

平成30年度地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費(新興国での電力系統安定化に資するプロジェクト組成のための調査事業)

報告書

2019年3月

 株式会社三菱総合研究所

環境・エネルギー事業本部

株式会社三菱総合研究所
環境・エネルギー事業本部
海外環境ビジネスグループ

東京都千代田区永田町二丁目10番3号

目次

1. 調査目的及び調査項目	1
1.1 調査目的	1
1.2 調査項目	1
2. 欧州先進国（ドイツ・スペイン）の送電会社の先行事例に関する基礎調査	3
2.1 欧州の概観	3
2.2 ドイツの分析	5
2.2.1 関連政策の動向	5
2.2.2 取り組みの動向	6
2.3 スペインの分析	7
2.3.1 関連政策の動向	7
2.3.2 取り組みの動向	7
2.4 特徴・有効性・課題等の整理	8
3. 主要新興国（サウジアラビア、UAE、インド）の送電会社に関する基礎調査	9
3.1 サウジアラビアの分析	9
3.1.1 電力市場に関する概況及び関係政府機関	9
3.1.2 送電会社の取り組み	11
3.2 UAE の分析	14
3.2.1 電力市場に関する概況及び関係政府機関	14
3.2.2 電力会社の送電部門の取り組み	17
3.3 インドの分析	19
3.3.1 電力市場に関する概況	19
3.3.2 送電会社の現状	30
3.3.3 特徴及び課題等	35
4. ASEAN で行われている国際連系線建設に係る取り組み（HAPUA）に関する基礎調査 ..	49
4.1 取り組み動向	49
4.2 実現のための課題	55
4.3 民間の取り組み	56

5. 日本企業進出のための課題の整理と提言	59
5.1 主要新興国における政策的課題	59
5.2 日本の送電会社の海外展開ための施策と相手国への政策提言	60
6. まとめと今後の課題	64

目次

図 2-1	欧州における Explicit 型デマンドレスポンスの開発動向	4
図 3-1	電源種別の設備容量（2018 年 3 月 31 日時点）	20
図 3-2	2022 年 3 月時点での設備容量とその内訳	21
図 3-3	2027 年 3 月時点での設備容量とその内訳	22
図 3-4	地域別の再生可能エネルギーの導入目標（2022 年）	23
図 3-5	州別の再生可能エネルギーの導入目標（2021-2022 年）	23
図 3-6	電源種別の再生可能エネルギーの設備容量の推移	24
図 3-7	太陽光及び非太陽光の州別 RPO 目標	26
図 3-8	インドの送電系統の統合	30
図 3-9	インドの州間送電系統	32
図 3-10	送電系統の国際連系	33
図 3-11	インドの給電指令所の階層構造	35
図 3-12	予備力の分類（スキーム図）	37
図 3-13	RRAS のフロー	39
図 3-14	RRAS プロバイダーと RPC の主要な役割	40
図 3-15	RRAS のディスパッチ（2016 年 4 月～2018 年 4 月）	43
図 3-16	RRAS のディスパッチの発生理由（2016 年 4 月～2017 年 10 月）	44
図 3-17	RRAS 導入前後の最大/最小周波数パターン	45
図 3-18	RRAS 導入前後の平均周波数パターン	46
図 4-1	HAPUA 組織体制図	51
図 4-2	ASEAN パワーグリッド構想 接続状況及び計画	54
図 5-1	日系企業の送配電分野での海外展開の方向性	62

表目次

表 2-1	エネルギートリレンマへのデマンドレスポンスの貢献.....	3
表 2-2	アグリゲーターの分類.....	4
表 2-3	ドイツにおける再生可能エネルギーの支援制度（例示）.....	5
表 3-1	SECにおける発電種別の発電量.....	9
表 3-2	インド電力セクターの関係機関.....	19
表 3-3	インド全土の発電設備容量（2018年3月31日時点）.....	20
表 3-4	再生可能エネルギーの導入目標.....	21
表 3-5	2022年3月時点での設備容量とその内訳.....	22
表 3-6	2027年3月時点での設備容量とその内訳.....	22
表 3-7	消費電力量に占める再生可能エネルギーの割合指標.....	25
表 3-8	2015-16年における州別 RPO の遵守率.....	27
表 3-9	REC メカニズム.....	28
表 3-10	REC の取引量（2018年9月10日時点）.....	29
表 3-11	インドの送電系統（2019年2月28日時点）.....	31
表 3-12	インドの州間送電系統の容量（MW）.....	33
表 3-13	インドの停電回数と年間停電時間（2016-2017年）.....	36
表 3-14	予備力の分類.....	38
表 3-15	地域別の予備力の必要量.....	38
表 3-16	RRAS の各機関の役割.....	41
表 3-17	RRAS サービスプロバイダーごとの料金（2019年1月16日～2月15日）.....	42
表 3-18	現行 RRAS の課題.....	47
表 3-19	現行 RRAS への提案.....	48
表 4-1	HAPUA ワーキンググループ.....	50
表 4-2	ASEAN 域内における再生可能エネルギー分野の連携メリットと課題.....	53
表 4-3	APG プロジェクト一覧.....	55

1. 調査目的及び調査項目

1.1 調査目的

東南アジア、中東の新興国では現在再エネの大量導入が急拡大しており、その流れは今後も続く見込みであり、停電回避、電圧の安定のための系統安定化が急務となっている。解決方法としては①火力等の高効率運転など発電側での調整、②系統運用のルール策定、③需要サイドにおける DSM（デマンドサイドマネジメント）等が考えられる。この中でも、発電側や需要側のみでは対応できない需給調整を行うために、②系統運用のルールに対するニーズが増しており、③の更なる導入のためにも系統運用の柔軟性が求められているところである。再エネ導入が進む新興国を中心に、単なる機器の普及を超えて、プロジェクトの長期継続を見据えた制度作りや運用を担う送配電会社との組み合わせた形での対応とセットすることにより、日本企業の海外展開を推進する必要がある。

本事業では、系統運用分野における日本企業の海外展開を促進すべく、①対象各国の系統運用ルール及び系統運用を担う企業の調査、②新興国にどのように日本企業が進出することが可能か制度面、技術面からの検討、③日本企業が進出する際の課題の整理と提言、④広域的な系統の安定という観点からの、ASEAN で行われている国際連系線建設に係る取り組み（HAPUA）の現状についての調査を行った。

1.2 調査項目

（1）欧州先進国（ドイツ・スペイン）の送電会社の先行事例に関する基礎調査

再エネの導入が多く、すでに系統運用への影響が生じているドイツ、スペインの送電会社において、再エネの導入拡大に伴い検討・実施された検討運用ルール等の先進的な取り組みを調査し、その概要・特徴・有効性・課題等を整理した。

（2）主要新興国（インド、サウジアラビア、UAE）の送電会社に関する基礎調査

再エネの大量導入が急拡大しており、系統安定化が喫緊の課題となっている主要新興国（インド、サウジアラビア、UAE）の送電会社の現状、政府との関わりに関する特徴等を整理した。

（3）ASEAN で行われている国際連系線建設に係る取り組み（HAPUA）に関する基礎調査

系統の安定化という観点から、HAPUA の概要・進捗状況・有効性・課題等を整理した。

（4）日本企業進出のための課題の整理と提言

（1）及び（2）の調査を踏まえ、主要新興国における政策的課題について整理す

るとともに日本の送電会社の東南アジア及び中東での海外展開を促進するため、日本の送電会社の海外展開に関与できる分野及びそのために必要な施策を整理した。また、相手国への政策提言についても取りまとめた。

文献調査による関連情報の整理・分析の他、サウジアラビア、UAE での現地調査（3月実施）での関係者ヒアリング（電力会社、専門家等）、国内での関係者ヒアリング（送電会社等）を行い検討した。

2. 欧州先進国（ドイツ・スペイン）の送電会社の先行事例に関する基礎調査

ここでは、再エネの導入が多く、すでに系統運用への影響が生じているドイツ、スペインについて、再エネの導入拡大に伴う事業環境の変化、それに対応した先進的な取り組みとして、デマンドレスポンスに着目し、整理した結果を以下に示す。

2.1 欧州の概観

欧州市場では太陽光や風力発電の導入量が増大しており、これに伴い変動する電力供給に対する需給調整が大きな課題とされている。その中で、デマンドレスポンスも一つの重要な変動電源対策として位置づけられている。デマンドレスポンスの特徴としては、需要抑制や創出を通じて、需給のバランス調整に貢献することが挙げられる。更に、デマンドレスポンスと再エネ電源、蓄電池等の複数のエネルギーリソースを組み合わせることで、バーチャルパワープラント（Virtual Power Plant）のような取組も可能となる。

デマンドレスポンスは、エネルギー転換を進めるために、以下のようなエネルギートリレンマへの貢献が期待されている。

表 2-1 エネルギートリレンマへのデマンドレスポンスの貢献

トリレンマ	項目	中央型再エネ	分散型再エネ資源	分散型エネルギー資源の集約
供給セキュリティ	ローカルリソース	◎	◎	◎
	レジリエンス	○	○	◎
	リライアビリティ	◎	○	◎
内部市場	エネルギー価格（LCOE）	◎	-	-
	顧客中心	-	○	◎
	競争	◎	-	◎
環境影響	再生可能エネルギー	◎	◎	◎
	CO2 排出量	◎	◎	◎
	エネルギー効率	-	○	◎

出所) Jornada; “AGREGATOR OF DER -BARRIERS & RECOMMENDATIONS FOR A COMPREHENSIVE MARKET DEVELOPMENT IN SPAIN(2018年4月6日講演)”を基に作成

欧州市場におけるデマンドレスポンスのアグリゲーションにおけるプレイヤーは以下のように定義されている。

表 2-2 アグリゲーターの分類

タイプ/プレイヤー	非独立アグリゲーター	独立アグリゲーター
仮想的 (DER は地域での独立した低圧ネットワークで作用)	<ul style="list-style-type: none"> ● 代表：小売事業者 ● 需給調整者 (Balancing Responsible Party) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 資産製造者 (例：蓄電池) ● IT 開発者 (例：OS 統合)
物理的 (統合された全ての DER は同じ低圧ネットワークで接続)、例) マイクログリッド	<ul style="list-style-type: none"> ● ローカルシステム運用者 (LV Network) 	<ul style="list-style-type: none"> ● ローカルエネルギーコミュニティ ● ESCO

出所) Jornada; “AGREGATOR OF DER -BARRIERS & RECOMMENDATIONS FOR A COMPREHENSIVE MARKET DEVELOPMENT IN SPAIN”, 2018 年 4 月 6 日講演資料を基に作成

Smart Energy Demand Coalition (SEDC) が作成した「Explicit Demand Response in Europe-Mapping the Markets 2017-」では、欧州での Explicit 型デマンドレスポンスの状況については、アイルランド、ベルギー、スイス、英国、フィンランド、フランスが商業的な活動段階 (Commercially active)、オーストリア、ドイツ、デンマーク、ノルウェー、オランダ、スウェーデンが部分的な開始段階 (Partial opening)、ポーランドとスロベニアは予備的な開発段階 (Preliminary development) にあると分析している。



Map of Explicit Demand Response development in Europe today

図 2-1 欧州における Explicit 型デマンドレスポンスの開発動向

出所) SEDC; “Explicit Demand Response in Europe-Mapping the Markets 2017-”, p.11.

2.2 ドイツの分析

2.2.1 関連政策の動向¹

ドイツでは、再生可能エネルギー源からの電力は、主に市場プレミアム制度によって支援されている。主に出力 100 kW までの小規模発電所について、固定価格買取制度を活用することができる。対象基準及び買取価格水準は、再生可能エネルギー法（EEG 2017）で規定されている。また、同一住居ビルで生産及び消費される電力を支援する借家人電気サーチャージ、フレキシビリティ加算（バイオガス）等の支援制度も導入されている。

表 2-3 ドイツにおける再生可能エネルギーの支援制度（例示）

制度	概要
プレミアム価格（市場プレミアム）	<ul style="list-style-type: none"> 固定価格買取制度と売電の毎月の市場価格との差を市場プレミアムとして算定。 2017 年の再生可能エネルギー法（EEG）の修正を受けて、ほとんどの技術の市場プレミアムは入札を通じて決定。 発電所の運営者は第三者に対する供給契約又は市場で販売し、グリッド運営者から市場プレミアムを獲得。
借家人電力サーチャージ（Tenant electricity surcharge）	<ul style="list-style-type: none"> 系統非接続で住居ビル内で自家消費される場合、住居ビルの最大 100 kW までの小型 PV 発電設備を借家人電力サーチャージを通じて支援。本支援は固定価格買取制度よりも低いですが、ネットワーク料金、税金など他のコスト要因を回避可能。
補助金：フレキシビリティ加算金（Flexibility surcharge）	<ul style="list-style-type: none"> 固定価格買取制度を利用できる資格がある、またはオークションにより決定される市場プレミアムを受けたバイオガス発電所の運営者は、オンデマンド使用のための容量を提供することに対して、追加的な支援（固定買取制度や市場プレミアムとは別）を得ることができる。設備容量 100kW 超のバイオガス発電施設（新設）が対象。

備考）フレキシビリティへの補助金としては、2014 年 7 月 31 日以前に運転を開始したバイオガス発電所の運営者は、オンデマンド使用のための追加的設置容量を提供することに対し、追加的な支援を得ることができる「補助金：フレキシビリティ・プレミアム（Flexibility premium）」がある。

出所）RES LEGAL Europe の以下の資料を基に作成。

“Premium tariff (Market Premium)”, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-i-market-premium/lastp/135/>.

“Tenant electricity surcharge”, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenant-electricity-surcharge/lastp/135/>.

“Subsidy (Flexibility premium)”, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/subsidy-flexibility-premium/lastp/135/>

“Subsidy (Flexibility Surcharge)”, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/subsidy-flexibility-surcharge/lastp/135/>.

（最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日）

¹ RES LEGAL Europe; “Germany: Overall Summary”, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/germany/>（最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日）

さらに、新しい発電所に対する投資への低利融資について、様々な KfW（ドイツ復興金融公庫）プログラム（再生可能エネルギープログラム・標準、洋上風力エネルギープログラム、BMU イノベーションプログラム、再生可能エネルギープログラム・プレミアム）によって提供されている。

2.2.2 取り組みの動向²

ドイツでは、風力と太陽光発電が総発電量に占める割合が、2017年に2016年の18%から増加して22.2%となった。2017年4月30日には、風力と太陽光発電の瞬間最大発電量が総需要の75.3%に達した。近年、ドイツの電力システムは信頼性を保っており、ここ数年、停電の平均時間は顧客1人あたり15分未満を維持し、ドイツの電力システムは世界で最も信頼できる電力システムの一つになっている。

信頼性を維持しつつ、変動再生可能エネルギー（VRE：Variable Renewable Energy）のシェアを増大させているドイツの電力システムの能力を説明する3つの主な理由は以下の通り。

- ・ドイツの電力システムは十分な給電容量を維持している。2017年の末には、合計103 GWの従来型発電容量（原子力、褐炭、無煙炭、ガス及び揚水）に加え、9.0 GWのバイオエネルギーと5.5 GWの流込式発電が利用可能であった。負荷のピークは、2017年1月12日午前11時の80.6 GWであった。
- ・地域間でバランスをとるために送電網が利用されることが増えている。取引される電力量は2017年に133.6 TWhまで増大し、近隣諸国の協力により60.2 TWhという多量の余剰電力の輸出が可能になっている。さらに、システムオペレータは、例えばスマートテクノロジーを導入し、少数の追加ラインを敷設することにより、グリッドの技術的能力を高めている。
- ・供給側では、フレキシビリティは主に従来型発電によって与えられている。特に、硬質炭焼き火力発電所の負荷追従モードでの運転が増えている。しかし、多くのガス焼き火力発電が、硬質炭焼き発電と競うことがおおむね不可能であるため、非稼働状態にある。デマンドレスポンスのポテンシャルについては、未だ上手く活用されていない状況にある。

ドイツの電力システムにおいて、フレキシビリティの重要性が増している理由について、整理すると以下の通り。

- ・比較的フレキシビリティのない電源が大きな割合を占めている。
- ・再給電と出力抑制のコストが増加傾向であり、総電力供給コストの2~3%に達している。Schleswig-Holsteinの北部地域におけるグリッド容量の不足が大きな原因で再給電と出力抑制のコストの70%を占めている。

² IEA; “Status of Power System Transformation 2018”, 2018, <https://www.21stcenturypower.org/assets/pdfs/main-report.pdf>, (最終閲覧日：2019年3月20日)

- ・デマンドサイドマネージメントが、大きな技術的可能性を持っているにもかかわらず、非常に小さな役割しか果たしていないことである。

現在ドイツ政府は「送電網の拡大」と「短期市場のフレキシビリティの向上」に主に焦点を当てている。実際に、卸売市場のフレキシビリティは、前日市場(day-ahead market)と当日市場(intraday market)の両方で増加傾向である。また、今後はフレキシビリティのないベースロード容量を減少される計画であり、原子力の段階的廃止に加えて褐炭発電のバックアップ目的のスタンバイモードへの移行が検討されている。一方で、この対応は、炭素集約型の技術(褐炭発電)の延命に繋がるものであり、電力部門におけるCO₂排出のさらなる削減の阻害要因となっている。

2.3 スペインの分析

2.3.1 関連政策の動向³

スペインでは、再生可能エネルギー源による発電は、主に価格規制システムを通じて促進されていたが、勅令 Real Decreto-ley 9/2013 により廃止され(固定価格買取制度の廃止)、勅令 Real Decreto RD 413/2014 により、特定の支援制度(Régimen Retributivo Específico)が導入された。

勅令 Real Decreto 900/2015 により、容量及び発電レベルの両方に関して、既存及び新規の自家用再エネ発電施設に対する課金を設定された。10kW未満の自家用設備は、発電量に対する課金が免除されるが、容量1kWあたりの固定課金は課される。一方で、勅令 Real Decreto 15/2018 により、既存及び新規の自家用再エネに対するこれらの課金が廃止され、また、100kWまでの再エネでの自家消費に関する手続きが更に簡素化された。

2.3.2 取り組みの動向⁴

スペインでは、アグリゲーションによるデマンドレスポンスは、balancing市場、アンシラリーサービスへのアクセスは行われていない。2015年に発電を中心とした再生可能エネルギーのbalancing市場への参加を許可する新たな規制が認められたことにより、2016年以降は、分散型の再生可能エネルギー(特に風力発電)が事前承認を得て、三次予備力に参加することが可能となった。

卸売市場については、50MW以上の発電量を持つ発電者だけが販売者として参加でき、フレキシビリティについては需要入札を通じてスポット市場に参加することができ

³ RES LEGAL Europe; “Spain: Summary”, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/summary/c/spain/s/res-e/sum/196/lpid/195/>, (最終閲覧日: 2019年3月20日)

⁴ Smart Energy Demand Coalition, Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Market 2017, pp.177-178, <http://www.smartenergydemand.eu/2017/04/06/explicit-demand-response-in-europe-mapping-the-markets-2017/>, (最終閲覧日: 2019年3月20日)

る。全体の市場規模については、2015 年においては、前日市場（day-ahead market）で 175.97 TWh、当日市場（intraday market）では約 28.32 TWh の取引が行われた。容量メカニズムは、発電ユニットの参加に限られており、availability payment と utilisation payment の両方が提供されている。2013 年には availability payment が削減された。

デマンドサイドの柔軟性は、地域の混雑管理（congestion management）にとって重要なツールとなる。必要に応じて、DSO（Distribution System Operator）は、中断可能サービス（interruptibility service）の活用または再給電及び発電事業者の縮小に関する TSO（Transmission System Operator）からの要請の可能性を有している。この他、DSO レベルでの取り組みとしては、いくつかのパイロット・プロジェクトが都市レベルで実施されている（マラガでの「スマートシティ・プロジェクト」、「バルセロナ・スマートシティ」等）。

再生可能エネルギー発電の運営者は、グリッドの運営者に対し、グリッド接続、優先給電を行う権利を有しており、また、自らの発電所をグリッドに接続する上で必要な場合には、グリッドの拡張を受ける権利（契約上）も有している。TSO の混雑管理のため、TSO は抑制（grid curtailment）に関する責任を有している。リアルタイム運用での抑制の場合には、収益の損失の一部（前日市場での価格の 15%）が補償されるが、計画的な抑制については、金銭的な補償は受けられない。

2.4 特徴・有効性・課題等の整理

欧州では、再生可能エネルギーによる電力需給調整の困難性が増してきており、各国でデマンドレスポンスの市場参画を拡大する傾向で検討が進められてきている。他方で、アンシラリーサービス市場、容量市場、卸売市場におけるデマンドレスポンスの参加可否については、制度構築の整備状況に大きく左右される。各市場において参入可能なリソースが限定的であったり、主に発電側のリソースのみを前提とした市場設計になっていたりするケースもあり、デマンドレスポンスの活用は未だ限定的である国が大部分である。

一方で、現在の市場設計で認められていないリソースが今後認められるようになる可能性は高い。例えば、スペインではデマンドレスポンスはbalancing市場やアンシラリーサービス市場へのアクセスは認められていなかったものの、2015 年に発電を中心とした再生可能エネルギーのbalancing市場への参加を許可する新たな規制が認められるといった動きもあり、アグリゲートされたデマンドレスポンスの展開可能性が期待されている。このように制度改正等による事業環境の整備が進められていることから、当該国の制度設計の動向を注視しつつ、それを踏まえたビジネスモデルの構築が求められる市場と言える。

3. 主要新興国（サウジアラビア、UAE、インド）の送電会社に関する基礎調査

3.1 サウジアラビアの分析

3.1.1 電力市場に関する概況及び関係政府機関

(1) 発電部門の動向

Electricity & Co-Generation Regulatory Authority のデータによれば、サウジアラビア全体の総発電設備容量（2017年）は 80,471MW となっており、年々増加傾向にある。SEC の Annual Report 2017⁵によれば、発電活動計画は、発電施設の運転と維持管理を行い、増大する電力の需要を満たすためにその能力を強化することに焦点が当てられている。2017年でのSECにおける発電種別の発電量は 204,597 GWh であり、2017年においては、3,269 MW の発電容量を追加し、2016年末に比べ 6%増となった。主な追加された発電容量の内容は以下の通りである。

- ・中央部セクター（Central sector）においては、第 10 発電施設（Power Plant 10）に 2 基の汽力発電機（steam generation unit：それぞれ 115 MW の容量）を設置することで、合計 230 MW の発電容量が追加された。また、Qassim 発電施設に 2 基の汽力発電機（それぞれ 129 MW の容量）を設置することで、合計 258 MW の発電容量が追加された。
- ・南部セクター（Southern sector）では、Al-Shuqaiq 発電施設に 4 基の汽力発電プラント（それぞれ 660 MW の容量）を設置することで、合計 2,640 MW の発電容量が追加された。

表 3-1 SEC における発電種別の発電量

単位：GWh

	汽力	ガス	複合	ディーゼル	計
2016年	84,975	70,214	50,602	254	206,045
2017年	95,367	54,022	54,959	249	204,597

出所) Saudi Electricity Company; “Power Produced From Company Plants By Unit Type”, Annual Report 2017.

<https://www.se.com.sa/en-us/Pages/AnnualReports.aspx>

(最終閲覧日：2019年3月20日)

(2) 再生可能エネルギーの導入目標

2012年、King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy（K.A.CARE）は 2032年までの再生可能エネルギー普及計画を発表し、2032年に合計 54GW（内訳：太陽光発電 16GW、太陽熱発電（CSP）25GW、風力発電 9GW、廃棄物発電 3GW、地熱発電 1GW）の再エネ発電設備を設置するとした（その後、2015年1月、K.A.CARE は目標達成時期

⁵ Saudi Electricity Company; Annual Report 2017, <https://www.se.com.sa/en-us/Pages/AnnualReports.aspx>, (最終閲覧日：2019年3月20日)

を 2040 年に延期すると発表)。

サウジアラビア政府は 2016 年 4 月に、2030 年までに達成すべき目標を纏めた経済改革計画である Vision 2030 を公表した⁶。この Vision 2030 では、初期目標として 9.5GW の再生可能エネルギーの導入をゴールラインとして掲げている。

(3) 電力セクターでの関係機関

電気事業者は、2000 年から Saudi Electricity Company (SEC) に統合された。電力を含むエネルギー全体に関しては、エネルギー・産業鉱物資源省 (Ministry of Energy, Industry, and Mineral Resources : MEIM) が所管しており、また、再生可能エネルギーに関しては、King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy (2010 年設立) が担当している。

電力料金の規制などに関しては電力・コジェネレーション規制庁 (Electricity and Cogeneration Regulatory Authority : ECRA) が規制しており、電力料金の設定は、政府が決定する仕組みとなっているのが特徴である。

電力会社は政府が設定した安価な価格で電力を販売する一方で、政府から財政的支援を受ける構造となっている。KAPSRC によるレポート「Reforming Industrial Fuel and Residential Electricity Prices in Saudi Arabia⁷ (サウジアラビアにおける産業用燃料価格及び家庭用電気料金の改革)」においては、電力会社と政府の関係性に関し、以下を指摘している。

- ・サウジアラビアの電力部門は、政府が管理する価格で燃料を購入して電気を販売している。
- ・サウジアラビアにおける電力会社は、電力料金を低く抑える一方で、政府から財政的支援を受けてきた。電力会社は低価格で燃料の供給を受け、また施設を建設・維持管理するためにゼロ金利又は低金利のローンを受けることができた。

(参考) 電力料金の値上げの動向⁸

(Saudi Electricity Company のニュースリリースより抜粋。関係箇所を三菱総研で和訳)

SAUDI ELECTRICITY COMPANY ANNOUNCES EFFECT OF UPDATING SALE TARIFF OF ELECTRIC ENERGY

SEC は電力の販売価格の改定による効果を公表

⁶ KSA; “Saudi Vision 2030”, <https://vision2030.gov.sa/download/file/fid/417>, (最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

⁷ KAPSRC; Reforming Industrial Fuel and Residential Electricity Prices in Saudi Arabia, July 2017, <https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2017/08/KS-2017-DP018-Reforming-Industrial-Fuel-and-Residential-Electricity-Prices-in-Saudi-Arabia.pdf> <https://www.se.com.sa/en-us/Pages/newsdetails.aspx?NIId=691>, (最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

⁸ Saudi Electricity Company; News Details, <https://www.se.com.sa/en-us/Pages/newsdetails.aspx?NIId=691>, (最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

Based on what was decided by the Cabinet in its meeting held on 12/12/2017 to start gradual correction of prices of some energy products, therefore, the Electricity & Cogeneration Regulatory Authority announced amendment of sale tariff of electric energy to some consumption categories.

2017年12月12日に行われた会合で内閣は、一定のエネルギー製品の価格を徐々に変更することを決定し、この決定に基づいて、Electricity & Cogeneration Regulatory Authority は一定の消費カテゴリーに対する電力販売価格の改定を公表した。

The Saudi Electricity Company announces that upon a letter received from the Ministry of Finance informing that the Company according to the Royal Order No. (14006) dated (23/3/1439H) will pay to the state a charge equivalent to the difference between the current and new tariff that will be applied starting from 1/1/2018. Furthermore, the Company would like to clarify that it is anticipated that there will be no substantial effect on revenues of the Company nor on operating costs as a result of the new tariff.

SEC は、(23/3/1439H) 付の国王命令第 14006 号に従い、財務省からの書簡を受け、国に対し、現行料金と 2018 年 1 月 1 日以降の新料金の差額に等しい金額を支払うこととなることを発表した。SEC はさらに、新料金は同社の収益にも運転コストに大きな影響を与えるものではない旨を明確にしている。

However, the effect will be subject to the consumption pattern. Moreover, the letter stressed the state's continued provision of the Company with financial support and enabling it to find the necessary liquidity to fund its important projects according to the agreements between the Company and the Ministry of Finance.

ただし、その影響は消費パターンによって変化するものである。さらに当該の書簡は、国は SEC に対し、SEC が同社と財務省の間の合意に従って同社の重要なプロジェクトへ投資する上で必要となる流動性が得られるよう、引き続き財政的支援を続ける旨を強調している。

3.1.2 送電会社の取り組み

SEC の子会社である National Grid SA が送電を担っている。同社は、サウジアラビア全土における送電網の運用、管理及び保守を行うことを目的に、2012 年に設立された。サウジアラビアの電力供給エリアは地域ごとに大別されている (Central Operating areas, Eastern Operating areas, Western Operating Area, Southern Operating Area)。

National Grid SA の 2017 年の年次報告書に記載されている送電ネットワークの増設等に関する主な取り組みを以下に示す。

- ・送電ネットワーク (Electric Power Transmission Network) については、総延長は 78,733km に達しており、既存の系統に、2017 年末で全体の 11.9% となる総延長 8,246km の架空送電線及び地下ケーブルが増設された。

超高压 (230/380kV) では、総延長 5,640.73km を増設し、うち 110.44km は地下ケーブル、5,530.29km が架空線である。高压 (132kV) では、総延長 1,609.46km を増設

し、うち 355.62km は地下ケーブル、1,253.84km が架空線である。高圧（115kV）では、総延長 216.88km を増設し、うち 80.67km は地下ケーブル、136.21km が架空線である。高圧（110kV）では、総延長 958.77km を増設し、うち 145.57km は地下ケーブル、813.2km が架空線である。また、230kV 以上用に 359 基のブレーカーが、132kV 以下用に 3,107 基のブレーカーが増設された。

- 送電及び変電所（Transmission and Transformers Station）については、変電所の数は 942 カ所で、送電用変圧容量は 356.183MVA となっている（65 カ所の新たなサブステーションが追加され、12 カ所の既存のサブステーションが増強された）。
- 配電網（Distribution Network）は、配電用変圧器数は 511,210 基、配電用変圧容量は 254,300MVA、送電系統と需要家接続の系統は総延長 615,307km に達している（69kV 以下用に 28,478 基の配電用変圧器を追加、配電用変圧器数は 5.9%増加、容量は 7.2%増加、37,014km の架空線及び地下ケーブルを増強、配電網は 6.4%増加）。
- 顧客数は約 9 百万カ所に達している（東部が 1.6 百万、中部が 2.9 百万、西部が 3.2 百万、南部が 1.3 百万）。

（参考）National Grid SA の概要

（Saudi Electricity Company の Annual Report 2017 より関係箇所を抜粋。関係箇所を三菱総研で和訳）

This is a company wholly-owned by the Saudi Electricity Company. It was established on 1/1/2012, with a structure that includes six main activities: operations and control, maintenance, planning, engineering, projects, and technical services, in addition to two central departments. National Grid SA は、サウジ電力会社（SEC）の完全子会社である。2012 年 1 月 1 日に設立され、2 つの中核部門に加え、運転・管理、メンテナンス、計画策定、エンジニアリング、プロジェクト、及び技術サービス、という 6 つの主要な部門から構成されている。

Responsibilities of the National Grid SA（National Grid SA の責任）

The company is responsible for operating and maintaining the electrical grid of 110/380 KV, continuing its reliability and stability to ensure transmission of electric power to load centers across the Kingdom, and to enhance the electric grid with transmission substations and high voltage cable networks through different stages, including the operations of planning, designing, implementing projects, and ensuring the development of programs and operations in different sectors.

National Grid SA は、プロジェクトの計画立案・設計・実施を含め、サウジアラビア王国内の地方中心部に向けた送電を確実にを行い、また異なるステージでの送電変電所と高電圧電線を備えた送電網の強化を図るために、110～380 KV の送電網の運営とメンテナンスを行い、その信頼性と安定性を維持し、更に、異なる部門におけるプログラムの開発と運転を実施することに対して責任を負っている。

The company's mission is to run the electrical system, transmit electrical power from its production sites to consumption centers, study the expected loads, develop plans to enhance the

electrical system to meet the expected demand, communicate with major customers and determine their needs and the best way to supply them with electricity. The company also cooperates with independent producers to sign purchase and energy exchange agreements and to represent SEC as a prime buyer of independent producers.

National Grid SA の使命は、電力システムを運営し、電力をその生産地から消費センターに送り、予想される負荷を調査し、予想需要を満たすために電力システムの強化計画を策定し、主要な顧客と連絡を取り、そうした顧客のニーズを把握し、そのニーズに見合った電力を供給するための最善の方法を決定することにある。また、National Grid SA は独立電力生産者と電力売買・エネルギー交換契約を締結し、独立生産者の主要な電力購入者として、独立電力生産者との間に協力関係を維持している。

The plans and objectives of the company are dedicated to promoting the electricity supply, reducing costs, and completing the national electric network. Based on these plans, throughout 2017, the company accomplished several new projects as well as enhanced ongoing projects aimed at improving and developing the transmission networks, as well as increasing their efficiency.

National Grid SA の計画と目標は、電力供給を促進し、コストを引き下げ、国の電力供給網を完成することに主眼が置かれている。そうした計画に基づき、National Grid SA は、2017 年を通し、送電網を改善・開発し、更にその効率を向上させることを目指して既存プロジェクトの強化を図ると共に、いくつかの新規プロジェクトを立ち上げた。

Transmission Networks: (送電ネットワーク)

Added overhead networks and ground cables to the existing networks, measuring about 8,426 km-circular, which represent 11.9% of the existing networks by the end of 2017, and these are as follows:

既存の送電ネットワークに、約 8,426 キロに及ぶ架空送電線と地中送電線を追加した。それによって 2017 年末までに、既存の送電網の 11.9%に相当する送電線が追加された。その内訳は以下の通りである。

- Ultra-High Voltage 230/380 KV: adding 5,640.73 km-circular, of which 110.44 km-circular are underground cable networks and 5,530.29 km-circular are overhead networks.
230~380 KV の超高電圧線 : 5,640.73 km が追加された。その内の 110.44 km が地中送電線、5,530.29 km が架空送電線であった。
- High Voltage 132 KV: adding 1,609.46 km-circular, of which 355.62 km-circular are underground cable networks and 1,253.84 km-circular are overhead networks.
132 KV の高電圧線 : 1,609.46 km が追加された。その内の 355.62km が地中送電線、1,253.84 km が架空送電線であった。
- High Voltage 115 KV: adding 216.88 km-circular, of which 80.67 km-circular are underground cable networks and 136.21 km-circular are overhead networks.
115 KV の高電圧線 : 216.88 km が追加された。その内の 80.67 km が地中送電線、136.21 km が架空送電線であった。

- High Voltage 110 KV: adding 958.77 km-circular, of which 145.57 km-circular are underground cable networks and 813.2 km-circular are overhead networks.

110 KV の高電圧線 : 958.77 km が追加された。その内の 145.57 km が地中送電線、813.2 km が架空送電線であった。

Transmission Substations: (変電所)

- Established 65 new transmission substations with 243 new transformers with a total capacity of 41,541 MVA.
243 個の新規変圧器 (合計 41,541 MVA) から成る 65 ヲ所の変電所が設置された。
- Enhanced 12 substations by adding 22 transformers with a net capacity of 4,671 MVA and replacing 4 transformers with a total capacity of 80 MVA.
22 個の変圧器 (ネット合計 4,671 MVA) が追加され、4 個の変圧器 (合計 80 MVA) が交換され、12 ヲ所の変電所の能力が強化された。
- Added 3,827 interrupters to the grid, of which 481 interrupters of voltage 230 KV or more and 3,346 interrupters of voltage 132 KV and below.
送電網に 3,827 個の断続器 (interrupters) が追加された。その内の 481 個は 230 KV 以上の電圧用、3,346 個は 132 KV 以下の電圧用であった。
- Enhanced existing substations with capacitors.
既存の変電所及び蓄電器の能力が強化された。

3.2 UAE の分析

3.2.1 電力市場に関する概況及び関係政府機関

(1) 電力市場の概況

UAE では、電力と水の供給に関し、Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) 、 Abu Dhabi Water and Electricity Authority (ADEWA) Sharjah Electricity and Water Authority (SEWA) 、 Federal Electricity & Water Authority (FEWA) の 4 つの機関が担っており、ドバイにおいては DEWA が、アブダビにおいては ADEWA が供給を行っている。

エネルギー政策としては、2017 年には、「エネルギー戦略 2050 (Energy Strategy 2050)」が開始され、発電部門でのカーボンフットプリントの 70%削減、2050 年までに 40%の省エネを実施が掲げている。低炭素化に関しては、ドバイ政府は、Dubai Clean Energy Strategy 2050 で、ドバイを世界におけるクリーンエネルギー・グリーン経済の中心とし、クリーンエネルギー比率を 2050 年度までには 75%とすることを目標に掲げており、電力会社である DEWA としても重要な課題と位置付けている⁹。

⁹ DEWA; “DEWA SUSTAINABILITY REPORT 2017”.

(2) 電力セクターでの関係機関

ドバイにおいては、ドバイ・エネルギー最高評議会 (Dubai Supreme Council of Energy) が重要な役割を果たしている。同評議会は、政策の策定、計画の立案及び関係する当局やエネルギー関連機関との調整を図る役割を担っている。

(参考) ドバイ・エネルギー最高評議会 (Dubai Supreme Council of Energy) の概要¹⁰

(関係箇所を三菱総研で和訳)

Under the visionary guidance of His Highness Sheikh Mohammed bin Rashid Al Maktoum, Vice President and Prime Minister of the UAE, and Ruler of Dubai, the Dubai Integrated Energy Strategy 2030 (DIES) was developed in 2010 and deployed in 2011 to set the strategic direction of Dubai towards securing sustainable supply of energy and enhancing demand efficiency (water, power & transportation fuel).

UAE の副大統領兼首相でありドバイ首長国の首長である Sheikh Mohammed bin Rashid 殿下の先見性ある指導の下で、エネルギーの持続可能な供給の確保と需要効率の強化 (水、電力及び輸送用燃料) に向けたドバイの戦略的方向性を定める目的のため、「ドバイ統合エネルギー戦略 2030」 (DIES) が 2010 年に策定され、2011 年に実行に移された。

The Dubai Supreme Council of Energy is the governing body tasked with policy development, planning and coordinating with concerned authorities & energy bodies to deliver new energy sources while employing a balanced approach to protecting the environment.

「ドバイ・エネルギー最高評議会」 (DSCE) は、環境保全に向けてバランスの取れた取組みを実施すると共に、新たなエネルギー源を提供するために、政策の策定、計画の立案、及び関係する当局やエネルギー関連機関との調整を図る役割を担った統治組織である。

Vision: Dubai to be a role model to the world in energy security & efficiency.

ビジョン：ドバイがエネルギーの安全保障と効率化において世界の模範となること。

Mission: Support Dubai's economic growth through secure energy supply & efficient energy use while meeting the following environmental & sustainability objectives:

ミッション：以下の環境面における種々の目標及び持続可能性目標を満たすと共に、確実なエネルギーの供給と効率的エネルギーの使用を通じ、ドバイの経済発展に資すること。

• Effective planning of energy sector.

エネルギー部門の効果的な計画を立案する。

¹⁰ Dubai Supreme Council of Energy; “about DSCE”, <https://www.dubaisce.gov.ae/en/DSCE/about-dsce>, (最終閲覧日：2019年3月20日)

- Develop an integrated approach to securing energy supply and employing efficient energy practices for the sustainable growth of Dubai.

ドバイの持続可能な発展のため、エネルギー供給の確保と省エネルギーの取り組みの採用に向けた統合的取組みを実施する。

- Ensure sustainability of energy supply while preserving environment.

環境保全を図ると共に、エネルギー供給の持続可能性を確保する。

- Rationalize use of energy and ensure environmental sustainability.

エネルギー使用の合理化を図り、環境の持続可能性を確保する。

- Plan and facilitate the execution of the strategic initiatives, demand management and supply options with view of diversifying energy sources.

エネルギー源の多様化を念頭に、戦略的イニシアティブ、需要管理、及び供給源の選択を計画・促進する。

- Set a governance framework to streamline existing energy practices across the DSCE entities to optimize synergy and energy efficiency.

Synergy（シナジー）と省エネルギーの最適化を図るため、DSCE 傘下の全組織について、既存のエネルギーに関する取り組みを合理化するための統治の枠組みを設定する。

ドバイ・エネルギー最高評議会による 2018 年に完了のプロジェクトとプログラムのレビューに関するニュースリリース¹¹では以下の点に言及しており、同評議会は低炭素化、温暖化における個別の対策の推進において重要な役割を担っているもの考えられる。

- エネルギー最高評議会は、2050 年までにドバイの全電力出力の 75%をクリーン・エネルギーで生産し、ドバイを世界でカーボン・フットプリントの最も低い街にするという「ドバイ・クリーン・エネルギー戦略 2050」の目標達成に向け、引き続き努力する旨を強調した（Al Tayer stressed that the Supreme Council of Energy continues its efforts to achieve the objectives of the Dubai Clean Energy Strategy 2050 to produce 75% of Dubai's total power output from clean energy and make Dubai the city with the lowest carbon footprint in the world by 2050.）
- 「ドバイ炭素削減戦略」に沿って炭素排出量を 8.1 百万トン（14%）削減することに成功し、4 テラワット (TWh) の電力節約を達成し、59 億ガロンの水を節約すると共に、発電所における燃料消費量を削減した。エネルギー最高評議会はさらに、廃棄物のリサイクル率を高め、廃棄物をエネルギーに転換するプロジェクトも立ち上げている（We also managed to reduce carbon emissions by 8.1 million tonnes (14%) in line with the

¹¹ Dubai Supreme Council of Energy; “Dubai Supreme Council of Energy reviews projects and programmes completed in 2018”, 10 February 2019, <https://www.dubaisce.gov.ae/en/press-room/press-and-news/latest-news/2019/02/dubai-supreme-council-of-energy-reviews-projects-and-programmes-completed-in-2018?> (最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

Dubai Carbon Abatement Strategy, achieved 4 terrawatt-hours (TWh) of savings in electricity, and saved 5.9 billion gallons of water as well as reduced fuel consumption in our power plants. The Supreme Council of Energy also succeeded in increasing waste recycling rates and awarding the project to convert waste into energy)

- ドバイにおける「グリーン・ビルディング規制」に沿った、政府所有の建物内における水と電力の消費量に関するモニター結果、建物の効率のモニターと評価及び建物の改築手順に関する提言について議論した (Al Muhairbi discussed the results of water and electricity consumption audits in government buildings, recommendations for monitoring, evaluation of building performance, and implementation of building retrofit procedures, in line with the Green Building Regulations in Dubai.)

3.2.2 電力会社の送電部門の取り組み

以下に DEWA の送配電部門の設備状況を示す¹²。

- 2017 年の変電施設 (Substation) の箇所数は、400 kV : 21 カ所 (前年 21 カ所)、132 kV : 236 カ所 (前年 222 カ所)、33kV : 104 カ所 (前年 111 カ所)、11 & 6.6kV : 33,763 カ所 (前年 31,961 カ所) となっている。
- 送電線及び配電線の (Transmission & Distribution Lines) 長さは、架空線 (Overhead Lines) については、400kV : 1,125 km (前年 1,125 km)、132kV : 413 km (前年 413 km) 33kV : 113 km (前年 113 km) で、地中ケーブル (Underground Cable) については、400kV : 23 km (前年 23km)、132kV : 1,867 km (前年 1,800 km)、33kV : 2,075 km (前年 2,052 km)、11 & 6.6kV : 30,917 km (前年 29,384km) となっている。

また、2017 Annual Report Dubai Demand Side Management Strategy¹³では、デマンド・サイド・マネージメントの重要性、送配電網の近代化の取り組みを言及している (以下参照)。

- ピークロードの軽減について

夏から冬の間の期間の冷房負荷の可変性が非常に高く、年間の負荷の振れ幅が 70%にもなる。ドバイでの日負荷は 3つの時間帯に特徴付けられる。電力需要の高い夏季には、ピーク時が日中及び夕方であり、谷間が深夜、及び早朝に発生する。

- 送配電網の近代化について

¹² DEWA; ANNUAL STATISTICS 2017, <https://www.dewa.gov.ae/en/about-dewa/about-us/dewa-publications/annual-statistics>, (最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

¹³ 2017 Annual Report Dubai Demand Side Management Strategy, http://taqati.ae/reports/2017/Taqati_Annual_Report_2017_Hor_En_V17-interactive.pdf, m (最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

DEWA は送電システムを近代化するために、スマート・グリッド戦略を策定した。2017 年末までに、DEWA の全電気検針メーターの 48%がスマート・メーターに交換された。このスマート・メーターの採用により、電力関係者は顧客の電力消費動向をモニターし、監視することが可能になり、提供されるサービスの質の情報は顧客満足度を担当する部署に統合されるようになっている。今日では、スマート・メーターは遠隔検針及び漏電探知、屋上型太陽光 (PV) システムからの送電のモニタリング、及び顧客の消費動向の把握、及び日常のデータの分析に使用されている。将来的には、スマート・メーターは消費者の認識の向上、消費の削減のための行動変化の誘導のための活用も考えられる。スマート・グリッド戦略での 10 のプログラムを以下に示す。

- 1) Advanced Metering Infrastructure for Electricity 電気の先進的検針メーター・インフラ
- 2) Advanced Metering Infrastructure for Water 水道の先進的検針メーター・インフラ
- 3) Asset Management 資産管理
- 4) Big Data Analytics ビッグ・データ分析
- 5) Distribution Automation 配電自動化
- 6) Information Technology Infrastructure 情報技術インフラ
- 7) Security セキュリティ
- 8) Substation Automation 変電所の自動化
- 9) System Integration システム統合
- 10) Telecommunication 通信

3 月に行った DEWA の送配電部門、ADEWA の配電会社であるアブダビ配電会社 (ADDC) との現地での意見交換でも、送配電分野では、配電網の効率化、ロスの軽減などの取り組みへの関心の高さが明らかとなった。

特に、DEWA は、Dubai Future Accelerators Programme に参加するなど、将来の戦略的な取り組みに関して、積極的に進めており、海外との連携も行っている。中長期的なエネルギー構造の変化、その中でのビジネス展開に関しても関心を持っており、ビックデータ、データ解析、ブロックチェーン等の IoT、AI を活用した新たなビジネス開発に関しては非常に関心を有していた。

また、ドバイでは、EXPO が予定されており、DEWA は EXPO の機会を活用し、様々なイノベーションの実証を行う計画を有している。

3.3 インドの分析

3.3.1 電力市場に関する概況

(1) 電力セクターの関係機関¹⁴

電力セクターにおける中央政府、州政府、民間の関係機関を以下に示す。政策、計画、規制については中央政府や州政府がその役割を担うが、発電から配電までの電力バリューチェーンでは、中央政府や州政府だけでなく、民間事業者の参入が進んでいる。

なお、政策については、中央政府と州政府で異なる役割を担い、例えば、国家太陽光計画 (JNNSM) など、再生可能エネルギーの導入方針の策定は中央政府主導であるが、再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO) や再生可能エネルギー証書 (REC) など、再生可能エネルギーの普及政策の実行機関は州政府である。

表 3-2 インド電力セクターの関係機関

	中央政府		州政府	民間
政策	電力省 (MOP), 再生可能エネルギー省 (MNRE)		州政府	—
計画	中央電力庁 (CEA)		州電力局 (SEB)	—
規制	中央電力規制委員会 (CERC)		州電力規制委員会 (SERCs)	—
発電	中央発電会社 (NTPC, NHPC 等)		州営発電会社	独立系発電事業者 (IPP)
送電	—	国営送電公社 (PGCIL)	州送電公社	民間事業者
給電	中央給電指令所 (NLDC), 地域給電指令所 (RLDC)		州給電指令所 (SLDC)	—
配電	—		州配電事業者	民間配電事業者

出所) NREL; “Indian Renewable Energy Status Report Background Report for DIREC 2010” を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/Indian_RE_Status_Report.pdf

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

¹⁴ NREL; “Indian Renewable Energy Status Report Background Report for DIREC 2010”, http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/Indian_RE_Status_Report.pdf, (最終閲覧日: 2019年3月20日)

(2) 電源構成¹⁵

2018年3月31日時点のインド全土の発電設備容量は、約344GWである。従来型の電源である石炭火力、ガス火力、ディーゼル、原子力、大型水力が全電源の約80%を占め、再生可能エネルギーの割合は約20%である（69,022MW）。

表 3-3 インド全土の発電設備容量（2018年3月31日時点）

地域	火力発電				原子力	水力	再エネ	合計
	石炭	ガス	ディーゼル	合計				
北部	52,939.20	5,781.26	0.00	58,720.46	1,620.00	19,753.77	12,873.22	92,967.45
西部	70,608.62	10,806.49	0.00	81,415.11	1,840.00	7,447.50	20,446.38	111,148.99
南部	45,782.02	6,473.66	761.58	53,017.26	3,320.00	11,808.03	34,369.28	102,514.57
東部	27,321.64	100.00	0.00	27,421.64	0.00	4,942.12	1,038.40	33,402.16
北東部	520.02	1,736.05	36.00	2,292.07	0.00	1,342.00	282.56	3,916.63
島嶼部	0.00	0.00	40.05	40.05	0.00	0.00	12.56	52.61
インド全土	197,171.50	24,897.46	837.63	222,906.59	6,780.00	45,293.42	69,022.39	344,002.39

注) 単位は MW

出所) CEA; “All India installed capacity (MW) of power stations (As on 31. 03. 2018)” を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

http://www.cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2018/installed_capacity-03.pdf

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

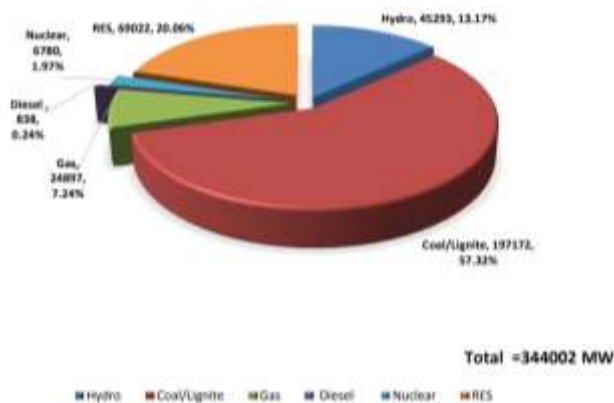


図 3-1 電源種別の設備容量 (2018年3月31日時点)

出所) CEA; “GROWTH OF ELECTRICITY SECTOR IN INDIA FROM 1947-2018”,

http://www.cea.nic.in/reports/others/planning/pdm/growth_2018.pdf

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

¹⁵ CEA; “All India installed capacity (MW) of power stations (As on 31. 03. 2018)”,

http://www.cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2018/installed_capacity-03.pdf, (最終閲覧日: 2019年3月20日)

(3) 再生可能エネルギー導入目標¹⁶

インド政府は野心的な再生可能エネルギーの導入目標を掲げている。中央電力庁（CEA: Central Electricity Authority）は、2018年に公表した国家電力計画（NEP: National Electricity Plan）では、2022年3月までの再生可能エネルギー導入目標を、設備容量ベースで175GWとしている。その内訳は、太陽光発電100GW（系統接続型太陽光発電：60GW、屋根置き型太陽光発電：40GW）、風力発電60GW、バイオマス発電10GW、小水力発電5GWである。また、2027年3月までの再生可能エネルギー導入目標を、設備容量ベースで275GWとしている。

表 3-4 再生可能エネルギーの導入目標

政策・法律	公式目標
再生可能エネルギーの導入目標（インド政府）	再生可能エネルギーの導入量を設備容量ベースで、2022年3月までに175GW、2027年3月までに275GWとする。

出所) CEA; “National Electricity Plan”を基に作成

http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf

（最終閲覧日：2019年3月20日）

なお、需要の増大に伴い、総発電容量は2022年に約479GW、2027年に約619GWに達する見込みである。この目標が達成されると、全発電設備容量で再生可能エネルギーが占める割合が拡大し、2022年には37%、2027年には44%まで到達することとなる。

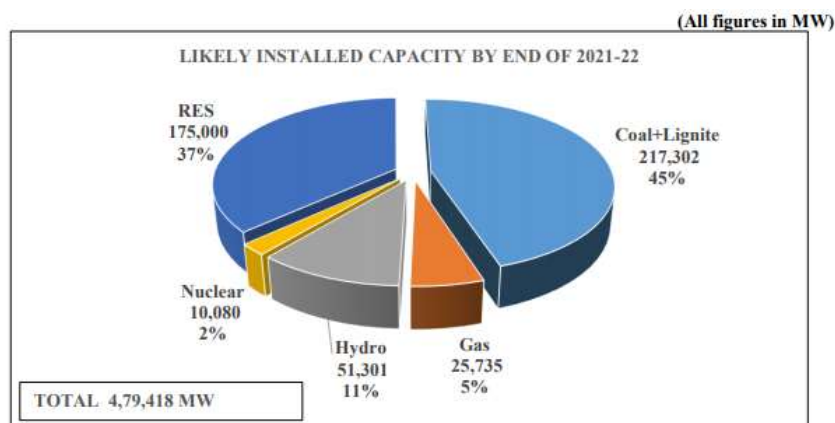


図 3-2 2022年3月時点での設備容量とその内訳

出所) CEA; “National Electricity Plan”,

http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf

（最終閲覧日：2019年3月20日）

¹⁶ CEA; “National Electricity Plan”, http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf

（最終閲覧日：2019年3月20日）

表 3-5 2022 年 3 月時点での設備容量とその内訳

燃料種	設備容量 (MW)	%
水力	51,301	10.7
石炭+褐炭	217,302	45.3
ガス	25,735	5.4
原子力	10,080	2.1
再生可能エネルギー	175,000	36.5
合計	479,418	100.0

出所) CEA; “National Electricity Plan”を基に作成

http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf

(最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

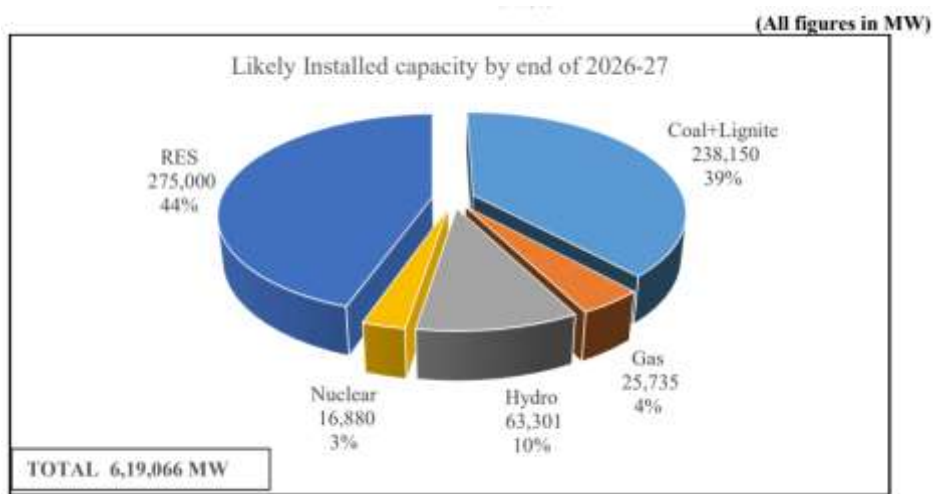


図 3-3 2027 年 3 月時点での設備容量とその内訳

出所) CEA; “National Electricity Plan”,

http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf

(最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

表 3-6 2027 年 3 月時点での設備容量とその内訳

燃料種	設備容量 (MW)	%
水力	63,301	10.2
石炭+褐炭	238,150	38.5
ガス	25,735	4.2
原子力	16,880	2.7
再生可能エネルギー	275,000	44.4
合計	619,066	100.0

出所) CEA; “National Electricity Plan”を基に作成

http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf

(最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

2022 年までの地域別の再生可能エネルギーの導入目標では、導入量が多い順に南部地域、西部地域、北部地域となる。この3地域だけでインド全土の目標のうちの92%を占める。また、州別の再生可能エネルギーの導入目標では、導入量が多い順に Maharashtra 州、Tamil Nadu 州、Andhra Pradesh 州、Gujarat 州、Karnataka 州、Rajasthan 州、Uttar Pradesh 州、Madhya Pradesh 州となり、主要8州で全体の77%を占める。

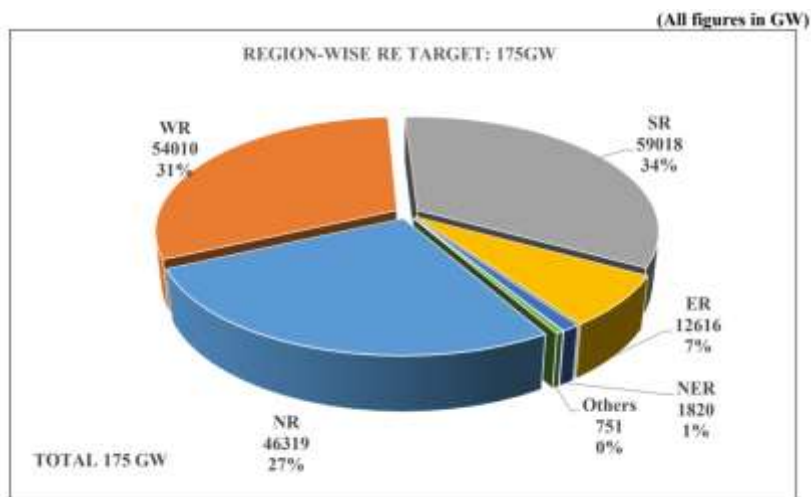


図 3-4 地域別の再生可能エネルギーの導入目標（2022 年）

出所) CEA; “National Electricity Plan”,
http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf
 (最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

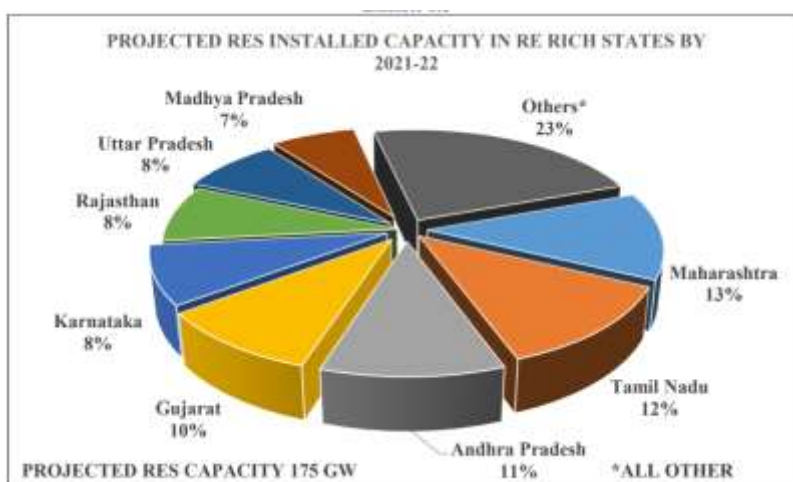


図 3-5 州別の再生可能エネルギーの導入目標（2021-2022 年）

出所) CEA; “National Electricity Plan”,
http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf
 (最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

2008-09年に13,242MWであった再生可能エネルギーの発電設備容量は、2017-18年に69,022MWに達し、10年間で設備容量が約5倍となった。2008年時点では、再生可能エネルギーの設備容量のうち大半を風力発電が占めていたが、太陽光発電の導入量が急激に増加し、2018年時点では、太陽光発電が再生可能エネルギーの設備容量のうち1/3を占めるまでとなった¹⁷。

ただし、インド政府が掲げる2022年、2027年までの再生可能エネルギーの導入目標を達成するためには、2018年時点の設備容量からそれぞれ約2.5倍、約4倍の増強が必要となり、目標達成に向けては再生可能エネルギーの更なる導入が求められる。

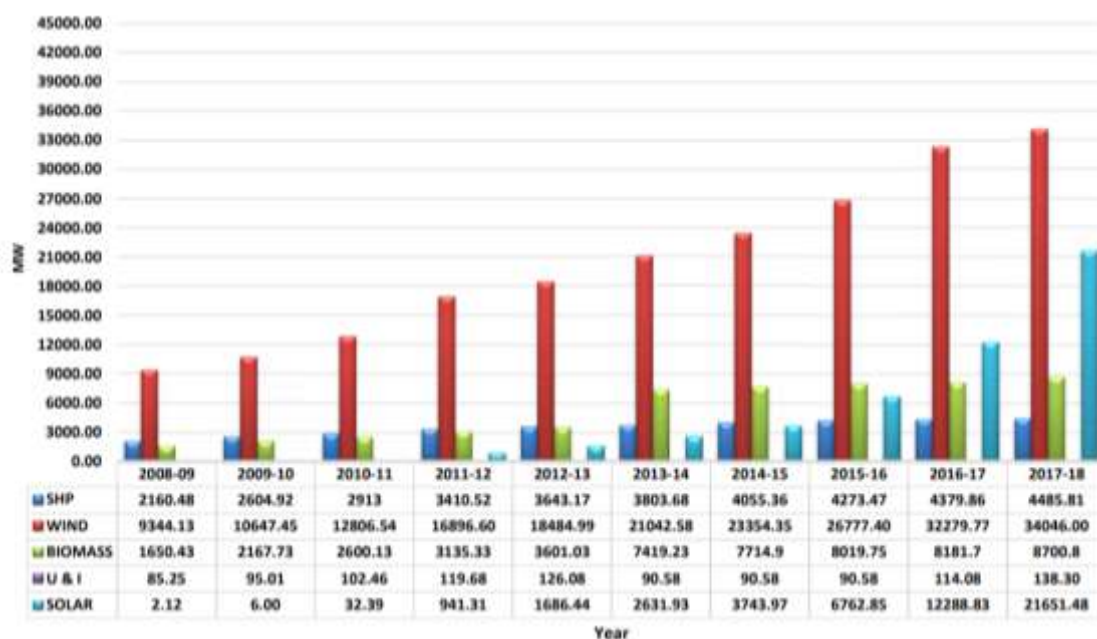


図 3-6 電源種別の再生可能エネルギーの設備容量の推移

出所) CEA; “GROWTH OF ELECTRICITY SECTOR IN INDIA FROM 1947-2018”,

http://www.cea.nic.in/reports/others/planning/pdm/growth_2018.pdf

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

(4) 再生可能エネルギーの普及支援策¹⁸

インドでは、再生可能エネルギー購入義務 (RPO: Renewable Purchase Obligations) 制度が導入されており、対象事業者に対して、消費電力量に対して一定の比率の再生可能

¹⁷ CEA. “GROWTH OF ELECTRICITY SECTOR IN INDIA FROM 1947-2018”,

http://www.cea.nic.in/reports/others/planning/pdm/growth_2018.pdf

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

¹⁸ PRAYAS; “INDIA’S JOURNEY TOWARDS 175 GW RENEWABLES BY 2022”,

<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/India%E2%80%99s%20journey%20towards%20175%20GW%20Renewables%20by%202022.pdf>

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

エネルギーの調達を義務付けている。RPO 制度は、各州の配電事業者 (DISCOM), オープンアクセスの消費者 (Open Access consumers), 自家発電消費者 (Captive consumers) に対して適用される。

2022 年までの再生可能エネルギーの導入目標である 175GW を達成するため、インド電力省は以下の通り、太陽光と非太陽光の RPO を設定している。

表 3-7 消費電力量に占める再生可能エネルギーの割合指標

RPO	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
非太陽光	8.25%	9.50%	10.25%	10.25%	10.25%	10.50%
太陽光	2.75%	4.75%	6.75%	7.25%	8.75%	10.50%
合計	11.50%	14.25%	17.00%	17.50%	19.00%	21.00%

出所) MoP; “Long-term growth trajectory of Renewable Purchase Obligations (RPOs) for solar and non-solar for a period of three year i.e. 2019-20 to 2021-22 -regarding”を基に作成

https://powermin.nic.in/sites/default/files/webform/notices/RPO_trajectory_2019-22_Order_dated_14_June_2018.pdf

(最終閲覧日：2019年3月20日)

2003年の電力法セクション 86 (1) (e)に基づき、各州の電力規制委員会 (SERC: State Electricity Regulatory Commissions) は、年次で RPO 目標を定める。2017-18年における主要 17州での RPO 目標の加重平均値は 10.2%であり、太陽光と非太陽光を合計した目標が高く掲げているのは Rajasthan 州 (14.25%)、Kerala 州 (14.25%)、Himachal Pradesh 州 (14.25%) の 3州であり、続いて Tamil Nadu 州 (14.00%) である。

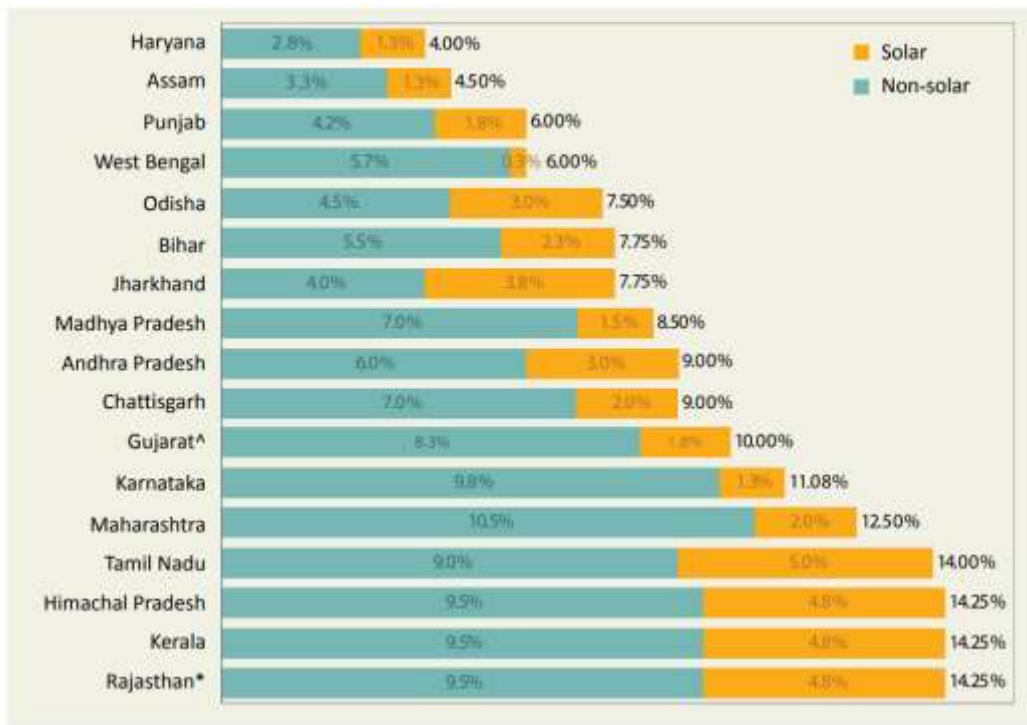


図 3-7 太陽光及び非太陽光の州別 RPO 目標

注) ラジャスタン州の RPO 目標は原稿段階。カルナタカ州の RPO 目標は全 DISCOM の平均値。グジャラート州の RPO 目標は、新目標が定まっていないため、2016-17 年と同様の値を利用。

出所) PRAYAS; “INDIA’S JOURNEY TOWARDS 175 GW RENEWABLES BY 2022”,

<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/India%E2%80%99s%20journey%20towards%20175%20GW%20Renewables%20by%202022.pdf>

(最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

2015-16 年に各州が定めた RPO 目標値を達成した州は、インド領 Andaman and Nicobar 諸島 (374.6%)、Meghalaya 州 (203.5%)、Karnataka 州 (126.5%)、Nagaland 州 (113.2%)、Himachal Pradesh 州 (111.8%)、Andhra Pradesh 州 (103.4%) の 6 州であった。

表 3-8 2015-16 年における州別 RPO の遵守率

州/UTs	2015-16年の 電力消費量 (MU)	太陽光 RPO	非太陽光 RPO	RPO 合計	RPO 遵守率 (%)	RPO遵守 レベル
Andaman and Nicobar	127	1.15%	2.80%	3.95%	374.6%	Above 100%
Meghalaya	3242	0.40%	0.60%	1.00%	203.5%	
Karnataka	77605	0.25%	10.00%	10.25%	126.5%	
Nagaland	980	0.25%	7.75%	8.00%	113.2%	
Himachal Pradesh	14037	0.25%	12.00%	12.25%	111.8%	
Andhra Pradesh	60087	0.25%	4.75%	5.00%	103.4%	
Tamil Nadu	103816	2.00%	9.00%	11.00%	81.7%	Between 60-100%
Maharashtra	150571	0.50%	8.50%	9.00%	79.4%	
Rajasthan	73394	2.50%	8.90%	11.40%	78.9%	
Gujarat	105230	1.75%	8.25%	10.00%	76.1%	
Haryana	48466	1.00%	2.75%	3.75%	73.9%	
Madhya Pradesh	58890	1.00%	6.00%	7.00%	70.6%	
Chhattisgarh	23614	1.00%	6.25%	7.25%	70.2%	
Punjab	54820	0.19%	3.81%	4.00%	67.2%	
Uttarakhand	13054	0.30%	9.00%	9.30%	57.9%	Less than 60%
West Bengal	52607	0.25%	5.25%	5.50%	55.6%	
Lakshadweep	52	1.15%	2.80%	3.95%	50.0%	
Kerala	24769	0.25%	4.85%	5.10%	49.0%	
Mizoram	699	0.25%	8.75%	9.00%	43.9%	
Uttar Pradesh	124074	1.00%	5.00%	6.00%	43.0%	
Tripura	1502	1.15%	1.85%	3.00%	41.0%	
Telangana	50842	0.25%	4.75%	5.00%	40.4%	
Arunachal Pradesh	755	0.20%	6.80%	7.00%	34.9%	
Odisha	30231	0.30%	6.70%	7.00%	20.5%	
Puducherry	2579	1.15%	2.80%	3.95%	15.7%	
Jammu & Kashmir	23612	2.00%	7.00%	9.00%	14.3%	
Assam	9760	0.25%	6.75%	7.00%	13.3%	
Bihar	23608	1.25%	4.25%	5.50%	12.7%	
Delhi	25820	0.35%	8.65%	9.00%	5.5%	
Chandigarh	1561	1.15%	2.80%	3.95%	5.5%	
Daman & Diu	2223	1.15%	2.80%	3.95%	4.8%	
Jharkhand	21693	1.00%	3.00%	4.00%	2.3%	
Dadar & Nagar Haveli	5691	1.15%	2.80%	3.95%	0.2%	
Goa	4246	1.15%	2.80%	3.95%	0.0%	
Manipur	1125	0.25%	4.75%	5.00%	0.0%	

出所) MNRE; “Agenda Note for National Review Meeting of State Principal Secretaries and State Nodal Agencies of Renewable Energy on 23rd and 24th January 2017-New Delhi”を基に作成

<https://solarrooftop.gov.in/notification/Notification-09012017.pdf>

(最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

RPO の義務を負う配電事業者等は、自身で再生可能エネルギー発電設備の導入、独立発電事業者（IPP: Independent Power Producer）からの電力調達、IPP 等により発電された再生可能エネルギー電力を元に発行される再生可能エネルギー証書（REC: Renewable Energy Certificate）を購入することで、RPO の義務履行をする。

そのうち、REC は、市場で取引可能であり、再生可能エネルギーの発電事業者に対して、中央給電指令所（NLDC: National Load Dispatch center）が発行する。FIT（Feed-in Tariff）制度などによる優遇措置を受けた電力料金売電を行う場合、REC の認証は受けられない。RPO 導入目標を達成できなかった場合、2003 年の電力法セクション 142 に基づき罰則を受けることとなる。

表 3-9 REC メカニズム

項目	内容
REC の単位	1REC = 1MWh
対象再エネ源	MNRE により規定された再エネ技術
有効期限	発行後 1095 日まで
カテゴリー	1. 太陽光 REC 2. 非太陽光 REC
売り手	再生可能エネルギー発電事業者、配電事業者（DISCOM）
	1. RPO 義務を負う機関（DISCOM, CPP, OA 消費者） 2. 自主的な参加者
取引プラットフォーム	CERE が規定した電力の交換のみ
取引の周期	毎月の最終水曜日
銀行取引及び借用	不可
振替タイプ	1 回の振替のみ。同一証書での複数回取引は不可
RPO 義務未達成の場合のペナルティ（Forbearance price）	太陽光 RECs : Rs. 2,400/MWh 非太陽光 RECs : Rs. 3,000/MWh
最低取引価格（Floor price）	太陽光 RECs : Rs 1,000/MWh 非太陽光 RECs : Rs 1,000/MWh

出所) National Load Dispatch Centre; “Renewable Energy Certificate Mechanism in India”を基に作成（関係箇所を三菱総研で和訳）

https://posoco.in/wp-content/uploads/2018/08/REC_REPORT_17082018_fPRINT.pdf

（最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日）

REC の取引量は以下の通りである。

表 3-10 REC の取引量 (2018 年 9 月 10 日時点)

	認定容量 (MW) Accredited Capacity	登録容量 (MW) Registered Capacity	登録プロジ ェクト数 No. of Projects Registered	REC 数 (1 千万) No. of RECs (in Cr)			
				発行済 み Issued	取引 済み Traded	自己 保有 Self Retained	在庫 Inventory
非太陽 光	3,906	3,240	550	4.04	3.68	0.16	0.19
太陽光	746	743	362	0.82	0.59	0.088	0.22
合計	4,652	3,983	912	4.86	4.19	0.17	0.42

出所) Indian Energy Exchange (September 2018) を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

https://www.iexindia.com/Uploads/Presentation/20_09_2018IEX_REC.pdf

(最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

3.3.2 送電会社の現状

(1) インドの送電システム

1990年代の初頭、インドの送電システムは北部地域、東部地域、西部地域、北東地域、南部地域の5地域で異なる周波数を持つ非同期システムであったが、“One Nation-One Grid-One Frequency”のビジョンの下で地域別システムの同期連系が進み、2013年12月にはインド全土で、一国、一システム、一周波数のシステムが形成された¹⁹。

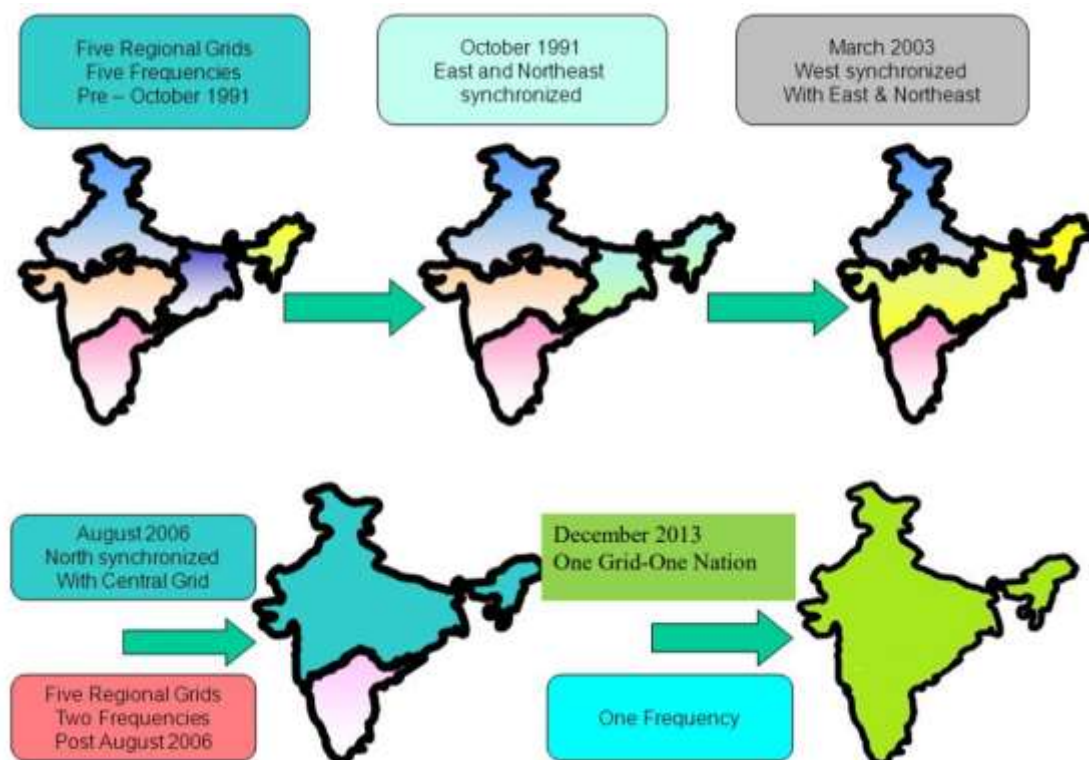


図 3-8 インドの送電システムの統合

出所) POSOCO; “UTILIZING SYNCHROPHASORS FOR INTEGRATED OPERATION OF EHVAC & HVDC IN INDIAN POWER SYSTEM”, https://www.naspi.org/sites/default/files/2017-03/01_Shukla_NASPI%20EHVAC%20HVDC%20Intereaction__20170322.pdf
(最終閲覧日: 2019年3月20日)

インドの送電システムは、5つの主要な地域システム（北部、東部、西部、北東部、南部）に分かれており、周波数は50Hzで一定である。インドでは州間送電システムは、国営送電公社であるPGCIL（Power Grid Corporation of India Limited）が所有しており、州内送電システムは、州送電公社が所有している。

¹⁹ PGCIL ウェブサイト; “One Nation-One Grid”, <https://www.powergridindia.com/one-nation-one-grid>
(最終閲覧日: 2019年3月20日)

2019年2月28日時点で、送電線距離は全長で151,507 ckt. kmsであり、主に800/765kV, 400kV, 220kVの超高圧AC (EHVAC) 線と+500 kVの高圧DC (HVDC) 線が利用されている²⁰。

表 3-11 インドの送電系統 (2019年2月28日時点)

項目	数値
合計距離 (ckt. kms)	151,507
変電所 (カ所)	239
送電線容量 (MVA)	355,029

出所) PGCIL ウェブサイト; “Company Overview”, を基に作成

<https://www.powergridindia.com/company-overview-0>

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

20 PGCIL ウェブサイト; “Company Overview”,

<https://www.powergridindia.com/company-overview-0>

(最終閲覧日: 2019年3月20日)



図 3-9 インドの州間送電系統

出所) CEA; “Perspective Transmission Plan for Twenty Years (2014-2034)”,
http://www.cea.nic.in/reports/committee/scm/allindia/notices/3rd_report.pdf
 (最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

インドの州間送電系統の容量は、2015 年以降の 3 年間で大幅に拡大しており、2017 年 3 月時点で 72,250MW まで増大する見込みである。

表 3-12 インドの州間送電システムの容量 (MW)

年月/地域	ER/NER-NR	ER-WR	WR-NR	ER-SR	WR-SR	ER-NER	合計
2013年3月	12,130	4,390	6,220	3,630	1,520	1,260	29,150
2014年3月	14,230	6,490	8,720	3,630	3,620	1,260	37,950
2015年3月	14,230	10,690	8,720	3,630	720	2,860	45,850
2016年3月	17,330	12,790	12,920	3,630	7,920	2,860	57,450
2017年3月 (予測値)	23,930	12,790	16,920	7,830	7,920	2,860	72,250

注) ER : 東部地域、NER : 北東地域、NR : 北部地域、WR : 西部地域、SR : 南部地域

出所) MOP; “Planning and Implementation of Transmission Projects by Power Grid Corporation of India Limited and Grid Management by Power System Operation Corporation Limited”, を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳) http://164.100.47.193/lssccommittee/Public%20Undertakings/16_Public_Undertakings_20.pdf
(最終閲覧日 : 2019年3月20日)

インドの送電システムは、隣国のネパール、ブータン、バングラデシュと連系している。2016年時点で、インドはネパールに約 300MW の電力を輸出、ブータンから約 1400MW の電力を輸入、バングラデシュに約 500MW の電力を輸出している²¹。

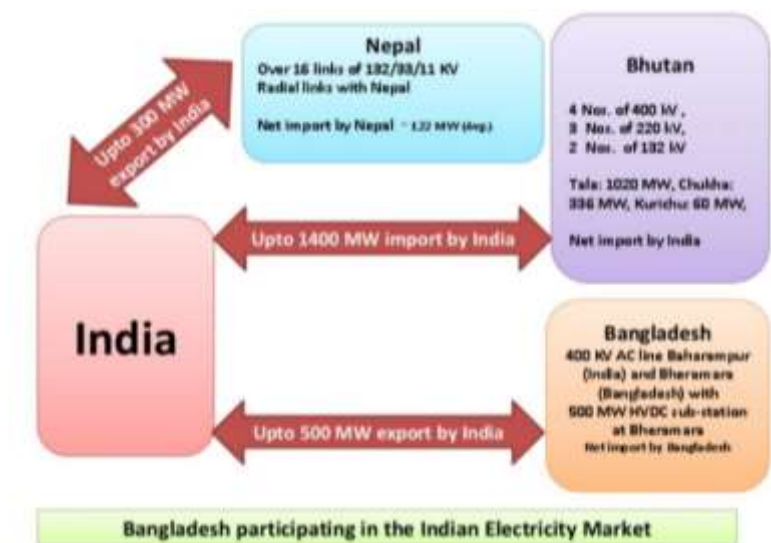


図 3-10 送電システムの国際連系

出所) POSOCO ウェブサイト; “Origin”, <https://posoco.in/about-us/origin/>
(最終閲覧日 : 2019年3月20日)

²¹ CERC; “Draft Central Electricity Regulatory Commission (Cross Border Trade of Electricity) Regulations, 2017”, http://www.cercind.gov.in/2017/draft_reg/Expl7.pdf
(最終閲覧日 : 2019年3月20日)

(2) 送電システムの運用・管理²²

インドの電力システムは、国全体、及び北部地域、東部地域、西部地域、北東地域、南部地域の5つの地域別に管理されている。インドの中央給電指令所（NLDC: National Load Dispatch Centre）は、首都であるデリーに設置されており、各地域に設置されている合計5か所の地域給電指令所（RLDC: Regional Load Dispatch Centre）を監視している。RLDCは、当該地域における電力システムの統合運用を確実にするための指令組織となり、系統運用の監視や州間送電システムの監督と管理を実施し、地域内での最適な計画と需給一致を担当する。なお、NLDCとRLDCは、国営送電公社であるPGCIL子会社の電力系統運用会社（POSOCO: Power System Operation Corporation Limited）が運営している。

RLDCの傘下には、合計33か所の州給電指令所（SLDC: State Load Dispatch Centre）が設置されており、当該州における電力システムの運用統合を確実にするための指令組織となる。SLDCは、州内での計画と需給一致、系統運用の監視、州内系統での送電量の記録を担う。SLDCは、系統規定と州毎に定められたグリッドコードに従い、州内系統を安全かつ経済的に運用する。

SLDCの傘下には、合計51か所の地区給電指令所（ALDC: Area Load Dispatch Centre/LDC's）が設置されており、地域レベルでの系統管理を担う。さらにその傘下には、約1800か所の遠隔ターミナルユニット（RTU: Remote Terminal Unit）が接続されている。

²² GIZ; “Detailed project report for establishment of renewable energy management centres (REMC)”, <https://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/draft-dpr-rmcs.pdf>
(最終閲覧日：2019年3月20日)

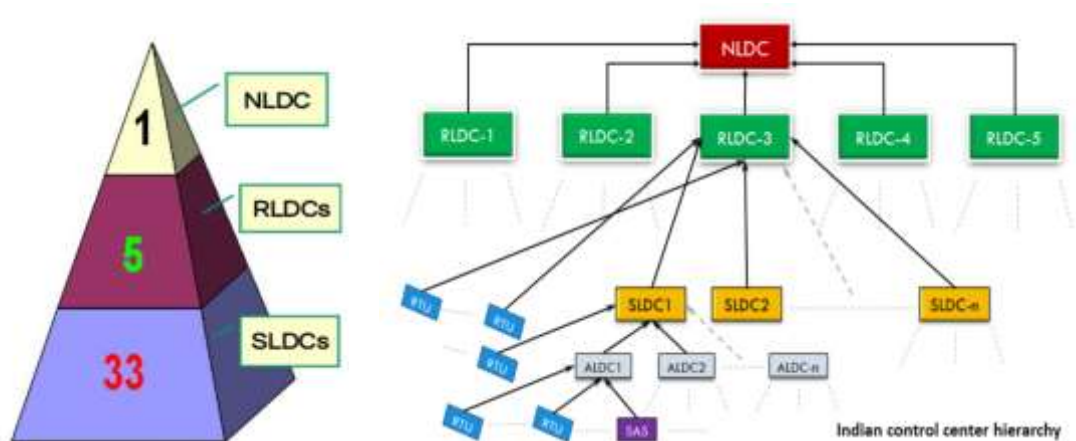


図 3-11 インドの給電指令所の階層構造

出所) (左図) POSOCO ウェブサイト; “Origin”. <https://posoco.in/about-us/origin/>
(最終閲覧日: 2019年3月20日)

(右図) GIZ; “Detailed project report for establishment of renewable energy management centres (REMC)”, <https://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/draft-dpr-rmcs.pdf>
(最終閲覧日: 2019年3月20日)

3.3.3 特徴及び課題等

インドの電力セクターの概況、特徴及び課題を以下に示す。

(1) 電力品質の現状²³

インドでは、各 DISCOM の需要家に対する電力供給信頼度の指標を、CEA が毎年一回取り纏めて公表している。その中では年間の停電回数 (SAIFI: System Average Interruption Frequency Index) 及び年間の停電時間 (SAIDI: System Average Interruption Duration Index) が記載されており、SAIDI については、11kV 以上の産業向けと、消費者向けに分かれている。

以下に、2016-2017 年のインドの各地域別の SAIGI, SAIDI (11kV 以上の産業向け、消費者向け) の最大値及び最小値を示す。なお、デリー市内の配電会社を含め複数地域の情報が記載されておらず、地域ごとに回答数の偏りがある。また、北東地域のデータは記載がなかった。

SAIFI については、北部地域では最大で年間約 8 回と、他地域と比較して停電回数が少ない。一方、東部及び南部地域の一部では一日 1 回以上の停電回数を記録しているこ

²³ CEA; “RELIABILITY INDEX OF THE CITIES /TOWNS/VILLAGES - DISCOM WISE YEAR 2016-2017”を
基に三菱総研作成
http://www.cea.nic.in/reports/annual/pfam/rel_ind-2017.pdf
(最終閲覧日: 2019年3月20日)

ともあり、地域差が大きいことが伺える。また、SAIDI については、11kV 以上の産業向けでは、北部地域では最大年間 408 分と、他地域と比較し停電時間が年間で短い。一方、南部と東部地域では他地域と比較しても特に停電時間が長い傾向がある。同様に、消費者向けでは、南部地域が特に停電時間の時間が長い。停電回数と停電時間は地域ごとの差が大きい、依然として電力供給の信頼度については改善の余地があるといえる。

表 3-13 インドの停電回数と年間停電時間(2016-2017 年)

地域 (回答数)	SAIFI 年間停電回数 (回/年)		SAIDI 11kV 以上の年間停 電時間 (分/年)		SAIDI 消費者向け年間停電 時間 (分/年)	
	最小	最大	最短	最長	最短	最長
北部 (47)	0.37	8.26	0.03	408.91	NA	NA
西部 (70)	0.04	61.80	46.00	2621.44	26.28	3455.41
南部 (219)	0.64	1408.00	6.28	274060.00	0.00	238793.00
東部 (81)	20.21	403.33	524.89	12756.60	NA	NA
北東 (0)	NA	NA	NA	NA	NA	NA

出所) CEA; “RELIABILITY INDEX OF THE CITIES /TOWNS/VILLAGES - DISCOM WISE YEAR 2016-

2017”を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

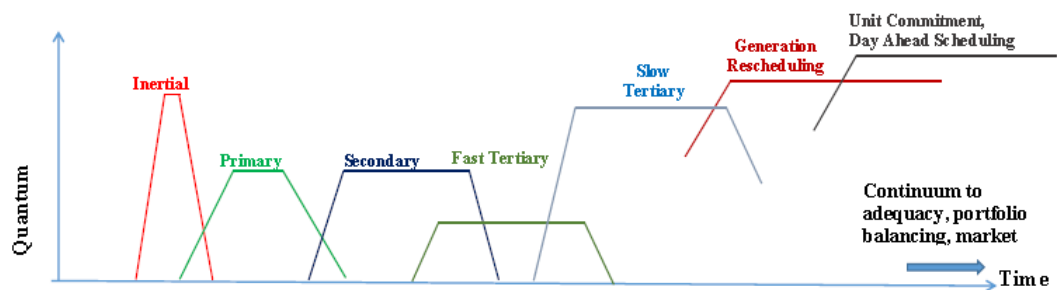
http://www.cea.nic.in/reports/annual/pfam/reI_ind-2017.pdf

(最終閲覧日: 2019 年 3 月 20 日)

(2) インドにおける調整力調達

① インドにおける予備力の分類

インドにおける予備力は、以下の通り分類される。



Response → Attribute ↓	Inertial	Primary	Secondary	Fast Tertiary	Slow Tertiary	Generation Rescheduling/Market	Unit Commitment
Time	First few secs	Few sec - 5 min	30 s - 15 min	5 - 30 min	> 15 - 60 min	> 60 min	Hours/ day-ahead
Quantum	~ 10000 MW/Hz	~ 4000 MW	~ 4000 MW	~ 1000 MW	~ 8000-9000 MW	Load Generation Balance	Load Generation Balance
Local / LDC	Local	Local	NLDC / RLDC	NLDC	NLDC / SLDC	RLDC / SLDC	RLDC / SLDC
Manual / Automatic	Automatic	Automatic	Automatic	Manual	Manual	Manual	Manual
Centralized / Decentralized	Decentralized	Decentralized	Centralized	Centralized	Centralized/ Decentralized	Decentralized	Decentralized
Code / Order	IEGC / CEA Standard (?)	IEGC / CEA Standard	Roadmap on Reserves	Ancillary Regulations	Ancillary Regulations	IEGC	IEGC
Paid / Mandated	Mandated	Mandated	Paid	Paid	Paid	Paid	Paid
Regulated / Market	Regulated	Regulated	Regulated	Regulated	Regulated / Market	Regulated / Market	Regulated / Market
Implementation	Existing	Partly Existing	Yet to start	Yet to start	Existing	Existing	Existing

図 3-12 予備力の分類（スキーム図）

出所) CERC; “Discussion Paper on Re-designing Ancillary Services Mechanism in India”,

http://www.cercind.gov.in/2018/draft_reg/DP.pdf

(最終閲覧日：2019年3月20日)

表 3-14 予備力の分類

	応答時間	調達方法	関連施策
一次予備力 Primary reserve	数秒～30 秒	自動運転制御 (FGMO: Free governor mode of operation) 制限運転制御 (RGMO: Restricted governor mode of operation)	一次予備力は、IEGC にて 規定されている。
二次予備力 Secondary Reserve	15～30 分	自動発電制御 (AGC: Automatic Generation Control)	Automatic Generation Control (AGC) のパイロッ トプロジェクトを実施
三次予備力 Tertiary reserve	数分～数時間		Reserves Regulation Ancillary Services (RRAS) により調達。 手動での制御を実施。

出所) CERC; "REPORT OF THE COMMITTEE ON SPINNING RESERVE"を基に作成 (関係箇所を三菱総研
で和訳)

<http://www.cercind.gov.in/2015/orders/Annexure-%20SpinningReseves.pdf>
(最終閲覧日: 2019 年 3 月 20 日)

CERC によって定められた各種別及び地域別の予備力の必要量は、以下の通り。北部、
西部、南部での必要量が大きい。

表 3-15 地域別の予備力の必要量

予備力 (MW)			
地域 (Region)	一次 (Primary)	二次 (Secondary)	三次 (Tertiary)
北部 (North)	—	800	1,658
西部 (West)	—	800	1,353
南部 (South)	—	1,000	1,343
東部 (East)	—	660	857
東北部 (North East)	—	363	65
インド全土 (All India)	4,000	3,623	5,276

出所) POSOCO; "Power System Operation and Ancillary Services"を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

<https://www.iitk.ac.in/ime/anoops/FOR-17/FOR-17%20photos/PPTs/IITK%20Outreach%20Centre%20Day%203/R2%20Presentation%20IIT%20Kanpur%20Dec%202017.pdf>
(最終閲覧日: 2019 年 3 月 20 日)

② アンシラリーサービス (RRAS) の概要

インドにおけるアンシラリーサービスである Reserves Regulation Ancillary Services (RRAS) は、2015 年に中央電力規制委員会 (CERC: Central Electricity Regulation Commission) により規定され、2016 年 3 月に開始された。その目的は、周波数の維持と

送電線系統の混雑回避である。

中核機関 (Nodal Agency) である中央給電指令所 (NLDC: National Load Dispatch Center) が、地域給電指令 (RLDC: Regional Load Dispatch Centre) を通して、アンシラリーサービスの運用者となり、高周波数 (50.05Hz を超過) または低周波数 (49.90Hz を下回る) が 5 分以上続いた場合や、極端な気象条件により需給バランスが崩れる可能性がある際に RRAS を発動する。アンシラリーサービスには、需要が供給を上回ることによって周波数が低下する場合に発動する上げ調整 (Regulation up) と、供給が需要を上回ることによって周波数が上昇する場合に発動する下げ調整 (Regulation down) がある。

なお、電気料金が CERC により規定されている、インド全土の約 70 の州間発電所が RRAS プロバイダー (RRAS provider) としてアンシラリーサービスを提供することが義務付けられており、発電の変動費ベースでのメリットオーダーで決定される。

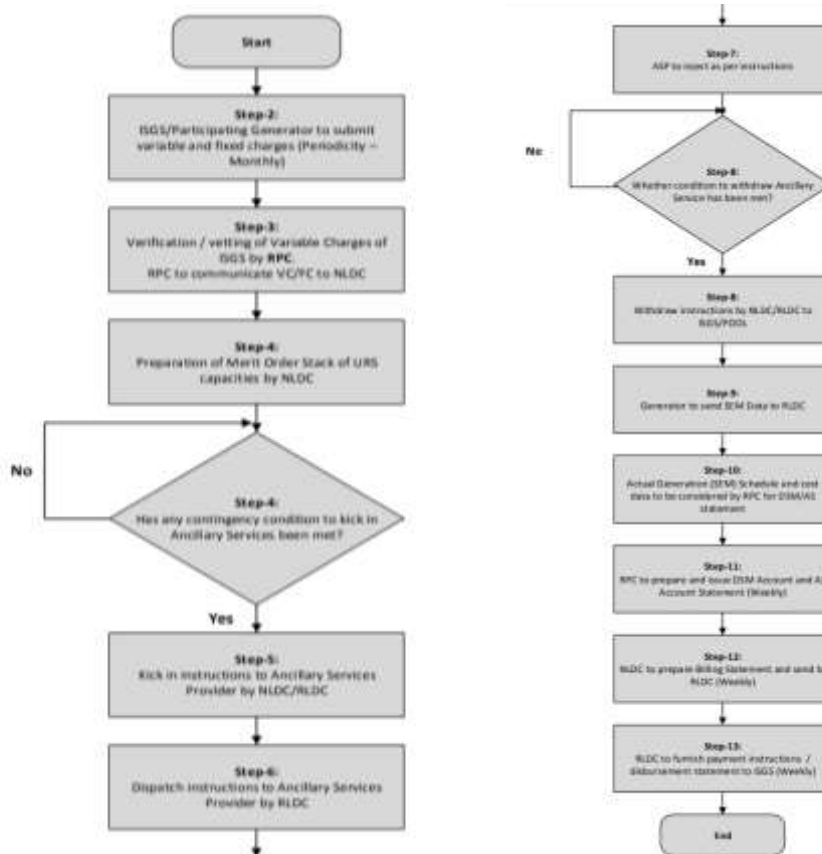


図 3-13 RRAS のフロー

出所) CERC; “Explanatory memorandum on introduction of ancillary services in India”,
http://www.cercind.gov.in/2015/draft_reg/Ancillary_Services.pdf
 (最終閲覧日: 2019年3月20日)

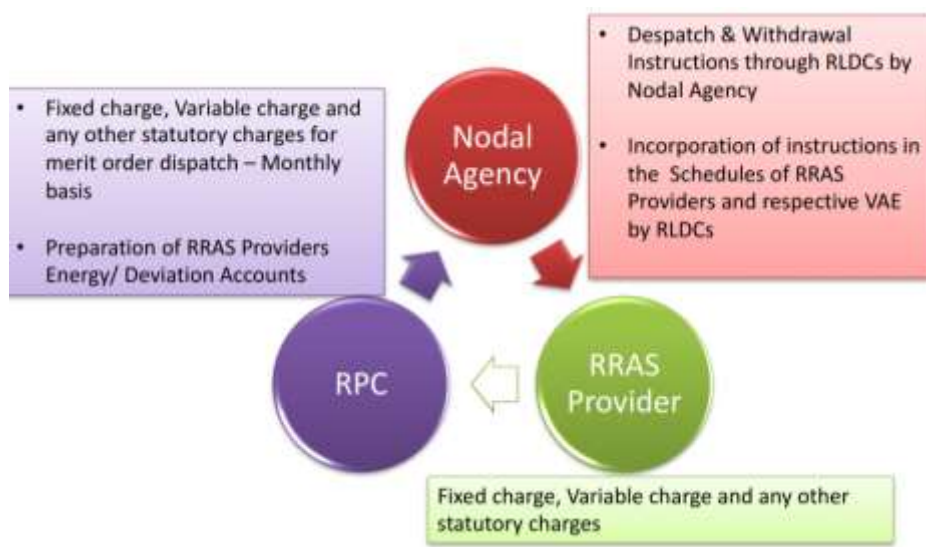


図 3-14 RRAS プロバイダーと RPC の主要な役割

出所) POSOCO; “Power System Operation and Ancillary Services”,
<https://www.iitk.ac.in/ime/anoops/FOR-17/FOR-17%20photos/PPTs/IITK%20Outreach%20Centre%20Day%203/R2%20Presentation%20IIT%20Kanpur%20Dec%202017.pdf>
 (最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

表 3-16 RRAS の各機関の役割

機関	役割
中央給電指令所 (NLDC: National Load Dispatch Centre)	<ul style="list-style-type: none"> ・ RLDCs を通じた、州間でのアンシラリーサービスの実行機関である。 ・ 発電の変動費を元に、州間発電所のメリットオーダーを時間別に作成し、ディスパッチの容量公表する。 ・ 以下の事象が発生する際に、上げ調整 (Regulation up) と下げ調整 (Regulation down) のための RRAS プロバイダーを選出する。 ・ 極端な気象条件の日、複数発電所や送電線事故、負荷の動向、周波数の動向、異常の予兆 (水力発電や石炭火力発電の供給停止)、過剰なループフロー
地域給電指令所 (RLDC: Regional Load Dispatch Centre)	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンシラリーサービスの決済を行う。
州給電指令所 (SLDC: State Load Dispatch Centre)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 州内でのアンシラリーサービスの実行機関である。
RRAS プロバイダー (RRAS provider)	<ul style="list-style-type: none"> ・ RRAS プロバイダーの要件を満たすのは、CERC により電力料金が決定されている州間発電事業者である。 ・ 月次で必要な情報 (固定費、変動費、その他 CERC 規定に沿った情報) を RPC に提供する。 ・ RLDC から指示された発電省の増減を実行する。
地方電力委員会 (RPC: Regional Power Committee)	<ul style="list-style-type: none"> ・ RRAS プロバイダーから提出された月次の情報を元に偏差会計及びアンシラリーサービスのスケジュールを作成する。 ・ 週次で RRAS の決済を行う。また、Ancillary Services Statement を作成する。

出所) CERC; “Explanatory memorandum on introduction of ancillary services in India” を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

http://www.cercind.gov.in/2015/draft_reg/Ancillary_Services.pdf

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

以下に、RRAS サービスのプロバイダーごとの料金を示す。2019年1月16日から2019年2月15日までの期間では、RRAS プロバイダー数は70、RRAS の対象となる設備容量は合計で57.9GW、変動コストの最高値はRs.12.72/MWh (Anta Gas Power Project LF (NR))、最安値はRs1.16/MWh (SIPAT TPS Stg-I (WR)) である。

表 3-17 RRAS サービスプロバイダーごとの料金 (2019年1月16日~2月15日)

No	RRAS Provider Name サービスプロバイダー名	Region 地域	Installed Capacity (MW) 設備容量	Fixed cost (Paisa/kWh) 固定費	Variable cost (Paisa/kWh) 変動費	Ramp Up (MW/Block) ランプアップ	Ramp Down (MW/Block) ランプダウン	Technical Minimum (MW) テクニカルミニマム
1	AGTPP - Agartala*	AR	130	172.1	159.8	8	8	70
2	AGBPP - Kathaiguri	AR	291	199.5	214.8	34	34	264
3	BongaigaonGTPP	AR	250	271.42	301.9	15	15	138
	Total Installed Capacity	AR	671					
4	Talcher STPS - I	ER	1000	96.4	158.4	48	48	518
5	Nabinagar Thermal Power Project	ER	500	242.6	180	40	40	275
6	Barh TPS	ER	1320	186.5	215.9	90	90	684
7	Kahaigaon STPS - II	ER	1500	109.8	220.1	113	113	778
8	Farakka STPS - I & II	ER	1600	83.5	224.9	120	120	823
9	Farakka STPS - III	ER	500	150.4	225.5	38	38	259
10	Kahaigaon STPS - I	ER	840	106.5	230.2	90	90	421
11	MTPS Stage-II	ER	390	234.9	248.8	30	30	195
	Total Installed Capacity	ER	7650					
12	Singrauli STPS	NR	2000	65.7	137.1	135	197	1400
13	Rihand TPS Stage - II	NR	1000	71.2	138.4	100	150	518
14	Rihand TPS Stage - I	NR	1000	85.8	140.6	100	150	507
15	Rihand TPS Stage - III	NR	1000	145.6	141.5	100	150	518
16	Unchahar TPS Stage - IV	NR	500	165.1	284.3	35	35	275
17	Unchahar TPS Stage - I	NR	420	109.6	307.2	30	30	210
18	Unchahar TPS Stage - II	NR	420	101.3	307.2	30	30	210
19	Unchahar TPS Stage - III	NR	210	136.4	307.2	15	15	105
20	Auraiya Gas Power Project GF	NR	663	64.2	322.6	138	138	356
21	Anta Gas Power Project GF	NR	419	71.7	325	225	225	225
22	Dadri Gas Power Project GF	NR	830	58.2	333.7	50	50	445
23	Dadri TPS Stage - II	NR	980	145	341.4	100	100	509
24	Indra Gandhi STPS	NR	1500	162.8	345.7	150	150	782
25	Dadri TPS Stage - I	NR	840	98.7	364.1	80	80	422
26	Anta Gas Power Project RF	NR	419	71.7	885.7	225	225	225
27	Dadri Gas Power Project RF	NR	830	58.2	890.9	50	50	445
28	Auraiya Gas Power Project RF	NR	663	64.2	934.7	138	138	356
29	Dadri Gas Power Project LF	NR	830	58.2	1240	50	50	445
30	Auraiya Gas Power Project LF	NR	663	64.2	1255.3	138	138	356
31	Anta Gas Power Project LF	NR	419	71.7	1271.6	225	225	225
	Total Installed Capacity		11782					
32	Talcher STPS - II	SR	2000	72.1	157.4	150	150	1037
33	NLC TPS - I Exp	SR	420	102.5	236.3	36	45	211
34	NLC TPS - II Exp	SR	500	234.7	236.8	36	27	248
35	Ramagundam STPS - III	SR	500	77.6	251.1	50	50	259
36	NLC TPS - I	SR	630	80.5	255.7	54	68	312
37	NLC TPS - II	SR	840	83.4	255.7	72	90	416
38	Ramagundam STPS - I & II	SR	2100	73.2	257.4	210	210	1078
39	Simhadri STPS - I	SR	1000	95.1	277.4	100	100	521
40	Simhadri STPS - II	SR	1000	153.3	277.9	100	100	521
41	NTPL - Tuticorin TPS	SR	1000	156.2	305.4	75	75	516
42	NTECL - Vallur TPS	SR	1500	178.4	373.2	113	113	770
43	Kudgi STPS I	SR	2400	155.2	385.2	180	180	1244
	Total Installed Capacity	SR	13890					
44	SIPAT TPS Stg-I	WR	1980	131.54	116	90	90	1026
45	SIPAT TPS Stg-II	WR	1000	124.87	120.3	69	69	518
46	Korba STPS STG (III)	WR	500	139.6	129.7	30	30	256
47	Korba STPS STG (I & II)	WR	2100	68.9	131.5	135	135	820
48	Sasan Power Ltd	WR	3960	17	131.7	180	180	2400
49	Vindhyachal-III	WR	1000	105.5	140.2	70	70	518
50	Vindhyachal-II	WR	1000	70.1	140.6	70	70	518
51	Vindhyachal-IV	WR	1000	158	140.6	70	70	518
52	Vindhyachal-V	WR	500	168.65	141.2	35	35	256
53	Vindhyachal-I	WR	1260	86.4	150.1	90	90	631
54	Costal Gujarat Power Ltd	WR	4150	90.31	179.65	150	150	2090
55	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd GF	WR	663.54	130	249.0	300	300	354
56	Gandhar Gas Power Project GF	WR	657.39	105.7	258.9	293	293	354
57	Kawas Gas Power Project GF	WR	656.2	85.4	262.5	208	208	352
58	NTPC-SAIL Power Company Pvt. Ltd	WR	500	172.5	264.5	30	30	250
59	Mouda STPP Stage-I	WR	1000	189.4	277	70	70	518
60	Mouda STPP Stage-II	WR	1320	142.2	283.4	70	70	686
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	407.0	300	300	288
64	RGPPPL-Maharashtra	WR	68	130	407.0	300	300	36
65	RGPPPL-Others	WR	32	130	407.0	300	300	17
66	Solapur Super Thermal Power Project	WR	660	215.6	418.9	30	30	343
67	Ratnagiri Gas & Power Pvt Ltd RF	WR	1122	130	465.0	300	300	354
68	Gandhar Gas Power Project RF	WR	657.39	105.7	739.2	293	293	354

69	Kawas Gas Power Project RF	WR	656.2	85.4	747.5	208	208	352
70	Kawas Gas Power Project LF	WR	656.2	85.4	1115.5	208	208	352
	Total Installed Capacity	WR	23907					
	All India Total Installed Capacity		57901					

出所) POSOCO; “RRAS Provider Rate 16th January 2019 to 15th February 2019”,

<https://posoco.in/download/rras-providers-rate-from-16th-jan19-to-15th-feb19/?wpdmdl=21301>

(最終閲覧日：2019年3月20日)

アンシラリーサービスの開始時期である2016年4月以降、2018年4月までの上げ調整(Regulation up)の最大値は3,746MW、下げ調整(Regulation down)の最大値は2,366MWであった。

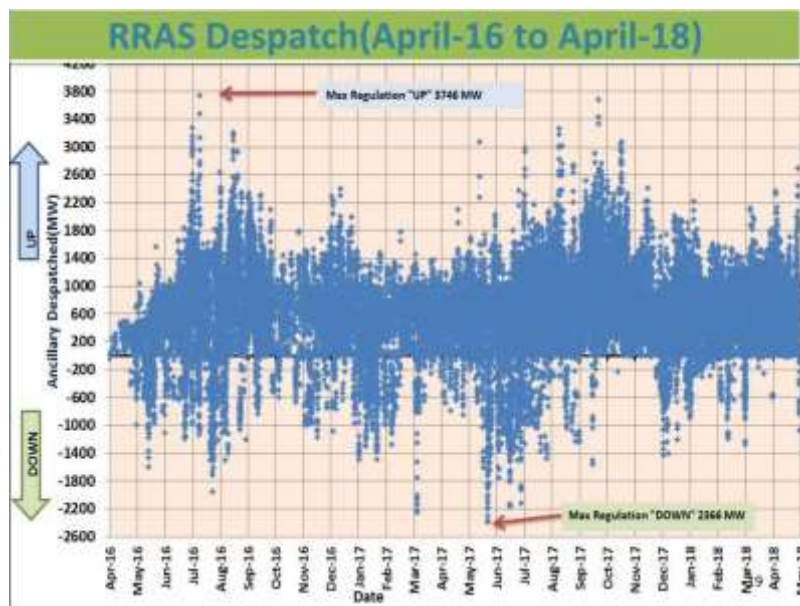


図 3-15 RRAS のディスパッチ (2016年4月～2018年4月)

出所) CERC; “Discussion with central hydro generators on implementation of hydro as FRAS”,

<http://www.forumofregulators.gov.in/Data/Meetings/Minutes/TC/21.pdf>

(最終閲覧日：2019年3月20日)

RRAS のディスパッチが発生した主な要因として、上げ調整 (Regulation up) では複数要因、需要対応、その他、低周波数の順で回答が多く挙げられた。一方、下げ調整 (Regulation down) では、高周波数、複数要因、天候状況の順で回答が多く挙げられた。

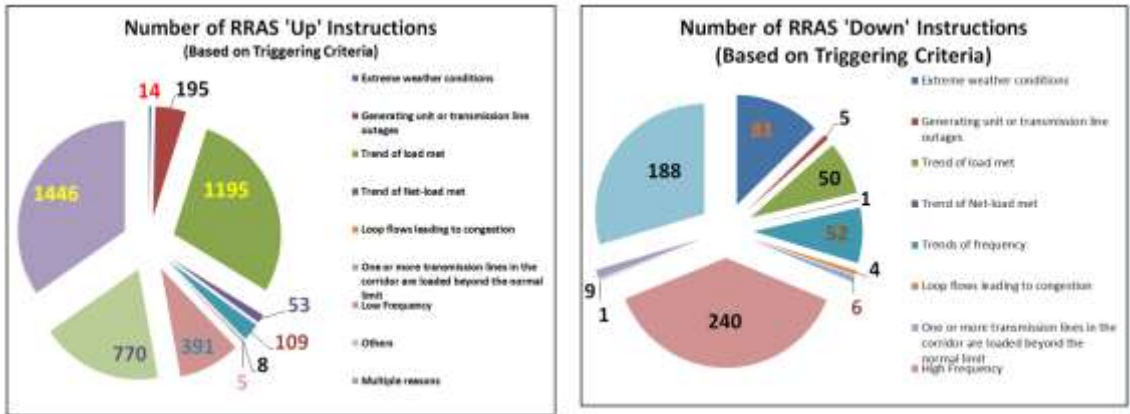


図 3-16 RRAS のディスパッチの発生理由 (2016 年 4 月～2017 年 10 月)

出所) POSOCO; “Power System Operation and Ancillary Services”,

[https://www.iitk.ac.in/ime/anoops/FOR-17/FOR-](https://www.iitk.ac.in/ime/anoops/FOR-17/FOR-17%20photos/PPTs/IITK%20Outreach%20Centre%20Day%203/R2%20Presentation%20IIT%20Kanpur%20Dec%202017.pdf)

[17%20photos/PPTs/IITK%20Outreach%20Centre%20Day%203/R2%20Presentation%20IIT%20Kanpur%20Dec%202017.pdf](https://www.iitk.ac.in/ime/anoops/FOR-17/FOR-17%20photos/PPTs/IITK%20Outreach%20Centre%20Day%203/R2%20Presentation%20IIT%20Kanpur%20Dec%202017.pdf)

(最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

③ アンシラリーサービス (RRAS) の再設計²⁴

CERC が 2018 年 9 月に公表したアンシラリーサービスの再設計に関するレポートでは、アンシラリーサービスの導入によりもたらされた成果として、以下を挙げている。

<RRAS による成果>

- 調整範囲の拡大と周波数の改善 (Larger balancing area and improved frequency profile)
 - アンシラリーサービスが Slow tertiary の予備力として機能したことにより、約 75%の時間で、周波数をグリッドコードで規定されている 49.90-50.05Hz 以内に収めた (下図参照)。
- リアルタイムでの系統混雑管理 (Real-time congestion management)
 - 以前は系統混雑により、系統混雑時の課金として Congestion charge を課していたが、アンシラリーサービスの導入により、Congestion charge を課す前に、発電の再ディスパッチのメカニズムが働いた。
- 系統のレジリエンス強化 (Grid resilience)
 - 災害時や悪天候時に RRAS が発動し、系統のレジリエンス強化に貢献した。
- メリットオーダーの導入 (Implementation of merit order)
 - ディスパッチされた電源は、安価な石炭火力やガス火力であり、メリットオーダーの効果が働いた。

²⁴ CERC; “Discussion paper on re-designing ancillary services mechanism in India”,

http://www.cercind.gov.in/2018/draft_reg/DP.pdf

(最終閲覧日：2019 年 3 月 20 日)

- 予備力の定量化 (Reserves Quantification)
 - 15分ごとに調整力が定量化された。

以下の図でも示される通り、2016年のRRAS導入前後で周波数パターンが改善している。

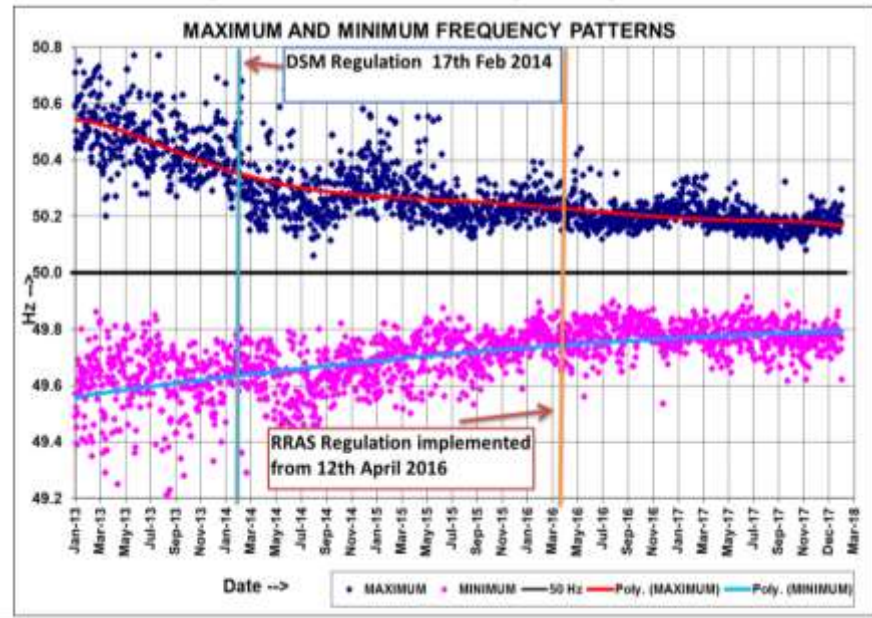


図 3-17 RRAS 導入前後の最大/最小周波数パターン

出所) CERC; “Discussion with central hydro generators on implementation of hydro as FRAS”,
<http://www.forumofregulators.gov.in/Data/Meetings/Minutes/TC/21.pdf>
 (最終閲覧日：2019年3月20日)

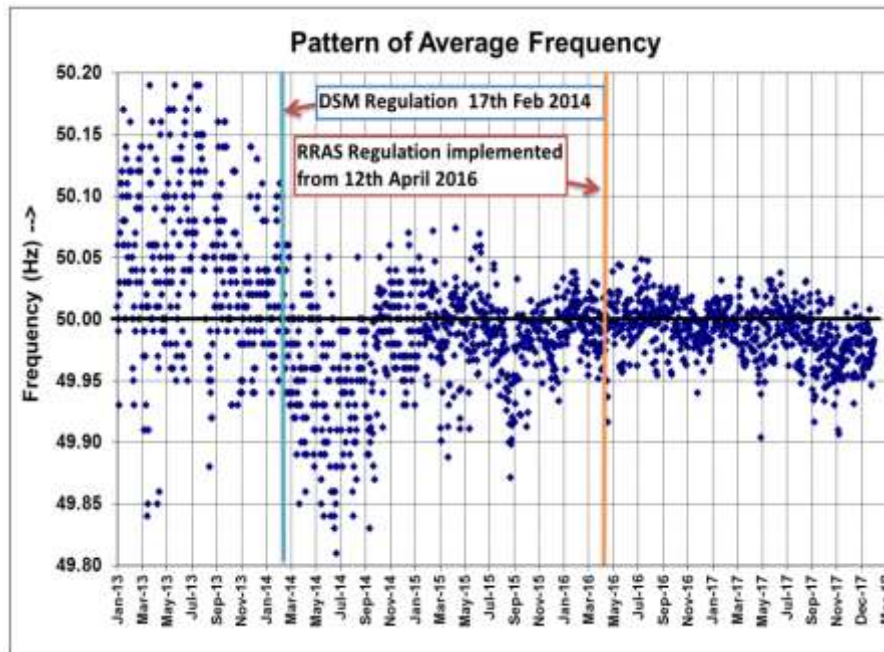


図 3-18 RRAS 導入前後の平均周波数パターン

出所) CERC; “Discussion with central hydro generators on implementation of hydro as FRAS”,
<http://www.forumofregulators.gov.in/Data/Meetings/Minutes/TC/21.pdf>
 (最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

アンシラリーサービスの導入により成果があった一方、現行の RRAS に対する設計面及び運用面での課題が明るみになった。CERC が 2018 年 9 月に公表したアンシラリーサービスの再設計に関するレポートでは、海外諸国の市場設計の例を参考として解決策が記されている。

表 3-18 現行 RRAS の課題

運用面	・ 需給調整を可能とする十分量の調整力の確保 (Need of adequate reserves quantum available for dispatch)
	・ 調整力の明確な定義 (Adequacy of “reserves” requires a clearer definition of reserves, for example, “reserves” for how long?)
	・ フレキシビリティの明確な定義 (Need to define Adequacy in terms of “flexibility”)
	・ アンシラリーサービスの性能モニタリング (Performance Monitoring of Ancillary Services)
設計面	・ 需給調整を可能とする十分量の調整力の確保 (Need of adequate reserves quantum available for dispatch)
	・ 調整力の明確な定義 (Adequacy of “reserves” requires a clearer definition of reserves, for example, “reserves” for how long?)
	・ フレキシビリティの明確な定義 (Need to define Adequacy in terms of “flexibility”)
	・ アンシラリーサービスの性能モニタリング (Performance Monitoring of Ancillary Services)
	・ ゲートクローズの導入 (Gate Closure for Scheduling Process)
	・ アンシラリーサービスの最低量の導入 (Minimum threshold quantum for Ancillary Services)

出所) CERC; “Discussion paper on re-designing ancillary services mechanism in India” を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

http://www.cercind.gov.in/2018/draft_reg/DP.pdf

(最終閲覧日 : 2019 年 3 月 20 日)

表 3-19 現行 RRAS への提案

設計面	競争的かつ市場に即したアンシラリーサービス (Competitive and market based)
	透明性の確保 (Transparent)
運用面	将来に適する設計 (Fit for the future)
	サービスの定義 (Service Definition)
	三次調整力の必要量とその定量方法の確立 (How much tertiary reserves are required and how is it ascertained?)
	サービスへの参加者の規定 (Who can participate?)
	三次調整力の種類 (Types of tertiary Reserves)
	サービスの調達方法と明確化の方法 (How will the services be procured and cleared?)
	アンシラリーサービスの値付け (Pricing of Ancillary Services)
	リソースの性能の定義 (How is the performance of resources determined?)
	送電線の割当と混雑管理への対処 (How will the Transmission Corridor Allocation and Congestion Management be handled?)
	三次調整力の料金回収の方法 (How would the charges for tertiary services recovered?)

出所) CERC; “Discussion paper on re-designing ancillary services mechanism in India” を基に作成 (関係箇所を三菱総研で和訳)

http://www.cercind.gov.in/2018/draft_reg/DP.pdf

(最終閲覧日：2019年3月20日)

4. ASEAN で行われている国際連系線建設に係る取り組み（HAPUA）に関する基礎調査

域内における系統の安定化という観点から、Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA) が推進する系統連系に関するコンセプトの議論について、進捗状況・有効性・課題等を整理した。

4.1 取り組み動向

東南アジア諸国では人口や経済の拡大成長に伴うエネルギー需要が急増しており、電力需要は今後も急速な増加が見込まれている。しかし東南アジア域内において発電用燃料資源の分布は様ではなく、国内の電力を自国で十分に賄うことのできない国や電力品質の低い国も存在する。ますます増大する電力需要に対応するため、発電容量拡大への膨大な投資が必要となることが予想されている。

ASEAN は、高い効率性、信頼性、回復力を備えた統合された電力インフラシステムの構築が極めて重要な役割を果たすことを認識し、1997年12月15日にクアラルンプールで開催された第2回 ASEAN 非公式首脳会議で採択された「ASEAN ビジョン 2020」の下、ASEAN パワーグリッド構想（ASEAN Power Grid: APG）を通じた域内の電力系統連系システムを確立する計画を打ち出した²⁵。以降は、APG の概要や、HAPUA の取り組みについてまとめ、ASEAN 地域の系統連系に関する有効性及び課題を整理した。

ASEAN で行われている国際連系線建設に係る取り組みに関して、その動向及び推進体制を以下に示す。

(1) 推進組織 HAPUA の概要

HAPUA は ASEAN 諸国の電力事業者や政府のエネルギー担当当局の代表者で構成される団体であり、当初は、1981年にインドネシア、マレーシア、フィリピン、シンガポール、タイの5カ国間で設立された。1996年にバリで行われた第12回会議において、ブルネイとベトナムが加わり、2004年5月にはシエムリアップで行われた会議において、ASEAN10カ国がすべて参加することとなり、ブルネイ・ダルサラーム国電力サービス省（Department of Electrical Services of Brunei Darussalam）、カンボジア国カンボジア国営電力会社（Electricité du Cambodge of Cambodia）、インドネシア国有電力会社（PT PLN (Persero) of Indonesia）、ラオス人民民主共和国ラオス電力発電株式会社（Electricité du Laos of Lao PDR）、マレーシア国テナガ・ナショナル公開会社（Tenaga Nasional Berhad of Malaysia）、ミャンマー国電力省（Department of Electric Power of Myanmar）、フィリピン国国家電力公社（National Power Corporation of Philippines）、シンガポール国シンガポール・パワー社（Singapore Power Limited of Singapore）、タイ国発電公社（Electricity

²⁵ ASEAN Centre for Energy ウェブサイト、<http://www.aseanenergy.org/programme-area/apg/>（最終閲覧日：2019年3月18日）

Generating Authority of Thailand)、ベトナム国ベトナム電力公社 (Electricity of Vietnam) が覚書 (Memorandum of Understanding: MoU) に署名した²⁶。

同覚書によると、相互開発を通じた地域エネルギー安全保障を強化するための加盟団体間の協力推進、民間セクターの参加強化、設備の標準化奨励、人材及び研究開発における共同プロジェクトの開発及び協力の推進、電力供給システムの質及び信頼性の強化を目的とすることが記載されている²⁷。

2007年にはAPG 諮問委員会 (ASEAN Power Grid Consultative Committee: APGCC) を発足し、初代議長はマレーシアが勤めた²⁸。

2012年に2012年6月ブルネイ・ダルサラームにて開催された第28回HAPUA理事会で5つのワーキンググループから成る組織体制に移行した。

表 4-1 HAPUA ワーキンググループ

ワーキンググループ No.	テーマ
第1 ワーキンググループ	発電及び再生可能エネルギー
第2 ワーキンググループ	送電/ASEAN パワーグリッド (APG)
第3 ワーキンググループ	配電及び電力の信頼性と品質
第4 ワーキンググループ	政策研究及び商業開発
第5 ワーキンググループ	人材開発

出所) HAPUA ウェブサイト; <http://hapua.org/main/hapua/hapua-structures/> より作成
(最終閲覧日: 2019年3月08日)

²⁶ HAPUA ウェブサイト; <http://hapua.org/main/hapua/about/> (最終閲覧日: 2019年3月08日)

²⁷ ASEAN 電力会社・公社連合組織 (HAPUA) ウェブサイト;
<http://hapua.org/main/hapua/about/> (最終閲覧日: 2019年3月08日)

²⁸ ASEAN ウェブサイト “History Of Hapua”;
<http://hapua.org/main/hapua/history-of-hapua/> (最終閲覧日: 2019年3月18日)

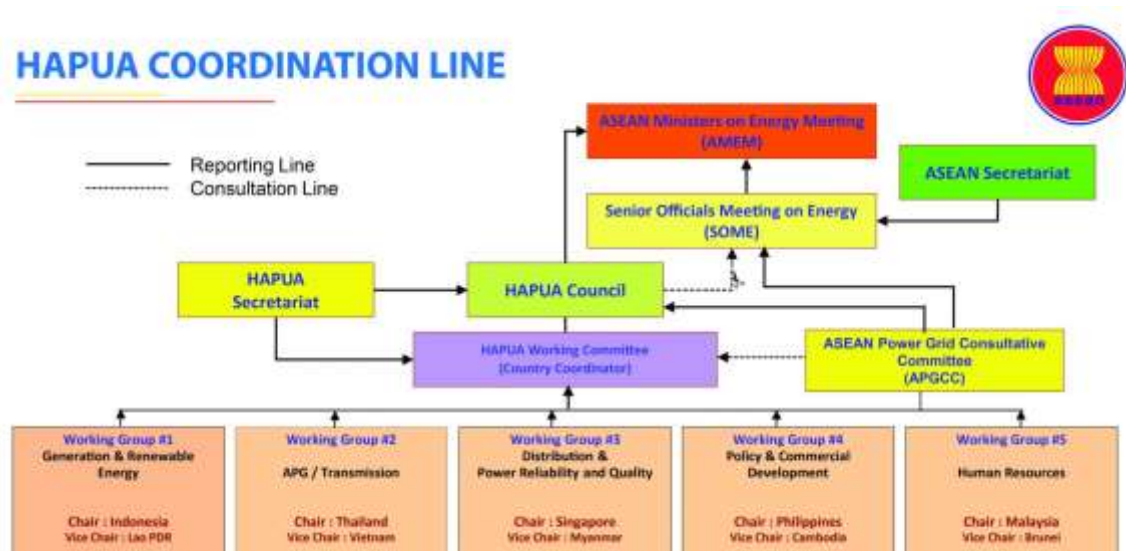


図 4-1 HAPUA 組織体制図

出所) HAPUA ウェブサイト; <http://hapua.org/main/hapua/hapua-structures/> (最終閲覧日: 2019年3月8日)

(2) ASEAN 系統連系マスタープラン研究 (AIMS)

APG に関する検討の一環として、HAPUA の開始した研究の目的や、成果に関して調査を行った。

1) AIMS I 及び AIMS II の経緯と成果

APG の建設は当初国境を越える 2 国間での取り組みに基づき実施され、その後周辺地域に拡大し、最終的に統合された地域システムへと広がった²⁹。統合化した地域システムが国境を越えた電力取引を強化し、高まる電力需要を満たし、地域内のエネルギーサービスへのアクセスを改善するというメリットをもたらす効果が期待されている。

APG に関するこうした域内での計画及び開発の基盤として、HAPUA は「ASEAN 系統連系マスタープラン研究 (The ASEAN Interconnection Master Plan Study: AIMS)」と題した研究を実施した。同研究は、ASEAN の電力システムをつなぐ域内送電ネットワークの包括計画を提案するもので、第 1 次研究 (AIMS I) は 2003 年に終了した³⁰。AIMS I 終了前までは、HAPUA は ASEAN 域内における二国間または多国間の系統連系プロジェクトを検討していたが、AIMS I の研究によって単一の ASEAN 連系は経済的ではないということが明らかになったため、より二国間連系に重点を置いた施策の推進が求められた³¹。AIMS I を踏まえ開始された第 2 次研究 (AIMS II) は、相互接続プロジェ

²⁹ ASEAN Centre for Energy ウェブサイト;

<http://www.aseanenergy.org/programme-area/apg/> (最終閲覧日: 2019年3月18日)

³⁰ ASEAN Centre for Energy; Provision of the ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III, 2018, p. 5

³¹ Philip Andrews-Speed; Connecting ASEAN through the Power Grid: Next Steps, Policy Brief, Energy Studies Institute, 17 February, 2016.

クトの推進に加えて、ASEAN 全域をカバーする広域送電網の建設が経済的に可能であると、第一段階として地理的に離れたサブシステムを形成した後、それらを一つの APG 網に統合する計画を立てた³²。しかし AIMS IIは各国政府や民間セクターからの投資が進まなかった影響で大幅に遅延し、新しい発電技術や送電技術の出現や、電力需要の変化等 ASEAN のエネルギー事情が大きく変化したことも影響し、2010 年に終了した³³。

また、クアラルンプールで 2015 年 9 月に開催された第 33 回 ASEAN エネルギー大臣会合 (AMEM) で承認された「ASEAN エネルギー協力行動計画 (APAEC) 2016-2025」では、“Enhancing energy connectivity and market integration in ASEAN to achieve energy security, accessibility, affordability and sustainability for all”を戦略としている³⁴。connectivity と market integration の観点から、HAPUA は再生可能エネルギーの活用という ASEAN の命題に則した次フェーズの研究 (AIMS III) が必要であるとした。

2) AIMS III の目的

第 3 次研究 (AIMS III) の目的は、下記の 3 つに大別される³⁵。

- ① 多国間の電力取引を実現するためにハイレベルの計画策定を目指し、AMS の主要参考資料に使用される APG のあらたな更新案を提供する。
- ② 域内で十分に運用可能な 2 国間及び多国間の電力取引を進める上で、包括的なフィージビリティ・スタディ、計画、実施を提供すると共に、APAEC 2016-2025 で指示された電源構成に占める再生可能エネルギーの割合 23%を達成するために、ASEAN 原産の資源としてあらゆる種類の再生可能エネルギーを高いレベルで活用しながら、システムの信頼性と電源の品質を維持する。
- ③ あらゆる国にとってのエネルギー安全保障 (energy security)、利用可能性 (availability)、負担可能な割安さ (affordability)、持続可能性 (sustainability) を達成すべく、ASEAN における connectivity と market integration を強化する。

さらに AIMS III では再生可能エネルギーの利用可能量の特定や再生可能エネルギー発電所の投資ポテンシャルの分析を行うことにより、ASEAN 内のエネルギー資源の効率的な利用を促進し、域内外の投資を呼び込み、ビジネスモデルの確立と同時に再生可能エネルギーを域内のグリッドに統合するための技術面または規制面での枠組みの改善を目指している³⁶。

2018 年に ASEAN エネルギーセンター (ASEAN Centre for Energy: ACE) が発表した

³² Philip Andrews-Speed; Connecting ASEAN through the Power Grid: Next Steps, Policy Brief, Energy Studies Institute, 17 February 2016.

³³ ASEAN Centre for Energy; Provision of the ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III, 2018, p.5

³⁴ JOINT MINISTERIAL STATEMENT THE THIRTY THIRD ASEAN MINISTERS ON ENERGY MEETING (33rd AMEM), 7 October 2015, Kuala Lumpur, Malaysia.

³⁵ ASEAN Centre for Energy; Provision of the ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III, 2018, p.7

³⁶ ASEAN Centre for Energy; Provision of the ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III, 2018, pp.7-8

研究論文によると、域内における再生可能エネルギー分野の連携協力には利点と共に考慮すべき課題が整理されており（下記の表を参照）、AIMSⅢは今後これらの点についても留意して施策を検討する必要がある。

表 4-2 ASEAN 域内における再生可能エネルギー分野の連携メリットと課題

メリット (Benefits)	課題 (Challenges)
コスト削減(Cost reduction)	政治的障壁：国家間で異なるエネルギー政策等 (Political barriers e.g. different energy policies and approached at national level)
エネルギー保障を高め、輸入依存から脱却を実現(Enhance energy security and reduce import dependencies)	
送電網の安定化に貢献(Contribute to grid stability)	技術的障壁：送電インフラや市場統合の問題が協力を阻害する等 (Technical barriers, e.g., issue of transmission infrastructure and market integration can impede cooperation.)
地域目標達成へのサポート(Support regional target achievement)	
協力や対話の場の創出(Create space for dialogue and improved coordination)	二国間、多国間、または地域協定の実施に悪影響を与えうる財政的障壁が存在すること (Financial barriers can also present obstacles that negatively affect the implementation of bilateral, multilateral or regional agreements)
議論のフレームワークの創出(Create frameworks for Member States to discuss issues)	
知識交換の促進(Promote knowledge exchange)	法的障壁：ASEAN 域内で異なる法律及び国内法との協力形態との不適合性等 (Legal barriers may include incompatibility of cooperation formats with national legislation, as well as differing legislation across AMS)
競争の強化(Enhance competitiveness)	

出所) ASEAN Centre for Energy (ACE), Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH ; Study on Regional Renewable Energy Cooperation in ASEAN, 2018 を基に作成を（関係箇所を三菱総研で和訳）

(3) APG の進捗状況

HAPUA 理事会は 2018 年に共同声明を公表している³⁷。同声明によると、HAPUA は APG を実現するため、過去の多国間連系プロジェクトを再検討し新たなフェーズのプロジェクトの実行計画を策定するとともに、2019 年には ASEAN 多国間電力取引のファイジビリティ・スタディ（実現可能性調査）を完了させ、AIMSⅢに加えて送電系統計画機関（ASEAN Generation and Transmission System Planning Institution: AGTP）ならびに ASEAN 送電系統事業者機関(ASEAN Transmission System Operators Institution: ATSO)に関する研究も行うとしている。また、再生可能エネルギーの普及に対応した発電・送配電システムの開発や、省エネプログラムの強化、スマート・グリッド技術やデジタル化技術の展開方法を模索し、ASEAN が掲げる 2025 年までの再生可能エネルギー普及

³⁷ The HAPUA Council Members Joint Statement 2018.; <http://hapua.org/main/2019/03/01/the-hapua-council-member-joint-statement-2018/> (最終閲覧日：2019年3月19日)

目標 23%達成に貢献すると宣言している³⁸。

IEA が公表した *Southeast Asia Energy Outlook* (2017)³⁹によると、APG 構想は各国の政策決定者間では合意されているものの、実現に向けた具体的な政策はまだ確立されておらず、一般的な原則やフレームワークの議論に加え、HAPUA は3つの優先計画に力を入れているとしている。1つ目はラオスとカンボジア間の接続、2つ目はマレーシアサラワク州とブルネイ・ダルサラーム間の接続、そして3つ目はマラッカ - ペカンバル相互接続(半島マレーシアとインドネシアのスマトラの接続)である⁴⁰。また、HAPUA は二国間連系に加え、3か国以上の国での多国間貿易を試験的に行うため、特別にタスクフォースを設定して実現可能性を調査することを掲げている。この実現可能性調査においては、ラオス-タイ-マレーシア間の電力取引がパイロットとして選ばれる可能性が最も高い候補として挙げられている⁴¹。

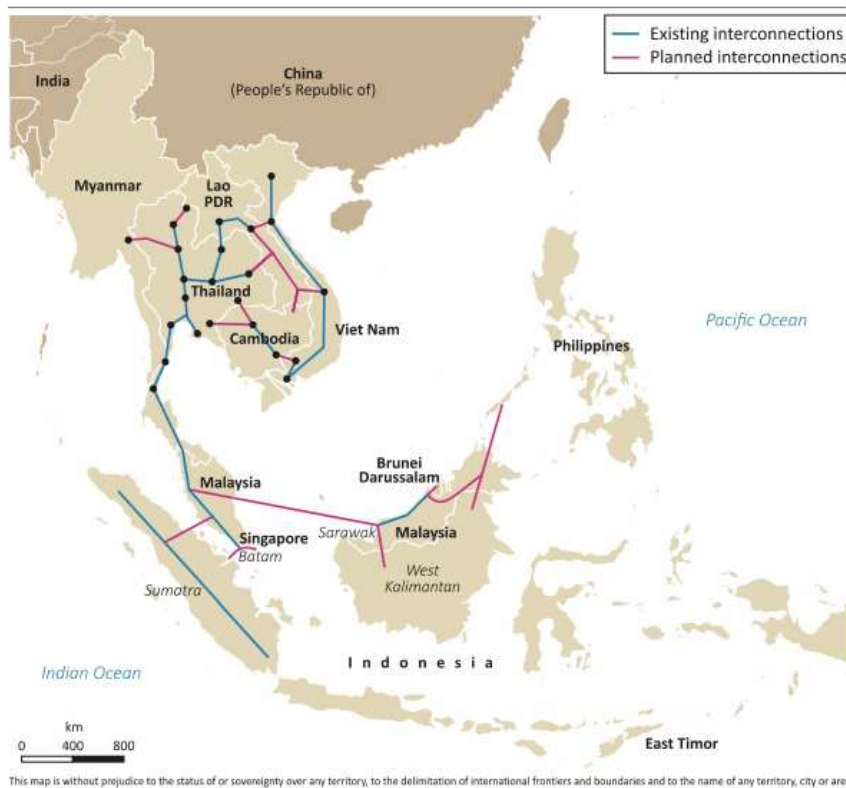


図 4-2 ASEAN パワーグリッド構想 接続状況及び計画

出所) International Energy Agency; *Southeast Asia Energy Outlook* 2017.

³⁸ The HAPUA Council Members Joint Statement 2018;
<http://hapua.org/main/2019/03/01/the-hapua-council-member-joint-statement-2018/>
(最終閲覧日: 2019年3月19日)

³⁹ International Energy Agency; *Southeast Asia Energy Outlook* 2017, pp.127-128

⁴⁰ International Energy Agency; *Southeast Asia Energy Outlook* 2017, pp.127-128

⁴¹ International Energy Agency; *Southeast Asia Energy Outlook* 2017, p.128

表 4-3 APG プロジェクト一覧

II.2 STATUS OF ASEAN INTERCONNECTION PROJECT				
AUGUST 2013 DATA				
SYSTEM REGION	EXISTING	ON-GOING	FUTURE	(MW) TOTAL
NORTHERN REGION	2,659	6,062	16,374	25,095
9. Thailand - Lao PDR	2,111	3,352	2,465	7,928
10. Lao PDR-Vietnam	248	2,410		2,658
11. Thailand- Myanmar			11,709	11,709
12. Vietnam-Cambodia	200			200
13. Lao PDR - Cambodia		300		300
14. Thailand - Cambodia	100		2,200	2,300
SOUTHERN SYSTEM	450	600	1,800	2,850
1. P. Malaysia - Singapore	450		600	1,050
4. P Malaysia - Sumatra		600		600
5. Batam - Singapore			600	600
16. Singapore - Sumatra			600	600
EASTERN SYSTEM		400	800	1,200
6. Sarawak - W. Kalimantan			200	200
7. Philliines - Sabah			500	500
8. Sarawak - Sabah - Brunei		200	100	300
15. E.Sabah - E. Kalimantan			200	200
NORTHERN - SOUTHERN SYSTEM	380	100	300	780
2. Thailand - P.Malaysia	380	100	300	780
SOUTHERN - EASTERN SYSTEM			3,200	3,200
3. Sarawak - P. Malaysia			3,200	3,200
GRAND TOTAL	3,489	7,162	22,474	33,125

出所) Syaiful B Ibrahim; "BARRIERS AND OPPORTUNITIES FOR ELECTRICITY INTERCONNECTION THE SOUTHEAST ASIAN EXPERIENCE", 2014, https://aperc.ieej.or.jp/file/2014/4/4/S2-2-2_IBRAHIM.pdf (最終閲覧日 : 2019 年 3 月 15 日)

4.2 実現のための課題

文献等を参考に、APG の主要な課題として指摘されている以下の 3 点について整理した。

(1) 法的及び技術的フレームワークの必要性

連系線を構築するメリットがあるとしても、実際のプロジェクト実施段階では ASEAN 域内の各国で異なる計画・設計・運営維持管理の各開発フェーズにおける法的基準や技術コードが存在するため、調整が困難である。また、電力の二国間または多国間取引や相互接続を行う場合も同様に、各国で異なる法的・規制的枠組みが存在することから、調和を図ることが不可欠である。従って、APG の国際協調を研究する専門家を雇用し、ロードマップの作成やガイドラインの制定、最低共通基準の策定などを行うことで、域内の各種制度の標準化を図り、統合化されたプロジェクトの実効性を高めるこ

とが有効である⁴²。

(2) 資金調達方法の確立

APG 実現の大きな壁となるのは、資金源の確保である。国境をまたぐ連系線は投資額自体が莫大になり、計画を実行するための技術者、労働者、各種必要な資機材を調達するコストも非常に高額である。従って、資金調達方法の検討と確立が実現に向けて非常に重要である。電力購入に対する税制優遇や補助金政策、また民間投資を促進するために民間投資規制の緩和を行い、市場競争を創出・促進するような政策が求められる。

(3) 規制者間の調整機能の整備

ASEAN 域内におけるエネルギー協力においては、地域内での規制者間の調整を行う役割の強化が必要と考えられる。HAPUA は、APG と多国間貿易パイロットの開発を支援するための広範な使命を与えられてきたが、人的資源に限りがあり、具体的な施策を実行する人員も資金的体力も不足している⁴³。ASEAN エネルギー規制当局ネットワーク（ASEAN Energy Regulatory Network : AERN）にも実質的に人員や職務権限が与えられていないことから、APG の促進にあたっては、規制者間の調整を行う機能を整備し、各国の規制当局と協働する職務を行うようになることができれば、ASEAN の系統連系を実現するためには極めて重要な一歩となると考えられる。また、既存の各機関 HAPUA、AERN、ASEAN エネルギーセンター（ASEAN Centre for Energy: ACE）、石油供給途絶時における ASEAN の緊急時対応事務局（ASEAN Council on Petroleum: ASCOPE）、ASEAN 石炭フォーラム（ASEAN Forum on Coal: AFOC）等の ASEAN で活動するエネルギー関連機関間でのさらなる協力関係を推進していくことが重要である。

4.3 民間の取り組み

2018 年に開催された ASEAN Power Grid Summit によると、ASEAN 域内で安定した電力インフラを確立するためには、発電設備に 6,180 億米ドル、送電・配電網に 6,900 億米ドルの投資が必要だとされている⁴⁴。このことはつまり、日本企業にとってもインフラ輸出や技術提供に参画する余地があるということである。従って以降は現在 APG 構想に対する海外からの金融支援や技術支援について整理し、日本の参入可能性について検討した。

⁴² Kornphat Srisuping, System Planning Division, Electricity Generating Authority of Thailand; “ASEAN Power Grid”, https://www.unescap.org/sites/default/files/EGAT_ASEANPowerGrid.PDF（最終閲覧日：2019年3月19日）

⁴³ International Energy Agency; Southeast Asia Energy Outlook 2017, pp.128-129

⁴⁴ ASEAN POWER GRID SUMMIT 2018 ウェブサイト; <http://www.aseanpowergridsummit.com/>（最終閲覧日：2019年3月18日）

(1) 海外機関による支援

1) 米国国際開発庁 (United States Agency for International Development: USAID)

USAID が推進する Clean Power Asia Initiative は、メコン下流域諸国やその他の ASEAN 加盟国と協力し、環境に配慮したクリーンエネルギー部門への投資を行っている⁴⁵。革新的なビジネスモデルの開発を支援し、金融機関を含むあらゆるステークホルダーを巻き込むことで再生可能エネルギープロジェクトのコストを確保・削減するために活動しており、資金調達のためのアドバイザリーサービスを提供している⁴⁶。

2016 年に開始したこのイニシアティブは 5 年間の支援プログラムで、クリーンエネルギーに対する少なくとも 7 億 5,000 万米ドルの投資や ASEAN の送電網に 500MW の再生可能エネルギー発電システムの導入を促進し、温室効果ガス (greenhouse gas: GHG) 排出の削減に貢献するような法律、政策、計画や規制の実行支援を行うことを目的としている⁴⁷。

また、USAID はこの Clean Power Asia の活動の一環として、AIMS III の策定にも支援機関として携わっている⁴⁸。

2) ドイツ国際協力公社 (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit: GIZ)

ドイツの Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) は、ACE と共同して ASEAN ドイツエネルギープログラム (ASEAN-German Energy Programme: AGEP) を実施している⁴⁹。AGEP は 2016 年から 2019 年までのプログラムで、ASEAN 加盟国の再生可能エネルギー (Renewable Energy: RE) 普及とエネルギー効率 (Energy efficiency & Conservation: EE&C) を促進するための地域協力を促進することを目的としており、具体的には地域に合った行動戦略・技術戦略を提供すること、域内各国における RE 及び EE&C のための技術交流を促進すること、及び ACE の能力向上に貢献することの 3 つの目標を達成するために様々なステークホルダーにアプローチしている⁵⁰。

これまで、インドネシア、マレーシア、タイにおける再生可能エネルギー発電の技術要件における研究論文の発表や、ACE の管理する情報プラットフォーム (2017 年公開)

⁴⁵ USAID ウェブサイト; <https://www.usaid.gov/asia-regional/documents/usaid-clean-power-asia> (最終閲覧日: 2019 年 3 月 19 日)

⁴⁶ USAID ウェブサイト; <https://www.usaid.gov/asia-regional/documents/usaid-clean-power-asia> (最終閲覧日: 2019 年 3 月 19 日)

⁴⁷ USAID ウェブサイト; <https://www.usaid.gov/asia-regional/documents/usaid-clean-power-asia> (最終閲覧日: 2019 年 3 月 19 日)

⁴⁸ ASEAN Centre for Energy (2018); Provision of the ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III, p.8

⁴⁹ ASEAN-German Energy Programme (AGEP). <https://www.giz.de/de/downloads/giz2017-en-asean-agep.pdf> (最終閲覧日: 2019 年 3 月 18 日)

⁵⁰ ASEAN Centre for Energy et al. (2018); Study on Regional Renewable Energy Cooperation in ASEAN Strengthening Cooperation to Reach ASEAN Renewable Energy Target.

の運営支援を行っただけでなく⁵¹、再生可能エネルギーに関する研修や USAID、ACE と共同でワークショップを行うなど総合的な支援を行っている⁵²。

(2) 日系企業参入における示唆

国際連系線プロジェクトについては、EU において日本企業の出資が行われるなどの取り組みが始まっている⁵³。今後、ASEAN においても国際連系線分野でのプロジェクトが本格化すれば、日本企業の事業参入や関連技術の展開など、新たな事業機会が生まれるものと期待できる。

HAPUA は APG 構想実現のための民間投資の重要性を様々なワークショップで強調しており、官民パートナーシップ (Public Private Partnership: PPP) の推進を積極的に標榜している⁵⁴。今後は、官民連携プロジェクトによる参画が重要になると考えられ、これらのトレンドは日本企業参入にとっての追い風となるかもしれない。国際連系接続の取り組みが進んでいる EU 諸国と異なり、国際連系の経験がない日本が APG に参入していくためには、単なる技術導入のみならず、ガイドラインの策定や再生可能エネルギーを担う人材の育成なども含んだパッケージ型の協力支援が不可欠である。APG や HAPUA の課題解決に総合的に貢献するようなプロジェクトの中で、日本の再生可能エネルギー及び送配電技術を官民連携してアピールしていくことが求められる。

⁵¹ GIZ ウェブサイト; <https://www.giz.de/en/worldwide/16395.html>
(最終閲覧: 2019年3月14日)

⁵² USAID ウェブサイト; <http://usaidcleanpowerasia.aseanenergy.org/resource/renewable-energy-guidelines-on-solar-pv-rooftop-implementation-thailand/>
(最終閲覧: 2019年3月18日)

⁵³ 2018年2月に、関西電力株式会社はイギリスとドイツを結ぶ初の国際連系送電線プロジェクト「ノイコネクト英独連系線」への参画を目的として、本プロジェクトの開発会社である「ノイコネクトブリテン社」の株式18.3%を、関西電力の現地100%子会社を通じて取得した。(関西電力プレスリリース(2018年2月28日), https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2018/0228_1j.html) (最終閲覧: 2019年3月18日)

⁵⁴ Electricity Generating Authority of Thailand ウェブサイト; “EGAT joins the 32nd meeting of HAPUA Council“. <https://www.egat.co.th/en/news-announcement/news-release/egat-joins-the-32nd-meeting-of-hapua-council>
(最終閲覧: 2019年3月18日)

5. 日本企業進出のための課題の整理と提言

5.1 主要新興国における政策的課題

前章で整理した基礎情報を踏まえ、主要新興国として取り上げたサウジアラビア、UAE、インドの電力セクターの政策的な課題としては、以下の点が挙げられる。

<インド>

- ・ アジアにおいても、インド政府は、2022年までに175GWの再生可能エネルギーの導入目標を掲げており、巨大なソーラーパークの設置やRPO (Renewable Purchase Obligations) 等の普及政策の後押しを受け、導入拡大が続く。
- ・ 一方、再生可能エネルギーの中でも変動の大きい太陽光発電及び風力発電の導入量が増えることから、再エネ統合に係る系統安定化対策が急務とされる。
- ・ インドでは5つの主要な地域系統（北部、東部、西部、北東、南部）間での電力融通を図ってきたが、依然として地方部で長時間の停電が常態化しており、電力供給の信頼度確保が必要とされる。
- ・ 2016年に電力品質の確保と系統混雑の回避を目的としたアンシラリーサービス市場が設立され、周波数が改善される等の一定の成果があったが、依然として、十分な調整力の確保と市場環境の整備が必要とされる。
- ・ 日本企業の参入余地としては、再生可能エネルギー源の導入拡大に資する電源開発案件への参画、系統安定化に資する技術協力や制度設計支援、既存電源を利用した調整力の確保などが挙げられる。

<サウジアラビア>

- ・ サウジアラビア政府が2016年に公表した「サウジアラビアのビジョン 2030 (Saudi Arabia Vision 2030)」は、「活気ある社会」「盛況な経済」「野心的な国家」の3つのテーマを掲げ、石油依存から脱却した経済への変革を進めている。また、公的投資基金 (PIF) は、全7項目30戦略を設定しており、省エネルギーについては第2項目「新産業部門の創設と発展」として位置づけている。
- ・ サウジアラビアの温室効果ガス削減・抑制目標 (NDC : Nationally Determined Contribution) においては、2030年までに年間130百万CO₂換算tの増加の回避を目指すことを掲げている。この目標達成においては、省エネ (Energy Efficiency)、再エネ (Renewable Energy) が非常に大きな役割を担うものと考えられる。
- ・ 中長期的な温室効果ガス排出削減、省エネを達成する上で、建物分野での対策が重要となる。特に、サウジでは電力消費の多くが建物での使用であり、建物での省エネ対策の強化は最重要課題となっている。特に、日本企業は強みをもつインバーターACの普及が期待できる。
- ・ 一方で、これまでの政策対話を通じ、インバーターACの実際の建物での効果に関するデータが十分でなく、インバーターACの良さが理解されていない課題があることが明らかとなっている。政策対話での具体化した課題を起点に、政策対話と連動し、民間企業の参画を得つつ、製品展開につなげていく案件形成の具体化が重要

である。また、インバーターACの普及は、将来的には、デマンド・レスポンスへの発展させることにより、系統の安定化対策にも大きく寄与することが期待できる（現時点では、制度構築が進んでいない段階）。

<UAE>

- ・ 2017年には、「エネルギー戦略2050（Energy Strategy 2050）」が開始され、発電部門でのカーボンフットプリントの70%削減、2050年までに40%の省エネを実施が掲げている。
- ・ 低炭素化に関しては、ドバイ政府は、Dubai Clean Energy Strategy 2050で、ドバイを世界におけるクリーンエネルギー・グリーン経済の中心とし、クリーンエネルギー比率を2050年度までには75%とすることを目標に掲げており、電力会社であるDEWAとしても重要な課題と位置付けている。
- ・ DEWAは、低炭素化、中長期的な戦略的な展開に関し、積極的に海外との連携を進めており、日本企業との連携に関しても関心を有しており、UAEの電力会社と連携して、送配電分野での低炭素化やイノベーションを具体化することは、周辺国への展開を図る上での足がかりとなることが期待できる。

5.2 日本の送電会社の海外展開ための施策と相手国への政策提言

(1) 日本の送電会社の海外展開の動向

日本の送電会社による海外での送配電分野への主な取り組みを以下に示す（なお、各社のプレスリリース時点での内容に基づき整理した）。

ドイツにおける洋上風力発電所向けの海底送電事業への共同参画⁵⁵

中部電力と三菱UFJリースは、ドイツにおける洋上風力発電所向けの海底送電事業に共同して参画している（2017年4月発表）。中部電力及び三菱UFJリースが、海外の送電事業に参画するのは初めての取り組みとなっている。中部電力は、長期にわたり安定した収益を期待しているとともに、これまでに培ってきた信頼性の高い送変電保守に関する技術や知見も活用することとしている。本事業は、北海洋上にある風力発電所を結ぶ、送電亘長が100km超となる4つの海底送電ケーブルの運営及び保守を行うものとなっている。

⁵⁵ 中部電力株式会社・三菱UFJリース株式会社; 「ドイツにおける洋上風力発電所向けの海底送電事業への参画について」（2017年4月25日プレスリリース）,
https://www.chuden.co.jp/corporate/publicity/pub_release/press/3264053_21432.html
（最終閲覧日：2019年3月20日）

ベトナムの配電・小売会社への出資参画⁵⁶

東京電力パワーグリッドは、ベトナムの配電・小売会社への出資参画を発表し（2018年11月発表）、東京電力パワーグリッドとしては初の海外配電事業への出資参画となる取り組みとなっている。出資参画することで、日本で培った豊富な技術、高品質なオペレーションといった強みを活かし、工業団地のテナント企業に対してより高品質かつ信頼度の高い電力を供給していくことができるとしている。

欧州での連系線プロジェクトへの参画⁵⁷

関西電力は、イギリスとドイツを結ぶ初の国際連系送電線プロジェクトに参画している（2018年2月発表）。海外における国際連系線プロジェクトへの参画は、日本の電力会社では初めての取り組みとなっている（関西電力にとって、海外における送電事業への参画や、欧州での計画段階からの参画という点でも初めての取り組み）。

(2) 日本の送電会社の海外展開の方向性

日本の送電会社が海外の送配電分野に参画する目的としては、事業参画することにより、出資による長期の安定した収益の獲得や運営や保守管理等の収益機会を得ることが挙げられる。国内での送配電分野での事業拡大が期待できない中で、送電会社にとって、海外展開は成長が期待できる分野として位置付けられつつある。

海外展開においては、日本での送配電事業での技術やオペレーションノウハウをベースに、IoT等の先進技術を組み合わせることで、強味みを発揮した展開が期待される。

一方で、海外での送配電分野は、外資の参入規制の問題の他、国際連系線や本格的な送配電分野での事業参画には巨額な投資が必要となることも参入の障害となっている。また、日本の送配電会社の海外進出の経験が乏しいため、案件の発掘・目利き等の経験が乏しいこともネックとして挙げられる。日系の商社や金融機関との共同参画というケース、発電分野の事業参画により現地の電力会社との関係を構築しつつ、参入するケース等が見られるのは、このような背景も起因しているものと考えられる。

都市開発や工業団地といった特定のエリアでのエネルギー供給事業、再生可能エネルギー等のIPP発電事業、国際連系線（例：再エネ導入に伴う専用線）といった分野

⁵⁶ 東京電力パワーグリッド; 「ベトナム国配電・小売会社 Deep C Green Energy 社への出資参画について～東京電力パワーグリッドにおける海外配電事業の第一号案件～」 (2018年11月29日プレスリリース) ,

http://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/press/2018/1511225_8687.html
(最終閲覧日: 2019年3月20日)

⁵⁷ 関西電力; 「ノイコネクト英独連系線」プロジェクトへの参画について (2018年2月28日プレスリリース) , https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2018/0228_1j.html

(最終閲覧日: 2019年3月20日)

を起点とし、段階的に、送配電分野に展開することが有効なアプローチである。

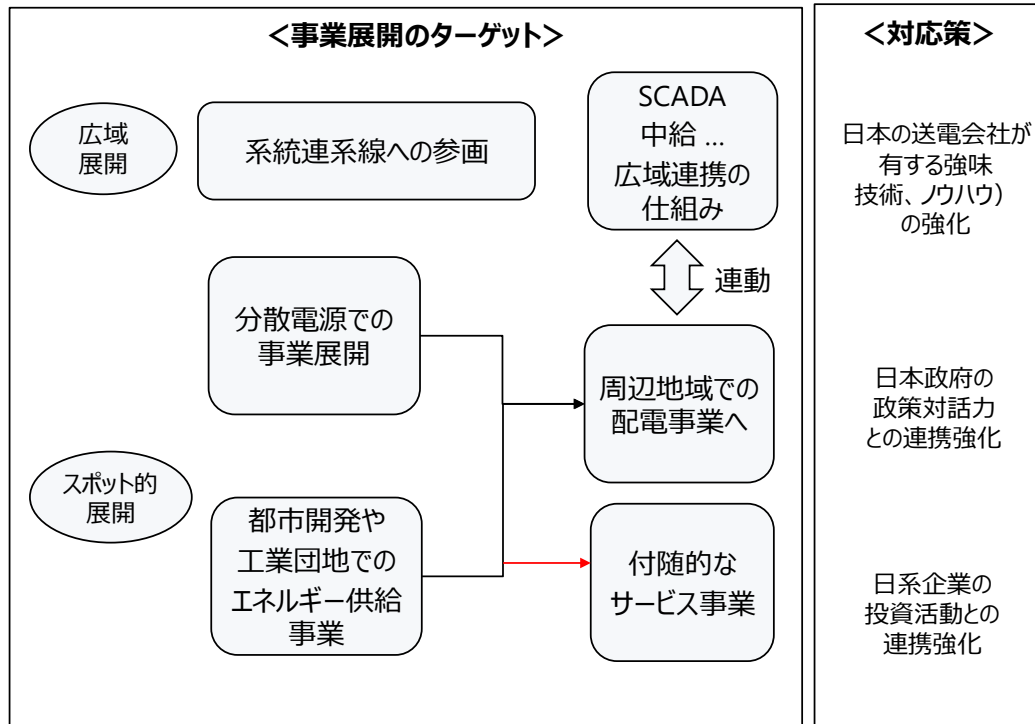


図 5-1 日系企業の送配電分野での海外展開の方向性

＜案件形成を加速化するための方向性（政策提言）＞

都市開発や工業団地といった特定のエリアでのエネルギー供給事業、再生可能エネルギー等の IPP 発電事業、国際連系線（例：再エネ導入に伴う専用線）での有望案件を組成するためには、政策対話を通じた関係性の強化、制度改革を含めた事業提案力、IoT、AI などの日本企業が強みとする関連技術を組み合わせた総合力が必要である。例えば、以下のような取り組みの強化が重要である。また、海外での送配電事業への参画は、製品やサービスの販売よりも事業出資という形態が一般的であり、政府の支援においてもより投資を促進するための施策の充実が重要となる。

- ・ 電力関係の政府機関、現地電力会社との政策対話の強化
- ・ 案件形成段階での現地企業、日系企業によるコンソーシアム形成への支援
- ・ 事業投資の促進策（政府出資によるリスクテイク）

特に、地域エネルギー供給事業、送配電事業分野は、電力・エネルギー政策、地域振興政策、電力分野の規制など、政策や制度と一体化した事業領域であり、社会インフラとして長期にわたり機能する特性を加味すると、案件組成段階～FS 検討～事業投資～事業運営に至る様々な段階で、関連政策や関連制度との調整、場合によっては

能動的に制度提案を行うことで、より魅力ある事業に育てていく発想が重要となる。このようなことを考えると、これまでの日本製品やサービスの輸出振興策とは異なる観点からの支援策も重要であり、「案件組成段階」～「FS 検討」～「事業投資」～「事業運営」に至る切れ目のない支援スキーム、政策対話による側面支援等が効果的と考える。

(3) 政策対話を起点とした案件形成に向けた相手国政府への提案の試み

経産省は、サウジアラビアの認証機関である SASO と高効率エアコンの導入による建物の省エネ展開に関する政策対話を進めている。前述のように、インバーターAC の実際の建物での効果検証に関する実証調査の重要性が政策対話の中で認識共有されたことを受け、本調査では、政策対話を起点とした案件形成の取り組みを具体化させる試みを行った。具体的には、日本の空調メーカーと連携し、インバーターAC の実際の建物での効果分析のための実証調査の計画案を SASO 関係者や専門家等に提案し、具体化に向けた可能性を探った。また、サウジアラビアでの案件形成の動きを隣国の UAE 関係者との意見交換においても紹介を行い、将来的な横展開の可能性を探った。このようなアプローチは、以下の点で有効な手法であると考ええる。

- ・制度構築と製品普及の動きを連携させる展開方向性を早い段階から共有することができる
- ・具体的な提案を相手国関係者に投げかけることにより、実現する上での課題や相手国のニーズをより明確に引き出すことが可能となる（現地の新たなニーズの発掘にもつながる）。

6. まとめと今後の課題

送電会社の先行事例に関する基礎調査

- ・ドイツ、スペインといった FTI 制度により再生可能エネルギー（風力、太陽光等）の導入が急速に拡大した市場においては、変動する電源である再エネの拡大により、系統の管理、安定化が課題となっており、それに対応した事業モデルも展開されており、デマンドレスポンスはその一例であり、最近では、VPP などの先端技術を活用したビジネスモデルへと進化しつつある。

主要新興国（インド、サウジアラビア、UAE）の送電事業に関する基礎的な整理のまとめと日本企業の進出可能性の検討結果のまとめ

国名	動向に関する整理結果のまとめ	日本企業が進出可能性の検討結果のまとめ
インド	<ul style="list-style-type: none"> ・インド政府は、2022 年までに 175GW の再生可能エネルギーの導入目標を掲げており、巨大なソーラーパークの設置や RPO (Renewable Purchase Obligations) 等の普及政策の後押しを受け、導入拡大が続く。 ・一方、再生可能エネルギーの中でも変動の大きい太陽光発電及び風力発電の導入量が増えることから、再エネ統合に係る系統安定化対策が急務とされる。 ・インドでは 5 つの主要な地域系統（北部、東部、西部、北東、南部）間での電力融通を図ってきたが、依然として地方部で長時間の停電が常態化しており、電力供給の信頼度確保が必要とされる。 ・2016 年に電力品質の確保と系統混雑の回避を目的としたアンシラリーサービス市場が設立され、周波数が改善される等の一定の成果があったが、依然として、十分な調整力の確保と市場環境の整備が必要とされる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・日本企業の参入余地としては、再生可能エネルギー源の導入拡大に資する電源開発案件への参画、系統安定化に資する技術協力や制度設計支援、既存電源を利用した調整力の確保などが挙げられる。
サウジアラビア	<ul style="list-style-type: none"> ・サウジアラビア政府が 2016 年に公表した「サウジアラビアのビジョン 2030 (Saudi Arabia Vision 2030)」は、「活気ある社会」「盛況な経済」「野心的な国家」の 3 つのテーマを掲げ、石油依存から脱却した経済への変革を進めている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・日本企業は強味みを有するインバーターACの普及が期待できる。 ・本調査での SASO との政策対話を通じ、インバーターACの実際の建物での効

	<p>また、公的投資基金（PIF）は、全7項目30戦略を設定しており、省エネルギーについては第2項目「新産業部門の創設と発展」として位置づけている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・サウジアラビアのNDCでは2030年までに年間130百万CO2換算tの増加の回避を目指すことを掲げている。この目標達成においては、省エネ、再エネが非常に大きな役割を担うものと考えられる。 ・中長期的な温室効果ガス排出削減、省エネを達成する上で、建物分野での対策が重要となる。特に、サウジでは電力消費の多くが建物での使用であり、建物での省エネ対策の強化は最重要課題となっている。また、将来的には、ACによる省エネ対策は、DRと関連透けることにより、系統安定化に貢献するものと考えられる。 	<p>果に関するデータが十分でなく、インバーターACの良さが理解されていない課題があることが明らかとなった。次のステップとして、インバーターACと非インバーターACでのエネルギー消費量を比較する実証を行い、サウジでの実際の運転条件の下で、消費電力量の削減効果の評価を行うことが普及の一步となる。</p>
<p>UAE</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・2017年には「エネルギー戦略2050(Energy Strategy 2050)」が開始され、発電部門でのカーボンフットプリントの70%削減、2050年までに40%の省エネを実施が掲げている。 ・低炭素化に関しては、ドバイ政府は、Dubai Clean Energy Strategy 2050で、ドバイを世界におけるクリーンエネルギー・グリーン経済の中心とし、クリーンエネルギー比率を2050年度までには75%とすることを目標に掲げており、電力会社であるDEWAとしても重要な課題と位置付けている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・DEWAは、低炭素化、中長期的な戦略的な展開に関し、積極的に海外との連携を進めており、日本企業との連携に関しても関心を有しており、UAEの電力会社と連携して、送配電分野での低炭素化やイノベーションを具体化することは、周辺国への展開を図る上での足がかりとなることが期待できる。

ASEANでの国際連系線に関する基礎調査

- ・東南アジア諸国では人口や経済の拡大成長に伴うエネルギー需要が急増しており、電力需要は今後も急速な増加が見込まれている。しかし東南アジア域内において発電用燃料資源の分布は様ではなく、国内の電力を自国で十分に賄うことのできない国や電力品質の低い国も存在する。ますます増大する電力需要に対応するため、発電容量拡大への膨大な投資が必要となることが予想されている。
- ・ASEANは、高い効率性、信頼性、回復力を備えた統合された電力インフラシステム

の構築が極めて重要な役割を果たすことを認識し、1997年12月15日にクアラルンプールで開催された第2回ASEAN非公式首脳会議で採択された「ASEANビジョン2020」の下、ASEANパワーグリッド構想（ASEAN Power Grid: APG）を通じた域内の電力系統連系システムを確立する計画を打ち出している⁵⁸。

- ・ASEANでの国際連系線の構築は、ASEAN大での再エネの普及拡大に伴う再エネ事業や送配電網への事業機会を考える上で、基盤となる動きであり、今後、取り組みに注目していくことが必要あり、計画づくりから日本として参画していくことが重要である。

日本企業進出のための課題の整理と提言

<電力事業の環境変化>

- ・再エネは、世界規模での導入が加速化する中で、今後は、需要サイドでの領域が注目されるトレンドにある。特に、大量導入される再エネに対応した系統分野でのイノベーション領域は、日本の送電会社の経験やノウハウが活かせる分野となる。

<日本の送電会社の海外展開の方向性>

- ・日本の送電会社が海外の送配電分野に参画する目的としては、事業参画することにより、出資による長期の安定した収益の獲得や運営や保守管理等の収益機会を得ることが挙げられる。国内での送配電分野での事業拡大が期待できない中で、送配電会社にとって、海外展開は成長が期待できる分野として位置付けられつつある。
- ・海外展開においては、日本での送配電事業での技術やオペレーションノウハウをベースに、IoT等の先進技術を組み合わせることで、強味みを発揮した展開が期待される。
- ・一方で、海外での送配電分野は、外資の参入規制の問題の他、国際連系線や本格的な送配電分野での事業参画には巨額な投資が必要となることも参入の障害となっている。また、日本の送電会社の海外進出の経験が乏しいため、案件の発掘・目利き等の経験が乏しいこともネックとして挙げられる。日系の商社や金融機関との共同参画というケース、発電分野の事業参画により現地の電力会社との関係を構築し、参入するケース等が見られるのは、このような背景も起因しているものと考えられる。
- ・都市開発や工業団地といった特定のエリアでのエネルギー供給事業、再生可能エネルギー等のIPP発電事業、国際連系線（例：再エネ導入に伴う専用線）といった分野を起点とし、段階的に、送配電分野に展開することが有効なアプローチである。

<政策提言>

⁵⁸ ASEAN Centre for Energy ウェブサイト； <http://www.aseanenergy.org/programme-area/apg/>
（最終閲覧日：2019年3月18日）

- 都市開発や工業団地といった特定のエリアでのエネルギー供給事業、再生可能エネルギー等の IPP 発電事業、国際連系線（例：再エネ導入に伴う専用線）での有望案件を組成するためには、政策対話を通じた関係性の強化、制度改革を含めた事業提案力、IoT、AI などの日本企業が強みとする関連技術を組み合わせた総合力が必要である。例えば、以下のような取り組みの強化が重要である。また、海外での送配電事業への参画は、製品やサービスの販売よりも事業出資という形態が一般的であり、政府の支援においてもより投資を促進するための施策の充実が重要となる。
- 電力関係の政府機関、現地電力会社との政策対話と民間の事業開発活動の連携強化（案件組成段階）～「FS 検討」～「事業投資」～「事業運営」での政策対話による側面支援）
- 案件形成段階での現地企業、日系企業によるコンソーシアム形成への支援
- 事業投資の促進策（政府出資によるリスクテイク）

今回の UAE での電力会社（送配電部門等）との意見交換を通じ、再エネの大量導入や IoT、AI、スマートメーターなどの新たな技術の普及拡大に伴い、今後は、既存の送配電事業での様々なイノベーションを通じ、事業の効率化、低炭素化等の新たな価値の創造、新たな事業機会の創出など、日本の送電会社が直面する経営課題と共通の課題を抱えていることが明らかとなった。

再エネの大量導入に伴う送配電事業分野での日本企業の事業経験やノウハウは、そのまま海外に移転することは難しい面も多いが、現地の電力会社と連携し、共に事業を生み出す知恵やノウハウを強味みとし、海外での事業分野に参入することが期待できる。また、当面、参入のターゲットの一つと考える都市や工業団地などの特定地域でのエネルギー供給事業分野は、政策対話と連携し、制度構築とビジネスモデル構築を両輪で進めることが有効である。まずは、相手国のニーズをベースに具体的な案件で試行し官民連携の新たな開発モデルを模索していくことが重要である。

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：平成30年度地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費（新興国での電力系統安定化に資するプロジェクト組成のための調査事業）報告書

委託事業名：平成30年度地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費（新興国での電力系統安定化に資するプロジェクト組成のための調査事業）

受注事業者名：株式会社三菱総合研究所

頁	図表番号	タイトル
4	図2-1	欧州におけるExplicit型デマンドレスポンスの開発動向
20	図3-1	電源種別の設備容量（2018年3月31日時点）
21	図3-2	2022年3月時点での設備容量とその内訳
22	図3-3	2027年3月時点での設備容量とその内訳
23	図3-4	地域別の再生可能エネルギーの導入目標（2022年）
23	図3-5	州別の再生可能エネルギーの導入目標（2021-2022年）
24	図3-6	電源種別の再生可能エネルギーの設備容量の推移
26	図3-7	太陽光及び非太陽光の州別RPO目標
30	図3-8	インドの送電系統の統合
32	図3-9	インドの州間送電系統
33	図3-10	送電系統の国際連系
35	図3-11	インドの給電指令所の階層構造
37	図3-12	予備力の分類（スキーム図）
39	図3-13	RRASのフロー
40	図3-14	RRASプロバイダーとRPCの主要な役割
43	図3-15	RRASのディスパッチ（2016年4月～2018年4月）
44	図3-16	RRASのディスパッチの発生理由（2016年4月～2017年10月）
45	図3-17	RRAS導入前後の最大/最小周波数パターン
46	図3-18	RRAS導入前後の平均周波数パターン
51	図4-1	HAPUA組織体制図
54	図4-2	ASEANパワーグリッド構想 接続状況及び計画
3	表2-1	エネルギートリレンマへのデマンドレスポンスの貢献
4	表2-2	アグリゲーターの分類
9	表3-1	SECにおける発電種別の発電量
19	表3-2	インド電力セクターの関係機関
20	表3-3	インド全土の発電設備容量（2018年3月31日時点）
22	表3-5	2022年3月時点での設備容量とその内訳
22	表3-6	2027年3月時点での設備容量とその内訳
25	表3-7	消費電力量に占める再生可能エネルギーの割合指標
27	表3-8	2015-16年における州別RPOの遵守率
28	表3-9	RECメカニズム
29	表3-10	RECの取引量（2018年9月10日時点）

(様式2)

31	表3-11	インドの送電系統 (2019年2月28日時点)
33	表3-12	インドの州間送電系統の容量 (MW)
36	表3-13	インドの停電回数と年間停電時間 (2016-2017年)
38	表3-14	予備力の分類
38	表3-15	地域別の予備力の必要量
41	表3-16	RRASの各機関の役割
42	表3-17	RRASサービスプロバイダーごとの料金 (2019年1月16日～2月15日)
47	表3-18	現行RRASの課題
48	表3-19	現行RRASへの提案
53	表4-2	ASEAN域内における再生可能エネルギー分野の連携メリットと課題
55	表4-3	APGプロジェクト一覧