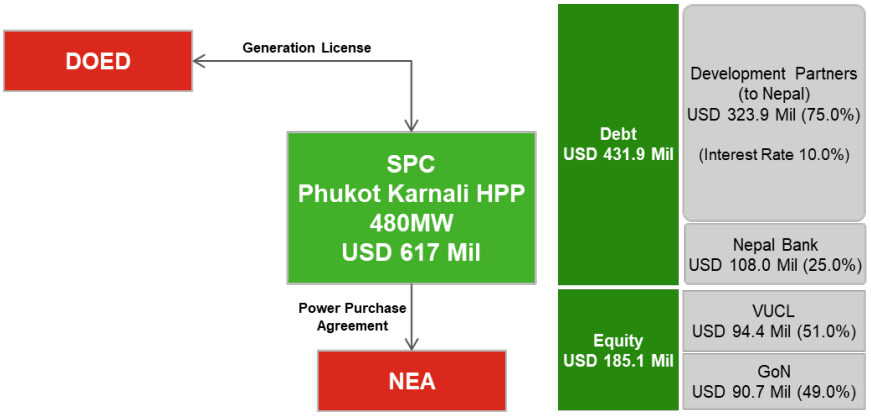
出典：JICA 調査団作成

(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、ケース F で一国単体で行う従来型のスキームとして、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 が主体となる輸出志向型スキームを検討する。なお、ケース G で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。

1) 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

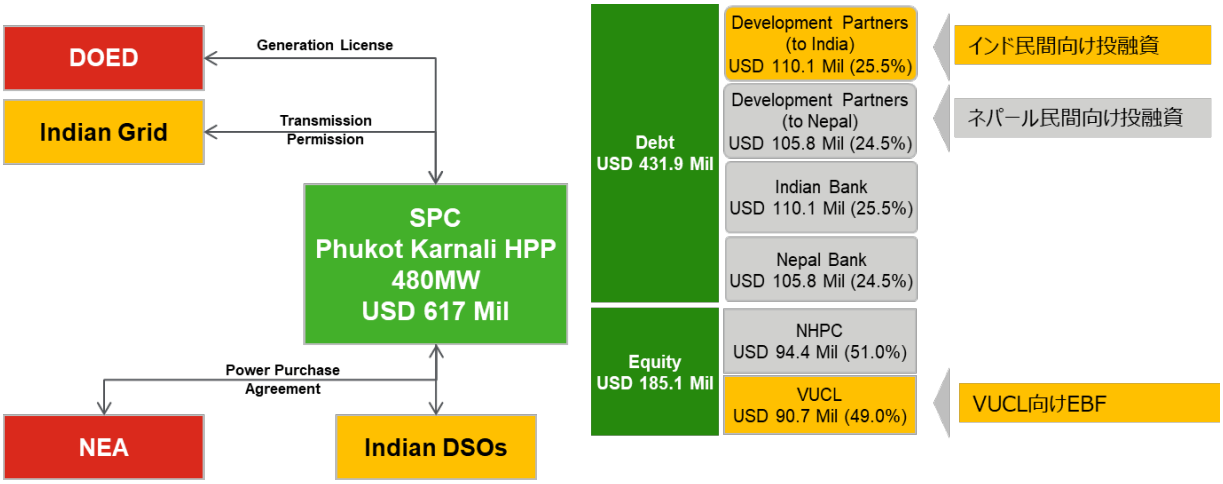
図 12.4-11 Phukot Karnali 事業:ケース F スキーム図

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なくとも、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。

2) 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

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。このケースでも期待収益率として想定した 9.0%を上回る。

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。



出典：JICA 調査団作成

図 12.4-12 Phukot Karnali 事業:ケース G スキーム図

12.4.6 分析から得られた示唆

以上の三つの事業の分析を通じて、以下のような示唆を得た。

- 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 IRR 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、第 12.3 節で述べた通り、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に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になると期待される。

12.5 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。

12.5.1 検討の手法

図 12.3-1 と表 12.3-5 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、12.2 及び、12.3 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 12.5-1 資金調達時の各組織からの調達割合前提のとおりである。

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 12.5-2 である。

表 12.5-1 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										
		民間発電事業者	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										
		民間発電事業者	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										
Debt	ネパール	ソブリン					20%	60%	10%	40%		80%
		PPP					10%		15%			
		TSL										
		政府系金融機関	20%	50%	100%	20%	20%	20%	5%	10%	20%	20%
		民間銀行	30%	50%		20%			5%		80%	
	周辺国資金	ソブリン							5%			
		PPP					30%	15%	25%	40%		
		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 12.5-2　IPSDP の各組織からの資金調達計画（案）

	年		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		組織属性																			
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. Instititions	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
	周辺国資金	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. Instititions	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
	開発金融機関		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	多国籍企業	MNEs	39	58	47	57	67	112	120	184	169	145	92	101	58	62	54	62	47	30	0
	・民間投資家	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. Instititions	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
	周辺国資金	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. Instititions	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
	・民間投資家	Int'l Inv. Banks	28	45	37	53	56	113	97	121	78	86	57	62	33	33	31	43	38	23	1
	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 Mil)

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。

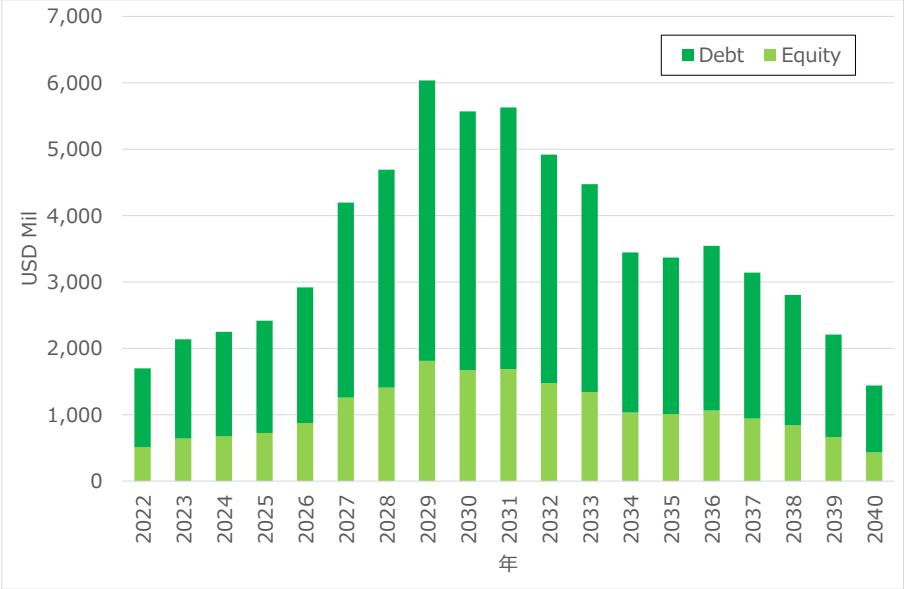
出典：JICA 調査団作成

12.5.2 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 12.5-1 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 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。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 年以降に運開予定の発電所費用は計上されていない点は留意する。

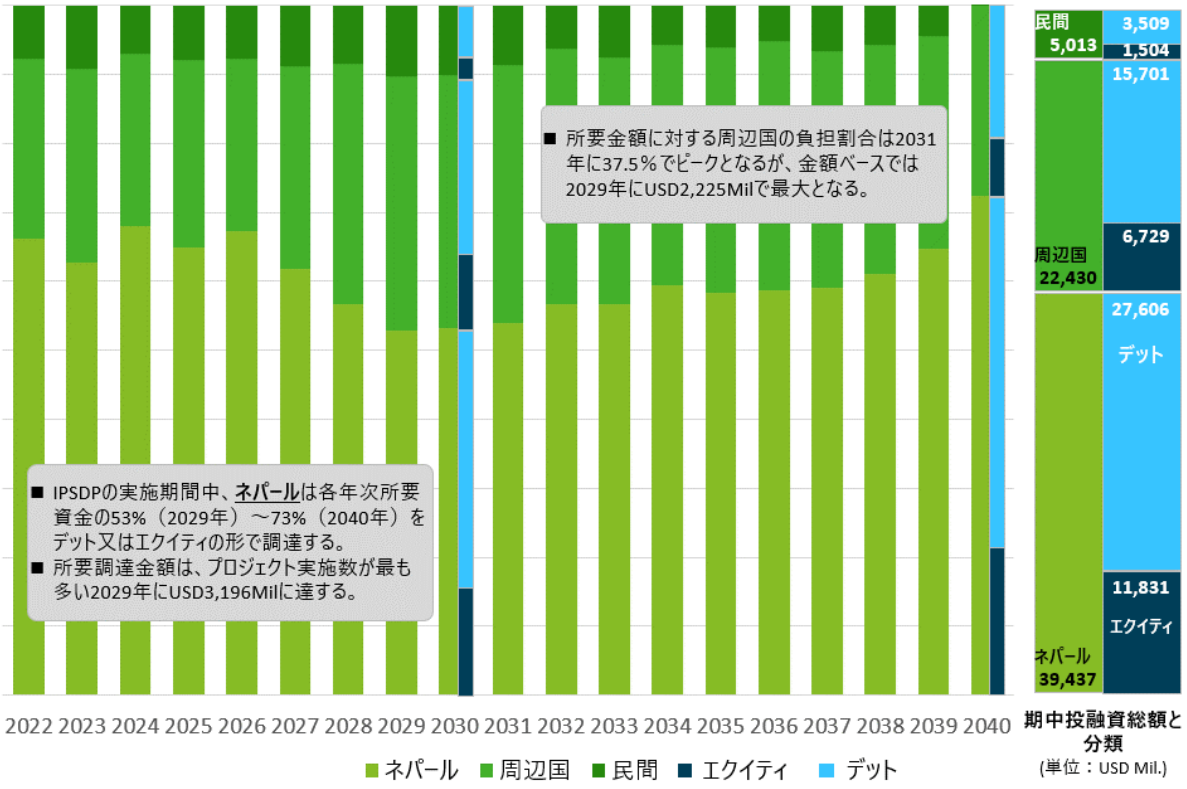
各組織のデット・エクイティの資金需要見通しを図 12.5-2 に示す。この間、ネパールは政府系組織・民間開発事業者の合計でエクイティ出資の 53～72%を負担する。但し、全体の資金需要がピークに達する 2029 年から 2031 年にかけてのネパール政府機関・民間開発事業者によるエクイティ出資比率は、資金需要全体の約 53%に低下する。これは、インド、バングラデシュからの出資増額に加え、国際的な開発事業者による出資増が見越されるためである。

デットも 2029 年に USD4,225Mil に達するのをピークに同様に、2034 年にかけて USD2,411Mil まで減少したのち、2036 年に USD 2,481Mil 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。



出典：JICA 調査団作成

図 12.5-1 計画に基づく資金調達推移



出典：JICA 調査団作成

図 12.5-2 出融資元別資金調達割合推移

表 12.5-3 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

図 12.5-2 及び表 12.5-3 に示す通り、IPSDP 期間中の資金需要は多くのプロジェクトの建設が集中する 2029 年から 2032 年にかけてピークを迎え、その後、逓減する。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。同時に、ネパールの水力発電事業により円滑に資金を投ずるためには、改善が必要な点も見られ、第 15 章にそれらを述べる。

参考：他国における金融スキームの参考事例

本節では、ネパールが輸出志向型水力発電事業を建設する際に必要となる資金調達の在り方について他国の類例を求め、ネパールが水力発電事業の資金を調達する際に留意するべき点と輸出志向型水力発電の形成に当たって留意するべき点を指摘する。本稿ではラオス Nam Theun 2 プロジェクトに類例を求め、案件形成の背景と資金調達スキームを紹介する。

(1) Nam Theun 2 プロジェクトの建設経緯

ラオスはインドシナ半島の内陸国で国内をメコン川が貫流しているが、電源としての積極的な活用は行われていなかった。1993 年、メコン開発委員会[26]（MRC）はラオス国内の開発可能な水力ポテンシャルを 18,000MW 以上と推計し、その開発を国内向けと輸出向けとに分類して開発することを推奨した。この推計に基づいてラオス政府は、輸出志向型水力を主として海外資本を活用して開発することを前提に、具体的な開発に向けた検討を開始した。

Nam Theun 2 プロジェクトの検討は 1994 年に着手された。ラオス中央部の山岳地帯を流れる Nam Theun 川に堤高 39m のダムを建設し、平野部の発電所に送水（有効落差 348m）により 1,075MW の発電を行っている。当初から電力輸出を指向し、発電容量のうち 90%近くをタイ発電公社（EGAT：Electricity Generating Authority of Thailand）向けに売電する計画として設計された。

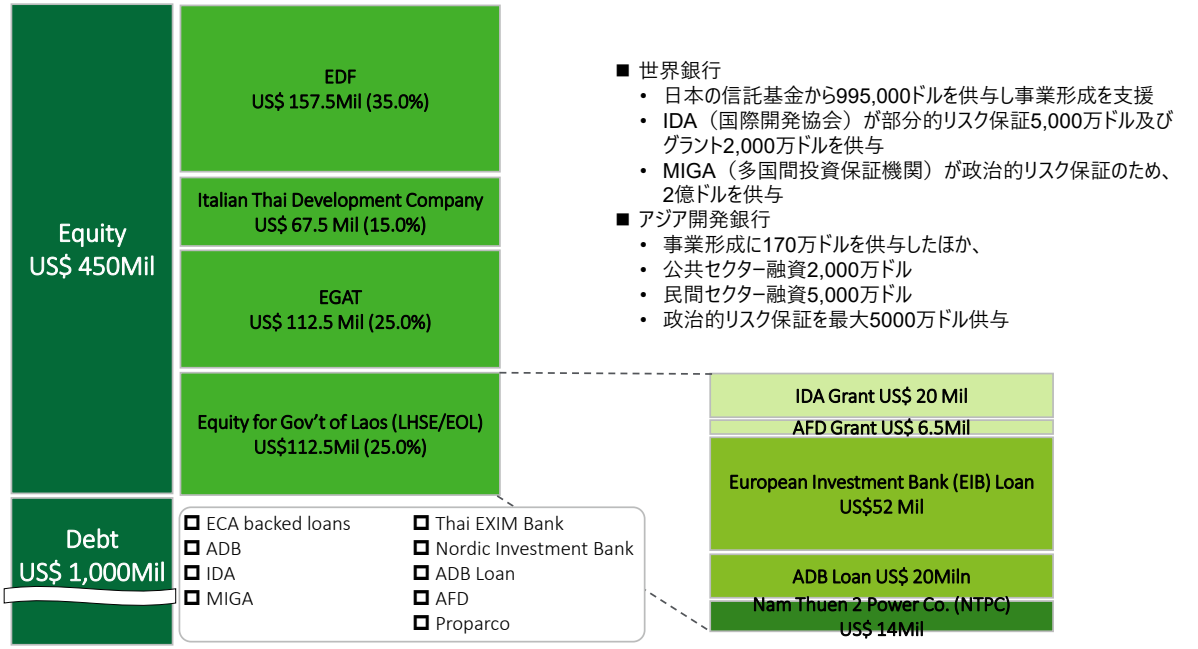
建設には、日本、フランス、タイの事業体が参画し、2005 年から本格的な建設工事が開始、2003 年に事業運営をプロジェクト会社である IPP の NTPC(Nam Theun 2 Power Co.)に移管した後、2008 年に湛水が開始され 2010 年にフル稼働と送電を開始した。

(2) プロジェクト資金調達スキーム

プロジェクト総事業費は USD1.45B で、このうちエクイティが USD0.45B、デットが USD1.0B で調達された。デット・シンジケートには 27 の銀行が参加したとされる。エクイティ部分は大きく 4 分割され、EDF（Électricité de France）が 35%を出資し、次いで電力の主たる購入者となる EGAT が 25%、工事建設事業を担う Italthai が 15%を出資し、残る 25%をラオス政府のエクイティ保有分としている。ラオス政府のエクイティ保有はドナーによる資金によって支えられている。

[26] 委員会の呼称については、暫定メコン委員会等、諸説あるが本稿の趣旨と離れるのでメコン開発委員会（Mekong River Committee）と表現する。

世界銀行、アジア開発銀行はこのスキームの中で、その傘下組織を通じた信用供与、リスク保証を提供している。



出典：”Nam Theun 2 Hydroelectric and Social and environment Projects” 世界銀行 December 2020,等を基に JICA 調査団作成

図 12.A.1 Nam Theun 2 プロジェクト資金調達と資本構成

(3) 取引条件

輸出志向型で開発された Nam Theun 2 プロジェクトと EGAT の間で交わされた電力購入契約（Power Purchase Agreement）は、ラオス側に不利な条件となっており、結果的にプロジェクトに参画したラオス電力公社の財務に影響を及ぼすこととなった。

事業当初の契約条件は、次図の通りであり、輸出先である EGAT に対して有利であり、為替を勘案しても、EDL が損失を免れない構造となっていた。その後、見直しが行われたようであるが、EDL 側への不利な交易条件を解消できていない。ラオス政府は、海外から資金を借り入れ、EDL をはじめとする国営企業（SOE：State Owned Enterprises）に転貸するなど信用保証を供与する取り組みを行ったが、経営状況は好転せず、EDL は財務状況の公表を 2018 年以降見送っているほか、2022 年時点で EDL から政府への元利返済は滞っている。

2003年9月時点でのPPA

時間帯	輸出	輸入
ピーク	THB/kWh 1.22	輸出単価＋USD/kWh 0.50
オフピーク	THB/kWh 1.1924	輸出単価＋USD/kWh 0.50

2019年3月に交わされたPPA条件

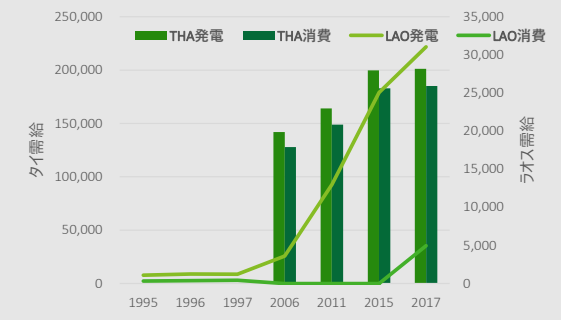
時間帯	輸出	輸入
ピーク	THB/kWh 1.80	THB/kWh 1.90
オフピーク	THB/kWh 1.53	THB/kWh 1.63

出典：JICA 調査団作成

図 12.A.2 契約条件の変遷

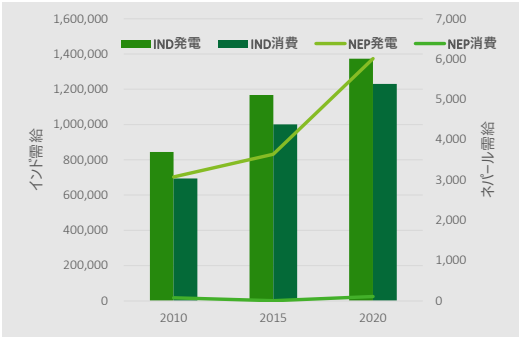
(4) Nam Theun 2 事業開発の背景

Nam Theun 2 事業の形成・運転開始当時のラオスとタイの電力事情に注目し、ネパールが輸出志向を持って水力発電を形成しようとする背景との比較を試みる。



出典：ADB

図 12.A.3 タイとラオスの電力需給推移

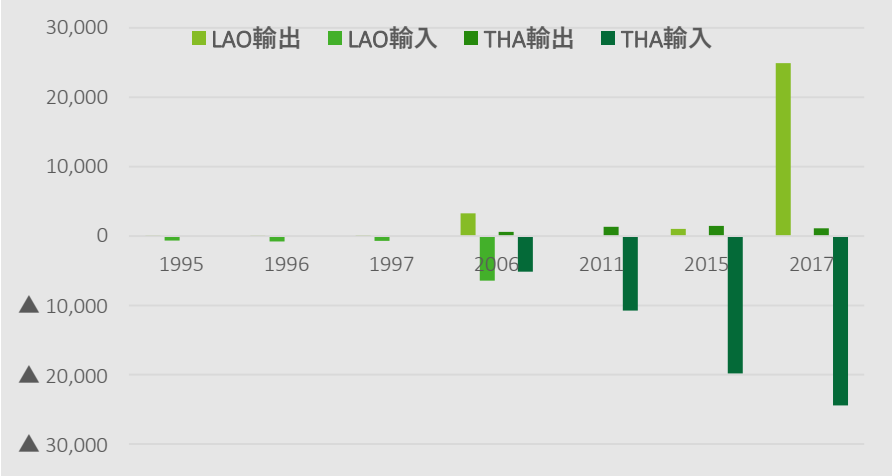


出典：ADB

図 12.A.4 インドとネパールの電力需給推移

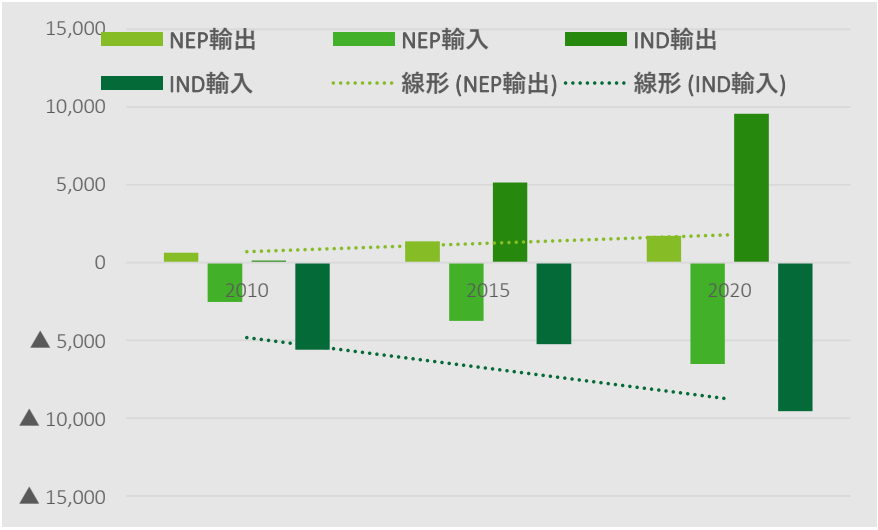
上のグラフに示す通り、タイの電力需要の旺盛な伸びに対して、ラオスのそれは比較的、緩やかな伸びとなっていた。1993 年のメコン開発委員会の「開発方針」はかかる需給状況を念頭に置いたものである。その後、Nam Theun 2 の運転開始時期を見ると、引き続き、タイ国内の電力需要が伸びを見せ、需給ギャップはほぼ同程度で推移している。この傾向をネパールとインドの状況と比較するとグラフの形は近似しており、電力輸出先国であるインドの需要増に新たな電源開発を通じて、売電に取り組むことはラオスの事例に照らして合理的な取組みということができる。

次に電力輸入量の増加と供給力の整備の関係を比較すると、ラオス／タイ間では次図のようにタイの電力輸入増の傾向に匹敵するラオス側の供給整備が行われたことが理解できる。現状のネパールとインドの傾向を比較すると、2010 年から 2020 年の間のインドの電力輸入量の増加に対して、ネパール側の電力輸出量の増加傾向は緩やかな増加に留まっており、インドの輸入電力需要に応じていないことが理解できる。今後のインドの輸入傾向が持続するとすれば、ネパール側の供給力を強化することはインドの輸入電力の増加に応ずることと合致するといえる。



出所：JICA 調査団作成

図 12.A.5 タイ＝ラオスの間の電力輸出入



出所：JICA 調査団作成

図 12.A.6 インド＝ネパール間の電力輸出入

(5) 本事例がネパールの水力電源開発・投資促進に与える示唆

① 開発金融機関の参画

Nam Theun 2 プロジェクトへの資金調達にあたっては開発金融機関、二国間援助機関に加え、オフテイカーや設備工事を受託した事業者も資金提供に応ずるなど、幅広な投融資が提供されている。後者の民間からの投融資を実現するために世界銀行（IDA、多数国間投資保証機関（MIGA：Multilateral Investment Guarantee Agency））による政治的リスクの保証が提供されている。ネパールがねらいとしている民間投資を増やすためには、投資環境整備として民間事業者が担うことのできないリスクを開発金融機関、開発援助機関等が信用補完措置を提供することがまず必要な措置である。政治リスク、騒擾リスクなど事業を取り巻く環境のリスクが提言されたのち、事業にまつわるリスクを担保する措置を提供することになる。

② 取引条件の影響

輸出志向側水力の開発で買電側が出資者となる場合、取引条件に及ぼす影響を考慮する必要がある。輸出入額に不合理な差や条件が設けられたり、ネパール側の電力輸入時に、不利な輸入額を設定されたりするなどの状況を避ける工夫が必要である。また、現在の事業開発状況からみると、ネパールの水力発電事業には、オフテイカーが出資する場合も少なくないことから、こうした事業形態で PPA の交渉に臨む場合、事業出資者としての立場と電力購入者としての立場での利益相反に留意する必要がある。

添付資料 13

余剰電力活用に係る考察

添付資料 13　余剰電力活用に係る考察 13-1
13.1　グリーン水素を中心としたエネルギーチェーンについて 13-1
13.2　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 13-4
13.2.1　グリーン水素政策について 13-4
13.2.2　既往の調査研究 13-6
13.2.3　既往取り組みからの教訓と今後に向けた留意事項 13-16
13.3　2040 年までの余剰電力の推定 13-19
13.3.1　余剰電力の推定 13-19
13.3.2　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 13-23
13.4　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 13-29
13.4.1　余剰電力と熱およびグリーン水素の製造ポテンシャル 13-29
13.4.2　2022/23 におけるネパールの一次エネルギー消費量との比較 13-29
13.4.3　既往調査におけるグリーン水素需要との比較 13-31
13.4.4　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 13-32

添付資料13　余剰電力活用に係る考察

本章では電源開発計画における余剰電力活用の観点から、エネルギートランジションへの貢献として特に再生可能エネルギーにより製造されるグリーン水素を中心とした炭素中立（CN：Carbon Neutral）燃料の導入可能性について検証する。

まず、近年のエネルギートランジションにおける CN 燃料を取り巻く世界的な動向を整理する。そして、ネパールにおけるカーボンニュートラルに係る法制度と既往調査研究を整理し、これまでの取り組みと今後の方針を教訓として抽出する。そして、電源開発計画の結果を基に余剰電力における供給可能出力（MW）と電力量（GWh）を整理して、利用可能な電力、熱および水素の製造ポテンシャルを明らかにする。これらの検討結果を踏まえてネパールにおけるエネルギートランジションとしての余剰電力活用について考察する。

13.1　グリーン水素を中心としたエネルギーチェーンについて

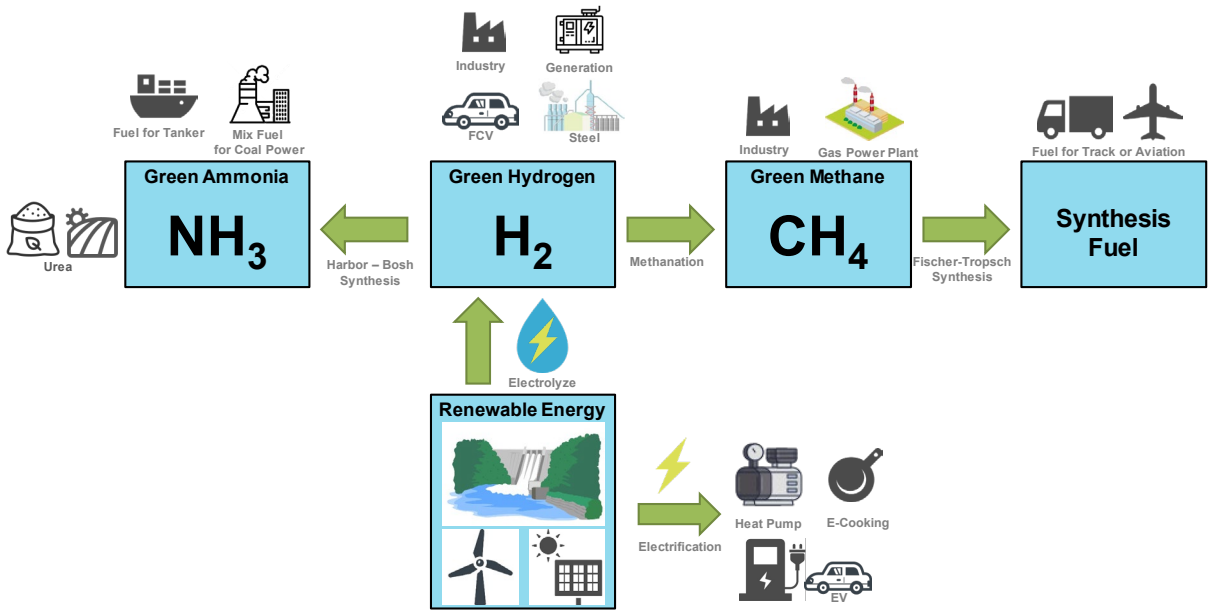
本節では水素を中心としたエネルギーチェーンで重要な役割を果たす CN 燃料のアンモニア、メタン、メタノール、e-fuel 含む合成燃料に関する世界的な動向を整理する。

世界各国の気候変動に対する取り組みは 2020 年のカーボンニュートラル宣言から加速し、様々な分析、検討が実施されている。特に、再生可能エネルギーおよび水素は気候変動下における新たなエネルギー供給源として想定されている。再生可能エネルギーおよび水素はそれぞれ課題があるため、エネルギーキャリアーとしてアンモニア、メタン、メチルシクロヘキサン、e-fuel などの合成燃料が検討されている。これらの製造方法と用途を表 13.1-1 に整理する。グリーン水素を中心としたエネルギーチェーンについての調査研究、実証試験、新規事業は世界各国で現在も検討が続けられているが、各 CN 燃料の適用範囲も明らかになりつつあり、概ね図 13.1-1 で示すような関係に落ち着きつつある。

表 13.1-1 再生可能エネルギーとCN燃料

項目	製造方法	用途	流通インフラ
再生可能エネルギーによる電化	水力、太陽光、風力、地熱	EV、E-cooking、ヒートポンプなどの熱需要	電力系統は利用可能 EV チャージングステーションは整備段階
グリーン水素	再エネ電源による水電解	アンモニア、e-fuel の原料、FCV、酸化還元鉄への利用、各種の産業利用	未整備
グリーンアンモニア	グリーン水素を用いた Synthesis Process	水素キャリアー、石炭混焼、船舶燃料、肥料製造	既存インフラ活用可能
グリーンメタン・メタノール	グリーン水素を用いたメタネーション	合成燃料の原料、一般的なガス需要への適用	既存インフラ活用可能
合成燃料	グリーンメタンを用いた FT 法による製造	大型バス、重機、飛行機などの燃料、一般的な燃料需要への適用	既存インフラ活用可能

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 13.1-1 グリーン水素を中心としたエネルギーチェーン

再生可能エネルギーを含めた電化は電気自動車（EV：Electric Vehicle）、家庭用 E-cooking、ヒートポンプによる熱需要（～120 度）が対応可能である。一方で、トラック、建設重機、船舶、飛行機など重量級の車両は電化による対応は困難と想定されている。これらの運輸セクターのカーボンニュートラルについては様々な議論が行われている。グリーン水素は熱効率も高く技術的には現在の内燃機関の延長上の技術で対応可能と想定されているが、貯蔵・輸送の流通コスト、関連インフラ構築、燃料電池の製造コストいった課題がある。

こうした中で、水素のエネルギーキャリアーとしてグリーンアンモニア、グリーンメタン、合成燃料が挙げられている。これらの燃料は製造コストが高額になるものの、既に社会に広く流通していて関連インフラ、技術、法制度も整備されている。このため、電化、グリーン水素で対応が困難な範囲の需要はこれらの CN 燃料活用が想定される。

一方で、2024 年時点でこれらの CN 燃料はそれぞれ商業化および技術的な課題があり、実用段階に達するには更なる技術革新が必要な点も認識する必要がある。掛かる認識の下では、短期的には、2024 年時点で実現されている技術の実装、将来に備えた知見蓄積のためのパイロット事業、必要な法制度整備、中長期的には将来の技術革新を想定した各燃料に対する施策を明確にして実行に移していくことが重要になる。

13.2 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

13.2.1 グリーン水素政策について

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 月にエネルギー水資源灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）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。本項では同政策の概要を示す。

(1) 背景

水素は以前からエネルギーの未来と考えられており、近年の技術進歩により水素製造と消費は新たな段階に進みつつある。この中でも再生可能エネルギーに由来するグリーン水素は、カーボンニュートラルに関する国際社会におけるネパールの取り組みを達成する上で重要な役割を果たすことが可能と想定される。

グリーン水素は、クリーンエネルギー製造に大きく貢献するポテンシャルを有しており、ネパールにおいては水力発電が製造における中心的な役割を果たす。水力発電は季節変動があり、特に雨期に余剰電力が発生するため、これを活用することで産業や運輸における化石燃料の使用を減らす可能性がある。ネパールは豊富な包蔵水力を有しており、グリーン水素とそれを活用した化学肥料やその他の副産物の生産は外貨獲得の一助となる。インド、中国、アメリカはすでに水素製造に取り組み、将来のロードマップを作成し、それに沿って自立した水素製造および消費の計画を進めている。

ネパールでは化学肥料や石油製品のほぼ全量を輸入に依存しており、外貨流出が課題となっている。この対策として、グリーン水素に係る政策を策定し、製造と消費を進めていくことが重要となっている。水素関連の産業育成に当たってはより多くの電力を使用する必要があり、将来のネパール電力公社（NEA：Nepal Electricity Authority）および独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）の電源開発による供給増が期待される。

(2) ネパールを取り巻く状況

ネパールにおける石油製品の輸入は国内国内総生産（GDP：Gross Domestic Product）の 10%

に相当し、年間の総貿易赤字の 13%を占める。このため、グリーン水素の製造と消費は石油製品の輸入代替となり、エネルギー安全保障向上にも貢献する。同様に、国の主要産業である農業において重要な化学肥料も輸入に依存していて年間で 210 億 NPR を費やしており、この対策も必要となっている。

ネパールは豊富な包蔵水力を有しており現在、約 20,000MW の開発計画が挙げられている。これらの水力発電を利用してグリーン水素を製造し、石油製品と化学肥料の輸入を代替することは可能と想定される。グリーン水素製造と消費は、輸入に依存する石炭、液化石油ガス（LPG：Liquefied Petroleum Gas）ガス、および石油製品を代替し、経済をより強固で安全かつ自立したものにすると期待されている。

(3) グリーン水素製造と消費における問題点と政策の必要性

グリーン水素製造と消費における問題点は、主にグリーン水素の製造コストの高さ、水素の消費、安全かつ信頼性のある供給インフラ、環境対策を含めた法制度、貯蔵設備の技術、啓もう活動と投資の誘致が想定される。現状における喫緊の課題はグリーン水素の製造コスト高と想定されるが、石油製品と化学肥料の輸入のために外貨が流出している点は留意する必要がある。このため、国産水力エネルギーの国内活用と水素エネルギーに基づいた新たな産業創出はネパールの発展に寄与し雇用の創出につながるとも予見される。掛かる認識からもグリーン水素製造に関する政策が必要とされている

本政策は、グリーン水素の製造、貯蔵、消費のために策定されたものであり、効果的な事業遂行における規制機関設立や適正な技術利用の保証、グリーン水素開発が人命、財産、および環境に有害な影響を与えないようにする必要がある点は留意する。

(4) 政策の概要

Green Hydrogen Policy の長期ビジョン、目標、目的と達成に向けた戦略を表 13.2-1 に整理する。

表 13.2-1 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二酸化炭素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

13.2.2 既往の調査研究

近年のグリーン水素活用に係る調査研究を表 13.2-2 に整理する。

表 13.2-2 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

本項ではネパールにおけるグリーン水素製造に係る既往研究のうち、具体的なグリーン水素活用に向けた取り組みを記載した「Study on the Possibility of Producing Hydrogen in Nepal Using Hydropower, ADB」「Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University」について整理する。

(1) Study on the Possibility of Producing Hydrogen in Nepal Using Hydropower, ADB

アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）の報告書は 2025 年を対象としたネパールにおける雨期の余剰電力を活用した水素製造および消費シナリオを検討している。本報告書は以下の 10 章で構成されており、ここではネパールの 2025 年における水素製造と需要について考察した IX. POTENTIALS OF “HYDROPOWER-TO-X” IN NEPAL と X. CONCLUDING REMARKS AND NEXT STEPS を要約する。

I. INTRODUCTION
II. ELECTRICITY SECTOR OF NEPAL
III. ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR
IV. TRANSPORT SECTOR OF NEPAL
V. HYDROGEN AS A POTENTIAL OPTION
VI. POSSIBLE HYDROGEN PRODUCTION IN NEPAL
VII. POTENTIAL HYDROGEN VALUE CHAIN IN NEPAL
VIII. COST ANALYSIS OF HYDROGEN VALUE CHAIN

IX. POTENTIALS OF “HYDROPOWER-TO-X” IN NEPAL

X. CONCLUDING REMARKS AND NEXT STEPS

FY2019 年末時点でのネパールの水力発電の総設備容量は 1,113.48 MW であり、年間総発電量は 4,738.16 GWh、設備稼働率は約 48%となっている。2025 年までの水力発電の総設備容量について、ネパール政府が 2018 年に発行したホワイトペーパーと現状の進捗遅れを考慮して、2025 年の総設備容量 3 GW、2030 年を 8 GW と仮定されている。

水素製造に利用可能な余剰電力を予測するには電源開発計画を基にした包括的な分析が必要とされている。一方で、本研究の目的は水素の活用可能性の検証にあり、電源開発計画を基にした余剰電力の検討は対象範囲を超えていると判断されている。このため、本研究では既存の水力の出力抑制に係る文献を活用して簡略化されたアプローチが採用されている。

既往研究で策定したモデルでは出力抑制を行った場合のベースケースとハイビルドケースの水力発電所の設備稼働率はそれぞれ 49%と 34%と想定されている。なお、出力抑制のない場合の結果は 62%と 61%となっている。

本研究では、2025 年から 2030 年の対象期間において、出力抑制がないと仮定した場合の水力発電所の設備稼働率を 60%と仮定し、20%、30%、40%の 3 つの出力抑制を想定したシナリオが定義されている。シナリオ設定の内容を表 13.2-3 に示す。

表 13.2-3 出力抑制 20% - 40%におけるシナリオ設定

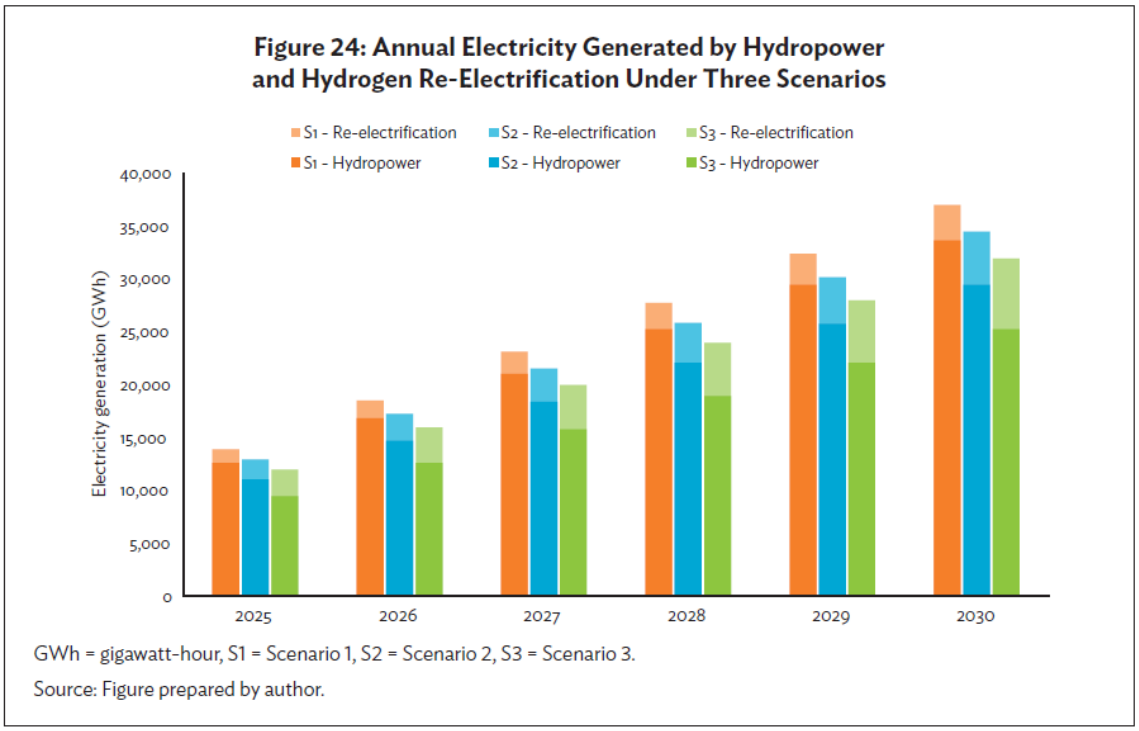
	Variable	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Total installed capacity (GW)	3	4	5	6	7	8
B	Capacity factor without curtailment (%)			60%			
C1	Curtailment—Scenario 1			20%			
C2	Curtailment—Scenario 2			30%			
C3	Curtailment—Scenario 3			40%			
D	Hydrogen production efficiency (kWh/kgH_2)			50			
E1	Hydrogen production—Scenario 1 (MtH_2)	0.06	0.08	0.11	0.13	0.15	0.17
E2	Hydrogen production—Scenario 2 (MtH_2)	0.10	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25
E3	Hydrogen production—Scenario 3 (MtH_2)	0.13	0.17	0.21	0.25	0.29	0.34

GW = gigawatt, kgH_2 = kilogram of hydrogen, kWh = kilowatt hour, MtH_2 = million tons of hydrogen.

出典：Study on the Possibility of Producing Hydrogen in Nepal Using Hydropower, ADB

各シナリオの下で、2025 年から 2030 年の期間に利用可能な余剰水力の発電量が算出された。さらに、年間で利用可能な余剰の発電量から水素製造量が推定された。水素製造に用いる変換効率は簡便のため 50kWh/kgH^2 と仮定されている。

年間の余剰水力の発電から生産された水素はガスタービンコンバインドサイクル（CCGT ：Gas Turbine Combined Cycle）または燃料電池によって年内の発電に流用可能と仮定されている。この結果、2025 年から 2030 年の期間に水素からの年間発電電力量は、シナリオ 1（20%抑制）で 1,261 GWh から 3,364 GWh、シナリオ 3（40%抑制）では、2028 年までに 5,000 GWh に達すると予想されている。一方、出力抑制の増加は全体の水力発電量の減少を伴う。シナリオ 1 を基準とした場合、シナリオ 2、シナリオ 3 の発電量の減少はそれぞれ 12.5%、25%と推定されている。



出典：Study on the Possibility of Producing Hydrogen in Nepal Using Hydropower, ADB

図 13.2-1 3 つのシナリオにおける水力および水素の発電電力量（GWh）

出力抑制によって製造された水素を乾期の発電に用いる場合、2030 年のシナリオ 3 における水素の発電量は電力需要予測の約 20%に相当すると推定された。「Hydropower to Power」が一定規模の発電が可能であり、乾期のネパールの電力需要の一部を満たす大きな可能性を持つことが示唆されている。

本研究では「Hydropower to Mobility」の可能性についても考察されている。余剰水力発電から生産された水素は燃料電池車（FCV：Fuel Cell Vehicle）の動力源として使用可能とされている。既往研究では、FCV の燃料効率は一般車両については 0.01 kgH_2/km、バスについては 0.08 kgH_2/km と示されている。ネパール政府の公式統計によると、FY2018 年末時点でネパールには合計 154,433 台の車両と 12,617 台のバスが登録されている。車の年間走行距離が 15,000

km、バスが 30,000 km と仮定し、2025 年までにネパールのすべての車両とバスが FCV に転換され水素を消費すると仮定した場合、2025 年の水素の総需要は約 0.053 MtH_2 となり、シナリオ 1 の下での 2025 年の利用可能な水素の総量の 84%を占めるとされている。

本研究の結論では、ネパールで潜在的に利用可能な水素がいつ、どの程度車両の動力源として利用されるかの見通しは不明ではあるが、「Hydropower to Power」と「Hydropower to Mobility」の経路を並行して取ることが合理的かつ実現可能であると考えられている。なお、後者は水素の最小限の需要が担保されることも意図されている。

本研究結果は、インドへの電力輸出が実現しない場合の余剰電力の活用として、水素による発電が、乾期の電力輸入を代替できる可能性を示唆している。シナリオ 3 は 40%出力抑制が必要であるものの、2030 年の年間電力需要の 20%を水素発電で代替可能とされている。水素発電は起動、出力変更の応答も早く、需給における調整電源として活用可能なため、適切に運用すれば乾期の電力輸入量を大幅に削減可能と想定される。一方で、水素への変換ロスなどを考慮した経済性については考慮する必要がある。

また、FCV の活用について、運輸セクターへの適用可能性について検証する必要はあるが、シナリオ 1 で想定される水素製造量であっても、一般車両とバスの需要の 84%を満たす規模と想定されており、水素活用のポテンシャルの高さを示している。

(2) Green Hydrogen for Development in Nepal

1) 報告書の概要

本報告書ではネパールにおけるグリーン水素活用方法について、肥料製造、家庭および産業用の熱利用、発電および需給安定化への適用、運輸セクター、産業利用など、幅広い分野における適用を具体的な事例を踏まえて検討されている。グリーンアンモニアおよび肥料製造についても実際のパイロットプラントおよび将来の商業化を踏まえた検討が実施されている。これらの検討項目を表 13.2-4 に示す。

表 13.2-4 Green Hydrogen for Development in Nepal の検討項目

Field	Study Item
Chemical Process	Pilot Scale Production of Green Ammonia Pilot Scale Production of Green Urea
Clean cooking and Heating	Biogas Upgradation by Methanation Using Green Hydrogen Green Methane for the Energy Transition in Industrial Zones
Re-electrification Fuel	Cell CHP System for the Replacement of Diesel Generators Energy Storage System to Balance Wet to Dry Season Hydroelectricity Variation Hydrogen based Intelligent Power Management System (IPMS) for Maintaining Grid Quality and Reliability
Transportation	Hydrogen and Battery Hybrid System for Retrofitting Heavy-Duty Vehicles in Nepal Retrofitting of Safa Tempo with Hydrogen Fuel Cell System Installation of Hydrogen Refueling Stations for Vehicle Fleet
Industrial Process Applications	Production of Green Steel from the Local Iron Ore Piloting Green Hydrogen in The Cement Production Industry Decarbonizing Industrial Boilers: A Case Study of Kattha Factory

出典：Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University

ネパールにおけるグリーン水素は、アンモニア、尿素、およびグリーンメタンなどのいくつかの派生物の生産に利用可能と想定されている。更に、セメント産業から収集される二酸化炭素とグリーン水素を使用して生産されるグリーンメタン、または合成天然ガスは高温帯の熱需要に対応した燃料など、産業用途にも利用可能と想定されている。

グリーン水素から製造されたグリーンアンモニアは、化学肥料である尿素の原料に加えて、長期貯蔵および船舶燃料等のエネルギーキャリアーとして利用可能と想定されている。

グリーン水素は、その高いエネルギー密度 140MJ/kg により、乾期/雨期の期別のエネルギー貯蔵および電力バックアップへの適用可能性があると想定されている。グリーン水素の貯蔵と水素発電を活用すれば雨期における水力の余剰電力を貯蔵して、乾期に発電することで年間の負荷調整が可能と期待される。また、病院などの重要負荷における電力供給を継続するために燃料電池ベースの複合熱電力システムも利用可能と想定される。

運輸セクターにおいては主にトラックや大型バスなど重量があって電化では対応が困難な車両にもグリーン水素を利用可能であり、ディーゼル燃料の代替になると想定されている。

また、グリーン水素自体も熱需要や産業用原料に適用可能と想定されている。鉄鋼業では産業用原料として還元反応に利用可能であり、セメント産業ではクリンカーを生産するための高温帯の熱需要に水素を使用可能と想定されている。

以下では、本報告書でネパールにおいて有効とされているグリーン水素を活用したグリーンアンモニアおよび尿素製造について、現在のネパールにおけるアンモニアを取り巻く状況と 2 つのパイロット事業（以下の、3)および 4)）概要を紹介する。

2) ネパールにおけるアンモニアを取り巻く環境

アンモニア（NH_3）は、窒素（N_2）と水素（H_2）の組み合わせで自然にも合成的にも生産される。アンモニア生産の最も一般的な方法は天然ガスまたは石炭ガスを用いたハーバーボッシュ法だが、グリーンアンモニア生産では電解ユニットによる水素製造、窒素分離ユニット、およびアンモニア合成ループで構成される。

アンモニアは世界の最終エネルギー消費の約 2%を占める生産量第二位の化学製品である。2020 年のアンモニア市場の規模は 670.1 億 USD であり、2028 年まで成長率 6.4%で需要が伸びると予測されている。2000 年から 2020 年におけるアンモニアの市場価格は 100 – 600USD/ton だったが、2021 年は天然ガスの不足により 1,000USD/ton を超えた。アンモニアの 80%は尿素や DAP などの肥料として農業に使用されている。また、近年はグリーンアンモニアとして船舶燃料や石炭火力の混焼燃料も注目を集めている。

ネパールにおけるアンモニア市場について、国内には需要を満たすアンモニア生産工場は存在せず、ほぼ全量のアンモニアと化学肥料が輸入されている。政府統計によると、2021/2022 財政年度のアンモニアの年間輸入量は過去最大の 491.25ton で、24 million NPR となっている（1USD=125NPR として 390.8USD/ton）。また、化学肥料である尿素（Urea）については 274 千 ton が 13 billion NPR（379.6USD/ton）、ジアンモニウムリン酸塩（DAP）155 千 ton が 7 billion NPR（361.3USD/ton）で輸入されている。ネパールにおける肥料投入量 1 ヘクタール当たりの使用量はわずか 87kg で、近隣の農業国であるインド: 175kg、バングラデシュ：319kg、パキスタン：156kg に比べて半分以下となっている。ネパールでは隣国からの肥料輸入に依存しているため、収穫期に肥料の供給が少なく投入時期が遅れることに起因すると想定されている。

3) Pilot Project-1：グリーンアンモニア活用に係るパイロットプロジェクト

本報告書ではネパールにおけるグリーンアンモニアの適切で持続可能なビジネスモデルと製造規模が検討されている。国内の余剰電力を活用したグリーン肥料製造に係るパイロットプロジェクトは表 13.2-5 の 3 段階に分類されている。

表 13.2-5 パイロットプロジェクトの段階

段階	内容
実現可能性調査（F/S）	プロジェクト第 1 段階である F/S では、ネパールにおける余剰水力発電を利用したグリーンアンモニア生産の技術および経済的実現可能性を評価した。本検討では、NEA の支援を受けて水力資源、市場需要、設備諸元、法制度などの要因を分析した。
商業化段階	プロジェクトの第 2 段階は、ネパールでのグリーンアンモニア生産の商業化に焦点を当てている。この段階では、グリーンアンモニア製造の商業化として、投資の確保、必要な設備、インフラ整備、生産プロセスの検討が必要である。また、プロジェクト事業化を保証するために、投資家、政府機関、機器供給者、市場パートナーなどの地元および国際的なステークホルダーとの協力も含まれる可能性がある。
パイロットプロジェクトの設立	プロジェクトの第 3 段階は、ネパールでのグリーンアンモニア生産プロセスの実現可能性と持続可能性を示すパイロットプロジェクト実施を想定する。これらのパイロットプロジェクトは、グリーンアンモニアの生産の技術実践および経済性の検証を目的とした小規模事業であり、現地マーケット規模とステークホルダー関与も考慮している。パイロットプロジェクトから得られた教訓は、生産プロセスを最適化し、商業生産へのスケールアップにフィードバックする。

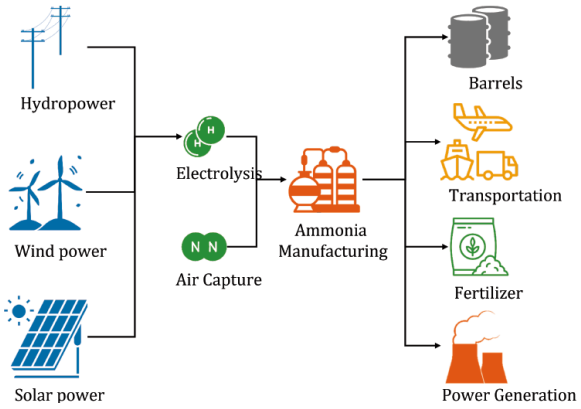
出典：Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University

グリーンアンモニア生産の最も基本的な設備は、Electolyzer によるグリーン水素製造と大気からの窒素製造とされている。後者は生産規模の 1 日当たり製造トン（TPD : Ton per Day）によって、低温空気分離（大規模≥500TPD N2）または圧力スイング吸着（小規模≤500TPD N2）に分類されている。本分析は以下の条件設定で実施されている：

工場寿命：25 年
工場稼働日数：330 日
電解槽の効率：70%
電気料金： 3NPR（0.024 USD）/kWh [補助金付き価格]

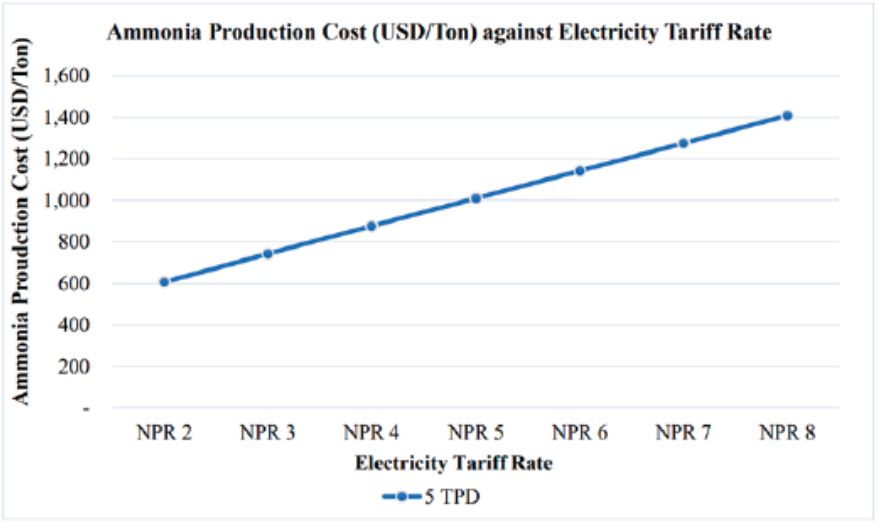
図 13.2-2 にグリーンアンモニア製造のイメージ、図 13.2-3 に電気料金によるアンモニア製造コストの感度分析結果を示す。生産規模による検討ではスケールメリットの効果が大きく、パイロットスケールの工場で約$750、500TPD の工場で最大$500 まで低減すると想定されている。ただし、これらのスケールメリットを享受できるのは 1000TPD 程度までと想定されている。

Equipment	Sizing	Input
Elecrolyzer	2 MW	371 l/h H_2O 37 kg/h H_2
H_2 compressor	40 MW	37 kg/h H_2 @ 30 barg and 25°C
PSA unit	90 SCFM	48.55 kmol/h air @ 20°C and 1.013 bar
N_2 Compressor	25 KW	171.44 kg/h N_2 @ 7 barg and 20°C
NH_3 synthesis Loop	5 TPD production capacity	171.44 kg/h N_2 @ 150 barg and 464°C, 37 kg/h H_2 @ 150 barg and 270°C
Capital cost (considering the equipment cost only)	5 TPD Plant	Ranges between 4.5 million to 5 million in USD
Production cost	5 TPD Plant	$750/ton



出典：Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University

図 13.2-2 グリーンアンモニア製造のイメージ



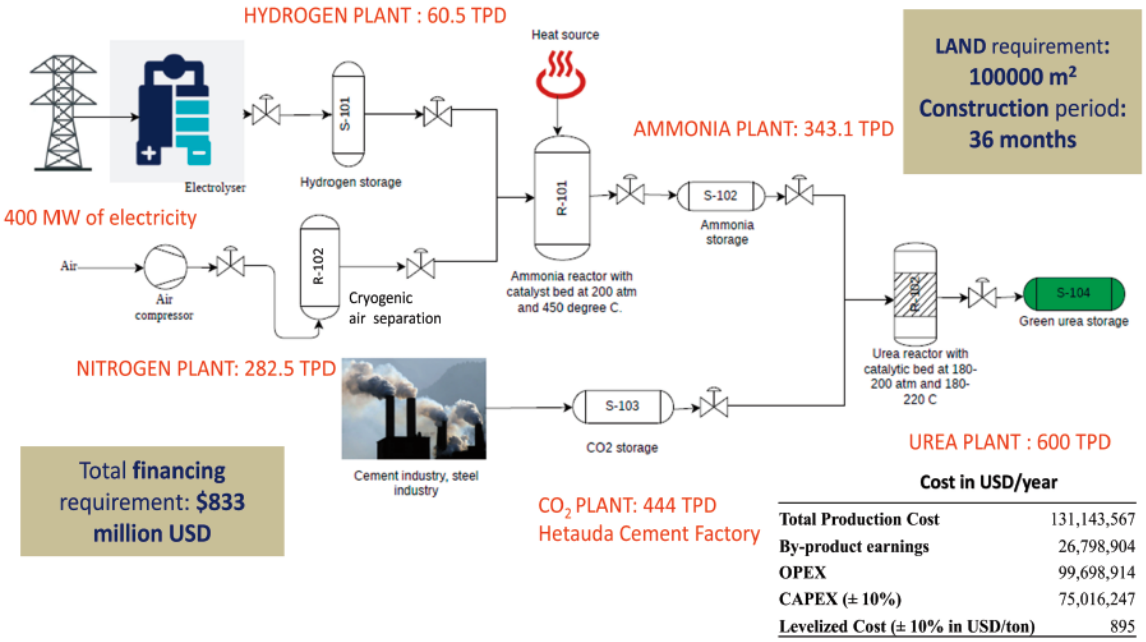
出典：Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University

図 13.2-3 電気料金によるアンモニア製造コストの感度分析（USD/ton）

先に述べた通り、パイロットプロジェクトは 5TPD の規模で設定されている。最も価格に影響を及ぼすパラメータは電気料金であり、3NPR/kWh から 8NPR/kWh に増額するとアンモニア価格はほぼ倍増すると想定されている。

4) Pilot Project-2：化学肥料（尿素）製造に係るパイロットプロジェクト

ここでは本報告書の Bagmati 県におけるグリーンアンモニアを活用した尿素製造工場に係る F/S 概要を記載する。Bagmati 州政府における尿素製造の概要を図 13.2-4 に示す。



Cost in USD/year

Total Production Cost	131,143,567
By-product earnings	26,798,904
OPEX	99,698,914
CAPEX (± 10%)	75,016,247
Levelized Cost (± 10% in USD/ton)	895

出典：Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu University

図 13.2-4 Bagmati 県におけるグリーンアンモニアを活用した尿素製造工場のイメージ

本プラントは Hetauda における工場建設を想定しており、土地面積は 100,000m^2 が必要とされている。プラントは電解ユニット、空気分離ユニット、アンモニア合成ユニット、炭素収集ユニット、尿素合成および造粒ユニットに分割され、プラント寿命は 25 年、年間 330 営業日、割引率は 10%と想定されている。

日単位の生産能力は 600TPD で年間約 200 千 ton の尿素生産が可能と想定されている。Electroylser への入力電力は 400MW で、窒素製造は低温空気分離方式が採用されている。総事業費は 833 Million USD で建設工期は 36 か月と想されている。1ton 当たりの尿素製造コストは 3 NPR/kWh で 637USD/ton、現在の電気料金で 895USD/ton と想定されている。

5) 本報告書に係る考察

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それぞれ 750USD/ton、637USD/ton（電気料金は 3 NPR/kWh 想定）となる。2021/2022 年度の国外からの輸入価格はそれぞれ 390.8USD/Ton、361.3USD/Ton となり価格差は 1.92 倍、1.76 倍となる。同検討は水素製造に用いる電気料金が 3NPR/kWh を前提としており、需要家の卸売電気料金の約 9.0NPR/kWh と比較しても安価である。仮に電気料金が 0NPR/kWh であってインドからの輸入価格と同水準になると想定される。このため、単純な経済性から判断すると、事業としての実現可能性は低いと想定される。

一方で、アンモニアおよび肥料はインドからの輸入に依存するため、経済性だけではなく、品質、供給時期、供給安定性についても考慮する必要がある。Hetauda の尿素パイロ

ットプロジェクトの尿素生産量 200 千 ton/年は 2021/2022 年の尿素輸入量 274 千 ton の 73%に相当する。同プラントの電力需要 400MW と想定されているが、2040 年の電力需要 11,500MW、電源開発容量 32.2GW の規模を考慮すると、政策考慮の追加需要（Policy Intervension）としての流用の可能性もある。これらのパイロットプロジェクトの導入可能性については経済性およびフードセキュリティを含めた政策的な検討が期待される。

13.2.3 既往取り組みからの教訓と今後に向けた留意事項

(1) 既往取り組みにおける教訓

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製造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に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必要な電気料金設定について、インド輸出向けの料金の 6 – 8 cents/kWh と比較して経済性を評価する必要がある。仮に、電気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。統合的電力システム開発計画（IPSDP：Integrated Power System Development Plan）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。

13.3 2040 年までの余剰電力の推定

本節では 7 章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、電化は各月で需要が異なるため、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。

13.3.1 余剰電力の推定

(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、各月の平均供給可能出力”Capacity. (MW)”、余剰電力量”Surplus. (GWh)”、輸入電力量”Import (GWh)”を表 13.3-1 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。

表 13.3-1 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	Surplus (GWh)	0	0	0	0	91	207	210	202	164	122	1	1	**999**
	Import (GWh)	-514	-674	-520	-322	0	0	0	0	0	0	-249	-374	**-2,654**
	Capacity (MW)	0	0	0	0	125	284	288	277	224	167	1	1	-
2023	Surplus (GWh)	0	0	0	5	386	568	571	559	517	438	1	1	**3,047**
	Import (GWh)	-456	-643	-461	-189	0	0	0	0	0	0	-71	-260	**-2,080**
	Capacity (MW)	0	0	0	7	529	778	782	766	708	600	2	2	-
2024	Surplus (GWh)	0	0	0	15	550	770	789	774	728	634	5	5	**4,270**
	Import (GWh)	-462	-673	-463	-143	0	0	0	0	0	0	0	-234	**-1,976**
	Capacity (MW)	0	0	0	20	753	1,055	1,081	1,061	998	869	6	6	-
2025	Surplus (GWh)	2	0	9	186	1,104	1,509	1,518	1,591	1,525	1,376	468	98	**9,385**
	Import (GWh)	-241	-491	-243	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-975**
	Capacity (MW)	3	0	13	254	1,512	2,067	2,079	2,179	2,088	1,885	641	135	-
2026	Surplus (GWh)	0	0	0	209	1,290	1,767	1,762	1,826	1,757	1,570	481	58	**10,719**
	Import (GWh)	-306	-623	-301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-1,229**
	Capacity (MW)	0	0	0	286	1,767	2,421	2,413	2,501	2,407	2,151	659	80	-
2027	Surplus (GWh)	0	0	0	370	1,586	2,118	2,118	2,187	2,107	1,877	651	176	**13,190**
	Import (GWh)	-226	-588	-195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-1,009**
	Capacity (MW)	0	0	0	507	2,172	2,902	2,902	2,995	2,886	2,571	892	242	-
2028	Surplus (GWh)	142	0	4	589	2,051	2,912	2,930	3,001	2,892	2,657	1,124	484	**18,786**
	Import (GWh)	-143	-443	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-586**
	Capacity (MW)	195	0	5	807	2,810	3,989	4,013	4,111	3,961	3,639	1,540	664	-
2029	Surplus (GWh)	83	0	74	771	2,485	3,462	3,472	3,548	3,422	3,131	1,421	645	**22,514**
	Import (GWh)	0	-418	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-418**
	Capacity (MW)	114	0	101	1,056	3,403	4,743	4,756	4,861	4,688	4,289	1,947	884	-
2030	Surplus (GWh)	187	0	181	962	2,892	3,836	3,864	4,157	4,050	3,662	1,642	818	**26,252**
	Import (GWh)	0	-394	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-394**
	Capacity (MW)	257	0	248	1,318	3,961	5,255	5,293	5,695	5,548	5,016	2,250	1,121	-
2031	Surplus (GWh)	629	201	588	1,486	3,884	5,134	5,203	5,808	5,724	5,119	2,530	1,412	**37,720**
	Import (GWh)	0	-255	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-255**
	Capacity (MW)	862	276	806	2,036	5,320	7,033	7,127	7,956	7,841	7,013	3,466	1,934	-
2032	Surplus (GWh)	641	122	601	1,528	4,042	5,277	5,351	6,068	6,004	5,339	2,562	1,471	**39,006**
	Import (GWh)	0	-229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-229**
	Capacity (MW)	878	167	823	2,093	5,537	7,229	7,331	8,312	8,225	7,314	3,510	2,015	-
2033	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
	Capacity (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	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
	Capacity (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	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
	Capacity (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	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
	Capacity (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	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	-98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-98**
	Capacity (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	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	-204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-204**
	Capacity (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	Surplus (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**
	Import (GWh)	0	-313	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-313**
	Capacity (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	Surplus (GWh)	844	23	874	2,354	6,365	7,403	7,640	10,638	11,147	9,016	3,496	2,142	**61,943**
	Import (GWh)	0	-573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**-573**
	Capacity (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

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。

年間を通じた余剰電力について、期別の較差は 2028 年までは乾期に余剰電力が発生しないので利用可能な余剰電力はほぼ雨期に限定される。2029 年以降、乾期の余剰電力が徐々に増加していくが、雨期と比較すると電力量の絶対値は非常に小さい。電力自給が達成される 2033 年であっても、電力量が最小の 2 月の電力量 232GWh、次いで小さい 3 月 1,030GWh に対して、最も電力量の多い 8 月は 7,797GWh で、乾期／雨期の割合はそれぞれ約 3.6%、約 13.4%に留まっている。

これまで述べてきたように、ネパールは水力発電が主なため雨期と乾期の電力量較差が大きく、発電量ベースでは乾期は雨期の 1/3 程度まで落ち込む傾向にある。余剰電力を推定する場合、ここから更に国内需要を差し引く必要があり、結果として利用可能な電力量は乾期で雨期の数%～10%強となっている。

(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 13.3-1 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 13.3-2 に示す。

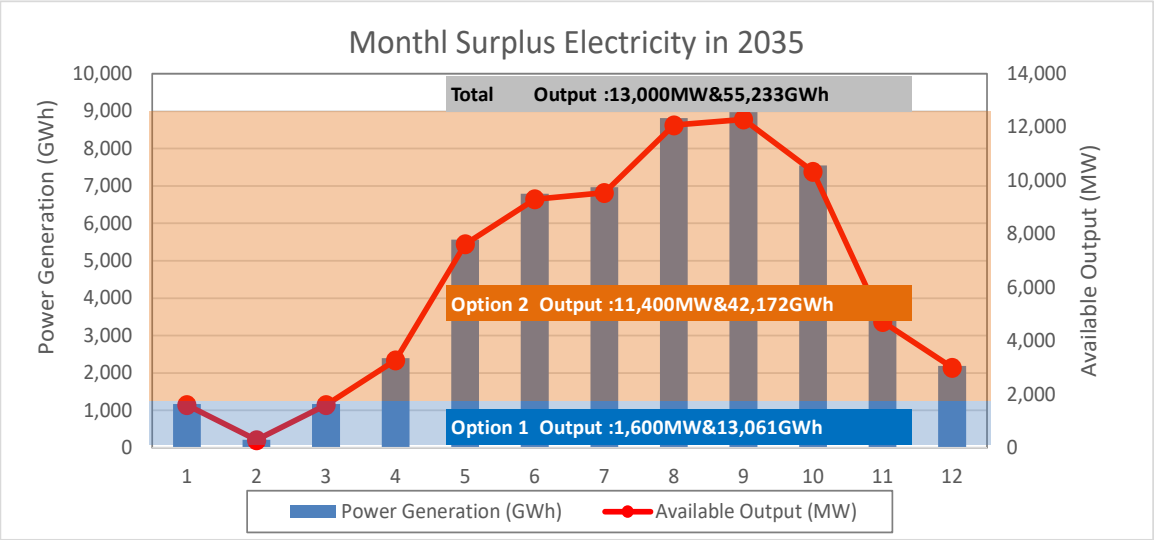
表 13.3-2 ベースおよびピークの供給出力と電力量

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。2035 年は乾期の需給調整が可能な貯水池式水力が複数運開し、なおかつ国内需要に対する余剰電力の割合が大きいため、ベースで利用可能な電力は期間を通じて最大の 1,600MW となる。2035 年以降は需要の伸びに対して開発速度が若干低下するため、乾期の余剰電力が減少し結果としてベース電力は漸減する。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 13.3-1 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 13.3-1 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。

(3) 余剰電力活用に係わる考察

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 Option 2 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。

13.3.2 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 13.3-2 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。
- 水素の発熱量は低位発熱量（LHV ：Lower Heating Value）基準で 120MJ/kg とする。
- 電気からの熱効率は 3600kJ/kWh とする。

2040 年までの各月の余剰電力を活用した熱ポテンシャル（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それぞれ表 13.3-3、表 13.3-4、表 13.3-5 に示す。

表 13.3-3 ベースおよびピークの熱ポテンシャル（PJ）

Year	Option	Output (MW)	Potential of Heat (GJ)												Total
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2022	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.8	0.7	0.6	0.4	0.0	0.0	3.6
	Total	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.8	0.7	0.6	0.4	0.0	0.0	3.6
2023	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	2.0	2.1	2.0	1.9	1.6	0.0	0.0	11.0
	Total	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	2.0	2.1	2.0	1.9	1.6	0.0	0.0	11.0
2024	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	2,000	0.0	0.0	0.0	0.1	2.0	2.8	2.8	2.8	2.6	2.3	0.0	0.0	15.4
	Total	2,000	0.0	0.0	0.0	0.1	2.0	2.8	2.8	2.8	2.6	2.3	0.0	0.0	15.4
2025	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	3,000	0.0	0.0	0.0	0.7	4.0	5.4	5.5	5.7	5.5	5.0	1.7	0.4	33.8
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	0.7	4.0	5.4	5.5	5.7	5.5	5.0	1.7	0.4	33.8
2026	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	3,000	0.0	0.0	0.0	0.8	4.6	6.4	6.3	6.6	6.3	5.7	1.7	0.2	38.6
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	0.8	4.6	6.4	6.3	6.6	6.3	5.7	1.7	0.2	38.6
2027	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	3,000	0.0	0.0	0.0	1.3	5.7	7.6	7.6	7.9	7.6	6.8	2.3	0.6	47.5
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	1.3	5.7	7.6	7.6	7.9	7.6	6.8	2.3	0.6	47.5
2028	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2	5,000	0.5	0.0	0.0	2.1	7.4	10.5	10.5	10.8	10.4	9.6	4.0	1.7	67.6
	Total	5,000	0.5	0.0	0.0	2.1	7.4	10.5	10.5	10.8	10.4	9.6	4.0	1.7	67.6
2029	Option 1:	100	0.3	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.9
	Option 2	4,900	0.0	0.0	0.0	2.5	8.7	12.2	12.2	12.5	12.1	11.0	4.9	2.1	78.2
	Total	5,000	0.3	0.0	0.3	2.8	8.9	12.5	12.5	12.8	12.3	11.3	5.1	2.3	81.1
2030	Option 1:	200	0.5	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	5.8
	Option 2	5,800	0.1	0.0	0.1	2.9	9.9	13.3	13.4	14.4	14.1	12.7	5.4	2.4	88.7
	Total	6,000	0.7	0.0	0.7	3.5	10.4	13.8	13.9	15.0	14.6	13.2	5.9	2.9	94.5
2031	Option 1:	800	2.1	0.7	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	23.9
	Option 2	7,200	0.2	0.0	0.0	3.2	11.9	16.4	16.6	18.8	18.5	16.3	7.0	3.0	111.9
	Total	8,000	2.3	0.7	2.1	5.4	14.0	18.5	18.7	20.9	20.6	18.4	9.1	5.1	135.8
2032	Option 1:	800	2.1	0.4	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	23.6
	Option 2	8,200	0.2	0.0	0.1	3.4	12.4	16.9	17.2	19.7	19.5	17.1	7.1	3.2	116.9
	Total	9,000	2.3	0.4	2.2	5.5	14.6	19.0	19.3	21.8	21.6	19.2	9.2	5.3	140.4
2033	Option 1:	1,400	3.7	0.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	41.3
	Option 2	9,600	0.1	0.0	0.0	3.8	14.0	19.3	19.7	24.1	24.4	20.4	7.8	3.5	137.1
	Total	11,000	3.8	0.8	3.7	7.5	17.7	22.9	23.4	27.8	28.1	24.0	11.5	7.1	178.4
2034	Option 1:	1,500	3.9	0.8	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	44.2
	Option 2	10,500	0.1	0.0	0.1	4.2	15.1	19.8	20.3	25.8	26.1	21.8	8.0	3.6	144.8
	Total	12,000	4.0	0.8	4.0	8.2	19.0	23.7	24.3	29.7	30.0	25.8	12.0	7.5	189.0
2035	Option 1:	1,600	4.2	0.8	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	47.0
	Option 2	11,400	0.0	0.0	0.0	4.4	15.8	20.2	20.9	27.5	28.1	23.0	8.2	3.7	151.8
	Total	13,000	4.2	0.8	4.2	8.6	20.0	24.5	25.1	31.7	32.3	27.2	12.4	7.9	198.8
2036	Option 1:	1,500	3.9	0.3	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	43.7
	Option 2	11,500	0.0	0.0	0.1	4.6	16.3	20.1	20.8	28.9	29.9	23.8	8.2	3.8	156.5
	Total	13,000	4.0	0.3	4.0	8.6	20.3	24.0	24.7	32.8	33.8	27.7	12.1	7.8	200.2
2037	Option 1:	1,400	3.7	0.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	40.5
	Option 2	12,600	0.0	0.0	0.1	4.9	17.2	20.7	21.4	29.8	30.8	24.5	8.1	3.9	161.4
	Total	14,000	3.7	0.0	3.8	8.5	20.8	24.4	25.1	33.5	34.5	28.2	11.8	7.5	201.9
2038	Option 1:	1,400	3.6	0.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	40.4
	Option 2	12,600	0.0	0.0	0.0	4.9	17.8	21.8	22.5	30.9	32.1	25.9	8.8	4.0	168.6
	Total	14,000	3.6	0.0	3.7	8.6	21.5	25.4	26.1	34.5	35.8	29.5	12.4	7.7	208.9
2039	Option 1:	1,400	3.6	0.0	3.6	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	40.3
	Option 2	13,600	0.0	0.0	0.0	5.0	19.2	24.2	24.9	33.3	34.5	28.4	9.7	4.4	183.6
	Total	15,000	3.6	0.0	3.6	8.7	22.9	27.9	28.6	37.0	38.1	32.1	13.3	8.1	223.9
2040	Option 1:	1,200	3.0	0.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	34.7
	Option 2	14,800	0.0	0.0	0.0	5.3	19.8	23.5	24.4	35.1	37.0	29.3	9.4	4.6	188.3
	Total	16,000	3.0	0.1	3.1	8.5	22.9	26.7	27.5	38.3	40.1	32.5	12.6	7.7	223.0

出典：JICA 調査団作成

表 13.3-4 ベースおよびピークの水素製造ポテンシャル（ThousandTon）

Year	Option	Output (MW)	Potential of Hydrogen Production (Thousand Ton)												Total
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2022	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.1	4.2	4.0	3.3	2.4	0.0	0.0	20.0
	Total	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.1	4.2	4.0	3.3	2.4	0.0	0.0	20.0
2023	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	1,000	0.0	0.0	0.0	0.1	7.7	11.4	11.4	11.2	10.3	8.8	0.0	0.0	60.9
	Total	1,000	0.0	0.0	0.0	0.1	7.7	11.4	11.4	11.2	10.3	8.8	0.0	0.0	60.9
2024	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	2,000	0.0	0.0	0.0	0.3	11.0	15.4	15.8	15.5	14.6	12.7	0.1	0.1	85.4
	Total	2,000	0.0	0.0	0.0	0.3	11.0	15.4	15.8	15.5	14.6	12.7	0.1	0.1	85.4
2025	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	3,000	0.0	0.0	0.2	3.7	22.1	30.2	30.4	31.8	30.5	27.5	9.4	2.0	187.7
	Total	3,000	0.0	0.0	0.2	3.7	22.1	30.2	30.4	31.8	30.5	27.5	9.4	2.0	187.7
2026	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	3,000	0.0	0.0	0.0	4.2	25.8	35.3	35.2	36.5	35.1	31.4	9.6	1.2	214.4
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	4.2	25.8	35.3	35.2	36.5	35.1	31.4	9.6	1.2	214.4
2027	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	3,000	0.0	0.0	0.0	7.4	31.7	42.4	42.4	43.7	42.1	37.5	13.0	3.5	263.8
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	7.4	31.7	42.4	42.4	43.7	42.1	37.5	13.0	3.5	263.8
2028	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	5,000	2.8	0.0	0.1	11.8	41.0	58.2	58.6	60.0	57.8	53.1	22.5	9.7	375.7
	Total	5,000	2.8	0.0	0.1	11.8	41.0	58.2	58.6	60.0	57.8	53.1	22.5	9.7	375.7
2029	Option 1:	100	1.5	0.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	16.1
	Option 2 :	4,900	0.2	0.0	0.0	14.0	48.2	67.8	68.0	69.5	67.0	61.2	27.0	11.4	434.2
	Total	5,000	1.7	0.0	1.5	15.4	49.7	69.2	69.4	71.0	68.4	62.6	28.4	12.9	450.3
2030	Option 1:	200	2.9	0.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	32.1
	Option 2 :	5,800	0.8	0.0	0.7	16.3	54.9	73.8	74.4	80.2	78.1	70.3	29.9	13.4	492.9
	Total	6,000	3.7	0.0	3.6	19.2	57.8	76.7	77.3	83.1	81.0	73.2	32.8	16.4	525.0
2031	Option 1:	800	11.7	4.0	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	132.5
	Option 2 :	7,200	0.9	0.0	0.1	18.0	66.0	91.0	92.4	104.5	102.8	90.7	38.9	16.6	621.9
	Total	8,000	12.6	4.0	11.8	29.7	77.7	102.7	104.1	116.2	114.5	102.4	50.6	28.2	754.4
2032	Option 1:	800	11.7	2.4	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	130.9
	Option 2 :	8,200	1.1	0.0	0.3	18.9	69.2	93.9	95.3	109.7	108.4	95.1	39.6	17.7	649.2
	Total	9,000	12.8	2.4	12.0	30.6	80.8	105.5	107.0	121.4	120.1	106.8	51.2	29.4	780.1
2033	Option 1:	1,400	20.4	4.6	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	229.5
	Option 2 :	9,600	0.8	0.0	0.2	21.1	78.0	107.0	109.6	133.8	135.5	113.1	43.2	19.2	761.5
	Total	11,000	21.2	4.6	20.6	41.5	98.4	127.5	130.1	154.2	155.9	133.6	63.7	39.6	990.9
2034	Option 1:	1,500	21.9	4.6	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	245.5
	Option 2 :	10,500	0.4	0.0	0.3	23.4	83.8	110.0	113.0	143.3	145.0	121.2	44.5	19.9	804.7
	Total	12,000	22.3	4.6	22.2	45.3	105.7	131.9	134.9	165.2	166.9	143.1	66.4	41.8	1,050.2
2035	Option 1:	1,600	23.4	4.3	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	261.2
	Option 2 :	11,400	0.0	0.0	0.0	24.5	87.9	112.5	116.0	152.9	156.1	127.5	45.5	20.4	843.4
	Total	13,000	23.4	4.3	23.4	47.8	111.3	135.9	139.4	176.3	179.4	150.9	68.9	43.8	1,104.7
2036	Option 1:	1,500	21.9	1.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	242.8
	Option 2 :	11,500	0.3	0.0	0.6	25.8	90.6	111.4	115.4	160.6	165.9	132.0	45.4	21.4	869.2
	Total	13,000	22.2	1.9	22.5	47.7	112.5	133.3	137.3	182.5	187.8	153.9	67.3	43.3	1,112.0
2037	Option 1:	1,400	20.3	0.1	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	224.9
	Option 2 :	12,600	0.0	0.0	0.4	27.0	95.3	115.2	119.0	165.7	171.4	136.0	45.3	21.5	896.8
	Total	14,000	20.3	0.1	20.9	47.4	115.8	135.6	139.4	186.2	191.8	156.5	65.7	41.9	1,121.6
2038	Option 1:	1,400	19.9	0.0	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	224.2
	Option 2 :	12,600	0.0	0.0	0.0	27.2	99.0	120.9	124.8	171.4	178.5	143.7	48.7	22.4	936.5
	Total	14,000	19.9	0.0	20.4	47.6	119.4	141.4	145.2	191.8	198.9	164.1	69.1	42.8	1,160.7
2039	Option 1:	1,400	20.0	0.0	20.1	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	224.1
	Option 2 :	13,600	0.0	0.0	0.0	28.0	106.8	134.5	138.5	184.9	191.4	157.7	53.6	24.7	1,020.0
	Total	15,000	20.0	0.0	20.1	48.4	127.2	154.9	159.0	205.4	211.8	178.1	74.1	45.1	1,244.1
2040	Option 1:	1,200	16.9	0.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	192.5
	Option 2 :	14,800	0.0	0.0	0.0	29.6	109.8	130.5	135.3	195.2	205.4	162.8	52.4	25.3	1,046.4
	Total	16,000	16.9	0.5	17.5	47.1	127.3	148.1	152.8	212.8	222.9	180.3	69.9	42.8	1,238.9

出典：JICA 調査団作成

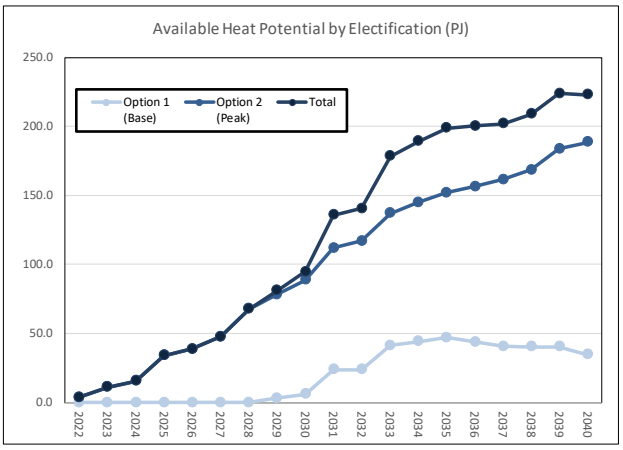
表 13.3-5 水素換算のベースおよびピークの熱ポテンシャル（PJ）

Year	Option	Output (MW)	Potential of Heat (GJ)												Total
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2022	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.0	0.0	2.4
	Total	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.0	0.0	2.4
2023	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	1.4	1.4	1.3	1.2	1.1	0.0	0.0	7.3
	Total	1,000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	1.4	1.4	1.3	1.2	1.1	0.0	0.0	7.3
2024	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	2,000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	1.8	1.9	1.9	1.7	1.5	0.0	0.0	10.2
	Total	2,000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	1.8	1.9	1.9	1.7	1.5	0.0	0.0	10.2
2025	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	3,000	0.0	0.0	0.0	0.4	2.6	3.6	3.6	3.8	3.7	3.3	1.1	0.2	22.5
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	0.4	2.6	3.6	3.6	3.8	3.7	3.3	1.1	0.2	22.5
2026	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	3,000	0.0	0.0	0.0	0.5	3.1	4.2	4.2	4.4	4.2	3.8	1.2	0.1	25.7
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	0.5	3.1	4.2	4.2	4.4	4.2	3.8	1.2	0.1	25.7
2027	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	3,000	0.0	0.0	0.0	0.9	3.8	5.1	5.1	5.2	5.1	4.5	1.6	0.4	31.7
	Total	3,000	0.0	0.0	0.0	0.9	3.8	5.1	5.1	5.2	5.1	4.5	1.6	0.4	31.7
2028	Option 1:	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Option 2 :	5,000	0.3	0.0	0.0	1.4	4.9	7.0	7.0	7.2	6.9	6.4	2.7	1.2	45.1
	Total	5,000	0.3	0.0	0.0	1.4	4.9	7.0	7.0	7.2	6.9	6.4	2.7	1.2	45.1
2029	Option 1:	100	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.9
	Option 2 :	4,900	0.0	0.0	0.0	1.7	5.8	8.1	8.2	8.3	8.0	7.3	3.2	1.4	52.1
	Total	5,000	0.2	0.0	0.2	1.9	6.0	8.3	8.3	8.5	8.2	7.5	3.4	1.5	54.0
2030	Option 1:	200	0.4	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.9
	Option 2 :	5,800	0.1	0.0	0.1	2.0	6.6	8.9	8.9	9.6	9.4	8.4	3.6	1.6	59.2
	Total	6,000	0.4	0.0	0.4	2.3	6.9	9.2	9.3	10.0	9.7	8.8	3.9	2.0	63.0
2031	Option 1:	800	1.4	0.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	15.9
	Option 2 :	7,200	0.1	0.0	0.0	2.2	7.9	10.9	11.1	12.5	12.3	10.9	4.7	2.0	74.6
	Total	8,000	1.5	0.5	1.4	3.6	9.3	12.3	12.5	13.9	13.7	12.3	6.1	3.4	90.5
2032	Option 1:	800	1.4	0.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	15.7
	Option 2 :	8,200	0.1	0.0	0.0	2.3	8.3	11.3	11.4	13.2	13.0	11.4	4.7	2.1	77.9
	Total	9,000	1.5	0.3	1.4	3.7	9.7	12.7	12.8	14.6	14.4	12.8	6.1	3.5	93.6
2033	Option 1:	1,400	2.5	0.6	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	27.5
	Option 2 :	9,600	0.1	0.0	0.0	2.5	9.4	12.8	13.2	16.1	16.3	13.6	5.2	2.3	91.4
	Total	11,000	2.5	0.6	2.5	5.0	11.8	15.3	15.6	18.5	18.7	16.0	7.6	4.8	118.9
2034	Option 1:	1,500	2.6	0.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	29.5
	Option 2 :	10,500	0.0	0.0	0.0	2.8	10.1	13.2	13.6	17.2	17.4	14.5	5.3	2.4	96.6
	Total	12,000	2.7	0.6	2.7	5.4	12.7	15.8	16.2	19.8	20.0	17.2	8.0	5.0	126.0
2035	Option 1:	1,600	2.8	0.5	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	31.3
	Option 2 :	11,400	0.0	0.0	0.0	2.9	10.5	13.5	13.9	18.4	18.7	15.3	5.5	2.5	101.2
	Total	13,000	2.8	0.5	2.8	5.7	13.4	16.3	16.7	21.2	21.5	18.1	8.3	5.3	132.6
2036	Option 1:	1,500	2.6	0.2	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	29.1
	Option 2 :	11,500	0.0	0.0	0.1	3.1	10.9	13.4	13.8	19.3	19.9	15.8	5.4	2.6	104.3
	Total	13,000	2.7	0.2	2.7	5.7	13.5	16.0	16.5	21.9	22.5	18.5	8.1	5.2	133.4
2037	Option 1:	1,400	2.4	0.0	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	27.0
	Option 2 :	12,600	0.0	0.0	0.1	3.2	11.4	13.8	14.3	19.9	20.6	16.3	5.4	2.6	107.6
	Total	14,000	2.4	0.0	2.5	5.7	13.9	16.3	16.7	22.3	23.0	18.8	7.9	5.0	134.6
2038	Option 1:	1,400	2.4	0.0	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	26.9
	Option 2 :	12,600	0.0	0.0	0.0	3.3	11.9	14.5	15.0	20.6	21.4	17.2	5.8	2.7	112.4
	Total	14,000	2.4	0.0	2.4	5.7	14.3	17.0	17.4	23.0	23.9	19.7	8.3	5.1	139.3
2039	Option 1:	1,400	2.4	0.0	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	26.9
	Option 2 :	13,600	0.0	0.0	0.0	3.4	12.8	16.1	16.6	22.2	23.0	18.9	6.4	3.0	122.4
	Total	15,000	2.4	0.0	2.4	5.8	15.3	18.6	19.1	24.6	25.4	21.4	8.9	5.4	149.3
2040	Option 1:	1,200	2.0	0.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	23.1
	Option 2 :	14,800	0.0	0.0	0.0	3.5	13.2	15.7	16.2	23.4	24.6	19.5	6.3	3.0	125.6
	Total	16,000	2.0	0.1	2.1	5.7	15.3	17.8	18.3	25.5	26.8	21.6	8.4	5.1	148.7

出典：JICA 調査団作成

次いで、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それぞれ図 13.3-2、図 13.3-3、図 13.3-4 に示す。

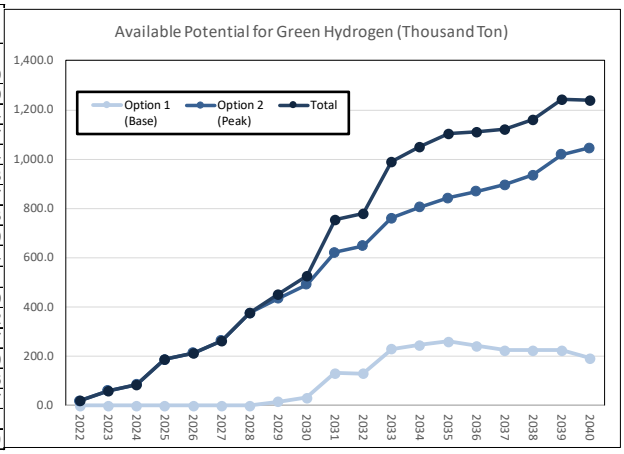
Year	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total
2022	0.0	3.6	3.6
2023	0.0	11.0	11.0
2024	0.0	15.4	15.4
2025	0.0	33.8	33.8
2026	0.0	38.6	38.6
2027	0.0	47.5	47.5
2028	0.0	67.6	67.6
2029	2.9	78.2	81.1
2030	5.8	88.7	94.5
2031	23.9	111.9	135.8
2032	23.6	116.9	140.4
2033	41.3	137.1	178.4
2034	44.2	144.8	189.0
2035	47.0	151.8	198.8
2036	43.7	156.5	200.2
2037	40.5	161.4	201.9
2038	40.4	168.6	208.9
2039	40.3	183.6	223.9
2040	34.7	188.3	223.0



出典：JICA 調査団作成

図 13.3-2 2040 年までの電化による熱ポテンシャル（PJ）

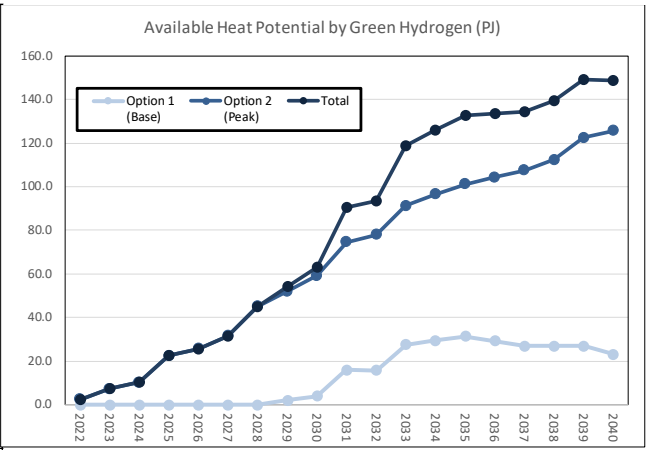
Year	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total
2022	0.0	20.0	20.0
2023	0.0	60.9	60.9
2024	0.0	85.4	85.4
2025	0.0	187.7	187.7
2026	0.0	214.4	214.4
2027	0.0	263.8	263.8
2028	0.0	375.7	375.7
2029	16.1	434.2	450.3
2030	32.1	492.9	525.0
2031	132.5	621.9	754.4
2032	130.9	649.2	780.1
2033	229.5	761.5	990.9
2034	245.5	804.7	1,050.2
2035	261.2	843.4	1,104.7
2036	242.8	869.2	1,112.0
2037	224.9	896.8	1,121.6
2038	224.2	936.5	1,160.7
2039	224.1	1,020.0	1,244.1
2040	192.5	1,046.4	1,238.9



出典：JICA 調査団作成

図 13.3-3 2040 までの各オプションの水素製造ポテンシャル（千 Ton）

Year	Option 1 (Base)	Option 2 (Peak)	Total
2022	0.0	2.4	2.4
2023	0.0	7.3	7.3
2024	0.0	10.2	10.2
2025	0.0	22.5	22.5
2026	0.0	25.7	25.7
2027	0.0	31.7	31.7
2028	0.0	45.1	45.1
2029	1.9	52.1	54.0
2030	3.9	59.2	63.0
2031	15.9	74.6	90.5
2032	15.7	77.9	93.6
2033	27.5	91.4	118.9
2034	29.5	96.6	126.0
2035	31.3	101.2	132.6
2036	29.1	104.3	133.4
2037	27.0	107.6	134.6
2038	26.9	112.4	139.3
2039	26.9	122.4	149.3
2040	23.1	125.6	148.7



出典：JICA 調査団作成

図 13.3-4 2040 年までの水素による熱ポテンシャル（PJ）

13.4 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

本節では、余剰電力の活用という観点からネパールにおけるエネルギートランジションおよび CN 燃料活用の方向性について考察する。なお、以下の第 13.4.2 項、第 13.4.3 項について需要規模に対する余剰電力による製造ポテンシャルの比較にとどめているが、現実での適用には経済性や利用形態を踏まえて検討する必要がある旨、留意する。

13.4.1 余剰電力と熱およびグリーン水素の製造ポテンシャル

第 12.3 節で検討した 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を表 13.4-1 に整理する。

表 13.4-1 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)			Electification (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。

13.4.2 2022/23 におけるネパールの一次エネルギー消費量との比較

表 13.4-2 に示す 2022/23 におけるネパール国内の一次エネルギー消費量から、余剰電力、熱および水素製造ポテンシャルの規模について考察する。

表 13.4-2 2022/23 におけるネパールの一次エネルギー消費量

	FY 2078/79					Growth Rate from previous FY
Category	Fuel Type	Energy (000 GJ)	000 TOE	GWh	% of National Total	
Traditional	Firewood	374,562.95	8,946.28	104,877.63	58.53%	-0.85%
	Agricultural Residues	17,965.50	429.10	5,030.34	2.81%	-4.35%
	Animal Waste	18,150.14	433.51	5,082.04	2.84%	1.02%
	Total	410,678.59	9,808.89	114,990.01	64.17%	-0.93%
Commercial	Coal	58,148.22	1,388.85	16,281.50	9.09%	-0.51%
	Petrol	24,653.98	588.85	6,903.11	3.85%	26.04%
	Diesel	66,079.60	1,578.28	18,502.29	10.33%	4.12%
	Kerosene	640.68	15.30	179.39	0.10%	-22.91%
	LPG	24,657.27	588.93	6,904.04	3.85%	13.09%
	ATF	5,392.72	128.80	1,509.96	0.84%	143.10%
	Furnace Oil	1,834.45	43.82	513.65	0.29%	-46.03%
	Total	**181,406.91**	**4,332.83**	**50,793.94**	**28.35%**	**6.88%**
	Grid Electricity	**31,766.40**	**758.73**	**8,894.59**	**4.96%**	**20.45%**
Renewable	Biogas	10488.72	250.52	2,936.84	1.64%	7.50%
	Wind	1.87	0.04	0.52	0.0003%	0.00%
	Micro/Pico Hydro	539.97	12.90	151.19	0.08%	4.86%
	Solar	5083.32	121.41	1,423.33	0.79%	6.80%
	Total	***16113.88***	***384.87***	***4,511.89***	***2.52%***	***7.19%***
Total		**639,965.79**	**15,285.32**	**179,190.42**	**100%**	**2.28%**

出典：Energy Synposis Report 2023, WECS

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、LPG が 24.6PJ、その他 7.2PJ となっている。

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、表 13.4-1 に示すようにそれぞれ、2025 年で 33.8PJ と 22.5PJ、2030 年で 94.5PJ と 63.0PJ、2035 年で 198.8PJ と 132.6PJ、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（表 13.4-2 に記載の 181.4PJ）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る。

これらの活用は既往のエネルギーとの経済性や水素インフラの整備に掛かる費用を総合的に勘案して判断する必要はあるが、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。

13.4.3 既往調査におけるグリーン水素需要との比較

第 13.2 節で記載した既往調査におけるグリーン水素の需要を表 13.4-3 に整理する。なお、年間水素需要量等は既往調査の結果とそれを基に調査団で概算した数値であり、参考資料である旨、留意する。

表 13.4-3 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）	FCV 燃料効率 0.01kgH2/km 154,433 cars and 15,000km/year
	バス	30.28（2018 年）	FCV 燃料効率 0.08kgH2/km 12,617 cars and 30,000km/year

*1: Green Hydrogen for Development in Nepal, Kathmandu Univerity, *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：各種資料を基に 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 81.09Thousand Ton であり、2031 年以降であればベースで供給可能である。アンモニアおよびに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表 13.4-1 に示すように 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。

13.4.4 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、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 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 CO_2 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ー製造で排出する CO_2 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。

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 14 電力セクターにおけるガバナンスメカニズムの構築.....14-1
14.1 本章の目的と構成 14-1
14.2 電力セクターにおけるビジョン設定について.....14-3
14.2.1 JICA 調査団による調査結果と考察.....14-3
14.2.2 上記ビジョンを実現するために必要な能力強化：
ネパール側関係者の意見.....14-6
14.3 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.....14-7
14.3.1 セクターガバナンスの鳥観図.....14-7
14.3.2 ガバナンスメカニズムに係る緩和・解決策に関する考察 14-8
14.3.3 諸課題の整理.....14-15
14.4 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.....14-16
14.5 DPs による支援の方向性に係る検討.....14-20

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

14.1　本章の目的と構成

本章では、ネパール国の電力セクターにおける課題をガバナンスの観点から整理する。具体的には、電力セクターにおいて明確に位置付けられるべきビジョンを示した後、以下の 5 つの事項について、課題及びその緩和・解決策を示し、統合的電力システム開発計画（IPSDP : Integrated Power System Development Plan）の着実な実施のために必要なアクションを整理する。なお、これら 5 つの事項はネパール政府ステークホルダーとの議論を通じ、特に重要と確認されたものである。

- 関係組織間のコミュニケーションのプラットフォーム／プロトコールの整備
- 関係省庁と連携した投資環境の改善
- 独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）に関するライセンス発行に係るプロセスと基準の明確化及び民間との対話
- 新電力法の制定とネパール電力公社（NEA：Nepal Electricity Authority）のアンバンドリング
- 開発パートナーズ（DPs：Development Partners）間の連携強化

次に、ネパール国水資源エネルギー灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resource and Irrigations）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（Energy Development Road Map and Action Plan）」をレビューし、その中で示されているアクションプランについて精査する。レビュー結果として、実施方法や留意点、アクションプランの効果を高める方策について提言を行う。

上記結果を踏まえ、ネパール国政府が電力セクターのガバナンスに関する諸課題の緩和・解決を実現するため、国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）を含む DPs が取りうる支援の方向性を示す。

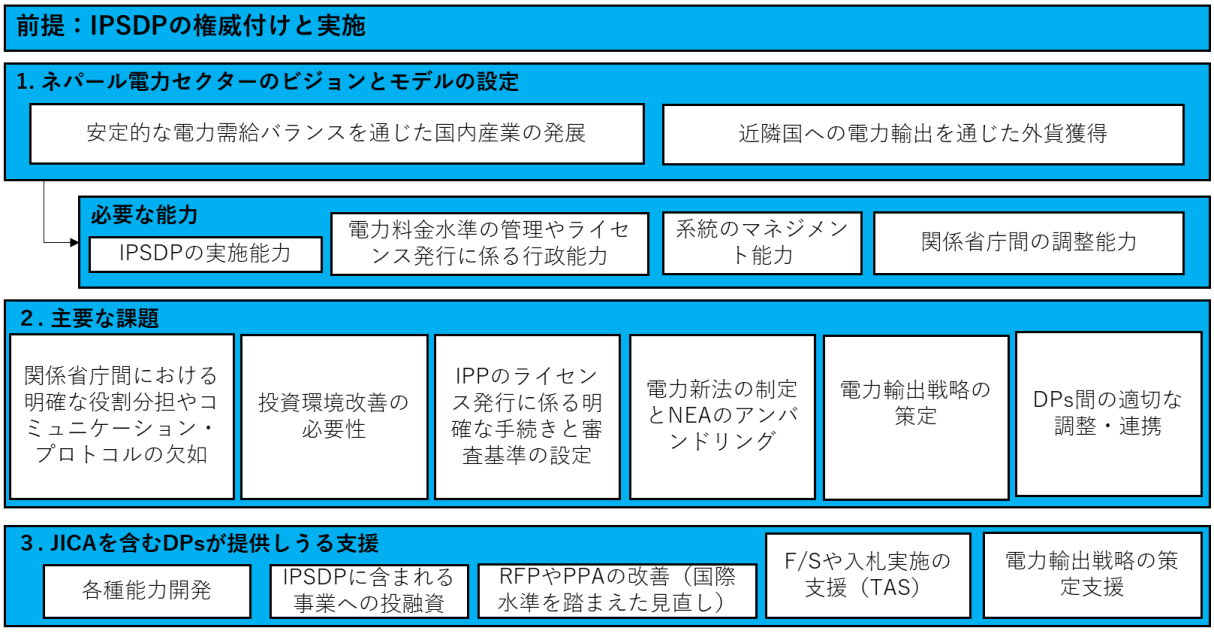
電力セクターのガバナンスに関する検討フレームワークを図 14.1-1 に示す[1]。尚、IPSDP がネパール国政府内でしかるべき位置づけがなされ、適切に実施されることが前提となる。

その上で、ネパール国における電力セクターのガバナンスをより強固なものにするための基

[1] この図は、電力開発局（DoED：Department of Electricity Development）や電力規制委員会（ERC：Electricity Regulatory Commission）といったネパール政府幹部や NEA の幹部との複数に渡る会合において議論、整理してきたものである。その意味において、その構成や内容については、非公式ではあるが実質的な基本了解を得ているものと解することができる。

礎として、第 14.2 節では、明確に位置付けられるべきビジョンについて論じる。第 14.3 節においては、上述した 5 つの論点について現状を示すとともに、その緩和・解決に向けた方策を論じる。

上記の検討を踏まえて、第 14.4 節においては、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を精査し、第 14.5 節で DPs による支援の方向性に係る検討を行う。



出典：JICA 調査団作成

図 14.1-1 電力センターのガバナンスに関する検討フレームワーク

なお、本章における情報収集、検討・考察は、調査団独自の情報収集、分析、内部議論のほか、以下の主体との意見交換や議論に基づいて行われたものである。

- ネパール政府関係機関幹部（本プロジェクトの JCC（Joint Cordination Cmmittee）、ガバナンス・ワーキンググループ、日本招へい時に参加したネパール政府幹部）
- ネパール IPP 協会（IPPAN：Independent Power Producers' Association）、その他ネパール国の水力発電事業の投資経験のある（或いは投資を行う予定の）投資家や民間事業者
- ネパールの電力セクターに精通した法律事務所弁護士
- 世界銀行、アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）、米国国際開発庁（USAID：United States Agency for International Development）といった、他の DPs、インドの電力取引市場、その他関係者

14.2 電力セクターにおけるビジョン設定について

14.2.1 JICA 調査団による調査結果と考察

電力セクターにおけるガバナンス強化を検討する上で、基礎となるのは 2023 年に MoEWRI が策定した「エネルギー開発ロードマップとアクションプラン」である。この中で、現在のエネルギーセクターの現状を踏まえた上での電力需給に関する分析、電力需要予測、国際電力融通に関する検討が行われ、最終的に 2035 年をターゲットとしたロードマップとアクションが示されている[2]。

しかし、このロードマップとアクションプランは、ネパール政府としての全体戦略やビジョンが示されていない。そのため、各種ステークホルダーが今後の電力セクターのあるべき姿を議論する際のベースもしくは軸が定まっておらず、明確な進捗が見られないような状況である。さらに、社会経済全体や電力セクターでこのロードマップがどの様な位置づけか、どの程度の強制力を持つのか、必ずしも明確に示されていない。また、アクションを取る主体としては MoWRI 以外の組織も示されているが、それらの組織との共有やコミットメントの取得は十分に行われていないようである。

上記より、電力セクターが示すべきビジョンについて、ネパール国における社会経済全体の観点から検討を行うとともに、ネパール政府に対する提言を整理する。それをもって、本調査における JICA 調査団が考える「ネパールの電力セクターが目指すべきあり方または方向性」とし、ガバナンスの向上策を検討・提案する上での基礎とする。

基本的な考え方として、国内の電力需要を惹起した上で、それに対して安定的に電力を供給できるシステムを構築し、ネパール国のエネルギー安全保障を確保した上で、剰余分の電力を近隣国に輸出するというのが一般的かつ合理的といえる[3]。

第 5 章の電力需要予測より、2022 年におけるネパールの販売電力量は 9,000GWh であり、その内訳は、家庭が 42%、工業が 39%となっている[4]。国内需要だけでも販売電力量の伸びは 20%程度となっており、さらに産業の発展が進むと、電力需要は高まると考えられる。まずはこうした国内の電力需要の増加に適切に対応していく必要がある。電化率は 2021 年時点で 93%に達していることから、特に工業を含む産業面での需要を増進させて、それに対応していくことが重要と考えられる。

---

2 IPSDP とはターゲット年が異なる点に留意が必要である。（IPSDP のターゲット年は 2040 年）
3 なお、この内容は、JCC やガバナンス WG、日本招へい時といった機会において、ネパール政府高官との議論を踏まえて整理しているものである。
4 第 5 章第 5.1 節「電力需要実績」より。

産業面の需要については、第 5 章で国内の電力需要の成長およびその主要分野（家庭セクター、工業セクター、商業セクター）およびその構成要素について考察を行っている[5]。また、政府介入がありうる分野として、電気自動車の普及、調理の電化、スマート街路灯の導入、電気鉄道の導入、製鉄所の稼働、工業地帯・経済特区の開発等が挙げられている。これらの中でも、国内の需要が飛躍的に増加させる最も大きなドライバーとしては、産業振興が期待され、将来の電力需要に大きな影響を与えうると考えられる。

特に産業育成が期待される分野としては、既往の貿易状況等を踏まえると、亜鉛鋼板、ポリエステル糸、ウールカーペット、ジュート製品、カルダモンなどが考えられる。また、さらなる産業成長という観点からは、アパレルや工業製品に係る産業も重要である。いずれにしろ、具体的な産業育成政策を立てて、それを支えるための電力供給能力を備えていくストーリーを立てていくことが望まれる。

表 14.2-1　ネパールの輸出品目上位 5 種（2022 年）

品目	輸出額
Zinc Sheet（亜鉛メッキ鋼板）	Rs. 7.97 bn
Polyestel Yarn & Thread（ポリエステル糸）	Rs. 7.15 bn
Woolenn Carpert（ウールカーペット）	Rs. 6.93 bn
Cardamom（カルダモン）	Rs. 5.29 bn
Juice（ジュート）	Rs. 5.17 bn

出典：”the HRM (2024) Vol.3 Issue 7”

無論、産業振興については、MoEWRI の直接の所管外であり、それを実現するためには、産業育成を所管する産業・商業・供給省（MoICS：Ministry of Industry, Commerce and Supplies）の産業局（DoI : Department of Industry）や、投資促進を所管する投資庁（IBN : Investment Board of Nepal）との連携が必須となる。このように、MoEWRI には、他の省庁や関係機関との連携を強化しつつ、電力需要の惹起と電力供給能力の増強を戦略的かつバランスよく実現していくことが求められる[6]。

なお、ネパール国全体における投資促進に関連していえば、国内外からの投資促進を喚起することを目的とした「Nepal Investment Sumitt 2024」が 2024 年 4 月に開催された。この概要を本章の巻末に示す。

ネパール国の電力セクターにおけるビジョンのもう 1 つの柱として考えられるのが、「電力

[5] 詳細については、第 5 章第 5.4 節「電力需要予測」を参照のこと。
[6] IBN と DoI の関係については、第 2 章第 2.1 節「電力セクターの組織体制」に示した IBN の項を参照のこと。

輸出による外貨獲得」であることは、論を待たない。ネパール国の貿易収支は、端的にいって厳しい状況にある。在ネパール日本国大使館の調査[7]によると、2021／22 年度のネパール国の貿易額は、輸出 2,000 億ルピーに対し､輸入 1.92 兆ルピー（すなわち、輸入が輸出の 9.6 倍）である[8]。参考までに、2021／22 年における電力の輸入額は、220 億ルピーである。こうした貿易赤字は、近年も拡大する傾向にあり、このままではネパール国の国際収支は悪化する一途を辿る可能性がある。

一方で、ネパールの電力の輸出額（対インド）は、2022／2023 年は約 120 億ルピー、2023／2024 年は 132 億ルピーである[9]。このように､対インドの電力輸出は増加傾向にある。また、2023 年には、ネパール、インド、バングラデシュ 3 国の間で、ネパールからバングラデシュに対する電力輸出に関する基本合意に至っている[10]。仮に現在の輸出額を倍増することができれば、ネットでの電力の貿易収支は赤字から黒字に転換できる。またそれは、ネパール国の全輸出額の中でも大きな割合を占めることになる。このように電力輸出はネパール国のマクロ経済にとっても大きなインパクトをもたらしうるものである。

なお、第 11 章で行った経済・財務分析によると、シナリオ 3 に基づいて順調に電力輸出が伸びた場合、2026 年～2027 年には、ネパールの電力輸出額は、1,000 億ルピーに到達する[11]。さらに 2029 年には現在のネパール国の輸出額に相当する 2,000 億ルピーに達する予想である。また、仮に IPSDP のシナリオ通りに投資および電力輸出が進むと、名目ベースで、2040 年には輸出金額が約 7.5 倍まで増加し、貿易赤字額が 0.16 倍まで圧縮されるという効果が推計される[12]。このことから、電力輸出がネパール国の貿易収支やネパール国政府にとっての財政にいかに大きなインパクトを与えるかがわかる。

以上を踏まえて、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、以下のようなビジョンを明確に設定することが重要と考える。

① まず国内において、省庁間の適切な連携を通じた産業振興を図り、電力需要を惹起するとともに、それに対応するための電力供給システムを構築すること。

② その上で、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。

7 在ネパール日本国大使館『図説 ネパール経済 2023』（2023 年 2 月）による。
8 参考までに、現状の主な輸出品目は、大豆油、糸、ウールカーペット、ジュート製品、カルダモンなどである。
9 以上の数字は NEA『Annual Report』による。
10 詳細については、第 8 章「ネパールと周辺国との電力融通」を参照のこと。
11 詳細については、第 11 章第 11.3 節「財務分析」を参照こと。
12 詳細については、第 11 章第 11.8 節「ネパールのマクロ経済への影響分析財務分析」を参照こと。

14.2.2 上記ビジョンを実現するために必要な能力強化：ネパール側関係者の意見

上記については、本調査の実施過程おいて実施した、ガバナンスに関するネパール国政府高官およびその他関係者に対するインタビューにおいて、基本的に同意できるものであることを確認した。ただし、それを実現するためには、ネパール政府関係機関の組織的および人的な能力の開発・向上が必要となる旨の意見が多く聞かれた。

関係者との意見交換を通じて確認された、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）として、以下の 4 点を挙げることができる。なお、これらは、JICA をはじめとする開発パートナーによる今後の対ネパール国支援の方策を考える上でも参考になる。

- 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[13]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[14]
- 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[15]
- 省庁間の調整能力：IPSDP の内容を実現するため、DoED は、財務省（MoF：Ministry of Finance）、IBN、MoICS／DoI 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[16]

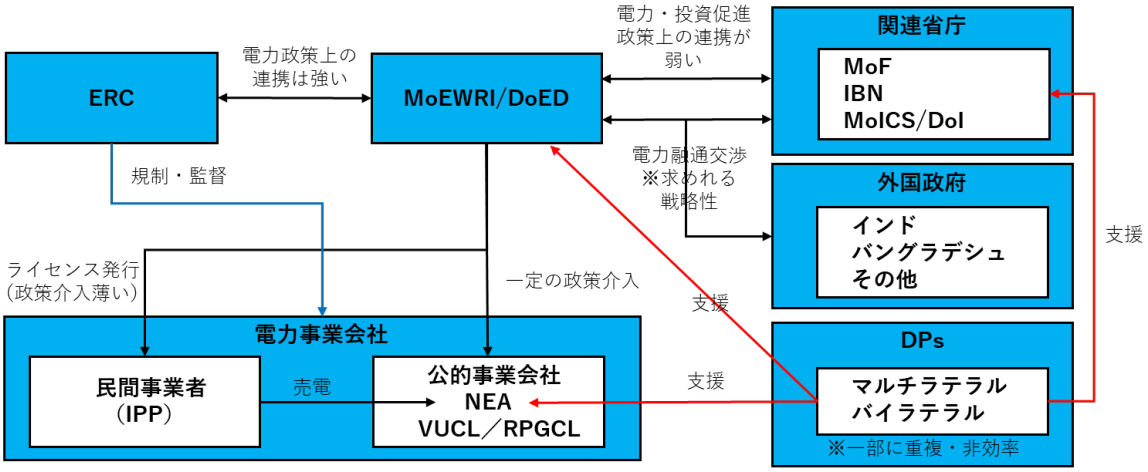
以上を前提として、次項以降では、本調査を通じて確認されたネパール国電力セクターにおける主要な課題、およびその緩和・解決に向けた対応策について調査・検討結果を示す。

[13] ライセンス発行にかかる課題の詳細については、第 2 章第 2.2.5 節「 IPP の許認可・承認プロセス」を参照のこと。
[14] 料金の設定・変更にかかる課題の詳細については、第 2 章第 2.4.2 節「電気料金制度」を参照のこと。
[15] 系統管理にかかる課題の詳細については、第 2 章第 2.7 節「電力セクターにおける各開発援助機関の支援」のアジア開発銀行の項を参照のこと。
[16] 電力セクターにける主要プレイヤーの詳細については、第 2 章第 2.1 節「電力セクターの組織体制」を参照のこと。

14.3 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

14.3.1 セクターガバナンスの鳥観図

ネパールにおける電力セクターのガバナンスの現状サマリーを次図に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 14.3-1 ネパールの電力セクター鳥観図

電力ガバナンスの中心となるのは、MoEWRI/DoED である。同組織は、ERC をはじめ、MoF、IBN と連携し、各種の電力政策やプロジェクトを実施している。なお、産業開発という面では MoICS／DoI との連携も期待されるが、現状では両省で連携して政策や施策は見られない。また、国内外の民間企業による投資の促進といった面では、MoEWRI／DoED と MoF・IBN の連携が期待されるところであるが、投資環境整備・改善は実質的に後者にゆだねられている [17]。

その他、ガバナンスに関する主な着目点は、以下の通りである。

- 電力事業の主体となるのは NEA であり、ネパール政府の一定の介入を受けながらも、発電・送電を中心的に担っている。現在、国会で審議されている新電力法によっては、送配電機能の分離が行われる可能性がある [18]。また、それに関係して、発電公社（VUCL：Vidhyut Utpadan Co., Ltd.）や送電公社（PRGCL：Ratriya Prasaran Grid Co., Ltd.）との合併または住

[17] MoEWRI 及び IBN を含む各種ネパール政府職員への聞き取り調査による。
[18] 本章の別添に示す改正電力法案には、送配電機能の分離に関する直接の記載は見当たらない。ただし、DoED や NEA 幹部への聞き取り調査によると、新電力法の成立により送配電機能の分離が活性化するとの見通しが複数聞かれたので、その旨を記載した。

み分けの問題が存在する。すなわち、新電力法の成立により、電力セクターのガバナンスの在り方が大きく影響を受ける可能性がある。

- 民間事業者（基本的には IPP 事業者）に対しては、MoEWRI は発電事業に係るライセンスを発行する立場にある。このライセンス発行に係る手続きや基準については、民間事業者から改善要求があり、この点は後述する。なお、一度ライセンスが発行されると、その後の公的介入は薄いようである[19]。

- インドやバングラデシュといった近隣国との電力融通交渉については、ネパールの総理大臣以下、政府の関係機関幹部が交渉団に参加していることが各種報道から確認されている。今後は価格交渉や電力融通のボリューム、タイミング、詳細条件を定めていく必要があり、そこに戦略性・一貫性を持たせていくことは重要である。

- ガバナンス能力向上（一部、投資環境の改善を含む）という観点からは、DPs の役割は重要である。事実、第 2 章で示したように、世界銀行（WB：World Bank）、ADB、USAID といった主要な機関が技術協力を実施している。ただし、必ずしも DPs 間での情報共有や連携・調整が適切に行われているかというとそうではなく、一部、支援内容の重複（その結果としての非効率性）が見られ、その意味では改善の余地がある。

14.3.2 ガバナンスメカニズムに係る緩和・解決策に関する考察

前節の考察を踏まえた上で、ガバナンスメカニズムに係る個別論点の具体的な確認と、その改善に向けた方策に向けた検討結果を以下に示す。

(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／プロトコールの整備

現状では、ネパールの電力セクターは、当該セクター（言い換えると、MoEWRI の所轄内）に閉じた政策や施策が実施されるように見受けられる。しかし、上で示したビジョンの下、IPSDP のシナリオに従って産業育成や民間投資促進を図っていくためには、以下のような省庁等との連携強化が必須である。

- MoF、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
- MoICS／DoI：産業育成政策に係る検討・調整（特に電力供給の観点から）
- 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
- 民間企業：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

[19] MoEWRI 及び IPPAN などの民間発電事業者へのヒアリング調査結果による。

特に電力セクターを直接に所管する MoEWRI においては、こうした機関とのコミュニケーションをより綿密かつ円滑に行うことが求められる。また、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ールを明確にしていく必要がある。具体的に想定されるアクションとしては、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

上記に関連するイベントの 1 つとして、2024 年 4 月には、ネパール政府によるネパール投資サミット 2024（Nepal Investment Summit 2024）が 2 日間にわたって開催された [20]。ここでは、ネパール国の MoF、MoICS／DoI、IBN、MoEWRI が一体となって、内外の投資家に対する投資の呼びかけがなされた。こうした機会を活用しつつ、省庁間連携を促進したり、民間との対話を進めていくことも重要と考えられる。

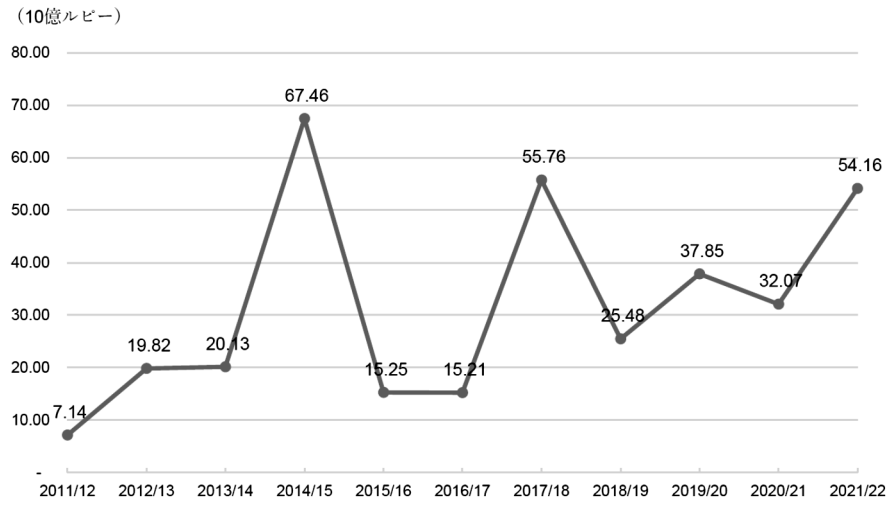
(2) 投資環境の改善

IPSDP を実現するためには、民間企業による事業投資は必要不可欠であり、そのことは本報告書第 11 章の経済・財務分析、および第 12 章のファイナンスの章の検討・分析結果からも明らかである。加えて、そうした投資は自国内の企業によるものでは投資余力の観点から厳しく、諸外国の投資家による投資を呼び込むことは必須といえる。ここでは、ネパール政府がいかにしたらより外国の投資を呼び込むことができるかについて検討する。

過去の約 10 年におけるネパール国に対する海外直接投資（FDI：Foreign Direct Investment）の推移は図 14.3-2 の通り、増加傾向にある。

FDI 対象のセクターとしては、エネルギーセクターが最も多く、全体 31.1%を占める。また、FDI の投資国としては、中国が最も多く 51.67%、続いてインドが 24.10%となっている。（両データとも、1989/90 2021/22 年度までの累計額による割合）[21]。

[20] 同サミットの具体内容については、本章の巻末別紙 1 を参照のこと。
[21] 在ネパール日本国大使館『図説ネパール経済 2023』による。



出典：在ネパール日本国大使館『図説ネパール経済 2023』／DoI(Industrial Statistics 2021/22)

図 14.3-2 ネパールに対する FDI（認可額）の推移

このように FDI の金額は近年増加傾向にあるものの、第 11 章に示した財務分析と資金調達手法の検討結果によると、今後、年間 2000～7000 百万 USD の民間投資（国内投資と FDI の双方を含む）が必要となる。2020～2021 年の FDI 認可額（エネルギーセクター以外も含む全額）が 541.6 億ルピー（約 4000 百万 USD）であることを考えると、現状の FDI 呼び込み施策では不十分であると考えられる。より強いガバナンスを効かせて、FDI を着実に増加させていくという不断の努力が求められる。

一般に、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：大臣級の政治リーダー、および関係省庁の高官の交代が頻繁に発生しているため、政策に一貫性がなく、また、リーダーシップや責任の所在が分かりにくい[22]。
- 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[23]。
- 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。
- 海外投資家の保護やインセンティブの付与：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。また、海外投資家がより投資に興味を頂くようなインセンティブを制度的に設けるこ

[22] 政治の不安定さについては、上述のネパール投資サミット 2024 においても多く指摘されたところである。
[23] 改正電力法の概要や現状に関しては、第 2 章第 2.2.1 節「電力事業全般にかかる法制度」の項を参照のこと。

とも重要である[24]。

- 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。よって、何等かの形で譲許性の高い資金（デット／エクイティ）を利用できる仕組みを作る必要がある。

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 MoEWRI 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、MoF 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。

(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、および民間との対話

民間投資、特に外国資本を電源開発に呼び込んでいく上では、IPP の許認可・承認プロセスに関しても改善が必要である[25]。DoED の重要な役割として、電力事業の各種申請・審査のワンウィンドウサービスが掲げられているが、現状では第 2 章第 2.1.1 節「電力事業に関わる主な行政組織」に示した通り、多数の官公庁・部署との調整が生じる。

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、民間事業者に負担が大きいことが指摘されたほか[26]、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[27]。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[28]。

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、第 2 章第 2.2.5 節「IPP の許認可・承認プロセス」では、多くのプロジェクトでライセンス発行後数年がたっても、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。その真偽は

[24] これには、オフテイカーとしての NEA の信用保証。
[25] 為替リスクへの対応や長期ファイナンスの確保等、ファイナンス面でも解決すべき課題は多々あるが、ここではガバナンス面での課題のみ述べる。
[26] USAID へのヒアリング（2022 年 3 月）による。
[27] IPPAN へのヒアリング（2022 年 6 月）による。
[28] IPPAN へのヒアリング（2022 年 6 月）による。

あるものの、そうした疑念が発生しうることは、今後の海外投資家を含む民間企業の投資を促進する上で、大きな足枷となる可能性がある。

上記に加えて、現状の IPP ライセンス発行は、民間事業者の提案の先着順に受け付けられており、いわゆる許認可事業、あるいは民間主導のアンソリシティド事業の形で実施されている。すなわち、政府主導の競争的入札は IPP 事業に関しては行われていない。これも、政府によるライセンス発行の透明性等を不明瞭にしている要因の 1 つとして考えられる。

現行のライセンス発行プロセス自体の評価については、政府や民間の関係者としても、大きな見解の相違がみられた点である[29]。政府側によるプロセス等の見直しが行われていることは事実であり、それらは評価しなければならないが、一方で、そのプロセスや審査基準についてはいまだに簡潔性、透明性、公平性等の観点から、民間側から不満や疑念の声が挙げられているというのは事実である。これは、ある意味では民間企業による投資を促進し、プロジェクトを実現していくという、電力開発の本質的な部分に対する重要なガバナンスが足りていないことの証左にほかならない。

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。さらに、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。

一方で、特に今後のプロジェクトについては、いったん発行されたライセンスについても一定期間を経て実質的な進捗がなければそのライセンスを無効化することができるなど、いわゆる「塩漬け」になっているプロジェクトの凍結または活性化の策を検討することも重要である[30]。

(4) 新電力法の制定と NEA のアンバンドリング

本報告の第 2 章で述べたように、改正電力法（Electricity Act, 2076 または Bill Made to Amend and Consolidate Laws Relating to Electricity）については、2020 年 7 月に国会に提出されたもの

[29] 例えば、政府関係者と民間事業者の双方を招待したワークショップでは、ライセンスの申請・発行プロセスの問題点を指摘する声が民間サイドから多く聞かれた。

[30] この点について、2022 末より 2023 年度にかけて、特に動きが見られなかった具体的なプロジェクトは、以下に記載されている。（https://myrepublica.nagariknetwork.com/news/energy-ministry-initiates-review-of-non-operational-hydropower-projects-mulls-revoking-licenses）

の、2024 年 6 月時点で成立しておらず、その見通しも不透明である。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、国内での送配電における託送制度の導入、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[31]。ただし、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ある。JICA 調査団が 2024 年 4 月に入手した同法の法案には、第 18 条第 4 項に、「If a single entity or organization is involved in electricity generation, transmission or distribution at the time of commencement of this Act, such entity or organization shall establish separate entity or organization for such purpose within five years of commencement of this Act.（以上、英語仮訳）」とある。これによると、将来的には、発電、送電、配電については、それぞれ独立した主体が担うことが想定されていると読める。

ただし、これと NEA のアンバンドリングがどう紐づくのかは、必ずしも明確でない。NEA のアンバンドリングの構想自体は第 2.1.3 節に記載しているが、少なくとも本プロジェクト実施中は、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。NEA のアンバンドリングについては多くの政治的な要素が含まれており、様々なステークホルダーが存在する。そのため、公の場でオープンな議論をしにくい面もあるように推察される[32]。

一方、他国における同様（電力公社等のアンバンドリング）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

[31] JICA 調査団が 2024 年 4 月時点で入手した法案の概要については、本章の巻末別添 2 を参照のこと。

[32] NEA のアンバンドリングについては、本調査においては、非公式ではあるが「慎重に検討すべき」との意見が多く聞かれた。その背景には、1 つには、NEA の人的リソースの問題がある。すなわち、他国のように複数の会社に分割した場合、各社が独立して経営できるだけのマネジメント及び技術者のリソースを確保できるかどうかという疑問がある。また、発電事業者からの買電、送配電事業者への支払い制度など、各社のビジネスモデルに関する制度面の整備も進めていく必要がある。さらに、そもそも論として、NEA 内部或いはその他のステークホルダーの間で、NEA のアンバンドリング自体に対する反対意見もあるとのことである。NEA のアンバンドリングに関する公の場での議論が活発化しない背景には、こうした事情があることを理解しておくことが大切である。

要な課題である点はここで改めて指摘しておきたい。

なお、MoEWRI、NEA、DPs など電力セクターの関係者のヒアリングでは、NEA のアンバンドリングが停滞・遅延している点は認識されている。一方、NEA 傘下のネパール電力取引公社（NPTCL：Nepal Power Trading Company Limited）の運営や系統へのオープンアクセスの検討など、可能な範囲で電力開発および電力輸出を促進する実質的な取り組みも進めている点は留意する。

(5) DPs 間の連携強化

本報告書第 2 章第 2.7 節「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、WB、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：Strategic Environmental Assessment）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 DPs 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、DPs 間の調整は重要である。

特に、本プロジェクト（IPSDP）の実施においては、WB、ADB、USAID との情報交換や意見交換を積極的に実施した。そうした中、例えば、本プロジェクトと USAID の支援内容には、少なからず重なる部分があることを確認した。わかりやすいものとしては、ネパール国における今後の電力需要の予測や、近隣国との電力融通の在り方、またそれに係る送電網の整備に係る検討である。

これら重複については、単にネパール側の問題ではなく、それを支援する DPs 側の問題でもある。事実、電力セクターにおける DPs 間の情報交換や支援内容の調整に係る会議は実施されているが、それが必ずしも有効に機能しているかというと、その確証は本プロジェクトでは得られなかった。

いずれにしても、上で例示したような支援内容の重複により、無駄や混乱が生じる蓋然性は高い。よって、こうした DPs 間調整におけるガバナンス強化も 1 つの重要な課題となる。他方、関係機関の間で十分な情報共有や調整メカニズムが働けば、より効率的な支援を行うことができるようになることに加えて、DPs 間のシナジーが生まれる可能性が期待される。よって、ネパール政府および DPs の双方において、情報交換や調整を行う場を意識的に設け、DPs 間の調整機能をさらに強化していくことが望まれる。

14.3.3 諸課題の整理

以上で述べた諸課題のテーマ／制度、運用の現状と課題、及び改善に向けて求められるアクションについて、次表に整理した。

表 14.3-1 ガバナンスに関する諸課題に関する検討のまとめ

テーマ／制度	運用の現状と課題	求められるアクション
関係組織間のコミュニケーションのプラットフォーム	検討やアクションが MoEWRI 内に限られる傾向がみられる。アクションプランには他省庁についても言及があるが、実行力が不明。	関係組織間のコミュニケーションのプラットフォームを強化し、着実に電力需要及び供給力の増強を進めていくことが求められる。
投資環境の改善	特に発電事業において、国内外からの民間投資を呼び込むための投資環境の改善が求められるが、直接的に MoERI の管轄ではない。	MoEWRI としては、民間との対話を積極的に行いつつ、財務省や IBN への働きかけを強化していくことが求められる。
IPP に関するライセンス発行に関するプロセス	現行のプロセスについては、不透明な部分があるとの民間の指摘がある。また失効手続き等が適切に行われていない。	新たな手続きについては、新電力法案で詳細に規定されている。まずは新電力法案の成立・施行が待たれる。
新電力法の制定と NEA のアンバンドリング	NEA のアンバンドリング（特に送配電機能の分離）については、まだ政府内において煮詰まった議論がなされていない。	NEA のアンバンドリングに関する議論開始のためには新電力法の成立が求められる。まずは新電力法案の成立・施行が待たれる。
DPs 間の連携	各 DP がネパールの電力／エネルギーセクターを支援しているが、必ずしもうまく連携ができておらず一部非効率も見られる。	共有、調整自体は DPs 間で行われるべき事項であるが、MoEWRI としてもプロアクティブな情報共有や調整の主導が期待される。

出典：JICA 調査団作成

14.4 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

ここでは、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（Energy Development Road Map and Action Plan）」において示された 85 のアクションについて、特にガバナンスの観点から確認を行い、その整合性や過不足、或いは留意点等を指摘することを試みる。

アクションプランは以下の 4 つのパートから構成されている。このうち、ガバナンスの観点においては、A および B との関係性が高い。実際、以下に示す記述も、A および B に関するものが多くなっている。

A) 法制度および政策の改善（Legal and Policy Improvement）：29 項目
B) 組織および行政の改革（Institutional and Administrative reform）：17 項目
C) インフラ開発（Infrastructure Development）：24 項目
D) 電力取引および市場のマネジメント（Power trade and market management）：15 項目

また、85 のアクションそれぞれについて、実施の期限（Deadline Main）、主幹組織（Responsible body）、支援組織（Assisted by）、想定政府負担額（Estimated cost for government）が示されている。以下に、JICA 調査団による確認結果を示す。

表 14.4-1 アクションプランの確認結果

番号	アクション	JICA 調査団コメント
A) 法制度および政策の改善（Legal and Policy Improvement）		
2	To appoint a separate institution for the operation, expansion and management of National transmission grid	系統の運営等について、独立した主体を政府が指名することが示されている。NEA のアンバンドリングに深く関係するが、詳細の確認は本文書からは確認することができなかった。
3	In order to ascertain investment in hydropower Projects, for RoR or PROR projects above 100 MW to which PPA has been signed but financial closure is remaining and for the projects that are signing PPA from now, the provision of having upper limit of 17% RoE on equity party will be removed.	民間投資を促進するという観点から、民間事業者に対する利益上限を撤廃することは効果的と考えられる。ただし、現実的には収益性の確保が難しい案件が多くあり、その問題を解決・緩和するには利益上限の撤廃のみで十分な効果をもたらすことは難しいと考える。その他の民間投資促進施策（例えば、保証、権利保護、政策金融等）についても同時に検討することが重要。
4	In order to make Electricity generation, transmission, distribution and trading time relevant and to supply clean, stable, dependable, quality and safe electricity, a new electricity act will be promulgated	本報告書でも述べているように、改正電力法電は電力セクター改革の要に位置付けられるものである。同法が成立されていないが故に、アクションがとれないものがある。よって、同法は早期の成立が待たれる。
9	Make necessary arrangements to issue Power trading license to private sector	政府として、民間による電力取引のライセンス発行について、民間と対話や調整が必要であることを認識していることがわかる。今後、既往規則の見直しや民間への情報発信

番号	アクション	JICA 調査団コメント
		策やコミュニケーションの在り方など、詳細を詰めて、着実に実施することが期待される。
10	For clean energy transition, utilize the country's available vast potential of generating green Hydrogen by issuing Green Hydrogen policy	新エネルギーとしての水素の導入に触れられており、評価できる。今後、水素の利用に関する更なる検討・研究が行われることが期待される。必要に応じてアンモニアの活用についても検討・研究がなされることを期待する。
11	In order to attract private investment for the rapid development of transmission infrastructure, Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) regulations will be issued	系統整備にかかる民間投資について言及している。方向性としては評価できるが、具体的なビジネススキームの策定や、政府との契約のアレンジメントに係る内容の整備（国際的な視点に立った RFP や PPA のひな型の作成等）が必要である。
15	Renewable energy and Energy efficiency act will be issued	この法律制定の狙いについては本文書からは確認できなかったが、特に、改正電力法との関係整理については、十分な検討が必要と考えられる。
16	Formulate "National Energy security policy"	本報告書で提案した、国家としてのビジョンを示すという意味でも、こうしたポリシーを策定することの意義は高いと考える。
17	Dedicated laws (Sunset law) will be issued in order to solve the problems that come while developing the HEP and escalate the process of construction	この法律の趣旨や内容については別途、確認が必要であるが、もしこれがいったん発行したライセンスの取り消しを含むものであるならば、そうした法令の制定は電力セクターのガバナンスを強化する意味で有効と考えられる。
18	Power trade guidelines to be issued for the domestic and cross boarder power trade after taking into consideration the neighboring countries policy and tradition in power trade	今後、近隣国との電力融通を活性化するという観点から、非常に重要なアクションと考えられる。ただしネパール国内のガイドラインなのか、国際的に用いられるガイドラインなのかの確認が必要である。
24	Arrangements to be made to issue bank loan against the collateral of the private land that falls under the Right of way of electricity transmission line	民間投資を促進するという観点から、金融機関への配慮も重要であり、こうしたアクションは重要である。ただしこのアクションの実施主体は MoF／Nepal Rastra Bank とされてり、MoEWRI としての省庁間の調整力が問われる。
27	Make provision in policy to implement innovative Financial instruments like quasi equity, Mezzanine financing to attract investment in hydro power projects.	同上
28	Remove duplication of work jurisdiction among MoEWRI, Department of Industry and IBN while developing a hydro power project	MoEWRI と IBN の役割分担について適切な見直しを行うことは重要である。ただしこのアクションの実施主体は Nepal government／MoF／Nepal Rastra Bank とされてり、MoEWRI 自身はアクションを取りにくい。政府としてのイニシアチブの発揮が期待される。
B) 組織および行政の改革（Institutional and Administrative reform）		
30	Nepal Power trade company will be appointed and brought into operation as Nodal agency for Nepal's power trade	電力融通を行うための専門組織が指名されることとなっている。既往の NEA の存在を踏まえつつ、今後、具体的な検討が進められることが期待される。
31	For the integrated approach towards the development of HPP, projects developers will be encouraged to work in integrated development of access road, transmission line and other related task.	民間事業者との適切な役割分担による電力開発を進めていくことは重要。ただし、過度の役割やリスクを押し付けることにならないよう、留意する必要がある。
38	Promote NEA to function on the business trading norms to manage the funds required to build the infrastructure to increase the domestic power demand and cross boarder power trading.	NEA の機能強化について言及されているが、その目的や内容については、記述が漠然としており把握することができない。記述ぶりについて、よりその意図が明確に伝わるように、見直しをした方が良い。

番号	アクション	JICA 調査団コメント
39	To further activate WECS to be able to update the master plan related to generation/transmission/distribution and also update Power demand forecast and Assessment of Energy consumption.	IPSDP を適切に実行（その不断の見直しを含む）していくためには、WECS の更なる強化は重要であると考える。必要に応じて、国際援助機関による技術協力の実施についても検討する価値があると考えられる。
40	To motivate non resident Nepali to invest in power bond, Debenture and other related financial instruments so as to generate funds for the development of energy sector	非居住のネパール人に限定した投資促進施策で興味深い。ただし、ネパール人に限定することなく、広く海外の投資家からの投資を促進する方策についても併せて検討されたい。
41	To unbundle NEA and make separate organization for Energy generation, transmission and distribution	NEA のアンバンドリングを行い、発電、送電、配電の組織を個別に設立することが明記されている。その点に関する留意点等については、先に述べた通りである。
42	Restructure and Capacity build up of HIDCL	HIDCL の強化も重要な課題であるが、そのための資金やリソースの調達が具体的な課題といえる。その意味で、民間投資促進における HIDCL の役割について再検討することも重要である。
43	Carry out innovative financing like Power Bond/ Debenture to manage the financial resources for the development of Energy sector.	資金調達方法の多様化は重要なテーマであり、今後の活発な検討が行われることが期待される。ただし、アクションプランでは、実施主体が HIDCL（のみ）とされており、同機関だけの検討・アクションだけでは実現するには不十分ではないかと考えられる。MoF、IBN、その他の金融機関等の幅広い巻き込みが重要と考えられる。
46	To conduct relevant and updated training and study opportunity for the capacity development of employees and organizations related to energy sector	前述したとおり、IPSDP を実現していくという意味でも、政府関係者の継続的な能力強化を実施していくことは重要である。
C) インフラ開発（Infrastructure Development）		
このセクションについては、プロジェクトの開発について具体的、技術的なアクションが示されているため、特にガバナンスの観点からのコメント等することはない。		
D) 電力取引および市場のマネジメント（Power trade and market management）		
74	To expand the energy infrastructure upto the area of Chemical fertilizer plant, Special economic zone and industrial area.	本アクションプランで産業育成について言及されている、ほぼ唯一の項目である。今後、電力セクターがいかに産業育成に貢献しうるか、あるいはその具体策の立案について、関係機関の間での議論、検討が活性化され、さらには具体的なプロジェクトの実現に結実していくことが期待される。
83	NEA to continue Take or Pay PPA principle of different HPP by taking into account the market risk and investment required in HPP	民間投資を促進するという観点から、NEA が現状実施している PPA での「Take or Pay」原則の継続採用は有効と考えられる。また、現状では事実上唯一の電力オフテイカーであるが、今後は、その多様化の意義や方策について検討することも重要だといえる。

出典：JICA 調査団作成

以上の確認結果として、JICA 調査団としてのコメント（本章ではガバナンスに関連する事項に限る）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標準業務実施手順書（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 MoF 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である。

- 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、国際基準の募集要項（RFP：Request for Proposal）や電力売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）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、ネパール国内のおける産業開発は、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。

- DPs 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、DPs 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。

14.5 DPs による支援の方向性に係る検討

ここでは、以上の検討・考察を踏まえ、DPs として想定される支援（JICA に限らない）について JICA 調査団としての考えを述べる。

(1) キャパシティビルディング

今後、IPSDP の着実な実施が望まれるところ、ネパール政府職員のリソースが限られていることは事実である。効率的、効果的にそれを実現するためには、関係する組織や個人（リソース）の能力強化が望まれる。特に重要と考えられる能力として、ネパール側から指摘された能力については本章の「14.2.2 上記ビジョンを実現するために必要な能力強化：ネパール側関係者の意見」に述べた通りであるが、それらの支援を DPs が技術協力等の形で実施していくことは重要だと考えられる。

(2) IPSDP プロジェクトのファイナンス

IPSDP に示されたプロジェクトの中でも、特に大規模な発電所や系統整備については、譲許性が高い資金によるファイナンスを行うのが効果的である。DPs が供与するローンは活用価値が高いと考えられる。

(3) 国際標準の RFP／PPA ひな型の策定

海外の投資家を呼び込むという観点からは、競争原理の導入とともに、海外投資家としても受け入れ可能な条件を具備した RFP や PPA が求められる。現在も NEA は PPA のひな型を有しているが、これは必ずしも海外の投資家の視点や意見が反映されたものとは言えない。こうした文書の整備を DPs が技術協力等の形で進めることは十分に可能である。

(4) Transaction Advisor Service（TAS）の提供

TAS とは、政府機関が実施するプロジェクトの調達（入札）プロセスについて、その準備から実施までの一連のプロセスを DPs が支援するものである。国際金融公社（IFC : International Finnce Corporation）や ADB として世界中で多くの実績があり、JICA も他国（インドネシア）で廃棄物発電のプロジェクトで同サービスの提供を行った実績がある。上ではキャパシティビルディングや国際標準の RFP／PPA ひな型の策定について述べたが、OJT の実施が最も効果的と言える。これらを一つのパッケージ化して、技術協力の形で支援することは非常に効果的と考えられる。

(5) 電力輸出戦略の策定支援

ネパール国にとって、インドやバングラデシュといった近隣国に対する電力輸出は、まさに生命線といえる。その中長期的な戦略を策定することは非常に重要である。ただし、ネパール国政府職員の経験や立場を踏まえると、自身のみでは、外国政府とのコミュニケーションや議論・検討も踏まえ、有効な戦略を策定することが難しいと考えられる。そうした面を補うという観点からも、DPs がネパール国の電力輸出戦略の策定を支援するというのは意味あることと考えられる。

巻末別紙 1 ネパール投資サミット 2024（Nepal Investment Summit 2024）について

ネパール政府は、2024 年 4 月 28 日～29 日に国内外からの事業投資を目的とするネパール投資サミット 2024（Nepal Investment Summit 2024）を開催した[33]。これは、ポスト・パンデミックの状況において、国の内外からの投資を呼び込むことを目的とした、国を挙げた一大イベントであった。同イベントでは、多様なセクターにおける主要事業および投資機会の紹介がなされた。具体的にショーケースとして具体的な事業が示されたセクターは、以下の通りである。

表 14.A-1 ネパール投資サミットでショーケースとして示された事業数

セクター	事業数
Transportation（運輸交通）	19 件
Mines and Minerals（鉱山鉱物）	13 件
Tourism（ツーリズム）	16 件
Manuracturing（製造）	5 件
Industrial Infrastructure and Trade Logistics（産業インフラおよび貿易ロジスティクス）	7 件
Agriculture（農業）	14 件
Energy（エネルギー）	31 件
Water Supply（水道供給）	4 件
Urban Development（都市開発）	6 件
Health and Education（健康と教育）	3 件
ICT	2 件
Project Prepared by Private Sector（民間提案案件）	31 件

出典：Nepal Investment Summit2024 配賦資料より JICA 調査団作成

上表からわかるように、エネルギーセクターにおける事業件数が最も多い。また、それに対して、製造業や産業面における事業件数は未だ少ないことがわかる。

また、同サミットの開催に合わせて、IBN および DoED は、それぞれ具体的な公共調達案件への関心表明（EOI ：Expression of Interest）提出の公示を行った。IBN が EOI を求めた案件は、次の通りである。これには複数の大規模発電プロジェクトが含まれる。なお、これらは、PPP 法における PPP 事業として位置づけられ、同法に定められた調達過程・方法をとることが示されている[34]。

[33] 2024 年 6 月時点では、同サミットのホームページはまだ有効（解説中）である。（https://investinnepal.gov.np）/
[34] ネパール国における PPP 法の概要については、第 2 章第 2.2 節「電力セクターの法制度」の PPP 法の項を参照のこと。

表 14.A-2 IBN がネパール投資サミットで EOI 提出を公示した具体案件

番号	案件名	分野／施設
1	Pokhara International Convention Center	コンベンション施設
2	Chandragiri-Chitlang-Palung-Chitwan Expressway	道路
3	Janaki Heritage Hotel and Cultural Village Project	観光
4	Dhulikhel Medicity Project	都市開発／医療
5	Sudurpashchim Public Transport Project	公共交通
6	Development and Construction of Babarmahal Administrative Plaza	行政施設
7	Naumure Multipurpose Project（281.04MW）	発電（多目的）
8	Kaligandaki-2 Storage Hydropower Project（650MW）	発電
9	Khimti Those Siwalaya Storage Hydropower Project（1216MW）	発電
10	Bharbung Storage Hydropower Project （337.1MW）	発電
11	Daiji Industrial Park	工業団地
12	Gautam Buddha Maternity Hospital	病院

出典：Nepal Investment Summit2024 配賦資料より JICA 調査団作成

また、DoED が EOI を求めた案件は、次の通りである。なお、IBN の案件同様に、これらは、PPP 法（Public-Private Partnership Act）における PPP 事業として位置づけられ、同法に定められた調達過程・方法をとることが示されている。

表 14.A-2 DoED がネパール投資サミットで EOI 提出を公示した具体案件

番号	案件名
1	Tom Dogar Hydropower Project (40.20MW)
2	Super Budhigandaki Hydropower Project (34.93 MW)
3	Humla Karnali Hydropower Project (61.02MW)
4	Kawadi Khola Hydropower Project (30MW)
5	Upper Chameliya Hydropower Project (53.85MW)

出典：Nepal Investment Summit2024 配賦資料

本章の本編においては、ネパール国におけるエネルギーセクターのビジョンとして、国内産業育成の重要性を提起した。実際、ネパール政府としてもそのことは十分に認識しており、このような大規模イベントも開催されている。ネパール政府のこうした思いやアクションが、単なる「お祭り」に終わらず、投資環境の改善や「バンカブルな」事業の形成が伴い、内外からの民間投資が現実のものとなり、それがさらに加速することに期待したい。

巻末別紙 2 新電力法案の構成（仮）

2024 年 4 月に JICA 調査団が入手した新電力法案（Bill Made to Amend and Consolidate Laws Relating to Electricity）の構成（仮英訳・仮和訳）を以下に示す。なお、これらは今後大きく変更されうる点に留意されたい。

全体的に、競争の促進およびライセンス付与の手続き等について、厚めの検討がなされていることがうかがえる。他方、配電や電力トレード、或いはロイヤリティや電力料金については、条文の数としては思いのほか少ない印象である。そのほか、特に民間投資促進という観点からは、第 12 章のファシリテーションやインセンティブに関連し、政府支援（対外国企業による投資保護も含む）の充実も期待されるところである。

表 14.A-2 新電力法案の構成（仮）※2024 年 4 月版

章	条文	仮英訳	仮和訳
第 1 章	1-2	Preliminary	総則
第 2 章	3-4	Development and Operation of Electricity Project and Access to Electricity	電力プロジェクトの開発と運営、並びに電力へのアクセス
第 3 章	5-13	Provision Relating to Competition	競争に関する定め
第 4 章	14-25	Provisions Relating to License	ライセンスに関する定め
第 5 章	26-30	National Transmission Grid and Load Dispatch	国家による送電と給電
第 6 章	31-33	Distribution of Electricity and Customer Service	配電とカスタマーサービス
第 7 章	34-35	Provision Related to Electricity Trade	電力トレードに関する定め
第 8 章	36-37	Royalty and Tariff	ロイヤリティと電力料金
第 9 章	38-42	Acquisition of Land and Building and Environment Protection	用地・建物の収容と環境保護
第 10 章	43-45	Study, Research, Monitoring and Inspection	調査、研究、モニタリング、検査
第 11 章	46-51	Offence and Punishment	違反と罰則
第 12 章	52-54	Facilities and Incentives	ファシリティとインセンティブ
第 13 章	55-67	Miscellaneous	その他

出典：JICA 調査団が入手（仮英訳・仮和訳）

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 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 15-1
15.1　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 15-1
15.1.1　IPSDP の開発マイルストーン 15-1
15.1.2　IPSDP のパスウェイ 15-4
15.2　IPSDP の実現に向けた課題.....15-5
15.2.1　Clean Export（電力融通）の拡大における課題.....15-6
15.2.2　基幹電力系統における課題.....15-9
15.2.3　電力事業体制における課題.....15-14
15.2.4　ファイナンス／民間投資における課題.....15-17
15.2.5　エネルギートランジションにおける課題.....15-20
15.3　IPSDP 実現に必要な変革と将来像.....15-21
15.3.1　現在の電力事業体制.....15-21
15.3.2　IPSDP 実現に必要な 5 つの変革.....15-22
15.3.3　IPSDP で目指すべき電力セクターの事業体制 15-25
15.4　IPSDP の実現に向けた提言.....15-27
15.4.1　Clean Export の多様化のためのスキーム案.....15-27
15.4.2　Pioneer of Hydropower Project in River Basin の開発促進.....15-30
15.4.3　電力セクター産業のスケールアップ.....15-33
15.4.4　事業資金の需要とニーズのマッチング.....15-34
15.4.5　エネルギートランジションに向けた取り組み.....15-36
15.5　IPSDP の実現に向けたパイロットプロジェクト.....15-38
15.5.1　Sunkoshi-3 HPP 15-40
15.5.2　Phukot Karnali HPP 15-46
15.5.3　Transaction Advisory Service.....15-50
15.5.4　HIDCL と国内金融機関のファイナンス能力強化.....15-51
15.5.5　エネルギートランジションのパイロット事業促進 15-53

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

ネパールが統合的電力システム開発計画（IPSDP：Integrated Power System Development Plan）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～14 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。

15.1　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 15.1-1 と図 15.1-1 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。

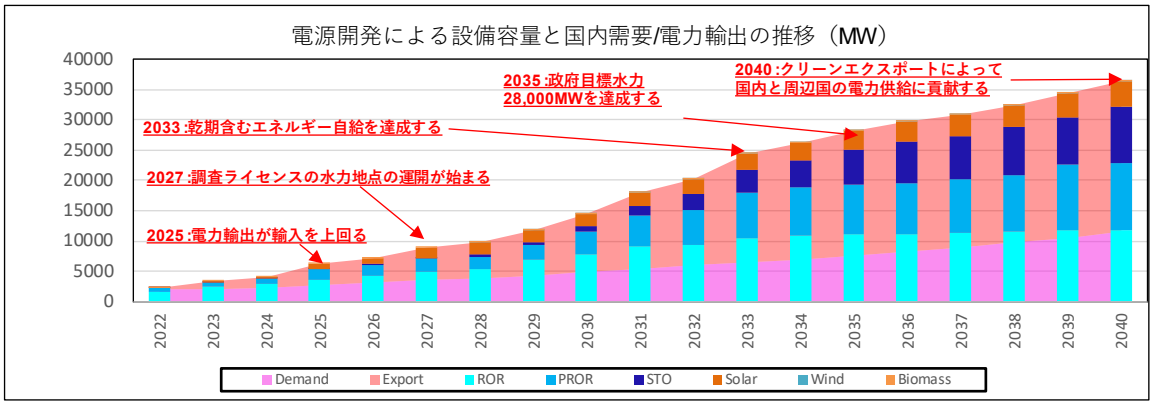
表 15.1-1　2040 年までのマイルストーン

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

15.1.1 IPSDP の開発マイルストーン

2023 年～2025 年は新規電源 4,110.2MW の開発を予定している。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。



項目			～2025	2026 -2030	2031 - 2035	2036 - 2040
発電	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)	Tanahu HEP (140MW), Tamor Storage (200MW), Madi Storage HEP (156MW)	Lower Seti(126MW), Uttarganga STO (828MW), Phukot Karnali (480MW), Nalsyau 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）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 (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**		**インドへの直接輸出用 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 15.1-1 IPSDP における開発マイルストーンとパスウェイ

水力開発については Rasuwagadhi、Madhya Bhotekoshi などネパール電力公社（NEA：Nepal Electricity Authority）子会社の開発案件や、Upper Trishuli-1、Arun 3 などの独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）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。

2026 年～2030 年は新規電源 8,250.6MW の開発を予定している。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ネパール政府（GoN：Government of Nepal）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 貯水池式水力（STO：Storage）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 年は新規電源 13,669.0MW の開発を予定している。開発の中心は流れ込み式水力（ROR：Run of River）から 200MW を超える大規模の調整池式水力（PROR：Peaking Run of River）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、エネルギー水資源灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）の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 年は新規電源 8,112.0MW の開発を予定している。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。

15.1.2 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 年までには特別目的会社（SPC：Special Purpose Company）結成、ファイナンス、電力売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）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。

15.2 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、ワーキンググループ（WG：Working Group）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、制度設計、ガバナンスとの関連性を表 15.2-1 に整理する。

表 15.2-1 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線の開発スキーム		✓		✓	✓
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。

15.2.1 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量について、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想定される。

(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上がった場合、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し、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 Joint Technical study Team 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、電力開発局（DoED：Department of Electricity Development）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、インド側にインバランス制度（DSM：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、6 章で記載した通り、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) 電力融通に係る国際連系線の開発スキーム

国際連系線については、建設する連系線ごとに、開発費や O&M コストの負担者を協議により決定している。この協議に時間を要し連系線の開発が計画通り進まないことが懸念されるため、国際連系線を開発する際のスキームの確立が必要となる。

現状では、NEA が開発コストを負担することとなっており、この国際連系線の開発費を含めた採算性の検討を行い、電源の開発計画に反映する必要がある。

(5) 電力融通拡大における制度的な課題

現在のルールでは、インド側から許可された発電所で発電された電気のみがインドに電力を融通することができる。これにより、ネパール側で発電所を建設してもインド側から許可を得られず、融通量を拡大できない懸念がある。今後は、発電所個別の許可ではなく、ネパールから輸出する発電量全体の許可としてもらえるようにインド側に働きかけることが望ましい。

15.2.2 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。

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、水・エネルギー委員会（WECS：Water and Energy Commission Secretariat）が世界銀行（WB：World Bank）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。同計画は、4.1.5 節に記載の通り多目的事業を含む水力開発計画のレビューと見直しにより水系全体の水力開発計画の最適化を意図しているものであり、既設・建設中を除く調査中の水力開発計画に対する見直し提案をしており最終レポートがコンサルタントより WECS に提出されている。一方で、MoEWRI/DoED としては同レポートに基づく水力開発計画の見直しは行っていない。本 IPSDP では、MoEWRI/DoED の水力開発計画を基に、具体的には DoED のデータベースに基づき水力開発計画を整理しているため、同レポートにおける水力開発計画の見直し提案は認識しているものの、反映はしていない。なお、既設・建設中の水力プロジェクトは上記レポート記載の計画との整合は確認している。

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、国際総合山岳開発センター（ICIMOD：International Centre for Integrated Mountain Development）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、氷河湖決壊洪水 (GLOF：Glacial Lake Outburst Flood)、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。

(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 水力発電所（HPP：Hydro Power Plant）、Bharbhung HPP 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、地質の項で記載した通り、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も

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、New Butwal 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、環境保護法（EPA：Environmental Protection Act） 2019 や環境保護規則（EPR：Environmental Protection Rules）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[1]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、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、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。

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：International Labor Organization）独立国における原住民及び種族民に関

[1] 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。

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。

15.2.3 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、発電公社（VUCL：Vidhyut Utpadan Co., Ltd.）、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 HPP（835MW）、Uttarganga Storage HPP（828MW）、Chainpur Seti HPP（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 HPP（680MW）、Syarpu Lake Pump Storage (334MW)などの新規開発の話も挙がっている。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電力規制委員会（ERC：Electricity Regulatory Commission）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）とネパール投資庁（IBN : Investment Board of Nepal）、発電会社として NEA と VUCL、送電会社として NEA と送電公社（RPGCL : Rastriya Prasaran Grid Co. Ltd.）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 年の官民連携（PPP : Public Private Partnership）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

12.2 節及び 12.3 節で指摘した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 5.1%程度で他国の平均と比較して若干低いが、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とは言えない状況である。事実、海外からの水力事業投資は近年さほど伸びていない。

- 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 IPP 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。

15.2.4 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 15.2-2 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 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。

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、アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）、米国国際開発庁（USAID : United States Agency for International Development）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、プロジェクトローン、ツーステップローン）
- 海外投融資（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・アドバイザリー等）
- 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。

15.2.5 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電気自動車（EV：Electric Vehicle）、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、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 15.2-3 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 CO_2 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 15.2-3 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

7.2.1 項で示した通り、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

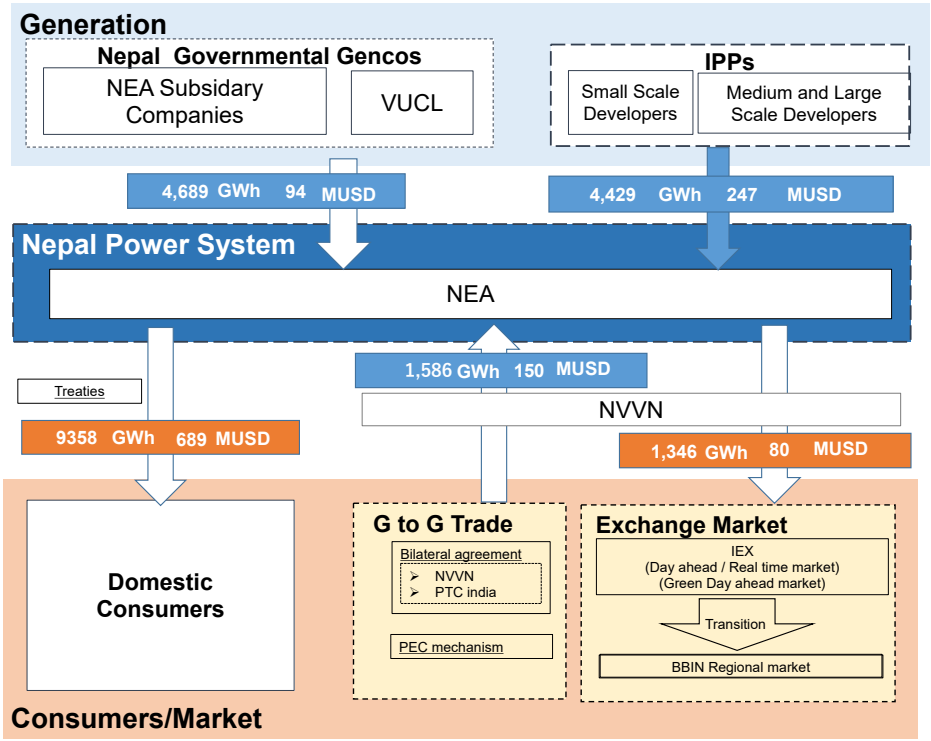
ネパールは豊富な包蔵水力を有しており、グリーン水素などのカーボンニュートラル（CN：Carbon-Neutral）燃料の製造可能性があるものの、水素使用を含めたサプライチェーンが構築されていない。2024 年に MoEWRI が Green Hydrogen Policy を制定したものの優遇措置は制定されておらず今後の検討が必要である。

15.3 IPSDP 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 IPSDP で目指す電力セクターの将来像を考察する。

15.3.1 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 15.3-1 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 15.3-1 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。

15.3.2 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り、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、もう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 Energy Development 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[2]。このリスク低減には、従来の G to G Trade、Exchange

[2] 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るというメリットはある。

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ュ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) 電力セクターのリフォーム

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、電力セクターのリフォーム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ネパール電力取引公社（NPTCL：Nepal Power Trading Company Limited）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認可手続きの透明性、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 国際標準の提案依頼書（RFP：Request for Proposal）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

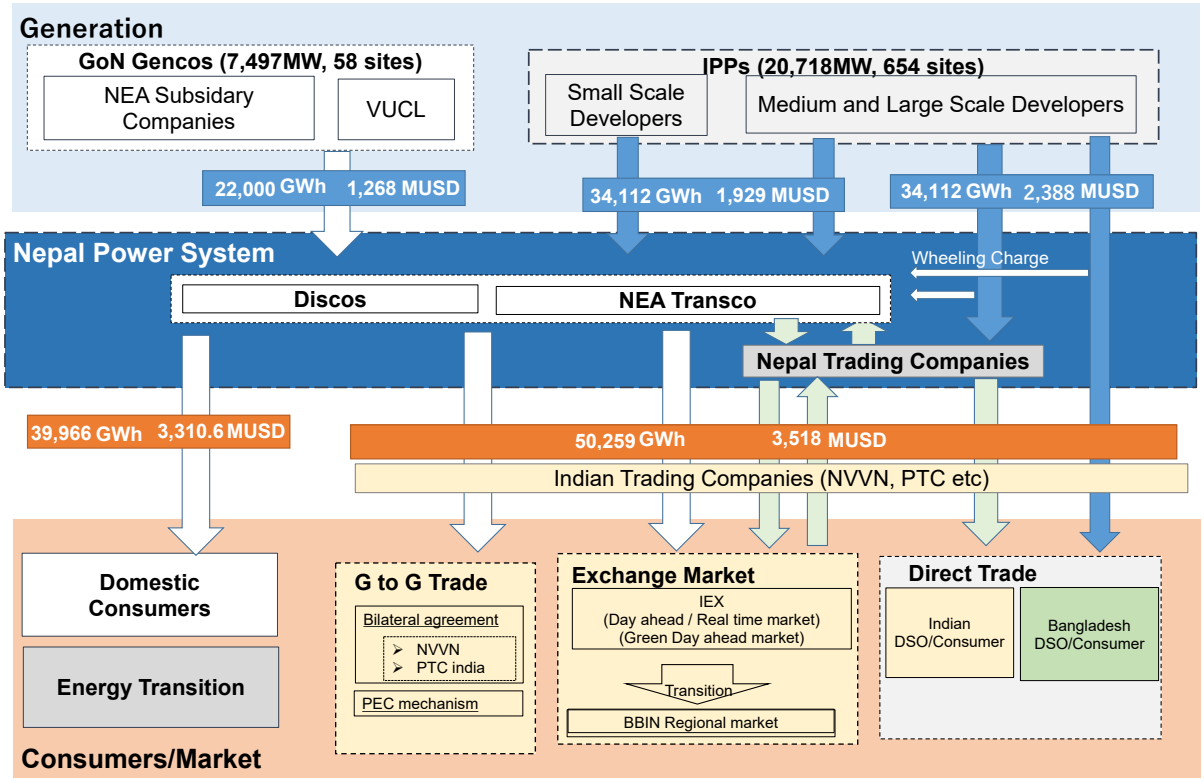
電力セクターにおける使命として、Net Zero 2045 の達成が挙げられる。ネパールは豊富な水

力資源を有し、自国に加えて近隣国の CO_2 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 CN 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、CN 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 CN に活用するかが重要になる。

15.3.3 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 15.3-2 に示す。



出典：JICA 調査団作成

図 15.3-2 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 は国の国内総生産（GDP：Gross Domestic Product）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 CO_2 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。

15.4 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 15.1 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、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。

15.4.1 Clean Export の多様化のためのスキーム案

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) 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 15.4-1、各形態の比較を表 15.4-2 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 15.4-1 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 15.4-2 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

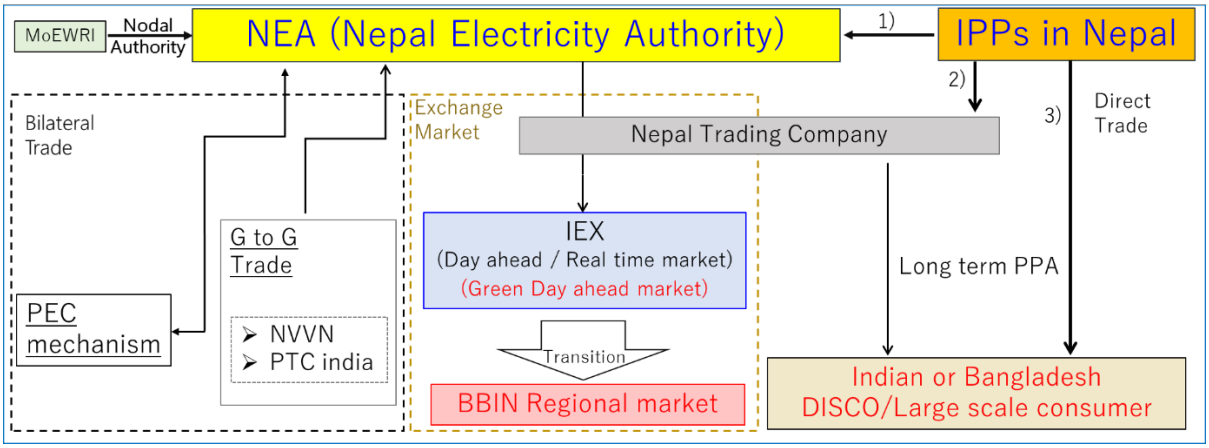
発電事業者の観点から電力取引を見た場合、卸売り先と売電価格は事業性を検討する上で重要な要素となる。現状、PPA の売電価格は NEA 国内向けが 2023/24 平均で 5.68NRs/kWh（4.4cents/kWh）、輸出向けが 8.77NRs/kWh（6.6cents/kWh）と後者の方が高い。発電事業者は卸売り先として、国内取引と電力輸出の双方を検討できる体制が望ましい。これら 1)2)3)の取引形態については、各発電事業で 1 つの形態を選択するという制約が在る訳ではなく、柔軟な組み合わせも可能と期待される。

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 15.4-1 に提案する。



出典：JICA 調査団作成

図 15.4-1 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。インドエネルギー取引所（IEX：Indian Energy Exchange Limited）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 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。

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。

15.4.2 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 15.4-3 に整理する。

表 15.4-3 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) Survery		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) Committed が 50%を超える河川を示す。　　出典：JICA 調査団作成

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 Tila Nadi、Koshi 水系の Tamor 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。

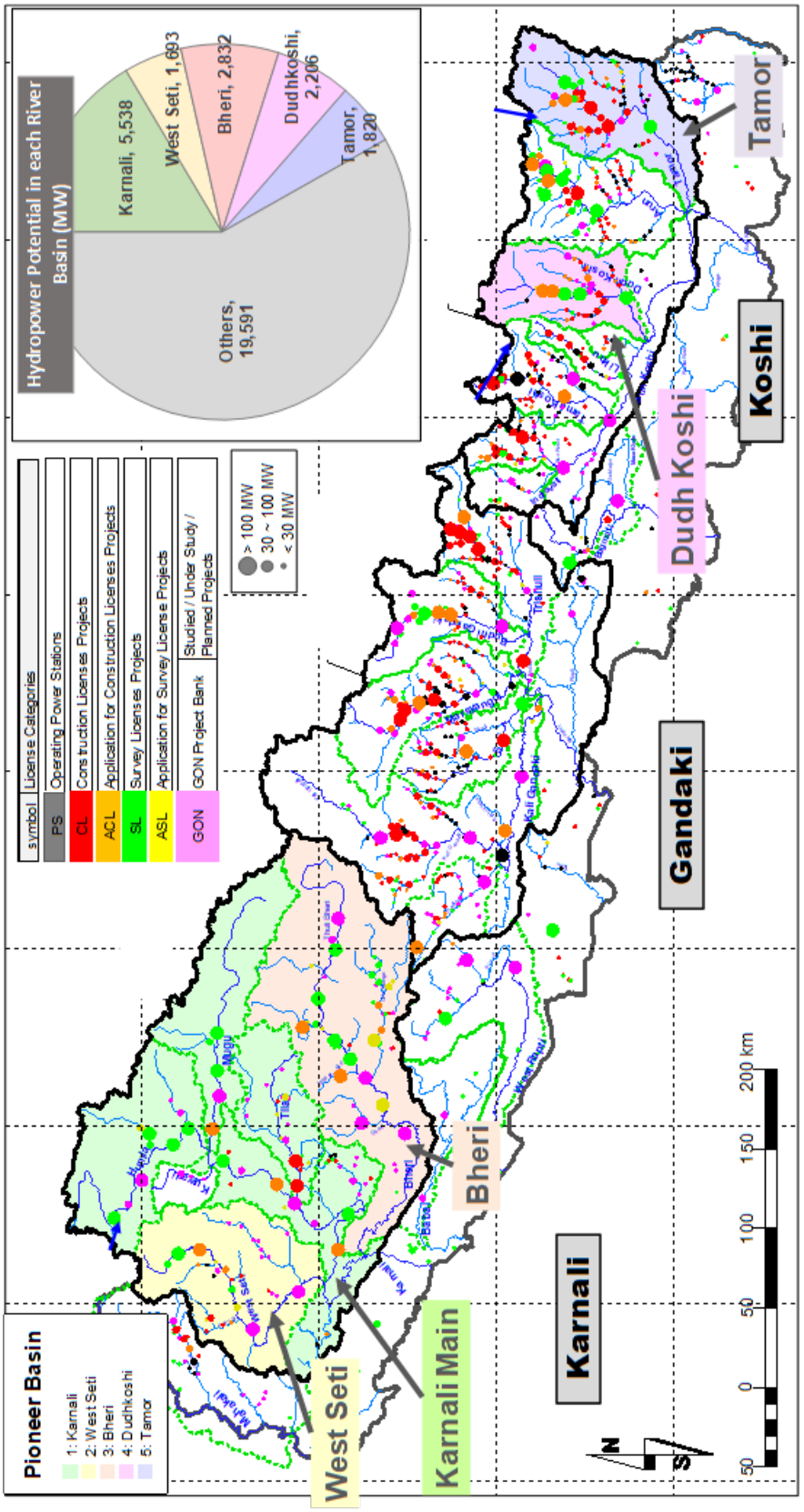
3 大河川のうち、Gandaki 川、Koshi 川は比較的開発が進んでいる。特に Gandaki 川は Seti、Marshandhi、Trishuli を中心に建設中の地点も多い。一方で、Karnali 本川、West Seti 川、Bheri 川、Gandaki 川、Dudhkoshi 川、Tamor 川など、豊富な包蔵水力を有するものの開発が進んでいない水系が多い。これらの水系の開発容量は全体の 53%を占めており、IPSDP においてこの開発は極めて重要であり早期に着手する必要がある。

(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、Uppe Karnali 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、開発費用や各種の手続申請が負担となる。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 15.4-4 に整理する。



出典： JICA 調査団

図 15.4-2 未開発水系の位置図

表 15.4-4 Pioneer of Hydropower Project in River Basin の候補地点

水　系	主要河川	開発容量	候補地点
Karnali 水系	Karnali 本川、Humla Karnali 川、Tila 川	5,538 MW	Phukot Karnali HEP
West Seti 水系	Seti 本川	1,693 MW	Chainpur Seti HEP、West Seti Storage HPP、SR-06 Storage
Bheri 水系	Bheri 本川、Sano Bheri 川、Nalgad 川、Jadulla 川	2,832 MW	Nalsyau Gad Storage HEP、Jagdulla HEP
Dudhokoshi 水系	Dudhokoshi 川	2,206 MW	Dudhkoshi Storage HEP
Tamor 水系	Tamor 本川、Kabeli 川	1,820 MW	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。

15.4.3 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書くだけではなく、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、MoEWRI 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水力発電投資開発公社（HIDCL : Hydroelectricity Investment and Development Company Ltd.）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事績を持っており、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、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。また、民間セクター（例えば、ネパール商工会）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。

15.4.4 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、確立している通貨建て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 15.4.1 節で記載の通り、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 条件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、各州の電力規制委員会（SERC：State Electricity Regulatory Commission）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、ツーステップローン（TSL：Two Step Loan）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。

15.4.5 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 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 CO_2 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 CO_2 を尿素製造の原料に用いることも可能で

あり、CN 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るよう配慮する。

15.5 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 つの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 14 章の課題の関連を表 15.5-1 に整理する。

表 15.5-1 課題とパイロットプロジェクトの関係

項目	Sunkoshi-3 HPP	Phukot Karnali HPP	Transactionary 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わる検討と輸出想定の発電計画策定	Lumki - Bareily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	Surkhet～Karnali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		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				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	
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		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	
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パイロットプロジェクトの提案

出典：JICA 調査団作成

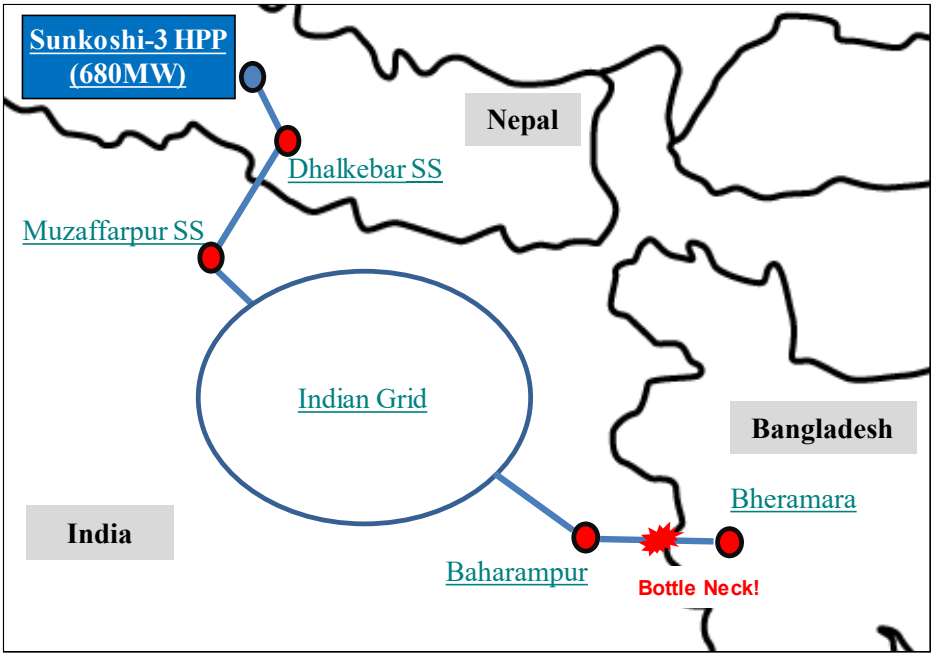
15.5.1 Sunkoshi-3 HPP

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 と他国の大口需要家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）[3]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 とバングラデシュ電力開発委員会（BPDB：Bangladesh Power Development Board）が JV 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～インド～バングラデシュの国際連系イメージを図 15.5-1 に示す



出典：JICA 調査団作成

図 15.5-1 Sunkoshi-3ーインドーバングラデシュへの国際連系

[3] 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三国への電力融通が認められている。そのため、Sunkoshi-3 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 で発電された電気はネパールの Dhalkebar 変電所へ送電され、Dhalkebar からは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 HVDC 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

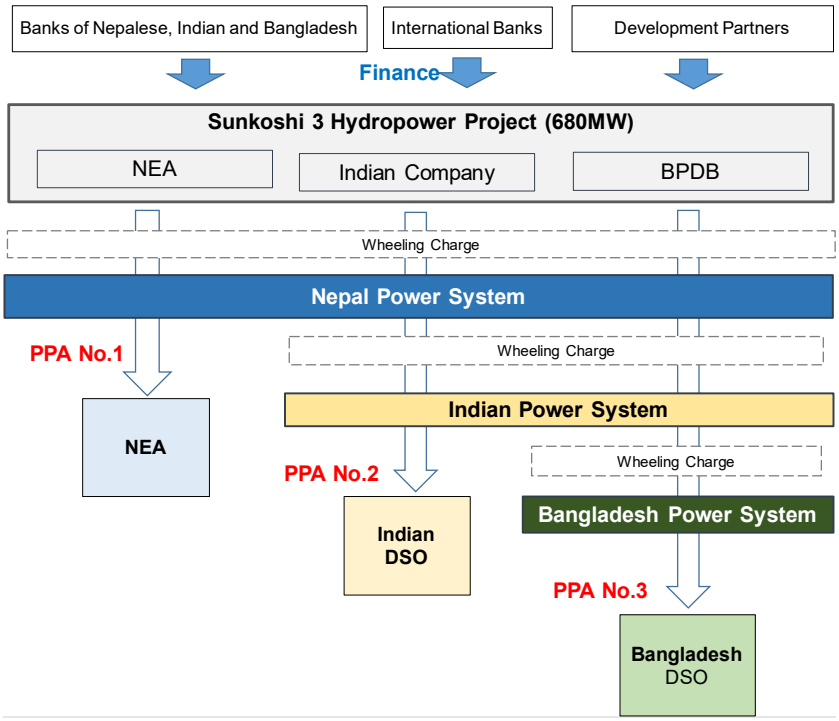
本プロジェクトを実施する場合の商流とファイナンススキーム案を図 15.5-2 と図 15.5-3 に示す。

Sunkoshi-3 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
- 三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

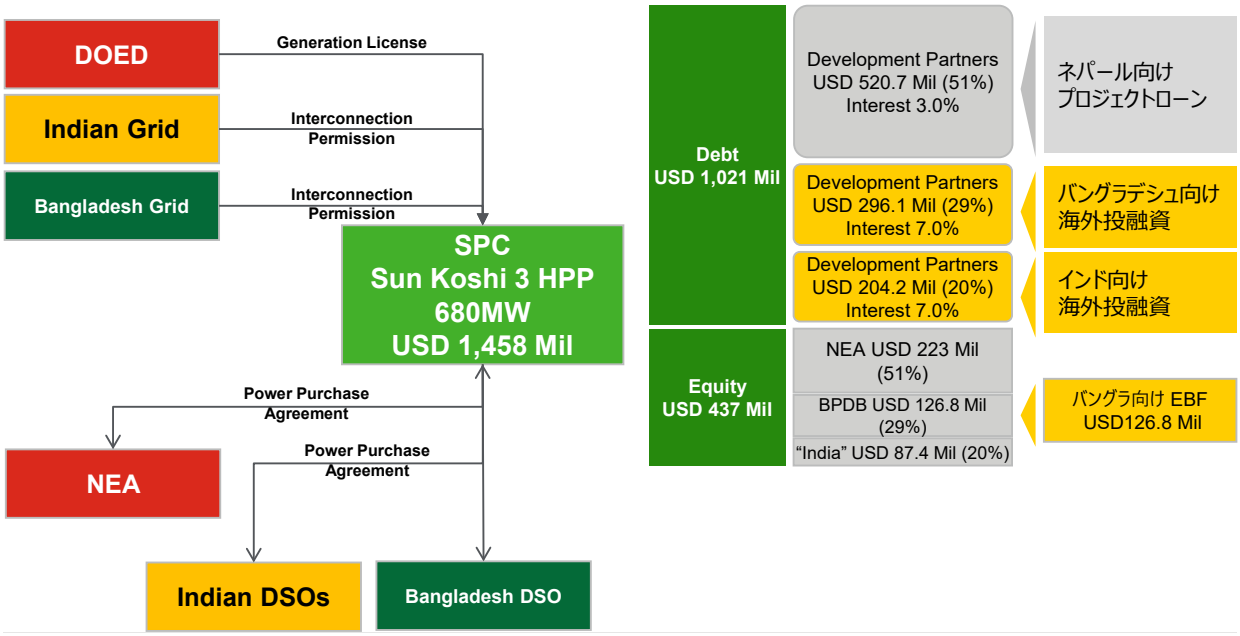
3 カ国における PPA の適用、系統連系の申請、託送料金の設定などを円滑に進めていくには各国で豊富な経験を有する電力事業者の参画が望ましい。このため、インドからの参画も同国内の電力事業者を想定する。

ファイナンスについて 12 章で記載した通り、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 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。



出典：JICA 調査団作成

図 15.5-2 Sunkoshi-3 における商流



出典：JICA 調査団作成

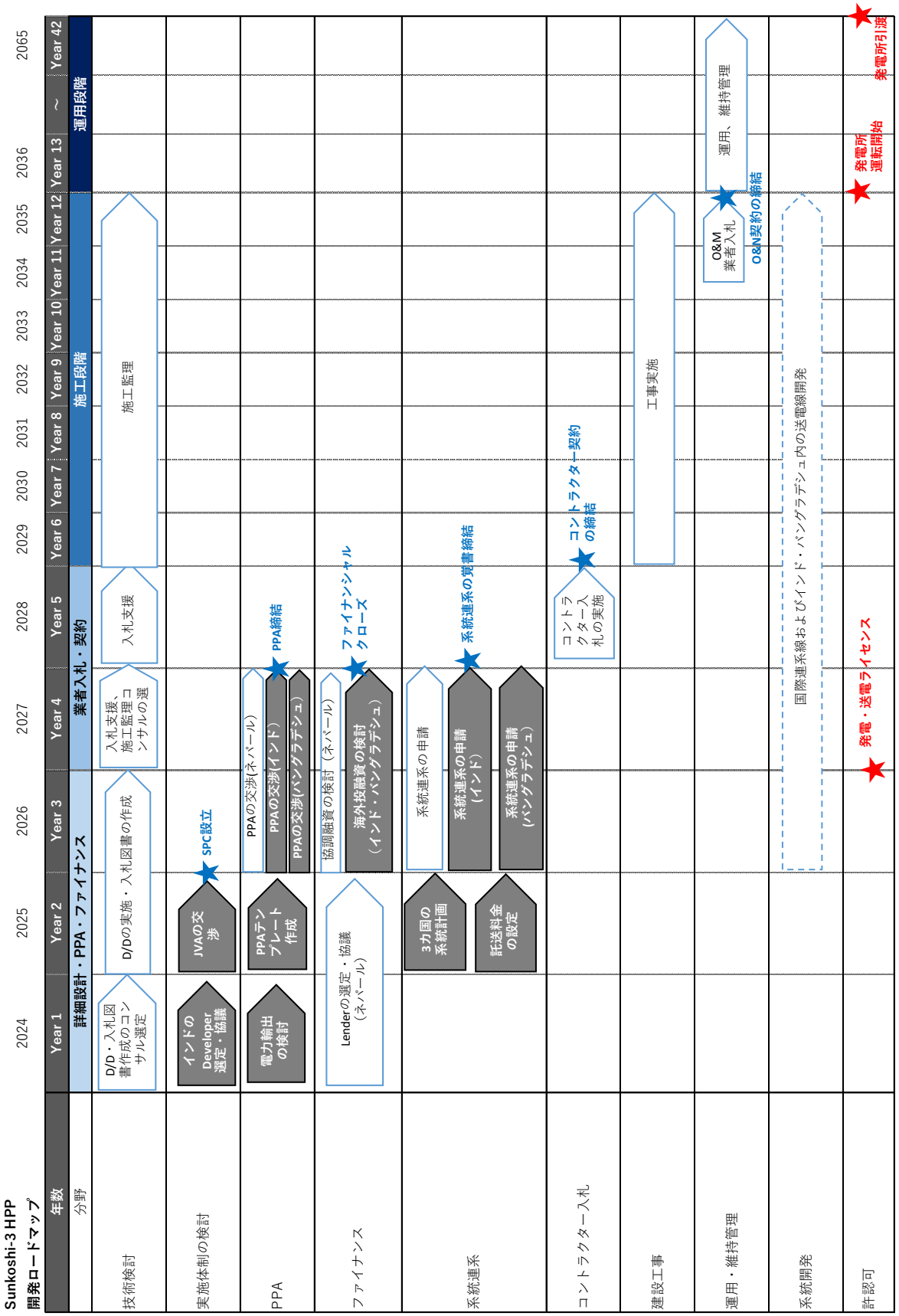
図 15.5-3 Sunkoshi-3 のファイナンススキーム

(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 15.5-4 と表 15.5-2 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 カ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。三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 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こう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。



出典：JICA 調査団作成

図 15.5-4 Sunkoshi-3 HPP の開発ロードマップ

表 15.5-2 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
実施体制の検討	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 Sunkoshi-3への参画打診	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	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
	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	
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 国内供給量と電力輸出量が検討されていない	発電計画と事業便益の最適化 発電計画に基づく国内および輸出向け供給量の決定	Year 1 発電計画の最適化	発電計画が最適化される 国内および輸出向けの供給量が決定される	NEA	技術検討支援	
	3カ国の売電を想定した売電料金の設定事例がない 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	売電料金の設定 PPAテンプレートの整備	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
	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 インド事業者との連携	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
	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 BPDBとの連携	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
ファイナンス	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シャルクローズされる	インド事業者、BPDB	インド事業者、BPDBとの協議支援	No.27
系統連系	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
	インドとバングラデシュ間の国際連系線容量が不足している。	Katihal（インド）－Parbotipur（バングラデシュ）の765kV国際連系線の開発	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線が開発される	インド、バングラデシュ	連系線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 各国のTSOとの託送料金に関わる協議	Year 2 託送料金の設定 Year 3 託送料金に関わる協議	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 インド事業者への支援	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
	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 バングラデシュ事業者への支援	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
系統開発	国内の送電系統の増強が必要である	Sunkoshi-Dhalkebar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

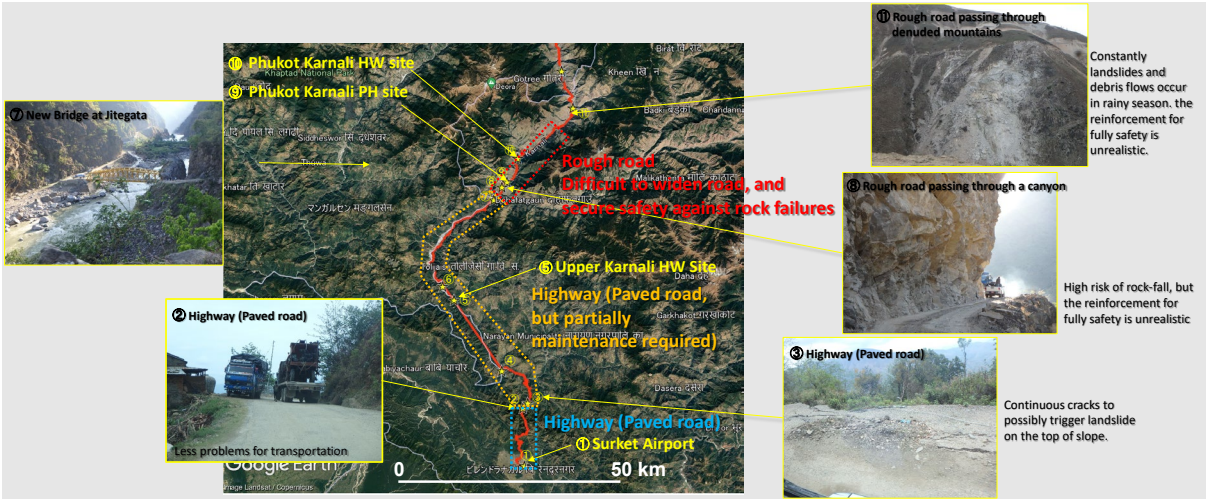
出典：JICA 調査団作成

15.5.2 Phukot Karnali HPP

Pioneer of Hydropower Project in River Basin の事例として Karnali 本川の Phukot Karnali 水力を取り上げる。Phukot Karnali 地点は 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インド国営水力発電公社（NHPC：National Hydroelectric Power Corporation）との共同開発が想定されている。

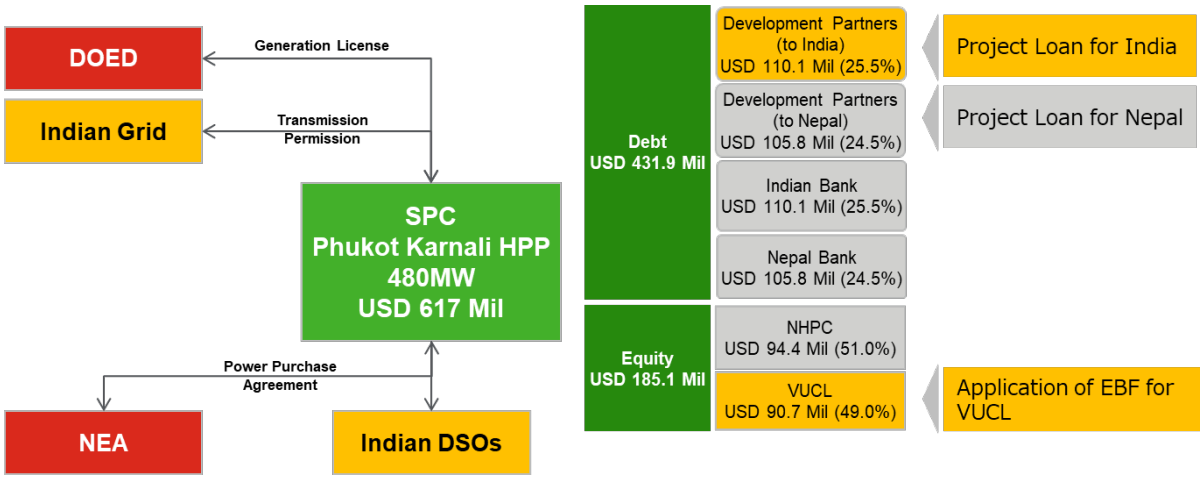
(1) Phukot Karnali HPP 促進の有効性

Karnali 本川は Upper Karnali、Betan Karnali 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 Brendranagar 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 15.5-5 Phukot Karnali へのアクセス



出典：JICA 調査団作成

図 15.5-6 Phukot Karnal の想定ファイナンススキーム

この Phukot Karnali の開発は同水系に以下の効果をもたらす。

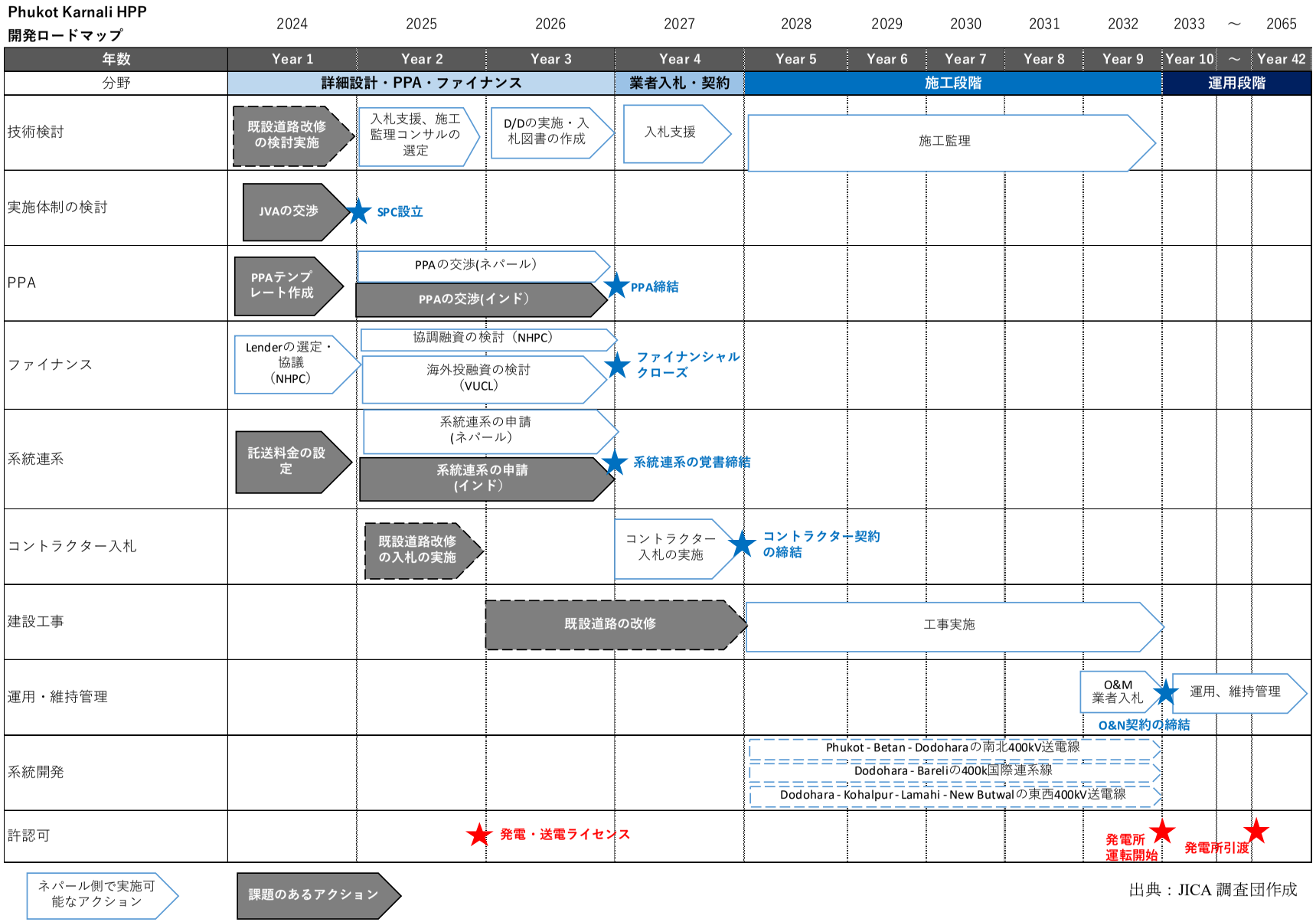
- ✓ Karnali 上流地域への流通事情の改善による地域開発促進
- ✓ Betan Karnali、Upper Karnali、Mugu Karnali Storage、Tila-1、Tila-2 へのアクセス
- ✓ 基幹変電所となる Phukot Karnali 400kV の整備
- ✓ Lumki 国際連系線を通じたインドへの電力輸出
- ✓ NHPC (51%)、VUCL (49%)のインド・ネパールの JV による事業実施

Phukot Karnali 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、既に詳細プロジェクト報告書（DPR ：Detailed Project Report）作成が完了し Construction License 申請に進む Phukot Karnali 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 15.5-7 と表 15.5-3 に示す。

Phukot Karnali 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。



出典：JICA 調査団作成

図 15.5-7 Phukott Karnali HPP の開発ロードマップ

表 15.5-3 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
技術検討	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
実施体制の検討	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 国内供給量と電力輸出量が検討されていない	発電計画と事業便益の最適化 発電計画に基づく国内および輸出向け供給量の決定	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 国内および輸出向けの供給量が決定される	VUCL	VUCLの能力向上	
	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 インドDSOへの売電を想定したPPAテンプレートが整備されていない	売電料金の設定 PPAテンプレートの整備	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
	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	
ファイナンス	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がファイナンシャルクローズされる	VUCL	VUCLの能力向上	No.27
系統連系	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
コントラクター入札	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
建設工事	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
系統開発	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国際連系線 Dodohara - Kohalpur - Lamahi -New Butwalの400kV送電線	-	発電所運開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。

15.5.3 Transaction Advisory Service

今後、ネパール国政府が PPP や政府開発援助（ODA：Official Development Assistance）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と、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、トランザクションアドバイザリーサービス（TAS：Transaction

Advisory Service）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）

15.5.4 HIDCL と国内金融機関のファイナンス能力強化

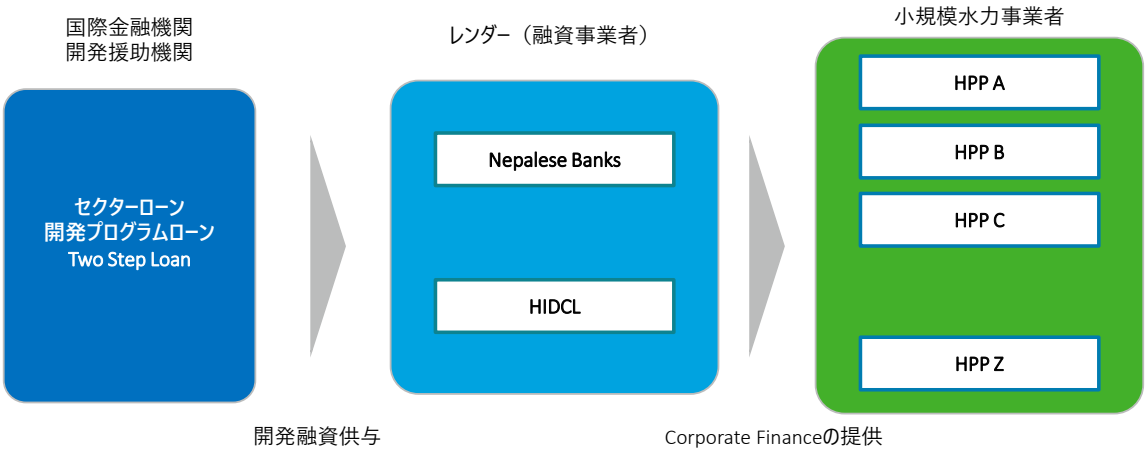
第 15.5.1 節では譲許性資金のプロジェクトローン活用として Sunkoshi-3 HPP、第 15.5.2 節では民間投融資活用として Phukot Karnali HPP の支援について提案し、Clean Export を志向した大規模水力のプロジェクトファイナンス方式を提示した。本節では地点数の観点では大多数を占める中小規模の水力開発支援として、ネパール国内金融機関のファイナンス能力強化を提案する。

(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。



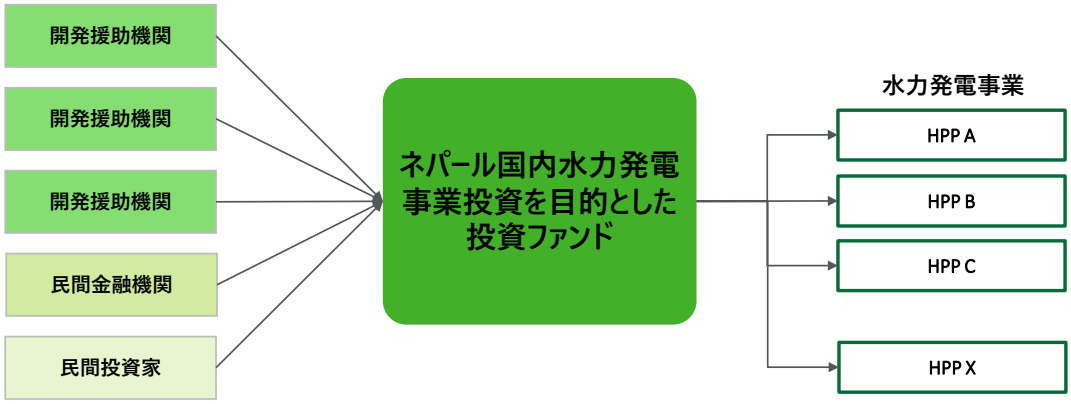
出典：JICA 調査団作成

図 15.5-H 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、アドバイザリ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の側が、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 15.5-I 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ことが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。

15.5.5 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

国際エネルギー機関（IEA : International Energy Agency）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 15.5-4 に示す。

表 15.5-4 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、ネット・ゼロ・エネルギー・ビル（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 CO_2 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

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 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.....16-1

16.1　現在のエネルギーセクターの状況.....16-1
16.2　電力需給に係る分析.....16-2
16.3　電力需要予測.....16-2
16.4　国際電力融通.....16-2
16.5　将来のロードマップ.....16-3
16.5.1　電力需要.....16-3
16.5.2　発電プロジェクト.....16-4
16.5.3　送電プロジェクト.....16-6
16.5.4　電力開発に必要な費用.....16-7
16.6　水力開発による経済・社会への便益.....16-9
16.7　エネルギー開発のアクションプラン.....16-9

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

本章ではエネルギー水資源灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）が現在策定中の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(案)の概要を記載する。本資料については 2024 年 10 月時点では国会審議中であり、ネパール語（案）を翻訳した参考資料である旨、留意する。

16.1　現在のエネルギーセクターの状況

現在、ネパールでは雨期に国内需要を超える電力が発電されるため、国内消費の増加に向けた政策とエネルギー需要の構造改革が必要である。同時に、電力需要が大きいインドやバングラデシュなどの隣国への電力融通が必要になっている。ネパールにおけるエネルギー分野は 2001 年に策定された水力発電開発政策に基づいて隣国への輸出を見据えた水力開発を目標として整備を進めてきた。国内経済発展に大きく貢献するエネルギー生産であり、ネパール政府は電力需要喚起と電力融通の活性化のため、計画的かつ現在の情勢を踏まえた国家エネルギー開発が必要とされている。上記認識の下、2023 年から 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が策定された。

2023 年度におけるネパール国内の水力、太陽光、バイオマスの総発電設備出力は 2,769MW に達している。事業者別の設備出力としては、NEA が 661MW、NEA 関連会社が 478MW、AEPC が 85MW、民間 IPP が 1,545MW を占めている。送電線の総長は 2015 年度時点で 2,624km であり、2023 年度までに 3,118km 増加し、合計 5,742km に達する見込みである。加えて、基幹系統における変電所の変圧器容量は 2023 年度末までに 8,867MVA に達する見込みである。また、配電部門については全国に 129 の配電センターがあり、各需要家への配電を担当している。地域別には全国 753 地区のうち 732 地区が基幹電力系統に接続されており、残りの地域は AEPC によるオフグリッドの電化も進められている。

今後、2023 年度までに 95 地点の水力発電所、設備出力 8,618MW が接続される見込みであり、237 地点の水力発電所、設備出力 8,760MW 分の開発権が付与されている。さらに MoEWRI は合計 10,782MW の新規プロジェクトの開発権を処理中である。また、これらの開発権を有する地点のうち NEA は、7,757MW のプロジェクトに対して PPA を締結している。これらのプロジェクトのうち、2,023MW のプロジェクトがすでに商業運転を開始済、3,103MW が資金調達を完了して建設中、2,632MW が資金調達を進めている状況である。これには、太陽光 115MW とコジェネ発電 6MW が含まれている。

16.2 電力需給に係る分析

2023 年時点で既設発電所、PPA 締結済のプロジェクト、PPA 検討中のプロジェクト、系統連系申請が提出されているプロジェクト、ネパール政府関連会社による開発が検討されているプロジェクトを合計すると 2035 年では総設備出力は 28,713MW に達すると見込まれている。

国内の電力需要に加えて近隣諸国の電力融通による輸出についても考慮する必要がある。これにより、2035 年度までにインドやバングラデシュを含む近隣諸国への輸出を含めた電力需要は 28,468MW になると見込まれている。したがって、2035 年度までに国内需要に加え、近隣諸国への輸出を含む電力需要は約 28,500MW と想定される。

16.3 電力需要予測

NPC が策定した第 15 次国家開発 5 か年計画（2019/20 – 2023/24）によると、2030 年までの 1 人当たりの電力消費量は 1,500kWh/capita、2100 年までには 3,500kWh/capita を目標としていた。一方で、2023 年度のネパールの想定は約 380kWh/capita であり、第 15 次計画の目標達成は困難と想定される。したがって、この開発目標を達成するためには、今後数年間で信頼性が高く、質の高い電力供給を最大限に実現して、電力消費を喚起することが必要である。

家庭、産業、交通、商業、農業、建設および鉱業分野のエネルギー需要が増加しており、これらの分野で電力の利用が増加することにより、国内電力消費の大幅な増加が見込まれる。また、これらのエネルギー源を電力に置き換えることにより、国の経済成長にプラスの貢献が期待される。

16.4 国際電力融通

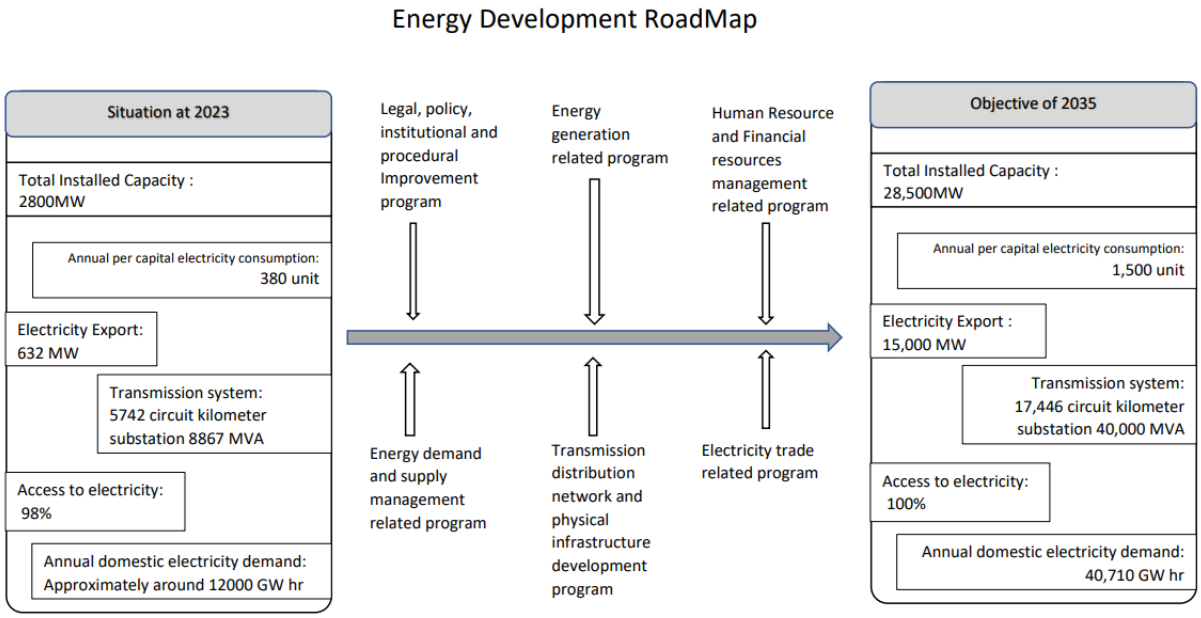
ネパールとインド間で 2021 年に締結した電力取引協定に基づき、ネパールは電力供給量が減る乾期はインドから電力を輸入し、雨期には余剰電力をインド電力市場に輸出するようになった。更に両政府間で 2023 年 6 月に合意された内容によると、ネパールは今後 10 年間にインド市場に 10,000MW の電力を輸出する予定である。この合意が完了すると、ネパール電力分野への投資が促進され、得られた電力は国内需要への電力供給にも寄与すると期待される。

また、ネパールとバングラデシュ間での電力取引を促進するために、両政府間で 2018 年に電力分野の開発に関する合意がなされた。この合意に基づき、ネパールはインドを介した既

設の電力系統を通じてバングラデシュに 40MW の電力を輸出するため、ネパール、バングラデシュ、インドの送電機関による合意書締結の準備を進めている。本合意に基づく国内の基幹系統の開発が進むことによって将来的なバングラデシュへの電力輸出量も増加する見込みである。こうした電力融通を通じてネパールの電力輸出は BBIN 地域の市場を介して、東南アジア地域まで到達することが予想される。

16.5 将来のロードマップ

エネルギー開発ロードマップの概要を以下に示す。



出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

図 16.5-1 エネルギー開発ロードマップ概要

16.5.1 電力需要

「ネパールの持続可能な開発の目標とマップ（2016-2030）」の報告によると、2030 年までに一人当たりの年間電力消費量が 1,500kWh/Capita に達成するとの目標が記載されている。2023 年中旬時点でネパールの一人当たりの電力消費量は 380kWh/Capita に過ぎない。水力およびエネルギー委員会の報告によると、家庭内生産の年間成長率を 7.2%と想定し、2035 年までの総国内電力需要を 40,710GWh と見積もっている。2035 年までに一人当たりの電力消費量を 1,500kWh/Capita に達成するために、このロードマップと行動計画が策定された。2035 年までに総国内電力需要 40,710GWh を供給するためには、13,468MW の設備出力が必要と想定

される。また、今後 10 年間で近隣諸国に 15,000MW の電力を輸出することを目標としており、国内需要と輸出を合わせた 2035 年のネパールの総設備出力は約 28,500MW に達する見込みである。

表 16-1　電力需要予測

Year	Power Demand (GWh)			Required Installed Capacity (MW)		
	4.5%	**7.2%**	9.2%	4.5%	**7.2%**	9.2%
2025	12,998	**14,864**	16,546	4,300	**4,917**	5,474
2026	14,413	**16,882**	19,209	4,768	**5,585**	6,355
2027	15,828	**18,901**	21,873	5,236	**6,253**	7,236
2028	17,244	**20,920**	24,537	5,705	**6,921**	8,117
2029	18,659	**22,938**	27,200	6,173	**7,588**	8,999
2030	20,074	**24,957**	29,864	6,641	**8,256**	9,880
2031	22,008	**28,107**	34,488	7,281	**9,299**	11,409
2032	23,942	**31,258**	39,112	7,921	**10,341**	12,939
2033	25,877	**34,409**	43,736	8,561	**11,383**	14,469
2034	27,811	**37,559**	48,359	9,200	**12,425**	15,998
2035	29745	**40,710**	52,983	9840	**13,468**	17,528

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

16.5.2 発電プロジェクト

2023 年時点で既設発電所、PPA 締結済のプロジェクト、PPA 検討中のプロジェクト、系統連系申請が提出されているプロジェクト、ネパール政府関連会社による開発が検討されているプロジェクトを合計すると 2035 年では総設備出力は 28,713MW に達すると見込まれている。これらのプロジェクトリストを下表に示す。

表 16-2　発電プロジェクトリスト

Category	No.	Project	Type	Installed Capacity (MW)		ECOD (Bikram)	COD (AD)
ROR projects under PPA Process	1	Super Tamor	ROR	166.0		2086/87	2030
	2	Lower Barun Khola	ROR	132.0		2087/88	2031
	3	Tamor Mewa	ROR	128.0		2086/87	2030
	4	Upper Trishuli-2	ROR	102.0		2087/88	2031
	5	Chameliya (Chhatigad)	ROR	85.0		2086/87	2030
	6	Tiplyang Kaligandaki	ROR	58.0		2086/87	2030
	7	Mathilo Balephi	ROR	46.0		2084/85	2028
	8	Upper Madi-0	ROR	43.0		2084/85	2028
	9	Balephi Khola	ROR	40.0		2085/86	2029
	10	Dana khola	ROR	34.8		2085/86	2029

Category	No.	Project	Type	Installed Capacity (MW)		ECOD (Bikram)	COD (AD)
	11	Upper Mewa Khola A	ROR	31.9		2085/86	2029
	12	Madhya Chameliya	ROR	28.3		2086/87	2030
	13	Upper Kabeli	ROR	28.1		2084/85	2028
	14	Cumulative capacity of projects less than 25	ROR	352.1	**1,275.2**	-	-
PROR projects under PPA Process	1	Budi Gandaki	PROR	340.0		2087/88	2031
	2	Tila-1	PROR	299.0		2086/87	2030
	3	Tila-2	PROR	297.0		2086/87	2030
PROR projects under PPA Process	4	Budhigandaki Kha	PROR	226.0		2085/86	2029
	5	Bajhang Seti	PROR	216.0		2088/89	2032
	6	Lower Manang Marsyandi	PROR	139.0		2085/86	2029
	7	Budhigandaki Ka	PROR	103.0		2085/86	2029
	8	Upper Marshyangdi-1	PROR	102.0		2086/87	2030
	9	Nar Khola	PROR	61.0		2085/86	2029
	10	Upper Dudh Khola	PROR	30.0		2084/85	2028
	11	Cumulative capacity of projects less than 25 MW	PROR	116.0	**1,929.0**	-	-
ROR projects with Connection Agreement but PPA is not initialized	1	Surke Dudhkoshi	ROR	188.0		2087/88	2031
	2	Dudhkoshi-6	ROR	171.0		2087/88	2031
	3	Dudhkoshi-9	ROR	166.0		2087/88	2031
	4	Budhigandaki	ROR	91.0		2086/87	2030
	5	Ghunsa Khola	ROR	77.5		2086/87	2030
	6	Simbuwa Khola	ROR	69.5		2086/87	2030
	7	Upper Tamor A	ROR	60.0		2086/87	2030
	8	Himchuli Dordi	ROR	57.0		2086/87	2030
	9	Lower Apsuwa	ROR	54.0		2086/87	2030
	10	Chhilung Khola	ROR	43.0		2085/86	2029
	11	Sankhuwa Khola	ROR	41.0		2085/86	2029
	12	Mathillo Simbuwa Khola	ROR	40.0		2085/86	2029
	13	Super Palun	ROR	35.3		2085/86	2029
	14	Tamor Khola	ROR	35.3		2085/86	2029
	15	Mathhilo Apsuwa Khola	ROR	35.0		2085/86	2029
	16	Palun Khola - 1	ROR	30.0		2085/86	2029
	17	Hongu Khola -1	ROR	29.9		2085/86	2029
	18	Hongu Khola	ROR	28.9		2085/86	2029
	19	Myardi	ROR	27.5		2085/86	2029
	20	Cumulative capacity of projects less than 25 MW	ROR	527.9	**1,807.8**	-	-
PROR projects with Connection Agreement but PPA is not initialized	1	Daraudi Nadi	PROR	9.8		2084/85	2028
	2	Upper Sunigad	PROR	14.0		2085/86	2029
	3	Tejo Thogam	PROR	29.0		2085/86	2029
	4	Seti Nadi 3	PROR	86.2		2086/87	2030
	5	Marsyangdi Nadi	PROR	99.8		2086/87	2030
	6	Mathillo Arun	PROR	1,061.0	**1,299.8**	2089/90	2033
Projects applying for Connection Agreement	1	Uttarganga	Storage	828.0		2088/89	2032
	2	Tamakoshi-3	P-Ror	650.0		2088/89	2032
	3	Phuket Karnali	P-Ror	480.0		2088/89	2032
	4	Kimathank Arun	P-Ror	450.0		2088/89	2032
	5	Betan Karnali	P-Ror	442.0		2088/89	2032
	6	Nalgad Storage	Storage	417.0		2088/89	2032
	7	Dudh Koshi 4	RoR	350.0		2087/88	2031
	8	Upper Marsyangdi -2	P-Ror	327.0		2087/88	2031
	9	Humla Karnali 2	ROR	304.0		2087/88	2031
	10	Bheri-1	P-Ror	270.0		2088/89	2032

Category	No.	Project	Type	Installed Capacity (MW)		ECOD (Bikram)	COD (AD)
	11	Humla Karnali 1	ROR	235.0		2087/88	2031
	12	Tallo Seti (Tanahu)	P-Ror	126.0		2087/88	2031
	13	Dudhkoshi 5	RoR	110.0		2087/88	2031
	14	Lantang	RoR	93.0		2086/87	2030
	15	Budhi Gandaki Proc	RoR	81.0		2086/87	2030
Projects applying for Connection Agreement	16	Marsyangdi Besi	RoR-PRoR	47.0		2086/87	2030
	17	Chumchet Syar Khola	RoR	45.0		2085/86	2029
	18	Likhu Khola	ROR	42.3		2085/86	2029
	19	Darbang Myagdi	RoR	32.5		2085/86	2029
	20	Ikhuwa	RoR	30.0		2085/86	2029
	21	Sani Bheri- 3 PRoR Cascade	P-Ror cascade	30.0		2086/87	2030
	22	Cumulative capacity of projects less than 25 MW	Different Types	258.3	**5,648.1**	-	-
Implementation by GoN related agencies	1	Begnas Rupa Pump Storage Hydroelectric Project	Storage	150.0		2091/92	2035
	2	Kaligandaki 2 Storage Hydropower Project	Storage	650.0		2091/92	2035
	3	Chainpur Seti Hydroelectric Project	PROR	210.0		2090/91	2034
	4	Arun 4 Hydroelectric Project	ROR	490.0		2090/91	2034
	5	Dudhkoshi Storage Hydroelectric Project	Storage	635.0		2090/91	2034
	6	Sunkoshi 3 Hydroelectric Project	Storage	680.0		2091/92	2035
	7	Budhigandaki Storage	Storage	1,200.0		2089/90	2033
	8	Bheri Babai Multipurpose	ROR	46.8		2085/86	2029
	9	Naumure Multipurpose	Storage	218.0		2089/90	2033
	10	Sunkoshi Marine Diversion	ROR	31.0		2086/87	2030
	11	Kulekhani Sisneri Pump Storage Hydroelectric Project	Storage	100.0		2091/92	2035
	12	Budhiganga Hydropower Project	PRoR	20.0	**4,430.8**	2085/86	2029
Projects promoted with Indian companies	1	Seti River 6	Storage	450.0		2090/91	2034
	2	West Seti	Storage	750.0		2089/90	2033
	3	Arun 3	PROR	900.0		2081/82	2025
	4	Upper Karnali	ROR	900.0		2089/90	2033
	5	Lower Arun	PROR	679.0	**3,679.0**	2091/92	2035
			Grand Total		**20,069.8**		

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

16.5.3 送電プロジェクト

現在、ネパール国内の基幹系統における送電にはボトルネックが存在するため、運開したものの系統連系が未完了の発電所があり、最大出力の運用が実現していない状況が発生している。このため、雨期と乾期で早急に取り組むべき建設、拡張、改修事業を下表に示す。

表 16-3 乾期の電力供給のために緊急で実施すべきプロジェクト

SN	Inside Kathmandu Valley		Outside Kathmandu Valley	
	Transmission Line/Substation	Mitigation Measures	Transmission Line/Substation	Mitigation Measures
1	Khimti - Lamosaghu 132 kV Line	To be upgraded by HTLS Conductor	Dhalkebar - Nawalpur - Chapur - Pathlaiya 132 kV Line	To be upgraded by HTLS Conductor
2	Balaju - Syuchatar 132 kV Line	To be upgraded by HTLS Conductor	Kushaha - Inaruwa - Duhabi 132 kV Line	To be upgraded by HTLS Conductor
3	Teku 66/11 kV S/S	To be charged in 132 kV	Inaruwa - Biratnagar 132 kV Line	To be completed to shift loads of Duhabi to Biratnagar (Barju)
4	Lainchaur 66/11 kV S/S	Transformer to be upgraded	Mirchaiya - Lahan - Rupani 132 kV Line	To be completed of Dhalkebar – Inaruwa 400 kV
5	Balaju 132/66 kV S/S	Rectification of overloading of Hetauda -Kathmandu 66 kV line should be performed	Amarpur - Dhungeshagu - Basantapur circuit	To be completed timely
6	Syuchatar 132/66 kV S/S		Hetauda 132/66 kV S/S	45 MVA Transformer to be repaired

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

表 16-4 雨期の電力供給のために緊急で実施すべきプロジェクト

SN	Inside Kathmandu Valley		Outside Kathmandu Valley	
	Transmission Line/Substation	Mitigation Measures	Transmission Line/Substation	Mitigation Measures
1	Balaju - Syuchatar 132 kV Line	To be upgraded by HTLS Conductor	Hetauda - Kamane - Pathlaiya 132 kV Line	To be upgraded by HTLS Conductor
2	New Khimti 220/132 kV SS	New 200 MVA, 220/132 kV transformer to be charged and should be operated with existing 100 MVA transformer by splitting 132 kV bus (target to be charged within 15 days)	Kushma – New Butwal 220 kV Line	To be completed to remove spilling maximum of 50-55 MW
3			Marsyangdi corridor 220 kV Line (Udipur-Bharatpur Section – 67 km) Tower Foundation: 100 remaining	To be completed to reduce overloading of Matatirtha - Hetauda and Marsyangdi / Damauli - Bharatpur 132 kV Line
4			Matatirtha - Hetauda 132 kV double circuit and Marsyangdi / Damauli - Bharatpur 132 kV Line	To be operated radially to reduce overload
5			Damak – Duhabi 132 kV Line	To be operated Amarpur - Dhungeshagu - Basantapur Line

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

16.5.4 電力開発に必要な費用

電源、送電、配電の開発に必要な総費用は、合計で約 465 億米ドルと見積もられている。したがって、政府、民間部門、公共部門、外国からの投資を含めた資金調達が必要である。国内の経済成長に伴って国内資本のエネルギー分野への投入が必要であり、政府と民間部門がエネルギー分野を最優先に置くという前提で、エネルギー分野への投資はネパール国内の債務の 15%程度と期待される。2035 年までに、内部ソースから約 180 億米ドルが管理できると

見込まれる。2035 年までの電力供給収入、発電プロジェクトからの収集された収入、電力販売から生産者が受け取る金額は次の通りである。

表 16-5　電源、送電、配電の開発に必要な総費用

Description	Amount (N.R.)
Revenue collected from power generation projects	About 88 billion
Income from electricity supply	About 65 billion
Amount received by producers for selling electricity	About 39 billion
Amount received by Nepal Electricity Authority for purchase and sale of electricity	About 26 billion
For estimation purposes, Nepal Electricity Authority's Profit Margin	40%
Reinvestment/ Refinancing The amount to be collected with the Nepal Electricity Authority by the year 2035	**About 10 trillion (about 8 billion US dollars)**

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

グリーンエネルギー生産を通じた気候資金により、約 20 億米ドルの調達が可能であり、政府はエネルギー分野への予算を高い優先順位で扱い、年間約 5 億米ドルを割り当てることを前提として、2035 年までに合計約 60 億米ドルが調達できると見込まれる。非居住ネパール人および外国で働くネパール人からの投資、HIDCL、ネパールインフラストラクチャーバンク（NIFRA）などの機関を通じたパワーボンド、社債などの金融手段を年間約 10 億米ドル投資し、約 120 億米ドルの資金が利用可能となる。同様に、外国投資、助成金、ローンから約 85 億米ドルの調達が見込まれる。

表 16-6　資金調達先

Financial source	Estimated Amount (US Dollars)	mood
Nepal of the government investment	6 Billion	Need to raise resources
internal Source (Nepali Banks and Financial Institutions)	10 Billion	Need to raise resources
From Nepal Electricity Authority Refinancing/ Reinvestment	8 billion	Be sure to source
Climate financing	2 Billion	Need to raise resources
non Resident Nepalese and foreign Through employed Nepalis investment	12 Billion	Need to raise resources
Foreign investment, grants and loans	8 . 5 Billion	Need to raise resources
Total Investment Management	**46.5 billion _**	

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

16.6 水力開発による経済・社会への便益

本ロードマップによる水力開発の効果的な実施を通じて以下の利益が達成されると思われる。

1. 水資源を最大限に活用し、品質が高く信頼性のある電力を供給する。
2. 国内の電力需要は自国資源で供給し余剰電力を輸出できるため、国の貿易赤字状況が改善される。
3. エネルギー開発プロジェクトの実施中、雇用機会が増加し、経済にプラスに寄与する。

発電プロジェクトの建設作業の分析から、毎年 1,000MW の水力発電を生産するために雇用される人員は以下の通りである。

表 16-7 毎年 1,000MW の水力発電を生産するために雇用される人員

Details of Manpower	Number (per year)
the manager	From 50-60
engineer	500-600
Workplace leadership personnel such as supervisors and foremen	1,500-2,000
Skilled workers with various skills and competencies	5,000-6,000
General laborer	20,000-25,000

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

16.7 エネルギー開発のアクションプラン

過去の努力と成果のレビューを行い、現状、問題、および直面している課題を考慮して準備されたロードマップに基づいて、エネルギー分野開発のための行動計画が策定されるべきである。基本的に以下の項目を対象とする。

1. 法的および政策的な改善
2. 機関および行政的な改善
3. インフラ開発
4. 電力ビジネスおよび市場管理

本行動計画には 85 のプログラムが含まれている。主な機能は以下の通りである。

表 16-8 エネルギー開発のアクションプラン

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Estimated cost for government	Remarks
A)	**Legal and Policy Improvement**					
1	To appoint Water and Energy commission for the study and policy advice regarding power demand advancement/promotion and management	Immediately	Nepal government	MoEWRI		
2	To appoint a separate institution for the operation, expansion and management of National transmission grid	Immediately	Nepal government	MoEWRI, NEA		
3	In order to ascertain investment in hydropower Projects, for RoR or PROR projects above 100 MW to which PPA has been signed but financial closure is remaining and for the projects that are signing PPA from now, the provision of having upper limit of 17% RoE on equity party will be removed.	Immediately	ERC, NEA	MoEWRI		
4	In order to make Electricity generation, transmission , distribution and trading time relevant and to supply clean, stable, dependable, quality and safe electricity, a new electricity act will be promulgated	6 months	Parliament	Nepal government, MOEWRI		
5	A limit of 75 ropani land acquisition for hydropower projects development and construction will be reviewed	6 months	Nepal government	Ministry of land reform		
6	In order to study, development and construction of electricity transmission line, lesser use of private land will be prioritized as far as possible and forest area land use will be promoted.	continuous	Ministry of Forest and environment	Nepal government, MOEWRI		Within 6 months, the work will be initiated.
7	Dam Safety guidelines will be issued in order to safeguard the construction of dam in HPP and for the safety of lower belt area from the dam	6 months	Nepal government, MOEWRI	WECS, DoED, NEA		
8	In order to make provision of open access to electricity transmission and distribution, necessary regulations will be issued.	6 months	MoEWRI, ERC	NEA		
9	Make necessary arrangements to issue Power trading license to private sector	1 year	MoEWRI	DoED		
10	For clean energy transition, utilize the country's available vast potential of generating green Hydrogen by issuing Green Hydrogen policy	6 months	Nepal government, MOEWRI	Alternative energy promotion center, NEA		
11	In order to attract private investment for the rapid development of transmission infrastructure, Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) regulations will be issued	6 months	Nepal government, MOEWRI	NEA, RPGCL		
12	Review the amount of money paid by hydropower developers to use the forest land during the development and construction of power projects.	6 months	Nepal government, MOEWRI	NEA, RPGCL		
13	Necessary procedures like ToR and area demarcation during the study of EIA of HPP and coordinate with related institutions to approve the EIA report in efficient and timely manner	continuous	Ministry of Forest and environment	MoEWRI		
14	solve the land acquisition problem under right of way of transmission line construction by for land acquisition that lies in right way by reviewing the	6 months	Nepal government, MOEWRI	NEA, RPGCL		

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Estimated cost for government	Remarks
	compensation of price given for land acquisition					
15	Renewable energy and Energy efficiency act will be issued	1 year	parliament	Nepal government, MOEWRI		
16	Formulate "National Energy security policy"	1 year	Parliament	Nepal government, MOEWRI		
17	Dedicated laws (Sunset law) will be issued in order to solve the problems that come while developing the HEP and escalate the process of construction	1 year	Parliament	MoEWRI, Minsitry of Law and Parliamentary affairs		
18	Power trade guidelines to be issued for the domestic and cross boarder power trade after taking into consideration the neighboring countries policy and tradition in power trade	1 year	MoEWRI	NEA		
19	For the promotion of energy efficiency , maintain standardization and labelling of electrical equipment's.	1 year	MoEWRI	Nepal Bureau of Standards and Metrology Department, AEPC		
20	Discourage and disqualify import and sales of electrical equipment that do not meet minimum Standardization and Labelling	continuous	Ministry of Finance, Ministry of Industry, commerce and supply	MoEWRI, AEPC		
21	Prepare the guidelines and implement it to establish and operate charging station necessary for the electric vehicle.	1 year	NEA	MoEWRI		
22	Implement policy for tax concession to Equipment's and vehicle that replace tradition petroleum products by the use of electricity	continuous	Nepal government, Ministry of Finance	MoEWRI		
23	Except for an unusual reason when electricity supply is interrupted or because of voltage related problems if a consumer has suffered damage, arrangements will be made that the electricity distributor will pay the compensation	continuous	ERC	WECS, NEA		
24	Arrangements to be made to issue bank loan against the collateral of the private land that falls under the Right of way of electricity transmission line	continuous	Ministry of Finance, Nepal Rastra Bank	MoEWRI, NEA		Work to be initiated within 3 months
25	Issue the regulation related to Transmission service charge for the use of electricity transmission line.	1 year	MoEWRI, ERC	NEA		
26	Make necessary arrangement that concerned forest office will give permission to cut down trees and make it easy to use the forest area land and cutting down tree	continuous	Nepal government, Ministry of Forest and environment	concerned ministry of Province govt.		
27	Make provision in policy to implement innovative Financial instruments like quasi equity, Mezzanine financing to attract investment in hydro power projects.	1 year	Nepal government, Ministry of finance, Nepal Rastra Bank	MoEWRI ; Ministry of Industry, trade and supply ; HIDCL		
28	Remove duplication of work jurisdiction among MoEWRI, Department of Industry and IBN while developing a hydro power project	1 year	Nepal government, Council of Ministers, PM office	Related Ministries.		
29	Prepare laws to convert the Petroleum vehicles to electric vehicle.	1 year	Parliament	Nepal government, Ministry of Physical infrastructure and transport, MoEWRI		

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Estimated cost for government	Remarks
B)	**Institutional and Administrative reform**					
30	Nepal Power trade company will be appointed and brought into operation as Nodal agency for Nepal's power trade	6 months	MoEWRI	NEA		
31	For the integrated approach towards the development of HPP, projects developers will be encouraged to work in integrated development of access road, transmission line and other related task.	immediately	MoEWRI, Ministry of physical infrastructure.	DoED, NEA		
32	To study and research climate risk during the development of Energy related infrastructure. Along with that DoED to be appointed as focal organization to carry out assessment, documentation and collect data to obtain facility of climate financing.	continuous	Nepal government	WECS		
33	Carry out coordination among related organizations to study and research on the minimization and management of flood, landslide, forest fire and other natural calamities on energy infrastructure.	immediately	DoED, WECS	National Disaster Risk Reduction and Management Authority		
34	Study and research on the minimization and management of technological risk like cyber security risk on Power system.	continuous	NEA	MoEWRI		
35	Regularly supervise and monitor the project construction, repair and maintenance and operation of the HPP because they have to be handed over to government in running condition after the license period.	continuous	DoED	MoEWRI		
36	Simplify the process of Working visa and Labour permit for the foreign consultants and the technicians and labors of foreign developers.	3 months	Ministry of Labour and employment	Ministry of Home Affairs, MoEWRI		
37	Simplify and make accessible the process of obtaining explosives for the HPP.	continuous	Ministry of defense, Ministry of home affairs.	MoEWRI, Ministry of foreign affairs.		
38	Promote NEA to function on the business trading norms to manage the funds required to build the infrastructure to increase the domestic power demand and cross boarder power trading.	continuous	Nepal government, Ministry of finance.	MoEWRI.		
39	To further activate WECS to be able to update the master plan related to generation/transmission/distribution and also update Power demand forecast and Assessment of Energy consumption.	continuous	MoEWRI			
40	To motivate non resident Nepali to invest in power bond, Debenture and other related financial instruments so as to generate funds for the development of energy sector	1 year	Ministry of Finance. Nepal Rastra Bank	MoEWRI, HIDCL		
41	To unbundle NEA and make separate organization for Energy generation, transmission and distribution	2 years	NEA	MOEWRI, MoF		
42	Restructure and Capacity build up of HIDCL	1 year	Nepal government , MoEWRI	Ministry of finance		
43	Carry out innovative financing like Power Bond/ Debenture to manage the financial resources for the development of Energy sector.	2 years	HIDCL	Ministry of finance, MoEWRI, Nepal Rastra Bank, Securities board.		
44	To develop and implement Hazard and Safety Information system in order to	continuous	DoED	WECS, National Disaster Risk		

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Estimated cost for government	Remarks
	minimize and manage the impact of natural disasters on HPP.			Reduction and Management Authority		
45	Implement programs to control the technical/non technical leakage in order to reduce the cost of electricity supply.	continuous	NEA			
46	To conduct relevant and updated training and study opportunity for the capacity development of employees and organizations related to energy sector	continuous	MoEWRI	related organizations		
C. Infrastructure Development						
47	To implement short term plan as presented in Annex 7 for the demand and supply during dry season and wet season.	Immediately	NEA	WECS		
48	Infrastructure related and other development programs to be accelerated making sure that such infrastructure does not adversely impact the storage project identified in river basin plan and those projects whose construction has been ascertain.	Immediately	NEA	MoEWRI		
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 constructi on within 2 years.
50	To start the development and construction of Sunkoshi 3 with the joint venture of Nepal and Bangladesh government.	6 months	NEA	Nepal government, MoEWRI		
51	To facilitate between two or more local bodies or province government in case the route alignment of transmission line and project development lies between more than one local body or province government.	immediately	Federal govt, Province government and local government.	MoEWRI, NEA, RPGCL		
52	To make arrangements that there will be no obstruction and hindrance for the construction and expansion of 11 KV and 33 KV voltage line and to erect electricity pole in public place or land for such purpose	immediately	Ministry of home affairs, Related local organizations	MoEWRI, NEA		
53	To start the work to strengthen the necessary grid and power system by constructing distribution and transmission infrastructure to supply power in the 7 main clustered area including Kathmandu valley as specified in Annex 7	Immediately	NEA	Nepal government, MoEWRI		
54	To fix the modality of implementation and investment for the construction of cross boarder 400 KV line between Inaruwa- Purniya by 2027/28 and Dodudhara-Bareli by 2028/29 as per Nepal India transmission master plan.	1 year	MoEWRI	NEA		
55	To accelerate work in both Nepal and India to complete the construction of 400 kv New Butwal-Gorakhpur 400 KV cross boarder transmission line by 2025/26	1 year	NEA	MoEWRI		
56	To attach high priority and make specified deadline for the construction and expansion of substation to reach	continuous	NEA, RPGCL	MoEWRI, Ministry of finance.		

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Estimated cost for government	Remarks
	the target capacity of substation at least 40,000 MVA by 2035					
57	To study the possibility of grid connected wind energy and accelerate the construction	construction	Alternative Energy promotion center, Private sector	MoEWRI, NEA		
58	To implement the system of Reverse Auction by purchasing the necessary software in order to purchase the solar energy by competitive bidding method.	6 months	NEA	MoEWRI, ERC		
59	To fix the power purchase rate for grid connected storage solar PV system promoted by Private sector	6 months	ERC	MoEWRI, NEA		
60	To do trading of Renewable energy certificate (REC) of HPP via International experienced relevant agency	1 year	NEA	MoEWRI, ERC		
61	To select specimen green hydron electricity project and start the construction after study.	2 years.	NEA	MoEWRI		
62	In order to evacuate the power from HPP and also to enhance cross boarder power trade, propose and construct necessary 400 kv East west , Aatariya-Dudhodhara – Kohalpur-Lamahi – Butwal- New Damauali-Ratamate-New Hetauda – Dalkebar – Inaruhawa National transmission highway. Also to propose and construct 400 kv Ratmate-Lapshiphedi-Barabise-New Khimti – Dalkebar transmission line	continuous	Nepal government, NEA	MoEWRI		
63	To accelerate with high priority and assign deadline for the construction and expansion of high voltage transmission line and substation as per transmission master plan.	continuous	NEA, RPGCL	MoEWRI		
64	To arrange justifiable method sharing of benefits between the transmission line and those land has been acquired under right of way of transmission line including those who are directly affected by construction of such transmission line.	6 months	MoEWRI	NEA		
65	To construct and expand underground distribution line and Indoor/GIS substation in major cities by using latest modern technology	continuous	NEA	MoEWRI		
66	The energy infrastructure that are not connected in the national grid will be integrated to the grid as far as possible	continuous	Alternative energy promotion center	NEA		
67	To construct plants for energy generation by utilizing garbage in collaboration with local government and private sector	continuous	NEA, Alternative energy promotion center	MoEWRI, Local government		
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		
D) Power trade and market management						
71	Make arrangement that the consumer of high voltage electricity can directly	1 year	ERC, NEA	MoEWRI		

SN	Program	Deadline	Main Responsible body	Assisted by	Estimated cost for government	Remarks
	purchase from power producer or power trading license holder organization after paying certain transmission fee.					
72	remove Probability of exceedance(PoE) Q40 of existing HPP and Make necessary arrangement to sign the Take or Pay PPA of existing HPP based on the installed capacity as determined by optimum PoE.	1 month	NEA	MoEWRI, ERC		
73	HPP can currently propose to change the contract energy table mentioned in PPA after 5 years of COD, which will be reviewed and reduced to either 1 dry season or 1 wet season.	1 month	NEA	MoEWRI		
74	To expand the energy infrastructure upto the area of Chemical fertilizer plant, Special economic zone and industrial area.	continuous	NEA	Ministry of Finance, Ministry of Industry and trade, IBN		
75	To provide subsidy in the electricity billing of chemical fertilizer plant that use green hydrogen	continuous	Ministry of finance	MoEWRI, NEA		
76	To promote the work related to commercialization of innovative technology like green hydrogen.	continuous	MoEWRI	Ministry of Industry and trade, NEA, Private sector		
77	To gradually implement Seasonal time of the day (TOD) metering system to domestic consumers in order to increase electricity consumption of domestic users	continuous	ERC	NEA		
78	To make necessary standard and measures to fix the power purchase rate from the storage projects	6 months	ERC	MoEWRI, NEA		
79	To implement the concept of Smart Grid in order to make the transmission and distribution system modernized and consumer friendly	continuous	NEA, RPGCL	MoEWRI		
80	To construct necessary transmission infrastructure according to Long term PPA signed with India to sale 10,000 MW in 10 years.	by 2030	NEA	MoEWRI, Ministry of foreign affairs.		
81	To continue to construct necessary transmission infrastructure to export 5000 MW of electricity to Bangladesh	by 2035	NEA	MoEWRI, Ministry of foreign affairs.		
82	Without having any limit to quota based generation, projects under 10 MW of HPP will be given high priority to sign PPA on Take or Pay basis.	continuous	NEA	MoEWRI		
83	NEA to continue Take or Pay PPA principle of different HPP by taking into account the market risk and investment required in HPP	continuous	NEA	MoEWRI		
84	To supply electricity in 100 percent household by supplying electricity from off-grid solar, wind energy and micro hydro where national grid has not reached.	2 years	Alternative Energy promotion center.	MoEWRI		
85	To continue energy audit of large electricity consumers to effectively manage the electricity supply	continuous	NEA, Department of Industry, Alternative energy promotion center	MoEWRI, WECS		

出典：MoEWRI：エネルギー開発ロードマップとアクションプラン（案）

添付資料 17

キャパシティデベロップメント報告書

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

ネパール国
統合的電力システム開発計画プロジェクト

キャパシティデベロップメント報告書

2024 年 11 月

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リー合同会社
関 西 電 力 送 配 電 株 式 会 社

ネパール国統合的電力システム開発計画プロジェクト
キャパシティデベロップメント報告書

目　　次

1. 本プロジェクトの概要 1

2. キャパシティアセスメントの実施 3
2.1 キャパシティアセスメントの目的 3
2.2 プロジェクトの実施体制 3
2.3 キャパシティアセスメント調査の方法 5
2.3.1 組織体制 6
2.3.2 IPSDP に係る策定・執行能力 6
2.4 関係機関の組織体制 8
2.4.1 電力セクターの組織体制 8
2.4.2 各関係機関の組織体制 9
2.5 IPSDP の策定・執行能力に係る考察 16
2.5.1 ネパールの電力セクターにおける既往の政策、開発計画、プロジェクト 16
2.5.2 各 WG の評価 18
2.5.3 各ワーキンググループのキャパシティアセスメントの総括 21

3. 技術移転の実施 25
3.1 全体の活動記録 25
3.1.1 全体 WG の開催 25
3.1.2 本邦招へい 27
3.1.3 本邦研修 29
3.2 各 WG における技術移転の活動記録 31
3.2.1 Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning 31
3.2.2 Hydropower Development / Power Generation Development Planning（電源 WG） 33
3.2.3 Financial, Economic and PPP Analysis 34
3.2.4 Environmental and Social Considerations 36
3.2.5 Power Sector Governance 37

1. 本プロジェクトの概要

本プロジェクトは、ネパールにおいて、統合的電力システム開発計画（IPSDP : Integrated Power System Development Plan）の策定及びその手法に係る能力開発を行うことにより、MoEWRI の計画策定能力を強化するとともに関係機関間の連携を促進し、計画的な水力発電及び電力系統の開発、整備に寄与することを目的とする。

(1) インパクト

計画的な水力発電及び電力系統が開発・整備される。

(2) アウトカム

MoEWRI 等関係機関職員の計画策定能力及び電力開発を円滑に進めるための組織制度的枠組みが強化される。

(3) アウトプット

2040 年までの統合的電力システム開発計画の策定及びその計画手法に係る能力開発並びに政府関係機関間の連携強化が図られる。

(4) 活動項目

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（SEA 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）

(5) 対象地域

ネパール全土

(6) 関係官庁・機関

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（Department of Electricity Development：DoED）
水エネルギー委員会事務局（Water and Energy Commission Secretariat：WECS）
送電公社（Rastriya Prasaran Grid Company Limited：RPGCL）
ネパール電力公社（Nepal Electricity Authority：NEA）
発電公社（Vidhyut Utpadan Company Limited：VUCL）
電力規制委員会（Electricity Regulatory Commission：ERC）

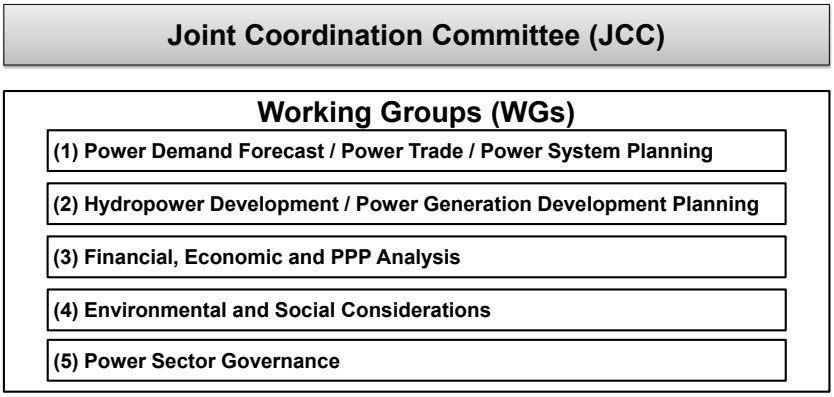
2. キャパシティアセスメントの実施

2.1 キャパシティアセスメントの目的

本プロジェクトでは統合的電力システム開発計画策定および執行に係るキャパシティデベロップメントが成果の一つとして求められている。したがって、技術能力向上を含めたプロジェクト成果や目標達成の進捗を適切に確認することが出来るよう、プロジェクト開始時点での実施機関および各関係機関の能力を把握することを目的としたキャパシティアセスメントを実施する。

2.2 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトでは、2021 年 5 月のキックオフ会議、2021 年 9 月の第 1 回合同調整委員会（JCC：Joint Coordination Committee）、2022 年 4 月の第 2 回 JCC において実施体制の協議を実施した。この結果、図 2-1 に示す通り、本プロジェクトを JCC および各分野のワーキンググループ（WG：Working Group）の体制で実施することを確認した。



出典： JICA 調査団作成

図 2-1 本プロジェクトの実施体制

(1) JCC

JCC は MoEWRI の事務次官（Project Chairperson）、事務次官補（Project Director）、Senior Divisional Engineer（Project Manager）、そして各関係機関の閣僚級のメンバーによって構成される。JCC は本プロジェクトの情報共有、進捗確認、調整事項の検討、そして意思決定の役割を担う。2022 年 6 月時点のネパール側の JCC の担当を表 2-1 に示す。

表 2-1 ネパール側の JCC 担当

Organization	Position
MoEWRI	Secretary and IPSDP Project Chairperson
MoEWRI	Joint Secretary and IPSDP Project Director
MoEWRI	Joint Secretary
MoEWRI	Joint Secretary
WECS	Joint Secretary
ERC	ERC – Secretary
DoED	Deputy Director General
MoEWRI	Senior Divisional Engineer and IPSDP Project Manager

出典： JICA 調査団作成

(2) WG メンバー

WG は IPSDP の策定および執行に係る具体的な活動を担当しており、下記の 5 つのグループで構成される。

(1) Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning
(2) Hydropower Development / Power Generation Development Planning
(3) Financial, Economic and PPP Analysis
(4) Environmental and Social Considerations
(5) Power Sector Governance

各 WG の役割と担当機関を表 2-2 に示す。WG については MoEWRI との協議の結果、(3) Financial, Economic and PPP Analysis に財務省（MoF：Ministry of Finance）およびネパール IPP 連盟（IPPAN：Independent Power Producers' Association, Nepal）からのメンバーも追加している。

表 2-2 WG の役割と担当機関

WG	Main Activities	Members	
		Nepalese	JICA Expert Team
Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning	•Data collection and management for power trade including BBIN •Understanding of methodologies on power demand forecast and execution of analysis •Forecast of maximum power (transmission end) and annual power generation •Data collection of existing/planning facilities of transmission and substation •Considerations on the power trade with BBIN •Execution of power system analysis consistent with power generation development planning •Formulation of the power system planning	MoEWRI, WECS, NEA. RPGCL	Power Trade / Power System Planning, Power Demand Forecast, Power System Analysis and Power System Analysis 2 / Coordinator
Hydropower Development / Power Generation Development Planning	•Data collection and management of hydropower development •Data collection of existing / new hydropower projects •Preparation of the generation mix concept for the Development Scenario •Formulation of the Power Generation Development Planning	MoEWRI, DoED, NEA, VUCL	Deputy Team Leader / Integrated Power System Development Planning / Power Generation Development Planning, Hydropower Planning, Natural Condition / Geologist
Financial, Economic and PPP Analysis	•Considerations on issues for implementation of PPP/IPP projects •Economic and financial analysis for power generation and power system planning. •Formulation of long term investment plan for the power generation and power system	MoEWRI, MoF, IBN, ERC, DoED, NEA, IPPAN	Financial, Economic and PPP Analysis
Environmental and Social Considerations	•Comparison of development scenarios of SEA for the power generation and power system planning	MoEWRI, DoED, NEA	Environmental and Social Considerations
Power Sector Governance	•Confirmation of mandate, relation and operational status of focal stakeholders •Confirmation and analysis of process and procedures including authorization for the implementation of projects in the power sector. •Recommendations on the improvement of the power sector governance and coordination and discussion with related stakeholders •Capacity development on the power sector governance through OJT •Association and coordination with JICA long term expert or development partners	MoEWRI, DoED, NEA,	Power Sector Governance, Stakeholder Analysis

出典： JICA 調査団作成

2.3 キャパシティアセスメント調査の方法

これまでのプロジェクト実施体制構築に係る協議を通じて得られたネパール側の IPSDP 策定・執行能力の現状認識を下記に示す。

- 電力分野におけるネパールの政策・法制度・開発計画は MoEWRI および WECS が掌握している。MoEWRI は 2019 年に発行されたエネルギー白書など電力需要予測、電源開発計

画、電力系統計画などの各分野を網羅した政策策定能力を有する。しかし、IPSDP のような各分野を一連の流れで統合的に検討する計画策定の経験はない。

- MoEWRI および各関係機関は電力需要予測、水力ポテンシャル調査、送電マスタープランなど、各分野における開発計画策定の経験があり、分野によっては自ら計画を策定する能力も有している。各分野の開発計画策定においては関係機関へのヒアリング、意見調整も図っているが、横断的な連携に至っていない部分も多い。

- 戦略的環境影響評価（SEA：Strategic Environmental Assessment）、開発計画における経済財務分析は需要～電源～系統の包括的な範囲にまたがる評価・分析の経験は有していない。

- 1 つのプロジェクトにおいて主要な関係機関で WG を結成して統合的な開発計画を策定するのは本プロジェクトが初の試みとなる。

本プロジェクトは、IPSDP の策定執行能力向上と関係機関の連携強化をアウトカムとしており、業務開始時のベースラインとして MoEWRI および各関係機関における能力、体制、実績、組織間連携の現状把握が重要と認識する。このため、キャパシティアセスメントにおいては各 WG を構成する関係機関について、組織体制と各分野の IPSDP に係る策定・執行能力に着目した分析・評価を検討する。

なお、(5) Power Sector Governance の範囲は IPSDP に留まらず、水力開発における規制枠組みや承認プロセスなども対象としている。本 WG のキャパシティアセスメントは電力セクターにおけるガバナンスメカニズム構築における検討に相当するため、本報告書では取り扱わないものとする。

2.3.1 組織体制

ここでは電力セクターにおける主要な組織と役割を明らかにし、本プロジェクトの実施関係機関となる MoEWRI、DoED、ERC、WECS、IBN、NEA、VUCL、RPGCL の管轄、組織体制を整理する。これらの現状把握の上で、今後の IPSDP 策定・執行において期待される役割について考察する。

2.3.2 IPSDP に係る策定・執行能力

IPSDP に係る策定・執行能力について、まずネパールにおける既往の調査・計画と実施機関を取りまとめ、組織としての開発計画に係る実績を整理する。ついで、各 WG における IPSDP 検討内容について、技術的な知識「Basic Knowledge」と実務経験「Experience」の 2 つの観点

から関係機関の策定・執行能力を評価する。方法としては上述の各開発計画の作成実績に加え、表 2-3 に示すチェック項目を基に WG メンバーおよび各関係機関の担当者へのヒアリングを実施して、3 段階（Good、Fair、Less Knowledge / Experience）で評価する。

表 2-3 IPSDP 策定能力に係る評価項目

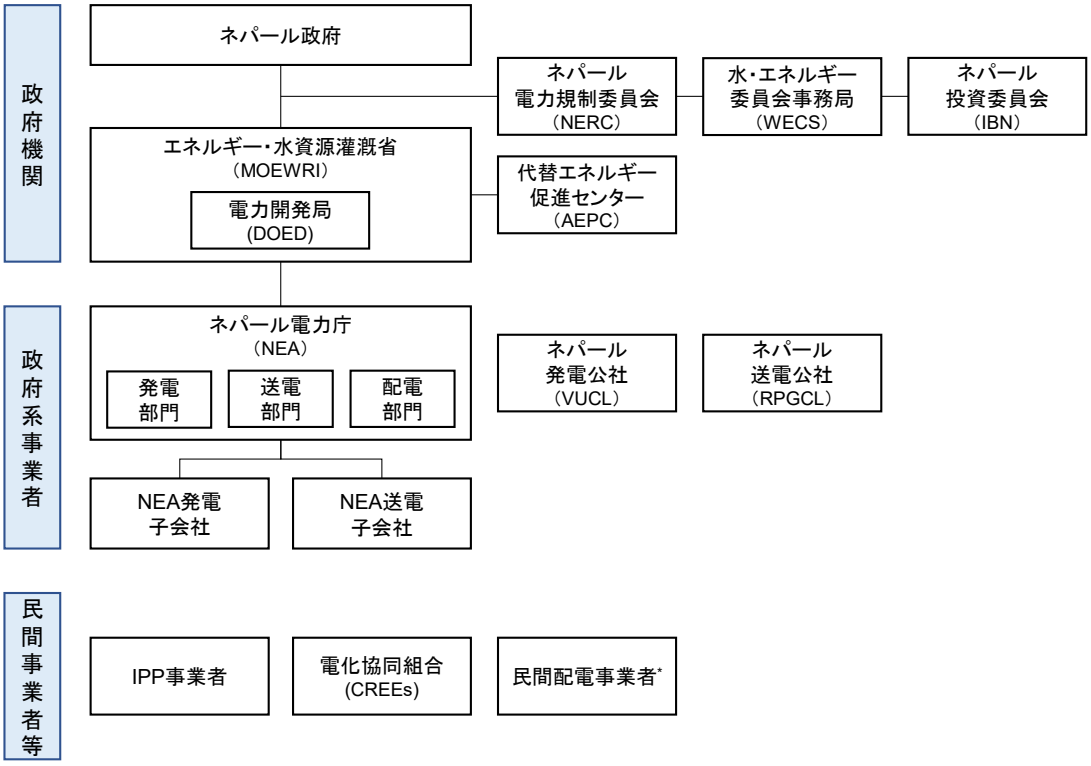
Item		Check Points
(1) Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning		
Power Demand Forecast	Basic Knowledge	Difference between power consumption (kWh) and demand (kW), Peak demand time, Macro and Micro approaches, Elasticity factor, Load factor (yearly, daily), Transmission loss (technical, non-technical), Types of users by sector
	Experience	Short term forecast, long term forecast, by sector, by regions, by voltage, daily load duration curve, EV, E-cooking, SDGs, NDC smart lighting, SEZ, DSM, energy efficiency
Power Trade	Basic Knowledge	Policy, legal frameworks, procedures, mechanisms, market survey
	Experience	Daily operation, trade amount, short term forecast, long term forecast
Power System Planning	Basic Knowledge	Thermal capacity, T/L availability, Transformer availability, N-1 criteria, System switching for power flow adjustment, Loop system / Radial system, Voltage basis level, Frequency basis level, Power system stability, Power flow calculation, Short circuit current calculation, Dynamic stability calculation
	Experience	Short term, long term. by region, allocation of power demand
(2) Hydropower Development / Power Generation Development Planning		
Primary Energy	Basic Knowledge	Hydropower, oil, coal, gas, solar, wind, biomass
	Experience	Reserve estimation of primary energy, energy demand forecast, assessment of primary energy availability, cost setting of fuel
Analysis of Least Cost Operation	Basic Knowledge	LCOE, least cost operation, LOLP, reserve margins, thermal efficiency, O&M conditions, emission factors, OPEX, CAPEX
	Experience	Tools such as WASP or Optgen, short or long term expansion planning, scenario studies
Power Generation Development Planning	Basic Knowledge	Screening, generation mix, river basin planning, cascade operation
	Experience	Preparation of project list, estimation of annual power generation, installed capacity and emissions and generation cost
(3) Financial, Economic and PPP Analysis		
Financial Statement Analysis	Basic Knowledge	cost/expense, gross profit, operating income, non-operating income, ordinary income, income before tax, current asset and noncurrent asset, Liability, Equity, B/S, P/L, cash flow
	Experience	Preparation of B/S, P/L and cash flow, budget allocation, financial soundness of electric utilities analysis of electricity-tariff levels
Economic and Financial Analysis for Long Term Plan	Basic Knowledge	Discount rate, cost recovery factor, NPV EIRR, FIRR, ROE, LRMC
	Experience	Evaluation of specific generation/transmission projects, analysis of electricity tariff levels, estimation of investment and O&M cost
Project Finance	Basic Knowledge	Equity, loan, interest rates, grace period, maturity period, hedge of foreign currency, PPA, SPC
	Experience	Generation projects by government or IPP, transmission and substation projects
(4) Environmental and Social Considerations		
EIA/IEE Studies	Basic Knowledge	Laws and regulation, procedures, scoping, mitigation, MNP, resettlement plan, stakeholder meetings
	Experience	Generation projects such as hydropower, renewable and, thermal, transmission and substation projects
SEA studies	Basic Knowledge	Laws and regulation, procedures, scoping, mitigation
	Experience	SEA for generation, transmission development plan

出典： JICA 調査団作成

2.4 関係機関の組織体制

2.4.1 電力セクターの組織体制

ネパールの電力セクターに関連する組織体制を図 2-2 に示す。エネルギー水資源灌漑省（MoEWRI：Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）が、電力セクターの政策・法令を管掌する。同省の下部組織である電力開発局（DoED：Department of Electricity Development）が、各地域のマスタープランの作成や電力プロジェクトに関するライセンスの発行・管理を行う。[1] 同様に同省傘下の代替エネルギー促進センター（AEPC：Alternative Energy Promotion Centre）は、代替エネルギー[2]の普及や農村地域の電化を推進する。



* 調査時点において、ネパールで配電ライセンスを取得した民間事業者はButwal Power Company1社だけで、同社の2020年度事業報告書によると、同年度末時点の配電顧客数は58,091戸である。

出典：JICA 調査団作成

図 2-2 現行の「ネ」国電力セクターの組織体制

電力セクターに関連するその他の政府機関としては、電力規制委員会（ERC：Electricity Regulatory Commission）、水・エネルギー委員会事務局（WECS：Water and Energy Commission Secretariat）、ネパール投資委員会（IBN：Investment Board of Nepal）がある。ERC は、電力料

[1] 海外電力調査会（2020 年）「海外諸国の電気事業第 2 編」
[2] APEC が所管している代替エネルギーは右記の電源を含まっている：太陽光、太陽熱、風力、バイオマス、バイオ燃料、バイオガス、ミニ・マイクロ水力（https://www.aepc.gov.np/）

金の決定や電力設備建設の基準策定などの役割を担う。WECS は、水資源・電力セクターの政策立案および MoEWRI などへのプロジェクト形成にかかる提言を行うとともに、環境保護を所管する。[3] IBN は、国内外からの投資の促進・管理のほか、200MW 以上の水力発電プロジェクトで事業開発合意書（PDA：Project Development Agreement）の交渉および事業開発検討権の付与を行う。

電力事業に関しては、MoEWRI 傘下のネパール電力庁（NEA：Nepal Electricity Authority）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。ただし、発電部門では、1992 年に制定された電力法（Electricity Act）により、独立系発電事業者（IPP : Independent Power Producer）[4]も参入し、事業展開している。主要な IPP としては、Himal Power Limited、Bhote Koshi Power Company Pvt Ltd、Sinohydro-Sagarmatha Power Company Pvt Ltd などがある。[5] 2006 年には PPP で発電事業を実施するネパール発電公社（VUCL：Vidhyut Utpadan Company Limited）が創設された。また、政府は将来的な発送配電分離を志向しており、2015 年にネパール送電公社（RPGCL：Rastriya Prasaran Grid Co Ltd）が創設された。さらに、配電部門では、地方電化推進のため各地に電化協同組合（CREEs：Community Rural Electrification Entities）が設立され、NEA からの卸供給を受けて、地方の家庭に電力を供給している [6]。

2.4.2 各関係機関の組織体制

(1) エネルギー水資源灌漑省（MoEWRI）

2018 年 3 月の省庁再編で、水資源省（MOWR : Ministry of Water Resources）と灌漑省（Ministry of Irrigation）が廃止、当時のエネルギー省（MOE：Ministry of Energy）に水資源・灌漑部門が統合されて、MoEWRI が発足した [7]。DoED、水資源・灌漑局（DWRI：Department of Water Resources and Irrigation）、水文気象局（DHM：Department of Hydrology and Meteorology）の 3 部門から構成されている。また、AEPC を傘下に持つ。

MoEWRI は、エネルギー・水資源・灌漑に関する政策・法令・規制・基準を策定し、これらに関する研究・調査・技術開発を推進する役割を担っている。

MoEWRI の電力セクターにかかる目的・目標は以下のとおりである [8]。

● 水力による発電量を増やし、クリーンなエネルギーを確保すること

[3] 海外電力調査会（2020 年）「海外諸国の電気事業第 2 編」
[4] ネパールでは NEA の発電子会社も PPP として分類される
[5] 海外電力調査会（2020 年）「海外諸国の電気事業第 2 編」
[6] 同上
[7] myRepublica “Government restructuring its ministries” (March 2, 2018) https://myrepublica.nagariknetwork.com/news/37259/
[8] MoEWRI ホームページ https://moewri.gov.np/pages/about-the-ministry

- すべての家庭と生産セクターに対し、エネルギー効率を含む、質と信頼性の高い電力サービスへのアクセスを拡大し、電力消費量を増加させること
- 送電システムが及ばない地域においても、環境性能に優れ、持続可能で、信頼性が高く、低廉で、高品質な電力技術へのアクセスを拡大すること
- エネルギーの効率的な利用により、エネルギー消費効率を改善し、生産性を向上させること
- 地域のエネルギー輸出貿易を拡大し、石油製品の輸入を徐々に代替することで、ネパールの国際収支改善に貢献すること

また、MoEWRI は、電力セクター開発にかかる長期的な考えとして、水力発電の持続的かつ確実な開発を通じて国の繁栄に貢献することと、代替／再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）の促進・利用拡大・効率化を通じて電源技術の持続的な開発を促進することを掲げている[9]。

具体的には、水力発電の開発に向け、国内外からの投資誘致を目指す。水力発電だけでなく、代替／再エネの導入拡大と地域内でのエネルギー貿易により、エネルギー安全保障を確保することも戦略として掲げる。また、国内・国際送電を強化・拡大によって送配電系統の効率性・信頼性を高め、電力へのアクセス・需要を拡大させる。電力システムが整備されていない地域では、地方政府と協力しながら優先的に代替エネルギーの導入を進める。開発に際しては持続可能でエネルギー効率の高い最新技術の活用を重視する。さらに、代替エネルギー分野における銀行・金融セクターの関与を強め、脱炭素の取組として代替エネルギー技術を開発し、国際および国内の炭素市場（カーボンマーケット）メカニズムを確立することを目指す。[10]

(2) 電力開発局（DoED）

1993 年 7 月、当時の水資源省（MOWR）の下に、民間投資誘致を通じた電力セクターの開発・促進と財務効率向上を目的に、電力開発センター（EDC : Electricity Development Center）が設立された。その後、2000 年 2 月に DoED に改名され、2018 年 3 月に行われた省庁再編で現在の MoEWRI の部局となった。

DoED は、電力セクターの管理・監査を所管する。具体的には、各地域のマスタープランの作成、水力の調査・計画、代替エネルギーの検討、電力開発申請の審査、電力プロジェクトに関するライセンスの発行・管理を実施する。なお、各種申請・審査に関しては、窓口を一本化（ワンウィンドウサービス）し、電力セクターに民間企業が参入しやすいような仕組み

[9] MoEWRI ホームページ https://moewri.gov.np/pages/about-the-ministry
[10] 同上

づくりを行っている。[11]

(3) 電力規制委員会（ERC）

ERC は、かつての電力料金設定委員会（ETFC：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]。同委員会は、電力料金の決定や電力設備建設の基準策定などを行い、電力セクターを監督する。発電・送電・配電・電力取引を体系的かつ透明性のあるものとし、電力の需給バランスを維持しつつ、管理された電力料金体系の下で消費者の保護に努め、競争力のある電力市場と信頼性、電力システムへのアクセスを確保することを使命とする。

発電・送電・配電の規制に関し ERC は、電力システムの運用・保守の水準や手順、および品質・安全レベルにかかる基準を策定・実行するとともに、電力システム運用者を監督する。グリッドコードの策定・実装・監視や電力サービスの需要と供給にかかる行動計画の作成・実行も同委員会の機能である。また、停電時にはその状況・原因を特定し、復旧の優先順位を決定する役割を担う。[13]

電力料金は、ERC が決定する。また、同委員会は電力取引を規制し、配電事業者、発電事業者などの間における電力売買の料金・手順も定める。送配電料金（託送料金）や一時的な割増料金の決定も同委員会の機能である。[14]

消費者の利益を保護するため、電力市場において健全な競争環境を形成・維持することも ERC の重要な役割である。すなわち、独占的な電力料金の防止、電力卸売市場の設立・運営および取引プロセスの決定、オープンアクセス（送電系統への公正なアクセス）の確保を行う。また、ライセンスを保有する電力事業者およびの合併、当該事業者およびその子会社の株式の 50%以上の売却、発電所の売却・移転に際しての基準策定・許認可付与も行う。[15]

さらに、電力事業者のガバナンスを維持・強化するため、これら事業者の事業パフォーマンスの水準・基準を定め、行動規範を策定・実行させ、そのほかガバナンス維持に必要な指示・基準を発出する。また、内部統制、会計システム、監査方法について統一的な基準を策定する。[16]

[11] 海外電力調査会（2020 年）「海外諸国の電気事業第 2 編」
[12] 同上、JICA「ネパール国都市送配電網整備にかかる情報収集・確認調査ファイナルレポート」（2019 年 7 月）
[13] ERC ホームページ https://erc.gov.np/pages/functions
[14] 同上
[15] 同上
[16] 同上

(4) 水・エネルギー委員会事務局（WECS）

WECS は、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（Water and Energy Commission）の常設事務局として、1981 年に設立された。水資源部（Water Resources Division）、エネルギー部（Energy Division）、社会・経済・環境部（Social, Economic and Environment Division）、法制度策定部（Legal and Institutional Development Division）から構成される。

WECS の目的・目標は以下のとおりである [17]。

- 水資源・エネルギーセクターの政策と戦略を策定すること
- 関係省庁に対し、水資源・エネルギーセクターにかかる計画に盛り込む方針・目的の策定支援を提供すること
- 灌漑・水力発電・飲用水・水の産業利用・治水にかかる、または多目的の大規模・中規模プロジェクトの開発に関して、提案・提言・ガイダンスを行うとともに、プロジェクト開発や環境保護を推進すること
- 水資源・エネルギーセクターにかかる二国間・多国間問題に関して意見・助言・勧告を行うこと

したがって WECS は、水資源・エネルギー開発に関して、法令の制定、調査・研究と政府の優先順位・目標・政策に即した政策・戦略の策定のほか、大規模・中規模プロジェクトに対するレビュー・提案を行う。また、政策策定にあたって、二国間・多国間の水資源・エネルギー開発プロジェクトの分析を行う。[18]

(5) 代替エネルギー促進センター（AEPC）

APEC は、再エネの開発と利用促進を目的に 1996 年に設立され、以来、開発援助機関からの支援を受けつつ、代替／再エネの開発を推進してきた。

AEPC の目的・目標は以下のとおりである [19]。

- 代替／再エネ技術を普及・利用促進すること
- 農村部の人々の生活水準を向上させること
- 環境を保護すること
- 国内で商業的に存立可能な代替エネルギー産業を発展させること

[17] WECS ホームページ https://www.wecs.gov.np/pages/objectives-and-mandate
[18] 同上
[19] AEPC ホームページ https://www.aepc.gov.np/mission-vision-and-strategy

AEPC は、2012 年から 2017 年にかけて「国家農村・再エネプログラム（NRREP：National Rural and Renewable Energy Programme）」を実施した。同プログラムでは、再エネセクターへの補助金と信用保証を提供する中央再エネ基金（Central Renewable Energy Fund）の設立や、農村地域における再エネサービス利用に向けた技術支援や事業開発が行われた。[20] そのほか、同センターでは、各開発援助機関が実施する代替／再エネ事業の管理も担う。

(6) ネパール投資委員会（IBN）

IBN は、国内外からの投資の促進・管理を目的に設置された組織である。首相を長とし、60 億ルピー（NPR）以上の外国投資またはプロジェクト費用の承認を行う [21]。電力セクターでは、200MW 以上の水力発電プロジェクトに関するプロジェクト開発合意（PDA）の交渉および事業開発検討権付与のほか、PPP や IPP プロジェクトも所管している。

(7) ネパール電力庁（NEA）

NEA は、発送配電を含む電力セクター全般を一元的に管轄している。同庁は、1984 年 8 月制定のネパール電力庁法（Nepal Electricity Authority Act）に基づき、ネパール電力省（MOE）、ネパール電力公社（Nepal Electricity Corporation）、関連開発委員会（Development Boards）を合併して設立された。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（Engineering Services Directorate）の 5 事業部門と管理部門から構成される。従業員数は 1 万人を超える [22]。また、水力開発や国際連系線の建設のため、多数の子会社を有する [23]。

最高意思決定機関である理事会は、MoEWRI のエネルギー次官を議長とし、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 名で構成されている。理事会では、電気事業の再編成や電力購入契約（PPA：Power Purchase Agreement）などの重要事項を審議・決定する。[24]

(8) ネパール発電公社（VUCL）

VUCL は、大規模水力発電プロジェクトの開発・建設および所有・運営を PPP 方式で実施する主体として、2006 年に設立された。同社の最大株主である MoEWRI の持株比率は 20%で、

[20] AEPC “Annual Progress Report FY2014-15 – NRREP” (2018.06) https://www.aepc.gov.np/documents/annual-progress-report-nrrep
[21] One Asia Lawyers「ネパールの投資環境と投資規制について」（2020 年 10 月 14 日）https://oneasia.legal/wp-content/themes/standard_black_cmspro/img/1b82e3e068abe61b4e0735ac91276913.pdf
[22] Dun & bradstreet ホームページ https://www.dnb.com/business-directory/company-profiles.nepal_electricity_authority.18ed9709586bca9c7c0fcc1d79983.html
[23] 海外電力調査会（2020 年）「海外諸国の電気事業第 2 編」
[24] 同上

一般市民（17%）、NEA（10%）などが続く（表 2-4 参照）。

表 2-4 VUCL の株主構成

No.	株主	出資額（百万 Rs.）	持分
1	MoEWRI	4,000	20%
2	General Public	3,400	17%
3	NEA	2,000	10%
4	Employees Provident Fund	2,000	10%
5	Nepal Doorsanchar Company Limited[25]	2,000	10%
6	Project-affected local people (PAPs) ** Open to the general public in the main company, structure applicable only for subsidiary projects*	2,000	10%
7	Ministry of Finance	1,000	5%
8	Ministry of Law, Justice and Parliamentary Affairs	1,000	5%
9	Citizen Investment Trust[26]	1,000	5%
10	Hydroelectricity Investment and Development Company Limited[27]	800	4%
11	Rastriya Beema Sansthan[28]	400	2%
12	Under-priviledged people	400	2%
合　　計		**20,000**	**100%**

出典：VUCL ホームページ公開情報を基に JICA 調査団作成

政府は将来的に NEA を発電会社・送電会社・配電会社に分割する電力セクター改革を構想している。その際、VUCL は NEA の発電部門を引き継ぎ、水力発電開発の実施機関となる。ただし、現時点では分割は進んでおらず、VUCL と NEA の発電部門が並行して水力発電プロジェクトを開発している状況が続いている。また、VUCL と NEA の発電部門の役割分担を明確に規定する法令や政策なども存在しない[29]。

本調査時点で、VUCL は運転中の発電所を有していない。一方、3 つのプロジェクトで SPC が設立され、建設現場事務所（Base Camp）やアクセス道路の建設が始まっている[30]。そのうちの 2 つは、一般市民や PAPs 等が株式の一部を保有しているが[31]、法人としては VUCL が唯一の株主であり、同社独自でのプロジェクトといえる。もう 1 つは、従業員積立基金（Employees Provident Fund）が開発し、NEA と VUCL がコンソーシアムに参画したものである[32]。VUCL の SPC を表 2-5 に示す。

[25] ネパールテレコム公社
[26] ネパール政府が設立した公的市民信託投資機関
[27] 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
[28] 政府系保険会社
[29] 現地傭人調べ。
[30] VUCL ホームページ https://vucl.org/
[31] 一般市民や地域社会による水力発電プロジェクトへの出資については、「2.4.4 事業ファイナス」を参照のこと
[32] Betan Karnali Sanchaya Karta Hydropower Company Limited ホームページ（https://bkshcl.com.np/）

表 2-5 VUCL の SPC 一覧

No.	SPC 名	設立	容量	株主構成
1	Jagdulla Hydropower Company Limited (JHCL)	2017 年	106MW	VUCL .....75% General Public .....13% PAPs .....10% Under-Privileged Citizens of Nepal 2%
2	Nalgad Hydropower Company Limited (NHCL)	不明	410MW	VUCL .....75% General Public .....13% PAPs .....10% Under-Privileged Citizens of Nepal 2%
3	Betan Karnali Sanchaya Karta Hydropower Company Limited (BKSHCL)	2017 年 5 月	440MW	Karmachari Sanchaya Kosh.....15% NEA.....10% VUCL .....10% Karmachari Sanchaya Kosh representing its Contributors .....40% General Public .....13% PAPs .....10% Families with very low-income.....2%

出典：JHCL、NHCL、BKSHCL ホームページ掲載情報を基に JICA 調査団作成

(9) ネパール送電公社（RPGCL）

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[33]。RPGCL の株主構成を表 2-6 に示す。なお、出資金・持分は調査中である。

2019 年 7 月時点で、RPGCL は資産を所有していない。今後、IPP 向けに送電設備を建設して NEA の系統に接続し運用することで、託送料金を収入源とするビジネスモデルが考えられている。なお、132kV 以下の系統（配電系統）は NEA が所管しており、RPGCL の対象外である。[34]

表 2-6 RPGCL の株主構成

No.	株主	出資金(百万 Rs.)	持分
1	Ministry of Finance		
2	MoEWRI		
3	Ministry of Defence		
4	Ministry of Home Affairs		
5	Ministry of Forests and Environment		
6	Ministry of Education, Science and Technology; Ministry of Land Management, Cooperatives and Poverty Alleviation		
7	Ministry of Communication and Information Technology		
8	NEA		
合　計		**10,000**	**100%**

出典：RPGCL ホームページ公開情報を基に JICA 調査団作成

[33] JICA「ネパール国都市送配電網整備にかかる情報収集・確認調査 ファイナルレポート」（2019 年 7 月）
[34] JICA「ネパール国都市送配電網整備にかかる情報収集・確認調査 ファイナルレポート」（2019 年 7 月）

本調査時点で、RPGCL は複数の送電線プロジェクトを計画・建設しているが、運用開始に至ったプロジェクトは確認されていない。

RPGCL の定款には、以下のとおり目的・目標が定められている [35]。

- 長期的な電力需給を考慮した送電線マスタープランの研究と作成
- 信頼性の高い電力供給のための送電網の管理、電力市場を促進するための送電インフラの開発
- 送電網利用者からの託送料の徴収
- 規制当局が定めたその他のロイヤリティの徴収
- 送電線、変電所、給電センター（Load Dispatch Centers）の建設・拡張・近代化
- 水力発電ポテンシャルのある地域での送電系統の開発、河川を踏まえた東西・南北の送電線の建設
- 系統の評価・監視・制御
- 送電網への幹線通信システムの採用
- 社内の人材育成とコンサルタントサービスの提供
- 需要家の送電網へのアクセスの確保
- 送電の監理、リアルタイムでの運用への責任

2.5 IPSDP の策定・執行能力に係る考察

2.5.1 ネパールの電力セクターにおける既往の政策、開発計画、プロジェクト

過去 20 年間のネパール電力セクターにおける既往の政策、開発計画、プロジェクトの実施機関、開発援助機関、分野を表 2-7 に示す。

前章で記載した通り、前身の MoE を含め、MoEWRI は Hydropower Development Policy（2001 年）、White Paper（2019 年）などの主要政策の策定を担っている、WECS は Water Resources Strategy（2002 年）、National Water Plan（2006 年）などの開発計画や、Electricity Demand Forecast Report（2015 年）、Energy Consumption and Supply Situation in Federal System of Nepal（実施中）などの需要予測、それに Preparation of River Basin Plans and Hydropower Development Master Plans and Strategic Environmental and Social Assessment（WB、実施中）などの開発計画を担当している。また、AEPC は再生可能エネルギーを活用したオフグリッドの計画を担当している。

[35] RPGCL ホームページ https://www.rpgcl.com/pages/about-us

表 2-7 ネパールの電力セクターにおける既往の政策、開発計画、プロジェクトの実施機関と分野

Title	Project Period	Implementation Agency	Development Partners	Power Demand Forecast	Primary Energy	Power Trade	Power System Planning	Power Generation Development Planning	Financial and Economic Analysis	Environmental and Financial Considerations
Hydropower Development Policy, 2001	10/2001	Former MOWR			✓		✓	✓		
Water Resources Strategy	1/2002	WECS			✓	✓				✓
National Water Plan	2005	WECS			✓	✓		✓		✓
Rural Energy Policy of Nepal	11/2006	APEC			✓		✓			
National Electricity Crisis Resolution Action Plan (2008)	2008	Former MOE			✓	✓				
Nepal's Energy Sector Vision 2050 A.D.	2013	WECS		✓	✓					
Nationwide Master Plan Study on Storage-type Hydroelectric Power Development	2014	NEA	JICA	✓	✓		✓	✓	✓	✓
Transmission Master Plan	2015	NEA	ADB	✓		✓	✓	✓		
Electricity Demand Forecast Report (2014-2040)	2015	WECS		✓						
Action Plan on National Energy Crisis Mitigation and Electricity Development Decade (2016)	2/2016	Former MOE			✓	✓	✓	✓	✓	
Renewable Energy Subsidy Policy, 2073 (2016)	5/2016	AEPC			✓					
Detailed Feasibility Studies for Transmission Projects in Nepal	2016.9-2017.3	NEA	MCC				✓		✓	✓
Biomass Energy Strategy	1/2017	AEPC			✓					
National Renewable Energy Framework	11/2017	AEPC			✓					
Transmission System Development Plan of Nepal	7/2018	RPGCL		✓		✓	✓	✓		
Energy, water resources and irrigation sector's current status and roadmap for future (White paper)	5/2019	MOEWRI			✓	✓	✓	✓	✓	
Hydropower Potential of Nepal 2019	2019	WECS			✓					
Nepal Hydropower Development Project	2015.7-2020.7	IBN /NEA /DOED	USAID		✓				✓	
Power Transmission and Distribution Efficiency Enhancement Project	2021	NEA	ADB				✓		✓	✓
Nepal: Grid Solar and Energy Efficiency	2022	NEA	WB		✓					
Energy Consumption and Supply Situation in Federal System of Nepal	on-going	WECS		✓						
Preparation of River Basin Plans and Hydropower Development Master Plans and Strategic Environmental and Social Assessment	on-going	NEA/WECS	WB		✓			✓	✓	✓
Urja Nepal Program	on-going	MoEWRI /NEA /ERC /MoF	USAID	✓		✓	✓	✓	✓	
Construction of Transmission Lines and substation in Nepal	on-going	NEA	MCC				✓		✓	✓
Data Collection Survey for Regional Grid Integration in BBIN (Bangladesh, Bhutan, India and Nepal)	on-going	MoEWRI /NEA	JICA			✓				
South Asia Subregional Economic Cooperation Power Transmission and Distribution System Strengthening	on-going	NEA	ADB			✓	✓		✓	✓
Electricity Grid Modernization Project	on-going	NEA	ADB				✓		✓	✓
Project on Integrated Power System Development Plan in Nepal	on-going	MoEWRI	JICA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

出典： JICA 調査団作成

電力セクターにおける借款プロジェクトは、ADB、WB などの支援を受けて NEA が担当している。これに加えて、Preparation of River Basin Plans and Hydropower Development Master Plans and Strategic Environmental and Social Assessment（JICA、2014 年）、Transmission Master Plan（ADB、2015 年）などの各種の開発計画も策定している。

近年の傾向では特に開発援助機関では Urja Nepal Project（USAID、実施中）のように複数の

各関係機関を支援対象とした案件も増える傾向にある。

2.5.2 各 WG の評価

(1) Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning

表 2-8 Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning の評価

Item		MoEWRI	WECS	NEA	RPGCL	Check Point
Power Demand Forecast	Basic Knowledge	Fair	Good	Good	Fair	Difference between power consumption (kWh) and demand (kW), Peak demand time, Macro and Micro approaches, Elasticity factor, Load factor (yearly, daily), Transmission loss (technical, non-technical), Types of users by sector
	Experience	Less	Good	Good	Less	Short term forecast, long term forecast, by sector, by regions, by voltage, daily load duration curve, EV, E-cooking, SDGs, NDC smart lighting, SEZ, DSM, energy efficiency
Power Trade	Basic Knowledge	Fair	Less	Good	Fair	Policy, legal frameworks, procedures, mechanisms, market survey
	Experience	Fair	Less	Good	Less	Daily operation, trade amount, short term forecast, long term forecast
Power System Planning	Basic Knowledge	Fair	Less	Good	Fair	Thermal capacity, T/L availability, Transformer availability, N-1 criteria, System switching for power flow adjustment, Loop system / Radial system, Voltage basis level, Frequency basis level, Power system stability, Power flow calculation, Short circuit current calculation, Dynamic stability calculation
	Experience	Less	Less	Fair	Fair	Short term, long term. by region, allocation of power demand

出典： JICA 調査団作成

電力需要予測について、WECS および NEA は自ら中長期予測を策定・更新しており、豊富な知識および経験を有している。技術面の課題に係るヒアリングでは EV、E-Cooking などの電化政策、Energy Efficiency など、近年促進されている新政策の導入（Policy Intervention）を挙げていた。一方で、各関係者のヒアリングでは WECS、NEA のどちらの検討結果が正しいかという問題認識が多数得られている。これに加えて、MoFE の NDC、NPC の SDGs などの国の中長期の開発計画との整合性も課題として言及されていた。これらの整合性ギャップは各計画の位置づけ、役割分担といった制度面の課題と想定される。

電力融通については NEA が主幹となってインドの輸入／輸出を掌握しており、JSC/JTT などの技術検討、SASEC などの地域間電力融通に係る協議にも参画している。また、MoEWRI は Upper Karnali、Sunkoshi などの個別事業を含めたインドの政策協議などを主導している。電力融通の短中期の計画は現在も検討中の 400kV 連系線を想定しているが、各国の需要や電源の開発容量を考慮した長期の計画策定は不在となっている。

電力系統計画について、NEA はこれまで各種の送電系統計画を策定しており、系統解析ツール PSSE などを用いた個別プロジェクトの検討も含めて技術的な知識を十分に有している。将来の基幹系統となる 400kV 送電網に係る中長期計画も検討している。RPGCL についても中長期の系統開発計画を策定するなどの実績を有している。一方で、これらの系統開発計画の土台となる電力需要予測、電源開発計画は、その時々で適切な計画を策定するよう対応しているが、検討精度に差異がみられる。ヒアリングでも通常はこれらの検討はシリーズで実

施する必要があり、需要、電源との整合性に係る問題意識が挙げられている。

(2) Hydropower Development / Power Generation Development Planning

表 2-9 Hydropower Development / Power Generation Development Planning の評価

Item		MoEWRI	DoED	NEA	VUCL	Check Point
Primary Energy	Basic Knowledge	Good	Good	Good	Fair	Hydropower, oil, coal, gas, solar, wind, biomass
	Experience	Good	Good	Good	Fair	Reserve estimation of primary energy, energy demand forecast, assessment of primary energy availability, cost setting of fuel
Analysis of Least Cost Operation	Basic Knowledge	Fair	Fair	Fair	Less	LCOE, least cost operation, LOLP, reserve margins, thermal efficiency, O&M conditions, emission factors, OPEX, CAPEX
	Experience	Less	Less	Fair	Less	Tools such as WASP or Optgen, short or long term expansion planning, scenario studies
Power Generation Development Planning	Basic Knowledge	Good	Good	Good	Less	Screening, generation mix, river basin planning, cascade operation
	Experience	Fair	Fair	Fair	Less	Preparation of project list, estimation of annual power generation, installed capacity and emissions and generation cost

出典： JICA 調査団作成

水力の検討は古くは JICA が実施した包蔵水力調査など数多くの技術検討が実施されてきた。更に個別水力の F/S、D/D について MoEWRI、DoED は監督官庁、NEA、VUCL は事業主体として、立場の違いはあれども各関係機関で豊富な知識と経験を有している。他方、再エネ、火力などの検討は VUCL での取り扱い実績はない。

最小費用による電源運用計画については、MoEWRI、DoED、NEA 共に一部の職員は各種の技術移転によって知見があるものの、実務レベルでツールを扱える人材を有するのは NEA のみである。更に、NEA においてもこうした人材は限定されており、実務における経験は豊富ではないとのコメントが得られている。本検討は水力の開発容量および時期の最適化、電力融通量の想定において非常に重要であり、今後も重点的な能力強化が必要と想定される。

Power Generation Development Planning について、プロジェクトリスト自体は各種の計画立案において重要であり、MoEWRI、DoED、NEA 共にこれまで多くのリストを作成してきた。しかし、中長期の開発計画におけるプロジェクトリストは、上述の最小費用による電源運用計画の成果を基に作成するのが望ましいが、これらの実地経験は少ない。また、送変電設備との整合が取れていないという問題意識も各関係機関から伺えた。

(3) Financial, Economic and PPP Analysis

MoEWRI、DoED、ERC、NEA、IBN は各組織で財務部門があり、B/S、P/L、キャッシュフローなどの財務諸表は年報で作成・報告しており、基本的な知識や経験を有している。

表 2-10 Financial, Economic and PPP Analysis の評価

Item		MoEWRI	DoED	ERC	NEA	IBN	Check Points
Financial Statement Analysis	Basic Knowledge	Good	Good	Good	Good	Good	cost/expense, gross profit, operating income, non-operating income, ordinary income, income before tax, current asset and noncurrent asset, Liability, Equity, B/S, P/L, cash flow
	Experience	Good	Good	Good	Good	Good	Preparation of B/S, P/L and cash flow, budget allocation, financial soundness of electric utilities analysis of electricity-tariff levels
Economic and Financial Analysis for Long Term Plan	Basic Knowledge	Fair	Fair	Fair	Fair	Fair	Discount rate, cost recovery factor, NPV EIRR, FIRR, ROE, LRMC
	Experience	Less	Less	Less	Less	Less	Evaluation of specific generation / transmission projects, analysis of electricity tariff levels, estimation of investment and O&M cost
Project Finance	Basic Knowledge	Good	Good	Good	Good	Good	Equity, loan, interest rates, grace period, maturity period, hedge of foreign currency, PPA, SPC
	Experience	Fair	Fair	Fair	Good	Fair	Generation projects by government or IPP, transmission and substation projects

出典： JICA 調査団作成

経済財務分析について、NPV、IRR、ROE などの一般的な分析手法については知識、経験を有している。一方で、LRMC などの中長期計画における発電・送配電コストなど、各分野にまたがる包括的なコスト評価の経験が少ない。

プロジェクトファイナンスについては MoEWRI、DoED、IBN は監督省庁、NEA は実施機関としての知識を有している。特に NEA は各開発援助機関からの支援を受けた ODA 案件や持ち株会社によるファイナンス組成などの様々な経験を有している。一方で、プロジェクトファイナンスの経験について、ネパール国内の小規模案件は豊富な経験を有するものの、中大型案件や海外投資の案件はファイナンスまで進んだ事例が少ないとのコメントが得られている。

(4) Environmental and Social Considerations

表 2-11 Environmental and Social Considerations の評価

Item		MoEWRI	DoED	NEA	Check Point
EIA/IEE Studies	Basic Knowledge	Good	Good	Good	Laws and regulation, procedures, scoping, mitigation, MNP, resettlement plan, stakeholder meetings
	Experience	Good	Good	Good	Generation projects such as hydropower, renewable and, thermal, transmission and substation projects
SEA studies	Basic Knowledge	Fair	Fair	Fair	Laws and regulation, procedures, scoping, mitigation
	Experience	Less	Less	Less	SEA for generation, transmission development plan

出典： JICA 調査団作成

EIA/IEE について MoEWRI、DoED は監督省庁、NEA は実施機関として豊富な経験・知見を有している。大規模の貯水池式水力に係る EIA の経験について懸念を上がっていたが、こうしたプロジェクトは海外コンサルタントを雇用するなどの対応を取っている。

一方で SEA については一般的な知識は有しているものの、これまでにネパールの電力セク

ターにおける事例が少なく、統合的かつ包括的な分野を対象とした事例は本プロジェクトが初めてとのコメントが得られている。

2.5.3 各ワーキンググループのキャパシティアセスメントの総括

各 WG のキャパシティアセスメントの総括表を表 2-12 に示す。

表 2-12 各 WG の評価総括

	Item		MoEWRI	DoED	ERC	WECS	NEA	VUCL	RPGCL	IBN
PSP	Power Demand Forecast	Basic Knowledge	Fair	-	-	Good	Good	-	Fair	-
		Experience	Less	-	-	Good	Good	-	Less	-
	Power Trade	Basic Knowledge	Fair	-	-	Less	Good	-	Fair	-
		Experience	Fair	-	-	Less	Good	-	Less	-
	Power System Planning	Basic Knowledge	Fair	-	-	Less	Good	-	Fair	-
		Experience	Less	-	-	Less	Fair	-	Fair	-
PGDP	Primary Energy	Basic Knowledge	Good	Good	-	-	Good	Fair	-	-
		Experience	Good	Good	-	-	Good	Fair	-	-
	Analysis of Least Cost Operation	Basic Knowledge	Less	Less	-	-	Fair	Less	-	-
		Experience	Less	Less	-	-	Fair	Less	-	-
	Power Generation Development Planning	Basic Knowledge	Good	Good	-	-	Good	Less	-	-
		Experience	Fair	Fair	-	-	Fair	Less	-	-
Finance	Financial Statement Analysis	Basic Knowledge	Good	Good	Good	-	Good	-	-	Good
		Experience	Good	Good	Good	-	Good	-	-	Good
	Economic and Financial Analysis	Basic Knowledge	Fair	Fair	Fair	-	Fair	Fair	-	Fair
		Experience	Less	Less	Less	-	Less	Less	-	Less
	Project Finance	Basic Knowledge	Good	Good	Good	-	Good	Good	-	Good
		Experience	Fair	Fair	Fair	-	Good	Fair	-	Fair
SEA	EIA/IEE Studies	Basic Knowledge	Good	Good	-	-	Good	-	-	-
		Experience	Good	Good	-	-	Good	-	-	-
	SEA studies	Basic Knowledge	Fair	Fair	-	-	Fair	-	-	-
		Experience	Less	Less	-	-	Less	-	-	-

出典： JICA 調査団作成

以下では各 WG におけるキャパシティを個人（技術力・経験）、組織、制度の 3 つの観点から考察する。

(1) 個人（技術力・経験）

WG メンバーを中心に、各関係機関における IPSDP の策定執行能力を評価した。この結果、各関係機関はそれぞれの分野における知識、経験も豊富であり高い専門性を備えていること

が確認された。例えば、電力需要予測、電力系統計画、水力開発、各機関の財務分析、個別プロジェクトの環境影響評価などの技術検討は実施主体または監督官庁などの立場が違うことはあっても、各関係機関で豊富な知識・経験を有している。

IPSDP の策定執行能力の観点では以下の分野における検討についてキャパシティデベロップメントの必要性が挙げられた。

表 2-13 技術面におけるキャパシティデベロップメントの重点分野

ネパールにおける事例が少ない	✓ LRMC などの発電コスト、送電コストの算出 ✓ SEA
実務レベルでの経験が少ない	✓ 電力系統の中長期計画 ✓ 中長期の電力融通計画 ✓ 最小費用による電源開発計画 ✓ 大規模案件のプロジェクトファイナンス
近年導入が進む技術	✓ 電力需要予測への EV、E Cooking などの新技術導入 ✓ 河川一貫運用による水資源管理 ✓ 気候変動対策の促進
WG 間の連携強化	✓ 需要、電源、系統のシリーズでの検討 ✓ 電力セクター全般に対する SEA、経済財務分析の実施

出典： JICA 調査団作成

ヒアリングにおいてもこれらの項目に対するキャパシティデベロップメントへの期待が高く、本プロジェクトにおける技術移転においても重点的に取り組む必要がある。

また、各 WG でのヒアリングでは、電力需要予測の電源・系統計画への展開、電源と系統計画の整合性担保など WG 内だけではなく、それぞれの WG 間の連携の必要性が多く挙げられていた。2.でも述べた通り、これまでのネパールでの開発計画は各分野が単体で実施している例がほとんどであり、本プロジェクトのような各分野を取りまとめた統合的計画策定の事例は少ない。IPSDP の策定においても各 WG 内での協力に加えて、WG 間の連携強化を図ることが重要である。

(2) 組織

組織としての IPSDP 策定・執行能力について、電力セクターは大別して MoEWRI の関連組織（本省・DoED・ERC・WECS・VUCL・RPGCL）と NEA の 2 つに分類される。いずれも各分野で高い専門性を有する技術者が在籍している。一方で、現在の電力セクターでは IPSDP に関連する全分野を網羅し単独で実務遂行が可能な部局は存在しないことも確認された。

MoEWRI は内部に Planning Division があり、更に WECS などの計画担当部門はあるが、各分野の技術者は、DoED、ERC などの各部門に分散している。NEA においても内部の各部門で技術者を有してはいるが、これらの統合的な計画策定を担当する部門は不在であるとのコメントが得られている。

分野別では電力系統計画、送変電設備、系統運用計画の知識・経験は NEA への人材の偏りがみられる。これらの分野に係る知見は中央電力給電所などの設備運用や計画など実際の経験によって培われるものであり、人材育成にも非常に時間が掛かる分野である。他国の事例を見ても、こうした分野の計画策定・執行は系統運用および設備計画を担う電力会社の人材・組織体制の活用が重要となっている。

これまで述べてきた通り、各関係機関における技術者の人的資源について、それぞれの分野で高い専門性を有しており、WG にも経験豊富なメンバーを選定している。ヒアリングでは技術者の要員不足と技術継承が課題として挙げられていた。IPSDP における各技術検討は通常業務とは異なり習得の機会も少ないため、コアとなる技術が属人的となる傾向にある。電力需要予測、最小費用の電源開発計画（WASP）、系統解析（PSSE）などのツールを用いた分析は特にその傾向にあり、こうした技術を扱える人材を持続的に育成して確保することが重要である。

これまでの認識により、現状の電力セクター体制、人的資源を考慮すると、IPSDP の策定執行は一部門による単独での実施は困難と想定される。したがって、当面の間は本プロジェクトのような各関係機関の専門家で構成する WG 形式の活動が望ましい。キャパシティデベロップメントにおいては、各 WG を IPSDP のような組織横断型の取り組みのひな型として機能させることが重要であり、WG の運用自体を技術移転の一環として認識する必要がある。

(3) 制度

IPSDP に係る制度について、アジア各国においてもインドの NEP（National Electricity Plan）、タイの PDP（Power Development Plan）、インドネシアの RUKN のような中長期の電力開発計画策定が制度化されており、持続的な更新が可能となる体制が構築されている。一方で、ネパールにおいては 2024 年 8 月時点でも IPSDP のような電力セクターにおける包括的な開発計画に係る制度的枠組みは不在となっている。

ネパールにおける電力開発計画を取り巻く状況に係るヒアリングでは WECS および NEA の電力需要予測、RPGCL および NEA の系統開発計画の整合性が挙げられていた。実務担当はこうした問題意識を有しているものの、各検討の位置づけと実施機関の関係性が明確ではなく、関係者一同が集まって協議する機会がないため問題解決に至っていないとの認識が得ら

れた。これらの事項は技術ではなく制度設計における課題であり、IPSDP の各検討の位置づけ、実施体制などの交通整理が必要と想定される。

電力エネルギーセクターにおける政策・法令・規制・基準は MoEWRI の掌握であり、水資源・エネルギーセクターの政策と戦略策定は WECS の活動となっている。将来的に IPSDP の品質と持続性を担保していくには、計画の位置づけ、実施体制、更新頻度、承認プロセスなどを制度化した新たな枠組みを構築することが重要である。

前項で記載した通り、本プロジェクトにおける WG の活動は、将来的な IPSDP 更新に向けたひな形になりうるものであり、この活動を通じて IPSDP 更新に係る制度設計に係る提言を策定することが重要である。

3. 技術移転の実施

本章ではキャパシティアセスメントの結果を踏まえて実施した技術移転の活動内容について記載する。

3.1 全体の活動記録

本プロジェクトの技術移転では、全体活動として、ネパール国内で WG メンバーや関係機関の関係者を招いて行う全体 WG と JCC メンバーや WG メンバーを本邦に招いて行う招へい/研修を実施した。全体 WG では電力需要予測、開発シナリオの検討、IPSDP の方向性など各 WG の主要な検討結果をネパール関係者に対して広く共有し、意見交換を行った。本邦招へい/研修では、JCC メンバーや WG メンバーを日本に招待し日本側関係者との意見交換、本邦技術の紹介、電力設備の見学を実施した。

3.1.1 全体 WG の開催

WG メンバー及び関係者を対象に本プロジェクトの活動内容、進捗状況、主要成果を共有するため、全体 WG を開催した。第 1 回はプロジェクトのキックオフミーティングおよび開発シナリオの方向性、第 2 回はプロジェクト成果として IPSDP の方向性を報告、議論した。

(1) 第 1 回 WG（2022 年 6 月 21 日）

第 1 回全体 WG は各 WG のキックオフミーティングとして開催し、本プロジェクトにおける活動内容について説明、協議し、プロジェクトの進捗状況を共有した。参加者は MoEWRI、DoED、WECS、ERC、RPGCCL、VUCL、NEA、IPPAN、IBN から招集された WG メンバーと JICA 調査団を含めた 29 名である。

第 1 回全体 WG の議事を以下に示す。

- Opening Remarks
- Introduction of Participants
- Outline of IPSDP Formulation
- Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning
- Power Generation Development Planning
- Financial, Economic and PPP Analysis
- Environmental and Social Considerations
- Power Sector Governance
- Closing Remarks






(2) 第 2 回 WG（2024 年 8 月 7 日）

WG メンバーと検討した IPSDP の結果及び本プロジェクトの進捗状況を報告するため、WG メンバー及び関係者を招き、第 2 回全体 WG を開催した。参加者は WG メンバーを中心としたネパール側関係者と開発パートナーから USAID Urja、GIZ、ADB、KfW、JICA 調査団の延べ 45 名である。

WG の議事を以下に示す。

- Opening Remarks
- Introduction of the IPSDP
- Studies on Development Scenarios and Optimum Scenario
- Strategic Environmental Assessment
- Coffee Break
- Economic and Financial Analysis
- Power Sector Governance
- Integrated Power System Development Plan
- Closing Remarks









3.1.2 本邦招へい

2023 年 11 月に WG メンバーを中心とした 6 名を本邦に招待し、水力開発に関わる視察及び IPSDP に関わる政策面を含めた協議を行った。本邦招へいの目的と内容、日程を以下に示す。

1. 政策決定に関する関係機関が一堂に介し、開発計画に関する密な議論を行うことで、計画の最終化、政策文書としてのとりまとめを図る。
2. 同国の水力発電開発を進めるにあたり、日本で導入済みの技術等を視察することで、これらの知識、知見を深める機会とする。

表 3-1 本邦招へいの活動内容

項目	内容
統合的電力システム開発計画に係る協議	➢ 水力発電プロジェクトのスクリーニング ➢ インドとの国際系統連系方式 ➢ 経済財務分析の手法 ➢ ガバナンス全般に係る意見交換 ➢ 電力セクターにおける課題 ➢ ロードマップ、アクションプランの内容
関西電力の施設見学	➢ 中央給電指令所 ➢ 奥多々良木揚水発電所
その他	➢ 日系水力事業者との意見交換 ➢ ネパールにおける今後の本邦支援に係る意見交換

表 3-2 本邦招へいの活動日程

日付	時刻	訪問先	宿泊地
11/5(日)	終日	出発	—
11/6(月)		成田着、関西移動、ホテルチェックイン	大阪
11/7(火)	AM	ブリーフィング＆電源と系統に係る協議@ニュージェック大阪本社	大阪
	PM	中央給電指令所と関西電力国際事業本部の表敬訪問	
11/8(水)	AM	奥多々良木揚水発電所	大阪
	PM		
11/9(木)	AM	東京へ移動	東京
	PM	セクターガバナンスに係る協議@ニュージェック東京本社	
11/10(金)	AM	プロジェクト全体に係る協議@JICA 本部	東京
	PM		
11/11(土)	終日	帰国	—

本招へいでは、MoEWRI、DoED、ERC、NEA と幅広い電力関係組織から参加があり、統合的電力システム開発計画の内容に係る協議は充実した議論が出来たと考える。特に、ガバナンス関連の組織体制、発送電分離、電力融通、電力政策については、ネパール国内では自由に意見を述べづらい雰囲気もあったので、実際の現場の意見を数多く得られたことは大きな収穫だったと言える。

中央給電指令所では他地域との系統連系や北陸の水力発電所からの送電の考え方など、ネパールとの類似点について関心が寄せられた。揚水発電所については土木設備の設計から発電計画まで質疑応答も活発に行われ、日中の太陽光の出力変動調整による汲み上げと、負荷調整の発電が同時に行われている点など現在の揚水運用についての現場の知見も得られたと思われる。

3.1.3 本邦研修

2024 年 5 月に WG メンバーを中心とした 10 名を本邦に招き、水力開発に関わる視察及び IPSDP の横断的検討を行った。本邦招へいの目的と内容、日程を以下に示す。

1. 統合的電力システム開発計画の策定に係る講義を実施し、各分野の検討内容を横断的に学ぶことで計画策定の包括的な知見およびノウハウを習得する。
2. 同国の水力発電開発を進めるにあたり、日本で導入済みの技術等を視察することで、これらの知識、知見を深める機会とする。
3. 研修で得られた内容を基にアクションプランを作成し、将来の電力セクターの開発に貢献する。

表 3-3 本邦招へいの活動内容

項目	内容
統合的電力システム開発計画に係る講義	➢ 電力需要予測 ➢ インドとの国際系統連系方式（電力融通） ➢ 経済財務分析 ➢ 水力案件のプロジェクトファイナンス ➢ 電力セクターのガバナンス向上 ➢ 戦略的環境影響評価 ➢ 電力セクターにおける課題 ➢ 統合的電力システム開発計画
関西電力の施設見学	➢ 関西電力送配電の中央給電指令所 ➢ 喜撰山発電所
本邦企業の視察	➢ 発電機メーカー工場の視察 ➢ 可変速揚水発電における本邦技術
水力およびダム開発に係る講義・視察	➢ 水系一貫開発 ➢ ダムにおける貯水池堆砂対策 ➢ ダム再生における本邦技術 ➢ 水理模型実験所視察
その他	➢ ネパールにおける今後の本邦支援に係る意見交換 ➢ 日本の電力セクター概要に係る講義

表 3-4 本邦招へいの活動日程

日付	時刻	訪問先	宿泊地
4/17(水)	終日	日本入国	神戸
4/18(木)	AM	ブリーフィング	神戸
	PM	IPSDP の全体説明、水力・電源開発の講義	
4/19(金)	AM	水系一貫開発、ダムの堆砂対策の講義	神戸
	PM	中央給電指令所の視察	
4/20(土)	終日	歴史街道プログラム	神戸
4/21(日)	終日	大阪市内視察	神戸
4/22(月)	AM	喜撰山発電所の見学	神戸
	PM		
4/23(火)	AM	水理模型実験所の視察	神戸
	PM	ダム再生の講義	
4/24(水)	AM	電力需要予測、戦略的環境影響評価の講義	神戸
	PM	経済財務分析、水力発電事業のプロジェクトファイナンス、電力セクターのガバナンスの講義	
4/25(木)	AM	日立三菱水力の視察	神戸
	PM	電力融通の講義、アクションプランの準備	
4/26(金)	AM	アクションプランの準備	神戸
	PM	研修報告会、評価会、修了式	
4/27(土)	終日	帰国	ー

本研修では、MoEWRI、DoED、ERC、NEA と幅広い電力関係組織から参加があり、統合的電力システム開発計画の内容に係る講義および協議は充実した内容であったと見受けられる。「インドとの電力融通の困難さ」「国内需要喚起」「政府職員の能力開発の必要性」は研修を通じて論じられており、アクションプランにおいても論点として挙げられていた。特に「インドとの電力融通の困難さ」に係る協議は本体業務の統合的電力システム開発計画の検討においても重要なフィードバックとなった。

本邦技術に係る講義・視察は先方にとっても知見獲得の機会になったと想定される。喜撰山揚水発電所および日立三菱水力の視察ではネパールが導入を検討中の揚水について、実際の設備および可変速揚水水車発電機などの本邦技術を学ぶ機会となった。関西電力の中央給電指令所では系統運用における需給調整の重要性を確認すると共にネパールの調整力不足などの課題を自覚する研修生が多かった。一方で水理模型実験についてはやや検討内容が専門的であったため、一部の受講者の関心からは外れていたように見受けられた。

3.2 各 WG における技術移転の活動記録

3.2.1 Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning

Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning WG の技術移転の活動記録を表 3-5 に示す。

表 3-5 Power Demand Forecast / Power Trade / Power System Planning WG の技術移転の活動記録

日時	活動項目	活動内容
第 2 次現地調査 (2021 年 11 月～12 月)	需要予測に係る協議	WECS 及び NEA の需要予測の方法を確認した。
	系統計画に係る協議	現在の NEA の系統解析の実施方法や系統計画策定時の問題認識の確認を行った。
	電力融通に係る協議	今後の電力融通の仕組みを検討するのに必要となる、現状の制度の確認を行った。
第 3 次現地調査 (2022 年 4 月)	需要予測に係る協議	調査団実施の需要予測結果の説明を行うとともに、ネパール側実施結果との乖離理由に関する議論を行った。
	系統計画に係る協議	調査団から系統解析の諸元に関する説明を行った。
	電力融通に係る協議	調査団から現状のインドとの電力融通方法の仕組みを整理し結果を説明した。 また、中国・バングラデシュとの電力融通の状況について確認を行った。
第 4 次現地調査 (2022 年 6 月)	需要予測に係る協議	前回渡航時の意見を踏まえ、調査団にて修正した需要予測結果を基に議論を実施。需要予測に用いる諸元を決定した。
	系統計画に係る協議	400kV 系統計画の検討方針に関する議論を行った。
	電力融通に係る協議	前回渡航時の意見を踏まえ、現状の電力融通の仕組み整理結果を説明するとともに、ネパール-インド-バングラデシュの 3 国間での電力取引に関する議論を行った。
第 5 次現地調査 (2022 年 8 月~9 月)	需要予測に係る協議	需要予測結果を説明し、本プロジェクトで採用する需要予測の値を決定した。
	系統計画に係る協議	電源開発計画に基づく 2040 年時点における 400kV 系統の系統解析結果を説明するとともに、今後の進め方についての議論を行った。
	電力融通に係る協議	IEX での取引に関する議論を行った。
第 7 次現地調査 (2023 年 5 月)	系統計画に係る協議	2025・2030・2035 年度における 400kV 送電線の解析結果を説明するとともに、直接輸出に関する議論を行った。加えて 220・132kV の下位系統に検討結果と対策方法に関する議論を行った。
系統解析トレーニング （2023 年 9 月）	系統解析ソフト PSS/E のトレーニング提供	Siemense インド社にて基本操作（定常状態、過渡状態の系統解析）を習得するための 5 日間のトレーニングプログラムを実施した。
第 8 次現地調査 (2023 年 12 月)	系統計画に係る協議	インドとの連系線数増加ケースや送電線 1 ルートあたりの送電容量を増やした場合の解析結果に関する議論を行った。以上により、WG レベルでの系統計画内容の最終化を行った。
	電力融通に係る協議	インドでの調査結果を説明するとともに、将来的な電力融通の仕組みの提案を行った。



図 3-1 系統 WG の写真

技術移転の所感を分野ごとにまとめる。

(1) 需要予測

WECS 及び NEA では従来から需要予測を担当してきたこともあり、今回のプロジェクトにおける需要予測についても、ロー・ミドル・ハイケースでの年間消費電力量の想定や最大電力想定に関して理解し、また、意見を交換して議論を深めることが出来たと考える。政策的に高めの需要想定が求められる状況がある事も承知しつつ、効率的な設備形成の観点から、実態に即した需要想定の必要性について理解出来ている。また、EV や E-cooking 促進政策により、どの程度需要の上積みが見込まれるかについても、新たな知識として得る事が出来たと考えている。

(2) 系統計画

2040 年までの基幹系統計画において、特に、系統解析については、系統計画を実務として実施している NEA 以外は理解が困難であったのではないかと考える。一方、NEA は技術的な協議を実施すると共に、プロジェクトを通じて、系統解析ソフトウェア PSS/E の供与及びト

レーニング機会の提供により、系統計画の技能を高める事が出来たのではないかと考える。

(3) 電力融通

WG には電力融通を担当するメンバーは含まれないため、専門家が中心となって NEA Power Trade 部門から制度について情報収集を行い、WG メンバーに共有を行って活動を進めた。一方、ネパールーインド間の国際連系線については、インド主導で技術検討が進められており、情報の非対称性から、ネパール側として参加している NEA のメンバーは、技術検討の背景についての理解は難しい状況であった。しかし、このプロジェクトを通じて、大電力を技術的に安定的に送電するための課題について議論し、理解を深めることが出来たと考える。

3.2.2 Hydropower Development / Power Generation Development Planning（電源 WG）

Hydropower Development / Power Generation Development Planning WG（電源 WG）の技術移転の活動記録を表 3-6 に示す。

表 3-6 Hydropower Development / Power Generation Development Planning WG の技術移転の活動記録

日時	活動項目	活動内容
第 4 次現地調査（2022 年 6 月）	WG キックオフ	電源 WG の活動内容についてヒアリングを行い、電源開発計画の策定方針を協議した。
	水力 DB 構築	水力 DB の情報収集項目、成果品（縦断図、平面図、帳票）の形式について協議した。
第 5 次現地調査（2022 年 9 月）	水力 DB と成果確認	水力 DB の完成品を確認し、雨期乾期の発電量較差、発電原価などの主要項目について協議した
	電源開発計画の方向性に係る検討	ネパールにおける一次エネルギー賦存量、太陽光・風力の活用可能性、電力融通と火力開発について協議し、投入電源などの方向性を協議した。
	開発シナリオ案の検討	水力 DB と方向性の協議結果を踏まえて開発シナリオ 4 案について協議した。
第 6 次現地調査（2023 年 1 月）	開発シナリオの比較検討	開発シナリオの比較検討結果について協議し、シナリオ 3: 水力中間を最適シナリオとして選定することを確認した。
	最適シナリオにおける更新内容	最適シナリオ策定に当たって必要な更新、追加検討事項を協議した。
第 7 次現地調査（2023 年 5 月）	水力スクリーニング	水力スクリーニングの評価基準と重みづけの設定について協議、確認した。
	有望水力地点の現地踏査	Lower Seti（NEA）、Phukot Karnali と Mugu Karnali（VUCL）水力事業の合同現地踏査を実施した。
第 8 次現地調査（2023 年 12 月）	水力スクリーニングの選定結果	水力スクリーニングの選定結果について確認した。
	水力優先事業選定に係る協議	水力優先事業選定の評価基準について協議し、選定した地点を確認した。
第 9 次現地調査（2024 年 3 月）	電源開発計画に係る WS	菊川専門家と合同で NEA Engineering Department を対象に電源開発計画に係る WS を開催した。
第 10 次現地調査（2024 年 8 月）	最適シナリオの確認	最適シナリオの検討結果について協議した。

	
Phukot Karnali の現地踏査	NEA 対象の合同ワークショップ

図 3-2 電源 WG の写真

電源開発計画の技術移転について、WG メンバーは水力開発の政策策定、個別事業の調査・設計の経験を有していたものの、WASP のような分析ツールの利用は経験しておらず自身の職責としても該当しなかった。また、メンバーの多くは課長級のため、分析ツールを用いた作業の時間確保は困難というコメントが得られた。このため、初回の WG におけるヒアリングにおいても、分析ツールの習得よりも電源開発計画の方向性に係る検討、協議に重点を置くことを確認した。

WG における協議では水力 DB 構築によって得られたネパールの包蔵水力の全体像について活発な議論が行われた。これにより電力セクターの開発方向性は水力の設備容量に大きく依存することを明らかにするなど、IPSDP の検討全体における重要な知見が得られた。また、NEA および VUCL と現地踏査の合同実施を通じて、水系一貫開発や Pioneer HPPs の開発などの提言に係る示唆が得られた。

3.2.3 Financial, Economic and PPP Analysis

Financial, Economic and PPP Analysis WG の活動は、主として渡航時に実施したヒアリング、各種情報収集の機会を通じたコミュニケーションを経て、WG メンバー及びカウンターパートとなる各組織に働きかけた。業務着手時のキャパシティアセスメントでは、対象組織が一定の知識を有しているものの実務経験が乏しく、とりわけ IPSDP で開発促進が必要とされる中規模から大規模の案件について、資金調達の実務経験が少ないとの認識を得た。この理解に基づき、調査団は IPSDP の実施による経済財務への影響分析と併せて、IPSDP の取りまとめを経て見いだされた開発促進が必要となる案件を中心に個別案件の資金調達の手法について情報整理を行うとともに WG での説明を行った。これらの機会を通じて、分析手法の提供および現在開発の取組みが成されている個別事業の資金調達のヒントを提供した。

(1) IPSDP の実行による経済財務への影響分析

IPSDP の実行による経済財務への影響分析の手法に関する関係組織の知見を深めるための活動を行った。具体的には、内部収益率（IRR：Internal Rate of Return）による分析、財務諸表を用いた財務モデリングによる分析、マクロ経済指標によるマクロ経済分析に関して、これらの手法を用いた IPSDP の分析を示すことにより、実際の適用方法について理解を促した。調査団としても、WG メンバーやカウンターパートとなる各組織から適宜フィードバックを受け、分析内容の深化を図った。これらの活動を通じ、関係組織が知識として持っていた分析手法の適用を通じて、IPSDP の効果とその影響の把握方法に対する理解が促進された。IPSDP の経済財務への影響が数字をもって示されたことにより、関係組織は IPSDP の実行による影響を、本調査の終了後も継続的に把握する手段を得たと評価する。

(2) PPP 分析

IPSDP がネパール経済に与える影響分析を示し、長期的な水力電源開発の必要性を定量的な経済分析に基づいて示し、目的理解を促すとともに、ネパール政府単体では資金調達が難しく、開発援助機関、国際開発金融機関の関与などが不可欠である点などを指摘、認識を共有することで、ネパール政府関係機関と開発援助機関との協力を促した。加えて、今後の開発案件が輸出志向型となることから、仕向け先であるインド、バングラデシュなどを巻き込んだ協力が必要であることを指摘、説明した。

本調査の実施期間中にも、個別プロジェクトの開発に向けた協議は、個別事業者と資金提供組織の間で進んでおり、必ずしも「スピード感のある進捗ではない」ものの、多様な資金源を求める動きは WG メンバー組織外にも、散見された。

(3) 活動を通じたキャパシティビルディングの評価

全体 WG 及び個別協議などのコメントを集約すると、以下となる。

- IPSDP に基づく電源開発の効果理解は進み、中長期計画に係る包括的なコスト評価についても調査団による試算結果と、WG メンバーが算定している結果を突合し、大きな見解相違を生じることは無かった。

- また IPSDP のプロジェクトの資金調達モデルについて、開発援助機関のみならず電力輸出先国政府等、より多元的な資金源を見出す必要性がある点で、認識を共有することができた。同時にネパール国内の金融機関の能力強化の必要性が指摘され、今後の枢要な取組み分野と見なすことができる。

表 3-7 Financial, Economic and PPP Analysis WG の技術移転の活動記録

日時	活動項目	活動内容
第 4 次現地調査（2022 年 6 月）	現地事業者との意見交換	HIDCL、IPPAN との面談を通じてネパール国内で水力発電事業が資金獲得を図ることの難しさなどについての意見を収集し、打開策検討のヒントを得た
第 6 次現地調査（2023 年 2 月）	WG 開催	IPSDP 実施に所要となる投資額目途を示すとともに、優先案件の考え方を共有し、以後の検討の方向性について同意を得た
第 7 次現地調査（2023 年 7 月）	インド側関係者との意見交換	インドでのネパール水力発電事業者の投資誘致活動を見ることにより、インド側事業者がネパールの事業をどのようにとらえているかについての実感を得た
本邦研修（2024 年 4 月）	IPSDP の実施がネパール経済に及ぼす影響の評価分析結果の提示	IPSDP の実施がネパール経済に及ぼす影響及び国家収支に及ぼす影響、雇用創出効果の考え方を研修参加者に共有し、認識の共有を図った
第 10 次現地調査（2024 年 8 月）	個別プロジェクトの財務分析結果に係る議論	個別事業の経済分析に関して適用した数値の合理性、妥当性を確認するため、事業者、ドナーとの議論を持った

3.2.4 Environmental and Social Considerations

Environmental and Social Considerations（環境 WG）の技術移転の活動記録を表 3-8 に示す。

表 3-8 Environmental and Social Considerations WG の技術移転の活動記録

日時	活動項目	活動内容
第 6 次現地調査（2023 年 2 月）	戦略的環境アセスメント（SEA: Strategic Environmental Assessment）のアプローチ、方法論	一般的な SEA の目的や環境アセスメント（EIA：Environmental Impact Assessment）との違いについて説明し SEA 自体に関する理解の促進を図った。また、今回の IPSDP における SEA のアプローチ、方法論について協議した。
	SEA：スコーピング	水力発電、再生可能エネルギー（太陽光・風力・バイオマス）に関する環境社会面で想定される影響を協議し、SEA のスコーピング結果について意見交換を行った。
第 7 次現地調査（2023 年 5 月）	SEA：開発シナリオの評価	IPSDP での 4 つの開発シナリオに関する比較評価結果を説明し、意見交換を行った。
	第 1 回ステークホルダー協議の準備	第 1 回ステークホルダー協議に先立ち、議事次第、プレゼンテーション、参加者リスト等に関する協議、準備を行った。
	第 1 回ステークホルダー協議の実施	SEA（スコーピング段階）に関する第 1 回ステークホルダー（参加者：50 名）を実施した。WG メンバーには、グループディスカッションにおいて議論のファシリテーターとして参加してもらった。
第 8 次現地調査（2023 年 12 月）	SEA：最適シナリオの評価、緩和策の検討	MoEWRI の環境 WG メンバーが変更になったことも踏まえ、IPSDP における SEA の目的等を改めて説明するとともに、最適シナリオの評価結果、緩和策の検討結果に関する意見交換を行い、結果に反映した。
第 10 次現地調査（2024 年 8 月）	SEA：最適シナリオの評価（更新結果）、提言	最適シナリオ評価の更新結果、提言について意見交換を行った。
	第 2 回ステークホルダー協議の準備	第 2 回ステークホルダー協議に先立ち、議事次第、プレゼンテーション、参加者リスト等に関する協議、準備を行った。
	第 2 回ステークホルダー協議の実施	SEA（ドラフトレポート段階）に関する第 2 回ステークホルダー（参加者：33 名）を実施した。WG メンバーも参画し、質疑応答、ディスカッションを行った。



第 1 回ステークホルダー協議での
グループディスカッション



第 2 回ステークホルダー協議での
ディスカッション



第 1 回ステークホルダー協議での参加者（WG メンバー含む）

図 3-3 環境 WG の写真

環境 WG メンバーは MoEWRI、DoED、NEA の環境社会担当者であり、水力発電事業に係る環境社会面の影響評価や留意点について一定程度の環境社会配慮全般の経験、知見を有していた。一方で、ネパールでは SEA を実施したプロジェクトはほとんどなく、SEA に関しては知識、経験ともに不足していた。そのため、環境 WG を通じ、SEA を行う目的や意義等の理解を深めるための協議をまず実施した。特に、混同しやすい EIA との違いを念頭に置き、議論を行った。各環境 WG では、SEA の開発シナリオや最適シナリオ等に関する建設的な意見交換が行われた。環境 WG での議論を複数回重ねることで、今回の IPSDP を SEA での評価プロセスの一例として学ぶことができるよう配慮した。また、ステークホルダー協議の準備、実施を通じ、ステークホルダーの意見を反映するプロセスを WG メンバーが経験し、SEA に対する理解が深められるよう活動を行った。

3.2.5 Power Sector Governance

ガバナンスセクターにおいては、以下のような活動を通じて技術移転を図った。

表 3-9 Power Sector Governance WG の技術移転の活動記録

日時	活動項目	活動内容
第 5 次現地調査（2022 年 9 月）	WG の開催	政府関係者により構成される WG を開催。WG における検討事項や進め方について説明・議論を行った。
第 6 次現地調査（2023 年 1 月）	WG の開催：個別論点の確認	WG を開催、ライセンス申請の手続き、NEA のアンバンドリング、関係する Development Parners の活動内容、政府を民間の対話の重要性等について情報交換や議論を行った。
第 7 次現地調査（2023 年 6 月）	WG の開催：主要論点の確認	WG を開催、ネパール電力セクターにおける現状の課題（主要 5 点）について、整理してプレゼンを実施した。その上で、参加者間で議論、確認を行った。その際、今後のキャパシティデベロップメントの必要性についても指摘を受けた。
第 8 次現地調査（2023 年 12 月）	MoEWRI メンバーとの個別ディスカッション	ADB や USAID といった主要な Development Partners からの情報収集や意見交換を実施した後、Development Partners との効果的な協働や連携の在り方に関する議論を MoEWRI 関係者との間で個別に実施した。
第 9 次現地調査（2024 年 3 月）	WG の開催：ガバナンスに関する現状の問題点とこの後の改善策に関する議論（まとめ）	DoED 及び NEA のメンバーを中心とする WG において、左記に係る議論を実施した。また、電力輸出だけでなくなく、国内の電力需要を惹起することの重要性についても確認した。
本邦招へい（2024 年 4 月）	招へい時の議論：ガバナンスに関する現状の問題点とこの後の改善策に関する議論（まとめ）	調査団が確認した論点について、招へいに参加したネパール政府高官と集中的に議論し、両者の認識が概ね同様であることを確認した。特に、電力融通について、ラオスの事例を紹介し、ガバナンス・戦略性の重要性を強調して伝えた。
第 10 次現地調査（2024 年 8 月）	Workshop の開催：ガバナンスに関する現状の問題点とこの後の改善策に関する議論（まとめ）	第 9 次現地調査および本邦招へいにおける議論を踏まえ、ネパール政府関係者、Development Partners、民間事業者を招待した Workshop を開催してプレゼンテーションを行い、これまでの議論の成果や今後の課題について関係者との共有を図った。また、その際、口頭および書面にて、それぞれのフィードバックを受けた。

ガバナンス WG メンバーは、主として MoEWRI、DoED、NEA の企画に関連する部署の幹部である。ガバナンスに関するキャパシティデベロップメントについては、水力発電事業に係るガバナンス面に関する議論を複数のワークショップ及び日本招へい時のディスカッションの形を通じで実施した。また、集合ミーティングの形式以外にも、個別のミーティングでも関連するディスカッションを重ねた。

具体的なアジェンダとしては、以下の点を挙げることができる。

- 民間投資を呼び込むための省庁間のコミュニケーションの活性化
- 民間セクターとのとの対話や意見交換の場の増加
- NEA の将来的なアンバンドリング及び他の公的機関（VUCL と RGCL）との共存
- ガバナンスとファイナンスの関係性
- 国際電力融通の戦略（ラオス等、他国の事例研究を含む）