

インド国
電力セクター情報収集・確認調査
ファイナルレポート

平成29年1月
(2017年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)
電源開発株式会社

インド事
J R
17-003

第 I 部 揚水調査

目 次

第 1 章 序論

1.1	調査の経緯	1-1
1.1.1	調査の目的	1-1
1.1.2	調査の内容	1-2
1.2	調査方針および工程	1-2
1.2.1	調査工程	1-2
1.2.2	各 Stage 毎の調査内容	1-5
1.2.3	業務実施方法	1-6
1.2.4	石炭火力調査の実施方法	1-21
1.3	調査団員および分担業務内容	1-23
1.4	訪問行程	1-25

第 2 章 インド全土電力セクターの現状と動向

2.1	政治・経済状況	2-1
2.1.1	政治・経済状況	2-1
2.1.2	インド国政府のエネルギー政策	2-8
2.1.3	対外借入政策	2-12
2.1.4	中央政府関連電力会社の財務状況	2-16
2.2	インドの電力産業と電力規制	2-18
2.2.1	インド電力産業の概要	2-18
2.2.2	インド電力セクターの規制	2-36
2.2.3	電力規制委員会の機能	2-41
2.2.4	州政府のルール策定権限	2-43
2.2.5	主要電力政策：National Electricity Policy	2-43
2.2.6	主要電力政策：Tariff Policy	2-46
2.2.7	主要電力政策：土地収用	2-55
2.2.8	主要電力政策：Short-term Power Market	2-57
2.3	電力セクターの現状と問題点	2-65
2.3.1	電力不足	2-65
2.3.2	主要課題と政府の対応	2-66
2.3.3	配電会社の負債削減：UDAY	2-80
2.3.4	総合電力開発スキーム：IPDS	2-82
2.3.5	地方電化：DDUGJY	2-84
2.3.6	地球温暖化対策	2-84
2.4	揚水発電の現状と政策	2-86

2.4.1	再生可能エネルギー政策	2-86
2.4.2	大規模変動電源導入の課題	2-90
2.4.3	負荷調整電源・電力貯蔵の必要性	2-94
2.4.4	負荷調整能力、電力貯蔵に優れた揚水発電	2-95
2.4.5	将来の電力システム：フレキシビリティの必要性	2-96
2.4.6	揚水発電に関連した CERC の規制	2-97
第3章 環境社会配慮		
3.1	環境関連法制度と組織	3-1
3.1.1	環境関連法令	3-1
3.1.2	揚水プロジェクトの環境関連手続き	3-2
3.2	インドの環境状況	3-9
3.2.1	人口	3-9
3.2.2	温室効果ガスの排出	3-9
3.2.3	土地利用	3-9
3.2.4	森林	3-9
3.2.5	保護区	3-10
3.2.6	保護生物	3-13
3.2.7	民族	3-13
3.2.8	治安	3-13
3.3	各州の環境現況	3-16
3.3.1	Maharashtra 州	3-16
3.3.2	Odisha 州	3-24
3.3.3	Telangana 州	3-33
3.3.4	Karnataka 州	3-42
3.3.5	Kerala 州	3-52
3.3.6	Tamil Nadu 州	3-61
3.3.7	West Bengal 州	3-70
第4章 州電力セクターの現状		
4.1	MAHARASHTRA 州 (MS)	4-1
4.1.1	政治状況	4-1
4.1.2	経済状況	4-2
4.1.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況	4-5
4.1.4	電力セクターの概況	4-6
4.1.5	電力供給構造	4-8
4.1.6	電力需給見通し	4-9
4.1.7	発電	4-17
4.1.8	送電	4-30
4.1.9	配電	4-31

4.2	ODISHA 州 (OD)	4-37
4.2.1	政治状況	4-37
4.2.2	経済状況	4-38
4.2.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況	4-41
4.2.4	電力分野の概況	4-43
4.2.5	電力供給構造	4-44
4.2.6	電力供給/需要見通し	4-46
4.2.7	発電	4-53
4.2.8	送電	4-63
4.2.9	配電	4-67
4.3	TELANGANA 州 (TS)	4-75
4.3.1	政治状況	4-75
4.3.2	経済状況	4-76
4.3.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況	4-79
4.3.4	電力セクターの概況	4-79
4.3.5	電力供給構造	4-81
4.3.6	電力需給見通し	4-82
4.3.7	発電	4-91
4.3.8	送電	4-103
4.3.9	配電	4-104
4.4	KARNATAKA 州 (KN)	4-110
4.4.1	政治状況	4-110
4.4.2	経済状況	4-111
4.4.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況	4-114
4.4.4	電力セクターの概況	4-115
4.4.5	電力供給構造	4-116
4.4.6	電力需給見通し	4-119
4.4.7	発電	4-128
4.4.8	送電	4-140
4.4.9	配電	4-142
4.5	KERALA 州 (KR)	4-148
4.5.1	政治状況	4-148
4.5.2	経済状況	4-149
4.5.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況	4-152
4.5.4	電力セクターの概況	4-153
4.5.5	電力供給構造	4-154
4.5.6	電力需給の見通し	4-156
4.5.7	発電	4-164
4.5.8	送電	4-175
4.5.9	配電	4-177

4.6	TAMIL NADU 州 (TN).....	4-186
4.6.1	政治状況.....	4-186
4.6.2	経済状況.....	4-187
4.6.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況.....	4-190
4.6.4	電力セクターの概況.....	4-191
4.6.5	電力供給構造.....	4-193
4.6.6	電力需給見通し.....	4-194
4.6.7	発電.....	4-202
4.6.8	送電.....	4-218
4.6.9	配電.....	4-223
4.7	WEST BENGAL 州 (WB).....	4-232
4.7.1	政治状況.....	4-232
4.7.2	経済状況.....	4-233
4.7.3	州政府予算および揚水実施機関の財務状況.....	4-236
4.7.4	電力セクターの概況.....	4-237
4.7.5	電力供給構造.....	4-239
4.7.6	電力需給見通し.....	4-242
4.7.7	発電.....	4-252
4.7.8	送電.....	4-265
4.7.9	配電.....	4-269
第 5 章 揚水発電候補案件の発掘形成（第 1 次絞り込み）		
5.1	調査対象州における揚水発電計画の発掘.....	5-1
5.1.1	Maharashtra 州.....	5-1
5.1.2	Odisha 州.....	5-13
5.1.3	Telangana 州.....	5-20
5.1.4	Karnataka 州.....	5-24
5.1.5	Kerala 州.....	5-32
5.1.6	Tamil Nadu 州.....	5-43
5.1.7	West Bengal 州.....	5-52
5.1.8	上記の 7 州以外での揚水発電計画.....	5-58
5.2	有望地点の絞り込みの検討.....	5-60
5.2.1	候補地点の分析.....	5-60
5.2.2	優先度評価基準の作成.....	5-64
5.2.3	有望地点の絞り込み.....	5-69
第 6 章 揚水発電候補案件の発掘形成（候補案件の抽出）		
6.1	候補案件／候補州の検討.....	6-1
6.1.1	候補州.....	6-1

6.1.2	Stage 2 段階調査（第2次絞り込み—調査対象地点の絞り込み選定、ならびに有望地点の検討）	6-2
6.1.3	Stage 3 段階調査（第3次絞り込み—最有望地点の選定ならびに開発候補地点の検討）	6-5
6.2	候補案件 情報収集結果（揚水計画）	6-9
6.2.1	Odisha 州	6-9
6.2.2	Karnataka 州	6-9
6.2.3	Tamil Nadu 州	6-10
6.2.4	West Bengal 州	6-12
6.3	候補案件 情報収集結果（環境社会）	6-14
6.3.1	Upper Indravati 揚水発電事業	6-14
6.3.2	Upper Kolab 揚水発電事業	6-18
6.3.3	Sharavathy 揚水発電事業	6-22
6.3.4	Varahi 揚水発電事業	6-29
6.3.5	Sillahalla 揚水発電事業	6-36
6.3.6	Mettur 揚水発電事業	6-44
6.3.7	Turga 揚水発電事業	6-51
6.4	候補案件	6-56
第7章 課題と提言		
7.1	候補地点の検討	7-1
7.2	候補各州の課題・提言	7-2
7.2.1	Maharashtra	7-2
7.2.2	Odisha	7-2
7.2.3	Telangana	7-3
7.2.4	Karnataka	7-3
7.2.5	Kerala	7-3
7.2.6	Tamil Nadu	7-3
7.2.7	West Bengal	7-4
7.2.8	Meghalaya	7-4

表リスト

Table 1.2.1-1	Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Projects in India.....	1-3
Table 1.2.3-1	Potential Pumped Storage Projects in India gathered by JICA Study Team	1-13
Table 1.2.3-2	Potential Pumped Storage Projects in India made on the basis of Project List prepared by Central Board of Irrigation & Power in October 2015.....	1-14
Table 1.3-1	Work Description of Team Member.....	1-23
Table 2.1.1-1	Major Achievements of Modi Administration	2-2
Table 2.1.1-2	GDP and growth rate	2-3
Table 2.1.1-3	Performance of Fiscal Indicators	2-4
Table 2.1.1-4	Revision in Policy Rate.....	2-6
Table 2.1.1-5	Average inflation rates	2-6
Table 2.1.2-1	Electric Power Policy.....	2-10
Table 2.1.2-2	Major achievements and initiatives for Indian power sector	2-11
Table 2.1.2-3	New emission norms.....	2-12
Table 2.1.3-1	Donor-wise Sovereign External Debt	2-13
Table 2.1.3-2	Items to be confirmed/certified for application of external loan.....	2-13
Table 2.1.3-3	Trends in External Debt.....	2-14
Table 2.1.4-1	Financial Statements of NTPC (Consolidated).....	2-16
Table 2.1.4-2	Financial Statements of NHPC Ltd. (Consolidated).....	2-17
Table 2.1.4-3	Financial Statements of PGCIL (Consolidated).....	2-17
Table 2.2.1-1	Role of Indian Electricity Players (Outline)	2-18
Table 2.2.1-2	Villages electrified in India.....	2-33
Table 2.2.1-3	Electricity Access in India	2-33
Table 2.2.1-4	Grading scale and grades of state Discom(s).....	2-34
Table 2.2.6-1	Minimum and Maximum of Electricity Tariff in India	2-52
Table 2.2.6-2	Higher than National Average Tariff Hikes.....	2-54
Table 2.2.8-1	Total Volume of Short-term Transactions of Electricity with respect to Total Electricity Generation.....	2-58
Table 2.2.8-2	Volume of Electricity Transacted through Traders and Power Exchanges	2-59
Table 2.2.8-3	Price of Electricity Transacted through Traders and Power Exchanges.....	2-59
Table 2.2.8-4	Electricity Transacted Directly Between DISCOMs.....	2-60
Table 2.2.8-5	Volume and Price of Electricity transacted through DSM.....	2-60
Table 2.2.8-6	Long-Term Price (Central, weighted average of generation capacity)	2-64
Table 2.3.1-1	Anticipated Power Supply Position for FY2016.....	2-65
Table 2.3.2-1	All India Installed Capacity by Region as of 31th March 2016.....	2-68
Table 2.3.2-2	Capacity Addition Targets and Achievements in the 12th Plan	2-69
Table 2.3.2-3	Basin-wise Large Hydro potential in India	2-73
Table 2.3.2-4	Region-wise PSP potential.....	2-75

Table 2.3.2-5	Executive summary of Target and Achievement of Transmission Lines during 2015-16	2-76
Table 2.3.2-6	Inter Regional Transmission Capacity	2-77
Table 2.3.4-1	AT&C Loss trajectory	2-82
Table 2.4.1-1	Tentative State-wise break-up of Renewable Power Target.....	2-86
Table 2.4.1-2	RPO Trajectory recommended by MoP	2-88
Table 2.4.1-3	State-wise Solar RPO targets	2-89
Table 2.4.1-4	Year wise and cumulative target of Grid connected Solar power	2-89
Table 2.4.4-1	List of PSP in India	2-95
Table 2.4.6-1	Required Primary and Secondary reserves	2-100
Table 2.4.6-2	Volume of Electricity Transacted through Intra-day and Day Ahead Contingency Contracts in Power Exchanges	2-102
Table 2.4.6-3	Volume of Electricity Transacted through intra-day and Day Ahead Contingency contracts during Normal Hours and Extended Hours in Power Exchanges, July 2015 to January 2016	2-102
Table 2.4.6-4	Price of Electricity Transacted through intra-day and Day Ahead Contingency contracts during Normal Hours and Extended Hours in Power Exchanges, July 2015 to January 2016	2-103
Table 3.1.1-1	Environmental legislations in India	3-1
Table 3.1.1-2	Relevant Authorities	3-2
Table 3.1.2-1	Required Clearance or Certificate.....	3-3
Table 3.1.2-2	Contents of Form 1 for the Prior Environmental Clearance	3-5
Table 3.1.2-3	Project type of Hydro power plants and EC regulations.....	3-6
Table 3.1.2-4	Four stages of Environmental Clearance	3-6
Table 3.1.2-5	Documents required while submitting application	3-7
Table 3.1.2-6	Documents required for final clearance.....	3-7
Table 3.1.2-7	Areas of limited activities by notifications	3-8
Table 3.1.2-8	Critically Polluted areas as notified by the Central Pollution Control Board	3-8
Table 3.2.6-1	Number of Protected Species in India (fauna).....	3-13
Table 3.3.1-1	Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Maharashtra State.....	3-16
Table 3.3.1-2	Protected Areas in Maharashtra State	3-18
Table 3.3.1-3	IUCN red list species which has known habitat in Maharashtra State.....	3-19
Table 3.3.1-4	Scheduled Areas in Maharashtra State.....	3-21
Table 3.3.1-5	Relevant Authorities in Maharashtra State.....	3-21
Table 3.3.2-1	Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Odisha State	3-25
Table 3.3.2-2	Protected Areas in Odisha State	3-27
Table 3.3.2-3	IUCN red list species which has known habitat in Odisha State	3-29
Table 3.3.2-4	Scheduled Areas in Odisha State	3-29
Table 3.3.2-5	Relevant Authorities in Odisha State	3-32
Table 3.3.3-1	Protected Areas in Telangana State	3-33

Table 3.3.3-2	IUCN red list species which has known habitat in Telangana State	3-36
Table 3.3.3-3	Scheduled Areas in Telangana State	3-38
Table 3.3.3-4	Relevant Authorities in Telangana State	3-41
Table 3.3.4-1	Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Karnataka State	3-42
Table 3.3.4-2	Protected Areas in Karnataka State.....	3-44
Table 3.3.4-3	IUCN red list species which has known habitat in Karnataka State	3-47
Table 3.3.4-4	Scheduled Areas in Karnataka State	3-49
Table 3.3.4-5	Relevant Authorities in Karnataka State.....	3-51
Table 3.3.5-1	Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Kerala State	3-53
Table 3.3.5-2	Protected Areas in Kerala State.....	3-55
Table 3.3.5-3	IUCN red list species which has known habitat in Kerala State.....	3-57
Table 3.3.5-4	Relevant Authorities in Kerala State.....	3-59
Table 3.3.6-1	Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Tamil Nadu State	3-62
Table 3.3.6-2	Protected Areas in Tamil Nadu State	3-64
Table 3.3.6-3	IUCN red list species which has known habitat in Tamil Nadu State.....	3-66
Table 3.3.6-4	Relevant Authorities in Tamil Nadu State.....	3-68
Table 3.3.7-1	Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in West Bengal State.....	3-71
Table 3.3.7-2	Protected Areas in West Bengal State	3-73
Table 3.3.7-3	IUCN red list species which has known habitat in West Bengal State	3-75
Table 3.3.7-4	Relevant Authorities in West Bengal State	3-77
Table 4.1.1-1	Result of Assembly Election in Maharashtra.....	4-1
Table 4.1.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-2
Table 4.1.2-2	Percentage Distribution of GSDP for 2014-15	4-3
Table 4.1.2-3	Transition of Fiscal Management	4-4
Table 4.1.2-4	Transition of DFI	4-4
Table 4.1.2-5	Transition of Japanese Firms	4-4
Table 4.1.3-1	Department-wise Plan Outlay for Maharashtra Budget 2016-17.....	4-5
Table 4.1.3-2	Financial Situation of MAHAGENCO	4-6
Table 4.1.7-1	Proposed New Thermal Projects by MSPGCL.....	4-24
Table 4.1.7-2	Planned Generation Capacity addition.....	4-25
Table 4.1.7-3	RPO (2015).....	4-26
Table 4.1.7-4	RPO (2016).....	4-26
Table 4.1.7-5	Feed-in Tariff	4-27
Table 4.1.7-6	Current Status of PSPs in Maharashtra	4-28
Table 4.1.7-7	Generation & Pumping Date for FY2015-16.....	4-30
Table 4.1.8-1	Current Infrastructure As on March 2015	4-30
Table 4.1.9-1	Distribution Loss in FY 2009-10 to FY 2015-16, as submitted by MSEDCL.....	4-33
Table 4.1.9-2	MSEDCL revised Tariff effective from Nov.2016.....	4-35
Table 4.1.9-3	Power Purchase Expenses for 2015-16 by MSEDCL approved by MERC.....	4-36
Table 4.2.1-1	Result of Assembly Election in Odisha	4-37

Table 4.2.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-38
Table 4.2.2-2	Percentage Distribution of GSDP for 2013-2016	4-39
Table 4.2.2-3	Transition of Fiscal Management	4-40
Table 4.2.2-4	Transition of DFI	4-40
Table 4.2.2-5	Transition of Japanese Firms	4-40
Table 4.2.3-1	Department-wise Budget Allocation for Energy Department	4-41
Table 4.2.3-2	Financial Situation of OHPC	4-42
Table 4.2.5-1	State's Original Power Policy	4-45
Table 4.2.6-1	Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16	4-50
Table 4.2.7-1	Generation Capacity Details (for major state & central units)	4-53
Table 4.2.7-2	List of Additional Firm Availability	4-55
Table 4.2.7-3	Approved GRIDCO Purchase Cost for FY 2016	4-57
Table 4.2.7-4	List of Additional Firm Availability	4-59
Table 4.2.7-5	Planned Addition of On-Grid Renewable Power Generation Capacity	4-60
Table 4.2.7-6	Target of Off-Grid Solar PV Installation	4-61
Table 4.2.7-7	RPO Target for FY2015 and Onward	4-61
Table 4.2.7-8	OERC Approved Average Purchase Price of GRIDCO	4-62
Table 4.2.7-9	Possible Pumped Storage Power Plant Project	4-63
Table 4.2.7-10	Views for PSP Development	4-63
Table 4.2.8-1	Project for Intra-state Transmission System	4-65
Table 4.2.8-2	Allowance of Grid Operation	4-66
Table 4.2.8-3	Relevant Regulations to Open Access	4-66
Table 4.2.8-4	Number of Application and Approval of Open Access	4-66
Table 4.2.9-1	Status of Rural Electrification	4-67
Table 4.2.9-2	Rural Electrification Programs	4-68
Table 4.2.9-3	Existing and Planned Expansion of Distribution System	4-69
Table 4.2.9-4	Bulk Supply Price (BSP) of GRIDCO	4-70
Table 4.2.9-5	Bulk Supply Price to each Discom and Quantum of Energy for FY 2016-17	4-70
Table 4.2.9-6	Status of Loss and Debt (as of Mar 2015, billion INR)	4-73
Table 4.2.9-7	Retail Supply Tariff Effective from 1st April, 2016	4-74
Table 4.2.9-8	Power Trading by GRIDCO from 2008-09 to 2015-16	4-74
Table 4.3.1-1	Result of Assembly Election in Telangana	4-75
Table 4.3.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-76
Table 4.3.2-2	Percentage Distribution of GSDP for 2014-15	4-77
Table 4.3.2-3	Transition of Fiscal Management	4-78
Table 4.3.2-4	Transition of DFI	4-78
Table 4.3.2-5	Transition of Japanese Firms	4-79
Table 4.3.3-1	Budget for Power Sector	4-79
Table 4.3.7-1	Generation Capacity Details	4-93
Table 4.3.7-2	Energy availability for Telangana State for FY 2015-16 and 2016-17	4-95

Table 4.3.7-3	Power Purchase Cost Projections.....	4-97
Table 4.3.7-4	TSGENCO Capacity Additions planned by FY 2018-19.....	4-98
Table 4.3.7-5	PSP Prospects.....	4-100
Table 4.3.8-1	Voltage wise losses for FY 2016-17 as filed by Licensees	4-104
Table 4.3.9-1	Household Electrification (Nos. in Lakhs)	4-104
Table 4.3.9-2	Retail Supply Tariff Schedule for FY 2016-17	4-105
Table 4.3.9-3	T&D Loss in southern states.....	4-107
Table 4.3.9-4	Revenue gap at Existing Tariff as proposed by the Discoms and approved by the Commission for FY 2016-17	4-108
Table 4.3.9-5	Filed Energy by Discoms and Approved Energy by Commission for 2016-17	4-109
Table 4.4.1-1	Result of Assembly Election in Karnataka	4-110
Table 4.4.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-111
Table 4.4.2-2	Percentage Distribution of GSDP for 2014-15	4-112
Table 4.4.2-3	Transition of Fiscal Management	4-113
Table 4.4.2-4	Transition of DFI	4-113
Table 4.4.2-5	Transition of Japanese Firms	4-114
Table 4.4.3-1	Financial Situation of KPCL.....	4-115
Table 4.4.7-1	POWER PURCHASE APPROVED FOR ESCOMS FOR THE CONTROL PERIOD FY2017 to FY2019.....	4-134
Table 4.4.7-2	Summary of Additional Firm Availability from Various Sources (projected as of FY 2015).....	4-135
Table 4.4.7-3	Projected Energy Availability and Surplus from Firm Share/Long Term Tie-Ups (in MU)	4-136
Table 4.4.7-4	Minimum Targets.....	4-137
Table 4.4.7-5	Capacity allocation for DICOMs.....	4-137
Table 4.4.7-6	Amended RPO Targets.....	4-137
Table 4.4.7-7	Tariff for Renewable Energy Projects.....	4-138
Table 4.4.7-8	PSP Projects.....	4-139
Table 4.4.8-1	Transmission Losses by KPTCL's Submission.....	4-141
Table 4.4.9-1	T&D Loss in southern states.....	4-145
Table 4.5.1-1	Result of Assembly Election in Kerala	4-148
Table 4.5.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-149
Table 4.5.2-2	Percentage Distribution of GSDP for 2014-15	4-150
Table 4.5.2-3	Trends for Fiscal Management	4-151
Table 4.5.2-4	Transition of FDI	4-152
Table 4.5.2-5	Transition of Japanese Firms	4-152
Table 4.5.3-1	Gross Plan Outlay for Power Department.....	4-152
Table 4.5.3-2	Financial Situation of KSEB/KSEBL.....	4-153
Table 4.5.7-1	Bilateral Exchanges and Drawals from the Grid, for the year 2015-16.....	4-168
Table 4.5.7-2	Plant load factor of Kerala and southern states.....	4-168

Table 4.5.7-3	Cost of Generation and Power Purchase for the Year 2014-15	4-169
Table 4.5.7-4	Generation plan	4-170
Table 4.5.7-5	RPO	4-172
Table 4.5.7-6	Revised RPO	4-172
Table 4.5.7-7	Feed-in Tariff	4-173
Table 4.5.8-1	Voltage level wise transmission losses for the monthly peak demand	4-177
Table 4.5.8-2	Transmission Loss Trajectory	4-177
Table 4.5.9-1	Average Cost of Supply for FY 2012-2014	4-179
Table 4.5.9-2	Average Billing Cost for FY 2015-2018	4-179
Table 4.5.9-3	Reduction in cost of Generation and Power Purchase due to T&D loss reduction	4-181
Table 4.5.9-4	T&D Loss in southern states	4-181
Table 4.5.9-5	Distribution Loss Trajectory	4-182
Table 4.5.9-6	ARR & ERC Trajectory by KSEBL	4-183
Table 4.5.9-7	Suo-motu determination of tariff for 2016-17	4-183
Table 4.5.9-8	Power procurement through traders and long term contract /medium Term contract/short term contract for the year 2016-17	4-184
Table 4.6.1-1	Result of Assembly Election in 2016	4-186
Table 4.6.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-187
Table 4.6.2-2	Percentage Distribution of GSDP for 2014-15	4-188
Table 4.6.2-3	Trend for Fiscal Management	4-189
Table 4.6.2-4	Transition of FDI	4-190
Table 4.6.2-5	Transition of Japanese Firms	4-190
Table 4.6.3-1	Financial Situation of TANGEDCO	4-191
Table 4.6.6-1	Energy and Demand Projection	4-195
Table 4.6.7-1	Bilateral Exchanges and Drawals from the (southern) grid, for the year 2015-16	4-206
Table 4.6.7-2	Plant load factor of Tamil Nadu and southern states	4-207
Table 4.6.7-3	Cost of Generation Determined by TNERC for FY 2014-15 (summary)	4-208
Table 4.6.7-4	Cost of Generation Determined by TNERC for FY 2014-15	4-209
Table 4.6.7-5	Project Status of Tamil Nadu	4-212
Table 4.6.7-6	New Thermal Project	4-213
Table 4.6.7-7	RPO (as of 2015)	4-216
Table 4.6.7-8	RPO (2015-2018)	4-216
Table 4.6.7-9	Feed-in Tariff (2013-2015)	4-216
Table 4.6.7-10	Feed-in Tariff (2016)	4-217
Table 4.6.7-11	Pump Storage Projects	4-217
Table 4.6.8-1	Substations 66kV & above and EHT lines in the existing network as on 30.06.2016	4-219
Table 4.6.8-2	400 kV Transmisson Lines	4-221

Table 4.6.8-3	T&D Loss in Tamil Nadu.....	4-223
Table 4.6.8-4	T&D Loss in southern states.....	4-223
Table 4.6.9-1	Determined Tariff by TNERC for 2016 until issue of the next order	4-226
Table 4.7.1-1	Result of Assembly Election in 2016.....	4-232
Table 4.7.2-1	Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)	4-234
Table 4.7.2-2	Sectoral Share of GSDP.....	4-234
Table 4.7.2-3	Transition of Fiscal Management	4-235
Table 4.7.2-4	Transition of FDI	4-236
Table 4.7.2-5	Transition of Japanese Firm in the State.....	4-236
Table 4.7.3-1	State Plan Expenditure.....	4-236
Table 4.7.3-2	Financial Situation of WBSEDCL.....	4-237
Table 4.7.3-3	Financial Index of WBSEDCL	4-237
Table 4.7.6-1	Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16.....	4-247
Table 4.7.7-1	Generation Capacity Details (for major state & central units).....	4-253
Table 4.7.7-2	Tariff Order of DVC for 2014-2015 and 2015-2016.....	4-258
Table 4.7.7-3	Allcoation from Upcoming Central Generating Stations.....	4-258
Table 4.7.7-4	Anticipated Power Availability Position for West Bengal	4-259
Table 4.7.7-5	RPO target as of 2013	4-261
Table 4.7.7-6	RPO as of 2015	4-261
Table 4.7.7-7	Feed-in Tariff (Price Cap).....	4-262
Table 4.7.7-8	Year Wise Performance for Purulia PSP	4-262
Table 4.7.7-9	The current status of PSPs	4-265
Table 4.7.9-1	Average Tariff for Consumers of DVC for 2014 – 2015 and 2015 – 2016.....	4-271
Table 4.7.9-2	Average Tariff for Consumers of WBSEDCL for 2014 – 2015 and 2015 – 2016 (for Domestic Consumers).....	4-272
Table 4.7.9-3	Consumer Wise Demand for WBEDCL	4-273
Table 4.7.9-4	Expected Tariff Impact of UDAY	4-276
Table 4.7.9-5	Purchase Volume of WBESDCL	4-277
Table 4.7.9-6	Purchase Cost of WBESDCL	4-278
Table 5.1.1-1	Major Pumped Storgage Projects in Maharashtra.....	5-2
Table 5.1.1-2	Pumped Storage Projects planned in Maharashtra State.....	5-3
Table 5.1.1-3	EIA process and Protected area of the projects in Maharashtra State.....	5-11
Table 5.1.2-1	Major Pumped Storage Projects in Odisha	5-14
Table 5.1.2-2	Pumped Storage Projects planned in Odisha State	5-16
Table 5.1.2-3	EIA process and Protected area of the projects in Odisha State	5-19
Table 5.1.3-1	EIA process and Protected area of the projects in Telangana State.....	5-23
Table 5.1.4-1	Major Pumped Storage Projects in Karnataka	5-25
Table 5.1.4-2	Pumped Storage Projects planned in Karnataka State	5-27
Table 5.1.4-3	EIA process and Protected area of the projects in Karnataka State	5-31
Table 5.1.5-1	Major Pumped Storage Projects in Kerala.....	5-33

Table 5.1.5-2	Pumped Storage Projects planned in Kerala State	5-33
Table 5.1.5-3	EIA process and Protected area of the projects in Kerala State	5-41
Table 5.1.6-1	Major Pumped Storage Projects in Tamil Nadu.....	5-44
Table 5.1.6-2	Pumped Storage Projects planned in Tamil Nadu State.....	5-46
Table 5.1.6-3	EIA process and Protected area of the projects in Tamil Nadu State	5-51
Table 5.1.7-1	Major Pumped Storage Projects in West Bengal	5-53
Table 5.1.7-2	Pumped Storage Projects planned in West Bengal State.....	5-54
Table 5.1.7-3	EIA process and Protected area of the projects in West Bengal State.....	5-57
Table 5.1.8-1	Pumped Storage Projects found in Northern Region	5-58
Table 5.1.8-2	Pumped Storage Projects found in Southern Region	5-59
Table 5.1.8-3	Pumped Storage Projects found in Eastern Region.....	5-59
Table 5.1.8-4	Pumped Storage Projects found in Western Region.....	5-59
Table 5.1.8-5	Pumped Storage Projects found in North Eastern Region	5-60
Table 5.2.1-1	Stage 1 Survey Schedule.....	5-61
Table 5.2.1-2	PSP Candidate Sites	5-62
Table 5.2.3-1	Selected PSP States and Sites in Stage 1	5-70
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-1)	5-77
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-2)	5-79
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-3)	5-81
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-4)	5-83
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-5)	5-85
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-6)	5-87
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-7)	5-89
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-8)	5-91
Table 5.2.3-2	Stage 1 Survey Project data for screening (9-9)	5-93
Table 5.2.3-3	Stage 1 Survey Project data for screening (Power Sector criteria)	5-95
Table 5.2.3-4	Stage 1 Survey Project data for screening (State Finance criteria).....	5-96
Table 6.1.1-1	Stage 2 & 3 Survey Schedule.....	6-1
Table 6.3.1-1	Protected Species recorded near Upper Indravati PS.....	6-14
Table 6.3.2-1	Protected Species recorded near Upper Kolab PSP	6-18
Table 6.3.3-1	Protected Species recorded near Sharavathy PSP	6-22
Table 6.3.4-1	Protected Species recorded near Varahi PSP	6-29
Table 6.3.5-1	Protected Species recorded near Silahalla PSP.....	6-36
Table 6.3.6-1	Protected Species recorded near Mettur PSP.....	6-44
Table 6.3.7-1	Protected Species recorded near Turga PSP.....	6-51
Table 6.4-1	Stage 2-3 Survey Summary – Promising PSP Projects.....	6-56
Table 6.4-2	Stage 2-3 Survey Project data after screening (3-1).....	6-59
Table 6.4-2	Stage 2-3 Survey Project data after screening (3-2).....	6-61
Table 6.4-2	Stage 2-3 Survey Project data after screening (3-3).....	6-63
Table 6.4-3	Details of Selected Project (Upper Indravathi)	6-65

Table 6.4-4	Details of Selected Project (Sharavathy)	6-68
Table 6.4-5	Details of Selected Project (Turga)	6-71

図リスト

Figure 2.1.2-1	Main Institutions in India with Influence on Energy Policy	2-8
Figure 2.2.1-1	Electricity Demand Outlook in India	2-19
Figure 2.2.1-2	Power Supply Position in India (Peak and Energy)	2-22
Figure 2.2.1-3	Power Generation capacity in India	2-24
Figure 2.2.1-4	Non-Conventional Renewable Power Generation Capacity in India	2-25
Figure 2.2.1-5	Solar Resources and Wind Power Density in India	2-26
Figure 2.2.1-6	Power Generation Capacity Outlook in India	2-26
Figure 2.2.1-7	Power Generation in India (excluding Non-Conventional Renewables)	2-28
Figure 2.2.1-8	Non-Conventional Renewable Power Generation in India (excluding Hydro)	2-29
Figure 2.2.1-9	Power Generation Outlook in India	2-29
Figure 2.2.1-10	Progress of Transmission Lines in India (Cumulative)	2-30
Figure 2.2.1-11	Progress of Transmission Lines in India (Cumulative)	2-31
Figure 2.2.1-12	New Transmission Line addition in Each Five Year Plan	2-32
Figure 2.2.1-13	Annual Discom losses and debt	2-35
Figure 2.2.1-14	CO ₂ Emissions Outlook in India	2-36
Figure 2.2.7-1	Current Status of State Land Acquisition Law Establishment	2-57
Figure 2.2.8-1	Volume of Short-term Transactions of Electricity, 2015-16	2-61
Figure 2.2.8-2	Volume and Price of Electricity Transacted through Traders during RTC, Peak and OTP, 2015-16	2-61
Figure 2.2.8-3	Price of Electricity Transacted through Traders during Round the Clock, Peak and Off Peak periods	2-62
Figure 2.2.8-4	Long Term Price of Power Plants	2-64
Figure 2.3.2-1	Outlook of Energy Demand, Energy Supply and Electricity Generation	2-67
Figure 2.3.2-2	Nuclear power generation and generation capacity	2-69
Figure 2.3.2-3	Coal-fired power generation and generation capacity	2-70
Figure 2.3.2-4	Gas-fired power generation and generation capacity	2-71
Figure 2.3.2-5	Non-conventional Renewable power generation and generation capacity	2-71
Figure 2.3.2-6	Additional Solar energy power generation capacity	2-72
Figure 2.3.2-7	Additional Wind power generation capacity	2-72
Figure 2.3.2-8	Basin-wise Large Hydro potential in India	2-73
Figure 2.3.2-9	Status of Hydro Potential Development in India	2-74
Figure 2.3.2-10	Large Hydro power generation	2-74
Figure 2.3.2-11	Large Hydro power generation capacity	2-75

Figure 2.3.2-12	Electrical Energy Storage Capacity	2-76
Figure 2.3.2-13	Inter-Regional Transmission Lines	2-77
Figure 2.3.2-14	Demand Center and Energy Resources in India	2-78
Figure 2.3.3-1	Annual DISCOM losses and debt	2-80
Figure 2.3.6-1	India sets year-on-year targets to reach ambitious 2022 solar goal	2-85
Figure 2.4.1-1	Trend analysis for solar bid results (2010-2016)	2-88
Figure 2.4.2-1	National Grid Frequency Profile for 29 th August 2016	2-91
Figure 2.4.2-2	All India maximum, minimum and average demand met	2-91
Figure 2.4.2-3	All India Typical Load Curve	2-93
Figure 2.4.2-4	Expected All India Duck Curve	2-93
Figure 2.4.2-5	All India Demand Met and Thermal Generation	2-94
Figure 3.2.5-1	Land use Map of India	3-11
Figure 3.2.5-2	Protected Areas of India	3-12
Figure 3.2.8-1	Distribution Areas of Elephant and Tiger in India	3-14
Figure 3.2.8-2	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	3-15
Figure 3.3.1-1	Land Use in Maharashtra State	3-17
Figure 3.3.1-2	Protected Areas in Maharashtra State	3-20
Figure 3.3.1-3	Tiger habitat in Maharashtra State	3-22
Figure 3.3.1-4	Scheduled Tribes in Maharashtra State	3-23
Figure 3.3.2-1	Land Use in Odisha State	3-26
Figure 3.3.2-2	Protected Areas in Odisha State	3-28
Figure 3.3.2-3	Elephant and Tiger habitat in Odisha State	3-30
Figure 3.3.2-4	Scheduled Tribes in Odisha State	3-31
Figure 3.3.3-1	Land Use in Telangana State	3-34
Figure 3.3.3-2	Protected Areas in Telangana State	3-35
Figure 3.3.3-3	Tiger habitat in Telangana State	3-37
Figure 3.3.3-4	Scheduled Tribes in Telangana State	3-40
Figure 3.3.4-1	Land Use in Karnataka State	3-43
Figure 3.3.4-2	Protected Areas in Karnataka State	3-46
Figure 3.3.4-3	Elephant and Tiger habitat in Karnataka State	3-48
Figure 3.3.4-4	Scheduled Tribes in Karnataka State	3-50
Figure 3.3.5-1	Land Use in Kerala State	3-54
Figure 3.3.5-2	Protected Areas in Kerala State	3-56
Figure 3.3.5-3	Elephant and Tiger habitat in Kerala State	3-58
Figure 3.3.5-4	Scheduled Tribes in Kerala State	3-60
Figure 3.3.6-1	Land Use in Tamil Nadu State	3-63
Figure 3.3.6-2	Protected Areas in Tamil Nadu State	3-65
Figure 3.3.6-3	Elephant and Tiger habitat in Tamil Nadu State	3-67
Figure 3.3.6-4	Scheduled Tribes in Tamil Nadu State	3-69
Figure 3.3.7-1	Land Use in West Bengal State	3-72

Figure 3.3.7-2	Protected Areas in West Bengal State	3-74
Figure 3.3.7-3	Elephant and Tiger habitat in West Bengal State	3-76
Figure 3.3.7-4	Scheduled Tribes in West Bengal State.....	3-78
Figure 4.1.4-1	Maharashtra state power sector feature.....	4-7
Figure 4.1.5-1	Electricity Supply Structure.....	4-8
Figure 4.1.5-2	Share of Distribution Companies by Number of Household Customers	4-9
Figure 4.1.6-1	Energy Supply FY2013-2019	4-10
Figure 4.1.6-2	Peak Demand FY2013-FY2019.....	4-10
Figure 4.1.6-3	Monthly Demand Curve	4-11
Figure 4.1.6-4	Hourly Demand Curve on Peak Day (19.10.2015 AT 15:00 HRS)	4-11
Figure 4.1.6-5	Seasonal Demand Load Pattern	4-12
Figure 4.1.6-6	MSEDCL Typical Load Curve Vs. Full Generation Availability (FY2015).....	4-12
Figure 4.1.6-7	Solar Generation Pattern.....	4-13
Figure 4.1.6-8	Wind Generation Pattern.....	4-13
Figure 4.1.6-9	frequency profile 2015-16.....	4-14
Figure 4.1.6-10	Max. Vs Min. Frequency since Apr. 2004	4-14
Figure 4.1.6-11	Load factor data in Maharashtra	4-16
Figure 4.1.6-12	Change in Yearly Load Factor (%) for Western Region from 2008-2015.....	4-16
Figure 4.1.7-1	Installed Capacity by Ownership & by Fuel in 2015.....	4-17
Figure 4.1.7-2	Installed Capacity History by Fuel	4-18
Figure 4.1.7-3	Installed Capacity History by Ownership.....	4-18
Figure 4.1.7-4	Generation.....	4-21
Figure 4.1.7-5	Generation by Ownership & by Fuel	4-21
Figure 4.1.7-6	Plant load factor of Coal-fired power	4-22
Figure 4.1.7-7	PLF Achieved & PLF Loss Due to Various Reasons – FY2015	4-22
Figure 4.1.7-8	Purchase Cost (INR/ U) for Distribution Licensees (FY2015).....	4-23
Figure 4.1.7-9	LT vs. ST Energy Mix (%) of Distribution Licensees.....	4-23
Figure 4.1.7-10	Planned Generation Capacity Addition FY16-19	4-24
Figure 4.1.7-11	Renewable generation capacity in Maharashtra.....	4-25
Figure 4.1.7-12	RE Capacity Addition from FY2015 to FY2019	4-26
Figure 4.1.7-13	Ghatghar Pumped Storage Operation Pattern	4-29
Figure 4.1.8-1	Augmentation of Intra Transmisson FY15-FY19	4-31
Figure 4.1.9-1	Augmentation of Distribution System for MSEDCL	4-32
Figure 4.1.9-2	ACS & ABR for MSEDCL.....	4-32
Figure 4.1.9-3	Average electricity prices by sector (comparison).....	4-33
Figure 4.1.9-4	AT&C Losses , T&D Losses.....	4-33
Figure 4.1.9-5	Financial Losses.....	4-34
Figure 4.1.9-6	Power Purchase Expenses for 2015-16 by MSEDCL approved by MERC.....	4-36
Figure 4.2.4-1	Odisha state power sector feature	4-43
Figure 4.2.5-1	Electricity Supply Structure.....	4-45

Figure 4.2.6-1	Energy Supply FY2009-2018	4-47
Figure 4.2.6-2	Peak Demand FY2009-2018.....	4-47
Figure 4.2.6-3	Peak & Energy Demand Outlook.....	4-48
Figure 4.2.6-4	Monthly Peak & Energy Demand.....	4-48
Figure 4.2.6-5	Average Min. and Max. Temperature in Bhubaneswar.....	4-49
Figure 4.2.6-6	Hourly Demand in FY2014	4-49
Figure 4.2.6-7	Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16.....	4-50
Figure 4.2.6-8	Load Factor.....	4-51
Figure 4.2.6-9	Load Factor (continued).....	4-52
Figure 4.2.6-10	Load Factor of eastern region	4-52
Figure 4.2.7-1	Power Generation Capacity by Fuel & Ownership.....	4-53
Figure 4.2.7-2	Installed Capacity History by Fuel	4-54
Figure 4.2.7-3	Installed Capacity History by Ownership.....	4-54
Figure 4.2.7-4	Power Generation by Sector and Fuel in the State.....	4-55
Figure 4.2.7-5	Power Generation in the State by Ownership & Fuel.....	4-56
Figure 4.2.7-6	Plant Load Factor of Coal-fired Power.....	4-57
Figure 4.2.7-7	Approved GRIDCO Purchase Cost for FY 2016-17.....	4-58
Figure 4.2.7-8	Existing and Addition of Firm Availability of Generating Capacity.....	4-58
Figure 4.2.7-9	Projected Demand and Surplus of Long-term Firm Availability	4-59
Figure 4.2.7-10	Renewable Power Generation Capacity.....	4-60
Figure 4.2.8-1	Intra-state Transmission Capacity & Line Length	4-64
Figure 4.2.8-2	Power Map of Odisha	4-64
Figure 4.2.8-3	Transmission Loss	4-65
Figure 4.2.9-1	Share of Distribution Companies by Number of Household Customers	4-67
Figure 4.2.9-2	Power Purchase Cost of GRIDCO and Average Retail Billing Rate	4-71
Figure 4.2.9-3	Average Electricity Prices by Sector.....	4-71
Figure 4.2.9-4	History and Prospect of AT & C loss.....	4-72
Figure 4.2.9-5	Distribution Loss & Collection Efficiency	4-72
Figure 4.3.4-1	Telangana state power sector feature	4-80
Figure 4.3.5-1	Distribution Area for TSNPDCL and TTSSPDCL	4-81
Figure 4.3.5-2	Electricity Supply Structure.....	4-82
Figure 4.3.6-1	Energy Supply FY2013-FY2018	4-83
Figure 4.3.6-2	Peak Demand FY2013-FY2018.....	4-83
Figure 4.3.6-3	Monthly Peak Demand	4-84
Figure 4.3.6-4	Hourly Peak Load Curve in FY2016-17.....	4-84
Figure 4.3.6-5	Southern Region Hourly Demand Curve on Maximum Day (21.3.2016)	4-85
Figure 4.3.6-6	Regional Geographical Diversity.....	4-85
Figure 4.3.6-7	Peak Load for FY 2018-19.....	4-86
Figure 4.3.6-8	Peak Load Break Up for FY 2018-19	4-86
Figure 4.3.6-9	Frequency of Southern Region in 2015-16.....	4-87

Figure 4.3.6-10	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15	4-87
Figure 4.3.6-11	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15	4-88
Figure 4.3.6-12	Load Duration Curve for 2014-15	4-88
Figure 4.3.6-13	Load Factor of Telangana	4-90
Figure 4.3.6-14	Load Factor of southern region.....	4-90
Figure 4.3.7-1	Installed Capacity by Ownership & Fuel (2014/15)	4-91
Figure 4.3.7-2	Installed Capacity History by Fuel	4-92
Figure 4.3.7-3	Installed Capacity History by Ownership	4-92
Figure 4.3.7-4	Generation by Ownership & Fuel, Generated in the State.....	4-94
Figure 4.3.7-5	Actual energy availability for Telangana State for FY 2014-15	4-95
Figure 4.3.7-6	Plant Load Factor of Coal-fired power in Telangana.....	4-96
Figure 4.3.7-7	Generation Capacity Prospect.....	4-97
Figure 4.3.7-8	RE Capacity in 2015	4-99
Figure 4.3.7-9	Solar Energy Capacity Prospect.....	4-99
Figure 4.3.7-10	Srisailem Reservoir Particulars.....	4-101
Figure 4.3.7-11	Power Map of Telangana	4-102
Figure 4.3.8-1	Augmentation of Intra State Transmission Line Length.....	4-103
Figure 4.3.8-2	Augmentation of Intra State Transformation capacity	4-103
Figure 4.3.9-1	Augmentation of Distribution Infrastructure Additions -Discoms.....	4-104
Figure 4.3.9-2	Average billing cost & Power purchase cost.....	4-106
Figure 4.3.9-3	Average electricity prices by sector (comparison).....	4-106
Figure 4.3.9-4	Accumulated Loss of worst 10 states (Crores)	4-107
Figure 4.3.9-5	Accumulated Loss of Discoms	4-108
Figure 4.3.9-6	Details of Intra / Inter Regional Scheduled Bilateral Exchanges during 2015-16	4-109
Figure 4.4.4-1	Karnataka state power sector feature	4-116
Figure 4.4.5-1	Electricity Supply Structure.....	4-117
Figure 4.4.5-2	Share of Distribution Companies by Number of Household Customers	4-118
Figure 4.4.6-1	Energy Supply FY13-19	4-119
Figure 4.4.6-2	Peak Demand FY13-19.....	4-119
Figure 4.4.6-3	Monthly Peak Demand	4-120
Figure 4.4.6-4	Hourly Load Curve	4-120
Figure 4.4.6-5	Observed seasonal peak demand on typical days in 2014 (MW)	4-121
Figure 4.4.6-6	Frequency of Southern Region in 2015-16.....	4-122
Figure 4.4.6-7	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15	4-122
Figure 4.4.6-8	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15	4-123
Figure 4.4.6-9	Morning and evening peak load frequency during 2011-2014	4-123

Figure 4.4.6-10	Hourly and daily wind data for Karnataka from April 2011 to March 2013.....	4-124
Figure 4.4.6-11	Typical Daily Wind Curves for non-monsoon months in 2012	4-124
Figure 4.4.6-12	Typical Daily Wind Curves for monsoon months in 2012.....	4-125
Figure 4.4.6-13	Balancing Renewable Generation.....	4-125
Figure 4.4.6-14	Load Factor of Karnataka	4-127
Figure 4.4.7-1	Installed Capacity by Ownership & Fuel (as of March 2016)	4-128
Figure 4.4.7-2	Installed Capacity by Fuel	4-129
Figure 4.4.7-3	Installed Capacity by Ownership	4-129
Figure 4.4.7-4	The State owned Power Capacity	4-130
Figure 4.4.7-5	Generation by sectors.....	4-131
Figure 4.4.7-6	Generation by Ownership & Fuel.....	4-131
Figure 4.4.7-7	Short-term Power Purchase.....	4-132
Figure 4.4.7-8	Plant load factor of Coal-fired power plants.....	4-132
Figure 4.4.7-9	Cost vs. Generation from Different Sources in Karnataka (FY2014).....	4-133
Figure 4.4.7-10	Generation Capacity Prospect.....	4-134
Figure 4.4.7-11	RE Generation Capacity Addition Prospect.....	4-136
Figure 4.4.8-1	Augmentation of Transmission Lines Length.....	4-140
Figure 4.4.8-2	Augmentation of Transmisson Capacity.....	4-140
Figure 4.4.8-3	Power Map of Karnataka	4-141
Figure 4.4.9-1	Projection of households based on 2015 (from Census 2001 and 2011 actuals)	4-142
Figure 4.4.9-2	Augmentation of Distribution Lines	4-143
Figure 4.4.9-3	Augmentation of Distribution Capacities	4-143
Figure 4.4.9-4	ACS & ABR	4-144
Figure 4.4.9-5	Average electricity prices by sector (comparison).....	4-144
Figure 4.4.9-6	AT&C Losses, T&D Losses.....	4-145
Figure 4.4.9-7	Subsidy during last 6 years (Crores).....	4-146
Figure 4.4.9-8	BESCOM's POWER PURCHASE FOR FY15.....	4-147
Figure 4.5.4-1	Kerala state power sector feature	4-154
Figure 4.5.5-1	Electricity Supply Structure.....	4-155
Figure 4.5.6-1	Energy Supply FY2013-2019	4-156
Figure 4.5.6-2	Peak Demand FY2013-FY2019.....	4-157
Figure 4.5.6-3	Category Wise Consumption FY2013-14.....	4-157
Figure 4.5.6-4	Monthly Peak Demand	4-158
Figure 4.5.6-5	Hourly Load Curve for Peak Demand Day ;March 21,2016	4-158
Figure 4.5.6-6	Southern Region Hourly Demand Curve on Maximum Day (21.3.2016)	4-159
Figure 4.5.6-7	Regional Geographical Diversity.....	4-159
Figure 4.5.6-8	Frequency of Southern Region in 2015-16.....	4-160
Figure 4.5.6-9	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15	4-160

Figure 4.5.6-10	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15	4-161
Figure 4.5.6-11	Load Factor of Kerala	4-163
Figure 4.5.7-1	Installed Capacity by Ownership & Fuel (as of March, 2015)	4-164
Figure 4.5.7-2	Installed Capacity History by Fuel	4-165
Figure 4.5.7-3	Installed Capacity History by Ownership	4-165
Figure 4.5.7-4	Power Generation by sectors	4-167
Figure 4.5.7-5	Generation by Ownership & Fuel	4-168
Figure 4.5.7-6	Generation Capacity Prospect	4-170
Figure 4.5.7-7	Renewable generation capacity in Kerala	4-171
Figure 4.5.7-8	RE Capacity Prospect	4-171
Figure 4.5.7-9	Power Map of Kerala	4-174
Figure 4.5.8-1	Augmentation of Transmission System	4-175
Figure 4.5.8-2	400kV and 200kV Network	4-176
Figure 4.5.9-1	Augmentation of Distribution System	4-179
Figure 4.5.9-2	Average billing rate, Power purchase cost	4-180
Figure 4.5.9-3	Average electricity prices by sector (comparison)	4-180
Figure 4.5.9-4	AT&C Losses, T&D Losses	4-182
Figure 4.6.4-1	Tamil Nadu state power sector feature	4-192
Figure 4.6.5-1	Electricity Supply Structure	4-193
Figure 4.6.6-1	Energy Supply	4-195
Figure 4.6.6-2	Peak Demand	4-195
Figure 4.6.6-3	Monthly Peak Demand	4-196
Figure 4.6.6-4	Tamil Nadu Hourly Demand Curve on Maximum Regional Demand Day (21.3.2016)	4-196
Figure 4.6.6-5	Southern Region Hourly Demand Curve on Maximum Day (21.3.2016)	4-197
Figure 4.6.6-6	Regional Geographical Diversity	4-197
Figure 4.6.6-7	Frequency of Southern Region in 2015-16	4-198
Figure 4.6.6-8	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15	4-198
Figure 4.6.6-9	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15	4-199
Figure 4.6.6-10	Load Factor of Tamil Nadu	4-201
Figure 4.6.6-11	Load Factor of southern region	4-201
Figure 4.6.7-1	Installed Capacity by Owners and Fuel	4-202
Figure 4.6.7-2	Installed Capacity History by Fuel	4-203
Figure 4.6.7-3	Installed Capacity History by Ownership	4-203
Figure 4.6.7-4	Power generation in Tamil Nadu	4-206
Figure 4.6.7-5	Generation by Owners and Fuel	4-206
Figure 4.6.7-6	Regional Export/Import	4-207

Figure 4.6.7-7	Plant load factor of Coal-fired power in Tamil Nadu.....	4-207
Figure 4.6.7-8	Generation Capacity of Renewables.....	4-214
Figure 4.6.7-9	Tentative State-Wise RE targets by 2022.....	4-215
Figure 4.6.7-10	Power Map of Tamil Nadu.....	4-218
Figure 4.6.8-1	Augmentation of Transmission System.....	4-219
Figure 4.6.8-2	765kV / 400kV Power Map of Southern Region.....	4-222
Figure 4.6.9-1	Total Number of Customers.....	4-224
Figure 4.6.9-2	ACS Vs ARR Gap.....	4-227
Figure 4.6.9-3	Power purchase rate & Average Billing Costas.....	4-227
Figure 4.6.9-4	AT&C Losses Target.....	4-228
Figure 4.6.9-5	Details of Intra / Inter Regional Scheduled Bilateral Exchanges during 2015-16.....	4-230
Figure 4.6.9-6	Region-wise and Block-wise Price of Electricity Transacted through IEX, 2015-16.....	4-230
Figure 4.6.9-7	State-wise Number of Open Access Consumers in IEX as on March 2016.....	4-231
Figure 4.7.4-1	West Bengal state power sector feature.....	4-238
Figure 4.7.5-1	Electricity Supply Structure.....	4-240
Figure 4.7.5-2	Share of Distribution Companies by Number of Household Customers.....	4-240
Figure 4.7.6-1	Energy Supply FY2014-FY2019.....	4-242
Figure 4.7.6-2	Peak Demand FY2014-FY2019.....	4-243
Figure 4.7.6-3	Monthly Demand.....	4-244
Figure 4.7.6-4	West Bengal Hourly Demand Curve on Maximum Regional Demand Day (29.3.2016).....	4-244
Figure 4.7.6-5	Regional Hourly Demand Curve on Maximum Regional Demand Day (29.3.2016).....	4-245
Figure 4.7.6-6	Year-wise Peak Demand of Eastern Region.....	4-245
Figure 4.7.6-7	Monthly Peak Demand of Eastern Region.....	4-246
Figure 4.7.6-8	Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16.....	4-247
Figure 4.7.6-9	Frequency Distribution of Disturbances.....	4-248
Figure 4.7.6-10	Month-wise Distribution of Loads & Generation Affected in Grid Disturbances.....	4-248
Figure 4.7.6-11	Area-wise Impact of Grid Disturbances.....	4-249
Figure 4.7.6-12	Load Factor of West Bengal.....	4-251
Figure 4.7.6-13	Load Factor of eastern region.....	4-251
Figure 4.7.7-1	Installed Capacity by Ownership as on July 2015.....	4-252
Figure 4.7.7-2	Installed Capacity by Ownership as on July 2015.....	4-253
Figure 4.7.7-3	Installed Capacity History by Fuel.....	4-254
Figure 4.7.7-4	Installed Capacity History by Ownership.....	4-254
Figure 4.7.7-5	Power generation in West Bengal.....	4-255
Figure 4.7.7-6	Regional Export/Import.....	4-255
Figure 4.7.7-7	Plant load factor of Coal-fired power in West Bengal.....	4-256
Figure 4.7.7-8	Purchase cost and Volume of WBSEDCL for 2013-14 and 2014-15.....	4-257

Figure 4.7.7-9	Generation Capacity Prospect.....	4-259
Figure 4.7.7-10	Performance of Purulia PSP.....	4-263
Figure 4.7.7-11	Purulia PS Generation/Pumping with Frequency	4-263
Figure 4.7.7-12	Eastern Region Hydro Generation	4-264
Figure 4.7.7-13	Area / System wise Monthly Hydro Generation.....	4-264
Figure 4.7.8-1	Intra State Transformation Capacity	4-265
Figure 4.7.8-2	Intra State Transmission Line Length	4-265
Figure 4.7.8-3	Power Map of West Bengal	4-266
Figure 4.7.8-4	Eastern Region Power Map	4-267
Figure 4.7.8-5	Maximum and Minimum Voltage at Important 400kV Stations in Eastern Region, 2015-16.....	4-268
Figure 4.7.8-6	Over Voltage related Outrage of Transmission Lines in 2015-16.....	4-268
Figure 4.7.8-7	Non-Over Voltage related Outrage of Transmission Lines in 2015-16.....	4-268
Figure 4.7.9-1	Augmentation of Distribution System for WBSEDCL.....	4-270
Figure 4.7.9-2	Power purchase rate & Average Billing Costs	4-270
Figure 4.7.9-3	Average Electricity Prices by Sector (comparison)	4-273
Figure 4.7.9-4	Region wise AT&C Loss for WBSEDCL (Sep, 2015).....	4-274
Figure 4.7.9-5	AT&C losses, T&D losses	4-274
Figure 4.7.9-6	Annual Profit & Accumulated Loss for WBSEDCL	4-275
Figure 4.7.9-7	Energy Purchased through Power Exchanges in FY2015-16	4-277
Figure 5.1.1-1	RE Capacity Addition from FY2015 to FY2019	5-2
Figure 5.1.2-1	Frequency Profile of Eastern Region in 2015-.....	5-15
Figure 5.1.4-1	RE Generation Capacity Addition Prospect.....	5-25
Figure 5.1.4-2	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15.....	5-26
Figure 5.1.4-3	Frequency of Southern Region in 2015-16.....	5-26
Figure 5.1.5-1	RE Capacity Prospect	5-33
Figure 5.1.6-1	Generation Capacity Targets of Renewables	5-44
Figure 5.1.6-2	Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15	5-45
Figure 5.1.6-3	Frequency of Southern Region in 2015-16	5-46
Figure 5.1.7-1	Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16.....	5-54
Figure 6.2.3-1	Longitudinal Section of KOPS II Powerhouse installed Ternary Set	6-11
Figure 6.2.3-2	Applicable Range of Pump and Pump-Turbine	6-11
Figure 6.3.1-1	Satellite Image of Upper Indravati PSP	6-16
Figure 6.3.1-2	Forest land of Upper Indravati PSP	6-17
Figure 6.3.2-1	Satellite Image of Upper Kolab PSP.....	6-20
Figure 6.3.2-2	Forest land near Upper Kolab PSP	6-21
Figure 6.3.3-1	Satellite Image of Sharavathy PSP	6-25
Figure 6.3.3-2	Protected Areas of Sharavathy PSP	6-26

Figure 6.3.3-3	Tiger and Elephant habitats around Sharavathy PSP	6-27
Figure 6.3.3-4	Topographical map of Sharavathy PSP	6-28
Figure 6.3.4-1	Satellite Image of Varahi PSP	6-32
Figure 6.3.4-2	Protected Areas of Varahi PSP	6-33
Figure 6.3.4-3	Protected Species of Varahi PSP	6-34
Figure 6.3.4-4	Topographic map of Varahi PSP	6-35
Figure 6.3.5-1	Satellite Image of Silahalla PSP	6-40
Figure 6.3.5-2	Protected Areas of Silahalla PSP	6-41
Figure 6.3.5-3	Tiger and Elephant habitats around Silahalla PSP	6-42
Figure 6.3.5-4	Topographic map of Silahalla PSP	6-43
Figure 6.3.6-1	Satellite Image of Mettur PSP	6-47
Figure 6.3.6-2	Protected Areas of Mettur PSP	6-48
Figure 6.3.6-3	Protected Species of Mettur PSP	6-49
Figure 6.3.6-4	Topographic map of Mettur PSP	6-50
Figure 6.3.7-1	Satellite Image of Turga PSP	6-53
Figure 6.3.7-2	Habitat of Tiger and Elephant near Turga PSP	6-54
Figure 6.3.7-3	Topographic map of Turga PSP	6-55

第Ⅱ部 石炭火力調査

目 次

第1章	はじめに	
1.1	調査の目的	1-1
1.2	調査スケジュール	1-1
1.3	調査対象プロジェクト	1-1
1.4	調査の範囲	1-1
第2章	インド火力発電セクターの概要	
2.1	火力発電所更新・近代化政策と石炭リンケージ政策	2-1
2.2	対象州の経済状況・電力需給状況	2-3
第3章	現地調査	
3.1	現地調査 – Phase 1 (A グループ)	3-1
3.2	現地調査 – Phase 2 (B グループ)	3-2
3.3	現地調査 – Phase 3 (C グループ)	3-4
3.4	現地調査 – Phase 4	3-5
第4章	スクリーニング結果	
4.1	事前スクリーニング結果	4-1
4.2	グループ A の現地調査	4-3
4.3	グループ B の現地調査	4-4
4.4	グループ C の現地調査	4-5
4.5	現地調査の結果	4-5
第5章	有望案件の評価	
5.1	OBRA ‘A’ 発電所リプレースプロジェクト	5-1
5.1.1	プロジェクトに進捗	5-1
5.1.2	初期フィジビリティスタディ (FS) 報告書	5-5
5.2	SATPURA 火力発電所リプレースプロジェクト (Madhya Pradesh 州)	5-5
5.2.1	プロジェクトの進捗	5-5
5.3	SAGARDIGHI 火力発電所増設計画	5-7
5.3.1	計画進捗状況	5-7

第6章 まとめ

6.1 調査結果	6-1
6.2 今後の課題（共通）	6-2

表リスト

Table 1.4-1	The Scope of Survey Projects	1-3
Table 2.1-1	New Emission standards in India	2-2
Table 3.1-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 1	3-2
Table 3.2-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 2	3-3
Table 3.3-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 3	3-4
Table 3.4-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 4	3-5
Table 5.1.1-1	Obra ‘A’ Thermal Power Station	5-1
Table 5.2.1-1	Satpura Thermal Power Station	5-5
Table 5.2.1-2	Standards applicable for TPPs (units) to be installed from 1 st January, 2017	5-7

図リスト

Figure 2.2-1	Growth of Per Capita Net State Domestic Product (%)	2-3
Figure 2.2-2	Per Capita Net State Domestic Product (Rs)	2-4
Figure 2.2-3	Anticipated State-wise Power ENERGY Requirement (MkWh)	2-4
Figure 2.2-4	Anticipated State-wise Power ENERGY Availability (MkWh)	2-5
Figure 2.2-5	Anticipated State-wise Power ENERGY Surplus/Deficit (MkWh)	2-5
Figure 2.2-6	Anticipated State-wise Power PEAK Requirement (MW)	2-6
Figure 2.2-7	Anticipated State-wise Power PEAK Availability (MW)	2-6
Figure 2.2-8	Anticipated State-wise Power PEAK Surplus/Deficit (MW)	2-6
Figure 3-1	Site Survey Locations	3-1
Figure 5.1.1-1	Site Location Map	5-4

付録リスト

Attachment – 1 :	Minute of Meeting
Attachment – 2 :	Obra ‘A’ Replacement Area and those Facilities
Attachment – 3 :	Preliminary Feasibility Study Report of Obra ‘A’ replacement project
Attachment – 4 :	Dismantling Work at Satpura Power Station (PH-1)

略語表

Abbreviation	Full Name
JICA	Japan International Cooperation Agency
MS	Maharashtra State
OD	Odisha State
TE	Telangana State
KA	Karnataka State
KS	Kerala State
TN	Tamil Nadu State
WB	West Bengal State
S & I	Survey & Investigation
PIR	Preliminary Investigation Report
PFR	Pre-Feasibility Report
DPR	Detailed Project Report
TEC	Techno Economic Clearance
EIA	Environmental Impact Assessment
ABR	Average Billing Rate
ACCF	Principal Chief Conservator of Forests
ACS	Average Cost of Supply
ADB	Asian Development Bank
AGC	Automatic Generation Control
AIADMK	All India Anna Dravida Munnetra Kazhagam
APERC	Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission
APFC	Automatic Power Factor Control
APGENCO	Andhra Pradesh Power Generation Corporation Ltd.
APM	Administrative Price Mechanism
APPC	Average Power Purchase Cost
ARR	Aggregate Revenue Realized
AT&C	Aggregate Technical & Commercial
BEE	Bureau of Energy Efficiency
BESCOM	Bengaluru Electricity Supply Company Ltd.
BEST	Bombay Electric Supply & Transport Undertaking
BFSI	Banking, Financial Services and Insurance
BGJY	Biju Gram Jyoti Yojana
BJP	Bharatiya Janata Party
BNHS	Bombay Natural History Society
BSP	Bulk Supply Price
BSPGCL	Bihar State Power Generation Company Limited
CBM	Capacity Benefit Margin
CCEA	Cabinet Committee on Economic Affairs
CCVT	Cable cum Ventilation Tunnel
CDM	Clean Development Mechanism
CEA	Central Electricity Authority

Abbreviation	Full Name
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CESE	Chamundeshwari Electricity Supply Company Ltd.
CESE	Calcutta Electricity Supply Company Ltd.
CESU	Central Electricity Supply Utility
CFL	Compact Fluorescent Light
CGS	Central Generating Stations
CGU	Cogeneration Unit
CO ₂	Carbon Dioxide
COD	Date of Commercial Operation
C/P	Counterpart
CPP	Coal-fired Power Plant
CR	Critically endangered
CSS	Cross Subsidy Surcharge
CSTEP	Center for Study of Science, Technology & Policy
CTU	Central Transmission Utilities, Central Transmission Utility
CWC	Central Water Commission
DAM	Day Ahead Market
DCC(s)	Distribution Control Centre(s)
DCF	Deputy Conservator of Forests
DD	Data deficient
DDUGJY	Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana
DGF	Settlement Guarantee Fund
Discom(s)	Distribution Company(ies), Power Distribution Company
DMK	Dravida Munnetra Kazhagam
DMS	Distribution Management System
DoA	Department of Atomic Energy
DPL	Durgapur Projects Ltd
DPR	Detailed Project Report
DPSC	Dishergarh Power Supply Company
DRO	District Resettlement Officer
DSM	Deviation Settlement Mechanism
DVC	Damodar Valley Corporation
EA2003	Electricity Act 2003
EAC	Expert Appraisal Committee
EC	Environmental Clearance, Environment Certificate
EIA	Environmental Impact Assessment
EMP	Environmental Management Plan
EN	Endangered
ERC(s)	Electricity Regulatory Commission
ERLDC	Eastern Regional Load Dispatch Center
ESDM	Electronic System Design and Manufacturing
ESA	Ecologically Sensitive Area
ESZ	Ecologically Sensitive Zone
FAC	Forest Advisory Committee

Abbreviation	Full Name
FC	Forest Clearance
FC	Financing Cost
FDI	Foreign Direct Inflow
FIT	Feed-in-Tariff
FRBM	Fiscal Responsibility and Budget Management
FRL	Full Reservoir Level
FRP	Financial Restructuring Package
FS	Feasibility Study
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GEDCOL	Green Energy Development Corporation of Odisha Limited
GENCO	Power Generation Company
GESCOM	Gulbarga Electricity Supply Company Ltd.
GHG	Greenhouse Gas
GIS	Geographic Information System
GOM	Government of Maharashtra
GOMWRD	Water Resource Department of Government of Maharashtra
GPP	Natural gas –fired Power Plant
GRIDCO	Grid Corporation of Orissa limited
GSDP	Gross State Domestic Products
GPS	Global Positioning System
GSI	Geological Survey of India
HESCOM	Hubli Electricity Supply Company Ltd.
HPP	Hydro Power Plant
HPPCL	Himachal Pradesh Power Corporation Limited
HT	High Tension
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High-Voltage Direct Current
IBAs	Important Bird Areas
IBAT	Integrated Biodiversity Assessment Tool
IC	Installed Capacity
ICT	Information & Communication Technology
IDC	Interest During Construction
IEA	International Energy Agency
IEGC	Indian Electricity Grid Code
IEX	Indian Energy exchange Ltd.
INC	Indian National Congress
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
IPCL	India Power Co. Ltd.
IPDS	Integrated Power Development Scheme
IPP	Independent Power Producer
IPR	Industrial Policy Resolution
IREDA	Indian Renewable Energy Development Agency
ISGS	Inter-State Generating Station

Abbreviation	Full Name
ISTS	Inter-State Transmission System
IT	Information Technology
IPP	Independent Power Producer
IPP	Indigenous Peoples Plan
IUCN	the International Union for Conservation of Nature
JETRO	Japan External Trade Organization
JKSPDC	Jammu & Kashmir State Power Development Corporation Limited
JNNSM	Jawaharlal Nehru National Solar Mission
KBA	Key Biodiversity Areas
KBK	Kalahandi Balangir Koraput
KEB	Karnataka Electricity Board
KERC	Karnataka Electricity Regulatory Commission
KFRA	Karnataka Fiscal Responsibility Act
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KPCL	Karnataka Power Corporation Ltd.
KPTCL	Karnataka Power Transmission Corporation Ltd.
KREDL	Karnataka Renewable Energy Development Ltd.
KSEB	Kerala State Electricity Board
KSEBL	Kerala State Electricity Board Ltd.
KSERC	Kerala State Electricity Regulatory Commission
KWDT I	Krishna Water Dispute Tribunal I
KWDT II	Krishna Water Dispute Tribunal II
LDF	Left Democratic Front
LED	Light Emitting Diode
LI	Lift Irrigation
LIS(s)	Lift Irrigation Scheme(s)
LT	Low Tension
LVRT	Low Voltage Ride Through
MAB	UNESCO's Man and the Biosphere Program
MAHAGENCO	Maharashtra State Power Generation Corporation Limited
MAHATRANSCO	Maharashtra State Electricity Transmission Company Ltd
MAT	Main Access Tunnel
MCR	Maximum Continuous Rating
MDOE	Maharashtra State Department of Environment
MEDA	Maharashtra Energy Development Agency
MERC	Maharashtra Electricity Regulatory Commission
MESCOM	Mangalore Electricity Supply Company Ltd.
MIDC	Maharashtra Agro Industries Development Corporation
MoC	Ministry of Coal
MOD	Merit Order Dispatch
MoEFCC	Ministry of Environment, Forest and Climate Change
MOEF	Ministry of Environment and Forests
MOFA	Ministry of Foreign Affairs of Japan
MoNRE, MNRE	Ministry of New and Renewable Energy

Abbreviation	Full Name
MoP, MOP	Ministry of Power
MoPNG	Ministry of Petroleum and Natural Gas
MOSPI	Ministry of Statistics and Program Implementation
MOU	Memorandum of Understanding
MPPGCL	Madhya Pradesh Power Generating Company Limited
MSEB	Maharashtra State Electricity Board, MSEB Holding Company
MSEDCL	Maharashtra State Electricity Distribution Company Ltd.
MSERC	Maharashtra State Electricity Regulatory Commission
MSETCL	Maharashtra State Electricity Transmission Company Ltd.
MSLDC	Maharashtra State Load Dispatch Center
MSPGCL	Maharashtra State Power Generation Corporation Ltd.
MYT	Multi-Year Tariff
N/A	Not available (or not applicable)
NAPCC	National Action Plan on Climate Chang
NCA	National CDM Authority
NCEF	National Clean Energy Fund
NCP	Nationalist Congress Party
NCTPS	North Chennai Thermal Power
NEEPCO	North Eastern Electric Power Corporation Limited
NEF	National Electricity Fund
NEP	National Electricity Policy
NERLDC	North Eastern Regional Load Dispatch Centre
N.E.S	Non-conventional Energy Sources
NESCO	North Eastern Electricity Supply Company of Odisha Limited
NGO	Non Governmental Organization
NHDC	Narmada Hydroelectric Development Corporation
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation
NIAS	National Institute of Advance Studies
NLC	Neyveli Lignite Corporation
NLDC	National Load Despatch Centre
N/P, NP	National Park
NPCIL	Nuclear Power Corporation of India Limited
NPV	Net Present Value
NRLDC	Northern Regional Load Dispatch Centre
NSDP	Net State Domestic Products
NT	Near threatened
NTPC	National Thermal Power Corporation
O&M	Operation and Maintenance
OA	Open Access
ODAFFP	Odisha Dedicated Agriculture & Fishery Feeder Project
ODSSP	Odisha Distribution System Strengthening Project
OERC	Odisha Electricity Regulatory Commission
OHPC	Odisha Hydro Power Corporation limited
OPGC	Odisha Power Generation Corporation limited

Abbreviation	Full Name
OPTCL	Odisha Power Transmission Corporation limited
OREDA	Odisha Renewable Energy Development Agency
OSEB	Orissa State Electricity Board
OSM	Open Series Map
OTC	Over The Counter
OTP	Other than RTC and Peak period
PAF	Plant Availability Factor
PAP	Project Affected Person
PC	Planning Commission
PCN	Project Concept Note
PDD	Project Design Document
PFA	Power For All
PFC	Power Finance Corporation
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited
PLF	Plant Load Factor
POSOCO	Power System Operation Corporation Limited
PP	Project Proponent
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
PSDF	Power Sector Development Fund
PSP	Pumped Storage Project (or Pumped Storage Plant)
PSU(s)	Public Sector Undertaking(s)
PV	Photo Voltaic
PXIL	Power Exchange India Ltd.
R&M	Renovation and Modernization
R&R	Rehabilitation & Resettlement
RAPDRP	Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme
RAP	Resettlement Action Plan
RBI	Reserve Bank of India
RCCF	Regional Chief Conservator of Forests
REC	Renewable Energy Certificate
REC	Rural Electrification Corporation Ltd.
REMC(s)	Renewable Energy Management Centre(s)
RGCCP	Rajiv Gandhi Combined Cycle Power Plant
RGVY	Rajiv Gandhi Grameen Vidutikaran Yojana
RGO	Renewable Generation Obligation
RGPL	Ratnagiri Gas And Power Pvt. Ltd.
Rinfra	Reliance Infrastructure Limited
RLDC(s)	Regional Load Despatch Centres
RMU	Ring Main Unit
ROE	Return On Equity
RPC	Regional Power Committee
RPO	Renewable Power (Purchase) Obligation
RRAS	Reserves Regulation Ancillary Services

Abbreviation	Full Name
RRVUNL	Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited
RTC	Round the Clock
SAG	State Advisory Group
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCCF	State Chief Conservator of Forests
SCRIPS	State Capital Region Improvement of Power System
SDL	State Development Loan
SEA	Strategic Environmental Assessment
SEAC	State Level Expert Appraisal Committee
SEB(s)	State Electricity Board
SECI	Solar Energy Corp. of India
SEIAA	State Environmental Impact Assessment Authority
SERC(s)	State Electricity Regulatory Commission
SEZ(s)	Special Economic Zone
SHR	Station Heat Rate
SJVNL	Satluj Jal Vidyut Nigam Limited
SLAO	Special Land Acquisition Officer
SLDC	State Load Despatch Centre
SLR	Statutory Liquidity Ratio
SOI	Survey of India
SOUTHCO	Southern Electricity Supply Company of Odisha Limited
SPCB	State Pollution Control Board
SRLDC	Southern Load Dispatch Centre
SSNNL	Sardar Sarovar Narmada Nigam Limited
STU	State Transmission Utility
T&D	Transmission and Distribution
TANGEDCO	Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd.
TAPI	Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India
TEC	Techno Economic Clearance
THDC	Tehri Hydro Development Corporation Limited
TNEB	Tamil Nadu Electricity Board Ltd.
TNERC	Tamil Nadu Electricity Regulatory Commission
TNTRASCO	Tamil Nadu Transmission Corporation Ltd.
TOD	Time of Day
TOR	Terms of Reference
TPC	Tata Power Corporation
TPS	Thermal Power Plant
TRM	Transmission Reliability Margin
TSERC	Tekengana State Electricity Regulatory Commission
TSGENCO	Telangana State Power Generation Corporation Ltd.
TSNPDCL	Telangana State Northern Power Distribution Company Ltd.
TSSPDCL	Telangana State Southern Power Distribution Company Ltd.
TSTRANSCO	Transmission Corporation of Telangana Ltd.
T-TAP	Telangana Textile and Apparel Policy

Abbreviation	Full Name
UDAY	Ujwal DISCOM Assurance Yojna
UDF	United Democratic Front
UI	Unscheduled Interchange
UMPP(s)	Ultra Mega Power Project
UNESCO	United Nation Education, Scientific and Cultural Organization
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UPA	United Progressive Alliance
UPRVUNL	Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited
UTPCC	Union Territory Pollution Control Committee
VRE	Variable Renewable Energy
VRP	Variable Renewable Power
VU	Vulnerable
VVNL	Visvesvaraiiah Vidyut Nigam Ltd.
WAPCOS	Water and Power Consultancy Services
WBERC	West Bengal Electricity Regulatory Commission
WBPDCCL	West Bengal Power Development Corporation Ltd.
WBREDA	West Bengal Renewable Energy Development Agency
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd.
WBSETCL	West Bengal State Electricity Transmisson Company Ltd.
WESCO	Western Electricity Supply Company of Orissa Limited
WGEA	Western Ghats Ecological Authority
WGEEP	Western Ghats Ecological Expert Panel
WLS	Wild Life Sanctuary
WRD	Water Resource Department
WRLDC	Western Regional Load Dispatch Centre
WRPC	Western Regional Power Committee
ckm	circuit km
D/S	Downstream
U/S	Upstream
INR	Indian Rupee
km	kilometer
kWh	Kilowatt-hour
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Megawatt
tmcf	thousand million cubic feet
TW(h)	Terawatt(s) (hour)

略語表

略語	正式名称
AWRS	Ash Water Recycle System
BOP	Balance of Plant
CCL	Central Coalfields Limited
CEA	Central Electricity Authority
CIL	Coal India Limited
COD	Commercial Operation Date
C/P	Counterpart
DC	Designated Consumer
DPR	Detail Project Report
EIA	Environmental Impact Assessment
EPC	Engineering, Procurement and Construction
ERP	Enterprise Resource Planning
ESP	Electric Static Precipitator
FGD	Flue Gas Desulphurization
GDP	Gross Domestic Product
IDC	Interest During Construction
JICA	Japan International Cooperation Agency
LE	Life Extension
MPPGCL	Madhya Pradesh Power Generating Company Limited
MSPGCL	Maharashtra State Power Generation Company Limited
MoEF	Ministry of Environment and Forest
MoP	Ministry of Power
NCL	Northern Coalfields Limited
NDCT	Natural Draft Cooling Tower
NSDP	Net State Domestic Product
O&M	Operation & Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OEM	Original Equipment Manufacturer
OJT	On the Job Training
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited
PH	Power House
PLF	Plant Load Factor
R&M	Renovation & Modernization
RLA	Remaining Life Assessment
SCCL	Singareni Collieries Company Limited
SLC	Standing Linkage Committee
SPM	Suspended Particulate Matter
TANGEDCO	Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Limited
UMPP	Ultra Mega Power Projects
UPPTCL	Uttar Pradesh Power Transmission Company Limited
UPRVUNL	Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited
WB	The World Bank

第 I 部

揚水調査

第 1 章

序 論

第1章 序論

1.1 調査の経緯

1.1.1 調査の目的

本調査は、今後も経済成長による電力不足の継続・顕在化が予測されるインドにおいて、特に、従来からピーク電源として豊富な賦存量が指摘されている揚水発電、および今後重要なベース電源の価値を持ち政府が推進明言する高効率な超臨界石炭火力発電の開発促進のための、電力セクターに関する基礎情報の収集および確認を行うものである。

インドでは、諸情勢の起因・影響を受けて現在一部地域で暫時電力需給が緩和状態にあるものの、必ずしも電力供給拡充→需給緩和ととらえることはできず、中長期的にみれば依然電源開発が喫緊課題である状況に変わりはない。むしろベース、ピーク双方の多様な種類の電源、送配電網、電力取引市場や電力制度、電力セクターの財務整備など問題は山積している。一方で、BJP 政権移行後、変動電源・再生電源（風力、太陽光）の大量導入（風力 60 GW、太陽 100 GW）を促進する連邦大の意思決定が進められている。

水力発電は資源量の豊富さ、自然資源であることやその調整電源としての能力から、一貫して中央政府は開発促進を提唱しているが、水力特有の諸問題（自然環境問題、開発リスク、長期に及ぶ回収、etc.）等から一般水力の開発は順調に進んでいない実態がある。その点から、出力に対する改変面積が小さい揚水発電は貯水池水力発電に比して優位性があることから開発促進が期待される分野である。至近（2016年12月）の2016 Draft National Electricity Plan¹においては、中央政府は改めて変動電源・再生電源の大量導入に際しての揚水発電の促進を強調している。

変動電源導入では、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 balancing 電源としての大きな価値があっても、その推進には、法整備、経済的価値、州ごとの配電会社（Discom）の置かれた財政環境、なにより憲法上保護された個別の州政府の政策意志が絡む問題でもある。西ベンガル州のように一定コストであれば開発意向を鮮明にする州はむしろ稀である。

この背景には、揚水だけでなく peak 電源全般が、電力制度や電力市場で価値をなかなか認められない、2003年電力法改定後においても tariff、UI（Unscheduled Interchange：周波数に応じた電力単価により、過負荷時の需要抑制・発電増強インセンティブ、発電抑制・需要増強ペナルティを与える運用制度）等の諸制度を整備してきた中でも discom 等の電力部門の財務状況が劣悪におかれ、discom 側の買電抑止に歯止めがきかないこと、制度的に ancillary service が未整備にとどまる、等の問題もあった。

その中で、今回 BJP 政権下で諸々の電力制度改定の動きがあるのは注視する必要がある。直近で出された上述の Draft National Electricity Plan は一連の中央政府の「再生電源促進に伴う水力、揚水発電の促進」の提唱であるといえ、各問題点への一定の制度変革を目指す動きについては、今後も十分注視していく必要がある。

¹ 016年12月7日及び28日付でCEAにより公表された最新のDRAFT NATIONAL ELECTRICITY PLAN 2016である。本PLANでは、2022-36までの最新需要予測を公表しており、2017年1月現在、意見公募中である。

1.1.2 調査の内容

今回、インドでの揚水発電 ODA 推進検討を今後推し進めていくため、上記課題の最新状況を収集・整理する。そのうえで、有望とみなせる揚水地点について、概略評価を行うものである。なお、インド各州の揚水潜在量は 1987 年 MOP により候補整理が一度されたが、現時点でこれらが参考になるとは考えられない。各州ではむしろ異なる地点が浮上していることから、広範な情報からスクリーニングをかけ、有望州に対しての聴取調査を実施する。

同様に、日本インフラ技術輸出進展の重要な要素となるインドにおける新規超臨界石炭火力電源についても広範な情報からスクリーニングをかけ、候補リスト作成を実施する。

調査実施には、インド全土、および有望州における電力需給および新規電源開発計画の調査を行い、ポテンシャル調査を行うことで揚水発電、石炭火力の妥当性を確認する。その際に環境・社会面への影響、運営・維持管理に関する実施機関能力、州の財務状況に留意して実施する。本調査では、候補から開発有望計画を絞り込み、最終的に、揚水および石炭火力で最有望計画を各々選定する事を目的とする。調査遂行に当たっては、過去、貴機構、METI 等において実施された各種関連調査（例：JICA「マハラシュトラ州揚水発電開発に係る情報収集・確認調査」、JBIC「インド水力発電案件の発掘・形成に係る発掘型案件形成調査」、JICA「インド国経年化石炭火力発電設備の更改・改修に係る情報収集・確認調査」、METI「インドにおける重電機器産業に関する実態調査」、JOGMEC「インドの石炭生産と国内消費の推移及び輸入動向並びにインドの石炭輸入量の増加が世界の石炭市場に与える影響調査」、CEA がまとめた既設石炭火力リハビリ計画レポート「Replacement of Old & Inefficient Sub-Critical Units by Supper Critical Units / Retirement / Renovation」等広範な資料をレビューし、今後の案件形成に向けたスクリーニング作業を行う。その過程では必要に応じ新規候補地点の追加検討も行う。作業に当たっては複数地点を比較し、経済面・技術面・社会面を評価した結果を最終報告書にまとめるものとする。

対象州は業務指示書を踏まえ、下記(1)～(6)の 6 州を想定する。しかし、弊社の事前揚水候補調査の結果は、別途後述する通り(5) Uttar Pradesh には当面の揚水候補が見いだせていない。一方、Odisha (OD)、West Bengal (WB)では候補地点を確認している。よって、本調査開始時点では、6+1=7 州を想定することとした。ただ、実施にあたっては、他地点も再分析し、貴機構と相談のうえ決定した。その結果、Stage 3 調査段階において Meghalaya 州を追加調査することとした。石炭火力候補地点に関しては、CEA のレポートを鑑み、予備調査の結果、Maharashtra (MS), Tamil Nadu (TN), Madhya Pradesh (MP), Uttar Pradesh (UP), Rajasthan (RJ) and West Bengal (WB)より 15 地点を選定して実施している。

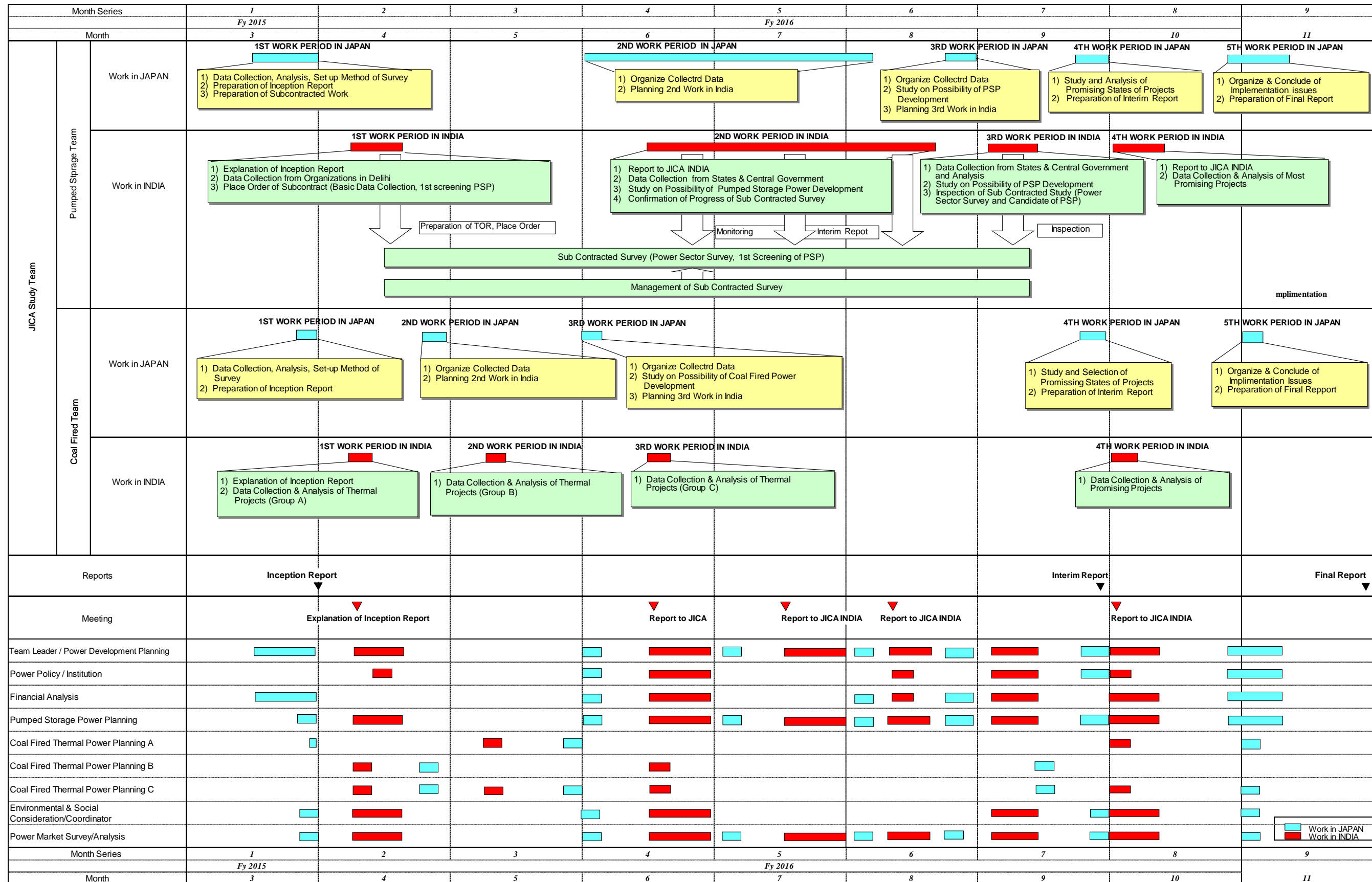
- (1) Maharashtra (MS)
- (2) Karnataka (KN)
- (3) Kerala (KR)
- (4) Tamil Nadu (TN)
- (5) Uttar Pradesh (UP)
- (6) Telangana (TS)

1.2 調査方針および工程

1.2.1 調査工程

揚水調査、石炭火力調査を合わせた調査フロー計画を下図に示す。

Table 1.2.1-1 Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Projects in India



1.2.2 各 Stage 毎の調査内容

本揚水調査の目的は、インドの電力エネルギーセクターに関する基本情報を分野、地域を特定せず幅広く整理したうえで、有望な揚水発電候補地域を特定し、本邦技術分野の活用が有望と考えられる案件を整理する。また、特に有望な案件に関して、簡易な候補案件概要および今後の案件形成に向けた必要事項を整理することを目的とする。

本揚水調査は以下の3段階に分けて実施する。

Stage 1 基礎情報収集・第1次調査候補地点の絞り込み

インド全土電力セクター現況、各州における電力セクター現況などに係る広範な資料の収集等の基礎情報収集・分析を行う。加えて揚水候補地点をレビューしスクリーニング、再評価する。必要な場合には新規候補地点を再抽出し、それらの中から調査候補地点の絞り込みを行う。

本 stage ではインド国内のコンサルタントを再委託により活用する。調査団として監理、情報疎通を十分に行い、調査団がコンサルタントを伴い、各候補を有する州機関訪問調査を行ったうえで、最終的には調査団により評価を行う。

Stage 2 第2次絞り込みー調査対象地点の絞り込み選定、ならびに有望地点の検討

事実上開発困難な候補地点を排除した上、技術面、経済面、環境社会配慮面等により、総合的に評価し、調査対象州を絞り込む。

次いで対象州において州機関等より更なる情報収集、聴取を実施し、その結果を踏まえて、揚水電源の導入可能性を検討するものとする。

Stage 3 第3次絞り込みー最有望地点の選定ならびに開発候補地点の検討

有望な揚水発電候補地域を特定し、本邦技術分野の活用が有望と考えられる案件を整理する。そのうえで、開発可能性を検討し、対象機関意向聴取、協議を行う。その結果を踏まえて今後の開発候補地点について開発計画や開発可能性を評価するものとする。

相手国関係機関

本調査では、広範な機関企業を対象に情報収集を行う。特定の実施対象機関、カウンターパートは存在しないが、貴機構より MOP には調査実施通知済である。州によっても異なるが、対象として、

1. 中央政府関連

MOP、CEA、CERC、PFC、NLDC、PGCIL、IEX、etc.

企業 (PTC、Infra research、etc.)

環境影響評価機関 ; MOEFCC、DoLR (The Department of Land Resources)、Ministry of Rural Development、The Ministry of Tribal Affairs、Department of Culture、Ministry of Tourism and Culture、etc.

2. 州関連

RERC、RLDC、GENCO、TRANSCO、DISCOM、SERC、SLDC、etc.

環境影響評価手続機関は中央各機関地方部局が相当。州レベル専門家審査委員会(State Level Expert Appraisal Committee: SEAC)と州レベル環境影響評価課(State Level Environmental Impact Assessment Authority: SEIAA) (Maharashtra 州での例、他州も同名機関)。移転・土地収用補償手続きに関する機関は Land Revenue Administration (Maharashtra 州、他州も同名機関)、指定部族・指定カーストに関する機関は Tribal Research & Training Institute, Tribal Development Department Government of Maharashtra (Maharashtra 州、他州も類似名機関)、保護区と森林保護は、各州森林局(Forest Department)、野生生物保護は、各州野生生物局(Wildlife Department)等を含め想定している。

1.2.3 業務実施方法

Stage 1 基礎情報収集・第1次調査候補地点の絞り込み

(1) 第1次国内作業

1) 日本国内で入手可能な資料・情報・文献、必要に応じた各調査機関からの情報収集を行い、現地調査の基本方針および具体的な調査方法の検討、報告書章立ての検討を行う。以下の項目を含む検討を実施し、調査に反映させるものとする。不十分となる部分については第1回現地調査において情報収集を行う。

- インド国政府のエネルギー政策、電力政策、気候変動対策および関連施策
- 中央政府における電力関係機関の概要・財務状況、政策、電力エネルギー分野概況（電力需給、電源開発計画、系統状況、電力損失、電力料金、電力取引市場、etc）
- 各州の電力セクター概要（経済状況、電力需要予測、電源開発計画、系統整備計画、系統運用状況、電力供給計画、揚水発電開発計画、地方電化計画、電力損失、電気料金、供給コスト、需要特性等）
- 各州の再生可能エネルギー導入状況、今後の見通し
- 電力エネルギーセクターにおける民間企業（本邦および関連外国企業（電力設備等メーカー）、他援助機関動向
以上を踏まえ、更に下記を網羅する。
- 調査対象州、地域と選定根拠
- インドで適用可能な本邦技術
- 各州の揚水発電所の運用状況、特に揚水地点として有望と考えられる対象州の開発状況

2) インセプションレポート（以下 Ic/R）の作成

上記を基に、第1次現地調査で調査が円滑に進むよう、訪問予定先の質問事項を事前に整理、調査の基本方針、調査内容、調査方法、調査工程、調査全般の作業項目および作業分担を明示した調査全体計画とともに Ic/R(案)として作成、貴機構との協議結果を反映したものを提出する。

3) 再委託調査 仕様検討

第1次現地調査時に実施予定の、現地ローカルコンサルタントによる基礎情報収集、および、揚水候補地点第1次スクリーニング（再委託）調査に関する仕様を検討する。

(2) 第1次現地調査

1) インセプションレポート (Ic/R) の説明

貴機構インド事務所にインセプションレポートの説明を行う。

2) 中央政府機関、民間企業の情報収集・分析

第1回国内調査において把握した情報、質問事項の整理等を基に、情報収集を行う。

(聴取候補：CEA、CERC、PTC、PGCIL、IEX、電力関連事業者、MOEFCC、etc.)

- 連邦大における関連政策（電力法、土地収用法、エネルギー全般、tariff 政策）
- 電源開発政策（再生電源政策を含む）、電力セクター政策、etc.
- 揚水電源政策（周辺電力事業者への聴取、可能ならば政府機関）
- アンシラリーサービス導入状況、今後の予定
- 系統安定に係る調査や具体的な取り組み状況
- 本邦企業の進出状況、今後の事業への参画見込み
- その他、電力セクターに関する補足基礎情報収集

(原則的に、公知・取得可能な情報を除き、聴取しなければ取得困難、かつ聴取が必要と判断される種類の情報を重点とする。例えば、政府機関自体の「見解」、「見通し」、「予測」等)

3) 基礎情報収集、揚水候補スクリーニング調査（再委託）発注

本調査では、広範な分野の現地情報を入手することが必要である。政府機関、民間企業からの円滑な情報収集のため、現地ローカルコンサルタントに初期段階の調査を再委託することを提案する。

実施内容は、

- ① 電力セクター基礎情報収集（中央、州）
- ② 揚水候補地点の第1次スクリーニング
- ③ 調査団の揚水候補州訪問（第2次現地調査）支援（同行）

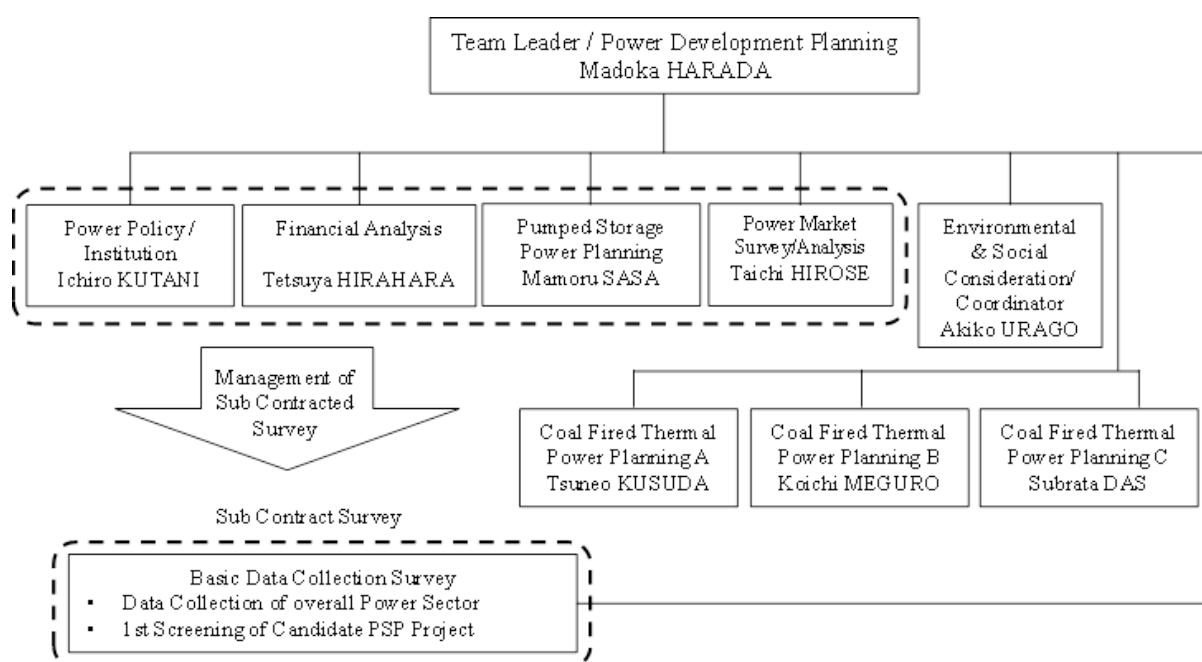
再委託の理由としては、

- a) 電力セクターの対象分野は多岐に及び、調査期間を一定程度設ける必要がある。そのため、調査要員による現地調査では本件だけで相当日数を要し、以降の絞り込みの調査を効果的に実施することができない。
- b) 事前調査による揚水候補地点は相当数に及ぶ。一部には信憑性に疑問のある古い計画、あるいは観測情報も含まれている。そのため調査団の評価作業を円滑に行うためには、あらかじめ候補地点情報の確認調査（真偽の洗い出し、基本情報の確認）を行い、調査団に資することが望ましい。その際、再委託先による有望州の訪問、確認を実施させる。
- c) 第2次現地調査における調査団の有望州訪問は、現地状況、訪問先状況が不明なことか

ら、2)による事前訪問に基づき、現地ローカルコンサルタントを同行することで円滑な訪問が実施可能である。第3次現地調査以降は有望地点の絞り込みが主体であるため、調査団専門要員による作業が主体であり、再委託先の支援は必要がない。

現地再委託に際しては、貴機構「コンサルタント等契約における現地再委託契約手続きガイドライン」を遵守し選定および契約を行う。

現地再委託の監督・成果品検収は、調査団要員にて下記の通り行う。各現地調査（第1次、第2次、第3次）において進捗を監理するほか、調査団不在時の調査状況を監理するため、現地ローカルコンサルタント（個人）を特殊備人として一定日数雇用、再委託状況をマネジメント、レビューさせている。



調査団において、現時点で必要と考える情報収集分野は以下に示すとおりである（下記再委託実施内容 1.および 2.）。調査団自身で検討のうえ収集を行うが、対象分野は広範囲であり、また各々入手可能な精度、情報収集先からの円滑な協力の担保は、現時点では必ずしも確保されていない。調査団において調査の各段階を通じて可能な限り収集するが、再委託、調査団による関係機関訪問によっても入手できない場合には断念する情報も残ることも想定する。

調査団独自で当然入手可能な公知情報もあれば、また、ローカルコンサルタントであっても時間を要する情報もあると予想する。インド電力政策もまた変化し常時一定ではない。最大限情報収集を実施するためには、上述のとおり再委託により先行的作業を行わせるとともに、調査進捗各段階で密な調整を図ることが最善と判断する。

以下に再委託実施内容（案）を示す。実際の再委託での収集対象分野・情報は、調査団において、事前に情報収集・分析を行い、それらに基づき、第1次現地調査の時点で最終的に確定している。

TOR for Sub-contracting to Local Consultant

1. 電力セクター基礎情報収集（中央、州）

電力セクターの将来にかかる情報・資料の収集（現状実態、過去推移、計画、予測、につき整理すること）。

連邦大の調査、揚水対象とする州単位での調査に分けて、整理することとする。

予測については、精度、予測根拠を精緻は別として、収集情報、聴取情報により詳述明示すること。この際に local consultant 調査者の主観判断を含めてはならない。

実績情報の多くはそれ自体は open source で入手が可能、あるいは有償入手（ex/ Infra Research などの調査会社）可能である。従ってコンサルタントにて入手すること。これらまでを州政府機関などに聴取することは不快感を惹起し協力を妨げることになるため忌避すること。

予測、展望については、関係者のそれぞれの見解を聴取すること。

揚水調査を実施することに関して影響を与えかねない利害関係者（NPO 等）への情報収集接触は忌避すること。

➤ 中央政府：連邦政府大での電力開発政策への具体的取り組み状況

- ✓ 全般
 - 経済政策、
 - 経済成長、GDP の実績、推移、成長予測
- ✓ 電力市場
 - エネルギー政策
 - 気候変動対策
 - 電力政策
 - 変動・再生電源開発への連邦大での直近・急激な促進政策
 - 電力法制改革動向（2003 電力法に対する近年の改定方針、改定内容、承認への展望）
 - 土地取得法改定動向
 - National tariff policy 改定
 - CERC 電力基準に対する近年の改定方針、改定内容、展望
 - Cerc tariff regulation における各電源への改善根拠（水力、揚水、再生電源への対応の有無、根拠、効果）
 - Ancillary service の法的整備への背景、改定方針、内容、展望
 - 全土大での電力需要、電力供給の推移、実態、近将来での全土大での電力需要成長・減退予測、需給不足・緩和予測（特に W,E grid 電力供給余剰実態、原因、予測）
 - 電源開発（原子力、石炭火力、再生含む電源多様化実態、多様化政策、電源開発計画）
 - 全土大での揚水開発の位置づけ、推進意志
 - 電力系統運用の実態。
 - 電力系統計画。

- PGCIL 実態、民営化動向、独立系送電会社
- PGCIL による“Green Energy Corridors”概要、実態、展望
- 特に、再生電源を接続増加していく状況下での、全土大での系統整備計画、運用計画、電源開発政策（電力供給予備力、変動制御電源への州政策、計画）
- 電力損失実態、改善政策、予測
- 電力取引、
電力市場環境。制度、取引実態（価格、量）、短期市場制度改定、近将来予測
- その他、水力、揚水発電の導入に際して定量的・定性的に大きな影響を及ぼしうる可能性のある制度改革について収集、聴取、整理

➤ 州政府

揚水候補州につき実態整理

- 州政権。政権動向。次期選挙動向、中央からの独立性
- 州単位での経済状況 州経済成長率(GSDP)の実績、推移、将来予測
- 州政府の財務赤字状況 State Historical Fiscal Deficit.
FRBM (Fiscal Responsibility and Budget Management)
- Debt Sustainability Clearance from Dept. of Expenditure, GOI for external borrowings of the State. (ODA 可否を決定する情報。公知ではない)
- 政治（政権政党、政権安定度、中央 BJP との、特に電力政策での協調性、排他、独自性）
- 州独自のエネルギー政策
- 土地取得法状況
- 電力セクター組織、セクター改革状況
- 電力セクターへの民間投資参入実態、傾向、外国投資額実績、推移、予測
- 州独自の変動・再生電源開発、推進政策。目標値。
- 州電力需要、供給推移、需給予測（減退、緩和）
- 州における需要特性、日別負荷曲線、負荷率実績、推移、先鋭化予測
- 日間需給調整方法、調達方法（短期市場調達、域外融通、停電、）、それに伴う収支。
- 州間電力融通（量、価格）、予測
- Open access 実態。Open access regulation, open access charge（託送料金）実態、近将来予測。特に州政府の接続への州許諾可否。未払い問題など
- 州における電源多様化実態（電源設備構成）
- 州単位での電源開発政策（master plan、電源別導入政策、電源開発計画、近将来の電源構成）、
- （今後の）ピーク対応電源政策（揚水、貯水池水力新設増強、ガス等負荷調整火力、系統連系）、→SERC
- 送配電網実態 太陽風力密度の高い地域での送電ネットワーク密度
- 系統運用実態、安定性、系統開発計画。予算概算。
- （現在の）電圧周波数の制御状況、事故、停電実態、対策、

- 系統管理の近将来予測、特に変動電源導入による電力システムの運用維持施策
- 将来の余剰電力量、余剰電力割合（系統に吸収される量を除く実余剰の割合）
- 州電力セクターでの発電事業者構成（州営、民間、各割合、構成企業）
- 発電コスト（電源別）、売電 tariff、展望
- 州電力セクターにおける配電事業者構成（州営、民間、割合、構成企業）
- 発電事業者、送電事業者、配電事業者の経営体力。
- 発電事業者における財務実態。石炭既設発電所の収益悪化実態（PLF 低下による）、運転方針、新設方針。
- 送電事業者の財務実態。運営実態（送電線の建設は遅々として進んでいません？）。増強計画（域間連系線の増強動向）
- 特に配電事業者における財務実態、早期の本格的な事業財務再建展望、予測精度
- 配電事業者の電力調達コスト、配電価格 tariff 実態、cost gap、過去推移、tariff hike の実態（multi year tariff 改定が遵守されているか）cost reflective tariff であるか。
- tariff 改善予測、
- 州政府の（配電 tariff への）subsidy 政策、実態
- 配電事業者の買電契約実態、意志（買電拒否）、
- 電力市場の整備状況
- 発電事業者、配電事業者の電力取引市場利用状況、価格
- 州政府による配電事業者財務改善措置 UDAY
- 州政府の政策、UDAY への commit、改善意欲、予測
- 州 SERC における tariff regulation（連邦大との差別化の有無、その根拠）、電源ごとの tariff 設定（構造）
- 州における ancillary service への価値、基準制定、予測
- 州電力ロス実態、改善政策、州政府の commit、
- 州政府の揚水開発の位置づけ、推進意志
- 再生電源（風力、太陽）の導入実態、計画、再生電源への民間事業者投資状況、投資機運、州政府での促進政策
- RPO 目標値、設定根拠、実態、予測、予測精度
- 再生電源を接続促進した現在状況下での系統運用実態。
- VRE（変動再生電源）の抑制率実態と予想
- 再生電源を接続増加していく状況下での系統運用、電源開発政策（電力供給予備力、変動制御電源への州政策、計画）
- 電源開発に当たり大きな課題となる環境許可、森林許可に対する州政府法制度
- その他、水力、揚水発電の導入に際して定量的・定性的に大きな影響を及ぼしうる可能性のある州政府による制度改革について収集、聴取、整理

2. 揚水候補地点の第1次スクリーニング

- 下記州における揚水候補地点の抽出整理を行う。

(1) Maharashtra (MS)

- (2) Karnataka (KN)
- (3) Tamil Nadu (TN)
- (4) Kerala (KR)
- (5) Telangana (TS)
- (6) Odisha (OD)
- (7) West Bengal (WB)

事前調査の結果により調査開始時点で把握している候補地点および調査ステージを下記に示す。

Table 1.2.3-1 Potential Pumped Storage Projects in India gathered by JICA Study Team

(update on the basis of project list shown in the page 2-15 of the proposal)

No.	State	Region	Name of Project	Developer	Installed Capacity (MW)	Stage	Notes
1	Maharashtra	Western	Panshet	GOMWRD	1,400	DPR	Regarded as hopeful in JICA Survey in 2012.
			Warasgaon	GOMWRD	1,000	DPR	Ditto
			Varandah Ghat	GOMWRD	1,100	DPR	Ditto
			Nandgaon	GOMWRD	500	Unknown	Rejected in JICA Survey due to Reserved Forest.
			Kodali	GOMWRD	220	S & I / DPR	
			Humbarli	THDC & NPCIL	400	S & I	Permission for S&I from MoEF is obtained recently according to CEA's information in October 2015.
			Malshej Ghat	THDC & NPCIL	700	DPR (prepared)	Implementation agreement hasn't yet been signed with State Govt. according to CEA's information in October 2015.
Except the above, considerable projects are identified according to list made by Central Board of Irrigation & Power in October 2015.							
2	Karnataka	Southern	Kali	KPCL	600	S & I	Most of area newly required for the project seems to exist in Kali Reserved Forest.
			Sharavathy	KPCL	800 (or 450)	S & I	Two existing reservoirs are used for the upper and the lower reservoirs.
			Varahi	KPCL	700	S & I	The existing reservoir is used for the upper reservoir.
			Mekadatu	Unknown	400 ???	???	Interstate issue against Tamil Nadu is outstanding.
			Except the above, several uncertain IPPs projects seems to be planned.				
3	Tamil Nadu	Southern	Kundha	TANGEDCO	500	DPR	Held up due to non-resolution of inter-state aspects according to information as of October 2015. And, the DPR is also returned due to the same reason.
			Mettur	TANGEDCO	500	Preliminary Stage as of 2011	Listed in "System Operation Report" by Southern Regional Load Dispatch Center
			Sillahara	TANGEDCO	2,000	Unknown (DPR stage ?)	Listed in the annexure of Minutes of the 49th Meeting of the forum of Regulators (Head)
			Vellimalai	???	200	Preliminary Stage as of 2011	Listed in "System Operation Report" by Southern Regional Load Dispatch Center
4	Kerala	Southern	Sholayar I	KSEB	810	Identified	Not advanced due to no Forest Clearance according to CEA's information in October 2015.
			Sholayar II	KSEB	390	Identified	Ditto
			Pringalkuthu	KSEB	80	Identified	Ditto
			Except the above, some uncertain projects using the existing reservoirs seem to be planned.				
5	Telanga	Southern	???	???	???	???	According to unofficial information on the web, Ichchamally project seems to be envisaged being equipped pumped storage scheme.
6	Odisha	Eastern	Upper Indravati	OHPC	600	Unknown (DPR stage ?)	
7	West Bengal	Eastern	Turga	WBSEDCL	1,000	DPR	DPR is being reviewed by the central government.
			Bandhu (Bandu)	WBSEDCL	900	S & I (PFR completed)	
			Kathlajal	WBSEDCL	---	Identified	
			Kulbera	WBSEDCL	---	Identified	

また、調査時点が古く（1987年、Re-assessment studies of hydro-electric potential of the country, CEA, 1987）、既開発済地点も含有されるが、中央機関によるインド全土揚水候補地点整理として、下記リストがある。

調査団としては、後者のリストの信憑性はすでに低下していると判断しているが分析対象には含める予定である。前者の調査のみで判断すると、Telangana には当面の揚水候補が見いだせていない（後者には存在する）。一方、Odisha、West Bengal では前者調査で候補地点を確認している（West Bengal 1 地点は JPOWER 社にて DPR 作成を実施）。揚水調査実施にあたっては、上述 7 州を現時点で想定するが、本調査趣旨から更に現地調査時点まで情報収集を行い、JICA 殿と相談のうえ対象州を選定、また随時見直している。

Table 1.2.3-2 Potential Pumped Storage Projects in India made on the basis of Project List prepared by Central Board of Irrigation & Power in October 2015

(revised the table in the page 2-16 of the proposal)

Region	State	Project Name	Head (m)	Probable Installed Capacity (MW)	Total in State-wise (MW)	Notes	
Northern	JAMMU & KASHMIR	Matlimarg	520	1,650	1,650		
	HIMACHAL PRADESH	Majra	221	1,800	3,600		
		Renuka	315	1,800			
	UTTAR PRADESH	Jaspalgarh	190	1,935	1,935		
	RAJASTHAN	Badrinagar	164	1,980	3,780		
		Barah	214	1,800			
	UTTARAKHAND	Tehri	347	2,100	2,100	Under Construction.	
	Total			13,065			
Southern	TELENGANA	Nagarjuna Sagar	95	700	700	Existing, but pumping doesn't work according to information by CEA in October 2015.	
	ANDHRA PRADESH	Tigaluru	246	1,650	1,650		
	KARNATAKA	Kollur	524	900	7,900		
		Minhole	507	2,200			
		Sitanadi	554	2,600			
	KERALA	Hulagi	293	2,200			
		Kuttiyadi	645	2,400	4,400		
	TAMIL NADU	Edamalyar	254	2,000			
		Kadamparai	377	400	3,100	Operational.	
		Nallar	590	2,700			
	Total			17,750			
Eastern	BIHAR	Lungupahar	363	2,800	2,800		
	ODISHA	Jharlana	263	2,500	2,500		
	WEST BENGAL	Boro	97	500	3,825		
		Kulbera	154	1,110		Identified	
		Bandhu	213	1,575		S & I Stage	
		Panchet Hill	427	600		Existing at the border between West Bengal and Jharkhand states. Pumping of either doesn't work according to information by Central Board of Irrigation & Power in October 2015.	
		Panchet	25	40			
	Total			9,125			
Northeastern	MANIPUR	Tuivai	138	2,100	4,350		
		Hengtam	168	2,250			
	ASSAM	Khuai Lui	187	2,100	2,100		
	MIZORAM	Lieva Lui	515	2,100	10,450		
		Pakwa	500	1,000			
		Tuitho Lui	530	1,050			
		Mat	308	1,400			
		Tuiphai Lui	643	1,650			
		Nghasih	318	1,250			
		Daizo Lui	1,070	2,000			
	Total			16,900			
Western	MADHYA PRADESH	Mara	205	1,100	11,150		
		Binauda	290	2,250			
		Dangari	341	1,500			
		Rauni	260	2,500			
		Kabra	182	1,200			
		Tanbia	223	1,600			
		Suini	322	1,000			
	MAHARASHTRA	Ulhas	584	1,000	27,094	Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Pinjil	125	700		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Kengadi	225	1,550		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Jalong	598	2,400		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Kolmondapada	481	800		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Kalu	398	1,150		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Sidgarh	648	1,500		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Amba	495	2,500		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Chornai	452	2,000		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Savitri	1,065	2,250		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Madliwadi (Madhaliwadi)	512	900		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest, Wildlife Sanctuary & IBA)	
		Baitarni (Vaitarni)	449	1,800		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest, Wildlife Sanctuary & IBA)	
		Morawadi	407	2,320		Rejected in JICA Survey (due to Accessibility, Wildlife Sanctuary & IBA)	
		Gadgadi	541	600		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest & Wildlife Sanctuary)	
		Kundi	537	600		Rejected in JICA Survey (due to Wildlife Sanctuary)	
		Aruna	465	1,950		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Kharari	675	1,050		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Jalvira (Jalware)	555	2,000		Rejected in JICA Survey (due to Reserved Forest)	
		Paithan	28	12		Operational.	
		Ujjani	31	12		Operational.	
		GUJARAT	Kadana	44	240	1,440	Existing, but pumping doesn't work according to information by CEA in October 2015.
			Sardar Sarovar	100	1,200		Existing, but pumping doesn't work according to information by CEA in October 2015.
			Total			39,684	
		GRAND TOTAL				96,524	

案件選定に際しては、以下を考慮する。

- ▶ 本邦企業の優位性が認められる地域で、案件形成の見込みがありうること
- ▶ 揚水発電のポテンシャルが豊富であること
- ▶ 対象州・地域の電力需給の改善に寄与するものであること
- ▶ 対外債務の借入に消極的な州ではないこと

調査では、下記を調査・確認する。

- a) 各案件の調査 stage
- b) 上記事前調査での未確認候補案件
- c) 既存収集情報、中央政府（MOP, CEA, CERC）、当該州機関（州政府、発電事業者、配電事業者）等からの公開情報による収集、整理
- d) 揚水開発に関心を有する州の把握、当該機関の表明、標榜する揚水を推進する目的
- e) 当該機関の表明する揚水実施の動機
 - ✓ Peak 供給力確保
 - ✓ Off peak 余剰電力解消
 - ✓ 電力売買（売電収益増収・買電損失抑制）
 - ✓ 電力品質向上（周波数、電圧）
 - ✓ 変動再生電源対応はたして揚水案件の他手法に比しての便益比較をしているのか。
- f) 当該揚水地点の情報
 - ✓ 位置
 - ✓ 開発時期
 - ✓ 技術情報
 - 規模、
 - 落差、
 - 流量
 - 運用条件 output duration
 - ダム緒元
 - 貯水池・運用水位緒元
 - Etc.
 - ✓ 送電線計画緒元
 - ✓ 技術的条件（水文、地形、地質、気象）
 - ✓ 社会環境要素（自然環境、土地、住民移転）
 - ✓ 当該機関の表明する当該揚水の経済性。費用対便益分析。
 - ✓ 売電先の目途。
 - ✓ PPA の見通し。DISCOM 等への売電形態
 - ✓ 資金源 project financing、開発主体 sponsor（世銀や ADB 等の他ドナーの動向）

サイト現地調査は行わない。

上記に加え、Reserved Forest に関しては一般に変更困難であること、National Park, Sanctuary に関しては近隣（10km 圏内）の開発行為も困難との判断が得られること、等を勘案して、スクリーニングを実施するに際しては自然・社会環境評価での開発難易度が高い下記項目を適用して調査候補地点を絞り込むこととした。

- ✓ Reserved Forest
- ✓ National Park, Sanctuary or within 10km distance
- ✓ Important Bird Areas (IBAs)

3. 調査団の揚水候補州訪問（第2次現地調査）支援（同行）

- 調査後、調査団は、抽出情報および自ら調査収集した知見に基づき複数州（6州程度を想定）を訪問する。その際、再委託会社は、該当州に対する打ち合わせ等の支援を行う。
- 上記訪問に対し、各州1名1回同行する。

(3) 第2次国内作業

収集情報の整理を行う。分析を進め、再委託進捗状況を聴取のうえ、第2次現地調査の協議先、内容の検討を行う。

(4) 第2次現地調査

- 1) 貴機構インド事務所に検討結果、第2次現地調査の調査計画を報告、確認・方針の協議を行う。
- 2) 収集・分析した情報を踏まえ、揚水発電案件形成が有望と想定される州を対象として、各州政府機関等からの情報収集、分析を行う。合わせて、中央政府による揚水案件についても、中央政府機関等への情報収集を行う。

現時点で想定している有望州は指示書指定の6州、更に弊社で有望と想定する州2州（West Bengal、Oddisha）を加え8州である。（追加、変更可能性あり）

効果的に調査実施することを考慮すると、弊社は1回の現地調査で最大3州の訪問までが妥当と想定する。したがって、第2次調査を第2-1次、第2-2次、第2-3次の3回で実施することを提案する（調査進捗、結果によって第2-3次を実施しない場合もある）。それにより、各現地調査の間に適宜訪問州の見直しが可能となるほか、各回の現地調査ごとに再委託調査の状況確認、指示、監理を実施することができ、密な情報分析が可能となる。なお各回の、最初の州訪問時には再委託ローカルコンサルタントを同行させる。

各州で想定される協議事項としては、主として以下の項目であるが、具体的には前述の「1. 電力セクター基礎情報収集（州）」での対象項目を網羅する。

訪問時までには分析のうえ具体的な確認内容を固め、聴取・協議を実施する。

- 州の電力政策
- 電力需給実態・需要予測

- 電源開発計画
- 系統運用状況
- 電力損失状況
- Tariff 状況および方針
- 供給コスト実態
- 需要特性
- 各機関財務状況
- 電力市場運用状況と見通し
- 揚水発電にかかる州開発政策および方針（政策）
- 揚水発電運用実態
- 揚水発電投資計画と実施予定のプロジェクトの概要
- 訪問先が州政府公的機関でかつ円借款事業として有望案件がある程度特定できている場合、先方の円借款借入意志等の確認（本項目は、後段の現地調査、絞り込み時に於いても共通）（Genco、Transco、Discom、SERC、etc.）

(5) 第 2-2 次、(7) 第 2-3 次国内作業

収集情報の整理を行う。分析を進め、再委託進捗状況を聴取のうえ、第 2-2 次、第 2-3 次現地調査の協議先、内容の検討を行う。

(6) 第 2-2 次、(8) 第 2-3 次現地調査

基本的に、(4) 第 2 次現地調査と同様。ただし、訪問先に関しては調査時点までの状況を踏まえ逐次見直す。第 2-3 次現地調査は、第 2-2 次現地調査までで訪問できていない対象州に対する情報収集を実施するものとし、実施時点までで不要と判断される場合は見直しを行う。

➤ Stage-1 段階での環境社会配慮事項に関する検討

環境社会配慮関連の基礎資料情報収集では、以下の a. と b. の情報を首都にて可能な限り収集する。a. の③から⑧については、候補となる事業計画地(石炭火力候補地を含む)とその周辺の情報を可能な限り収集する。ただし情報収集はすべてインターネットおよび首都での関係機関訪問によって入手可能な文献・資料に基づくものであり、州の関係機関への訪問による情報収集、再委託による情報収集、現地調査による情報収集は行わない。

a. 基礎情報の収集

① 環境影響評価手続き関連情報

インドの環境影響評価通知(The Environmental Impact Assessment Notification, 2006 and further amendments in Jan 2009, Dec 2009, Apr 2011, and Jan 2012)を精査し、対象事業に必要な手続き、書類の提出先等を確認する。

② 移転・土地収用補償手続き関連情報

土地収用と生活再建および再定住における公正な補償と手続の透明性に関する法律(Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013)、同法改正案(The Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement (Amendment) Bill, 2015)、電力法(The Electricity Act, 2003)を精査し、土地収用の手続き、社会影響評価の要・不要、必要とされる住民同意の割合、補償のルールなどを確認する。

③ 指定部族・指定カースト分布情報

対象となる州全てで、指定カースト・指定部族法(Scheduled Caste and Scheduled Tribe (Prevention of Atrocities) Act, 1989)に基づく民族・カーストのリスト、分布、郡別人数などの情報を収集する。

④ 文化遺産・観光情報

対象となる州全てで、古代建築と古代遺跡・遺物に関する規則(The Ancient Monuments and Archaeological Sites and Remains Rules 1959)に基づいて指定されている文化財、ユネスコの世界遺産の位置などを調べる。また、事業計画地が Survey of India の Tourist Map Series (On 1:50,000 scale)でカバーされている場合は、当該箇所の地図を入手する。

⑤ 治安情報

紛争等によって治安が悪化している地域などの情報を収集する。

⑥ 集落の位置・土地利用の情報

Survey of India の 1:50,000 Topographical Maps もしくは Open Series Maps (OSM) 入手し、集落の位置・土地利用の情報を収集する。

⑦ 保護区・森林エリア関連情報

対象となる州全てで、環境保護法(Environment (Protection) Act 1986)に基づく国立公園とサンクチュアリーの場所を確認する。更に、森林法(Indian Forest Act, 1927)に基づく保護林の位置情報を Survey of India の 1:50,000/1:25,000 Topographical Maps/Open Series Maps (OSM)により入手するか、環境森林気候変動省森林政策局(Forest Policy Division, Ministry of Environment, Forests and Climate Change)より入手する。また、重要生物多様性エリア(KBA)、世界遺産、生物圏保存地域(MAB)などの情報も可能な限り収集する。

⑧ 希少生物分布関連情報

対象となる州全てで、野生生物保護法(The wildlife (Protection) Act 1972)に基づく希少な生物の分布と、IUCN レッドリスト対象種(主に陸上哺乳類、両生・爬虫類、と魚類)の分布情報を収集する。

b. 候補事業の計画と関連情報の収集

候補事業の環境影響評価書が既に作成されている場合は、評価書を入手する。また、供用中の類似案件のモニタリングレポートが存在する場合は、モニタリングレポートを入手する。

Stage 2 第2次絞り込み一調査対象地点の絞り込み選定、ならびに有望地点の検討

Stage-1 での各州情報把握の結果を踏まえて、開発可能性のある有望州の絞り込みを行う。

(9) 第3次国内作業

収集情報の整理を行う。調査結果を踏まえ、有望州、有望案件候補の検討を行う。

各州に対して、調査の結果把握した中央政府状態、州状態、電力セクター状態、地点特性等から判断される揚水電源の導入可能性の検討を行う。

更に、再委託進捗状況を聴取のうえ、第3次現地調査の協議先（対象州）、内容の検討を行う。

(10) 第3次現地調査

以上の情報収集結果を補完の上、絞り込んだ有望州に対して2度目の訪問聴取を行い、不足・追加情報の収集を行い、揚水発電の開発に向けての可能性検討を行う。

本現地調査時点で、再委託調査結果を検収する。

➤ Stage-2 段階での環境社会配慮事項に関する検討

環境社会配慮面での検討では、事業計画案の確認、スコーピング、影響予測、影響評価を行う。

① 事業計画案の確認

全ての開発候補地点に対し、堤体の位置、湛水地の形状、送電線のおおよその位置を1:50,000 レベルもしくは1:25,000 レベルで実施機関を通して入手に努める。

② スコーピング

収集済みの情報を整理し、予測可能な項目を選定する。候補とされる予測項目は、移転戸数、土地収用面積、影響を受ける農地の面積、指定部族の有無、治安上の危険地域の有無、文化財への影響、保護区への影響面積、森林への影響面積、希少生物の分布域への影響面積などである。ただし、情報が収集できなかった項目や収集した情報の信頼性が低い場合、情報の精度が地点によって大きく異なって比較が困難な場合は、予測項目から除外する。

③ 影響予測

候補事業の計画案と収集した環境社会配慮関連の情報を重ね合わせ、スコーピングで選定した項目に対し簡易影響予測を行う。予測結果は可能な限り定量的な形にする。

④ 影響評価

影響予測結果を基に、候補事業毎に相対評価を行い、比較表を作成する。

Stage 3 第3次絞り込み一最有望地点の選定ならびに開発候補地点の検討

Stage-2 までの各州情報把握の結果を踏まえて、開発可能性のある有望州の絞り込みを行う。

(11) 第4次国内作業

- 1) 本作業時点までの弊社調査結果、現地調査結果を総合分析し、州ごとに揚水候補案件のロングリストを作成（内容としてはプロジェクトサイト、規模、検討状況、環境許可手続き状況を想定）し、最有望州および最有望案件の絞り込みを行う。
最有望案件として、揚水発電で2件程度を想定するが、ただし石炭火力調査からの有望案件状況を踏まえて、各サブセクター（揚水発電、石炭火力発電側）の案件数を判断し、合計4件程度を目標とする。この案件数は、調査結果に依存する。
- 2) インテリムレポート（It/R）の作成
上記までの検討結果をインテリムレポートにまとめ、貴機構インド事務所および南アジア部第一課と協議を行い、協議結果を反映したものを提出する。

(12) 第4次現地調査

1) 貴機構インド事務所協議

貴機構インド事務所と最終調査の確認・協議を行う。

2) 最有望州調査

最有望州への調査を行い、最有望案件に係る情報の確認、整理を行う。

- 開発の概略スケジュール
- 経済性
- 環境許認可取得状況（特に用地取得の有無）
- 規模・適用技術
- 実施・運営維持管理体制
- 今後案件形成にあたって検討が必要な事項

本検討は、有望州担当機関に対して、開発推進意志、円借款申請意志等の確認を経つつ、円借款支援を含む実施方法、想定計画、規模、実施体制、etc.を確認する。

➤ Stage-3 段階での環境社会配慮事項に関する検討

選定された各有望地点の影響予測結果に基づき、FS 実施時に検討すべき保全対策の提案、EIA 手続き上の注意点、RAP 作成上の注意点、先住民族計画（IPP）作成上の注意点等を検討する。

① FS 実施時に検討すべき保全対策の提案

選定された各地点に対し、回避ミティゲーション、最小化ミティゲーション、代償ミティゲーション、オフセットなど、検討すべき対策を提案する

② EIA 手続き上の注意点

選定された各地点に対し、詳細に調査すべき項目、調査範囲の選定方法、ステークホルダーとすべき対象者、予測上の注意点等を取りまとめる。

③ RAP 作成上の注意点

選定された各地点に対し、RAP 調査開始のタイミング、手続き、調査範囲、調整すべき機関等を取りまとめる。

④ IPP 作成上の注意点

選定された各地点に対し、IPP の必要性、調査を行う上での注意点等を取りまとめる。

(13) 第 5 次国内作業

1) 事業化課題の整理・とりまとめ（フォローアップ事項の整理）

事業化に向け貴機構が今後必要なフォローアップ事項整理、提言等を行う。

2) ファイナルレポート（F/R）の作成

ファイナルレポートの作成、提出を行う。

1.2.4 石炭火力調査の実施方法

(1) 第 1 次国内作業

インド国内の火力発電所において、近い将来にリプレースもしくは新しい設備を増設する可能性の高い地点を絞り込み、現地視察および面談を行うための準備作業を行う。調査を実施するエリアとしては、マハラシュトラ州、タミルナドゥ州、ウッタールプラデッシュ州、テランナガ州を含め、有望な候補地点を見極めるものとする。

調査項目は多岐に及ぶが、コールリンケージ運用状況、石炭燃料生産・輸入状況・見通し、石炭火力排出ガス環境規制動向等、さらに本邦企業の進出状況、進出見通しも確認する。

(2) 第 1 次現地調査（約 1 週間）

CEA 等の中央政府機関、発電会社等のインタビューを実施後、首都ニューデリーに事務所を構える関係機関へのインタビューを行い、ニューデリーを中心に遠くないエリア（A-グループ）において発電地点の調査を行う。

(3) 第 2 次国内作業

第 1 次現地調査の情報をまとめ、第 2 次現地調査に必要な情報の収集とロジ手配を行う。

(4) 第 2 次現地調査（約 1 週間）

B グループにおける発電地点の調査を行う。

(5) 第 3 次国内作業

第 2 次現地調査の情報をまとめ、第 3 次現地調査に必要な情報の収集とロジ手配を行う。

(6) 第 3 次現地調査（約 1 週間）

C グループにおける発電地点の調査を行う。

(7) 第4次国内作業

第3次現地調査の情報をまとめ、第4次現地調査に必要な情報の収集とロジ手配を行う。実現可能性の高い案件を絞り、有望案件のロングリストを作成する。基本的に建設のための敷地が確保されており、既存プラントの隣接に建設可能な案件もしくは老朽化による更新案件を中心に優劣を判断する。また、有望候補のロングリストには概要情報を加える。

インテリムレポートを作成、提出する。

(8) 第4次現地調査（約1週間）

Dグループにおける発電地点の調査を行う。結果をもとに、実現可能性の高い有望案件を再評価する。

(9) 第5次国内作業

今後のフォローアップ事項を整理する。ファイナルレポートを作成、提出する。

1) 石炭火力調査における環境社会配慮事項に関する検討

事業候補地に対し、①情報収集、②事業計画案の確認、③スコーピング、④影響の予測と評価、⑤保全対策の検討、を行う。

① 情報収集

情報収集は、各候補地に対し、候補地の大気汚染の現況、保護区の情報、土地利用、指定部族・指定カーストの分布等を調査する。

② 事業計画案の確認

各候補地の事業計画の位置、面積、原料運搬ルート、石炭灰保管・運搬ルートなどを5万分の1もしくは2万5千分の1の地形図上で確認する。

③ スコーピング

収集した情報を基に、スコーピングを行い、予測項目を特定する。

④ 影響の予測と評価

スコーピング結果に基づき、大気への累積的影響、保護区への影響の程度などの簡易予測を行う。

⑤ 保全対策の検討

各候補地に対し、次の段階のFS調査を行う上で考慮すべき事項、検討すべき保全対策等を取りまとめる。

1.3 調査団員および分担業務内容

本調査に求められている成果品については、各担当が分担して調査・検討・作成するが、これらの基本分担について、業務従事者毎の分担業務内容を以下に示す。業務従事者への分担業務の割り振りは、調査対象となる分野での業務経験と専門知識のほか、類似業務・幅広い分野の知見を持っていること等を総合的に勘案し決定した。本調査に求められる、主なアウトプットについては、各担当が分担して調査・検討・策定するが、本調査では担当業務以外の分野でも知見を有する要員を配置しており、相互に連携が可能であり、効率的に業務を実施することができる。

Table 1.3-1 Work Description of Team Member

Name/Assignment	Principal Work Description
<u>Madoka HARADA</u> Team Leader/Power Development Planning	<ul style="list-style-type: none"> - Decision of policy of works and overall coordination of works - Explanation, discussion and agreement with concerned organizations - Management of progress of works - Planning and execution of state survey - Study on possibility of Pumped Storage Power Project Development (Development Plan) - Survey other necessary aspects for development of Pumped Storage power project (over all)
<u>Ichiro KUTANI</u> Power Policy/Institution (Note; replaced by Mitsuru MOTOKURA at the 3 rd Work in India)	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluate/study (Power Sector) - Execution and evaluation of state survey (Power Sector) - Study of possibility of Pumped Storage Power Project Development (Policy and Institution of Central Government and State Government) - Evaluation of promising projects (Policy/Institution) - Management of sub-contracted basic data collection survey in India (Overall data collection of power sector, policy/institution) - Execution of study on other aspects, if required
<u>Tetsuya HIRAHARA</u> Financial Analysis	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluation/study (Economical/Financial aspects) - Execution and evaluation of state survey (Economical/Financial aspects) - Establishment of assessment criteria for selection of project and evaluation (Economical/Financial aspects) - Study of possibility of Pumped Storage Power Project Development (Financial Condition of state government and power sector) - Evaluation of promising projects (Economic and financing aspects) - Management of sub-contracted basic data collection survey in India (Overall data collection of power sector, economic and financing aspects) - Execution of study on other aspects, if required

Name/Assignment	Principal Work Description
<u>Mamoru SASA</u> Pumped Storage Power Planning	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluation/study (Hydropower Planning) - Execution and evaluation of state survey (Hydropower Planning) - Establishment of assessment criteria for selection of project and evaluation (Hydropower Planning) - Study on possibility of Pumped Storage Power Project Development (Hydropower Planning) - Evaluation of promising projects (Possibility of Pumped Storage Power Development) - Management of sub-contracted basic data collection survey in India (1st Screening of Pumped Storage Power candidate sites) - Execution of study on other aspects, if required
<u>Taichi HIROSE</u> Power Market Survey / Analysis	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluation/study (Survey and analysis of Power Market) - Execution and evaluation of state survey (Survey and analysis of Power Market) - Establishment of assessment criteria for selection of project and evaluation (Survey and analysis of Power Market) - Study on possibility of Pumped Storage Power Project Development (Survey and analysis of Power Market) - Evaluation of promising projects (Survey and analysis of Power Market) - Management of sub-contracted basic data collection survey in India (Order and management of overall sub-contracted surveys including collecting overall power sector information)
<u>Tsuneo KUSUDA</u> Coal Fired Thermal Power Planning A (Note; replaced by Mikihisa SAKURAI at the 2 nd Work in India)	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluation/study (Thermal Power Planning) and discussion with C/P (such as State power sector organization, CEA, Coal India) - Execution and evaluation of site survey (Thermal Power Planning) - Establishment of assessment criteria for selection of project and evaluation (Thermal Power Planning) - Evaluation of promising projects (Possibility of Thermal Power Development) - Execution of study on other aspects, if required
<u>Koichi MEGURO</u> Coal Fired Thermal Power Planning B	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluation/study (Thermal Power Planning) and discussion with C/P (such as State power sector organization, CEA, Coal India) - Execution and evaluation of site survey (Thermal Power Planning) - Establishment of assessment criteria for selection of project and evaluation (Thermal Power Planning) - Evaluation of promising projects (Possibility of Thermal Power Development) - Execution of study on other aspects, if required
<u>Subrata DAS</u> Coal Fired Thermal Power	<ul style="list-style-type: none"> - Collecting data and evaluation/study (Thermal Power Planning) and discussion with C/P (such as State power sector organization,

Name/Assignment	Principal Work Description
Planning C (Note; Withdrawn at the commencement and substituted by Kouich MEGURO & Tsuneo KUSUDA)	CEA, Coal India) - Execution of site survey (Thermal Power Planning) (company members of thermal power survey team coming from Japan) - Establishment of assessment criteria for selection of project (Thermal Power Planning) - Execution of study on other aspects, if required
<u>Akiko URAGO</u> Environmental & Social Consideration/Coordinator	- Collecting data and evaluation/study (Environmental & Social aspects) - Execution and evaluation of state survey (Environmental & Social aspects) - Establishment of assessment criteria for selection of project and evaluation (Environmental & Social aspects) - Study on possibility of Pumped Storage Power Project Development (Environmental & Social aspects) - Execution of study on other aspects, if required

1.4 訪問行程

調査団は下記日程にて現地調査を実施した。なお、実施に際して、第5次調査を追加実施している。

- 1st Work in India; April 18 to April 28, 2016
- 2nd Work in India;
- 2-1 Work in India June 13 to June 30, 2016
- 2-2 Work in India July 13 to July 30, 2016
- 2-3 Work in India August 15 to August 24, 2016
- 3rd Work in India September 20 to October 1, 2016
- 4th Work in India October 24 to October 27, 2016
- 5th Work in India November 14 to November 22, 2016

調査実施期間中、下記報告書を JICA 殿に提出している。

- Inception Report; April 2016
- Interim Report; October 2016

第2章

インド全土電力セクターの現状と動向

第2章 インド全土電力セクターの現状と動向

2.1 政治・経済状況

2.1.1 政治・経済状況

(1) 政治状況

モディ政権は India2014 に記載された貿易や投資に対する特定の障壁に大幅な変更を加えた。また、2014年5月から2015年7月の間に貿易や投資に関連するいくつかの新しい政策を発表した。大幅な変更や新しい政策は4つの分野、外国直接投資、関税や通関手続き、特に情報通信技術製品に関するローカルコンテンツの要件、そして、規格や技術規則に関するものである。モディ政府は、上記以外の土地収用法、税制、および全体的なビジネス環境に影響を与えるその他の措置等の主要改革政策、および India 2014 において確認された数多くの政策や慣例について議会を通過させる際に課題に直面した。

インドの議会は法案が中央政府に物品サービス税（GST）法案を2016年8月に可決した。この法案は中央政府に物品およびサービスに対する税率を設定し、複雑な税制を均一なシステムに合理化するためのかつてない権限を与えることになる。GSTは全国大のサービス税、娯楽税、物品税および付加価値税などの連邦税や州税すべてを包含する間接税政策である。この導入により、税の構造がより効果的なものとなり、税金のカスケード効果を取り除くことに役立つ。

1) メイク・イン・インディア

メイク・イン・インディアのウェブサイト（www.makeinindia.com/home）によると、ナレンドラ・モディ首相は2014年9月にメイク・イン・インディアのイニシアチブを発表した。その目標は内外の企業にインド国内での製品製造を奨励することにより、インドをグローバルな製造ハブとすることである。産業政策振興局に主導により、そのイニシアチブは2025年までに製造業セクターのGDPへの貢献の割合を現在の16%から25%に増加させることを目的としている。メイク・イン・インディアは外国直接投資の奨励、知的財産権の履行、そして製造業セクターの発展により複数の新しいイニシアチブを導入するものである。

自動車からIT/ビジネス・プロセス管理まで以下の25のセクターが対象になっている。

Automobiles	Construction	IT and BPM	Pharmaceuticals	Space
Automobile Components	Defense Manufacturing	Leather	Ports	Textiles and Garments
Aviation	Electrical Machinery	Media and Entertainment	Railways	Thermal Power
Biotechnology	Electronic Systems	Mining	Renewable Energy	Tourism and Hospitality
Chemicals	Food Processing	Oil and Gas	Roads and highways	Wellness

2014年9月のメイク・イン・インディアの発表から2016年3月までの間にインドへの累積外国投資額は791億ドル、累積資本流就学は561億ドルで、同時期比で約45%の増加を示し

ている。

2) 過去2年間の主要成果

Center for Strategic & International Studies による過去2年間のモディ政権の主要成果を Table 2.1.1-1 に示す

Table 2.1.1-1 Major Achievements of Modi Administration

Status / Difficulty	Purpose and explanation on current status
Yes / LOW	- Relax the rules specifically governing foreign investment in construction projects, including minimum built-up space and lock-in periods. - Update: DIPP Press Note 12 removed almost all restrictions on FDI in construction, including minimum project size, and reduced the lock-in period for capital to three years (or as soon as trunk infrastructure is completed, whichever comes first).
Partially/ MEDIUM	- Allow foreign investors to own a majority stake in defense production firms. - Update: On 6/20/16 India announced that it would drop the requirement of "state of the art" technology before allowing 100% FDI in defense via the government approval route.
No / MEDIUM	The World Bank's "Doing Business" report notes that it takes on average 29 days to start a business in India. That's nearly double the South Asia average (15.7 days). The OECD average is 8.3 days.
No / MEDIUM	The World Bank's "Doing Business" report notes that India requires 12.9 procedures to start a business—well above the South Asian average (7.9 procedures).
Yes / MEDIUM	- Deregulating diesel pricing will lower government subsidies and also encourage the expansion of private hydrocarbon production. - Update: The government deregulated diesel pricing on 10/18/2014.
No / HIGH	- Deregulating kerosene pricing will lower government subsidies and also encourage the expansion of private hydrocarbon production.
Partially / MEDIUM	- Deregulating natural gas pricing will encourage the expansion of private hydrocarbon production. - Update: On March 10, the Cabinet announced a new energy policy that switches to a revenue-sharing model (from a profit-sharing model), allows substantial pricing freedom for difficult fields, and eliminates minimum acreage requirements for new fields. While not total price deregulation, the policy offers new incentives for private hydrocarbon exploration.
No / HIGH	- The national Goods & Services Tax will combine most of India's state and local taxes into a streamlined tax system, easing compliance, ending cascading taxes, and expediting transportation. - Update: A draft of the model law is in circulation, but the Rajya Sabha has yet to vote on the necessary constitutional amendment.*)
Partially / MEDIUM	- Eliminate the Revenue Department's ability to retrospectively apply new tax laws. This provision, introduced in 2012, creates uncertainty for foreign investors. - Update: In his February 29 Budget Speech Finance Minister Jaitley announced that the Revenue Secretary would chair a high-level committee that must approve all retrospective tax demands and offered a one-time dispute resolution opportunity for parties to current cases.

source: Modi's Reform Scorecard, Center for Strategic & International Studies (<http://indiareforms.csis.org/>)

*) : Parliament has approved a Goods and Services Tax (GST) bill in August 2016.

(2) 経済状況

1) GDP および経済成長

Central Statistics Office の速報予想によると、2015-16 年度の経済成長率は 7.6 % と想定されており、前年度の 7.2 % を上回る値となっている。農業、鉱工業、サービスの成長率はそれぞれ 1.1 %、7.3 %、9.2 % で、前年度比(-) 0.2 %、5.9 %、10.3 % であった。鉱工業分野の成長は製造業が 9.5% の成長（前年度は 5.5 %）したことによる。農業分野の不振は 2 年連続のモンスーン被害を原因とする。2015 年 4 月から 12 月の GDP 成長は 7.5% で前年度同時期の 7.4 % を少し上回るものである。

需要の面からは、2015-16 年度に 7.6 % であった個人の最終消費支出の成長が主要な成長の源泉となっている。固定投資の成長は前年度の 4.9 % から 5.3 % に改善した。輸出入はどちらも減少し、6.3 % であった。輸出は世界的需要の落ち込み、輸入は世界的な石油価格の下落を大きく反映している。

Economic Survey 2016-2017 は 2017 年度の予想経済成長率は幅広く 7~7.75% としている。これは現在の値からの減速シナリオもしくは微増の両方を含んでいる。更に重要なことは世界経済の現実が変化すると、成長期待および評価基準の再調整が必要となるかもしれないということである。インド政府は世界経済が引き続き軟調なことおよびモンスーンが通常のものであることから 7.6 % 前後の成長になることを期待している。Table 2.1.1-2 に GDP の額および成長率を示す。

Table 2.1.1-2 GDP and growth rate

Item	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
GDP (Crore) 2011-12 prices	9,226,879	9,839,434	10,552,151	11,350,962
Growth Rate	5.6 %	6.6 %	7.2 %	7.6 %

source: Economic Survey 2015-16

2) 財政管理¹

2010-11 年度以降の 3 つの主要指標、すなわち財政赤字、歳入不足および基礎的財政収支の赤字の推移を第 13 回 Finance Committee の財政健全化ロードマップおよび財政規律管理法における目標値との比較を行った。

FRBM 法では財政赤字を 2008-09 年度までに対 GDP 比 3 % 以下に抑えること、歳入不足をなくすことが定められている。Table 2.1.1-3 に中央政府の財政指標の実績および第 13 回 Finance Commission で定められた目標値を示す。

¹ Report on the Fourteenth Finance Commission, February 2015
(<http://fincomindia.nic.in/ShowContentOne.aspx?id=9&Section=1>)

Table 2.1.1-3 Performance of Fiscal Indicators

	Fiscal Deficit	Revenue Deficit	Primary Deficit	Effective Revenue Deficit	Ratio of Revenue Deficit to Fiscal Deficit
2010-11	4.8 (5.7)	3.2 (3.2)	1.8 (--)	2.1	67.52
2011-12	5.7 (4.8)	4.4 (2.3)	2.7 (--)	2.9	76.43
2012-13	4.8 (4.2)	3.6 (1.2)	1.8 (--)	2.5	74.31
2013-14	4.6 (3.0)	3.3 (0.0)	1.3 (--)	2.0	70.59
2014-15	4.1 (3.0)	2.9 (-0.5)	0.8 (--)	1.6	71.23

note: Figures in parenthesis indicate the targets in the 13th Financial Commission
source: Report on the 14th Financial Commission

i) 財政赤字

中央政府の財政赤字は対 GDP 比で 2001-02 年度の 6.1 % から 2003-04 年度に 4.5 % に着実に減少した。FRBM 法は財政赤字を 2008-09 年度までに 3 % に削減することを求めている。中央政府は 2007-08 年度に対 GDP 比 2.7 % を達成した。しかし 2008-09 年度には第 6 回 Pay Commission 勧告に基づく給与水準改定、農業貸付金の放棄、および Mahatma Gandhi National Rural Employment Guarantee Act (MGNREGA) の対象拡大等、いくつかの財政拡大方策を実施した。加えて、原油価格の高騰により補助金の額が増加した。これらおよび世界的な経済危機の結果、2008-09 年度は 6 %、2009-10 年度は 6.5 % に留まった。

総支出額は対 GDP 比 2007-08 年度の 14.3 % から 2009-10 年度の 15.8 % へと 1.5 ポイント増加した。同時期に税収入総額はピークであった 2007-08 年度の対 GDP 比 11.9 % から 2009-10 年度の 9.6 % と 2.3 ポイント減少した。しかし、財政赤字は 2010-11 年度に 4.8 % に減少した。これは主に通信用周波数オークションによる追加的収入によるものである。

財政拡大施策のほとんどは中止することが難しいものであることに加え、主要補助金支出の増加および税 - GDP 比率の低迷により第 13 回 Finance Committee で定められた財政健全化路線への復帰が難しくなった。2011-12 年に財政赤字は GDP の 5.7 % に上昇した。2012 年には中央政府は FRBM 法を改訂し、対 GDP 比 3 % の目標を達成する期限を 2016-17 年度に遅らせるとともに、歳入不足を 2014-15 年度に対 GDP 比 2 % 以下にすることとした。

経済の成長率は当初財政拡大策により世界経済危機後も維持されたが、2011-12 年以降は急速に落ち込んだ。2012-13 および 2013-14 年度は成長率がそれぞれ 4.5 % および 4.7 % に留まった。このため、中央政府は財政赤字の予算時の水準を達成するために支出を厳しく圧縮した。この緊縮支出により、財政赤字は 2012-13 年度は 4.8 %、2013-14 年度は 4.6 % となった。2014-15 年度には対 GDP 比 4.1 % に抑えることとしている。

ii) 歳入不足

中央政府の歳入不足は 2001-02 年度には対 GDP 比 4.3 % であったものが、2004-05 年度には 2.5 %、2007-08 年度には 1.1 % になった。しかし、2009-10 年度は一転 5.2 % に上昇した。これは補助金、金利支払いおよび給与・年金支払いの支出の実質的な増加によるものである。既存スキームの拡張や新規スキーム開始による州政府や実施組織への資金移転も増加している。

歳入不足は2013-14年度（改訂推定値）に3.3%で、2014-15年度（推定値）には2.9%に下落するものと予想されている。第13回 Finance Committee で規定された最終年度目標値である対GDP比歳入黒字0.5%との比較では3.4ポイントの差がある。

中央政府は2012年にFRBM法の改定を行い、実質的歳入赤字という概念を導入した。これは資本財創設のために州および実施機関に与えられたグラントと収益的支出のためのグラントを区別するものである。しかし、実質的歳入赤字という概念は一般的な政府会計手続きで認められているものではない。

改訂FRBM法は歳入不足の目標を見直した。以前は歳入不足解消であったものが、2015年3月末までに対GDP比2%以下にするというものとなった。しかし、この新しい目標を達成することもできないものと思われる。2014-15年度予算時の想定値では2.9%となっており、明らかに中央政府の歳入不均衡を示している。

iii) 基礎的財政収支

中央政府の基礎的財政収支は2001-02年度から2007-08年度にかけて対GDP比1.5%の赤字から0.9%の黒字へと実質的に改善した。しかし、他の指標と同様、2008-09年度には2.6%、2009-10年度には3.2%の赤字へと逆戻りした。過去2年度は対GDP比2%以下を続けており、2014-15年度（推定値）は0.8%と想定されている。

歳入不足と財政赤字の比率は収益的支出に使われた借入金の程度をおおよそ示すものである。Table 2.1.1-3はこの不均衡を示しており、その比率は2001-02年度の71%から2009-10年度の41%に改善した。しかし、同比率は2009-10年度までの2年間に倍増し81%となり、その後も2001-11年度を除き70%を超える数字が続いている。これは中央政府の構造的な不均衡のレベルを反映しているものである。（13th Finance Committee 報告書による。）

3) 金融政策²

Economic Survey 2015-16によると、2015年2月インド政府と中央銀行（RBI）で合意された金融政策の合意に基づき2015-16年度の金融政策が具体化され、2015年も緩和政策を続けた。消費者物価指数（CPI）に基づくインフレーションは2016年1月の目標以前に6%以下に下落した。RBIは2015年2月に法定流動性比率を0.5%から21.5%に引き上げ、政策金利を2015年1月から9月の間に125ベースポイント切り下げて6.75%に緩和した。2016年2月時点の金融政策レビューにおいて、政策金利は据え置かれた。Table 2.1.1-4に政策利率の推移を示す。

² Economic Survey, 2015-16, Ministry of Finance, February 2016. (<http://indiabudget.nic.in/survey.asp>)

Table 2.1.1-4 Revision in Policy Rate

Date	Bank rate	Repo rate	Reverse repo rate	Cash reserve ratio	Statutory liquidity ratio
09-08-2014	9.00 %	8.00 %	7.00 %	4.00 %	22.00%
15-01-2015	8.75 %	7.75 %	6.75%	4.00 %	22.00 %
07-02-2015	8.75 %	7.75 %	6.75%	4.00 %	21.50 %
04-03-2015	8.50 %	7.50 %	6.50%	4.00 %	21.50 %
02-06-2015	8.25 %	7.25 %	6.25%	4.00 %	21.50 %
29-09-2015	7.75 %	6.75 %	5.75 %	4.00 %	21.50 %

source: RBI / Economic Survey 2015-16

消費者物価指数（CPI）については最近のデフレ・シナリオを考慮すると、4.5～5%の範囲で下降するものと思われる。経済、特にサービス分野において供給面が重視されることを考えると、給与引き上げを勧告した第7回 Pay Commission の影響で CPI は政府予測よりも高くなる可能性も排除できない。

前年来の確実なベース効果がなくなる一方で、世界的な商品価格下落の落ち着きあるいはわずかな上昇傾向から、CPI は現行水準にとどまると推定されている。これは主に管理することのできない分野である食品の物価上昇によるものである。もしこの予測が現実となる場合には更に 50-75 ベーシスポイントの政策金利引き下げが想定される。（Economic Survey 2016-2017 による。） Table 2.1.1-5 に平均インフレ率を示す。

Table 2.1.1-5 Average inflation rates

	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Inflation (WPI) average	7.4%	6.0%	2.0%	-2.8%
Inflation (CPI) average	10.2%	9.5%	5.9%	4.9%

source: Economic Survey 2015-16

4) 銀行不良債権問題

インド中央銀行（RBI）は国内の不良債権は総融資額の 14.5% に相当すると考えている。これは国際決済のために集計した企業債権に基づくものとしては US\$146 billion、インドの GDP の 7% に達していることを意味する。政府の管理する銀行の状況はさらに悪く、資産の 3 分の 2 を超えるものとなっている。

インド政府はインドの公的セクターの銀行は 2019 年に施行される国際的な銀行資本ルールによる安全バッファを持つためには INR1.8 trillion (US\$26.8 billion) の資本増強が必要とされると見積もっている。政府はその 3 分の 1 を負担し、銀行が自ら残りを調達することを期待している。

銀行不良債権が積みあがった背景としては公的セクターの銀行の非効率的な経営に加えて、需要の減退や商品価格の下落による産業セクターの利益減少や土地や許認可取得問題によるインフラ・プロジェクトの停滞がある。

中央銀行とインド政府は、銀行及び企業が不良債権問題を克服することを目的として、危機管理の強化、不良債権処理、および収益力を強化するために全般的な不良債権の経済的価値を把握する方策を取っている。

5) 土地収用法問題

モディ首相は 2015 年 8 月に土地収用法の修正をあきらめた。新しい法案はプロジェクトの 5 つのカテゴリーにおいて社会影響評価義務と同意条項（PPP 案件の場合には土地所有者の 70 %、民間案件の場合には 80 %）をなしにするというものであった。このカテゴリーには防衛、農村インフラ、手ごろな価格の住居、産業回廊、インフラを含んでいた。新しい法案は民間業者や投資家から社会インフラの発展を加速するものとして期待されていたが、農民からの強い反対があった。

6) 2016-17 年度予算案

2016-17 年度の予算案は 9 つの柱を含む“Transform India”アジェンダに基づいて組まれている。

- i) 農業と農民福祉：5 年階で収入を倍増
- ii) 農村セクター：農村での雇用およびインフラ整備
- iii) 保健を含む社会セクター：すべての国民を福祉保健サービスでカバー
- iv) 教育、技能、職場創設：インドを知識に基づき精算的な社会にする。
- v) インフラと投資：生活の効率と質を高める
- vi) 金融セクター改革：透明化および安定化
- vii) ガバナンスと営業行為の緩和：人々に潜在能力を發揮させる
- viii) 財政規律：慎重な政府財政運営および貧困者への給付支給
- ix) 税制改革：市民を信用した納税負担の削減

a) インフラ及び投資

インド政府は 2015-16 年度にエネルギー・セクターにおいて、過去 20 年間で最多の石炭生産、発電設備建設、送電線建設、LED 電球配布を達成した。³

政府は原子力発電への投資拡大および長期的に安定した発電燃料の多様化を考慮した今後 15~20 年間にわたる総合計画を作成中である。公的セクター投資と合わせて INR3,000 Crore の予算を配分し、この目的に沿った投資を促進する手段とする。

インフラ支出をさらに拡大するため、政府は 2016-17 年度にボンドによる資金調達をつうじて PFC、REC、IREDA 等により INR31,300 Crore を限度とする追加融資の準備を行う。

b) 金融セクター

銀行セクターにおける不良債権問題に取り組むために、資産再建会社（ARC）は重要な役割を果たす。従って、ARC のスポンサーが ARC で 100%まへの株式を保有できるようにする、非機関投資家が証券化レシートに投資できるようにする等、「金融資産の証券化および

³ Budget Speech 2016-17 (<http://indiabudget.nic.in/ub2016-17/bs/bs.pdf>)

再構築並びに担保権の実行に関する法律（SARFAESI Act 2002）」に対する必要な修正が提案されている。

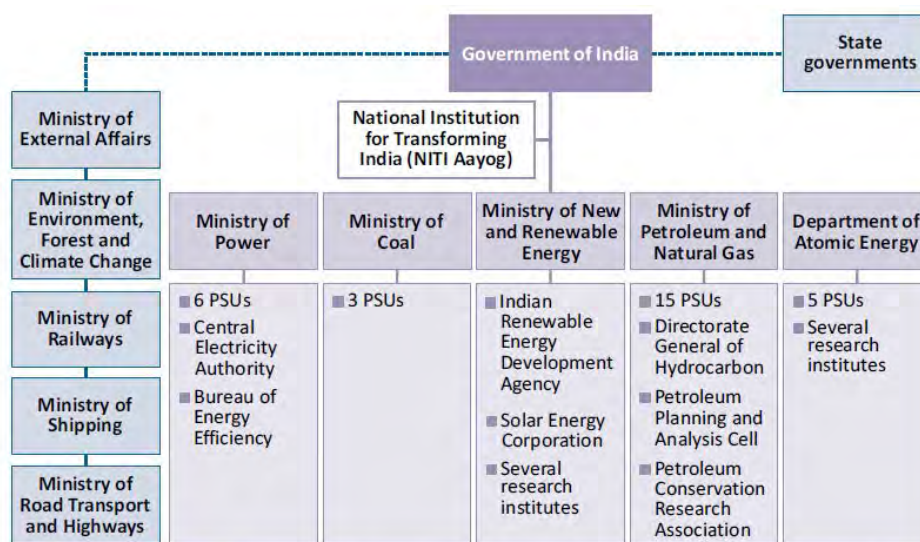
不良債権問題を早期に解決するために、審理回数の削減およびより早い問題解決をサポートすることを目的とした法廷手続きのコンピュータ化を含む既存インフラの改良に焦点を当てて債権回収裁定所の強化が行われる。

2.1.2 インド国政府のエネルギー政策

(1) エネルギー政策⁴

Energy Statistics 2016によると、インドにはエネルギー関連のいくつかの省庁が存在し、エネルギー政策と関連インフラに対する部分的な責任を有している。電力省、石炭省、新・再生エネルギー省は個別の組織として存在し続けているが、同一の大臣が兼任することにより効果的な調整が図られるようになった。組織構造は調整および紛争解決を達成するために絶え間ない努力を必要とするものとなっている。

電力省（MOP）は電力セクターのバリュー・チェーン全体に責任を有する。石炭省（MOC）は石炭の調査開発に関する政策に責任を有する。新・再生エネルギー省（MNRE）は風力、太陽光、小水力を含む再生可能エネルギーを増加させるための国家計画を実行する。これらに加えて、石油・天然ガス省（MOPNG）は調査、生産、販売、輸出入を含む石油および天然ガスセクターのすべての領域を監督する。原子力省（DAE）はインドの原子力政策すべてに責任を有する。Figure 2.1.2-1 に主要なエネルギー関連省庁を示す。



Notes: PSU = Public sector undertaking (state-owned enterprise). Other ministries with responsibilities relevant to the energy sector include the Ministry of Urban Development, Ministry of Water Resources, Ministry of Agriculture, Ministry of Finance and the Department of Science and Technology.

source: India Energy Outlook 2015, IEA

Figure 2.1.2-1 Main Institutions in India with Influence on Energy Policy

⁴ Energy Statistics 2016, Central Statistics Office, April 2016
(www.mospi.gov.in/sites/default/files/publication_reports/Energy_statistics_2016.pdf)

インドの経済成長に伴い、エネルギー資源に対する巨大な需要が発生している。エネルギー・セクターの成長に関する政策ガイダンスを提示している Integrated Energy Policy Report 2006 に長期エネルギー政策見通しが掲載されている。インドの原油および天然ガス生産は近年停滞している。需要と供給のギャップの拡大により輸入への依存が増加した。現在原油の約 83%が輸入により賄われている。輸入への依存を減らすためにインドが取っている戦略は中央および州政府のインセンティブ利用による原子力利用、ウィンドファームや太陽光の促進を含む再生可能エネルギーの開発の奨励である。

1) 石炭およびリグナイト

- 石炭の埋蔵は主に東部および中南部に限られている。Jharkhand, Odisha, Chhattisgarh, West Bengal, Madhya Pradesh, Telangana および Maharashtra の各州で国全体の埋蔵量の 99.08 % を占める。2015 年 3 月時点で Jharkhand 州のシェアは 26.44 %、Odisha (24.72%) がそれに次ぐ。
- 2015 年 3 月時点での石炭の推定埋蔵量は 306.60 billion トンで、前年に比較して 5.04 billion トン増加した。これは 2014-15 年度との比較で 1.67 %の増加で、Chattisgarh 州では 4.53 %増加した。
- 2015 年 3 月時点でのリグナイトの推定埋蔵量は 43.25 billion トンで、これは前年の数字と同じである。

2) 石油と天然ガス

- 2015 年 3 月時点での原油の推定埋蔵量は 763.48 million トン (MT)である。
- 地理的には西海岸沖 (43.67 %) が埋蔵量の多く、Assam 州 (22.19 %) がそれに続く。一方、天然ガスについては東海岸沖 (37.10 %) が一番多く、次いで西海岸沖 (29.34 %) となっている。
- 原油の推定埋蔵量は 2014-15 年度に前年度比で 0.10 %増加した。同時期 Arunachal Pradesh, Rajasthan and Assam 州の推定埋蔵量はそれぞれ 44.75 %、17.04 %、2.11 %減少した。一方で、Tamil Nadu, Andhra Pradesh, Gujarat 各州および西海岸沖、東海岸沖のそれは 18.42 %、15.30 %、2.58 %、1.88 %、0.59%増加した。
- 2015 年 3 月時点での天然ガスの推定埋蔵量は 1488.49 billion m³ であった。
- 天然ガス埋蔵量は前年比で 1.40 %増加した。これは東海岸沖 (37.10 %) および西海岸沖 (29.34 %) でのそれが増加したためである。

3) 再生可能エネルギー

- インドには風力、太陽光、バイオマス、小水力、バガス等いろいろな再生可能エネルギーの高いポテンシャルが存在する。
- 2015 年 3 月時点の再生可能エネルギーの総ポテンシャルは 896,603 MW と推定されている。このうち、風力は 102,772 MW (11.46%)、小水力は 19,749 MW (2.20%)、バイオマスは 17,538 MW (1.96%)、製糖工場のバガスは 5,000 MW (0.56%)、太陽光は 748,990 MW

(83.54%) となっている。

- 地理的には Rajasthan 州がポテンシャルが高く、約 17 % (148,518MW)、次いで Jammu and Kashmir 州の 13 % (118,208MW)、Gujarat 州の 8 % (72,726MW) となっており、主に太陽光によるものである。

(Energy Statistics 2016, MOSPI による。)

(2) 電力政策

電力省が作成した Electric Power Policy を Table 2.1.2-1 に示す。

Table 2.1.2-1 Electric Power Policy

1. A tenfold increase in solar installation rates to 100GW by 2022, trebling to 60GW of new wind farms, 10GW of biomass and 5GW of small scale, run-of-river hydro. These initiatives, which total 175GW of new renewable-energy installations, require an investment of over US\$200bn, with new national legislative support currently proposed under the National Renewable Energy Act;
2. Opening up access to international debt and equity markets to assist with a proposal to price power purchase agreements (PPAs) in U.S. dollars as a way to fund low-cost, long-duration loans with centralized currency hedging;
3. US\$50bn in investments toward upgrading the capacity and efficiency of the electricity transmission and distribution grid, with an associated smart-meter program aimed at significantly reducing the Indian electricity grid's 23-25% transmission and distribution (T&D) loss rate and to drive a 6% energy efficiency saving for 2015 alone (reducing in the process the frequency and duration of blackouts);
4. A doubling of Coal India Ltd's production output to 1,000Mtpa by 2021/22, with a focus on greater integration and co-ordination with Indian Railways to reduce logistical bottlenecks;
5. A more than doubling of India's overall coal production in 5-7 years to 1,500Mtpa with the intention to expand domestic private coal-mining capacity to 500Mtpa building competition;
6. Reducing railway inefficiencies, increasing railway capacity and better aligning coal mine-mouth power plants, all aimed at reducing coal transportation distances;
7. Improving utilization rates of existing thermal power plants to reduce the need for more capacity which could then progressively allow a phase out old, inefficient coal-fired power capacity and replacing it with the latest, highest-efficiency technology;
8. Re-evaluating the merits of pursuing the country's now stalled Ultra Mega Power Project (UMPP) plan;
9. Pursuing Rural Electrification by an accelerated off-grid or distributed-energy solution with the longer term aim of "24X7 electricity supply for all";
10. Developing more hydro-electricity capacity;
11. Promoting the government's National Mission on Enhanced Energy Efficiency;
12. Resolving the electricity distribution company (Discom) sector's ongoing operating losses of more than US\$10bn annually, a situation that chronically undermines the financials of the whole system and that makes many PPAs unbankable.

source: Indian Electricity Sector Transformation, IEEFA

電力セクター改革に関して電力省、石炭省、新・再生可能エネルギー省により過去 2 年間に達成された主要事項を Table 2.1.2-2 に示す。

Table 2.1.2-2 Major achievements and initiatives for Indian power sector

- **Ujwal DISCOM Assurance Yojana (UDAY)**, the most comprehensive power sector reform ever, to turnaround DISCOMs through efficiency improvements. UDAY bonds worth INR 1 lakh crore issued in 2015-16
- **Landmark amendments in the Tariff Policy** to promote electricity for all, efficiency to ensure affordable tariffs, environment for a sustainable future and ease of doing business to attract investments
- **State specific Action Plans for 24 X 7 ‘Power for All’** signed for 18 states and union territories, and finalized for another 15 states and union territories
- **Rationalized movement** of 23 million tons coal leading to potential annual savings of INR 1,371 Crore
- **Mobile applications and websites** to ensure accountability and transparency –
 - o **Grameen Vidyutikaran (GARV)** app to help citizens track rural electrification under Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY)
 - o **Vidyut PRAVAH** app created to provide real time information of electricity price and availability
 - o **Unnat Jyoti by Affordable LEDs for All (UJALA)** app to keep track of LED distribution under the Domestic Efficient Lighting Program (DELP)
 - o **Coal Allocation Monitoring System (CAMS)** to give information regarding coal price, availability and utilization

(3) 気候変動対策

環境を守り、電力セクターからの排出を削減する継続的努力として、インドは COP21 において以下をコミットした。

- インドは 2030 年までに 2005 年レベルの 33～35 % の GDP の排出原単位を削減する。
- 技術移転および低コストの国際金融支援により、非化石燃料に基づくエネルギー資源の累計設備出力 40 % を 2030 年までに達成する。
- 新規のより効率的かつよりクリーンな火力発電技術を導入する。

火力発電所からの排出を削減することに加えて、環境・森林気候変動省は浮遊粒子状物質 (SPM)、SO_x、NO_x、水銀に関する新しい環境基準を 2015 年 12 月に公布した。水の消費を抑えるため火力発電所における使用水量原単位基準も併せて通知された。現在の石炭火力発電所の設備出力は 2016 年 3 月時点で 185,172MW で、72,355MW が建設中であり、新基準により影響を受けることになる。

Table 2.1.2-3 に 2015 年 12 月 7 日付で通知された新排出基準を示す。

Table 2.1.2-3 New emission norms

Emission parameter	TPPs (units) installed before 31st December, 2003	TPPs (units) installed after 31st December 2003 and upto 31st December 2016	TPPs (units) to be installed from 1st January 2017
Particulate Matter	100 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³
Sulphur Dioxide (SO ₂)	600 mg/Nm ³ for units less than 500MW capacity 200 mg/Nm ³ for units 500MW and above capacity	600 mg/Nm ³ for units less than 500MW capacity 200 mg/Nm ³ for units 500MW and above capacity	100 mg/Nm ³
Oxides of Nitrogen (NO _x)	600 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³

To be complied within 2 years by existing stations and w.e.f 01.01.2017 for new stations
source: New Environmental Norms for Thermal Power Stations in India, CEA 2015

2.1.3 対外借入政策

(1) 対外債務⁵

“Government Debt Status Report, 2016”によると、対外債務（2015年3月末時点でINR 3.66 trillion、GDPの2.9%）は中央政府の公的債務の7.1%を占めている。州政府は憲法第293条により対外債務契約締結を行う権限が与えられていないため、すべての対外債務は中央政府により締結され、州政府のプロジェクト向けの債務は州に転貸される。対外債務の多くは世界銀行やアジア開発銀行等の多国間援助機関からのものであるが、二国間援助機関からの者もある。国際的な民間資本市場からの借り入れはない。全ての対外債務は長期のもので、そのほとんどは固定金利である。

憲法 292 条により、中央政府は国内外からの借り入れを行うことができる。中央政府は対外債務の多くを多国間援助機関から、ある程度は外国から受け取る。2015年3月時点の為替レートによる中央政府の対外債務は前年の INR374,483 Crore (US\$62.5 billion; GDP の 3%) から INR366,384 Crore (US\$58.5 billion; GDP の 2.9%) に減少した。これは中央政府の負債総額の 6.2%、一般政府債務 (General Government Debt) の 4.4%に上る。

近年対外債務による純資金、すなわち新規借入額から以前の借入金返済額を差し引いた金額は最低限のものとなっている。従って対外債務（時価、すなわち年度末の為替レート適用）の対 GDP 比の割合は一貫して近年下落しており、これは赤字埋め合わせのための対外債務依存が減ってきていることを示している。これは政府の債務ポートフォリオは通貨リスクが低く、その国際収支への影響が小さいことを示している。対外債務の多くは多国間援助機関からのもの（2015年3月時点で対外債務の73.6%）であり、二国間のものは26.4%となっている。多国間援助機関からの借入金は譲許性の高いものである。中央瀕府は直接国際資本市場からの借り入れは行っていない。

⁵ Government Debt Status Paper, January 2016, Ministry of Finance
(http://finmin.nic.in/reports/govt_debt_status_paper_2016.pdf)

Table 2.1.3-1 にドナー別の対外債務額の推移を示す。

Table 2.1.3-1 Donor-wise Sovereign External Debt

(unit: INR Crore)

Category	2011	2012	2013	2014	2015	Total	%
A. Multilateral							
IDA	119,066	136,822	141,119	161,165	152,169	710,341	59.9
IBRD	39,219	45,328	48,239	53,433	57,107	243,326	20.5
ADB	30,455	38,560	44,301	51,469	57,935	222,720	18.8
Others	1,584	1,875	2,012	2,404	2,410	10,285	0.9
Sub-total	190,324	222,585	235,671	268,471	269,621	1,186,672	100.0
B. Bilateral							
Japan	65,907	76,401	73,120	79,825	75,253	370,506	75.9
Germany	11,899	13,765	13,826	16,085	12,611	68,186	14.0
Russia	7,485	6,953	6,396	6,099	5,504	32,437	6.6
France	1,750	1,657	1,514	2,517	2,058	9,496	1.9
USA	1,489	1,516	1,460	1,453	1,329	7,247	1.5
Others	21	20	16	14	8	79	0.0
Sub-total	88,552	100,312	96,333	105,993	96,763	487,953	100.0

source: Government Debt Status Report, 2016

(2) 外貨借入れ審査ガイドライン

2015年7月22日付で財務省は債務持続性の面から州政府の外国借款利用プロポーザル提案を審査する際のガイドラインに関する通達を発行した。州政府は財務省が定めた毎年の借款限度額および Finance Commission が規定し州の財政規律・予算管理法に盛り込まれた GSDP に対する財政赤字限度比率や債務比率を順守することが求められている。

プロジェクトに対する外国借入協力 (EAP: External loan Assistance for Projects) に基づく借款は、州が Table 2.1.3-2 に記載された項目を州がプロポーザル提出時に確認・自己証明することを条件に経済庁 (DEA) により考慮される。

Table 2.1.3-2 Items to be confirmed/certified for application of external loan

- | |
|---|
| <p>i) Support through EPA loans would generally be utilized in areas within the overall national priorities & harmonize with national objectives and that such proposals do not overlap with an already available source of funding.</p> <p>ii) The State's contribution for such projects (i.e. counterpart funding) is clearly indicated by the State at the time of submitting the project proposal to DEA.</p> <p>iii) For the EAP loans passed on to the States, the commitment charges, foreign exchange risks, etc. are borne by the States concerned.</p> <p>iv) In case, requirement of loans tend to breach the overall borrowing ceiling of the State during the loan disbursement period, the State will be required to substitute an otherwise agreed source of borrowing so as to remain within the net borrowing ceilings.</p> |
|---|

対外債務の簿価は 2011-12 年度の INR17,088 Crore から 2014-15 年度の INR194,286 Crore に増加しているが、対 GDP 比ではインドの経済成長により 1.9%から 1.5%に減少している。対外債務額の推移を Table 2.1.3-3 に示す。

Table 2.1.3-3 Trends in External Debt

(unit: INR Crore)

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
External Debt (at book/historical Value)	170,088	166,289	184,581	194,286
Percentage of GDP	1.9 %	1.8 %	1.6 %	1.5 %
External Debt (at current exchange rate)	322,897	332,004	374,483	366,384
Percentage of GDP	3.7 %	3.3 %	3.3 %	2.9 %

source: Government Debt Status Paper, Ministry of Finance, Jan. 2016

(3) 二国間政府開発援助のシステムと手続き⁶

経済庁（DEA）の主要な役割の一つが多国間および二国間援助機関とからの対外援助にアクセスすることである。DEA は“Handbook on Systems and Processes on Bilateral Official Development Assistance”を発行し、二国間開発援助に関するインド政府の政策および手続きを取りまとめている。以下に州政府が実施する手続きを示す。

ただし、ハンドブックは作成時点における手続きをまとめたもので、以下に示す理由により、現状では参考書類の位置づけに過ぎないものとなっていることに注意が必要である。

- ・ 規定された手続きが必ずしも守られていないこと。
- ・ 最新動向に合わせた修正が行われていないこと。（例えば国家計画委員会は NITI Aayog となったが、予算権限がなくなり、シンクタンクとしての位置づけとなっている等。）
- ・ 審査基準については州財務局の権限が強くなっている模様。

1) 予備事業報告書の作成 Preparation of the Preliminary Project Report (PPR)

二か国間政府開発協力計画に基づくプロジェクト・サイクルは実施機関（PIA）が予備事業報告書を作成することから始まる。PIA はプロジェクト内容がインド政府および州政府の現行 5 ヶ年計画に盛り込まれたプライオリティーと一致することを保証しなければならない。担当中央省庁および／または国家計画委員会は案件の具体化のための相談を受ける。

PIA は予備事業報告書および必要とされる詳細事項を所定のフォーマットで作成し、担当中央省庁を通じて DEA に送付する。州セクターのプロジェクトを実施する PIA は事前に DEA にその写しを DEA に提出することができる。

州セクターのプロジェクトを実施する PIA はプロポーザルや予備事業報告書を担当中央省庁に提出する前に州政府の必要な許可を取り付けておかなければならない。

州政府／公営企業／準政府機関は、DEA が二国間開発期間に正式な提案書を提出する前に、

⁶ Bilateral Development Assistance: A Handbook on Systems and Processes, Department of Economic Affairs (www.dif.mp.gov.in/DEA_Handbook_BDA.pdf)

二国間開発援助を利用するため直接・間接的に二国間開発機関と交渉を始めることは一般的に慎まなければならない。プロポーザルに関する PIA と二国間開発期間の協議は二国間開発機関へ正式な伝達が行われたのちに DEA によって円滑化が図られる。PIA はプロポーザル提出前に以下の許認可を取り付けておくこと。

州政府もしくはその機関がプロジェクト・ファイナンスあるいはセクター・プログラム融資を求める場合⁷：

- i. 予備事業報告書に対する担当中央省庁の承認
- ii. 州政府がプロジェクト実施計画において十分な額の予算措置を行う保証
- iii. 外国開発機関借入に関する歳出局からの債務持続可能性クリアランス

2) DEA における予備事業報告書の審査

DEA は外国の開発援助を求めるために予備事業報告書を外国政府／開発機関に提出する前にデューデリジェンスを行い、外国援助により得られる資金の配分においてエクイティー・ファクターを考慮する。

予備事業報告書が認可された後、州政府または中央政府の関係省庁は詳細事業プロポーザル (DPR) を提出する。DPR には以下の項目を記載すること。

- 技術経済性 (技術的フィージビリティ、社会費用便益、付加価値等)
- 環境面 (土地利用、生体系持続可能性等)
- 社会文化面 (対象住民、ジェンダー、参加、社会的インパクト等)
- 制度面 (組織制度分析、能力開発、研修等)

DPR には作業計画、費用、工程、目標／アウトプット、キャッシュフロー等を示したマトリクス型の目的志向のプロジェクトデザインを含める。州政府のプロポーザルは評価・意見を付した担当中央省庁を通じて DEA に送付される。DEA は担当中央省庁および国家計画局のコメントに基づき手続きを進める。DPR は州政府の担当省庁の承認を得た上で送付すること。その際、必要なすべての法的・非法的クリアランスを取得していること。

3) 政府保証

政府保証付与の決定は財政責任予算管理 (FRBM) の規定により利用できる「ヘッドルーム」(余裕額) に基づき、政府保証取付け提案を審査する予算局が決定する。FRBM 規定では、特定の年度において中央政府が引き受けることのできる保証額について、いかなる年度においても GDP の 0.5 %以内とするという上限が定められている。この「ヘッドルーム」は主に多国間・二国間機関からの借款、債券発行および種々の公共企業が調達する借款に保証を付与する際に消費される。政府保証の最終承認を得るためには、該当する中央の公共企業や金融機関が担当中央省庁を通じて DEA の与信課に保証依頼を送付し、予算局に回付してもらう

⁷ Jammu & Kashmir 州および／または北東地域に関しては他にも必要な許認可があるがここでは省略する。

必要がある。外国援助案件の政府保証には借款部分に対し年 1.2 %の保証料が必要となるが、グラント部分に対しては保証料はかからない。政府保証付与に当たって予算局が規定した条件を保証するために見返りの裏保証料合意書が中央の公営企業・金融機関と該当する中央庁間で署名される。

2.1.4 中央政府関連電力会社の財務状況

インド政府の保有する電力関連の公営企業には以下のものがある。

- NTPC Limited : 1975 年に火力発電プロジェクト開発のために設立。その後水力、原子力、再生可能エネルギー分野にも進出。
- NHPC Limited : 1975 年に水力発電プロジェクト開発のために設立。その後太陽光、地熱、潮力、風力等の再生可能エネルギー分野に進出。
- Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) : 1989 年に高圧送電網整備のために設立。

第 14 回 Finance Commission 報告書では中央政府関連の 25 大公共企業のプロファイルを分析し、2012-13 年度の純売上、収入により各社を分類している。この分類は負の投資だけでなく新規投資の重要性についても示唆している。この中で売上高順位としては NTPC は第 7 番目、PGCIL は第 22 番目に位置しており、いずれも十分な収益もあげていること等から “High Priority” に分類されている。(必ずしも売上高のみにより重要性が判断されているものではなく、High Priority に分類されている企業は 9 社に留まる。)

中央政府の電力関連企業の連結の財務状況を Table 2.1.4-1 から 2.1.4-3 に示す。一般的に言ってどの企業もかなりの実績を上げていることが分かる。

Table 2.1.4-1 Financial Statements of NTPC (Consolidated)

	(unit: INR Crore)				
	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Operating Income	65,893.68	67,952.89	78,921.66	80,622.04	78,705.50
Operating Expenses	53,559.70	55,017.59	64,010.27	68,674.37	65,695.75
Operating Profit	12,333.98	14,359.23	14,911.39	11,947.67	13,009.75
Profit before tax	13,137.26	16,610.95	14,485.76	10,456.21	10,103.54
Net Profit	9,814.66	12,586.22	11,403.40	9,992.37	10,162.43
Earnings per share*	11.90	15.27	13.83	12.11	12.35
DSCR**	3.21	3.17	2.77	2.27	1.66
ISCR**	9.81	10.39	8.62	5.54	4.96

*) Rupee/share of Rupee 10 each

***) Figures for 2011-2014 shows those for NTPC only (standalone)

source: Financial statements at NTPC website

Table 2.1.4-2 Financial Statements of NHPC Ltd. (Consolidated)

(unit: INR Lakh)

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Operating Income	692,033	640,617	741,594	824,407	862,784
Operating Expenses	329,594	337,020	502,927	468,809	516,577
Operating Profit	362,439	303,597	238,667	355,598	346,207
Profit before tax	435,126	389,492	252,885	371,835	384,814
Net Profit	398,558	287,264	163,315	279,805	291,959
Earnings per share*	2.51	2.13	1.02	2.25	2.43
DSCR	3.81	3.88	2.28	3.48	2.96
ISCR	10.11	10.30	4.50	7.48	9.10

*) Rupee/share of Rupee 10 each
source: Financial statements at NHPC website

Table 2.1.4-3 Financial Statements of PGCIL (Consolidated)

(unit: INR Lakh)

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Operating Income	1,044,046	1,316,390	1,567,543	1,765,851	2,135,232
Operating Expenses	438,526	537,785	653,346	775,283	904,981
Operating Profit	605,520	778,605	914,197	990,568	1,230,251
Profit before tax	468,966	577,563	635,900	639,898	764,495
Net Profit	330,299	431,261	454,758	504,625	601,456
Earnings per share*	7.14	9.32	9.47	9.64	11.50
DSCR**	2.25	2.28	2.14	2.04	1.98
ISCR**	5.14	4.73	4.5	4.06	3.87

*) Rupee/share of Rupee 10 each
**) Figures for PGCIL only (standalone)
source: Financial statements at PGCIL website

2.2 インドの電力産業と電力規制

2.2.1 インド電力産業の概要

(1) インド電力行政体制

インド電力事業を管轄する中央省庁は電力省 Ministry of Power (MoP) であり、電力政策の策定や電力規制の策定を行う。電力省傘下の主要政府機関として、電力政策の実行や電力の技術基準を策定する中央電力庁 Central Electricity Authority (CEA) やインド省エネルギー政策の策定・推進を行う独立機関であるエネルギー効率局 Bureau of Energy Efficiency (BEE) などがある。電力省傘下の主要企業には、火力発電会社、水力発電会社、送電会社、電力専門の金融会社がある。

発電燃料に関連する中央省庁には、石油・天然ガス省 Ministry of Petroleum and Natural Gas (MoPNG)、石炭省 Ministry of Coal (MoC)、新・再生可能エネルギー省 Ministry of New and Renewable Energy (MNRE) がある。原子力は首相直轄の原子力庁 Department of Atomic Energy (DoA) が管轄している。

州は州政府の電力局が州内の電力事業を管轄している。

電力料金の決定やライセンスの付与といった電力規制の実施機関として電力規制委員会 Electricity Regulatory Commission (ERC) がある。電力規制委員会には連邦電力規制委員会 Central Electricity Regulatory Commission (CERC) と州電力規制委員会 State Electricity Regulatory Commission (SERC) がある。CERC は電力省に傘下にあり連邦政府の企業および州をまたぐ電力事業を管轄し、SERC は州電力局の傘下にあり州内だけの電力事業を管轄する。

(2) インドの主な電力会社

インド電力セクターのプレーヤーは連邦政府、州政府、民間企業で構成される。州間送電につなぐ発電所は連邦政府、州内消費を基本とした発電所は州政府が責任を持つ。各プレーヤーの役割は大まかに以下のように整理される。

Table 2.2.1-1 Role of Indian Electricity Players (Outline)

事業区分	連邦政府	州政府	民間
発電	大規模火力 大規模水力 原子力	中小規模火力 中小規模水力	原子力以外
送電	○	○	○
配電	-	○	○

2013年3月末時点における電力会社の数は以下のとおり⁸。

州電力公社（垂直統合）

2州⁹

⁸ All India Electricity Statistics General Review 2014 (Appendix 2-63)

⁹ Kerala 州と Jharkhand 州であるが、Jharkhand SEB は 2014 年にアンバンドルされた。

公営電力会社（発電、送電、配電）	106 社
民間（発電）	59 社
民間（配電）	23 社
民間（発電と配電）	8 社
電力トレーディング会社	42 社

主要な発電会社は、電力省傘下の火力発電会社 National Thermal Power Corporation（NTPC）、水力発電会社 National Hydroelectric Power Corporation（NHPC）、民間の Essar Power、Adani Power、Tata Power、Torrent Power、Reliance Energy などがある。

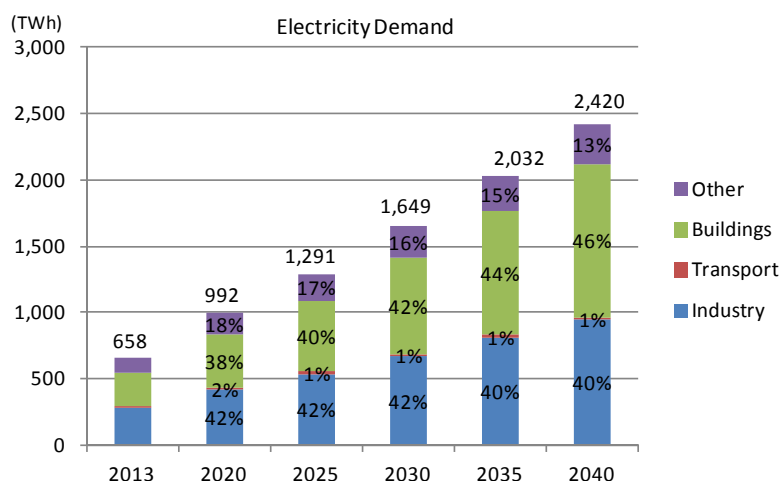
送電に関しては、州内は州の配電会社が担っているが、州をまたぐ送電事業は電力省傘下の Power Grid Corporation が担っている。Power Grid Corporation は国家給電指令所 National Load Despatch Centre（NLDC）、地域給電指令所 Regional Load Despatch Centres（RLDC）を運営している。

(3) インドの電力需要の見通し

1) インドの電力需要の見通し

以下に IEA の World Energy Outlook 2015 (Appendix 2-64) によるインドの電力需要の見通しを示す。

インドの電力需要は 2013 年の 658 TWh から年平均 4.9 %増加して 2040 年には 2,420 TWh に達する予測である。部門別に 2013 年から 2040 年の年平均伸び率をみると、Industry が 4.6 %、Transport が 2.5 %、Buildings が 5.8 %の予測であり、Buildings の電力需要がインドの電力需要を大きく押し上げている。



source: New Policy Scenario, World Energy Outlook 2015, IEA (Appendix 2-64)

Figure 2.2.1-1 Electricity Demand Outlook in India

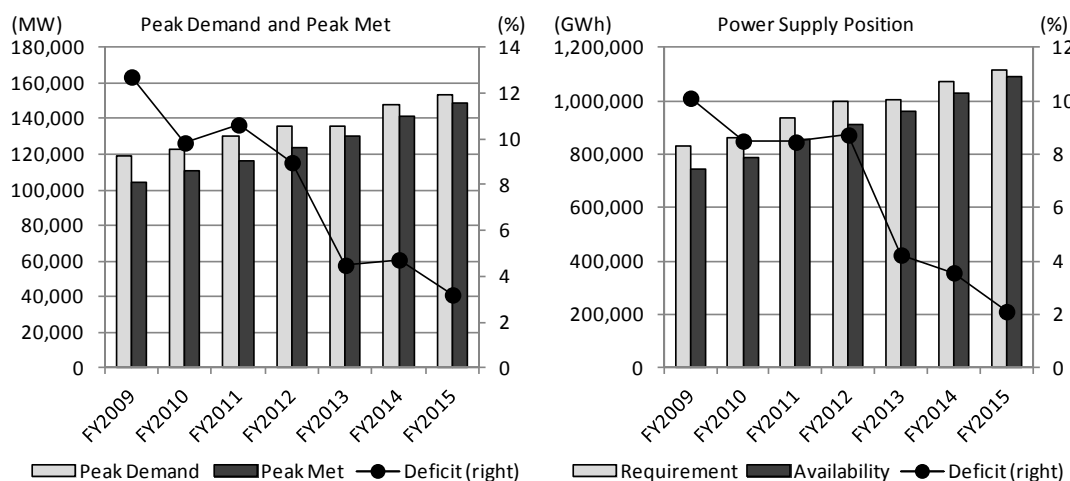
2) 電力供給の現状

下図にインド全体および地域別の電力供給状況を示す。かつてインドではピーク電力および電力量ともに10%前後不足している状況であったが、2013年度以降、状況が大きく緩和されている。地域別にみると、Western RegionとSouthern Regionの改善が大きく、2015年度にはピーク電力および電力量ともに不足率は0%近くになっている。

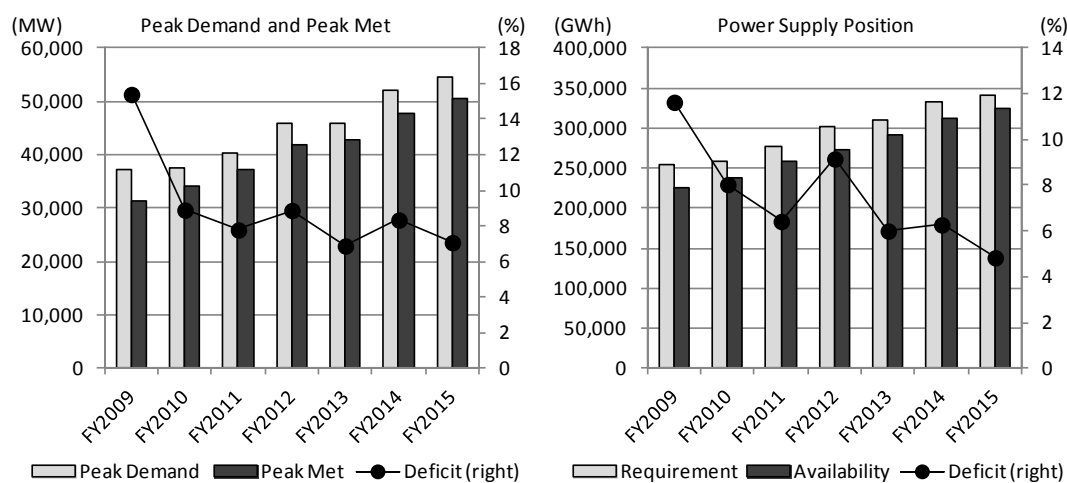
この状況は2016年度に入っても継続しており、2016年6月時点、全インドの不足率はピーク電力が2%、電力量が0.9%となっている。地域的にみると、不足率が1%を超えているのは、ピーク電力がNorthern Region、電力量がNorthern RegionとNorth-Eastern Regionである。

ただし、電源に接続されない潜在需要はCEAの電力需要にはカウントされていないことに注意すべきである。

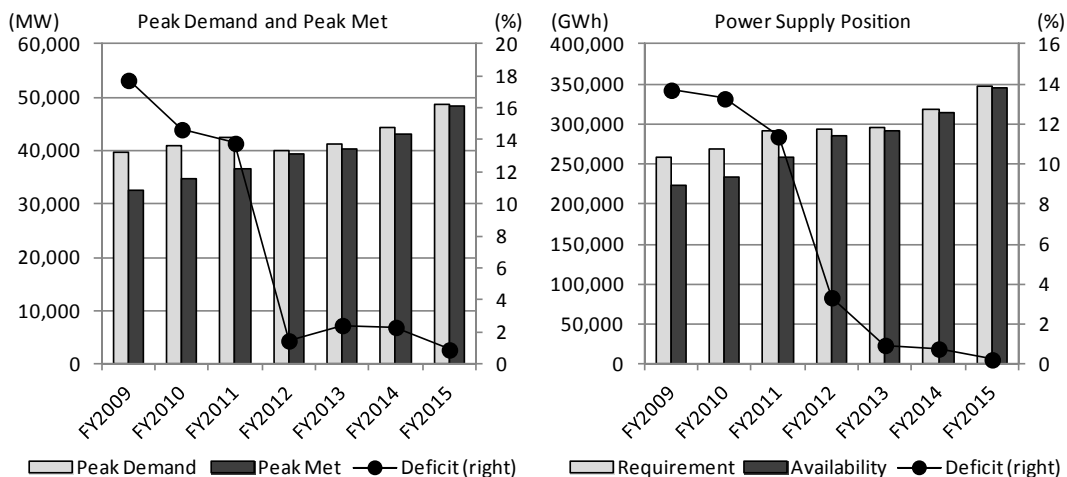
All India



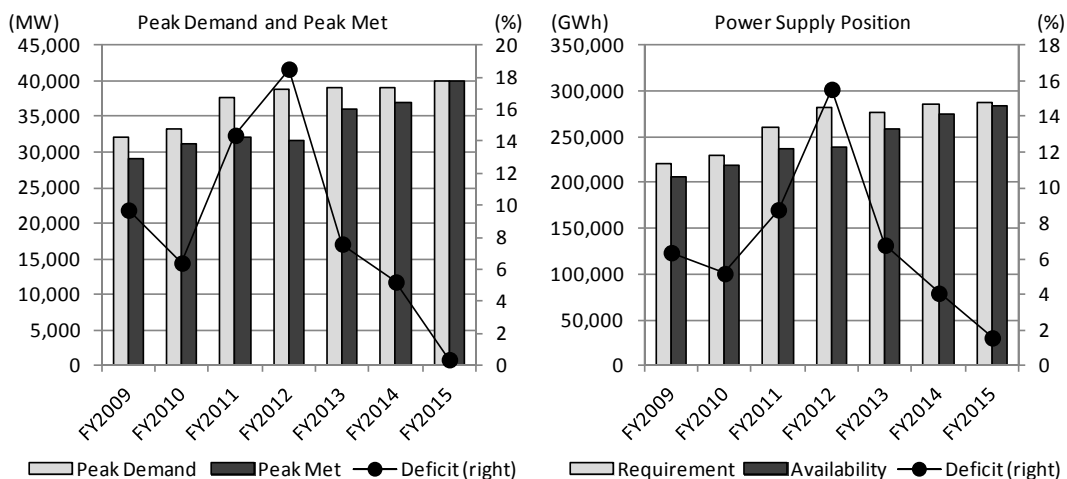
Northern Region



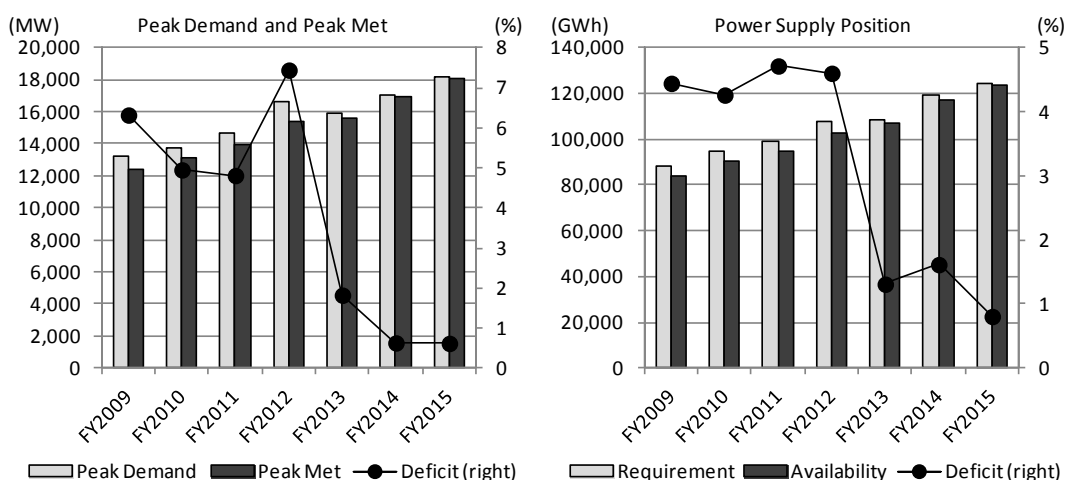
Western Region



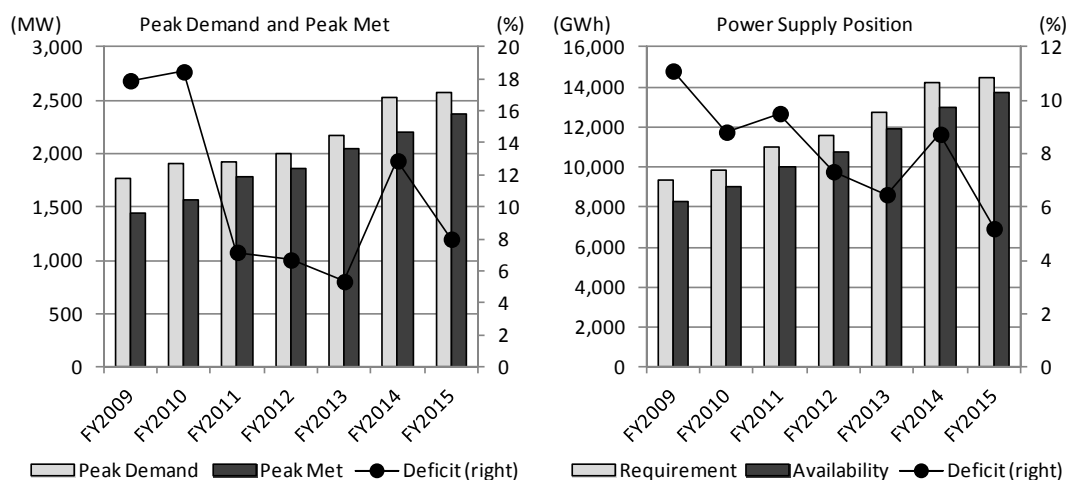
Southern Region



Eastern Region



North-Eastern Region



source: Power Supply Positions, CEA Monthly Report (Appendix 2-1~14)

Figure 2.2.1-2 Power Supply Position in India (Peak and Energy)

3) 発電能力

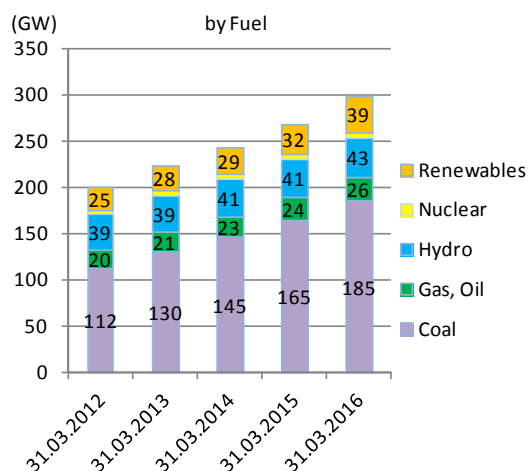
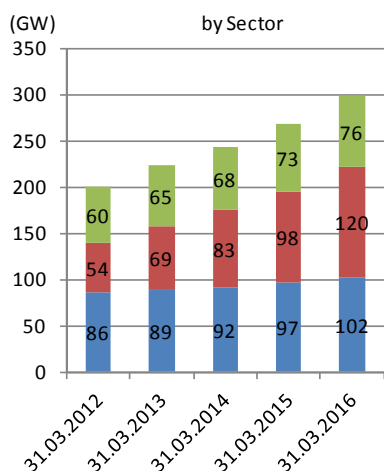
下図に2012年月末から2016年3月末までのセクター別と燃料別の発電能力の状況を示す。インド全体で発電能力は200 GW から 298 GW へと、5年間で98 GW、約5割増加した。

セクター別にみると、州政府が86 GW から 102 GW へと、16 GW、2割弱の増加、民間が54 GW から 120 GW へと、66 GW、120%強の増加、連邦政府が60 GW から 76 GW へと、16 GW、27%の増加となった。インド全体の発電能力増加分の約3分の2を民間が担った。民間の発電能力が急増している要因の1つとして、2005年度から電力省が開始した Ultra Mega Power Projects (UMPP(s))がある。これは石炭鉱山の坑口および沿岸部に1カ所4GW以上の発電能力を有する石炭火力を建設するプロジェクトで、主に民間が入札で参加する制度である。UMPPsは Gujarat 州 Mundra (Tata Power)、Madhya Pradesh 州 Sasan (Reliance Power)、Andra Pradesh 州 Krishpattnam (ditto) および Jharkhand 州 Tilaya (ditto) の4カ所が入札が実施されたが、現在、運転を行っているのは Mundra と Sasan の2カ所だけである。ただし、UMPPも期待されたが現状2カ所にとどまるうえ、現在は必要性が議論されている。

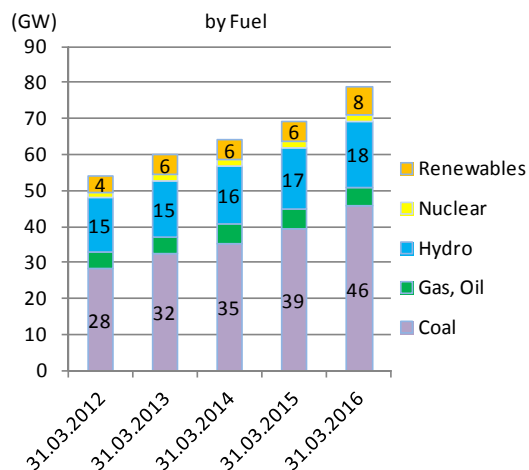
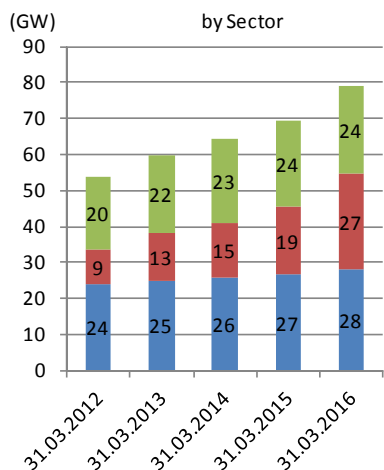
燃料別にみると、石炭が112 GW から 185 GW へと、73 GW、65%の増加、天然ガス・石油が20 GW から 26 GW へと、6 GW、30%の増加、水力が39 GW から 43 GW へと4 GW、10%の増加、原子力が25 GW から 39 GW へと、14 GW、56%の増加となった。インド全体の発電能力増加分の約4分の3を石炭火力が担った。

地域別にみると(連邦政府からの割当分を含む)、北部が54 GW から 79 GW へと、25 GW、46%の増加、西部が64 GW から 106 GW へと、42 GW、66%の増加、南部が53 GW から 74 GW へと、21 GW、40%の増加、東部が26 GW から 36 GW へと、10 GW、38%の増加、北東部が2.5 GW から 3.5 GW へと1 GW、40%の増加となった。インド全体の発電能力増加分の25%を北部が、43%を西部が、21%を南部が、10%を東部が担った。

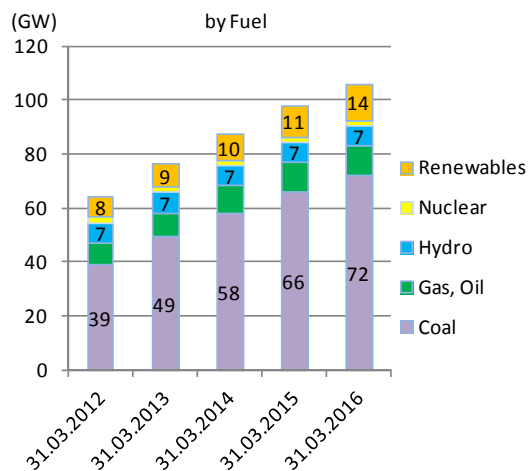
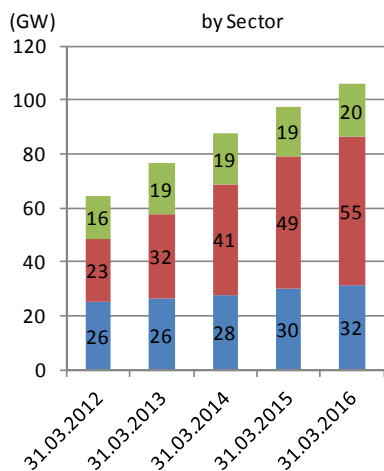
All India



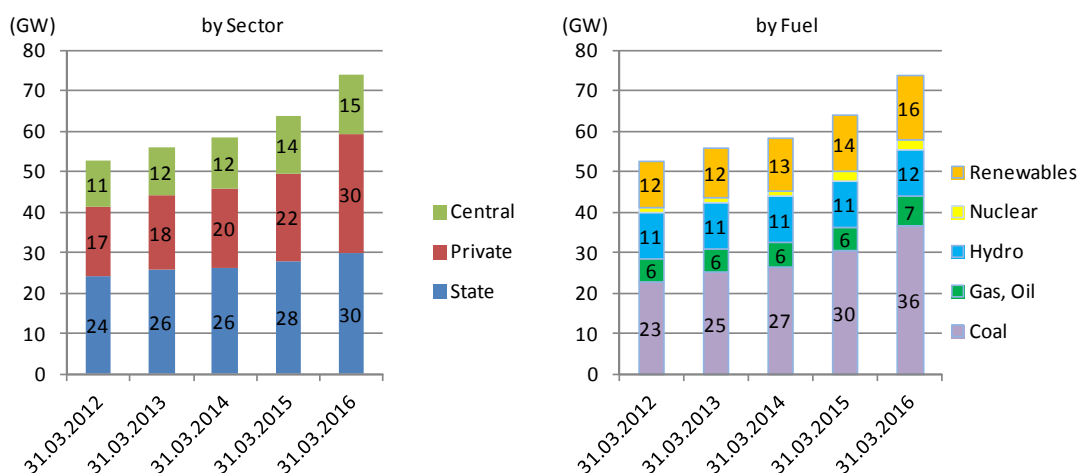
Northern Region



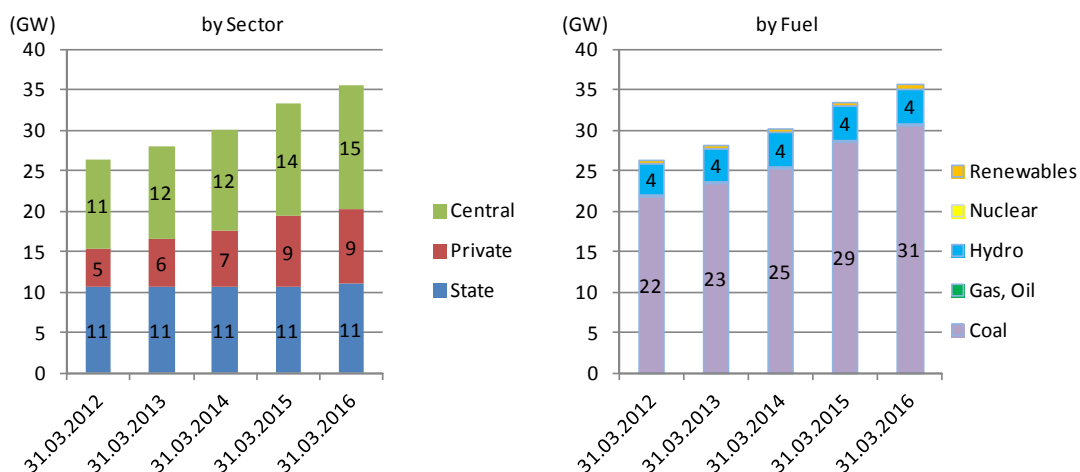
Western Region



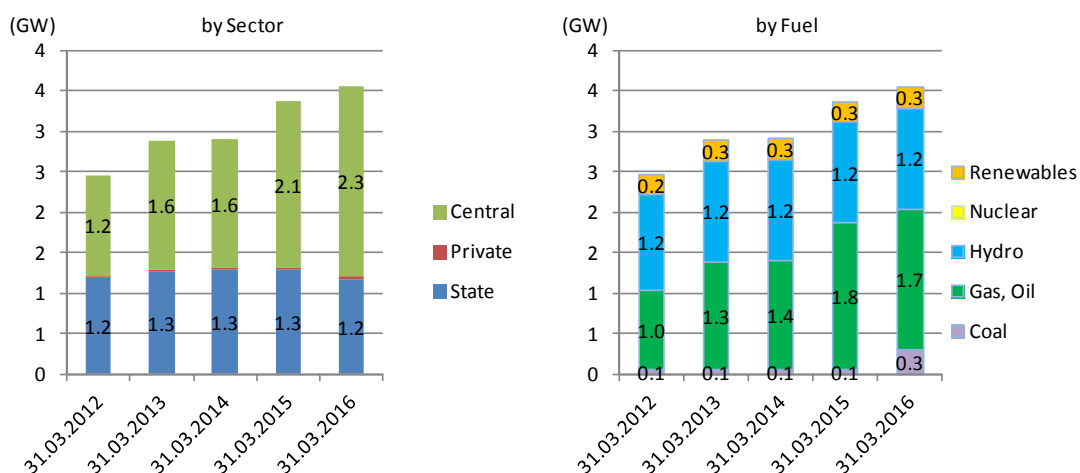
Southern Region



Eastern Region



North-Eastern Region

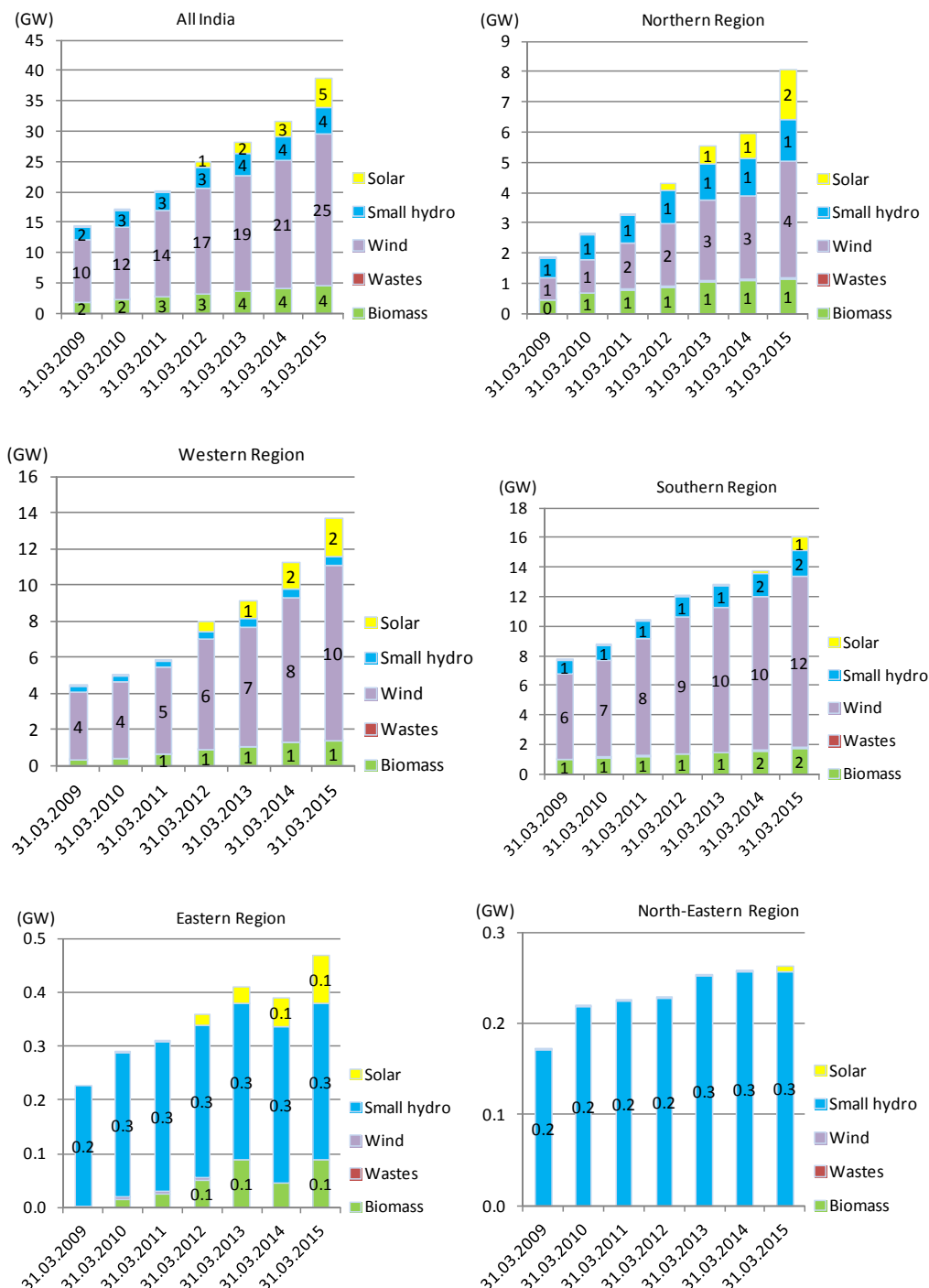


source: Executive Summary, CEA Monthly Report (Appendix 2-15~19)

Figure 2.2.1-3 Power Generation capacity in India

下図に 2009 年 3 月末から 2015 年 3 月末までの MNRE 管轄の非在来型再生可能エネルギー発電能力の推移を示す。インド全体では 2009 年 3 月末時点で 14 GW であったものが、2015 年 3 月末時点では 39 GW となり、25 GW、約 180 %の増加となっている。燃料別にみると、風力の割合が高いが、近年、太陽光が急速に増加している。

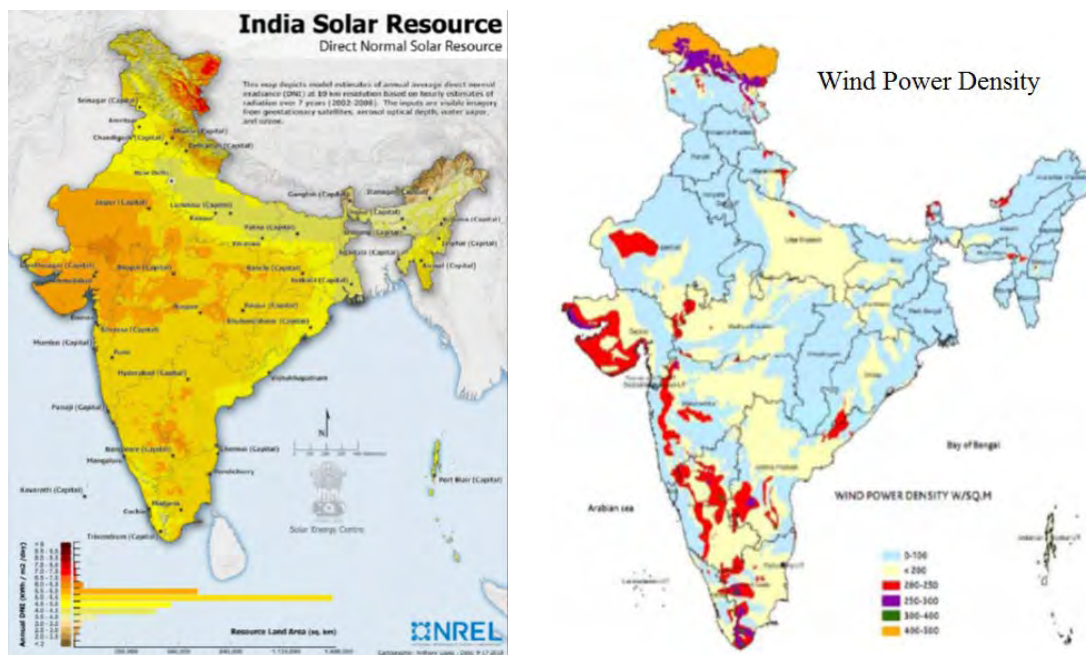
地域別にみると、北部、西部および南部でインド全体の非在来型再生可能エネルギー発電能力の 97 %を占めている。



source: Energy Statistics 2011-2016, Ministry of Statistics and Programme Implementation, GOI (Appendix 2-20~25)

Figure 2.2.1-4 Non-Conventional Renewable Power Generation Capacity in India

以下にインドの太陽光資源と風力密度の分布図を示す。



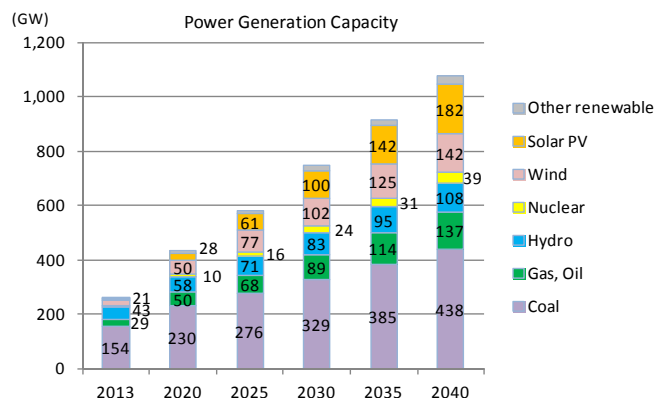
source: Energy Statistics 2011, 2012, Ministry of Statistics and Programme Implementation, GOI (Appendix 2-20,21)

Figure 2.2.1-5 Solar Resources and Wind Power Density in India

下図に IEA の World Energy Outlook 2015 (Appendix 2-64) によるインドの発電能力の予測を示す。WEO の New Policy Scenario の前提の 1 つには、Modi 政権が打ち出した 2022 年までに再生可能エネルギー発電能力（大規模水力を除く）175 GW 達成が盛り込まれている。

インドの発電能力は 2013 年の 263 GW から 2040 年には 1,076 GW に達する予測である。

2040 年時点で最も発電能力が大きいのは石炭の 438 GW である。石炭は 2013 年時点では発電能力の約 6 割を占めていたが、2040 年時点で約 4 割になる予測である。一方、太陽光は 2013 年の 3 GW から 2040 年には 182 GW へ、風力も同様に 21 GW から 142 GW へと大きく増加する予測である。



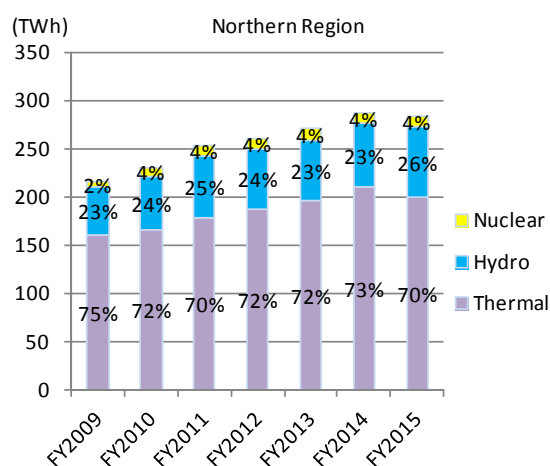
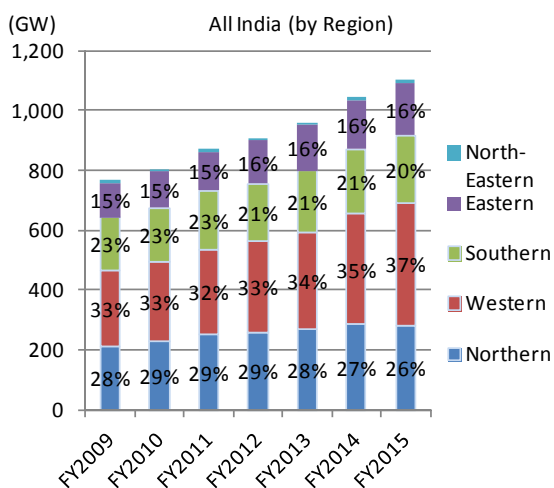
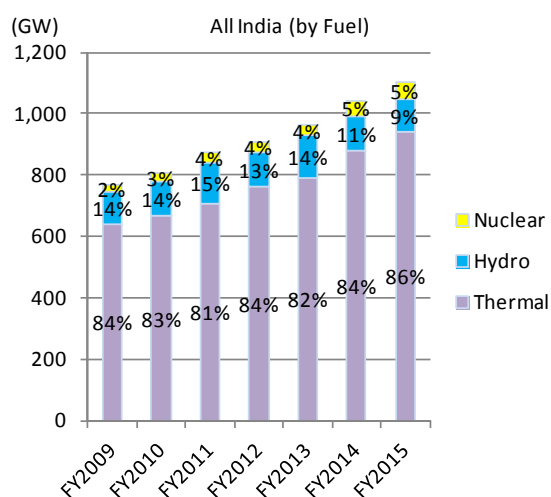
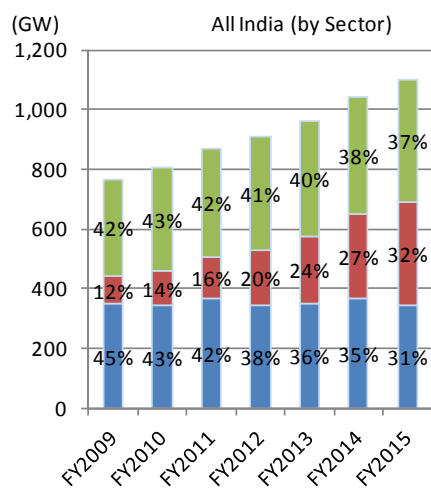
source: New Policy Scenario, World Energy Outlook 2015, IEA (Appendix 2-64)

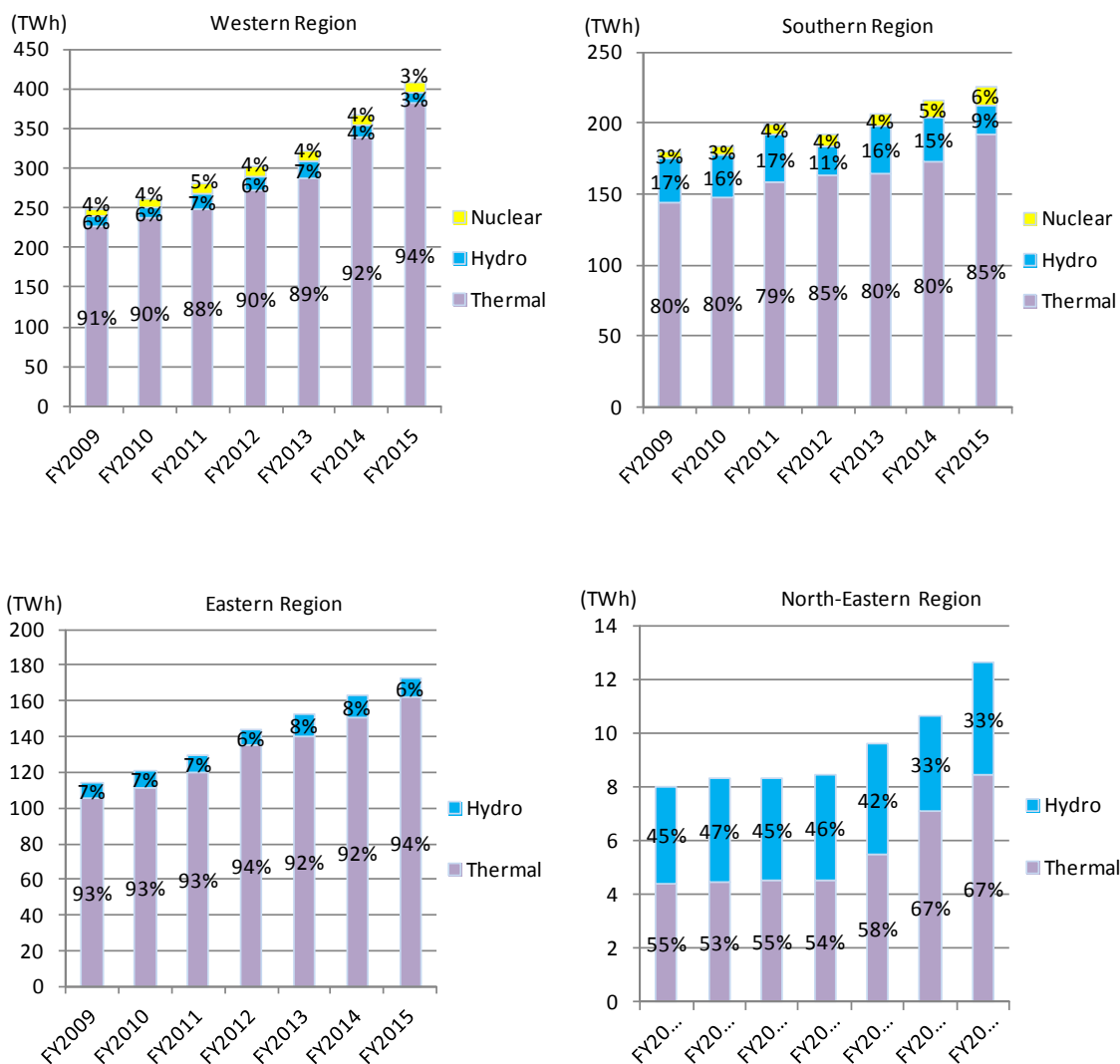
Figure 2.2.1-6 Power Generation Capacity Outlook in India

4) 発電

下図にインドの 2009 年度から 2015 年度までのセクター別燃料別発電電力（新・再生可能エネルギー省管轄の非在来型再生可能エネルギーを除く）の推移を示す。インド全体の発電電力は 2009 年度の 766 TWh から 2015 年度には 1,103 TWh へと、337 TWh、44 %の増加となった。セクター別にみると、民間の発電電力が大きく増加しており、2015 年度では州政府、民間、連邦政府の発電比率がほぼ等しい状況になっている。燃料別にみると、石炭火力のシェアが 8 割を超えている。

2015 年度の発電量のシェアを地域別にみると、西部が 37 %と最も高く、次いで北部が 26 %、南部が 20 %、東部が 16 %となっている。地域別燃料別にみると、石炭のシェアは西部と東部が 9 割台、南部が 8 割台、北部が 7 割台となっている。

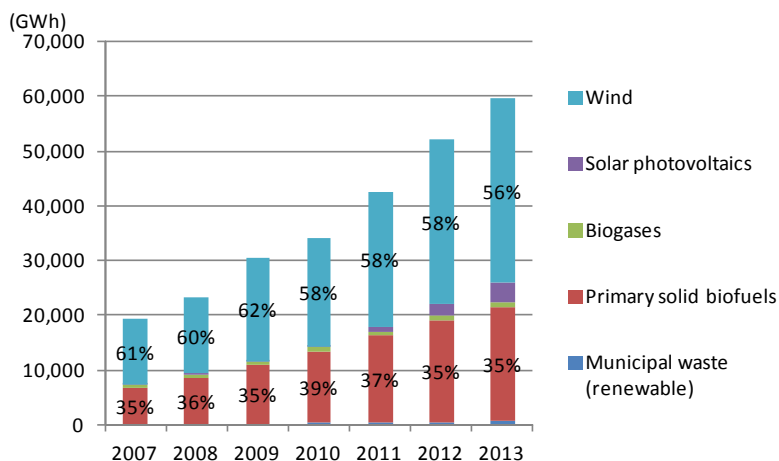




source: Generation Review, CEA Monthly Report (Appendix 2-26~32)

Figure 2.2.1-7 Power Generation in India (excluding Non-Conventional Renewables)

下図に IEA の統計をもとに、2007 年から 2013 年までの水力を除く再生可能エネルギーによる発電電力の推移をみる。インド全体の水力を除く再生可能エネルギー発電電力は 2007 年の 19 TWh から 2013 年には 59 TWh へと、40 TWh、約 210%増加した。燃料別にみると、バイオマスと風力合計したシェアが 9 割を超えている。



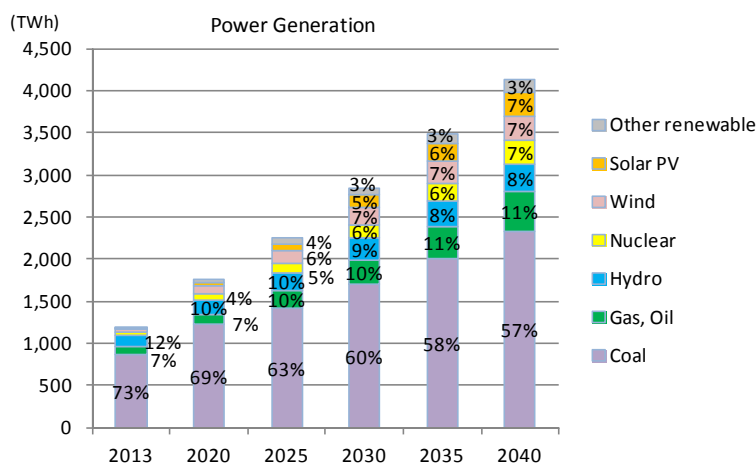
source: World Energy Balances 2016, IEA Database

Figure 2.2.1-8 Non-Conventional Renewable Power Generation in India (excluding Hydro)

下図に IEA の World Energy Outlook 2015 (Appendix 2-64) によるインドの発電電力の予測を示す。

インドの発電電力は 2013 年の 1,193 TWh から年平均 4.7% 増加して 2040 年には 4,124 TWh に達する予測である。

2013 年と 2040 年の燃料別シェアを比較すると、石炭は 73% から 57% に減少、天然ガス・石油は 7% から 11% に上昇、水力は 12% から 8% に減少、原子力は 3% から 7% に増加する予測である。一方、同様に非在来型再生可能エネルギーをみると、太陽光は 0.3% から 7% に増加、風力も 3% から 7% に増加する予測である。



source: New Policy Scenario, World Energy Outlook 2015, IEA (Appendix 2-64)

Figure 2.2.1-9 Power Generation Outlook in India

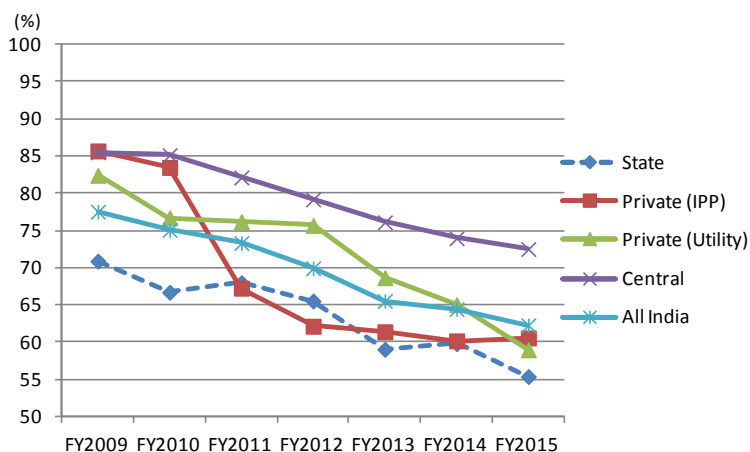
5) 石炭火力発電所の年負荷率 (plant load factor)

下図に 2009 年度から 2015 年度までのインド石炭火力の年負荷率を示す。

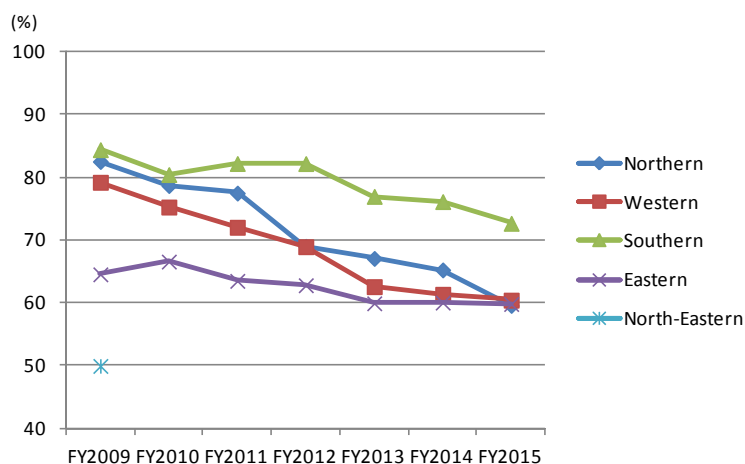
全てのセクターで石炭火力の年負荷率は低下傾向にある。また、地域別にみても全ての地域で石炭火力の年負荷率は低下傾向にある。

この要因として、従来は、発電所への石炭のリンケージ・割り当てはが十分でなかったこと、多額の負債を抱えた配電会社が電力の購入を控えていたことなどが挙げられていた。しかし、最近の傾向をみると、発電能力が急激に増加したにも関わらず、ピーク需要、電力需要がさほど増加しなかったことが背景にある。インド全体の発電能力をみると、2012 年 3 月時点で 200 GW であったものが 2016 年 3 月末には 298 GW へと 149 %増加した一方、ピーク需要は 2011 年度の 130 GW から 2015 年度の 153 GW へと 118%増加、電力需要は 2011 年度の 937 GWh から 2015 年度の 1,114 GWh へと 119 %増加にとどまっている。

All India



By Region



Note: 12th Plan: up to March 2016

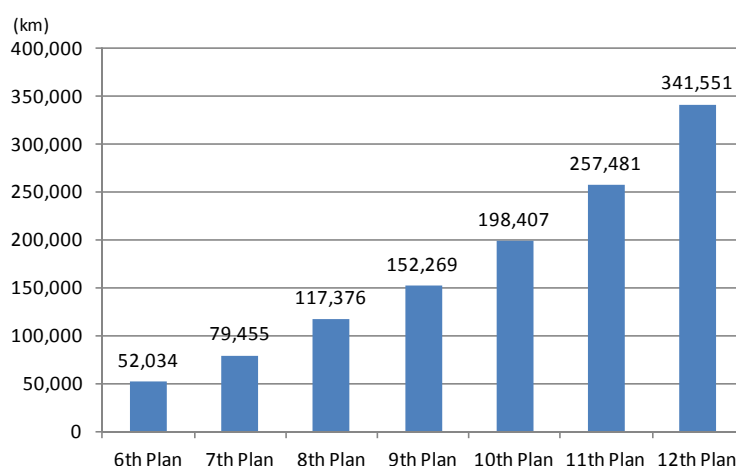
source: Transmission Reports, CEA Monthly Report (Appendix 2-54)

Figure 2.2.1-10 Progress of Transmission Lines in India (Cumulative)

6) 送電

MoP¹⁰によると、インドには州レベルの送電会社が 36 社、連邦政府の送電会社が 1 社存在する。

下図に第 6 次 5 年計画末から 2016 年 3 月末までの電圧別の設置距離を示す。全電圧合計で第 6 次 5 年計画末時点の送電線距離は 52,034 km であったが、第 7 次 5 年計画末時点で 79,455 km (27,421 km 増加)、第 8 次 5 年計画末時点で 117,376 km (37,921 km 増加)、第 9 次 5 年計画末時点で 152,269 km (34,893 km 増加)、第 10 次 5 年計画末時点で 198,407 km (46,138 km 増加)、第 11 次 5 年計画末時点で 257,481 km (59,074 km 増加)、第 12 次 5 年計画は 2016 年 3 月末時点で 341,551 km (84,070 km 増加) となっている。



Note: 12th Plan: up to March 2016

source: Transmission Reports, CEA Monthly Report (Appendix 2-54)

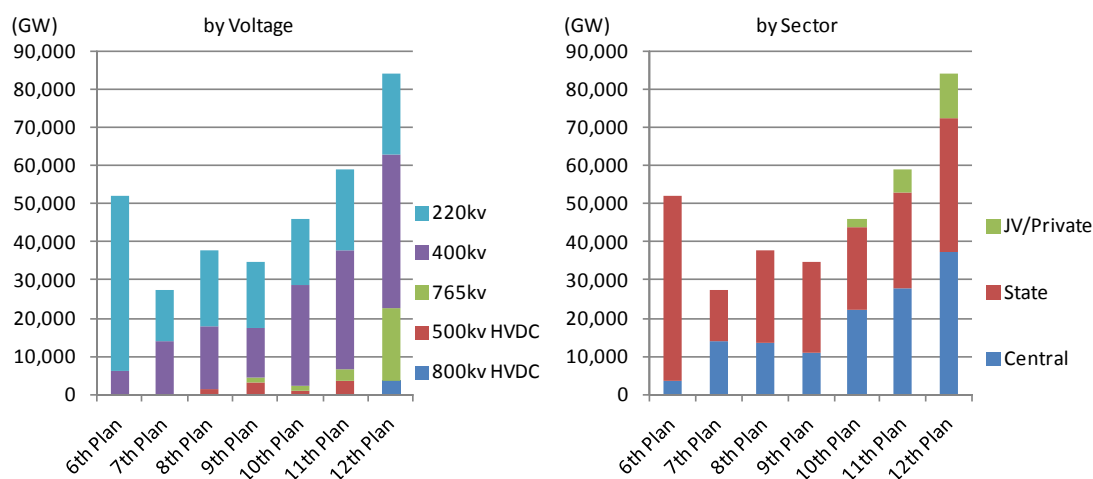
Figure 2.2.1-11 Progress of Transmission Lines in India (Cumulative)

下図に各 5 年計画において追加された送電線の距離を電圧別、セクター別に示す。

±500 kv HVDC 線は第 8 次 5 年計画から、±800 kv HVDC 線は第 12 次 5 年計画から導入されている。

セクター別にみると、かつて送電線整備の主体は主に州政府であったが、近年は連邦政府の役割が増加している。電力省は民間参加を通じて送電システムの開発・強化を目的として、料金入札制度による Independent Transmission Projects を展開しており、第 10 次 5 年計画から JV・民間による送電線整備も行われている。民間で送電プロジェクトに参加している会社として、Sterlite Power Transmission Limited がある。

¹⁰ <http://powermin.nic.in/en/content/transmission-companies>



source: Transmission Reports, CEA Monthly Report (Appendix 2-54)

Figure 2.2.1-12 New Transmission Line addition in Each Five Year Plan

7) 配電

配電は州政府の専管事項であるが、連邦政府は州に対して配電部門の効率改善等に様々な支援を行っている。

- Integrated Power Development Scheme (IPDS)
 - ✓ 都市部における送配電ネットワークの強化
 - ✓ 都市部における配電変圧器、フィーダー、消費のメーターリング
 - ✓ 配電部門における IT の活用と配電ネットワークの強化
- Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY)
 - ✓ 農業用とその他用のフィーダーの分離
 - ✓ 地方における送配電ネットワークの強化
 - ✓ 地方における配電変圧器、フィーダー、消費のメーターリング
 - ✓ 地方電化
- National Electricity Fund (NEF)
 - ✓ Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) および Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme (R-APDRP) プロジェクト対象外の配電ネットワーク強化のために、配電会社（公営および民間）に対して融資金利を補助
- Financial Restructuring Scheme
 - ✓ 会議派政権時の政府は過去、数回、配電会社の負債削減を試みてきた。配電会社トータルの負債が INR 2.4 兆に達していた 2012 年 10 月、会議派政権は、州営配電会社の財務を改善する Financial Restructuring of State Distribution Companies (Discoms) を通達し、連邦政府は Transitional Finance Mechanism で支援した (Financial Restructuring Package (FRP))。このスキームでは、州政府は、未払いとなっている短期負債の 50% の引き受け、州営配電会社は州政府保証の債券を発行、さらに電気料金の合理化が求められた。州政府はこのスキームに従わなかった場合でもペナルティがなかったため、このスキームは機能せず、多くの州営配電会社は電気料金の引き上げがなされずに未

払い負債が積み上がった。

- ✓ 2015 年、インド人民党（BJP）政権の政府は新しい再建スキーム Ujwal DISCOM Assurance Yojana (UDAY) を開始した。配電会社の財政再建を行って、赤字問題を恒久的に解決することを目的としている。2015 年 9 月 30 日までに、州政府に負債の 75% を引き受けて証券化し、これを販売して貸主に返済することを認めた。配電会社は自社の負債の残りの 25% を証券化してこれを販売する。配電会社は Renewable Purchase Obligation (RPO) の義務を負い、電気料金引き上げや AT&C Losses の削減といった実績を残さなければならない。要求事項を達成した州には、通達価格での追加石炭供給、NTPC その他連邦政府会社からの低コスト電力の供給がなされ、要求事項を達成しなかった州は、IPDS や DDUGJY の請求権がはく奪される。
- ✓ UDAY スキームはまだ途上にある。

a) 地方電化の状況

各年度末時点（3 月末）における電化された村落の比率を以下に示す。2015 年度末（2016 年 3 月）時点で電化された村落の比率は 98.1% に達している。¹¹

Table 2.2.1-2 Villages electrified in India

	FY2010	FY2011	FY2012	FY2013	FY2015	FY2015
Villages electrified	92.1%	93.9%	95.9%	96.5%	96.9%	98.1%

source: Electrification Report, CEA (Appendix 2-55-59)

ただし、上記は電化された村落の比率であって、電化された地域の住民すべてが電力にアクセス出来る訳ではない。IEA によると、下表に示すように 2013 年時点で依然として 2 億人以上の国民が電力にアクセスできない状況である。

Table 2.2.1-3 Electricity Access in India

Description	2011	2013
Population without electricity (million)	306.1	237.4
National Electrification rate	75%	81%
Urban electrification rate	94%	96%
Rural electrification rate	67%	74%

source: Electricity Access Database, World Energy Outlook 2013 & 2015, IEA (Appendix 2-60,61)

b) 州営配電会社のレーティング

MoP は 2013 年から格付け会社に委託して 21 州 40 社の州営配電会社のレーティングを行っている。これは、Financial Restructuring Package (FRP) 時に電力会社が大幅な赤字と陥っていたような場合に、配電会社に融資している銀行その他金融機関に、配電会社の資金的リスクを想起させることが目的であった。2016 年 6 月に発表された第 4 回調査の概要は以下の

¹¹ 電化された村落の定義は、「2.3.5 地方電化：DDUGJY」を参照。

とおり。なお、最高ランクの3社についても、依然として州政府からの支援が存在する。

Table 2.2.1-4 Grading scale and grades of state Discom(s)

Score Distribution	Grade	No. of Utilities	States	Grading Definition
Between 80 and 100	A+	3	GJ (DGVCL MGVCL, UGVCL)	Very High Operational and Financial Performance Capability
Between 65 and 80	A	6	KN (MESCOM, BESCO, CHESCO), UK(UT.PCL) TS(TSSPDCL)	High Operational and Financial Performance Capability
Between 50 and 65	B+	10	PJ (PSEB), HP(HPSEB), AP(APEPDCL), CH(CSPDCL), MS(MSEDCL), WB(WBSEDCL), TS(TSNPDCL) BH(SBPDCL), KR(KSEB), KN(HESCO)	Moderate Operational and Financial Performance Capability
Between 35 and 50	B	8	MP(MP Purv Keshetra VVCL, MP Mad Keshetra VVCL), AP(APSPDCL), AS(APDCL), BH(NBPDCL), UP(Pash VVNL), KN(GESCO)	Below Average Operational and Financial Performance Capability
Between 20 and 35	C+	8	HA(DHBVNL), UP(KESCO, DVVNL), RJ(JDVVNL), HA(UHBVNL), RJ(AVVNL, JVVNL), TN(TANGEDCO),	Low Operational and Financial Performance Capability
Between 0 and 20	C	5	TR(TSECL), JH(JBVNL), UP(PVVNL, MVVNL), Me(MPDCL)	Very Low Operational and Financial Performance Capability

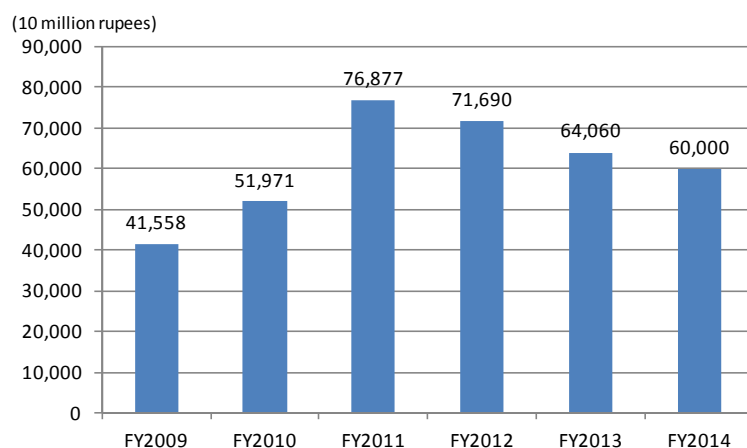
source: State Distribution Utilities Fourth Annual Integrated Rating, MoP, June 2016 (Appendix 2-65)

c) 配電会社累積赤字改善計画

インドでは農業用料金が政策的に安く抑えられ、各州の配電会社は逆ざやの料金体制を強いられることから、多くの会社が赤字に陥る構造となっている。このため、赤字にある配電会社は需要を満たす電力を購入することができず、その結果、発電所では余剰電力があるにもかかわらず停電が発生するという不合理な悪循環が続いている。

下図に2009年度から2014年度までの配電会社の損失を示す。前政権時代の2003年と2012年に州営配電会社負債削減プログラムが実施されたにもかかわらず、過去6年間の累積損失はINR 3兆6,620億に達した¹²。

¹² 2015年3月時点のトータル損失はINR 4.9兆 (Financial Chronicles, Oct.29, 2015)



source: Towards UjwalBharat UDAY: The Story of Reform, November 2015, MoP, MoC, MNRE (Appendix 2-66)

Figure 2.2.1-13 Annual Discom losses and debt

過去 2 回の州営配電会社負債削減プログラムの失敗を受けて、インド人民党政権は 2015 年 11 月、州営配電会社の累積赤字を改善する新しいプログラム UDAY を発表した。これは、州政府が配電会社から 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とともに、残り 25 %は配電会社自身で証券化して売却する。2016 年 6 月時点で、20 の州が UDAY に参画する意向を示し、このうち 12 の州が契約を締結している。中央政府は州の UDAY への参加期限を 2017 年 3 月まで延長し、残りの州へ参画を働きかけている。

最近、UDAY に参加している 15 州の配電会社の損失が縮小する見通しであると報道された¹³。実際の収益から電力供給コストを差し引いたギャップは、2016 年度の Paise 64/ kWh が 2018 年度には Paise 28/ kWh へと半分以下に縮小する見込みである。この結果、これら配電会社の合計損失は 2016 年度の INR 3,7000 億から 2018 年度には INR 2,000 億へと 46%減少する見込みである。

注) 2016 年 12 月時点では、18 州 (Jharkhand 州、Rajasthan 州、Uttar Pradesh 州、Gujarat 州、Bihar 州、Punjab 州、Jammu & Kashmir 州、Haryana 州、Uttarkhand 州、Goa 州、Karnataka 州、Andhra Pradesh 州、Chattisgarh 州、Madhya Pradesh 州、Himachal Pradesh 州、Maharashtra 州、Puducherry 州および Manipur 州) が MOU を締結した。本 PSP 調査でターゲットとしている West Bengal 州、Odisha 州、Telangana 州、Tamil Nadu 州および Kerala 州は MOU 未締結である。(*)

(*MOP は、2017 年 1 月 4 日に Telangana、Assam、2017 年 1 月 9 日に Tamil Nadu が UDAY 締結したと報道。Tamil Nadu で 21 州が参加表明したことになる)

8) 発電による CO₂ 排出量の見通し

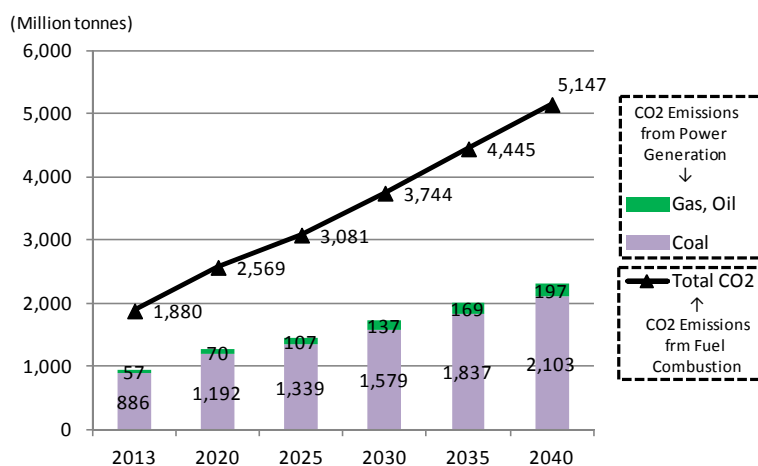
下図に IEA の World Energy Outlook 2015 (Appendix 2-64) による発電による CO₂ 排出量の予

¹³ Business Standard, Oct. 21 2016

http://www.business-standard.com/article/economy-policy/discom-losses-to-halve-by-fy19-crisil-116102000626_1.html

測を示す。

エネルギー起源 CO₂ 排出量は 2013 年の 1,880 百万トンから 2040 年には 5,147 百万トンに増加する予測である。うち、発電部門からの CO₂ 排出量は 2013 年の 943 百万トンから 2040 年には 2,300 百万トンに増加する予測である。エネルギー起源 CO₂ 排出量に占める発電部門のシェアは 2013 年の 50 %から 2040 年には 45 %に低下する予測である。これは 2040 年には発電に占める非化石燃料のシェアが 2013 年比増加するためである。



Note: New Policy Scenario as Central case in India showing 7.5 % GDP growth until 2020, 6.3 % by 2030s.
source: New Policy Scenario, World Energy Outlook 2015, IEA(Appendix 2-64)

Figure 2.2.1-14 CO₂ Emissions Outlook in India

2.2.2 インド電力セクターの規制

(1) かつてのインド電力事業の規制

インドが英国から独立する前の電力事業は The Indian Electricity Act, 1910 で規制されていた。The Indian Electricity Act, 1910 は電力供給の基本的フレームワーク、民間による電力部門の成長が定められていた。したがって、独立前のインド電力産業は主に民間が主体となっていた。

インドは 1947 年、社会主義国として独立した。そして 1948 年に制定された The Electricity (Supply) Act により、インドの電力産業は発電から配電まで垂直統合された州電力公社 (State Electricity Board, SEB) が担うことになった。1975 年には法改正が行われ、連邦政府が発電事業を行うことが可能となった。1990 年に大きな転機となる湾岸戦争が勃発した。湾岸戦争により中東での出稼ぎが困難となったため、インド経済は打撃を受け、当時の政府はこれまで閉鎖的であった経済の対外開放を開始した。1991 年の改正では民間による発電事業が可能となり、同時に Regional Load Dispatch Center が設立された。1998 年の改正では送電部門に民間の参加が可能となった。また、1998 年に制定された The Electricity Regulatory Commissions Act により、連邦電力規制委員会 (CERC) と州電力規制委員会 (SERC) が設立され、電力料金の決定権限が与えられた。

また、いくつかの州の電力改革法も制定された。

しかし、これまでに制定された電力の規制に関する法律では以下の問題点に対処できなくなっていた¹⁴。

- 消費者への電力供給サービスの品質と信頼性を向上するために、競争環境を創り出す必要性
- 規制の制定と適用の分離
- 州により改革法に異なる部分の存在
- 州が勝手に電力の改革法を制定することを防止する必要性
- 電力トレーディング、オープンアクセス、電力に関する紛争の調停機関といった新しい概念を導入する必要性
- 地方に特化した対策

(2) 現在のインドの電力事業の規制（電力法 2003）

上記インド電力部門の規制上の問題に対処するために、2003年にインド電力部門を規制する法律が新たに制定された。電力法 2003（Appendix 2-68）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。電力法 2003 の主な概要は以下のとおり¹⁵。

1) 政府の役割

- 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。
- 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。
- 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

- 政府は全ての村・部落に電力供給を拡大することに努力。
- 地方で発電・配電を行う場合にはライセンスは不要。

3) 事業のライセンス等

a) 発電

- 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）。¹⁶
- グリッド接続の技術基準に従う。

¹⁴ Main Features of Electricity Act, 2003, MoP <http://powermin.nic.in/en/content/electricity-act-2003>

¹⁵ Main Features of Electricity Act, 2003, MoP <http://powermin.nic.in/en/content/electricity-act-2003>

¹⁶ 法令上は不要と規定されているものの、実質的には州政府実施火力発電案件、送電共に、CEA によるレビューが必要となっている（MoP に技術面の審査能力がないため）。

- 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。
- 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。
- 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

- 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。
- 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。
- 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。
- 給電指令所（Load Despatch Centre）、送電会社、送電ライセンスは売買不可。
- 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

- 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。
- 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。
- 電力料金は SERC が決定。
- メーターリングの義務化。
- 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）。
- 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

- 配電会社は、申請受理後 1 か月以内、ないし、配電網延長、substation 新設等の後直ちに、消費者に電力を供給しなければならない。
- 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

- 電力トレーディングをライセンス制で承認。
- 価格操作を防ぐために、規制委員会はマージンに上限。
- 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

- SERC 設立の義務化。
- 複数州でジョイント ERC を設立可。
- 電力紛争調停機関は委員長と 3 名のメンバー。
- 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

- ERC が電力料金を決定。
- 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。
- 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。
- 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。
- ERC は、効率化のための多年度料金(multi year tariff)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。
- 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

- 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。
- 電力設備・電線の技術基準の策定。
- CERC および SERC に対する技術アドバイザー。
- 安全基準の策定。

9) 盗電対策

- 犯罪を罰するというよりは収益の実現に焦点を当てる。
- 盗電に関与した者へのペナルティ。
- 示談制度。
- 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。
- 盗電は刑務所行き。
- 盗電の幫助・教唆も罰則の対象。
- 盗電特別裁判所

10) SEB の改革

- 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。

- 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。
- 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、2016年6月末時点で Kerala 州のみ存在している。

(3) 電力法 2003 の改正

電力法 2003 年は 2003 年 6 月から施行されているが、その後数回改正が行われている。主要な改正点は以下のとおり。

1) 2004 年改正 (Appendix 2-69)

- 州電力規制委員会は、改正法施行 5 年以内に送電のオープン・アクセスに関する規制を制定。

2) 2007 年改正 (Appendix 2-70)

- 文言の修正が多く、電力事業規制を大きく変えるような改正点は見られない。

3) 2010 年通達 (Appendix 2-71)

- 経済特区 (Special Economic Zone) におけるライセンスの規定が追加。

4) 2014 年改正案 (2014 年 12 月にインド下院承認) (Appendix 2-72)

計画委員会は電力部門発展を目的として 2011 年 3 月に Working Group on Power を設立した。Working Group の提言には、以下の観点が含まれており、電力法 2003 を大幅に見直す必要が出てきた。

- 消費者に電力供給先の選択権を与えることにより、配電部門の競争と効率を向上させる。
- 再生可能エネルギー発電の促進
- グリッド安全性の維持
- 料金決定の合理性
- 電力規制委員会の強化

改正案の大きなポイントは、配電部門を電力の輸送事業と販売事業に分けることにある。そのためには電力輸送事業は規制を継続する一方、市場原理を基本とした供給ライセンスを新設する。また、ライセンス保有者は収益の確保、料金の申請が可能となり、電力会社および発電会社が料金の申請を行わない場合には ERC に収益確保のための料金決定権限が与えられる。

さらに、ERC にはアカウントビリティと透明性の向上が求められる。また、一定量以上の電力消費者にはスマート・メーター設置が求められる。

本法案はインド下院を通過したものの、上院は通過していないため、法案の段階であるが、インド電力事業に関して重要な変更点が数多く規定されており、近い将来法律になる可能性があるため、重要と思われる改正点を以下に記す。

- 用語の定義にアンシラリー・サービスが追加。
- 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。

- 国家電力計画に関して、以下の項目が追加。
 - 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
- 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
- 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）。
- 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。
- 水力発電所の定義に多目的水力発電所が追加
- 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。
- 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。
- 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。
- 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。
- 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。
- 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。
- 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。

2.2.3 電力規制委員会の機能

電力規制委員会 (ERC) の設立は Electricity Regulatory Commissions Act, 1998 (Appendix 2-73) が根拠法になっており、同法で機能が規定されていたが、電力法 2003 制定に伴い、ERC の機能は電力法 2003 に包含された。

ERC は中央と各州にある。2つ以上の州または連邦政府と州で共同委員会 (Joint Commission) を設立できる。CERC は MoP、SERC は州電力局の傘下にある。

(1) CERC

電力法 2003 に規定されている CERC の主な機能は以下のとおり。

- a) 連邦政府所有発電会社の料金規制。
- b) 連邦所有発電会社以外の発電会社が、発電に加えて 2 州以上で電力販売を行う場合の料金規制。
- c) 州間 (inter-state) 送電の規制。
- d) 州間送電の料金決定。
- e) 州間送電および電力トレーダーライセンスの発行。
- f) 発電会社と送電会社の接続に関する紛争の審判および調停。
- g) 電力法 2003 の目的に適合する課税。
- h) グリッド基準、グリッドコードの作成。
- i) ライセンス保持者のサービスの品質、継続性、信頼性に関する基準の作成と適用。
- j) 必要性があると判断された場合、州間電力トレーディングマージンの固定。

また、CERC は MoP に対して主に以下の助言も行う。

- k) National Electricity Policy および Tariff Policy の策定。
- l) 電力産業の競争、効率化、経済性促進。
- m) 電力産業への投資促進。

(2) SERC

電力法 2003 に規定されている SERC の主な機能は以下のとおり。

- a) 州内における発電から電力販売までの料金の決定。
オープンアクセスが許可されている場合、州電力規制委員会はオープンアクセス許可者に関する電力輸送チャージおよびサーチャージのみを決定しなければならない。
- b) 配電会社の電力購入および購入手続きの規制。これには電力購入価格が含まれる。
- c) 州内の送配電促進。
- d) 州内のみで操業する送電、配電、電力トレーディングライセンスの発行。
- e) グリッド接続、電力販売に関するやり方を示して、コージェネレーションおよび再生可能エネルギー発電を促進。また、配電エリア内の電力消費量に対する再生可能エネルギー電力の比率を決定。
- f) ライセンス保持者および発電会社間の紛争の審判、調停
- g) 電力法 2003 の目的に適合する課税
- h) グリッド基準、グリッドコードの作成。
- i) ライセンス保持者のサービスの品質、継続性、信頼性に関する基準の作成と適用。
- j) 必要性があると判断された場合、州内の電力トレーディングマージンの固定。

また、州電力規制委員会は州政府に対して主に以下の助言も行う。

- k) 電力産業の競争、効率化、経済性促進。
- l) 電力産業への投資促進。

m) 州電力産業の再組織化、再構築。

SERC は独立した機関で、客観性、透明性、公平性の原則に従って活動することが求められる。しかし、配電会社が赤字の回収を料金改定や補助金での支援といったいくつかの手法で回収しようとするときに、SERC は迅速に扱わず、配電会社料金申請に対して審査が遅いという批判がなされている。

2.2.4 州政府のルール策定権限

電力法 2003 は、州政府の権限を特定することにより、州政府が勝手に州内の電力に関するルールを策定することを防止している。同様に、州電力規制委員会の権限も制限している。

電力法 2003 では、州政府の権限とされているものを以下に例示する。電力産業規制の根幹に触れるものではない。

- ✓ ライセンス申請費
- ✓ ライセンス保持者が他者の資産に与える作業
- ✓ 州電力規制委員会委員長の給与等
- ✓ 州電力規制委員会主要メンバーの人選手続き等
- ✓ 電力法 2003 に特定された州電力規制委員会の権限に基づく州政府への様々な要求等

2.2.5 主要電力政策 : National Electricity Policy

電力法 2003 に基づき、MoP は 2005 年 2 月に National Electricity Policy (MoP の Resolution) (Appendix 2-74) を発表した。National Electricity Policy のポイントは以下のとおり。

(1) 目的および目標

National Electricity Policy は以下の目的、目標を掲げていた。

- 電力へのアクセス : 今後 5 年以内に全ての家庭に電力
- 電力のアベイラビリティ : 2012 年までに需要に適合
- 電力供給の信頼性と品質 : 基準を作成して効率的にリーズナブルな価格で
- 一人当たり電力消費量 : 2012 年までに 1,000kWh/人
- 最低限のライフライン電力消費 : 2012 年までに 1kWh/家庭/日
- 電力部門の財務の健全化
- 消費者の利益保護

(2) National Electricity Plan

CEA は 15 年先を見据えて、5 年間の短期計画を策定する。

現在、National Electricity Plan は見直し中である（2016年7月時点）¹⁷。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 (Appendix 2-75) に盛り込まれている。

- 地域 grid 毎の短期、長期電力需要見通し
- 新規発電、送電を要する地域・場所の提言
- 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。
- 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。
- 発電、送電、配電において様々な技術の適用
- 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

(3) 対処すべき課題

National Electricity Plan は以下の課題に対処する。

- ✓ 地方電化
- ✓ 発電、送電、配電
- ✓ コストの回収とターゲットを絞った補助金
- ✓ 技術開発、R&D
- ✓ 消費者の利益のために競争環境
- ✓ 電力部門プログラムに対する金融、民間の参加
- ✓ 省エネルギー
- ✓ 環境問題
- ✓ 訓練、人的資源の開発
- ✓ コージェネレーション、非在来型資源
- ✓ 消費者利益の保護と品質基準

(4) 課題への取り組み

1) 地方電化

地方電化政策は5年以内に貧困層や社会のマイノリティにも電力を届けることを目的としている。

- ✓ 地方電化システムインフラの創設
- ✓ マイノリティにも注意を払う
- ✓ 地方電化推進のために、Rural Electrification Corporation of India を設立
- ✓ 地方電化のために配電会社がコストを回収できない場合は補助金支給
- ✓ 必要となる立法措置の制定
- ✓ 連邦政府、地方政府、コミュニティ等との協働

¹⁷ 2016年12月にCEAはDraft National Electricity Plan on December 2016を発行し、2017年1月内で意見募集している。重要事項を第2章末に補遺として付記する。

2) 発電

- ✓ 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）
- ✓ 連邦政府は改革を行い新規発電が容易になるような環境を創設
- ✓ 発電能力を増強して必要な供給予備率 5%を確保
- ✓ 新規発電所の建設動向と電力需要動向を常にモニター
- ✓ 水力発電は、
 - ポテンシャルを最大限開発
 - 水力資源の豊富な北東部州、Sikkim 州、Uttarakhand 州、Himachal Pradesh 州および Jammu and Kashmir 州で開発促進
 - 大規模プロジェクトの長期融資制度の実施
 - 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。
 - 連邦政府による州政府の支援
 - 水力発電プロジェクトにより影響を受ける家庭の懸念を解消するために、National Policy on Rehabilitation and Resettlement (R&R) の着実な実施
 - 環境保護のための適切なセーフガード
- ✓ 非在来型エネルギー
 - 民間の参加を促進する適切な施策

3) 送電

- ✓ 連邦政府および州政府の送電会社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
- ✓ 送電部門への民間参加

4) 配電

- ✓ 配電会社変革のための資金的支援
- ✓ 多年度料金制度（Multi-Year Tariff, MYT）をはじめとした投資を呼び込むための環境整備
- ✓ 2004 年 1 月から 5 年以内に配電のオープンアクセス
- ✓ エネルギー診断を通じて、技術的損失と商業的損失を区分
- ✓ 1 つの配電エリアに複数の配電ライセンス導入
- ✓ 2 年以内にメーターによる電力供給
- ✓ IT を活用した顧客管理
- ✓ 技術的損失、盗電防止のために高圧配電
- ✓ 盗電には厳しい手段で臨む

5) サービスコストの回収とターゲットを絞った補助金

- ✓ 貧困ライン以下には、30kWh/月をコストの 50%で供給
- ✓ 相互補助金（Cross-subsidies）の段階的削減
- ✓ 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

2.2.6 主要電力政策：Tariff Policy

(1) Tariff Policy の改正

電力法 2003 に基づき、電力省は Tariff Policy(電力省の Resolution)を公表している。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 が改正されている。2016 年 1 月の改正 (Appendix 2-75) では、4E (Electricity for all、Efficiency to ensure affordable tariffs、Environment for a sustainable future、Ease of doing business to attract investments and ensure financial viability) に焦点を当てて、大規模な改正が行われた。改正のポイントは以下のとおり¹⁸。

- Electricity
 - ✓ 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。
 - ✓ 遠隔地の村落にはグリッドが届くまで、マイクログリッドにより電力を供給。
 - ✓ 選炭で除去されたボタ（洗炭 rejects）を使用した発電により、石炭採鉱近くの人に電力を供給。

- Efficiency
 - ✓ 既存発電所の拡張により、消費者向け電力コストを削減。
 - ✓ 電力コストを引き下げるために、要求外（un-requisitioned）電力の販売。
 - ✓ 送電プロジェクトは低コストで早期完成を目的として、競争入札で実施。
 - ✓ 時刻別料金、盗電防止、ネットメーターリングを目的として、早期にスマート・メーターを設置。
 - ✓ インド全体で電力にアクセスできるように、送電能力を増強して電力コストを削減。

- Environment
 - ✓ **Renewable Power Obligation (RPO)**
再生可能エネルギー発電の促進およびエネルギー安全保障のために、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。
 - ✓ **Renewable Generation Obligation (RGO)**
新規石炭・褐炭火力発電所は、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購入。
 - ✓ 再生可能エネルギー電力と PPA が期限切れまたは利用期限が終了した発電所からの電力を抱き合わせることによって、再生可能エネルギー電力を供給。
 - ✓ 太陽光および風力には、州間送電チャージは課せられない。
 - ✓ Swachh Bharat Mission
廃棄物発電所で発電された電力の 100 %購入を促進。
 - ✓ きれいな飲料水を供給し、ガンジス川などの河川の汚染を減らすために、汚水処理施設から 50 km 以内の火力発電所は、汚水処理施設で処理された水を使用。

¹⁸ MoP (Appendix 2-76)

- ✓ 35年（+規制局により15年延長）の長期PPAの締結、競争入札による電力調達を水力発電に対して2022年8月15日まで引き続き免除する、等の処置によって水力発電所を促進する。すなわち、水力には配電会社の競争入札による調達義務が2022年まで引き続き免除され、電力規制委員会の規制料金が許容される。
 - ✓ 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。
- Ease of Doing Business
 - ✓ 投資を促進して、Odisha州、West Bengal州、Jharkhand州、Chhattisgarh州といった石炭資源の豊富な東部の州の雇用を創出する。州には、配電会社が購入する電力の35%までを規制委員会が制定する規制料金（regulated tariff）とすることが認められる。
 - ✓ 競争入札で実施されるプロジェクトでは、税金等を上乗せすることを認めることにより、市場の不確実性を除去。
 - ✓ CERCが、他州に10%以上の電力を販売する場合の料金を決定。

(2) Tariff Policy 2016 の概要

Tariff Policy には電力料金設定のための具体的な手法が記載されている。ポイントは以下のとおり。発電に関しては、主に水力と再生可能エネルギー発電に関する項目を抽出する。

1) 料金規制一般

- 配電会社が競争入札で電力を購入する場合には、MoP が定めたタリフベースの入札手続きガイドラインに従う。
- 配電会社が必要とする将来の電力は全て競争入札で購入しなければならない。例外は、既存発電所の拡張または州政府所有・コントロールする場合であるが、民間デベロッパーによる拡張は1回限り、既存の発電能力の100%を超えない場合に認められる。
- 拡張プロジェクトは既存インフラ、高効率・新技術を使用するメリットを消費者に料金を通じて還元しなければならない。
- 州政府が投資する再生可能エネルギーを含む新規発電所については、配電会社は発電能力の最大35%を、電力法2003第62条に基づいてSERCが設定した料金で購入することができる。ただし、長期PPAにて州外から購入する電力の15%は35%に含まれない。
- 連邦政府会社の新規発電、送電プロジェクトの料金は、Tariff Policy 2006に基づく競争入札をベースとする。さらに、州政府が競争入札で実施する州内送電プロジェクトの料金は、SERCが決定した料金を上限とする。
- 揚水発電を含む水力発電デベロッパーは、以下の条件を満たす場合に、ERCがコストに基づいて決定する長期PPA価格を選択できる。
 - ✓ ERCが、州政府が透明性を持った次の2段階を満たした上で事業者に地点を付与したと判断した場合。第1段階として事前審査（財務の健全性、過去同規模インフラ開発経験（コスト・期間内完工実績）、収支）、第2段階として単一の量的判断基準による入札（州への無償電力割合（free power）、州政府参画割合など）
 - ✓ 2022年8月15日までに、電力法2003第8条に基づくCEAの許可取得、ファイナンス

クローズ、配電会社と 35 年以上の長期 PPA 締結。

- ✓ 長期 PPA は設計発電能力の 60 %以上で、残りはマーケットへの売電が認められている。ERC が配電会社は 35 年の長期 PPA を既存の契約内容でさらに 15 年間延長することを承認している。なお、特段の事情が契約に記載されていない限り、揚水発電にも適用される。
- ✓ 全ての水力発電プロジェクトの運転開始は承認日から 4 年以内とする。ただし、相当の理由のある場合、100 MW 以上のプロジェクトについては、ERC は 4 年を延長することができる。ERC は CEA と協議の上、合意された運転開始スケジュールから遅延した場合にはペナルティを課す。デベロッパーの責に帰さない事由によりプロジェクトが遅延した場合には、ERC は CEA の承認を得て、建設期間中の金利 (Interest During Construction, IDC) と融資コスト (Financing Cost, FC) のみを料金に転嫁できる。
- ✓ 機器の供給および建設の入札は、国際競争入札基準に則って実施されなければならない。
- 既に 100 MW 以上の水力発電地点を事前に設定された透明な手続きで落札した水力発電デベロッパーは、ERC にコストプラスベースの長期 PPA での契約を選択する権利を有する。
- 水力発電プロジェクトの場合、ERC は以下の基準に則って料金を決定しなければならない。
 - ✓ 水力発電プロジェクトのサイトを取得するために、デベロッパーが支出した金額は料金に転嫁してはならない。
 - ✓ プロジェクトコストには現行の National Rehabilitation & Resettlement Policy に則って承認された R&R 計画に基づくコストが含まれる。
 - National Rehabilitation & Resettlement Policy currently in force;
 - R&R package as enclosed at appendix.
 - ✓ 固定料金 (Fixed Charge) は、合計販売可能電力に占める長期 PPA で販売可能電力の割合に応じて決定される。合計販売可能電力は発電所の設計発電量から以下のものを差し引いたものである。
 - ホスト州と水利権を有する州向けの無償電力 (free power)、および州政府が設立した Local Area Development Fund への供与部分。
 - プロジェクトの運転開始から 10 年間、プロジェクトで影響を受ける家庭 (Project Affected Family) 向けに供給する 100 kWh/ 月の無料電力。
- ERC は、初年度の料金高を避けるために、水力発電デベロッパーに対して規定上の支援 (incentives) を提供しなければならない。
- できるだけ早く、多くのプレーヤーが電力産業に参入して競争し、サービスの品質を向上させる状況を作り出さなければならない。
- 政府および ERC は、全ての実コストを回収できる発電、送電、配電計画を策定しなければならない。
- 料金は発電、送電、配電に共通する以下のコストに基づいて決定される。
 - ✓ Return on Investment
CERC が適宜通知。
 - ✓ Equity Norms

Debt: Equity ratio of 70:30

- ✓ Depreciation
CERC が適宜通知。
 - ✓ Cost of Debt
料金引き下げという観点を持つこと。
 - ✓ Cost of Management of Foreign Exchange Risk
ヘッジ、スワップコストを除いて、為替変動によるコストは転嫁してはならない。
 - ✓ Operating Norms
CERC が CEA と協議の上、適宜通知。
 - ✓ Renovation and Modernization
ERC が適切なコスト (capital cost) を評価。
 - ✓ Multi Year Tariff
電力法 2003 に基づき、ERC が決定。
 - ✓ Benefits under Clean Development Mechanism (CDM)
考慮すること。
 - ✓ Composite Scheme
発電会社が所在州以外の配電会社に能力の 10 %以上の電力販売を行う場合は、CERC が料金 (tariff) を決定。
- REC は 1 MW 以上の消費者向けにオープンアクセスの導入を認定しなければならない。

2) 発電

- 配電会社は将来に必要な電力は競争入札で購入しなければならない。ベースロードとピーク電力を分けて購入しなければならない。
- ERC は、peak、off-peak に対して異なる時刻別料金(Fixed Charges)を導入しなければならない。
- PPA は発電事業者に対する支払を確保したものでなければならない。
- 入札完了後に政府が税金等を導入・引き上げを行った場合は、PPA に特段の記載がない限り、法の変更とみなされる。
- 再生可能エネルギー発電
 - ✓ ERC は、資源量、料金に与える影響を考慮して、配電エリアの電力消費量に対する最低限の再生可能エネルギー電力の購入比率を設定する。SERC が料金決定の際に再生可能エネルギー電力のコストを考慮しなければならない。MoP は MNRE と協議の上、長期的な Renewable Purchase Obligations (RPO) を策定しなければならない。
 - SERC は、2022 年 3 月または MoP が通知する期限までに、水力を除いた電力消費量の 8 %を太陽エネルギーから購入しなければならない。
 - 配電会社は州内の廃棄物発電電力 100 %を購入する義務を負う。
 - 再生可能エネルギー発電会社は、地元の配電会社に在来型電力の料金で販売し、再生可能エネルギー証書 (Renewable Energy Certificate, REC) を他の配電会社や再生可能エネルギー電力の購入義務を負う組織に販売してバランスをとること

ができる。また太陽光に特化した REC メカニズムもあるべきである。

- ERC は、新しい再生可能エネルギー技術促進のために、REC を活用した規制フレームを提供できる。
- ✓ 州政府は、電力料金を低く維持するために、廃棄物発電を除いた再生可能エネルギー電力を競争入札で購入しなければならない。配電会社は定められた能力以上の電力を購入する場合は競争入札を行わなければならない。ERC は再生可能エネルギー電力の料金決定に際して、地域ごとに異なる照度や風力密度を考慮し、メリットを消費者に還元しなければならない¹⁹。
- ✓ CERC は、再生可能エネルギーのような出力変動電源で、競争入札が実施されない場合の電力価格のガイドラインを定めなければならない。CERC はカテゴリー毎の上限価格を定めなければならない。
- ✓ 配電会社が再生可能エネルギー電力を購入するためのインセンティブとするために、MoP は適宜、再生可能エネルギー入札基準を通知し、PPA の期間や発電所の運転寿命の間、料金が段階的に上昇するようにしなければならない。
- ✓ 定められた日以降に石炭または褐炭火力発電所を計画する発電会社は、再生可能エネルギー発電設備の設置または能力相当分の再生可能エネルギー購入販売を義務づけられる。能力は MoP が関係者と協議の上、適宜通知する。再生可能エネルギー電力の購入義務（Renewable Purchase Obligation, RPO）を負う組織がこのような発電所から再生可能エネルギー電力を購入する場合、SERC は購入量まで RPO として認定する。
- ✓ 再生可能エネルギー発電を促進するために、MoP が定める期間の間は、太陽光と風力発電電力を州間送電線を使用して他州に送電・販売する場合に送電チャージおよび送電ロス免除される。
- ✓ ERC は、ルーフトップ太陽光発電・販売を促進するための規定フレームワークを提供する。また、MoP または州政府はこの目的のために補完政策を施行する。

3) 送電

- アンシラリーサービス
 - ✓ CERC はアンシラリーサービスの基準およびフレームワークを策定する。これにはチャージをシェアする手法、電力の品質、信頼性、グリッドの安全性に関する必要な支援が含まれる。
 - ✓ CERC は、関連組織と協議の上、具体的なアンシラリーサービス規定・基準を策定する。
 - ✓ SERC は CERC が策定したアンシラリーサービス基準を採用しなければならない。

¹⁹ 再生可能エネルギー向け優遇料金制度は無くなりつつあるように見える。
(<http://reconnectenergy.com/blog/2016/01/analysis-of-amendments-in-national-tariff-policy/>)

CERC は 2015 年 8 月にアンシラリーサービス規定 (Appendix 2-77) を発表した。ポイントは以下のとおり。

- 目的：周波数を望ましい水準に維持することと、送電ネットワークの混雑回避
- 適用：州をまたがってオープンアクセスで電力を売買する会社等
- 参加：全ての発電能力の電力料金を電力規制委員会が決定している地域の発電会社は、Reserves Regulation Ancillary Services (RRAS) を提供しなければならない。
- Time-block：15 分
- アンシラリーサービスの責任機関：中央(NLDC)および地域給電指令所(RLDC)
- 料金：RRAS プロバイダーは毎月、州電力規制委員会へ固定料金および変動料金その他の詳細を提出し、州電力規制委員会 (SERC) が merit order により各料金を決定する。
- 電力量アカウント (Energy Account)：州電力規制委員会は、週毎に account を計算し、Ancillary Services Statement および Deviation Settlement Mechanism Account を発表する。
- 支払い：中央または地域給電指令所を通じてなされる。RRAS Provider への支払いは、地域給電指令所が保持している Regional Deviation Pool Account Fund から行われなければならない。不足している場合には、他の地域給電指令所が管理している Fund から補填支払われる。
- 手続き詳細：中央および地域給電指令所が中央電力規制委員会の承認を得て通知する。

4) 配電

- 赤字の配電会社は利益が出るようにしなければならない。
- ERC は配電会社に対して、毎年の需要負荷予測を行って公表すること、ERC に対して需要負荷に適合する短期、中期、長期の電力調達計画を作成することを義務付けなければならない。
- SERC は、2021 年度以前に全ての消費者に 24 時間の電力供給ができるようにしなければならない。
- 配電会社の収益確保
 - ✓ Aggregate Technical & Commercial (AT&C) losses の削減。
 - ✓ メーターリングの完達。
 - ✓ 自らの責によらない過去の損失は転嫁が可能。
- 料金設計

電力料金は実供給コストを反映したものにしなければならない。
- スマートメーター

ERC はスマートメーターの義務化を行わなければならない

 - 電力省量 500kWh/月以上の消費者は 2017 年 12 月末まで。
 - 電力消費量 200kWh/月以上の消費者は 2019 年 12 月末まで。
- オープンアクセスに対する相互補助サーチャージとその他サーチャージ²⁰
 - ✓ オープンアクセスを許可された消費者は、発電会社、使用する送配電システムを保有

²⁰ これは恣意性を避けるために相互補助計算手法用いで分析された。

(<http://reconnectenergy.com/blog/2016/01/analysis-of-amendments-in-national-tariff-policy/>)

する送電会社および配電会社に対して、使用料並びに相互補助（cross subsidy）サーチャージを支払わなければならない。

- ✓ SERC は、a) RPO を含む平均電力購入コスト、b) SERC が認めた電圧水準に応じた送配電損失および商業的損失、c) 電圧水準に応じた送配電使用料、d) Regulatory Asset 保有のコスト単価、を合計して、各カテゴリー毎の消費者電力供給コストを計算する。

5) 電力トレーディングマージン

電力法 2003 では ERC に電力トレーディングマージン算定を認めている。電力市場を競争環境にするために電力トレーディングを促進しなければならないが、ERC は常に取引状況をモニターし、電力トレーダーが利益を得ることに専念して電力不足に陥らないようにしなければならない。トレーディングマージンはこの目的のために実施しなければならない。

(3) 現在の電力料金

本項では配電会社の電力料金を扱う。配電会社の電力料金は州電力規制委員会が配電会社毎に決定するため、配電会社の数だけ電力料金表が存在する。カテゴリー別の電力料金の最低と最高を以下に示す。

Table 2.2.6-1 Minimum and Maximum of Electricity Tariff in India

Unit: INR/ kWh

Domestic

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
1	1kW (100kWh/Month)	5.83	Rajasthan	1.20	Puduchery
2	2kW (200kWh/Month)	6.63	Punjab	1.35	Puduchery
3	4kW (400kWh/Month)	7.55	Tripura	1.93	Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu
4	6kW (600kWh/Month)	9.01	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	2.13	Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu
5	8kW (800kWh/Month)	10.07	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	2.24	Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu
6	10kW (1000kWh/Month)	10.71	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	2.30	Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu

Commercial

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
7	2kW (300kWh/Month)	11.65	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	2.00	Jharkhand (Rural Areas)
8	5kW (750kWh/Month)	12.34	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.08	Uttar Pradesh (Rural Areas)
9	10kW (1500kWh/Month)	13.42	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.08	Uttar Pradesh (Rural Areas)
10	20kW (3000kWh/Month)	13.96	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.08	Uttar Pradesh (Rural Areas)
11	30kW (4500kWh/Month)	15.36	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.08	Uttar Pradesh (Rural Areas)
12	40kW (6000kWh/Month)	15.36	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.08	Uttar Pradesh (Rural Areas)
13	50kW (7500kWh/Month)	15.36	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.08	Uttar Pradesh (Rural Areas)

Agriculture

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
14	2HP (400kWh/Month)	6.59	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	0	Karnataka & Tamil Nadu
15	3HP (600kWh/Month)	6.59	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	0	Karnataka & Tamil Nadu
16	5HP (1000kWh/Month)	6.59	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	0	Karnataka & Tamil Nadu
17	10HP (2000kWh/Month)	6.59	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	0	Karnataka & Tamil Nadu

Small Industries

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
18	5kW (750kWh/Month)	10.3	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	2.97	Sikkim (Rural)
19	10kW (15000kWh/Month)	10.99	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.30	Goa
20	15kW (22500kWh/Month)	11.22	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.30	Goa

Medium Industries

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
21	50kW (7500kWh/Month)	12.58	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.72	Dama & Diu
22	100kW (15000kWh/Month)	12.58	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.90	Goa

Large Industries (at 11kv)

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
23	250kW 40%LF (73000kWh/Month)	11.51	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
24	250kW 60%LF (109500kWh/Month)	11.24	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
25	500kW 40%LF (146000kWh/Month)	11.51	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
26	500kW 60%LF (219000kWh/Month)	11.24	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
27	1000kW 40%LF (292000kWh/Month)	11.51	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
28	1000kW 60%LF (438000kWh/Month)	11.24	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
29	5000kW 40%LF (1460000kWh/Month)	11.51	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
30	5000kW 60%LF (2190000kWh/Month)	11.24	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
31	10000kW 40%LF (2920000kWh/Month)	11.51	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
32	10000kW 60%LF (4380000kWh/Month)	11.24	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
33	20000kW 40%LF (5840000kWh/Month)	11.51	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh
34	20000kW 60%LF (8760000kWh/Month)	11.24	Mahatashtra - Mumbai - (B.E.S.T.)	3.75	Arunachal Pradesh

Large Industries (at 33kv)

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
35	5000kW 40%LF (1460000kWh/Month)	9.18	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	3.40	Arunachal Pradesh
36	5000kW 60%LF (2190000kWh/Month)	8.96	Delhi - NDMC	3.40	Arunachal Pradesh
37	10000kW 40%LF (2920000kWh/Month)	9.18	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	3.40	Arunachal Pradesh
38	10000kW 60%LF (4380000kWh/Month)	8.96	Delhi - NDMC	3.40	Arunachal Pradesh
39	20000kW 40%LF (5840000kWh/Month)	9.18	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	3.40	Arunachal Pradesh
40	20000kW 60%LF (8760000kWh/Month)	8.96	Delhi - NDMC	3.40	Arunachal Pradesh
41	50000kW 40%LF (14600000kWh/Month)	9.18	West Bengal - DPSC Ltd. (1700 hrs to 2300 hrs)	3.40	Arunachal Pradesh
42	50000kW 60%LF (21900000kWh/Month)	8.96	Delhi - NDMC	3.40	Arunachal Pradesh

Power Intensive Industries

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
43	50000kW 60%LF (21900000kWh/Month)	7.48	Punjab	3.25	Arunachal Pradesh
44	50000kW 80%LF (29200000kWh/Month)	7.34	Punjab	3.25	Arunachal Pradesh

Railway Traction

No.	Load/consumption	Max.	State/Utility	Min.	State/Utility
45	12500kW (250000kWh/Month)	9.33	Punjab (at 132kV)	4.81	West Bengal - D.V.C. (at 12kV)

source: Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015, CEA (Appendix 2-62)

電力料金は州によってカテゴリーが様々であり、複雑になっている。このため連邦政府は消費者のカテゴリーを減らし、電力料金をより分かりやすくする計画である。これにより配電会社の料金回収を向上させ、配電会社の財務を健全化させる計画である²¹。

(4) 電力料金改定動向

配電会社の電気料金改定は停滞気味である。2017年の料金改定に向け、29州のうち20州しか申請していない。料金引上があった州の多くは大幅な引上ではなく、0.6%から8.8%の範囲にとどまっている²²。

Table 2.2.6-2 Higher than National Average Tariff Hikes

State	FY2011	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	Average Hike
Kerala	0%	30%	8%	24%	3%	16%
Delhi	22%	22%	5%	8%	0%	14%
Nagaland	34%	12%	7%	0%	5%	14%
Andhra Pradesh	8%	18%	23%	0%	5%	13%
Tamil Nadu	0%	37%	0%	15%	0%	12%
Chhattisgarh	0%	18%	0%	15%	14%	11%
Tripura	0%	17%	31%	0%	0%	11%
Haryana	4%	19%	13%	0%	8%	10%
Meghalaya	0%	13%	7%	15%	8%	10%
Rajasthan	9%	8%	9%	16%	0%	10%
J&K	15%	19%	9%	0%	0%	10%
Bihar	19%	12%	7%	0%	3%	9%
Uttar Pradesh	0%	18%	5%	11%	5%	9%
Odisha	20%	12%	2%	0%	5%	9%
Goa	0%	12%	0%	8%	14%	8%

source: Towards UjwalBharat UDAY: The Story of Reform, November 2015, MoP, MoC, MNRE (Appendix 2-66)

(5) CERC の料金規制動向

CERC は2014年2月、2014年4月~2019年3月までの5年間の New Tariff Regulations を規定した(Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014, 21st February, 2014²³)。厳格な運転基準の導入など、消費者にとっては料金低減につながる可能性があるものの、発電事業者にとっては厳しい改正内容となっている。主な改正点は以下のとおり。

1) 発電のインセンティブ

- ✓ 火力発電所のインセンティブの算定方法にあたって、Plant Availability Factor (PAF)

²¹ The Economic Times, Oct. 27, 2017

http://articles.economictimes.indiatimes.com/2016-10-27/news/55087581_1_government-plans-to-rationalise-power-tariffs

²² The Economic Times, Sep. 14, 2016.

http://articles.economictimes.indiatimes.com/2016-09-14/news/54331772_1_increased-efficiency-and-timely-tariffs-revision-critical-for-udays-success-icra

²³ <http://cercind.gov.in/2014/regulation/reg21.pdf>

から Plant Load Factor (PLF) に変更。インセンティブは Paise 50/ kWh で変更なし。

- ✓ 自己資本利益率 (ROE) は 15.5 % に据え置き。発電事業者等は現行よりも高い ROE を要求していた。
- ✓ 競争入札を実施しない発電所、送電網は容認しない。

2) 税制面での優遇廃止

- ✓ 租税回避措置 (Tax Arbitrage) を撤廃

2.2.7 主要電力政策：土地収用

(1) 過去のインド土地収用に関する法律

インドで最初に土地収用に関する法律が制定されたのは 1824 年、イギリス植民地時代の Bengal であった。その後、1839 年に Bombay、1852 年には Madras で土地収用に関する法律が制定された。1857 年にはイギリス領インド全土に適用される土地収用法が制定、1870 年には新しい土地収用法律が制定、1894 年には 1870 年の収用法を廃止して Land Acquisition Act が制定された²⁴。Land Acquisition Act 1984 (Appendix 2-79) はその後幾度か改正がなされたものの、インド独立後も土地収用に関する根幹を成していた。

1) Land Acquisition Act 2013

土地収用問題はインド政府にとって重要な問題であった。特に Land Acquisition Act 1984 には公共の目的のために土地を収用する場合に公平な補償が規定されていなかったこと、さらにリハビリや移住を含めて 1 つの法律にすべき必要性が出てきた。

このため、2007 年から新しい土地収用法が議論され、前政権時代の 2013 年に Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013 (Land Acquisition Act 2013) (Appendix 2-80) が制定された。

Land Acquisition Act 2013 のポイントは以下のとおり。

a) 公共の目的

本法は政府、政府出資の会社が、公共の目的のために実施する場合に適用される。主な公共の目的を以下に示す。

- 軍事など国家安全保障
- インフラプロジェクト
 - Department Economic Affairs が定めた活動、ただし、民間の病院、教育機関、ホテルは含まれない。
 - 政府、組合が立ち上げる農業、漁業に関連するプロジェクト
 - National Manufacturing Policy で定められた産業コリドー、鉱山活動、公共の工業団地

²⁴ Report on the law of acquisition and requisitioning of land, September 1958, Ministry of Law (Appendix 2-78)

- 上下水道のプロジェクト
- 政府管理、政府支援の教育・調査プロジェクト
- スポーツ、健康、観光、宇宙プロジェクト
- その他連邦政府、議会が通知するインフラ施設

b) 社会的影響、公共の目的の決定

- 政府が公共の目的のために土地を収用する場合には、影響を受ける自治体、コミュニティと協議の上、**Social Impact Assessment** の調査を行わなければならない。
- **Social Impact Assessment** は開始の日から 6 カ月以内に完了させなければならない。**Social Impact Assessment** 作成に際して、影響を受ける地域でヒアリングを実施しなければならない。
- **Social Impact Assessment** は独立した専門家の評価を受けなければならない。

c) 収用の制限

- 食料の安全保障の観点から、多品種の穀物を生産する灌漑地の収用は禁止。

d) 補償

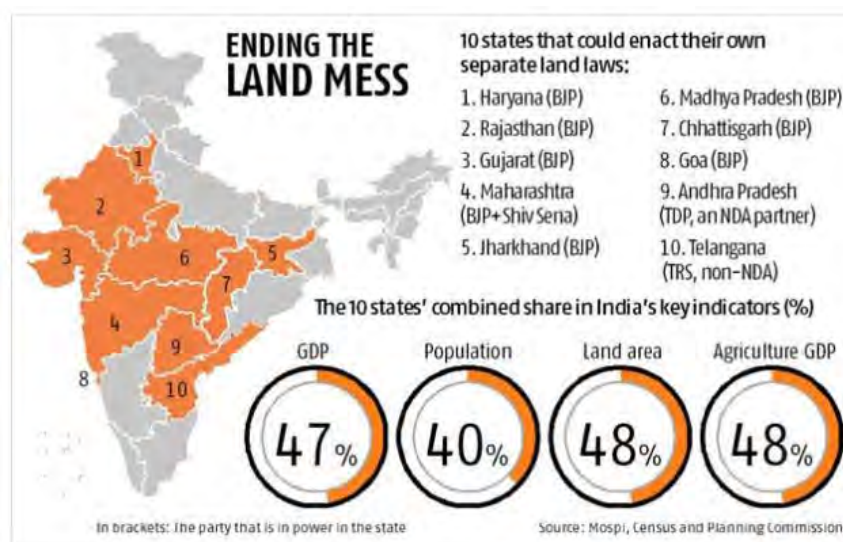
- **Collector** は、**Land Acquisition Act 2013** に定められた基準をもとに収用する土地の市場価値を決定して、総保証額を計算する。
- 土地の補償額の計算には、土地の市場価格に次の要素を掛け合わせる。
 - 地方：1 倍～2 倍
 - 都市：1 倍
- 慰謝料 (**Solatium**) の計算には、土地の市場価格 100 % に次の要素を掛け合わせる。
 - 地方：1 倍～2 倍
 - 都市：1 倍
- したがって、地方では土地の市場価値の最大 4 倍が補償額となる。また、土地に付随して存在する建物や樹木の市場価値も補償の対象となる。さらに、補償に加えて、幅広いリハビリ、移住の権利が土地の所有者や家畜を失う人に与えられる。
- 補償には原則として所得税は課せられない。
- 州政府は独自に **Land Acquisition Act 2013** よりも補償額を多くし、より良い条件の土地収用法を制定できる。

(2) Land Acquisition Act 2013 改正の動き

インド経済の発展に不可欠なインフラ整備に関して、必要な土地を収用できないことが主な障壁の一つとして指摘されてきた。現行の土地収用法は、企業が工場の建設や用地を取得する際、地権者の農民らに支払う対価や補償費用が比較的高い水準にあることや社会影響評価を義務付けしていることなどから、実際の収用はほとんど進まなかった。改正収用法は高い比率の合意と社会的影響評価が規定されているため、ほとんど機能していない。

Modi 政権では、高い比率の合意と社会的影響評価が必要な公共の目的に例外を作る土地収用法の改正案を国会に提出したものの、上院で過半数を占める野党の反対で法案審議が拒否されてきた。こうした中、Modi 政権は大統領令で土地収用法改正案に効力を持たせる時限措置を実施してきたが、州議会選挙を前に農民に不人気な政策を争点にしないために、2015 年 8 月、Modi 首相は政令を改正しない意向を表明した。

国会での改革の取組が足踏みする一方で、Modi 政権は州レベルでの改革を後押ししている。連邦国家のインドでは州政府に大きな権限が与えられており、州政府は国の定めた法律を独自に修正した州法を制定できる。土地は州の専管事項であり、土地に関する州の法律は土地に関するすべての中央の法律にとって代わる。州レベルではあるが、中央議会の上院のように野党の抵抗にあうことを避けることができる。与党系の州首相を中心に 10 州程度が独自の土地収用法改正に意欲を示しており、2016 年 4 月には、Rajasthan 州で初めて、州独自の土地収用法が制定された。



source: Business Standard, 16. July, 2015²⁵ (Appendix 2-81)

Figure 2.2.7-1 Current Status of State Land Acquisition Law Establishment

2.2.8 主要電力政策 : Short-term Power Market

インドでは、短期的電力取引（1年未満）契約を以下の定義付けをしている。

- 州間電力取引ライセンス保持者による相対取引。
- 配電会社による直接取引。
- 電力取引所における取引。
- Deviation Settlement Mechanism (DSM) を通じた取引²⁶。

²⁵ http://www.business-standard.com/article/economy-policy/bjp-state-govts-suggest-state-specific-land-acquisition-laws-115071501211_1.html

²⁶ DSM はマーケットメカニズムではないが、DSM の下で取引引きされた電力はしばしば短期電力取引とみなされる。

州間電力取引ライセンス保持者（トレーダー）は 2004 年から電力の取引を行っており、2015 年 3 月時点で 47 のライセンス保持者が存在する。インドには 2008 年から 2 つの電力取引所が事業を行っている。

(1) 短期電力取引市場の規模

下表に 2009 年度から 2015 年度までの短期電力取引市場の推移を示す。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%前後で推移している。

Table 2.2.8-1 Total Volume of Short-term Transactions of Electricity with respect to Total Electricity Generation

Year	Total Volume of Short-term Transaction of Electricity (TWh)	Total Electricity Generation (TWh)	Share
FY2009	65.90	764.03	9%
FY2010	81.56	809.45	10%
FY2011	94.51	874.17	11%
FY2012	98.94	907.49	11%
FY2013	104.64	962.90	11%
FY2014	98.99	1,045.09	9%
FY2015	115.23	1,107.82	10%

source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

(2) トレーダーおよび電力取引所を通じた電力取り引き

電力取引所創設までの道のりは以下のとおり。

電力法 2003 および National Electricity Policy に電力市場の創設が規定された。

2004 年 5 月、州間送電にオープンアクセスが導入。

2006 年 7 月、CERC が電力取引所に関する Staff paper を発表。

2006 年 12 月、CERC が電力取引所に関する公聴会を実施。

2007 年 2 月、CERC が電力取引所設立に関するガイドラインを発表。

2007 年 8 月、最初の電力取引所設立が承認。

2008 年 7 月、最初の電力取引所 Indian Energy exchange Ltd. (IEX)が業務開始。

2008 年 10 月、2 番目の電力取引所 Power Exchange India Ltd (PXIL)が業務開始。

IEX は Delhi に本社があり、インドの証券取引および電子取引開発者である Financial Technologies (India) (FTI)が運営している。Day Ahead Market と Term Ahead Market に加えて、Renewable Energy Certificates と Energy Saving Certificates を扱っている。PXIL は Mumbai に本社があり、インドの主要取引所である National Stock Exchange of India (NSEI) と National Commodity & Derivatives Exchange (NCDEX)が株主である。Products には Day Ahead Market と Term Ahead Market がある。これらに加えて、IEX には Renewable Energy Certificates と Energy Saving Certificates、

PXIL には Weekly product、Intra day product and Any day product がある。

下表にトレーダーおよび電力取引所を経由した電力取引量を示す。トータルの短期電力取引に占めるトレーダーおよび電力取引所を経由した電力取引のシェアは 2009 年度の 51%から FY2015 には 61%に増加している。

電力取引所におけるシェアをみると、IEX と PXIL を比較すると、IEX のシェアが圧倒的に高く、FY2014 では 96%に達している。IEX、PXIL ともに取引価格は近年下落を続けている。

Table 2.2.8-2 Volume of Electricity Transacted through Traders and Power Exchanges

Year	Electricity Transacted through Traders (TWh)	Electricity Transacted through IEX (TWh)		Electricity Transacted through PXIL (TWh)		Electricity Transacted through IEX and PXIL (TWh)	Total (TWh)
		Day Ahead	Term Ahead	Day Ahead	Term Ahead		
FY2009	26.72	6.17	0.095	0.92	0.003	7.19	33.91
FY2010	27.70	11.80	0.91	1.74	1.07	15.52	43.22
FY2011	35.84	13.79	0.62	1.03	0.11	15.54	51.38
FY2012	26.12	22.35	0.48	0.68	0.04	23.54	59.66
FY2013	35.11	28.92	0.34	1.11	0.30	30.67	65.78
FY2014	34.56	28.12	0.22	0.34	0.72	29.40	63.96
FY2015	35.43	33.96	0.33	0.14	0.58	35.01	70.43

source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

下表にトレーダーおよび電力取引所を経由した電力取引価格を示す。価格は年々、低下傾向にある。

Table 2.2.8-3 Price of Electricity Transacted through Traders and Power Exchanges

Year	Price of Electricity transacted through Traders (INR/U)	Price of Electricity transacted through Power Exchanges (DAM+TAM) (INR/U)
FY2009	5.26	4.96
FY2010	4.79	3.47
FY2011	4.18	3.57
FY2012	4.33	3.67
FY2013	4.29	2.90
FY2014	4.28	3.50
FY2015	4.11	2.72

source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

(3) 配電会社同士による直接取引

下表に配電会社同士で直接取引された量を示す。トータルの短期電力取引に占める配電会社同士で直接取引された量のシェアは増加傾向にあり、FY2015 では 21%に達している。

配電会社同士で直接取引された電力の価格は不明である。

Table 2.2.8-4 Electricity Transacted Directly Between DISCOMs

Year	Volume of Electricity Transacted Directly between DISCOMs (TWh)	Total Volume of Short term (TWh)	Share
FY2009	6.19	65.90	9%
FY2010	10.25	81.56	13%
FY2011	15.37	94.51	16%
FY2012	14.52	98.94	15%
FY2013	17.38	104.64	15%
FY2014	15.58	98.99	16%
FY2015	24.04	115.23	21%

source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

(4) DSM を通じた電力取引

インドでは、電力グリッドに投入される電力量よりも多くの電力が引き出される（drawal）ために、周波数が基準の 50Hz を下回り、電力網の安全性が損なわれることが問題となっている。商業メカニズムを通じて電力網の規律（grid dicipline）と電力網の安全（grid security）を維持するために、Deviation Settlement Mechanism (DSM) が作られた（Deviation Settlement Mechanism and related matters) Regulations, 2014, January, 2014) (Appendix 2-133)。

DSM 規制開始に伴い、Unscheduled Interchange (UI) 規制は廃止され、全ての CERC (Unscheduled Interchange charges and related matters) Regulations の参照は廃止されたように見える。

UI と DSM の違いは、「2.4.6 揚水発電に関連した CREC の規制」の「(5) Deviation Settlement Mechanism (DSM)」を参照。

下表に DSM を通じた電力取引量と価格を示す。数量は減少傾向にある。これはインドの電力不足が緩和傾向にあり、power grid から過剰な引き出しが少なくなったことが背景にあると推測される。価格も減少傾向にあり、2015 年度は INR 2/ kWh を下回る状況になった。

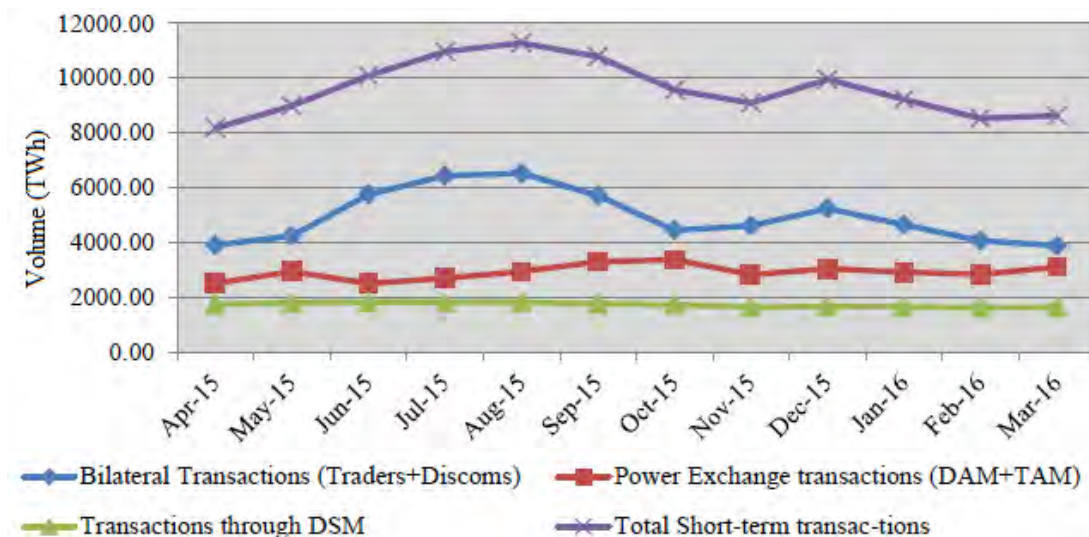
Table 2.2.8-5 Volume and Price of Electricity transacted through DSM

Year	Volume of Electricity Transacted through DSM (TWh)	Total Volume of Short term (TWh)	Share	Price of Electricity Transacted through DSM (Rupee/kWh)
FY2009	25.81	65.90	39%	4.62
FY2010	28.08	81.56	34%	3.91
FY2011	27.76	94.51	29%	4.09
FY2012	24.76	98.94	25%	3.86
FY2013	21.47	104.64	21%	2.05
FY2014	19.45	98.99	20%	2.26
FY2015	20.75	115.23	18%	1.93

source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

(5) 月別の短期電力取引の動向

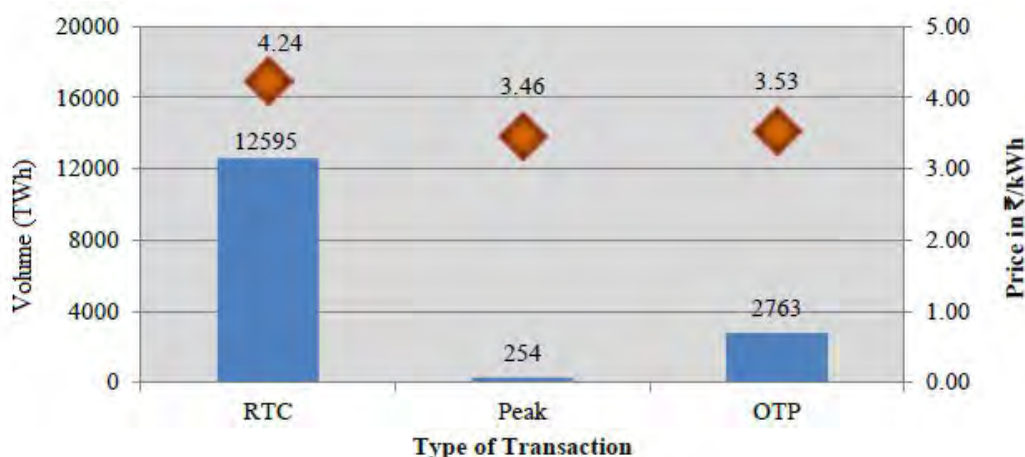
下図に 2015 年度の月別短期電力取引の量を示す。月別のトータル短期電力取引には繰り返しのトレンドがある。同様のトレンドが相対取引の量にもある。一方、DSM と電力取引所での短期電力取引は別の動きとなっている。



source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

Figure 2.2.8-1 Volume of Short-term Transactions of Electricity, 2015-16

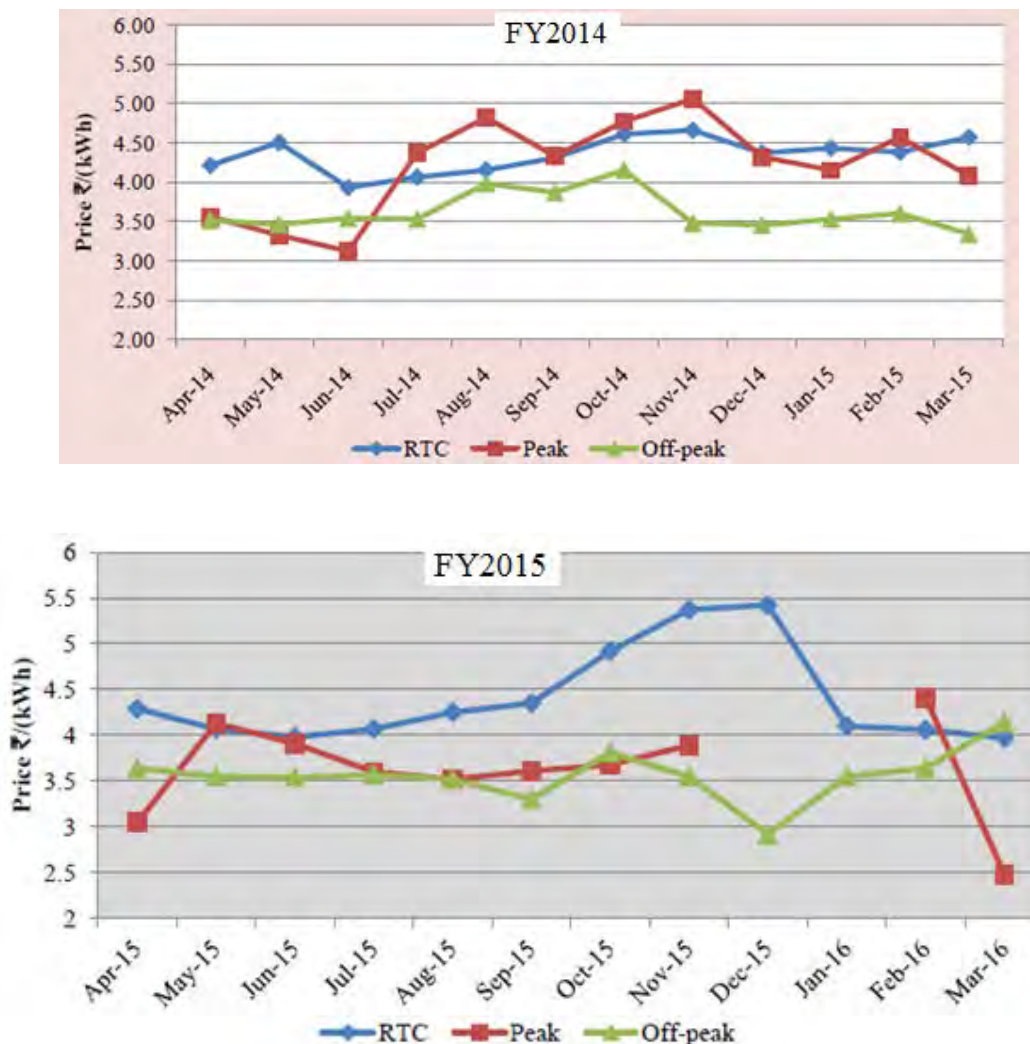
下図に 2015 年度のトレーダーにより取引された量と価格を、取引時間帯別に分けたデータを示す。トレーダーにより取引されたトータルの量のうち、80.68%が RTC (Round the Clock)、17.70%が OTP (RTC とピーク時以外)、1.62%がピーク時であった。ピーク時の取引は極端に少ない。価格を比較すると、最も高いのが RTC で INR 4.24 / kWh、次いで OTP の INR 3.53/ kWh、ピーク時の INR 3.46/ kWh であった。



source: Report on Short-term Power Market in India: 2015-16, CERC (Appendix 2-83)

Figure 2.2.8-2 Volume and Price of Electricity Transacted through Traders during RTC, Peak and OTP, 2015-16

下図に 2014 年度と 2015 年のトレーダーによる短期電力取引の月別時間帯別の価格を示す。2014 年度はピーク時の価格が RTC よりも高い月が多かったが、2015 年度は RTC の価格が高い月の方が多い。2015 年度は取引の多くが RTC であり、ピーク時の取引がほとんどなかった。

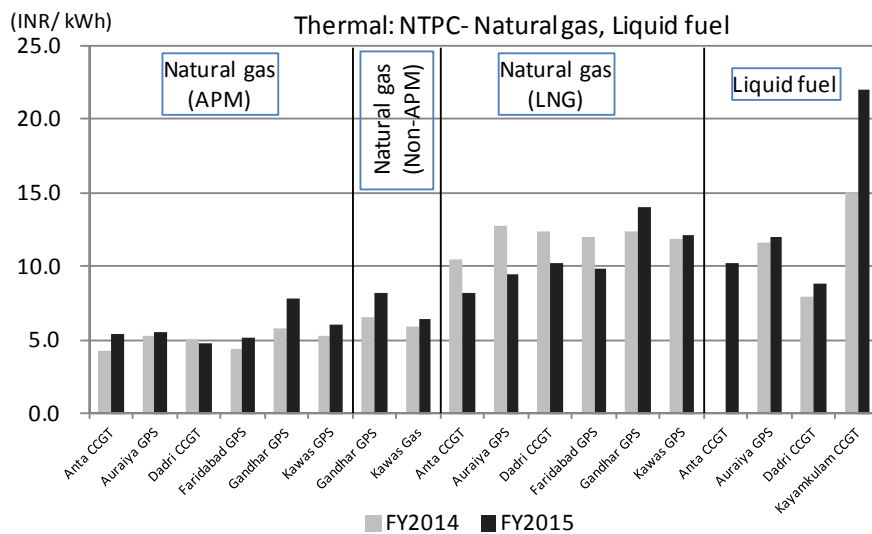
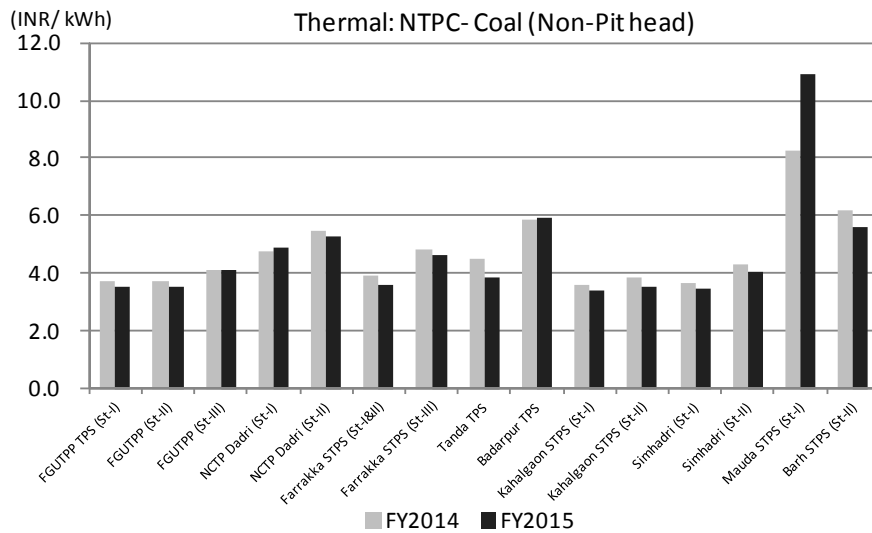
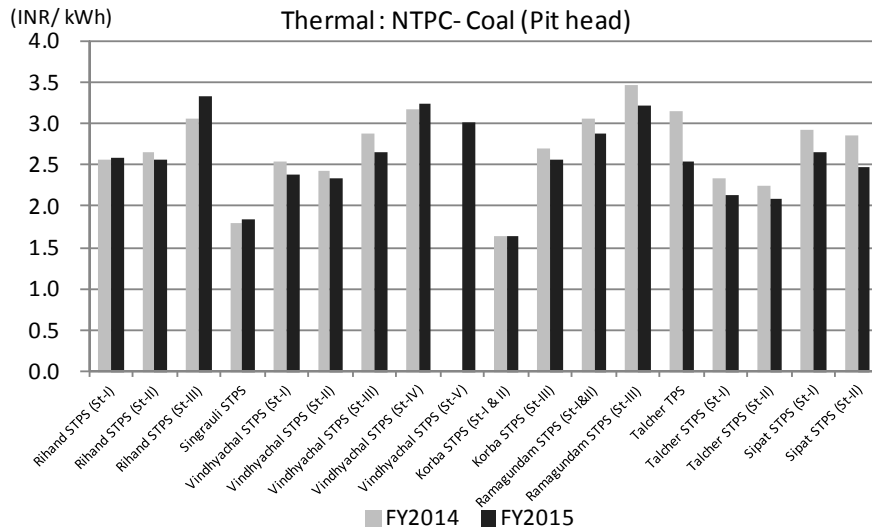


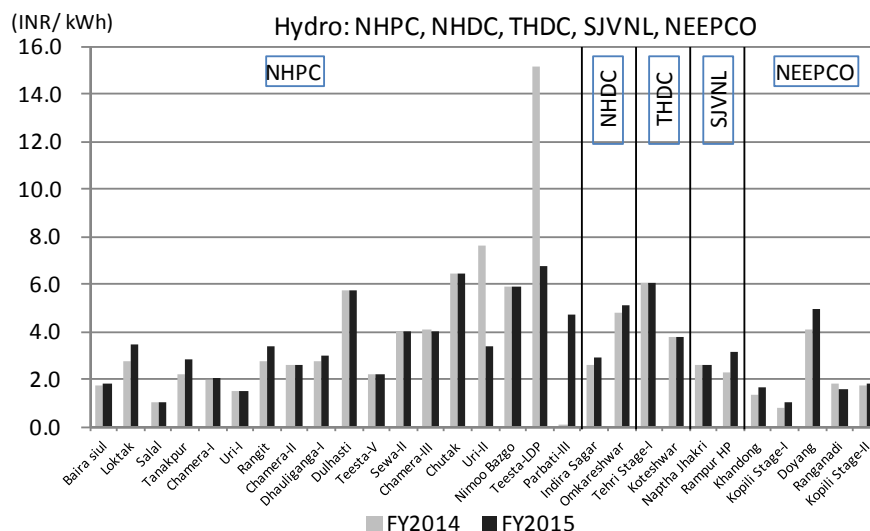
source: Report on Short-term Power Market in India: 2014-15, 2015-16, CERC (Appendix 2-82,83)

Figure 2.2.8-3 Price of Electricity Transacted through Traders during Round the Clock, Peak and Off Peak periods

下図に 2014 年度と 2015 年度の連邦政府発電会社 (CGU) の発電ユニット別長期価格を示す。下表には発電能力で加重平均した価格を示す。長期 PPA は電力売買の大部分を占め、短期電力取引価格と密接に関連している。

燃料別にみると、火力では Pit head 石炭が最も安く、次いで Non-Pit head 石炭となる。天然ガスは石炭よりも高く、輸入 LNG を気化した天然ガスが最も高い。水力はトータルで見ると価格は 3 INR/kWh 台である。最も安い水力は北東部の NEEPO で、価格は 2 INR/kWh を下回っている。最も高い水力は Uttarakhand 州の THDC で、価格は 5 INR/kWh を超えている。





source: Report on Short-term Power Market in India: 2014-15, 2015-16, CERC (Appendix 2-82,83)

Figure 2.2.8-4 Long Term Price of Power Plants

Table 2.2.8-6 Long-Term Price (Central, weighted average of generation capacity)

Unit: INR/ kWh

Fuel	FY2014	FY2015
Thermal: NTPC- Coal (Pit head)	2.5	2.4
Thermal: NTPC- Coal (Non-Pit head)	4.8	4.8
Thermal: NTPC- Natural gas (APM)	5.1	5.8
Thermal: NTPC- Natural gas (Non-APM)	6.2	7.3
Thermal: NTPC- Natural gas (LNG)	12.0	10.8
Thermal: NTPC- Liquid fuel (Naphtha/ HSD)	8.6	12.1
Hydro: NHPC	2.9	3.0
Hydro: NHDC	3.3	3.7
Hydro: THDC	5.4	5.4
Hydro: SJVNL	2.5	2.7
Hydro: NEEPO	1.7	1.8

source: Report on Short-term Power Market in India: 2014-15, 2015-16, CERC (Appendix 2-82,83)

2.3 電力セクターの現状と問題点

2.3.1 電力不足

インドでは長年、供給力不足による停電が頻発し、経済発展を阻害する大きな要因となってきた。モディ政権は主要公約の一つとして「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」ことを掲げ、太陽光を中心とした再生可能エネルギーの導入や火力発電所の新增設など大幅な供給力の増強に取り組んでいる。この結果、全インドで見ると、CEAによる2016-17年の電力需要およびピーク需要の予測では、両者とも初めてプラスに転じる見通しである。

一方で、地域別にみるとかなり需給バランスにバラツキがみられる。2016-17年では、電力需要で北部・東部・北東部が不足、ピークでは北部・南部・北東部が不足となる見込みである。既述のとおり、連邦制をとるインドでは、電力政策において州の権限が強いことから、「1日24時間×週7日の電気供給」を実現するにあたって各州は、中央政府と共同で「24×7 Power for All」プログラムを策定し、2019年までに「1日24時間×週7日の電気供給」を実現する予定である。

Table 2.3.1-1 Anticipated Power Supply Position for FY2016

Region	Energy				Peak demand			
	Requirement (GWh)	Availability (GWh)	Surplus/ Deficit (GWh) (%)		Demand (MW)	Met (MW)	Surplus/ Deficit (MW) (%)	
Northern	357,459	351,009	-6,450 -1.8		55,800	54,900	-900 -1.6	
Western	379,087	405,370	26,283 6.9		51,436	56,715	5,279 10.3	
Southern	310,564	320,944	10,381 3.3		44,604	40,145	-4,459 -10.0	
Eastern	151,336	135,713	-15,622 -10.3		21,387	22,440	1,053 4.9	
North-Eastern	16,197	14,858	-1,339 -8.3		2,801	2,695	-106 -3.8	
All India	1,214,642	1,227,895	13,252 1.1		165,253	169,503	4,250 2.6	

source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2016-17, May 2016, CEA (Appendix 2-84)

(1) ピーク時の電力不足対策

配電会社の赤字問題は、発電部門での新規参入の妨げになる。配電会社の赤字の要因には盗電や電力料金の未請求、未回収といった AT&C losses に加えて、電気料金問題がある。電気料金は顧客の部門によって大きく異なり、一般的に家庭と農業部門の料金は政策的に安く抑えられ、産業部門の料金は割高に設定されている。このような価格制度も、配電会社がコストの一部を回収できない要因となっている。不足分の一部は州政府からの補助金が充てられているものの、配電会社の累積赤字が膨らんでいる状況にある。配電会社の赤字問題を解決しないと、発電部門での新規参入が進まないため、中央政府は前政権時代の2003年、2012年に州配電会社の負債削減プログラムを実施した。しかし、州配電会社の負債の削減は進まず、トータル損失は4兆INRを超えた²⁷。前政権の負債削減プログラムが失敗したのは、条件とされた電気料金の引き上げが進まなかったことにある。電気料金の引き上げは独立規制機関というよりは州政府が取り組む問題であったにもかかわらず、州政府が電気料金引き上げに真剣に取り組まなかった。現

²⁷ Moneycontrol, 6th November 2015

http://www.moneycontrol.com/news/economy/cabinet-clears-financial-restructuring-pkg-for-discoms_4008241.html

政権は 2015 年 11 月、債務を証券化して売買する新しいスキーム UDAY を導入、各州で導入に向けた動きが本格化している。

電気料金の相互補助（cross-subsidies）については、電力法 2003 で制度の削減と撤廃の枠組みが示され、Modi 政権の誕生とともに中央政府の指導もあって、近年、各州で料金改定に踏み出す動きがみられる。

インドにおいて、系統安定維持の義務を負うのは送電系統運用者である。インドのグリッドコードでは系統品質維持のために負荷遮断が主要な手段として許可されている。このため、多くの送配電系統運用者がコストをかけて供給を確保するよりも負荷遮断を選択している。インドではすべての発電事業者にアンシラリーサービス用に 5% の予備力（スピニング・リザーブ）を非時することを義務付けしているが、需要ピーク時に電力供給が不足するため、稼働可能な発電所はフル稼働しており、ルールが遵守されていない状況にある。ただし、このような最大電力の不足や電力供給量の不足は今後 2~3 年で大きく改善すると見込まれており、改善後には予備力の義務化が厳しく管理されることにより、アンシラリーサービスへの着目度が高まると考えられる。これからも注意深く見守る必要がある。

(2) 量から質への転換

“供給力確保から系統安定化、太陽光の大規模導入に伴う「ダックカーブ」対策へ”

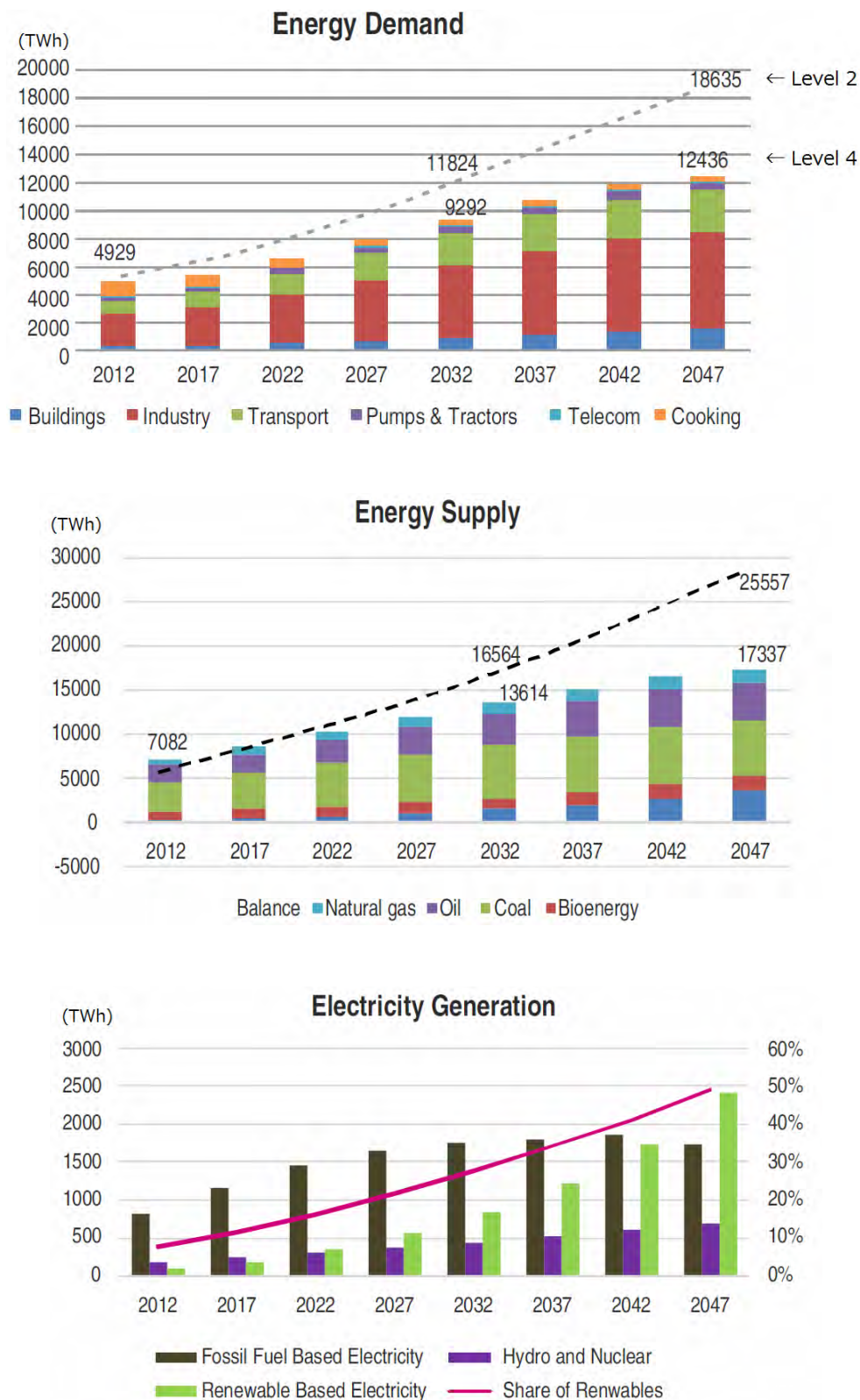
インドにおいて、これまでの課題となってきた電力供給力の不足は、火力発電所の新增設や再生可能エネルギーの導入等により、近い将来に解消される見通しである。今後は、次の段階として大量導入が見込まれる太陽光など変動電源への対応が大きな課題となってきた。つまり、分散型太陽光発電の大量導入で、日中の電力消費量を発電量が上回り、夕方に太陽光の発電が止まる頃、電力需要が急激に上昇するという現象が指摘されている。こうした現象は「ダックカーブ」と呼ばれ、再生可能エネルギーの大量導入が進む米国 California 州で指摘され始めている。インドにおいても同様に、太陽光の出力ピークと夕方の需要のピークがズレていることから、POSOCO 等において、「ダックカーブ現象」への対応が指摘されており、対応策の一つとして、電力を貯蔵し急激な出力増加に対応できる揚水発電の重要性が認識され始めている。

2.3.2 主要課題と政府の対応

(1) 今後のエネルギー需要見通し

今後の長期需要予測については、MoP が 19 次 Electric Power Survey のとりまとめを行っており、近く公表される見通しである。

また、インド政策委員会 (NITI Aayog) が 2015 年 8 月に発表した「India Energy Security Scenario 2047」では、2047 年までのエネルギー需要と供給の見通しをセクター毎にまとめている。対策無しの水準（レベル 1）から野心的な水準（レベル 4）まで 4 つのレベルを提示して、今後、関係省庁や機関が政策を展開する上での指針となるようにしている。



source: India Energy Security Scenarios 2047, NITI Aayog, August 2015 (Appendix 2-86)

Figure 2.3.2-1 Outlook of Energy Demand, Energy Supply and Electricity Generation

Energy Security Scenarios 2047 におけるレベルの定義²⁸

レベル 1 「対策無し」シナリオ：需給に対する介入が全くないか、介入してもわずかな水準の前提。

レベル 2 「需要対策」シナリオ：政府が現在実施している政策、プログラムの大半が実施されると考える前提。

レベル 3 「精力的な対策」シナリオ：大きな変革が必要であり、困難が伴うが実現される前提。

レベル 4 「野心的な努力」シナリオ：物理的にも技術的にも達成が困難ではあるが、精力的に野心的に取り組む変革の前提

(2) 第 12 次 5 カ年計画の発電計画

2006 年 8 月に発表した総合エネルギー政策では、インド全体の発電設備容量を 2006 年の 160 GW から 2032 年までに約 5 倍の 800 GW まで拡大させる方針となっている。

インドの 2016 年 3 月末の総発電設備容量は 298.1 GW で、電源別にみると石炭火力が最も多く 185.2 GW と全体の 62 % を占め、以下、水力が 42.8 GW（全体の 14 %、以下同様）、再生可能エネルギーが 38.8 GW（13 %）となっている。

Table 2.3.2-1 All India Installed Capacity by Region as of 31th March 2016

Unit: MW

Region	Thermal				Nuclear	Hydro	RES	Total
	Coal	Gas	Diesel	Total				
Northern	45,645	5,331	0	50,976	1,620	18,247	8,167	79,009
Western	72,153	10,815	0	82,968	1,840	7,448	13,698	105,954
Southern	36,443	6,474	917	43,834	2,320	11,558	16,213	73,925
Eastern	30,623	190	0	30,813	0	4,289	470	35,572
North-East	310	1,698	36	2,044	0	1,242	263	3,549
Islands	0	0	40	40	0	0	11	51
All India	185,173	24,509	994	210,675	5,780	42,783	38,822	298,060

Note: RES=Non-conventional Renewable Energy source: CEA (Appendix 2-19)

下表に、現在のエネルギー計画、第 12 次 5 カ年計画（2012 年 4 月～2017 年 3 月）における追加発電能力の進捗状況を示す。目標 88 GW に対して、計画最終の 1 年前である 2016 年 3 月末までに 85 GW の発電能力が追加されており、達成率は 96 % になっている。

²⁸ India Energy Security Scenario 2047 Handbook <http://www.indiaenergy.gov.in/iess/docs/Hand%20Book.pdf>

Table 2.3.2-2 Capacity Addition Targets and Achievements in the 12th Plan

Targets (MW)

Type/Sector	Central	State	Private	Total
Thermal	14,878	13,922	43,540	72,340
Hydro	6,004	1,608	3,285	10,897
Nuclear	5,300	0	0	5,300
Total	26,182	15,530	46,825	88,537

Achievements (MW)

Type/Sector	Central	State	Private	Total
Thermal	12,638	18,579	48,963	80,180
Hydro	2,504	712	595	3,811
Nuclear	1,000	0	0	1,000
Total	16,142	19,291	49,558	84,991
Achievement	61.7%	124.2%	105.8%	96.0%

source: CEA Monthly Report (Appendix 2-19)

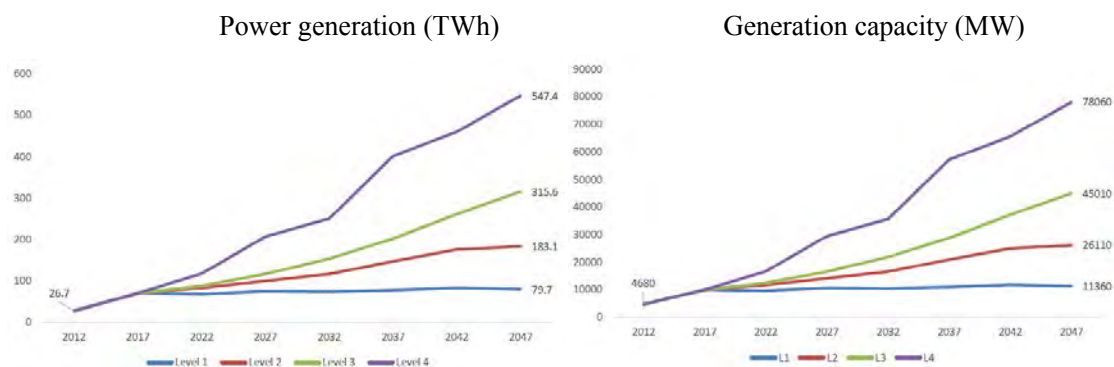
(3) 将来の発電計画

本項では主に Energy Security Scenarios 2047 に記載されている燃料別の開発政策を示す。

1) 原子力発電

インドでは現在、21 基の原子力発電所が稼働、発電能力は 5.8 GW となっている。計画では、2032 年までに原子力発電所を約 40 基新設し、発電能力を 10 倍以上引き上げる方針である。インドではこれまで原発を国産化してきたが、諸外国に市場を開放しており、ロシアが最低で 12 基、フランス EDF が 6 基、米 Westinghouse が 6 基を建設する予定である。

Energy Security Scenarios 2047 では原子力発電と原子力発電能力をレベル別に以下のように想定している。



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-89)

Figure 2.3.2-2 Nuclear power generation and generation capacity

2) 火力発電所

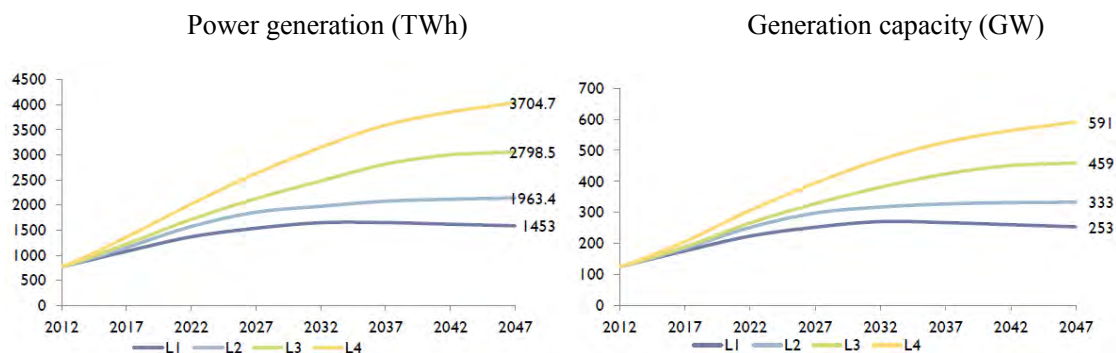
a) 石炭火力

インド国内に豊富な石炭資源があるため、大規模な Coal-fired Power Project ‘Ultra Mega Power Projects (UMPPs)を推進している。一カ所に発電能力 4 GW の発電所を建設するプロジェクトである。2016 年 5 月、電力大臣 Piyush Goyal は FY2017 に Tamil Nadu 州 (Cheyyur)、Odisha 州 (Sundargarh (Bedabahal)) および Bihar 州 (Banka) の 3 カ所で UMPPs の入札を実施すると述べた。

しかし、電力大臣は、現在の国内電力需給予測を見ると UMPP を急ぐ必要はないと述べている。発電能力に余剰がありながら、配電会社からの需要は強くなく、スポット市場の価格は低迷しており (2 INR/ kWh を下回っている)、投資家の関心を引き寄せられない。中央政府は国内炭の生産を増加させ、輸入炭をなくす計画である。MoC は国内炭の供給を十分に行う計画であり、輸入炭前提の UMPP プロジェクトは優先順位が低い。

インドには火力発電を継続すること以外に選択肢はないはずであるが、現行の環境下で多くの UMPP プロジェクトは保留になっており、UMPP に対する明確な見直し政策は打ち出されていない。

Energy Security Scenarios 2047 では石炭火力発電と石炭火力発電能力をレベル別に以下のように想定している。



source: India Energy Security Scenario 2047(Appendix 2-90)

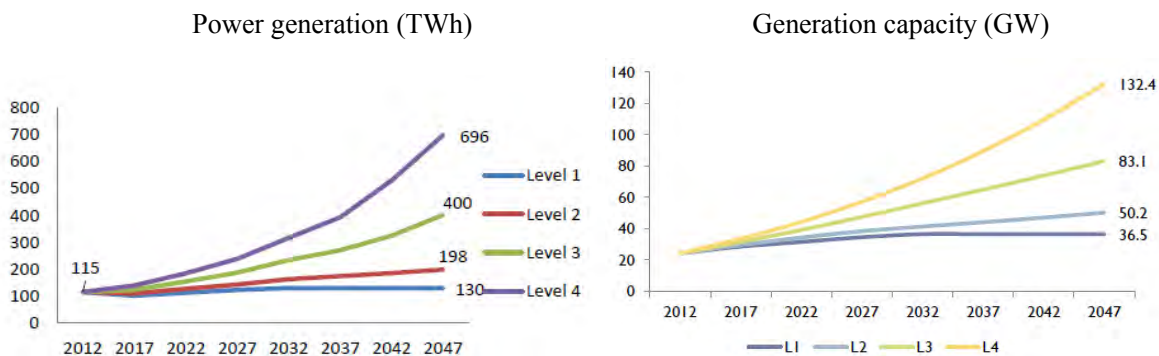
Figure 2.3.2-3 Coal-fired power generation and generation capacity

b) 天然ガス火力

インドではエネルギー効率と環境上の観点から、天然ガスの消費を増加させたい考えであるが、現在、インドでは天然ガス需要の 70 % 近くを輸入に依存している。天然ガス供給を増加させるために、現在、国内でガス田の探査が行われている。また、Turkmenistan からの天然ガスを輸入するために、Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI) を結ぶ TAPI ガスパイプラインの建設が進められている。TAPI ガスパイプライン建設は 2015 年 12 月に着工し、2018 年に完成予定である。インドは TAPI ガスパイプラインを通じて 38 Mcf/d の天然ガスを輸入する計画であり、輸入された天然ガスの一部はガス火力で使用する方針である。

インドでは現在ガス火力のシェアは少ないものの、今後は増加していくものと見込まれている。

Energy Security Scenarios 2047 では天然ガス火力発電と天然ガス火力発電能力をレベル別に以下のように想定している。



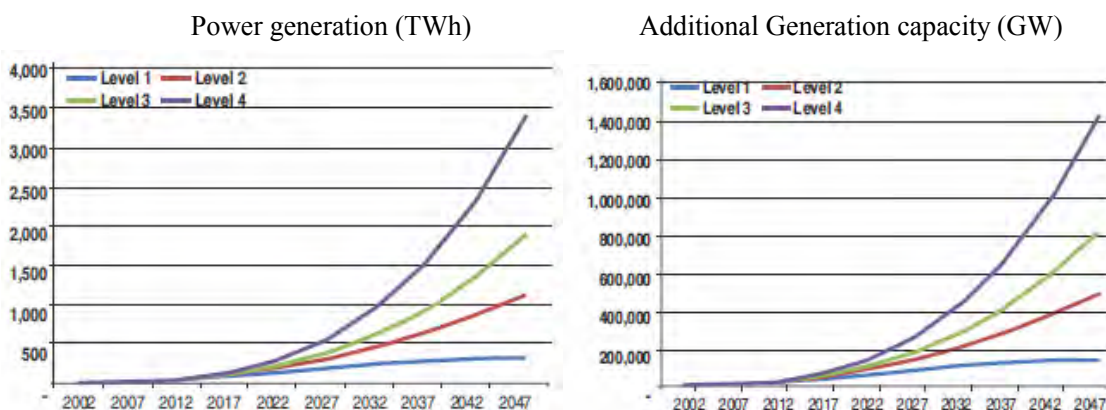
source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-90)

Figure 2.3.2-4 Gas-fired power generation and generation capacity

c) 非在来型再生可能エネルギー発電

新規の電源開発、地球温暖化対策として、2022 年までに再生可能エネルギー発電能力を 175 GW にまで大幅に拡大する方針である。内訳は太陽エネルギーが 100 GW（うちルーフトップは 40 GW）、風力が 60GW、小規模水力が 5 GW、バイオマスが 10 GW となっている。中央政府は再生可能エネルギーの導入を促進するため、2016 年 1 月に New Tariff Policy を発表、様々な導入促進策を打ち出している。また、州独自で再生可能エネルギーの導入方針を制定するところもある。

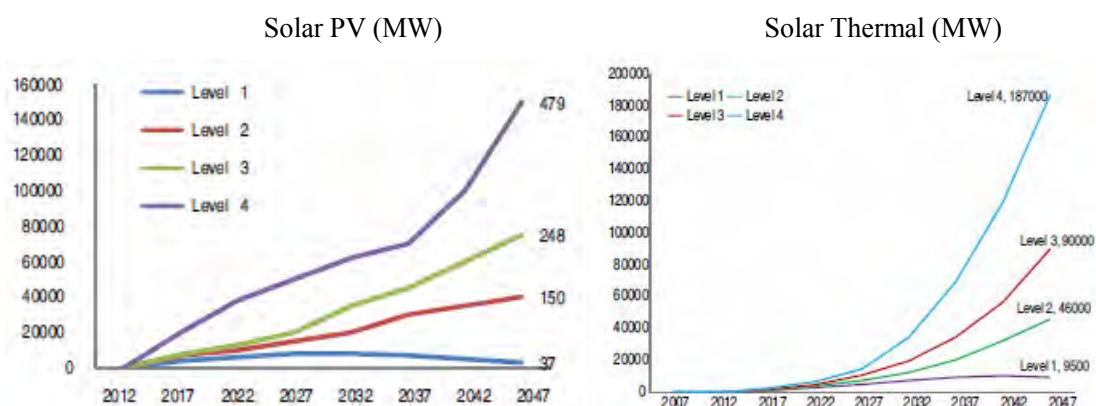
Energy Security Scenarios 2047 では非在来型再生可能エネルギー発電と追加の非在来型再生可能エネルギー発電能力をレベル別に以下のように想定している。



source: India Energy Security Scenario 2047(Appendix 2-90)

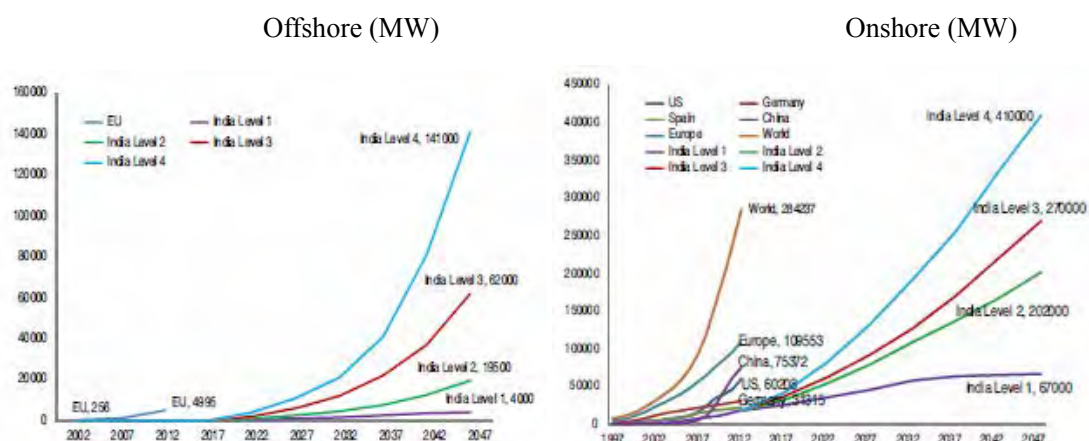
Figure 2.3.2-5 Non-conventional Renewable power generation and generation capacity

Energy Security Scenarios 2047 では太陽エネルギーと風力の追加発電能力をレベル別に以下のように想定している。



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-91)

Figure 2.3.2-6 Additional Solar energy power generation capacity



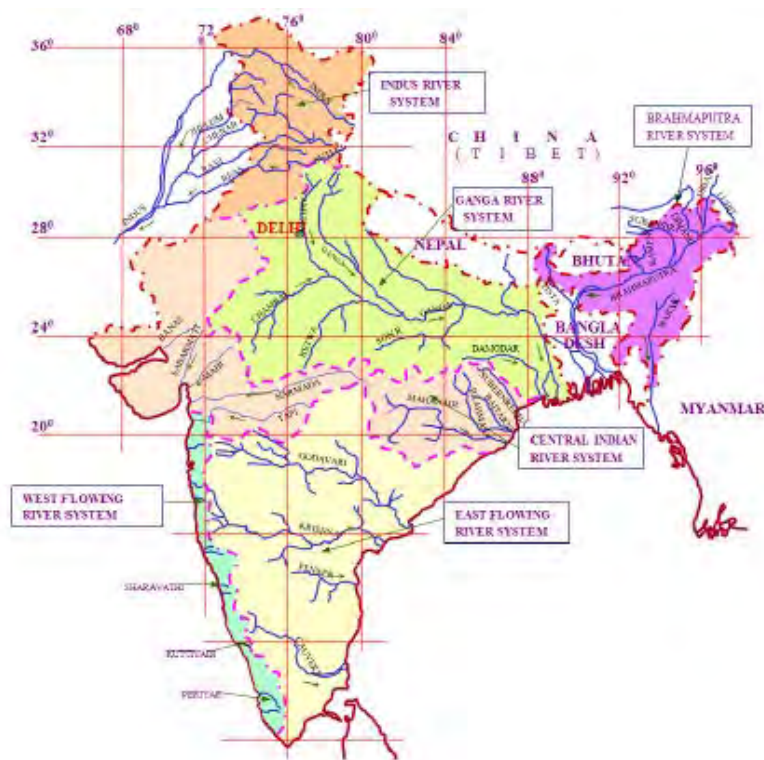
source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-91)

Figure 2.3.2-7 Additional Wind power generation capacity

3) 大規模水力

MoP は 1998 年に National Policy on Hydropower Development を導入した。中央政府は様々な手法により 2025 年度までに潜在的に開発可能な水力発電を 100 % 実現する目標を打ち出している。これを達成するために、CEA は過去 FS を実施し、第 12 次および第 13 次 5 年計画において実行可能な大規模および小規模水力プロジェクトを決定するための順位付け調査を行った。

下図にインドの大規模水力のポテンシャル、下表に河川域別の設置可能と考えられる能力を示す。CEA によると、経済的に開発可能な大規模水力は 150 GW 近くである。これは主に Brahmaputra、Indus および Ganga 河川流域である。



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-92)

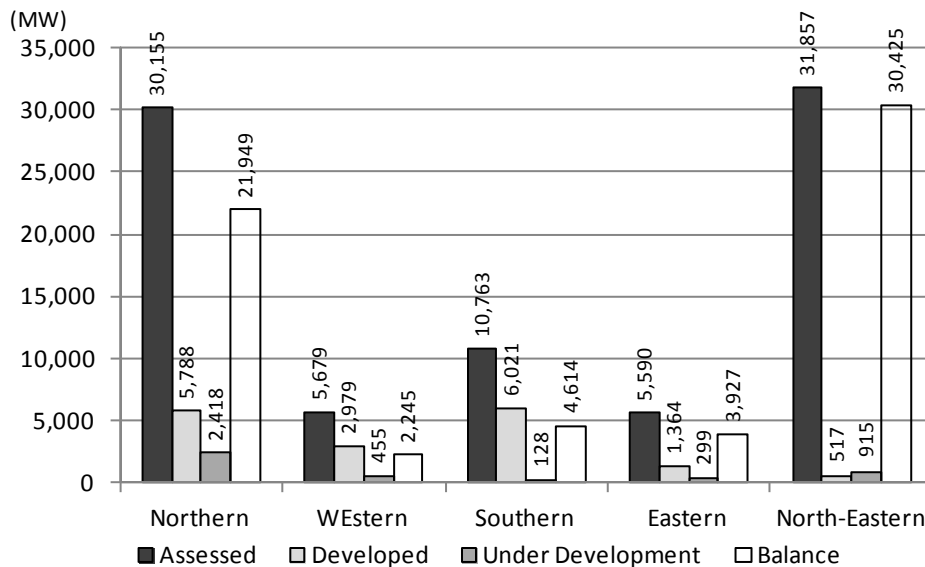
Figure 2.3.2-8 Basin-wise Large Hydro potential in India

Table 2.3.2-3 Basin-wise Large Hydro potential in India

River Basin	Probable installed capacity (MW)
Indus	33,832
Ganga	20,711
Central Indian rivers	4,152
West flowing (southern)	9,430
East flowing (southern)	14,511
Brahmaputra	66,065
Total	149,000

source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-92)

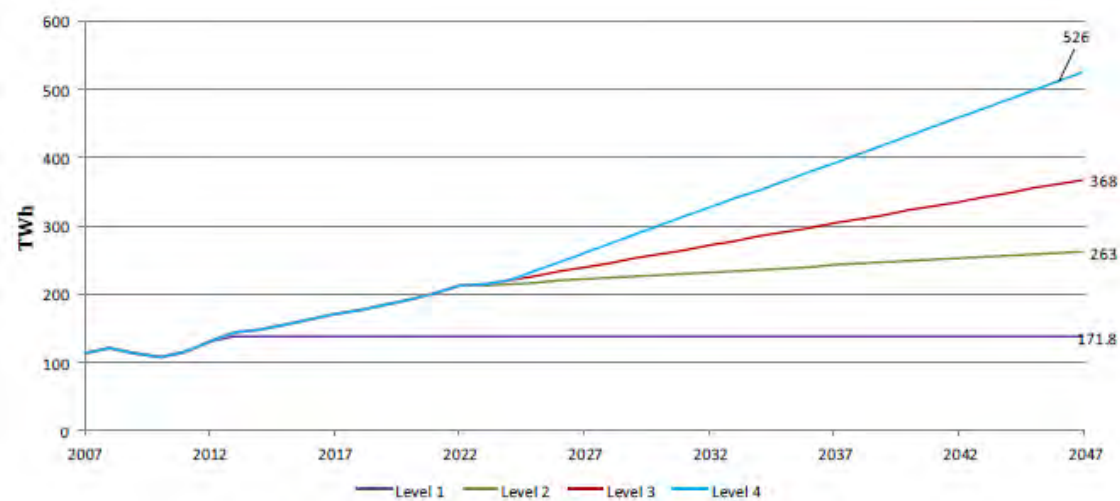
下図に水力発電ポテンシャルの開発状況を示す。トータル推定ポテンシャルのうち 42 GW は既に開発済みである。しかし、大規模水力発電プロジェクト生態系に大きな影響を与え、住民および家畜の大規模な移住が伴う。このため、長期的にみて発電構成に占める大規模水力のシェアが大きくなる見込みは少ない。



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-92)

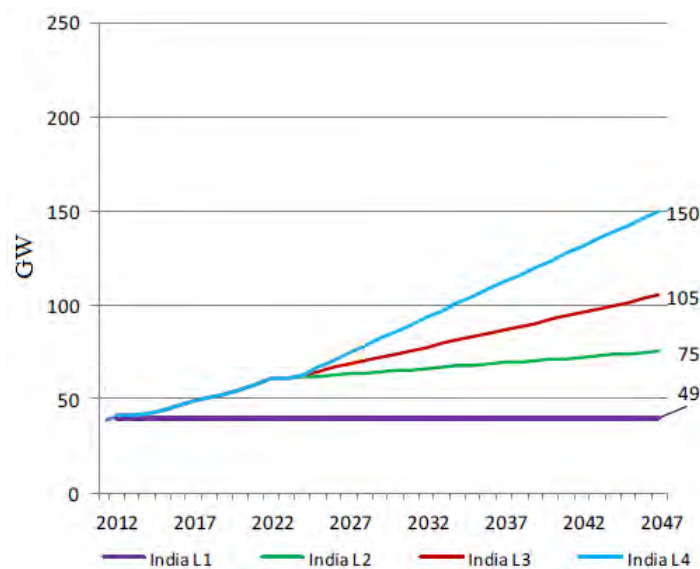
Figure 2.3.2-9 Status of Hydro Potential Development in India

Energy Security Scenarios 2047 では大規模水力の発電および大規模水力発電能力をレベル別に以下のように想定している。



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-92)

Figure 2.3.2-10 Large Hydro power generation



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-92)

Figure 2.3.2-11 Large Hydro power generation capacity

4) 揚水発電

現在、インドには9カ所、合計発電能力4.8 GWの揚水発電所がある。うち、5カ所、合計発電能力2.6 GWだけが揚水モードでも運転されている。

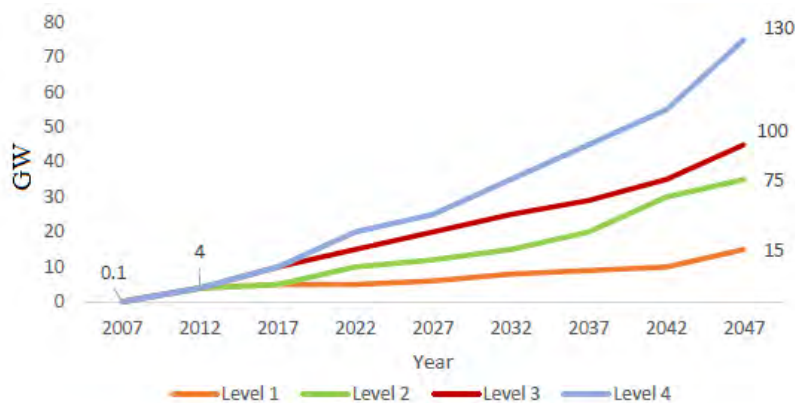
下表に地域別の揚水発電ポテンシャルを示す。56のサイト、約96,500 MWのポテンシャルが揚水発電として利用可能と推定されている。1カ所当たりの発電能力は600 MWから2,800 MWとなっている。

Table 2.3.2-4 Region-wise PSP potential

Region	Probable installed capacity (MW)
Northern	13,065
Western	39,684
Southern	17,750
Eastern	9,125
North-Eastern	16,900
Total	96,524

source: India Energy Security Scenario 2047 (from reassessment studies by CEA, 1987) (Appendix 2-92)

India Energy Security Scenario 2047では、揚水発電は水力のカテゴリーではなくエネルギー貯蔵のカテゴリーとして扱われている。Energy Security Scenarios 2047ではエネルギー貯蔵能力をレベル別に以下のように想定している。エネルギー貯蔵には揚水発電以外に圧縮空気エネルギー貯蔵、フライホイール、バッテリー、燃料電池などが含まれている。



source: India Energy Security Scenario 2047 (Appendix 2-93)

Figure 2.3.2-12 Electrical Energy Storage Capacity

(4) 送電

1) 現状

下表に 2016 年 3 月末時点の電圧別部門別の送電線を示す。

Table 2.3.2-5 Executive summary of Target and Achievement of Transmission Lines during 2015-16

(All figures in circuit kms.)

Programme / Achievement	HVDC			765 kV			400 kV						220 kV						Total Central, State & JV/ Private Sector									
	± 800 kV			± 500 kV			Central Sector			State/ Private Sector			Central Sector			State/ Private Sector			Central Sector			State/ Private Sector						
	Central Sector	State Sector	Total	Central Sector	JV/Private Sector	Total	PCCL	DVC	Total CS	State Sector	JV/Private Sector	Total	PCCL	DVC	Total CS	State Sector	JV/Private Sector	Total	PCCL	DVC	Total CS	State Sector	JV/Private Sector	Total				
	Central Sector	State Sector	Total	Central Sector	JV/Private Sector	Total	PCCL	DVC	Total CS	State Sector	JV/Private Sector	Total	PCCL	DVC	Total CS	State Sector	JV/Private Sector	Total	PCCL	DVC	Total CS	State Sector	JV/Private Sector	Total				
Programme 2015-16	0	0	0	0	0	0	4204	0	1257	5461	3943	0	3943	3759	1466	9168	0	867	867	8216	0	9083	8147	867	9014	11975	2723	23712
Mar 2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239	310	549	0	0	0	461	0	461	0	0	0	700	310	1010
Upto Mar, 2016	0	0	0	0	0	0	4204	0	1257	5461	3943	0	3943	3759	1466	9168	0	867	867	8216	0	9083	8147	867	9014	11975	2723	23712
Achievement	3506	0	3506	0	0	0	4324	0	1277	5601	6009	0	6009	4047	1125	11181	167	212	399	7427	0	7826	14026	212	14238	11474	2402	28114

Note: 400 kV D/C Ib - Meramundali (Loc No. 122/0 to Meramundali) -418 Ckm has been readjusted (Shifted) from 220 kV to 400 kV voltage level in January 2016.

source: Monthly Transmission Report, CEA (Appendix 2-54)

インドでは独立後、電力供給は州内で完結する体制であったが、1960年代に地域単位でグリッドを管理することが始まった。

最初に州のグリッドが地域グリッドに接続され、インドでは北部、東部、西部、南部、北東部の5つのグリッドに分かれることになった。

1991年10月に北東部と東部のグリッドが接続された。

2003年3月に西部と東部-北東部グリッドが接続された。

2006年8月に北部と東部グリッドが接続され、北部、東部、西部、北東部のグリッドが接続されて同期され、中央グリッドとなって1つの周波数で運転されるようになった。

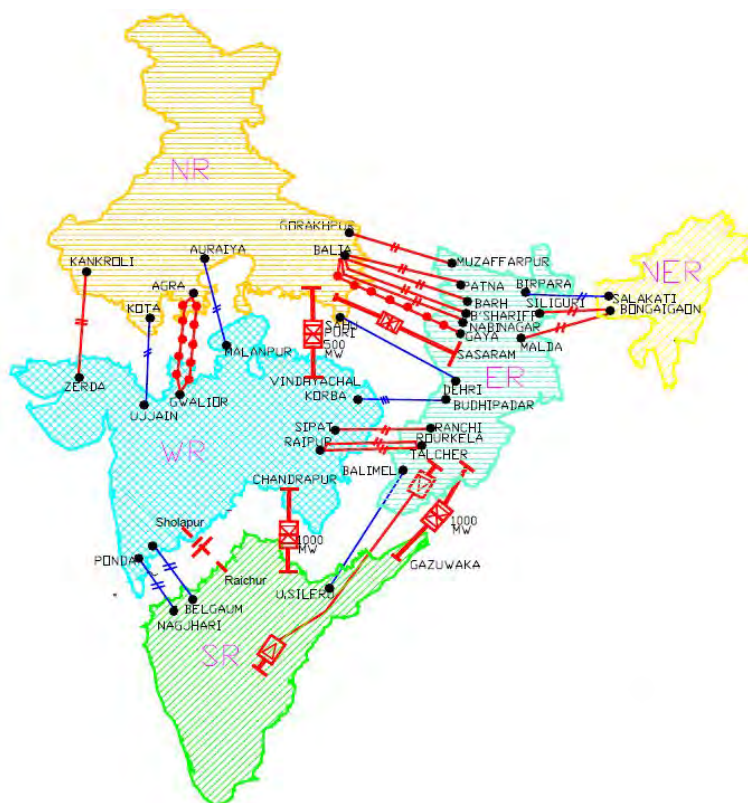
2013年12月31日に南部が中央グリッドに接続され、同期された。

下表に地域間の連携送電能力を示す。2016年7月時点で59,550 MW、第12次5カ年計画末時点の予想は68,050 MWである。

Table 2.3.2-6 Inter Regional Transmission Capacity

Break-up	Capacity as of July 2016 (MW)	Expected at the end of 12th Plan (MW)
Eastern- Northern	17,930	17,930
Eastern- Western	12,790	12,790
Eastern- Southern	3,630	3,630
Eastern- North Eastern	2,860	2,860
Sub Total	37,210	37,210
Western- Northern	12,920	16,920
Western- Southern	7,920	7,920
Sub Total	20,840	24,840
Northern- North Eastern	1,500	6,000
132kV (Inter Regional)	600	0
Grand Total	59,550	68,050

source: MoP (access: 30th August 2016)²⁹



source: Transmission Infrastructure requirement & Grid Integration aspects, January 2014, Power Grid Corporation of India (Appendix 2-94)

Figure 2.3.2-13 Inter-Regional Transmission Lines

²⁹ <http://powermin.nic.in/en/content/inter-regional-transmission-capacity>

2) 将来の計画

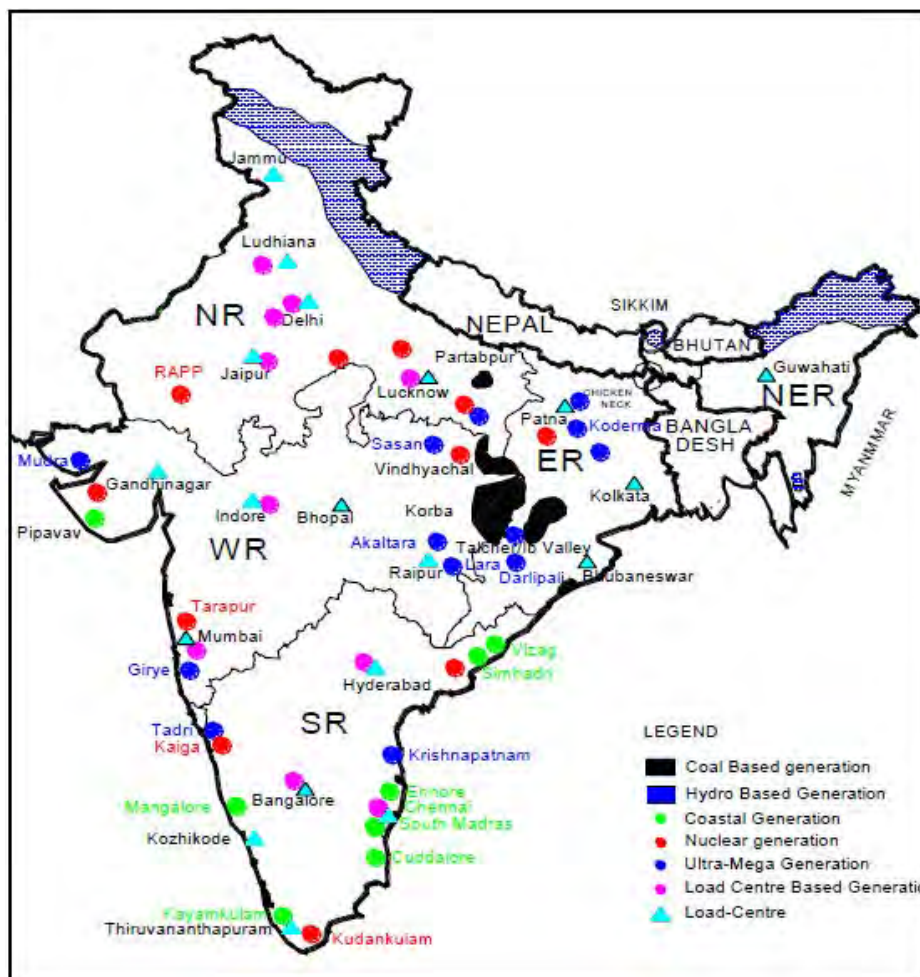
下図にインドの需要中心地とエネルギー資源を示す。

石炭資源は主にインド中央に存在し、Chhattisgarh 州、Orissa 州、Jharkhand 州、Madhya Pradesh 州に、既存の石炭火力に加えて、新規の石炭火力の計画がある。

水力資源は主に北東部および北部 Himalaya 地域に存在する。

また、沿岸部では輸入石炭、輸入 LNG を再ガス化した燃料を使用した既存の発電所、新規の発電所計画がある。

このように、エネルギー資源の場所と需要中心地の場所が異なっているため、需要中心地の需要を満たすために送電線の増強を行う必要がある。



source: Transmission Infrastructure requirement & Grid Integration aspects, January 2014, Power Grid Corporation of India (Appendix 2-94)

Figure 2.3.2-14 Demand Center and Energy Resources in India

Power Grid Corporation によると、以下の送電線拡張プロジェクトがある³⁰。

- 今後 5-6 年間の拡張プログラム
 - 送電線：109,440 ckm
 - 765 kV – 27,000 ckm
 - 400 kV – 38,000 ckm
 - 220 kV – 35,000 ckm
 - HVDC – 9,440 ckm
 - 変電所：約 2,83,000 MVA
 - 765 kV – 149,000 MVA
 - 400 kV – 45,000 MVA
 - 220 kV/132 kV – 76,000 MVA
 - HVDC - 13,000 MVA
 - 16 カ所で 400 kV レベルの Dynamic Compensation
 - 中央グリッド（第 12 次 5 カ年計画末）：65,000 MW
- 代表的な送電線プロジェクト
 - 55 の IPP 向けに 11 の高能力送電線コリドー(55,000 MW)
 - 6 つの UMPP(s)向けの送電システム (24000MW)
 - DVC の発電プロジェクト向けの送電システム (5000MW)
 - 北東部およびブータンからの送電システム
- 再生可能エネルギーのグリッド流入対策
 - バランシング地域拡大のためのグリッド接続強化
 - 時刻単位での再生可能エネルギー発電予測
 - 電力貯蔵：バランスさせるための大規模電力貯蔵（揚水発電など）、安定化のための fast acting storage
 - 負荷管理および需要対応
 - 戦略的エリアでの Dynamic Reactive Compensation (SVC/STATCOM)s
 - スマートグリッドのための広範囲モニターシステム
 - SCADA・コントロールセンターを統合した再生可能エネルギー管理センターの設立
- グリーン・エネルギー・コリドー（第 12 次 5 カ年計画）
 - “グリーン・エネルギー・コリドー” – 第 12 次 5 カ年計画（再生可能エネルギー発電能力 33,000 MW 目標）における包括的な再生可能エネルギー統合計画
 - 州間送電システム
 - 送電線：3,400 ckm - 765kV : 2,780 ckm - 400kV : 620 ckm
 - 変電所：18,000 MVA (6 カ所) - 765kV : 15,000 MVA (5 カ所) -400kV : 3,000 MVA (1 カ所)
 - 州内送電システム

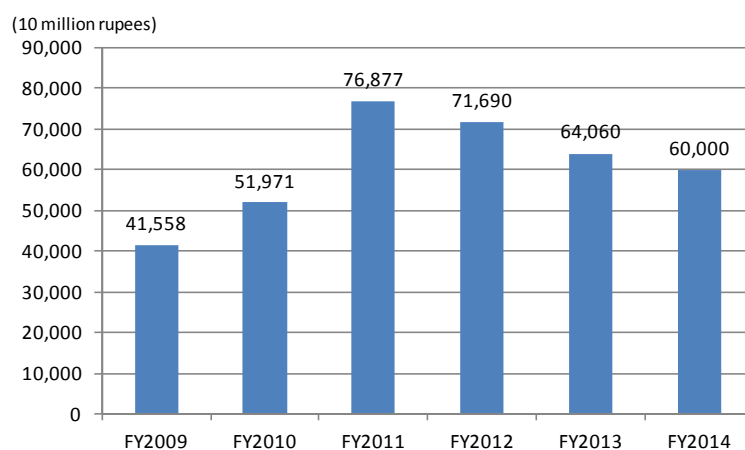
³⁰ Transmission Infrastructure requirement & Grid Integration aspects, PGCIL (Appendix 2-94)

- ・ 送電線：15,000 ckm - 765kV：300 ckm - 400kV：5500 ckm - 220kV/132kV：9200 ckm
- ・ 変電所：15,500 MVA (32 カ所) - 400kV：11,000 MVA (12 カ所) - 220kV/132kV：4,500 MVA (20 カ所)
- 必要な追加投資額：391.1 億 INR
 - ・ コントロール・インフラ：367.7 億 INR
(Dynamic Compensation-120.4 億 INR
リアル・タイム測定- 47.3 億 INR
エネルギー貯蔵- 200 億 INR)
 - ・ 再生可能エネルギー管理センター設立：23.4 億 INR
- 今後に向けて
 - ・ 再生可能エネルギー発電の予測- ハード・ソフト
 - ・ グリッド規模のエネルギー貯蔵およびその管理システム
 - ・ 再生可能エネルギー管理センター
 - ・ フレキシブル発電・負荷のための市場および料金設計

2.3.3 配電会社の負債削減：UDAY

インドでは農業用料金が政策的に安く抑えられ、各州の配電会社は逆ぎやの料金体制を強いられることから、多くの会社が赤字に陥る構造となっている。このため、赤字にある配電会社は需要を満たす電力を購入することができず、その結果、発電所では余剰電力があるにもかかわらず停電が発生するという不合理な悪循環が続いている。

下図に FY2009 から FY2014 までの配電会社の損失を示す。過去 6 年間の累積損失は 3.7 兆 INR に達している。



source: Towards UjwalBharat UDAY: The Story of Reform, November 2015, MoP, MoC, MNRE (Appendix 2-66)

Figure 2.3.3-1 Annual DISCOM losses and debt

このため連邦政府は 2015 年 11 月、州配電会社の累積赤字を改善するため Ujwal DISCOM Assurance Yojna (UDAY) scheme を発表した。UDAY の主な概要を以下に示す³¹。

- ◇ 州は 2015 年 9 月 30 日時点の配電会社の負債の 75% を 2 年間（配電会社負債の 50% を 2015 年度に、25% を 2016 年度に）で負担しなければならない。
- ◇ 連邦政府は、各州の 2015 年度および 2016 年度の財政赤字を計算する上で、上記スキームにて州が負担した負債を含めない。
- ◇ 州は、適切な規模で州開発ローン (SDL) 債を含む非法定流動化レシオ (Non-SLR) 債を市場、または配電会社の負債を保有しているそれぞれの銀行・金融機関に直接発行する。
- ◇ 州が負担しなかった配電会社の負債は、銀行・金融機関により融資または債権に転換されなければならない。金利は銀行の基準金利プラス 0.1% を超えてはならない。代わりに、この負債を全てまたは一部を州が保証した配電会社債として配電会社が発行できる。金利は市場で普及している金利で、銀行の基準金利プラス 0.1% 以下にしなければならない。
- ◇ 州は将来の配電会社の損失を以下のように段階的に負担しなければならない。

Year	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Previous Year's DISCOM loss to be taken over by State	0% of the loss of 2014-15	0% of the loss of 2015-16	5% of the loss of 2016-17	10% of the loss of 2017-18	25% of the loss of 2018-19	50% of the previous year loss

- ◇ 州配電会社は、MoP と相談して決定された機関内に、2012 年 4 月 1 日以降の再生可能エネルギー発電購入義務 (RPO) を守らなければならない。
- ◇ UDAY を受け入れて運転基準を満たしている州には、Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY)、Integrated Power Development Scheme (IPDS)、Power Sector Development Fund (PSDF) または MoP および MNRE のその他スキームを通じて、追加・優先的な資金が提供される。
- ◇ このような州には、通達価格での追加石炭供給、稼働率が高い場合には NTPC その他連邦政府会社から低コストの電力供給という支援が行われる。
- ◇ 運転基準を満たしていない州は、IPDS および DDUGJY に関する補助金の権利がはく奪される。
- ◇ UDAY はすべての州が選択できる。しかし、州は早く恩恵にあずかれるかどうかは結果次第である。

2016 年 6 月時点で、20 の州が UDAY に参画する意向を示し、10 月時点で 17 の州が契約を締結している。連邦政府は州の UDAY への参加期限を 2017 年 3 月まで延長し、残りの州へ参画を働きかけている。

³¹ UDAY (Ujwal DISCOM Assurance Yojana) for financial turnaround of Power Distribution Companies, 5th November 2015, Press Information Bureau, Government of India, Cabinet

2.3.4 総合電力開発スキーム：IPDS

2014年11月、連邦政府は Integrated Power Development Scheme (IPDS) を発表した。目的は以下のとおり³²。

- 都市部におけるサブ送電および配電ネットワークの強化
- 都市部における配電変圧器・フィーダー・消費者のメーターリング
- 配電部門での IT 活用および配電ネットワークの強化。第12次5カ年計画の Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme ((RAPDRP)の目標を関達するために、2013年6月21日に Cabinet Committee on Economic Affairs (CCEA) が承認した電力開発は、第13次5カ年計画では発展的に RAPDRP から IPDS になる。

このスキームは、AT&C losses の削減、ITによるエネルギー勘定・診断システム、メーターに基づいた電力料金システムの改善、代金回収の効率改善を支援するものである。

このスキームは、サブ送電および配電システムの強化に関連する作業が対象となり、都市部の太陽光パネル対策、配電変圧器・フィーダー・消費者のメーターリング、および配電部門の IT 加が含まれる。

このスキームでは、民間を含む全ての配電会社および州の電力局が財政的支援を受けられる。

下表に2021年度までの配電会社別の AT&C Loss の目標を示す（配電会社と相談の上、MoP が設定した最終案）

Table 2.3.4-1 AT&C Loss trajectory

State	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Eastern										
Bihar										
NBPDCL	56.00		46.63	42.63	38.13	34.00	30.00	27.00	24.00	21.00
SBPDCL	53.97		46.63	42.63	38.13	34.00	30.00	27.00	24.00	21.00
Bihar Total	54.63		46.63	42.63	38.13	34.00	30.00	27.00	24.00	21.00
Jharkhand	47.49	43.49	39.49	36.49	32.49	29.49	27.00	24.00	21.00	18.00
Orissa										
CESCO	43.61	39.55	37.58	35.55	33.51	30.98	28.44	25.90	23.36	20.82
NESCO	39.61	35.92	34.13	32.29	30.44	28.14	25.83	23.52	21.22	18.91
SESCO	49.36	44.76	42.53	40.23	37.93	35.06	32.19	29.31	26.44	23.56
WESCO	41.87	37.97	36.07	34.12	32.17	29.74	27.30	24.86	22.42	19.99
Orissa Total	42.94	38.94	37.00	35.00	33.00	30.50	28.00	25.50	23.00	20.50
Sikkim	53.51	49.51	45.51	41.51	37.51	33.51	29.00	26.00	23.00	20.00
West Bengal	34.43	30.51	29.00	28.00	26.00	24.00	23.00	22.00	21.50	21.00
North-Eastern										
Arunachal Pr.	60.26	56.76	53.26	49.76	46.26	42.76	39.26	36.00	33.00	30.00
Assam	31.85	29.85	28.35	26.85	25.35	23.85	22.00	20.00	18.50	17.00
Manipur	85.49	78.49	71.49	64.49	56.49	48.00	40.00	34.00	28.00	22.00
Meghalaya	26.60	33.11	31.29	29.79	28.29	26.79	25.29	23.79	22.29	20.79
Mizoram	27.55	27.02	26.14	25.77	24.59	23.49	22.13	21.13	19.75	18.62
Nagaland	75.30	67.21	64.21	59.21	53.21	47.21	41.21	35.21	29.21	24.21
Tripura	33.85	29.85	27.35	24.85	22.35	20.85	20.00	18.00	17.00	16.00
Northern										
Delhi										
BRPL	15.16	14.67	14.17	13.92	13.67	13.17	12.95	12.45	12.21	11.96

³² http://www.ipds.gov.in/Form_IPDS/About_IPDS.aspx

BYPL	17.94	17.35	16.76	16.46	16.17	15.58	15.32	14.73	14.44	14.14
NDPL	13.12	12.69	12.25	12.04	11.82	11.39	11.20	10.77	10.56	10.34
Delhi Total	15.22	14.72	14.22	13.97	13.72	13.22	13.00	12.50	12.25	12.00
Haryana										
DHBVNL	28.31	26.14	23.96	21.35	18.74	17.01	15.66	14.79	13.92	13.05
UHBVNL	36.97	34.13	31.29	27.88	24.48	22.20	20.44	19.31	18.17	17.04
Haryana Total	32.55	30.05	27.55	24.55	21.55	19.55	18.00	17.00	16.00	15.00
H.P.	9.53	14.50	13.50	12.50	11.50	10.50	10.00	10.00	10.00	10.00
J&K	60.87	55.87	51.87	47.87	43.87	39.87	35.00	30.00	26.00	22.00
Punjab	17.66	17.16	16.66	16.16	15.66	15.16	15.00	14.50	14.25	14.00
Rajasthan										
AVVNL	19.90	21.78	19.60	18.50	17.50	16.50	15.50	14.50	14.25	14.00
JDVVNL	18.97	26.31	21.14	19.22	17.30	16.00	15.00	14.50	14.25	14.00
JVVNL	20.91	30.69	24.50	22.50	20.50	19.00	17.50	16.00	15.00	14.00
Rajasthan Total	20.00	26.74	21.75	20.00	18.50	17.25	16.00	15.00	14.50	14.00
Uttar Pradesh										
DVVN	45.69	41.42	37.16	33.96	30.76	27.56	24.36	21.32	18.13	15.99
MVVN	45.83	41.55	37.27	34.07	30.86	27.65	24.44	21.39	18.18	16.04
PaVVN	33.39	30.27	27.16	24.82	22.48	20.14	17.81	15.58	13.25	11.69
PoVVN	52.37	47.48	42.59	38.93	35.26	31.59	27.93	24.44	20.78	18.33
KESCO	37.61	34.10	30.59	27.96	25.32	22.69	20.06	17.55	14.92	13.17
UP Total	42.85	38.85	34.85	31.85	28.85	25.85	22.85	20.00	17.00	15.00
Uttaranchal	23.18	21.68	20.18	18.68	17.68	16.68	16.00	15.00	14.50	14.00
Southern										
Andhra Pradesh										
APSPDCL	12.74		14.94	14.73	14.31	13.95	13.58	13.58	13.58	13.58
APEPDCL	9.90		10.69	10.33	10.23	10.02	9.89	9.89	9.89	9.89
AndhraTotal	11.58		13.13	12.88	12.58	12.28	12.00	12.00	12.00	12.00
Telangana										
TSSPDCL			15.90	15.40	14.90	14.40	13.90	13.40	12.90	12.40
TSNPDCL			13.13	12.88	12.58	12.28	12.00	12.00	12.00	12.00
Telangana total			13.13	12.88	12.58	12.28	12.00	12.00	12.00	12.00
Karnataka										
BESCOM	20.45	16.52	15.36	14.89	14.23	13.37	12.72	11.87	11.51	10.91
GESCOM	18.28	25.51	25.03	24.37	23.92	23.41	22.84	22.44	21.72	21.01
HESCOM	20.44	20.40	20.00	19.66	18.99	18.56	17.96	17.43	17.00	16.36
MESCOM	14.57	14.31	13.10	12.70	12.08	11.65	11.28	10.79	9.92	9.32
CHESCOM	30.42	16.50	15.81	15.35	14.92	14.27	13.59	12.99	12.51	12.19
Karnataka Total	20.78	18.25	17.90	17.43	16.86	16.29	15.72	15.15	14.57	14.00
Kerala	10.53	11.15	10.80	10.50	10.25	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Pondicherry	9.13	19.00	18.00	17.00	16.00	15.00	14.00	13.00	12.00	11.00
Tamilnadu	20.72	20.22	19.72	19.22	18.97	18.72	18.47	18.22	18.00	18.00
Western										
Chattisgarh	25.12	24.48	22.37	20.66	19.07	17.49	16.17	15.11	14.52	14.00
Goa	14.14	13.89	13.64	13.39	13.14	12.64	12.00	12.00	12.00	12.00
Gujarat										
DGVCL	10.40	13.58	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48
MGVCL	14.94	17.41	16.64	15.80	15.01	14.26	14.26	14.26	14.26	14.26
UGVCL	14.37	11.75	16.39	15.57	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80
Gujarat Total	19.87	18.58	21.58	20.41	19.29	18.24	17.25	16.31	15.42	14.58
Madhya Pr.										
MPMKVVCL	29.97	29.61	27.00	25.00	23.00	21.00	19.00	17.00	16.00	15.00
MPPKVVCL	28.16	23.67	21.58	19.96	19.13	18.29	17.44	16.58	15.72	15.00
MPPuKVVCL	36.40	23.68	21.68	20.00	19.00	18.00	17.00	16.00	15.50	15.00
MP Total	31.15	25.86	24.47	23.10	21.73	20.38	18.83	16.50	15.75	15.00
Maharashtra	21.95	20.45	18.95	17.45	16.45	15.45	15.00	14.50	14.25	14.00

source: DISCOM wise AT&C Loss trajectory up to 2021-22 (Finalised by MoP in consultation with Discoms)³³, MoP (Appendix 2-96)

³³ http://www.apdrp.gov.in/IPDS_Order_Guidelines/AT_And_C_Loss_Trajectory.pdf

2.3.5 地方電化：DDUGJY

インドでは、1969年にMoPがRural Electrification Corporation Limited (REC)を設立した。RECは州電力公社・州営電力会社に地方電化スキームへの投資に対する融資を行ってきた。

2005年2月、“Power for all by 2012”が開始され、地方電化を加速するために、MoPは全ての地方電化スキームを統合して、Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY)³⁴を発表した。このプログラムでは州政府に対して、90%が連邦政府から支給され、RECが10%を融資した。人口100人超の居住地がこのスキームの対象となった。

1997年10月以降、電化された村落の定義は以下のとおり³⁵。

- ✓ 居住地、Dalit Basti 集落が存在するところに配電変圧器や配電線といった基本的なインフラが提供されている。
- ✓ 学校、Panchayat 事務所、健康センター、診療所、集会所などの公共施設に電力が供給されている。
- ✓ 村落全体の世帯の数の少なくとも10%が電化された世帯である。

2014年11月、内閣はRGGVYを包含した新しい地方電化政策“Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY)”を承認した。DDUGJYの内容は以下のとおり³⁶。

- 地方において農業用への供給と農業用以外の消費者をしっかりと分けて電力の供給を再開するために、農業用と農業以外のフィーダーを分離。
- 地方のサブ送電および配電インフラの強化、拡大。配電変圧器・フィーダー・消費者のメーターリングが含まれる。
- 第12次5カ年計画におけるRGGVYの目標完達を目指してCEAが2013年8月1日に承認した地方電化計画では、第13次5カ年計画ではRGGVYは発展的にDDUGJYとなる。

このスキームは、フィーダー分離、サブ送電および配電システムの強化に関連の作業が対象となり、配電変圧器・フィーダー・消費者のメーターリングおよび地方電化が含まれる。

このスキームでは、民間を含む全ての配電会社および州の電力局が財政的支援を受けられる。

2.3.6 地球温暖化対策

インドは現在、世界第3位の温室効果ガス(GHG)排出国である。インド政府が初めて地球規模の温暖化問題に対処するための政策を出したのは、北海道洞爺湖サミット開催1週間前の2008年6月30日に発表されたNational Action Plan on Climate Change (NAPCC) (Appendix 2-97)である。既にインドでは地表の気温上昇、降雨、異常気象、海水面の上昇、ヒマラヤ氷河への影響が観測されていた。NAPCCでは気候変動の緩和と適応のために以下の8つのミッションが設立された。

³⁴ <https://india.gov.in/rajiv-gandhi-grameen-vidyutikaran-yojana>

³⁵ http://www.ddugjy.gov.in/mis/portal/definition_electrified_village.html

³⁶

http://www.pmindia.gov.in/en/news_updates/pm-condemns-the-terror-attack-in-kabul-condoles-loss-of-innocent-lives-in-the-attack/?comment=disable

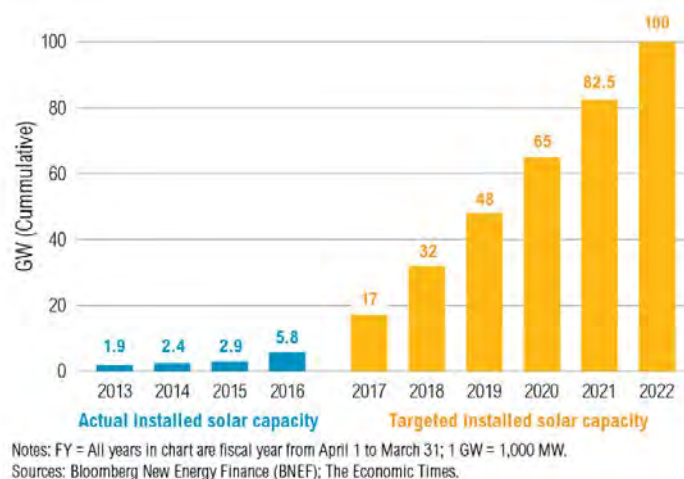
- I. National Solar Mission
- II. National Mission for Enhanced Energy Efficiency in Industry
- III. National Mission on Sustainable Habitat
- IV. National Water Mission
- V. National Mission for Sustaining the Himalayan Ecosystem
- VI. National Mission for “Green India”
- VII. National Mission for Sustainable Agriculture
- VIII. National Mission on Strategic Knowledge for Climate Change

2010年1月から Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) が開始された。JNNSM では2022年までにグリッド接続の太陽光発電 20 GW という野心的な目標が設定された。目的はインドにおける太陽光発電コストを引き下げることであり、(i) 長期的政策、(ii) 大規模な開発目標、(iii) 精力的な R&D、および(iv) 重要な原材料、部品、製品の国内生産を通じて、2022年までにグリッド料金均衡を達成することにあった。

JNNSM は2022年までに20 GW 達成が目標であった。しかし、2014年、インド人民党が政権に就き、Modi 首相は目標を5倍に引き上げ、2022年までに100 GW とした。インド人民党政権は現在、再生可能エネルギー発電能力 175 GW という非常に野心的な目標を設定している。175 GW の内訳は、太陽光が100 GW、風力が60 GW、バイオマスが10 GW、小規模水力が5 GW になっている³⁷。

MNRE は2022年まで太陽光発電能力100 GW の目標を州別年別にブレイクダウンしている。MNRE は RPO を含んだ再生可能エネルギー発電料金制度、加速減価償却といった様々な政策導入に加えて、2014年に Development of Solar Parks and Ultra Mega Solar Power Projects を開始した。

下表にインドの年別太陽光発電能力の目標を示す。



source: WORLD RESOURCES INSTITUTE³⁸

Figure 2.3.6-1 India sets year-on-year targets to reach ambitious 2022 solar goal

³⁷ http://niti.gov.in/writereaddata/files/writereaddata/files/document_publication/report-175-GW-RE.pdf

³⁸ <http://www.wri.org/blog/2016/05/india-charts-roadmap-achieve-ambitious-solar-targets>

2012年、National Mission for Enhanced Energy Efficiency in Industry のために Perform, Achieve and Trade (PAT) が導入された。PAT は市場メカニズムを通じて、大規模なエネルギー集約産業・施設のエネルギー効率改善を強化するもので、省エネ証書を売買できる仕組みである。このシステムは火力発電所を含む事業者にエネルギー消費量削減目標達成を義務付けるもので、達成できない場合には罰金が課されるものである。

Paris で開催される COP21 を前に、連邦政府は 2015 年 10 月に Intended Nationally Determined Contribution (INDC) を UNFCCC に提出した (Appendix 2-99)。目標は GDP あたりの GHG 排出量を 2030 年までの 2005 年比 33~35%削減であった。具体的な取り組みとして、2030 年までに原子力や再生可能エネルギーといった非化石燃料発電能力を総発電能力の 40%に引き上げる政策が記載されている。

Clean Development Mechanism (CDM) に関して、2016年1月現在、UNFCCC の CDM Executive Board により承認されたインドの CDM プロジェクトの件数は 1,623 件、中国について世界第 2 位、世界全体の 20%を占めている。

地球気候変動とは別に、インドでは急速な経済成長によって、大気汚染も深刻化している。2015 年 12 月、環境・森林・気候変動省 (MoEFCC) は Environment Protection Act 1986 の規定により、石炭火力発電所の排出基準に関する通達を出した。新たに SO_x、NO_x、水銀が規制されることになった(Appendix 2-100)。

2.4 揚水発電の現状と政策

2.4.1 再生可能エネルギー政策

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ている。

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 2.4.1-1 Tentative State-wise break-up of Renewable Power Target

Unit: MW

State/UTs	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
Uttrakhand	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

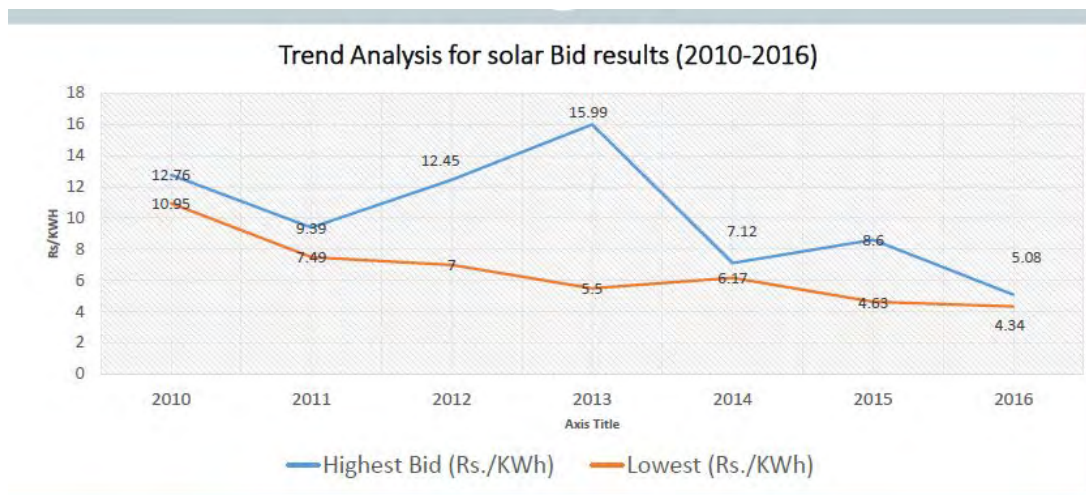
source: Tentative State-wise break-up of Renewable Power target to be achieved by the year 2022, MNRE³⁹
(Appendix 2-101)

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 Power 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 National 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、National 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。下図に太陽光入札価格の傾向を示す。価格は低下傾向にある。

なお、特記すべき事項として、2016年10月、Goyal 電力大臣は従来課せられていた再生電源への水力発電上限枠 (25 MW) を取り止め、大規模水力発電を再生電源に組み入れる提案を表明した。これにより2022年再生電源175GW達成に資するほか、さらに目標値を230GWに引上可

³⁹ <http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Tentative-State-wise-break-up-of-Renewable-Power-by-2022.pdf>

能としている。この方針は、再生電源目標の達成だけでなく、揚水発電を含む水力発電事業にとっては再生電源導入への促進策（RPO、Tariff regulations 優遇規定、再生電源への低利資金ソース）等の適用が可能となってくる可能性、州政府機関の揚水発電を含む水力への関心を高める効果を期待できるものとして、注視すべきと考えられる。⁴⁰



source: MNRE

Figure 2.4.1-1 Trend analysis for solar bid results (2010-2016)

2016年7月、MoPは再生可能エネルギーの導入を加速させるため、州営配電会社のRPOガイドラインを提示した。RPOは太陽光と太陽光以外に分けられた。配電会社の最終目標は個々の州のSERCによって設定される。

Table 2.4.1-2 RPO Trajectory recommended by MoP

Energy	2016-17	2017-18	2018-19
Non-solar	8.75%	9.50%	10.25%
Solar	2.75%	4.75%	6.75%
Total	11.50%	14.25%	17.00%

source: The Economic Times, 27 July 2016⁴¹

参考までに、National Tariff Policy 2006の改正が2011年に行われた際、SERCsに太陽光のRPO比率の設定が求められた。これは太陽光のRPO比率を2012年の0.25%から2022年には3%に引き上げることを意図していた。下表に当時の州別太陽光RPO比率目標を示す。これはMNREがSERCs Order on RPO Regulationsを集めたものである。上記のとおり、2016年7月にRPOガイドラインが引き上げられているが、2016年11月時点で州別の目標は公表されていない。

⁴⁰ 各種 news, 例えば energy live news,

<http://www.energylivenews.com/2016/10/24/india-to-classify-large-hydro-as-renewables-to-meet-green-targets/>

41

<http://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/power-ministry-sets-green-energy-target-for-state-discoms/articleshow/53407454.cms>

Table 2.4.1-3 State-wise Solar RPO targets

States	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Andra Pradesh	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%					
Arunachal Pradesh	Not regulation issued for RPO by the Power Department										
Assam	0.10%	0.15%	0.20%	0.25%							
Bihar	0.25%	0.25%	0.50%	0.75%	1.00%	1.25%	1.50%	1.75%	2.00%	2.50%	3.00%
Chhattisgarh	0.25%	0.50%									
Delhi	0.10%	0.15%	0.20%	0.25%	0.30%	0.35%					
JERC (Goa & UT)	0.30%	0.40%									
Gujarat	0.50%	1.00%									
Haryana	0.00%	0.05%	0.75%								
Himachal Pradesh	0.01%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.50%	0.75%	1.00%	2.00%	3.00%
Jammu and Kashmir	0.10%	0.25%									
Jharkhand	0.50%	1.00%									
Karnataka	0.25%										
Kerala	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%
Madhya Pradesh	0.40%	0.60%	0.80%	1.00%							
Maharashtra	0.25%	0.25%	0.50%	0.50%	0.50%						
Manipur	0.25%	0.25%									
Mizoram	0.25%	0.25%									
Meghalaya	0.30%	0.40%									
Nagaland	0.25%	0.25%									
Orissa	0.10%	0.15%	0.20%	0.25%	0.30%						
Punjab	0.03%	0.07%	0.13%	0.19%							
Rajasthan	0.50%	0.75%	1.00%								
Sikkim	Not regulation issued for RPO by the Power Department										
Tamil Nadu	0.05%										
Tripura	0.10%	0.10%									
Uttarakhand	0.03%	0.05%									
Uttar Pradesh	0.50%	1.00%									
West Bengal			0.25%	0.30%	0.40%	0.50%	0.60%				

source: MNRE⁴²

太陽光に関して、2008年のNational Action Plan on Climate Changeに基づき、Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) が2010年から開始された。JNNSMでは、2022年までに野心的な20GWのグリッド接続太陽光発電能力目標が設定された。21州33か所に太陽光発電所が建設され、2016年3月末時点の発電能力は19.9GWに達した。

2015年1月、Modi首相は太陽光発電能力100GWを達成すると発表した。これを受けてMNREは2016年4月に年度別の目標を以下のとおり設定した。

Table 2.4.1-4 Year wise and cumulative target of Grid connected Solar power

SI. No.	Year	Yearly Target (MW)	Cumulative Target (MW)
1	2015-16	2,000	5,000
2	2016-17	12,000	17,000
3	2017-18	15,000	32,000
4	2018-19	16,000	48,000
5	2019-20	17,000	65,000
6	2020-21	17,500	82,500
7	2021-22	17,500	100,000

source: Office Memorandum, 6th April 2016, MNRE⁴³⁴² 2016年11月8日アクセス <http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Solar%20RPO/state-wise-solar-RPO-targets.pdf>

インドでは再生可能発電能力の大きなシェアを占めているのが風力である。インドは 1990 年以前から風力発電の利用を始めていた。現在の発電能力は 27 GW を超え⁴⁴、中国、米国、ドイツに次いで世界第 4 位となっている。2000 年までに設置された風力タービンの多くは能力が 500 kW 未満で、風力エネルギーのポテンシャルが高い所に設置された。タービン約 500 kW 以下のものが 3,000 MW 超に及ぶと推定されている。風力エネルギー資源の最適利用を行うためには、Repowering する必要がある。

MNRE は 2016 年 8 月に Policy for Repowering of the Wind Power Projects を発表した⁴⁵。Repowering Policy の目的は、風力エネルギー資源の最適活用を促進し、Repowering のためのフレームワークを策定することにある。

まず、風力発電能力 1 MW 以下が Repowering Policy の対象となる。

インセンティブは以下のとおり。

- ✓ Repowering プロジェクトのために、Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA) は、IREDA が融資する新規風力発電プロジェクトに適用可能なリベート金利に加えて、0.25% 以上のリベートを提供する。
- ✓ 新規の風力発電プロジェクトに適用される全ての財政・金融上便益を、一定条件の下で Repowering プロジェクトにも適用する。

州配電会社が PPA により電力を購入している場合、Repowering 前の直近 3 年間の平均発電量相当発電量は現行 PPA と同条件で購入、追加発電量は配電会社による Repowering プロジェクト運転開始時点で州に適用される Feed-in-Tariff (FIT) で購入とする。第 3 者への売電も可能である。

2.4.2 大規模変動電源導入の課題

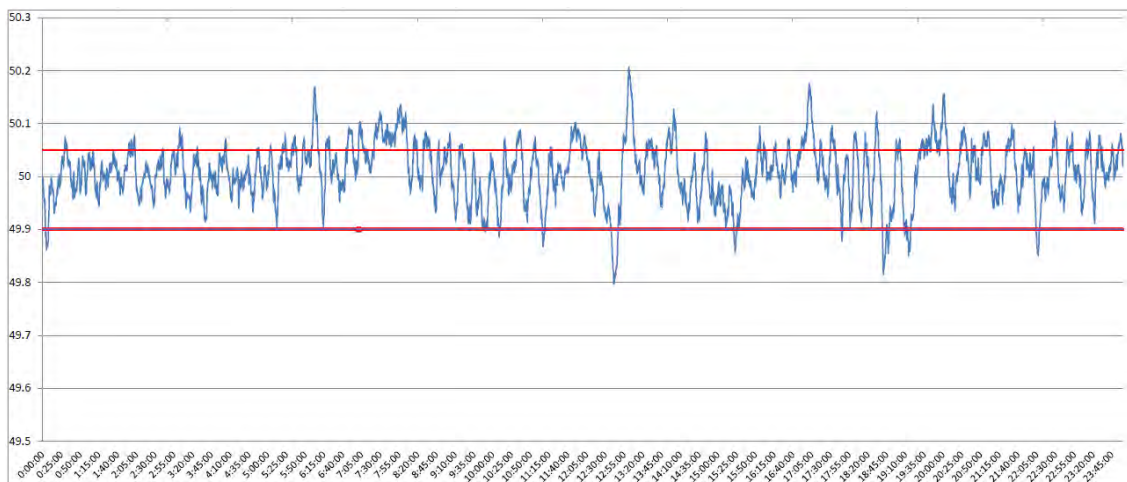
インドの Grid Code は 2014 年に改正され、周波数の基準が 49.90~50.05Hz に強化された。しかし、下図に示すように基準から乖離していることが多い。

⁴³

<http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/OM-year-wise-cumulative-target-for-100000MW-grid-connected-SP-project.pdf>

⁴⁴ 26,867 MW as of March, 2016 (CEA)

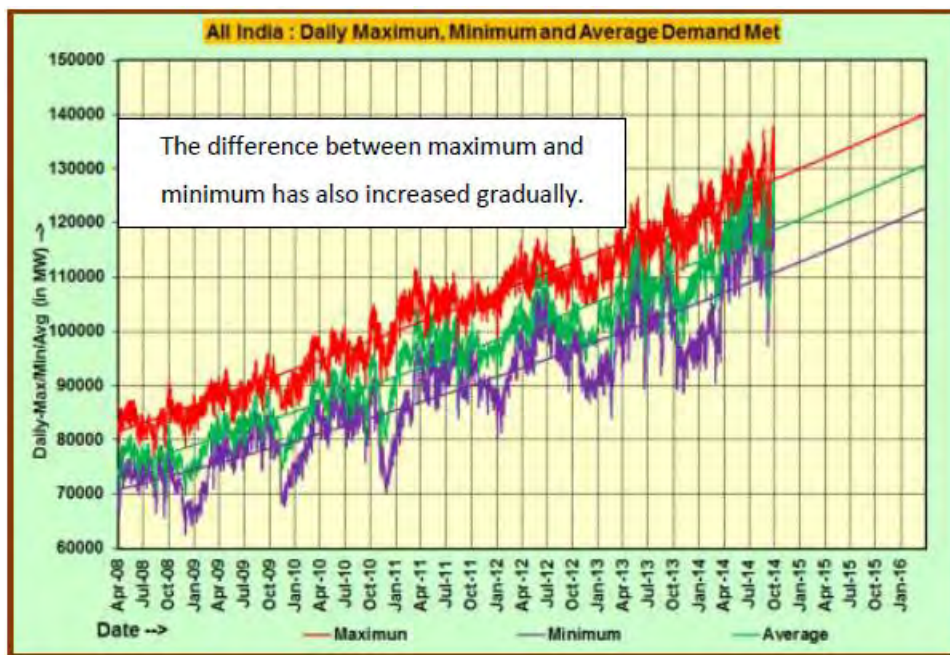
⁴⁵ Policy for Repowering of the Wind Power Projects, MNRE, 5th Aug., 2016 (Appendix 2-105)



source: NLDC (Appendix 2-106)

Figure 2.4.2-1 National Grid Frequency Profile for 29th August 2016

また、下図に示すように1日の中で最大と最小需要の差が拡大している。



source: Flexibility Requirement in Indian Power System, POSOCO, January 2016 (Appendix2-107)

Figure 2.4.2-2 All India maximum, minimum and average demand met

インドは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ている。暫定的なブレイクアップでは太陽光のシェアが57%、風力のシェアが34%、この2つの変動再生可能エネルギー発電が目標の90%を占める。

インドのGrid Codeはシステムのオペレーターに太陽光と風力をMust Run電源として最大限取

り入れる努力を規定しているが、それは発電会社がこれら再生電源の発電量を予測して SLDC に発電スケジュールを提出するための投資インセンティブを無くしてしまう事に繋がるものと批判されていた⁴⁶。しかし、太陽光発電の急速な増加により、送電容量不足からグリッドへの連系ができず、発電できないケースが既に指摘されている。報道によると、Tamil Nadu 州では過去、発電ピーク時に風力発電のカットが行われたことがあるが、2016 年 7 月、太陽光では初めて 50-100 %の幅でカットが行われた⁴⁷。

報道によると、連邦政府は再生可能エネルギー発電をより信頼性のあるものとする試験プログラムの一環で、バッテリーを備えた太陽光発電の入札を初めて実施する。クリーン・エネルギー・プロジェクトの実行機関である Solar Energy Corp. of India (SECI) が Andhra Pradesh 州と Karnataka 州で 300 MW の入札を行う広告が 2016 年 7 月 20 日付けの地元新聞に掲載された⁴⁸。

一方、別の報道によると、連邦政府はインド全土で 10 GW の揚水発電能力を設置する計画であると、CEA の高官が最近メディアに語った⁴⁹。高官は再生可能エネルギー発電を最大限活用するために、揚水発電所には太陽光発電も併せて設置される予定であると説明した。太陽光発電プロジェクトは貯水池の近くにセットアップされる。これにより、太陽光発電電力を貯蔵するためのバッテリーが不要となる。太陽光発電電力を貯蔵するためにリチウム・イオン・バッテリーを使用すると、電力料金は約 10 INR / kWh 上昇する。一方、揚水発電であれば電力料金の上昇は 0.30-0.40 INR/ kWh にすぎない。揚水発電は低コストで再生可能エネルギー発電を増やしながらかグリッドの安定を維持することができる。

下図に全インドの典型的な負荷曲線と太陽光発電が 20 GW 導入された場合の予想ダック・カーブを示す。

⁴⁶ This connects to the introduction of “Model Regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement of Wind and Solar Generating Stations at the State level”, 2015, CERC, which mandates the submissions of day ahead generators projections.

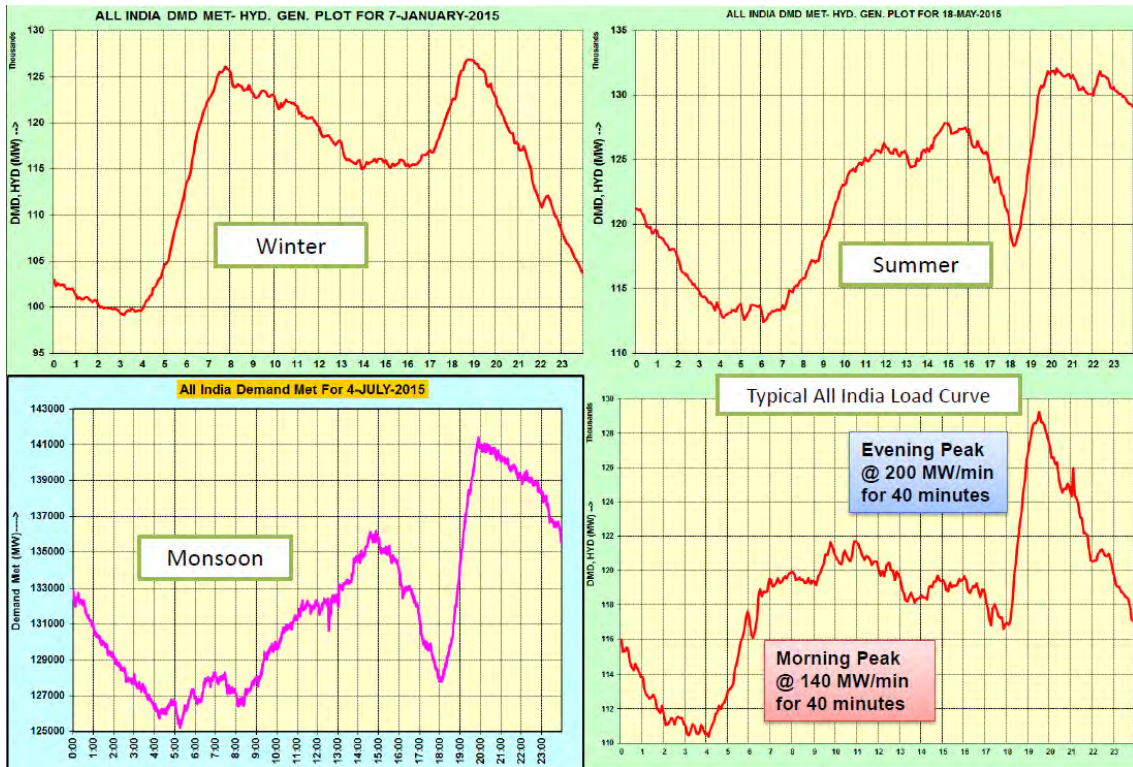
⁴⁷ PV-Tech, 26th July 2016 <http://www.pv-tech.org/news/indian-solar-facing-first-curtailments-in-tamil-nadu>

⁴⁸ Bloomberg, 22th July 2016

<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-07-22/india-seeks-bids-for-300-megawatt-of-solar-projects-with-storage>

⁴⁹ Clean Technica, 31th August 2016

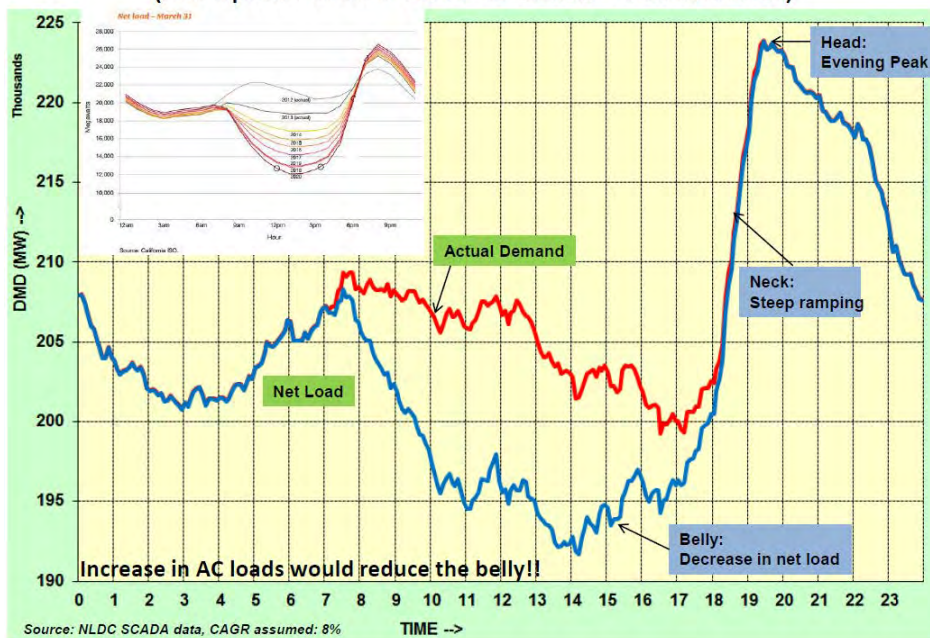
<https://cleantechnica.com/2016/08/31/india-plans-set-10-gw-solar-based-pumped-hydro-storage-capacity/>



source: Large Scale Integration of Renewables, August 2015, POSOCO(Appendix2-111)

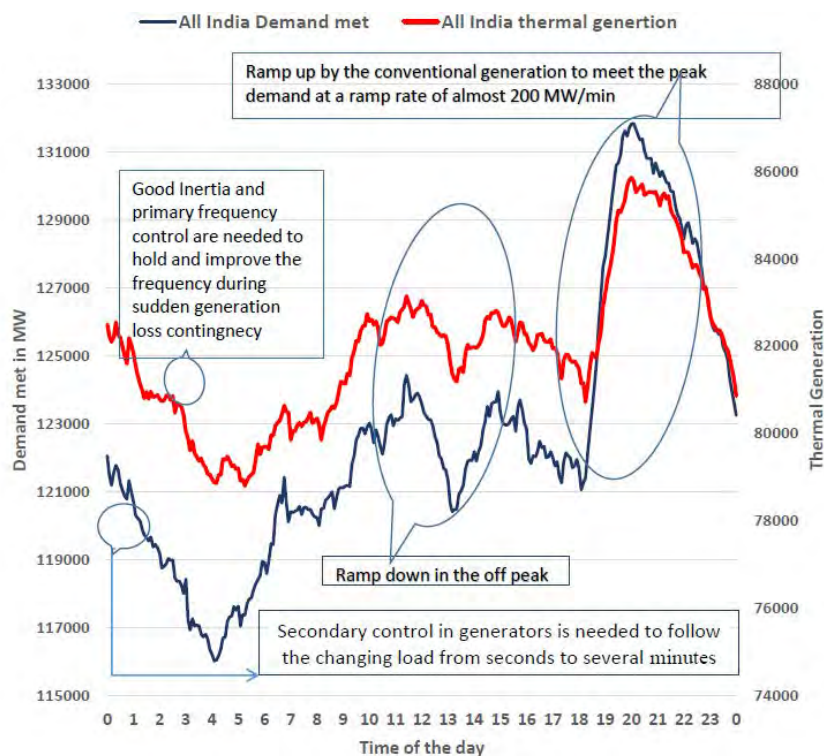
Figure 2.4.2-3 All India Typical Load Curve

(Sample: 20000 MW of Solar Generation)



source: Large Scale Integration of Renewables, August 2015, POSOCO (Appendix2-111)

Figure 2.4.2-4 Expected All India Duck Curve



source: Flexibility Requirement in Indian Power System, POSOCO, January 2016(Appendix2-107)

Figure 2.4.2-5 All India Demand Met and Thermal Generation

Figure 2.4.2-5 は、インドの 2015 年 7 月 29 日の需要曲線を示したものである。日没時の夕方に需要のピークが見られる。冬場には朝方にも需要のピークが見られる。

発電機の慣性応答 (Inertial response)、1 次予備力応答 (Primary response、ガバナーフリーアクション)、Automatic Generation Control (AGC)、Quick Ramp Up and Ramp Down 設備、Turndown 能力、貯蔵、その他近代的な技術支援すべてが電源構成の中に必要となる。これらグリッド内に必要な措置はコスト効果を勘案しながら拡大していかなければならない。

フレキシビリティの量とタイプはオペレーションの時間的尺度によって必要性が異なる。例えば、分から秒単位変動に対しては周波数制御および 2 次予備力応答の増加が必要となる。電源投入起動は時間単位であり、day ahead～時間単位で計画フレキシビリティを持てばよいことになる。

2.4.3 負荷調整電源・電力貯蔵の必要性

インド政府は 2022 年までに再生可能エネルギー発電能力 175GW を追加するという野心的な目標を設定している。政府はまず焦点を当てているのは、再生可能エネルギー発電の促進と発電量の増加である。再生可能エネルギーは発電の途絶頻度が高く、予測や計画的な送電が難しい。再生可能エネルギー発電が急速に普及し、浸透すると究極的にはグリッドの安定性が損なわれることになる。

対策としては、負荷調整電源 (spinning reserve) の建設と大規模な電力貯蔵がある。

大規模な電力貯蔵設備があれば、需要が低い時間帯のベースロードを電力貯蔵により調整でき、放出すれば長い時間、電力を供給できる。また、負荷に追従する低コストのアンシラリー・サービスにもなり、負荷調整電源にもなる。大規模電力貯蔵は発電卸市場の供給側・需要側双方を支援することになる。大規模貯蔵設備は追加のピーク発電能力の必要性を減らすことができるが、発電の置き換えというよりも、システムの最適化に焦点が当てられている。

2.4.4 負荷調整能力、電力貯蔵に優れた揚水発電

揚水発電は、短期間の貯蔵能力設備（池）があれば、電力制御能力にフレキシビリティをもたらす。電源構成に風力や太陽光といった再生可能エネルギー資源の普及が進めば、揚水発電は発電の途絶をバランスするものとして価値が発生し、導入されるであろう。同様に、揚水発電は需要の少ない時に、変動電力により河川または下池から水を上池に汲み上げ、ピーク時に活用することができる。揚水発電のその他の利点として、グリッド内で突然の負荷変動に対処するための負荷調整電源容量、予備力を増やせることがある。揚水発電は総合的に運転を行うことにより、燃料を大幅に節約できる可能性がある。現在、揚水発電の利用はグリッド内での再生可能エネルギー発電の普及量に依存するため、揚水発電スキームによる能力追加量は将来見通に考慮されていない。

現在、合計発電能力 4,786 MW、9 つの揚水発電設備が導入されている。うち、合計発電能力 2,600 MW、5 カ所のプラントが揚水モードでも運転を行っている。Purulia、Kadamparai、Ghatghar、Srisailam および Bhira 揚水発電所が稼働中であるが、これらの中でも一部は稼働・停止を繰り返している。

Table 2.4.4-1 List of PSP in India

S. No.	Name of Project/ State	Installed Capacity		Pumping Mode Operation	Reason for not working in Pumping mode
		No. of Units x MW	Total (MW)		
1	Kadana St. I&II Gujarat	2x60+2x60	240	Not working	Due to vibration problem
2	Nagarjuna Sagar Andra Pradesh	7x100.80	705.6	Not working	Tail pool dam under construction
3	Kadamparai Tamil Nadu	4x100	400	Working	-
4	Panchet Hill DVC	1x40	40	Not working	Tail pool dam not constructed
5	Bhira Maharashtra	1x150	150	Working	-
6	Srisailam LBPH Andhra Pradesh	6x150	900	Working	-
7	Sardar Sarovar Gujarat	6x200	1,200	Not working	Tail pool dam not constructed
8	Purlia PSS West Bengal	4x225	900	Working	-
9	Ghtgar Maharashtra	2x125	250	Working	-
		Total	4,785.6		

source: Flexibility Requirement in Indian Power System, POSOCO, January 2016(Appendix2-107)

2.4.5 将来の電力システム：フレキシビリティの必要性

インドの電力システムは質・量ともに段階的に拡大し、日々のピーク需要は約 130 GW から 135 GW、将来も増大していくと予想されている。エネルギー安全保障を確保するという使命により、インド政府は 2022 年までに再生可能エネルギー発電能力 175 GW という目標を立てている。

風力および太陽光発電は不安定で、途切れることが多く、様々な自然条件に依存することになる。電力システムにおいては負荷と発電のバランスは常に維持されなければならない。一方、再生可能エネルギー発電の状況は常に変化する。発電の急増・急減に対して在来型の発電を十分フレキシブルに対応させることが必要となる。

化石燃料ベースの発電所とは別に、将来の電力システムを効果的にするために、送電、需要、貯蔵、系統制御、さらには計画段階で、今日よりも柔軟性（フレキシビリティ）を持たせなければならない。将来再生可能エネルギー発電を取り入れるために計画段階で全分野にフレキシビリティを十分に持たせることが必要である。

様々な機関において相互に共同し計画を策定しなければならない。

- 揚水発電の計画導入増加
- 地点によりペルトン式水力発電所の導入
- SERC 管轄による水力発電所の運転基準制定
- 火力発電所の部分負荷運転
- グリッドコードにはフレキシビリティ、電源起動解列（rampup、rampdown）条項が必要
- フレキシブル発電に対するインセンティブ付与
- 1次予備力（primary control）の導入
- 予備力（Reserves）、Automatic Generation Control (AGC) の規定導入
- アンシラリーサービス規定の導入、より良い電力市場設計
- 現在の遠隔制御の改善—電力セクターの通信規定
- Low Voltage Ride Through (LVRT：系統の電圧が低下してもできるだけ解列せずに出力を継続するための機能) など、風力と太陽光導入に伴い、グリッド安定に寄与する新技術政策の導入
- Capacity Benefit Margin (CBM) の導入
- 負荷率および負荷率目標のために必要なもの

source; Flexibility Requirement in Indian Power System, POSOCO, 2016 (Appendix 2-107)

MNRE は最近、大規模水力を再生可能エネルギーに再区分する考えを取り入れ、内閣の承認を求めようとしている。MNRE は小規模水力（25 MW まで）の区分を無くし、2022 年までに再生可能エネルギー発電 175 GW という目標以外に、大規模水力を加えて 2022 年までに再生可能エネルギー発電 230 GW 設置を考えている。政府の再生可能エネルギー促進策（例えば RPO、RGO）、または再生可能エネルギーに対する供与（例えば NCEF）といったインセンティブは、水力発電プロジェクトを支援することになると予想している。

計画省は 2016 年 3 月、議会に第 12 次 5 カ年計画における新規水力発電目標 10,897 MW のうち 4,371 MW が未達に終わる見込みであると報告した。水力の再区分は水力発電プロジェクト促進

に役立つと見られる⁵⁰。

2.4.6 揚水発電に関連した CERC の規制

本項では、揚水発電に関連する CERC の notification および関連するレポートを列挙する。

(1) 電力料金

CERC は 2014 年 2 月 21 日、2014 年 4 月から 2019 年 3 月までの電力料金の計算手法を定めた Notification 「Terms and Conditions of Tariff Regulations, 2014」 (Appendix 2-113) を発表した。揚水発電の energy charge は以下のように定められている⁵¹。揚水発電所ポンピング・モードの energy charge は非常に安価に設定されている。

「電力購入者に供給される予定の電力に対して、電力購入者から支払われる energy charge は、1 か月間の発電所送電端ベースで、設計を超える電力に下池から上池に水をくみ上げるために使用される電力の 75%をプラスして、平均チャージ料 Paise 20/ kWh のフラットレートになる。」

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(Appendix 2-114)。揚水発電の energy charge に関する条項の変更はない。

MoP は 2016 年 1 月 28 日、Tariff Policy を発表した。概要は「2.2.6 主要電力政策: Tariff Policy」を参照。

(2) 再生可能エネルギー発電料金

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」 (Appendix 2-115) を発表した。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(Appendix 2-116) を 2014 年 3 月 18 日に、第 2 回改正(Appendix 2-117) を 2015 年 1 月 5 日に、第 3 回改正(Appendix 2-118) 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(Appendix 2-119) では、自治体廃棄物発電が追加された。2016 年 3 月 30 日に発表された第 5 回改正(Appendix 2-120) 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。

⁵⁰ Indian Express, Oct. 8 2016 など。

⁵¹ <http://indianexpress.com/article/india/india-news-india/government-to-come-up-with-pro-active-hydro-power-policy-piyush-goyal-3072024/>

⁵¹ (3), 32. Pumped Storage Hydro Generating Stations:

(3) 再生可能エネルギー証書

CERC は 2010 年 1 月 14 日、再生可能エネルギー証書の発行を定めた notification 「Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation Regulations, 2010」 (Appendix 2-121) を発表した。発行機関 (CERC)、カテゴリー、登録、申請、取扱場所 (電力取引所)、価格、有効期間、料金などが規定されている。

「Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation Regulations」は 2016 年 3 月までに 4 回改正されている (Appendix 2-122～125)。2015 年 6 月 26 日には第 5 回改正に関する Draft Notification (Appendix 2-126) が発表された。

(4) Grid Code

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」 (Appendix 2-127) を発表した。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 (Appendix 128～131)、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 (Appendix 2-131) 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。

Grid Code は特に守るべき周波数の基準値とそれを超えた場合の対応方法が主に定義されている。一方、周波数の逸脱が起こらないようにし、Deviation を吸収する市場メカニズムとして次項に記載する DSM がある。

(5) Deviation Settlement Mechanism (DSM)

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。インドには電力不足の州と電力余剰の州があり、これら州が UI をトレーディング・プラットフォームとして利用していた。このことが周波数の大きな変動を引き起こし、グリッドを不安定にしていた。インド大停電を受けて、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 7 日に notification 「Deviation Settlement Mechanism and related matters Regulations, 2014」 (Appendix 2-134) を発表した。UI から変更された主な点は以下のようなものである⁵²。

⁵² Energy Sector News & Information

<http://www.energysector.in/power-news/cerc-regulation-deviation-settlement-mechanism-and-related-matters>

- ・ 周波数の幅とレートを再定義。
- ・ 従来は注入または引出に制限がなかったが、発電者・購入者ともに量的制限がかけられた。
- ・ Administrative Price Mechanism (APM) にて燃料を使用する発電所の上限レートが引き下げられた。
- ・ 新たなチャージ。

2015年8月7日に発表された第2回改正 (Appendix 2-136) では主に以下の変更がなされた。

- ・ 州外へ供給する変動再生可能エネルギー発電 (風力と太陽光) にも deviation charge が課されることになった。今後数年で参入する変動再生可能エネルギー発電事業者 (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。
- ・ 本制度では裁定取引、虚偽申告の懸念がある点を認め CERC は将来的に市場連動志向とした。
- ・ LDC は発電量計画実績監視により違反者を摘発する。ただし、全参加者が順守し行動するか否か、LDC が実態監視可能か否か、等課題は残る。

2016年5月6日に発表された第3回改正 (Appendix 2-137) では以下の変更がなされた。

- ・ 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。
- ・ 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。

(6) アンシラリー・サービス

CERC は 2013 年 4 月に staff paper 「Introduction of Ancillary Services in Indian Electricity Market」 (Appendix 2-138) を発表、2015 年 5 月 1 日に draft notification 「Draft Ancillary Services Operations Regulations, 2015」 (Appendix 2-139) を発表、2015 年 8 月 13 日に notification 「Ancillary Services Operations Regulations, 2015」 (Appendix 2-140) を発表、2015 年 9 月 17 日に「Framework on Ancillary Services Operations Regulations 2015: Statement of Reasons」 (Appendix 2-141) を発表した。NLDC は 2016 年 3 月、「Ancillary Services Operations Regulations, 2015」の規定に基づき、「Detailed Procedure For Ancillary Services Operations」 (Appendix 2-142) を発表した。

- ✓ アンシラリー・サービス規制は州間送電を対象とし、送電網の周波数調整、混雑解消を目的としている。
- ✓ 州間発電所が Reserves Regulation Ancillary Services Provider (RRAS) として、RLDC 指令に基づき発電の増減制御 (regulation up/down) に参加する。RRAS は毎月、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。
- ✓ 再生エネルギー電源は目下 RRAS 除となっているが、別途 DSM 規制で発電予測提示する

義務を負うことから運用状況を見て RRAS 可否を判断する。

- ✓ 現状は tertiary frequency control のみ対応する規定であり、primary、secondary control は時期尚早とした。CERC は 2017 年に secondary control (AGC) 導入と規定したが可能か疑問がある。
- ✓ Regulation up service には変動チャージと固定チャージが支払われ、down service には変動チャージのみが支払われるが、regulation down service の場合 RRAS は 75%の変動チャージを DSM Pool に返金する。
- ✓ 揚水発電のポンピング・モードでのアンシラリー貢献や支払いは「Terms and Conditions of Tariff Regulations, 2014」しかなく、まだ対応するチャージ規定がない状況である。
- ✓ 2016 年 4 月を目途で施行する。今後 CERC としては、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。ただし、RPC が適正に裁定・運用できるのか、RLDC が適正に裁定・運用できるのか懸念が残る。

(7) 負荷調整電源

CERC は 2015 年 10 月 13 日、Order「Roadmap to operationalise Reserves in the country」(Appendix 2-143) を出した。UI メカニズムは 50Hz 強制をする効果があったが直前のインバランスの調整には効果がなく、負荷調整電源が需要の変動に対応するためには必要と認識している。National Electricity Policy (NEP) は供給予備力を義務付け、国家レベルで 2012 年までに 5%必要と規定している。しかし、国家レベルでの予備率および負荷調整電源は実現していない。このため、CERC は負荷調整電源の技術的・商業的課題を調査する委員会を設立し、委員会は 2015 年 9 月に報告書を作成した。報告書の概要は以下のとおり。

- ・ グリッド安定化のためには、負荷調整電源が必要であり、大規模な 2 次予備力 (Secondary reserves) を地域内に導入する必要がある。
- ・ 州ごとに、3 次予備力 (Tertiary reserves) を州内の最大発電所の能力の最低 50%を持つ必要がある。
- ・ Primary reserves と Secondary reserves の量は以下のとおり。

Table 2.4.6-1 Required Primary and Secondary reserves

Region	Primary reserves	Secondary reserves
All India	4,000 MW	
Southern		1,000 MW
Western		800 MW
Northern		800 MW
Eastern		660 MW
North-Eastern		363 MW
Total	4,000 MW	3,600 MW (approx.)

source: Roadmap to operationalise Reserves in the country, CERC (Appendix 2-143)

- ・ Secondary control の Automatic Generation Control (AGC) を 2017 年 4 月 1 日から導入する事が望ましい。

- ・ 負荷調整電源が導入されれば、「Ancillary Services Operations Regulations, 2015」は改正される必要がある。

委員会の報告書を受けて、CERC は 2016 年 4 月 1 日から 1 年間、CERC が規制する発電所に対して負荷調整電源の導入を進める。このため、詳細手続の作成を NLDC/ POSOCO に命じた。Secondary reserve を全ての発電会社に導入するためには、長期的には市場が必要となるとして、NLDC/ POSOCO に負荷調整電源市場のフレームワーク作りを命じた。

(8) 再生可能エネルギー発電予測

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」(Appendix 2-144) を作成した。deviation charge や負荷調整電源などに関する規制の考えである。

- ・ 変動再生可能エネルギー発電に対するインバランス制御規定があり、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。
- ・ 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。
- ・ 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。

CERC は 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」(Appendix 2-145) を発表した。州間再生可能エネルギー発電が対象となるもので、変動再生可能エネルギー発電事業者は day ahead の発電予測を提出する義務を負う。Deviation charge の支払いと受領は地域 DSM プールを通じてなされる。

(9) 電力市場

CERC は 2010 年 1 月 20 日、notification「Power Market Regulations, 2010」(Appendix 2-146) を発表した。店頭取引および電力取引所による電力取引の手続きを規定したものである。電力取引の概要は「2.2.8 主要電力政策：Short-term Power Market」を参照。

2014 年 4 月 3 日に第 1 回改正(Appendix 2-147) が発表された。電力取引所の役員は公平でなければならないと規定している。

CERC は、DSM および遵守すべき周波数の幅が狭められていることを受けて、取引時間の延長などを主な目的として、2014 年 7 月に staff paper「Extended Market Session on Power Exchanges」(Appendix 2-148) を発表し、関係者からコメントや意見を求めた。Staff paper に関する公聴会も開催された。コメント、意見、ヒアリングをもとに、CERC は 2015 年 4 月 8 日に order「Extended Market Session on Power Exchanges」(Appendix 2-149) を出し、電力取引所に、取引時間延長を求

めた。インドの2つの電力取引所はCERCのorderに基づき、2015年7月20日から取引時間を延長した。

CERCは取引時間延長開始から6カ月間のレビューを行い、「Review of the Functioning of Round the Clock Intraday/Contingency Market (Extended Market Session) on Power Exchanges」(Appendix 2-150)を出した。下表に2つの電力取引所における「Intra-day」および「Day Ahead Contingency Contracts」で取引された量の比較を示す。2014年7月から2015年1月の間に取引された量の合計は453.24 GWh、一方、2015年7月から2016年1月の間に取引された量の合計は431.06 GWhへと5%減少した。

Table 2.4.6-2 Volume of Electricity Transacted through Intra-day and Day Ahead Contingency Contracts in Power Exchanges

Power Exchange	Volume of Jul. 14 to Jan. 15 (GWh)	Volume of Jul. 15 to Jan. 16 (GWh)
IEX	120.51	159.13
% increase	-	32%
PXIL	332.74	271.93
% increase	-	-18%
Total	453.24	431.06
% increase	-	-5%

source: Review of the Functioning of Round the Clock Intraday/Contingency Market (Extended Market Session) on Power Exchanges, CERC (Appendix2-150)

下表に2つの電力取引所において、2015年7月から2016年1月の間に「Normal Hours」と「Extended Hours」で取引された量を示す。「Normal Hours」で取引された量の合計は150.18 GWh、一方、「Extended Hours」で取引された量の合計は280.89 GWhであった。「Normal Hours」のシェアが35%、「Extended Hours」のシェアが65%となった。

Table 2.4.6-3 Volume of Electricity Transacted through intra-day and Day Ahead Contingency contracts during Normal Hours and Extended Hours in Power Exchanges, July 2015 to January 2016

Power Exchange	Volume in Normal Hours (GWh)	Volume in Extended Hours (GWh)	Total (GWh)
IEX	102.14	56.99	159.13
% to total	64%	36%	
PXIL	48.04	223.90	271.93
% to total	18%	82%	
Total of IEX and PXIL	150.18	280.89	431.06
% to total of IEX and PXIL	35%	65%	

Note: Extended Hours are trades cleared between 5:00 PM to 10:00 AM Next day

source: Review of the Functioning of Round the Clock Intraday/Contingency Market (Extended Market Session) on Power Exchanges, CERC(Appendix2-150)

下表に2015年7月から2016年1月の間に、「Intra-day」および「Day Ahead Contingency Contracts」で取引された電力の価格を示す。IEXでは、「Normal Hours」の価格が3.47INR/kWh、「Extended Hours」の価格が3.20INR/kWhであった。一方、PXILでは、「Normal Hours」の価格が2.78 INR/kWh、「Extended Hours」の価格が2.67INR/kWhであった。2つの取引所ともに、「Extended Hours」の方が価格が低くなった。

Table 2.4.6-4 Price of Electricity Transacted through intra-day and Day Ahead Contingency contracts during Normal Hours and Extended Hours in Power Exchanges, July 2015 to January 2016

Power Exchange	Price in Normal Hours (INR/ kWh)	Price in Extended Hours (INR/ kWh)
IEX	3.47	3.20
PXIL	2.78	2.67

Note: Extended Hours are trades cleared between 5:00 PM to 10:00 AM Next day

source: Review of the Functioning of Round the Clock Intraday/Contingency Market (Extended Market Session) on Power Exchanges, CERC (Appendix2-150)

(10) レポート

1) Large Scale Grid Integration of Renewable Energy Sources - Way Forward (Appendix 2-151)

CEAが2013年11月に、技術的観点から、インドの変動再生可能エネルギーの現状、見通し、各国のバランシング方策の状況をまとめたレポートである。主な提言は以下のとおり。

- ・ バランシング能力、負荷の変動などの分析の必要性
- ・ 電力市場を流動化させるために、発電プラントに10-15%の merchant capacity の必要性
- ・ グリッドのバランシング能力増加のために、在来型発電のフレキシビリティ強化
- ・ 先進的な予測ツールを備えた Renewable Energy Management Centers (REMCs) の創設
- ・ 電力料金を引き下げるために、風力発電は競争入札
- ・ 日常のモニターおよびアップグレードによるグリッド保護スキームの必要性
- ・ 再生可能エネルギー発電資源の豊富な州で REMC を開発するための国際協力

2) Ramp Management & Integration of Renewables, 31th January 2014, POSOCO (Appendix 2-152)

2014年1月に POSOCO が電力システムにフレキシビリティおよびフレキシビリティの価値化の必要性を記載したプレゼンテーションを実施したている。

- ・ 急速な経済成長
 - インド電力システムの2桁成長
- ・ 負荷曲線の変化
 - ピーク・オフピーク比率の増加、負荷の変更および再生可能エネルギー発電の増加
 - 負荷曲線が急激に変化し急激に立ち上がる
- ・ Ramp management
 - 再生可能エネルギー発電の急増に関する系統制御者にとっての課題

フレキシブルな電力システムおよびフレキシビリティの価値化として、掲げられている具体策は「2.4.5 将来の電力システム：フレキシビリティの必要性」と同様の項目である。

3) Flexibility Requirement in Indian Power System (Appendix 2-107)

将来、変動再生可能エネルギーが大量にグリッドに流入することが予想される。NLDC が 2016 年 1 月に電力システムのフレキシビリティの必要性を分析したレポートである。本報告書で多く引用されている。

4) Large Scale Integration of Renewable Energy, need for balancing, Deviation Settlement Mechanism (DSM) and associated issues (Appendix 2-153)

MoP の Technical Committee が 2016 年 4 月に、変動再生可能エネルギー導入に向けてグリッドの安定性を守るために必要な法的規制を提言した報告書である。

- ・ 大規模な変動再生可能エネルギー発電導入州の州間 deviation を制限
- ・ 州内、州間を問わず、再生可能エネルギー発電者向けに Forecasting, Scheduling and Imbalance Settlement の制度
- ・ 2017 年 3 月までに予備電源維持・稼働させるためのインセンティブ制度
- ・ 再生可能エネルギー資源の豊富な州からの送電コリドーを考慮にいたした送電計画
- ・ 州レベルでのアンシラリー・サービスの導入のための制度
- ・ 配電会社および SLDC に対するバランシングのポートフォリオの必要性
- ・ 周波数コントロール強化のロードマップ作成のための規制
- ・ 在来型発電、揚水発電、DSM にフレキシビリティを持たせるためのインセンティブ制度、将来的には Flexible Generation Planning および Flexible Generation Obligation
- ・ 電力取引所にはリアルタイム市場、フレキシビリティ市場、キャパシティ市場といったより迅速な取引市場が必要性
- ・ 2017 年 3 月までに RMEC とした電力市場のコミュニケーションを実施
- ・ 再生可能エネルギー大規模導入州における LDC の能力向上

補遺（第2章）

2016年12月、CEAにより Draft National Electricity Plan 2016 が発行された（2016年12月7日及び28日付）。本 Plan では、2022-36 までの需要予測を公表している。

本計画で特記すべき事項は下記の通り。

- 1) CEA 予測に基づくと、現在計画中の石炭火力発電案件を除いては、2017-2022 間に新規石炭火力発電計画は不要。2022-27 間では既に所要量開発されており、新規石炭火力は不要。
- 2) 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になる。

本 PLAN（Volume I (Generation)）では以下目次内容を詳述している。

1. INTRODUCTION
2. REVIEW OF CAPACITY ADDITION DURING 12TH FIVE YEAR PLAN (2012-17)
3. DEMAND SIDE MANAGEMENT , ENERGY EFFICIENCY AND CONSERVATION
4. DEMAND PROJECTIONS
5. GENERATION PLANNING
6. RENEWABLE ENERGY SOURCES
7. HYDRO POWER IN INDIA
8. GAS BASED POWER PLANTS
9. COAL REQUIREMENT
10. KEY INPUTS
11. FUND REQUIREMENT
12. EMISSIONS FROM POWER SECTOR
13. RESEARCH AND DEVELOPMENT IN POWER SECTOR
14. HUMAN RESOURCE DEVELOPMENT
15. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

CEA は、本 PLAN で重用事項（Highlights）として以下を主張している。

- 2021/22 時点の予測需要は Peak Demand 235 GW、Energy requirement 1,611 BU (一定の DSM 効果を前提としたケース)。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。
- 2026/27 時点の予測需要は Peak Demand 317 GW、Energy requirement 2,132 BU (一定の DSM 効果を前提としたケース)。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。
- 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、50,025MW の石炭火力が現在建設途上にある事を加味すると、2017-22 年での設備容量は 187,821MW に及び、これ以上の石炭火力の新設は不要と

なる。

すなわち、2017-22年に72GWの総発電設備が開発される。

- 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。
- 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。

更に、CEAは、水力発電の重要性も強調している（第7章）。

- 水力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。
 - ✓ Quick-start capability
 - ✓ Black start capability
 - ✓ Regulation and frequency response
 - ✓ Voltage support
 - ✓ Spinning reserve
- 揚水発電は、BEST FRIEND OF ELECTRICITY GRID（系統制御にとり大切な友人）。
 - ✓ 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電力規制委員会は定めるべきである。
 - ✓ 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。
 - ✓ 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。

第 3 章

環境社会配慮

第3章 環境社会配慮

3.1 環境関連法制度と組織

揚水発電事業に関連する環境社会関連法例には、様々なものがある。以下の項にこれら法令、ガイドラインと関連組織を記載する。

3.1.1 環境関連法令

インドには環境・社会に関連する多くの法令が存在する。これら法令は、環境影響評価、騒音、大気、水、森林、野生生物、指定部族・カースト、文化財などに関係している。以下の表に関連する法令と組織を示す。

Table 3.1.1-1 Environmental legislations in India

Category	Name of the legislations
Environment and EIA	Environmental protection act, 1986 National environment policy,2006 Environmental protection rules, 1986 Environment (Siting for Industrial Projects) Rules, 1999 EIA, environmental impact assessment notification, 1994, 2006 Coastal Regulation Zone (CRZ) Notification 2011
Hazardous Chemical and plastic	The Manufacture, Storage, and Import of Hazardous Chemical Rules, 1989 The Recycled Plastics Manufacture and Usage Rules, 1999 Factories Act,1948 Factories (Amendment) Act, 1987 (Act 20 of 1987)) Explosive act 1884
Noise	The Noise Pollution (Regulation and Control) Rules, 2000
Air	The Air (Prevention and Control of Pollution) Act, 1981 The Air (Prevention and Control of Pollution) Rules, 1982 Revised National Ambient Air Quality Standards, Notification, 2009 The Air (Prevention and Control of Pollution) (Union Territories) Rules, 1983
Water	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
Forest	Indian forest Act, 1927 National forest policy, 1988 Forest conservation act, 1980, 1988, etc. Forest conservation amendment rules, 2004 Forest rights act, 2006
Wildlife	Widlife Protection Act 1972 The Wild Life (Protection) Amendment Act, 2002 The wild life (Protection) Rules, 1995 Biological Diversity Act, 2002
Compensation	The Right of Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013 THE RIGHT TO FAIR COMPENSATION AND TRANSPARENCY IN LAND ACQUISITION, REHABILITATION AND RESETTLEMENT (AMENDMENT) SECOND ORDINANCE, 2015
ST/SC	The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act, 2006
Cultural asset	Antikvitis and Art Trejres Act 1972

Table 3.1.1-2 Relevant Authorities

Name	Address	Relevant matters
Ministry of Environment, Forests & Climate Change (MoEF & CC)	Indira Paryavaran Bhavan Jorbagh Road New Delhi - 110 003	Environment Clearance, Forest Clearance, Wildlife Clearance
Central Pollution Control Board (MOEF)	Parivesh Bhawan, CBD-cum-Office Complex East Arjun Nagar, DELHI - 110 032	Pollution
Ministry of Water Resources	Shram Shakti Bhavan, Rafi Marg, Sansad Marg Area, New Delhi, Delhi 110001	Water resources
The Ministry of Tribal Affairs	Ground floor, 'D' wing, Shastri Bhawan, New Delhi, Delhi 11000	SC/SC
Inland Waterways Authority (Ministry of Shipping)	Head Office, A-13, Sector -1, Noida,U.P.	Inland waterways
Central Ground Water Board (Ministry of Water Resources, River Development and Ganga Rejuvenation)	Bhujal Bhawan, NH-IV, Faridabad, 121001	Ground water
Archaeological Survey of India (ASI)	Janpath, New Delhi - 110011	Archaeology

3.1.2 揚水プロジェクトの環境関連手続き

水力発電事業実施のための環境社会配慮関連のガイドラインやマニュアルには様々なものがある。中央電力庁だけでなく、環境森林省、水資源省もガイドライン、ガイダンスマニュアル、ハンドブック、事例集などを発行している。以下にこれらリストを示す。

- Guidelines for diversion of forest land for non-forest purposes under the forest conservation act. (1980)
- GUIDELINES FOR ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT OF RIVER VALLEY PROJECTS (1985, MOEF)
- HANDBOOK OF Forest (Conservation) Act, 1980 (With Amendments made in 1988), Forest (Conservation) Rules, 2003 (With Amendments made in 2004), Guidelines & Clarifications (2004, MOEF)
- Model TOR for Hydropower Projects (2006, MOEF)
- Guidelines for preparation of pre-feasibility report for obtaining prior environmental clearance in terms of the provisions of EIA notification (2006, MOEF)
- DRAFT Guidance Manual for Environmental Impact Assessment and Clearance of River Valley Projects (2009, National Environmental Engineering Research Institute (NEERI))
- GUIDELINES FOR PREPARATION OF DETAILED PROJECT REPORT OF IRRIGATION & MULTIPURPOSE PROJECTS (MINISTRY OF WATER RESOURCES, 2010)
- Guidelines for Formulation of Detailed Project Reports for Hydro Electric Schemes, their Acceptance and Examination for Concurrence Revision 5.0 (CEA, 2015)
- Best Practices in Hydro Electric Power Generation (CEA, 2016)

既述のガイドライン等を基に、必要な許認可や主な手続きを以下に示す。

(1) 必要となる許認可

必要となる同意書(NOC)や認可証(Clearance)は、事業の段階によって異なる。事前検討段階(Pre-feasibility stage)では、事前環境承認や村の同意書などが必要になる。詳細検討段階(Detailed Project Report)では、第1ステージの森林承認や環境承認、その他の許認可が必要となる。次表に事業段階ごとに必要となる許認可を示す。

Table 3.1.2-1 Required Clearance or Certificate

Required Certificate/Reporting	Project stage	Laws/ Regulations	Condition	Responsible Authority
Prior Environmental Clearance (Site Clearance)	Pre-Feasibility Report (PFR)	MOEF Notification S.O. 1533 (14 September 2006)	hydroelectric power generation Category A: ≥ 50 MW Category B: < 50 MW ≥ 25 MW	Ministry of Environment, Forests & Climate Change (MoEF & CC) or State Level Environmental Impact Assessment Authority (SEIAA)
Village consent or Consent from Gran Sabha	Between project initiation request (PIR) and PFR	Panchayat Extension to Scheduled Areas Act (PESA), 1996	Scheduled area more than 50% tribal pop	State level SC/ST Authority
1 st stage Forest Clearance	DPR	Forest conservation act, 1980, 1988, etc.	If Forest area is affected	Ministry of Environment, Forests & Climate Change (MoEF & CC) or State Level Forest Department
1 st stage Wildlife NOC	Detailed Project Report (DPR)	Wildlife Protection Act 1972	5 km ESZ Within 10-15 km from boundary of NP or Sanctuary	Ministry of Environment, Forests & Climate Change (MoEF & CC) or State Level Forest Department
Environmental Clearance	DPR	The Environment (protection) Act 1986	hydroelectric power generation Category A: ≥ 50 MW Category B: < 50 MW ≥ 25 MW	Ministry of Environment, Forests & Climate Change (MoEF & CC) or State Level Environmental Impact Assessment Authority (SEIAA)
2 nd Stage Forest Clearance/ Wildlife clearance	DPR	Forest (Conservation) Act 1980, 1988, etc./ Wildlife Protection Act 1972	if Forest or Wildlife area is affected	Ministry of Environment, Forests & Climate Change (MoEF & CC) or State Level Forest Department
Clearance of REHABILITATION AND RESETTLEMENT (R&R) PLAN	DPR	The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act, 2006	if Scheduled Tribe population is affected	Ministry of Tribal Affairs
Coastal Regulation Zone (CRZ) clearance	DPR	Coastal Regulation Zone (CRZ)	if the project area fall under	State/UT Coastal Zone Management

Required Certificate/Reporting	Project stage	Laws/ Regulations	Condition	Responsible Authority
		Notification 2011	CRZ-I, II,III and IV	Authority (CZMA)
Clearance from Inland Waterways Authority	DPR	National Waterways Act, 2016	in case of navigational channels	Inland Waterways Authority
NOC from Central Ground Water Board	DPR	Environment (Protection) Act, 1986	In case of drawing ground water in notified blocks	Central Ground Water Board
NOC from Archaeological Survey of India (ASI) with respect to protected monuments	DPR	Antikvitis and Art Trejres Act 1972 (No. 52 of 1972)	All	Archaeological Survey of India (ASI)
Consent for Establishment (CfE)	Pre-Construction	The Water (Prevention and Control of Pollution) Act 1974 The Air (Prevention and Control of Pollution) Act 1984	All	State/UT Pollution Control Board (SPCB)
Chemical storage permit	Construction	Factories Act,1948	All	SPCB
Consent for Operation (CfO)	Construction	The Water (Prevention and Control of Pollution) Act 1974 The Air (Prevention and Control of Pollution) Act 1984	All	SPCB
NOC from District Magistrate or Director General of Mines Safety	Construction	Explosive act 1884	All	District Magistrate or Director General of Mines Safety
Hazardous Wastes Authorisation (HWA)	Construction	The Hazardous Wastes (Management, Handling & Transboundary Movement) Rules, 2008	All	SPCB

1) 事前環境承認

カテゴリ A もしくは B の水力発電事業(25MW 以上)は、事前検討段階に事前環境承認(Prior Environmental Clearance)を取得しなければならない。必要となる書類は事前事業計画書(Pre-FS report)と様式 1(Form 1)である。以下に Form 1 の記載項目を示す。

Table 3.1.2-2 Contents of Form 1 for the Prior Environmental Clearance

(I)	Basic Information
(II)	Activity
	1. Construction, operation or decommissioning of the Project involving actions, which will cause physical changes in the locality (topography, land use, changes in water bodies, etc.)
	2. Use of Natural resources for construction or operation of the Project (such as land, water, materials or energy, especially any resources which are non-renewable or in short supply):
	3. Use, storage, transport, handling or production of substances or materials, which could be harmful to human health or the environment or raise concerns about actual or perceived risks to human health.
	4. Production of solid wastes during construction or operation or decommissioning (MT/month)
	5. Release of pollutants or any hazardous, toxic or noxious substances to air (Kg/hr)
	6. Generation of Noise and Vibration, and Emissions of Light and Heat:
	7. Risks of contamination of land or water from releases of pollutants into the ground or into sewers, surface waters, groundwater, coastal waters or the sea:
	8. Risk of accidents during construction or operation of the Project, which could affect human health or the environment
	9. Factors which should be considered (such as consequential development) which could lead to environmental effects or the potential for cumulative impacts with other existing or planned activities in the locality
(III)	Environmental Sensitivity
(IV)	Proposed Terms of Reference for EIA studies

source: APPENDIX I, EIA notification, 1994, 2006

新規事業の環境承認の手続きは、EIA notification, 1994, 2006 に定められており、大きく四つの段階がある。四つの段階とは、第1段階のスクリーニング(カテゴリ B のみ)、第2段階のスコoping、第三段階の住民協議、第4段階の環境承認である。

2) 環境承認

すべてのカテゴリ-A もしくは B の水力発電事業(25MW 以上)は、詳細検討段階(DPR)に環境承認が必要となる。カテゴリの定義と手続きを以下に示す。

i) カテゴリ区分と審査者

環境承認手続きにはカテゴリ-A とカテゴリ-B がある。カテゴリ-A に区分される全ての事業は環境森林省の中央部局による審査を受ける。また、カテゴリ-B プロジェクトでも保護区、危険汚染エリアもしくは生態的脆弱エリアから 10km 以内のものは、環境森林省の中央部局による審査を受ける。次表にカテゴリの定義と審査者を示す。

Table 3.1.2-3 Project type of Hydro power plants and EC regulations

Project Type		Location	EC reviewers
Category A	(i) ≥ 50 MW hydroelectric power generation; (ii) $\geq 10,000$ ha. of culturable command area	All	Central Government in Ministry of Environment and Forests
Category B	(i) < 50 MW ≥ 25 MW hydroelectric power generation; (ii) $< 10,000$ ha. of culturable command area	Within the area: 10km from boundary of notified protected area/critically polluted area/ecosensitive area	
		Outside of the above area	State Environmental Assessment Authority (SEIAA)

source: EIA Notification, 2006

ii) 環境承認の手続き

環境承認の手続きには4つのステージがある。ステージ1はスクリーニング、ステージ2はスコーピング、ステージ3は住民協議、ステージ4は承認である。次表にこれら手続きを示す。

Table 3.1.2-4 Four stages of Environmental Clearance

<p>Stage (I) – Screening (All B Category projects)</p> <p>The project requiring an EIA report shall be termed as B1 category and the remaining are B2 category.</p> <p>Stage (II) – Scoping</p> <ul style="list-style-type: none"> - New projects - the Expert Committee shall advise the applicant how to prepare EIA based on Form-1, TOR and Prefeasibility report submitted by the applicant. - Improvement projects – EIA to be prepared based on model TOR <p>Stage (III) – Public Consultation</p> <p>All Category A and B1 projects. Conducted by State Pollution Control Board (SPCB) or the Union Territory Pollution Control Committee (UTPCC)</p> <p>Stage (IV) – Appraisal</p> <p>Detailed scrutiny by the EAC (MOEF) or State level Expert Appraisal Committee (SEIAA). The recommendation of EAC or SEIAA submitted to competent authority for final decision based on Form-1, EIA, EMP, other documents and minutes of public consultation.</p>

source: EIA Notification, 2006

3) 森林承認

森林区域を改変する場合は、森林承認を2つの事業段階で取得する必要がある。最初の段階は、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(Reserved Forest)もしくは保護林(Protected Forest)の改変に対する同等の非保護エリア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 段階の承認もしくは最終承認と呼んでいる。次表に最初の段階と第 2 段階の森林承認申請に必要な文書リストを示す。

森林承認は、環境森林省の地方事務所もしくはデリーの環境森林省によって発行される。森林面積が 5ha 以下の場合、森林承認は環境森林省の地方事務所が発行する。森林面積が 5ha から 40ha の場合は、森林承認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承認を発行する。40ha 以上の場合、デリーの環境森林省が手続きと承認を行う。

Table 3.1.2-5 Documents required while submitting application

<ul style="list-style-type: none"> - Short narrative of the project - Map showing required forest land, boundary of adjoining forests (1:50,000) - Cost of project - Justification for locating the project in forest area - Cost – benefit analysis (not applicable upto 20 ha in plains and 5 ha in hills) - Employment likely to be generated - Purpose-wise breakup of total land required - Details of displacement of people - Requirement of Environmental Clearance - Undertaking to bear the costs of Compensatory Afforestation - DGPS map of the area under diversion and of the areas identified for CA
--

source: Forest conservation act, 1980, 1988

Table 3.1.2-6 Documents required for final clearance

<p>(responsibility of the State Government):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Proof of depositing amount for Compensatory Afforestation - Proof of depositing amount for Net Present Value - Proof of depositing amount for meeting other conditions – roadside plantations, compensation for damage / dismantling of assets, etc. - Strip chart for roadside plantations - Undertakings for compliance on other generic and specific conditions - Certificate from the District Collector(s) on settlement of all rights under the Forest Rights Act, 2006

source: Forest conservation act, 1980, 1988

(2) 立地選定の条件

揚水事業立地選定にあたり、回避すべきエリアがある。いくつかの告示は、水力発電事業やいくつかの活動を制限している (Table 3.1.2-7 参照)

Table 3.1.2-7 Areas of limited activities by notifications

Notification	Area	Hydro
6th January 1989	Prohibiting location of industries except those related to Tourism in a belt of 1 km from high tide mark from the Revdanda Creek up to Devgarh Point (near Shrivardhan) as well as in 1 km belt along the banks of Rajpuri Creek in Murud Janjira area in the Raigarh district of Maharashtra	Prohibited
1st February 1989	Restricting location of industries, mining operations and regulating other activities in Doon Valley	Restricting
19th February 1991	Regulating activities in the coastal stretches of the country by classifying them as coastal regulation zone (upto 500 metres from the High Tide Line) and prohibiting certain activities	
6th June 91	Restricting location of industries and regulating other activities in Dahanu Taluka in Maharashtra	
7th May 1992	Restricting certain activities in specified areas of Aravalli Range in the Gurgaon district of Haryana and Alwar district of Rajasthan	
5th July 1996	Regulating industrial and other activities, which could lead to pollution and congestion in an area north west of Numaligarh in Assam	

The Constitution (Scheduled Tribes) Order (1950, 1951)で定義されている指定エリア、Wild Life (Protection) Act, 1972 で定義されている保護区、中央汚染対策局(Central Pollution Control Board)が指定する危険汚染エリア(Critically Polluted Areas)は、立地選定時に回避することが望ましい。指定エリアと保護区は3.2項と3.3項に示す。指定されている危険汚染エリアを次表に示す。

Table 3.1.2-8 Critically Polluted areas as notified by the Central Pollution Control Board

State	Name of the Critically Polluted Area
Andhra Pradesh	1. Vishakhapatnam
Chhatisgarh	2. Korba
Delhi	3. Najafgarh-Drain basin including Anand Parbat, Naraina, Okhla, Wazirpur
Gujarat	4. Ahmedabad
	5. Ankleshwar
	6. Bhavnagar
	7. Junagarh
	8. Vapi
Haryana	9. Vatva
	10. Faridabad
Jharkhand	11. Panipat
	12. Dhanbad
Karnataka	13. Bhadravati
	14. Mangalore
Kerala	15. Greater Kochin
Madhya Pradesh	16. Indore
Maharashtra	17. Aurangabad
	18. Chandrapur
	19. Dombivalli
	20. Navi Mumbai
	21. Tarapur
	Mahul, Ambapada & Chembur (dated-17.10.16)
Orissa	22. Angul Talchar
	23. Ib-Valley
	24. Jharsugula
Punjab	25. Ludhiana
	26. Mandi Govindgarh

State	Name of the Critically Polluted Area
Rajasthan	27. Bhiwadi
	28. Jodhpur
	29. Pali
Tamil Nadu	30. Vellore -North Arcot
	31. Cuddalore
	32. Manali
	33. Coimbatore
Telangana	34. Patancheru-Bollaram
Uttar Pradesh	35. Agra
	36. Ghaziabad
	37. Kanpur
	38. Noida
	39. Singrauli
	40. Varanasi-Mirjapur
West Bengal	41. Asansole
	42. Haldia
	43. Howrah

source: Central Pollution Control Board

3.2 インドの環境状況

3.2.1 人口

2011年の国勢調査報告書（Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>））によると、インド国の人口は、1,210,854,977人である。直近10年の人口増加率は17.64%である。国の識字率は74.04%。人口密度は382人/km²である。

3.2.2 温室効果ガスの排出

二酸化炭素情報分析センター(<http://cdiac.ornl.gov/>)によると、化石燃料燃焼、セメント製造、ガスのフレアによる2013年の二酸化炭素排出量は、炭素量で554,882,000 MTNで、世界で3番目である。

3.2.3 土地利用

GLCNMO version 3¹ (2013)によると、インド国の土地利用は、農地が67.8%、森林が17.8%、1%が市街地である。森林は、主にBarail Range、Shillong Plateau、Dafla Hills、Sikkim and Western Ghats と Eastern Ghatsに残っている。

3.2.4 森林

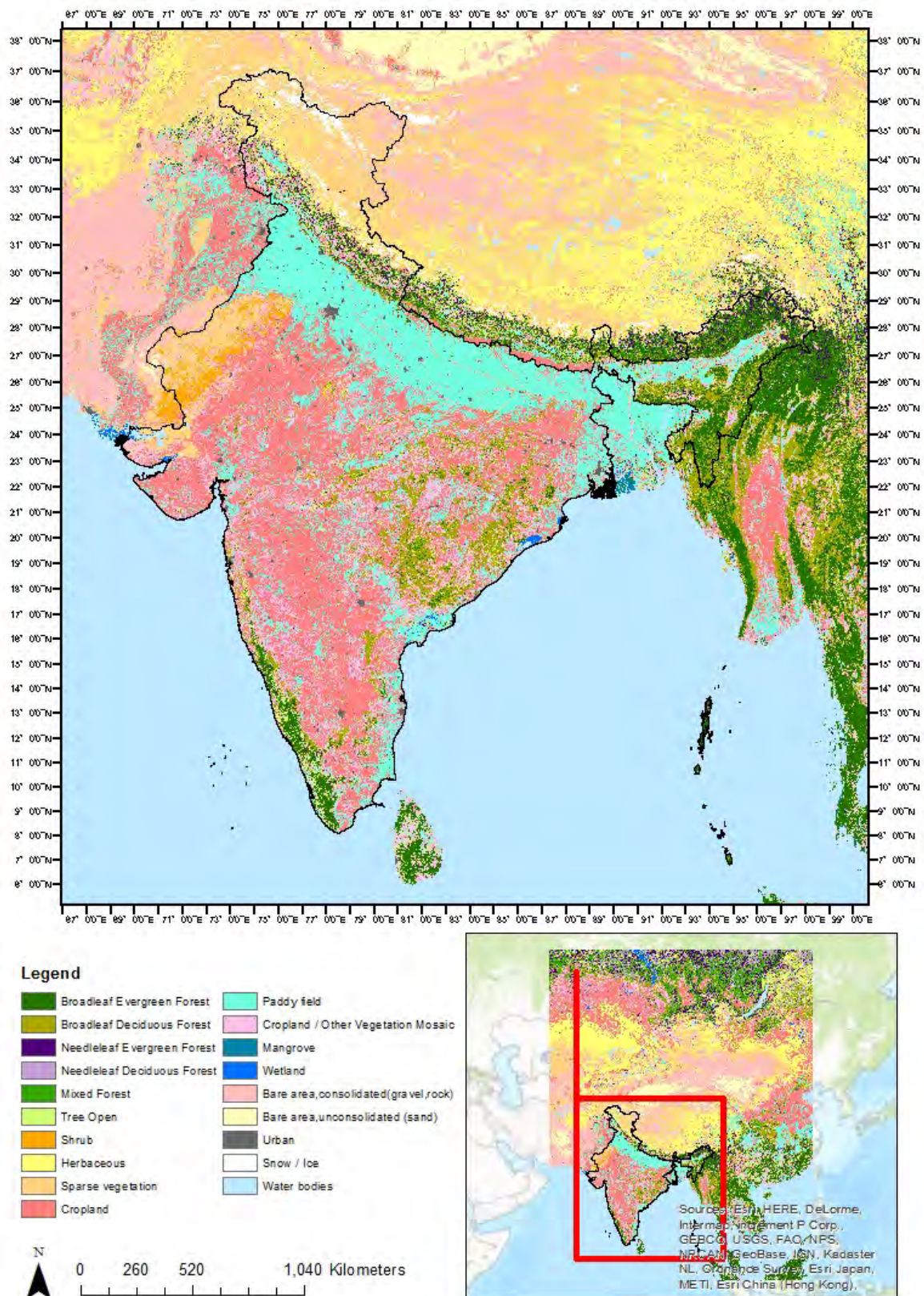
State of Forest Report 2015² (Forest Survey of India)によると、インド国の森林面積は701,673 km² (21.34%)で、そのうち高密度の林が85,904 km² (2.61%)、中密度の林が315,374 km² (9.59%)、疎林が300,395 km² (9.14%)である。

¹ GLCNMO (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

² State of Forest Report 2015 (http://fsi.nic.in/details.php?pgID=sb_62)

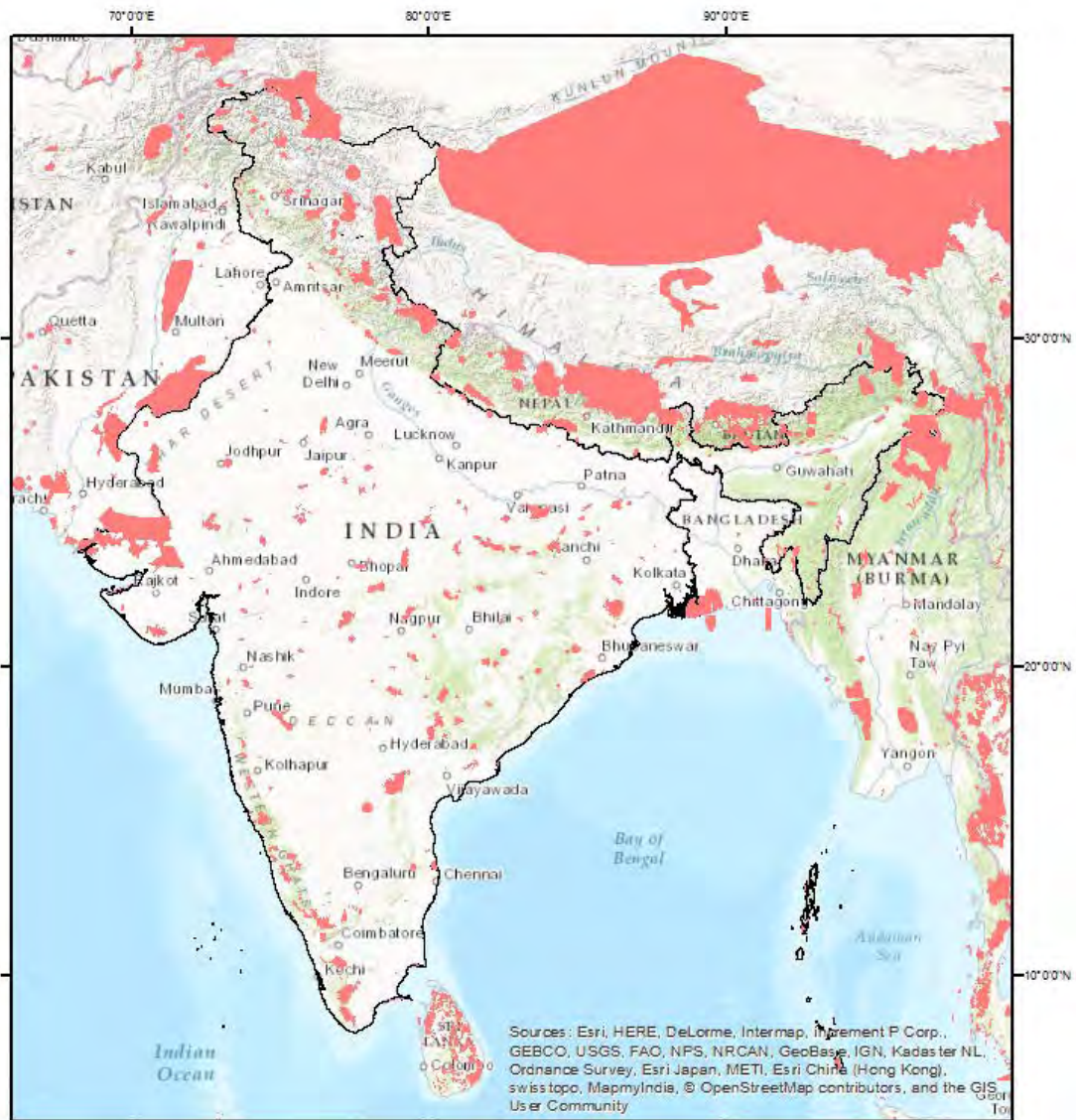
3.2.5 保護区

インド国内には 733 か所の保護区(160,901.74 km², 国土の 4.89%)があり、内訳は国立公園 103 か所(40,500.13 km², 1.23 %), 野生生物保全区域(Wildlife reserves)が 537 か所(118,005.30 km², 3.59 %), 保全区域(Conservation Reserves)が 67 か所 (2349.38 km², 0.07%), コミュニティー保全区域(Community Reserves)が 26 か所(46.93 km², 0.001%)である。これら保護区の正確な境界線は公開されていない。



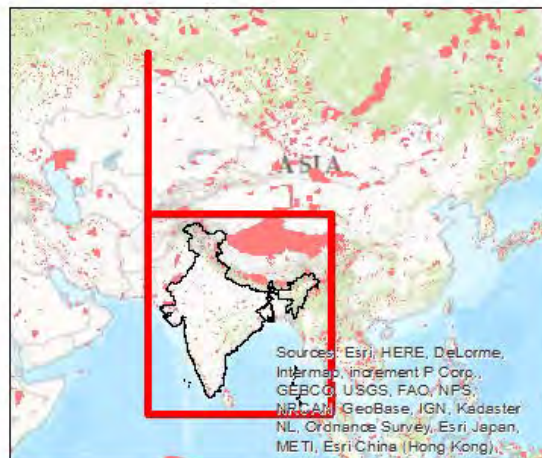
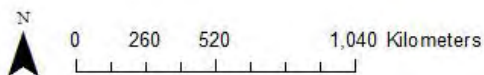
source: GLCNMO version 3 (2013)

Figure 3.2.5-1 Land use Map of India



Legend

Protected Areas



source: Protected Planet (<https://www.protectedplanet.net/>)

Figure 3.2.5-2 Protected Areas of India

3.2.6 保護生物

Indian Wildlife (Protection) Act, 1972 で指定されている指定生物の数は 1,129 種であり、内訳は 453 種の哺乳類、144 種の鳥類、43 種の両生・爬虫類、12 種の魚類、453 種の昆虫類と 24 種の軟体動物である。

Table 3.2.6-1 Number of Protected Species in India (fauna)

	WPA, 1972			CITES		Total
	Sch I	Sch II	Sch IV	Appendix –I	Appendix – II	
Mammal	127	306	20	0	1	453
Bird	61	0	83	11	3	144
Amphibians and Reptiles	24	13	6	1	1	43
Fishes	12	0	0	0	1	12
Insect	127	306	20	0	1	453
Mollusca	9	0	15	0	0	24
Total	360	625	144	12	7	1129

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvs.nic.in>)

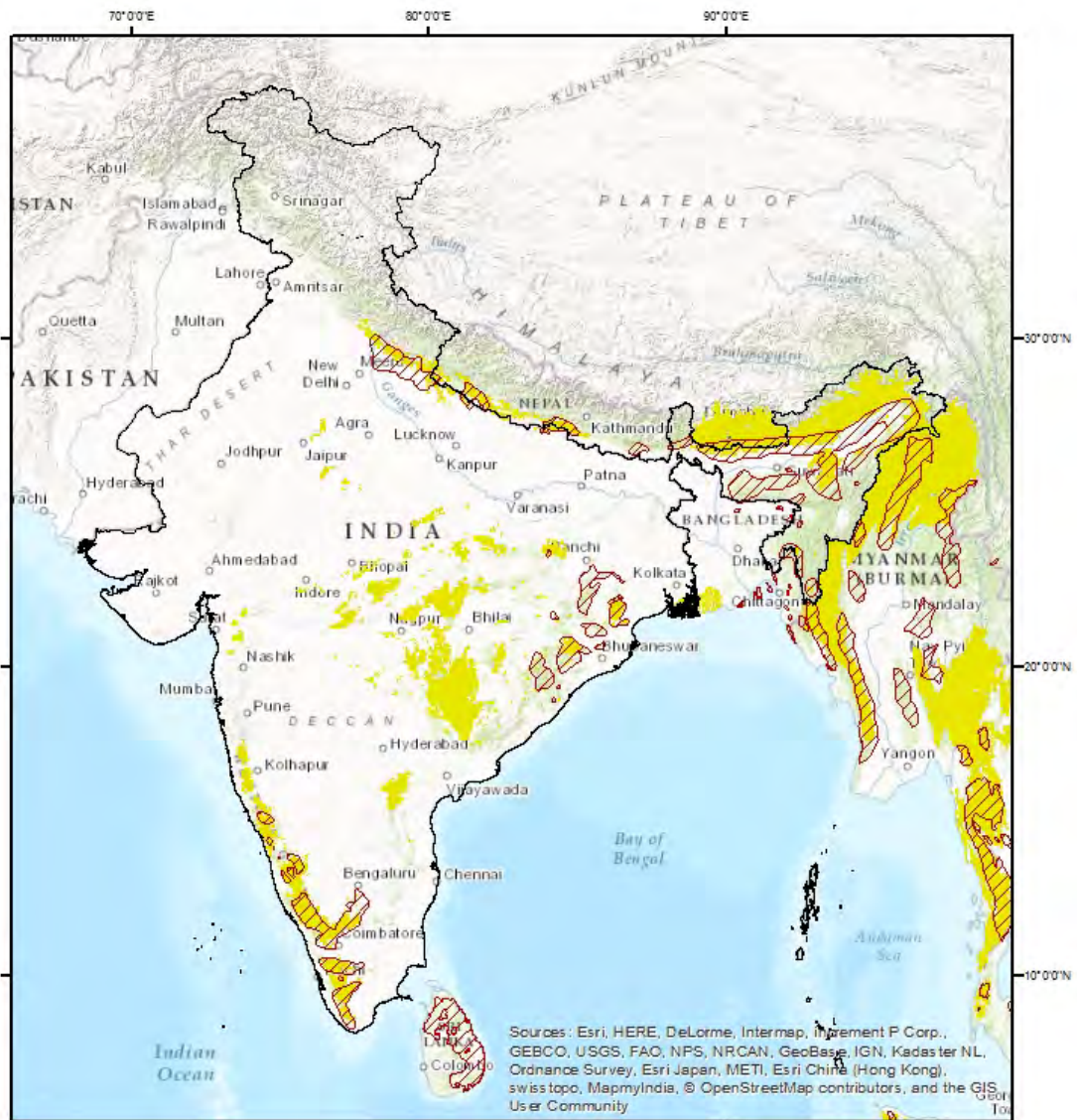
インド国内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 60 種あり、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR)4 種、絶滅危惧 IB 類(EN)20 種、絶滅危惧 II 類(VU)19 種、純絶滅危惧(NT)17 種である。このうちアジアゾウ(*Elephas maximus*, EN)とベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

3.2.7 民族



インド国内では 30 州にて指定部族が指定されている。2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)) では Scheduled Tribes is 705 (MINISTRY OF HOME AFFAIRS, 2013) で指定された指定部族の人数が明らかになった。1961 年時点での指定部族の人数は 30,130,184 人、2011 年の指定部族の人数は 104,281,034 人(全人口の 8.6%)である。この 10 年での増加率は 23.7% から 35.8%に上昇した。指定部族の半数は Madhya Pradesh 州、Maharashtra 州、Odisha 州、Rajasthan 州、Gujarat 州の 5 州に居住している。

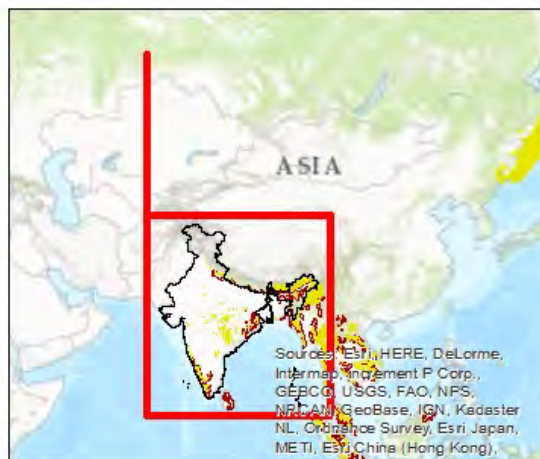
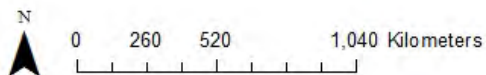
3.2.8 治安

2016 年時点の外務省の海外安全情報(<http://www.anzen.mofa.go.jp>)には、危険度の高いエリアが示されている。レベル 4「退避勧告」とレベル 3「渡航中止勧告」は JAMMU & KASHMIR 州に、レベル 2「不要不急の渡航中止」は Maharashtra 州、Odisha 州、Telangana 州などに、その他のエリアはレベル 1「十分注意してください」になっている。



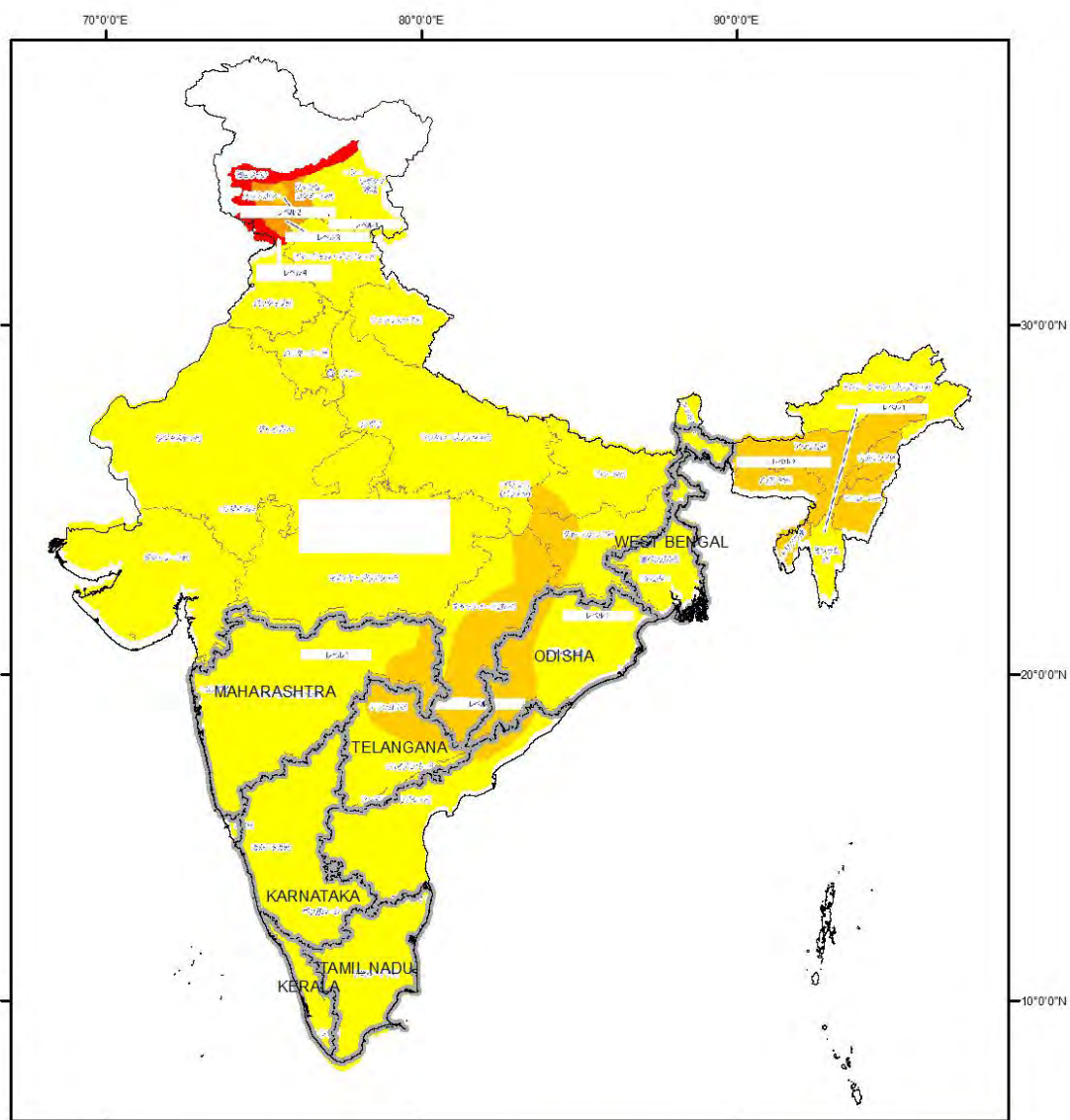
Legend

-  *Elephas maximus*
-  *Panthera tigris*

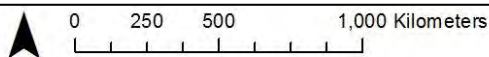


source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org>)

Figure 3.2.8-1 Distribution Areas of Elephant and Tiger in India



- 「レベル1：十分注意してください。」
 ・その国・地域への渡航、滞在に当たって危険を避けていただくため特別な注意が必要です。
- 「レベル2：不要不急の渡航は止めてください。」
 ・その国・地域への不要不急の渡航は止めてください。渡航する場合には特別な注意を払うとともに、十分な安全対策をとってください。
- 「レベル3：渡航は止めてください。(渡航中止勧告)」
 ・その国・地域への渡航は、どのような目的であれ止めてください。(場合によっては、現地に滞在している日本人の方々に対して退避の可能性や準備を促すメッセージを含むことがあります。)
- 「レベル4：退避してください。渡航は止めてください。(退避勧告)」
 ・その国・地域に滞在している方は滞在地から、安全な国・地域へ退避してください。この状況では、当然のことながら、どのような目的であれ新たな渡航は止めてください。



source: MOFA Japan ((<http://www.anzen.mofa.go.jp>))

Figure 3.2.8-2 MOFA's "Overseas Travel Safety Information"

3.3 各州の環境現況

3.3.1 Maharashtra 州

(1) 環境

1) 人口

2011年の国勢調査によると Maharashtra 州の人口は 112,374,333 で、全国で 2 番目である。この 10 年間の人口増加率は 15.99% である一方、その前の 10 年間の人口増加率は 22.57% であった。Maharashtra 州の人口が全国に占める割合は 9.28% である。

2) 温室効果ガス排出と排出源

T.V. Ramachandra (2012)³によると、Maharashtra 州のメタン排出量は 1,101.4 Gg (国内 4 位、全国の 6.5%)、一酸化炭素排出量は 2,649.7 Gg (国内 1 位、全国の 11.8%)、二酸化炭素排出量は 105,259.9 Gg (国内 1 位、全国の 10.9%) である。登録車両の数は 8,968,733 台 (国内 5 位、全国の 12.3%)、セメント生産量は 8481.3kt (国内 6 位、全国の 6.5%)、鉄鋼生産量は 4360 kt (国内 3 位、全国の 9.5%) である。

3) 危険汚染エリア

Maharashtra 州には 5 つの危険汚染エリアが存在する。2013 年の総合環境汚染指標(CEPI)は 66.87 から 81.9 であり、2009 年よりも低下している。

Table 3.3.1-1 Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Maharashtra State

Industrial Cluster/Area	Potential Impact Zones	CEPI SCORE			Status
		2009	2011	2013	
Chandrapur	Chandrapur (MIDC Chandrapur, Tadali, Ghuggus, Ballapur)	83.88	83.82	81.9	As-Ws-Lc
Dombivalli	MIDC Phase-I, Phase-II	78.41	85.21	72.29	As-Wc-Ln
Aurangabad	MIDC Chikhalthana, MIDC Waluj, MIDC Shendra, and Paithan Road	77.44	83.1	68.87	As-Ws-Ls
Navi Mumbai	TTC Industrial Area, MIDC, Navi Mumbai (including Blocks-D, C, EL, A, R, General, Kalva)	73.77	78.51	72.87	An-Wc-Ln
Tarapur	MIDC Tarapur	72.01	85.24	73.3	As-Wc-Ln

Note: Ac = Air critical ; As = Air severe ; An = Air normal
Wc = Water critical ; Ws = Water severe ; Wn = Water normal
Lc = Land critical ; Ls = Land severe ; Ln = Land normal

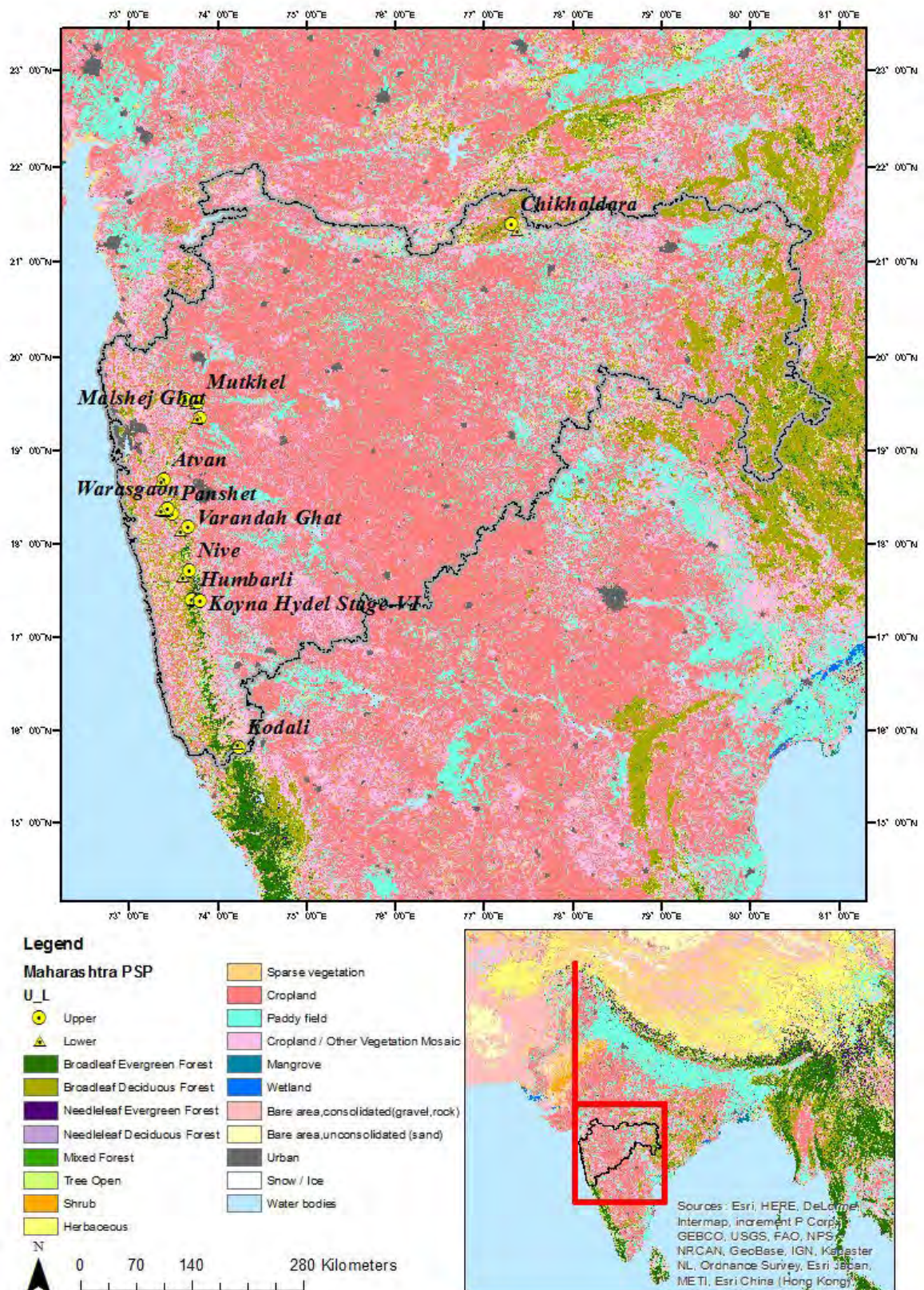
source: The Central Pollution Control Board (CPCB) (<http://cpcb.nic.in/>)

4) 土地利用

GLCNM4 version 3 (2013)によると、Maharashtra 州の 87.1% は農地、10.7% は森林、1.1% は都市域である。森林エリアは Western Ghats に沿って残っている。

³ Decentralised carbon footprint analysis for optimal climate change mitigation strategies in India (2012, T.V. Ramachandra)

⁴ Geospatial Information Authority of Japan, Chiba University and collaborating organizations



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.1-1 Land Use in Maharashtra State

5) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、Maharashtra 州の森林は 50,628 km² (16.45%)で、内訳は高密度の林が 8,712 km²、中密度の林が 20,747 km²、疎林が 21,169 km² である。森林面積は 2013 年から 4 km² 減少している。

6) 保護区

Maharashtra 州には 55 か所の保護区があり、内訳は国立公園 6 か所、野生生物保全区域が 41 か所、ベンガルトラの保護区が 6 か所、保全区域が 2 か所である。これらの保護区の正確な境界線は不明である。

Table 3.3.1-2 Protected Areas in Maharashtra State

Type	Name	Year	Area (sqkm)	District
Conservation Reserves	Bhorkada (Bhorgad)		3.49	Nashik
	Kolamarka		180.72	Gadchiroli
National Park	Chandoli NP	2004	317.67	Sangli, Satara, Kolhapur, Ratnagiri
	Gugamal NP	1975	361.28	Amravati
	Nawegaon NP	1975	133.88	Bhandara (Gondia)
	Pench (Jawaharlal Nehru) NP	1975	257.26	Nagpur
	Sanjay Gandhi (Borivilli) NP	1983	86.96	Thane & Mumbai
	Tadoba NP	1955	116.55	Chandrapur
Tiger Reserves	Melghat		2,768.52	
	Tadoba-Andhari		1,727.59	
	Pench		741.22	
	Sahyadri		1,165.57	
	Nawegaon-Nagzira		653.67	
	Bor		138.12	
Wildlife Sanctuaries	Amba Barwa WLS	1997	127.11	Buldhana
	Andhari WLS	1986	509.27	Chandrapur
	Aner Dam WLS	1986	82.94	Dhule
	Bhamragarh WLS	1997	104.38	Gadchiroli
	Bhimashankar WLS	1985	130.78	Pune & Thane
	Bor WLS	1970	61.10	Wardha & Nagpur
	Chaprala WLS	1986	134.78	Gadchiroli
	Deulgaon-Rehekuri WLS	1980	2.17	Ahmednagar
	Dhyanganga WLS	1997	205.23	Buldhana
	Gautala-Autramghat WLS	1986	260.61	Aurangabad & Jalgaon
	Great Indian Bustard WLS	1979	1,222.61	Solapur & Ahmednagar
	Jaikwadi WLS	1986	341.05	Aurangabad & Ahmednagar
	Kalsubai Harishchandragad WLS	1986	361.71	Ahmednagar
	Karnala Fort WLS	1968	4.48	Raigad
	Karanja Sohal Blackbuck WLS	2000	18.32	Akola
	Katepurna WLS	1988	73.63	Akola & Washim
	Koyana WLS	1985	423.55	Satara
	Lonar WLS	2000	1.17	Buldhana
	Malvan Marine WLS	1987	29.12	Sindhudurg
	Mansingdeo WLS	2010	182.59	Nagpur
Mayureswar Supe WLS	1997	5.15	Pune	
Melghat WLS	1985	778.75	Amravati	

Nagzira WLS	1970	152.81	Gondia, Bhandara
Naigaon Peacock WLS	1994	29.89	Beed
Nandur Madhameshwar WLS	1986	100.12	Nashik
Narnala Bird WLS	1997	12.35	Akola
Nawegaon WLS	2012	122.76	Gondia
New Bor WLS	2012	60.70	Nagpur-Wardha
New Nagzira WLS	2012	151.33	Gondia
Painganga WLS	1986	324.62	Yeotmal & Nanded
Phansad WLS	1986	69.79	Raigad
Radhanagari WLS	1958	351.16	Kolhapur
Sagareshwar WLS	1985	10.87	Sangali
Tansa WLS	1970	304.81	Thane
Thane Creek Flamingo WLS	2015	16.91	Mumbai Suburban
Tipeshwar WLS	1997	148.63	Yeotmal
Tungareshwar WLS	2003	85.00	Thane
Yawal WLS	1969	177.52	Jalgaon
Yedsi Ramlin Ghat WLS	1997	22.38	Aurangabad (Osmanabad)
Umred-Kharngla WLS	2012	189.30	Nagpur & Bhandara
Wan WLS	1997	211.00	Amravati

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvs.nic.in>)

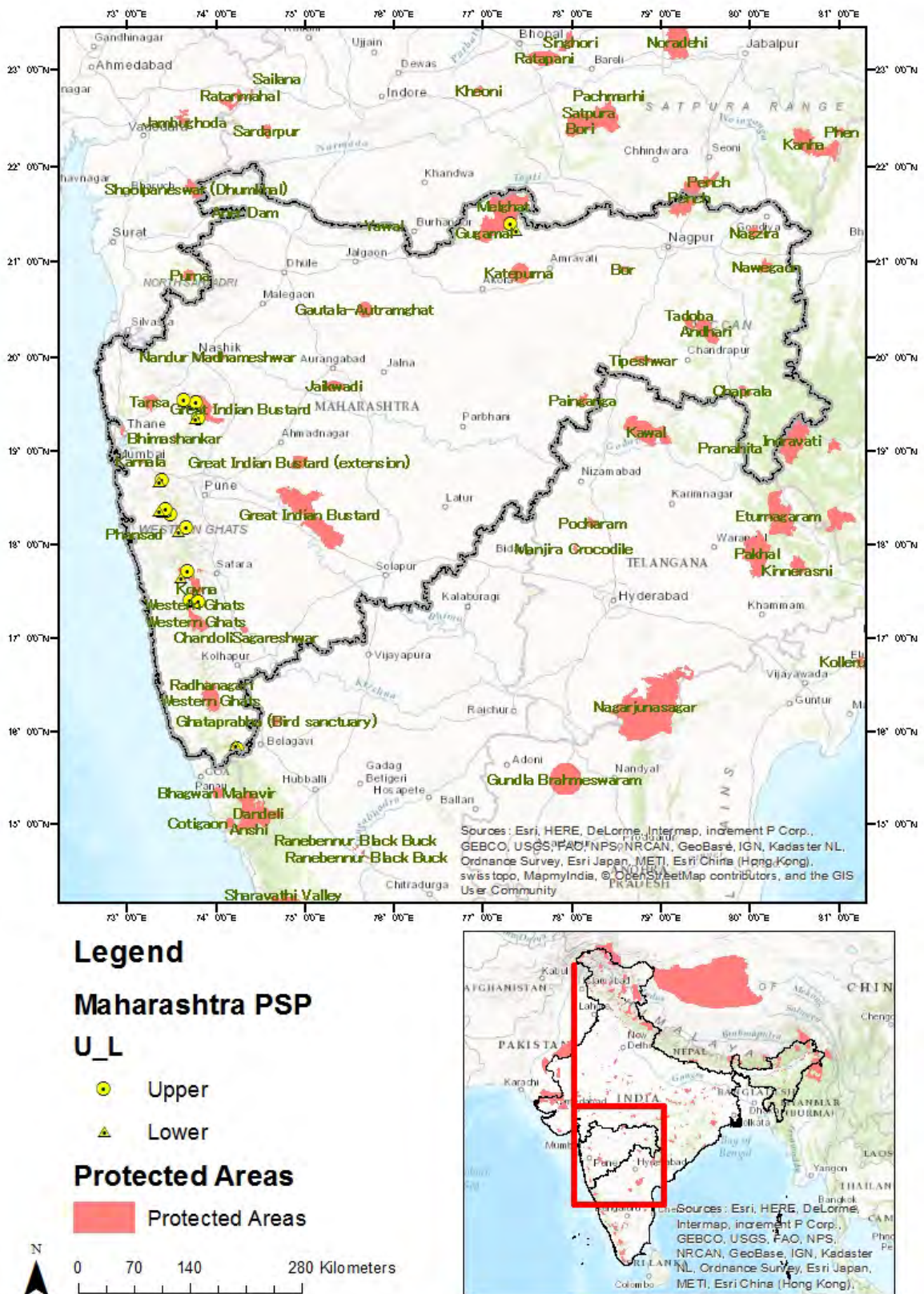
7) 保護生物

Maharashtra 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 17 種あり、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR)1 種、絶滅危惧 IB 類(EN)5 種、絶滅危惧 II 類(VU)8 種、純絶滅危惧(NT)3 種である。このうちベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.1-3 IUCN red list species which has known habitat in Maharashtra State

Category	Scientific name
CR	<i>Millardia kondana</i>
EN	<i>Bubalus arnee</i> <i>Cuon alpinus</i> <i>Hipposideros durgadasi</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Panthera tigris</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Prionailurus rubiginosus</i> <i>Rattus satarae</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Tetracerus quadricornis</i>
NT	<i>Antilope cervicapra</i> <i>Hyaena hyaena</i> <i>Panthera pardus</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)



source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvis.nic.in>) and Forest Department of Maharashtra

Figure 3.3.1-2 Protected Areas in Maharashtra State

8) 民族

Scheduled Castes and Scheduled Tribes Orders (Amendment) Act (1976)によると、Maharashtra 州には 48 の指定部族がある。2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>),) では、指定部族 10,061,722 人(9.49%)で、指定部族の人口比が高い県(District)は Nandurbar 県 69.28%、Gadchiroli 県 38.71%、 Dhule 県 31.56%である。Maharashtra 州の指定郡(Scheduled Tehsil)は 27 郡存在する。

Table 3.3.1-4 Scheduled Areas in Maharashtra State

1. Palghar tehsil, 2. Vasai (Bassein), 3. Bhiwandi Tahsil, 4. Murbad tehsil, 5. Dindori tehsil, 6. Igatpuri tehsil, 7. Nasik tehsil, 8. Baglan tehsil, 9. Sakri tehsil, 10. Nandurbar tehsil, 11. Shahada tehsil, 12. Shirpur tehsil, 13. Chopda tehsil, 14. Yaval tehsil, 15. Raver tehsil, 16. Akole tehsil, 17. Ambegaon tehsil, 18. Junnar tehsil, 19. Kinwat Tahsil, 20. Maregaon Tahsil, 21. Ralegaon Tahsil, 22. Kelapur Tahsil, 23. Ghatanji Tahsil, 24. Gadchiroli Tahsil, 25. Armori Tahsil, 26. Chamorshi tehsil, 27. Rajura tahsil

source: The Ministry of Tribal Affairs (<http://tribal.nic.in>)

9) 治安

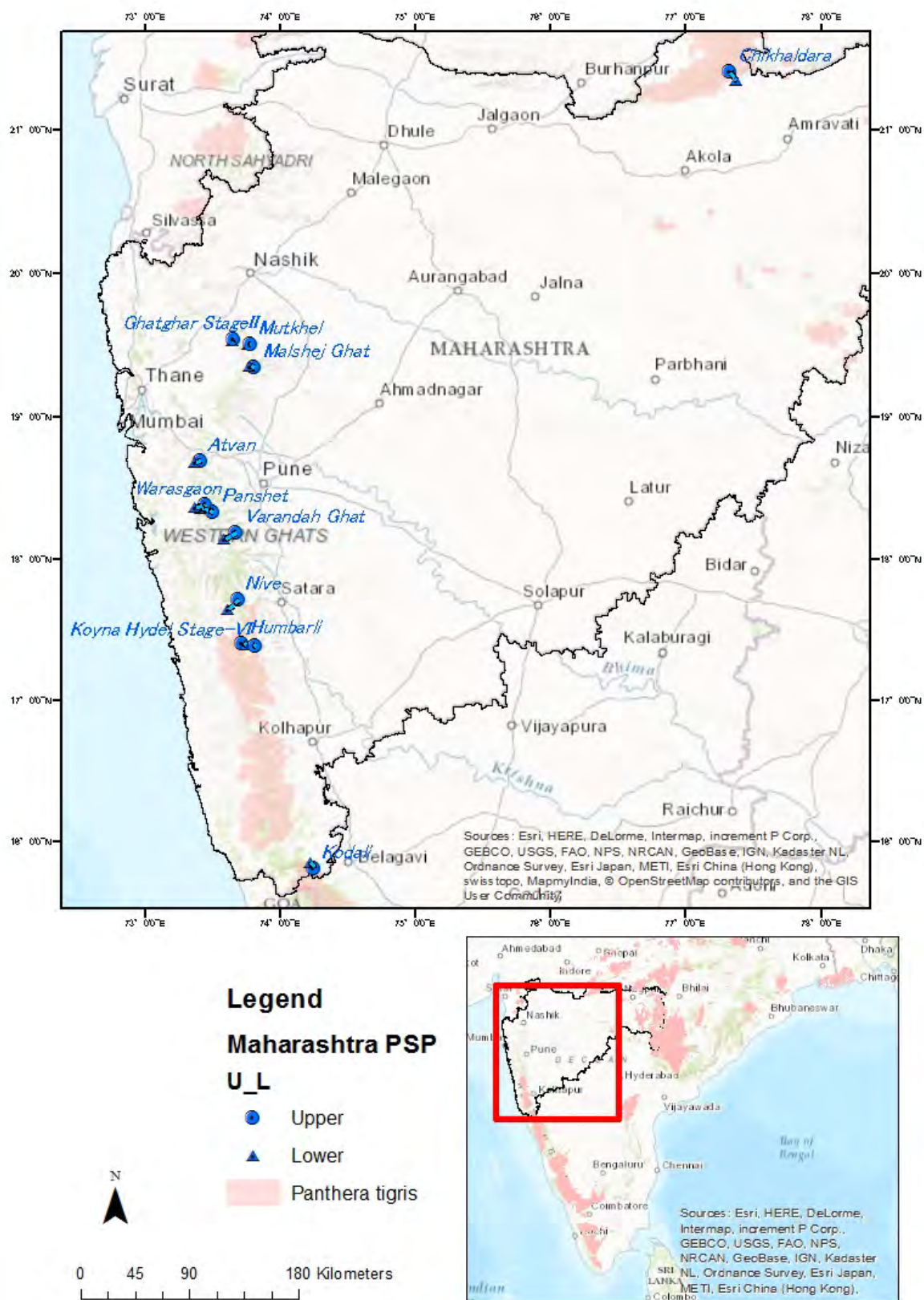
2016 年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、Maharashtra 州の危険度は、レベル 2 「不要不急の渡航中止」とレベル 1 「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

環境社会配慮に関係する Maharashtra 州の組織は以下に示すとおりである。

Table 3.3.1-5 Relevant Authorities in Maharashtra State

Name	Address	Role
Maharashtra Pollution Control Board	Kalpataru Point, 3rd and 4th floor, Opp. CineMax Theatre, Sion (E), Mumbai-400 022	Pollution Control, Waste management
Regional Offices, Ministry of Environment and Forest, Climate Change	Regional Office(WCZ),Ground Floor East Wing, New Secretariat Building, Civil Line,Nagpur-440001	Environmental Clearance, Forest Clearance, Wildlife Clearance
Maharashtra Forest Department	Office of the Conservator of Forests (Wildlife) Nashik Aadhar Bungalow, Sadhu Waswani Road, Near Kulkurni Garden. Nashik 422 005	Wildlife Clearance
Environmental Department	Mantralaya, Madam Cama Road, Hutatma Rajguru Square, Nariman Point, Mumbai - 400032	Environmental Clearance
The Maharashtra Water Resources Regulatory Authority (MWRRA)	9th Floor, Centre - 1, World Trade Centre, Cuffe Parade, Mumbai - 400 005.	Water distribution, Water tariff, review water
Tribal Development Department	Mantralaya, Mumbai-400032	ST/SC
Rural Development Department	Construction of buildings, 25, marjhabana Road, Fort, Mumbai - 400001	



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.1-3 Tiger habitat in Maharashtra State

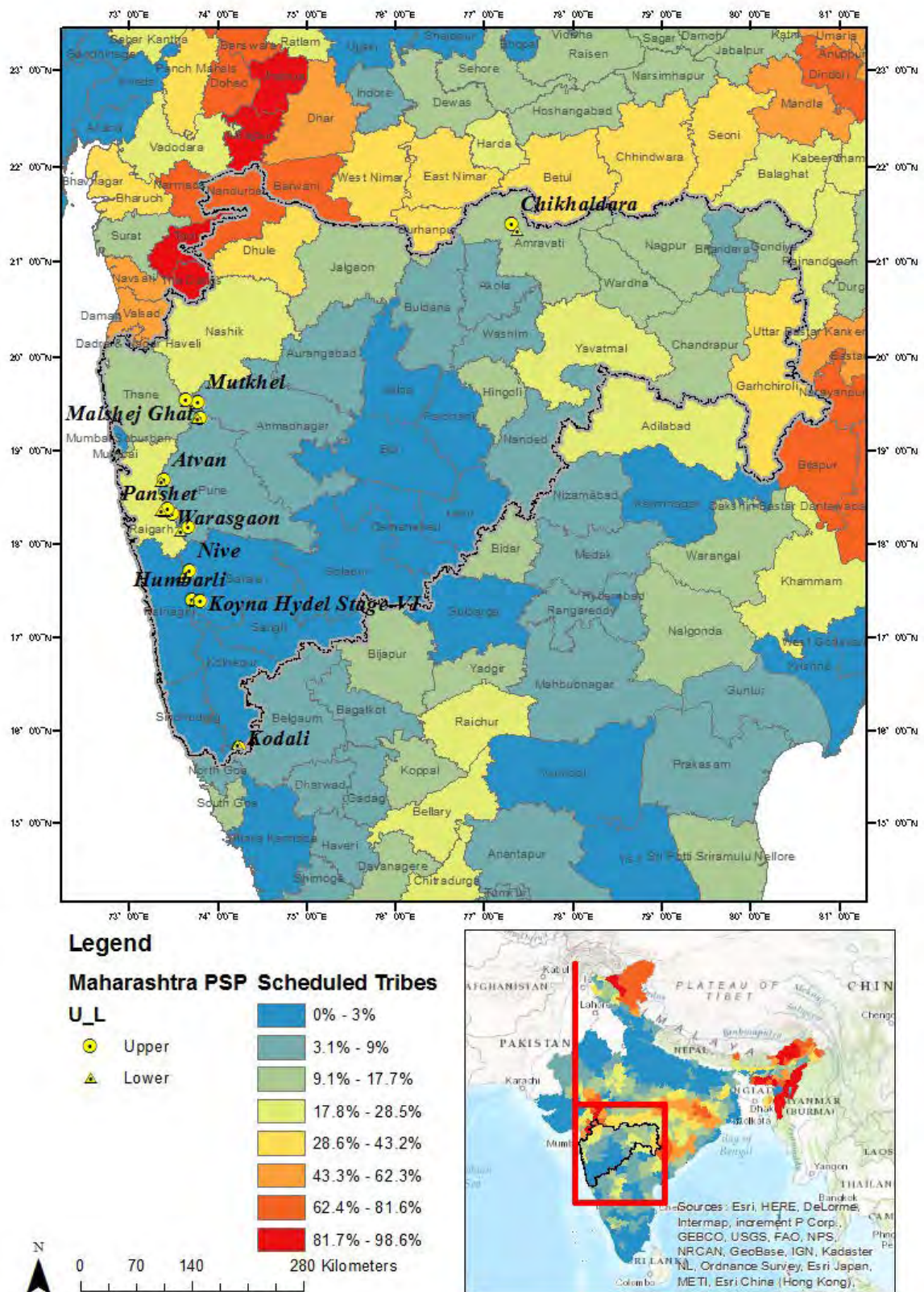


Figure 3.3.1-4 Scheduled Tribes in Maharashtra State

(3) 環境社会面での課題

“State of Environment Report: Maharashtra”によると、Maharashtra 州の環境社会面の課題には以下のようなものがある。

1) 水資源

一人当たりの利用可能な水資源は、全国平均よりも低い。地下水と表流水による飲料水、農業用の水、工業用の水の需要は、供給量よりも多い。州内の雨水の分配には偏りがあり、土壌の状態と地形は雨水による地下水涵養に適していない。さらに、過剰な水利用や誤った水利用で水不足が後押しされている。都市部と地方では、衛生設備の格差が激しい。不足する水供給と衛生設備が行政の課題である。

中央汚染対策局(CPCB, 2014-2015)の BOD に基づく河川汚染評価によると、インド国内にある 302 の汚染河川のうち 49 河川が Maharashtra 州にあり、全国で最も汚染河川の多い州になっている。汚染河川は、Wena, Wainganga, Godavari, Bhima, Krishna, Ulhas, Kundalika, Tapi, Girna, Panchganga, Nira, Bhatsa, Rangavali, Indrayani, Chandrabhaga, Vashisti, Mithi, Kanhan, Koyna, Amba, Amravati, Bindusara, Darna, Ghod, Gomai, Hiwara, Kan, Manjara, Mor, Morna, Mula, Mula-Mutha, Mutha, Panzara, Patalganga, Pawna, Pedhi, Pelhar, Penganga, Purna, Savitri, Sina, Surya, Urmodi, Vaitrana, Vel, Venna, Waghur, and Wardha である。

2) 森林

India State of Forest Report (2015, MOEF)によると、Maharashtra 州の森林面積は 50,628 km²(州面積の 16.45%で、国内 4 位)である。2013 年と比較し、森林面積は 4 km²減少。減少の原因は、伐採の繰り返し、森林エリアの解除、不法開墾などである。ただし、植林やマングローブ林復元などで若干森林が増えている所もある。

3.3.2 Odisha 州

(1) 環境

1) 人口

2011 年の国勢調査によると Odisha 州の人口は 41,974,218 である。この 10 年間の人口増加率は 14.05%であった。Odisha 州の人口が全国に占める割合は 3.47%である。計画のある 4 つの揚水地点は比較的人口密度の低いところに位置している。

2) 温室効果ガス排出と排出源

T.V. Ramachandra (2012)⁵によると、Odisha 州のメタン排出量は 833.9 Gg (国内 9 位、全国の 4.9%)、一酸化炭素排出量は 771.9 Gg (国内 12 位、全国の 3.4%)、二酸化炭素排出量は 29,368.6 Gg (国内 14 位、全国の 3.0%)である。登録車両の数は 1,524,982 台 (国内 14 位、全国の 2.1%)、

⁵ Decentralised carbon footprint analysis for opting climate change mitigation strategies in India (2012, T.V. Ramachandra)

セメント生産量は 3081.5 kt(国内 10 位、全国の 2.4%)、鉄鋼生産量は 2888 kt (国内 7 位、全国の 6.3%)である。

3) 危険汚染エリア

Odisha 州には危険汚染エリアが 3 か所指定されており、2013 年の総合環境汚染指標(CEPI)は 59.73 から 73.31 点で、2009 年から汚染度合いが悪化している。

Table 3.3.2-1 Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Odisha State

Industrial Cluster/Area	Potential Impact Zones	CEPI SCORE			Status
		2009	2011	2013	
Angul Talcher	a) MCL Coal Mining Area, Angul -Talcher region b) Exiting Industrial Area(60 km x 45 km)	82.09	89.74	72.86	Ac-Wc-Ln
Ib Valley	Ib Valley of Jharsuguda (Industrial and Mining area)	74.00	65.68	59.73	An-Wn-Ln
Jharsuguda	Ib Valley of Jharsuguda (Industrial and Mining area)	73.34	67.48	73.31	Ac-Ws-Ln

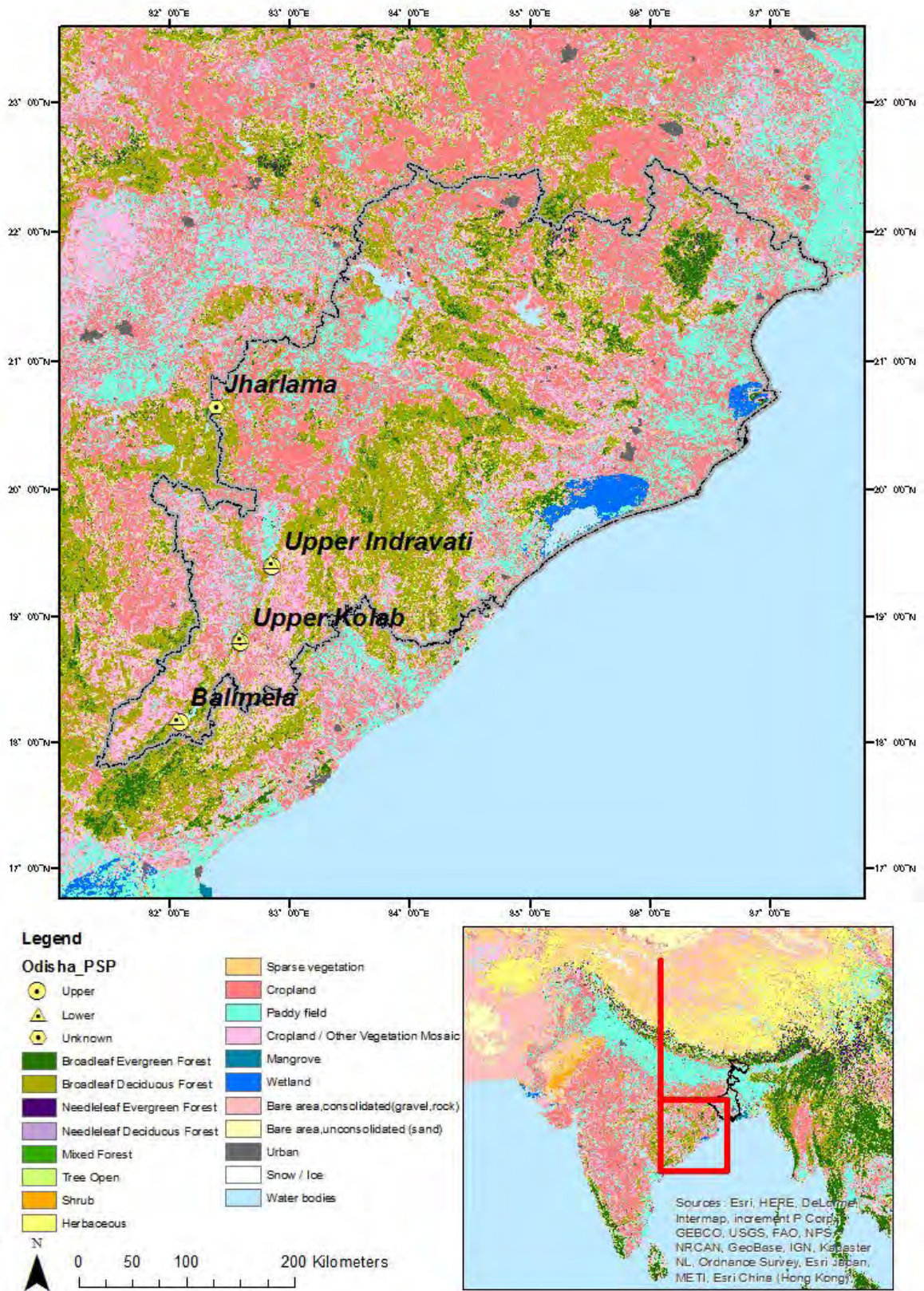
Note: Ac = Air critical ; As = Air severe ; An = Air normal
Wc = Water critical ; Ws = Water severe ; Wn = Water normal
Lc = Land critical ; Ls = Land severe ; Ln = Land normal

source: The Central Pollution Control Board (CPCB) (<http://cpcb.nic.in/>)

4) 土地利用

GLCNMO 6 version 3 (2013)によると、Odisha 州の 62.5%は農地、33.1%は森林、0.4%は都市域である。森林エリアは Middle Mountainous と Highlands Region に残っている。

⁶ Geospatial Information Authority of Japan, Chiba University and collaborating organizations



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.2-1 Land Use in Odisha State

5) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、Odisha 州の森林は 50,354 km² (32.34%)で、内訳は高密度の林が 7,023 km²、中密度の林が 21,470 km²、疎林が 21,861 km² である。森林面積は 2013 年から 7 km² 増加している。

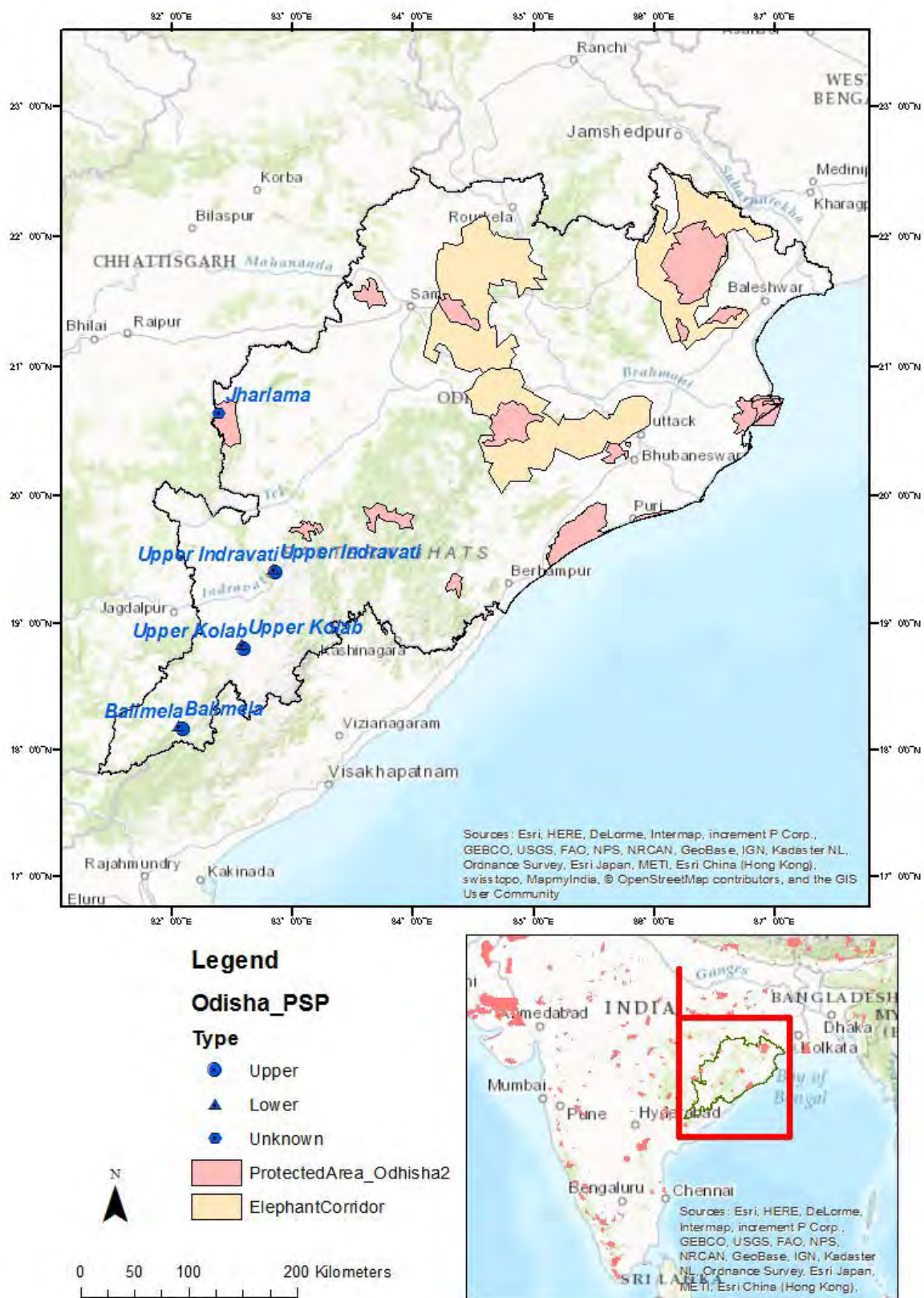
6) 保護区

Odisha 州には 28 か所の保護区があり、内訳は国立公園 2 か所、野生生物保全区域が 19 か所、ベンガルトラの保護区が 2 か所、ゾウの保護区が 5 か所である。これらの保護区の正確な境界線は公開されていない。

Table 3.3.2-2 Protected Areas in Odisha State

Type	Name	Year	Area (km ²)	District
National Park	Bhitarkanika NP	1988	145.00	Kendrapara
	Simlipal NP	1980	845.70	Mayurbhanj
Tiger Reserves	Similipal		2,750.00	
	Satkosia		963.87	
Wildlife Sanctuaries	Badrama WLS	1962	304.03	Sambalpur
	Baisipalli WLS	1981	168.35	Nayagarh
	Balukhand Konark WLS	1984	71.72	Puri
	Bhitarkanika WLS	1975	525.00	Kendrapara
	Chandaka Dampara WLS	1982	175.79	Khurda & Cuttack
	Chilika (Nalaban) WLS	1987	15.53	Khurda, Puri & Ganjam
	Debrigarh WLS	1985	346.91	Sambalpur
	Gahirmatha (Marine) WLS	1997	1,435.00	Kendrapara
	Hadgarh WLS	1978	191.06	Keonjhar & Mayurbhanj
	Kapilash WLS		125.50	Dhenkanal
	Karlapat WLS	1992	147.66	Kalahandi
	Khalasuni WLS	1982	116.00	Sambalpur
	Kothagarh WLS	1981	399.50	Phulbani
	Kuldiha WLS	1984	272.75	Balesore
	Lakhari Valley WLS	1985	185.87	Gajapati
	Nandankanan WLS	1979	14.16	Khurda
	Satkosia Gorge WLS	1976	745.52	Angul, Boudh & Cuttack
	Simlipal WLS	1979	1,354.30	Mayurbhanj
	Sunabeda WLS	1988	500.00	Nuapada
	Elephant Reserves	3. Mayurbhanj ER	29.9.01	
4. Mahanadi ER		20.7.02		
5. Sambalpur ER		27.3.02		
6. Baitami ER				
7. South Orissa ER				

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvi.nic.in>)



source: Protected Planet (<https://www.protectedplanet.net/>)

Figure 3.3.2-2 Protected Areas in Odisha State

7) 保護生物

Odisha 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 15 種あり、内訳は絶滅危惧 IB 類(EN)5 種、絶滅危惧 II 類(VU)7 種、純絶滅危惧(NT)3 種である。このうちアジアゾウ(*Elephas maximus*, EN)とベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.2-3 IUCN red list species which has known habitat in Odisha State

IUCN Category	Scientific Name
EN	<i>Bubalus arnee</i> <i>Cuon alpinus</i> <i>Elephas maximus</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Panthera tigris</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Prionailurus rubiginosus</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Tetracerus quadricornis</i>
NT	<i>Antilope cervicapra</i> <i>Hyaena hyaena</i> <i>Panthera pardus</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

8) 民族

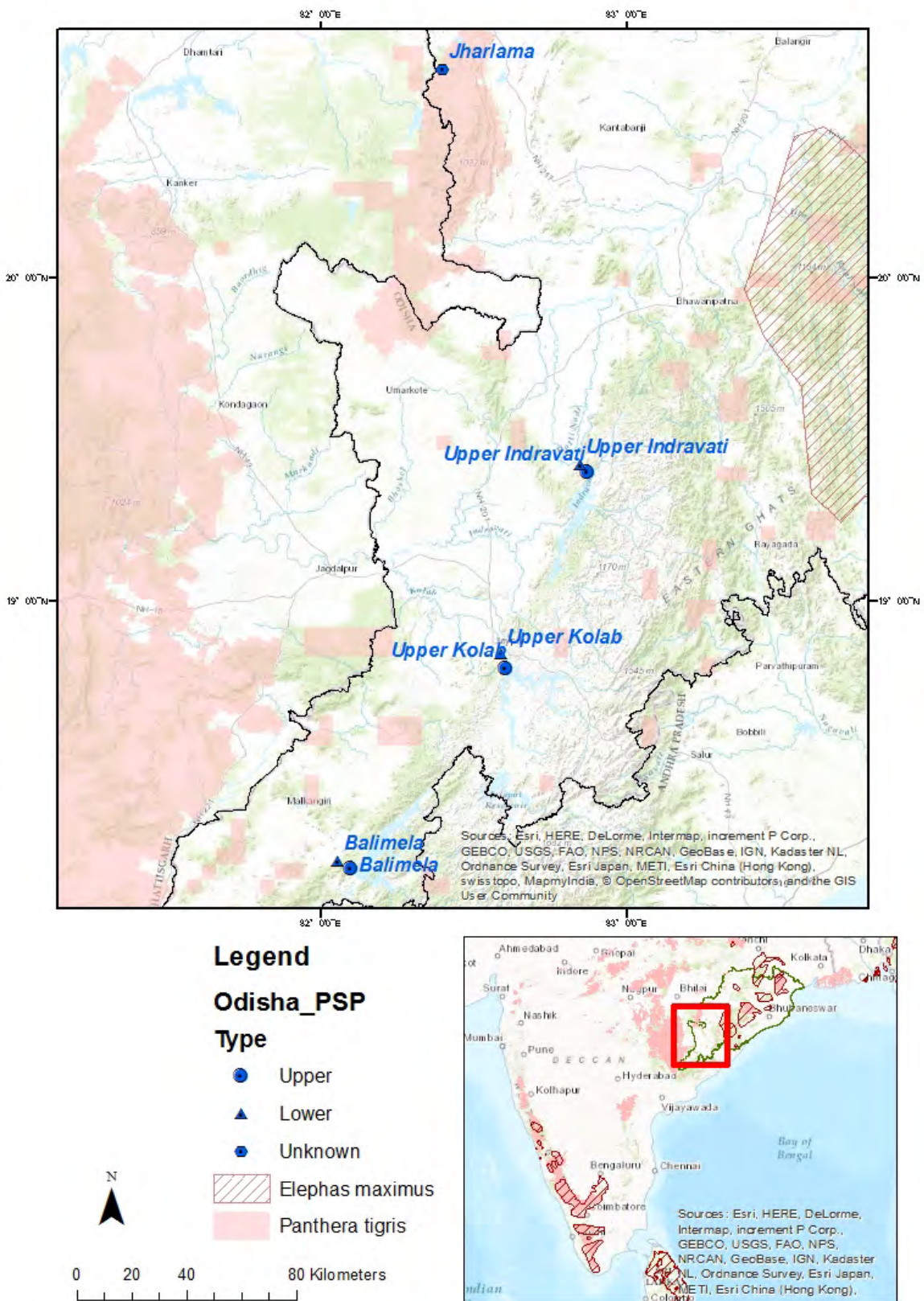
Scheduled Castes and Scheduled Tribes Orders (Amendment) Act (1976)によると、Odisha 州には 62 の指定部族がある。2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>),) では、指定部族 9,590,756 人(22.85%)で、指定部族の人口比が 50%以上の県(District)は Gajapati 県、Kandhamal 県、Koraput, Malkangiri 県、Mayurbhanj 県、Nabarangapur 県、Rayagada 県、Sundargarh 県である。Odisha 州の指定エリアは 9 か所存在する。

Table 3.3.2-4 Scheduled Areas in Odisha State

1. Mayurbhanj district, 2. Sundargah district, 3. Koraput district, 4. Kuchinda tahsil in Sambalpur district, 5. Keonjhar and Telkoi tahsils of keonjhar sub-division, and champua and Barbil tahsils of Champua sub-division in Keonjhar district, 6. Khondmals tahsil of Khondmals sub-division, and Balliguda and G. Udayagiri tahsils of Balliguda sub-division in Boudh-khondmals district, 7. R. Udayagiri tahsil, and Guma and Rayagada Blocks of Parlakhemundi Tahsil of Parlakhemundi sub-division, and Surada tahsil, excluding Gazalbadi and Gocha Gram Panchayats of Ghumsur sub-division, in Ganjam district, 8. Thuamul Rampur Block of Kalahandi Tahsil, and Lanjigarh Block, falling in Lanjigarh and Kalahandi tahsils, in Bhawanipatna sub-division in Kalahandi district, 9. Nilgiri Community Development Block of Nilgiri tahsil in Nilgiri Sub-division in Balasore district.

The Scheduled area in the State of Orissa was originally specified by the Scheduled Areas (Part A States) Order, 1950 (Constitution Order, 9) dated 23.1.1950 and the Scheduled Areas (Part B States) Order, 1950, (Constitution Order, 26) dated 7.12.1950 and has been respecified as above by the Scheduled Areas (States of Bihar Gujarat, Madhya Pradesh and Orissa) Order, 1977, (Constitution Order, 109) dated 31.12.1977 after rescinding the Orders cited earlier in so far as they related to the State of Orissa.

source: The Ministry of Tribal Affairs (<http://tribal.nic.in>)



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.2-3 Elephant and Tiger habitat in Odisha State

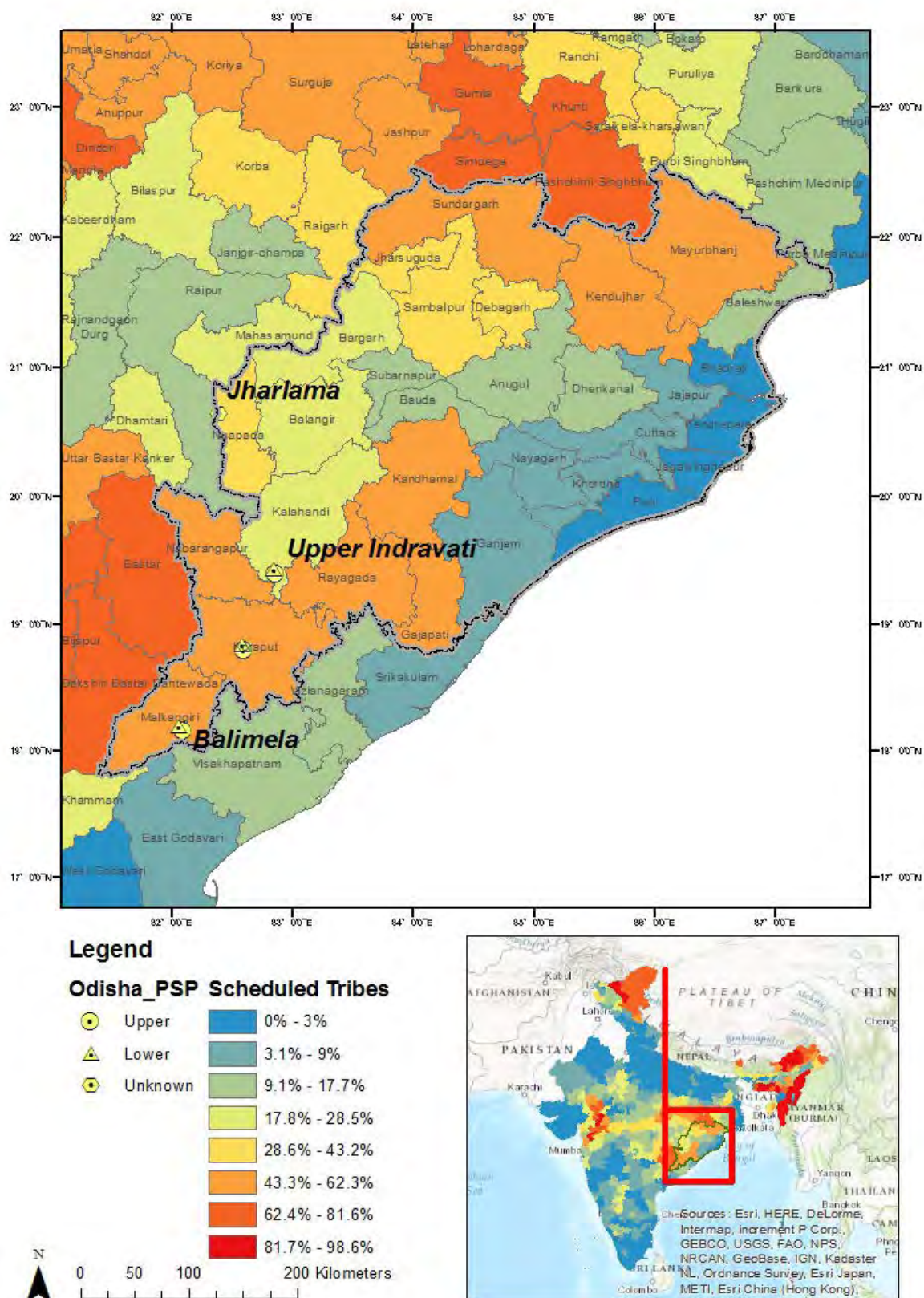


Figure 3.3.2-4 Scheduled Tribes in Odisha State

9) 治安

2016年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、Odisha州の危険度は、レベル2「不要不急の渡航中止」とレベル1「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

Odisha州で環境社会配慮に関連する組織には以下のようなものがある。

Table 3.3.2-5 Relevant Authorities in Odisha State

Name	Address	Role
State Pollution Control Board	Paribesh Bhawan, A/118, Nilakantha Nagar, Unit - VIII, Bhubaneswar - 751012, Odisha	Pollution, Waste, Recycle
Regional Offices, Ministry of Environment and Forest, Climate Change	Regional Office (Eastern Zone), A/3, Chandrasekharpur, Bhubaneswar-751023	Environmental Clearance, Forest Clearance, Wildlife Clearance
The Forest and Environment Department	Government of Odisha, Secretariat, Bhubaneswar	Environmental Clearance, Forest Clearance, Wildlife Clearance
Department of Water Resources, Odisha	Government of Odisha, Secretariat, Bhubaneswar	Water resource policy, River system and basin planning
The Rural Development Department	SIRD Campus, Unit-VIII, Bhubaneswar-751012, Odisha,	
ST & SC Development & Welfare Department	Government of Odisha, Secretariat, Bhubaneswar	The policies, Programmes and schemes of the Department

(3) 環境社会面での課題

中央汚染対策局(CPCB, 2014-2015)のBODに基づく河川汚染評価によると、インド国内にある302の汚染河川のうち12河川がOdisha州にあり、全国で9番目に汚染河川の多い州になっている。汚染河川は、Baitrani, Brahamani, Budhabalnaga, Daya, Kathajodi, Koel, Kuakhai, Mahanadi Nagavalli, Rushikulya, Serua, and Vansadharaである。

HOTnHIT NEWSFEATURES (HNF) (Bhubaneswar, 05 June 2015)によると、Odisha州の環境社会面での課題には以下のようなものがある。

2007年の雑誌TIMEは、Sukinda鉱山を、世界で最も巨大な露天掘りのクロム鉄鉱山であり、60%の飲用水が国際基準の倍以上の六価クロムを含み、死因の85%がクロムに起因する疾病である世界で三番目に汚染された場所と報告している。インド中央汚染局(CPCB)による2009年の環境汚染指数(CEPI)は、Angul-Talcher, Ib Valey と Jharsugudaの鉱山エリアを高汚染で人の居住に適さない地域であると区分した。

海岸沿いの森林伐採とマングローブ林の減少はサイクロンによる被害を拡大させる一因になったと考えられており、海岸沿いのマングローブ林の再生が専門家や関連機関によって示唆されている。マングローブ林の面積は1960年から40年の間に500km²から190km²以下に減少している。

3.3.3 Telangana 州

(1) 環境

1) 人口

2011 年の国勢調査によると Telangana 州の人口は 30,987,144 で、全国で 12 番目である。この 10 年間の人口増加率は 13.58%である。Telangana 州の人口が全国に占める割合は 2.91%である。

2) 土地利用

GLCNMO version 3 (2013)によると、Telangana 州の 82.9%は農地であり、14.6%は森林、1.1%が市街地である。森林は州の北東部と南部に残っている。

3) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、Telangana 州の森林は 21,591 km² (18.80%)で、内訳は高密度の林が 513 km²、中密度の林が 12,712 km²、疎林が 8,366 km²である。森林面積は 2013 年から 168 km²減少している。

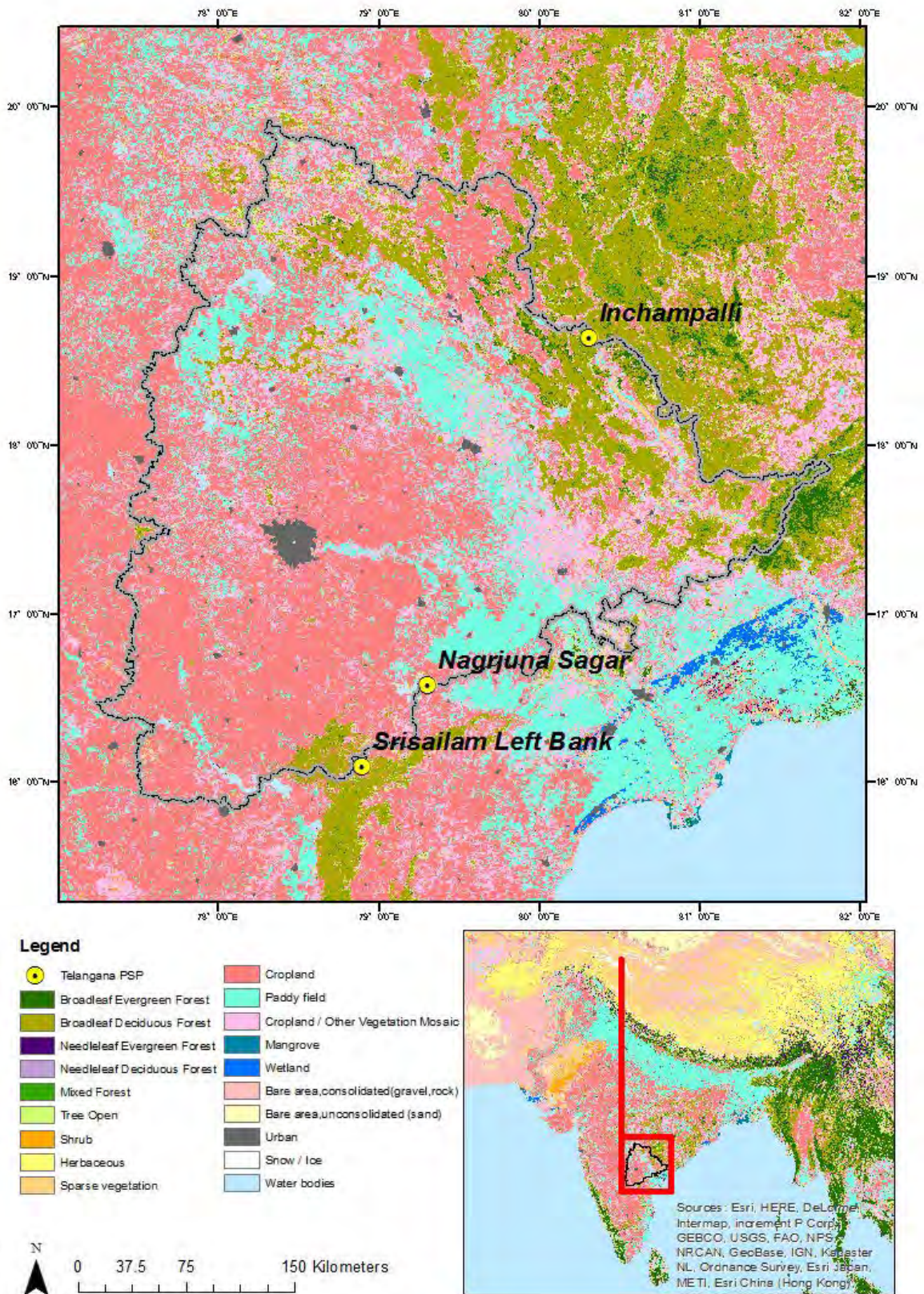
4) 保護区

Telangana 州には 14 か所の保護区があり、内訳は国立公園 3 か所、野生生物保全区域が 9 か所、ベンガルトラの保護区が 2 か所である。これらの保護区の正確な境界線は不明である。

Table 3.3.3-1 Protected Areas in Telangana State

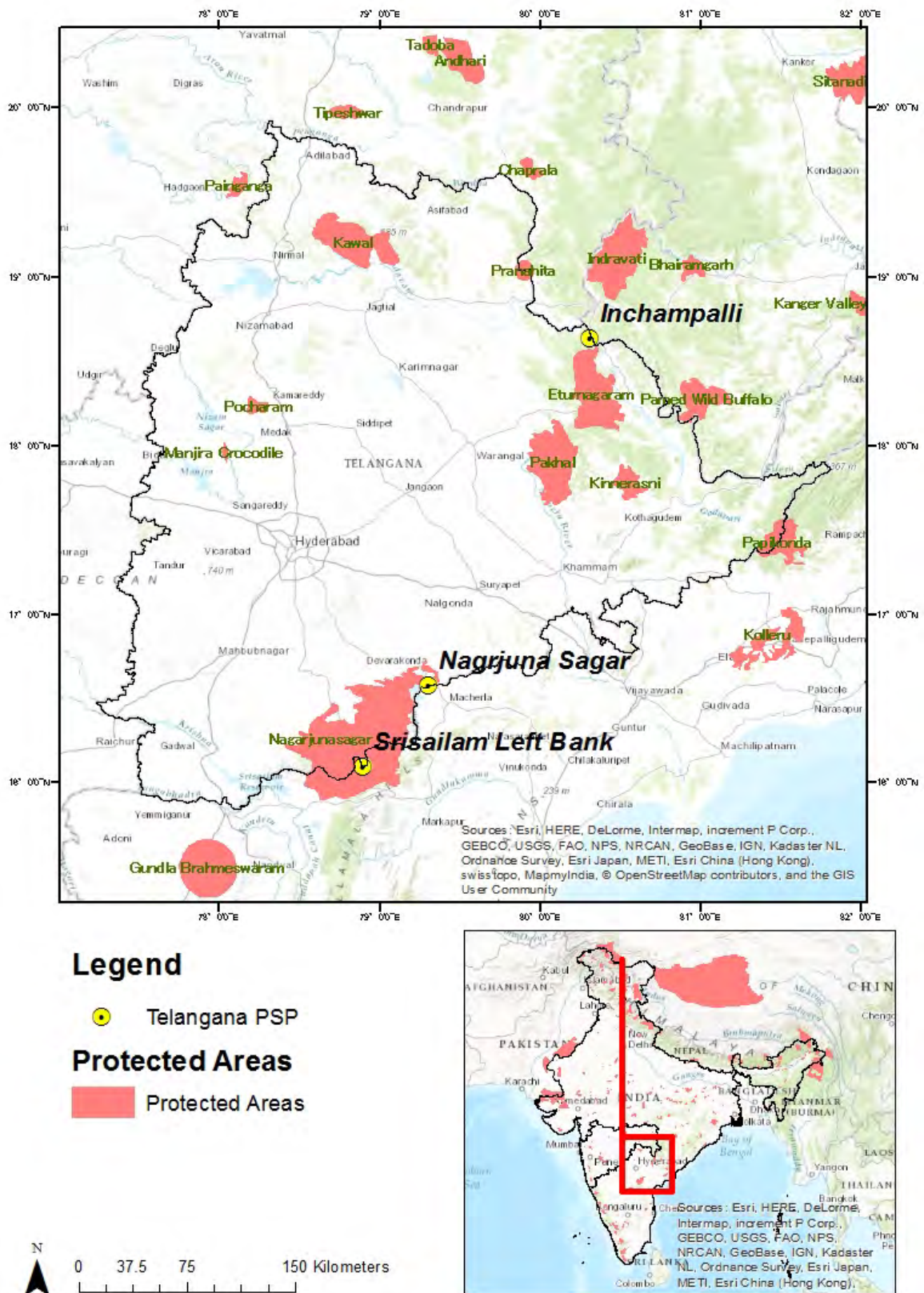
Type	Name	Year	Area (km ²)	District
National Park	Kasu Brahmananda Reddy NP	1994	1.43	Hyderabad
	Mahaveer Harina Vanasthali NP	1994	14.59	Ranga Reddy
	Mrugavani NP	1994	3.6	Ranga Reddy
Tiger Reserves	Kawal		2,019.12	
	Amrabad		2,611.39	
Wildlife Sanctuaries	Nagarjuna Sagar-Srisailam WLS	1978	3,568.09	Nalgonda & Mahaboobnagar
	Eturnagaram WLS	1953	806.15	Warangal
	Kawal WLS	1965	892.23	Adilabad
	Kinnersani WLS	1977	635.41	Khammam
	Lanja Madugu Siwaram WLS	1978	29.81	Adilabad & Karimnagar
	Manjeera Crocodile WLS	1978	20.00	Medak
	Pakhal WLS	1952	860.00	Warangal
	Pocharam WLS	1952	130.00	Medak
Pranahita WLS	1980	136.03	Adilabad	

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvis.nic.in>)



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.3-1 Land Use in Telangana State



source: Protected Planet (<https://www.protectedplanet.net/>)

Figure 3.3.3-2 Protected Areas in Telangana State

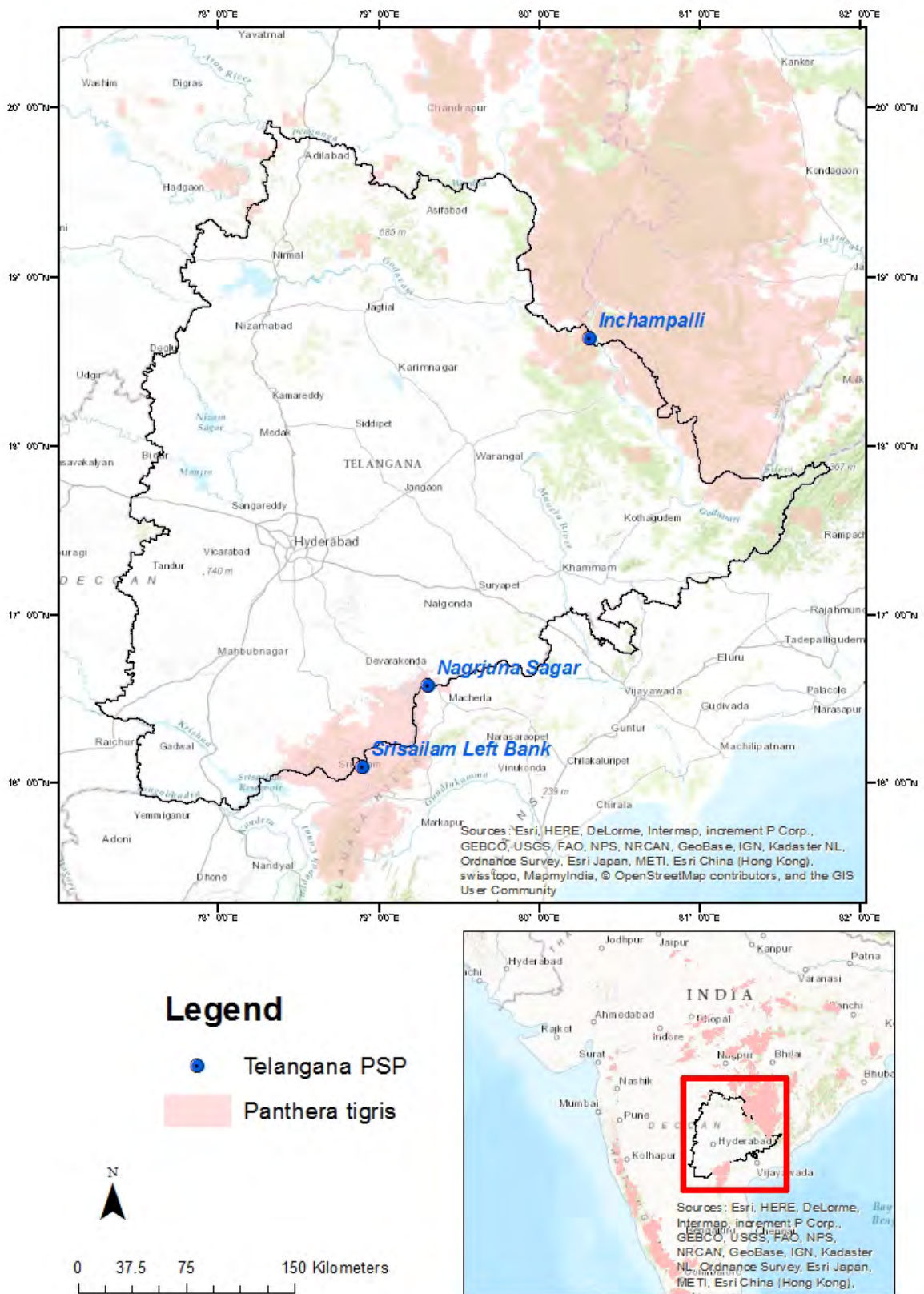
5) 保護生物

Telangana 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 14 種あり、内訳は絶滅危惧 IB 類(EN)3 種、絶滅危惧 II 類(VU)7 種、純絶滅危惧(NT)4 種である。このうちベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.3-2 IUCN red list species which has known habitat in Telangana State

Category	Scientific name
EN	<i>Cuon alpinus</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Panthera tigris</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Prionailurus rubiginosus</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Tetracerus quadricornis</i>
NT	<i>Antilope cervicapra</i> <i>Hyaena hyaena</i> <i>Panthera pardus</i> <i>Semnopithecus priam</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.3-3 Tiger habitat in Telangana State

6) 民族

2011年の国勢調査（Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)）では、Telangana州の指定部族は3,286,928人(9.34%)である。指定部族の人口比が高い県(District)は、Khammam (27.4%)、Adilabad (18.1%)、Warangal (15.1%)。次表に示す13のエリアが指定されている。

Table 3.3.3-3 Scheduled Areas in Telangana State

<p>(1) Balmor, Kondnagol, Banal, Bilakas, dharawaram, Appaipali, Rasul Chernvu, Pulechelma, Marlapaya, Burj Gundal, Agarla Penta, Pullaipalli, Dukkan Penta, Bikit Penta, Karkar Penta, Boramachernvu, Yemlapaya, Irlapenta, Mudardi Penta, Terkaldari, Vakaramamidi Penta, Medimankal, Pandibore, Sangrigundal, Lingabore, Rampur, Appapur, Malapur, Jalal Penta, Piman Penta, Railet, Vetollapalli, Patur Bayal, Bhavi Penta, Naradi Penta, Tapasi Penta, Chandragupta, Ullukatrevu, Timmareddipalli, Sarlapalli, Tatigundal, Elpamaehena, Koman Penta, Kollam Penta, Mananur, Macharam, Malhamamdi, Venketeshwarla Bhavi, Amrabad, Tirmalapur, Upnootola, Madhavanpalli, Jangamreddi Palli, Pedra, Venkeshwaram, Chitlamkunta, Lachmapur, Udmela, Mared, Ippalpalli, Maddimadag, Akkaram, Ainol, siddapur, Bamanpalli, Ganpura and Manewarpalli Villages of Achempeth Taluq of Mahbubnagar district.</p> <p>(2) Malai Borgava, Ankapur, Jamul Dhari, Lokari, Vanket, Tantoli, Sitagondi, Burnoor, Navgaon, Pipal Dari, Pardi Buzurg, Yapalguda, Chinchughat, Vankoli, Kanpa, Avasoda Burki, Malkapur, Jaree, Palsi Buzurg, Arli Khurd, Nandgaon, Vaghapur, Palsikurd, Lingee, Kaphar Deni, Ratnapur, Kosai, Umari, Madanapur, Ambugaon, Ruyadee, Sakanapur, Daigaon, Kaslapur, Dorlee, Sahaij, Sangvee, Khogdoor, Kobai, Ponala, Chaprala, Mangrol, Kopa Argune, Soankhas, Khidki, Khasalakurd, Khasalabuzurg, Jamni, Borgaon, Sayedpur, Khara, Lohara, Marigaon, chichdari, Khanapur, Kandala, Tipa, Hati Ghota, Karond Kurd, Karoni Buzurg, Singapur, Buranpur, Nagrala, Bodad, ChandPELLI, Peetgain, Yekori, Sadarpur, Varoor, Rohar, Takli and Ramkham villages of Adilabad taluq of Adilabad district.</p> <p>(3) Ambari, Bodri, Chikli, Kamtala, Ghoti, Mandw, Maregaon, Malborgaon, Patoda, Dahigaon, Domandhari, Darsangi, Digri, Sindgi, Kanakwari, Kopra, Malakwadi, Nispur, Yenda, Pipalgaon, Bulja, Varoli, Anji, Bhimpur Sirmeti, Karla, Kothari, Gokunda, Gogarwudi, Malkapur, Dhonora, Rampur, Patri, Porodhi, Boath, Darsangi, Norgaon, Unrsi, Godi, Sauarkher, Naikwadi, Sarkani, Wajhera, Mardap, Anjenkher, Gondwarsa, Pipalsendha, Jurur, Minki, Tulsi, Machauder Pardhi, Murlu, Takri, Parsa, Warsa, Umra, Ashta, Hingni, Timapur, Wajra, Wanola, Patsonda, Dhanora, Sakur and Digri villages of Kinwat taluk of Adilabad district.</p> <p>(4) Hatnur, Wakri, Pardhi, Kartanada, Serlapalli, Neradi-konda, Daligaon, Kuntala, Venkatapur, Hasanpur, Surdapur, Polmamda, Balhanpur, Dharampuri, Gokonda, Bhotai, Korsekal, Patnapur, Tejapur, Guruj, Khahdiguda, Rajurwadi, Ispur, Ghanpur, Jaterla, Khantegaon, Sauri, Ichora, Mutnur, Gudi Hatnur, Talamedee, Gerjam, Chincholi, Sirchelma, Mankapur, Narsapur, Harkapur, Dhampur, Nigni, Ajhar Wajhar, Chintalbori, Chintakarvia, Rampur, Gangapur and Gayatpalli villages of Boath taluk of Adilabad district.</p> <p>(5) All villages of Utnur taluq of Adilabad district. The Scheduled Areas in the State of Andhra Pradesh were originally specified by the Scheduled Areas (Part A States) Order, 1950 (C.O.No.9) dated 23.1.1950 and the Scheduled Areas (Part B States) Order, 1950 (C.O.No.26) dated 7.12.1950 and have been modified vide the Madras Scheduled Areas (Cesser) Order 1951 (C.O. 50) and the Andhra Scheduled Areas (Cesser) Order, 1955 (C.O.30)</p> <p>(6) Rajampet, Gunjala, Indhani, Samela, Tejapur, Kannargaon, Kantaguda, Shankepalli, Jamuldhari, Gundi, chorpalli, saleguda, Wadiguda, Savati, Dhaba, chopanguda, Nimgaon, Khirdi, Metapipri, Sakra, Sangi, Devurpalli, Khotara-Ringanghat, Nishani, Kota Parandoli, Mesapur, Goigaon, Dhanora, Pardha, Surdapur, Kerineri Murkilonki, Devapur, Chinta Karra, Iheri, Ara, Dasnapur, kapri, Belgaon, Sirasgaon, Moar, Wadam, Dhamriguda, Dallanpur, Chalwardi, Ihoreghat, Balijhari, Sakamgundi, Ara, Uppal Naugaon, Anksorpur, Chirakunta, Illipita Dorli, Mandrumera, Dantanpalli, Deodurg, Tunpalli, Dhagleshwar, Padibanda, Tamrin, Malangundi,</p>

- Kandan Moar, Geonena, Kuteda, Tilani, Kanepelli, Bordoum Telundi, Maugi Lodiguda, Moinda-gudipet, Chinnadari, Koitelundi, Madura, Devaiguda, Areguda, Gardepalli, Takepalli, Choutepalli, Rane Kannepalli, Sungapur, Rala Samkepalli, Chopri, Doda Arjuni, Serwai, Rapalli, Tekamandwa and Meta Arjuni villages of Asaifabad taluq of Adilabad district.
- (7) Gudam, Kasipet, Dandepalli, Chelampeta, Rajampet, Mutiempet, Venkatapur, Rali, Kauwal, Tarapet, devapur, Gathapalli, Rotepalli, mandamari, dharmaraopet Venkatapur, Chintaguda and Mutiempalli villages of Lakshetipet taluq of Adilabad district.
- (8) Bendwi, Chincholi, Goigaon, Hirapur, Sakri, Balapur, Manoli, Antargaon, Wirur, Dongargaon, Timbervai, Sersi, Badora, Vmarjeeri, Lakarkot, Ergaon, Kirdi, Sondo, Devara, Khorpana, Kanargaon, chenai, Kairgaon, samalhira, Dhanoli, Marnagondi, Yellapur, katalbori, Isapur, Devti, Panderwani, Wansari, Perda, Wargaon Nokari, Mirapur, Pardhi, Kutoda, Parsewara, Mangalhra, Karki, Nokari, Manoli, Sonapur, Inapur, Mangi, Uparwai, Tutta, Lakmapur, Kirdi, Injapur, Jamni, Hargaon, Chikli, Patan, Kosundi, Kotara and sonorli villages of Rajura taluq of Adilabad district.
- (9) Ralapet, Kistampet, Takalapalli, Chakalpalli, Anaram, Bhepalli, Korsni Isgaon, Chintaguda, Ankora, Usurampalli, Arpalli, Bophalpatnam, Balasaga, Pardhi, Tumrihati, Chintalmanopalli, chintam, Gullatalodi, Damda, Dhorpalli, Kanki Garlapet, Gudlabori, Gurmpet, Lomveli, Mogurdagar, Wirdandi and Chilpurdubor villages of Sirpur taluq of Adilabad district.
- (10) Kannaiguda, Ankannaguda, Raghavpatnam, Medarmiola, koetla, Parsa Nagaram, Muthapur, Motlaguda, Venglapur, Yelpak, Kaneboenpalli, Medaram, Kondred, Chintaguda, Kondaparthi, Yelsethipalli, Allvamarighunpur, Rampur, Malkapalli, chettial, Bhupathipur, Gangaram, Kannaiguda, Rajannapet, Bhutaram, Akkela, Sirvapur, gangaram Bhupathipur, Pumbapur, Rampur, Ankampalli, Kamaram, Kamsettigudam, Ashnaguda, Yellapur, Allaguda, Narsapur, Puschapur, Bhattupalli, Lavnal, Vadduguda, Kothur, Pegdapalli, Srvapur, Bhussapur, chelvai, Rangapur Govindraopet, Ballapali, dhumpallaguda, Kelapalli, Lakhanavaram, Pasra, Gonepalli, Padgapur Govindraopet, Ballapali, Dhumpallaguda, Kelapalli, Lakhanavaram, Pasra, Gonepalli, Padgapur, Narlapur, Kalvapalli, Uratam, Kondia, Maliat, Aclapur, Dodla, Kamaram, Tadvai, Boodiguda, Bannaji, Bandam, Selpak, Kantalpalli, Sarvai, Gangaguda, Tupalkalguda, Akulvari, Ghanpur, Shahpalli, Gagpelli, Chinna-beonpalli, Venkatapur, Narsapur, Anvaram, Lingal, Ballepalli, Bandal and Thunmapur villages of Mulug taluq of Warrangal district.
- (11) Vebelli, Polara, Bakkachintaphad, Ganjad, Thirmalguda, Gopalpur, Khistapur, Tatinari Venpalli, Pattal Bhoopati, Chandelapur, Battalpalli, Advarampet, Satiahnagar, Dutla, Mothwada, Mangalawarpet, Karlai, Arkalkunta, Kodsapet, Gunderpalli, Masami, Battavartigudem, Mamidigudam, Pangonda, Roturai, Satreddipalli, Konapur, Kondapuram, Pogulapalli, Govindapuram, Makadapalli, Peddalapalli, Yerravaram, Kundapalli neelampalli Daravarinampalli, Karnegund, Mahadevagudem, Marrigudem, Jangalpalli, Bavarguda, Oarbak, Gangaramam, Mucherla Amaroncha, Kamaraam, Chintagudem, Nilavanha, Kangargidda, Madagudem, Dalurpet, Kothagudem, Kotapalli, Goarur, Radhiapur, Gazalgudem, Rajvepalli and bollypalli villages of Narsampet taluk of Warrangal district.
- (12) All the villages of Yellandu taluq of Warrangal district (excluding the Yellandu, Singareni and Sirpur villages and the town of Kothaguda)
- (13) (i) All the villages of Palocha taluq of Warrangal district excluding Palondha, Borgampad, Ashwaraopet, Dammampet, Kuknur and Nelipak villages and (ii) Samasthan of Paloncha
1. Inserted by the Madras Scheduled Areas (Cesser) Order, 1951
 2. Inserted by the Andhra Scheduled Areas (Cesser) Order, 1955

source: The Ministry of Tribal Affairs (<http://tribal.nic.in>)

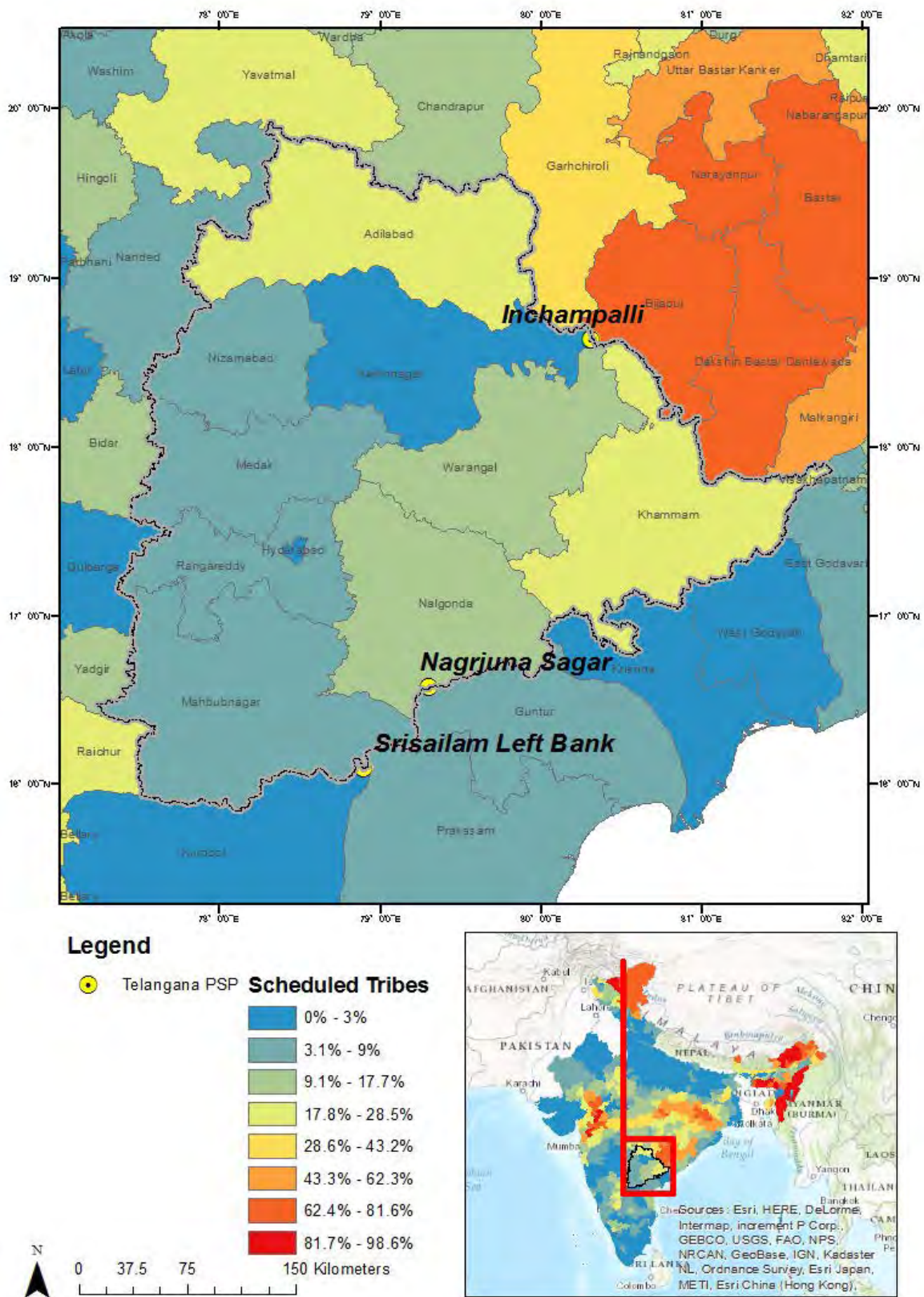


Figure 3.3.3-4 Scheduled Tribes in Telangana State

7) 治安

2016年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、Telangana州の危険度は、レベル2「不要不急の渡航中止」とレベル1「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

Telangana州の環境社会関連の組織には以下のものがある。

Table 3.3.3-4 Relevant Authorities in Telangana State

Name	Address	Role
Environment, Forests, Science and Technology Department	Telangana Secretariat Tankbund, Basheer Bagh, Near NTR Gardens, Telangana, Hyderabad, Telangana 500022	Environment Clearance
The Telangana State Pollution Control Board (TSPCB)	Paryavaran Bhavan, A-3, Industrial Estate, Sanathnagar, Hyderabad – 500 018	Pollution, Environmental Clearance
Telangana Forest Department	Aranya Bhavan, Saifabad, Hyderabad - 500004	Forest Clearance
Irrigation & CAD Department	Jalasoudha Building, Errum Manzil, Jalasoudha, HYDERABAD-500082	Water resource
Minorities Welfare Department	Telangana Secretariat Tankbund, Basheer Bagh, Near NTR Gardens, Telangana, Hyderabad, Telangana 500022	Minorities
Department of Rural Development	STREE NIDHI 5-10-192, 5th Floor, Hermitage Office Complex, Huda Building, Hill Fort Road, Nampally, Hyderabad-500004	Rural Development

(3) 環境社会面での課題

中央汚染対策局による水質モニタリング(CPCB, 2014-15)による河川BOD評価によると、インド国内にある302の汚染された河川のうち7河川がTelangana州にあり、国内ワースト18位の州である。汚染度の高い河川は、Godavari川、Krishna川、Manjeera川、Musli川、Nakkavagu川、Sabari川、Maner川である。

ANNUAL ADMINISTRATION REPORTS FOR THE YEAR-2013-14 (GOVERNMENT OF TELANGANA FOREST DEPARTMENT)によるとTelangana州の森林面積は低木林を含めて26,446 km² (23.01 %)である。しかし2008年から2012年の間に251km²減少している。

3.3.4 Karnataka 州

(1) 環境

1) 人口

2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)) によると Karnataka 州の人口は 6.11 千万人で、2001 年の 5.29 千万人から増加している。Karnataka 州の人口 2011 年のは 61,095,297 である。この 10 年間の人口増加率は 15.60% である一方、その前の 10 年間の人口増加率は 17.25% であった。Karnataka 州の人口が全国に占める割合は 2001 年は 5.14% であったが、2011 年は 5.05% である。

2) 温室効果ガス排出と排出源

T.V. Ramachandra (2012)⁷によると、Karnataka 州のメタン排出量は 745.8 Gg (国内 11 位、全国の 4.4%)、一酸化炭素排出量は 1,523.9 Gg (国内 6 位、全国の 6.8%)、二酸化炭素排出量は 54,336.5 Gg (国内 8 位、全国の 5.6%) である。登録車両の数は 3,976,584 台 (国内 7 位、全国の 5.5%)、セメント生産量は 7131.7kt (国内 8 位、全国の 5.5%)、鉄鋼生産量は 2819.4 kt (国内 8 位、全国の 6.2%) である。

3) 危険汚染エリア

Karnataka 州には危険汚染エリアが 2 か所指定されており、2013 年の総合環境汚染指標 (CEPI) は 45.27 から 67.62 点で、2009 年から汚染度合いが悪化している。

Table 3.3.4-1 Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Karnataka State

Industrial Cluster/Area	Potential Impact Zones	CEPI SCORE			Status
		2009	2011	2013	
Bhadravathi	KSSIDC Industrial Area Mysore Paper Mill & VISL Township Complex	72.33	62.64	45.27	An -W Ln
Mangalore	Baikampady Industrial Area	73.68	73.86	67.62	As-Ws-Ln

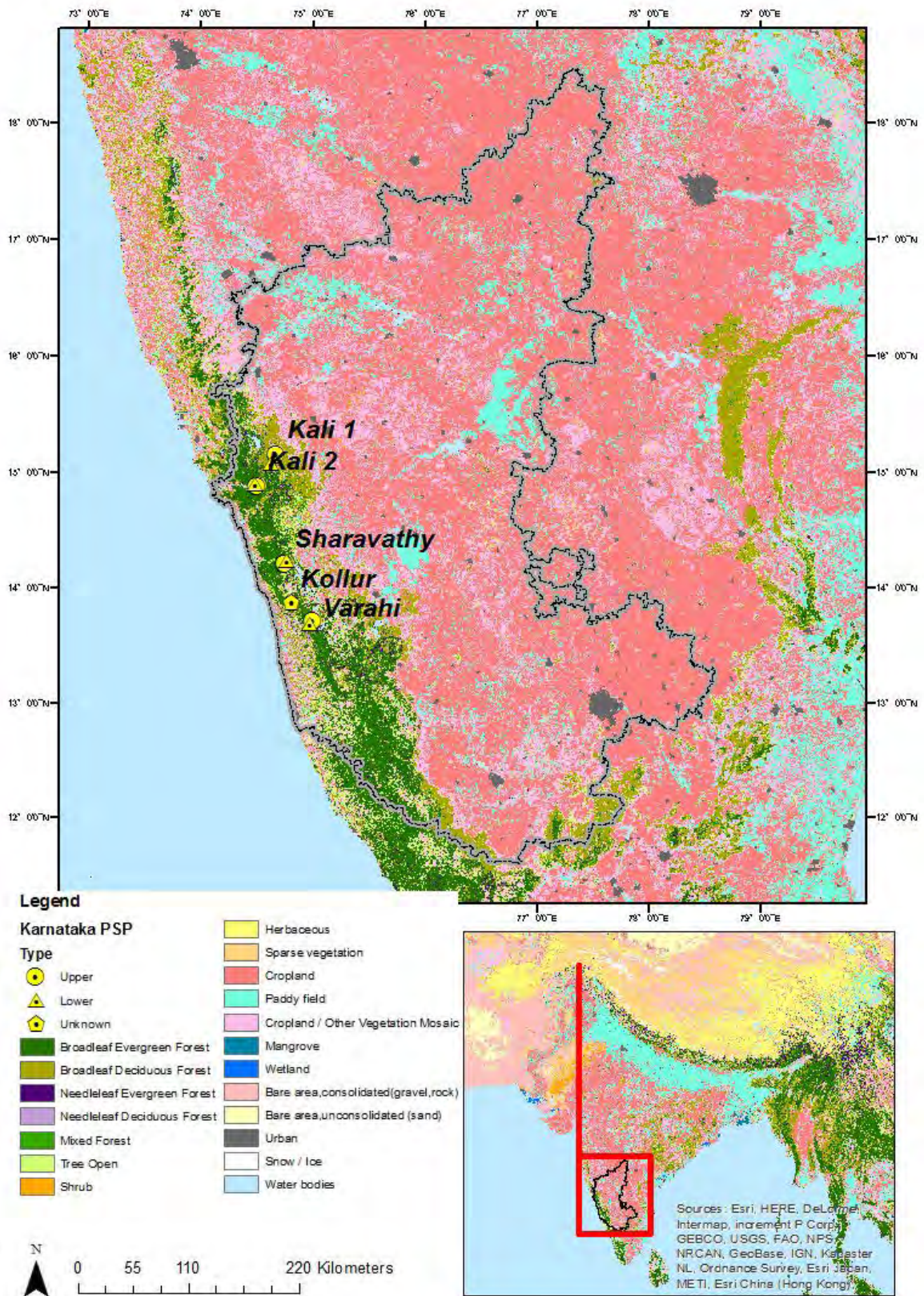
Note: Ac = Air critical ; As = Air severe ; An = Air normal
Wc = Water critical ; Ws = Water severe ; Wn = Water normal
Lc = Land critical ; Ls = Land severe ; Ln = Land normal

source: The Central Pollution Control Board (CPCB)

4) 土地利用

GLCNMO version 3 (2013)によると、Karnataka 州の 80.9% は農地、16.7% は森林、1.1% は都市域である。森林エリアは Western Ghats に沿って残っている。

⁷ Decentralised carbon footprint analysis for opting climate change mitigation strategies in India (2012, T.V. Ramachandra)



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.4-1 Land Use in Karnataka State

5) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、Karnataka 州の森林は 36,421 km² (18.99 %)で、内訳は高密度の林が 1,781 km²、中密度の林が 20,063 km²、疎林が 14,577 km² である。森林面積は 2013 年から 289 km² 増加している。

6) 保護区

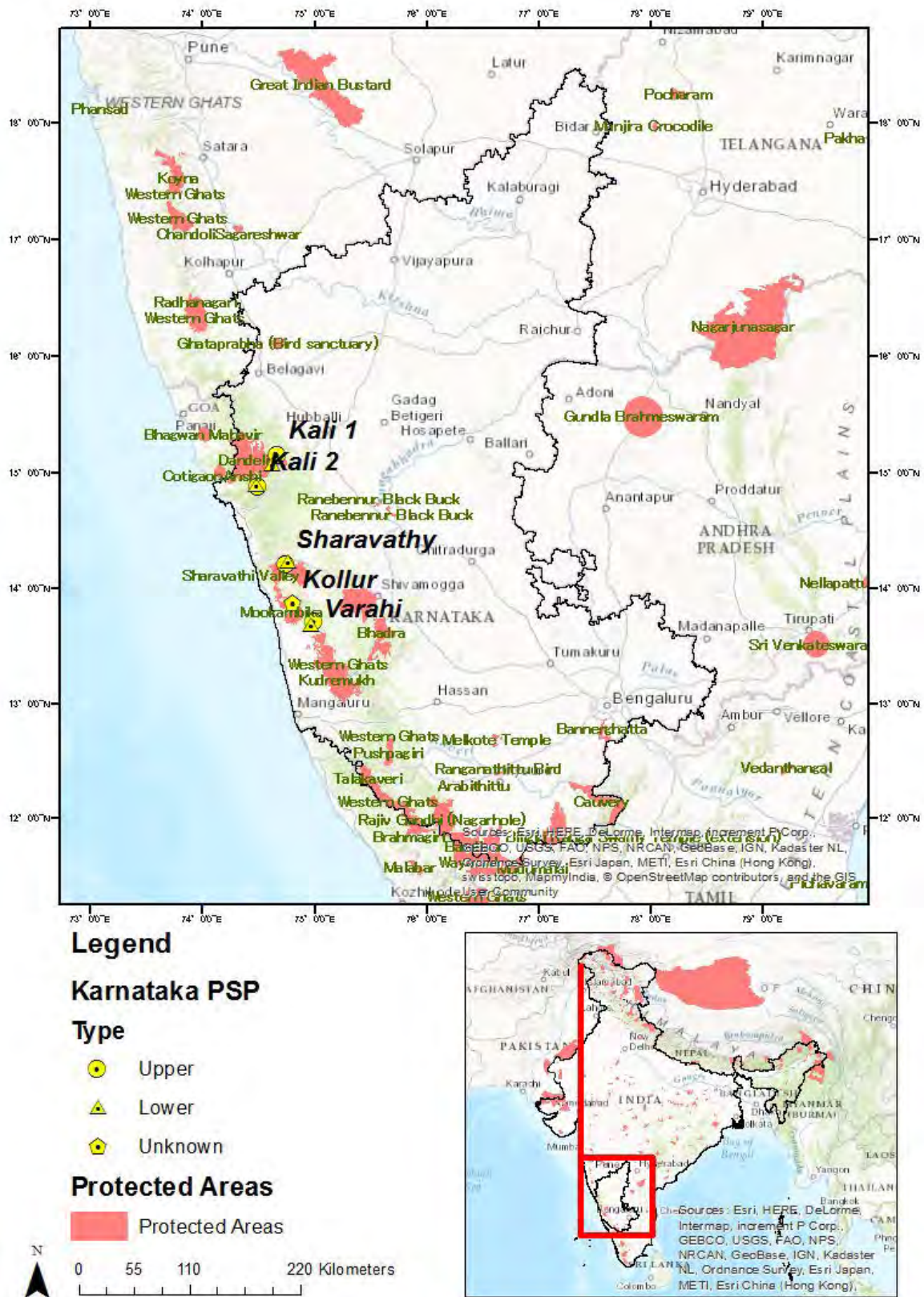
Karnataka 州には 47 か所の保護区があり、内訳は国立公園 5 か所、野生生物保全区域が 27 か所、コミュニティー保護区が 1 か所、ゾウの保護区が 1 か所、ベンガルトラの保護区が 5 か所、保全区域が 8 か所である。これらの保護区の正確な境界線は不明である。

Table 3.3.4-2 Protected Areas in Karnataka State

Type	Name	Year	Area (km ²)	District
COMMUNITY RESERVES	Kokkare Bellur	2007	3.12	Mandya
Conservation Reserves	Afghanashini		299.52	Uttara Kannanda
	Bedthi		57.30	Uttara Kannanda
	Bankapur Peacock		0.56	Haveri
	Basur Amruth Mahal Kaval		7.36	Chikmagalur
	Hornbill Con Res		52.50	Uttara Kannanda
	Jayamangali Blackbuck		3.23	Tumkur
	Shalmale Riparian Bio-System		4.89	N.A
	Thungabhadra Otter		25.00	Bellary & Koppal
Elephant Reserves	21. Mysore ER	25.11.02		
National Park	Anshi NP	1987	417.34	Uttara Kannada
	Bandipur NP	1974	874.20	Mysore & Chamarajanagar
	Bannerghatta NP	1974	260.51	Bangalore
	Kudremukh NP	1987	600.32	Dakshin Kannada, Udipi & Chikmagalur
	Nagarahole (Rajiv Gandhi) NP	1988	643.39	Kodagu & Mysore
Tiger Reserves	Bandipur		1,456.30	
	Bhadra		1,064.29	
	Dandeli-Anshi		1,097.51	
	Nagarahole		1,205.76	
	Biligiri Ranganatha Temple		574.82	
Wildlife Sanctuaries	Adichunchunagiri Peacock WLS	1981	0.84	Mandya
	Arabithittu WLS	1985	13.50	Mysore
	Attiveri Bird WLS	1994	2.22	Uttara Kannada
	Bhadra WLS	1974	492.46	Chikmagalur & Shimoga
	Bhimgad WLS	2010	190.42	Belgaum
	Biligiri Rangaswamy Temple (B.R.T.) WLS	1987	539.52	Chamarajanagar
	Brahmagiri WLS	1974	181.29	Kodagu
	Cauvery WLS	1987	1,027.53	Mysore, Bangalore & Mandya
	Chincholi WLS	2012	134.88	Gulbarga & Yadgir
	Dandeli WLS	1987	886.41	Uttara Kannada
	Daroji Bear WLS	1992	82.72	Bellary
	Ghataprabha Bird WLS	1974	29.79	Belgaum
	Gudavi Bird WLS	1989	0.73	Shimoga
	Gudekote Sloth Bear WLS	2013	38.48	Bellary

Type	Name	Year	Area (km ²)	District
	Malai Mahadeshwara WLS	2013	906.19	Chamarajanagar
	Melkote Temple WLS	1974	49.82	Mandya
	Mookambika WLS	1974	370.37	Udipi
	Nugu WLS	1974	30.32	Mysore
	Pushpagiri WLS	1987	102.96	Kodagu & Dakshina Kannada
	Ranebennur Black Buck WLS	1974	119.00	Dharwad
	Ranganathittu Bird WLS	1940	0.67	Mysore
	Ramadevara Betta Vulture WLS	2012	3.46	Ramanagara
	Rangayyanadurga Four-horned antelope	2011	77.24	Davangere
	Sharavathi Valley WLS	1974	431.23	Shimoga
	Shettihalli WLS	1974	395.60	Shimoga
	Someshwara WLS	1974	314.25	Udipi
	Talakaveri WLS	1987	105.01	Kodagu

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvis.nic.in>)



source: Protected Planet (<https://www.protectedplanet.net/>)

Figure 3.3.4-2 Protected Areas in Karnataka State

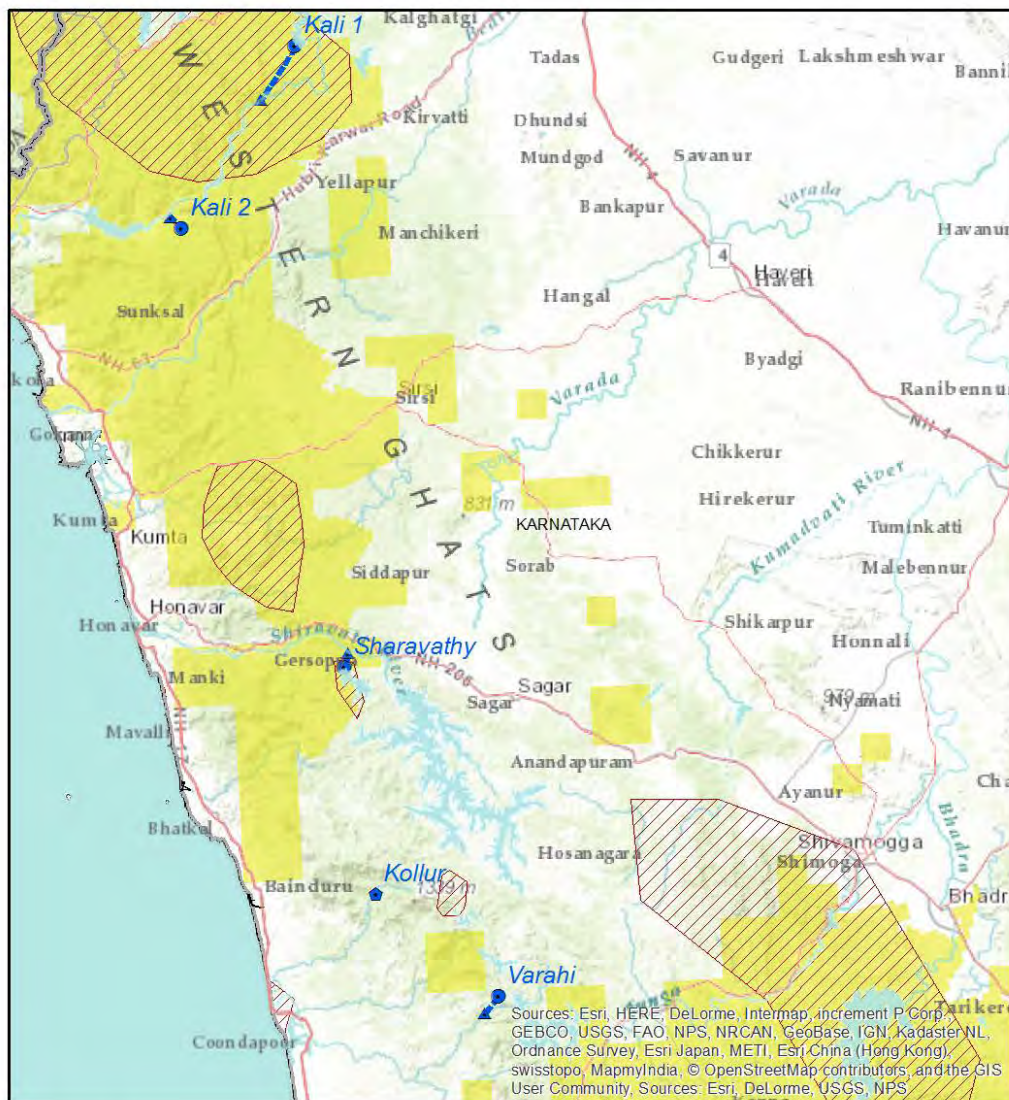
7) 保護生物

Karnataka 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 29 種あり、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR)1 種、絶滅危惧 IB 類(EN)8 種、絶滅危惧 II 類(VU)14 種、純絶滅危惧(NT)6 種である。このうちアジアゾウ(*Elephas maximus*, EN)とベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.4-3 IUCN red list species which has known habitat in Karnataka State

Category	Scientific name
CR	<i>Viverra civettina</i>
EN	<i>Cuon alpinus</i> <i>Elephas maximus</i> <i>Hipposideros hypophyllus</i> <i>Macaca silenus</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Mus famulus</i> <i>Panthera tigris</i> <i>Vandeleuria nilagirica</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Funambulus sublineatus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Martes gwatkinsii</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Platacanthomys lasiurus</i> <i>Prionailurus rubiginosus</i> <i>Rattus satarae</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Semnopithecus hypoleucos</i> <i>Suncus montanus</i> <i>Tetracerus quadricornis</i> <i>Trachypithecus johnii</i>
NT	<i>Antilope cervicapra</i> <i>Hyaena hyaena</i> <i>Lutra lutra</i> <i>Panthera pardus</i> <i>Petinomys fuscicapillus</i> <i>Semnopithecus priam</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

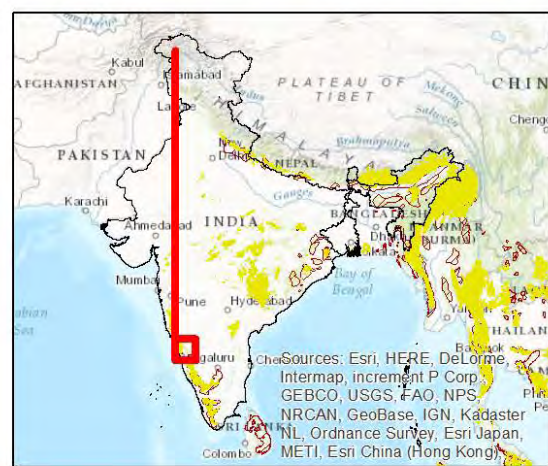
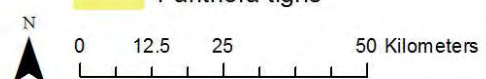


Legend

Karnataka PSP

Type

- Upper
- ▲ Lower
- ◆ Unknown
- ▨ *Elephas maximus*
- *Panthera tigris*



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.4-3 Elephant and Tiger habitat in Karnataka State

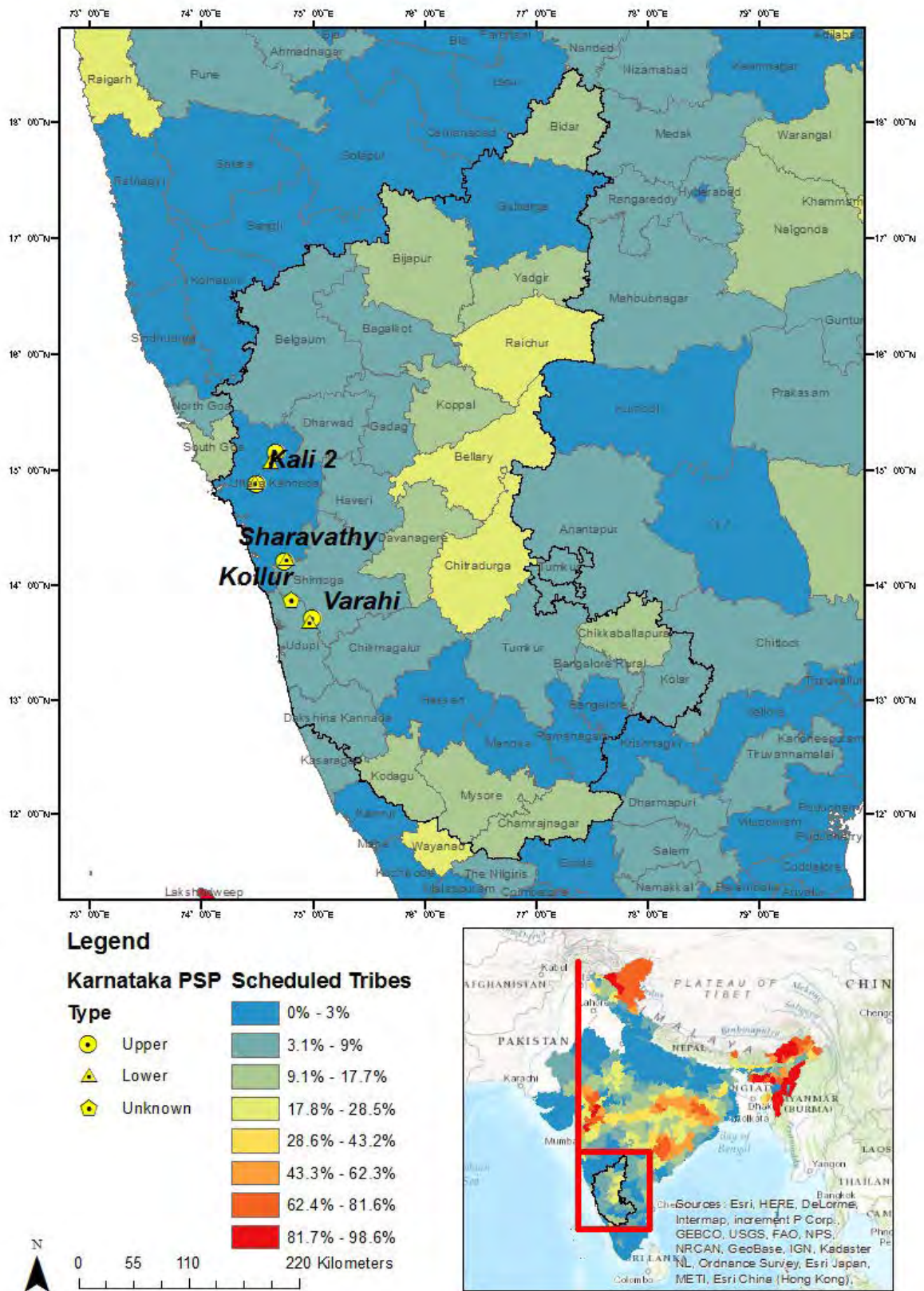
8) 民族

Scheduled Castes and Scheduled Tribes Orders (Amendment) Act (1976)によると、Karnataka 州には 43 の指定部族がある。2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)) では、指定部族 4,209,673 人(7.14%)で、指定部族の人口比が高い県(District)は Raichur 県 19.03%、Bellary 県 18.41%、Chitradurga 県 18.23%である。Karnataka 州の指定エリア(Scheduled Area)は 50 か所存在する。

Table 3.3.4-4 Scheduled Areas in Karnataka State

1. Adiyar 2. Barda 3. Bavacha, Bamcha 4. Bhil, Bhil Garasia, sholi Bhil, Dungri Bhil, Dungri Garasia, Mewasi Bhil, Rawal Bhil, Tadvi Bhil, Bhagalia, Bhilala, Pawra, Vasava, Vasave 5. Chenchu, Chenchwar 6. Chodhara 7. Dubla, Talavia, Halpati 8. Gamit, Gamta, Gavit, Mavchi, Padv, Valvi 9. Goud, Naikpod, Rajgond 10. Gowdalu 11. Hakkipikki 12. Hasalaru 13. Irular 14. Iruliga 15. Jenu Kuruba 16. Kadu Kuruba 17. Kammara (in South Kanara district and Kollegal taluk of Mysore district) 18. Kanivan, Kanyan (in Kollegal taluk of Mysore district) 19. Kathodi, Katkari, Dhor Kathodi, Dhor Katkari, Son Kathodi, Son Katkari 20. Kattunayakan 21. Kokna, Kokni, Kukna 22. Koli Dhor, Tokre Koli, Kolcha, Kolgha 23. Konda Kapus 24. Koraga 25. Kota 26. Koya, Bhine Koya, Rajkoya 27. Kudiya Melekudi 28. Kuruba (in Coorg district) 29. Kurumans 30. Maha Malasar 31. Malaikudi 32. Malasar 33. Malayekandi 34. Maleru 35. Maratha (in Coorg district) 36. Marati (in south Kanara district) 37. Meda 38. Naikda, Nayaka, Chollivala Nayaka, Kapadia Nayaka, Mota Nayaka, Nana Nayaka, Naik Nayak, Beda, Bedar, and Valmiki. 39. Palliyar 40. Paniyan 41. Pardhi, Advichincher, Phase Pardhi 42. Patelia 43. Rathawa 44. Sholaga 45. Soligar 46. Toda 47. Varli 48. Vitolia, kotwalia, barodia 49. Yerava 50. Siddi (in Uttar Kannada district)

source: Ministry of Tribal Affairs



source: Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)

Figure 3.3.4-4 Scheduled Tribes in Karnataka State

9) 治安

2016年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、Karnataka州の危険度は、レベル1「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

Karnataka州の環境関連組織は以下に示すとおりである。

Table 3.3.4-5 Relevant Authorities in Karnataka State

Name	Address	Role
Karnataka State Pollution Control Board (KSPCB)	Karnataka State Pollution Control Board "Parisara Bhavan", #49,4th & 5th Floor, Church Street, Bangalore-560001	Pollution
Department of Ecology & Environment (DEE)	Room No. 708, Gate 2, Multi Storied Building, Dr. Ambedkar Veedhi Bangalore - 560 001	Environment Clearance
Karnataka Forest Department	18th Cross, Malleswaram, Bengaluru	Forest Clearance, Wildlife Clearance
Regional Offices, Ministry of Environment and Forest, Climate Change	Regional Office (SZ), Kendriya Sadan, 4th Floor, E&F Wings, 17th Main Road, Koramangala II Block, Bangalore - 560034	Forest Clearance, Wildlife Clearance
Environment Managment Policy Research Institute (EMPRI)	"Hasiru Bhavana", Doresanipalya Forest Campus Vinayakanagara Circle, J.P. Nagar 5th Phase Bangalore 560 078	Environment
Water Resources Department	Vikasa Soudha, Dr. B. R. Ambedkar Road Bangalore-560001	Water
Commissionerate of Social Welfare Department	5th Floor, MS Building Dr. Ambedkar Veedhi. Bangalore 560001	SC/ST
Rural Development and Panchayat Raj Department	3rd Gate, 3rd Floor MS Building Bangalore-560001	Rural Development

(3) 環境社会面での課題

中央汚染対策局による水質モニタリング(CPCB, 2014-15)による河川 BOD 評価によると、インド国内にある 302 の汚染された河川のうち 15 河川が Telangana 州にあり、国内ワースト 6 位の州である。汚染度の高い河川は、Arkavathi, Bhadra, Bhima, Cauvery, Ghatprabha, Kabini, Kagina, Kali, Krishna, Lakshmantirtha, Malprbha, Manjira, Shimsha, Tungabhadra, Tungha である。

State of Environment Report Karnataka 2011(Department of Forest, Ecology and Environment Government of Karnataka)は、様々な環境面での課題を指摘している。以下はその抜粋である。

1) 森林伐採と鉱山開発

最高裁判所の命令によって 2000 年から 2011 年に実施された Bellary のマクロレベルの環境影響評価によると、43.4km² に及ぶ鉱山開発によって 8.9km² の森林エリアが解除され、借地境界を越えて広がり続けている。Karnataka 森林局によると、Bellary、Sandur、Hospet には 6,776

ha の 82 か所の借地が存在する。鉱山事業は 66 か所の借地にて操業中であり、16 か所の借地で計画中である。鉱山開発によって既に 9.9% の森林が失われている。Sandur エリアで行われた植物多様性比較では 168 種の植物が確認された一方、同地域の未開発エリアでは 186 種が確認されている。Hospet エリアでは 84 種が確認される一方、未開発エリアでは 106 種が確認されている。

2) 違法開墾

違法な開墾による森林消失には長い歴史がある。森林局が設置される以前から、部族による開墾システムが存在していた。森林減少規制の観点から年単位もしくは期間限定の借地、作物を野生生物から守るための樹林伐採のための認可制度、果樹生産のための補助金、コーヒーやカルダモン生産承認などの対策も取られていた。しかし、これらの多くは借地手続きの未更新や借地条件や森林保護法の定める条件の不履行などによって、その後違法開墾となった。おおよそ 17,500 ha の森林が違法開墾されている。

3) 州間の水の争い

Karnataka 州は、州間の水争いのため河川の水を利用できない段階に来ており、河川開発ができない状態になっている。流域を共有する州間での Cauvery 川からの水利用は、長期的紛争に発展してきており、水不足の悪化と水不足に起因する社会経済的・政治的混乱を招いている。2007 年に出された Cauvery 水紛争裁判は、それぞれに 50% を配分し、Karnataka 州に 270 TMC/a (7.7 billion m³/a) が配分された。この上限の設定により、さらなる議論となる可能性は抑えられた。

Krishna 川の河川水の Maharashtra 州、Karnataka 州、Andhra Pradesh 州での配分は、43 年間議論が続いていた。2010 年の Krishna 水紛争裁判では、水分配の計算式が 2050 年まで有効であるとされた。それによると、三州全体で 2,578 TMC/a (73.0 billion m³/a) が割り当てられ、そのうち Karnataka 州は 911 TMC/a (25.8 billion m³/a) とされた。また、同州はそれに加え Almati ダムの高さを標高 524m まで 5m 嵩上げすることによって貯水量を増やすことが許された。

3.3.5 Kerala 州

(1) 環境

1) 人口

2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)) によると Kerala 州の人口は 3.34 千万人で、2001 年の 3.18 千万人から増加している。Kerala 州の 2011 年の人口は 33,406,061 である。この 10 年間の人口増加率は 4.91% である一方、その前の 10 年間の人口増加率は 9.42% であった。Kerala 州の人口が全国に占める割合は 2001 年は 3.10% であったが、2011 年は 2.76% である。

2) 温室効果ガス排出と排出源

T.V. Ramachandra (2012)⁸によると、Kerala 州のメタン排出量は 150.8 Gg (国内 19 位、全国の 0.9%)、一酸化炭素排出量は 610.8 Gg (国内 13 位、全国の 2.7%)、二酸化炭素排出量は 26,046.5 Gg (国内 15 位、全国の 2.7%)である。登録車両の数は 2,792,074 台 (国内 11 位、全国の 3.8%)、セメント生産量は 288.6 kt (国内 18 位、全国の 0.2%)、鉄鋼生産量は 679.7 kt (国内 13 位、全国の 1.5%)である。

3) 危険汚染エリア

Kerala 州では、1 か所が危険汚染エリアに指定されている。2013 年の総合環境汚染指標は 57.94 で 2009 年から悪化している。

Table 3.3.5-1 Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Kerala State

Industrial Cluster/Area	Potential Impact Zones	CEPI SCORE			Status
		2009	2011	2013	
Greater Cochin	Eloor-Edayar Industrial Belt	75.08	57.39	57.94	An-Wn-Ln

Note: Ac = Air critical ; As = Air severe ; An = Air normal

Wc = Water critical ; Ws = Water severe ; Wn = Water normal

Lc = Land critical ; Ls = Land severe ; Ln = Land normal

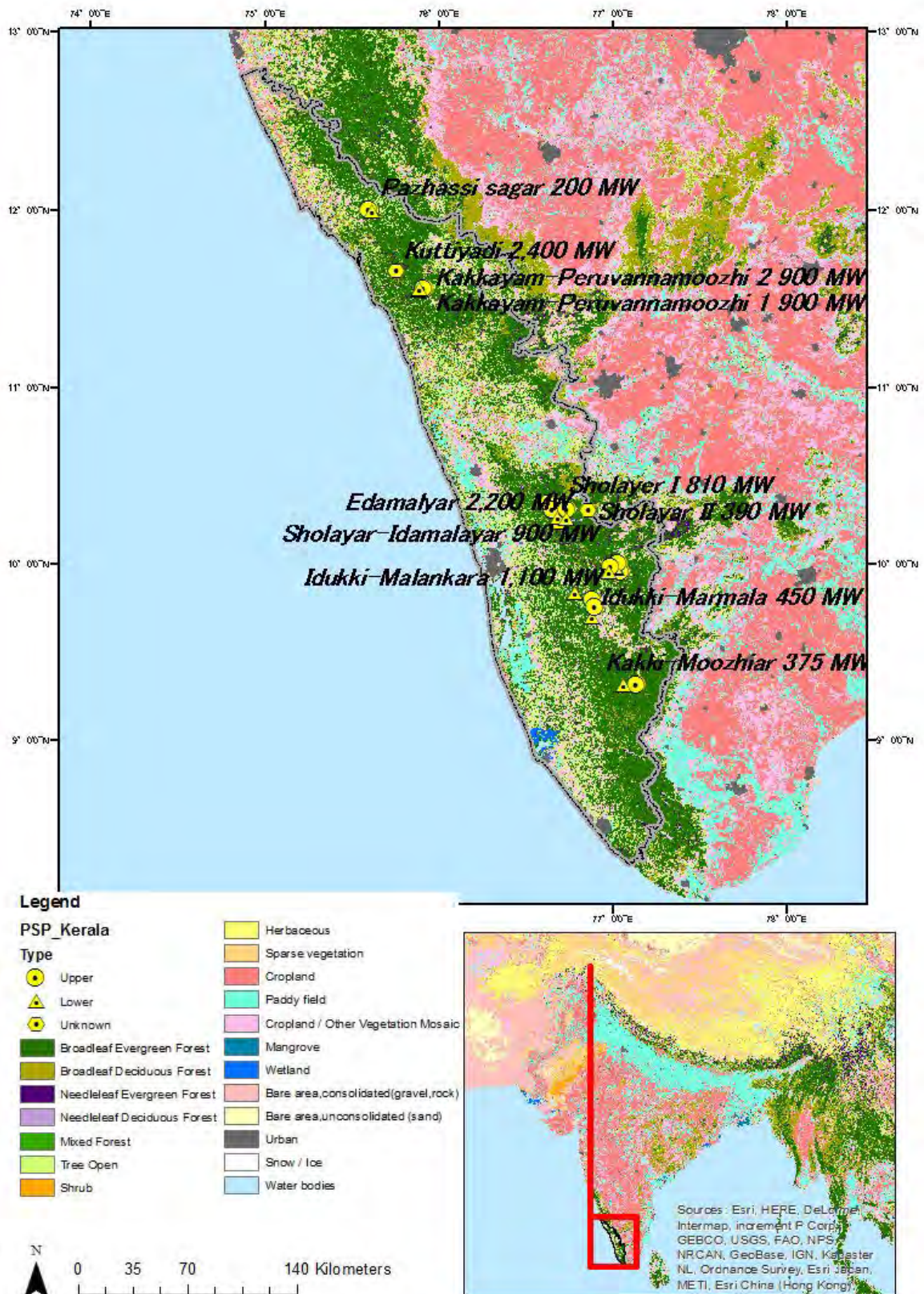
source: The Central Pollution Control Board (CPCB) (<http://cpcb.nic.in/>)

4) 土地利用

GLCNMO 9 version 3 (2013)によると、Kerala 州の 19.8%は農地、76.5%は森林、1.5%は都市域である。森林エリアは Western Ghats に沿って残っている。

⁸ Decentralised carbon footprint analysis for opting climate change mitigation strategies in India (2012, T.V. Ramachandra)

⁹ Geospatial Information Authority of Japan, Chiba University and collaborating organizations



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.5-1 Land Use in Kerala State

5) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、Kerala 州の森林は 19,239 km² (49.50 %)で、内訳は高密度の林が 1,523 km²、中密度の林が 9,301 km²、疎林が 8,415 km²である。森林面積は 2013 年から 1,317 km²増加している。

6) 保護区

Kerala 州には 30 か所の保護区があり、内訳は国立公園 6 か所、野生生物保全区域が 17 か所、コミュニティー保護区が 1 か所、ゾウの保護区が 4 か所、ベンガルトラの保護区が 2 か所である。これらの保護区の正確な境界線は不明である。

Table 3.3.5-2 Protected Areas in Kerala State

Type	Name	Year	Area (km ²)	District
COMMUNITY RESERVES	Kadalundi	2007	1.50	Malappuram
Elephant Reserves	22. Wayanad ER	2.4.02		
	25. Nilambur ER	2.4.02		
	28. Anamudi ER	2.4.02		
	29. Periyar ER	2.4.02		
National Park	Anamudi Shola NP	2003	7.50	Idukki
	Eravikulam NP	1978	97.00	Idukki
	Mathikettan Shola NP	2003	12.82	Idukki
	Pambadum Shola NP	2003	1.32	Idukki
	Periyar NP	1982	350.00	Idukki & Quilon
	Silent Valley NP	1984	89.52	Palakkad
Tiger Reserves	Periyar		925.00	
	Parambikulam		643.66	
Wildlife Sanctuaries	Aralam WLS	1984	55.00	Kannur
	Chimmony WLS	1984	85.00	Thrissur
	Chinnar WLS	1984	90.44	Idukki
	Chulannur Peafowl WLS	2007	3.42	Thrissur & Palakkad
	Idukki WLS	1976	70.00	Idukki
	Kottiyoor WLS	2011	30.38	Kannur
	Kurinjalimala WLS	2006	32.00	Idukki
	Malabar WLS	2010	74.22	Kozhikode
	Mangalavanam Bird WLS	2004	0.03	Ernakulam
	Neyyar WLS	1958	128.00	Thiruvananthapuram
	Parambikulam WLS	1973	285.00	Palakkad
	Peechi-Vazhani WLS	1958	125.00	Thrissur
	Peppara WLS	1983	53.00	Thiruvananthapuram
	Periyar WLS	1950	427.00	Idukki
	Shendurney WLS	1984	100.32	Quilon
	Thattekad Bird WLS	1983	25.00	Idukki
Wayanad WLS	1973	344.44	Wayanad	

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvis.nic.in>)

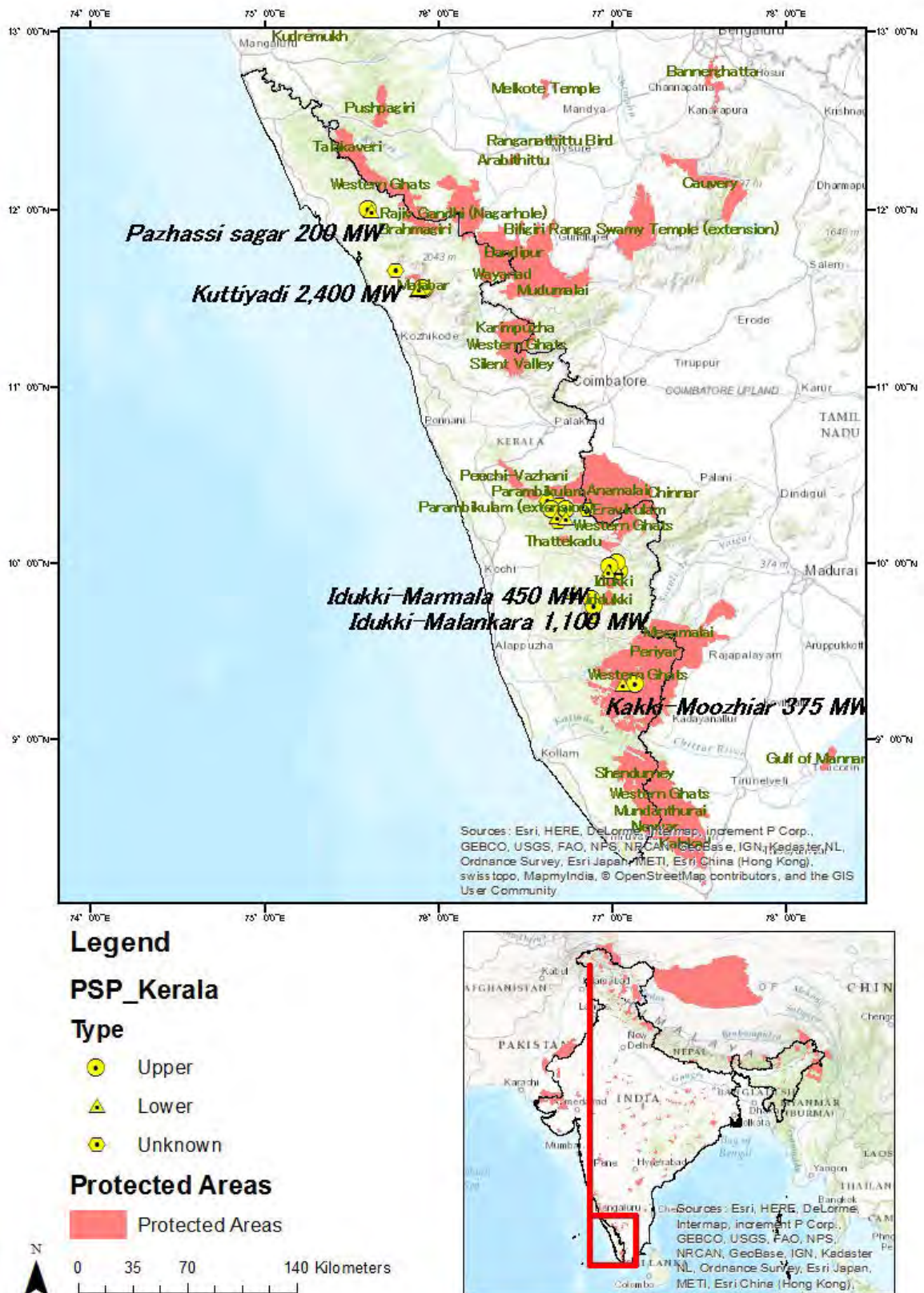


Figure 3.3.5-2 Protected Areas in Kerala State

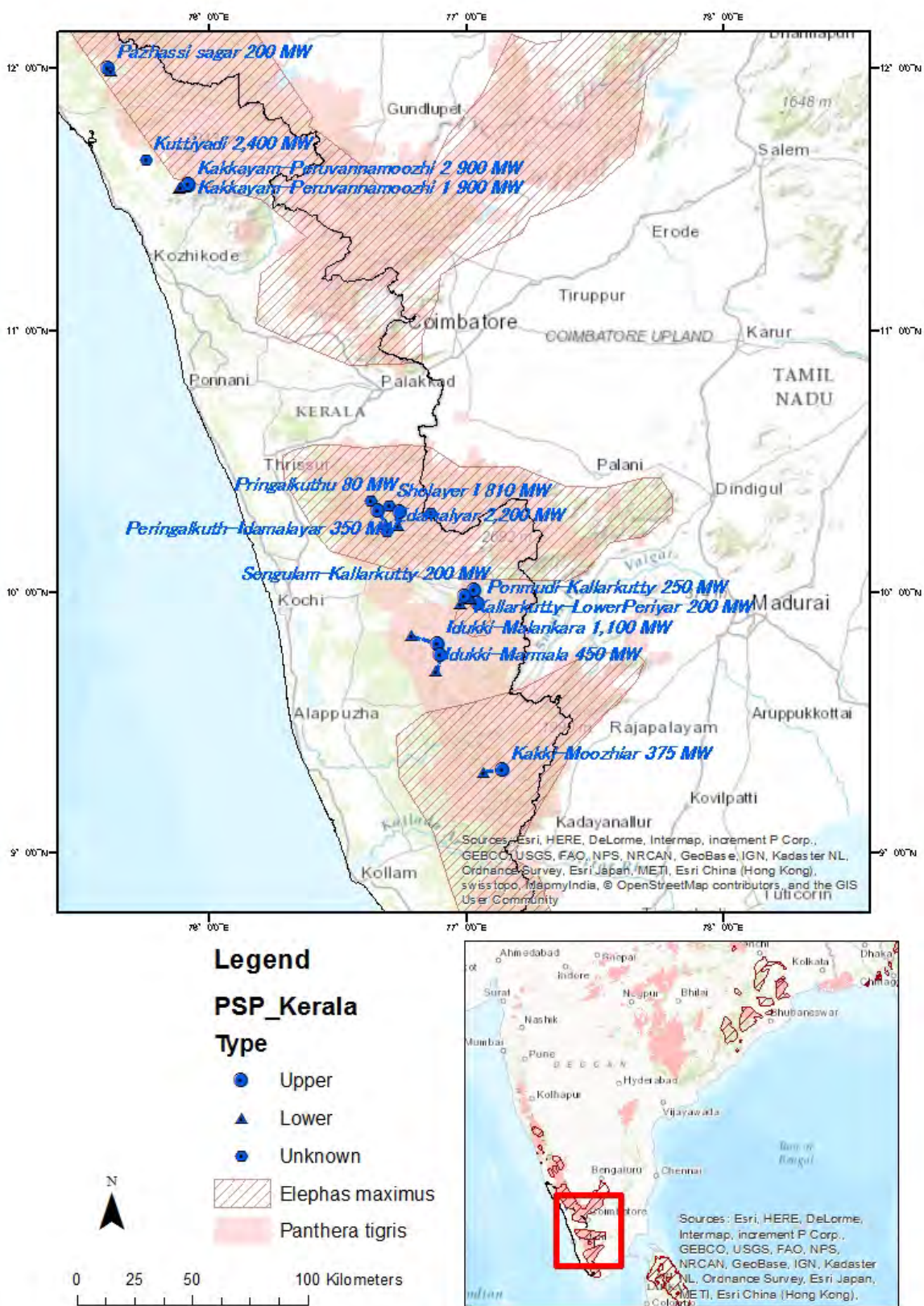
7) 保護生物

Kerala 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は36種あり、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR)1 種、絶滅危惧 IB 類(EN)13 種、絶滅危惧 II 類(VU)13 種、純絶滅危惧(NT)6 種である。このうちアジアゾウ(*Elephas maximus*, EN)とベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.5-3 IUCN red list species which has known habitat in Kerala State

Category	Scientific name
CR	<i>Viverra civettina</i>
EN	<i>Cuon alpinus</i> <i>Elephas maximus</i> <i>Feroculus feroculus</i> <i>Latidens salimalii</i> <i>Macaca silenus</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Mus famulus</i> <i>Nilgiritragus hylocrius</i> <i>Panthera tigris</i> <i>Prionailurus viverrinus</i> <i>Rattus ranjinae</i> <i>Suncus dayi</i> <i>Vandeleuria nilagirica</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Funambulus sublineatus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Martes gwatkinsii</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Platacanthomys lasiurus</i> <i>Prionailurus rubiginosus</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Semnopithecus hypoleucos</i> <i>Suncus montanus</i> <i>Tetracerus quadricornis</i> <i>Trachypithecus johnii</i>
NT	<i>Antilope cervicapra</i> <i>Lutra lutra</i> <i>Panthera pardus</i> <i>Petinomys fuscicapillus</i> <i>Ratufa macroura</i> <i>Semnopithecus priam</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.5-3 Elephant and Tiger habitat in Kerala State

8) 民族

Scheduled Castes and Scheduled Tribes Orders (Amendment) Act (1976)によると、Kerala 州には43の指定部族がある。2011年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>),) では、指定部族は484,839人(1.45%)で、指定部族の人口比が高い県(District)はWayanad 県 18.53%、Idukki 県 5.03%である。

9) 治安

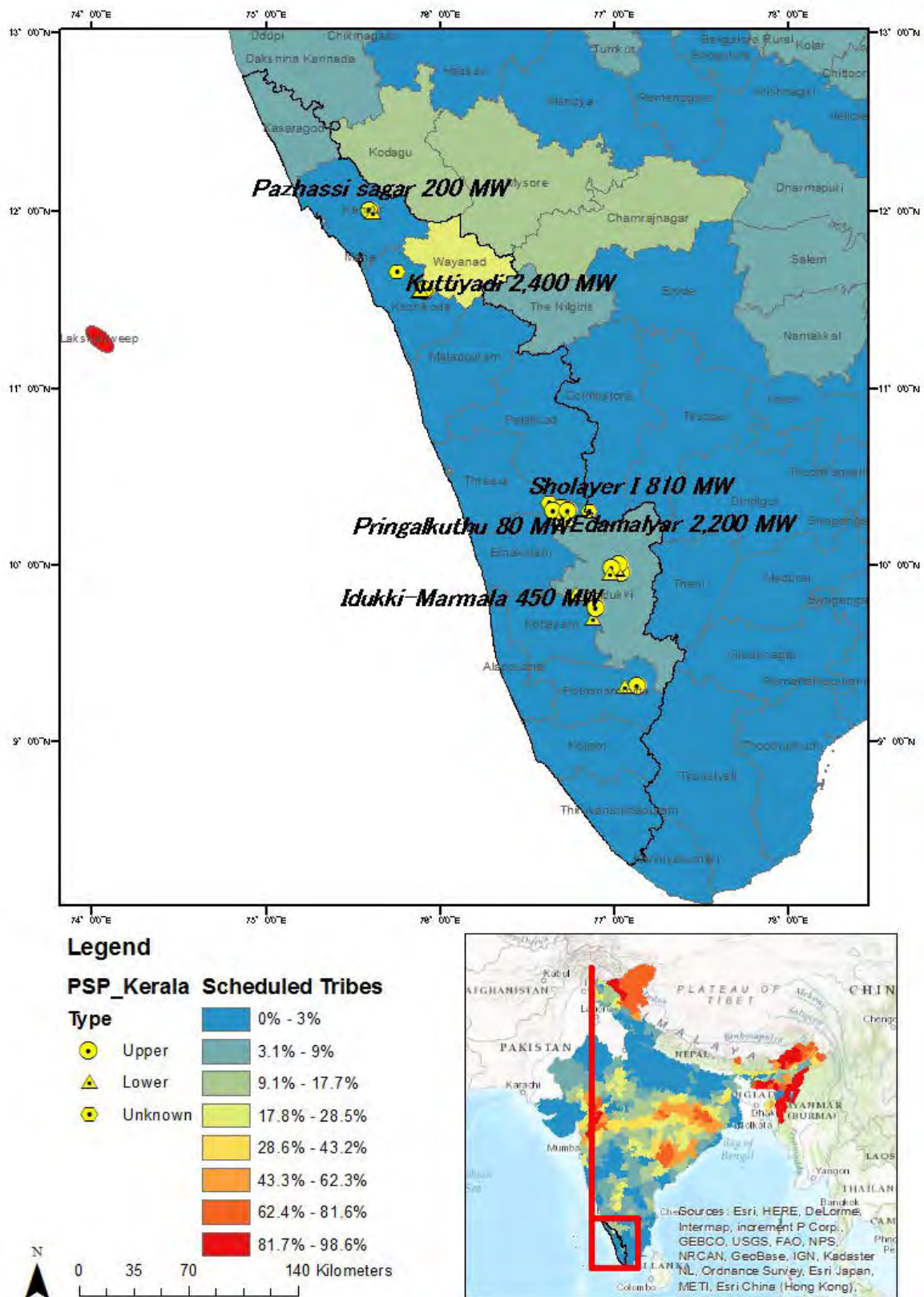
2016年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、Kerala 州の危険度は、レベル1「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

Kerala 州の環境関連組織は以下に示すとおりである。

Table 3.3.5-4 Relevant Authorities in Kerala State

Name	Address	Role
Kerala State Pollution Control Board	Pattom P.O., Thiruvananthapuram - 695 004	Pollution
Kerala Forest and Wildlife Department	Parijatham Forest Complex, Palace Rd, Chembukkav, Thrissur, Kerala 680020	Forest Clearance, Wildlife Clearance
Regional Offices, Ministry of Environment and Forest, Climate Change	Regional Office (SZ), Kendriya Sadan, 4th Floor, E&F Wings, 17th Main Road, Koramangala II Block, Bangalore - 560034	Forest Clearance
Directorate of Environment & Climate Change	Pallimukku - Kannammoola Rd, Velakudi, Thiruvananthapuram, Kerala 695024	Environment Clearance
Water Resources Department	1st Floor North Block Secretariat Thiruvananthapuram	Water Resource
Scheduled Tribes Development Department	Ground Floor, South Block Government Secretariat Thiruvananthapuram	ST
Scheduled Castes Development Department	Ground Floor North Block Secretariat Thiruvananthapuram	SC



source: Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)

Figure 3.3.5-4 Scheduled Tribes in Kerala State

(3) 環境社会面での課題

中央汚染対策局による水質モニタリング(CPCB, 2014-15)による河川 BOD 評価によると、インド国内にある 302 の汚染された河川のうち 13 河川が Kerala 州にあり、国内ワースト 7 位の州である。汚染度の高い河川は、Chitrapuzha, Kadambayar, Kallai, Karamana, Keecheri, Kuppam, Manimala, Neeleswaram, Periyar, Pullur, Puzhackal, Thirur, Uppala である。

“State of the Environment Report (2007, Kerala State Council for Science, Technology and Environment)”によると、Kerala 州の陸域の主な環境課題は、土地利用の変化、鉱山開発、土壌侵食と土壌の質の低下である。土地利用変化の原因は、作付けパターンの変化、採石事業、斜面の改変、土壌掘削、水田や沼地の改変と湿地埋め立てである。州内の主な鉱山事業は、海岸砂鉱と陶器用粘土採掘に制限されている。タイルやレンガ用の粘土、沖積砂質土、結晶塩、土などの無計画な採掘は、深刻な影響を及ぼしている。

Kerala 州の湿地の抱える主な問題は、汚染、富栄養化、違法開墾、埋め立て、採掘事業と生物多様性消失である。これらの原因は、(1)工場排水、(2)ココナッツ殻の浸水、(3)農地からの浸出水、(4)ゴミの投棄、(5)石油炭化水素、(6)土地利用変化、(7)河川堰き止め、(8)資源の乱開発、(9)草本の繁茂である。

3.3.6 Tamil Nadu 州

(1) 環境

1) 人口

2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)) によると Tamil Nadu 州の人口は 7.21 千万人で、2001 年の 6.24 千万人から増加している。Tamil Nadu 州の 2011 年の人口は 72,147,030 である。この 10 年間の人口増加率は 15.61%である一方、その前の 10 年間の人口増加率は 11.19%であった。Tamil Nadu 州の人口が全国に占める割合は 2001 年は 6.07%であったが、2011 年は 5.96%である。

2) 温室効果ガス排出と排出源

T.V. Ramachandra (2012)¹⁰によると、Tamil Nadu 州のメタン排出量は 750.5 Gg (国内 10 位、全国の 4.4%)、一酸化炭素排出量は 1,919.0 Gg (国内 5 位、全国の 8.5%)、二酸化炭素排出量は 71,107.4 Gg (国内 5 位、全国の 7.4%)である。登録車両の数は 8,575,241 台 (国内 2 位、全国の 11.8%)、セメント生産量は 15,649.70 kt (国内 3 位、全国の 12.0%)、鉄鋼生産量は 1081.8 kt (国内 11 位、全国の 2.4%)である。

3) 危険汚染エリア

Tamil Nadu 州には 4 か所の危険汚染エリアが指定されている。2013 年の総合環境汚染指標

¹⁰ Decentralised carbon footprint analysis for opting climate change mitigation strategies in India (2012, T.V. Ramachandra)

(CEPI)は 53.14 で、2009 年の 79.67 よりも悪化している。

Table 3.3.6-1 Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in Tamil Nadu State

Industrial Cluster/Area	Potential Impact Zones	CEPI SCORE			Status
		2009	2011	2013	
Vellore	Ranipet, SIPCOT Industrial Complex	81.79	84.73	79.67	As-Wc-Ln
Cuddalore	SIPCOT Industrial Complex, Phase I & II	77.45	78.41	70.12	An-Ws-Lc
Manali	Manali Industrial Area	85.04	88.88	77.26	As-Wc-Ln
Coimbatore	SIDCO, Kurichi Industrial Clusters	72.38	54.16	53.14	An-Wn-Ln

Note: Ac = Air critical ; As = Air severe ; An = Air normal

Wc = Water critical ; Ws = Water severe ; Wn = Water normal

Lc = Land critical ; Ls = Land severe ; Ln = Land normal

source: The Central Pollution Control Board (CPCB) (<http://cpcb.nic.in/>)

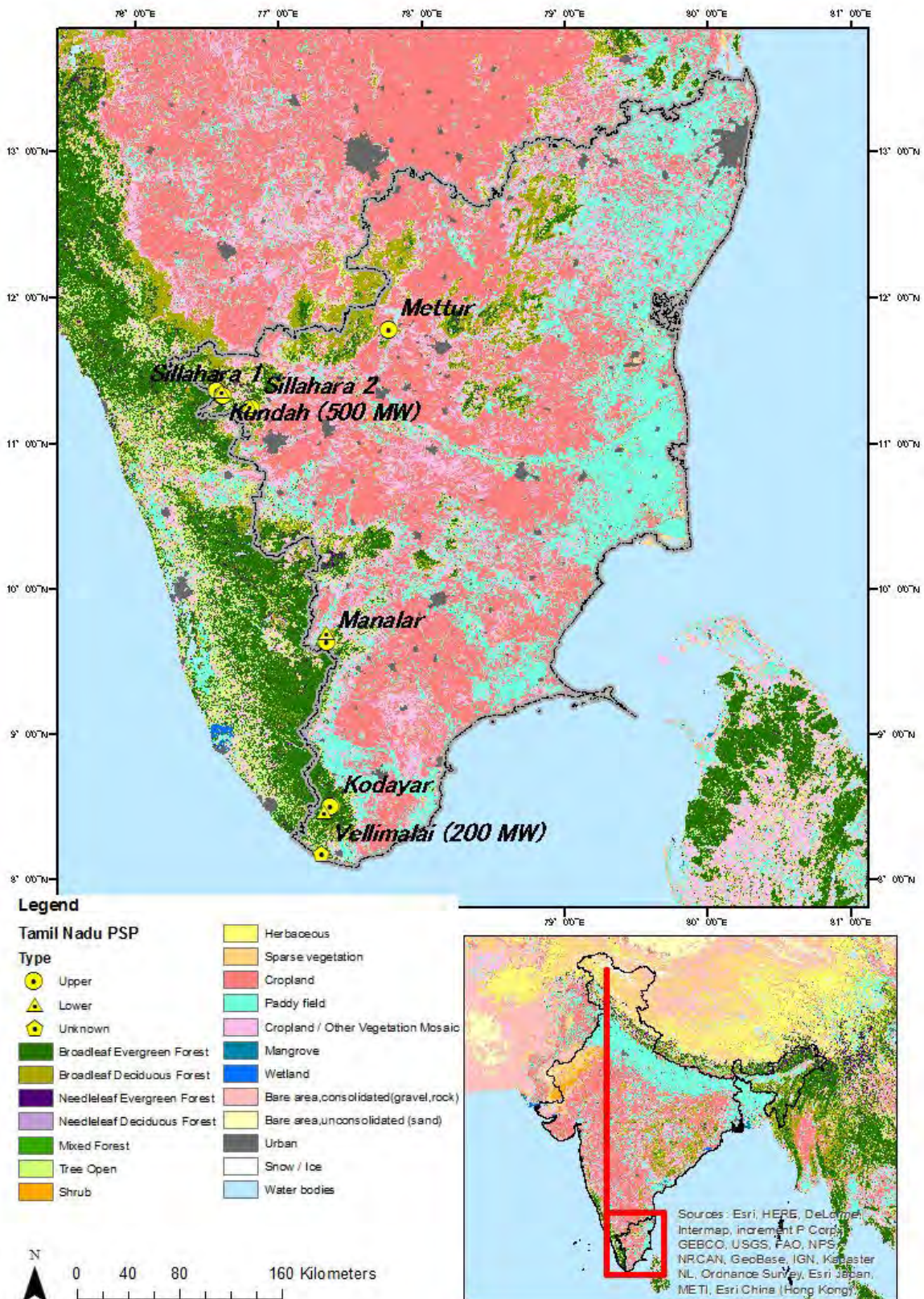
4) 土地利用

GLCNMO 11 version 3 (2013)によると、Tamil Nadu 州の 82.2%は農地、14.2%は森林、2.4%は都市域である。森林エリアは Western Ghats に沿って残っている。

5) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、Tamil Nadu 州の森林は 26,345 km² (20.26 %)で、内訳は高密度の林が 2,993 km²、中密度の林が 10,469 km²、疎林が 12,883 km² である。森林面積は 2013 年から 2,501 km² 増加している。

¹¹ Geospatial Information Authority of Japan, Chiba University and collaborating organizations



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.6-1 Land Use in Tamil Nadu State

6) 保護区

Tamil Nadu 州には 44 か所の保護区があり、内訳は国立公園 5 か所、野生生物保全区域が 29 か所、保全区域が 2 か所、ゾウの保護区が 4 か所、ベンガルトラの保護区が 4 か所である。これらの保護区の正確な境界線は不明である。

Table 3.3.6-2 Protected Areas in Tamil Nadu State

Type	Name	Year	Area (km ²)	District
Conservation Reserves	Tiruppadaimarathur		0.03	Tirunelveli
	Suchindrum-Theroor-Managudi		4.85	Kanyakumari
Elephant Reserves	23. Nilgiri ER	19.9.03		
	26. Coimbatore ER	19.9.03		
	27. Anamalai ER	19.9.03		
	30. Srivilliputhur ER	19.9.03		
National Park	Guindy NP	1976	2.82	Chennai
	Gulf of Mannar Marine NP	1980	6.23	Ramanathpuram & Tuticorin
	Indira Gandhi (Annamalai) NP	1989	117.10	Coimbatore
	Mudumalai NP	1990	103.23	Nilgiris
	Mukurthi NP	1990	78.46	Nilgiris
Tiger Reserves	Kalakad-Mundanthurai		1,601.54	
	Mudumalai		688.59	
	Sathyamangalam		1,408.40	
	Anamalai		1,479.87	
Wildlife Sanctuaries	Cauvery North WLS	2014	504.33	Kishnagiri & Dharmapuri
	Chitrangudi Bird WLS	1989	0.48	Ramanathpuram
	Gangaikondam Spotted Dear WLS	2013	2.88	Tirunelveli
	Indira Gandhi (Annamalai) WLS	1976	841.49	Coimbatore
	Kalakad WLS	1976	223.58	Tirunelveli
	Kanjirankulam Bird WLS	1989	1.04	Ramanathpuram
	Kanyakumari WLS	2002	457.78	Kanyakumari
	Karavetti Bird WLS	1999	4.54	Perambalur
	Karikilli Birds WLS	1989	0.61	Kanchipuram
	Kodaikanal WLS	2013	608.95	Dindigul & Theni
	Koonthankulam-Kadankulam WLS	1994	1.29	Tirunelveli
	Megamalai	2016	269.11	Theni
	Melaselvanoor-Keelaselvanoor WLS	1998	5.93	Ramanathpuram
	Mudumalai WLS	1942	217.76	Nilgiris
	Mundanthurai WLS	1977	567.38	Tirunelveli
	Nellai WLS	2015	356.73	Tirunelveli
	Oussudu Lake Bird Sanctuary	2015	3.32	Villupuram
	Point Calimere WLS	1967	17.26	Nagapattinam
	Pulicat Lake Bird WLS	1980	153.67	Tiruvellore
	Sathyamangalam WS	2008, 2011	1,411.61	Erode
	Srivilliputhur Grizzled Squirrel WLS	1988	485.20	Virudhunagar
	Theerthangal	2016	0.29	Ramanathpuram
	Sakkarakottai	2016	2.30	Ramanathpuram
	Udayamarthandapuram Lake WLS	1991	0.45	Thiruvarur
	Vaduvor Birds WLS	1991	1.28	Thiruvarur
	Vedanthangal Lake Birds WLS	1936	0.30	Chengalpet
	Vellanadu Blackbuck WLS	1987	16.41	Tuticorin
Vellode Birds WLS	1997	0.77	Erode	
Vettangudi Birds WLS	1977	0.38	Sivagangai	

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvs.nic.in>)

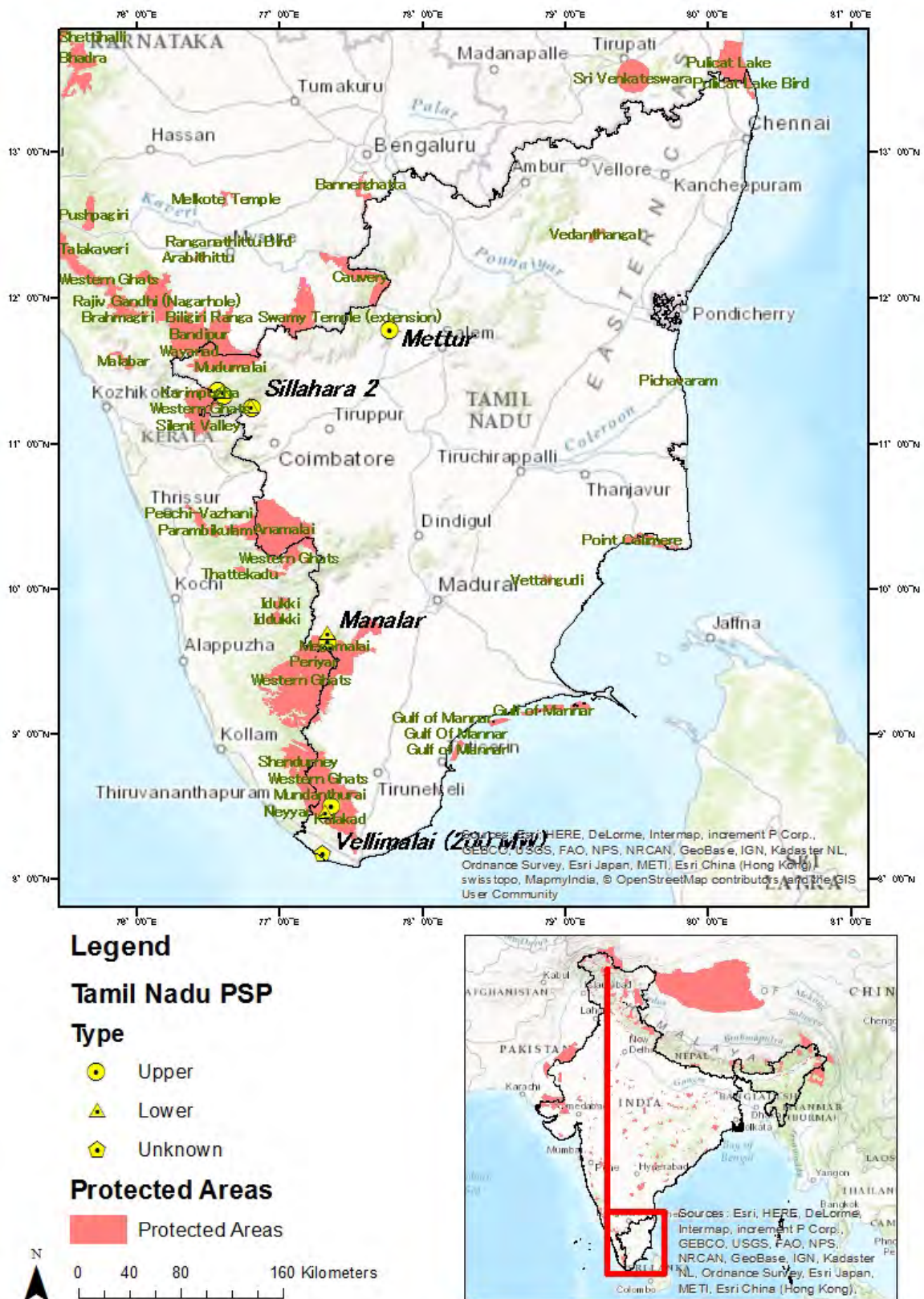


Figure 3.3.6-2 Protected Areas in Tamil Nadu State

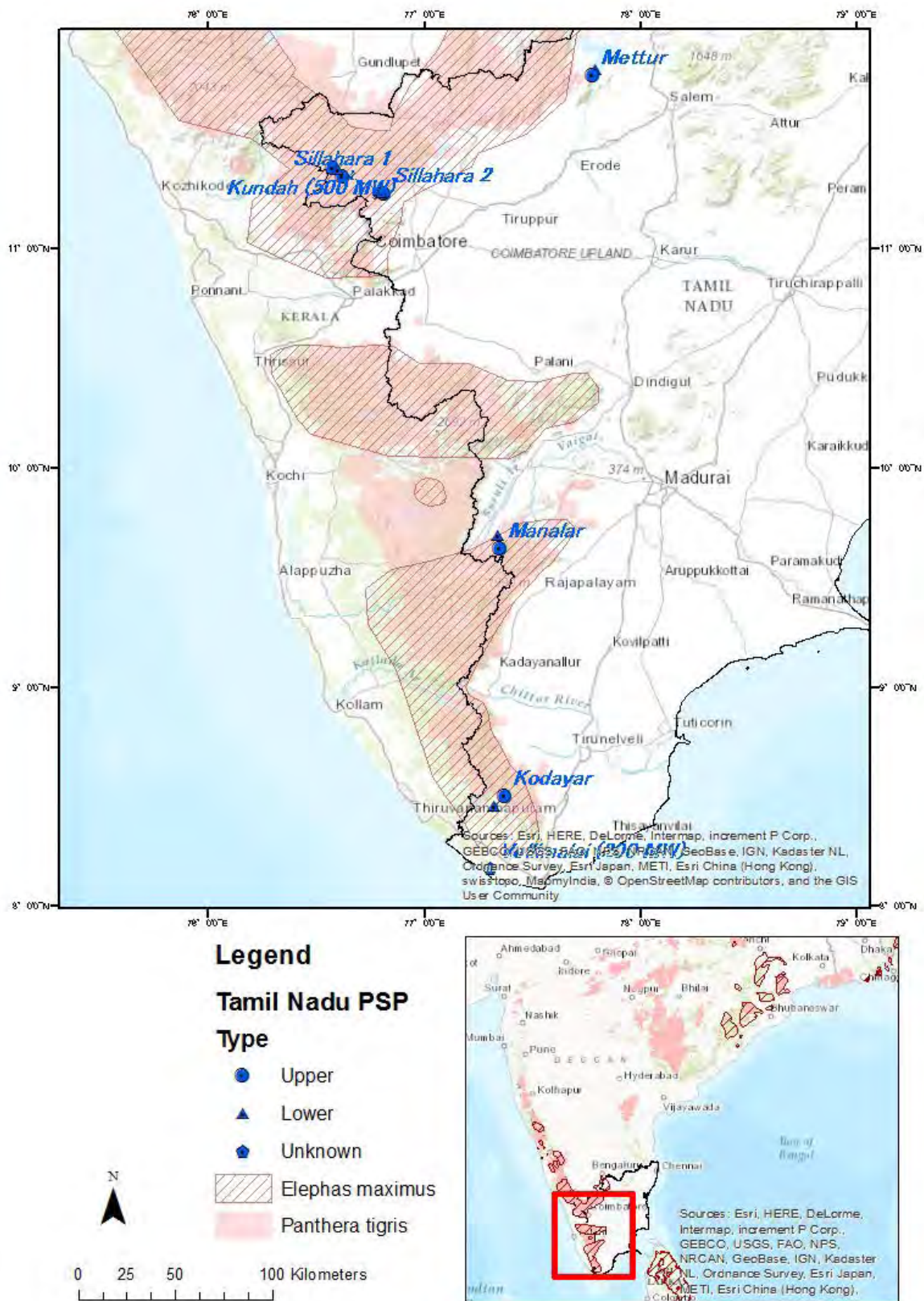
7) 保護生物

Tamil Nadu 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 34 種あり、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR)1 種、絶滅危惧 IB 類(EN)13 種、絶滅危惧 II 類(VU)13 種、純絶滅危惧(NT)7 種である。このうちアジアゾウ(*Elephas maximus*, EN)とベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.6-3 IUCN red list species which has known habitat in Tamil Nadu State

Category	Scientific name
CR	<i>Cremnomys elvira</i>
EN	<i>Cuon alpinus</i> <i>Elephas maximus</i> <i>Feroculus feroculus</i> <i>Hipposideros hypophyllus</i> <i>Latidens salimalii</i> <i>Macaca silenus</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Mus famulus</i> <i>Nilgiritragus hylocrius</i> <i>Panthera tigris</i> <i>Prionailurus viverrinus</i> <i>Suncus dayi</i> <i>Vandeleuria nilagirica</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Funambulus sublineatus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Martes gwatkinsii</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Platacanthomys lasiurus</i> <i>Prionailurus rubiginosus</i> <i>Rattus satarae</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Semnopithecus hypoleucos</i> <i>Suncus montanus</i> <i>Trachypithecus johnii</i>
NT	<i>Antilope cervicapra</i> <i>Hyaena hyaena</i> <i>Lutra lutra</i> <i>Panthera pardus</i> <i>Petinomys fuscocapillus</i> <i>Ratufa macroura</i> <i>Semnopithecus priam</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.6-3 Elephant and Tiger habitat in Tamil Nadu State

8) 民族

Scheduled Castes and Scheduled Tribes Orders (Amendment) Act (1976)によると、Tamil Nadu 州には 36 の指定部族がある。2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>),) では、指定部族は 794,697 人(1.10%)で、指定部族の人口比が高い県(District)は The Nilgiris 県 4.46%、Dharmapuri 県 4.18%、Salem 県 3.43%である。

9) 治安

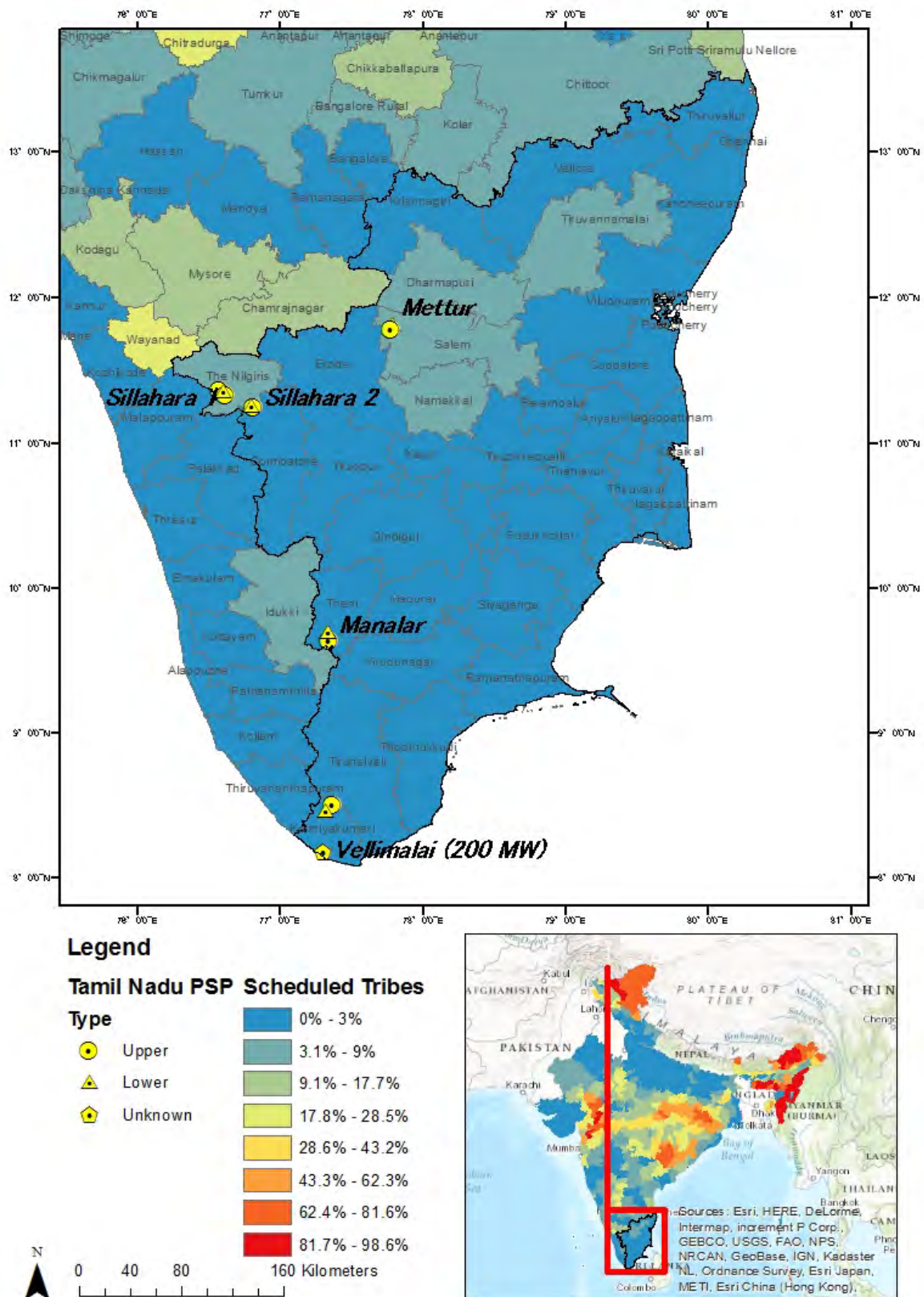
2016 年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、Tamil Nadu 州の危険度は、レベル 1 「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

Tamil Nadu 州の環境関連組織は以下に示すとおりである。

Table 3.3.6-4 Relevant Authorities in Tamil Nadu State

Name	Address	Role
Regional Offices, Ministry of Environment and Forest, Climate Change	Ist and IInd Floor, Handloom Export Promotion Council,34, Cathedral Garden Road, Nungambakkam, Chennai - 34	Forest Clearance, Wildlife Clearance, Environment Clearance
TAMIL NADU POLLUTION CONTROL BOARD	Tamil Nadu Pollution Control Board, 76, Mount Salai, Guindy, Chennai - 600 032	Pollution
Tamil Nadu Forest Department	122, Chinnakada Theru, Pavazhakundur, Tiruvannamalai, Tamil Nadu 606601	Forest Clearance, Wildlife Clearance
Department of Environment	No.1, Jeenis Road, Panagal Building, Ground Floor, Saidapet, Chennai-600 015	Environment Clearance
Water Resources Organisation Public Works Department (PWD)	Public Works Department Chepauk, Chennai 600 005	Water Resources
Adi Dravidar and Tribal Welfare Department	Namakkal Kavignar Maaligai, Fort St. George, Chennai 600 009	SC/ST
Rural Development and Panchayat Raj Department	Namakkal Kavignar Maaligai, Fort St. George, Chennai 600 009	Rural Development



source: Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>)

Figure 3.3.6-4 Scheduled Tribes in Tamil Nadu State

(3) 環境社会面での課題

STATE OF ENVIRONMENT REPORT OF TAMIL NADU (2002)には、いくつかの環境面の課題が記載されている。以下は、レポートからの引用である。

1) 森林と野生生物

Tamil Nadu 州では、17.5%だけが森林に覆われていないが、森林の多くの質は低下してしまっている。Tamil Nadu 州は非常に生物多様性が高いが、これまでその質を適切に評価しようとしてこなかった。そのため、多くの種が絶滅の危機にある。

2) 水資源

Tamil Nadu 州には多くの季節河川が存在し、ほとんどすべての表流水は 61 の大規模貯水池と 39,202 の中・小湛水池に貯められ利用されている。

3) 工業化

工業汚染の主な原因は、皮革染色場、繊維加工場、石油化学工場、セメント工場と火力発電所である。国内にある 2,500 の皮革加工場の約 80%は Tamil Nadu 州に存在している。工場排水は毎年 24 million cubic liters、有害固形廃棄物は年間約 40,000 t にのぼる。

3.3.7 West Bengal 州

(1) 環境

1) 人口

2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>),) によると West Bengal 州の人口は 9.13 千万人で、2001 年の 8.02 千万人から増加している。この 10 年間の人口増加率は 13.84%である一方、その前の 10 年間の人口増加率は 17.84%であった。West Bengal 州の人口が全国に占める割合は 2001 年は 7.79%であったが、2011 年は 7.54%である。

2) 温室効果ガス排出と排出源

T.V. Ramachandra (2012)¹²によると、West Bengal 州のメタン排出量は 1,461.0 Gg (国内 2 位、全国の 8.6%)、一酸化炭素排出量は 2,072.6 Gg (国内 4 位、全国の 9.2%)、二酸化炭素排出量は 69,709.9 Gg (国内 6 位、全国の 7.2%)である。登録車両の数は 2,547,963 台 (国内 12 位、全国の 3.5%)、セメント生産量は 3028.7 kt (国内 11 位、全国の 2.3%)、鉄鋼生産量は 3142.9 kt (国内 5 位、全国の 6.9%)である。

3) 危険汚染エリア

West Bengal 州には 3 か所の危険汚染エリアが指定されている。2013 年の総合環境汚染指標 (CEPI)は 56.1 で、2009 年の 61.58 から低下している。

¹² Decentralised carbon footprint analysis for opting climate change mitigation strategies in India (2012, T.V. Ramachandra)

Table 3.3.7-1 Comprehensive Environmental Pollution Index (CEPI) in West Bengal State

Industrial Cluster/Area	Potential Impact Zones	CEPI SCORE			Status
		2009	2011	2013	
Asansol	Burnpur area surrounding IISCO	70.20	70.96	56.01	An-Wn-Ln
Haldia	5 km wide Strip of Industrial area on the southern side of the confluence point of Hooghly River with Sea.	83.48	79.71	61.58	An-Ws-Ln
Howrah	a) Liluah-Bamangachhi Region, Howrah b) Jalan Industrial Complex-1, Howrah	74.84	76.88	61.11	An-Ws-Ln

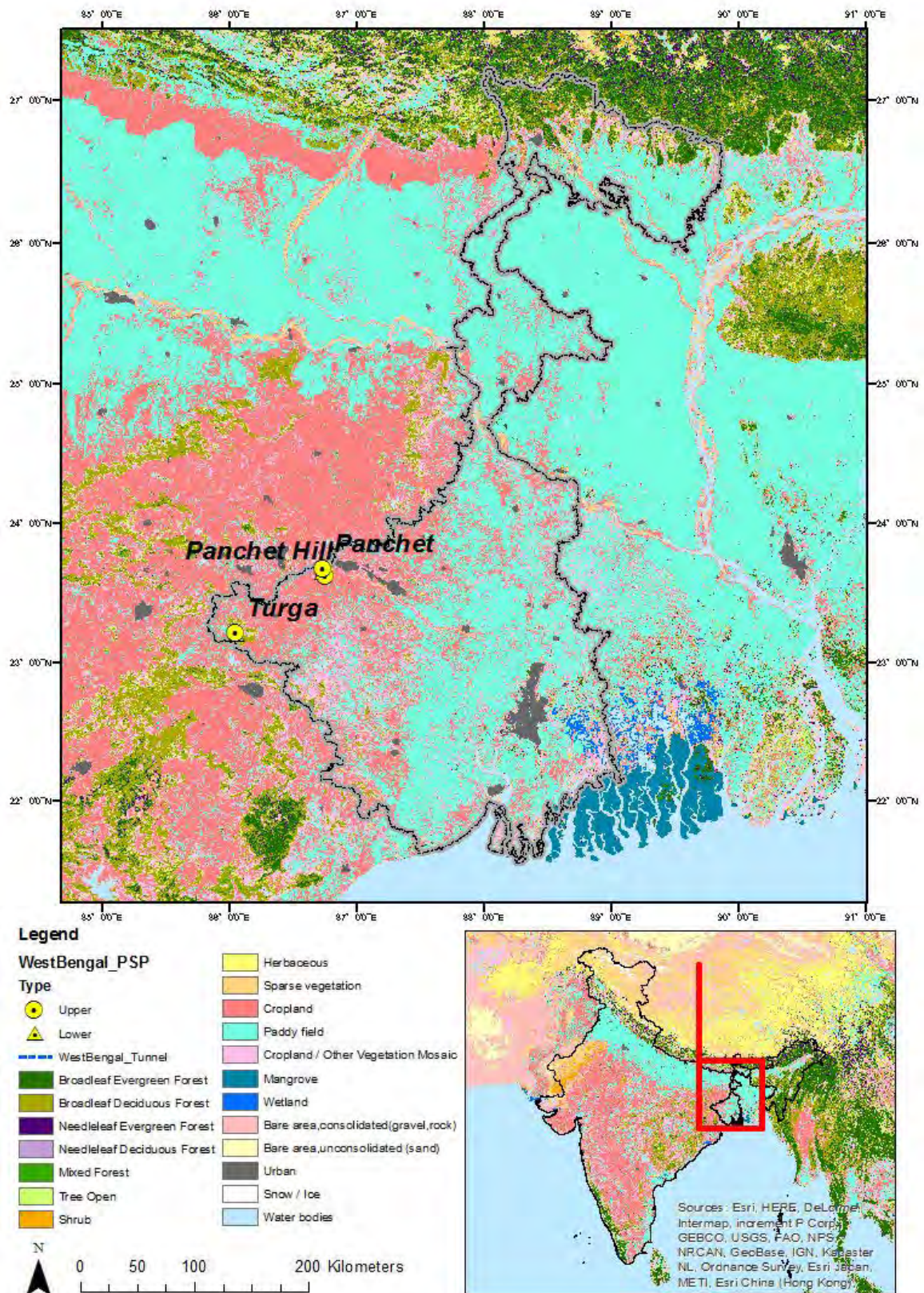
Note: Ac = Air critical ; As = Air severe ; An = Air normal
 Wc = Water critical ; Ws = Water severe ; Wn = Water normal
 Lc = Land critical ; Ls = Land severe ; Ln = Land normal

source: The Central Pollution Control Board (CPCB) (<http://cpcb.nic.in/>)

4) 土地利用

GLCNMO 13 version 3 (2013)によると、West Bengal 州の 87.1%は農地、7.6%は森林、2.3%は都市域である。森林エリアは Darjeeling Himalayan hill region に残っている。

¹³ Geospatial Information Authority of Japan, Chiba University and collaborating organizations



source: GLCNMO version 3 (2013) (<https://globalmaps.github.io/glcnm.html>)

Figure 3.3.7-1 Land Use in West Bengal State

5) 森林

State of Forest Report 2015 (Forest Survey of India)によると、West Bengal州の森林は16,828 km² (18.96 %)で、内訳は高密度の林が2,948 km²、中密度の林が4,172 km²、疎林が9,708 km²である。森林面積は2013年から2501 km²増加している。

6) 保護区

West Bengal州には25か所の保護区があり、内訳は国立公園6か所、野生生物保全区域が15か所、ゾウの保護区が2か所、ベンガルトラの保護区が2か所である。これらの保護区の正確な境界線は不明である。

Table 3.3.7-2 Protected Areas in West Bengal State

Type	Name	Year	Area (km ²)	District
Elephant Reserves	1. Mayurjharna ER	24.10.02		
	18. Eastern Dooars ER	28.8.02		
National Park	Buxa NP	1992	117.10	Jalpaiguri
	Gorumara NP	1992	79.45	Jalpaiguri
	Jaldapara NP	2014	216.51	Jalpaiguri
	Neora Valley NP	1986	159.89	Darjeeling
	Singalila NP	1986	78.60	Darjeeling
	Sunderban NP	1984	1,330.10	North & South 24-Paraganas
Tiger Reserves	Sunderbans		2,584.89	
	Buxa		757.90	
Wildlife Sanctuaries	Ballavpur WLS	1977	2.02	Birbhum
	Bethuadahari WLS	1980	0.67	Nadia
	Bibhuti Bhusan WLS	1980	0.64	North 24-Paraganas
	Buxa WLS	1986	267.92	Jalpaiguri
	Chapramari WLS	1976	9.60	Jalpaiguri
	Chintamani Kar Bird WLS	1982	0.07	South 24-Paraganas
	Haliday Island WLS	1976	5.95	South 24-Paraganas
	Jorepokhri Salamander WLS	1985	0.04	Darjeeling
	Lothian Island WLS	1976	38.00	South 24-Paraganas
	Mahananda WLS	1976	158.04	Darjeeling & Jalpaiguri
	Raiganj WLS	1985	1.30	North Dinajpur
	Ramnabagan WLS	1981	0.14	Burdwan
	Sajnakhali WLS	1976	362.40	South 24-Paraganas
	Senchal WLS	1976	38.88	Darjeeling
West Sunderban WLS	2013	556.45	South 24-Paraganas	

source: ENVIS Centre on Wildlife & Protected Areas (<http://www.wiienvs.nic.in>)

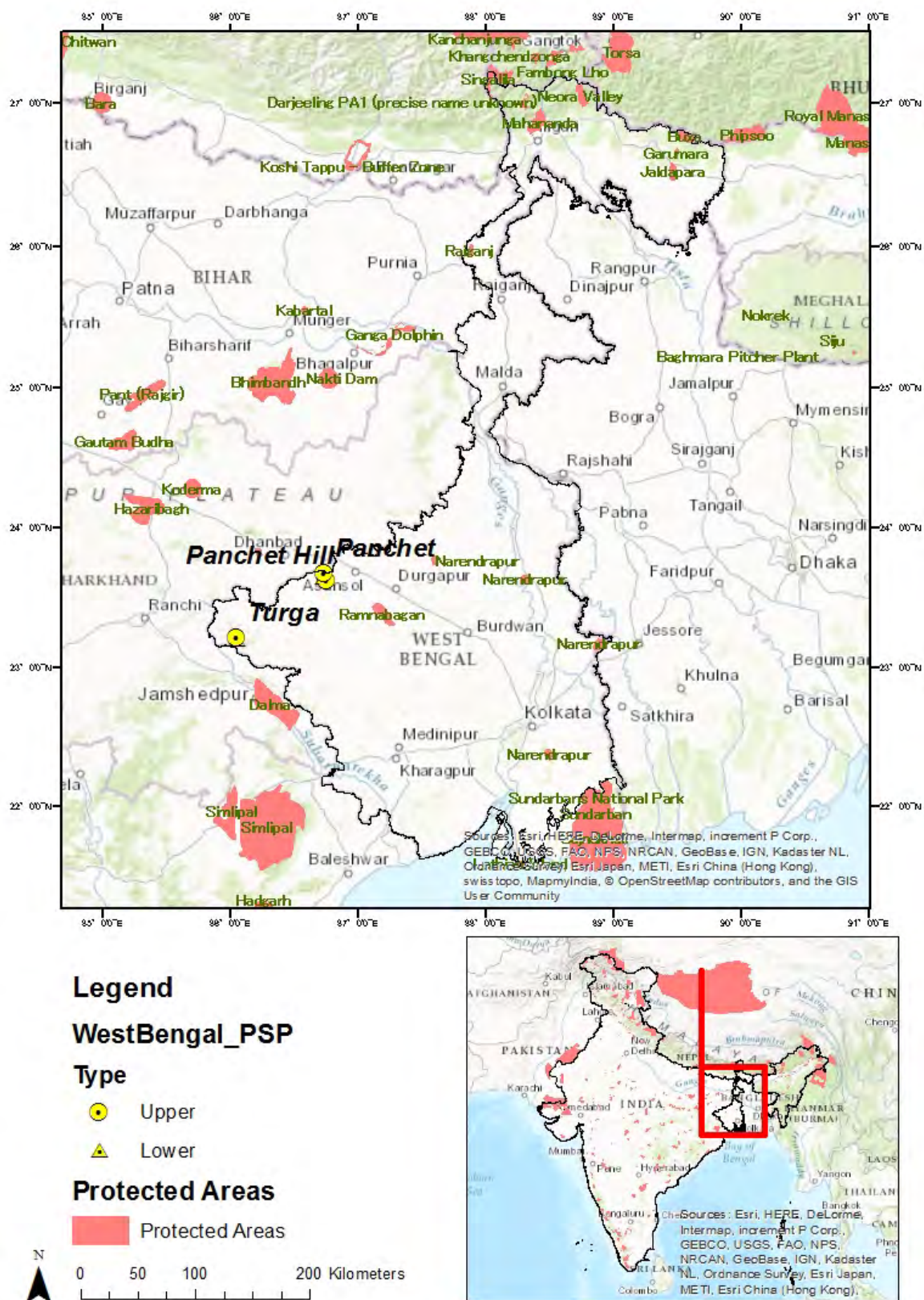


Figure 3.3.7-2 Protected Areas in West Bengal State

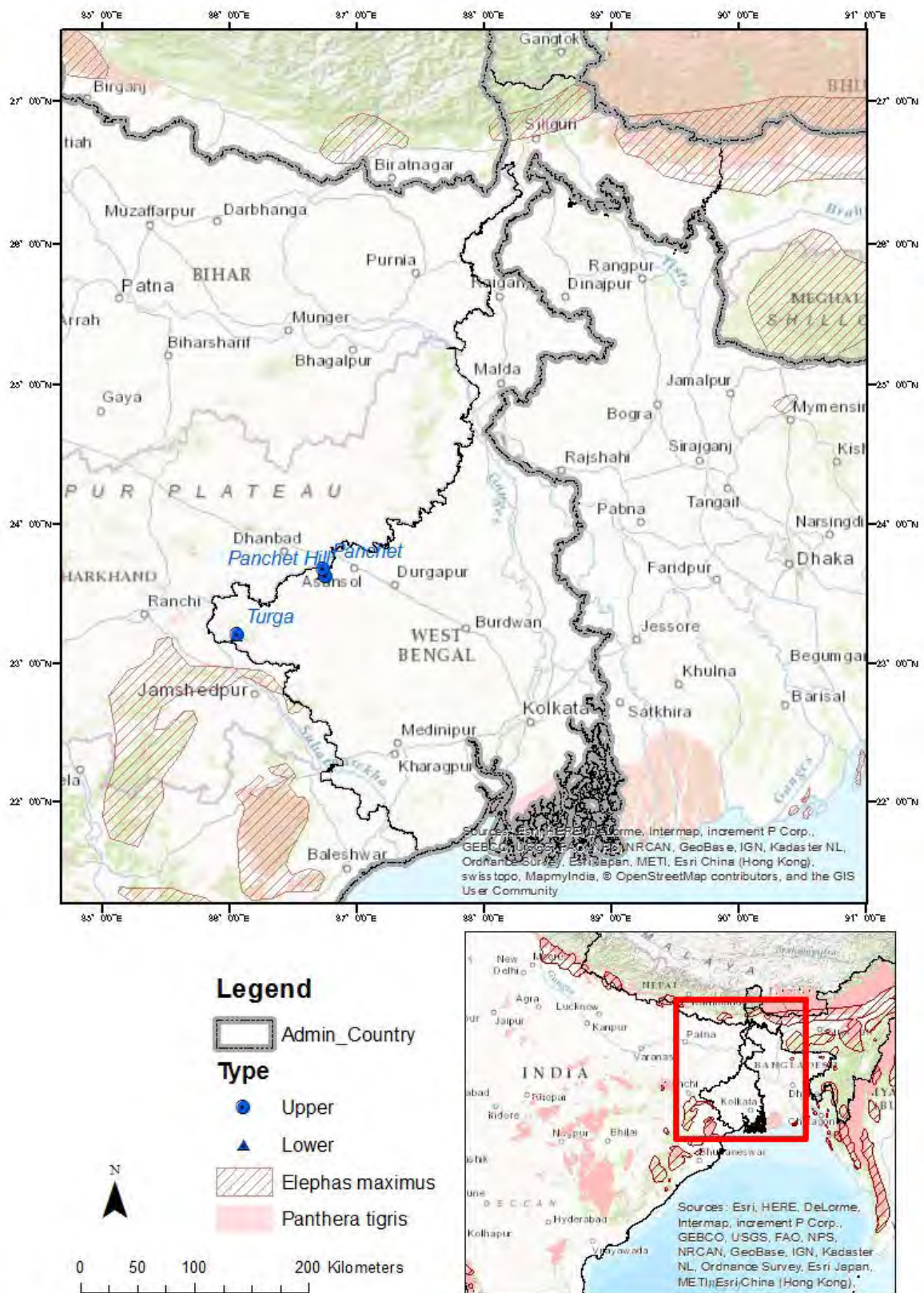
7) 保護生物

West Bengal 州内に分布の記録のある IUCN レッドリスト記載の純絶滅危惧(NT)以上は 32 種あり、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR)1 種、絶滅危惧 IB 類(EN)8 種、絶滅危惧 II 類(VU)11 種、純絶滅危惧(NT)12 種である。このうちアジアゾウ(*Elephas maximus*, EN)とベンガルトラ(*Panthera tigris*, EN)の分布を次図に示す。

Table 3.3.7-3 IUCN red list species which has known habitat in West Bengal State

Category	Scientific name
CR	<i>Manis pentadactyla</i>
EN	<i>Ailurus fulgens</i> <i>Axis porcinus</i> <i>Caprolagus hispidus</i> <i>Cuon alpinus</i> <i>Elephas maximus</i> <i>Manis crassicaudata</i> <i>Moschus leucogaster</i> <i>Panthera tigris</i>
VU	<i>Aonyx cinereus</i> <i>Arctictis binturong</i> <i>Bos gaurus</i> <i>Lutrogale perspicillata</i> <i>Melursus ursinus</i> <i>Myotis sicarius</i> <i>Neofelis nebulosa</i> <i>Rhinoceros unicornis</i> <i>Rusa unicolor</i> <i>Tetracerus quadricornis</i> <i>Ursus thibetanus</i>
NT	<i>Capricornis thar</i> <i>Catopuma temminckii</i> <i>Hemitragus jemlahicus</i> <i>Lutra lutra</i> <i>Macaca assamensis</i> <i>Naemorhedus goral</i> <i>Panthera pardus</i> <i>Pardofelis marmorata</i> <i>Petaurista nobilis</i> <i>Ratufa bicolor</i> <i>Semnopithecus hector</i> <i>Viverra zibetha</i>

source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 3.3.7-3 Elephant and Tiger habitat in West Bengal State

8) 民族

Scheduled Castes and Scheduled Tribes Orders (Amendment) Act (1976)によると、West Bengal 州には 36 の指定部族がある。2011 年の国勢調査 (Census 2011 (<http://www.censusindia.gov.in/>),) では、指定部族 794,697 人(1.10%)で、指定部族の人口比が高い県(District)は The Nilgiris 県 4.46%、Dharmapuri 県 4.18%、Salem 県 3.43%である。

9) 治安

2016 年時点の日本の外務省の海外安全情報によると、West Bengal 州の危険度は、レベル 1 「十分注意してください」になっている。

(2) 関連組織

West Bengal 州の環境関連組織は以下に示すとおりである。

Table 3.3.7-4 Relevant Authorities in West Bengal State

Name	Address	Role
Regional Offices, Ministry of Environment and Forest, Climate Change	Regional Office (Eastern Zone), A/3, Chandrasekharpur, Bhubaneswar-751023	Forest Clearance, Wildlife Clearance
West Bengal Pollution Control Board	Paribesh Bhavan, 10A, Block-L.A., Sector 3, Salt Lake City, Kolkata, West Bengal 70009	Pollution Control
West Bengal Forest Department	Aranya Bhawan, Block LA-10A, Sector-III, Saltlake, Kolkata - 700 098	Forest Clearance, Wildlife Clearance
Environment Department	Poura Bhavan, 4th floor, FD-415/A, Sector-III, Bidhannagar, Kolkata-700106	Environment Clearance
STATE WATER INVESTIGATION DIRECTORATE	State Water Investigation Directorate Nirman Bhaban, 3rd Floor, Salt Lake City Kolkata-91	Water Resources
Backward Classes Welfare Department	B.D.O office Campus, Garhbeta, West Bengal 721127	SC/ST
Department of Panchayats & Rural Development	Joint Administrative Building, 7th floor, block HC Wing B, Plot no 7, Saltlake city, Sector-III Kolkata-700106	Rural Development

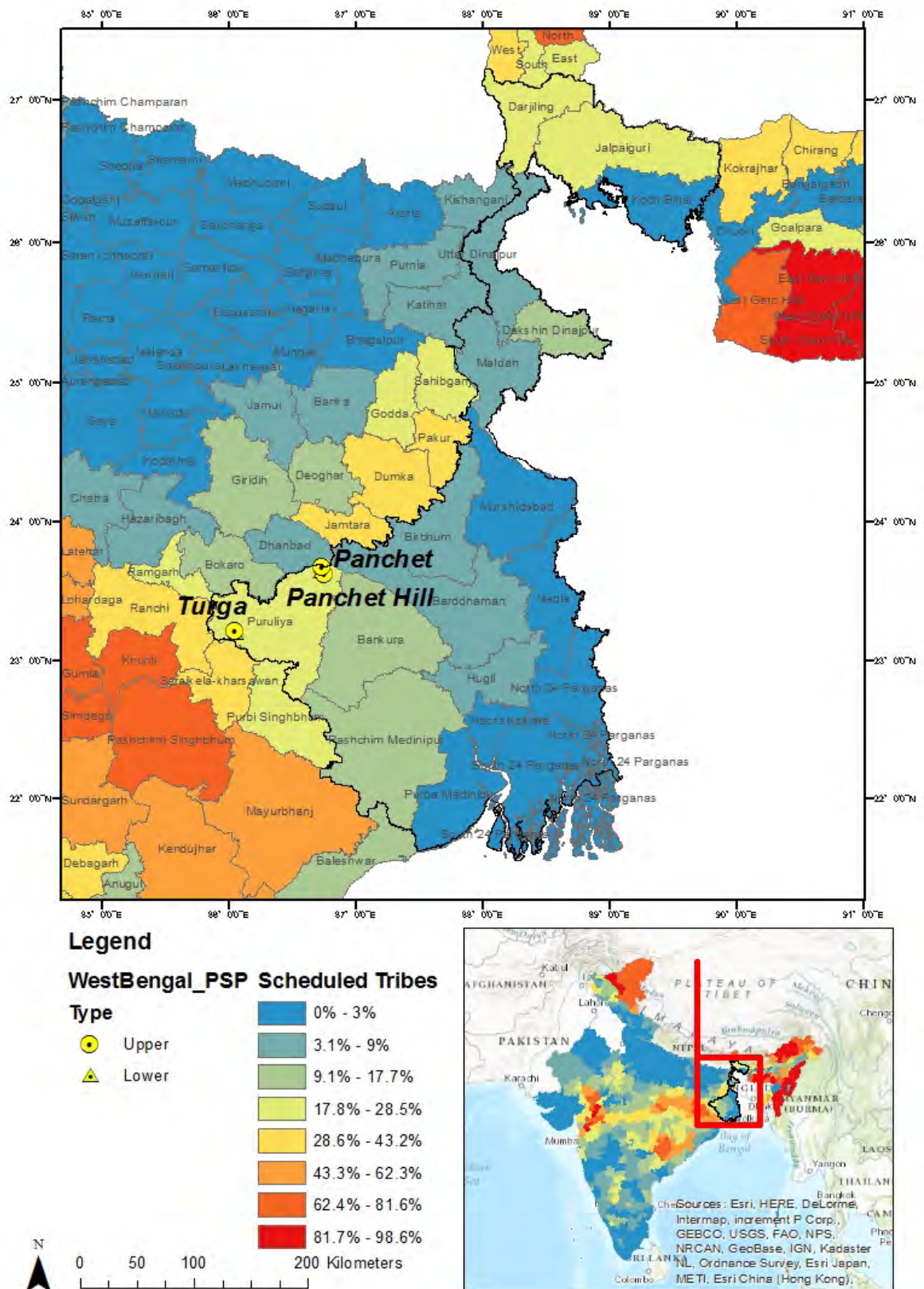


Figure 3.3.7-4 Scheduled Tribes in West Bengal State

(3) 環境社会面での課題

中央汚染対策局による水質モニタリング(CPCB, 2014-15)による河川 BOD 評価によると、インド国内にある 302 の汚染された河川のうち 17 河川が West Bengal 州にあり、国内ワースト 5 位の州である。汚染度の高い河川は、Barakar, Churni, Damodar, Dwarakeshwar, Dwarka, Ganga, Jalangi, Kaljani, Kanshi, Karola, Mahananda, Mathabhanga, Mayurkashi, Rupnarayan, Silabati, Teesta, Vindhadhari である。

West Bengal 州の 54 の主要な河川はガンジス川に流れ込んでいる。West Bengal 州では 48 地点で、Bihar 州では 10 地点でモニタリングが行われている。これらの支流による BOD 負荷は 41,303 kg/day と推定されている。Belur Math (Howrah)に近い Paul Ghat の総溶解固形分(TDS)の負荷は 1890.5 mg/l と推定されており、モニタリング地点の中で最も高い。