

資源エネルギー庁

平成 30 年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業(インド・系統安定化に関する調整力市場制度整備にかかる調査)

調査報告書
(概要版 兼 公開版)

平成 31 年 3 月
(2019 年 3 月)

東京電力パワーグリッド株式会社

目 次

第 1 章 事業概要	1
1.1. 調査目的	1
1.2. 調査内容	1
1.3. 調査スケジュール(現地渡航調査).....	1
1.4. 実施体制	2
第 2 章 イ国の電力事情	3
2.1. イ国の電力基本情報	3
2.1.1. エネルギー政策動向	3
2.1.2. 地球温暖化防止政策動向.....	4
2.1.3. 再生可能エネルギー導入政策・動向	4
2.1.4. 電源開発動向	5
2.1.5. 電力自由化の動向	5
2.1.6. 供給系統.....	6
2.1.7. 電気料金メニュー	6
第 3 章 イ国の需給および系統計画と運用に関する調査・課題の分析	7
3.1. 電気事業実施体制	7
3.2. 系統運用	8
3.3. 電力供給	9
3.4. 需給運用	11
3.4.1. イ国の需給計画と運用	11
3.4.1.1. 翌日計画の策定	11
3.4.2. 需給運用方法	11
3.4.3. 発電機調整における DSM(Deviation Settlement Management).....	12
3.5. 電力需要想定	12
3.6. 電源開発計画	13
3.7. ロードカーブ	14
3.8. 再生可能エネルギー大量導入時の需給バランス	15

3.9. 電力品質(周波数)の現状	16
3.10. 調整力の必要量	18
3.11. 限界費用による発電機出力配分	22
3.12. 再エネ予測	25
第4章 提言	27
4.1. アンシラリー市場	27
4.2. 再生可能エネルギー(REs)予測	27
第5章 イ国のEV導入の現状と課題	28
5.1. イ国政府の施策	28
5.2. EV普及状況と見通し	28
5.2.1. 普及状況	29
5.2.2. 普及見通し	29
5.2.3. 普及にあたっての課題	29
5.3. 充電インフラ設備普及状況と見通し	30
5.3.1. 充電インフラ普及状況	30
5.3.2. 充電インフラの規格採用状況	30
5.3.3. 充電インフラの利用実態と料金体系	31
5.3.4. 普及にあたっての課題	31
第6章 EVの電力系統への接続(V2G)に関する調査、課題の分析	32
6.1. EVの配電系統への接続	32
6.1.1. 設備概要と現状	32
6.1.2. 充電ステーションの連系	32
6.1.3. 配電系統の課題への対応	32
第7章 EV電池を活用した対応策	33
7.1. EV電池を活用した対策案	33
7.2. 充電時間シフト機能	34
7.2.1. システム概要と結果	34
7.2.2. 統合管理サーバー	34

7.2.3. 車両情報管理サーバー	34
7.2.4. ユーザーI/F	34
7.2.5. 2017 年度の実証結果	34
7.2.6. イ国向け充電時間シフト機能について	35
7.3. 本提案の優位性	35

図目次

図 1-1 調査実施体制	2
図 2-1 世界の一次エネルギー総供給量(2016 年)	3
図 2-2 主要国の一人あたりの電力消費量(2016 年).....	3
図 2-3 世界の CO ₂ 排出量(2015 年).....	4
図 2-4 風力・太陽光発電のポテンシャル	5
図 3-1 イ国の電力セクター構成	8
図 3-2 各地域給電指令所のエリア	9
図 3-3 発電設備容量(MW)の推移(実績)	9
図 3-4 発電電力量(MU)の推移(実績)	10
図 3-5 石炭火力発電所の稼働率の推移	10
図 3-6 イ国の翌日計画策定スケジュール	11
図 3-7 最大電力の実績と見通し	12
図 3-8 電力量の実績と見通し	13
図 3-9 発電設備量の推移(実績と計画)	14
図 3-10 発電電力量の推移(実績と計画)	14
図 3-11 最大電力発生日の想定ロードカーブ(2021 年度).....	15
図 3-12 イ国の周波数状況(2018 年 9 月 7 日).....	17
図 3-13 イ国の周波数状況(2018 年 9 月 8 日).....	17
図 3-14 イ国における需給調整と周波数調整の概略図.....	19
図 3-15 中央給電指令所と発電機の間における AGC 概念図	20
図 3-16 メリットオーダーと限界費用の発電機出力配分の違い	22
図 3-17 発電単価と限界費用の考え方	23
図 3-18 限界費用による配分の副次的効果	23
図 3-19 典型的な日本の発電機の「出力ー燃料費用特性」の例	24
図 3-20 2015-16 イ国の総需要デューレーションと RRAS 分担需要	25
図 5-1 国内新車販売台数の推移	28
図 5-2 イ国における BEV と PHEV の保有台数	29
図 5-3 公共充電ステーションの設置推移	30

表一覧

表 1-1 現地調査実績	2
表 3-1 各シナリオにおける太陽光と風力の普及率、発電抑制率、CO ₂ 排出量削減率.....	16
表 3-2 イ国における予備力・周波数調整力の基本的な考え方	18
表 3-3 必要な予備力・周波数調整力	19
表 3-4 RRAS のメリットオーダー.....	21

略 語 表

略語	正式名称	説明
AGC	Automatic Generation Control	自動発電制御装置
CEA	Central Electricity Authority	中央電力庁
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	中央電力規制委員会
CTU	Central Transmission Utility	中央送電会社
DISCOM	Distribution Company	配電会社
DAE	Department of Atomic Energy	原子力エネルギー局
EDC	Economical Load Dispatch	経済負荷配分
EMS	Energy Management System	電力需給調整システム
GST	Goods and Service Tax	消費税
IEGC	Indian Electricity Grid Code	インド系統運用規則
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
ISGS	Inter State Genetating Station	独立系発電事業者
JEPIC	Japan Electric Power Information Center, INC.	海外電力調査会
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	日本国際協力機構
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
MoP	Ministry of Power	電力省
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NLDC	National Load Dispatch Center	中央給電指令所
NREL	National Renewable Energy Laboratory	米国国立再生可能エネルギー研究所
NRLDC	Northern Regional Load Dispatch Center	北部地域給電指令所
NTPC	National Thermal Power Corporation	インド火力発電公社
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	インド国営送電会社
POSOCO	Power System Operation Corporation Limited	インドの電力系統運用会社

PwC	PricewaterhouseCoopers Pvt. Ltd.	プロフェッショナルサービス ファーム
QCA	Qualified Coordinating Agency	認定コーディネート機関
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RLDC	Regional Load Dispatch Centre	地域給電指令所
RRAS	Reserves Regulation Ancillary Services	調整力アンシラリーサービス
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御システム
SEB	State Electricity Board	州電力委員会
SERC	State Electricity Regulatory Commission	州電力規制委員会
SGC	State Grid Code	州系統運用規則
SIAM	Society of Indian Automobile Manufacturers	イ国自動車工業会
SLDC	State Load Dispatch Centre	州給電指令所
SSGS	State owned Generation Station	州管轄の発電機
TERI	The Energy and Resources Institute	エネルギー・資源研究所
TSO	Transmission System Operator	一般送電事業者
UI	Unscheduled Interchange	計画外電力需給

第1章 事業概要

1.1. 調査目的

経済のグローバル化によって、世界の成長センターであるアジアの動向は欧米を含む先進国や資源国を含む新興国の経済に大きな影響を及ぼしている。中でもインド国(以下、イ国)は、2030年までに人口で中国を抜くと見られるなど、その大きなポテンシャルに注目される。

かかる中、イ国においては太陽光や風力を中心に2022年までに175GWの再生可能エネルギーの導入を目指している。他方でこうした変動電源である再生可能エネルギーを実際に大量に導入するためには、系統への影響に対する懸念が解消されることが重要であり、電力品質の確保のための系統対策が急務となっている。このためイ国政府は、大規模な再エネ導入に伴う変動への対応に向けて、調整電力市場整備に向けた検討を進めている。

本事業は、イ国における系統の安定化に向けて、調整力市場制度の整備にかかる適切な情報を調査し同国政策課題を中心に検討を深めてイ国への提言の作成につなげ、これを梃子に我が国企業のビジネス市場創出・事業参入につなげることを目的とする。

1.2. 調査内容

本調査は、イ国で検討されている調整電力市場整備について、

- ・ 必要な調整力を算定するための手法の検討
- ・ アンシラリーサービスを提供する機器の仕様・認証
- ・ 応答速度に応じた適切な市場形成
- ・ 適切な再エネの出力予測のための手法の検討
- ・ イ国における調整力市場の関係機関及び各機関における実務面での課題
- ・ イ国における電気自動車(以下、EV)の普及状況に関する調査、それに関連した電力系統への接続に関する影響調査、課題の分析

を実施し、イ国の事情に応じた適切な制度のあり方につき検討し、イ国側に提示するための具体的な政策案を抽出した提案資料を作成するとともに、日本で実施されてきたEVに係るイ国におけるビジネス適用可否を検討するものである。

1.3. 調査スケジュール(現地渡航調査)

表 1-1 に示す内容でイ国における現地渡航調査を実施した。

表 1-1 現地調査実績

期間	調査先
第1回現地調査 2018年9月2日～10日	<ul style="list-style-type: none"> ➤ PwC India (2018年9月3日) ➤ POSOCO・CEA・POWERGRID(2018年9月4日) ➤ CERC/ MoP(2018年9月5日) ➤ MOVE Mobility Summit 出席(2018年9月7日～8日)
第2回現地調査 2018年10月7日～13日	<ul style="list-style-type: none"> ➤ PwC India(2018年10月8日) ➤ POSOCO・CEA(2018年10月9日) ➤ CERC(2018年10月10日) ➤ PSTCL/Punjab SLDC(2018年10月11～12日)
第3回現地調査 2018年11月25日 ～12月1日	<ul style="list-style-type: none"> ➤ PwC India(2018年11月26日) ➤ POSOCO・CEA(2018年11月27日) ➤ CERC(2018年11月28日) ➤ JETRO ニューデリー事務所(11月29日) ➤ JICA インド事務所(11月30日)
第4回現地調査 2019年1月28日 ～2月2日	<ul style="list-style-type: none"> ➤ PwC India(2019年1月29日) ➤ POSOCO・CEA(2019年1月30日) ➤ CERC(2019年1月31日) ➤ JICA インド事務所(2019年2月1日) ➤ NEDO ニューデリー事務所(2019年2月1日)
第5回現地調査 2019年2月18日～23日	<ul style="list-style-type: none"> ➤ NEDO ニューデリー事務所／TERI(2019年2月19日) ➤ MoP／POSOCO(2019年2月20日) ➤ CEA／CERC(2019年2月21日) ➤ PGCIL／NTPC(2019年2月22日)

1.4. 実施体制

本調査における実施体制を図 1-1 に示す。

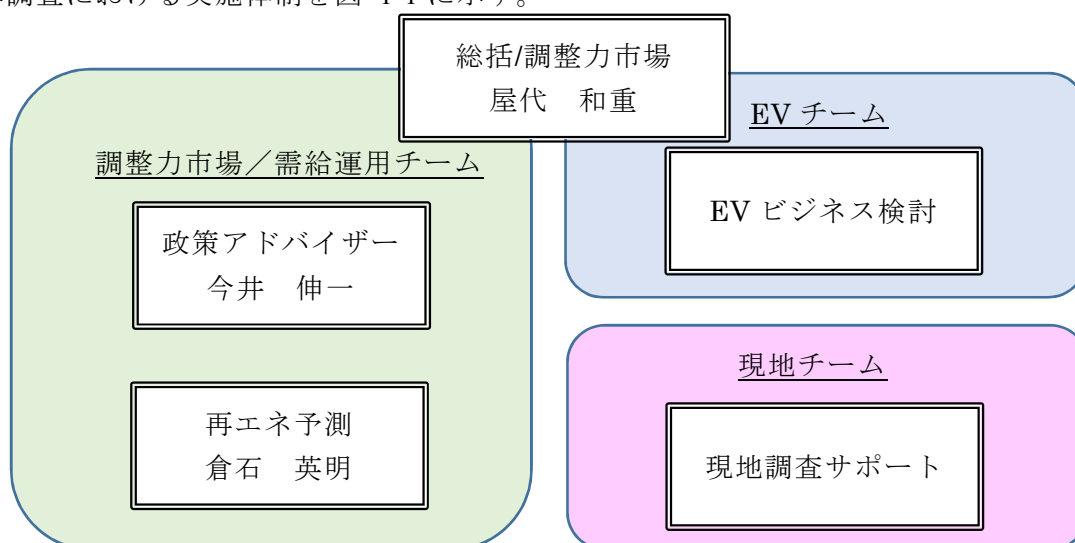


図 1-1 調査実施体制

第2章 イ国の電力事情

2.1. イ国の電力基本情報

2.1.1. エネルギー政策動向

イ国は世界有数のエネルギー消費大国である。2016年の一次エネルギーの消費は、中国、米国に次いで世界第3位(図 2-1)である。一方で、一人当たり一次エネルギー供給量で見ると、世界平均の半分以下と少なく、今後、一層のエネルギー消費の増大が予想される(図 2-2)。

国産のエネルギー資源は石炭、バイオエネルギー、天然ガス、水力などが存在するが、国内需要を賄うには不十分であるため、輸入が増加している(2016年のエネルギー自給率 65%)。2017年のイ国の一次エネルギー供給構成は、石炭 56%となっており、石炭の占める割合が大きいことが特徴である。そのため、政府は国内資源の活用により、輸入依存度の低減を目指しており、発電では再生可能エネルギーの開発を推進している。

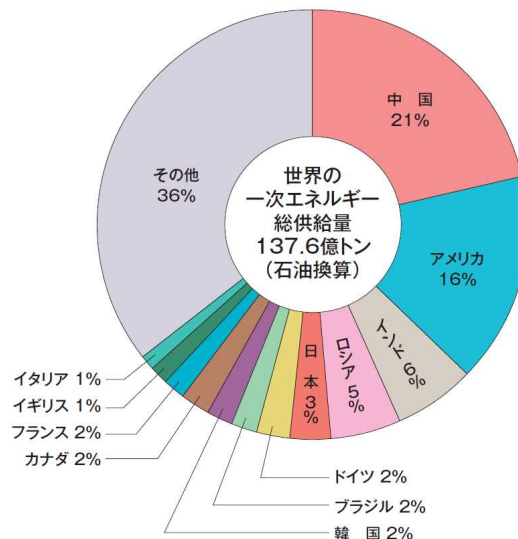


図 2-1 世界の一次エネルギー総供給量(2016年)

(出典) 原子力・エネルギー図表集 IEA「World Energy Balances(2018 Edition)」

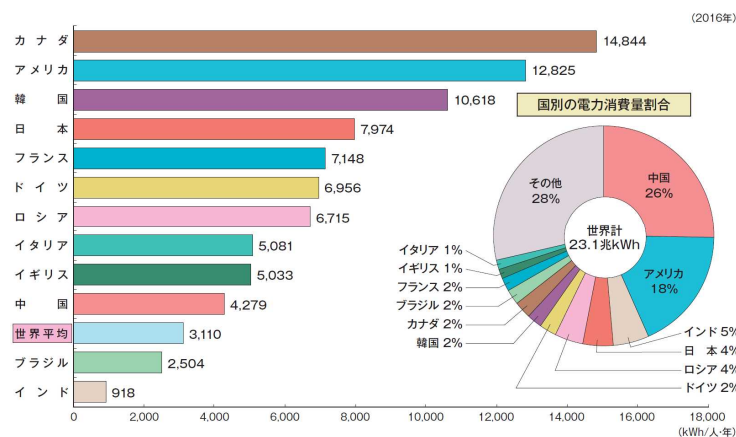


図 2-2 主要国の一人あたりの電力消費量(2016年)

(出典) 原子力・エネルギー図表集 IEA「World Energy Balances(2018 Edition)」

2.1.2. 地球温暖化防止政策動向

イ国の 2015 年の CO₂ 排出量は 21.07 億トンで、世界第 3 位(6.4%)である(図 2-3)。

イ国政府は 2015 年 10 月、温室効果ガス削減目標として、2030 年までに 2005 年比で国内総生産(GDP)1 単位当たり 33～35%削減するという国別目標案(INDC：Intended Nationally Determined Contribution)を発表し、2016 年 10 月に「パリ協定」に批准している。

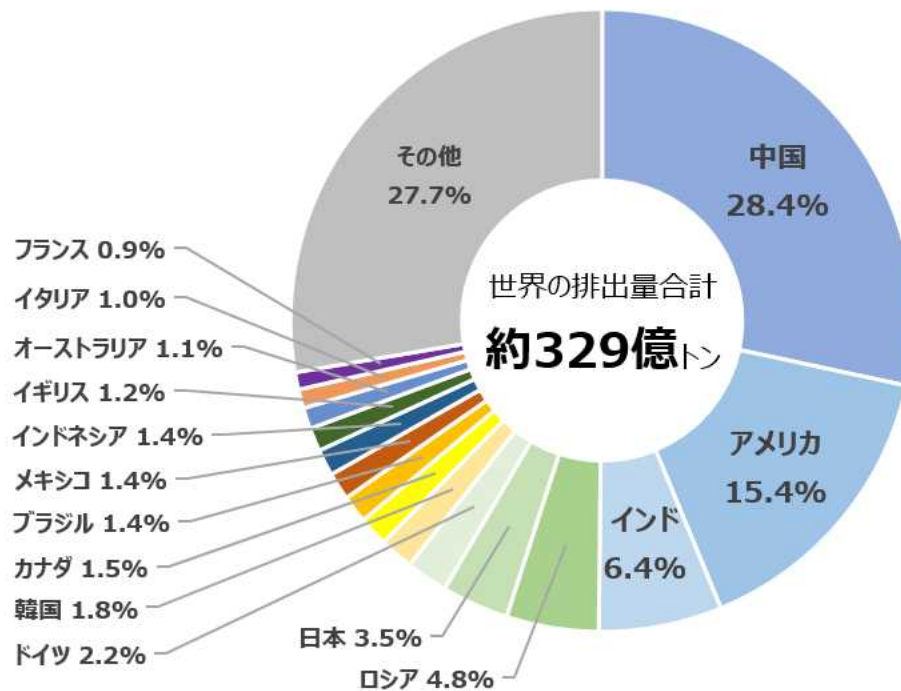


図 2-3 世界の CO₂ 排出量(2015 年)

(出典) EDMC/エネルギー・経済統計要覧(2018 年版)

2.1.3. 再生可能エネルギー導入政策・動向

イ国政府は 2014 年、2022 年までの再生可能エネルギーの導入目標を 175GW に引き上げた。内訳は太陽光 100GW、風力 60GW、バイオマス 10GW、小水力 5GW である。太陽光については、大規模太陽光発電所(ソーラーパーク等)が 60GW、屋上設置型太陽光(ルーフトップ)が 40GW である。

2009 年から固定価格買取制度(FIT：Feed in Tariff)、また 2010 年から配電会社などにその販売電力量の一定割合を再エネ電源から調達することを義務付ける「再エネ電源調達義務制度」(RPO：Renewable Portfolio Obligation)が、一部の州で始まっている。政府は、2016 年 1 月に改定した「電気料金政策」(電気事業制度改革の方針を示した政策文書)の中で、2022 年までに RPO 制度をすべての州で実施するという方針を示している。

(参考)イ国における再生可能エネルギーの開発ポテンシャル(図 2-4)

イ国における再生可能エネルギー(RE)のポテンシャルは、太陽光発電は 748.99GW、風力発電は 102.772GW、小水力発電は 19.749GW、バイオマス電源は 25.09GW の計 896.602GW と想定されている。

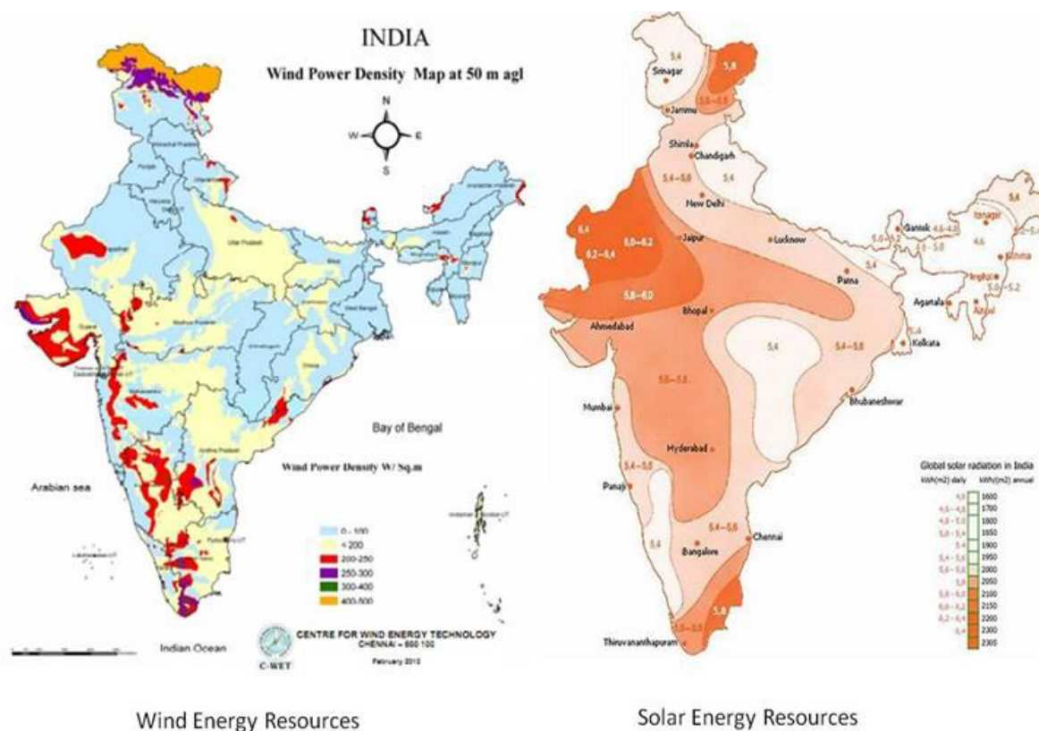


図 2-4 風力・太陽光発電のポテンシャル
(出典) イ国中央電力庁(CEA)

2.1.4. 電源開発動向

イ国の電源は石炭火力を中心に開発が進められてきた。2018 年 3 月末現在の総発電設備容量は 344.00GW で、石炭が 57%を占め、他は再エネ 20%、水力 13%、ガス火力 7%、原子力 2%であった。

中央電力庁(CEA)の国家電力計画によると、電力需要の年平均伸び率を 6.1%とする場合の 2021 年度の電力需要を 1,566.0TWh、最大電力を 225.75GW と想定している。2017～2021 年度中に 176.14GW の電源を新設する計画があり、内訳は、再エネが 117.76GW と大きな比重を占める。石炭火力は、環境規制を順守できない経年設備の廃止が進む一方で、現在建設中の 47.855GW は予定どおり建設される。

2.1.5. 電力自由化の動向

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

1990 年代初めに行われた電力改革では、政府は、経済の急成長に伴う電力不足の問題に対応するため、IPP の導入といった発電部門中心の規制緩和策を積極的に採用した。しかし、許認可手続きの煩雑さや、電力の販売先となる州電力(SEB)の財務状況の悪さから、民間投資は思うように進まず、電源開発は期待通りに行われなかった。

この反省を踏まえ、1990 年代後半から 2000 年代にかけての一連の電気事業改革では、配電部門の効率化や電気料金体系の整備に主眼が置かれるようになった。2003 年には電力改革の基盤となる電気法が改正され、州電力局の分割や電気料金の合理化、水力発電以外の許

可制の廃止、送配電系統へのオープンアクセス等が定められた。

さらに 2005 年には「国家電力政策」、2006 年には「電気料金政策」が公表され、この中で制度改革の具体的な方針が示された。

イ国では、このような中央政府が提示した電力改革の枠組みについて、実行に移す権限は、州法を制定する州政府にある。そのため、発送電分離の形態などの供給体制は州によって異なる。積極的に発送電分離・民営化を実施した州もあれば、実質的に一体経営のままとなっている州など様々である。デリーなど農村人口比率が小さい都市部の配電会社では、民営化によって財務状況の改善が見られ、一定の評価を受けている。

2018 年 4 月現在、「2003 年電気法」の改正が検討されている。改正法案が成立すれば、配電部門と小売部門が分離され、小売部門で競争(小売自由化)が導入されることになる。

2.1.6. 供給系統

イ国における低圧配電の電圧は、最新法規では、三相 4 線式 415-240V、50Hz となっている。

高圧配電線の電圧は、三相 3 線 11kV、及び 33kV 配電が基本となっており、住宅等への低圧供給のための市内柱上変圧器への配電が 11kV、大口需要家への高圧配電が 33kV と使い分けている場合が多いが、州、又は地区によって引き込み電圧種別が変わるので、担当電力会社との協議が必要となる。

EV 充電設備は、日本と同様に配電電圧以下に連系されるものと想定され、大規模な充電ステーションは 11,000V への連系が必要になるものと考えられる。

日本と状況は異なり、今後も人口増加、産業の発展により需要が増加していくことから、必然的に電力系統の増強が必要となることに加え、EV 充電ステーションに 50kW 以上の急速充電器が大量導入されるまでには時間を要すると考えられることから、大規模な充電ステーションが設置されるまでには、ある程度の配電系統の増強も実施されているものと想定される。

2.1.7. 電気料金メニュー

イ国では、州によって電気料金の価格が異なっており、政策的に低水準に抑えられている。

産業需要家向けは高額、家庭需要向けは低額な料金設定となっており、特に農業用料金は政策的に低い料金設定となっている。

イ国では、農業用料金が政策的に安く抑えられているため、配電会社はコストの 8 割しか回収できていない。不足分の一部は州政府からの補助金が充てられるが、配電会社の累積赤字が年を追うごとに膨らんでいる。近年は、中央政府による料金政策が徐々に浸透し、各州で電気料金改定に踏み出す動きが見られる。政府は 2015 年 11 月、配電会社の債務解消策「UDAY(Ujwal DISCOM Assurance Yojana)」を発表し、2015 年から 2 年間かけて、配電会社の負債を証券化して売買する措置が講じられた。

現在、イ国政府では、EV を対象とする個別の電力料金の導入を検討している模様であり、CEA が取りまとめる EV 向けの政策に織込まれる可能性がある。(2018 年 2 月情報)

イ国の一部地域では、EV 向けの電力料金が既に設定されており、デリー首都圏(NCR : National Capital Region)における EV 充電のための電気料金は、1kWh あたり 5.5 ルピー(約 9 円)となっている。

第3章 イ国の需給および系統計画と運用に関する調査・課題の分析

3.1. 電気事業実施体制

広大な国土を持つイ国の電気事業は、基本的に都市や州単位で供給体制が構築されてきた。デリー、ムンバイ、コルカタなどのイ国の主要都市は歴史的に財閥を中心に発展してきたため、独立以前から財閥系の電力会社が電気を供給してきた。1950年の独立後は、これらの都市部以外の地域もカバーするため、州営の電力会社として垂直統合型の州電力局(SEB : State Electricity Board)が設立され、州全体の電力供給を担ってきた。

1970年代には、電源不足を解消する目的で、中央政府によって電力会社(火力公社、水力公社、原子力公社)が設立され、発電所が建設された。これに併せて、電源が不足する州に電気を送るため、州を跨ぐ送電線の建設や運用を行う送電会社(PGCIL : Power Grid Corporation of India)も設立された。1990年代以降の電力改革によって、発電部門へのIPPの参入、州営電気事業の分割などが実施されている。

エネルギー政策を管轄する監督官庁は、部門ごとに電力省(MoP : Ministry of Power)、新・再生可能エネルギー省(MoNRE : Ministry of New and Renewable Energy)、石炭省(MoC : Ministry of Coal)、石油・天然ガス省(MoPNG : Ministry of Petroleum and Natural Gas)に分かれている。電力部門の監督官庁は電力省であり、「2003年電気法」の下、全国大の電気事業に関する政策立案を担当している。電力省の下部組織の中央電力庁(CEA)は電力開発の政策および技術力庁(DAE : Department of Atomic Energy)が担当している。

電気事業は、中央セクター、州セクター、民間セクターに大別される(図 3-1)。中央セクターは全国大の政策立案、原子力発電や大容量石炭火力発電、総合的な水資源開発、複数州にまたがる発・送電事業を行っている。イ国電力省(MoP)の下に火力発電公社(NTPC : National Thermal Power Corporation Ltd.)、水力発電公社(NHPC : National Hydroelectric Power Corporation)、原子力発電公社(NPCIL : Nuclear Power Corporation of India Ltd.)等がある。イ国営送電会社(PGCIL : Power Grid Corporation of India Ltd.)は、中央セクターが保有する送電線の計画・管理を行っている。州政府は、それぞれの州内での政策立案と発・送配電事業を行っている。中央、州にはそれぞれ独立した規制委員会(CERC : Central Electricity Regulatory Commission、SERC : State Electricity Regulatory Commission)が設置され、州を跨いで接続している基幹送電線事業者およびそれに接続される発電事業者についてはCERCが料金規制やルール作成、紛争解決などを行い、それぞれの州の電気事業に関する事項については、州政府が管轄し、州の規制機関(SERC)が事業認可や料金規制を担当している。

このようにイ国では中央と州で運用が分断されているため、系統の一体運用および需給の一体運用を行うには大きな壁がある。

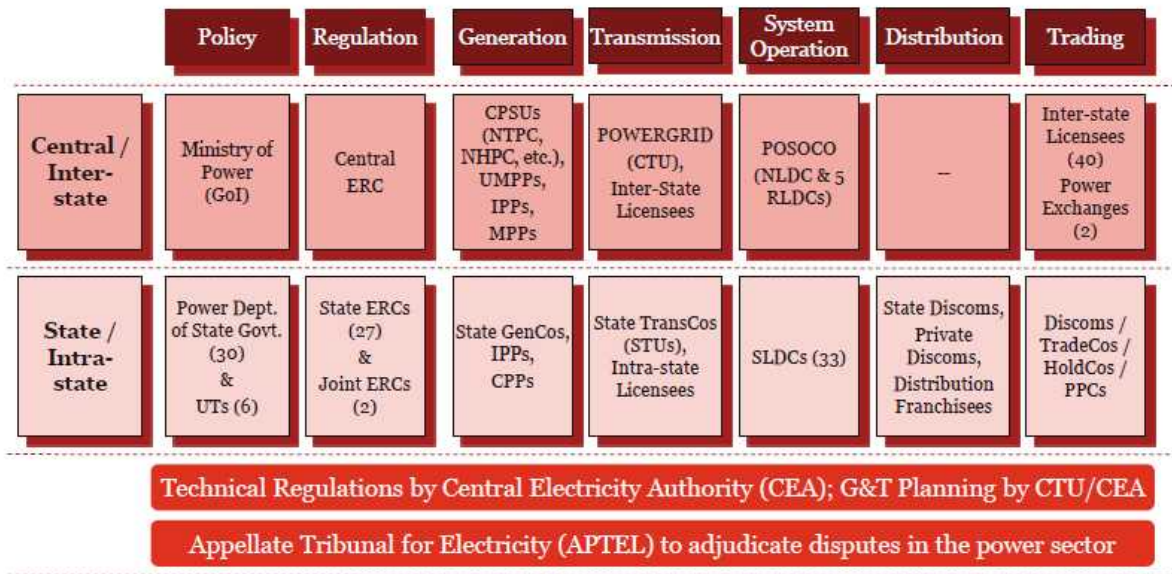


図 3-1 イ国の電力セクター構成

(出典) 各種資料より調査団作成

3.2. 系統運用

イ国では、基本的に州をまたぐ送電線は国営送電会社(PGCIL)が所有し、州内の送電および配電設備の州電力会社が所有している。イ国の主要系統は、5つの地域系統(北部、西部、東部、北東部、南部)に分かれている。5つの地域系統は、かつては系統が接続されておらず、周波数が同期していなかったが、1991年から地域間連系を進めてきた。2013年12月31日より南部系統と残り4地域で構成される中央系統が同期連系し、1国1系統1周波数(One Nation - One Grid - One Frequency)のナショナルグリッドが形成された。

系統運用は、3階層になっており、中央給電指令所(NLDC)の下に5つの地域給電指令所(RLDC)(図3-2)、その下に33箇所の州給電指令所(SLDC)で組織されている。系統運用事業者は、PGCILから分離して設立された「電力系統運用会社(POSOCO)が中央給電指令所(NLDC)と地域給電指令所(RLDC)を管轄し、州給電指令所(SLDC)は各州の事業者が運用している。なお、POSOCOの役割は中央給電指令所の運用(地域系統間の調整)が主であり、各地域給電指令所の運用はそれぞれの地域給電指令所で行われている。調整力となる発電機への指令は、NLDCが行い、RLDCは地域間連系線電力の実潮流とスケジュールを、SLDCは州間連系線電力の実潮流とスケジュールを管理している。

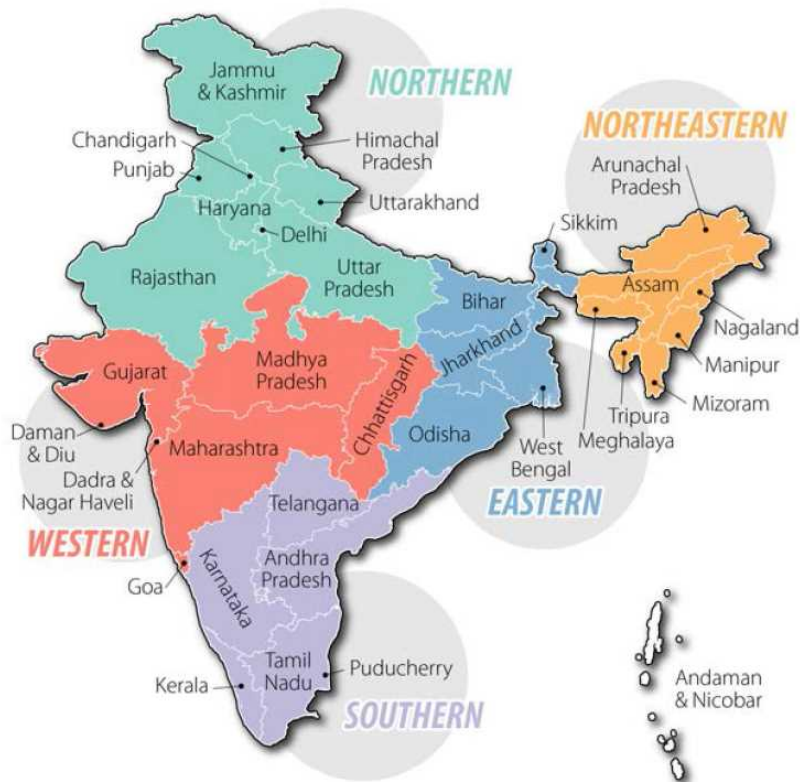


図 3-2 各地域給電指令所のエリア

(出典) 米国国立再生可能エネルギー研究所(NREL)

3.3. 電力供給

イ国の電力需要は、経済発展とともに増加を続けており(図 3-3、図 3-4)、2016 年度末時点における発電設備容量は 326.83GW、発電電力量は、1,160.1TWh となっている。2007 年以降は、再生可能エネルギー(RES)の導入が加速しており、2016 年度の RES 設備容量は 57.24GW(全体の約 17%)となっている。

他方で、年々石炭火力の稼働率は低下しており、2016 年度の稼働率は 60%を下回っている(図 3-5)。

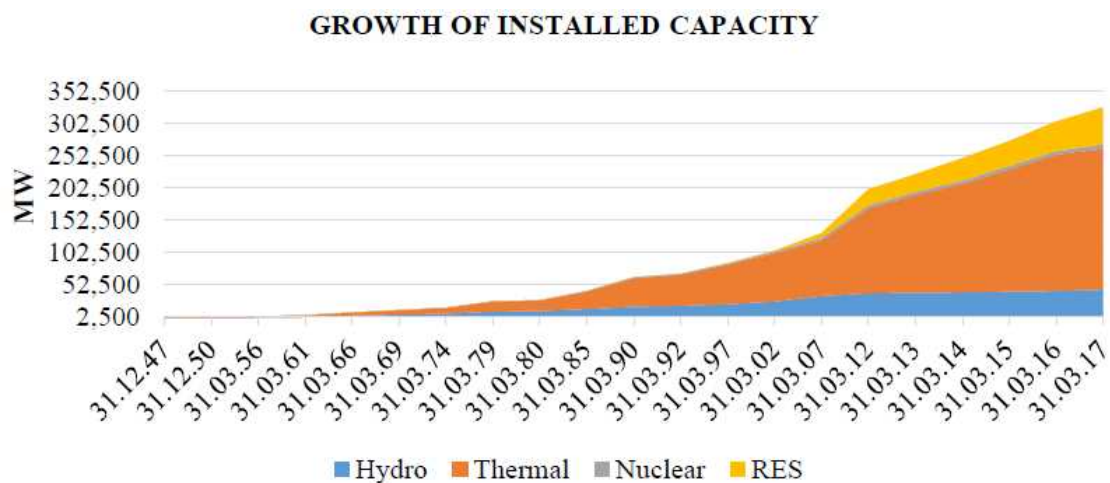


図 3-3 発電設備容量(MW)の推移(実績)

(出典) National Electricity Plan(CEA、2018 年 1 月)

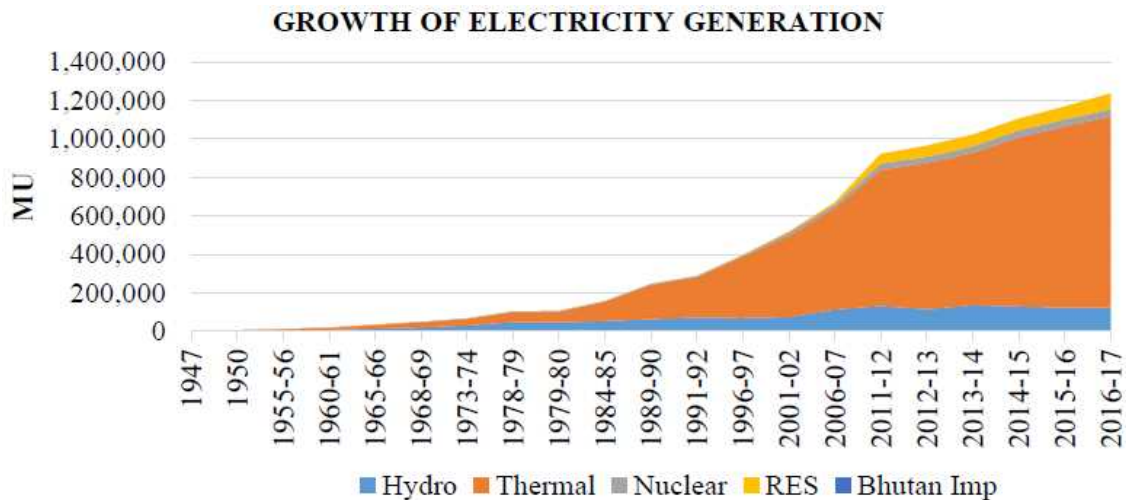


図 3-4 発電電力量(MU)の推移(実績)

(出典) National Electricity Plan(CEA、2018 年 1 月)

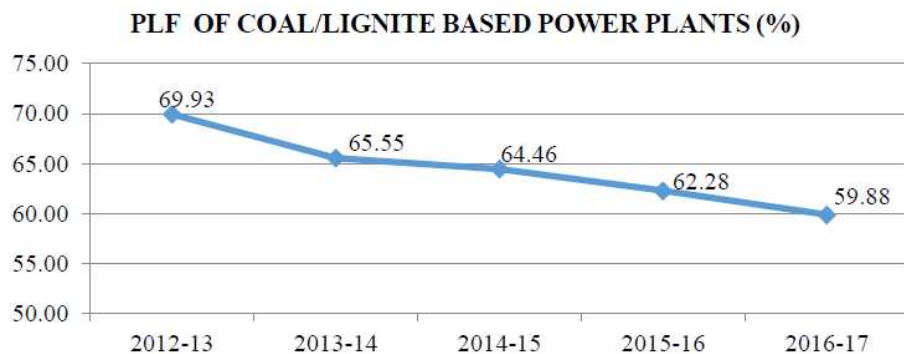


図 3-5 石炭火力発電所の稼働率の推移

(出典) National Electricity Plan(CEA、2018 年 1 月)

イ国では長らく電力不足による停電が頻発していたが、電力不足は近年改善傾向にある。2015 年度までは、供給力の不足が要因とされたが、CEA の LGBR(Load Generation Balance Report)によると 2016 年以降の需給ギャップは、供給力不足以外の要因によるものとされている。

2016 年度以降の電力不足率は全国平均で 2%程度である。一部の州の電力不足率の高さが平均値を引き上げているものの、多くの州では年間を通じて供給力に余裕がある状態であった。

政府は、2015 年に策定した「地方電化プログラム(DDUGJY : Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Jojana)」により、7,589.3 億ルピー(約 1.2 兆円)を投じて、地方電化を行ってきた。これにより村落電化率は 2018 年 4 月末に 100%に達したとイ国政府が公表している。加えてイ国政府は、2018 年末までに国内の世帯全てに電力を供給するという政策目標を掲げ、世帯電化率 100%達成を目指している。

3.4. 需給運用

3.4.1. イ国の需給計画と運用

3.4.1.1. 翌日計画の策定

イ国の需給計画と運用は、州単位で行われる。原則として州の需給は州の給電所(SLDC)が調整する。中央給電指令所の業務は、周波数調整と近隣諸国(ブータン、ネパール、バングラデシュ)との電力融通指示であり、地域給電所(RLDC)は地域間連系線および州間連系線潮流の調整である。図 3 28 に、翌日計画策定のスケジュールを示す。スケジュールは1 コマ 15 分ブロックで作成され、1 日 96 コマ作成される。

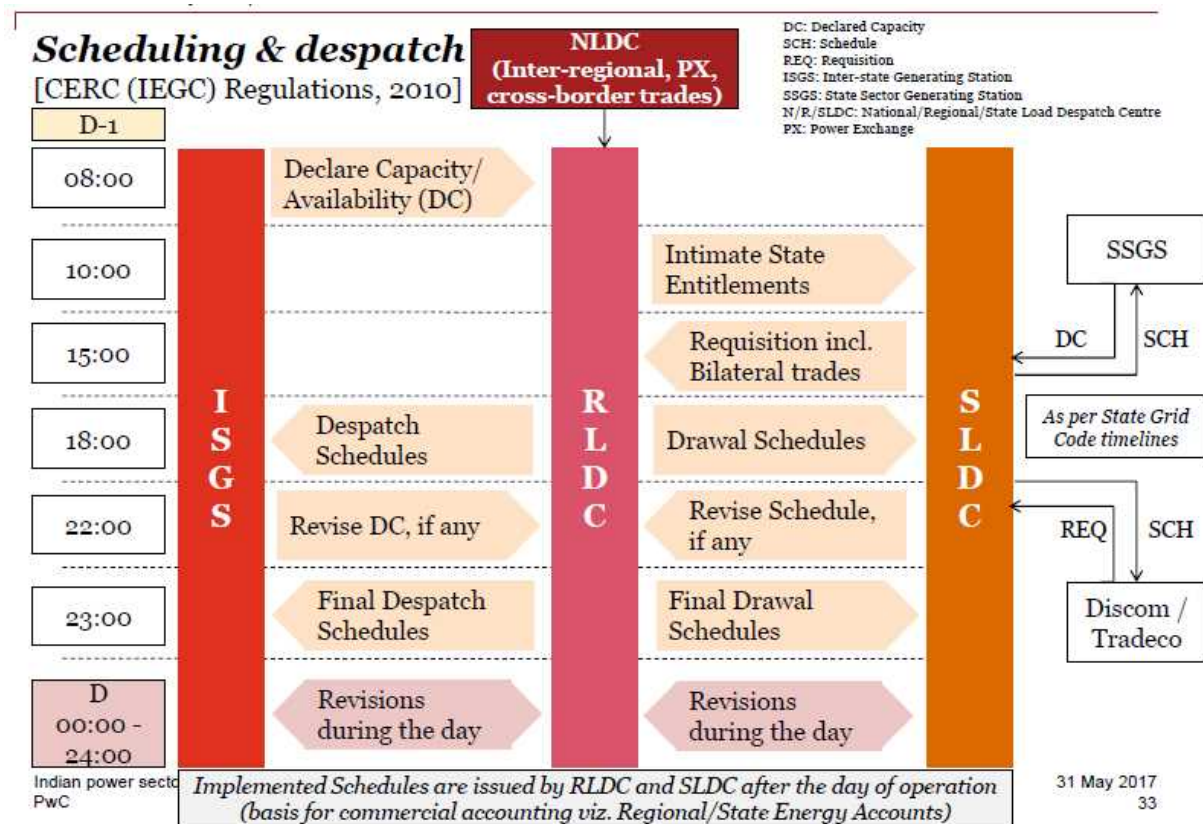


図 3-6 イ国の翌日計画策定スケジュール

(出典) 各種資料より調査団作成

図中の ISGS とは、中央セクターに属する発電機であり、各発電所は翌日の発電可能容量を RLDC を通じて SLDC に連絡する。また、NLDC は RLDC を通じて取引所取引の結果を SLDC に連絡する。州内の発電機 (SSGS) の運用については SLDC が各発電所と直接連絡を取る。州の需要は、配電会社が想定し、SLDC に連絡する。SLDC はすべての情報を集約し、需要に応じた各発電機のスケジュールを作成後、RLDC に連絡する。RLDC は、このスケジュールに基づいて州間連系線潮流を策定し、各州に連絡する。

3.4.2. 需給運用方法

イ国の需給運用は 15 分ブロックのスケジュール毎に作成・変更される。SLDC は、中央

セクター送電線からの潮流の流入・流出スケジュール値(州間連系線スケジュール値)が同じになるように州内発電機(SSGS)および中央セクターの発電機(ISGS)のスケジュールを変更する。RLDC は地域間連系線において SLDC と同様の調整を行う。スケジュールの変更が認められる対象(範囲)は、変更時より4ブロック以降のスケジュールとなる。中央給電指令所(NLDC)における周波数調整についても、4ブロック以降のスケジュールを変更することができる。

州間連系線スケジュールと実績潮流の誤差については、DSM(Deviation Settlement Management)によって精算される。

3.4.3. 発電機調整における DSM(Deviation Settlement Management)

州間連系線の調整で発生する、発電者の発電計画の変更については、日本のような調整力精算が行われるが、日本では可変費は燃料費に応じて精算されるが、イ国では発電単価が用いられ、出力増加と減少で考え方が変わる。出力増加の場合は発電単価+手数料(50paisa)が発電事業者に DSM プールから支払われるが、出力減少の場合は、75%の発電単価+手数料(50paisa)が発電事業者から DSM プールに支払われる。

3.5. 電力需要想定

今後もイ国の電力需要は、経済発展とともに増加が続く見通しである(図 3-7、図 3-8)。

イ国電力省中央電力庁(CEA)の National Electricity Plan (第13次、第14次計画、2018年1月報告書)によると、最大電力の実績は、2017年度に164.0GW となり、2021年度には225.8GW、2026年度には298.8GW になると予想されている。

また、電力量の実績は2017年度に1,213.0TWh に達しており、さらに2021年度には1,566.0TWh、2026年度には2,047.0TWh と2017年度の1.7倍にもなると予想されている。

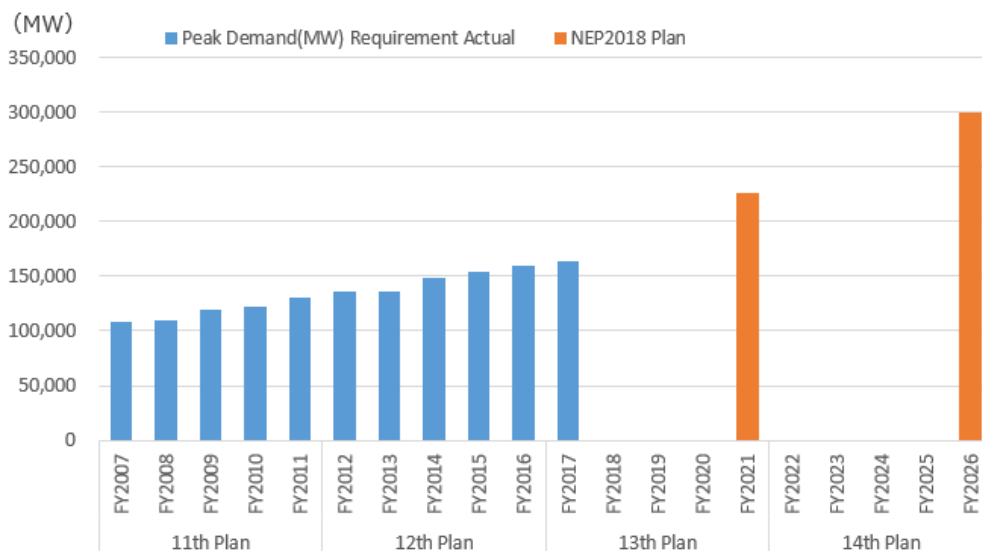


図 3-7 最大電力の実績と見通し

(出典) National Electricity Plan(CEA、2018年1月)

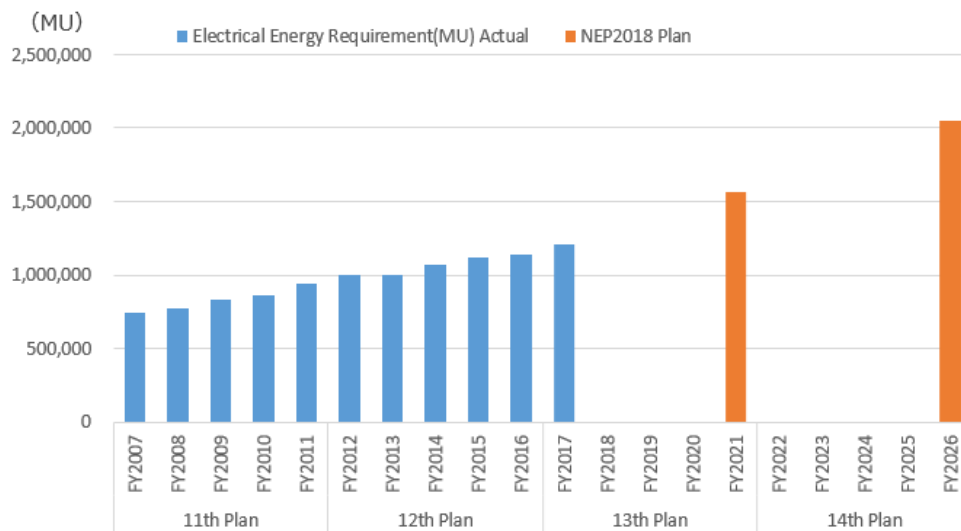


図 3-8 電力量の実績と見通し

(出典) National Electricity Plan (CEA、2018 年 1 月)

3.6. 電源開発計画

2016 年度末時点におけるイ国の総発電設備容量は、326.83GW である。燃料別発電設備容量で見ると、火力が約 7 割を占め、その大半が石炭火力である。

イ国電力省中央電力庁(CEA)は、2018 年 1 月に第 13 次 5 ヶ年計画期(2017 年 4 月～2022 年 3 月)および第 14 次 5 ヶ年計画(2022 年 4 月～2027 年 3 月)の 10 ヶ年の国家電力計画「National Electricity Plan Volume 1 (Generation)」を公表している(図 3-9、図 3-10)。

これまで石炭火力の開発を推進してきたが、本計画では、建設中の石炭火力(47.855GW)を除き、新たな石炭火力を新設しない計画となっている。また、環境規制を順守できない経年の石炭火力を 2017～2022 年の間に 22.716GW、2022～2027 年の間に 25.572GW の約 48.288GW を廃止していくとしている。

一方で、非化石燃料(原子力、水力、再生可能エネルギー)の発電設備容量は、現状の 33% から、2021 年度末、2026 年度末には、50%、57%にまで増加させる計画である。

そのうち、再生可能エネルギーは、2021 年度末に 175GW、2026 年度末に 275GW の導入を目指している。

今後の設備容量増加分を大きく担う再生可能エネルギーの今後の資金需要は、2027 年までに数十兆円以上と試算されている。また、この金額に含まれない電力系統接続や 2028 年以降の設備容量増加に向けた設備投資なども加えると資金需要はさらに増えていくとみられるが、現時点での再生可能エネルギー、水力、原子力ともに投資資金不足もあり、設備容量の伸びは思うように進んでおらず、今後も現実として石炭に依存せざるを得ないと見られている。

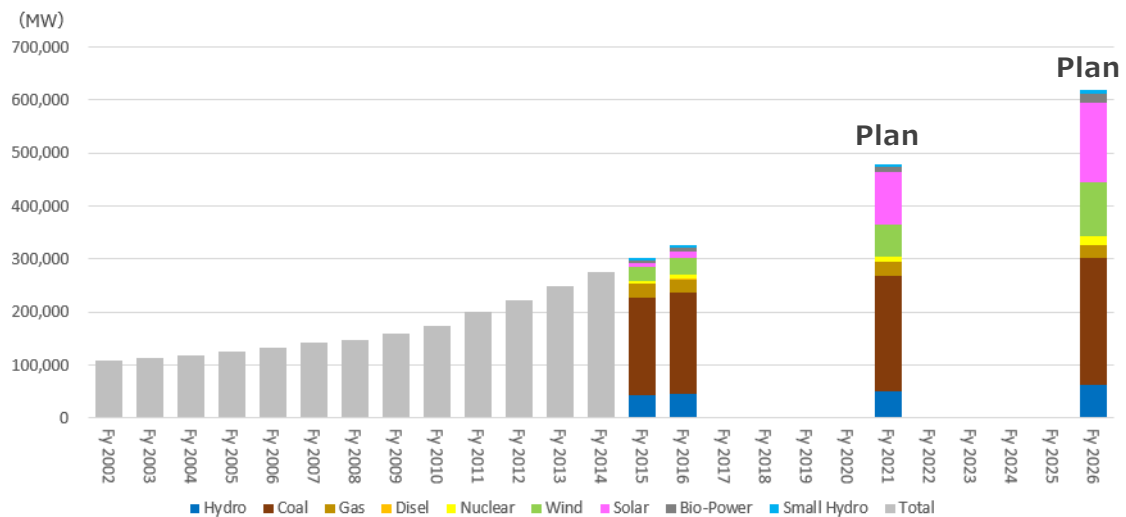


図 3-9 発電設備量の推移(実績と計画)

(出典) National Electricity Plan (CEA、2018 年 1 月)

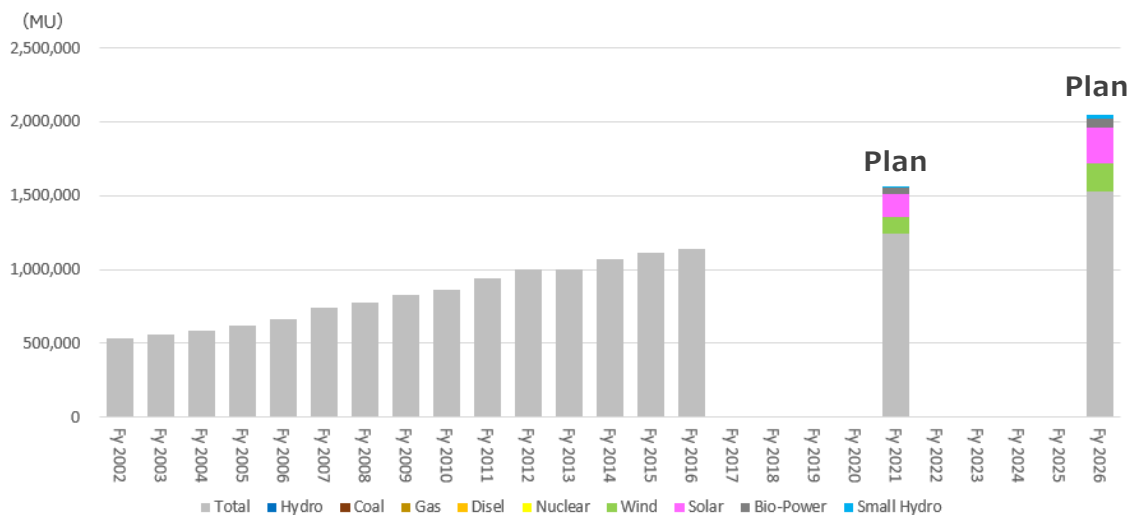


図 3-10 発電電力量の推移(実績と計画)

(出典) National Electricity Plan (CEA、2018 年 1 月)

3.7. ロードカーブ

2021 年断面においては、再エネ 175GW の導入を想定していることから、太陽光発電の出力ピーク時間帯(13 時)から夜の点灯ピークの 21 時の間に 78.34GW の発電調整が必要になると想定されている。

また、2026 年度までには太陽光発電の設備量をさらに 50.00GW 増強する計画であることから、NET 需要の立ち上がりはより急激なものとなる(図 3-11)。

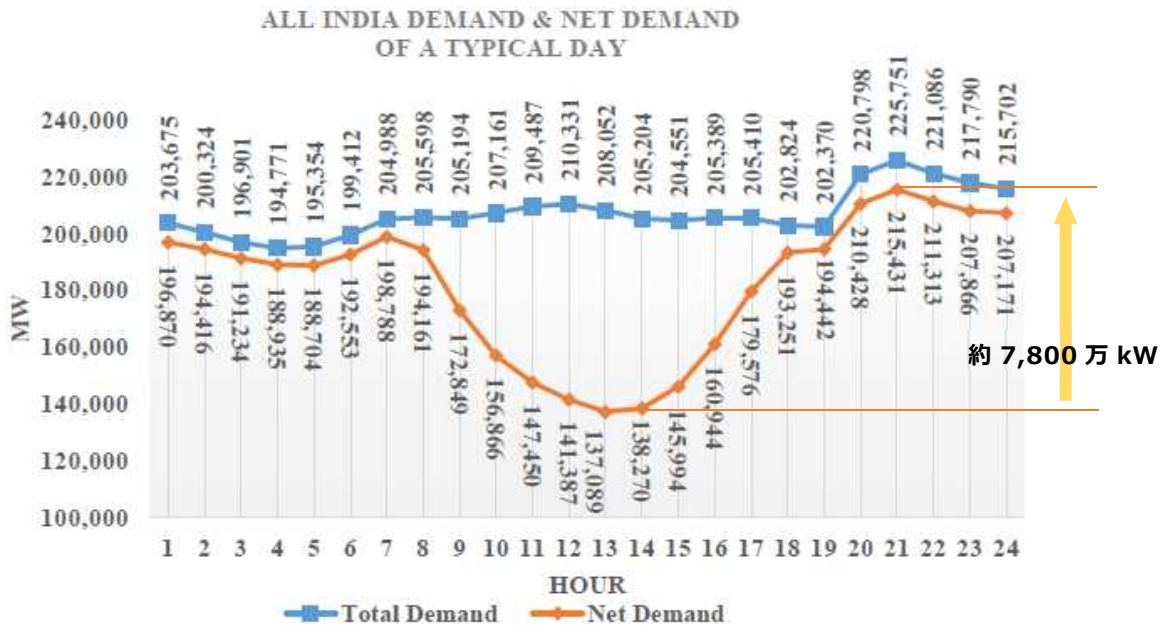


図 3-11 最大電力発生日の想定ロードカーブ(2021 年度)

(出典) National Electricity Plan (CEA、2018 年 1 月)

3.8. 再生可能エネルギー大量導入時の需給バランス

2021 年度に 175GW の再生可能エネルギーを導入した際の運用に関して、イ国電力省 (MoP) と米国国際開発庁 (USAID) が共同で実施した調査報告書 (2017 年 6 月) によると、太陽光発電 100GW、風力 60GW の導入シナリオ (表 3-1) では、以下の試算結果が示されている。

(太陽光と風力発電)

- －年間発電電力量は 370TWh (全体の 22% の電力量) となる。
- －時間あたりの発電電力に占める太陽光と風力の発電電力の割合は最大で 54% になる。
- －設備稼働率は、太陽光 21%、風力 36% となる。
- －系統運用のための太陽光と風力の抑制量は、5.1TWh (年間発電可能量の 1.4%) となる。
- －抑制が必要となる時間数は 1,057 時間で、最大抑制電力 (kW) は 27GW (9 月) となる。
- －抑制量は年間発電可能量の 1.4% に相当し、約 5.1TWh となる。

(火力発電と運用への影響)

- －石炭と天然ガスによる発電電力量は、それぞれ 270TWh、15TWh 減少する。
- －CO₂ 排出量は 21% (280MMT) 削減できる。
- －未稼働設備が約 20GW、稼働率が 30% 以下の設備は 65GW となるため、石炭の設備稼働率は 63% から 50% に低下。
- －年間 56 時間はランプ上昇が 25GW/時間を超え、ピーク時には 32GW/時間となる。
- －46GW の石炭火力 (石炭火力の 20% の設備量に相当) は、休廃止してもシステムの柔軟性に影響はない。

表 3-1 各シナリオにおける太陽光と風力の普及率、発電抑制率、CO₂ 排出量削減率

Scenario	Wind and Solar Penetration Rate of Annual Generation	RE Curtailment	Percentage CO ₂ Reductions Compared to No New RE
No New RE	4.8%	0.0%	—
20S-50W	12%	0.0%	8.6%
100S-60W	22%	1.4%	21%
60S-100W	26%	1.0%	25%
150S-100W	33%	8.3%	34%

(出典) Greening The Grid Program(USAID and MoP、2017 年 6 月)

同報告ではラジャスタン州、アンドラ・プラデッシュ州、カルナータカ州の3つの州では、年間の発電電力量と電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合が50%を超えると予想している。他にもグジャラート州、マハラシュトラ州、タミル・ナードゥ州など、南西部、南東部、南部の各州で軒並み導入割合が高くなるとされている。

NREL は、通常の運用で太陽光と風力の抑制量を1.4%と試算しているが、さらに石炭火力の最低運転出力を CERC 規定の55%から40%まで下げることで、RE の抑制電力量は1.4%から0.76%に削減できると試算している。

NREL の報告では、既に計画された送電線や発電所の増強により、再生可能エネルギーの導入(175GW)によるランプ変動を調整するための新たな燃焼タービンや電力貯蔵などの対策は必要がないとされている。ただし、再生可能エネルギーの抑制量を最小限に抑えるためには、州間の電力融通が不可欠であるとされている。

イ国の電力システムは、再生可能エネルギーによる変動性と不確実性に対応するための柔軟性を備えているが、適切な規制、運用ルール、運転予備力、市場メカニズム、ソフトウェア及び制御システムなどが必要であり、これらが今後の課題になるとされている。

3.9. 電力品質(周波数)の現状

イ国における周波数は、イ国のグリッドコード(IEGC : Indian Electricity Grid Cord)により規定されており、2002 年 4 月以降は 49.0~50.5Hz、2010 年以降は 49.50~50.20Hz、2012 年以降は 49.70~50.20Hz、2014 年 2 月以降は 49.90Hz~50.05Hz と段階的に範囲を狭め、現在に至っている。また、2020 年までには 49.95~50.05Hz となる可能性もある。

周波数を維持するため、価格の設定については主に UI (Unscheduled Interchange)または、DSM (Deviation Settlement Mechanism)が適用されてきた。

周波数の変動幅は、5 地域の系統連系(National Grid 化)や、2012 年の大規模な停電の経験からのグリッドコード改定により大幅に改善されたが、最大値と最小値を見ると、まだ、基準周波数の範囲を逸脱している状況にある。

今後、再生可能エネルギーの導入拡大を計画していることから、周波数の維持はさらに困難になると想定される。

調査チームが渡航した2018年9月7日(金)と8日(土)の周波数状況を図3-12、図3-13に示す。9月7日の周波数は、朝6時頃と夕方19時頃に大きく乱れ、この日の周波数は49.649～50.109Hzの範囲であった。また、9月8日の周波数は、同様に夕方19時頃に大きく乱れ、この日の周波数は、49.709～50.155Hzの範囲であった。

また、点灯ピークなどの需要変動による周波数変動以外にも電力取引単位時間ごとの周波数変動も大きい傾向にある。

この2日間を見ても、基準範囲である49.90Hz～50.05Hzを毎日、数時間程度逸脱している状況にある。

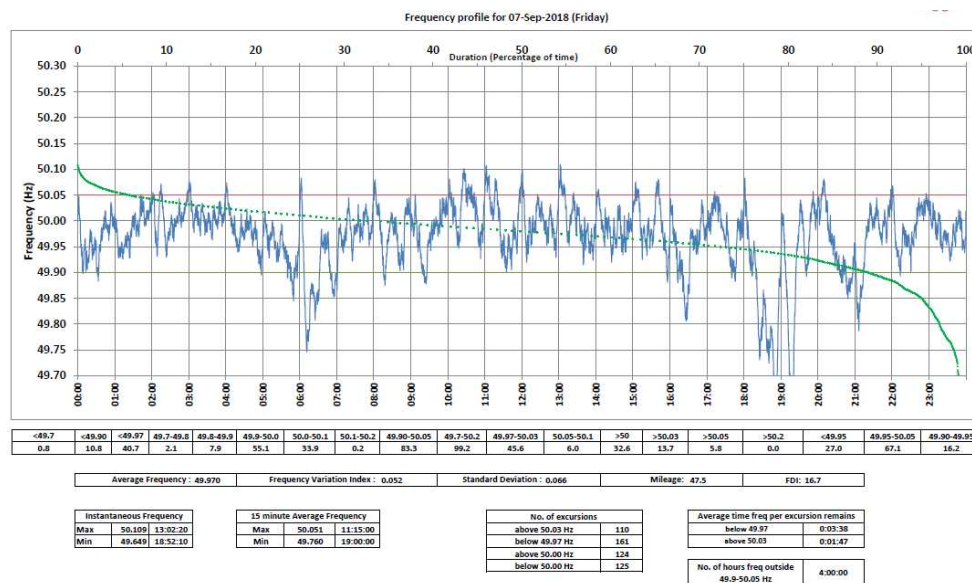


図 3-12 イ国の周波数状況(2018年9月7日)

(出典) POSOCO NLDC Frequency Profile (<https://posoco.in/reports/frequency-profile>)

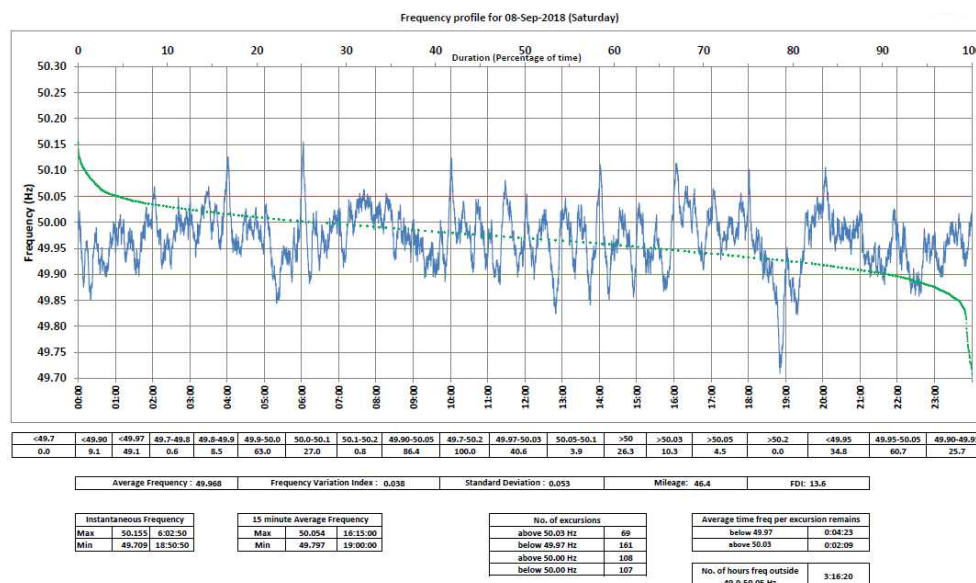


図 3-13 イ国の周波数状況(2018年9月8日)

(出典) POSOCO NLDC Frequency Profile (<https://posoco.in/reports/frequency-profile>)

周波数逸脱方向は 50Hz を下回る方向で多発していることがわかる。これは、前日の需給計画作成時に、DISCOM の需要想定が低めに設定される傾向があることから、実需給段階における実際の需要が想定よりも高くなること、さらに、1 時間先の 15 分ブロックからの発電スケジュールに基づいて周波数調整が行われるため、発電が実際の需要に追いつかないといった要因が考えられる。この真因の一つとして、「3.4.1 イ国の需給計画と運用」にあるとおり、DSM メカニズムが Regulation Up (上げ調整) に対しては 100% の可変費を State/ DISCOM が Pool に支払うが、Regulation Down (下げ調整) については 75% の可変費しか Pool から State/ DISCOM に支払われないことで損益が出ることが想定される。このため、需要と供給を完全一致させるインセンティブが働かず、周波数を乱す要因となることから、CERC では需要計画と実需要を一致させるインセンティブを持った DSM メカニズムの見直しを行っている。

3.10. 調整力の必要量

イ国では、2005 年国家エネルギー政策(National Electricity Policy 2005:NEP2005)において、予備力として 5% の確保を義務付けている。またイ国の調整力の種類を表 3-2 に示す。

調整力の調達規模は、2017 年は Primary 4.0GW、Secondary 3.6GW、Tertiary 7.0GW の計 14.6GW となっているが、Secondary については、各地域(Region)に 1 台の AGC による調整機が設置されるパイロットプロジェクトが進行中であり、現状、稼働はゼロである。2022 年、2027 年には、26GW、32GW の調整力を確保する必要があると予想されている(表 3-3)が、早急に Secondary を準備することがイ国の喫緊の課題である。

表 3-2 イ国における予備力・周波数調整力の基本的な考え方

予備力・周波数調整力	概要	反応時間	持続時間	リソース	必要量 (2017年)	必要量の前提
Primary control	発電所がバナによって周波数に応じたローカル制御を行う。IEGCにおいてバナ制御が義務付けられているが、以下の理由により十分に確保できていない。 ・発電所が予備力を確保していない ・ペナルティが無い	<30秒	>15分	コンベンショナルな電源のバナ制御	4 GW	大規模発電所の脱落を想定し、最大規模の発電所の発電能力(4GW発電所: UMPP)
Secondary control	AGCがRLDC、SLDCからの制御信号を受けて、周波数の変動、エリア間の連系線の潮流の変動(ACE: $\Delta p_{tie} + \Delta k$)をPrimaryにつづいて復元させるもの。	<15分	必要な時間(あるいはTertiaryに置き換わるまで)	コンベンショナルな電源のRLDC、SLDCによるAGC制御	3.6 GW	需要の15分の変動の標準偏差3σの値
Tertiary control	マニュアル制御でSecondaryで足りない予備力を補完する。リアルタイムの運用の中で、計画からの乖離を補正するリスクジュリング。(POSOCOが運営するアンシラリーサービスはTertiaryに相当)	>15分~数時間		コンベンショナルな電源のマニュアル制御	7 GW	需要の1時間の変動の標準偏差3σの値

(出典) Report of the Committee of Spinning Reserve (CERC、2015 年)

表 3-3 必要な予備力・周波数調整力

Type	Requirement		
	(参考) 2017 年	2022 年	2027 年
Primary	4.0 GW	—	—
Secondary	3.6 GW	—	—
Tertiary	7.0 GW	—	—
Total	14.6 GW	26 GW	32 GW

(出典) 各種資料より調査団作成

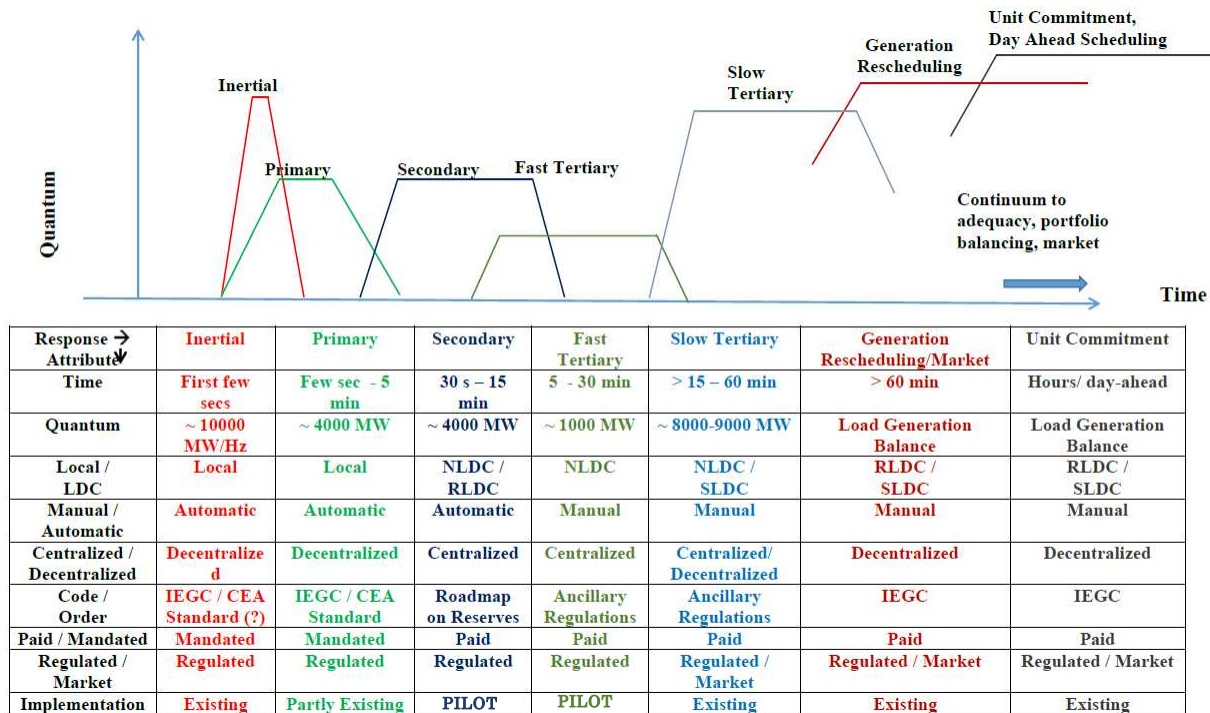


図 3-14 イ国における需給調整と周波数調整の概略図

(出典) Report of Expert Group to review and suggest measures for bringing power system operation closer to National Reference Frequency (CERC、2017年11月)

図 3-14 のアンシラリー市場メニューで特徴的なのが、「Fast Tertiary」である。これは、5分ブロックの商品で4ブロック先（20分先）のブロックから変更可能となり、従来の15分ブロックの4ブロック先（30分先）を短縮することで周波数変動に対応するもの。

日本においてはあらかじめ十分な LFC および自動 EDC 機能と接続された発電機がある中で市場設計が行われているので、「Fast Tertiary」のような5分ブロックの必要性は考えられていない。イ国においても日本のように AGC による発電機調整を増やすことが、将来の REs 大量導入に対応する上で効果的であるとともに、限界費用による出力配分も行われることから、現行の運用から燃料消費量が削減される。AGC 機能に接続される発電機が多くなれば、変更・応札手続きおよびシステムメンテナンスが煩雑となる5分ブロック商品の必要性について議論になると思われる。

イ国 NLDC の EMS には AGC 機能が具備されているものの現状は使用されていないが、これを活用するには発電所との間に専用通信回線が必要となる。以下の図 3-15 は TEPCO の例であるが、NLDC に設置された AGC(図中では LFC と EDC)と発電機の制御部分が接続されている。新たに NLDC から AGC 制御を行う場合は、専用通信回線と周波数変動補償装置の設置が必要であるが、専用通信回線については、既存の SCADA で使用している通信回線が活用できる可能性もある。また、発電機側にも機器の制約がある可能性もあるが、今回の調査では、これら専用通信回線および発電機にどの程度の機能追加が必要か踏み込んでいない。

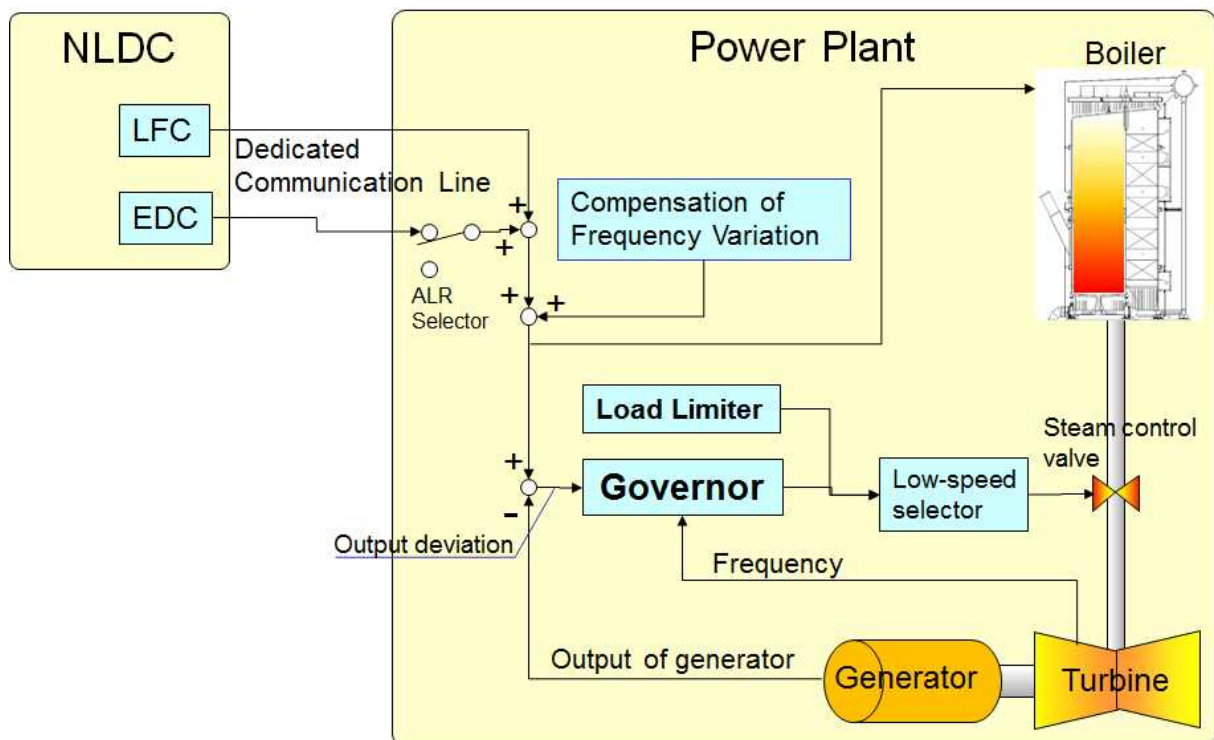


図 3-15 中央給電指令所と発電機の間における AGC 概念図

(出典) 各種資料より調査団作成

イ国では中央セクターに接続されている発電機のうち、CERC から料金の認可を受けているものは Reserves Regulation Ancillary Services (RRAS) として NLDC の調整力に使用される。表 3-4 は 2019 年 2 月 16 日から 3 月 15 日に適用される RRAS のメリットオーダー表で、その容量はイ国のピーク需要の約 3 分の 1 にあたる 57,901MW であり、Secondary のポテンシャルは高いと思われる。また、CERC 発行のディスカッションペーパーによると、イ国が考える周波数制御は各 RLDC が調整力を調達し周波数を制御すべきと書かれている一方で、CERC 発行のオーダーでは、州単位で行われているメリットオーダー方式の出力配分について、経済性を考慮して地域を越えた配分の検討を指示している。まさに、国として省エネルギーの推進に取り組んでいるものの、州や地域を跨いだ運用転換には壁があると考えられる。

省エネルギーを優先するのであれば、NLDC が周波数を調整すると効果的である。

表 3-4 RRAS のメリットオーダー

RRAS Provider Rate 16th February 2019 to 15th March 2019								
Sl No	RRAS Provider Name	Region	Installed Capacity (MW)	Fixed cost (Paisa/kWh)	Variable cost (Paisa/kWh)	Ramp Up (MW/Block)	Ramp Down (MW/Block)	Technical Minimum (MW)
1	AGTPP - Agartala*	AR	130	172.1	159.8	8	8	70
2	AGBPP - Kathalguri	AR	291	199.5	214.8	34	34	264
3	BongaigaonGTPP*	AR	250	271.42	301.9	15	15	138
Total Installed Capacity			671					
Source- NERPC-http://www.nerpc.nic.in/Ancillary%20service.php								
4	Talcher STPS - I	ER	1000	96.4	173.3	48	48	518
5	Nabinagar Thermal Power Project	ER	500	242.6	182.7	40	40	275
6	Kahalgaon STPS - II	ER	1500	109.8	207.1	113	113	778
7	Kahalgaon STPS - I	ER	840	106.5	216.7	90	90	421
8	Barh TPS	ER	1320	186.5	221.7	90	90	684
9	Farakka STPS - I & II	ER	1600	83.5	249.4	120	120	823
10	Farakka STPS - III	ER	500	150.4	250.7	38	38	259
11	MTPS Stage-II	ER	390	234.9	276.4	30	30	195
Total Installed Capacity			7650					
Source- ERPC-http://erpc.gov.in/as-3-formats								
12	Rihand TPS Stage - II	NR	1000	71.2	133.3	100	150	518
13	Rihand TPS Stage - I	NR	1000	85.8	134	100	150	507
14	Rihand TPS Stage - III	NR	1000	145.6	134.8	100	150	518
15	Singrauli STPS	NR	2000	65.7	136.4	135	197	1400
16	Unchahar TPS Stage - IV	NR	500	165.1	271.2	35	35	275
17	Unchahar TPS Stage - I	NR	420	109.6	293	30	30	210
18	Unchahar TPS Stage - II	NR	420	101.3	293	30	30	210
19	Unchahar TPS Stage - III	NR	210	136.4	293	15	15	105
20	Dadri Gas Power Project GF	NR	830	58.2	322	50	50	445
21	Auraiya Gas Power Project GF	NR	663	64.2	322.6	138	138	356
22	Anta Gas Power Project GF	NR	419	71.7	327.1	225	225	225
23	Dadri TPS Stage - II	NR	980	145	345.6	100	100	509
24	Indra Gandhi STPS	NR	1500	162.8	351.6	150	150	782
25	Dadri TPS Stage - I	NR	840	98.7	368.6	80	80	422
26	Anta Gas Power Project RF	NR	419	71.7	650	225	225	225
27	Dadri Gas Power Project RF	NR	830	58.2	845.4	50	50	445
28	Auraiya Gas Power Project RF	NR	663	64.2	887.7	138	138	356
29	Dadri Gas Power Project LF	NR	830	58.2	1238.6	50	50	445
30	Auraiya Gas Power Project LF	NR	663	64.2	1253.6	138	138	356
31	Anta Gas Power Project LF	NR	419	71.7	1271.6	225	225	225
Total Installed Capacity			11782					
Source- NRPC -http://www.nrpc.gov.in/comm/ancillaryservices.html								
32	Talcher STPS - II	SR	2000	72.1	173.9	150	150	1037
33	NLC TPS - II Exp	SR	500	234.7	236.3	36	27	248
34	NLC TPS - I Exp	SR	420	102.5	236.4	36	45	211
35	NLC TPS - I	SR	630	80.5	254.5	54	68	312
36	NLC TPS - II	SR	840	83.4	254.5	72	90	416
37	Ramagundam STPS - III	SR	500	77.6	272	50	50	259
38	Ramagundam STPS - I & II	SR	2100	73.2	278	210	210	1078
39	Simhadri STPS - I	SR	1000	95.1	302.2	100	100	521
40	Simhadri STPS - II	SR	1000	153.3	303.1	100	100	521
41	NTPL - Tuticorin TPS	SR	1000	156.2	322.7	75	75	516
42	NTECL - Vallur TPS	SR	1500	178.4	376.9	113	113	770
43	Kudgi STPS I	SR	2400	155.2	388.4	180	180	1244
Total Installed Capacity			13890					
Source- http://www.srpc.kar.nic.in/html/all_uploads.html								
44	SIPAT TPS Stg-I	WR	1980	131.54	119.7	90	90	1026
45	SIPAT TPS Stg-II	WR	1000	124.87	123.1	69	69	518
46	Korba STPS STG (I & II)	WR	500	139.6	126.3	30	30	256
47	Korba STPS STG (I & II)	WR	2100	68.9	127.9	135	135	820
48	Sasan Power Ltd	WR	3960	17	131.9	180	180	2400
49	Vindhyachal-III	WR	1000	105.5	150.8	70	70	518
50	Vindhyachal-II	WR	1000	70.1	151	70	70	518
51	Vindhyachal-IV	WR	1000	158	151.5	70	70	518
52	Vindhyachal-V	WR	500	168.65	151.6	35	35	256
53	Vindhyachal-I	WR	1260	86.4	161.3	90	90	631
54	Costal Gujarat Power Ltd	WR	4150	90.32	178.85	150	150	2090
55	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd GF	WR	663.54	130	249	300	300	354
56	NTPC-SAIL Power Company Pvt. Ltd	WR	500	172.5	251.1	30	30	250
57	Gandhar Gas Power Project GF	WR	657.39	105.7	256.1	293	293	354
58	Mouda STPP Stage-II	WR	1320	142.2	260.3	70	70	686
59	Mouda STPP Stage-I	WR	1000	189.4	261.3	70	70	518
60	Kawas Gas Power Project GF	WR	656.2	85.4	261.6	208	208	352
61	Gandhar Gas Power Project NAPM	WR	657.39	105.7	288.1	293	293	354
62	Kawas Gas Power Project NAPM	WR	656.2	85.4	288.6	208	208	352
63	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd IR	WR	540	130	375	300	300	288
64	RGPL-Maharashtra	WR	68	130	394	300	300	36
65	RGPL-Others	WR	32	130	394	300	300	17
66	Solapur Super Thermal Power Project	WR	660	215.6	418.8	30	30	343
67	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd RF	WR	1122	130	465	300	300	354
68	Gandhar Gas Power Project RF	WR	657.39	105.7	751.5	293	293	354
69	Kawas Gas Power Project RF	WR	656.2	85.4	756.4	208	208	352
70	Kawas Gas Power Project LF	WR	656.2	85.4	1115.5	208	208	352
Total Installed Capacity			23907					
http://www.wrpc.gov.in/commercial_rras_dat.asp?in=e								
All India Total Installed Capacity			57901					

(出典) POSOCO ホームページ (<https://posoco.in/reports/as3-details/>)

3.11. 限界費用による発電機出力配分

先にも述べたとおり、イ国での発電機出力の配分方法はメリットオーダー表による出力配分となっている。通常、AGC 機能を持つ中央給電指令所の多くは、燃料消費量を最小化できる限界費用により発電機の出力を配分しているが、イ国ではメリットオーダーにより出力が配分される。図 3-16 はメリットオーダーと限界費用による出力配分の違いを示す。

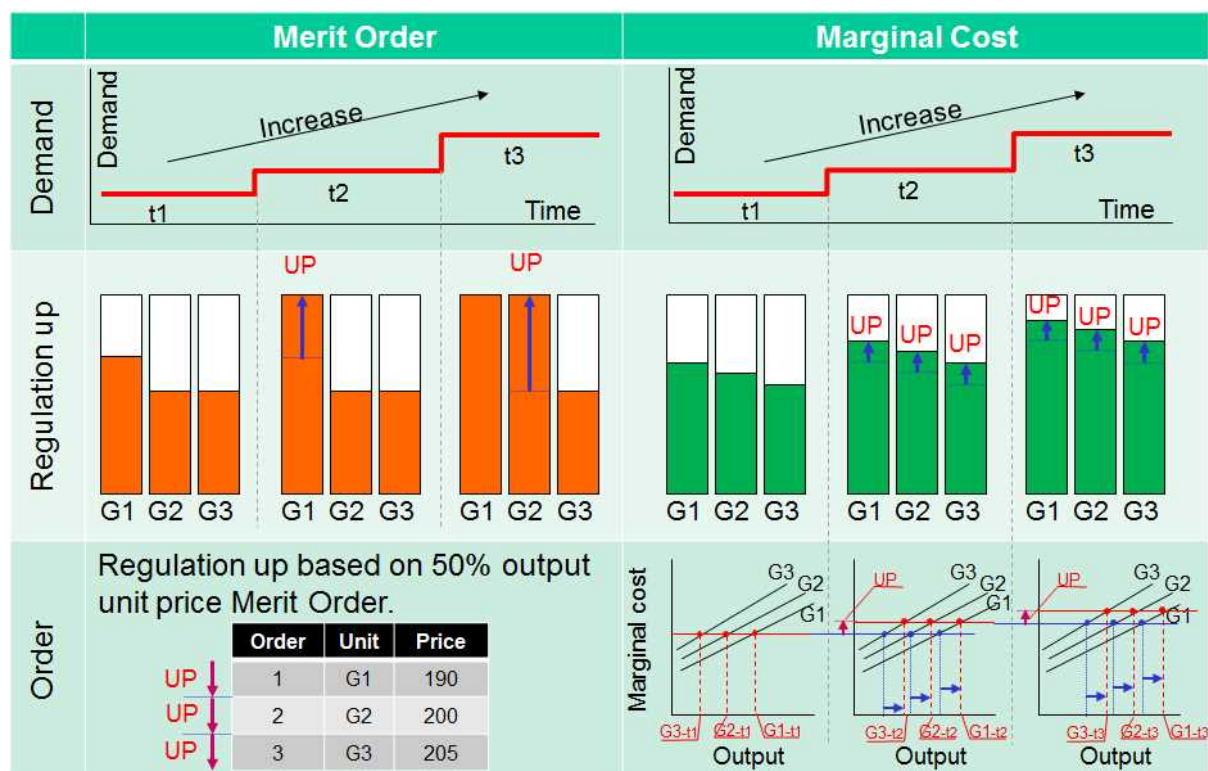


図 3-16 メリットオーダーと限界費用の発電機出力配分の違い

(出典) 各種資料より調査団作成

イ国におけるメリットオーダー表による出力配分は、各発電機の 50%出力における「発電単価」の表をもとに、価格の安い G1→G2→G3 の順に出力が割り当てられる方法である。一方、限界費用による出力配分は、出力毎の熱効率に基づく燃料消費量／燃料費用から、燃料消費量／燃料費用が最小となるように出力を配分する方法である。出力配分は、各発電機が持つ限界費用-出力特性ラインと限界費用のラインが交差する点で決定され、限界費用を一定にする配分が燃料費用最小となる。図 3-17 に発電単価と限界費用の考え方の解説を示す。

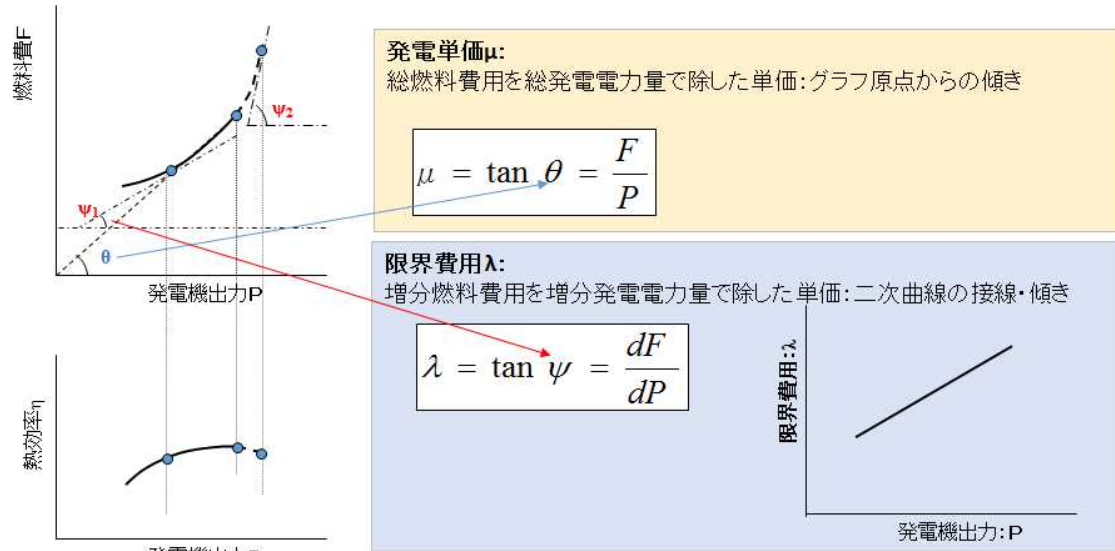


図 3-17 発電単価と限界費用の考え方

(出典) 各種資料より調査団作成

また、限界費用による配分にすることで、調整力として副次的な効果が得られる。図 3-18 に出力変化速度とガバナフリー確保量の副次的効果を示した。メリットオーダー方式は表の順番に従って 1 台ずつ出力を変化させるが、限界費用方式では、限界費用が近い複数の発電機が同時に出力を変化させるために、出力変化速度が早くなる。図では 3 台の発電機で比較しているので、出力変化速度は 3 倍となる。また、限界費用方式は複数の発電機出力を調整することから複数の発電機が中間出力帯に位置している機会が多くなり、ガバナが出力増加側と減少側の両方に動きやすく、かつガバナフリー確保量も多くなる。従って、周波数変動も抑制されるため、アンシラリー市場からの調整力調達量の計算に常時の周波数変動の要素を組み入れる場合には、調達量の抑制に貢献し託送料金の抑制になる。

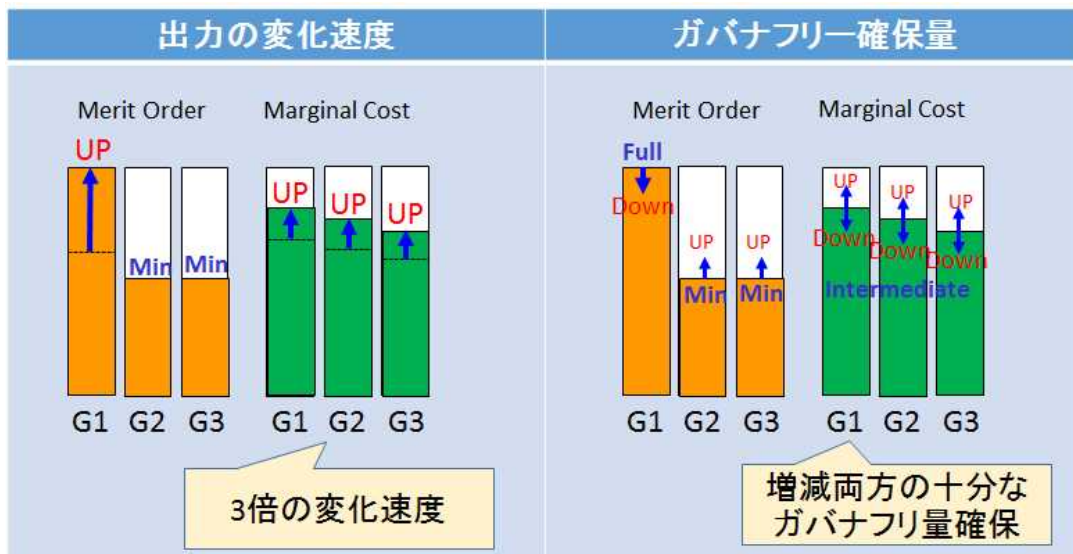


図 3-18 限界費用による配分の副次的効果

(出典) 各種資料より調査団作成

次に、概算であるが、イ国の RRAS における現行のメリットオーダーと限界費用による配分でどれほどの費用差および CO₂ 排出差が生じるか調査団で試算した。必要な情報が十分無い状況での試算であることから、以下のデータを使用、作成した。

- ・ 発電機熱効率データ(出力－燃料費用特性)：日本の典型的な発電所のデータ(図 3-19)
- ・ RRAS 発電機の発電実績：イ国の 2015-16 年度の需要実績と設備容量から試算(図 3-20) 需要実績の数値データが得られていないので、22 点のおおよその需要をグラフから読み取り、そのデータをベースに 8,760 時間の需要データを作成。
- ・ 配分は 8,760 時間(1 時間ブロック 1 年分)で計算。
- ・ メリットオーダー方式の場合、複数の発電機を持つ発電所においても、発電所内で持つメリットオーダーで出力を配分すると仮定。
- ・ 系統制約は考慮していない。

この結果、RRAS の発電機で限界費用による発電機出力配分を行うことで、年間 130 億円の燃料費および 250 万 t の CO₂ 削減が試算された。

さらに、州管轄の発電機(SSGS)においても限界費用による出力配分を行えば、その効果は 2 倍以上になる。

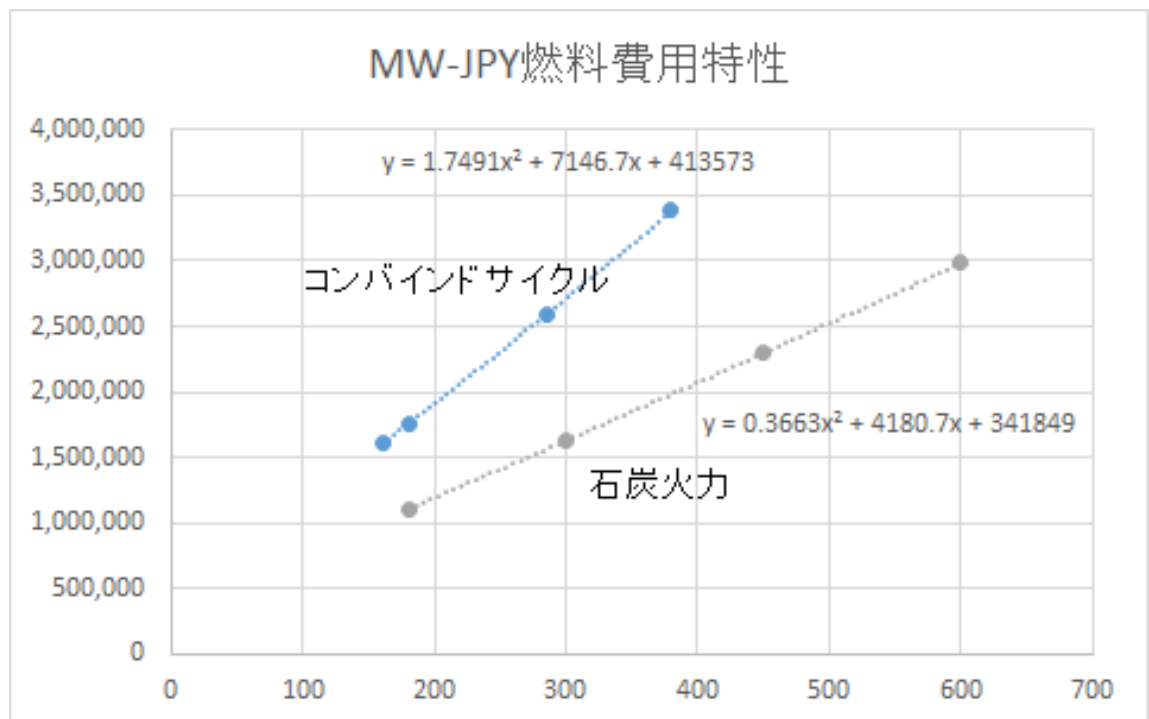


図 3-19 典型的な日本の発電機の「出力－燃料費用特性」の例

(出典) 各種資料より調査団作成

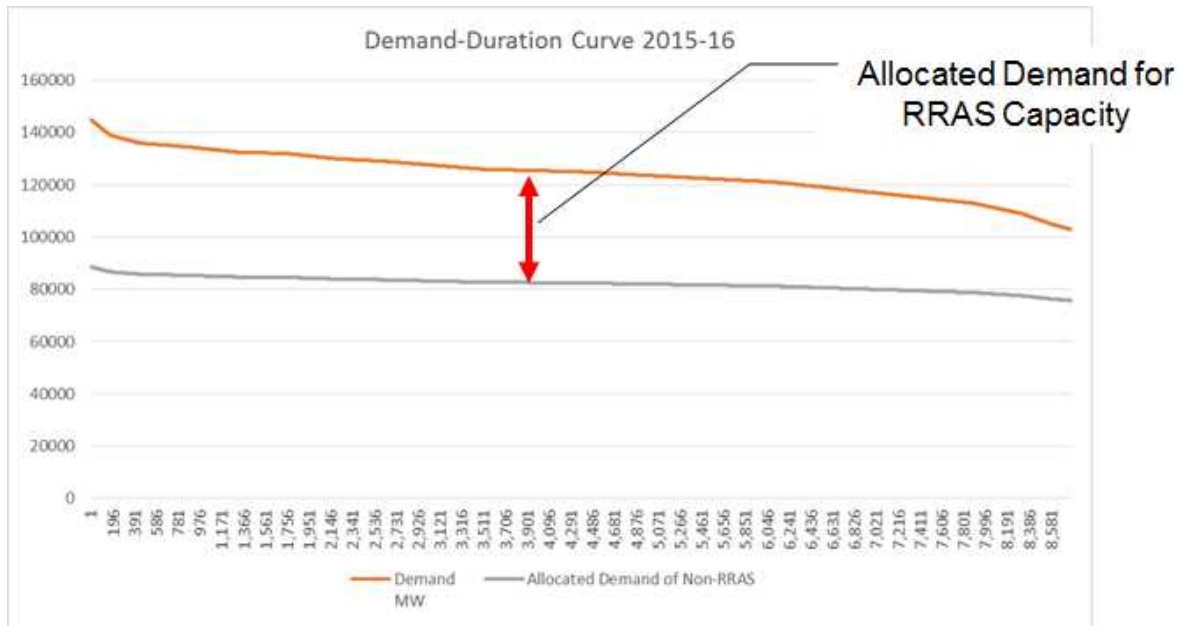


図 3-20 2015-16 イ国の総需要デュレーションと RRAS 分担需要
(出典) Electricity Demand Pattern Analysis (POSOCO)

この限界費用の理論は、多くの発電機を同一の限界費用において出力配分するため、CERC のディスカッションペーパーで謳われている各 RLDC からの RRAS の AGC 制御は部分最適となり、NLDC からの一括制御に経済的メリットがある。

3.12. 再エネ予測

イ国においては、CERC が 2017 年 3 月 3 日に発行した”Procedure for implementation of the framework on forecasting, scheduling and imbalance handling for renewable energy(RE) generating stations including power parks based on wind and solar at inter-state level”において予測・スケジューリング・インバランス処理の具体的な考えが示されている。これを受けて、各 RLDC(5 箇所)、各州の ERC 単位で具体的な手順を定めている。

各地域(Region)、州(State)とも、系統の安定運用のため基本的には管轄範囲内の太陽光発電、風力発電の予測を前日段階で各 RLDC、SLDC が実施しており、結果をホームページにて公表している。

一方で、太陽光・風力発電事業者は管轄する RLDC または SLDC に発電予測を提出する必要があるが、この際には RLDC の予測値を有料で利用する事も、また独自の予測を用いる事もできる。

予測の頻度であるが、前日段階で 24 時間分の発電予測を 15 分ブロック単位、0 時 00 分～24 時 00 分までの範囲で実施するよう規定されており、加えて当日の天候状況を鑑みた見直しについては、予め管轄の RLDC もしくは SLDC に通知した上で、他の電源の発電計画変更と同様に 1 時間後(15 分単位コマ×4 コマ先)から変更が可能である。

なお、太陽光発電所と風力発電所については原則としてマストラン電源として扱われ、メリットオーダーに従った運転はなされない。但し、系統の安定維持、人身安全、設備安全のために RLDC もしくは SLDC が必要と認める場合には、発電停止または抑制を指示する場合がある。

再エネ発電所(太陽光・風力)の実際の発電量と発電計画(=予測値)の差(インバランス)については、IEGC によれば当該再エネ事業者が経済的な負担を負うと整理されているが、非再エネ電源の DSM とは異なった精算制度が採用されている。

ISGS に接続される、Region 規模の事業者の場合は関係する RPC(Regional Power Comittie、地域電力委員会)により、月単位で精算される。即ち 1 か月間の各コマの余剰と不足を合計し、インバランスは月単位で計算される。仮に月単位の集計で実績>計画となり余剰が発生した場合には、将来の不足に備えて超過分が積み立てられる。また、実績<計画と不足が生じ、かつ過去に発生し、積み立てておいた余剰分と相殺してもなお不足となる場合には、電力市場を通じて RLDC または NLDC が REC(Renewable Enegy Cettificate、再エネ証書)を持つ太陽光/非太陽光電源を調達する事で埋め合わせを行う。

州系統に接続される、State 規模の事業者の場合については、例えばラジャスタン州の場合には、発電所または QCA(Qualified Coordinating Agency)単位でコマごとに誤差率に応じて精算がなされる。

例えば、余剰・不足問わず誤差率が 15%以下の場合は州の DSM プールへの支払無し、15%を超え 25%以下の範囲は 1kWh 当たり 0.5 ルピー、25%を超え 35%以下の範囲は 1kWh 当たり 1.0 ルピー、35%を超える範囲は 1kWh 当たり 1.5 ルピーで精算される(州外へ売電している場合は別の料金が適用される)。

我が国の場合、固定価格買い取り制度の対象となっている太陽光・風力発電所の大半が FIT 特例②(TSO が前々日に発電予測を行い、FIT 発電者と FIT 電気を買う小売電気事業者はインバランス負担を負わない方式)を選択しており、予測のニーズは TSO が中心、また FIT 電気の売り手・買い手には実質的にインバランス負担が生じない制度となっている。

他方、イ国の場合は他の電源と比べて DSM の負担は軽減されているものの、再エネ電気の売り手に一定の経済的リスクが課されているため、予測精度向上に向けてのインセンティブが働くと思われるが、政策目標に掲げる 2022 年に 175GW の再エネ導入を達成するためには幾つかの懸念が残る。具体的には、制度等で定められている再エネ発電予測が前日予測のみである点であり、再エネ予測の誤差は火力機等他の電源で埋め合わせる事を考えれば、ユニットコミットメント(起動・停止の判断)や確保すべき調整力の削減の観点から、予測の見直しの高頻度化(週間・前々日・前日・当日・数時間先)を図る必要があると考えられる。

また、これまではソーラーパークなど大規模な開発が中心であり、再エネ設備実態の把握や出力予測を行いやすい環境にあったが、今後はルーフトップ型に軸足を移す予定である事から、小規模・分散型・自家消費有り等の特徴があるルーフトップ型に向けた制度の高い予測手法の導入が必要になるとと思われる。

第4章 提言

4.1. アンシラリー市場

イ国のアンシラリー市場メニュー案は Tertiary に頼るところが多く、今後、大量導入される再生可能エネルギーに対応するには Secondary(AGC)を充実させたほうが燃料消費抑制の面でもメリットがある。現状、AGC コントロールできる発電機がない状況であるが、パイロットプロジェクトとして各地域に 1 台の AGC 制御できる発電所を準備していることから、できる限り AGC 制御できる発電機を増やすよう進めて欲しい。CERC には費用効果と CO₂削減効果を示した上で、AGC 導入を強く提言した。今後、CERC から AGC 拡大に関する指示が発出されることを期待する。

4.2. 再生可能エネルギー(REs)予測

再生可能エネルギーの中でも、太陽光(PV)、風力が多く導入されることから、火力発電機で残余需要を調整することが難しくなる。よって、数日先の発電機必要量の判断、数分先の残余需要変化、それに対応するための発電力必要量を算定するためにも再生可能エネルギー予測は重要となることから、日本ですで行われている予測モデルを紹介し、利用可否の検討を提言した。

第5章 イ国のEV導入の現状と課題

5.1. イ国政府の施策

イ国はCO₂削減及び化石燃料依存脱却に向けてEVシフトを進めている。

GST(消費税相当)はEV:12%、HEV:43%でありEVを優遇しているが、各政府機関やOEMからの反発があり、現在議論中である。

公共交通機関であるバス/3輪/乗用車(商用やシェアリング)に加えて2輪の電動化を優先して補助金を配分している。よって、個人所有の乗用車(個人所有)よりも公共交通機関と2輪のEVシフトが早いという見方が支配的である。

州レベルでもEVシフトに対して積極的である。補助金に加えて、優先レーンや優先駐車場の設定、充電インフラへの民間投資を積極的に推進している。

政策シンクタンク(NITI Aayog)が2030年の車両による石油消費量とCO₂排出量の目標値を策定し、実現に向けたシナリオを提案しており、政府で閣議決定された正式な政策ではないが、本シナリオを軸にEVに関する議論が深まっていくものと思われる。

5.2. EV普及状況と見通し

イ国では、2輪自動車の国内新車販売台数の増加が著しく、2017年度には約2,020万台となっている。4輪自動車の国内新車販売台数(乗用車、商用車)は、2017年度に400万台を超過し、ドイツを抜き世界第4位となった。英国IHSマークイットの予想では、イ国市場は、今後も年率1割近い成長が続き、2020年にも日本を抜き世界第3位に浮上すると見られている。

ただし、道路などのインフラ整備が追い付いておらず、首都ニューデリーなどでは渋滞が慢性化しているため、今後の成長にはインフラの整備が課題になると見られている。

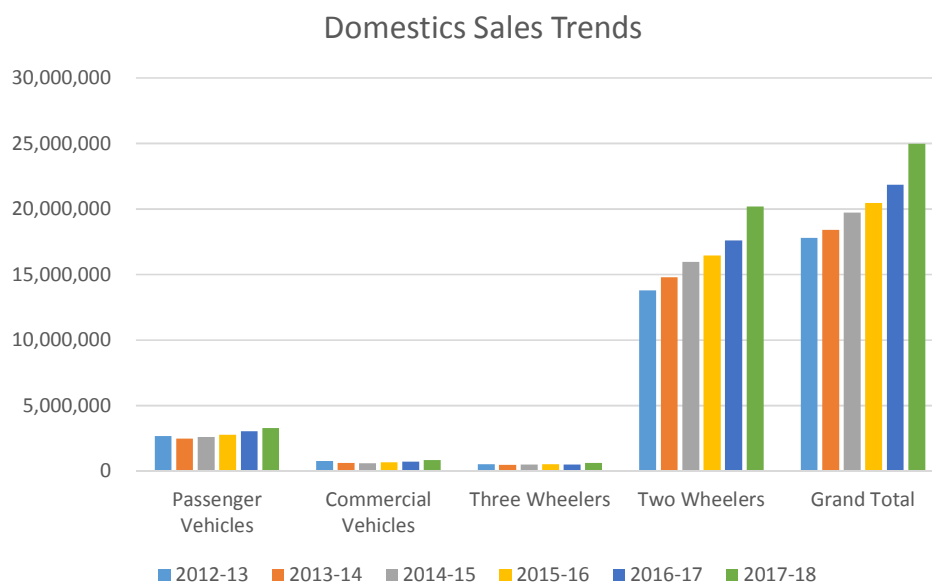


図 5-1 国内新車販売台数の推移
(出典) Global EV Outlook 2018 (IEA)

5.2.1. 普及状況

2017 年度時点において BEV 導入実績は 6,800 台となっており、年々増加してきているものの、目標達成のためには、更なる努力が必要である。

イ国の EV 政策としては、2030 年に新車販売の 30%を EV 化、公共交通機関は 100%EV 化を目指しているが、IEA の予測を見ても、全世界で EV の占める割合は 2030 年に 8%であることから、かなり高い目標であることが分かる。

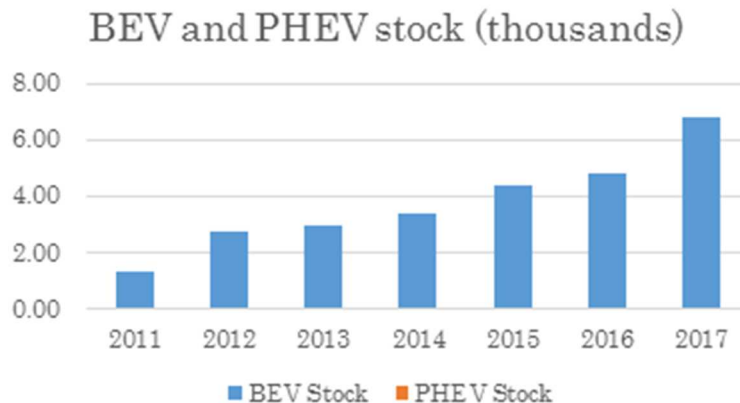


図 5-2 イ国における BEV と PHEV の保有台数
(出典) Global EV Outlook 2018 (IEA)

EV (2 輪) は 2011 年度の補助金により、90,000 台以上の販売を記録しポテンシャルの高さを示した。その後、補助金の停止に伴い 2016 年度は約 22,000 台の販売に留まっている

5.2.2. 普及見通し

NITI Aayog のシナリオに基づく 2030 年までにバス/3 輪/乗用車(フリート及び商用)の EV 化が 100%進む。補助金に加えて、運行スケジュールや走行距離を予測しやすいため充電を行うタイミングが立てやすいことが要因と考えられる。

個人ユーザーへの普及に関しては、他国同様、モデルの少なさ、価格の高さ、航続距離の短さが購入を躊躇する要因となり、普及が遅れると予想されている。また、イ国政府は、2030 年までに公用車の 100%EV 化も目指している。

5.2.3. 普及にあたっての課題

配車サービス会社の Ola がマヒンドラ製の EV (e2oPlus、4 輪) を 200 台導入し、マハラシュトラ州のナグプルにて配車実証事業を展開している。実証にあたり 50 ヶ所以上の充電ステーションと料金徴収システムを構築した。

ある充電ステーションでは、充電待ちの EV による渋滞発生による住民とのトラブルにより閉鎖に追い込まれた充電ステーションもあるとの記事があり、また実証に参加しているドライバーからは EV に対するはネガティブな意見があり、実証参加を取り止めるケースが発生している。

EV の車両価格が ICV の 2 倍であるため、リース料が高額であること、また、労働時間については、充電に要する時間が長いことの 2 点が問題点として挙げられている。EV の車両価

格については、車両価格の1/3が電池価格であるため、電池価格の低減が必要である。

5.3. 充電インフラ設備普及状況と見通し

イ国政府は、人口100万人以上の大都市や環境配慮型都市（スマートシティー）では、3km毎の設置を提案する方向で検討が進められている。充電施設の整備は基本的に企業が担い、政府は旗振り役にとどまる方向とされる。充電施設を整備する企業には補助金が交付され、自治体からの用地取得でも便宜が図られると見られている。イ国政府は、交通量の多い国道では50kmごとに施設を設置したい考えで、向こう3～5年間の設置数の目標は、普通充電器が3万基、急速充電器が1万5千基という。

EV充電スタンドの設置コストは、2017年11月のINC42ニュース記事によると、急速充電器がINR 25 Lakh (USD38,245)、低速充電器がINR 1 Lakh (USD1,529)。

イ国の電気事業法では、ライセンスを受けたDISCOM以外の企業が電力を売買することはできなかったが、新しいガイドラインでは電気の販売とEVの充電サービスは区別されたため、参入は容易となっている。

5.3.1. 充電インフラ普及状況

公共の充電ステーションは、2017年度末時点で約220箇所（約350基の充電器）である。

設置箇所は、大都市部のニューデリー、ムンバイ、プネー、バンガロールに集中しており、都市間の長距離を移動するための充電ステーションの設置は進んでいない状況である。

充電ステーションのイ国モバイルアプリでは、2019年1月時点において274箇所の充電ステーションが利用可能となっている。

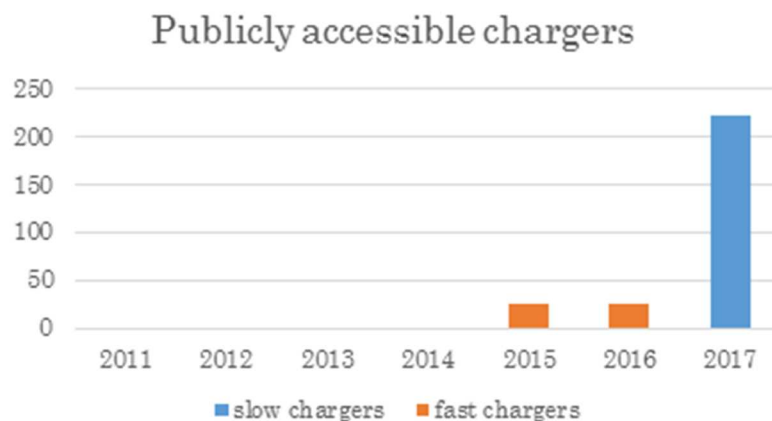


図 5-3 公共充電ステーションの設置推移

(出典) Global EV Outlook 2018 (IEA)

5.3.2. 充電インフラの規格採用状況

- ・急速充電器の規格について

ISGF(India smart Grid Forum)にて、現状の国際規格である CHAdeMO と CCS をイ国内で採用することが発表された。ただし、マヒンドラとタタは GB-T 仕様で量産を開始していることから、CHAdeMO/CCS/GB-T の3仕様が市場で拡大すると予測されている。

現状の急速充電器の国際規格は、4輪での使用を主目的に制定されたものである。イ国内

で多くの需要が見込まれる2輪／3輪の固有要件は織り込まれていない。よって、イ国固有要件を織込んだ新たな充電規格を制定する動きがある。

2018年12月にイ国政府は、EV急速充電方式に日本と欧米の規格を採用すると発表した。公共の充電ステーションで使う急速充電方式には、日本のCHAdeMOと欧米勢のCCSおよびType2-ACを採用し、普通充電方式には中国規格をベースにしたイ国の2規格を使用している。

5.3.3. 充電インフラの利用実態と料金体系

・充電インフラの利用実態

現地の自動車OEMが、イ国向けEV開発のため、イ国内でのEV（乗用車）の市場負荷測定走行を予定しており、設置される充電器の設置場所や用途は日本と同じ考えで整備されていくものと思われる。

・充電インフラの料金体系

RE:CHARGE India Mobile Appに掲載された充電器の利用料金は、無料のステーションが多いものの、一部は有料のステーションもあり、約INR10～15の料金設定がされている。

ムンバイでは、充電速度に応じて料金設定（INR20/h（Slow）、INR100/h（Fast））がされているものもある。

5.3.4. 普及にあたっての課題

配車サービス事業者のOlaの実証におけるドライバーのインタビューから、EVの普及にイ国固有の問題はないと考える。

2輪に関しても補助金の停止とともに販売台数が急減していることから、価格と性能に関しては4輪の課題と大差ないと考える。

第6章 EV の電力系統への接続(V2G)に関する調査、課題の分析

6.1. EV の配電系統への接続

6.1.1. 設備概要と現状

イ国の配電部門は、66/33kV 以下の電圧レベルを担当しており、電圧階級は、66kV, 33kV, 22kV, 11kV, 6.6kV, 1.1kV, 0.4kV がある。

6.1.2. 充電ステーションの連系

CEA（分散電源リソースの系統連系に関する技術基準）Regulations, 2013 によると、分散電源リソースは、電力系統の 33kV 以下に連系するものと定義されている。

ここでの連系は、33kV 以下に連系する発電会社、充電ステーション、プロシューマ*、個人が対象となる。なお、充電ステーションには、自ら設備を使用する場合は除くとされている。

EV を系統連系する場合は、以下の連系基準を満たす必要があるとされている。

- ・トラブル時には、システムを自動解列できる装置を設置すること。
- ・システム故障により系統に悪影響を及ぼさないこと。
- ・電力品質基準を満たすこと

*ここでのプロシューマとは、電力の消費と供給をできる人を指す。

イ国電力省は、2018 年 4 月にイ国での EV 充電ステーション事業を行うためのライセンスは不要と発表した。イ国では、2003 年電気法により、売電は配電ライセンスを保有する配電会社に、転売は取引ライセンスを保有する電力取引会社に限定されているが、今回、イ国電力省は、バッテリーへの充電は電気の転売に当たらないとして、充電ステーション事業者にはいかなるライセンスも不要であることを明確にしている。これにより、改めて配電ライセンスを持たない事業者の参入障壁がないことが確認されたことで、今後、充電ステーションビジネスの活性化が期待されている。

6.1.3. 配電系統の課題への対応

現時点において、イ国で販売されている BEV 車両の中で充放電に対応した車両がないことから、イ国固有の V2G に関する調査、課題の分析はできないものの、日本で系統連系する場合と基本的な課題は変わらないものと考えられる。ただし、日本の場合は需要が伸びない中で系統増強費用を抑制する方法を考えるが、イ国は発展途上であり、今後も経済成長による需要増加が大きいことから、至近の BEV 導入以上にまずは需要に対応した配電系統の増強が必要になるものと考えられる。

第7章 EV 電池を活用した対応策

イ国では、2030年に新車販売台数の30%をEV化する目標や電力需要(kWh)の増大、再生可能エネルギーの増大などによる出力変動が顕著に現れてくる。これらの変動は系統の周波数を乱す要因となり、基準範囲に周波数を維持するための調整力確保および電力システムの大幅な増強など、効率的な電力システムの構築が必要となってくる。

これら課題への対応策として、今後増大するEV蓄電池の充電制御や充放電制御による調整力調整等が考えられるが、イ国における現状を踏まえると、BEVの価格を抑えるため、当面は搭載電池容量が10~20kWh程度のBEVで普及拡大していくこととなるため、高額なDC充電器よりも安価なAC充電器が拡大するものと想定される。

そのため、比較的、システム構築が容易で安価な充電制御を先行して導入することを提案する。

また、将来的に電池の価格低下によりBEVとICVの価格が同程度になると予測されている2020年代中頃には、搭載電池容量も増大し、DC充電器のニーズが拡大するものと考えられることから、その時期には充放電制御による調整力調整の導入が考えられる。

充放電制御による調整力提供のインセンティブを付与するため、調整力市場での取引がその一つとして考えられる。

・充電器の設置

イ国では、当面、石炭火力が主であること、BEVの価格の1/3を電池の価格が占めることから、比較的、搭載電池容量が小さく、航続距離が短いBEVによりBEV普及を図ることとなり、毎日充電が必須となることから、通勤や週末利用のBEV以外は、夜間の充電が主になるものと考えられる。また、週末利用のBEVは、搭載蓄電池容量が小さいため、1日程度で充電が完了し、調整力としての利用は限定的となる。

一方、通勤利用のBEVは、職場において昼間充電の可能性が高いため、再エネの調整力として有効利用が期待できる。その場合は、職場に充電器が設置されることが望ましい。

将来的には、BEVの電池価格低下により、販売台数や搭載される電池容量も増加していくものと想定される。搭載電池容量の増加により、電池の活用できる幅も広がり、充放電により調整力への活用も期待できる。ただし、調整力への活用には、充放電可能な充電器が必要となるが、現時点では充放電器(V2H、V2G)が高価であるため、低価格化も必須となる。

7.1. EV 電池を活用した対策案

EVの普及拡大に伴い、EVの充電による電力系統への影響が懸念される。同エリアで複数のEVが同時に充電されることを想定すると、配電に弱みがあると言われているイ国ではEVの充電が電力系統に与える影響に留意する必要がある。

対策として設備増強に加えて、EVをリソースとして活用することで電力系統の安定化に寄与できる。EVがリソースとして期待される主な機能として、以下が挙げられる。

- ①充電を電力需要の軽負荷時間帯などに合わせて制御する機能(充電時間シフト)

- ②災害時や需給が逼迫した時に EV から放電して、電力を維持する機能
- ③EV からの充放電により、電力系統の電圧/周波数調整を提供する機能

②、③の機能を実現させるためには、充放電が可能な充放電器システムが必要となり現時点では CHAdeMO の充放電器が必要になる。またシステム構築費用が大きくなることから、中短期的には EV ユーザーが負担なく気軽に参加可能な①の充電時間シフトが有効と考える。

充電時間シフトにより系統運用者は系統の負荷平準化に伴う設備投資の削減、EV ユーザーは割安な電気料金や設備投資の削減に伴うインセンティブを受領できる。

7.2. 充電時間シフト機能

7.2.1. システム概要と結果

バーチャルパワープラント構築実証事業にて 2017 年度に開発した充電時間シフトシステムの概要は以下の通り。

- ✓ あらかじめ電力の軽負荷時間帯と時間を予測し、時間に応じたインセンティブや割安の電気料金の時間帯にスマホを通じてユーザーに情報提供する。
- ✓ 軽負荷時間帯への充電に賛同したユーザーが充電予約ボタンを押下する。
- ✓ ユーザーの充電意志を統合管理サーバーで管理し、当該時刻になったら車両情報管理サーバーを通じて、車両の充電を遠隔制御する。
- ✓ 車両情報管理サーバーは EV から充電実績を取得し、統合管理サーバーに通知する。充電実績に応じて、EV ユーザーはインセンティブや対価を得る

7.2.2. 統合管理サーバー

EV ユーザー情報の管理、インセンティブ情報の管理や配信、充電予約受付、充電実績の管理を行う。2017 年度の実証ではスマホアプリの EV smart の既存のアプリ配信サーバーを改修することで実現した。

7.2.3. 車両情報管理サーバー

EV の充電実績のデータ収集、電池状態の監視、充電開始停止の遠隔制御を行う。2017 年度の実証では自動車 OEM がユーザーに提供済みの既存のテレマティクスシステムを利用した。

7.2.4. ユーザー I/F

インセンティブ情報の確認や充電予約にはスマホを用いた。2017 年度の実証では既存のスマホアプリの EV smart を改修することで実現した。

7.2.5. 2017 年度の実証結果

自宅に普通充電の設備を備える、かつ EV をプライベート目的で使う 45 名の被験者を対象として、深夜の軽負荷時間帯への充電シフトと PV 余剰を想定した昼間時間帯への充電シフトを検証した結果は以下の通り。

- ✓ 充電時間のシフトはインセンティブの大小に関わらず事前告知が行われること、ユー

ザーの利用条件が合うことで比較的容易に実行された。

- ✓ PV 余剰を想定した昼間時間帯へのシフトは、参加率、充電量ともに低下した。被験者へのヒアリングの結果、PV 余剰が見込まれる休日の昼は EV を利用する頻度が多いことが要因であった。
- ✓ PV の導入増加による余剰発生を吸収するために、余剰が多く見込まれる休日昼間に EV が稼働していない頻度が高いフリートユーザーをなど取り込むなど、ユーザー特性にあったサービスを提供することが必要と考える

7.2.6. イ国向け充電時間シフト機能について

- ✓ 21 時前後のピーク需要を避けてボトムに当たる深夜 3～5 時に充電シフトさせることが有効であるとする。配電・小売り会社は当該時間帯での充電時間シフトに伴うインセンティブや割安な電気料金を設定することが必要である。
- ✓ 今後さらなる PV 導入に備えて、余剰電力の見込まれる昼間に充電シフトすることは上げ調整力として有効である。よって当該時間に EV の充電を期待できるユーザーをサービスに組み込むことが必要である。
- ✓ 大量に EV 導入に備えて、充電時間シフトに加えて需給逼迫時に充電を停止させる機能の追加も有効とする。充電時間シフトのシステムと同様にスマホで充電停止に伴うインセンティブ情報をユーザーに通知し、充電停止に応動したユーザーにインセンティブを支払うサービスである。

7.3. 本提案の優位性

- ✓ EV ユーザーはスマホとスマホの通信料のみの負担で複雑な操作はなく気軽に参加できる。
- ✓ 自動車 OEM にとってはテレマティクスの小改良で済み、また EV として新たな価値を創出することができる。
- ✓ EV を運用するフリートユーザーなどは再エネの余剰電力で EV を充電することで、環境価値の高いエネルギーで EV を運用でき、企業価値向上が期待できる。
- ✓ 再エネ導入事業者にとっては、出力制限を回避でき売電できる。
- ✓ 統合管理サーバーとスマホアプリは新規開発が必要となるが、系統の設備投資削減に加えて、将来的には VPP/V2G などを見据えたリソースアグリゲータとしての活用期待できる。

以 上

二次利用未承諾リスト

平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業(インド・系統安定化に関する調整力市場制度整備にかかる調査)報告書

平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業(インド・系統安定化に関する調整力市場制度整備にかかる調査)

東京電力パワーグリッド株式会社

頁	図表番号	タイトル
3	図 2-1	世界の一次エネルギー総供給量(2016年)
3	図 2-2	主要国の一人あたりの電力消費量(2016年)
4	図 2-3	世界のCO2排出量(2015年)
5	図 2-4	風力・太陽光発電のポテンシャル
8	図 3-1	イ国の電力セクター構成
9	図 3-2	各地域給電指令所のエリア
9	図 3-3	発電設備容量(MW)の推移(実績)
10	図 3-4	発電電力量(MU)の推移(実績)
10	図 3-5	石炭火力発電所の稼働率の推移
11	図 3-6	イ国の翌日計画策定スケジュール
12	図 3-7	最大電力の実績と見通し
13	図 3-8	電力量の実績と見通し
14	図 3-9	発電設備量の推移(実績と計画)
14	図 3-10	発電電力量の推移(実績と計画)
15	図 3-11	最大電力発生日の想定ロードカーブ(2021年度)
17	図 3-12	イ国の周波数状況(2018年9月7日)
17	図 3-13	イ国の周波数状況(2018年9月8日)
19	図 3-14	イ国における需給調整と周波数調整の概略図
24	図 3-19	典型的な日本の発電機の「出力ー燃料費用特性」の例
25	図 3-20	2015-16イ国の総需要デューレーションとRRAS分担需要
28	図 5-1	国内新車販売台数の推移
29	図 5-2	イ国におけるBEVとPHEVの保有台数
30	図 5-3	公共充電ステーションの設置推移
16	表 3-1	各シナリオにおける太陽光と風力の普及率、発電抑制率、CO2排出量削減率
18	表 3-2	イ国における予備力・周波数調整力の基本的な考え方
21	表 3-4	RRASのメリットオーダー