

インド国
西ベンガル州配電公社

インド国
トゥルガ揚水発電所
建設事業準備調査
ファイナルレポート
(先行公開版)

平成 30 年 12 月
(2018 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

電源開発株式会社

南ア
JR(先)
18-060

目 次

第1章 序 論

1.1	本調査の実施方針.....	1-5
1.1.1	本調査の目的.....	1-5
1.1.2	本調査の対象地域.....	1-6
1.1.3	相手国の実施機関.....	1-6
1.1.4	調査業務実施方針.....	1-6
1.2	調査実施の方法.....	1-6
1.2.1	本調査の実施内容.....	1-7
1.3	調査体制及び調査実績.....	1-15
1.3.1	調査団の構成・分担.....	1-15
1.3.2	実施機関の実施推進体制.....	1-16
1.3.3	調査実績.....	1-16

第2章 電力セクター

2.1	国家エネルギー政策.....	2-1
2.2	Electricity Act (EA 2003)	2-1
2.3	National Electricity Policy 2005	2-6
2.4	National Electricity Plan 2005 (NEP 2005)	2-6
2.5	175GW Renewable Initiative	2-7
2.6	(National) Tariff Policy 2016	2-9
2.7	Tariff Regulation 2014	2-9
2.8	Renewable Energy Sources Regulations 2012.....	2-9
2.9	Model Regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement 2015	2-10
2.10	Grid Code Regulation 2010	2-10
2.11	Deviation Settlement Mechanism Regulation 2015.....	2-10
2.12	Ancillary Service Regulation 2015	2-13
2.13	Draft National Electricity Plan 2016 (DNEP 2016).....	2-15
2.14	Short Market Mechanism.....	2-16

第3章 電力需給状況

3.1	全インド.....	3-1
3.1.1	電力需給.....	3-1
3.1.2	電源開発計画.....	3-1
3.1.3	電力需要予測.....	3-9
3.2	West Bengal 州	3-11
3.2.1	電力需給.....	3-11

3.2.2	電力需要予測.....	3-13
3.2.3	供給計画.....	3-15
3.2.4	系統整備計画.....	3-16
3.2.5	再生可能エネルギー.....	3-17
3.2.6	電力料金.....	3-19
3.2.7	WBSEDCL 運用実績.....	3-21
第4章 事業実施体制、維持管理体制		
4.1	事業実施体制.....	4-1
4.1.1	設立法・関連規則.....	4-1
4.1.2	West Bengal 州の電力供給体制.....	4-1
4.1.3	West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd., (WBSEDCL).....	4-6
4.1.4	West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd., (WBSETCL).....	4-21
4.2	事業運営・維持管理体制.....	4-30
4.2.1	West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.....	4-30
4.2.2	West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.,.....	4-34
4.2.3	人材育成・人材確保.....	4-39
第5章 West Bengal 州における揚水発電の必要性		
5.1	揚水発電導入の必要性.....	5-1
5.2	実施機関等による揚水発電導入の必要性.....	5-7
5.2.1	現時点での揚水の必要性.....	5-7
5.2.2	将来断面での揚水の必要性.....	5-10
第6章 地質		
6.1	計画地域の地形・地質概要.....	6-1
6.1.1	広域地質.....	6-1
6.1.2	計画地域の地形概要.....	6-1
6.1.3	地質調査.....	6-2
6.1.4	計画地域の地質概要.....	6-6
6.2	各構造物地点の地質.....	6-7
6.2.1	上池ダム地点.....	6-7
6.2.2	下池ダム地点.....	6-11
6.2.3	サドルダム地点.....	6-15
6.2.4	上池貯水池地域.....	6-19
6.2.5	下池貯水池地域.....	6-23
6.2.6	発電所地点.....	6-23
6.2.7	水路経過地.....	6-29
6.3	建設材料.....	6-33
6.3.1	建設材料の種類と量.....	6-33

6.3.2	コア材.....	6-35
6.3.3	ロック材とフィルター材.....	6-36
6.3.4	コンクリート骨材.....	6-36
第7章 水文		
7.1	気候.....	7-1
7.2	降雨量と流量.....	7-4
7.2.1	プロジェクト評価に必要な水文データの年数.....	7-4
7.2.2	降雨量データ.....	7-4
7.2.3	流量データ.....	7-5
7.2.4	雨量と流量の整合性.....	7-9
7.2.5	流量データ生成.....	7-9
7.3	蒸発.....	7-13
7.4	堆砂.....	7-14
7.5	灌漑需要.....	7-16
7.6	上水（生活用水）需要.....	7-16
7.7	Turga 川の水収支.....	7-17
7.8	設計洪水量.....	7-17
7.8.1	インドガイドライン.....	7-17
7.8.2	洪水流入量の選定.....	7-18
7.8.3	洪水到達時間.....	7-18
7.8.4	設計洪水量.....	7-19
第8章 土木設備設計のレビュー		
8.1	全体配置計画.....	8-1
8.1.1	全体レイアウト.....	8-1
8.1.2	上部調整池・ダム.....	8-3
8.1.3	水路.....	8-3
8.1.4	下部調整池・ダム.....	8-4
8.2	取水口、導水路.....	8-5
8.2.1	構造形式.....	8-5
8.2.2	水路断面寸法.....	8-5
8.3	水圧管路ならびに水門.....	8-6
8.3.1	構造形式.....	8-6
8.3.2	水圧鉄管.....	8-6
8.3.3	水門・水圧鉄管数量.....	8-6
8.4	地下発電所.....	8-7
8.4.1	構造形式.....	8-7
8.4.2	空間寸法.....	8-7

8.5	放水路	8-9
8.5.1	構造形式	8-9
8.5.2	断面寸法	8-9
8.6	放水口	8-9
8.6.1	一般事項	8-9
8.7	土木設備のレビュー結果	8-9
第 9 章 電気機械設備設計		
9.1	電気機械設備設計のレビュー	9-1
9.1.1	ポンプ水車の形式	9-1
9.1.2	水車出力とポンプ入力	9-1
9.1.3	発電電動機	9-2
9.1.4	主要変圧器	9-3
9.1.5	400kVXLPE ケーブル	9-4
9.1.6	Switchyard Equipment (GIS)	9-4
9.1.7	可変速機基本設計	9-5
9.2	可変速揚水技術活用に関するインド国及び West Bengal 州の方針	9-9
9.3	発電容量 (1,000MW) の必要性	9-10
9.3.1	DPR 時の選定根拠	9-10
9.3.2	需給見通しおよび電源開発計画	9-12
9.3.3	揚水発電設備の必要性	9-17
9.3.4	送変電網整備計画	9-20
9.4	揚水運転時の周波数調整機能の便益	9-23
9.4.1	インドの周波数調整システムと制御状況	9-23
9.4.2	揚水運転時の周波数調整能力の必要性	9-26
9.4.3	揚水運転時の周波数調整機能の便益	9-27
9.5	可変速機の必要台数	9-34
9.5.1	DPR 策定時の選定方法	9-34
9.5.2	Secondary Control の必要容量推定	9-34
9.5.3	Turga 揚水発電プロジェクトにおける可変速機の必要台数	9-36
9.5.4	経済面からみた可変速機台数	9-36
第 10 章 送変電設備設計		
10.1	系統解析	10-1
10.1.1	目的	10-1
10.1.2	検討内容	10-1
10.1.3	判定基準	10-2
10.1.4	検討結果	10-2
10.2	送電設計	10-10

10.2.1	送電容量.....	10-10
10.2.2	送電線ルートと新設変電所.....	10-11
10.2.3	送電線建設コスト.....	10-12
10.3	変電設備設計.....	10-13
10.3.1	変電設備構成.....	10-13
10.3.2	変電設備設計.....	10-15
10.3.3	保護継電器.....	10-18
第 11 章 環境社会配慮		
11.1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要.....	11-1
11.2	事業計画地の現況.....	11-2
11.2.1	自然環境.....	11-2
11.2.2	社会環境.....	11-9
11.3	インド国の環境社会配慮制度・組織.....	11-14
11.3.1	関連組織.....	11-15
11.3.2	関連法規・制度.....	11-20
11.3.3	本事業に対するインド環境関連法令と JICA ガイドラインとのギャップ 分析.....	11-27
11.4	代替案の比較検討.....	11-29
11.4.1	事業を実施しない場合.....	11-29
11.4.2	代替案.....	11-30
11.5	影響項目（スコーピング案）と影響項目に関する調査 TOR.....	11-35
11.5.1	スコーピング結果.....	11-35
11.5.2	調査 TOR.....	11-40
11.6	環境社会配慮調査結果.....	11-54
11.6.1	汚染対策.....	11-54
11.6.2	自然環境.....	11-61
11.6.3	社会環境.....	11-83
11.6.4	その他.....	11-88
11.7	影響評価.....	11-88
11.8	緩和策.....	11-94
11.9	モニタリング計画.....	11-113
11.10	環境管理モニタリングのための実施体制.....	11-122
11.10.1	建設期間.....	11-122
11.10.2	供用時.....	11-123
11.11	ステークホルダー協議.....	11-123
11.11.1	キーインフォーマント・インタビュー.....	11-123
11.11.2	グループインタビュー.....	11-124

11.11.3	パブリックコンサルテーション.....	11-126
11.12	用地取得と住民移転の必要性.....	11-127
11.12.1	用地取得.....	11-127
11.12.2	用地取得手続き.....	11-127
11.12.3	補償植林用地の確保.....	11-128
11.12.4	非自発的住民移転.....	11-128
11.13	用地取得・住民移転にかかる法的枠組み.....	11-128
11.13.1	用地取得・住民移転にかかる法的枠組み.....	11-128
11.13.2	住民移転にかかる JICA の方針.....	11-130
11.13.3	インド国内法と JICA 方針の相違.....	11-131
11.13.4	本事業下の方針骨子.....	11-133
11.14	用地取得・住民移転の規模・範囲.....	11-135
11.14.1	人口センサス.....	11-135
11.14.2	資産リスト.....	11-136
11.14.3	世帯調査.....	11-137
11.14.4	社会的に脆弱な人々.....	11-137
11.15	補償・支援の具体策.....	11-138
11.15.1	エンタイトルメント・マトリックス.....	11-138
11.15.2	生計手段・収入喪失への補償.....	11-138
11.15.3	生計回復活動.....	11-139
11.16	苦情処理メカニズム.....	11-140
11.16.1	苦情処理窓口.....	11-140
11.16.2	プロジェクトサイト.....	11-141
11.16.3	苦情処理委員会.....	11-141
11.16.4	未解決事項.....	11-141
11.17	実施体制.....	11-141
11.18	実施スケジュール.....	11-141
11.19	費用と財源.....	11-142
11.20	実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム.....	11-142
11.21	住民協議.....	11-142
第 12 章 全体計画		
12.1	建設スケジュール.....	12-1
12.1.1	DPR スケジュール.....	12-1
12.1.2	全体スケジュールの見直し.....	12-7
12.2	湛水計画.....	12-15
12.2.1	DPR 湛水計画.....	12-15
12.2.2	DPR 湛水計画の見直し.....	12-27

12.3	事業費積算.....	12-28
12.4	調達方法（契約）検討.....	12-28
12.5	その他ドナーの動向.....	12-28
12.5.1	二国間援助.....	12-28
12.5.2	多国間援助.....	12-30
12.5.3	事後評価における教訓.....	12-32
12.6	リスク管理シート.....	12-33
第13章 経済・財務評価		
13.1	経済評価.....	13-1
13.1.1	評価手法.....	13-1
13.1.2	本計画の経済費用.....	13-1
13.1.3	本計画の経済便益.....	13-2
13.1.4	経済評価結果.....	13-4
13.1.5	感度分析.....	13-5
13.2	財務評価.....	13-5
13.2.1	評価手法.....	13-5
13.2.2	本計画の財務費用および便益.....	13-6
13.2.3	財務評価結果.....	13-6
13.2.4	感度分析.....	13-7
13.3	発電原価およびタリフの試算.....	13-7
13.3.1	財務的発電原価の試算.....	13-7
13.3.2	均等化発電コストおよびタリフの試算.....	13-8
13.4	運用効果指標.....	13-8
13.4.1	定量的効果.....	13-8
13.4.2	定性的効果.....	13-9
第14章 推 奨		

表リスト

Table 1-1	Salient Features of Turga Pumped Storage Plant.....	1-2
Table 1.3.1-1	The list of members for the Study Team.....	1-15
Table 2.2-1	Brief Features of Electricity Act 2003	2-3
Table 2.2-2	Brief Features of Electricity Act 2003 (2016 Amendment)	2-5
Table 2.5-1	Tentative State-wise break-up of Renewable Power Target.....	2-7
Table 2.11-1	Scheme of DSM.....	2-12
Table 2.14-1	Scheme of Short Market Contract.....	2-17
Table 3.1.1-1	Trend of Power Generation and Peak Demand in India.....	3-1
Table 3.1.2-1	Installed Capacity of Power Plant in India as of January 2018.....	3-2
Table 3.1.2-2	Lists of Nuclear Power Plant in India	3-2
Table 3.1.2-3	Additional Capacity during 2016-17.....	3-4
Table 3.1.2-4	Projected Installed Capacity by the end of 2021-22	3-5
Table 3.1.2-5	List of Hydro Projects during 2017-2022	3-6
Table 3.1.2-6	List of Nuclear Projects under Construction during 2017-2022	3-8
Table 3.1.2-7	List of Nuclear Projects under Construction during 2022-2027	3-8
Table 3.1.2-8	List of Gas Power Projects under Construction/Ready for Commissioning	3-8
Table 3.1.3-1	Results of Electricity Demand Forecast in India.....	3-10
Table 3.1.3-2	Trend of Electricity Demand and GDP in India.....	3-11
Table 3.2.1-1	Electricity Sales in West Bengal by Utilities in FY2015	3-12
Table 3.2.1-2	Trend of Electricity Generation and Peak Demand in West Bengal	3-13
Table 3.2.2-1	Results of Electricity Demand Forecast in West Bengal by 19th EPS.....	3-14
Table 3.2.2-2	Results of Electricity Demand Forecast in West Bengal by PFA.....	3-14
Table 3.2.3-1	Installed Capacity for West Bengal State.....	3-15
Table 3.2.3-2	Upcoming Central Generating Stations	3-16
Table 3.2.4-1	Intra-state Transmission System	3-16
Table 3.2.4-2	Ongoing, Approved and Proposed Schemes of WBSETCL	3-17
Table 3.2.5-1	Share of RPO Targets for West Bengal.....	3-18
Table 3.2.5-2	RPO Targets for West Bengal	3-18
Table 3.2.5-3	RPO Targets for West Bengal	3-18
Table 3.2.5-4	RE Procurement by WBSEDCL (Other Sources).....	3-19
Table 3.2.6-1	Domestic Electricity Tariff in West Bengal.....	3-19
Table 3.2.7-1	Purchase Volume of WBESDCL (MU).....	3-22
Table 4.1.3-1	Employees of WBSEDCL	4-7
Table 4.1.3-2	Manpower for Pre and Peak Construction period at Chief Engineer office in Head Quarter.....	4-10
Table 4.1.3-3	Manpower for Pre and peak Construction period at Project Manager Office in Site	4-11
Table 4.1.3-4	Transition of Energy Sale, Purchase and Generation.....	4-12

Table 4.1.3-5	Average Electricity Tariff.....	4-13
Table 4.1.3-6	AT&C Loss and Distribution Loss of WBSEDCL.....	4-13
Table 4.1.3-7	Normative Distribution Loss of WBSEDCL	4-13
Table 4.1.3-8	Profit and Loss Statement of WBSEDCL.....	4-14
Table 4.1.3-9	Balance Sheet of WBSEDCL	4-15
Table 4.1.3-10	Cash Flow Statement of WBSEDCL.....	4-16
Table 4.1.3-11	Percentage of Expenditure in Revenue	4-17
Table 4.1.3-12	Amount of Regulatory Asset.....	4-18
Table 4.1.3-13	Financial Indicators.....	4-19
Table 4.1.4-1	Facilities and Energy IFow	4-22
Table 4.1.4-2	Technical Loss of WBSETCL.....	4-23
Table 4.1.4-3	Normative Transmission Loss of WBSETCL.....	4-23
Table 4.1.4-4	Profit and Loss Statement of WBSETCL	4-24
Table 4.1.4-5	Balance Sheet of WBSETCL.....	4-25
Table 4.1.4-6	Cash Flow Sheet of WBSETCL.....	4-26
Table 4.1.4-7	Percentage of Expenditure in Revenue	4-27
Table 4.1.4-8	Financial Indicators.....	4-29
Table 4.2.1-1	Cost of repairing for major equipment at Purulia PSP.....	4-31
Table 4.2.1-2	Directorate of Purulia PSP	4-32
Table 4.2.1-3	Availability Factor of Purulia PSP	4-32
Table 4.2.1-4	Capacity Factor of Purulia PSP.....	4-32
Table 4.2.1-5	Operation & Maintenance Expenses of WBSEDCL.....	4-33
Table 4.2.1-6	Normative O&M Expenses for Purulia PSP	4-33
Table 4.2.1-7	Expected O&M Cost for Turga Project.....	4-34
Table 4.2.2-1	WBSETCL, Plant Capacity FY2021-2022	4-35
Table 4.2.2-2	Budget for Operation and Maintenance WBSETCL.....	4-38
Table 4.2.2-3	Normative O&M Expenses.....	4-38
Table 4.2.2-4	Normative Operation and Maintenance Cost.....	4-38
Table 4.2.3-1	Target Vs Achievement For FY 2016-2017 i.r.o. Training.....	4-41
Table 4.2.3-2	Training Conducted HRD & TRG Dept. from 2016-2017.....	4-41
Table 5.1-1	Pumped Storage Projects planned in India	5-1
Table 5.1-2	Power Purchase Price and Volume by WBSEDCL.....	5-4
Table 5.2.1-1	Current State Power Plants in West Bengal in 2017	5-9
Table 5.2.1-2	Current Central and Private Power Plants supplying Power to West Bengal in 2017	5-9
Table 5.2.2-1	Current State Solar Projects in West Bengal.....	5-14
Table 6.1.3-1	Core Borings in the Project area	6-5
Table 6.1.3-2	Results of Laboratory Test of Boring Core	6-6
Table 6.2.1-1	Discontinuities at the Upper Dam Site.....	6-11
Table 6.2.2-1	Discontinuities at the Lower Dam Site	6-15

Table 6.2.3-1	Discontinuities at the Saddle Dam Site.....	6-19
Table 6.2.6-1	Discontinuities at the Power House Site.....	6-29
Table 6.3.1-1	Quantities of Construction Materials Required.....	6-33
Table 6.3.1-2	Quantities of Construction Materials Available	6-34
Table 6.3.2-1	Selected Borrow Areas for the Upper Dam	6-35
Table 6.3.2-2	Selected Borrow Areas for the Saddle Dam.....	6-35
Table 6.3.3-1	Selected Quarry Sites for Rock and Filter Materials	6-36
Table 6.3.4-1	Selected Quarry Sites for Coarse Concrete Aggregates.....	6-37
Table 7.2.2-1	降雨量データ	7-4
Table 7.2.3-1	Baghmundi 降雨量観測所月別雨量データ (1958~2012 年) in mm.....	7-6
Table 7.2.3-2	Ajodhya Hills 降雨量観測所月別雨量データ (1983~2002 年) in mm.....	7-7
Table 7.2.3-3	Kistobazar 雨量観測所月別雨量データ (1983~1989 年) in mm.....	7-7
Table 7.2.3-4	Kistobazar ダム流量観測所月別流量データ (1983~1989 年) in mm.....	7-7
Table 7.2.3-5	既設 Turga ダム流量観測所月別流量データ (1990~1997 年) in mm.....	7-8
Table 7.2.3-6	既設 Turga ダム地点合成月別流量 (1983~1997 年) in mm.....	7-8
Table 7.2.5-1	モンスーン期流出係数(Baghmundi 地点雨量と Kistobazar ダム地点流量)	7-10
Table 7.2.5-2	回帰式.....	7-10
Table 7.2.5-3	Turga 上ダム流入量 (百万 m ³)、(流域面積 8.29 km ²)	7-11
Table 7.2.5-4	Turga 下ダム流入量 (百万 m ³)、(流域面積 12.66 km ²)	7-12
Table 7.2.5-5	上ダムと下ダムの保証流量.....	7-13
Table 7.3-1	湖面蒸発量 in mm	7-13
Table 7.3-2	蒸発散量 in mm	7-13
Table 7.3-3	増分蒸発量 in mm	7-14
Table 7.5-1	灌漑用水需要	7-16
Table 7.7-1	水収支 (百万 m ³)	7-17
Table 7.8.1-1	ダム分類規格 (I.S. code 11223-1985)	7-17
Table 8.3.3-1	Metal Work List	8-6
Table 9.2-1	Cogeneration and Renewable Purchase Obligation and achievement by different licensees under the purview of WBERC For FY2015-2016.....	9-10
Table 9.2-2	Renewable Purchase Obligation of WBSEDCL.....	9-10
Table 9.3.2-1	Demand projection between FY2016 and FY2036.....	9-12
Table 9.3.2-2	Compounded annual growth rate (CAGR) of future energy and demand.....	9-12
Table 9.3.2-3	Power development plan on 19th NEP (Draft)	9-13
Table 9.3.2-4	Load generation balance projection	9-13
Table 9.3.2-5	Energy and demand projection during FY2016 and FY2036	9-14
Table 9.3.2-6	CAGR on future energy and demand.....	9-14
Table 9.3.2-7	Renewal energy potential and development target in West Bengal state	9-15
Table 9.3.2-8	Load generation balance projection	9-15
Table 9.3.2-9	Maintenance schedule of conventional plants in 2016-17(Eastern Region)	9-16

Table 9.3.3-1	Likely installed capacity by end of 2026-27	9-17
Table 9.4.3-1	Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (Coal (Pit head)).....	9-32
Table 9.4.3-2	Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (Coal (Non-pit head)).....	9-33
Table 9.4.3-3	Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (Natural gas).....	9-33
Table 9.4.3-4	Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (LNG).....	9-34
Table 9.5.4-1	Levelized Tariff Comparison of Unit Number of Adjustable Speed PSP	9-36
Table 10.1.2-1	Peak Demand and its Distribution at 2023-24	10-1
Table 10.1.4-1	Load Flow Calculation Conditions	10-3
Table 10.1.4-2	Load Flow Analysis Case and Results for Transmission Lines	10-3
Table 10.1.4-3	Line loading without any Strengthening	10-4
Table 10.1.4-4	Line Loading with Proposed Strengthening.....	10-5
Table 10.1.4-5	Three Phase and Single Line to Ground Short Circuit Current near Turga PSP Site	10-6
Table 10.1.4-6	Dynamic Stability Study Cases and Each Result.....	10-8
Table 10.2.1-1	Transmission Capacity for Each Conductor Type.....	10-11
Table 10.2.3-1	Estimated Cost of the Transmission Line and Bay Work.....	10-12
Table 10.3.2-1	避雷器の非線形抵抗特性.....	10-16
Table 10.3.2-2	最大許容騒音レベル.....	10-17
Table 10.3.2-3	インパルスノイズの最大許容騒音レベル.....	10-17
Table 11.2.1-1	Land Use Condition of the Survey Area	11-2
Table 11.2.2-1	Basic Information of Purulia District and Baghmundi C.D. Block	11-9
Table 11.2.2-2	Demographic Data of the Project Planned Villages	11-10
Table 11.2.2-3	Literacy Rates of the Project Planned Villages	11-11
Table 11.2.2-4	Education Facilities in the Project Planned Villages.....	11-11
Table 11.2.2-5	Working Status of the Project Planned Villages.....	11-11
Table 11.2.2-6	Status of Power Supply in the Project Planned Villages	11-12
Table 11.2.2-7	Availability of Information and Communication Means in the Project Planned Villages	11-12
Table 11.2.2-8	Availability of Transportation Means in the Project Planned Villages.....	11-13
Table 11.2.2-9	Status of Drinking Water in the Project Planned Villages.....	11-13
Table 11.2.2-10	Net Sown Area and Agricultural Commodities in the Project Planned Villages.....	11-13
Table 11.2.2-11	Sanitation Status in the Project Planned Villages.....	11-14
Table 11.2.2-12	Health Facilities in the Project Planned Villages	11-14
Table 11.3.1-1	List of NGOs operating in Purulia District	11-18
Table 11.3.2-1	Indian Federal Statutes regarding Environmental Protection	11-21
Table 11.3.3-1	Comparison between JICA Guidelines and EIA Notification for Turga PSP EIA Report.....	11-27
Table 11.4.1-1	Anticipated Impacts when the Project is not Implemented.....	11-29
Table 11.4.2-1	Results of Alternative Examination for Lower Reservoir Dam Axis	11-31
Table 11.4.2-2	Results of Alternative Examination for Upper Reservoir Dam Axis	11-32

Table 11.5.1-1	Results of Scoping Draft (Turga PSP and Related Facilities).....	11-35
Table 11.5.1-2	Result of Scoping Draft (Transmission Lines and Related Facilities).....	11-39
Table 11.5.2-1	EIA Results and Survey TOR under the Preparatory Study (Turga PSP and Related Facilities)	11-41
Table 11.5.2-2	EIA Results and Survey TOR under the Preparatory Study (Transmission Lines and Related Facilities).....	11-49
Table 11.6.1-1	National Ambient Air Quality Standards	11-54
Table 11.6.1-2	Analyses Results of Ambient Air Quality	11-55
Table 11.6.1-3	Details of Locations for Water Sampling.....	11-55
Table 11.6.1-4	Result of Water Quality Characteristics of Turga River and other Water Bodies in the Survey Area.....	11-56
Table 11.6.1-5	National Drinking Water Quality Standards	11-57
Table 11.6.1-6	Soil Quality in the Catchment Area	11-59
Table 11.6.1-7	Hourly Equivalent Noise Levels.....	11-60
Table 11.6.1-8	National Standards of Ambient Noise	11-61
Table 11.6.2-1	Protected Area in West Bengal.....	11-61
Table 11.6.2-2	List of Recorded Species from the Survey Area	11-65
Table 11.6.2-3	List of Medicinal Plants and Their Uses Found in Turga PSP Area.....	11-70
Table 11.6.2-4	Some of Food Plants Observed in Turga PSP Area.....	11-72
Table 11.6.2-5	List of Mammal Species reported in Turga PSP Area.....	11-72
Table 11.6.2-6	List of Avi-Fauna reported in Turga PSP Area.....	11-73
Table 11.6.2-7	List of Reptiles & Amphibians reported in Turga PSP Area.....	11-75
Table 11.6.2-8	List of Butterfly Species spotted in Turga PSP Area.....	11-76
Table 11.6.2-9	Summary of Forest Patches to be Diverted.....	11-80
Table 11.6.2-10	Measured Tree Composition in Each Patch (recalculation result)	11-81
Table 11.6.2-11	Approximated Carbon Stock in Each Patch.....	11-83
Table 11.7-1	Results of Environmental and Social Impact Assessment for the Turga SPP and Related Facilities.....	11-88
Table 11.7-2	Results of Environmental and Social Impact Assessment for Transmission Lines and Related Facilities	11-92
Table 11.8-1	Mitigation Measures for Turga PSP and Related Facilities.....	11-95
Table 11.8-2	Mitigation Measures for Transmission Lines and Related Facilities	11-102
Table 11.8-3	Estimated Carbon Sequestration by Compensation Afforestation	11-112
Table 11.9-1	Environmental Monitoring Plan for Turga PSP and Related Facilities	11-114
Table 11.9-2	Environmental Monitoring Plan for Transmission Lines and Related Facilities	11-120
Table 11.11.1-1	Outline of Key Informant Interview (Representatives' Meeting).....	11-123
Table 11.11.2-1	Outline of Group Interview with Local Residents (Upper Reservoir Area).....	11-125
Table 11.11.2-2	Outline of Group Interview with Local Residents (Lower Reservoir Area).....	11-125
Table 11.11.3-1	Outline of Public Consultation (Upper Reservoir Area)	11-126
Table 11.11.3-2	Outline of Public Consultation (Lower Reservoir Area).....	11-126

Table 11.12.1-1	Usage of the Project Land and their Present Use.....	11-127
Table 11.13.1-1	Central Acts under Land Acquisition and Requisition, Resettlement and Compensation	11-128
Table 11.13.1-2	State Acts under Land Acquisition and Requisition, and Compensation.....	11-129
Table 11.13.3-1	Differences between Indian Legislation and JICA Guidelines	11-131
Table 11.14.1-1	Number of the Affected Households and their People.....	11-136
Table 11.14.2-1	Assets Likely Impacted under the Project.....	11-136
Table 11.14.2-2	Yields of Various Crops in the Project Surrounding Area	11-137
Table 11.14.3-1	Profile Summary of the Affected Households and their People.....	11-137
Table 11.15.1-1	Entitlement Matrix	11-138
Table 11.15.2-1	Estimation of Crop Compensation.....	11-139
Table 11.15.3-1	Details of ITI Expenditure per Temporarily Affected Family	11-139
Table 11.15.3-2	Training and Extension Courses for Farmers.....	11-139
Table 11.19-1	Cost Estimate for Crop Compensation and Trainings for Income Restoration.....	11-142
Table 12.2.1-1	Monthly Inflow at Upper Dam (C.A.=8.29 km ²).....	12-17
Table 12.2.1-2	Monthly Inflow at Lower Dam (C.A.=12.66 km ²)	12-18
Table 12.2.1-3	Annul Inflow	12-19
Table 12.2.1-4	Evapotranspiration	12-19
Table 12.2.1-5	Evaporation from Reservoir.....	12-19
Table 12.2.1-6	90% Dependable Year for Annul Inflow	12-25
Table 12.5.1-1	Recent Projects financed by JICA	12-28
Table 12.5.1-2	Recent Projects financed by KfW	12-29
Table 12.5.1-3	Recent projects financed by AfD	12-30
Table 12.5.2-1	Recent projects financed by the World Bank.....	12-30
Table 12.5.2-2	Recent projects financed by ADB.....	12-31
Table 12.6-1	Risk Management Framework.....	12-33
Table 13.1.2-1	Economic Cost of the Project.....	13-2
Table 13.1.3-1	Adjustment Factors for Power (kW) and Energy (kWh)	13-2
Table 13.1.3-2	Basic Feature of Alternative Thermal Power Plant.....	13-2
Table 13.1.3-3	Unit Cost of Alternative Thermal Power Plant	13-3
Table 13.1.3-4	Basic Feature of Alternative Thermal Power Plant.....	13-3
Table 13.1.3-5	Economic Benefit of the Project	13-4
Table 13.1.4-1	Result of Economic Evaluation	13-5
Table 13.1.4-2	Economic Evaluation	13-5
Table 13.2.2-1	Financial Cost of the Project.....	13-6
Table 13.2.2-2	Financial Revenue.....	13-6
Table 13.2.3-1	Result of Financial Evaluation.....	13-6
Table 13.2.3-2	Financial Evaluation	13-7
Table 13.2.4-1	Result of Sensitivity Analysis	13-7
Table 13.3.1-1	Financial Generation Cost.....	13-7

Table 13.3.1-2	Financial Generation Cost (JICA finance)	13-7
Table 13.3.1-3	Financial Generation Cost (State finance)	13-7
Table 13.3.1-4	Financial Generation Cost (Private finance)	13-8
Table 13.3.2-1	Levelised Generation Cost	13-8
Table 13.3.2-2	Levelised Tariff Rate	13-8
Table 13.4.1-1	運用・効果指標	13-9

図リスト

Figure 1-1	Location of Turga PSP	1-2
Figure 1-2	Layout of Turga PSP	1-5
Figure 1.2.1-1	Turga Preparatory Study (JICA) Detailed Schedule	1-13
Figure 1.3.1-1	The Composition of the Study Team	1-15
Figure 2.11-1	UI Scheme mechanism	2-11
Figure 2.11-2	DSM price	2-13
Figure 2.12-1	Reasons for Ancillary services in 2016/17	2-15
Figure 2.14-1	Market Cleared Prices (MCP) for DAM	2-17
Figure 3.1.3-1	Comparison between Actual Demand and Demand from Model Equation	3-11
Figure 3.2.1-1	Load Duration Curve in West Bengal in 2016	3-12
Figure 3.2.6.1	IEX Market Price in West Bengal in 2016	3-21
Figure 3.2.7-1	Operation record of West Bengal in 2016 (excerpt)	3-21
Figure 3.2.7-2	Operation record of Purulia PSP in 2016 (excerpt)	3-21
Figure 4.1.1-1	Electricity Business Structure in India	4-1
Figure 4.1.2-1	Electricity Supply Structure in West Bengal	4-2
Figure 4.1.3-1	Organization Chart of WBSEDCL	4-7
Figure 4.1.3-2	Organization Chart of Pre-construction Stage at Site Office	4-8
Figure 4.1.3-3	Organization Chart of Construction Stage at Site Office	4-9
Figure 4.1.3-4	Organization Chart of Pre-construction and Construction Stage at Head Quarter	4-9
Figure 4.1.3-5	Organization Chart of Post-construction Stage at Head Quarter	4-11
Figure 4.1.3-6	Summary of Profit and Loss Statement	4-17
Figure 4.1.3-7	Summary of Balance Sheet	4-18
Figure 4.1.4-1	Organization Chart of WBSETCL	4-21
Figure 4.1.4-2	Summary of Profit and Loss Statement	4-27
Figure 4.1.4-3	Summary of Balance Sheet	4-28
Figure 5.1-1	Power Purchase Price and Volume by WBSEDCL	5-5
Figure 5.1-2	Short Market Price (IEX) and Purulia PSP Operation in 2016	5-5
Figure 5.1-3	Short Market Price (IEX) Duration Curve in 2016	5-6
Figure 5.2.1-1	Hourly Load Curve in West Bengal in 2016 (Monthly Average)	5-8

Figure 5.2.1-2	Plant Load Factor (PLF) and Plant Availability Factor (PAF) of WBPDCCL Coal Thermal Plants	5-10
Figure 5.2.2-1	Peak Demand Projection (in India, in West Bengal).....	5-12
Figure 5.2.2-2	Market Cleared Prices (MCP) for DAM (the same reshown of Figure 2.13-1).....	5-14
Figure 6.1.1-1	Regional Geological Map around the Project Area.....	6-1
Figure 6.1.3-1	Geological Map of the Project Area.....	6-3
Figure 6.2.1-1	Geological Profile of the Upper Dam Site	6-9
Figure 6.2.2-1	Geological Profile of the Lower Dam Site.....	6-13
Figure 6.2.3-1	Geological Profile of the Saddle Dam Site	6-17
Figure 6.2.4-1	Geological Map of the Upper Reservoir Area.....	6-21
Figure 6.2.6-1	Geological Map of the Lower Reservoir Area	6-25
Figure 6.2.6-2	Geological Profile of the Power House Site	6-27
Figure 6.2.7-1	Geological Profile of the Water Way Route	6-31
Figure 7.1-1	雨量観測所、流量観測所位置図.....	7-2
Figure 7.1-2	インデックス図	7-3
Figure 7.4-1	貯水池堆砂捕捉率 (by Brune)	7-15
Figure 8.1.1-1	General Layout	8-2
Figure 8.1.1-2	Longitudinal Section	8-3
Figure 8.1.2-1	Alternatives for Upper Dam Axis study.....	8-3
Figure 8.1.3-1	Alternatives for Waterway	8-4
Figure 8.2.1-1	Intake	8-5
Figure 8.4.2-1	Powerhouse Plan.....	8-8
Figure 8.4.2-2	Powerhouse Profile	8-8
Figure 8.5.2-1	Tailrace Profile & Section and Outlet Section	8-9
Figure 9.1.7-1	Power House Longitudinal Section.....	9-6
Figure 9.1.7-2	Single Line Diagram For Main Circuit	9-6
Figure 9.1.7-3	Single Line Diagram for Switchyard	9-7
Figure 9.1.7-4	Main Transformer Floor Plan.....	9-7
Figure 9.1.7-5	Cable Tunnel Plan and Section, Switchyard Plan	9-8
Figure 9.1.7-6	GIS Floor Plan	9-8
Figure 9.3.1-1	Electricity market price records on 2016-17	9-11
Figure 9.3.1-2	Operational records of Purulia PSP on 2016-17	9-11
Figure 9.3.2-1	Demand forecast (All India)	9-12
Figure 9.3.2-2	Demand forecast (West Bengal state)	9-14
Figure 9.3.3-1	Trend of Plant Load Factor (PLF) of Gas based power plants.....	9-17
Figure 9.3.3-2	Tentative list of Pumped Storage Schemes	9-18
Figure 9.3.3-3	Operational record during Dec. 23rd - 29th, 2016.....	9-19
Figure 9.3.3-4	Actual load duration curve of West Bengal in 2016	9-19
Figure 9.3.3-5	Installed capacity in West Bengal state (31st Jan., 2018)	9-20
Figure 9.3.4-1	Power evacuation system from Turga PSP	9-20

Figure 9.3.4-2	Power Map of Eastern Region	9-22
Figure 9.3.4-3	Power Map of West Bengal around Turga PSP site	9-23
Figure 9.4.1-1	Schematic of Reserves, Balancing and Frequency Control Continuum in India	9-24
Figure 9.4.1-2	Average frequency of the Indian grid since 2004	9-25
Figure 9.4.1-3	Variation in maximum and minimum frequency of the Indian grid since 2004.....	9-25
Figure 9.4.1-4	Frequency profile on Jan. 1st, 2018	9-26
Figure 9.4.2-1	Forecasted load profile after introducing massive capacity of renewable energy sources	9-26
Figure 9.4.2-2	All India Expected load duration curve in 2021-22	9-27
Figure 9.4.3-1	Actual generator dispatch in consideration of regulation and reliability	9-28
Figure 9.4.3-2	Example of difference in demand profile.....	9-29
Figure 9.4.3-3	Countermeasure No.1	9-30
Figure 9.4.3-4	Countermeasure No.2	9-30
Figure 9.4.3-5	Dispatch plan using Adjustable Speed PSP's (Countermeasure No.3).....	9-31
Figure 9.5.2-1	Assumed West Bengal daily load curve on Nadir day in FY2021	9-34
Figure 10.1.4-1	Result of Load Flow Analysis for Case 3	10-4
Figure 10.1.4-2	Result of Load Flow Analysis for Case C3(Strengthening).....	10-5
Figure 10.1.4-3	Fault Points in Dynamic Stability Study.....	10-7
Figure 10.1.4-4	Result of Dynamic Stability Analysis for Case DA1 (Machine Angle).....	10-10
Figure 10.2.2-1	Conceptual Plan of Transmission Line from Switchyard to New Sub Station	10-12
Figure 11.2.1-1	General View of Proposed Upper Dam Area	11-3
Figure 11.2.1-2	General View of Proposed Outlet Area.....	11-3
Figure 11.2.1-3	General View of The Existing Irrigation Dam and Surroundings.....	11-4
Figure 11.2.1-4	Geographical Distribution of Dhole.....	11-6
Figure 11.2.1-5	Geographical Distribution of Asian Elephant	11-6
Figure 11.2.1-6	Geographical Distribution of Sloth Bear	11-6
Figure 11.2.1-7	Alexandrine Parakeet (<i>Psittacula eupatria</i>).....	11-7
Figure 11.2.1-8	Puntius (<i>Puntigrus sp.</i>).....	11-7
Figure 11.2.1-9	Oriental Garden Lizard (<i>Calotes versicolor</i>)	11-8
Figure 11.2.1-10	Common Grass Yellow (<i>Eurema hecabe</i>).....	11-8
Figure 11.2.2-1	Purulia District	11-9
Figure 11.2.2-2	Bagmundi C.D. Block and the Project Planned Villages	11-10
Figure 11.3.1-1	Organization Chart of CPCB	11-16
Figure 11.3.2-1	Flow of Obtaining Environmental Clearance	11-23
Figure 11.3.2-2	Acquisition Flow of Forest Clearance	11-26
Figure 11.4.2-1	Alternatives for Upper Reservoir Location.....	11-31
Figure 11.4.2-2	Alternatives for the Intake, Waterways, Outlet and Underground Powerhouse.....	11-33
Figure 11.4.2-3	Switchyard Plan	11-33
Figure 11.4.2-4	Layout of Transmission Lines.....	11-34
Figure 11.6.1-1	Distant View of the Project Site	11-54

Figure 11.6.1-2	Air Sampling Activities.....	11-54
Figure 11.6.1-3	Sampling Location of Water Quality Monitoring Stations	11-56
Figure 11.6.1-4	Comparison of soil profiles in the project area	11-58
Figure 11.6.1-5	Detail of Soil Sampling Location.....	11-59
Figure 11.6.1-6	Soil Physical Study in the Project Area	11-60
Figure 11.6.2-1	Positional Relationship between Study area and Mayurjharna Elephant Reserve	11-63
Figure 11.6.2-2	Positional Relationship between Project Site and Protected Forest	11-64
Figure 11.6.2-3	Some of Useful Plants Observed in Turga PSP Area	11-69
Figure 11.6.2-4	Field Signs of Asian Elephants' Migration in the Project Area	11-78
Figure 11.6.2-5	Estimated Elephants' Migration Paths in the Project Area	11-78
Figure 11.6.2-6	Organized Hulla Party by Local Residents	11-79
Figure 11.6.2-7	Schematic Diagram of Communication System for Elephants	11-79
Figure 11.6.2-8	Example of Fence to Avoid Elephants from Entering into the Project Site	11-80
Figure 11.6.2-9	Location of Forest Area to be Diverted for the Project Facilities	11-81
Figure 11.8-1	Positional Relationship between Project Site and Compensatory Afforestation Sites.....	11-106
Figure 11.8-2	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Durku (Purulia).....	11-107
Figure 11.8-3	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Kelyardi (Purulia).....	11-107
Figure 11.8-4	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Dhanda (Purulia)	11-108
Figure 11.8-5	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Kuchung (Purulia)	11-108
Figure 11.8-6	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Dhabani (Purulia)	11-109
Figure 11.8-7	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Hariharpur (Purulia)	11-109
Figure 11.8-8	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Mangura Lalpur (Purulia)	11-110
Figure 11.8-9	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Saharjuri (Purulia)	11-110
Figure 11.8-10	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Madhabpur and Tilaboni (Purulia).....	11-111
Figure 11.8-11	Land Details identified for Compensatory Afforestation, Purba Totgaon (Jalpaiguri).....	11-111
Figure 11.10.1-1	Implementation System of Environment Management and Monitoring in the Construction Phase.....	11-122
Figure 11.10.2-1	Implementation System of Environment Management and Monitoring in Operation Phase	11-123
Figure 12.1.1-1	Overall Construction Schedule on DPR.....	12-3
Figure 12.1.1-2	Revised Overall Construction Schedule.....	12-5
Figure 12.1.2-1	Construction Schedule Commencement after NTP (for reference)	12-9
Figure 12.1.2-2	Best Practice Construction Schedule	12-13
Figure 12.2.1-1	Upper Reservoir Storage Capacity / Area Curve	12-20
Figure 12.2.1-2	Lower Reservoir Storage Capacity / Area Curve.....	12-20
Figure 12.2.1-3	Impounding Schedule for Average Year.....	12-22

Figure 12.2.1-4	Impounding Schedule for Wet Years.....	12-23
Figure 12.2.1-5	Impounding Schedule for Dry Years.....	12-24
Figure 12.2.1-6	Impounding Schedule for Average Year (with environmental flow).....	12-26
Figure 12.2.1-7	Impounding Schedule for Wet Years (with environmental flow).....	12-27

Annexure

Annexure 5-1	Hourly Power Load Curves in West Bengal for 2016 (1) - (4) (非公開)
Annexure 5-2	揚水発電の代替電源に関する比較
Annexure 9-1	Operational records of West Bengal state system in FY2016 (Per month) (非公開)
Annexure 9-2	Relationship between electricity price and PPSP operation in FY2016 (Per week) (非公開)
Annexure 10	Power System Analysis For Preparatory Study on 1000MW (4×250MW) Turga Pumped Storage Project in India (非公開)
Annexure 11-1	Total Land Utilization Plan
Annexure 11-2	CO ₂ Emission from Turga PSP
Annexure 11-3	Monitoring Form (draft)
Annexure 11-4	Environmental Checklist (draft)
Annexure 11-5	Minutes and Participant Lists of Group Interviews (非公開)
Annexure 11-6	Presentation Material of Public Consultation (非公開)
Annexure 11-7	Minutes and Participant Lists of Public Consultation (非公開)
Annexure 11-8	Abbreviated Resettlement Action Plan (final draft)
Annexure 12-1	The Cost Estimation of Electro Mechanical Equipment for Turga Project (非公開)
Annexure 12-2	Terms of Reference for Design and Supervision Consultant for the works under TURGA PUMPED STORAGE PROJECT (非公開)

略語表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
CEA	Central Electricity Authority	中央電力庁
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	中央電力規制委員会
CRISIL	Credit Rating Information Services of India Limited	インドの信用格付会社
CSR	Corporate Social Responsibility	企業の社会的責任
DAM	Day Ahead Market	電力スポット市場
Discom	Distribution Company	配電会社
DF/R	Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DPR	Detailed Project Report	詳細報告書
DSM	Deviation Settlement Mechanism	周波数逸脱管理規定
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EMP	Environmental Management Program	環境管理プログラム
EOI	Expression of Interest	関心表明
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
F/R	Final Report	ファイナルレポート
GCC	General Conditions of Contract	一般契約条項
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
Ic/R	Inception Report	インセプションレポート
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IMD	India Meteorological Department	インド気象庁
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
INR	Indian Rupee	インドルピー
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
It/R	Interim Report	インテリムレポート
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LCB	Local Competitive Bid	国内競争入札
MoEFCC	Ministry of Environment, Forest and Climate Change	環境森林気候変動省
MOP	Ministry of Power	エネルギー省
MU	Mega Unit	10 ⁶ kWh
NEP	National Electricity Plan	電源開発計画
OCCTO	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan	電力広域的運営推進機関
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	国営送電会社
PQ	Pre Qualification	事前資格審査
QBS	Qualifications-Based Selection	技術評価
RPO	Renewable Purchase Obligation	再生可能エネルギー買取義務
SIA	Social Impact Assessment	社会影響評価
TOR	Terms of Reference	業務仕様書
U	Unit	1 kWh
UDAY	Ujwal DISCOM Assurance Yojana	債務削減策
WBERC	West Bengal Electricity Regulatory Commission	西ベンガル州電力規制委員会
WBPDC	West Bengal Power Development Corporation Limited	西ベンガル州電力開発会社
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.	西ベンガル州配電公社
WBSETCL	West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.	西ベンガル州送電公社

第 1 章

序 論

第1章 序 論

インド国 トゥルガ (Turga) 揚水発電所建設事業 (以下、本事業) は、インド東部西ベンガル州 Purulia 地域において揚水発電所を建設する事業である。本事業は、西ベンガル州配電公社 (West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd., : 以下 WBSEDCL) により DPR (Detailed Project Report) 調査が進められてきたが、今般インド中央政府によりローリングプランに掲載され、日本政府に資金協力の要請がなされた。本準備調査 (以下、本調査) は、インド政府からの要請を踏まえ、本事業の目的、概要、事業費、実施体制、運営・維持管理体制、自然及び社会環境面の配慮等、日本の有償資金協力事業としての審査に必要な調査を行うことを目的として実施した。

インド国では、BJP 政権移行後、再生電源 (風力、太陽光) の大量導入 (175GW) の方針を決定した。従来、揚水発電は peak 電源、系統安定化電源としての機能が周知されているものの、高価格電源であり中長期的に調整電源としての大きな価値があってもその推進には個別の州政府の政策意志が絡み、West Bengal 州のように開発意向を鮮明にする州は少数だったが、現在各州には再生電源開発目標が課された結果、複数の揚水案件が浮上しているに至っている。

BJP 政府 (電力省 ; MOP) は、政権移行後、一貫して水力開発促進を提唱してきた。CEA は、インド全土で 10GW の揚水発電能力設置を計画と発言 (2016 年 8 月)、2016 年 10 月、Goyal 電力大臣 (当時) は従来の再生電源への水力発電上限枠 (25MW) を撤廃、大規模水力発電の再生電源組み入れを決定すると表明した。これにより 2022 年再生電源 175GW 目標値を 230GW に引上可能とし、揚水発電を含む水力発電には、再生電源へ適用される促進策 (RPO、Tariff regulations 優遇規定、再生電源への政府資金供与 (例えば National Clean Energy Fund (NCEF)) も適用される可能性が浮上して、州政府の関心を誘起したと考えられる。さらに、直近 (2016 年 12~2017 年 1 月) CEA は Draft National Electricity Plan (DNEP 2016) で、BJP 政権以降後、初となる 2036 年までの電力需要予測・方針を公表した。この中で、特記される内容は、現在計画されている石炭火力 (50GW) 以外 2027 年まで新規石炭火力計画は不要との異例の記載を行ったこと、また、揚水・水力発電による peak 電力、安定系統制御、再生電源との統合を促進すべきであると強調したこと、等があげられる。この背景には、中央政府 (CEA、MOP) の再生電源の促進方針と、それに伴う各州への意思表示があるとみられる。

West Bengal は、2008 年より Purulia 揚水発電所 (900MW、円借款事業) の運用を開始し、2013 年には州予算による次候補地点として Turga 揚水発電所の DPR (Detailed Project Report) の作成業務を公示し、着手した。2015 年には州政府から中央政府に向け借款要請 (ローリングプランへの計上を正式要請) していた。

その後、2016 年 8 月に DPR は CEA に承認され、同年 10 月に TEC clearance (Techno-Economic Clearance) の交付されたのを受けて、2017 年 3 月、再度ローリングプランを申請、同年 5 月に West Bengal 州政府承認を経て DEA (Department of Economic Affairs, Ministry of Finance) によりローリングプラン掲載され、日本政府 (JICA) に通知がなされたものである。

このように West Bengal はインド国の中で揚水発電事業の先進州であり、Turga 揚水発電事業は、現在インド国の中で最も開発ステージが進んだ事業の一つである。

本調査は、本事業に関し有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施されたものである。本調査の着手時点(2017年9月)では、本事業は森林許可、環境許可が未取得であったが、2018年4月に森林許可(ステージ1)、同年7月に環境許可を取得、本調査並びにEIAの公開、協議の結果を基に、2018年11月2日、日本政府(JICA)とインド政府との間で本事業に関する円借款供与契約が締結された。

本事業の位置を下図に示す。

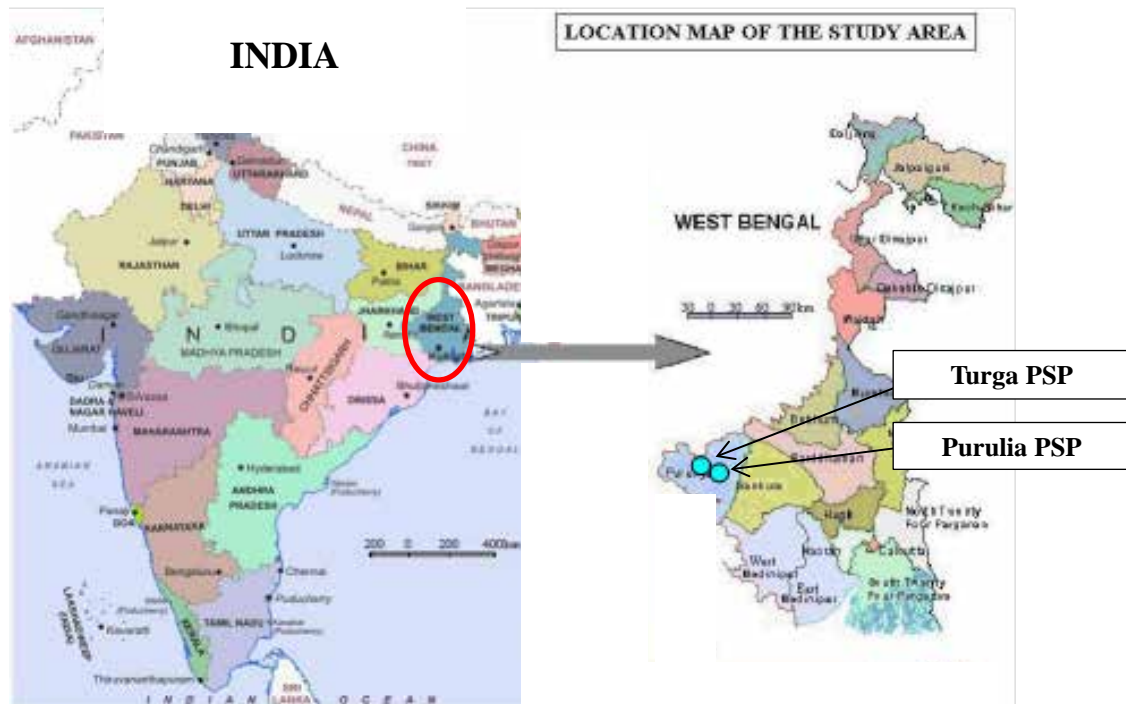


Figure 1-1 Location of Turga PSP

Turga 揚水発電所の諸元、レイアウトを Table 1-1、Figure1-2 に示す。

Table 1-1 Salient Features of Turga Pumped Storage Plant

INSTALLED CAPACITY	4 × 250 MW
Peak Operating duration	5 hours daily
UPPER RESERVOIR	
FRL	EL 464.00 m
MDDL	EL 441.40 m (With Irrigation Storage depleted) EL 444.40 m (For Pumped Storage Generation)
Pondage at FRL	21.6 Mm ³
Pondage at MDDL (at 441.40m)	5.9 Mm ³
Pondage at MDDL (at 444.44m)	7.4 Mm ³
Live Pondage	14.2 Mm ³

LOWER RESERVOIR	
FRL	EL 316.5 m
MDDL	EL 280.4 m
Pondage at FRL	18 Mm ³
Pondage at MDDL	3.8 Mm ³
Live Pondage	14.2 Mm ³
UPPER DAM	
Type	Rock fill with Central impervious core
Top of Dam	EL 467.5 m
Foundation Elevation	EL 404 m
Length of Dam at top	732 m
Max. Height of Dam	63.5m
Top width of dam	10.00 m
MAIN LOWER DAM	
Type	Concrete Gravity
Top of Dam	EL 320m
Foundation Elevation	EL 256 m
Length of Dam at top	872 m
Max. Height of Dam	64 m
No. of "OF" blocks	4 nos, 18m wide each
No. "NoF" Blocks	40 nos, 20m wide each
Top width of dam	10.00 m
LOWER SADDLE DAM	
Type	Rock fill with central impervious core
Top of Dam	EL 320.0 m
Foundation Elevation	EL 270 m
Length of Dam at top	517.73 m
Max. Height of Dam	50.0 m (from Bed level)
Top width of dam	10.00 m
POWER INTAKE	
Type	Horizontal Type with anti-vortex lubbers
H x W x No. x Line	12.0m x 13.0m x 3 nos x 2 lines
HEADRACE TUNNEL (INTAKE TUNNEL)	
D x L x line	D 9.0 m x L 618.11 m x 2 lines
PENSTOCK (STEEL LINING)	
D x L x line	D 9.0 m x L 224.37m x 2 lines
After Bifurcation	D 6.4 m - D 4.4 m x L 73.73 m x 4 lines
TAILRACE TUNNEL	
Tailrace Tunnel No1	D 7.0 m x L 126.90 m x 1 line D 7.0 m x L 114.40 m x 1 line D 10.0 m x L 419.14 m x 1 line
Tailrace Tunnel No2	D 7.0 m x L 101.90 m x 1 line D 7.0 m x L 89.40 m x 1 line D 10.0 m x L 402.77 m x 1 line

POWER HOUSE	
Type Size	Underground Bullet shape L 160.00 × B 25.00 m × H 55.00 m (Two Variable Speed Pump/ Turbine units + Two Fixed Speed Pump/ Turbine units)
PUMP TURBINE	
Type	Francis type, vertical shaft reversible pump-turbine
Number of unit	Four (4) units
Effective head at normal static head	146.4 m
Maximum Turbine Output at normal effective head	255,500kW , 280,600kW (10% Overload)
Maximum Pump Input	285,000 kW
Maximum Turbine Discharge	197.0 m ³ /s
Maximum Pump Discharge	196.7 m ³ /s
Revolving Speed	187.5 rpm
GENERATOR- MOTOR	
Number of unit	Four (4) units [Two units Fixed Speed & Two units Variable Speed type]
Rated Capacity	Generator; 306MVA Motor ; 300 MW
Rated Revolving Speed	187.5 rpm (for Fixed Speed Machine)
Rated Revolving Speed of Variable Speed Machine	178.1 rpm to 196.9 rpm
Over Load Capacity	110 % rated capacity
TRANSMISSION LINE	
Type	Double Circuit, Quadruple Moose Conductor
Capacity Voltage Level	400kV
Length	1.7 km

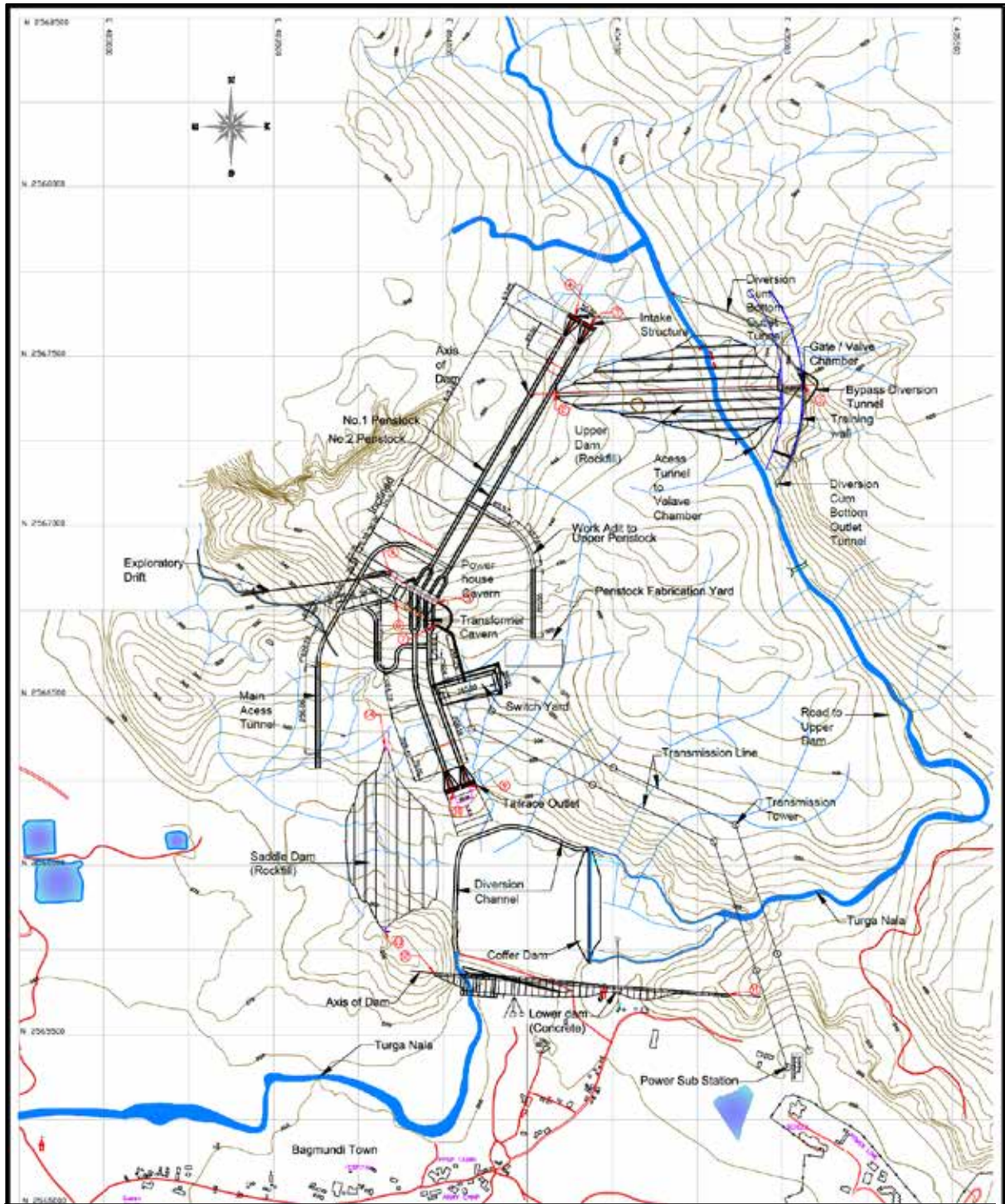


Figure 1-2 Layout of Turga PSP

1.1 本調査の実施方針

1.1.1 本調査の目的

円借款の要請のあった本事業について、当該事業の目的、概要、事業費、実施スケジュール、実施方法（調達・施工）事業実施体制、運営・維持管理体制、環境社会配慮等、有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とする。

1.1.2 本調査の対象地域

インド国東部 West Bengal 州 Purulia 地域を調査対象とする。

1.1.3 相手国の実施機関

相手国の実施機関は西ベンガル州配電公社 (WBSEDCL)(以下、実施機関)である。(監督官庁は West Bengal 州電力省(局)(Department of Power & Non-Conventional Energy source))

1.1.4 調査業務実施方針

本調査は、調査内容に鑑み、1) 系統・電機 group、2) 水力計画 group、3) 環境 group の 3 group に大別し各々連携を取りつつ本調査を実施した。本調査の基本方針は以下に示す通りである。

- 現地地点の最新の状況確認、West Bengal 州の最新電力事情の十分な情報収集・検討
- DPR のレビュー及び現実的・合理的な精度を上げた事業計画案の必要な修正
- 既存調査結果の有効活用
- 有償資金協力事業の円滑な遂行を念頭にした審査資料の整備
- 国際協力機構環境社会配慮ガイドライン(2010年4月公布)(以下、JICA 環境ガイドライン)を導入・準拠した確実な環境社会配慮面補足調査と修正 EIA の作成
- 本邦技術の活用可能性及び本邦企業への間接裨益の検討
- 本邦招聘、セミナー等によるインドにおける揚水案件の促進支援

1.2 調査実施の方法

本調査の業務フローを Figure 1.2.1-1 に示す。

本調査における検討項目は下記に整理されるものである。

1. 事業背景の確認
 - インドの電力政策、電力需給確認
 - 系統解析の実施
 - 可変速揚水技術の活用に関するインド国及び西ベンガル州方針確認
 - 他ドナー動向確認
2. 既 DPR のレビュー、概略設計修正
 - 水文・地質データのレビュー
 - 計画諸元及び施設・設備の設計レビュー及び修正
3. 本邦技術活用の可能性検討、本邦メーカー等へのヒアリング
4. 事業実施体制、運営・維持管理体制の検討
5. 事業実施スケジュールの検討・作成
6. 環境社会配慮検討
 - 既 EIA、SIA のレビュー及び環境社会配慮補足調査の実施

- 修正 EIA、EMP 作成
- 助言委員会対応支援
- 7. 概略事業費、資金計画の策定
- 8. リスク管理シートの作成
- 9. 調達・施工方法（契約形式）の検討
 - 類似業務の整理
 - コンサルタント・サービス TOR（案）検討
 - 施工業者選定方針
 - 契約マネージメント
- 10. プロジェクト実施に当たっての留意事項整理
- 11. プロジェクト評価（定量的効果、定性的効果）
- 12. 本邦招聘及び揚水発電セミナーの実施
- 13. 準備調査報告書の作成

1.2.1 本調査の実施内容

第1次～第6次国内作業、現地調査により調査を実施した。各作業・調査での実施内容は下記に示す通りである。

(1) 第1次国内作業

1) 系統・電機 group

電力セクター最新情報収集（電力政策、電力需給等）、DPR レビュー、系統解析仕様検討を実施。系統解析に関しては、既に実施機関が DPR 作成時に系統潮流、短絡容量、動的安定度の検証を実施済である事を確認。本調査では DPR 時（2014～5 年）以降の電力需給等の変化を加味した送変電網整備計画等での系統解析を行うこととした。検討の結果、全国の最新の系統網データを有する企業は PGCIL のみと判明、再委託先候補と選定。

2) 水力計画 group

DPR レビュー、作業計画立案。

3) 環境社会配慮 group

既環境影響評価書（EIA、SIA、EMP 及び住民協議議事録）レビュー、環境社会配慮補足調査仕様作成。本事業は実施機関により既に環境影響評価書（EIA、SIA、EMP 及び住民協議議事録）を作成済であることを確認。本事業は既存評価書に基づきインド中央政府による承認（技術経済許可：Techno-Economic Clearance）が交付済であることから、環境社会配慮補足調査による修正 EIA、環境管理計画（EMP）・モニタリング計画は本調査報告書の一部として取り纏めることとした（事業審査及び借款契約署名時に実施機関による実施を担保することを前提）。

4) インセプションレポート（ICR）の作成

(2) 第1次現地調査

1) ICR の説明

2) 系統・電機 group

本事業は既に可変速揚水機器の導入を前提とした DPR により州政府、インド政府関連機関の承認を得ているが、実施機関より本可変速揚水計画の必要性・妥当性について再確認。系統解析に関する再委託業務実施について WBSETCL 及び PGCIL と協議を実施。PGCIL には（需要変動及び電源開発計画の不確実性から）概ね 3～4 年を目途とした近将来までしか需要予測・電源開発計画・系統整備計画を解析入力値として整備されないことが判明。これを受け系統解析仕様を PGCIL と協議（仕様内容の確定は 2017 年 12 月まで継続）。実施機関と West Bengal 州電力状況につき聴取。Purulia 揚水発電所運用実績 data 等入手。

3) 水力計画 group

実施機関よりコスト更新額、州承認事業スケジュール（2019 年の一部地表工事着工を目標マイルストーン）入手。実施機関と各事業費項目内訳、コスト詳細、積算根拠につき協議・質疑。現地踏査を実施し、DPR 以降の調査進捗を確認（調査横坑進捗状況、水圧破碎試験結果、DPR 後の水文・気象データ収集等取得）。実施機関協議を踏まえ追加的な地質調査の実施不要と判断。

4) 環境 group

現地踏査。踏査結果を踏まえ実施機関とスコーピング（案）合意。

(3) 第2次国内作業

1) 系統・電機 group

実施機関に電力諸情報（電力需給実績、電力需要予測、電源開発計画、系統整備計画等情報）入手の情報提供要請。「インド国電力セクター基礎情報収集確認調査」（2016）を含む既存調査、インド各機関の電力情報調査を収集。可変速機器に関するメーカーヒアリング実施。

2) 水力計画 group

実施機関、DPR 作成会社 WAPCOS Ltd.と事業費根拠等継続質疑。設計レビュー実施した結果、設備・施設全般（上池、下池、水路、発電所等）に変更の無い事を確認。

3) 環境 group

第 1 回環境社会配慮助言委員会実施支援。環境社会配慮補足調査再委託仕様作成。

(4) 第2次現地調査

1) 系統・電機 group

実施機関と電力諸情報入手継続要請。PGCIL と系統解析交渉継続。現地（サイト）視察により送電計画、送変電設備設計に関して計画に問題ないことを確認。

2) 水力計画 group

実施機関、DPR 作成会社 WAPCOS Ltd.と事業費根拠等継続質疑。

3) 環境 group

本事業計画地点において、第 1 回ステークホルダー協議実施支援。第 1 回環境社会配慮助言委員会において協議された内容を含め仕様内容を追加（アジアゾウ調査）環境社会配慮補

足調査再委託契約締結、現地調査開始。

(5) 第3次国内作業

- 1) 系統・電機 group
実施機関に電力諸情報入手の継続要請。
- 2) 水力計画 group
実施機関、DPR 作成会社 WAPCOS Ltd.と事業費根拠等継続質疑。
- 3) 環境 group
現地補足調査の進捗監理。
- 4) インテリムレポート (ITR) の作成

(6) 第3次現地調査

- 1) 系統・電機 group
PGCIL と系統解析内容、契約条件合意。
- 2) 水力計画 group
実施機関、DPR 作成会社 WAPCOS Ltd.と事業費根拠等継続質疑。事業者（実施機関及び WBSETCL）財務情報、組織体制等聴取。
- 3) 環境 group
現地調査にて補足調査の施工監理。中間報告受領。

(7) 第4次国内作業

- 1) 系統・電機 group
実施機関に電力諸情報入手の継続要請。系統解析契約締結。再委託着手。本邦メーカーヒアリング実施。電機機器事業費検討・評価。
- 2) 水力計画 group
事業費積算、事業実施スケジュール、調達・施工方法（契約形式）（案）検討・作成。コンサルタント・サービス（詳細設計・施工監理）TOR（案）を作成。
- 3) 環境 group
現地補足調査の進捗監理。

(8) 第4次現地調査

- 1) 系統・電機 group
実施機関と電力諸情報入手継続協議・質疑。事業実施体制、運営・維持管理体制聴取。
- 2) 水力計画 group
実施機関と事業費、事業実施スケジュール等協議。
- 3) 環境 group

現地補足調査の進捗監理。

4) 揚水発電事業にかかるセミナー実施

中央及び他州電力公社等を対象とした可変速揚水発電技術セミナーを開催（2018年2月2日）。

(9) 第5次国内作業

1) 系統・電機 group

事業費積算。揚水導入妥当性整理。ドラフトファイナルレポート（DFR）（案）作成。

2) 水力計画 group

事業費、事業実施スケジュール、調達条件、施工業者選定方法、コンサルタント・サービス TOR（案）等作成。プロジェクト評価（B/C、IRR、運用効果指標評価）を実施。DFR（案）作成。

3) 環境 group

環境管理計画（EMP）、簡易住民移転計画（ARAP）（案）作成。DFR（案）作成。

(10) 第5次現地調査

1) 系統・電機 group

実施機関と DFR（案）につき協議・質疑。電力諸情報の入手継続。系統解析再委託業務の成果を検収。

2) 水力計画 group

実施機関と DFR（案）につき協議・質疑。

3) 環境 group

○ 第2回ステークホルダー協議実施支援。

(11) 第6次国内作業

1) 系統・電機 group

系統解析結果の修正。DFR（案）修正・作成。

2) 水力計画 group

事業費、事業実施スケジュール、調達条件、入札方法、コンサルタント・サービス TOR（案）等の修正。DFR（案）修正・作成。

3) 環境 group

補足調査結果等を踏まえ、簡易住民移転計画（ARAP）（案）、環境管理計画（EMP）（案）、モニタリング計画（案）等の修正、DFR（案）修正・作成。

(12) 第6次現地調査

1) DFR（案）の説明

(13) 第7次国内作業

1) 本邦招聘の実施

本事業実施に関与することが想定される West Bengal 州実施機関職員を1週間日本に招聘、日本国内の可変速揚水発電所視察、電機メーカー等との意見交換を実施。

2) ファイナルレポート（FR）の作成、提出

インド政府関係者等への DFR（案）説明協議内容、コメントを反映させた FR の作成、提出。

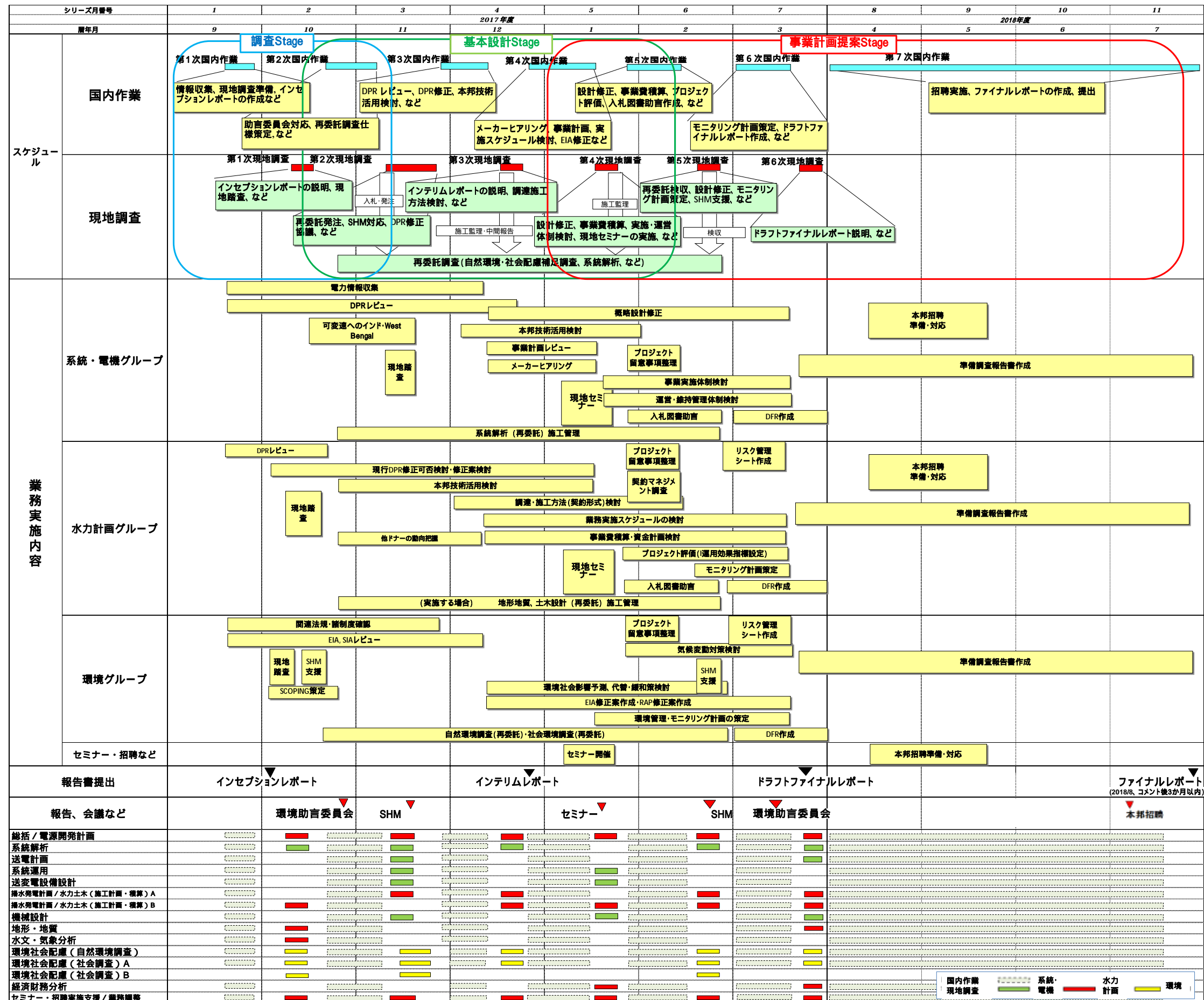


Figure 1.2.1-1 Turga Preparatory Study (JICA) Detailed Schedule

注) 諸事情により本邦招聘は2018年12月に延期され実施され、その結果ファイナルレポート提出も2018年12月になされた。

1.3 調査体制及び調査実績

1.3.1 調査団の構成・分担

本調査業務の実施体制を Figure 1.3.1-1 に示す。

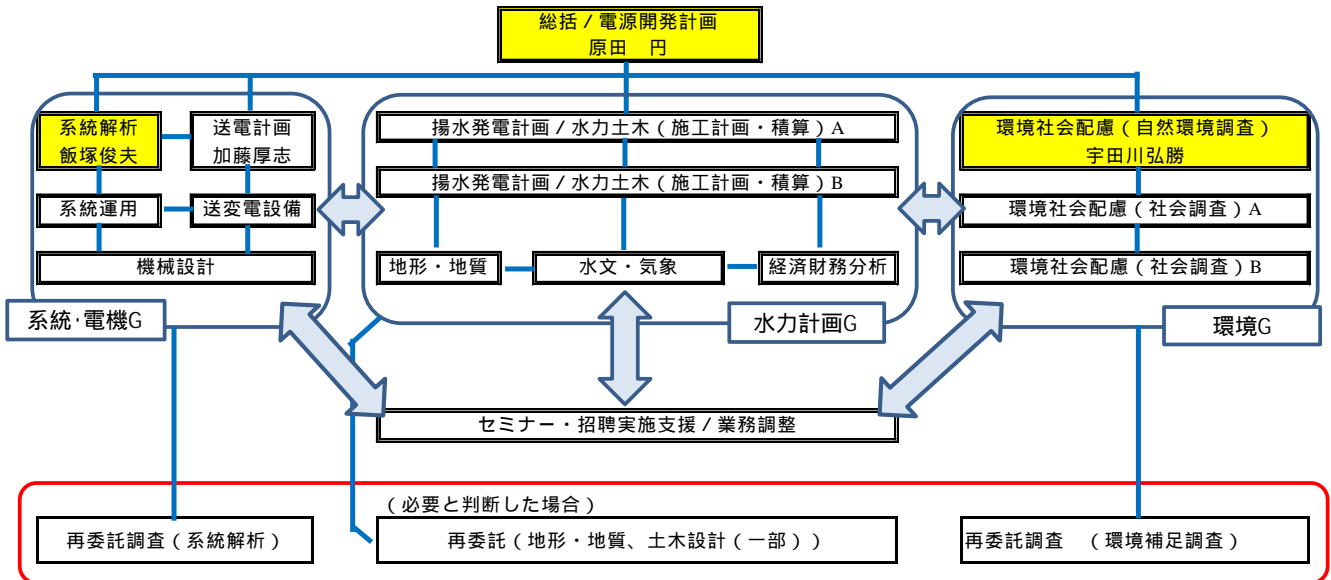


Figure 1.3.1-1 The Composition of the Study Team

本調査団員表を Table 1.3.1-1 に示す。

Table 1.3.1-1 The list of members for the Study Team

Name	Task	Company
原田 円	総括 / 電源開発計画	電源開発株
飯塚 俊夫	系統解析	電源開発株
加藤 厚志	送電計画	電源開発株
表山 伸二	系統運用	(一財) 日本エネルギー経済研究所
安芸 稔夫	送変電設備設計	株四電技術コンサルタント
中畑 剛志	揚水発電計画 / 水土木(施工計画・積算) A	J-POWER Generation Thailand
松岡 学	揚水発電計画 / 水土木(施工計画・積算) B	電源開発株
内海 巧三	機械設計	個人コンサルタント(JPOWER)
星野 延夫	地形・地質	オーピーシー株
中畑 剛志	水文・気象分析	J-POWER Generation Thailand
宇田川 弘勝	環境社会配慮(自然環境調査)	国際航業株.
桑原(藤原) 純子	環境社会配慮(社会調査) A	O P M A C 株
高畑 正美	環境社会配慮(社会調査) B	国際航業株.
平原 哲也	経済財務分析	電源開発株
近藤 滋	セミナー・招聘実施支援 / 業務調整	個人コンサルタント(JPOWER)

1.3.2 実施機関の実施推進体制

実施機関の実施推進体制は、西ベンガル州配電公社揚水部門(Pumped Storage Project Department, West Bengal State Electricity Distribution Co., Ltd. (PSPD, WBSEDCL)) である。WBSEDCL 主要メンバーは下記の通り。本 Turga 案件に対する決定権限は CMD Mr. R. Pandey 氏を中心とする Board が判断することとなっているが、本調査業務の実施推進には Director (Generation) Mr. S. Chakraborty 氏 (Board member でもある) をトップとし、Chief Engineer Mr. A. Kayal 氏が実務を統括、本調査業務の内容に応じ所要要員を招集する体制としている。¹

West Bengal State Electricity Distribution Co., Ltd. (WBSEDCL)	Chairman & Managing Director	Mr. Rajesh Pandey, I.A.S.
	Director (Generation)	Mr. Surajit Chakraborty
	Chief Engineer, PSPD	Mr. Amitava Kayal
	Additional Chief Engineer, PSPD	Mr. Ashis Kumar Bhowmick
	Superintending Engineer, PSPD	Mr. Sourav Chakraborty

1.3.3 調査実績

調査団は、2017 年 10 月に第 1 回現地調査を開始した。調査団はカウンターパート機関である WBSEDCL の関係部門、DPR 作成を実施した WAPCOS Ltd.、再委託予定の PGCIL 等の各関係機関と様々な内容について議論し調査を実施した。以下に、それぞれの現地調査における主な実施事項と実施機関と議論した内容を記載する。

第1回現地調査	主な実施事項と議論
2017年10月8日～ 2017年10月17日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 実施機関に対するインセプションレポート提出、プロジェクト全体概要説明。 調査団は、実施機関にインセプションレポートの意見を求めるとともに、プロジェクトに関するデータや資料の提示・提出を依頼 ○ 調査団の体制と合わせて実施機関担当を選定 ○ 現地ローカルコンサルタントとの契約交渉実施 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力系統解析 現地委託先：PGCIL ・ 環境・社会配慮調査 現地委託先:WAPCOS Ltd. ○ 実施機関との質疑・協議 (系統解析、系統運用(電力需給) 地質、水文、揚水発電計画 / 水力土木(施工計画・積算) 環境社会配慮等) ○ DPR実施会社 (WAPCOS Ltd.) との質疑・協議 (水文、水力土木 (施工計画・積算) 等) ○ 調査団と実施機関によるTurga揚水建設予定地の現地状況の確認

¹ 各職名は 2018 年 8 月時点に基づく。その後 Mr. Ashis Bhowmick 氏が Chief Engineer に就任 (Mr. A. Kayal 氏は転出)

第2回現地調査 (2-1)	主な実施事項と議論
2017年10月31日～ 2017年11月3日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 環境社会配慮調査の拡大に伴う再委託候補会社との事前協議 ○ 環境社会配慮調査検討資料（データ、資料）の一部入手 ○ 実施機関への追加資料要請

第2回現地調査 (2-2)	主な実施事項と議論
2017年11月8日～ 2017年12月2日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 環境社会配慮調査の着手、現地施工監理 ○ 現地ローカルコンサルタントとの契約交渉実施 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力系統解析 現地委託先：PGCIL（契約交渉） ・ 環境・社会配慮調査 現地委託先：WAPCOS Ltd.（契約締結） ○ 実施機関との質疑・協議 （系統解析、送電計画、変電設備設計、機械設計、水力土木（施工計画・積算）、環境社会配慮等） ○ DPR実施会社（WAPCOS Ltd.）との質疑・協議 （水文、水力土木（施工計画・積算）） ○ 第1回ステークホルダー協議の開催 ○ 調査団と実施機関によるTurga揚水建設予定地の現地状況の確認

第3回現地調査 (3-1)	主な実施事項と議論
2017年12月17日～ 2017年12月20日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 環境社会配慮調査の着手、現地施工監理 ○ 現地ローカルコンサルタントとの契約交渉実施 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力系統解析 現地委託先：PGCIL（契約交渉） ○ 実施機関との質疑・協議 （水力土木（施工計画・積算）、経済財務分析、環境社会配慮等） ○ セミナー実施内容協議

第3回現地調査 (3-2)	主な実施事項と議論
2018年1月14日～ 2018年1月20日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 環境社会配慮調査 現地施工監理 ○ 実施機関との質疑・協議（環境社会配慮）

第4回現地調査 (4-1)	主な実施事項と議論
2018年1月29日～ 2018年2月3日	<ul style="list-style-type: none"> ○ インテリムレポート説明 ○ 情報収集、実施機関との質疑・協議 （事業実施体制、運営・維持管理体制、経済財務分析、需給実績、需要予測、電源開発計画、揚水導入根拠等） ○ 現地セミナー開催

第4回現地調査 (4-2)	主な実施事項と議論
2018年2月6日～ 2018年2月9日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 情報収集、実施機関との質疑・協議 (事業実施体制、運営・維持管理体制、経済財務分析、需給実績、需要予測、電源開発計画、揚水導入根拠、事業費、事業実施スケジュール、コンサルタント業務等)

第5回現地調査 (5-1)	主な実施事項と議論
2018年2月13日～ 2018年2月26日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 第2回ステークホルダー協議の開催 ○ 情報収集、実施機関との質疑・協議 (事業実施体制、運営・維持管理体制、経済財務分析、需給実績、需要予測、電源開発計画、揚水導入根拠、事業費、事業実施スケジュール、コンサルタント業務等)

第5回現地調査 (5-2)	主な実施事項と議論
2018年3月7日～ 2018年3月10日	<ul style="list-style-type: none"> ○ 情報収集、実施機関との質疑・協議 (事業実施体制、運営・維持管理体制、経済財務分析、需給実績、需要予測、電源開発計画、揚水導入根拠、事業費、事業実施スケジュール、コンサルタント業務等)

第6回現地調査	主な実施事項と議論
2018年3月26日～ 2018年3月31日 2018年4月2日～ 2018年4月6日	<ul style="list-style-type: none"> ○ ドラフトファイナルレポートの説明 ○ 実施機関との質疑・協議 (事業実施体制、運営・維持管理体制、経済財務分析、需給実績、需要予測、電源開発計画、揚水導入根拠、事業費、事業実施スケジュール、コンサルタント業務、環境社会配慮調査等)

第 2 章

電力セクター

第2章 電力セクター

本章ではインドにおける電力規制について、特に揚水発電に関係すると思われる事項に焦点を当てて記載する。

2.1 国家エネルギー政策

Draft National Energy Policy, NITI Aayog, Government of India, Version as on 27 June 2017 によると、国家エネルギー政策には適正価格での利用、安全保障と自給率の向上、持続可能性、経済成長の4つの主要な目的がある。エネルギー政策のねらいは、国家が発表しているエネルギー分野の目標を達成するための方策を描くことである。2018年までに全ての村落を電化させ、2022年までに停電をなくす。2022年までにGDPに対する製造業のシェアを現行の16%から25%に引き上げ、石油輸入を2014年度レベルから10%引き下げる。国連気候変動枠組条約に関するインドの国別目標(Nationally Determined Contributions : NDCs)は、二酸化炭素排出量を2030年までに2005年レベルと比べて33-35%削減、2022年までに再生可能エネルギー電源設備容量を175 GWに拡大、2030年までに発電構成に占める非化石燃料設備容量の割合を40%以上としている。エネルギーはそれぞれ優先順位のある協議事項をもった別々の省により取り扱われているということをお勧めすると、包括的な政策が協議を通してエネルギー安全保障を達成することが求められる。また、新しいエネルギー技術の取り入れや消費者のエネルギーの選択が期待される。早期に総合エネルギー政策(Integrated Energy Policy : IEP)を構築し、新しいエネルギー開発の役割に一致するような課題項目が期待される。

2.2 Electricity Act (EA 2003)

インドの電気事業は、英国統治下の、電力法(1910)をベースに独立の翌年(1948)に成立した電力(供給)法に基づき、中央には電力政策の策定と電力活動の調整を行うCEA(中央電力庁)を、各州には発送配電一貫のSEB(州電力庁)を設置して行われてきた。

しかしながら、

- SEBの独占的な電力事業はもはや経営的に成り立っていない。40年以上に渡る公営事業運営の結果、SEBにおける巨額赤字累積を招き、需給差を解消できない現状をもたらした。
- 電力システム全体が非効率でムダが多く、電力の絶対量の慢性的な不足は経済発展に大きな支障を来した。
- 公的機関の独占が強く、電力セクターにおける民間投資及び参入が極めて困難。

などの弊害が指摘されるに至った。

これを受け、インド政府は1991年以降段階的に改革を進め、これらの集大成として2003年に新電力法を制定した。新電力法の目的は、規制緩和と競争原理導入による公正・透明性の高い電力市場の形成、電力分野への民間活力の導入等とした。2003年4~5月には既存の各種電力関連法に取って代わる包括的な「2001年電力法案」が上下両院で可決され、これが「EA 2003」とし

て制定された。同法の成立は、電力改革の基本的枠組みに対する法的な根拠が提供されることを意味しており、「EA 2003」において重要なことは、民営化の実施については各州政府の自主性に委ねてはいるものの、垂直統合型の SEB の発電・送電・配電部門への分離を図り、その法人化を基本的に目指したものになっていることである。また、そこで扱われている領域も極めて包括的なものとなっている。

具体的には、(1) 水力発電を例外として、発電部門の許認可制からの免除、(2) 送電部門への非差別的オープンアクセスの確保、(3) 配電免許事業者と発電・送電免許事業者間での相互乗り入れの自由化、(4) 電力トレーディングの認可、(5) 農村電化の推進、(6) 州電力規制委員会設置の義務化、(7) メーター設置の義務化、(8) 盗電に対する罰則強化、といった電力改革に向けての具体的内容などが盛り込まれている。

EA 2003 は連邦政府だけでなく、州の電力事業も規制するものであり、連邦政府、州政府、政府機関の役割や権限が定められている。EA 2003 の主な概要は以下のとおり。

Table 2.2-1 Brief Features of Electricity Act 2003

1) 政府の役割

- n 連邦政府は州政府と相談の上で、国家電力政策（National Electricity Policy）や料金政策（Tariff Policy）を制定。
- n 連邦政府は州政府と相談の上、非在来型再生可能エネルギーをベースとした分散型システムを許可する国家政策を発表。
- n 連邦政府は関連州政府と相談の上、大口電力購入、および消費者連盟・組合・フランチャイズ・パンチャヤットを通じた配電管理に関する国家政策を策定。

2) 地方電化

- n 政府は全ての村・部落に電力供給を拡大することに努力。
- n 送電・配電を行う場合にはライセンスは要。（ただし州政府に認可された地方で発電配電を行う場合はライセンスは不要）

3) 事業のライセンス等

a) 発電

- n 発電事業には水力を除きライセンスは不要（中央電力庁(CEA)による TEC(技術経済認可)も廃止）。
- n グリッド接続の技術基準に従う。
- n 自家発（Captive Power）は許認可不要。送電容量に余裕があれば自家発にはオープンアクセスが保証。
- n ただし水力発電所の場合には CEA の許可が必要。ダム安全性と州内の総合的な水利用（飲料、灌漑など）を勘案する必要があるため、CEA は州政府と相談の上、可否を判断する。
- n 非在来型燃料による発電およびコージェネレーションを促進。規制委員会は購入する電力の中の最低の再生可能エネルギー発電比率を策定。

b) 送電

- n 送電事業にはライセンスが必要。ライセンスを付与するのは、連邦企業および州をまたがる事業の場合は CERC、州内だけの事業の場合は SERC である。
- n 連邦政府および州の送電会社は送電システムの計画および開発を実施。
- n 給電指令（Load dispatch）は政府または政府機関が実施。給電指令は送電会社が実施するか別組織が実施するかはフレキシブル。
- n 給電指令所（Load Despatch Centre）、送電会社、送電ライセンスは売買不可。
- n 配電ライセンス保有者および発電会社に対するオープンアクセス。

c) 配電

- n 配電にはライセンスが必要。ライセンスを付与するのは SERC。
- n 配電ライセンス保有者は発電が出来、発電会社は送電ライセンスを取得することができる。
- n 電力料金は SERC が決定。
- n メーターリングの義務化。
- n 送電線のオープンアクセスを承認（ただし SERC により段階的に承認決定）
- n 送電のオープンアクセスが認められた場合には、（発電事業者 or 電力売買業者と非規制の買電価格により直接契約を可能となるため相互補助金（cross subsidies）は非適用となるが）託送料金は SERC 規制対象となる。

- 4) 消費者保護
 - n 規定された時間内、消費者には接続がなされる。
 - n 接続がなされない場合にはペナルティ。
- 5) 電力トレーディング
 - n 電力トレーディングをライセンス制で承認。
 - n 価格操作を防ぐために、規制委員会はマージンに上限。
 - n 電力規制委員会（ERC）はトレーディングを含む電力市場拡大を促進。
- 6) ERC、電力紛争調停機関
 - n SERC 設立の義務化。
 - n 複数州でジョイント ERC を設立可。
 - n 電力紛争調停機関は委員長と 3 名のメンバー。
 - n 電力紛争調停機関の決定に不満がある場合は最高裁判所に上訴
- 7) 電力料金の基本方針
 - n ERC が電力料金を決定。
 - n 電力料金が競争入札または消費者が発電会社・トレーディング会社と契約を締結している場合（オープン・アクセスが認められた場合）には、ERC は料金を固定してはならない。
 - n 電力料金は、段階的に相互補助金を減らし、最終的には実供給コストを反映したものにしなければならない。
 - n 州政府は、SERC が決定した電力料金よりも低くしなければならない特定のグループに対しては、予算を組んで事前に補助金（subsidy）を提供する。
 - n ERC は、効率化のための多年度料金(Multi Year Tariff: MYT)を規制するが、商業第 1 主義を基本としなければならない。
 - n ERC は発電、送電、配電それぞれのコストを注視しておかなければならない。
- 8) CEA の役割
 - n 連邦政府および州政府の主要技術アドバイザーであると同時にプランニング全般に関して責任を有する。
 - n 電力設備・電線の技術基準の策定。
 - n CERC および SERC に対する技術アドバイザー。
 - n 安全基準の策定。
- 9) 盗電対策
 - n 犯罪を罰するというよりは収益の実現に焦点を当てる。
 - n 盗電に関与した者へのペナルティ。
 - n 示談制度。
 - n 違法な電気使用に対する電気料金は、政府により任命された行政官が査定。
 - n 盗電は刑務所行き。
 - n 盗電の幫助・教唆も罰則の対象。
 - n 盗電特別裁判所
- 10) SEB の改革
 - n 州電力公社（SEB）は一般的には州の送電会社に衣替え、または SEB を維持したまま送電機能を持たせる。
 - n 州電力公社の改革手順、モデルは州にフレキシビリティを付与。
 - n なお、大半の州・連邦直轄地の SEB は解体・アンバンドルされているが、2018 年 3 月末時点で Kerala 州のみ存在している。

(source; インド国電力セクター基礎情報収集確認調査, JPOWER, 2017)

EA2003 は段階的に修正 (amend) を受けている。2013 年改定では、RPO 罰則化が提案されたが大半の配電会社 (state distribution companies) が資金不足を理由に難色を示し、実態・実績も不明であった。2016 年改定では、再生可能エネルギーの推進、再生エネルギー購入義務徹底 (Renewable Purchase Obligation: RPO) アンシラリーサービスが追記された。同年に Draft National Electricity Plan (DNEP 2016)、Tariff Policy 2016 等の改定がなされ、EA 2003 内容はそれらと整合性をとったものと考えられる。

Table 2.2-2 Brief Features of Electricity Act 2003 (2016 Amendment)

<ul style="list-style-type: none"> n 用語の定義にアンシラリーサービスが追加。 n 連邦政府が策定する政策として National Electricity Policy と Tariff Policy に、National Renewable Energy Policy が追加。 n 国家電力計画に関して、以下の項目が追加。 <ul style="list-style-type: none"> ○ 資源の最適利用 ○ 再生可能エネルギー促進 ○ 分散型電力供給源に太陽光が明記 n 発電所の新規建設または拡張を実施する場合は、プロジェクトの詳細報告の義務化 n <u>石炭・褐炭発電所を建設する場合は、Renewable Generation Obligation に基づく再生可能エネルギー発電能力が要求される (火力発電能力の 10% 以上)。</u> n <u>配電会社は Renewable Purchase Obligations に違反した場合には大きなペナルティが課せられる。</u> n 水力発電所の定義に多目的水力発電所が追加 n ライセンスが要求される事業に、「消費者への電力供給 (supply of electricity to consumer)」が追加。併せて、配電の後に電力供給に関する章が追加。改正案施行 1 年以内に州政府は連邦政府と相談の上、配電と供給を分けることを決定できる。供給ライセンス者の電力料金は SERC の定める手法で計算され、公表されるが、市場動向を見て決定しなければならない。 n 配電ライセンスは 1 地域に 1 つ。現在 1 つの地域に複数の配電ライセンスがある場合には、ライセンスの期間内は営業が可能。公共の利益に必要であると考えられれば、連邦政府は州政府と相談の上、1 つの地域に複数の配電ライセンスを許可する。 n SERC は、規定された日から 1 年以内に条件を定めて配電の段階的なオープンアクセスを実施。 n オープンアクセスにより、再生可能エネルギー発電を購入する消費者は、ある期間、必要なオープン・アクセスサーチャージを支払う必要がない。オープンアクセスで電力を購入する消費者は、サプライヤーを一定期間変更できない。 n 1MW 以上の負荷を接続している消費者は、オープンアクセスで、相対契約により発電・トレーディング会社から直接電力を購入できる。この場合、料金などは相対契約で定めることができる。 n 電力料金の決定は、コストの回収が出来る水準でなければならない。赤字が存在する場合、州政府は法案の施行までに解消しなければならない。 n CERC による州間送電料金規制に、スマート・グリッド、アンシラリーサービス、分散型発電が追加。

ただし、実際の州営発電所の規定を策定・承認するのは州電力規制局(State Electricity Regulatory Commission : SERC)であり、MYT 改定頻度、オープンアクセスの完全な履行、RPO の遵守、補助金 (subsidy) の解消など、課題は州毎に異なり完全に解消されているわけではない。

2.3 National Electricity Policy 2005

National Electricity Policy は、EA 2003 により制定が規定されたものである。(EA 2003 3 節により、CEA は 5 年毎に National Electricity Policy 策定の義務を負う)。同 Policy では、下記課題、方針を掲げている (同、序)。

- n 今後 5 年間で全世帯に電力供給を目標とする Universal Access。
- n 2001 年時点で 44% 世帯が電力供給を受けていない。
- n そのためには発電設備、送配電の大幅増強が必要。
- n 現状には T&C loss が大きく commercial 性が成り立たない電力セクター問題がある。
- n Cross subsidy が到底維持不可能なレベルに到達。
- n 配電網の不足が供給を制限。
- n EA2003 は競争原理導入を謳っており競争による価格低下、効率向上を期待している。
- n EA では NEP の制定を、CEA、州政府協議のうえ制定と定めている。中央政府は適宜、NEP と Tariff Policy を制定するものとする。

2.4 National Electricity Plan 2005 (NEP 2005)

NEP 2005 は、EA 2003 により、制定されたものである (CEA は 15 年先を見据えて、5 年間の短期計画を策定する)。同 Plan では下記を目的としていた。現在、National Electricity Plan は見直し中である (2016 年 7 月時点)。National Electricity Plan に記載されている項目の多くは、2016 年 1 月に改正された Tariff Policy に盛り込まれている。主要項目は下記に示すもので、現実には引き続き DNEP2016 に継承されている。

- n 地域 grid 毎の短期、長期電力需要見直し
- n 新規発電、送電を要する地域・場所の提言
- n 経済性、損失、負荷、グリッドの安定性、供給の安全、電圧を含めた電力の品質、リハビリ・移住 (R&R) を含めた環境上の考慮。
- n 送電システムの統合、国全域のグリッド (national grid) 創設、重複投資の排除。
- n 発電、送電、配電において様々な技術の適用
- n 経済性、エネルギー安全保障、環境性を考慮した燃料の選択
- n 一人当たり電力消費量 1,000 kWh の達成 (そのために必要な発電能力として 2012 年までに 100 GW)
- n 発電能力を増強して必要な供給予備率 5 % を確保
- n 水力発電は、ポテンシャルを最大限開発。水力発電プロジェクトの速やかな実施のために、連邦政府による土地取得、その他許認可手続きの見直し。National Policy on Rehabilitation and Resettlement (R&R) の着実な実施。
- n 送電では、連邦政府送電会社 (PGCIL) および州政府の送電会社 (state transmission utility :

STU) が送電ネットワーク拡張の責を負う。公平なオープンアクセスのために規制措置を講じる。

- n 配電会社変革のための資金的支援、相互補助金 (Cross-subsidies) の段階的削減
- n 州電力会社が操業を継続できるように、州政府は予算措置

2005 年から 2012 年の間に、農村電化率は徐々に増加し 77% から 97% になった。電力不足に関しては、今なおいくつかの州では電力供給不足に直面している。一人あたりの電力需要は 2005 年 427 kWh から 2012 年には 658 kWh へ上昇したが、いずれも 2005 年の政策目標には達しなかった。

なお、NEP2005 の中に送電計画に関わる PGCIL の役割について記載がある。

- n CEA が作成した NEP の遂行に連邦政府送電会社 (PGCIL)、州営送電会社 (STU) が責任を持つが、ただし火力発電がライセンス不要となったため NEP と実際の開発には齟齬が生じる。送電計画は適宜修正が不可避となる。オープンアクセス、電力取引マーケットによる送電需要の変化が予想され、送電計画に変更を生じることを予想し、対応した短期間での送電網の整備が必要とされ、2~3 年で立ち上がりそうな発電計画と、その間の需要の伸長を考慮して、PGCIL が送電計画の優先順位を制定した上、各地域での Regional Standing Committees for transmission system Planning の審議により固める。

調査団が PGCIL に聴取した結果 (2018 年 1 月、調査団)、PGCIL は 2~3 年単位でのみ送電計画を確定しないとされているが、この規定で同様の規定が確認されている。

2.5 175GW Renewable Initiative

2014 年、連邦政府は再生可能エネルギーを地球温暖化防止対策の中心に据え、また、電力不足の解消や地方電化の重要な手段として、2022 年度までに再生可能エネルギー発電を 175GW 導入する目標を設定した。下図に 2022 年までに達成すべき 175 GW の暫定的な州別エネルギー別内訳を示す。

Table 2.5-1 Tentative State-wise break-up of Renewable Power Target

State/UTs	Unit: MW			
	Solar	Wind	Small hydro	Biomass
Delhi	2,762			
Haryana	4,142		25	209
Himachal Pradesh	776		1,500	
Jammu & Kashmir	1,155		150	
Punjab	4,772		50	244
Rajasthan	5,762	8,600		
Uttar Pradesh	10,697		25	3,499
Uttarakhand	900		700	197
Chandigarh	153			
Northern Region	31,120	8,600	2,450	4,149
Goa	358			
Gujarat	8,020	8,800	25	288

State/UTs	Solar	Wind	Small hydro	Biomass
Chhattisgarh	1,783		25	
Madhya Pradesh	5,675	6,200	25	118
Maharashtra	11,926	7,600	50	2,469
D. & N. Haveli	449			
Daman & Diu	199			
Western Region	28,410	22,600	125	2,875
Andhra Pradesh	9,834	8,100		543
Telangana		2,000		
Karnataka	5,697	6,200	1,500	1,420
Kerala	1,870		100	
Tamil Nadu	8,884	11,900	75	649
Puducherry	246			
Southern Region	26,531	28,200	1,675	2,612
Bihar	2,493		25	244
Jharkhand	1,995		10	
Orissa	2,377			
West Bengal	5,336		50	
Sikkim	36		50	
Eastern Region	12,237		135	244
Assam	663		25	
Manipur	105			
Meghalaya	161		50	
Nagaland	61		15	
Tripura	105			
Arunachal Pradesh	39		500	
Mizoram	72		25	
North Eastern Region	1,205		615	
Andaman & Nicobar Islands	27			
Lakshadweep	4			
Other (New States)		600		120
All India	99,533	60,000	5,000	10,000

(source: Tentative State-wise break-up of Renewable Power target to be achieved by the year 2022, MNRE¹)

再生可能エネルギー導入を推進するために、2009年から Feed in Tariff (FIT) また 2010年から Renewable Purchase Obligation (RPO) が一部の州で始まった。さらに 2016年1月に改訂された Tariff Policy では 2022年までにすべての州に RPO を導入することが義務付けられた。さらに、Tariff Policy 2016 では、州に対して競争入札を通じて再生可能エネルギー電力の購入を行い、電力料金を低い水準に維持することを規定している。

現在、太陽光及び風力発電の入札 tariff は低下の一途を辿り、太陽光では 2.47 INR/U (2017年12月)、風力では 2.43 INR/U (2017年12月) まで低下している。

¹ <http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Tentative-State-wise-break-up-of-Renewable-Power-by-2022.pdf>

2.6 (National) Tariff Policy 2016

EA 2003 に基づき、MOP は Tariff Policy を制定、改定を続けている。最初の Tariff Policy は 2006 年 1 月に発表され、2008 年 3 月、2011 年 1 月および 7 月に改正された。直近では 2016 年 1 月に Tariff Policy が改正された。2016 年 1 月改正では再生可能エネルギー導入方針を背景に下記改正などが行われている。

- n 全ての人に 24×7 電力供給を行うために、州政府・州電力規制委員会は数年度にわたる電力供給計画を策定する。(これを受け各州による Power for All の作成が順次実施公表された)
- n Renewable Purchase Obligation (RPO): 2022 年 3 月までに水力を除いた電力の 8% を太陽エネルギー源とする。
- n Renewable Generation Obligation (RGO): 新規石炭火力発電所は、定められた日以降、再生可能エネルギー能力を設置または能力相当分の購入を義務付けられる。
- n 2022 年 8 月 15 日まで揚水発電を含む水力発電所は競争入札の対象外とすることによって、水力発電所を促進。(配電会社と 35 年以上の長期 PPA 締結など一定条件)
- n アンシラリーサービスを導入して再生可能エネルギー拡大によるグリッド運転をサポートすること。

2.7 Tariff Regulation 2014

CERC により必要の都度 Tariff Regulation が改定される。2013 年に third amendment が公表され、その際に揚水発電に対する ROE の優遇が規定された。

- n ROE: 水力発電および揚水発電では、火力発電で規定される ROE=15.5% に 1% を加え 16.5% を認定する。更に、認定期間内の完成、送電線の認定期間内完成に対して各々 0.5% の上積を認定する。ただし、RGMO (restricted governor mode)、FGMO (free GMO) 運転を行わない場合には -1% を課するものと制定している。この規定は 2014 年改定でも踏襲された。

その後、CERC は、2014 年 2 月 21 日、2014 年 4 月～2019 年 3 月の電力料金の計算手法を定めた Notification 「Terms and Conditions of Tariff Regulations, 2014」を発表した。

これによると、揚水発電の charge は下記にて制定される。

- n Fixed charge は年間固定費 (Annual Fixed Charge) を月割で賦課。ただし発電量 < 揚水動力の 75% の場合は未達率で低減。
- n Energy charge は、「揚水動力の 75% + 設定発電量を超過する電力量」に一定 (フラット) 0.20 INR/U を賦課するとされる。

このように、揚水発電所の tariff は現状安価に設定されているままである。

CERC は 2015 年 12 月 4 日、「Terms and Conditions of Tariff Regulations, 2014」の第 1 回改正を発表したが、揚水発電に関する条項の変更はない。

2.8 Renewable Energy Sources Regulations 2012

CERC は 2012 年 2 月 6 日、2012 年 4 月 1 日からコントロールまたはレビュー期間 5 年の再生可能エネルギー発電料金の計算手法を定めた notification 「Terms and Conditions for Tariff

determination from Renewable Energy Sources Regulations, 2012」を公表した。商業運転期間と料金期間も定められている。CERC は「Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources Regulations」の第 1 回改正を 2014 年 3 月 18 日に、第 2 回改正を 2015 年 1 月 5 日に、第 3 回改正を 2015 年 7 月 10 日に発表した。これらの改正はバイオマス発電のコストの見直しである。2015 年 10 月 7 日に発表された第 4 回改正では、自治体廃棄物発電が追加された。再生電源への ROE は、a) 20% per annum for the first 10 years、b) 24% per annum 11th years onwards. と優遇されている。2016 年 3 月 30 日に発表された第 5 回改正では太陽光 (PV) のコントロール期間最終年度 (2016 年度) の Operation and Maintenance (O&M) 費用が減額された。

2.9 Model Regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement 2015

CERC は 2015 年、Forum of Regulators 向けに「Model Regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement of Wind and Solar Generating Stations at the State level, 2015」を作成、2016 年 2 月 12 日、draft notification 「Draft Procedure for Implementation of the Framework on Forecasting, Scheduling and Imbalance Handling for Renewable Energy (RE) Generating Stations on Wind and Solar Energy at Inter-State Level」を公表した。州間再生可能エネルギー発電が対象となるもので、再生可能エネルギー発電事業者に対する発電予測の義務を課する規制である。

- n 変動再生可能エネルギー発電事業者は day ahead、week ahead の発電予測を提出する義務を負う。乖離による損害 deviation commercial impact は事業者が負う。
- n day ahead 発電予定と実際の発電の乖離に対して累進チャージを課す。under injection には乖離に応じた累進ペナルティ、injection には乖離に累進的な料金減となっている。
- n アカウントは SLDC が行う。もし年末にプールに欠損が生じた場合には、SLDC は PSDF や NCEF といった国家基金と交渉して穴埋めを行う。
- n 乖離に対する charge の支払いと受領は、後述する各地域系統 (regional grid) の Deviation Settlement Mechanism (DSM) pool を通じてなされるものとした。

2.10 Grid Code Regulation 2010

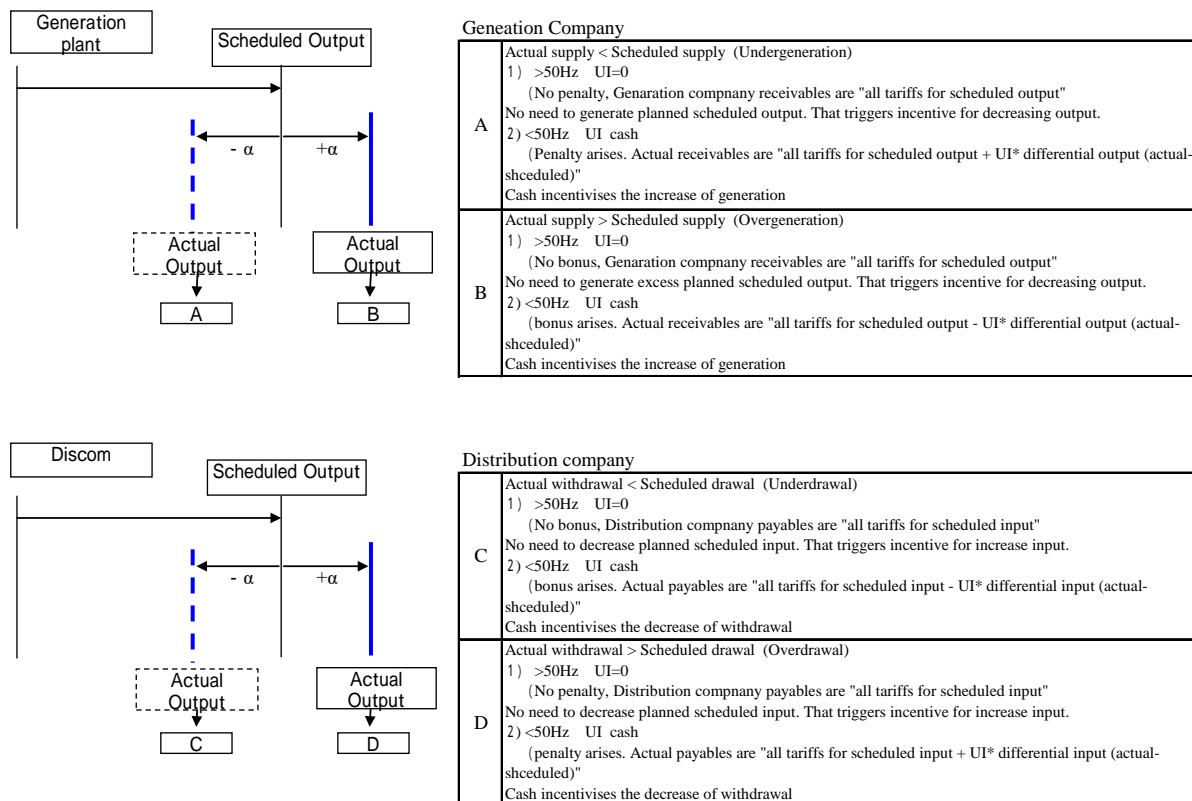
CERC は 2010 年 4 月 28 日に州間送電システムに接続する電力会社に対する技術的、商業的ルールを 1 つにまとめた notification 「Indian Electricity Grid Code Regulations, 2010」を公表した。遵守すべき周波数の幅を規定している。また周波数が規定された数値以下になった場合に、SLDC または配電会社に負荷遮断を義務付けている。Grid Code は 2016 年 4 月までに 4 回改正されており、遵守すべき周波数の幅が段階的に狭まってきた。

2016 年 4 月 6 日に発表された第 4 回改正では、州間電力供給する連邦政府火力発電所の技術的最低運転を設置能力の 55% に規定している。

2.11 Deviation Settlement Mechanism Regulation 2015

従来、CERC では周波数毎に制定する Unscheduled Interchange (UI) により過剰引出、過剰発電等の抑制を incentive、penalty により制御する制度を運用してきた (Unscheduled Interchange charges

and related matters) Regulations, 2009, etc.)



(source: JPOWER, 2012)

Figure 2.11-1 UI Scheme mechanism

これが imbalance の調整機能を持っていたが、2012年7月30日と31日にグリッドからの過剰引き出しによりインド大停電が発生した。電力不足州と電力余剰州による投機的UI取引(gaming)の可能性が否定できず、このことが周波数の大きな変動を引き起こしたとの可能性から、CEAに設置された委員会は以下の報告を政府に提出した。

- 周波数の幅は 50 Hz に極めて近くしなければならない。
- UI メカニズムを通じた周波数管理は機能せず、予備電源、アンシラリーサービスにより周波数を管理すべきである。

この報告書を受けて、新たに DSM が創設され、CERC は 2014 年 1 月 6 日に CERC (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulations, 2014 を公表、2015 年 8 月 7 日に Deviation settlement mechanism (DSM) regulations,2015、2016 年 5 月 6 日に Deviation Settlement Mechanism, 2016 を公表した。

UI から変更された主な点は以下のようなものである。

- n DSM 賦課対象とする周波数幅とレートを再定義。(49.70 ~ 50.10Hz)
- n UI では注入または引出に制限がなかったが、量的制限を付加。売電者は計画量の 12% 超過量あるいは 150MW いずれか少ない方を超過する量については incentive が支払われない。

基本的に計画電力量制限する imbalance 制度、需給調整制度として導入され、申告電力量に対し一定量逸脱した場合に与える penalty 制度と位置付けられ、penalty は周波数バンドにより異なり、また PPA 価格を基本として賦課する。基本的な scheme は、15%-25% 10% of PPA rate、25%-35% 20% of PPA rate、>35% 30% of PPA rate として当初構想され、詳細には下表により設定された。

Table 2.11-1 Scheme of DSM

49.70 Hz以上のときの買い手の追加調達			
	12%≤150MW のとき	12% >= 150 MW のとき	周波数に応じた 追加チャージ
a.	12%-15%	150MW to 200MW	+20%
b.	15%-20%	200MW to 250MW	+40%
c.	20% & Above	250MW & above	+100%
49.70 Hz以上のときの買い手の供給不足			
	12%≤150MW のとき	12% >= 150 MW のとき	周波数に応じた 追加チャージ
a.	12%-15%	150MW to 200MW	+20%
b.	15%-20%	200MW to 250MW	+40%
c.	20% & Above	250MW & above	+100%
49.70 Hz以上のときの買い手の供給不足 (APM*に基づく石炭、ガス、褐炭による発電)			
	12%≤150MW のとき	12% >= 150 MW のとき	周波数に応じた 追加チャージ
a.	12%-15%	150MW to 200MW	+20% of 303.04 Paise/kWhまたは周波数に応じた追加チャージ
b.	15%-20%	200MW to 250MW	+40% of 303.04 Paise/kWhまたは周波数に応じた追加チャージ
c.	20% & Above	250MW & above	+100% of 303.04 Paise/kWhまたは周波数に応じた追加チャージ

*Administered Price Mechanism

(source: Nomura Research Institute, 2019)

2015年8月7日改定では、

- n 州外へ供給する変動再生可能エネルギー発電 (Variable Renewable Energy ; VRE (風力と太陽光)) にも deviation charge を賦課する。VRE 事業者が発電予測の責を負う事を規定するもので、今後数年で参入する VRE 事業者 (多くは州外供給を前提とする) に対し事前に適用料金規定を明示しておくことが目的である。

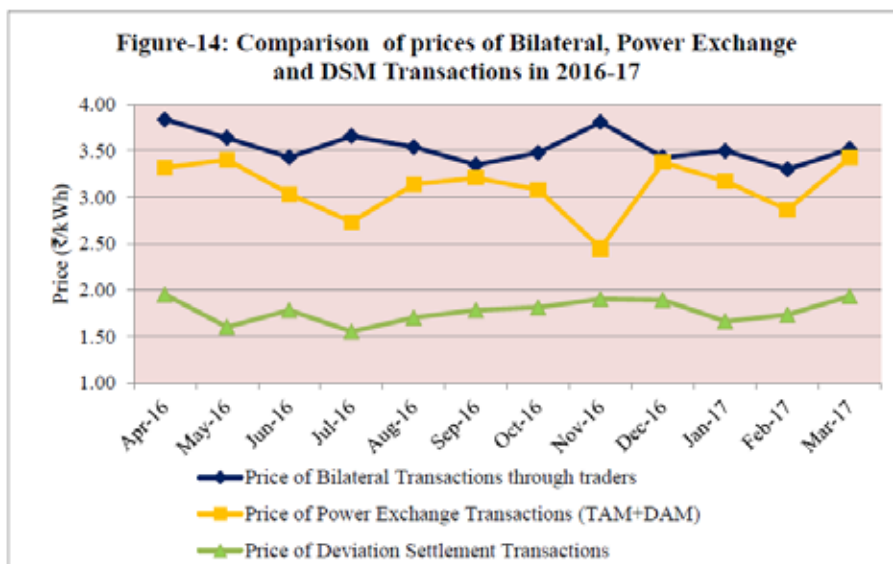
(CERC は、現制度ではアービトラージ(Arbitrage)、虚偽申告を完全に払拭はできないが、現状ではやむを得ないとし、また (虚偽申告で操作されうる) 市場価格ではなく PPA 価格基準を使用した。LDC は発電量計画実績監視により違反者を摘発する。CERC は、本制度運用には「全参加者が順守し行動するか否か」、「LDC が実態監視命令できるか否か」が課題とし、本規定だけではシステムの安定化は無理とし、spinning reserve 整備運用規定、Ancillary Service 規定などが必要で併せ整備する予定であるとした。)

2016年5月6日改正では、

- n 風力と太陽光を合計した発電能力 1,000 MW 以上を保有する州は、新たに作られた Renewable Rich State という定義に指定されることになった。目的は大規模な変動再生可能エネルギー発電の州間送電を規制することにある。
- n Renewable Rich State での規定された発電制限を超過または下回った場合の Deviation and Additional Charges の計算方法は、availability からの乖離率からではなく、MW に応じて計算することが規定されている。

本規定は送配電事業者の計画値精度を高め、需給バランスの調整に対する incentive、penalty を与える imbalance 精算である。本 DSM は現在稼働され、WBSEDCL も参加している。

ただし、本 DSM による価格は非常に低く抑えられている (< 2 INR/U) のが実態である (Figure 2.11-2 参照)。



(source: Report on Short-term Power Market in India: 2016-17, CERC)

Figure 2.11-2 DSM price

一般に、現在のインドでは調整力を持っている発電事業者は少なく、各州配電事業者は負荷遮断や再生電源の負荷遮断など限られた手段しか持たない。WBSEDCL では Purulia 揚水発電による効果が多少なりとも DSM 収支改善に寄与している可能性があるが、DSM の運用では penalty は生じているが incentive は無いとしている。DSM の価値はまだ非常に低く抑制されていることが想定される。

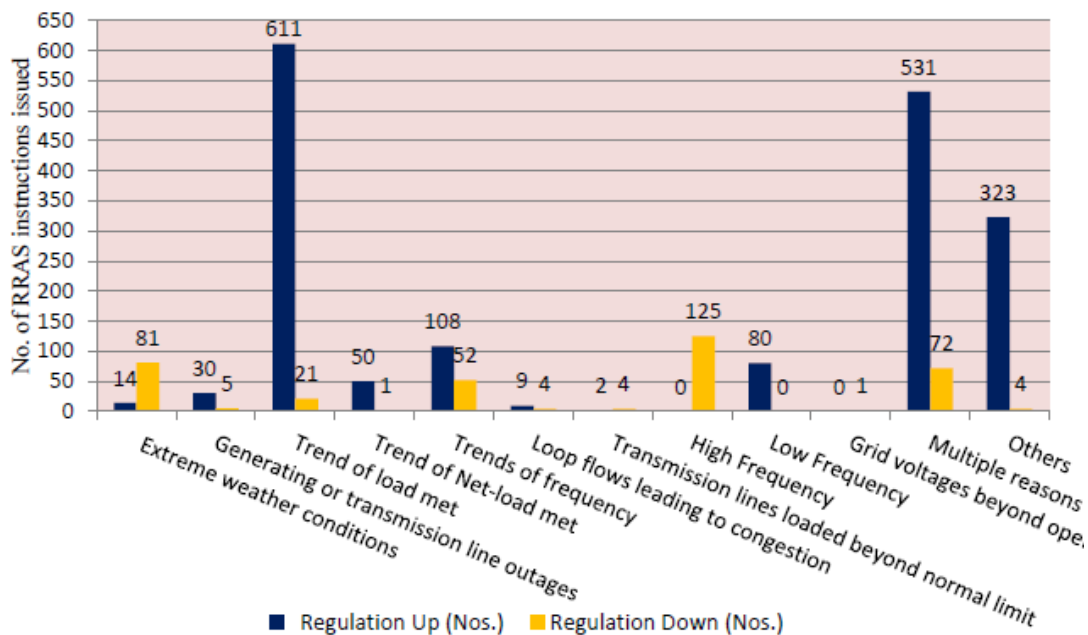
2.12 Ancillary Service Regulation 2015

電力システムの周波数を維持する義務は、grid code で規定されているが、インドでは周波数調整用の電源を契約または市場を通じて調達する制度は無かった。しかしながら、今後、再生可能エネルギー（変動電源）が大量に導入されることを念頭に、CERC は 2013 年 4 月に staff paper

「Introduction of Ancillary Services in Indian Electricity Market」, 2015年5月1日に draft notification 「Draft Ancillary Services Operations Regulations, 2015」, 2015年8月13日に notification 「Ancillary Services Operations Regulations, 2015」, 2015年9月17日に「Framework on Ancillary Services Operations Regulations 2015: Statement of Reasons」を公表した。NLDCは2016年3月、「Ancillary Services Operations Regulations, 2015」の規定に基づき、「Detailed Procedure For Ancillary Services Operations」を公表している。

- n 本規制は州間（Inter-State）送電のみを対象とし、送電網の周波数調整、混雑解消を目的としているものである。
- n 州間送電を行う発電所は Reserves Regulation Ancillary Services Provider（RRAS）と定義される仮想 group（“Virtual Ancillary Entity”）を構成し、毎月、固定チャージ、変動チャージ、その他規定されたチャージの詳細を Regional Power Committee（RPC）に提出、裁定を受ける。
- n RLDCは参加発電所を merit order 順に並べ regulation up（周波数増加操作）時には安価な電源から、regulation down（周波数低下操作）時には高価な電源から採択し指示を発令する。
- n 各発電所は RLDC 指令に基づき発電の増減制御（regulation up/down）を行う。Regulation up service には変動チャージと固定チャージが支払われるが、Regulation down service には変動チャージのみが支払われるのみである。チャージは Deviation pool から一括して支払を受けるものとしている。指示（regulation up/down）への供給違反には penalty が課される。
- n 再生可能エネルギー電源は、RRAS 参加から除外される。別途 DSM 規制で発電予測を提示する義務を負うことから運用状況を見て RRAS 可否を判断するとして RRAS 参加者は通常の発電のみである。
- n 現状では、tertiary frequency control のみ対応する規定であり、primary control（<30sec）、secondary control（<15min）は時期尚早とした。よって15分以上の反応時間での制御運用を対象とするに留まる制度である。Regulation up service は停止中火力では24時間以内、停止中ガス火力では3時間以内に対応とされた。
- n 2015年「Draft Ancillary Services Operations Regulations, 2015」時点では Regulation down service に対する charge の付与は揚水発電の揚水 mode に対して付与することを念頭に制定との記載があった。しかし、2016年「Detailed Procedure For Ancillary Services Operations」では、水力は通常 peaking power として full 発電するため RRAS には含めないこととなった。いずれにせよ加盟発電所は事実上中央政府発電所のみ、揚水発電は参加対象ではない。現時点では揚水単独に対応する CERC のチャージ規定は「Terms and Conditions of Tariff Regulations, 2014」のみである。

本規定は、初めて CERC が導入した調整規定であるが、tertiary control を対象としていること、実際には現在のインドでは調整力を持っている発電事業者は少ないことなどから、実際には負荷調整のために用いられている面が強く、まだ周波数調整目的ではあまり用いられていない。下図に CERC による実績(2016/17年)を示すが Regulation up service での理由は周波数調整ではなく、負荷調整が最多である。



(source: Report on Short-term Power Market in India 2016-17, CERC)

Figure 2.12-1 Reasons for Ancillary services in 2016/17

なお、本規定は、州間送電を対象とすると明確に規定されているため、2018年3月時点で州営発電所はまだ参加していない。West Bengal 州に於いてもまだ本規定は導入されていない。

CERC は、アンシラリー・チャージはアンシラリー市場に移行するべきと考えているが現状整備されていない。CERC は DSM と同様、RLDC が適正に裁定・運用できるのか懸念が残っている。

今後太陽光、風力等の多量の変動再生可能エネルギーが導入された際、短周期の周波数急変 (ramping up/down) に対応しなければならないが、このような自然変動電源の増大に伴い、調整力に優れた電源がより incentive を得られる仕組みへの拡充・構築が重要である。

2.13 Draft National Electricity Plan 2016 (DNEP 2016)

2016年12月にCEAが発行した規定である。現時点で全インドの最新となる2022-36年までの需要予測を公表するとともに、CEAが下記方針を公表し、石炭火力の凍結と揚水を含む水力発電の推進を提唱したことが大きな特徴となっている。これは再生エネルギー推進を踏まえたものと受け止められている。

- n 現在計画中の石炭火力発電案件を除いては、2017-2022年の間に新規石炭火力発電計画は不要。2022-2027年の間では既に所要量開発されており、新規石炭火力は不要。
- n 系統接続再生電源は重要な分野となる。このため、揚水発電を含む水力発電の導入による PEAK 電力、安定的な系統制御、再生電源との統合が促進されること。

CEA は重要事項 (Highlights) として以下を主張している。

- n 2021/22 時点の予測需要は Peak Demand 235 GW、Energy requirement 1,611 BU。この予測値は第 18 次 Electric Power Survey (EPS) に比して各々17%、15.4%下方修正された値である。
- n 2026/27 時点の予測需要は Peak Demand 317 GW、Energy requirement 2,132 BU。この予測値はやはり第 18 次 Electric Power Survey (EPS) に比して各々20.7%、21.3%下方修正された値である。
- n 2017-22 年に開発される電源は、GAS - 4,340 MW、水力 15,330 MW、原子力- 2800 MW、再生電源 - 115,326 MW であり、2017-22 年で石炭火力を除き 137,796MW の開発が見込まれる。需要想定からすでに石炭火力の新設は不要だが、既に現在 50,025MW の石炭火力が建設途上にありこれを加味すると 2017-22 年での開発量は 187,821MW に達する。(すなわち再生電源を除いても 72,495MW に達するため、これ以上の石炭火力は不要)
- n 2022-27 年では、原子力- 4,800 MW、水力-12,000 MW、再生電源 100,000 MW が導入される。2026-27 年時点での需要を考慮すると、2022-27 年に必要な石炭火力は 44,085 MW となるが、既に 50,025 MW が開発、2017-22 年には稼働すると考えられることから、2022-27 年に必要とされる容量は既に到達していることになる。
- n 再生電源は 2021-22 年に総電力量の 20.3%、2026-27 年には 24.2%を供給する。水力発電は下記に示す多様な ANCILLAARY SERVICE 機能を有しており、再生電源との統合により、系統安定制御の為に重要な役割を果たすものである。揚水発電は、BEST FRIEND OF ELECTRICITY GRID (系統制御にとり大切な友人) である。
 - Quick-start capability
 - Black start capability
 - Regulation and frequency response
 - Voltage support
 - Spinning reserve
- n 多量の再生電源を導入する観点から、揚水発電は「独立した」分野として扱うべきであり、独立した促進政策、インセンティブを付与する必要がある。揚水発電の便益は周知されているにもかかわらず現状の市場設計、規定は十分に対応していない。TARIFF、ファイナンス等に揚水にインセンティブを与える制度を CERC は定めるべきである。
- n 水力は調整電源としての機能を評価し、PEAK, OFF-PEAK に対して異なる TARIFF 設計とすべきである。
- n 再生電源の増加により、一層柔軟電源への要求は高まる事から、水力発電に対する TARIFF 計算から設備コスト (CAPEX) を排除する事も考慮すべきである。

現状では揚水発電は通常の水力発電に比して優先的な規定を与えられているわけではなく、CEA が改定への意向を提唱したものとなっている。2018 年 3 月時点で本 DNEP 2016 はまだ Draft である。

2.14 Short Market Mechanism

インドには 2008 年以降電力取引所が事業開始した。CERC は 2010 年 1 月 20 日、notification「Power Market Regulations, 2010」により電力取引手続を規定、2015 年 4 月 8 日に order「Extended Market

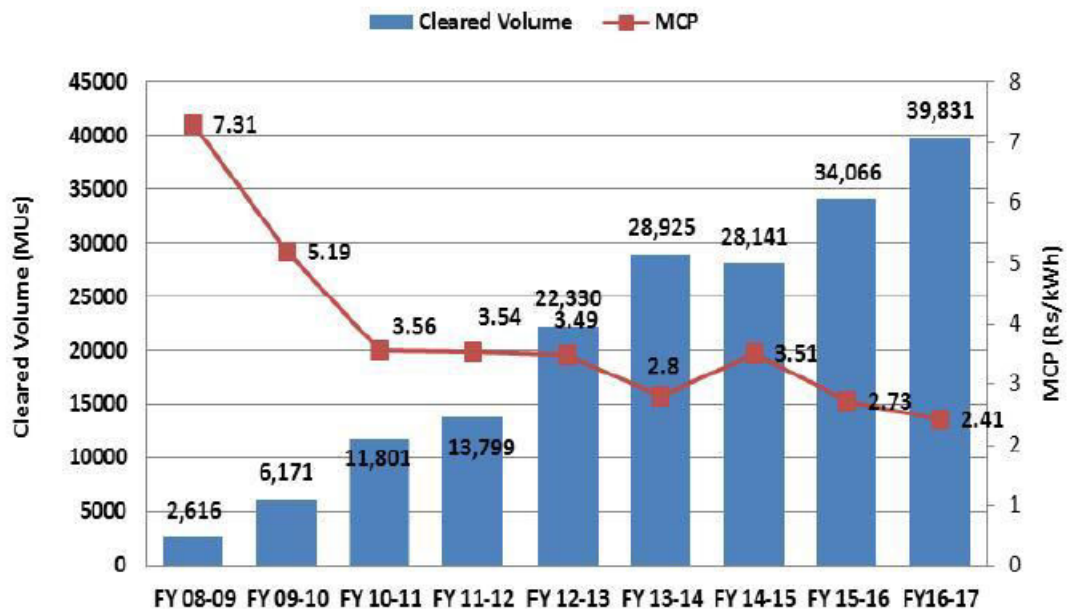
Session on Power Exchanges」を規定、2015年7月20日から取引時間を延長した。

しかし、インドの発電量トータルに占める短期電力取引の量は10%前後で一貫して推移している。また取引価格も平均では非常に低く、平均価格は経年的に一貫して低下している。

Table 2.14-1 Scheme of Short Market Contract

Contract Type		Duration	Trading Time	Delivery	Contract Period
Day Ahead Market (DAM)		24 Hrs of Next day	1000-1200 every day	Next day	15min time block
Term Ahead Market (TAM)	Intra Day Contract	24 Hrs of Same day	0030-2000 every day	0400-2400Hrs in Same day	Hourly
	Day Ahead Contingency	24 Hrs of Next day	1500-2300 every day	All Hrs of Next day	Hourly
	Daily Contract	All or block of Hrs in a day	1200-1500 every day	From +4 day to Next 7days	Fixed block Hrs
	Weekly Contract	All or block of Hrs in a week	1200-1600 every Wed. & Thurs.	Next week	Fixed block Hrs

(source: various sources, JICA Study Team)



(source: IEX Annual Report)

Figure 2.14-1 Market Cleared Prices (MCP) for DAM

インドにおいても、将来は調整力市場（リアルタイム市場）が形成され、公開入札により系統運用者（RLDC、SLDC）が調達する仕組みになる可能性は考えられるが、現状の短期電力取引市場は上記のように順次柔軟性を高めてきたとはいえ、まだ調整力市場に対応する機能は備えていない。今後どの程度将来に整備されるかも未整備で見通せない状態であり、調整力の市場価値を明確に示すことは困難である。

第 3 章

電力需給状況

第3章 電力需給状況

3.1 全インド

3.1.1 電力需給

CEA の年次報告書（2014-2015）によると、2014 年度のインドの総発電量は電力会社と IPP を合わせて 1,048,673 GWh に達し、この内火力からが 878,320 GWh（83.8%）、水力 129,244 GWh（12.3%）、原子力 36,101 GWh（3.4%）、ブータンからの輸入が 5,008 GWh（0.5%）で、前年からの伸び率は 8.43%であった。但し、同じ CEA が発刊している Draft National Electricity Plan や 19th Electric Power Survey of India（19th EPS）では、2014 年度の総発電量は、1,068,943 GWh、National Institution for Transforming India(NITI Aayog)が発刊する Handbook of State Statistics では、1,285,689 GWh、国際エネルギー機関（IEA）では、1,287,398 GWh となっており、出所により実績が異なっている。今後の数字は出所を明らかにして説明する。

19th Electric Power Survey of India（19th EPS, CEA, Jan., 2017）によると、インドの総発電量は Table 3.1.1-1 に示すように 2010 年度の 861,591 GWh から 2015 年度の 1,114,408 GWh へと年平均 5.3%で上昇している。一方、ピーク需要は、2010 年度の 122,287 MW から 2015 年度の 153,366 MW へと年平均 4.6%で上昇している。この総発電量の実績は、18th Electric Power Survey of India の予測よりも 10%程低い値であり、19th EPS では、予測を下方修正している。

Table 3.1.1-1 Trend of Power Generation and Peak Demand in India

	Power Generation		Peak Demand	
	GWh	G.R	MW	G.R
2010-11	861,591		122,287	
2011-12	937,199	8.8%	130,006	6.3%
2012-13	995,557	6.2%	135,453	4.2%
2013-14	1,002,257	0.7%	135,918	0.3%
2014-15	1,068,943	6.7%	148,166	9.0%
2015-16	1,114,408	4.3%	153,366	3.5%

(source: 19th EPS, CEA, January 2017 (p9-10))

3.1.2 電源開発計画

(1) 現状

2018 年 1 月末時点のインドの発電設備容量は、Table 3.1.2-1 に示すように、334 GW に達している。石炭が主要な発電源になっており、次いで、再生可能エネルギー、水力、ガス火力、原子力となっている。

Table 3.1.2-1 Installed Capacity of Power Plant in India as of January 2018

	MW	Share
Hydro	44,963	13.4%
Nuclear	6,780	2.0%
Gas	25,150	7.5%
Diesel	838	0.3%
Coal	193,822	58.0%
RES	62,847	18.8%
Total	334,400	100.0%

(source: CES portal site (http://www.cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2018/installed_capacity-01.pdf))

1) 水力

インドの水力ポテンシャルは、84,044 MW と評価されており、これは年間 600 TWh の発電量に匹敵し、水力発電はピークロード対応として利用される。2018 年 1 月時点の水力発電の設備容量は、44,963 MW で、これは総ポテンシャルの 53.5%にあたる。

2) 原子力

現在、Nuclear Power Corporation India Limited (NPCIL) が 22 の原子力発電所を所有しており、設備容量 6,780 MW を運転しており、2016 年度の発電量は 37,674 GWh であった。22 の原子力発電所のうち 2 発電所が沸騰水型原子炉 (BWR) で、2 発電所が加圧水型原子炉 (PWR)、残りの 18 発電所が加圧重水炉 (PHWR) である。Table 3.1.2-2 はインドの原子力発電所リストである。

Table 3.1.2-2 Lists of Nuclear Power Plant in India

No	Plant	Unit	Type	Capacity (MW)	Date of Commercial Operation
1	Tarapur Atomic Power Station, Maharashtra	1	BWR	160	28-Oct-69
2	Tarapur Atomic Power Station, Maharashtra	2	BWR	160	28-Oct-69
3	Tarapur Atomic Power Station, Maharashtra	3	PHWR	540	18-Aug-06
4	Tarapur Atomic Power Station, Maharashtra	4	PHWR	540	12-Sep-05
5	Rajasthan Atomic Power Station, Rajasthan	1	PHWR	100	16-Dec-73
6	Rajasthan Atomic Power Station, Rajasthan	2	PHWR	200	1-Apr-81
7	Rajasthan Atomic Power Station, Rajasthan	3	PHWR	220	1-Jun-00
8	Rajasthan Atomic Power Station, Rajasthan	4	PHWR	220	23-Dec-00
9	Rajasthan Atomic Power Station, Rajasthan	5	PHWR	220	4-Feb-10
10	Rajasthan Atomic Power Station, Rajasthan	6	PHWR	220	31-Mar-10

No	Plant	Unit	Type	Capacity (MW)	Date of Commercial Operation
11	Madras Atomic Power Station, Tamilnadu	1	PHWR	220	27-Jan-84
12	Madras Atomic Power Station, Tamilnadu	2	PHWR	220	21-Mar-86
13	Kaiga Generating Station, Karnataka	1	PHWR	220	16-Nov-00
14	Kaiga Generating Station, Karnataka	2	PHWR	220	16-Mar-00
15	Kaiga Generating Station, Karnataka	3	PHWR	220	6-May-07
16	Kaiga Generating Station, Karnataka	4	PHWR	220	20-Jan-11
17	Kudankulam Nuclear Power Station, Tamilnadu	1	PWR	1,000	31-Dec-14
18	Kudankulam Nuclear Power Station, Tamilnadu	2	PWR	1,000	31-Mar-17
19	Narora Atomic Power Station, Uttarpradesh	1	PHWR	220	1-Jan-91
20	Narora Atomic Power Station, Uttarpradesh	2	PHWR	220	1-Jul-92
21	Kakrapar Atomic Power Station, Gujarat	1	PHWR	220	6-May-93
22	Kakrapar Atomic Power Station, Gujarat	2	PHWR	220	1-Sep-95
		53		6,780	

(source: NPCIL http://www.npcil.nic.in/content/302_1_AllPlants.aspx)

3) ガス

2018年1月末時点のガス火力発電設備容量は、25,150 MWであった。また、4,340 MWのガス火力が運開段階あるいは建設中であるが、深刻な天然ガスの供給不足のために運転できない状況である。ガス生産と供給が、インドの天然ガス需要伸び率についていけない状態である。ガス火力発電所へのガス供給は十分でなく、インドでは多くのガス火力発電所が発電低下に直面している。現在、既存のガス火力発電所は23%という非常に低い設備利用率で運転されており、いくつかのガス火力発電所は、ガス不足のために運転停止の状態にある。

4) 石炭

石炭火力発電はインドの電力セクターの骨格であり、発電における重要な地位を維持している。環境問題に対応するため、超臨界圧技術のようなクリーン・コール・テクノロジーが採用され、合計で33,500 MWの超臨界圧石炭火力が第12次5カ年計画期間中に運開した。2018年1月末時点で、193,822 MWの石炭火力発電所があり、インド全発電容量の58%を占めている。

5) 再生可能エネルギーからの発電

2018年1月末時点で、再生可能エネルギー発電容量は、62,847 MWに達しており、総発電容量における再生可能エネルギー発電容量の割合は約19%である。しかしながら、再生可能エネルギー発電の割合は、クリーンなエネルギーという理由から再生可能エネルギーを推進する

インド政府によって推し進められ近年増加傾向にある。インドは太陽エネルギーが豊富な国のひとつで、749 GW の太陽光発電のポテンシャルを持っている。また、海岸沿いには 103 GW の風力発電ポテンシャルがある。バイオマスからの発電ポテンシャルは、おおよそ 25 GW と評価されている¹。25 MW までの小水力発電のポテンシャルは、20 GW と評価されている。しかしながら、再生可能エネルギーからの発電、特に太陽光と風力は、自然条件によって左右されるためシステムバランスを取ることが求められる。

(2) 将来計画

Draft National Electricity Plan によると、2016 年度に追加される発電設備容量は、Table 3.1.2-3 に示すように火力で 13,441 MW、水力 1,714 MW、原子力 1,500 MW、再生可能エネルギー 16,825 MW で合計 33,480 MW になっている。2018 年 1 月末時点の総設備容量が 334 GW であるので、電源開発計画は、ほぼ計画通りに進んでいる。また、2017 年から 2022 年までの従来型発電所の追加容量は、石炭が 50,025 MW、ガス 4,340 MW、水力 15,330 MW、原子力 2,800 MW で合計 72,495 MW に達する。さらに、再生可能エネルギーは導入目標別に 3 つのシナリオに分類されている。シナリオは太陽光と風力の導入量が違っているだけで、その他の設備容量は同じである。また、このシナリオの前提として 2021 年度末までにブータンからの 5,100 MW の水力発電からの電力輸入が考慮されている。

Table 3.1.2-3 Additional Capacity during 2016-17

(MW)

	Installed Capacity as of March 2016	Likely addition during 2016-17	Likely Installed Capacity as of March 2017
Coal	185,173	13,315	198,488
Gas	25,502	126	25,628
Total Thermal	210,675	13,441	224,116
Hydro	42,784	1,714	44,498
Nuclear	5,780	1,500	7,280
Total Conventional	259,239	16,655	275,894
Solar	6,763	12,000	18,763
Wind	26,866	4,100	30,966
Others	9,220	725	9,945
Total Renewables	42,849	16,825	59,674
Total	302,088	33,480	335,568

(source: Draft National Electricity Plan (p5.17))

2022 年 3 月末時点の再生可能エネルギー導入目標は、175,000 MW、150,000 MW、125,000 MW となっている (Table 3.1.2-4 参照)。また、2017-2022 年までに追加される再生可能エネルギーを除く従来型の発電設備は、Table 3.1.2-4 に示すように 72,495 MW になっており、2022 年 3 月末時点の従来型発電設備の総容量は、348,389 MW になっている。

¹ Draft National Electricity Plan 2016 (DNEP) (page 5.3)

Table 3.1.2-4 Projected Installed Capacity by the end of 2021-22

(MW)

Conventional Power Plants	Conventional Category	Conventional Installed Capacity as of March 2022	Likely Conventional Installed Capacity as of March 2017	Expected Conventional Capacity addition from 2017-22
	Coal	248,513	198,488	50,025
	Gas	29,968	25,628	4,340
	Total Thermal	278,481	224,116	54,365
	Hydro	59,828	44,498	15,330
	Nuclear	10,080	7,280	2,800
	Total Conventional	348,389	275,894	72,495
RES Scenario	RES Category	Target RES Installed Capacity as of March 2022	Likely RES Installed Capacity as of March 2017	Expected RES Capacity addition from 2017-22
Scenario 1	Solar	100,000	18,763	81,237
	Wind	60,000	30,967	29,033
	Biomass	10,000	5,446	4,554
	Small Hydro	5,000	4,498	502
	Total	175,000	59,674	115,326
Scenario 2	Solar	80,000	18,763	61,237
	Wind	55,000	30,967	24,033
	Biomass	10,000	5,446	4,554
	Small Hydro	5,000	4,498	502
	Total	150,000	59,674	90,326
Scenario 3	Solar	60,000	18,763	41,237
	Wind	50,000	30,967	19,033
	Biomass	10,000	5,446	4,554
	Small Hydro	5,000	4,498	502
	Total	125,000	59,674	65,326
Grand Total	Scenario 1	523,389	335,568	187,821
	Scenario 2	498,389	335,568	162,821
	Scenario 3	473,389	335,568	137,821

(source: Draft National Electricity Plan (p5.18-23))

電源別計画の詳細は以下の通りである。

1) 水力

さまざまな水力プロジェクトの状況を考えると、2017年から2022年の間に追加される水力発電設備容量は15,330 MWに達すると見られる。このうち11,788 MWは現在建設中で、残りの3,542 MWは中央電力庁(CEA)により承認されたもので、今後建設に入るものである。Table 3.1.2-5は水力プロジェクトの詳細である。

Table 3.1.2-5 List of Hydro Projects during 2017-2022

No	Project Name	State	Agency	No. of Units x MW	Likely Benefits during 2017-22 (MW)	Status
1	Kameng	Arunachal Pradesh	NEEPCO	4×150	300	Under construction
2	Subansiri Lower	Arunachal Pradesh	NHPC	8×250	2,000	Under construction
3	Parbati St. II	Himachal Pradesh	NHPC	4×200	800	Under construction
4	Kishanganga	Jammu & Kashmir	NHPC	3×110	330	Under construction
5	Tuirial	Mizoram	NEEPCO	2×30	60	Under construction
6	Tapovan Vishnugad	Uttarakhand	NTPC	4×130	520	Under construction
7	Tehri PSS	Uttarakhand	THDC	4×250	1,000	Under construction
8	Vishnugad Pipalkoti	Uttarakhand	THDC	4×111	444	Under construction
9	Lata Tapovan	Uttarakhand	NTPC	3×57	171	Under construction
10	Rammam - III	West Bengal	NTPC	3×40	120	Under construction
	Central Sector Total				5,745	
1	Indira Sagar (Pollavaram MPP)	Arunachal Pradesh	APID	12×80	960	Under construction
2	Kashang-II & III	Himachal Pradesh	HPPCL	1×65+1×65	130	Under construction
3	Shongtong Karcham	Himachal Pradesh	HPPCL	3×150	450	Under construction
4	Swara Kuddu	Himachal Pradesh	HPPCL	3×37	111	Under construction
5	Uhl-III	Himachal Pradesh	BVPC	3×33.3	100	Under construction
6	Pallivasal	Kerala	KSEB	2×30	60	Under construction
7	Thottiyar	Kerala	KSEB	1×30+1×10	40	Under construction
8	Koyna Left Bank PSS	Maharashtra	WRD, GO Mah.	2×40	80	Under construction
9	Shahpurkandi	Punjab	Irr. Deptt. & PSPCL	3×33+3×33+ 1×8	206	Under construction
10	Pulichintala	Telangana	TSGENCO	4×30	60	Under construction
11	Vyasi	Uttarakhand	UJVNL	2×60	120	Under construction
	State Sector Total				2,317	
1	Gongri	Arunachal Pradesh	DEPL	2×72	144	Under construction
2	Bajoli Holi	Himachal Pradesh	GMR	3×60	180	Under construction
3	Sorang	Himachal Pradesh	HSPL	2×50	100	Under construction
4	Tangnu Romai- I	Himachal Pradesh	TRPG	2×22	44	Under construction
5	Tidong-I	Himachal Pradesh	M/s NSL Tidong	2×50	100	Under construction
6	Ratle	Jammu & Kashmir	RHEPPL	4×205+1×30	850	Under construction
7	Maheshwar	Madhya Pradesh	SMHPCL	10×40	400	Under construction

No	Project Name	State	Agency	No. of Units x MW	Likely Benefits during 2017-22 (MW)	Status
8	Bhasmey	Sikkim	Gati Infrastructu re	3×17	51	Under construction
9	Panan	Sikkim	HHEPL	4×75	300	Under construction
10	Rangit-II	Sikkim	SHPL	2×33	66	Under construction
11	Rangit-IV	Sikkim	Jal Power	3×40	120	Under construction
12	Rongnichu	Sikkim	MBPCL	2×48	96	Under construction
13	Teesta- VI	Sikkim	LANCO	4×125	500	Under construction
14	Teesta-III	Sikkim	Teesta Urja Ltd	6×200	600	Under construction
15	Phata Byung	Uttarakhand	LANCO	2×38	76	Under construction
16	Singoli Bhatwari	Uttarakhand	L&T	3×33	99	Under construction
	Private Sector Total				3,726	Under construction
I	Sub Total Under Construction				11,788	
1	Devsari	Uttarakhand	SJVNL	3×84	252	Concurred
2	Kotlibhel-St-1A	Uttarakhand	NHPC	3×65	195	Concurred
	Central Sector Total				447	
1	New Ganderbal	Jammu & Kashmir	JKPDC	3×31	93	Concurred
	State Sector Total				93	
1	Demwe Lower	Arunachal Pradesh	Athena Demwe	5×342+1×40	725	Concurred
2	Dibbin	Arunachal Pradesh	KSK	2×60	120	Concurred
3	Heo	Arunachal Pradesh	HHPPL	3×80	240	Concurred
4	Nafra	Arunachal Pradesh	SEW	2×60	120	Concurred
5	Nyamjangchhu	Arunachal Pradesh	Bhilwara Energy Ltd	6×130	780	Concurred
6	Talong Londa	Arunachal Pradesh	GMR	3×75	225	Concurred
7	Tato-I	Arunachal Pradesh	SHHPL	3×62	186	Concurred
8	Chango Yangthang	Himachal Pradesh	MPCL	3×60	180	Concurred
9	Kutehr	Himachal Pradesh	JSW	3×80	240	Concurred
10	Dikhu	Nagaland	Manu Energy	3×62	186	Concurred
	Private Sector Total				3,002	
II	Sub Total Concurred				3,542	
	Total (I+II)				15,330	

(source: Draft National Electricity Plan (p5.39-41))

2) 原子力

インド原子力省により公表された情報によると、2017-2022年と2022-2027年の間に追加される原子力発電設備容量は、Table 3.1.2-6とTable 3.1.2-7に示すようにそれぞれ2,800 MWと4,800 MWである。

Table 3.1.2-6 List of Nuclear Projects under Construction during 2017-2022

No	Project Name	State	Agency	No. of Units x MW	Likely Benefits during 2017-22 (MW)
1	Kakrapar Atomic Power Plant	Gujarat	NPCIL	2x700	1,400
2	Rajasthan Atomic Power Station	Rajasthan	NPCIL	2x700	1,400
	Total (2017-22)				2,800

(source: Draft National Electricity Plan (p5.42))

Table 3.1.2-7 List of Nuclear Projects under Construction during 2022-2027

No	Project Name	State	Agency	No. of Units x MW	Likely Benefits during 2022-27 (MW)
1	Kudankulam Nuclear Power Project (Expansion)	Tamil Nadu	NPCIL	2x1000	2,000
2	Gorakpur Haryana Anu Vidyut Pariyojana	Haryana	NPCIL	2x700	1,400
3	New PHWR	Madhya Pradesh*	NPCIL	2x700	1,400
	Total (2022-27)				4,800

(*note: Procurement of Land in advance stage)

(source: Draft National Electricity Plan (p5.43))

3) ガス火力

天然ガスの深刻な不足により、多くのガス火力発電所は非常に低い稼働率で運転されている。4,340 MW のガス火力発電所は、運開段階あるいは建設中であるが、天然ガスの不足のために足止め状態である。これらの発電所は、2017年から2022年の間に運転されるとされるが、ガス供給が不確実なことから今後、追加のガス火力プロジェクトはこの期間には考えられない。Table 3.1.2-8 は、運開段階あるいは建設中のガス火力プロジェクトである。

Table 3.1.2-8 List of Gas Power Projects under Construction/Ready for Commissioning

No	Project Name	State	Sector	Agency	Capacity (MW)
1	Panduranga CCPP	Andhra Pradesh	Private	Panduranga Power Ltd	116
2	RVK Gas Engine	Andhra Pradesh	Private	RVK (Rajahmundry) Pvt.Ltd	76
3	RVKCCPP	Andhra Pradesh	Private	RVK (Rajahmundry) Pvt.Ltd	360
4	Samalkot CCPP-II	Andhra Pradesh	Private	Reliance Power	2,400
5	Mangaon CCPP	Maharashtra	Private	PGPL	388
6	Astha Gas Engines	Telangana	Private	Astha	35
7	Ind Barath Gas Project	Tamil Nadu	Private	Barath	65
8	Kashipur CCPP	Utrakhand	Private	Sravanthi Energy Pvt. Ltd	225
9	Beta CCPP	Utrakhand	Private	BIPL	225
10	Gama CCPP	Utrakhand	Private	GIPL	225
11	Kashipur CCPP-II	Utrakhand	Private	Sravanthi Energy Pvt. Ltd	225
	Total				4,340

(source: Draft National Electricity Plan (p2.37))

4) 石炭火力

上記 1) から 3) でコミットされた追加発電設備で賄えない電力需要は、石炭火力で補うことが提案されている。

3.1.3 電力需要予測

(1) 予測手法

19th EPS (ページ 24) によると、電力需要予測には、Partial End-Use Method (PEUM) が使われている。PEUM は、時系列解析 (回帰分析) と最終消費者の積み上げの組み合わせによる方法である。時系列解析は、省エネルギーや機器の技術進展を考慮しながら過去の推移に対して成長率等の指標に重点を置いて将来の動向を推定するものである。最終消費者の積み上げ法は、需要家にある機器の電力消費や将来の機器の台数等を考慮して電力需要を推定するものである。詳しくは、19th EPS のページ 25 - 29 に記載されている。

(2) 前提条件

予測のための主な前提条件は以下の通りである。

- 1) 19th EPS の予測は、2015 年度を基準年としている。
- 2) 電力需要予測は電力会社の系統からの電力需要で、産業等の自家発電からの電力需要は含まれていない。
- 3) 19th EPS の予測は、デマンド・サイド・マネージメント、エネルギー効率改善、省エネルギーによる電力需要の減少も考慮している。Bureau of Energy Efficiency (BEE) による推定に基づき、2016 年度は 95,000 GWh、2021 年度は 206,000 GWh、2026 年度は 273,000 GWh の電力が節約される。
- 4) 送配電ロス、商業ロスは、それぞれの配電会社の努力により減少方向になるとした。
- 5) 再生可能エネルギーに関しては、2022 年度までに 175 GW の追加容量目標を置いた。内訳は、太陽光が 100 GW、風力 60 GW、バイオマス 10 GW、小水力 5 GW である。100 GW の太陽光の内、40 GW はルーフ・トップ型の太陽光で、ルーフ・トップ型の太陽光からの電力量は、電力会社の系統からの電力需要から差し引いている。
- 6) 中央及び地方政府により計画されている Dedicated Freight Corridor (インド貨物専用鉄道建設計画)、電気自動車、その他の開発計画は、電力需要予測に組み入れられている。

(3) 予測結果

Table 3.1.3-1 は、インドの 2026 年度までの電力需要予測結果を示している。電力需要は 2016 年度の 920,837 GWh から 2026 年度には 1,743,036 GWh へと年平均 6.6% で伸びて行く。一方、必要発電量は 2016 年度の 1,160,429 GWh から 2026 年度には 2,047,434 GWh へと年平均 5.8% で伸びて行き、送配電などのロスの改善を見込んでいる。ピーク需要については、2016 年度の

161,834 MW から 2026 年度には 298,774 MW へと年平均 6.3% で伸びて行く。年負荷率に関しては、徐々に低下していく。ちなみに日本の年負荷率は 1970 年（昭和 45 年）の 69.0% をピークに 1990 年に入ってからもしばらくは減ってきていたが、1994 年に 55.0% を記録して以降はまた上がってきており、55-65% の間で変動している。年負荷率の数字が高いということは、最大需要量と最小需要量の差が小さいことを意味しており、季節変動や日負荷変動が少ないと年負荷率の数字が高くなる。

Table 3.1.3-1 Results of Electricity Demand Forecast in India

	Electrical Energy Consumption (GWh)	Electrical Energy Requirement (GWh)	Peak Electricity Demand (MW)	T&D Losses	Load Factor
2016-17	920,837	1,160,429	161,834	20.65%	81.85%
2017-18	994,382	1,240,760	176,897	19.86%	80.07%
2018-19	1,066,989	1,317,962	188,360	19.04%	79.87%
2019-20	1,144,579	1,399,913	200,696	18.24%	79.63%
2020-21	1,222,286	1,483,257	213,244	17.59%	79.40%
2021-22	1,300,486	1,566,023	225,751	16.96%	79.19%
2022-23	1,380,197	1,650,594	238,899	16.38%	78.87%
2023-24	1,463,505	1,739,618	252,288	15.87%	78.71%
2024-25	1,551,066	1,836,001	266,844	15.52%	78.54%
2025-26	1,644,635	1,939,111	282,418	15.19%	78.38%
2026-27	1,743,036	2,047,434	298,774	14.87%	78.23%
2031-32	2,192,305	2,530,531	370,462	13.37%	77.98%
2036-37	2,672,302	3,049,478	447,702	12.37%	77.76%

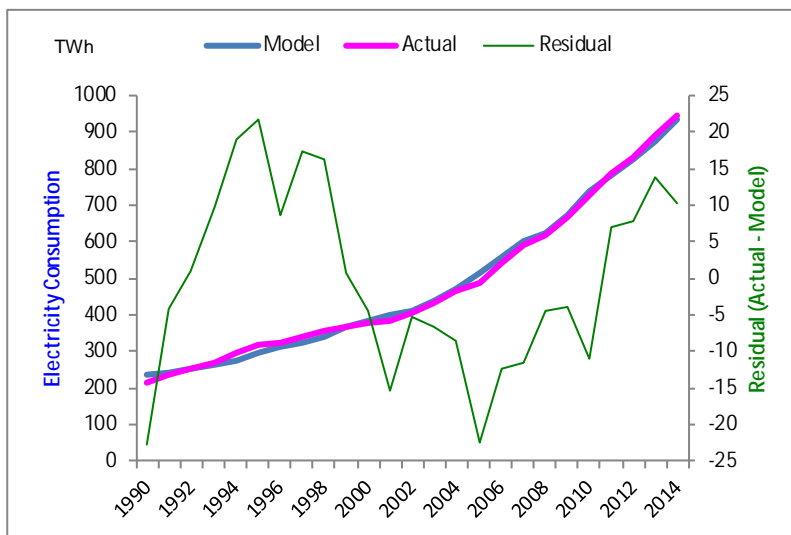
(source: 19th EPS, CEA, January 2017 (p36, p301))

上記の需要予測は、PEMU に基づいて導き出されたものであり、詳細な条件や計算方法が示されていない。インドの電力需要は国内総生産（GDP）と高い相関関係がある。1990 年から 2014 年までの電力需要と国民総生産の相関を回帰分析で見ると決定係数は 0.997 と非常に高い値を示している。Figure 3.1.3-1 は、過去の実際の電力需要（ピンク）とモデル式で求めた電力需要（青）を示している。二つの線はほぼ重なっており、電力需要は国民総生産の額で説明することができる。回帰分析で導かれたモデル式は以下の通りである。Table 3.1.3-1 の数字を入力することにより検証できる。

$$f = 0.40921x + 39.466$$

f : モデル式による電力需要、 x : GDP

また、1990-2014 年の GDP に対する電力需要の弾性値²は、0.9 であるので、PEUM で予測した Table 3.1.3-2 の電力需要の増加のためには、2026 年度までの GDP 年平均伸び率は 7.3%と見込まれることになる。国際通貨基金（IMF）の World Economic Outlook Update, January 2018 によると、インドの経済成長を 2018 年が 7.4%、2019 年は 7.8%と予測していることから PEUM の予測は常識的な範囲であると思われる。



(source: JICA Study Team)

Figure 3.1.3-1 Comparison between Actual Demand and Demand from Model Equation

Table 3.1.3-2 Trend of Electricity Demand and GDP in India

	1990	1995	2000	2005	2010	2014
GDP billion \$ 2010 price	485	621	834	1,154	1,702	2,193
Electricity Demand TWh	236	315	376	489	725	947

(source: Handbook of Japan's & World Energy & Economic Statistics, 2017, EDMC (p312)
World Energy Statistics and Balances 2017, IEA)

3.2 West Bengal 州

3.2.1 電力需給

(1) 電力需要

West Bengal 州では、以下の 5 つの配電会社（公社）が電気を供給している。

- 1) West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) は州政府が所有する配電公社で、1,530 万の需要家に電気を供給している。
- 2) Durgapur Projects Limited (DPL) は州政府が所有する配電会社で、Durgapur 市の 125 km² の地域に電気を供給している。

² 電力消費量の増加率を国内総生産（GDP）増加率で割った比

- 3) Damodar Valley Corporation (DVC) は中央政府所有の配電会社で、West Bengal 州をまたいだ供給地域へ 33 kV で電気を供給しており、DVC が供給する電気の約 4 割が、West Bengal 州に供給されている。
- 4) CESC Limited (CESC) は民間会社で、Kolkata と Howrah 市の 567 km² の地域の 290 万の需要家に電気を供給している。
- 5) 民間会社の India Power Company Limited (IPCL) は、石炭が豊富な Asansol と Raniganj 地域の 618 km² の地域に電気を供給している。

2015 年度の上記 5 社の販売電力量は、41,065 GWh で、WESEDCL が全体の 55% を占めており、次いで CESC が 22%、DVC17%、DPL4%、IPCL2% となっている。

Table 3.2.1-1 Electricity Sales in West Bengal by Utilities in FY2015

(GWh)					
WBSEDCL	CESC	DVC	DPL	IPCL	Total
22,509	9,006	6,848	1,824	878	41,065
55%	22%	17%	4%	2%	100%

(source: Power for All-West Bengal (p8))

2016 年 1 年間通年での West Bengal 州内の電力需要実態を Figure 3.2.1-1 に示す。本負荷持続曲線は一定の peak 傾向を示し、電源構成ミックスを考えれば West Bengal は 2016 年時点でも一定の peak 供給電源が必要と考えられるが、現状では Purulia 揚水 (900MW) 以外では大半を石炭火力が担っている。

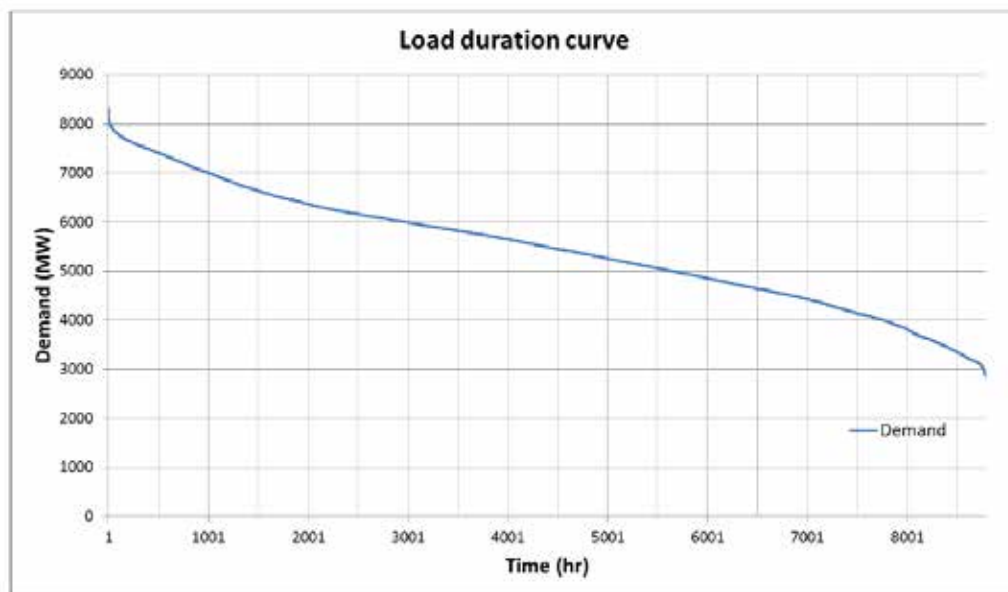


Figure 3.2.1-1 Load Duration Curve in West Bengal in 2016

(2) 電力供給

NITI Aayog が発行する Handbook of State Statistics (p510) によると、West Bengal の総発電量は Table 3.2.1-2 に示すように 2011 年度の 61,293 GWh から 2015 年度の 67,861 GWh へと年平均 2.6% で上昇している。一方、Power for All West Bengal (p8)によると、ピーク需要は、2012 年度の 6,529 MW から 2015 年度の 7,544 MW へと年平均 4.9% で上昇している。但し、この Handbook of State Statistics で報告されている発電量の中には自家発電の発電量も入っており、電力会社の総発電量より大きい。

Table 3.2.1-2 Trend of Electricity Generation and Peak Demand in West Bengal

	Electricity Generation		Peak Demand	
	GWh	G.R	MW	G.R
2011-12	61,293			
2012-13	67,067	9.4%	6,529	
2013-14	68,528	2.2%	7,322	12.1%
2014-15	71,418	4.2%	7,325	0.0%
2015-16	67,861	-5.0%	7,544	3.0%

(source: Generation: Handbook of State Statistics (p510, June, 2017), Peak: Power for All West Bengal (p8))

3.2.2 電力需要予測

Table 3.2.2-1 は、19th EPS による West Bengal の 2026 年度までの電力需要予測結果を示している。電力需要は 2016 年度の 44,710 GWh から 2026 年度には 72,848 GWh へと年平均 5.0% で伸びて行く予測となっている。一方、必要発電量は 2016 年度の 57,342 GWh から 2026 年度には 85,590 GWh へと年平均 4.1% で伸びる想定となっており、送配電などのロスの改善も見込んでいる。2016 年度のロスは全国平均よりも高いが、2026 年度のロスは全国平均並みとしている。ピーク需要については、2016 年度の 10,383 MW から 2026 年度には 15,680 MW へと年平均 4.2% で伸びて行く想定している。年負荷率に関しては、ほぼ横ばいで推移すると想定している。West Bengal の年負荷率は、インドの平均よりも低く、日本の年負荷率に近く、季節変動や日負荷変動が大きいと言える。

Table 3.2.2-2 は、Power for All による電力需要予測である。需要予測は、電化している家庭と未電化家庭に分けて推定された。家庭以外の需要家についての電力需要は、過去のトレンドを考慮して WBSEDCL が推定した伸び率を基に推定された。家庭用電力需要は、電化している 1 世帯当たりの電力需要を都市と地方に分けて設定して、世帯数で積み上げている。未電化家庭については、電化される世帯数を想定して電力需要を求めている。

これらの電力需要予測は、配電会社（公社）の過去のデータを基に予測されているため自家発電で賄っている工場などの需要は含まれていない。通常、安定した電力供給が確保されれば、電力コストの高い自家発電から安価な系統電力にシフトする。19th EPS の予測によると、2021 年度と 2026 年度には自家発電を利用している産業のそれぞれ 15% および 25% が系統からの電力に

シフトするとしている。³

2001年の国勢調査では、約900万世帯が未電化だった。West Bengal州は2011年度から2015年度の間約800万世帯を電化させ、WBSEDCLが実施した調査によると2015年10月時点の未電化世帯は約75万世帯と報告された。また、NITI Aayogが発刊するHandbook of State Statistics (p514)によると、2017年4月時点のWest Bengal州の未電化世帯は、127,581である。

Table 3.2.2-1 Results of Electricity Demand Forecast in West Bengal by 19th EPS

	Electrical Energy Consumption (GWh)	Electrical Energy Requirement (GWh)	Peak Electricity Demand (MW)	T&D Losses	Load Factor
2016-17	44,710	57,342	10,383	22.03%	62.61%
2017-18	46,572	59,148	10,817	21.26%	62.00%
2018-19	48,866	61,485	11,267	20.52%	61.87%
2019-20	51,334	63,979	11,724	19.76%	61.88%
2020-21	53,952	66,634	12,191	19.03%	61.97%
2021-22	56,644	69,361	12,688	18.33%	61.98%
2022-23	59,493	72,222	13,318	17.62%	61.48%
2023-24	62,516	75,264	13,873	16.94%	61.51%
2024-25	65,733	78,463	14,435	16.22%	61.63%
2025-26	69,176	81,915	15,065	15.55%	61.65%
2026-27	72,848	85,590	15,680	14.89%	61.89%
2031-32	89,315	103,722	18,827	13.89%	62.89%
2036-37	109,504	125,708	22,461	12.89%	63.89%

(source: 19th EPS, CEA, January 2017 (p40-49, p303-307))

Table 3.2.2-2 Results of Electricity Demand Forecast in West Bengal by PFA

	Electrical Energy Requirement (GWh)	Peak Electricity Demand (MW)	Load Factor
2015-16	52,358	7,544	79.23%
2016-17	56,035	9,842	64.99%
2017-18	59,403	10,258	66.11%
2018-19	60,662	10,687	64.80%
2019-20	62,926	11,172	64.30%

(note: Data in 2015-16 is actual)

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p13))

³ これらを踏まえると、インド全体の電力需要は、20216年度に比して、2021年度には41,000GWh(全体の2.6%)、2026年度には97,000GWh(同4.7%)増えることになる(調査団試算)

3.2.3 供給計画

West Bengal州では州が所有する West Bengal Power Development Corporation Limited(WBPDC) が火力発電事業を行っている。これに加えて、CESE、HEL、IPCL の民間発電会社、NTPC、NHPC、DVC 等によって所有されている中央発電所(Central Generating Stations) いくつかの IPP がある。2015 年 9 月末時点における West Bengal 州の総発電容量は、中央発電所からの割り当ても含めると 9,564MW になっている。火力発電所の割合は 85% になっており、全発電容量に占める WBPDC の割合は、67% で、次いで民間事業者の 21% になっている。

Table 3.2.3-1 Installed Capacity for West Bengal State

(MW)

Sector	Thermal	Hydro	Renewables	Total
State	5,320	977	92	6,389
Private	1,941	0	40	1,981
Central	922	271	0	1,194
Total	8,183	1,248	132	9,564

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p15))

2015 年度から 2019 年度にかけてピーク需要と必要な発電量は、それぞれ 7,544 MW、52,358 GWh から 11,172 MW、62,926 GWh へと増大していく予測となっている (Table 3.2.2-2 参照)。増大していく電力需要に応じるため、州政府は発電容量の増強、あるいは中央発電所や IPP との協力が必要になってくる。

州政府は、Table 3.2.3-2 に示すように中央発電所とブータンから 2019 年度までに 993 MW の割り当てを受けた。さらに、Teesta プロジェクトに関して州政府は、Teesta Low Dam V (80 MW)、Teesta Low Dam I & II (81 MW)、Teesta Intermediate (84 MW)、Rammam Stage (48 MW) の 4 プロジェクトを NHPC に割り振り⁴、合意覚書に調印した。州政府のプロジェクトとしては、WBPDC が所有する Sagardighi 2 × 500 MW Unit III と IV が 2016 年に運開した。このほかに 2019 年度までに再生可能エネルギーから 585 MW の容量が期待されている。

⁴開発権の移管 (build, own, operate and maintain (BOOM) basis)

Table 3.2.3-2 Upcoming Central Generating Stations

Name	Fuel	Owner	Capacity (MW)	Capacity for WBSEDCL (MW)	Commercial Operation Date (COD)	Status
Teesta low Dam IV	Hydro	NHPC	160	160	Sep-16	Under construction One unit of 40MW already commissioned and spinning of another unit done
Teesta IV	Hydro	NHPC	520	121	Aug-22	Under clearance
New Nabinagar	Thermal	NTPC	1,980	179	Jul-17	Under construction WBSEDCL has cancelled PPA
North Karanpura	Thermal	NTPC	1,320	99	Jul-17	Under construction WBSEDCL has cancelled PPA
Katwa	Thermal	NTPC	1,320	1,122	Beyond FY19	Under construction
Darlipalli	Thermal	NTPC	1,600	250	Jun-16	Under construction
Punatsangchhu-II HEP	Hydro	Bhutan	1,020	106	Jul-17	Under construction Expected slippage in COD
Mangdechhu HEP	Hydro	Bhutan	474	75	Sep-17	Under construction Expected slippage in COD
Punatsangchhu-I	Hydro	Bhutan	1,200	124	Dec-18	Under construction Expected slippage in COD
Total				2,236		
Total until FY19				993		

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p17))

ピーク電力需要に関しては、West Bengal 州のピーク需要に対する供給不足は 1%を下回っており⁵、全インドと比べると良い状態にある。将来の供給予備率目標は 5%としている (CERC)。

3.2.4 系統整備計画

West Bengal 州内の系統計画と整備は、West Bengal State Electricity Transmission Company Limited (WBSETCL) によって行われている。2015 年 3 月末時点で WBSETCL が所有している送電線は 12,042.54 km、113 の変電所の総容量は 23,580.8 MVA で West Bengal の全域に広がっている。Table 3.2.4-1 は WBSETCL の既存の変電所容量と送電線長を示している。既存の送電容量は将来の電力需要の増加に対応するように更に強化が求められている。Power for All (PFA) によれば West Bengal はインドの中でも系統整備された州のひとつである。

Table 3.2.4-1 Intra-state Transmission System

Voltage	Transformation Capacity (MVA)	Line Length (ckt kms)
440 kV	3,780.0	1,644.70
220 kV	9,880.0	2,941.50
132 kV	9,674.5	7,035.34
66 kV	246.3	421.00
Total	23,580.8	12,042.54

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p22))

5 年送電システム投資計画に基づき、WBSETCL はいくつもの送電プロジェクトを手がけている。送電網の増強や需要家への供給信頼性や品質の確保のためのこれらプロジェクトは、イン

⁵ Source: Handbook of State Statistics, NITI, page509

ド政府や州政府の補助を得ていない。これらのプロジェクトは WBSETCL の資金や銀行などのローンによって実施されている。Table 3.2.4-2 は、進行中、認可済み、提案済みの追加能力を電圧毎に示している。計画にある 42 の変電所のうち、進行中である 12 の変電所と 1,025.5 km の送電線は、2017 年度までに完成する予定とされた⁶。承認済みの 18 変電所と 399.6 km の送電線は、2017 年以降に完成する。残りの 12 変電所と 569.5 km の送電線は、毎年レビューされ、2022 年度までの完成を目指している。

Table 3.2.4-2 Ongoing, Approved and Proposed Schemes of WBSETCL

	Ongoing	Approved	Proposed	Total
No. of Substations	12	18	12	42
Transformation Capacity (MVA)	3,769	3,007	3,623	10,399
400/220 kV	1,260	315	1,260	2,835
220/132 kV	1,920	1,280	1,600	4,800
220/33 kV		160		160
132/33 kV	589	1,252	763	2,604
Lines (km)	1,026	400	570	1,996
400 kV	353	53	150	556
220 kV	201	82	153	436
132 kV	472	265	267	1,004

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p25))

3.2.5 再生可能エネルギー

West Bengal の再生可能エネルギーは、北ベンガル地域に賦存する小水力およびミニハイドロがある。また、WBSEDCL は 2013 年に通達された「再生可能エネルギー買取り義務 (Renewable Purchase Obligation : RPO)」を果たすために他の再生可能エネルギー由来の電力を購入している。州に課せられた RPO の割合は Table 3.2.5-1 の通りである。

1993 年に設立された West Bengal Renewable Energy Development Agency (WBREDA) は、非在来型エネルギープログラムを実行するための調整機関である。更に同じ年に West Bengal Green Energy Development Corporation Limited が設立され、官民連携で再生可能エネルギーによる電力の系統接続を推進している。州の再生可能エネルギーのポテンシャルは、19,071 MW で、この内 16,800 MW が太陽光である⁷。再生可能エネルギー政策は、2012 年に州政府により制定され、政策目標は Table 3.2.5-2 に示すように 2022 年までにコ・ジェネレーションを含む再生可能エネルギー発電容量を 2,706 MW にすることである。しかし、新・再生可能エネルギー省 (Ministry of New and Renewable Energy : MNRE) の 175 GW 再生可能エネルギー計画の一環として、West Bengal は 2022 年までに 5,386 MW の目標を課せられた。この状況の下で、州政府は目標を見直すことになった。

⁶ Source: Power for All – West Bengal (page25)による (2018/3 時点での実績値は未公表)

⁷ Source: Power for All – West Bengal (page39)

Table 3.2.5-1 Share of RPO Targets for West Bengal

Year	Solar RPO	Non-Solar RPO
FY 2014	0.10%	4.0%
FY 2015	0.15%	4.5%
FY 2016	0.20%	5.0%
FY 2017	0.25%	5.5%
FY 2018	0.30%	6.0%

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p39))

Table 3.2.5-2 RPO Targets for West Bengal

(MW)

Source	2017 Target	2022 Target
Wind Power	75	450
Mini & Small Hydro	220	394
Co-generation	355	600
Biomass	240	662
Waste to Energy	50	100
Solar	100	500
Total	1,040	2,706

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p39))

WBSEDCL は 9 つの 25 MW 未満の小水力発電所を所有しており、その総容量は Table 3.2.5-3 に示すように 89.55 MW である。2015 年度の小水力発電所からの発電量は、185.07 GWh だった。

これらの発電所の他に、Table 3.2.5-4 に示すように、162.2 MW のその他の再生可能エネルギーからの発電容量を持っている。

Table 3.2.5-3 RPO Targets for West Bengal

Plant Name	Capacity (MW)
Jaldhaka Stage-II (2x4MW)	8
TCF-I (3x7.5MW)	22.5
TCF-II (3x7.5MW)	22.5
TCF-III (3x7.5MW)	22.5
Rinchington (2x1MW)	2
Little Rangit (2x1MW)	2
Mongpu Kalikhola (3x1MW)	3
Sidrapong (3x0.2 MW)	0.6
Fazi (2x0.4+1x0.448+1x1.2MW)	2.448
Massamijor	4
Total	89.548

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p39))

Table 3.2.5-4 RE Procurement by WBSEDCL (Other Sources)

Name of Entity	Type	Cap(MW)	COD/Status
Rashmi Cement Ltd.	Co-gen	18	Jan, 2011
Bengal Energy Ltd.	Co-gen	36	Apr, 2012
Himadri Chemicals and Industries Ltd.	Co-gen	12	Feb, 2012
M/s Tata Power Co. Ltd.	Co-gen	20	Jun, 2008
M/s Ennore Coke Ltd.	Co-gen	10.8	Dec, 2012
Electro Steel	Co-gen	10.8	in operation since 2006
CONCAST	Co-gen	4.8	Aug, 2013
Ramsarup Loha Udyog	Co-gen	20	Shutdown
Nippon Power Ltd.	Small Hydro	2.7	Mar, 2007
M/s Neora Hydro Ltd.	Small Hydro	2.7	Apr, 2006
WBREDA	Wind	2	Jul, 2001 and Apr, 2008
M/s Amrit Bio-Energy & Industries Ltd.	Biomass	9.1	Mar, 2010 (Shutdown)
M/s Kamarhati Co. Ltd.	Biomass	5.3	Jun, 2008 (Shutdown)
Himadri Chemicals and Industries Ltd.	Co-gen	8	in operation
Total		162.2	

(source: Power for All (PFA) - West Bengal (p40))

3.2.6 電力料金

WBSEDCL のホームページによると、電力料金は大きく低・中圧需要家と高・超高压需要家の2つに分けられている。家庭用料金 (Domestic) は、基本料金 (Demand charge) と従量料金 (Energy charge) に分かれており、Table 3.2.6-1 に示すように3ヵ月間の使用量が増えるに従って料金が高くなっていく。家庭用料金は都市部と地方に分けられていて、地方の方が若干低い。また、オプションとしてプリペイド方式があり、家庭用のプリペイド電気料金は電力需要によって変動せずにTable 3.2.6-1 に示すようにkWhあたり同じ6.64 INRである。さらに、3ヵ月の電力需要が75 kWh以下の家庭は、Life Line と分類されており、電気料金が低く設定されている。

Table 3.2.6-1 Domestic Electricity Tariff in West Bengal

Type of Consumer	Quarterly consumption in kWh		Energy charge INR/kWh	Demand charge in INR/KVA/mon
Life Line (Domestic)	0 to 75		3.56	5
Domestic (Rural)	First	102	5.26	15
	Next	78	5.86	
	Next	120	6.73	
	Next	300	7.23	
	Next	300	7.32	
	Above	900	8.99	

Domestic (Urban)	First	102	5.30	15
	Next	78	5.97	
	Next	120	6.97	
	Next	300	7.31	
	Next	300	7.58	
	Above	900	8.99	
Domestic (Rural-Prepaid)	All Unit		6.64	15
Domestic (Urban-Prepaid)	All Unit		6.64	15

(source: https://www.wbsedcl.in/irj/go/km/docs/internet/new_website/pdf/Tariff_Volumn/PDFsam_mergetariff2.pdf)

その他のカテゴリーには、商業用、公共用、産業用、農業用、建設用等と細かく分かれており、全部で 31 のカテゴリーがある。また、時間帯別料金も設定されているカテゴリーもあり、17 : 00-23 : 00 が一番高く、6 : 00-17 : 00、23 : 00-6 : 00 へと順に安くなっていく。さらに、産業用には負荷率が高い需要家に対しては、割引もある。

Power for All - West Bengal (page20) によると、2013 年度から 2015 年度にかけての WBSedCL の電力購入価格は、3.83 INR/kWh から 4.12 INR/kWh の間で推移していた。電力購入価格の上昇は、発電所の変動費の上昇に起因している。WBSedCL は以下を実施することで、2015 年度中に kWh あたり 26 paisa の購入価格を引き下げることができた。

2014 年度から 2015 年度にかけて、州が所有する発電所からの発電量を 44.9% 増やし、変動費を削減させた。

費用のかかる電力購入契約を避けた長期購入計画の再編

安い電力を購入するために 1 日前電力スポット市場を利用し、約 34% 電力購入量を増やした。

Purulia 揚水発電所の経済的な運転によりピーク時の電力購入を避けた。

短期電力市場からの購入に焦点を当て、終日の取引に代えて様々な購入方法を取り入れて Back Down Charge⁸を削減した。

短期電力市場は現在インド全体電力売上の 1~2 割程度で漸増傾向にある。全般に売り注文に対し買い注文が下回っており取引は低価格で推移しているが、CERC により取引時間延長、DAM (Day Ahead Market) の他に Intra Day Contract、Day Ahead Contingency 等の TAM(Term Ahead Market) を追加整備し柔軟化を指向している。Figure 3.2.6-1 に 2016 年 1 年間の IEX (India Energy Exchange) での東部ブロック (E1) での取引価格を示す。従来から財務状況の悪化している配電会社 (公社) の買電意欲が低いとされ必ずしも実需要を反映していないとの議論があることに留意する必要があるが、短期市場では概ね 2~3 INR/kWh のバンドで推移している。Peak 価格最大 4.85 INR/kWh となっている。

⁸ 石炭火力発電会社に対して行う PPA 契約に於いて、購入せずとも支払義務を負う固定費相当料金

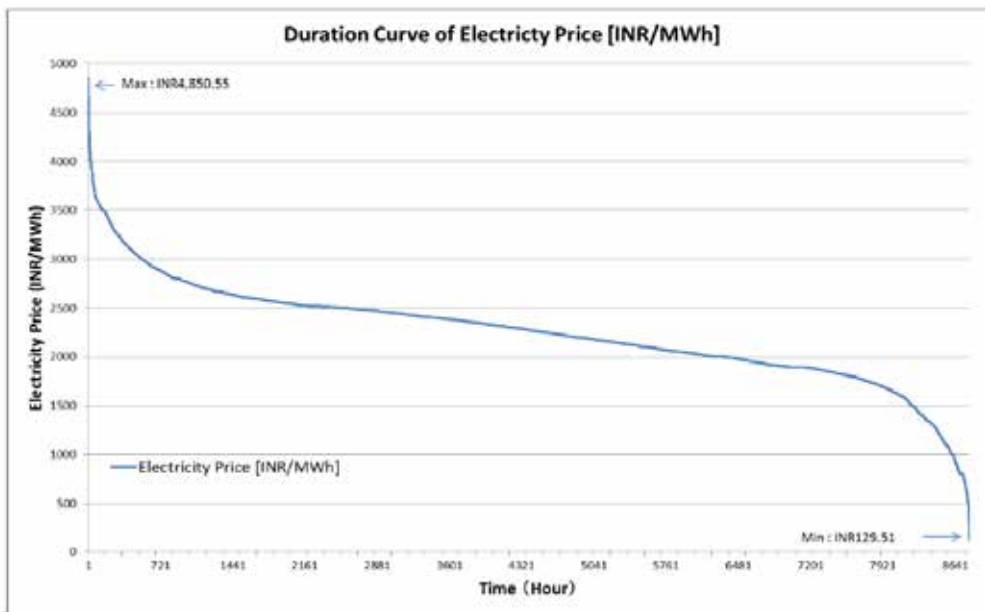


Figure 3.2.6.1 IEX Market Price in West Bengal in 2016

3.2.7 WBSEDCL 運用実績

WBSEDCL において収集した 2016 年の需要実績、IEX 価格実績と Purulia 揚水発電所等の WBSEDCL 運用実績を対比した結果を Figure 3.2.7-1 と Figure 3.2.7-2 に示す。

West Bengal 州の夜間電灯 Peak 需要に対し Purulia 揚水が Peak 発電として寄与している実態が確認できる。一方で、市場価格と対比させた場合には、低価格帯の揚水、夜間高価格帯における発電と見ることにもできる。ただし WBSEDCL の電力調達（買電）は、近年市場調達を柔軟に実施していると想定されるものの、年次報告等では、依然として主に PPA による買電とされている（Table 3.2.7-1）。また、運用は 1 日前計画の提出に基づいた運用（系統制御は ERLDC/WBSLDC 管理下）によるが、Purulia 発電所単体での財務収支を直接確認することは現状困難である。

（内部情報につき非公開）

(source : JICA Team, from WBSEDCL)

Figure 3.2.7-1 Operation record of West Bengal in 2016 (excerpt)

（内部情報につき非公開）

(source : JICA Team, from WBSEDCL)

Figure 3.2.7-2 Operation record of Purulia PSP in 2016 (excerpt)

Table 3.2.7-1 Purchase Volume of WBSEDCL (MU)

WBSEDCL Power Purchase (MU)	2016-2017	2015-2016	2014-2015	2013-2014
1 Central Sectors (NTPC, NHPC, PTC, DVC, etc).	9,465.2	8,988.3	9,647.1	9,151.1
2 State Sectors (WBPDC, DPL)	21,289.1	17,910.5	21,670.0	18,605.8
3 Short Term Bilateral	1,996.7	3,948.6	753.7	693.9
4 Short Term Exchange (IEX,PXIL)	844.0	1,343.0	1,044.2	319.0
5 Swap Power	0.0	989.5	1,129.8	1,172.7
6 Private Sectors	3,302.8	3,387.1	3,136.5	4,432.2
7 Renewables (WBREDA)	0.0	0.2	0.2	0.2
8 Power Drawn under UI mode (UI IN)	576.0	258.2	431.3	777.4
9 others	102.8			
Total Energy	37,576.6	36,825.3	37,812.8	35,152.4

(source : JICA Team, from WBSEDCL Annual Report 2014/15 (Dec. 2015), 2015/16 (Sep. 2016), 2016/17 (unpublished))

第 4 章

事業実施体制、維持管理体制

List of Abbreviations

Abbreviation	Full Form
AE	Assistant Engineer
CE	Chief Engineer
CESC	Calcutta Electric Supply Corporation
CKM	Circuit Kilometers
CoD	Commercial Operation Date
CSR	Corporate Social Responsibility(
DE	Divisional Engineer
DDUGJY	Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana
DPL	Durgapur Projects Ltd
DPSC	Dishergarh Power Supply Company Limited
DVC	Damodar Valley Corporation
DPR	Detailed Project Report
DSM	Demand Side Management
DT/ DTR	Distribution Transformer
EBIDTA	Earnings Before Interest Depreciation Taxes and Amortization
EE	Energy Efficiency
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EPS	Electric Power Survey
ER	Eastern Region
FY	Financial Year
GIS	Gas Insulated Switchgear
GoI	Government of India
GSS	Grid Substation
GWp	Giga Watt Peak
HH	Household
HTLS	High Temperature Low Sag Conductor
HR	Human Resource
IPCL	India Power Co., Ltd
IPDS	Integrated Power Development Scheme
IPP	Independent Power Producer
ISTS	Inter State Transmission System
LED	Light-emitting Diode
LT	Low Tension
MNRE	Ministry of New and Renewable Energy
MoC	Ministry of Coal
MoEF	Ministry of Environment & Forests, Government of India
MoP	Ministry of Power, Government of India
MU	Million Unit of Electricity (in kWh)
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Mega Watt

NESCL	NTPC Electric Supply Company Limited
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation
NTPC	National Thermal Power Corporation
O&M	Operation & Maintenance
PAT	Profit After Taxes
PBT	Profit Before Taxes
PFA	Power For All
PFC	Power Finance Corporation
PGCIL	Power Grid Corporation Of India Limited
PLF	Plant Load Factor
PMA	Project Monitoring Agency
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public-private Partnership
PSS	Power Sub-station
R&M	Renovation & Modernization
RE	Renewable Energy
REC	Rural Electrification Corporation
RGGVY	Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana
ROW	Right of Way
RPO	Renewable Energy Purchase Obligation
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	Superintending Engineer
SEB	State Electricity Board
SHR	Station Heat Rate
SLDC	State Load Dispatch Center
SPV	Special Purpose Vehicle
T&D	Transmission & Distribution
TBCB	Tariff Based Competitive Bidding
ToR	Terms of Reference
TPS	Thermal Power Station
UDAY	Ujwal Discom Assurance Yojana scheme
UMPP	Ultra Mega Power Project
USTDA	US Trade & Development Agency
WBERC	West Bengal Electricity Regulatory Commission
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Limited
WBPDCCL	West Bengal Power Development Corporation Limited
WBSETCL	West Bengal State Electricity Transmission Company Limited
WBREDA	West Bengal renewable Energy Development Agency

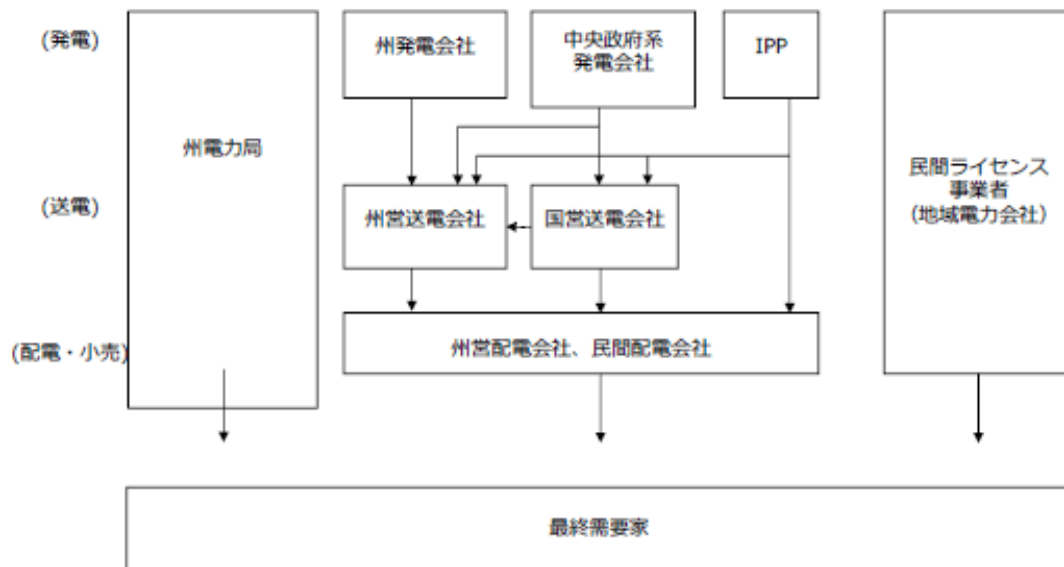
第4章 事業実施体制、維持管理体制

4.1 事業実施体制

4.1.1 設立法・関連規則

インド国内の電力供給は、独立（1950年）以前から財閥系の電力会社が大都市を中心とした電力供給を担ってきた。独立以降、地方の電力供給を担うために州営の電力会社として発電・送電・配電を一貫して担う垂直一貫型の州電力局（SEB）が設立され、州全体の電力供給を担ってきた。その後、電力インフラの整備が進められ、さらに中央政府系発電公社（NTPC, NHPC, NPCIL）や国営送電公社（PGCIL）が設立された。

現在、インド国の電力供給体制は、中央政府、州政府、民間の3つのセクターで構成されている。インド国における電力改革は1990年頃から進められ、「2003年の電力法（Electricity Act, 2003）」が施行されてSEBの分割や電気料金の合理化、発送配電の分離や、水力発電以外の認可制の廃止、送配電系統へのオープンアクセス等が認められるようになってきている。電力改革の進捗は州によって大きく異なっており、積極的に実施した州もあれば、実質的に一体経営のままとなっている州など様々である。現在もSEBが発送配電を行っている州と、これらを別会社が行っている州とが並存している（Figure 4.1.1-1）。



(source: Collection Data by Japan Electric Power Information Center (JEPIC))

Figure 4.1.1-1 Electricity Business Structure in India

4.1.2 West Bengal 州の電力供給体制¹

インドの東部に位置する West Bengal 州は、Jharkhand、Bihar、Odisha、Sikkim、Assam との州境を共有している。国家としては、ネパール、ブータン、バングラデシュとの国境を接してい

¹ (1)~(3)まで主に Power for All West Bengal に基づく。

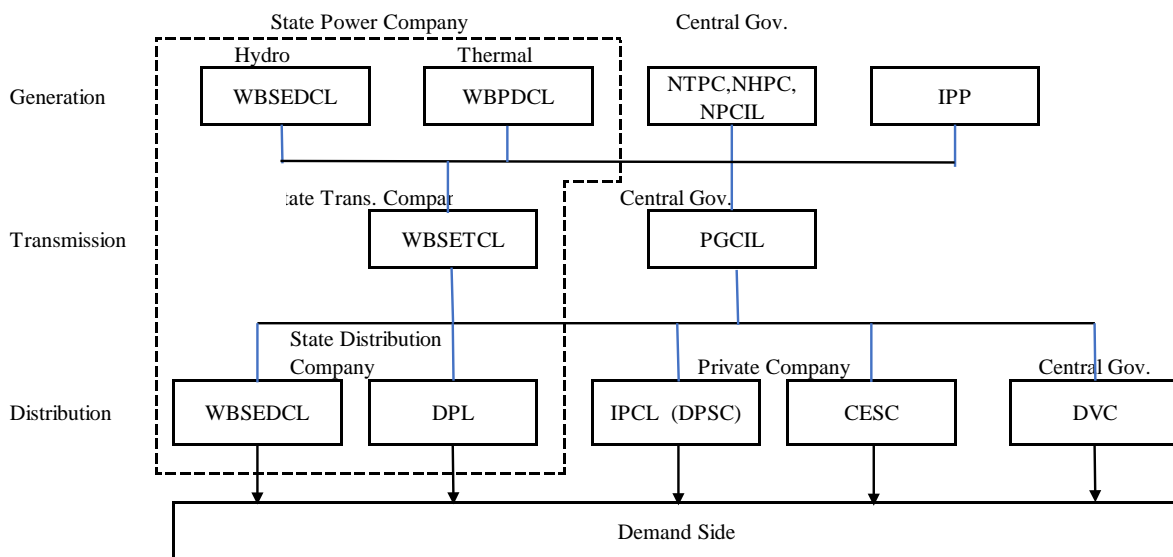
る。地域別で 14 番目の州であり、人口約 4 番目の州である。

West Bengal は、インドにおける総エネルギー消費量の約 4.4% を占める第 10 位の電力消費地域である。電力供給においては州における 2015 年度のエネルギー不足はわずか 0.5% で、全国平均エネルギー不足 3.6% よりもかなり低い値である。ピーク電力需要に関しても、過去 4 年間にピーク赤字が 1% を下回ったため、West Bengal の電力供給体制は全国平均よりも優れている。

州レベルでは、エネルギー需要全体は、2015 年度の既存の 52,358MU から 2019 年度の 62,926MU に増加すると予測され、この期間中に年間 5% の伸びを示している。これは、2015 年度の既存の 7,544 MW から、2019 年度の 11,172 MW へのピーク電力需要の増加予想につながっている。

West Bengal 州では、2007 年 4 月に West Bengal 州電力庁 (West Bengal State Electricity Board: WBSEB) が West Bengal 州送電公社 (West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.: WBSETCL) と同配電公社 (West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.: WBSEDCL) に分離・発足した。

West Bengal 州における電力供給体制を Figure 4.1.2-1 に示す。破線内は州政府が発電、送電、配電事業を運営する電力会社である。



(source: Collection Data by Power for All West Bengal)

Figure 4.1.2-1 Electricity Supply Structure in West Bengal

(1) 発電計画

1985 年に設立された West Bengal Power Development Corporation Ltd. (WBPDC) は、火力発電所を所有、運営する州営の会社である。WBPDC に加えて、残りの火力発電容量は民間会社によって所有および運営されている。他に NTPC、NHPC、DVC など中央政府が所有する発電所がある。

水力発電は、現在 WBSEDCL によって行われている。

West Bengal 州の電力需要は、主に州政府が運営する電力設備によってほぼ満たされており、州政府の WBPDC、WBSEDCL の設備容量は州内総設置容量の 64% 以上を占めている。4,865MW の容量を備えた WBPDC は、州の火力発電容量の大部分を占める。WBSEDCL は、Rammam (51MW) と Purulia Pumped Storage Plant (900MW) を含めて合計 1,075.1MW、11カ所の水力発電所を所有している。

West Bengal 州政府発行の “Power for All West Bengal” では、2015 年度におけるピーク電力需要は 7,544MW に対して、供給力は 7,524MW でありピーク需要を 20MW 下回っている。ピーク電力需要は 2019 年度に 11,172MW に増加することが予想されており、供給力としては、火力発電設備の新設および輸入電力によって補うとされるが、供給力が不足する傾向は 2019 年度以降も継続することが予想されることから、早期に比較的大容量の供給電源が投入されることが望まれている。

Turga 揚水発電計画 (1,000MW) 続いて Bandu 揚水発電計画 (900MW) が実現することにより West Bengal 州のピーク供給力が飛躍的に増大することになる。

本計画は West Bengal 州のピーク需要への対応、及び電力系統への安定化を図り、もって同州域及び地域系統内の電力品質の改善に寄与するものであると考えられる。

(2) 送電計画

West Bengal 全体の供給地域には、2015 年 3 月末現在、23,580.8 MVA の総変電能力を有する 113 の変電所 (400/220/132/66 kV) に沿った送電線が広がっている。WBSEDCL は、5 年間の長期送電線増強計画に基づき、多数の送電プロジェクトに取り組んでいる。FY2016 ~ FY2019 の間に追加する 42 の新しい変電所、そのうち 12 の変電所と 1,025.5km の送電線は、FY2016 と FY2017 までに完了する予定である。18 の変電所と 399.6km の送電線計画は、FY2017 以降に徐々に完了される予定である。残りの計画は、WBSEDCL による承認と必要な資金調達が計画されている。

また、West Bengal と Eastern Region を結ぶ国境をまたぐ送電線やその他の州では送電ネットワークの拡大が進んでいる。Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) は、Inter State Transmission Line System (ISTS) ラインを約 3,863 km (1,000 kV - 765 kV および 2,863 km - 400 kV) 追加し、新しい 765/400 kV 変電所 (Jeerat - 3000 MVA および Medinipur - 3000 MVA) を含む約 9,435 MVA 変電設備容量を増強することを提案している。West Bengal 州に 2 つの新しい 400/220 kV 変電所 (Rajarhat - 1000 MVA と Alipurduar - 630 MVA) の計画がある。これらの送電能力増強計画は、West Bengal 州の電力の需要と供給の増加に十分対応することができる。

(3) 配電計画

West Bengal にはライセンスを有する 5 つ配電会社がある。

WBSEDCL、CESC、DPL、IPCL、および DVC である。

2 つは州政府が所有し、2 つは民間会社、もう 1 つは中央政府が所有している。

- 1) WBSEDCL は州営の配電公社であり 2017 年度末で約 1,742 万件の消費者基盤を有する州の配電部門の責任を有する。
- 2) CESC は、州内最大の民間配電会社で総面積 567km² の供給エリアを所有および運営している。Kolkata と Howrah が供給範囲になる。
- 3) IPCL (以前の DPSC) - India Power Co., Ltd は、618km² 以上の地域で流通システムを所有および運営する民間の配電会社である。石炭が豊富な Asansol と Raniganj 地域が供給範囲である。
- 4) DPL - Durgapur Projects Ltd. は州営の配電会社である。Durgapur の限られた地理的エリアに電力を供給している。
- 5) DVC - Damodar Valley Corporation は中央政府が運営する配電会社である。West Bengal 州と Jharkhand 州を横断する Damodar Valley 地域で 33kV 以上の電力を供給している。

(4) インド政府及び West Bengal 州の電力自由化の見通し²

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

1990 年代初めに行われた電力改革では West Bengal 州においても経済の急成長に伴う電力不足の問題に対応するため、IPP の導入といった発電部門中心の規制緩和策を積極的に採用した。さらに 1990 年代後半から 2000 年代にかけての一連の電気事業改革では、配電部門の効率化や電気料金体系の整備に主眼が置かれるようになった。2003 年には電力改革の基盤となる電法力法が改正されたことに伴い、州電力局の分割、発送電分離を実施した。

2014 年 5 月に実施された総選挙において、全国の家庭に「1 日 24 時間・週 7 日間停電することなく電気を供給する」ことを公約に掲げたナレンドラ・モディ氏率いるインド人民党(BJP) が圧倒的勝利を収め政権交代が実現した。モディ首相は就任後、改革が進まない要因として縦割り行政の弊害を指摘し、電力省、石炭省、新・再生可能エネルギー省の 3 つの省を統括する大臣として、ゴヤル氏を新たに電力大臣に任命し、同大臣が中心となって以下の電力改革を進めている。

1) 石炭の割り当て方法の見直し

国産石炭の各事業者への分配は、国営企業のインド石炭公社(CIL)が行っている。この石炭の割り当て方法が、公営企業優先で不公平なものであったため、見直しが行われた。特に、電力不足と環境問題を考慮して、効率の良い発電所に優先的に石炭が割り当てられることとなった。

² 海外電力調査会資料の抜粋を含む。

2) 地方電化（プログラムの名称：DDUGJY）

未電化村 1 万 8,452 村、未電化世帯 5,000 万軒を電化するため、変圧器、配電変圧器、コンダクタ、メーターの強化、非検針世帯での検針を進めるためのフィーダー、メーター等の設置を行う。予算額は 7 億 5,893 万ルピー。

3) 配電効率化（プログラムの名称：IPDS）

主に都市部の配電ロス低下（盗電防止も含む）を目的するプログラム。スマートメータや不正改竄防止メーターの設置、配電インフラの強化、人口密集地域の配電地中化、IT 化、太陽光パネルの設置を行う。予算額は 6 億 5,424 万ルピー。

4) LED の普及促進

2019 年までに全国の街路灯と一般家庭の照明を LED に切り替える。一般家庭には、格安で販売する。政府は、LED 電球への切り替えによる省エネ効果を 2 億 4,300 万 kWh、一般家庭の電気代が年間 162 ルピー（約 308 円）節約されると試算している。

5) 配電会社の債務解消（プログラムの名称：UDAY）

2015 年 11 月に公表された。州政府は、配電会社から 2015 年 9 月末時点の負債額の 75% を引き取り、2 年かけて証券化して売却する。残りの 25% は、配電会社自身で証券化して売却することが認められる。全国の配電会社の負債総額は 6,200 億ルピー（約 1 兆 1,500 億円）と試算されている（2015 年 3 月末現在）。

6) 今後予定されている施策

インド政府は 2016 年 1 月 20 日、「電気料金政策 (Tariff Policy)」の改定案を閣議で承認した。電気料金政策は、2003 年電気法に基づいて、電気事業制度改革の方針を示した政策文書で、2006 年の策定以来、初めての全面的な改定となった。新たな電気料金政策では、電気を国民に行き渡らせること、電気料金を適正な水準に抑えるため、電気事業の効率化を促すこと、持続可能な将来に向け環境問題に対応すること、投資環境の整備、の 4 項目で構成され、すべての消費者に 24 時間停電することなく電気を供給するため、各州政府と州の規制機関に対して、実現に向けた道筋をつけることを求めた。その他、スマートメータの普及、再生可能エネルギーの購入義務制度 (RPO) を 2022 年までに導入すること、太陽光と風力発電については託送料金を徴収しないこと、税制等が変更になった場合の電気料金への転嫁を容認すること等が示されている。RPO 制度については、既に West Bengal 州においても導入されている。

West Bengal 州では、インド政府の施策を受けて 2015 年、「24x7 Power For All West Bengal」(24x7 PFA) プログラムを策定した。(24 × 7 PFA) プログラムは、インド政府 (GoI) および州政府の共同イニシアティブであり、2019 年度の終わりまでにすべての家庭、産業、商業およびその他のすべての電力消費者に信頼できる電力を 24 時間連続して 7 日間、電気を利用できるようにすることを目指し、その目的達成のためのロードマップとしてまとめられた。この PFA ロードマップは、2016 ~ 2019 年度に実施される発電、送電、配電、再生可能エネルギー、エネルギー効率/DSM 措置を含む、様々な事業を掲載している。

内容は、4.1-2 West Bengal 州の電力供給体制 に示した(1) 発電計画、(2) 送電計画、(3) 配電計画に記載した各電力会社の事業計画に基づくものである。

州政府は、この PFA ロードマップで概説された様々なマイルストーンおよび目標を達成するために、電力会社に必要なすべての支援を提供することとしている。

また、電力省 (MoP) はこの文書に記載されているものを含め、中央政府 (GoI) レベルで処理される様々な問題に関する是正処置を補完すること、MoP、GoI は、国における電力事業者のための融資制度を利用することを国家として支援するよう努めなければならないこととした。

さらに中央および州政府は、定期的な会合を通じて計画の進捗状況を見直し、監視し、PFA ロードマップで想定されているような必要な措置を講じてプログラムの目標を達成するよう努めることとしている。

4.1.3 West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd., (WBSEDCL)

(1) 組織

WBSEDCL の組織は、Chairman を筆頭に Human Resource, Generation, Regulatory & Trading, Projects & Procurement, Finance & Accounts, Distribution の 6 つの部門で構成されており、それぞれ以下の役割を担っている。

- 1) Human Resource (HR): 教育・人材育成の中心的役割を担い、初期雇用者の職業訓練から中堅エンジニアの技術研修などを外部機関との調整を実施している。また、Corporate Social Responsibility (CSR) の役割を担っており、教育、スポーツ、社会環境など多方面で大きな貢献をしている。
- 2) Generation: 再生可能エネルギーから大規模水力開発、既設及び新規の発電設備の建設、運用を担う。Purulia Pumped Storage Power Plant (PPSP)は、2016-2017 年度で発電電力量 1,106MU、Cycle Efficiency³は、設計効率 75.5%に対して 78.13%を記録した。前年度に引続き 3 号機、4 号機のオーバーホールを実施した。2016-2017 年度の O&M 費用は、予算 49.32Crore Rs に対して支出は 45.61Crore Rs であった。
- 3) Distribution: 新規の変電所の設計、仕様検討、11kV-33kV の配電線の施設。運用に関する業務を担う。現在、増容量低弛度電線 (HTLS, High Temperature Low Sag Conductor) SCADA、GIS の 33/11kV 変電所への導入を検討中である。
- 4) Regulatory & Trading: 国内外の電力取引、再生可能エネルギー購入義務に基づく購入を担う。
- 5) Planning & Project: 発電機器、配電線類の購入を担う部門であり、2016 - 2017 年度は適正な購入先からの適正価格での契約を目指す目標を掲げている。

³ Cycle Efficiency: 電動機入力から発電機出力までの電動機、ポンプ水車、発電機の効率を含めた総合効率を示す。

- 6) Finance & Accounts : 経理、財務管理を担う部門。2016-2017 年度における Total Income は 19,931.68 Crore Rs, Total Expense は 19,883.03 Crore Rs, Income Tax 17.32 Crore Rs、 Total Comprehensive Income は 31.33 Crore Rs の黒字を計上している。

組織図は、Figure 4.1.3-1 Organization Chart of WBSEDCL に示す。

(内部情報につき非公開)

(source: Data from WBSEDCL Feb.13, 2018)

Figure 4.1.3-1 Organization Chart of WBSEDCL

WBSEDCL の人員構成は、Table 4.1.3-1 に示す。

Table 4.1.3-1 Employees of WBSEDCL

(内部情報につき非公開)

(source: Data from WBSEDCL Feb.13, 2018)

(2) Turga Pumped Storage Power Plant (TPSP) 建設推進体制

実施機関の分社化に伴い本事業は WBSEDCL が発電事業、WBSETCL が送電事業を実施することになる。

WBSEDCL は、他の機関と並んで国における電力の配電および水力発電の機能を委任された州政府機関であり、既設発電設備・配電ネットワークの運用とともに、新規発電設備の稼働を計画している。

建設工事は適切な契約パッケージで契約されたコントラクターを通じて実施され、アクセス道路の建設などを目的とした 1 年間を含めて、ほぼ 6 年間で完了する予定である。

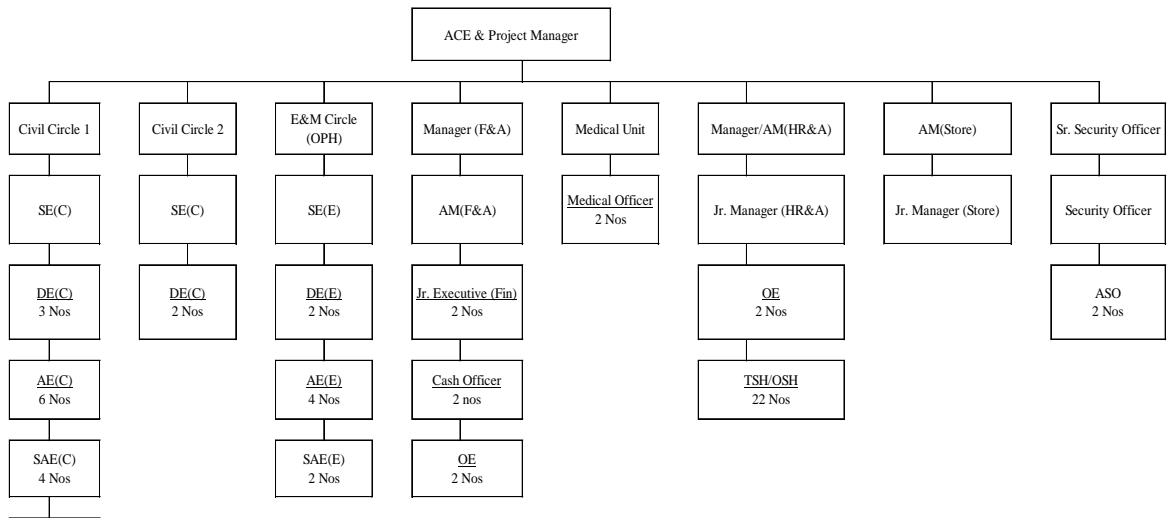
WBSEDCL 側の TPSP の建設業務は、Pumped Storage Project Department によって行われる。TPSP の建設組織にはチーフ・エンジニア (CE) がそれぞれ Civil & Hydro-Mechanical 部門と、Electromechanical 部門に各々 1 名が配置され、プロジェクトマネージャーとして、別の追加の CE が配置される計画である。さらに、F&A 部門、CE 用のオフィスが設置される。

様々な作業の規模を考慮して部門レベルまで詳述された組織の構造は、以下の 2 つの部分で示される。

- 1) Organization of Pre-construction Stage (当初 2 年間)
- 2) Organization of Peak-construction Stage (ピーク建設期間)

プロジェクト実施の最初の 2 年間は主にアクセス道路等、インフラ施設の建設が実施される。従って最初の 2 年間はピーク建設期間に比較してスタッフの必要性が軽減される。

Pre-construction Stage における現地事務所の組織を Figure 4.1.3-2 に示す。

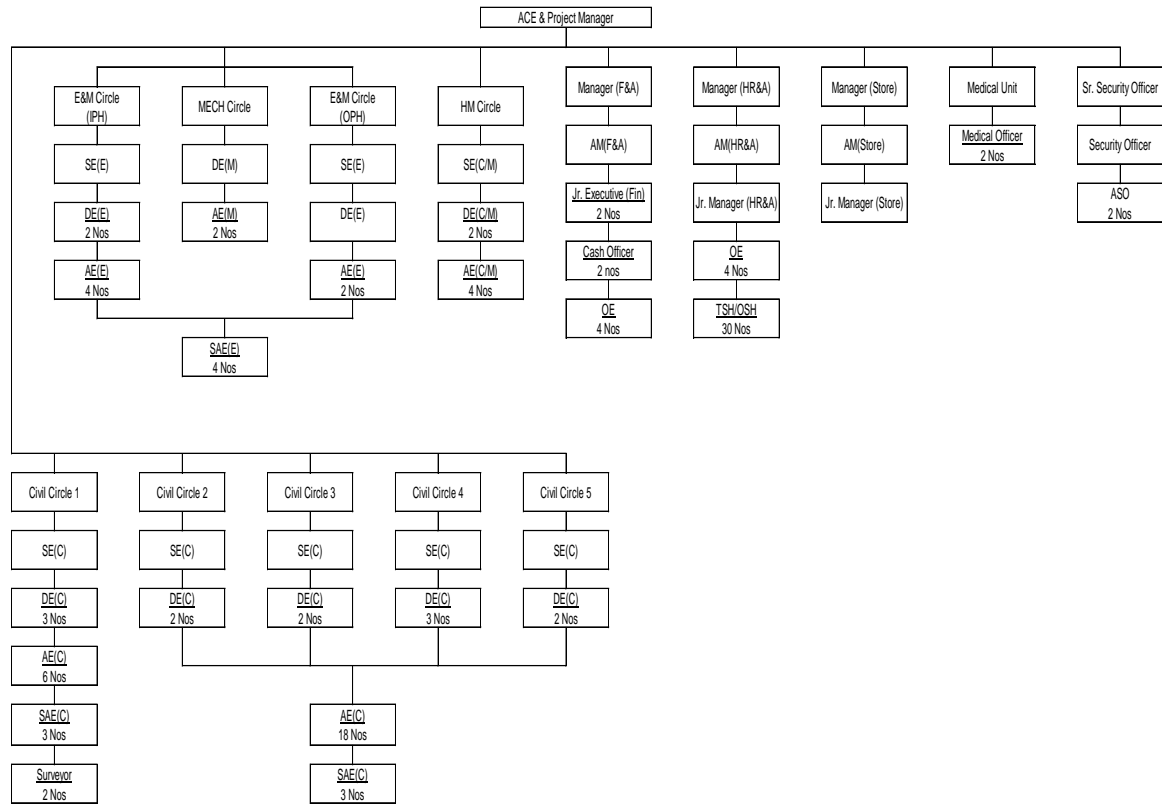


(source: Detailed Project Report of Turga Pumped Storage Power Plant, WBSEDCL 2016)

Figure 4.1.3-2 Organization Chart of Pre-construction Stage at Site Office

その他、発電機器の受入れ、貯蔵および備品の貯蔵および分配;在庫や在庫記録などを管理する部門、及び安全・警備部門として発電所内部または外部の安全な作業環境のセキュリティを確保する業務、建設に関連する従業員、請負業者、その他の者の出入りを監視し材料や機器などの盗難や損傷を防ぐ業務を担う。また、学校、病院などの施設は、プロジェクトエリアのすぐ近くにあり救急医療と緊急事態のために医療機関との連携が考えられている。

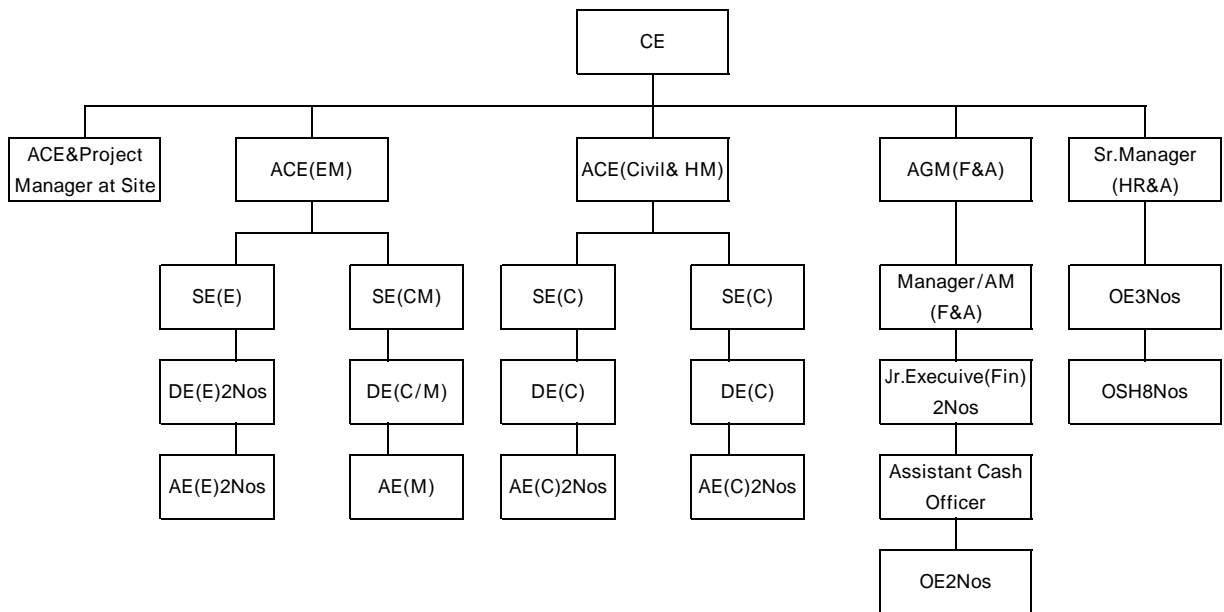
建設が本格化した場合の現地の組織を Figure 4.1.3-3 に示す。



(source: Detailed Project Report of Turga Pumped Storage Power Plant, WBSEDCL 2016)

Figure 4.1.3-3 Organization Chart of Construction Stage at Site Office

建設準備及び本格工事中の本社組織を Figure 4.1.3-4 に示す。



(source: Detailed Project Report of Turga Pumped Storage Power Plant, WBSEDCL 2016)

Figure 4.1.3-4 Organization Chart of Pre-construction and Construction Stage at Head Quarter

建設準備工事、及び本格工事中の本事業推進のため、上に示す組織の下で本社及び現場事務所の人員配置を次のように考えている。

Table 4.1.3-2 Manpower for Pre and Peak Construction period at Chief Engineer office in Head Quarter

Designation	Pre-Construction and Peak Construction Period
Chief Engineer	1
Addl. Chief Engineer	2
Addl. Gneral Manager (F&A)	1
Sr. Manager (HR&A)	1
Superintending Engineer (Civil)	2
Superintending Engineer (Elect.)	1
Superintending Engineer (C/M)	1
Divisional Engineer (Civil)	2
Divisional Engineer (Elect.)	2
Divisional Engineer (C/M)	1
Manager (F&A)/ Assistant Manager (F&A)	1
Assistant Engineer (Civil)	4
Assistant Engineer (Elect.)	2
Assistant Engineer (M)	1
Junior Executive (Finanace)	2
Assistant Cash Officer	1
Office Executive	5
Office Support Hand	8
Total	38

(source: Detailed Project Report of Turga Pumped Storage Power Plant, WBSEDCL 2016)

Table 4.1.3-3 Manpower for Pre and peak Construction period at Project Manager Office in Site

Designation	Pre-Construction period	Peak Construction Period
Addl. Chief Engineer and Project Manager	1	1
Superintending Engineer (Civil)	2	5
Superintending Engineer (Elect.)	1	2
Superintending Engineer (C/M)	0	1
Sr. Security Officer	1	1
Divisional Engineer (Civil)	5	12
Divisional Engineer (Elect.)	2	3
Divisional Engineer (Mech.)	0	1
Divisional Engineer (C/M)	0	2
Manager (HR&A)	0	1
Manager (HR&A)/AM(HR&A)	1	0
Manager (F&A)	1	1
Manager (Store)	0	1
Security Officer	1	1
Assistant Engineer (Civil)	6	24
Assistant Engineer (Elect.)	4	6
Assistant Engineer (Mech.)	0	2
Assistant Engineer (C/M)	0	4
Assistant Manager (F&A)	1	1
Assistant Manager (HR&A)	0	1
Assistant Manager (Store)	1	1
Assistant Security Officer	2	2
Medical Officer	2	2
Sub Assistant Engineer (Civil)	4	6
Sub Assistant Engineer (Elect.)	2	4
Junior Executive (Finance)	2	2
Junior Manager (HR&A)	1	1
Junior Manager (Store)	1	1
Cash Officer	2	2
Office Executive	4	8
Surveyor	2	2
Technical Support Hand/Office S	22	30
Total	71	131

(source: Detailed Project Report of Turga Pumped Storage Power Plant, WBSEDCL 2016)

(3) Turga PSP 運転開始後の組織体制

Turga PSP が運転を開始した後の維持管理体制については、近接する既設 Purulia 揚水発電所と同等の運用体制が敷かれるものと考えられる。

(内部情報につき非公開)

(source: Organization Structure & Manpower Setup, WBSEDCL 2011)

Figure 4.1.3-5 Organization Chart of Post-construction Stage at Head Quarter

(4) 技術面、これまでの経緯など

Turga 揚水発電計画の実施主体となる WBSEDCL は、2007 年に運転開始したインド最大の揚水発電所 Purulia 揚水発電所（設備出力 900MW）の運営会社であり、本プロジェクトを 2022 年以降の夜間ピーク帯での電力不足を補う大切な供給力として位置づけている。

Purulia 揚水発電所は 2008 年に運転を開始して以来、約 10 年間の運転実績があり、その間大きなトラブルもなく保守運用を行ってきた経験を踏まえて技術水準及び類似発電所の運転実績経験としては十分な経験を有していると考えられる。

WBSEDCL の ANNUAL REPORT & ACCOUNTS 2016-2017 においては、Purulia 発電所の実績として発電設備の能力指標となる総合効率が 78.13% を記録し設計効率 75.5% を上回っている。

Turga 揚水発電計画は設備出力 1000MW、単機出力 250MW × 4 units で Purulia 発電所と同等の規模であることから、既設 Purulia 発電設備の建設、保守運用の経験を持つ WBSEDCL は適切な事業実施会社である。

(5) 財務面

1) 現状分析

i) 電力量

WBSEDCL は西ベンガル州全体を供給エリアとする配電会社である。自らが保有する水力発電所で発電する電力に加え、中央セクター（NTPC、NHPC、ブータンからの輸入等）、州セクター（WBPDCL 等）および民間セクターからの買電により配電に必要な電力を賄っている。

Table 4.1.3-4 に過去 5 年間の電力販売量、購入量、自己発電量の推移を示す。2011-12 年からの 3 年間はそれぞれの電力量が増加してきたが、2015-16 年は需要の減退により、前年度の実績を下回った。

Table 4.1.3-4 Transition of Energy Sale, Purchase and Generation

(Unit: MU)

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
Sales	22,201.28	25,069.25	25,395.80	27,250.69	26,175.77	26,540.55
Purchase	30,794.48	34,111.65	35,152.39	37,812.72	36,825.27	37,576.52
Generation	1,180.74	1,250.30	1,314.63	1,902.81	1,565.14	1,620.23

(source: WBSEDCL Annual Report 2012-2017)

ii) 電気料金

WBSEDCL の電気料金は州の電力規制機関である WBERC に対して過去の実績額あるいは WBERC の規定する単価により積算した料金認可申請を行い、WBERC の審査を経て年度ごとの単価が設定される。近年は Multi Year Tariff として 3 年間の単価が設定されるが、年度ごとに実績額を申告し、差額の精算が行われることになっている。

Table 4.1.3-5 に過去 5 年間の電気料金の平均単価を示す。

Table 4.1.3-5 Average Electricity Tariff

(Unit: Rs/kWh)

FY	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
Tariff	6.05	6.07	6.09	6.56	6.55	6.89
Date	01.12.2012	01.12.2012	26.12.2013	04.03.2015	10.08.2015	28.10.2016

(source: WBSEDCL)

iii) 配電ロス率

インドの配電会社のロス率が高いのは全国的な問題で、中央レベル（電力省や CEA）においてもロス率低減のための方策が盛んに議論されている。当然ながら WBSEDCL でもロス率削減に向けて種々の対策を講じているが、今のところ大きな成果は上がっていない。

Table 4.1.3-6 に WBSEDCL のロス率を示す。

Table 4.1.3-6 AT&C Loss and Distribution Loss of WBSEDCL

	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
AT&C loss	31.56%	30.51%	29.95%	29.84%	28.96%
Volume	8,817MU	8,844MU	9,392MU	9,564MU	9,787MU
Distrib. loss	25.40%	27.96%	27.60%	27.74%	27.47%

(source: WBSEDCL)

一方、WBERC はその料金規定で配電会社の配電ロス率を規定している。WBSEDCL を対象とした配電ロス率を Table 4.1.3-7 に示す。

Table 4.1.3-7 Normative Distribution Loss of WBSEDCL

	2011-12	2012-13	2013-14	2015-16 onward
Loss rate	17.75%	17.50%	17.50%	17.50%

(source: The Kolkata Gazette, April 29, 2011 and July 30, 2013)

2) 財務状況

次に過去 5 年間の WBSEDCL の財務状況についての分析を行う。Table 4.1.3-8 に損益計算書、Table 4.1.3-9 に貸借対照表、Table 4.1.3-10 にキャッシュフローシートを示す。

なお、FY2015-16 までの財務諸表の作成は GAAP (Generally accepted accounting principles in India) に基いていたが、FY2016-17 のそれは Ind AS (Indian Accounting Standards) に基づいて行われた。このため、項目や集計方法が異なり、数値の推移の直接比較を行うことが困難であることが判明した。従って、本項では FY2015-16 までの財務諸表をもとに分析を行うこととした。

Table 4.1.3-8 Profit and Loss Statement of WBSEDCL

	(Unit: Lakh Rs)					
	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
1. (a) Revenue from operations	1,408,230	1,741,710	1,775,889	1,692,076	1,604,691	1,787,888
(b) Other Operating Revenue				51,958	44,666	47,267
(c) Amount Realisable through Regulatory Mechanism				199,752	205,436	
(d) Other income	9,055	8,275	12,103	14,548	6,337	33,624
Total Revenue	1,417,285	1,749,985	1,787,992	1,958,334	1,861,130	1,868,788
2. Expenses						
(a) Purchases of Power & Transmission Charges	1,156,768	1,449,530	1,431,565	1,552,893	1,417,230	1,496,926
(b) Employee benefits expenses	90,823	96,125	117,065	113,933	117,193	120,571
(c) Finance costs	68,724	81,271	107,804	136,202	145,157	171,885
(d) Depreciation	34,138	39,622	47,131	61,902	65,791	88,378
(e) Other expenses	56,569	72,601	81,466	90,400	112,241	105,078
Total Expenses	1,407,022	1,739,149	1,785,031	1,955,330	1,857,612	1,995,501
3. Profit before exceptional and extraordinary items and Tax (1-2)	10,263	10,836	2,961	3,004	3,518	
4. Exceptional items	0	0	0	0	0	
5. Profit before extraordinary items and Tax (3 - 4)	10,263	10,836	2,961	3,004	3,518	
6. Extraordinary items	0	0	0	0	0	
7. Profit (+) / Loss (-) before Tax (5 - 6)	10,263	10,836	2,961	3,004	3,518	
8. Tax expenses:						
(a) Current tax	2,915	2,664	1,054	1,022	1,360	196
(b) Deferred tax	0	0	0	0	0	0
Sub-Total	2,915	2,664	1,054	1,022	1,360	196
9. Net Profit (+) / Loss (-) for the period (7-8)	7,348	8,172	1,907	1,982	2,158	
10. Earning per equity share of face value of 10 each						
(a) Basic and diluted EPS before Extraordinary items - (in)	0.29	0.36	0.08	0.09	0.10	
(b) Basic and diluted EPS after Extraordinary items - (in)	0.29	0.36	0.08	0.09	0.10	

(source: WBSEDCL annual report 2011-2017)

Table 4.1.3-9 Balance Sheet of WBSEDCL

(Unit: Lakh Rs)

Particulars	2012/3/31	2013/3/1	2014/3/1	2015/3/31	2016/3/31	2017/3/31
I. EQUITY AND LIABILITIES						
1. Shareholders' funds						
(a) Share capital	255,840	225,674	225,674	225,674	225,674	225,674
(b) Reserves and surplus	275,814	345,132	366,895	496,927	636,360	13,500
Sub-Total	531,654	570,806	592,569	722,601	862,034	239,174
2. Share application money pending allotment	0	0	0	0	0	0
Sub-Total	0	0	0	0	0	0
3. Non-current liabilities						
(a) Long-term borrowings	564,459	609,754	767,474	759,665	849,105	
(b) Deferred tax liabilities (Net)	0	0	0	0	0	
(c) Other long term liabilities	535,531	675,147	720,835	831,165	870,248	
(d) Long-term provisions	17,745	21,663	24,728	25,652	23,198	
Sub-Total	1,117,735	1,306,564	1,513,037	1,616,482	1,742,551	2,058,073
4. Current liabilities						
(a) Short-term borrowings	129,041	271,977	314,508	342,019	430,597	
(b) Trade payables	165,297	289,107	341,618	388,286	367,121	
(c) Other current liabilities	85,760	97,160	162,684	265,121	298,883	
(d) Short-term provisions	249,066	258,357	297,109	276,149	360,588	
Sub-Total	629,164	916,601	1,115,919	1,271,575	1,457,189	1,785,540
Total	2,278,553	2,793,971	3,221,525	3,610,658	4,061,774	*3,542,750
II. ASSETS						
1. Non-current Assets						
(a) Fixed assets						
(i) Tangible assets	962,574	1,079,996	1,281,738	1,479,271	1,592,234	
(ii) Intangible assets	0	0	2,018	1,938	3,064	
(iii) Capital work-in-progress	192,172	218,670	179,257	138,520	141,326	
(iv) Intangible assets under development	0	0	0	0	0	
Sub-Total (i+ii+iii+iv)	1,154,746	1,298,666	1,463,013	1,619,729	1,736,624	
(b) Non-current investments	801	1,190	1,190	1,069	894	
(c) Deferred tax assets (net)	0	0	0	0	0	
(d) Long-term loans and advances	30,298	53,587	34,073	38,564	81,712	
(e) Other non-current assets	208,714	534,696	392,482	616,111	443,929	
Sub-Total (b+c+d+e)	239,813	589,473	427,745	655,744	526,535	1,964,433
2. Current assets						
(a) Current investments	0	0	0	0	0	
(b) Inventories	50,820	57,005	66,142	54,309	54,002	
(c) Trade receivables (incl. Unbilled Revenue)	309,482	449,162	498,222	571,633	624,127	
(d) Cash and Bank Balances	130,704	130,938	141,130	149,369	214,963	
(e) Short-term loans and advances	15,247	7,686	8,316	13,132	35,700	
(f) Other current assets	377,741	261,041	616,957	546,742	869,823	
Sub-Total	883,994	905,832	1,330,767	1,335,185	1,798,615	960,183
Total	2,278,553	2,793,971	3,221,525	3,610,658	4,061,774	*3,542,750

*Note: Total amounts for 2017/3/31 include those for other particulars.

(source: WBSEDCL annual report 2011-2017)

Table 4.1.3-10 Cash Flow Statement of WBSEDCL

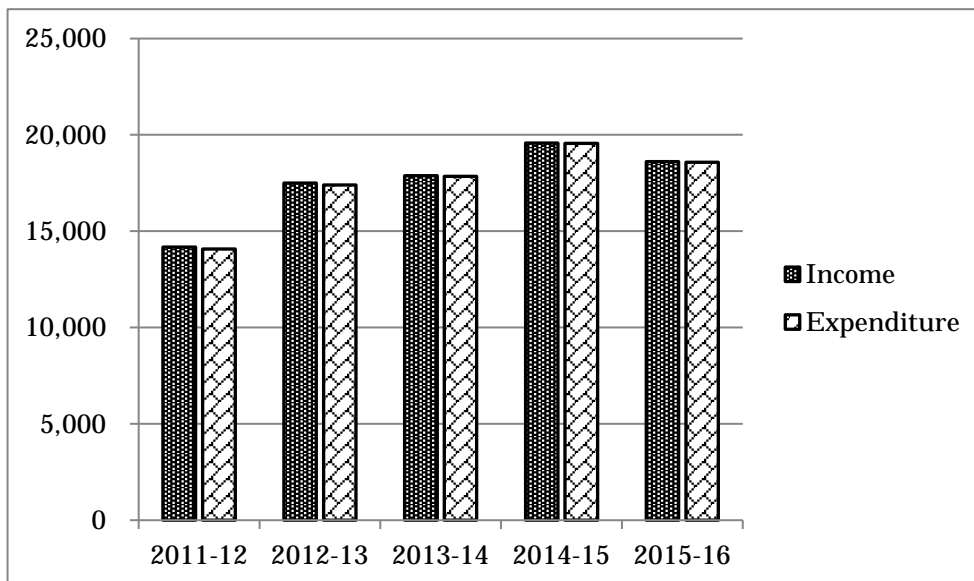
(Unit: Lakh Rs)

Particulars	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-15	2015-16	2016-17*
A. CASH FLOW FROM OPERATING ACTIVITIES :						
Net Profit/(Loss) Before Taxation & Extraordinary items	10,263	10,836	2,961	3,004	3,518	4,865
Adjustment For :						
Depreciation	35,789	40,881	48,092	62,432	65,791	88,378
Interest & Financial Charges	68,724	81,271	107,804	126,515	134,900	140,999
Bad Debts & Provision	4,580	7,029	4,052	1,737	2,856	2,328
Excess provision written back				(1,949)	(126)	
Interest/Dividend etc. Income	(4,279)	(4,332)	(5,815)	(7,732)	(2,435)	
Sub-Total	115,077	135,685	157,094	184,007	204,504	
Operating Profit Before Working Capital Change						227,934
Adjustment For :						
Stores & Spares [Inventories]	16,718	6,185	9,152	(11,833)	807	(3,549)
Sundry Debtors [Trade Receivables]	150,895	141,206	50,772	75,148	54,236	31,421
Other Current Assets	222,606	209,281	213,702	151,664	151,606	10,835
Loan & Advances	(3,339)	15,728	(18,884)	4,816	22,393	(5,147)
Current Liabilities & Provision, etc	(286,207)	(288,035)	(208,889)	(142,560)	(108,430)	(42,673)
Sub-Total	100,673	84,365	45,853	77,235		(9,113)
Regulatory Deferral Account						(89,363)
Cash Generation from operation					83,892	326,410
Tax Paid (net)					1,394	2,143
NET CASH FROM OPERATING ACTIVITIES (A)	14,404	51,320	111,241	106,772	82,498	324,267
B. CASH FLOW FROM INVESTING ACTIVITIES						
Decrease (Increase) in Fixed Assets	(169,898)	(166,064)	(260,332)	(272,755)	(195,793)	(226,526)
Decrease (Increase) in Work in Progress	(39,575)	(26,498)	39,413	50,047	(45,920)	25,537
(Increase)/Decrease in Investments	(48,113)	(7,388)	(9,535)	(34,378)	1,121	(41,643)
Interest/Dividend Income	4,059	3,925	5,660	5,982	3,142	(231)
NET CASH GENERATED FROM INVESTING ACTIVITIES (B)	(253,527)	(196,025)	(224,794)	(251,104)	(237,450)	(242,863)
C. CASH FLOW FROM FINANCING ACTIVITIES						
Proceeds from Borrowing (Net)	175,507	188,231	200,251	81,341	182,724	(159,750)
Proceeds from Share Capital	0	(30,166)	0	0	0	0
Proceeds from Consumers contribution & capital subsidy						145,027
(Reserve & Surplus)	118,484	61,146	21,763	140,921	153,190	
Interest & Financial Charges	(68,724)	(81,271)	(107,804)	(104,069)	(114,247)	(123,973)
NET CASH GENERATED FROM FINANCING ACTIVITIES (C)	225,267	137,940	114,210	118,193	221,667	(138,696)
NET INCREASE (DECREASE) IN CASH & CASH EQUIV (A+B+C)	(13,856)	(6,765)	657	(26,139)	66,715	(57,292)
CASH & CASH EQUIV. AT THE BEGIN. OF THE YEAR	87,439	73,583	66,818	67,475	41,336	(270,346)
CASH & CASH EQUIV. AT THE END OF THE YEAR	73,583	66,818	67,475	41,336	108,051	(327,638)
Note: Amounts for FY 2016-17 are calculated based on Ind AS, which is different from the previous years.						

(source: WBSEDCL annual report 2011-2017)

i) 損益計算書概要

Figure 4.1.3-6 に損益計算書概要を示す。



(source: JICA study team preparation)

Figure 4.1.3-6 Summary of Profit and Loss Statement

前述のとおり 2015-16 年度は需要の減退したために前年度に比べて売電量が減り、収入が 19,583 Crore Rs から 18,611 Crore Rs に減少した。一方で、それに対応する買電量も減少したことに加え、WBPDCLからの買電単価が下落したことから、費用も 19,553 Crore Rs から 18,576 Crore Rs に減少した。このため、減収ながらも最終損益は前年度の 19 Crore Rs から 22 Crore Rs への微増となった。この年度に限らず収入額と支出額がほぼ同じで、わずかな収益を上げているのが実態である。

Table 4.1.3-11 にコストの収入に占める割合を示す。

Table 4.1.3-11 Percentage of Expenditure in Revenue

FY	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
Revenue	14,173	17,500	17,880	19,583	18,611	19,932
Expenditure	14,070	17,391	17,850	19,553	18,576	19,883
Percentage	99.3%	99.4%	99.8%	99.8%	99.8%	99.8%

(source: JICA study team preparation)

西ベンガル州の電力規制機関である WBERC が定める電気料金規定は基本的に「コスト・プラス」の考え方で定められており、エクイティーに対して発電部門は 16.5%、配電部門は 15.5%のフィー計上が認められている。それにもかかわらず売上高に比べて純利益がきわめて小さい(売上高の 1%未満)。

その理由のひとつとして、約 3 割にも上るインドの中でも際立って高い配電ロス率があげ

られる。前述の表が示す通り、WBERC の配電ロス規定値と実績値の乖離が約 10 ポイントと大きい。その一方で、数値の改善もなかなか進んでいないことから、WBERC はペナルティの意味も含め、規定値と実績値の差から計算される電力量に相当する買電コストを料金に織り込むことを認めていない。2011-12 年度の例では否認された額は 705 Crore Rs に上る。

なお、基本的には多くのコスト項目は実績に応じて電気料金に織り込むことが認められているため、料金水準が高騰する傾向にある。一方で、料金水準の急激な高騰を避けたい州政府の意向を反映して、コスト折込を後の年度にずらすことにより、料金が一時的に低く抑えられるケースも生じている。このため、その費用が Regulatory Asset として積みあがっているのが WBSEDCL の問題点の一つに挙げられている。Table 4.1.3-12 に Regulatory Asset の額を示す。

Table 4.1.3-12 Amount of Regulatory Asset

(Unit: Crore Rs)

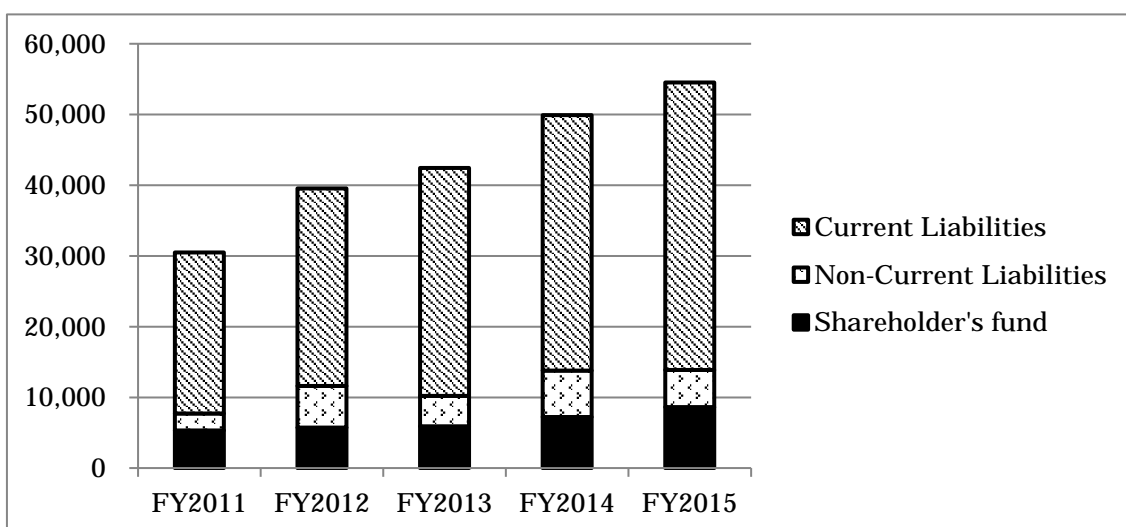
As of	Mar. 2012	Mar. 2013	Mar. 2014	Mar. 2015	Mar. 2016
Amount	5,396.7	6,132.7	8,895.3	10,892.8	12,947.2

(source: WBSEDCL Annual report 2011-2016)

この問題に対しては州政府も重大な関心を寄せており、2016 年 9 月に州政府からの грантとして WBSEDCL と WBPDCCL に対して総額 4,563 Crore Rs の грант資金が供与された。WBSEDCL はこのうち 2,647 Crore Rs を受け取り、2012-13 年度までの Regulatory Asset 相当額として 1,655 Crore Rs が充当され、残額は今後の調整資金として使用するとされている。

ii) 貸借対照表概要

Figure 4.1.3-7 に貸借対照表概要を示す。



(source: JICA study team preparation)

Figure 4.1.3-7 Summary of Balance Sheet

流動負債の割合が大半を占め、短期借入金の額が年を追うごとに増加していることが分かる。その主な理由として、WBSEDCL は前年度の実績費用を反映させて WBREC 宛てに料金差額調整申請を行うが、その審査に時間を要するため、つなぎ資金 (Working capital) が必要となり、短期の借り入れを行っていることがあげられる。

iii) キャッシュ・フロー計算書概要

キャッシュ・フロー計算書をみると、営業 CF と財務 CF が黒字で、投資 CF は赤字となるパターンが続いている。税引き前当期純利益で黒字を出し、かつ営業 CF で黒字を確保していることは企業活動としては健全であることを示している。投資 CF で赤字が続いているが、地方電化、配電網の改修等新たな収益源への投資と判断される。営業 CF の額が大きくなり、投資 CF を賄うことができないため借入金が必要となり、財務 CF の額が大きくなっているという現状が見て取れる。

3) 財務評価指標

収益性、安定性、債務返済の 3 つの観点からの WBSEDCL の財務状況の評価を行った。Table 4.1.3-13 に指標の一覧を示す。

Table 4.1.3-13 Financial Indicators

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	Eval.
Return on Equity (%)	1.38	1.43	0.32	0.27	0.25	higher
Return on net worth (%)	1.36	1.47	0.33	0.28	1.01	higher
Current Ratio	1.41	0.99	1.18	1.05	1.23	1.3 <
Debt Equity Ratio	2.10	6.23	7.06	7.53	8.18	< 1.0
Debt Service Coverage Ratio	1.26	1.33	1.21	1.23	1.29	1.3 <
Interest Coverage Ratio	1.68	1.64	1.46	1.48	1.52	1.5 <

(source: WBSEDCL Annual Report 2011-2016)

i) 収益性

- 自己資本利益率 (ROE) = 当期純利益 / 自己資本
- 売上高利益率 = 当期純利益 / 売上高

自己資本もしくは売上高に対してどれだけのリターンが生み出されているかを示す指標である。高ければ高いほどよい。

収益性についてはいずれの指標も低い値で低迷しており、現状では WBSEDCL は継続的に収益を計上しているものの、その絶対値が小さく、非常に収益率の低い配電会社であるといえる。

ii) 安定性

- 流動比率 (Current ratio) = 流動資産 / 流動負債

流動比率は企業の短期的な支払能力を簡易的に判断する指標である。望ましい数値は 1.3 以上とされており、1.0 を下回っていると注意を要する状態である。2012-13 年度以降望ましいレベルとされる 1.3 を下回る数値が続いており、注意を要する状態であると言える。⁴ これは前述のとおり短期資金の借り入れが増加しているためと考えられる。

- DE レシオ (Debt Equity Ratio) = (固定負債 + 流動負債) / 自己資本

DE レシオは負債が資本の何倍に当たるかを示す指標で、企業の健全性をはかるものである。望ましい数値は 1 以下で、数値が低いほど、健全性が高いことを示す。WBSEDCL は年ごとに数値が増加している。2015-16 年度には 8.18 となっており、短期的な支払い能力は乏しいと言わざるを得ない。⁵

iii) 債務支払能力

- 債務返済カバー比率 (DSCR)

DSCR は債務返済能力を示す指標の一つで、元金返済額 (デット・サービス) を賄うだけのキャッシュ・フローを創出しているかどうかを判断するための指標である。望ましい DSCR の数値は 1.2 ~ 1.30 以上とされている。WBSEDCL は 1.2 ~ 1.3 で推移している。⁶

- Interest Coverage Ratio (ICR) = 営業利益 / 支払利息

ICR は営業利益と金融収益が、支払利息をどの程度上回っているかを示す指標である。この比率が高いほど、財務的に余裕があることを意味しており、望ましい数値は 1.5 以上とされている。⁷ ICR は 2014-15、2015-16 年度には基準値を下回り、2015-16 年度には 1.52 に回復した。これらの数値から判断すると、かろうじて債務返済能力を有していると評価できる。

なお、WBERC の電気料金規定では、借入金の元本および利息支払いに要した費用は全額電気料金の算定にあたってコストとして参入することが認められている。従って、債務返済の原資は確保されているといえることができる。

4) 予算と支出

WBSEDCL では次年度の予算を 9 月に作成し、年度途中の 9 月に予算の見直しが行われる。見直しに当たっては四半期ごとの実績額、支出増減、追加工事支出額等が考慮される。見直し予算は WBSEDCL の役員会での承認が必要とされる。

Turga 揚水発電所建設工事に関する予算は L/A が締結された後に年次およびフェーズ毎の予算が作成され、毎年見直しが行われる。予算書は WBSEDCL 役員会の承認後州政府の Financial Department および州内閣の承認を得る。

⁴ Ind AS に基づく数値は 2015-16 は 1.38、2016-17 は 1.19 となっている。

⁵ Ind AS に基づく数値は 2015-16 は 5.50、2016-17 は 4.65 で、直近は減少傾向となっている。

⁶ Ind AS に基づく数値は 2015-16 は 1.36、2016-17 は 1.45 となっている。

⁷ Ind AS に基づく数値は 2015-16、2016-17 共に 1.57 となっている。

プロジェクトコストの15%が自己資金として確保され、州財務省が予算を管理する。自己資金分の追加予算が必要となった場合には、月一回開催される役員会で審議されたのち、州財務省の増額同意を得る手続きを行い、あくまでも州政府からの拠出を行う。なお、この予算は実績精算ベースで WBSEDCL に支出されるため、WBSEDCL としては短期間ではあるが、立替払いをする資金を確保する必要がある。

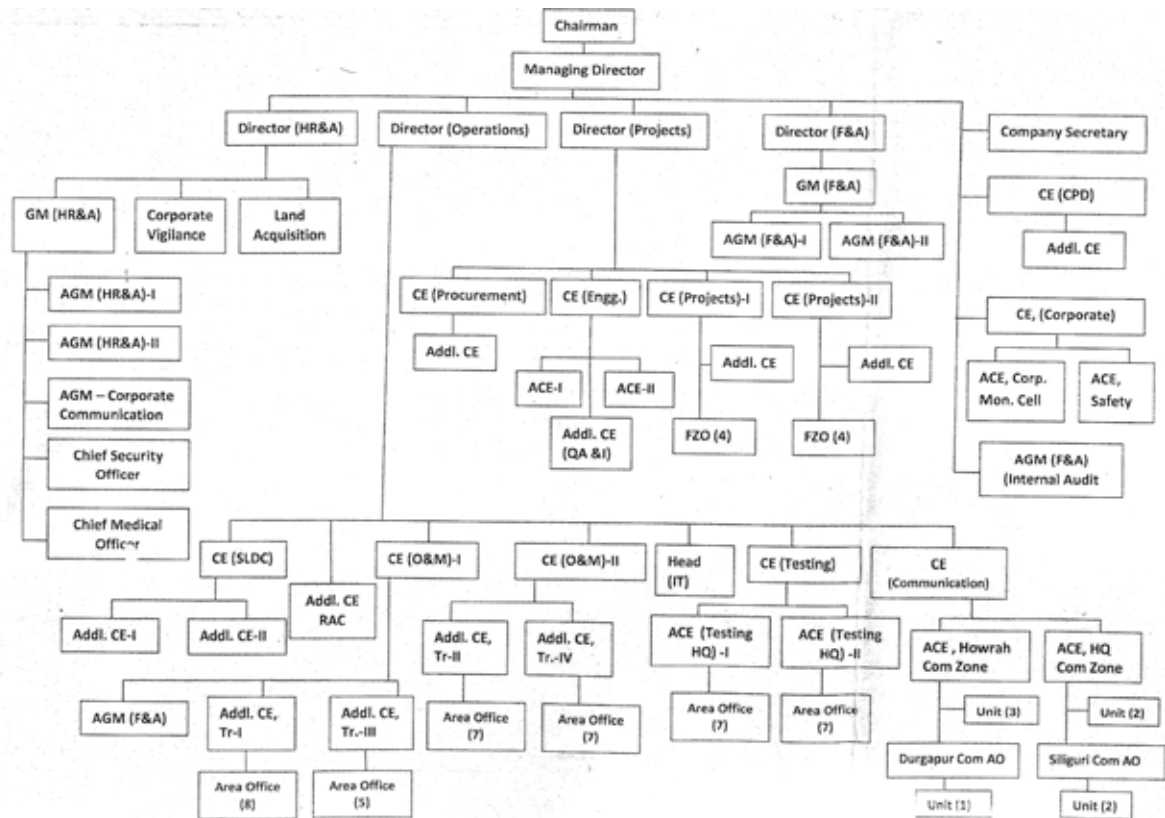
4.1.4 West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd., (WBSETCL)

(1) 組織

WBSETCL には、2017 年現在エンジニア 884 名、テクニシャン 956 名、技術補助 32 名、秘書、マネージャー145 名、事務職、薬剤師 234 名、補助職他 139 名が雇用されている。

2017 年度末で、総雇用者数は 2,390 人である。

Figure 4.1.4-1 に WBSETCL の組織図を示す。



(source: 2015-2016 Annual Report of WBSETCL)

Figure 4.1.4-1 Organization Chart of WBSETCL

(2) 技術面（これまでの経緯など）

WBSETCL の技術的アプローチ、総変電設備の運転実績、計画等は事業運営・維持管理体制で詳述する。

WBSETCL では、分社化以降内部規定が整備されて経営改善が行われている。組織における業務の品質を改善する目的で、品質マネジメントシステム(QMS: Quality Management System)を導入している。

QMS は文書化、業務プロセスの明確化、また業務の相互関係を把握・運営管理することと併せて一連のプロセスをシステムとして適用していると認められた場合に認定を受けることが出来る業務システムで ISO9001 と同様のシステムと考えられる。

分社化以前に開始されたトータル・クオリティ・マネジメント (Total Quality Management, TQM) は、分社化後も各現業機関で実行され WBSETCL 内でもその成果が重要視されており、2009 年には超高压変電所 13 カ所が ISO9001:2000 を取得している。

(3) 財務面

1) 現状分析

i) 設備概要および融通電力量

WBSETCL は西ベンガル州全体をエリアとする送電会社である。自らが保有する送電線および変電所を通じて中央セクター (NTPC、NHPC、ブータンからの輸入等)、州セクター (WBSEDCL、WBPDCCL 等)、および民間セクターから買電した電力を WBSEDCL、CSCE、DPL 等の配電会社に供給するとともに、州外への電力融通も行っている。

Table 4.1.4-1 に過去 5 年間の変電容量、送電線巨長、融通電力量の推移を示す。過去 5 年間で変電容量は 19,236MVA から 24,550MVA へ 33%増、送電線巨長 11,095c-km から 12,043c-km へ 13%、融通電力量は 34,750MU から 41,423MU へ 25%増加している。

Table 4.1.4-1 Facilities and Energy IFow

Item	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Transformation Capacity (MVA)	19,236	21,670	23,290	24,550	25,661
Transmission Length (circuit-km)	11,095	11,445	11,951	12,043	12,584
Energy Flow in Grid (MU)	34,750	37,030	36,976	41,423	43,344

(source: WBSETC Annual Report 2015-16)

ii) 送電料金

WBSETCL の送電料金は州の電力規制機関である WBERC に対して過去の実績額あるいは WBERC の規定する単価により積算した料金認可申請を行い、WBERC の審査を経て年度ごとの単価が設定される。料金規定は基本的に「コスト・プラス」の考え方で定められており、エクイティーに対して 15.5%のフィー計上が認められている

iii) 送電ロス率

(内部情報につき非公開)

Table 4.1.4-2 Technical Loss of WBSETCL

(内部情報につき非公開)

(source: WBSETCL)

WBERC はその料金規定で送電会社の送電ロス率を規定している。WBSETCL を対象とした送電ロス率を Table 4.1.4-3 に示す。

Table 4.1.4-3 Normative Transmission Loss of WBSETCL

(内部情報につき非公開)

(source The Kolkata Gazette, April 29, 2011 and July 30, 2013)

2) 財務状況

次に過去5年間のWBSETCLの財務状況についての分析を行う。Table 4.1.4-4 に損益計算書、Table 4.1.4-5 に貸借対照表、Table 4.1.4-6 にキャッシュフローシートを示す。

Table 4.1.4-4 Profit and Loss Statement of WBSETCL

(Unit: Lakh Rs)

Particulars	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
1. Revenue from operations					
Income from Services	101,028	106,863	102,079	124,267	125,892
2. Other income	1,606	2,899	(65)	2,368	3,662
Total Revenue	102,634	109,762	102,013	126,635	129,553
2. Expenses					
(a) Employee benefits expenses	13,273	15,288	14,741	17,053	23,562
(b) Finance costs	18,834	20,007	23,254	22,157	23,856
(c) Depreciation and amortization expense	13,700	14,583	16,629	17,425	19,578
(d) Other expenses	15,194	14,134	13,323	14,428	15,370
Total Expenses	61,001	64,012	67,946	71,063	82,366
3. Profit before exceptional and extraordinary items and Tax (1-2)	41,633	45,750	34,067	55,572	47,188
4. Exceptional items	0	1,157	0	0	0
5. Profit before extraordinary items and Tax	41,633	46,907	34,067	55,572	47,188
6. Extraordinary items	0	(252)	0	0	0
7. Profit (+) / Loss (-) before Tax (5 - 6)	41,633	46,655	34,067	55,572	47,188
8. Tax expenses:					
(a) Current tax	8,330	9,779	7,141	11,860	10,071
(b) Deferred tax	0	0	0	0	0
Sub-Total	8,330	9,779	7,141	11,860	10,071
9. Net Profit (+) / Loss (-) for the period (7-8)	33,302	36,876	26,926	43,712	37,117
10. Earning per equity share (nominal value of share Rs.10)					
(a) Basic	3.01	3.34	2.44	3.95	3.36
(b) Diluted	3.01	3.34	2.44	3.95	3.36

(source: WBSETCL annual report 2012-2017)

Table 4.1.4-5 Balance Sheet of WBSETCL

(Unit: Lakh Rs)

Particulars	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
I. EQUITY AND LIABILITIES					
1. Shareholders' funds					
(a) Share capital	110,552	110,552	110,552	110,552	110,552
(b) Reserves and surplus	96,309	133,185	160,761	205,577	246,749
Sub-Total	206,861	243,737	271,313	316,129	357,301
2. Non-current liabilities					
(a) Long-term borrowings	213,449	215,072	236,850	259,453	281,530
(b) Other long term liabilities	10,760	11,721	19,245	27,350	10,919
(c) Long-term provisions	459	830	1,253	5,738	7,330
Sub-Total	224,668	227,622	257,348	292,540	299,779
3. Current liabilities					
(a) Short-term borrowings	15,500	23,334	20,550	10,628	10,752
(b) Trade payables	4,962	3,783	4,508	5,668	6,465
(c) Other current liabilities	41,992	41,622	45,083	59,488	110,879
(d) Short-term provisions	113	75	59	743	773
Sub-Total	62,568	68,814	70,201	76,527	128,868
Total	494,097	540,173	598,862	685,197	785,948
II. ASSETS					
1. Non-current assets					
(a) Fixed assets					
(i) Tangible assets	357,246	382,685	416,211	456,661	504,016
(ii) Capital work-in-progress	75,788	74,548	95,706	123,351	178,168
(b) Long-term loans and advances	3,768	8,605	9,407	12,222	10,852
(c) Other non-current assets	0	11,176	4,471	4,471	4,076
Sub-Total	436,802	477,015	525,796	596,704	697,112
2. Current assets					
(a) Inventories	8,503	10,201	9,539	10,890	14,303
(b) Trade receivables	28,888	26,180	25,095	29,498	22,366
(c) Cash and bank balances	12,974	16,245	22,855	30,134	34,824
(d) Short-term loans and advances	4,307	5,855	8,966	8,917	2,070
(e) Other current assets	2,622	4,676	6,611	9,053	10,803
Sub-Total	57,295	63,158	73,066	88,492	84,365
					* 4,471
Total	494,097	540,173	598,862	685,197	785,948
* Regulatory deferral account debit balance					

(source: WBSETCL annual report 2012-2017)

Table 4.1.4-6 Cash Flow Sheet of WBSETCL

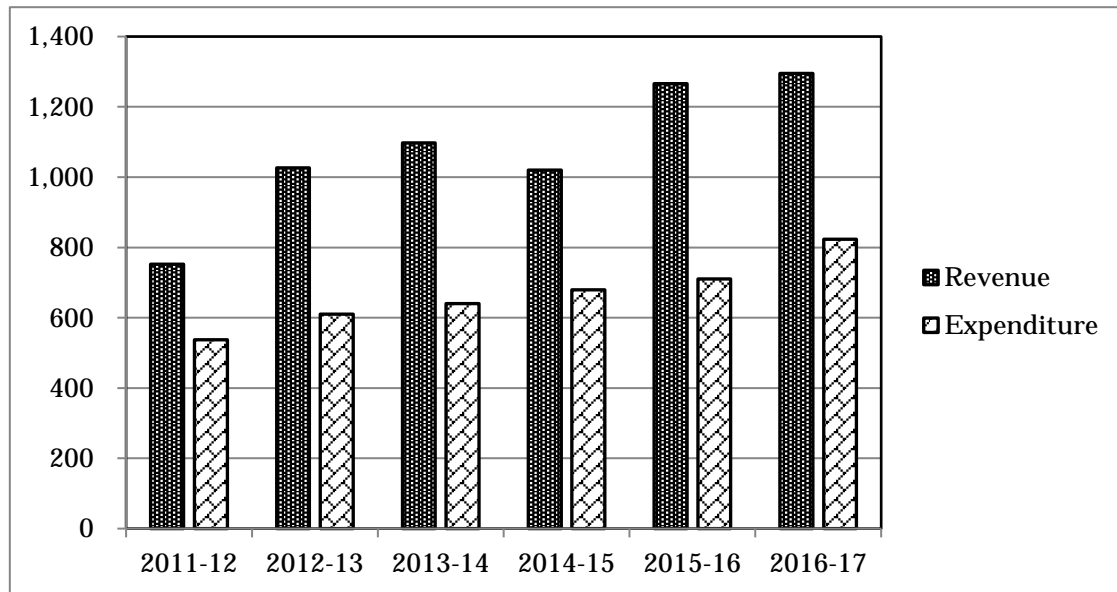
(Unit: Lakh Rs)

Particulars	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
A A. CASH FLOW FROM OPERATING ACTIVITIES :					
Net Profit/(Loss) Before Taxation	41,633	46,655	34,067	55,572	47,188
Adjustment For :					
Depreciation	13,750	14,696	18,128	17,529	19,323
Interest & Financial Charges	18,834	20,007	23,254	22,157	29,724
Bad Debts & Provision					
Excess provision written back					
Interest/Dividend etc. Income	(1,006)	(970)	(1,909)	(1,996)	(2,741)
Sub-Total	31,578	33,733	39,472	37,691	46,307
Operating Profit Before Working Capital Change	73,211	80,388	73,539	93,263	93,494
Adjustment For :					
Stores & Spares	271	(1,699)	662	(1,351)	(3,413)
Trade Receivables	(22,666)	(8,468)	7,790	(4,403)	7,132
Other Current Assets	3,519	(2,096)	(1,975)	(2,360)	(834)
Loan & Advances	17	(202)	(2,537)	(80)	0
Current Liabilities & Provision, etc	8,819	2,953	11,680	23,307	33,647
Sub-Total	(10,041)	(9,512)	15,620	15,113	36,533
Cash Generation from operation	63,170	70,876	89,159	108,376	130,027
Less: Tax Paid	(10,045)	(11,125)	(7,714)	(11,731)	(10,049)
NET CASH FROM OPERATING ACTIVITIES (A)	53,124	59,751	81,445	96,646	119,978
B B. CASH FLOW FROM INVESTING ACTIVITIES					
Decrease (Increase) in Fixed Assets	(45,400)	(42,157)	(51,653)	(57,979)	(57,679)
Decrease (Increase) in Work in Progress & Capital Advance	9,335	(3,597)	(21,960)	(30,459)	(58,081)
Interest Incomes, etc.	1,006	970	1,909	1,996	2,957
Grants Received from GoWB (DRS)	0	0	650	1,104	15
NET CASH GENERATED FROM INVESTING ACTIVITIES (B)	(35,059)	(44,785)	(71,054)	(85,338)	(112,788)
C C. CASH FLOW FROM FINANCING ACTIVITIES					
Proceeds from Borrowing (Net)	(8,165)	8,311	19,473	18,129	22,494
Interest & Financial Charges	(18,834)	(20,007)	(23,254)	(22,157)	(29,752)
NET CASH GENERATED FROM FINANCING ACTIVITIES (C)	(26,999)	(11,696)	(3,781)	(4,028)	(7,258)
NET INCREASE (DECREASE) IN CASH & CASH EQUIVALENTS					
(A+B+C)	(8,933)	3,271	6,610	7,279	(69)
CASH & CASH EQUIV. AT THE BEGINNING OF THE YEAR	21,908	12,974	16,245	22,855	30,134
CASH & CASH EQUIVALENTS AT THE END OF THE YEAR	12,974	16,245	22,855	30,134	30,066

(source: WBSETCL annual report 2012-17)

i) 損益計算書概要

Figure 4.1.4-2 に損益計算書概要を示す。



(source: JICA study team preparation based on WBSETCL annual report)

Figure 4.1.4-2 Summary of Profit and Loss Statement

2014-15 年度は給電指令所（SLDC）料金および短期オープンアクセス料収入の減少により総収入が前年度の 1,069 Crore Rs から 1,021 Crore Rs に減少した。この年を除き収入額は毎年増加傾向にある。

Table 4.1.4-7 に WBSETCL のコストの収入に占める割合を示す。2011 年度の 71.5% から増減を繰り返しているが、近年は 60% 前後の数字が続いている。2011 年度から 2016 年度まで収入の平均伸び率が 13% に達している一方、支出のそれは平均 9% にとどまっております、良好な経営を続けていることがわかる。

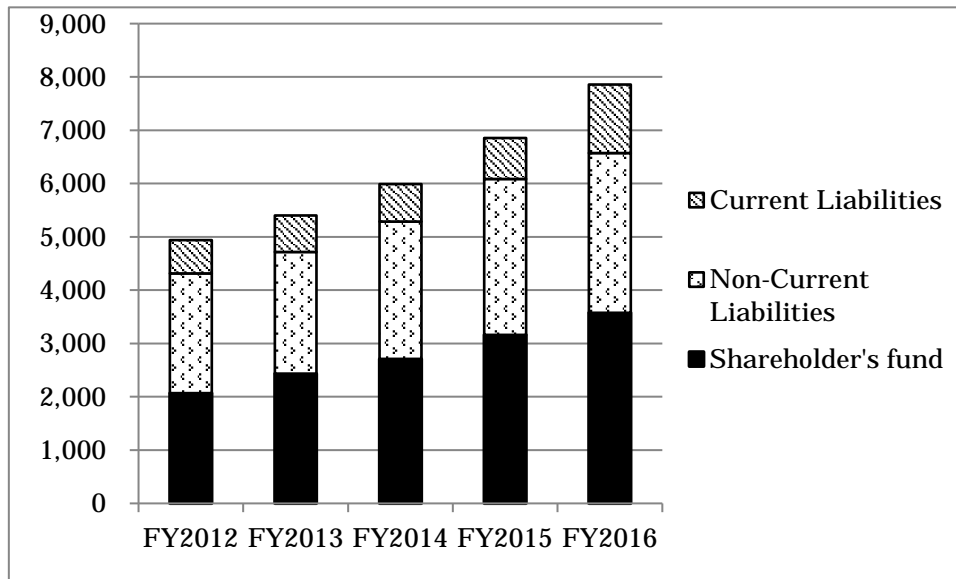
Table 4.1.4-7 Percentage of Expenditure in Revenue

FY	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
Revenue	752	1,026	1,098	1,020	1,266	1,296
Expenditure	537	610	640	679	711	824
Percentage	71.5 %	59.4%	58.3 %	66.6 %	56.1 %	63.6 %

(source: WBSETCL annual report 2011-2017)

ii) 貸借対照表概要

Figure 4.1.4-3 に貸借対照表概要を示す。



(source: JICA study team preparation based on WBSETCL annual report)

Figure 4.1.4-3 Summary of Balance Sheet

WBSETCL の総資産は毎年増加傾向にあり、2012 年度から 2016 年度の 5 年間に当初比で約 160%の増加になっている。株主資本も同時期に約 170%増加している。一方で、流動負債が 2015 年度から 2016 年度で約 170%と急増しているのが目立つ。

iii) キャッシュ・フロー計算書概要

キャッシュ・フロー計算書をみると、営業 CF が黒字で、投資 CF と財務 CF は赤字となるパターンが続いている。税引き前当期純利益で黒字を出し、かつ営業 CF で黒字を確保していることは企業活動としては健全であることを示している。その一方で、投資 CF で赤字が続いているが、その額は営業 CF で十分に賄われる額に収まっており、この点でも極めて健全な企業活動が反映された財務状況であると評価される。

3) 財務評価指標

次に収益性、安定性、債務返済の 3 つの観点からの WBSETCL の財務状況の評価を行った。Table 4.1.4-8 に評価指標を示す。

Table 4.1.4-8 Financial Indicators

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	Eval.
Return on Equity (%)	16.1	15.1	9.9	13.8	10.4	higher
Return on Sales (%)	32.5	33.6	26.4	34.5	28.7	higher
Current Ratio	1.47	1.28	1.23	1.36	1.64	1.3 <
Debt Equity Ratio	1.49	1.18	1.00	0.99	0.95	< 1.0
Debt Service Coverage Ratio	1.19	1.81	1.90	1.69	2.21	1.3 <
Interest coverage Ratio	2.67	3.5	3.58	2.89	3.08	1.5 <

(source: WBSETCL Annual Report 2011-2016)

i) 収益性

- 自己資本利益率 (ROE) = 当期純利益 / 自己資本
- 売上高利益率 = 当期純利益 / 売上高

自己資本もしくは売上高に対してどれだけのリターンが生み出されているかを示す指標である。高ければ高いほどよい。

ROEについては自己資本の内保留金の額が毎年20%を超える割合で増加していることから、数値が減少している。収益性については年により変動はあるものの、概して高い数値を示しており、問題になる状態ではないと評価される。

ii) 安定性

- 流動比率 (Current ratio) = 流動資産 / 流動負債

流動比率は企業の短期的な支払能力を簡易的に判断する指標である。望ましい数値は 1.3 以上とされている。

2012 年度および 2013 年度には評価基準を下回る数値であったが、その後改善し、2014 年度には 1.36、2015 年度には 1.64 となり、WBSETCL の健全性を示しているといえる。

- DE レシオ (Debt Equity Ratio) = (固定負債 + 流動負債) / 自己資本

DE レシオは負債が資本の何倍に当たるかを示す指標で、企業の健全性をはかるものである。望ましい数値は 1 以下で、数値が低いほど、健全が高いことを示す。

2011 年度および 2012 年度は数値が低かったが、その後改善し、2015 年度は 0.95 まで低下した。これにより、短期的な借り入れについては問題がないと評価される。

iii) 債務支払能力

- 債務返済カバー比率 (DSCR)

DSCR は債務返済能力を示す指標の一つで、元金返済額 (デット・サービス) を賄うだけのキャッシュ・フローを創出しているかどうかを判断するための指標である。望ましい DSCR の数値は 1.2 ~ 1.30 以上とされている。

WBSETCL は 2011 年度には 1.19 と低かったが、その後急速に改善し、2016 年度には 2.2 となり、この水準が続く限りは債務返済に問題はないと評価される。

- Interest Coverage Ratio (ICR) = 営業利益 / 支払利息

ICR は営業利益と金融収益が、支払利息をどの程度上回っているかを示す指標で、この比率が高いほど、財務的に余裕があることを意味している。望ましい ICR の数値は 1.5 以上とされている。ICR は 2011 年度以降 2.5 を超える数値を維持しており、この指標からも債務返済に問題がないと評価される。

4) 予算と支出

WBSETCL では次年度の予算を 9 月に作成し、年度途中の 9 月に予算の見直しが行われる。見直しに当たっては四半期ごとの実績額、支出増減、追加工事支出額等が考慮される。見直し予算は WBSETCL の役員会での承認が必要とされる。

4.2 事業運営・維持管理体制

4.2.1 West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.

(1) 運転計画

現在 WBSEDCL の既設水力発電設備は、以下の通りである。

- 1) Purulia Pumped Storage Project 4 × 225MW (900MW)
- 2) Teesta Canal Fall Hydro Project 3 × 3 × 7.5MW (67.5MW)
- 3) Rammam Hydro Project Stage II 4 × 12.75MW (51MW)
- 4) Jaldhaka Hydro Project Stage I 4 × 9MW (36MW)
- 5) Jaldhaka Hydro Project Stage II 2 × 4MW (8MW)
- 6) Massanjore Hydro Project 2 × 2 (4MW)
- 7) Mini Hydro Power Project Total 9.6MW

2016-2017 年度における運転実績を以下に示す

Name of Power Stations	Generation Achieved in 2016-2017
Purulia Pumped Storage Project	1106.00 MU
Rammam Hydro Project Stage II	248.0678 MU
Jaldhaka Hydro Project	205.5084 MU
Teesta Canal Fall Hydro Project	46.6961 MU
Small Hydro	29.4514 MU
Total	1635.7237 MU

(source: 2016-2017 Annual Report of WBSEDCL)

2016-2017 年度における運転実績 1635.7237 MU は、2015-2016 年度実績、1588.377 MU を上回っている。

TPSP に続く大きなプロジェクトとして、Bandu Pumped Storage Project (BPSP) が計画されている。建設予定地は TPSP と同じ Purulia 地区である。

現在、Detail Project Report (DPR) の実施について現地のコンサルタントの再入札が準備されている。

その他、Darjeeling 地区において、Teesta Low Dam I & II Hydro Electric Project (84MW)、Teesta Low Dam Hydro Electric Project (80MW)、Fammam Stage- Hydro Electric Project (48MW) の計画が NHPC Limited に対して 2015 年 7 月の合意に基づいて割り当てられている。

(2) 定期検査計画

(内部情報につき非公開)

Table 4.2.1-1 Cost of repairing for major equipment at Purulia PSP

(内部情報につき非公開)

(source: Data from WBSEDCL, Nov.13, 2017)

(3) 技術面 (これまでの経験、等)

西ベンガル州では、当時の西ベンガル州電力庁 (West Bengal State Electricity Board :WBSEB) が大規模な揚水発電プロジェクトとして Purulia 揚水発電所を計画、1990 年 8 月から可能性調査を開始し、詳細設計を経て 2002 年 3 月に Purulia 揚水発電計画に本格着工した。その後 2007 年 4 月に WBSEB が西ベンガル州送電公社 (West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.: WBSETCL) と同配電公社 (West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd. : WBSEDCL) に分離、独立し、WBSEDCL が建設事業を引継ぎ、2008 年 1 月に完成して運転開始、今日に至っている。

大規模な揚水発電プロジェクトにおいては、技術的信頼性の高い設備を建設するだけでなく、電力供給と設備管理の健全性を継続して維持していく必要がある。

そのためには、維持管理に関する体制を整備して運営していくことがきわめて重要である。

Turga 揚水発電計画の維持管理体制については、近接する既設 Purulia 揚水発電所の維持管理実績を見ることによってその健全性を確認した。

1) Purulia 揚水発電所の維持管理体制

(内部情報につき非公開)

Table 4.2.1-2 Directorate of Purulia PSP

(内部情報につき非公開)

(source: Data from WBSEDCL, Nov.13, 2017)

2) 既設 Purulia 揚水発電所の運転実績

(内部情報につき非公開)

Table 4.2.1-3 Availability Factor of Purulia PSP

(内部情報につき非公開)

(source: Data from WBSEDCL, Nov.13, 2017)

Table 4.2.1-4 Capacity Factor of Purulia PSP

(内部情報につき非公開)

(source: Data from WBSEDCL, Nov.13, 2017)

(4) 予算と支出

Turga 揚水発電所の維持運営管理費は大別すると二つの料金算定項目からなる。一つは Operation & Maintenance Cost (O&M コスト) で、もう一つは Employee Cost (人件費) である。現在は WBSEDCL の保有する発電所ごとにその経費が整理されていることから、この体制が Turga 揚水発電所にも適用される。

O&M Cost の対象となる支出項目には以下のものが含まれる。

- Cost of Outsourcing
- Repairs & Maintenance
- Administration & General Expenses
 - Rent and lease charges
 - Legal charges
 - Auditor's expenses
 - Consultancy charges
 - Others

Table 4.2.1-5 に WBSEDCL 全体の O&M 費支出実績を示す。

Table 4.2.1-5 Operation & Maintenance Expenses of WBSEDCL

(Unit: Lakh Rs)

Fiscal Year	Employee's Cost	Admin & General Expenses	Repair & Maintenance
2012-13	114,542	13,313	23,904
2013-14	139,370	19,027	27,241
2014-15	136,022	19,651	28,748
2015-16	139,079	21,414	33,990
2016-17	133,234	23,478	21,714

(source: WBSEDCL annual report 2012-2017)

既設発電所に関しては発電所ごとの O&M コストの単価が設定されており、将来的には Turga 揚水発電所も実績額をベースにした単価が設定されることになるとと思われる。Table 4.2.1-6 に規定の O&M 費用額を示す。⁸

Table 4.2.1-6 Normative O&M Expenses for Purulia PSP

(Rs. in Lakh)

FY	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
unit rate/MW	3.94	4.09	4.26	2.15	2.26	2.37
amount	3,546	3,681	3,834	1,935	2,034	2,133
actual amount	n/a	n/a	n/a	2,059	1,206	2,508
difference	n/a	n/a	n/a	(124)	828	(375)

(source: The Kolkata Gazette, April 29, 2011 and July 30, 2013; Annual Performance Review, 2015-17, WBSEDCL)

また、O&M コストは Tariff Regulation において“ Controllable ”な項目として整理されており、“ Controllable ” な項目の総額内での項目間流用は可能であるとされている。

一方で人件費については“ Uncontrollable ” な項目として整理されており、規定上は審査を経て料金に反映されることになっている。

また、借入金の元本返済および利息支払いの額については電気料金算定対象としてコスト算入が認められており、電気料金から回収されることになる。Turga 揚水発電所の収入源はこの電気料金収入のみで、原則として州政府からの予算充当は一切行われない。

CERC の Tariff Regulation によると、新規に運転開始をする発電所の初年度の O&M コストの額は「当初プロジェクトコストの 2% 」とし、後年度の額については 6.04% のエスカレ率を乗じて算出すると規定されている。ただし、翌年度の料金申請において実績額に置き換えられ

⁸ WBERC の 2017 年度料金規定ドラフト版では 2017-18 年度単価を 3.00Lakh/MW、以降のエスカレ率を 5% とした改定案を提示している。

る。この額を電気料金単価計算に織り込み、発電所の O&M 費用を電気料金から回収する仕組みになっている。

Table 4.2.1-7 に CERC の Tariff Regulation による O&M コストの試算値を示す。ここでは総工事費をベースとして 2017-18 年度から 3 年間の O&M コストを算定した。⁹

Table 4.2.1-7 Expected O&M Cost for Turga Project

(内部情報につき非公開)

(source: JICA study team preparation)

4.2.2 West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd.,

(1) 運用計画

WBSETCL は、年間を通して約 12,962 km の EHV 送電線の広範な送電網を維持運用し、117 力所の Substation (400 kV から 66 kV) と合計 27752.23 MVA の変圧器を維持、送電損失は標準損失 3.4% に対して 3.1% であった。

新規 Substation の設置や送電線の建設のための土地の利用について、西ベンガル州では人口密度が高く、土地の肥沃な性質による農業への依存度が高いことから、土地の必要性を減らすために GIS の採用を検討している。

また、送電線の敷設面積を減らす目的で、モノポール、マルチサーキット、ナローベースタワーの使用も検討中である。

地下ケーブルについても全ての電圧階級で、都市部や半都市部、および架線が利用できない場合に使用されている。

WBSETCL は、地方電化による需要の増加と州の新設発電所または既存の発電所の増設により国全体の電気需要が着実に増加していることを踏まえ、電力インフラのバックボーンとなる安定な州の送電システムを形成するために、しばしば困難な地形に渡る変電所や送電線の建設を行っている。

2015-2016 年度においては、392.100 km の EHV 送電線を敷設し、既設 Substation に 2518.18 MVA の変電設備を増設、5 力所の EHV Substation を建設した。

2017 年 3 月 31 日現在、WBSETCL の設備は以下の通りである。

- EHV 送電線 巨長 (400 kV ~ 66 kV) 約 12,962 km。
- 変電設備容量 約 27752.23 MVA 年間利用率 99.91% 以上。
- EHV Substation 117 力所。

⁹ これに対して WBSEDCL は Purulia PSP の実績から 35 Crore Rs / 年程度を想定している。ただし、この額にはオーバーホール費用は含まない。

過去 10 年間で、WBSETCL の送電損失は約 3% であり、さらに減少させるために様々なイニシアティブを実施している。

送電線については、今後新たに 403.17 キロメートルの送電線を施設する計画である。

変電設備については 400kV の変電所を 2 カ所、220kV の変電所を 7 カ所、132kV 変電所の 11 カ所を含む 20 カ所の新規変電所を建設中である。当該変電所の完成後に既存のシステムに 4854MVA を追加する予定である。

2021-22 年までの新規送電計画を Table 4.2.2-1 に示す。

2017-18 から 2021-22 年までに 新規 10 カ所の EHV Substation, 18296 MVA 増設と 4894km の送電線建設が検討されている。その結果、WBSETCL の送変電システム全体は以下のようになる。

Table 4.2.2-1 WBSETCL, Plant Capacity FY2021-2022

Discription	Nos. of Substation		Capacity in MVA		Line length in ckm	
	2017.3.31	2022.3.31	2017.3.31	2022.3.31	2017.3.31	2022.3.31
440kV	5	9	6155	9990	1643	2714
220kV	22	36	12121	19431	33653604	33654492
132kV	82	113	9270	16623	7292	10227
66kV	8	2	204	2	421	140
Total						

(source: 2015-2016 Annual Report of WBSETCL)

建設中および計画中の送変電設備の開発が計画通り進捗することにより、以下の目標が達成されることになる。

- 1) 電力供給の信頼性の向上。
- 2) 系統の安定度向上と損失の低減。
- 3) 産業および農業分野における開発促進。
- 4) 発電事業者からの送電電力の過負荷低減。
- 5) 既存の送電網の強化と将来の負荷の増加に対応する変圧器容量の増加。

(2) 送変電設備保守管理

WBSETCL の保守管理システムは、設備や人員のメンテナンスコストを最小限に抑え安全性を高めつつ、システムを安定した状態に保つことを目的としている。

WBSETCL には、最先端の技術、ソフトウェア機能、および送変電設備の計画と設計のためのコンピュータ支援設備を備えた変電設備及び送電線工学の専門家チームがあり、現場からのフィードバックされたデータに基づき、必要に応じて設備の更新を実行している。

専門家チームは、フィードバックデータを基にしてコストの節約、導入期間の短縮を図るために、機器の状態と技術パラメータの標準化を積極的に行っている。

また、突然の故障を最小限に抑えるために、線路および機器の予防保全の観点から、変電機器または送電線の故障を予測するシステムの検討も行っている。

この目的のために、

- 1) 開閉装置、変流器および避雷器の全電圧にわたる交換、残存寿命評価とメンテナンス。
- 2) Hot spot をその場で検出する Substation における Thermo Scan の適用、故障前の予防保守修理作業
- 3) Substation の土地所要量を削減する GIS の設置。
- 4) 渋滞した都市部で 400kV, 220kV および 132kV レベルで地下 XLPE ケーブルを敷設する。
- 5) 400kV、220kV および 400kV の OH 導体と UG ケーブルの組み合わせによるハイブリッド電線の採用。
- 6) 経路選択および長さ最適化のための現代測量技術の利用。
- 7) 定期的に古いラインの再導通;
- 8) Substation 間のデジタル通信のための OPGW の適用。
- 9) 既存の送電線における電力フローをアップグレードするための HTLS 導体の採用。

すべての送電線の在庫の標準化に加えて、すべての Substation での定期点検。

さらに、災害管理の一部として WBSETCL が調達している 400 kV 級の 1 回線 10 セットからなる緊急復旧システム (ERS)。

EHV タワーの場合の復旧時間を短縮し、送電線の利用度を向上させる診断ツールが用意されている。

(3) 企業の社会的責任

2013 年の会社法および規則の規定の観点から、「企業の社会的責任」に関する施策が策定されている。

2014 年 4 月 1 日より WBSETCL の CSR 活動は地域毎に適用されている。

主な活動内容は以下の通りである。

- 1) 飢餓、貧困、栄養失調の予防
予防的保健医療と衛生の促進,安全な飲料水を提供すること。
- 2) 特別教育および雇用促進職を含む教育の促進
特に子供、女性、高齢者のスキル、生き方と生計の違い

強化プロジェクトとして

- 3) ジェンダーの平等の促進、女性の権限付与、女性のための住居と宿舍の設立、
孤児・高齢者向けの老人ホーム、託児所およびその他の高齢者施設の設置
社会的および経済的に後方のグループが直面する不平等を減らすための措置、
- 4) 環境の持続可能性、生態学的バランス、動植物の保護、
動物福祉、農業林業、自然資源の保全、土壌の品質維持、
- 5) 国家遺産、芸術および文化の保護。
歴史的な重要性と芸術作品。公共図書館を設置する。プロモーションと開発
伝統芸術と手工芸品;
- 6) 農村スポーツ、全国的に認められたスポーツ、パラリンピック、オリンピックを促進する
ための訓練
- 7) 首相の国家救済基金または中央政府が設定した基金への拠出
- 8) 学術機関内の技術インキュベーターに提供された寄付または資金
中央政府によって承認されたもの。
- 9) 農村開発プロジェクト。

(4) 予算と支出

WBSETCL の維持運営管理費は大別すると二つの料金算定項目からなる。一つは Operation & Maintenance Cost (O&M コスト) で、もう一つは Employee Cost (人件費) である。O&M コストの対象となる支出項目には以下のものが含まれる。

- Cost of Outsourcing
- Repairs & Maintenance
 - Plant & Machinery
 - Building
 - Others
- Administration & General Expenses
 - Rent and lease charges
 - Legal charges
 - Auditor's expenses
 - Consultancy charges
 - Others

Table 4.2.2-2 Budget for Operation and Maintenance WBSETCL

(内部情報につき非公開)

(source: WBSETCL)

WBERC の Tariff Regulation では単に慎重な審査により O&M 費用を認めるとしか記載されていないが、CERC の Tariff Regulation 2014-19 では、変電所および送電線の仕様ごとに O&M 費用の単価が定められている。Table 4.2.2-3 に CERC 規定の O&M 費用の単価を示す。¹⁰

Table 4.2.2-3 Normative O&M Expenses

(Unit: Rs Lakh)

Item	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
400kV GIS Substation (per bay)	53.25	55.03	56.84	58.73
Double circuit (Bundled conductor with four or more sub- conductors) AC lines (per km)	1.097	1.133	1.171	1.210

(source: CERC Tariff Regulations 2014-19)

2018-19 年度の単価を使用して本プロジェクトの設備に対応する年間の O&M 費を試算した結果を Table 4.2.2-4 に示す。この額を料金単価計算に織り込み、送変電設備の O&M Cost や人件費を送電料金から回収する仕組みになっている。

Table 4.2.2-4 Normative Operation and Maintenance Cost

(Unit: Lakh Rs)

Item	Unit rate	Number	Amount
400kV GIS Substation (per bay)	58.73	13 bays	763.49
Double circuit (Bundled conductor with four or more sub- conductors) AC lines (per km)	1.210	1.7 km	2.057
TOTAL			765.547

(source: JICA study team calculation)

また、O&M Cost は Tariff Regulation において“Controllable”な項目として整理されており、“Controllable”な項目の総額内での項目間流用は可能であるとされている。一方で人件費については“Uncontrollable”な項目として整理されており、規定上は審査を経て料金に反映されることになっている。

本送変電設備にかかる WBSETCL の収入源はこの送電料金収入のみで、原則として州政府からの予算充当は一切行われない。

¹⁰ WBSETCL によると WBERC でも同様の単価設定がなされたが、WBSETCL は単価方式導入に反対しており、従来通りの積み上げ方式で実績額を WBERC に報告している。

WBSETCLの送電料金収入についてはWBSEDCL同様支出実績をもとにWBERCの審査を経て経費算入が認められること、および政策的に急激な値上げとならないような配慮が行われるという点では同じようなリスクを抱える。しかし、WBSETCLの保有する設備に占める本案件の割合は、2015-16年度時点で、送電線（1.7km 2回線）では0.03%、変電容量（330MVA）では1.3%と非常に小さいこと、および会社として非常に良好な財務体質を維持していることを総合的に勘案すると、本案件の維持運営管理費財源の確保にあたり大きな懸念は見当たらない。

4.2.3 人材育成・人材確保

インド電力省は2003年電力法において、Central Electricity Authority（CEA）が電力産業に従事する技術者の技能を向上させるため、発電、送電、配電に関する技能教育訓練（National Training Policy）を促進するよう指示している。この教育訓練政策の内容は概略以下の通りである

- 各電力会社の包括的な訓練、研修計画の策定。
- 訓練・研修費用の受講者割り当て。
- 教育基盤と知的財産活用のためネットワークの構築。
- 送配電（T&D）要員の発電業務従事者と同様の訓練・研修義務。
- 水力、送配電の訓練のための適切なインフラストラクチャーの開発。
- 発電所の運営スタッフの適切な間隔でのシミュレータ訓練の義務。

この政策は訓練・研修費用が人材投資であり、総合的人材育成（Human Resource Development）活動としての訓練・研修計画の必要性を強調している。

National Power Training Institute（NPTI）は、電力省の下で電力セクターにおける研修と人材開発のために設立された団体で40年以上にわたって訓練・研修サービスを提供している。

NPTIの職員は382人であり、そのうち131人のグループA&Bの役員と251人の従業員が、各地の9つの研究所を通じてインド全土で活動している。

- (1) Northern Region
 - 1) NPTI Corporate Office Faridabad
 - 2) NPTI (Northern Region) Badarpur
 - 3) NPTI (Hydro Power Training Centre) Nangal
- (2) Southern Region
 - 1) NPTI (Power System Training Institute) Bangalore
 - 2) NPTI (Hot Line Training Centre) Bangalore
 - 3) NPTI (Southern Region) Neyveli
- (3) Eastern & North Eastern Region
 - 1) NPTI (Eastern Region) Durgapur
 - 2) NPTI (North Eastern Region) Guwahati

(4) Western Region

1) NPTI (Western Region) Nagpur

NPTI の研究所には、インドの電力、エネルギー部門の火力、水力、送配電システム、エネルギー関連分野のニーズをカバーする技術的および管理的テーマに関するさまざまなコースを実施するためのハイテクインフラ施設がある。Faridabad Institute には 500 MW の火力訓練シミュレータ、Nagpur Institute には 210 MW の火力訓練シミュレータがあり、全国の運転担当者に特化した技術を提供している。ナショナルグリッド用の高精度ロードディスパッチオペレータシミュレータは、Bangalore の PSTI に設置される計画である。

また、水力、火力、送配電および管理、規制業務などの分野における長期的、中期および短期の研修プログラムが、NPTI の様々な研究所で実施されており、電力技術者のためのトレーニングプログラムも年中開催されている。

- All India Council for Technical Education (AICTE) によって承認された電力管理における 2 年間の MBA
- AICTE によって承認されたパワー・エンジニアリングの 4 年間の B.Tech./B.E 度
- 火力発電所工学における 1 年間のポスト大学院ディプロマコース
- 火力発電所エンジニアリング 1 年ポストディプロマコース
- GIS とリモートセンシング (RS) の 1 年ポスト卒業証書
- 水力発電所の 9 ヶ月ポスト卒業証書コース
- エンジニア向け送配電システムの 6 ヶ月 O&M
- また、国際協力として海外からの研修生も受け入れている。

Central Power Research Institute (CPRI) は、1960 年にインド政府が Bangalore に本部を置いて設立した電力研究所である。1978 年にはインド電力省のもとで自治組織に再編成された。研究所設立の主な目的は、電力システムの信頼性を確保し、技術革新と開発を行うために、電気機器や部品の独立した国の試験認証局として機能する外に、電力工学の応用研究を行う国レベルの研究所である。

そして、CPRI には Training Division があり、電力セクター向けの Training Program を用意して、人材育成・人材確保の観点から研修、大学生の職業訓練を積極的に実施している。

WBSEDCL は積極的にそのプログラムを活用しており、2017-2018 年においては、3 週間の新任電力技術者向けの技術研修を 6 回実施している。

WBSEDCL の研修に関する実施部門は Human Resource Department (HRD) であり、毎年実施した研修の目標参加者数に対する実績値を公表している。

2016-2017 年度における参加者目標値と実績値を Table 4.2.3-1 に示す。

Table 4.2.3-1 Target Vs Achievement For FY 2016-2017 i.r.o. Training

2016-2017 (Target Participants)	2016-2017 (Achievement Participants)
Class-I - 950	Class-I - 596
Class-II - 500	Class-II - 195
Class-III & IV - 4500	Class- III & IV - 3405
Other - 4800	Other - 2350
Total - 10750	Total - 6546

(source: 2016-2017 Annual Report of WBSEDCL)

また、研修内容とクラス別職員の参加者数の実績を Table 4.2.3-2 に示す。

Table 4.2.3-2 Training Conducted HRD & TRG Dept. from 2016-2017

No.	Details of Training conducted by HRD & TRG Dept.	Class I	Class II	Class III&IV	Others(Contractor Laborer & Employees of other Organization)	Total No. of Participants
1	Induction/Orientation Training at Vidyut Bhavan for newly recruited employee	81	12	259	0	352
2	Electricity Employees Training Institute (EETI)-Burdwan	20	18	538	242	818
3	EETI-Kharagpur	27	0	329	309	665
4	EETI-Triberi	0	0	378	463	841
5	EETI-Berhampore	62	5	306	146	519
6	EETI-Kolkata	0	16	339	409	764
7	EETI-Coochbehar	31	0	93	0	124
8	KJTC	0	0	78	0	78
9	External Training by different Training Partner (CPI etc.)	-	-	-	-	1604
10	Vocational Training	-	-	-	-	572
11	Internship Training for IIT/IISWBM/IIEST/JU as per approval of Hon'ble CMD	-	-	-	-	209
	Total	221	51	2320	1569	6546

(source: 2016-2017Annual Report of WBSEDCL)

WBSETCL の発行する Annual report 2015-16 では、従業員の業績を向上させビジネスシナリオの最新動向に合わせて職員に対する教育も熱心に行われていることが報告されている。

WBSETCL 内部の研修に加えて外部研修への参加機会も多く与えられて、職員に必要な研修が提供されている。研修プログラムは合計 631 名が参加し、そのうち従業員 219 名は様々な訓練機関で外部から訓練を受けている。初任者職業訓練は、全部で 391 人の大学院生、卒業生に実施されている。また送変電設備に関する職業研修は定期的に行われており、研修修了者に対する証明書の発行などの実施報告がなされている。

本事業における WBSETCL の役割は、Turga 揚水発電所の開閉設備から受電側となる変電所までの送電線設計・施工業務であり、WBSETCL の事業費で実施されるものと想定される。

WBSETCL が実施する人材育成、人材開発の状況、新規開発地点に対する人材確保の状況から新たな送電線設計・施工業務の運営維持管理体制について問題は認められない。

第 5 章

West Bengal 州における 揚水発電の必要性

第5章 West Bengal 州における揚水発電の必要性

本章では、実施機関等が想定する揚水発電導入の必要性について検証する。

Turga での可変速揚水発電導入の定量的評価は、9章において試みる。

5.1 揚水発電導入の必要性

2014年に発表された再生可能エネルギー発電の大量導入促進方針(175GW)を受けて、現在インドでは、中央、州政府共に揚水発電への関心を強く示している。2016年12月にCEAが発行したDraft National Electricity Plan 2016 (NEP2016)の中で2022-36年の需要予測が公表されたが、それと併せ、「系統接続される再生可能エネルギー発電は重要な分野となり、揚水発電を含む水力発電の導入によるピーク電力供給、安定的な系統制御、再生可能エネルギー発電の統合が促進されること」とした上、「多量の再生可能エネルギー発電導入の観点から、揚水発電を「独立」分野として扱い、電気料金、ファイナンス等のincentive・促進策を付与する必要がある」、また、「再生可能エネルギー発電の増加により一層柔軟電源への要求が高まる事を踏まえ、揚水を含む水力発電に対する電気料金計算から設備コストを排除する事も考慮すべき」等とし、揚水発電を推進する姿勢を明確に示した。

これらの背景下、Turga揚水以外に、多数の州において主要な案件だけでも優に10以上の案件が具体化しつつある¹。

Table 5.1-1 Pumped Storage Projects planned in India

State	PSP (Output)
Odisha	Upper Indravati (600MW)
Karnataka	Sharavathy (1,000MW, as maximum) Varahi (1,000MW) Kali (1,000MW)
Tamil Nadu	Kundha (500MW) Sillahalla (2,000MW, being reviewed) Mettur (500MW)
West Bengal	Bandhu (600MW)
Kerala	Pallivasari (600MW)
Maharashtra	Warasgaon (1,200MW) Panshet (1,600MW) Varandah Ghat (800MW)

¹ インド国電力セクター情報収集・確認調査(2017/1)時点情報に基づく。Bandhuはその後900MWに変更のうえ事業入札(Case II)の方針。

これらの中でも、West Bengal は Purulia 揚水を 2008 年より安定運転してきており、次段の Turga 揚水を DPR 完了させ、中央政府承認を経た段階にあり、インドで揚水発電に対し最も先行的な州の一つである。

West Bengal では 2015 年度～2019 年度にかけて、ピーク時電力需要が 7,544MW から 11,172MW へと増加する見込みのため、更なる供給能力の整備が必要である。また、中央政府の政策により、同州は再生可能エネルギー発電設備量を 2012 年の 193MW から、2022 年までには 5,386MW 導入するという目標を課せられているため、天候等の影響に左右されやすい再生可能エネルギーの周波数変動等に対応可能な電源需要が増す状況にもある。かかる状況下、電力需要の増加及び再生可能エネルギーの比率増加に伴い、ピーク時供給能力に優れており、かつアンシラリーサービス（需給バランスの監視、周波数の調整など）を行うことが可能な揚水発電の拡充が必要であり、水力発電は地形・地質的に建設可能な地点が限定されるが、Turga 揚水は Purulia 揚水に近接する地点に適地が見出されたものである。

インドにおける揚水発電の特徴として、Peak 電力供給（Power Shift）、電力貯蔵、再生可能エネルギー電力（変動電源）対応、周波数調整、等があげられ、系統運用上のメリットは認知されているものの、制度上の整備はまだ整っていない。また、West Bengal では、配電公社（WBSEDCL）が揚水発電を保有・計画する点が他州と異なる。

インドにおいて想定される一般的な揚水発電のメリットを下記に記す。系統にとってはいずれも便益となるが、発電事業者（Genco）、配電事業者（Discom）等、揚水発電保有者にとっての便益は多少異なるものとなる。²

○ Peak 供給、Off-Peak Peak への Power Shift

発電事業者（Genco）が揚水発電を保有する場合の便益：余剰火力発電抑制・起動停止（Back Down）費用の損失回避

配電事業者（Discom）（が揚水発電を保有する場合の）便益：低コストの揚水原資調達、高コストの Peak 電力調達回避。ただし、現状でインドには Power Shift への規制上の incentive は付与されておらず、Open Market（IEX 他）をみる限りでは揚水発電単独で経済揚水を成立させるだけの市場にはなっていない。

○ 再生可能エネルギー電力（変動電源）吸収

発電事業者（Genco）便益：余剰再生可能エネルギー電源の発電抑制回避。

配電事業者（Discom）便益：（将来的には）低廉な Off-Peak 電力の確保。

これも、現状でインドには再生可能エネルギー電力、変動電源に対応して吸収する機能（secondary control）を持つ揚水発電への規制上の incentive は規定されていない。

○ Ancillary Services、系統運用の信頼性向上

系統運用者、州全体にとっての便益。いずれ再生可能エネルギー電力（変動電源）の大量導入時にはインド大で重要となることから制度整備が進むとの期待があるが、発電事業者（Genco）、配電事業者（Discom）にとりこの便益、incentive はまだ価格化されていない。

○ Imbalance（電力需給バランス）調整（電圧調整、周波数調整）

系統運用者、州全体にとっての便益。Deviation Settlement Mechanism DSM）導入により、

² 参考に、これら各項目に関する代替電源比較を Annexure 5-2 に示す。

- 発電事業者（Genco）配電事業者（Discom）に対する incentive、penalty が導入されており、揚水発電により DSM penalty 回避に一定寄与すると考えられるが、多額にはならない。
- 規定周波数以上上昇時（過剰発電時の）負荷創出
- 系統運用者、州全体にとり、過剰電力貯蔵、燃料費節減の便益があるが、発電事業者（Genco）配電事業者（Discom）にとっての便益ではない。

上記のうち、West Bengal で WBSEDCL が保有する揚水発電のメリット（特徴）として、以下を挙げることが可能である。

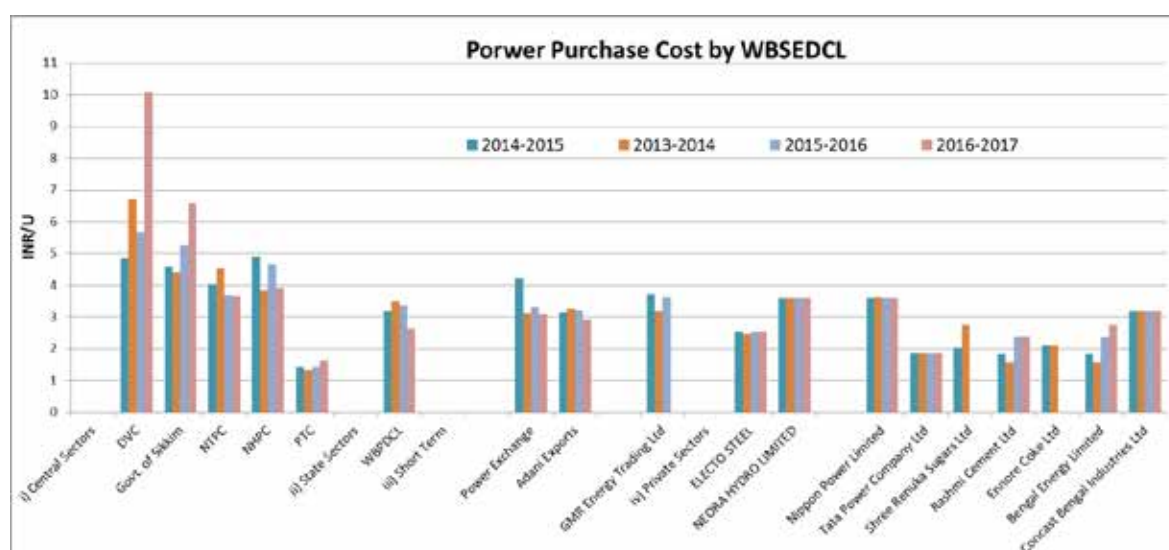
1. WBSEDCL は、Peak 電力として、他の、特に州外石炭火力発電から買電すると高価格、燃料価格リスクを負う。揚水発電により調達コストの低減、電力料金の低減に資する。
 2. リアルタイム電力市場は off peak 安価、peak 高価で推移している。Purulia 揚水発電の運用実績を参照すると、同発電所が短期電力市場から一部電力を売買していると想定される場面でも、経済的な発電揚水運用を行う環境がある程度整っている。
 3. 将来、大量の再生可能エネルギー電力が接続された場合、大量の再生可能エネルギー電力のグリッドへの統合により大きな電力調達コストの節減が可能となる。良く知られたように再生可能エネルギー電力の出力変動と出力予想の難しさがあり電力の計画的な送電が困難なことがある。この課題に対しての解決方法の 1 つは電力貯蔵である。これまでに実用されている貯蔵システムは揚水発電、圧縮空気貯留（CAES）、リチウムイオン電池などがあるが、West Bengal で当面実現可能なものは揚水発電のみである。また、再生電源を大量に導入する場合、応答速度の速い調整電源が必要となる。West Bengal ではガス火力発電は無くまた建設計画もない。現状も将来も石炭火力発電しか主要な電源がない West Bengal では、このような応答速度の速い調整電源がないということになる。
1. について、WBSEDCL、WBERC では各発電所の PPA 詳細を開示していないため、正確ではないが、WBSEDCL Annual Report により WBSEDCL の電力調達コストを概略調査した。結果を Table 5.1-2、Figure 5.1-1 に示す。

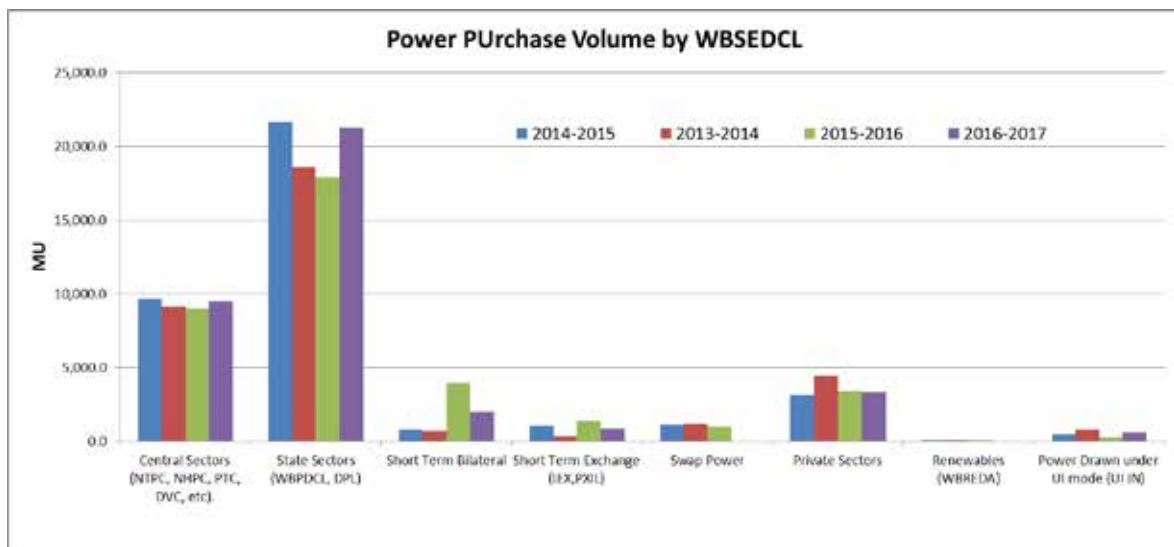
Table 5.1-2 Power Purchase Price and Volume by WBSIEDCL

WBSIEDCL Purchase Price	2016-2017	2015-2016	2014-2015	2013-2014
	INR/U	INR/U	INR/U	INR/U
i) Central Sectors				
DVC	10.1	5.7	4.8	6.7
Govt. of Sikkim	6.6	5.3	4.6	4.4
NTPC	3.7	3.7	4.0	4.5
NHPC	3.9	4.6	4.9	3.8
PTC	1.6	1.4	1.4	1.3
ii) State Sectors				
WBPDC	2.6	3.3	3.2	3.5
iii) Short Term				
Power Exchange	3.1	3.3	4.2	3.1
Adani Exports	2.9	3.2	3.2	3.3
GMR Energy Trading Ltd		3.6	3.7	3.2
iv) Private Sectors				
ELECTO STEEL	2.5	2.5	2.5	2.5
NEORA HYDRO LIMITED	3.6	3.6	3.6	3.6
Nippon Power Limited	3.6	3.6	3.6	3.6
Tata Power Company Ltd	1.9	1.9	1.9	1.9
Shree Renuka Sugars Ltd	0.0	0.0	2.0	2.8
Rashmi Cement Ltd	2.4	2.4	1.8	1.6
Ennore Coke Ltd	0.0	0.0	2.1	2.1
Bengal Energy Limited	2.8	2.4	1.8	1.6
Concast Bengal Industries Ltd	3.2	3.2	3.2	3.2

WBSIEDCL Power Purchase (MU)	2016-2017	2015-2016	2014-2015	2013-2014
1 Central Sectors (NTPC, NHPC, PTC, DVC, etc).	9,465.2	8,988.3	9,647.1	9,151.1
2 State Sectors (WBPDC, DPL)	21,289.1	17,910.5	21,670.0	18,605.8
3 Short Term Bilateral	1,996.7	3,948.6	753.7	693.9
4 Short Term Exchange (IEX, PXIL)	844.0	1,343.0	1,044.2	319.0
5 Swap Power	0.0	989.5	1,129.8	1,172.7
6 Private Sectors	3,302.8	3,387.1	3,136.5	4,432.2
7 Renewables (WBREDA)	0.0	0.2	0.2	0.2
8 Power Drawn under UI mode (UI IN)	576.0	258.2	431.3	777.4
9 others	102.8			
Total Energy	37,576.6	36,825.3	37,812.8	35,152.4

(source: WBSIEDCL Annual Report, 2016/17, 2015/16, 2014/15, 2014/13)





(source: WBSEDCL Annual Report, 2016/17, 2015/16, 2014/15, 2014/13)

Figure 5.1-1 Power Purchase Price and Volume by WBSEDCL

WBSEDCL は West Bengal 全体の電力需要の約 65%を受け持っている為、州全体の傾向を反映しているものとみなした。これから、現時点では電力供給の 57%は自州の州営電力 (WBPDCL 他) からの買電でまかなっているものの、25%は中央政府電力会社 (NTPC、NHPC 他) からの買電により充当せざるを得ない構造となっている。調達価格についても、中央政府電力会社からの調達価格は 4~7 INR/U と WBPDCL に比してかなりの高額となっていることが窺える。これより、

1. の認識についてはある程度裏付けられ、WBSEDCL、ひいては West Bengal として極力 Peak 電力供給の為に州外電力調達を回避、自州調達とするために揚水発電の効果がある事は確認できる。
2. について、Purulia 揚水発電所の運転実績と短期電力市場 IEX 取引価格の対比を示す。

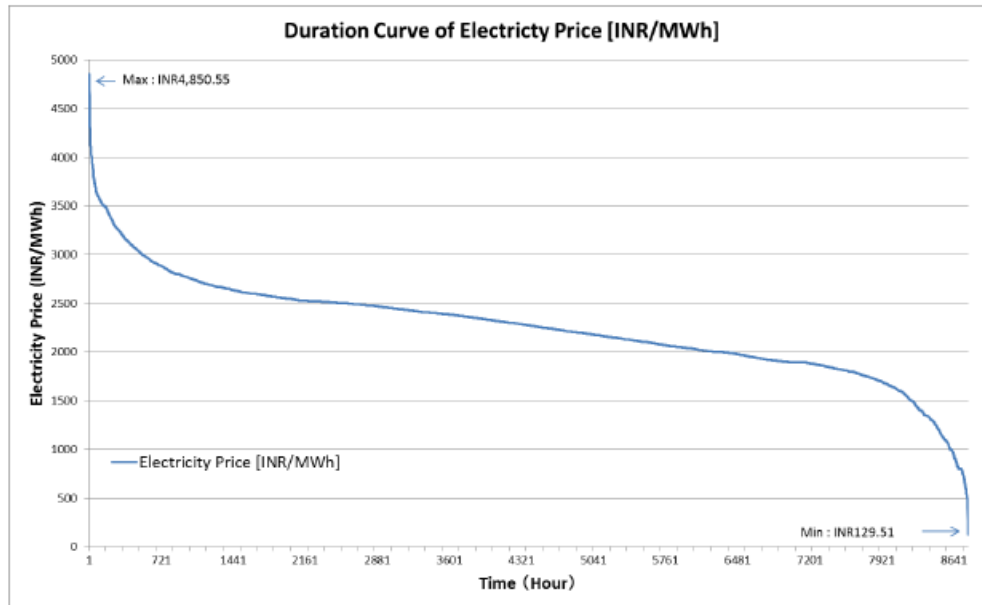
(内部情報につき非公開)

(source: supplied by WBSEDCL, Nov., 2017)

Figure 5.1-2 Short Market Price (IEX) and Purulia PSP Operation in 2016

最大需要期 (2016 年 4 月) と最低需要期 (2016 年 12 月) で、当然ながら夕方 18:00~20:00 の点灯 Peak 時間帯に Purulia 揚水発電所では発電されているが、実態として両時期ともに電力価格の変動に合わせた形で低価格帯で揚水、高価格帯で発電されていることが確認できる。

この間の IEX 価格の Peak、Off-Peak 値差は Figure 5.1-3 に示すように最大で 4.7 INR/U 程度だが上下 10%平均で 2 INR/U であり、この値差のみでは、短期取引市場単体で Purulia PSP が経済揚水として成立するとは言いえない。しかし、West Bengal 全体としてみた場合には、それでも Purulia 揚水発電所は短期市場から高価格の Peak 電源調達を回避し、Peak 調達コストの低減、引いては West Bengal 全体の Peak 電力価格の低減に寄与していると言える。



(source: supplied by WBSEDCL, Nov., 2017)

Figure 5.1-3 Short Market Price (IEX) Duration Curve in 2016

3. については、West Bengal 内での太陽光発電等の再生可能エネルギー発電の成長実績は乏しいが、インド全土でみた場合価格低下が顕著（太陽光では 2.44 INR/U（2017/5）、風力発電では 2.43 INR/U（2017/12）を記録）であり、現有の WBPDC 石炭火力発電所からの現在の WBSEDCL 調達コストが概ね 2.6～3.5 INR/U と、それらの価格を超過した状態にあることから、今後、より安価な再生可能エネルギー電源からの買電量増大は不可避と想定される。West Bengal においても配電会社（公社）が再生可能エネルギー電力の引取義務を負い、今後の RPO 義務量の増大を考慮すると、域外からの再生可能エネルギー電力購入量増加が想定され、ancillary 制御の要請は間違いなく増えると考えられる。

一方、現在 West Bengal には（いわゆる短周期（secondary）での）調整電源はない。そのため、調整機能については域外（control point 外）の能力に頼っているのが実態と考えられる。しかし今後再生可能エネルギー電源が増えると、調整は域内毎に責任を負わされるようになっていくと考えられる。その際、ガス火力発電のポテンシャルに乏しく、大規模貯水池式水力発電の開発可能地点がない West Bengal では揚水発電に依存することになり、揚水に調整能力を持たせる必要性、価値がある。しかしながら、調整能力に対する価値の評価は、市場や規制が整備されていない現状では困難である。調整電源を結果的に促進し得る政策は途上というべきである。

- Ancillary Service Regulation は制度が設定されているが、州レベルでは未導入。
- DSM (Deviation Settlement Mechanism) は、再生可能エネルギーによる変動抑制の penalty scheme として導入されている。従前の UI (Unscheduled Interchange) に替わるが、負荷調整、Imbalance 精算を主とする制度であり、調整電源への効果は直接的には不透明。
- Grid Code 上周波数変動幅、瞬動予備率 5%等の制定はされている。ただ現状では罰則がなく遵守されていない。将来的に再生可能エネルギー電力を得て電力供給量が充足されて

いけば Grid Code 罰則厳格化の方向に向かうと想定される。

- 短期市場の機能向上: 欧州のように調整市場での価格設定などはまだ将来課題とされている。また、PPA による長期契約がインドでは主体であり、短期市場による利用者はまだ限定的（全電力量の 10%程度で推移）。

現時点でインド電力セクターでは調整電源に金銭価値を認定しておらず、予備力電源や peak 電源の容量価値を認める tariff 設定もない。よって調整電源の benefit を定量化することは現時点において困難と考える。今後インドの需給状態が緩和され、変動性再生可能エネルギー電源 (Variable Renewable Energy)が増加していけば調整電源を入れざるを得ず、その過程において各政策での義務化が期待され、その方向に CERC、MOP は向いていると考えられる。

今後、再生可能エネルギー発電 175GW 目標を維持するならば、州にとって調整電源のニーズは高まる。現状制度の中では、調整義務を負担するのは SLDC あるいは ERLDC であり、配電公社 WBSEDCL ではない。調整電源の価値が認定されていない以上、配電会社（公社）には調整電源を導入する制度上の incentive はない。制度整備がなされるまでは、当面配電会社（公社）にとっての揚水発電の価値は、州内電力供給に調達量があり、調達・売電値差による経済価値があることが揚水の価値と考えられる。

5.2 実施機関等による揚水発電導入の必要性

以上は一般的な導入理由検討である。今回、数度に及び実施機関、SLDC からの聴取の結果、最終的に以下の導入理由の説明を得た。

5.2.1 現時点での揚水の必要性

WBSEDCL、SLDC からの聴取結果は以下の通りである。

- 1) 2016/17 年における州営電力以外からの PPA による石炭火力調達価格
(内部情報につき非公開)
- 2) 現在の West Bengal の Peak Demand は 8,500 MW、off-Peak Demand は 3,500 MW。
- 3) WBPDCCL 石炭火力は老朽化の為 70%以下には出力制御不可能。
- 4) West Bengal の州営以外からの外部電力調達 PPA は Long Term ~ Short Term までである中で 2,500 ~ 3,000MW の容量が契約されており、最低 2,300 MW は Must Buy である。
- 5) WBPDCCL 石炭火力発電所は設備容量 4,860 MW、所内電力 10%、老朽化、石炭供給制約から供給可能量 (Available Running Capacity) は 3,000 MW。
- 6) よって、Off-Peak 最小需要時点での電源構成は、

Off-Peak Demand	3,500 MW
Must Buy Thermal from outside	2,300 MW
Balance	1,200 MW

WBPDCCL 石炭火力発電からの供給力は 2,100 MW (3,000 MW´70%) までしか低減できな

いことから、900 MW (2,100-1,200 MW) が余剰電力となる。Purulia PSP 揚水による需要創出 (250MW × 4 = 1,000 MW) はこれらをカバー、WBPDC 石炭火力停止、停止・起動損失を回避することを可能とし、系統運営上意義が大きい。

一般に揚水発電が経済揚水として成立するには Peak、Off-Peak の値差が 3～5 倍必要とされる。現在の West Bengal の電力需要日間ロードカーブを Figure 5.2.1-1 及び Annexure 5.1 に示す。

(内部情報につき非公開)

(source: supplied by WBSSEDCL, Nov., 2017)

Figure 5.2.1-1 Hourly Load Curve in West Bengal in 2016 (Monthly Average)

種々資料を基に、West Bengal における現在稼働中の州営発電所を Table 5.2.1-1 に示す。本表には計画中の Project も記載している。また、現時点で West Bengal が電力調達をしていると考えられる中央政府発電所、民間発電所の一覧についても Table 5.2.1-2 に示す。また、供給力の指標として現在の WBPDC 石炭火力の稼働率 (PLF) を Figure 5.2.1-2 に示す。

これより WBPDC の現時点発電出力は 4,865 MW であり (実施機関説明 4,860MW と整合)、WBPDC の石炭火力発電所の実績より PLF 60% を仮定すると概ね 5) の供給可能量 3,000 MW は妥当であると判断できる (Figure 5.2.1-2)。残りを中央政府発電会社 (NTPC、NHPC etc)、IPP、短期電力市場等からの調達となるが、Figure 5.2.1-1 の需要曲線、Table 5.2.1-1 から、外部からの電力調達として 2,500～3,000MW を PPA で確保していることは合理的な数量と考えられる。最低 2,300 MW は Must Buy とする買取義務付 PPA 契約の詳細については実施機関として現時点で非開示とされているが、このような条件が付されることは想定される。

結論として、このような州営電力以外からの電力買取義務を前提とすれば、現在 West Bengal の円滑な系統運用には概ね 900 MW 相当の揚水発電による需要創出、電力貯蔵 (Power Shift) を必要とするとの見解は妥当なものと判断される。

Table 5.2.1-1 Current State Power Plants in West Bengal in 2017

	Plant	Owner	Capacity (MW)	Estimated WBSEDCL allocation (MW)	status
State	Kolaghat (6x210 MW)	WBPDCCL	1,260	1,260	In operation
	Bakreswar (5x210 MW)	WBPDCCL	1,050	1,050	In operation
	Bakreswar (1x660 MW)	WBPDCCL	660	-	proposed
	Bandel (4x60 MW+ 1x210 MW)	WBPDCCL	455	455	Unit 5 capacity increased to 215 MW after R&M
	Santaldhi (2x250 MW), Unit-5&6	WBPDCCL	500	500	In operation
	Santaldhi (2x500 MW), Unit-7&8	WBPDCCL	1,000	-	No EC obtained, maybe abandoned
	Sagardighi (2x300 MW), Unit-1&2	WBPDCCL	600	600	In operation
	Sagardighi (2X500 MW), Unit-3&4	WBPDCCL	1,000	1,000	In operation
	Sagardighi (1X660 MW), Unit-5	WBPDCCL	660	-	In April 2016 the company applied for Unit-5 to be 660 MW, Unit-6 received no permit thus shelved.
	Jaldhaka (3X9 MW)	WBSEDCL	27	27	In Operation
	Rammam (4 x 12.75 MW)	WBSEDCL	51	51	In operation
	PPSP (4 x 225 MW)	WBSEDCL	900	900	In operation
	Jaldhaka (2X4 MW)	WBSEDCL	8	8	In operation
	Massanjore (2X2 MW)	WBSEDCL	4	4	In operation
	Tista (9X7.5 MW)	WBSEDCL	67.5	67.5	In operation
Micro Hydrel	WBSEDCL	7.51	7.51	In operation	
			5,930	5,930	

(source: JICA Study Team, compiled from DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal, WBSEDCL, 2016,

Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16, ERLDC, 2016,

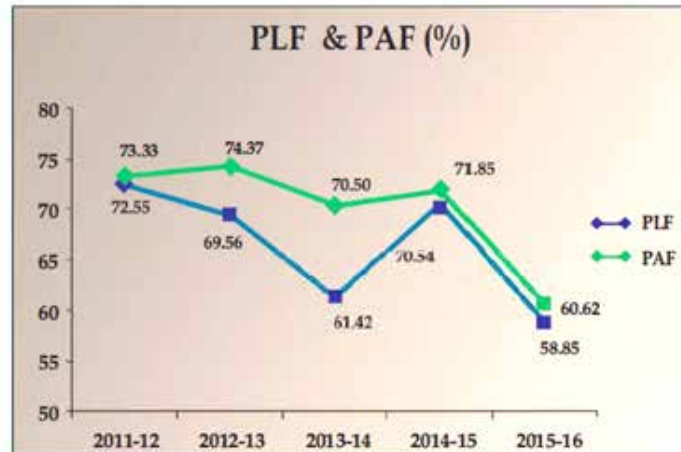
Power for All, Gov. of West Bengal, 2016, and various sources)

Note) Jaldhala (3x9MW), Micro Hydrel 9.8 MW according to WBSEDCL Annual Report 2016-17

Table 5.2.1-2 Current Central and Private Power Plants supplying Power to West Bengal in 2017

	Plant	Owner	Capacity (MW)	Estimated WBSEDCL allocation (MW)	status
Central, Others	TLDP-III (4X33 MW)	NHPC	132	132	In operation
	TLDP-IV (2X40 MW)	NHPC	80	80	In operation
	Budge Budge Generating Station	CESC	750	0	In operation
	Titagarh generating Station	CESC	240	0	In operation
	Southern Generating Station	CESC	135	0	In operation
	Haldia	HEL	600	0	In operation
	Mejia Thermal Power Station	DVC	2,340	468	In operation
	Durgapur Thermal Power Station	DVC	350	350	In operation
	Maithon Hydrel Station	DVC	63.2	63.2	In operation
	Durgapur Steel Thermal Power Station	DVC	1,000	1,000	In operation
	Durgapur Projects Limited	DPL	660	660	In operation
			6,350	2,753	

(source: same as above, including estimates)



(source: 31st Annual Report, 2015-16, WBPDCO, 2017/March)

Figure 5.2.1-2 Plant Load Factor (PLF) and Plant Availability Factor (PAF) of WBPDCO Coal Thermal Plants

5.2.2 将来断面での揚水の必要性

WBSEDCL、SLDC からの聴取結果は以下のとおり。なお前提として、本事業の完工年を WBSEDCL が州内での DPR 説明に供している 2024 年に置いているが、両機関とも、同年以降においても状況改善は想定できず更に必要性が高まると認識している。

- 1) 今後、West Bengal での電力需要は概ね 5%/年で増大と予測している。それにより、2024 年断面では Peak Demand 12,000 MW、Off-Peak Demand 5,000 MW に達すると推定している (SLDC)。
- 2) West Bengal には今後石炭火力発電所の新設は見込まれていない。よって供給義務を果たすには州営外の電力調達の増加が不可避である。従い、Must Buy の電力調達量も増大する。このまま推移すると、Off-Peak 時での既存石炭火力発電所の停止、外部電力へのペナルティ支払増加が避けられない。仮に Peak 増加を全量外部調達(3,500 MW=12,000 – 8,500 MW)とし、2017 年と同様の比率(75%)で Must Buy 条件があるとすれば、Off-Peak 最小需要時点での電源構成は

1. Off-Peak Demand	5,000 MW
2. Must Buy Thermal from outside	4,900 MW (2,300 + 3,500 × 75%)
3. Balance	100 MW

- 3) すなわち、極端にいえば殆どの WBPDCO 石炭火力発電からの供給力を絞り込む必要が生じる。実際そのような PPA を外部調達先と締結することは想定されないが、系統運用上の自由度が大幅に制約されることが想定される。よって新規揚水発電の導入は West Bengal の系統運用の上から喫緊の課題である。

なお、WBPDCO 石炭火力低減出力分 2,100 MW (3,000 MW×70%)、再生可能エネルギー 2,700 MW (うち Solar 発電 500 MW)、中央政府電力会社等からの売電想定 4,900 MW の電源構

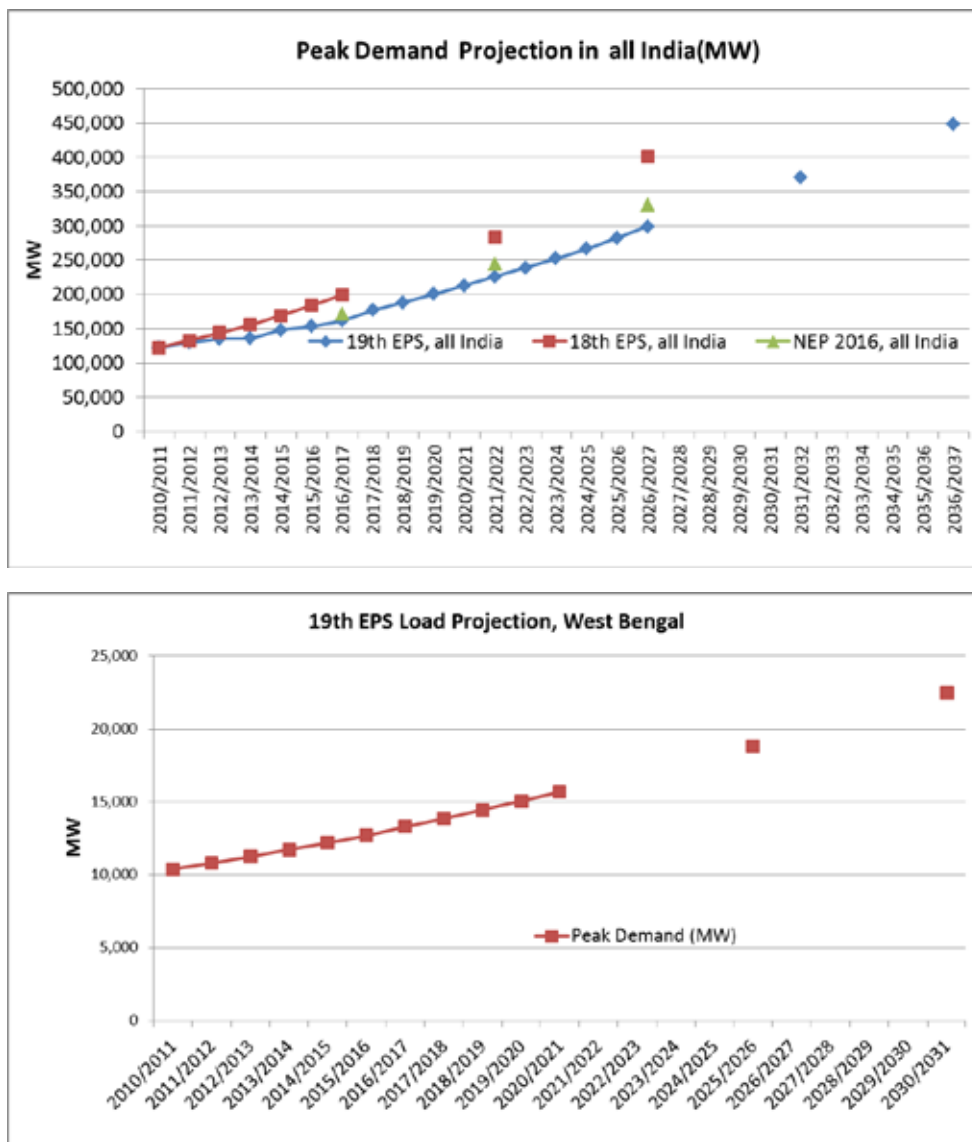
成を想定すると、Off Peak 需要 5,000 MW に対して、Purulia PSP (900 MW)、Turga PSP (1,000 MW)のみでは十分ではない。このため、WBSEDCL では Bandhu PSP (600 MW) の建設も計画している。

- 4) 今後、インドでは再生可能エネルギー電源が大量に導入される方針である。West Bengal では現在同電源は少なく計画も少ない。しかし中央政府の要求は高く、RPO は 5%/年の増加を義務付けられ 2022 年断面では 2,700 MW に達する(Table 3.2.5-2)。出力急変を伴う同電力が導入されたこの局面においても、負荷運転計画を遵守することに努め、West Bengal 発の系統擾乱を回避しなければならない。石炭火力発電であれば負荷調整には 10 分以上の時間を要するが、可変速揚水発電であれば部分負荷揚水運転をすることにより石炭火力発電の出力維持にも裕度を持つことができ、系統運用面でのメリットは大きい。

また、電力需要の増加は 2024 年以降も想定され、2026 年断面での再生可能エネルギー電源の導入目標は 275GW に達する。この規模の再生可能エネルギー電源が大量導入されればそれに伴い新設石炭火力の大規模な新設増強は想定されにくくなるため、2026 年以降、上記状況は変わらず、さらに可変速揚水機能の役割が大きくなるものと思われる。

上記聴取結果を以下に検証してみると、

Figure 5.2.2-1 に示す通り、インドの電力需要は今後、2016/17 ~ 2026/27 間で、インド全土では 6%/年、West Bengal では 4%/年での増大が予測されている(19 th EPS, CEA, 2017/1)。この予測によれば、2024/25 年断面で、West Bengal での Peak 需要は 14,435 MW という計算になる。2016/17 時点に比べ、Peak 需要は 4,000 MW の増加となる。また、単純に Off -Peak 需要も 4~5%/年で増加すると仮定すれば、2024/25 年断面で 4,800~5,200 MW に増加することとなる。よって、Peak 需要は 2) の想定以上 (+2,400 MW)、Off-Peak 需要は概ね 2) の想定通りとなる。



(source: 19th Electric Power Supply in India, CEA, 2017/1)

Figure 5.2.2-1 Peak Demand Projection (in India, in West Bengal)

これに対して、Table 5.2.1-1 に示した通り、West Bengal では新規石炭火力として、Bakreswar (1×660 MW), Unit-6, Santaldhi (2×500 MW), Unit-7&8, Sagardighi (1×660 MW), Unit-5 等の新規計画はあるものの、いずれも計画の進展はみられない。よって、開発年数を考慮すれば、2024 年頃までに運転開始が見込める WBPDC 石炭火力発電所は存在しない (Table 5. 2.1-1)。従って、現時点の電力調達量に今後の Peak 電力需要の増大を加えた電力調達は、中央政府電力会社、または民間電力会社からの電力調達に依存せざるを得ないこととなる。これらは Table 5.2.1-2 の現有中央政府電力、民間電力会社からの供給力および、第 3 章に示した Table 3.2.3-2 Upcoming Central Generating Stations 等に依存することとなる。従って、このままでは 2024 年には上記 2) で説明した状況が現実のものとなる可能性が高い。つまり、Peak 電力供給に合わせた電力調達を行う限り Off-Peak 時の余剰電力の増大が避けられない状況となる。

これらの状況を鑑みると、先述の説明の通り、揚水発電が有する Power Shift 機能により現有の

州営石炭火力発電所の停止を回避し余剰電力を Peak で活用することができるため、今後の需要増大に伴う系統運用において、実質的に Back Down Charge と州外調達価格との価格差となる低コストの揚水原資を用いた Power Shift 機能が必要となるとの説明は一定の妥当性がある。

再生可能エネルギー導入に関しては、インド全土では、2016/17 年の太陽光導入量が 13 GW(目標 3.744GW) と急成長している。太陽光の調達単価は一貫して低下傾向にあり、2010 年には 17 INR/U であった調達単価が、2017 年には 2.44INR/U まで落下した。この価格は、既に石炭火力発電所からの調達価格を下回っている (Table 5.1-2)。

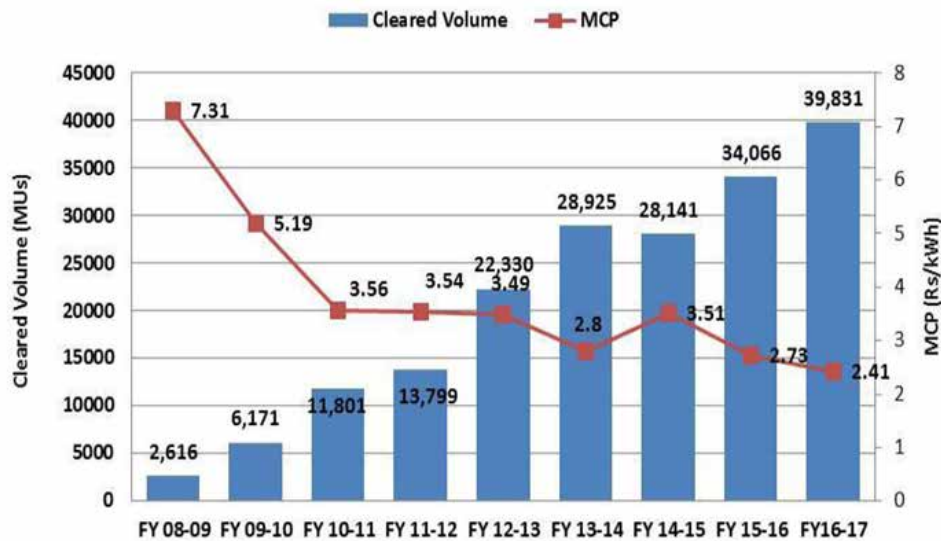
West Bengal における再生可能エネルギー電源の導入計画の進捗を以下に整理する。ここ 2、3 年の公表資料、実施機関からの聴取を踏まえると、現状ではあまり進展していないが、徐々に計画立案、検討を進めている状態にあるといえる。

太陽光発電は土地取得、送電線接続の問題が解決されれば設置に時間を要することはあまり無いことから、今後の推移には注視が必要である。West Bengal では特に大規模な太陽光発電の導入に NCEF (National Clean Energy Fund) による補助金、VGF 等の活用を検討しているとの情報もある。

第3章で述べたように、West Bengal では RPO の義務化により 2022 年時点で再生可能エネルギー電源を 2,706 MW、うち風力 450 MW、太陽光 500MW 導入することとされている。一方で太陽光、風力の調達価格低下が顕著(太陽光では 2.44 INR/U(2017/5)、風力発電では 2.43 INR/U(2017/12) を記録)である。今後もこれら価格が低下傾向を辿るものと想定され、それに伴い West Bengal でも今後再生可能エネルギー電力の調達量を増加させていく可能性が高い。

他方、現在のインドでは速度の速い (secondary) 調整能力を持つ電源は一部ガス火力を除き存在しない(ただしインドではまだ secondary control は導入されていない)。このまま再生可能エネルギー電源が大量 (175 GW~275 GW) 導入された場合、全土大で系統制御の必要性が高まる事は必至である。そうなれば、これまでのように West Bengal において他州の周波数制御に依存し続けることはできず、州内の系統制御に責任を負わされることになる想定される。

さらに、実施機関にとっての便益では、今後インド全土で太陽光発電が増大すれば、昼間余剰電力が増大していくこととなり、昼間の Off- Peak 電力価格が低下していくことが予想される。Figure 5.2.2-2 にみられるように、インドの短期取引市場は買い手優位で価格は低下傾向にある。今後更なる余剰電力の増大が見込まれれば、一層の価格低下が予想され、揚水発電への経済揚水効果が高まると想定される。



(source: IEX Annual Report)

Figure 5.2.2-2 Market Cleared Prices (MCP) for DAM (the same reshown of Figure 2.13-1)

これらを踏まえると、West Bengal のように揚水発電の開発可能地点を有する州において、揚水発電所の建設は州全体および実施機関に便益をもたらすものと考えられる。また、実施機関にとって可変速揚水発電の導入が定速揚水発電に比して導入便益を生むか否かは、今後の調整電源への便益等の制度設定にも関わってくるものであり、現時点でその便益を定量化することは難しい。しかし、中央政府、CEA 等は今後の揚水発電開発は基本的に可変速揚水を前提とする趣旨の発言をしており（Turga DPR 承認時）将来的に、インドにおける揚水発電は可変速揚水発電の導入にシフトしていくものと想定される。

Table 5.2.2-1 Current State Solar Projects in West Bengal

Projects	Capacity (MW)	Status
Teesta Canal Bank Solar Power project	10	commissioned in 2016
Mejia Solar Power Project	10	commissioned in Dec 2017
Chharrah Solar Power Project	10	commissioned in Mar 2018
Santaldih Solar Power Project	10	expected commission in Nov 2018
Salboni Solar Power Project	10	expected commission in Dec 2018
Atna Solar Power Project	6	under tendering process
TCFHP Tailrace Canal Top Solar Power Project	10	order process & expected commission in Feb 2019
Kemasuli Solar Power Project	10	under tendering process
Koshangi Solar Power Project	4	under tendering process
Bagkhuar Solar Power Project	6	under tendering process
Asansol Solar Power Project	10	under tendering process
Raniganj Solar Power Project	10	under tendering process
Jhargram Solar Power Project	10	under tendering process
Nadia Solar Power Project by WBREDA	10	proposed
Near Teesta Canal Solar Power Project	10	proposed
	136	

All projects are conducted by WBSEDCL except Nadia Solar Power Project by WBREDA

Mega Solar Projects in West Bengal

Projects	Capacity	Status
Solar Park in Purba, Paschim Medinipur, Bankura districts	500 MW	DPR for 210MW completed
Solar Power Project	1,200 MW	preliminary study completed
	1,700 MW	

(source: website of Department of Power & Non Conventional Energy Sources, West Bengal, Annual Report and Accounts, 2015-16, WBSEDCL, 2016/Sep., website of WBSEDCL, Website of Solar Power Generation Dept., WBSEDCL)

Annexure 5-1

Hourly Power Load Curves in West Bengal for 2016

(内部情報につき非公開)

Annexure 5-2

揚水発電の代替電源に関する比較

3.1 節で示した揚水発電の下記メリットに対する代替電源との比較結果を下記に記す。

- Peak 供給、Off-Peak Peak への Power Shift
発電事業者 (Genco) が揚水発電を保有する場合の) 便益: 余剰火力発電抑制・起動停止 (Back Down) 費用の損失回避
配電事業者 (Discom) (が揚水発電を保有する場合の) 便益: 低コストの揚水原資調達、高コストの Peak 電力調達回避。ただし、現状でインドには Power Shift への規制上の incentive は付与されておらず、Open Market (IEX 他) をみる限りでは揚水発電単独で経済揚水を成立させるだけの市場にはなっていない。
- 再生可能エネルギー電力 (変動電源) 吸収
発電事業者 (Genco) 便益: 余剰再生可能エネルギー電源の発電抑制回避。
配電事業者 (Discom) 便益: (将来的には) 低廉な Off-Peak 電力の確保。
これも、現状でインドには再生可能エネルギー電力、変動電源に対応して吸収する機能 (secondary control) を持つ揚水発電への規制上の incentive は規定されていない。
- Ancillary Services、系統運用の信頼性向上
系統運用者、州全体にとっての便益。いずれ再生可能エネルギー電力 (変動電源) の大量導入時にはインド大で重要となることから制度整備が進むとの期待があるが、発電事業者 (Genco) 配電事業者 (Discom) にとりこの便益、incentive はまだ価格化されていない。
- Imbalance (電力需給バランス) 調整 (電圧調整、周波数調整)
系統運用者、州全体にとっての便益。Deviation Settlement Mechanism DSM) 導入により、発電事業者 (Genco) 配電事業者 (Discom) に対する incentive、penalty が導入されており、揚水発電により DSM penalty 回避に一定寄与すると考えられるが、多額にはならない。
- 規定周波数以上上昇時 (過剰発電時の) 負荷創出
系統運用者、州全体にとり、過剰電力貯蔵、燃料費節減の便益があるが、発電事業者 (Genco) 配電事業者 (Discom) にとっての便益ではない。

上記各項目に対する代替電源、およびそれらの評価結果は下記に示す通りである。

1. Peak 供給、Off-Peak→Peak への Power Shift

1) ガス火力発電

Peak 電源としてガス火力発電が代替として一般に考えられる。ただし、現在 West Bengal ではガス火力発電の計画を有しておらず実現性は低い。

2) 貯水池水力発電

代替電源としての貯水池水力は、一般に Peak 供給電源として揚水発電と競合する可能性があることから、揚水発電所と同等の電力を供給しうる代替水力発電設備の建設費を CERC の Tariff Order で示された価格を参考に検討した。Tariff Order に記載された価格を以下に示す。

Order	Project	COD	Hard Cost (Crore)	cost as of	Capacity (MW)	Unit Cost (Crore/MW)	Unit Cost (Crore/MW) as of 2017
Petition No. 107/GT/2015	Koldam Hydroelectric	2015	4,851.0	2015	800	6.06	6.58
Petition No. 249/GT/2016	Teesta III Hydroelectric Power Project	2017	6,832.1	2017	1,200	5.69	5.69
Petition No. 178/GT/2015	Tehri Hydroelectric Power Project (HPP), Stage-I	2007	7,041.2	2014	1,000	7.04	8.01
Petition No. 434/GT/2014	Karcham Wangtoo HEP	2011	6,382.0	2014	1,000	6.38	7.26
Petition No. 184/GT/2014	Rampur Hydroelectric Project	2014	4,097.7	2014	1,000	4.10	4.66
						average	6.44

水力発電建設単価は地点の特性に依存するため、(2017年度に換算した)建設単価は4.66～8.01Cr/MWと2倍弱の開きがある。

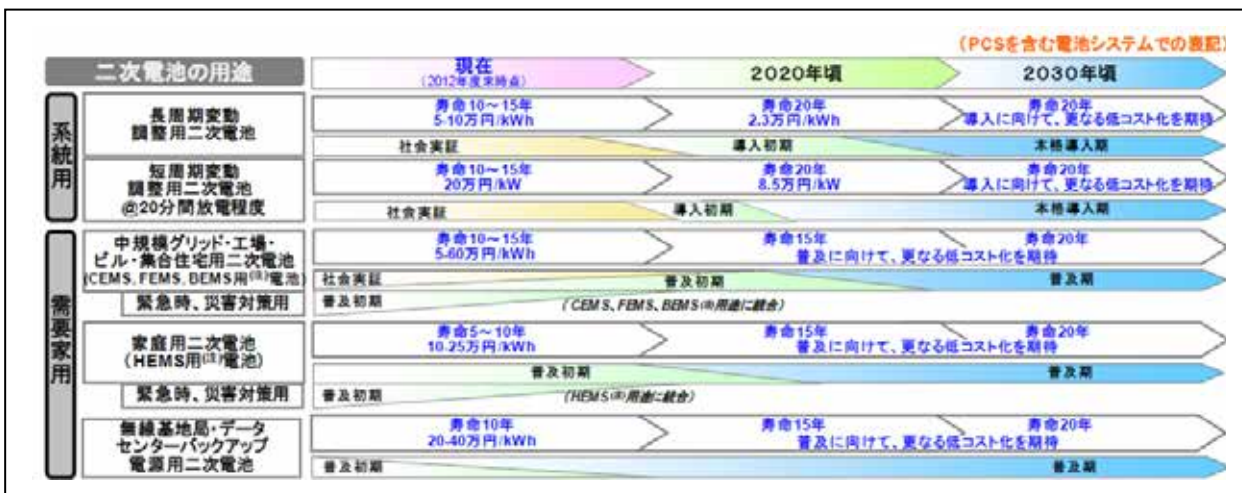
ただし、West Bengalにはガス火力発電と同様に貯水池式水力発電の潜在地点が存在しないため、このオプションの実現性はほとんどない。

3) 蓄電池

揚水発電は他の競合する電力貯蔵技術に比べて大量のエネルギーを貯蔵可能な特徴を有しているが、蓄電池は揚水発電に比して立地制約が少なく、建設のリードタイムがより短いという点で優位性がある。

(残念ながら現時点で)インドでの蓄電池コストについての資料は確認できないため、本邦で入手可能な各種蓄電池のコスト、コスト見通しを以下に示す。

電力の供給側に設置する定置用系統用蓄電池は、「長周期変動調整用蓄電池(需給調整用蓄電池)」と「短周期変動調整用蓄電池」の2つの用途に分類できる。系統用の「短周期変動調整用」とは、数分～20分程度の時間レンジの出力変動に対応する蓄電池を指し、「長周期変動調整用」とは、それ以上の時間レンジで需給調整用として使用する蓄電池を指す。



(source: NEDO 「二次電池技術開発ロードマップ 2013」, 2013)

項目	鉛蓄電池	ニッケル水素電池	ナトリウム硫黄電池	レドックスフロー電池	リチウムイオン電池	
エネルギー密度 (Wh/kg)	35	60	100	10	200	
充放電効率 (%)	75	90	75	70	95	
寿命	サイクル (回)	3,000	2,000	4,500	10,000以上	3,500
	カレンダー (年)	17	5から7	15	6から10	6から10
容量範囲	数kWh～数MWh	数MWhまで	数百kWh以上	数百kWh以上	数kW～1MWh	
単体コスト	5万円/kWh	10万円/kWh	4万円/kWh	未発売	20万円/kWh	
特徴	安価、実績多数	大電流放電可	運転時に高温維持が必要	サイクル寿命が大きい	高効率だがコスト高	
用途その他	リサイクル体制が確立	自動車向けに有利	大規模向けに有利	大規模向けに有利	自動車・中小規模向けに有利	

(source: 建築コスト研究、一般財団法人建築コスト管理システム研究所,2013)

電池の種類	鉛	ニッケル水素	リチウムイオン	NAS (ナトリウム硫黄)	レドックスフロー	熔融塩
コンパクト化 (エネルギー密度: Wh/kg)	×	△	◎	○	×	◎
コスト(円/kWh)	5万円	10万円	20万円	4万円	評価中	評価中
大容量化	○ ~Mw級	○ ~Mw級	○ 通常1Mw級 まで	◎ Mw級以上	◎ Mw級以上	評価中
充電状態の正確な計測・監視	△	△	△	△	◎	△
安全性	○	○	△	△	◎	◎
資源	○	△	○	◎	△	◎
運転時における加温の必要性	なし	なし	なし	有り (≥300℃)	なし	有り (≥50℃)
寿命 (サイクル数)	17年 3,150回	5~7年 2,000回	6~10年 3,500回	15年 4,500回	6~10年 制限無し	評価中

(source: 蓄電池戦略、2012, METI)





	(2015年度) 実績価格	(2020年度) 目標価格	目標価格の考え方
kWh用蓄電池 (主に家庭用)	約22万円/kWh	9万円/kWh以下	➢ 住宅用太陽光の余剰買取期間を終了した需要家が、太陽光電気の家消費の拡大により、15年程度で投資回収可能。
kW用蓄電池 (主に産業用)	約36万円/kW	15万円/kW以下	➢ ピークカットによる契約電力削減により、7年程度で投資回収可能。

(source: 定置用蓄電池の価格低減スキーム, 資源エネルギー庁, 2017)

表 1-1 国内外の代表的な大型蓄電池システムメーカーと代表的な製品仕様の例

区分	メーカー名	製品仕様例		
		出力	容量	サイズ
国内メーカー	東芝	500kW	24~3,840kWh (1~16 並列)	2.0W×1.9H×0.7D (m, PCS) 0.6W×2.1H×0.65D (m, 蓄電池盤のユニットあたり)
	三菱重工	2MW	816kWh	40ft コンテナ ¹ 3本 (内訳: 蓄電池部 2本、PCS部 1本)
	日立	1MW	450kWh	45ft コンテナ
	GSユアサ	250kW	1MWh	40ft コンテナ
	NEC	250kW	250kWh	—
海外メーカー	サムスン SDI (韓国)	1MW	1MWh	45ft コンテナ
	A123 (アメリカ)	4MW	4MWh	53ft コンテナ
	SAFT (フランス)	1.6MW	420kWh	20ft コンテナ

注) 各社のカタログ等で公表されている最大定格の製品の仕様を記載した (平成 26 年 3 月時点調査結果)

(source: MRI, 2014)

	地点	容量
北海道電力	南早来SS	1.5MW - 4h (レドックスフロー電池)
東北電力	西川内SS	20MW - 1h (リチウムイオン電池)
	南相馬SS	40MW - 1h (リチウムイオン電池)
九州電力	豊前SS	50MW - 6h (NaS電池)

(source: JICA Study Team)

仮に Peak 供給代替として蓄電池を想定する場合、大容量、長時間の出力を前提とした「長周期変動調整用蓄電池」としての用途となる。これら資料から判断して、

- 建設コスト：2.5~5 万円/kWh (2020 年断面予測)
- 現時点最大容量：50MW
- 現時点重量：100kg/Wh

であり、Turga 揚水発電と同等の 1,000MW 規模、5hr 発電を前提とする大容量、長時間出力を行うには蓄電池は膨大な高コストに過ぎるため、現実的ではないと考えられる。また、重量的にも大きなスペースが必要となる。

すなわち、今後量産効果や普及が見込まれれば長周期用途での設置コストの低下も見込まれるが、揚水発電規模の大容量では電池コストが高額となり競争可能とはなり難いと考えられる。

4) 域外電力の調達

域外からの電力調達は現状でも実施しているが、Peak 電力のみの調達はできない PPA 契約 (Back Down Charge 支払を伴う)とされている場合が多い模様である。単純に peak 時間(5hr)以外で調達不要と仮定すると、高価格の域外電力調達負担となる。

2. 再生可能エネルギー電力(変動電源)吸収

1) 蓄電池

再生可能エネルギーの導入拡大等に伴う電力系統の安定化を図る場合、比較的長時間の「長周期変動調整用」と数分~20 分程度の時間レンジの出力変動に対応する「短周期変動調整用蓄電池」とでは競争力が異なると考えられる。

再生可能エネルギー余剰電力の吸収を大容量の蓄電池で行うことは、長周期の(昼間数時間での)再生可能エネルギー電力吸収となり、1. Peak 供給と同様に蓄電池単体のコストが大きくなるため発電コストが高く、事業性は低いと判断される。一方、短周期の充放電が求められる用途ではコスト競争力が期待できる。

余剰電力の吸収を大容量の蓄電池で行うことは、長周期の(昼間数時間での)再生可能エネルギー電力吸収となり、将来を見越しても競争可能とはなり難い。短周期の(短期の再生可能エネルギー電力変動)吸収では、頻度によるが、長期と比較すれば今後コスト競争力がまだ期待可能であると想定される。

(West Bengal では2022年で2,700~5,386MWの再生可能エネルギー電力の調達が求められ、Off Peak 容量 5,000MW(想定)とすればほぼ全量が余剰となる懸念がある。

仮に、

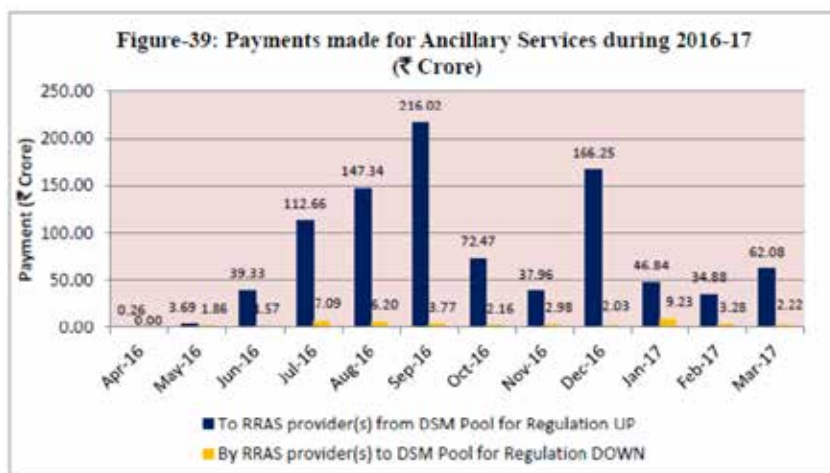
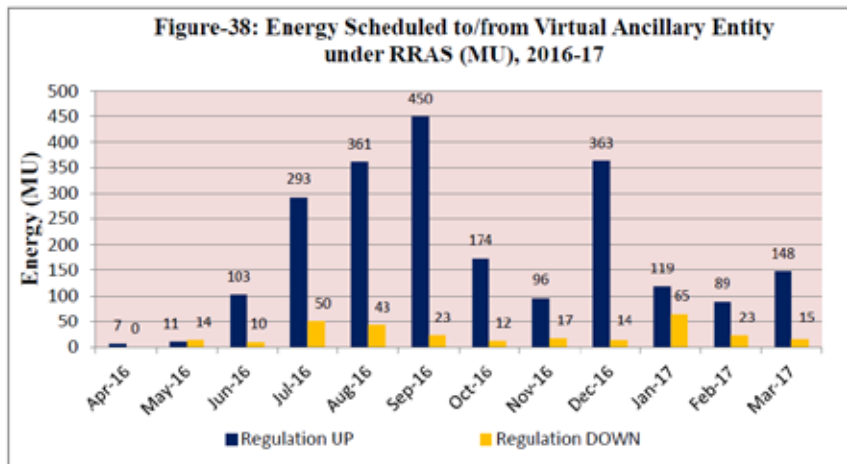
- i) 長周期吸収で、500MW を 3hr/day, 50days/yr 吸収するとすれば、2.5 万円/kWh×0.75 億 kWh=19 兆円/yr、
- ii) 短周期吸収で、100MW を 0.25hr/day, 50days/yr 吸収するとすれば、2.5 万円/kWh×125 万 kWh=3,100 億円/yr、と求まる)

2) 域間連携線による輸出、州間受給調整

国全体または複数州間で、連系線を通じた取引等を実施することにより、需給調整力を調達するもの。可能だが、単独州では行えない地域間連系線活用のための設備投資（連系線・地域内系統）にコストと時間が必要となる上、融通送電をする相手の需給状況が影響する。インド全土大で広域融通を行えば一定の変動電源の平均効果が見込まれるが、制度設計が前提となる。

3. Ancillary Services、系統運用の信頼性向上

アンシラリー対応義務はまだ州レベルにはなく、州間送電を対象とした Ancillary Services Operations Regulations, 2015 が規定された段階にある。従って West Bengal 州でのアンシラリー実需要は不明であるが、インド全土での取引実績が Report on Short-term Power Market in India 2016-17, CERC に掲載されているので参考に示す。



(source: Report on Short-term Power Market in India 2016-17 CERC)

これによるアンシラリー取引実績は、

年間取引量 2,500MU /年

年間取引額 1,001 Cr/年

よって、単純に平均 4INR/kWh でアンシラリーは取引されたことになる。

1) 蓄電池

アンシラリーに要する稼働時間は少なく、また必要な KW 容量は大きくなく、再生電源の吸収に要する KW 規模より一桁低い。短周期対策用でも現時点の想定蓄電池 KW 単価は高く(15 万円/kW, 2020 年)、単価は 19 円/kWh となり、この場合依然として揚水発電と競合不可であるが、将来コスト低減を視野に置けば揚水発電と競合していく可能性はあるものと考えられる。

(West Bengal における必要アンシラリー容量を AGC 必要容量算定式(第9章)により算出すると、2022 年 Peak 容量 12,000 ~ Off Peak 容量 5,000MW 必要 AGC = 100 ~ 180MW と求められる(Turga 揚水 1,000MW の 1-2 割)。設置コスト 15 万円/kW 必要とすれば、設置コスト 150 ~ 270 億円、将来の West Bengal でのアンシラリー必要量を 100Mkwh/年と仮定した場合、10 年回収で固定費 15 円/kWh、変動費は充電コスト(電源費/効率、電源費 3INR/kWh、効率 85%で 4 INR/kWh)。

2) 従来電源によるスピニング・リザーブ提供

WBSEDCL がアンシラリー対応する場合、Turga 可変速揚水発電 1 台に対応するアンシラリー能力(36.5MW)を石炭火力発電で供給するには一般に 4-5 台が必要となる。WBSEDCL は石炭火力発電を持たないことから WBPEDCL 等から調達せざるを得ないが、現状ではアンシラリーに市場価格が無く、現状ベース電源として機能している石炭火力発電をアンシラリー対応として常時リザーブを提供することは発電事業者(WBPDCL)には incentive(や対応義務)が無い。

3) Demand Response (DR)

スマートメーター、電気自動車(EV)等の導入により系統側の短期変動の吸収・放出を電力需要側で制御を行うもので、インドでも系統安定化技術の一つとして検討途上にある。また日印エネルギー対話のテーマでもある。しかし、電力事業者による電力需要管理システム導入、EV では充電ステーション整備や EV を系統に繋ぎ遠隔・統合制御するなど、制度的環境整備、市場設計、技術的進展が必要であり、現状の送配電ロス、盗電の実情を考えるとインド側の環境整備は時間を要するものと考えられる。

4. Imbalance (電力需給バランス) 調整 (電圧調整、周波数調整)

1) 蓄電池

3. アンシラリーと同様である。

2) 従来電源によるスピニング・リザーブ提供、部分負荷運転

3. アンシラリーと同様である。現在 WBSEDCL においては、取引で生じる imbalance を、一部は自前水力発電所の運用で回避していると推定されるが、penalty で支払っている。

3) ガス火力発電

1. Peak 供給の項目と同様である。ガス火力発電は保有しておらず現状計画がない。

5. 規定周波数以上上昇時(過剰発電時の)負荷創出

1) 蓄電池

2. 再生可能エネルギー電力の吸収と同様であり、コスト競争力が乏しい。
- 2) 変動電源の発電抑制
仮に 1,000MW 相当の PV 抑制を 6hr 行えば、PV 調達価格 2.44INR/U として 1.46Cr/6hr の収益減となる。しかし他の代替案に比しては、現状では相対的に現実的な対策と考えられる。
- 3) Demand Response (DR)
3. アンシラリーと同様であり、DR による負荷創出はインドでは時期尚早と考えられる。

第 6 章

地 質

第6章 地質

本章では、地質に関する Turga 揚水発電計画詳細報告書 (DPR) のレビュー、2017 年 10 月に実施した現地調査、および入手した DPR 後の調査情報に基づいて、Turga 揚水発電計画の地質概要と地質工学的評価を示す。

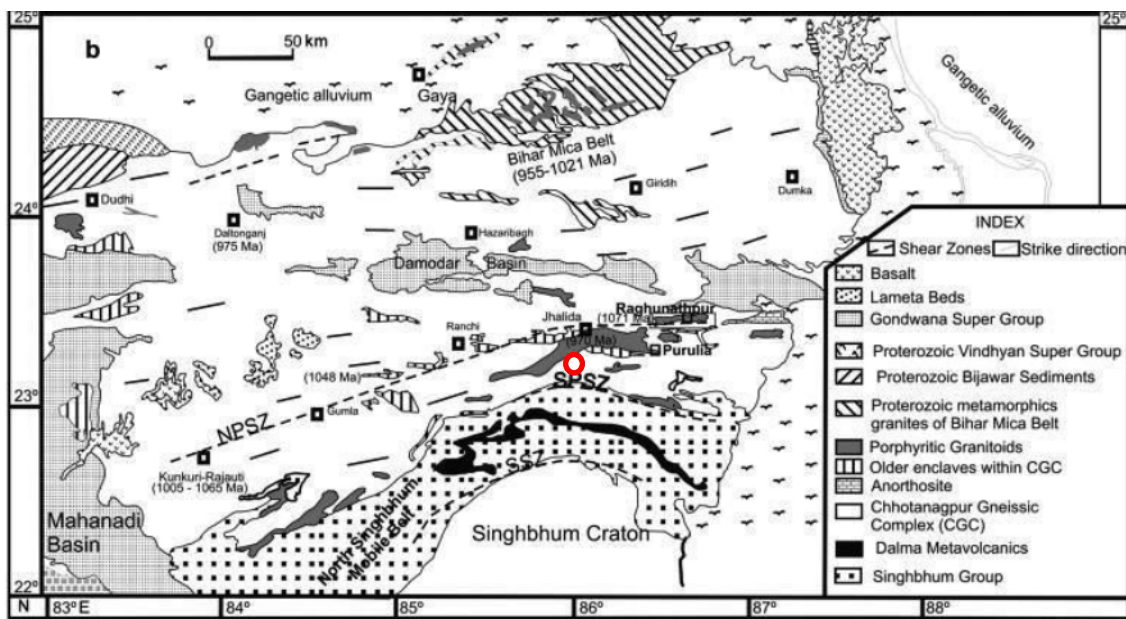
6.1 計画地域の地形・地質概要

6.1.1 広域地質

Turga 揚水発電計画地域はウエストベンガル州 Purulia 県の Baghmund 村近郊に位置する。

計画地域周辺の広域地質は DPR Vol.1, Chap1,p6 によれば次の通りである。

計画地域は始生代の Chhotanagpur 片麻岩複合岩体 (CGC) に属する主に石英長石質片麻岩で構成されている。計画地域より南東には Singhbhum 剪断帯 (SSZ) があり、CGC との境界に South Purulia 剪断帯がある。計画地域の北方には North Purulia 剪断帯がある (Figure 6.1.1-1)。



○ : Project Area

(source: DPR Vol.5 p13 Figure 5.3.2)

Figure 6.1.1-1 Regional Geological Map around the Project Area

6.1.2 計画地域の地形概要

計画地域は Ajodhya 台地の南東縁の Turga 川の流域に位置している。Turga 川は Ajodhya 台地に源を発し、その水は南東に約 9 km 流れて Kistobazar 川に合流し、さらに Subarnarekha 川に合流してベンガル湾に注いでいる (DPR Vol.1 Chapter 1 p6)。

Ajodhya 台地は標高 500 m ~ 600 m の高原で、上池ダム地点は Turga 川の河床が標高約 410 m の谷に、下池ダムはその下流の平地に入る谷の出口付近の標高約 260 m に計画されている。

Turga 川は上池ダム地点付近で NW-SE 方向の谷を流れているが、ここは空中写真判読により判読された NW - SE 方向の顕著なリニアメントの一部を成している (DPR Vol.5 Annexure 3 p4)。

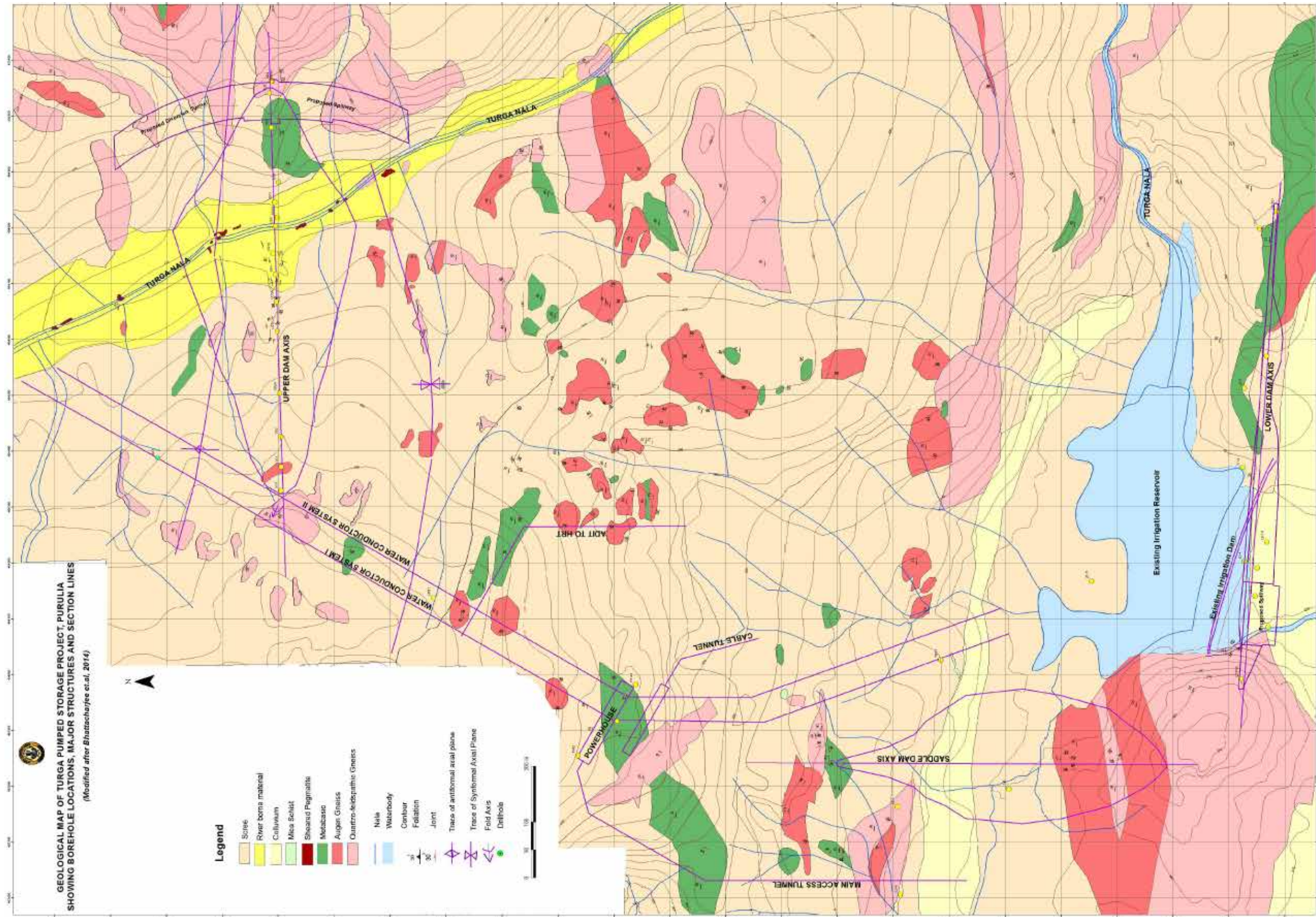
6.1.3 地質調査

(1) 地質踏査

計画地域は縮尺 1:5,000 で踏査され、また上池ダム地点、下池ダム地点および発電所地点は縮尺 1:2,000 で踏査されている。それらの結果を集成して計画地域の縮尺 1:5,000 の地質図が作成されている (Figure 6.1.3-1)。

(2) ボーリング

各構造物地点のボーリングの数量は Table 6.1.3-1 の通り。ボーリング孔では透水試験 (ルジオン試験) が実施されている。



(source: DPR Vol.5 p20 Figure 5.6.5)

Figure 6.1.3-1 Geological Map of the Project Area

Table 6.1.3-1 Core Borings in the Project area

Component Site	holes	Length (m)	Remarks
Upper Dam	18	648.1	with Lugeon tests
Lower Dam	18	702	including Saddle Dam, with Lugeon tests
Power House	5	689	with Lugeon tests
Intake and Headrace Tunnel	2	145.5	with Lugeon tests
Tailrace Tunnel	1	45.5	with Lugeon tests
Drift Area	3	44	Drift is the exploratory adit for power house.
Quarry Site	2	60	
Total	49	2334.1	

ボーリング柱状図は DPR Vol.5 Annexure 1A に、ボーリング孔で実施されたルジオン試験の結果は DPR Vol.5 Annexure 1B に収められている。

(3) コア試験

コア試験は上池ダム地点、下池ダム地点および発電所地点のボーリングコアを用いて実施されている。その結果の概要は Table 6.1.3-2 に示すとおりである。

(4) 原位置試験

孔内載荷試験（グッドマンジャッキ試験）が下池ダム地点で実施されている（DPR Vol.6 Appendix 1）。また、DPR 作成後に発電所横坑内で水圧破碎試験による初期地圧測定が行われている。なお、原位置せん断試験などの調査横坑内での原位置岩盤試験は、詳細設計段階での実施が検討されている。

(5) 調査横坑

発電所空洞予定位置に向けて調査横坑が掘削されている。調査横坑の先端は現地調査を実施した 2017 年 10 月時点で、発電所空洞の 120 m 手前の坑口から 262m であった。DPR には坑口から 103 m までの記録が Vol.5 Appendix I h に収められている。

Table 6.1.3-2 Results of Laboratory Test of Boring Core

Rock Properties		Lower Dam		Upper Dam		Power House		
		QBG	QFG	Basic	QFG	PG	QFG	AG
Bulk density (Dry)	γ_{dry} (Kg/m ³)	2800	2660	3000	2880	2650	2640	2650
Bulk density (Saturated)	γ_{sat} (Kg/m ³)	2820	2665	3005	2890	2660	2650	2660
Grain Density	γ_{grain} (Kg/m ³)	2840	2680	3080	2920	2680	2660	2680
Water Content (at saturation)	Wc (%)	0.3	0.3	0.25	0.3	0.24	0.7	0.4
Apparent Porosity	η (%)	0.8	0.7	0.7	0.9	0.6	1.7	1.1
Slake Durability Index (SDI)	I Cycle (%)	98.5	99	99	98.5	99.2	99.2	99
	II Cycle (%)	98	98.5	98.5	98	99	99	98.8
Strength & deformability	UCS (MPA)	50	70	35	45	65	55	80
Tangent Modulus	E (GPA)	35	28	22	20	35	35	48
Poisson's Ratio	μ	0.28	0.26	0.27	0.28	0.26	0.27	0.27
Indirect Tensile Strength	σ_t (MPA)	8	8	5.5	6.8	9	9	7
Shear Strength Parameters	C (MPA)	5	6.5	3	3	6	4	7
	ϕ (Degree)	44	45	50	50	47	45	50

QBG – Quartz Biotite Gneiss, QFG – Quartz Feldspathic Gneiss, PG – Pegmatite Gneiss, AG – Augen Gneiss, η – Apparent Porosity, SDI – Slake Durability, UCS – Uniaxial Compressive Strength, E – Tangent Modulus, γ_{dry} – Dry Density, γ_{sat} – Saturated Density, μ – Poisson's Ratio, σ_t – Indirect Tensile Strength (Brazilian) γ_{grain} – Grain Density w_c – Water Content

(source: DPR Vol.5 p32 Table 5.6.2)

6.1.4 計画地域の地質概要

DPR (Vol.1 Chap5 p20-22) の記述と地質図 (Figure 6.1.3-1) に基づく計画地域の地質概要は次の通りである。

計画地域は石英長石質片麻岩類を主体とし、これに変塩基性岩が伴っている。片麻岩類はペグマタイトを伴う眼球片麻岩、雲母片岩を伴う石英長石質片麻岩、石英黒雲母片麻岩に区分される。

片麻岩の片理には上池ダム地点と下池ダム地点の間に西北西-東南東に伸び東南東に傾く軸を持つ向斜があり、下池ダム地点と発電所地点はこの向斜の南翼にあって片理面は一般に N80° ~ 30° ~ 55°北ないし北東に傾斜している。上池ダム地点はこの向斜の北翼にあって片理面は一般に 30° ~ 35°南に傾斜している。

上池付近の Turga 川河床に沿って破碎した石英長石質片麻岩の露頭がある。ここは空中写真で顕著な NW-SE のリニアメントは判読されている場所である。

計画地域の斜面は全般に露岩が散在していて、堆積物の厚さは 10 m 以下である。

6.2 各構造物地点の地質

6.2.1 上池ダム地点

(1) 地形

上池ダム地点の河床は標高約 410 m で計画満水位(FRL)は 464 m である。谷底の幅は約 200m である。ダム軸は両岸とも斜面の緩い尾根に沿っている。ダム軸沿いの平均傾斜は左岸で約 15° 右岸で約 10°である (Figure 6.2.1-1)。

(2) 地質

上池ダム地点の地質図は Figure 6.1.3-1 に、ダム軸沿いの地質断面図は Figure 6.2.1-1 に示されている。

上池ダム地点の岩盤は主に石英長石質片麻岩からなり、変塩基性岩を伴っている。岩盤は河床および斜面で 10m 程度以下の堆積物に覆われているところが多い。上池ダム地点の地表では下流側に 45 度傾斜した片理面と 4 方向の節理が認められる (Table 6.2.1-1)。

空中写真判読で上池ダム付近の Turga 川沿いに NW SE 方向の顕著なリニアメントが判読されており(DPR Vol.5 Annexure-3)、川沿いに破碎された岩盤があるのでボーリングが実施されている。ボーリングは 5 本のうち 2 本は河床の下で交差する斜めボーリングである。ボーリングの結果小さな破碎帯が認められたが、大規模な破碎帯は無いことが確認されている(DPR Vol.5, p37)。

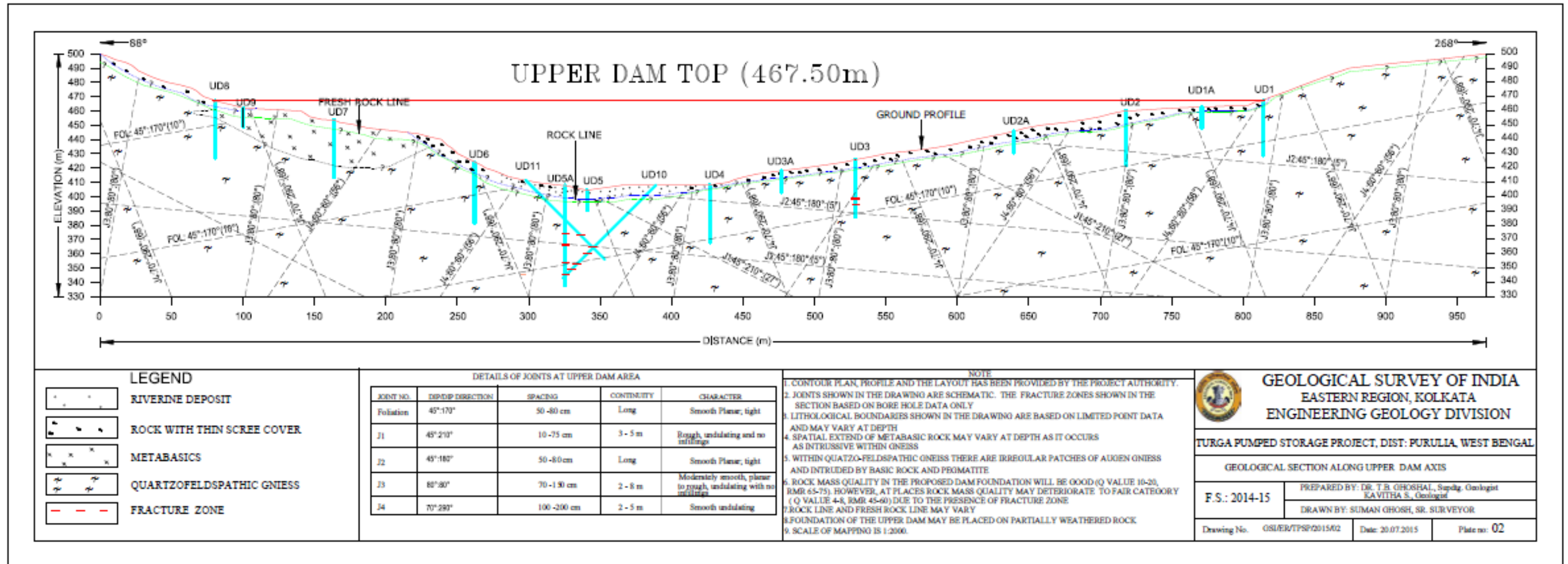


Figure 6.2.1-1 Geological Profile of the Upper Dam Site

(source: DPR Vol.5 Plate 2)

Table 6.2.1-1 Discontinuities at the Upper Dam Site

Joint No	Average attitude (Dip/dip direction)	Spacing	Continuity	Characteristics
Foliation	Dips:45° Dip Direction:170°	50-80 cm	Long	Smooth planar ;tight
J1	Dip: 45° ,Dip Direction:210°	10-75 cm	3-5m	Rough undulating and no infillings
J2	Dip: 45° ,Dip Direction:180°	50-80 cm	Long	Smooth planar, tight
J3	Dip: 80° ,Dip Direction:80°	70-150 Cm	2-8m	Moderately smooth, planar to rough Undulating with no infillings
J4	Dip: 70° ,Dip Direction:290°	100-200 Cm	2-5m	Smooth undulating

(source: DPR Vol.5 p35 Table 5.7.1)

(3) 地質工学的評価

ボーリングで確認された堆積物の厚さは 10 m 以下である。地表から新鮮岩までの深さは最大 12.4 m であるが、10 m 以下が多い。新鮮岩は RQD 75%以上、割れ目間隔 30 - 70 cm、一軸圧縮強度 45 MPa を考慮すると、RMR 60 前後で Class II と Class III の境界付近と思われる。この新鮮岩はフィルダムの基礎として十分な強度を有していると判断される。

岩盤の透水性は、ボーリング孔で実施されたルジオン試験で把握されている。ルジオンテストは主に新鮮岩で実施されている。両岸の斜面では深度 25 m までの区間は透水性のやや高い (7~10 Lu) 区間が多く、25 m 以深は 4 Lu 以下が殆どである。斜面の地下水位は 10~25 m で透水性のやや高い区間の深さと調和的である。河床付近のボーリングでは地表より 25 m 以深でも 5 Lu を越える区間がかなりあり、50 m 前後の深度に 10 Lu 前後の区間がある (UD-10)。ダム基礎は全般に透水性の高い部分は浅く、通常のグラウチングで保水性を確保できると思われるが、河床部では慎重なグラウチングが必要と思われる。

6.2.2 下池ダム地点

(1) 地形

下池ダム地点は Turga 川が Ajodhya Hills を抜けてその麓の低地に出る付近に位置する。

Turga 川は下池ダムとサドルダムで堰き止められて下池貯水池が形成される。

下池ダム地点の河床は標高約 260 m で計画満水位は 316.5 m ある。谷底は幅約 330 m の低地で既設の灌漑ダムがある。左岸でダム軸は東に伸びる尾根に沿っており 2 つの鞍部を経て満水位に達している。右岸は標高約 330 m の独立丘でダム軸沿いの平均傾斜は約 30 度である (Figure 6.2.2-1)。

(2) 地質

下池ダム地点の地質図は Figure 6.1.3-1 に、ダム軸沿いの地質断面図は Figure 6.2.2-1 に示されている。

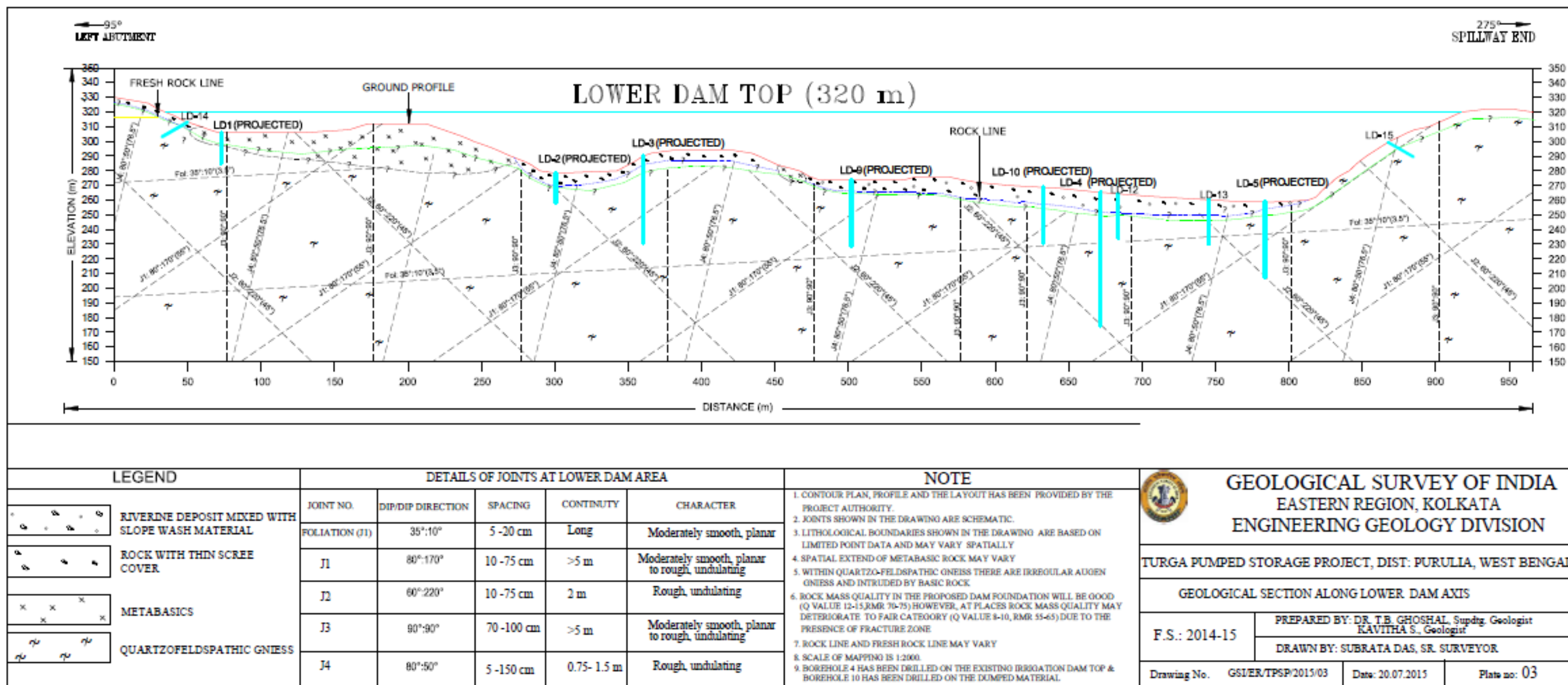
ダム地点の岩盤は石英長石質片麻岩と眼球片麻岩から構成されている。左岸には変塩基性岩が 100～120 m の幅で露出している。上池ダム地点の地表では、北（ダム上流側）へ平均 35° 傾斜した片理面と 3 方向の節理が認められる（Table 6.2.2-1）。

谷底部の堆積物の厚さは 16.5 m に達しその底の標高は 247.7 m である（LD-10）。既存ダム堤体の底は LD-4 の深さ 34 m で確認されその標高は 242.7 m である。左岸は尾根近くにしては 4.5～10.5 m とやや厚い堆積物が確認されている。右岸は大半が露岩している。

(3) 地質工学的評価

新鮮岩までの深さは河床部で 20 m に達し、左岸では 5～9.8 m、右岸で 8 m 程度となっている。新鮮岩はボーリング柱状図に Class II と記されている。この新鮮岩で孔内載荷試験（グッドマンジャッキ試験）が実施され、1100～4500 MPa の変形係数が得られている（DPR Vol.6 Appendix 1）。この新鮮岩はコンクリートダムの基礎岩盤として十分な強度を有していると思われる。

ルジオンテストは新鮮岩で実施されている。谷底部では 3 Lu 以下の区間が多いが 15～20 Lu の区間が LD-10 の 30 m 前後の 3 区間に認められる。左岸斜面は深さ 15 m 以深で 2 Lu 以下となっていて、地下水位は 10 m より浅い。右岸斜面は 1 孔（LD-15）でルジオン試験が実施され深度 10 m から孔底の 25 m まで 5 Lu 程度で、地下水位は約 5 m と浅い。ダム地点の岩盤は透水性の高い部分が浅く、通常のグラウチングで保水性を確保できると思われる。



(source: DPR Vol.5 Plate 3)

Figure 6.2.2-1 Geological Profile of the Lower Dam Site

Table 6.2.2-1 Discontinuities at the Lower Dam Site

JointNo	Average attitude (Dip/dipdirection)	Spacing	Continuity	Characteristics
Foliation	Dips: 35° Dip Direction: 10°	5-10 cm	Long	Moderately smooth planar
J1	Dip: 80°, Dip Direction: 170°	10-75 cm	>5 m	Moderately smooth planar to rough, Undulating
J2	Dip: 60°, Dip Direction: 220°	10-75 cm	2 m	Rough, undulating
J3	Dip: 90° / Vertical	70-100 Cm	>5 m	Moderately smooth planar to rough, Undulating

(source: DPR Vol.5 p41 Table 5.7.2)

6.2.3 サドルダム地点

(1) 地形

サドルダム地点は下池ダム右岸アバットの孤立丘の北に位置し、最も低い標高は約 270 m で、計画されているダムの高さは 50 m、計画満水位は 316.5 m である。左岸斜面の傾斜は約 20°、右岸斜面は約 15°で、それらの下部が次第になだらかになって鞍部を形成している (Figure 6.2.3-1)。

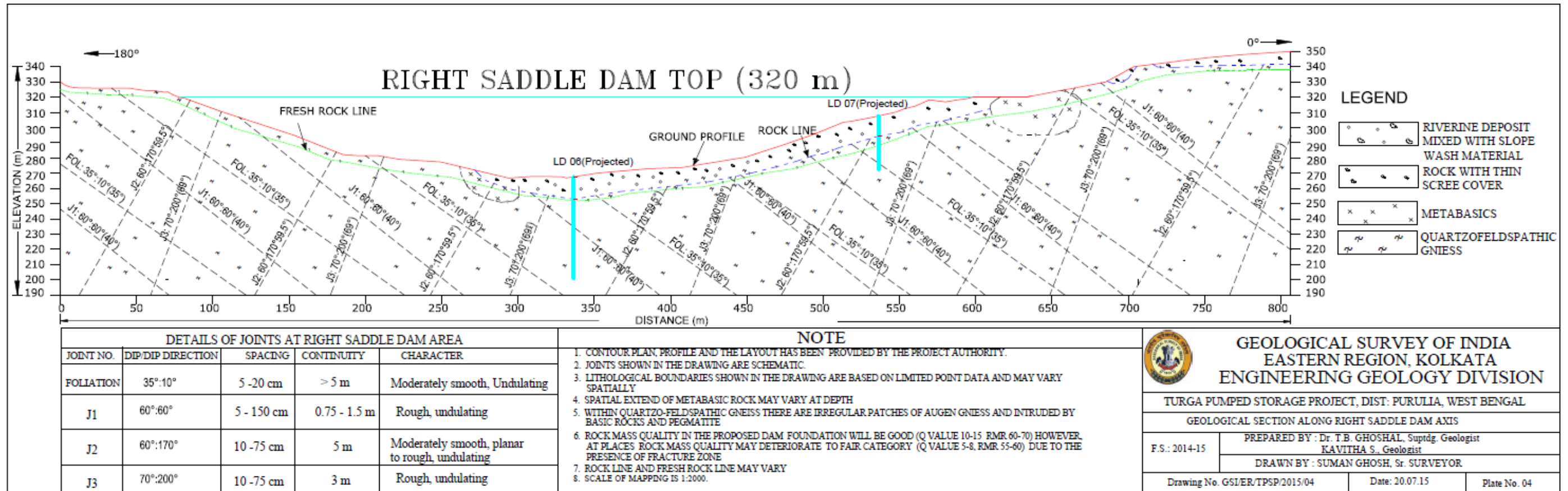
(2) 地質

サドルダム地点の地質図は Figure 6.1.3-1 に、ダム軸沿いの地質断面図は Figure 6.2.3-1 示されている。

サドルダム地点の岩盤は主に石英長石質片麻岩から構成されている。上池ダム地点の地表では北すなわち右岸側に 35°前後傾した片理面と 3 方向の節理が認められる (Table 6.2.3-1)。

サドルダム地点では 2 本のボーリングが実施されている。

堆積物の厚さはボーリングで確認され、鞍部で 14.6 m (LD-6)、右岸斜面で 13.25 m (LD-7) である。左岸は殆どの部分が露岩している。



(source: DPR Vol.5 Plate 4)

Figure 6.2.3-1 Geological Profile of the Saddle Dam Site

Table 6.2.3-1 Discontinuities at the Saddle Dam Site

Joint No	Average attitude (Dip/dip direction)	Spacing	Continuity	Characteristics
Foliation	Dips: 35° Dip Direction: 10°	5-20 cm	>5m	Moderately smooth , undulating
J1	Dip: 60° , Dip Direction: 60°	5-150 cm	0.75-1.5 m	Rough, undulating
J2	Dip: 60° , Dip Direction: 170°	10-75 cm	5 m	Moderately smooth planar to rough, undulating
J3	Dip: 70° , Dip Direction: 200°	10-75 cm	3 m	Rough, undulating

(source: DPR Vol.5 p41 Table 5.7.3)

(3) 地質工学的評価

新鮮岩までの深さは鞍部で 14.65 m、右岸斜面で 19.5 m である。左岸斜面は下池ダム右岸のボーリング LD-15 を参考にすると 8 m 程度と推定される。新鮮岩はボーリング柱状図で Class II と記されていて、ロックフィルダムの基礎として十分な強度を有すると判断される。

ルジオンテストは新鮮岩が出現する付近から下で実施されている。鞍部の LD-6 では 3 Lu 以下の区間が多いが 8.5 Lu の区間が深度 45 m 付近に認められる。地下水位は 1 m より浅い。右岸の LD-7 では 2 Lu 以下で、地下水位は 10 m 程度である。左岸斜面にボーリングは実施されていないが、下池ダム右岸のボーリング LD-5 を参考にすると 10 m 以深で 5 Lu 程度で地下水位は 5m 程度と推定される。サドルダム地点の岩盤は透水性の高い部分が浅く通常のグラウチングで保水性を確保できると思われ、ボーリングが 2 本と少なく詳細設計の段階ではボーリングを追加してルジオンテストを実施する必要がある。

6.2.4 上池貯水池地域

上池貯水池の計画満水位は 464.00 m である。貯水池左岸は Ajodhya Hills の高原(標高約 500 m)に連なり、左岸は標高 490 m 以上の尾根になっている。

貯水地域の斜面は計画低水位 (MDDL ; 441.40 m) 付近まで 20° 程度以下と緩やかなところが多く、それ以上でやや急になる。

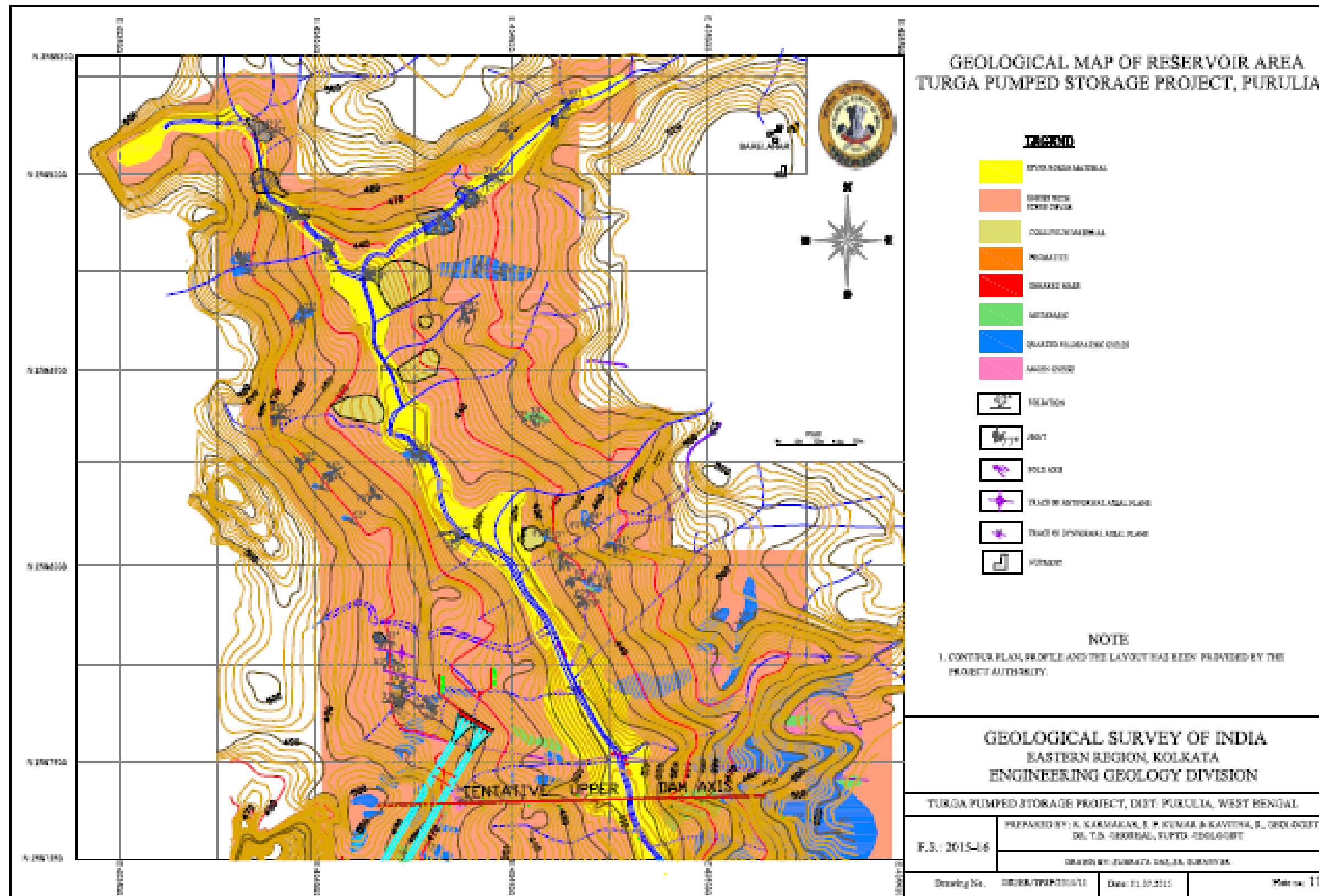
上池貯水池地域の地質図 (Figure 6.2.4-1) によると貯水池地域の岩盤は石英長石質片麻岩からなり、片理面は北ないし北東に (上流左岸側に) 30° ~ 60° 傾斜していることが多く、貯水地域の多くの斜面の安定性に有利である。ただし、斜面に露岩は少ないが堆積物の厚さはダムの調査結果から 10 m 以下と推定される。

貯水池地域の斜面は大きく高い樹木を含む中密度の植生があり、斜面が不安定化している兆候

は無い (DPR Vol.5 p54)

上述の緩傾斜、有利な片理の方向および不安定の兆候がない点は貯水池地域の斜面が安定していることを示している。

ダム地点では深さ 25 m 以深は透水性が低く、地下水位はその深度より浅い。貯水池地域もこれに似た水理地質状態と思われる。貯水池地域の両岸の山体は計画満水位より 25 m 以上高く、貯水池から他の流域に連続する断層やリニアメントは見つかっていないので、貯水池地域は十分な保水性を有していると判断される。



(source: DPR Vol.5 Plate 11)

Figure 6.2.4-1 Geological Map of the Upper Reservoir Area

6.2.5 下池貯水池地域

下池貯水池の計画満水位は 316.5 m である。貯水池は、右岸、左岸、および孤立丘（下池ダムとサドルダムの間にある）を取り巻く斜面に取り巻かれている。

貯水池地域は地質図 Figure 6.2.6-1 によると石英長石質変麻岩、眼球片麻岩および変塩基性岩が分布していて、片理面は北に 20～50° 傾斜している。斜面を覆う堆積物は全般に薄い。

右岸斜面は南傾斜で片理面が北傾斜なので斜面の不安定化は一般に起こりにくい。左岸斜面は北傾斜であり、片理面も北傾斜であるが傾斜がより急なため、斜面の不安定化が起こりにくい。孤立丘の貯水池側の斜面は堆積物の覆いがほとんどなく安定している。以上から下池貯水池の斜面は安定していると判断される。

下池貯水池周辺の山体の保水性については、右岸山体はその一部を成す発電所地点で 6.2.6 に示すように透水性が低いことから保水性がある。左岸の山体は下池ダム左岸アバットの尾根の続きであり、そこでのボーリングで確認されているように 15 m 以深は 2 Lu 以下で地下水位は 10 m より浅いので保水性があると期待される。孤立丘（頂上は計画満水位より 13 m しか高くない）は 10 m 以深で 5 Lu 程度、地下水位は約 5 m と予想される。この孤立丘では保水性確認のための追加調査が詳細設計段階で予定されている。

6.2.6 発電所地点

発電所は地下に空洞を掘削して設置される。空洞は幅 25 m、高さ 55 m、長さ 160 m と大規模である。選定された空洞予定位置は Turga 川右岸山体中で、空洞天端の標高は約 280 m で地表から約 150 m の深さにある。ここに大きな空洞を掘削するためには、空洞位置周辺の岩盤が良好であることと、そこに作用する初期地圧を確認する必要がある。

発電所地点では空洞下端より下に達する 3 本のボーリングが掘削されている。地質踏査とこれらのボーリングの結果から、地質断面図（Figure 6.2.6-2）が作成されている。

空洞予定位置付近の岩盤は主に石英長石質片麻岩を主体としこれにペグマタイトや変塩基性岩が介在している。発電所地点付近の地表では北（取水口側）に 45° 前後傾斜する片理面と 4 方向の節理が認められる（Table 6.2.6-1）（DPR Vol.5 p44）。

ボーリングの結果、岩盤が RMR 70～80 で class II の Good Rock であることが確認された。1 本の幅 3 m の破碎帯が見ついている。3 本のボーリングからその姿勢は、N40°E に 60° 傾斜していると計算された。これは PH 1 の 153.6～156.2 m では、破碎された変塩基性岩で、ここを含む 153.5～156.2 m 区間のコア採取率は 92.3%、RQD 51% である。この区間のコアを現地調査で観察したが粘土質の物質は採取されていない。

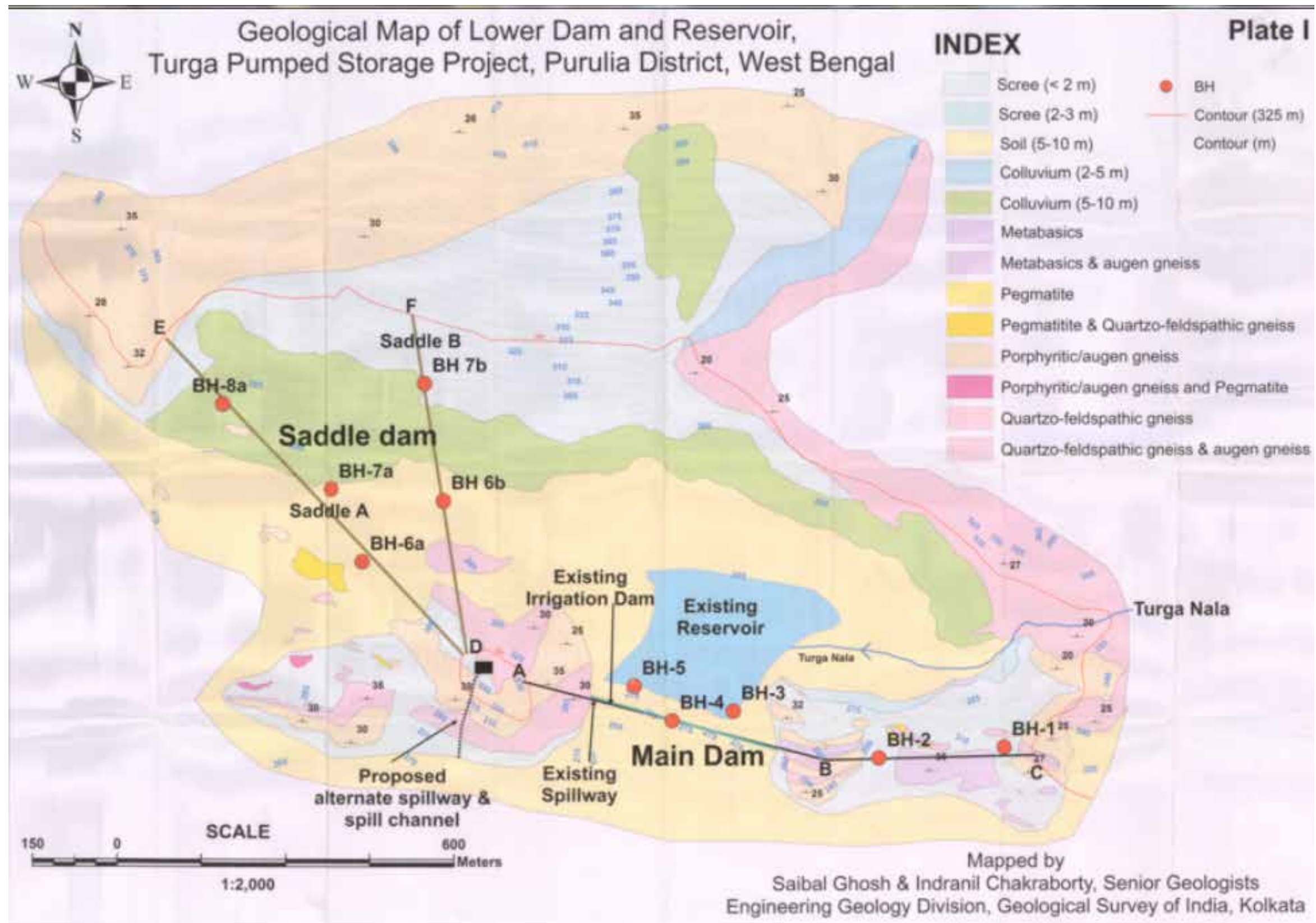


Figure 6.2.6-1 Geological Map of the Lower Reservoir Area

(note : This geological map was made at the middle stage of geological investigation and dam axis boreholes were then planned. It was adopted as it includes useful detailed geological information)

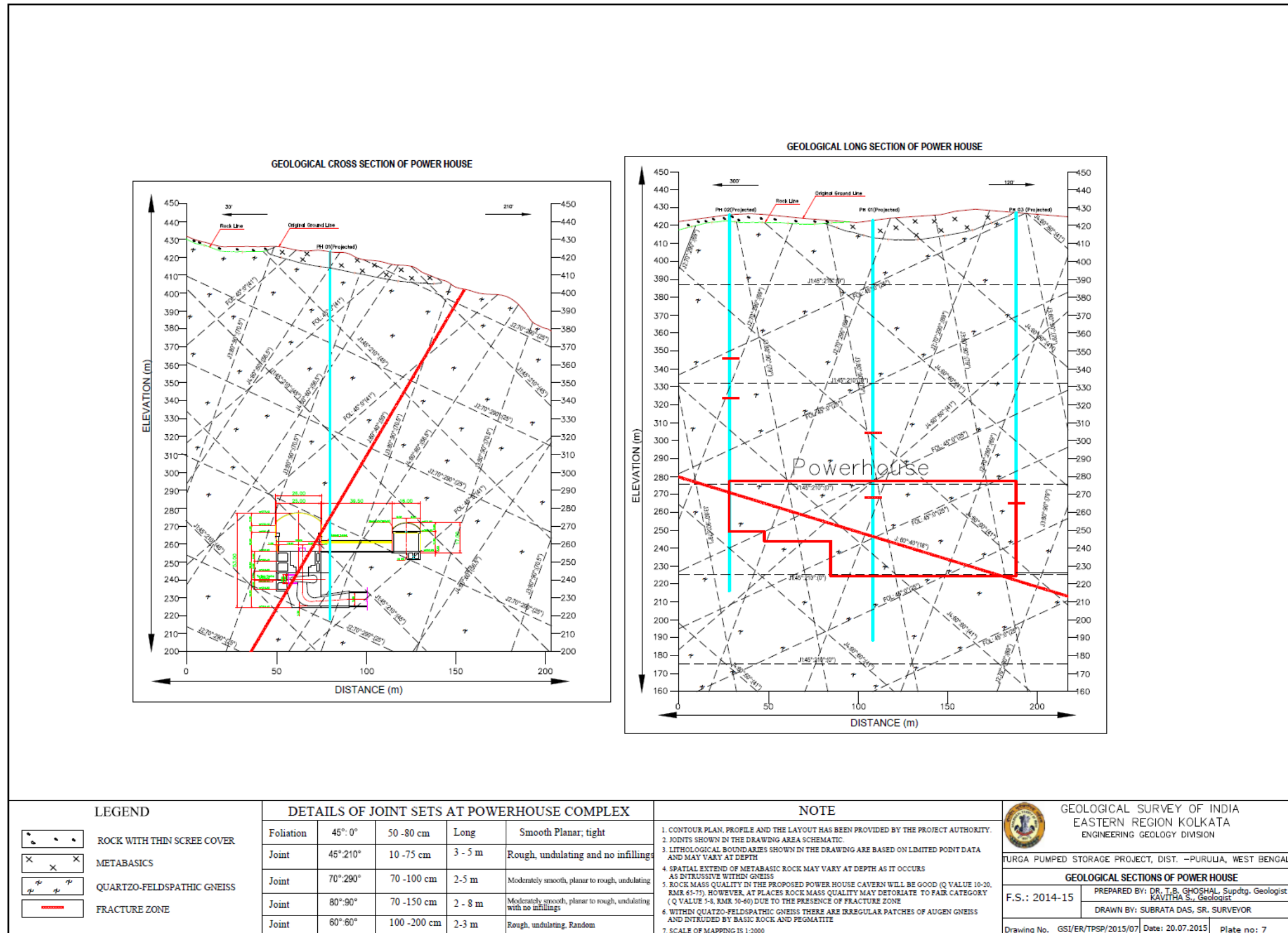


Figure 6.2.6-2 Geological Profile of the Power House Site

(source: DPR Vol.5 Plate 7)

Table 6.2.6-1 Discontinuities at the Power House Site

Joint No	Average attitude (Dip/dip direction)	Spacing	Continuity	Characteristics
Foliation	Dips: 45 ⁰ Dip Direction: 0 ⁰	50-80 cm	Long	Smooth planar, tight
J1	Dip: 45 ⁰ , Dip Direction: 210 ⁰	10-75 cm	3-5 m	Rough, undulating and no infillings
J2	Dip: 70 ⁰ , Dip Direction: 290 ⁰	70-100cm	2-5 m	Moderately smooth planar to rough, undulating
J3	Dip: 80 ⁰ , Dip Direction: 90 ⁰	70-150cm	2-8 m	Moderately smooth planar to rough, undulating, no infillings

(source: DPR Vol.1 Capter5 p41 Table 5.8.6)

調査横坑は発電所西方標高 290 m を坑口とし、2017 年 10 月 10 日の入坑時点坑口から 262 m まで掘削されていた。坑壁には堅硬で割れ目が少ない良好な岩盤が続いているのが観察された。また坑内の地下水の湧出は極めて少なく、ボーリングで得られている低いルジオン値と整合している。

初期地圧に関しては調査横坑の坑口から 216 m の位置で掘削された鉛直孔で水圧破碎法により実施された。この位置は発電所空洞の 120 m 手前で、地表から約 105 m の深さにある。試験の結果は

最大水平応力 (σ_H) = 7.30 MPa

最小水平応力 (σ_h) = 4.85 MPa

推定鉛直応力 (σ_V) = 3.16 MPa

$H / V = 2.31$

$h / V = 1.53$

最大水平応力の平均方向 : N36°W

発電所空洞の付近の岩盤は良好であるが、水平最大応力が鉛直応力より大きいので、発電所空洞の方向を決めるに際しては、初期地圧、岩盤の力学特性、岩盤の不連続面の方向をより確実に把握する必要がある。それらの把握は、今後地下空洞予定位置まで掘削される予定の調査横坑での試験や地質観察でなされる予定である。

6.2.7 水路経過地

水路経過地の地質は平面図 Figure 6.1.3-1 に、断面図 Figure 6.2.7-1 に示されておりこれらに基づくと次の通り。

(1) 取水口地点

取水口は上池ダム右岸上流斜面を約 50 m 掘削して建設される。

取水口地点の斜面は 10° 程度と緩く、岩盤は石英長石質片麻岩が附近に露頭している。片理面は北に 45° 前後傾斜している。1 本のボーリング (INT-1、長さ 40 m) が実施され、表層堆積物の厚さ 3 m と新鮮岩までの深さ 5.5 m を確認している。

取水口地点の北向きの掘削法面の傾斜方向は片理面のそれに近く、傾斜がより急なので、注意する必要があると思われる。

(2) 導水路

導水路トンネルは直径 9 m で上池ダム右岸の尾根を通り、地表からの深さは 30 m ~ 100 m である。

ボーリング 1 孔 (HRT-1、長さ 105.5 m) が実施されている。5.3 m 以深で新鮮な石英長石質片麻岩や黒雲母片麻岩が確認されている。新鮮岩は RQD 90% 以上の区間が殆どで、RMR の Class II に評価されている。地表で認められる片理面の走向はトンネルにほぼ直行し上流側 (取水口側) に 45° 前後傾斜していてトンネル掘削に不利ではない。トンネルの掘削に問題ないと思われる。

(3) 水圧管路

水圧管路は斜めおよび水平の直径は 9.0 ~ 4.4 m のトンネルで、発電所地点上流側の山体に位置し、地表からの深さは 100 m ~ 200 m である。調査ボーリングは実施されていないが、導水路や発電所のボーリングから石英長石質片麻岩主体の良好な岩盤を通過すると思われる。地表で観察されている片理面の走向はトンネルにほぼ直行し上流側 (取水口側) に 45° 前後傾斜していて、トンネル掘削に不利ではない。

(4) 放水路

放水路は直径 7 m および 10 m のトンネルで地表から約 30 m 以深に位置する。次の(5)項で述べる放水口地点のボーリングで新鮮岩が確認されていることから、発電所地点のボーリング結果と合わせ、良好な岩盤を通過すると思われる。地表で観察される片理面の走向はトンネルにほぼ直行し北側 (発電所側) に 40° 前後上流側に傾斜していて、トンネル掘削に不利ではない。

(5) 放水口

放水口はサドルダム右岸に隣接する斜面下部に建設される。放水口地点の斜面は 10° 程度と緩く南に傾斜し、付近に眼球片麻岩が露頭している。1 本のボーリング (TRT-1、長さ 45.5 m) が実施され、表層堆積物の厚さ 9.45 m、新鮮岩までの深さ 10 m を確認している。

放水口地点は新鮮岩盤まで掘削される。付近の片理面は掘削面と反対の北側に 45° 前後傾斜していて、掘削法面の安定の点で不利ではない。しかし、厚さ約 10 m の堆積物は掘削で不安定化する可能性があるので注意が必要と思われる。

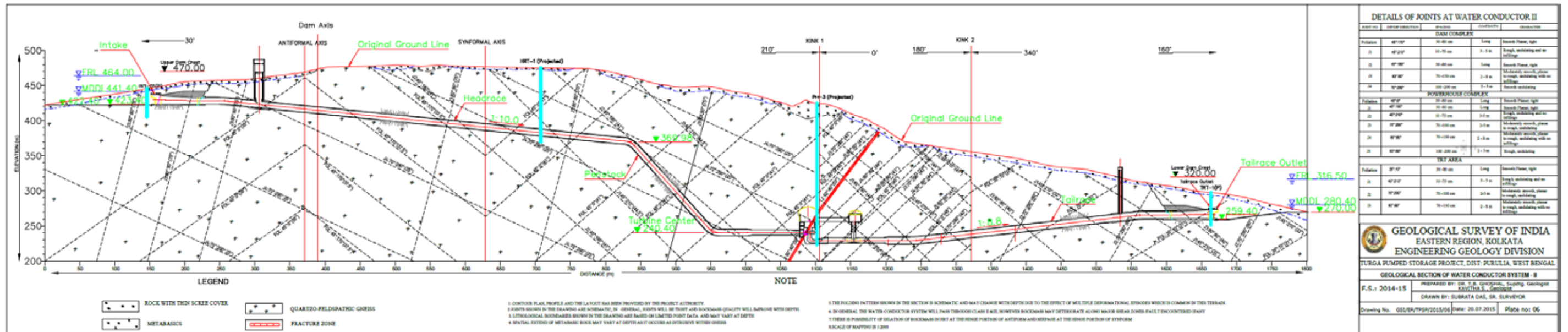


Figure 6.2.7-1 Geological Profile of the Water Way Route

(source: DPR Vol.5 Plate 5)

6.3 建設材料

建設材料の調査結果および評価は DPR Vol.1 Chapter 5 の 5.9 項によれば以下の通りである。

6.3.1 建設材料の種類と量

Turga 揚水発電計画では 2 つのロックフィルダムと 1 つのコンクリート重力式ダムが建設される。また水路、発電所などのコンクリート構造物も建設される。ロックフィルダムは主に土質材料、フィルター材料およびロック材料で造られる。コンクリート重力式ダム、発電所や水路はコンクリートで造られるが、その主な構成材料は粗粒骨材と細粒骨材である。これらの構造物の建設に必要な材料の概略の量は Table 6.3.1-1 の通りである。また、調査が実施された候補地点とそこでの採取可能な量を Table 6.3.1-2 に示す。

Table 6.3.1-1 Quantities of Construction Materials Required

Sl. No.	Structure	Core Material (Lac m ³)	Filter Material (Lac m ³)	Rockfill Material (Lac m ³)	Fine Aggregate (Lac m ³)	Coarse Aggregate (Lac m ³)
1	Upper Dam	5.50	2.23	28.80	0.21	0.42
2	Lower Dam	-	-	-	3.78	7.55
3	Lower Saddle Dam	2.90	1.40	14.97	-	-
4	Power House and T.H.	-	-	-	0.25	0.50
5	Waterway	-	-	-	0.36	0.72
	Total	8.4	3.63	43.77	4.60	9.19

Note: Quantities of concrete aggregate are estimated based on the following tentative figures:

Fine Aggregate: 750 kg per m³ concrete.

Coarse Aggregate: 1150 kg per m³ concrete.

Specific Gravity: 2.55

Lac m³ = 10⁵ m³

(source: DPR Vol.1 Chapter 5 p54 Table 5.9.1)

Table 6.3.1-2 Quantities of Construction Materials Available

Sr. No.	Description	Name of Quarry	Quantity
1	Clay	<ul style="list-style-type: none"> • Jilingtadh (UCA-1) • Hathinada (UCA-3,4&5) • Purana tarpania (UCA-7,8&9) • Dulgubera (UCA – 6) • Kudna (LCA-1) • Turga Lower Reservoir (LCA-9) • Gosaidih (LCA-4&5) • Drift Area & Bagmundi BA (LCA-2) • Saddle Dam area Bagmundi (LCA-3) 	1.37 Lac m ³ 5.85 Lac m ³ 2.27 Lac m ³ 0.30 Lac m ³ 1.49 Lac m ³ 0.18Lac m ³ 0.73 Lac m ³ 1.03 Lac m ³ 0.36 Lac m ³
2	Rockfill & Filter	<ul style="list-style-type: none"> • Kudna • Dulgubera 	220 Lac m ³ 10 Lac m ³
3	Coarse Aggregate & Fine Aggregate	<ul style="list-style-type: none"> • Turga • Dulgubera • Malti • Kudna • Hadhadinala 	22 Lac m ³ 10 Lac m ³ 50 Lac m ³ 220 Lac m ³ 75 Lac m ³

Lac m³ = 10⁵ m³

(source: DPR Vol.1 Capter5 p55・56 Table 5.9.2)

6.3.2 コア材

(1) 室内試験

コア材料としての適性を確認するために次の室内試験が実施されている。

- Mechanical Analysis
- Atterberg Limits
- Standard Procter Compaction
- Specific Gravity
- Triaxial Shear Test
- One Dimension Consolidation
- Laboratory Permeability
- Soil Diversity Identification Test
- Chemical Analysis of Soil

(source: DPR Vol.1 Chapter 5 p58-59)

(2) 選定された地点

室内試験の結果、上池ダムのコア材料に適する地点は Table 6.3.2-1 の通り。

上池ダムのコア材の必要量は $5.5 \times 10^5 \text{ m}^3$ であり、選定地点の採取可能量は Table 6.3.2-1 の通りで十分な量が確保することが出来る。

Table 6.3.2-1 Selected Borrow Areas for the Upper Dam

Borrow Area	Distance from Upper Dam Site (km)	Available Volume (10^5 m^3)
Jilingtadh	3.7	1.37
Hathinada	2	5.85
Parana Tarpania	1	2.27
Total		9.49

サドルダムのコア材料に適する地点は Table 6.3.2-2 の通り。サドルダムのコア材の必要量は $2.9 \times 10^5 \text{ m}^3$ であり、選定地点の採取可能量は Table 6.3.2-2 の通りで、十分な量を確保することが出来る。

Table 6.3.2-2 Selected Borrow Areas for the Saddle Dam

Borrow Area	Distance from Saddle Dam Site (km)	Available Volume (10^5 m^3)
Kudna	5	1.49
Turga Lower Reservoir	0.5	0.18
Gosaidih	1	0.7
Drift and Baghmundi	1	1.03
Total		3.4

6.3.3 ロック材とフィルター材

ロック材とフィルター材は上池ダムおよびサドルダムで使用され、その必要量は $43.77 \times 10^5 \text{ m}^3$ と $3.63 \times 10^5 \text{ m}^3$ で合計 $47.4 \times 10^5 \text{ m}^3$ である。

ロック材とフィルター材の採取候補地として Table 6.3.3-1 に示す Kudna と Dulgubera の原石山が調査された。2つの原石山はいずれも Purulia 揚水発電所の建設時に掘削されている。

2つの原石山から発破で掘削した試料について、大型 oedometer 試験と大型三軸圧縮試験が実施されている。これらの大型試験により2つの原石山の材料はロック材およびフィルター材として適している事が確認されている。

これらの原石山で採取できる岩石の量は $230 \times 10^5 \text{ m}^3$ で、上池ダムとサドルダムの両方の必要とするロック材とフィルター材を供給しても $180 \times 10^5 \text{ m}^3$ の余裕がある (Table 6.3.3-1)。

Table 6.3.3-1 Selected Quarry Sites for Rock and Filter Materials

Quarry Site	Distance from Upper Dam Site and Saddle Dam Site (km)	Available Volume (10^5 m^3)
Kudna	12 (Upper Dam Site) and 5 (Saddle Dam Site)	220
Dulgubera	2 (Upper Dam Site)	10
Total		230

6.3.4 コンクリート骨材

(1) 粗骨材

Turga 揚水発電所の建設に必要な粗骨材の量は $9.19 \times 10^5 \text{ m}^3$ である。

粗骨材の採取候補地点として5つの地点が調査された。

下記の室内試験の結果、Kunda、Dulgubera および Hadhadi nara の3地点がコンクリート骨材に適する品質を有することが明らかにされている。これら3地点からは十分な量の粗骨材が採取できる。

- Specific Gravity
- Water absorption
- Aggregate Impact value
- Aggregate Crushing Value
- Aggregate Abrasion Value (Los- Angeles)
- Soundness Loss (5cycles)
- Alkali Aggregate reactivity test

(source: DPR Vol.1 Chapter 5 p81)

Table 6.3.4-1 Selected Quarry Sites for Coarse Concrete Aggregates

Quarry Site	Distance from Upper Dam Site and Saddle Dam Site (km)	Available Volume (10^5 m^3)
Kunda	12 (Upper Dam Site) and 5 (Saddle Dam Site)	220
Dulgubera	2 (Upper Dam Site)	10
Hadhadi Nala	2	75
Total		305

*:Planned construction facilities are close to the upper dam site and the saddle dam site.

(2) 細骨材

Turga 揚水発電所の建設に必要な粗骨材の量は $4.6 \times 10^5 \text{ m}^3$ である。

Purulia 揚水発電所の細骨材に Kudna 原石山の材料が用いられた実績があり、細骨材の材料は採取可能量に十分余裕がある Kudna 原石山より採取できる。

第 7 章

水 文

第7章 水 文

インド国トウルガ(Turga)揚水発電計画は、Subarnarekha river 川支流 Turga 川の流域面積 8.29 km² と 12.66 km² の地点にそれぞれ上池と下池を建設することにより、Ajodhya 高原の持つ包蔵水力を活用するものである。上池と下池は、地下発電所を含む水路で結ばれている。計画されている下池ダムには、既設 Turga 灌漑ダムがあり、最高水位(標高 272.48 m)と死水位(標高 262.72 m)の間に 1.70 百万 m³ の貯水容量がある。

現在、既設 Turga 貯水池は、下流 708 ha の灌漑地域のために Kharif と呼ばれる雨季の耕作と Rabi と呼ばれる乾季の耕作の水需要を充足させるため、年間約 4.6 百万 m³ の水を供給している。既設 Turga 貯水池は、トウルガ(Turga)揚水発電計画の下池として置き換えられる。新規の Turga 下池は、既設より高いダムを造ることにより、満水位で総貯水容量 18.0 百万 m³、有効貯水容量 14.2 百万 m³ を持つよう計画されている。Turga 上池は、満水位で総貯水容量 21.6 百万 m³、有効貯水容量 15.7 百万 m³ (内、14.2 百万 m³ は Turga 揚水発電計画用、1.5 百万 m³ は灌漑用)で計画されている。このように、Turga 揚水発電計画完成後は、既設 Turga ダムが保有している灌漑目的の貯水容量は、Turga 上ダムに確保されることになる。

電力は、ピーク需要時間帯に上池から放水され落差を利用して発電し、オフ・ピーク需要時間帯に下池から水が汲み上げられる。

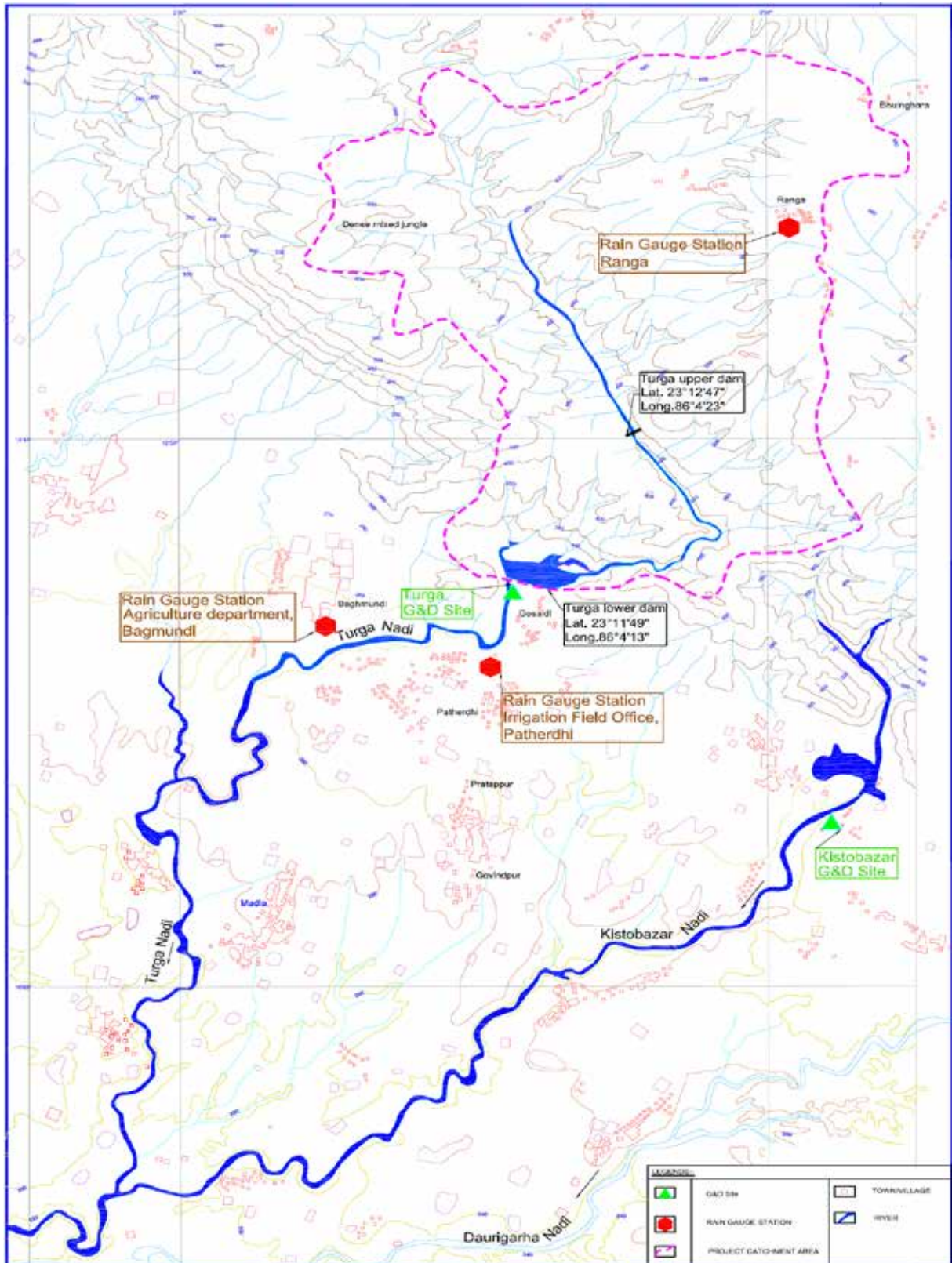
上池と下池流域図を Figure 7.1-1 に、索引地図を Figure 7.1-2 に示す。

本プロジェクトの詳細プロジェクトレポート(Detailed Project Report; DPR)で行われた水文の検討項目は以下の通りである。

- 1) 上池と下池で利用可能な流入量シミュレーション
- 2) 上池と下池の蒸発量算定
- 3) インド基準 I.S. 1123-1985 に基づく、上ダムと下ダムの設計洪水量算定
- 4) 上ダムと下ダムの仮排水路のための洪水量算定
- 5) 死水位決定のため、堆砂量、堆砂分布の検討

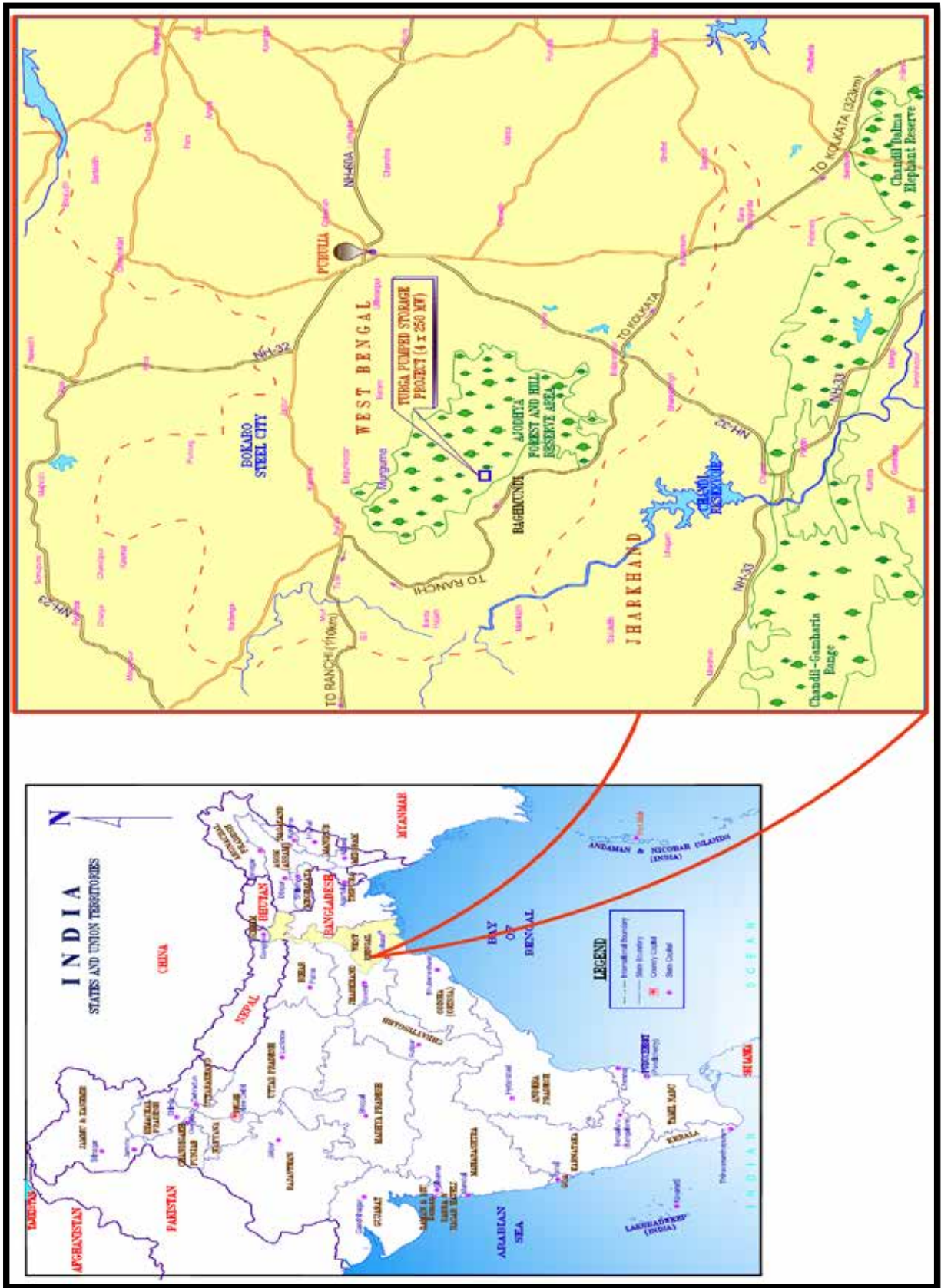
7.1 気候

この地域の気候は、6月中旬から10月にかけての南西モンスーン期と非モンスーン期から成る。モンスーンは、10月から11月にかけて減退し、11月中旬から2月いっぱいにかけて寒い天候が続き、暑い夏となる。この地域の平均日最高気温と平均日最低気温は、それぞれ 25.3 と 12.4 である。この地域の最寄りの雨量観測所は Baghmundi 雨量観測所で、年平均降雨量は、1,334 mm である。そのうち非モンスーン期の雨量は、3~25%にすぎない。



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 7.1-1 雨量観測所、流量観測所位置図



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 7.1-2 インデックス図

7.2 降雨量と流量

7.2.1 プロジェクト評価に必要な水文データの年数

上池、下池それぞれの有効貯水容量は、上池が 15.7 百万 m³、下池が 14.2 百万 m³ で、年間流入量は、上池が 4.51 百万 m³、下池が 6.88 百万 m³ となっている。有効貯水容量が年間流入量より大きいので、両貯水池は経年貯留貯水池と定義される。

インド国水資源省のガイドラインでは、経年貯留のできる貯水池を持つ灌漑、水力および多目的プロジェクトの DPR 作成に当たっては、最低でも 40 年以上の月別水文データの使用が要求される。

7.2.2 降雨量データ

Turga 川とその近傍の Kistobazar 川における降雨量データを Table 7.2.2-1 に、降雨量観所と流量観測所の位置を Figure 7.1-1 に示す。

Table 7.2.2-1 降雨量データ

No.	Name of Station	Type of Data	River Basin	Period		Remarks
				From	To	
1	Purulia Upper dam	Monthly	Kistobazar Nala (Purulia Pumped storage Project)	1983	Oct. 1990	Monthly monsoon months available in DPR of Purulia Pumped Storage Project
2	Purulia Lower Dam	Monthly	Ditto	1983	Oct. 1990	Ditto
3	Ranga Center	Monthly	Ditto	Aug. 1982	Jan. 1987	Ditto
4	Kistobazar	Daily	Ditto	June 1983	Oct. 1989	Ditto
5	Purulia	Daily	Ditto	June 2000	Dec. 2012	ditto
6	Baghmundi	Monthly	Turga Nala (Turga Pumped Storage Project)	1958	2012	A monthly monsoon rainfall data made available from 1958 to 2012 Missing year 1998, 1999 & 2000.
7.	Ajodhya Hills	Monthly	Kistobazar (Purulia Pumped storage Project)	Aug. 1983	2002	
8.	Turga	Daily	Turga Nala (Turga Pumped Storage Project)	June 2003	2011	

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

8 か所の観測所の内、実際に DPR に用いられたのは 3 か所の降雨量データである。

先に述べたように、最低 40 年間の時系列の月別水文データ（すなわち、流量データ）が DPR の作成上求められる。Baghmindi 降雨量観測所の雨量データだけが、この最低条件を満たしている。

Baghmindi 降雨量観測所においては、1958～2012年のモンスーン期の月別雨量データがあるが、1998年、1999年および2000年のデータが欠測している。この欠測データを埋めるために、同じ流域内の上流部にある Ayodhya Hills 降雨量観測所の雨量データを用いている。欠測期間を除く、Ayodhya Hills 観測所の年間降雨量と Baghmundi 観測所の年間降雨量の比から、1998～2000年の Baghmundi 観測所地点の年間降雨量として算定した。更に、Baghmundi 観測所におけるモンスーン期の月別降雨量と非モンスーン期の降雨量の割合を基に、算定された年間降水量を割り振っている。計算に用いた Baghmundi 降雨量観測所と Ajodhya Hills 降雨量観測所の雨量データを Table 7.2.3-1 と Table 7.2.3-2 に示す。

更に、1983～1989年の Kistobazar 流量観測所の流量データを基に、同期間の既設 Turga ダム地点の合成流量を作成するために用いられる、Kistobazar 降雨量観測所の雨量データも Table 7.2.3-3 に示す。

7.2.3 流量データ

Turga 川および近傍 Kistobazar 川において、2つの流量データがある。Kistobazar 川の Kistobazar ダムの流域面積は 18.75 km² で、Turga 川に接している。Turga 川と Kistobazar 川の両支川は、合流して Subarnarekha 川となる。両流域は、同じ水文・気象地域に属し、地質的にも赤色砂質土と同じである。

既設 Turag ダム地点 (Baghmundi 集落、流域面積 12.66 km²) の6月から10月までのモンスーン期の月別流量は、1999年に EDF が実施した予備可能性調査報告書 (Preliminary Feasibility Report; PFR) の中で用いられている 1990～1997年の8年分のデータがある。

Kistobazar ダム地点 (流域面積 18.75 km²) においては、6月から10月までのモンスーン期の月別流量と非モンスーン期の流量として、Purulia 揚水発電計画の DPR で用いられている 1983～1989年の7年分のデータがあるが、1989年以降は存在しない。

両流量観測所の位置は、Figure 7.1-1 に示す。また、観測された 1983～1989年の Kistobazar ダム地点と 1990～1997年の既設 Turga ダム地点の流量データを Table 7.2.3-4 と Table 7.2.3-5 に示す。

Table 7.2.3-1 Baghmundi降雨量観測所月別雨量データ (1958~2012年) in mm

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1958	152.60	417.40	234.00	403.80	70.60	1,278.40	412.10	1,690.50
1959	150.50	412.00	231.30	256.50	252.30	1,302.60	145.60	1,448.20
1960	107.70	279.00	385.10	257.20	91.60	1,120.60	59.70	1,180.30
1961	365.90	94.00	260.20	419.40	223.00	1,362.50	106.70	1,469.20
1962	159.70	315.50	285.40	327.00	105.40	1,193.00	30.70	1,223.70
1963	166.60	349.90	351.60	243.60	162.20	1,273.90	42.60	1,316.50
1964	223.50	465.90	370.00	273.50	100.20	1,433.10	98.50	1,531.60
1965	164.70	478.70	329.00	103.20	39.00	1,114.60	91.50	1,206.10
1966	302.70	90.10	248.60	96.70	70.10	808.20	63.10	871.30
1967	14.30	32.90	405.50	815.00	0.00	1,267.70	121.70	1,389.40
1968	255.50	503.50	440.00	39.50	29.00	1,267.50	44.00	1,311.50
1969	105.00	238.00	198.20	240.40	4.00	785.60	86.00	871.60
1970	177.30	391.30	263.70	474.90	68.80	1,376.00	47.20	1,423.20
1971	334.10	426.60	505.00	131.70	59.10	1,456.50	416.00	1,872.50
1972	97.40	196.60	391.60	152.70	77.30	915.60	63.00	978.60
1973	140.70	367.80	281.00	302.50	151.80	1,243.80	90.20	1,334.00
1974	68.20	634.60	282.00	256.60	14.00	1,255.40	43.00	1,298.40
1975	153.50	197.00	95.00	361.00	50.00	856.50	76.60	933.10
1976	60.00	181.00	93.00	283.20	11.00	628.20	59.20	687.40
1977	270.00	309.00	188.00	157.00	29.00	953.00	144.20	1,097.20
1978	281.00	202.00	306.00	379.00	122.00	1,290.00	213.50	1,503.50
1979	187.80	266.00	215.40	90.00	49.40	808.60	149.80	958.40
1980	157.40	476.60	225.60	196.00	108.80	1,164.40	146.80	1,311.20
1981	169.80	432.40	315.00	226.60	0.00	1,143.80	382.00	1,525.80
1982	177.10	205.20	272.40	95.60	105.40	855.70	228.60	1,084.30
1983	132.00	288.20	239.20	383.00	113.90	1,156.30	156.70	1,313.00
1984	719.00	197.40	429.80	161.40	74.80	1,582.40	126.80	1,709.20
1985	185.40	469.40	359.20	376.00	217.80	1,607.80	138.60	1,746.40
1986	228.50	261.80	379.60	330.60	101.80	1,302.30	284.40	1,586.70
1987	133.40	448.80	352.00	270.00	21.80	1,226.00	139.40	1,365.40
1988	522.00	176.80	199.40	219.00	10.40	1,127.60	96.40	1,224.00
1989	337.00	310.60	353.30	219.20	31.60	1,251.70	79.20	1,330.90
1990	348.50	684.70	216.00	330.80	81.00	1,661.00	248.50	1,909.50
1991	80.00	341.60	404.40	168.10	16.80	1,010.90	268.80	1,279.70
1992	160.00	281.00	279.80	470.00	27.20	1,218.00	210.00	1,428.00
1993	297.60	193.40	193.50	413.00	106.00	1,203.50	111.80	1,315.30
1994	523.40	482.80	298.60	161.70	104.80	1,571.30	157.00	1,728.30
1995	222.40	337.80	468.10	402.90	94.00	1,525.20	261.50	1,786.70
1996	586.60	346.20	345.60	107.80	11.20	1,397.40	39.40	1,436.80
1997	248.00	436.30	537.00	212.70	43.80	1,477.80	107.40	1,585.20
1998*	209.76	298.50	277.46	232.47	63.16	1,081.36	123.92	1,205.29
1999*	289.12	411.43	382.43	320.42	87.06	1,490.46	170.81	1,661.26
2000*	166.50	236.94	220.24	184.52	50.14	858.34	98.37	956.70
2001	404.90	367.50	247.20	98.00	17.60	1,135.20	155.60	1,290.80
2002	429.20	138.00	332.80	150.20	102.80	1,153.00	84.20	1,237.20
2003	71.40	228.60	321.80	126.20	178.60	926.60	87.40	1,014.00
2004	74.00	212.40	390.80	125.40	86.80	889.40	114.60	1,004.00
2005	118.20	311.60	216.40	146.80	67.80	860.80	119.00	979.80
2006	192.20	314.60	248.00	219.60	19.00	993.40	129.80	1,123.20
2007	144.00	593.80	350.60	328.60	10.00	1,427.00	144.00	1,571.00
2008	515.40	581.00	288.00	150.80	4.00	1,539.20	67.20	1,606.40
2009	35.20	356.80	295.00	363.00	39.20	1,089.20	136.80	1,226.00
2010	126.70	163.30	162.80	190.40	25.20	668.40	175.40	843.80
2011	591.80	237.00	559.00	275.40	40.60	1,703.80	83.20	1,787.00
2012	232.40	497.80	367.60	429.20	1.80	1,528.80	64.40	1,593.20
Average	232.14	330.35	307.06	257.27	69.90	1,196.72	137.14	1,333.86

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

* これらの値は、Ajodhya Hills と Baghmundi の年間降雨量の比と欠測年以外の Baghmundi のモンスーン期平均月別流量と非モンスーン期平均流量から算定されたものである。

Table 7.2.3-2 Ajodhya Hills降雨量観測所月別雨量データ (1983~2002年) in mm

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1983	190.20	255.30	347.40	391.60	185.00	1,369.50	155.90	1,525.40
1984	838.50	219.50	377.00	168.20	117.50	1,720.70	81.00	1,801.70
1985	166.00	394.50	380.50	325.50	154.00	1,420.50	91.00	1,511.50
1986	388.90	324.50	252.50	319.50	116.50	1,401.90	232.80	1,634.70
1987	98.90	525.30	511.40	264.00	0.00	1,399.60	151.00	1,550.60
1988	614.30	277.30	166.50	300.20	22.50	1,380.80	144.80	1,525.60
1989	452.00	475.60	569.00	238.50	56.00	1,791.10	132.20	1,923.30
1990	259.50	667.00	272.00	441.00	167.50	1,807.00	306.50	2,113.50
1991	71.20	410.80	459.21	370.00	3.00	1,314.21	153.50	1,467.71
1992	188.00	374.10	74.10	755.00	52.00	1,443.20	275.70	1,718.90
1993	338.90	211.70	200.50	393.00	135.00	1,279.10	143.80	1,422.90
1994	382.40	503.80	359.10	250.10	116.60	1,612.00	140.40	1,752.40
1995	106.20	325.60	451.39	464.80	144.10	1,492.09	345.40	1,837.49
1996	681.40	276.20	303.20	86.50	47.30	1,394.60	127.60	1,522.20
1997	390.90	469.70	602.80	233.60	30.30	1,727.30	157.60	1,884.90
1998	74.00	231.20	366.20	252.40	269.00	1,192.80	296.70	1,489.50
1999	407.00	383.00	414.00	531.00	207.00	1,942.00	111.00	2,053.00
2000	198.70	365.40	185.20	128.00	93.00	970.30	212.00	1,182.30
2001	499.00	474.00	293.00	188.00	100.00	1,554.00	253.00	1,807.00
2002	312.00	97.00	440.00	312.00	124.00	1,285.00	43.00	1,328.00
Average	332.90	363.08	351.25	320.65	107.02	1,474.89	177.75	1,652.63

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 7.2.3-3 Kistobazar雨量観測所月別雨量データ (1983~1989年) in mm

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon
1983	101.80	173.50	275.50	310.40	113.90	975.10
1984	739.20	200.50	403.30	130.80	75.00	1,548.80
1985	169.10	482.90	329.60	296.10	212.60	1,490.30
1986	255.90	304.90	311.40	254.20	95.20	1,221.60
1987	108.80	483.50	397.70	291.60	5.70	1,287.30
1988	529.20	283.20	201.20	283.40	9.40	1,306.40
1989	426.10	346.20	386.50	205.90	71.30	1,436.00
Average	332.87	324.96	329.31	253.20	83.30	1,323.64

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 7.2.3-4 Kistobazarダム流量観測所月別流量データ (1983~1989年) in mm

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1983	8.20	76.00	120.20	215.50	111.90	531.80	9.80	541.60
1984	574.00	128.00	269.30	155.30	54.00	1,180.60	45.10	1,225.70
1985	12.70	167.20	162.10	181.60	102.10	625.70	100.10	725.80
1986	33.90	129.40	206.11	156.00	83.10	608.51	180.80	789.31
1987	4.60	163.70	227.80	123.40	28.30	547.80	113.00	660.80
1988	320.00	66.80	56.90	120.00	39.60	603.30	143.70	747.00
1989	107.30	120.00	182.00	156.00	92.60	657.90	67.50	725.40
Average	151.53	121.59	174.92	158.26	73.09	679.37	94.29	773.66

Table 7.2.3-5 既設Turgaダム流量観測所月別流量データ (1990~1997年) in mm

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total
1990	43.28	155.62	229.08	117.54	120.23	665.75
1991	5.29	24.11	113.59	141.09	45.83	329.91
1992	29.77	63.69	124.83	255.70	73.65	547.64
1993	39.05	31.39	63.48	120.48	51.57	305.97
1994	90.27	193.19	121.92	91.38	41.48	538.24
1995	14.30	68.50	304.30	315.40	76.52	779.02
1996	146.36	113.58	161.01	81.38	40.86	543.19
1997	30.20	125.08	240.85	123.18	41.90	561.21
Average	49.82	96.90	169.88	155.77	61.51	533.87

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

両流量観測所における流量記録は、それぞれ既設 Turga ダム地点で 8 年間、Kistobazar ダム地点で 7 年間と極めて限られていることから、Kistobazar ダム地点流量を用いて、できるだけ長期の既設 Turga ダム地点における流量データが作成されている。

Kistobazar ダム地点流量は、両観測所におけるモンスーン期平均雨量の比と流域面積比を用いて、既設 Turga ダム地点流量に換算されている。1983~1989 年のモンスーン期 (6~10 月) 平均雨量は、Kistobazar ダム降雨量観測所で 1,323.64 mm、既設 Turga ダム近傍の Baghmundi 降雨量観測所で 1,322.01 mm で、その比は 0.9988 となる。両観測所の流域面積比は 0.6752 (12.66 km²/18.75 km²) となる。合成比 0.67 を用いて、the monsoon runoff series for the period 1983~1989 年のモンスーン期の Kistobazar ダム地点流量は、既設 Turga ダム地点流量として換算された。このようにして、1983~1997 年 (15 年間) 既設 Turga ダム地点流量が作成された。その結果を Table 7.2.3-6 に示す。

Table 7.2.3-6 既設Turgaダム地点合成月別流量 (1983~1997年) in mm

Year	June	July	August	September	October	Monsoon
1983*	5.53	51.26	81.06	145.34	75.47	358.65
1984*	387.11	86.33	181.62	104.74	36.42	796.21
1985*	8.57	112.76	109.32	122.47	68.86	421.98
1986*	22.86	87.27	139.00	105.21	56.04	410.39
1987*	3.10	110.40	153.63	83.22	19.09	369.44
1988*	215.81	45.05	38.37	80.93	26.71	406.87
1989*	72.36	80.93	122.74	105.21	62.45	443.70
1990	43.28	155.62	229.08	117.54	120.23	665.75
1991	5.29	24.11	113.59	141.09	45.83	329.91
1992	29.77	63.69	124.83	255.70	73.65	547.64
1993	39.05	31.39	63.48	120.48	51.57	305.97
1994	90.27	193.19	121.92	91.38	41.48	538.24
1995	14.30	68.50	304.30	315.40	76.52	779.02
1996	146.36	113.58	161.01	81.38	40.86	543.19
1997	30.20	125.08	240.85	123.18	41.90	561.21
Average	74.26	89.94	145.65	132.88	55.80	498.55

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

* これらの値は、両観測所のモンスーン期平均雨量と流域面積の比から換算

7.2.4 雨量と流量の整合性

プロジェクトに利用可能な水量を算定する前に、雨量と流量の整合性を確認するために、以下のような相関関係を検証している。

(1) Baghmundi 地点雨量と既設 Turga ダム地点流量の相関関係 (1990～1997 年)

1990～1997 年における、モンスーン期 (6～10 月) の Baghmundi 地点雨量と既設 Turga ダム地点流量の相関関係を検討し、相関係数 0.7838 が得られている。

(2) Baghmundi 地点雨量と Kistobazar ダム地点流量の相関関係 (1983～1989 年)

1983～1989 年における、通年およびモンスーン期 (6～10 月) の Baghmundi 地点雨量と Kistobazar 地点流量の相関関係を検討し、通年とモンスーン期でそれぞれ相関係数 0.5872 と 0.643 が得られている。

(3) Baghmundi 地点雨量と既設 Turga ダム地点合成流量の相関関係 (1983～1997 年)

1983～1997 年における、モンスーン期 (6～10 月) の Baghmundi 地点雨量と既設 Turga ダム地点合成流量 (1983～1989 年の流量は、Kistobazar ダム地点流量から推定されたもの) の相関関係を検討し、相関係数 0.6273 が得られている。

以上のように、3つのケースについて雨量と流量の整合性が検討され、0.5872 から 0.7838 の相関係数が得られている。一般的に、相関係数が 0.7 超で“強い相関あり”とされ、0.4 から 0.7 で“やや相関あり”とされていることから、この結果、雨量と流量データの妥当性は確認できたと言える。

7.2.5 流量データ生成

既設 Turga ダム地点流量データの期間が限定的である一方、インド国水資源省ガイドラインにおいては、本件のようなプロジェクトの DPR 作成上 40 年以上水文データが求められている。

流量データは 2 か所の観測所、Kistobaza 川の Kistobazar 流量観測所および Turga 川の既設 Turga ダム流量観測所があり、両方の流量データと Baghmundi 地点雨量を用いて 1983～1997 年の合成流量データが作成された。ところが、Kistobazar ダム地点の 1984 年のモンスーン期流量と同時期の Baghmundi 地点雨量には整合性が無いことが認められる。Table 7.2.5-1 に示すように、1984 年を除く 1983～1989 年のモンスーン期の流出係数 (Kistobazar ダム地点流量 / Baghmundi 地点雨量) が 39～54% であるのに対して 1984 の流出係数は 75% になっている。この値は、異常に高すぎると判断される。従い、1983 年と 1984 年の流量データが除かれ、1985～1997 年のモンスーン期について、月別に、Baghmundi 地点雨量と既設 Turga ダム地点流量の回帰直線が作成された (Table 7.2.5-2 参照)。

モンスーン期の平均流出係数は 0.40 になる。

Table 7.2.5-1 モンスーン期流出係数 (Baghmundi地点雨量とKistobazarダム地点流量)

Year	Rainfall at Baghmundi (mm)	Runoff at Kistobazar (mm)	Runoff Coefficient
1983	1,156.30	531.80	45.99%
1984	1,582.40	1,180.60	74.61%
1985	1,607.80	625.70	38.92%
1986	1,302.30	608.51	46.73%
1987	1,226.00	547.80	44.68%
1988	1,127.60	603.30	53.50%
1989	1,251.70	657.90	52.56%
Average	1,322.01	679.37	51.39%

(source: JPOWER based on DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 7.2.5-2 回帰式

Month	Regression Equation	R ²	R
June	$Y = 0.264X - 27.43$	0.81	0.90
July	$Y = 0.432X - 39.29$	0.81	0.90
August	$Y = 0.668X - 60.47$	0.82	0.905
September	$Y = 0.411X + 38.75$	0.83	0.911
October	$Y = 0.178X + 0.10X_{-1} + 29.99$	0.52	0.721

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

ここに、

- X : 当月雨量 (mm)
 X₋₁ : 前月雨量 (mm)
 Y : 当月流量 (mm)

上述の雨量と流量の回帰式を基に、長期観測データがある Baghmundi 降雨量観測所の雨量データを用いて、モンスーン期の既設 Turga ダム地点の月別流量が計算された。非モンスーン期の流量は、Baghmundi 降雨量観測所の雨量データからモンスーン期の 11%と想定した。Turga 上ダム地点流量は、流域面積比で計算された。生成された上ダムと下ダムの流入量を Table 7.2.5-3 と Table 7.2.5-4 に示す。

また、両ダムの 50%、75%および 90%確率保証流量の平均値を Table 7.2.5-5 に示す。

Table 7.2.5-3 Turga上ダム流入量 (百万m³)、(流域面積8.29 km²)

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1958	0.11	1.17	0.79	1.70	0.63	4.40	0.48	4.88
1959	0.10	1.15	0.78	1.20	0.78	4.00	0.44	4.44
1960	0.01	0.67	1.63	1.20	0.54	4.05	0.45	4.50
1961	0.57	0.01	0.94	1.75	0.87	4.14	0.46	4.60
1962	0.12	0.80	1.08	1.44	0.62	4.06	0.45	4.50
1963	0.14	0.93	1.45	1.15	0.63	4.29	0.47	4.77
1964	0.26	1.34	1.55	1.25	0.57	4.97	0.55	5.52
1965	0.13	1.39	1.32	0.67	0.33	3.85	0.42	4.27
1966	0.44	0.00	0.88	0.65	0.37	2.34	0.26	2.59
1967	0.00	0.00	1.74	3.10	0.87	5.71	0.63	6.34
1968	0.33	1.48	1.94	0.46	0.27	4.47	0.49	4.96
1969	0.00	0.53	0.60	1.14	0.40	2.66	0.29	2.95
1970	0.16	1.08	0.96	1.94	0.69	4.82	0.53	5.35
1971	0.50	1.20	2.30	0.77	0.39	5.16	0.57	5.73
1972	0.00	0.38	1.67	0.84	0.43	3.32	0.37	3.68
1973	0.08	0.99	1.05	1.35	0.67	4.14	0.46	4.60
1974	0.00	1.95	1.06	1.20	0.42	4.63	0.51	5.14
1975	0.11	0.38	0.02	1.55	0.56	2.63	0.29	2.92
1976	0.00	0.32	0.01	1.29	0.44	2.06	0.23	2.29
1977	0.36	0.78	0.54	0.86	0.36	2.90	0.32	3.22
1978	0.39	0.40	1.19	1.61	0.68	4.28	0.47	4.75
1979	0.18	0.63	0.69	0.63	0.34	2.47	0.27	2.74
1980	0.12	1.38	0.75	0.99	0.51	3.75	0.41	4.16
1981	0.14	1.22	1.24	1.09	0.38	4.08	0.45	4.53
1982	0.16	0.41	1.01	0.65	0.43	2.65	0.29	2.94
1983	0.06	0.71	0.82	1.63	0.68	3.89	0.43	4.32
1984	1.35	0.38	1.88	0.87	0.43	4.91	0.54	5.45
1985	0.18	1.36	1.49	1.60	0.82	5.45	0.60	6.05
1986	0.27	0.61	1.60	1.45	0.61	4.55	0.50	5.05
1987	0.06	1.28	1.45	1.24	0.45	4.48	0.49	4.97
1988	0.92	0.31	0.60	1.07	0.39	3.28	0.36	3.64
1989	0.51	0.79	1.46	1.07	0.42	4.24	0.47	4.71
1990	0.54	2.13	0.69	1.45	0.58	5.39	0.59	5.98
1991	0.00	0.90	1.74	0.89	0.35	3.88	0.43	4.31
1992	0.12	0.68	1.05	1.92	0.62	4.39	0.48	4.88
1993	0.42	0.37	0.57	1.73	0.69	3.78	0.42	4.19
1994	0.92	1.40	1.15	0.87	0.48	4.83	0.53	5.36
1995	0.26	0.88	2.09	1.69	0.66	5.59	0.62	6.21
1996	1.06	0.91	1.41	0.69	0.30	4.37	0.48	4.85
1997	0.32	1.24	2.47	1.05	0.43	5.50	0.61	6.11
1998	0.23	0.74	1.04	1.11	0.48	3.60	0.40	4.00
1999	0.41	1.15	1.62	1.41	0.58	5.17	0.57	5.74
2000	0.14	0.52	0.72	0.95	0.42	2.75	0.30	3.05
2001	0.66	0.99	0.87	0.66	0.30	3.47	0.38	3.85
2002	0.71	0.17	1.34	0.83	0.47	3.52	0.39	3.91
2003	0.00	0.49	1.28	0.75	0.56	3.08	0.34	3.42
2004	0.00	0.43	1.66	0.75	0.42	3.27	0.36	3.63
2005	0.03	0.79	0.70	0.82	0.41	2.75	0.30	3.06
2006	0.19	0.80	0.87	1.07	0.40	3.34	0.37	3.70
2007	0.09	1.80	1.44	1.44	0.48	5.25	0.58	5.82
2008	0.90	1.76	1.09	0.84	0.32	4.91	0.54	5.45
2009	0.00	0.95	1.13	1.56	0.55	4.19	0.46	4.65
2010	0.05	0.26	0.40	0.97	0.39	2.06	0.23	2.29
2011	1.07	0.52	2.59	1.26	0.48	5.92	0.65	6.58
2012	0.28	1.46	1.53	1.78	0.55	5.61	0.62	6.22
Average	0.29	0.86	1.20	1.20	0.51	4.06	0.45	4.51

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 7.2.5-4 Turga下ダム流入量(百万m³)、(流域面積12.66 km²)

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1958	0.16	1.79	1.21	2.59	0.96	6.71	0.74	7.45
1959	0.16	1.76	1.19	1.83	1.18	6.11	0.67	6.78
1960	0.01	1.03	2.49	1.83	0.82	6.18	0.68	6.86
1961	0.88	0.02	1.43	2.67	1.32	6.32	0.70	7.02
1962	0.19	1.23	1.65	2.19	0.94	6.20	0.68	6.88
1963	0.21	1.42	2.21	1.76	0.96	6.56	0.72	7.28
1964	0.40	2.05	2.36	1.91	0.86	7.59	0.83	8.43
1965	0.20	2.12	2.02	1.03	0.51	5.88	0.65	6.52
1966	0.66	0.00	1.34	0.99	0.57	3.57	0.39	3.96
1967	0.00	0.00	2.66	4.73	1.32	8.72	0.96	9.68
1968	0.51	2.26	2.96	0.70	0.41	6.82	0.75	7.57
1969	0.00	0.80	0.91	1.74	0.60	4.06	0.45	4.51
1970	0.25	1.64	1.46	2.96	1.05	7.36	0.81	8.17
1971	0.77	1.84	3.51	1.18	0.59	7.88	0.87	8.74
1972	0.00	0.58	2.55	1.29	0.66	5.07	0.56	5.63
1973	0.12	1.51	1.61	2.06	1.02	6.33	0.70	7.02
1974	0.00	2.97	1.62	1.83	0.65	7.07	0.78	7.84
1975	0.17	0.58	0.04	2.37	0.86	4.01	0.44	4.45
1976	0.00	0.49	0.02	1.96	0.67	3.15	0.35	3.50
1977	0.56	1.19	0.82	1.31	0.56	4.43	0.49	4.92
1978	0.59	0.61	1.82	2.46	1.05	6.53	0.72	7.25
1979	0.28	0.96	1.06	0.96	0.52	3.77	0.41	4.18
1980	0.18	2.11	1.14	1.51	0.78	5.73	0.63	6.35
1981	0.22	1.87	1.90	1.67	0.58	6.23	0.69	6.92
1982	0.24	0.62	1.54	0.99	0.65	4.05	0.44	4.49
1983	0.09	1.08	1.26	2.48	1.03	5.95	0.65	6.60
1984	2.06	0.58	2.87	1.33	0.66	7.50	0.83	8.33
1985	0.27	2.07	2.27	2.45	1.26	8.32	0.92	9.23
1986	0.42	0.93	2.44	2.21	0.94	6.95	0.76	7.71
1987	0.10	1.96	2.21	1.90	0.68	6.84	0.75	7.60
1988	1.40	0.47	0.92	1.63	0.59	5.01	0.55	5.56
1989	0.78	1.20	2.22	1.63	0.64	6.47	0.71	7.19
1990	0.82	3.25	1.06	2.21	0.89	8.23	0.91	9.14
1991	0.00	1.37	2.65	1.37	0.54	5.93	0.65	6.58
1992	0.19	1.04	1.60	2.94	0.95	6.71	0.74	7.45
1993	0.65	0.56	0.87	2.64	1.05	5.77	0.63	6.41
1994	1.40	2.14	1.76	1.33	0.73	7.37	0.81	8.18
1995	0.40	1.35	3.19	2.59	1.01	8.54	0.94	9.48
1996	1.61	1.40	2.16	1.05	0.45	6.67	0.73	7.40
1997	0.48	1.89	3.78	1.60	0.66	8.40	0.92	9.33
1998	0.35	1.14	1.58	1.70	0.73	5.50	0.60	6.10
1999	0.62	1.75	2.47	2.16	0.89	7.89	0.87	8.76
2000	0.21	0.80	1.10	1.45	0.64	4.19	0.46	4.65
2001	1.01	1.51	1.32	1.00	0.45	5.30	0.58	5.88
2002	1.09	0.26	2.05	1.27	0.71	5.38	0.59	5.97
2003	0.00	0.75	1.96	1.15	0.85	4.71	0.52	5.23
2004	0.00	0.66	2.54	1.14	0.65	4.99	0.55	5.54
2005	0.05	1.21	1.06	1.25	0.63	4.20	0.46	4.67
2006	0.30	1.22	1.33	1.63	0.61	5.10	0.56	5.66
2007	0.13	2.75	2.20	2.20	0.73	8.01	0.88	8.90
2008	1.38	2.68	1.67	1.28	0.49	7.49	0.82	8.32
2009	0.00	1.45	1.73	2.38	0.84	6.40	0.70	7.11
2010	0.08	0.40	0.61	1.48	0.59	3.15	0.35	3.50
2011	1.63	0.80	3.96	1.92	0.73	9.05	1.00	10.04
2012	0.43	2.23	2.34	2.72	0.84	8.56	0.94	9.50
Average	0.45	1.32	1.83	1.83	0.77	6.20	0.68	6.88

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 7.2.5-5 上ダムと下ダムの保証流量

Location	Catchment Area (km ²)	90% Dependable Flow (MCM)	75% Dependable Flow (MCM)	50% Dependable Flow (MCM)	Average Annual Runoff (MCM)
Lower Dam	12.66	4.47	5.63	7.02	6.88
Upper Dam	8.29	2.93	3.68	4.6	4.51

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Turga 揚水発電計画において利用可能な水量の検討に当たっては、灌漑と地域用水への供給を考慮しなければならない。

7.3 蒸発

(1) 蒸発量 (E)

湖面蒸発損失は、インド気象庁 (Indian Meteorological Department; IMD) 発行の 10~15 年の観測結果をもとに作成され等蒸発量線から読み取った。湖面蒸発損失量を Table 7.3-1 に示す。

Table 7.3-1 湖面蒸発量 in mm

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
70	80	140	180	210	170	110	120	100	90	70	50	1,390

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

(2) 蒸発散量 (ETA)

本プロジェクト区域の蒸発散量は、以下の水収支から計算された。

蒸発散量 (湛水前) = 雨量 - 流入量

上池も下池も、同じ値を用いる。

Table 7.3-2 蒸発散量 in mm

	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Monsoon	Non-Monsoon	Annual
Rainfall	232	330	307	257	70	1,197	137	1,334
Inflow	35	104	145	145	62	490	54	544
E _{TA}	197	226	162	112	8	707	83	790

(source: JPOWER revised DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

注：表中の数字は、1958~2012年の平均値

(3) 貯水池増分蒸発量

上池と下池からの蒸発による増分損失は、湛水後の貯水池からの蒸発量と湛水前の貯水池領域内からの蒸発散量の差である。月別増分蒸発量を Table 7.3-3 に示す。

上池も下池も、同じ値を用いる。これらの値は、本プロジェクトの湛水計画を立てる際にも用いられる。

当然のことながら、体積として表される貯水池からの増分蒸発量は、貯水池面積によって変わる。

Table 7.3-3 増分蒸発量 in mm

	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Monsoon	Non-Monsoon	Annual
Evaporation	170	110	120	100	90	590	800	1,390
Evapotranspiration	197	226	162	112	8	707	83	790
Δ Evaporation	-27	-116	-42	-12	82	-117	717	600

(source: JPOWER revised DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

(4) 増分蒸発による貯水池からの年間損失量

貯水池からの増分蒸発量は、湛水面積に正比例するものとした。上池の湛水面積は、底水位の 0.53 km² から満水位の 0.93 km² まで、下池の湛水面積は、底水位の 0.28 km² から満水位の 0.53 km² まで変わる。

増分蒸発による貯水池からの年間損失量を見積もるに当たって、貯水容量曲線がほぼ直線であることから、上池と下池の底水位と満水位の中間容量での貯水池湛水面積を用いて計算した。

上池と下池の有効容量の中間容量の湛水面積は、それぞれ 0.73 km² と 0.42 km² で、増分蒸発による貯水池からの年間損失量は、上池で 0.44 百万 m³ (0.73 × 0.600)、下池で 0.25 百万 m³ (0.42 × 0.600) になる。

7.4 堆砂

(1) 比堆砂量

Turga 流域および近傍流域において流入堆砂に関するデータが無いことから、比堆砂量 1,045 m³/km²/year を用いることとした。

比堆砂量 1,045 m³/km²/year (1.045 mm/year) は、中央水利委員会 (Central Water Commission; CWC) 作成の“インド貯水池の堆砂、2011”概要に記載されている、インドガンジス平原地域の貯水池群の貯水池容量調査結果に基づく平均値である。

(2) 貯水池の堆砂捕捉率

Brune は、Figure 7.4-1 に示すように、過去のデータから、貯水池堆砂捕捉率と貯水池容量 / 年平均流入量の関係を表した。

満水位での総貯水容量は、Turga 上池で 21.6 百万 m³、Turga 下池で 18.0 百万 m³ あり、一方、年平均流入量は、上池で 4.51 百万 m³、下池で 6.88 百万 m³ ある。

貯水池容量と年平均流入量の比は、上池、下池それぞれ 4.8 と 2.6 になる。Brune 曲線から、両池の堆砂捕捉率はどちらも 98 ~ 99% になる。しかしながら、DPR においては、堆砂捕捉率 100% (安全側) が用いられている。

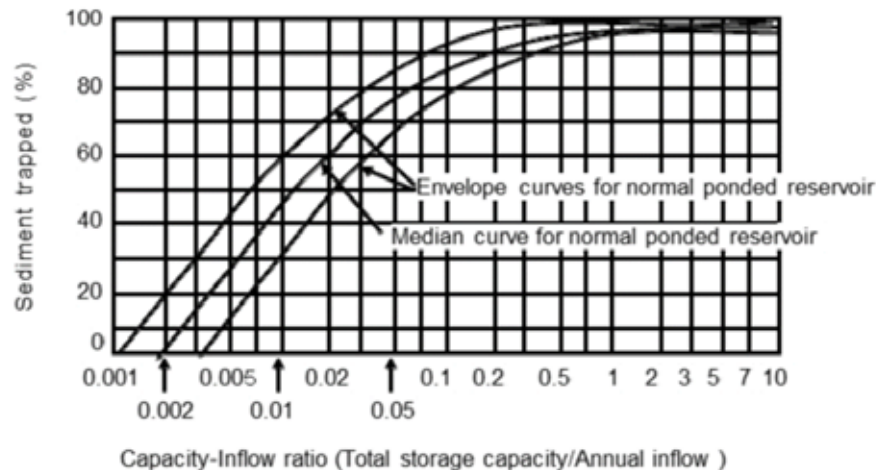


Figure 7.4-1 貯水池堆砂捕捉率 (by Brune)

(3) 堆砂量

インド基準 12182-1987 “貯水池の計画と実績における堆砂の影響の決定 (Determination of effects of sedimentation in planning and performance of reservoir)”によれば、水力発電所の貯水池の可能対応寿命は70年¹を下回ってはならないとある。

上ダムと下ダムの流域面積は、それぞれ8.29 km²と12.66 km²である。上ダムと下ダムの残留域の面積は、4.37 km²である。70年後の上ダムと下ダムの堆砂流入量は、以下のように計算できる。

$$\text{上ダム堆砂流入量} = 1,045 \times 8.29 \times 70 = 0.606 \text{ 百万 m}^3$$

$$\text{下ダム (残留域分) 堆砂流入量} = 1,045 \times 4.37 \times 70 = 0.320 \text{ 百万 m}^3$$

上ダム(流域面積8.29 km²)と、上ダムで補足される堆砂を考慮した下ダム(残流域面積4.37 km²)の推定年間堆砂流入量は、0.0087 百万 m³と0.0046 百万 m³である。総貯水容量(上ダム21.6 百万 m³、下ダム18.0 百万 m³)に対する年間堆砂流入量の比率は、上ダムで0.040%、下ダムで0.026%となる。このように、この比率が0.1%となり、この場合(インドの基準では)本件の堆砂問題は重要ではない(詳細な堆砂の検討が必要ない)ことになる。

上池と下池の70年間の推定堆砂流入量が0.606 百万 m³と0.320 百万 m³であるのに対して、上池と下池の底水位(それぞれ標高441.40 mと標高280.40 m)における死水量(貯水容量)は5.9 百万 m³と3.8 百万 m³であり、十分、死水量の範囲に収まっている。また、推定堆砂流入量0.606 百万 m³と0.320 百万 m³に対する貯水池標高が、それぞれ標高422.4 m、標高259.40 mであるのに対して、上池取水口敷は標高423.40 mに、下池放水口敷は標高260.40 mに設置される計画である。すなわち、仮に堆砂が水平に堆積したとしても、取水口、放水口には影響がない。

¹ DPR の中では、本プロジェクトの経済的耐用年数は35年としている。

(4) 貯水池内堆砂分布

上池の堆砂分布は、経験的面積縮小法 (empirical area-reduction method developed from field survey data by Borland and Miller (1958) and modified by Lara (1962)) を用いて推定された。可能耐用寿命 70 年後のNew Zero Elevation²は、標高 408.2 m と計算されたが、この値は上池底水位、標高 441.40 m よりはるかに低い。

下池は、既設 Turga 貯水池があるために貯水池面積/容量曲線が不完全なので経験的面積縮小法が使えず、米国開拓局で開発された面積増分法を用いてNew Zero Elevation計算された。New Zero Elevationは、標高 255.5 m と推定され、これもまた、下池底水位、標高 280.40 m よりはるかに低い。

7.5 灌漑需要

Turga 川の流域面積 12.66 km² に位置する既設 Turga ダムは、有効貯水容量 1.4875 百万 m³ を保有し、下流 9.065 km² の灌漑地域に水を供給している。現在、モンスーン期の Kharif 作と非モンスーン期の Rabi 作の作付けのために、取水されている。月別灌漑用水需要は、以下の通りである。

Table 7.5-1 灌漑用水需要

Kharif Crop	Water Requirement (MCM)
July	0.50449
August	1.39260
September	1.03366
October	1.15206
Sub-total	4.08281
Rabi Crop	
November to February	0.49957
Total	4.58238

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

灌漑需要を充足させるために必要とされる貯水池容量は、Turga 揚水発電計画完成後は、上池に確保されることになる。

7.6 上水 (生活用水) 需要

Baghmundi および Adjoining Mouzas 地区の生活用水計画は、2025 年時点で、供給区域約 1,507 ha、人口 12,476 人の範囲を対象とすることとされた。この計画は、2002 年に州レベル (Scientific Source Funding Committee) で技術的承認が得られている。この計画は、この地域が地質的な問題で地下水の利用が期待できないことから、既設 Turga 貯水池に取水設備を設置しそこから水を供給することとしている。2025 時点で必要とされる生活用水は、5% の水処理に伴う損失を考慮して 585 kl/日 (0.214 百万 m³/年) と見積もられている。生活用水需要もまた、Turga 揚水発電計画の上池貯水容量の中に考慮されなければならない。

² 70 年後の最深部河床標高

7.7 Turga 川の水収支

Table 7.7-1 に示すように、Turga 川(下池地点)の流量は年間総量の収支においては、維持流量、灌漑用水、蒸発損失等を充足させるに十分である。しかしながら、10月と非モンスーン期に不足するので、灌漑用水をまかなうために、1.5百万m³の容量が必要になる。

Table 7.7-1 水収支 (百万m³)

	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Monsoon Total	Non-monsoon Total	Annual
a. Turga Inflow (Lower Dam)	0.450	1.320	1.830	1.830	0.770	6.200	0.680	6.880
b. Environmental flow	0.050	0.170	0.010	0.710	0.260	1.200	0.110	1.310
c. Balance flow (a-b)	0.400	1.150	1.820	1.120	0.510	5.000	0.570	5.570
d. Loss due to evaporation	0.196	0.127	0.138	0.115	0.104	0.679	0.920	1.599
e. Gain due to evapotranspiration	0.288	0.330	0.238	0.166	0.016	1.038	0.121	1.159
f. Balance flow after incremental evaporation	0.492	1.353	1.920	1.171	0.423	5.360	-0.229	5.131
g. Irrigation requirement	0.000	0.504	1.393	1.034	1.152	4.083	0.500	4.582
h. Balance flow after irrigation demand (f-g)	0.492	0.849	0.527	0.138	-0.729	1.277	-0.729	0.549

Turga 川における維持流量、灌漑用水、蒸発損失等を充足するための貯水池必要容量 1.5 百万 m³ は、現在既設 Turga ダムに確保されているが、本事業完成後は上池に移されることになる。この件について、西ベンガル州配電公社 (WBSEDCL) は、西ベンガル州電力局を通じて、関係機関である西ベンガル州の公衆衛生局と灌漑局に対して説明し、問題ないことで調整が済んでいる。

7.8 設計洪水量

Turga 揚水発電計画における洪水量は、インド基準 (I.S. code 11223-1985 for design of spillway) に基づいて、算定された。

7.8.1 インドガイドライン

インド基準では、ダムを総貯水容量と静水圧により規模別に分類する。最終的なダム規模分類は、Table 7.8.1-1 に示されるように、総貯水容量と静水圧の2つのパラメータのより大きな方に従う。

Table 7.8.1-1 ダム分類規格 (I.S. code 11223-1985)

Classification	Gross Storage (MCM)	Static Head (m)
Small	Between 0.5 and 10	Between 7.5 and 12
Intermediate	Between 10 and 60	Between 12 and 30
Large	Greater than 60	Greater than 30

ダムの安全のために用いられる洪水流入量 (Inflow Design Flood; IDF) は、小規模ダムについては 100 年確率洪水量を、中規模ダムについては、標準プロジェクト豪雨 (Standard Project Storm; SPS) による標準プロジェクト洪水量 (Standard Project Flood ; SPF) を、大規模ダムについては、可能最大降水量 (Probable Maximum Precipitation; PMP) による可能最大洪水量 (Probable Maximum Flood; PMF) とする。

7.8.2 洪水流入量の選定

Turga 揚水発電計画は、Turga 川に位置する上ダムと下ダムから成る。上ダムと下ダムの総貯水容量はそれぞれ 21.6 百万 m³ と 18.0 百万 m³ で 10 百万 m³ 超 60 百万 m³ 未満 (中規模) に分類されるが、静水圧は両ダムとも 30 m を超える (大規模)。したがって、両ダムは基準に従い大規模に分類され、洪水流入量は、可能最大洪水量 (PMF) となる。

7.8.3 洪水到達時間

下池の洪水到達時間は、以下のように計算された。

(1) 流域地形特性

下ダムの流域の地形特性は以下の通りである。

流域面積	: A = 12.66 km ² ,
河川延長	: L = 7.90 km,
重心点河川延長	: L _c = 3.50 km,
平均河川勾配	: S = 43.42 m/km,
流域内標高差	: H = 319 m.

(2) 洪水到達時間

上記の下ダム地形特性を基に、洪水到達時間を以下の 3 式で計算した。

Kirpich 式

$$t_c = 0.94545 \left(L^{0.77} / S^{0.385} \right) = 1.09 \text{ 時間}$$

California 式

$$t_c = \left(0.87 L^3 / H \right)^{0.385} = 1.12 \text{ 時間}$$

Bhatnagar 式

$$t_c = \left(L^3 / H \right)^{0.345} = 1.16 \text{ 時間}$$

3 式の結果から、洪水到達時間は、約 1.1 時間と言える。

両ダムとも流域面積 (上ダム 8.29 km², 下ダム 12.66 km²) が小さく、洪水到達時間も短いので、1 日降雨に用いて合理式で洪水量を算定することは可能である。

7.8.4 設計洪水量

(1) 可能最大降水量 (PMP)

最新のインド PMP 図 (Atlas) から、Mahanadi および近傍河川流域の標準プロジェクト 1 日雨量は 565 mm で、湿度調整係数 (Moisture Adjustment Factor; MAF) により 30% 増し (MAF = 1.3) して、可能最大 1 日雨量を 735 mm とした。時間補正として 50 mm 加えて、可能最大 24 時間雨量を 785 mm とした。PMP は上ダム、下ダムともに同一とした。

(2) 可能最大洪水量 (PMF)

設計洪水量は、合理式を用いて算定された。1 時間雨量強度は、最新のインド PMP 図 (Atlas) (Mahanadi および近傍河川流域) から、可能最大 24 時間雨量から可能最大 12 時間雨量への変換係数として 0.695 を、可能最大 12 時間雨量から可能最大 1 時間雨量への変換係数として 0.225 を用いて、122.75 mm/hour ($785 \times 0.695 \times 0.225$) としている。また、損失雨量として 1.5 mm/hour、基底流量として $0.05 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 考慮されている。これらの値は、中央水利委員会 (CWC) の洪水算定報告書 (Flood Estimation Report) に記載されている。上ダムと下ダムの可能最大洪水量は、以下のように計算される。

$$Q = 0.278CIA$$

ここに、

C : 流出係数 (1 を採用)

I : 雨量強度 (mm/hour)

A : 流域面積 (km^2)

1) 上ダム洪水量

$$\text{Net I} = 122.75 - 1.5 = 121.25 \text{ mm/hour}$$

$$A = 8.29 \text{ km}^2$$

$$Q = 279.44 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{\text{base}} = 0.42 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\Sigma Q = 279.86 \approx 280 \text{ m}^3/\text{s}$$

2) 下ダム洪水量

$$\text{Net I} = 122.75 - 1.5 = 121.25 \text{ mm/hour}$$

$$A = 12.66 \text{ km}^2$$

$$Q = 426.74 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{\text{base}} = 0.63 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\Sigma Q = 427.37 \approx 428 \text{ m}^3/\text{s}$$

可能最大洪水量は、上ダムが $280 \text{ m}^3/\text{s}$ 、下ダム $428 \text{ m}^3/\text{s}$ と算定された。

(3) 仮排水路洪水量

インド基準(I.S. 14815-2000, Design flood for river diversion works –guidelines)では、コンクリートダムの仮排水路の洪水量は、非モンスーン期の既往最大または非モンスーン期の 25 年確率洪水量とすることになっている。

非モンスーン期の近傍での洪水観測はなされていないので、25 年確率洪水量をインド気象庁発行の西インド等雨量線図による 25 年確率雨量は 240 mm から合理式を用いて求めた、上ダム、下ダムの 25 年確率洪水量は、それぞれ $109 \text{ m}^3/\text{s}$ 、 $167 \text{ m}^3/\text{s}$ になる。

第 8 章

土木設備設計のレビュー

第8章 土木設備設計のレビュー

事業実施機関である西ベンガル州配電公社 West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) が作成した Detailed Project Report (DPR) の土木設備についてレビューした内容を以下に記す。

8.1 全体配置計画

8.1.1 全体レイアウト

全体レイアウトおよび水路系の縦断線形を、Figure 8.1.1-1 および Figure 8.1.1-2 に示す。上部調整池、下部調整池のダム軸と調整池配置はトゥルガ川の両岸の地形、地質条件ならびに経済性を考慮の上計画されている。また、発電所、変電設備等を含めた水路のレイアウトは、地形・地質調査を実施した上で技術的、経済性を考慮し、ツルガ川の右岸側に計画されている。また、ダム形式は次の要因を考慮の上で選定されている。

- 地形条件と地質条件
- 盛立て材料の数量確保とコスト削減
- 近隣住民への影響を極力避ける

これらを考慮の上で上池ダムと下池補助ダムはロックフィルタイプ、また、下池ダムは近隣住民の生活環境への影響を考慮しコンクリートダムを選定。このプロセスと選定結果は合理的である。

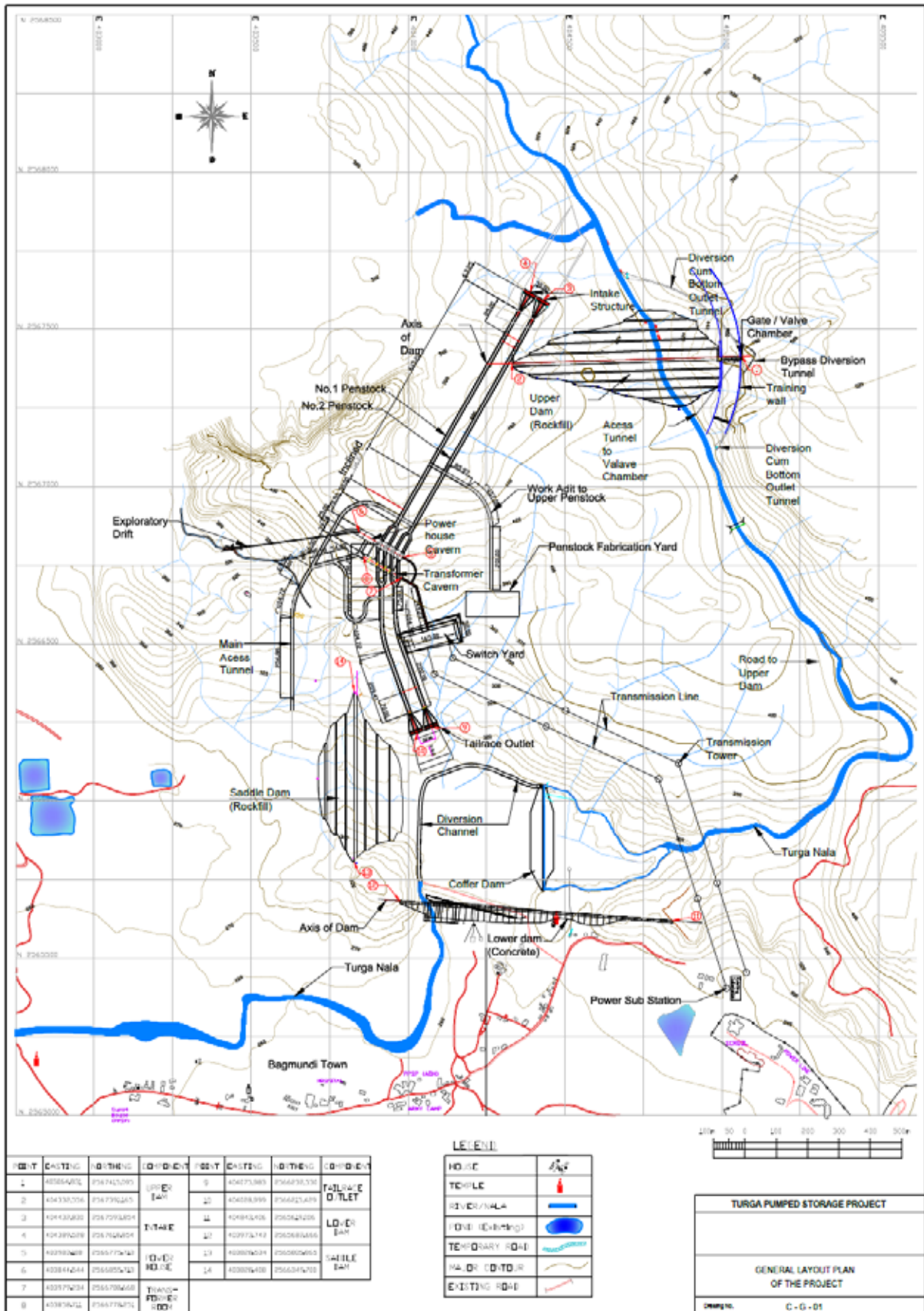


Figure 8.1.1-1 General Layout

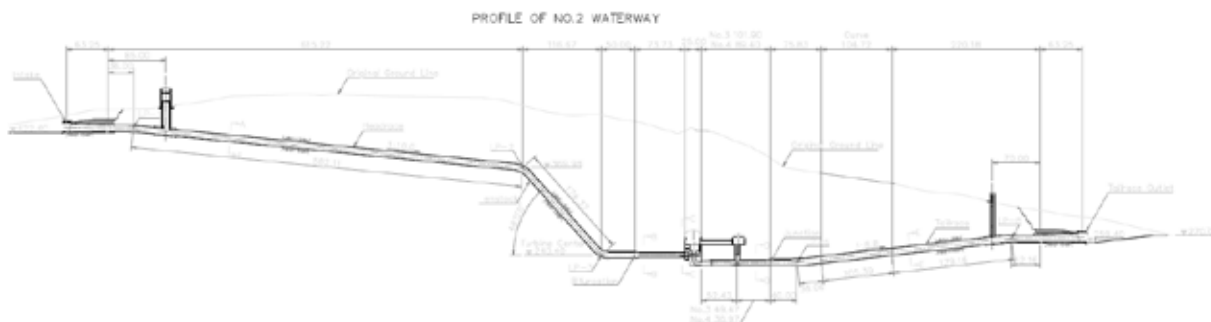


Figure 8.1.1-2 Longitudinal Section

8.1.2 上部調整池・ダム

DPR では、水力計画上必要な設備容量と上部調整池の貯水容量を満足すること、地形・地質上有利であること、さらに経済性（水路長と水頭差の比率）を考慮の上で 3 つのダム軸案のうち最下流案を最適案として選定。

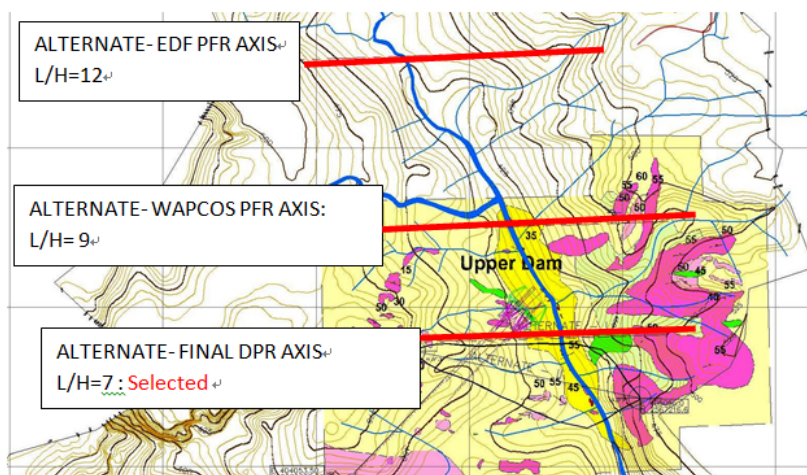


Figure 8.1.2-1 Alternatives for Upper Dam Axis study

また、ダム形式は技術的側面、経済的側面を考慮し、重力式コンクリートダム案と中央遮水型ロックフィルダム形式案の中から後者を選定。

以上、ダム軸ならびにダム形式の代替案比較より選定された形式は、改変面積も小さくなるため、環境インパクトも少なく合理的である。

8.1.3 水路

(1) 水路（平面）ルートを検討

導水路、放水路ならびに地下発電所のレイアウトは上記事由に加えて、サージタンクの設置が不要となるように、発電所位置は凡そ水路の中間となるよう選定。また地下発電所の形状と寸法は先行事例としてプルリア揚水発電所を参考に選定されている。水路の平面ルートとして DPR にて Figure 8.1.3-1 に示す 3 案が挙げられ、その中から水理特性上のロスが小さく、経済的

かつ施工性を考慮し Layout 2 を選定。また、水路ルート計画地点の地質条件は、地下発電所及び水路トンネルの建設に適しており、設計・施工上の技術的問題は無いと考えられ、DPRでの検討結果は妥当と考える。なお、計画案の水路ルートは、地下埋設型であり地表の改変が必要無いため、環境・社会配慮上の問題は生じないため合理的である。

以上より、代替案の作成と選定結果に問題はない。

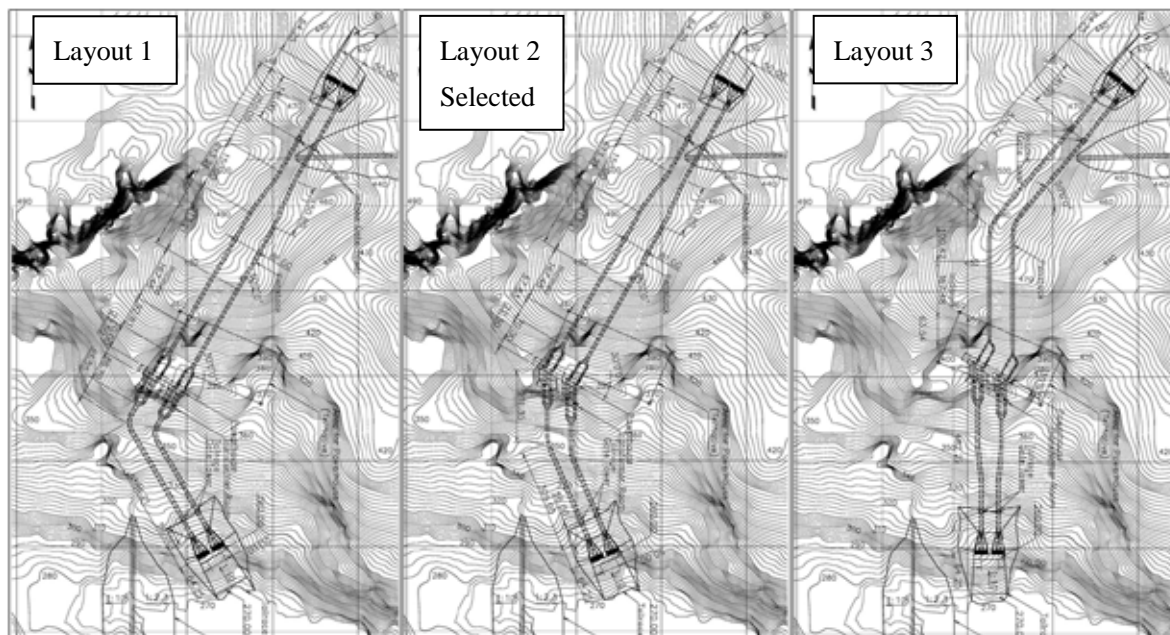


Figure 8.1.3-1 Alternatives for Waterway

(2) 水路（縦断）レイアウト

Figure 8.1.1-2 に示すように DPR の水圧鉄管路の縦断レイアウトは上部水平部、斜坑部ならびに下部水平部により構成される。斜坑を用いることで経済的になる一方、施工が容易ではない。さらに、水圧管路の内径は 9.0m と大断面での斜坑掘削となるため、豊富な経験を有する土木業者による施工が望ましい。

8.1.4 下部調整池・ダム

DPR では、水力計画に必要な設備容量と下部調整池の貯水容量を満足すること、地形・地質上の条件ならびに地域住民への影響を考慮しコンクリートダムが選定された。既設灌漑ダムを撤去した上で、改変面積の小さい重力式コンクリートダムを選定することで、下部調整池のダム軸下流にある私有地の買収は不要となる。よってダム軸選定とダム形式選定は合理的である。

8.2 取水口、導水路

8.2.1 構造形式

水路の条数は 2 条、水路始端から発電所までの水路延長は約 1,000m である。取水口はゲート立坑式、導水路は円形トンネル、調圧水槽はない。

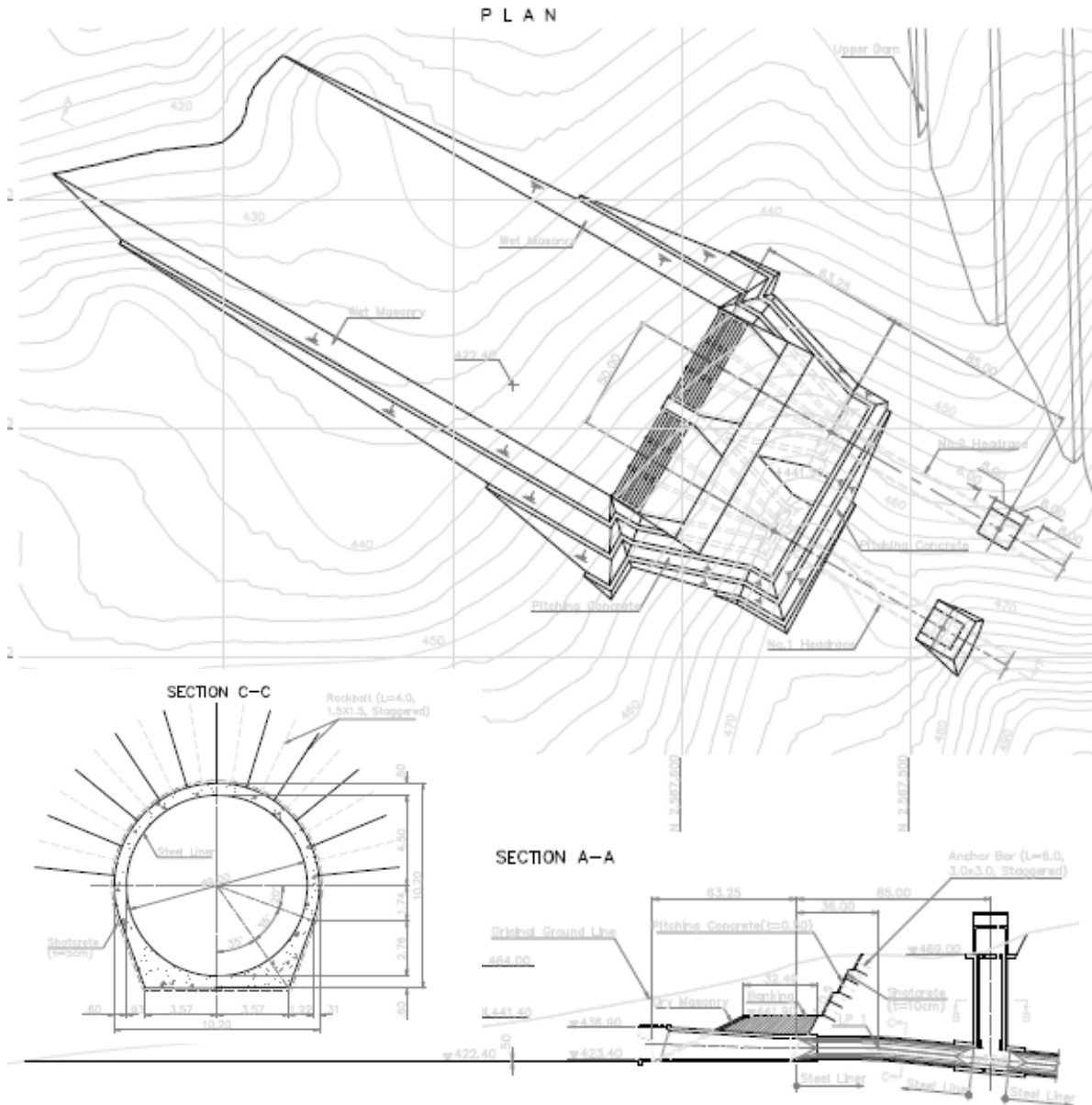


Figure 8.2.1-1 Intake

8.2.2 水路断面寸法

施工時の経済性（大断面の場合、工事費は増高）と運転開始後の経済性（小断面の場合、摩擦による発電時と揚水時の損失の増高）の両面を考慮した上で導水路の最適径が求められており、分岐部までの導水路管路の内径は 9.0m である。そのうち、運転開始後の経済性は運転時と発電

時の kWh 当りの単価をそれぞれ 6.59INR、3.70INR と仮定し検討されている。DPR で設定した導水路の最適径の検討結果は妥当である。

8.3 水圧管路ならびに水門

8.3.1 構造形式

水圧管路は本管 2 条の全線埋設型とし、発電所直上流で 4 条に Y 分岐させて経済的な鉄管ルートを経て水車に導水する。

延長約 180m の斜坑部を含む圧力水路トンネルの施工は、本邦内で多くの実績があり技術的に十分に可能と思料されるが、業者選定においては同種業務の実績の有無など資格審査を厳正に行う必要がある。

8.3.2 水圧鉄管

水圧鉄管の重量は以下の条件に基づいて算定。

- 水車中心における動水圧は静水圧の 30%を見込む
- 岩盤負担率は 30%とする
- 材質は ASTM A537CL2 と外圧が大きい箇所は ASTM 517F (HT80 クラス) とする
- 座屈防止のための補強材を設ける

DPR では一部に内径 9.0m のハイテンション鋼を用いた水圧鉄管として設計。よって、業者選定においては次の点に留意する必要がある。

- ハイテンション鋼を材料とした水圧鉄管ならびに Y 字分岐管の施工実績
- 大口径水圧鉄管ならびに Y 字分岐管の施工実績

8.3.3 水門・水圧鉄管数量

水門・水圧鉄管のリストを次表に示す。リストの品目ならびに数量は適正である。

Table 8.3.3-1 Metal Work List

1) Intake Equipment	Quantity
• Intake trashrack	: 6 sets
• Intake Auxiliary gate	: 2 sets
• Intake gate	: 2 sets
2) Steel Penstock and Steel liner of tailrace tunnel	
• Steel penstock	: 2 lanes to 4 lanes
• Steel liner of tailrace tunnel	: 4 lanes
3) Draft Equipment	
• Draft tube gate	: 4 sets

4) Tailrace Equipment	
• Tailrace trashrack	: 6 sets
• Tailrace gate	: 2 sets
5) Bottom outlet Equipment of Lower Dam	
• Bulkhead gate	: 1 set
• Auxiliary gate	: 1 set
• Main gate	: 1 set
6) Environmental Flow Equipment of Lower Dam (Irrigation & drinking water supply and environmental flow)	
• Auxiliary gate	: Each 1 set
• Main gate	: Each 1 set
• Steel conduit	: 1 set
7) Bottom outlet Equipment of Upper Dam	
• Trashrack	: 1 set
• Stoplog	: 1 set
• Auxiliary gate	: 1 set
• Main gate	: 1 set
• Steel conduit with environmental flow equipment of upper dam	: 1 set

8.4 地下発電所

8.4.1 構造形式

(1) 地下空洞

地質調査データより地下発電所地点の岩盤クラスはCHであり、地下大空洞を掘削するにあたり十分な強度を有する。また、それに応じた岩盤の支保パターンにて設計されている。この岩盤条件を考慮した上で、最も経済的な弾頭型断面が選定されており、地下空洞の形状は合理的である。

(2) 主変圧器室

変圧器を主機室と別空洞に収納する形式と同一空洞に収納する形式が考えられるが、DPRではプルリア揚水と同様に別空洞型を採用している。上記のとおり計画位置は硬岩であるため、別空洞での掘削であっても構造的な問題はない。よって形式選定は合理的である。

8.4.2 空間寸法

主機室の内空寸法は、幅、高さ、長さそれぞれ25m、55m、160mである。作業スペースを考慮しさらに他揚水発電所の空間寸法と比較検討の上設計されており合理的である。ただし、最終的な必要内空寸法は電気機械設備の限界寸法を考慮し、詳細設計段階での電気機械設備の仕様確定

後に、必要に応じて調整されることが望ましい。

同程度の地下大空洞は、本邦内で多くの実績があり技術的に十分に可能と思料されるが、業者選定においては同種業務の実績の有無など資格審査を厳正に行う必要がある。

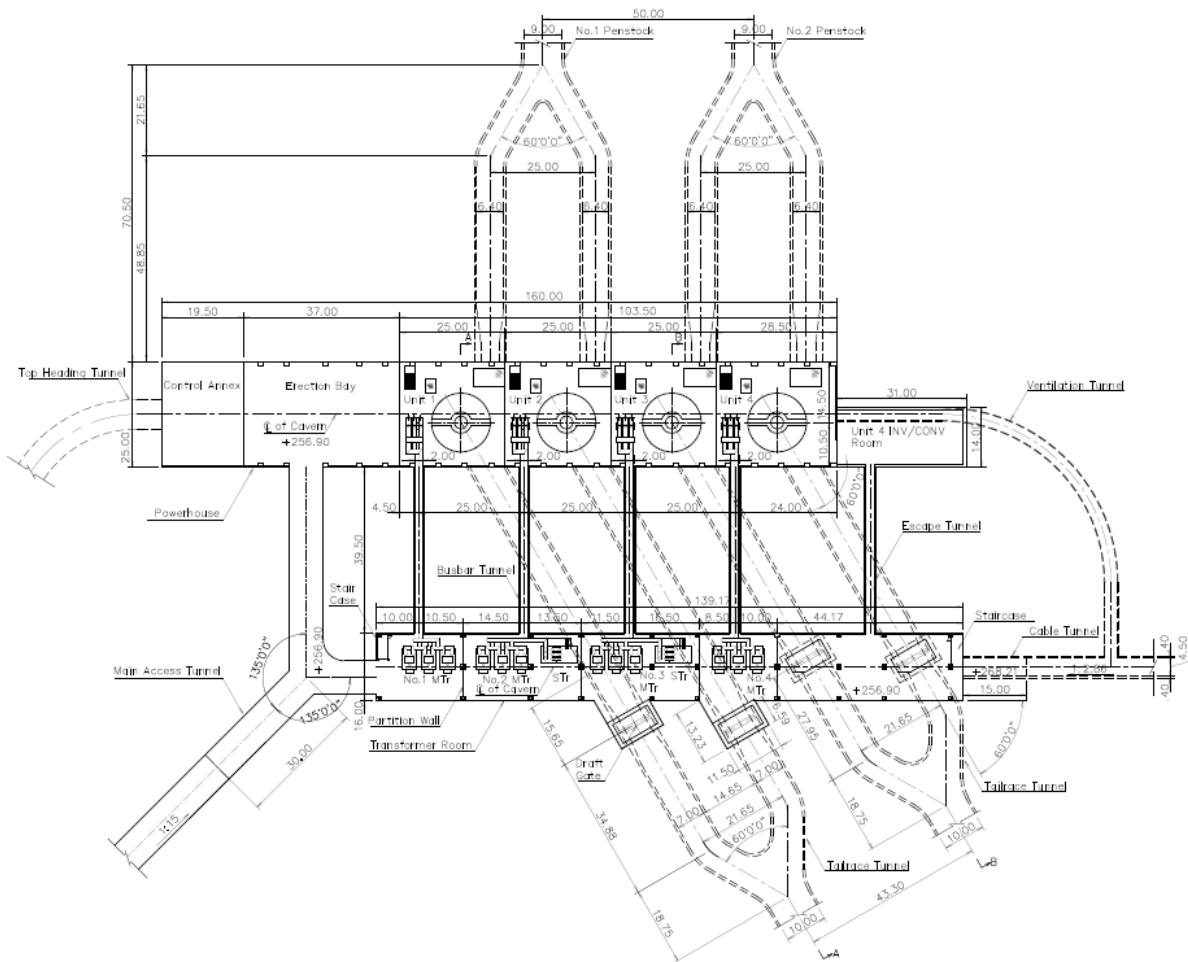


Figure 8.4.2-1 Powerhouse Plan

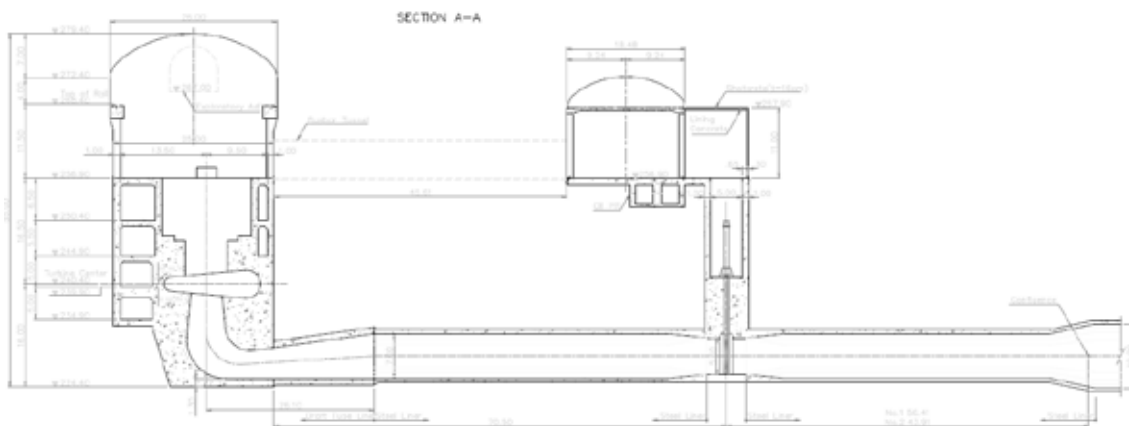


Figure 8.4.2-2 Powerhouse Profile

8.5 放水路

8.5.1 構造形式

4 条のドラフトトンネルを合流させて、2 条の放水路にて放水口に導流する。発電所から放水口までの水路延長は約 550m である。放水口はゲート立坑式、放水路はコンクリート巻立てタイプである。調圧水室のない形式の放水路である。

8.5.2 断面寸法

合流前後の内径はそれぞれ 7.0m、10.0m である。調圧水槽のない形式の放水路であるため、流速を十分に小さくする必要がある。その目安は流速と放水路延長の積が $3,000\text{m}^3/\text{s}$ であることから、設計流速は 5.5m/s である。その流速を満足する通水面積を確保するために放水路の内径が求められている。構造形式と断面の設計は以上より合理的である。

大口径の圧力水路トンネルの施工は、本邦内での実績があり技術的に十分に可能と史料されるが、業者選定においては同種業務の実績の有無など資格審査を厳正に行う必要がある。

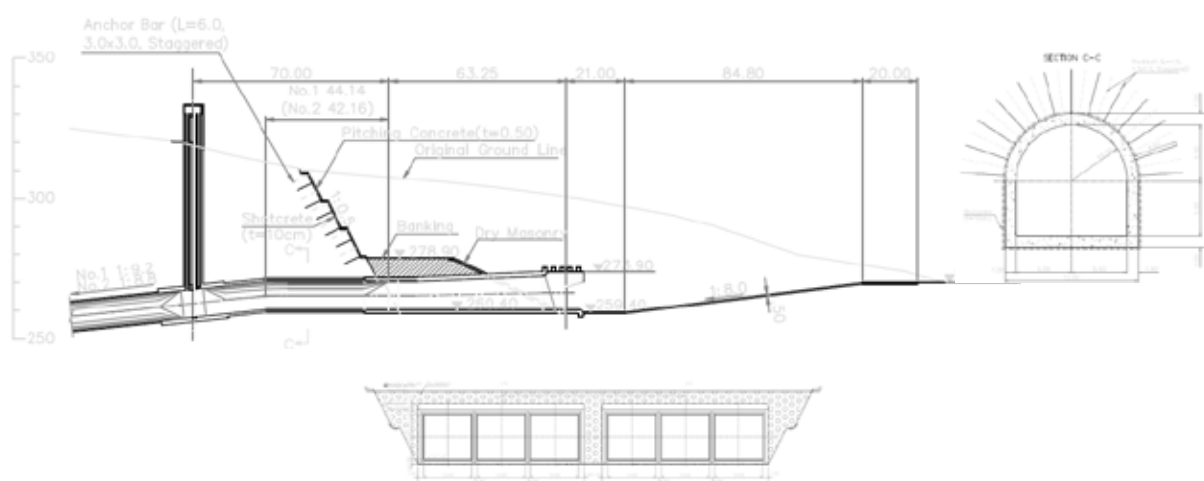


Figure 8.5.2-1 Tailrace Profile & Section and Outlet Section

8.6 放水口

8.6.1 一般事項

放水口は一条につき幅×高さが $13.0\text{m} \times 12.0\text{m}$ のものを 3 つ並列した形状であり、放水口より上流に放水口ゲートが設けられている。揚水時の流入流速は 0.86m/s と十分小さいことから下部調整池の浸食や灌漑用水への影響も少ないと考えられ合理的である。

8.7 土木設備のレビュー結果

DPR の土木設備についてレビューを行った結果、大きな設計変更等は不要であり DD にて詳細検討することで問題ない。なお、トンネル・地下空洞掘削ならびに水圧鉄管等の鋼構造物の業者選定においては、上記のとおり施工実績等を考慮することを推奨する。

第 9 章

電氣機械設備設計

第9章 電気機械設備設計

9.1 電気機械設備設計のレビュー

電気機械設備の設計内容については、Detailed Project Report(DPR)において詳述されているが、その妥当性を以下の通り確認した。

9.1.1 ポンプ水車の形式

ポンプ水車の形式については、一般的に落差と出力から最適な水車形式が選定される。

本プロジェクトにおいても、水車選定図から有効落差 146.4m、出力 250MW における最も適切な水車形式として Francis type の水車が選定されている。

9.1.2 水車出力とポンプ入力

水車出力とポンプ入力の決定にあたり、最大使用水量、最大揚水量など最も厳しい条件の下で運転性能を満たすように算出された値であることを以下のとおり確認した。

(1) 水車出力 (Pt)

$$Pt = 9.8 \times Qt \times Ht \times \eta_t = 9.8 \times 197.0 \times 146.4 \times 0.904 = 255,500\text{kW}$$

ここで、

Pt : 水車定格出力

Qt : 1台あたりの最大使用水量 = 197.0 m³ / s

Ht : 基準有効落差 = 146.4m

t : 水車効率 = 90.4%

(2) ポンプ入力 (Pp)

最大ポンプ入力は次のように計算される。

$$Pp = 9.8 \times Qp \times Hp / \eta_p = 9.8 \times 196.7 \times 136.2 / 0.921 = 285,000\text{kW}$$

ここで、

Pp : 最大ポンプ入力

Qp : 最大揚水量 = 196.7m³ / s

Hp : 最低有効落差 = 136.2 m

p : ポンプ効率 = 92.1%

PPSP の経験よりポンプ効率は 0.921 とみなされる。

(3) 水車センター

ポンプ水車の設計にあたっては、最も重要な設計条件として土木の設計諸元に基づく基準落差、使用水量を考慮したうえでランナブレードにキャビテーションを発生させないように水車センター（据付け位置）を決定しなければならない。

そのために、Lower Reservoir Water Level とランナ下端との差、Static Suction Head (Hs) を求める必要がある。

Hs の算出式は以下の通りである。

$$H_s = H_b - H_v - \sigma_p \times H_p$$

ここで、

H_b : 気圧 10m (発電所の Elevation から求められる)

H_v : 30 での蒸気圧 = 0.4m

p : キャビテーション係数 = 0.25 (IS12800 : Indian standard から得られる)

H_p : 揚水時の最大揚程 186.9m (キャビテーションに最も厳しい条件)

Hs は以下のように計算される。

$$H_s = 10 - 0.4 - 0.25 \times 186.9 = -37.1\text{m}$$

ランナ下端とランナの中心との差が 1.9m と評価されており、水車センターレベルは、Lower Reservoir の最低水位より - 35.2m の位置となるが、Hs はある程度のマージンが必要であり、5m のマージンを取って最終的に最低水位より - 40m の位置としているのは妥当である。

9.1.3 発電電動機

(1) 発電電動機の形式

発電電動機の形式は 250MW 級の体格、回転数 187.5min^{-1} を考慮して、最も適切な三相交流同期発電電動機、縦軸回転界磁形、密閉式リムダクト空冷準傘型が採用されている。

(2) 主要設計値

発電機 - 電動機の容量は、水車出力、ポンプ入力、および無効電力およびシステム安定度の調整能力によって決定される。

発電電動機の力率は通常、系統の調相能力を考慮して発電側では 0.90 から 0.95 遅れ、電動機では 0.95 から 1.0 に選択される。

本プロジェクトで以下の値が採用されるのは妥当な選択である。

発電機側 : 0.90 (遅れ)

電動機側 : 0.95 (進み)

1) 発電機容量

発電機出力は、次の式で計算される。

$$P_g = P_{\text{tover}} \times g / P_{fg} = 280,600 \times 0.98 / 0.90 = 306\text{MVA}$$

ここで、

g : 発電効率= 98%

P_{fg} : 発電機の力率= 0.90 遅れ

2) 電動機容量

$$P_{\text{mout}} = P_p + 5\% \text{ マージン} = 285,000 \times 1.05 = 300\text{MW}$$

$$P_{\text{mc}} = P_{\text{mout}} / (m \times P_{\text{fm}}) = 300 / (0.98 \times 0.95) = 321\text{MVA}$$

ここで、

P_{mout} : 電動機出力

P_{mc} : 電動機容量

P_p : 最大ポンプ入力= 285,000kW

m : 電動機効率= 98%

P_{fm} : 電動機力率= 0.95

各発電機、電動機の効率については、最新の機器のデータを反映した場合、さらに高い値を採用できる可能性があり詳細設計において検討される。

9.1.4 主要変圧器

(1) 主要変圧器の形式

屋内形油入三相（単相×3）交流変圧器を採用。価格・輸送を考慮して単相3台とする3相交流変圧器は妥当と考える。

(2) 主要変圧器の容量

変圧器の容量は、発電機最大出力、電動機最大入力、発電所内容量および励磁変圧器容量を考慮して決定されており、妥当である。

本プロジェクトの変圧器容量は、以下の条件から330MVAに決定された。

- 発電機電動機容量 : 321 MVA (電動機側)
- 励磁機 Tr 容量 : 1.3MVA
- 所内 Tr 容量 : 7 MVA

また、揚水時のSFC (Static Frequency Converter) の容量は、短時間過負荷耐量として考えられている。

主要変圧器の配置図を Figure 9.1.7-1 ~ 9.1.7-3 に示す。

9.1.5 400kVXLPE ケーブル

主要変圧器と屋外 GIS との間を接続するために、地下の変圧器室から屋外の Switchyard に、ケーブルトンネルを介して 400kV XLPE ケーブルを敷設する。DPR では、ケーブルルート of の長さを約 350m と見積もっている。

(1) ケーブル敷設条件

ケーブルトンネル内のケーブルラック上に蛇行と依積みでクリートで固定する。Switchyard 側のケーブルシースはしっかりと接地して、主要変圧器側のケーブルシースは接地装置、例えばギャップレス避雷器を介して接地される計画であり、安全性は確保されている。また定格データも規程の計算方法で算出されており問題は無い。

二次側の主要変圧器の定格電流は、定格容量と電圧に基づいて 476A と算出され、400kV Switchyard での最大三相短絡電流は CEA のガイドラインに基づいて 50kA と評価される。400 kV XLPE ケーブルの導体サイズは、これらのパラメータに基づいて 630 mm² と決定された。

400 kV XLPE ケーブルの主要な定格は以下の通りである。

- 定格電圧：400kV
- 導体サイズ：630mm²
- ケーブルの外径：120 mm
- 最高動作温度：90°C
- 定格電流：1,010A
- 短時間電流容量：63.7kA (2 秒)
- システム基本インパルス絶縁レベル：1,425kV
- 回線数：4 ccts + 1 予備ケーブル

Figure 9.1.7-5 にケーブルトンネル、および Switchyard の平面図を示す。

9.1.6 Switchyard Equipment (GIS)

(1) 構成

Switchyard は 400 kV のガス絶縁開閉装置 (GIS) タイプで、送電線の将来の拡張のために 2 フィーダを含む 9 フィーダの二重母線構成である。

GIS の線は、400kV 電力ケーブルから接続される 4 つの主回路、送電線 4 回線、および 1 カ所の BusTie 接続で構成される。

それぞれ CB、DS、ES、計器用変圧器などで構成されている。

GIS 機器のガス監視、点検および分解のために、他の密閉セクションから完全に隔離され、GIS の筐体は、アルミニウム合金、非磁性ステンレス鋼または鋼板で構成されており、磁場による渦電流経路を避けるために設けられている。

また、次のような問題の対策として、接続部には蛇腹が取り付けられている。

- 1) 温度変化によるエンクロージャの膨張と収縮
- 2) スイッチング装置の動作による振動
- 3) 基礎の不均衡な設定による寸法誤差

母線構成は将来の増設を考慮した設計であり、GIS は Purulia 揚水発電所で採用された実績もあることから導入に問題は認められない。

Figure 9.1.7-6 に GIS の配置図を示す。

9.1.7 可変速機基本設計

Detailed Project Report (DPR)では、CONSIDERATION OF VARIABLE SPEED OPTIONS として可変速機を導入した場合の基本設計として以下の項目について考察を行っている。

- (1) 回転数とポンプ入力調整可能範囲
- (2) 二重連動励磁方式の選定
- (3) ポンプ起動方法
- (4) ポンプ水車ランナの設計
- (5) 二重負荷励磁システムの設置余裕
- (6) ブラックスタート能力

いずれの項目も可変速機を検討する上で必要な検討項目である。

回転数とポンプ入力調整可能範囲は、設計値として $\pm 5\%$ の範囲で周波数調整が可能となるような設計がされており、日本で稼働している同規模クラスの可変速機と同等の設計である。

また他の項目についても日本の稼働実績を踏まえた設計値を採用しており、問題は認められない。

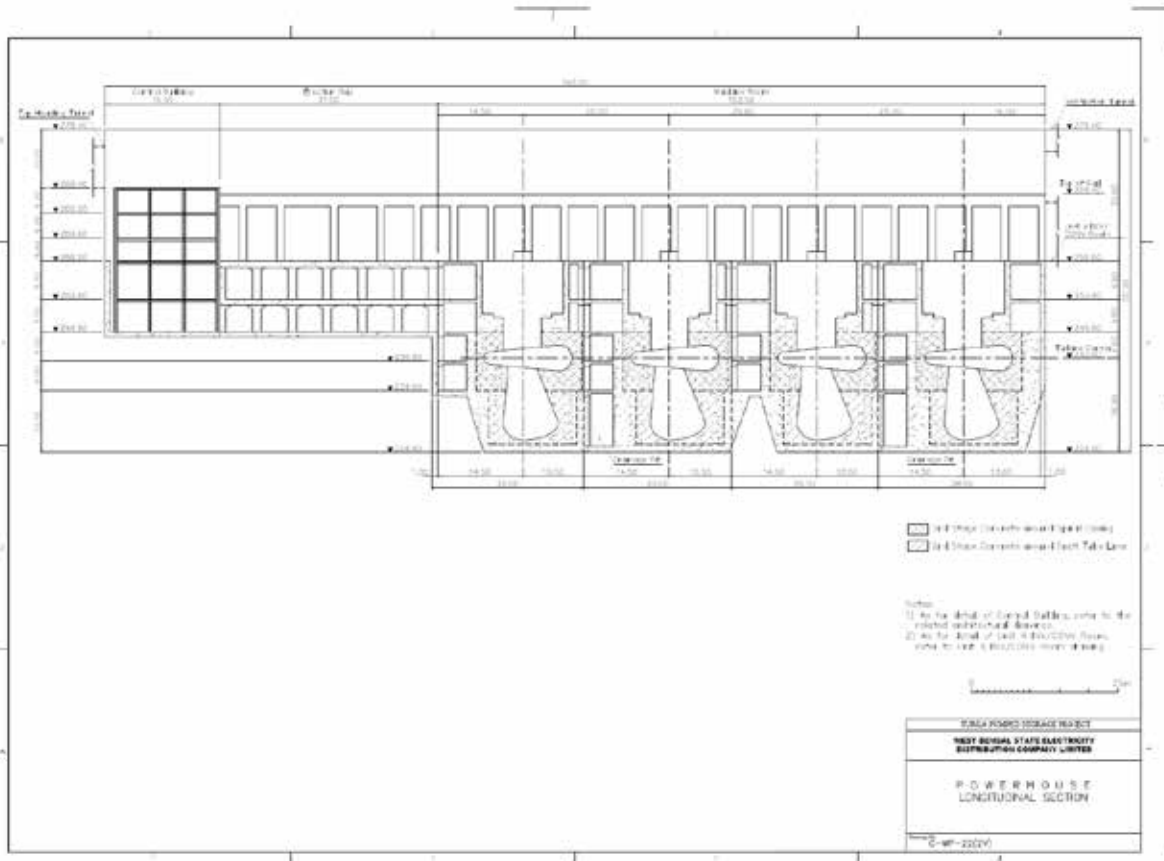


Figure 9.1.7-1 Power House Longitudinal Section

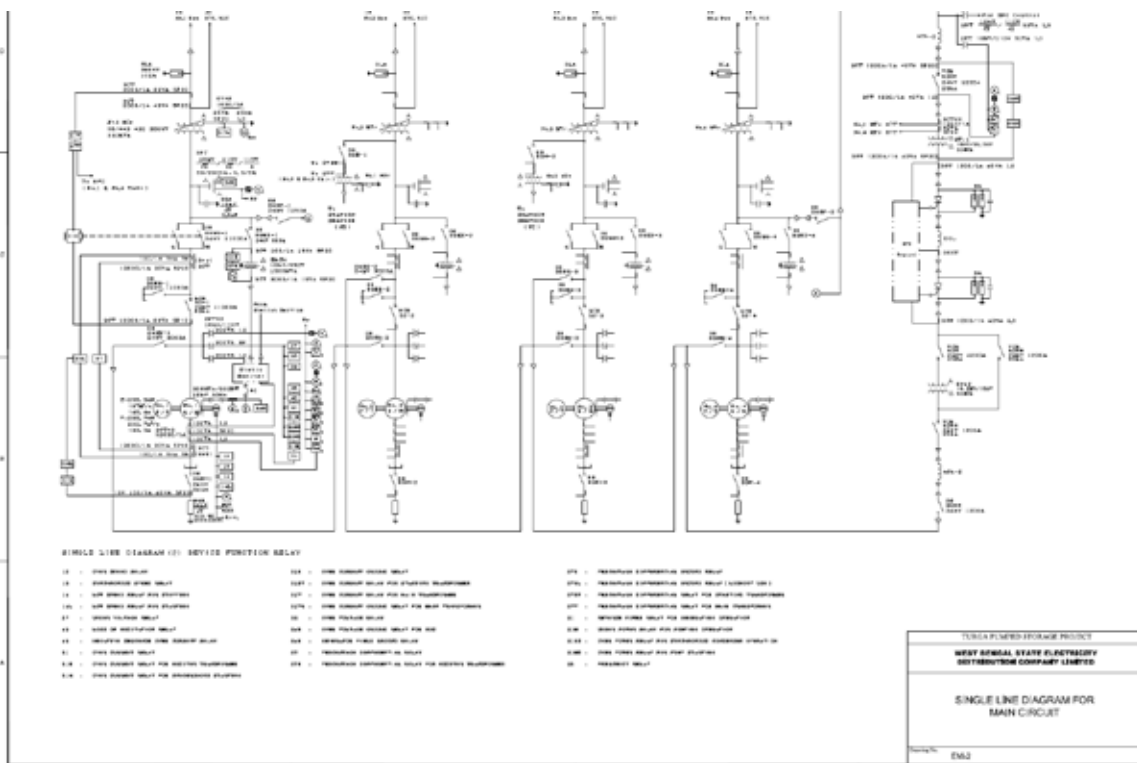


Figure 9.1.7-2 Single Line Diagram For Main Circuit

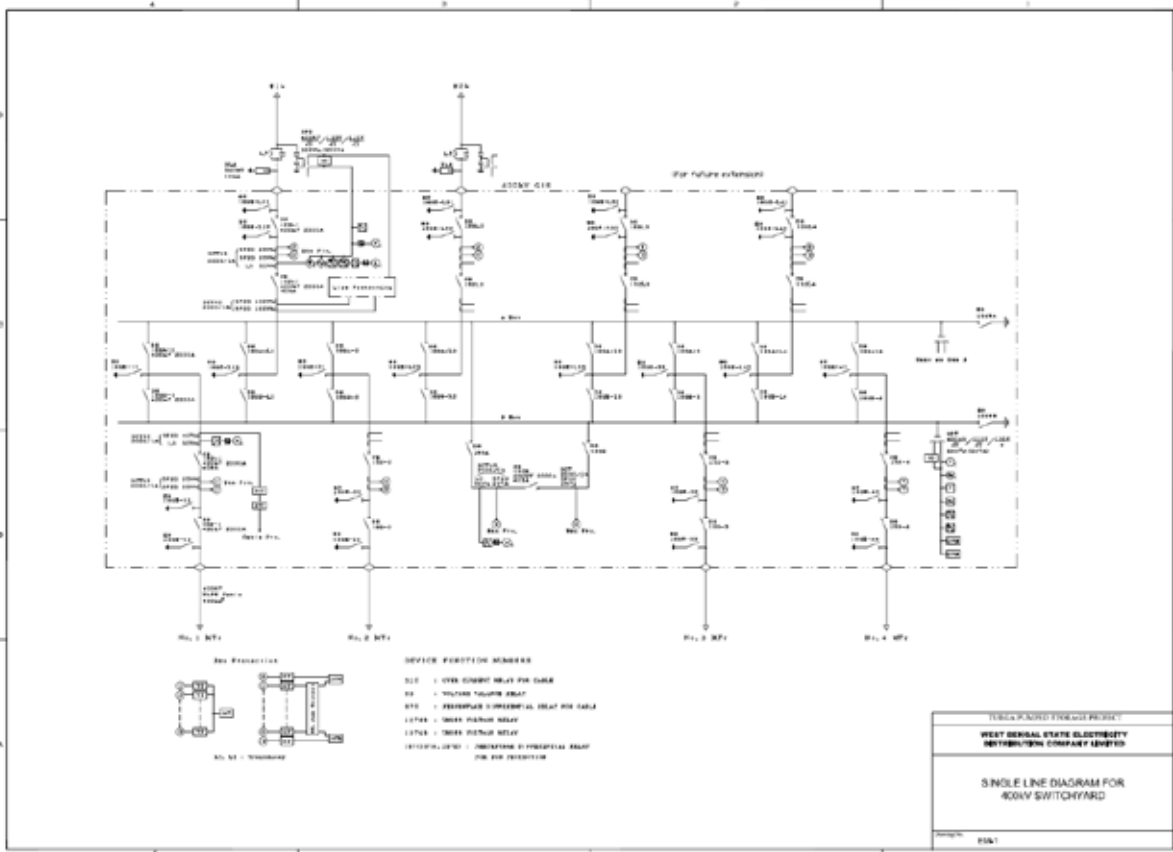


Figure 9.1.7-3 Single Line Diagram for Switchyard

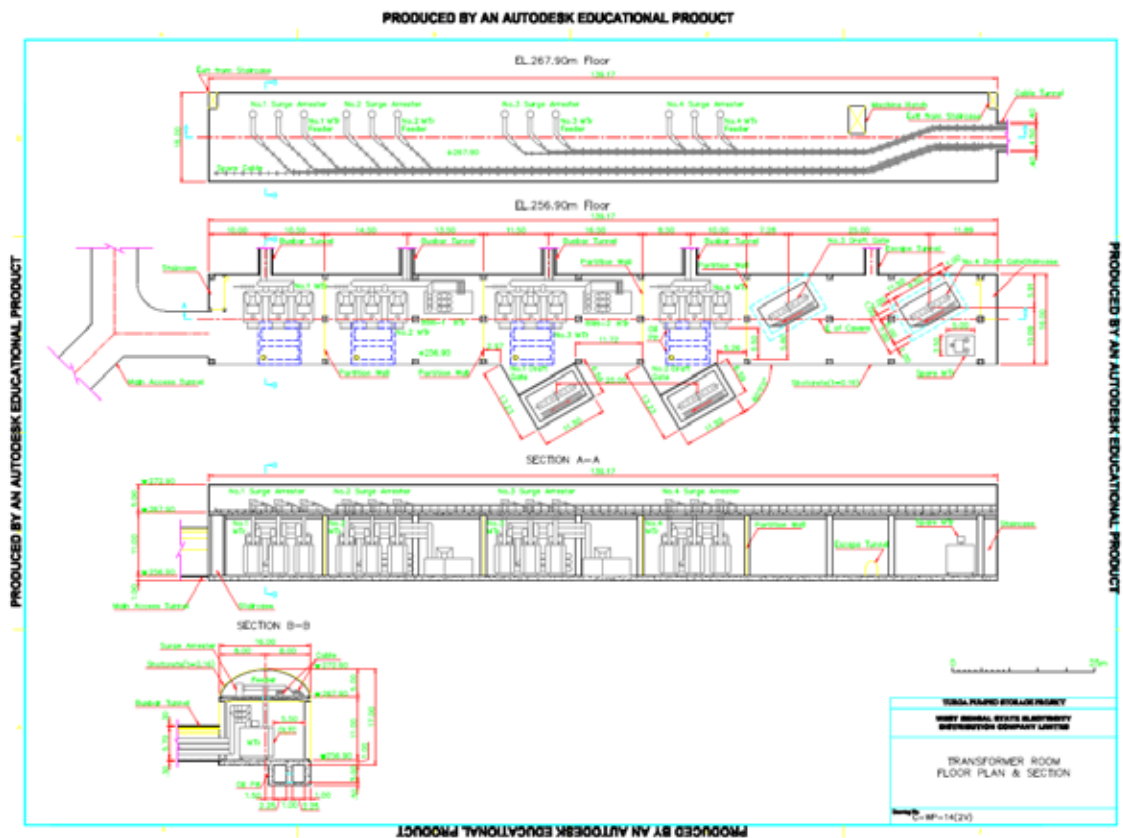


Figure 9.1.7-4 Main Transformer Floor Plan

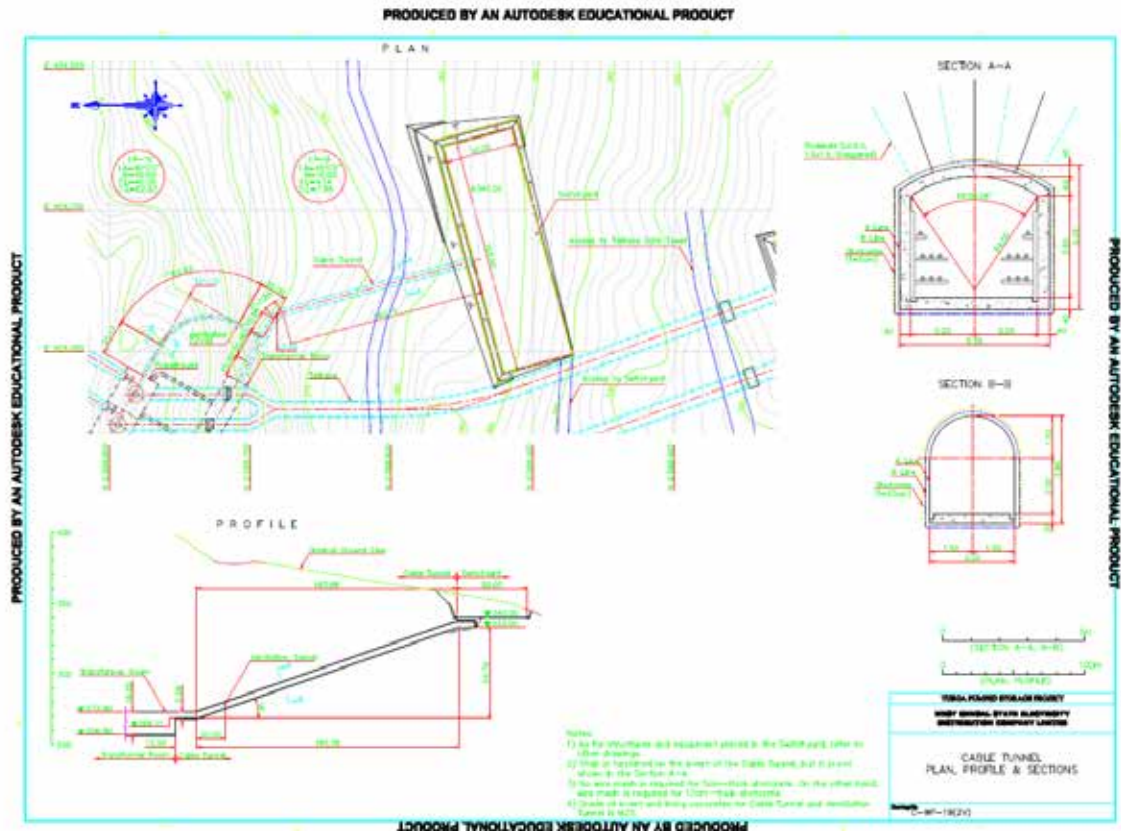


Figure 9.1.7-5 Cable Tunnel Plan and Section, Switchyard Plan

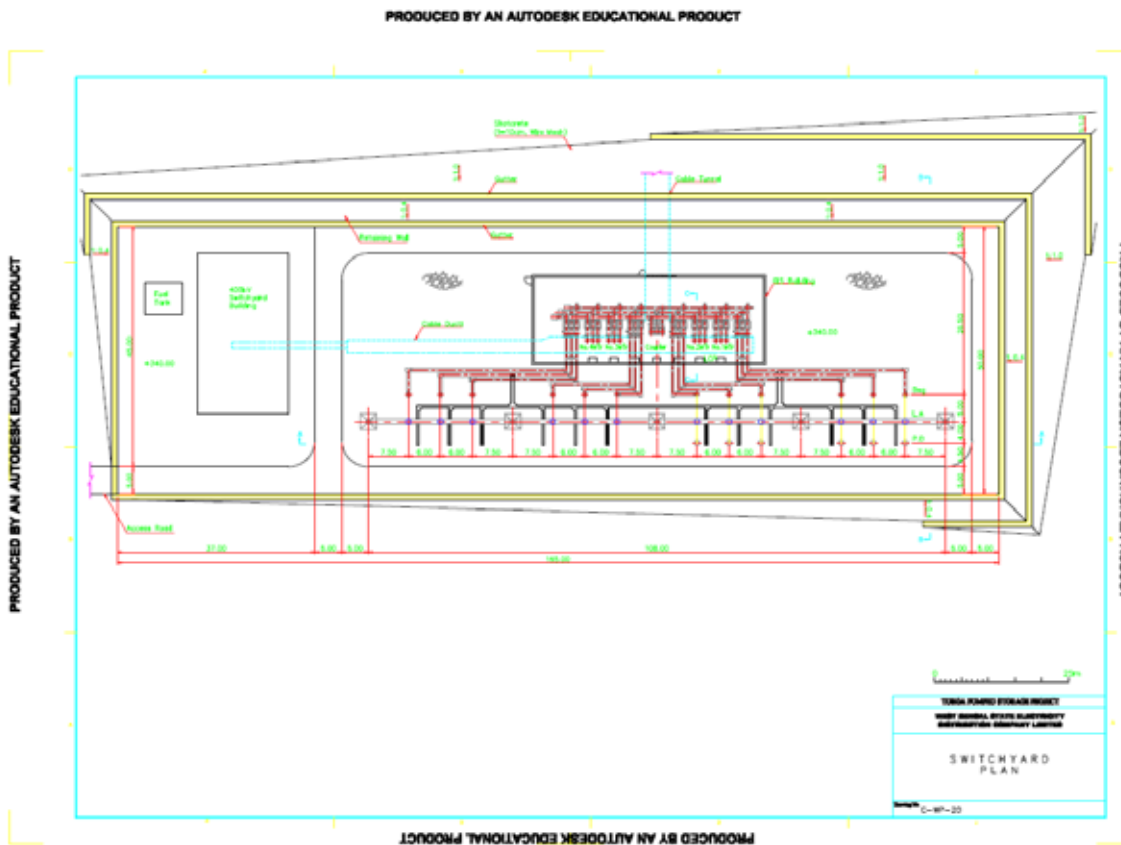


Figure 9.1.7-6 GIS Floor Plan

9.2 可変速揚水技術活用に関するインド国及び West Bengal 州の方針

インド政府の電力政策については、CEA (Central Electricity Authority) が 2016 年 12 月に Draft National Electricity Plan 2016 (NEP2016) を発行した。

これは 2003 年に施行された電力法に基づき 5 年に一度実施される電力政策の見直しの一環であり、本年第二次現地調査において WBSEDCL にその後の状況をヒアリングした結果、CEA の方針に変更はないことが確認された。

その計画の中でインド全体の再生可能エネルギーは、2016 年 3 月時点で太陽光発電 (PV)、風力他を合計して 42,849.38MW となっている。PV については 6,762.85MW であり再生可能エネルギー全体の 16% に過ぎない。

しかし、計画ではその後 2022 年までに再生可能エネルギーを 175GW にまで増加する計画であり、PV は 100GW となり再生可能エネルギー全体の 57% を占めることになる。

再生可能エネルギーのうち PV の大量導入が進んだ場合、以下の問題点が指摘されている。

- 系統に対する不安定化電源の増加によって系統安定化のための発電設備が必要となる。
- 昼間の需要に対して PV による発生電力が供給過剰となり、発電量の抑制、需要電力量の増加が必要となる。
- 発電量の抑制として、従来火力発電の抑制や再生可能エネルギーの解列が必要になり、結果的に PV の設備利用率が減少する。
- 配電系統の電圧変動や急激な余剰電力の増加によって電力の需給バランスが崩れ、周波数の急激な上昇等により停電のリスクが増大する。

以上の問題点に対する最適解として適切な規模の可変速揚水発電が有効との考え方から、引き続き CEA は、再生可能エネルギーの増加に伴う系統の不安定化 (ramping) に寄与する可変速揚水発電の導入に積極的であり、WBSEDCL もその方針を変えていない。

WBSEDCL における PV の導入計画は Table 9.2-1 のとおりである。

2017 年から 2018 年の発電設備量は 94MW、2020 年においては 387MW に増加する計画であるが、インド全体の 100GW に対して 0.39% に過ぎない。

一方で、RPO (Renewable Purchase Obligation) に基づく WBSEDCL の再生可能エネルギーの導入状況および今後の計画は Table 9.2-2 のとおりである。

2015 から 2016 年における再生可能エネルギーの購入目標が消費電力量の 5%、1149.55MU であるのに対して実際に購入した電力量は 1381.77MU となっており、目標を超えて購入電力量が電力需要の一翼を担っていることがわかる。PV 電力の購入状況は購入義務 5% に対して、計画では 0.2% に過ぎなかったが、実際に購入した電力量は PV が 78.49MU で購入義務量の 6.8%、購入した再生可能エネルギー全体の 5.7% を占めている。

インド全体で見れば再生可能エネルギーは西部に偏在しているものの、連系線を活用した調整力の調達も視野に入れた計画として評価できる。

West Bengal 州においては、インド西部に比較して再生可能エネルギーの比率は低いものの、電

力需要に対する PV 供給量の増加傾向が見られる。

WBSEDCL は、引続き PV の購入量を増やしていく計画であり、2021 年には RPO の購入義務量 140,000MWh に対して 298,000MWh として 2 倍以上の購入量を見込んでいる。

Table 9.2-1 Cogeneration and Renewable Purchase Obligation and achievement by different licensees under the purview of WBERC For Fy2015-2016

SL No.	Distribution Licensees	Total consumption of electricity (in MU)	Target RPO %				Power purchased during the year		RECs purchased during the year		RPO % Met during the year	
			Solar RPO %	Total RPO %	Solar Purchase Obligation (in MU)	Total Purchase Obligation (in MU)	Solar	Non - Solar	Solar	Non Solar	Total	Solar
							(in MU)	(in MU)	(in MU)	(in MU)	(in %)	(in %)
1	WBSEDCL	22991	0.20%	5.00%	45.98	1149.55	78.49	1303.28	0	0	6.01%	0.34%
2	CESC Ltd	9225	0.20%	5.00%	18.45	461.25	1.27	46	0	0	0.51%	0.01%
3	DPL	1903.74	0.20%	5.00%	3.81	95.19	6.02	0	0	0	0.32%	0.32%
4	IPCL	799.13	0.20%	5.00%	1.6	39.96	0.59	0	0	0	0.07%	0.07%
5	DVC	6409	0.20%	5.00%	12.82	320.45	13.39	0	0	1.5	0.23%	0.21%

(source: WBERC (West Bengal Electricity Regulatory Commission) Home Page)

Table 9.2-2 Renewable Purchase Obligation of WBSEDCL

(内部情報につき非公開)

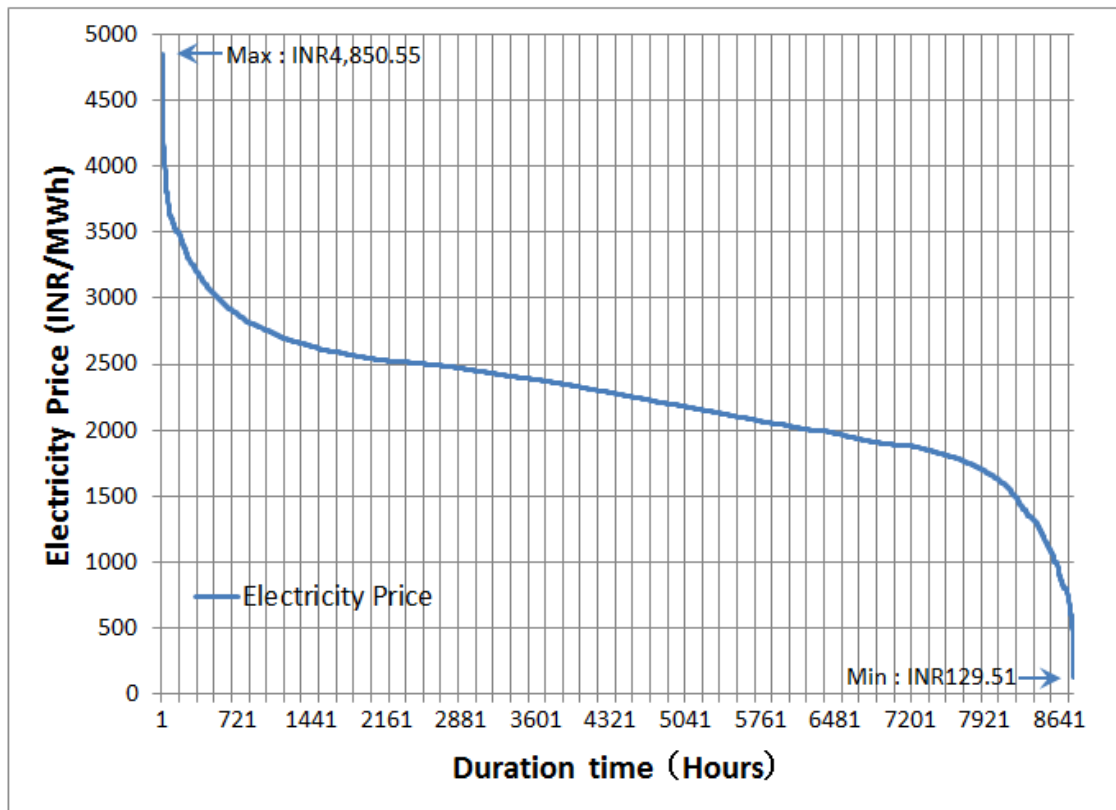
(source: Information Handed Over By WBSEDCL on Nov.27, 2017)

9.3 発電容量 (1,000MW) の必要性

9.3.1 DPR 時の選定根拠

需要予測より Turga 揚水発電所の運転開始年以降でピーク供給電源に期待されるピーク継続時間を 5 時間 / 日と判断し、開発規模が大きいほど経済性が上がるとの経験則に基づき、下池貯水容量を最大限活用できる使用水量から開発規模 1,000MW が算出されている。

この判断の背景として、ピーク供給力としてのニーズに加え、Figure 9.3.1-1 に示す 2016-17 年の West Bengal 州の電力市場価格から推察されるように、経済揚水を成立しやすい需給構造・市場環境になっていることが挙げられる。一般に揚水発電設備が属するピーク電源の経済的な年間運転時間は 900-1,800 時間程度 (年間の 10-20%) といわれており、仮に上位 10% と下位 10% の電力市場価格実績に着目すると、上位側が INR2,800 から INR4,850、下位側が INR130 から INR1,700 のレンジとなり、経済揚水運用によって INR2,700 から 3,000 程度の値差を改善できるポテンシャルがある。



(source: Compiled by study team based on operational records provided by WBSEDCL, 2018)

Figure 9.3.1-1 Electricity market price records on 2016-17

参考として WBSEDCL が保有する Purulia 揚水発電所の 2016-17 年における運転時間を確認したところ、Figure 9.3.1-2 のようにピーク電源としてはかなり長時間運転されていた。また、Purulia 揚水発電所の運転状況、需要、電力市場価格を Annexure 9-1、9-2 のように時系列で整理すると、ピーク電源として点灯ピーク帯にほぼ毎日のように活用されているだけでなく、電力市場価格の変化にあわせた運用もなされていることが確認された。

(内部情報につき非公開)

(source: Compiled by study team based on operational records provided by WBSEDCL, 2018)

Figure 9.3.1-2 Operational records of Purulia PSP on 2016-17

3.2 節で述べられているように、当面年率 4-5% で需要の増加が見込まれる状況を考慮すると、運転開始想定年ではピーク供給力として 1,000MW の必要性は少ないものの、それ以降も供給力へのニーズが当面継続するので、系統側の制約や連系電圧の変更等、大規模な系統対策を伴わない範囲であれば、経済性を損なわない範囲で最大規模の開発をするという考え方は一定の理解が得られるものであるといえる。

9.3.2 需給見通しおよび電源開発計画

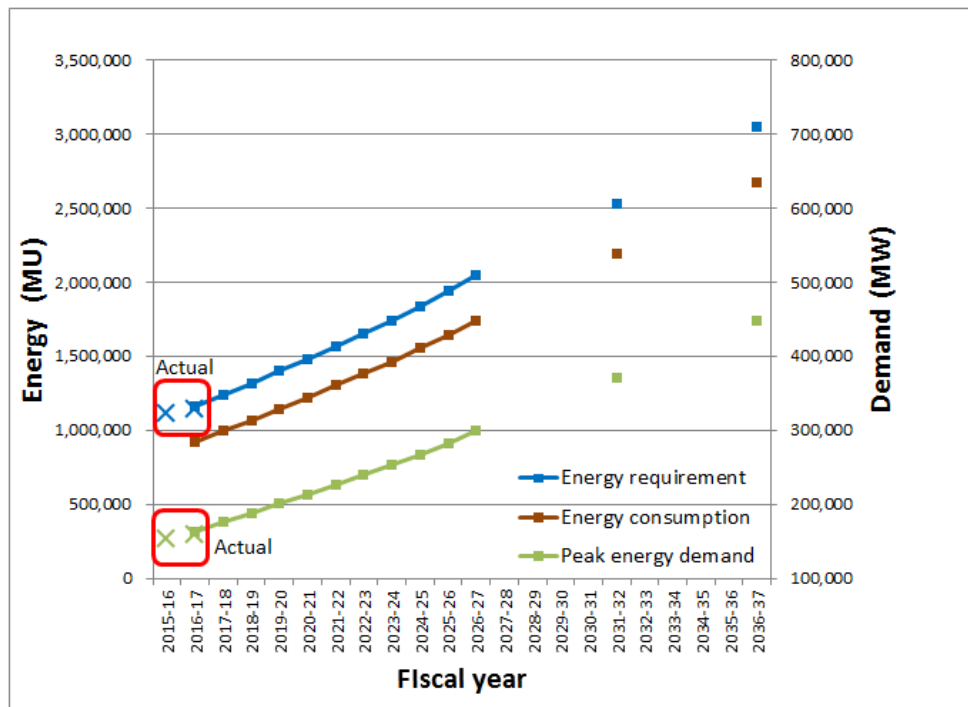
(1) インド全土

2017年1月にリバイスされた 19th Electric Power Survey of India (EPS)によると、インド全土の需給見通しは Table 9.3.2-1 および Figure 9.3.2-1 の通りとなっており、向う20年間のエネルギー需要および電力需要は Table 9.3.2-2 の通り高い伸びが予想されている。

Table 9.3.2-1 Demand projection between FY2016 and FY2036

Particulars	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2031-32	2036-37
Energy requirement		1,160,429	1,240,760	1,317,962	1,399,913	1,483,257	1,566,023	1,650,594	1,739,618	1,836,001	1,939,111	2,047,434	2,530,531	3,049,478
Actual	1,114,408	1,142,929												
Energy consumption		920,837	994,382	1,066,989	1,144,579	1,222,286	1,300,486	1,380,197	1,463,505	1,551,066	1,644,635	1,743,036	2,192,305	2,672,302
Peak energy demand		161,834	176,897	188,360	200,696	213,244	225,751	238,899	252,288	266,844	282,418	298,774	370,462	447,702
Actual	153,366	159,542												

(source: Compiled by study team based on 19th EPS & Load Generation Balance Report (LGBR) 2017-18, CEA, 2017)



(source: Compiled by study team based on 19th EPS & LGBR2017-18, CEA, 2017)

Figure 9.3.2-1 Demand forecast (All India)

Table 9.3.2-2 Compounded annual growth rate (CAGR) of future energy and demand

Particulars	For 5years	For 10years	For 15years	For 20years
Energy requirement	6.99%	7.64%	7.87%	8.14%
Peak energy demand	7.90%	8.46%	8.59%	8.83%

(source: Compiled by study team based on 19th EPS & LGBR2017-18, CEA, 2017)

一方、現在取り纏めが行われている 13th National Electricity Plan (NEP)のドラフト版によると、こうした需要の伸びに合わせた電源開発は Table 9.3.2-3 の通り計画されており、Table 9.3.2-4 の通り供給力は確保される見通しとなっている。

Table 9.3.2-3 Power development plan on 19th NEP (Draft)

(Unit : MW)

Fuel type	Actual		Projected capacity by 19th NEP(Draft)				
	on 2016.3	on 2017.3	on 2017.3	on 2021-22	Addition	on 2026-27	Addition
Hydro	42,783	44,478	44,498	59,828	15,330	71,828	12,000
Coal + Lignite	185,173	192,163	198,488	248,513	50,025	248,513	0
Gas	24,509	25,329	25,628	29,968	4,340	29,968	0
Diesel	994	838					
Nuclear	5,780	6,780	7,280	10,080	2,800	14,880	4,800
Sub total (Conventional)	259,238	269,588	275,894	348,389	72,495	365,189	348,389
Wind	26,777	32,280	30,967	60,000	29,034	100,000	40,000
Solar	6,763	12,289	18,763	100,000	81,237	150,000	50,000
Bio Mass	8,110	8,296	5,446	10,000	4,554	17,000	7,000
Small Hydro	4,273	4,380	4,498	5,000	502	8,000	3,000
Sub total (RES)	45,924	57,244	59,674	175,000	115,327	275,000	100,000
Total	305,163	326,833	335,568	523,389	187,822	640,189	448,389

(source: Compiled by study team based on 13th NEP (Draft) & LGBR2017-18, CEA, 2016 & 2017)

Table 9.3.2-4 Load generation balance projection

(Unit : MW)

Particulars	on 2017.3	on 2021-22	on 2026-27
Demand	161,834	225,751	298,774
Installed capacity	335,568	523,389	640,189
Conventional	275,894	348,389	365,189
RES	59,674	175,000	275,000
Difference	173,734	297,638	341,415
Reserve margin	107%	132%	114%

(source: Compiled by study team based on various reports)

インド国における今後の電源開発は再生可能エネルギーを中心に据えているため、石炭火力の開発については着工中の 50,025MW を見込むものの新規開発分は計上されておらず、2017年から2027年までの従来型電源の計画は、実質水力27,330MW、ガス4,340MW、原子力7,600MWの合計39,270MWに留まり、当該期間の需要増加分136,940MWの30%弱（建設中の石炭火力を含める89,295MW、65%）となっている。

こうした状況を踏まえると、政府の強力なリーダーシップによって再生可能エネルギーの導入は引き続き進むものの、供給信頼度を確保する観点からは安定して発電が期待できる従来型

の電源開発は着実に進める必要があり、既に水力発電開発計画に織り込まれている Turga 揚水発電設備も計画通りの出力（1,000MW）で開発を進めるべきである。

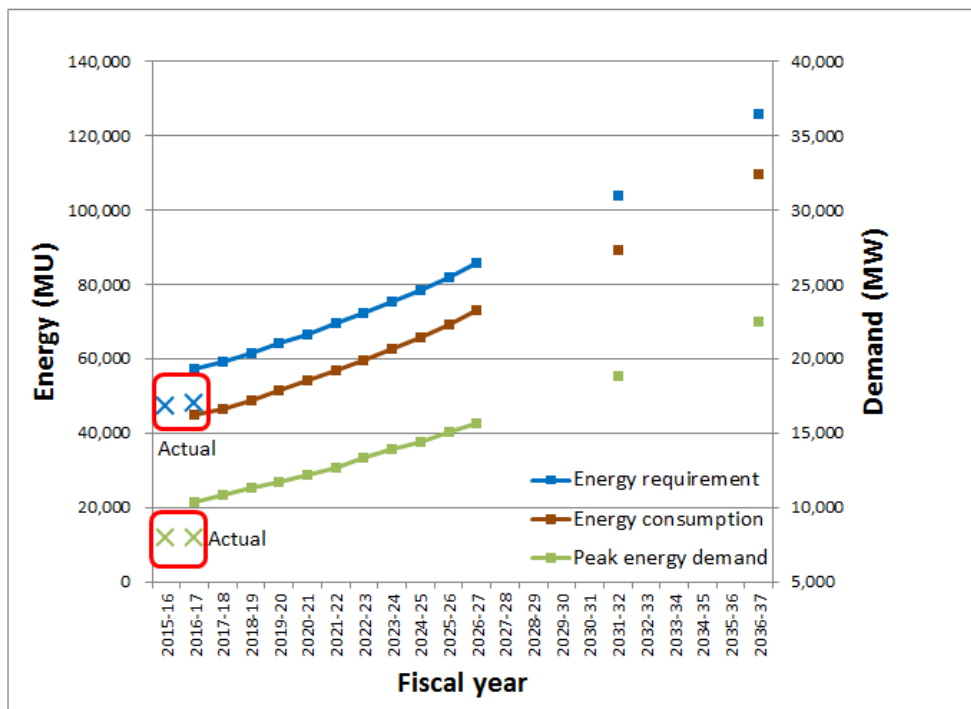
(2) West Bengal 州

直近の需要は伸びていないようであるが、19th EPS によると、West Bengal 州の需要見通しは Table 9.3.2-5 および Figure 9.3.2-2 の通りとなっており、向う 20 年間のエネルギー需要および電力需要はインド全土の想定よりは低いものの、Table 9.3.2-6 の通り堅調な伸びが予想されている。

Table 9.3.2-5 Energy and demand projection during FY2016 and FY2036

Particulars	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2031-32	2036-37
Energy requirement		57,342	59,148	61,485	63,979	66,634	69,361	72,222	75,264	78,463	81,915	85,590	103,722	125,708
Actual	47,359	47,949												
Energy consumption		44,710	46,572	48,866	51,334	53,952	56,644	59,493	62,516	65,733	69,176	72,848	89,315	109,504
Peak energy demand		10,383	10,817	11,267	11,724	12,191	12,688	13,318	13,873	14,435	15,065	15,680	18,827	22,461
Actual	7,905	7,931												

(source: Compiled by study team based on 19th EPS & LGBR2017-18, CEA, 2017)



(source: Compiled by study team based on 19th EPS & LGBR2017-18, CEA, 2017)

Figure 9.3.2-2 Demand forecast (West Bengal state)

Table 9.3.2-6 CAGR on future energy and demand

Particulars	For 5years	For 10years	For 15years	For 20years
Energy requirement	4.19%	4.93%	5.39%	5.96%
Peak energy demand	4.44%	5.10%	5.42%	5.82%

(source: Compiled by study team based on 19th EPS & LGBR2017-18, CEA, 2017)

2016-17年実績と需要見通しでは約2,500MW（25%）の差が生じているため、13th NEP 最終版では多少見直しがあると思われるが、想定された各期間の需要増加量はほぼ変化しないと仮定すれば、2021-22年および2026-27年までにそれぞれ2,300MW、5,300MWの電源開発・供給力確保が必要となる。

一方、同州の2026-27年までの電源開発計画は、水力開発と再生エネルギー開発のみとなっており、従来型の電源開発となる水力開発については Central sector によって進められている Ramman-III プロジェクト（4×30MW）のみで、それ以外の開発は全て再生可能エネルギーとなっており、その内訳は Table 9.3.2-7 の通り大半が太陽光発電であった。

（但し、13th NEP Vol.2 Transmission では更に火力開発が300MW 想定されていた。）

Table 9.3.2-7 Renewal energy potential and development target in West Bengal state

(Unit : MW)

Particulars	Solar power	Wind power	Small hydro	Biomass	Total
Potential	6,260	22	396	544	7,222
Target on 2022	5,336	0	50	0	5,386

(source: Compiled by study team based on 13th NEP(Draft), CEA, 2016)

Table 9.3.2-8 の通り、2017年3月31日時点の West Bengal 州の設備容量は約10,000MW となっており、需要見通しに対して再エネを含む電源開発が順調に進めば供給力は十分確保される計画となっている。しかし、2021-22年断面における再エネ比率は約35%となるため、天候不順時には予備力がほとんどなくなることで、更に Table 9.3.2-9 に示すように火力機は OH 時には約4か月、それ以外の点検・修理では概ね2週間から1か月程度停止するため、利用可能な供給力としては大幅に減少し、2016-17年の実績では10,090MW のうち7,886MW まで、つまり20%近く供給力が落ち込み、その結果供給力不足の発生が LGBR2017-18 に記録・報じられている。

加えて2021-22年までに再生可能エネルギーの開発がその賦存量の約75%まで進むため、2026-27年までの開発余地は少なく、仮に残りの賦存量全てを開発できたとしても供給予備力は30%まで減少する。よって、前述の天候不順や点検・補修に係る設備停止を考慮すれば、2022年から2027年の間に供給力の積み増しを実施しなければ域外からの調達を増やして対応せざるを得ない状況になると予想される。

Table 9.3.2-8 Load generation balance projection

Particulars	on 2017.3	on 2021-22	on 2026-27
Demand*	7,931	10,236	13,228
Installed capacity	10,090	15,764	10,378
Conventional	9,958	10,378	10,378
RES	132	5,386	N.A
Difference	2,159	5,528	N.A
Reserve margin	27%	54%	N.A

*: Compensate the forecasted demand by the difference between projected demand and actual demand on 2017.3

(source: Compiled by study team based on various reports)

Table 9.3.2-9 Maintenance schedule of conventional plants in 2016-17(Eastern Region)

Station / System/ State	Unit Number	Capacity (MW)	Start Date	End Date	No. of Maintenance Days	Reason
EASTERN REGION						
BSPTCL MTPS(KUNLI)	1	110	15.06.16	15.07.16	31	Overhaul
BSPTCL BTPS	6	105	01.04.16	31.12.16	275	Under S/D since 18.03.12 for R&M work (CEA shown gen. from Jan'17)
BSPTCL BTPS	7	105	01.04.16	30.09.16	183	Under S/D since 22.08.06 for R&M work (CEA shown gen. from Oct'16)
JUSNL PTPS	4	40	01.04.16	31.03.17	365	Maintenance
JUSNL PTPS	6	90	01.04.16	31.03.17	365	Maintenance
JUSNL PTPS	7	105	01.04.16	31.03.17	365	Maintenance
JUSNL PTPS	9	110	01.04.16	30.09.16	183	Maintenance (CEA shown gen. from Oct'16)
JUSNL TVNL Temghat	1	210	01.06.16	15.07.16	45	Unit Overhauling
JUSNL TVNL Temghat	2	210	01.08.16	15.09.16	46	Unit Overhauling
DVC MTPS	1	210	05.06.16	05.07.16	31	AOH & Boiler Acid cleaning
DVC MTPS	2	210	01.08.16	16.08.16	16	Burner Replacement
DVC MTPS	4	210	01.11.16	21.11.16	21	AOH
DVC MTPS	5	210	14.09.16	29.09.16	16	Burner Replacement
DVC MTPS	6	210	02.12.16	11.01.17	41	COH
DVC MTPS	7	500	22.01.17	06.02.17	16	Burner Replacement
DVC MTPS	8	500	02.05.16	27.05.16	26	AOH (Bir, TGBoys, LPT, Gen)
DVC BTPS/B	1	210	20.08.16	29.09.16	41	COH
DVC BTPS/B	2	210	01.07.16	21.07.16	21	AOH
DVC BTPS/B	3	210	22.10.16	06.11.16	16	Burner Replacement
DVC CTPS	1	130	20.05.16	29.06.16	41	COH
DVC CTPS	2	130	02.04.16	17.04.16	16	Burner Replacement
DVC CTPS	3	130	23.08.16	12.09.16	21	AOH
DVC CTPS	7	250	22.02.17	14.03.17	21	AOH
DVC CTPS	8	250	15.07.16	30.07.16	16	Burner Replacement
DVC DTPS	4	210	14.02.17	26.03.17	41	COH
DVC DSTPS	1	500	02.04.16	27.04.16	26	AOH (Bir, TGBoys, LPT, Gen)
ODISHA TTPS	1	60	09.11.16	23.11.16	15	Boiler Overhaul
ODISHA TTPS	2	60	13.07.16	27.07.16	15	Boiler Overhaul
ODISHA TTPS	3	60	14.10.16	28.10.16	15	Boiler Overhaul
ODISHA TTPS	4	60	05.08.16	19.08.16	15	Boiler Overhaul
ODISHA TTPS	5	110	15.06.16	04.07.16	20	Boiler Overhaul
ODISHA TTPS	6	110	25.08.16	29.09.16	36	BOH+COH of Tur.+IP Rot. Rep.+OH of HP mod.+ESP-III addition & ESP-I isolation
ODISHA TTPS			17.03.17	23.03.17	7	ESP-I normalisation
ODISHA IB TPS	2	210	05.07.16	25.07.16	21	Annual maintenance
WBPDCI KTPS	1	210	01.08.16	05.09.16	36	B-T-G
WBPDCI KTPS	2	210	15.01.17	21.01.17	7	Boiler License
WBPDCI KTPS	3	210	15.07.16	21.07.16	7	Boiler License
WBPDCI KTPS	4	210	01.06.16	10.07.16	40	GT Recommissioning
WBPDCI KTPS	5	210	20.12.16	09.01.17	21	Boiler Overhauling
WBPDCI Bakreswar TPS	2	210	21.08.16	20.09.16	31	Boiler Overhauling + APH Tube Replacement
WBPDCI Bakreswar TPS	3	210	06.11.16	11.12.16	36	B-T-G + RLA + TFR (EHG) Upgrade
WBPDCI Bandel TPS	1	60	01.02.16	31.05.16	121	RLA + BTG Overhauling
WBPDCI Bandel TPS	3	60	01.07.16	30.10.16	123	RLA + BTG Overhauling
WBPDCI Bandel TPS	4	60	01.12.16	31.03.17	122	RLA + BTG Overhauling
WBPDCI Samsalidi TPS	5	250	01.12.16	07.12.16	7	Boiler License
WBPDCI Samsalidi TPS	6	250	01.06.16	05.07.16	35	B-T-G
WBPDCI Samsalidi TPS	1	300	01.11.16	30.11.16	30	Boiler Overhauling
WBPDCI Samsalidi TPS	2	300	10.12.16	17.12.16	8	Boiler License
CESC BUDGE-BUDGE	1	250	22.12.16	28.12.16	7	Annual Overhauling
CESC BUDGE-BUDGE	2	250	29.12.16	12.01.17	15	Annual Overhauling
CESC BUDGE-BUDGE	3	250	15.01.17	29.01.17	15	Annual Overhauling
CESC TITAGARH	1	60	18.11.16	02.12.16	15	Annual Overhauling
CESC TITAGARH	2	60	11.01.17	14.01.17	4	Hydraulic Test
CESC TITAGARH	3	60	30.10.16	02.11.16	4	Hydraulic Test
CESC TITAGARH	4	60	03.11.16	17.11.16	15	Annual Overhauling
CESC SOUTHERN	1	67.5	03.12.16	06.12.16	4	Hydraulic Test
CESC SOUTHERN	2	67.5	07.12.16	21.12.16	15	Annual Overhauling
HEL HALDA	1	300	01.12.16	15.12.16	15	Annual Overhauling / Boiler Overhauling
HEL HALDA	2	300	01.02.17	15.02.17	15	Annual Overhauling / Boiler Overhauling
DPL DPFS	6	110	01.04.16	31.03.17	365	Continuing since previous year (No gen. shown by CEA)
DPL DPFS	7	300	01.12.16	31.12.16	31	Boiler Overhauling
DPL DPFS	8	250	10.01.17	09.02.17	31	Boiler Overhauling
NTPC FS1PS	1	200	27.05.16	10.07.16	45	Boiler+ESP R&M+HP-IP-LPT+Gen
NTPC FS1PS	3	200	06.04.16	20.05.16	45	Boiler OH+ESP R&M
NTPC FS1PS	5	500	15.11.16	19.12.16	35	Boiler OH+LPT OH+Gen OH+DDCMS R&M
NTPC Kh1PS	3	210	01.06.16	05.07.16	35	Capital+DDCMS+Boiler RLA+Boiler Acid Cleaning
NTPC Kh1PS	4	210	08.11.16	12.12.16	35	Capital+Gen+DDCMS
NTPC Kh1PS	5	500	01.05.16	30.05.16	30	Boiler+PAPH-5B Turbine Shaft Replacement
NTPC Kh1PS	7	500	15.08.16	18.09.16	35	Capital+ Gen.
NTPC Barb	4	660	25.08.16	23.09.16	30	Boiler+Cond. Acid Clean+IP-LP crossover pipe metallic gasket rep.
NTPC T1PS	2	500	20.10.16	18.11.16	30	Boiler
NTPC T1PS	5	500	25.07.16	18.08.16	25	Boiler+ESP R&M
NTPC T1PS	6	500	06.06.16	10.07.16	35	Boiler+RH Modification+ESP R&M
IPP GMR	1	350	06.07.16	30.07.16	25	Boiler Overhauling
IPP GMR	3	350	06.09.16	30.09.16	25	Boiler Overhauling
IPP JITPL	1	600	16.09.16	28.09.16	13	Minor Overhauling
IPP JITPL	2	600	16.05.16	28.05.16	13	Minor Overhauling
IPP VEDANTA (SSL)	1	600	15.08.16	15.09.16	32	Annual Overhauling
IPP VEDANTA (SSL)	2	600	01.07.16	30.07.16	30	Annual Overhauling
IPP MPL	2	525	Mid Aug'16	Mid Sep'16	30 (Approx.)	No info. received from MPL. S/D shown based on CEA gen. target trend
IPP APNRL	1	270	01.07.16	31.07.16	31	Gen. Overhauling
IPP APNRL	2	270	15.10.16	14.11.16	31	Gen. Overhauling

(source: LGBR2016-17, CEA, 2016)

以上のことから、現状 West Bengal 州の需給は概ね健全な状態であるものの、今後インド国の電源開発計画に従って火力電源、特に石炭火力の新規建設がストップすると、再生エネルギーの開発はあるものの、2022 年以降で供給力が不足する状況が予想される。そのような状況下において、水力の開発ポテンシャルが少なく、またガスのインフラ整備の遅れからガス火力の導入も難しい West Bengal 州の状況を踏まえると、揚水発電設備による供給力確保は安定供給上げひとも必要な開発と言える。

9.3.3 揚水発電設備の必要性

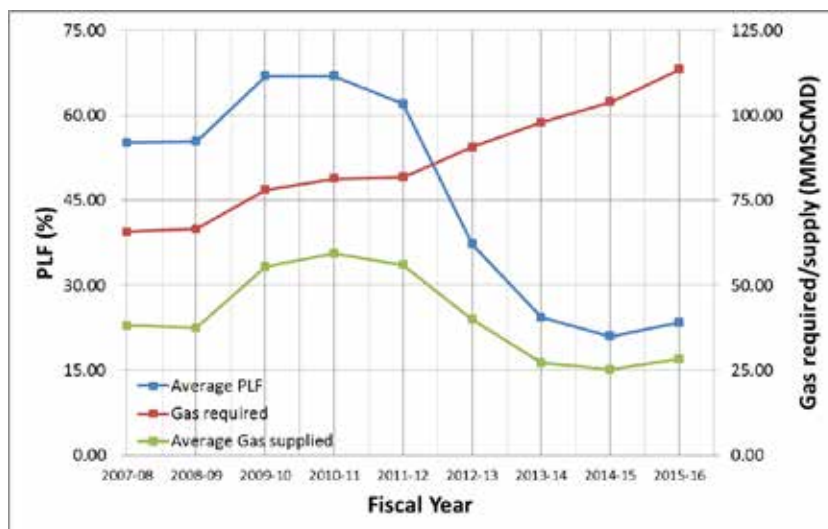
13th NEP (Draft)では、大規模水力を除く今後の再生可能エネルギーの設備容量比率を 2021-22 年で 33%、2026-27 年に至っては 43%まで高めるという野心的な計画が盛り込まれている。その実現に向けて、系統増強や再生可能エネルギーの発電予測技術向上、市場設計、デマンドレスポンスなどに加えて、従来型電源の柔軟性が必須と認識されており、特に水力、揚水発電設備、ガス火力に期待がかかっている。

しかし、今後のガス火力の開発量はわずか 4,340MW であり、電源構成に占める割合は低く (Table 9.3.3-1)、加えてインドでは石油天然ガス省の分配政策として、自動車向けエネルギーのガス転換や家庭用 LPG への政府補助金削減に向けて都市ガスへの供給が優先されているため、電力用の供給優先順位は低く、また LNG ターミナルのパイプライン建設遅延などインフラ整備にも課題があり、現状のガス火力の設備利用率は Figure 9.3.3-1 のように極めて低い状況にある。

Table 9.3.3-1 Likely installed capacity by end of 2026-27

Installed capacity	Unit	Actual on 2017.3	Projected on 2021-22	Projected on 2026-27
Total	MW	335,568	523,389	640,189
Gas	MW	25,628	29,968	29,968
	%	7.6	5.7	4.7
RES	MW	59,674	175,000	275,000
	%	17.8	33.4	43.0

(source: Compiled by study team based on 13th NEP (Draft), CEA, 2016)



(source: Compiled by study team based on 13th NEP (Draft), CEA, 2016)

Figure 9.3.3-1 Trend of Plant Load Factor (PLF) of Gas based power plants

一方、揚水発電設備については現時点で9プロジェクト、トータル4,786MWが開発されているが、実際に運用されている設備は5プロジェクト2,600MWとなっており、残り4プロジェクト2,186MWは下池貯水池の工事遅延や振動問題のために運転開始に至っていない状況にある。2017年6月28日にCEAが主催した「Operationalization of existing pump storage plants」では、揚水発電設備の開発ポテンシャルが63件96,524MWあることが紹介されているが、実際にプロジェクト化に向けて検討が進められている案件はほんの一部であり、2027年までに期待できる開発量は少なく、現在進行中の2件1,080MWのプロジェクトおよびDPR承認が得られた本件Turga揚水開発は貴重な電力貯蔵設備プロジェクトに位置付けられていると言える。

TENTATIVE LIST OF PUMPED STORAGE SCHEMES IDENTIFIED FOR BENEFITS DURING COMING PERIOD					
S.No.	Name of Project	State	I.C. (MW)	Agency	Present Status
1	Tehri PSS	Uttarakhand	1000	THDC	Under Construction Comm. 2018-19
2	Koyna Left Bank	Maharashtra	80	GoMWRD	Under Construction Comm.2018-19
3	Kundah	Tamil Nadu	500	TANGEDCO	DPR Prepared. Project taken up in 4 stages
4	Turga	West Bengal	1000	WBSEDCL	DPR concurred by CEA
5	Lugupahar	Jharkhand	2800	DVC	To be taken up under S&I
6	Malshej Ghat	Maharashtra	700	NPCIL & THDC	IA yet to be signed with State Govt.DPR prepared
S.No.	Name of Project	State	I.C. (MW)	Agency	Present Status
7	Humbarli	Maharashtra	400	NPCIL & THDC	Under Survey & Investigation
8	Warasgaon	Maharashtra	1200	GoMWRD	Under Survey & Investigation
9	Chikhaldara	Maharashtra	400	GoMWRD	Under Survey & Investigation
10	Sholayar I	Kerala	810	KSEB	Yet to be taken up under S&I.
11	Sholayar II	Kerala	390	KSEB	Yet to be taken up under S&I.
12	Poringal Kuthu	Kerala	80	KSEB	Yet to be taken up under S&I.
13	Sharavathy	Karnataka	450	KPCL	Under Survey & Investigation
14	Varahi	Karnataka	700	KPCL	S&I likely to start soon
Total			10510		

(source: Presentation materials of aforementioned meeting held by CEA on 28th June, 2017)

Figure 9.3.3-2 Tentative list of Pumped Storage Schemes

また2016年のWest Bengal州の需要パターンはAnnexure 9-1に示すように、典型的な点灯帯ピーク型で、10月から1月の4か月間はFigure 9.3.3-3のような需給状態にあり、この期間の軽負荷時間帯の需要はピークの約50%まで減少する。19th EPSではDemand supply management (DSM)や省エネ、効率改善を見込むもののこの傾向が今後も継続すると想定されており、インド全土の負荷率が概ね80%前後を維持する一方、West Bengal州では60%程度となっている。

(内部情報につき非公開)

(source: Compiled by study team based on operational records provided by WBSEDCL)

Figure 9.3.3-3 Operational record during Dec. 23rd - 29th, 2016

West Bengal州の2016年の負荷実績を負荷持続曲線表示するとFigure 9.3.3-4のようになり、負荷率が低い状況が現れている。また持続曲線は緩やかな右下がりを示し、この特性からもWBSEDCLが2017年6月28日にCEAが主催した”Operationalization of existing pump storage plants”において、「ピーク電源とベース電源の比率は40:60にすべきであり、その実現に当たっては揚水発電設備が有効」と発言された事情がうかがえる。

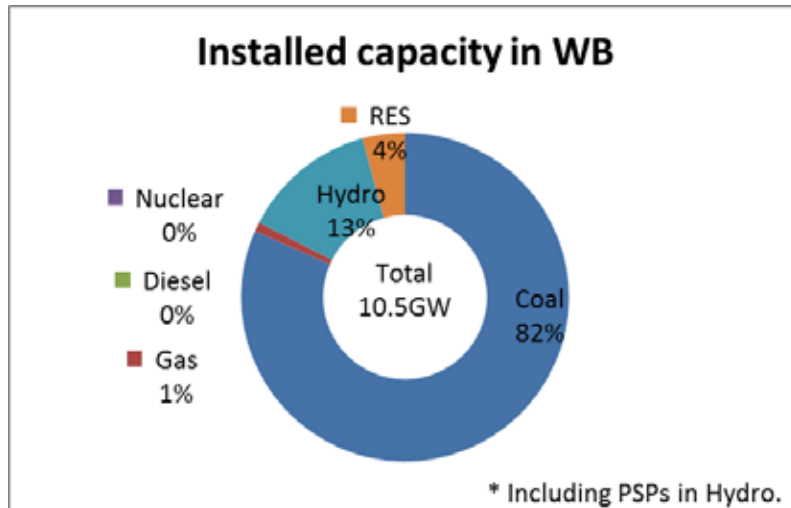
この負荷持続曲線は需要が伸びると全般にかさ上げされるが、一律ではなく低負荷帯よりも高負荷帯が増加する傾向を示すため、より急峻な右肩下がりの特性に変化していく。その変化に対しては日本国などと同様に、ベースロード電源、ミドル電源、ピーク電源をバランスよく開発することが有効であるが、Eastern RegionやWest Bengal州にはガス火力のポテンシャルが少ないためミドル電源の開発余地はほとんどない。よって管内の石炭火力と揚水発電設備を組み合わせる対応するか、域外からの電力調達によってピーク帯の需要を賄うしかないため、前述のようにWBSEDCLは揚水発電設備の開発に期待をしているものと思われる。

(内部情報につき非公開)

(source: Compiled by study team based on operational records provided by WBSEDCL, 2017)

Figure 9.3.3-4 Actual load duration curve of West Bengal in 2016

加えてWest Bengal州の現時点の電源構成はFigure 9.3.3-5の通り大半が石炭火力で、今後開発される電源の大半は太陽光発電のみとなるため、点灯帯ピークに向けて高速に出力増加できる電源や短時間で起動できる電源には限りがある。



(source: Compiled by study team based on all India installed capacity (in MW) of power stations (As on 31.01.2018), CEA, 2018)

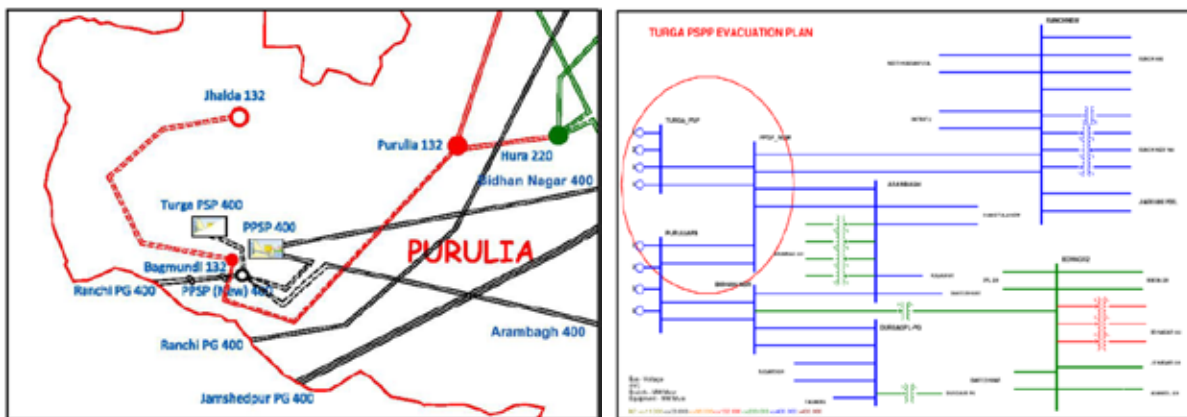
Figure 9.3.3-5 Installed capacity in West Bengal state (31st Jan., 2018)

今後需要が伸びる一方で負荷率がほとんど変化しないということは、軽負荷帯から点灯ピーク帯への負荷追従がより一層厳しくなることを意味する。West Bengal 州にガス火力および一般水力の開発ポテンシャルがほとんどないことを考慮すれば、負荷率改善が可能で、更に高い出力変化速度と高速な起動能力を有する揚水発電設備の開発は、今後の需要見通しを踏まえれば West Bengal 州の需給運用を確実なものとするうえで必須と言える。

9.3.4 送変電網整備計画

West Bengal 州内の送変電網整備計画の詳細は「3.2.4 系統整備計画」記載の通りであり、堅調な需要の伸びに合わせた系統増強と顕在化している送電線混雑区間の解消が計画・実施されている。

一方、West Bengal 州の超高压系統への Turga 揚水発電所の連系方法は、DPR 策定時から変更はなく、Figure 9.3.4-1 の通り連系される予定となっている。



(source: Detailed Project Report (DPR) of Turga Pumped Storage Power Plant, WBSEDCL, 2016)

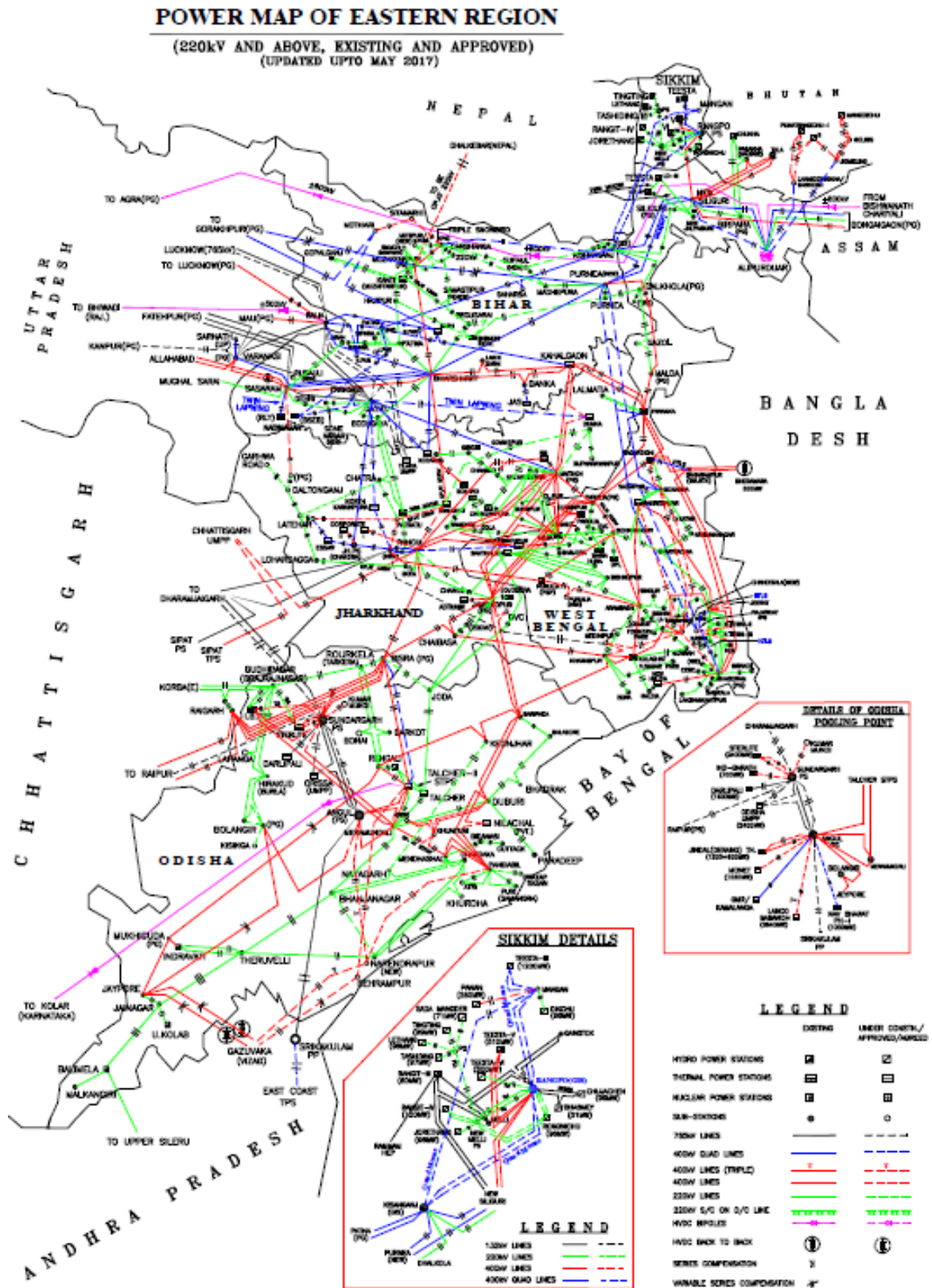
Figure 9.3.4-1 Power evacuation system from Turga PSP

Turga 揚水発電設備の連系に際して、DPR では下記の送変電設備の新設が推奨されていた。現在の状況としては、(a)の新開閉所と(d)の 400kV 送電線は既に建設済で、残りの(b)、(c)はこれからとなるが、いずれも 13th NEP (Draft) に反映されており、FY2021 までに建設されて運用可能となる見込みである。

- (a) Establishment of new 400kV switching substation PPSP(New) near Purulia PSP
- (b) Loop-in Loop-out (LILO) of Purulia PSP-Arambagh 400kV D/c line at PPSP(New) S/s
- (c) Turga PSP-PPSP(New) 400kV D/c line
- (d) Termination of Ranchi(New)-Purulia PSP 400kV D/c line at PPSP(New) 400kV switching substation

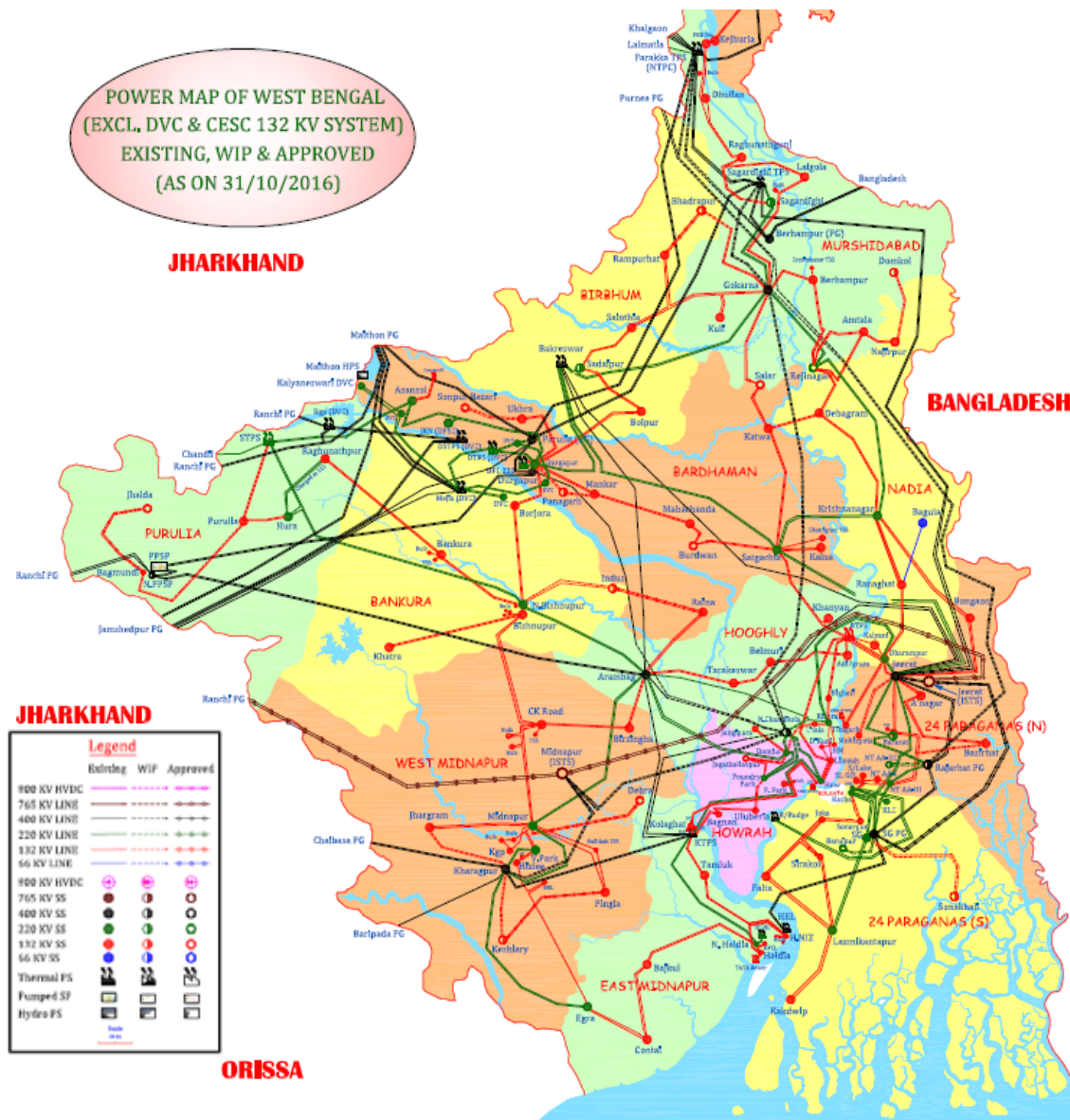
但し、送電線停止時 (N-1) には Turga 揚水発電所の周辺系統において、特に軽負荷期に揚水運転が行われる際に過負荷が生じるため、下記 400kV 送電線の新設が提案されていたが、こちらについては 13th NEP (Draft) にはリストアップされていない。同国の Manual on Transmission Planning Criteria (CEA, 2013 Jan.) において、一般に送電線の運用開始までの所要期間は 4-5 年なので、送変電網計画を策定するために必要となる系統解析は 3-5 年スパンで実施すればよい、と規定されているため、Turga 揚水発電設備の運転開始時期を踏まえたうえで、今後の動向を注視する必要がある。

以下に今回の調査で入手した最新の West Bengal 州および Eastern Region の系統図を示す。



(source: CEA homepage, 2018)

Figure 9.3.4-2 Power Map of Eastern Region



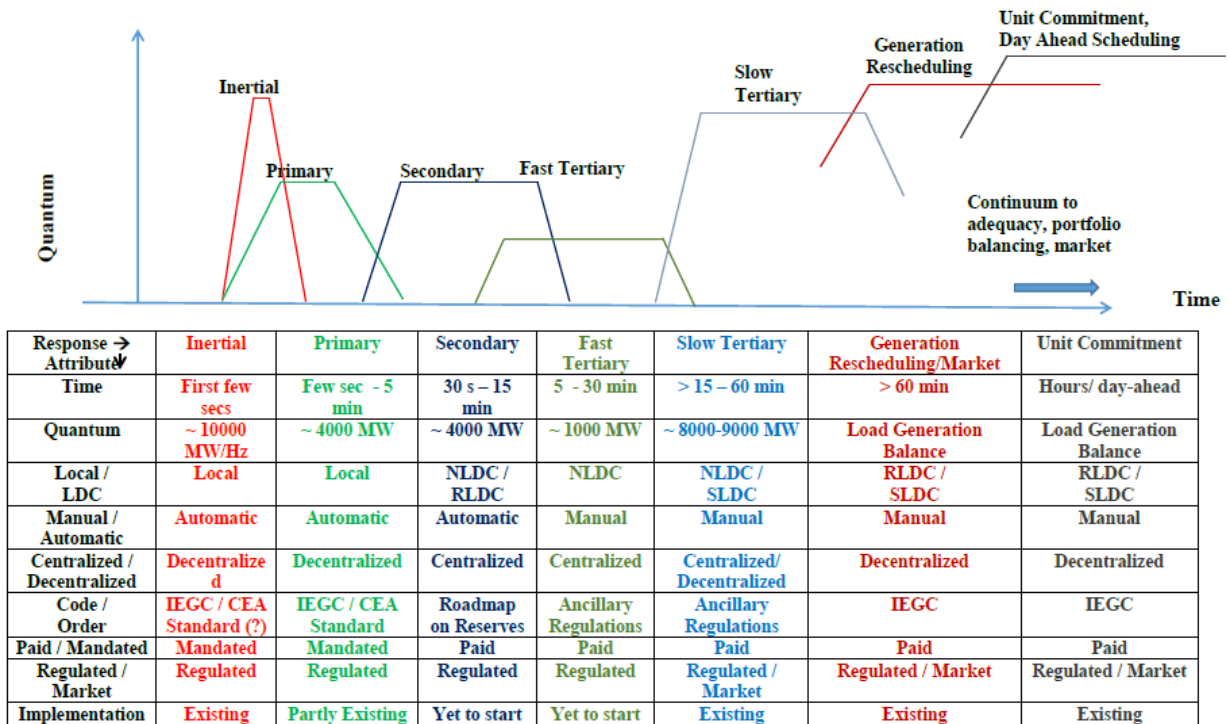
(source: Compiled by study team based on WBSETCL homepage, 2018)

Figure 9.3.4-3 Power Map of West Bengal around Turga PSP site

9.4 揚水運転時の周波数調整機能の便益

9.4.1 インドの周波数調整システムと制御状況

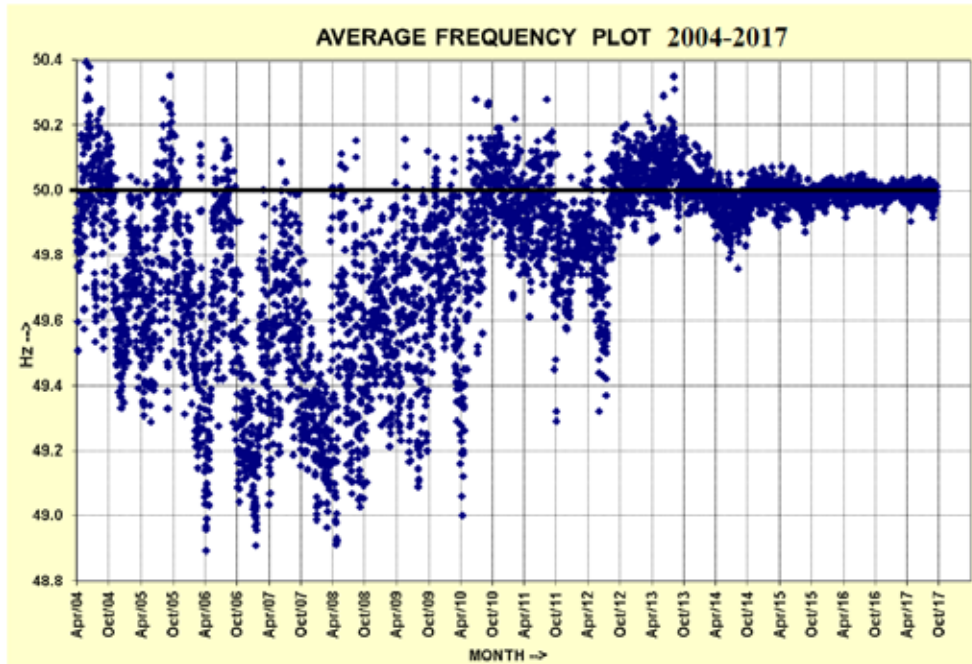
インドの電力システムの周波数調整機能は、電源もしくは負荷脱落に伴う需給ミスマッチをその数秒後より調整するガバナフリー機能 (primary control) と異常気象時や周波数が管理値を逸脱した場合など、予め定められた条件に達した際に発動される手動の出力調整制度 (RRAS: Reserve Regulation Ancillary Service, tertiary control) のみで、ガバナ制御を初期状態に引き戻す役目を担い、更に需給不一致をオンラインで補正する自動発電制御機能 (AGC: Automatic Generation Control, secondary control) は未導入で、2017年より実証試験を実施している段階にある。



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

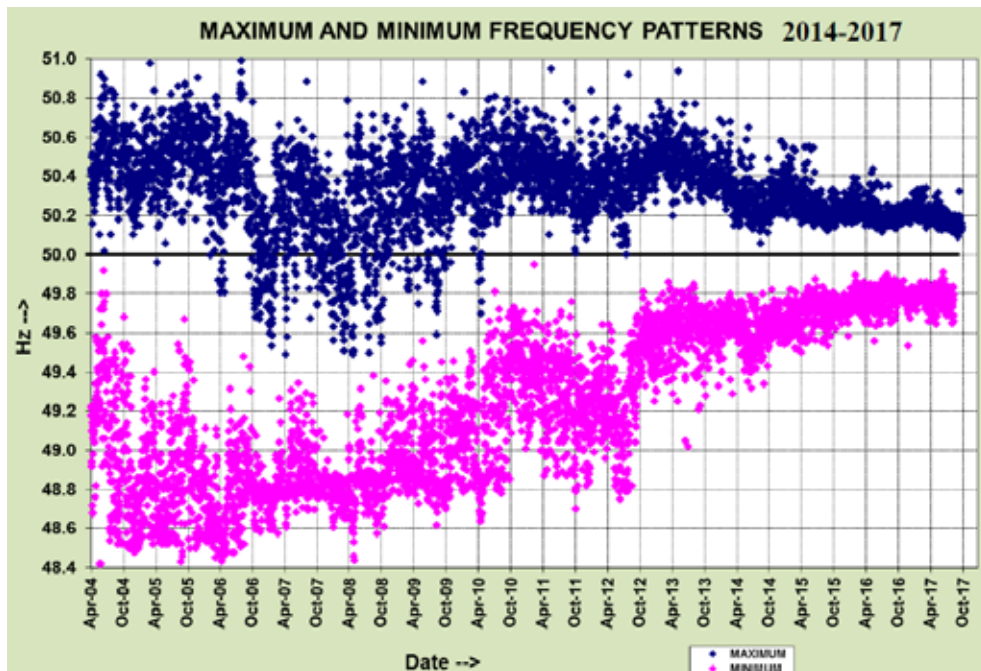
Figure 9.4.1-1 Schematic of Reserves, Balancing and Frequency Control Continuum in India

そのため、West Bengal 州の周波数調整も上記と同様にガバナフリーと一部発電機の手動出力調整のみとなっており、15 分単位で運用される運用計画のインバランスの抑制に主眼が置かれたものとなっている。しかしインドは 2013 年末に中央系統と南部系統が連系されて巨大な単一系統となった結果、前述の Expert Group の報告書によれば、系統特性定数が 6,000MW/Hz から 9,000 - 10,000MW/Hz まで改善し、その系統が有する巨大な慣性力によって周波数変動が抑制されるようになったので、インバランス調整のみでも現時点では大きな問題は生じていない。以下に示すインド全体の周波数の平均値および周波数変動の最大・最小値の推移より、系統規模の拡大につれて周波数変動量が減少していることが確認できる。



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

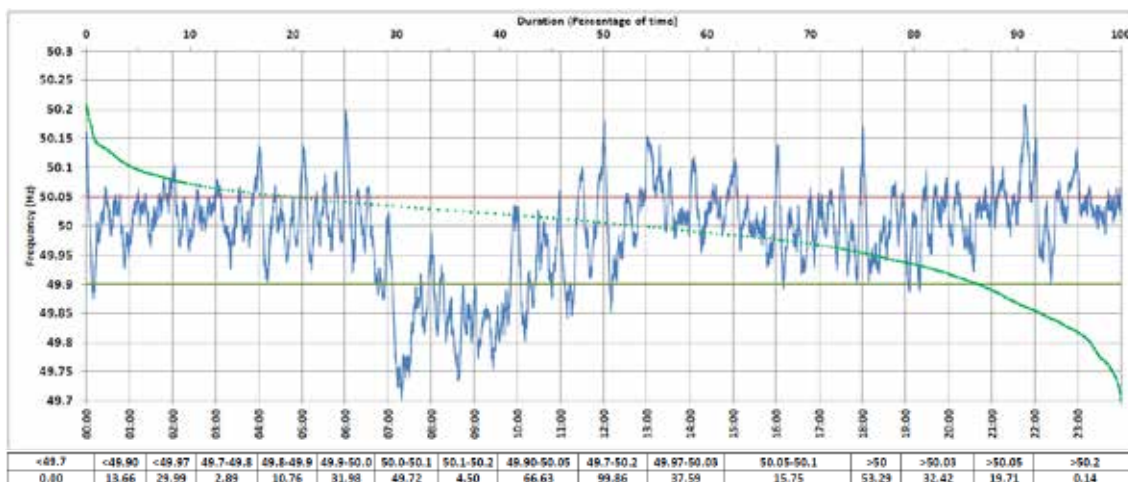
Figure 9.4.1-2 Average frequency of the Indian grid since 2004



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

Figure 9.4.1-3 Variation in maximum and minimum frequency of the Indian grid since 2004

但し、軽負荷ではまだ周波数の変動は多く、2018年1月1日の運用記録より得られた周波数計測値では0.3Hz近い変動も確認されている。



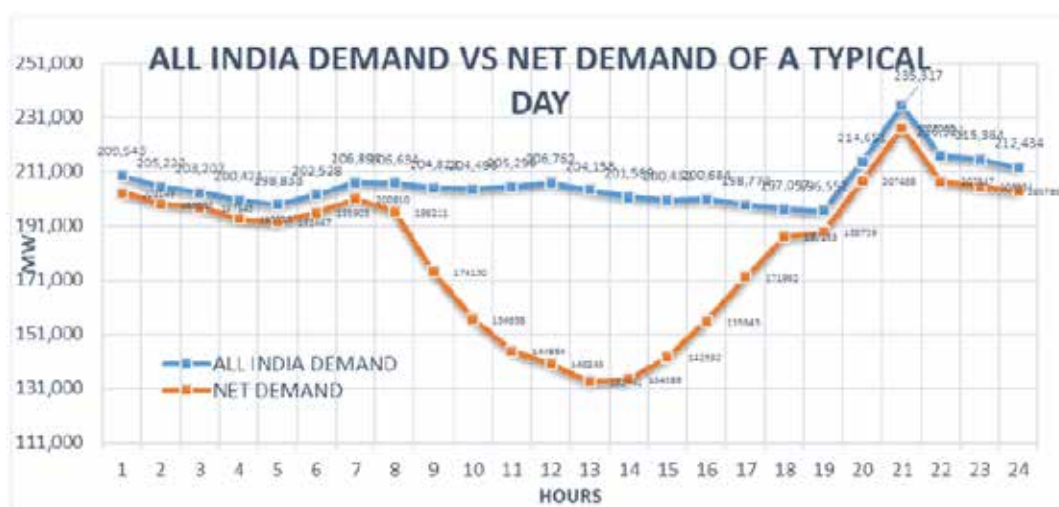
(source: Power System Operation Corporation Limited (POSOCO) HP, 2018)

Figure 9.4.1-4 Frequency profile on Jan. 1st, 2018

今後、同国では増加する需要のかなりの割合を大量の再生可能エネルギーの導入によって賄い、また周波数変動を欧米並みに改善することを目指している。そのため、AGC 機能を用いた secondary control の導入を筆頭に、RRAS を水力発電設備に適用する Fast tertiary control 機能の追加、ガバナの制御モード変更および不感帯廃止によるガバナフリー機能の制御性向上、更に地域制御誤差 (ACE : Area Control Error) の計測・管理を計画しており、今後ますます需給調整機能は必要とされる状況にある。

9.4.2 揚水運転時の周波数調整能力の必要性

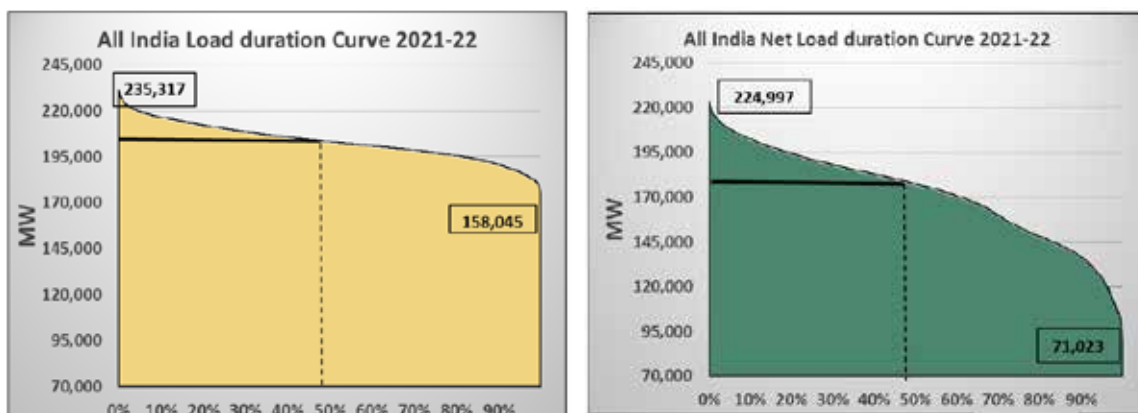
2021-22 年に向けて 175GW、2026-27 年には 275GW もの再生可能エネルギーの導入を目指す結果、特定の時間帯のみに発電する太陽光発電が大量導入されるために日負荷曲線が Figure 9.4.2-1 のように変化することが予想されている。



(source: 13th NEP (Draft), CEA, 2016)

Figure 9.4.2-1 Forecasted load profile after introducing massive capacity of renewable energy sources

また 2021-22 年の日負荷曲線を負荷持続曲線表示した結果は Figure 9.4.2-2 のようになり、再生可能エネルギーが導入されてもピーク需要はほとんど変化せず、負荷率のみ下がるため、従来型電源によって供給される需要カーブが先鋭化されることが予想されている。



(a) All India load duration curve

(b) All India Net load duration curve

(source: 13th NEP (Draft), CEA, 2016)

Figure 9.4.2-2 All India Expected load duration curve in 2021-22

今後太陽光発電が 2021-22 年までに 100GW、2026-27 年までに 150GW 導入されると、日中の正味需要は大幅に減少するので従来型電源の連系容量は激減し、その結果、周波数調整能力が不足することは必至である。また、軽負荷の昼間には余剰電力の問題も予想される。この状況を克服するため、13th NEP (Draft)では従来型電源、特に水力設備、揚水発電設備、ガス火力設備の柔軟性の活用・強化、送変電網の増強、再エネの発電予測精度向上、などを挙げているが、とりわけ揚水運転時に周波数調整可能な可変速揚水の導入は、技術的に確立されていることもあり、余剰問題と周波数調整問題の両方を解決する有望な手段である。

9.4.3 揚水運転時の周波数調整機能の便益

可変速揚水発電設備が揚水運転中に提供する周波数調整機能の便益は、定性的には世界共通で認識されているところであるが、そうした機能を適正に金銭化する市場は整備されておらず、また設備数や所有者が限られているため、電気料金上昇につながる議論は積極的に行われなこともあり、その便益を定量化する手法については試行錯誤している段階にある。

また、Turga 揚水発電プロジェクトにおける揚水運転時の周波数調整機能によって得られる便益を、設備導入する West Bengal 州の需給運用に限定して評価するか、向う 10 力年の電源開発計画において従来型電源、特に化石燃料由来の新規開発を抑制して、大量の再生可能エネルギーを導入するインド国全体の便益として評価するか、によっても算定方法や算出される便益は変化する。

更に運用コストの大半を占める発電設備の可変費・起動費のみに着目すれば、再生可能エネルギーのコストは理論上 0 円で実際に市場価格も低廉な価格付けがされるが、再エネの導入に伴い送変電網整備コストやアンシラリーサービスコストなど別途電気料金上昇インパクトを与える

こと、また従来型電源の稼働率低下をもたらすことによってその発電原価に影響すること（想定稼働率が低下すると費用回収するために売電価格を上げるか、廃止するかいずれかになる）等、最終的な電気料金に対しては相互に影響しあうため、これら影響を考慮せず、単に現状の可変費のみに着目した分析では可変速揚水機能の便益を正しく評価したとはいえない。

とはいえ、本 Turga 揚水発電計画では 4 台のうち、2 台に対して可変速揚水機能を設ける計画であることから、以下に前述の系統運用における可変費・起動費に着目して、揚水運転時の周波数調整能力によって便益が得られる理由と、West Bengal 州およびインド国で期待される便益について検討した結果を示す。

(1) 便益が得られる原理

電気は時々刻々と変わる需要に対して供給力を調整して瞬時瞬時でバランスを取らなければ周波数が変動し、その変動量が多い場合には系統全体もしくは連系される各設備に設置された保護装置が動作し、最悪大規模停電が生じるという特徴がある。一方、需要を予め誤差なく予測することはできず、また大半の電力設備は自然に晒されているということもあり、雷撃などの事故によって供給力が失われることもある。よって実運用では、需給バランスを調整できるように周波数調整機能として AGC (Secondary control)、供給予備力として spinning reserve を予め確保したディスパッチが行われる。

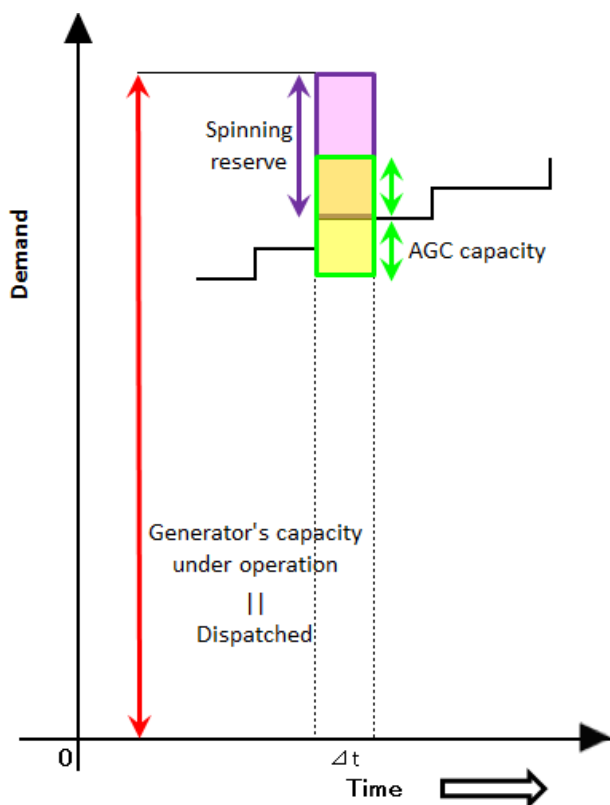


Figure 9.4.3-1 Actual generator dispatch in consideration of regulation and reliability

このとき、spinning reserve は応答速度の差があるものの、系統に連系する電源を部分負荷運転させることによって必要容量を確保することができるが、AGC については Load Dispatch Center から周波数や連系線潮流より算出された指令を受信し、高速に出力調整のできる電源のみしか担えない、必要容量確保が難しいという状況がある。

一方需要は、例えば 2016 年の West Bengal 州の需要実績を例にとれば、Figure 9.4.3-2 のように季節はもちろん、1 日の中でも大きく変動する。電源には必ず最低出力制約があるため、需要の少ない断面では系統に連系される電源が少なくなる影響から、需要の概ね 1-2%程度必要とされる AGC 容量をこの断面で確保するのは、以下のいずれかの方法しかなくなる。

(内部情報につき非公開)

(source: Compiled by study team based on operational records provided by WBSEDCL)

Figure 9.4.3-2 Example of difference in demand profile

- 対応 1： 発電単価の安いベース電源を停止して発電単価の高い AGC 機能を有する電源に切り替える 発電単価増および起動停止増に伴うコストアップ
- 対応 2： 揚水発電設備の揚水運転によって正味需要を増やし、AGC 機能を有する電源を追加投入する 揚水発電設備のサイクル効率分のロスに相当するコストアップ

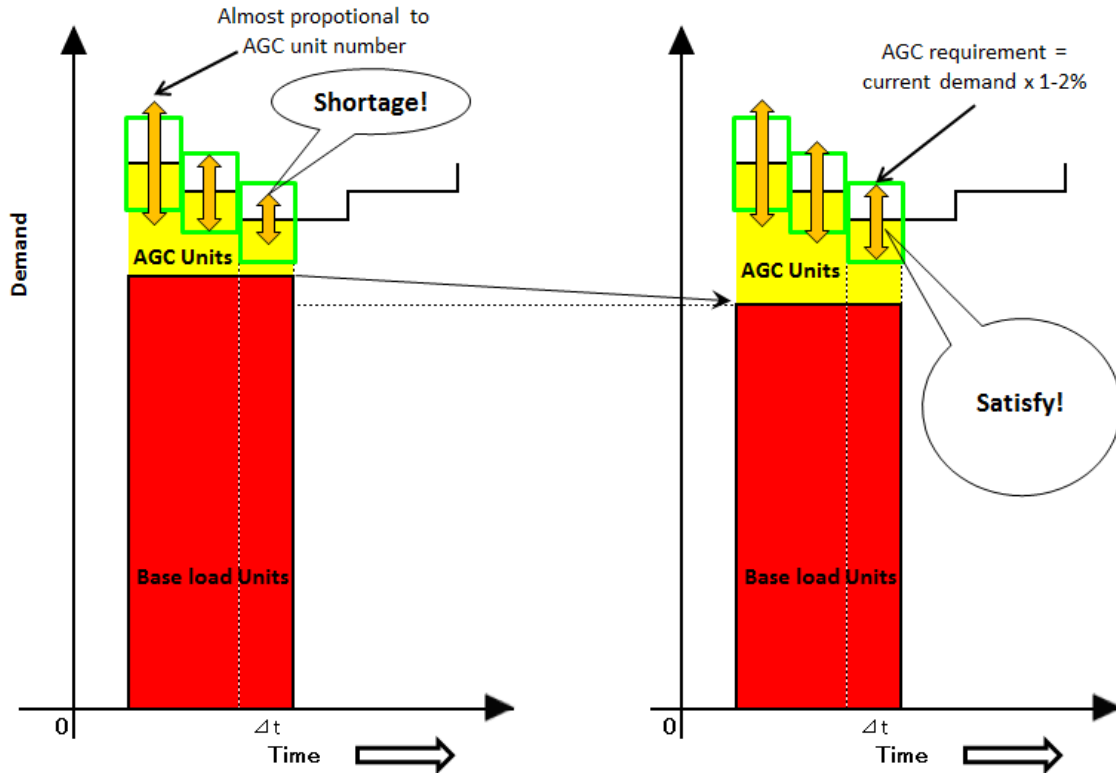


Figure 9.4.3-3 Countermeasure No.1

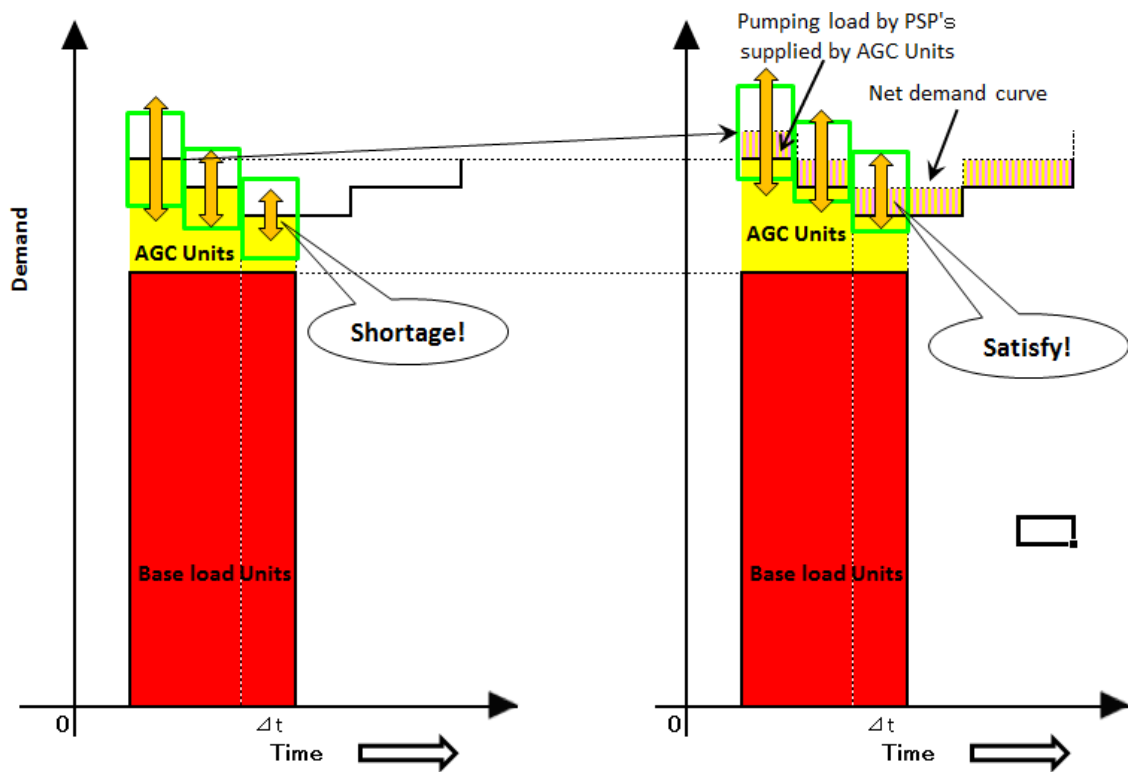


Figure 9.4.3-4 Countermeasure No.2

しかしいずれの対応もコスト増となることから、負荷平準化を図りながら軽負荷帯の AGC 容量不足を満足したいというニーズが高まり、対応 2 のように揚水発電設備そのもので AGC 容量を供給することができれば、AGC 火力電源の追加投入量を削減できるだけでなく、更にその一部を発電原価の安価なベース電源に置き換えられるため、可変速揚水技術を適用した対応 3 が一部の国で利用されるようになった。

この時のディスパッチイメージは Figure 9.4.3-5 のようになる。

つまり、揚水運転時に周波数調整機能を発揮することができれば、対応 1 から対応 3、または対応 2 から対応 3 のようにディスパッチ計画を変更することが可能となり、ベースロード電源の起動停止コストや揚水動力を供給する電源の差替え（AGC 電源からベース電源）等が可能となり、運用コストの低減も可能となる。

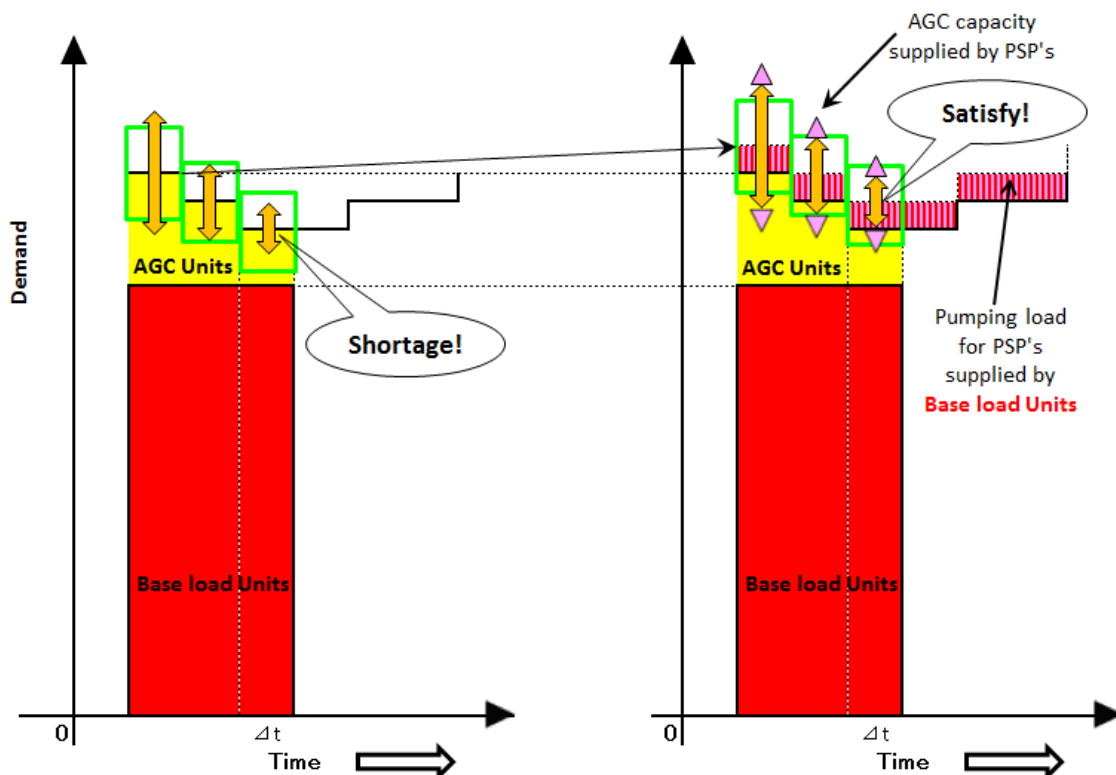


Figure 9.4.3-5 Dispatch plan using Adjustable Speed PSP's (Countermeasure No.3)

(2) West Bengal 州およびインド国で期待される便益

前述した可変速揚水設備による揚水運転時の便益は、適用される国の発電設備構成や負荷特性で特徴づけられる需給構造と電力市場価格、電気事業制度によって大きく変化する。

9.4.1 節で述べた通り、現在のところインド国では Secondary control は導入されておらず、それゆえに周波数調整のために 9.4.3 (1)で示した運用は行われていない。これは周波数調整に特別なコストをかけていないことを意味しており、本来、可変速揚水設備の導入で効率化される需給運用の金銭的な便益が得られず、周波数の品質が向上するという定性的な便益のみとなる。

また少し古いデータとなるが、CERC が毎年取りまとめている“Report on Short-term Power Market in India, 2015-16”によれば、電力市場価格は Table 9.4.3-1、-2、-3、-4 の通り報じられており、石炭火力が INR2.71 - 4.69、一方ガス火力が INR6.13 (NG)、INR8.05 (LNG) と大きな価格差がある。しかし、ガス火力は現状稼働率が極めて低く、また今後の導入もあまり計画されていないため、大量の再生可能エネルギーが導入された場合、インド全体としては、ガス火力を最大限活用せざるを得ない。

一方 West Bengal 州については、ガス火力の開発ポテンシャルがなく、その開発も計画されていないため、今後もガス火力はほとんど存在しないと考えられる。よってインド全土、West Bengal 州共にガス火力の運用に選択の余地はなく、インド全土に当たっては全てのガス火力と可変速機能を有する揚水設備が全て周波数調整用電源として活用されていくものと思われる。

Table 9.4.3-1 Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (Coal (Pit head))

Sl. No.	Name of the Generating Station	Installed Capacity (MW) as on March, 2016	Fixed charges (₹/ kWh)	Energy Charges (₹/ kWh)	Total Tariff (₹/ kWh)
I: Coal Based thermal generating Stations of NTPC					
A. Pit head Generating Stations					
1	Rihand STPS (St-I)	1000	0.85	1.74	2.58
2	Rihand STPS (St-II)	1000	0.92	1.64	2.56
3	Rihand STPS (St-III)	1000	1.72	1.60	3.32
4	Singrauli STPS	2000	0.52	1.31	1.84
5	Vindhyachal STPS (St-I)	1260	0.83	1.54	2.37
6	Vindhyachal STPS (St-II)	1000	0.81	1.52	2.33
7	Vindhyachal STPS (St-III)	1000	1.18	1.46	2.64
8	Vindhyachal STPS (St-IV)	1000	1.70	1.52	3.23
	Vindhyachal STPS (St-V)	500	1.56	1.45	3.01
9	Korba STPS (St-I & II)	2100	0.59	1.04	1.63
10	Korba STPS (St-III)	500	1.53	1.03	2.56
11	Ramagundam STPS (St-I&II)	2100	0.58	2.29	2.87
12	Ramagundam STPS (St-III)	500	0.88	2.33	3.21
13	Talcher TPS	460	1.15	1.38	2.53
14	Talcher STPS (St-I)	1000	0.79	1.33	2.13
15	Talcher STPS (St-II)	2000	0.76	1.33	2.08
16	Sipat STPS (St-I)	1980	1.46	1.17	2.64
17	Sipat STPS (St-II)	1000	1.27	1.19	2.47
	Sub-Total (A)	21400			

(source: Report on Short-term Power Market in India : 2015-16, CERC, 2016)

Table 9.4.3-2 Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (Coal (Non-pit head))

Sl. No.	Name of the Generating Station	Installed Capacity (MW) as on March, 2016	Fixed charges (₹/ kWh)	Energy Charges (₹/ kWh)	Total Tariff (₹/ kWh)
B. Non-Pit head Generating Stations					
18	FGUTPP TPS (St-I)	420	0.84	2.67	3.51
19	FGUTPP (St-II)	420	0.91	2.65	3.56
20	FGUTPP (St-III)	210	1.51	2.62	4.13
21	NCTP Dadri (St-I)	840	1.26	3.64	4.90
22	NCTP Dadri (St-II)	980	1.87	3.42	5.29
23	Farrakka STPS (St-I&II)	1600	0.95	2.65	3.60
24	Farrakka STPS (St-III)	500	1.97	2.66	4.63
25	Tanda TPS	440	1.06	2.82	3.88
26	Badarpur TPS	705	1.69	4.24	5.94
27	Kahalgaon STPS (St-I)	840	1.03	2.35	3.38
28	Kahalgaon STPS (St-II)	1500	1.30	2.21	3.51
29	Simhadri (St-I)	1000	1.00	2.46	3.46
30	Simhadri (St-II)	1000	1.59	2.46	4.06
31	Mauda STPS (St-I)	1000	7.81	3.11	10.93
32	Barh STPS (St-II)	1320	2.29	3.30	5.59
	Sub-Total (B)	12775			

(source: Report on Short-term Power Market in India : 2015-16, CERC, 2016)

Table 9.4.3-3 Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (Natural gas)

Sl. No.	Name of the Generating Station	Installed Capacity (MW) as on March, 2016	Fixed charges (₹/ kWh)	Energy Charges (₹/ kWh)	Total Tariff (₹/ kWh)
A: Using Natural Gas(APM) as Fuel					
1	Anta CCGT	419.33	2.15	3.21	5.36
2	Auraiya GPS	663.36	1.67	3.83	5.49
3	Dadri CCGT	829.78	1.17	3.53	4.70
4	Faridabad GPS	431.59	2.12	3.02	5.14
5	Gandhar GPS	657.39	4.87	2.89	7.77
6	Kawas GPS	656.20	3.05	2.96	6.01
	Total APM Gas	3658			
B: Using Natural Gas(Non-APM) as Fuel					
1	Gandhar GPS	657.39	4.87	3.28	8.16
2	Kawas Gas	656.20	3.05	3.32	6.38
	Total Non-APM Gas	1314			

(source: Report on Short-term Power Market in India : 2015-16, CERC, 2016)

Table 9.4.3-4 Tariff of Central Thermal Power Stations, 2015-16 (LNG)

Sl. No.	Name of the Generating Station	Installed Capacity (MW) as on March, 2016	Fixed charges (₹/ kWh)	Energy Charges (₹/ kWh)	Total Tariff (₹/ kWh)
C: Using LNG as Fuel					
1	Anta CCGT	419.33	2.15	6.04	8.19
2	Auraiya GPS	663.36	1.67	7.78	9.44
3	Dadri CCGT	829.78	1.17	9.02	10.18
4	Faridabad GPS	431.59	2.12	7.76	9.88
5	Gandhar GPS	657.39	4.87	9.10	13.97
6	Kawas GPS	656.20	3.05	9.00	12.05
	Total Naphtha/HSD	3658			

(source: Report on Short-term Power Market in India : 2015-16, CERC, 2016)

9.5 可変速機の必要台数

9.5.1 DPR 策定時の選定方法

DPR では可変速機の必要台数選定に当たり、シミュレーション等は行わず、将来の太陽光発電設備の導入量を 300MW、そしてその出力変動を定格出力の 50%以内と想定して secondary control の必要容量を 150MW と見積もり、Turga 揚水発電設備を可変速化することによって 1 台当たりの揚水時調整幅として +/-75MW 程度が期待できることから、可変速機の必要台数を 2 台 (75MW × 2 台 = 150MW) と結論づけていた。

9.5.2 Secondary Control の必要容量推定

(1) West Bengal 州

1) 深夜揚水時 (太陽光発電がない場合)

再エネ余剰がない場合には揚水発電設備は需要の少ない時間帯に揚水運転を行い、ピーク帯に発電する。

そこで 2016 年の West Bengal 州の需要データを Table 9.3.2-6 に示した同州の今後の需要の年平均成長率(CAGR)で補正して FY2021 の最小需要日の日負荷カーブ (Figure 9.5.2-1) を作成し、揚水運転中に必要となる Secondary capacity を推定した。

(内部情報につき非公開)

(source: Compiled & modified by study team based on operational records provided by WBSIEDCL, 2017)

Figure 9.5.2-1 Assumed West Bengal daily load curve on Nadir day in FY2021

Secondary control の最低必要量を算定する方法はあまり公表されていないが、一般的には系統需要の 1-5%程度必要と言われている。事実、日本の電力会社では系統需要の 1-2%と定めており、また米国の PJM¹では系統需要の 1%と論文に報じられていた。

幸運にも日本の電力会社が教育機関向けに提供した資料において、AGC の必要容量算定式が下式のように記載されていた。そこで、今回はこの算定式を流用し、系統需要 P=3,500MW を代入して計算してみると、AGC の必要最小容量は 80MW、系統需要の約 2.3%となった。

< AGC 必要容量算定式 >

$$\text{Minimum AGC requirement} = \sqrt{((1.44 \times P) + (0.01 \times P)^2)} \text{ [MW]}$$

Where P is system load [MW]

2) 日中揚水時 (太陽光発電がある場合)

West Bengal 州では FY2021 までに太陽光発電を約 5,400MW 導入する計画とされている。ピーク需要は 12,688MW と想定されているが、その発生時期は点灯帯であり、太陽光発電が発電する日中の需要は Annexure 9-1 に示される通り、概ねピーク時の 70%程度まで落ち込む。その結果、日中の正味残余需要は多くても 3,500MW、需要の少ない時期では Figure 9.4.2-1 から明らかなように余剰が生じる。

このような需給構造では、従来型電源を調整するだけでは調整しきれないため、再生可能エネルギーの抑制や DR (Demand Response) によって需要側を制御することも必要となるので、AGC 必要容量は現在一般的な運用環境下で用いられている方法では決定できず、新たに設けられた制度を踏まえてその必要量は決められることになる。

逆にいえば、このような状況になると州単独で需給バランス・周波数制御を行うことは困難であり、後述するように大量の再生可能エネルギーが導入された系統をインド全体で広域的に運用していくことになると予想される。

(2) インド全土

1) 深夜揚水時 (太陽光発電がない場合)

現時点で Figure 9.4.1-2、-3、-4 に示されるように、周波数は大規模な系統が有する慣性 (イナーシャ) によって、AGC 制御がなくても安定化できているため、再生可能エネルギーの影響がそれほど顕在化しない深夜帯については調整力の必要性が低いと考えられるので、検討は省略する。

2) 日中揚水時 (太陽光発電がある場合)

インド全土の日負荷曲線は公表されておらず、唯一参照できる情報は 13th NEP (Draft) 版に記載されている Figure 9.4.2-1 のカーブとなる。よってその情報を元に正味残余需要に対して必要となる AGC 必要量を算出することとする。

¹ PJM Interconnection L.L.C., 米国 13 州とワシントン DC 地域の電力システムの管轄、卸電力市場運営を行う独立系統運用機関 (PJM ; Pennsylvania-New Jersey-Maryland の略)

日中の最小需要は 133,741MW とあるので、これを前述の算出式に代入して計算すると、AGC 必要容量は約 1,400MW、系統需要の約 1.1%となった。

9.5.3 Turga 揚水発電プロジェクトにおける可変速機の必要台数

9.5.2 節で推定した通り、仮に West Bengal 州単独で需給バランスを図ることが課された場合には、太陽光発電の発電がない深夜帯であれば AGC 必要容量は 80MW 程度となるため、可変速揚水機は 1 台あれば対応は可能となる。

一方、太陽光発電が発電する日中に揚水運転される場合では、余剰吸収と周波数調整を任意の比率で実施可能となるよう、全台可変速機能を具備することが望ましい。むしろインド国全体として大量の再生可能エネルギーを受け入れるためには広域的な運用をせざるを得なくなってくるので、周波数調整機能を有する設備は最大限利用される状況が予想される。

以上のことより、日中に揚水運転が必要な状況が予想されるのであれば、現状 AGC 機能を有する設備はパイロットプラントのみしか存在しないため、需給運用の観点からは全台可変速化が望ましいといえる。

9.5.4 経済面からみた可変速機台数

DPR では、可変速台数に応じた財務費用、便益評価を行っている。結果は Table 9.5.4-1 に示すとおり。

Table 9.5.4-1 Levelized Tariff Comparison of Unit Number of Adjustable Speed PSP

(入札関連情報につき非公開)

Annexure 9-1

Operational records of West Bengal state system in FY2016 (Per month)

(内部情報につき非公開)

Annexure 9-2

Relationship between electricity price and PPSP operation in FY2016 (Per week)

(内部情報につき非公開)

第 10 章

送変電設備設計

第10章 送変電設備設計

10.1 系統解析

10.1.1 目的

本事業は 1,000MW の大規模揚水発電所の開発となることから、既設系統へ悪影響を及ぼさないこと、また逆に送電系統によって揚水発電所の運転が制約されないこと、を確認する必要があり、Detailed Project Report (DPR) 策定時においても 2015 年に検討されている。しかし、それから 3 年以上経過しているため、需要見通しや系統状況、さらに今後の新規電源や送変電設備の開発計画が変化している可能性がある。よって本事業準備調査では最新のデータを用いて、再度送電系統における潮流や短絡容量、動的安定度をチェックし、発電所が安定的に運転できることを確認する。

10.1.2 検討内容

Turga 揚水発電設備で発生する電力を送電するための電源アクセス計画を含む、132kV 以上の West Bengal 州の系統をインド全体の超高压系統 (220kV 以上) に組み込み、DPR 策定時と同様にピーク期、オフピーク期、水力発電量が減少する渇水期の 3 つの需給断面それぞれについて、潮流計算、短絡容量計算、そして動的安定度解析を実施する。

検討断面は現時点で発・送変電設備を含めたすべての解析用データを入手・想定可能な 2023-24 年とし、West Bengal 州の最大需要は 19 次 Electric Power Survey (EPS) に基づき 13,873MW、そのエリア内配分は州内の各配電事業者の需要見通しに基づき表 10.1.2-1 のように設定した。

なお DPR 策定時の検討断面は 2020-21 年であったが、近年の需要の伸びが当時の予想を下回っていたため、今回の検討はさらに将来の検討断面になるにも関わらず、DPR 策定時よりも約 20% 程度少ない最大需要想定で実施した。

Table 10.1.2-1 Peak Demand and its Distribution at 2023-24

Discoms	WBSEDCL	DVC	CESC	DPL	IPCL	Total
Peak Demand(MW)	8,023	2,584	2,573	480	214	13,873

(1) 潮流計算

各母線の電圧や相差角および各線路を流れる有効電力および無効電力を求め、送電システムにおいて、電圧値や熱容量など、“Manual on Transmission Planning Criteria (Manual)”および“Indian Electricity Grid Code (IEGC)”、等で定められる基準を満足していることを確認する。

(2) 短絡容量計算

Turga 揚水発電設備近傍の各発電所について、3 相地絡時および 1 相地絡時の故障電流を求め、既設遮断器の定格を超過しないこと、および Manual や IEGC で定められる電圧毎の上限値を満足していることを確認する。

(3) 動的安定度解析

送電線等、事故時の Turga 揚水発電設備および系統の応動を確認し、動的安定度が確保されていることを確認する。

10.1.3 判定基準

(1) 過負荷

平常時の送電線および変圧器の負荷は定格容量 (MVA) の 70% 以下とする。
また、2 回線送電線の N-1 事故時については健全な回線および近隣の送電線は共に 90% 以下、また N-1-1 事故で送電線がルート断する際の隣接送電線も 90% 以下とする。

注) 400kV クラスの熱容量は線種によるが、概ね 1 回線当たり 1,300MW となる。

(2) 母線電圧範囲

平常時の母線電圧範囲は 400kV および 220kV 系統共に定格電圧の $\pm 5\%$ 、一方事故時では 400kV 系統については $\pm 5\%$ 、220kV 系統については $\pm 10\%$ とする。

10.1.4 検討結果

本系統解析はインド全国の超高压系統計画を所管し、解析用データを保有・管理する Power Grid Corporation in India Limited (PGCIL) に委託して実施した。以下に今回確認した主な概要について記載する。

なお、インド国では送電線の建設が長くとも 4 年で完了するため、系統計画の策定・見直しは 3-4 年のタイムフレームで実施するよう Manual に定められている。よって今回の解析結果はプロジェクトの実現可能性を評価するというよりは、Turga 揚水発電設備の運転開始までに対策が必要な設備や課題を把握する位置づけとなる。

(1) 潮流計算

Table 10.1.4-1 に示す各需給断面について、Turga 揚水発電設備開発前の送電線健全時および開発後の送電線健全時と 1 回線停止時について潮流計算した結果は Table 10.1.4-2 の通りとなり、DPR 策定時と同様に過負荷となるケースが確認された。今回 West Bengal 州内の需要が減少しているため、過負荷となる設備は大幅に減少したが、軽負荷期や湯水期に Turga 揚水発電設備を揚水運転する際に送電線 PPSP (New) - Ranchi (New) 400kV D/c が片回線停止すると 400kV 系統においても過負荷が生じた。

Table 10.1.4-1 Load Flow Calculation Conditions

Case	Scenario	Generation (MW)	Load (MW)	Export (MW)	PSP's condition (MW)
0-1	Peak	12,189	12,629	-440	Turga Gen/ Non Purulia Gen/+990
0-2	Light	8,076	8,685	-609	Turga Pump/Non Purulia Pump/-1,030
0-3	Low Hydro	7,793	11,354	-3,561	Turga Pump/Non Purulia Pump/-1,030
1	Peak	13,289	12,629	660	Turga Gen/+1,100 Purulia Gen/+990
2	Light	8,076	9,829	-1,753	Turga Pump/-1,144 Purulia Pump/-1,030
3	Low Hydro	7,793	12,498	-4,705	Turga Pump/-1,144 Purulia Pump/-1,030

Table 10.1.4-2 Load Flow Analysis Case and Results for Transmission Lines

Case	Line outage	Violations
0-1	Non (Without Turga PSP)	No
0-1b	One circuit of PPSP(New)-Arambagh 400kV D/c	No
0-1c	One circuit of Purulia PSP-Bidhan Nagar 400kV D/c	No
0-2	Non (Without Turga PSP)	No
0-2b	One circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c	No
0-2c	One circuit of Purulia PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No
0-3	Non (Without Turga PSP)	No
0-3b	One circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c	No
0-3c	One circuit of Purulia PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No
1	Non	No
1a	One circuit of TURGA_PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No
1b	One circuit of PPSP(New)-Arambagh 400kV D/c	No
1c	One circuit of Purulia PSP-Bidhan Nagar 400kV D/c	No
2	Non	No
2a	One circuit of TURGA_PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No
2b	One circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c	Yes
2c	One circuit of Purulia PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No
3	Non	No
3a	One circuit of TURGA_PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No
3b	One circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c	Yes
3c	One circuit of Purulia PSP-PPSP(New) 400kV D/c	No

Table 10.1.4-3 Line loading without any Strengthening

Case	400kV D/c Line loading (MVA)			
	PPSP(New)-Ranchi(New)	Purulia PSP-PPSP(New)	Purulia PSP-Bidhan Nagar	PPSP(New)-Arambagh
0-1	-2×77	2×290	2×216 (278) *	2×300 (374) *
0-2	-2×474 (-659) *	-2×443 (-882) *	-2×106	2×92
0-3	-2×667 (-927) *	-2×521 (-1,036) *	2×89	2×136
1	2×215 (293) *	2×147 (291) *	2×358 (461) *	2×415 (521) *
2	-2×769 (-1,075) *	-2×283 (-565) *	-2×267 (-344) *	-2×171 (-207) *
3	-2×959 (-1,342) *	-2×361 (-717)*	-2×218 (-277) *	-2×147 (-172) *

(note : * under N-1 contingency of respective lines)

またこの時の潮流計算結果事例として、case3 の結果を Figure 10.1.4-1 に示す。

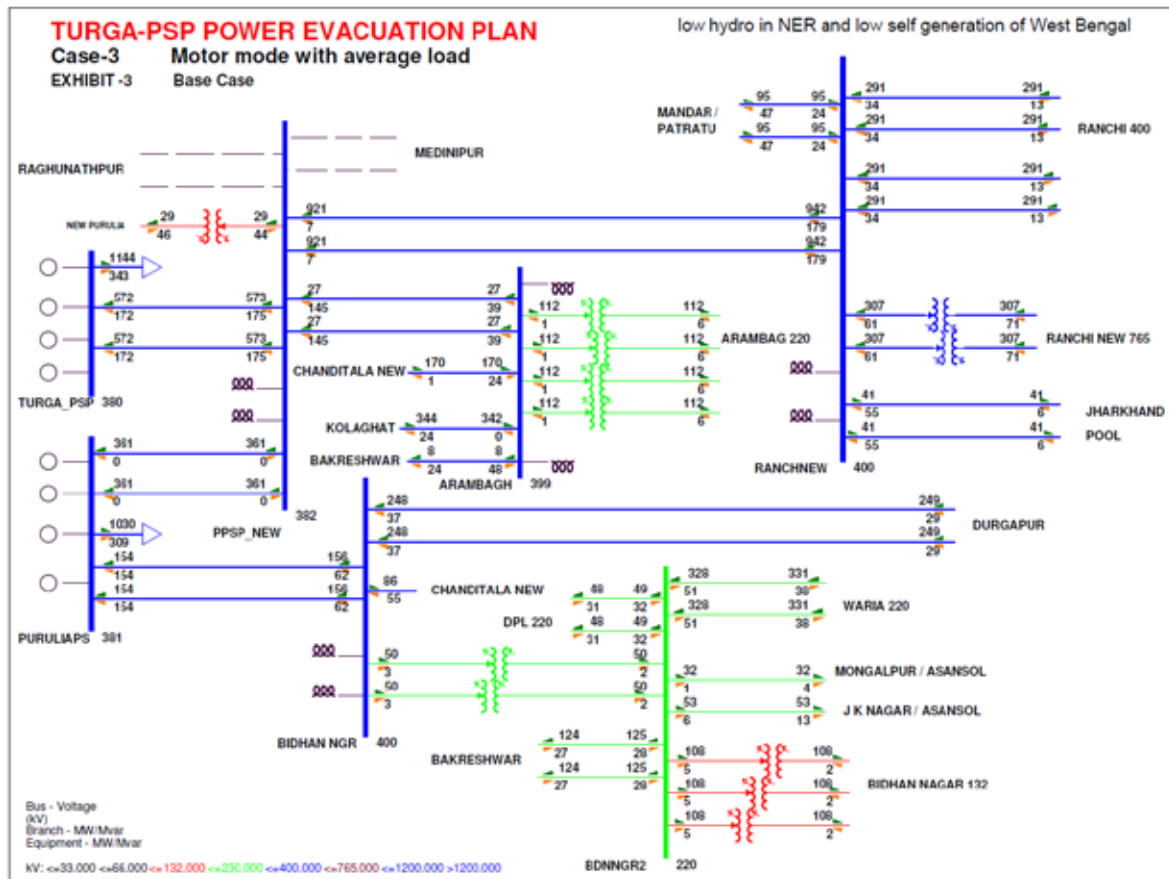


Figure 10.1.4-1 Result of Load Flow Analysis for Case 3

DPR 策定時と同様、一部設備に過負荷が確認されたため、PGCIL よりこれら問題を改善・緩和するいくつかの対策案が示され、各増強案について追加の潮流計算を実施した結果、以下の400kV 送電線を Turga 揚水発電設備建設にあわせて新設・増強することが提案された (Table 10.1.4-4、Figure 10.1.4-2)。

新規送電線 : PPSP (New)-Raghnathpur 400kV Double circuit line (approx. 60km)

増強送電線 : PPSP (New)-Purulia PSP 400kV Double circuit line with Twin HTLC conductor

Table 10.1.4-4 Line Loading with Proposed Strengthening

Case	Line loading (in MVA)			
	Purulia PSP - PPSP(New) 400kV D/c	PPSP (New) - Arambagh 400kV D/c	Ranchi (New) - PPSP (New) 400kV D/c	PPSP (New) - Raghunathpur 400kV D/c
B1 Off peak	-2×283 (-565) *	-2×171 (-207) *	-2×769 (-1,075) *	-
B3 Strengthening	-2×493 (-979) *	-2×123 (-131) *	-2×360 (-441) *	-2×793 (-1,236) *
C1 Low Hydro	-2×361 (-717) *	-2×147 (-172) *	-2×959 (-1,342) *	-
C3 Strengthening	-2×608 (-1,207) *	-2×198 (-232) *	-2×489 (-600) *	-2×924 (-1,438) *

(note : * under N-1 contingency of respective lines, strengthen: PPSP(New)-Raghunathpur 400kV D/c)

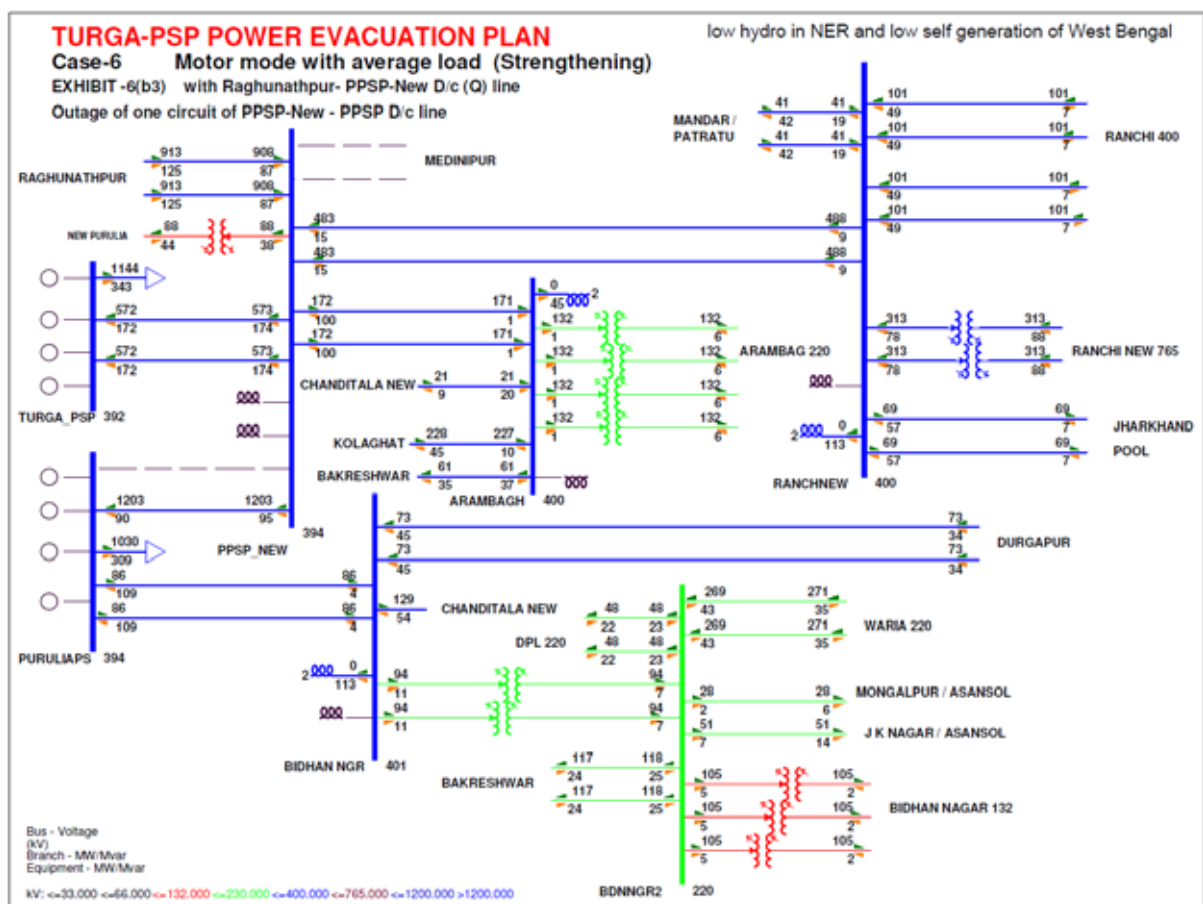


Figure 10.1.4-2 Result of Load Flow Analysis for Case C3(Strengthening)

今回の系統解析では解析に必要なデータの入手・想定制約により、2023-24 年断面で行ったが、Turga 揚水発電設備の運転開始時期は本事業準備調査において 2026-27 年へ後ろ倒しされたことを確認している。よって今後の需要増加によって電力潮流が増加する可能性はあるが、表 10.1.4-3 の通り線路潮流増加の要因は Turga 揚水発電設備の開発が支配的であるため、当面送変電設備の制約によって Turga 揚水発電設備の運転に制約が生じる可能性は低いと考えられる。

但し、インド国の高い経済発展に伴い需要の増加と共に電源の開発も進むので、Turga 揚水発電プロジェクトを進めるに当たっては、上記対策や West Bengal 州内の系統整備が適切なタイミングで着実に計画・実施されていくことを注視する必要がある。

(2) 短絡容量計算

各需要断面に対して、Turga 揚水発電設備近傍の母線について 3 相地絡故障および 1 相地絡故障が生じた際の故障電流を計算した結果は Table 10.1.4-5 の通りであった。

Table 10.1.4-5 Three Phase and Single Line to Ground Short Circuit Current near Turga PSP Site

Sl. No.	Name of S/s (design short circuit level)	kV	Peak Load		Off Peak Load		Low Hydro Gen	
			3-phase(A)	L-G(A)	3-phase(A)	L-G(A)	3-phase(A)	L-G(A)
Without Strengthening								
1	BIDHAN NGR (40kA)	400	26,344	19,839	24,327	18,206	24,180	18,097
2	ARAMBAGH (40kA)	400	23,965	16,968	21,923	15,487	21,666	15,285
3	PPSP_NEW (50kA)	400	28,178	27,661	19,197	12,075	19,132	12,041
4	PURULIA_PSP (50kA)	400	27,847	27,339	18,963	11,919	18,899	11,886
5	TURGA_PSP (63kA)	400	24,771	24,809	16,861	10,486	16,811	10,461
6	RANCHI_NEW(63kA)	400	58,337	41,518	55,602	39,400	55,485	39,345
7	RAGHUNATHPUR(50kA)	400	32,022	29,387	31,759	29,225	31,735	29,211
With Strengthening (Peak Load with PPSP(New) – Raghunathpur T/L)								
Sl. No.	Name of S/s	kV	Peak Load		Off Peak Load		Low Hydro Gen	
			3-phase(A)	L-G(A)	3-phase(A)	L-G(A)	3-phase(A)	L-G(A)
1	BIDHAN NGR (40kA)	400	26,855	20,051	25,410	18,908	25,270	18,806
2	ARAMBAG (40kA)	400	24,426	17,145	22,853	16,063	22,600	15,865
3	PPSP_NEW (50kA)	400	40,954	37,570	31,832	21,009	31,739	20,966
4	PURULIA_PSP (50kA)	400	39,731	36,372	30,868	20,283	30,780	20,243
5	TURGA_PSP (63kA)	400	33,379	31,156	25,886	16,630	25,825	16,603
6	RANCHI_NEW(63kA)	400	58,361	41,526	56,071	39,960	55,964	39,912
7	RAGHUNATHPUR (50kA)	400	43,657	38,362	39,989	35,131	39,912	35,087

DPR 策定時には多数の変電所において既設の遮断器定格超過や計画基準逸脱が確認されていた。今回の検討では最大需要想定が減少したため、定格を超過する設備は DPR 策定時より減少したが、高い故障電流値を示す地点は多数確認されたため、PGCIL は West Bengal 州内の系統整備において、系統需要の増加に応じて適宜に対策するよう指摘していた。

また、DPR 策定以降のインド国の系統規模拡大に伴って Jamshedpur 変電所の故障電流レベルが増加した結果、当時 PGCIL が提案した新規送電線開発案(PPSP(New)-Jamshedpur 400kV D/c)が今回の過負荷対策案から外された。よって Turga 揚水発電設備が運転開始する 2026-27 年までに故障電流レベルが今回の結果から更に増加する可能性は高いため、今後、定期的に Turga

揚水発電設備近傍の故障電流レベルを確認する必要がある。とはいえ、故障電流レベルは新規電源の昇圧用変圧器のインピーダンス設計や系統構成および母線分離、等の運用で対策できること、またインド国では現在 3-4 年で新規送変電設備を整備できることから、本プロジェクトにおいて大きなリスクとなることはない。

(3) 動的安定度解析

動的安定度は Manual に従い、Turga 揚水発電設備だけでなく、既設 Purulia 揚水発電設備の安定性について確認した。具体的には、潮流計算時に作成した 3 つの需給断面それぞれに対して、下記の 2 種類の故障を両揚水発電設備にとって厳しいと思われる送電線に対して模擬し、その際の応答を確認した。

< 事故種別 >

N-1 故障

送電線の N-1 故障を想定し、400kV 2 回線送電線の片回線に対して、その発電所母線至近端の 3 相地絡故障を発生させ、その 100ms 後に故障の生じた送電線 3 相を開放する。

N-1-1 故障

短時間に 2 つの故障が連続して発生する稀頻度事故を想定し、2 つの送電線に対して、その発電所母線至近端の 3 相地絡故障を 2 秒の間隔を置いて発生させ、各故障の 100ms 後に該当送電線 3 相を開放する。

故障模擬した送電線は Figure 10.1.4-3 に示す 6 地点で、実施ケースとその安定度確認結果を Table 10.1.4-6 に、またこの時のシミュレーション結果の代表事例として、case DA1 実施時の結果 (Turga 揚水発電設備発電時の位相) を Figure 10.1.4-4 に示す。

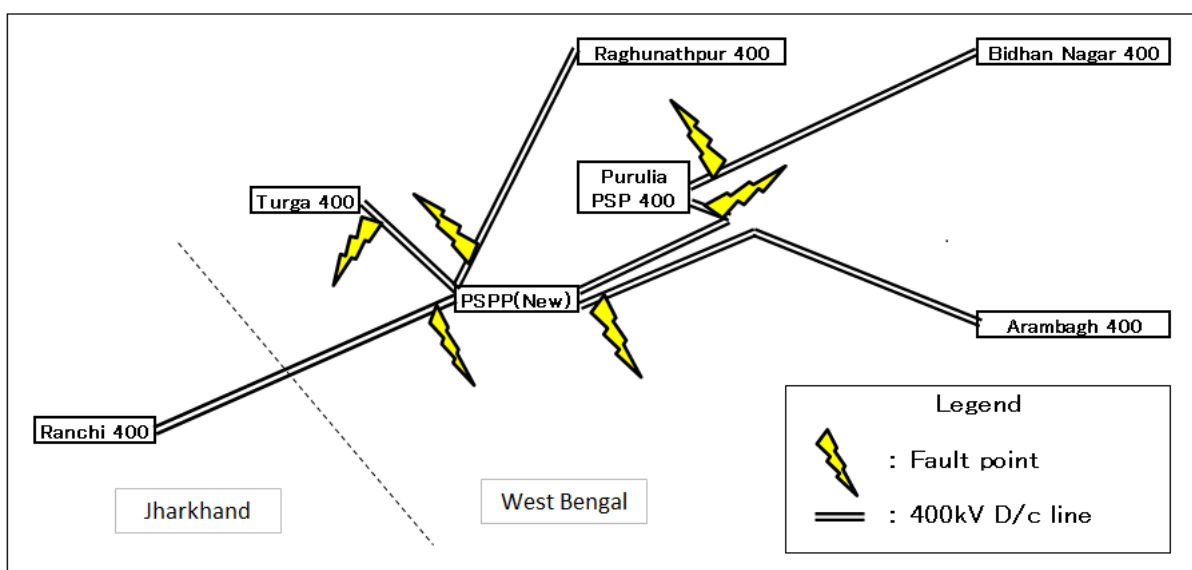


Figure 10.1.4-3 Fault Points in Dynamic Stability Study

Table 10.1.4-6 Dynamic Stability Study Cases and Each Result

Case	Scenario	Fault type	Fault situation	Stability
DA1	Peak	N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c line	Stable
DA2		N-1	3 phase fault close to Purulia PSP bus in one circuit of Purulia PSP-Bidhan Nagar 400kV D/c line	Stable
DA3		N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Arambagh 400kV D/c line	Stable
DA4		N-1-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in both circuits of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c line	Stable
DA5		N-1	3 phase fault close to TPSP bus in one circuit of TPSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable
DA6		N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Raghunathpur 400kV D/c line	Stable
DA7		N-1-1	3 phase fault close to TPSP bus in both circuits of TPSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable
DA8		N-1-1	3 phase fault close to Purulia PSP bus in both circuit of Purulia PSP-Bidhan Nagar 400kV D/c line	Stable
DA9		N-1	3 phase fault close to TPSP bus followed by tripping of all four units of TPSP	Stable
DB1	Light	N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c line	Stable
DB2		N-1	3 phase fault close to Purulia PSP bus in one circuit of Purulia PSP-Bidhan Nagar 400kV D/c line	Stable
DB3		N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Arambagh 400kV D/c line	Stable
DB4		N-1-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in both circuits of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c line	Stable
DB5		N-1	3 phase fault close to TPSP bus in one circuit of TPSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable
DB6		N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Raghunathpur 400kV D/c line	Stable
DB7		N-1-1	3 phase fault close to TPSP bus in both circuits of TPSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable
DC1	Low Hydro	N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c line	Stable
DC2		N-1	3 phase fault close to Purulia PSP bus in one circuit of Purulia PSP-Bidhan Nagar 400kV D/c line	Stable
DC3		N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of	Stable

Case	Scenario	Fault type	Fault situation	Stability
			PPSP(New)-Arambagh 400kV D/c line	
DC4		N-1-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in both circuits of PPSP(New)-Ranchi(New) 400kV D/c line	Stable
DC5		N-1	3 phase fault close to TPSP bus in one circuit of TPSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable
DC6		N-1	3 phase fault close to Purulia PSP bus in one circuit of Purulia PSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable
DC7		N-1	3 phase fault close to PPSP(New) bus in one circuit of PPSP(New)- Raghunathpur 400kV D/c line	Stable
DC8		N-1-1	3 phase fault close to TPSP bus in both circuits of TPSP-PPSP(New) 400kV D/c line	Stable

動的安定度の確認は、系統周波数、Ranchi(New)、PPSP(New)、Purulia PSP、Bidhan Nagar、Arambagh、Raghunathpur および Turga PSP の 400kV 母線電圧と位相差、Turga PSP および Purulia PSP(Peak 断面) または Kolaghat 発電機および Raghunathpur 発電機(Light 断面および Low Hydro 断面) の相差角について行い、いずれのケースも DPR 実施時と同様に安定であることが確認された。

なお、Turga 揚水発電設備が運転を開始する 2026-27 年にはさらに系統規模が拡大することとなるが、一般に同期安定性は系統規模が拡大して連系発電機台数が増加すればするほど向上する傾向を示すこと、また電源脱落の影響は系統規模が大きいほど相対的に小さくなること、等より、Turga 揚水発電設備の運転開始時の安定性が今回確認した結果から大きく低下する可能性はなく、むしろより安定化することが予想されるので、Turga 揚水発電設備開発による動的安定性の問題は特に無いと判断される。

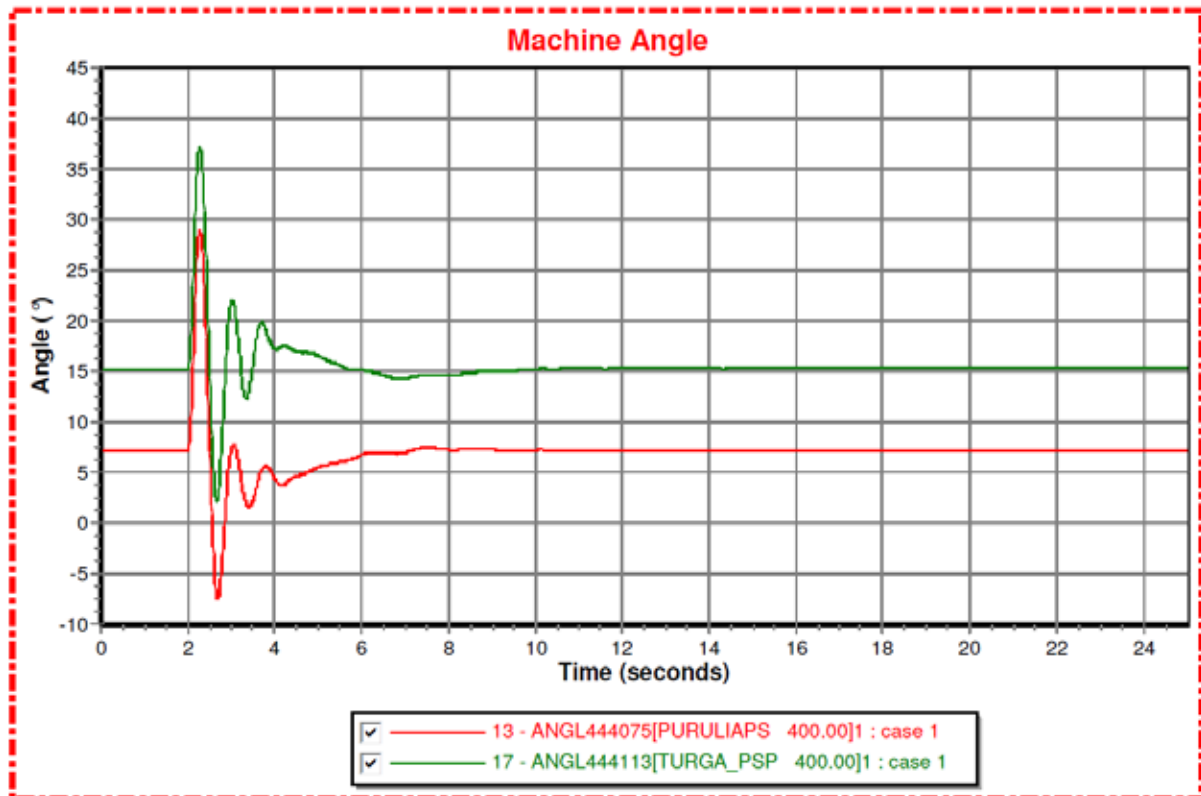


Figure 10.1.4-4 Result of Dynamic Stability Analysis for Case DA1 (Machine Angle)

10.2 送電設計

10.2.1 送電容量

(1) 必要送電容量

Turga PSP (4台×250MW)の各発電機は、発電モード250MWに対して291MW(最大ポンプ入力285MW、モーター効率0.98)の最大容量を有しているため、必要送電容量としては1164MW(4台×291MW)となる。

(2) 送電線計画基準と電線温度条件

CEAの送電線計画基準(2013年1月に公表)やIS 802によると送電線の送電容量計算条件は以下のとおり。


- 周囲温度：45度
- 最大電線温度(ACSR：常時)：75度
- 最大電線温度(ACSR：緊急時)：85度

(3) 電線種類

CEA の送電線計画基準によると ACSR の電線種類に対する送電容量は Table 10.2.1-1 のとおり。

Table 10.2.1-1 Transmission Capacity for Each Conductor Type

Conductor Type	Metallic Area [sq.mm]	Diameter [mm]	at Continuous Condition (Ambient Temp.=45degC, Max.Conductor Temp.=75degC)				at Emergency Condition (Ambient Temp.=45degC, Max.Conductor Temp.=85degC)					
			Ampacity [A]	Transmission Capacity (Power Factor is considered as 0.8)				Ampacity [A]	Transmission Capacity (Power Factor is considered as 0.8)			
				x 1 conductor (Single)	x 2 conductors (Twin)	x 3 conductors (Triple)	x 4 conductors (Quad.)		x 1 conductor (Single)	x 2 conductors (Twin)	x 3 conductors (Triple)	x 4 conductors (Quad.)
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
ACSR Zebra	484.00	28.62	560	310	620	930	1240	703	390	780	1170	1560
ACSR Moose	597.00	31.77	631	350	700	1050	1400	798	442	884	1326	1768
ACSR Snowbird	552.23	30.57	630	349	698	1047	1396	795	441	882	1323	1764
ACSR Bersimils	724.69	35.04	732	406	812	1218	1624	933	517	1034	1551	2068
ACSR Lapwing	863.47	38.22	773	428	856	1284	1712	992	550	1100	1650	2200

 :> Required Transmission Capacity (1164[MW])

必要送電容量である 1164MW を満足する電線種類および導体数のうち、最も適当な組み合わせは 4 導体の ACSR Moose である。その理由は以下のとおり。

- WBSEDCL の送電システムにおける 400kV 送電線として一般的に使用されている電線種類は ACSR Moose であり、近傍の Prulia PSP の送電線でも ACSR Moose が採用されている。
- 電線種類を標準化や統一化することは維持管理や資産管理の簡素化につながる。そして、補修材料の共有化により貯蔵材料を減らすことにもつながる。

10.2.2 送電線ルートと新設変電所

(1) 送電線ルート

Turga PSP の switchyard から新設変電所までの送電線ルートは Figure 10.2.2-1 のとおりであり、鉄塔位置の選定において考慮する項目は以下のとおり。



Figure 10.2.2-1 Conceptual Plan of Transmission Line from Switchyard to New Sub Station

- 角度鉄塔を出来るだけ少なくする。
- 一般的に経済的とされている鉄塔径間長 350m ~ 450m の範囲で鉄塔位置を選定する。
- 既設の送電線を横過しないようにするなど、鉄塔高が高くない鉄塔位置を選定する。
- 環境負荷低減や工事費削減のため、工事用運搬設備を極力設置しないように発電所建設のための工事用道路近傍に鉄塔位置を選定する。

なお、最終的な鉄塔位置決定は鉄塔敷地形状や地質調査結果を考慮する必要がある。

(2) 新設変電所場所

新しい変電所の位置とレイアウトについては、Figure 10.2.2-1 のとおり計画するが、今後の詳細検討結果を考慮し再考する必要がある。

10.2.3 送電線建設コスト

Turga PSP から新設変電所までの送電線の概算工事費は Table 10.2.3-1 のとおり。

Table 10.2.3-1 Estimated Cost of the Transmission Line and Bay Work

(入札関連情報につき非公開)

10.3 変電設備設計

10.3.1 変電設備構成

(1) 変電設備構成

400kV 変電機器としてガス絶縁開閉装置 (GIS) が採用される。GIS には、400kV 母線、遮断器、線路開閉器、接地開閉器および計器用変流器などが含まれる。GIS は建屋内に据付され、この建屋には GIS ユニットの保守および改修時に GIS ユニットを吊上げるための天井クレーンが設置される。建屋は 2 つ設置され、別の建屋には、変電設備の制御盤、保護継電器盤が収納される。

新設変電所 (New PPSP Gas Substation) からの 2 回線送電線が変電ヤードに引き込まれ、送電線引き留め用鉄構は、この 2 回線送電および将来用の 2 回線送電線の合計 4 回線を引き留めするように設置される。避雷器、計器用変圧器、ライントラップおよび結合キャパシタは 2 回線の送電線それぞれに設置される。

変電ヤードの広さは横方向 165m、縦方向 50m と計画されており、設計図面 (General Layout Plan) に示される機器配置と現地状況を比較して、変電設備の設置に十分な広さが確保できると思われる。

(2) GIS

400kV 母線構成として 2 重母線方式が適用される。変電設備の単線結線図により、GIS には、400kV 母線、9 の遮断器、26 の線路開閉器、26 の接地開閉器、計器用変成器等が含まれる。このような場合、一般的に GIS は 4 つの送電線ユニット、4 つの発電機用ユニットおよび 1 つの母線連絡ユニットの合計 9 つのユニットで構成される。類似のプラントの機器配置を考慮すると、設計図面 (Switchyard Plan) に示される建屋に対して GIS は十分収納可能である。

また、GIS には SF6 ガス圧監視装置が設けられ、SF6 ガス圧が適正範囲から逸脱しているかどうかについて監視が行われる。

(3) 遮断器

空気圧または油圧操作式の SF6 ガス遮断器が適用される。単相および三相の高速再閉路機能を有し、電気的および機械的にトリップフリーとする。トリップコイルは二重化し、どちらのコイルでも確実にトリップできるものとする。

遮断器の主な仕様は以下のとおりである。

- 定格電圧：420kV
- 定格電流：2,000A
- 定格遮断電流：50kA
- 定格周波数：50Hz

- 動作責務
 - 送電線および母線連絡
 - $t - CO - t' - CO$ ($t=0.3\text{sec}$, $t'=60\text{sec}$)
 - 発電電動機
 - $CO - t'' - CO$ ($t''=15\text{sec}$)
- 雷インパルス耐電圧：1,425kV

(4) 線路開閉器

線路開閉器および接地開閉器は空気圧または電動操作式とする。線路開閉器は 400kV 母線およびその他 400kV 接続機器の充電電流を開閉できるものとする。

線路開閉器の主な仕様は以下のとおりである。

- 定格電圧：420kV
- 定格電流：2,000A
- 定格周波数：50Hz
- 定格短時間 (2sec) 耐電流：50kA
- 定格最大耐電流：100kA
- 雷インパルス耐電圧：1,425kV

(5) 変流器

変流器の主な仕様は以下のとおりである。

- 定格 1 次電流：2,000A
- 定格 2 次電流：1A
- 定格周波数：50Hz
- 雷インパルス耐電圧：1,425kV
- 確度階級
 - 保護継電器用：3P
 - 計器用：1.0

適用する確度階級は、詳細設計において設計した計器および保護継電器に合わせて見直しを行い最終化する。

(6) 計器用変圧器

計器用変圧器の主な仕様は以下のとおりである。

- 定格 1 次電圧：400kV/ 3

- 定格2次電圧：110V/ 3
- 定格周波数：50Hz
- 雷インパルス耐電圧：1,425kV
- 確度階級
 - 保護継電器用：3P
 - 計器用：1.0

(7) XLPE ケーブル

400kV 単芯 XLPE ケーブルを地下発電所から変電ヤードまで敷設する。ケーブルはケーブルトンネルに沿って敷設し、主変圧器と GIS を接続し、ケーブルルートの長さは約 350m となる。主変圧器の2次側定格電流は 476A で、CEA ガイドラインによる3相短絡電流は 50kA と想定される。これらによりケーブルの導体断面積は 630mm² となる。

XLPE ケーブルの主な仕様は以下のとおりである。

- 定格電圧：400kV
- 導体断面積：630mm²
- ケーブル外径：120mm
- 運転時最大温度：90°C (2sec)
- 雷インパルス耐電圧：1,425kV
- 回線数：4回線 + 予備1回線

ケーブル終端部の絶縁補強のため、ケーブル終端箱は油絶縁を適用する。これに伴い、ケーブル終端箱に絶縁油供給装置を設置する。

10.3.2 変電設備設計

(1) 絶縁設計

雷サージから変電設備を保護するため、400kV 送電線の引き込み点それぞれに避雷器を設置する。良好な非線形特性を有することから、非線形抵抗特性を持つギャップレスの酸化亜鉛避雷器を適用する。

避雷器の主な仕様は以下のとおりである。

- 型式：ギャップレス酸化亜鉛避雷器
- 定格電圧：390kV
- 定格周波数：50Hz
- 定格放電電流：10kA

避雷器の非線形抵抗特性は以下のとおりである。

Table 10.3.2-1 避雷器の非線形抵抗特性

電圧 (kV)	電流 (A)
0	0
540	0.001
845	10,000
910	15,000
980	20,000
1,080	40,000

GIS をはじめとする変電設備の寸法を考慮すると、送電線引込口に設置した避雷器で変電設備全体を保護することが可能であるが、主変圧器については、変電設備からの距離が長いいため、この避雷器では保護できない。したがって、主変圧器とケーブルの接続個所に避雷器を設置することが必要である。

なお、詳細設計時には雷サージ解析を実施し、避雷器の設置個所を確認する。

(2) 接地および避雷設計

送電線引き留め鉄構など、屋外に設置される変電設備の避雷対策として、架空地線を適用する。また、鉄構と GIS 建屋との間の相分離母線の金属製外箱は確実に接地する。

接地導体を変電ヤードの地下に埋設し、接地網を形成する。接地抵抗は IEEE80-2000 に規定される接触電圧と歩幅電圧の条件を満足する必要がある。詳細設計では、変電ヤードで計測された大地抵抗率にもとづき、接触電圧と歩幅電圧を算定して、接地抵抗が IEEE の規定を満足するように接地網を設計する。

(3) 耐塩設計

TPSP の計画地点は海岸部から約 230km 離れた地点であるため、変電設備設計において耐塩設計を考慮する必要はないと考えることができる。

(4) 騒音対策

変電設備から出される騒音のレベルは、The National Environment (Noise Standard and Control) Regulations, 2003 の規則に従い抑制されなければならない。

主要な騒音源であると考えられる主変圧器については、地下発電所内に設置される計画であるため、その騒音レベルを考慮する必要はない。したがって、主要な騒音源として、遮断器と非常用発電機の騒音を考慮する必要がある。遮断器からの騒音はインパルス性ノイズであり、この騒音が規則に定める基準を満足できない場合、防音壁を設けるなどの対策をとる必要がある。非常用発電機からの騒音については、発電機を防音建屋に収納して対策をとる。

Table 10.3.2-2 最大許容騒音レベル

設 備	最大許容騒音値 (A 特性、等価騒音レベル)	
	日中 6:00am – 10:00pm	夜間 10:00pm – 6:00am
A. 病院,療養所,老人施設,サナトリウム,高等教育施設,会議室,図書館,レクリエーション施設	45	35
B. 居住用建物	50	35
C. 住居および商用複合施設	55	45
D. 住居および産業複合施設、小規模工場	60	50
E. 産業用施設	70	60

(source: The National Environment (Noise Standard and Control) Regulations, 2003)

Table 10.3.2-3 インパルスノイズの最大許容騒音レベル

騒音レベル (dB) (A 特性,ピーク騒音レベル)	1日あたり許容回数
140	100
130	1,000
120	10,000

(source: The National Environment (Noise Standard and Control) Regulations, 2003)

(5) 防火対策

イオン化式煙感知器および作動式熱感知器が変電ヤードの建物に設置され、保安員の常駐場所には、これら感知器からの信号を受け、情報表示を行う警報制御盤が設置される。

また、変電ヤードの適当な個所に粉末式消火器、CO₂消火器および水系消火器が備えつけられる。

(6) 換気設備

GIS および制御盤が設置される建物には換気設備を備えつける必要がある。特に、計算機や制御盤および保護継電器盤を設置する部屋には空調を備え付けて、温度と湿度を適切な範囲に維持する。

主回路 XLPE ケーブルを敷設するケーブルトンネルは、地下発電所の排気を屋外に排出するための排気トンネルとしても利用されるため、屋外への換気ダクトと換気ファンを設置する必要がある。現状の設計図面には換気ダクトと換気ファンが明示されていないため、これらの配置を検討する必要がある。

(7) 通信設備

TPSP と他の変電所間の通信方法として、電力線搬送通信方式が用いられ、引き込み送電線それぞれにライントラップと結合キャパシタが設置される。バックアップの通信方法として光ファイバ複合架空地線を用いた通信が適用される。

10.3.3 保護継電器

(1) 送電線保護

一般的に、送電線保護として、電流差動継電器が主保護として用いられ、距離継電器が後備保護として用いられる。TPSP の場合、接続先の変電所 New PPSP GIS Substation までの送電線長さが 3km 程度であり、短距離送電線に分類されるため、距離継電器が主保護として用いられる。

(2) 母線保護

変電設備 400kV 母線の保護として、比率差動継電器が用いられる。この保護継電器は 2 重母線のそれぞれを選択遮断することを可能とする。

(3) ケーブル保護

主回路 XLPE ケーブルの保護として、比率差動継電器が主保護として用いられ、過電流継電器が後備保護として用いられる。

以上、DPR における変電設備構成、設計に特段の問題となる点は認められない。

第 11 章

環境社会配慮

第11章 環境社会配慮

本事業は、西ベンガル州内及び当該地域の安定した電力供給の確保や電力品質の改善に資する最優先事業として、他計画に先駆けて事業計画案の策定が進められた。WBSEDCL は、本事業をローリングプランに反映させるために、本事業の Detailed Project Report (以下「DPR」)を中央政府に提出する一方で、インド国内法に基づく環境影響評価(以下「既存 EIA」)を並行して行い、2016 年に同報告書を取りまとめた¹。同 EIA 結果を踏まえ、環境森林気候変動省 (Ministry of Environment, Forestry and Climate Change、以下「MoEFCC」)から環境許可 (Environmental Clearance) と森林許可 (Forest Clearance) (ステージ 1) の交付を受けるための申請及び国内手続きを WBSEDCL が行う傍ら、JICA は準備調査を実施した。これは、わが国による本事業への支援の可否を検討するにあたり、既存 EIA のレビューを行い、インド国内法と JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年版) (以下、「JICA ガイドライン」) との乖離内容に基づく補足調査を行い、同調査結果に基づく影響予測、緩和策の検討、環境モニタリング計画の策定を行ったものであり、以下にその内容を述べる。

11.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本事業は以下のコンポーネントから構成される。

- ・ 揚水発電所設備の建設 (上池 (87.1ha)、下池 (49.0ha)、取水口、導水路、水圧管路、放水路、放水口、発電所 (出力 250MW × 4 基) (地下) 等)
- ・ 資機材調達・据え付け
- ・ 送電設備の建設 (発電所から変電所まで延長距離 1.7km の送電線・鉄塔)
- ・ コンサルティングサービス (詳細設計、入札補助、施工監理等) の実施

本事業の実施によって、およそ 300 ha の用地取得・接収が必要になる。うち 292 ha は揚水発電所及び関連施設²、7.82 ha が送電線 ROW と鉄塔基部である。292 ha の内訳は、林地 234 ha、非林地 58 ha (灌漑局所有の灌漑貯水池 34 ha、WBSEDCL 所有地・私有地 24 ha) である。灌漑局所有地は WBSEDCL に所有権が移管される予定である。24 ha は一時的もしくはリースによる使用の可能性がある。取得用地のうち、上池・下池整備により水没する面積はおよそ 146.589 ha で、下池は既存灌漑ダムの拡張である。

¹ 既存 EIA 報告書は、環境影響評価報告書 (第 1 巻)、社会影響評価報告書 (第 2 巻)、環境管理計画報告書 (第 3 巻)、パブリックヒアリング議事報告書 (第 4 巻) の 4 巻からなる。同報告書は JICA ウェブサイトで公開されている (https://www.jica.go.jp/english/our_work/social_environmental/id/asia/south/category_a_b.fi.html (2018 年 8 月アクセス))。

² 揚水発電所及び関連施設の内訳は次のとおり。上下池 146.589 ha、土木構造物 16.332 ha、建設設備 16.332 ha、資機材置場・加工場・土捨場計 18.60 ha、恒久・仮設道路計 21.97 ha、土取場 (骨材採取地点 18.60 ha、コア材採取地点 42.401 ha) その他 8.537 ha。土捨場については、捨土用に 13.37 ha が確保され、未粉碎の土壌が 20 メートルの高さまで積み上げられても収容可能となっている。

11.2 事業計画地の現況

11.2.1 自然環境

(1) 概要

本揚水発電計画は、既設の Purulia 揚水発電所と同じアヨージャ (Ajodhya) 丘陵に立地し、既設の灌漑ダムを改修して下池とする一方、上池は新設される予定である。ここで、揚水発電所の EIA 対象地域 (以下、「調査対象地域」) における土地利用の状況を Table 11.2.1-1 に示す。表に示した通り、調査対象地域では草地と農地がそれぞれ約3割を占め、これに裸地 / 岩石露頭地 (25.58 %) が次ぐ。

全面積の 13.47 % に当たる林地は灌木が優占し、既存 EIA 報告書によると立木密度は 1,000 ~ 1,200 本 / ha である。ゆえに、調査対象地域の全景を概説すると、基岩の露出する裸地が目立つ草地帯に灌木林が点在し、一部が農地と居住地に用いられている丘陵地域と表現できる。

調査対象地域の気候は冬季 (11月~3月)、夏季 (4月~6月)、雨季 (7月~9月) および雨季後 (ポストモンスーン季; 9月中旬~10月下旬) に大別され、約 1300 mm の年降水量が雨季の 70 日間程度に集中する。大気質と水質、騒音と振動については何れも清澄かつ静穏な状況であり、これらは既存 EIA において測定された環境データによって裏付けられている。また、調査対象地域内には生態系を保護することを目的に指定された国立公園や自然環境保全地域は存在しない。西ベンガル州には各所で絶滅危惧種に指定されている植物の分布が認められているが、これらは同州北部の標高 600 m 以上の山地、もしくはマングローブ林が繁茂する南部の潮間帯 (湿地帯) に限定されるため、調査対象地域は位置的に該当せず、生態学上重要な植物の生育も確認されていない。一方、動物相については哺乳類が 16 科 25 種、鳥類はアカケオス、ハト、キュウカンチヨウ、イエガラス、イエズメなど 39 科 86 種が調査によって確認されているが、これらは何れも国際自然保護連合 (International Union for Conservation of Nature and Natural Resources : IUCN) の保全状況分類において準絶滅危惧 (Near Threatened : NT) もしくは軽度懸念 (Least Concern : LC) に該当する。

以上を踏まえ、揚水発電所及び関連施設の建設に伴って想定される自然環境への影響に関し、既存 EIA と本事業の DPR によって判明している事項を施設ごとに整理する。

Table 11.2.1-1 Land Use Condition of the Survey Area

Land use	Area (ha)	Rate (%)
Residence/ Waterbody	223	0.73
Grassland	13,189	31.13
Agricultural land	12,325	29.09
Bare land	10,839	25.58
Shrub	5,708	13.47
Total	42,367	100.00

(source: DPR and EIA Report)

(2) 揚水発電所及び関連施設建設予定地の概況

1) 上池（上部調整池）

上池はスバルナレカ川（Subarnarekha River）の支流であるトウルガ渓谷（Turga Nala）を横切り、集水域は8.29 km²と算出されている。既存水系を利用する掘り込み式工法によって造成され、湛水面積は約1.17 km²の計画である。なお、本事業によって伐採・水没する林地の大部分は上池の建設予定地に位置するが、前述の通り保護すべき重要な動植物の存在は確認されておらず、西ベンガル州に広範に分布する安定種が散見される灌木丘陵林の様相を呈している（Figure 11.2.1-1）。



(source: DPR Survey Team, April 2014)

Figure 11.2.1-1 General View of Proposed Upper Dam Area

2) 発電所・水路

発電所と水路は地下構造物として建設されるため、地表への影響は想定されない。建設予定地の表層地質は堅硬な花崗岩質片麻岩類が優占しており、その上に低養分・低保水性を特徴とする Alfisols（赤色風化土）が10～15 mほど発達している。また、上記の基岩を母材として、未発達土壌である Inceptisols の分布も認められ、これらの肥沃度が低い土壌の上に矮性の各種広葉樹と点在する草本が生育している状況である。なお、地下水路より地上部分に露出するサージタンクの付近も、同様の土壌及び植生分布である。

3) 工事用道路（取付道路）

地下掘削（トンネル工事）による土の搬出や地下発電所建設工事等に使用される工事用アクセス道路の建設予定地では、花崗岩質の岩塊が露出・点在する中に、矮性の各種広葉樹が疎らに生育する植生帯の様相を呈している。



(source: DPR Survey Team, April, 2014)

Figure 11.2.1-2 General View of Proposed Outlet Area

4) 放水口

放水口の建設予定地は下池の右岸に位置し、露出した基岩上に灌木が部分的に生育する禿禿地である（Figure 11.2.1-2）。この地域は上池の建設予定地よりも標高が低く、表流水の集積によって相対的に地表部は湿潤であるため、植生密度は上池建設予定地周辺よりもわずかに高い。

5) 下池

下池周辺の地表における自然環境の概観は放水口の予定地と類似しており、露出した基岩上に灌木が部分的に生育している（Figure 11.2.1-3）。既存 EIA 報告書によると、灌漑用ダムの水質は一般項目ならびに栄養塩含量ともにインド国が定める基準値を超過していない。



(source: DPR Survey Team, April, 2014)

Figure 11.2.1-3 General View of The Existing Irrigation Dam and Surroundings

なお、既存 EIA では上池建設予定地の上流と下流を含む 4 地点の水質を季節ごとに測定しているが、この灌漑ダムの pH のみが各季ともに弱アルカリ性 (pH 8 程度) を示している。これは、停滞水中に繁茂した植物プランクトンによる光合成の影響と考えられ、異常水質の懸念はないものと推定される。また、前述の通り、本事業において下池は既存の灌漑用ダムに拡張工事を加えて造成される計画である。そのため、既存 EIA では 60 余年間 (1958 年～2012 年) の降水量や河川流量の実測データに基づいて上池 下池間の流量が予測・算出されており、同結果によると下池における灌漑用水量が拡張工事後に減じる可能性は極めて低いことが示されている。

6) 屋外開閉所

地下発電所の地上部付近の建設域及びその周辺域は、主として花崗岩質片麻岩類で構成される岩塊が点在する中に、矮性の広葉樹や草本が疎らに生育する植生帯を呈している。

7) 送電設備

鉄塔建設予定地域周辺も、調査対象地域の主要な環境条件と変わらず、主として花崗岩質片麻岩類で構成される岩塊が点在する中に、矮性の広葉樹や草本が疎らに生育する植生帯である。

8) 土捨場

本事業によって生成される建設発生土の総量は、320 万 m^3 のオーダーと推定されており、膨張率を 25% とすると実際に処理する総量は約 400 万 m^3 と予想される。この建設発生土の半分は建設資材として利用されるため、残り 200 万 m^3 の発生土が廃棄される予定である。

土捨場には、丘陵地域に造成したテラスが使用される計画となっており、緩やかな勾配におよそ 10 メートルのテラスが建設され、土留壁や排水設備、粉碎装置などを設置してその安定化が図られることになる。実施機関によるこれらの安全措置の実施は、森林許可の取り付けに際しても前提条件となっている。

土捨場の場所を、他施設と合わせ Annex 11-1 に示す。資機材置場・加工場・土捨場は計 6 か所 (186,000 m^2) 確保されており、その内訳は DPR に示されていないが、2 か所 (全体の 7 割に当たる 133,700 m^2) で、高さ 20 メートルと見積もっても、残る 200 万 m^3 の発生土の処

理が可能であり、転圧すればさらに多くの量の発生土を処理できることになる。これらは詳細設計以降により詳しく検討される予定である。

(3) 揚水発電所建設に伴う生物環境への影響

1) 陸上動物

既存 EIA 報告書ならびに DPR の記載によると、調査対象地域において 16 科 25 種の哺乳動物が確認されている。このうち、一般的な種 (Common species) を以下に列挙する。なお、カッコ内に英名、学名及び国際自然保護連盟 (IUCN, 2012) による保全状況を付記した。

アカゲザル (Rhesus Macaque : *Macaca mulatta* ; LC) 、ハイイロヤセザル (Common Langur / Bengal Hanuman Langur : *Semnopithecus entellus* ; LC) 、ジャングルキャット (Jungle Cat : *Felis chaus* ; LC) 、インドオオカミ (Indian Wolf : *Canis lupus pallipes* ; LC) 、アカギツネ (Red Fox : *Vulpes vulpes* ; LC) 、キンイロジャッカル (Golden Jackal : *Canis aureus Linnaeus* ; LC) 、シマハイエナ (Striped Hyena : *Hyaena hyaena* ; NT) 、ナマケグマ (Sloth Bear : *Melursus ursinus* ; VU) 、アクシズジカ (Chital : *Axis axis* ; LC) 、ホエジカ (Barking Deer : *Muntiacus* ; LC) 、インドガゼル (Chinkara : *Gazella bennettii* ; LC) 、イノシシ (Wild Boar : *Sus scrofa* ; LC) 、ハイイロマングース (Grey Mongoose : *Herpestes edwardsii* ; LC) 、アフリカフサオヤマアラシ (Brush-tailed Porcupine : *Atherurus africanus* ; LC) 、インドノウサギ (Indian Hare : *Lepus nigricollis* ; LC) 、リス (*Sciuridae* ; LC) 、インドパームリス (Indian Hare : *Funambulus palmarum* ; LC) 、オオアカムササビ (Giant Flying Squirrel : *Petaurista petaurista* ; LC)

上記に加え、既往の調査によってイエローハウスコウモリ (Yellow House Bat/Lesser Asiatic yellow bat : *Scotophilus kuhlii* ; LC) 、ルーキクガシラコウモリ (Horseshoe Bat : *Rhinolophus rouxi rouxi* ; LC) 、コバナフルーツコウモリ (Short-nosed Fruit Bat : *Cynopterus sphinx sphinx* ; LC) など 4 科 6 種のコウモリが確認されている。

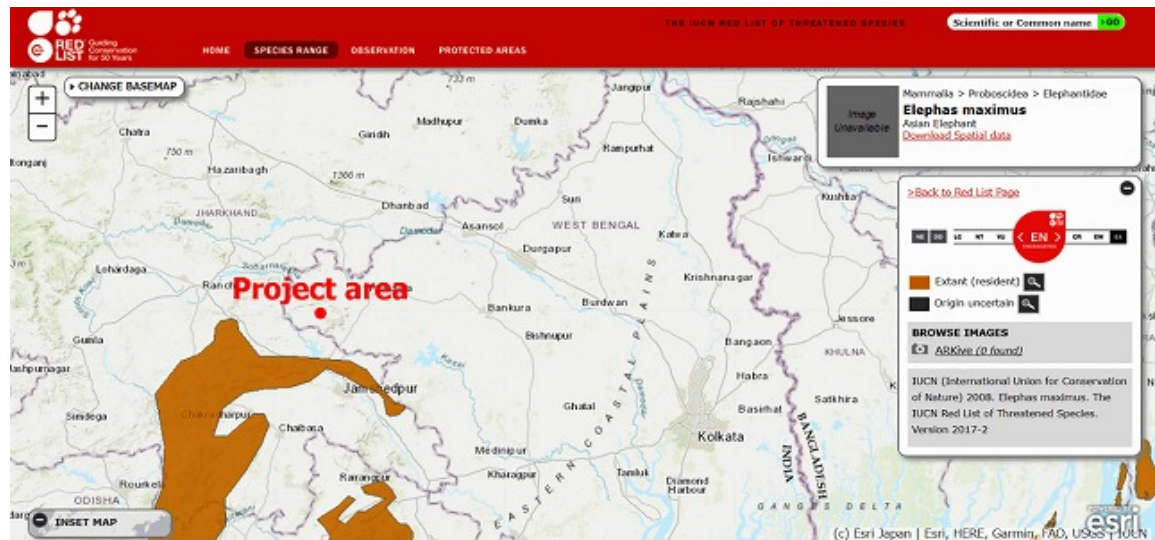
なお、DPR には、ドール (Dhole : *Cuon alpinus* ; EN) 、アジアゾウ (Asian elephant : *Elephas maximus* ; EN) 及びナマケグマ (Sloth Bear : *Melursus ursinus* ; VU) の 3 種が過去に目撃されたとの記載がある。しかし、IUCN による絶滅危惧生物の地理的分布 (Geographic Range)³ に基づくと、調査対象地は上記 3 種の絶滅危惧種の主たる生息地には該当しない (Figure 11.2.1-4 ~ Figure 11.2.1-6)。

³ <http://www.iucnredlist.org/> (2017 年 9 月末アクセス)



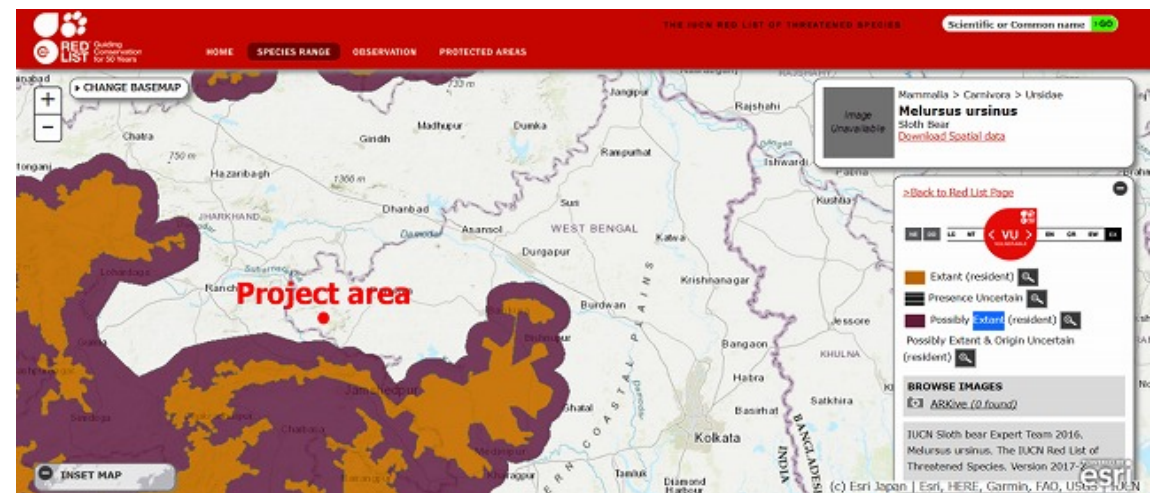
(source: <http://maps.iucnredlist.org/map.html?id=5953> , accessed in September 2017)

Figure 11.2.1-4 Geographical Distribution of Dhole



(source: <http://maps.iucnredlist.org/map.html?id=7140> , accessed in September 2017)

Figure 11.2.1-5 Geographical Distribution of Asian Elephant



(source: <http://maps.iucnredlist.org/map.html?id=13143> , accessed in September 2017)

Figure 11.2.1-6 Geographical Distribution of Sloth Bear

一方、鳥類は 39 科 86 種以上が観察されている。主として湿地帯にはガンカモ科 (*Anatidae*)、サギ科 (*Ardeidae*)、チドリ科 (*Charadriidae*)、クイナ科 (*Rallidae*)、ウ科 (*Phalacrocoracidae*) の鳥類が優占し、森林地帯ではキツキ科 (*Picidae*) やフクロウ科 (*Strigidae*) が多く生息している。また、渡り鳥ではイソシギ (Common Sandpiper : *Actitis hypoleucos* ; LC)、クサシギ (Green Sandpiper : *Tringa ochropus* ; LC)、アジアカビトウ (Little Cormorant : *Phalacrocorax niger* ; LC)、ニシコウライウグイス (Indian Golden Oriole : *Oriolus kundoo* ; LC)、オジロピタキ (Red-breasted Flycatcher : *Ficedula parva* ; LC)、チベットモズ (Grey-backed Shrike : *Lanius tephronotus* ; LC) などが夏季に飛来する。さらに、雨季になるとシマシャコ (Grey Francolin : *Francolinus pondicerianus* ; LC)、ムネアカゴシキドリ (Coppersmith Barbet : *Megalaima haemacephala* ; LC)、オオホンセイインコ (Alexandrine Parakeet : *Psittacula eupatria* ; LC、Figure 11.2.1-7)、オオバンケン (Greater Coucal : *Centropus sinensis* ; LC)、オウチュウ (Black Drongo : *Dicrurus macrocercus* ; LC)、チャイロオナガ (Rufous Treepie : *Dendrocitta vagabunda* ; LC)、アオバネコノハドリ (Blue-winged leafbird : *Chloropsis cochinchinensis* ; NT)、ズグロムクドリ (Brahminy starling : *Sturnus pagodarum* ; LC)、マユナガムシクイ (Smoky warbler : *Phylloscopus fuligiventer* ; LC) およびツチイロヤブチメドリ (Jungle Babbler : *Turdoides striatus* ; LC) の飛来が確認されている。これらの鳥類は、いずれも IUCN による保全状況として絶滅危惧のカテゴリーには該当しない。

2) 淡水魚類

既存 EIA ならびに DPR の記載によると、調査対象地域において淡水魚類はおよそ 7 科の 17 種が確認されている。調査対象地域の河川は極めて浅く、コイ科の *Barilius bendelisis*、*Chela cachius*、コイ亜科の *Puntius* などの小さな種のみが棲息している。一方、フクドジョウ (*Nemacheilus spp*)、ロフー (*Labeo rohita*)、カルバス (*L. calbasu*)、カトラ (*Catla catla*)、ケンヒー (*Cirrhinus mrigala*)、キノボリウオ (*Anabas testudineus*)、バディス (*Badis badis*) など数種は、既存の灌漑ダムに導入されている。また、同ダムにはコイ亜科に属する小型熱帯魚であるブンティウス (*Puntius spp*) の生息も確認されている (Figure 11.2.1-8)。これらの種はすべて IUCN による保全状況の分類のうち軽度懸念 (LC) に該当する。



(source: EIA Report)

Figure 11.2.1-7 Alexandrine Parakeet (*Psittacula eupatria*)



(source: EIA Report)

Figure 11.2.1-8 Puntius (*Puntigrus sp.*)

3) 爬虫類及び両生類

調査対象地における両生類及び爬虫類相に関する情報は非常にわずかであるが、現地調査による直接観察や地元住民へのインタビューなどによって10科18種が確認されている。これらの多様性は調査対象地が熱帯に位置し、一年のうちのほとんどが温暖であることに起因していると考えられている。なお、確認された両生類及び爬虫類



(source: EIA Report)

Figure 11.2.1-9 Oriental Garden Lizard
(*Calotes versicolor*)

類には3種のカエル (*Duttaphrynus melanostictus*, *Laloulapulchra* および *Hoplobatrachus tigerinus*) とイシガメ科 (Geomydidae) の一種が含まれており、残りは爬虫類 (爬虫綱) に属する。

調査対象地に分布する農地は多くのヘビを含む爬虫類にとって理想的な生息地であり、地域住民からの情報通り、密集した植生地帯においてコブラやパイソンがしばしば確認された。また、オオトカゲ (Monitor Lizard) も道路沿いで観察された。なお、トカゲについてはハウストカゲ (*Hemidactylus* sp.) とガーデントカゲ (*Calotes* sp., Figure 11.2.1-9) が一般的である。これらの両生類及び爬虫類はIUCNによる保全状況の分類のうち軽度懸念 (LC) に該当する。

4) 昆虫類

アメンボ (*Gerris gibbifer*) やオオジョロウグモ (*Nephila pilipes*)、カゲロウ類、トビケラ類、カワゲラ類、カメムシ類など、調査対象地における昆虫類は夏季に24種、雨季に38種、雨季後に32種が観察されている。中でも既存EIAでは昆虫類が植物相に与える影響として受粉作用を重視しており、蝶類の生息調査を重点的に行っている。これによると、ベニモンアゲハ (*Pachliopta aristolochiae*)、シロオビアゲハ (*Papilio polytes*)、キチョウ (*Eurema hecabe*; Figure 11.2.1-10)、ホシボシキチョウ (*Eurema brigitta*)、



(source: EIA Report)

Figure 11.2.1-10 Common Grass Yellow
(*Eurema hecabe*)

ルリウラナミシジミ (*Jamides bochus*)、コシロウラナミシジミ (*Jamides celeno*)、ヒメアサギマダラ (*Parantica aglea*)、ウスグロシロオビマダラ (*Europoea core*)、ルリタテハ (*Kaniska canace*)、サクラウラナミジャノメ (*Ypthima sacra*)、リュウキュウミスジ (*Neptis hylas*) が最も一般的で豊富であった。なお、これらの種はインドを含むアジア地域において極めて広範に分布している。

5) その他の無脊椎動物

調査対象地において確認されたその他の無脊椎動物としては、アフリカタニシ (*Bellamyia bengalensis*) やミミズ (*Pheritima posthuma*) などの環形動物や腹足類の軟体動物が既存EIA報告書やDPRに記載されており、いずれもIUCNによる保全状況の分類のうち軽度懸念 (LC) に該当する。

11.2.2 社会環境

(1) 行政区分

揚水発電所建設候補地は、西ベンガル州 Purulia 県 (Purulia District) の Baghmundi Community Development Block (以下「Baghmund ブロック」) に位置する (Figure 11.2.2-1)。



(source: Population Census 2011)

Figure 11.2.2-1 Purulia District

Purulia 県、Baghmundi ブロックの人口はそれぞれおよそ 293 万人、13 万 6 千人、人口密度はそれぞれ 468 人 / km²、317 / km² である (Table 11.2.2-1)。

Table 11.2.2-1 Basic Information of Purulia District and Baghmundi C.D. Block

	Unit	Purulia District	Baghmundi C.D. Block
Total area	km ²	6,259.00	427.95
Total population	No of psn	2,930,115	135,579
Total number of villages	No	2,667	142
Distance from state capital to district center (approx.)	km	320	-
Distance from district center to CD Block center (approx.)	km	-	50

(source: Population Census 2011)

Baghmundi ブロックの地図及び村落区分を Figure 11.2.2-2 に示す。本事業施設は Teliabhasa、Ranga、Hathinada、Baghmundi、Gosaidi、Patardi、Barria、Kudna の 8 カ村に位置する⁴。

⁴ 西ベンガル州の地方農村では“mouza”という土地区分が地方税徴収の単位として使用されている。各 mouza は細かく plot に分けられ、Land & Land Reforms Department (地域レベルに Revenue Inspectors' Office が置かれている) における登記を根拠として所有者 (plot ごともしくは同一 plot に複数の所有者が存在する) に地方税が課される (インド全体では village 単位で税収が管理されているため、mouza は“revenue village”とも称される)。一方、西ベンガル州では、選挙区の最小単位である Gram Sabha Ward (一つもしくは複数の mouza が束ねられた区分) ごとに住民代表 (Panchayat) が選出され、複数の Panchayat によって Gram Panchayat が構成される。Gram Panchayat の代表が Panchayat Samiti である。

本事業地を選挙区単位で表すと、Purulia District 下には Panchayat Samiti が 20 あり、その一つである Baghmundi Panchayat Samiti (行政単位である Baghmundi C.D. Block と同一地域を選挙区とする) 下の 8 つの Gram Panchayat のうち、本事業施設は Baghmundi Gram Panchayat と Ajodhya Gram Panchayat に計画されている。

本事業実施に伴う用地取得手続きは、林地取得を含めてすべて mouza 単位 (plot 単位) で行われているが、インド全体で 10 年ごとに行われる国勢調査の単位は village であり、mouza と census village の地理的範囲は一致しない (たとえば、Baghmundi Gram Panchayat を見ると、revenue village (=mouza) が 29、これらを 1~2 件ずつ束ねた Gram Sabha Ward が 15 あるが、BGP 下にあるとされる census village の数は 17 件となり、数も一致しない)。

本事業地における世帯標本調査等の実施は確認されず、また、国勢調査結果が公式な人口動態を示すものであることから、本報告書 11.2.2 の「社会環境の概況」及び 11.6.3 の「社会環境」は、2011 年国勢調査結果に基づく census village の単位で当該地域の状況を記載している (本文中では「village」と記載した)。



(source: Population Census 2011)

(note: Names of the eight villages where the project facilities are planned are highlight in red color.)

Figure 11.2.2-2 Baghmundi C.D. Block and the Project Planned Villages

(2) 人口

各事業施設が位置する村落の面積や人口内訳は Table 11.2.2-2 に示すとおりである。上池及び上池用土取場が計画されている村落 (Teliabhasa、Ranga、Hathinada) の人口は、ほぼ指定部族 (Scheduled Tribes: STs)⁵で占められ、下池の一部が設けられる Gosaidi も、人口の 7 割強が指定部族である。残りの村落 (Baghmundi、Patardi、Barria、Kudna) では、一般カーストが多くを占め、指定カースト (Scheduled Castes: SCs) や指定部族は相対的に少ない。

Table 11.2.2-2 Demographic Data of the Project Planned Villages

	Village Name	Total Area (ha)	Total HH	Total Population			SCs out of Total Population			STs out of Total Population		
				Total	Male	Female	Total	Male	Female	Total	Male	Female
1	Telia Bhasa	406.71	78	367	191	176	0	0	0	367	191	176
2	Ranga	270.74	145	726	367	359	8	4	4	714	361	353
3	Hathinada	394.57	145	724	351	373	0	0	0	719	346	373
4	Baghmundi	1,109.25	817	4,035	2,095	1,940	576	294	282	513	260	253
5	Gosaidi	34.40	39	183	94	89	5	2	3	134	66	68
6	Patardi	105.22	326	1,609	863	746	199	89	110	17	10	7
7	Barria	1,708.59	837	3,982	2,046	1,936	599	301	298	738	376	362
8	Kudna	961.13	219	1,137	570	567	18	10	8	330	164	166

(source: Population Census 2011)

(note: Ranga village is comprised of two constituent villages: Ranga and Bare Lohar, and Baghmundi village is comprised of two constituent villages: Baghmundi and Tarpania.)

⁵ 「指定部族」は、インド憲法 (Constitution of India) に「部族または部族的なコミュニティ、部族または部族的なコミュニティの一部またはグループ」と定義され (第 342 条、366 条) 告示によって特定されている。

(3) 教育

8 村落の識字率を見ると、Ranga で最も低く 37.6% (221 人) 最も高いのは Patardi (67.5% : 924 人) であった。識字者は、54.5% (Ranga : 162 人) から 85.4% (Patardi : 639 人) と開きはあるものの男性の間で相対的に多く、女性の 20.3% (Ranga : 59 人) から 58.7% (Baghmundi : 981 人) と大きな乖離が見られる。

Table 11.2.2-3 Literacy Rates of the Project Planned Villages

	Village Name	Population over 7 years (Number of person)			The literate out of population over 7 years					
		Total	Male	Female	Number of person			Percentage		
					Total	Male	Female	Total	Male	Female
1	Telia Bhasa	298	153	145	152	102	50	51.0%	66.7%	34.5%
2	Ranga	588	297	291	221	162	59	37.6%	54.5%	20.3%
3	Hathinada	597	288	309	264	165	99	44.2%	57.3%	32.0%
4	Baghmundi	3,474	1,804	1,670	2,340	1,359	981	67.4%	75.3%	58.7%
5	Gosaidi	148	73	75	87	53	34	58.8%	72.6%	45.3%
6	Patardi	1,369	748	621	924	639	285	67.5%	85.4%	45.9%
7	Barria	3,300	1,690	1,610	1,933	1,234	699	58.6%	73.0%	43.4%
8	Kudna	936	467	469	558	345	213	59.6%	73.9%	45.4%

(source: Population Census 2011)

教育施設を見ると、Baghmundi では就学前教育から高校レベルまで公立を中心とする教育機会が提供されている。Gosaidi と Patardi を除く他村落でも小学校レベルまで施設がある。職業訓練学校や訓練センター等は設けられていない。

Table 11.2.2-4 Education Facilities in the Project Planned Villages

	Village Name	Pre-primary School		Primary School		Middle School		Secondary School		Senior Secondary School		School for Disabled	
		Govt.	Pvt.	Govt.	Pvt.	Govt.	Pvt.	Govt.	Pvt.	Govt.	Pvt.	Govt.	Pvt.
1	Telia Bhasa	1	1	1	1	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	Ranga	1	NA	1	NA	1	NA	1	NA	NA	NA	NA	NA
3	Hathinada	2	NA	2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4	Baghmundi	3	1	3	NA	3	NA	3	NA	3	NA	1	NA
5	Gosaidi	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
6	Patardi	1	NA	1	NA	NA	NA	1	NA	NA	NA	NA	NA
7	Barria	2	1	2	NA	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
8	Kudna	1	NA	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

(source: Population Census 2011)

(4) 職業

農業従事人口は Hathinada、Barria、Kudna で過半数に上る(それぞれ 50.9%、73.9%、97.0%)、残りの村落では異なる傾向を示し、Telia Bhasa と Gosaidi では 9 割を超える人口が農業・家事以外の職業に就いている。

Table 11.2.2-5 Working Status of the Project Planned Villages

	Village Name	Total Number of Worker	Ratio out of total population (%)	Breakdown (Number)				Breakdown (percentage)			
				Cultivator	Agricultural laborer	Household Industries	Others	Cultivator	Agricultural laborer	Household Industries	Others
1	Telia Bhasa	211	57.5%	5	9	0	197	2.4%	4.3%	0.0%	93.4%
2	Ranga	210	28.9%	83	0	2	125	39.5%	0.0%	1.0%	59.5%
3	Hathinada	171	23.6%	6	81	1	83	3.5%	47.4%	0.6%	48.5%
4	Baghmundi	1,400	34.7%	111	571	24	694	7.9%	40.8%	1.7%	49.6%
5	Gosaidi	77	42.1%	1	2	0	74	1.3%	2.6%	0.0%	96.1%
6	Patardi	620	38.5%	65	205	1	351	10.2%	33.1%	0.2%	56.6%
7	Barria	1,349	33.9%	139	858	8	344	10.3%	63.6%	0.6%	25.5%
8	Kudna	498	43.8%	5	478	1	14	1.0%	96.0%	0.2%	2.8%

(source: Population Census 2011)

(note: "Others" include all government servants, municipal employees, teachers, factory workers, plantation workers, those engaged in trade, commerce, business, transport, banking, mining, construction, political or social work, priests, etc.)

(5) 電力インフラ

2011年時点の電力供給はおよそ1日12時間から19時間程度行われ、主に生活目的で使用されている。農業用の電力供給はなく、商業目的ではBaghmundiで供給があるに留まる。

Table 11.2.2-6 Status of Power Supply in the Project Planned Villages

	Village Name	For Domestic Use			For Agriculture Use			For Commercial Use		
		Status	Summer	Winter	Status	Summer	Winter	Status	Summer	Winter
		Yes/NA	hrs/day	hrs/day	Yes/NA	hrs/day	hrs/day	Yes/NA	hrs/day	hrs/day
1	Telia Bhasa	Yes	18	19	NA	0	0	NA	0	0
2	Ranga	Yes	15	16	NA	0	0	NA	0	0
3	Hathinada	Yes	16	17	NA	0	0	NA	0	0
4	Baghmundi	Yes	12	12	NA	0	0	Yes	10	11
5	Gosaidi	Yes	15	13	NA	0	0	NA	0	0
6	Patardi	Yes	16	13	NA	0	0	Yes	10	11
7	Barria	Yes	13	14	NA	0	0	NA	0	0
8	Kudna	Yes	15	15	NA	0	0	NA	0	0

(source: Population Census 2011)

(note: Summer is defined from April to September, and winter from October to March.)

(6) 情報・コミュニケーション手段

コミュニティセンター、図書館、公共読書室、新聞の利用の可否を見ると、Baghmundiですべて利用可能な他は村落間にばらつきがある。郵便局・支局は8カ村中5カ村にいずれかが設けられている。固定電話サービス、公衆電話、携帯電話サービス、インターネットの利用はBaghmundiですべて可能で、Gosaidi、Patardi、Barria、Kudnaでいずれかが可能であるが、残る3カ村(Teliabhasa、Ranga、Hathinada)では電話サービス・インターネットとも2011年時点で利用不可となっていた。携帯電話の所有率等は明らかになっていない。

Table 11.2.2-7 Availability of Information and Communication Means in the Project Planned Villages

	Village Name	Community Centre with/without TV	Public Library	Public Reading Room	Daily Newspaper Supply	Post Office	Sub Post Office	Private Courier Facility	Telephone (landlines)	Public Call Office /Mobile	Mobile Phone Coverage	Internet Cafes / Common Service Centre
1	Telia Bhasa	Yes	NA	Yes	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	Ranga	Yes	NA	NA	NA	NA	Yes	NA	NA	NA	NA	NA
3	Hathinada	Yes	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4	Baghmundi	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	NA	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
5	Gosaidi	Yes	NA	Yes	NA	NA	Yes	NA	Yes	NA	Yes	NA
6	Patardi	Yes	NA	Yes	Yes	NA	Yes	NA	Yes	NA	Yes	NA
7	Barria	Yes	NA	NA	Yes	Yes	Yes	NA	Yes	Yes	Yes	NA
8	Kudna	NA	NA	Yes	Yes	NA	NA	NA	NA	NA	Yes	NA

(source: Population Census 2011)

(7) 移動交通手段

移動交通手段は非常に限定される。私営バスやバン、トラクター、人力車(リクシャー)がBaghmundiで利用可能である。一方Teliabhasaには移動交通手段が確認されなかった。

Table 11.2.2-8 Availability of Transportation Means in the Project Planned Villages

		Public Bus Service	Private Bus Service	Railway Station	Auto/Modified Autos	Taxi	Vans	Tractors	Cycle-pulled Rickshaws (manual driven)	Cycle-pulled Rickshaws (machine driven)	Carts Driven by Animals
1	Telia Bhasa	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	Ranga	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Yes
3	Hathinada	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Yes	NA	Yes
4	Baghmundi	NA	Yes	NA	Yes	NA	Yes	Yes	Yes	NA	Yes
5	Gosaidi	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Yes
6	Patardi	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Yes	NA	NA	Yes
7	Barria	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Yes
8	Kudna	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Yes

(source: Population Census 2011)

(8) 水利用状況・衛生

2011年国勢調査結果によると、Baghmundi と Barria では水質処理が行われた水道水が飲料用水として使用されている。また、Hathinada を除く村落で利用可能で井戸、手押しポンプ、その他の取水手段（湧き水、河川運河、貯水池）のいずれかによる飲料水が確保されている。

Table 11.2.2-9 Status of Drinking Water in the Project Planned Villages

		Tap Water (Treated)	Tap Water (Un-treated)	Covered Well	Un-covered Well	Hand Pump	Tube Wells / Borehole	Spring	River / Canal	Tank / Pond / Lake
1	Telia Bhasa	NA	NA	NA	Yes	Yes	NA	NA	NA	Yes
2	Ranga	NA	NA	NA	Yes	Yes	NA	NA	NA	NA
3	Hathinada	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4	Baghmundi	Yes	NA	Yes	Yes	Yes	NA	NA	Yes	Yes
5	Gosaidi	NA	NA	Yes	NA	Yes	NA	NA	Yes	Yes
6	Patardi	NA	NA	Yes	Yes	Yes	NA	NA	Yes	Yes
7	Barria	Yes	NA	Yes	Yes	Yes	NA	NA	Yes	Yes
8	Kudna	NA	NA	NA	Yes	Yes	NA	NA	NA	NA

(source: Population Census 2011)

農業用水には地下水も多く利用されているが、灌漑面積は十分ではない。2011年時点で播種面積のうち灌漑面積が占める割合は、既存灌漑池⁶に最も近い Gosaidi を除いて各村落とも著しく限定されているため、コメの生産は年一回に留まる。

Table 11.2.2-10 Net Sown Area and Agricultural Commodities in the Project Planned Villages

(Unit: ha)

	Village Name	Net area sown			Agricultural commodities		
		Total	Irrigated area	Un-irrigated area	First	Second	Third
1	Telia Bhasa	305.97	35.59	270.38	Paddy	Maize	Tomato
2	Ranga	86.56	15.59	70.97	Paddy	Maize	N/A
3	Hathinada	104.33	3.22	101.11	Maize	Paddy	Tomato
4	Baghmundi	843.15	84.55	758.6	Paddy	Vegetable	N/A
5	Gosaidi	19.6	19.6	0	Paddy	N/A	N/A
6	Patardi	92.56	42.36	50.2	Paddy	Wheat	Tomato
7	Barria	608.41	146.54	461.87	Paddy	Maize	Wheat
8	Kudna	111.69	20.64	91.05	Paddy	Tomato	Brinjal

(source: Population Census 2011)

⁶ 下池予定地にある既存灌漑池は Department of Irrigation and Waterways の所有となっているが、Public Health Engineering Department との協定により、農業用水と飲料用水として利用されている。

2011年時点での Ranga と Baghmundi のみ排水システムがあり、トイレ設備、ごみ等廃棄物収集は全村落にわたって利用不可となっている。

Table 11.2.2-11 Sanitation Status in the Project Planned Villages

	Village Name	Drainage			Community Toilet Complex	Community waste disposal system after house to house collection
		Closed	Open Pucca Drainage			
			Uncovered	Open Kuccha Drainage		
1	Telia Bhasa	NA	NA	NA	NA	NA
2	Ranga	NA	NA	Yes	NA	NA
3	Hathinada	NA	NA	NA	NA	NA
4	Baghmundi	NA	Yes	NA	NA	NA
5	Gosaidi	NA	NA	NA	NA	NA
6	Patardi	NA	NA	NA	NA	NA
7	Barria	NA	NA	NA	NA	NA
8	Kudna	NA	NA	NA	NA	NA

(source: Population Census 2011)

(9) 保健医療施設

Baghmundi、Patardi 及び Barria にプライマリ・ヘルスサブセンターがあり、Baghmundi にはディスペンサリーが3件あるが、それ以外の保健医療施設はない(2011年時点)。

Table 11.2.2-12 Health Facilities in the Project Planned Villages

		Community Health Centre	Primary Health Center	Primary Health Sub-Center	Maternity & Child Welfare Center	TB Clinic	Allopathic Hospital	Hospital Alternative Medicine	Dispensary	Mobile Health Clinic	Family Welfare Center
1	Telia Bhasa	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	Ranga	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
3	Hathinada	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4	Baghmundi	NA	NA	1	NA	NA	NA	NA	3	NA	NA
5	Gosaidi	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
6	Patardi	NA	NA	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
7	Barria	NA	NA	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
8	Kudna	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

(source: Population Census 2011)

(notes: TB means tuberculosis. Allopathic hospital is where the medical practice treating diseases by folk remedies different from those by treatment.)

11.3 インド国の環境社会配慮制度・組織

インドの法体系は、国会によって承認された法律 (Act)、法律を施行するために関連省庁によって制定された規則 (Rules) 及び関連省庁がその権限の範囲内で制定した通知 (Notification) で構成されている。なお、規則を補完するために策定されるガイドライン (Guideline) は法令ではないため、それ自身には法的拘束力はない。ただし、規則等でガイドラインに準ずる旨が規定されている場合には、その限りではない。

インドは 29 の州及び 7 の連邦直轄領から成る連邦制国家であり、法律には連邦法と州法とが存在する。インド憲法 (Constitution of India) 第 246 条は、その別紙 7 において、法令分野を連邦政府リスト、州リスト、連邦政府及び州リストの 3 つに分類しており、連邦政府リストに列挙さ

れた法令分野については国会が、州リストに列挙された法令分野については州議会が、連邦政府及び州リストに列挙された法令分野については国会及び州議会の双方が、それぞれ立法権を有する。なお、西ベンガル州司法アカデミー（West Bengal Judicial Academy）の公式 HP⁷によると、同州には州内の地勢調査と境界を規定した The Bengal Survey Act, 1875（1875年9月23日制定）から、公共サービスを受ける権利を定めた The West Bengal Right to Public Services Rule, 2013（2013年10月7日制定）まで、州独自の法規が現在 173 存在する。

上記を踏まえ、本章では、インド連邦法ならびに西ベンガル州が定める環境法制度の概要を概括する。

11.3.1 関連組織

(1) 中央政府レベル

MoEFCC は、中央政府の行政組織であり、インド全土の環境および森林に関する政策とプログラムの計画、推進、実施を監督している。また、公式 HP⁸によると同省の最重要課題は、湖沼、河川、生物多様性、森林および野生生物の保護、動物福祉の確保、公害の防止と緩和など、国が有する天然資源の保全に関する政策やプログラムの実施と位置付けられている。2017年9月7日に更新された MoEFCC の組織図は Environmental Wing⁹と Wildlife Wing¹⁰とに大別されており、省大臣、担当大臣、次官のもと、前者は次官補などを長とする 28 の部局に、後者は同じく 15 の部局から構成されている。

⁷ <http://www.wbja.nic.in/pages/display/148-west-bengal-state-laws>（2017年12月アクセス）

⁸ <http://www.moef.nic.in/about-ministry/about-ministry>（2017年12月アクセス）

⁹ <http://www.moef.nic.in/about-ministry/chart1-environment-wing>（2018年3月アクセス）

¹⁰ <http://www.moef.nic.in/about-ministry/chart2-forests-and-wildlife-wing>（2018年3月アクセス）

MoEFCC において環境汚染の防止や管理、緩和を所掌する中央汚染管理委員会（Central Pollution Control Board : CPCB）は、大気管理局（Control of Pollution Air）や統合的沿岸域管理協会（Society of Integrated Coastal Management）とともに、上記の Environmental Wing に属し、体制上は中央政府の独立機関ではなく MoEFCC 傘下に位置付けられている。ただし、CPCB メンバーの多くは電力省（Ministry of Power）や住宅都市省（Ministry of Housing and Urban Affairs）など多岐にわたる省庁の次官補などが務めており、省庁横断的な体制によって全国の環境管理を担う重要な組織と言える。

HP¹¹記載の沿革によると、CPCB は元来、1974 年に施行された水法（The Water Prevention and Control of Pollution Act）に基づいて設立された組織であり、1981 年の大気法（The Air Prevention and Control of Pollution Act）によって権限や役割が明文化された。その後、1986 年に制定された環境保護法（Environment Protection Act）の規定によって旧 環境森林省および州公害管理局（State Pollution Control Board : SPCB）に対する技術的な指導・助言も行うようになり、各種環境政策の施行やガイドラインの整備、環境基準・規制等のモニタリング等を行っている。

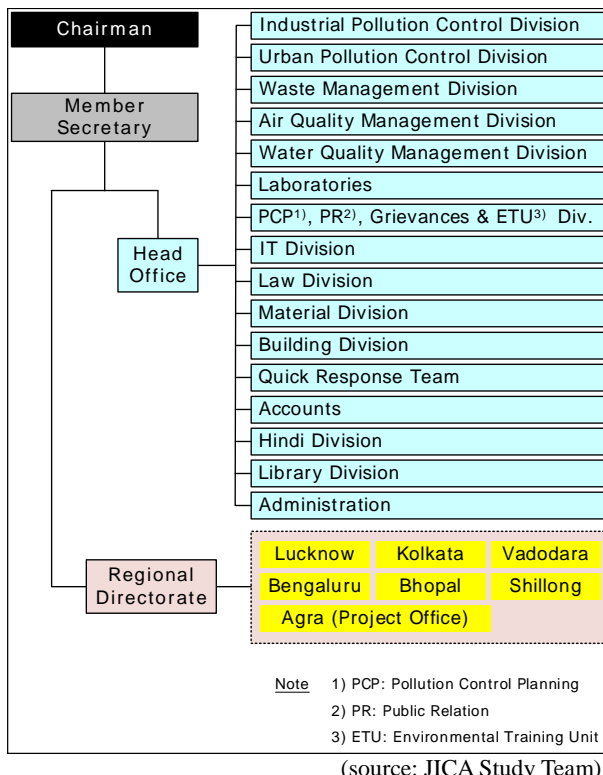


Figure 11.3.1-1 Organization Chart of CPCB

(2) 地方レベル

JICA「西ベンガル州森林・生物多様性保全事業」準備調査報告書（2011 年）¹²や WBSEDCL からの聞き取り調査に基づき、地方レベルの関連組織を以下に要約する。

1) 西ベンガル州森林局（West Bengal Forest Department）

2017 年 4 月 19 日に更新された西ベンガル州森林局の組織図¹³によると、同局は森林部総括首席森林保護官（Principal Chief Conservator of Forests, Head of Forest Force）を筆頭に、78 の上級職員によって構成される組織である。本調査の対象地である Purulia 管区は、南北の Kangsabati 管区とともに州南西部首席森林保護官（Chief Conservator of Forests, South-West）によって所掌されている。西ベンガル州森林局では、州内における森林、野生動物ならびに生物多様性の保全と発展を司っており、特に湿地の保全と社会林、農用地林の開発に取り組んでいる。

¹¹ <http://cpcb.nic.in/Functions.php>（2018 年 3 月アクセス）

¹² <http://libopac.jica.go.jp/images/report/12040226.pdf>（2017 年 12 月アクセス）

¹³ http://www.westbengalforest.gov.in/left_forest_organisation.php（2018 年 3 月アクセス）

2) 西ベンガル州汚染管理委員会 (West Bengal Pollution Control Board)

西ベンガル州汚染管理委員会は水質汚染（防止および管理）法（1974年）、大気汚染防止法（1981年）及び環境保護法（1986年）に基づき、同州における環境汚染の予防と管理を行っている。主たる業務は、産業による環境汚染の防御、大気、水質ならびに騒音に係る環境モニタリング、有害廃棄物、医療廃棄物、都市廃棄物、プラスチック廃棄物、電気電子機器廃棄物の管理、環境問題に関する苦情申し立てへの対応と処理、環境問題に関する啓発活動、National Green Corps (NGC) プログラム¹⁴の実施、自動車の排出ガス規制である。また、州内における各種の廃棄物や有害化学物質の輸入、環境認可も所掌している。

3) 西ベンガル州情報文化局 (Department of Information & Cultural Affairs, Government of West Bengal)

同局は西ベンガル州の情報、文化、映画、考古学的な遺産に関連する活動を所掌する中心機関である。情報部、文化部、考古学部、映画 (Film) 部の4部局によって構成されており、その主な目的は様々なメディアを通じて州政府の活動や成果を広報し、民族文化を含む西ベンガルの文化遺産や考古学遺産を保護することにある。

4) 西ベンガル州パンチャヤット・農村開発部 (Panchayats and Rural Development Department, Government of West Bengal)

同局は西ベンガル州における農村地域の自治憲法と政策の枠組みを所掌している。経済的・社会的な同州の発展を促進することを目的としており、中央政府や州政府のプログラムを活用して、農村セクターにおけるすべての開発を主導する地域の活動を計画する。なお、同局の重点領域は、1. 農村地域における生計機会の増加、2. 持続可能な天然資源の開発、3. 不利益を被り、社会的に排除された人々に対する社会保障とセーフティネットの提供、4. 農村地域における社会的・物理的インフラの改善、5. 州政府の各部門と協力した初等教育と予防衛生管理分野におけるサービス提供の改善、の5つが掲げられている。

5) 西ベンガル州公衆衛生工学局 (West Bengal Public Health Engineering Department)

公衆衛生工学部は1987年に独立した部署として創設され、州政府の事業規則に従って給水・衛生サービスの実施プログラムを管理してきた。現在は上述のパンチャヤット・農村開発部が地方衛生の予算を管理しており、公衆衛生工学部の主な活動は現在、農村および都市の水道セクターに関連づけられている。なお、都市部の給水部門における活動は、主にコルカタ首都圏を除く州内の都市圏に限定されている。

6) 非政府組織 (NGO)

インド内務省が所管する外国貢献規制法 (Foreign Contribution Regulation Act, 2010) の公式HP¹⁵ (2018年3月閲覧) によると、西ベンガル州において登録されているNGOは2,842団体に上る。同法に基づく登録は外国から活動資金や物品の支援を受けている団体に対してのみ義

¹⁴ 学校に通う子どもたちが様々な環境保全活動に参加することを通じ、広範な環境保全について学ぶ啓発活動。

¹⁵ <https://fcraonline.in/> (2018年3月アクセス)

務付けられているため、インド政府や国内における民間からの資金を財源としている同州の NGO を含めると 3,000 団体を超えると推定される。ここで、NGO portal (<http://www2.ngoportal.org/>) や NGOs India (<https://west-bengal.ngosindia.com/>) などの web サービスを活用し、調査対象地が位置する Purulia 県において活動している NGO の一覧を Table 11.3.1-1 に整理する。

Table 11.3.1-1 List of NGOs operating in Purulia District

Organization name	Centre for Environmental & Socio Economic Regeneration, Purulia
Address	Dulmi Down, Chaibasa Road, P.O.: Dulmi-Nadiha, Dist. - Purulia, West Bengal, PIN - 723102
Contact	Phone: +91-3252-224383/ Fax: +91-3252-224558/ Email: cesrpurulia@yahoo.co.in
Registered year	1993
Key issues	Socio-economic development of tribal and economically backward communities
Bygone/ongoing activities	<ul style="list-style-type: none"> • Supplementary education program for children in Purulia • Adolescent and juvenescent intervention program • Girl child education • Mobile Health Unit program in Purulia by Save the Children • Diffusion of the internet access (Internet SAATHI Program)
Website	http://cesrindia.org/
Organization name	Hensla Haraparbati Club, Purulia
Address	Hensla, Arsha, Purulia, West Bengal, PIN: 723154
Contact	Phone: +91-3252-202578/ Mob: +91-95479-68383/ Email: puruliashsrijanalaya@yahoo.com
Registered year	2008
Key issues	Health, Education, Livelihood, Community development, Civil society supports
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	N/A
Organization name	Hensla Saroj Mukherjee Smriti Sangha, Purulia
Address	Hensla, Dhabani Radha Mohan Pur, Purulia, West Bengal, PIN: 723129
Contact	Phone: N/A/ Email: friendilip@gmail.com
Registered year	N/A
Key issues	Helping and motivating villagers to get better side of life.
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	http://west-bengal.ngosindia.com/hensla-haraparbati-club-purulia
Organization name	Manbazar Rishi Arabinda Gram Bikash Kendra, Purulia
Address	Manbazar Dist, Purulia, Pin: 723131
Contact	Phone: +91-6542-220106/ Mob: +91-97351 12371/ Email: secretarymragbk@indiatimes.com
Registered year	N/A
Key issues	Education, Health, Rural development, Child development, Women empowerment, Disability
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	N/A
Organization name	Mandra Lions Club, Purulia
Address	Sarada Pally, Baghmundi, Purulia, West Bengal, India, Pin: 723152
Contact	Phone: +91-9434033145/ Mob: +91 3252-250381/ Email: mlconline@rediffmail.com
Registered year	2003
Key issues	Education, Health, Rural development, Child development, Women empowerment, Disability
Bygone/ongoing activities	<ul style="list-style-type: none"> • Child rights & education program at Balarampore Block of Purulia District • Livelihood and food security program • Hygiene and health in the Balarampur Block of Purulia District • Nutrition and public health program in Purulia, Maldah, Birbhum, Murshidabad, North Dinajpur and South Dinajpur
Website	http://www.mandrallionsclub.net/index.php
Organization name	Mandir Bazar Young Fighters Club, South 24 Parganas
Address	Swagate Lodge, P.K.Raj, Kashipu, Purulia, Pin: 723132
Contact	Phone: + 91-94334 32847/ Mob: + 91-94334 32847/ Email: nabodayafoundation@gmail.com
Registered year	N/A

Key issues	Women and child development, SHG, awareness generation, rural development.
Bygone/ongoing activities	<ul style="list-style-type: none"> • Education development in West Bengal Sate • Health development in rural and urban areas • Rural development
Website	http://myfcindia.in

Organization name	Nabodaya Foundation, Purulia
Address	Swagate Lodge, P.K.Raj, Kashipu, Purulia, Pin: 723132
Contact	Phone: + 91-94334 32847/ Mob: + 91-94334 32847/ Email: nabodayafoundation@gmail.com
Registered year	N/A
Key issues	Women and child development, self-help group (SHG), awareness generation, rural development.
Bygone/ongoing activities	<ul style="list-style-type: none"> • Education development in West Bengal Sate • Health development in rural and urban areas • Rural development
Website	http://www.navodayafoundation.in/

Organization name	Nutanhat Development Society, Purulia
Address	Hoochokpara, Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91-3252-224364/ Email: ndspost@gmail.com
Registered year	1992
Key issues	Gender equality, Protect environment, Ensure food security, Child rights, Promote justice and peace
Bygone/ongoing activities	<ul style="list-style-type: none"> • Lift irrigation program • HIV/AIDS program (Target intervention for 400 commercial sex workers (CSWs)) • Water Campaign • Organic farming and vermi compost • Reproductive health activities • Youth development activates • Women empowerment program • Safe drinking water and sanitation programs, and so on
Website	N/A

Organization name	Payel Training Institute, Purulia
Address	Santuri, Purulia, Pin: 723101 Pin: 723101
Contact	Phone: + 91- 94342 56185/ Mob: +919433002282/ Email: goutam_patra_purulia@yahoo.co.in
Registered year	N/A
Key issues	To help people to help themselves
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	N/A

Organization name	Purulia Abul Kalam Azad Welfare Society, Purulia
Address	J.K. College Road, Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91- 99326 01811 / Email: ndspost@gmail.com
Registered year	1992
Key issues	To serve the needy for their education. To work for the welfare of the poor. To provide vocational training for self-employment. To run schools and health centers.
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	N/A

Organization name	Purulia Disha Foundation
Address	J.K. College Road, Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91- 99326 01811 / Email: disha_foundation@yahoo.co.in
Registered year	1992
Key issues	Education, Cultural activities, Old age home, Training to SHGs
Bygone/ongoing activities	<ul style="list-style-type: none"> • Women's economic empowerment • Awareness programs of child's health includes physical, mental and social well-being
Website	https://www.dishafoundationkolkata.com/

Organization name	Purulia Manabi Sangathan
Address	Leena Basu Basundhara Deshbandhu Road bi-Lane Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91- 3252-203517/ Mob: +91-99323 94145/ Email: leenabasundhara@rediffmail.com
Registered year	2009
Key issues	Training to SHGs, Education, Cultural activities
Bygone/ongoing	N/A

activities	
Website	N/A
Organization name	Resource Implementation Development & Allotropic Youjana Society, Purulia
Address	AISECT Computer, Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91- 3252-223894/ Email: shineacademy.prl@gmail.com
Registered year	2007
Key issues	Rural development under poverty line
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	N/A
Organization name	SOPAN, Purulia
Address	Doctor Danga, Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91-94341 76406/ Email: pkprl@yahoo.co.in
Registered year	2007
Key issues	Rural, urban slum development
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	N/A
Organization name	UTTARAN, Purulia
Address	Namo Para, Jhalda, Purulia, Pin: 723101
Contact	Phone: + 91- 9564179900/ Email: puruliauttaran@gmail.com
Registered year	2015
Key issues	Improve income generating activity including rural poor & women through technical assistance
Bygone/ongoing activities	N/A
Website	http://www.puruliauttaran.org.in/

(source: JICA Study Team)

上表に示した通り、西ベンガル州における NGO の多くは社会開発プログラムを展開しており、都市部及び農村部における社会・経済状況を改善することを目的として、児童教育、児童福祉、ジェンダー平等と女性のエンパワーメントの推進、貧困の削減、衛生環境の改善、災害管理などに取り組んでいる。また、天然資源の管理や自然環境の保全については、農地保全の一環として有機農業の促進が行われており、野生動物の保護活動を行っている NGO、非営利団体（non-profit organization : NPO）およびボランティア団体（volunteer organization : VO）は確認されなかった。この点については世界最大規模の自然環境保護団体である世界自然保護基金（World Wildlife Fund : WWF）もコルカタに事務所を設置しているが、西ベンガル州における活動は北部のネパールやブータンとの国境付近と南部の Sunderban 国立公園を対象とした調査・研究が多く、Purulia 県を対象とした報文は認められなかった。また、前述の法律に基づき登録を行っている西ベンガル州の NGO のうち、活動に野生動物の保護を含んでいる団体は Nature Environment and Wildlife Society (<http://naturewildlife.org/>) と Raiganj Environmental & Wildlife Association (HP 未確認) が挙げられるが、両者ともに Purulia 県での活動実績は確認できなかった。

11.3.2 関連法規・制度

(1) インド連邦法

環境及び汚染を対象とする主な連邦法を Table 11.3.2-1 に整理する。

Table 11.3.2-1 Indian Federal Statutes regarding Environmental Protection

Issue	Name of Legislation	Year
Basic Statutes	The Environment Protection Act	1986
	The Environment Protection Rules	1986
	Environment Impact Assessment Notification	1994
Air Quality	The Air (Prevention and Control of Pollution) Act	1981
	The Air (Prevention and Control of Pollution) Rules	1982
	The Air (Prevention and Control of Pollution) (Union Territories) Rules	1983
	Revised National Ambient Air Quality Standards, Notification	2009
Water Quality	The Water (Prevention and Control of Pollution) Act	1974
	The Water (Prevention and Control of Pollution) Rules	1975
	The Water (Prevention and Control of Pollution) Cess Act	1977
	The Water (Prevention and Control of Pollution) Cess Rules	1978
Noise & Vibration	The Noise Pollution (Regulation and Control) Rules	2000
Environmental Tribunals	Public Liability Insurance Act	1991
	Public Liability Insurance Rules	1991
	The National Environment Tribunal Act	1995
	The National Environment Appellate Authority Act	1997
	The National Environment Appellate Authority(Appeal) Rules	1997
	The National Green Tribunal Act	2010
Forest Conservation	The Indian Forest Act	1927
	The Forest (Conservation) Act	1980
	The Forest (Conservation) Rules	2003
	The National Forest Policy	1988
Wildlife Conservation	The Wild Life (Protection) Act	1972
	The Wild Life (Transactions and Taxidermy) Rules	1973
	The Wild Life (Protection) Licensing (Additional Matters for Consideration) Rules	1983
	Recognition of Zoo Rules	1992
	The wild life (Protection) Rules	1995
	The wild life (Specified Plants – Conditions for possession by Licensee) Rules	1995
	National Zoo Policy	1998
	The Wild Life (Protection) Amendment Act	2002
	The Declaration of Wild Life Stock Rules	2003
The National Board for Wild Life Rules	2003	
Biological Diversity	Biological Diversity Act	2002
Wastes Managements	The Hazardous Wastes (management and handling) Rules	1989
	The Bio-medical Waste (Management and Handling) Rules	1989
	The Municipal and Solid Wastes (Management and Handling) Rules	2000
Chemical Manufactures/ Byproducts Managements	The Manufacture, Storage, and Import of Hazardous Chemical Rules	1989
	The Ozone Depleting Substances (Regulation and Control) Rules	2000
	The Rules for the Manufacture, Use, Import, Export and Storage of Hazardous Micro-organisms/Genetically Engineered Organisms or Cells	1989
	The chemical Accidents (Emergency Planning, Preparedness and Response) Rules	1996
	The Recycled Plastics Manufacture and Usage Rules	1999
	The Plastics Manufacture, Sale and Usage Rules	1999
	The Batteries (Management and Handling) Rules	2001

(source: JICA Study Team)

The Environment Protection Act (以下、「環境保護法」)は、インドにおける環境基本法と位置付けられる。環境保護法では環境汚染の防止、管理及び削減のための中央政府の責任が規定されており、同法の目標事項を達成するために適切な規則等を作成する権限が与えられている。また、Environment Protection Rules 1986 (以下、「環境保護規則」)は、環境保護法における規定に基づいて制定された具体法であり、事業所から排出される環境汚染物質の基準が設定されている。なお、新規・既存事業による環境影響を防ぐための手続きや制限事項を定めた Environment Impact Assessment Notification 1994 (以下、「EIA 通達」)については後述する。

一方、個別法としては、大気質、水質、騒音、環境法廷、森林保全、野生生物保護、生物多様性、廃棄物、ならびに化学製品や工業製品とその副次生成物の取り扱いを規制する各法が定められている。

(2) 西ベンガル州の法規制

前述の通り、同州には 173 の法規が存在するが、環境保全に関する規制は森林保全を含めて概ね連邦法の定めに従っており、独自のものとしては The West Bengal Wild Life Preservation Act, 1959(以下、「西ベンガル州野生動物保護法」)のみが挙げられる。この法律は、序文(第1章)、法の権限(第2章)、野生動物の狩猟(第3章)、野生生物保護区(第4章)、剥製やペットの売買(第5章)、法律違反と罰則(第6章)及び雑則(第7章)によって構成されており、法で規定された免許の所持者のみが制限範囲において野生動物を限定的に狩猟することが定められている。

(3) 環境影響に関する法令

1) インドにおける EIA の概要

インドで環境へ著しい影響を及ぼす可能性のあるプロジェクトを実施する際には、環境許可の取得が義務付けられており、EIA の実施は、環境許可の取得において不可欠と定められている。この環境許可制度を規定した法規が、前述の Table 11.3.2-1 に記した EIA 通達であり、インド中央政府 MoEFCC が 2006 年 9 月に環境保護法 5 条 3 項に基づいて発行し、2009 年に一部が改正された。

EIA 通達では新設と拡張を含む 39 種のプロジェクトの実施の際に、環境許可の取得が必要とされている。ただし、プロジェクトの内容によって詳細な EIA の実施が不要となる場合もあり、その要不要は環境許可取得の課程で判断される。なお、環境許可取得の対象事業は人体への健康や資源への影響の程度、及び事業の規模によって A または B に分類され、分類ごとに環境許可取得のプロセスも異なる。また、対象事業の用地が森林地帯に位置している場合は、Forest (Conservation) Act の規定に基づき、森林許可を取得する必要がある。

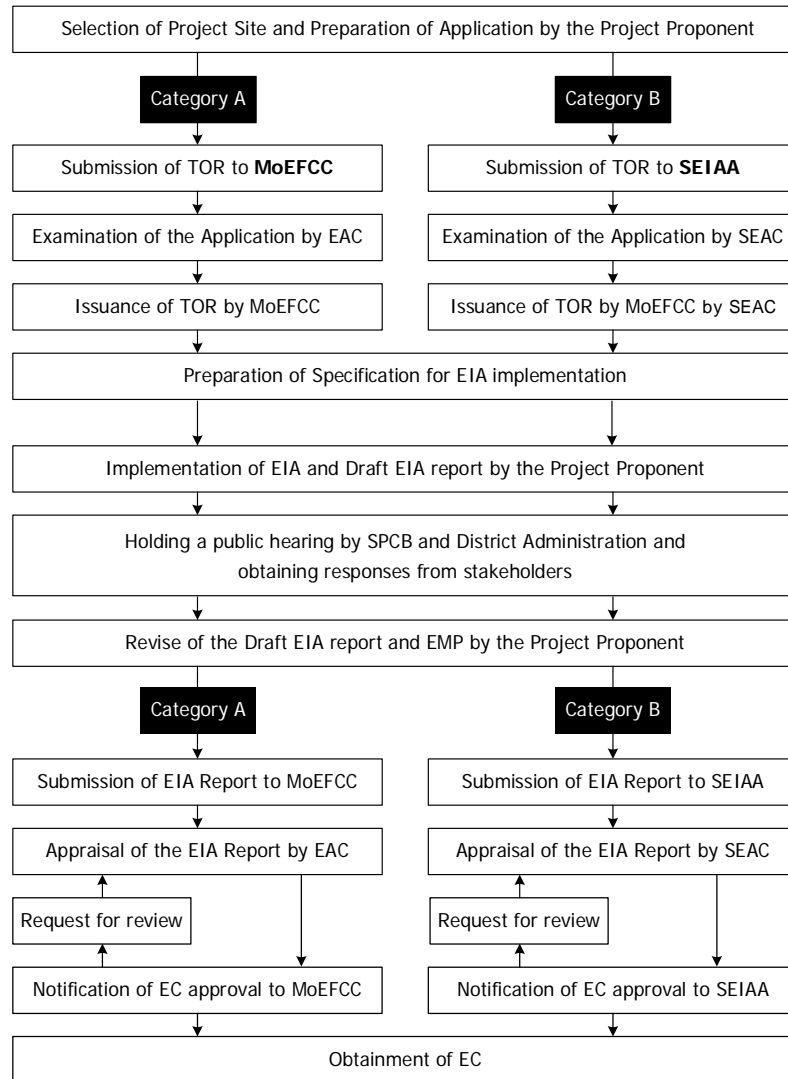
EIA 通達では、下記に該当する事業に環境許可取得を義務付けている。

- a) EIA 通達の Schedule において指定されている 39 種の新規プロジェクト
- b) 既存のプロジェクト(上記 a の 39 種類に該当するもの)の拡張工事。ただし、拡張後の規模が通達の Schedule に指定されている閾値を超過する場合に限る
- c) 上記 a) の 39 種のプロジェクトに該当するプロジェクトの内容変更に伴い、通達で示された制約条件等を超過する場合

分類 A に該当する事業は、中央政府が設立した環境評価委員会 (Environmental Appraisal Committee、以下 EAC) による推薦を得て、中央政府 (MoEFCC) から環境許可を取得する必要がある。一方、分類 B に該当する事業は州レベルで中央政府が設立した州環境影響評価局 (State Environment Impact Assessment Authority、以下 SEIAA) から環境許可を取得する必要がある。SEIAA は、州環境評価委員会 (State level Expert Appraisal Committee、以下 SEAC) の推薦により環境許可を発行する。なお、SEIAA 又は SEAC が存在しない州は、分類 B に該当する事業でも分類 A と同様のプロセスにより環境許可を取得することとなる。

2) インドにおける EIA の手続き

Figure 11.3.2-1 に、インドにおける環境許可の取得プロセスを整理する。



(source: WBSEDCL based on Environment Impact Assessment Notification (1994))

Figure 11.3.2-1 Flow of Obtaining Environmental Clearance

以下、上図に示したプロセスを申請段階と環境許可の取得段階に大別して概述する。

i) 申請段階

環境許可の取得プロセスはプロジェクト分類によって異なる。分類 A に該当するプロジェクトは MoEFCC へ、分類 B に該当するプロジェクトは SEIAA へ申請することと定められている。申請では第一に、以下の情報を当該局へ提出する。

a) EIA 通達の Appendix1 に示された下記の情報

- プロジェクトに関する基礎情報（名称、プロジェクト位置及び代替候補、規模、コスト、分類、連絡先）
- 活動内容（対象地域の地形、土地利用及び水域への変化など物理的な変化をもたらす活動の詳細、土地、水、エネルギー、再生不能資源など資源の利用、健康及び環境へ悪影響を与える可能性のある物質の使用、保管、取り扱い又は生産、工事及び運転時における固形廃棄物の排出の可能性、大気中へ放出される汚染物

又は有害物の量、騒音、振動、光及び熱の発生、下水道、土壌、表流水、地下水、沿岸水、海域への汚染物の排出による土壌汚染・水質汚染の可能性、工事及び運転時における事故による健康及び環境へのリスク、地域における他の活動との相乗効果によって環境へ悪影響を与える可能性)

- 環境の脆弱性 (Environmental Sensitivity)
- EIA 実施のための仕様案 (TOR 案)
- b) プレ F/S 報告書 (Schedule 8 に記載された建物 / 建設プロジェクト、地域開発プロジェクト、タウンシップ) の場合は構想計画で代替可能)
- c) 上記 Schedule の 8 の記載に該当する事業の場合は、EIA 通達の Appendix II に示された情報 (土地環境、水環境、植生、動物相、大気環境、美観、社会経済側面、建築材料、エネルギー保全、環境マネジメント計画)

ii) 環境許可の取得段階

MoEFCC (又は SEIAA) へ環境許可申請を行った後、プロジェクトの種類によって最大で下記 a) ~ d) の 4 段階を経る。

a) スクリーニング

分類 B に該当するプロジェクトに対して SEAC が審査を行い、環境許可の交付のために EIA の実施が必要かどうかを判断する。ここで EIA が必要なプロジェクトは B1 と分類され、EIA の実施が不要と判断されたプロジェクトは B2 と分類される。一方、分類 A に該当する事業ではこのステップは不要である。

b) スコーピング

スコーピングは EAC 又は SEAC が所掌し、分類 A に該当する事業は EAC が、分類 B1 に該当する事業は SEAC によって審査される。この段階では、事業提案者が提出した資料を基に議論が行われ、EIA のために事業提案者が実施すべき詳細な TOR 案が作成される。TOR 案は事業提案者に通知されるとともに、MoEFCC 又は SEIAA のホームページ上で公表される。ただし、EIA 通達 Item 8 に記された分類 B に該当する活動には、EIA の実施のための詳細仕様の提示はなく、事業提案者が提示した情報のみに基づいて環境許可交付の判断が行われる。この段階で当局は環境許可の交付を拒否することも可能である。

c) 公聴会

州公害管理局 (SPCB) 又は連邦直轄領公害管理局 (Union Territory Pollution Control Committee : 以下、「UTPCC」) が事業提案者の依頼によって住民説明等を行う。事業提案者は、出された意見への対応の有無及び方策をドラフト EIA 報告書に反映する。公聴会の詳細を記したドラフト EIA 報告書は MoEFCC 又は SEIAA に提出され、EIA の最終評価を受ける。

d) 審査

EAC 又は SEAC は、EIA 最終報告書、申請書、住民説明の結果等の審査を行い、環境

許可の交付判断を行う。この際、申請者又は代理人が招聘され、追加説明を求められることもある。なお、審査の最終決定権限は当該機関（MoEFCC 又は SEIAA）にある。

3) EIA 報告書に含まれるべき項目

EIA 報告書には、以下の項目の記載が必須である。

- 概要（EIA 報告書の目的、関係者、対象地域、報告書の範囲）
- 事業概要（種別、必要性、実施位置、図面、規模、実施工程、新技術の評価、環境影響緩和措置）
- 自然及び社会環境の詳細
- 想定される環境影響と対応策
- 代替案及び代替技術の評価
- 環境モニタリング計画
- 追加調査の詳細
- 事業による裨益効果
- 環境費用対効果
- 環境管理計画
- 要約と結論
- EIA 調査を実施したコンサルタントの詳細

4) 住民説明及び情報公開

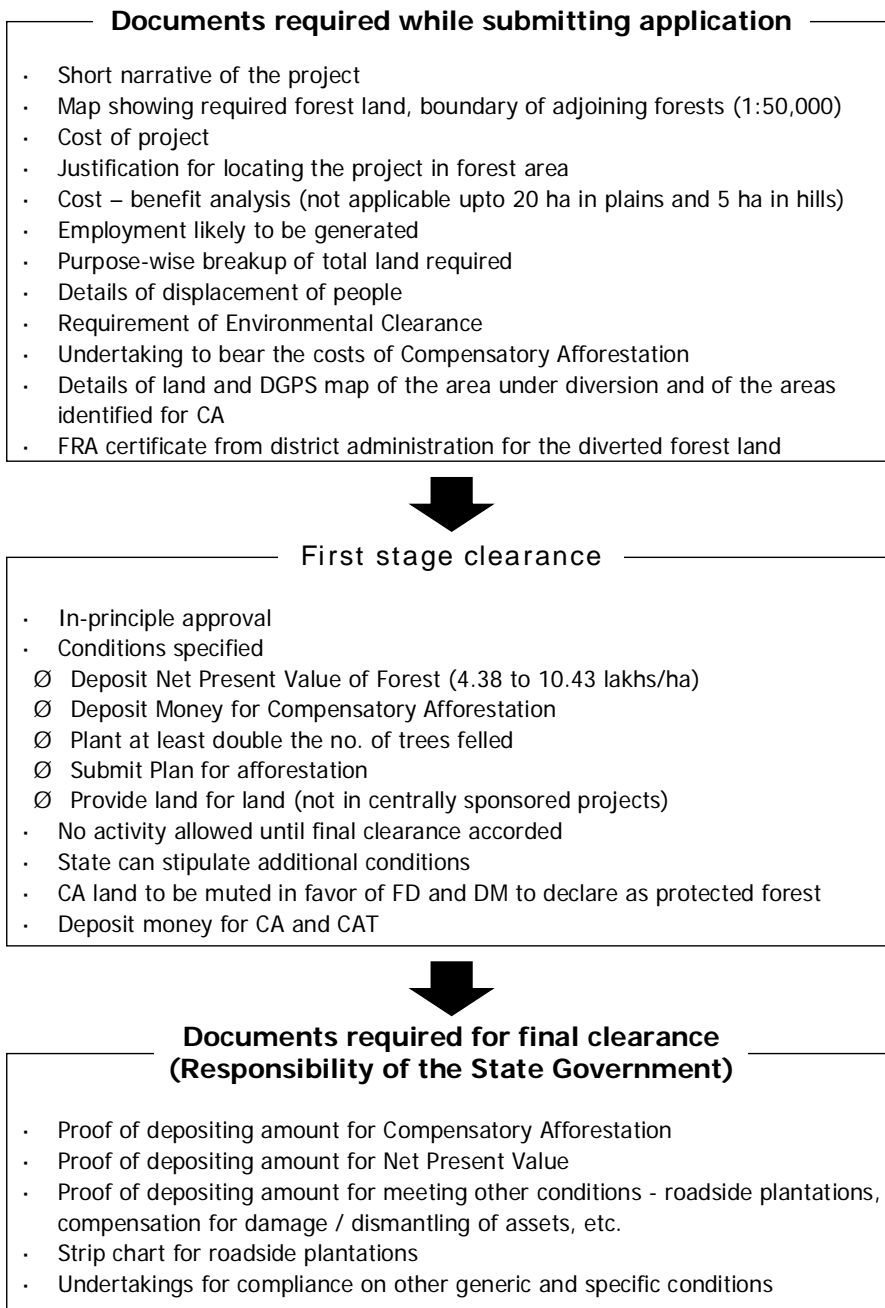
前述の分類 A 及び分類 B1 に該当する事業では公聴会が開催される必要がある。ただし、i) 灌漑施設の更新、ii) 既に立地に係る認可を受けた工業団地内に位置する事業、iii) 新たな土地確保を必要としない道路及び高速道路の拡張、iv) 建物の建設事業及び地域開発事業、v) 分類 B2 に該当する全ての事業、vi) 国家防衛に係わる事業及び中央政府が決定した戦略的事業 の実施に当たっては、公聴会の開催は要さない。

住民やステークホルダーには、公聴会とともに書面送付によって意見を具申する機会が与えられている。前者は SPCB 又は UTPCC が EIA 結果の要約を事前に公表した上で開催され、事業提案者は EIA 報告書（要約）の発表を行う。なお、公聴会の状況はビデオ撮影によって記録され、開催後 8 日以内に MoEFCC 又は SEIAA に提出される。また、後者は SPCB 又は UTPCC がホームページ上で EIA の要約を公表し、ステークホルダーからの意見を募集する。さらに、住民等から要請があった場合は、EIA 報告書の全文がホームページで公開される。

以上を踏まえ、本プロジェクトの実施に際し必要となる EIA 等の内容を次節に記す。

(4) プロジェクトの実施に必要な環境影響評価等の内容

前述の通り、本プロジェクトの実施機関である西ベンガル州配電公社（WBSEDCL）は、インド中央政府環境関連法令に基づき、EIA、SIA、EMP 及び住民協議議事録から構成される本事業の EIA 報告書を既に作成し、環境許可申請を行ったが、2016 年 6 月に MoEFCC から森林許可の取得を条件とする通知があった。ここで Figure 11.3.2-2 に FC 取得のフローを図示する。



(source: JICA Study Team based on an interview to WBSSEDCL in March 2018)

Figure 11.3.2-2 Acquisition Flow of Forest Clearance

森林区域を改変する場合は、森林許可を取得する必要がある。インドにおける森林区域は、課税対象である森林資源の維持を目的とした Forest Act (1927)及び Forest Conservation Act (1980) に基づき、保全林 (Reserved Forest) もしくは保護林 (Protected Forest) に指定され、中央政府の許可がある限りにおいて森林以外の用途へ転用することが可能となっている。なお、インドでは自然環境保護のため、特に必要性が認められた地域は、前述の通り Wildlife (Protection) Act に基づき国立公園や保護区 (サンクチュアリ) に指定されるが、本事業に関連する森林は同法に基づく指定を受けていない。

最初の段階 (ステージ 1) は、事業計画が基本部分で承認された時点である。この段階では、

保全林もしくは保護林の改変に対する同等の補償植林と費用が示される。指示された補償が実施されたことを示す報告書を州政府から受け取ったのち、正式な承認が発行される。これを第2段階（ステージ2）の承認もしくは最終承認と呼んでいる。森林許可は、環境森林省の地方事務所もしくはデリーの MoEFCC によって発行される。森林面積が 5 ha 以下の場合、森林許可は環境森林省の地方事務所が発行する。森林面積が 5 ha から 40 ha の場合は、森林許可は地方事務所によって手続きが行われ、デリーの環境森林省が森林許可を発行する。40 ha 以上の場合、デリーの MoEFCC が手続きと承認を行う。本事業の実施に対する森林許可の取得は、上 Figure 11.3.2-2 に青字で示したステージ1を2018年4月に取得済みである。

なお、Forest (Conservation) Act (1980)の第4章第2条には、補償植林(Compensatory Afforestation)に関する詳細が示されている。これによると、補償植林に供される植林地は非林地で、可能な限り保護林または保護林の隣接地もしくは近接地とすることが定められている。また、同一県内において補償植林の植林地が得られない場合は、同州内にて実施することとしている。さらに、同州内で補償植林が実施できない場合は、伐採林面積の2倍の面積にて補償植林を行うための資金を実施機関が供出するよう義務付けている。この場合、州の Chief Secretary によって利用可能な植林地が見出せない旨の書簡を中央政府に提出する必要がある。

11.3.3 本事業に対するインド環境関連法令と JICA ガイドラインとのギャップ分析

本事業の実施にあたって日本政府から事業資金を調達することに鑑み、国内法へのコンプライアンスに加え、インド側の環境関連法令と JICA ガイドラインとの相違点等を Table 11.3.3-1 に示す。

Table 11.3.3-1 Comparison between JICA Guidelines and EIA Notification for Turga PSP EIA Report

Content	JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations 2010	Environment Impact Assessment Notification 2006 and its Amendment in 2012	Gap between JICA Guidelines and Indian legislations /Action to be taken
Introduction	N/A	N/A	No gap.
Executive Summary	Concisely discusses significant findings and recommended actions.	APPENDIX III A: The Summary EIA shall be a summary of the full EIA report condensed to ten A-4 size pages at the maximum. It should necessarily cover in brief the following Chapters of the full EIA report.	No gap.
Legal framework on environmental and social considerations	Confirms that projects do not deviate significantly from the World Bank’s Safeguard Policies and refers as a benchmark to the standards of international financial organizations.	SCHEDULE: List of Projects or Activities Requiring Prior Environmental Clearance	A few gaps: - Indian legal provisions regarding environmental conservation, e.g. Forest Conservation Act (1980), Supreme Court Order (1996), National Environment Policy (2006), etc., should be explained. - The EIA guidelines and standards in global treaties, international organizations and/or international

Content	JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations 2010	Environment Impact Assessment Notification 2006 and its Amendment in 2012	Gap between JICA Guidelines and Indian legislations /Action to be taken
			development partners should be referred.
Environmental Impacts	Predicts and assesses the project's likely positive and negative impacts in quantitative terms, to the extent possible. It identifies mitigation measures and any negative environmental impacts that cannot be mitigated and explores opportunities for environmental enhancement. It identifies and estimates the extent and quality of available data, essential data gaps and uncertainties associated with predictions, and it specifies topics that do not require further attention.	- Paragraph 7 - APPENDIX III: Generic Structure of Environmental Impact Assessment Document 4 Anticipated Environmental Impacts & Mitigation Measures	A few gaps: - The process leading up to the scoping and background of EIA item selection needs to be explained. - The degree of uncertainty in EIA and additional future environmental impact caused by such uncertainty needs to be mentioned. - Some environmental/social information can be added based on the final scoping drafts and results of the supplemental survey.
Analysis of Alternatives	Systematically compares feasible alternatives to the proposed project site, technology, design, and operation including "Zero-Option" (without project) situation in terms of the following: the potential environmental impacts; the feasibility of mitigating these impacts; their capital and recurrent costs; their suitability under local conditions; and their institutional, training, and monitoring requirements. For each of the alternatives, it quantifies the environmental impacts to the extent possible, and attaches economic values where feasible. It also states the basis for selecting the proposed project design and offers justification for recommended emission levels and approaches to pollution prevention and abatement.	- Paragraph 7 III. Stage (3) - Public Consultation (vii) - APPENDIX III: Generic Structure of Environmental Impact Assessment Document 5 Analysis of Alternatives (Technology & Site)	A few gaps: - "Zero-Option" (without project) needs to be examined. - The degree of environmental impact of each alternative plan needs to be assessed in a quantitative manner.
Mitigation Measures	Identifies mitigation measures and any negative environmental impacts that cannot be mitigated and explores opportunities for environmental enhancement.	- APPENDIX III: Generic Structure of Environmental Impact Assessment Document 5 Analysis of Alternatives (Technology & Site)	No gap.
Environmental Management Plan	Describes mitigation, monitoring, and institutional measures to be taken during construction and operation to eliminate adverse impacts, offset them, or reduce them to acceptable levels.	- Paragraph 10. Environment Management Plan	No gap. However, In the case of monitoring items are added or changed based on supplementary findings, it is necessary to deal with the plan
Budget, financial sources and implementation arrangements	Appropriate follow-up plans and systems, such as monitoring plans and environmental management plans, must be prepared; the costs of implementing such plans and systems, and the financial methods to fund such costs, must be	- APPENDIX III: Generic Structure of Environmental Impact Assessment Document 6 Environmental Monitoring Program	No gap. However, in the case of mitigation measures and/or monitoring items are added or changed based on supplementary findings, it is necessary to modify the cost.

Content	JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations 2010	Environment Impact Assessment Notification 2006 and its Amendment in 2012	Gap between JICA Guidelines and Indian legislations /Action to be taken
	determined. Plans for projects with particularly large potential adverse impacts must be accompanied by detailed environmental management plans.		
Public Consultation with Stakeholder Meeting	In preparing EIA reports, consultations with stakeholders, such as residents, must take place after sufficient information has been disclosed. Records of such consultations must be prepared.	- Paragraph 7 III. Stage (3) - Public Consultation (vii) - APPENDIX IV Procedure for Conduct of Public Hearing	A few gaps: - Another stakeholder meeting needs to be conducted at the preparation stage of scoping drafts.
Information Disclosure	Discloses the results of such categorization on its website—including the name of each project and its country, location, project outline, category, and its reason—before making the decision to undertake preparatory surveys.	- APPENDIX IV Procedure for Conduct of Public Hearing 2.0 The Process	No gap.

(source: JICA Study Team)

11.4 代替案の比較検討

旧西ベンガル電力庁 (WBSEB)¹⁶は、1979年に揚水ポテンシャル調査を実施し、西ベンガル州における揚水開発地点の選定、評価及び絞込み、最有力候補地点間の比較を行った。同調査結果から、プルリア (Purulia)、トゥルガ (Turga)、カトウラジャル (Kathlajal)、バンドウ (Bandhu) の4つの揚水開発計画を策定した。現在、開発最優先順位であった Purulia 揚水発電所は既に運開済みであり、Turga 揚水発電計画は同州で2番目にポテンシャルの高い揚水開発計画とされた。トゥルガは、揚水調整池を設置可能な平坦地が既存の灌漑ダムの上流のみであり、本地点が最適地点として選定された。

11.4.1 事業を実施しない場合

事業を実施しない場合、Table 11.4.1-1 に示す影響が予想される。

Table 11.4.1-1 Anticipated Impacts when the Project is not Implemented

Item	Positive Impact	Negative Impact
Electric Demand, Stable Electric Supply	<ul style="list-style-type: none"> Acceleration of shifting to new paradigm aiming for energy saving society (such as users' awareness raising on energy saving, further development of energy-saving products) due to the shortage of peak load electricity sources, occurrence of fluctuation of power voltage and frequency. 	<ul style="list-style-type: none"> It will become impossible to meet the peak power during power demand peak hours, which makes it difficult to supply electricity in a stable manner not only in West Bengal State but the eastern area of the country If this project is not implemented, there are possibilities of construction of power plants/power generation facilities to cope with peak power hours in other regions. Alternative power sources, such as gas turbines using natural gas "fossil fuel power plants", are assumed. However, there is no natural gas supply in the eastern area of the country, so that it is more likely that coal with more carbons will be used as the fuel. In addition, since the ancillary service functions that can respond to rapid change in voltage and frequency are insufficient, the probability of this reducing the quality

¹⁶ 組織改編によって、2007年4月に西ベンガル州送電公社 (WBSETCL) と本事業実施機関である WBSEDCL に分割された。

Item	Positive Impact	Negative Impact
		of the stable supply of power is high. <ul style="list-style-type: none"> The electricity sources that absorb and supplement the output fluctuation when renewable energy generation facilities such as solar power are built into the network near future. However, there is no alternative energy source at large-scale except pumped storage power generation. It will take considerable time for batteries to become alternative sources.
Environmental Pollution	<ul style="list-style-type: none"> No impacts on the water quality of surrounding area of the upper and lower reservoirs 	<ul style="list-style-type: none"> If this project is not implemented, no negative impacts are predicted. However, if a “fossil fuel power plant” is constructed, environmental load on the air quality will be increased considerably.
Natural Environment	<ul style="list-style-type: none"> No inundation and no land alteration No impacts on habitat of fauna and flora 	<ul style="list-style-type: none"> If this project is not implemented, no negative impacts are predicted. However, if a “fossil fuel power plant” is constructed, land alteration for construction of new alternative thermal power plant sites and negative impacts for habitat of fauna/flora are to be concerned.
Social Environment	<ul style="list-style-type: none"> No land alteration will occur. No temporary use of private land will occur during construction period Small-scale fishing activities at the existing irrigation reservoir will be kept as they are 	<ul style="list-style-type: none"> There will be no contribution to increase local engagement. There will be no improvement in local infrastructure (such as access road for construction works which will be developed by expanding the existing roads and constructing new permanent roads), or their development will delay, their scale and quality may be lower. There will be no improvement in social infrastructure (such as clinic, education, communication and distribution networks) along with population increase during the construction period as many as 4,000 people, or their development will delay.
Others	<ul style="list-style-type: none"> No change to the level of discharged greenhouse gases (CO₂). 	<ul style="list-style-type: none"> If this project is not implemented, negative impacts caused by greenhouse gases (CO₂) will not be anticipated. However, if a “fossil fuel power plant” is constructed, the level of discharged greenhouse gases will be increased.

(source: JICA Study Team)

11.4.2 代替案

本事業の DPR によると、各地点の地質調査結果を踏まえ、各施設設備位置、形式・施工方法、地下発電所位置、水路ルート、放水口施工方法を複数案検討し、各代替案の環境社会影響を考慮に入れた上で、最終的に優位となる案を抽出している。

なお、地質や地形条件から、代替案検討の余地がない施設もあるが（開閉所や送電線、地下変電所等）、他の施設配置との関連性が強く、配置の整合性を確保するために記載した。

(1) 下池ダム軸

当該発電所においては、計 1,000MW の発電機を 5 時間運転するために、14.2MCM の貯水容量を確保する必要がある。検討の結果、現状利用されている灌漑用ダムを拡張し、同一のダム軸を利用する案が最適と確認された(Table 11.4.2-1)。

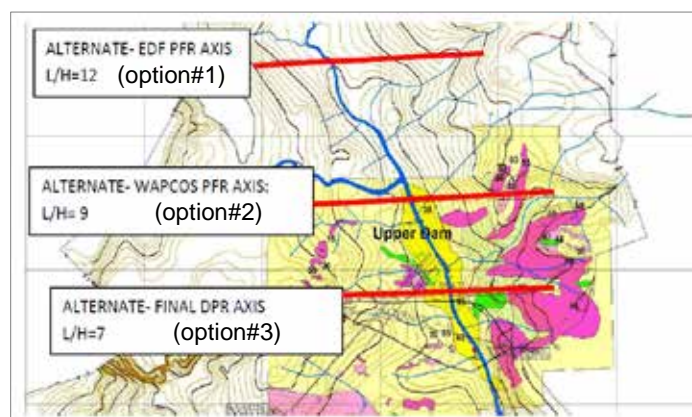
Table 11.4.2-1 Results of Alternative Examination for Lower Reservoir Dam Axis

Alternatives	Location	Results of Examination	Results of Environmental and Social Examination	Selection
Option#1	Same dam axis with the existing irrigation reservoir will be used	<ul style="list-style-type: none"> Granitic gneiss is found in the present dam axis. Bedrock is surfaced on the right bank ridge, so that both ridges can be used. Dam crest length can be therefore minimized. The volume of land alteration will be the least so that deforestation area will be minimized most. Surface sediments are thin (5 to 10m in general). The left bank ridge is low which needs elevation. 	<Advantages> <ul style="list-style-type: none"> Dam crest length will be minimum, which will minimize the volume of land alteration (deforestation area will be minimized). The environmental impact will be most minimized among three options. <Disadvantages> <ul style="list-style-type: none"> Elevation of present ridge height will require further exploration of earth and stones. 	Selected
Option#2	Upstream of the existing irrigation reservoir	<ul style="list-style-type: none"> The narrow terrain will not allow reservoir volume sufficient (14.2MCM). Surface sediments are thin (5 to 10m in general). The left bank ridge is low which needs elevation. 	<Advantages> <ul style="list-style-type: none"> Not particularly <Disadvantages> <ul style="list-style-type: none"> Elevation of present ridge height will require further exploration of earth and stones. 	Not selected
Option#3	Downstream of the existing irrigation reservoir	<ul style="list-style-type: none"> Lower end of the dam liner will affect private land. Dam crest will be long. Surface sediments are thin (5 to 10m in general). The left bank ridge is low which needs elevation. 	<Advantages> <ul style="list-style-type: none"> Not particularly <Disadvantages> <ul style="list-style-type: none"> Elevation of present ridge height will require further exploration of earth and stones. Dam crest length will be longer than the other two options, which will increase the volume of land alteration (deforestation area will increase). The environmental adverse impact will be the most serious among three options. Permanent private land acquisition will be required for the dam construction. Adverse social impacts such as involuntary permanent resettlement and losses of livelihood means may occur. 	Not selected

(source: JICA Study Team)

(2) 上池ダム軸

揚水調整池を設置することが可能な平坦地は、周辺地域においては既存灌漑ダムの上流のみと限定された。同地点周辺は、花崗岩質片麻岩類が分布し、崖錐や崩落物が薄く被覆する程度で、全体に安定している。断層は認められない。全体に堅硬な透水性の低い岩盤であり、カルストや顕著な弱層等はなく、止水性に問題は認められない。地質は花崗岩質片麻岩で堅硬であり、基礎掘削は多くない。表土は 10~15m と見積もられ、比較的浅い深度で基盤に達する。水密性、強度も、ダム基礎として十分と見積もられた。植生はまばらである。3案を検討した結果、最下流案が最適と確認された(Figure 11.4.2-1、Table 11.4.2-2)。



(source: DPR)

Figure 11.4.2-1 Alternatives for Upper Reservoir Location

Table 11.4.2-2 Results of Alternative Examination for Upper Reservoir Dam Axis

Alternatives	Location	Results of Examination	Results of Environmental and Social Examination	Selection
Option#1	Upstream	<ul style="list-style-type: none"> The length of waterway will be the longest, which will affect total cost. 	<Advantages> <ul style="list-style-type: none"> Not particularly <Disadvantages> <ul style="list-style-type: none"> The length of waterway will be the longest, which will increase the volume of land alteration so that the adverse environmental impact will be big. 	Not selected
Option#2	Midstream	<ul style="list-style-type: none"> It was estimated that dam height would become 85m and inundation area would be as large as 120ha when alternatives were examined. The inundation area is bigger and the dam height is higher than the option#3. 	<Advantages> <ul style="list-style-type: none"> Not particularly <Disadvantages> <ul style="list-style-type: none"> Large inundation area and high dam height will increase the volume of land alteration, so that the adverse environmental impact will be big. 	Not selected
Option#3	Downstream	<ul style="list-style-type: none"> Talus deposits or colluvium deposits cover granitic gneiss and geological conditions are stable and hard. Foundation excavation will not be large amount. Fault is not found. Bedrock is hard and its permeability is low so that there found no problem in water cut-off. There is no Karst related formation (limestone deposits) or weak layer. The length of dam crest will be reduced as the ridge is posted. It was estimated that dam height would become 79m and inundation area would be as large as 87ha when alternatives were examined. The length of waterway will be minimized. (The impacts on the river alignment will be minimize by avoiding the swamp of tributary at the left bank of dam axis, and shifting the left bank part to downstream by 50 to 60 m.) 	<Advantages> <ul style="list-style-type: none"> The length of dam crest and waterways will be minimized. The volume of land alteration for dam construction will be therefore reduced. Disposal amount of soil will be reduced, so that the volume of land alteration for developing the disposal sites will be reduced. The impacts on the river alignment, so that adverse impacts on the environment as well as water use will be minimized. <Disadvantages> <ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	Selected

(source: JICA Study Team)

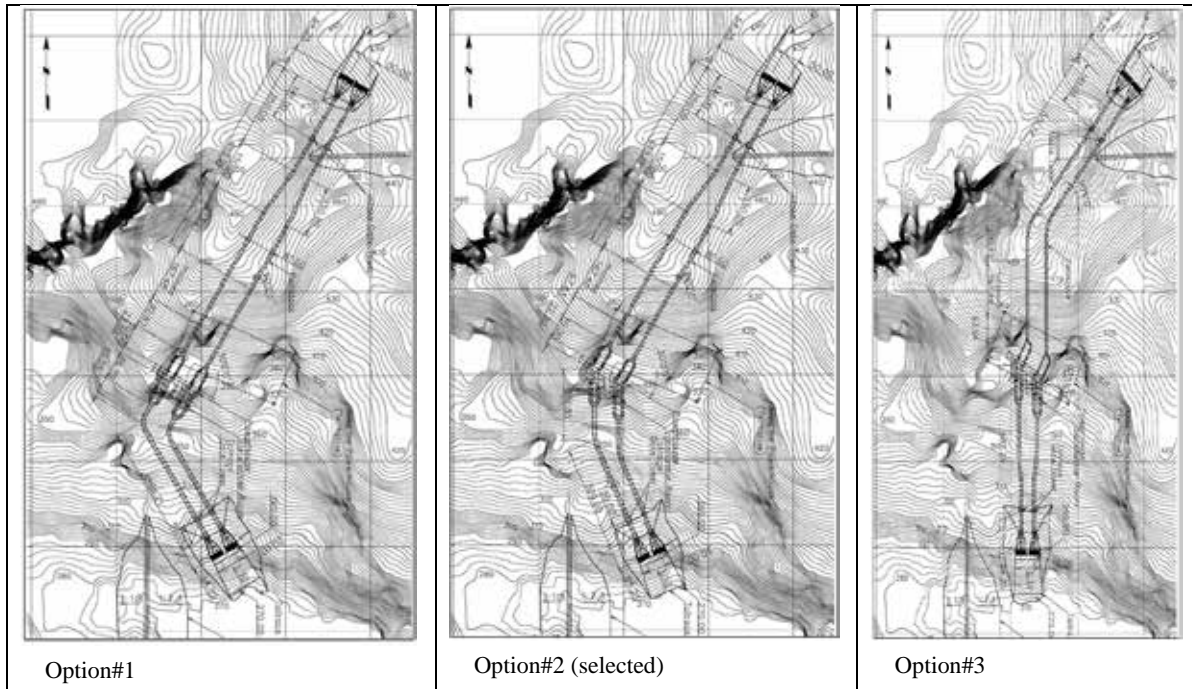
(3) 取水口・水路・放水口・地下発電所

上池の右岸側と左岸側の比較検討を行ったところ、左岸側に取水口と水路を配置すると、より水路長が長くなるほか、水路が地層走向の直交方向からはずれ、河川横断するなど地形・地質が複雑となることが判明した。右岸取水口地点は、塊状で堅硬な花崗岩質片麻岩類の岩盤が分布し安定し、地質的に優位であった。右岸取水口を前提とした水路ルートには堅硬な花崗岩質片麻岩類が主に分布し、また、水路ルート沿いの岩盤には顕著な断層等の弱層は想定されず、地下発電所空洞を設置するには適していると判断された。片理の走向が E-W 系で、この方向は N-S 方向に設計された水路に直交し、水路はトンネルの安定に好ましい方向に配置されている。放水口位置付近には、花崗岩質片麻岩類が分布し、堅硬な岩盤が地表に露出し、表土は浅く掘削量は限定的である。

以上の検討を踏まえ、上池と下池を繋ぐ水路レイアウトを経済的（水路長、地質条件等を考慮）に設計し、その水路端部に取水口・放水口を配置し、ダム の安定性に影響を及ぼさないよう配慮した第 2 案を選定した（Figure 11.4.2-2）。地下発電所位置は、散発的に分布する変玄武岩を避け、より安定した塊状部に設置した。工学的に安定した箇所は、掘削量を最小限に抑えられ、土捨量の抑制につながるほか、工事対策等による地下空洞周辺の地下環境に影響を及ぼ

す可能性がより低いと想定された。

なお、最適開発規模の検討に当たって、可変速揚水システムの採用が前提とされている。可変速揚水システムは、揚水運転時における周波数調整能力の確保と発電運転時における高効率運転の実現を目標に開発されたもので、本事業を実施しない場合や従来型の揚水機を導入する場合に比して優位性が高い。



(source: DPR)

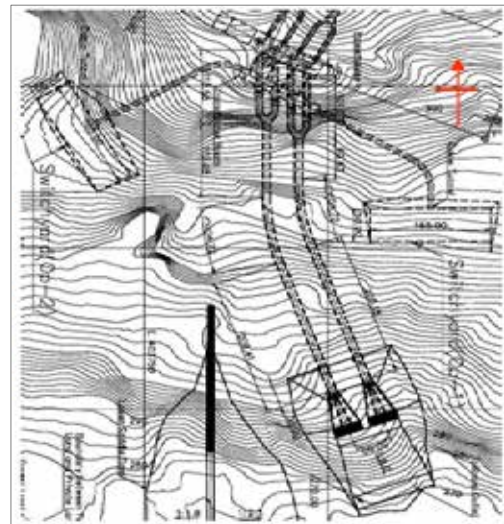
Figure 11.4.2-2 Alternatives for the Intake, Waterways, Outlet and Underground Powerhouse

(4) 開閉所

開閉所レイアウトは、発電所からの距離を近くすることで主ケーブル距離を短くする経済的な設計を採用した。同地点は花崗岩質片麻岩類を基盤とする平坦な地形で、表土が<2mと薄く、掘削量も比較的少ない。

(5) 建築材料・土取場・土捨場

ダム盛り立て用の土質材料として満足する土質材料を、近隣よりサンプリングし土質試験等を実施して選定した。サイト周辺には花崗岩質片麻岩類が広く分布し、骨材やフィル材として適していることが確認された。これらは新鮮な硬岩が表層又は薄い表土下から採取可能である。



(source: DPR)

Figure 11.4.2-3 Switchyard Plan

上記建設材料を採取する土取場用地は、Purulia 揚水発電所建設時に既に調査・利用され、運搬道路も整備済みである。また、土捨場は、プロジェクト用地内の上池、下池の連絡道路近傍

の平地ないし窪地を選定した。連絡道路近傍を選定した理由は、土捨場用アクセス道路が短縮され、土地の改変面積が最小化されるためである。建設材料は、地下掘削工事からの砕石を極力利用し、廃土量の削減を図る（全体の 50% を再利用すると、土捨量は 200 万 m³ と見積もられる）。

土取場は、Purulia 発電所で使用した既存箇所の再利用（特にロック材、骨材採取場）を最大限に行うことで、環境影響を最小限とした。土捨場は近傍の平地ないし窪地を選定し、工事用車両の走行距離を最小化し、排気ガス等の排出を抑制している。これらの措置は、MoEFCC も合意し、かつ環境対策として推奨するものである。土取場、土捨場を示した全体レイアウト図は Annex 11-1 に示すとおりである。

(6) 送電線

送電線配置案を Figure 11.4.2-4 に示す。400kV 送電線の延長はおよそ 1.7 km であり、2 回線で接続する計画とした。発電所開閉所から変電所までの間の鉄塔は各回線 5 基、計 10 基である¹⁷。

送電線配置及び鉄塔設置地点の検討に際し、以下の検討を行ったところ、現状ルートが環境影響の観点から適切であると判断された。

- 1) 本事業工事にあたり建設する恒久道路に沿って鉄塔を設置

鉄塔工事用の資機材運搬に必要な仮設備（道路や索道）の設置・撤去作業を減らすことが可能となり、効率的である。

- 2) 鉄塔規模の低減を図り、角度鉄塔数を減らすように鉄塔を設置

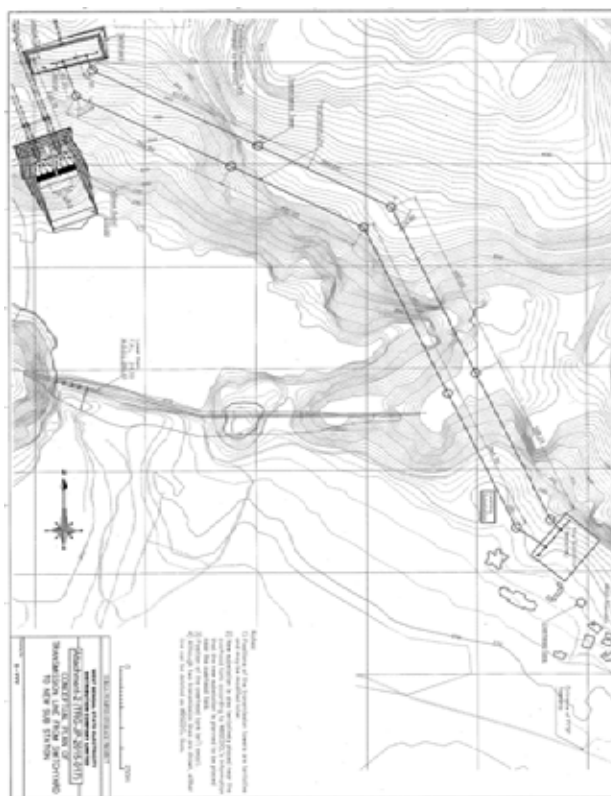
角度鉄塔は直線鉄塔より基礎が大きくなり、基礎掘削工事や残土運搬などが多くなることから、環境影響が大となることに配慮したものである。

- 3) 鉄塔位置は緩斜面へ設置

造成工事をできるだけ少なくするよう配慮したものである。

- 4) 現状のルート、鉄塔基数計画を維持

電線導体数を増やすことで、1 回線あたりの送電容量を増やし、2 ルートある



(source: DPR)

Figure 11.4.2-4 Layout of Transmission Lines

¹⁷ 鉄塔基数を 1 基減らすことは可能であるが、そのためには送電線を池の上空を横過する形での配置となる。横過に必要な鉄塔 2 基は、その径間長が長くなることから、鉄塔高や腕金幅が大きくなり、基礎も大幅に大きくなることが想定される。したがって現状のルート、鉄塔基数とした。

送電線を1ルートに纏めることは可能である。しかし、鉄塔基数を減らすためには池の上空を横過することとなり、横過に必要な鉄塔2基は径間長が長くなることから、鉄塔高や腕金幅が大きくなり、1基あたりの基礎が大幅に大きくなることが想定される。

(7) その他

土地改変を最小化するため、建設用道路は既設道路の拡幅を行うことで対応し、また、新設仮設道路は最低限とした。工事労働者用の住居や工事関連建物などは、多くを近隣の Purulia 揚水発電所に付帯する設備を流用できることが確認されている（必要設備の75%）。

11.5 影響項目（スコーピング案）と影響項目に関する調査 TOR

11.5.1 スコーピング結果

回避策や緩和策を講じない場合に予想される環境社会影響項目と、その予想される影響を、JICA ガイドライン項目に従い、第1次現地調査（2017年10月実施）の結果を踏まえて発電所施設及び関連施設（変電所、工事用道路、維持管理用道路等）送電施設について、関連施設とともにそれぞれ下記2表に纏めた。同2表に掲げられた各影響項目はJICA ガイドラインに基づくものであり、スコーピング結果は、環境社会影響の回避や緩和策が何ら講じられない場合を想定したものである。

Table 11.5.1-1 Results of Scoping Draft (Turga PSP and Related Facilities)

Item	Impact		Rating		Results
			Pre-/Construction Phase	Operation Phase	
Pollution Control	1	Air Quality	B-	D	Construction phase: Dust will be generated in the land preparation and other construction work, but the impact will remain temporary. Generation of air pollutants (SOx, NOx, etc.) could be expected from the operation of heavy machinery and trucks, but the impact will stay within the surrounding area. Operation phase: SOx, NOx, PM/dust will not be generated by the operation of the power plant.
	2	Water Quality	B-	C-	Construction phase: Water turbidity will be caused by the excavation work, but the impact will be temporary. There might be impacts caused by the concrete wastewater and oil-containing wastewater if not controlled. Operation phase: Possibility of water turbidity through the adverse impact on aquatic life caused by elevation difference of two dam sites will be predicted.
	3	Soil Quality	B-	D	Construction phase: Soil pollution will possibly be caused by leakage of lubricants and fuel oil from construction vehicles and machinery. Operation phase: There is no specific negative impact anticipated as no case of soil pollution has been confirmed in the operation of the existing power plant facilities in Purulia and with the limited number of personnel at work there.
	4	Sediment	B-	C-	Construction phase: Sediment pollution would possibly be caused if construction wastewater flows into the lower dam. Operation phase: Adverse impacts on aquatic life could not be caused by elevation difference of two dam sites.
	5	Noise and vibration	B-	D	Construction phase: Noise and vibration could be caused by the operation of heavy machinery and trucks, but will be limited to the surrounding area. Operation phase: Noise and vibration will not be experienced on the surface as the power plant will be constructed underground.
	6	Offensive odors	C-	D	Construction phase: Offensive odors from rotten waste may occur in the case that domestic waste from the workers' camp is not appropriately treated, but this would be very local. Operation phase: There is no occurrence of odor from domestic waste anticipated as the number of personnel at work in the power plant facilities is limited.

Item	Impact		Rating		Results
			Pre-/Construction Phase	Operation Phase	
	7	Waste	B-	B-	Construction phase: General, industrial and hazardous wastes would be generated during the construction work. Operation phase: General (domestic) waste wastes would not be generated.
	8	Subsidence	D	D	No impact is anticipated because geological structure of the site is stabil and the project will not pump up any groundwater.
Natural Environment	9	Protected Area	D	D	Though useful plants such as medicinal, edible, oil expression and forage uses grow thickly, there are no rare species of fauna listed as threatened species in the IUCN Red List identified and protected areas such as wildlife sanctuary, national park or biosphere reserve.
	10	Ecosystem	A-	C+	Construction phase: Negative impact on animal species and ecosystem will possibly be anticipated. Operation phase: Slight changes in ecosystem around the upper dam site might be seen due to the increasing population of waterfowl birds and amphibians.
	11	Hydrosphere	C-	C-	Construction and Operation phase: Construction of reservoir may make some impacts on the existing water level/ flow rate /flux.
	12	Topography and Geology	B-	C-	Construction and Operation phase: Soil erosion might be occurred at the embankment of the access road for construction, depending on the topographic condition. It might be occurred as well, depending on the geological conditions, at the soil disposal area.
Social Environment	13	Land acquisition	C-	D	Pre-construction phase: <ul style="list-style-type: none"> 292ha of land is required for the PSP construction, stockyard, road development and others, out of which 234ha falls in the forest that requires official procedure for the forest clearance. The rest 58ha is non-forest and private land, of which 34ha shall be transferred from the I&W Dept., 24ha shall be temporarily used or leased. Private land is not located within submergence area or acquired permanently. No involuntary resettlement is anticipated either. It is unknown if there are any livelihood activities conducted on the private land which is anticipated to be requisitioned temporarily. It is necessary to identify if there is any resettlement caused by the livelihood deterioration due to the temporary requisition of private land. It is necessary to examine the method and sequence of acquiring / using the required land in advance to reflect into the construction plan and schedule. Official procedures for land acquisition and requisition may have to be commenced prior to the construction work based on the construction plan. Suspension or relocation of livelihood activities can occur in particular locations, which shall be identified in the social survey. Construction phase: It is necessary to acquire / use the required land according to the construction plan and schedule. Suspension or relocation of livelihood activities can occur in particular locations, which shall be identified in the social survey. Operation phase: No major impact is anticipated.
	14	Disturbance to Poor People	C-/+	B+/-	Construction phase: <ul style="list-style-type: none"> Teliabhasa, Ranga and Baghmundi will accommodate the upper reservoir, whereas Baghmundi, Gosaidi and Barria will do the lower one. The demographic information of these villages including poverty rates are unknown, and shall be identified in the social survey. There may be certain people who are socially vulnerable, to whose livelihood and household economy the permanent acquisition of forest area and temporary land use during construction period may do harm directly / indirectly without appropriate countermeasures. It needs further investigation, analyses and confirmation if development / pagement of construction roads bring benefits to local people such as better access to social services and local market throughout a year. Operation phase: <ul style="list-style-type: none"> Deterioration of household economy may occur due to the losses of livelihood means if appropriate countermeasures are not taken. Development / pagement of construction roads may bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year.
	15	Disturbance to Ethnic Minority Groups and Indigenous People	C	C	Construction and Operation phase: There are STs in the villages where the project facilities are planned. It needs further investigation and confirmation if there will be any negative impacts on their culture and customes.
	16	Deterioration of Local Economy such as Losses of Employment and Livelihood Means	B-/+	B-/+	Pre-construction / Construction phases: <ul style="list-style-type: none"> According to the EIA report, there are plantation area where sal trees and butea trees are grown in the forest land near the planned upper reservoir area. There can be local people who are employed there, whose livelihood means may be affected directly / indirectly due to the permanent acquisition of forest land. Temporary requisition of private land may cause losses of livelihood means of

Item	Impact	Rating		Results
		Pre-/Construc tion Phase	Operation Phase	
				<p>local people.</p> <ul style="list-style-type: none"> Development / pagement of construction roads may bring benefits to local people such as better access to social services and local market throughout a year. The project implementation may create local engagement and commercial opportunities with the outside people for the construction work. <p>Operation phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> Deterioration of local economy may occur due to the relocation or losses of livelihood means if appropriate countermeasures are not taken. Development / pagement of construction roads may bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year.
17	Land Use and Utilization of Local Resources	B-	B-/+	<p>Pre-construction / Construction phases:</p> <ul style="list-style-type: none"> According to the EIA report, there are plantation area where sal trees and butea trees are grown in the forest land near the planned upper reservoir area. Forest resources including the quoted plantation sites may be lost due to the permanent acquisition of forest land. The current land use of 58ha in total can be disturbed until the end of construction period due to the requisition of non-forest land and private land (further investigation and analyses will be made in the social survey). <p>Operation phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> Permanent requisition of forest land (234ha) will permanently change the land use after the construction work.
18	Disturbance to Water Usage, Water Rights, etc.	B-	C	<p>Construction phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> There are people who do fishing in the Turga River and the existing irrigation reservoir. The construction work may affect the fishery at the irrigation reservoir negatively (scale may be smallened or totally suspended), the fishing activities at downstream, and cause water turbidity at downstream. Irrigation water and domestic water may be affected due to the development of lower reservoir by expanding the existing irrigation reservoir. Water sources and water use of each village nearby remain unknown, which needs to be identified in the site investigation. <p>Operation phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> Although no major impact is anticipated, analyses shall be made based on the results of social survey.
19	Disturbance to the Existing Social Infrastructure and Services	B-	B+	<p>Construction phase: Traffic increase is anticipated.</p> <p>Operation phase: Positive impacts are expected through development / pagement of construction roads such as better access to social services and local market throughout a year.</p>
20	Social Institutions such as Social Infrastructure and Local Decision-making Institutions	D	D	<p>Construction and Operation phase: No specific impacts to the local communities are anticipated both in construction period and operation period.</p>
21	Misdistribution of Benefits and Losses	B-	B-	<p>Construction phase: Unfairness between local people in the surrounding area benefited through the improvement of social infrastructure and services, and those whose livelihood means are affected may occur (further investigation and analyses will be made in the social survey).</p> <p>Operation phase: Without fair countermeasures taken in an appropriate manner, misdistribution of benefits and losses may last in long-term (further investigation and analyses will be made in the social survey).</p>
22	Local Conflicts of Interest	B-	B-	<p>Construction phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> Unfairness between local people in the surrounding area benefited through the improvement of social infrastructure and services, and those whose livelihood means are affected may occur (further investigation and analyses will be made in the social survey). According to the EIA report, influx of outside people will reach 4,000 in total (1,000 project relevant people (200 technical people and 800 construction workers) and their family members, and subordinate people). Without appropriate countermeasures, local conflicts between local people and outside people may occur. <p>Operation phase: Without fair countermeasures taken in an appropriate manner, local conflicts of interest may last in long-term (further investigation and analyses will be made in the social survey).</p>

Item	Impact	Rating		Results	
		Pre-/Construc tion Phase	Operaiton Phase		
	23	Cultural Heritage	B-	C	<p>Construction phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> • There is a small Hindu temple on the left bank ridge of the planned lower reservoir, which needs to be relocated due to the construction work. • There is no UNESCO World Heritage site in and near the project site. No historical, cultural or archeological sites in and around the project site registered according to the Indian laws. <p>Operation period: Further investigation and analyses will be made in the social survey if there is any negative impact.</p>
	24	Landscape	C	C	<p>Construction phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No specific landscape is so far expected in and around the project site (further investigation and analyses will be made in the social survey). • Rural landscape may be affected due to the tree felling in the construction workd. Further investigation and analyses will be made in the social survey. <p>Operation phase: Impact on the rural landscape may last (further investigation and analyses will be made in the social survey).</p>
	25	Gender	C	C	<p>Construction and Operation phase: Although no major impact is anticipated, analyses shall be made based on the results of social survey.</p>
	26	Children’s Rights	C	C	<p>Construction and Operation phase: Child labor may occur if contractors do not abide the law.</p>
	27	Infectious Diseases	B-	D	<p>Construction phase: Infectious diseases may locally spread triggered by massive influx of construction workers.</p> <p>Operation phase: No major impact is anticipated.</p>
	28	Work Environment (Including Work Safety)	B-	B-	<p>Construction phase: Risks of accidents are high through the construction work (further investigation and analyses will be made in the social survey).</p> <p>Operation phase: Industrial accidents can occur among workers.</p>
Other	29	Accidents	B-	B-	<p>Construction phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Accidents may occur due to the constrution work. • Traffic accidents may occur due to the increase of traffic volume. <p>Operation phase:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Accidents and death by drowing may occur in the reservoirs if there are no appropriate measures such as entry restriction are taken. • Accidents can occur during maintenance work.
	30	Cross-boundary Impact and Climate Change	B-	C+	<p>Construction phase: No impact on climate change is predicted although CO₂ will be produced in the construction work at relatively limited scale.</p> <p>Operation phase: CO₂ will not be produced by operation of hydropower plant. Hydropower plant has the role of reducing CO₂ emissions as an alternative energy source to fossil fuel.</p>

(source: JICA Study Team)

note:

A+/-: Significant positive/negative impact is expected,

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent,

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown (further examination is needed, and the impact may be clarified as the study progresses)

D: No impact is expected.

送電線ルートは最終案が策定されており、開閉所から変電所まで亘長 1.7km である。送電設備建設に伴い想定される影響は下表に示す。なお、インドの国内法では、送電線及び変電所の新增設事業は EIA の実施を必要としない。

Table 11.5.1-2 Result of Scoping Draft (Transmission Lines and Related Facilities)

Item	Impact	Rating		Results
		Pre-/Construction Phase	Operation Phase	
Pollution Control	1 Air Quality	B-	D	Construction phase: Dust will be generated in the land preparation and other construction work, but the impact will be temporary. Air pollutants (SOx, NOx, etc.) will be generated through the operation of heavy machinery and trucks, but the impact will be limited to the surrounding area. Operation phase: SOx, NOx PM/dust will not be generated by the operation of the transmission lines.
	2 Water Quality	B-	D	Construction phase: Soil runoff may occur from the exposed soil of the embankments and cut slopes, which may deteriorate water quality of the nearby creeks. Operation phase: Water Quality will not be affected by the operation of the transmission lines.
	3 Noise and Vibration	B-	D	Construction phase: The operation of heavy machinery and trucks will cause noise and vibration, but it will be limited to the surrounding area. Operation phase: No specific noise and vibration is expected.
Natural Env.	4 Protected Area	D	D	Construction and Operation phase: There is no specific negative impact expected.
	5 Ecosystem	C-	B-	Construction phase: Air pollution, noise and vibration may affect the terrestrial ecosystem. Operation phase: Collision between birds and transmission lines may occur and cause transmission accidents.
	6 Topography and Geology	C-	C-	Construction and Operation phase: Depending on the geological conditions, soil erosion may occur from the exposed soil of the embankments and cut slopes at the tower locations.
Social Environment	7 Land acquisition	C	D	Pre-construction / Construction phases: <ul style="list-style-type: none"> It remains unknown and needs further investigation if there is any private land along the right of way (ROW), present land use of ROW, and necessity of land acquisition. There is no resettlement so far anticipated. Further investigation in the social survey will be required to identify if there are local population in the ROW, or resettlement due to the deterioration of local livelihoods. Operation phase: No major impact is anticipated.
	8 Disturbance to Poor People	C	C	Construction and Operation phase: It remains unknown and needs further investigation if there are any people below poverty line living in the ROW.
	9 Disturbance to Ethnic Minority Groups and Indigenous People	C	C	Construction and Operation phase: There are STs in the villages where the facilities of transmission lines are planned. It needs further investigation and confirmation if there will be any negative impacts on their culture and customs.
	10 Deterioration of Local Economy such as Losses of Employment and Livelihood Means	C	C	Construction and Operation phase: It remains unknown and needs further investigation if there are any negative impacts to the local economy.
	11 Land Use and Utilization of Local Resources	B-	D	Pre-construction / Construction phases: <ul style="list-style-type: none"> Land at the tower bases will be occupied though it is small-scale. The land value of the ROW will decrease. Operation phase: No major impact is anticipated.
	12 Disturbance to Water Usage, Water Rights, etc.	C	C	Construction and Operation phase: It remains unknown and further investigation is required to identify if there are negative impacts and the impact degrees.
	13 Disturbance to the Existing Social Infrastructure and Services	B-	D	Construction phase: Traffic increase is anticipated. Operation phase: No major impact is anticipated.
	14 Social Institutions such as Social Infrastructure and Local Decision-making Institutions	D	D	Construction and Operation phase: No specific impacts to the local communities are anticipated both in construction period and operation period.
	15 Misdistribution of Benefits and Losses	C	C	Construction and Operation phase: It remains unknown and further investigation is required to identify if there are negative impacts and the impact degrees.
	16 Local Conflicts of Interest	C	C	Construction and Operation phase: It remains unknown and further investigation is required to identify if there are negative impacts and the impact degrees.
17 Cultural Heritage	C	C	Construction phase: There is no UNESCO World Heritage site in and near the project site. Further information shall be collected if there are any historical, cultural or archaeological sites in and around the project site registered according to	

Item	Impact		Rating		Results
			Pre-/ Construction Phase	Operation Phase	
					the Indian laws (further investigation and analyses will be made in the social survey). Operation period: Further investigation and analyses will be made in the social survey if there is any negative impact.
	18	Landscape	C	C	Construction phase: <ul style="list-style-type: none"> No specific landscape is so far expected in and around the project site (further investigation and analyses will be made in the social survey). Rural landscape may be affected due to the extension of transmission lines. Further investigation and analyses will be made in the social survey. Operation phase: Impact on the rural landscape may last (further investigation and analyses will be made in the social survey).
	19	Gender	C	C	Construction and Operation phase: Although no major impact is anticipate, further analyses shall be made based on the results of social survey.
	20	Children's Rights	C	C	Construction and Operation phase: Child labor may occur (further investigation and analyses will be made in the social survey).
	21	Infectious Diseases	B-	D	Construction phase: Infectious diseases may locally spread triggered by massive influx of construction workers. Operation phase: No major impact is anticipated.
	22	Work Environment (Including Work Safety)	B-	B-	Construction phase: Risks of accidents are high through the construction work (further investigation and analyses will be made in the social survey). Operation phase: Industrial accidents can occur among workers.
Other	23	Accidents	B-	B-	Construction phase: <ul style="list-style-type: none"> Accidents may occur due to the construction work. Traffic accidents may occur due to the increase of traffic volume. Operation phase: <ul style="list-style-type: none"> Accidents and death by drowning may occur in the reservoirs if there are no appropriate measures such as entry restriction are taken. Accidents can occur during maintenance work.
	24	Cross-boundary Impact and Climate Change	C-	D	Construction phase: No impact on climate change is predicted although CO ₂ will be produced in the construction work at relatively limited scale. Operation phase: Transmission line will not cross a boundary. No CO ₂ will be produced by the extension and operation of the transmission lines.

(source: JICA Study Team)

note:

A+/-: Significant positive/negative impact is expected,

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent,

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown (further examination is needed, and the impact may be clarified as the study progresses)

D: No impact is expected.

11.5.2 調査 TOR

インド国環境保護法に基づく EIA の実施によって明らかとなった内容（調査の有無・調査結果・環境予測）を踏まえ、本調査で行うべき補足調査の項目・方法・対応（案）を、Table 11.5.2-1、Table 11.5.2-2 に示す。

Table 11.5.2-1 EIA Results and Survey TOR under the Preparatory Study (Turga PSP and Related Facilities)

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
Air Quality	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There were no major sources of air pollution in the Project Site. PM10, SOx and NOx were considerably lower than Indian Standard at 4 points of the Project Site in summer, winter and monsoon season, respectively. 	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standard Meteorological information and data Current condition of air quality 	<ul style="list-style-type: none"> Collection of latest meteorological data and domestic air quality standards Actual measurement of the current PM10, SOx and NOx concentration in the Project Site 	Consideration of antipollution measures in the construction phase
Water Quality	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There were no major sources of water pollution in the Project Site. General items including metals were not exceeded the Indian Standard at 5 points of the Project Site in summer, winter and monsoon season, respectively. 	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standard Meteorological information and data Current condition of water system in the survey area 	<ul style="list-style-type: none"> Collection of water body map in the Project Site, latest domestic water quality standards and effluent standards Actual measurement of the current water quality 	Consideration of antipollution measures in the construction phase
Soil Quality	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Results of physicochemical analyses indicated oligotrophic soil distribution in the Project Site. 	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standard Current condition of soil quality and distribution 	<ul style="list-style-type: none"> Soil classification based on the profile survey and physicochemical analyses Collection of soil distribution map 	Consideration of measures against leakage of lubricants and fuel oil in the construction and operation phases
Sediment	No	<ul style="list-style-type: none"> Any information about reservoir sediments were not mentioned in the EIA. 	Current condition of water quality and sediment of the lower dam	Site investigations of the lower reservoir sediment and interstitial water quality	Consideration of antipollution measures in the construction phase
Noise and Vibration	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Traffic volume and population density are low, the Project Site is generally under quiet condition. According to results of actual measurement, noise levels at 4 residential areas in the Project Site were quite lower than the standard values of "Silent Zone" which Environment Protection Rules (revised in 2000) defined as the most tranquility condition 	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standard Confirmation of a positional relation between assumed noise and vibration 	Confirmation of a positional relation between assumed noise and vibration causes such as diesel generator and residential areas	<ul style="list-style-type: none"> Consideration of mitigation measures for noise and vibration in the construction phase Sufficient explanation to local

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
			causes such as diesel generator and residential areas		stakeholders about possibilities of noise and vibration generation to gain their understandings
Offensive Oder	No	Any information about generation of offensive odor was unmentioned in the EIA	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standerd Local customs of collection and classification for sorting 	<ul style="list-style-type: none"> Confirmation of related laws and regulations regarding handlings of solid wastes such as collection and classification for sorting Hearings with administrative body which has jurisdiction over waste treatments 	Consideration of disposal plan for industrial wastes and domestic wastes which may emit odious smell in the construction and operation phases
Waste	No	Description on waste is already mentioned in the EIA report.	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standerd Local customs of collection and classification for sorting 	<ul style="list-style-type: none"> Confirmation of related laws and regulations regarding handlings of solid wastes such as collection and classification for sorting Hearings with administrative body which has jurisdiction over waste treatments 	Consideration of disposal plan for industrial wastes and domestic wastes which may emit odious smell in the construction and operation phases
Subsidence	No	Any information about possibility of occurrence of land subsiding	Current condition of hydrogeology in the survey area	Confirmation of hydro-geologic condition in the Project Site	Estimation of optimum pumping discharges in case of drawing groundwater for some purpose
Protected Area	Yes	Though useful plants such as medicinal, edible, oil expression and forage uses grow thickly, there are no rare	Current condition of protected areas	Confirmation of protected area	Consideration of mitigation measures if the

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
		species of fauna listed as threatened species in the IUCN Red List identified and protected areas such as wildlife sanctuary, national park or biosphere reserve.	<ul style="list-style-type: none"> Applicable laws and regulations 	<ul style="list-style-type: none"> location and applicable laws/regulations Hearings with administrative body which has jurisdiction over wildlife protection 	project impacts on any protected areas
Ecosystem	Yes	Noise and vibration in the construction phase may temporarily impact on wildlife	<ul style="list-style-type: none"> Current habitat status of flora, mammal, birds, reptiles, amphibians, fish, precious species (migrant birds) Compensatory plantation plan 	<ul style="list-style-type: none"> Confirmation of current situation of fauna and flora in the survey area Hearings with WBSEDCL about detail plan of compensatory plantation 	<ul style="list-style-type: none"> Estimate the degree of impact on ecologically important habitats and take preventive measures if significant impact on the habitat is predicted. Estimate the degree of impact on endangered species, and take preventive measures if significant impact on species is predicted. Confirmation of the detail plan of compensatory plantation and revise, if any.
Hydrometeorology	No	Any information about hydrometeorological prediction was unmentioned in the EIA	<ul style="list-style-type: none"> Existing water system Flow rate and water level 	<ul style="list-style-type: none"> Confirmation of current water system based on satellite data Field investigation 	Consideration of mitigation measures if the project impacts on the local hydrometeorology
Topography and Geology	Yes	Lithological character, geological structure and topological situation were illustrate in great detail. Structural dynamic characteristics were also analyzed adequately.	Confirmation of geological stability, difficulty level in terms with economic and technical level for	<ul style="list-style-type: none"> Collection of distinct pictures and drawings to confirm the current 	Geological revalidation of structural construction

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
			structural construction	condition • Hearings with experts regarding geological adequacy and stability for structural constructions • Field investigation	
Land acquisition and Resettlement	Yes	<ul style="list-style-type: none"> 292 ha of land is required for the PSP construction, stockyard, road development and others, out of which 234ha falls in the forest that requires official procedure for the FC. The rest 58ha is non-forest government and private land, of which 34ha shall be transferred from the I&W Dept, 24ha shall be temporarily used or leased. (Locations of government land and private land within the project area. Their present use is not mentioned either => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Locations and present use of the government land and private land which require temporary use and requisition Confirm who the affected people are (including resettlers and temporarily affected people) Identify their livelihood means Examine methods and sequence of land acquisition	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Identify the number of the affected villages and their locations Conduct a household socioeconomic survey (population census, asset inventory and household survey) 	Elaborate draft ARAP based on the survey results (if required)
	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Private land is not located within submergence area or acquired permanently. No involuntary resettlement is anticipated either and no rehabilitation measures will be required. Impacts to the local people will be temporary. (Degree of temporary impact and their contents are not described => needs to be identified)			
Poor People	No	(No investigation and analyses on the impacts on the poor people are described => needs to be identified)	Identify if there are people below poverty line among the affected people	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Conduct socioeconomic survey 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborate livelihood restoration measures based on the survey results (if required) Develop permanent roads which local people can use even after the construction period
	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Development / pagement of construction roads may bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year. The project implementation will create local engagement and commercial opportunities with the outside people for the construction work. 			
Disturbance to Ethnic Minority Groups and	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Existence of scheduled castes and scheduled tribes in the study area are confirmed through the official results of the Population Census 2011. 	<ul style="list-style-type: none"> Identify if there are people who require protection and 	<ul style="list-style-type: none"> Interview with village heads Interview with local 	Elaborate livelihood assistance measures based on the survey results (if

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
Indigenous People		(It remains unknown if there are specific people who need protection and assistance, their living places and population => needs to be identified)	assistance • Identify if there are negative impacts	people	required)
Deterioration of Local Economy such as Losses of Employment and Livelihood Means	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There are people who do fishing in the existing irrigation reservoir. The construction work may affect the fishery there negatively (fishing volume may be reduced or their activities may totally be suspended) resulting in their livelihood losses. The fishing activities at downstream may be affected. (It remains unknown the living locations and number of the affected population => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the present household economy (livelihoods, occupations, etc) of the affected people whose livelihood means can be lost due to the temporary use of their private land during construction period, which Identify if there are involuntary resettlement due to the deterioration of their livelihoods 	<ul style="list-style-type: none"> Collect information on local engagement and household income Conduct socioeconomic survey Interview with local people 	Elaborate livelihood restoration measures based on the survey results (if required)
	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There are plantation area where sal trees and butea trees are grown in the forest land near the planned upper reservoir area. (It remains unknown if there are local people who are employed there, and if the local livelihood means may be affected directly / indirectly due to the permanent acquisition of forest land. => needs to be identified) 			
	No	(It is unknown if there are any livelihood activities conducted on the private land which is anticipated to be requisitioned temporarily. => needs to be identified)			
	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Development / pagement of construction roads may bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year. <p>The project implementation will create local engagement and commercial opportunities with the outside people for the construction work.</p>			
Land Use and Utilization of Local Resources	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Out of the required land (292 ha), 234ha is forest area that requires official procedures for the FC. There are plantation area where sal trees and butea trees are grown in the forest land near the planned upper reservoir area, which will be affected by the project. The remaining 58ha is non-forest government and private land, of which the tenure of 34ha will be transferred from the I&W Dept., and the other 24ha will be temporarily used or leased. (The current land use of 58ha can be disturbed until 	<ul style="list-style-type: none"> Present land use Identify livelihoods and occupations of the household affected by the project 	<ul style="list-style-type: none"> Collect information on local engagement and household income Interview with the target households 	Elaborate compensation and livelihood restoration measures (if required)

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
		the end of construction period due to the requisition of non-forest land and private land. Locations of private land and their present use, however, are unknown. => needs to be identified)			
Disturbance to Water Usage, Water Rights, etc.	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There are people who do fishing in the Turga River, the existing irrigation reservoir and at downstream. Construction work may make it difficult for them to continue fishing in the irrigation reservoir, affect the fishing activities at the downstream, and cause water turbidity at downstream. 	Present use of domestic water and agricultural water	<ul style="list-style-type: none"> Conduct socioeconomic survey Interview with local people 	<ul style="list-style-type: none"> Conduct countermeasures to prevent water pollution during construction period Satisfy the waste water standard by installing the waste water treatment facilities
	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Water of irrigation reservoir is used for agriculture and drinking purposes. By developing the coffer dam next to the existing reservoir, the water will be kept used even during the construction phase. 			
	No	<ul style="list-style-type: none"> (It is unknown if there are alternative water sources for agriculture and drinking purposes such as water intake from wells and other sources. => needs to be identified) 			
Disturbance to the Existing Social Infrastructure and Services	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Traffic volume will increase during construction period. Development / pagement of construction roads may bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year. 	Identify present traffic volume	Collect statistic data of traffic volumes	<ul style="list-style-type: none"> Develop permanent roads which local people can use even after the construction period Examine vehicle transportation schedule during the construction peiod
Misdistribution of Benefits and Losses	No	<ul style="list-style-type: none"> Unfairness between local people in the surrounding area benefited through the improvement of social infrastructure and services, and those whose livelihood means are affected may occur (It remains unknown if there are local people who lose their livelihood means or not because no primary interview is conducted yet. => needs to be identified) 	Identify livelihoods and occupations of the household affected by the project	<ul style="list-style-type: none"> Collect information on local engagement and hosuehold income Group interview with local people 	Elaborate compensation and livelihood restoration measures based on the survey results (if required)
Local Conflicts of Interest	Yes	<ul style="list-style-type: none"> An influx of outside people will reach 4,000 in total (1,000 project relevant people (200 technical people and 800 construction workers) and their family members, and subordinate people). Without 	Identify the locations and facilities of inbound people	Interview with WBSEDCL	Reflect countermeasures into the project plan

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
		appropriate countermeasures, local conflicts between local people and outside people may occur.			
Cultural Heritage	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There is a small Hindu temple on the left bank ridge of the planned lower reservoir, which needs to be relocated due to the construction work. (It remains unknown if there are any historical, cultural or archeological sites in and around the project site registered according to the Indian laws. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the tenure of Hindu temple and local people who worship there Identify if there are any historical, cultural or archeological sites in and around the project site registered according to the Indian laws. 	<ul style="list-style-type: none"> Collect literature and information Interview with village heads, priest and local people 	Reflect countermeasures into the project plan (if required)
Landscape	No	<ul style="list-style-type: none"> No specific landscape is so far expected in and around the project site (It remains unknown if rural landscape may be affected due to the tree felling in the construction workd. => needs to be identified) 	Identify if there are impacts to the landscape	Visual confirmation through digital image	-
Gender	No	<ul style="list-style-type: none"> (Countermeasures are examined. However, it remains unknown if there are local people who are affected or not because no primary interview is conducted yet. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the gender among the affected people Access to health facilities 	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Conduct socioeconomic survey 	Elaborate livelihood assistance measures based on the survey results (if required)
Children's Rights	No	<ul style="list-style-type: none"> (Possible child labor is anticipated. However, it remains unknown if there are children who are affected or not because no primary interview is conducted yet. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the number of the project affected children and the local situation they are faced with Infant and childr mortality rates Access to health facilities Immunization rates Education status 	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Conduct socioeconomic survey Group interview with local people 	Elaborate assistance measures based on the survey results (if required)
Infectious Diseases	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Occurrence of infectious diseases is anticipated triggered by pollutions and mosquitoes created by inappropriate treatment of discharged water and wastes, and massive influx of construction workers. 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	Develop the work and sanitation plan during construction period

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
Work Environment (Including Work Safety)	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Risks of accidents are high through the construction work. Accidents can also occur during maintenance work. 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	Develop the work and safety plan during construction period and operation period.
Accidents	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Accidents may occur due to the construction work. Traffic accidents may occur due to the increase of traffic volume. Accidents can occur during maintenance work. 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	Develop countermeasures to prevent accidents and responses to them
Cross-boundary Impact and Climate Change	No	<ul style="list-style-type: none"> No survey was conducted. 	<ul style="list-style-type: none"> Present air quality Degree of contribution to mitigate the climate change 	<ul style="list-style-type: none"> Observe the air pollutants (CO₂) Evaluate by using the JICA Climate Finance Impact Tool for Mitigation and Adaptation (JICA Climate-FIT) 	Estimate the amount of CO ₂ emission from construction vehicles and heavy vehicles.

(source: JICA Study Team)

Table 11.5.2-2 EIA Results and Survey TOR under the Preparatory Study (Transmission Lines and Related Facilities)

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
Air Quality	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There were no major sources of air pollution in the Project Site. PM10, SOx and NOx were considerably lower than Indian Standard at 4 points of the Project Site in summer, winter and monsoon season, respectively. 	Not particularly	Not particularly	Consideration of antipollution measures in the construction phase
Water Quality	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There were no major sources of water pollution in the Project Site. General items including metals were not exceeded the Indian Standard at 5 points of the Project Site in summer, winter and monsoon season, respectively. 	Not particularly	Not particularly	Consideration of antipollution measures in the construction phase
Noise and Vibration	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Traffic volume and population density are low, the Project Site is generally under quiet condition. According to results of actual measurement, noise levels at 4 residential areas in the Project Site were quite lower than the standard values of “Silent Zone” which Environment Protection Rules (revised in 2000) defined as the most tranquility condition 	<ul style="list-style-type: none"> Related Environmental Standard Confirmation of a positional relation between assumed noise and vibration causes such as diesel generator and residential areas 	Confirmation of a positional relation between assumed noise and vibration causes such as diesel generator and residential areas	Consideration of mitigation measures for noise and vibration in the construction phase
Protected Area	Yes	Though useful plants such as medicinal, edible, oil expression and forage uses grow thickly, there are no rare species of fauna listed as threatened species in the IUCN Red List identified and protected areas such as wildlife sanctuary, national park or biosphere reserve.	Related laws, regulations and rules	Confirmation of the distribution of flora, fauna and migratory birds flyway	<ul style="list-style-type: none"> Estimation of the degree of impact on endangered species if their habitat is around the transmission line route and take preventive measures if significant impact on the species is predicted. Taking protective measures if the habitat of large birds is distributed around the route.
Ecosystem	Yes	There are no rare species of fauna listed as threatened species in the IUCN Red List identified and protected areas such as wildlife sanctuary, national park or biosphere	<ul style="list-style-type: none"> Current status of ecologically valuable habitats. 	Confirmation of distribution and habitat of wildlife	<ul style="list-style-type: none"> Estimation of the degree of impact on endangered species if

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
		reserve.	<ul style="list-style-type: none"> Current habitat status of fauna and flora 		their habitat is around the transmission line route and take preventive measures if significant impact on the species is predicted. <ul style="list-style-type: none"> Taking protective measures if the habitat of large birds is distributed around the route. Monitoring of bird strikes and take preventive measures if bird strikes occur
Topography and Geology	Yes	Lithological character, geological structure and topological situation were illustrate in great detail. Structural dynamic characteristics were also analyzed adequately.	Confirmation of geological stability, difficulty level in terms with economic and technical level for structural construction	<ul style="list-style-type: none"> Collection of distinct pictures and drawings to confirm the current condition Hearings with experts regarding geological adequacy and stability for structural constructions Field investigation 	Geological survey prior to construction to select the tower locations.
Land acquisition	Yes	<ul style="list-style-type: none"> 292 ha of land is required for the PSP construction, stockyard, road development and others, out of which 234 ha falls in the forest that requires official procedures for the forest clearance. The rest 58 ha is non-forest and private land, of which 34 ha shall be transferred from the I&W Dept, 24 ha shall be temporarily used or leased. (Locations of government land and private land within the project area. Their present use is not mentioned either => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the ROW Identify if there is private land in the ROW Identify the present land use 	Collect relevant laws and regulations	Elaborate draft ARAP based on the survey results (if there is private land which is required for the project)
Disturbance to Poor People	No	<ul style="list-style-type: none"> (No investigation and analyses on the impacts on the poor people are described => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify if there are people below poverty line among the affected 	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Conduct 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborate livelihood restoration measures based on the survey
	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Development / pagement of construction roads may 			

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
		bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year. <ul style="list-style-type: none"> The project implementation will create local engagement and commercial opportunities with the outside people for the construction work. 	people <ul style="list-style-type: none"> Identify if there is private land in the ROW and their present use 	socioeconomic survey	results (if required) <ul style="list-style-type: none"> Develop permanent roads which local people can use even after the construction period
Disturbance to Ethnic Minority Groups and Indigenous People	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Existence of scheduled castes and scheduled tribes in the study area are confirmed through the official results of the Population Census 2011. (It remains unknown if there are specific people who need protection and assistance, their living places and population => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify if there are people who require protection and assistance Identify if there are negative impacts 	<ul style="list-style-type: none"> Interview with village heads Interview with local people 	Elaborate livelihood assistance measures based on the survey results (if required)
Deterioration of Local Economy such as Losses of Employment and Livelihood Means	Yes	<ul style="list-style-type: none"> There are people who do fishing in the existing irrigation reservoir. The construction work may affect the fishery there negatively (fishing volume may be reduced or their activities may totally be suspended) resulting in their livelihood losses. The fishing activities at downstream may be affected. (It remains unknown the living locations and number of the affected population => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify livelihoods and occupations of the household affected by the project 	<ul style="list-style-type: none"> Collect information on local engagement and household income Conduct socioeconomic survey Interview with local people 	Elaborate livelihood restoration measures based on the survey results (if required)
	No	<ul style="list-style-type: none"> (It is unknown if there are any livelihood activities conducted on the private land which is anticipated to be requisitioned temporarily. => needs to be identified) 			
Land Use and Utilization of Local Resources	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Out of the required land (292 ha), 234 ha is forest area that requires official procedures for the forest clearance. There are plantation area where sal trees and butea trees are grown in the forest land near the planned upper reservoir area, which will be affected by the project. The remaining 58 ha is non-forest and private land, of which the tenure of 34 ha will be transferred from the I&W Dept., and the other 24 ha will be temporarily used or leased. (The current land use of 58 ha can be disturbed until the end of construction period due to the requisition of non-forest land and private land. Locations of private land and their present use, however, are unknown. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Present land use Identify livelihoods and occupations of the household affected by the project 	<ul style="list-style-type: none"> Collect information on local engagement and household income Interview with the target households 	Examine the countermeasures if the erection of transmission towers affect local grazing activities and etc.

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
Disturbance to Water Usage, Water Rights, etc.	No	<ul style="list-style-type: none"> (It is unknown if there are alternative water sources for agriculture and drinking purposes such as water intake from wells and other sources. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Present use of domestic water and agricultural water 	<ul style="list-style-type: none"> Conduct socioeconomic survey Interview with local people 	<ul style="list-style-type: none"> Conduct countermeasures to prevent water pollution during construction period Satisfy the waste water standard by installing the waste water treatment facilities
Disturbance to the Existing Social Infrastructure and Services	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Traffic volume will increase during construction period. Development / pagement of construction roads may bring positive impacts to the local economy such as better access to social services and local market throughout a year. 	<ul style="list-style-type: none"> Identify present traffic volume 	<ul style="list-style-type: none"> Collect statistic data of traffic volumes 	<ul style="list-style-type: none"> Develop permanent roads which local people can use even after the construction period Examine vehicle transportation schedule during the construction period
Misdistribution of Benefits and Losses	No	<ul style="list-style-type: none"> Unfairness between local people in the surrounding area benefited through the improvement of social infrastructure and services, and those whose livelihood means are affected may occur (It remains unknown if there are local people who lose their livelihood means or not because no primary interview is conducted yet. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify livelihoods and occupations of the household affected by the project 	<ul style="list-style-type: none"> Collect information on local engagement and household income Group interview with local people 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborate compensation and livelihood restoration measures based on the survey results (if required)
Local Conflicts of Interest	Yes	<ul style="list-style-type: none"> An influx of outside people will reach 4,000 in total (1,000 project relevant people (200 technical people and 800 construction workers) and their family members, and subordinate people). Without appropriate countermeasures, local conflicts between local people and outside people may occur. 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the locations and facilities of inbound people 	<ul style="list-style-type: none"> Interview with WBSEDCL 	<ul style="list-style-type: none"> Reflect countermeasures into the project plan
Cultural Heritage	No	<ul style="list-style-type: none"> (It remains unknown if there are any historical, cultural or archeological sites in and around the project site registered according to the Indian laws. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify if there are any historical, cultural or archeological sites in and around the project site registered according to the Indian laws. 	<ul style="list-style-type: none"> Collect literature and information 	<ul style="list-style-type: none"> Reflect countermeasures into the project plan (if required)

Item	Results of the EIA (submitted to the MoEFCC in 2016 for environmental clearance)		Survey TOR under the Preparatory Study		
	Studied or not	Results of Study and Prediction	Survey Item	Survey Method	Possible Countermeasures
Landscape	No	<ul style="list-style-type: none"> No specific landscape is so far expected in and around the project site (It remains unknown if rural landscape may be affected due to the tree felling in the construction workd. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify if there are impacts to the landscape 	<ul style="list-style-type: none"> Visual confirmation through digital image 	-
Gender	No	<ul style="list-style-type: none"> (Countermeasures are examined. However, it remains unknown if there are local people who are affected or not because no primary interview is conducted yet. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the gender among the affected people Access to health facilities 	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Conduct socioeconomic survey 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborate livelihood assistance measures based on the survey results (if required)
Children's Rights	No	<ul style="list-style-type: none"> (Possible child labor is anticipated. However, it remains unknown if there are children who are affected or not because no primary interview is conducted yet. => needs to be identified) 	<ul style="list-style-type: none"> Identify the number of the project affected children and the local situation they are faced with Infant and childr mortality rates Access to health facilities Immunization rates Education status 	<ul style="list-style-type: none"> Collect relevant laws and regulations Conduct socioeconomic survey Group interview with local people 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborate assistance measures based on the survey results (if required)
Infectious Diseases	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Occurrence of infectious diseases is anticipated triggered by pollutions and mosquitoes created by inappropriate treatment of discharged water and wastes, and massive influx of construction workers. 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Develop the work and sanitation plan during construction period
Work Environment (Including Work Safety)	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Risks of accidents are high through the construction work. Accidents can also occur during maintenance work. 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Develop the work and safety plan during construction period and operation period.
Accidents	Yes	<ul style="list-style-type: none"> Accidents may occur due to the construction work. Traffic accidents may occur due to the increase of traffic volume. Accidents can occur during maintenance work. 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Not particularly 	<ul style="list-style-type: none"> Develop countermeasures to prevent accidents and responses to them

(source: JICA Study Team)

11.6 環境社会配慮調査結果

11.6.1 汚染対策

(1) 大気環境

Table 11.6.1-1 に、インドにおける現行の大気環境基準と世界保健機関 (World Health Organization : WHO) のガイドライン値を整理する。

Table 11.6.1-1 National Ambient Air Quality Standards

Pollutants	Time Weighted Average	Industrial, Residential, Rural and Other Area*	Ecologically Sensitive Area	Method
SO2 (µg m-3)	Annual	50 (20)	20	- Improved west & Gacke method
	24 hours	80 (500)	80	- Ultraviolet fluorescence method
NO2 (µg m-3)	Annual	40 (40)	30	- Modified Jacab&Hochheister method
	24 hours	80 (200)	80	- Chemiluminescence method
PM10 (µg m-3)	Annual	60 (20)	60	- Gravimetric method
	24 hours	100 (50)	100	- TEM
PM2.5 (µg m-3)	Annual	40 (10)	40	-Beta attenuation method
	24 hours	60 (25)	60	

(source: NATIONAL AMBIENT AIR QUALITY STATUS & TRENDS (2012), CPCB)
(note: * WHO Guideline Values (2017))

2013 年から 2014 年の夏季、冬季及び雨季に調査対象地内の 4 地点 (上池建設予定地近傍、下池拡張予定地近傍、下池および下流に位置する 4 集落) にて PM10、SO₂ 及び NO_x を測定した結果、WHO が定めるガイドライン値と比較しても低い値を得た。これは丘陵地帯に位置する調査予定地内の車輛往来がごく僅かであり、工業生産はレンガの焼成などの小規模な活動以外は認められないことから、大気汚染源自体が存在しないことに由来する。Figure 11.6.1-1 に調査対象地の遠景を示す。



(source: JICA Study Team, October 2017)

Figure 11.6.1-1 Distant View of the Project Site

上記を踏まえ、本調査では大気質に関する最新の状況を確認するために、2017 年 12 月 1 日から一週間の工程で上記 4 地点における大気試料の採取を行い、実験室内において PM10、SO₂ および NO_x (NO₂) の測定を行った。試料採取時の様子を Figure 11.6.1-2 に、測定結果を Table 11.6.1-2 に、それぞれ示す。



(a) Gosaidi Village

(b) Baghmundi Village

(c) Near Upper Dam

(d) Manga Village

(source: JICA Study Team, January 2018)

Figure 11.6.1-2 Air Sampling Activities

Table 11.6.1-2 Analyses Results of Ambient Air Quality

Station	Average	Maximum	Minimum
PM10			
Near Upper Reservoir Site	33.0	40.5	28.0
Near Lower Reservoir Site	31.4	33.9	26.7
Near Village Baghmundi	36.9	42.4	31.0
Downstream of Lower Reservoir	31.8	35.5	28.4
SO₂			
Near Upper Reservoir Site	15.3	16.4	13.7
Near Lower Reservoir Site	15.5	16.8	14.3
Near Village Baghmundi	16.5	17.5	15.6
Downstream of Lower Reservoir	14.7	16.2	12.9
NO₂			
Near Upper Reservoir Site	20.6	23.1	18.9
Near Lower Reservoir Site	22.6	24.6	20.9
Near Village Baghmundi	25.7	28.0	23.6
Downstream of Lower Reservoir	21.5	22.4	20.3

(source: JICA Study Team)

上記の測定結果により、調査対象地における大気環境は良好であることが再確認された。すなわち、各測定値はインド国における居住地域、農村地域およびその他の地域で指定されている許容限度を大幅に下回っていた。これらは調査対象地近傍に工業地域が存在せず、車輛交通量に乏しく、また人口密度が低いことに起因するものと推定される。

(2) 水質環境

調査対象地が位置する Turga 川の支線流域は Subarnarekha 水系の一部を成しており、水源は西ベンガル州の Ayodhya 丘陵に由来する。また、Turga 川は北から南に流下し、その後 Sobha 川と合流する。これらの水系において、本調査では 7 地点の水質測定地点を設置した。測定地点の詳細を Table 11.6.1-3 に、位置を示す衛星画像を Figure 11.6.1-3 にそれぞれ示す。

Table 11.6.1-3 Details of Locations for Water Sampling

STATION CODE	LOCATION	LATITUDE	LONGITUDE
W1	Dam Site Upper Dam (River Water)	23°12'47.41"N	86° 4'11.26"E
W2	300m Downstream of Upper Dam (River Water)	23°12'37.95"N	86° 4'16.41"E
W3	500m Upstream of Upper Dam (River Water)	23°13'02.73"N	86° 4'03.11"E
W4	Reservoir upstream of Lower Dam axis (River Water)	23°12'02.43"N	86° 4'36.92"E
W5	Downstream of Lower Dam site	23°11'36.80"N	86° 4'37.15"E
W6	Ranga village (Ground water, bore well) near to upper reservoir	23°14'06.30"N	86° 4'32.87"E
W7	Gosiati Village (Ground water, bore well)	23°11'44.03"N	86° 3'58.92"E

(source: JICA Study Team)



(source: JICA Study Team)

Figure 11.6.1-3 Sampling Location of Water Quality Monitoring Stations

河川の水温は深度による変化に留意し、表層、中層および底層における測定値を平均して算出した。また、表層にフロートを浮かべて流速を記録し、3回の測定値を平均した。濁度は試水をデジタル濁度計（TN 100、Eutech）によって測定した。pHは現地および実験室においてpHメーター（EI-132E）を用い、電極法によって測定した。電気電導度は電極法（TDScan1、Eutech）によって求め、これを換算して全蒸発残留物（TDS）とした。溶存酸素は試験キット（Aquamerck）を用いたヨウ素滴定法により測定した。総アルカリ度、炭酸塩および重炭酸塩アルカリ度、全硬度、カルシウム（Ca）、マグネシウム（Mg）および塩化物イオン（Cl）は、APHA（2005）およびAdoni（1985）に従って測定した。硝酸態窒素（NO₃-N）、珪酸塩およびリン酸態リン（PO₄-P）は分光光度計（Ultrospec3000）により、比色法で求めた。金属は原子吸光分析法（AA6300）によって定量した。以上の水質分析結果をTable 11.6.1-4に整理する。また、水質基準をTable 11.6.1-5に示す。

Table 11.6.1-4 Result of Water Quality Characteristics of Turga River and other Water Bodies in the Survey Area

Parameters	Sampling Points						
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
Water Temperature (°C)	29	28	30	31	29	28	26
pH	7.3	7.1	7.4	7.1	6.5	7.4	6.9
Dissolved Oxygen (mg L ⁻¹)	7.2	6.5	6.3	6.3	6.1	6.4	7.0
Electrical Conductivity (µS)	120.6	126.9	130.2	126.9	149.0	225.1	252.6
TDS (mg L ⁻¹)	95.2	92.0	82.0	89.1	110	220	180
Total Hardness (mg L ⁻¹)	118	120	112	126	123	160	130
Calcium (mg L ⁻¹)	22	24	26.8	24.3	27.0	21.68	17.31
Magnesium (mg L ⁻¹)	10.72	14.2	10.0	15.10	11.23	27.91	15.79
Total Alkalinity (mg L ⁻¹)	90.0	92.0	98.0	90.0	99.00	126.78	128.64
Chlorides (mg L ⁻¹)	42.0	44	44.0	42.0	46.00	39	38
Nitrates (mg L ⁻¹)	0.28	0.36	0.34	0.32	0.29	0.39	0.42
Phosphates (mg L ⁻¹)	0.63	0.22	0.24	ND*	ND	<0.04	<0.04
Silicates (mg L ⁻¹)	6.20	4.30	5.0	5.01	5.0	8.0	9.20

Parameters	Sampling Points						
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
Sulphate (mg L ⁻¹)	8	7.4	9	13	11	28	21
Sodium (mg L ⁻¹)	3.15	3.2	2.98	3.82	3.26	3.4	3.8
Potassium (mg L ⁻¹)	1.63	2.13	1.4	1.80	1.20	1.84	2.66
Iron (mg L ⁻¹)	0.06	0.08	0.15	0.20	0.20	0.06	0.04
Cadmium (mg L ⁻¹)	0.003	0.003	ND	0.001	0.012	<0.001	<0.001
Copper (mg L ⁻¹)	0.013	0.012	0.008	0.011	0.012	<0.01	<0.01
Mercury (mg L ⁻¹)	BDL**	BDL	BDL	BDL	BDL	BDL	BDL
Chromium (mg L ⁻¹)	BDL	BDL	BDL	BDL	BDL	BDL	BDL
BOD, (mg L ⁻¹)	1.0	1.5	2.0	2.0	2.2	0.5	0.6
COD (mg L ⁻¹)	2.3	3.0	3.8	4.0	4.3	1.3	1.5

(source: JICA Study Team)

(note: *ND: Not Detectable, **BDL: Below Detection Limit)

Table 11.6.1-5 National Drinking Water Quality Standards

Item	Acceptable	Cause for Rejection	WHO (2011)	USEPA (1996)
Turbidity (JTU scale)	2.5	10		1 (NTU)
Color (Pt-Co scale)	5.0	25		5 (color units)
Taste & Odor (mg L ⁻¹)	Unobjectionable			3 (TON)
pH	7.0 - 8.5	6.5 - 9.2		6.5 - 8.5
TDS (mg L ⁻¹)	500	1500	500	1,000
Total hardness (mg L ⁻¹)	200	600		
Cl (mg L ⁻¹)	200	1000		
SO ₄ (mg L ⁻¹)	200	400	250	250
F (mg L ⁻¹)	1.0	1.5	1.5	2.0
NO ₃ (mg L ⁻¹)	45	45	50	10
Ca (mg L ⁻¹)	75	200		250
Mg (mg L ⁻¹)	30	150		
Fe (mg L ⁻¹)	0.1	1.0		0.3
Mn (mg L ⁻¹)	0.05	0.5		0.05
Cu (mg L ⁻¹)	0.05	1.5	2.0	1.0
Zn (mg L ⁻¹)	5.0	15.0		5
Phenol (mg L ⁻¹)	0.001	0.002		
MBAS (mg L ⁻¹)	0.2	1.0		0.5
Oil (mg L ⁻¹)	0.01	0.3		
As (mg L ⁻¹)	0.05	0.05	0.01	0.01
Cd (mg L ⁻¹)	0.01	0.01	0.003	0.005
Cr ⁺⁶ (mg L ⁻¹)	0.05	0.05	0.05 (as total Cr)	0.1 (as total Cr)
CN (mg L ⁻¹)	0.05	0.05		0.2
Pb (mg L ⁻¹)	0.1	0.1	0.01	0.015
Se (mg L ⁻¹)	0.01	0.01	0.04	0.05
Hg total (mg L ⁻¹)	0.001	0.001	0.006 (as inorg.-Hg)	0.002
PAH (µg L ⁻¹)	0.2	0.2		

(source: http://www.mdws.gov.in/sites/default/files/Drinking_water_quality_standards.pdf (as of December 2017))

調査対象地における水系の pH は概ね 6.5 ~ 7.4 の範囲にあり、飲料水基準の許容限度内を示した。また、TDS は 82 ~ 220 mg L⁻¹ を示し、同じく水質基準が定める許容限度 500 mg L⁻¹ の 1/2 以下であった。なお、TDS 濃度は水中のイオン濃度に依存するため、希釈効果が生じる雨季の測定値 (既存 EIA 時には 48 ~ 54 mg L⁻¹) と比較すると、本調査にて得られた値は相対的に高い傾向を示した。硬度も飲料水基準の 200mg L⁻¹ を大幅に下回り、60 ~ 112 mg L⁻¹ の範囲を示した。全硬度は主として二価の陽イオン (カルシウム、マグネシウム、ストロンチウム、鉄の各イオン) の賦存量に由来するものであり、WHO の飲料水ガイドラインによると、120 mg L⁻¹ 未満を軟水、120 mg L⁻¹ 以上を硬水と区分している。自然水のアルカリ度は主として弱酸の塩による

ものであり、本調査における測定値は $90 \sim 128 \text{ mg L}^{-1}$ と全硬度を下回った。次に一般水質組成を考察すると、塩化物、硫酸塩、硝酸塩、各種の陽イオンの各濃度ともに、水質基準値を大幅に下回る測定結果を得た。また、重金属類の濃度も同様に、基準値をはるかに下回った。

一方、有機汚濁の指標となるフェノール化合物や油分の濃度も非常に低く、BOD 値も水質基準内を示した。これらは調査対象地に汚濁源が存在せず、人口密度も低いことに起因する。また、同様に化学汚染物質の負荷の程度を示す COD 値も低い値を示した。さらに DO は $6.1 \sim 7.2 \text{ mg L}^{-1}$ の範囲であり、総じて調査対象地における水質が清澄であることを示す結果となった。

(3) 土壌の特性

調査対象地に分布する土壌は、表層地形の傾斜に従って概ね以下の 3 種に大別される (Figure 11.6.1-4)。

1) 緩傾斜地 (傾斜角 5° 以下)

米国農務省 (United States Department of Agriculture : USDA) の分類において Alfisols と呼ばれる赤色土が風化した基岩上に発達する。この地域では重力水の垂直移動に付随して粘土が下層に集積し、土壌断面には B 層の発達が認められる。この B 層には乾湿の反復によって生じた酸化鉄の筋状痕がしばしば観察される。粘土鉱物は主としてカオリナイトによって構成され、土壌構造の発達は弱い。調査対象地において Alfisols は比高の差異に依存せず、各所において分布が認められる。

2) 中傾斜地 (傾斜角 $5^\circ \sim 25^\circ$)

USDA によって Inceptisols に分類される未熟土の分布が認められる。基岩からの土壌化が始まって間もない土壌であり、岩石上にわずかに土壌が分布している様相を呈し、アルミニウム、鉄、粘土の集積は未発達である。

3) 急傾斜地 (傾斜角 25° 以上)

USDA の分類では Lithic subgroup、国連食糧農業機関 (FAO) による分類では Lithosol に該当する岩石からの土壌化が乏しい未熟度が分布する。



Figure 11.6.1-4 Comparison of soil profiles in the project area

本調査では、対象地内の 10 地点に分布する Alfisols を選定し、一般理化学性の分析による自然肥沃度の判断を行った。なお、土壌試料は表層から 10 cm までを 2017 年 11 月に採取した。土壌の採取地点を Figure 11.6.1-5 に、分析結果を Table 11.6.1-6 にそれぞれ示す。



Station Code	Location	Coordinates: Latitude	Coordinates: Longitude
S1	Upper Dam Site	23° 12' 47.41" N	86° 04' 11.26" E
S2	Lower Dam Site	23° 11' 51.77" N	86° 03' 50.83" E
S3	Baghmundi	23° 11' 59.69" N	86° 03' 01.49" E
S4	Chorda	23° 12' 28.99" N	86° 02' 15.64" E
S5	Khirabera	23° 12' 53.34" N	86° 01' 34.54" E
S6	Nishchintpur	23° 13' 40.77" N	86° 00' 52.57" E
S7	Baredi	23° 14' 02.85" N	86° 01' 48.05" E
S8	Saldi	23° 14' 00.05" N	86° 03' 24.30" E
S9	Ranga	23° 14' 06.30" N	86° 04' 32.87" E
S10	Telia Bhasa	23° 13' 24.28" N	86° 04' 14.78" E

(source: JICA Study Team)

Figure 11.6.1-5 Detail of Soil Sampling Location

Table 11.6.1-6 Soil Quality in the Catchment Area

Parameters	Stations									
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
pH (1:2.5)	6.9	7.1	7.2	7.0	7.4	7.2	7.4	6.7	6.9	7.1
EC (mS m ⁻¹)	10	15	16	17	20	20	17	18	15	11
Nitrogen (kg-N ha ⁻¹)	260	210	315	295	320	310	320	290	230	260
Phosphates (kg-P ha ⁻¹)	180	150	145	180	200	170	230	21	200	190
Potassium (kg-K ha ⁻¹)	12	18	10	12	20	20	17	18	15	15
Org. matter (%)	1.0	1.1	1.6	1.6	0.9	1.5	0.9	1.0	1.0	1.7

(source: JICA Study Team)
(note: monitored in winter season)

土壌 pH は概ね中性を示した。その一方、電気電導度は非常に低い値を示し、土壌表面に静電吸着している交換性の陽イオン含量は低いことが推定された。また、栄養塩や有機物含量も低いことから、土壌化学的に自然肥沃度や作物生産性に乏しいことが推測された。

また、土壌物理学的には非常に堅密で硬度が顕著に高いことが特徴として挙げられる。携帯型の土壌硬度計による測定値も概ね 25 mm 以上を示し、植物根の伸長を妨げる可能性が示唆された。触診の結果、土性は砂壤土に該当すると判断されたことから、この堅密な土壌構造は、熱帯もしくは亜熱帯地域に分布する土壌において一般的に認められる粘土や鉄、アルミニウムの集積によって孔隙が塞がれることに由来するものではないと判断された (Figure 11.6.1-6)。

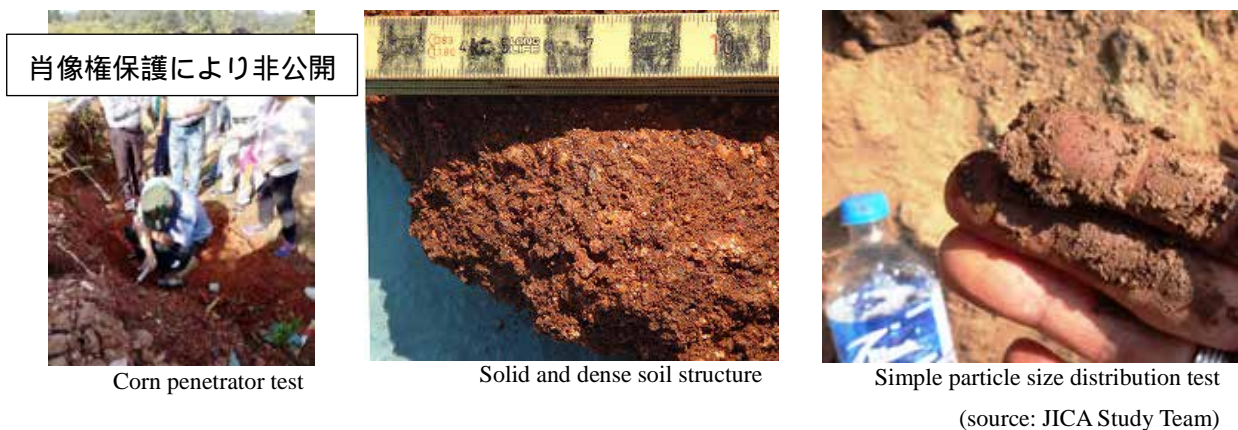


Figure 11.6.1-6 Soil Physical Study in the Project Area

(4) 騒音

前述の大気質の調査地点 4 か所において、午前 6 時から午後 9 時まで時間ごとの音圧レベル (SPL) を測定し、等価騒音レベル (LAeq) を求めた。これらのモニタリング結果を Table 11.6.1-7 に、インド政府が定める騒音基準を Table 11.6.1-8 に示す。これらの測定結果は既存 EIA 時の測定値とほぼ同じと言え、調査対象地の静穏性が再確認された。

Table 11.6.1-7 Hourly Equivalent Noise Levels

(unit: dB)

Hour	Near Upper Dam Site	Near Lower Dam Site	Village Baghmundi	Downstream of Lower Dam Site
6-7 AM	37	37	38	37
7-8 AM	38	39	40	38
8-9 AM	40	40	42	40
9-10 AM	42	42	42	40
10-11 AM	42	44	42	42
11-12 Noon	40	42	45	41
12 Noon - 1 PM	39	42	42	44
1-2 PM	41	42	43	43
2-3 PM	42	43	42	42
3-4 PM	40	42	42	44
4-5 PM	40	42	46	44
5-6 PM	42	44	45	43
6-7 PM	43	45	42	46
7-8 PM	43	42	44	45
8-9 PM	38	40	45	40
Leq day	40.5	41.7	42.7	41.3

(source: JICA Study Team)

Table 11.6.1-8 National Standards of Ambient Noise

Category of Area	Limits in dB (A) Leq	
	Day time	Night time
Industrial Area	75	70
Commercial Area	65	55
Residential Area	55	45
Silence Zone	50	40

(source: Status Of Ambient Noise Level In India, CPCB (2016))

- note 1. Day time 6 A.M. and 9 P.M.
 2. Night time is 9 P.M. and 6 A.M.
 3. Silence zone is defined as Environment (Protection) Third Amendment Rules, 2000 Gazettee notification, Government of India, date 14.2.2000.

Purulia 揚水発電所建設時には、工事期間中に騒音が発生し、また、ダイナマイト使用時に振動が観測された。本事業においても同様の状況が予想される。

11.6.2 自然環境

(1) 西ベンガル州における自然環境の概説

1) 国立公園および保護地域の設置状況

下表 Table 11.6.2-1 に西ベンガル州における保護地域を示す。同州における保護地域は、6 つの国立公園と 15 の野生動物保護区に加え、ゾウとベンガルトラの保護区が 2 カ所ずつある。

Table 11.6.2-1 Protected Area in West Bengal

Classification	Name	Area (km ²)	Established Year
National Park	Sunderban National Park	1330.10	1984
	Neora Valley National Park	159.89	1986
	Singalila National Park	78.60	1986
	Buxa National Park	117.10	1992
	Gorumara National Park	79.45	1992
	Jaldapara National Park	216.51	2014
Wildlife Reserve	Senchal Wild Life Sanctuary	38.88	1976
	Chapramari Wild Life Sanctuary	9.6	1976
	Haliday Island Wild Life Sanctuary	5.95	1976
	Lothian Island Wild Life Sanctuary	38.0	1976
	Mahananda Wild Life Sanctuary	158.04	1976
	Sajnakhali Wild Life Sanctuary	362.4	1976
	Ballavpur Wild Life Sanctuary	2.02	1977
	Bethuadahari Wild Life Sanctuary	0.67	1980
	Bibhuti Bhusan Wild Life Sanctuary	0.64	1980
	Ramnabagan Wild Life Sanctuary	0.14	1981
	Chintamani Kar Bird Sanctuary	0.07	1982
	Jorepokhri Salamander Wild Life Sanctuary	0.04	1985
	Raiganj Wild Life Sanctuary	1.3	1985
	Buxa Wild Life Sanctuary	267.92	1986
	West Sunderban Wild Life Sanctuary	556.45	2013
Elephant Reserve	Mayurjharna Elephant Reserve	414.06	2002
	Eastern Dooars Elephant Reserve	978.00	2002
Tiger Reserve	Sunderban Tiger Reserve	2584.89	1973
	Buxa Tiger Reserve	757.90	1983

(source: JICA Study Team)

同州における保護地区の多くは、最北東部のブータン、ネパールおよびバングラデシュに囲まれたダージリン県、ジャルパーイーグリー県ならびにクーチ・ビハール県に位置し、本調査対象地域から 800 km 程度の遠隔地に所在する。また、ベンガルトラの保護区を含む Sunderbans

National Park は最南東部のバングラデシュとの国境付近に、Sajnakhali Wild Life Sanctuary や Ballavpur Wild Life Sanctuary など 5 つの野生動物保護区は、同じく調査対象地域から東方もしくは東北東に 200 ~ 300 km 離れた位置に、それぞれ立地している。

2) 生息する動植物の概要

i) 植物相

西ベンガル州の森林地帯は、州南部のガンジス平原とスンダルバンス沿岸のマングローブ林、州西部でジャールカンド州に隣接するチョーター・ナーグプル高原に認められる。優占種はフタバガキ科の常緑高木であり、現地で“Sal”と呼ばれるサラソウジュ (*Shorea robusta*) であり、経済材として有用樹となっている。また、パーバ・メディニプール県の沿岸地帯にはモクマモウ (*Casuarinaceae*) が優占種として群生しており、染料としても利用されている。また、アオギリ科のマングローブであるサキシマスオウ (*Sundari*) は、材質が堅いために、船材、家具、木炭などの材料として使われており、また、古くから薬用としても利用されてきた。西ベンガル州の植物相の分布は、標高と降水に依存している。すなわち、1,000 m 以上では熱帯植物から亜熱帯植物へ遷移し、1,500 m 以上ではオークや針葉樹、ツツジ等が優占する。

ii) 動物相

西ベンガル州の保護地域に生息する代表的な野生動物としては、インドサイ (*Rhinoceros unicornis*)、アジアゾウ (*Elephas maximus*)、シカ、バイソン、ヒョウ、ガウル (インドヤギウ : *Bos gaurus*)、ワニが挙げられる。また、鳥類については、冬季には渡り鳥の往来も確認されている。また、Singalila 国立公園のような高標高に位置する森林地帯には、ホエジカ (*Muntiacus reevesi*)、レッサーパンダ、マウンテンガゼル (*Gazella gazella*)、ターキン (*Budorcas taxicolor*)、カモシカ、インドセンザンコウ (*Manis crassicaudata*)、サンショウクイ (*Pericrocotus divaricatus*) やミヤマハツカン (*Lophura leucomelanos*) が生息している。さらに、世界遺産に登録されている Sundarbans 国立公園は、IUCN のレッドリストに記載されているベンガルトラ (*Panthera tigris tigris*)、カワイルカ (*Platanista gangetica*)、バタゲールガメ (*Batagur baska*)、イリエワニ (*Crocodylus porosus*) の生息地として知られている。なお、南部のベンガル湾に沿って群生しているマングローブ林地帯は、シオマネキやオカヤドカリ、トビハゼなどの宝庫となっている。

(2) 調査対象地における自然環境の概説

1) 近隣に位置する保護地域との位置関係

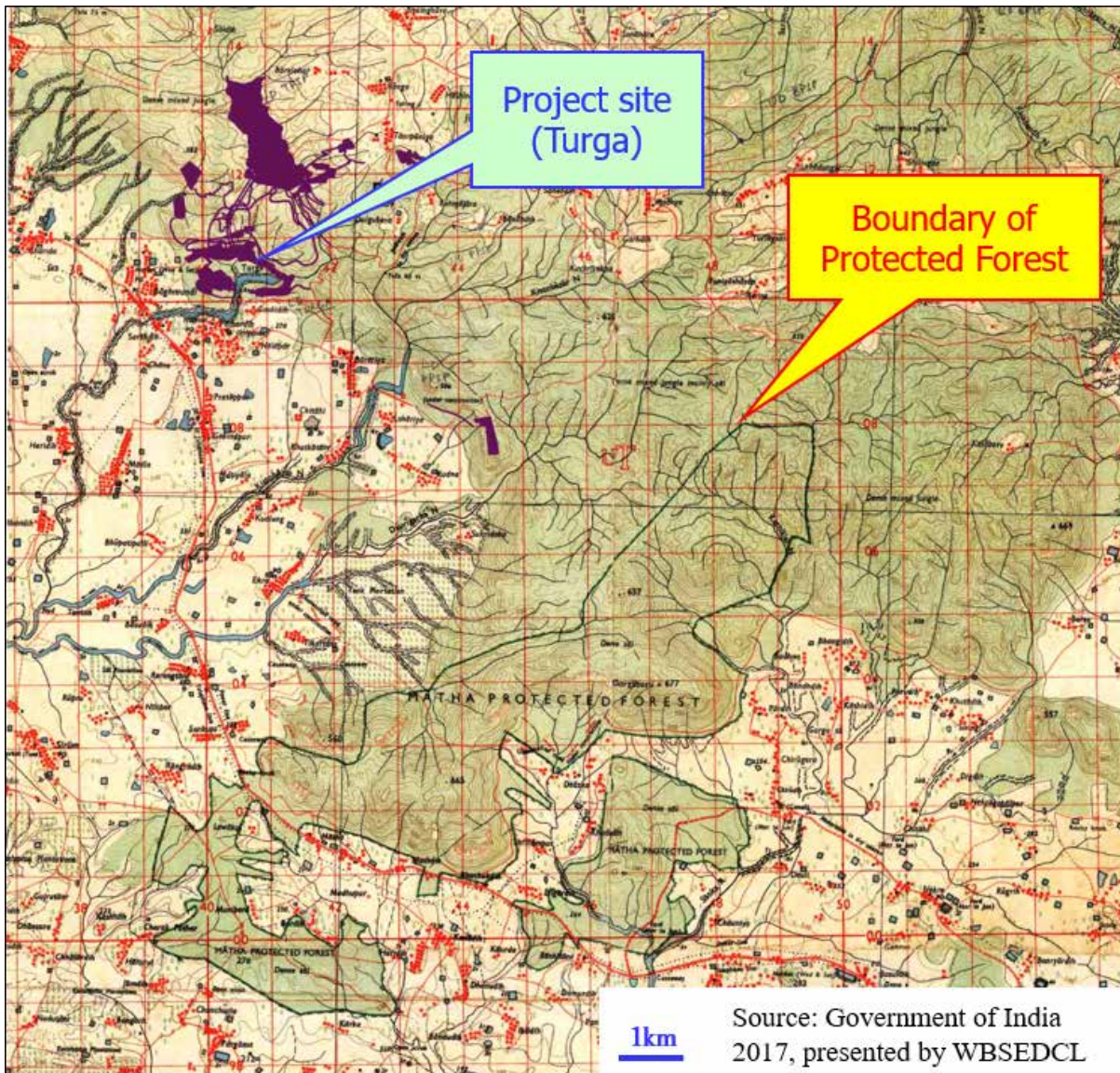
事業対象地域から最も近傍の保護区は、ミドナープル県、バンクラ県、プルリア県の境界を跨いで広がる Mayurjharna Elephant Reserve である。同保護区の境界線は明確ではなく、資料や文献によって若干の相違が認められるが、本事業の下池から、同保護区に最も近い市街地 (バラランプール : Balarampur) までの距離は、直線距離にして 20 km 程度ある (Figure 11.6.2-1 左図)。保護区はバラランプールからさらに南東に位置している (Figure 11.6.2-1 右図)。以上から、本事業に係る調査対象地域は、インド国内法や国際条約等に定められた保護区内に立地しない。



(source: Google Earth (the left) and <http://www.wildbengal.com/> (the right) (accessed in November 2017))
(note: Distance between the lower dam and Balarampur around 20 km (Left side). The reserve area is located way down southeast.)

Figure 11.6.2-1 Positional Relationship between Study area and Mayurjharna Elephant Reserve

次に、MoEFCC が 2017 年 11 月に行ったプルリア地区の現況調査図の一部を Figure 11.6.2 2 に示す。なお、基図にはインド政府が 1975 年に発行した森林ベースマップが用いられている。同図にはアヨージャ丘陵地域における保護林 (Protected Forest) の境界が記されており、調査対象地がその対象外に位置することが明示されている。なお、Indian Foreign Service (IFS) に対するヒアリングによると、保護林内における立木密度には変化があるものの、境界の位置については現在に至っても変化がないとのことであった。



(source: Government of India (2016), trimmed by JICA Study Team)

Figure 11.6.2-2 Positional Relationship between Project Site and Protected Forest

2) 生息する動植物の概要

i) 植物相

調査対象地域における踏査により、63科 163属に属する計 186種の植物種が認められた (Table 11.6.2-2)。

習性に基づく分類 (habit wise classification) としては、60種の喬木、36種の灌木、53種の草本、14種の攀縁植物 (つる植物)、15種のイネ科植物、4種のカヤツリグサ科植物、それぞれ2種の寄生植物とランが確認された。また、湿地帯では Adiantum、Marselia、Lygodium、Pteris などのシダ植物も観察された。

Table 11.6.2-2 List of Recorded Species from the Survey Area

No.	Plant Species	Local Name	Family	Habit
1.	<i>Cissampelos pareira</i>	Eknadi	Menispermaceae	Climber
2.	<i>Dioscorea bulbifera</i>	Chuprialu	Dioscoreaceae	Climber
3.	<i>Dioscorea hamiltoni</i>	-	Dioscoreaceae	Climber
4.	<i>Butea superba</i>	Lat Plas	Fabaceae	Climber
5.	<i>Cayratia trifolia</i>	Aml lata	Vitaceae	Climber
6.	<i>Combretum decandrum</i>	Atena	Combretaceae	Climber
7.	<i>Cryptolepis buchanani</i>	-	Asclepiadaceae	Climber
8.	<i>Derris scandens</i>	Noalata	Fabaceae	Climber
9.	<i>Hoya pendula</i>	-	Asclepiadaceae	Climber
10.	<i>Millettia</i> sp	Bakar	Fabaceae	Climber
11.	<i>Mucuna pruriens</i>	Alkushi	Fabaceae	Climber
12.	<i>Pueraria tuberosa</i>	Tirra	Fabaceae	Climber
13.	<i>Smilax prolifera</i>	-	Smilacaceae	Climber
14.	<i>Stephania hermandifolia</i>	Khandi	Menispermaceae	Climber
15.	<i>Bothriochloa pertusa</i>	-	Poaceae	Grass
16.	<i>Chloris barbata</i>	-	Poaceae	Grass
17.	<i>Chrysopogon aciculatus</i>	-	Poaceae	Grass
18.	<i>Chrysopogon serrulatus</i>	-	Poaceae	Grass
19.	<i>Cynodon dactylon</i>	-	Poaceae	Grass
20.	<i>Dichanthium annulatum</i>	-	Poaceae	Grass
21.	<i>Digitaria sanguinalis</i>	-	Poaceae	Grass
22.	<i>Eragrostis cynosuroides</i>	-	Poaceae	Grass
23.	<i>Eragrostis unioides</i>	-	Poaceae	Grass
24.	<i>Kyllinga brevifolia</i>	-	Poaceae	Grass
25.	<i>Oplismenus compositus</i>	-	Poaceae	Grass
26.	<i>Paspalidium flavidum</i>	-	Poaceae	Grass
27.	<i>Sacciolepis indica</i>	-	Poaceae	Grass
28.	<i>Sporobolus diander</i>	-	Poaceae	Grass
29.	<i>Cyrtococcum accrescens</i>	-	Poaceae	Grass
30.	<i>Achyranthes aspera</i>	Bankhat/Apang	Amaranthaceae	Herb
31.	<i>Ageratum conyzoides</i>	-	Asteraceae	Herb
32.	<i>Alternanthera sessilis</i>	-	Amaranthaceae	Herb
33.	<i>Andrographis paniculata</i>	Kalmegh	Acanthaceae	Herb
34.	<i>Anisochilus carnosus</i>	-	Lamiaceae	Herb
35.	<i>Anisomeles indica</i>	-	Lamiaceae	Herb
36.	<i>Argemone mexicana</i>	Shialkanta	Papaveraceae	Herb
37.	<i>Bidens pilosa</i>	-	Asteraceae	Herb
38.	<i>Biophytum reinwardtii</i>	-	Oxalidaceae	Herb
39.	<i>Blepharis maderaspatensis</i>	-	Acantaceae	Herb
40.	<i>Boerhavia diffusa</i>	Punarnava	Nyctaginaceae	Herb
41.	<i>Cassia tora</i>	-	Caesalpinaceae	Herb
42.	<i>Centella asiatica</i>	Thankuni	Apiaceae	Herb
43.	<i>Coleus aromaticus</i>	-	Lamiaceae	Herb
44.	<i>Colocasia esculenta</i>	Kachu	Araceae	Herb
45.	<i>Corchorus aestuans</i>	-	Tiliaceae	Herb
46.	<i>Costus speciosus</i>	-	Zingiberaceae	Herb
47.	<i>Curcuma longa</i>	-	Zingiberaceae	Herb
48.	<i>Desmodium diffusum</i>	-	Fabaceae	Herb
49.	<i>Eclipta alba</i>	-	Asteraceae	Herb
50.	<i>Elephantopus scaber</i>	Majorjhuti	Asteraceae	Herb
51.	<i>Euphorbia hirta</i>	-	Euphorbiaceae	Herb
52.	<i>Evolvulus numlaria</i>	-	Convolvulaceae	Herb
53.	<i>Gomphrena globosa</i>	-	Amaranthaceae	Herb
54.	<i>Hedychium coronarium</i>	-	Zingiberaceae	Herb
55.	<i>Hedyotis</i> sp	-	Rubiaceae	Herb

No.	Plant Species	Local Name	Family	Habit
56.	<i>Hyptis suaveolens</i>	-	Lamiaceae	Herb
57.	<i>Justicia simplex</i>	-	Acanthaceae	Herb
58.	<i>Kickxia ramosissima</i>	-	Plantaginaceae	Herb
59.	<i>Leonotis nepetifolia</i>	-	Lamiaceae	Herb
60.	<i>Ludwigia repens</i>	-	Onagraceae	Herb
61.	<i>Majus rugosus</i>	-	Scrophulariaceae	Herb
62.	<i>Martynia anua</i>	-	Martyniaceae	Herb
63.	<i>Melilotus indica</i>	-	Fabaceae	Herb
64.	<i>Mentha arvensis</i>	Pudina	Lamiaceae	Herb
65.	<i>Ocimum gratissimum</i>	-	Lamiaceae	Herb
66.	<i>Oldenlandia corymbosa</i>	-	Rubiaceae	Herb
67.	<i>Oxalis corniculata</i>	-	Oxalidaceae	Herb
68.	<i>Persicaria barbata</i>	-	Polygonaceae	Herb
69.	<i>Phyllanthus urinaria</i>	-	Euphorbiaceae	Herb
70.	<i>Pilea microphylla</i>	-	Urticaceae	Herb
71.	<i>Ruellia prostrata</i>	-	Acanthaceae	Herb
72.	<i>Sida acuta</i>	Kureta	Malvaceae	Herb
73.	<i>Hemidesmus indicus</i>	-	Asclepiadaceae	Herb
74.	<i>Sida cordata</i>	-	Malvaceae	Herb
75.	<i>Spilanthes paniculata</i>	-	Asteraceae	Herb
76.	<i>Urena lobata</i>	-	Malvaceae	Herb
77.	<i>Veronica anagallis -aquatica</i>	-	Plantaginaceae	Herb
78.	<i>Zornia diphylla</i>	-	Fabaceae	Herb
79.	<i>Parthenium hysterophorus</i>	-	Asteraceae	Herb
80.	<i>Celosia argentea</i>	-	Amaranthaceae	Herb
81.	<i>Cyanotis axillaris</i>	-	Commelinaceae	Herb
82.	<i>Nymphaea nouchali</i>	Shapla	Nymphaeaceae	Herb
83.	<i>Curculigo orchoides</i>	-	Hypoxidaceae	Orchid
84.	<i>Geodorum densiflorum</i>	-	Orchidaceae	Orchid
85.	<i>Cuscuta reflexa</i>	Sarnalata	Cuscutaceae	Parasite
86.	<i>Loranthus longiflorus</i>	-	Loranthaceae	Parasite
87.	<i>Carex cruciata</i>	-	Cyperaceae	Sedge
88.	<i>Carex filicina</i>	-	Cyperaceae	Sedge
89.	<i>Cyperus rotundus</i>	-	Cyperaceae	Sedge
90.	<i>Fimbristylis monostachya</i>	-	Cyperaceae	Sedge
91.	<i>Abelmoschus moschatus</i>	Mushkdana	Malvaceae	Shrub
92.	<i>Abroma angusta</i>	Ulat kambal	Sterculiaceae	Shrub
93.	<i>Abutilon indicum</i>	-	Malvaceae	Shrub
94.	<i>Agave sisalana</i>	-	Agavaceae	Shrub
95.	<i>Allophylus cobbe</i>	-	Sapindaceae	Shrub
96.	<i>Annona squamosa</i>	Annanas	Annonaceae	Shrub
97.	<i>Asparagus racemosus</i>	Satmuli	Liliaceae	Shrub
98.	<i>Bauhinia vahlii</i>	-	Caesalpiniaceae	Shrub
99.	<i>Bixa orellana</i>	-	Bixaceae	Shrub
100.	<i>Calotropis gigantean</i>	Madar	Asclepiadaceae	Shrub
101.	<i>Carissa spinarum</i>	Auka Kuli/huka	Apocynaceae	Shrub
102.	<i>Cassia occidentalis</i>	-	Caesalpiniaceae	Shrub
103.	<i>Chromolaena odoratum</i>	-	Asteraceae	Shrub
104.	<i>Clerodendrum viscosum</i>	Ghato	Verbenaceae	Shrub
105.	<i>Combretum roxburghii</i>	-	Combretaceae	Shrub
106.	<i>Datura fastuosa</i>	-	Solanaceae	Shrub
107.	<i>Flemingia strobilifera</i>	-	Fabaceae	Shrub
108.	<i>Glycosmis pentaphylla</i>	-	Rutaceae	Shrub
109.	<i>Helicteris isora</i>	Marodphali	Sterculiaceae	Shrub
110.	<i>Ipomoea carnea</i>	Beshram	Convolvulaceae	Shrub
111.	<i>Lantana indica</i>	Lantana	Verbenaceae	Shrub
112.	<i>Leea alata</i>	Kukur jiwa	Leeaceae	Shrub

No.	Plant Species	Local Name	Family	Habit
113	<i>Maytenus senegalensis</i>	-	Celastraceae	Shrub
114	<i>Mimosa rubicaulis</i>	-	Mimosaceae	Shrub
115	<i>Piper longum</i>	-	Piperaceae	Shrub
116	<i>Randia dumetorum</i>	Maidan	Rubiaceae	Shrub
117	<i>Solanum torvum</i>	-	Solanaceae	Shrub
118	<i>Tephrosia purpurea</i>	-	Fabaceae	Shrub
119	<i>Thespesia lampas</i>	Bankapas	Malvaceae	Shrub
120	<i>Vitex negundo</i>	Sandbhalu	Verbenaceae	Shrub
121	<i>Woodfordia fruticosa</i>	Dhai	Lythraceae	Shrub
122	<i>Zizyphus mauritiana</i>	Ber	Rhamnaceae	Shrub
123	<i>Zizyphus oenoplia</i>	Shiakul	Rhamnaceae	Shrub
124	<i>Cassia mimosoides</i>	-	Mimosaceae	Shrub
125	<i>Clausena heptaphylla</i>	-	Rutaceae	Shrub
126	<i>Pogostemone plectranthoide</i>	-	Lamiaceae	Shrub
127	<i>Acacia catechu</i>	Khair	Mimosaceae	Tree
128	<i>Adina cordifolia</i>	Haldu	Rubiaceae	Tree
129	<i>Aegle marmelos</i>	Bel	Rutaceae	Tree
130	<i>Aglaiia roxburghiana</i>	Priyangru	Meliaceae	Tree
131	<i>Albizia odoratissima</i>	Jang Siris	Mimosaceae	Tree
132	<i>Albizia procera</i>	Safed Siris	Mimosaceae	Tree
133	<i>Albizia lebbek</i>	Kala siris	Mimosaceae	Tree
134	<i>Altonia scholaris</i>	Saptarni	Apocynaceae	Tree
135	<i>Artocarpus lacucha</i>	Dhao	Moraceae	Tree
136	<i>Azadirachta indica</i>	Neem	Meliaceae	Tree
137	<i>Barringtonia actangula</i>	Neora	Myrtaceae	Tree
138	<i>Bauhinia purpurea</i>	Rakta Kanchan	Caesalpiniaceae	Tree
139	<i>Bauhinia variegata</i>	Khairwal	Caesalpiniaceae	Tree
140	<i>Bombax ceiba</i>	Semul	Bombacaceae	Tree
141	<i>Boswellia serrata</i>	Shalga	Burseraceae	Tree
142	<i>Bridelia retusa</i>	Kassi	Euphorbiaceae	Tree
143	<i>Buchanania latifolia</i>	Piyal	Anacardiaceae	Tree
144	<i>Butea monosperma</i>	Palas	Papilionaceae	Tree
145	<i>Canthium glabrum</i>	-	Rubiaceae	Tree
146	<i>Casearia graveolens</i>	Chilla	Flacourtiaceae	Tree
147	<i>Cassia fistula</i>	Sonari	Rubiaceae	Tree
148	<i>Cordia rothii</i>	Liar	Boraginaceae	Tree
149	<i>Croton caudatus</i>	Putla	Euphorbiaceae	Tree
150	<i>Dalbergia sissoo</i>	Sisham	Fabaceae	Tree
151	<i>Diospyros melanoxylon</i>	Tendu	Ebenaceae	Tree
152	<i>Ficus auriculata</i>	Dumur	Moraceae	Tree
153	<i>Ficus bengalensis</i>	Bargad	Moraceae	Tree
154	<i>Ficus racemosa</i>	Gular	Moraceae	Tree
155	<i>Ficus semicordata</i>	-	Moraceae	Tree
156	<i>Flacourtia jangomas</i>	Coffe plum	Flacourtiaceae	Tree
157	<i>Garuga pinnata</i>	Kharpat	Burseraceae	Tree
158	<i>Gmelina arborea</i>	Gambari	Verbenaceae	Tree
159	<i>Holarrhena pubescens</i>	Kurchi	Apocynaceae	Tree
160	<i>Holoptelea integrifolia</i>	-	Ulmaceae	Tree
161	<i>Lagerstrmoea parviflora</i>	Sidda	Lythraceae	Tree
162	<i>Lannea coromandelica</i>	Doka	Anacardiaceae	Tree
163	<i>Madhuca indica</i>	Mahwa	Sapotaceae	Tree
164	<i>Mallotus philippinensis</i>	Kamla	Euphorbiaceae	Tree
165	<i>Mangifera indica</i>	Aam	Anacardiaceae	Tree
166	<i>Melia azedarach</i>	Bakayan	Meliaceae	Tree
167	<i>Oroxylum indicum</i>	Sonpatti	Bignoniaceae	Tree
168	<i>Phoenix sylvestris</i>	Khajur	Arecaceae	Tree
169	<i>Phyllanthus emblica</i>	Amloki	Euphorbiaceae	Tree

No.	Plant Species	Local Name	Family	Habit
170.	<i>Pongamia pinnata</i>	Papri	Papilionaceae	Tree
171.	<i>Rhus chinensis</i>	Amlio	Anacardiaceae	Tree
172.	<i>Schleichera oleosa</i>	Kusum	Sapindaceae	Tree
173.	<i>Semecarpus anacardium</i>	Bhela	Anacardiaceae	Tree
174.	<i>Shorea robusta</i>	Sal	Dipterocarpaceae	Tree
175.	<i>Spondias pinnata</i>	Amra	Anacardiaceae	Tree
176.	<i>Sterculia urens</i>	Kullu	Sterculiaceae	Tree
177.	<i>Streblus asper</i>	Sahora	Moraceae	Tree
178.	<i>Syzygium cumini</i>	Kala Jamb	Myrtaceae	Tree
179.	<i>Tectona grandis</i>	Teak	Verbenaceae	Tree
180.	<i>Terminalia arjuna</i>	Arjun sal	Combretaceae	Tree
181.	<i>Terminalia bellirica</i>	Bahera	Combretaceae	Tree
182.	<i>Terminalia chebula</i>	Haritaki	Combretaceae	Tree
183.	<i>Terminalia tomentosa</i>	Asan	Combretaceae	Tree
184.	<i>Alangium salvifolium</i>	Ankolamu	Alangiaceae	Tree
185.	<i>Ficus hispida</i>	Dumar	Moraceae	Tree
186.	<i>Wendlandia exserta</i>	-	Rubiaceae	Tree

(source: JICA Study Team)

次に、調査対象地域に分布する固有種、絶滅危惧種および有用植物について概説する。

a) 固有種

元来、西ベンガル州は広大な面積と特異な生物地理学特性によって多くの固有種を有しており、*Cadenthera ulginosa* var. *birbhumensis*、*Cuscuta sharmanum*、*Hydrocotyle himalaica*、*Hypericum assamacum* and *Dalbergia duarensis* などが Chatterjee (1940)¹⁸によって確認されていた。また、州の最北端の山岳地帯では *Acer osmastonii*、*Begonia rubella*、*Calamus inermis*、*Cymbidium eburnum* などの固有種が発見されている。しかし、州の西端付近に位置する調査対象地では、現在までに固有種の分布が確認されていない。

b) 絶滅危惧種

標高 600 m を超える西ベンガル州の北部地域には *Acer osmastonii*、*Begonia rubella*、*B. satrapsis*、*Calamus inermis*、*Codonopsis affinis*、*Cymbidium eburnum*、*Phoenix rupicola* などの絶滅危惧種が分布するが、調査対象地における踏査ではこれらの生育は確認できなかった。また、Red data book of Indian plants (1987) にも調査対象地にも絶滅危惧種の分布は記されていない。

c) 有用植物

調査対象地域に分布する有用樹種の例を Figure 11.6.2-3 に示す。調査対象地が位置するアヨージヤ (Ajodhya) 丘陵には、多様な薬用植物が広範に自生しており (Table 11.6.2-3)、地域住民はこれらを古くから利用してきた。これらの植物の分布は丘陵地域一帯に認められ、調査対象地域内に限定されるものではない。薬用植物と同様に、食用植物も調査対象地域に自生している (Table 11.6.2-4)。地域住民はこれらの食用植物を栽培しておらず、アヨージヤ丘陵のあらゆる場所から採取している。また、家畜飼料には、*Shorea robusta*、*Bauhinia variegata*、*Desmodium gangeticum*、*Ficus auriculata*、*F. racemosa*、*F. semicordata* などが利用

¹⁸ Ramananda Chatterji (1940), The Bratachāri movement, Bengal Bratachari Society

されている。一方、木本は建築材や燃料材（薪材）として非常に有用性が高い。最も耐久性の高い建築材としては *Shorea robusta* (Sal)、*Terminalia tomentosa*、*Schleichera trijuga*、*Mangifera indica* および *Tectona grandis* が挙げられる。さらに、燃料用には *Butea monosperma*、*Holarrhena pubescens*、*Diospyros melanoxylon*、*Lagerstroemia parviflora*、*Mallotus philippinensis*、*Terminalia bellerica* などが多く利用されている。

いずれの植物もアヨージャ丘陵地域に広く分布しているため、本事業の実施によって地域住民の利用が損なわれることはない。



Azadirachta indica (Medicine)



Phyllanthus emblica (Medicine)



Mentha arvensis (Medicine)



Ficus auriculata (Food)



Spondias pinnata (Food)



Semicarpus anacardium (Food)
(source: JICA Study Team, November 2017)

Figure 11.6.2-3 Some of Useful Plants Observed in Turga PSP Area

Table 11.6.2-3 List of Medicinal Plants and Their Uses Found in Turga PSP Area

No.	Botanical Name	Local name	Plant parts used	Medicinal uses
1.	<i>Abelmoschus moschatus</i>	Mushkdana	Leave & roots	The decoction of seeds is given internally for vomiting disorder and leave paste is used to cure of itch.
2.	<i>Abroma angusta</i>	Ulat kambal	Leave	Fried leaves are used as remedy for Abortifacient, jaundice and piles.
3.	<i>Achyranthes aspera</i>	Bankhat	Whole plant	Decoction of seed is used as an antidote against snake, scorpion, dog and cat bite. Leaf juice & paste with a pinch of salt is applied to cure skin infection due to ring worm.
4.	<i>Andrographis paniculata</i>	Kalmegh	Leave	The leave of this plant are used as a tonic (leaf-juice, mixed with water and preserved) for digestive disorders.
5.	<i>Artemisia nilagirica</i>	Teetapati	Leave, Roots	Leaf and root paste are mixed with water and fed at empty stomach at morning to cure asthma and intestinal parasites.
6.	<i>Asparagus racemosa</i>	Satmuli	Leave and fruits	Paste is given to cure despepsia, constipation and enxiety
7.	<i>Azadirachta indica</i>	Neem	Leave, fruit	Soft, new born leaves of the plant are eaten after boiling during the months of December to April. It is believed to stimulate digestive system and cures skin disease, stomach problem & blood purifying.
8.	<i>Bauhinia purpurea</i>	Rakta Kanchan	Root & flower	Root paste is applied externally to cure joint pain and flower is used as Carminative
9.	<i>Butea monosperma</i>	Palash	Root, bark, latex, seed	Root & seed paste is used to cure skin diseases. Latex mixed with honey is recommended to cure piles and stomach trouble. Astringent. Decoction of bark is taken to cure diarrhea.
10.	<i>Cissampelos pareira</i>	Aknadi	Roots	Roots are collected, washed thoroughly and filtered extract is taken as medicine after mixing a little amount of sugar and water with it at alternate days for curing of fever and female periodic problem.
11.	<i>Clerodendrum viscosum</i>	Ghato	Leave, flower, Roots	Extract of leaves, flowers and roots, mixed with water are taken for the treatment of intestinal tract infection (vermifuge or anthelmintic)
12.	<i>Cuscuta reflexa</i>	Sarnalata	Whole plant	The juice of the plant, mixed with the juice of <i>Saccharum officinarum</i> , is used in the treatment of jaundice.
13.	<i>Cyperus rotundus</i>	Mutha ghas	Tuber	Tuber is in uses to cure chronic dysentery and indigestion
14.	<i>Evolvulus alsinoides</i>	Sankhpuspi	Whole plant	Juice of the whole plant (tonic) is used as diuretic and treatment of fever,cough & cold (usually administrated with holi basil)
15.	<i>Helicteres isora</i>	Marodphali	Fruits & roots	Fruit is boiled with sesamum (til) oil, cooled and then the filtered oil (2-3 drops) is poured into the ear for odalgic diseases. The decoction of the root mixed with turmeric powder is applied externally to treat cut and wounds.
16.	<i>Holarrhena pubescens</i>	Kuruchi	Bark, seed & flower	Stem bark infusion with honey is taken once a day for treatment of dysentery. Bark and seeds of the plant and black pepper are mixed together and powder is taken orally to treat malarial fever.
17.	<i>Leonotis nepetaefolia</i>	Bonga taini	Leave and flower	Decoction of leaf and flower is given to breast inflammation and burns
18.	<i>Mintha arvensis</i>	Carminative	Leave	Leaves of this plant are used from ancient days by the villagers as a 'Medicine' which can be eaten as such way by chewing, preparing an extract from green leave, preparing sauce (Chatani). It is used as carminative & digestive tonic.
19.	<i>Phyllanthus emblica</i>	Amloki	Fruit	Ripe fruit of this plant is eaten during winter season as protective and curative agent for digestive problem and it is also a Vitamin C rich fruit.
20.	<i>Rubia cordifolia</i>	Manjistha	Leave and roots	Leaves and root paste are used to heal cuts and wounds.
21.	<i>Semicarpus anacardium</i>	Bhela	Fruit & seed	Fruits of the tree are eaten to cure of anthelmintic. Extracted seed oil is massaged twice a day for one week for body pain.
22.	<i>Sida corda</i>	-	Whole plant	Leave, flower and root are crushed and the paste mixed with water used for control of blood vomiting

No.	Botanical Name	Local name	Plant parts used	Medicinal uses
23.	<i>Spilanthus paniculata</i>	Akarkara	Leave and flower	Fresh young leaves and flowers are chewed at early morning preferably in empty stomach to treat Toothache
24.	<i>Terminalia bellirica</i>	Bahera	Fruits	Half ripe fruit is used as purgative. Decoction of the green fruit is used for cough. Pulp of the fruit is useful in dysenteric-diarrhoea, and piles.
25.	<i>Terminalia chebula</i>	Haritaki	Fruit and seeds	One teaspoonful of fruit powder is given with warm water once daily before going to bed for digestive problem and laxative.
26.	<i>Thespesia lampas</i>	Bankapas	Fruit and seed	Paste of fruit mixed with water taken for bodyache and muscle pain
27.	<i>Vitex negundo</i>	Nishindha	Leave and flower	Juice of tender leaves is used for treatment of cold and fever. Powdered flower are given with milk to treat vermifuge, diarrhoea and cardiac disorders.
28.	<i>Woodfordia fruticosa</i>	Dhai	Flower and leave	Stimulant in seminal weakness, pregnancy, astringent, leave paste is used in diarrhea, dysentery problem.

(source: JICA Study Team)

Table 11.6.2-4 Some of Food Plants Observed in Turga PSP Area

Species	Local Name	Family	Part used
<i>Aegal marmelos</i>	Bael	Rutaceae	Fruit
<i>Bauhinia purpurea</i>	Rakto Chandan	Caesalpiniaceae	Flower buds
<i>B. variegata</i>	Gaiwral	Caesalpiniaceae	Flower buds
<i>Bombax ceiba</i>	Simul	Bombacaceae	Fruits
<i>Boswellia serrata</i>	Shalga	Burseraceae	Fruits
<i>Carissa spinarum</i>	Huka	Apocynaceae	Fruits
<i>Chenopodium album</i>	Bhetu	Chenopodiaceae	Leaves
<i>Colocasia esculenta</i>	Kachu	Araceae	Tubers
<i>Dioscorea bulbifera</i>	Chuprialu	Dioscoreaceae	Fruits
<i>Ficus auriculata</i>	Dumur	Moraceae	Figs
<i>Madhuca indica</i>	Mohua	Sapotaceae	Seeds
<i>Nymphaea nouchali</i>	Shapla	Nymphaeaceae	Stem
<i>Phyllanthus emblica</i>	Amloki	Euphorbiaceae	Fruits
<i>Randia dumatorum</i>	Madan	Rubiaceae	Fruits
<i>Schleichera trijuga</i>	Kusum	Sapindaceae	Fruits
<i>Spondias pinnata</i>	Amra	Anacardiaceae	Fruits
<i>Zizyphus mauritiana</i>	Ber	Rhamnaceae	Fruits
<i>Zizyphu oenoplea</i>	Ber	Rhamnaceae	Fruits

(source: JICA Study Team)

ii) 動物相

a) 哺乳類

調査対象地における目視、および既往文献、District Forest Officer (DFO) が保有する調査データ、既存 EIA 報告書に基づき、調査対象地域に生息する主たる哺乳類を Table 11.6.2-5 に示す。

Table 11.6.2-5 List of Mammal Species reported in Turga PSP Area

Common name	Family	Scientific name	Conservation Status	
			IUCN	IWPA
Rhesus macaque	Cercopithecidae	<i>Macacamulatta</i>	LC	II
Common Langur	Colobidae	<i>Presbytia entellus</i>	LC	II
Jungle Cat	Felidae	<i>Felischaus</i>	LC	II
Golden Jackal	Canidae	<i>Canisaureus</i>	LC	II
Indian Fox	Canidae	<i>Vulpesbengalensis</i>	LC	III
Common Mongoose	Herpestidae	<i>Herpestesedwardsii</i>	LC	IV
Wild Boar	Suidae	<i>Susscrofa</i>	LC	III
Indian Hare	Leporidae	<i>Lepusnigricollis</i>	LC	IV
Sahi- Porcupine	Hystricidae	<i>Atherurusmacrourus</i>	LC	IV
Indian Palm Squirrel	Sciuridae	<i>Funambuluspalmarum</i>	LC	IV
Five Stripped Squirrel	Sciuridae	<i>Funambuluspennantii</i>	LC	II
Bandicoot Rat	Muridae	<i>Bandicotabengalensis</i>	LC	V
Indian house rat	Muridae	<i>Rattusrattus-refescena</i>	LC	V
Indian Field Rat	Muridae	<i>Musbooduga</i>	LC	V
Long-tailed Tree Mouse	Muridae	<i>Vandeleuriaoleracea</i>	LC	-
Indian Bush Rat	Tupaiaidae	<i>Golundaelliotti</i>	LC	V
House Shrew	Tupaiaidae	<i>Suncusmurinus</i>	LC	-
Indian Flying Fox	Pteropodidae	<i>Pteropusgiganteus</i>	LC	V
Short-nosed Fruit Bat	Pteropodidae	<i>Cynopterus sphinx sphinx</i>	LC	IV
Bearded Sheath Tailed Bat	Emballonuridae	<i>Taphozousmelanopogo n</i>	LC	V
Indian Pygmy Bat	Vespertilionidae	<i>Pipistrellustenuis</i>	LC	V
Yellow House Bat	Vespertilionidae	<i>Scotophiluskuhlii</i>	LC	V

(source: JICA Study Team)

(note: Recorded only from Forest Working Plan, however, not direct cited.)

調査対象地に生息する哺乳類相は 16 科 25 種以上で構成されている。Rhesus Macaque(アカゲザル)と Common Langur(ハヌマンラングール)は、森林地帯と集落地域の両者で観察される。ネコ科の哺乳類は総じて開けた灌木林地帯と集落地に好んで生息している。Jungle Cat(ジャングルキャット)は昼間に集落周辺の地域住民によって頻繁に目撃されている。Jackal(ジャッカル)の生息地は広範囲であり、ジャングルキャットと同様に、集落周辺で頻繁に観察される。一方、夜行性の Wild Boar(イノシシ)は森林地帯に生息し、夜間に農地を襲うことがある。Grey Mongoose(ハイイロマンゲース)、Brush-tailed Porcupine(フサオヤマアラシ)、Indian Hare(インドノウサギ)は灌木林内に好んで生息する。また、Pangolin(センザンコウ)はアリを好んで捕食するため、食性に合ったサラソウジュの混交林内で確認される。Tree Shrew(ツパイ)は、森林地域や集落地域に広く分布している。

b) 鳥類

鳥類相については既存資料に基づいて生息および飛来状況を調査し、合計 66 種が挙げられた (Table 11.6.2-6)。ガンカモ科、サギ科、チドリ科、クイナ科、ウ科に属する種は林内のオープンスペースと湿地帯で生息が認められた。一方、キツツキ科やフクロウ科の鳥類は、流域内の森林地帯に生息する。なお、本調査期間中に観察された主要な鳥類は、アオカケス、ハト、キュウカンチョウ、ハッカチョウ(インドハッカ)、スズメ、タゲリ、コサギ、キセキレイなどであった。

Table 11.6.2-6 List of Avi-Fauna reported in Turga PSP Area

Family/Scientific Name	Common Name	Residential Status*	Threat Status**
Accipitridae			
<i>Accipiter badius</i> (Gmelin)	Shikra	R	LC
<i>Gyps bengalensis</i>	Bengal Vulture	R	LC
<i>Aquila refax</i>	Towny Eagle- Oukab	R	LC
Anatidae			
Sarkidiornismelanotos	Comb Duck	R	LC
Ardeidae			
<i>Egretta garzetta</i> (Linnaeus)	Little Egrets	R	LC
<i>Egretta intermedia</i>	Intermediate Egret	R	LC
<i>Bubulcus coromandus</i> (Linnaeus)	Cattle Egret	R	LC
<i>Ardeola grayii</i> (Linnaeus)	Indian Pond Heron	R	LC
Burhinidae	Stone Curlew	R	LC
Burhinus oedipnemus	Indian Stone-curlew	R	LC
Capitonidae			
Megalaimahaemaphysalis	Coppersmith Barbet	R	LC
Cisticolidae			
Priniasocialis	Ashy Prinia	R	LC
Ciconiidae			
Mycteria leucocephala	Painted Stork	LM	LC
Anastomus oscitans	Asian Openbill	LM	LC
Phalacrocoracidae			
<i>Phalacrocorax niger</i> (Vieillot)	Little Cormorant	R	LC
<i>Phalacrocorax fuscicollis</i> Stephens	Indian Shag /Cormorant	R	LC
Columbidae			
<i>Columba livia</i> Gmelin	Blue Rock Pigeon	R	LC

Family/Scientific Name	Common Name	Residential Status*	Threat Status**
Treronphoenicoptera	Harial -green pigeon	R	LC
<i>Streptopelia senegalensis</i> (Linnaeus)	Little Brown Dove	R	LC
Streptopeliadecaocto	Eurasion Collor dove	R	LC
Streptopeliachinensis	Spotted Dove	R	LC
Corvidae			
<i>Corvus macrorhynchos</i> Wagler	Jungle Crow	R	LC
<i>Corvus splendens</i> Vieillot	House Crow	R	LC
<i>Dendrocitta vagabunda</i> (Latham)	Indian Treepie	R	LC
Cuculidae			
<i>Eudynamis scolopacea</i> (Linnaeus)	Asian Koel	R	LC
<i>Centropus sinensis</i> (Stephens)	Greater Coucal	R	LC
<i>Hierococcyx varius</i> (Vahl)	Brainfever Bird	R	LC
Strigidae			
<i>Athene brama</i> (Temminck)	Spotted Owlet	R	LC
<i>Bubo benghalensis</i> (Linnaeus)	Indian Eagle-Owl	R	LC
Alcedinidae			
<i>Alcedo atthis</i> (Linnaeus)	Small Blue Kingfisher	R	LC
<i>Halcyon smyrnensis</i> (Linnaeus)	White breasted Kingfisher	R	LC
Daniidae			
<i>Lanius cristatus</i>	Brown Shrike	R	LC
Muscicapidae			
<i>Copsychus saularis</i>	Oriental magpie-robin	R	LC
Meropidae			
<i>Merops orientalis</i> Latham	Small green Bee-eater	R	LC
Family : Coraciidae			
<i>Coracias benghalensis</i> (Linnaeus)	Indian Roller-Blue jay	R	LC
Family : Upupidae			
<i>Upupa epops</i> Linnaeus	Common Hoopoe	R	LC
Family : Picidae			
<i>Dendrocopos nanus</i> (Vigors)	Brown-capped Pygmy	R	LC
<i>Dendrocopos mahrattensis</i> (Latham)	Yellow-fronted Pied	R	LC
<i>Dinopium benghalense</i> (Linnaeus)	Lesser Golden-backed	R	LC
Family: Passeridae			
Subfamily : Passerinae			
<i>Passer domesticus</i> (Linnaeus)	House Sparrow	R	LC
Subfamily : Ploceinae			
<i>Ploceus philippinus</i> (Linnaeus)	Baya Weaver	R	LC
Family : Motacillidae			
<i>Anthus rufus</i> Vieillot	Paddyfield Pipit	R	LC
Family : Pycnonotidae			
<i>Pycnonotus cafer</i> (Linnaeus)	Red-vented Bulbul	R	LC
Family : Laniidae			
<i>Turdoides caudatus</i> (Dumont)	Common Babbler	R	LC
<i>Turdoides striatus</i> (Dumont)	Jungle Babbler	R	LC
<i>Orthotomus sutorius</i> (Pennant)	Common Tailorbird	R	LC
<i>Phylloscopus fulgiventis</i>	Smoky Warbler	R	LC
Family : Nectariniidae			
<i>Nectarinia asiatica</i> (Latham)	Purple Sunbird	R	LC
Family: Phasianidae			
<i>Francolinus pondicerianus</i> (Gmelin)	Grey Francolin-Teeter	R	LC
<i>Pavocristatus</i> Linnaeus	Marrah Peacock	R	LC

Family/Scientific Name	Common Name	Residential Status*	Threat Status**
Family : Charadriidae			
<i>Vanellusindicus</i> (Boddaert)	Red-wattled Lapwing	R	LC
<i>Metopidiusindicus</i>	Bronjed winged jacana	R	LC
Psittaculidae			
<i>Psittaculakrameri</i> (Scopoli)	Rose-ringed Parakeet	R	LC
Sturnidae			
<i>Acridotheresfuscus</i> (Wagler)	Jungle Myna	R	LC
<i>Acridotherestrictis</i> (Linnaeus)	Common Myna	R	LC
<i>Sturnus contra</i> Linnaeus	Asian Pied Starling	R	LC
<i>Sturnuspagodarum</i> (Gmelin)	Brahminy Starling	R	LC
<i>Gracupica contra</i> (Linnaeus)	Pied Myna	R	LC
Family : Dicruridae			
<i>Dicrurusmacrocerus</i> Vieillot	Black Drongo	R	LC
<i>Dicruruscaerulescens</i> (Linnaeus)	White-bellied Drongo	R	LC
<i>Dicrurusleucophaeus</i>	Ashy drongo	R	LC
Family : Oriolidae			
<i>Oriolusoriolus</i> (Linnaeus)	Eurasian Golden Oriole	R	LC
<i>Orioluskundoo</i>	Indian Golden Oriole	M	LC
Estrildidae			
<i>Lonchuramalabarica</i>	Indian Silverbil	R	LC
Irenidae			
<i>Chloropsis cochinchinensis</i>	Blue-winged Leaf Bird	R	LC
Megalaimidae			
<i>Megalaimahaemacephala</i>	Coppersmith Barbet	R	LC

(source: JICA Study Team)

(note: *Residential status: R- Resident; LM-Local Migrant

**Threat Status: LC- Least Concern, according to Indian category quoted from “The Red Data Book on Indian Animals (Edited and Directed by Zoological Survey of India, Calcutia, 1994)”

c) 爬虫類および両生類

調査対象地における目視、既往文献、DFO が保有する調査データ、既存 EIA 報告書、住民へのインタビューに基づき、調査対象地域に生息する爬虫類および両生類を Table 11.6.2-7 に示す。本調査の結果、10 科 18 種の両生類および爬虫類が確認された。いずれも IUCN の保全状況分類では軽度懸念 (LC) もしくは未設定に該当する。

Table 11.6.2-7 List of Reptiles & Amphibians reported in Turga PSP Area

Scientific Name	Common Name	Family	Status WPA/IUCN**
<i>Hemidactylisbrookii</i>	House Gecko	Gekkonidae	-
<i>Gekko gekko</i>	lizard	Gekkonidae	-
<i>Eublepharishardwickii</i>	Hill lizard	Gekkonidae	- / LC
<i>Calotesversicolor</i>	Kakru Garden	Agamidae	-
<i>Psammophilusblanfordanus</i>	Rock Agama	Agamidae	IV/ LC
<i>Varanusbengalensis</i>	Moniter Lizard	Varanidae	II /LC
<i>Mabuyacarinata</i>	Common skink	Scincidae	- / LC
<i>Ptyas mucosus</i>	Rat Snake Dhamna	Colubridae	IV /LC
<i>Najanaja</i> **	Indian /Ayang Cobra	Elapidae	II / LC
<i>Viperarusseli</i> **	Viper	Elapidae	IV/ LC
<i>Xenochrophispiscator</i> **	Common Water Snake	Colubridae	IV/ LC

Scientific Name	Common Name	Family	Status WPA/IUCN**
<i>Amphiesmastolata</i>	Buff-striped keelback	Colubridae	IV / -
<i>Lycodonjara</i>	Twin-spotted Wolf Snake	Colubridae	IV / LC
<i>Bungarusfasciatus</i>	Sakhamuti- Banded krait	Elapidae	IV/LC
<i>Bufo melanostictus</i>	Common indian toad	Bufoidea	IV/LC
<i>Bufo viridis</i>	Common toad	Bufoidea	IV/LC
<i>Rana spp</i>	Common Frog	Ranidae	IV/LC
<i>Laloulapulchera</i>	Banded Tree Frog	Microhylidae	IV/LC

(source: JICA Study Team)

(note: * WPA: Wildlife (Protection) Act 1972; LC: Least Concerned, NT: Near Threatened, VU: Vulnerable
**Secondary data based)

d) 昆虫類 (蝶類)

昆虫類の中で蝶は植物の授粉に重要な役割を果たす環境指標である。既往の文献から得られた調査対象地に分布する蝶類の情報を Table 11.6.2-8 に整理する。調査対象地域では 6 科 51 種が生息すると考えられ、これらはいずれもプルリア県に広く分布する種である。また、IUCN の保全状況分類では軽度懸念 (LC) に該当する。

Table 11.6.2-8 List of Butterfly Species spotted in Turga PSP Area

Common Name	Scientific Name	Family	Occurrence Season*		
			PM	S	M
Common Indian Crow	<i>Euploea core core</i> (Cramer)	Danaidae	+	+	+
Indian Palm Bob	<i>Suastusgremius</i>	Hesperiidae	-	-	+
Grass Demon	<i>Udaspesfolus</i>	Hesperiidae	-	-	+
Plum Judy	<i>Abisaraecheirus</i>	Lycaenidae	-	-	+
Large Oak Blue	<i>Arhopalaamantes</i>	Lycaenidae	-	-	+
Elbowed Pierrot	<i>Caetaelnanoliteia</i>	Lycaenidae	+	-	-
Forget-me-not	<i>Catochrysopsstrabo</i>	Lycaenidae	-	-	+
Dark Cerulean	<i>Jamidesbochus</i>	Lycaenidae	+	-	+
Common Cerulean	<i>Jamidesceleno</i>	Lycaenidae	+	-	+
Yamfly	<i>Loxuraatymnus</i>	Lycaenidae	-	-	+
Common Acacia Blue	<i>Surendraquercetorum</i>	Lycaenidae	-	-	+
Assam Pierrot	<i>Tarucusvenosus</i>	Lycaenidae	+	-	-
Tawny Coster	<i>Acraeaviolae</i> (Fabricius)	Nymphalidae	-	+	+
Colour Sergeant	<i>Athymanefta</i>	Nymphalidae	-	+	+
Common Sergeant	<i>Athymaperius</i> (Linnaeus)	Nymphalidae	-	+	+
Leopard Lacewing	<i>Cethosiacyane</i>	Nymphalidae	-	-	+
Common / Plain Tiger	<i>Danauschrysippus</i> (Linn.)	Nymphalidae	-	+	+
Striped Tiger	<i>Danausgenutia</i> (Cramer)	Nymphalidae	-	+	+
Gaudy Baro	<i>Euthalialubentina</i>	Nymphalidae	-	-	+
Great Eggfly	<i>Hypolimnasbolina</i> (Linn.)	Nymphalidae	+	+	-
DanaidEggfly	<i>Hypolimnasmissipus</i> (Linn.)	Nymphalidae	+	+	-
Peacock pansy	<i>Junonia almanac</i> (Linnaeus)	Nymphalidae	+	+	+
Blue Pansy	<i>Junoniaorithya</i> (Linn.)	Nymphalidae	+	+	+
Bright-eye Bushbrown	<i>Mycalesis patina</i>	Nymphalidae	+	-	-
Common Bushbrown	<i>Mycalesisperseus</i>	Nymphalidae	+	-	+
Glassy Tiger	<i>Paranticaaglea</i>	Nymphalidae	+	-	+
Common Leopard	<i>Phalantaphalantha</i> (Drury)	Nymphalidae	+	+	-
Common Baronet	<i>Euthalianais</i> (Baronet)	Nymphalidae	+	+	+
Grey Count	<i>Tanaecialepidea</i>	Nymphalidae	-	-	+

Common Name	Scientific Name	Family	Occurrence Season*		
			PM	S	M
Common Fourring	<i>Ypthimahubneri</i>	Nymphalidae	+	+	+
Himalayan Fivering	<i>Ypthimasakra</i>	Nymphalidae	-	+	+
Common Mime	<i>Chilasaelytia</i>	Papilionidae	+	-	+
Glassy Bluebottle	<i>Graphiumcloanthus</i>	Papilionidae	+	+	-
Common Jay	<i>Graphiumdoson (C.&R. Felder)</i>	Papilionidae	+	+	+
Common Sailer	<i>Neptishylas</i>	Papilionidae	+	+	+
Common Rose	<i>Pachlioptaaristolochiae</i>	Papilionidae	+	-	+
The Blue Mormon	<i>Papiliopolymnestor</i>	Papilionidae	+	+	-
Common Mormon	<i>Papiliopolytes</i>	Papilionidae	+	+	+
Great Zebra	<i>Pathysaxenoclesphrontis -</i>	Papilionidae	-	-	
Yellow Helen	<i>Pricepsnepheluschoan</i>	Papilionidae	+	-	+
Orange Albatross	<i>Appiasnero</i>	Pieridae	+	-	-
Pioneer	<i>Belenoisaurota</i>	Pieridae	+	-	-
Common Emigrant	<i>Catopsilia Pomona (Fabricius)</i>	Pieridae	-	+	+
Mottled Emigrant	<i>Catopsiliapyranthe (Linnaeus)</i>	Pieridae	-	+	+
The Common Gull	<i>Ceporanerissaphryne (Fabricius)</i>	Pieridae	-	+	+
Red Spot Jezebel	<i>Deliasdescombesi</i>	Pieridae	+	+	-
Common Jezebel	<i>Delias eucharis</i>	Pieridae	+	+	+
Small Grass Yellow	<i>Euremabrigitta (Cramer)</i>	Pieridae	+	+	+
Common Grass Yellow	<i>Euremahecabe (Linnaeus)</i>	Pieridae	+	+	+
Psyche	<i>Leptosianina</i>	Pieridae	+	-	-
Common Wanderer	<i>Pareroniavaleria</i>	Pieridae	-	-	+

(source: JICA Study Team)

(note: * M: Monsoon Season, PM: Post-monsoon Season, S: Summer Season)

3) アジアゾウ (*Elephas maximus*) の季節的移動

前述の通り、調査対象地およびその周辺にはアジアゾウ (*Elephas maximus*) 生息地は存在しない。しかし、この地域の住民にとってアジアゾウは非常に一般的な野生動物であり、特に農作物の収穫期においてその移動が目撃されている。そこで、アジアゾウの生息痕の確認と追跡を目的とする現地調査をカリブ米の収穫期にあたる 2017 年の 10 月および 11 月に実施した。その結果、糞や樹木に付着した泥痕、足跡、食痕などの生息痕が確認され、アジアゾウがこの地域を通過していることが明らかになった (Figure 11.6.2-4)。そこで、確認された生息痕の位置情報を繋ぐことによってアジアゾウの移動経路を推察した (Figure 11.6.2-5)。



Figure 11.6.2-4 Field Signs of Asian Elephants' Migration in the Project Area

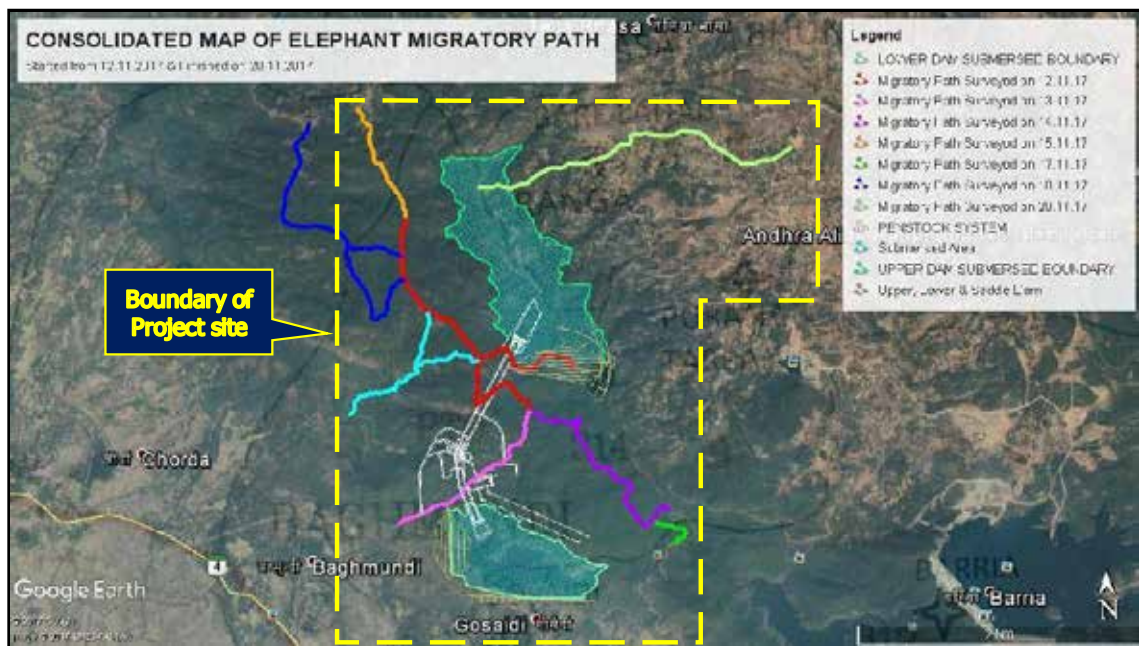


Figure 11.6.2-5 Estimated Elephants' Migration Paths in the Project Area

かねてより Purulia 県の DFO は地域住民に対してアジアゾウと遭遇した場合の対処方法を指示しており、その際の連絡体制も整備していた。万が一、調査対象地にアジアゾウが侵入した場合は住民によって Hulla party と呼ばれるグループが組織され (Figure 11.6.2-6)、その移動を制限しつつ対象地外の森林地帯へと導くことになっている。なお、DFO はアジアゾウ

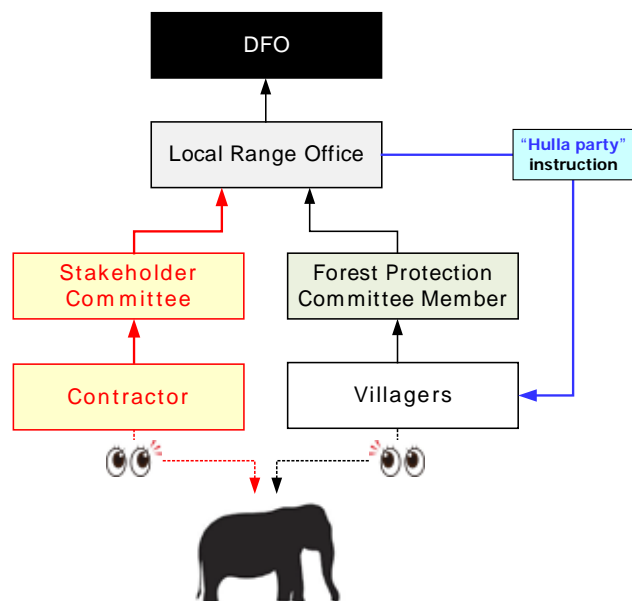
を始めとする野生動物の侵入を制限し、誘導を促すための発光・音響用具も地域住民に提供している。



(source: JICA Study Team)

Figure 11.6.2-6 Organized Hulla Party by Local Residents

ここで、Figure 11.6.2-7 に地域住民がアジアゾウを発見した際の連絡体制を模式図によって示す。本事業の建設期間において、事業者は DFO や関係官庁の指示と指導を厳守し、ステークホルダー委員会 (stakeholder committee) とともに図示した連絡体制に加わり、アジアゾウによる調査対象地への侵入を回避する。既存の連絡体制に事業者が参加することにより、野生動物と住民との軋轢を軽減させるこのシステムは、より一層強固になることが期待できる。また、ステークホルダー委員会は、地域住民、Block Development Officer (BDO)、DFO、所轄の警官、事業者ならびに WBSEDCL によって構成される予定である。この委員会においては、住民 - 野生動物間の軋轢緩和を主導する DFO が委員長を務め、地域開発を司る BDO が共同委員長に就くことが想定される。また、WBSEDCL はオブザーバーとして参加する予定である。さらに、ステークホルダー委員会は必要に応じて Purulia 県内外におけるアジアゾウの生態に精通した研究者や専門家から助言を受けることが望ましい。



(source: JICA Study Team)

Figure 11.6.2-7 Schematic Diagram of Communication System for Elephants

アジアゾウの主な移動経路は、建設される各施設を含む事業予定地全体の外側に位置している。このことから本事業がアジアゾウの生態に影響を与える可能性は低いものと推測さ

れる。しかし、DFO は建設期間中におけるアジアゾウによる施設や建機などへの物理的な破損被害を避けるために、建設作業員に対し既存する対策の委曲を尽くす方針である。すなわち、アジアゾウを始めとする絶滅危惧種の生存状態や保護に対する必要な努力、例えば建設作業員への啓発による野生動物との衝突のない共存や住民参加型の野生動物保護、野生動物の群れもしくは個体への未然の危害回避、野生動物の生息地や移動経路（回廊）の攪乱防止など詳しく説明することとしている。なお、アジアゾウは約 20 年前の PPSP 建設以前にも確認されていた。そこで当時の関係規制当局は、採石場の一部にフェンスを敷設するよう指示した（Figure 11.6.2-8）。しかし、当時の関係者の談話によると、実際にはアジアゾウはフェンス近傍を迂回し、実際には建設区域に近寄ることなく PPSP の供用開始後に再び季節的な移動を始めたとのことである。



Former Quarry Area of PPSP Construction

Stone Fence Built Around the Quarry Area

(source: JICA Study Team, October 2017)

Figure 11.6.2-8 Example of Fence to Avoid Elephants from Entering into the Project Site

(3) 森林による炭素固定量の概算

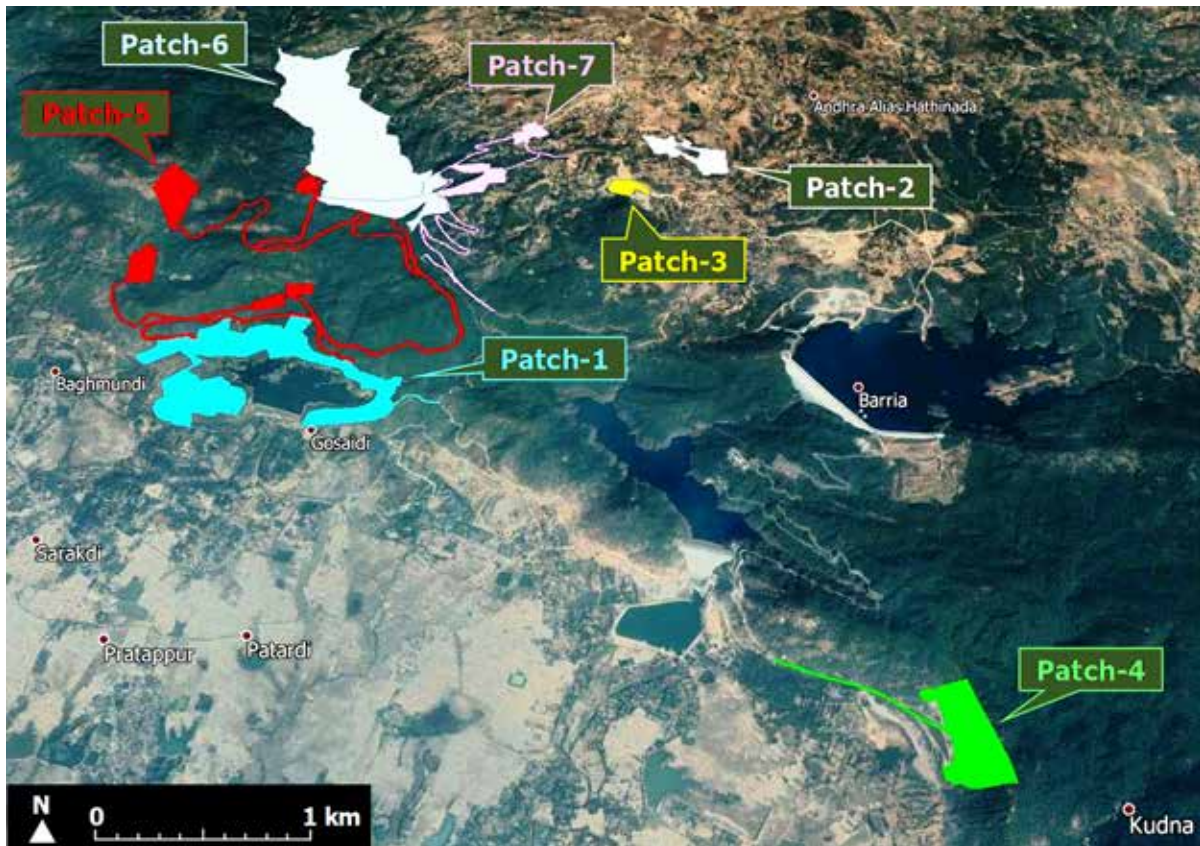
1) 転用される森林地帯の概要

TPSP によって転用される森林地帯に生育する 6,816 本の木本（胸高直径 30cm 以上）について、WBSEDCL は毎木調査結果を 2017 年 7 月 31 日に Purulia 県の DFO に提出した。この調査結果によると当該森林地域は Table 11.6.2-9 と Figure 11.6.2-9 に示す 7 パッチから成る。

Table 11.6.2-9 Summary of Forest Patches to be Diverted

Patch No.	Location	Area in ha	No. of marked trees
Patch 1	Lower reservoir area	52.75	904
Patch 2	Hatinada	10.05	1,302
Patch 3	Dulgubera Rocky Quarry	3.06	360
Patch 4	Kudna	14.22	248
Patch 5	Hodhadi Rock Clay, Switchyard, Penstock & Road	30.43	1,897
Patch 6	Upper reservoir area	108.96	515
Patch 7	Upper clay area, Construction facility, Stockpile area & Road	14.53	1,590
Total		234.00	6,816

(source: <http://forestsclearance.nic.in/viewreport.aspx?pid=FP/WB/HYD/8214/2014> (accessed in August 2018))
 (note: mapped by JICA Study Team)



(source: <http://forestsclearance.nic.in/viewreport.aspx?pid=FP/WB/HYD/8214/2014> and <http://earth.google.com> (accessed in August 2018))

(note: JICA Study Team drew figures on the snapshot of Google Earth Pro.)

Figure 11.6.2-9 Location of Forest Area to be Diverted for the Project Facilities

2) 事業地における毎木調査結果の再集計

上記のように、すでに WBSEDCL は胸高直径 30cm 以上の木本 6,816 本について樹種と立木数を集計しているが、これらを精査したところ計数ミスが散見され、各樹種の集計数と立木の総数との間に齟齬が見受けられた。そこで、現存する森林による炭素の蓄積量に関する見積精度を上げるために WBSEDCL による集計データを再計数した。その結果を学名を添えて Table 11.6.2-10 に整理する。

Table 11.6.2-10 Measured Tree Composition in Each Patch (recalculation result)

Local name	Botanical name	Patch-1	Patch-2	Patch-3	Patch-4	Patch-5	Patch-6	Patch-7	Total
Akar	<i>Alangium salvifolium</i>	1	3	0	2	10	1	7	24
Akashmoni	<i>Acacia auriculiformis</i>	0	0	0	0	2	0	0	2
Am	<i>Mangifera indica</i>	1	0	0	0	1	1	1	4
Amloki	<i>Phyllanthus emblica</i>	1	1	0	0	3	7	4	16
Amra	<i>Spondias pinnata</i>	0	0	0	1	3	0	1	5
Amru	(unidentified)	9	0	0	21	42	38	8	118
Arjun	<i>Terminalia arjuna</i>	0	6	0	0	0	1	2	9
Asan	<i>Terminalia tomentosa</i>	19	30	2	14	60	24	70	219
Bahra	<i>Terminalia bellirica</i>	2	10	2	2	3	11	7	37
Bakul	<i>Mimusop elengi</i>	1	0	0	1	1	0	1	4
Batt	<i>Ficus benghalensis</i>	5	1	0	2	2	0	9	19
Behochi	(unidentified)	0	0	0	0	0	2	0	2
Bel	<i>Aegle marmelos</i>	34	3	0	0	22	1	13	73

Local name	Botanical name	Patch-1	Patch-2	Patch-3	Patch-4	Patch-5	Patch-6	Patch-7	Total
Bhela	<i>Semicarpus anacardium</i>	7	53	25	12	85	43	80	305
Challa	(unidentified)	1	9	0	0	33	0	27	70
Chatni	<i>Alstonia scholaris</i>	0	4	0	0	1	0	1	6
Cheka Kural	<i>Bauhinia variegata</i>	5	5	0	8	11	8	5	42
Churchu	<i>Casearia tomentosa</i>	3	4	1	0	9	4	6	27
Dhaman	<i>Grewia tiliifolia</i>	0	0	0	0	2	1	1	4
Dhaw	<i>Anogeissus latifolia</i>	19	31	6	14	77	25	81	253
Doka	<i>Lannea coromandelica</i>	92	20	1	47	144	20	59	383
Dumur	<i>Ficus hispida</i>	1	1	0	0	2	2	3	9
Gammar	<i>Gmelina arborea</i>	0	0	0	0	0	1	1	2
Golgol	<i>Cochlospermum gossypium</i>	92	0	0	8	102	0	0	202
Haritaki	<i>Terminalia chebula</i>	12	31	7	5	27	7	40	129
Jam	<i>Syzygium cumini</i>	0	7	0	0	0	0	3	10
Jor	<i>Ficus religiosa</i>	0	0	0	0	3	0	0	3
Karam	<i>Anthocephalus kadamba</i>	1	4	0	0	14	8	18	45
Karanch	(unidentified)	3	137	14	1	49	4	46	254
Kari	<i>Murraya koenigii</i>	3	12	6	0	19	15	26	81
Kasai	<i>Bridelia retusa</i>	0	0	0	0	3	0	0	3
Kend	<i>Diospyros tomentosa</i>	4	21	8	2	16	5	21	77
Khejur	<i>Terminalia catappa</i>	70	0	0	0	0	0	0	70
Kowa	<i>Garcinia sp.</i> ,	3	0	0	0	0	0	0	3
Kukurpan	(unidentified)	0	0	0	0	0	0	1	1
Kul	<i>Ziziphus mauritiana</i>	0	0	0	0	0	1	0	1
Kurchi	<i>Holarrhena pubescens</i>	0	11	0	0	5	2	24	42
Kusum	<i>Schleichera trijuga</i>	1	0	0	1	5	12	9	28
Lipsi	<i>Dalbergia lanceolaria</i>	1	3	0	6	10	1	5	26
Lohajangi	<i>Ixora arborea</i>	2	6	0	1	21	12	16	58
Mahul	<i>Madhuca indica</i>	7	0	1	1	7	2	5	23
Minjiri	<i>Senna siamea</i>	0	16	0	0	34	0	32	82
Murga	<i>Pterocarpus marsupium</i>	1	1	0	0	5	9	2	18
Neem	<i>Azadirachta indica</i>	2	1	0	0	0	0	1	4
Nehri	(unidentified)	3	9	3	0	12	1	7	35
Oahu	(unidentified)	0	0	0	0	3	0	1	4
Pajan	(unidentified)	0	0	0	1	2	0	4	7
Pakar	<i>Ficus rumphii</i>	1	0	0	2	3	0	0	6
Palash	<i>Butea monosperma</i>	53	127	9	4	26	5	30	254
Paldha	<i>Terminalia cattapa</i>	19	0	0	8	38	1	3	69
Pelhe	(unidentified)	0	0	0	0	0	8	2	10
Piyal	<i>Buchanania latifolia</i>	3	4	11	0	7	7	7	39
Putla	<i>Croton caudatus</i>	0	3	0	0	0	4	0	7
Roya	(unidentified)	0	1	0	0	2	0	1	4
Sal	<i>Shorea robusta</i>	254	488	97	33	744	161	707	2,484
Salga	<i>Boswellia serrata</i>	29	3	0	13	27	3	14	89
Saol	(unidentified)	1	1	0	0	3	0	2	7
Satso	(unidentified)	0	0	0	17	5	1	1	24
Segun	<i>Tectona grandis</i>	4	0	61	0	8	0	8	81
Sidha	<i>Lagerstroemia parviflora</i>	22	210	14	2	112	22	124	506
Simul	<i>Bombax ceiba</i>	19	3	0	9	25	17	15	88
Sirish	<i>Albizia lebbek</i>	4	2	0	3	8	15	9	41
Sishu	<i>Dalbergia sissoo</i>	0	0	0	0	0	0	3	3
Sonali	<i>Cassia fistula</i>	2	2	0	0	5	0	4	13
Telhe	(unidentified)	86	3	0	7	32	0	10	138
Tetul	<i>Tamarindus indica</i>	0	0	0	0	0	2	0	2
Uc	(unidentified)	1	15	92	0	2	0	2	112
Total		904	1,302	360	248	1,897	515	1,590	6,816

(source: WBSEDCL (2017), JICA Study Team)

3) 事業によって転用される森林地帯における現存炭素蓄積量の概算

各立木における炭素蓄積量の計算は、下式によって二酸化炭素等量として求めた。

$$\text{Carbon stock (ton-CO}_2\text{)} = \text{SV} \times \text{WD} \times (1 + [\text{R/S}]) \times \text{BEF} \times \text{CF} \times (44/12)$$

ここで、

- SV: 材積 (m³)
- WD: 材積密度 (kg m⁻³)
- R/S: 地上部・地下部比
- BEF: 拡大係数
- CF: 炭素含有量 (0.50, IPCC GPG に基づく)
- 44/12: 二酸化炭素への換算係数

求材積に用いた相対生長式は、成書 "Report on Forest Resources of Purulia District of West Bengal" (1985) に従い、各樹種の材積密度は Global Wood Density Database (2009, <https://datadryad.org/handle/10255/dryad.235>) を参照した。また、各樹種個別の地上部・地下部比ならびに拡大係数に関する既存データは確認できなかったため、ここでは熱帯林において一般的な数値を代入することとし、前者には 0.25 および 0.50 の 2 つのパターンを、後者には 1.20、1.50、1.70 の 3 つのパターンをそれぞれ設定した。これらを組み合わせた 6 つの条件下による計算により、当該森林地域における炭素蓄積量は 2,695 ~ 4,582 ton-CO₂ と評価された (Table 11.6.2-11)

Table 11.6.2-11 Approximated Carbon Stock in Each Patch

(unit: ton-CO₂)

Calc. Condition*	Patch-1	Patch-2	Patch-3	Patch-4	Patch-5	Patch-6	Patch-7	Total
Condition (1)	345	525	110	109	771	153	683	2,695
Condition (2)	414	629	132	131	925	183	820	3,234
Condition (3)	431	656	137	136	963	191	854	3,369
Condition (4)	517	787	165	163	1,156	229	1,025	4,043
Condition (5)	488	743	156	154	1,092	217	968	3,818
Condition (6)	586	892	187	185	1,310	260	1,162	4,582

* Calculation conditions are as follows.
 Condition (1): R/S=0.25, BEF=1.20 (minimum) Condition (4): R/S=0.50, BEF=1.50
 Condition (2): R/S=0.50, BEF=1.20 Condition (5): R/S=0.25, BEF=1.70
 Condition (3): R/S=0.25, BEF=1.50 Condition (6): R/S=0.25, BEF=1.70 (maximum)

(source: JICA Study Team)

11.6.3 社会環境

(1) 用地取得

DPR 及び EIA 作成段階に行われた技術・財務・環境・社会面からの代替案比較検討 (11.4 参照) の結果、用地取得・接収は最小限に抑えられ、揚水発電所及び関連施設に 292 ha (林地 234 ha、非林地 58 ha) 送電線 ROW・鉄塔基部 (巨長 1.7 km、幅 46 m¹⁹) に 7.82 ha の用地取

¹⁹ ROW 最大幅は鉄塔デザインやスパン、風速、安全性等によって計算される。MOEF Guideline No. F.NO. 7-25 /

得・接収が、それぞれ最終事業計画に反映された。これらの土地利用に伴う非自発的移転は発生しない。

本事業の、揚水発電所建設にかかる林地 234 ha（詳細は 11.12 参照）の用途変更についての森林許可は、2018 年 4 月に MoEFCC から取得されている。非林地 58 ha のうち、34 ha の政府用地は灌漑水路局から WBSEDCL に移管される。残る非林地 24 ha は、WBSEDCL 所有地（Purulia 揚水発電所の土取場跡地）が私有地であり、すべてコア材採取地点として計画されているが、実際に利用されるかどうか、その必要性については、林地で採取されるコア材の質・量に拠るため、詳細技術調査を待つ必要がある。WBSEDCL 所有地のうち、Kudna 村の 4.98 ha では、非正規の農耕活動が確認されていることから、同土地が使用される場合は生計手段及び収入の喪失が発生する。一方、私有地は所有者の意思が尊重され、業者との自由契約となるため、非自発的・強制的な土地使用は想定されない（詳細は 11.14 参照）。

送電線 ROW のための林地 7.82 ha の森林許可は、建設工事期間中に取得される予定である。

(2) 貧困層

事業影響地域の地元コミュニティ住民の多くは貧困線下にある。貧困状態にある住民の権利と機会はインド国内法によって保障され、インド中央政府と西ベンガル州政府が提供する様々な社会福祉プログラムによって支援され、補助金を受けている。

WBSEDCL は、DPR 技術調査及び EIA において、事業影響地域の現地事情や生活水準を丹念に調査し、貧困層を含む地元住民への負の影響が最小限に抑えられるよう代替案を検討した。しかしながら、非林地の WBSEDCL 所有地が利用される場合、非正規に農耕活動を行う地元世帯の生計手段と収入が喪失する。これらの被影響者はそのほとんどが貧困線下にある。

Purulia 揚水発電所事業では、建設期間中に加えて操業開始後も多くの正の影響（就労機会や地元ビジネス機会の創出など）が地元の生計活動にもたらされた。また、WBSEDCL の CSR 活動を通して地元インフラ（道路、教育施設、保健医療施設など）が現在に至るまで整備されている。Purulia 揚水発電所事業に見られるこうしたグッドプラクティスを踏まえ、WBSEDCL は、被影響住民を対象とする生計向上活動や、事業の一部として計画されている地域開発活動に留まらず、本事業の建設工事期間中・操業期間に Purulia と同様の CSR 活動を行って地元へ貢献する考えである。

(3) 少数民族・先住民族

事業影響地域には、一般カーストと並んで指定カースト、指定部族が居住している。2011 年の国勢調査結果²⁰によると、事業施設設備（恒久・仮設）が整備される 8 村落では、全人口 12,763 人中 3,532 人（27.7%）が指定部族である。事業サイトの指定部族の多くは Santhal と呼ばれる部族で、一部に Bhumij も居住している²¹。彼らは、指定部族として西ベンガル州法によって

2012 - FC dt 05/05/2014 により、標準条件の 400 kV 送電線 2 回線の ROW は 46m とされている。

²⁰ プルリア県全体で見ると、人口 255 万 7 千人のうち 53 万 2 千人（18.5%）が、Baghmundi Block では総人口 13 万 6 千人のうち 25.1% に当たる 3 万 4 千人が、それぞれ ST 人口で占められる。

²¹ Constitution (Scheduled Tribes) Order 1950 によって、西ベンガル州の ST が特定・分類されている（Part XVI (West Bengal)参照）。2011 年国勢調査によると、多くの Santhal 人口が複数の州で確認されている（西ベンガル州 250 万人、Jharkhand 州 275 万人、Odisha 州 89 万人、Bihar 州 40 万人、Tripura 州 2,900 人）。Bhumij 人口も西ベンガル州、Jharkhand 州、Odisha 州でそれぞれ 38 万人、21 万人、28 万人確認されている。

特定されているが²²、世界銀行セーフガードポリシーの OP4.10 (先住民族) に照らし、その適用を受けるものではないと判断される。その事由としては、1) 事業対象地域の 8 村落に居住する他の住民と比較して、先住者としての異なる際立った特徴は確認されていない。2) 現地での社会調査やステークホルダー協議において、地元や地域への集団的帰属 (collective attachment) の実態は観察・確認されなかった。3) 周辺住民と切り離された慣習上の文化的、経済的、社会的、政治的制度は確認されていない。彼らが居住する村落は、地元の道路網で他村落やブロック首都とつながり、遠隔地ではあるが物理的なアクセスが確保されている。また、選挙や地元での会合などがある際には、BDO や Gram Panchayat から連絡がなされ、電話等の手段がない村であっても地元ボランティアらを通して伝達される仕組みとなっている。さらに、彼らは他住民と同様に地元市場で物品を購入し、日常の衣服も他住民と同様の装いをし、近隣で生活している。指定部族はインド社会において参加する権利が西ベンガル州法によって公に確保されている²³。4) 保護：貧困線下にある指定部族は、社会的脆弱な人々を対象とするインド中央政府及び西ベンガル州の社会福祉プログラムの対象とされ、補助金を受けている。5) 言語・文化：非識字者を除き、Santhal は Santhali (*Olochiki*) 語と西ベンガル州の公用語であるベンガル語をそれぞれ第一・第二言語として使用し、Bhumij はベンガル語を第一言語としている。

丘陵地帯に居住する ST は、自家消費²⁴と収入創出のために薪炭材などの特用林産物 (NTFP) を収集していることから、WBSEDCL はこれら活動や運搬径路への影響がないように事業デザインとレイアウトを検討している。森林許可申請に先駆け、WBSEDCL は、the Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act に基づき、BDO と Ajodhya Gram Panchayat Office、Baghmundi Gram Panchayat Office の Panchayat らを通し、事業下で取得される林地内において何らかの権利を有する指定部族その他の住民の有無の確認を行った。具体的には、居住や伝統的資源を独占的に利用する権利を持つ個人はいないことが確認され、コミュニティから no objection letter が取り付けられた。特用林産物に関する権利については、事業サイトとして使用される当該林地内への立ち入りは制限されるものの、事業サイト周囲の林地で引き続き特用林産物の採取が可能であるため、負の影響は発生する場合でも最小限に留まると考えられる。林地内には、薪炭材を Baghmundi にある地元市場に運ぶために日常的に使われている歩道 (footpath) があるが、Santhal を含む地元住民らの運搬活動への影響を回避する形で事業サイトが選定されている。

一方、非林地の WBSDCL 所有地が利用される可能性が残され、その場合、これに伴う生計手段及び収入の喪失が発生する。被影響者の中には Santhal も含まれる (詳細は 11.14 参照)。

²² West Bengal Scheduled Castes and Scheduled Tribes (Identification) Act, 1994 によると、部族または部族コミュニティ、あるいはこれらの部族・部族コミュニティ内のグループに属する人々、関連する地域の住民は、何人たりとも証明書によって指定部族としてのアイデンティティが特定される。

²³ West Bengal Scheduled Castes and Scheduled Tribes (Reservation of Vacancies in Services and Posts) Act, 1976 によって、サービスやポジションに就ける権利が指定部族と指定カーストに与えられている。

²⁴ ST を含む事業地のほぼすべての人口が薪を料理用のエネルギー源に利用している。LPG や電力は料理にはほとんど利用されていない。

(4) 雇用や生計手段等の地域経済

非林地の WBSEDCL 所有地が利用される場合、生計手段と収入の喪失が発生する。残りの地元コミュニティにおいては、経済活動への負の影響は最小限に抑えられ、建設工事期間中の就労機会やビジネス機会などの正の影響が期待されている。Purulia 揚水発電所事業の例では、建設工事期間中に 2,000 人規模の直接的な就労機会と、直接・間接的なビジネス機会が得られ、運開後は貯水池が地元のピクニック旅行客の間で人気のある観光スポットとなり、観光やレクリエーション活動も強化された。同様の正の影響が本事業下でも期待されている。

(5) 土地利用や地域資源利用

およそ 240ha の林地が揚水発電所と送電線 ROW・鉄塔基部整備のために必要となる。これに加え、林地内に設けられるコア材採取場で得られる土壌の質・量が要求レベルに達しない場合、コア材を採取するために一時的に非林地（私有地・WBSEDCL 所有地）が利用される可能性がある。

(6) 水利用

既存の灌漑貯水池から、灌漑用水と飲料用水が摂取されている。同貯水池は拡張されて下池となる計画である。下池周辺の村落に居住する住民は時々灌漑貯水池で魚釣りをし、自家消費と売買に充てている。採れる魚の量や魚の売買によって得られる収入は、毎日・季節によって上下するため、世帯にとっての安定した収入ではなく、他収入源を主な生業としている。下池に隣接して計画されているコッファードムは、灌漑用水と飲料用水を工事期間中も確保するための方策の一つであり、魚釣りにも配慮したものである。しかしながら、実際の影響は計画段階では不確かであり、建設期間中のモニタリングが必要である。

(7) 既存の社会インフラや社会サービス

事業地域における交通量の増加によって、交通事故が増加する可能性がある。一方、建設工事期間中のインフラ開発などの正の影響も予見される。WBSEDCL は Purulia 揚水発電所建設後も CSR 活動を継続しており、道路整備や学校、保健医療施設の建設を行っている。操業期間中も年間を通して、社会サービスや地元市場へのより良好なアクセスによって地域経済は強化されることが期待される。

(8) 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織

特に負の影響は予見されない。

(9) 被害と便益の偏在

特に負の影響は予見されない。WBSEDCL は事業の一部として実施する地元地域開発計画を作成し、その実施によって事業影響地域全体が便益を受けることが予測される。Block Development Office での苦情処理メカニズムは確立され、問題なく地元住民がアクセスすることが可能である。

(10) 地域内の利害対立

既存 EIA によると、直接的な就労（技術者 200 人、建設労働者 800 人、計 1,000 人）とその

家族、関係者など合わせて 4,000 人規模で外部者が流入することが予測されている。建設業者はこれらの外部労働者にガイダンスを行い、地元での適応について指導を行う。

(11) 文化遺産

下池ダム付近に、Ram Mandir と呼ばれるヒンドゥー教の祠があり、ダム軸上あるいは極近傍に位置していることから、貯水池の建設に際し、ダム建設期間中の安全確保及び事故防止の観点から、一定距離を確保するために一時的に移設することが不可避と考えられる。WBSEDCL は、ダム建設後は、コンクリートで整備する地点（現地点より高い位置）に恒常的に移設し、アプローチ階段を設けるなど、地元住民の参拝環境の改善を検討している。なお、付近に住む Gosaidi 村の地元住民と同祠の僧侶にインタビューを行ったところ、移設に当たっての宗教的な問題はないとのことであった。

同祠の近くに Vaishno Devi と呼ばれる礼拝所も存在するが、下池建設による影響がないことを確認した。

(12) 景観

特に負の影響は予見されない。事業施設のほとんどは地下に建設され、架空送電線は林地の尾根に沿って整備される。

(13) ジェンダー

特に負の影響は予見されない。Purulia 揚水建設事業のケースでは、その大半は非熟練労働であったが、女性に対しても就労機会が提供された。BDO 事務所による強い支援と指導によって、Baghmundi ブロックの女性らは自助グループ（self-help group）を組織し、手工芸品の作成や雑貨店の経営、小規模貸付の利用などを行っている。こうした組織活動メカニズムは事業の正の影響を強化するのにも利用可能である。

(14) 子どもの権利

Child Labour (Prohibition and Regulation) Amendment Act, 2016 によると、18 未満の子どもは発電産業の建設現場など危険な業務への従事や、爆発物取り扱い等が禁止されており、本事業も同法に沿って 18 歳未満の子どもの従事を禁止する。WBSEDCL は法に準拠し、子どもの従事を決して認めないことを表明している。

(15) 感染症

世帯インタビューによると、地元コミュニティでは風邪や咳、マラリア、結核、下痢などが多く確認された。予防対策が講じられない場合、建設労働者の流入等によって感染症が拡大する可能性がある。Purulia 揚水発電所事業ではマラリアの発生が確認され、蚊帳や治療薬が地元住民に提供された。

(16) 労働環境

サイト準備と建設工事期間中には、粉塵や騒音、振動が発生することが予見されているが、その影響は限定的である。労働者宿舎の設備劣化等は予見されない。予防対策が講じられない場合、建設現場で事故が発生する可能性がある。

11.6.4 その他

(1) 事故

建設期間中の交通量の増加によって交通事故が増える可能性があり、特に通学時間帯の監視が求められる。また、適切な管理がなされない場合は、建設労働者らのたばこの不始末等によって森林火災が発生する可能性がある。操業期間中は、立ち入り制限等の措置が適切に講じられない場合、貯水池その他関連施設における事故が発生する可能性がある。事故は適切な予防ガイドラインによって未然に防ぎ、その対策を強化することが求められる。

(2) 越境の影響、及び気候変動

Turga 揚水発電所による CO₂ 排出量を JICA 殿指定計算方法にて算出した(詳細は Annex 11-2 参照)。その計算によれば、本揚水による排出量は、年間 556,312 t-CO₂ の排出量増加となる。

11.7 影響評価

上記環境社会影響調査結果及び緩和策に基づき、揚水発電所及び関連施設の建設と送電線の整備による影響評価とその理由を、下 2 表にそれぞれ分けて示す。スコーピング時の影響評価結果も合わせて記載している。

Table 11.7-1 Results of Environmental and Social Impact Assessment for the Turga SPP and Related Facilities

Item	Impact		Assessment based				Results
			Scoping		Survey result		
			Pre- / constructi on Phase	Operation phase	Pre- / constructi on Phase	Operation phase	
Pollution Control	1	Air Quality	B-	D	B-	D	Construction phase: Dust will be generated in the land preparation and other construction work, but the impact will remain temporary. Generation of air pollutants (SOx, NOx, etc.) could be expected from the operation of heavy machinery and trucks, but the impact will stay within the surrounding area. Operation phase: SOx, NOx, PM/dust will not be generated by the operation of the power plant.
	2	Water Quality	B-	C-	B-	D	Construction phase: Water turbidity will be caused by the excavation work, but the impact will be temporary. There might be impacts caused by the concrete wastewater and oil-containing wastewater if not controlled. Operation phase: Possibility of water turbidity through the adverse impact on aquatic life caused by elevation difference of two dam sites will be predicted.
	3	Soil Quality	B-	D	B-	D	Construction phase: Soil pollution will possibly be caused by leakage of lubricants and fuel oil from construction vehicles and machinery. Operation phase: There is no specific negative impact anticipated as no case of soil pollution has been confirmed in the operation of the existing power plant facilities in Turga PSP and with the limited number of personnel at work there.
	4	Sediment	B-	C-	B-	D	Construction phase: Sediment pollution would possibly be caused if construction wastewater flows into the lower dam. Operation phase: Adverse impacts on aquatic life could not be caused by elevation difference of two dam sites.
	5	Noise and Vibration	B-	D	B-	D	Construction phase: Noise and vibration could be caused by the operation of heavy machinery and trucks, and use of dynamite. But it will be limited to the surrounding area. Operation phase: Noise and vibration will not be experienced on the surface as the power plant will be constructed underground.

Item	Impact		Assessment based				Results
			Scoping		Survey result		
			Pre- / constructi on Phase	Operation phase	Pre- / constructi on Phase	Operation phase	
	6	Odor	C-	D	B-	D	Construction phase: Bad odors from rotten waste may occur in the case that domestic waste from the workers' camp is not appropriately treated, but this would be very local. Operation phase: There is no occurrence of odor from domestic waste anticipated as the number of personnel at work in the power plant facilities is limited.
	7	Waste	B-	B-	B-	B-	Construction phase: General (domestic), industrial and hazardous wastes would be generated during the construction work. Operation phase: General (domestic) waste, Industrial and hazardous wastes would not be generated.
	8	Subsidence	D	D	D	D	The impact is unknown at this moment. It will be identified in due course during the geological survey.
Natural Environment	9	Protected areas	D	D	D	D	There is no specific negative impact expected.
	10	Ecosystem	A-	C+	B-	D	Construction phase: Forest land which accumulates approximately 2,695 - 4,582 ton-CO ₂ will be diverted. Deforestation accompanying construction works will likely affect mammals of Cercopithecidae and Felidae, and birds of Picidae and Strigidae inhabiting in the forest area. Furthermore, there is a possibility that migration paths of local elephants will be changed by sound and vibration in the construction phase. But impact on elephants' ecosystem may be not serious because the migrations are found seasonally and there is a myriad of bypass in the hill area. Besides, there is no endemic species in the project area, so that wildlife may move to nearby forests and water bodies with similar ecosystems in conjunction with noise, vibration, worker and vehicle traffics in the construction phase. Operation phase: There is no specific negative impact expected
	11	Hydrosphere	C-	C-	D	D	There is no specific negative impact expected.
	12	Topography and Geology	B-	C-	B-	D	The impact is unknown at this moment. It will be identified in due course during the geological survey.
Social Environment	13	Land acquisition	C-	D	A-	N/A	There will be no permanent land acquisition or resettlement under the project. An official letter for the stage-I forest clearance of 234 ha of forest land diversion was issued by the MoEFCC in April 2018. Construction phase: 34 ha of non-forest land (irrigation reservoir) will be transferred from the I&W Dept. Another 24 ha non-forest land may possibly be used as borrow area. Although possibility of loss of livelihood means may also occur due to the land utilization at the WBSEDCL owned land in Kudna, no involuntary resettlement is anticipated by any of the above land use under the project. Operation phase: There is no specific negative impact anticipated.
	14	Disturbance to Poor People	C-/+	B-/+	B-/+	D	Construction phase: Most of the affected people and local communities in the project impacted area are below poverty line. The project design carefully examined by WBSDCL will cause the least adverse impact on the residents including the poor. Following the good practices in PPSP, WBSEDCL will do local contributions by CSR activities, alongside the local area development activities planned under the project. Operation phase: There is no specific negative impact anticipated as WBSEDCL will conduct CSR activities and look after the affected people.
	15	Disturbance to Ethnic Minority Groups and Indigenous People	C	C	B-/+	D	Construction phase: There are STs residing in the project impacted area, majority of whom are Santhal and some are Bhumij. World Bank's Safeguard Policy (OP4.10) for indigenous peoples is not applied to them since 1) they do not show distinct indigenous cultural features different from the rest of the residents, 2) their collective attachment were not confirmed to geographically distinct habitats or ancestral territories in the project area and to the natural resources there, 3) they do not have customary cultural, economical, social, or political institutions separate from the rest local community, 4) the STs below poverty line are covered under social welfare program by the central and state governments, and 5) they speak

Item	Impact	Assessment based				Results
		Scoping		Survey result		
		Pre- / constructi on Phase	Operation phase	Pre- / constructi on Phase	Operation phase	
						<p>Bengali in addition to their own language (Santhali or <i>Olchiki</i>) except the illiterate. Their forest rights were officially reviewed and no-objection letter has been collected. However, there still left a possibility of loss of livelihood means at non-forest government land among whom are Santhal.</p> <p>Following the good practices in PPSP, WBSEDCL will do local contributions during construction works, which will bring benefits to all local people including STs.</p> <p>Operation phase: There is no specific negative impact anticipated as WBSEDCL will conduct CSR activities and look after the affected people</p>
16	Deterioration of Local Economy such as Losses of Employment and Livelihood Means	B-/+	B-/+	B-/+	B+	<p>Construction phase: Possibility of loss of livelihood means at non-forest WBSEDCL land. Whereas for the rest local communities, there will be least adverse impact anticipated to the local economy. Instead, positive impact is anticipated such as job opportunities and business opportunities directly and indirectly during the construction period.</p> <p>Operation phase: In case of PPSP, tourism and recreation were enhanced as reservoirs are popular among local picnickers after the commencement of operation. The same (or similar) positive impact is anticipated during operation phase. Local economy will keep enhanced as better access to social services and local market throughout a year.</p>
17	Land Use and Utilization of Local Resources	B-	B-/+	B-	D	<p>Construction phase: 234 ha of forest land will be altered. There may be non-forest land use for 24 ha to collect clay core materials, if the quantity and quality of soil collected in the forest land does not reach the expected level. Out of 24 ha, 14.761 ha of private lands may be leased for certain period during construction period, and so are 9.55 ha of WBSEDCL's former PPSP's borrow areas.</p> <p>Operation phase: There is no specific negative impact expected</p>
18	Disturbance to Water Usage, Water Rights, etc.	B-	C	C/D	D	<p>Construction phase: Irrigation water and drinking water currently taken at the existing irrigation reservoir will be kept available by constructing a coffer dam next to the lower reservoir. People residing nearby do fishing from time to time occasionally for self-consumption and commercial purpose. Cofferdam will make it possible to continue fishing activities during the construction period, while the actual impact is unknown yet and monitoring is required during the construction period.</p> <p>Operation phase: There is no specific negative impact expected</p>
19	Disturbance to the Existing Social Infrastructure and Services	B-	B+	B-/+	B+	<p>Construction phase: Possible increase in traffic accidents by increased traffic load in the Project area vicinity roads. On the other hand, positive impact is anticipated such as infrastructure development during the construction period. WBSEDCL has been working on their CSR activities even after the construction of PPSP, in which they developed road, school and health facilities.</p> <p>Operation phase: There will be least adverse impact anticipated. In case of PPSP, tourism and recreation were enhanced as reservoirs are popular among local picnickers after the commencement of operation. The same (or similar) positive impact is anticipated during operation phase. Local economy will keep enhanced as better access to social services and local market throughout a year.</p>
20	Social Institutions such as Social Infrastructure and Local Decision-making Institutions	D	D	N/A	N/A	<p>There will be least adverse impact anticipated.</p>
21	Misdistribution of Benefits and Losses	B-	B-	D	D	<p>There will be least adverse impact anticipated. WBSEDCL has elaborated the local area development plan, with which the entire project impacted area and surrounding area will be benefited. There is an established mechanism of grievance at the</p>

Item	Impact	Assessment based				Results	
		Scoping		Survey result			
		Pre- / constructi on Phase	Operation phase	Pre- / constructi on Phase	Operation phase		
						Block Development Office, which is accessible to local people without difficulty.	
22	Local Conflicts of Interest	B-	B-	B-/+	D	Construction phase: According to the EIA, influx of outside people will reach 4,000 in total (1,000 project relevant people (200 technical people and 800 construction workers) and their family members, and subordinate people). Contractors will conduct guidance for the outside workers to get adopted in the local context. Operation phase: There is no specific negative impact expected	
23	Cultural Heritage	B-	C	B-	D	Construction phase: There is a small Hindu temple on the left bank ridge of the planned lower reservoir. Since it is located on the dam axis, the dam construction work will likely affect the temple and people who visit it. It is better to shift it away during construction period and rebuild it at higher elevation. According to the interview with the local people residing nearby (Gosaidi village) and the priest who serves at the temple, there is no problem from religious perspective if the temple is relocated. Operation phase: There is no specific negative impact expected	
24	Landscape	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated as most of the project facilities will be constructed underground.	
25	Gender	C	C	B+	D	There will be least adverse impact anticipated. In PPSP's case, there were job opportunities given to women as well, most of which were unskilled ones. Facilitated and supported by BDO, women in Baghmundi Block are presently active in self-help group activities in which they work on handicrafts, grocery shops, credit schemes, etc. Such group mechanism can be made use of for enhancing positive impacts by the project.	
26	Children's Rights	C	C	D	D	Construction phase: WBSEDCL will strictly abide the Indian law on child labor. Operation phase: No particular negative impact is predicted.	
27	Infectious Diseases	B-	D	B-	D	Construction phase: An inflow of construction workers may cause / increase diseases if any prevention measures are not undertaken. Operation phase: No particular negative impact is predicted.	
28	Work Environment (Including Work Safety)	B-	B-	B-	B-	Construction phase: During the site preparation and construction works, dust, noise, vibration will occur although limited scale. Environment of workers' camp or accommodation facilities shall be properly managed with proper hygiene guidelines and its enforcement. Operation phase: Workers may get involved in accidents while at work.	
Other	29	Accidents	B-	B-	B-	B-	Construction phase: Increase of traffic volume may cause traffic accidents if there are no appropriate controlling measures are taken especially during the schooling time. Forest fire can occur if any management measures are taken for controlling the causes of fire, such as disposal of Tabaco by construction workers', etc. Accidents shall be prevented with proper prevention guidelines and its enforcement. Operation phase: Accidents at reservoirs and other related facility area may occur if appropriate measures such as entry restriction are not taken.
	30	Cross-boundary Impact and Climate Change	B-	C+	B-	D	The impact is calculated by the methodology directed by JICA. Since the water in the reservoirs circulates continuously between the upper dam and the lower dam, remarkable gas generation under anaerobic conditions such as methane (CH ₄) is not foreseen.

(source: JICA Study Team)

(note

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (Further examination is needed, and the impact may be clarified as the study progresses.)

D: No impact is expected.)

Table 11.7-2 Results of Environmental and Social Impact Assessment for Transmission Lines and Related Facilities

Item	Impact		Assesment based				Results
			Scoping		Survey result		
			Pre- / construction Phase	Operation phase	Pre- / construction Phase	Operation phase	
Pollution Control	1	Air Quality	B-	D	B-	D	Construction phase: Production of dust is expected by land preparation and other construction work, but the impact will be temporary. Generation of air pollutants (SOx, NOx, etc.) is predicted from the operation of heavy machinery and trucks, but the impact will be limited to only the surrounding area. Operation phase: air pollutants (SOx, NOx, etc.) will not be generated by the operation of the transmission lines.
	2	Water Quality	B-	D	B-	D	Construction phase: Soil runoff may occur from the exposed soil to the embankments and cut slopes, which may cause water turbidity. The impact will however be temporary. The impact of domestic wastewater and oil-containing wastewater is also expected. Operation phase: No specific impact on water quality is expected.
	3	Noise & Vibration	B-	D	B-	D	Construction phase: Noise caused by heavy machinery and trucks is predicted. Noise and vibration during the incubation period and breeding season may affect the breeding of birds. Operation phase: No specific noise and vibration is expected.
Natural Environment	4	Protected area	D	D	D	D	Construction phase: There is no specific negative impact expected Operation phase: There is no adverse impacts to any protected areas.
	5	Ecosystem	C-	B-	B-	D	Construction phase: Deforestation accompanying construction works will likely affect mammals of Cercopithecidae and Felidae, and birds of Picidae and Strigidae inhabiting in the forest area. Beside, there is a possibility that migration paths of local elephants will be changed by sound and vibration in the construction phase. But impact on elephants' ecosystem may be not serious because the migrations are found seasonally and there is a myriad of bypass in the hill area. Operation phase: There will be least adverse impact anticipated to the migration of birds because the height of the steel tower to be constructed will be about 80 m.
	6	Topography & Geology	C-	C-	B-	D	Construction phase: Excavation works while construction of access roads, transmission tower site is risky activities with regard to raising erosion risk. Operation phase: No specific impact on topography and geology is expected.
Social Environment	7	Land acquisition	C	D	B-	N/A	There will be no permanent land acquisition or resettlement under the project. Construction phase: 7.82 ha forest clearance (1.7 km-long and 46 m-wide) will be obtained from the Forest Department of West Bengal State / Eastern Region MoEFCC for the ROW of the transmission lines and towers. WBSETCL will apply the forest clearance based on their technical survey results. Operation phase: No specific impact is anticipated.
	8	Disturbance to Poor People	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.
	9	Disturbance to Ethnic Minority Groups and Indigenous People	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.
	10	Deterioration of Local Economy such as Losses of Employment and Livelihood Means	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.
	11	Land Use and Utilization of Local Resources	B-	D	B-	N/A	Construction phase: 7.82 ha of forest land will be altered. Operation phase: There is no specific negative impact expected
	12	Disturbance to Water Usage, Water Rights, etc.	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.

Item	Impact	Assesment based				Results	
		Scoping		Survey result			
		Pre-/ constructio n Phase	Operation phase	Pre-/ constructio n Phase	Operation phase		
13	Disturbance to the Existing Social Infrastructure and Services	B-	D	B-/+	D	Construction phase: Possible increase in traffic accidents by increased traffic load in the Project area vicinity roads. On the other hand, positive impact is anticipated such as infrastructure development during the construction period. Operation phase: There will be least adverse impact anticipated.	
14	Social Institutions such as Social Infrastructure and Local Decision-making Institutions	D	D	N/A	N/A	There will be least adverse impact anticipated.	
15	Misdistribution of Benefits and Losses	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.	
16	Local Conflicts of Interest	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.	
17	Cultural Heritage	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated.	
18	Landscape	C	C	D	D	There will be least adverse impact anticipated as the overhead transmission lines will be extended in the forest land.	
19	Gender	C	C	B+	D	There will be least adverse impact anticipated. In PPSP's case, there were job opportunities given to women as well, most of which were unskilled ones. Facilitated and supported by BDO, women in Baghmundi Block are presently active in self-help group activities in which they work on handicrafts, grocery shops, credit schemes, etc. Such group mechanism can be made use of for enhancing positive impacts by the project.	
20	Children's Rights	C	C	D	D	Construction phase: WBSETCL will strictly abide the Indian law on child labor. Operation phase: No particular negative impact is predicted.	
21	Infectious Diseases	B-	D	B-	D	Construction phase: An inflow of construction workers may cause / increase diseases if any prevention measures are not undertaken. Operation phase: No particular negative impact is predicted.	
22	Work Environment (Including Work Safety)	B-	B-	B-	B-	Construction phase: During the site preparation and construction works, dust, noise, vibration will occur although limited scale. Environment of workers' camp or accommodation facilities shall be properly managed with proper hygiene guidelines and its enforcement. Operation phase: Workers may get involved in accidents while at work.	
Other	23	Accidents	B-	B-	B-	B-	Construction phase: Increase of traffic volume may cause traffic accidents if there are no appropriate controlling measures are taken especially during the schooling time. Forest fire can occur if any management measures are taken for controlling the causes of fire, such as disposal of Tabaco by construction workers', etc. Accidents shall be prevented with proper prevention guidelines and its enforcement. Operation phase: Accidents at reservoirs and other related facility area may occur if appropriate measures such as entry restriction are not taken.
	24	Cross-boundary Impact and Climate Change	C-	D	B-	D	Construction phase: CO ₂ will be produced from the construction work although the emission is anticipated to be limited and negligible. No impact on climate change is anticipated. Operation phase: Transmission line will not cross the boundary. No CO ₂ will be produced by the operation of transmission lines.

(source: JICA Study Team)

(note:

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (Further examination is needed, and the impact may be clarified as the study progresses.)

D: No impact is expected.)

11.8 緩和策

主な環境社会影響、かかる影響への緩和策、責任機関と、建設工事期間中・操業期間中の各々の環境項目の緩和策の実施にかかる諸費用を、揚水発電所及び関連施設の建設と送電線の整備に分けて Table 11.8-1 および Table 11.8-2 に示す。これらは、環境許可申請のために MoEFCC に 2016 年に提出された既存 EIA の一部である EMP とは異なる内容となっている。

Table 11.8-1 Mitigation Measures for Turga PSP and Related Facilities

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
Pre- / Construction Stage						
1	Air Quality	1) Production of dust is expected by land preparation and other construction work 2) Generation of dust is expected by land preparation and transportation of excavated soil by dump truck 3) Generation of air pollutions (SOx and NOx, etc.) is expected from the operation of heavy machinery and trucks.	1) Access roads will be developed which avoid local people's moving route. 2) Watering the access roads and construction site for dust suppression, especially in the dry season, and using cover sheets on trucks for the transportation of soil, and wind barriers will be applied to reduce dust generation. 3) Speed limits will be applied for vehicles. For mitigation of pollutant emissions, periodic maintenance and management of all the construction machinery and vehicles will be conducted to reduce exhaust gas discharged from construction machinery and vehicles.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
2	Water Quality	1) Water turbidity anticipated by excavation work 2) Discharged water from concrete plan 3) Domestic wastewater and oil-containing	1) - Oil and chemical materials will be collected into collecting sink storage to prevent permeation into the ground. - A package domestic waste water treatment plant and mobile water-closets with composite septic tank will be constructed in the worker's camp and construction area. - Every discharge water will be discharged after purification to comply with environmental standard. 2) Domestic wastewater treatment facility for workers, such as a septic tank and an oil separator for oily run-off water, will be installed in the worker's camp and construction area. 3) Water contaminant or suspended materials caused by construction works will be purified by construction of settling pond (primary treatment). 4) Miscellaneous household waste water drained from worker camps will be purified by about 90% by setting of septic tank and other equipment (secondary treatment).	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
3	Soil Quality	Leakages of oil and chemical materials at the construction site.	1) Maintenance of vehicles/machinery will be regularly conducted. 2) Oil and chemical materials will be stored in an appropriate storage site to prevent any permeation into the ground.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
4	Sediment	1) Uncontrolled disposal of wastes 2) Transported organic materials due to water circulation between upper and lower reservoirs	1) Oil and chemical materials will be stored in an appropriate storage site to prevent any permeation into the ground. Solid and liquid wastes will be disposed in compliance with related regulations. No waste or packaging will be left on site. 2) Water quality monitoring and setting optimal volume/rate of water circulation	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
5	Noise and Vibration	1) Heavy machinery and trucks 2) Personnel transportation vehicles 3) Blasting and drilling activities	1) Maintain heavy equipment and construction equipment with muffler and carry out regular maintenance and inspection. 2) Construction vehicles are equipped with muffler mufflers recommended by manufacturers. 3) Refrain from unnecessary warming-up of construction equipment or vehicles. 4) - Establish a sign board describing measures to mitigate noise and make public notices to the surrounding residents. - Blasting work is to be carried out during the day time and work hours are to be informed to the residents.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
6	Odor	1) Domestic solid waste 2) Domestic waste water	1) Workers will be instructed to classify and collect garbage 2) Illegal waste disposal shall be prohibited. 3) Garbage will be disposed on a periodic basis to ensure that odor by putrefaction is not produced. 4) Domestic waste will be collected daily and separated systematically at source; different types of waste will be stored and disposed of separately. 5) A package domestic waste water treatment plant will be constructed.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
7	Waste	1) Domestic waste 2) Industrial and hazardous waste	1) Segregating waste at collection, recycling and reusing waste will be promoted 2) Non-recyclable waste will be disposed at appropriate sites Different types of waste (e.g. hazardous waste, domestic waste) will be collected and disposed of separately. 3) To reduce the amount of solid waste discharged from workers during the construction work, efforts will be taken to employ local workers wherever possible, so that the amount of household waste at the plant will be minimized	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
8	Ecosystem	1) Seasonal migration of Asian Elephants (<i>Elephas maximus</i>) in and around the project site in harvesting period 2) Disturbance of fauna/avi-fauna due to deforestation 3) Progress of forest decline accompanying deforestation	1) Sharing and fully understanding of exclusion method/procedure and strengthening communication system among DFO, residents and constructor according to routine or established practice. In addition, stakeholder committee consisting of DFO, BDO, local residents, contractor, police and WBSEDCL will be organized to apply necessary measures for the elephants' migration. The committee will consult with academic experts to obtain advices as necessary. 2) At the present stage it doesn't reveal the extent of impacts. Accordingly, biological monitoring should be taken at least for typical mammals and birds in and around the site. 3) New-created forest edge by construction works tends to	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			dry out. Accordingly, local trees or shrub with lianas are to be considered as appropriate to plant along the forest edge as mantle or fringe vegetation in order not to degrade forest ecosystem.			
9	Topography and geology	Excavation works while construction of access roads, transporting / storing of excavation and topsoil, blasting activities at material borrow site or any other area are risky activities with regard to raising erosion risk.	- Netting, and rock bolting will be employed, where necessary to provide stability of the cut slopes. - Topsoil will be stripped and stored and will be watered and vegetated when necessary and roads will be constructed ensuring soils not to slip down from the slopes.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
10	Land acquisition and Resettlement	1) Diversion of forest land*	1)-1 The project area shall be fully and effectively demarcated and fenced.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			1)-2 Alternative plantation works will be conducted based on the compensatory afforestation list as attached to the forest clearance application.	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	WBSEDCL (Cost will be estimated by Forest Department at stage-II of forest clearance.)
		2) Possibility of temporary use of non-forest private land	2)-1 Lease contract will be concluded with land owners.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			2)-2 Local area development plan will be implemented as described in SIA for the benefit of entire project area.	Block Development Office	WBSEDCL	by WBSEDCL (Cost not be disclosed per internal corporate information)
		3) Possibility of loss of livelihood means at non-forest WBSEDCL land (project affected people)	3)-1 Crop compensation with top-up payment	Contractor	WBSEDCL	Approximately Rs. 950,000 Expenses included in contract cost by contractor
3)-2 Livelihood restoration / improvement activities will be conducted as described in ARAP.	Block Development Office		WBSEDCL	Approximately Rs. 1.9 million by WBSEDCL		

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
11	Poor People	1) Possibility of loss of livelihood means at non-forest WBSEDCL land (project affected people)	1) Local area development plan will be implemented as described in SIA for the benefit of entire project area.	Block Development Office	WBSEDCL	by WBSEDCL (Cost not be disclosed per internal corporate information)
		2) Enhancement of local communities	2)-1 Engagement of local people will be promoted to support their livelihood.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			2)-2 Local area development plan will be implemented as described in SIA for the benefit of entire project area.	Block Development Office	WBSEDCL	by WBSEDCL (Cost not be disclosed per internal corporate information)
12	Ethnic Minority Groups and Indigenous People	1) Possibility of loss of livelihood means at non-forest WBSEDCL land (project affected people)	1) Livelihood restoration / improvement activities will be conducted as described in ARAP.	Contractor	WBSEDCL	Approximately Rs. 1.9 million by WBSEDCL
		2) Enhancement of local communities	2)-1 Engagement of local people will be promoted to support their livelihood.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			2)-2 Local area development plan will be implemented as described in SIA for the benefit of entire project area.	Block Development Office	WBSEDCL	by WBSEDCL (Cost not be disclosed per internal corporate information)
13	Local Economy	1) Possibility of loss of livelihood means (direct affected people)	1) Livelihood restoration / improvement activities will be conducted as described in ARAP.	Contractor	WBSEDCL	Approximately Rs. 1.9 million by WBSEDCL
		2) Enhancement of local communities	2)-1 Engagement of local people will be promoted to support their livelihood.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			2)-2 Local area development plan will be implemented as described in SIA for the benefit of entire project area.	Block Development Office	WBSEDCL	by WBSEDCL (Cost not be disclosed per internal corporate information)

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
14	Land use and utilization of local resources	1) Diversion of forest land*	1)-1 The project area shall be fully and effectively demarcated and fenced.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			1)-2 Alternative plantation works will be conducted based on the compensatory afforestation list as attached to the forest clearance application.	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	WBSEDCL (Cost will be estimated by Forest Department at stage-II of forest clearance.)
		2) Temporary use of non-forest land	2)-1 private land: Lease equivalent to full replacement value or higher with land owners.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			2)-2 WBSEDCL land: former PPSP's borrow land will be reused.	Contractor	WBSEDCL	Approximately Rs. 950,000 for crop compensation.
15	Water Usage, Water Rights, etc.	1) Irrigation reservoir will be expanded as lower reservoir, and water and drinking water will be provided from the saddle dam during the construction period.	1) Monitor the water amount collected for irrigation and drinking purposes, and provide water supply if there is any water shortage	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
		2) People residing nearby do fishing at the irrigation reservoir from time to time occasionally for self-consumption and commercial purpose, which will be shifted to the coffer dam.	2) Local area development plan will be implemented as described in SIA for the benefit of entire project area including fishermen.	Block Development Office	WBSEDCL	by WBSEDCL (Cost not be disclosed per internal corporate information)
16	Existing Infrastructure and Services	- Increase in traffic accidents by increased traffic load in the Project area vicinity roads	- To decrease traffic load, transportation of personnel will be conducted by buses - Time control of traffic especially during the schooling time	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
		Enhancement of local infrastructure	Infrastructure such as roads will be improved.			
17	Local Conflicts	Influx of outside people may cause conflicts with local communities.	PPSP's labor camp shall be reused to accommodate such outside workers. Contractors will conduct guidance for them to respect local people's culture and practices for getting adopted in the local context. Their behavior will be monitored by the contractors. Local people may directly go to BDO for their concerns, complaints and grievance redress as it is one of BDO's roles	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			and functions to receive them. If such local reports are shared with WBSEDCL, it shall be recorded and monitored until they are solved.			
18	Cultural Heritages	There is a small Hindu temple on the left bank ridge of the planned lower reservoir, which will likely be affected by the dam construction work.	The temple will be relocated to higher elevation by constructing an elevation made by concrete, and improved. The whole process shall be shared with local people and priest, and their opinions shall be taken into account.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
19	Infectious Diseases	An influx of construction workers may increase infectious disease.	- Occupational health and safety trainings will be provided -Periodic medical check will be conducted - Mosquito net and medicine shall be provided for prevention	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by Contractor
20	Work Environment	Health and safety	-Occupational health and safety trainings will be provided, -Necessary protective equipment will be provided, -Cautionary signs for occupational health and safety will be placed on required points on site. -Equipment and machinery will be checked and maintained regularly, -Measures will be taken to prevent possible fire risk in construction site and surrounding areas.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by Contractor
21	Accidents	Accidents	- Safe driving trainings, against Project area accidents, will be provided, -Traffic signs will be placed on site and compliance to traffic rules will be monitored -Necessary protective equipment will be provided, -Equipment and machinery will be checked and maintained regularly, - Measures will be taken to prevent possible fire risk in construction site and surrounding areas. - Transportation of heavy trucks and vehicles during peak hours during morning and evening time and children's schooling time will be avoided as much as the construction schedule allows for not deteriorating traffic jams,	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by Contractor
22	Cross-boundary impacts and Climate change	1) Greenhouse gas emissions 2) Deforestation attendant upon construction works	1) Vehicles will be regularly maintained and repaired. 2) Compensatory afforestation with periodical growing monitoring should be conducted properly according to Forest (Conservation) Act, 1980.	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
Operation Phase						
1	Waste	Domestic/Industrial and hazardous waste	- Different types of waste (e.g. hazardous waste, domestic waste) will be collected and disposed of separately, - Efforts will be taken to employ local workers wherever	WBSEDCL	WBSEDCL	Expenses to be paid by WBSEDCL

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			possible to reduce household wastes -“Solid and Hazardous Waste Management Plan” will be implemented.			
2	Work Environment	- Health and safety	-Occupational safety trainings will be provided, -Necessary protective equipment will be provided, -Equipment and machinery will be checked and maintained regularly,	WBSEDCL	WBSEDCL	Expenses to be paid by WBSEDCL
3	Accidents	-Accidents	-Cautionary signs for occupational safety will be placed on required points on site. -Preparing a manual of accident prevention measures and ensuring its implementation -Vehicles and equipment will be regularly maintained and repaired.	WBSEDCL	WBSEDCL	Expenses to be paid by WBSEDCL

(source: JICA Study Team)

(note 1: The format is given according to the JICA Guidelines 2010.)

(note 2: *Diversion of forest land

Monetary compensation should be provided to Forest Department towards the cost of forest land to be diverted and compensatory afforestation. Before starting any activity within the forest area, the forest clearance must be obtained as per the Forest Conservation Act, 1980 and it's amendments from the State Forest Department. An action plan for tree cutting should be prepared to avoid uncontrolled and indiscriminate tree cutting. Appropriate compensatory plantation should be initiated to compensate for the vegetation loss due to cutting of trees for site clearing. For trees to be cut, sufficient compensatory plantation should represent approximately 2 times the number of trees felled. Preferential mixed plantation consisting of flowering shrubs and evergreen ornamental trees with less timber and fruit value should be carried out. Under the plantation programme, more valuable tree species should be planted in place of existing non-valuable mono crops in the project area, if any.)

Table 11.8-2 Mitigation Measures for Transmission Lines and Related Facilities

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
Pre- / Construction Stage						
1	Air Quality	1) Production of dust is expected by land preparation and other construction work. 2) Generation of dust is expected by land preparation and transportation of excavated soil by dump truck, and generation of air pollutions (SOx and NOx, and etc.) is expected from the operation of heavy machinery and trucks	1) For dust mitigation, access roads will be developed which avoid local people's moving route. 2) Watering the access roads and construction site for dust suppression, especially in the dry season, and using cover sheets on trucks for the transportation of soil, and wind barriers will be applied to reduce dust generation. 3) Speed limits will be applied for vehicles. 4) For mitigation of pollutant emissions, periodic maintenance and management of all the construction machinery and vehicles will be conducted to reduce exhaust gas discharged from construction machinery and vehicles.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
2	Water Quality	1) Water turbidity caused by excavation and digging activities 2) Wastewater sourced from concrete production, digging of cores and use of oils	1) Oil and chemical materials will be collected into collecting sink storage to prevent permeation into the ground. 2) A package domestic waste water treatment plant and mobile water-closets with composite septic tank will be constructed in the worker's camp and construction area. 3) Every discharge water will be discharged after purification to comply with environmental standard. 4) A domestic wastewater treatment facility for workers, such as a septic tank and an oil separator for oily run-off water, will be installed in the worker's camp and construction area.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
3	Noise and Vibration	1) Heavy machinery and trucks 2) Digging and drilling activities	1) Maintain heavy equipment and construction equipment with muffler and carry out regular maintenance and inspection. 2) Construction vehicles are equipped with muffler mufflers recommended by manufacturers. 3) Refrain from unnecessary warming-up of construction equipment or vehicles. 4) Establish a sign board describing measures to mitigate noise and make public notices to the surrounding residents.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by Contractor
4	Ecosystem	1) Seasonal migration of Asian Elephants (<i>Elephas maximus</i>) in and around the project site in harvesting period 2) Disturbance of fauna/avi-fauna due to deforestation 3) Progress of forest decline accompanying deforestation	1) Sharing and fully understanding of exclusion method/procedure and strengthening communication system among DFO, residents and constructor according to routine or established practice. In addition, stakeholder committee consisting of DFO, BDO, local residents, contractor, police and WBSEDCL will be organized to apply necessary measures for the elephants' migration. The committee will consult with academic experts to obtain advices as necessary.	Contractor	WBSETCL	Expense included in contract cost by contractor

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			<p>2) At the present stage it doesn't reveal the extent of impacts. Accordingly, biological monitoring should be taken at least for typical mammals and birds in and around the site. In addition, it is considered that existence of the nesting within a fixed distance from the transmission lines (e.g. about 50 m, determined depending on the species) and suppression of construction accompanying noises and vibration at that periods will be taken as countermeasures. Mitigation measures for bird strikes will be considered as necessary.</p> <p>3) New-created forest edge by construction works tends to dry out. Accordingly, local trees or shrub with lianas are to be considered as appropriate to plant along the forest edge as mantle or fringe vegetation in order not to degrade forest ecosystem.</p>			
5	Topography and geology	Excavation works while construction of transmission tower site are risky with regard to raising erosion.	Embankments for tower foundation will be covered with vegetation after soon construction activities.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by Contractor
6	Land acquisition	There will be no land acquisition. But ROW clearance 7.82 ha of forest land only.	1) Forest clearance will be obtained from the Forest Department of West Bengal State / Eastern Region of MoEFCC, and expenses for compensatory afforestation will be paid.	WBSETCL	WBSETCL	WBSEDCL
			2) The project area shall be fully and effectively demarcated and fenced.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
			3) Alternative plantation works will be conducted based on the compensatory afforestation list as attached to the forest clearance application.*	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	WBSEDCL (Cost will be estimated by Forest Department at Stage-II of FC.)
7	Land use and utilization of local resources	1) ROW clearance of 7.82 ha forest land	1) Forest clearance will be obtained from the Forest Department of West Bengal State / Eastern Region of MoEFCC, and expenses for compensatory afforestation will be paid.	WBSETCL	WBSETCL	WBSEDCL
			2) The project area shall be fully and effectively demarcated and fenced.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			3) Alternative plantation works will be conducted based on the compensatory afforestation list as attached to the forest clearance application.*	Forest Department of West Bengal State	Forest Department of West Bengal State	WBSEDCL (Cost will be estimated by Forest Department at stage-II of forest clearance.)
8	Existing social infrastructure and services	- Increase in traffic accidents by increased traffic load in the Project area vicinity roads	- To decrease traffic load, transportation of personnel will be conducted by buses - Time control of traffic especially during the schooling time	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
9	Infectious Diseases	An influx of construction workers may increase infectious disease.	- Occupational health and safety trainings will be provided -Periodic medical check will be conducted - Mosquito net and medicine shall be provided for prevention	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by Contractor
10	Work Environment	-Health and safety	1)2)-Occupational health and safety trainings will be provided, -Necessary protective equipment will be provided, -Cautionary signs for occupational health and safety will be placed on required points on site. 3)-Equipment and machinery will be checked and maintained regularly, 4)-Measures will be taken to prevent possible fire risk in construction site and surrounding areas.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by Contractor
11	Accidents	-Accidents	- Safe driving trainings, against Project area accidents, will be provided, -Traffic signs will be placed on site and compliance to traffic rules will be monitored -Necessary protective equipment will be provided, -Equipment and machinery will be checked and maintained regularly, - Measures will be taken to prevent possible fire risk in construction site and surrounding areas. - Transportation of heavy trucks and vehicles during peak hours during morning and evening time and children's schooling time will be avoided as much as the construction schedule allows for not deteriorating traffic jams,	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by Contractor
12	Cross-boundary impacts and Climate change	Greenhouse gas emissions	-Vehicles will be regularly maintained and repaired.	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by Contractor

No	Items (Impacts)	Sources of Potential Impact	Proposed Mitigation Measures	Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
Operation Phase						
1	Work Environment	-Health and safety	-Occupational safety trainings will be provided, -Necessary protective equipment will be provided, -Equipment and machinery will be checked and maintained regularly,	WBSETCL	WBSETCL	WBSETCL
2	Accidents	-Accidents	-Cautionary signs for occupational safety will be placed on required points on site. -Preparing a manual of accident prevention measures and ensuring its implementation -Vehicles and equipment will be regularly maintained and repaired.	WBSETCL	WBSETCL	WBSETCL

(source: JICA Study Team)

(note 1: The format is given according to the JICA Guidelines 2010.)

(note 2: *Compensatory afforestation (excerpt from HANDBOOK OF Forest (Conservation) Act, 1980 and Forest (Conservation) Rules, 2003, issued in 2004)

Tree cutting is to proceed only after all the legal requirements including Formal Clearances are completed and a subsequent written order is issued to the Project Proponent/ Contractor. Appropriate compensatory plantation should be carried out to compensate for the vegetation loss due to cutting of trees for site clearing. For trees to be cut, sufficient compensatory plantation, about two times the number of trees felled, will be carried out. Compensatory afforestation and reforestation will follow preferences for mixed plantations consisting of flowering shrubs and evergreen ornamental trees with less timber and fruit value. Under the plantation programme, more valuable tree species will be planted in place of existing non-valuable mono crops in the project area, where appropriate.)

なお、補償植林については、WBSEDCLが必要な種子・種苗購入費用を負担し、西ベンガル州森林局が植林作業を行う。補償植林用地は Purulia District(75.1 ha)と Jalpaiguri District(158.9 ha)にそれぞれ確保済みである (Figure 11.8-1)。一方、送電線 ROW と鉄塔基部の補償植林については、WBSEDCL が費用負担するも、WBSETCL が詳細設計調査結果を踏まえて西ベンガル州森林局に対して FC 申請を行う。同森林局は補償植林地を選定し、植林作業を行う。また、揚水発電所及び送電線 ROW の補償植林の実施と定期モニタリングは、西ベンガル州森林局によって実施される。補償植林用地の現況を MoEFCC の HP²⁵よりダウンロードした衛星画像を用いて Figure 11.8-2 から Figure 11.8-11 に示す。

MoEFCC は事業によって伐採される植生に対して適切な補償植林を行うことを定めており、伐採木数の 2 倍の本数が植樹されることをもって十分と規定している。なお、補償植林の包括的な計画は西ベンガル州森林局が策定し、これが中央政府へ提出される。しかし、2018 年 5 月の時点では補償植林として植樹される樹種構成や植栽密度など、具体的な植林方法は明らかになっていない。インドにおける一般的な補償植林や森林再生では、開花灌木や果実価値の低い鑑賞用の常緑樹種などの混交林が優先視される。また、植林計画の策定にあたっては事業地内において既存である利用価値の低い一期作の作物に代え、有用樹種を植樹することも認められている。



(source: <http://forestclearance.nic.in/viewreport.aspx?pid=FP/WB/HYD/8214/2014> (accessed in May 2018))
(note: mapped by JICA Study Team)

Figure 11.8-1 Positional Relationship between Project Site and Compensatory Afforestation Sites

²⁵ <http://forestclearance.nic.in/viewreport.aspx?pid=FP/WB/HYD/8214/2014>



1.1. Village: Durku, Area: 8.63 ha, Khasra details: JL No. 4, Plot No. 412 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-2 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Durku (Purulia)



1.2. Village: Kelyardi, Area: 5.17 ha, Khasra details: JL No. 106, Plot No. 441 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-3 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Kelyardi (Purulia)



1.3. Village: Dhanda, Area: 4.51 ha, Khasra details: Block- Manbazar II, JL- 261, Plot-288 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-4 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Dhanda (Purulia)



1.4. Village: Kuchung, Area: 6.94 ha, Khasra details: Block-Puncha, JL-20, Plot-2489 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-5 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Kuchung (Purulia)



1.5. Village: Dhabani, Area: 5.18 ha, Khasra details: Block-Puncha, JL-8, Plot-789, and
 1.6. Village: Dhabani, Area: 4.39 ha, Khasra details: Block-Puncha, JL-8, Plot-1717 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-6 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Dhabani (Purulia)



1.7. Village: Hariharpur, Area: 6.11 ha, Khasra details: Block-Puncha, JL-30, Plot-1270 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-7 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Hariharpur (Purulia)



1.8. Village: Mangura Lalpur, Area: 8.76 ha, Khasra details: Block-Hura, JL-72, Plot-631 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-8 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Mangura Lalpur (Purulia)



1.9. Village: Saharjuri, Area: 9.66 ha, Khasra details: Block-Hura, JL-22, Plot-487 (Purulia District)

(source: op.cit.)

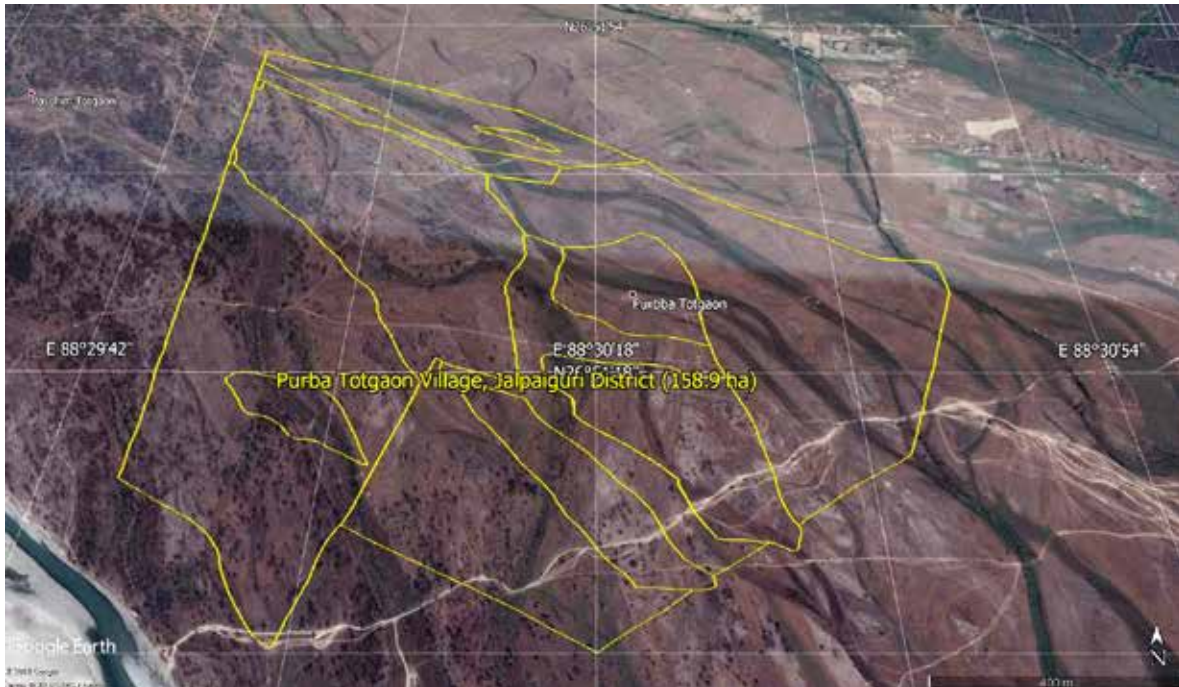
Figure 11.8-9 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Saharjuri (Purulia)



1.10. Village: Madhabpur, Area: 7.02 ha, Khasra details: Block-Hura, JL-5, Plot-2150, and
1.11. Village: Tilaboni, Area: 8.73 ha, Khasra details: Block-Hura, JL-4, Plot-1111 (Purulia District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-10 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Madhabpur and Tilaboni (Purulia)



2.1. Village: Purba Totgaon, Area: 158.9 ha, Khasra details: Block-Mal, JL-2, Plots - 24 to 38 (Jalpaiguri District)

(source: op.cit.)

Figure 11.8-11 Land Details identified for Compensatory Afforestation, Purba Totgaon (Jalpaiguri)

前述の通り、2018年5月現在で本補償植林の具体的な方法は明らかになっていない。そこで、既往案件の報告書（「西ベンガル州森林・生物多様性保全事業」準備調査報告書（2011年）²⁶）に採用された森林による炭素蓄積量の算定方法を参照し、本事業の補償植林による経年的な炭素蓄積量を推定した（Table 11.8-3）。なお、補償植林方法が未詳であるため、この推定値とTable 11.6.2-11に示した事業予定地における現存炭素蓄積量との直接的な比較は行わないこととする。

Table 11.8-3 Estimated Carbon Sequestration by Compensation Afforestation

(100 t-CO₂ equiv.)

District (area in ha)	Afforestation model*	Age of tree (stand age)					
		5 th y.o.	10 th y.o.	15 th y.o.	20 th y.o.	30 th y.o.	40 th y.o.
Purulia (75.1 ha)	Plantation of Sal (<i>Shorea robusta</i>) and associate species in South Bengal	11.93	16.92	11.78	15.68	23.52	23.54
	Quick growing and small timber spp. plantation in South Bengal	11.94	16.92	11.78	15.68	23.52	23.53
Jalpaiguri (158.9 ha)	Miscellaneous Plantation in North Bengal	25.27	35.87	24.97	33.14	49.74	49.79
	Sal and associate plantation in North Bengal	25.31	35.90	25.01	33.25	49.73	49.73
Total		74.45	105.61	73.54	97.75	146.51	146.59

(source: JICA Study Team)

(* note: Main condition of species, activities and allometric equations are given below;)

- I Plantation of Sal and associate species in South Bengal
 - Sal (*Shorea robusta*)
Rotation: 40 years, Thinning: 5th, 15th, 25th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.72,
Stem Volume = $0.00389 - 0.27516*(DBH) + 6.90733*(DBH)^2$,
Girth = $7.776086957 + 2.232865613t - 1.938735178*10^{-2}*t^2$
 - Associates Plants
Rotation: 50 years, Thinning: 5th, 15th, 25th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.64
- I Quick growing and small timber spp. plantation in South Bengal
 - *Terminalia belerica*, *Pterocarpus marsupium* and *Terminalia chebula*
Rotation: 50 years, Thinning: 5th, 15th, 30th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.64
- I Miscellaneous Plantation in North Bengal
 - *Tectona grandis*
Rotation: 60 years, Thinning: 5th, 15th, 30th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.72
 - Associates Plants
Rotation: 60 years, Thinning: 5th, 15th, 30th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.64
- I Sal and associate plantation in North Bengal
 - Sal (*Shorea robusta*)
Rotation: 60 years, Thinning: 5th, 15th, 30th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.72,
Above-ground biomass volume (kg/tree) = $0.00389 - 0.27516*(DBH) + 6.90733*(DBH)^2$,
Girth = $-5.761632384 \cdot 10^{-3}*(age)^2 + 1.3260032968*(age) + 1.204879772$
 - Associates Plants
Rotation: 60 years, Thinning: 5th, 15th, 30th years, Thinning grade: 50 %, Density of Stem Wood: 0.64
- I Planting interval is 2.5*2.5 m (1,600 plants ha⁻¹)

²⁶ 前掲。

11.9 モニタリング計画

モニタリングが必要とされる主な環境影響と、モニタリング指標、モニタリング方法、モニタリング実施主体、責任機関と、建設工事期間中・操業期間中の各々のモニタリング諸費用を、揚水発電所及び関連施設の建設と送電線の整備に分けて Table 11.9-1 及び Table 11.9-2 に示す。また、環境社会モニタリングフォーム案及び環境チェックリスト案をそれぞれ Annex 11-3、Annex 11-4 に添付する。

2018年4月に取得した森林許可(ステージ I)(交付番号:F.No.: 8-51/2017/FC(2018年4月12日付)²⁷と、同年7月に取得した環境許可(交付番号:No. J-12011/13/2013-IA.I(R)(2018年7月2日付)²⁸にそれぞれ付された諸条件とともに、WBSEDCLは、緩和策とモニタリング活動の実施について、建設業者を監督することになる。また、WBSEDCLは、西ベンガル州森林局が補償植林を行うに当たって必要な費用と、BDO事務所が地域開発活動や生計支援活動を行うための費用を負担する。なお、送電線ROWと鉄塔基部の補償植林については、WBSEDCLが費用負担するも、WBSETCLが詳細設計調査結果を踏まえて西ベンガル州森林局に対してFC申請を行う。同州森林局は補償植林地を選定し、植林作業を行う。補償植林のモニタリングは、揚水発電所及び送電線ROWとともに西ベンガル州森林局が実施する。

²⁷ WBSEDCLのHPに公開されている。https://www.wbsedcl.in/irj/go/km/docs/internet/new_website/pdf/Forest.pdf (2018年8月アクセス)

²⁸ https://www.wbsedcl.in/irj/go/km/docs/internet/new_website/pdf/Environment.PDF (2018年8月アクセス)

Table 11.9-1 Environmental Monitoring Plan for Turga PSP and Related Facilities

No	Significant Impact to be Monitored	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
Pre- / Construction Stage								
1	Air Quality	PM10, SO ₂ and NO ₂	Indian official analytical method	Upper Dam Site, Near Lower Dam Site, Bagmundi Village and Downstream of Lower Dam Site	3 times a year (Seasonal) and upon complaint	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
2	Water Quality	Surface water quality. Parameters provided in related Drinking water quality standards of India	Indian official analytical method	Upper reservoir dam site (River Water), Downstream of Upper Dam (River Water), Upstream of Upper Dam (River Water), Reservoir upstream of Lower Dam axis (River Water), Downstream of Lower Dam site, Ranga village (Ground water, bore well) near to upper reservoir, Gosiati Village (Ground water, bore well)	3 times a year (Seasonal)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
3	Soil Quality	Total organic carbon, oil and grease contents	Indian official analytical method	Upper reservoir dam site, Dumping site of outlet, Auxiliary site and material exploitation site	Whenever necessary	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
4	Sediment	Color, odor and pH value	Visual investigation, smell and electrode method	Upper and lower reservoir dam	3 times a year (Seasonal)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
5	Noise and Vibration	Noise and vibration level	On site measurement	Near Upper Dam Site, Near Lower Dam Site, Bagumundi Village and Downstream of Lower Dam Site	3 times a year (Seasonal)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
6	Odor	Parameters given in Indian Standard	On site measurement	Worker's Camp site	Monthly	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Significant Impact to be Monitored	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
7	Wastes	Solid and hazardous wastes	Visual investigation	Worker's Camp site and Construction sites	Monthly	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
8	Ecosystem	Witness record of wildlife migration including Asian elephant	Information sharing among the stakeholders	Every place in and around the project site	Monthly reporting	Reporting by contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
9	Topography and Geology	Changing topography and Possible erosions	On-site erosion and runoff	Construction areas (including access roads) and storage areas	Monthly	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
10	Land Acquisition	Compensatory afforestation	<ul style="list-style-type: none"> - Payment for seeds/ seedlings of compensation plantation by WBSEDCL - Record of compensation plantation by Forest Department 	Purulia District and Jalpaiguri District	2 times a year during the plantation period	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal
		Lease / temporary use of non-forest private land	<ul style="list-style-type: none"> - Number and area of private land to be leased / used - Land owners - Record of consultation and lease contracts - Actual payment for lease contracts 	Private land for lease / temporary use as borrow area	During land lease / use process, (quarterly or other timing depending on the progress)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			<ul style="list-style-type: none"> - Local area development plan 	Venues for such activities	During the activities (quarterly or other timing depending on the progress)	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
		Loss of livelihood means at non-forest WBSEDCL land	<ul style="list-style-type: none"> - Number of the affected households and people - Record of consultation - Actual payment of compensation 	Kudna WBSEDCL land for borrow area where livelihood activities (crop, vegetable production, etc.) are conducted	Prior to the land use (quarterly or other timing depending on the progress)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Significant Impact to be Monitored	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
			Livelihood restoration / improvement activities	Venues for such activities	During the activities (quarterly or other timing depending on the progress)	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
11	Poor people	Household economy (income and expenditure) of the affected people whose private land are leased out / temporarily used as borrow area, and who lose livelihood means accordingly	Local area development plan	Venues for such activities	During land lease / use process, (quarterly or other timing depending on the progress)	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
		Local engagement	- Number of employed local people at the construction site - Record of engagement and wage / salary payment	Construction site office	2 times a year	Contractor	WBSEDCL	- Cost included in the contract
		Local area development plan	- Number of activities - Record of activity implementation	Block Development Office	2 times a year	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
12	Ethnic Minority Groups and Indigenous People	Household economy (income and expenditure) of the affected people who lose livelihood means accordingly	- Local area development plan	Venues for such activities	During land lease / use process, (quarterly or other timing depending on the progress)	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
		Local engagement	- Number of employed local people at the construction site - Record of engagement and wage / salary payment	Construction site office	2 times a year	Contractor	WBSEDCL	- Cost included in the contract
		Local area development plan	- Number of activities - Record of activity implementation	Block Development Office	2 times a year	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
13	Local Economy	Household economy and	- Local area development plan	Venues for such activities	During the activities	Block Development	Block Development	Block Development

No	Significant Impact to be Monitored	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
		expenditure) of the affected people who lose livelihood means accordingly			(quarterly or other timing depending on the progress)	Office	Office	Office
		Local engagement	- Number of employed local people at the construction site - Record of engagement and wage / salary payment	Construction site office	2 times a year	Contractor	WBSEDCL	- Cost included in the contract
		Local area development plan	- Number of activities - Record of activity implementation	Block Development Office	2 times a year	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
14	Land Use and Utilization of Local Resources	Compensatory afforestation	- Payment for seeds/ seedlings of compensation plantation by WBSEDCL - Record of compensation plantation by Forest Department	Purulia District and Jalpaiguri District	2 times a year during the plantation period	WBSEDCL and Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal
		Lease / temporary use of non-forest private land as borrow area	- Number and area of private land to be leased / used - Number of the affected households and people - Record of consultation and lease contracts - Actual payment for lease contracts	Private land for lease / temporary use as borrow area	During land lease / use process, (quarterly or other timing depending on the progress)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor
			- Number of the affected households and people - Record of consultation - Actual payment of compensation	Kudna WBSEDCL land for borrow area where livelihood activities (crop, vegetable production, etc.) are conducted	Prior to the land use (quarterly or other timing depending on the progress)	Contractor	WBSEDCL	Expenses included in contract cost by contractor

No	Significant Impact to be Monitored	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
15	Water Usage, Water Rights, etc.	Amount of irrigation water and drinking water	- Hearing from local people - Records at I&W Dept. - Records at Public Health Engineering Department	- Random interview with local people - I&W Dept. Public Health Engineering Department	2 times a year (1 time during planting season, another 1 time before harvesting season)	Contractor	WBSEDCL	Expenses by Contractor
		Fish intake	Local area development plan	Venues for such activities	During the activities (quarterly or other timing depending on the progress)	Block Development Office	Block Development Office	Block Development Office
16	Existing Social Infrastructure and Services	Traffic volume	Record of numbers of cars being used	Project site	Continuous records	Contractor	WBSEDCL	Cost included in the contract
		Infrastructure developed under the project	Record of construction	Project site	2 times a year	Contractor	WBSEDCL	Expenses by Contractor
17	Local Conflicts of Interest	- Number of grievance redresses - Number of meetings held in the neighborhood	Record of complaints	Project site Block Development Office	Quarterly	Contractor	WBSEDCL	Expenses by Contractor
18	Cultural Heritages	- Relocation of Hindu Temple	- Record of consultation - Record of relocation process	Construction site office	2 times a year during the process	Contractor	WBSEDCL	Cost added to the contract
19	Infectious Diseases	- Number of diseases and infection - Results of health checkups	- Labor health records - Records of measures (such as number of mosquito net and medicine provided, depending on the situation)	Related institutions	Once a year	Contractor	WBSEDCL	Cost included in the contract
20	Work Environment	- Health and Safety	- Observation and inspection	All work places	Daily, monthly	Contractor	WBSEDCL	Cost included in the contract
21	Accidents	- No. of traffic accidents - No. of accidents human and fire cases	- Record of accidents	Contractor's office	Continuous records	Contractor	WBSEDCL	Expenses by Contractor

No	Significant Impact to be Monitored	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
22	Cross-boundary impacts and Climate change	- Amount of CO ₂ emissions	- Record of machinery maintenance	Contractor' officer	Continuous records (every day)	Contractor	WBSEDCL	Expenses by Contractor
		- Periodical tree growing monitoring	- Monitoring record	Compensatory afforestation area	2 times a year, for 2 years (see Note 2)	District Forest Office	DFO	WBSEDCL
Operation Stage								
1	Waste	- Solid and hazardous wastes	- Visual investigation	Worker's Camp site and Construction sites	Monthly	WBSEDCL	WBSEDCL	WBSEDCL
2	Work Environment	- Health and Safety	- Observation and inspection	All work places	Daily, monthly	WBSEDCL	WBSEDCL	WBSEDCL
3	Accidents	- Counter measures for traffic, labor, fire accidents	- Record of accidents - Check of Cautionary signs placed on required points on site.	Project site	Continuous records	WBSEDCL	WBSEDCL	WBSEDCL

(source: JICA Study Team)

(note 1: The format is given according to the JICA Guidelines 2010.)

(note 2: Base a supposition on plantations of Sal (*Shorea robusta*) and associate species for compensatory afforestation. Monitoring frequency and years are decided referencing Hemant Kumar Pandey (2013, <http://www.teriuniversity.ac.in/mct/pdf/assignment/Hemant-Kumar-Pandey.pdf>.))

Table 11.9-2 Environmental Monitoring Plan for Transmission Lines and Related Facilities

No	Items (Impacts)	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
Pre- / Construction Stage								
1	Air Quality	PM10, SO ₂ and NO ₂	Indian official analytical method	Upper Dam Site, Near Lower Dam Site, Bagumundi Village and Downstream of Lower Dam Site	3 times a year (Seasonal) and upon complaint	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
2	Water Quality	Surface water quality. Parameters provided in related Drinking water quality standards of India	Indian official analytical method	Upper reservoir dam site (River Water), Downstream of Upper Dam (River Water), Upstream of Upper Dam (River Water), Reservoir upstream of Lower Dam axis (River Water), Downstream of Lower Dam site, Ranga village (Ground water, bore well) near to upper reservoir, Gosiati Village (Ground water, bore well)	3 times a year (Seasonal)	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
3	Noise and Vibration	Color, odor and pH value	Visual investigation, smell and electrode method	Upper and lower reservoir dam	3 times a year (Seasonal)	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
4	Ecosystem	Witness record of wildlife migration including Asian elephant	Information sharing among the stakeholders	Every place in and around the project site	Monthly reporting	Reporting by contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
5	Topography and geology	Solid and hazardous wastes	Visual investigation	Worker's Camp site and Construction sites	Monthly	Contractor	WBSETCL	Expenses included in contract cost by contractor
6	Land Acquisition	Compensation afforestation	- Payment for seeds/ seedlings of compensation plantation by WBSEDCL - Record of compensation plantation by Forest Department	Not decided yet	2 times a year during the plantation period	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal

No	Items (Impacts)	Monitored Parameter	Monitoring Method			Implementing Organization	Responsible Organization	Cost
			Method of Collecting and Analyzing Data	Location	Duration and Frequency			
7	Land Use and Utilization of Local Resources	- Compensation afforestation	- Payment for seeds/ seedlings of compensation plantation by WBSEDCL - Record of compensation plantation by Forest Department	Not decided yet	2 times a year during the plantation period	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal	Forest Department, Government of West Bengal
8	Existing Social Infrastructure and Services	- Traffic volume	- Record of numbers of cars being used	Project site	Continuous records	Contractor	WBSETCL	Cost included in the contract
9	Infectious Diseases	- Number of diseases and infection - Results of health checkups	- Labor health records - Records of measures (such as number of mosquito net and medicine provided, depending on the situation)	Related institutions	Once a year	Contractor	WBSETCL	Cost included in the contract
10	Work Environment	- Health and Safety	- Observation and inspection	All work places	Daily, monthly	Contractor	WBSETCL	Cost included in the contract
11	Accidents	- No. of traffic accidents - No. of accidents human and fire cases	- Record of accidents	Contractor's office	Continuous records	Contractor	WBSETCL	Expenses by Contractor
12	Cross-boundary impacts and Climate change	- Amount of CO2 emissions	- Record of machinery maintenance	Contractor' officer	Continuous records (every day)	Contractor	WBSETCL	Expenses by Contractor
Operation Stage								
1	Work Environment	- Health and Safety	Observation and inspection	All work places	Daily, monthly	WBSETCL	WBSETCL	WBSETCL
2	Accidents	- Counter measures for traffic, labor, fire accidents	- Record of accidents - Check of Cautionary signs placed on required points on site.	Project site	Continuous records	WBSETCL	WBSETCL	WBSETCL

(source: JICA Study Team)

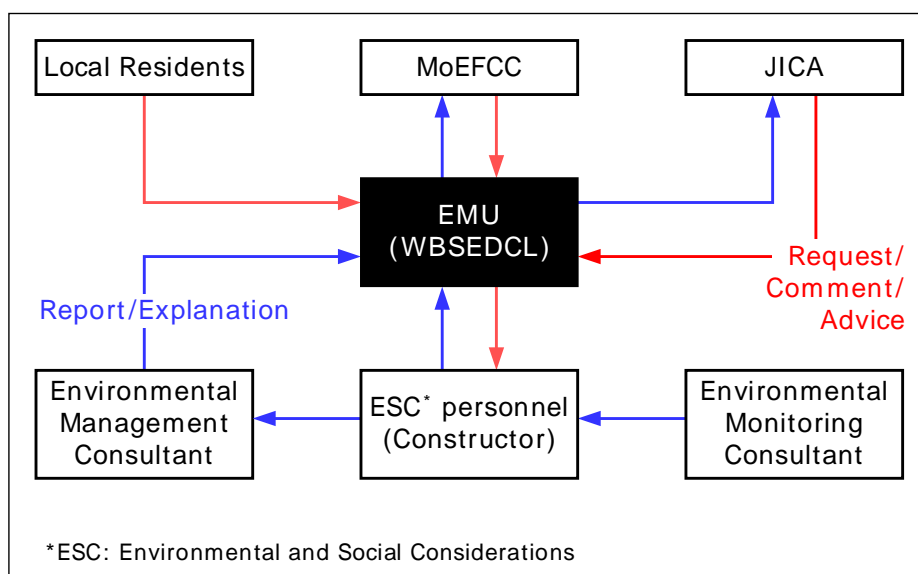
(note: The format is given according to the JICA Guidelines 2010.)

11.10 環境管理モニタリングのための実施体制

11.10.1 建設期間

建設期間中は、本事業の実施組織である WBSEDCL が、コンサルタントの管理監督の下で全ての建設工事を注意深く把握し、また、工事請負業者に対しては、環境保全対策工事の必要性を十分に理解させた上でこれを実施させる。この目的を達成するため、建設工事に先立って、WBSEDCL の担当者によって構成される環境管理ユニット(Environmental Management Unit : EMU、仮称)を組織し、環境管理業務を専任する専門家を配属する。EMU には環境衛生チーム、災害対策チーム、野生動物保護チーム、苦情対応チームなどを含むこととする。なお、野生動物保護チームの責任者は、ゾウとの遭遇時に備えて組織される Stakeholder Committee に加わるものとする。また、EMU は工事に先立って、工事監督者及び請負業者と環境保全対策について議論し、適切な環境保全対策手法を確定させる。一旦工事が開始されれば、大量の工事作業員・工事車両の流入が想定されるため、苦情処理チームは工事中に発生する諸々の事象に対する地域住民からの要請に対応し、適切な対応策を実施する職務も担う。さらに、EMU は周辺自治体に建設の概要、建設スケジュール、環境保全対策を説明し、住民の要望を取り入れ、必要に応じて環境保全対策を修正・実施する。

一方、環境管理計画実施の同意と必要な環境保全対策事業の確認を取り付けるため、請負業者は、定期的に報告書を工事監督者と環境管理組織の担当部局に提出しなければならない。環境管理組織の担当部局は、定期的に地域自治体に対する説明会を開催し、彼らの苦情を把握し、その苦情及びモニタリング結果について、MoEFCC、JICA 及び関連組織 (DFO や BDO 事務所など) に報告する。そして、万が一、工事に伴って環境問題が発生した場合は、EMU は速やかに請負業者から意見を聴取し、その原因を究明することとする。下図 Figure 11.10.1-1 に建設工事中に実施される環境管理計画、環境モニタリングの実施体制と管理形態 (フロー) を示す。

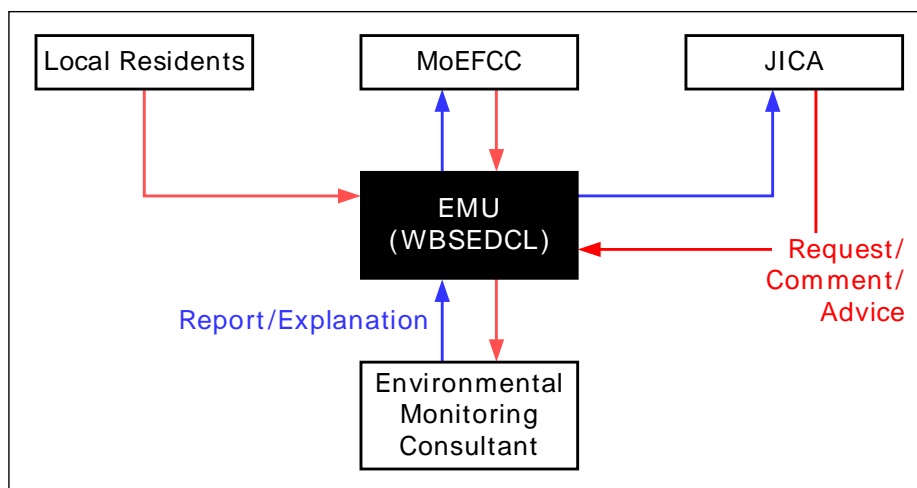


(source: JICA Survey Team)

Figure 11.10.1-1 Implementation System of Environment Management and Monitoring in the Construction Phase

11.10.2 供用時

建設期間中から引き続き EMU が設置され、環境管理業務を的確に実行する。また、具体的に業務を実施者として環境コンサルタントが傭上される。EMU は環境管理計画と環境モニタリングの実施内容を決められた手順に従って、プロジェクトの最高責任者に報告する。また、EMU 内の苦情対応チームは、地元住民との定期的な会合を開催することで、彼らの要望や苦情を把握し、これらを MoEFCC、JICA 及び関連組織に報告することとする (Figure 11.10.2-1 参照)。



(source: JICA Survey Team)

Figure 11.10.2-1 Implementation System of Environment Management and Monitoring in Operation Phase

11.11 ステークホルダー協議

11.11.1 キーインフォーマント・インタビュー

本準備調査開始直後の 2017 年 10 月に、Panchayat らを対象としたキーインフォーマント・インタビューを実施した。同インタビューでは、各 GPO の代表者らは事業実施を歓迎し、2017 年 11 月と 2018 年 2 月に計画している地元でのコンサルテーションに協力する意向が示された。参加者は、2016 年 2 月に正式に行われたパブリック・ヒアリング²⁹で述べられた地域開発活動³⁰が事業実施に伴って行われることを改めて希望した。参加者と協議の内容は下表のとおりである。

Table 11.11.1-1 Outline of Key Informant Interview (Representatives' Meeting)

Date	12 October, 2017
Venue	Ajodhya Gram Panchayat Office and Baghmundi Development Office
Time	10:00 - 11:00, 15:00 - 16:00 (Note) Two meetings were held separately at upper reservoir area and lower reservoir area due to geographical remoteness.
Participants	Local representatives

²⁹ 議事報告書は JICA の HP 参照：

https://www.jica.go.jp/english/our_work/social_environmental/id/asia/south/category_a_b_fi.html (2018 年 8 月アクセス)

³⁰ 前掲 HP の SIA 報告書参照。

	<ul style="list-style-type: none"> • Ajodhya Gram Panchayat • Baghmundi Gram Panchayat • Baghmundi Panchayat Samity • Local residents Administrative Officers <ul style="list-style-type: none"> • BDO • Sub-inspector, Bagmundi Police Station Executing Agency (WBSSEDCL) <ul style="list-style-type: none"> • Assistant Chief Engineer, Kolkata Headquarters • Assistant Engineer, Baghmundi Office JICA Study Team <ul style="list-style-type: none"> • Environment Sub-team • WAPCOS (25 people in total)
Agenda	<ul style="list-style-type: none"> • Explain the project outline • Share the anticipated impact • Survey schedule and contents • Request for cooperation toward the survey implementation
Opinions	<ul style="list-style-type: none"> • Willing to have new project, and to support the upcoming survey. • Benefits brought by the construction of former PPSP were not felt sufficient to the local communities. • Local impacts such as infrastructure development should have been provided more in former PPSP. • More job opportunities are expected. • Better health care service is expected along with the implementation of new project. • Better communication network is expected. • Better drinking water provision is expected.

(source: JICA Study Team)

11.11.2 グループインタビュー

環境社会調査実施中の同年 11 月に地元住民を対象とするグループインタビューを実施した。インタビューは、域内アクセス及び交通手段確保の困難さや、少ない会議設備などから、上池周辺地域 (Ajodhya Gram Panchayat Office) と下流域 (BDO 事務所) に分けて実施した。住民グループインタビューは、当該地域及びその周辺住民の属性の多様さや複雑な社会状況を反映した参加者を確保するため、BDO や地元住民からなる自助グループや GPO に電話連絡を取り、地元ボランティアが住民に周知し、村人らは集会の情報を交換し合うなどした。これらの尽力により、指定部族、指定カースト、一般カーストらの住民の参加が得られた。インタビューは村落ごとに行い、地域特性の収集を行った。また、グループインタビューは男女別に行い、地元で直面する問題や本事業についての意見をそれぞれ賜った。

同インタビューでは、事業概要や予測される影響の共有、今後の調査実施予定の共有を行ったが、対象者は、2008 年に Purulia 揚水発電所が運開していることから、事業実施による影響やその後の経済効果などを的確に理解し、また、2016 年 2 月のパブリック・ヒアリング等を通して、事業概要や予測される影響をすでに把握していた。グループインタビューの参加者及び聞き取り内容は以下のとおり。議事録・参加者リストは Annex 11-5 のとおり。

Table 11.11.2-1 Outline of Group Interview with Local Residents (Upper Reservoir Area)

Date	27 November, 2017
Venue	Ajohya Gram Panchayat Office
Time	11:40 – 15:30
Participants	Local residents <ul style="list-style-type: none"> • 27 people (9 males and 18 females from 6 villages): 10 groups Administrative Officers <ul style="list-style-type: none"> • BDO (1) • Sub-inspector, Bagmundi Police Station (1) Executing Agency (WBSEDCL) <ul style="list-style-type: none"> • Assistant Engineers, Kolkata Headquarters (2) • Assistant Engineer, Bagmundi Office (1) JICA Study Team <ul style="list-style-type: none"> • Team members (3) • Local consultant (WAPCOS) (4) (60 people in total)
Agenda	<ul style="list-style-type: none"> • Explain the project outline • Share the anticipated impact • Learn the local socioeconomic status • Hear individual opinions on the project implementation • Impact of former PPSP
Opinions	<ul style="list-style-type: none"> • Willing to have new project. • Vocational trainings such as tailoring are expected. It will help get out of dependency on forest resources. • Former PPSP brought electricity, upgraded roads, and improved communication network. More guests on picnic keep coming to visit reservoirs, which gives local people opportunities to raise their income. • Improvement of irrigation water and drinking water is expected, since acute water crisis during summer occurs. • Information on the local area development measures should be shared.

(source: JICA Study Team)

Table 11.11.2-2 Outline of Group Interview with Local Residents (Lower Reservoir Area)

Date	28 November, 2017
Venue	Bagmundi Gram Panchayat Office
Time	11:10 – 16:00
Participants	Local residents <ul style="list-style-type: none"> • 47 people (7 males and 40 females from 10 villages): 12 groups Administrative Officers <ul style="list-style-type: none"> • Joint BDO (1) Executing Agency (WBSEDCL) <ul style="list-style-type: none"> • Additional Chief engineer & Project Site in Charge (PPSP) (1) • Assistant Engineers, Kolkata Headquarters (2) • Assistant Engineer, Bagmundi Office (1) JICA Study Team <ul style="list-style-type: none"> • Team member (1) • Local consultant (WAPCOS) (3) (36 people in total)
Agenda	<ul style="list-style-type: none"> • Explain the project outline • Share the anticipated impact • Learn the local socioeconomic status • Hear individual opinions on the project implementation • Impact of former PPSP
Opinions	<ul style="list-style-type: none"> • Willing to have new project. More development is expected. • Former PPSP did not bring benefits to all local residents. • Plastic plates which picnic tourists bring for meals should be prohibited. Instead, organic plates created by local people can be sold, which generates local income. • Hospital should be developed. • Information on the local area development measures should be shared.

(source: JICA Study Team)

11.11.3 パブリックコンサルテーション

2018年2月に、第二回ステークホルダー協議（パブリックコンサルテーション）が行われた。2017年11月のグループインタビューに倣い、BDO や自助グループや GPO に電話連絡を取り、地元ボランティアが住民に周知し、村人らは集会の情報を交換し合し、指定カースト、指定部族、一般カーストからの参加者を確保した。集会では、事業概要、予測される影響、生計回復活動、地域開発活動、WBSEDCL によって長年実施されてきた CSR 活動の紹介が発表された。参加者は、自然の回復、浴場、飲料水施設、就労機会の創出、職業訓練、下池付近のヒンズー教の祠のインフラ整備などを要望した。協議の概要は下表のとおりである。当日の説明に使用した資料を Annex 11-6 に³¹、議事録・参加者リストを Annex 11-7 に、それぞれ添付した。

Table 11.11.3-1 Outline of Public Consultation (Upper Reservoir Area)

Date	21 February 2018
Venue	Ajodhya GP Office
Time	11:00 to 13:00
Participants	Local residents <ul style="list-style-type: none"> • 41 people (19 males and 22 females from 16 villages) Administrative / Technical Officers <ul style="list-style-type: none"> • BDO (1) • Forest Officer and Range Officer (Ajodhya Range Office) (2) Executing Agency (WBSEDCL) <ul style="list-style-type: none"> • Assistant Engineer, Kolkata Headquarters (1) • Assistant Engineer, Baghmundi Office (1) JICA Study Team <ul style="list-style-type: none"> • Team members (4) • Local consultant (WAPCOS) (3) (53 people in total)
Agenda	Share the results of supplemental environmental survey (focused on elephant survey) and social survey Propose protection measures for elephant Present livelihood improvement activities and local area development plan that reflect feedbacks from group interview of Nov 2017 Present mitigation measures taken in the planning of Turga PSP Share WBSEDCL's CSR activities for PPSP and good practices of PPSP Q&A and opinions from participants
Opinions	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Happy about the fact that most of the suggestions raised in the group interview of Nov 2017 are well taken and reflected into the plan.</u> All the countermeasures should be realized. • Welcome the proposed project as it will lead to better earning sources although collection of NTFPs in the project site will be affected.

(source: JICA Study Team)

Table 11.11.3-2 Outline of Public Consultation (Lower Reservoir Area)

Date	22 February 2018
Venue	Baghmundi GP Office
Time	12:00 to 14:00
Participants	Local residents <ul style="list-style-type: none"> • 56 people (5 males and 51 females from 10 villages) Administrative / Technical Officers <ul style="list-style-type: none"> • BDO (1) • Forest Officer and Range Officer (Baghmundi Range Office) (2) Executing Agency (WBSEDCL) <ul style="list-style-type: none"> • Additional Chief engineer & Project Site in Charge (PPSP) (1) • Assistant Engineer, Kolkata Headquarters (1)

³¹ 本報告書には英訳のみ添付している。当日はベンガル語による発表と口頭による説明を行い、非識字者に対しては、地元の若者が個別に現地の言葉で説明を行うなどの配慮を行った。

	<ul style="list-style-type: none"> Assistant Engineer, Baghmundi Office (1) JICA Study Team Team members (4) Local consultant (WAPCOS) (3) (68 people in total)
Agenda	Share the results of supplemental environmental survey (focused on elephant survey) and social survey Propose protection measures for elephant Present livelihood improvement activities and local area development plan that reflect feedbacks from group interview of Nov 2017 Present mitigation measures taken in the planning of Turga PSP Share WBSEDCL's CSR activities for PPSP and good practices of PPSP Q&A and opinions from participants
Opinions	<ul style="list-style-type: none"> <u>Request for a bathing ghat for women, drainage system and improvement of drinking water facilities.</u> <u>Request for job opportunities, equipment and skill development training</u> <u>Request for relocation of temple.</u>

(source: JICA Study Team)

11.12 用地取得と住民移転の必要性

11.12.1 用地取得

本事業計画によると、292ha の用地取得・接収が揚水発電所及び関連施設設備の整備に、7.82 ha が送電線 ROW と鉄塔基部設置に、それぞれ必要となる。

下表は事業に使用される土地と本調査実施時の土地区分である。

Table 11.12.1-1 Usage of the Project Land and their Present Use

(Unit: ha)

Component	Land use	Land category		
		Forest land	Non-forest land	
			Government	Private
1. Turga PSP	291.416	233.416	0	0
a. Submergence area (lower & upper reservoirs)	146.589	112.900	33.689	0
b. Civil structures	16.332	16.332	0	0
c. Construction facilities	18.387	18.387	0	0
d. Stockpile, processing and disposal area	18.600	18.600	0	0
e. Project roads (permanent & temporary)	21.970	21.970	0	0
f. Rock quarry area	18.600	18.600	0	0
g. Borrow area	42.401	18.090	9.55	14.761
h. Other project components	8.537	8.537	0	0
2. ROW of Transmission line	7.820	7.820	0	0
3. TOTAL	299.236	241.236	43.239	14.761

(source: WBSEDCL)

(note 1: The non-forest land for the submergence area, 33.689 ha, is the irrigation reservoir presently located where lower reservoir will be developed. The reservoir belongs to the I&W Dept.)

(note 2: The borrow area (24.311 ha) is comprised of WBSEDCL's former borrow area used in the construction of Purulia PSP (9.55 ha) and private land (14.761 ha).)

(note 3: Breakups of each component are different from those written in the DPR and EIA submitted to the GOI in 2016. The figures shown in the above table are the latest and final ones that reflect the results of MOEFCC's site inspection conducted in November 2017.)

11.12.2 用地取得手続き

揚水発電所及び関連施設整備に必要とされる林地 234 ha にかかる森林許可(ステージ I)が 2018 年 4 月に MoEFCC から交付され、また、森林許可取得を前提としていた環境許可も同年 7 月に交付された。WBSECL は、ステージ II の森林許可取得に向けた手続きを今後行う予定である。

送電線 ROW と鉄塔基部にかかる森林許可については、小規模な林地取得であることから、建

設前にその取得は求められず、また、西ベンガル州森林局を通して MoEFCC 東部地域事務所に申請を行うこととなる。森林許可申請は送電線整備を行う WBSETCL が手続きを進め、WBSEDCL が補償植林に必要な諸費用を負担する。

これらに加え、非林地の Purulia 揚水発電所の旧土取場と私有地の利用は本調査時点では確定していない。非林地利用の要・不要が確定した段階で、その使用スケジュールも定められることになる。非林地の政府所有地は WBSDEDCL と灌漑局が所有しており、灌漑局が所有するのは下池として拡張される計画の灌漑貯水池である。WBSEDCL は、森林許可が取得され次第、灌漑局から同所有を移管する手続きに入る予定である。残る政府所有地は Purulia 揚水発電所の旧土取場であり、WBSEDCL が所有している。

11.12.3 補償植林用地の確保

WBSEDCL は、西ベンガル州土地局に要請し、234 ha の林地の用途変更に伴う補償植林のための政府用地の確保を行った。土地局は 400 ha にのぼるロングリストを作成し、西ベンガル州各県の DFO が当該地域の候補地を踏査し、植林に適した土地を検討し、また、利用可能性の確認を行った。これらの作業が行われた結果、計 234 ha の補償植林用地（Purulia 県 75.1 ha、Jalpaiguri 県 158.9 ha）が選定・確保された。

11.12.4 非自発的住民移転

本事業による非自発的住民移転は想定されない。

11.13 用地取得・住民移転にかかる法的枠組み

11.13.1 用地取得・住民移転にかかる法的枠組み

本事業に関連する、用地取得、住民移転、補償に関する主な法規を Table 11.13.1-1 及び Table 11.13.1-2 に整理する。

Table 11.13.1-1 Central Acts under Land Acquisition and Requisition, Resettlement and Compensation

Issue	Name of Legal Documents	Year (last amendment)
Land Acquisition, Resettlement and Rehabilitation	Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013	2013
	Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement (Amendment) Ordinance, 2015	2015
	Land Acquisition Act (repealed)	1894
	National Rehabilitation and Resettlement Policy (repealed)	2007
Living Rights	The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act, 2006	2006
	The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Amendment Rules, 2012	2012
Right of Way Compensation	Indian Telegraph Act, 1885	2006
	The Electricity Act, 2003	2003

(source: JICA Sturdy Team)

Table 11.13.1-2 State Acts under Land Acquisition and Requisition, and Compensation

Issue	Name of Legal Documents	Year (last amendment)
Land Acquisition and Requisition, and Compensation	Land Acquisition (West Bengal Amendment) Act, 1997	2011
	The West Bengal Land (Requisition and Acquisition) Re-Enacting Act, 1977	2011
	The West Bengal Land (Requisition & Acquisition) Act, 1948 (Act II of 1948)	2011
	The West Bengal Land Acquisition Act, 1894 (Act I, 1894)	2011
	The West Bengal Land Development and Planning Act, 1948	1948
	The West Bengal Acquisition and Settlement of Homestead Land Act, 1969	1969
	The West Bengal Requisitioned Land (continuance of Power) Act, 1951 (Act VIII of 1951)	1951

(source: JICA Sturdy Team)

(1) 用地取得・住民移転・補償

Land Acquisition Act (以下、「用地取得法」)は、公的目的の用地取得の手続き等に関するもので、National Rehabilitation and Resettlement Policyは用地取得等に伴う住民移転の回避及び最小化の促進と、社会的弱者保護のための措置の検討などが行われている。これらは、2013年に制定されたRight to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act (以下、「新用地取得法」)によって置き換えられている。新用地取得法は、用地取得だけでなく、これに伴う移転や回復、公平な補償に関して言及している³²。同法に基づき、実施機関は社会影響評価(SIA)を行い、社会影響管理計画(SIMP)を作成することが義務付けられているが、特に移転等がない場合はこの限りではない。被影響住民はSIA実施後60日以内にDistrict Collectorに不服申し立てを行うことが可能である。同法下では、特に指定カーストや指定部族の権利が保障され、しかるべく保護されることになっている。

(2) 森林居住権

The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Actが2006年に制定され、指定部族とその他の伝統的に森林に居住する人々の森林居住権が保障されることになった。

(3) ROW 補償

事業実施を要因として生じるあらゆる損害・被害その他の不都合な状況に対し、事業主は十分な補償を行うとされている。

架空線ROWに樹木や構造物その他が存在する場合、事業主は樹木の除去または樹木の設置を行う。樹木に何らかの権利を持つ関係者は、相当もしくは同等の補償が付与される。

³² 新用地取得法は、次の法律下の用地取得には適用されない：The Land Acquisition (Mines) Act, 1885, The Indian Tramways Act, 1886, The Damodar Valley Corporation Act, 1948, The Resettlement of Displaced Persons (Land Acquisition) Act, 1948, The Requisitioning and Acquisition of Immovable Property Act, 1952, The National Highways Act, 1956, The Coal Bearing Areas Acquisition and Development Act, 1957, The Ancient Monuments and Archaeological Sites and Remains Act, 1958, The Atomic Energy Act, 1962, The Petroleum and Minerals Pipelines (Acquisition of Right of User in Land) Act, 1962, The Metro Railways (Construction of Works) Act, 1978, The Railways Act, 1989, The Electricity Act, 2003.

11.13.2 住民移転にかかる JICA の方針

住民移転にかかる JICA の方針は次に要約される。

- ・ 非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。
- ・ このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、対象者との合意の上で実効性ある対策が講じられなければならない。
- ・ 移転住民には、移転前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるような補償・支援を提供する。
- ・ 補償は可能な限り再取得費用に基づかなければならない。
- ・ 補償やその他の支援は、物理的移転の前に提供されなければならない。
- ・ 大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない。住民移転計画には、世界銀行のセーフガードポリシーの OP4.12 Annex A に規定される内容が含まれることが望ましい。
- ・ 住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。協議に際しては、影響を受ける人々が理解できる言語と様式による説明が行われていなければならない。
- ・ 非自発的住民移転及び生計手段の喪失にかかる対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない。
- ・ 影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない

また、JICA ガイドラインには、「JICA は、環境社会配慮等に関し、プロジェクトが世界銀行のセーフガードポリシーと大きな乖離がないことを確認する。」と記載されていることから、上記の原則は、世界銀行 OP 4.12 によって補完される。世銀 OP 4.12 に基づき追加すべき主な原則は以下のとおりである。

- ・ 被影響住民は、補償や支援の受給権を確立するため、初期ベースライン調査(人口センサス、資産・財産調査、社会経済調査を含む)を通じて特定・記録される。これは、補償や支援等の利益を求めて不当に人々が流入することを防ぐため、可能な限り事業の初期段階で行われることが望ましい。
- ・ 補償や支援の受給権者は、土地に対する法的権利を有するもの、土地に対する法的権利を有していないが、権利を請求すれば、当該国の法制度に基づき権利が認められるもの、占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものとする。
- ・ 移転住民の生計が土地に根差している場合は、土地に基づく移転戦略を優先させる。
- ・ 移行期間の支援を提供する
- ・ 移転住民のうち社会的な弱者、得に貧困層や土地なし住民、老人、女性、子ども、先住民、少数民族については、特段の配慮を行う。

- ・ 200人未満の住民移転または用地取得を伴う案件については、簡易移転計画を作成する。

上記の主要原則に加え、各事業の住民移転計画、実施体制、モニタリング・評価メカニズム、スケジュール、詳細な資金計画も必要である。

11.13.3 インド国内法と JICA 方針の相違

日本政府から事業資金を調達することに鑑み、国内法へのコンプライアンスに加え、用地取得や移転に伴う影響の査定と管理において、JICA ガイドラインで求められる水準を満たすことが前提となる。JICA ガイドラインとの相違点は下表のとおり。

Table 11.13.3-1 Differences between Indian Legislation and JICA Guidelines

Issue	Provisions in Indian Laws	JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations 2010	Differences
Avoidance of involuntary resettlement	Involuntary resettlement and loss of means of livelihood are <u>to be avoided</u> when feasible by exploring all viable alternatives.	Involuntary resettlement and loss of means of livelihood are <u>to be avoided</u> when feasible by exploring all viable alternatives.	No gap
Minimization of involuntary resettlement	When population displacement is unavoidable, effective measures to <u>minimize</u> impact and to compensate for losses should be taken.	When population displacement is unavoidable, effective measures to <u>minimize</u> impact and to compensate for losses should be taken.	No gap
Restoration and improvement of livelihoods	<ul style="list-style-type: none"> • A family as a unit will receive R&R grant over and above the compensation and those who are not entitled to compensation. <i>Section: 31</i> • Homeless entitled to constructed house, land for land in irrigation projects in lieu of compensation, in case of acquisition for urbanization 20% of developed land reserved for owners at a price equal to compensation' jobs or onetime payment or annuity for 20 years' subsistence grant, transportation, land and house registered on joint name husband and wife, etc. <i>Second Schedule</i> • Provision for infrastructural amenities in resettlement areas. <i>Section: 32 and Third Schedule</i> 	People who must be resettled involuntarily and people whose means of livelihood will be hindered or lost must be sufficiently compensated and supported, so that they can <u>improve</u> or at least <u>restore</u> their standard of living, income opportunities and production levels to pre-project levels.	No gap
Compensation at replacement value	<ul style="list-style-type: none"> • The Collector shall take possession of land after ensuring that full payment of compensation as well as rehabilitation and resettlement entitlements are paid within three months for the compensation and a period of six months for the monetary part of rehabilitation and resettlement entitlements. <i>Section: 38. (1)</i> • Recognizes 3 methods and whichever is higher will be considered which will be multiplied by a factor given in <i>The First Schedule</i>. Compensation given earlier will not be considered; If rates not available floor price can be set; Steps to be taken to update the market value. (<i>Section 26 and The First Schedule</i>) Provision for employment, fishing rights, annuity policy etc. (<i>Section: 31 and The Second Schedule</i>) 	Compensation must be <u>based on the full replacement cost</u> as much as possible. Replacement cost is the amount calculated before displacement which is needed to replace an affected asset without depreciation.	It is necessary to make sure that the total amount of compensation is equivalent to the full replacement value (without depreciation) or more.
Compensation prior to displacement	<ul style="list-style-type: none"> • The Collector shall be responsible for ensuring that the rehabilitation and resettlement process is completed in all its aspects before displacing the affected families. <i>Section: 38. (2)</i> 	Compensation and other kinds of assistance must be provided <u>prior to displacement</u> .	No gap
Participation and consultation	<ul style="list-style-type: none"> • Consultation with Panchayat, Municipality, to carry out SIA. (<i>Section: 4.</i>) 	Appropriate <u>participation</u> of affected people must be promoted in planning, implementation, and monitoring of	Stakeholder meeting shall be held at two stages

Issue	Provisions in Indian Laws	JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations 2010	Differences
	<p>(1))</p> <ul style="list-style-type: none"> Public hearing for Social Impact Assessment. <i>Section: 5.</i> Discussion on and Public hearing for Draft Rehabilitation and Resettlement Scheme <i>Section: 16. (4). and (5).</i> 	<p>resettlement action plans.</p> <p>In preparing a resettlement action plan, <u>consultations</u> must be held with the affected people and their communities based on sufficient information made available to them in advance.</p>	<p>during the planning period: scoping draft and draft final report.</p>
Grievance redress mechanism	<ul style="list-style-type: none"> Establishment of Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Authority for disposal of disputes relating to land acquisition, compensation, rehabilitation and resettlement. <i>Section: 51. (1). and Section: 64.</i> The Requiring Body or any person aggrieved by the Award passed by an Authority under section 69 may file an appeal to the High Court within sixty days from the date of award. <i>Section: 74. (1). and (2).</i> 	<p>Appropriate and accessible <u>grievance mechanisms</u> must be established for the affected people and their communities.</p>	<p>No gap</p>
Resettlement plan	<ul style="list-style-type: none"> Preparation of Rehabilitation and Resettlement Scheme including time line for implementation. <i>Section: 16. (1) and (2).</i> Separate development plans to be prepared. <i>Section 41</i> 	<p>For projects that entail large-scale involuntary resettlement, <u>resettlement action plans</u> must be prepared and <u>made available to the public</u>.</p> <p>For projects that entail land acquisition or involuntary resettlement of fewer than 200 people, an <u>abbreviated resettlement plan</u> is to be prepared. (WB OP4.12 para.25)</p>	<p>No gap</p> <p>ARAP needs to be developed if the given condition is applicable.</p>
Information disclosure	<ul style="list-style-type: none"> The draft Rehabilitation and Resettlement Scheme prepared shall be made known locally by wide publicity in the affected area and discussed in the concerned Gram Sabhas or Municipalities and in website. <i>Section: 16. (4)</i> The approved Rehabilitation and Resettlement Scheme to be made available in the local language to the Panchayat, Municipality or Municipal Corporation and in website. <i>Section: 18.</i> 	<p>For projects that entail large-scale involuntary resettlement, <u>resettlement action plans</u> must be prepared and <u>made available to the public</u>.</p> <p>When consultations are held, explanations must be given in a form, manner, and language that are understandable to the affected people.</p>	<p>No gap</p>
Implementation of social impact assessment	<ul style="list-style-type: none"> SIA is must before taking final decision on acquisition of land followed by preparation of R&R Scheme. While the policy does not specify any requirement for screening of the project at an early stage for resettlement impacts and risks, it requires carrying out SIA before any proposal for land acquisition (<i>Section-16</i>). Carry out census of affected people and their assets to be affected, livelihood loss and common property to be affected; R&R scheme including time line for implementation. (<i>Section: 16. (1) and (2)</i>). 	<p>Affected people are to be identified and recorded as early as possible to establish their eligibility through an initial baseline survey (<u>including population census that serves as an eligibility cut-off date</u>, asset inventory, and socioeconomic survey), preferably at the project identification stage, to prevent a subsequent influx of encroachers who wish to take advantage of such benefits. (WB OP4.12 para.16)</p>	<p>No gap</p>
Traditional rights and residence rights	<p>The Act recognizes <i>Section: 3. (c)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> a family which does not own any land but belong to the family of an agricultural laborer, tenant, share-croppers, or artisans or working in affected area for three years prior to the acquisition of the land. the STs and other traditional forest dwellers who have lost any of their forest rights family whose primary source of livelihood for three years prior to the acquisition of the land is dependent on forests or water bodies and includes gatherers of forest produce, hunters, fisher folk and boatmen a family residing or earning livelihoods on any land in the urban areas for preceding three years or more prior to the acquisition of the land 	<p>Eligibility of benefits includes the PAPs who have formal legal rights to the land (including customary and traditional land rights recognized under law), the PAPs who don't have formal legal rights to the land at the time of census but have a claim to such land or assets and the PAPs who have no recognizable legal right to the land they are occupying. (WB OP4.12 para.15)</p>	<p>No limit shall be imposed regardless of how long they reside the site. On the other hand, there shall be a cut-off-date (or alternative) to identify the project affected people and to prevent influx of encroachers</p>
Identification of the affected	<p>N/A</p>	<p>Persons who encroach on the area after the cut-off date are not entitled to</p>	<p>The COD or alternatives shall</p>

Issue	Provisions in Indian Laws	JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations 2010	Differences
people		compensation or any other form of resettlement assistance (WB OP4.12 para.15)	be declared to prevent influx of encroachers.
Minimization of adverse impact on host community	N/A	Adverse impacts on host communities should be minimized. (WB OP4.12 para.13 (b))	The degree of impact caused to the host communities shall be assessed if the given condition is applicable.
Land-based resettlement	<ul style="list-style-type: none"> Land for land in case of irrigation projects to the land owners losing agricultural land. Land for land in every project to land owners belong to SC and ST community up to 2.5 acres of land. <i>Section: 31 and The Second Schedule</i> Provision of housing units in case of displacement. Offer for developed land. <i>Section: 31 and The Second Schedule</i> 	Preference should be given to land-based resettlement strategies for displaced persons whose livelihoods are land-based. (WB OP4.12 para.11)	No gap
Assistance during transition period	N/A	Provide support for the transition period (between displacement and livelihood restoration). (WB OP4.12 para.6 I (i))	Assistance during transitional period shall be examined if the given condition is applicable.
Assistance for vulnerable people	<ul style="list-style-type: none"> Landless people are considered and eligible for R&R grants. <i>Section: 16. (2).</i> Widows, divorcees, abandoned women will be considered as separate family and entitled to R&R provisions <i>Section: 3. (m)</i> Homeless entitled to constructed house and landless entitled to land in irrigation project. <i>Second Schedule</i> Special provision for SC / ST; <i>Section: 41.</i> Additional provisions for SC&ST for land for land in irrigation projects, additional sum over and above the subsistence grant. <i>Second Schedule</i> 	<u>Appropriate consideration must be given to vulnerable social groups</u> , such as women, children, the elderly, the poor, and ethnic minorities, all members of which are susceptible to environmental and social impacts and may have little access to decision-making processes within society.	No gap
Monitoring	<ul style="list-style-type: none"> The Rehabilitation and Resettlement Committee, to monitor and review the progress of implementation of the Rehabilitation and Resettlement scheme and to carry out post-implementation social audits in consultation with the Gram Sabha in rural areas and municipality in urban areas. <i>Section: 45. (1)</i> Set up National and State-level Monitoring Committee to review and monitor progress. <i>Section 48-50</i> 	<p>In cases where sufficient monitoring is deemed essential for appropriate social considerations, project proponents must ensure that project plans include feasible monitoring plans.</p> <p>Project proponents should make efforts to make the results of the monitoring process available to local project stakeholders.</p>	No gap
Cost for resettlement	The requiring body shall bear the cost of acquisition covering compensation and R&R cost. <i>Section: 19. (2) and Section 95. (1)</i>	The full costs of resettlement activities necessary to achieve the objectives of the project are included in the total costs of the project. (WB OP4.12 para.20)	No gap

(source: JICA Study Team)

11.13.4 本事業下の方針骨子

DPR 技術調査の結果、事業地域への負の影響を最小限とする代替案や事業計画が策定され、私有地の恒久的取得や非自発的住民移転は回避された。負の影響が最小化された一方、建設材料を確保するために、建設工事期間中に一定期間程度の一時的な土地の利用（土取場）を確保する必要があり、これに伴う私有地のリースや、生計手段・収入・食糧の喪失の可能性がある。土取場の確保に当たっては、WBSEDCL は、まず林地において土壌採取を行い、林地の土壌が質・量の両面期待されるレベルに到達すれば、非林地（WBSEDCL 所有地、私有地）の候補地に手を付けないとの考えを明確に持っているが、最終決定は、今後の地質調査、土壌試験、試掘を踏まえる

ことになる。

非林地にある私有地を土取場としてリースする場合、コントラクターと地権者間で契約が行われる³³。所有者が事業による土地使用を拒否する場合は、コントラクターは他の候補地もしくは新規候補地を開拓することになるため、非自発的または強制的な用地使用は想定されない。私有地の使用に対し、WBSEDCL は公権力を行使することはなく、また、不当な条件で契約が締結されないよう監督を行う。

一方、非林地の WBSEDCL 所有地で土取場候補となっている土地は、Purulia 揚水発電所の旧土取場であり、このうち Kudna 土取場では地域住民が何年にもわたって非正規に農耕を行っている実態が確認された。同地点で本事業下での土壌採取が不可避となった場合、農耕地を喪失し生計への影響が想定されることから、インド国内法及び JICA ガイドライン・方針に基づき簡易用地取得住民移転計画（以下「ARAP」）を作成する。ARAP は地元言語に翻訳され、被影響住民及び関係者に参考資料として公開される。

Table 11.13.3-1 にあるとおり、インド国内法と JICA ガイドライン・方針との間にはほとんど乖離が見られない。WBSEDCL はインド国内法及び国内におけるグッドプラクティス、JICA 方針に準拠し、被影響住民を支援し、少なくとも事業実施前の状態まで経済状況の回復を図ることとなる。

なお、WBSEDCL は事業実施前にカットオフデート宣言を行わない³⁴。これは、非林地の WBSEDCL 所有地の利用は、着工後でないとその要・不要が判明しないためである。WBSEDCL 所有地での建設材料採取・確保の必要性が確認された段階で、WBSEDCL は改めて被影響住民との協議の場を持ち、建設業者を通して補償の事前払いを行うことになる。被影響住民に関する公式の情報は、実際に行われる補償支払いに先駆けて District Magistrate と BDO 事務所によってアップデートされる予定である。生計回復活動は、WBSEDCL 側の費用負担によって Baghmundi の BDO 事務所を通して行われる。

相互に確認された基本方針骨子は次のとおりである。

(1) 補償

- 被影響住民に対して補償と回復支援を提供する。影響の具体的な内容は次のとおり。
 - ・ 負の影響を受ける生活の水準
 - ・ 土地から得られる利益
 - ・ 一時的に負の影響を受ける収入創出機会、職業
 - ・ 土地の接収手続き期間中に特定される、影響を受ける社会的・文化的関係、その他の損失
- すべての被影響住民は、法的権利の有無に関わらず補償と回復支援を受ける資格を持つ。
- 事業の影響を受ける地で労働、耕作を行う人々は、被影響住民として損失の対価としての補償を受ける資格を有し、事業実施前の状態へ回復もしくは向上するための支援を受ける。

³³ 本調査実施時点で、Hatinada 村に 2 地点 3 世帯、Gosaidi に 2 地点 2 世帯、計 4 候補地点 5 世帯の所有者が確認されている。これらとは別に、Kudna 村にも私有地 7ha 規模の新たな土取場の確保が検討されているが 2018 年 4 月時点で未選定である。

³⁴ カットオフデート宣言によって、被影響住民として扱われ、事業の資格要件を満足する土地の所有者・使用者が特定される。

- 農業に依存する被影響住民への補償は、可能な限り土地ベース（代替用地の提供を含む）とし、法的権利のない人々の所有権を確保し、生計向上を図るものとする。代替用地が無い場合、再訓練やスキル開発、賃金雇用、自営などの機会を提供するなどの戦略を検討し、単なる金銭補償だけとなることを可能な限り回避する。定量的な測定が難しい損失（サービスへのアクセスや伝統的な権利など）も考えられるため、事業を実施しない場合に比して生活状況が悪化することがないように留意する。

(2) 支援

- 目先の損失への支援だけでなく、生計・生活水準の回復までの移行期の支援も行う。
- 負のインパクトに対して最も脆弱な人々（貧困層、法的権利を持たない人々、部族、女性、子ども、高齢者、障がい者等）のニーズを考慮し、ARAP の計画・緩和策において十分に配慮がなされるようにする。

(3) 参加

- ARAP の作成の過程やその実施段階において、被影響住民の関与を確保する。
- 被影響住民とコミュニティは、事業の内容、権利と選択可能なオプション、緩和策についてコンサルテーションを受け、可能な限り意思決定に関与する。

(4) 組織体制

- WBSEDCL は、土地利用、補償、収入回復策の実施にあたって十分な予算配賦を必要期間行う。
- 補償の支払いと生計回復活動の開始は、関連する建設工事に先駆けて行う。
- ARAP の効果的な準備と実施にかかる組織と管理体制をあらかじめ特定する。
- 監査や苦情処理機能を含む適切な報告、モニタリング、評価メカニズムを構築する。

11.14 用地取得・住民移転の規模・範囲

2017 年 11 月に行った社会経済調査（人口センサス、資産リスト、世帯調査）を踏まえ、以下に要約するとおりである。同時点の村落の状況は、住民へのグループインタビューや BDO への聞き取りから明らかにした。

11.14.1 人口センサス

Purulia 揚水発電所の土取場跡地（WBSEDCL 所有地）のうち、Kudna の土取場跡地で 5 世帯がコメなどを育てていることが社会調査から明らかになった。これらより、非林地の土取場予定地が実際に使用される場合、生計活動に何らかの影響を及ぼすことが想定される。影響を受ける可能性のある世帯とその構成人数は下表のとおりである。

Table 11.14.1-1 Number of the Affected Households and their People

(Unit: number)

Type of affected people	Village	Legal		Unauthorized (encroached)		TOTAL	
		Household	Person	Household	Person	Household	Person
Cultivators of WBSEDCL owned land in Kudna (LCA-1)	1	0	0	5	25	5	25

(source: JICA Sturdy Team)

(note: WBSEDCL will conduct local consultations to officially identify the number of the affected households and people with information provided by the District Magistrate, if they find they must explore non-forest land to temporarily use as borrow area. The numbers in the table are the snapshot collected in the initial baseline survey as of November 2017.)

なお、建設工事前の段階では、実際に非林地を使用するかどうかは確かではない。WBSEDCLは、林地に予定されている土取場のコア材採取が質量ともに十分かを今後の地質調査、土壌サンプル試験、試掘によって明らかにし、非林地の一時的な使用が不可避と判明した段階で改めて被影響世帯を特定する。被影響世帯情報のアップデート District Magistrate Office と Land Revenue Department の公式情報を踏まえて行われる。

11.14.2 資産リスト

(1) プロジェクトに利用される可能性がある土地

事業に利用される可能性のある非林地の WBSEDCL 所有地の要約を下表に示す。本調査実施時点における土地利用状況は、社会調査結果から得られた情報を反映している。建物や樹木、家畜等の動産への影響はない。実際に事業に利用される場合には、本調査報告書及び ARAP (Annex 11-8) に記載された基本方針に基づく支払いが行われることになる。

Table 11.14.2-1 Assets Likely Impacted under the Project

Land use in the project			Affected Land (ha)		No of Affected HH	Land condition and products as stated by the affected households		
Village	Purpose	Location ID	Gov land	Pvt land		Condition	Product	Product purpose
Kudna	Borrow area	Kudna (LCA1)	4.98	-	5	farmland	Paddy	self-consumption / commercial

(source: WBSEDCL and JICA Study Team)

(note: WBSEDCL will conduct local consultations to officially identify the number of the affected households and people with information provided by the District Magistrate, if they find they must explore non-forest land to temporarily use as borrow area. The number of affected households, land condition and products are as stated by the interviewed households collected in the initial baseline survey as of November 2017.)

(2) 生産物

社会調査対象世帯に収穫を尋ねたが、自家消費用と外部販売用とを明確に区別して勘定していないため、生産高や金銭価値に関する正確と判断される情報は得られなかった。

なお、Baghmundi ブロックの農業補佐官事務所から得られた公式データによると、事業地域では小麦やトマト、玉ねぎなども育てられているとのことであり、収穫高は Table 11.14.2-2 のとおりである。これらの作物の種苗は西ベンガル州から供給され、政府登録種苗販売店で入手可能である。農産物は中央加工センター、農民生産者組織、地元公共市場で販売されている。

Table 11.14.2-2 Yields of Various Crops in the Project Surrounding Area

S.No	Name of the Crop	Yield (Quintal/ha)
1.	Wheat	25
2.	Kalai	9.5
3.	Tomato	31
4.	Onion	37
5.	Paddy	51

(source: Office of the Assistant Director of Agriculture)

11.14.3 世帯調査

下表は、影響を受ける可能性のある世帯の社会経済状況を、インタビュー結果をもとに要約したものである。被影響世帯の社会経済状況の詳細は ARAP に記載している (Annex 11-8)。

Table 11.14.3-1 Profile Summary of the Affected Households and their People

Living village	caste / tribe	language	Household members			occupation		monthly income (Rs.)
			Total	male	female	Primary	Secondary	
Kudna	General	Bengali	6	4	2	driver, operator	farmer	27,000
Kudna	ST (Santhal)	Santhali / Bengali	5	1	4	farmer	laborer	3,000
Kudna	ST (Santhal)	Santhali / Bengali	4	1	3	farmer	laborer	3,000
Kudna	ST (Santhal)	Santhali / Bengali	4	3	1	laborer	farmer	5,000
Kudna	ST (Santhal)	Santhali / Bengali	6	4	2	farmer	laborer	5,000
TOTAL			25	13	12			

(source: JICA Sturdy Team)

(note: WBSEDCL will conduct local consultations to officially identify the number of the affected households and people with information provided by the District Magistrate, if they find they must explore non-forest land to temporarily use as borrow area. The numbers in the table are the snapshot collected in the initial baseline survey as of November 2017.)

11.14.4 社会的に脆弱な人々

被影響住民は、一般カーストの人々に加え、指定部族 (Santhal) である。Santhal はネパール、バングラデシュ、北インドの複数の州 (Bihar, Jharkhand, West Bengal, Odisha, Tripura) に確認されている。他の地元住民と同様の衣服を身にまとい、西ベンガル州の公用語のひとつであるベンガル語を第二言語としている (第一言語は Santhali である。非識字者は高齢の女性に多いが、彼女たちは Santhali のみを用いている)。生業のひとつとして特用林産物を集め、Baghmundi の店先で売買を行っている。被影響住民が住む村は、地元の道路網で結ばれ、他村落と往来がある。Santhal を含む指定部族は、インド憲法及び国内法³⁵で、その権利や優先的な公共サービス・役職への配置が確保されている。また、貧困線下にある住民は、中央政府及び西ベンガル州の社会福祉プログラムでの支援や補助金を受けている。例えば、個別世帯トイレ設置スキーム (Individual Household Latrine : IHHL) がインド中央政府によって実施されており、トイレ建設に一世帯当たり Rs. 10,000 の補助金が提供されている。

³⁵ 関連法規は次のとおり。The West Bengal Scheduled Castes and Scheduled Tribes (Identification) Act, 1994, The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act 2006, The West Bengal Scheduled Castes and Scheduled Tribes (Reservation of Vacancies in Services and Posts) Act, 1976.

11.15 補償・支援の具体策

11.15.1 エンタイトルメント・マトリックス

事業による損失補償への基本方針に基づき、Table 11.15.1-1 にエンタイトルメント・マトリックスを示す。

Table 11.15.1-1 Entitlement Matrix

Type of loss	Entitled Persons (Beneficiaries)	Entitlement (Compensation Package)	Implementation issues/Guidelines	Responsible Organization
Loss of access to cultivable land by cultivator	Cultivators (unauthorized) of WBSEDCL land	<ul style="list-style-type: none"> - Crop / vegetable compensation equivalent to higher values of either 1) government prices at the time of compensation, or 2) annual average market prices - Double harvesting times - Additional grant (20%) for the expenses (manpower, fertilizer, materials, seeds, seedlings etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> <Assessment> - Assessment of quantity and quality of land - Assessment of market value of crops / vegetables <Entitlement> - Updating of title of the affected persons - APs will be fully informed of the entitlements and procedures regarding payments in prior <Payment> - Prior payment 	<ul style="list-style-type: none"> <Assessment> Dept. of Agriculture <Entitlement> Contractor (supervised by WBSEDCL) <Payment> Contractor (supervised by WBSEDCL)

(source: JICA Sturdy Team)

(note: Existing local government regulations of Purulia District for compensation calculations for crops and vegetables will be used where ever available.)

11.15.2 生計手段・収入喪失への補償

本事業において影響を受ける可能性のある人々の喪失や資格要件は、非林地の WBSEDCL 所有地で生産される収穫物（農作物・野菜）と生計手段（耕作活動）である。

Purulia 県で行われている作物補償は、市場で売られている価格の変動を吸収した政府価格を反映している。しかし、同価格は土壌改良や肥料、農薬、農具、労働力などの間接経費を勘案したものではない。したがって、事業の作物補償は以下の計算式を踏まえて算定する。

$$X*2*1.2$$

X: 喪失する収穫。事業地では一年に一度の収穫が一般的である。

2: 喪失する収穫 2 回分

1.2: 補償の上乗せ分を足したもの（120%。上乗せ 20%分は作物の価値以外の間接経費）

コア材採取のために一時的に使用される可能性のある非林地における主な農作物はコメである。Bagmundi Block の農業副局長事務所によると、コメの平均収穫高は 1ha 当たり 51 quintal（およそ 5,100 kg）で、政府価格は 1 quintal 当たり 1,550 ルピーである。種苗は西ベンガル州から支給され、政府登録種苗販売店で入手可能である。農産物は中央加工センター、農民生産者組織、地元公共市場で販売されている。

本調査実施時点で農耕地として使用されている Kudna の土取場跡地がコア材採取に使用される場合、作物補償は 2017 年度の価格でおよそ 95 万ルピーと試算される（Table 11.15.2-1）毎年の物価上昇はおよそ 10%である。

Table 11.15.2-1 Estimation of Crop Compensation

Affected Land			(a)	(b)	(c)	(d)=(a)*(b)* (x+1)*(c)	(e)=(d)*0.2	(f)=(d)+(e)
Village	Gov land (ha)	Pvt land (ha)	Average crop yield for Paddy (Quintal / ha)	Production One Season (Quintal / ha)	Govt Rate of Paddy / Quintal (Rs. / quintal)	Compensation for Two Crops (Rs.)	Top-up (20% for fodder, manpower etc. Rs)	TOTAL (Rs.)
Kudna	4.98	0	51	610.98	1,550	787,338	157,468	944,806

(source: JICA Study Team)

(note: the average crop yield for paddy and government rate of paddy per quintal are as of 2017/18 collected from the Department of Agriculture.)

11.15.3 生計回復活動

生計回復活動の実施に当たっては、以下の活動を提案する。

(1) スキル開発トレーニング

Purulia にインド職業訓練学校 (Industrial Training Institute : ITI) があり、同学校で各世帯から男女問わず一人がスキル開発トレーニングを受ける。

被影響世帯 5 世帯から計 5 人の研修生が、年間 15,000 ルピー相当の奨学金で学費と教材を購入し、一年間の宿舍費用として別途 5,000 ルピーが支給される。職業訓練学校では、大工、電気技師、機械工、コンピュータ入力などの研修に加えて、当該地域住民の生計手段としての有用性に考慮し、洋裁や線香作りなども教えることになる。

奨学金 (年間計 375,000 ルピー) の詳細を Table 11.15.3-1 に示す。

Table 11.15.3-1 Details of ITI Expenditure per Temporarily Affected Family

S.No.	Activities	Amount (Rs.)
1	Hostel expenses (@ Rs.5,000/month x 5 students x 1 year)	300,000
2	Fees/course material (@ Rs.15,000/year x 5 students for 1 year)	75,000
	Total	375,000

(source: JICA Survey Team)

(2) 農民対象の農業改良普及研修コース

農業が広く地元で行われている状況を踏まえ、農民を対象とした研修が想定される。研修の内容は、環境保護に関連する Table 11.15.3-2 のものを含める。

Table 11.15.3-2 Training and Extension Courses for Farmers

No.	Program	Measures
1	Prevention of spread of water related diseases	<ul style="list-style-type: none"> • Hygiene and personal health care • Control of water spills, puddling etc. • Prevention and prophylactic measures for control of vectors • Disposal of human waste • Disposal of drainage water
2	Safe use of agro-chemicals	Control of weeds in channels <ul style="list-style-type: none"> • Methods of cleaning and disposal of weeds • Detrimental environmental effects of agro-chemicals • Information on biological weed control. Pest control <ul style="list-style-type: none"> • Specific uses of pesticides and its optimization • Residual degradability

No.	Program	Measures
		<ul style="list-style-type: none"> • Effect on untargeted species • Safety procedures during application • Rate and frequency of application • Disposal of packing material and surpluses • Storage of chemicals Fertilizer use <ul style="list-style-type: none"> • Type, dosage, application techniques, timing and frequency of application and its relationship with type of soils; • Disposal or storage of packing materials and surpluses. • Topics to be covered under Environmental conservation programmes are: • Protection of forest or trees • Control of tree felling of fuel wood and timber • Advice on establishment of village woodlot • Soil conservation measures. • Such training courses can be organized by Agriculture Department, state government of West Bengal • Information on cropping measures such as weeding, rotational cropping, cleaning of bunds, etc.
3	Environmental conservation program	Dissemination

(source: JICA Survey Team)

農業改良普及研修費用として、総額 150 万ルピーが実施機関から農業局に提供され、農業局を通して地元住民に研修が行われる。

生計回復活動とは別に、EIA の一部としてインド政府に提出済みの SIA には地域開発計画が提案されている³⁶。これは事業対象地域全域の住民を対象とするものであり、Turga 揚水発電所建設事業の地域開発計画には、教育施設の改善や学生の奨学金、公衆衛生施設の整備、コミュニティトイレ、給水施設、グラウンドなどが含まれている。また、これとは別途、WBSEDCL の通常予算によって CSR 活動が行われる計画となっている。

隣接する Purulia 揚水発電所の建設及び操業と、WBSEDCL が建設工事期間中から現在に至るまで継続して実施している CSR 活動を通して多くの正の効果がもたらされた。具体的には雇用機会や地元ビジネス機会の創出である。CSR 活動では道路や教育施設、保健医療施設など地元インフラの整備が行われている。

11.16 苦情処理メカニズム

現場で個別に苦情申し込みへ対応する手続きが設けられ、苦情受付台帳に記録され、苦情申し立ての目的、調査、分析を踏まえて被影響住民への対応が行われることになる。具体的には次のとおりである。

11.16.1 苦情処理窓口

苦情処理窓口となる人員は Baghmundi ブロックの BDO であり、苦情処理手続きを公平かつ効果的に実施する。口頭もしくはレターで被影響住民から間接・非間接的に苦情を受け、その内容は記録され、直ちにプロジェクトサイトオフィサーに伝達される。

³⁶ JICA の HP に公開されている。

https://www.jica.go.jp/english/our_work/social_environmental/id/asia/south/category_a_b.fi.html (2018 年 8 月アクセス)

11.16.2 プロジェクトサイト

現場の苦情処理チームは、WBSEDCL チーフエンジニア兼プロジェクトサイト担当である。苦情の内容をレビューした後、解決策を検討し、被影響住民の合意を取り付けることになる。この段階では地元で問題の解決が図られる。

11.16.3 苦情処理委員会

被影響住民の満足のいくような対応や解決策がなされない場合、WBSEDCL チーフエンジニア兼プロジェクトサイト担当は、苦情処理委員会にレビューを依頼する。

苦情処理委員会は、事業に特化した苦情処理メカニズム下での最終決定を下す。同委員会は Purulia 県の District Magistrate、西ベンガル州電力局、警察署、BDO 事務所、Gram Panchayat Office からなる。

11.16.4 未解決事項

苦情処理委員会で解決されない場合は、被影響住民は裁判所で訴訟を起こす等司法に訴えることが可能である。

11.17 実施体制

ベースライン調査結果はあくまで本調査時点の事前結果である。WBSEDCL は、非林地の一時的な使用を余儀なくされることが判明した時点で、District Magistrate Office と Land Revenue Department からの開示情報内容を踏まえ、被影響住民に関する情報を更新し、損失査定調査 (Detailed Measurement Survey : DMS) を行う。被影響住民の社会経済状況、私有地及び村落の状況などは、District Magistrate と BDO 事務所によって公式に更新される。

本事業の実施によってかかる社会影響が発生する可能性はあるものの、その規模は小さい。損失査定調査は、Kudna 土取場の利用が始まる前に行われることになる。損失査定調査の目的は、a) 補償されるべき生産物、損失を受ける被影響世帯の詳細情報、補償金額の特定、b) 生計手段の喪失と生計回復ニーズを特定するための、全被影響世帯の社会経済データの収集の 2 点である。

損失査定調査結果を踏まえ、正確な影響の内容が明らかとなり、補償レートや回復策の詳細が準備されることになる。これらの情報は、ARAP に反映・更新される。ARAP はベンガル語に翻訳され、BDO 事務所で被影響住民・村落に公開される。

補償支払いは、公的情報と ARAP の基本方針に基づく。契約・補償支払いは土地利用に先駆けて行われる。WBSEDCL は、DM や BDO などの地元政府関係機関とよく調整してモニタリングを行う。BDO 事務所は、WBSEDCL に代わって生計回復活動を実施し、全費用は直接・間接的に WBSEDCL が支払う。

11.18 実施スケジュール

非林地の WBSEDCL 用地を土取場として使用することの是非は、事業開始後に行われる地質調査、土壌試験、試掘を踏まえて決定される。このため、具体的な実施スケジュールは事業開始後に定められるが、被影響住民への補償が当該用地の使用前に行われる。生計回復活動は、DM 及び BDO による被影響住民の最終化の際に改めて住民らとの協議の場が設けられ、計画が具体化されることになる。

11.19 費用と財源

被影響住民への補償支払い及び生計回復活動にかかる全予算は WBSEDCL によって賄われる。被影響住民への補償支払いは、コントラクターを通して行われる一方、生計回復活動にかかる予算は BDO 事務所に配賦され、BDO 事務所が活動を実施する。

総費用はおよそ 2.8 百万ルピーと推定される。被影響住民の最終的な特定による世帯数の変動や、物価上昇に伴う費用増加が見込まれるため、最終的な予算の確定は、補償と支援を提供する前に行われる。

Table 11.19-1 Cost Estimate for Crop Compensation and Trainings for Income Restoration

No	Item	Cost (Rs.)
A	Crop compensation for the affected people	944,806
B	Livelihood Restoration Activities	
	1. Skill development trainings	375,000
	(1) Hostel expenses (@ Rs.5,000/month x 13 students x 1 year)	300,000
	(2) Fees/course material (@ Rs.15,000/year x 13 students for 1 year)	75,000
	2. Training and Extension Courses for Farmers	1,500,000
	(1) Prevention of spread of water related diseases	Lump sum
	(2) Safe use of agro-chemicals	
	(3) Environmental conservation program	
Total		2,819,806

(source: JICA Study Team)

11.20 実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム

WBSEDCL は、土地使用開始前、同期間中に内部モニタリングを実施する。モニタリングは四半期ごとに行われる。生計回復活動は BDO 事務所を通して行われる。WBSEDCL はおよそ四半期ごとに同活動のモニタリングを行う。補償にかかるモニタリングフォーム案は ARAP に添付のとおりであり、ARAP の見直しと合わせてレビューを行い、必要に応じて修正する。

11.21 住民協議

本調査実施期間中の一連の住民協議結果については、11.11 に記載したとおりである。本事業 EIA の枠組みにおいて、2016 年 2 月にインド国内法に基づく正式なパブリック・ヒアリングが実施済みであったため、本調査においては、地元住民の意見集約に注力した。本事業による用地取得及び住民移転は発生しないこと、非林地における WBSEDCL 用地の使用や私有地リースは今後の詳細調査結果や工事進捗によって最終的に確定することなどを改めて説明した。

キーインフォーマント・インタビュー、グループインタビュー、パブリックコンサルテーションの結果として、プロジェクトに反対する意見や新たな対応を要する補償政策に関するコメントは無かった。住民から得られた意見は、事業下で行われる予定の諸活動（本事業 EIA 実施時に作成された地域開発活動、本調査結果を踏まえた生計回復活動、CSR 活動）に反映される。

第 12 章

全体計画

第12章 全体計画

12.1 建設スケジュール

12.1.1 DPR スケジュール

Figure 12.1.1-1 に示す本プロジェクトの実施機関である West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) が作成した Detailed Project Report (DPR) の大工程表では、メインアクセストンネルの掘削は、本工事の着工前に開始する計画である。アクセストンネルの施工はクリティカルパス上の工程であり約 13.5 ヶ月の工期を見込む。円借款事業として、メインアクセストンネル掘削を実施した場合、標準的な契約期間を含めた準備期間を見込むと 2022 年 5 月以降の着工となり全体工程が 13.5 ヶ月遅れる。従って円借款を利用した本体工事ではなく、WBSEDCL の自己資金による別途工事として先行着工するという DPR の計画は合理的である。財務上の側面ではメインアクセストンネルの工事費は土木工事の全体額に対して 1%未満と小さいため、事業実施者である WBSEDCL の資金計画上の負担は限定的であろう。電気工事の詳細工程がなく、据付け調整を含めた運転開始時期が不明確であるため、次項にて電気工事の概略工程を作成する。

Figure 12.1.1-2 は円借款の手続き他のために必要となる所要期間、ならびに JICA 事業でのコンサルタントとコントラクターの調達所要契約期間を考慮し、大工程を見直したものである。工事着手後の土木工事の工程は基本的に DPR と同一とし、電気機器の据付け調整の詳細工程を作成した。DPR と同様にメインアクセストンネルを先行して着工した場合、初号機の運転開始は 2027 年 7 月前後になるものと見込まれ、DPR の大工程と比較すると約 5 年間先送りしたものとなる。また 2 号機以降は初号機よりそれぞれ半年毎遅れて運転開始し、全号機の運転開始は 2029 年 2 月頃を見込む。

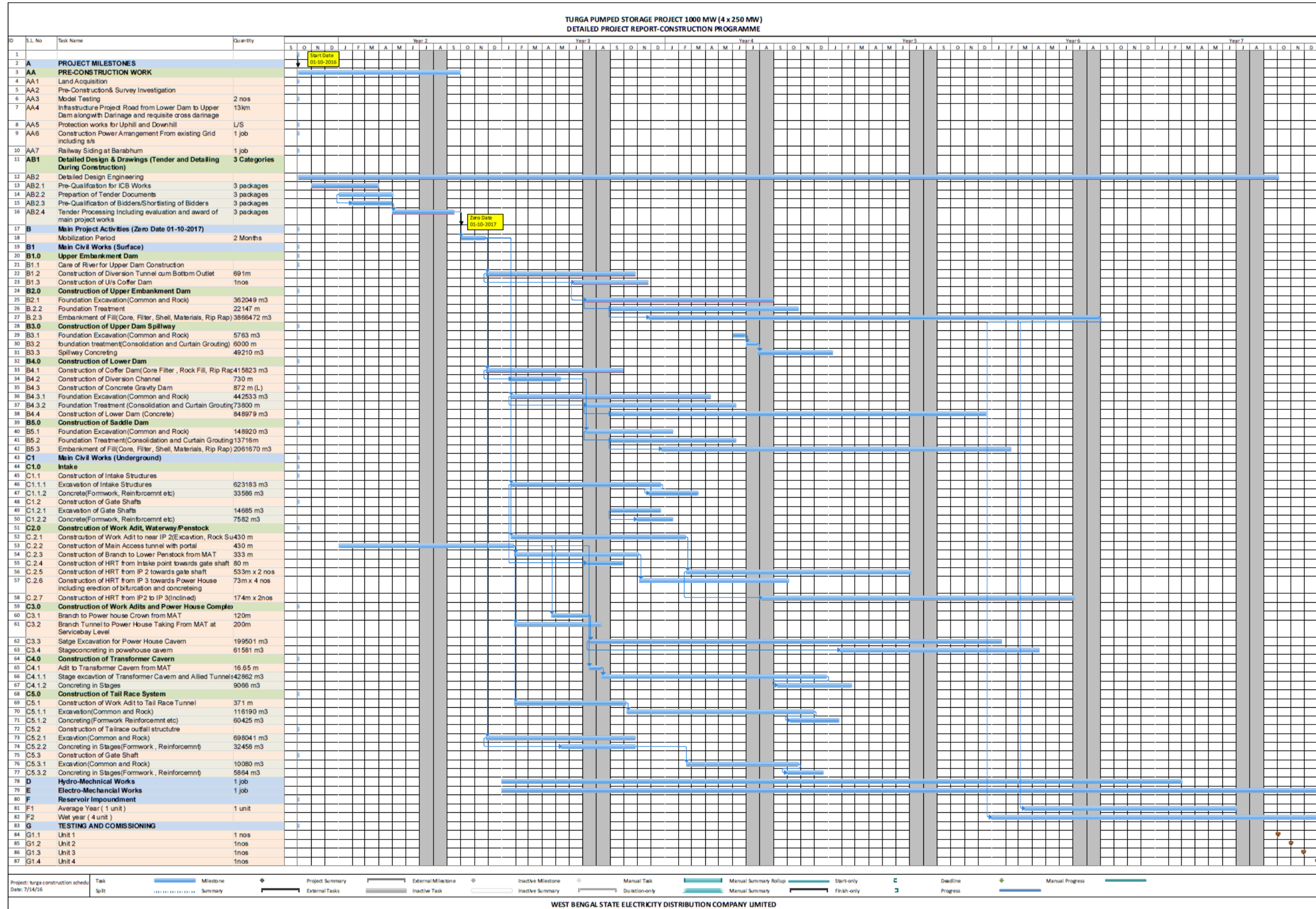


Figure 12.1.1-1 Overall Construction Schedule on DPR

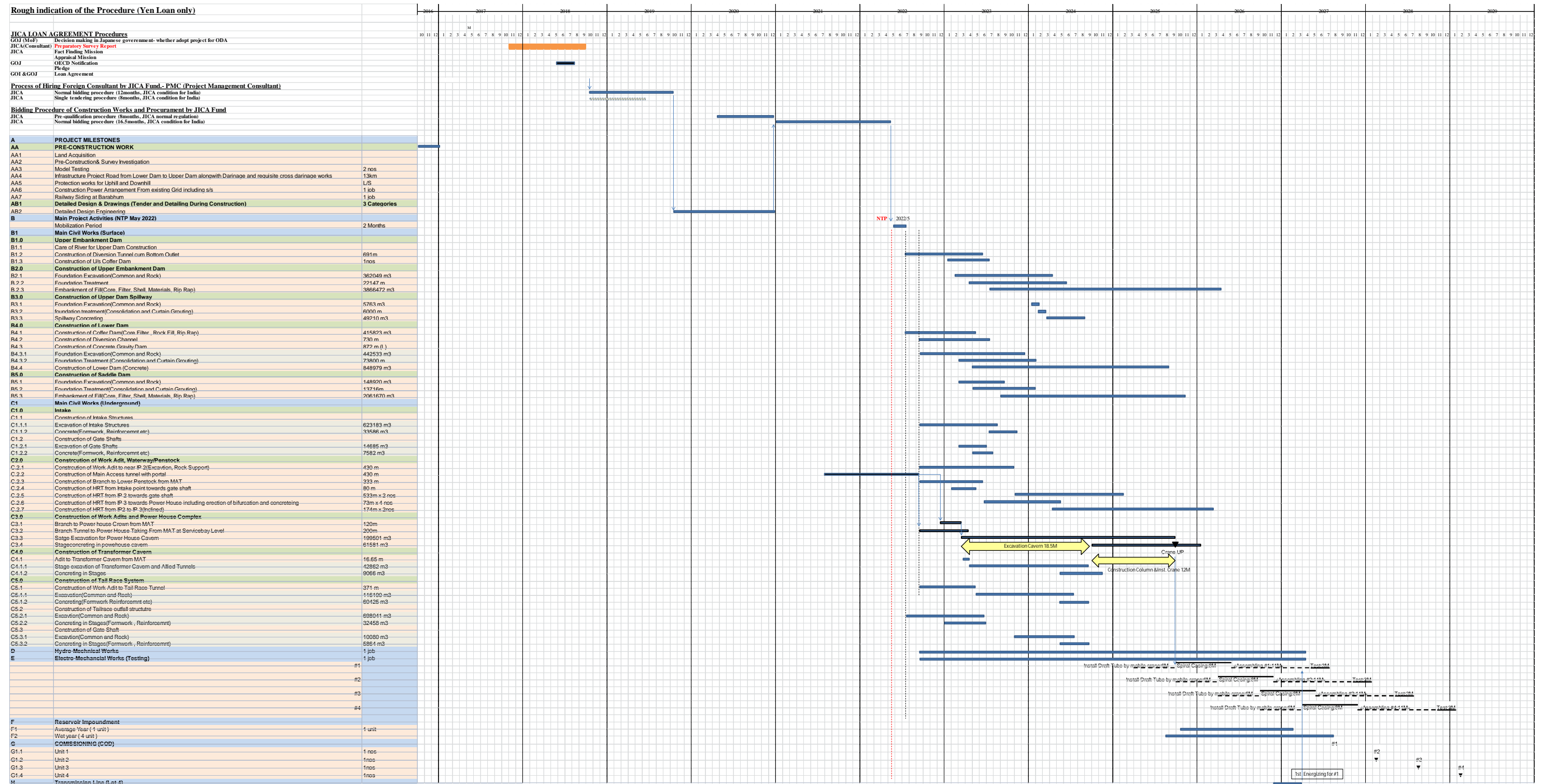


Figure 12.1.1-2 Revised Overall Construction Schedule

12.1.2 全体スケジュールの見直し

電気工事の詳細工程は詳細設計（DD）の段階で作成予定としており、現段階では DPR にある大工程についてレビューを行った。全体工程のクリティカルパスは、地下発電所へのメインアクセストンネル掘削から始まり、地下空洞掘削と水圧管路掘削ならびに上部調整池のダム盛立てである。トンネル掘削とダム盛立てに係る日当たり施工量の設定は妥当である。一方、DPR の大工程上のメインアクセストンネルの先行着工が全体工程に影響を与えることについて、実施機関である WBSEDCL も認識するものの、アクセストンネルは 2018 年 2 月段階で未着工である。また、WBSEDCL はこの工事と仮設道路工事を本工事へ含めたい意向があることを聴取。しかしながら、メインアクセストンネルと仮設道路工事を土木本工事の一部として実施した場合、コンサルタントの選定と契約から始まり、詳細設計を経てコントラクターの選定契約後となることから、標準的な円借款事業での調達期間を見込んだ場合、初号機の運転開始が更に 13.5 ヶ月先送りとなる。参考として、メインアクセストンネルを土木工事の一部として実施した工程表を Figure 12.1.2-1 に示す。

DPR の電気工事工程は初号機の運転開始より 1 月毎に最終号機まで順次運開する計画である。一般的に大規模揚水発電所の水車発電機の据え付け工事は各号機について一般的に半年程度必要となるため、1 ヶ月単位のシリーズで 4 基を段階的に実施することは容易ではない。そこで、Figure 12.1.1-2 に示す見直し工程表では、円借款の手続き他のために必要となる所要期間、ならびに JICA 事業でのコンサルタントとコントラクターの調達所要期間を考慮し、大工程を見直したものである。工事着手後の土木工事の工程は基本的に DPR と同一とし、電気機器の号機毎の据付け調整工程を作成した。DPR と同様にメインアクセストンネルを先行して着工した場合、初号機の運転開始は 2027 年 7 月前後になるものと見込まれ、DPR の大工程と比較すると約 5 年分先送り方向へシフトしたものとなる。また 2 号機以降は初号機よりそれぞれ半年毎に運転開始し、全号機の運転開始は 2029 年 2 月頃を見込む。

Figure 12.1.2-2 は、さらに運転開始時期を前倒しするように見直した工程表を示す。この工程では調達期間、土木工事、電気工事の全てについて見直したものである。メインアクセストンネル工事は DPR と同様に土木工事の本着工前に開始するものの、LCB とすることで円借款対象の工事として実施することが可能である。また、土木工事の着工から電気機器の据付け開始までを 4 ヶ月短縮した。更に電気工事の各号機の据付けとコミッシングを、固定速機は Purulia 揚水の実績を参考に 3 ヶ月とし、可変速機特融の試験項目を考慮し 1 ヶ月余分にかかるものとした。以上より、Figure 12.1.1-2 に示す見直し工程と比較し、土木工事の着工から最終号機の運転開始まで約 12 ヶ月短縮可能とした。初号機の運転開始は 2026 年 8 月前後、全号機の運転開始は 2027 年 6 月頃を見込む。

なお、詳細設計の段階で大工程表の見直しと更に詳細な詳細工程を作成することが望まれる。

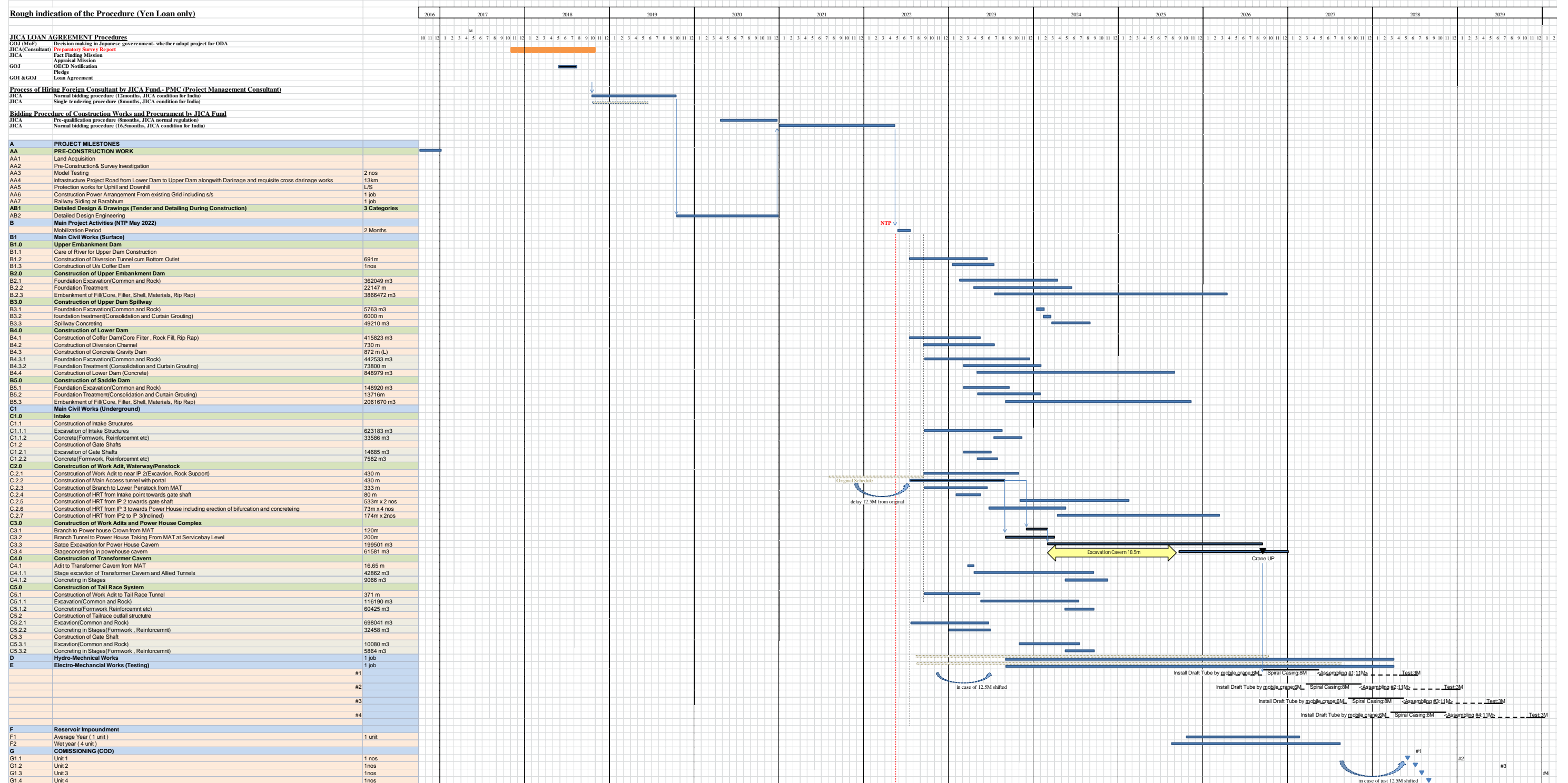


Figure 12.1.2-1 Construction Schedule Commencement after NTP (for reference)

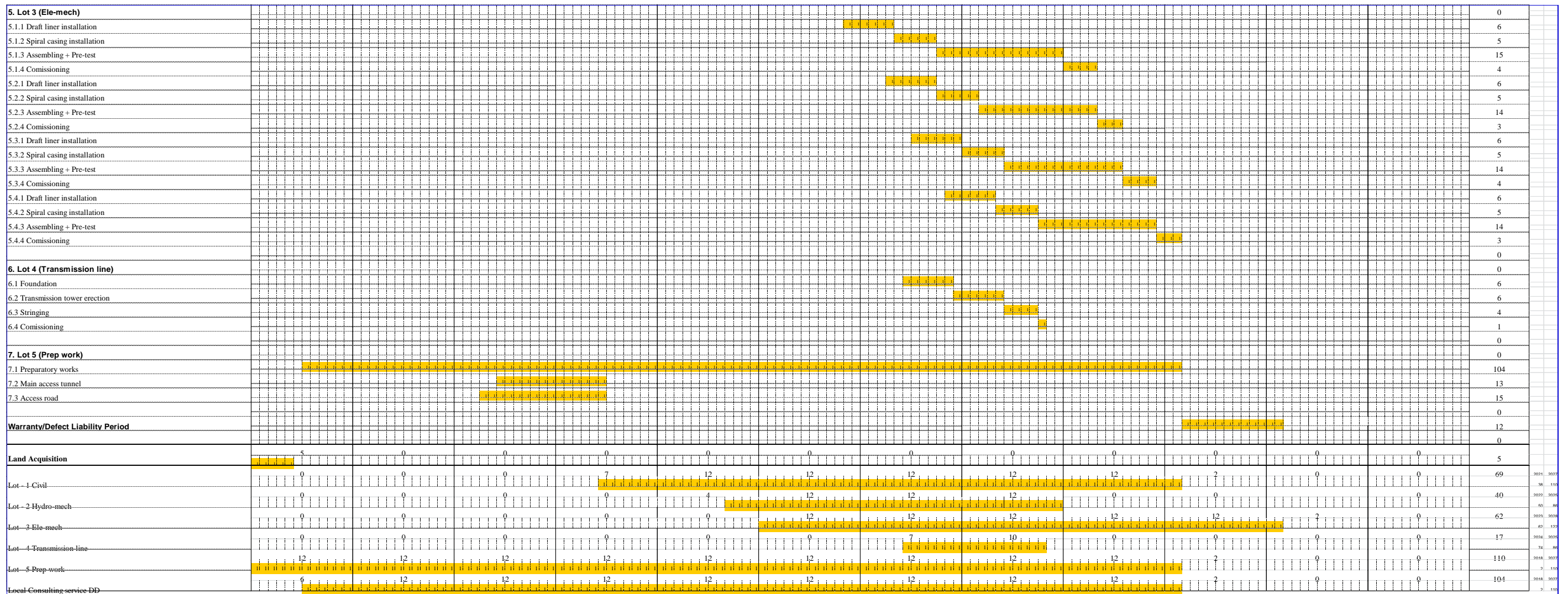


Figure 12.1.2-2 Best Practice Construction Schedule

12.2 湛水計画

12.2.1 DPR 湛水計画

DPR において、本事業の全体開発スケジュールを決定するために、貯水池湛水計画が検討された。発電所は、上池と下池の湛水後に運転を開始できる。湛水に要する期間は、水文の章に紹介されている月流量を基に計算されている。

DPR では、5つのシナリオに対して検討されている。下池下流に対する維持流量を考慮しない場合は、平水年（平均流量） 豊水年および渇水年の 3 ケース、下池下流に対する維持流量を考慮した場合は、平水年（平均流量）と豊水年の 2 ケースが検討されている。

以下の諸元に基づいて、湛水期間が計算されている。

(1) Features of Reservoirs

1) 上池

- 流域面積	: 8.29 km ²
- 満水位	: 標高 464.0 m
- 底水位（揚水発電）	: 標高 444.4 m
- V _g （総貯水容量（灌漑、他目的を含む））	: 21.6 × 10 ⁶ m ³
- V _i （灌漑、他目的貯水容量）	: 1.5 × 10 ⁶ m ³
- V _e （有効貯水容量（Turga 揚水発電用））	: 14.2 × 10 ⁶ m ³
- V _d （死水量）	: 5.9 × 10 ⁶ m ³

2) 下池

- 流域面積（残留域）	: 12.66 km ² (4.37 km ²)
- 満水位	: 標高 316.5 m
- 底水位	: 標高 280.4 m
- V _g （総貯水容量）	: 18.0 × 10 ⁶ m ³
- V _e （有効貯水容量（Turga 揚水発電用））	: 14.2 × 10 ⁶ m ³
- V _d （死水量）	: 3.8 × 10 ⁶ m ³

3) 1 台運転に必要な貯水容量

必要有効貯水容量

$$Ve' = \text{最大使用水量} \times 1 \text{ 台} \times \text{発電時間 (5 時間)}$$

$$= 197 \times 1 \times 5 \times 60 \times 60 = 3.546 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ (上池と下池の合計)}$$

必要貯水容量

$$V(1) = \text{上池死水量} + \text{下池死水量} + Ve' = (5.876 + 3.773 + 3.546) \times 10^6 \text{ m}^3 = 13.195 \times 10^6 \text{ m}^3$$

4) 4台運転に必要な貯水容量

必要有効貯水容量

$$\begin{aligned} V_e' &= \text{最大使用水量} \times 4 \text{台} \times \text{発電時間} (5 \text{時間}) \\ &= 197 \times 4 \times 5 \times 60 \times 60 = 14.184 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ (上池と下池の合計)} \end{aligned}$$

必要貯水容量

$$V(4) = \text{上池死水量} + \text{下池死水量} + V_e' = (5.876 + 3.773 + 14.184) \times 10^6 \text{ m}^3 = 23.833 \times 10^6 \text{ m}^3$$

(2) 水文資料

1) 湛水前流入量

DPR で、本事業の湛水計画に用いた、上ダム、下ダムの月別流量を Table 12.2.1-1 と Table 12.2.1-2 に、年流量を Table 12.2.1-3 に示す。.

Table 12.2.1-1 Monthly Inflow at Upper Dam (C.A.=8.29 km²)

(Unit: MCM)

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1958	0.11	1.17	0.79	1.70	0.63	4.40	0.48	4.88
1959	0.10	1.15	0.78	1.20	0.78	4.00	0.44	4.44
1960	0.01	0.67	1.63	1.20	0.54	4.05	0.45	4.50
1961	0.57	0.01	0.94	1.75	0.87	4.14	0.46	4.60
1962	0.12	0.80	1.08	1.44	0.62	4.06	0.45	4.50
1963	0.14	0.93	1.45	1.15	0.63	4.29	0.47	4.77
1964	0.26	1.34	1.55	1.25	0.57	4.97	0.55	5.52
1965	0.13	1.39	1.32	0.67	0.33	3.85	0.42	4.27
1966	0.44	0.00	0.88	0.65	0.37	2.34	0.26	2.59
1967	0.00	0.00	1.74	3.10	0.87	5.71	0.63	6.34
1968	0.33	1.48	1.94	0.46	0.27	4.47	0.49	4.96
1969	0.00	0.53	0.60	1.14	0.40	2.66	0.29	2.95
1970	0.16	1.08	0.96	1.94	0.69	4.82	0.53	5.35
1971	0.50	1.20	2.30	0.77	0.39	5.16	0.57	5.73
1972	0.00	0.38	1.67	0.84	0.43	3.32	0.37	3.68
1973	0.08	0.99	1.05	1.35	0.67	4.14	0.46	4.60
1974	0.00	1.95	1.06	1.20	0.42	4.63	0.51	5.14
1975	0.11	0.38	0.02	1.55	0.56	2.63	0.29	2.92
1976	0.00	0.32	0.01	1.29	0.44	2.06	0.23	2.29
1977	0.36	0.78	0.54	0.86	0.36	2.90	0.32	3.22
1978	0.39	0.40	1.19	1.61	0.68	4.28	0.47	4.75
1979	0.18	0.63	0.69	0.63	0.34	2.47	0.27	2.74
1980	0.12	1.38	0.75	0.99	0.51	3.75	0.41	4.16
1981	0.14	1.22	1.24	1.09	0.38	4.08	0.45	4.53
1982	0.16	0.41	1.01	0.65	0.43	2.65	0.29	2.94
1983	0.06	0.71	0.82	1.63	0.68	3.89	0.43	4.32
1984	1.35	0.38	1.88	0.87	0.43	4.91	0.54	5.45
1985	0.18	1.36	1.49	1.60	0.82	5.45	0.60	6.05
1986	0.27	0.61	1.60	1.45	0.61	4.55	0.50	5.05
1987	0.06	1.28	1.45	1.24	0.45	4.48	0.49	4.97
1988	0.92	0.31	0.60	1.07	0.39	3.28	0.36	3.64
1989	0.51	0.79	1.46	1.07	0.42	4.24	0.47	4.71
1990	0.54	2.13	0.69	1.45	0.58	5.39	0.59	5.98
1991	0.00	0.90	1.74	0.89	0.35	3.88	0.43	4.31
1992	0.12	0.68	1.05	1.92	0.62	4.39	0.48	4.88
1993	0.42	0.37	0.57	1.73	0.69	3.78	0.42	4.19
1994	0.92	1.40	1.15	0.87	0.48	4.83	0.53	5.36
1995	0.26	0.88	2.09	1.69	0.66	5.59	0.62	6.21
1996	1.06	0.91	1.41	0.69	0.30	4.37	0.48	4.85
1997	0.32	1.24	2.47	1.05	0.43	5.50	0.61	6.11
1998	0.23	0.74	1.04	1.11	0.48	3.60	0.40	4.00
1999	0.41	1.15	1.62	1.41	0.58	5.17	0.57	5.74
2000	0.14	0.52	0.72	0.95	0.42	2.75	0.30	3.05
2001	0.66	0.99	0.87	0.66	0.30	3.47	0.38	3.85
2002	0.71	0.17	1.34	0.83	0.47	3.52	0.39	3.91
2003	0.00	0.49	1.28	0.75	0.56	3.08	0.34	3.42
2004	0.00	0.43	1.66	0.75	0.42	3.27	0.36	3.63
2005	0.03	0.79	0.70	0.82	0.41	2.75	0.30	3.06
2006	0.19	0.80	0.87	1.07	0.40	3.34	0.37	3.70
2007	0.09	1.80	1.44	1.44	0.48	5.25	0.58	5.82
2008	0.90	1.76	1.09	0.84	0.32	4.91	0.54	5.45
2009	0.00	0.95	1.13	1.56	0.55	4.19	0.46	4.65
2010	0.05	0.26	0.40	0.97	0.39	2.06	0.23	2.29
2011	1.07	0.52	2.59	1.26	0.48	5.92	0.65	6.58
2012	0.28	1.46	1.53	1.78	0.55	5.61	0.62	6.22
Average	0.29	0.86	1.20	1.20	0.51	4.06	0.45	4.51

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 12.2.1-2 Monthly Inflow at Lower Dam (C.A.=12.66 km²)

(Unit: MCM)

Year	June	July	Aug	Sep	Oct	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
1958	0.16	1.79	1.21	2.59	0.96	6.71	0.74	7.45
1959	0.16	1.76	1.19	1.83	1.18	6.11	0.67	6.78
1960	0.01	1.03	2.49	1.83	0.82	6.18	0.68	6.86
1961	0.88	0.02	1.43	2.67	1.32	6.32	0.70	7.02
1962	0.19	1.23	1.65	2.19	0.94	6.20	0.68	6.88
1963	0.21	1.42	2.21	1.76	0.96	6.56	0.72	7.28
1964	0.40	2.05	2.36	1.91	0.86	7.59	0.83	8.43
1965	0.20	2.12	2.02	1.03	0.51	5.88	0.65	6.52
1966	0.66	0.00	1.34	0.99	0.57	3.57	0.39	3.96
1967	0.00	0.00	2.66	4.73	1.32	8.72	0.96	9.68
1968	0.51	2.26	2.96	0.70	0.41	6.82	0.75	7.57
1969	0.00	0.80	0.91	1.74	0.60	4.06	0.45	4.51
1970	0.25	1.64	1.46	2.96	1.05	7.36	0.81	8.17
1971	0.77	1.84	3.51	1.18	0.59	7.88	0.87	8.74
1972	0.00	0.58	2.55	1.29	0.66	5.07	0.56	5.63
1973	0.12	1.51	1.61	2.06	1.02	6.33	0.70	7.02
1974	0.00	2.97	1.62	1.83	0.65	7.07	0.78	7.84
1975	0.17	0.58	0.04	2.37	0.86	4.01	0.44	4.45
1976	0.00	0.49	0.02	1.96	0.67	3.15	0.35	3.50
1977	0.56	1.19	0.82	1.31	0.56	4.43	0.49	4.92
1978	0.59	0.61	1.82	2.46	1.05	6.53	0.72	7.25
1979	0.28	0.96	1.06	0.96	0.52	3.77	0.41	4.18
1980	0.18	2.11	1.14	1.51	0.78	5.73	0.63	6.35
1981	0.22	1.87	1.90	1.67	0.58	6.23	0.69	6.92
1982	0.24	0.62	1.54	0.99	0.65	4.05	0.44	4.49
1983	0.09	1.08	1.26	2.48	1.03	5.95	0.65	6.60
1984	2.06	0.58	2.87	1.33	0.66	7.50	0.83	8.33
1985	0.27	2.07	2.27	2.45	1.26	8.32	0.92	9.23
1986	0.42	0.93	2.44	2.21	0.94	6.95	0.76	7.71
1987	0.10	1.96	2.21	1.90	0.68	6.84	0.75	7.60
1988	1.40	0.47	0.92	1.63	0.59	5.01	0.55	5.56
1989	0.78	1.20	2.22	1.63	0.64	6.47	0.71	7.19
1990	0.82	3.25	1.06	2.21	0.89	8.23	0.91	9.14
1991	0.00	1.37	2.65	1.37	0.54	5.93	0.65	6.58
1992	0.19	1.04	1.60	2.94	0.95	6.71	0.74	7.45
1993	0.65	0.56	0.87	2.64	1.05	5.77	0.63	6.41
1994	1.40	2.14	1.76	1.33	0.73	7.37	0.81	8.18
1995	0.40	1.35	3.19	2.59	1.01	8.54	0.94	9.48
1996	1.61	1.40	2.16	1.05	0.45	6.67	0.73	7.40
1997	0.48	1.89	3.78	1.60	0.66	8.40	0.92	9.33
1998	0.35	1.14	1.58	1.70	0.73	5.50	0.60	6.10
1999	0.62	1.75	2.47	2.16	0.89	7.89	0.87	8.76
2000	0.21	0.80	1.10	1.45	0.64	4.19	0.46	4.65
2001	1.01	1.51	1.32	1.00	0.45	5.30	0.58	5.88
2002	1.09	0.26	2.05	1.27	0.71	5.38	0.59	5.97
2003	0.00	0.75	1.96	1.15	0.85	4.71	0.52	5.23
2004	0.00	0.66	2.54	1.14	0.65	4.99	0.55	5.54
2005	0.05	1.21	1.06	1.25	0.63	4.20	0.46	4.67
2006	0.30	1.22	1.33	1.63	0.61	5.10	0.56	5.66
2007	0.13	2.75	2.20	2.20	0.73	8.01	0.88	8.90
2008	1.38	2.68	1.67	1.28	0.49	7.49	0.82	8.32
2009	0.00	1.45	1.73	2.38	0.84	6.40	0.70	7.11
2010	0.08	0.40	0.61	1.48	0.59	3.15	0.35	3.50
2011	1.63	0.80	3.96	1.92	0.73	9.05	1.00	10.04
2012	0.43	2.23	2.34	2.72	0.84	8.56	0.94	9.50
Average	0.45	1.32	1.83	1.83	0.77	6.20	0.68	6.88

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Table 12.2.1-3 Annul Inflow

	Upper Dam (MCM)	Lower Dam (MCM)	in mm
Annual Inflow	4.51	6.880	544

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

2) 降雨量

Baghmundi 雨量観測所の 1958 年から 2012 年の月別降雨量を湛水計画に用いた。

3) 蒸発散 (E_{TA})

プロジェクト域の蒸発散量は、以下のように計算できる。上池と下池の蒸発散量は、同一の値を用いる。

$$\text{蒸発散量} = \text{降雨量} - \text{流入量 (湛水前)}$$

Table 12.2.1-4 Evapotranspiration

(Unit: mm)

	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Monsoon Total	Non Monsoon Total	Annual
Rainfall	232	330	307	257	70	1,197	137	1,334
Inflow	35	104	145	145	62	490	54	544
E _{TA}	197	226	162	112	8	707	83	790

(note: the above figures are average from 1958 to 2012)

(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

4) 貯水池蒸発量

上池と下池の貯水池蒸発量は、水文解析で用いられた下記表の通りである。上池と下池ともに同じ値を用いる。

Table 12.2.1-5 Evaporation from Reservoir

(Unit: mm)

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
70	80	140	180	210	170	110	120	100	90	70	50	1,390

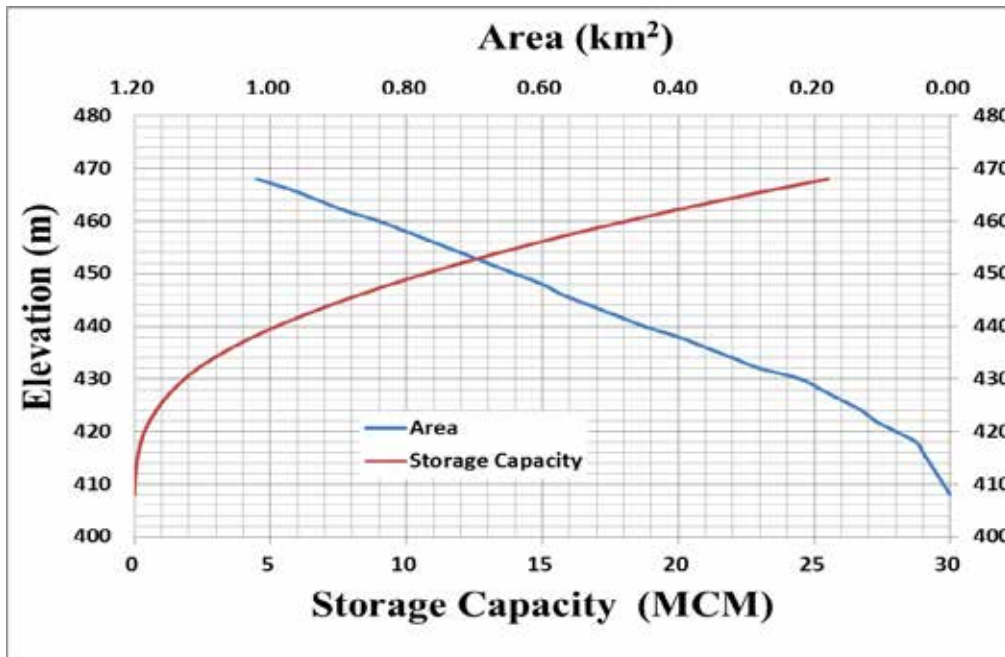
(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

上記の値は、Purulia 揚水発電プロジェクト (Purulia Pumped Storage Project ; PPSP) で用いられたものと同じである。

(3) 貯水池容量 / 湛水面積曲線

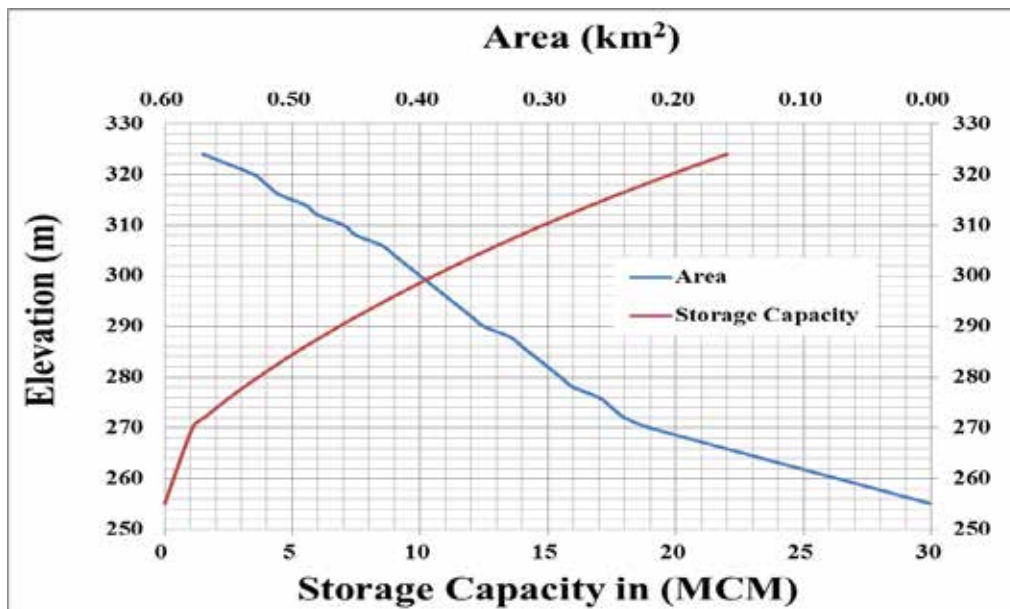
湛水計画に用いられた貯水池容量 / 湛水面積曲線を Figure 12.2.1-1 と Figure 12.2.1-2 に示す。

蒸発量は、湛水面積に比例することとして計算された。上池の湛水面積は、底水位の 0.53 km² から満水位の 0.93 km² まで、下池の湛水面積は、底水位の 0.24 km² から満水位の 0.50 km² まで変化する。



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 12.2.1-1 Upper Reservoir Storage Capacity / Area Curve



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 12.2.1-2 Lower Reservoir Storage Capacity / Area Curve

(4) 湛水中流入量

貯水池流入量は、以下の通り計算される。蒸発量は、湛水面積によって変化するので、繰り返し計算により収束するまで行う。

$$Q_2 = Q_1 \times (CA - A_R) + [R - (E - E_{TA})] \times A_R$$

ここに、

- Q₂ : 湛水中流入量 (mm)
- Q₁ : 湛水前流入量 (自然流入量) (mm)
- CA : 流域面積 (km²)
- A_R : 湛水面積 (km²)
- R : 降雨量 (mm)
- E : 貯水池蒸発量 (mm)
- E_{TA} : 流域内蒸発散量 (mm)

(5) 下池下流への河川維持流量を考慮しない場合の湛水計画

DPR では、本事業の運転開始までに必要とされる湛水期間は、以下の条件で計算されている。

- 下池下流における灌漑、他目的の水需要は、貯水池湛水中は、他の水源から供給される。
- 上池に貯留されるべき灌漑、他目的の水は、本事業がフル稼働（4台運転）後、貯留を開始する。

以下、運転開始まで要する湛水期間は、異なる水文条件下（平水年、豊水年、渇水年）の3つのシナリオに対して検討されている。

1) 平水年

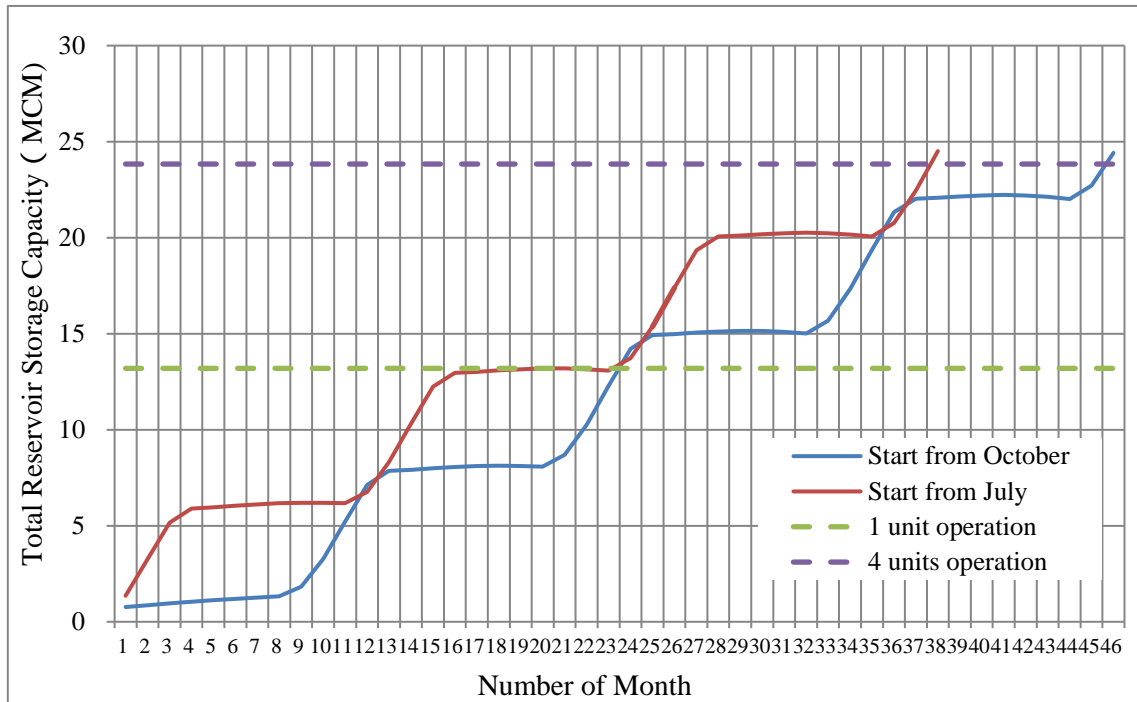
1台運転、4台運転までに必要とされる湛水期間は、1958年から2012年の平均月流入量を用いて計算されている。

1台運転までに必要とされる最短および最長の湛水期間は、それぞれ、モンスーン初期の6月から湛水を開始した場合に17ヵ月、7月、8月、9月または10月から湛水を開始した場合に24ヵ月になる。

つまり、1台運転までに必要とされる湛水期間は、平均月流入量を用いて計算すると、最短2回のモンスーン期、最長2年ということになる。

4台運転までに必要とされる最短および最長の湛水期間は、それぞれ、7月、8月または9月開始した場合に38ヵ月、10月または11月に湛水を開始した場合に46ヵ月になる。

つまり、4台運転までに必要とされる湛水期間は、平均月流入量を用いて計算すると3.5回のモンスーン期ということになる。



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

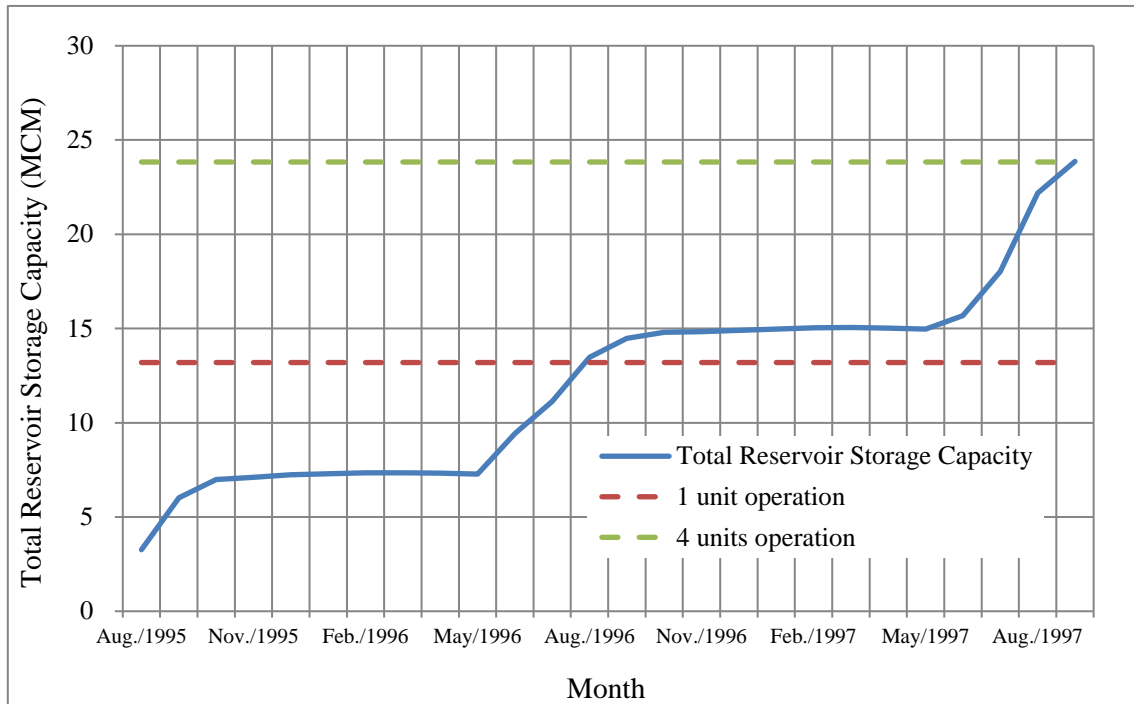
Figure 12.2.1-3 Impounding Schedule for Average Year

2) 豊水年

1958年から2012年までの時系列の月流量を用いて、1台運転、4台運転までに必要とされる湛水期間を計算している。

初号機運転および4台運転までに必要とされる最短の湛水期間は、それぞれ、1995年8月から1996年8月までの13ヵ月、1995年8月から1997年9月までの26ヵ月になる。

つまり、湛水開始が運良く最も豊水の年(最も降雨の大きいモンスーン期)に遭遇した場合は、1台運転までの湛水期間は、1年と1ヵ月に過ぎない。また、湛水開始が運良く3年連続の豊水年に遭遇した場合は、4台運転までの湛水期間は、2回のモンスーン期と2ヵ月に過ぎない。



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

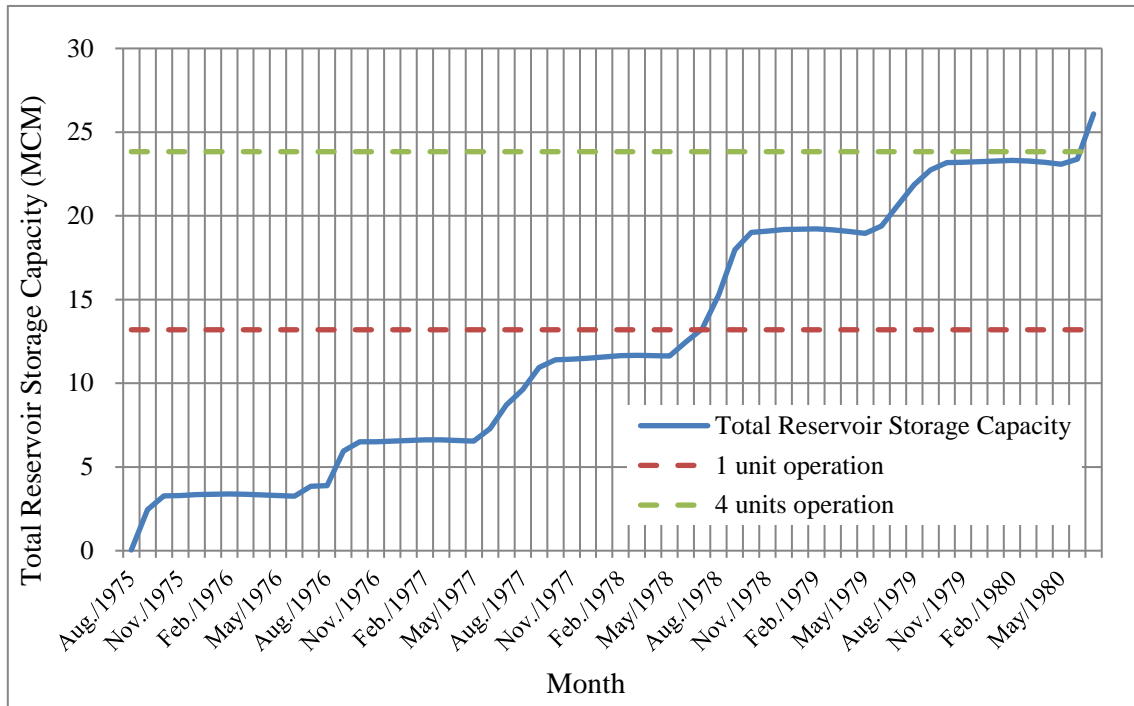
Figure 12.2.1-4 Impounding Schedule for Wet Years

3) 渇水年

1958年から2012年までの時系列の月流量を用いて、1台運転、4台運転までに必要とされる湛水期間を計算している。

初号機運転および4台運転までに必要とされる最長の湛水期間は、それぞれ、1975年8月から1978年7月までの36ヵ月、1975年8月から1980年7月までの60ヵ月になる。

つまり、湛水開始が運悪く最も渇水の年に遭遇した場合は、1台運転および4台運転までの湛水期間は、それぞれ3年と5年に及ぶ。



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 12.2.1-5 Impounding Schedule for Dry Years

(6) 下池下流への河川維持流量を考慮した場合の湛水計画

DPR において、ここまでは、河川維持流量は他の水源から供給され、上池と下池への流入水は全量本事業に利用できるという前提で湛水計画が検討されてきた。

一方、DPR では、他の水源が一切利用できないという最悪の状況を想定して、湛水期間が如何に長くなるかも試算している。

1) 河川維持流量

非収穫期の河川維持流量は、年間流入量の 90% 超過確率年の 4 ヶ月間の平均流量の 20%、収穫期・非モンスーン期の河川維持流量は、その期間の平均流量の 25% になる。モンスーン期の河川維持流量は、溢水も含めて、年間流入量の 90% 超過確率年のその間の平均流量の 30% になる。

Table 12.2.1-1 と Table 12.2.1-2 の年間流入量から、90% 超過確率年は、Table 12.2.1-6 に示すように 1975 年である。

この地域には、非収穫期がない。モンスーン期、非モンスーン期の上池の維持流量は、それぞれ $0.79 (2.63 \times 30\%) 10^6 \text{ m}^3$ と $0.07 (0.29 \times 25\%) 10^6 \text{ m}^3$ になる。下池の維持流量は、それぞれ $1.2 (4.01 \times 30\%) 10^6 \text{ m}^3$ と $0.11 (0.44 \times 25\%) 10^6 \text{ m}^3$ になる。

Table 12.2.1-6 90% Dependable Year for Annul Inflow

Year	Annual Inflow (MCM)		Exceedance Probability
	Upper Dam	Lower Dam	
2011	6.58	10.04	1.79%
1967	6.34	9.68	3.57%
2012	6.22	9.50	5.36%
1995	6.21	9.48	7.14%
1997	6.11	9.33	8.93%
1985	6.05	9.23	10.71%
1990	5.98	9.14	12.50%
2007	5.82	8.90	14.29%
1999	5.74	8.76	16.07%
1971	5.73	8.74	17.86%
1964	5.52	8.43	19.64%
1984	5.45	8.33	21.43%
2008	5.45	8.32	23.21%
1994	5.36	8.18	25.00%
1970	5.35	8.17	26.79%
1974	5.14	7.84	28.57%
1986	5.05	7.71	30.36%
1987	4.97	7.60	32.14%
1968	4.96	7.57	33.93%
1958	4.88	7.45	35.71%
1992	4.88	7.45	37.50%
1996	4.85	7.40	39.29%
1963	4.77	7.28	41.07%
1978	4.75	7.25	42.86%
1989	4.71	7.19	44.64%
2009	4.65	7.11	46.43%
1961	4.60	7.02	48.21%
1973	4.60	7.02	50.00%
1981	4.53	6.92	51.79%
1960	4.50	6.88	53.57%
1962	4.50	6.86	55.36%
1959	4.44	6.78	57.14%
1983	4.32	6.60	58.93%
1991	4.31	6.58	60.71%
1965	4.27	6.52	62.50%
1993	4.19	6.41	64.29%
1980	4.16	6.35	66.07%
1998	4.00	6.10	67.86%
2002	3.91	5.97	69.64%
2001	3.85	5.88	71.43%
2006	3.70	5.66	73.21%
1972	3.68	5.63	75.00%
1988	3.64	5.56	76.79%
2004	3.63	5.54	78.57%
2003	3.42	5.23	80.36%
1977	3.22	4.92	82.14%
2005	3.06	4.67	83.93%
2000	3.05	4.65	85.71%
1969	2.95	4.51	87.50%
1982	2.94	4.49	89.29%
1975	2.92	4.45	91.07%
1979	2.74	4.18	92.86%
1966	2.59	3.96	94.64%
1976	2.29	3.50	96.43%
2010	2.29	3.50	98.21%

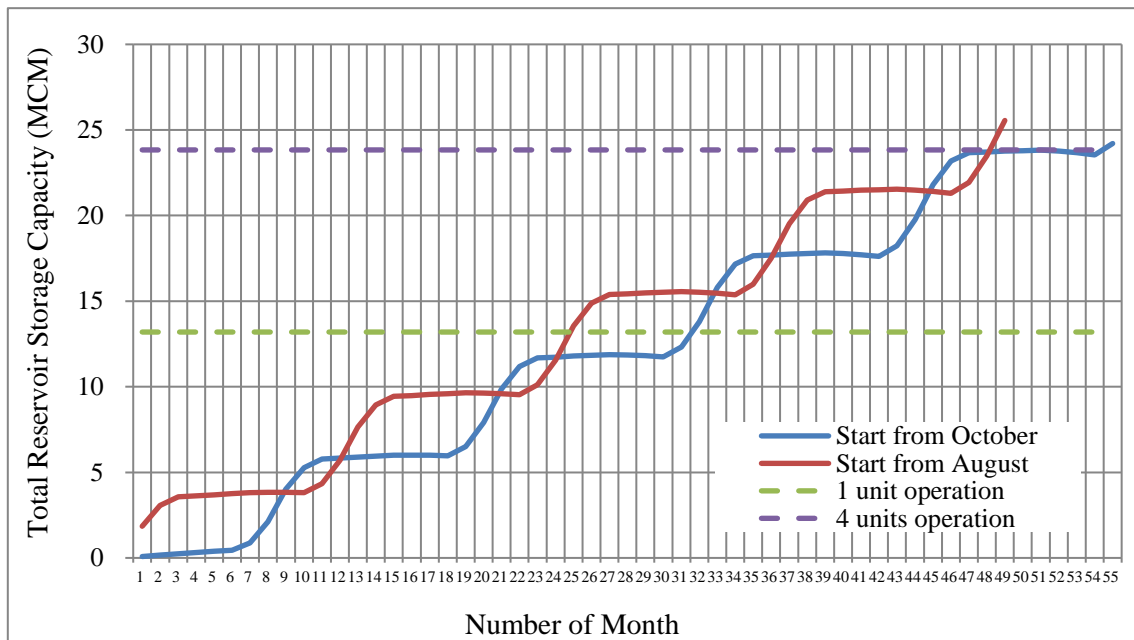
(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

2) 平水年の湛水計画（河川維持流量考慮）

1 台運転、4 台運転までに必要とされる湛水期間は、1958 年から 2012 年の平均月流入量を用いて計算されている。

1 台運転までに必要とされる最短および最長の湛水期間は、それぞれ、8 月から湛水を開始した場合に、河川維持流量を考慮しない場合より 8 ヶ月長い 25 ヶ月、10 月から湛水を開始した場合に、河川維持流量を考慮しない場合より 10 ヶ月長い 34 ヶ月になる。

4 台運転までに必要とされる最短および最長の湛水期間は、それぞれ、7 月、8 月、9 月または 10 月から湛水を開始した場合に、河川維持流量を考慮しない場合より 11 ヶ月長い 49 ヶ月、10 月または 11 月から湛水を開始した場合に、河川維持流量を考慮しない場合より 9 ヶ月長い 55 ヶ月になる。



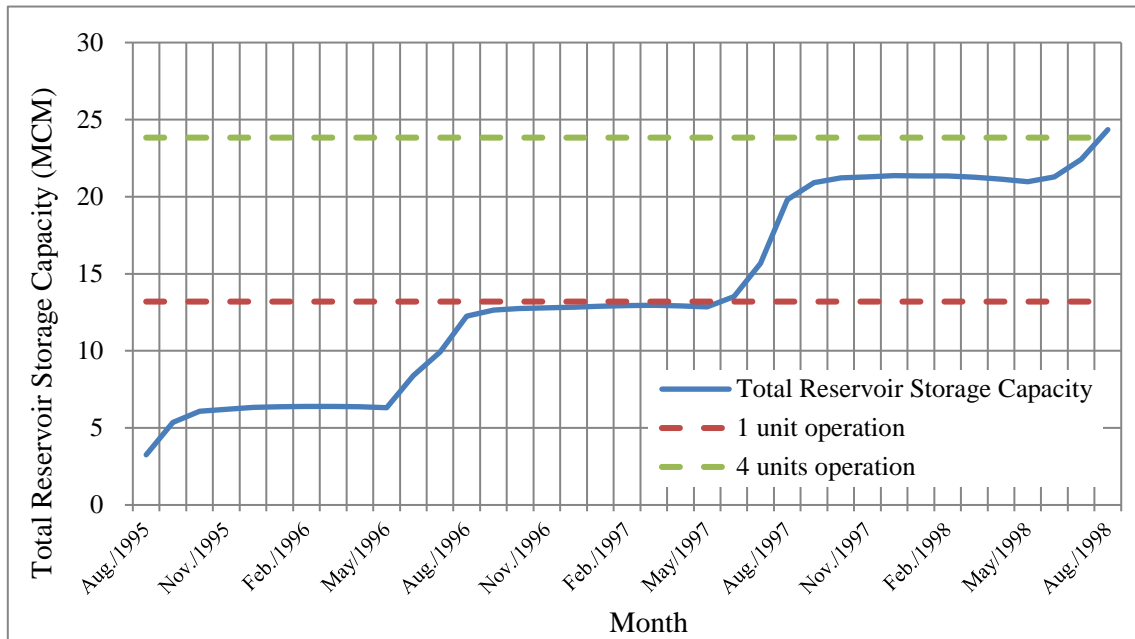
(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 12.2.1-6 Impounding Schedule for Average Year (with environmental flow)

3) 豊水年の湛水計画（河川維持流量考慮）

河川維持流量を考慮しない場合に、1 台運転、4 台運転までに必要とされる最短湛水期間となる 1995 年 8 月の湛水開始に対して、河川維持流量を考慮した場合の湛水期間を計算している。

河川維持流量を考慮した場合、1 台運転および 4 台運転までに必要とされる最短の湛水期間は、それぞれ、10 ヶ月延びて 13 ヶ月が 23 ヶ月に、11 ヶ月延びて 26 ヶ月が 37 ヶ月になる。



(source: DPR of 1,000 MW Turga Pumped Storage Project, Purulia, West Bengal)

Figure 12.2.1-7 Impounding Schedule for Wet Years (with environmental flow)

(7) 湛水期間短縮への提言

DPRにおいて、発電所運転開始までの貯水池の湛水期間を短縮するために、詳細設計の中で、建設中の部分湛水の可能性を検討するよう提言している。当然のことながら、関連する法律や基準は順守されなければならない。

上池と下池の建設中の部分湛水は、技術的には下記の条件下、実施可能と思われる。

- ダム洪水吐部の建設が終わった時
- ダムの盛り立て工事が、ある一定高さまで到達し、洪水を吐くためのある一定の越流水深が確保された時
- しかしながら、如何なる場合でも、貯水池水位は盛り立て部を超えてはならない。

12.2.2 DPR 湛水計画の見直し

基本的には、DPRの湛水計画の見直しは、必要ない。

DPRにおいて、河川維持流量は、他の水源から手当てされ、上ダムと下ダムの流入量は、全量Turga揚水発電所のために利用できるという条件で湛水計画が算定されている。

しかしながら、DPRでは、水資源が全く確保できないという最悪の場合に対して、平水年と豊水年の2つの異なる水文条件下でのみ、湛水期間がどれほど延長されるかの検討がなされている。そのため、今回は、渇水年で河川維持流量を考慮した場合についての湛水計画も追加した。

渇水年において河川維持流量を考慮した場合、1台運転および4台運転までに必要とされる最長の湛水期間は、どちらも12ヵ月延びて、それぞれ、36ヵ月が48ヵ月に、60ヵ月が72ヵ月になる。

12.3 事業費積算

(入札関連情報につき非公開)

12.4 調達方法(契約)検討

(入札関連情報につき非公開)

12.5 その他ドナーの動向

本事業に関してインド政府は日本以外の他ドナーに対して資金・技術援助の要請は行っていない。従って本事業は日本による単独援助案件として実施される見通しである。

本事業以外のインドにおける電力案件に関し、ドナーや国際機関による近年の援助動向について以下に記載する。

12.5.1 二国間援助

(1) 日本

日本はコンスタントにインドへの資金協力を行ってきている。日本の対インド援助政策は「対インド国別援助方針(2016年3月)」に基づいて実施されており、「産業競争力の強化」として、電力セクター等のインフラ整備による経済成長を通じた貧困削減が重点目標の一つとして定められている。電力案件に関しては2011年以降8件の円借款を供与しているが、その内容は送配電網の整備のための資金協力および再生可能エネルギーへのクレジットライン供与となっている。

JICAによる資金協力の最近の実績を以下に示す。

Table 12.5.1-1 Recent Projects financed by JICA

Date	State	Project	Agency / Amount
MAR 2016	Madhya Pradesh	Transmission System Strengthening Project	MPPTCL 15,457 Million Yen
MAY 2015	Odisha	Odisha Transmission System Improvement Project	OPTLC 21,787 Million Yen
SEP 2014	(all)	New and Renewable Energy Development Project (Phase 2)	IREDA 30,000 Million Yen
MAR 2014	Haryana	Haryana Distribution System Upgradation Project	UHBVML/DHBVML 26,800 Million Yen
SEP 2012	Tamil Nadu	Tamil Nadu Transmission System Improvement Project	TNTCL 60,740 Million Yen
JUN 2011	Andhra Pradesh	Andhra Pradesh Rural High Voltage Distribution System Project	CPDCL/SPDCL/NPDCL 18,590 Million Yen
JUN 2011	Madhya Pradesh	Madhya Pradesh Transmission System Modernisation Project	MPPTCL 18,475 Million Yen
JUN 2011	(all)	New and Renewable Energy Development Project	IREDA 30,000 Million Yen

(source: Website of JICA, arranged by JICA study team)

(2) ドイツ

ドイツは対インド援助政策の中で、次の三つの分野にプライオリティーを置いて協力を実施している。

- エネルギー開発
- 持続的経済発展
- 環境保護及び気候変動緩和

電力分野に関して言えば、2013年に運転開始されたマハラシュトラ州の世界最大の Skari 太陽光発電所（125MW）の建設をはじめとする太陽光プロジェクト、ヒマラルチャル・プラデシュ州の Shongtong-Karcham 水力発電計画（450MW）や、Thana-Plaun 水力発電計画（191MW）等の水力発電プロジェクト、再生可能エネルギーで発電された電力を需要地に送電するための送電線、いわゆる Green energy corridor の建設に積極的に関与している。今後は、これらに加えて発送電の効率向上や省エネにも力を入れていくとしている。

ドイツによる最近の資金協力の実績を以下に示す。

Table 12.5.1-2 Recent Projects financed by KfW

Date	State	Project / Executing Agency	Amount
OCT 2015	Andhra Pradesh	Andhra Pradesh Green Energy Corridors' Projects / APTRANSCO	EUR57M
OCT 2015	Himachal Pradesh	Himachal Green Energy Corridors' Projects / HPPTCL	EUR68M
DEC 2014		Green corridor transmission line / POWERGRID	EUR 500M
DEC 2014	Rajasthan Tamil Nadu	Transmission line /TRANSCO	EUR125M
OCT 2013	West Bengal	Kolaghat Thermal Power Plant rehabilitation and modernization Project / WBPDC	(INR 1,100 Crore)
SEP 2013	Maharashtra	Mouda Super Thermal Power Project, Stage-II / NTPC	EUR55M

(source: Website of KfW, arranged by JICA study team)

(3) フランス

フランスの AfD は 2008 年にインドへの協力を開始し、持続的発展および気候変動対応に関する協力を行ってきている。電力分野では Indian Renewable Energy Development Agency（IREDA）に対して総額 170 百万ユーロのクレジットラインを提供し、民間のデベロッパーによる小水力、太陽光、風力、コジェネ、バイオマス発電の開発支援に充てている。

加えて 2014 年 9 月にはヒマルチャルプラデシュ電力公社（HPPCL）に対し、2 つの流れ込み式水力発電所 Chanju-III（48 MW）、Deothal Chanju（33 MW）および Berra Dol Solar Power Project（5MW）の建設のための融資を行った。

2016年1月には Development of Solar Energy プロジェクトとして今後5年間にわたって AfD を通じて 300 百万ユーロを拠出することを表明した。

フランスによる最近の資金協力の実績を以下に示す。

Table 12.5.1-3 Recent projects financed by AfD

Date	State	Project / Executing Agency	Amount
JAN 2016	(all)	Development of Solar Energy Project	EUR 300M
SEP 2014	Himachal Pradesh	Chanju-III and Deothal Chanju Hydropower Projects / Berra Dol Solar Power Project / HPPCL	EUR80M
2008	(all)	Renewable Energy and Energy Efficiency projects / IREDA	EUR170M

(source: Website of AfD, arranged by JICA study team)

12.5.2 多国間援助

(1) 世界銀行

世界銀行グループではかつては水力発電案件に多額の融資を行っていたが、近年は送配電網整備、および太陽光発電プロジェクトを中心とした協力を行っている。特に後者については今後とも 10 億ドルの資金供給をすることになっている。

世界銀行による最近の資金協力の実績を以下に示す。

Table 12.5.2-1 Recent projects financed by the World Bank

Date	State	Project	Amount
JUN 2016	Tripura, Nagaland, Mizoram, Meghalaya, Manipur, Assam	North Eastern Region Power System Improvement Project	US\$ 470M
MAY 2016		Grid-Connected Rooftop Solar Program Project	US\$ 500M
MAR 2016	Rajasthan	First Programmatic Electricity Distribution Reform Development Policy Loan	US\$ 250M
JUN 2015	Andhra Pradesh	Andhra Pradesh Disaster Recovery Project (including component of underground power distribution system)	US\$ 250M (total)
JUN 2011	Uttarakhand	Vishnugad Pipalkoti Hydro Electric Project	US\$ 648M

(source: Website of the WB, arranged by JICA study team)

(2) アジア開発銀行

アジア開発銀行はその融資の多くを Private Sector Loan として、太陽光発電案件における民間への貸し出しに力を入れている。公営の電力会社に対する支援としては送変電や水力発電が中心となっている。

ADB による最近の資金協力の実績を以下に示す。

Table 12.5.2-2 Recent projects financed by ADB

Date	State	Project / Executing Agency	Amount
MAR 2017	Karnataka	Solar Transmission Sector Project / POWERGRID	US\$225M
DEC 2016	Rajasthan	Rajasthan Renewable Energy Transmission Investment Program - Tranche 2 / RRVPNL	US\$348M
DEC 2016	Andhra Pradesh, Gujarat, Jharkhand, Karnataka, Madhya Pradesh, Telangana	ReNew Clean Energy Project / Helios Inflattech Pvt. Ltd. and six other companies	US\$195M
SEP 2016	Rajasthan, Maharashtra, Andhra Pradesh, Goa, Karnataka, Uttar Pradesh	Demand - Side Energy Efficiency Sector Project / Energy Efficiency Services Ltd.	US\$200M
MAR 2016	Rajasthan, Madhya Pradesh, Andhra Pradesh, Karnataka	Mytrah Wind and Solar Power Development Project Mytrah Energy (India) Ltd.	US\$165 M
DEC 2015	Gujarat, Punjab, Rajasthan, Chhattisgarh, Tamil Nadu, Kerala	Green Energy Corridor and Grid Strengthening Project / PGCIL	US\$500M
NOV 2015	Assam	Assam Power Sector Investment Program - Tranche 2 Assam Power Distribution Co.	US\$48M
NOV 2014	Rajasthan	ACME-EDF Solar Power	US\$100M
SEP 2014	Himachal Pradesh	Himachal Pradesh Clean Energy Transmission Investment Program – Tranche 2 / HPPTCL	US\$100M
DEC 2013		Solar and Wind Power Development Project Welspun Renewables Energy Limited	US\$50M
DEC 2013	Delhi	Delhi Electricity Distribution System Improvement BSES Rajdhani Power Limited	US\$80M
APR 2013	Himachal Pradesh, Maharashtra	Hydro and Wind Power Development Project / NRPPPL	US\$30M
NOV 2012	Himachal Pradesh	Himachal Pradesh Clean Energy Development Investment Program - Tranche 4 / HPPCL	US\$257M
SEP 2012	Gujarat	145 MW Grid-Connected Solar Project / various	US\$100
MAR 2012	Rajasthan	Rajasthan Concentrating Solar Power / Rajasthan Sun Technique Energy Priv.	US\$103

Date	State	Project / Executing Agency	Amount
NOV 2011	Rajasthan	Dahanu Solar Power Project Reliance Power Limited	US\$48M
NOV 2011	Chhattisgarh	National Grid Improvement Project / PGCIL	US\$250M

(source: Website of ADB, arranged by JICA study team)

12.5.3 事後評価における教訓

ADB 融資により建設が行われた最近の水力発電案件に対する事後評価における教訓を以下に記載する。経験を有するコンサルタントの起用および当事者意識を持った実施主体の積極的な関与が成功の鍵としているものが多く見受けられる。全般的に報告書においては具体的な記述がなされていないため、詳細についての把握はできていない。

- 関連分野における十分な経験を有していないプロジェクト・マネージャーの指名により、発電所の運転開始が遅延。経験を有するマネジメント専門家の起用が重要。
(ベトナム Song Bung 4 Hydropower Project: Completion Report, August 2017)
- 設計、施工、運転を専門とする組織の設立が円滑な建設・運転に貢献。コア・スタッフが計画当初から関与したことで強い当事者意識を持ってプロジェクトを実施。
(中国 Hebei Zhanghewan Pumped Storage Project: Completion Report, August 2014)
- 有能な施工監理コンサルタント起用が複雑なインフラ案件の技術設計および施工業者のパフォーマンスの質を確保するのに重要。施主はコンサルタントが工期内の円滑な建設実施に貢献したことを高く評価。
(中国 Hebei Zhanghewan Pumped Storage Project: Completion Report, August 2014)
- 評価時の見積額と仕上がりの建設費との大きな差はなし。これはすべての計画関係者の調整努力により達成。土木工事やクリティカルな機器調達を促進するための事前のアクションを実施。効果的な入札プロセスにより好都合な入札が実現。機器調達および建設における積極的なプロジェクトマネジメントが資本費の節約、建設・機器供給の質の保証を実現。有能な国際・ローカルコンサルタントの起用により必要な品質基準を満足。
(中国 Gansu Heihe Rural Hydropower Development Investment Program - Dagushan Hydropower Project: Completion Report, April 2013)
- 強い政府の当事者意識により建設が成功裏に行われ、それが効果的なプロジェクト実施を促進する重要な要素であるという貴重な教訓を提示。施主は常に設計図書、機器輸送、課題処理へのアプローチ等における問題解決を主導。施主のイニシアチブが問題発生時や主要課題に対する時を得たアクションと適切な手続きを保証。
(中国 Gansu Heihe Rural Hydropower Development Investment Program - Erlongshan Hydropower Project: Completion Report, December 2011)

12.6 リスク管理シート

リスク管理シート (Risk Management Framework) を作成し、事業に伴う各種リスクの評価を行い、その対応策を提案した。リスク管理シートの作成に当たっては ステークホルダーリスク、実施機関にかかるリスク、プロジェクトリスクの3つの観点から整理を行った。リスク管理シートを Table 12.6-1 に示す。

Table 12.6-1 Risk Management Framework

リスク項目	視点・チェック事項、確認ポイント	リスク対応策
1. Stakeholder risk		
- 政府の開発事業へのコミットの低さ（政策的優先度、財政面を含む支援の確約） - 政権交代後の政策的優先度の維持可能性 【開発政策と本事業の位置付け】	<u>視点・チェック事項：</u> 当該事業が政府内で優先事業として特定されているか。相手国のハイレベルで開発戦略、改革策へのコミットがあるか。 政権交代等で政策優先度が変化、事業へのコミットが失われる恐れはないか。 事業により政府の国内的、国際的イメージが影響を受け、事業実施意欲の喪失、逆に強化につながる要因はあるか。 <u>確認ポイント：</u> 電源開発計画への計上 CEA の DPR クリアランス 州議会でのプロジェクト承認	本計画に関しては 2016 年に CEA の計画承認、2017 年 5 月に州政府の承認と手順を踏んで開発に必要な手続きを踏んできている。また、国家レベルでは 2017 年には財務省の日本の ODA ローリングプランに計上された。今後特段の事情が生じない限り、プロジェクトが取りやめになる可能性は低いと考えられる。 事業の必要性を確認し、取りやめ時の影響を評価する。 マスコミに対して事業内容やプロジェクト進捗に関する情報周知活動を定例的に実施する。
- 政府外の国民一般のニーズとの整合性 - 既得権益層との対立の可能性 【開発政策と本事業の位置付け】	<u>視点・チェック事項：</u> 住民運動、メディア、近隣国政府を含むステークホルダーから激しい反対が引き起こされる可能性はないか。 仮にリスクが高い場合、適切な広報戦略を含むリスク対策が整備されているか。 事業実施が特に政治的圧力を持つ特定グループの既得権益を阻害することで、政治的な妨害につながる可能性はないか。 <u>確認ポイント：</u> 経済発展・雇用創出効果 電力需要増 電力安定供給	本プロジェクトは発電所を建設し、安定的な経済発展や電力の安定供給を目指すもので、雇用創出も期待されている。 本プロジェクトの必要性和裨益について周知・説明を継続的に実施する。 地域住民に対しては雇用創出、地域経済に対する好影響について説明を行う、
- 民間資金を活用する事業の場合、事業体への出資参加・資金提供の可能性 【事業費と資金計画】	<u>視点・チェック事項：</u> 対象外 <u>確認ポイント：</u>	

リスク項目	視点・チェック事項、確認ポイント	リスク対応策
2. Executing agency risk		
2.1 Capacity risk		
- 実施機関への適切なリソース、権限の付与 【事業実施機関 - 財務面の実施能力】	<p>視点・チェック事項： 事業実施機関は十分な人的、財務的資源を有しているか。事業実施に必要な各種意思決定を迅速に行う権限を有しているか。</p> <p>確認ポイント： WBSEDCL が実施機関 州政府予算措置 Purulia 揚水発電計画の実績</p>	<p>WBSEDCL は州営の配電公社であり、原則として事業実施に要したコストは電気料金により受益者から回収できる仕組みになっている。ただし、大幅な料金改定とならないよう、政策的に料金水準を抑えられ、コスト回収に時間を要することもあった。WBSEDCL は Purulia 揚水発電計画の実施機関であり、当時の経験から必要とされる人的、財務的資源量を把握している。一方で、本プロジェクト実施に必要な自己資金は州政府予算から拠出されることが予定されており、本年度の州予算においてもすでに項目建てが行われている。</p> <p>州政府との協議を通じて毎年の予算が確実に計上されるように留意する。</p> <p>予算超過の場合の手続きを明確化しておく。</p>
- 財務管理・調達プロセスへの信頼性、管理部門の技術的能力 - 政治的圧力からの自由を含む規則の実態的適用 【事業実施機関 - 技術面の実施能力】	<p>視点・チェック事項： 政府調達等に関する各種規則、法令は適切に整備されているか。JICA の同意プロセス等が適切に組み込まれているか。 JICA 調達ガイドライン以上の（必要以上に）厳しい条件が課されていて、再入札等を余儀なくされる恐れはないか。</p> <p>確認ポイント： Purulia 揚水発電計画の実績 三者以上の応札者確保</p>	<p>JICA の同意プロセスを適切に組み込んだ発注書類を作成する。</p> <p>入札に三者以上の参加がない場合のことを想定した応札要件緩和策について事前に検討を行う。</p> <p>余裕を持った入札工程を立案する。</p> <p>応札者確保のため入札情報の先行広報を行う。</p> <p>Purulia 揚水経験者で能力のある人材を優先的に配置する。</p> <p>JICA の主催する調達・財務管理セミナー等の研修へ参加する。</p>
- 自己資金負担能力への信頼性 - 財務管理能力への信頼性 【事業実施機関 - 財務面の実施能力】	<p>視点・チェック事項： 実施中の自己資金負担、維持管理費用は適切に徴収可能か、あるいは政府から配賦されるか。仮に借入が必要な場合、迅速に借入できるか。 逆に（議会承認の条件等として）輪切り後続部分までのフルファイナンスが求められ、先方政府内での事業承認が遅延するリスクはないか。</p> <p>確認ポイント： 州政府の運営する配電公社であり、自己資金分は州政府予算から支出される。</p>	<p>自己資金分が州政府の出資であることから、州政府予算への計上が必要となる。</p> <p>議員や州政府関係者へプロジェクト進捗に関する情報共有を図る。</p> <p>州政府との協議を通じて毎年の予算が確実に計上されるように留意する。</p>
- コントラクターへの支払い遅延等の可能性 【事業実施機関 - 財務面の実施能力、事業実施体制】	<p>視点・チェック事項： 工事内容、請求書の適切性チェック等の支払い手続き、承認権限が適切な範囲で現場に移譲されているか。</p> <p>確認ポイント： Purulia 揚水発電計画の実績 支払プロセス・権限</p>	<p>Purulia 揚水経験者で能力のある人材を優先的に配置する。</p> <p>遅延に伴うコスト増の認識。</p> <p>支払い決済プロセスの明確化、簡素化および権限移譲。</p>

リスク項目	視点・チェック事項、確認ポイント	リスク対応策
- TSL 等の場合の仲介機関、地方分散型事業の場合の地方政府 / コミュニティの財務・技術能力不足の可能性 【事業実施機関 - 事業実施体制、操業・運営 / 維持・管理体制】	視点・チェック事項： 対象外 確認ポイント：	/
2.2 Governance risk		
- 関係各部門間の連携体制、複雑な実施体制 【事業実施機関 - 事業実施体制、操業・運営 / 維持・管理体制】	視点・チェック事項： 上位官庁を含めた関係機関の間で、事業実施に必要な各種意思決定に関する責任分担、協議体制ができているか。 確認ポイント： WESEDCL と WBSETCL の連携	中央政府、州政府、配電会社のそれぞれの意思決定に関する手続きは規定されている。送電線の建設が州送電会社の担当となるため、建設工程に関する協議を定期的に行い、最新の情報共有を図る体制を整えておく必要がある。
- 借入に必要な議会承認等の遅延 【事業実施スケジュール】	視点・チェック事項： 政府 - 議会間の意思疎通の欠如、相手国政府内の規程上の要求（ex. 輪切り後続分を含む資金手当て）等により、E/N・L/A 等の議会承認が遅れる可能性はないか。 確認ポイント： 過去の事例 インド議会の与野党議席配分	2018 年に国家レベルあるいは西ベンガル州で選挙が行われる予定はないが、同州のパンチャート選挙が予定されているため、州議会審議に影響が出ることも予想される。主要与野党議員に対して本プロジェクトの必要性の認知に向けた働きかけを継続する。
2.3 Fraud & corruption risk		
- 財務・調達管理規則等の適切性、実効性 【調達・施工方法】	視点・チェック事項： 調達、財務管理、汚職対策を含め、事業の順調な実施に必要な制度構築はなされているか。会計検査制度、情報公開等が適切に行われる制度は確保されているか。リスクが高い場合、事後監査を含めた補完措置がとられているか。 過去の同種事業で（他ドナー事業を含め）、実施段階で大幅な遅延、問題が発生したことはないか。 確認ポイント： 制度構築の現状・予定 過去の事例確認 関係者からのヒアリング	インドでは現政権が汚職撲滅に向けた会計監査の強化や法整備に取り組んでいる。 公正で透明度の高い調達を推進する。 調達プロセスの明確化。特に決裁権限が誰にあるのかを明確にする。 調達監理マニュアルを作成する。 国際調達の経験を有する人材を登用する。

リスク項目	視点・チェック事項、確認ポイント	リスク対応策
3. Project risk		
3.1 Design risk		
- 事業の技術的設計 - 高度すぎる技術の採用 【事業概要】【事業実施機関 - 技術面での実施能力】	<u>視点・チェック事項</u> ： 事業は技術的に複雑すぎる設計となっていないか。開発効果を達成する上で必要なコンポーネントは、適切に対処されているか。 必要以上に高度な技術を採用するため、利用料金、維持管理費用が高騰しないか。 <u>確認ポイント</u> ： 適切な運転ができるか？ 適切な維持管理ができるか？	本プロジェクトでは可変速揚水発電機を導入する。ただし、複雑すぎる、必要以上に高度な技術を採用するということには該当しない。一方で、WBSEDCL にとっては運用面での経験を有していないことから十分な機能を発揮させるため以下の対応が求められる。 揚水発電所運転の経験者をオペレーターとして配置する。 メーカーによる運転指導を通じた技術移転をよりきめ細かく計画する。 揚水発電所の運転員の養成を事前に行い、基礎的な知識を有する人材を幅広く確保する。
- 事業スコープの適切性 【事業概要】	<u>視点・チェック事項</u> ： 事業目的の達成に必要なコンポーネント（ソフト含む）は全て含まれているか。支援対象外のコンポーネントが実施されないことにより、開発効果が発現されない可能性はないか。 <u>確認ポイント</u> ： 送電線建設の確実性を確認する。	WBSETCL が担当する送電線建設は、円借款事業スコープに含まれていない。送電線が建設されないと発電所の機能が発揮できないことから以下の対応が求められる。 WBSETCL と WBSEDCL の担当窓口の設置。 WBSETCL とのスケジュール調整等定期的な打合せの実施。 送電線工事進捗状況の情報共有（コンサルタントへ定期報告を含む）
- 事業モニタリング体制の信頼性 【事業実施機関 - 事業実施体制】	<u>視点・チェック事項</u> ： 事業実施状況（予算、工事）が適時に正確に確認できず、問題の発生が発見できず、問題が放置される可能性はないか。 モニタリングの不十分さにより、資金の不正使用等が起きる可能性はないか。 <u>確認ポイント</u> ： 実施責任者の同種経験の確認 現行の予算管理方法確認	出来高管理システムの構築 コンサルタントによる工事進捗把握
- 地方分散型事業の場合の事業実施体制 【事業実施機関 - 事業実施体制】	<u>視点・チェック事項</u> ： 対象外 <u>確認ポイント</u> ： （このセルは対角線が入っており、内容が空である）	（このセルは対角線が入っており、内容が空である）
- 調達パッケージの不適切性 - コントラクターの能力不足 【調達・施工方法】	<u>視点・チェック事項</u> ： 調達パッケージ数が過度に多すぎないか。 コントラクター間での調整コストが高すぎる、あるいは少額すぎて能力のある応札者が忌避する調達パッケージとなっていないか。 LCB 部分につき、現地コントラクター、資材等は十分に調達可能か。	過去の事例を調査の上、コンサルタントの意見を取り入れることにより、適正な水準のパッケージ数に抑えることが可能である。 コントラクターの能力については PQ や技術プロポーザルに実績を記載させ、それを評価する。 また過去の経歴確認を通じた現地コントラクターの能力データベースを作成する。

リスク項目	視点・チェック事項、確認ポイント	リスク対応策
	<p><u>確認ポイント</u>：</p> <p>過去の事例</p> <p>WBSEDCL、現地コンサルタントやコント ラクターへの聴取</p>	
- 外部要因による事業費高騰への脆弱性 【事業費と資金計画】	<p><u>視点・チェック事項</u>：</p> <p>国際市況や為替要因により、事業費が高騰する可能性は高くないか。</p> <p><u>確認ポイント</u>：</p> <p>コントラクターへの事業環境見通しの聴取</p>	<p>円建てでの借り入れを行う場合には返済時に円高基調になると実質的な事業費高騰につながる。為替リスクをどうとらえるか十分な議論を行う。</p> <p>建設工事費の高騰対応については、追加費用負担に関する事前検討（手続き、決裁者の確認）を行う。</p>
- 外部要因による需要減への脆弱性 【事業の必要性】	<p><u>視点・チェック事項</u>：</p> <p>事業サービスの提供先が狭い対象に限られていて、外部経済環境等により需要が急減する可能性は高くないか。</p> <p><u>確認ポイント</u>：</p> <p>電力需要想定の見直し 再生可能エネルギー発電の動向注視 国内外の経済活動の動向注視</p>	<p>内外の経済活動が低下すると、電力需要も停滞する可能性がある。一方で、本プロジェクトに期待されているのは電力の供給だけではなく、電力の質の確保であることから、後者の機能を最大限に発揮できるようにするため、可変速揚水機のメンテナンスには定速機以上にきめの細かい対応が求められる。</p>
3.2 Program/donor risk		
- 周辺関連事業の整備 【事業概要】	<p><u>視点・チェック事項</u>：</p> <p>対象外</p> <p><u>確認ポイント</u>：</p>	
- 開発効果発現に必要な政策、制度改革 【開発政策と本事業の位置付け】	<p><u>視点・チェック事項</u>：</p> <p>料金政策等、開発効果の発現に必要な政策・制度改革の必要性は十分に認識されているか。その実施に向けた支援は、他ドナーを含めて十分に得られているか。</p> <p><u>確認ポイント</u>：</p> <p>アンシラリーサービスの料金化動向</p>	<p>周波数を望ましい水準に維持すること等を目的としたアンシラリーサービスが CERC により規定されたが、それに対応するコストについては料金制度の中に組み込まれていない。本プロジェクトの開発効果を最大限に生かすためにはアンシラリーサービスの価値を正當に評価するシステム整備が必須である。</p>
- 関連ドナー等との連携体制 【他の援助機関の対応】【他ドナー等との連携】	<p><u>視点・チェック事項</u>：</p> <p>対象外</p> <p><u>確認ポイント</u>：</p>	
3.3 Delivery quality risk		
- 開発効果の測定可能性 【事業効果】	<p><u>視点・チェック事項</u>：</p> <p>運用効果指数の測定に必要なデータは容易に入手可能か、入手経路は適切に特定できているか。</p> <p><u>確認ポイント</u>：</p> <p>Purulia 揚水発電所でのデータ収集状況</p>	<p>運用効果指標は発電所における一般的な運転実績であり、通常業務の一環として記録されるべきものである。運転実績のデータ収集担当を決め、確実な収集・記録・バックアップを行う体制を整える。</p>

リスク項目	視点・チェック事項、確認ポイント	リスク対応策
- サブプロジェクトの地域的分散による完成後モニタリング不足 【操業・運営 / 維持・管理体制】	視点・チェック事項： 対象外 確認ポイント：	
- 開発効果の持続可能性 【操業・運営 / 維持・管理体制】	視点・チェック事項： 維持管理の責任体制は明確に規定されているか。従来、施設の維持管理計画は（特に技術的観点から）適切に策定され、十分な予算配分がなされてきたか。資金不足がある場合、その背景は何か（料金水準の低さ等）。 確認ポイント： Purulia 揚水発電所の事例を聴取	電気料金は基本的にコスト+フィーで事業実施に要した費用は回収される建前になっている。一方で、急激な料金値上げを避けるために、政策的に値上げ幅が抑えられ、コスト回収が後回しにされる実態もある。水力発電所の O&M 費については設備容量（MW）当たりの発電所別単価が WBERC により設定されており、特異的な事故がない限りは十分な予算を有していると言える。 事故対応時の予算確保の手続き確認 維持管理体制・計画の整備
- 自然災害等による事業実施への影響可能性 - 現地治安情勢等による事業実施への影響 【事業の必要性】【その他特記事項】	視点・チェック事項： 事業対象地域が自然災害の影響を受け、事業実施が中断、阻害される恐れはないか。 現地デモ、反政府勢力等により事業の順調な進捗が阻害される恐れはないか。 確認ポイント： モンスーン期の降雨量確認、過去の洪水発生事例の有無	本プロジェクトエリアは 6 月中旬から 10 月にかけてモンスーン期にあたる。この期間を考慮に入れた工事計画を作成する。 住民による大きな反対運動は確認されていないが、主要ステークホルダーへの事業内容の周知、工事進捗報告等の広報活動を行う。 また EIA に基づく環境対策およびモニタリングの確実な実施を行う体制を構築する。
- 事業の不適正、非合法的な利用可能性 【事業効果】	視点・チェック事項： 対象外 確認ポイント：	
- 施設の不適正使用等による維持管理費の高騰 【操業・運営 / 維持・管理体制】	視点・チェック事項： 対象外 確認ポイント：	
- 特定層へのアンバランスな裨益の可能性 - 開発効果の裨益範囲の狭さ 【事業効果】	視点・チェック事項： 対象外 確認ポイント：	

(source: JICA study team preparation)

Annexure 12-1

The cost estimation of electro mechanical equipment for Turga project

(入札関連情報につき非公開)

Annexure 12-2

Terms of Reference for Design and Supervision Consultant
for the works under
TURGA PUMPED STORAGE PROJECT

(入札関連情報につき非公開)

第 13 章

經濟・財務評估

第13章 経済・財務評価

13.1 経済評価

13.1.1 評価手法

(1) 経済評価手法

経済評価はある計画を実施することに伴う経済的インパクトを国家経済の観点から計測することを目的としている。Turga 揚水発電計画の評価においては、通常使用されているキャッシュ割引フロー法により経済価格によって表された費用と便益の比較を行う。

本手法による基本的なアプローチは以下の通りである。まずキャッシュ・アウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用・便益を、割引率を使用してプロジェクト初年度における現在価値に換算する。その上で、プロジェクト期間における現在価値で表された費用および便益それぞれの合計額を比較する。

本計画の経済評価において、評価指標は純現在価値（NPV）、便益費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）とする。EIRR は費用および便益の二つのキャッシュフローの現在価値合計額が同額になるように設定された割引率であり、プロジェクトから期待される収益率を表わす。EIRR は以下の式により表される。

$$\sum_{t=0}^n C_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^n B_t / (1+r)^t = 0$$

ここに、

- C_t : 費用
- B_t : 便益
- t : 年
- n : プロジェクト期間（年）
- r : 割引率（= EIRR）

(2) 前提条件

（入札関連情報につき非公開）

13.1.2 本計画の経済費用

本計画の経済費用は第 12 章において市場価格により積算されている建設費をベースにして算出される。まず、この建設費から税金（VAT、輸入税）、建中利子、融資手数料（Front End Fee）を除外する。次に、内貨分については変換係数を適用して、経済価格による建設費を算出する。

経済価格による建設費、O&M 費および揚水費用を Table 13.1.2-1 に示す。

なお、本計画は第 9 年目以降 1 ユニットずつ順次運転を開始することから、部分運開に伴う費用を見込む。

Table 13.1.2-1 Economic Cost of the Project

(入札関連情報につき非公開)

(source: JICA Study Team Preparation)

13.1.3 本計画の経済便益

本計画の経済便益は、揚水発電所と同等の電力を供給しうる代替発電設備の建設費およびO&M費とした。Turga 揚水発電所は東部地域全般への裨益効果が期待できることから代替発電設備としては、ピーク負荷対応も可能なコンバインドサイクル発電プラントを選定した。

(1) 調整係数

火力発電所と水力発電所の損失率の違いを考慮して、代替火力発電所の基礎諸元を設定するための電力(kW)調整係数および電力量(kWh)調整係数を求めた。その結果、電力調整係数は1.07394、電力量調整係数は1.00908とした。

Table 13.1.3-1 にこの調整係数の計算方法を示す。

Table 13.1.3-1 Adjustment Factors for Power (kW) and Energy (kWh)

(入札関連情報につき非公開)

(source: JICA study team preparation)

(2) 代替火力発電設備のコスト

上記の調整係数を使用して求めた代替火力発電設備の基礎諸元を Table 13.1.3-2 に示す。

Table 13.1.3-2 Basic Feature of Alternative Thermal Power Plant

	Unit	Turga	Adjustment factor	Alternative Thermal
Installed capacity	MW	1,000	1.07394	1,074
Energy generation	GWh	1,825	1.00908	1,842
Plant life	Year	--	--	25

(source: JICA study team preparation)

(3) 代替火力建設費単価

最近の火力発電設備建設費単価は最近の CERC の Tariff Order で示された価格を参考にした。2017 年に出された Palatana 火力計画の Tariff Order に記載された価格を Table 13.1.3-3 に示す。

Table 13.1.3-3 Unit Cost of Alternative Thermal Power Plant

Project	COD	Hard Cost (Crore)	Capacity (MW)	Unit Cost (Crore/MW)
Pragati-III	2010-2014	4792.23	1371	3.50
Uno-Sugen CAPP	2013	1495.65	382.5	3.91
OPTC	2014	2560.10	726.6	3.52

(source: Order in Petition No.129-GT-2015, CERC, 2017)

このうち、2014年時点のベース単価として 3.50 Crore/MW を採用し、これにインドの平均 CPI(2015年 4.9%、2016年 4.5%、2017年 3.8%)を考慮し、2017年の単価として 3.98 Crore Rs/MW を得た。

(4) 燃料費

インド国内での天然ガス開発は進められているものの、国内需要をすべて満たすほどの産出は想定されておらず、将来的にも需要の不足分については輸入に頼らざるを得ないとされている。つまり、国全体としての天然ガスの受給をみると、追加的に必要となる天然ガスは輸入を増加させることにより賄うことになる。従って、本代替プロジェクトで比較的安価な国内産の天然ガスを使用する場合でも、その経済価格は天然ガスの輸入価格(CIF 価格)に相当するものとなる。各企業の天然ガス輸入価格の詳細は開示されていないが、最近の報道ではいくつかの価格算定式が紹介されている。価格算定式を Table 13.1.3-4 に示す。ここでは、輸送費が含まれている Petronet LNG の計算方式を採用する。

Table 13.1.3-4 Basic Feature of Alternative Thermal Power Plant

Importer	Petronet LNG	Petronet LNG	GAIL
Supplier	RasGas	Exxon Mobil	Cheniere Energy
Formula	12.67% of crude + US\$0.6	13.9% of Brent Crude	115% of Henry Hub + US\$3
Base Price	US\$49.91	US\$49.91	US\$3.00
Import Price	US\$ 6.92	US\$ 6.94	US\$6.45
Others		Including shipping costs	

(note: Base Price corresponds to referential case price for 2017 in Annual Energy Outlook 2017, published by U.S.EIA.)

(source : JICA study team preparation based on The Economic Times, Sept.13, 2017.)

原油や天然ガスの価格はその時の需給により大きく変動するのが常である、ただし、2016年は天然ガスおよび原油共に近年にない低価格で推移し、2017年時点でも価格は以前の水準に比べると低いものとなっている。従って、ここではアメリカの Energy Information Administration

による将来価格予想に基づく 2015 年から 2029 年までの価格の平均値 (US\$87.235) をベース価格とし、その 13.9% を燃料価格 (12.126US\$/MMBtu) とした。

(5) O&M 費

O&M 費については CERC の Tariff Regulation 2014-19 で規定される 2017-18 年度の単価 17.61 Lakh Rp/MW を採用し、年間の費用を 189.31Crore Rs とした。代替火力設備の建設費用、燃料費、年間 O&M 費を Table 13.1.3-5 に示す。

Table 13.1.3-5 Economic Benefit of the Project

	<u>Unit</u>	
1. Pumped Storage Power Plant		
Installed Capacity	MW	1,000
Annual Energy Generation	MWh	1,825,000
2. Alternative Thermal		
Adjustment Factor (kW)		1.07394
Installed Capacity	MW	1,074
Adjustment Factor (kWh)		1.00908
Annual Energy Generation	MWh	1,841,579
1) Construction cost		
Unit Construction Cost	Rs/kW	39,800.00
Construction cost	Crore Rs	4,274.52
First year (20%)	Crore Rs	854.90
Second year (30%)	Crore Rs	1,282.36
Third year (40%)	Crore Rs	1,709.81
Fourth year (10%)	Crore Rs	427.45
2) Fuel Cost		
Fuel Price	Rs/Gcal	3,099
Heat Rate	kcal/kWh	1,830
Unit Fuel Cost	Rs/kWh	5.670
Annual Fuel Cost	Crore Rs/year	1044.18
3) O&M cost		
O&M cost rate	Crore Rs/MW	0.1761
Annual O&M cost	Crore Rs/year	189.13

(source: JICA study team preparation)

なお、本計画は 7 年目以降に 1 ユニットずつ順次運転を開始することから、部分運開に伴う O&M 費および燃料費を見込んだ。

13.1.4 経済評価結果

本プロジェクトの純現在価値 (NPV: B - C)、便益費用比率 (B / C) および経済的内部収益率 (EIRR) の各指標を Table 13.1.4-1 に、キャッシュフローを Table 13.1.4-2 に示す。

Table 13.1.4-1 Result of Economic Evaluation

(入札関連情報につき非公開)

(source: JICA study team preparation)

Table 13.1.4-2 Economic Evaluation

(入札関連情報につき非公開)

(source: JICA study team preparation)

13.1.5 感度分析

(1) 分析条件

経済分析の指標に関して、前提条件が変化した場合の感度分析を行なう。分析に当たっては以下のケースを想定した。

- ケース 1 割引率を 10%、12% にした場合。
- ケース 2 建設費が 10%、20% 増加した場合。
- ケース 3 揚水コストが 10%、20% 増加した場合。
- ケース 4 代替火力発電所の燃料費が 10%、20% 減少した場合。

(2) 分析結果

感度分析の結果を Table 13.1.5-1 に示す。

Table 13.1.5-1 Result of Sensitivity Analysis

(入札関連情報につき非公開)

(source: JICA study team preparation)

13.2 財務評価

13.2.1 評価手法

(1) 財務評価手法

財務評価は、ある計画が企業会計の立場から見て成立するかどうかを検討するものである。分析手法としてはキャッシュ割引フロー法を採用する。本手法による基本的なアプローチは以下のとおりである。ここでは市場価格 (= 財務費用) による建設費・O&M 費を費用、売電収入を便益とし、キャッシュ・アウトフロー (費用) およびインフロー (便益) をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用および便益を、割引率を使用

してプロジェクト初年度における現在価値に換算する。その上で、プロジェクト期間における現在価値で表された費用と便益それぞれの合計額を比較する。ここでは評価指標として資金調達形態にかかわらずプロジェクト本来の収益性を評価するための総資本財務的内部収益率（FIRR on investment）を算出する。

(2) 前提条件

WBSEDCL と協議のうえ、インドにおける他のプロジェクトを参考にし、本計画の評価にあたって、以下の条件を設定した。

（入札関連情報につき非公開）

13.2.2 本計画の財務費用および便益

(1) 財務費用

プロジェクトの市場価格による費用および年別支出額を Table 13.2.2-1 に示す。

Table 13.2.2-1 Financial Cost of the Project

（入札関連情報につき非公開）

(source: JICA study team preparation)

(2) 財務便益

財務便益を Table 13.2.2-2 に示す。

Table 13.2.2-2 Financial Revenue

（入札関連情報につき非公開）

(source: JICA study team preparation)

13.2.3 財務評価結果

総資本に対する財務的内部収益率を財務収入に基づき計算した。財務評価の結果を Table 13.2.3-1 に、キャッシュフローを Table 13.2.3-2 に示す。

Table 13.2.3-1 Result of Financial Evaluation

（入札関連情報につき非公開）

(source: JICA study team preparation)

Table 13.2.3-2 Financial Evaluation

(入札関連情報につき非公開)

(source: JICA study team preparation)

13.2.4 感度分析**(1) 分析条件**

財務分析の指標に関して、前提条件が変化した場合の感度分析を行なう。分析に当たっては以下のケースを想定した。

- ケース 1 建設費が 10 %、20 % 増加した場合。
- ケース 2 揚水費用が 10 %、20 % 増加した場合。
- ケース 3 料金もしくは発電時間が 10 %、20 % 減少した場合。

(2) 分析結果

感度分析の結果を Table 13.2.4-1 に示す。

Table 13.2.4-1 Result of Sensitivity Analysis

(入札関連情報につき非公開)

13.3 発電原価およびタリフの試算**13.3.1 財務的発電原価の試算**

評価指標計算結果を Table 13.3.1-1 に示す。また、各計算内容を Table 13.3.1-2 ~ 13.3.1-4 に示す。

Table 13.3.1-1 Financial Generation Cost

(入札関連情報につき非公開)

(source : JICA study team preparation)

Table 13.3.1-2 Financial Generation Cost (JICA finance)

(入札関連情報につき非公開)

(source : JICA study team preparation)

Table 13.3.1-3 Financial Generation Cost (State finance)

(入札関連情報につき非公開)

(source : JICA study team preparation)

Table 13.3.1-4 Financial Generation Cost (Private finance)

(入札関連情報につき非公開)

(source : JICA study team preparation)

13.3.2 均等化発電コストおよびタリフの試算

均等化発電コストおよびタリフの試算を行った。前者は DPR 時点との比較において建設コスト増による影響をみるために、DPR 作成時と同一条件で CERC の手法に従い計算した。後者は WBERC の手法により算出した。その結果を以下に示す。

計算シートを Table 13.3.2-1 および 13.3.2-2 に示す。

Table 13.3.2-1 Levelised Generation Cost

(入札関連情報につき非公開)

(source : JICA study team preparation)

Table 13.3.2-2 Levelised Tariff Rate

(入札関連情報につき非公開)

(source : JICA study team preparation)

13.4 運用効果指標**13.4.1 定量的効果**

本計画はピーク時需要への対応及び電力系統の安定化を図り、もって西ベンガル州及び地域系統内の電力品質の改善に寄与することを目的としている。本計画の目的及び特性を踏まえて、定量的効果として以下の運用・効果指標を設定する。

Table 13.4.1-1 運用・効果指標

指標名	目標値	算出方法
(1) 運用指標		
計画外停止時間 ・機械故障 ・人員ミス ・その他	168 hours/year 0 hours/year 90 hours / year	指標名の通り
総合循環効率	74 %	$(\text{送電端電力量}) \div (\text{揚水電力量}) \times 100\%$
運転時間 ・揚水 ・発電	2466 hours / year 1825 hours / year	指標名の通り
計画点検・補修による 停止時間	42 hours / year	指標名の通り
出力変化速度	100 % / 3 min	指標名の通り 記録計による
(2) 効果指標		
送電端電力量	1803 GWh / year	最大出力 \times (1 - 所内率) \times 8760h \times 利用率
最大出力	1000 MW	指標名の通り

(source: JICA study team preparation)

なお、運用・効果指標のデータについては発電所運転に伴い計測、記録されるべきものであることから、特段モニタリング手法や計画立案が必要なものではない。

13.4.2 定性的効果

揚水発電所の運転により期待されることは電力系統・周波数の安定化およびピーク時の電力供給力増加である。これをベースにした定性的な効果としては、西ベンガル州における経済発展およびそれに伴う住民生活の向上があげられる。ここでは定性的効果として以下の指標を提案する。

- ・ 電力系統の周波数の振幅減少
- ・ 西ベンガル州における電力の安定供給を通じたインフラ環境改善による投資促進
- ・ 工業生産等を通じた西ベンガル州の経済発展
- ・ 計画停電の改善等による生活環境の向上

ただし、これらの効果は揚水発電所の運転のみによってもたらされるものではなく、その他の要因と複雑に絡み合って達成されるものである。従って、数値による効果の把握が難しいことから、目標値の設定は行わない。

第 14 章

推 獎

第14章 推 奨

本調査では、Turga 揚水発電所の建設事業に対する円借款供与の審査に必要な調査を実施した。調査の結果、可変速揚水機導入の優位性が確認されたことから、可変速揚水機を導入することを推奨する。

また、Turga 揚水発電所の建設を促進するためには、課題となっているインド国内の手続き（環境許可（Environmental Clearance）の交付、修正 EIA の開示）を完了するとともに、詳細設計を早期に実施して具体的な設計計画を詰めることが必要である。詳細設計の実施に当たっては、経験ある海外コンサルタントが参画することを推奨する。