

**インド国**  
**デリー・ムンバイ間産業大動脈都市部**  
**電力インフラ環境改善のための本邦技術**  
**活用に係る基礎情報収集・確認調査**

**ファイナルレポート**

**平成 23 年 11 月**  
**(2011 年)**

**独立行政法人 国際協力機構**  
**(JICA)**

**株式会社ニュージェック**

南ア
CR (3)
11-009



現地調査写真集

施設現況



国道 8 号線ハリヤナ州境

国道 8 号線はデリーームンバイ間をつなぐ幹線道路である。大型トラックの通行も多く、道路改修中の箇所も多くみられる。



ニムラナ工業団地

ニムラナ工業団地はラジャスタン州アルワール地区に位置する工業団地である。本調査で提案する事業はニムラナ工業団地と周辺の工業団地を対象としている。



ニムラナ工業団地の道路

団地内は RIICO によって区画整備がなされている。道路周辺は企業の工場以外は見当たらず、日中、人影は見られない。



ニムラナ工業団地の空き地

工業団地に進出する企業は RIICO に区画割り当てを申請する。Phase-III 区画では日系企業 11 社が操業中で、進出企業は今後も増加する予定である。写真の空き地は来年、日系企業が進出する予定である。



工業団地と 8 号線の緩衝地帯

国道 8 号線と工業団地は幅 50m 程の緩衝地帯が設けられている。



RIICO ニムラナ事務所

RIICO はニムラナ工業団地内に事務所を構えており、進出企業の窓口となって各種の調整を行っている。

国道 8 号線沿いの工業団地



ケシャナ工業団地

デリーから 147km に位置する工業団地で、既に企業が進出して操業している。



ソタナラ工業団地

既設の工業地域で企業が操業中であるが、電力インフラが貧弱で大口企業は進出していない。



ベホール工業団地

既設の工業地域で企業が操業中である。国道 8 号線沿いにあり、アクセスが良い。



シャジャンプール工業団地

シャジャンプール開発地域の 6 つの工業団地の中で最もデリー寄りに位置する。既設の工業地域で企業が操業中である。



ギロット工業団地(予定地)

電力、交通などのインフラ整備を含め、現在、開発中の工業団地である。

## ニムラナ 220kV 変電所



ニムラナ 220kV 変電所 1

ニムラナ 220kV 変電所は 200MVA (220/132kV)、75MVA (132/33kV) の変圧器を有する変電所で、RVPN によって管理されている。



ニムラナ 220kV 変電所 2

ニムラナ周辺にはニムラナ 220kV 変電所の他に、シャジャンプール 132kV 変電所がある。ニムラナ 220kV 変電所には 33kV 配電線の契約企業専用線用の設備も設置されている。



220/132kV 変圧器

インドの Crompton Greaves 社製の 220/132kV 変圧器で容量は 100MVA である。



33kV 配電線引き込み口

ニムラナ 220kV 変電所からは 33kV の専用線用の引き込み口が設置されている。

## ニムラナ周辺の配電設備



柱上変圧器



配電網 1



**配電網 2**



**配電網 3**

ニムラナ工業団地周辺の配電事業は JVVN の管轄で、主として 11kV 配電線によって電力を供給している。

### 先方政府との協議



**RIICO ニムラナ事務所**



**RVPN ニムラナ 220/132kV 変電所**



**JVVN ジャイプール本社**

## 目 次

## 第1章 序 論

1.1 調査の背景.....	1 - 1
1.2 調査の目的.....	1 - 2
1.3 調査の基本方針.....	1 - 3
1.4 業務実施の方法.....	1 - 6
1.5 現地調査.....	1 - 9

## 第2章 インド国の電力分野の現状と動向

2.1 電力セクターの基本情報.....	2 - 1
2.1.1 一次エネルギーおよび発電電力量の見通し.....	2 - 1
2.1.2 インド国の電力産業体制.....	2 - 3
2.1.3 送電網.....	2 - 5
2.1.4 発電電力量、販売電力量の推移.....	2 - 7
2.2 電力セクターの開発政策.....	2 - 9
2.2.1 インド国電力部門が抱える問題.....	2 - 9
2.2.2 連邦政府電力省の基本政策.....	2 - 14
2.3 電力セクターに対する本邦援助方針と実績.....	2 - 15
2.3.1 日印エネルギー対話.....	2 - 15
2.3.2 外務省.....	2 - 15
2.3.3 JICA.....	2 - 16
2.3.4 国際協力銀行（JBIC：Japan Bank for International Corporation）.....	2 - 17
2.3.5 省エネルギーセンター.....	2 - 18
2.4 電力セクターにおける他援助機関の支援状況.....	2 - 19
2.4.1 多国間協力.....	2 - 19
2.4.2 二国間協力.....	2 - 20
2.5 電力セクターにおける本邦企業動向.....	2 - 23

## 第3章 ラジャスタン州における電力事情と本邦企業の活動

3.1 ラジャスタン州における DMIC 構想の現状と課題.....	3 - 1
3.1.1 DMIC 構想と現状.....	3 - 1
3.1.2 課 題.....	3 - 5
3.2 ラジャスタン州の電力インフラの現状と課題.....	3 - 7
3.2.1 ラジャスタン州の電力部門.....	3 - 7
3.2.2 ラジャスタン州の電力政策.....	3 - 7
3.2.3 ラジャスタン州の電力需給見通し.....	3 - 9
3.2.4 ラジャスタン州の電力インフラの現状と課題.....	3 - 13

3.2.5	ラジャスタン州での新規発電の可能性	3 - 20
3.2.6	ラジャスタン州の電力料金	3 - 22
3.3	ラジャスタン州ニムラナ工業団地の電力事情と課題	3 - 32
3.3.1	ニムラナ工業団地の電力設備	3 - 32
3.3.2	ニムラナ工業団地のヒアリング調査	3 - 35
3.3.3	電力インフラの課題と改善状況	3 - 37
3.4	電力セクターマスタープランとインフラ事業実施に関わる法制度	3 - 39
3.4.1	電気事業の法制度	3 - 39
3.4.2	インフラ事業実施に関わる法制度（社会経済）	3 - 40
3.4.3	環境社会配慮	3 - 42
3.5	本邦企業の進出状況、進出・投資見込み	3 - 49
3.5.1	日系企業のインド国進出状況	3 - 49
3.5.2	インド国への投資状況	3 - 53
3.5.3	DMIC 構想による日本企業の進出	3 - 53

#### 第4章 案件形成と本邦技術の適用

4.1	案件形成の可能性	4 - 1
4.1.1	対象地域	4 - 1
4.1.2	課題	4 - 4
4.1.3	対策の全体計画	4 - 7
4.2	本邦技術の適用可能性	4 - 9
4.3	案件の絞り込み	4 - 17
4.3.1	案件の絞り込み	4 - 17
4.3.2	提案プロジェクト	4 - 18

#### 第5章 協力候補案件

5.1	事業計画案	5 - 1
5.1.1	概要	5 - 1
5.1.2	事業概要	5 - 2
5.1.3	工事費	5 - 9
5.1.4	事業実施スケジュール	5 - 11
5.1.5	事業実施体制（対象州の政府、実施機関の組織、技術、財政面の分析）	5 - 12
5.1.6	事業運営体制（運営サービス、ファイナンス案、事業権に対する対応案）	5 - 12
5.1.7	環境・社会配慮面	5 - 12
5.1.8	他機関との連携（民間企業、ドナー、NGO、大学、自治体等）	5 - 12
5.1.9	事業効果の確認（定量、定性効果、効果指標）	5 - 12
5.1.10	本邦への裨益効果	5 - 13
5.1.11	本事業の意義・必要性・緊急性	5 - 13
5.1.12	適用可能な本邦技術	5 - 13
5.1.13	技術協力	5 - 15
5.1.14	インド国政府との協議結果	5 - 17
5.1.15	事業の進め方	5 - 17



5.2	追加事業内容.....	5 - 18
5.2.1	事業内容.....	5 - 18
5.2.2	工事費.....	5 - 19
5.2.3	事業実施スケジュール.....	5 - 19
5.2.4	事業効果の確認.....	5 - 20
5.2.5	本事業の意義・必要性・緊急性.....	5 - 20
5.2.6	適用可能な本邦技術.....	5 - 20
5.2.7	技術協力.....	5 - 21
5.2.8	事業の進め方.....	5 - 21

## 第6章 事業費および経済財務分析

6.1	基本条件.....	6 - 1
6.2	事業費.....	6 - 4
6.3	経済財務分析.....	6 - 6
6.3.1	借入および支出計画.....	6 - 6
6.3.2	便益.....	6 - 12
6.3.3	経済分析.....	6 - 21
6.3.4	財務分析.....	6 - 23
6.4	経済財務分析結果の総括.....	6 - 28

## 第7章 環境社会配慮

7.1	環境社会配慮の必要性.....	7 - 1
7.2	事業の概要.....	7 - 2
7.3	プロジェクトを取り巻く環境.....	7 - 4
7.3.1	自然環境.....	7 - 4
7.3.2	社会環境.....	7 - 5
7.4	スクリーニングおよびカテゴリ分類.....	7 - 7
7.4.1	JICA ガイドラインのカテゴリ分類.....	7 - 7
7.4.2	本事業のカテゴリ分類.....	7 - 7

## 第8章 結論と提言

8.1	結論.....	8 - 1
8.2	提言.....	8 - 3

## 添付資料

- 添付資料 1 関係者リスト
- 添付資料 2 現地調査 面談記録
- 添付資料 3 収集資料リスト

## 図表リスト

図 1.4-1	調査全体の流れ .....	1 - 7
図 1.4-2	業務実施フロー .....	1 - 8
図 2.1-1	インド国の一次エネルギー供給量の見通し.....	2 - 1
図 2.1-2	インド国の発電電力量の見通し.....	2 - 2
図 2.1-3	電力セクター組織概要 .....	2 - 4
図 2.1-4	電力供給体制の概要 .....	2 - 5
図 2.1-5	インド国の送電網 .....	2 - 6
図 2.2-1	ピーク電力 .....	2 - 9
図 2.2-2	発電電力量 .....	2 - 10
図 2.2-3	石炭火力発電効率比較 .....	2 - 10
図 2.2-4	日本とインド国の所内率の比較.....	2 - 11
図 2.2-5	送配電損失の比較 .....	2 - 12
図 3.1-1	DMIC の対象地域.....	3 - 1
図 3.1-2	アーリーバード・プロジェクト.....	3 - 2
図 3.2-1	セクター別の電力使用量の割合（2007） .....	3 - 10
図 3.2-2	ラジャスタン州電力系統図 .....	3 - 17
図 3.2-3	JVVN の電力販売額の割合（2009/10） .....	3 - 27
図 3.3-1	ニムラナ工業団地 .....	3 - 32
図 3.3-2	セクター別の電力使用量の割合.....	3 - 33
図 3.4-1	インド国中央政府の電力関係法令、政策の体系.....	3 - 39
図 3.4-2	EC 申請プロセス .....	3 - 43
図 3.5-1	インド国における日系企業拠点数と進出企業数の変化.....	3 - 50
図 3.5-2	インド国各州における日系企業数.....	3 - 50
図 3.5-3	対インド国直接投資（資産）残高.....	3 - 53
図 4.1-1	案件形成の対象地域の選定 .....	4 - 1
図 4.1-2	シャジャンプール開発地域の現況.....	4 - 2
図 4.1-3	T 社の配電受電実績.....	4 - 5
図 4.1-4	電力供給の課題と対策案の分析.....	4 - 6
図 4.1-5	対策と案件形成 .....	4 - 8
図 4.3-1	シャジャンプール開発地域図.....	4 - 19
図 4.3-2	NIC の負荷に供給する配電システムの構成.....	4 - 20
図 4.3-3	配電自動運用システムイメージ図.....	4 - 20
図 5.1-1	シャジャンプール開発地域図.....	5 - 5
図 5.1-2	ニムラナ工業団地内の 33kV 配電ネットワーク新増設の基本構成.....	5 - 7
図 5.1-3	樹枝状とπループネットワークの構成 .....	5 - 9
図 6.1-1(1)	為替レート（US\$ vs JPY） .....	6 - 1
図 6.1-1(2)	為替レート（JPY vs INR） .....	6 - 1

図 6.1-1(3)	為替レート (US\$ vs INR) .....	6 - 2
図 6.3-1	シャジャンプール開発地域内の工業団地位置図.....	6 - 14
図 7.2-1	シャジャンプール開発地域図.....	7 - 3
図 7.4-1	NIC の道路.....	7 - 9
図 7.4-2	NIC の区画.....	7 - 9
表 1.5-1	第 1 次現地調査 .....	1 - 9
表 1.5-2	第 2 次現地調査 .....	1 - 9
表 2.1-1	インド国州別発電電力量の推移 (電気事業者) .....	2 - 7
表 2.1-2	インド国の主な州の販売電力量の推移.....	2 - 8
表 2.2-1	インド国の技術的・商業的損失の推移.....	2 - 12
表 2.2-2	インド国の部門別電力料金の最高・最低比較.....	2 - 13
表 2.2-3	MOP の基本戦略.....	2 - 14
表 2.3-1	JICA の電力分野に対する事業概要 .....	2 - 16
表 3.2-1	ラジャスタン州のセクター別の電力使用量 (2005-2007) .....	3 - 10
表 3.2-2	ラジャスタン州内での電源別発電 (連邦政府発電事業を含む) .....	3 - 11
表 3.2-3	ラジャスタン州電力需給バランスの見通し.....	3 - 12
表 3.2-4	ラジャスタン州発電所容量 (RVPN 連系 2011 年 6 月) .....	3 - 13
表 3.2-5	ラジャスタン州における電力品質指標 (2010/11) .....	3 - 18
表 3.2-6	JVVN の電気料金 .....	3 - 24
表 3.2-7	JVVN の財務状況 .....	3 - 25
表 3.2-8	JVVN の電力販売額内訳 .....	3 - 26
表 3.2-9	JVVN が電力購入に要した費用 .....	3 - 27
表 3.2-10	RVUN の電力販売料金 .....	3 - 28
表 3.2-11	インド国各州の電力料金.....	3 - 29
表 3.2-12	IEA 加盟国の電気料金.....	3 - 30
表 3.3-1	アルワール地区のセクター別の電力使用量 (2005-2007) .....	3 - 33
表 3.3-2	ニムラナ工業団地の送変電設備の概要.....	3 - 34
表 3.3-3	ヒアリング結果 (T 社) .....	3 - 35
表 3.3-4	ヒアリング結果 (H 社) .....	3 - 36
表 3.4-1	発電事業のカテゴリ分類.....	3 - 44
表 3.4-2	工業団地のカテゴリ分類.....	3 - 44
表 3.5-1	インド国における拠点別の日系企業.....	3 - 51
表 3.5-2	ラジャスタン州への日系進出企業.....	3 - 52
表 3.5-3	ラジャスタン州のアーリーバード・プロジェクト .....	3 - 54
表 4.1-1	シャジャンプール開発地域の工業団地.....	4 - 3
表 4.1-2	全体目標 .....	4 - 7
表 4.2-1	本邦技術の適用性検討.....	4 - 13
表 4.2-2	優位性があり適用可能な本邦技術.....	4 - 15
表 4.3-1	案件の絞り込み .....	4 - 17

表 4.3-2	提案するプロジェクト	4 - 18
表 5.1-1	ベーススキーム案件表	5 - 3
表 5.1-2	6 工業団地の開発優先順位	5 - 6
表 5.1-3	樹枝状とループネットワークの比較表	5 - 8
表 5.1-4	33kV 配電設備整備プロジェクト工事費 (ニムラナ工業団地)	5 - 10
表 5.1-5	工事費	5 - 11
表 5.1-6	事業実施スケジュール	5 - 11
表 5.1-7	目標と指標	5 - 13
表 5.2-1	追加事業 (スキーム) 案	5 - 18
表 6.1-1	消費者物価指数 (Industrial Workers: General Index)	6 - 2
表 6.2-1	事業費	6 - 5
表 6.3-1	円借款供与条件表	6 - 6
表 6.3-2	融資条件	6 - 7
表 6.3-3	事業費総括表	6 - 8
表 6.3-4	支出割合	6 - 9
表 6.3-5	支出計画	6 - 10
表 6.3-6	事業費内訳	6 - 12
表 6.3-7	シャジャンプール開発地域内工業団地の概況	6 - 13
表 6.3-8	電力使用量	6 - 15
表 6.3-9	シャジャンプール開発地域内の電力使用量の推定	6 - 16
表 6.3-10	ニムラナ工業団地内企業の停電実績 (2011.3.15-2011.7.12)	6 - 17
表 6.3-11	本プロジェクトによる経済上の年平均便益	6 - 19
表 6.3-12	本プロジェクトによる財務上の年平均便益	6 - 20
表 6.3-13	経済分析の条件	6 - 21
表 6.3-14	経済分析	6 - 22
表 6.3-15	財務指標と評価基準	6 - 23
表 6.3-16	財務分析の条件	6 - 24
表 6.3-17	JVVN の電気料金の推移 (大規模工業)	6 - 25
表 6.3-18	財務分析結果総括表	6 - 25
表 6.3-19	財務分析計算シート (損益計算書)	6 - 26
表 6.3-20	財務分析計算シート (財務分析)	6 - 27
表 7.2-1	事業概要	7 - 2
表 7.3-1	ラジャスタン州の国立公園	7 - 5
表 7.4-1	環境社会配慮ガイドラインにおけるカテゴリ分類	7 - 7
表 7.4-2	33kV 配電線新設事業のスコーピング	7 - 8
表 8.1-1	提案プロジェクトの概算工事費と建設期間	8 - 2

## 略 語 集

AC	Alternate Current	交流
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AfD	French Agency for Development	フランス開発局
AG&SP	Accelerated Generation and Supply Programme	電力供給加速プログラム
APDRP	Accelerated Power Development and Reforms Programme	電力開発・構造改革加速プログラム
AT&C Losses	Aggregate Technical and Commercial Losses	技術的・商業的損失
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧制御装置
AVVN	Ajmer Vidyut Vitran Nigam Ltd.	アジメール地区配電会社
B/C	Benefit / Cost	費用便益比
BHEL	Bharat Heavy Electricals Ltd.	バーラト重電公社
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CPCB	The Central Pollution Control Board	中央公害規制委員会
CPI	Consumers Price Index	消費者物価指数
DC	Direct Current	直流
DEG	Diesel Engine Generator	ディーゼルエンジン発電機
DFID	Department for International Development	国際開発局
DMIC	Delhi-Mumbai Industrial Corridor	デリー・ムンバイ間産業大動脈
DMIDC	Delhi Mumbai Industrial Corridor and Development Corporation	デリー・ムンバイ産業大動脈開発公社
DOE	Department of Energy	ラジャスタン州電力局
DSCR	Debt Service Converge Ration	債務返済指数
DSM	Demand Side Management	需要側管理
EAC	Expert Appraisal Committee	環境専門評価委員会
EC	Environment Clearance	環境クリアランス
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済上の内部収益率
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
ESCO	Energy Service Company	エネルギー事業会社
EU	European Union	欧州連合
F/C	Foreign Currency	外貨
F/S	Feasibility Study	可能性調査
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務上の内部収益率
FY	Fiscal Year	会計年度
GAIL	Gas Authority of India Ltd.	インド・ガス公社
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GNI	Gross National Income	国民総所得
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行
IDA	International Development Association	国際開発協会
IDC	Interest During Construction	建設期間中の利子
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEEE	The Institute of Electrical and Electronic Engineers	電気電子学会
IOCL	Indian Oil Corporation Limited	インド国営石油会社
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
JBIC	Japan Bank for International Corporation	国際協力銀行

JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JoVVN	Jodhpur Vidyut Vitran Nigam Ltd.	ジャドプール地区配電会社
JVVN	Jaipur Vidyut Vitran Nigam Ltd.	ジャイプール地区配電会社
L/C	Local Currency	内貨
LM	Life Extension Programme	寿命延命プログラム
MOEF	Ministry of Environment and Forest	環境森林省
MOF	Ministry of Finance	財務省
MOP	Ministry of Power	電力省
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
NIC	Neemrana Industrial Complex	ニムラナ工業団地
NTPC	National Thermal Power Corporation Ltd.	インド国営火力発電公社
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OECD	The Organisation for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation	石油・天然ガス公社
PPP	Public Private Partnership	官民パートナーシップ
R&M	Renovation & Modernization Programme	近代化プログラム
RAPP	Rajasthan Atomic Power Project	ラジャスタン原子力発電プロジェクト
RIICO	Rajasthan State Industrial Development & Investment Corporation Ltd.	ラジャスタン州産業開発投資会社
ROE	Return of Equity	株式資本利益率
RVPN	Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd.	ラジャスタン州送電会社
RVUN	Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd.	ラジャスタン州発電会社
S/S	Substation	変電所
SEAC	The Statement Expert Appraisal Committee	州政府専門評価委員会
SEIAA	The State Environment Impact Assessment Authority	州政府環境影響評価当局
SPCB	The Statement Pollution Control Board	州政府公害規制委員会
SPS	Special Protection Scheme	特別保護計画
TOR	Terms of Reference	調査事項(環境評価)
UPS	Uninterruptible Power Supply	無停電電源装置
USAID	United States Agency for International Development	アメリカ合衆国国際開発庁
WACC	Weighted Average Cost of Capital	資本加重平均費用
WB	World Bank	世界銀行
WHmeter	Watt-hour meter	電力計

## 単 位

%	Percentage	パーセンテージ
A	Ampere	アンペア(電圧)
cct	Circuit	電力回線
db	Decibel	デシベル
GW	Gigawatt (=1,000 MW = 1,000,000 kW)	ギガワット
GWh	Gigawatt - hour (=1,000 MWh = 1,000,000 kWh)	ギガワットアワー
HP	Horse Power	馬力
Hrs	Hours	時間
Hz	Hertz	ヘルツ(周波数)
INR	Indian Rupee	インドルピー
JPY/JPN Yen	Japanese Yen	日本円
km	Kilo-meter	キロメートル
km <sup>2</sup>	Square kilometer	平方キロメートル
kV	Kilo Volt	キロボルト
kVA	Kilo Volt Ampere	キロボルトアンペア
kW	kilowatt	キロワット
kWh	Kilowatt - hour	キロワットアワー
m	Meter	メートル
mm	Millimeter	ミリメートル
Mtoe	Million tonne of oil equivalent	百万石油換算トン
MVA	Mega Volt Ampere (= 1,000 kVA)	メガボルトアンペア
MW	Megawatt (= 1,000 kW)	メガワット
MWh	Megawatt - hour (= 1,000 kWh)	メガワットアワー
Nos	Numbers	回
sq	Square millimeter	平方ミリメーター
TWh	Terawatt - hour (=10 <sup>9</sup> kWh)	テラワットアワー
US\$	United States Dollar	アメリカドル
V	Volt	ボルト(電圧)





# 第1章

## 序論



## 第1章 序 論

### 1.1 調査の背景

インド国では、近年の急速な経済成長（2010年度で8.6%の成長率）に伴い、主要都市周辺における電力、上下水、都市交通等のインフラ整備の需要が急速に高まりつつある。インド国政府は、第12次5ヵ年計画期間内（2012-2017）に年間成長率10%を維持するためには、民間資金を含め約1兆US\$規模のインフラ投資の必要性を示しているが、政治上の意思決定や複雑な制度面などの問題から依然としてインフラ整備の遅れが生じている。

電力セクターに関しては、伸び続ける需要に対し安定かつ十分な電力供給を確保すべく、独立行政法人 国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）でも対インド国支援における主要セクターとして、発送配電の分野で累計約1兆円規模のODA支援を行ってきている。今後も同様の支援を継続させ、並行して新・再生可能エネルギーや省エネルギー分野など気候変動対策への寄与も考慮した技術や経験を活かした協力事業を展開していく予定である。

しかしながら、インド国では前述のようなインフラ整備の遅れにより、現在もなお深刻な電力不足に直面している。このため、公共電力は停電が頻発し、電圧も不安定であるため、インド国進出日系製造企業の多くが、ディーゼル自家発電機を設置し、割高な電力コストを負担して電力を賄っているという問題がある。

我が国とインド国の経済関係では、2006年に日印首脳間でデリー・ムンバイ間産業大動脈（DMIC：Delih-Mumbai Industrial Corridor）構想に合意して以来、デリー・ムンバイ高速貨物専用鉄道の敷設への円借款の供与に始まり、両国政府による同地域周辺インフラへの民間の進出及び投資促進による周辺インフラの整備が重点的に進められている。2009年12月にはデリー・ムンバイ産業大動脈開発公社（DMIDC：Delih-Mumbai Industrial Corridor and Development Corporation）、日本貿易振興機構（JETRO：Japan External Trade Organiztaion）及び関係する日本企業との間で同構想の推進に係る4件の「スマートコミュニティ及びエコ・フレンドリー・タウンシップ」のF/Sに関する覚書が締結され、電力、上下水、都市交通等のセクター横断的な都市インフラ環境の整備改善に向けた事業化の検討がなされているが、今後も同地域にはその経済基盤を支える為の都市のインフラ環境の整備・改善の観点から電力供給の安定的な確保が必要不可欠である。

## 1.2 調査の目的

本調査は、インド国内において今後の経済成長、それに伴う大きな電力需要が見込まれる DMIC 地域（デリー準州、ウッタル・プラデーシュ州、ハリヤナ州、グジャラート州、ラジャスタン州、マディヤ・プラデーシュ州、マハーラーシュトラ州）の都市部のいずれか、または横断的な地域を対象とし、発電（電源問わず）、送変電、配電、省エネ等の電力インフラの状況、資金調達の方法及び、気候変動対策への寄与も含めた適応可能な本邦技術について今後の JICA の協力案件形成に資するために行うものである。具体的には、次の 1) ～3) の事項について調査を行う。

- 1) 当該都市・地域における電力インフラ環境（マスタープラン等の上流計画、法制度）について関係機関に対する情報収集及びレビューを行い、その必要性、緊急性を考慮した上で、本調査で検討すべき課題を抽出する。
- 2) 上記 1) で抽出した課題を改善すべく、協力事業の案件形成に適用可能な本邦技術（製品、技術、経験等）について提案する（その特徴、長所、短所、方法、留意点、類似製品・技術との比較優位性等についても整理すること）。
- 3) 上記 2) において提案された本邦技術の内容、および関係機関からのヒアリング結果を考慮し、対象都市・地域において実施可能な協力事業について具体的に提案する。

### 1.3 調査の基本方針

**(1) 本邦企業の進出が見込まれる地域であり、対象地域の電力インフラ環境改善に寄与するのに適した地域を対象地域として選定する。**

本調査の対象地域は、インド国 DMIC 関連州・地域の都市部（デリー準州、ウッタル・プラデーシュ州、ハリヤナ州、ラジャスタン州、マディヤ・プラデーシュ州、マハーラーシュトラ州）である。

本調査は、業務実施期間が約5ヶ月と限られていること、インド国は各州がそれぞれの電力方針をもって電力インフラ整備を行っていることから調査実施前に対象地域を絞り込んでおく必要がある。

ここでは、以下の理由よりラジャスタン州のニムラナ工業団地周辺地域を対象地域とする。

**① 本邦企業の進出が見込まれる地域である**

- ーラジャスタン州のニムラナ工業団地は DMIC の投資推奨地域に指定されている。
- ーニムラナ工業団地は、デリーからナバシェバ港に至る国道 8 号線に面しており（デリーから約 120 km）、立地条件が良く、日本からの投資を呼び込める。
- ーニムラナ工業団地は、インド国初の日本企業専用工業団地として注目を集めており、既に 20 社以上の日本企業が工場進出を決定している。

**② 電力インフラ環境の改善が必要な地域である。**

- ーインド国は、恒常的な電力不足に陥っており、2006 年 2 月時点では電力供給 5,280 億 kWh に対し、電力需要は 5,750 億 kWh と電力不足は 470 億 kWh (8.3%) であった。ニムラナ地区でも毎月数回の停電が予告無しに発生している。
- ーラジャスタン州の電力予備率は、望ましい予備率 25-35%を大きく下回っており、5%程度である。
- ーラジャスタン州は、ニムラナ地区以外にも多くの工業団地を誘致しており、電力の安定供給が大きな課題となっている。

（出典：JETRO/経産省 H18）

インド国における電力系統は、広大な供給エリアを有し、その基幹系統は 500 kV/275 kV 交流系統及び 500 kV 直流系統で構成されている。しかしながら、今後国民の社会生活の向上や工業化に伴う急速な電力需要増大に対応するため、電力系統の増強が計画されている。

DMIC 地域では、インド国内でも流通・企業インフラが充実しており、日本企業の進出による今後の更なる発展が期待されている。ニムラナ工業団地もこのような日本企業が進出している地域であるが、現状は電力供給品質が悪く、当社も参画している部分的な電力供給品質向上プロジェクトが進捗している。この一方で、既存の発電施設からの電力供給品質向上が期待される場所である。効率的な系統構築に向け、日本の系統安定化技術導入を視野に入れ、需要サイドから要望される電力品質レベルを満足する系統構築を目指した

案件を形成する必要がある。

**(2) 案件形成では、官民連携を基本とし、電力インフラ環境改善に資するそれぞれの役割・位置付けを明確にする。**

電力インフラ環境改善では、『電力の量に対する改善（設備形成）』と『電力の品質に対する改善』の 2 つのアプローチがある。

ラジャスタン州の増大する電力需要を満たし、州の経済成長を支えるために、ラジャスタン州政府は民間による発電投資を促進する政策決定がなされており、出力 125 MW 以上の火力発電プロジェクトで、発電量の 50%以上を同州に供給する場合には、その発電会社に免税、優先的な水利用などの便宜を供与している。

このような背景の下、日本国では共同企業体を結成し、ニムラナ工業団地を対象としたスマートコミュニティ構築（電力・水処理・物流 IT）のための調査を開始した。したがって、電力の量に対する改善は、民間投資を基本とする。

しかしながら、発電所が建設されるまで時間がかかること、安定した電力供給のためには既存グリッドからの電力供給も必要となること、局所的な地域を対象に建設された発電所が停止した場合にはグリッドからの供給が必要となることから、ラジャスタン州の電力の品質の向上が必要となる。日本企業の電力投資、工業団地へのさらなる投資を活性化し、日本企業の安定した経済活動を支えるためには、電力の品質の向上が必須である。この電力の品質の改善について、民間企業が実施することは困難であり、ODA の投入によって実施することが望ましいと考える。

**(3) 将来展開や本邦技術の売り込みを考慮し、現地のニーズに合致した持続可能な本邦技術を選定する。**

本邦は、技術面（ハード、ソフト）、財政面、耐久性、維持管理面から、電力の質の改善に対する技術を多く有している。

現地では、電力安定供給のためには電力システムの改善が必要であり、次のような本邦技術が適用できると考える。

- ・ 電力システムの短絡容量抑制対策
- ・ 電力システムの安定度向上対策
- ・ 電力システムの電圧不安定対策

本邦技術の適用においては、事業目標を設定し、目標達成な本邦技術を複数、提案する。それらの技術の組み合わせから、技術的特徴、優位性などを比較し、インド国に適した本邦技術活用プロジェクト案とする。

**(4) 案件の持続可能性を詳細に評価し、ODA 援助スキーム(円借款、技術協力、専門家派遣)を有効に活用できる案件を提案する。**

電力の質の改善は、政策支援、設備投資、技術支援、研修・教育などの協力が密接に連携し、その事業効果が最大限に発揮、継続、展開されていくものと考えられる。

このため、上述した根幹となる案件について、現地への適用性、効果、財政、維持管理、設備更新、技術的伝達などを詳細に検討し、根幹となる案件の持続可能性を確保するために必要な支援について検討する。ここでは、我が国の ODA 援助スキームを活用し、枠組みの中で必要な支援を行う。想定される支援は、技術協力や専門家派遣による運用支援、教育、能力向上などのソフト面の支援で、インド国の自助努力を支援するものと位置付ける。

## 1.4 業務実施の方法

本調査全体の流れを図 1.4-1 に、具体的な業務実施フローを図 1.4-2 に示す。

図 1.4-1 に示すとおり、国内作業で関係各所との協議・意見交換を踏まえ、案件の具体案を作成（第 1 次国内作業および第 2 次国内作業）し、現地調査で情報収集・分析と実現可能性を検討（第 1 次現地調査および第 2 次現地調査）する。したがって、調査が進むに連れて、案件がより具体化していくこととなる。

本調査は、2011 年 7 月上旬に開始し、3 回の国内作業と 2 回の現地調査を経て、2011 年 11 月中旬に完了した。



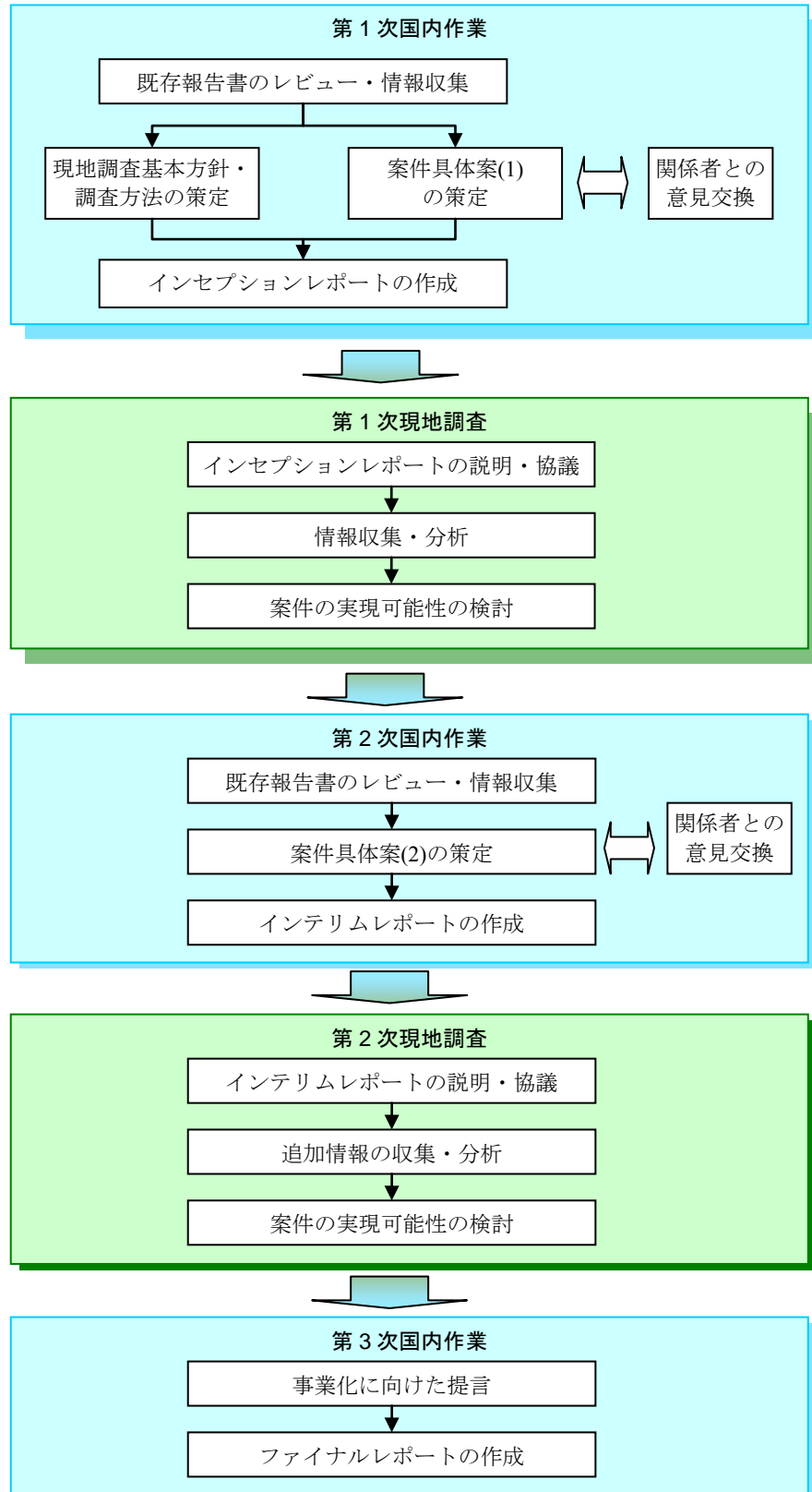


図 1.4-1 調査全体の流れ

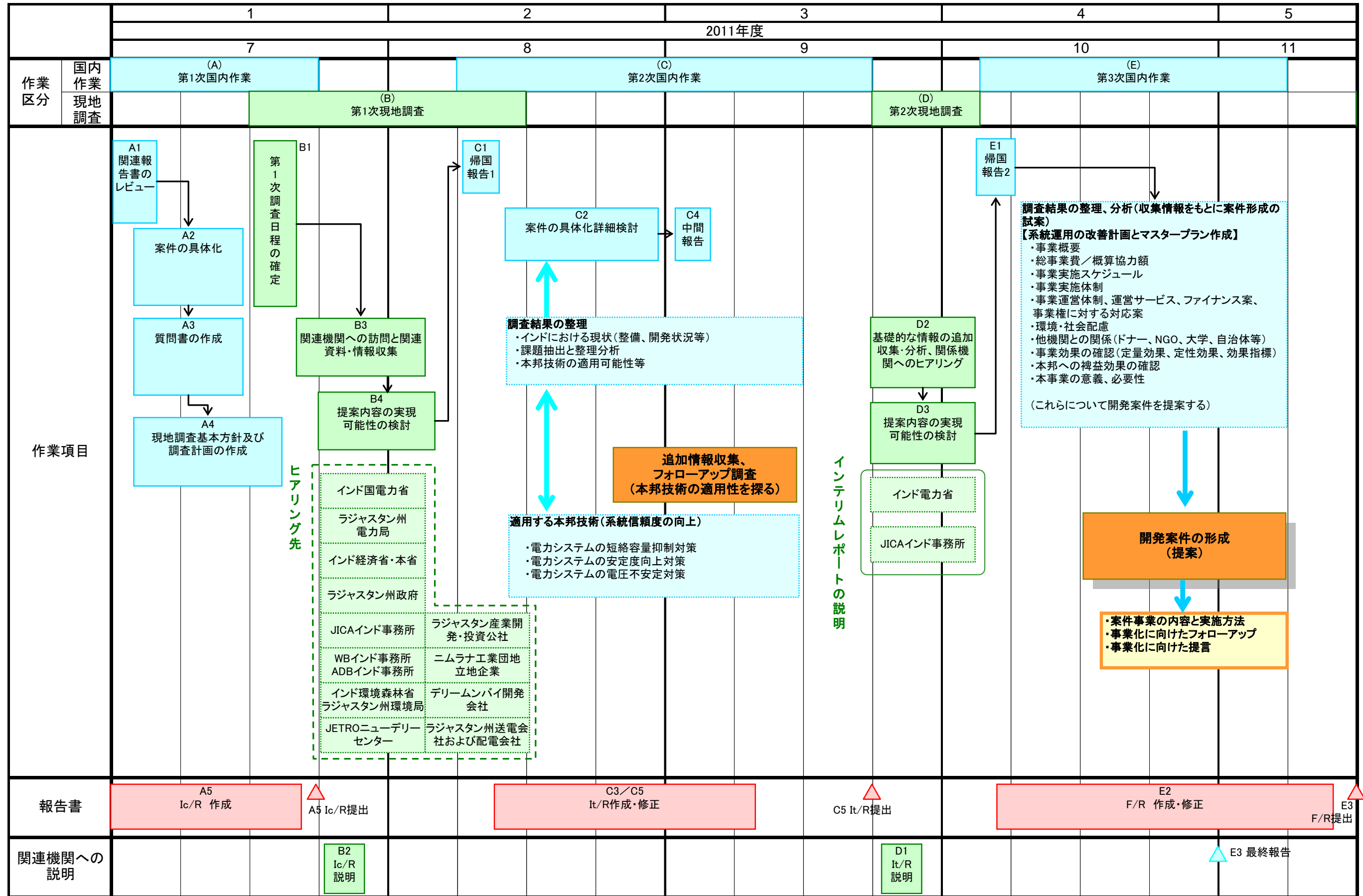


図 1.4-2 業務実施フロー

## 1.5 現地調査

本調査では、2011年7月17日～8月13日と2011年10月9日～10月19日の2度に渡って現地調査を実施した。現地調査の団員と日程を以下に示す。

**表 1.5-1 第1次現地調査**

担 当	氏 名	現地調査工程		
		入国	出国	日数
総括／事業計画	山岡 暁	7月17日	8月 5日	20
電力分野の本邦技術適用	田中 愁佳夫	7月17日	8月 3日	17
電力案件形成	白石 高生	7月17日	8月 5日	20
環境社会配慮	柴田 翔	7月25日	8月13日	20
財務分析	丸岡 巧	7月25日	8月13日	20

**表 1.5-2 第2次現地調査**

担 当	氏 名	現地調査工程		
		入国	帰国	日数
総括／事業計画	山岡 暁	10月9日	10月19日	11
電力分野の本邦技術適用	田中 愁佳夫	10月9日	10月19日	11
電力案件形成	白石 高生	10月9日	10月19日	11
環境社会配慮	柴田 翔	10月9日	10月19日	11
財務分析	丸岡 巧	10月9日	10月19日	11



## 第2章

# インド国の電力分野の現状と動向



## 第2章 インド国の電力分野の現状と動向

### 2.1 電力セクターの基本情報

#### 2.1.1 一次エネルギーおよび発電電力量の見通し

##### (1) 一次エネルギー供給量の見通し

図 2.1-1 に、2035 年までのインド国の一次エネルギー供給量の見通しを示す。

インド国の一次エネルギー供給量は 2008 年に 620 百万石油換算トン (Mtoe) であったものが、2035 年には年平均 3.1% 増加して 1,405 Mtoe に達する見通しである。エネルギー源別に 2008 年から 2035 年までの年平均伸び率をみると、石炭 2.8%、石油 3.4%、天然ガス 5.4%、原子力 9.8%、水力 4.7%、薪や牛糞といった可燃性バイオマス 1.2% となり、天然ガスと原子力の伸び率が高い。

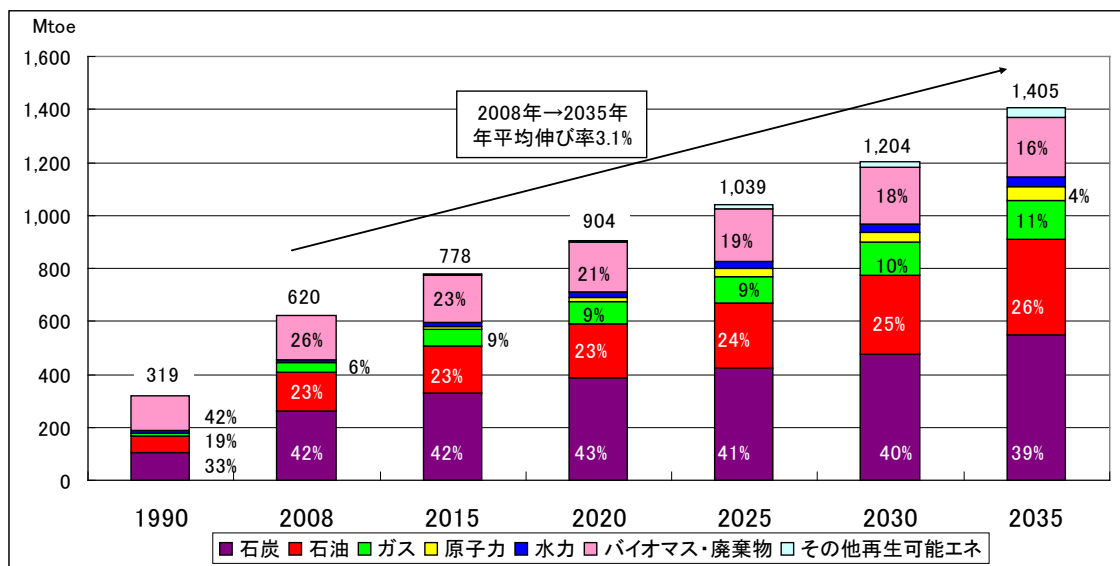


図 2.1-1 インド国の一次エネルギー供給量の見通し

(出典：IEA (International Energy Agency：国際エネルギー機関) 「World Energy Outlook 2010」)

2008 年のエネルギー源別シェアをみると、石炭 42%、石油 23%、天然ガス 6%、原子力 1%、水力 2%、薪や牛糞などの可燃性バイオマスのシェア 26%であった。インド国の特徴として依然として可燃性バイオマスのシェアが高いことが挙げられる。

2035 年のエネルギー源別シェアをみると、石炭 39%、石油 26%、天然ガス 11%、原子力 4%、水力 2%、可燃性バイオマス 16%となっている。インド国は国内に石炭資源が豊富なため 2035 年においても石炭が大きなシェアを占める見通しである。

(2) 発電電力量の見通し

図 2.1-2 に、2035 年までのインド国の発電電力量の見通しを示す。

インド国の発電電力量は 2008 年に 830 TWh であったものが、2035 年には年平均 5.0% 増加して 3,106 TWh に達する見込みである。電源別に 2008 年から 2035 年までの年平均伸び率をみると、石炭 3.9%、天然ガス 6.5%、原子力 9.9%、水力 4.8%、バイオマス・廃棄物 16.3%、風力その他 12.0% となり、天然ガス、原子力および再生可能エネルギーの伸び率が高い。

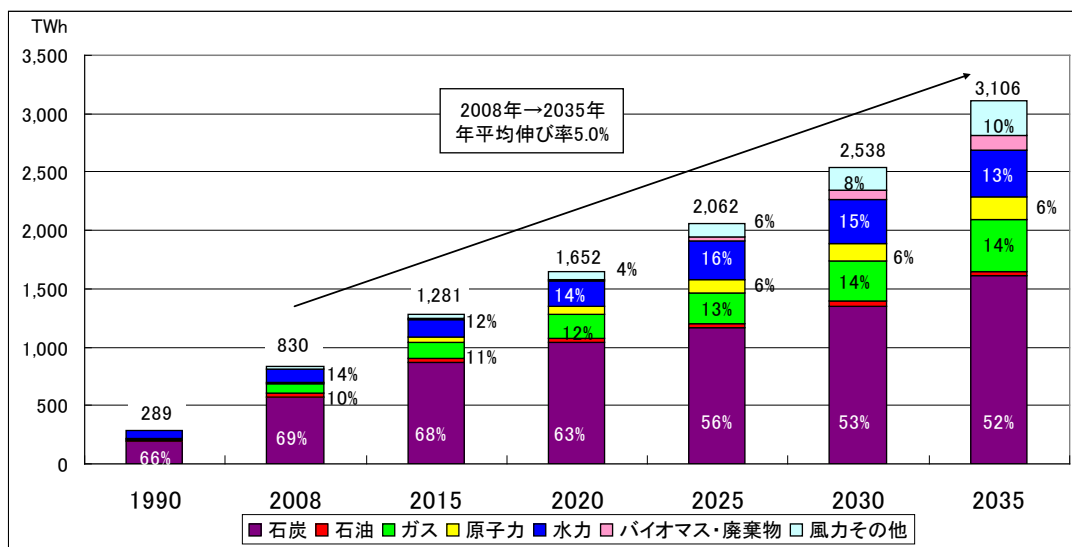


図 2.1-2 インド国の発電電力量の見通し

(出典： IEA 「World Energy Outlook 2010」)

2008 年の電源別の発電電力量シェアをみると、石炭が 69% と圧倒的に高い。その他の電源は石油 4%、天然ガス 10%、原子力 2%、水力 13%、風力・太陽光その他 2% であった。

2035 年電源別のシェアをみると、石炭が 52% と依然として最も多く利用されるが、天然ガス 14%、原子力 6%、バイオマス 4%、風力・太陽光その他が 10% にそれぞれ拡大する見込みである。逆に、水力は横ばいの 13%、石油は 1% に減少する見通しである。

このように発電分野では、石炭を主軸としつつも、天然ガスや原子力、再生可能エネルギーへと電源の多様化が進むことが見込まれている。ただし、発電用石炭需要の急増に国内生産が追いついておらず、石炭供給の輸入依存度は拡大する傾向にある。沿海部に立地する石炭火力では、国外から石炭を輸入することも行われている。また、天然ガスも国内で産出するが国内需要を満たすに至らず、LNG の輸入が増えている。天然ガスの供給が不足する傾向にあるため、現在は用途に優先順位を設けている。即ち、天然ガスは発電用と肥料製造用を優先的に供給するとのものである。



## 2.1.2 インド国の電力産業体制

### (1) 概要

インド国ではエネルギーを管轄する省庁が5つに別れており、電力部門は電力省(MOP: Ministry of Power)が管轄している。従来、インド国の電力事業は連邦政府と州政府によって担われていたが、1991年から民間資本参入が認められた。民間企業は、取得するライセンスの種類によって、①発電して配電を行う会社、②発電および電力を購入して配電を行う会社、③電力を購入して配電を行う会社、に分けられている。

連邦政府、州政府、民間の役割分担は、以下のとおりである。

部門	連邦政府	州政府	民間
発電	大規模火力 大規模水力 原子力	中規模火力 中規模水力	○
送電	○	○	—
配電	—	○	○

インド国電力セクターの特徴として以下の点が挙げられる。

- ① インド国は連邦国家であり、連邦政府、州政府双方に電力事業がある。
- ② 州電力事業の体制は、発電から配電まで垂直統合されている州もあれば、アンバンドリングがなされている州もあり、複雑である。
- ③ 配電部門は主に州政府によって担われている。
- ④ 発電の主燃料は石炭であり、国内炭は主に鉄道によって長距離輸送されている。

### (2) 電気事業の体制

インド国の電気事業の担い手は、中央セクター、州セクター、民間セクターに分かれている。電気事業は中央政府と州の共同管轄事項であり、それに民間事業者が加わる。

役割分担としては、中央および州政府機関が政策立案、事業規制、監督を行い、中央、州、および民間の電気事業者が電気事業を営んでいる。

電力セクター組織と電力供給体制の概要について図 2.1-3、図 2.1-4 に示す。

#### 1) 中央電力セクター

中央政府の電力関連組織としては、長期計画を策定する「国家計画委員会」、規制機関である「中央電力規制委員会」、電力セクターを統括する「MOP」のほか、「原子

力委員会」、「再生可能エネルギー省」などがある。

2) 州セクター

州レベルでの電力関連組織としては、「州電力規制委員会」、「州電力局」、「州発電会社」、「州送電会社」、「州配電会社」および「地方公営会社」がある。

3) 民間業者

民間事業者としては、タタ電力会社、リライアンス・エナジー社、トレント・パワー社、カルカット電力会社などが代表的なものである。このほか、外国資本として、中華電力有限公司や丸紅などがある。

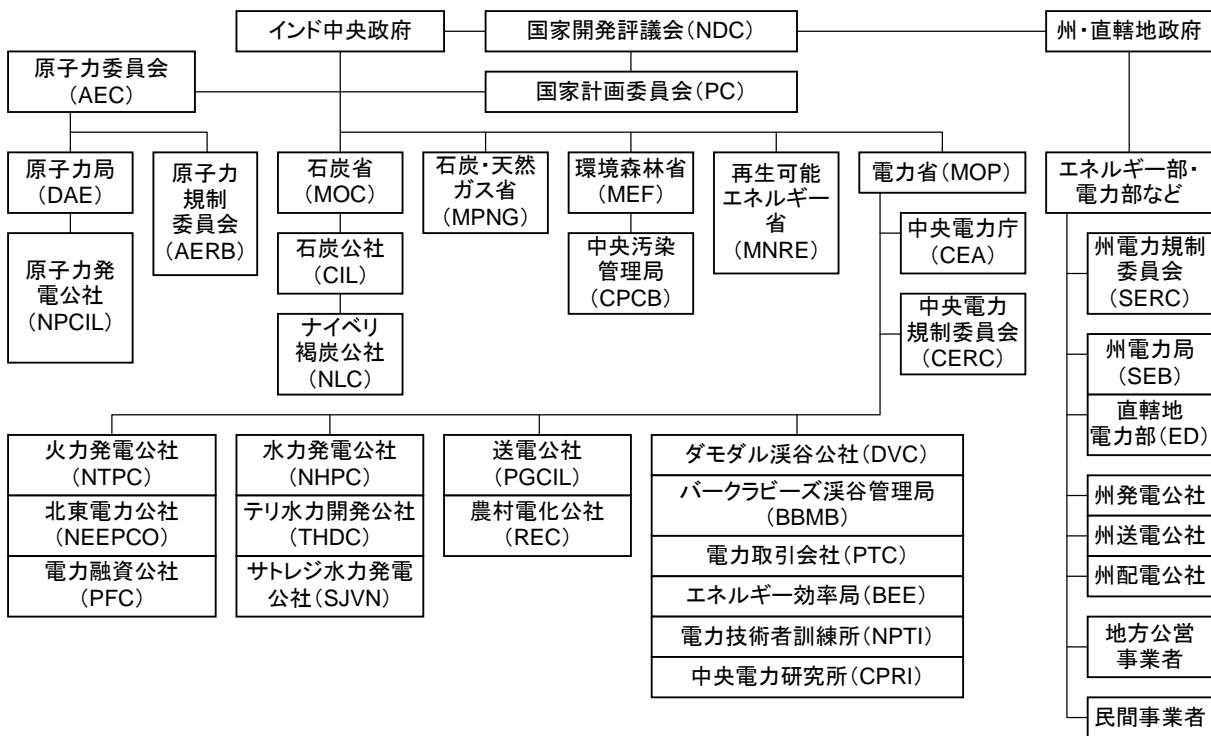


図 2.1-3 電力セクター組織概要

(出典：海外電力調査会 2008)

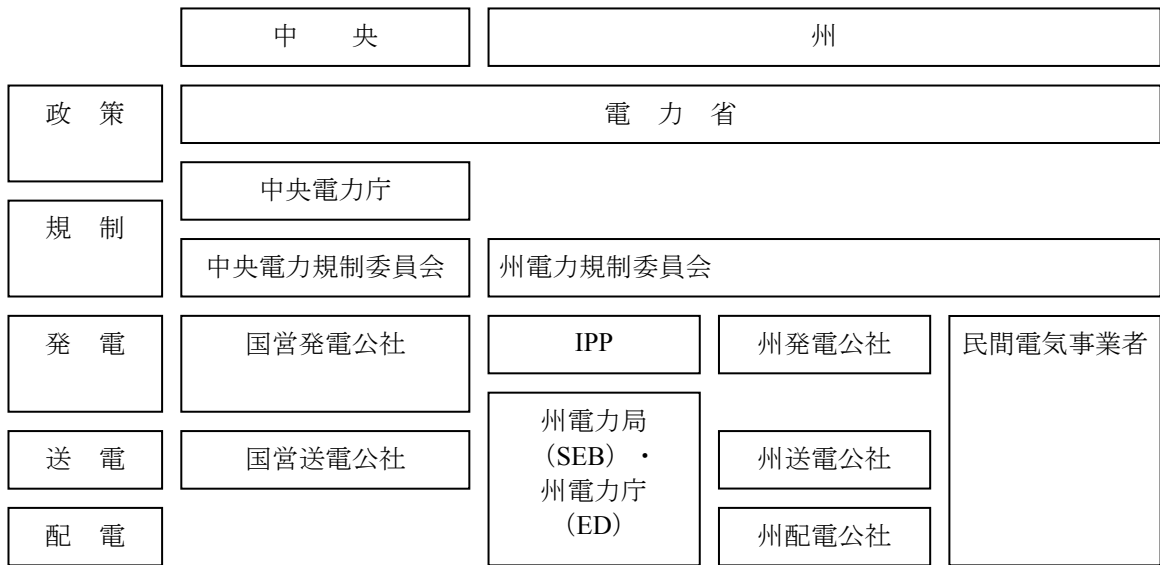


図 2.1-4 電力供給体制の概要

(出典：海外電力調査会 2008)

### 2.1.3 送 電 網

送電網は、北部、西部、南部、東部、北東部の 5 つの系統に別れている。系統間の関係も存在し、南部を除く 4 つの系統では同期がなされている。送電量の 5 割近くは、連邦政府の送電会社 POWERGRID 社が行っている。



図 2.1-5 インド国の送電網

(出典：MOP 中央電力庁「Major Transmission Network of India 2006」)

## 2.1.4 発電電力量、販売電力量の推移

## (1) 州別発電電力量の推移

表 2.1-1 に、2004 年度<sup>1</sup>から 2010 年度までのインド国の州別発電電力量の推移を示す。なお、2007 年度までのデータと 2008 年度以降のデータは出典が異なることを断わっておく。

表 2.1-1 インド国州別発電電力量の推移(電気事業者)

(単位：TWh)

州	FY2004	FY2005	FY2006	FY2007	FY2008	FY2009	FY2010
ハリヤナ	9.8	13.2	14.1	14.6	13.8	14.6	15.6
ヒマチャル・プラデーシュ	2.8	2.8	3.1	3.7	3.7	3.1	3.7
ジャンムー・カシミール	0.7	0.8	1.3	1.5	1.6	3.3	3.6
パンジャブ	21.7	25.2	24.1	26.3	22.3	23.5	22.5
ラジャスタン	21.0	23.2	22.7	25.7	22.2	22.9	24.8
ウッタル・プラデーシュ	20.9	20.7	23.0	22.7	23.5	23.9	25.1
ウッタラカンド	3.1	3.5	4.3	5.5	6.6	5.9	6.8
デリー首都圏	5.5	5.3	5.0	5.3	5.5	4.6	4.6
連邦政府発電事業	84.7	86.4	94.2	98.9	98.5	101.9	112.7
(北部計)	(170.1)	(181.0)	(191.8)	(204.3)	(197.7)	(203.7)	(219.3)
チャットティスガル	8.3	9.3	9.6	11.6	19.9	23.2	26.3
グジャラート	44.2	44.3	44.4	48.3	46.5	55.3	61.8
マディヤ・プラデーシュ	16.0	16.5	19.0	19.3	18.4	17.7	17.4
マハーラーシュトラ	67.1	67.2	69.0	72.8	66.0	66.8	65.8
連邦政府発電事業	48.2	50.3	58.0	68.9	71.8	85.4	90.4
(西部計)	(184.4)	(188.2)	(200.6)	(221.9)	(223.3)	(248.4)	(261.8)
アーンドラ・プラデーシュ	37.3	36.4	38.3	43.4	40.6	49.5	57.1
カルナタカ	23.5	24.9	31.1	32.7	27.9	31.5	32.0
ケーララ	6.5	7.6	8.0	9.2	7.5	7.6	7.4
タミル・ナードゥ	32.2	34.2	40.7	43.2	36.7	34.9	32.6
連邦政府発電事業	46.6	48.7	50.4	51.6	52.0	55.5	54.6
(南部計)	(146.8)	(152.4)	(169.1)	(180.8)	(165.4)	(179.3)	(184.0)
ジャールカンド	4.2	4.8	6.3	5.1	5.7	5.7	5.7
オリッサ	10.3	8.4	10.8	11.1	9.4	7.3	9.3
西ベンガル	24.9	25.7	25.8	27.6	30.4	33.1	34.0
連邦政府発電事業	46.0	55.7	59.5	62.5	64.7	67.2	71.4
(東部計)	(86.2)	(95.2)	(103.0)	(107.7)	(110.9)	(113.9)	(121.0)
北東部7州計	2.1	2.0	2.1	3.3	3.1	2.7	2.8
連邦政府発電事業	5.8	5.8	5.0	6.1	5.9	5.2	5.5
(北東部計)	(7.9)	(7.9)	(7.1)	(9.4)	(9.0)	(7.9)	(8.3)
(連邦発電事業計)	(220.5)	(234.3)	(253.0)	(272.8)	(277.2)	(300.3)	(318.0)
合計	594.5	623.8	670.7	722.6	705.2	752.7	794.0

(注) 記載の州は発電電力量が 1 TWh を超える州

州の発電量は、州電力事業および民間電力事業の合計であり、連邦政府発電事業分はグリッド毎にまとめている。

(出典：2007 年度まで：All India Electricity Statistics 2007, 2008, 2009  
2008 年度以降：MOP 中央電力庁月報)

<sup>1</sup> インドの会計年度は日本と同じく 4 月から翌年 3 月。

(2) 州別販売電力量の推移

表 2.1-2 に、2005 年度から 2007 年までのインド国の主な州の電力販売量を示す。なお、MOP から最新の電力統計が公表されていないため、最新のデータは 2007 年度となっている。

表 2.1-2 インド国の主な州の販売電力量の推移

(単位：TWh)

州名	FY2005	FY2006	FY2007
ハリヤナ	16.4	17.7	19.4
ヒマチャル・プラデーシュ	3.6	4.4	5.1
ジャンムー・カシミール	4.2	4.0	4.0
パンジャープ	25.4	27.2	30.7
ラジャスタン	20.7	23.2	28.4
ウッタル・プラデーシュ	38.1	41.2	45.4
ウッタラカンド	3.9	4.3	5.2
デリー首都圏	13.4	14.7	16.3
(北部計)	(126.6)	(137.8)	(155.7)
チャッティスガル	11.0	16.6	14.3
グジャラート	50.1	55.5	62.8
マディヤ・プラデーシュ	22.8	23.6	26.9
マハーラーシュトラ	63.0	66.7	72.8
(南部計)	(152.5)	(168.7)	(183.7)
アーンドラ・プラデーシュ	44.3	49.9	53.3
カルナタカ	28.9	33.8	37.8
ケーララ	10.6	11.7	12.1
タミル・ナードゥ	49.4	54.6	59.0
(西部計)	(135.2)	(152.2)	(164.5)
ビハール	4.0	3.8	4.6
ジャールカンド	11.5	14.7	15.0
オリッサ	16.7	18.2	20.5
西ベンガル	22.7	24.4	27.8
(東部計)	55.3	61.5	68.3
東北部 7 州計	4.8	5.4	5.7
合計	474.5	525.7	578.0

(注) インド国合計には販売量の少ない州も含まれている。

(出典：All India Electricity Statistics 2007, 2008, 2009)

## 2.2 電力セクターの開発政策

本節では、まずインド国電力部門が抱える問題を整理したうえで、電力基本政策を整理する。

### 2.2.1 インド国電力部門が抱える問題

#### (1) 深刻な電力不足

インド国では、ピーク電力および発電電力量ともに約1割不足している。即ち、経済成長にともなって産業や商業、一般家庭などあらゆる分野の電力需要が増え続けており、新たな電源の確保を進めているものの、供給が十分に追いつかない事態が恒常的に続いている。

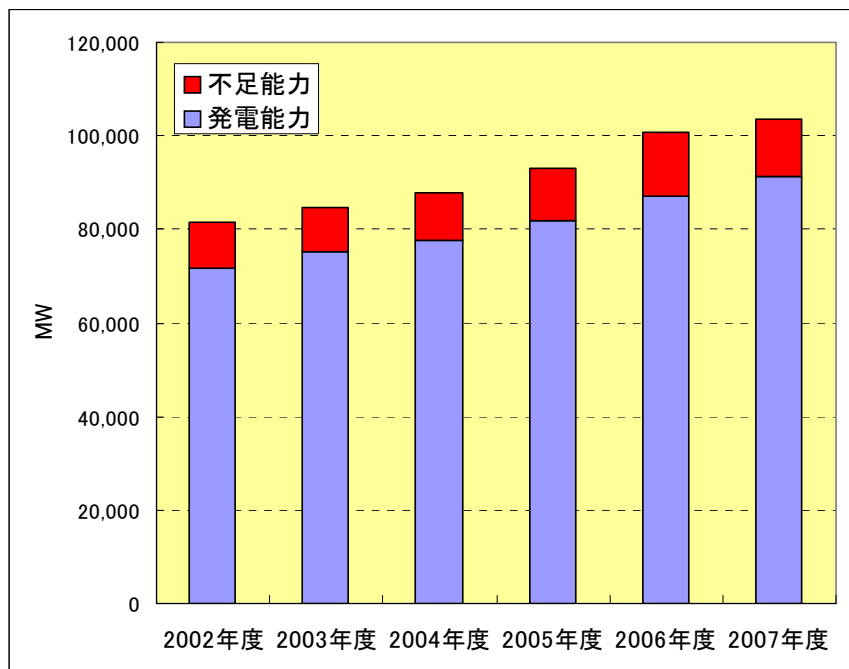


図 2.2-1 ピーク電力

(出典：MOP 中央電力庁資料より作成)

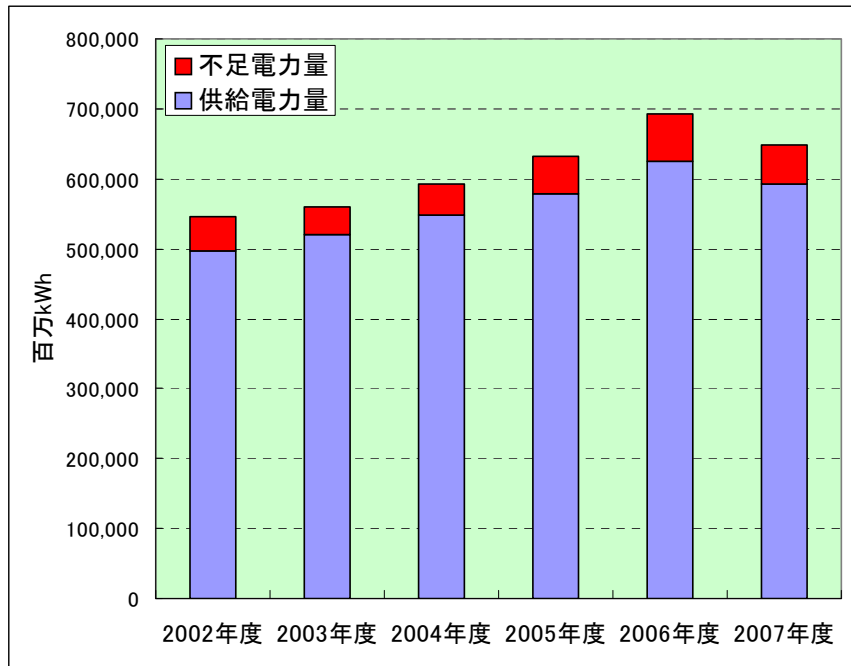


図 2.2-2 発電電力量

(出典：MOP 中央電力庁資料より作成)

(2) 発電効率、自家使用電力

インド国では石炭火力が主流となっている。使用している石炭の品質が異なるため単純な比較はできないが、石炭火力発電所の効率は日本と比較すると非常に悪く、15%程度の差がある。同じく途上国の中国では、次第に発電効率が向上する傾向にあるのと対照的である。

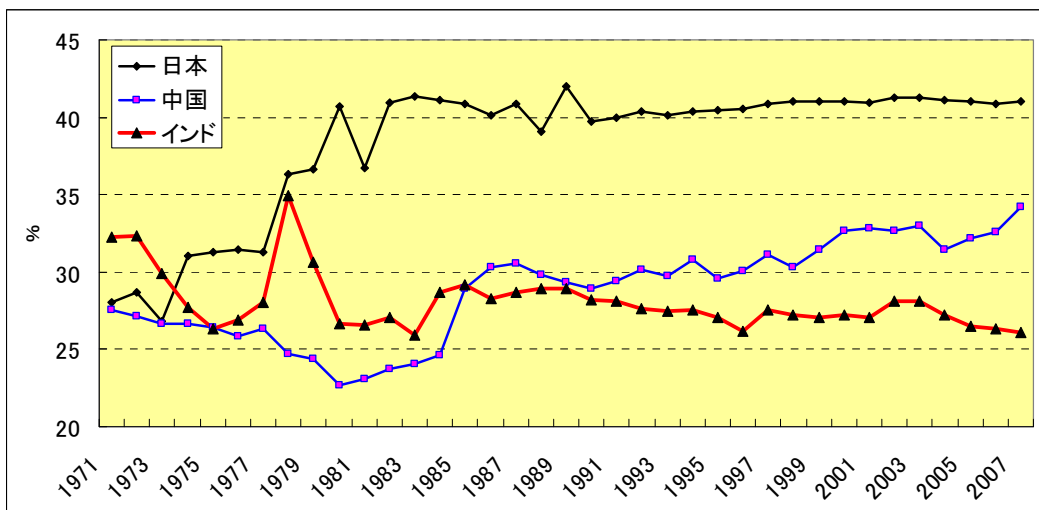


図 2.2-3 石炭火力発電効率比較

(出典：IEA エネルギーバランス表)



基準が異なるため単純な比較はできないが、発電所が自家消費する電力の比率（所内率）は、日本と比較すると高いと言える。

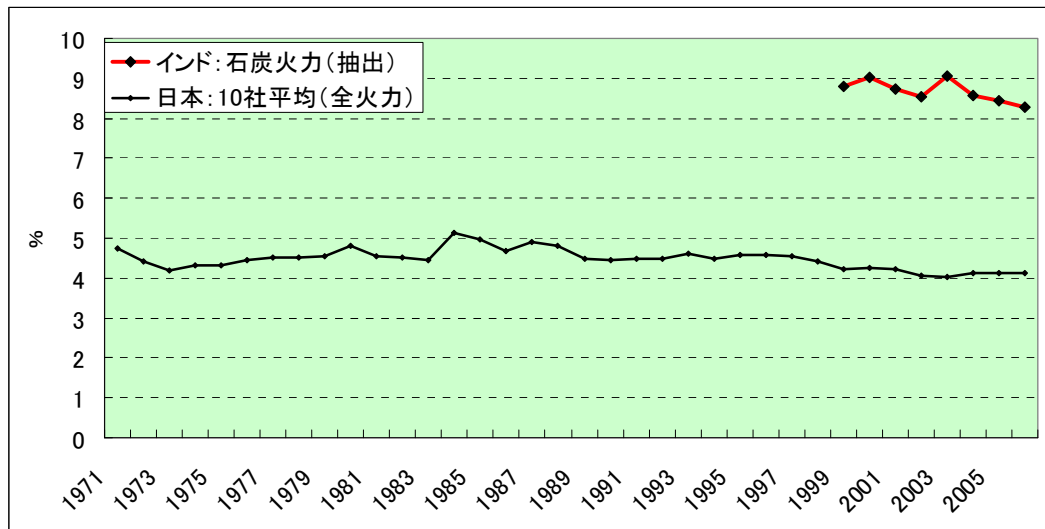


図 2.2-4 日本とインド国の所内率の比較

(出典：MOP 資料、電気事業便覧より作成)

このようにインド国の火力発電所の全般に熱効率が低く所内率も高いのは、熱効率管理や設備管理が徹底していないこと、20年以上経過した旧式の発電所が多いこと、小容量の発電所が多いこと、石炭の品質が低発熱量、高灰分であることが影響していると考えられる。

### (3) 送配電損失

IEA のエネルギーバランス表によると、インド国では送配電損失が 20%～30%と非常に高い。インド国では、後述するように盗電やメーター不設置による電力供給等があるため、技術的な送配電損失のみを測定することは難しい。図 2.2-5 の送配電損失には技術的な送配電損失以外の要素が含まれていると考えられ、実際の技術的な送配電損失はより小さいものと考えられる。国家気候変動行動計画（2008 年 6 月）によると、将来のインド国の送配電損失は 16～19%と見積もっている。

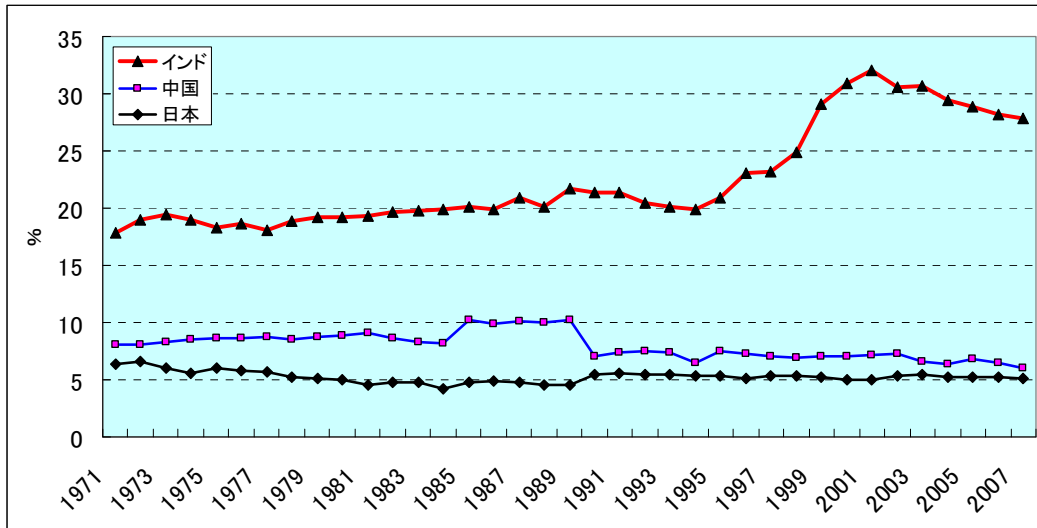


図 2.2-5 送配電損失の比較

(出典：IEA エネルギーバランス表)

また、技術的な送配電損失に加えて、配電部門において、盗電、計量誤差、メーター値改ざん、メーター不設置による電力供給、検針員の誤記や賄賂、請求金額の未回収といった問題も存在する。このような主に人的要因に起因する損失を商業的損失と呼んでおり、技術的な送配電損失に商業的損失を加えて、AT&C Losses (Aggregate Technical and Commercial Losses：技術的・商業的損失) という指標を作っている。

インド国全体の直近の技術的・商業的損失の状況は公表されていないが、大幅な改善はなされていないと推測される。

なお、MOP 中央電力庁によると、ラジャスタン州の配電会社 3 社の、2009 年度の技術的・商業的損失は次のとおり。

- JVVN (Jaipur Vidyut Vitran Nigam Ltd.：ジャイプール地区配電会社) : 28.06%
- JoVVN (Jodhpur Vidyut Vitran Nigam Ltd.：ジャドプール地区配電会社) : 29.21%
- AVVN (Ajmer Vidyut Vitran Nigam Ltd.：アジメール地区配電会社) : 30.68%

表 2.2-1 インド国の技術的・商業的損失の推移

2002 年度	36.64%
2003 年度	34.90%
2004 年度	34.33%
2005 年度	34.34%

(出典：TERI 調査)

## (4) 電力料金

電力料金の設定は州の専決事項であり、州の産業構造によって部門別の料金体系は大きく異なるが、概して言えることは家庭用・農業用は安く、産業用は高く設定されている。

表 2.2-2 インド国の部門別電力料金の最高・最低比較

(INR/kWh)

	最 高		最 低	
	家庭用	5.8870	グジャラート州	0.3180
業務用	9.6998	ケーララ州	0.3286	ビハール州
農業用	3.2754	グジャラート州	0.0000	パンジャブ州
産業用(小規模)	5.6000	デリー	1.5700	ジャンムー・カシミール州
産業用(中規模)	6.9241	マハーラーシュトラ州	1.5700	ジャンムー・カシミール州
産業用(11kV)	5.9305	グジャラート州	0.7135	ミゾラム州
産業用(33kV)	5.9240	グジャラート州	0.7135	ミゾラム州
電力多消費産業	4.5013	ヒマチャル・プラデーシュ州	1.3554	ダマン&ディウ
鉄道	5.7600	デリー	2.8050	ビハール州

(出典：インド国 MOP 中央電力庁)

この結果、高い電気料金を支払っている大規模工場は省エネルギーに積極的であるが、小規模工場などでは省エネルギーに対するインセンティブがなく、インド国全体のエネルギー効率を低いものとしている。

## (5) まとめ

インド国の電力セクターが抱える問題の多くは、州の電力事業の中にある。発電効率の低さ、損失の多さ、省エネルギーへのインセンティブを損なう低廉な電力料金体系は、州が運営する電力事業の収益悪化をもたらし、十分な投資が出来ない状況となっている。

MOP は、このような状況を十分に認識しており、州電力事業改善のために、以下のような様々なプログラムを実施している。これらの取り組みは一定の成果をあげているものの、歩みは遅いものと言える。

## 1) 火力発電

- ◆ 近代化プログラム (R&M : Renovation & Modernization Programme)
- ◆ 寿命延長プログラム (LE : Life Extension Programme)
- ◆ エネルギー診断を通じた効率改善

- ◆ 高効率発電所による低効率発電所の教育
- ◆ 電力供給加速プログラム（AG&SP：Accelerated Generation and Supply Programme）
- ◆ 最新発電技術の導入

2) 配 電

- ◆ 電力開発・構造改革加速プログラム（APDRP：Accelerated Power Development and Reforms Programme）は、配電部門の技術的・商業的損失を削減するため、中央政府主導で、2000 年から取り組まれている。

APDRP の目的は、州電力会社の財務の改善、AT&C の損失低減、顧客満足の改善、電力供給の信頼性と品質の改善である。スキームは、投資要素とインセンティブ要素に分かれる。たとえば、ラジャスタン州では、インセンティブ資金として財務省（MOF：Ministry of Finance）から 2001/02 年度で 13,771,000 INR を受け取っている。

2.2.2 連邦政府電力省の基本政策

MOP は電力部門の総合的開発基本計画である「Mission 2012: Power for All」を制定している。本計画の目的は以下のとおり。

- ◆ GDP 成長率 8%を達成するための十分な電力供給
- ◆ 電力の信頼性向上
- ◆ 電力の品質向上
- ◆ 適切な発電コスト
- ◆ 電力産業の商業的成長
- ◆ 全ての人に電力を

目的達成のための基本戦略は以下のとおり。

表 2.2-3 MOP の基本戦略

発電部門	低コストでの発電、最適な稼働率、投入コストの管理、燃料のベストミックス、技術向上、非在来型エネルギー源の実用化
送電部門	州間送電を含む国家送電網の開発、技術向上、送電コストの最適化
配電部門の改革	システムの向上、損失削減、盗電防止、消費者志向のサービス、供給電力の品質向上、分散型発電による地方への電力供給
法的規制	消費者利益の保護、電力部門の商業的成長
資 金	電力部門成長のために必要な資源を生み出す
省エネルギー	需要管理、負荷管理に焦点を当てた稼働率の最適化、効率の高い機器を提供するための技術向上
広 報	公衆の知識強化のためにメディアの支援を得て合意を形成

## 2.3 電力セクターに対する本邦援助方針と実績

### 2.3.1 日印エネルギー対話

2007年4月日本政府とインド国政府は、日印間の定期的な閣僚級エネルギー政策対話である「日印エネルギー対話」を新たに立ち上げ、その第1回を東京において開催した。この「日印エネルギー対話」は、2006年12月のマンモハン・シン・インド国首相の訪日時に、安倍総理大臣とシン首相(当時)による「日印戦略的グローバル・パートナーシップ」に向けた共同声明において、両国において必要とされるエネルギーを充足させることが極めて重要であるとの認識にたち、エネルギー分野における協力を包括的な形で促進するべく、その設立が合意されたものである。

これ以降、日印エネルギー対話は4回に渡って開催されており、直近では2010年4月30日、ニューデリーにおいて閣僚級エネルギー政策対話を行っている。本会合では、共通の認識の具体化、及び環境・エネルギー分野における両国間の協力関係の構築のため、以下の(1)から(4)までの分野における協力行うことを決定した。

- (1) 省エネルギー分野
- (2) 電力・石炭分野
- (3) 再生可能エネルギー分野
- (4) 石油・天然ガス分野

### 2.3.2 外務省

外務省の対インド国経済協力における中期的政策重点目標は以下のとおり。

- ・日印経済関係強化を通じた経済成長の促進
- ・貧困削減及び社会セクター開発
- ・環境・気候変動・エネルギー問題に関する協力

電力部門に関する日本の対応方針は以下のとおり。

電力供給能力と送配電能力を強化するために、高効率電力供給施設(発電所、送配電網)の整備、既存施設の効率改善、送配電ロスの低減を支援の柱と位置付けるとともに、気候変動対策の観点から、需要側の省エネルギー促進及び新・再生可能エネルギー開発への支援も拡大する。

電力部門での支援は、安定的な電力供給の確保を通じた日本企業のインド国における経済活動を促すことで、日印経済関係の強化を通じたインド国の経済成長の促進に資することから、日本企業が多く進出している地域に配慮した支援も検討する。

### 2.3.3 JICA

具体的なエネルギー需給能力強化、省エネ・エネルギー効率化プログラムの概要は以下のとおりである。

**表 2.3-1 JICA の電力分野に対する事業概要**

プロジェクト名	スキーム	実施期間	支援額 (億円)
火力発電運用改善計画調査	開発計画	～2010 年度	2.50
火力発電運用改善計画調査(カウンターパート研修)	国別研修	～2010 年度	
ガスタービン・蒸気タービン(石炭)火力発電	国別研修	～2010 年度	
北カランプラ超臨界火力発電所建設計画	有償	～2012 年度	159.16
バクレスワール火力発電所増設計画	有償	～2010 年度	367.71
ウミアム第 2 水力発電所改修計画	有償	～2012 年度	19.64
プルリア揚水発電所建設計画	有償	～2014 年度	415.41
ハイデラバード都市圏送電網整備計画	有償	～2010 年度	236.97
バンガロール配電網設備高度化計画	有償	～2011 年度	106.43
マハーラーシュトラ州送変電網整備計	有償	～2010 年度	167.49
ハリヤナ州送変電網整備計画	有償	～2010 年度	209.02
省エネルギー技術(産業分野)	国別研修	～2010 年度	
中小零細企業・省エネ支援計画	有償	～2011 年度	300.00
インド国における低炭素技術の適用促進に関する研究	科学技術	2010 年度～2014 年度	2.70

(出典：外務省「対インド事業展開計画」2010 年 8 月現在)

なお、2011 年 6 月 6 日に以下の円借款の合意がなされている（電力関連のみ）。

プロジェクト名	支援額 (億円)
マディヤ・プラデーシュ州送電網整備計画	184.75
アーンドラ・プラデーシュ州農村部高圧配電網整備計画	185.90
中小零細企業・省エネ支援計画 (フェーズ 2)	300.00
新・再生可能エネルギー支援計画	300.00

(出典：外務省ホームページ)

### 2.3.4 国際協力銀行(JBIC:Japan Bank for International Corporation)

2007年12月、総額3.8億ドルを限度とする民間金融機関4行(三井住友銀行(幹事行)、みずほコーポレート銀行、三菱東京UFJ銀行、ソシエテジェネラル銀行東京支店)によるインド国営火力発電公社(NTPC:National Thermal Power Corporation Ltd.)向けのシンジケートローンに対する保証契約を、同民間金融機関との間で調印した。

本件は、NTPCが実施するパール超臨界火力発電所建設プロジェクト(1,980MW)への設備投資の資金として用いられる。同発電所で発電される電力は、自動車関連企業等の日系企業が多数操業し、かつ今後も進出が有望視されるデリー及びムンバイの周辺を含むインド国北西部に供給される。

三菱重工業(MHI)およびインド国総合重機メーカー最大手のLarsen & Toubro Limited(L&T)等が設立した合弁企業であるL&T-MHI Boilers Private Limited(LTMB)及びL&T-MHI Turbine Generators Private Limited(LTMT)との間で、合わせて1.537億\$限度の貸付契約に調印した(2009年7月)。

本件はMHIから供与された最新の超臨界圧技術を駆使して、LTMB及びLTMTが、高効率・高性能な発電用ボイラー及び蒸気タービンをグジャラート州ハジラにおいて製造し、インド国内向けに販売するものである。

東芝、インド国のJSW Energy LimitedおよびJSW Steel Limitedが設立した合弁企業Toshiba JSW Turbine and Generator Private Limited(TJTG)との間で、9,000万\$限度の貸付契約に調印した(2009年10月)。

本件は東芝が過半を出資するTJTGが、東芝が供与する最新の超臨界圧技術に基づく、高効率・高性能な発電用蒸気タービン・発電機をインド国・タミルナド州チェンナイにおいて製造し、インド国内向けに販売するものである。本件は東芝にとって海外における最初の発電用蒸気タービン・発電機の生産拠点となる。

インド国ICICI銀行<sup>2</sup>との間で、1)日本からのインド国向け火力発電用ボイラー・タービン輸出を融資対象とするバンクローンと2)インド国での再生可能エネルギー・省エネ案件を対象とする事業開発等金融に調印した(2011年4月)。

#### 1) 日本からのインド国向け火力発電用ボイラー・タービン輸出を融資対象とするバンクローン

本件は、三菱重工業が製造する超臨界圧ボイラー・タービン(輸出者:丸紅株式会社)を、インド国の建設・重機最大手L&TとMHIの合弁会社が加工し、マディヤ・プラデーシュ州Nigrie地区にて超臨界圧石炭火力発電所を建設・運営するインド国法人Jaiprakash Power Ventures Limited(JPVL)向けに販売するものである。融資金額

<sup>2</sup> ICICI銀行:インド第2位の民間金融機関

は、総額 153 億円で、三菱東京 UFJ 銀行（幹事行）との協調融資によるものであり、JPVL の本件設備の購入資金に充てられる。

## 2) インド国での再生可能エネルギー・省エネ案件を対象とする事業開発等金融

本件は、インド国における再生可能エネルギー案件及びエネルギー効率化案件を対象とした環境関連融資に必要な資金を、ICICI 向けに融資するものであり、地球環境保全業務 GREEN の下で初のアジア地域向け融資案件となる。融資金額は、総額 2 億 US\$ で、三井住友銀行（幹事行）との協調融資である。

### 2.3.5 省エネルギーセンター

省エネルギーセンターは経済産業省、JICA、JETRO 等の事業を請け負って、省エネルギーに関するインド国への専門家派遣、講師派遣、受け入れ研修を行っている。



## 2.4 電力セクターにおける他援助機関の支援状況

### 2.4.1 多国間協力

#### (1) WB(World Bank:世界銀行)

WB の Country Strategy for India for 2009-2012 では、必要性の高いインフラ開発支援、貧しい 7 つの州の生活環境向上支援に焦点が当てられている。支援は世界銀行グループの IBRD (International Bank for Reconstruction and Development : 国際復興開発銀行) と IDA (International Development Association : 国際開発協会) を通じてなされている。

電力インフラに関しては、現在、以下の水力発電所の建設を支援している。

##### Rampur 水力発電プロジェクト

ヒマチャル・プラデーシュ州 Satluj 川に 2002 年に完成した Nathpa Jhakri 水力発電所の下流に建設、現在建設中

##### Vishnugad Pipalkoti 水力発電プロジェクト

ウッタラカンド州 Alaknanda 川に建設、現在評価中

##### Luhri 水力発電プロジェクト

ヒマチャル・プラデーシュ州 Sutlej 川に建設、現在評価中

なお、WB はカスケード水力発電所建設に関して、ヒマチャル・プラデーシュ州政府およびウッタラカンド州政府の支援を行っている。

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

ADB の India Country Partnership Strategy 2009-2012 はインド国の第 11 次 5 年計画と歩調をあわせたもので、広範なものとなっている。

電力インフラに関しては、以下のプロジェクトに支援を行っている。

- マディヤ・プラデーシュ州電力部門の投資に 6.2 億 US\$融資 (2007 年 4 月)
- 民間電力会社 Tata Power のマハーラーシュトラ州 100 MW 風力発電プロジェクトに 35.2 億 INR 融資 (2007 年 5 月)
- インド国営送電会社 POWERGRID に 6 億 US\$融資 (2008 年 4 月)  
北部および北東部の水力発電電力を中央部に送電
- グジャラート州とカルナタカ州における民間会社による 2 つの風力発電プロジェクトに 1.13 億 US\$融資 (2008 年 4 月)

- ▶ ヒマチャル・プラデーシュ州合計 808 MW の水力発電所建設に 8 億 US\$融資（2008 年 10 月）
- ▶ インド国の地方電化プロジェクトに 2.25 億 US\$融資（2008 年 11 月）  
高圧送電を含む送配電ネットワーク建設
- ▶ グジャラート州民間電力会社 Tata Power による 4,000 MW の Mundra ウルトラ・メガ・パワー・プロジェクトに 4.5 億 US\$融資（2009 年 3 月）
- ▶ アッサム州電力部門強化プロジェクト最大 2 億 US\$融資（2009 年 11 月）  
システム損失削減を含む送配電線強化
- ▶ ビハール州の電力システム改善プロジェクトに 1.32 億 US\$融資（2010 年 10 月）  
システムのボトルネック解消と技術的・商業的損失の削減
- ▶ NTPC、九州電力と 3 年間に渡り 500 MW の再生可能エネルギー発電を開発、運転を行うために合弁会社設立（2010 年 11 月）
- ▶ 太陽光発電普及促進のための 1.5 億 US\$の融資保証（2011 年 4 月）  
うち、0.75 億 US\$は日本政府拠出のアジア・クリーン・エネルギー基金（管理は ADB）から拠出される。
- ▶ インド国西部グジャラート州の太陽光発電の送電プロジェクトに 1 億ドルの融資を行う。今回の資金は、グジャラートの Patan 地区にある Charanka ソーラーパークで発電した電力供給用の変電所や送電線などに使われる。Charanka は、500MW を超える発電容量を目指し、グジャラート州が建設を計画しているメガソーラー（大規模太陽光発電所）の一つである。インド国政府が 2022 年までに 20GW の太陽光発電を導入するという目標の達成を支援する。プロジェクトの総コストは約 1 億 3,700 万 US\$で、グジャラート州政府が約 3,700 万 US\$を拠出する。プロジェクトは、地元の電力会社、グジャラート・エナジー・トランスミッション（Gujarat Energy Transmission）社とグジャラート州政府が共同で進める（2011 年 9 月）。

### (3) EU

EU は、1976 年からインド国への開発協力を行っている。2007 年 7 月に新しい Country Strategy Paper for India 2007-2013 を発表し、主に健康、教育分野に焦点をあてた協力を行っているが、電力分野での具体的プロジェクトはない。

## 2.4.2 二国間協力

### (1) フランス

2006 年にフランスは French Agency for Development (Afd) を通じたインド国への支援の

提案を行い、2008年1月に Inter-Government Agreement が両国間で締結、2009年9月にインド国の Department of Economic Affairs と AfD の間で MOU が締結された。

AfD は両国間の合意の下、以下の分野に焦点を当てている。

- 省エネルギー、再生可能エネルギー、公共交通機関
- 生物多様性の保存
- 伝染病拡大防止

AfD の具体的支援プロジェクトの中に、電力インフラに関するものはない。

## (2) ドイツ

ドイツは 1958 年からインド国へ資金、技術供与を行っている。Indo-German Development Cooperation は両国間の合意の下、以下の分野に焦点を当てている。

- エネルギー : 省エネルギー、再生可能エネルギー、機構改革
- 環境 : 都市・産業地区の環境保護、天然資源管理
- 持続可能な経済発展 : 地方金融、社会安全保障、中小企業発展・融資

資金協力はドイツ開発銀行 (KfW : Kreditanstalt für Wiederaufbau) を通じて、技術協力はドイツ政府 100% 所有の会社 Deutsche Gesellschaft fuer Technische Zusammenarbeit (GTZ) を通じて行われている。インド国の省エネルギー政策を管轄する MOP エネルギー効率局には GTZ の技術者が常駐している。GTZ が実施しているプログラムには以下のようなものがある。

- Indo-German Energy Programme : 省エネルギー
- Renewable Energy Supply for Rural Areas : 地方での分散型再生可能エネルギー
- Indo-German Energy Forum : 省エネルギー、CDM (Clean Development Mechanism : グリーン開発メカニズム)
- Trigenation Tamil Nadu House, Delhi : 熱電併給、ESCO

ドイツが実施している具体的な支援プログラムの中に電力インフラに関するものはない。

## (3) イタリア

イタリアは 1981 年からインド国へ金融支援を行っている。現在、水道・固体廃棄物管理のプロジェクト 1 件のみであり、電力インフラに関するプロジェクトはない。

#### (4) ロシア

ロシア政府による技術支援を得て、インド国営原子力発電会社 Nuclear Power Corporation Limited はロシア型加圧水型原子炉（VVER）2 基を有する 2,000MW の Kudankulam 原子力発電所を建設中である。

#### (5) 米 国

米国は 1951 年からインド国への支援を行い、現在、USAID（United States Agency for International Development）を通じた支援となっている。USAID の支援は主に配電損失の削減、電力供給量の増加、末端における省エネルギー、クリーン・コール・テクノロジー開発、再生可能エネルギーの市場化といったプロジェクトに焦点が当てられている。

USAID と MOP は 2004 年から配電部門の改革、更新、管理プログラム DRUM<sup>3</sup> を展開している。これは配電ビジネスにおいて MOP の他のプログラムの経験を使って、水平展開可能・持続可能・拡大可能な実例を開発していくことにある。現在、以下の 3 つのパイロットプログラムが展開されている。

- マハーラーシュトラ州電力会社による Aurangabad Division-1
- バンガロールの電力会社による Doddaballapur
- グジャラート州電力公社により設立された電力会社 MGVCL による Umreth

#### (6) 英 国

英国は 1958 年から DFID（Department for International Development）を通じてインド国への支援を行っている。DFID はインド国の貧困削減を主目的として教育、健康、都市・地方の開発、統治制度の改革といったプロジェクトを展開しており、電力インフラに関するプロジェクトはない。

---

<sup>3</sup> DRUM : Distribution Reform, Upgrades and Management

## 2.5 電力セクターにおける本邦企業動向

### (1) 三菱重工業

- ◆ インド国の駐在員事務所の現地法人化（2004年11月）
- ◆ インド国の建設最大手である L&T と合弁で、火力発電所向け超臨界圧ボイラーの製造・販売会社「L&T MHI ボイラー」を設立することで合意し、契約を締結（2007年4月）。
- ◆ インド国営の BHEL（Bharat Heavy Electricals Ltd.：バーラト重電公社）に対し、火力発電所用各種ポンプの技術をライセンス供与することで合意し、契約を締結した。技術供与の対象となるのは、発電容量 50 万～100 万 kW の火力発電所で使用される亜臨界圧および超臨界圧ボイラー用給水ポンプ、ボイラー給水ブースターポンプ、循環水ポンプ、復水ポンプの設計・製造技術で、日本企業がインド国の発電プラントメーカーにポンプの技術を供与するのは今回が初めてである（2007年5月）。
- ◆ インド国の耕運機・トラクターメーカーである VTTL 社と共同で、小型ディーゼルエンジンの製造・販売会社「MHI-VST DIESEL ENGINES PRIVATE LIMITED」を設立することで合意（2007年7月）。
- ◆ インド国の L&T と合弁で、火力発電所向け蒸気タービンと発電機の製造・販売会社「L&T-MHI タービン・ジェネレーター」を同国に設立することで合意し、契約を締結（2007年11月）。
- ◆ インド国三菱重工業株式会社の体制を拡充、現在のニューデリー1拠点体制を、ムンバイとベンガルール（旧称バンガロール）に新設する2つの支店を加えた3拠点体制とした（2008年1月）。
- ◆ アーンドラ・プラデーシュ電力開発会社（APPDCL）向けに、出力 80 万 kW の超臨界圧蒸気タービン2基を受注。納期は2010年末。アーンドラ・プラデーシュ州電力会社（APGENCO）が出資し、APPDCL が開発する石炭火力発電プロジェクトに納入（2009年2月）。
- ◆ ジェイプラカッシュ電力会社（JPVL）向け超臨界圧石炭焚きボイラー（耐圧部）と蒸気タービン発電機一式各2基を受注。JPVL がマディヤ・プラデーシュ州 Nigrie に建設する出力各 66 万 kW の超臨界圧石炭焚き火力発電所 1、2 号機に納入するもので、納期は2011年度の予定（2010年1月）。
- ◆ マハーラーシュトラ州発電公社 Mahagenco 向け超臨界圧石炭焚きボイラーと蒸気タービン発電機各3基を受注。Mahagenco がマハーラーシュトラ州 Koradi に建設する出力

各 66 万 kW の超臨界圧石炭焚き火力発電所 3 系列に納入するもので、2013 年末より順次運転開始の予定。(2010 年 5 月)

- ◆ 三菱重工業の技術供与先である BHEL と共同で、火力発電所に設置するボイラー用のポンプを合計 18 台受注。NTPC が、同国東北部に建設する超臨界圧石炭焚き火力発電所 Barh II 期プロジェクトの 1、2 号機向けで、BHEL との共同受注はこれが初めて。納期は 2011 年を予定。(2010 年 5 月)
- ◆ インド国の IPP (Independent Power Producer: 独立発電事業者) 2 社が建設する高効率の石炭火力発電所向けに、出力 66 万~70 万 kW の超臨界圧石炭焚きボイラーおよび蒸気タービンを各 5 基続けて受注。L&T 傘下の Nabha Power Limited がパンジャブ州に建設している発電所向けの各 2 基は、2011 年半ばから納入を始め、Sangam Power Generation Company Ltd.がウッタル・プラデーシュ州に計画する発電所向けの各 3 基は、2011 年末頃に納入を開始する予定。(2011 年 2 月)
- ◆ インド国でのスマート・コミュニティ (環境配慮型都市) 構築に協力することでグジャラート州政府、DMIDC と合意。三菱電機、三菱商事、三菱総合研究所、電源開発の 4 社とコンソーシアムを立ち上げ同プロジェクトに参画。同プロジェクトはデリーとムンバイの間に工場団地や発電所、空港、港湾、鉄道、道路、商業施設などを組み込む大規模な地域開発を進めることを目的とした DMIDC の「産業大動脈構想」の一環として位置付けられており、コンソーシアムが参画するスマート・コミュニティは、インド国北西部グジャラート州サナンドとチャンゴダール周辺地域で整備される予定。三菱重工はコンソーシアム構成 4 社と共同で、太陽熱などの再生可能エネルギーによる発電システム導入や交通部門の電化促進などを目指す (2011 年 1 月)。
- ◆ インド国の L&T と共同出資して設立した超臨界圧石炭焚きボイラーと超臨界圧蒸気タービン・発電機を手掛ける 2 つの合弁会社の工場が本格稼働を開始。2 工場はともにグジャラート州 Hazira 地区の工業団地内にあり、L&T の工場に隣接している (2011 年 1 月)。

## (2) 川崎重工業

現地エンジニアリング会社 Quippo Energy Private Ltd.と共同で、インド国の大手衣料品製造メーカーである Raymond Ltd.のグジャラート州にある繊維織物工場向けに 7,200 kW ガスタービンコージェネレーションシステムを受注。(2010 年 09 月)

## (3) 日立製作所

- ◆ インド国のエンジニアリング・重電機器製造会社である BGR Energy Systems Limited と、66 万 kW~100 万 kW クラスの超臨界圧火力発電用蒸気タービン・発電機およびボ

イラーの設計、製造、販売、サービスに関する合弁会社設立に合意（2010年8月）。

- ◆ 住友商事と日立製作所は、ヒマチャル・プラデーシュ州のバークラ溪谷管理公社（BBMB）よりバークラ左岸水力発電所（総出力約54万kW=10.8万kWの水車・発電機5機）の主要パーツ供給及び交換・据付・改修の一括請負工事契約（契約総額90億円）を受注（2008年3月）。
- ◆ インド国における事業拡大をめざし、2007年12月1日付けでビジネス支援センターをデリーに設立。ビジネス支援センターは、インド国の商慣習、税制、法規制を踏まえ、日立グループ各社のインド国市場への参入や、既にインド国で展開している空調システムや建設機械などの事業支援を目的に設立するもの。（2007年12月）
- ◆ インド国の大手エンジニアリング会社であるL&T社より、H-25ガスタービン5台を受注。これは、IOCL（Indian Oil Corporation Limited：インド国営石油会社）Panipat石油精製所に電力と蒸気を供給するコージェネレーションプラント一式をL&T社がEPC契約で受注し、日立がガスタービン部分を納入するもの（2006年12月）。

#### (4) ジェイ・パワーシステムズ JPS(日立電線と住友電気工業のJV)

- ◆ インド国営送電会社 POWERGRID より、既設の400 kV 架空送電線路の増容量化対策向けに JPS の特長製品であるギャップ電線を受注。受注金額は約25億円。2012年2月の完成を予定。アッサム地方で発電された電力を需要地である西ベンガルのプルニエ市へ送電するため、既設の400 kV 送電線路を増容量化することを目的に、WB の融資で行われるプロジェクト（2010年10月）。
- ◆ インド国の Finolex Cables Limited との間で、高圧電力ケーブルの製造拠点の設立に向けて合弁事業契約を締結（2007年12月）。

#### (5) 東 芝

- ◆ インド国大手財閥 Essar グループから、同グループの独立発電事業者である Essar 電力グジャラート社のサラヤ第2期超臨界石炭火力発電所（グジャラート州）向け蒸気タービン発電設備を受注。受注した火力発電設備は、発電効率が高く環境負荷の低減にもつながる超臨界圧方式の出力660 MW 蒸気タービン発電設備2基で、2012年に順次納入し、2013年に順次運転を開始する予定（2011年1月）。
- ◆ BHEL と送変電・配電機器・システムの製造販売に関する合弁会社の設立について、検討を開始する覚書を締結（2010年2月）。
- ◆ インド国のジンダル・サウス・ウェストグループと、火力発電設備の製造・販売を目

的とした合弁会社を設立することに合意（2008年5月）。

- ◆ インド国最大の民間電力会社であるタタ電力から、インド国で過去最大の石炭火力発電所 4,000 MW ムンドラ発電所（グジャラート州）向け火力発電設備を受注（2007年8月）。

## (6) 東芝プラントシステム

100%出資するインド国内における海外現地法人「ティーピーエスシー・インド社」の新たな拠点として、『ニューデリー事務所』を開設した。ニューデリーには、国営火力発電公社や国営水力発電公社などをはじめ、海外の機器メーカーや東芝、日本の商社などの関係企業のオフィスが集中している（2006年10月）。

## (7) 日本ガイシ

2003年2月に ABN 社、三菱商事との3社で、インド国で碍子生産の合弁会社を設立したが、2006年、インド国での現場管理の難しさから品質、歩留、稼働率が低迷し、コストも想定したレベルに至らず、設立以来赤字が続いていたため合弁を解消。

## (8) 電力会社

### 1) 電源開発、九州電力、中国電力

JICA インド国火力発電運用改善計画調査に関するコンサルタント業務を共同受託。本業務は、インド国政府の要請に応じて、NTPC の既設石炭火力発電所の設備診断や熱効率診断を実施し、それらの結果から、我が国の進んだ熱効率改善技術や運用改善技術を取り入れて最も適した改善提案を行うと共に、本業務を通じてインド国の電力技術者への技術移転を図るもの（2008年12月）。

### 2) 九州電力

NTPC、ADB とインド国で再生可能エネルギー発電事業を行うための合弁会社設立に関する契約を締結。インド国内に3年間で累計 50 万 kW の再生可能エネルギープロジェクトを開発することを目指して具体的な案件の発掘・選定を進める（2010年11月）。



## 第3章

# ラジャスタン州における電力事情と 本邦企業の活動



## 第3章 ラジャスタン州における電力事情と本邦企業の活動

### 3.1 ラジャスタン州における DMIC 構想の現状と課題

#### 3.1.1 DMIC 構想と現状

##### (1) 全体計画と現状

我が国とインド国の経済関係では、2006年に日印首脳間で DMIC 構想に合意して以来、デリー・ムンバイ高速貨物専用鉄道の敷設への円借款の供与に始まり、両国政府による同地域周辺インフラへの民間の進出及び投資促進による周辺インフラの整備が重点的に進められている。

DMIC とは、現在、円借款を活用し計画が進行しているデリーとムンバイの間約 1,500 km の間に貨物専用鉄道を産業物流の「背骨」に見立て、民間資金を活用しながらこの沿線地域に充実したインフラを有する工業団地や物流基地等を整備し、一大産業地域を形成しようとするインド国で最も注目されているプロジェクトの一つである。

2009年12月には DMIC、JETRO および関係する日本企業との間で同構想の推進に係る4件の「スマート・コミュニティ及びエコ・フレンドリー・タウンシップ」の F/S に関する覚書が締結され、電力、上下水、都市交通等のセクター横断的な都市インフラ環境の整備改善に向けた事業化の検討がなされている。

この DMIC の枠組みの中で、「EB (Early Bird Project : アーリーバード・プロジェクト)」があり、これは先行的に取り組むべき個別プロジェクトを日印両国で指定し、促進するものである。これまで、日本側6、インド国側21のプロジェクトが指定されている。電力分野においては、ラジャスタン州のニムラナ工業団地

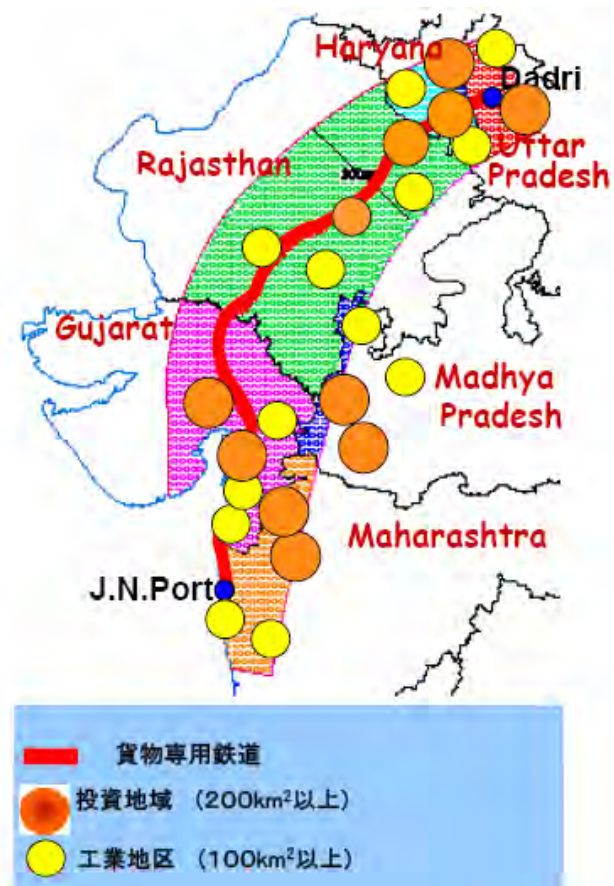


図 3.1-1 DMIC の対象地域

(出典：経産省ホームページ)

におけるエネルギーセンター構想が指定されている。

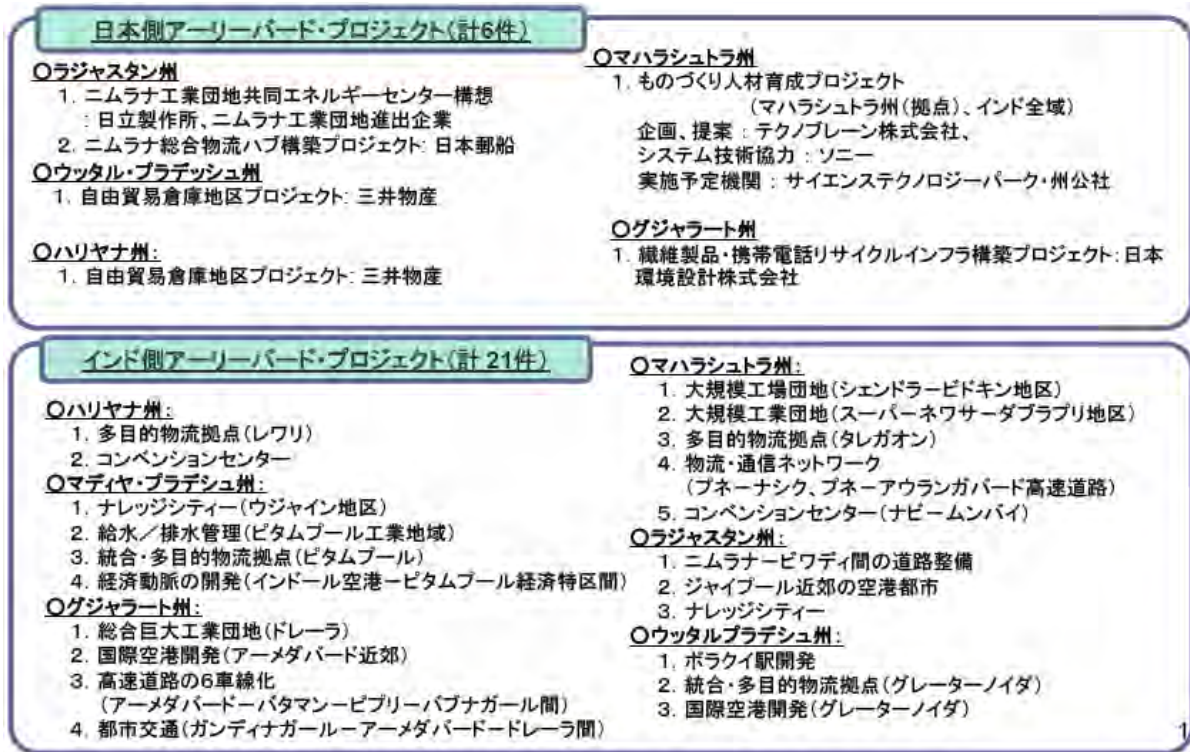


図 3.1-2 アーリーバード・プロジェクト

(出典: 経産省ホームページ)

(2) ラジャスタン州の工業団地とインフラ整備

DMIC ではデリーから順に、グルガオン・マネサール・パワー・ニムラナと国道 8 号線沿いに工業団地が続く。このうち、グルガオン・マネサール・パワーまでは、ハリヤナ州に位置し、ニムラナはラジャスタン州に位置する。パワーは、ラジャスタン州との州境界に位置する。いずれの工業団地においても日系企業が工場や事務所を構え、活動している。

国道 8 号線はデリーとムンバイを結ぶ幹線であり、交通量が多いため、いたる場所で道路を改修している。貨物輸送も多いため、大型トラックやトレーラーも目立つ。したがって、貨物専用鉄道建設は、この地域の社会経済の発展にとって有効に作用すると考えられる。

DMIC 構想におけるインド国貨物専用鉄道建設計画とは、デリー・ムンバイ間 (約 1,500 m) に新線を建設し、電気機関車で二段積み貨物コンテナを大量高速輸送する事業であり、我が国の技術を活用したタイド円借款による支援を行う。DMIC 構想における産業物流の背骨となるものとして期待されている。

### 経済産業省資料

2009年12月の日印首脳会談では、首脳声明に以下を記載した。

- フェーズ2の協力準備調査の開始を歓迎し、2つのフェーズが同時並行的に早期に完成するよう最大限の努力を払っていく。
- 2010年3月までにフェーズ1の本体借款にかかる合意を締結し、フェーズ2の支援を2010年の出来るだけ早い時期に開始できるよう取り組む。
- 西回廊全体についての資金と実施スケジュールの早期確定に努力する。

有償資金供与の実績は以下のとおりである。

- 2009年10月フェーズ1のエンジニアリング・サービスに対する円借款を供与（26.06億円）
- 2010年3月フェーズ1の本体の一部に対する円借款を供与（902.62億円）

DMIC地域では、インド国内でも流通・企業インフラが充実しており、日本企業の進出による今後の更なる発展が期待されている。

### (3) ニムラナ工業団地

ニムラナ工業団地は、DMIC構想の一環として開発されている。ニムラナは町の名前であり、アルワール（Alwar）地区ベホール（Behror）市に位置する。国道8号線沿いにデリーとジャイプール（Jaipur）の中間にあり、デリーから123 km、ジャイプールから139 km離れている。RIICO（Rajasthan State Industrial Development & Investment Corporation Ltd.：ラジャスタン州開発投資公社）が日系企業などの投資や参画をJETROとともに呼びかけている。RIICOは、工業団地内に現地事務所を開設しており、本社はジャイプールにある。RIICOは、ラジャスタン州内の各地に工業団地を造成し、投資を呼び込む活動をしている。

工業団地のPhase-III区画は、日本企業用に整備されている。日系の工業団地は、国道8号線の東側に位置する。すでに、ダイキンや豊田合成など本邦企業11社が活動しており、さらに約17社が活動を計画している。

ニムラナ工業団地および周辺のインフラは国道8号線のほか、鉄道が近傍を走っており、パワー駅は26 km、アジャルカ（Ajarka）駅は29 km、それぞれニムラナ工業団地から離れている。このほかの路線では、カトワス（Khatuwas）駅（15 km）とレワリ（Rewari）駅（39 km）がある。DMIC構想での貨物鉄道は、これらの駅を活用すると想定される。

ニムラナの標高は309 mであり、夏季は摂氏25-45度、冬季は5-25度、平均湿度は53.8%である。平均降雨量は620 mmと少なく、近くに河川はない。したがって、工業団地では、利水用に地下水をくみ上げている。

ハリヤナ州の工業団地に比べて、土地代が安く、労働費用も安い。しかし、ラジャスタン州では人材不足のため、ハリヤナ州から熟練工や事務員を集める傾向にあり、労働費用も上昇傾向にあり、工業団地周辺に労働者が増えている。彼らの宿泊所も建設されており、宿泊費も上がっている。

ニムラナ地区では、各種インフラ（電話やインターネット、銀行やATM、郵便、警察、病院、学校、ホテル、市場）の整備も進んでいる<sup>1</sup>。

工業団地への電力は、団地近傍の 220 kV 変電所およびベホールおよびシャジャンプール（Shahjahanpur）の 132 kV 変電所から、11 kV または 33 kV の送電線によって供給されている。

ニムラナ工業団地では、NEDOが 2008-2009 年から電力省をカウンターパートとして、研究協力事業のスキームで 5 MWメガソーラーの導入事業を進めている<sup>2</sup>。本事業では 5 MWのうち 1 MWは太陽光発電とディーゼルをマイクログリッドとみなした運用を予定している。残りの 4 MWはデモンストレーションとして、SHARPなどの日本の最新の太陽光モジュールを導入する予定である。

一方、IPP によるガスタービン発電事業として、ニムラナ工業団地の日系企業に安定した電力を送る計画が進んでいる。すでに経済産業省による F/S は終わっており、開発に向けて、事業者は JETRO や RIICO を始めとする関係機関や需要家との調整を進めている。日系企業は、停電時に各社所有のディーゼル発電機による発電を行っている。ただし、ディーゼル発電の費用は 15 INR/kWh と高い。IPP 事業では、売電価格が課題となっている。

いずれの計画も工業団地内の電源開発や供給を対象にしている一方、本案件は、外部から工業団地に供給する JVVN の配電設備の改善を目的としている。配電設備改善によって、JVVN による電力供給が増えれば、内部の増強電源による供給は減る可能性がある。しかし、単独のプロジェクトによって、日系企業への電力供給が大幅に改善され、ディーゼル発電が不要になるとは考えにくい。したがって、総合的に対策を講じることは、需要家にとって望まれる。また、配電系統が整備されることによって工業団地内部の余剰電力を外部に供給することも可能となる。

したがって、本案件は、進行中の他案件の対象となる工業団地内の需要家にとって有益に働くと考えられる。本案件は、進行中の案件に対しても Win-win の関係が期待できる。

---

1 ラス（Rath）国際学校のほか大学、工業専門学校がある。

2 NEDO はインドにおいてこれまでに 6 件の事業を実施している。

### 3.1.2 課題

ラジャスタン州におけるニムラナ工業団地を含む DMIC 構想の課題を分析する際に、インド国全体の課題と地域の課題を意識する必要がある。まず、インド国全体の課題は次のように指摘できる。

- インド国では、インフラ整備や工場建設が難しい状況になりつつある。社会環境に関する住民の意識の高まりや権利の要求によって、事業者は用地確保や補償への対応や対策が十分に取れなくなっている。インド国の最大財閥タタグループでさえ、コルカタの工場建設で、法令にしたがって環境影響評価や用地取得を進めたが、住民の反対にあって開発を断念している。
- これらの情報は、現在のインターネットや携帯電話による通信手段によって、口コミで簡単に広く情報が伝わるため、すぐに他地域に伝播する。開発事業者にとって、これは相当困難な課題となっている。
- インド国における有償資金協力事業では、本邦企業の受注は非常に困難な状況が続いている。インド国の電力案件は地場産業が強く、それに加えて中国企業も実績があり、価格競争が厳しくなっている。
- インド国貨物専用鉄道建設計画の一部はタイド借款であるが、本邦企業は応札に必ずしも積極的ではない。本邦企業にとって、さまざまなリスク、すなわち、鉄道路線の用地取得の遅れに伴う全体工期の遅延や建設中の環境対策、運転後の補償などがあるためと考えられる。
- 電力インフラについては、上記の社会環境以外に許認可の問題がある。ガスタービン発電所についてはインド国政府の許認可を得るのが難しい。理由としては、発電目的のガス利用は既得権益のある関係者からの抵抗が激しく、かつ、販売単価が安価なことから、ガス供給が困難である。リアイアンス社の開発するインド国の東部のオリッサ州の KG 鉱区ではガス生産量が昨年から劇的に落ち込んでいるが、理由として発電目的では安価に買ったたかれるので生産調整を行っているのではないかという推測もある。
- 発電事業としては IPP よりも PPP (Public Private Partnership : 官民パートナーシップ)の方が盛んではあるが、官が担当するのは土地収用と許認可申請のみで、資金調達と発電所建設は民間が担当するのが普通である。

次にニムラナ工業団地の課題を示す。電力の課題については3.3節で詳述する。

- 工業団地の各企業は、上水には深さ 100m程度の井戸を掘って地下水を使用している。工場敷地内に降った年間雨量までしか取水できないというレインウォーターハーベスト規制<sup>3</sup>があるため、不足した場合は外部から有料で調達しなければならない。さらに、このような貴重で高価な水を発電機の冷却水にも利用しなければならないため、水利用のコスト負担が大きくなっている。
- ニムラナ工業団地にも日本企業が進出しているが、現状は電力供給品質が悪く、当社も参画し、部分的な電力供給品質向上プロジェクトが進捗している。この一方で、既存の発電施設からの電力供給品質向上が期待される場所であるが、将来計画も含め系統電圧が交錯している。
- ニムラナ工業団地は電力供給が不安定のため、各企業がディーゼル自家発電機を所有している。このうち、クリティカルロードが最大 2MW 程度である。各企業のディーゼル発電機と太陽光発電所で協調運転を行う場合、各企業の変電所設備の改良にコストが掛かる。

したがって、効率的な系統構築に向け、日本の系統安定化技術導入を視野に入れ、需要サイドから要望される電力品質レベルを満足する系統構築を目指した案件策定は価値があると考えられる。

---

<sup>3</sup> 今井 陽一、インドのニムラナ工業団地における電力供給事業、日立評論、2009.6、The Rajasthan state government has made rainwater harvesting mandatory for all public and establishments and all properties in plots covering more than 500 sq m in urban areas (<http://www.rainwaterharvesting.org/policy/Legislation.htm#raj>).



## 3.2 ラジャスタン州の電力インフラの現状と課題

### 3.2.1 ラジャスタン州の電力部門

ラジャスタン州の電力部門は DOE (Department of Energy : ラジャスタン州電力局、大臣 : Dr. Jitendra Singh) が管轄している。規制機関として Rajasthan Electricity Regulatory Commission (委員長 : Sh. D.C Samant) があり、許認可権限を有している。

従来、ラジャスタン州の電力事業は、電力公社 (Rajasthan State Electricity Board) が発電、送電、配電を行っていたが、2000 年 7 月にアンバンドリングされ、以下の州政府会社に分割された。なお、ラジャスタン州ではオープン・アクセスが保証されている。

区分	社名	代表	所在地
発電	RVUN (Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd. : ラジャスタン州発電会社)	Shri N.S.Chaudhary	Jaipur
送電	RVPN (Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd. : ラジャスタン州送電会社)	Shri Shrimat Pandey	Jaipur
配電	JVVN	Shri R. G.Gupta	Jaipur
	AVVN	Shri S.C.Dutta	Ajmer
	JoVVN	Shri S.R.Bansal	Jodhpur

### 3.2.2 ラジャスタン州の電力政策

#### (1) 電力部門改革

ラジャスタン州の電力供給コストは、次の二つの理由によって他の州と比較して割高なものとなっている。第一に、ラジャスタン州はエネルギー資源、特に石炭資源がないために石炭産出州から鉄道で石炭を輸送していること、州経営の発電会社からの電力だけでなく連邦政府の火力発電会社・原子力発電会社から電力を購入している点である。第二に、州の 2/3 は砂漠であり人口密度が低い点である。

しかも、発電コストが割高なものとならざるを得ない状況にも係わらず、電力料金は他の多くの州と同様に家庭・農業用は安価な水準に設定され、コストとの差分を州政府が補填するという赤字構造になっている。さらに、ラジャスタン州は他州と同様、高いシステム損失、突然の電圧・周波数変動、電力需要の制限、高い商業的損失という問題も抱えている。

このため、ラジャスタン州は 1999 年 12 月に「電力改革法 : The Rajasthan Power Sector Reforms Act」を制定し、電力部門の改革に乗り出した。これはラジャスタン州の電力基

本政策となるものであり、概要を以下に示す。

## (2) 目的と課題

電力部門改革の目的は以下のとおりである。

- 州の経済的発展をサポートするために、品質面、コスト面において最も効果的な方法で顧客に電力を供給する。
- 電力部門の流動性を持たせて、グリッド拡張のための資金調達を可能とする。
- 電力システムの更新、拡張、サービス向上には資本投資が必要であり、投資を呼び込む規制環境を整備し、発電、送電、配電に民間部門の参入を促し、競争環境を創出する。

電力部門改革の課題は以下のとおりである。

- 独立した規制機関を設立して、電力部門の経営を健全なものとし、電力の品質面、信頼性、価格面において消費者利益を保護し、コストと効率性に基づいた料金として段階的に電力料金体系の歪みの修正と補助金の削減を行う。
- 発電、送電、配電を独立した会社組織とする。
- 配電地域の区分を、経済的な観点から地域の再編を行う。
- 電力部門の会社組織化、利益会社化して電力部門への投資を魅力的なものとする。
- 電力政策の策定は従来どおり州政府の役割とする。
- 各電力部門間における競争を促進する。
- 環境保護のために、需要の管理と効率的な電力使用を促進する。

## (3) 発電部門

発電会社については、当初はラジャスタン州政府 100%の会社とするが、民間の発電部門参加を促す。将来のラジャスタン州の電力供給の姿は以下のとおりである。

- 国際入札を通じて選定された IPP
- 連邦政府発電事業
- 州の発電会社、または民間・他州・連邦政府との JV 発電会社

## (4) 送電部門

送電会社は、基本的にラジャスタン州政府が 100%所有する会社である。

送電会社は発電会社および州内の IPP からの電力購入、連邦政府発電会社および他州の官・民発電会社からの電力購入・交換を行う役割を担う。また送電会社は中央給電指令所の役割を負うと同時に、配電会社へ安いコストの電力供給を行う。

### (5) 配電部門

配電会社に関しては、当初はラジャスタン州政府 100%の会社とするが、段階的に民間資本が過半数以上を所有する JV 会社にしていく。配電会社に参加する民間資本は、技術的・資金的観点から国際入札による選定となる。

電力料金に関しては、コストとパフォーマンスに応じて規制機関と協議の上、配電会社が個々に設定する。

### (6) 資 金

電力供給を確保するための必要な投資に関して、ラジャスタン州政府は既存会社の株式を売却して資源を生み出し、開発に充てる。

### (7) 需要管理

安定的に電力を供給するために、電力需要を減らすことも必要であり、需要マネジメントにも力を入れている。具体的には、以下の手法をあげている。

- 電力料金改正による需要マネジメントの導入
- 農業用ポンプおよび産業機械の効率改善
- 消費者に対する省エネルギー広報

### (8) ラジャスタン州の電力改革まとめ

上述のとおり、ラジャスタン州では電力部門のアンバンドリング、民間資本導入、電力料金の見直し（引上げ）などを織り込んだ電力部門の改革を進めているが、政策制定後 10 年以上経過した現在、電力規制機関の設立とアンバンドリング以外は、進展が見られないように思われる。

#### 3.2.3 ラジャスタン州の電力需給見通し

ラジャスタン州の 2005 年－2007 年のセクター別の電力使用量と 2007 年におけるセクター別の電力使用量の割合を以下に示す。

表 3.2-1 ラジャスタン州のセクター別の電力使用量(2005-2007)

Section	Consumption (Million kWh)		
	2005	2006	2007
Domestic	35,256.83	37,597.91	44,623.79
(Non-Domestic) Commercial	11,309.56	12,573.94	15,297.96
Small Industries	5,564.95	5,726.52	6,297.55
Medium Industries	10,246.34	11,092.65	12,676.97
Large Industries	41,591.06	46,574.89	53,769.37
Public Lighting	1,252.24	1,317.23	1,528.53
Public Water Works	10,275.51	10,493.27	11,624.91
Agriculture	56,238.13	66,581.98	81,455.92
Others	7,586.41	8,400.82	9,302.93
<b>Total</b>	<b>179,321.03</b>	<b>200,359.21</b>	<b>236,577.93</b>

(出典 : STATISTICAL ABSTRACT, RAJASTHAN, 2010)

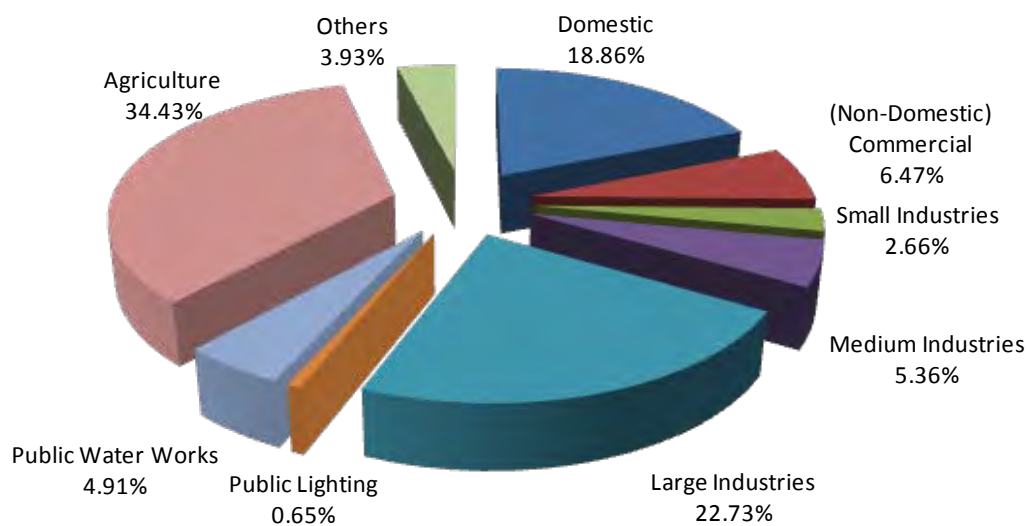


図 3.2-1 セクター別の電力使用量の割合(2007)

(出典 : STATISTICAL ABSTRACT, RAJASTHAN, 2010)

2006 年、2007 年の電力使用量は前年比でそれぞれ、17%、18.1%増加しており、需要増が著しい。

次に、連邦政府による発電事業を含めたラジャスタン州内における 2008 年度から 2010 年度までの電源別発電電力量を表 3.2-2 に示す。

表 3.2-2 ラジャスタン州内での電源別発電(連邦政府発電事業を含む)

(TWh)

区分	電源	FY2008	FY2009	FY2010
州電力事業	石 炭	18.9	19.5	21.1
	天然ガス	2.6	2.8	2.3
	水 力	0.7	0.3	0.4
民 間	石 炭	-	0.2	1.0
連邦政府	石 炭	-	0.0	0.3
	天然ガス	2.5	3.0	2.5
	原 子 力	2.3	3.5	7.7
州内発電合計		27.0	29.4	35.3

(出典：MOP 中央電力庁月報)

電源別の発生電力量を見ると、連邦政府の原子力発電所が3年間で3倍以上増えている。

2011-12年から2021-22年の新しい電力需給バランスを表3.2-3に示す。この想定に基づくと、2012年までは1,381 MW (14.36%)の電力不足が想定されるが2013年からは中央政府、ラジャスタン州の電力供給の増加により3,172 MW (30.36%)の余裕が出る計画となっている。

表3.2-3 ラジヤスタン州電力需給バランスの見通し

(単位: MW)

	XI-Plan					XII-Plan						
	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2021-22	
	(Actual)	(Actual)	(Actual)			Projections						
1. State sector	4,000.31	4,375.31	4,820.31	5,070.31	6,943.96	6,943.96	10,573.96	10,573.96	13,373.96	14,693.96	14,693.96	
A. Total-Shared Projects	972.96	972.96	972.96	972.96	986.61	986.61	986.61	986.61	986.61	986.61	986.61	
B. Total-RVUN Projects	3,027.35	3,402.35	3,847.35	4,097.35	5,957.35	5,957.35	9,587.35	9,587.35	12,387.35	13,707.35	13,707.35	
2. Total Central Sector Allocation	1,853.98	1,878.17	1,977.21	2,273.65	2,446.65	2,508.65	2,968.65	3,376.65	3,621.65	3,951.65	3,951.65	
3. Total Province Sector Projects / Building Process	0.00	0.00	135.00	540.00	1,080.00	1,080.00	3,135.00	4,920.00	4,920.00	4,920.00	4,920.00	
4. Total Ultra Mega Power Project (Considering 60% Success rate of UMPPS)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	480.00	480.00	480.00	1,533.00	1,533.00	
5. NES Projects	566.40	766.00	1,144.00	1,512.75	2,097.75	2,762.75	3,737.75	4,212.75	4,702.75	5,252.75	5,252.75	
a. Wind Power	535.10	734.70	1,084.70	1,436.70	1,886.70	2,311.70	2,736.70	3,161.70	3,601.70	4,101.70	4,101.70	
b. Biomass Power	31.30	31.30	59.30	71.30	106.30	146.30	196.30	246.30	296.30	346.30	346.30	
c. Solar Power	0.00	0.00	0.00	4.75	104.75	304.75	804.75	804.75	804.75	804.75	804.75	
<b>6. Grand Total of Installed Capacity (1 to 5)</b>	6,420.69	7,019.48	8,076.52	9,396.71	12,568.36	13,295.36	20,895.36	23,563.36	27,098.36	30,351.36	30,351.36	
<b>7. Grand Total of Installed Capacity (1 to 5) (Excluding Wind Power)</b>	5,885.59	6,284.78	6,991.82	7,960.01	10,681.66	10,983.66	18,158.66	20,401.66	23,496.66	26,249.66	26,249.66	
8. Total Peaking Capacity (75% of 7)	4,414.19	4,713.59	5,243.87	5,970.01	8,011.25	8,237.75	13,619.00	15,301.25	17,622.50	19,687.25	19,687.25	
9. Peak Demand as per New Forecast (From 2010-11 to 106-17)	5,564.00 (Actual)	6,101.00 (Actual)	6,859.00 (Actual)	8,287.00	8,927.00	9,619.00	10,447.00	11,604.00	12,894.00	14,396.00	22,000.00	
10. Deficit / Surplus (-/+ ) (8-9)	-1,149.81	-1,387.42	-1,615.14	-2,316.99	-915.76	-1,381.26	3,172.00	3,697.25	4,728.50	5,291.25	-2,312.76	
11. Deficit / Surplus (%) (8-9)	-20.67%	-22.74%	-23.55%	-27.96%	-10.26%	-14.36%	30.36%	31.86%	36.67%	36.75%	-10.51%	

(出典: RRVUN)

### 3.2.4 ラジャスタン州の電力インフラの現状と課題

#### (1) ラジャスタン州の電力供給の状況と課題

##### 1) 電力供給の状況

以下に、現在の電力施設の状況を示す。これは、州内の電力会社、および他州と共有している各発電所の容量を示している（ラジャスタン州で利用可能な容量は、所内消費、送電損失、出力可能容量を考慮している）。

**表 3.2-4 (1/3) ラジャスタン州発電所容量  
(RVPN 連系 2011 年 6 月)**

	Installed Capacity (MW)	Raj. Share (%)	Firm capacity available to Raj. (MW)
<b>1. State Sector</b>	<b>5,812.645</b>		<b>5,812.645</b>
<b>(a) Hydro</b>	<b>163.85</b>		<b>163.85</b>
1) Mahi (2 × 25 + 2 × 45)	140.00	100.00	140.00
2) Anopgarh (3 × 1.5 + 3 × 1.5)	9.00	100.00	9.00
3) Mahi-RMC (2 × 0.4 + 1 × 0.165)	0.97	100.00	0.97
4) Suratgarh MH (2 × 2)	4.00	100.00	4.00
5) Mangrol MH (3 × 2)	6.00	100.00	6.00
6) Pugal MH (1 × 1.5 + 1 × 0.65)	2.15	100.00	2.15
7) Charanwala (1 × 1.2)	1.20	100.00	1.20
8) Birsulpur MH (1 × 0.535)	0.54	100.00	0.54
<b>(b) Thermal / Gas</b>	<b>3,933.50</b>		<b>3,933.50</b>
1) KTPS Stage I, II, III (2 × 110 + 2 × 210 + 1 × 210)	850.00	100.00	850.00
2) KTPS Stage IV (1 × 195)	195.00	100.00	195.00
3) Ramgarh Gas (1 × 3)	3.00	100.00	3.00
4) Ramgarh Gas (1 × 35.5)	35.50	100.00	35.50
5) Ramgarh Gas Extension (2 × 37.5)	75.00	100.00	75.00
6) STPS Stage I, II, III (2 × 250 + 2 × 250 + 1 × 250)	1,250.00	100.00	1,250.00
7) Dholpur GTPP Unit 1 to 3 (3 × 110)	330.00	100.00	330.00
8) Giral TPS Stage I Unit 1&2 (2 × 125)	250.00	100.00	250.00
9) STPS Stage IV, Unit-1 (1 × 250)	250.00	100.00	250.00
10) KTPS Stage V, Unit-7 (1 × 195)	195.00	100.00	195.00
11) Chhabra TPS Stage I, Unit-1 (1 × 250)	250.00	100.00	250.00
12) Chhabra TPS Stage I, Unit-2 (1 × 250)	250.00	100.00	250.00
<b>(c) Non-Conventional (Wind, Biomass)</b>	<b>1,715.295</b>		<b>1,715.295</b>
1) Wind Power	1,616.495	100.00	1,616.495
2) M/s Kalpataru Power Ltd. (Biomass)	15.800	100.00	15.800
3) M/s Chambal Power Ltd. (Biomass)	7.500	100.00	7.500
4) M/s Amrit Environmental Power Ltd. (Biomass)	8.000	100.00	8.000
5) M/s Sanbhav Energy Ltd. (Biomass)	20.000	100.00	20.000
6) M/s S.M. Environmental Tech. Ltd. (Biomass)	8.000	100.00	8.000
7) M/s Trans Tech Green Power Pvt. Ltd. (Biomass)	12.000	100.00	12.000
8) M/s Satyam Power Pvt. Ltd. (Biomass)	10.000	100.00	10.000
9) M/s Sanjog Sugar Pvt. Ltd. (Biomass)	10.000	100.00	10.000
10) M/s Realiance Industries Ltd. (Solar)	5.000	100.00	5.000
11) M/s Acme Telepower Ltd. (Solar)	2.500	100.00	2.500

表 3.2-4 (2/3) ラジャスタン州発電所容量  
(RVPN 連系 2011 年 6 月)

	Installed Capacity (MW)	Raj. Share (%)	Firm capacity available to Raj. (MW)
<b>2. Shared Projects</b>	<b>3,564.80</b>		<b>972.95</b>
<b>(a) Hydro</b>	<b>3,252.30</b>		<b>847.95</b>
1) B.B.M.B. Complex			
i) Bhakra Left Bank (5 × 108)	540.00	15.22	82.18
ii) Bhakra Right Bank (5 × 157)	785.00	15.22	119.48
iii) Kotla (1 × 29.25 + 1 × 24.2 + 1 × 24.2)	77.65	15.22	11.82
iv) Ganguwal (1 × 29.25 + 1 × 24.2 + 1 × 24.2)	77.65	15.22	11.82
v) Dehar (6 × 165)	990.00	20.00	198.00
vi) Pong (6 × 66)	396.00	58.50	231.66
2) Chambal Complex			
i) Gandhi Sagar (5 × 23)	115.00	50.00	57.50
ii) Rana Pratap Sagar (4 × 43)	172.00	50.00	86.00
iii) Jawahar Sagar (3 × 33)	99.00	50.00	49.50
<b>(b) Thermal</b>	<b>312.50</b>		<b>125.00</b>
1) Satpura (5 × 62.5)	312.50	40.00	125.00
<b>3. Central Sector Projects Allocation</b>	<b>20,016.65</b>		<b>2,248.58</b>
<b>(a) Hydro (NHPC/SJVNL/THDC)</b>	<b>5,494.20</b>		<b>486.86</b>
1) Tanakpur (3 × 31.4)	94.20	11.53	10.861
2) Salal Stage I & II (690)	690.00	2.95	20.355
3) Chamera-I (3 × 180)	540.00	19.60	105.840
4) Uri (4 × 120)	480.00	8.96	43.008
5) Chamera-II (3 × 100)	300.00	9.67	29.010
6) NJPS (6 × 250) (SJVNL)	1,500.00	7.47	112.000
7) Dhauli Ganga (4 × 70)	280.00	9.64	27.000
8) Tehri Stage 1 (Unit I to IV) (4 × 250) (THDC)	1,000.00	7.50	75.000
9) Dulhasti HEP (Unit I to III) (3 × 130)	390.00	10.88	42.420
10) Sewa HEP Stage II (Unit 1 to 3) (3 × 40)	120.00	10.84	13.008
11) Koteswar HEP (Unit 1) (4 × 100)	100.00	8.36	8.360
<b>(b) Thermal / Gas (NTPC)</b>	<b>12,902.45</b>		<b>1,204.98</b>
1) Singrauli (2 × 110 + 2 × 210 + 1 × 210)	2,000.00	15.00	300.00
2) Rihand TPS Stage I (1 × 195)	1,000.00	9.50	95.00
3) Rihand TPS Stage II (1 × 3)	1,000.00	10.00	100.00
4) Anta Gas (1 × 35.5)	419.33	19.81	83.07
5) Anta Gas (2 × 37.5)	663.36	9.20	61.03
6) Dadri Gas (2 × 250 + 2 × 250 + 1 × 250)	829.76	9.28	77.00
7) Unchahar TPS (3 × 110)	420.00	4.76	20.00
8) Unchahar TPS Stage II (2 × 125)	420.00	9.05	38.00
9) Unchahar TPS Stage III (1 × 250)	210.00	10.95	23.00
10) Kahalgaon Stage II (1 × 195)	1,500.00	4.87	73.00
11) Barsingsar TPS Stage I, Unit 1 (1 × 250)	125.00	100.00	125.00
12) Barsingsar TPS Stage I, Unit 2 (1 × 250)	125.00	10.00	125.00
13) E.R. (in lieu of Tala-6 × 170 = 1,020 MW)			
i) Farakka (0.69%)	1,600.00	0.69	11.04
ii) Kahalgaon-I (3.04%)	840.00	3.04	25.54
iii) Kahalgaon-II (2.24%)	1,500.00	2.24	33.60
iv) Majia (5.88%)	250.00	5.88	14.70



表 3.2-4 (3/3) ラジャスタン州発電所容量  
(RVPN 連系 2011 年 6 月)

	Installed Capacity (MW)	Raj. Share (%)	Firm capacity available to Raj. (MW)
<b>(c) Nulear (NPC)</b>	<b>1,620.00</b>		<b>556.74</b>
1) RAPP (1 × 100 + 1 × 200)	300.00	100.00	300.00
2) NAPS (2 × 220)	440.00	10.00	44.00
3) RAPP Extension Unit 3 (1 × 220)	220.00	28.41	62.50
4) RAPP Extension Unit 4 (1 × 220)	220.00	28.41	62.50
5) RAPP Unit 5 (1 × 220)	220.00	19.94	43.87
6) RAPP Unit 5 (1 × 220)	220.00	19.94	43.87
<b>4. Private Sector Projects</b>	<b>270.00</b>		<b>270.00</b>
1) M/S Raj West Power (Unit 1&2) (3 × 31.4)	270.00	100.00	270.00
<b>Grand Total (1 to 4)</b>	<b>29,664.10</b>		<b>9,304.18</b>
Capacity added during April 11 to June 11 (Prov.)	Increase in installed capacity (MW) / Comm./Sync./Date	Raj. Share (%)	Available capacity to Raj. (MW)
1. Koteswar HEP Unit 1 (4 × 100)	100 MW/1-4-11	8.36	8.360
2. Wind Power	44.8 MW/May-11	44.80	44.800
3. Wind Power	50.3 MW/June-11	50.30	50.300
4. M/S Sanjog Sugar Pvt. Ltd. (Biomass)	10 MW/June-11	10.00	10.000
5. M/S Acme Telepower Ltd. (Solar)	2.5 MW/June-11	2.50	2.500
<b>Total Increase</b>			<b>115.96</b>

ラジャスタン州の発電所容量は 2011 年 6 月時点で、州政府所有の発電所が 5,812.65MW、他州と共有する発電所の割り当てが 972.95MW、中央政府所有の発電所の割り当てが 2,248.58MW、民間の発電所が 270.00MW の合計 9,304.18MW となっている。

州が所有する発電所容量の内訳は、水力 163.85MW (2.8%)、火力／ガス 3,933.50MW (67.7%)、風力 1,616.50MW (27.8%)、バイオマス 98.8MW (1.7%)、太陽光 7.5MW (0.1%) となっている。また、ラジャスタン州ジャイサルメール地区では、IPP による風力発電開発が盛んであり、風力発電の設備容量が際立っている。

RVUN の新規発電所建設計画を以下に示す。

① 第 11 次 5 ケ年計画における実施中の州プロジェクト

プラント名	能力 (MW)	運転開始予定
KALISINDH TPS UNIT-1	600	2011 年 12 月 31 日
KALISINDH TPS UNIT-2	600	2012 年 3 月 31 日
CHHABRA TPS PHASE 2 (UNIT-3)	250	2011 年 10 月 31 日
CHHABRA TPS PHASE 2 (UNIT-4)	250	2011 年 12 月 31 日
RAMGARH EXTN. PROJECT GT	110	2012 年 3 月 31 日
RAMGARH EXTN. PROJECT ST	50	2012 年 3 月 31 日
計	1,860	

(出典：DOE)

② 第12次5ヶ年計画で承認される予定の州プロジェクト

プラント名	燃料	能力(MW)	運転開始予定
Suratgarh TPS Units 7, 8 (Stage V)	石炭	1,320	2013年12月
Chhabra TPS Units 5, 6 (Stage II)	石炭	1,320	2013年12月
Kota Gas Power Project	天然ガス	330	2013-14年
Chhabra Gas Power Project	天然ガス	330	2013-14年
Ramgarh Gas Power Station (Stage -IV)	天然ガス	160	2015-16年
Dholpur Gas Power Station (Stage -II)	天然ガス	330	2013-14年
Suratgarh TPS Units 9-10 (Super Critical)	石炭	1,320	2015-16年
Kalisindh TPS Units 3-4 (Super Critical)	石炭	1,320	2015-16年
Banswara TPS Units 1-2 (Super Critical)	石炭	1,320	2016-17年
<b>計</b>		<b>7,750</b>	

(出典：DOE)

現状のラジャスタン州の電力需給バランスは、大幅に供給力が不足している。この不足分は他州からの電力融通によりバランスをとっている。

こうした状況に対して、RVUN は 2012 年に 1,860MW、第 12 次 5 ヶ年計画では 7,750MW の石炭／天然ガスの新規火力発電所建設を計画している。また、RVUN が実施し、2013 年末までに運転開始予定の火力発電所の出力は、合計 4,500MW となっている。これは表 3.2-3 に示した RVUN プロジェクトとほぼ一致しており、ラジャスタン州は、将来の需給バランスを満足させるために取り組んでいる。

2) 課 題

ラジャスタン州の電力需給状況は、2009 年時点では電力の供給量が不足していたものの、2012 年以降は新規発電所の開発によって供給が上回るとしている。先方政府との協議においても、急増する需要を認識しつつも、新規発電所の建設計画によって対応できるという見解が得られている。

一方、新規の発電所建設には、環境社会配慮事項や用地取得問題によって建設が難航する恐れがある。国全体としては 2012 年からの 5 ヶ年計画では 76,000 MW の電源開発を行う予定だが、個別の事業では環境社会配慮が問題なり計画が遅れているものが多い。一例として、インド国でも最も大きな会社の一つであるタタモーターの工場ですらも、住民問題でコルカタからグジャラートに移転させられた。また、住友商事が落札した案件で、環境規制の問題で落札有効期限が切れてしまったこともある。

さらに、近年は石炭／ガスの需要が高まっており、2011 年 10 月には、インド国全体で石炭供給の困難さについて報道されるなど、燃料調達が大きな課題となる可能性がある。

## (2) ラジャスタン州の電力設備状況と課題

## 1) 電力設備状況

ラジャスタン州は、いくつかの送電線を通して他州と接続している。ラジャスタン州の送電系統概要は、図 3.2-2 に示すように、交流電圧 400kV、220kV、132kV 及び 69kV で構成されている。

州内の送電系統のうち、400kV、220kV は中央政府の送電会社 POWER GRID 社と RVPN が運用している。POWER GRID 社は北東部のハリヤナ州、マディヤ・プラデーシュ州と南西部のグジャラート州など他州との連系線を運用している。

また、州内における配電系統は、交流電圧 33kV 及び 11kV が主流で 415/240V で需要家に配電されている。

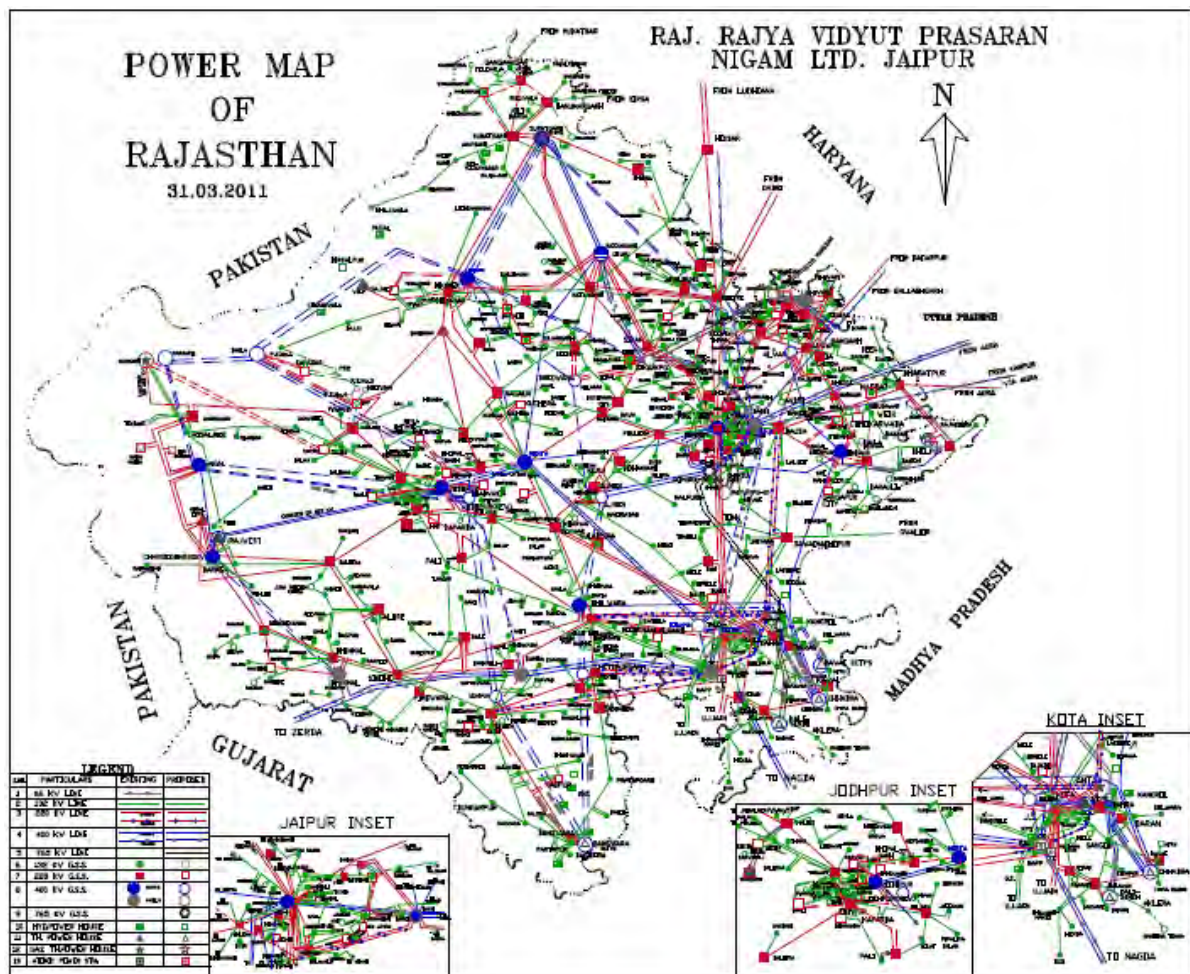


図 3.2-2 ラジャスタン州電力系統図

(出典：DOE)

2) 課題

ラジャスタン州は、他地域・他州からの連系送電線による電力融通に頼っており、当該州の電力供給信頼度低下の一要因とも考えられ、今後、連系送電線の増強が望まれるところである。

(3) ラジャスタン州の系統運用状況と課題

ラジャスタン州の系統運用状況を示す指標として、停電時間・回数・電力品質（周波数・電圧逸脱率等）及び系統損失が上げられる。表 3.2-5 に、電力品質指標の目標及び達成率を示す。

表 3.2-5 ラジャスタン州における電力品質指標(2010/11)

No.	Particulars	Voltage	Level of Performance specified by the Commission		Actual Performed Level		Inference Interior/Superior		
1	System Availability	Level 3							
		132 kV	98%		99.91%		Superior		
		33 kV	98%		99.78%		Superior		
		11 kV	98%		99.84%		Superior		
2	Voltage Profile		Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	
		400 kV	420	360	438	368	Inferior	Superior	
		220 kV	245	200	250	161	Inferior	Inferior	
		132 kV	145	120	152	92	Inferior	Inferior	
		33 kV	34.98	30.03	38	22	Inferior	Inferior	
		11 kV	11.66	10.01	12.3	9.0	Inferior	Inferior	
3	Voltage Unbalance	Level 3							
		400 kV	2.00%		4.33%		Inferior		
		220 kV	2.00%		6.87%		Inferior		
		132 kV	3.00%		7.54%		Inferior		
		33 kV	3.00%		5.41%		Inferior		
		11 kV	3.00%		5.80%		Inferior		
4	Voltage Variation	Level 3				For Higher Voltage	For Lower Voltage		
		400 kV	±1.125%		2.36	1.74	Inferior	Inferior	
		220 kV	±1%		3.55	2.79	Inferior	Inferior	
		132 kV	±1%		1.91	2.51	Inferior	Inferior	
		33 kV	±1%		1.93	2.09	Inferior	Inferior	
		11 kV			1.91	1.56	Inferior	Inferior	
5	Frequency Variation Index	As per IEGC			---		---		
6	Loss of Load Expectation (LOLE)	Level 3	2.00%		---		---		
7	System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)	Level 3							
		132 kV	18 Nos/year		3.39 Nos.		Superior		
		33 kV	18 Nos/year		4.79 Nos.		Superior		
		11 kV	18 Nos/year		4.79 Nos.		Superior		
8	System Average Interruption Duration Index (SAIDI)	Level 3							
		132 kV	8 Hrs/year		1.47 Hrs		Superior		
		33 kV	8 Hrs/year		2.36 Hrs		Superior		
		11 kV	8 Hrs/year		2.98 Hrs		Superior		

Note: The authenticity of figures in respect of voltage profile, voltage unbalance and voltage variation index are based on manual readings of Analogue meters.

(Ashwini Bhagat Secretary)

## 1) 系統運用実績（系統事故・停電実績含む）及び課題

公表されている表 3.2-5 による運用実績だけで評価すると、全体的には目標値幅に良く収まっているように評価できる。また、供給側サイド関係者も、ラジャスタン州の電力品質は特に問題なく目標水準を達成しているとのことである。

しかし、後述するニムラナ工業団地のある需要家の配電・受電実績は、電圧幅、停電回数と時間は、この目標値を超えている。さらに、需要家からのヒアリングでは、電力品質の悪さにより、自家発電機の運転時間が増加し、発電コストの高騰及び電力品質に敏感な製品製造の不良を招く等の影響を懸念している状況である。

よって、電力品質の向上が期待される場所であるが、電力品質の悪さとしては、設備運転・保守の悪さ、供給力不足及び供給設備拡充の遅れ等が考えられる。現地状況、需要家聞き取り調査によれば、33kV 配電ネットワークは地中化が多く、架空送電が基本となっている 11kV 配電より信頼度が高く切り替えを希望している需要家もある。しかし、33kV 配電ネットワーク拡充が遅れており、切り替えを希望しても待たされている実体があるため、早期の 33kV 配電ネットワーク拡充が期待されている。

## 2) 系統送配電損失実績及び課題

ラジャスタン州のみの送配電損失実績としては、30%程度の損失がある。また、前述インド国全体の実績及び IEA のエネルギーバランス表によると、インド国では送配電損失が 20%～30%と非常に高い。系統損失は、系統構成・増強状況にも影響されるが、将来的にも 20%台の送電損失が予測されている。一般的な値の 10%前後と比較すると、20～30%という高い電力損失には、送電設備以外の電力損失があると考えられる。

上述の送配電損失には技術的な送配電損失以外の要素が含まれていると考えられ、実際の技術的な送配電損失はより小さいものと考えられる。この系統送配電損失の高さについては、技術的な損失以外の損失も含んでいることは、インド国関係者も認識しており国家気候変動行動計画（2008年6月）の記載によると、インド国の送配電損失は 16～19%低減した行動計画値となっている。

技術的な送配電損失以外の損失としては、盗電やメーター不設置による電力供給及び料金不払いの割合が大きい等と言われている。要因として、盗電が容易な低圧配電線が長い、料金を支払えない低所得者が多い、検針計の精度が低く不正使用が多い、料金請求率が低いなど、検診、料金回収システム問題もからみ実態把握は困難が伴うと考えられる。

そのため、この系統全損失の低減は、現在でも電力会社の収支に大きく影響を与えており、電力セクターの経済健全性を高めるため料金回収システムの改善はもとより、計量システムの自動化などによりハード対策導入等は急務な対策課題と考えられる。

### 3.2.5 ラジャスタン州での新規発電の可能性

ラジャスタン州での発電所新設可能性を探るための一次エネルギー保有・確保状況を調査する。

#### (1) ラジャスタン州の一次エネルギー埋蔵状況と課題

ラジャスタン州での自然エネルギー含む発電可能一次エネルギー埋蔵量は、以下に示す通りである。基本的に発電のために活用できる一次エネルギー埋蔵は少なく、或いは活用までに時間・コスト等を有し、石炭火力、水力発電所の導入は期待できないと考えられる。

##### 1) Lignite

ラジャスタン州は、地表近くに約 2,000 million ton の Lignite を埋蔵しており、これは 3,000MW 出力に相当するものである。今後の開発については経済性を十分に検討する必要がある。

##### 2) Methane Gas

大統領府で実施されたアセスメントによれば、Barmer 地区で約 3,500 MW 相当の埋蔵がある。今後の開発については経済性を十分に検討する必要がある。

##### 3) 重油

ラジャスタン州は、約 15 billion tons の heavy oil and bitumen を埋蔵しており、これは 8,000～10,000MW 発電することができる量である。

ただし、開発ライセンスを有している The Public Sector Oil India Ltd.の開発権はベネズエラ、コロンビア、欧州または米国に与えられており、インド国の会社が開発権を獲得する必要がある。

##### 4) ガス

ジャイサルメールの大半の権利は ONGC (Oil and Natural Gas Corporation : 石油・天然ガス公社) が所有しているが、調査を開始していない。一方、OILf はより高い条件でラジャスタン州府と交渉している。

##### 5) 水力発電

ラジャスタン州は河川が少ないため、水力発電所開発は困難である。

##### 6) 原子力

原子力発電は、今後数 10 年で世界的には規制強化により減少すると想定されている。

しかし、インド国や中国は CO<sub>2</sub> 削減という環境問題から原子力発電拡大にコミットされている。

ラジャスタン州は、ラジャスタン Atomic Power Project & Narora Atomic Power Station から 342 MW を受電している。また、Nuclear Power Cooperation は RAPP 発電所に 220MW ユニット 2 台を追加することを計画している。

#### 7) 風 力

ラジャスタン州は IPP による風力発電の開発が進んでおり、設備容量は 1,616.50MW にも達する。州北西部の砂漠地帯が広がるジャイサルメール地区は風力ポテンシャルが高く、州内の 75%以上の発電所が建設されている。

#### 8) 太陽光発電

降雨が少なく砂漠性気候の乾燥地帯が広がるラジャスタン州は、大きな太陽光発電ポテンシャルを有する。DOE 発行の Rajasthan Solar Energy Policy 2011 によると、2013 年までに太陽光発電・太陽熱発電の設備容量を 200MW まで開発する計画を立てている。

#### 9) Natural Gas

ラジャスタン州は、Suratgarh P/P、Kota P/P 及び Ramgarh P/P での発電設備の設置を開始した。Ramgarh P/P では、ガス供給量が不足しており、High Speed Diesel で代用予定であることなど、ガス不足がボトルネックとなっている。

#### 10) 自家発電

ラジャスタン州には、500 MW の自家発電が存在すると見積もられている。自家発電には、メリット&デメリット両面を抱えているが、需要側の供給信頼度向上に寄与している。

以上、発電に使用できる一次エネルギーとして埋蔵予測はあるものの、自州の燃料活用には発掘権利・コストのみならず技術的問題も解決しなければならない。これらの燃料の活用には、諸々なステップを必要とする。また、発電タイプによっては十分な水も確保する必要があり、各発電タイプの F/S の他、政府の明確な方針が必要である。

しかし、最近の GAIL (Gas Authority of India Ltd. : インド国ガス公社)、ONGC、Shell などの調査結果によれば、当該地域には非常に多くの lignite & gas [coal bed methane gas and natural gas] の貯蔵があり、将来の供給力不足に貢献し、予測される電力需要に対応できる可能性がある。

## (2) ラジャスタン州における他地域からの輸送燃料活用の可能性.

輸送燃料の活用としては、石炭と天然ガスが考えられるが、石炭は、現在でも相当の輸送コスト負担しており、長距離輸送の制限からも、石炭の輸送量を増大させるには限度があると考えられる。一方、天然ガスについては、他燃料と比べてパイプラインを通して発電に使用が可能と考えられる。

天然ガスについては、高効率、環境負荷が少なく有望な燃料である。インド国でも天然ガス需要が高まっている。天然ガスの多くは、インド国洋西部沖合の海底から採掘されている。生産された天然ガスは、ほぼマハーラーシュトラ州のクーランに運ばれ利用されている。また、ガスパイプラインはクーランから内陸部を横断的に敷設されており、ラジャスタン州を經由してデリー、ハリヤナ州に到達している。ラジャスタン州としては、このパイプラインから提供を受けて州内で天然ガスによる発電を行うことは実現性が高く、ニムラナ工業団地内でのガス発電プロジェクトも進行中である。ガス発電であれば、当地で課題の冷却するための水確保の問題も少ないと考えられる。

一方、中央政府の石油天然ガス省が、適宜、通達によりガス生産量の割り当て、価格決定をしており、農業関係へは価格設定等で優遇されている。

### 3.2.6 ラジャスタン州の電力料金

#### (1) インド国の電力料金政策

インド国における電力料金は、2006年に施行された料金制策（Tariff Policy）に基づき、各州の配電会社が算出し、各州の電力規制委員会（State Electricity Regulation Commission）が承認する。料金政策では、電力法（Electricity Act, 2003）の規定を補足する料金決定の詳細が示されている。

この料金政策では、次の様な目標が掲げられている。

- (i) 合理的かつ安価な料金での電力利用の担保
- (ii) セクターの財務的存続可能性の担保と魅力的な投資環境の整備
- (iii) 管轄範囲を超えた規制手法を用いた透明性、一貫性、予測可能性の確保促進と予測できる規制リスクの最小化
- (iv) 競争性、運転における効率性、供給電力の質の向上の促進

また、この料金政策では、実績に基づいたコスト設定を行うために、次の様な枠組みを制定している。

- (i) 投資の回収 : 消費者の利益と必要な投資のバランスをとる。
- (ii) 資本の基準量 : 将来の資本コストの融資のため、借入と資本の割合を7:3とする。



- (iii) 減価償却 : 発電および送電資産に関して、中央委員会が減価償却率を通達し、減価償却した後の料金減による利益は、需要家に還元する。
- (iv) 借入コスト : 料金低減のための借入構造を推奨する。
- (v) 外貨交換リスク : 外貨借入の為替リスク低減のためのコストを見込む。  
の管理費
- (vi) 運転基準 : より良い運転パフォーマンスを発揮できるようにする。
- (vii) 改修と近代化 : 高効率化のための改修と近代化を推奨する。
- (viii) 複数年料金 : 公共施設と消費者のリスクの最小化、効率化とシステムロスの低減の促進、魅力的な投資環境をもたらす複数年料金を導入する。
- (ix) CDM による便益 : CDM から得られる便益を料金に反映させる。

## (2) ラジャスタン州の電気料金と発電および送電コスト

### 1) 電気料金

ラジャスタン州の配電会社である JVVN の電気料金を表 3.2-6 に示す。JVVN の電気料金は、2011 年 9 月 8 日に改定され 20~30% の値上げが行われた。

現在の電気料金には、政府による援助が加味されている。これは、国家電力政策 (National Electricity Policy, 2005) に基づき、収入が貧困ラインより低い需要家や農業セクターに対して行われている。これらの需要家の電力料金は、2011 年 9 月 8 日の改定後も据え置きされており、政府の援助額が大きくなっている。

表 3.2-6 によると、一般世帯は、最初の 50kWh までは 2.5 INR/kWh、それ以上利用に対しては使用量に応じて 4.0~4.35 INR/kWh の電気料金 (変動分) であり、工場などの需要家は、4.0~5.0 INR/kWh 程度の電気料金 (変動分) となっている。

表 3.2-6 JVVN の電気料金

No.	Term Category	From September 8, 2011					From 2007 to Until September 7, 2011					Historical Energy Charge (10 <sup>2</sup> INR/kWh)				
		Monthly Fixed Charge in INR		Energy Charge (10 <sup>2</sup> INR/kWh)			Monthly Fixed Charge in INR		Energy Charge (10 <sup>2</sup> INR/kWh)			July, 97	Nov, 99	May, 01		
		Rate	Unit	Net	Government Subsidy	After Subsidy	Rate	Unit	Net	Government Subsidy	After Subsidy					
1	Domestic Service															
(a)	Below Poverty Line and Kutir Jyoti Progran (Upto 50kWh/month)	50	/Connection <sup>*4</sup>	225	140	85	N.A.		195	110	85	112	155	170		
(b)	Small Domestic (Less than 50 kWh/month)	80	/Connection	250	80	170	N.A.		195	25	170	112	155	170		
(c)	Normal Domestic															
(i)	First 50 kWh/month	140	/Connection	250	0	250	80	Connection	195	0	195	112	155	170		
(ii)	Above 50kWh upto 150kWh/month	140	/Connection	400	0	400	105	/Connection	350	0	350	149	220	275		
(iii)	Above 150kWh upto 300kWh/month	150	/Connection	415	0	415	These categories are available from September 8, 2011. Before September 8, 2011, the Category (ii) is applied for these (iii) and (iv) category.									
(iv)	Above 300kWh/month	180	/Connection	435	0	435										
2	Non Domestic Service															
(a)	Upto 5 KW of SCL															
(i)	Upto first 100 kWh/month	150	/Connection	510	0	510	These categories are available from September 8, 2011.									
(ii)	Above 100 and upto 200 kWh/month	150	/Connection	550	0	550										
(iii)	Above 200 kWh/month	180	/Connection	590	0	590										
(b)	Above 5KW of SCL															
(i)	Upto first 100 kWh/month	60	/kW	510	0	510										
(ii)	Above 100 and upto 200 kWh/month	60	/kW	550	0	550										
(iii)	Above 200 kWh/month	60	/kW	590	0	590										
(i)	First 100 kWh/month	These categories was available until September 8, 2011					80	/Connection	450	0	450	185	264	450		
(ii)	Above 100kWh/month						120	/Connection	490	0	490	231	304	490		
3	Public Street															
(i)	Areas having population below 100,000	50	/lamp point <sup>*5</sup>	410	0	410	30	/lamp point <sup>*2</sup>	350	0	350	100	154	300		
(ii)	Areas having population 100,000 above	60	/lamp point <sup>*6</sup>	450	0	450	45	/lamp point <sup>*3</sup>	375	0	375	130	184	330		
4	Agriculture															
(a)	Metered Supply															
(i)	General (not getting round the clock supply)	50	/Connection <sup>*7</sup>	136	46	90	50	/Connection	110	20 <sup>*1</sup>	90	50	70	90		
(ii)	Others	50	/Connection <sup>*7</sup>	260	50	210	50	/Connection	210	45 <sup>*1</sup>	165	120	140	165		
(iii)	Farm Houses	50	/Connection <sup>*7</sup>	420	80	340	50	/Connection	340	65 <sup>*1</sup>	275	138.5	220	275		
(b)	Flat Rate Supply (In INR/HP/Month)															
(i)	General (not getting round the clock supply)	20	/Connection <sup>*8</sup>	175	90	85	20	/Connection	140	55 <sup>*1</sup>	85	37.5	60	85		
(ii)	Special Fodder/24 hrs Supply	20	/Connection <sup>*8</sup>	250	50	200	20	/Connection	200	55 <sup>*1</sup>	145	-	120	145		
(iii)	Farm Houses	20	/Connection <sup>*8</sup>	290	60	230	20	/Connection	230	55 <sup>*1</sup>	175	-	220	175		
5	Small Industry															
(i)	Upto 5kW	45	/HP/unit of SCL	400	0	400	35	/HP/unit of SCL	350	0	350	-	203	344		
(ii)	Above 5kW but not exceeding 18.65kW(25HP)	45	/HP/unit of SCL	435	0	435	This category is available from September 8, 2011.									
6	Medium Industry															
(i)	Low Voltage	50	/HP/unit of SCL	475	0	475	50	/HP/unit of SCL	375	0	375	204	236	372		
(ii)	High Voltage (> 11kV)	112	/kVA of Billing demand	475	0	475	80	/kVA of Billing demand	375	0	375	204	236	372		
7	Bulk Supply for Mixed Load															
(i)	Low Voltage	50	/HP/unit of SCL	475	0	475	50	/HP/unit of SCL	375	0	375	204	236	372		
(ii)	High Voltage (> 11kV)	112	/kVA of Billing demand	475	0	475	80	/kVA of Billing demand	375	0	375	204	236	372		
8	Large Industry															
(i)	High Voltage (> 11kV)	125	/kVA of Billing demand	500	0	500	90	/kVA of Billing demand	401	0	401	225	259	401		

\*1: If the supply is for 24 hrs., the rates without subsidy are applicable.  
 \*2: Maximum INR 300/service connection  
 \*3: Maximum INR 900/service connection  
 \*4: The fixed charge rate is INR80, INR50 is the rate after government subsidy of INR30.  
 \*5: Maximum INR 500/service connection  
 \*6: Maximum INR 1200/service connection  
 \*7: The fixed charge rate of INR 50 is the rate after government subsidy of INR 10.  
 \*8: The fixed charge rate of INR 20 is the rate after government subsidy of INR 5.

(出典 : JVVN ウェブサイト、 Tariff Scenario, Tariff hike from time to time, JVVN、 Tariff for supply of Electricity- 2004, JVVN)

注) : SLC: Sanctioned Connected Load

## 2) JVVN の財務状況と電力販売

JVVN の財務状況および電力販売額の内訳を表 3.2-7 および表 3.2-8 に示す。表 3.2-7 より、2009/10 年の JVVN の収入のうち、約 50%が補助金・交付金となっている事が分かる。表 3.2-8 より、JVVN の電力販売額の内訳を整理すると図 3.2-3 のようになり、政府の補助が無く、高い電力料金が設定されている産業分野の電力販売額が最も多く、約 43%となっている。

表 3.2-7 JVVN の財務状況

Particulars	For the year ended 31-Mar-09		For the year ended 31-Mar-10		Increase Rate (%)
	(INR)	(%)	(INR)	(%)	
<b>Income</b>					
Revenue from Sales of Power	35,401,595,423	53.0	39,804,263,624	46.5	12.4
Revenue subsidies and Grant	26,476,893,002	39.6	43,568,560,974	50.9	64.6
Other Income	1,428,548,270	2.1	1,532,026,345	1.8	7.2
Receipt from Sale of Power through Trading	1,540,847,850	2.3	75,391,479	0.1	-95.1
Deferred income relating to cost of Capital Assets/CC&SL	2,008,433,755	3.0	666,421,786	0.8	-66.8
<b>Sub Total</b>	<b>66,856,318,300</b>	<b>100</b>	<b>85,646,664,208</b>	<b>100</b>	<b>28.1</b>
<b>Expenditure</b>					
Purchase of Power	52,260,317,989	83.2	63,577,237,212	80.7	21.7
Repairs & Maintenance	482,695,772	0.8	541,352,068	0.7	12.2
Employees Costs	7,614,598,055	12.1	11,712,521,891	14.9	53.8
Administration & Other Expenses	533,250,843	0.8	627,451,182	0.8	17.7
Other Debits	114,487,500	0.2	65,786,178	0.1	-42.5
Rebates allowed to Consumers	169,355,152	0.3	197,184,307	0.3	16.4
Depreciation	1,656,899,269	2.6	2,030,379,105	2.6	22.5
<b>Sub Total</b>	<b>62,831,604,580</b>	<b>100</b>	<b>78,751,911,943</b>	<b>100</b>	<b>25.3</b>
Less: Incidental expenses during construction transferred to capital work in progress	1,326,588,433		1,643,139,166		
<b>Sub Total</b>	<b>61,505,016,147</b>		<b>77,108,772,777</b>		
Profit before Interest & Taxes	5,351,302,153		8,537,891,431		
Net Interest, Finance Charges & lease rental	5,172,765,348		8,480,935,991		
Profit/ (Loss) for the year before taxes	178,536,805		56,955,440		
Add: Prior period Income/Expenses	(98,568,172)		(55,080,440)		
Add: Net amount of extra ordinary items	(578,012)		0		
Less: Fringe Benefit Tax					
Current Year	10,992,211		0		
Previous Year	68,398,410		1,875,000		
<b>Net Profit after tax available for appropriation</b>	<b>0</b>		<b>0</b>		

(出典 : 10th Annual Accounts 2009-10, JVVN)

表 3.2-8 JVVN の電力販売額内訳

Particulars	For the year ended 31-Mar-09		For the year ended 31-Mar-10		Increase Rate (%)
	(INR)	(%)	(INR)	(%)	
1 Domestic	6,094,684,207	19.6	7,076,056,135	20.3	16.1
2 Non Domestic	3,976,062,856	12.8	4,213,068,053	12.1	6.0
3 Public Street Lighting	251,135,539	0.8	269,714,345	0.8	7.4
4 Agriculture-Metered	2,875,699,220	9.3	3,541,980,142	10.2	23.2
5 Agriculture-Flat rate	1,040,014,826	3.3	898,461,108	2.6	-13.6
6 Agriculture-Nursery	3,389,187	0.0	3,359,022	0.0	-0.9
7 Agriculture-Poultry Farm	15,300,095	0.0	2,603,685	0.0	-83
8 Small Industrial Power	778,365,324	2.5	730,756,978	2.1	-6.1
9 Medium Industrial Power	1,944,284,928	6.3	2,098,412,607	6.0	7.9
10 Large Industrial Power	10,791,529,210	34.8	12,125,076,059	34.8	12.4
11 PWW & Pumping-Small	671,655,506	2.2	681,995,809	2.0	1.5
12 PWW & Pumping-Medium	107,871,970	0.3	107,544,614	0.3	-0.3
13 PWW & Pumping-Large	399,355,553	1.3	449,967,759	1.3	12.7
14 Bulk supply to other Consumers (Mixed Load)	901,914,895	2.9	1,257,231,454	3.6	39.4
15 Traction Railways	1,198,640,894	3.9	1,405,287,380	4.0	17.2
16 Bulk supply to controlled station	(397,824)	0.0	14,255	0.0	-
<b>Sub Total (1 to 16)</b>	<b>31,049,506,386</b>	<b>100</b>	<b>34,861,529,405</b>	<b>100</b>	<b>12.3</b>
17 Electricity Duty Recoverable	2,673,635,015		2,982,160,810		
18 Meter Rent / Service line rental	53,107,968		67,738,295		
19 Recovery for Theft of Power / Malpractice	263,681,591		281,622,224		
<b>Sub Total (17 to 19)</b>	<b>2,990,424,574</b>		<b>3,331,521,329</b>		<b>11.4</b>
<b>Sub Total (1 to 19)</b>	<b>34,039,930,960</b>		<b>38,193,050,734</b>		<b>12.2</b>
20 Miscellaneous Charge from Consumers	4,035,252,941		4,593,472,821		
21 National Revenue due to reduction in T&D losses	608,082,477		546,366,820		
22 Difference due to Round off	46,537		(99,121)		
<b>Sub Total (1 to 22)</b>	<b>38,683,312,915</b>		<b>43,332,791,254</b>		<b>12.0</b>
Less					
23 Electricity Duty Recoverable	2,673,635,015		2,982,160,810		
24 National Revenue due to reduction in T&D losses	608,082,477		546,366,820		
<b>Net Revenue from Sales of Power</b>	<b>35,401,595,423</b>		<b>39,804,263,624</b>		<b>12.4</b>

(出典 : 10th Annual Accounts 2009-10, JVVN)

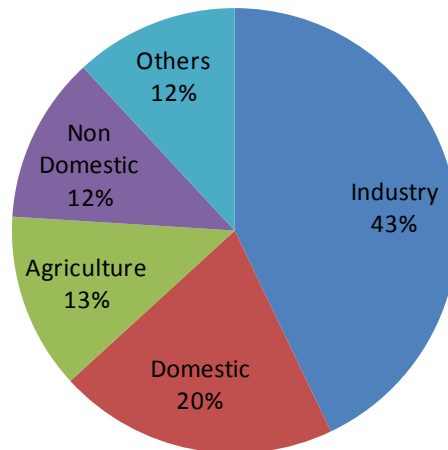


図 3.2-3 JVVN の電力販売額の割合 (2009/10)

#### 4) JVVN の電力購入にかかる費用

JVVN が、送電線費用等を含む電力購入に要した費用を表 3.2-9 に示す。JVVN が 1 kWh 当たり電力購入するのに必要な費用 3.66 INR/kWh に対し、平均販売単価は 3.19 INR/kWh となっており、電力購入単価が販売単価を上回っている。さらに、購入した電力  $17,366 \times 10^6$  kWh のうち約 30% の  $4,870 \times 10^6$  kWh が電力ロスであり、このことも JVVN の財務状況を圧迫している一因と考えられる。

表 3.2-9 JVVN が電力購入に要した費用

Particulars	For the year ended 31-Mar-09			For the year ended 31-Mar-10			Increase Rate (%)
	Electricity	Amount	Rate	Electricity	Amount	Rate	
	( $10^6$ x kWh)	( $10^6$ x INR)	(INR/kWh)	( $10^6$ x kWh)	( $10^5$ x INR)	(INR/kWh)	
Purchase of Energy	15,410.58	52,260.3	3.39	17,366.13	63,577.2	3.66	12.7
Less: Sales of energy through Power exchange	197.92	1,540.8	7.78	9.21	75.4	8.19	-
Net availability before Transmission Loss	15,212.66			17,356.92			14.1
Transmission Loss	1,034.62			1,070.51			3.5
Rate of Transmission Loss in %	6.80%			6.17%			-9.3
Net availability after Transmission Loss	14,178.04			16,286.41			14.9
Energy Sales	10,676.06	35,401.6	3.32	12,486.28	39,804.3	3.19	17.0
Distribution Loss	3,501.98			3,800.13			8.5
Rate of Distribution Loss in %	24.70%			23.33%			-5.5
Transmission & Distribution Loss	4,536.60			4,870.64			7.4
Rate of Transmission & Distribution Loss in %	29.82%			28.06%			-5.9

(出典 : 10th Annual Accounts 2009-10, JVVN)

5) RVUN の電力販売料金

RVUN の電力販売料金は、以下に示すとおり発電所毎に設定されており、2.4-3.2 INR/kWh となっている。

表 3.2-10 RVUN の電力販売料金

No.	Name of Plant		Installed Capacity	Main Fuel	Fixed Cost	Variable Cost	Total Cost
			(MW)	-	(INR/kWh)	(INR/kWh)	(INR/kWh)
1	Kota Super Thermal Power Station	KTPS	1,240.0	Coal	0.5155	1.8861	2.4016
2	Suratgarh Super Thermal Power Station	STPS	1,500.0	Coal	0.8036	2.3018	3.1054
3	Dholpur Combined Cycle Power Station	DCCP	330.0	Gas	0.8400	2.3425	3.1825
4	Ramgarph Gas Thermal Power Station	RGTPP	113.5	Gas	0.5115	1.8224	2.3339
5	Chhabra Themal Power Station (Unit-1)	CTPP	250.0	Coal	1.3319	1.4481	2.7800

Note: 1) Tariff for Mini-Micro Hydropower is fixed 3.78 INR/kWh.  
 2) Incentive @0.25 INR/kWh recovered on more than target Planned Load Factor.  
 3) Fuel Price Adjustment as per RERC Tariff regulation 2009.

(出典 : RVUN Recovered/Claim Tariff Charge from DISCOM for FY 2011-12, RVUN)

6) 電気料金の比較

インド国における各州の電力料金を表 3.2-11 に比較する。ラジャスタン州の電力料金 (JVVN を含む 3 社) は、インド国の各州の電力料金の平均より少し高めに設定されている。

表 3.2-11 インド国各州の電力料金

(単位 : 10<sup>-2</sup> INR)

Sl. No.	Name of Utility	Domestic 4 kW (400 kWh/month)	Large Industry 1,000 kW 60% L.F., (438,000 kWh/Month)
1	Andhra Pradesh	396.63	365.03
2	Assam	441.50	399.21
3	Bihar	321.98	501.18
4	Chhattishgarh	230.63	405.87
5	Gujarat	554.83 U 463.83 R	592.76
6	Haryana	422.10	470.00
7	Himachal Pradesh	282.61	365.55
8	Jammu & Kashmir	203.09	285.58
9	Jharkhand	163.50	408.60
10	Karnataka	449.79 D 436.67 E 418.29 F	527.80 D 521.09 O
11	Kerala	398.89	378.49
12	Madhya Pradesh	562.19 U 526.56 R	470.86
13	Maharashtra	445.40	521.66 B 484.93 C
14	Meghalaya	352.50	484.38
15	Orissa	247.00	295.31
16	Punjab	447.25	486.30
17	Rajasthan	396.88 U 363.81 R	463.83
18	Tamil Nadu	216.25	452.11
19	Uttar Pradesh	384.00 U 124.00 R	503.37 U 429.21 T
20	Uttarakhand	218.75	390.48
21	West Bengal	434.66 U 422.36 R	493.94
22	Arunachal Pradesh	345.00	295.00
23	Goa	186.75	398.29
24	Manipur	299.70	336.09
25	Mizoram	360.00	595.00
26	Nagaland	319.25	314.68
27	Sikkim	266.06	441.78
28	Tripura	365.00	-
29	A & N Islands	342.50	-
30	Chandigarh	304.00	360.70
31	Dadra & Nagar Haveli	172.50	319.08
32	Daman & Diu	172.50	279.97
33	Delhi BYPL/BRPL/NDPL	351.75	561.13
34	Delhi NDMC	254.10	524.07
35	Lakshadweep	221.88	-
36	Puducherry	113.75	307.84
37	Torrent Power Ltd. (Ahmedabad)	493.04	503.40
38	Kolkata (CESC)	496.98	491.48
39	D.V.C. (A) Bihar Area (B) West Bengal Area	- -	428.99 453.65
40	Durgapur Projects Ltd.	299.61	354.31
41	Mumbai (B.E.S.T) Mumbai (RelianceEnergy) Mumbai (TATA'S)	523.59 558.34 370.01	753.78 795.80 537.18
Average		349.84	448.86
Median		360.00	452.88
Maximum		113.75	279.97
Minimum		562.19	795.80

Remarks: B : Continuous Supply Areas

C : Non-Continuous Supply Areas

D : Bangalore, Devangere &amp; other City Municipal Corp.

E : Areas under other local bodies

F : Areas under Village Panchayats

U : Urban

R : Rural

O : Other

Note : The above rates of electricity are for certain assumed load and electricity consumption levels in a month.

(出典 : Economic Survey 2010-11, Ministry of Finance)

また、インド国も加盟している IEA 加盟国の電気料金を以下に示す。一概に比較できないが、IEA 加盟国の電気料金と比較し、JVVN の電気料金は、家庭用で安く、産業用で平均より少し安く設定されている。なお、ラジャスタン州では、政策上、産業セクターの電力料金を高く設定している。

**表 3.2-12 IEA 加盟国の電気料金**

Country	Unit	Electricity for Industry [kWh]	Electricity for Households [kWh]
Austria	US\$	-	0.258
Belgium	US\$	0.125	0.232
Canada	US\$	0.070	0.095
Chinese Taipei	US\$	0.078	0.093
Czech Republic	US\$	0.144	0.186
Denmark	US\$	0.114	0.356
Finland	US\$	0.095	0.175
France	US\$	0.106	0.157
Germany	US\$	-	0.325
Greece	US\$	0.114	0.158
Ireland	US\$	0.137	0.233
Italy	US\$	0.258	0.263
Japan	US\$	0.154	0.232
Korea	US\$	-	0.083
Luxembourg	US\$	0.122	0.216
Mexico	US\$	0.104	0.089
Netherlands	US\$	0.123	0.221
New Zealand	US\$	-	0.182
Norway	US\$	0.074	0.176
Poland	US\$	0.120	0.179
Portugal	US\$	0.120	0.215
Slovak Republic	US\$	0.169	0.213
Sweden	US\$	0.096	0.218
Switzerland	US\$	0.102	0.180
Turkey	US\$	0.151	0.184
United Kingdom	US\$	0.121	0.199
United States	US\$	0.068	0.116
Average	US\$	0.120	0.194
Median	US\$	0.120	0.186
Max.	US\$	0.258	0.356
Min.	US\$	0.068	0.083
INDIA JVVN*	US\$	0.111	0.097
	INR	5.00	4.35

(出典：2011 Key World Energy Statistics, IEA より、データが Not Available(NA)の国を除く)

注) インド国は、NA のため表中には示されていない

\*: 2011 年 9 月 8 日以降の電力料金を第 6 章に示した交換レートで変換



## 6) 電気料金に関する課題

以上に整理した JVVN の電気料金や財務状況より、JVVN の電気料金に関して確認された事項を以下に整理する。

- ・ JVVN の収入の約 50%が補助金・助成金となっており、財務状況が非常に悪い。
- ・ 電力購入に要する kWh 当たりの単価に対して、電力の販売単価が下回っている。
- ・ 電力損失が約 30%と非常に大きく、JVVN の財務状況を圧迫している。
- ・ 一概に比較できないが、インド国も加盟している IEA 加盟国の電気料金と比較して、JVVN の電気料金は安くなっている。
- ・ ラジャスタン州の電気料金は、インド国の他州の電気料金と比較し、平均よりも若干高くなっている。

JVVN の電気料金は、電力購入コストに見合った単価とはなっておらず、JVVN の財政は政府の補助金に頼っている。ただし、JVVN はインド国の他州と比べ、電力料金を安く設定している訳ではない。

### 3.3 ラジャスタン州ニムラナ工業団地の電力事情と課題

#### 3.3.1 ニムラナ工業団地の電力設備



図 3.3-1 ニムラナ工業団地

#### (1) アルワール地区の電力使用状況

ニムラナ工業団地が立地するアルワール地区の2005年～2007年の各セクターの電力使用量と2007年における各セクターの電力使用量の割合を以下に示す。

表 3.3-1 アルワール地区のセクター別の電力使用量(2005-2007)

Section	Consumption (Million kWh)		
	2005	2006	2007
Domestic	1337.25	1,480.68	1,789.18
(Non-Domestic) Commercial	358.55	408.59	492.57
Small Industries	233.05	273.62	308.27
Medium Industries	755.81	825.05	963.61
Large Industries	8,352.00	9,118.62	11,879.75
Public Lighting	33.78	40.27	52.97
Public Water Works	239.31	250.07	253.82
Agriculture	3,443.03	3,883.45	4,915.79
Others	147.19	181.34	193.23
<b>Total</b>	<b>14,899.97</b>	<b>16,461.69</b>	<b>20,849.19</b>

(出典 : STATISTICAL ABSTRACT, RAJASTHAN, 2010)

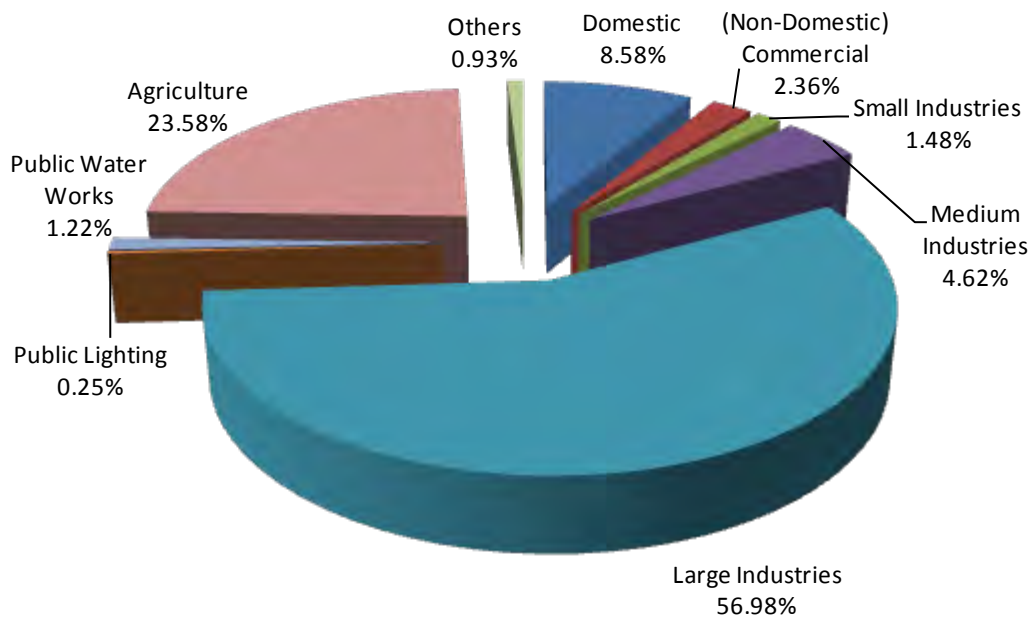


図 3.3-2 セクター別の電力使用量の割合

(出典 : STATISTICAL ABSTRACT, RAJASTHAN, 2010)

2006年、2007年の電力使用量は前年比でそれぞれ、11%、27%増加しており、ラジャスタン州全体と同様に需要増が著しい。セクター別の割合では、Large Industriesが56.98%と、地区の使用量の半分以上を占めている。2007年におけるアルワール地区のLarge Industriesの電力使用量は州全体のLarge Industriesの電力使用量の22.0%に当たり、産業による電力需要が大きい地区であることが分かる。

(2) ニムラナ工業団地の電力設備

ニムラナ工業団地への電力は州内系統から RVPN が管理する変電所と JVVN が管理する配電ネットワークを通じて供給される。送変電設備の概要を以下に示す。

表 3.3-2 ニムラナ工業団地の送変電設備の概要

変電所	設備概要	備考
ニムラナ 220kV 変電所	220/132kV 変圧器 (100MVA) × 2 台 132/33kV 変圧器 (50MVA) × 2 台	<ul style="list-style-type: none"> <li>－ 2008 年 9 月 21 日に運転開始した RVPN 所有の変電所である。</li> <li>－ 220kV 送電線 2 回線と 132kV 送電線 2 回線が接続されている。</li> <li>－ ラジャスタン州内でも新規に建設された施設で、設備も充実している。</li> <li>－ 所内には需要家用の 33kV 専用線のフィーダーが設置されている。</li> <li>－ 新たに 400/220kV 変圧器(315MVA)x2 台を建設中である。</li> </ul>
シャジャンプール 132kV 変電所	132/33kV 変圧器 (62.5MVA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>－ RVPN 所有の変電所である。</li> </ul>
ベホール 132kV 変電所	132/33kV 変圧器 (75MVA) 132/11kV 変圧器 (20.5MVA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>－ RVPN 所有の変電所である。</li> <li>－ 新たに 220/132kV 変圧器 (100MVA) と 132/33kV 変圧器 (25MVA) を建設中である。</li> </ul>

工業団地への電力供給は、JVVN によって 11kV 配電網と 33kV 専用配電線によって行われている。

1) 11kV 配電網での配電

ニムラナ工業団地には、3 か所の 33/11kV 降圧用変圧器が設置されており、1,500kVA 未満の需要家へは架空線による 11kV 配電網によって各需要家に電力を供給している。このため、設備老朽化の他、他需要家からの事故波及がある。また、風、森林及び車両等による被災事故もあり信頼度は 33kV 専用線に比較して低い。

ニムラナ団地内企業の停電実績（第 4 章、4.1.2 節で詳細については記述）では、電圧変動は 5～6%、停電回数も 89 日間で 109 回と非常に多頻度あり、この傾向はニムラナ工業団地以外の地域においても、同様と考えられる。また、配電線の自動化については、日本のような自動再開路は行われていない。このことが、配電線事故時の復旧に長時間を要する原因のひとつと考えられる。

さらに、電圧の自動調整は変電所で行っているが、配電線にある配電用変圧器では行われていない。これは 33kV の配電線においても同様である。そのため、配電線が長距離になるとその末端では電圧降下が大きくなる。また、重負荷時にも電圧降下が起きる。この改善には電圧調整機能の付いた配電用変圧器が有効である。

これらの電気の品質の現状把握には、今後の詳しい電気の品質の調査が期待される。

## 2) 33kV 専用線での配電

JVVN は 1,500 kVA 以上の各大口需要家へは 33kV 地中専用線による配電を行っている。33kV 専用線の利用には引込みのための負担金が必要であり、一部の日系企業も電力供給を受けている。33kV 専用線は、地中線のため上記要因による事故も少なく信頼性が高い。したがって、費用負担しても信頼度の高い 33kV 専用線への切り替え希望需要家もあるが、設備拡充が遅れており希望通りには受電できていない状況がある。

この 33kV 配電線の電気の品質についても、上記の 11kV 配電線と同様に今後の詳しい調査が期待される。

### 3.3.2 ニムラナ工業団地のヒアリング調査

ニムラナ工業団地内で操業中の日系企業、現地企業、そして進出企業関係者などから当該地域の電力事情に関するヒアリングを行った。

#### (1) T 社(日系企業)

表 3.3-3 ヒアリング結果(T 社)

項目	概要
企業概要	自動車部品の製造工場で、ニムラナ工業団地には 2008 年に進出し、2009 年から操業を開始している。
電力設備	ディーゼル発電機 (DEG) : 125kVA, 400kVA × 2, 1000kVA JVVN : 11kV 配電
電力事情	<p>系統からの電力は品質が悪く、周波数は 49.1Hz~52Hz、電圧も 5%程度の変動がある。</p> <p>停電については 3~4 月は比較的安定していたが、6 月から 1 日 4~5 回程度の停電が起きるようになった。</p> <p>2011 年 6 月に発生した暴風雨では、11kV 用送電線の鉄塔が転倒し、1 週間近く電力供給が止まっていた。</p> <p>供給が安定しているとは言い難い。</p> <p>電力料金については、DEG による発電は 14.1 INR、系統からの電力は 4~5 INR (5 INR 程度) である。現在は、可能な限り、安価な系統からの電力供給の割合を増やしつつ、工場の設備などの生産効率のバランスを取っている。</p> <p>系統からの電力供給と DEG に要する料金 (維持費、燃料代) を考慮すると、年間の電力料金は平均 8 INR/kWh 程度となっている。安定した電力供給であれば 8 INR 程度なら支払い可能であり、近隣の工場でもその辺りが一つの目安になると思われる。</p>
電力供給の対策	<p>33kV 配電線への接続を依頼した。他工場の電気技術者からの情報収集によると、33kV 配電線は全体の系統の 17%程しかなく、かつ、電力供給が遮断される順番 (家庭用、11kV、33kV の順番で遮断される) が 11kV よりも後とされており、安定した電力供給が得られると思われる。</p> <p>手続きには 3 ヶ月間ほど掛かり、配電線引き込みは自社負担である。</p> <p>近隣の現地企業は停電が起きた場合は、電力会社に問い合わせをして、20 分程度で回復する見込みがあれば、ラインを中止している工場もある。</p> <p>近隣の日本企業も含めて、現状は、DEG と系統を併用して運用している。停電があった場合に備え、ほとんどの企業が無停電電源装置 (UPS : Uninterruptible Power Supply) を導入している。</p>
要望	停電を減らし、安定した高品質の電力供給が最も重要である。

(2) H社(インド国企業)

表 3.3-4 ヒアリング結果(H社)

項目	概要
企業概要	インド国で7番目の規模を誇るガラス容器製造会社でビールビンや化粧品容器などを製造している。
電力設備	ガスエンジン発電設備: 2MW, 2.4MW DEG: 1MW × 3 JVVN: 数年前から 33kV 専用線による電力供給
電力事情	工場は 24 時間体制で操業しており、無停電の電力供給が必要とされる。以前は 11kV の配電線で電力供給を受けていたため、停電が頻発して困った。 数年前からニムラナ変電所から 33kV 地中送電線（負担金による専用線）で電力供給を受けており、停電回数は減少した。 停電は 10～12 時間/月で起きており、自家発電で対処している。 費用的には、JVVN からの電気が最も安く 4-5 INR/kWh、ガスエンジン発電が 5 INR/kWh、そして、ディーゼル発電が一番高く 9 INR/kWh 程度である。
電力供給の対策	33 kV 配電用変圧器は OLTC（自動電圧調整器）を備えている。また、工場内は AVS（自動電圧安定器）を装備しており、電圧変動、周波数変動には保護リレーで対処している。しかし、それでも、停電対応には不十分であり、安定した電力供給が必要である。
要望	電気のコストに占める割合は、ガラス会社なので 40%と高く、電気料金ならびに電力供給の信頼度の与える影響は大きい。24 時間操業している工場のため、無停電の安定した電力供給が求められる。

(3) その他

ニムラナ工業団地内企業及び進出企業関係者等へのヒアリングで得られた情報を以下に示す。

- ニムラナ工業団地は既に日本企業が進出して、工場の操業を開始しているが、電力事情が悪く、進出企業の多くが、自衛のため自家発電機の設置、あるいは経費を度外視し常用ディーゼル自家発電設備で対応している。
- 系統電力事情の悪さから、空調などのノンクリティカルロードは系統から供給し、工場はディーゼルエンジン発電機で供給している工場もある。
- 農繁期（6月～10月）に農業用の電力需要が増加するため、需給は逼迫し、停電等の電力品質の低下が多発している。
- ニムラナ工業団地の企業は自動車関係の企業が大半であり、工場では力率の変化が大きい溶接機等も有している。系統状態が弱く溶接機器の運転開始時は 400～700kVA の発電機が追従できず電圧低下を招く状況である。
- 力率の変化が大きい溶接機等の運転開始時の電圧低下により溶接不良も発生している。
- 団地内に天然ガスのパイプラインが敷設されるため、ガスタービン導入が考えられるが、ある程度の容量でないと申請が不可能であり、結局、バックアップ電源としてディーゼルエンジン発電機が必要である。

- ニムラナ地域に進出している本邦企業で連絡会を作り、電力事情等を含めた支援・要望事項を大使館、JETRO 等に挙げている。
- ニムラナ地域の自家発電設備については、米国製発電機がほとんどで、設備導入はインド企業が独占して受注している。

ヒアリングの中で案件策定等に参考になるインド国全体の電力情報として得られたものは以下の通りである

- インド国では電力料金が安く、州政府が管理する電力公社は慢性的に赤字であり、中央政府の補填によって賄われている。これは、別章にあるように政策的に、商業、工業分野の電力料金を高めに、一方、農業分野や家庭向けの料金を低く抑えていることに起因していると考えられる。
- 環境社会配慮も大きな障害となっている。
- 国としても資金力があるため、必ずしも円借款に頼る必要はない。地場の電力事業者も強く、日本企業が受注するのは難しい状況である。
- インド国では石炭は 1,000km 以上の輸送が禁止されており、天然ガスもパイプラインの敷設が未整備でかつ、農業用への使用が優先されていることから、燃料調達が問題となっている。

### 3.3.3 電力インフラの課題と改善状況

#### (1) 課題

ラジャスタン州の燃料事情等により需給バランスでの供給力不足、他州からの長距離送電線による電力受給及びラジャスタン州での電力設備インフラ整備の遅れに起因して、停電を含め電力品質が低く、送電ロスが高いことが課題となっている。これは本調査の対象地域としたラジャスタン州のニムラナ地区でも同様の課題となっている。

ニムラナ工業団地では既に日本企業が進出して、工場の操業を開始しているが、電力事情の悪さのため、毎月数回、毎回 6～8 時間程度の停電が予告なしに発生している。

停電時や非常時に備えて、JVVN から供給のされる電力の料金 4～5 INR/kWh に対して、各企業はディーゼル・重油燃料による自家発電で 14～17 INR/kWh で発電しており、平均電力費用は 8～12 INR/kWh とかなり高くなっている。

#### (2) 電力インフラ改善の状況

- 電力については IPP で住友商事、日立、関西電力のコンソーシアムが、ガスタービン発電所建設プロジェクトを進めている。インド国では、ガス供給契約に問題が起きること

も多いため、そのリスクを回避する必要がある。

- 33kV 配電線は全体の系統の 17%程しかなく、かつ、電力供給が遮断される順番が 11kV よりも低いとされている。33kV 地中配電は停電回数も数回/年程度と供給品質も高く、11kV 受電から 33kV 受電への切り替え要望は強い。
- 33kV 配電線整備遅れのため需要家受け入れ余裕が少ない、手続きに長期間要す、配電線延長は需要家負担等のハードルがある。
- JVVN によると 33kV 受電は 1,500kW 以上の需要家が対象となる。
- NIC の日本企業も含めて、現状は、新規電源を導入するよりも、ディーゼルエンジン発電機と系統を併用して運用する方針にシフトしていると思われる。停電があった場合に備えて、ほとんどの企業が UPS を導入している。
- ラジャスタン州の西部で 500MW 級ソーラー発電（化石燃料を用いた発電と混合）の開発計画の情報もあり地域的には有望な電源ではある。
- 太陽光発電については、現在のニムラナ系統容量が 200MW であり、20MW を超える発電容量の計画は困難である。



### 3.4 電力セクターマスタープランとインフラ事業実施に関わる法制度

#### 3.4.1 電気事業の法制度

インド国政府は、英国統治下で制定された『電気法 1910 年』、『電力供給法 1948 年』、および『電力規制委員会法 1998 年』を統合・改正した現在の電力事業の基本法である『電気法, 2003 年』を制定した。

この電気法の下、様々な政策が策定され、現在は、大きく以下に示す体系となっている。

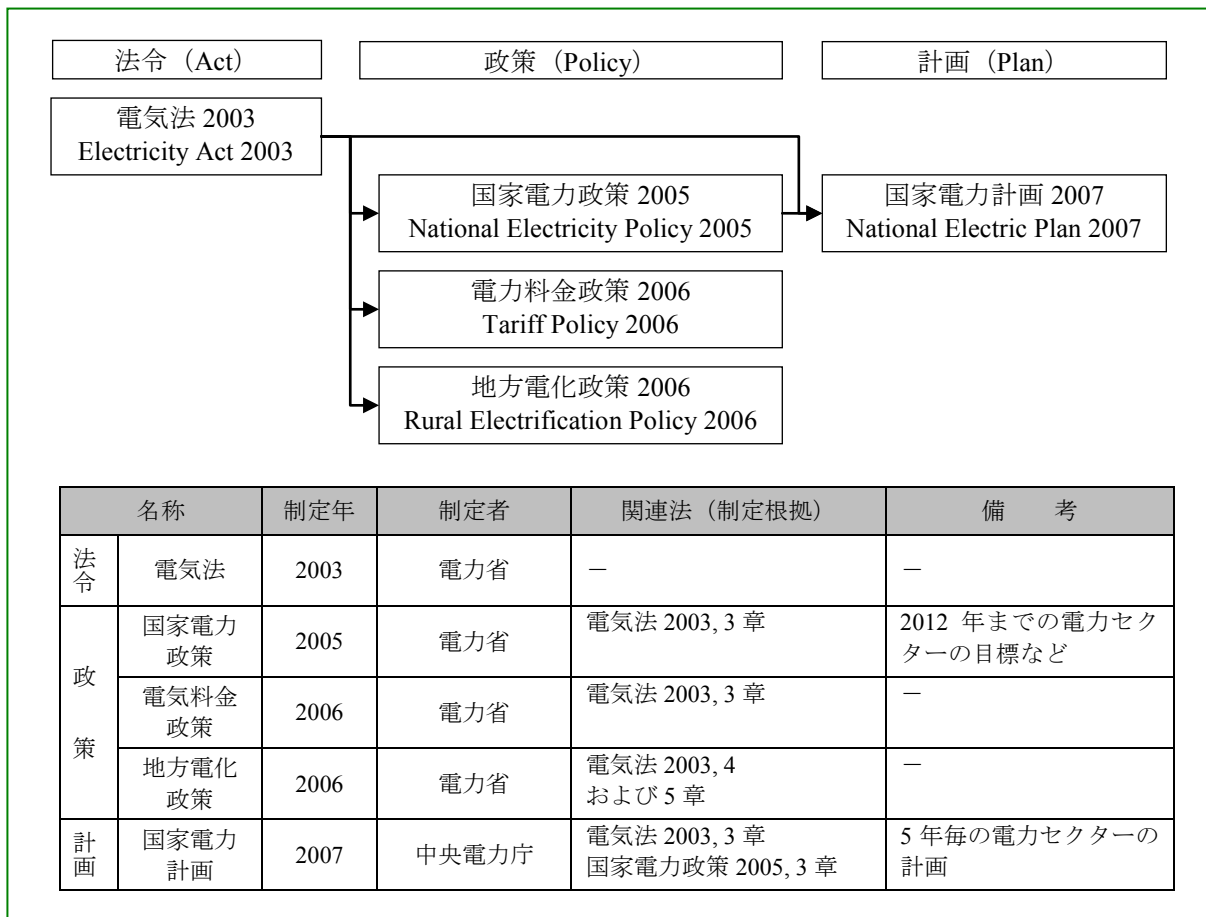


図 3.4-1 インド国中央政府の電力関係法令、政策の体系

現在の電気事業の基本法である電気法（Electricity Act 2003）では、以下の様な事項が示されている。

- ①民間投資の促進、②電力取引の自由化、③水力以外のライセンス制の廃止、④配電と発電事業の相互参入許可、⑤自家発電設置の自由化、⑥州電力局のアンバンドリング、⑦送配電系統へのオープン・アクセス実施、⑧電気料金の合理化（内部補助の漸

次削減・撤廃)、⑨メーター設置の義務化、盗電・メーターの不正使用に対する厳罰強化、⑩環境許可の発行権限

2005年に策定された国家電力政策では、次のような目標が掲げられている。

①世帯電化率100%、②電力需給バランスの均衡(電力不足解消、予備力の確保および負荷率の向上)、③信頼度と安定性の高い電力供給、④適正な電気料金の実現、⑤水力開発の促進、⑥州レベルでの時間帯料金の実現、⑦電力セクター財政の健全化、⑧需要家利益の保護など

2006年に制定された電気料金政策では、料金制度改革のために以下の様な具体的な方針を示した。

①州規制委員会の設置、②発電・送電プロジェクトでの競争入札、③複数年度料金制度(Multi Year Tariff)の適用など

さらに、2007年には2003年電気法に基づき、卸電力取引所の設立と運営に関するガイドラインを発表し、これを受けてインド国エネルギー取引所が設立された。その後、スポット取引に関してインド国電力取引所が設立された、

### 3.4.2 インフラ事業実施に関わる法制度(社会経済)

#### (1) 土地収用

インド国における土地収用は、1984年のイギリス統治時代に制定された Land Acquisition Act(土地収用法)に従い実施される。この土地収用法は、1963年の Land Acquisition (Companies) Rules と2009年の Land Acquisition (Amendment) Bill の2回の修正が行われている。

Land Acquisition Act では、土地収用は州政府が公用の目的のみで実施できると定められている。しかしながら、“公用の目的”の定義が曖昧で、州政府が工業用地を取得する際にも、住民反対などで断念せざるを得ない事態が度々起こっている。

(参考) : Ministry Rural Development, Department of Land Recourses のホームページ

#### (2) 住民移転

インド国政府は、州政府がプロジェクトで収容する土地に関して、住民移転等の影響を最小限にするため、Rehabilitation & Resettlement Policy, 2007 を策定している。これは、2003年策定、2004年施行した同政策には、多くの問題があったため、その政策を見直したものである。

本政策は、非自発的移転が伴う全てのプロジェクトを対象としており、非自発的移転を伴う世帯の経済的、環境的、社会的、文化的影響について、参加型手法かつ透明性を確保した手法で評価することとされている。

また、本政策では、①移転規模を最小限にすること、②プロジェクトに必要な最低限の土地を取得すること、③荒廃地、老朽地や農地でない土地利用の促進なども目的としている。

(参考) : Ministry Rural Development, Department of Land Recourses のホームページ

### (3) 税的優遇措置

民間投資を促進するため特定分野のインフラ事業実施などに関して、税的な優遇措置政策がとられている。

#### 1) インフラ分野への投資

発電、高速道路、橋梁、都市交通システム、水処理、灌漑、廃棄物処理、空港、港湾などのインフラ開発に対しては、10年間の法人税非課税措置（タックス・ホリデー）が適用されている。通信分野では最初の5年間は法人税の免除、その後5年間は法人税の30%が免除される。

#### 2) 工業団地開発への投資

工業団地の開発にかかる投資には、プロジェクト開始から15年間のうち10年間の利益全額が免税対象となる。ただし、2011年3月31日までに開始されるプロジェクトが対象である。

#### 3) 電源開発および送配電分野への投資

電力開発、送電、送配電ネットワーク整備開発および送配電網の補修とアップグレード分野への投資には、プロジェクト開始から15年間のうち10年間の獲得利益全額が免税対象となる。ただし、2012年3月31日までに開始されるプロジェクトが対象である。

#### 4) 石油関連企業

石油の商業的な産出および精製に従事する企業は、設立後7年間、定められたガイドラインに従うことを条件に、同ビジネスからの獲得利益全額が免税対象となる。また、海底の石油用配管および国境を越えた天然ガスの配管にかかる事業に対しては、政府の求める条件の範囲で10年間全額免税となる。ただし、2011年3月31日までに開始されたプロジェクトが対象である。

(出典 : JETRO ホームページ)

### 3.4.3 環境社会配慮

#### (1) 環境法令と関連機関

##### 1) インド国

インド国における環境法令および許認可は MOEF (Ministry of Environment and Forest: 環境森林省) によって施行されている。インド国における環境法令としては、環境保護法 (The Environmental Protection Act, 1986) と同年に制定された環境保護基準 (The Environmental Protection Rules 1986) がある。MOEF は環境保護、公害汚染の防止および規制に必要な以下の対策を取る権限を有する。

- 1) 環境保護と公害防止に係る中長期開発計画の策定
- 2) 環境基準・規制の策定
- 3) 汚染物質の排出基準の策定
- 4) 関連機関の設置

その他のインフラ事業の環境社会配慮に関わる法案として、森林保護法 (The Forest (Conservation) Act, 1980)、野生動物保護法 (The Wild Life (Protection) Act, 1972)、大気汚染防止法 (The Air (The Air Prevention and Control of Pollution) Act, 1981)、そして水資源汚染防止法 (The Water (The Air Prevention and Control of Pollution) Act, 1974) がある。

環境法令に係る機関としては CPCB (The Central Pollution Control Board: 中央公害規制委員会) がある。CPCB は環境森林省の関連機関の 1 つであり、1974 年の水資源汚染防止法の下で設立され、水資源汚染や大気汚染の防止、改善、モニタリングを担当している。

##### 2) ラジャスタン州

1986 年に制定された環境保護基準によると、各州政府はインド国全体に適用される基準値を独自に設定する権限を有する。ラジャスタン州では州政府の環境局 (Department of Environment) と SPCB (The State Pollution Control Board: 州政府公害規制委員会) が環境法令の実施機関を担当する。JVVN の環境社会配慮の担当者のヒアリングでは、ラジャスタン州では独自の基準を設定しておらず、インド国全体の基準値を適用しているとのことである。

## (2) 環境クリアランス(EC: Environment Clearance)申請

### 1) EC 申請の概要

インド国における環境影響評価に関わる法令は 1991 年の環境影響評価法の公示以降、幾度にわたって改正されており、現在は 2006 年に制定された Environmental Impact Assessment Notification-2006 が適用されている。本通知によってカテゴリ A および B に規定される全ての事業は EIA を実施し、EC を取得する必要がある。EC の申請手順について図 3.4-3 に記す。

### 2) EC を必要とする事業

EC の取得は Environmental Impact Assessment Notification-2006 において 8 つの分野の 39 事業に対して規定されている。対象となる分野の新規事業、既設施設の拡張・増産計画は、事業の影響範囲と人体の健康、自然、人工的資源への潜在的影響に基づいてカテゴリ A と B に分類される。

#### a) カテゴリ A

カテゴリ A に分類された事業・計画は土地の維持管理を除いた全ての建設工事と事前工事の開始に先立って、EC を取得しなければならない。EC 申請は EAC (Expert Appraisal Committee : 環境専門評価委員会) の提言の下、MOEF によって審査される。

#### b) カテゴリ B

カテゴリ B に分類された事業・計画は土地の維持管理を除いた全ての建設工事と事前工事の開始に先立って、EC を取得しなければならない。EC 申請は SEAC (The Statement Expert Appraisal Committee : 州政府専門評価委員会) の提言の下、SEIAA (The State Environment Impact Assessment Authority : 州政府環境影響評価当局) によって審査される。SEIAA または SEAC が不在の場合は、本来ならばカテゴリ B の事業・計画であってもカテゴリ A として取り扱われ、環境森林省が審査を実施する。

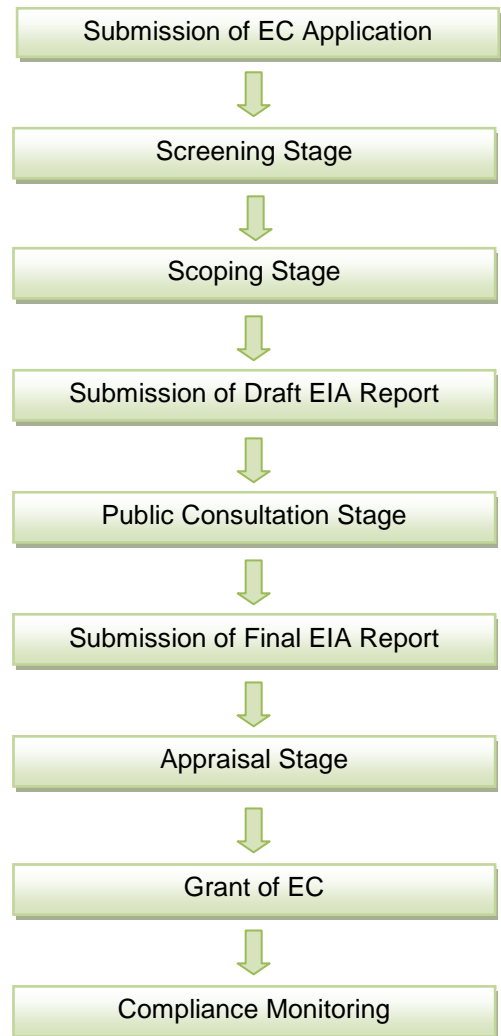


図 3.4-2 EC 申請プロセス

以下に発電事業と工業団地のカテゴリ分類を示す。

**表 3.4-1 発電事業のカテゴリ分類**

プロジェクト	分類基準		条件
	A	B	
1	鉱山、天然資源採掘、発電事業		
1 (c)	水力発電	i) 50MW 以上 ii) 貯水池による耕地面積の水没が 10,000ha 以上	i) 25MW 以上、50MW 未満 ii) 貯水池による耕地面積の水没が 10,000ha 以下 General Condition が適用される。
1 (d)	火力発電所	i) 500 MW 以上 (coal / lignite / naphtha & gas based) ii) 50 MW 以上 (Pet coke diesel and all other fuels)	i) 50MW 以上、500MW 未満 (coal / lignite / naphtha & gas based) ii) 5MW 以上、50MW 未満 (Pet coke ,diesel and all other fuels) General Condition が適用される。
1 (e)	原子力発電所及び核燃料処理	全ての事業	—

**表 3.4-2 工業団地のカテゴリ分類**

プロジェクト	分類基準		条件
	A	B	
7	Physical Infrastructure including Environmental Services		
7 (c)	工業団地、貿易特区、経済特区、生物工学特区、革製造業特区	i) カテゴリ A に該当する事業が少なくとも 1 社以上ある。 ii) 敷地面積が 500ha 以上で、カテゴリ B に該当する事業が 1 社以上ある。	i) 敷地面積が 500ha 以下でカテゴリ B に該当する事業が少なくとも 1 社以上ある。 ii) カテゴリ A と B に該当する事業の企業はないが、敷地面積が 500ha 以上である。 敷地面積が 500ha 以下で、カテゴリ A と B に該当する事業の企業がない場合、環境クリアランスは要求されない。

**General Condition (GC):** 以下の地域から 10km 以内に計画立地が位置する場合、カテゴリ B に分類される事業であってもカテゴリ A として取り扱われる。

- (i) 野生動物法で指定される環境保護区域
- (ii) CPCB が指定する重大な汚染区域
- (iii) eco-sensitive 区域
- (iv) 州境界と国境

3) EC 審査の関連機関

MOEF

MOEF はカテゴリ A に分類される事業の審査を実施すると共に、州政府の監督官庁として、EC 申請の審査全般の包括的な支援を行う。

## SEIAA

SEIAA は州政府の環境法に精通した役人 1 名と外部からの環境専門家 2 名の合計 3 名で構成し、カテゴリ B に分類される事業の審査を実施する。

以下では EC 申請の審査の実施機関として MOEF と SEIAA を当局と表記することとする。

## EAC、SEAC

EAC と SEAC は EC 申請の審査において、スクリーニング、スコーピング、評価を実施し、当局に対して申請の採択に係る提言を行う。EAC と SEAC は環境行政、環境影響評価、各分野のプロジェクトマネジメントの専門家などの 15 名の常任委員によって構成される。

EAC と SEAC は、EC 審査のために事業の計画立地の視察の権限を持つ。この場合、事業申請者には少なくとも 7 日前に視察の実施を通達し、事業申請者は視察を受けるのに必要な準備を行う

### 4) EC への申請

EC 取得の申請は所定の様式に沿って、建設工事と事前工事に先立って行わなければならない。事業申請者は様式に従い Pre-F/S を提出する必要がある。事業のカテゴリ区分 8 に分類される建物、地域開発、商業施設などの建設事業は Pre-F/S の代わりに事業計画を提出する。

### 5) 新規事業における EC の申請プロセス

新規事業の EC 取得は特定の案件を除いて最大で 4 段階で実施される。

Stage (1) スクリーニング (カテゴリ B のみ)

Stage (2) スコーピング

Stage (3) パブリックコンサルテーション

Stage (4) 評価

#### Stage (1) – スクリーニング (Screening)

カテゴリ B に分類された事業は、委員会によって EC の申請書が審査され、自然環境と計画立地の特異性から、より詳細な EIA 報告書を作成する必要があるかを判断される。これにより、EIA 報告書を必要とする事業は B1、必要でない事業は B2 に区分される。B1 と B2 の区分については環境森林省が適宜、ガイドラインを発行する。

#### Stage (2) スコーピング (Scoping)

Stage 2 のスコーピングは、EIA 報告書を必要とするカテゴリ A とカテゴリ B1 の事

業・計画の評価事項（TOR: Terms of Reference）を決定するものである。TOR は、カテゴリ A の場合は EAC、カテゴリ B1 の場合は SEAC によって作成される。

TOR は、環境クリアランス取得の申請から 60 日以内に委員会から事業申請者に通達される。TOR が 60 日以内に最終化されず、事業申請者に通知されなかった場合、申請者が提出した TOR が EIA 報告書の TOR としてみなされる。承認された TOR は当局の Web 上で公開される。

当局は委員会の提言を受けて、環境クリアランス取得の申請を却下することがある。申請却下の決定と理由は申請受理から 60 日以内に事業申請者へ通知される。

### Stage (3) パブリックコンサルテーション（Public Consultation）

パブリックコンサルテーションは、事業によって影響を受ける現地住民、利害が発生する関係者の意見を得るために実施される。以下を除いた全てのカテゴリ A と B1 に分類される事業・計画は、パブリックコンサルテーションを実施しなければならない。

- (a) 灌漑施設の改修事業
- (b) 当局によって環境クリアランスを取得済みの工業団地内における事業計画
- (c) 土地収用を伴わない道路拡張計画
- (d) 建物、建設計画、地域開発事業、商業施設
- (e) カテゴリ B2 の事業
- (f) 国防、機密、または中央政府によって採択された国家戦略策定に係る事業

事業申請者は SPCB に対してパブリックコンサルテーションの開催を申請する。SPCB は申請から 45 日以内に、計画対象地域の現地住民と関係者を対象にパブリックコンサルテーションを実施する。

地域住民	事業の計画立地またはその近傍地区の現地住民を対象に公聴会を実施し、住民の懸案事項を明らかにする。公聴会は SPCB によって実施され、会議記録は当局に報告される。 SPCB が所定の日数以内に公聴会を実施しない、または公聴会の会議記録を当局に報告しない場合、当局は 45 日以内に別の公的機関に公聴会の実施を要請する。
関係者	SPCB は事業申請者からの公聴会の開催申請から 7 日以内に、申請内容と EIA 報告書要約を WEB 上に公開し、事業によって影響を受ける利害関係者の意見を書面で募集する。

当局は事業の広い公共性を確保するために、適切なメディアを通じて告知を行ってもよい。また、当局は公聴会が開催されるまでの期間、事務所内で EIA 報告書（案）を閲覧できるようにしておく必要がある。パブリックコンサルテーションで受領され



た全ての意見は、申請者に速やかに通知されるものとする。

パブリックコンサルテーションの実施後、事業申請者は得られた意見・要請について検討し、最終 EIA 報告書と EMP（Environmental Management Plan：環境管理計画）に適切な修正を加える。

#### Stage (4) – 評価（Appraisal）

委員会は、事業申請者が提出した EC 取得の申請書、最終 EIA 報告書、そして公聴会の会議記録を含むパブリックコンサルテーションの結果を審査して、EC 申請の採択に係る提言を当局に付与する。

パブリックコンサルテーション、または EIA レポート提出が求められていない事業・計画については申請書、その他の関連情報、現地視察を元に EC 申請の採択に係る提言を当局に付与する。

委員会による事業申請者の EC 申請の評価は最終 EIA 報告書の提出から 60 日以内に行われる。パブリックコンサルテーション、または EIA 報告書の提出が求められていない事業・計画は EC 取得の申請から 60 日以内に行われる。

### 6) 施設拡張、改修の事業・計画の EC 申請プロセス

以下の事業・計画は、EC 取得の申請から 60 日以内に、委員会によって EC 取得の評価を行うために、申請書に記載されている内容以上の調査が必要かどうかを判断される。更なる調査が必要と判断された事業・計画は、EIA 報告書を作成し、必要であればパブリックコンサルテーションを実施する。

- －既設施設の拡張計画
- －鉱山のリース区画拡張
- －鉱山の生産量増加
- －施設改修による生産量増加

### 7) EC の採択

当局は委員会の EC 審査結果に係る提言から 45 日以内に、事業申請者に採択結果を通知する。すなわち、事業申請者は最終 EIA 報告書の提出から 105 日以内に、EC 申請の採択結果が通知される。

当局は通常、委員会によって評価された EC 申請の審査結果に係る提言を受諾するが、提言に異議がある場合、受領から 45 日以内に異議の理由を添えて再審議を要請する。この要請は、同時に事業申請者にも通知される。委員会は当局の異議の理由を検討し、60 日以内に再審議後の検討結果を回答する。当局は委員会の見解を考慮して、30 日以内に事業申請者に EC 採択の最終的な判断を通知する。

当局の採択結果が事業申請者に所定の日数内に通知されなかった場合、ECは認可された、または委員会の提言は当局によって否定されたものとして、事業を進めて良い。

#### 8) ECの有効期間

ECの有効期間は通常5年間とされる。

#### 9) モニタリング

事業者はEC取得後、半年に一度、6月1日と12月1日に、所定の様式で環境コンプライアンス報告書を提出する義務がある。提出された報告書は、公的文書として当局のWEB上にて公開される。

### 3.5 本邦企業の進出状況、進出・投資見込み

#### 3.5.1 日系企業のインド国進出状況

インド国に対する本邦企業の進出は、年々、増加している。インド国に進出している日系企業は、2005年4月時点の248社<sup>4</sup>から2010年10月時点の725社\*と、約5年の間に約2.9倍となっている。

日系進出企業を拠点数で整理すると、2005年4月時点の290社から、2010年10月時点の1,236社と、約5年の間に約4.3倍となっている。これより、既進出企業がインド国内でその拠点を増やし、事業を拡大していることが分かる。

ラジャスタン州を拠点とする日系企業は、2008年1月時点の1社から、2010年10月時点の21社と、ニムラナ工業団地の日系企業専用地域開業後、急激に増加している。

ニムラナ工業団地において操業中の日系企業は、2011年7月末現在で11社であり(表3.4-2参照)、さらに8社が工場建設中、9社が開発を計画中とのことである。これら全てが操業すると、ニムラナ工業団地における日系企業は28社となる。さらに、現在の日系企業用の工業団地拡張計画(300~400エーカー)があり、インド国側は更なる日本企業の進出に期待している。

ヒアリングを行ったニムラナ工業団地進出日本企業は、ニムラナ工業団地の利点として、土地の代金が安いこと、労働者の賃金が安いこと、団地周辺での渋滞が無いことを挙げ、欠点としては、管理者をデリー近郊で雇用する必要があるため賃金が割高になること、電力の品質が悪いことを挙げた。更なる日本企業の進出のために、電力などの環境改善を行っていく必要がある。

---

<sup>4</sup> 企業数は、インド国で登記された社名を基に算出している。以下の記述も同様である。

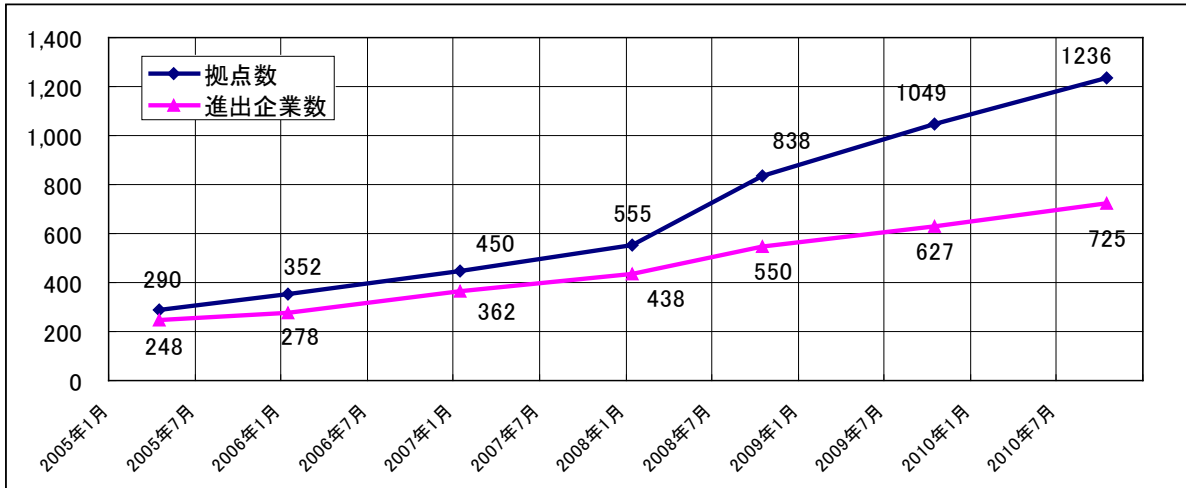


図 3.5-1 インド国における日系企業拠点数と進出企業数の変化

(出典：在インド日本国大使館資料)

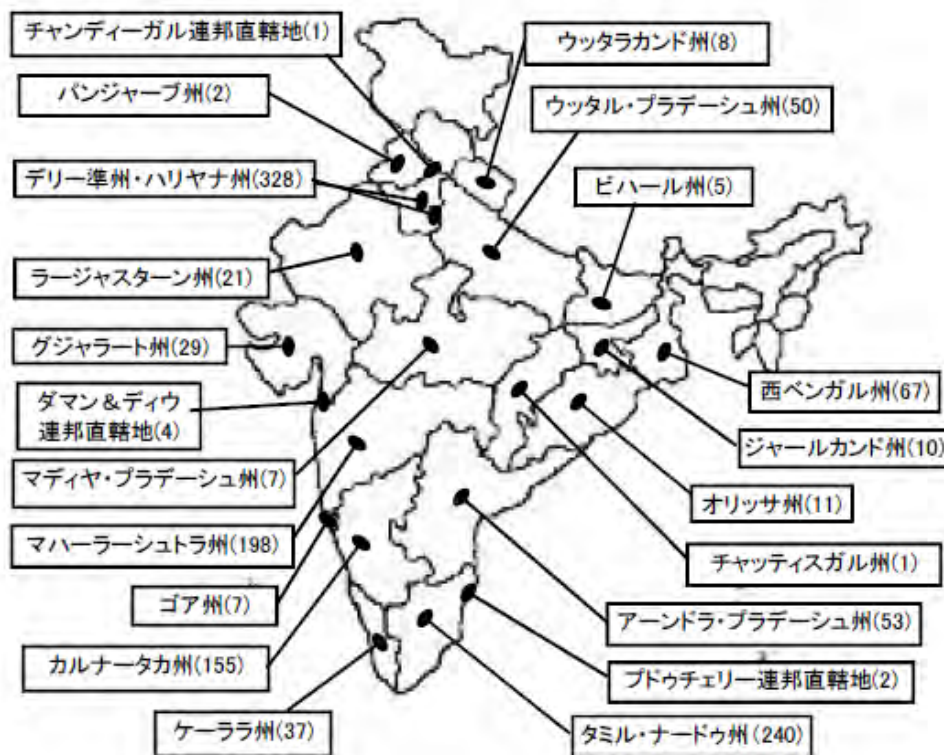


図 3.5-2 インド国各州における日系企業数

(出典：インド国進出日系企業リスト 2010年10月、在インド日本国大使館)

表 3.5-1 インド国における拠点別の日系企業

地域/州	2008年1月	2008年10月	2009年10月	2010年10月
デリー首都圏近郊/北東部インド				
デリー準州・ハリヤナ州	203	255	295	328
ウッタル・プラデーシュ州	29	34	42	50
<b>ラジャスタン州</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>22</b>	<b>21</b>
チャンディーガル連邦直轄地	1	1	2	1
パンジャブ州	1	1	1	2
ウッタラカンド州	N.A.	4	6	8
アッサム州	N.A.	N.A.	1	N.A.
<b>小 計</b>	<b>235</b>	<b>305</b>	<b>369</b>	<b>410</b>
東部インド				
西ベンガル州	17	33	52	67
ジャールカンド州	1	3	5	10
オリッサ州	0	3	6	11
ビハール州	N.A.	N.A.	2	5
<b>小 計</b>	<b>18</b>	<b>39</b>	<b>65</b>	<b>93</b>
南部インド				
タミル・ナードゥ州	77	143	169	240
プドゥチェリー連邦直轄地	0	1	1	2
アーンドラ・プラデーシュ州	12	25	32	53
ケーララ州	7	13	22	37
<b>小 計</b>	<b>96</b>	<b>182</b>	<b>224</b>	<b>332</b>
西部インド				
マハーラーシュトラ州	103	174	219	198
グジャラート州	4	22	31	29
マディヤ・プラデーシュ州	3	6	8	7
ゴア州	4	5	6	7
チャッティスガル州	0	1	1	1
ダマン&ディウ連邦直轄地	N.A.	N.A.	3	4
<b>小 計</b>	<b>114</b>	<b>208</b>	<b>268</b>	<b>246</b>
バンガロール及び周辺				
カルナータカ州	92	104	123	155
<b>小 計</b>	<b>92</b>	<b>104</b>	<b>123</b>	<b>155</b>
<b>合 計</b>	<b>555</b>	<b>838</b>	<b>1049</b>	<b>1236</b>
<b>進出企業数</b>	<b>438</b>	<b>550</b>	<b>627</b>	<b>725</b>

(出典：インド国進出日系企業リスト 2010年10月、在インド日本国大使館)

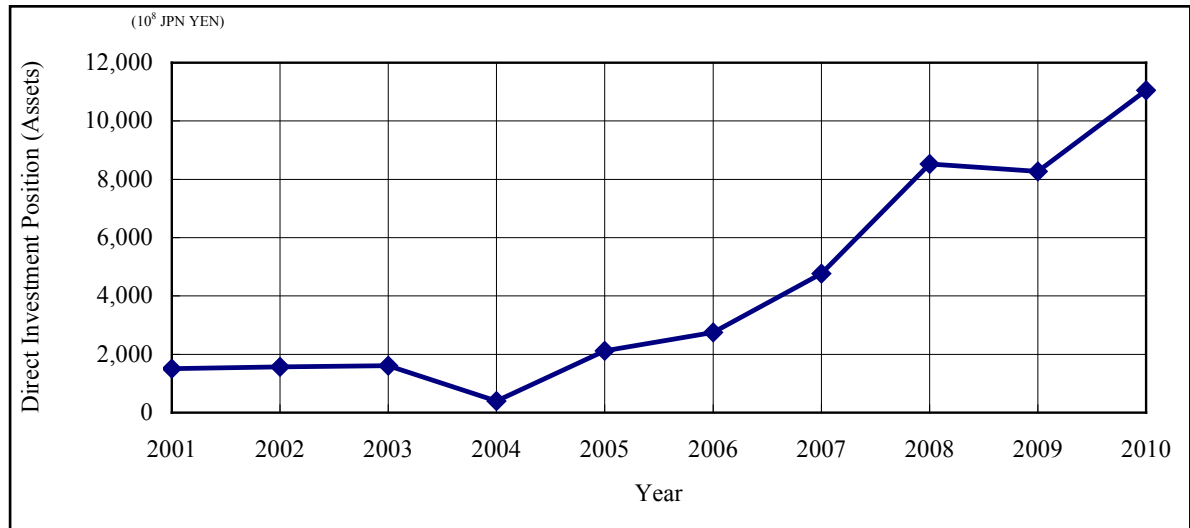
表 3.5-2 ラジャスタン州への日系進出企業

No.	本邦企業名	現地企業名	分野	場所
1	西松建設(株)	Nishimatsu Construction Co. Ltd. Liaison office	建設	ビワディ
2	サカタインクス(株)	Sakata Inx India Ltd. Factory	印刷インクの製造	ビワディ
3	ベラ通商	Bela Tsusho India Pvt. Ltd.	アパレル検品	ジャイ プール
4	大塚化学(株)	Otsuka Chemical India.Ltd Factory	医薬・化学	ケシュワナ
5	菊池プレス工業株式会社、高尾金属 工業(株)、本田技研工業(株)	Global Auto-Parts Alliance India Pvt. Ltd.	車体部品製造	クシュケラ
6	本田技研工業株式会社	Honda Siel Cars India Ltd. Tapukara Plant	四輪車製造販売	クシュケラ
7	Honda Siel Cars India Ltd.、(株)スチール センター、(株)ホンダトレーディング	Rajasthan Prime Steel Processing Pvt Ltd	鋼材加工業	クシュケラ
8	八千代工業(株)	Yachiyo India Manufacturing Private Limited	自動車部品	クシュケラ
9	(株)ユタカ技研	Yutaka Autoparts India Pvt. Ltd.	自動車部品製造業	クシュケラ
10	ダイキン工業株式会社	Daikin Airconditioning India Pvt. Ltd. Neemrana Plant	空調機製造	ニムラナ
11	大日精化工業、丸紅	Dainichi Color India Private Ltd	合成樹脂のコンパウンド 及び着色剤の製造販売	ニムラナ
12	(株)今仙電機製作所、(株)今仙技術研究 所	Imasen Manufacturing India Private Limited	自動車部品製造	ニムラナ
13	KDDI	KDDI India Pvt. Ltd. Neemrana Branch	IT サービス	ニムラナ
14	(株)ミクニ	Mikuni India Private Limited	自動車部品製造	ニムラナ
15	三井化学(株)、プライムポリマー(株)	Mitsui Prime Advanced Composites India Pvt. Ltd., Factory	PP コンパウンド	ニムラナ
16	三菱化学、日本ポリケム	Mytex Polymers India Private Limited, Factory	プラスチックコンパウンド	ニムラナ
17	日信工業(株)	Nissin Brake India Pvt Ltd. Factory	自動車部品(ブレーキ) 開発製造販売	ニムラナ
18	NTT コミュニケーションズ	NTT Communications India Pvt. Ltd. Neemrana Branch	電気通信	ニムラナ
19	豊田合成	Toyoda Gosei India Pvt. Ltd.	ハンドル、エアバッグ等の セーフティシステム部品	ニムラナ
20	帝国ピストンリング	TPR Autoparts Mfg. India Pvt. Ltd.	自動車部品の製造販売	ニムラナ
21	(株)ベストックスキョーエイ、(株)丸順、(株) 増田製作所	Bestex MM India Pvt. Ltd.	自動車部品製造	タブカラ

(出典：インド国進出日系企業リスト 2010年10月、在インド日本国大使館)

### 3.5.2 インド国への投資状況

対インド国の直接投資も近年、急激に増加しており、近年の10年間で直接投資（資産）残高は約7.3倍となっている。2008年にJBICが実施した『わが国製造業企業の海外事業展開に関する調査』においてインド国が有望事業展開先国2位に挙げられていること、対インド国の直接投資も増加していくものと見込まれている。



Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Direct Investment Position (Assets)	1,510	1,565	1,612	398	2,117	2,753	4,771	8,523	8,275	11,051

図 3.5-3 対インド国直接投資(資産)残高

(出典：日本銀行統計データ)

### 3.5.3 DMIC 構想による日本企業の進出

DMIC 構想とは、貨物専用鉄道（円借款 4,500 億円）を敷設し、その周辺に、工業団地、物流基地、発電所、道路、港湾、住居、商業施設などのインフラ施設を民間投資主体で整備する日印共同の地域開発構想である。この DMIC 構想を達成するため日本とインド国の両国間で、①プロジェクト開発ファンドへの JBIC 融資契約（7,500 万 US\$）と、②スマート・コミュニティの推進に関する JETRO と DMIDC による MOU の締結が 2009 年 12 月に行われている。

DIMC 地域開発のための全体マスタープランは策定済みであり、ラジャスタン州では、開発地域としてクシュケラ・ピワディ・ニムラナの 3 地域、工業地区としてはジャイプール・ダウサの 2 地域が対象となっている。また、先行して開発を行う EB（日本側 6 件、インド国側 21 件）において、ラジャスタン州を対象としたものは、以下の通りである。

**表 3.5-3 ラジャスタン州のアーリーバード・プロジェクト**

日本側	ニムラナ工業団地共同エネルギーセンター構想: 日立製作所、ニムラナ工業団地進出企業
	ニムラナ総合物流ハブ構築プロジェクト: 日本郵船
インド国側	ニムラナービワディ間の道路整備
	ジャイプール近郊の空港都市
	ナレッジシティー

日本側のEBでは、ラジャスタン州(ニムラナ地域のみ)は2件となっており、その他は、ウッタール・プラデーシュ州、ハリヤナ州、マハーラーシュトラ州(拠点)、グジャラート州が各1件となっている。

このような近年の日本企業の進出・投資の著しい増加に、DMIC地域の産業開発構想が後押しをして、今後も日本企業のインド国進出は増加していくものと予想されている。



## 第4章

# 案件形成と本邦技術の適用



## 第4章 案件形成と本邦技術の適用

### 4.1 案件形成の可能性

#### 4.1.1 対象地域

我が国とインド国の経済関係で、2006年に日印首脳間で締結されたDMIC構想の合意以来、国道8号線沿いに工業団地が次々と開発されている。その中でも、ラジャスタン州アルワール地区でRIICOが開発しているニムラナ工業団地は、ニューデリーに近いため、これから開発される余地の大きい地域である。すでにダイキンや豊田合成など本邦企業が11社進出しており、今後さらに17社の進出が計画されている。

RIICOは、ニムラナ周辺で国道8号線沿いに位置する6つの工業団地（ケシュワナ、ソタラナ、ベホール、ニムラナ、シャジャンプール、ギロット）を一つのユニットとして管轄しており、シャジャンプール開発地域と呼ばれている。これらの工業団地では敷地増設、新規工業団地の開発計画が進められており、将来的にも発展が見込まれる地域である。本調査では、将来的に日本の企業やインド国企業の進出が著しいRIICOが開発した地域を対象とした電力システム整備が重要と考える。

したがって、ニムラナを中心としたシャジャンプール開発地域を案件形成の対象地域として選定した。以下にシャジャンプール開発地域の現況を示す。

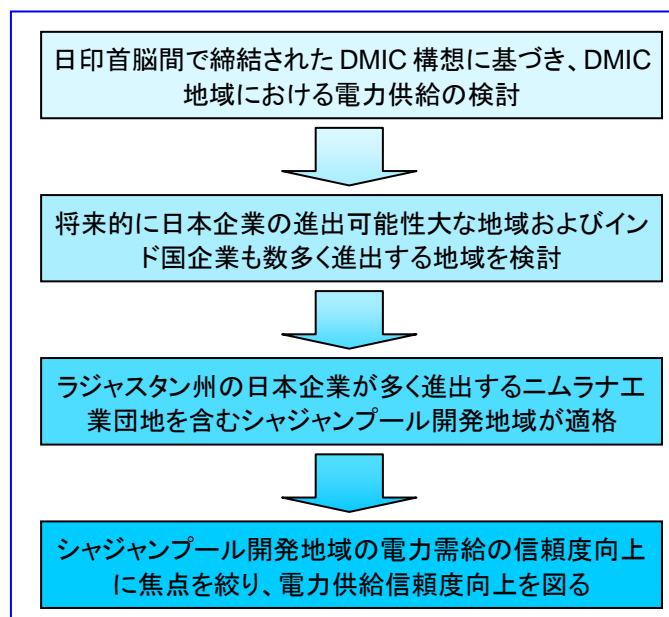


図 4.1-1 案件形成の対象地域の選定

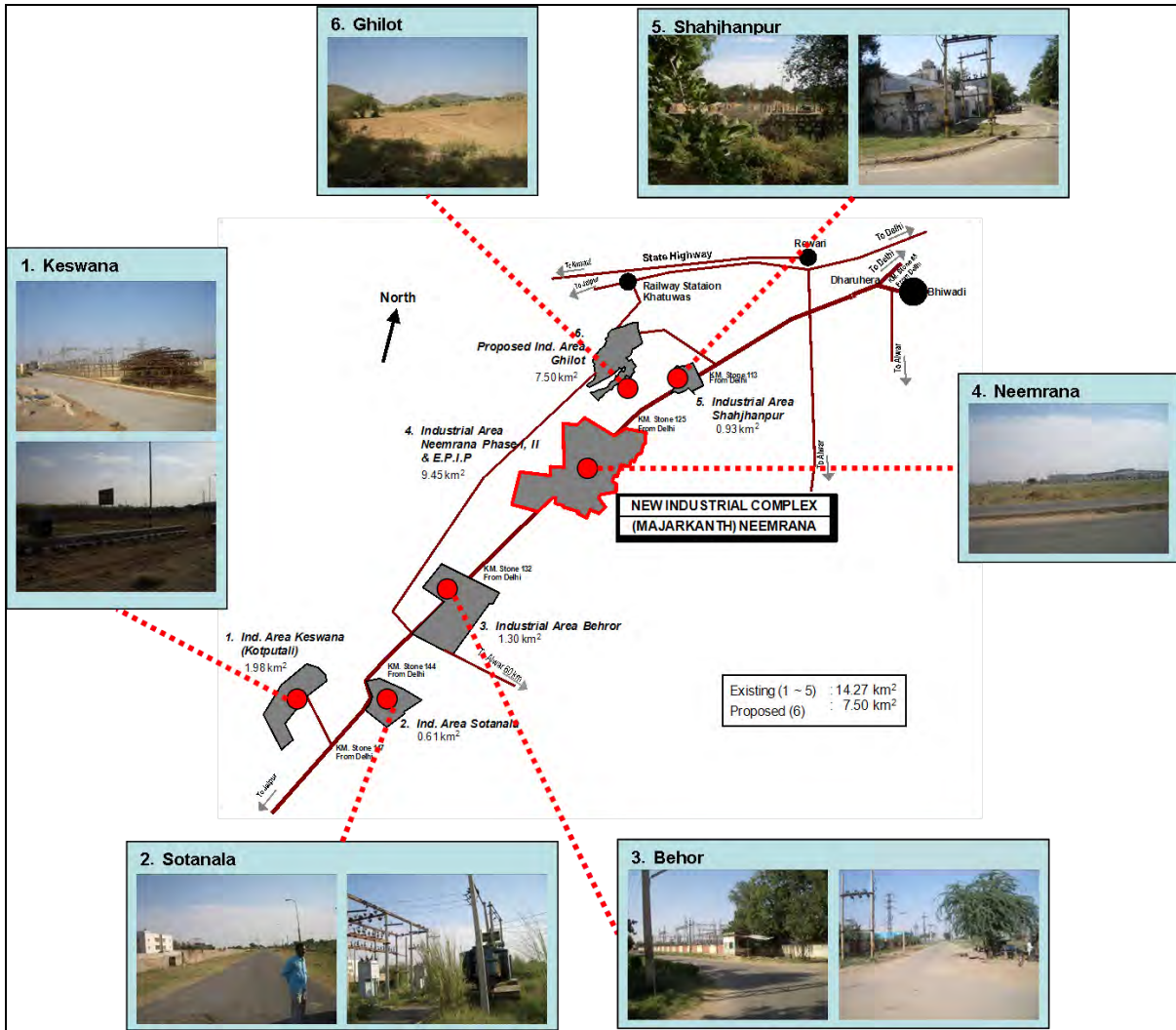


図 4.1-2 シャジャンプール開発地域の現況

表4.1-1 シャジャンプール開発地域の工業団地

No	Industrial Area	Area (km <sup>2</sup> )			Existing Area				Units of Vacant Plot	Remarks
		Existing	Planned + Expansion	Total	Years of Establishment	Units in Production	Units in Under Construction	Units of Reserved		
1	Keswana	1.98	-	1.98	1992	8	-	-	1	デリーから約147kmに位置する既設の工業団地で、製紙業や日系の化学工場などの8企業が操業中である。アクセス道路は整備されているが、国道8号線から西に約2km離れている。RVPNの132kV変電所がある。
2	Sotanala	0.61	-	0.61	2000	45	-	-	2	デリーから約144kmに位置する既設の工業団地で、リキュール、繊維工場などの45企業が操業中である。大口企業は進出していない。国道8号線沿いに位置し、アクセスは良好である。電力はケンチュワナから33kV架空線で受電している。
3	Behor	1.3	0.72	2.02	1981	187	-	-	4	デリーから約132kmに位置する既設の工業団地で、インテリア、自動車部品工場などの187企業が操業中である。国道8号線沿いに位置し、アクセスは良好である。RVPNの220kV変電所がある。
4	Phase-I	2.61		2.61	1992	107	-	-	55	デリーから約125kmに位置する既設の工業団地で、4地域に分かれて開発が進められた。現在、4地域合わせて186企業が操業中である。国道8号線沿いに位置し、アクセスは良好である。RVPNの220kV変電所がある。NICは日系企業専用の工業団地で、11企業が操業している。新たに6企業が工場を建設中、11企業が土地を確保している。
	Phase-II	1.27	9.53	1.27	2007	18	-	-		
	EPIP	0.85		0.85	2006	50	-	-		
	NIC	4.72		14.25	2007	11	6	11		
	Total	9.45	9.53	18.98	-	186	6	11	55	
5	Shahjampur	0.93	2.12	3.05	1982	82	-	-	4	デリーから約113kmに位置する既設の工業団地で、家電製品、繊維工場などの82企業が操業中である。国道8号線沿いに位置し、アクセスは良好である。RVPNの132kV変電所があるが、今後の拡張計画に伴い、変電所増強の必要がある。(変電所用地は確保済み)
6	Ghilot	-	16.56	16.56	-	-	-	-	-	シャジャンプールの西部に位置する新規計画中の工業団地で、広大な用地を確保済みである。(用地の境界杭を設置) 国道8号線から工業団地へは幅3m程度の道路しかなく、一部、住宅地を通る。将来、取り付け道路が必要である。電力インフラは未整備で、2011年10月時点で企業は未進出である。北部にはデリー-ムンバイ間貨物専用鉄道の中継地となるKhatuwas Stationの建設予定地がある。

#### 4.1.2 課 題

ラジャスタン州の電力系統について、送配電系統（132kV、33kV、11kV）のデータは事故回数、事故継続時間共に基準以内（表 3.2-5 参照）に入っているので問題ないはずであるが、実際は配電系統の事故、障害による停電が多発している。

11kV の配電線を利用しているニムラナ工業団地内企業（T 社）の停電実績を図 4.1-3 に示す。本実績によると、2011 年 3 月 15 日～2011 年 7 月 12 日（5 月は測定なし）の 89 日間で、109 回の停電が発生している。停電回数について、3～4 月は比較的安定していたが、6 月から 1 日に 4～5 回程度の停電が起きている。また、1 日当りの平均停電時間は、約 133 分となっている。さらに、周波数は 49.1Hz～52Hz、電圧は 5、6%程度変動している。

このように、実際には、ニムラナ工業団地を中心とした周辺地域の電力信頼度が低く、JVVN の基準を満足していないことが分かる。したがって、シャジヤンプル開発地域に進出している企業および、これから進出する企業にとって、電力供給の大きな課題は、停電回数と停電時間である。この原因は、第 3 章に述べた様々な要因が影響していると考えられ、主な原因を以下に整理する。

- ◆ 発電供給力不足
- ◆ 送電系統の不備
  - 送電施設の不足
  - 送電設備の老朽化
- ◆ 配電系統の不備
  - 配電網の整備不足
  - 配電施設の老朽化
- ◆ 大きな電力損失
- ◆ 運転・維持管理の不備
  - 運転・維持管理の技術不足
  - 運転・維持管理の予算不足
- ◆ 各需要家の省エネルギー対策不足、など

ラジャスタン州では、RVUN（Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd.：ラジャスタン州電力会社）がその電力供給の責任者である。第 12 次 5 ヶ年計画（2012～2017 年）では、設備容量（全容量の 75%）と電力需要の比較をしており、2012 年までは電力が不足するが、2013～2014 年以降、出力ピーク時において 30%以上の余裕が生じると想定している（表 3.2-3 ラジャスタン州電力需給バランス参照）。また、ラジャスタン州の電源開発政策によると、発電施設の開発には IPP を奨励するとしている。したがって、政府による発電施設の開発や増強は、優先度が低いと考えられる。

以上を踏まえ、電力供給の課題に対する対策案を分析した。結果を図 4.1-4 に示す。

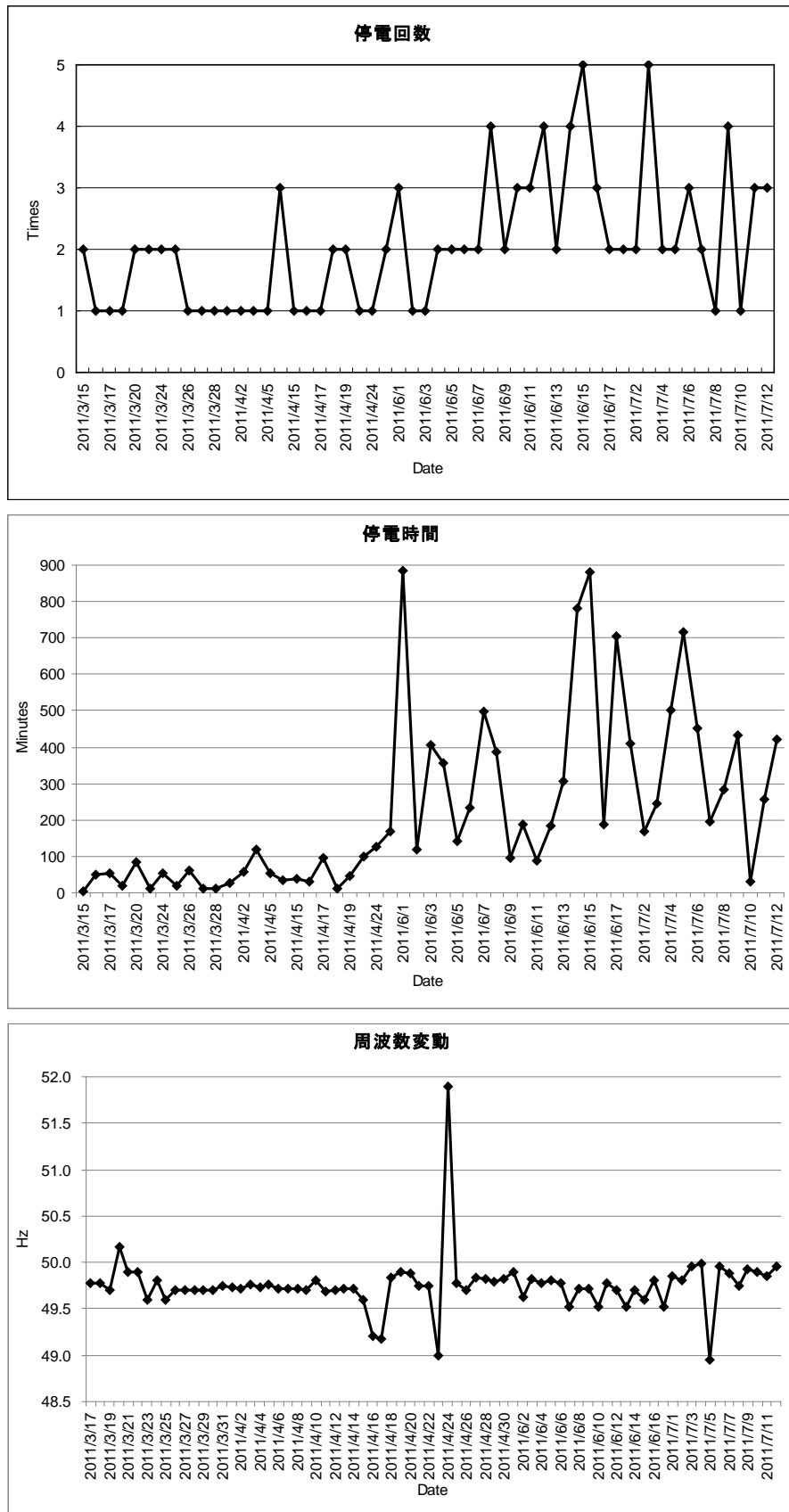


図 4.1-3 T 社の配電受電実績

多くの日本企業、インド国企業の進出している、また将来進出すると考えられる電力消費の大きな地域に重点を置く

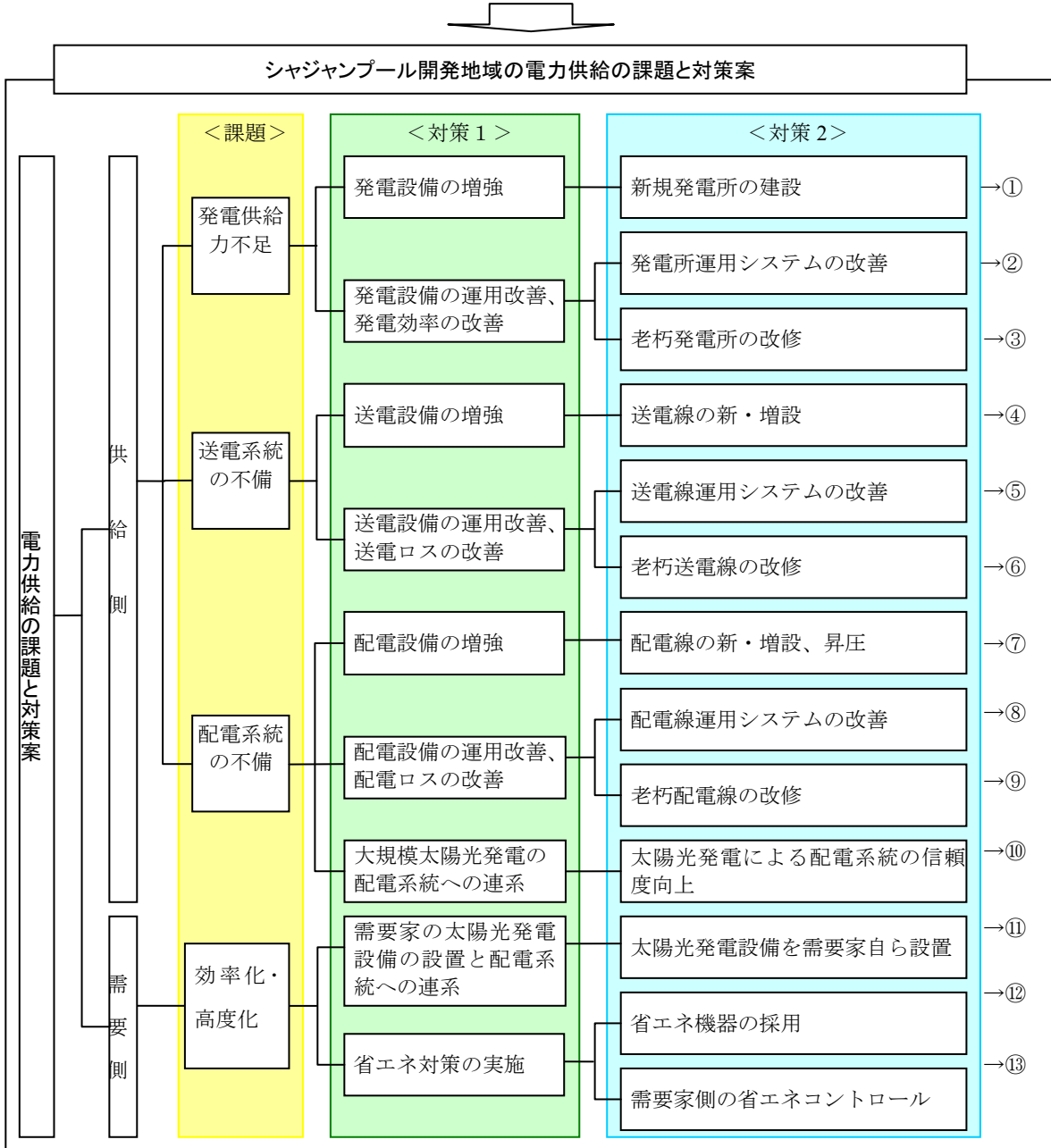


図 4.1-4 電力供給の課題と対策案の分析



### 4.1.3 対策の全体計画

電力信頼度向上のためには、以下の対策が考えられる。

- ① 発電設備の開発・増強
- ② 送電線の開発・増強
- ③ 配電網の開発・増強
- ④ 関係職員の維持管理能力向上
- ⑤ 需要家自身の対策

今回の調査目的であるシャジャンプール開発地域の電力系統信頼度向上対策の中で、日本に優位性があり本邦技術を活用できる分野として、ガス発電所の新增設、配電網整備及び配電自動運用システム技術の分野での案件形成が考えられる。

また、インド国でも再生可能エネルギーにおける推進の動きは進んでおり、ラジャスタン州は気象状況等から、特に太陽光発電に適しており本邦技術の優位性が図れる分野として挙げられる。ニムラナ工業団地では、NEDOの系統直結太陽光発電プロジェクトも計画されており、また、シャジャンプール開発地域の近傍には太陽光発電設備設置に適した地域があるとの情報も得られている。

ここでは、ラジャスタン州における電力品質指標（表 3.2-5 参照）をに基づき、本プロジェクト形成のための目標を以下の通り設定する。

**表 4.1-2 全体目標**

全体目標 (Super Goal)	シャジャンプール開発地域の電力品質を向上し、魅力的な投資環境を創出する。
目 標 (Goal)	・停電回数および停電頻度を大幅に低減する。 ・電力ロスを低減する。
目 的 (Object)	・信頼度の高い電力を供給する。 ・電力設備の適切な運営、維持管理を行う。
指標と ターゲット	停電回数 : 18 times/year 停電時間 : 8 hours/year 電圧変動 : 定格電圧 ± 1%

図 4.1-4 および表 4.1-2 に基づき、対策案のさらなる絞り込みを行った（図 4.1-5 参照）。これより、有望な対策案として8つの具体策を抽出した。

対策 2	評価と説明	具体策
① 新規発電所の建設	△ 供給力は将来的に足りる	ガス発電所の新增設高効率発電技術の採用
② 発電所運用システムの改善	× 既設発電所と新設発電所の連系が難しい	—
③ 老朽発電所の改修	× 既設発電所と新設発電所の連系が難しい	—
④ 送電線の新・増設	× 効率的な系統増強計画による系統の安定化を適用しなければならず、非常に広範となる	—
⑤ 送電線運用システムの改善	△ 効率的な系統運用改善による系統の安定化	・直流送電システム制御技術 ・3相負荷バランスの改善
⑥ 老朽送電線の改修	× ラジャスタン州の老朽送電線のみならずインド全国に渡り範囲が大きすぎる	—
⑦ 配電線の新・増設、昇圧	○ 対象地域の主要配電線は 11kV 架空線で、供給容量と電力供給信頼度が不足している	33kV 地中配電線を整備することにより電力供給力増強と供給信頼度を確保
⑧ 配電線運用システムの改善	○ 需要を時々刻々、かつ正確に把握し、電力管理を行う	スマートメーター設置と配電自動運用システムの適格な運用
⑨ 老朽配電線の改修	○ 11kV 架空送電線系統の老朽化が進んでおり、送電容量、耐雷設計等の見直しが必要	33kV 地中送電線の採用、11kV 架空送電線のサイズアップや配電自動運用システムの採用、老朽変圧器の取替え
⑩ 太陽光発電の電力による配電系統の信頼度向上	○ 大規模太陽光発電の配電系統への直結	大規模太陽光発電の配電線へ直結し、その制御を配電自動運用システムにより行う
⑪ 太陽光発電設備を需要家自ら設置	○ 需要家自らの太陽光発電設備の設置による電力供給信頼度向上	需要家自ら太陽光発電設備を設置し、配電自動運用システムによる制御
⑫ 省エネ機器の採用	△ 需要家サイドの個別対策	需要家が設置した省エネ機器を配電自動運用システムにより制御
⑬ 需要家側の省エネコントロール	× 需要家サイドの個別対策	—

凡例  
○ : Good、△ : Prefer、× : Out

図 4.1-5 対策と案件形成

## 4.2 本邦技術の適用可能性

第4.1章では、ラジャスタン州の電力セクターの課題を踏まえ、有望な対策案を抽出した。ここでは、まず、有望な対策案として選定した8案について説明を加える。さらに、ラジャスタン州の電力セクターの課題を踏まえた適用可能な本邦技術については、以下の手順で評価・抽出する。

手順	説明	結果
1	図 4.1-5 に示した具体策に対し、本邦技術または本邦最新技術を幅広く抽出する。	表 4.2-1
2	本邦では有効に活用されているが、価格面やその他の環境からインド国に適さないこともあるため、インド国での本邦技術の優位性について評価する。	
3	表 4.2-1 において本邦技術の優位性がある（優位性が低いものも含む）と評価したのに対して、本邦技術の特徴、価格、運用実績などを整理する。	表 4.2-2

### (1) 電力供給サイド

#### 1 新規発電所の建設

電力供給力は 2013 年には需要を満足するが、今後も電源開発は必要となる。

- ◆ 本邦技術として大容量・高効率ガス発電機の（1,000MW クラス）の採用により、供給力の大幅増加が見込める。

#### 2 送電線運用システムの改善

系統増強計画・運用等改善による系統安定化及び系統損失の低減を図る。

- ◆ 雷事故などによる系統電圧の瞬時低下によって、半導体、繊維、化学工場などの生産活動が停止もしくは品質低下を引き起こす可能性があり、避雷装置の適切な設置が有効である。
- ◆ 送電ロス低減のため、3 相負荷バランスの改善などを行う。
- ◆ 直流送電による大電力送電、短絡容量の増大防止を図る。

#### 3 配電設備の新・増強および昇圧

シャジャンプール開発地域での配電系統で特に信頼度の高い 33kV を増強し、信頼度の高い電力供給を必要とする企業に提供する。

- ◆ 現在、シャジャンプール開発地域内は、主に 11kV 架空配電線による電力供給が行われているが、雷事故による停電や配電容量の不足などの問題が生じている。

これを克服するためには33kVの大容量の地中配電線の布設が重要である。既に、ニムラナ工業団地内のいくつかの企業では、負担金を払って33kV地中配電線からの電力供給を受けており、その効果は非常に大きいとのことである。

#### 4 配電システムの効率的な運用

シャジャンプール開発地域内の配電線運用システム改善のために、開発地域内に限定した配電自動運用システムを採用する。シャジャンプール開発地域での配電自動運用システムの構築によって、配電システムの効率的な運用や配電線運用システムの改善を図る。

- ◆ 配電線を複数の区間に分割し、柱上に設置された自動開閉器の「入切」制御や状態監視を制御所から自動的に行う。
- ◆ センサー内蔵開閉器の採用による事故検出と電圧・電流値、事故波形等の計測データのコンピュータによる取得を行う。また、データベースの蓄積、共有化により、配電線の電圧・電流管理を現行システムよりきめ細かく運用できる。さらに、事故の早期発見による事故復旧時間の短縮や、事故予兆の検出により事故を未然に防止する。  
将来的には、配電線ロスを最小化させるシステム運用や事故区間の自動切り離しによる事故の影響拡大防止なども期待できる。
- ◆ スマートメーターを企業需要家の消費電力計測用として設置し、正確な消費電力の把握を行うことにより、検針費用の削減に伴う収入増に寄与する。これにより需要側コントロールができ、配電システム運用の最適化を図ることができる。また、供給電力量を監視することにより盗電防止対策となる。

#### 5 老朽配電設備の改修

シャジャンプール開発地域では11kV架空配電システムの老朽化が進んでおり、送電容量、耐雷設計の見直しが必要である。

- ◆ 既設11kV架空配電線は、シャジャンプール開発地域内の大口の企業にとっては、受電容量の将来的増強や事故、トラブルによる停電などが多く発生している。これらの問題を解決するためには、33kVへの昇圧により配電容量の増加と配電線の地中化により、雷や電線のクレーンによる切断などの事故を防ぎ、供給電力量の増加と供給信頼度向上を図ることが有効である。
- ◆ 老朽変圧器の取替えにより、容量増加と事故未然防止を図る。
- ◆ シャジャンプール開発地域内に配電自動運用システムによる配電システムを構築し、地域配電システムの配電機器の効率的な運用を図る。
- ◆ 配電ロス低減と配電設備の点検・保守により省電力化を図る。

## 6 太陽光発電による配電システムの信頼度向上

大規模太陽光発電設備の配電システムへの直結による系統信頼度の向上。

- ◆ ラジャスタン州は、再生可能エネルギー、特に太陽の日射量が大きく、州西部は砂漠地帯であり太陽光パネルを設置するための用地が広く確保できるため、太陽光発電の開発に熱心である。
- ◆ ラジャスタン州再生可能エネルギーコーポレーション (RREC) を通し、民間セクターからの太陽光発電プロジェクトへの参加を奨励している。  
2011年9月現在、州政府へ登録されているプロジェクトは、49件であり、その合計出力は1,524MWである。  
また、州政府は今後10年から12年で10,000MWから12,000MWの太陽光発電の開発を提唱し、1st Phaseとして2017年までに400MWの開発を計画している。  
ニムラナ工場団地内では、既に5MWの太陽光発電導入の実証研究をNEDOが実施している。

シャジャンプール開発地域内の配電自動運用システムに分散型電源として太陽光発電設備を直結し、地域内電力需要に応じた配電自動運用システム制御を行うことによって、電力供給を安定させ、供給信頼度向上を図ることができる。

### (2) 需要家サイド

## 7 需要家自らの太陽光発電設備設置

シャジャンプール開発地域に進出中、または進出する予定の企業自らが太陽光発電設備を設置し、配電システムに直結することにより電力システムの信頼度向上を図る。

- ◆ 近年、太陽光発電の設備コストは安くなってきており太陽光発電設備を需要家が設置し、発電した電気を電力会社に商業ベースとなる高い料金で買い取ってもらう制度 (Feed in Tariff) が主流になりつつある。
- ◆ シャジャンプール開発地域は非常に広く、太陽光発電設備設置には適した地域であり、進出した企業が自ら太陽光発電設備を設置し、発電事業を行う新規ビジネスモデルとなる。
- ◆ 各工場は大規模ではないため、配電システムに直結しても、1箇所では効果は少ない。  
シャジャンプール開発地域内の多数の企業が太陽光発電設備を設置し、地域内の配電自動運用システムの分散型電源として制御することにより、電力供給の安定化や信頼度向上を図ることができる。

## 8 省エネルギー機器の採用

需要家サイドの個別対策と配電自動運用システムの連携を図る。

- ◆ 需要家が現在利用している機器に省エネルギー機器を採用する。さらに、需要家内の電力システムの改善により負荷低減を図ることで、需要家の便益は大きくなる。
- ◆ 需要家の省エネ機器を配電自動運用システムの制御所から制御することにより、グリッド全体の電力供給信頼度の向上と計画停電・需要抑制とを行うことができる。

表 4.2-1 (1) 本邦技術の適用性検討

課題	対策 No.	対策シナリオ	本邦が優位となりそうな技術/最新技術	概要	本邦技術の優位性	評価	備考	
電力供給不足	□	火力発電の新設・増設	石炭焚き超臨界火力発電技術	蒸気圧力 24MPa、蒸気温度を 565°C に高め、プラント効率が 40~41%の発電設備	日本企業の優位性はあるが、インド国 (BHEL 社)、韓国、ロシア、中国も技術開発に力を入れている。インド国初の超々臨界火力発電所は、ロシアが受注した。	日本の優位性はない。 【×】		
			石炭焚き超々臨界火力発電技術	超臨界火力発電より蒸気圧力 31MPa、蒸気温度 565°C 又は蒸気圧力 25MPa、蒸気温度を 600°C に高め、プラント効率が 41~43%の発電所	日本企業の優位性ある。最近中国で初の石炭焚き超々臨界火力発電所が完成したが、日本企業のライセンス生産であり、インド国での製作には制約がある可能性あり。	【○】		
			先進石炭焚き超々臨界火力発電技術	超々臨界火力発電より蒸気圧力を蒸気圧力を 35MPa、蒸気温度を 700°C に高め、プラント効率が 46~48%の発電設備	優位性はあるが開発中であり、短期的には間に合わない	開発中の技術である。 【×】	長期対応技術	
			大容量高効率ガスタービンコンバインドサイクル発電技術	F型ガスタービン(単機容量300MWクラス)、G型(同340MWクラス)あるいはJ型(同460MWクラス)を使用してプラント効率50%以上の発電設備	国産のガスタービン技術は三菱重工のみだが、三菱重工は世界に先駆けてJ型ガスタービンを開発しており、大容量ガスタービン発電所で優位性を有する。	本邦技術の優位性はある(単機容量300~450MWMW級)。 【○】		
送電システムの不備	□	送電設備の瞬時電圧低下対策(電力品質の向上)	送電用避雷装置の瞬時電圧低下技術		瞬時電圧低下及びルート遮断事故などの影響が半導体、繊維、化学、製糸工場などでの生産活動で問題となり、操業停止や品質低下を引き起す可能性がある。この対策として、送電線の避雷装置が有効な手段として日本国内では広く採用されている。	日本の優位性はある。 【○】 雷害地域における目的、取付範囲等をサージ解析結果を踏まえ、取付費用/効果を見極めた上で適用する必要がある。	昭和55年以降、33kV~275kVでは広く採用されている。また、77kVクラスでは避雷器よりも小型・軽量・安価なアークホーン型も開発実用化されている。	
			電力送電網の増強	直流送電システムの制御技術		インド国でも、南西部地域の石炭火力発電電力を大需要地域(デリー、ムンバイ等)に送電するため、既に直流設備は導入しているが、本邦が保有している継続運転機能及び電力安定化機能等の直流システム制御技術の優位性はある。	日本の優位性はある。 【○】	(直流送電技術は)インド国全体の対策となり、今回のラジャスタン州近傍の対策の目的から外れる。
			系統増強計画および運用改善	系統増強計画改善技術	系統増強計画例		日本は、世界トップレベルの安定した電力供給実績を維持している。これは、左図に示すように、需要増加に対応して供給不足にならないよう、地域需要想定に基づき増強時期、箇所を決定し、計画的に系統増強している。	インド国も供給信頼度目標に対応して設備増強計画を有しており、日本の高信頼度に対応した系統増強計画は参考になるが、実態からみると極端な優位性はない。 【△】
		送電線増強計画例		個別の送電線については、左図に示すように、送電線に事故が発生しても停電を発生しないように必要時期に送電線増強を行い、信頼度向上している。				
		変圧器増強計画例		上記送電線の増強と同様の考え方で、左図に示すように、変電所の変圧器に事故が発生しても停電を発生しないように必要時期に変圧器増強を行い、信頼度を向上している。				

表 4.2-1 (2) 本邦技術の適用性検討

課題	対策 No.	対策シナリオ	本邦が優位となりそうな技術/最新技術	概要	本邦技術の優位性	評価	備考
送電系統の不備	②	系統増強計画および運用改善	運用改善技術	PSVR (Power System Voltage Regulator) 技術 	従来の AVR とは異なり、系統側により近い発電所昇圧用変圧器の高圧側送電電圧を一定に保つ様に制御する技術で、系統の安定度向上、送電損失改善に寄与する。	インド国の基幹系統は超高压交流系統と直流設備の混在した複雑な系統運用を行っており、系統運用基準・指針も有していると考えられる。 本邦のきめ細かな供給信頼度向上及び系統電圧を高めに維持し送電ロス低減も図れる運用方法は、即導入は無理としても参考にはなると考えられる。 【△】	
			予測制御装置 (Special Protection Scheme: SPS) 技術		特定の大規模事故が発生した場合、事前の計算値をもとに、必要となる負荷を遮断する。これにより、周波数低下の幅を抑制することができ、事故波及を防止できる。 		
配電系統の不備	③	配電網の整備 (33kV の優先増強)	従来型の 33kV 配電技術	33kV 配電は技術的に全世界に普及している。 	インド国でも十分に実施できる。	日本の優位性はない。 【×】	
			事故区間自動検出システム	スマートポール (電圧制御機能付変圧器)	日本の高い供給信頼度の一端を担っている。時限順送方式による事故区間の限定と健全区間への送電は、日本特有の技術であり、停電時間の短縮に効果大きい。 低圧系統電圧を変圧器単位で制御できるのは、日本独自の機能である。	日本の優位性は十分にある。 【○】	日本の優位性はある。 【○】 実用化されているのは、6.6kV 低圧用であり、33kV 低圧用は、今後の開発が必要である。
配電系統の不備	④⑦⑧	配電自動運用システム	配電自動運用システム、スマートメーター	<ul style="list-style-type: none"> <li>スマートメーターによる正確な検針と確実な料金徴収および省エネ、DSM。</li> <li>太陽光発電をはじめとした分散型電源と需要との最適制御</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>スマートグリッドによる DSM、省エネの推進が一層進み、日本のこれからのスマートグリッドの技術が展開できる。</li> <li>また、世界中でイタリアぐらいしかスマートメーターの整備されたところはなく、今後、先進国では急速に整備が進む。日本もその例外ではない。</li> </ul>	技術的に日本は国際的な競争力を有している。 【○】	上記対策との組合せ。
			配電網の整備 (老朽設備改修)	変圧器の内部コロナモニタリングセンサー技術 柱上変圧器のリアショート (相間短絡) 検知技術	 	回転機や大型変圧器を対象とした技術であり、柱上変圧器には適用されていない。 変圧器巻線インピーダンスの周波数特性の変化を測定し、層間短絡の有無を検出する技術である。事故停電の未然防止には寄与するが、停電作業による測定が必要であり、保守コストが増加する。変圧器固有の周波数特性が既知である必要があり、判定にはノウハウも必要になる。	日本の優位性はある。 【○】 日本の優位性は低い。 【×】
	⑥⑦	大規模太陽光発電	太陽光発電および制御技術	大規模太陽光発電を系統に直に連系する。	国際的に高水準を保有している技術である。太陽光発電の系統直結技術は最新技術である。	日本の優位性は低くなって来ている。 【△】	

凡例 (評価) ○: 優位性有り、△: 優位性低い、×: 優位性無し



表 4.2-2(1) 優位性があり適用可能な本邦技術

課題	対策 No.	適用技術	概要				選定理由			
			特徴	長所	短所	留意点	他類似技術／製品	技術面での優位性	価格面	適用実績
電力供給不測	㊦	石炭焚き超々臨界火力発電技術	蒸気圧力、蒸気温度を高め、プラント効率を向上させる。	効率向上及びそれに伴うCO <sub>2</sub> 排出量削減。	・設備費が高い。 ・建設期間が長い。	排煙処理設備（EP, DeNO <sub>x</sub> , DeSO <sub>x</sub> ）が必要。	欧米諸国では既に実用化されている。	日本企業の優位性がある。	日本の技術は最先端であり、価格競争力がある。	電力会社、電源開発(株)等で実績がある。
		大容量高効率ガスタービンコンバインドサイクル発電機技術	ガス燃焼温度を高めた高効率ガスタービンを使用したコンバインドサイクル発電である。	・効率向上及びそれに伴うCO <sub>2</sub> 排出量削減。 ・建設費が安い。 ・建設期間が短い。	燃焼器の定期取替え等で補修費が高い。		欧米諸国では既に実用化されている。	日本企業の優位性あり。	日本の技術は最先端であり、価格競争力がある。	多数実績がある(但し、最新のJ型は関西電力向けのみで、これから発展する技術である)。
送電システムの不備	㊧	送電用避雷装置の瞬時電圧低下技術	電撃による瞬時電圧低下及びルート遮断事故に対して有効な手段として広く採用されている。	電撃後の確認作業への影響を最小化し、電力品質の向上に寄与できる。	費用/効果を見極める必要がある。	2回線の場合、瞬低対策としては2~3相取付け、またルート遮断対策としては3~4相が効果的となる。	IEEEへの論文掲載から、一部海外でも採用事例がある。	高電圧化、コンパクト化、軽量化技術では優位性を有している。	日本の技術は最先端であり、価格競争力がある。	昭和55(1980)年以降、日本の電力会社で広く採用されている。
		直流送電システムの制御技術	直流送電は、交流送電にみられる系統安定度の問題がなくなる。また、送電距離に関係なく大電力を送電可能であり、大電力長距離送電に適している。	系統安定度及び短絡容量増加問題がなく、大電力の長距離送電が可能である。	直流送電システムの両端に高価な交直変換設備が必要となる。	直流送電システムから発生する高調波ノイズ、埋設物電飾・地球磁気等への影響を評価する必要がある。	超々高圧交流送電との比較になる。	系統拡大に伴う、系統安定度、短絡容量問題が発生せず大電力を長距離に送電できる。	送電容量、送電距離、系統問題等により超々高圧交流送電との比較になるが架空送電では約500km、ケーブル使用では約50km以上で直流送電が有利である。	最近、関西電力紀伊水道直流システムがあり、最新制御技術を適用している。
		系統増強計画改善技術 ・系統増強計画 ・送電線増強計画 ・変圧器増強計画	国・電力会社別で独自に電力供給信頼度目標を設定し、これに対応して系統設備増強計画を策定し、実施している。	本邦の系統計画基準は世界的にみても高い電力供給信頼度を旨とした基準である。	高い供給信頼度を保つためには、相当の設備増強を必要とし、コストが高い	供給地域、需要家ニーズ、電力料金等を総合判断して最適な系統計画基準を設定すべきである。	各国および電力会社が、電力事情を勘案して同様の基準を策定している。	電力事情により、適用可能な最適基準があり、一概に本邦技術が優位とは言いがたい。	高信頼度系統は高コストになり、目標信頼度レベルで左右され一概に価格比較はできない。	電力会社毎に実施している。
		PSVR (Power System Voltage Regulator) 技術	この方式は、発電機からの系統への無効電力供給をし易くする一方、系統電圧も高めに設定できる。そのため、系統事故時の安定度向上及び系統損失の低減が図れる。	系統安定度向上及び系統損失の低減が図れる。	系統電圧が高めの運用となり過度な上昇にならないよう留意する必要がある。	系統電圧上昇への留意の他、関連機器絶縁レベルのチェックが必要である。	通常の発電機端子電圧制御によるAVR機能及び昇圧変圧器タップ組み合わせとの比較になる。	系統安定化への応答性が早い。また、通常系統電圧を高めに設定でき送電損失の低減ともなる。	AVRの設定基準点のみの変更であり、低価格で実施できる対策である。	関西電力管内では、実績がある。
		予測制御装置 (Special Protection Scheme: SPS) 技術	大規模電源脱落等の系統事故時の系統周波数低下を一定限度内に抑えることができる。	系統の重大事故に対して、連鎖的な大停電を防止し影響を最小限にできる。	点検ミス及び所内誤動作による不要な負荷遮断のリスクがある。	左記のリスクに留意する必要がある。	簡易的なリレーを用いた重大事故発生時の転送負荷遮断システムが考えられる。	本邦システムは計算機を使用した装置で、重大事故発生時に事故波及を防止するため必要最小限の負荷遮断で対応することが可能である。	常時モニター及び監視計算システムが必要で、PSVRに比べコストは数10倍高いと考えられる。	日本の電力会社で、同様の保護システムが導入されている。

表 4.2-2(2) 優位性があり適用可能な本邦技術

課題	対策 No.	適用技術	概要				選定理由			
			特徴	長所	短所	留意点	他類似技術／製品	技術面での優位性	価格面	適用実績
配電系統の不備	③	事故区間自動検出システム	特殊なセンサや通信線が必要とせず、再閉路リレーによる遮断器の繰り返し操作で事故区間を特定する。通信線を使用すれば、復旧時間が短縮できる。	配電系統内の事故区間を狭い範囲(8区間以内)で特定できる。合わせて、健全区間への早期送電が可能である。	事故点への送電を繰り返すので、直接接地系統や短絡事故では、事故点の損傷を拡大する。	事故率が低い系統での適用メリットは小さい。地中系統に適用できる開閉装置は、開発が必要である。	日本独特の方法である。欧米では、Re-closer方式が使用されている。	事故区間を細かく限定できる点で優れている。	20kV 級開閉装置は、製造数の関係で割高(国内比)である。	架空配電系統(6kV,20kV 級)には一般的に適用されている。
		スマートポール、LDC 機能付柱上変圧器	1 次側巻線のタップ切替により、低圧系統電圧を変圧器単位で制御できる。	高品質の電圧管理ができる。	機器が大型化する。タップ切替器の寿命は20万回が目安であり、寿命までは、保守点検は不要である。	33 kV 系統には、機器開発が必要である。関西電力と東京電力との共同開発であり、部外使用に際しては、東京電力の許可等の制約がある。	マニュアルのタップ変更変圧器は、広く適用されている。	局所的な細かい電圧管理が可能になる。	中国製品などに価格面で押されている。	6kV 系統では実用化されている(容量は50kVA 以下)。
	④⑦⑧	配電自動運用システム、スマートメーター	正確な自動検針、正確な需要の把握、DSM、盗電防止などができる。	DSM が実施できる。需要家ごとに供給電圧のモニタリングができる。	WHmeter の活用には、双方向の伝送路が不可欠である。	各電力会社との共同開発であり、部外使用に際しては、当該電力会社の許可等の制約がある。	欧米諸国には類似品はある。	最先端技術であり、技術開発が今なお進んでいるため、競争力がある。	GE、SIEMENS 等は世界標準の WHmeter を販売しており、本邦製品の価格面での競争力には疑問がある。	設置規模では、世界的に数百万台の施設実績がある。
	⑤	変圧器の内部コロナモニタリングセンサー技術	部分放電時に発生する特注の周波数を検出するセンサー等により非接触で大型変圧器ブッシングの内部状況を診断する。	ブッシング油採取のための変圧器停止が必要でなく、連続的に内部診断が可能である。	油中ガス分析に比べ、センサー、パソコン等の設備設置が必要となり、コスト増となる。	関西電力とかんでんエンジニアリングとの共同開発であり、特許、販売体制等を確認する必要がある。	AE センサを用いた変圧器本体の内部診断は海外でも一般的に開発・実施されている。	AE センサを用いた大型変圧器のブッシング内部診断は殆ど実績が無く、関西電力とかんでんエンジニアリングの研究実績がある。	中国製品などに価格面で押されている。	関西電力の変圧器にて実証試験を実施済みである。
	⑥⑦	太陽光発電および制御技術	近年発電効率は上がり、コストも低下している。	環境面でCO <sub>2</sub> を排出しないクリーンなエネルギー。	自然エネルギーを利用するため、出力など不安定な発電である。	配電自動運用システム内での使用が効果的である。	他の自然エネルギーとしては風力、潮力などがある。	制御技術では日本の優位性はあるが、コスト面で他国に押されている。	中国製品などに価格面で押されている。	近年、世界的に普及し始めた。

## 4.3 案件の絞り込み

## 4.3.1 案件の絞り込み

シャジャンプール開発地域の電力供給信頼度向上のために、対策の優先度と本邦技術の適用可能性を考慮し、案件を下記のように絞り込んだ。

表 4.3-1 案件の絞り込み

	項目	具体的な実施政策	絞り込み評価	評価	
電力供給信頼度向上	供給側	① 新規発電所の設置	ガス発電所の新增設 高効率発電技術の採用	将来、ラジャスタン州の供給力は、需要を満足する。ラジャスタン州政府は、IPP に開発を促進している。	×
		② 送電線運用システムの改善	瞬時電圧低下対策 直流送電システム制御技術 3相負荷バランスの改善	送電システムはラジャスタン州のみならずインド国全体に及ぶものであり対応が難しい	×
		③ 配電線の新・増設、昇圧	33kV 地中配電線を整備することによる供給力増強と供給信頼度向上	33kV 配電線の信頼度が高く、対象地域進出企業への供給電力品質改善効果が大い。	○
		④ 配電線運用システムの改善	スマートメーターと配電自動運用システムを用いた運用	スマートメーターによる正確な自動検針、盗電防止、デマンドサイドコントロール、さらに、配電自動運用システムによる電力供給信頼度向上などの効果が大い。	○
		⑤ 老朽配電線の改善	11kV 架空配電線のサイズアップや老朽変圧器の取替え等	老朽配電施設の改善による電力供給信頼度向上効果はあまり大きくない。	△
		⑥ 太陽光発電の電力による配電システムの信頼度向上	大規模太陽光発電を配電線へ直結し、その制御を配電自動運用システムにより行う	太陽光発電に最適な地域である。今後の太陽光発電導入量が増大するので効果大であるが、開発主体は IPP である。	△
	需要側	⑦ 太陽光発電設備を需要家自ら設置	需要家自ら太陽光発電設備を設置し、配電自動運用システムにより制御させる	需要家の太陽光発電設備制御が難しい。	×
		⑧ 需要家側の省エネルギーコントロール	需要家が設置した省エネルギー機器を配電自動運用システムにより制御	需要家の省エネルギー機器の制御が難しい。	×

凡 例 ○：提案プロジェクトとして有望

△：効果が小さい、もしくは、IPP などが実施すべきプロジェクト

×：提案プロジェクトとして成立が難しい

### 4.3.2 提案プロジェクト

上記の案件絞込みによって、有望であると評価した2件について、プロジェクトの概要を表4.3-2に示す。

**表 4.3-2 提案するプロジェクト**

Project	配電線の新・増設、昇圧	配電線運用システムの改善
概 要	33kV 地中配電線を整備することによる供給力増強と供給信頼度向上	対象地域にスマートメーターの設置と太陽光発電を分散電源として配電自動運用システムに組み込んだ運用
対象地域	シャジャンプール開発地域	シャジャンプール開発地域
開発事業者	JVVN	JVVN
裨益者 (需要家)	シャジャンプール開発地域に進出した、あるいは進出する企業	シャジャンプール開発地域に進出した、あるいは進出する企業
本邦技術	最先端配電技術 ・ 事故区間自動検出システム概念 ・ 電圧制御機能付変圧器(LRT 付)	配電自動運用システム技術およびスマートメーター
工 期	5年	5年
工 事 費	143 億円 (シャジャンプール開発地域全体) 95 億円 (NIC)	20 億円

以下に、シャジャンプール開発地域の概要（図 4.3-1）、NIC の負荷に供給する配電システムの構成図（図 4.3-2）および配電運用自動化システムのイメージ図（図 4.3-3）を示す。

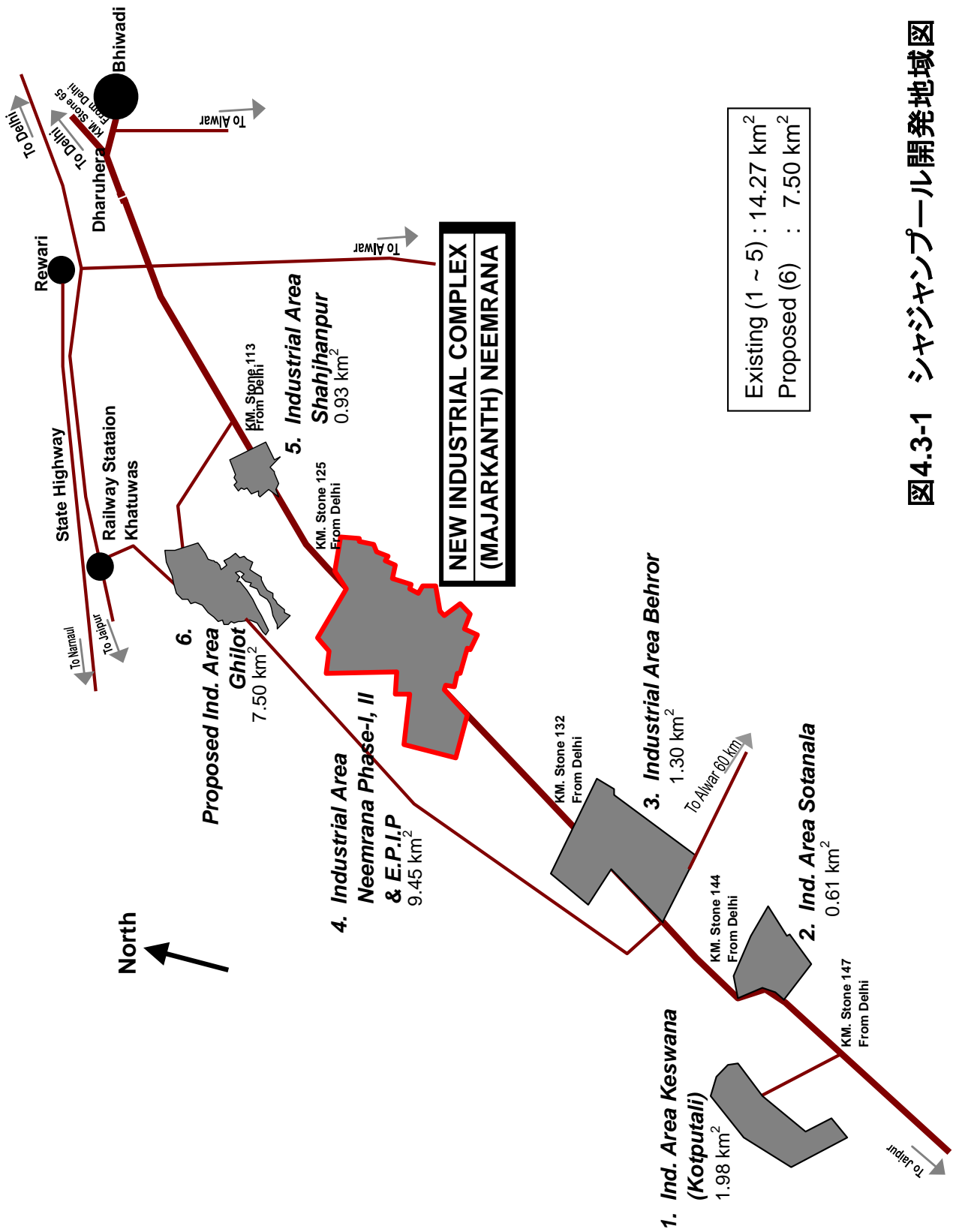


図4.3-1 シヤジャンプール開発地域図

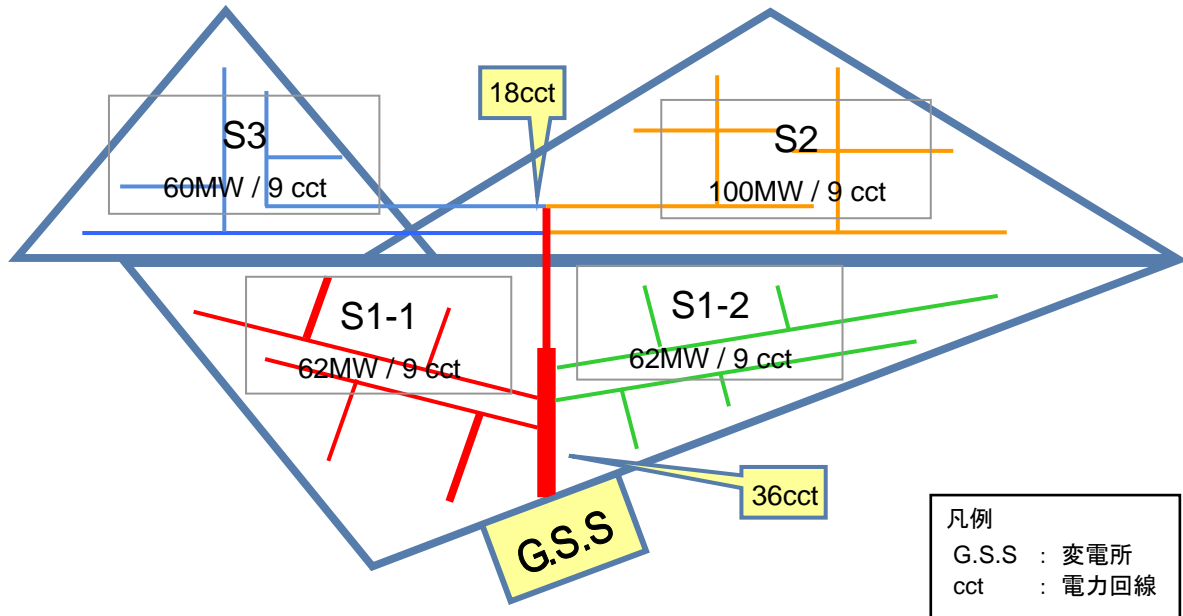


図 4.3-2 NIC の負荷に供給する配電系統の構成

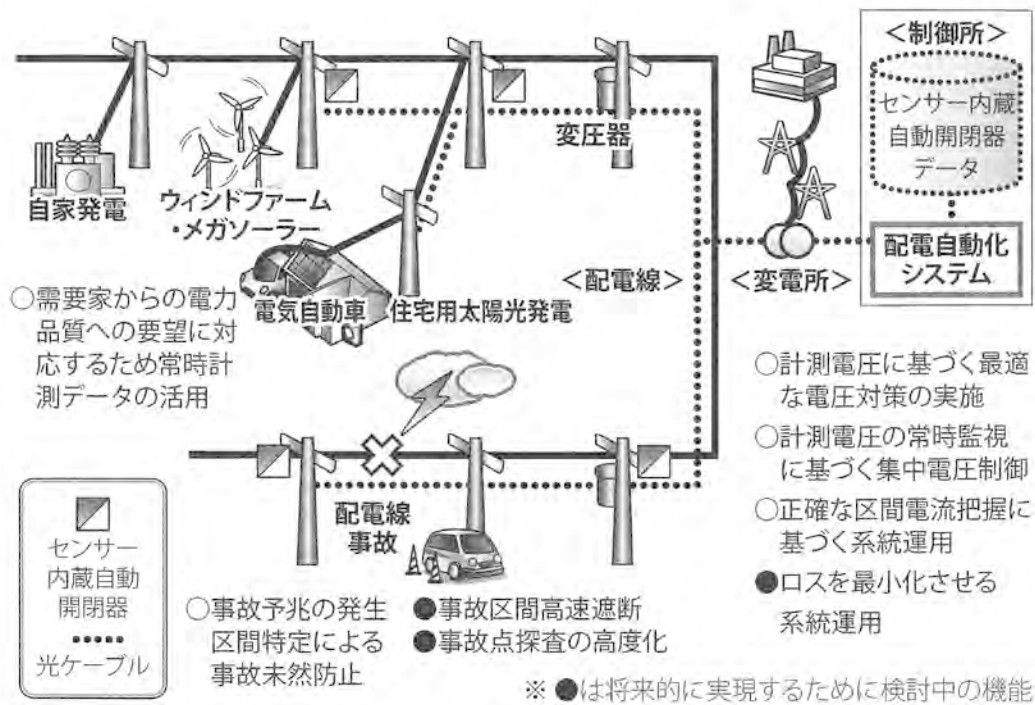


図 4.3-3 配電自動運用システムイメージ図

(出典：電気の未来スマートグリッド)

## 第5章

# 協力候補案件





## 第5章 協力候補案件

### 5.1 事業計画案

#### 5.1.1 概要

第4章に記載したように、シャジャンプール開発地域の配電ネットワークを対象として下記プロジェクトを候補案件とする。

- ① ベーススキーム： 33kV 配電線の新增設
- ② 追加スキーム： 配電ネットワークに配電自動化技術を組み込んだ運用システムの構築

①がベーススキームであり、②は①に対する追加スキームである。

本邦技術として、①には事故区間自動検出システム、電圧制御機能付変圧器等の最先端配電技術、②にはスマートメーターと配電自動化運用技術を適用できる可能性がある。これにより、本調査の目的であるシャジャンプール開発地域の系統信頼度向上に加え、系統損失の改善も期待される。

以上の提案スキームに対して、下記事項について調査結果を整理し、提案内容の実現可能性について検討する。

- 1) 事業概要
- 2) 現状と課題、事業の目的
- 3) 総事業費／概算協力額
- 4) 事業実施スケジュール
- 5) 事業実施体制（対象州の政府、実施機関の組織、技術、財政面の分析）
- 6) 事業運営体制、運営サービス、ファイナンス案、事業権に対する対応案
- 7) 環境・社会配慮面
- 8) 他機関の関係（民間企業、ドナー、NGO、大学、自治体等）
- 9) 事業効果（定量、定性効果、効果指標）
- 10) 本邦への裨益効果
- 11) 本事業の意義・必要性・緊急性

## 5.1.2 事業概要

### (1) 事業内容

本事業では、シャジャンプール開発地域の33kV配電網を整備することにより、この地域の電力供給信頼度の向上及び系統損失の低減を図ることを目的とする。事業規模としては、図4.1-2に示すシャジャンプール開発地域の6箇所を対象とする。また、この案件は、有償事業として位置づけられる。

基本となる事業内容を表5.1-1 ベーススキーム案件表に整理した。

表 5.1-1 ベーススキーム案件表

案件名	33kV 配電網整備プロジェクト	対象地域	シャジャンプール開発地域 (ニムラナ工業団地)
事業目的	既存の 11kV 配電ネットワークの補修と 33kV 配電ネットワークの新增設により、信頼性の高い電力を供給する。	実施機関 実施体制	実施機関:JVVN 協力機関:RIICO, RVPN 監督機関:MOP, DOE
現状と課題	11kV 配電ネットワークによる供給では停電回数と停電時間が多く、十分な供給力も確保しにくい。	運営機関	JVVN
		工事費	約 95 億円(ニムラナ工業団地)
必要性および緊急性	対象地域の電力品質が悪く、停電が頻繁に発生している。この停電による JVVN の財務的損失、一般企業および社会の経済的損失を喫緊に解消する必要がある。	事業費	約 142 億円(ニムラナ工業団地)
		概算協力額	約 111 億円(事業費の約 77%) (ニムラナ工業団地)
事業内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>対象地域の 33kV 配電ネットワークを新增設する</li> <li>対象地域の中でも既に企業が多いニムラナ工業団地を優先的に実施</li> </ul>	実施工期	約 5 年間
		事業効果指標と目標	停電回数 : 18 回/年 停電時間 : 8 時間/年 電圧変動 : 定格電圧 ± 1%
適用可能な本邦技術他	本邦の適用技術 <ul style="list-style-type: none"> <li>事故区間自動検出システム概念</li> <li>電圧制御機能付変圧器(LRT 付)</li> </ul> 適用範囲 <ul style="list-style-type: none"> <li>面的に広がる配電ネットワークへ適用可能な技術であり適用範囲は大きい。</li> </ul> 適用実績 <ul style="list-style-type: none"> <li>事故区間自動検出システム(自動開閉器システム)は、本邦電力会社で広く導入されている。</li> <li>電圧制御機能付変圧器についても、本邦電力会社で活用実績がある。</li> </ul> 本邦の強み <ul style="list-style-type: none"> <li>基本的に、架空配電系統(事故区間自動検出システム)及び架空低圧系統(変圧器)で本邦技術として商品化され、実績もあり他国と比較して優位性は高い。</li> </ul>	事業の効果	停電回数と停電時間が減る。 停電時間:809 時間/年→8 時間/年 配電会社の収入が増える。 収入:約 350 百万円/年の増収(ニムラナ工業団地) 需要家の自家発電量を減らせる。 自家発電時間:約 800 時間/年の減少 新規企業の進出が促進される。
		横展開の可能性	基本的に電圧レベルの異なる配電ネットワークでも共通の技術であり、全ての電圧階級の配電ネットワークへ水平・横展開可能である。インド国の別地点への適用も期待できる。
		技術協力	①配電技術の向上、②運転・運用技術の向上、③維持・管理技術の向上、④本邦技術に関する知識の向上、⑤プロジェクトの推進支援を目的に実施する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>研修・講義</li> <li>専門家派遣</li> <li>技術協力                             <ul style="list-style-type: none"> <li>信頼度の高い配電ネットワーク構築技術(電力基準見直し、施設の維持管理・更新技術)</li> <li>パイロットプロジェクト</li> </ul> </li> <li>ソフトコンポーネント                             <ul style="list-style-type: none"> <li>導入した本邦技術の運転・維持管理技術</li> </ul> </li> </ul>
		環境面	配電設備の新增設による自然・社会環境への影響は極めて少ない。
民間企業、他ドナー、NGO 等、他機関の関係	当該地域で発電事業の計画があるが、配電事業に対する関係機関はない。 <ul style="list-style-type: none"> <li>本邦企業 IPP: 火力発電(45MW)</li> <li>NEDO: 太陽光発電(5MW)</li> </ul>		

<p>事業 イメージ図</p>	<p>シヤジヤンプル開発地域内の予定地を含む工業団地内の6区画を対象に、33kV 配電ネットワークを新増設する。ニムラナ工業団地内で構築される回線数ならびに配電線延長概要を下図に示す。</p> <table border="1" data-bbox="352 801 1283 875"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>面積</th> <th>負荷</th> <th>回線数</th> <th>管路長</th> <th>ケーブル延長</th> <th>ジョイント数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>9.1 km<sup>2</sup></td> <td>282MW</td> <td>36cct</td> <td>34.8 km</td> <td>223 km</td> <td>600 箇所</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><b>ニムラナ工業団地負荷に供給する 33kV 配電ネットワークの概要</b></p>	項目	面積	負荷	回線数	管路長	ケーブル延長	ジョイント数		9.1 km <sup>2</sup>	282MW	36cct	34.8 km	223 km	600 箇所
項目	面積	負荷	回線数	管路長	ケーブル延長	ジョイント数									
	9.1 km <sup>2</sup>	282MW	36cct	34.8 km	223 km	600 箇所									
<p>その他</p>	<p>本邦技術を適用すれば、停電時間の更なる短縮、系統電圧改善等の効果があると考えられる。しかし、コスト高や現地の電力品質に対するニーズ等を総合的に判断すると、本件の実施に向け、克服すべき懸案事項がある。したがって、本邦技術の効果に対する理解を促し、実施に向けた関係機関との綿密な協議、調整が必要と考える。本邦技術の優位性を実証し、導入促進を図るためにパイロットプロジェクトが有効と考える。また、ソフト面の対策として最新設備の運転・保守に関する技術協力も期待される。</p>														

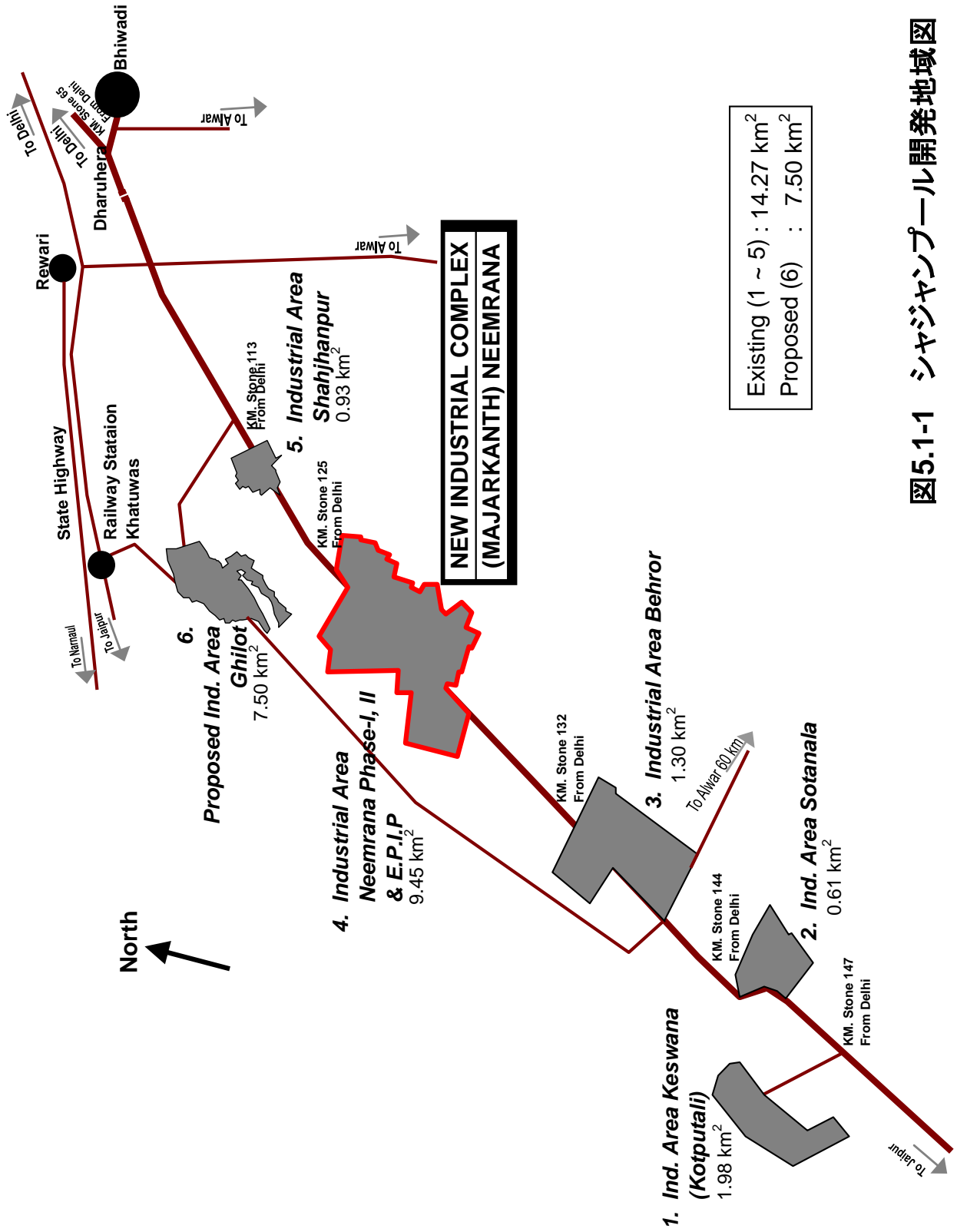


図5.1-1 シャジャンプール開発地域図

(2) 事業計画の方針

1) 6 工業団地の開発優先順位

今回対象とするシャジャンプール開発地域の 6 工業団地は、土地整備、アクセス、および電力供給は一律に整備されておらず、団地によって相当の差異がみられる。したがって、本調査で提案する 33kV 配電設備網整備プロジェクトは、事業の裨益効果を向上するため、関係機関の将来計画、各工業団地のインフラ整備状況、今後の企業進出を考慮して、事業実施に優先順位をつけることとする。

下表に、敷地面積、区画数、アクセス、変電所の有無から作成した開発優先順位を示す。

表 5.1-2 6 工業団地の開発優先順位

Industrial Area		Exiting Area (km <sup>2</sup> )	Total Area (km <sup>2</sup> ) (Existing + Expansion)	Plot	Access	S/S	Priority
1	Keswana	1.98 (2)	1.98 (5)	9 (5)	8 号線から西へ 2km	132kV	3
2	Sotanala	0.61 (5)	0.61 (6)	47 (4)	8 号線沿い	-	3
3	Behror	1.30 (3)	2.02 (4)	191 (2)	8 号線沿い	220kV	2
4	Neemrana	9.45 (1)	14.25 (2)	258 (1)	8 号線沿い	220kV	1
5	Shahjhanpur	0.93 (4)	3.05 (3)	82 (3)	8 号線沿い	132kV	2
6	Ghilot	-	16.56 (1)	-	-	-	4

( ) は順位を示す

ニムラナ工業団地は、敷地面積が広く、区画数が多いため、電力需要が高いと想定される。さらに、アクセス、変電所のインフラも整っており、開発優先順位を最も高い「1」と評価した。ついで、現在の敷地面積は狭いものの拡張計画を考慮すると将来の電力需要は伸びると考えられ、さらに、区画数、アクセス、変電所でも評価の高いベホール工業団地とシャジャンプール工業団地を「2」と評価した。そして、敷地面積が狭く区画数の少ないケシュワナ工業団地とソタラナ工業団地を「3」と評価した。

ギロット工業団地は新規計画中の工業団地で、アクセス、電力供給などの社会インフラは未整備であり、今後の開発計画も不明である。このため、本調査の工事費算出からは除外し、今後の詳細調査で整備対象とするかを検討することとする。

[開発段階]

第 1 フェーズ [優先 1] ニムラナ

第 2 フェーズ [優先 2] ベホール、シャジャンプール

第3フェーズ [優先3] ケシュワナ、ソタラナ

第4フェーズ [優先4] ギロット

## 2) ニムラナ工業団地の配電ネットワーク計画の条件

当該地区の33kV配電ネットワーク新增設計画では、前提条件として、最終需要を想定し、供給形態等を決める必要がある。下記に示すように、現地状況を踏まえ、事業を計画した。

- ・ ブロック分割 道路を境界として北部・南部地域をそれぞれ2分割（ブロック）し、地域全体では4分割（ブロック）する。
- ・ 需要密度 35MW/km<sup>2</sup>（需要が確定している需要家データから算定）
- ・ 配電方式 3回線を1グループとする常用・予備切替方式  
または、3回線πループネットワーク方式（両者は混在させないこととする）とする。
- ・ 配電線容量 3回線1グループで60MWを供給する。よって、エリア全体では4グループに対して約240MWの供給力を想定する。
- ・ ケーブルサイズ 300sq（電流容量は250A）とする。

以上の条件に基づいて計画したニムラナ工業団地内での常用・予備切替方式、もしくは、3回線πループネットワーク方式による33kV配電ネットワークの新增設の基本構成を図5.1-2に示す。

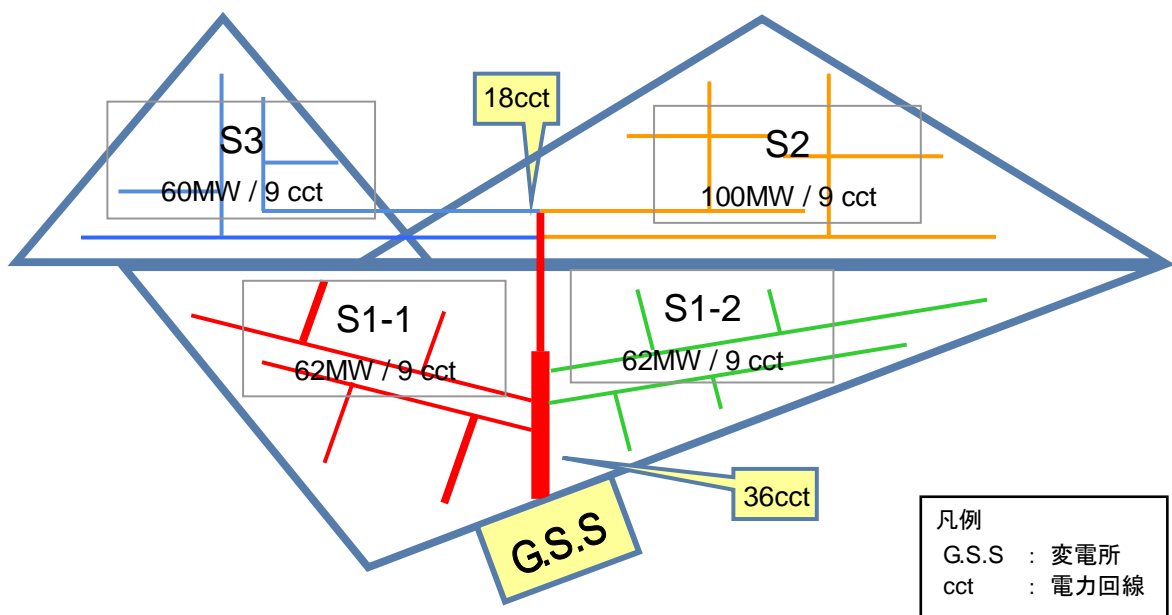


図 5.1-2 ニムラナ工業団地内の33kV配電ネットワーク新增設の基本構成

### 3) ネットワーク構成

ネットワーク構成は、種々の組み合わせが考えられる、すなわち、設備施設形態では架空線、あるいは地中線の選択があり、系統構成方式では樹枝状系統(常用予備切替)あるいは $\pi$ ループ系統の選択がある。

設備施設形態の架空線、または地中線については、要求される電力品質、全体計画、需要増加、地域形態及び系統新增設の柔軟性等を総合的に勘案して選定される。今回は、要求される電力品質、既存の設備状況や将来計画に従って地中線によるネットワーク新增設を採用する。

また、系統構成方式の樹枝状、もしくは、 $\pi$ ループの選択は、それぞれの特徴を踏まえ、制約条件や需要家ニーズ等を勘案して評価・選択される。今回のニムラナ工業団地の配電ネットワーク計画では、需要家のニーズを踏まえ、信頼度が高い $\pi$ ループ方式を選定する。各系統構成の特徴を、表 5.1-3 に示す。

**表 5.1-3 樹枝状と $\pi$ ループネットワークの比較表**

系統構成	特徴
樹枝状系統・ 常用予備切替 系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ジョイント箇所が多く、<math>\pi</math>ループ系統と比べて事故の確率が高い。</li> <li>・設備新增設が容易である。</li> <li>・コストが安い(ケーブル敷設量が少ない)。</li> <li>・全需要家が 33kV を受電する場合、物理的に分岐が可能かどうかを検証する必要がある(需要家の要求信頼度別に架空供給、1 回線受電か地中供給、2 回線以上受電かにより供給方法を変える系統バリエーションも考えられる)。</li> <li>・事故探査・復旧に時間がかかる。ただし、事故直後の応急送電は短時間に実施できる。</li> </ul>
$\pi$ ループ系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ジョイント箇所が少なく、事故の確率が相対的に低い。</li> <li>・設備新增設がやりにくい。</li> <li>・コストが高い(回線利用率が低く、ケーブル敷設量が多くなる)。</li> <li>・事故探査・復旧に要する時間は短い。ただし、事故直後の応急送電は上記方式よりも時間がかかる。</li> <li>・事故区間の検出に配電自動化機能が使える。</li> <li>・工事費は、上記方式に比べて高い。</li> </ul>



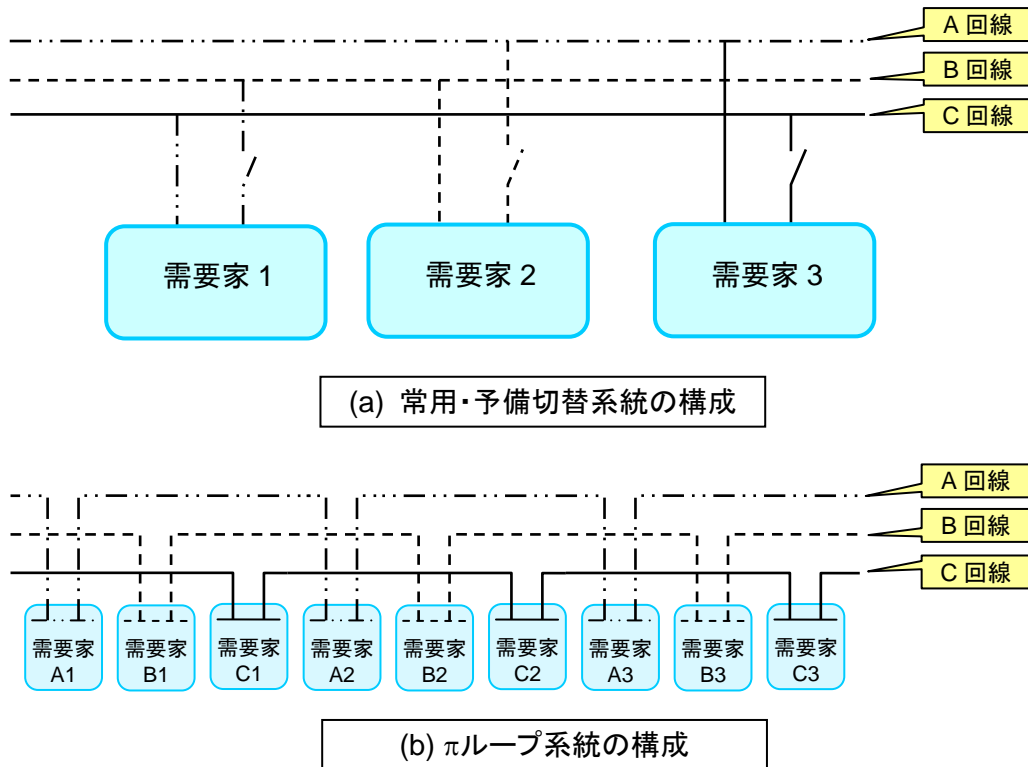


図 5.1-3 樹枝状と $\pi$ ループネットワークの構成

### 5.1.3 工事費

#### (1) 概算工事費の算出手順

概算工事費の算出は、まず、第1フェーズのニムラナ工業団地を対象に 33kV 配電ネットワーク新增設の概算工事費を積算する。その工事費を基に、全地区の工事費を面積比例で推定する。

#### (2) 概算工事費の算出方法

現地で収集した各設備の工事費単価等を基に、ニムラナ工業団地内の 33kV 配電ネットワーク新增設に伴う工事費を積算する。

工事費積算の条件は、以下の通りである。

- ・ $\pi$ ループ系統を採用
- ・管路工事単価は、33kV 架空線単価の 20 倍に設定
- ・ジョイント、事故区間自動検出システムおよび電圧制御機能付変圧器は、日本の単価を適用

(3) 33kV 配電ネットワーク整備プロジェクトの総工事費の算出

ニムラナ工業団地における 33kV 配電ネットワーク整備プロジェクトの工事費内訳は、以下のように整理され、合計では約 95 億円（表中合計 94.94 億円）となる。

**表 5.1-4 33kV 配電設備整備プロジェクト工事費(ニムラナ工業団地)**

工事項目	工事費 (上段：百万円、 [下段] : M. INR)			備 考
	海外調達	国内調達	合計	
33kV 配電線	7,200 [4,000]	1,800 [1,000]	9,000 [5,000]	・ JVVN の標準工事費 ・ ケーブルジョイント部の機器については、日本の機器単価を使用
変電所の 33kV 配電線引出設備	0	91 [50.6]	91 [50.6]	JVVN の標準工事費より
事故区分自動検出システム	115 [63.9]	0	115 [63.9]	日本の機器単価より
自動電圧制御機能付変圧器	288 [160]	0	288 [160]	日本の機器単価より
合 計	7,603 [4,223.9]	1,891 [1,050.6]	9,494 [5,274.5]	

以下に工事費積算の詳細を示す

1) 33kV 配電線工事：9,000 百万円

- 33kV 配電線工事は、JVVN の標準工事費と日本の機器単価で算出し、約 90 億円となる。

2) 変電所の 33kV 配電線引出設備：91 百万円

- JVVN 標準工事費：3,800 千円／回線  
36 回線：91,440 千円 (36 × 2,540 千円)

3) 事故区間自動検出システム：115 百万円

- 534 千円／箇所（日本メーカー見積り）  
534 千円 × 6 箇所 × 1 回線 × 36 回線 = 115,344 千円

4) 自動電圧制御機能付変圧器：288 百万円

- 1 台当り 1,335 千円（日本メーカー見積り）  
1,335 千円 × 6 箇所 × 1 回線 × 36 回線 = 288,360 千円

上記 1)~4)を合計すると、ニムラナ地域の総工事費は 94.94 億円 (約 95 億円) となる。このニムラナ工業団地の工事費を基に面積比例で各地域の工事費を算出すると表 5.1-5 の通りとなり、シャジャンプール開発地域での工事費は、約 143 億円 (約 7,960M INR) となる。

表 5.1-5 工事費

No.	地区	面積 (km <sup>2</sup> )	工事費 (上段:百万円、[下段]:M. INR)	備考
1	Keswana	1.98	1,989 [1,105.1]	
2	Sotanala	0.61	613 [340.5]	
3	Behror	1.3	1,306 [725.6]	
4	Neemrana	9.45	9,494 [5,274.5]	ベース
5	Shahjahanpur	0.93	934 [519.1]	
6	Ghilot	0	0 [0.0]	将来用地
合計	Shahjahanpur Area	14.27	14,336 [7,964.8]	

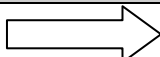
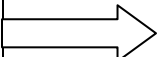
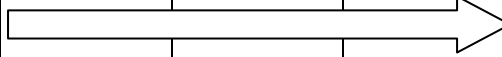
開発地域に新たに配電用変電所を建設する必要がある場合には、総工事費は増加する。変電所建設の必要性は、今後の詳細調査で検討する必要がある。

#### 5.1.4 事業実施スケジュール

本事業は、後述の本事業の意義・必要性・緊急性に示すように早期の業務実施が期待される。表 5.1-6 に示す通り、設計、施工業者選定及び施工期間等を勘案すれば最短でも設計開始から 5 年程度の期間を要すると考えられる。

また、実際の工事では、施工期間短縮のため、地域を分割しそのロット毎の分割発注も検討すべきである。

表 5.1-6 事業実施スケジュール

年	1 年目	2 年目	3 年目	4 年目	5 年目
詳細設計					
業者選定					
施工期間					

### 5.1.5 事業実施体制(対象州の政府、実施機関の組織、技術、財政面の分析)

今回の事業は、開発地域内の 33kV 配電設備新增設は配電ネットワークを対象としているが、上位系送電線及び変電所の新増設との協調が必要である。事業体制案としては、円滑な全体システム新增設を遂行できるよう、上位系統及び変電所新增設を受け持つ RVPN および 33kV 配電ネットワーク新增設を受け持つ JVVN、工業団地内の道路・歩道を受け持つ RIICO が、DOE/MOP の管轄下で、一体となった体制が期待される。JVVN、RVPN、RIICO の役割分担案を以下に示す。

- JVVN： プロジェクト実施機関として変電所、さらに団地内の各需要家までの 33kV 配電線ルートの整備（実施主体）
- RVPN： 上位系送電線および変電所の調整
- RIICO： 工業団地内の 33kV 配電線ルートの道路・歩道の整備

### 5.1.6 事業運営体制(運営サービス、ファイナンス案、事業権に対する対応案)

本事業の運営主体は、JVVN になると考えられる。対象地域の配電ネットワークの開発や運営は、JVVN の管轄である。ただし、RIICO も事業開発や道路などの維持管理に直接関係するので、その調整が今後必要となる。

### 5.1.7 環境・社会配慮面

表 3.4-1 で示すように、インド国の電力セクターで環境クリアランス承認が必要な案件は、水力発電、火力発電、原子力発電と規定されている。本事業は配電事業に分類されるため、事業実施において環境クリアランス申請は必要とされない。

実施主体である JVVN は、通常、配電網の整備・改修での環境クリアランスは申請していない。本事業における環境社会配慮調査の必要性に係る協議を行った結果、環境・社会に対して与えるマイナスの影響は軽微であり、詳細調査は必要ないという見解が得られている。環境社会配慮事項については、第 7 章で詳細を記述する。

### 5.1.8 他機関との連携(民間企業、ドナー、NGO、大学、自治体等)

現時点では、本案件は JVVN、RVPN、RIICO との調整が必要になると考えられる。それ以外の他機関との連携の必要性は不明であり、今後の調査で検討する。

### 5.1.9 事業効果の確認(定量、定性効果、効果指標)

事業効果を確認するための、目標、指標などを表 5.1-7 に示す。指標とターゲットは、

JVVN の管理目標値を示す。

**表 5.1-7 目標と指標**

全体目標 (Super Goal)	シャジャンプール開発地域の電力品質を向上し、魅力的な投資環境を創出する。
目標 (Goal)	・停電回数および停電頻度を大幅に低減する。 ・電力ロスを低減する。
目的 (Object)	・信頼度の高い電力を供給する。 ・電力設備の適切な運営、維持管理を行う。
指標と ターゲット	停電回数 : 18 times/year 停電時間 : 8hours/year 電圧変動 : 定格電圧 ± 1%

#### 5.1.10 本邦への裨益効果

本事業は、対象地域で本邦企業が活動しているために、その効果は大きいと考えられる。

5.1.11 節「本事業の意義・必要性・緊急性」で本邦企業への裨益効果も述べる。

#### 5.1.11 本事業の意義・必要性・緊急性

今回の対象地域は、既に拡張計画を有しており、現在操業している日本企業を含む各企業は、電力品質の低さに直面している。

このような状況下で、特に配電ネットワークの整備遅れにより日本企業は、低品質の電力に悩まされており、それを補完するための自家発電に伴うコスト負担も問題となっている。このため、これらの問題の早期解決が期待されている。本事業による 33kV 配電ネットワーク新增設は、即効性のある電力品質向上が期待されるため、日本を含めた該当地域へのさらなる企業進出の促進にも寄与できる。

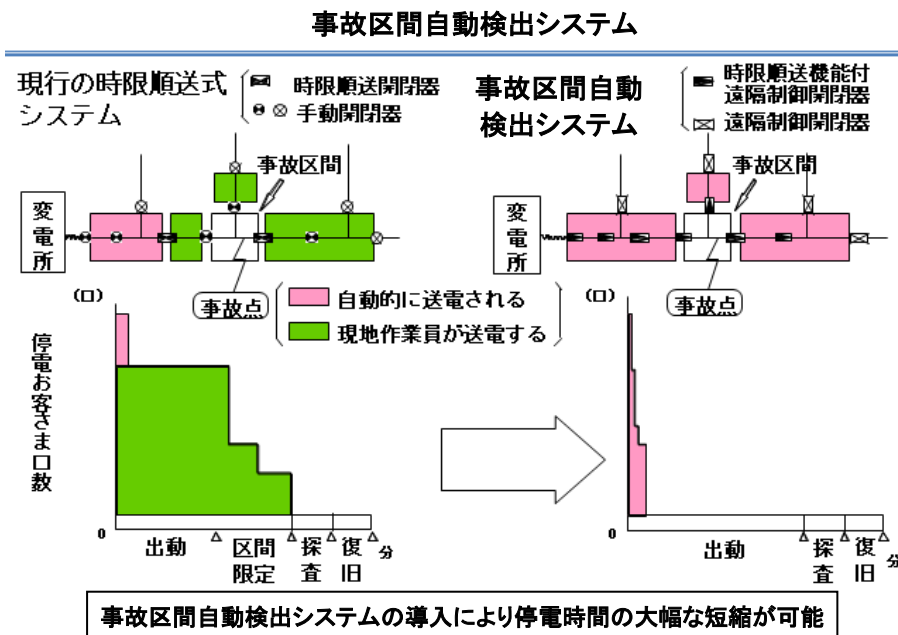
本事業で用いる技術は、基本的に電圧レベルの異なる配電ネットワークでも共通の技術であり、全ての電圧階級の配電ネットワークへ水平・横展開可能である。したがって、インド国の別の地点にも適用可能な技術であり、本技術が広く適用されることが期待できる。

#### 5.1.12 適用可能な本邦技術

本事業での適用を推奨する本邦技術は、事故区間自動検出システム、および電圧制御機能付変圧器である。これらは、面的に広がる配電ネットワークへ適用可能な技術であり適用範囲は大きく、本邦での適用実績も十分にある。事故区間自動検出システムおよび電圧制御機能付変圧器について、以下に概説する。

(1) 事故区間自動検出システム

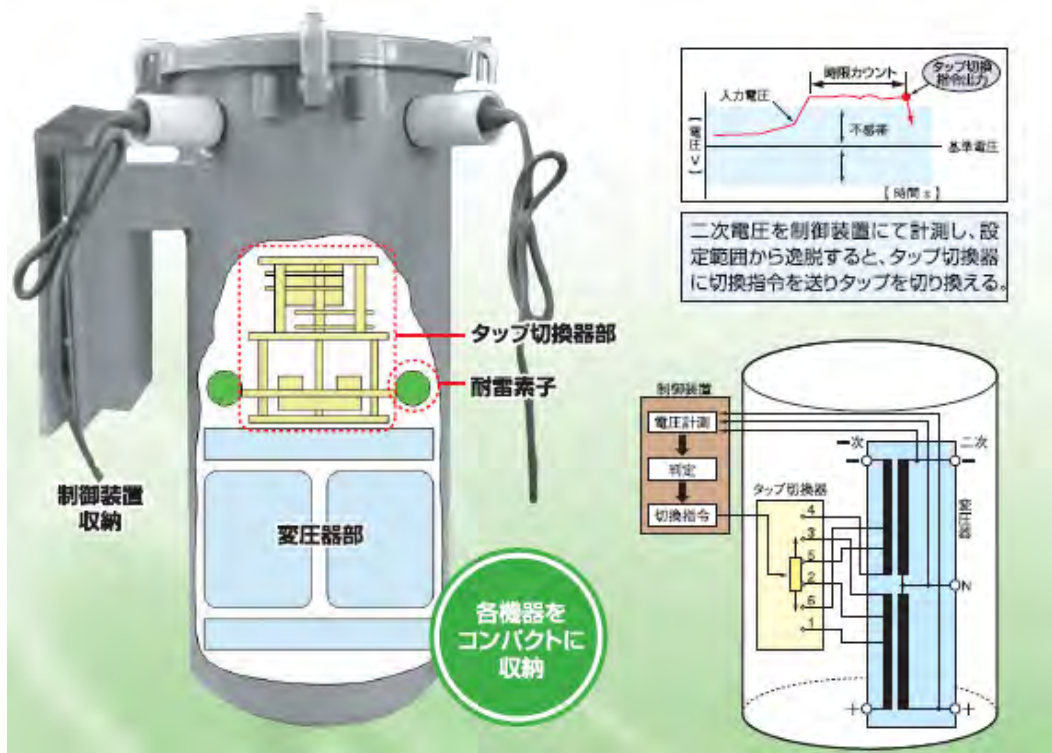
事故区間自動検出システムとは、事故点を自動的に検出し、事故区間以外の電力を早期に回復させるシステムである。これにより、事故による停電が発生した場合の影響範囲の最小化、回復時間の低減が図れる。本システムは、日本の電力会社で広く採用されており、日本の高い電力品質の維持に貢献している。



(2) 電圧制御機能付変圧器

配電ネットワークへの太陽光発電導入など、グリッド内での電源構成の多様化や分散電源増加に伴い、配電線は電圧変動の傾向が従来から変化してきている。その対策手段の一つとして、電圧制御機能付変圧器がある。

本邦では、下図に示すような柱上変圧器に自動電圧調整機能を付加したコンパクトな製品が開発商品化され、一般に用いられている。本システムは、電力品質を高める本邦技術として優位性があると考えられる。



### 5.1.13 技術協力

本邦技術に対するインド国側の理解、本プロジェクトの効果的な運用、および、インド国での水平展開を鑑みると、技術協力が重要となる。技術協力としては、研修、専門家派遣、技術協力プロジェクト、プロジェクト内でのソフトコンポーネントが考えられる。

技術協力の目的は、①配電技術の向上、②運転・運用技術の向上、③維持・管理技術の向上、④本邦技術に対する理解と知識の向上（対象地域およびその他地域）、⑤プロジェクト推進支援などが考えられるが、本プロジェクトの推進には、本邦技術に対する理解と知識の向上が欠かせないものとなる。

研修では、MOP や JVVN の要員を日本に招き、上記①～④の目的に沿った講義、現地見学を行う。本邦技術に特化した研修が有効であり、日本の電力会社の配電設備や運用システムを実際に見学し、理解を深めてもらうことが望ましい。また、パソコンによるシミュレーションによって、ビジュアルに自動復旧プロセスを確認できれば、その価値を理解することができる。

専門家派遣では、プロジェクト実施機関の JVVN に専門家を派遣し、特に、④と⑤に焦点を当てた支援を行うことが望ましい。

技術協力プロジェクトでは、電力品質向上のために①～④を幅広く実施することが求めら

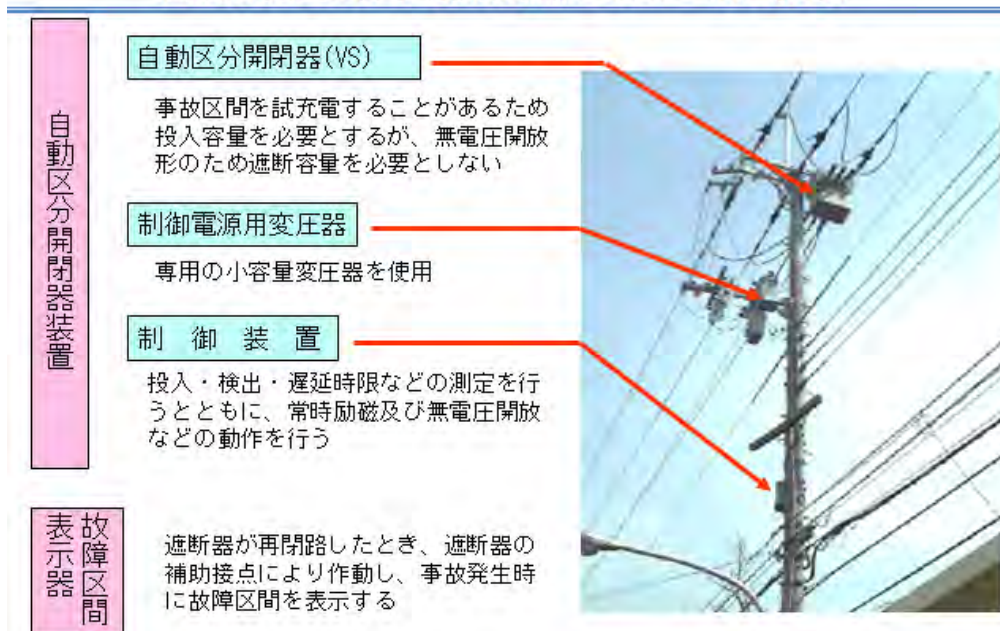
れる。特に、配電関係基準の見直し、施設の維持管理・更新技術を含むライフサイクルマネジメント技術の習得が重要と考える。特に、本邦のような信頼度の高い配電ネットワークを構築する場合、インド国の配電基準を見直す必要があると思われる。このため、インド国の現状を把握し、要望を取り入れた現行関係基準の評価・見直しのための技術協力が期待される。主な技術協力の項目として、以下が想定される。

- ・ 配電ネットワークの構築基準 : 配電線へ構築方策及び拡充時期等の明確化
- ・ 品質目標及び対応策 : 配電線への電圧保証設備及び最新技術の知識および導入基準
- ・ 巡視点検技術 : 本邦センサー技術を取り入れた設備の自動監視設備あるいは、実態にあわせた巡視点検強化・事故予防対策等
- ・ ライフサイクルマネジメント技術 : 配電ネットワークの維持管理、更新、データベース化、予算化などを含むライフサイクルマネジメント

また、パイロットプロジェクトを実施し、本邦技術の有用性を示すことが非常に効果的と考える。さらに、今後、インド国での展開を考え、中央政府や他の州の関係者にも幅広く本邦技術を広める機会を設けることが望ましい。

プロジェクト内のソフトコンポーネントでは、新しいシステム、特に事故区間自動検出システムの運転・保守に関する技術支援が必要となる。事故区間自動検出システムでは、下図に示すよう従来の手動による開閉器でなく、制御・伝送装置が必要となる。これらの最新システム・設備の支障時対応及び通常の保守・点検等について、システム導入前の技術指導が必要となる。

### 時限順送式自動開閉器システムの構成





#### 5.1.14 インド国政府との協議結果

実施機関の JVVN は、本調査結果により、シャジャンプール開発地域の需要家に対して、配電システムの電力供給信頼度を向上させる必要があることは理解している。

その対策のために、本調査で示した提案を今後推進していくには、『更なる現地調査と対象地域の具体的なデータに基づいた詳細な評価・分析を実施し詳細プロジェクトレポート (Detailed Project Report) を作成する必要がある』と JVVN は考えている。その詳細な調査項目は、8.2 節「提言」に示した。

#### 5.1.15 事業の進め方

本事業の特徴は、本邦技術の導入によって対象地域の電力信頼度を向上させることにある。本事業を進めるためには、事業内容の具体化、インド国の本邦技術に対する知識と理解、インド国の電力基準などの制約といった課題がある。

したがって、このような課題を克服し、円滑なシステム導入に向けた準備が必要となる。このようなことから、事業化に向けた調査・協議に先行または並行して、研修、専門家派遣、技術協力を実施することが望ましい。技術協力では、本邦技術の有効性、利便性を示すために、パイロットプロジェクトを実施することが非常に効果的である。

## 5.2 追加事業内容

### 5.2.1 事業内容

基本となる事業、ベーススキームに対して追加事業（スキーム）案の内容を案件表に整理した。本案件はベーススキームに対するオプションとして扱われる。  
 本事業の目的は、シャジャンプール開発地域に配電自動運用技術とスマートメーターを導入し、地域の電力信頼度（グリッドの安定度）を向上させるとともに、電力損失の低減を図ることにある。

表 5.2-1 追加事業(スキーム)案

案件名	配電自動運用システム構築プロジェクト	対象地域	シャジャンプール開発地域
事業目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故区間自動検出システムを用いた配電自動運用システム導入し、事故による停電時間の短縮、影響範囲の低減を図る。</li> <li>スマートメーター設置により、検針の正確性と課金の公正性を確保する(漏電や盗電の電力量と場所を特定する)。</li> <li>配電自動運用システムを構築し太陽光発電をグリッド内で効果的に運用する</li> </ul>	実施機関	実施機関:JVVN 協力機関:RIICO 監督機関:MOP, DOE
		運営機関	JVVN
		工事費	20 億円
		実施工期	約 5 年間
現状と課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>インド国では配電線のノンテクニカルロス(不正検針、盗電)が多い。これをスマートメーターの設置により低減する。また、スマートメーターを使った DSM も行うことにより、電力需要のコントロールが出来る。</li> </ul>	事業の効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力の使用量が正確に把握出来る。</li> <li>時間帯別料金等、サービスメニューの多様化ができる。</li> <li>盗電による料金徴収漏れがなくなり、収入が増加する。</li> <li>検針の人件費が抑制できる。</li> <li>盗電の量と場所を特定できる。</li> </ul>
事業内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>検針業務の改革を図るため対象地域にスマートメーターによる検針システムを設置する。</li> <li>配電自動運用システムを導入し、系統運用機能の高度化を図る。</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>事故区間の特定による停電時間の低減</li> <li>計測電圧に基づく最適な電圧変動対策の実施</li> <li>計測電圧の常時監視に基づく集中電圧制御</li> <li>正確な区間電流把握に基づく系統運用</li> </ul>
適用可能な本邦技術	本邦の適用技術 <ul style="list-style-type: none"> <li>スマートメーターおよび運用技術</li> <li>配電自動運用システムの運用技術</li> <li>事故区間自動検出システム</li> </ul> 適用範囲 <ul style="list-style-type: none"> <li>面的に広がる配電ネットワークへ適用可能な技術であり適用範囲は大きい。</li> </ul> 適用実績 <ul style="list-style-type: none"> <li>事故区間自動検出システム(自動開閉器システム)は、本邦電力会社で広く導入されている。</li> <li>日本において、スマートメーター設置例はある。</li> <li>配電自動運用システムは、本邦電力会社で広く導入されている。</li> </ul> 本邦の強み <p>基本的に、架空配電系統(事故区間自動検出システム)および架空低圧系統(変圧器)で本邦技術として商品化され、実績もあり他国と比較して優位性は高い。しかしながら、現時点では、スマートメーターは国際的な競争力があるとは言えない。</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電設備を十分に活用できる。</li> <li>DSM により電力設備を効率的に使用できる。</li> <li>小規模分散電源への連系対応性向上、タイムリーな設備新增設が図れる。</li> </ul>
		横展開の可能性	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電電圧、配電ルートに関係なく、配電事業全体に水平・横展開が可能であり、インド国全体への普及が期待出来る。</li> </ul>
		技術協力	<ul style="list-style-type: none"> <li>研修・講義</li> <li>専門家派遣</li> <li>技術協力(パイロットプロジェクト)</li> <li>プロジェクト内でのソフトコンポーネント</li> </ul>
環境面	特になし		
民間企業、他ドナー、NGO等、他機関との関係	当該地域で発電事業の計画があるが、配電事業に対する関係機関はない。 <ul style="list-style-type: none"> <li>本邦企業 IPP: 火力発電(45MW)</li> <li>NEDO: 太陽光発電(5MW)</li> </ul>		

<p>事業 イメージ図</p>	<p>             自家発電              ウィンドファーム・メガソーラー              変圧器              電気自動車              住宅用太陽光発電              配電線              配電線事故              センサー内蔵自動開閉器              光ケーブル              配電自動化システム              制御所              センサー内蔵自動開閉器              データ              変電所         </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○需要家からの電力品質への要望に対応するため常時計測データの活用</li> <li>○計測電圧に基づく最適な電圧対策の実施</li> <li>○計測電圧の常時監視に基づく集中電圧制御</li> <li>○正確な区間電流把握に基づく系統運用</li> <li>●ロスを最小化させる系統運用</li> <li>○事故予兆の発生区間特定による事故未然防止</li> <li>●事故区間高速遮断</li> <li>●事故点探査の高度化</li> </ul> <p>※ ●は将来的に実現するために検討中の機能</p> <p>(出典：電気の未来スマートグリッド)</p>
<p>その他</p>	<p>本プロジェクトは、現在、配電自動運用システムとスマートメーターの導入を計画しているが、将来的にはスマートグリッドの構築を目指したものである。日本では、現在 4 地域でスマートグリッド構築の実証試験が行われている。したがって、その結果を評価した上で、インド国に展開する可能性を探ることが考えられる。</p>

本追加事業の概要について以下に述べる。ただし、事業実施体制、事業運営体制、環境・社会配慮面、他機関との連携、インド国政府との協議結果などベーススキームと同様のものについては 5.1 節を参照のこと。

### 5.2.2 工事費

配電自動運用システム構築に関する工事費は、実際に構築するシステムにより大きく異なる。現時点では、事故区間自動検出システムとスマートメーターの設置をプロジェクトの主要コンポーネントと考えている。しかしながら、昨今の技術進歩に合わせたさらなるシステムの改善の可能性がある。したがって、ここでは同規模の配電自動運用システムを導入した我が国の事例から、概算費用を推定し 20 億円とする。

### 5.2.3 事業実施スケジュール

施工期間を 3 年と見積り、事業実施スケジュールはベーススキームと同様の 5 年程度必要と考える。

### 5.2.4 事業効果の確認

事業効果については、スマートメーターに関する電力使用量の正確な把握、盗電の防止と検針員の削減などの費用的なものから、事故区間の特定による停電時間の低減、計測電圧に基づく最適な電圧対策の実施、計測電圧の常時監視に基づく集中電圧制御などの技術的なものまで、多岐にわたる。

### 5.2.5 本事業の意義・必要性・緊急性

今回の対象開発地域には、既に開発計画地域が確定しており、部分的に日本企業も含め進出しているが、電力品質の低さに直面している。

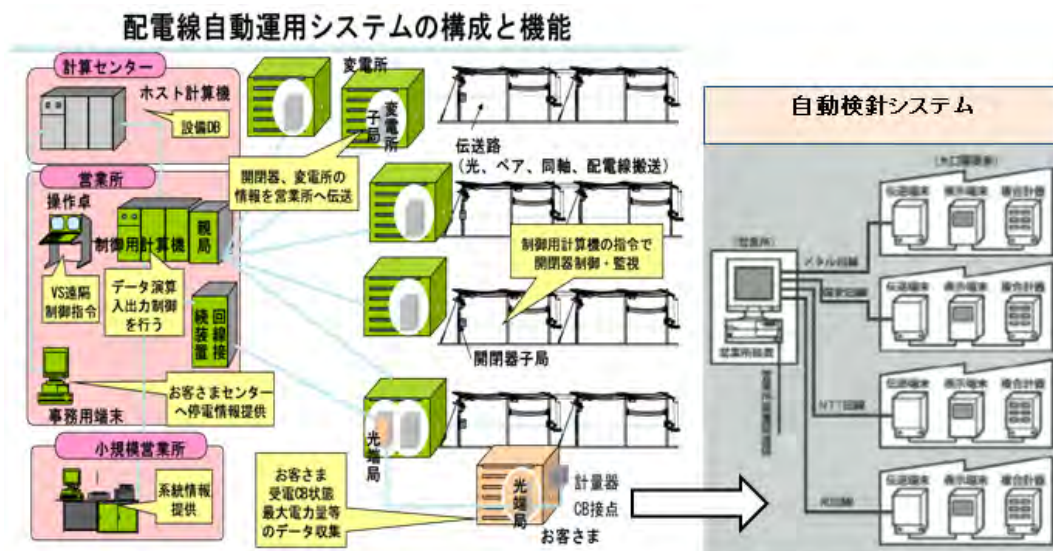
本事業で用いる技術は、基本的に電圧レベルの異なる配電ネットワークでも共通の技術であり、全ての電圧階級の配電ネットワークへ水平・横展開可能である。したがって、インド国の別の地点にも適用可能な技術であり、本技術が広く適用されることが期待できる。

### 5.2.6 適用可能な本邦技術

優位性の高い主要本邦技術である事故区間自動検出を含む配電線自動運用システムの導入イメージを以下に示す。

#### (1) システム構成

一般的に、配電線自動運用システムとしては、自動区分開閉器操作、自動検針システムを含んでおり導入イメージとしては下図となる。



## (2) システム導入効果

配電線自動運用システム導入した場合の主要効果としては、①事故区間自動検出システムによる電力品質向上、②自動検針による検診人件費削減・誤検診の低減が期待される。事故区間自動検出システムによる効果は、5.1.13 節に示したとおりである。

### 5.2.7 技術協力

本邦技術に対するインド国側の理解、本プロジェクトの効果的な運用、および、インド国での水平展開を鑑みると、技術協力が重要となる。技術協力としては、研修、専門家派遣、技術協力プロジェクト、プロジェクト内でのソフトコンポーネントが考えられる。

また、パイロットプロジェクトを実施し、本邦技術の有用性を示すことが非常に効果的と考える。さらに、今後、インド国での展開を考え、中央政府や他の州の関係者にも幅広く本邦技術を広める機会を設けることが望ましい。

### 5.2.8 事業の進め方

本事業を進めるためには、次の調査が必要である。

- ・既設の電力量メーターの現状と課題を分析し、スマートメーターに取り替える妥当性や必要性を評価分析する。
- ・配電自動運用システム構築のため、対象地域の IT ネットワーク化を図るには、ソフト開発やハードを設置し、運用しなければならない。その機能及びシステム構成を具体化するとともに、妥当性について評価分析する。

したがって、このような課題を克服し、円滑なシステム導入に向けた準備が必要となる。また、本プロジェクトは、現在、配電自動運用システムとスマートメーターの導入を計画しているが、将来的にはスマートグリッドの構築を目指したものである。日本では、現在4地域でスマートグリッド構築の実証試験が行われている。したがって、その結果を評価した上で、インド国に展開する可能性を探ることが考えられる。

このようなことから、事業化に向けた調査・協議に先行または並行して、研修、専門家派遣、技術協力を実施することが望ましい。技術協力では、本邦技術の有効性、利便性を示すために、パイロットプロジェクトを実施することが非常に有効である。



## 第 6 章

# 事業費および経済財務分析





## 第6章 事業費および経済財務分析

### 6.1 基本条件

#### (1) 為替レート

為替レートは、近年1年間（2010.9.16～2011.9.15）の平均値とし、以下の通りとする。

－日本円対アメリカドル	US\$ 1 = JPY 81.377.-
－日本円対インドルピー	JPY 1 = INR 0.554.-
－アメリカドル対インドルピー	US\$ 1 = INR 45.036.-

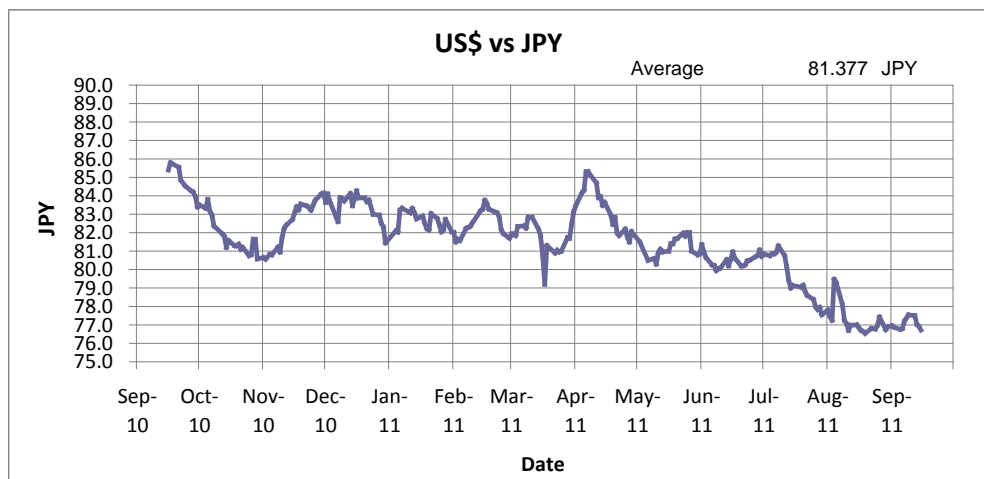


図 6.1-1(1) 為替レート(US\$ vs JPY)

(出典：日本銀行ホームページ)

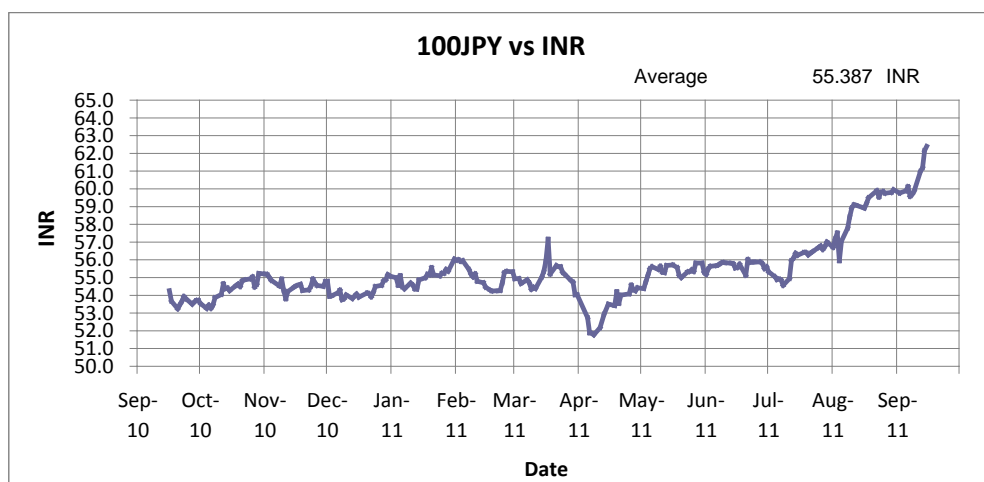


図 6.1-1(2) 為替レート(JPY vs INR)

(出典：Reserved Bank of India ホームページ)

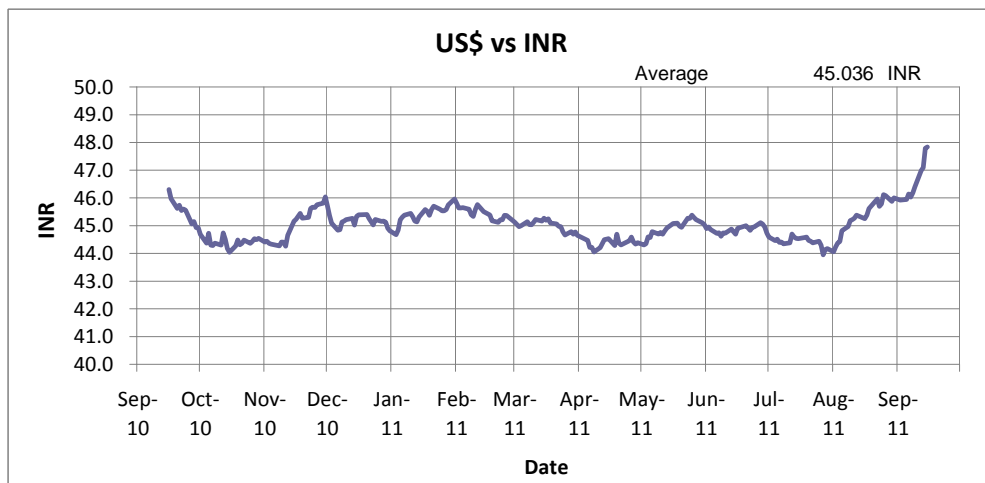


図 6.1-1(3) 為替レート(US\$ vs INR)

(出典 : Reserve Bank of India ホームページ)

(2) 物価上昇率

物価上昇率は、外貨分と内貨分に分けて算出する。

外貨分の物価上昇率は 0%とし、内貨分の物価上昇率は、消費者物価指数を参考に 8%とする。

－外貨分 年率 0.0%

－内貨分 年率 8.0%

表 6.1-1 消費者物価指数(Industrial Workers: General Index)

Year	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Average	Incremental Rate
2006/07	120	121	123	124	124	125	127	127	127	127	128	127	125.0	-
2007/08	128	129	130	132	133	133	134	134	134	134	135	137	132.8	6.2%
2008/09	138	139	140	143	145	146	148	148	147	148	148	148	144.8	9.0%
2009/10	150	151	153	160	162	163	165	168	169	172	170	170	162.8	12.4%
2010/11	170	172	174										172.0	5.7%
Average														8.3%

Note) Base: CPI-2001 = 100

(出典 : Handbook of statistics on the Indian Economy, 2009-10, Reserve Bank of India)

(3) 物理的予備費

物理的予備費は、5%とする。

**(4) エンジニアリング費用**

エンジニアリング費用は、建設費の5%とする。

**(5) プロジェクト管理費用**

プロジェクト管理費用は、建設費のうち現地賃の2.5%とする。

**(6) 土地収用費**

プロジェクトの用地はRIICOの所有地であるため、土地収用費は計上しない。

**(7) 基準年度**

基本費用の基準年度は、2011年10月とする。

**(8) 事業費の算出方法**

事業費は、以下の通り算出する。

- i) 基本費用 (Base Cost) の算出
- ii) 物価上昇費の算出                   【基本費用×物価上昇率】
- iii) 物理的予備費の算出               【(基本費用+物価上昇費)×物価上昇率】
- iv) 事業費の算出                       【基本費用+物価上昇費+物理的予備費】

## 6.2 事業費

### (1) 建設費

本プロジェクトは、既設ニムラナ工業団地における 33kV 配電線の新增設である。その建設費は、第5章で示した通り約 95 億円となる。

### (2) 事業費の算出

建設費および上述した条件から、事業費を算出すると表 6.2-1 の通りとなる。

各項目の費用算出方法（数式）を以下に整理する。

◆ 物価上昇費（Price Contingency）

$$PC = BC \times (1 + R_1)^T - BC$$

◆ 物理的予備費（Physical Contingency）

$$PyC = (BC + PC) \times R_2$$

◆ 事業費（Project Cost）

$$PrC = BC + PC + PyC$$

- ここに、 PC : 物価上昇費  
PyC : 物理的予備費  
PrC : 事業費  
R<sub>1</sub> : 年費用上昇率 (%)  
R<sub>2</sub> : 物理的予備費率 (%)  
T : 基本費用積算時点から、項目別作業実施期間の中央までの期間 (年)

表 6.2-1 事業費

Basic Conditions		
(1) Exchange Rate	US\$ 1 = JPN Yen	81.377
	INR 1 = JPN Yen	1.805
	INR 1 = US\$	0.022
(2) Price Escalation Rate	Foreign Currency (F/C)	0.0 %
	Local Currency (L/C)	8.0 %
(3) Physical Contingency Rate		5.0 %
(4) Base Cost Estimating Time		October, 2011
(5) Work Schedule in Year		
	33kV Distribution Line	3.5
	33kV Feeder of Sub-Station	3.5
	Automatic Fault Detector	3.5
	Trans with Automatic Voltage Regulation	3.5
	Consultant Services	2.5
	Project Administration	2.5
	Land Acquisition	0
Note)	Work Schedule = (Median of the Object Work) - (Base Year of Cost Estimation)	
(6) Cost for Consultant Services	Rate to Construction Cost	5.0 %
(7) Administration Cost	Rate to Construction Cost of L/C	2.5 %

Project Cost				
Project Name		33kV Line		
		F/C (JPY)	L/C (INR)	
Base Cost	Construction Cost	33kV Distribution Line	7,200,000,000	1,000,000,000
		33kV Feeder of Sub-Station	0	50,600,000
		Automatic Fault Detector	115,000,000	0
		Trans with Automatic Voltage Regulation	288,000,000	0
		Total Construction Cost	7,603,000,000	1,050,600,000
	Total Cost in JPY		9,499,333,000	
	Consultant Services		380,150,000	52,530,000
	Project Administration		0	131,569,709
	<b>Total</b>		<b>7,983,150,000</b>	<b>1,234,699,709</b>
	<b>Total in US\$</b>		<b>10,211,782,975</b>	
Price Contingency	Construction Cost	33kV Distribution Line	0	309,131,112
		33kV Feeder of Sub-Station	0	15,642,034
		Automatic Fault Detector	0	0
		Trans with Automatic Voltage Regulation	0	0
		Total Construction Cost	0	324,773,146
	Total Cost in JPY		179,929,721	
	Consultant Services		0	11,144,683
	Project Administration		0	27,913,624
	<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>363,831,453</b>
	<b>Total in JPY</b>		<b>656,715,773</b>	
Physical Contingency	Construction Cost	33kV Distribution Line	360,000,000	65,456,556
		33kV Feeder of Sub-Station	0	3,312,102
		Automatic Fault Detector	5,750,000	0
		Trans with Automatic Voltage Regulation	14,400,000	0
		Total Construction Cost	380,150,000	68,768,658
	Total Cost in JPY		504,277,428	
	Consultant Services		19,007,500	3,183,734
	Project Administration		0	7,974,167
	<b>Total</b>		<b>399,157,500</b>	<b>79,926,559</b>
	<b>Total in JPY</b>		<b>543,424,939</b>	
Project Cost	Construction Cost	33kV Distribution Line	7,560,000,000	1,374,587,668
		33kV Feeder of Sub-Station	0	69,554,136
		Automatic Fault Detector	120,750,000	0
		Trans with Automatic Voltage Regulation	302,400,000	0
		Total Construction Cost	7,983,150,000	1,444,141,804
	Total Cost in JPY		10,589,825,956	
	Consultant Services		399,157,500	66,858,417
	Project Administration		0	167,457,500
	<b>Total</b>		<b>8,382,307,500</b>	<b>1,678,457,721</b>
	<b>Total in JPY</b>		<b>11,411,923,687</b>	

### 6.3 経済財務分析

#### 6.3.1 借入および支出計画

##### (1) 円借款供与条件

日本政府の円借款供与には通常の円借款と気候変動対策円借款の2種類がある。どちらの円借款供与が本件に適用されるかは、両国政府間で最終的に決定される。ここでは、通常の円借款供与条件表の適用を想定する。適用される利子率は、所得階級などによって分類されており、インド国は低所得国に分類されている。<sup>1</sup>

**表 6.3-1 円借款供与条件表**

(平成23年4月1日以降に事前通報が行われた案件に適用)

所得段階	一人当たり GNI (平成21年)	条件	基準/ オプション	金利 (%)	償還期間 (年)	うち据置期間 (年)	調達条件
低所得 国	996 US\$ 以上	一般 条件	基準	1.40	30	10	アンタイト
			オプション1	0.80	20	6	
			オプション2	0.70	15	5	
	1,905 US\$ 以下	優先 条件	基準	0.65	40	10	アンタイト
			オプション1	0.55	30	10	
			オプション2	0.50	20	6	
			オプション3	0.40	15	5	
		STEP	基準	0.10	40	10	タイト
			オプション	0.10	30	10	
コンサルティングサービス	コンサルティングサービス部分の金利は 0.01%とし、償還期間及び据置き期間は本体部分と同様とする。						

-STEP (本邦技術活用条件) は、OECD ルール上タイト援助供与可能な条件とし、毎年1月15日に見直しを行う。

(出典：JICA ホームページ)

以上より、本件の融資条件は、以下の通りとする。

<sup>1</sup> 主要国所得階層別分類 (国連及び世銀の分類による)  
[http://www.jica.go.jp/activities/schemes/finance\\_co/about/standard/class2011.html](http://www.jica.go.jp/activities/schemes/finance_co/about/standard/class2011.html)

表 6.3-2 融資条件

ODA Loan Condition			Note
IDC and Interest for main portion	%	1.40	Applicable to Low-Income Countries
IDC and Interest for Consulting Service	%	0.01	
Finance Close	Year	2012	Engineer's assumption
Repayment Term	Year	30	Applicable to Low-Income Countries excluding Grace period of 10 years
Grace Period	Year	10	Applicable to Low-Income Countries

Note) IDC: Interest During Construction

## (2) 支出計画および事業費内訳

輸入関税および付加価値税は、インド国の税法等にしたがって 26.85%および 4.0%とする。これによって、事業費は表 6.3-3 の通りとなる。

また、建設費、コンサルタント費およびプロジェクト管理費の年毎の支出は、表 6.3-4 の割合で計画する。

表 6.3-3 事業費総括表

Case   33kV Line	1 US\$ = 81.377 JPY =		0.554 INR		0.022 US\$		1 INR =		(JPY)		(US\$)		(INR)	
	Base Cost Total		Price Contingency		Physical Contingency		Base Cost + Contingencies		Base Cost + Contingencies		Total		Total	
	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	Base + Contingency	Total	Base + Contingency	Total
<b>1. Construction Cost</b>	<b>9,499,400,000</b>	<b>1,896,400,000</b>	<b>586,200,000</b>	<b>380,200,000</b>	<b>124,200,000</b>	<b>380,200,000</b>	<b>2,606,800,000</b>	<b>7,983,200,000</b>	<b>10,590,000,000</b>	<b>130,134,000</b>	<b>19,115,500,000</b>	<b>18,125,100,000</b>	<b>226,500,000</b>	<b>218,100,000</b>
1.1 33kV Distribution Line	9,005,100,000	1,805,100,000	558,000,000	0	118,200,000	360,000,000	2,481,300,000	7,560,000,000	10,041,300,000	123,392,000	18,125,100,000	1,542,000	226,500,000	
1.2 33kV Feeder of Sub-Station	91,300,000	0	28,200,000	0	6,000,000	0	125,500,000	0	125,500,000	1,484,000	218,100,000	0	218,100,000	
1.3 Automatic Fault Detector	115,000,000	0	0	0	0	5,800,000	0	120,800,000	120,800,000	1,484,000	218,100,000	0	218,100,000	
1.4 Trans with Automatic Voltage Regulation	288,000,000	0	0	0	0	14,400,000	0	302,400,000	302,400,000	3,716,000	545,800,000	0	545,800,000	
<b>2. Consultant Fee for Supervision</b>	<b>475,000,000</b>	<b>380,200,000</b>	<b>20,100,000</b>	<b>0</b>	<b>5,700,000</b>	<b>19,000,000</b>	<b>120,600,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>519,800,000</b>	<b>6,388,000</b>	<b>938,300,000</b>	<b>6,388,000</b>	<b>938,300,000</b>	
2.1 Consultant Services	475,000,000	380,200,000	20,100,000	0	5,700,000	19,000,000	120,600,000	399,200,000	519,800,000	6,388,000	938,300,000	6,388,000	938,300,000	
<b>Subtotal (Eligible Portion)</b>	<b>9,974,400,000</b>	<b>7,983,200,000</b>	<b>606,300,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>129,900,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>2,727,400,000</b>	<b>8,382,400,000</b>	<b>11,109,800,000</b>	<b>136,522,000</b>	<b>20,053,800,000</b>	<b>136,522,000</b>	<b>20,053,800,000</b>	
<b>3. India Portion (Non-eligible Portion)</b>	<b>2,825,400,000</b>	<b>2,490,100,000</b>	<b>50,400,000</b>	<b>0</b>	<b>14,400,000</b>	<b>0</b>	<b>2,554,900,000</b>	<b>335,300,000</b>	<b>2,890,200,000</b>	<b>35,516,000</b>	<b>5,217,000,000</b>	<b>35,516,000</b>	<b>5,217,000,000</b>	
3.1 Administration	237,500,000	237,500,000	50,400,000	0	14,400,000	0	302,300,000	0	302,300,000	3,715,000	545,700,000	3,715,000	545,700,000	
3.2 Land Acquisition	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.3 Tax and Duties	2,587,900,000	2,252,600,000	335,300,000	0	0	0	2,252,600,000	335,300,000	2,587,900,000	31,801,000	4,671,300,000	31,801,000	4,671,300,000	
1) Import Duties 26.85%	2,143,500,000	2,143,500,000	0	0	0	0	2,143,500,000	0	2,143,500,000	26,340,000	3,869,100,000	26,340,000	3,869,100,000	
2) Valuable Added Tax 4%	444,400,000	109,100,000	335,300,000	0	0	0	109,100,000	335,300,000	444,400,000	5,461,000	802,200,000	5,461,000	802,200,000	
<b>Total Cost</b>	<b>12,799,800,000</b>	<b>8,318,500,000</b>	<b>656,700,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>144,300,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>5,282,300,000</b>	<b>8,717,700,000</b>	<b>14,000,000,000</b>	<b>172,038,000</b>	<b>25,270,800,000</b>	<b>172,038,000</b>	<b>25,270,800,000</b>	
<b>Total Cost (Excluding Tax and Duties)</b>	<b>10,211,900,000</b>	<b>7,983,200,000</b>	<b>656,700,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>144,300,000</b>	<b>399,200,000</b>	<b>3,029,700,000</b>	<b>8,382,400,000</b>	<b>11,412,100,000</b>	<b>140,237,000</b>	<b>20,599,500,000</b>	<b>140,237,000</b>	<b>20,599,500,000</b>	



表 6.3-4 支出割合

Items	Disbursement Schedule (%)						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Construction Cost	0.0%	0.0%	0.0%	35.0%	45.0%	20.0%	0.0%
Consultant Fee	0.0%	10.0%	15.0%	25.0%	30.0%	20.0%	0.0%
Administration Cost	0.0%	10.0%	15.0%	25.0%	30.0%	20.0%	0.0%
Remarks	Finance Close						Operation

以上より、支出計画は表 6.3-5 の通りとなる。また、事業費の支出内訳は表 6.3-6 の通りとなり、事業費は約 142 億円（25.7 Billion INR、175 Million US\$）、その内、我が国の協力額は約 111 億円（20.1 Billion INR、137 Million US\$）となる。

表6.3-5 (1/2) 支出計画

Project No.1	Cost as of 2011	Rate for Escalation or Tax	Construction Period										Total		
			(Unit: JPY)												
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total				
<b>1. Foreign Currency Portion for Works</b>													(M. US\$)		
1. Construction Cost	8,382,400,000	0.0%	0	39,920,000	59,880,000	2,893,920,000	3,712,200,000	1,676,480,000	0	0	0	0	0	8,382,400,000	103.0
2. Consultant Fee	7,983,200,000	0.0%	0	0	0	2,794,120,000	3,592,440,000	1,596,640,000	0	0	0	0	0	7,983,200,000	98.1
	399,200,000		0	39,920,000	59,880,000	99,800,000	119,760,000	79,840,000	0	0	0	0	0	399,200,000	4.9
<b>2. Local Currency Portion for Works</b>															
1. Construction Cost	2,727,400,000	0.0%	0	12,060,000	18,090,000	942,530,000	1,209,240,000	545,480,000	0	0	0	0	0	2,727,400,000	33.5
2. Consultant Fee	2,606,800,000	0.0%	0	0	0	912,380,000	1,173,060,000	521,360,000	0	0	0	0	0	2,606,800,000	32.0
	120,600,000		0	12,060,000	18,090,000	30,150,000	36,180,000	24,120,000	0	0	0	0	0	120,600,000	1.5
Grand Total of Works	11,109,800,000		0	51,980,000	77,970,000	3,836,450,000	4,921,440,000	2,221,960,000	0	0	0	0	0	11,109,800,000	136.5
<b>3. Local Currency Portion for Administration</b>															
1. Administration Cost	302,300,000	0.0%	0	30,230,000	45,345,000	75,575,000	90,690,000	60,460,000	0	0	0	0	0	302,300,000	3.7
2. Land Acquisition	302,300,000	0.0%	0	30,230,000	45,345,000	75,575,000	90,690,000	60,460,000	0	0	0	0	0	302,300,000	3.7
	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
<b>4. Import Duties</b>															
1. Construction Cost	7,983,200,000	26.85%	0	0	0	750,221,220	964,570,140	428,697,840	0	0	0	0	0	2,143,489,200	26.3
Subtotal	2,143,489,200		0	0	0	750,221,220	964,570,140	428,697,840	0	0	0	0	0	2,143,489,200	26.3
<b>5. Value Added Tax</b>															
F/C portion	8,382,400,000	4.0%	0	1,596,800	2,395,200	115,756,800	148,488,000	67,059,200	0	0	0	0	0	335,296,000	4.1
L/C portion	2,727,400,000	4.0%	0	482,400	723,600	37,701,200	48,369,600	21,819,200	0	0	0	0	0	109,096,000	1.3
Subtotal	444,392,000		0	2,079,200	3,118,800	153,458,000	196,857,600	88,878,400	0	0	0	0	0	444,392,000	5.4
<b>6. Total Project Cost excluding IDC</b>															
F/C Portion	8,382,400,000		0	39,920,000	59,880,000	2,893,920,000	3,712,200,000	1,676,480,000	0	0	0	0	0	8,382,400,000	103.0
L/C Portion	2,727,400,000		0	12,060,000	18,090,000	942,530,000	1,209,240,000	545,480,000	0	0	0	0	0	2,727,400,000	33.5
(1) Procurement and Construction	2,143,489,200		0	0	0	750,221,220	964,570,140	428,697,840	0	0	0	0	0	2,143,489,200	26.3
(2) Import Duties	444,392,000		0	2,079,200	3,118,800	153,458,000	196,857,600	88,878,400	0	0	0	0	0	444,392,000	5.5
Subtotal	13,697,681,200		0	54,059,200	81,088,800	4,740,129,220	6,082,867,740	2,739,536,240	0	0	0	0	0	13,697,681,200	168.3
( ) in M. US\$				(0.66)	(1.00)	(58.25)	(74.75)	(33.66)						(168.3)	

表6.3-5 (2/2) 支出計画

Project No.1	Cost as of 2011	Rate for Escalation or Tax	Construction Period								Total	
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
			(Unit: JPY)									(M. US\$)
<b>7. JICA Loan Arrangement</b>												
<b>(1) JICA Loan</b>												
<b>11,109,800,000.0 JPY</b>												
Main Portion of F/C & L/C in Works	10,590,000,000.0		0	0	0	3,706,500,000	4,765,500,000	2,118,000,000	0	0	10,590,000,000	130.1
Consulting Service Portion	519,800,000.0		0	51,980,000	77,970,000	129,950,000	155,940,000	103,960,000	0	0	519,800,000	6.4
JVVN/GoR Own Fund	2,890,181,200.0		0	32,309,200	48,463,800	979,254,220	1,252,117,740	578,036,240	0	0	2,890,181,200	35.5
Cumulative Loan Amount for main portion			0	0	0	3,706,500,000	8,472,000,000	10,590,000,000	0	0	-	-
Cumulative Loan Amount for Consulting Service			0	51,980,000	129,950,000	259,900,000	415,840,000	519,800,000	0	0	-	-
IDC for main portion	244,629,000.0	1.40%	0	0	0	25,945,500	85,249,500	133,434,000	0	0	244,629,000	3.0
IDC for Consulting Service	111,758.0	0.01%	0	2,599	9,097	19,493	33,787	46,782	0	0	111,758	0.0
Total IDC to be burden by JVVN/GoR	244,740,758.0		0	2,599	9,097	25,964,993	85,283,287	133,480,782	0	0	244,740,758	3.0
<b>(2) Own Fund by JVVN/GoR</b>												
JVVN/GoR Own Fund exceeding JICA Loan	2,890,181,200.0		0	32,309,200	48,463,800	979,254,220	1,252,117,740	578,036,240	0	0	2,890,181,200	35.5
IDC (to be paid by JVVN/GoR)	244,740,758.0		0	2,599	9,097	25,964,993	85,283,287	133,480,782	0	0	244,740,758	3.0
Service Charge for Undisbursement	0.0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
Total JVVN/GoR Own Fund	3,134,921,958.0		0	32,311,799	48,472,897	1,005,219,213	1,337,401,027	711,517,022	0	0	3,134,921,958	38.5
( ) in M. US\$												
<b>(0.40) (0.60) (12.35) (16.43) (8.74) (38.52)</b>												
<b>8. Total Cost and Finance Arrangement</b>												
<b>14,244,721,958</b>												
<b>( ) in M. US\$</b>												
<b>(175.05)</b>												
JICA Loan Amount (Debt)	11,109,800,000	78.0%	0	51,980,000	77,970,000	3,836,450,000	4,921,440,000	2,221,960,000	0	0	11,109,800,000	136.5
Own Fund by JVVN/GoR exceeding JICA Loan	2,890,181,200		0	32,309,200	48,463,800	979,254,220	1,252,117,740	578,036,240	0	0	2,890,181,200	35.5
Total IDC and Service Charge	244,740,758		0	2,599	9,097	25,964,993	85,283,287	133,480,782	0	0	244,740,758	3.0
Total Fund by JVVN/GoR (Equity)	3,134,921,958	22.0%	0	32,311,799	48,472,897	1,005,219,213	1,337,401,027	711,517,022	0	0	3,134,921,958	38.5
IDC: Interest During Construction												

表 6.3-6 事業費内訳

1USD = 81.377 JPY

1JPY = 0.554 INR

1USD = 45.036 INR

(JPY)

Case1 33KV Line Project	Total Investment			Base Cost	Physical Contingency	Price Contingency	Other Costs (IDC etc.)	Total Investment
Total	14,244,700,000	JPY	100.0%	12,799,800,000	656,700,000	543,500,000	244,700,000	14,244,700,000
JICA Loan	11,109,800,000	JPY	78.0%	89.9%	4.6%	3.8%	1.7%	100.0%
JVVN/GoR Own Fund (inc. IDC)	3,134,900,000	JPY	22.0%					

(US\$)

Case1 33KV Line Project	Total Investment			Base Cost	Physical Contingency	Price Contingency	Other Costs (IDC etc.)	Total Investment
Total	175,046,000	US\$	100.0%	157,290,000	8,070,000	6,679,000	3,007,000	175,046,000
JICA Loan	136,523,000	US\$	78.0%	89.9%	4.6%	3.8%	1.7%	100.0%
JVVN/GoR Own Fund (inc. IDC)	38,523,000	US\$	22.0%					

(INR)

Total	Total Investment			Base Cost	Physical Contingency	Price Contingency	Other Costs (IDC etc.)	Total Investment
Total	25,712,500,000	INR	100.0%	23,104,300,000	1,185,400,000	981,000,000	441,700,000	25,712,400,000
JICA Loan	20,053,800,000	INR	78.0%	89.9%	4.6%	3.8%	1.7%	100.0%
JVVN/GoR Own Fund (inc. IDC)	5,658,700,000	INR	22.0%					

IDC: Interest During Construction

### 6.3.2 便 益

便益は、以下の手順によって算出する。

No.	Items	Data / Output	Utilized Information for Estimation (No.)	
1	利用データ/ 情報の抽出・ 整理	RIICO からの情報	面 積	-
			区 画 数	-
			電力利用	-
		ニムラナ工業団地で 操業中の企業からの情報	停電時間	-
			自家発による電力費用	-
			電力料金の情報 (JVVN)	電力料金
2	解析／検討	1 区画当たりの電力利用量 (既設ニムラナおよびシャジャンプール工業団地)	1-2, 1-3	
3	解析／検討	全区画での電力利用量 (既設ニムラナ工業団地)	1-2, 2	
4	解析／検討	日平均停電時間 (既設ニムラナ工業団地)	1-4	
5	解析／検討	経済上および財務上の便益 (既設ニムラナ工業団地)	1-5, 1-6, 3, 4	

## (1) 対象地域の電力利用

プロジェクトの全対象地域は、ニムラナ工業団地を含むシャジャンプール開発地域の RIICO 開発工業団地である。シャジャンプール開発地域の工業団地概況を表 6.3-7 に示す。シャジャンプール開発地域は、5 つの既設工業団地と 1 つの建設中の工業団地から構成されている。

本プロジェクトは、将来的にシャジャンプール開発地域内の全工業団地へと拡張する計画であるが、本調査で対象とするプロジェクト地域（第 1 フェーズ）は既設ニムラナ工業団地である。既設ニムラナ工業団地は、全既設面積 14.27km<sup>2</sup> のうち約 66% の 9.45km<sup>2</sup> の広さとなっている。なお、将来全区域に拡張した場合、対象地域は 43.2km<sup>2</sup> となる。

表 6.3-7 シャジャンプール開発地域内工業団地の概況

No.		1	2	3	4					5	6	Total		
Name of Industrial Area	Unit	Keswana	Sotanala	Behror	Neemrana					Shahjahanpur	Ghilot			
					Phase-I	Phase-II	EPIP	New Industrial Complex	Total					
Existing Area	km <sup>2</sup>	1.98	0.61	1.30	2.61	1.27	0.85	4.72	9.45	0.93		14.27		
Planned Area	km <sup>2</sup>										7.50	7.50		
Expansion Area (Plan)	km <sup>2</sup>			0.72	9.53					9.53	2.12	9.06	21.43	
Total Area	km <sup>2</sup>	1.98	0.61	2.02	2.61	1.27	0.85	14.25	18.98	3.05	16.56	43.20		
Existing Area	Year of Establishment	Year	1992	2000	1981	1992	2007	2006	2007	-	1982	-	-	
	Units in Production		8	45	187	107	18	50	11	186	82		508	
	Units in Under Construction		NA	NA	NA	NA	NA	NA	6	6	NA	NA	6	
	Units of Reserved		NA	NA	NA	NA	NA	NA	11	11	NA	NA	11	
	Units of Vacant Plot		1	2	4	55					55	4	NA	66
	Area of Vacant Plot	km <sup>2</sup>	NA	NA	NA	0.98					0.98	NA	NA	0.98
Remarks								Japanese Area						

(出典：RIICO 提供資料、Industrial Areas at A Grance - Unit Neemrana, Detail of existing & Proposed expansion/new industrial areas in SNB, and Industrial Land in Rajasthan など)

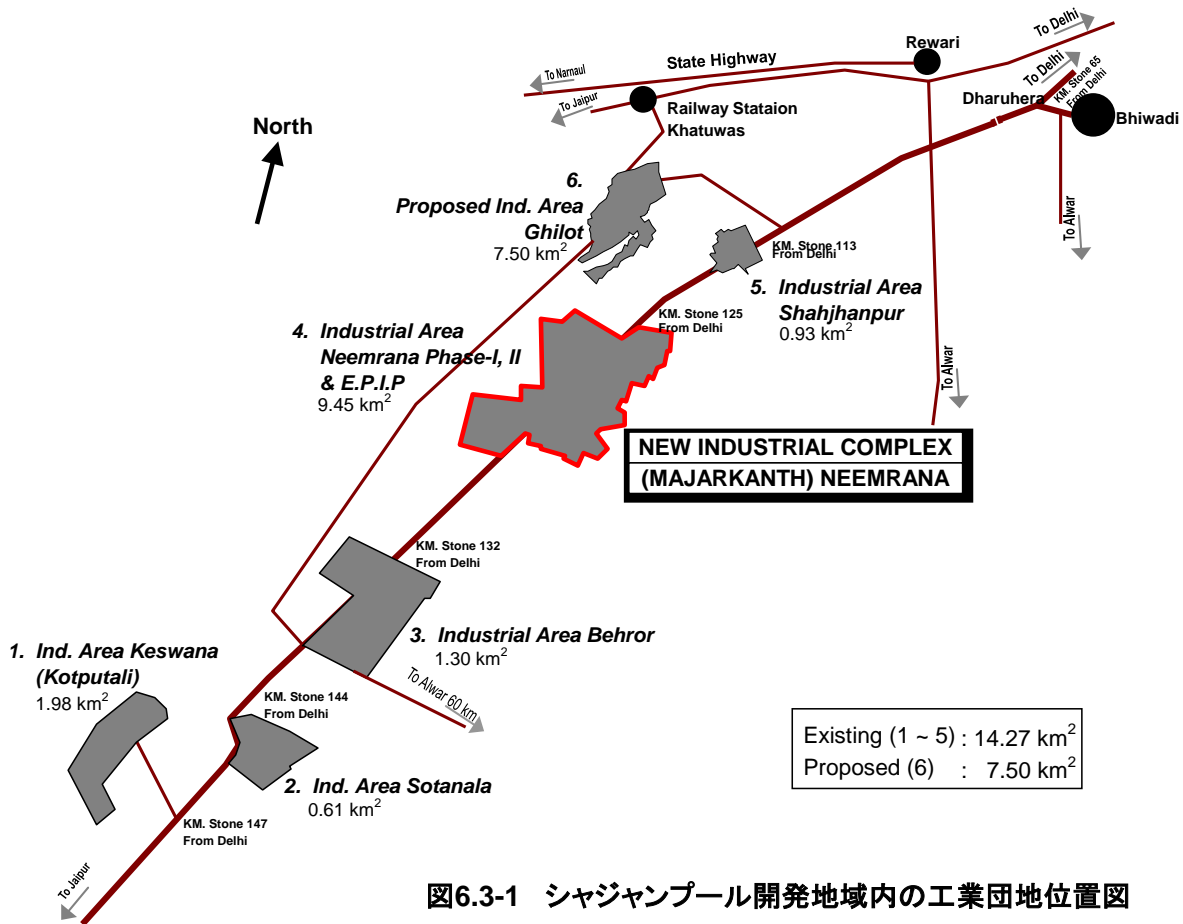


図6.3-1 シャジャンプール開発地域内の工業団地位置図

(出典：RIICO 資料)

ニムラナ工業団地には、ビール工場、自動車部品工場、電気製品工場、繊維工場などがあり、これらの工場への電力供給は、主に次の変電所から行われている。

- i) ニムラナ変電所 (220kV)
- ii) シャジャンプール変電所 (132kV)

これらの変電所は、ニムラナ工業団地の他、シャジャンプール工業団地にも電力を供給している。2011年3月から6月の間に、これらの変電所から供給された電力量は、142,000MWhであり、月当たりの供給電力量は36,000MWh、平均需要は50MWとなっている。

(出典：RIICO)

この電力量は、将来、工業団地の新設や拡張、空用地への工場建設などにより、大きく増加するものと想定される。ニムラナ工業団地で操業している工場は186箇所、シャジャンプール工業団地は82箇所であり、工場1箇所あたりの平均電力使用量は約4,500kWh/日(約187kWh/時間)となっている。

表 6.3-8 電力使用量

No.		Unit	4	5	Total	Calculation/ Source	
Name			Neemrana	Shahjahanpur			
Area	Developed	km <sup>2</sup>	9.45	0.93	10.38	a	RIICO
	Planned	km <sup>2</sup>	9.53	2.12	11.65	b	RIICO
	Total	km <sup>2</sup>	18.98	3.05	22.03	c	a + b
Number of Plot	Occupied	unit	186	82	268	d	RIICO
	Vacancy/Under construction	unit	72	4	76	e	RIICO
Power Supply	Monthly Average	kWh	36,000,000		-	f	RIICO
	Monthly Average per occupied plot	kWh/unit	134,328		-	g	f / g
	Daily Average per occupied plot	kWh/unit	4,478		-	h	g / 30
	Hourly Average per occupied plot	kWh/unit	187		-	i	h / 24

このデータを基にシャジャンプール開発地域内の電力使用量を推定すると表 6.3-9 のとおりとなる。

第1フェーズプロジェクトの対象は、既設ニムラナ工業団地であるため、この地域の電力使用量は 48,246kWh/時間と推定される。なお、既存の工業団地内で操業していない区画も、本プロジェクトの実施により操業が開始されるものと想定し、既設ニムラナ工業団地の電力使用量は、この区画の想定電力使用量を含むものとする。

表 6.3-9 シャジヤンプル開発地域内の電力使用量の推定

No.		1	2	3	4	5	6	Total	Calculation/ Source
Name of Industrial Area	Unit	Keswana	Sotanala	Behror	Neemrana	Shahja- hanpur	Ghilot		
Existing Area		km <sup>2</sup>	1.98	0.61	1.30	9.45	0.93	14.27	a RIICO
Planned Area		km <sup>2</sup>					7.50	7.50	b RIICO
Expansion Area (Plan)		km <sup>2</sup>			0.72	9.53	2.12	9.06	c RIICO
Total Area		km <sup>2</sup>	1.98	0.61	2.02	18.98	3.05	16.56	d a+b+c
Existing Area	Units in Production	Unit	8	45	187	186	82	508	e RIICO
	Units in Not Production	Unit	1	2	4	72	4	83	f RIICO
Estimation	Existing Area/Units in Production	km <sup>2</sup>	0.220	0.013	0.007	0.037	0.011	0.024	g a/(e+f)
	Number of Plots in Planned Area	Unit					203	203	h g x b <sup>1)</sup>
	Number of Plots in Expansion Area	Unit			103	258	193	245	799 i g x c <sup>1)</sup>
Power Supply	Hourly power utilization for Producing Units	kWh	1,496	8,415	34,969	34,782	15,334	0	94,996 j e x 187kwh (Table 6.3-8)
	Expected hourly power utilization for Non-producing units	kWh	187	374	748	13,464	748		15,521 k f x 187kwh (Table 6.3-8)
	Expected hourly power utilization for Planned Area	kWh						37,961	37,961 l h x 187kwh (Table 6.3-8)
	Expected hourly power utilization for Expansion Area	kWh			19,261	48,246	36,091	45,815	149,413 m i x 187kwh (Table 6.3-8)
	Actual hourly power utilization in Existing Area (Producing Units)	kWh	1,496	8,415	34,969	34,782	15,334	0	94,996 n =j
	Actual hourly power utilization in Existing Area (Non-producing Units)	kWh	187	374	748	13,464	748	0	15,521 o =k
	Future additional hourly power utilization in Planned Area	kWh	0	0	19,261	48,246	36,091	83,776	187,374 p l+m
	Present hourly power utilization including Non-producing Units	kWh	1,683	8,789	35,717	48,246	16,082	0	110,517 q n+o
Future power utilization (Existing and Planned Area)	kWh	1,683	8,789	54,978	96,492	52,173	83,776	297,891 r n+o+p	

Note 1) Estimation of Plots in Planned and Expansion Area is made by using Neemrana data of 0.037

(2) 電力品質

11kV の配電線を利用しているニムラナ工業団地内企業の停電実績を以下に示す。本実績によると、2011年3月15日～2011年7月12日（5月は測定無し）の89日間で109回の停電が発生している。また、1日当たりの平均停電時間は、約133分となっており、これは、約809時間/年に相当する。



表 6.3-10 ニムラナ工業団地内企業の停電実績(2011.3.15-2011.7.12)

## 【停電回数】

Month	March	April	May	June	July	Total
Season	Not farming Season		-	Farming Season		
Number of Power Shutdown	17	17	NA	45	30	109
Number of Day	17	30	-	30	12	89
Monthly Averaged Number of Shutdown per day	1.00	0.57	-	1.50	2.50	1.22
Seasonal Averaged Number of Shutdown per day	0.72		-	1.79		1.22

## 【停電時間】

Month	March	April	May	June	July	Total
Season	Not farming Season		-	Farming Season		
Power Shutdown Time (minutes)	405	885	NA	6,440	4,112	11,842
Number of Day in the month	17	30	-	30	12	89
Monthly Averaged Shutdown Time per day (minutes/day)	23.8	29.5	-	214.7	342.7	133.1
Seasonally Averaged Shutdown Time per day (minutes/day)	27.4		-	251.2		133.1

(出典：ニムラナ工業団地内 T社資料)

各社自家発電を有しており、停電時には自家発電によって対応している。なお、JVVNからの電力料金は、約 4.0 INR/kWh<sup>2</sup>であるのに対し、自家発電（ディーゼル）では、燃料費や維持管理費を考慮すると 14-15 INR /kWhとなる。これにより、年間を通して電力に要する費用は、8.0 INR /kWh程度となっているとのことである。

(出典：ニムラナ工業団地内 T社)

本調査で提案するプロジェクトは、この停電による経済的、社会的損失を低減するために、電力品質の改善を行うことを目的としている。前述したように、本プロジェクトの目標は次の通りである。

- 停電回数 : 年間 18 回
- 停電時間 : 年間 8 時間

<sup>2</sup> 2011年7月の第1次現地調査時の聞き取り情報であり、JVVNの電力料金は2011年9月8日に約5.0 INR /kWhに改定されている。

### (3) 経済上の便益

本プロジェクトにおける経済的な便益は、停電による経済的な被害であり、現在は、この被害を無くすために、各需要家が自家発電機を有し、ディーゼル燃料を用いて工場の運営に努めている。

ディーゼル発電による運転費用は、約 14 INR/kWh であり、この費用が 5 INR/kWh に低減される効果を経済効果と捉える。この経済効果は、各工場が独自に自家発電を持つという、代替案の面からの経済効果と考えることもでき、with-project が本プロジェクトの実施であるのに対し、without-project は現状の自家発電による発電と考えられる。

また、各工場は 14 INR/kWh の電力を用いても工場を操業しているため、停電により工場生産が中断する場合の経済への影響は、この便益よりも大きいものと想定される。

停電が無くなることを前提とすると、ディーゼル発電機は不要となり、ディーゼル発電機の設置などの初期投資費用の低減も便益として計上することができる。しかしながら、今回のプロジェクトでは、停電を皆無にすることは現実的に難しいと考え、ディーゼル発電機の設置費用の削減は便益としないこととした。

算出条件および便益を以下に示す。

#### 【算出条件】

- i) 日平均停電時間は、現状を 133.1 分とし、プロジェクト実施後は 1.3 分（8 時間/年）とする。したがって、日当たりの停電削減時間は 131.8 分（約 2.2 時間）となる。
- ii) 電力料金について、JVVN からの購入は 5.0 INR/kWh、自家発電は 14 INR/kWh を基本とする。
- iii) 電力品質の向上により、魅力的な投資地域となるため、将来的には、全区画が専有されるものとする。
- iv) 停電時間の低減による企業のコスト低減分を本プロジェクトの便益とする。

表 6.3-11 本プロジェクトによる経済上の年平均便益

No.		1	2	3	4	5	6	Total	Remarks		
Name of Industrial Area	Unit	Keswana	Sotanala	Behror	Neemrana	Shahjahanpur	Ghilot				
Existing Area	Hourly power utilization for Producing Units	kWh	1,683	8,789	35,717	48,246	16,082	0	110,517	Table 6.3-9 q	
	Power Shutdown Time	hour	2.2						-	131.8 minutes	
	Loss of power supply in a day	kWh	3,703	19,336	78,577	106,141	35,380	0	243,137		
	Electricity Cost in a day	with-case	INR	18,515	96,680	392,885	530,705	176,900	0	1,215,685	5 INR/kWh
		without-case	INR	51,842	270,704	1,100,078	1,485,974	495,320	0	3,403,918	14Rp/kWh
		(without-case)-(with-case)	INR	33,327	174,024	707,193	955,269	318,420	0	2,188,233	
	Yearly difference of electricity cost	INR	12,164,355	63,518,760	258,125,445	348,673,185	116,223,300	0	798,705,045		
Annualized benefits	INR	12,164,355	63,518,760	258,125,445	<b>348,673,185</b>	116,223,300	0	798,705,045			
Annualized benefit (Existing Area)	INR	12,164,355	63,518,760	258,125,445	<b>348,673,185</b>	116,223,300	0	798,705,045			
	JPY	21,957,319	114,654,801	465,930,406	<b>629,373,980</b>	209,789,350	0	1,441,705,856	1JPY= 0.554 INR		
	US\$	270,103	1,410,400	5,731,536	<b>7,742,099</b>	2,580,675	0	17,734,813	1US\$= 45.036 INR		
Planned Area (Future Additional)	Hourly power utilization for Producing Units	kWh	0	0	19,261	48,246	36,091	83,776	187,374	Table 6.3-9 p	
	Power Shutdown Time	hour	2.2						-	131.8 minutes	
	Loss of power supply in a day	kWh	0	0	42,374	106,141	79,400	184,307	412,222		
	Electricity Cost in a day	with-case	INR	0	0	211,870	530,705	397,000	921,535	2,061,110	5 INR/kWh
		without-case	INR	0	0	593,236	1,485,974	1,111,600	2,580,298	5,771,108	14Rp/kWh
		(without-case)-(with-case)	INR	0	0	381,366	955,269	714,600	1,658,763	3,709,998	
	Yearly difference of electricity cost	INR	0	0	139,198,590	348,673,185	260,829,000	605,448,495	1,354,149,270		
Annualized benefits	INR	0	0	139,198,590	348,673,185	260,829,000	605,448,495	1,354,149,270			
Total annualized benefit (Existing and Planned Area)	INR	12,164,355	63,518,760	397,324,035	697,346,370	377,052,300	605,448,495	2,152,854,315			
	JPY	21,957,319	114,654,801	717,191,399	1,258,747,960	680,599,819	1,092,867,319	3,886,018,617	1JPY= 0.554 INR		
	US\$	270,103	1,410,400	8,822,365	15,484,199	8,372,242	13,443,656	47,802,965	1US\$= 45.036 INR		

以上より、経済上の年平均便益は約 349 百万 INR (629 百万円、7.7 M.US\$) となる。

#### (4) 財務上の便益

本プロジェクトにおけるプロジェクト実施主体 (配電会社) の便益は、電力供給時間の増加に伴う電力料金による増収である。算出条件および算出したそれぞれの便益を以下に示す。

【算出条件】

- i) 日平均停電時間は、現状を 133.1 分とし、プロジェクト実施後は 1.3 分（8 時間/年）とする。したがって、日当たりの停電削減時間は 131.8 分（約 2.2 時間）となる。
- ii) 電力料金は、5.0 INR/kWh を基本とする。
- iii) 電力品質の向上により、魅力的な投資地域となるため、将来的には、全区画が専有されるものとする。
- iv) 停電時間の低減による配電会社の増収を本プロジェクトの便益とする。

表 6.3-12 本プロジェクトによる財務上の年平均便益

No.		1	2	3	4	5	6	Total	Remarks	
Name of Industrial Area	Unit	Keswana	Sotanala	Behror	Neemrana	Shahjahanpur	Ghilot			
Existing Area	Hourly power utilization for Producing Units	kWh	1,683	8,789	35,717	48,246	16,082	0	110,517	Table 6.3-9 q
	Power Shutdown Time	hour	2.2						-	131.8 minutes
	Loss of power supply in a day	kWh	3,703	19,336	78,577	106,141	35,380	0	243,137	
	Money losses per day (=daily benefits)	INR	18,515	96,680	392,885	530,705	176,900	0	1,215,685	5 INR/kWh
	Money losses per year	INR	6,757,975	35,288,200	143,403,025	193,707,325	64,568,500	0	443,725,025	
	Annualized benefits	INR	6,757,975	35,288,200	143,403,025	<u>193,707,325</u>	64,568,500	0	443,725,025	
	Annual Additional Salable Power	kWh	1,351,595	7,057,640	28,680,605	<u>38,741,465</u>	12,913,700	0	88,745,005	
Annualized benefit (Existing Area)	INR	6,757,975	35,288,200	143,403,025	<u>193,707,325</u>	64,568,500	0	443,725,025		
	JPY	12,198,511	63,697,112	258,850,226	<u>349,652,211</u>	116,549,639	0	800,947,699	1JPY= 0.554 INR	
	US\$	150,057	783,555	3,184,187	<u>4,301,166</u>	1,433,709	0	9,852,674	1US\$= 45.036 INR	
Planned Area (Future Additional)	Hourly power utilization for Producing Units	kWh	0	0	19,261	48,246	36,091	83,776	187,374	Table 6.3-9 p
	Power Shutdown Time	hour	2.2						-	131.8 minutes
	Loss of power supply in a day	kWh	0	0	42,374	106,141	79,400	184,307	412,222	
	Money losses per day (=daily benefits)	INR	0	0	211,870	530,705	397,000	921,535	2,061,110	5 INR/kWh
	Money losses per year (=yearly benefits)	INR	0	0	77,332,550	193,707,325	144,905,000	336,360,275	752,305,150	
	Annualized benefits	INR	0	0	77,332,550	193,707,325	144,905,000	336,360,275	752,305,150	
	Annual Additional Salable Power	kWh	1,351,595	7,057,640	44,147,115	77,482,930	41,894,700	67,272,055	239,206,035	
Total annualized benefit (Existing and Planned Area)	INR	6,757,975	35,288,200	220,735,575	387,414,650	209,473,500	336,360,275	1,196,030,175		
	JPY	12,198,511	63,697,112	398,439,666	699,304,422	378,111,011	607,148,511	2,158,899,233	1JPY= 0.554 INR	
	US\$	150,057	783,555	4,901,314	8,602,333	4,651,246	7,468,698	26,557,203	1US\$= 45.036 INR	

以上より、財務上の年平均便益は約 194 百万 INR（350 百万円, 4.3 M. US\$）となる。

### 6.3.3 経済分析

以上の結果を用いて経済財務分析を実施する。以下に、経済財務分析の条件を整理する。

表 6.3-13 経済分析の条件

Items	Unit	33kV Line Project	Remark
Investment Cost Estimation	M.JPY	14,244.7	Including IDC and Service Charge
	US\$	175,046,000	1US\$= 81.377 JPY
	M.INR	25,712.4	1JPY= 0.554 INR
Project Cost to be used in the economic analysis	US\$	175,046,000	
Detailed Design & Tendering & Construction Period	Years	5.0	
Fixed OM Cost	US\$/year	350,092	Engineer's Estimation (0.2 % of Project Cost in economic analysis)
Variable OM Cost	US\$/year	150,000	Engineer's Estimation
Service Life Time	Years	25	Engineer's Estimation
Commencement of Operation	Years	2018	
Annualized Benefit (Existing and Planned Area)	US\$/year	15,484,199	Neemrana
Annualized Benefit (Existing Area)	US\$/year	7,742,099	Neemrana
Annualized Benefit (For Analysis)	US\$/year	7,742,099	Existing Area

以上の条件より経済分析を実施すると EIRR は 1.8%となる。EIRR は正であり経済性はあるが、JVVN で用いている限界割引率は 12%であり、これを基準とすると経済性は非常に低い。また、割引率 12%を用いて現在価値化した B/C は、0.4 となる。

EIRR を 12%とするためには、次の様な条件を満足する必要がある。

- ・ 外貨と内貨の金額を同じにした場合、建設費を約 37 億円 (95 億円に対して約 39%) とする。もしくは、
- ・ 代替電源 (ディーゼル発電) による発電単価が 28 INR/kWh (14 INR/kWh に対して約 2 倍) 程度となる。

表 6.3-14 経済分析

33kV Line Improvement Project Cost	Unit																															
	M.US\$	0.00	1.04	1.55	59.50	76.91																										
		0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35						
Fixed OM Cost	M.US\$																															
Variable OM Cost	M.US\$	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15						
Total Cost	M.US\$	0.00	1.04	1.55	59.50	76.91	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50						
Benefit	Unit																															
	M.US\$						7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74						
Annualized Benefit	M.US\$						7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74						
Total Benefit	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74						
(B) - (C)	M.US\$	0.00	-1.04	-1.55	-59.50	-76.91	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24						
Discount Rate 12% B/C = 0.40																																
Present Value	M.US\$	0.00	0.93	1.24	42.35	48.88	0.28	0.25	0.20	0.18	0.16	0.14	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
Cost	M.US\$	0.00	0.93	1.24	42.35	48.88	0.28	0.25	0.20	0.18	0.16	0.14	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
Benefit	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.39	3.92	3.50	3.13	2.79	2.49	2.23	1.99	1.77	1.58	1.41	1.26	1.13	1.01	0.90	0.80	0.72	0.64	0.57	0.51	0.46	0.41	0.36	0.32	0.29	0.29
Total	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.92	3.37	2.99	2.66	2.36	2.08	1.83	1.60	1.41	1.26	1.13	1.01	0.90	0.80	0.72	0.64	0.57	0.51	0.46	0.41	0.36	0.32	0.29	0.29	0.29	
Total	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.92	3.37	2.99	2.66	2.36	2.08	1.83	1.60	1.41	1.26	1.13	1.01	0.90	0.80	0.72	0.64	0.57	0.51	0.46	0.41	0.36	0.32	0.29	0.29	0.29	
EIRR = 1.8%																																
(B) - (C)	M.US\$	0.00	-1.04	-1.55	-59.50	-76.91	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24	

### 6.3.4 財務分析

#### (1) 財務分析の実施方法と評価基準

財務分析では最初に損益計算書を作成し、損益計算書をベースにキャッシュフローを作成する。キャッシュフロー表から財務指標を求め、本プロジェクトの財務的実行可能性を評価する。一般的に、以下の財務指標が評価指標として用いられる。

**表 6.3-15 財務指標と評価基準**

財務指標	評価基準	備考
プロジェクト内部収益率 (Project IRR: Project Internal Rate of Return)	Project IRR > WACC	Project IRR は 100%自己出資した場合のプロジェクト内部収益を示す。100%自己出資なので、建設中金利等のローン条件に左右されず、プロジェクトそのものの財務的特性を示す。  資本加重平均費用(WACC: Weighted Average Cost of Capital): 事業者が事業を継続して行う上で、資本費用(負債及び自己資本)が殿程度かかっているかを示す。WACC より高い収益率が望めなければ事業者は投資しない。一般にインフレ率が高い程、WACC は高くなる。インド国のインフレ率 8.0 %から WACC10%以上と思われ、ここでは 12%とする。
株主資本利益率 (ROE: Return on Equity)	ROE > 12~13 %	自己出資分に対する利益率である。 ROE が低ければ、より高い ROE が期待できる事業に投資する。
債務返済指数(DSCR: Debt Service Coverage Ratio)	DSCR >1.5(平均) DSCR >1.3(各年)	DSCR が 1 の場合、運用利益を全額利子支払いと元本返済に廻し、手元に現金が残らない。
B/C	B/C > 1.0	現在価値化した便益を現在価値化した費用で割ったもの。割引率を 12%としているため、プロジェクト IRR が 12%となった場合に B/C=1.0となる。

上記表中の DSCR 計算式は、以下の通りである。

$$DSCR = \frac{\text{営業利益} - \text{法人所得税}}{(\text{金利支払い額} + \text{元本返済額})}$$

#### (2) 財務分析条件

財務分析の条件を以下に整理する。

表 6.3-16 財務分析の条件

1. Power Tariff			
Power Tariff in 2011	INR/kWh	5.00	The power tariff for Large Industry of JVVN
	US\$/kWh	0.110	1US\$= 0.022 Rp
Base Year	Year	2011	
Average Power Tariff Escalation Rate	%/year	5.0%	Engineers assumption. Tariff increase rate in large industry from 1997 to 2011 is 5.87%.
2. Corporate Income Tax and Depreciation *)			
Corporate Income Tax	%	25%	Domestic and foreign companies are subject to 25% of corporate income tax in India.
Depreciation Method	Straight Line Method		
Depreciation Period	years	25	
3. Import Duties and Value Added Tax *)			
Import Duties	%	26.85%	
Value Added Tax (Consumption Tax)	%	4%	4 % of VAT rate is for capital goods such as machine.

Source regarding TAX: JETRO web-site

4. JICA Loan Conditions			Note
IDC and Interest for main portion	%	1.40%	Applicable to Low-income countries
IDC and Interest for Consulting Service	%	0.01%	
Finance Close	Year	2012	Engineer's assumption
Repayment Term	years	30	Applicable to LDC Excluding Grace period of 10 years
Grace Period	years	10	Applicable to Low-income countries
Service Charge	%	0.0%	Applicable to undisbursed amount up to the year

5. Loan Schedule			Note
Start year of funding for Construction Works	Year	2015	
Start year of funding for Consulting Services	Year	2013	

6. Construction Schedule			Note
Period for design, tendering and construction	Year	5	

7. Salable Energy			Note
Additional Salable Energy (Existing and Planned Area)	kwh/year	77,482,930	Neemrana
Additional Salable Energy (Existing Area Only)	kwh/year	38,741,465	Neemrana
Additional Salable Energy (Used in Analysis)	kwh/year	38,741,465	Existing Area



電気料金の推移を表 6.3-17 に整理する。これより、1997 年から 2011 年の電気料金の平均値上げ率は、5.87%となる。これより、電気料金の平均上昇率を 5.0%/年と設定する。

**表 6.3-17 JVVN の電気料金の推移(大規模工業)**

Items	Unit	1997	1999	2001	2007	2011
Energy Charge	10 <sup>-2</sup> INR/kWh	225	259	401	401	500
Increase Rate	%	-	15	55	0	25
Increase Rate from 1997	%	-	15	78	78	122
Annual averaged increase rate of energy charge from 1997 to 2011 in %						5.87

(出典：JVVN 資料を基に調査団が作成)

### (3) 財務分析結果と評価

財務分析計算シートを表 6.3-19 及び表 6.3-20 に示す。プロジェクト内部収益率が 4.0%、B/C が 0.28 となり、財務的には収益性が非常に低い結果となった。

**表 6.3-18 財務分析結果総括表**

財務指標	結果	評価
Project IRR	Project IRR = 4.0 % < 12 %	全ての財務指標が成立条件を満足しない。
ROE	ROE = 10.2%	
DSCR	最小 DSCR = 1.13 < 1.3 平均 DSCR = 2.57 < 1.5	
B/C	0.28 < 1.0	

なお、検討期間において JVVN の平均売電単価が 55.6 INR/kWh (1.22US\$/kWh) となった場合に、プロジェクト IRR が 12%となる。2011 年時点で考えると、この売電単価は、5 INR/kWh から 17INR/kWh と約 3.4 倍の価格である。また、プロジェクト IRR が 12.0%となる建設費（内貨と外貨を同じ額とする）は、27.4 億円程度（95 億円に対して約 29%）である。

項目	変更値	結果
平均売電単価	0.36 US\$/kWh →1.22 US\$/kWh	Project IRR = 12.0% (B/C=1.0) ROE = 30.9% 最小 DSCR = 3.38 平均 DSCR = 8.26
建設費	95 億円 →27.4 億円 (L/C:F/C=1:1)	Project IRR = 12.0% (B/C=1.0) ROE = 37.0% 最小 DSCR = 3.14 平均 DSCR = 7.70

表 6.3-19 財務分析計算シート(損益計算書)

Profit and Loss Statement																								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15							
Year		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Power Tariff	INR	4.76	5.00	5.25	5.51	5.79	6.08	6.38	6.70	7.04	7.39	7.76	8.14	8.55	8.98	9.43	9.90	10.39	10.91	11.46	12.03	12.63	13.27	13.93
	US\$	0.105	0.110	0.116	0.121	0.127	0.134	0.140	0.147	0.155	0.163	0.171	0.179	0.188	0.198	0.207	0.218	0.229	0.240	0.252	0.265	0.278	0.292	0.307
Additional Salable Energy	Gwh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74
Additional Sales Revenue	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	6.30	6.61	6.94	7.29	7.65	8.03	8.44	8.86	9.30	9.77	10.25	10.77	11.31	11.87
Fixed O/M Cost	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35
Variable O/M Cost	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15
Earning after operation	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	5.80	6.11	6.44	6.79	7.15	7.53	7.94	8.36	8.80	9.27	9.75	10.27	10.81	11.37
Depreciation	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00
Interest Payment for main portion	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.82	-1.82	-1.82	-1.82	-1.82	-1.76	-1.70	-1.64	-1.58	-1.52	-1.46	-1.40	-1.34	-1.28	-1.21
Interest Payment for Consulting Service	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Earning before Tax	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.68	-3.02	-2.71	-2.38	-2.03	-1.61	-1.17	-0.70	-0.22	0.28	0.81	1.35	1.93	2.53	3.16
Income Tax	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.07	-0.20	-0.34	-0.48	-0.63	-0.79
Earning after Tax	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.76	-3.02	-2.71	-2.38	-2.03	-1.61	-1.17	-0.70	-0.22	0.21	0.61	1.01	1.45	1.90	2.37

Profit and Loss Statement																							
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
Year		2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	Total
Power Tariff	INR	14.63	15.36	16.13	16.93	17.78	18.67	19.60	20.58	21.61	22.69	23.82	25.02	26.27	27.58	28.96	30.41	31.93	33.52	35.20	36.96	38.81	0.00
	US\$	0.322	0.338	0.355	0.373	0.391	0.411	0.431	0.453	0.475	0.499	0.524	0.550	0.578	0.607	0.637	0.669	0.702	0.738	0.774	0.813	0.854	0.000
Additional Salable Energy	Gwh	38.7	38.7	38.7	38.7	38.7	38.7	38.7	38.7	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	38.74	1394.64
Additional Sales Revenue	M.US\$	12.47	13.09	13.74	14.43	15.15	15.91	16.70	17.54	18.42	19.34	20.30	21.32	22.39	23.51	24.68	25.92	27.21	28.57	30.00	31.50	33.08	574.66
Fixed O/M Cost	M.US\$	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-0.35	-12.60
Variable O/M Cost	M.US\$	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-5.40
Earning after operation	M.US\$	11.97	12.59	13.24	13.93	14.65	15.41	16.20	17.04	17.92	18.84	19.80	20.82	21.89	23.01	24.18	25.42	26.71	28.07	29.50	31.00	32.58	556.66
Depreciation	M.US\$	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-175.00
Interest Payment for main portion	M.US\$	-1.15	-1.09	-1.03	-0.97	-0.91	-0.85	-0.79	-0.73	-0.67	-0.61	-0.55	-0.49	-0.43	-0.36	-0.30	-0.24	-0.18	-0.12	-0.06	0.00	0.00	-35.52
Interest Payment for Consulting Service	M.US\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Earning before Tax	M.US\$	3.82	4.50	5.21	5.96	6.74	7.56	8.41	9.31	10.25	11.23	12.25	20.33	21.46	22.65	23.88	25.18	26.53	27.95	29.44	31.00	32.58	346.14
Income Tax	M.US\$	-0.95	-1.13	-1.30	-1.49	-1.69	-1.89	-2.10	-2.33	-2.56	-2.81	-3.06	-5.08	-5.36	-5.66	-5.97	-6.29	-6.63	-6.99	-7.36	-7.75	-8.14	-89.97
Earning after Tax	M.US\$	2.87	3.37	3.91	4.47	5.05	5.67	6.31	6.98	7.69	8.42	9.19	15.25	16.10	16.99	17.91	18.89	19.90	20.96	22.08	23.25	24.44	256.17

表 6.3-20 財務分析計算シート(財務分析)

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	34	35	36	Project IRR								
<i>Project Cash flow and Project IRR (Million US\$)</i>																																
Items		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2051	2052	2053	Total		
Investment		0.00	0.00	-0.66	-1.00	-58.25	-74.75	-33.66																								-168.32
Earning after Operation		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	5.80	6.11	6.44	6.79	7.15	7.53	7.94	8.36	8.80	9.27	9.75	10.27	10.81	11.37	11.97	12.59	13.24	29.50	31.00	32.58	556.66		
Corporate Income Tax		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.37	-1.45	-1.53	-1.61	-1.70	-1.79	-1.88	-1.98	-2.09	-2.20	-2.32	-2.44	-2.57	-2.70	-2.84	-2.99	-3.15	-3.31	-7.38	-7.75	-8.14	-139.16		
Project Cash flow		0.00	0.00	-0.66	-1.00	-58.25	-74.75	-33.66	4.13	4.35	4.58	4.83	5.09	5.36	5.65	5.96	6.27	6.60	6.95	7.31	7.70	8.11	8.53	8.98	9.44	9.93	22.12	23.25	24.44	249.18		
																															<b>4.0%</b>	

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	34	35	36	ROE							
<i>Equity Cash flow and ROE (Million US\$)</i>																															
Items		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2051	2052	2053	Total	
Equity Investment		0.00	0.00	-0.40	-0.60	-12.35	-16.43	-8.74																							-38.52
Earning after Operation		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	5.80	6.11	6.44	6.79	7.15	7.53	7.94	8.36	8.80	9.27	9.75	10.27	10.81	11.37	11.97	12.59	13.24	29.50	31.00	32.58	556.66	
Corporate Income Tax		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.07	-0.20	-0.34	-0.48	-0.63	-0.79	-0.95	-1.13	-1.30	-1.46	-1.59	-1.75	-1.91	-89.97	
Interest Payment		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.82	-1.82	-1.82	-1.82	-1.82	-1.76	-1.70	-1.64	-1.58	-1.52	-1.46	-1.40	-1.34	-1.28	-1.21	-1.15	-1.09	-0.06	0.00	0.00	0.00	-35.52	
Principal Repayment		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-136.53	
Net Cash inflows*		0.00	0.00	-0.40	-0.60	-12.35	-16.43	-8.74	2.76	3.98	4.29	4.62	4.97	5.32	5.67	6.02	6.37	6.72	7.07	7.42	7.77	8.12	8.47	8.82	9.17	9.52	17.53	18.70	24.44	256.12	
DSCR		-	-	-	-	-	-	-	2.51	3.18	3.36	3.54	3.73	3.92	4.11	4.30	4.49	4.68	4.87	5.06	5.25	5.44	5.63	5.82	6.01	6.20	6.39	6.58	6.77	6.96	
																															Ave.
																															2.57

		Discount Rate = 12%																													
B/C		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	40	41	42	Total	B/C
Present Value		0.00	0.00	0.53	0.71	37.02	42.42	17.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	97.73	
Cost (Investment)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefit (after Tax)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.87	1.75	1.65	1.56	1.46	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	0.95	0.89	0.84	0.79	0.74	0.70	0.65	0.24	0.22	0.21	27.82	
																															<b>0.28</b>

Note : Years from 2036 to 2050 are skipped intentionally.

## 6.4 経済財務分析結果の総括

経済分析では、『本プロジェクトの効果である停電時間減少によって、工場のディーゼル発電稼働時間が減少し、工場の電力費用が減少する。』ことを便益と捉えた。経済分析の結果を以下に整理する。

- 1) 内部収益率は 1.8%、B/C は 0.4 となり、JVVN が用いている内部収益率 12%と比較すると経済性は低い。
- 2) JVVN の目標とする内部収益率 12%を満足するためには、次の様な条件を満足する必要がある。
  - ・ 建設費が約 37 億円（95 億円に対して約 39%）程度のプロジェクトとする。もしくは、
  - ・ 代替電源による発電単価が 28 INR/kWh（現状のディーゼル発電の単価 14 INR/kWh に対して約 2 倍）程度となる。

財務分析では、『本プロジェクトの効果である停電時間減少によって、JVVN の電力販売量が増加し、収入が増える。』ことを便益と捉えた。財務分析の結果を以下に整理する。

- 1) 現在の電気料金 5 INR/kWh が今後、毎年 5%ずつ上昇すると、内部収益率は 4.0、B/C は 0.28 となる。
- 2) JVVN が目標としている内部収益率 12%と比べると小さい値であり、財務上からの実施可能性は低い。
- 3) JVVN の目標とする内部収益率 12%を満足するためには、次の様な条件を満足する必要がある。
  - ・ 建設費を約 27.4 億円程度（95 億円に対して約 29%）とする。

経済および財務上の内部収益率が正となっていることから、一定の収益は期待できるものの、JVVN が目標とする 12%と比較すると小さい。プロジェクトの F/S 段階においては、既存施設、停電実績などを詳細に調査するとともに、実現可能な対策（プロジェクト）についても詳細に検討し、経済および財務上の実現可能性を詳細に検討する必要がある。

## 第7章

# 環境社会配慮



## 第7章 環境社会配慮

### 7.1 環境社会配慮の必要性

JICA は、2008 年 10 月 1 日の JBIC との統合に伴い、2002 年 4 月 1 日に JBIC が制定した「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」及び 2004 年 4 月 1 日に JICA が制定した「JICA 環境社会配慮ガイドライン」を統合し、2010 年 4 月 1 日付で新たに「JICA 環境社会配慮ガイドライン」を公布し、2010 年 7 月 1 日以降より施行している。

本調査は、インド国のシャジャンプール開発地域において、本邦技術を活用した電力インフラ環境改善事業を提案するものである。本調査で提案する案件は、将来的に ODA による協力を視野に入れており、本ガイドラインに基づいて適切な環境社会配慮を実施する必要がある。インド国においては、土地収用、住民移転などの環境社会配慮が事業実施に大きく影響を及ぼしている事例も多く、事業の早期段階から適切な調査を行うことが望ましい。

以上の背景から、本章では 5 章において提案された候補案件に対して、事業概要と立地環境を踏まえたスクリーニングを行う。さらにスクリーニング結果を基に、JICA ガイドラインにおける事業のカテゴリ分類を行い、事業実施に向けた提言を行う。

## 7.2 事業の概要

本事業の概要と計画対象地域を以下に示す。

**表 7.2-1 事業概要**

案 件 名	33kV 配電設備網整備プロジェクト														
対 象 地 域	シャジャンプール開発地域														
事 業 目 的	33kV 配電ネットワークの新增設により、信頼性の高い電力を供給する。														
事業実施機関	JVVN														
実 施 工 程	工事期間は5年間程度。														
事業の効果	<p>停電回数と停電時間が減る。</p> <p>配電会社による供給電力が増える。</p> <p>自家発電量を減らすことができる。</p>														
事業内容	<p>シャジャンプール開発地域の工業団地6区画を対象に、33kV 配電ネットワークを新增設する。例として、ニムラナ工業団地内で構築される33kV 配電ネットワークの回線数ならびに配電線延長概要を下図に示す。</p> <div style="text-align: center;"> </div> <table border="1" style="width: 100%; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>面積</th> <th>負荷</th> <th>回線数</th> <th>管路長</th> <th>ケーブル延長</th> <th>ジョイント数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>9.1 km<sup>2</sup></td> <td>282MW</td> <td>36 cct</td> <td>34.8 km</td> <td>223 km</td> <td>600 箇所</td> </tr> </tbody> </table>	項目	面積	負荷	回線数	管路長	ケーブル延長	ジョイント数		9.1 km <sup>2</sup>	282MW	36 cct	34.8 km	223 km	600 箇所
項目	面積	負荷	回線数	管路長	ケーブル延長	ジョイント数									
	9.1 km <sup>2</sup>	282MW	36 cct	34.8 km	223 km	600 箇所									



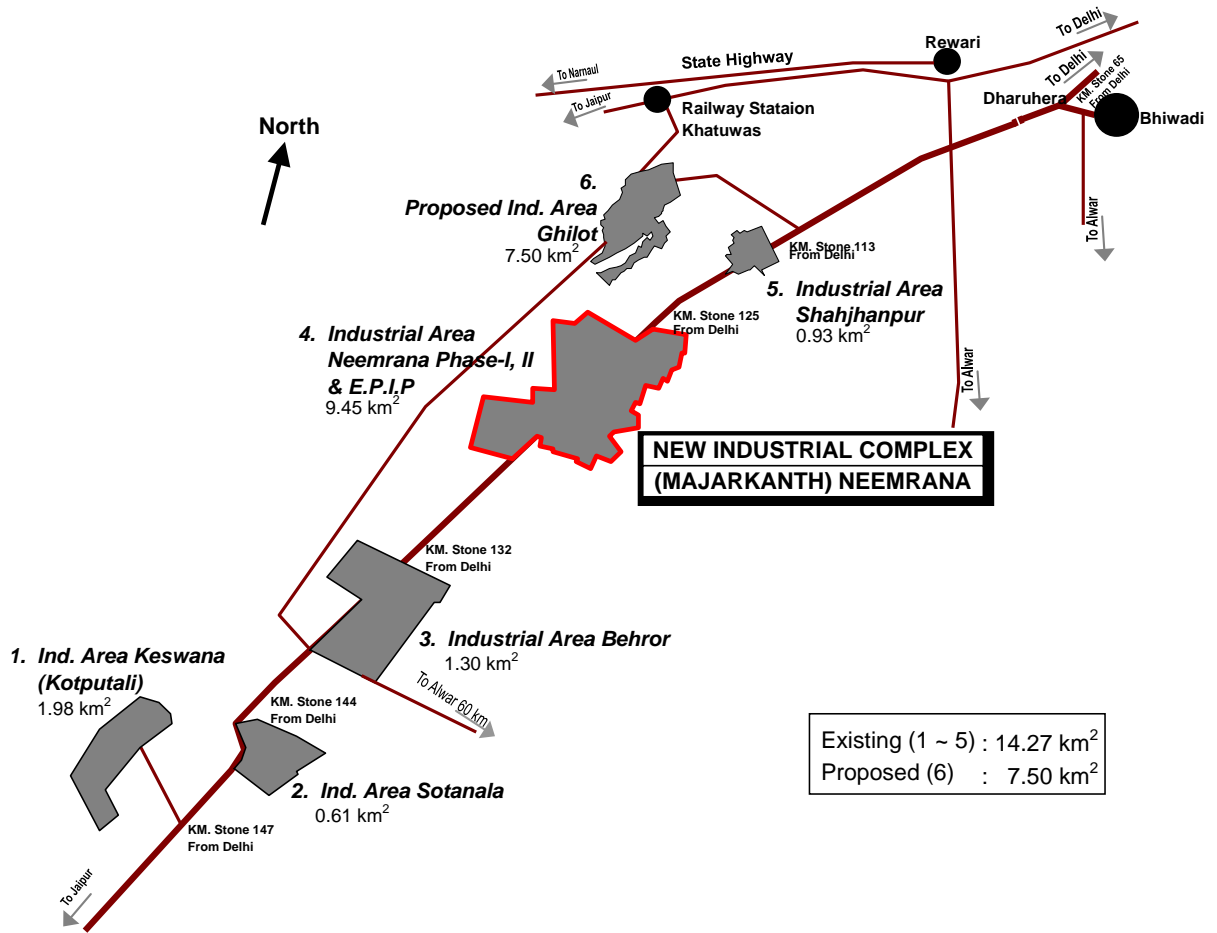


図 7.2-1 シャジャンプールの開発地域図

## 7.3 プロジェクトを取り巻く環境

### 7.3.1 自然環境

#### (1) 立地

インド国北西部に位置するラジャスタン州は、32の地区からなる面積34万2,239km<sup>2</sup>を有するインド国最大の州である。北西部はパキスタン国境に接し、州境はウッタル・プラデーシュ州、グジャラート州、マディヤ・プラデーシュ州、ハリヤナ州に面する。州都ジャイプールは州中央の西部寄りに位置し、首都デリーとは幹線道路によってつながっている。

ニムラナ工業団地は、ラジャスタン州北西部でハリヤナ州と接するアルワール地区ベホール市に位置し、標高は309mである。ニムラナ周辺のデリーにつながる幹線道路の国道8号線沿いには約40km以内に、北からシャジヤンプル、ニムラナ、ベホール、ソタナラ、ケシュワナというRIICOによって開発された5つの工業団地が立ち並ぶ。

#### (2) 気候

広大な面積を有するラジャスタン州は、砂漠性の気候が大半を占める。ケッペンの気候区分では、州の南西部はAw（熱帯湿潤気候）、中西部はBShw（熱帯半砂漠気候）、西部はBWhw（熱帯砂漠気候）に分類される。気温は冬季が最高26度、最低8度、夏季が最低25度、最高46度に達する。州の年間平均降雨量は520mmで、降雨は主に7月から9月の雨季に集中する。季節は寒冷期（11月～3月中旬）、夏季（3月中旬～6月）、雨季（7月～9月）、モンスーン期（9月～11月）に分かれる。

ニムラナ工業団地周辺は、BShw（熱帯半砂漠気候）に分類される。夏季は摂氏25－45度、冬季は5－25、年間平均降雨量は620mm、年間平均湿度は53.8%である。

#### (3) 水資源

ラジャスタン州は広大な面積を有するも、熱帯砂漠性気候の地域が半分を占めるため、利用可能な表流水はわずかである。州内は南東部のChambal水系（72,032.05km<sup>2</sup>）、南西部を流れるLuni水系（34,866.40km<sup>2</sup>）、南部を流れるMahi水系（16,551.18km<sup>2</sup>）がある。州西部は降雨が少なく熱帯砂漠性気候のため、年間を通じて流れる河川はほとんど見られない。

ニムラナ工業団地の位置するアルワール地区はSabi水系のSabi川、Ruparail川、Sota川、Kali川、Goli川が流れている。

#### (4) 保護区域・生態系

ラジャスタン州では5つの国立公園と23の保護区域がある。国立公園内は村落、道路建設、農業、産業活動が禁止されている。国立公園の概要を以下に示す。

表 7.3-1 ラジャスタン州の国立公園

公園	概要
Darrah National Park	州南部のコタから50kmの地点に位置し、面積は268.5km <sup>2</sup> で2003年に国立公園に認定された。Darrah、Chambal、Jaswant Sagarの3つの保護区域によって構成されており、密林の広がる丘陵地である。敷地内にはオオカミ、チーター、ボア等の生物が生息している。
The Desert National Park	ジャaisalmer市の近郊に位置し、インド国内でも有数の3,162km <sup>2</sup> の面積を有する。1992年に国立公園に認定された。砂漠地帯の野生動物が数多く生息しており、鷲、隼などの猛禽類の居住地となっている。
Keoladeo Ghana National Park	ジャイプール-アグラ幹線道路間のBharatapur市の外郭に位置する。面積は28.73km <sup>2</sup> でそのうち11km <sup>2</sup> は湿地帯である。1981年に国立公園に認定された。また、本公園は世界自然遺産に認定されており、インド国で唯一のシベリア、中央アジア、東南アジアからの渡り鳥が飛来する地域である。
Ranthambore National Park	州南西部のBanas川とChambal川に挟まれた高原地帯に位置し、1980年に国立公園に認定された。面積はコアゾーン284km <sup>2</sup> 、バッファゾーン108km <sup>2</sup> の計392km <sup>2</sup> で、公園内には3つの湖があり、タイガー、パンサー、ハイエナ、クロコダイルなどの野生動物が生息している。公園内は観光も可能となっている。
Sariska National Park	州北東部のアルワール市の西部に位置し、面積は273.8km <sup>2</sup> で、1992年に国立公園に認定された。ベンガルタイガー、ハイエナ、ボアなどの野生動物が生息している。

### 7.3.2 社会環境

#### (1) 人口

2011年に実施された人口調査によると、州の人口は68,621千人である。2001年からの人口増加率はインド国の増加率17.64%より3.8%高い21.44%で、人口増が著しい。一方で、人口密度は200人/km<sup>2</sup>とインド国平均の約半分、人口の40%がタール砂漠に居住している。性別構成は男性比51.9%、女性比48.1%で、0～6歳の乳幼児人口は10,505千人、人口比15.3%となっている。識字率は男性80.51%、女性52.66%、計67.06%と男女差が大きい。

2001年の人口調査では、ニムラナ工業団地が位置するアルワール地区は人口357万人と州内で4番目に人口が多い地区である。

## (2) 宗教、少数民族

州の宗教はヒンドゥー教 88.8%、イスラム教 8.5%、その他 2.6%という構成である。ラジャスタン州の少数民族の人口は、州全体の 12%におよび、インド国平均の 2 倍近い割合となっている。主な民族は Meena、Bhil、Saharia、Damor、Garasia である。

ニムラナ工業団地の位置するアルワール地区には Meena の人口が多い。

## (3) 経済活動

ラジャスタン州は 2010 年の 1 人当たりの国民総生産（GDP）は 722 US\$で、インド国平均の 1,100 US\$を大きく下回る。GDP 成長率においても、2000－2006 年における年間成長率はインド国平均 7.7%に対して、ラジャスタン州は 4%と約半分に残っている。

ラジャスタン州では、1990 年代の国民総生産の 50%以上を農業をはじめとした一次産業が占めており、二次産業はジャイプール等の都市周辺のセメント産業が主であった。こうした背景を下に州政府は、一次産業への依存からの脱却を図り、産業構造の変革に着手し、2003 年の大・中規模産業への投資を促す新たな産業政策の策定以降、二次産業において著しい成長がみられるようになった。現在、ラジャスタン州はマハーラーシュトラ州とグジャラート州に続く投資先として注目を集めており、法整備およびインフラ整備を推進し企業の誘致を進めている。

## 7.4 スクリーニングおよびカテゴリ分類

### 7.4.1 JICA ガイドラインのカテゴリ分類

JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、全ての事業はその概要、規模、立地などを勘案し、環境・社会的影響の程度に応じて4段階のカテゴリ分類を行っている。

表 7.4-1 環境社会配慮ガイドラインにおけるカテゴリ分類

カテゴリ	内 容
A	環境や社会への重大で望ましくない影響のある可能性を持つようなプロジェクトは、カテゴリ A に分類される。また、影響が複雑であったり、先例がなく影響の予測が困難であるような場合、影響範囲が大きかったり影響が不可逆的である場合もカテゴリ A に分類される。影響は、物理的工事が行われるサイトや施設の領域を超えた範囲に及びうる。カテゴリ A には、原則として、影響を及ぼしやすいセクターのプロジェクト、影響を及ぼしやすい特性を持つプロジェクト及び影響を受けやすい地域あるいはその近傍に立地するプロジェクトが含まれる。
B	環境や社会への望ましくない影響が、カテゴリ A に比して小さいと考えられる協力事業はカテゴリ B に分類される。一般的に、影響はサイトそのものにしか及ばず、不可逆的影響は少なく、通常の方策で対応できると考えられる。
C	環境や社会への望ましくない影響が最小限か、あるいは、ほとんどないと考えられる協力事業である。
FI	JICA の融資等が、金融仲介者等に対して行われ、JICA の融資承諾後に、金融仲介者等が具体的なサブプロジェクトの選定や審査を実質的に行い、JICA の融資承諾（或いはプロジェクト審査）前にサブプロジェクトが特定できない場合であり、かつ、そのようなサブプロジェクトが環境への影響を持つことが想定される場合、カテゴリ FI に分類される。

以下では、本調査で提案する事業による環境社会配慮の影響について、JICA ガイドラインで示される対象範囲と、2.3.3 節で記述したインド国の EIA に係る法令で示される評価項目によるスコーピングを行い、事業のカテゴリ分類を行う。

### 7.4.2 本事業のカテゴリ分類

#### (1) スコーピング

33kV 配電線の 신설事業に対するスコーピングの結果を下表に示す。

表 7.4-2 33kV 配電線新設事業のスコーピング

分類	チェック項目	評価		プロジェクトによる影響
		施工中	完工後	
1. 汚染対策	大気汚染	C	C	該当なし。
	水質汚濁	C	C	該当なし。
	土壌汚染	C	C	該当なし。
	廃棄物	B	C	施工に伴い、建設廃材が発生する。
	騒音・振動	B	C	施工中の作業に伴う作業音、工事用車輛の通行に伴う騒音・振動が発生する。
	地盤沈下	C	C	該当なし。
	悪臭	C	C	該当なし。
	地形・地質	C	C	配電線の敷設による地形・地質への影響は軽微である。
	底質	C	C	該当なし。
	汚染区域	C	C	事業対象地域は CPCB の汚染区域に指定されていない。
	事故	B	B	施工中の工事車両と歩行者および動物などの接触事故が考えられる。対象地域周辺は比較的、人通りは少ないが、道路を横断する牛が見られる。完工後には需要家の近傍に設置する変圧器への接触事故が想定される。
2. 自然環境	保護区	C	C	ニムラナ工業団地の南約 60km に Sariska 国立公園があるが、事業対象地域から十分に離れており影響はない。
	生物・生態系	C	C	本事業における主な構造物である 33kV 配電線は地下埋設ケーブルのため、架空線に比べて生態系への影響は少ない。また、事業対象地域は主として工業団地内になるため、生態系への影響は少ないと考えられる。
	地球温暖化	C	C	該当なし。
	沿岸・海域	C	C	事業対象地域のあるラジャスタン州は内陸の州であり、沿岸・海域への影響はない。
3. 社会環境	非自発的住民移転	B	C	33kV 配電線の敷設ルートによっては住民移転の可能性はある。
	雇用や生計手段などの地域経済	C	C	該当なし。
	土地利用や地域資源利用	C	C	事業対象地域は工業団地として区画整備がなされており、区画整備に沿った適切な敷設ルートを計画することで、土地利用への影響は最小限に抑えられると考えられる。
	社会関係資本や地域の意思決定機関などの社会組織	C	C	該当なし。
	既存の社会インフラや社会サービス	C	C	該当なし。
	貧困層・先住民・先住民民族	C	C	該当なし。
	被害と便益の偏在	C	C	該当なし。
	地域内の利害対立	C	C	該当なし。
	ジェンダー	C	C	該当なし。
	子供の権利	C	C	該当なし。
	HIV/AIDS などの感染症	C	C	該当なし。
	文化遺産	C	C	本事業における主な構造物である 33kV 配電線は、地下埋設ケーブルのため、文化遺産に対する影響は少ないと考えられる。また、事業対象地域周辺には国・州が指定する文化遺産、観光地は立地していない。
	景観	C	C	本事業における主な構造物である 33kV 配電線は地下埋設ケーブルのため、架空線に比べて景観への影響は少ない。
州境・国境	C	C	該当なし。	

評価 A：重大な影響が予期される、B：ある程度の影響が予期される、C：影響が最小限又はほとんど無い



図 7.4-1 NIC の道路

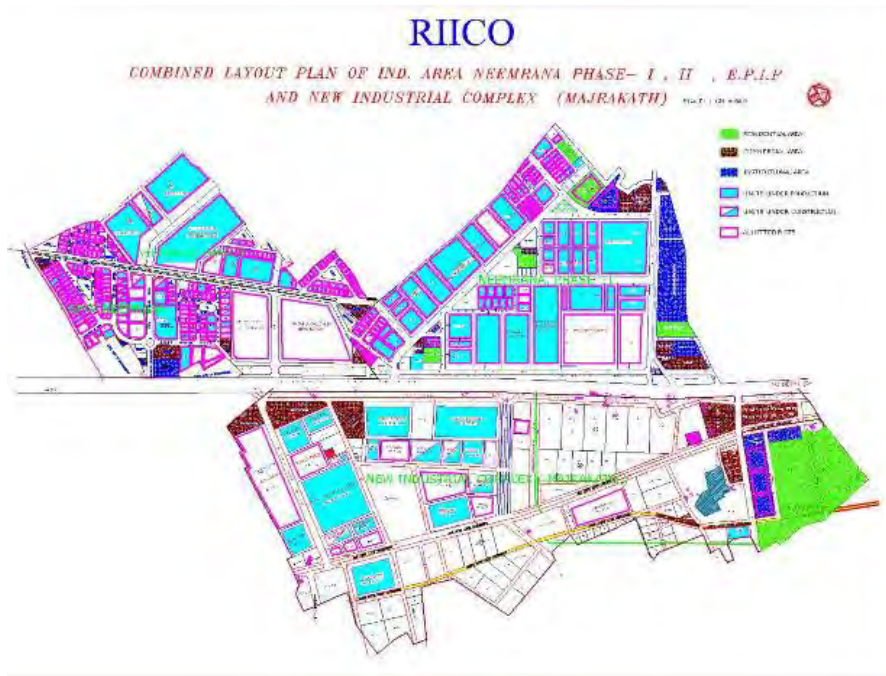


図 7.4-2 NIC の区画

本事業は、既に工場が操業しているシャジャンプール、ニムラナ、ベホール、ソタナラ、ケシュワナと、団地造成中のギロットの6つの工業団地を対象としている。本事業において想定される環境・社会に対するマイナスの影響を以下に記す。

### 1) 施工段階

施工段階では、工事に伴い環境社会へマイナスの影響を与える恐れのあるものがいくつか想定される。本事業で設置する施設は主として、接続箱を含めた 33kV 配電線の地下ケーブルと変圧器である。33kV 配電線は地表から数 m に埋設ケーブルを敷設する。変圧器は、工業団地内の変電所と需要家近郊への設置が想定される。

#### ① 廃棄物

施工に伴う廃棄物としては、地下ケーブル埋設によって発生する土砂、がれき類（アスファルト・コンクリートなど）、そして変圧器の梱包材などが想定される。これらの廃棄物は、量的に限られたものであり、著しく危険なものではないため、搬出と最終処理を適切に行うことで環境・社会への影響は抑えられるものである。

#### ② 騒音・振動

インド国の The Environment (Protection) Rules, 1988 では下記の騒音基準を設定している。

区域コード	区域カテゴリ	基準値 dB (A) 日中 (06:00 – 21:00)	基準値 dB (A) 夜間 (21:00 – 06:00)
(A)	Industrial Area	75	70
(B)	Commercial Area	65	55
(C)	Residential Area	55	45
(D)	Silence Zone	50	40

計画対象地域は(A) Industrial Area に該当し、騒音を日中 75dB (A)、夜間 70dB (A) 以下に抑える必要がある。本事業では主として、ケーブル埋設に伴う土工事と工事車両による騒音・振動が想定される。土工事はケーブルルートの掘削、埋め戻しがほとんどであり、大きな騒音・振動は発生しない。工事車両についても、大型車両を利用する頻度は低く、本施工で発生する騒音はこの規定以下になると想定され、環境・社会への影響は限定的で軽微なものと考えられる。

#### ③ 事故

施工期間中の事故としては、工事機械および車輛との接触事故が想定される。工業団地内では人通りは比較的少ないが、牛が自由に歩き回っている。ヒンドゥー教では牛は聖なる動物として崇められており、行動はほとんど制限されていないため、車両との衝突事故が頻発している。このため、施工期間中は工事の影響を最小限に抑えるために、仮設の防護柵の設置、保安要員の配置など適切な緩和策が実施されることが求められる。



#### ④ 非自発的住民移転

33kV 配電線の敷設ルートによっては住民移転の可能性がある。事業対象地域は工業団地として敷地と道路が区画整備されている。国道 8 号線沿いにはレストラン、商店が立ち並ぶが、工業団地とは緩衝地帯が設けられている。埋設ケーブルのルートを整備された区画に沿って計画することで、住民移転を行わずに事業を実施できると考えられる。

変圧器の設置は需要家の数によるが、原則として需要家近傍の公共地への設置が想定される。団地内の道路沿いは団地の入口部分の小規模商店を除いて、工場しか立地しておらず、十分なスペースを確保できる。このため、本事業が環境と社会に与える影響は軽微なものと考えられる。

### 2) 完工後

33kV 配電線の完工後は定期的な維持管理を含め、環境・社会に対するマイナスの影響は以下が想定される。

#### 事 故

設備の通電後は、主に需要家の近傍に設置した変圧器との接触による感電事故が懸念される。前述の通り、団地内の人通りは少ないが、牛が自由に歩き回っているため、フェンスを設置するなどの接触事故対策が必要とされる。

### (2) カテゴリ分類

上述のスコーピング結果より、本事業によって想定される環境・社会へのマイナスの影響は主として、工事段階のものである。事業実施においては施工段階に適切な処置を講じることで、環境・社会への重大な影響は避けられると考えられる。

加えて、第3章で記述したインド国の環境社会配慮に係る法令では、表 3.3-1 に示される通り、電力分野において EC 取得を要求される事業は、水力発電所、火力発電所、原子力発電所および核燃料処理のみとなっている。JVVN の環境担当者との協議においても、本事業は工業団地内の配電網の新設ということもあり、自然・生態に対する影響が少ないため、EC 取得は必要ないであろうという見解が得られている。

以上より、本事業は JICA 環境社会配慮ガイドラインにおけるカテゴリ C に分類されることが妥当と考えられる。



## 第 8 章

# 結論と提言



## 第 8 章 結論と提言

### 8.1 結 論

本調査は、2011 年 6 月下旬から 2011 年 11 月中旬の約 5 ヶ月間で、ラジャスタン州ニムラナ工業団地を含むシャジャンプール開発地域を対象に、電力インフラ改善を目的として案件形成を行い、本邦技術の適用可能性について評価分析を行った。

ラジャスタン州の第 12 次 5 ヶ年計画（2012–2017 年）では、2013 年以降、設備容量（全容量の 75%）は電力需要予想を上回ると想定しており、現在の電力不足は解消される計画となっている。電力省やラジャスタン州の電力（発電・送電・配電）会社は、発送配電の内、配電ネットワーク整備の遅れを最も大きな課題として認識している。

現在、シャジャンプール開発地域の送配電系統（11kV、33kV、132kV、220kV）では、障害や事故および計画による停電が発生している。ある日系企業の工場の記録では、日最大 15 時間（2011 年 6 月 1 日の 3 回の合計、2011 年 6 月 15 日の 5 回の合計）の停電が発生し、周波数は 49～52Hz、電圧は 5～6%の範囲で変動している（2011 年 3 月 15 日～2011 年 7 月 12 日の記録に基づく）（図 5.2-3 参照）。

現状の課題と将来計画を踏まえ、最も有望な案件としてシャジャンプール開発地域での 33kV 配電ネットワーク整備プロジェクトを提案する。本プロジェクトでは、33kV 配電ネットワークの新增設により、信頼性の高い電力を供給することを目的とする。本件において適用可能な本邦技術は、事故区間自動検出システム、電圧制御機能付き変圧器などが考えられる。

上記プロジェクトの追加オプションとして、電力品質向上のための事故区間自動検出システムを含む配電線自動運用システムの導入と、検針の正確性と課金の公正性を確保する（漏電や盗電の電力量と場所を特定し、電力の商業損失を低減する）ためのスマートメーターの設置とを計画する。また、スマートメーター活用を中心とした DSM により、電気利用の効率化を図る。本件において適用可能な本邦技術は、配電自動運用技術、事故区間自動検出システム、スマートメーター設置・運用技術などが考えられる。

33kV 配電ネットワークの新增設プロジェクトでは、シャジャンプール開発地域（6 工業地域）において開発の優先度を評価し、4 つのフェーズに分けて実施することを提案する。シャジャンプール開発地域の内、最も優先度の高いニムラナ工業団地の開発を第 1 フェーズとし、まず、その工業団地を対象としたの概算工事費と建設期間を下記のように推定した。なお、追加オプションは、シャジャンプール開発地域全体の概算工事費と建設期

間である。

**表 8.1-1 提案プロジェクトの概算工事費と建設期間**

No.	件 名	工事費 (億円)	期間 (年)
1	33kV 配電設備プロジェクト	95	5
2	配電自動運用システム構築プロジェクト	20	5

本プロジェクトにおける経済的な便益は、停電が発生した場合の経済的な損失の軽減であり、この被害（日平均停電時間 133 分）対策のため、各需要家がディーゼル燃料による自家発電を行っている。ディーゼル発電の運転費用（維持管理費を含む）は、約 14 INR/kWh であり、この費用が JVVN の電力料金である 5 INR/kWh に低減される効果が経済効果となる。

経済分析結果では、内部収益率は 1.8% となり、本事業の経済性は低い。JVVN の目標値である割引率 12% を確保するためには、次の様な条件を満足する必要がある。

- ・建設費が約 37 億円（95 億円に対して約 39%）程度のプロジェクト規模・内容とする。
- もしくは、
- ・代替電源による発電単価が 28 INR/kWh（14 INR/kWh に対して約 2 倍）程度となる。

本プロジェクトにおけるプロジェクト実施主体（配電会社）の財務上の便益は、電力販売量が増えることによる増収である。財務分析結果では、現在の電気料金 5Rp/kWh が今後、毎年 5% ずつ値上がりすると、内部収益率は 4.0、B/C は 0.28 となる。JVVN の目標とする内部収益率 12% と比べると小さい値であり、財務上からの実施可能性は低い。内部収益率 12% を満足するためには、建設費が約 27.4 億円程度（95 億円に対して約 29%）のプロジェクト規模・内容とすることが考えられる。

本事業は、工業団地内の配電ネットワークの新增設を対象としており、自然・社会環境に対する負の影響は少ない。JVVN の環境担当者の見解では、インド国の環境法令に定められた環境クリアランスの取得を要求されない可能性が高い。本事業は、JICA 環境社会配慮ガイドラインにおけるカテゴリ C に分類されることが妥当と考えられる。

上記の候補プロジェクトを今後推進するには、次に事業可能性調査を実施する必要がある。その調査項目を提言に示す。

## 8.2 提 言

### (1) 事業化のためのフォローアップ調査

事業化のために F/S を実施する必要がある。対象地域は、シヤジャンプール開発地域である。その調査項目は以下のとおりである。

#### 1) ラジヤスタン州および対象地域の需要想定と電力開発計画

ラジヤスタン州の第 12 次 5 ヶ年計画 (2012-2017 年) では、2013 年以降、電力供給が需要を上回ることになっている。発電や送電の開発計画の詳細を確認し、現状の開発動向も確認する。さらに対象地域の電力需給計画を確認し、妥当性を評価する。対象地域の、過去 5 年間の電力需給・需要想定 (kW と kWh) ・電力損失と電力量損失などを調査する。

#### 2) 対象地域の変電所 (11kV/415V および 33kV/11kV) を含む配電系統 (低圧 415V、中圧 11kV・33kV) の現状と課題

対象地域の変電所および配電系統の現状(供給力、電圧、電流、周波数、高調波、停電時間および停電回数など) および計画を詳細、長期 (1 年以上) に調査し、その課題を整理する。需要家の電力設備などの情報や容量不足などの課題を整理分析する。

#### 3) 変電所の容量増加計画

既設の配電網を改修・増強するには、変電所の容量増加や新設の検討を要する。このため、将来の電力供給不足や適切な配電ネットワークの構築について分析し、変電所の補強計画を立案する。

#### 4) 配電線の敷設計画

既設の配電ネットワークの敷設状況と具体的位置を確認し、新增設すべき配電線の敷設計画を作成する。

追加オプションとしての、配電自動運用システムやスマートメーターの設置については、以下の調査が必要となる。

#### 1) 既設の電力量メーターの取替え

既設の電力量メーターの現状と課題を分析し、スマートメーターに取り替える妥当性や必要性を評価分析する。

## 2) 配電自動運用システムの構築

対象地域の IT ネットワーク化を図るためには、ソフト開発やハードを設置し、運用しなければならない。その機能及びシステム構成を具体化するとともに、妥当性について評価分析する必要がある。

### (2) 配電プロジェクトの配慮事項

#### 1) 繰り返し工事の防止（または効率的な設備投資）への配慮

本計画の対象地域は現在開発途上であり、最終需要および個別需要家の供給点・需要電力は確定されていないことから、今後の予定は極めて流動的である。このような地域に対しては、個別の需要発生たびに、供給設備の工事が必要になる。全地中配電方式で電力供給する場合、地中設備は状況変化に対応しにくいことから、需要想定が不適切であると、それに対応するための工事費が増加し、工事期間中は周辺地域に環境・交通障害といった面で悪影響を及ぼすことになる。このような支障を避けるため、できる限りの確な長期需要想定ならびに個別区画への供給予想が必要になる。具体的には、下記の点に留意して計画を策定する必要がある。

- a. 長期需要想定を把握し、変電所引出管路孔数・幹線敷設ルート・敷設孔数を決定する。
- b. 地中配電設備の保守および事故対応のために人孔が必要となる。その際、入孔が容易な位置での設置スペース確保が必要である。また、交通障害への影響を考慮して、車道内設置は極力避ける。
- c. 幹線管路が幹線道路を道路を横断する必要がある。この道路横断管路は、既設道路に施設する場合、高コストなボーリングを要する。現在、道路が完成していない場合は、開削工事により低コストで建設できる。このためにも長期需要想定に基づく必要孔数の把握と先行工事の実施が必要である。

#### 2) 通信障害への配慮

- a. 33kV 系統の中性線接地は、直接接地または低抵抗接地となっていると考えられる。この系統に通信線（メタル・ペアブル）が併架されている場合、電力線からの常時の静電誘導または事故時の電磁誘導によって、通信線への障害が発生する可能性がある。したがって、通信障害を防止するため、電力線と通信線の離隔距離を確保できる設備設計とする必要がある。
- b. 地中ケーブルの場合、架空配電線のような常時の誘導はない。事故時も、事故電流は大部分が遮蔽層を通して還流するので、問題は少ないと考えられるが、故障点抵抗が低く、亘長が短い場合は、対地帰路電流も大きくなることから、



通信線との離隔距離を確保しておく必要がある。

- c. 計画地域は工場負荷が多いことから、高調波の発生が考えられる。また、地中ケーブル互長が長いことから、零相インピーダンスが低下する。この両者の状況から、 $3n$ 次高調波の増加による零相電圧の増加が考えられる。同一バンク内に架空系統と地中系統が混在する場合、上記の $3n$ 次高調波電圧によって、通信線への誘導電圧が増加する可能性がある。

### 3) メンテナンスの効率化に関する配慮

- a. 全地中系統での事故探査・復旧には多くの労力を要する。設備が直接埋設方式の場合は、事故探査が困難であり、場合によっては掘削工事の試行錯誤を繰り返すことになる。これは社会的影響が大きく、事故時への対応のために、少なくとも幹線部分は管路方式を採用するのが望ましい。
- b. 事故時以外の保守作業においても入孔（またはピット）が必要になる。この場合も、入孔作業等が交通障害とならないような位置に適切な間隔で入孔（またはピット）を配置する必要がある。
- c. 敷設方式を直接埋設方式とする場合、上述のような保守作業を行うために、作業が必要になる。この場合、無駄な作業を繰り返さないために、正確な位置に設備設置し、管理資料（設備位置図等）も正確なものを整備しておく必要がある。また、このニーズは、他のインフラ工事から電力設備が影響を受けないためにも重要である。

### 4) 公衆保安への配慮

- a. 33kV 架空配電設備を市街地に施設する場合、家屋等の構築物と充電部の離隔距離が確保できる設置スペースが必要である。また、他物との接触時の感電を防止するために、絶縁電線の採用等により線路の絶縁化が必要である。
- b. 33kV 地中系統において地上設置機器を施設する場合、機器故障時にはその電位上昇と周辺土地の電位上昇が問題になる。機器周辺の公衆の感電を防止するため、機器外箱の電位上昇ならびに歩幅電圧を安全な値に抑制する必要がある。機器外箱の電位上昇抑制については、中性点接地抵抗と機器接地抵抗の協調をとる必要がある。
- c. 33kV ケーブルをトラフ内に収納して施設する場合、ケーブル事故時にはアークが発生し地上に噴出する可能性がある。市街地での公衆への影響を防止するためトラフ深さの十分な確保またはアーク防護措置を講じる必要がある。また、アークの影響は近傍に並設される他設備も考慮する必要がある。よって、地中線が他の地中線や弱電流線と近接して敷設される場合は、地中線を難燃性の堅

牢な管に収納する、それらとの離隔距離を十分に確保する、もしくは、間に耐火壁を設ける、などの措置を講じる必要がある。

### (3) 事業化に向けた提言

33kV 配電網整備プロジェクトに、適用可能性の高い本邦技術として、事故区間自動検出システム、電圧制御機能付変圧器などがある。また、配電網の事故区間自動検出システムは、配電網の自動運用システムの構築にも有効であり、採用が期待される。

配電整備プロジェクトに本邦技術を適用するには、インド国政府の事業者および関連機関、JVVN・RVPN・RIICO などに本邦技術の価値や効果を理解してもらう必要がある。そのためには、本邦技術に特化した研修が有効である。日本の電力会社の配電設備や運用システムを実際に見学してもらい、理解を深めてもらう。パソコンによるシミュレーションによって、ビジュアルに自動復旧プロセスを確認できれば、その価値を理解することができる。

また、JVVN に専門家を派遣し、シャジャンプール開発地域の 33kV 配電網整備を行うための調査を実施し、本邦技術を積極的に紹介することが望ましい。また、他の工業団地へ 33kV 配電整備や本邦技術を展開するための調査も行う。

配電整備プロジェクトへの追加オプションとして、配電自動運用システムの構築とスマートメーターを設置する案がある。さらに、将来この地区に太陽光発電が導入された際に、スマートグリッドにより電力需給を制御するシステムも有効である。ただし、現在日本の 4 地域でスマートグリッドの実証試験が行われており、その結果を評価した上で、インド国に展開する可能性を探ることが考えられる。この追加オプションを実施する際にも技術協力が重要である。

インド国では都市部で配電ロスが 30% と高いことが問題となっている。配電網の運用システムを改善することによって、配電ロスの低減を図ることがインド国政府の大きな課題である。PPP のスキームにより、民間の技術力と資金も活用して、JVVN と利益を享受できるようなビジネスモデルが構築できれば望ましい。成功すれば、このモデルは他地域にも展開できる。

## 添付資料

添付資料 1 関係者リスト

添付資料 2 現地調査 面談記録

添付資料 3 収集資料リスト



# 添付資料 1

## 関係者リスト



**添付資料 1:関係者リスト**

## Ministry of Energy

Mr. Shri Alok Director

## Energy Department Government of Rajasthan

Mr. Naresh Pal GANGWAR Secretary of Power

## JAIPUR VIDYUT VITRAN NIGAM LTD (JVVN)

Mr. Sudhansh Pant Chairman of JVVN  
Mr. A.K.Gupta Director Technical  
Mr. C. S. Chandalia MBA Director (Power Trading)  
Mr. Anand Joshi Director Finance  
Mr. S.K. Gupta Superintending Engineer (Plan)  
Mr. Sanjay Lad Engineer  
Mr. R.K. Dixit Superintending Engineer, Alwar Office

## Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd.(RVPN)

Mr. Y. K. Raizada Director of Technical  
Mr. T. S. Sharma Senior Engineer  
Mr. L.N. Nimawat Superintending Engineer (P&P)  
Mr. D. K. Sharma Executive Engineer of Neemrana 220kv GSS  
Mr. B. B. Sharma Assistant Engineer of Neemrana 220kv GSS

## Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd.(RVUN)

Mr. Devesh Gupta Assistant Engineer, Project Planning  
Mr. Shin Prapash Sharma Assistant Engineer, Project Planning

## Rajasthan State Industrial Development &amp; Investment Corporation Ltd. (RIICO)

Mr. ANIL SHARMA General Manager (Marketing)  
Mr. D. P. Gupta Superintending Engineer (power)  
Mr. R. C. Jain Neemrana Regional Office Manager  
Mr. S.C. Garg Regional Manager

## Embassy of Japan

Mr. Yasujiro MIYAKE First Secretary

## JETRO

Hiroshi DAIKOKU

BSC Advisor

## NEDO

Mr. Iwao MIYAMOTO

Chief Representative

## JICA

Mr. Hiroshi SUZUKI

Senior Representative

Mr. Kazuyoshi OHNUMA

Representative

Ms. Shashi Khanna

Senior Development Specialist



## 添付資料 2

### 現地調査 面談記録



## 添付資料 2: 第 1 次現地調査 面談記録

訪問先	電力省 (Ministry of Energy)	打合せ日	2011 年 7 月 22 日 (金)
面談者	Mr. Alok		
調査団	JICA: 橋爪女史、Shashi 女史 ニュージェック: 山岡、田中、柴田		
電力省の Mr. Alok 氏と本調査に係る協議を実施した。			
<b>【調査概要の説明】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>調査団より、本調査の概要を説明し、電力省に本件への協力を依頼した。</li> </ul>			
<b>【新規案件形成に関する意見】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>ラジャスタン州は現在、複数の 660MW 相当の発電所建設を計画しており、将来の需要増加に対応するための事業計画を推進している。ニムラナ工業団地がある Alwar 地区についても、十分な社会インフラが整備されている。また、送電線についても、既設高圧送電線は継続的に設備更新が行われており、現状で問題はないと考えられる。停電は、農業による電力需要が高まる 9～10 月に起きているのではないかと。インフラ整備は変電所以降の配電網に問題があると思われる。</li> <li>ラジャスタン州ではガスパイプラインも敷設されている。日本の企業もガスタービン発電所の建設を計画している。</li> </ul>			
<b>【MOP の本調査への協力】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>インドの電力分野の事業は、各州政府と送配電・発電会社の管轄である。本件についても、各担当者の氏名を把握しているのであれば、まずは直接連絡を取ってもらった方が良いだろう。日程調整等が上手くいかないようであれば、こちらからも協力する。</li> </ul>			
<b>【今後の予定】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>MOP への調査報告については来週以降で調整することとする。</li> </ul>			
以上			

訪問先	RIICO ニムラナ事務所	打合せ日	2011 年 7 月 26 日 (火)
面談者	R.C.Jain 所長		
調査団	ニュージェック: 山岡、田中、白石、柴田、丸岡		
RIICO ニムラナ事務所を訪問し、Ic/R 説明と電力分野の案件形成に係る意見交換を実施した。			
<b>【ニムラナ工業団地について】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>ニムラナ工業団地および周辺は国道 8 号線のほか、鉄道が近傍を走っている。パワー駅は 26km、アジャルカ (Ajarka) 駅は 29km、それぞれニムラナ工業団地から離れている。このほかの路線では、カトワス (Khatuwas) 駅 (15km) とレワリ (Rewari) 駅 (39km) がある。DMIC 構想での貨物鉄道は、これらの駅を活用すると想定される。</li> <li>RIICO はニムラナ周辺に新規の工業団地建設を計画している。候補としては、幹線道路から西 40km ほどにある HONDA 工場の中間位置と、ニムラナの南の地域を想定している。また、日本企業</li> </ul>			

がある Phase-III についても、敷地を拡大する計画があり、日本企業の更なる進出が期待される。

- ・ ニムラナの標高は 309m であり、夏季は摂氏 25-45 度、冬季は 5-25 度、平均湿度は 53.8% である。平均降雨量は 620mm と少なく、近くに河川はない。したがって、工業団地では、利水用に地下水をくみ上げている。
- ・ ハリヤナ州の工業団地に比べて、土地代が安く、労働費用も安い。しかし、ラジャスタン州では人材不足のため、ハリヤナ州から熟練工や事務員を集める傾向にあり、労働費用も上昇傾向にあり、工業団地周辺に労働者が増えている。彼らの宿泊所も建設されており、宿泊費も上がっている。
- ・ ニムラナ地区の各種インフラ(電話やインターネット、銀行や ATM、郵便、警察、病院、学校、ホテル、市場など)は、かなり整備されている。

**【電力分野の案件形成について】**

- ・ ニムラナ周辺には RVPN の 220kV 変電所と JVVN の 33kV 変電所があり電力を供給している。電力供給は十分に整っていると思われる。
- ・ 電力分野では日本企業(NEDO)が太陽光発電所を、更に別の企業がガスタービン発電所の建設を計画している。
- ・ 電力分野の案件形成として、配電網の整備は可能性があると思う。

**【今後の予定】**

- ・ 27 日(水)の 9 時半に再度訪問し、RVPN の変電所を紹介してもらおう。

以上

訪問先	RVPN ニムラナ 220kV 変電所	打合せ日	2011 年 7 月 27 日(水)
面談者	D.K.Sharma 所長、B.B.Sharma 氏		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、白石、柴田、丸岡		

本調査の業務内容について説明を行い 220kV 変電所施設の情報収集を行った。

**【220kV 変電所の概要説明】**

- ・ Sharma 所長より施設の説明を受けた。施設概要について以下に記す。
  - 本施設は 2008 年 9 月 21 日に運転を開始した。
  - 設備は 220kV 送電線 2 回線、
  - 220/132kV 変圧器(100MVA) 2 台
  - 132kV 送電線 2 回線
  - 132/33kV 変圧器(50MVA) 2 台
  - 33kV 配電線 5 回線
  - 配電線の電力品質は、周波数は 50Hz±5%、電圧は±5% である。
  - 送電線は Khushkhera と Alwar 方面から接続されている。
- ・ Neemrana 団地には二つの電圧の配電線がある、ひとつは JVVN の 11kV 配電線、もうひとつはこの変電所から地下埋設の専用線で直接需要家に供給する 33kV 配電線である。なお、33kV の専用線は JVVN が管理しており、日本企業 3 社が申請中である。33kV の申請には負担金が必要である。
- ・ 将来的に 33kV の配電線の増強依頼が来ても、それに応じる変圧器の容量的にも余裕はある、また、土地の用意も出来ている。

- ・この変電所は 220kV 2 回線と 132kV 2 回線の送電線が入っており、将来的には 6 回線に増設する予定である。また、現在 220/132kV の変圧器を1台増設中である。本施設は、ラジャスタン州においても信頼度の高い変電所である。

以上

訪問先	JVVN	打合せ日	2011 年 7 月 27 日(火)
面談者	Mr. Chandalia, Director of Power Trade		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、白石、柴田、丸岡		
調査団より本調査の業務内容について説明を行い、情報収集を行った。			
<b>【ラジャスタン州の発電原価について】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>・私企業は発電に関心を抱いているが、ラジャスタン州の発電原価は 6INR/kWh だが、販売価格は 3INR/kWh である。</li> <li>・日本からのガス発電の発電原価も 4~5INR/kWh である。</li> </ul>			
<b>【その他】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>・技術部門の責任者である Gupta 氏の紹介を受けた。</li> </ul>			
以上			

訪問先	JVVN	打合せ日	2011 年 7 月 27 日(火)
面談者	Mr.A.K.Gupta, Director of Technical, Mr. Anand JOSHI, Director of Finance		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、白石、柴田、丸岡		
調査団より Ic/R の説明を行い、案件形成に係る協議を行った。			
<b>【円借款案件形成の可能性について】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ニムラナ工業団地における配電網整備などの案件形成について、円借款事業である限り、事業として成立する必要がある。融資を受けるに当たっては、まずコストが重要である。</li> <li>・案件形成の対象は必ずしも日本企業がある区画だけではなく、現地企業のある周辺区画も想定しており、今後、情報収集を行って対象範囲を絞り込む予定である。また、日本の円借款は利率が 1%程度である。</li> <li>・JVVN でも世界銀行の融資を受けて事業を実施している。外国(KfW)や国際機関(WB)の資金活用提案は、インド国との契約が最初で、それから地方政府を通して電力会社に降りてくるので、最初は利子の低い資金でも、電力会社が借りる時は高い利子になっている。また、非常に手間と時間がかかる。円借款の申請手順と資金の流れについて説明してもらいたい。</li> </ul>			
<b>【情報収集の協力依頼】</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>・案件形成の情報収集に関する協力を依頼し、Anand 局長より担当者を紹介して頂いた。</li> <li>・案件形成について、RVPN の Y.K.Raizada 局長の紹介を受けた。Raizada 氏は現在出張中で 8 月 2 日から出勤する予定である。</li> </ul>			

<ul style="list-style-type: none"> <li>・財務に係る資料は Anand 局長が手配する。その他の必要な資料については、適切な担当者を紹介する。</li> <li>・今後の予定については、明日(7月28日)の11時半に Anand 局長に電話で確認することとする。</li> </ul>
以上

訪問先	ラジャスタン州電力局	打合せ日	2011年7月28日(木)
面談者	Mr. Naresh Pal Gangwar, Secretary		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、白石、柴田、丸岡		
<p>調査団より Ic/R の説明を行い、情報収集を行った。</p> <p><b>【ラジャスタン州ニムラナ地域の信頼度向上について】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ニムラナ地域での系統信頼度向上の考え方について了解した。今後、具体的な案にて相談願いたい。案件策定については、プロジェクトコストが大きな要因となるだろう。</li> </ul> <p><b>【その他】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・必要データ等については、JVVN の Sudhansh 氏を紹介して頂いた。</li> </ul> <p style="text-align: center;">- JAIPUR VIDYUT VITRAN NIGAM LIMITED : Chairman&amp; Managing Director Sudhansh Pant</p>			
以上			

訪問先	JVVN	打合せ日	2011年7月28日(木)
面談者	Mr. Sudhansh Pant, Chairman& Managing Director, Mr.A.K.Gupta, Director of Technical		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、柴田		
<p>調査団より IcR の説明を行い、情報収集を行った。</p> <p><b>【ラジャスタン州ニムラナ地域の案件形成】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ニムラナ地域での信頼度向上策として 33kV 配電系統増強コンセプト等について了解した。</li> <li>・今後、案件形成に向けて必要な情報収集には Gupta 氏が支援し、適切な担当者を紹介して頂くこととなった。また、ニムラナ周辺の詳細なデータについては近隣の支局に資料を準備しておくよう指示する。ニムラナの支局には調査団が直接訪問することとする。</li> </ul> <p><b>【今後の予定】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・調査団から JVVN へ提供した質問票への回答とニムラナ周辺の詳細データ手配については、Gupta 氏から調査団に連絡する。</li> <li>・ニムラナ支局には来週の火曜日(8月2日)以降に訪問する。</li> </ul>			
以上			

訪問先	RIICO	打合せ日	2011年7月28日(木)
面談者	Mr. Anil Sharma, Addl. GM(Marketing), Mr. D.P.Guputa, Superintending Engineer		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		
打合せ目的	<p>： 本調査の目的、概要の説明 プロジェクトの概要説明 情報収集</p>		
入手資料	<p>： Industrial Land in Rajasthan, 2009, RIICO (Hard Copy)</p>		
打合せ内容	<p>：</p> <p><b>(1) 調査目的およびプロジェクトの概要の説明</b></p> <p>調査団が調査目的およびプロジェクトの概要の説明を行い、コメントを求めた。 コメントは、以下の通りである。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクトとしては、安い費用で電力供給することが重要である。 売電(発電)単価は以下の通りである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- JVVN : 4-4.5 INR/kWh</li> <li>- Diesel : 15-17 INR/kWh</li> <li>- Gas System : 9 - 11 INR/kWh</li> <li>- Solar : 12 - 15 INR/kWh (規模、システム、施設によって大きく異なる)</li> </ul> </li> <li>- ニムラナ地域の電力品質が悪いとは聞いていない。 停電回数が1日に2-3度あるとは思わない。 日本企業だけでなく、もっと多くの企業から状況を聞く必要がある。</li> <li>- 現在のラジャスタン州の供給能力は、9,000MWであり、2012年までに11,700MWとなる。さらに、2013年までには、接続(電力融通)によって、3,000MW 増強される見込みである。電力不足は、将来軽減される見込みである。</li> <li>- 電力が不足するのは、農業などで需要が増加する5-10月の一時期で、年間では10-15%の期間である。</li> <li>- インドでは電力の品質は、それほど重要ではない。周波数変動によるトリップは、それほど深刻な問題とは捉えていない。</li> </ul> <p><b>(2) 情報収集</b></p> <p>聞き取りによる情報収集を行った。その結果を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 州の西部で500MW級ソーラー発電(化石燃料を用いた発電と混合)の開発が決定した。</li> <li>- ニムラナ地域周辺の電力需要は、将来増加すると思われる。 ニムラナ地域では、28社の日本企業が運転、計画をしている。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 操業中 : 11社</li> <li>- 建設中 : 8社</li> <li>- 計画中 : 9社</li> </ul> </li> </ul> <p>正確ではないが50社程度の企業が操業している。 日本企業専用の地域の南部に拡張計画があり、規模は300-400エーカーである。 また、北西約10kmの地域に工業団地の開発が決定しており、用地は取得済みである。 (Shahjahanpur 地域、約2,000エーカー)</p>		

ニムラナ工業団地周辺では、その他の開発計画は無い。

- ニムラナ周辺 30km 以内 (Shahjahanpur Unit) には、6 つの工業団地がある。詳細な情報は、RIICO Neemrana 事務所で確認していただきたい。
- 通常、工業団地の開発には 18-24 ヶ月必要である。(申請～EIA～開発工事)
- Neemrana 団地の電力事情については、JVVN Neemrana 事務所が所有している。

**(3) その他**

必要なデータの収集やニムラナ団地内企業に対するヒアリングには協力するので、必要事項をリスト化し、メールで送っていただきたい。(宛先:R.C. Jain, C.C.:Anil Sharma)

以上

訪問先	JVVN	打合せ日	2011 年 7 月 28 日 (木)
面談者	Mr. Anand Joshi, Director of Finance		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		
打合せ目的	: 質問状に対する回答		
入手資料	: Terms of Conditions for Supply of Electricity-2004 (Hard Copy) Tariff for Supply of Electricity - 2004 (Hard Copy) Statistic Data(現地語、英語版無し)(Hard Copy) Annual Accounts 2009-10 (Hard Copy)		
打合せ内容	:		
	調査団が作成した質問状に対して、上記の入手資料を得た。また、入手資料で不足するものについてはヒアリングを行った。ヒアリング結果を以下に示す。		
Q:	援助機関からの貸付金利に対する政府機関からの上乗せは？		
A:	ここでは、無いと返答する。実情は、政府が WB で借りた 3~6%の金利が 9%となっている。しかしながら、市中金利より安い。		
Q:	経済分析を行う際の割引率は？		
A:	JVVN では、12%を適用している。		
Q:	経済・財務分析を実施した報告書があれば、提供してもらえないか？		
A:	JVVN は、経済・財務分析のレポートを所有しているが提供できない。		
	技術の質問に対する適切な担当者を紹介する。		
	以上		



訪問先	JVVN	打合せ日	2011年7月29日(金)
面談者	Mr.A.K.Gupta, Director of Technical, Mr. T.S. Sharma, Mr. Sanjay Lad		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、白石、柴田、丸岡		
<p>案件形成に係る協議を実施し、必要な資料の収集を依頼した。</p> <p><b>【ニムラナ工業団地周辺の配電網整備改善計画について】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ JVVN では 33kV の配電線による電力供給は 1,500kVA を超える需要家を対象としている。現在の電力品質のうち、電圧変動については、Regulator を取り付けなどの対策が取れるのではないかな。</li> <li>・ 太陽光発電については、現在の系統容量が 200MW であり、20MW を超える発電容量の計画は困難であり、案件としては難しいのではないかな。</li> </ul> <p><b>【資料収集】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ アルワール地区の 33kV 配電網の系統図は、JVVN の現地事務所で入手可能である。その他の必要資料についても、来週の火曜日以降(8月2日)に現地事務所に訪問すれば資料が入手できるよう手配しておく。</li> <li>・ 環境社会配慮の資料についてラジャスタン州では原則として、インド政府が発行する法令を順守している。本件について、送配電案件は特に環境社会配慮事項で問題はないのではないかな。</li> <li>・ 今後は T.S Sharma 氏に質問票の Word ファイルを送付することとする。</li> </ul> <p style="text-align: right;">以上</p>			

訪問先	JVVN	打合せ日	2011年8月2日(火)
面談者	Mr.A.K.Gupta, Director of Technical, Mr. T.S. Sharma		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		
<p>資料収集、聞取調査および打合せの調整依頼を実施した。</p> <p><b>(1) 収集資料</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 33kV 配電線マップ(ハードコピー)</li> <li>- JVVN の発電会社からの電力買い取り単価および送電線利用価格</li> </ul> <p><b>(2) 聞取調査</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mr. T.S. Sharma 氏より収集した資料に関して、略語、言葉の定義などを確認した。</li> </ul> <p>MU: Million Unit (Million KWh)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電型式毎の発電単価は？ → 発電会社(RUVN)に聞いてほしい。</li> <li>- 発電にかかる燃料コストは？ → 発電会社(RUVN)に聞いてほしい。</li> <li>- 電力料金を安くするために政府からの助成金はあるのか？ → 政府からの助成金はある。助成金額は、電力料金表に示されている。</li> <li>- 開発手順は？ → まず、需要想定や需要曲線を中央政府(CER; Central Electricity Regulatory Committee)に</li> </ul>			

提出し、承認を受ける。その需要を満足するような電源開発計画や送配電線計画(5-10カ年計画および年次計画)を、地方政府を通じて、Planning Commission(中央政府)に提出する。これが認められれば、開発計画の詳細(技術的实施可能性、財務的实施可能性)について、Board of Director in DISCOM で協議し、了承されれば開発される。

**(3) 打合せ調整**

発電会社および送変電会社の担当者を紹介するが、本日は不在である。

なお、担当者は、次の通りである・

送変電会社 RVPN; Mr. Raizada (Director of Technical)

発電会社 RVUN; Mr. Mather (Director of Technical)

Mr. T.S. Sharma に、JVVN Alwar での打合せ及び資料収集の手配を依頼し、了承された。JVVN Alwar の担当者は、次の通りである。

JVVN Alwar; R.K. Dixit, SE Alwar

以上

訪問先	RVUN	打合せ日	2011年8月3日(水)1
面談者	Mr. Devesh Gupta, Assistant Engineer Project Planning Mr. Shin Prapash Sharma, J Engineer Project Planning		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		

RVUN において、資料収集、聞き取り調査を実施した。

**(1) 収集資料**

- 資料-1 : Projections for Power Requirements
- 資料-2 : Installed Capacity of Generation Projects
- 資料-3 : Status of Power Project likely to be commissioned
- 資料-4 : 11<sup>th</sup> plan status
- 資料-5 : RVUN Recovered/Claim Tariff Charge from Discom
- 資料-6 : Installed Capacity at the end of 9 to 12th plan
- 資料-7 : List of State Power Plant
- 資料-8 : Actual/Estimated Capacity Charges (Fixed), RVUN
- Map-1 : Power Map of Rajasthan, 31.03.2011
- Book-1-3 : Annual Report RVUN, 2008-09, 2009-10, 2010-11 (現地語)

注) 資料名の一部を記述

**(2) 打合せ内容**

以下の質問/必要資料リストを作成し、情報収集を行った。結果を以下に示す。

No.	質問/必要資料	回答
Q1	The past data of generation (MWh) & peak demand (MW)	資料-1
Q2	The list of power stations in Rajasthan	資料-2
Q3	System Diagram of P/S & T/L	Map-1

Q4	The future plan of power generation (MW)	資料-1, 資料-3, 資料-6
Q5	The future demand (MW)	資料-1
Q6	What is the present issue in relation to generation sector?	次の点が問題と考えている。 ① Fuel Supply 割当量が中央政府によって決められており、十分ではない。 ② Environmental Clearance 申請、許可に非常に時間がかかり、プロジェクトの実施が遅れている。 ③ Experienced Engineer 技術者は多くいるが、経験のある、優秀な技術者が少ない。また、優秀な技術者は、民間企業に転職してしまう。 ④ Indian Manufacturers インド国内に製造業者が少ない。(BHL のみ) 応札可能なインド業者が少なく、中国企業が多く入っている。ヨーロッパや日本にもっと入ってほしい。
Q7	The list of the future power stations	資料-4
Q8	Statistics Year Book & Annual Report of RVUN	Book-1-3
Q9	Generating costs for each energy source (INR./kWh)	資料-5, 資料-8
Q10	Fuel costs for diesel oil, gas and coal for power generation (INR./unit)	資料-5, 資料-8
Q11	Gas supply system and plan to the Neemrana Area	RVUN には情報はない。Gas Authority に聞いてほしい。

また、日本政府には、技術支援を期待するというコメントがあったため、希望する技術支援について質問した。その回答は、以下の通りである。

- ① Plant operation & optimization
- ② Project planning & commercial issues
- ③ Fuel management in the plant level

以上

訪問先	RVPN	打合せ日	2011年8月4日(木)
面談者	Mr. Y.K. Raizada, Director (Technical) Room Mr. L.N. Nimawat, Superintending Engineer (P&P),		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		
議事内容:	RVPN 事務所 Mr. Raizada Director 室において、ラジャスタン州およびニムラナ地域の送電線、変電所について現在の状況、将来計画、事故データについて情報を聴取し資料を頂いた。		
【確認事項】	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ラジャスタン州の送電網図は先日頂いた。また、本日ニムラナ地域の詳細な送電網図も頂いた。</li> <li>・ニムラナ地域の送電網は現在、220kV の送電線と 132kV の送電線から電力供給している。それらの</li> </ul>		

送電線はニムラナ変電所に入り、33kV 配電線へとつながっている。33kV 配電線については JVVN(配電会社)の管轄である。

- ・ 33kV 変電所は JVVN の管轄であり、そこから 11kV の配電線が出ている。
- ・ ニムラナ地域は National Capital Region の中にあり、7つの 220kV 変電(Neemrana, Khuskhera, Kotputli, Bhiwari, Alwar, Mia, Manfdawar, Koputli) が連携している。そして、近くに中央政府所管の 400kV 変電所があり 400kV の送電線により電力を受けており、そこから 220kV 変電所へ 220kV 送電線で電力供給している。
- ・ 将来的には 400kV の 3 か所の変電所が近くに建設される予定である。
- ・ ニムラナ変電所は近くの 2 つの 132kV 変電所 (Shahjahanpur, Behror)とも連携を取っている。
- ・ 将来的には 765kV の中央政府所管の変電所の設置も考えているとの事。
- ・ 以上の事から、ニムラナ地域の電力供給に関しては、送電、変電のレベルでは将来的にも充実しており、十分であると考えられる。(ニムラナ地域送電線網図参照)
- ・ ニムラナ地域は National Capital Region に属しているため、電力供給については特別の配慮があるとの事。
- ・ 送電線、変電所の標準建設費について、一覧表を入手した。
- ・ また、事故率については、SAIFI(Average Interruption frequency Index)と SAIDI(System Average Interruption Duration Index)について情報を入手した。
- ・ RVPNNは Percentage System Availability という基準を作っており、最低でも 95%を確保しないと送電費用の支払いを減額されるペナルティがあるとのことである。
- ・

以上

訪問先	RIICO	打合せ日	2011 年 8 月 4 日(木)
面談者	Mr. Anil Sharma		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		
<p>RIICO Neemrana 事務所にメールにて依頼している資料収集、工業団地内企業からのヒアリング、JVVN Neemrana との打合せについて、調整状況の確認を行った。</p> <p>RIICO Neemrana 事務所では、次のものが対応する。</p> <p>2011.8.8(月): Mr.Subhash Garg, Regional Manager, 2011.8.9(火): Mr. R.C. Jain</p> <p>必要なデータは、再度、現地で依頼してほしい。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>			

訪問先	JVVN	打合せ日	2011 年 8 月 4 日(木)
面談者	Mr. S.K. Gupta, Superintending Engineer (Plan)		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		
<p>情報収集、入手資料内容の確認、および聞き取り調査を実施した。</p>			

<p>(1) 入手資料</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- JVVN における配電用変電所、配電線に関するコストデータ(ハードコピー, 2 枚)</li> <li>- Annual Report (配電会社 3 社の合本)</li> <li>- 既設および計画送電線リスト</li> </ul> <p>(2) 聞き取り調査結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ラジャスタンでは、65,000 接続/年の増加であり、特に、地方部、農業関係での増加が顕著である。</li> <li>- ラジャスタンでは、4 - 4.5 INR/kWh で電力を供給している。電力料金に対する政府からの補助金は、小規模需要家(地方部)と農業関係が大きく、3 INR/kWh 程度となっている。都市部の需要家に対しては、補助金はほとんど無い。補助金は、料金設定時と料金設定後の調整 2 回で考慮される。以前に Mr. Sharma から提供した資料に、料金設定後の調整補助金が示されている。</li> <li>- プライベートの電力事業者は、デリーやムンバイなどの大都市にしかない。</li> </ul> <p style="text-align: right;">以上</p>
---

訪問先	RVPN	打合せ日	2011 年 8 月 5 日(金)
面談者	Mr. L.N. Nimawat, Superintending Engineer (P&P)		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		
資料収集およびお礼の挨拶を行った。			
<p>(1) 入手資料</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- RVPN の Alwar 地域における変電所(既存、建設中)リスト</li> </ul> <p style="text-align: right;">以上</p>			

訪問先	JVVN Alwar	打合せ日	2011 年 8 月 8 日(月)
面談者	Mr. R.K. Dixit, Superintending Engineer		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		
調査団が調査の内容・目的などを説明し、資料および情報収集を行った。			
<p>(1) 資料収集</p> <p>以下の資料について情報提供を依頼した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Grid map of 11kV system (Distribution lines and substations)</li> <li>- Regional power supply data and demand (Actual and Future)</li> <li>- Fault Data <ul style="list-style-type: none"> <li>System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)</li> <li>System Average Interruption Duration Index (SAIDI)</li> </ul> </li> <li>- Demand of the customers on Neemrana Area, especially big and medium customers by the 11kV distribution line and 33kV line (Total and Each)(Present and Future)</li> <li>- Extension plan of distribution line and substation</li> </ul> <p>情報提供依頼に対して、全データは JVVN Alwar にあるが、資料収集・整理に 2-3 日頂きたい。今</p>			

週中に email にて送付する。

(2) その他の情報

- 1) 11kV および 33kV 配電線への接続について  
 1,500kVA 未満の大型需要家が 11kV, 1,500 – 5,000 kVA の需要家が 33kV という原則があるが、1,500 kVA 以下の需要家が 33kVA に接続することは可能である。近傍に 33kV の送電線が有る場合、接続している 1,500 kVA 以下の需要家もある。ただし、1,500 kVA を超える場合に 11kVA に接続することは認めていない。
- 2) ラジャスタン電力セクターの課題  
 設備容量の不足が問題と捉えている。現在、供給可能容量は、需要を下回っている。このため、原子力発電などの開発も必要となる。
- 3) スマートメータについて  
 スマートメーターについて詳しいわけではないが、小さな領域や工業地帯での適用に適していると思う。州レベルなどの大きな範囲では適さないと思う。

以上

訪問先	RIICO Neemrana	打合せ日	2011 年 8 月 9 日 (火)
面談者	Mr. R.C. Jain		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		

調査団がこれまでの調査結果概要を説明し、追加情報収集を行った。

(1) 資料収集

- 以下の資料を入手(購入した)。
- RIICO Neemrana が管轄する全ての工業団地地図。(ハードコピー、購入)
  - 工業団地の位置図

(2) その他の情報

- 1) RIICO 工業団地の開発計画について
  - RIICO はマスタープランを作成していない。
  - 工業団地のマスタープランは、Urban Development Department (Urban Improvement Trust)が作成する。
  - マスタープラン(SNB マスタープラン)には、工業団地のみならず、施設、住居など、様々な計画が盛り込まれている。
  - SNB マスタープランは、Bhawadi にある Urban Development Department で入手できる。担当者は、Mr. Deepak Nandi (Secretary UIT)である。
- 2) 太陽光発電
  - ラジャスタン州では、5MW x 100 サイト、合計 500MW の太陽光発電計画がある。
- 3) インドの地形図
  - インド全土の地形図は GT Sheet と呼ばれ、Geological Survey of India で購入できる。
  - S=1:25,000, 50,000, 75,000 の 3 種類があり、誰でも購入できる。
  - 近傍では、デリーで購入できる。

## 4) Neemrana 工業団地内企業の紹介

- International 企業として、Miller ビール工場を紹介する。
- Local 企業として、Hindusthan National Glass & Industries Ltd.を紹介する。
- 企業へは、S. C. Garg (Regional Manager) が案内する。

なお、Miller は、工場が休みとのことで別の企業訪問となった。

以上

訪問先	Hindusthan National Glass & Industries	打合せ日	2011年8月9日(火)
面談者	Hindusthan National Glass & Industries LTD. Vice president Mr. Kuldeep K. Sharma 案内: RIICO, Regional manager, Mr. S.C. GARG		
調査団	ニュージェック: 白石、丸岡		

Neemrana 工業団地のインド企業に当地での電力供給について事情を聴取した。

## 1. 調査団から今回訪問の目的説明

Hindusthan National Glass & Industries より、会社概要説明。当社はインドで7番目の規模を誇るガラス容器製造会社。ビールビンや化粧品容器など幅広く作っているとの事。

## 2. 電力供給について

- ・工場は24時間体制で操業しており、そのため、無停電の電力供給が必要とされる。そのため、数年前からニムラナ変電所から33kV 地中送電線(負担金による専用線)で電力供給を受けており、今は、ほとんど停電はなくなった。それまでは、11kV の配電線で電力供給を受けていたため、停電にたびたび会い困っていた。
- ・33kV 配電用変圧器は OLTC(自動電圧調整器)を備えている。また、工場内は AVS(自動電圧安定器)を装備しており、電圧変動、周波数変動には保護リレーで対処している。しかし、それでも、停電対応には不十分であり、安定した電力供給が必要である。
- ・電力消費としては3MWである。
- ・また自家発電設備としてガスエンジン発電設備を4.4MW(2MW+2.4MW)を設置している。さらにそのバックアップとして、3MW(1MW×3台)のディーゼル発電設備を持っている。
- ・費用的には、配電会社(JVVN)からの電気が一番安く4.4 INR/kWh、ガスエンジン発電が5 INR/kWh、そして、ディーゼル発電が一番高く9 INR/kWh 程度である。
- ・停電は10~12時間/月で起きており、自家発電で対処している。
- ・ガスエンジン発電用に3年前にガス会社(Gas Authority Indo LTD)とガス供給契約を結んだので安く(17 INR/SCM)ガスが買えているが、今ガスを買う契約を結ぼうとすると32 INR/SCMと価格が高騰している。しかし、ガスの供給が始まったのは1年前であり、契約から供給まで2年要した。
- ・電気のコストに占める割合は、ガラス会社なので40%と高く、電気料金ならびに電力供給の供給信頼度の与える影響は大である。電力の品質改善は良いプロジェクトであるが、このような工場では、電気料金が最も大きな要因である。
- ・ガラス製造に使う燃料はクルードオイルであるがこの価格も近年高騰している。去年は22-24 INR/リッターであったが、現在は25-26 INR/リッターとなっている。

<p>3. 今一番困っている電力供給上の問題</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 24 時間操業している工場のため、無停電の安定した電力供給が求められる。</li> </ul> <p style="text-align: right;">以上</p>
--

訪問先	Ginni International LTD.	打合せ日	2011 年 8 月 9 日(火)
面談者	Mr.Umesh GUPTA (President) and G.M. Mr. R. K. Khanna 案内:RIICO, Regional manager, Mr. S.C. GARG		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		

Neemrana 工業団地のインド企業に当地での電力供給について事情を聴取した。

1. 調査団から今回訪問の目的説明

2. Ginni International LTD. について

インドの綿織物会社であり、製品を海外に輸出している。  
従業員は管理部門、250 人、作業員 1100 人である。

3. 電力供給につて

- ・ 工場は 24 時間体制で操業しており、そのため、無停電の電力供給が絶対的に必要とされる。そのため、数年前からニムラナ変電所から 33kV 地中送電線(負担金による専用線)で電力供給を受けている。それでも、夏場には数日(4, 5 日)は電力供給の制限が、夜 7 時から 11 時まで続くことがある。電力の絶対量の不足のためである。電圧変動や電圧低下の問題はない。供給力が大きな問題である。
- ・ 電力消費は 5.5 MW 程度である。(契約電力は 7 MW)
- ・ 自家発電設備として、6 MW ディーゼル発電設備(3 MW×2 台、ドイツ製)を設置している。
- ・ 費用的には、配電会社(JVVN)から 4.2 INR/kWh で購入している。もし IPP が 4.0 INR/kWh で電力を売るのならば IPP から購入する用意がある。先日に関西電力から電力の売り込みがあった。
- ・ 工場では、全体費用の内、電気料金の占める割合は 11%である。
- ・ 電力供給が安定し、量的にも十分であれば、工場の製造量を増加できる。

4. 電力供給上の問題について

- ・ 無停電の安定した電力供給。
  - ・ 配電線の保守が非常に悪く、事故の元である。改善の余地は大きい。
- 以上

訪問先	Urban Improvement Trust, Bhiwadi	打合せ日	2011 年 8 月 10 日(水)
面談者	Mr, Deepak Nandi, R.A.S. Secretary		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		

Neemrana 工業団地周辺の開発計画について事情を聴取した。



### 1. Urban Improvement Trust (UIT), Bhiwadi について

- UIT は、政府系の独立機関であり、事業運営に政府支援は入っていない。
- 事業は、開発用地の販売、土地の賃借料、土地使用料、建築計画の許可費用などで行っている。
- UIT Bhiwadi は、4 つの街(Bhiwadi, Sanjapor, Neemrana, Behrod)と 225 の村落を管轄している。これらのエリアは、National Capital Region の一部に指定されている。
- これらの街のマスタープランを作成している。

### 2. 都市開発マスタープランについて

- SNB マスタープランを作成している。SNB とは、Sanjapor, Neemrana, Behrod の頭文字を取っている。
- SNB マスタープランは RIICO のウェブサイトからダウンロード可能である。
- ニムラナ工業団地周辺の開発計画図を入手した。

以上

訪問先	Geological Survey of India	打合せ日	2011 年 8 月 10 日(水)
面談者	-		
調査団	ニュージェック:白石、丸岡		

Alwar 地域の地形図購入 (GT Sheet) のため訪問したが、以下の返答があった。

- 外国人は、GT Sheet を購入できない。(紹介が必要)
- デリーでは、Alwar 地域の地形図の在庫はない。
- 地形図を更新中であるため、地形図の増刷は行っていない。在庫が無くなれば、購入は出来ない。

以上

第 2 次現地調査 面談記録

訪問先	JVVN	打合せ日	2011 年 10 月 11 日(火)
面談者	Mr.A.K.Gupta, Director of Technical、Mr. Fatech		
調査団	ニュージェック:山岡、田中、白石、丸岡、柴田		
<p>インテリムレポートに基づいて JVVN と打合せを行った。提出資料は以下の通りである。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- インテリムレポート(英文):2 部</li> <li>- インテリムレポート要約(英文):2 部</li> <li>- Program of 2nd Survey</li> </ul> <p>1. インテリムレポートの説明</p> <p>これまでの調査結果に基づいて作成したインテリムレポートの要点を説明し、JVVN の意見を聴取した。</p> <p>この報告書では、ニムラナ工業団地を含む周辺地域(RIICO 開発地域)の電力供給信頼度を向上するために、JVVN に対して下記の二つの案件を提案している。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) 現在、RIICO 開発地域で活動中および今後進出予定の日本企業およびインド企業への電力供給信頼度を上げるために、配電電圧を 11kV から 33kV へ昇圧する 配電網設備整備プロジェクトを提案する。</li> <li>2) 上記プロジェクトへの追加オプションとして、検針の正確性と課金の公正性を確保する(漏電や盗電の電力量と場所を特定するため、スマートメーターを設置する案や、太陽光発電をグリッド内で効果的に運用するためにスマートグリッドを構築する案がある。</li> </ol> <p>2. JVVN の意見</p> <p>JVVN の意見は以下のとおりである:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- RIICO 開発地域の需要家に対して、配電系統の電力供給信頼度を向上させる必要があることは理解した。</li> <li>- 提案を今後推進するには、下記の項目について対象地域の具体的なデータに基づいて詳細な評価分析し、詳細プロジェクトレポート(Detailed Project Report)を作成すべきである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 電力需給の過去のトレンド、将来計画</li> <li>➢ 既設電力設備(送配電線、33kV 変電など)の確認と今後の増設計画</li> <li>➢ 11kV 配電線の 33kV 配電線への昇圧計画と費用 (Low Tension:415kV, High Tension: 11kV、33kVなど)</li> <li>➢ 配電線敷設図(Topographic Map with Distribution Lines)や単線結線図(Single Line Diagram)の作成</li> <li>➢ スマートメーター設置やスマートグリッド構築計画とその費用</li> </ul> </li> </ul> <p>3. 今後の対応</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- JICA 調査団は、「今回の提案はコンセプトレベルのものであり、案件を形成するための最初のステップとしての調査結果であること、さらに、JVVN がこの提案に同意するならば、JICA と協議をして、次のステップ、Feasibility Study(JVVN の DPR 相当と考える)に進むことが可能となる」と説明した。</li> </ul>			

- JVVN は、「本件の今後の方針について、JVVN の最高責任者 (Chairman and managing director, Mr. Sudhansh Pant) 宛てにレターを出して欲しい」と要望し、JICA 調査団は、「JICA 本部や JICA インド事務所と相談して対応する」と返答した。
- JICA 調査団は、RIICO 開発地域の配電ネットワーク関連の現状確認と更なる情報収集のため、JVVN のアルワール事務所と RIICO 事務所を訪問する。

以上

訪問先	JVVN	打合せ日	2011 年 10 月 14 日 (金)
面談者	Mr.A.K.Gupta, Director of Technical		
調査団	ニュージェック: 山岡、白石、柴田		

本業務において提案する案件の今後の方針について JVVN と協議を行った。提出した資料は以下の通りである。

- JICA's Operation in INDIA
- Terms and Conditions of Japanese ODA Loans
- Press Release (June 16, 2011)
- JICA's cooperation in India

#### 【今後の方針について】

調査団より JICA インド事務所の大沼氏より提供された資料を用いて、JICA 援助方針や日本の有償資金協力事業の説明を行い、調査団が提案する以下の案件について協議した。

- 1) 現在、RIICO 開発地域で活動中および今後進出予定の日本企業およびインド企業への電力供給信頼度を上げるために、配電電圧を 11kV から 33kV へ昇圧する 配電網設備整備プロジェクトを提案する。
- 2) 上記プロジェクトへの追加オプションとして、検針の正確性と課金の公正性を確保する(漏電や盗電の電力量と場所を特定する)ためのスマートメーターを設置し、太陽光発電をグリッド内で効果的に運用するスマートグリッドの構築案がある。

主な協議内容を以下に示す。

- ・ JVVN が本案件を円借款事業として要請を挙げるには、まず、事業の詳細を示す DPR (Detailed Project Report)を作成し、JVVN 内部において事業内容を審査する必要がある。
- ・ JVVN としては他事業の優先順位、および資金の問題から、JVVN 側で本案件の DPR を作成することはできない。ただし、日本側で DPR 相当の調査を実施する点については JVVN としても異論はない。
- ・ DPR 作成については、調査団が JICA と協議することとする。

#### 【本案件に対するコメント】

インテリムレポートを用いて調査団が提案した案件に関する協議を実施した。主な協議内容を以下に示す。

- ・ JVVN としては、ニムラナ工業団地周辺は新しく開発された地域であり、ラジャスタン州内でも整備が進んでいると考えている。変電所からの配電ロスはずか 0.5% であり、停電も 2 回/日程度である。
- ・ JVVN から電力供給を受けておらず、ディーゼル発電機で電力を賄っている需要家の発電原価は

10INR/kWh 程で、JVVN の売電単価は 5INR/kWh である。

- ・ JICA 調査団が収集したニムラナ工業団地の工場の電力事情の資料については、電圧の変動および停電が頻発していることについては了解である。
- ・ 停電については、変電所などの設備整備による影響が大きいのではないかと。また、需要家の受電設備にも問題があるのではないかと。いずれにせよ、今後、事業実施においては更に詳細な情報を収集する必要があるだろう。
- ・ 事業実施においては、需要家の満足度を上げること、そして、JVVN が財務的に便益を上げられることが重要である。
- ・ 環境社会配慮について、JVVN の配電事業ではインド国が定める環境クリアランスを取得する必要はないだろう。配電線の敷設ルートとなる道路脇は公共の土地であり、土地収用の問題はほとんどないと考ええる。

**【その他】**

- ・ JVVN としては、ジャイプール近郊の配電網整備を実施したいと考えている。本案件のような地下埋設の配電線は技術的、商業的な配電ロスの削減に有効と考えているが、資金調達が難しい。
- ・ JVVN では USAID、World Bank から融資を受けている。これらの融資については、Finance Manager の Anand 氏が詳しい。ただし、現在 JVVN は借入額が大きいため、インド国内の銀行からの新規の資金調達は難しい。本案件での融資は日本政府－中央政府の融資になるので問題はないだろう。

以上

訪問先	JVVN Alwar 事務所	打合せ日	平成 23 年 10 月 14 日(木)
面談者	JVVN Alwar (配電会社) : Mr. R.K. Dixit (Superintending Engineer), S.C. Jain, S.K. Sharma (Assistant Engineer)		
調査団	ニュージェック: 田中、丸岡		

本事業対象地域の配電事業を管轄する JVVN Alwar 事務所において、インテリムレポート概要の説明および情報収集を行った。提出資料は以下の通りである。

- インテリムレポート(英文) : 2 部
  - インテリムレポート要約(英文) : 2 部
1. JICA 調査団がインテリムレポートに示した調査結果の概要を説明し、JVVN の意見を聴取した。
  2. JVVN Alwar の意見は以下のとおりである：
    - Neemrana 工業団地および周辺の工業団地の電力品質が悪いことは理解しており、JICA 調査団の提案内容(33kV 配電網増強)は歓迎できるものである。
    - プロジェクト推進のために、必要な協力をする。情報や現地案内など、必要な支援を教えて欲しい。
  3. JICA 調査団は、以下の情報の提供を依頼した。
    - 対象工業団地毎のピーク時電力需要 (kW)と電力供給量(kWh)に関する過去 5 年間の実績および今後 5 年間の予測
    - 対象地域の既設 33kV 配電線網(所有していないとのことなので、Neemrana 工業団地の地図に

<p>作図を依頼)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 対象地域の変電所および送電線を含む 33kV 配電線網拡張計画</li> </ul> <p>4. インテリムレポートに対する JVVN Alwar のコメントを依頼した。</p> <p>5. 第 1 時現地調査時に入手した資料に関する聞き取り調査を行った。</p> <p>6. 上記 3 および 4 の項目については、2011 年 10 月 19 日を目途に、メールにより提供・返答すること。</p>
以上

訪問先	インド電力省	打合せ日	2011 年 10 月 17 日(月)
面談者	Mr. Alok		
調査団	JICA: 大沼調査役、Shashi 女史 ニュージェック: 山岡、田中、丸岡		
<p>電力省の Mr. Alok 氏に本調査の報告と協議を行った。</p> <p><b>【調査報告の説明】</b></p> <p>調査団より、本調査のインテリムレポート要約を用いて提案案件を説明し、電力省の意見聴取を行なった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ニムラナ工業地域及び周辺地域を含む、33kV 配電システム増強案件</li> <li>・ ニムラナ工業地域を優先的に増強する</li> <li>・ スマートグリッドについては追加案件としての位置づけである。</li> </ul> <p><b>【新規案件形成に関する MOP 意見】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 提案地域では、送電システムは問題ないが、配電システムの増強必要性については認識している。</li> <li>・ 提案内容は、技術面では合意できるものであり、検討を感謝している。</li> <li>・ 資金面では、ラジャスタン州 JVVN は、資金繰りが大変で資金調達が困難である。下記提案が出来れば、より優れた JICA 案件となる。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 増強により、送電損失低減が計れば大きな裨益となる。</li> <li>➢ PPP 等の外部資金を活用し、JVVN と裨益を分担するスキームが出来ればベターである。</li> <li>➢ このスキームが成立すれば、他地域にもモデルケースとして展開も可能である。</li> <li>➢ RIICO も JV のデベロッパー候補として考えられる。</li> </ul> </li> <li>・ ハリヤナ州において、同様なスキームを検討中である。</li> <li>・ RIICO では、上記について財務責任者とコンタクトする必要があると考える。</li> </ul>			
以上			



# 添付資料 3 収集資料リスト





**添付資料3 収集資料リスト**  
(調査名 デリー・ムンバイ間産業大動脈都市部電力インフラ環境改善のための本邦技術活用に係る基礎情報収集・確認調査)

**電力セクター**

番号	資料の名称 (参照URL)	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
1	National Electricity Policy <a href="http://www.powermin.nic.in/whats_new/national_electricity_policy.htm">http://www.powermin.nic.in/whats_new/national_electricity_policy.htm</a>	WEB	コピー	MOP	2005
2	National Tariff Policy <a href="http://www.powermin.nic.in/whats_new/pdf/Tariff_Policy.pdf">http://www.powermin.nic.in/whats_new/pdf/Tariff_Policy.pdf</a>	電子データ	コピー	MOP	2006
3	Electricity Act 2003 in India	刊行物	コピー	MOP	2003
4	Electricity Act 2003 in Rajasthan	電子データ	コピー	DOE	2003
5	Rajasthan Power Sector reforms policy statement 1999 <a href="http://www.rajenergy.com/polstat99.htm">http://www.rajenergy.com/polstat99.htm</a>	WEB	コピー	DOE	1999
6	Power map of Rajasthan <a href="http://www.rajenergy.com/">http://www.rajenergy.com/</a>	電子データ	コピー	DOE	2011
7	Power Map of NCR Area	A3	コピー	RVPN	2011
8	Power Map of Alwar District	A3	コピー	JVVN	2011
9	List of MIP Consumers in Industrial Area	A4	コピー	JVVN	2011
10	Unit cost of JVVN facilities	A4	コピー	JVVN	2011

添付資料3 収集資料リスト

(調査名 デリー・ムンバイ間産業大動脈都市部電カインフラ環境改善のための本邦技術活用に係る基礎情報収集・確認調査)

番号	資料の名称 (参照URL)	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
11	Installed Capacity og Generating Projects Connected to the RVPN Grid Including Allocation of Central Sector Projects as on 30 June-11	A4	コピー	RVUN	2011
12	Status of Power Projects likely to be Commissioned during XII-Plan (2012-2013 to 2016-2017)	A4	コピー	RVUN	2011
13	11th Plan state sector & private sector Power Projects	A4	コピー	RVUN	2011
14	12th Plan state sector & private sector Power Projects	A4	コピー	RVUN	2011
15	Installed Capacity at the end of IX-Plan, X-Plan, XI-Plan (MW)	A4	コピー	RVUN	2011
16	Progress of the Loss Reduction Program	A4	コピー	JVVN	2011
17	Power Distribution Reforms in Rajasthan	A4	コピー	JVVN	2011
18	Tarrif for Supply of Electricity 2004	刊行物	コピー	JVVN	2011
19	Terms and Conditions for Supply of Electricity-2004	刊行物	コピー	JVVN	2011
19	JVVN Annual Report	刊行物	コピー	JVVN	2011

**添付資料3 収集資料リスト**  
(調査名 デリー・ムンバイ間産業大動脈都市部電力インフラ環境改善のための本邦技術活用に係る基礎情報収集・確認調査)

**産業セクター**

番号	資料の名称 (参照URL)	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
1	Investment_Policy_2010 <a href="http://www.riico.co.in/investment_policy_2010.pdf">http://www.riico.co.in/investment_policy_2010.pdf</a>	電子データ	コピー	RIICO	2010
2	SEZ Policy 2003 <a href="http://www.riico.co.in/SEZ%20Policy%202003.PDF">http://www.riico.co.in/SEZ%20Policy%202003.PDF</a>	電子データ	コピー	RIICO	2003
3	REVISED LAYOUT PLAN OF VIGYAN NAGAR INDUSTRIAL COMPLEX SHAHJAHANPUR DISTRICT	A3	コピー	RIICO	2011
4	LAYOUT PLAN OF INDUSTRIAL AREA NEEMRANA	A2	コピー	RIICO	2011
5	SNB Proposed Land Use Plan	A2	コピー	RIICO	2011
6	LAYOUT PLAN OF INDUSTRIAL AREA SOTA NALA VILLAGE	A1	コピー	RIICO	2011
7	Map of KESWANA	A1	コピー	RIICO	2011
8	Map of Ghilot	A4	コピー	RIICO	2011
9	Neemrana General Information and Infrastructural Facilities	A4	コピー	RIICO	2011
10	Industrial Land in Rajasthan	刊行物	コピー	RIICO	2011

添付資料3 収集資料リスト

(調査名 デリー・ムンバイ間産業大動脈都市部電力インフラ環境改善のための本邦技術活用に係る基礎情報収集・確認調査)

番号	資料の名称 (参照URL)	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
11	Statistical Abstract 2011 in Rajasthan	刊行物	コピー	Rajasthan State Government	2011

環境セクター

番号	資料の名称 (参照URL)	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
1	The Environmental Protection Act	刊行物	コピー	MOEF	2007
2	EIA-Notification so1533 <a href="http://moef.nic.in/legis/eia/so1533.pdf">http://moef.nic.in/legis/eia/so1533.pdf</a>	電子データ	コピー	Department of Environment	2006
3	Rajasthan State Environment Policy 2010 <a href="http://environment.rajasthan.gov.in/Utilites/Upload/Environment_policy/environment_policy.pdf">http://environment.rajasthan.gov.in/Utilites/Upload/Environment_policy/environment_policy.pdf</a>	電子データ	コピー	Department of Environment	2010

