

**総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
脱炭素化社会の実現に向けた電力レジリエンス小委員会
中間整理（案）**

2019年7月

目次

1. はじめに	4
(1) 検討の背景	4
(2) 電力ネットワーク事業の特性と電力システム改革	5
(3) 電力ネットワーク事業を取り巻く構造的な変化	6
2. 電力ネットワーク形成の在り方	7
(1) プッシュ型のネットワーク形成への転換	7
① 中長期的な系統形成の在り方（マスタープランの検討）	8
② 一括検討プロセスの導入	8
③ 再エネの規模・特性に応じた系統形成（洋上風力・小規模安定再エネ）	10
④ 系統増強における規律	12
⑤ 他のインフラを活用した送配電設備の形成について	13
(2) 需要側リソース活用も視野に入れたネットワーク形成	14
① 新たな需要に対応したネットワーク形成	14
② 需要のばらつきに対応した効率的な系統形成	16
(3) 地域間連系線の増強	17
① 費用便益分析に基づく増強判断	17
② 東北東京間連系線・北本連系線の増強	18
3. 電力ネットワーク費用の負担の在り方	19
(1) 地域間連系線の費用負担	19
① 従来の電力ネットワーク費用の負担	19
② 今後の地域間連系線の費用負担ルール	20
③ 東北東京間連系線・北本連系線の費用負担への適用	21
(2) 値差収入の活用について	23
4. 電力ネットワーク形成のための投資環境整備	23
(1) 託送料金制度の基本設計	23
(2) 海外における託送料金制度	24
① イギリスにおける託送料金制度の変遷と基本理念	24
② ドイツにおける託送料金制度の変遷と基本理念	24
③ コスト効率化に向けた取組	25
④ 投資促進に向けた取組	27
⑤ 災害復旧費用の確実な回収	27
(3) 我が国における今後の託送料金制度改革の方向性について	28
① 現状の課題認識と見直しの必要性	28
② 見直しの基本方針について	29
③ 効率化促進	30
④ 必要な投資確保の方針	31
⑤ 災害復旧費用の確実な回収	32

⑥ 個別論点（一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性）	33
5. 次世代型ネットワークへの転換とそれに対応する制度の在り方	33
(1) 分散化とデジタル化の進展	33
① 送電と配電の機能分化	33
② 送電における広域化の流れ	34
③ 配電における分散化の流れ	35
(2) 機能分化に対応した制度の在り方	35
① 需要家側エネルギー資源の更なる活用	35
② 電力データの活用に向けた制度の在り方	36
(3) 脱炭素化社会に向けた電化の役割	36
6. 電力ネットワークのレジリエンス強化	40
(1) ブラックアウトリスクの定期的な確認プロセスの構築	40
(2) 災害時における多様な主体の役割分担の在り方	40
① 一般送配電事業者の役割について	41
② 発電事業者の役割について	42
③ 小売電気事業者の役割について	43
④ 広域機関の役割について	43
⑤ 需要家の役割について	45
(3) 無電柱化の推進	46
7. 今後の検討に向けて	48

1. はじめに

(1) 検討の背景

電力政策を取り巻く状況や制度は、2011年3月の東日本大震災を境に大きく変貌してきている。2013年4月に閣議決定された「電力システム改革の基本方針」は、震災を契機として従来の電力システムの抱える様々な限界が認識されたことを踏まえ、送配電の広域的な運営のための電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）の設立、電力小売の全面自由化、送配電の中立性確保に向けた旧一般電気事業者の送配電部門の法的分離等を行うこととした。2013年以降、3段階の電気事業法の改正が行われ、2020年4月の送配電部門の法的分離をもって、上記基本方針において示された内容がほぼ実施に移されることとなる。

一連の電力システム改革は、単に競争の促進を目指したものではなく、広域機関の設立による広域的な運営を通じた安定供給の強化など、エネルギー施策において目指すべき3Eのバランスに配慮したものであるが、とりわけ、「環境適合」「安定供給」といった公益的な課題については、最近の状況変化も踏まえ、更なる対応が必要となってきている。

具体的には、パリ協定締結を契機とした地球温暖化対策の更なる深化の必要性も背景に、2018年7月に閣議決定された第五次エネルギー基本計画においては、将来的に脱炭素化社会の実現を図るため、脱炭素化に向けたあらゆる選択肢を追求していくこととしている。その際、特に再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題である「系統制約」を克服するため、これまで「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」において「既存系統の最大限の活用」を中心とした対策が議論されてきたが、再生可能エネルギーの「主力電源化」に向けては、系統の増強・整備を含めた更なる対策を講じていくことが必要である。

また、北海道胆振東部地震による送電エリア全域にわたる停電（ブラックアウト）を含め、2018年夏以降に発生した一連の災害によって、電力インフラのレジリエンスを高め、持続的な安定供給体制を構築していくことの必要性が改めて認識された。この観点からは、一連の災害から得られた反省と教訓を最大限に活かし、今後取り組むべき対策パッケージを取りまとめることを目的として、「電力レジリエンスワーキンググループ」が設置され、2018年11月に中間取りまとめが行われている。この取りまとめの中で、即座に検討に着手すべき「中期対策」については、スピード感を持って検討を進めていくべきとの方針が示されている。

加えて、AIやIoT等のデジタル化を始めとした新技術が日々進化しているところ、これらの技術を導入することで、一方では消費者の利便性を高め、また、分散型リソースのVPP等を通じた活用拡大、効率的な送配電ネットワークの整備、運用の合理化等を通じて電力コストの更なる抑制等を実現できる可能性も期待できる。

このように、将来に向けた投資ニーズが生じている一方で、電力需要の見通しの不透明化等によって投資の予見性が低下しているという課題も顕在化しつつある。

これらの電力政策を取り巻く環境変化も踏まえれば、今後、脱炭素化社会を実現していくに当たって、いかにして電力インフラのレジリエンスを高め、新技術を取り込んだ形で

持続的な安定供給体制を構築していくかについての方策を検討することは必要不可欠である。いわば3E（温暖化対策、安定供給、経済効率）をより高いレベルでバランスさせていくことが求められており、こうした認識に立って、本年2月に本小委員会（脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会）での議論を開始し、これまで約5ヶ月間に渡る議論を行ってきた。

本小委員会では、関係審議会等で議論が行われてきた様々な電力ネットワーク政策への要請を一体的に検討し、今後取り組むべき課題を網羅的に洗い出すとともに、取り組むべき対策について一定の方向性を得たことから、今般、中間整理を行うこととした。

（2）電力ネットワーク事業の特性と電力システム改革

電力ネットワーク事業の在り方については、電力システム改革の中で既に一定の議論が行われてきており、今後の政策課題についても従来の議論と整合的な形で検討していくことが重要であるため、まず初めに、ネットワーク事業の特性とそれを踏まえた電力システム改革の経緯について振り返り整理する。

東日本大震災以前の電力システムは、発電・送電・小売が一体（垂直一貫）となった地域ごとの電力会社がコストベースで独占的に電力を供給していたが、震災後の一連の電力システム改革及び、並行して行われている各種市場設計等の議論を通じて、

- ① 小売部門については自由化し、競争を通じたコストの抑制、サービスの多様化を図るとともに、需要家の選択肢を確保。
- ② 発電部門については、自由化する一方、供給力・調整力を確保する観点から、投資額が巨額で回収期間が長期にわたる、在庫が持てないといった電気事業の特性を踏まえ、予見性の向上が必要。
- ③ 送配電部門は、全ての事業者が共同利用するという特性上、総括原価が残るが、公的関与の下、発電・小売部門とは分離して中立化しつつ、広域的な連携等を促進。といった方向性を実現していくための議論が進められてきている。特に電力ネットワーク事業については、その特性が改革の方向性に強く影響している。

まず、電力ネットワーク事業は、発電所と需要家の間をつなぎ、全体として電気を安定的に送り続けるという特性上、発電、需要家をめぐる環境変化に応じて、ネットワーク事業側でも変革を行っていくことが必要である。1990年代以降、効率化・電気料金低減等に向けた発電・小売分野での自由化の流れの中で、当該分野のプレーヤーの多様化が進展し、電力ネットワーク事業はより高いレベルでの「中立性」が求められてきた。そのため、電力システム改革において、いわゆる「発送電分離」を行うこととなった。その際、資金調達面や災害発生時を含めた安定供給面におけるグループの一体性の必要性等に鑑み、安定供給確保と中立性確保への対応を両立させるために「法的分離」方式が採用された。

また、電力ネットワーク事業は、巨額な投資を要し、需要家から長期に投資回収するインフラ産業であるという特性上、「競争による効率化効果」と「二重投資による社会損失リスク」の比較で「独占の可否」を判断していくことが必要である。この点、電力ネットワークはこれまでに、基幹系統等で相当の設備形成がなされていることから、電力ネット

ワーク事業を自由化した場合における追加的な「競争による効率化効果」は携帯電話等の他のインフラと比較して相対的に小さいと考えられる。一方で、仮に電力ネットワーク事業を自由化した場合には、既存事業者が持つインフラへのアクセスが阻害されるリスクも考えられる。このため、二重投資による損失や競争阻害といったデメリットが、競争により生ずるメリットを上回ると想定され、電力システム改革でも、送配電部門は地域独占を維持する一方で、独占による弊害を回避するため、料金等の規制を維持することで効率的な設備形成を担保することとされた。併せて、オープンアクセス（託送義務）を徹底し、特定送配電等、多様化が適切な領域は新規参入も許容された。

更に、電力ネットワーク事業は、歴史的経緯を踏まえ、現状では10社による地域ごとの供給体制となっているが、東日本大震災の教訓を踏まえ、安定供給の観点からの広域融通の必要性が再認識され、メリットオーダー効能の最大化等の観点からも、インフラ形成（FC等連系線増強）、運用（需給調整市場等）双方において広域化が追求されることとなった。また、個別プロジェクトとしてFC等の地域間連系線の整備が進められるとともに、需給調整市場を通じた調整力の広域調達・広域運用についても検討が進められている。

（3）電力ネットワーク事業を取り巻く構造的な変化

こうした改革が進められている中でも、電力ネットワーク事業を取り巻く構造は大きく変わってきた。こうした中で本小委員会においては、以下の5つの課題認識の下で議論を行った。

1点目は、再生可能エネルギーの大量導入であり、特に、第五次エネルギー基本計画においては再エネの「主力電源化」の方針が打ち出されたところである。再生可能エネルギーを主力電源化していくためには、円滑な系統接続を実現することが重要であり、これまで、既存系統を最大限活用するための「日本版コネクト&マネージ」の検討・実施が進められているところではあるが、再生可能エネルギーを主力電源化していくため、なお一定程度の系統増強は必要になる。このため再エネポテンシャルの地域偏在性に留意しつつ、検討を進めていくことが必要である。

2点目が、昨年9月の北海道胆振東部地震によるブラックアウト等、災害の教訓を踏まえたレジリエンス強化である。ブラックアウトの防止や、停電からの早期復旧のため地域間連系線の意義が改めて確認されるとともに、円滑な復旧のため、災害時における事業者間の役割分担の明確化も必要であることが電力レジリエンスワーキンググループの中間とりまとめにおいても示されたところである。

3点目が、送配電設備の更新投資ニーズの高まりである。既存送電線の投資のピークは1970年代であり、設備の老朽化が進展していくため、今後は安定供給の維持のために更新投資を順次行っていくことが必要になる。

4点目が、デジタル化の進展である。多数の分散型リソース（太陽光・EV・DR等）が普及する中、電気の流れが双方向化していく中でデジタル技術によって最適化を行うことが必要となることが想定され、こうした変化に応じた制度検討も必要となる。

5点目が、需要の見通しの不透明化である。今後、多くの地域で人口が減少していくことが予想される一方で、都市部を中心とした人口流入や、電化の進展なども見込まれる。そのため、全国大で見れば需要の動向が不透明化していくこととなる。

こうした多くの構造的変化を踏まえて、今後のネットワーク改革を進めていくために、本小委員会においては、①電力ネットワーク形成・運用の考え方の転換や連系線増強の際の費用負担の在り方、②電力ネットワーク形成のための投資環境整備の在り方、③次世代型ネットワークへの転換とそれに対応する制度の在り方、といった政策課題につき、今後の方向性について議論を行った。具体的な論点や今後の方向性については次章以降で詳述する。

2. 電力ネットワーク形成の在り方

(1) プッシュ型のネットワーク形成への転換

再エネ電源の大量導入を促しつつ、国民負担を抑制していく観点からも、今後は、電源からの個別の接続要請に対してその都度対応する「プル型」の系統形成から、広域機関や一般送配電事業者が主体的に電源のポテンシャルを考慮し、計画的に対応する「プッシュ型」の系統形成への転換に向けた検討を進めていくことが重要である。

そのため、中長期のポテンシャルを見据えた系統形成を進めるための今後の系統増強の基本的な考え方について議論した上、地域間連系線等における費用便益分析の導入・活用、潜在的なアクセスニーズを踏まえた系統形成へと転換する「一括検討プロセス」の導入、再エネの規模・特性に応じた系統形成を行うためのルールの検討などについて、総合的に検討した。

中長期のポテンシャル を見据えた系統形成

今後の系統増強の基本的視座の検討

- ✓ 中長期的な系統形成における基本的な考え方を議論
- 地域間連系線における費用便益分析の導入
- ✓ 各エリアの将来の電源ポテンシャルまで考慮した設備増強判断の実施と、費用の全国負担スキームの導入

潜在的なアクセスニーズを踏まえた系統形成

一括検討プロセスの導入

- ✓ 一般送配電事業者が主体的に系統増強プロセスを提案し、効率的な系統形成を実現

再エネの規模・特性に 応じた系統形成

洋上風力の系統確保スキームの導入

- ✓ 洋上風力の特性を考慮して、国があらかじめ必要な系統容量を抑えるスキームへの移行
- 小規模安定再エネへの配慮の検討
- ✓ 今後の系統増強において小規模安定再エネへの配慮の必要性について議論

【図1】プッシュ型系統形成について

① 中長期的な系統形成の在り方（マスター・プランの検討）

我が国の電力系統は、これまで主として、大規模電源と需要地とを結ぶ形で形成されてきた。各エリア内の系統は、電源の立地場所と需要地との位置関係など、各地域の特性も踏まえつつ、需要の増加や、新たに立地する大規模電源からの送電の必要性に合わせ、電力の安定供給を大前提として、その構成を複線化する等の変遷をたどってきた。

例えば、東京・中部・関西エリアでは、二重外輪系統と呼ばれる、半円形の系統と複数の放射状の系統との組み合わせで系統が形成されてきており、北海道・東北・中国・九州エリアでは、ループ系統と呼ばれる環状系統が形成してきた。

また、エリア間を結ぶ地域間連系線についても、これまで、東京中部間連系設備(FC) や北海道本州間連系設備の増強の検討に際して、連系箇所が集中しすぎないといったレジリエンスの観点からの評価も踏まえ、複数ルートで連系する構成してきた。

FIT制度導入後、再エネ電源が大量に導入されてきている中、既存の系統構成は、必ずしも再エネの立地ポテンシャルを踏まえたものとはなっていないため、系統制約が顕在化しているのが現状である。

今後、更なる再エネの導入を見据えて、費用対効果を考慮しながら、一方では再エネの適地から再エネの電気を大量に大消費地に送るといった機能を果たしつつ、他方では、基幹系統等の更なる複線化を進めることによって、より広域的・効率的な系統運用が可能で、レジリエンスを高めることが可能な系統形成の在り方について検討を進めるべきである。その際、国のエネルギー基本計画に示された再エネの主力電源化やエネルギー・ミックスの達成といった政策の方向性と整合性を図ることが必要である。また、潮流管理が複雑化して、災害時等における停電の広域的な波及が生じたりすることのないよう、これまでと同様に、直流と交流とを適切に組み合わせた系統構成とするなど、系統形成上の工夫も併せて検討することが重要である。

広域機関からは、今年度中に系統整備に関する新たな長期方針（いわゆる「マスター・プラン」）の基本的な考え方を示すべく、検討を開始する方針が表明された。多くのシナリオを選択肢として想定し、規律などの仕組みをパッケージとしたマスター・プランを検討することになるが、本小委員会での議論も踏まえ、国におけるエネルギー政策の観点からの検討とも協調しつつ、広域機関において検討していくことが重要である。

② 一括検討プロセスの導入

現在制度化されている個別接続検討・電源接続案件募集プロセスについては、これまで、一般送配電事業者と発電事業者の共同負担による電源接続に貢献してきた一方で、現に要請のある事業者のみを考慮する形で設備形成を行うため、中長期で見た場合に最適な設備形成が行われるとは限らず、結果として事業者・需要家の負

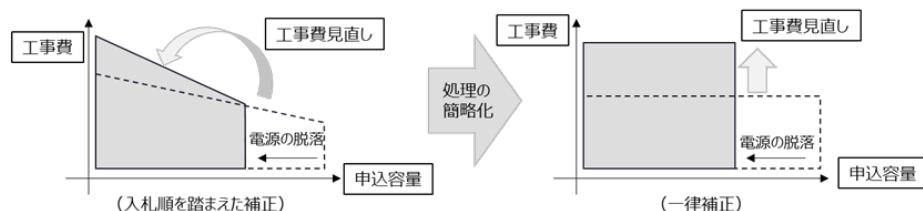
担が増加する可能性があることや、募集プロセスが長期化するといった課題がある。このため、こうした課題に対応するための新たな系統アクセスの仕組み（一括検討プロセス）の検討状況について、広域機関から報告があった。

本小委員会における議論においても、一括検討プロセスは、接続される事業者のニーズを反映し、迅速な系統連系を実現する仕組みであり、また、将来の接続ポートシャルも踏まえた「プッシュ型」の系統形成に向けた重要な取組であることを確認した。今後、一括検討プロセスについては、早期の導入に向け、具体的な検討を進めていくべきである。

＜一括検討方式における効果＞

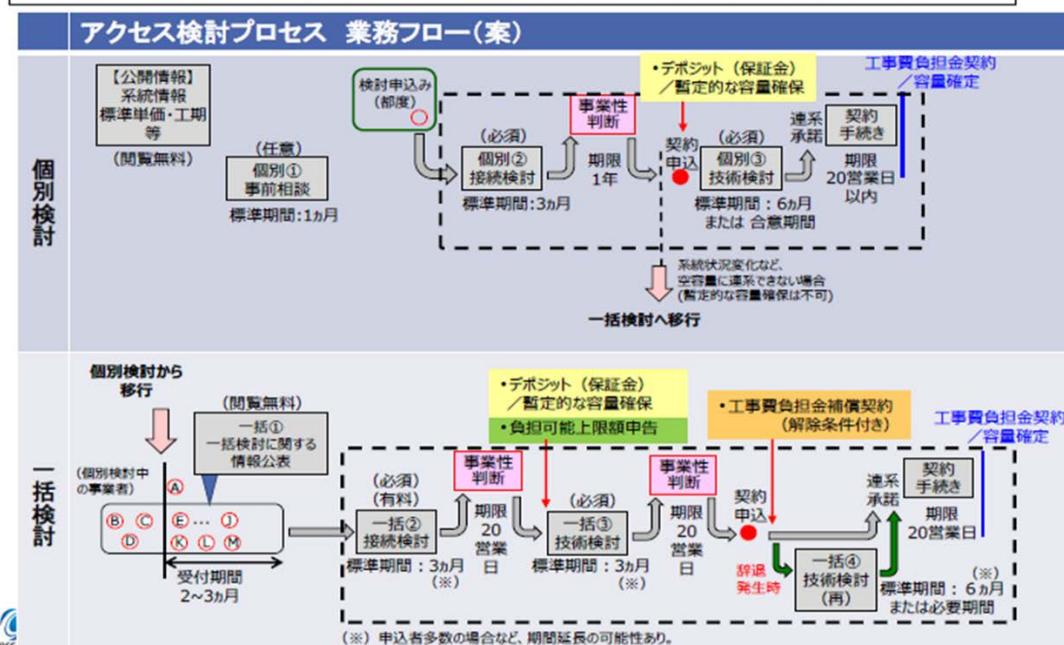
- ①発電事業者からの要請でなく、一般送配電事業者による主体的な取り組みへの転換
⇒プッシュ型の系統形成への転換
- ②現状の個別のアクセス対応ではなく、将来のニーズを踏まえた効率的な系統形成の実現
⇒効率的かつ計画的な系統形成
- ③電源のプロセスからの脱落に伴う工事費の再計算簡略化、脱落防止のための仕組みの導入
⇒迅速な系統連系プロセスの完了

＜再計算の簡略化＞



【図2】一括検討プロセスについて

▶ 実務における課題への方策を踏まえた新たなアクセス検討フロー案の概要は、以下のとおり。



（出所）第39回広域系統整備委員会 資料1（電力広域的運営推進機関）

【図3】アクセス検討プロセスのフロー案について

③ 再エネの規模・特性に応じた系統形成（洋上風力・小規模安定再エネ）

昨年の臨時国会において「再エネ海域利用法」が成立し、今後は同法に基づき、風況・海象等が良く、系統接続が見込まれる等の要件を満たす場所を、「促進区域」として指定していくことになる。洋上風力には立地制約がある中で、事業の予見可能性を確保する観点から、法律に基づく促進区域の指定プロセスと連動した円滑な系統接続を促すための仕組みが必要である。

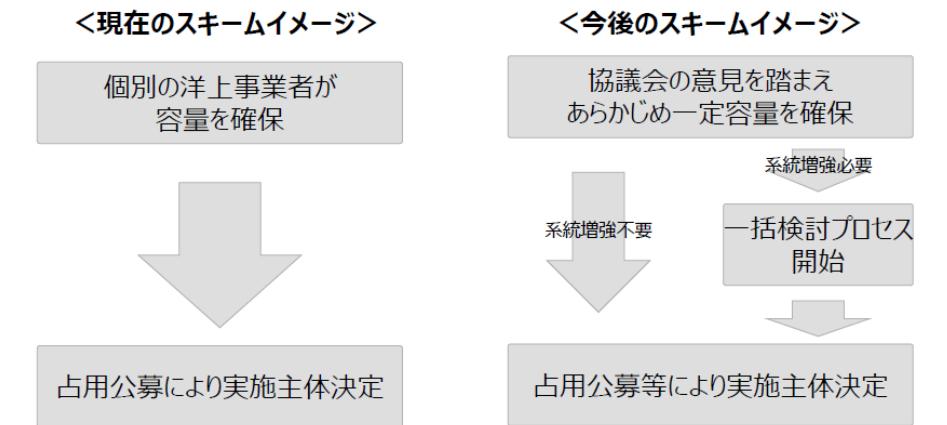
しかしながら、区域指定の前提として事業者による系統容量の確保を求めることがすると、以下のような課題が生じ得る。

- ✓ 区域指定の規模が、事業者が獲得した系統枠の規模に依存するため、洋上風力のコスト低減を進めるために必要な規模で区域指定を行えない
- ✓ 海域の占有は陸上と異なり、風力事業者が同じ区域で重複して系統枠を確保してしまうおそれがあり、必要規模以上に系統枠が押さえられてしまい、本来系統接続できたはずの他電源が接続できなくなる
- ✓ 系統枠を確保した事業者が公募で勝てなかった場合の事業承継ルールが複雑
- ✓ 複数の事業者が系統枠を確保した場合、落札できなかった事業者は接続契約の承継を行えないというリスクを負う

こうしたことから、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、当面はやむを得ないとしても、将来的には、事業者の確保している系統を利用するだけでなく、あらかじめ国で系統を確保する¹といった方策を検討するべきとの方向性が示された。

こうした、これまでの議論も踏まえて、「再エネ海域利用法」に基づき、国が促進区域の指定を行うに際して、事業者等による系統確保に依拠することなく、協議会の意見を踏まえ、国が地域の風況・海象等を考慮して、望ましい容量を決定し、当該容量をプッシュ型であらかじめ確保することで効率的な洋上風力の導入を促す仕組みが必要との認識を確認し、その際に系統増強が必要であれば、必要に応じて円滑に系統増強プロセスへ移行する仕組みを検討していくこととした。この国等が事前に系統容量を確保するスキームにおいては、透明性や手続きの適切性が確保されることが重要である。

¹ 委員から、国等が容量を指定し適切に配分するスキームは洋上風力に限らず、今後、他の再エネにも適用されることを念頭に制度設計すべきとの意見があった。

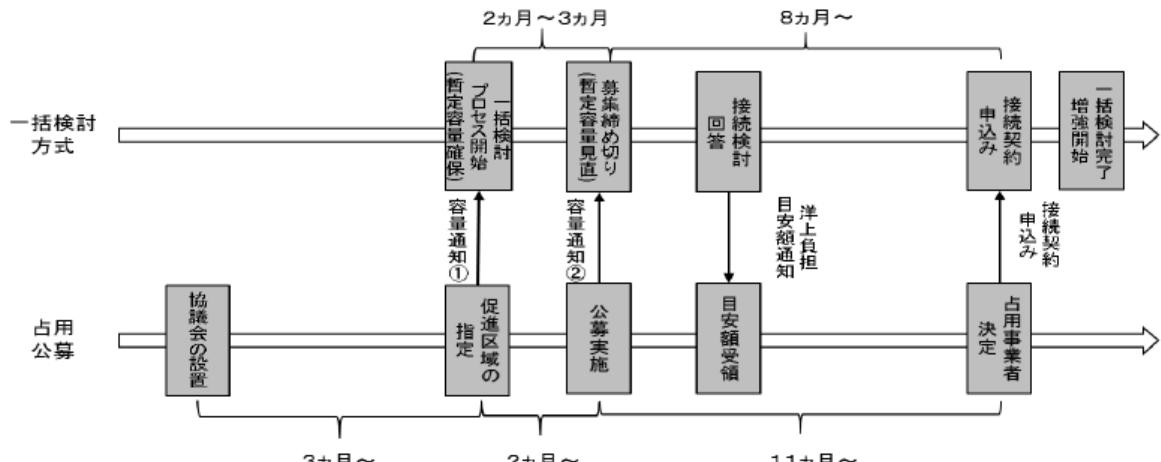


〔図4〕洋上風力の円滑な導入スキーム

具体的には、国が「促進区域の指定」、「占用公募実施」を行うタイミングで当該容量を通知し系統を仮確保する。国が決定した望ましい容量が空き容量を上回った場合は、一括検討プロセスを開始することとなるが、その際に海域の占用公募と一体的に進めることを検討する。加えて、占用公募実施に際して、事業者が占用公募における入札額を確定するために必要な kW当たりの負担目安額を通知するべきである。

一括検討プロセスの完了に当たっては、各事業者と工事費負担契約等を締結する必要があるため、占用事業者が決定した後に一括検討プロセスを完了することが必要である。この際、一方のプロセスが他方のプロセスの進行を遅延させないように留意することも必要である。

こうした仕組みを検討するに当たっては、系統容量が必要以上に押さえられることのないような規律についても併せて検討する必要があるとともに、促進区域の指定に当たっては、一般送配電事業者からの情報等を踏まえて、電源コストのみでなく系統コストも含めたトータルのコストが最小化される選定を行うことが必要である。また、ボトルネックとなる系統の増強が広範なエリアにまたがって影響がある場合には、洋上風力の段階的な導入と整合的な検討が必要である。

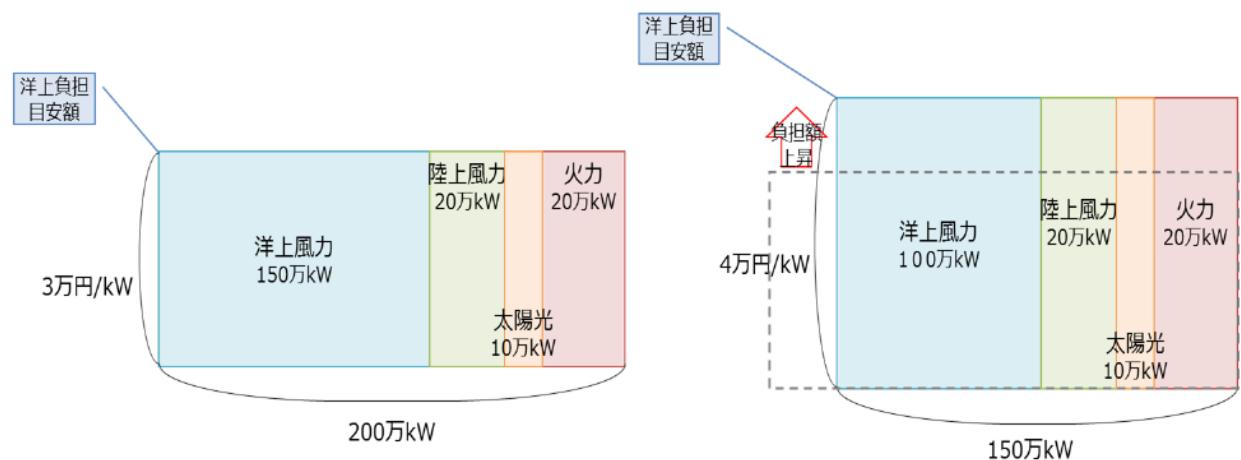


【図5】再エネ海域利用法のプロセスと一括検討プロセスとの連動

占用公募で確保した容量よりも少ない事業者しか落札されない可能性が考えられるが、その場合、他電源がプロセスから脱退した場合と同様に、全体の負担額を修正することで対応することが適当である。この場合、国があらかじめ容量を確保しているという性質上、保証金は不要と整理した。

＜確保した容量通りに占用事業者が決定＞

＜確保した容量よりも少ない事業者しか落札しなかった場合＞



【図 6】占用事業者の実際の容量が望ましい系統容量を下回った場合

また、小規模安定再エネ（中小水力・地熱・小規模バイオマス）については、FIT認定量・導入量が伸び悩み、あるいは地域分散型エネルギーとしての重要性に鑑み、東北北部の電源接続案件募集プロセスにおいても一定の配慮を行ったところである。

ベースロード電源である中小水力・地熱や設備利用率が高いバイオマスは、変動再エネに比べ系統利用率が高いためノンファーム型接続による逸失電力量も大きい。今後の一括検討プロセスにおける系統増強においてもこれら電源の導入に当たって一定の配慮を検討することについてどのように考えるかという論点について提示を行った。引き続き、3電源以外の電源についても、地域で地産地消を自立して行うといったニーズにも対応すべく、検討を行う必要がある。

④ 系統増強における規律

一般送配電事業者は、電気事業法に定められている接続義務により、空き容量が不足する系統において発電事業者から接続を求められた場合には、接続のための増強工事を行う必要がある。このうち、基幹系統の工事については、広範囲にわたり便益が想定されるため、原則一般負担で行うこととなっている。

基幹系統を含めた増強ニーズが高まっている状況を踏まえ、現在、広域機関において、接続義務により増強を行うと結果的に非効率な設備形成につながる可能性がある点、また、まずは電気事業法の接続義務の範囲内で、増強の必要性を判断する

ことについて議論が開始されたところである。

今後、広域機関による詳細な検討の結果を踏まえつつ、また、次世代投資を考える中でも、基幹系統の増強については合理的な設備形成となるよう、例えば、広域機関の専門的知見を用いた費用対効果や工事の実現可能性等を踏まえて増強の必要性を判断するといった、一定の規律のもと系統増強を検討する必要があることを確認した。ただし、系統増強における規律の整備に当たっては、たとえば、系統増強を行わない場合における混雑料金の導入など、関連する適切なルール整備について、中長期的な課題を含めて検討を行うとともに、電気事業法のオープンアクセス義務の例外に当たるため、恣意的な運用にならないよう留意する必要がある。

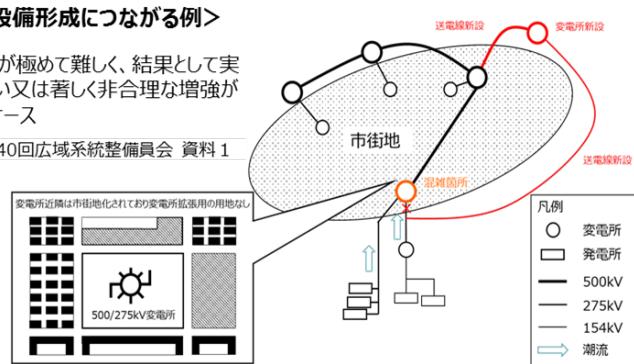
<電気事業法における接続義務（抜粋）>

(託送供給義務等)
第十七条
1～3（略）
4 一般送配電事業者は、発電用の電気工作物を維持し、及び運用し、又は維持し、及び運用しようとする者から、当該発電用の電気工作物と当該一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路とを電気的に接続することを求められたときは、当該発電用の電気工作物が当該電線路の機能に電気的又は磁気的な障害を与えるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、当該接続を拒んではならない。

<非効率な設備形成につながる例>

工事の完工が極めて難しく、結果として実現性の乏しい又は著しく非合理的な増強が必要となるケース

（出所）第40回広域系統整備委員会 資料1

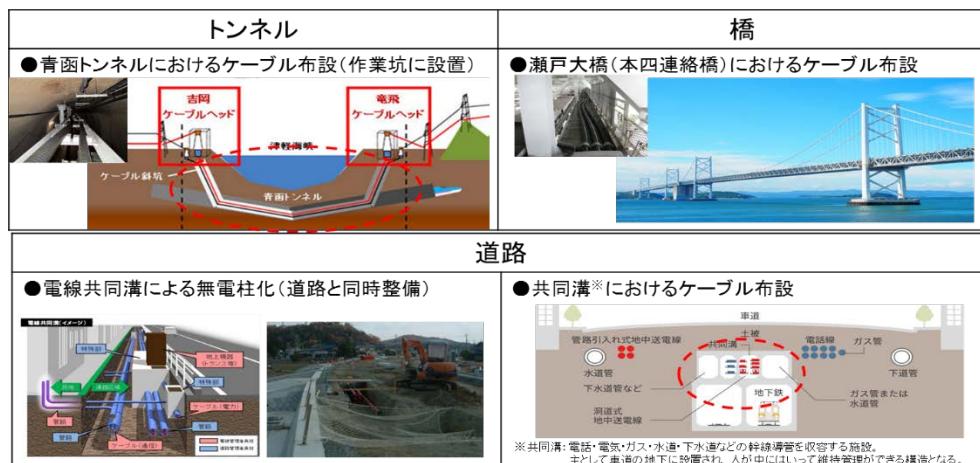


【図7】系統形成の在り方（合理的な設備形成に向けた規律）

⑤他のインフラを活用した送配電設備の形成について

送配電設備については、トンネル・橋・道路などの他のインフラが整備される機会に合わせて、同時に整備を実施する事例が見られる。

送配電設備の整備に際しては、設置や保守・点検のためのスペース・強度が必要となるところ、既存インフラにおいては、これらのスペース等を想定した設計はされていないため、追加的に整備を行うことには課題があるが、こうした効率的な設備形成については他のインフラ整備を行う事業者等と連携しつつ、今後も引き続き積極的に取り組んでいくべきである。



【図8】他のインフラを活用した送配電設備の設置事例

(2) 需要側リソース活用も視野に入れたネットワーク形成

これまでのネットワーク形成は、大規模発電所から大規模需要地への一方向の電気の流れを前提としていた。

他方、今後の需要サイド（配電サイド）における環境変化を見据えれば、住宅太陽光やEV等の多様な分散の需要ニーズやリソースの増加（電気の流れの双方向化）や、人口減少等による地域ごとの需要のばらつきの拡大が想定されるところ、こうした変化を踏まえた供給側と需要側の一体的かつ効率的なネットワーク形成の在り方・運用について検討を行った。

①新たな需要に対応したネットワーク形成

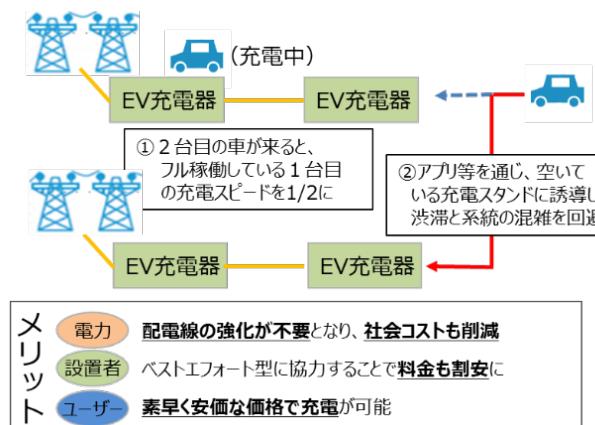
第四次産業革命の進展に伴い、AI・IoT等の新たなテクノロジーを活用した産業構造への転換に対応し、今後、新たな電力需要が発生する可能性が指摘されているところ、例としてEVとデータセンターを取り上げ、ネットワーク形成に関する議論を行った。これらはあくまで例示であり、今後、他の需要側リソースについても、本小委員会での議論を踏まえつつ、応用可能なものと考えられる。

i) EVを題材にした「需要側コネクト&マネージ」の在り方と検討の方向性

日本では2030年に乗用車の新車販売に占めるEV/PHVの割合を20～30%（現在約1.1%）とすることを目標としており、EV/PHVや充電インフラの導入補助のみならず、保安上の規定見直しによる高出力充電器の整備の実現や（150V⇒450V）、既存の配電設備から直接引込線を整備することを可能とする二引込線の特例措置による設置者側のコスト軽減など、様々な制度措置を講じている。

こうした取組を通じ、将来的にはEVの普及・搭載電池の大容量化に併せて、高出力の急速充電器の普及も進むことにより、急速充電器周辺の既存電力系統（配電線）の増強が必要となる可能性がある。

こうした中、EV普及と調和しながらできる限り系統増強を回避することで社会的なコストを抑えるべく、例えば、複数台の充電器（需要側）が同時に充電する際に出力を制御することで最大消費電力を抑えるといったいわゆる「需要側でのコネクト&マネージ」を促すことが、将来必要になる可能性が指摘された。



【図9】需要側コネクト&マネージの例

一方で、こうしたEVサイドからの効率的な設備形成に向けた論点の一つとして、日本でのEV充電サービスがもっぱら時間制課金（例：15.0円/分）である点が挙げられる。

時間制課金の場合、充電時間が短ければ安いほど料金が安くなり、ユーザーにとっては高出力で短時間の充電を行うことへのインセンティブが働くため、高出力の急速充電器が好まれる傾向にある。そのため、今後EVの更なる普及に伴い高出力の急速充電器が広がっていき、EVユーザーがより高出力の急速充電器を利用していくことで、電力ネットワーク設備に過度の瞬間的な負荷がかかる可能性がある。

また、既に、最寄りの急速充電器の出力差によるEVユーザーの利便性に格差が生じていることや、充電器運用事業者が現行の電力会社等に支払う電気料金（円/kWh）との整合性が取れていないことが指摘されている。

こうした課題の解消方法の一つとして、従量制課金（円/kWh）がある。例えば、「早くて安い」現在の高出力の急速充電器ではなく、「早くて割高の」高出力の急速充電器と「相対的に時間がかかるが安い」急速充電器の双方のメニューを事業者が提案できるようになり、EVユーザーの選択肢を広げつつ、電力ネットワークへの瞬間的な負荷を平準化することに寄与できる可能性がある。

他方で、従量制課金による取引を行うためには、現行では、機器ごとに計量法上の検定を受けた計量器を用いた計量が必要となるが、現状ではコスト増加等の観点から導入されていないところ、柔軟な電力量計の活用を可能とする制度整備を求める事業者のニーズがある。

加えて、将来のEV化社会を見据えれば、海外でも実証が行われているVtoGにおけるEVの調整力としての可能性といったEVの新たなポテンシャルも指摘されているところ、①「需要側のコネクト&マネージ」を始めとしたEVと調和した電力ネットワークの効率的な設備形成や、②EVに関する電力需給面での新たなポテンシャル（例：調整力）の可能性などについては、「次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方に関する研究会」等の会議体で検討を深めつつ、政策的・制度的な課題を整理の上、具体化していくことが適当である。

ii) データセンター等の新たな需要に対応した電力ネットワークの形成

昼夜定常に電力を消費するデータセンターについては、人口減少等で国内需要の見通しが不透明な中にあっては、発電・送電の立場からは有望な需要ニーズである一方で、こうした大規模需要の新設についてはグローバル競争下に置かれている。

データセンターについては、一般に安定的な地盤、サポート体制、都市との近接性等に加えて、安定的な電力供給が立地の必要条件であるところ、大規模なデータセンターの需要に応じるために送配電網の増強が必要となる場合において、現状では系統接続を申請してから数年のリードタイムを要するケースも発生している。このため、グローバル競争下において我が国にデータセンターの新設を誘致するためには、計画的かつ迅速な系統形成も必要な要素となる。

他方、増強投資には一定の費用を要することから、こうした新規需要ニーズについては相応の確度が必要となるところ、産業政策の観点も踏まえた電力需要サイドと電力供給サイドの双方のニーズをすりあわせ、機動的かつ計画的な系統形成を実現するための仕組みの在り方について、今後具体的な検討を行っていくべきである。

②需要のばらつきに対応した効率的な系統形成

今後、人口減少等によって地域ごとに需要のばらつきの拡大が想定される中、需要側の分散型リソースの有効活用も含め、効率的なネットワーク形成の在り方について検討する必要がある。具体的には、老朽化の進展に伴う設備更新も想定される中、定量的な分析に基づく経済合理性等が確認される前提で、以下のとおり、想定され得るケースごとに、送配電等の設備の合理化の可能性について議論を行った。今後、制度上の整備も含め詳細を検討²することが適当である。

i) 離島における送配電設備等の合理化

ディーゼル発電等を主体として電力供給を行っている離島においては、燃料コスト等により電力の供給コストが比較的大きくなるが、ユニバーサルサービスにより、離島の小売料金は本土と同程度の水準となっている。しかし、地域のポテンシャルを活かした再エネ拡大やこれらを調整・制御するシステムの導入によって、ディーゼル発電等の既存設備の使用を抑制することで、必要な供給力を維持しつつトータルとしての供給コストが削減できれば、エリア全体の電気料金低減につながる可能性がある。今後、離島における再エネ・需給調整システム導入実証等の既存のプロジェクトの成果も踏まえつつ、定量的な費用対効果分析等を元にした合理化の可能性を検討することが適当である。

ii) 過疎地域等への送配電設備等の合理化

人口減少等によって需要密度が低下している過疎地域等においては、隣接する大規模需要・供給エリアとの系統を既存の規模・レベルで維持するための投資の費用対効果が低下していくことが想定される。これらの過疎地域等において、再エネやEV等の分散型リソース等のポテンシャルを最大限活用し、地域内での需給バランスを向上させることができれば、送電設備のスリム化・独立系統化によって系統の更新投資・維持費を削減することで、安定供給を維持しつつ、合理的な電力インフラ投資を実現することができる可能性がある。この際、例えば需要密度が低くても再エネポテンシャルの大きい地域では、都市部に電気を送ることも考えられるため、こうしたポテンシャルや電気の流れる方向を踏まえる必要がある。また、電気は熱やガスと比べ広域的であり、単に地産地消を進めるのではなく、ネットワークの特性を踏まえた合理的な系統形成を考えることも必要である。今後、いくつかの

² 委員から、系統を独立化する場合、系統運用主体や災害時の対応、供給義務等の関係等も整理する必要があるといった意見があった。

モデルケースを想定して、専門的な知見を活用しつつ、定量的な費用対効果分析等を実施する等の検討を進めることが適当である。

iii)一定の需要規模のある地域における送配電等設備の合理化

過疎地域等のみならず、一定の需要規模のある地域においても、再エネやEV等の分散型リソースの低コスト化・普及拡大や、電気に加え熱も合わせて大量の分散型リソースを効率的に調整・制御するシステムの高度化等が進展すれば、他エリアと連系する系統のスリム化・独立系統化によって系統の更新投資・維持費を削減することで、安定供給を維持しつつ、合理的な電力インフラ投資を実現することができる可能性がある。この際、EVによる蓄電・売電等のモビリティ側との連携や、コージェネレーションも組み合わせたシステムも視野に入れた系統形成・運用も考えられる。

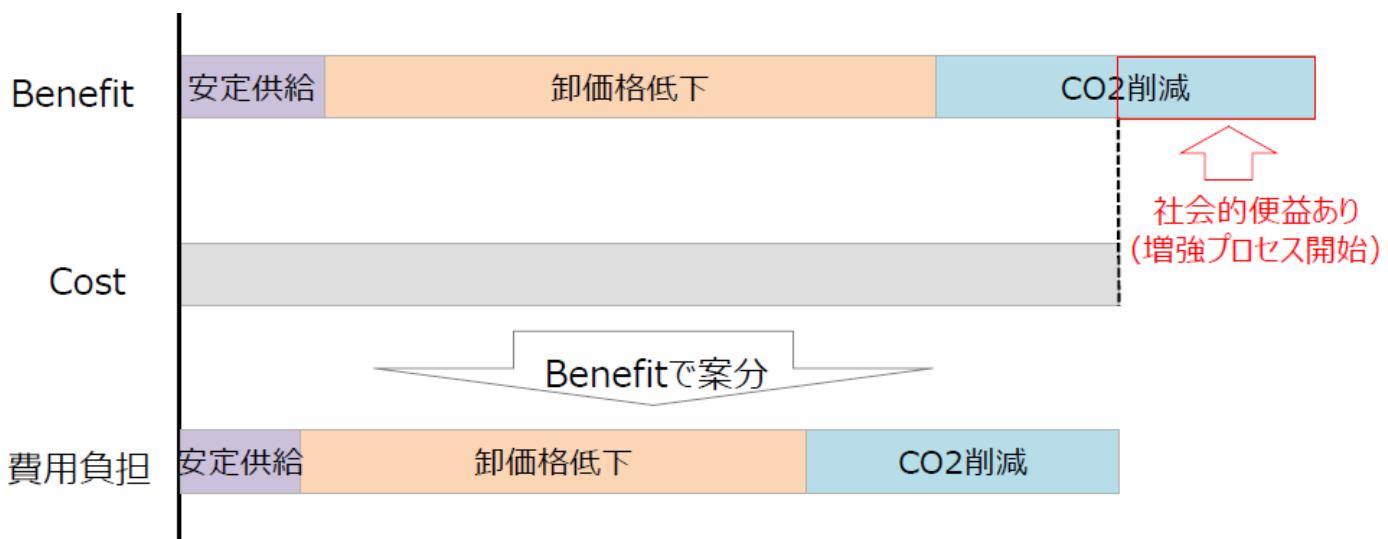
(3) 地域間連系線の増強

東日本大震災後の地域間連系線の増強（FC：周波数変換設備の増強、北本連系線の増強（60→90万kW））は「安定供給の強化」を主たる目的として実施してきた。しかし、今後は再エネの大量導入により限界費用の低い電源が増加することで、広域的取引の活性化による「再生可能エネルギーの広域的な活用」や「卸電力価格の低下」も連系線増強の主たる目的となることが見込まれる。すなわち、地域間連系線の増強は、「安定供給の強化」につながるとともに、広域的取引の活性化を促進することで「再生可能エネルギーの広域的な活用」、「卸電力価格の低下」にもつながるものであり、地域間連系線の増強は、再生可能エネルギーの大量導入、電力インフラのレジリエンスの向上を進めていく上でも重要である。

こうした新たな目的に応じて、本小委員会においては「連系線増強の在り方」及び「連系線費用負担の在り方」について議論し、今後の連系線増強における基本的な考え方として整理したところであり、足下においては北本連系線の更なる増強、東北東京間連系線の特定負担者の離脱を踏まえた対応に適用することが適当である。

① 費用便益分析に基づく増強判断

地域間連系線の増強判断に際しては、系統増強によって期待される効果（便益：安定供給強化、広域的取引の拡大、再エネ導入への寄与）と費用の定量評価を踏まえて行うことが適当である。具体的には、広域機関における地域間連系線の費用対便益評価において、連系線増強による3Eの便益（安定供給強化、卸価格低下、CO₂削減）を定量化し、便益が費用を上回った場合は、広域機関における計画策定プロセスの検討を開始することが適当である。最終的に費用便益分析に基づく増強が決定される場合は、シナリオの妥当性や投資タイミングが最適であるかについて、広域機関において透明性と客観性が確保される形で議論されることが重要である。



【図10】連系線増強・費用負担の考え方

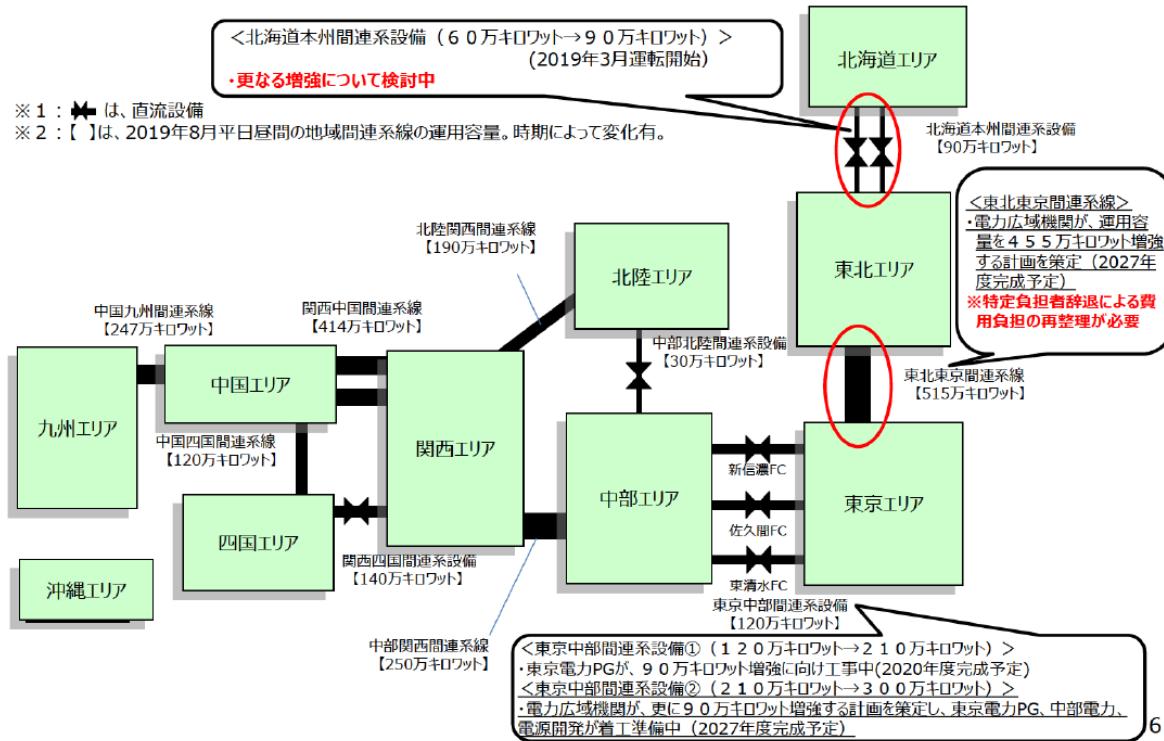
② 東北東京間連系線・北本連系線の増強

こうした費用便益分析に基づく増強判断を、広域機関が東北東京間連系線・北本連系線の増強について適用した結果、次の通りとなった。

北本連系線の増強 (+30万kW) については、費用の1.57倍の便益があると確認され、そのうち、再エネによる便益分は54.1%であった。また、機械的な試算では、本増強により+120万kWの再エネ導入可能量が増加³するとされた。

東北東京間連系線の増強規模を維持した場合については、将来の再エネ導入見込みの分析を行った結果、費用の1.6倍の便益があると確認され、うち、価格低下及びCO2削減に係る再エネによる便益分は68%であった。また、機械的な試算では、本増強により+980万kWの再エネ導入可能量が増加³するとされた。

³ 同一の出力制御率（8%）まで再エネ導入が進むと仮定した場合の再エネ導入拡大量。（広域機関試算）。別途、地内系統の増強等も必要となるケースがあるため、単純に本増強のみで導入が進むわけではないことに留意が必要。



【図 1 1】 地域間連系線の増強計画

3. 電力ネットワーク費用の負担の在り方

(1) 地域間連系線の費用負担

「次世代型の系統形成」を進めるに当たっては、費用負担の在り方についても検討を深めることが必要である。その系統形成によって生まれる効果としては、前述のとおり、「安定供給強化」、「広域メリットオーダーによる取引活性化」、「再エネ大量導入への寄与」と大きく3点が想定される。これを踏まえて費用負担の在り方について検討を行った。

① 従来の電力ネットワーク費用の負担

これまでの地域間連系線の費用負担の決定方法については、東日本大震災の以前と以後に分類できる。東日本大震災後に各種制度の整備がなされるまでは、建設目的や利用度合等を勘案して受益する電力会社間の協議により費用の負担割合は決定されていた。電力系統利用協議会（ESCI）が設立された後は、費用負担割合の決定方法について一定のルールが策定されたが、詳細は協議で決定することとされていた。

東日本大震災以後における地域間連系線の増強は「安定供給の強化」を主たる目的として、図12のとおり、4つのプロセスが実施されている。このうち、FCの300万kWの増強、及び東北東京間の増強の2つは、費用負担ガイドラインの策定、電事法改正等に基づく連系線増強プロセスの整備（国、広域機関、電気供給事業者からの3

つの提起パターンと広域機関による広域系統整備計画の策定等)を踏まえて負担割合が決定されている。

連系線(万kW)	費用負担者	負担の考え方
新北本増強 (60⇒90)	一般負担 (北海道)	ESCJの下、電力会社間の協議。主に <u>北海道エリアの安定供給確保の観点</u> から、北海道電力が全額負担。
FC増強① (120⇒210)	9社の一般負担	ESCJの下、電力会社間の協議。 <u>安定供給確保、取引活性化等の観点</u> から9社負担とし、受益に応じて負担割合を決定。
FC増強② (210⇒300)	9社の一般負担	広域系統整備計画において、 <u>広域的な安定供給確保の観点</u> から、9エリアの受益に応じて負担割合を決定。
東京東北間増強	特定負担と一般負担 (東北、東京)	広域系統整備計画において、費用負担ガイドライン及び送配電等業務指針を基に受益者を確定（発電事業者からの提起であることを踏まえ、特定負担と一般負担を整理）し、 <u>受益に応じて負担割合</u> を決定。特定負担者の離脱を受けて、費用負担の再整理が必要。

【図12】東日本大震災以後の費用負担の考え方

② 今後の地域間連系線の費用負担ルール

従来、地域間連系線の増強費用は当該連系線の両側の一般送配電事業者が実際の受益を考慮し負担することが原則である。しかし、FIT賦課金は全国負担であるのに対して系統費用は地域ごとの負担となっているため、今後、再エネの地域偏在性によって地域間で系統増強にかかる負担格差が生じるとの懸念に対応することが必要な状況である。

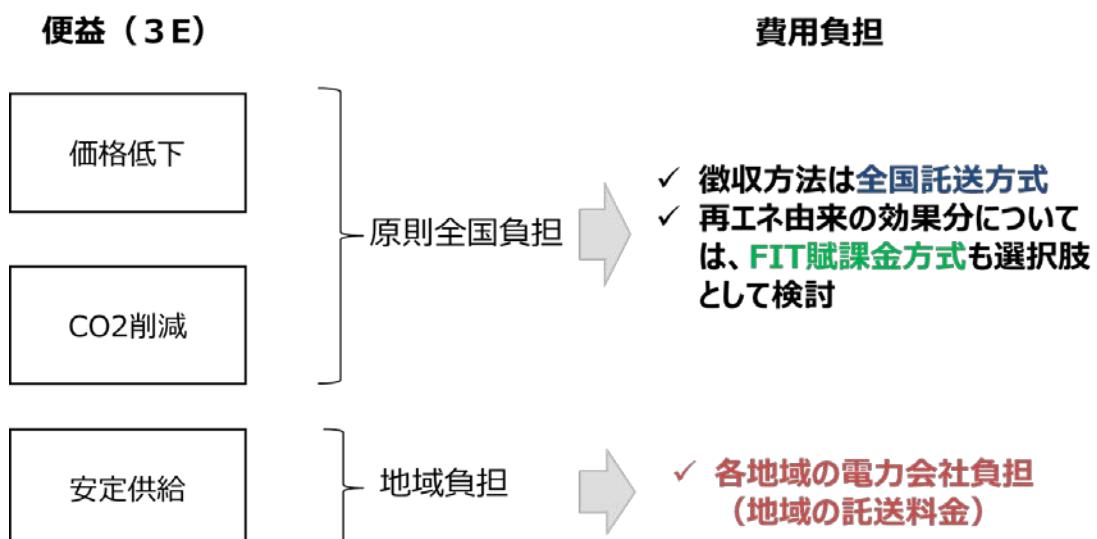
今後、地域間連系線を増強すると、広域メリットオーダーが働くことによって沖縄を除く9エリアの卸電力価格の低下につながることが想定されている。また、地域間連系線の増強は、短期的には既存の再エネの稼働率を高めその最大限の活用を促す効果がある。こうした効果については、広域機関における費用便益分析においても評価されている。

加えて、中長期的にはより安価なコストの再エネ導入が進み、同じ kW・kWh を達成するための再生可能エネルギー支援策に係るコストを低減させる可能性もある。

したがって、連系線増強に伴う3Eの便益のうち、広域メリットオーダーによりもたらされる便益分は受益者負担の観点から原則全国負担とし、特に再エネ効果由來の効果分（卸価格低下及びCO2削減）については、FIT賦課金が沖縄を含む全国で電気の使用量に応じた負担となっていることにも鑑み、FIT賦課金方式を選択肢の一つとして検討していくことが適切であることを確認した。また、安定供給分の便益分については、受益する各地域の電力会社（一般送配電事業者）の負担として託送料金として回収することを検討していくことが適切であることを確認した。なお、連系線増強に伴って一体的に地内系統の増強が発生するのであれば、当該増強

についても、連系線本体と同様に賦課金方式を適用することの是非も併せて検討していくべきである。

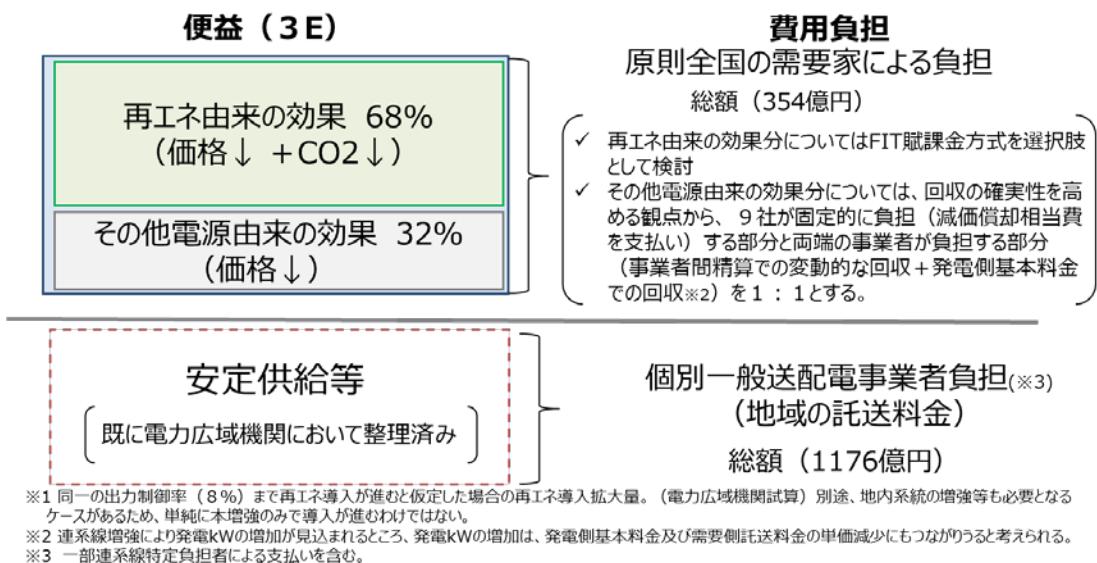
委員からは、「費用便益があるということで、増強について異論はない」という意見があった一方、「費用便益分析の外側で別途追加的な FIT 賦課金負担が発生しコスト負担が増えるのではないか」との意見も表明されているところであり、FIT 制度との整合や対象とする設備の範囲について留意すべきである。



【図13】今後の地域間連系線の費用負担ルール

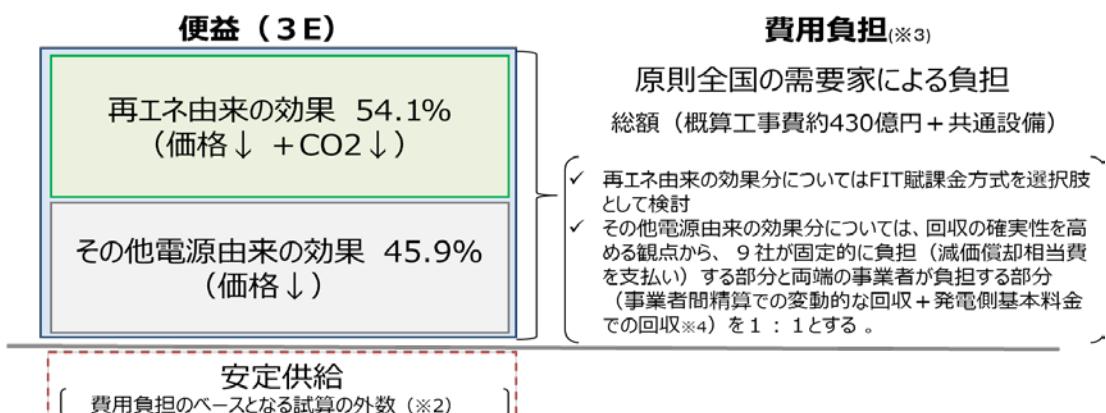
③ 東北東京間連系線・北本連系線の費用負担への適用

東北東京間連系線については、広域機関による再エネ拡大ケースの分析を行った結果によると、総費用に対して 1.6 倍の社会的便益があることが確認された。その内、価格低下及び CO2 削減に係る再エネによる便益分は 68% であった。こうした考え方について、特定負担者の離脱による負担関係の再整理が必要な 354 億円について適用することとし、そのうち 68% について FIT 賦課金方式を選択肢として検討するとともに、残りの 32% については、回収の確実性を高める観点から、9 社が固定的に負担（減価償却相当費を支払い）する部分と両端の事業者がまずは負担する部分（事業者間精算での変動的な回収 + 発電側基本料金での回収）を 1 : 1 とする方針を確認した。なお、電源の利用率、燃料費、CO2 コストといった将来の不確実性もあり、3E の価値については相互に関係してくる部分もあるところ、事業者間精算での変動的な回収と発電側基本料金での回収の比率については、今後、他の連系線の増強を検討する場合に際して、当然の所与とすべきものではなく、必要に応じて見直すことが適当である。



【図14】東北東京間連系線の費用負担関係

また、北本連系線の増強（+30万kW）については、広域機関による再エネ拡大ケースの分析を行った結果によると、総費用に対して1.57倍の社会的便益があることが確認された。そのうち、卸価格低下及びCO2削減に係る再エネによる便益分は54.1%であった。こうした考え方について、広域機関によって示されている概算工事費約430億円と共通設備について適用することとし、そのうち54.1%についてFIT賦課金方式を選択肢として検討するとともに、残りの45.9%については、回収の確実性を高める観点から、9社が固定的に負担（減価償却相当費を支払い）する部分と両端の事業者がまずは負担する部分（事業者間精算での変動的な回収+発電側基本料金での回収）を1：1とする方針を確認した。



※1 同一の出力制御率（8%）まで再エネ導入が進むと仮定した場合の再エネ導入拡大量。（電力広域機関試算）別途、地内系統の増強等も必要となるケースがあるため、単純に本増強のみで導入が進むわけではない。
※2 本増強によって、1サイト脱落時、約30～60億円相当の停電緩和効果が想定される。他方、北本連系線（60万kW⇒90万kW）と石狩湾LNG（57万kW）の運転開始等によってブラックアウト再発防止策が実施されているところ、更に稀頻度で発生する大規模供給脱落事象の頻度は数値的に特定することが困難なため、費用対効果の試算上は数量的な効果として評価に含めていない。
※3 設備維持費についても、上記の負担関係を踏まえた検討が必要。
※4 連系線増強により発電kWの増加が見込まれるところ、発電kWの増加は、発電側基本料金及び需要側託送料金の単価減少にもつながりうると考えられる。

【図15】北本連系線の費用負担関係

(2) 値差収入の活用について

市場分断が生じた場合、日本卸電力取引所（JEPX）においては、市場間約定代金差額の収入が発生する。市場間値差収入は2005年の取引開始以降、2017年度末までに、累計約150億円発生しており、2018年度以降は、間接オークションの導入により、年間の市場間値差収入の発生は大幅に増加する見通しである。

市場間値差収入は、市場分断の発生時に構造的要因により発生する収入であるが、取引所のサービスの対価であるとは言えず、その取扱いについては検討が必要とされてきたところ、例えば欧州においては、各系統運用者が受領する国際連系線の値差収入は、EU規則により、連系線への投資や維持管理等に用いることが可能となっている。

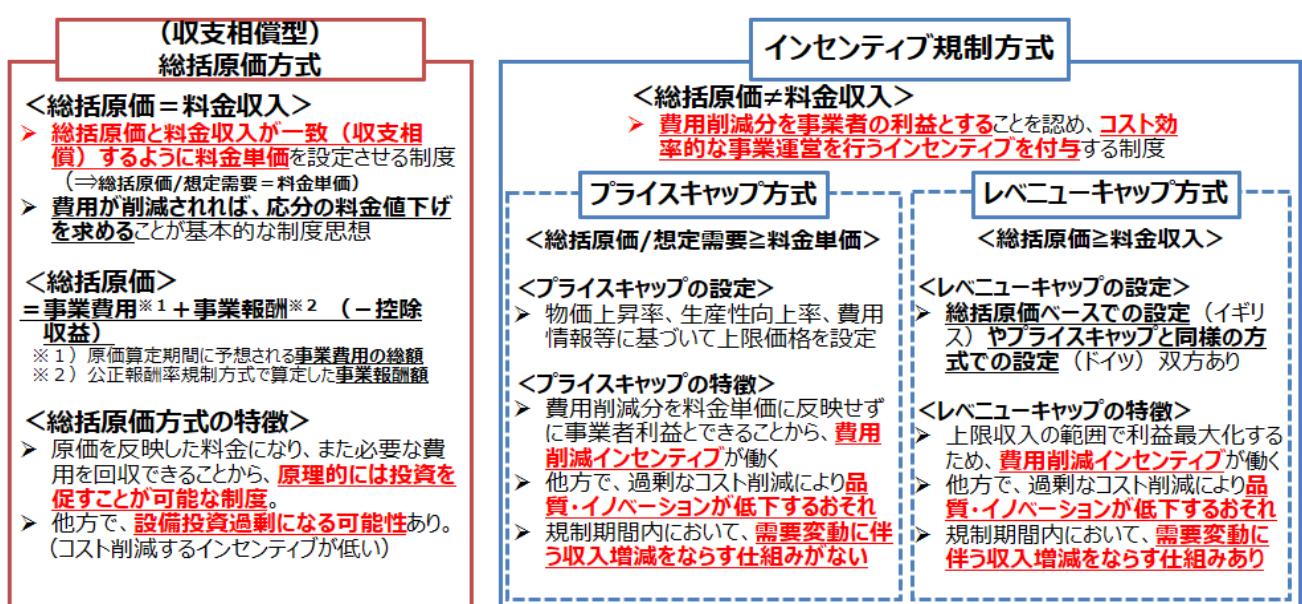
このような状況も鑑み、我が国においても欧州諸国と同様に国民負担軽減のため市場間値差収入の連系線費用への活用について、会計処理や税務上の必要な対応、費用の充て方も含めて具体的な検討を進めていくべきである。

また、連系線増強に伴って一体的に地内系統の増強が発生するのであれば、当該増強についても、連系線本体と同様に値差収入を活用することも選択肢として検討することが適当である。

4. 電力ネットワーク形成のための投資環境整備

(1) 託送料金制度の基本設計

公益事業の規制料金の基本設計には、大別して①「総括原価方式」、②「インセンティブ規制方式」が存在し、後者は、「レベニューキャップ制度」と「プライスキャップ制度」に分かれる。諸外国においては、基本設計上のデメリットや他の政策課題への対応を図るため、各種措置を追加しており、結果として両者（総括原価方式及びインセンティブ規制方式）の差異は相対化しつつある。



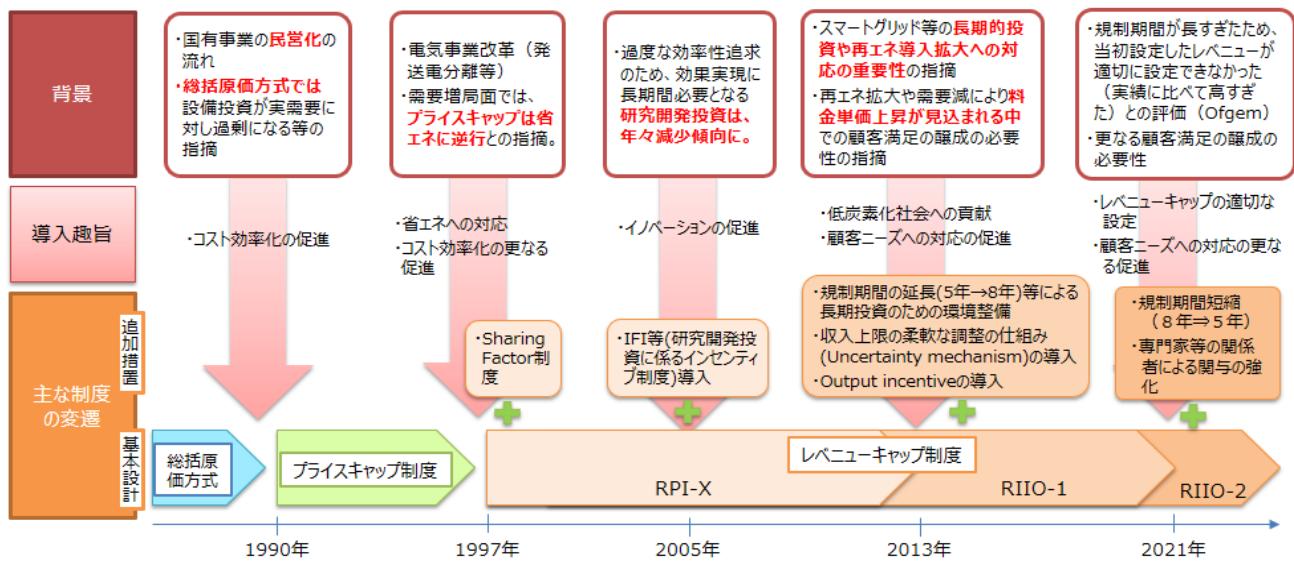
【図16】託送料金（規制料金）の基本設計

(2) 海外における託送料金制度

① イギリスにおける託送料金制度の変遷と基本理念

イギリスの託送料金制度は、社会的要請・背景や制度上の課題を踏まえ、必要に応じて基本設計を変えつつ（総括原価⇒プライスキャップ⇒レベニューキャップ）、各種追加措置を講じてきた。現在の制度(RII0*)は、託送事業の効率追求、低炭素社会、顧客ニーズ対応を目的に、①インセンティブ付与、②イノベーション促進、③成果の評価、で実現することを基本理念としている。

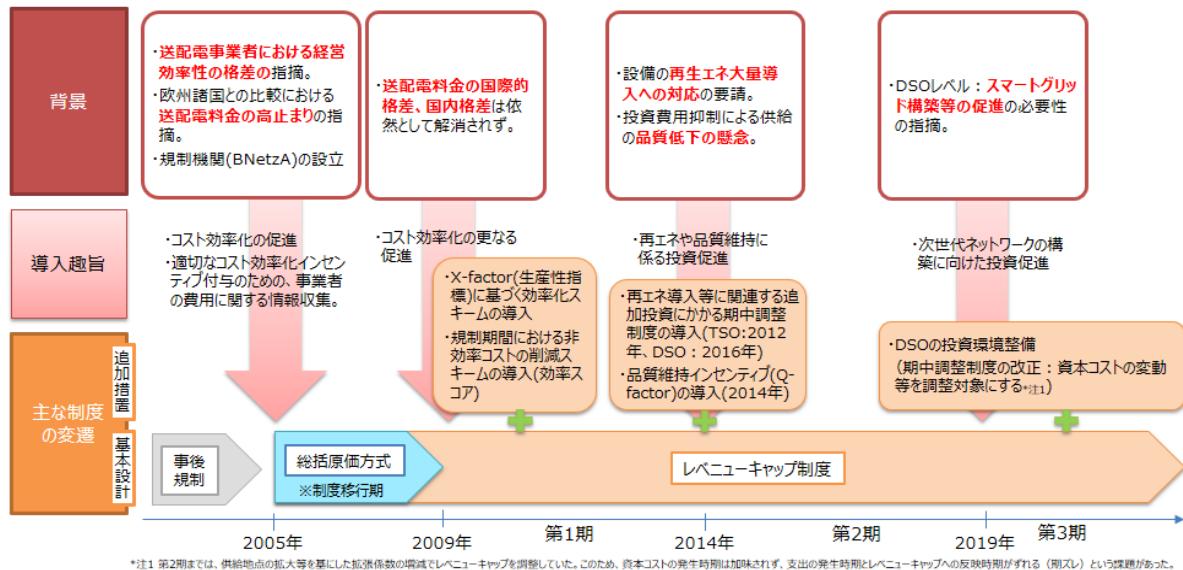
* Revenue = Incentives + Innovation + Outputs



【図17】イギリスにおける電気料金（託送料金）制度の変遷と基本理念

② ドイツにおける託送料金制度の変遷と基本理念

ドイツの託送料金制度は、国内事業者の非効率性や料金の高止まりを踏まえ、コスト効率化に重点を置き、インセンティブ規制を導入してきた。その後、社会的要請・背景や制度上の課題を踏まえ、各種追加措置を講じてきた。現在の制度は、託送事業の効率追求、電力供給の品質維持、投資促進を目的に、インセンティブの付与による環境整備を行うことで実現することを基本理念としている。



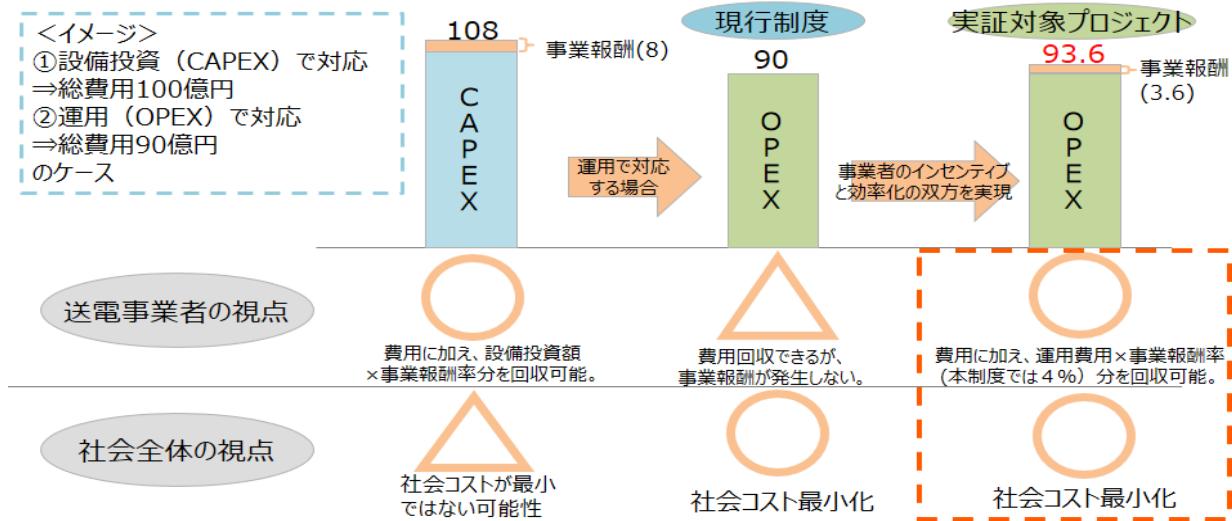
【図18】ドイツにおける電気料金（託送料金）制度の変遷と基本理念

(③) コスト効率化に向けた取組

i) OPEXに対する事業報酬率の設定

カリフォルニア州では、設備投資を行う場合と設備投資をせずに運用で対応する場合を比較して、運用で対応する場合の方が社会コストを低減できる案件について、事業報酬を特別に認めることにより、先進的なサービス活用の促進と社会コストの最小化を図る制度が実証段階にある。

具体的には、蓄電池制御やEVによる需給調整の際に生ずる運用費用等、4つのプロジェクトを実施中であり、今後、本格的な導入について議論される予定である。



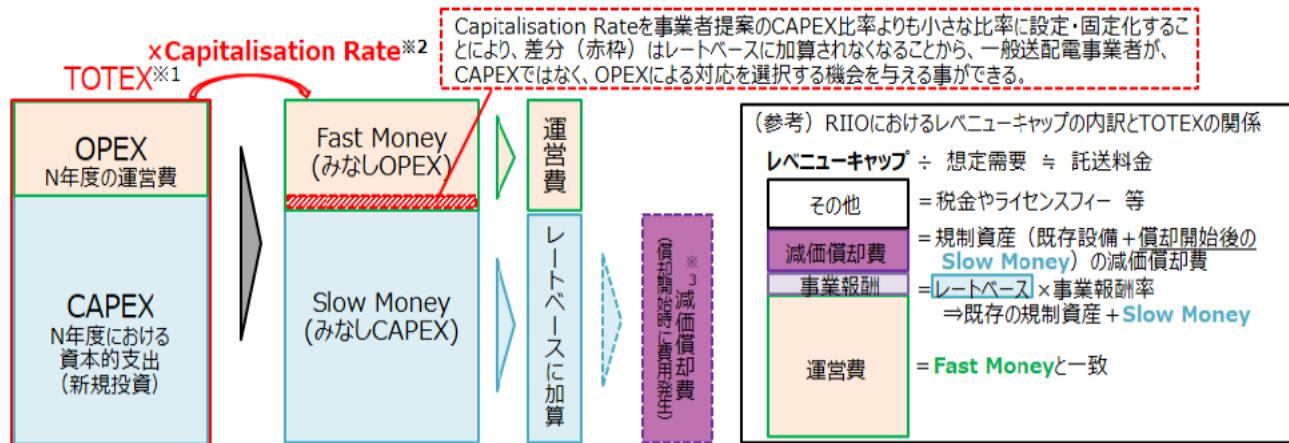
【図19】OPEXに対する事業報酬率の設定

ii) TOTEX管理

イギリスでは、これまでには、事業報酬額は、「レートベース(\div CAPEX) × 事業報酬率」で計算する仕組みとなっていた。このため、一般送配電事業者は、例えば、系統

容量を超える新たな電源接続ニーズへの対応等において、(運用効率化 (OPEX) ではなく、) より多くの事業報酬額を得るため、設備増強 (CAPEX) を選択してきたと評価されている。

RIIO 制度導入に伴い、TOTEX 管理へと転換することで、外部リソースの活用を通じた運用効率化等の OPEX による対応と CAPEX による対応との選択における判断を中立的にすることで、CAPEX への偏りを防ぐことにつながり得る。この結果、電力品質は維持しつつ、コスト効率化を推進することが可能と考えられる。

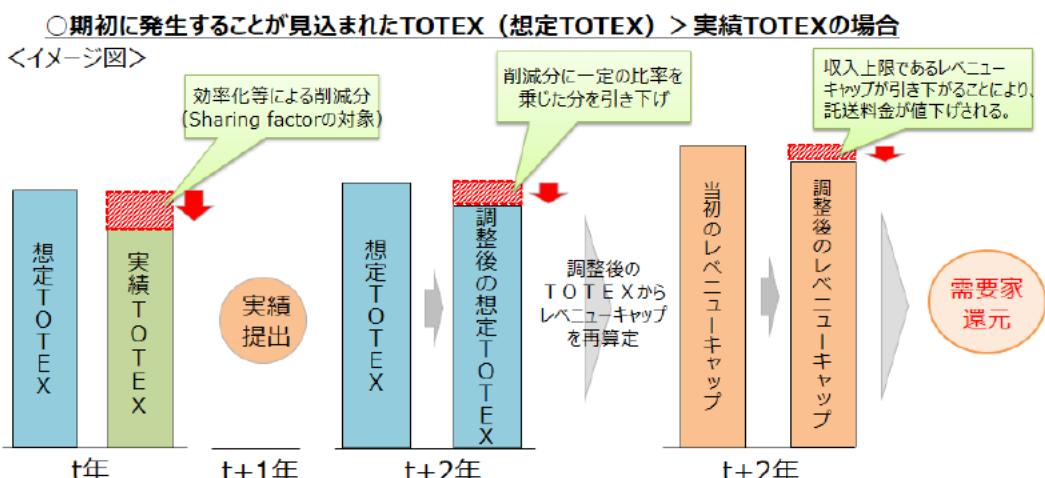


※1 TOTEX（総支出：キャッシュアウト）= CAPEX（資本的支出）+ OPEX（運営費）であって、その他の原価等（ex. 事業報酬額、減価償却費、税金等）を含む概念ではない。
 ※2 Capitalisation RateをTOTEXに掛けることで、CAPEXをSlow Money（なしCAPEX）に、OPEXをFast Money（なしOPEX）に新たに設定した上で、料金算定プロセスに移る。
 ※3 RIIOでは、Slow Moneyの減価償却期間は一律45年と設定されているため、費用負担平準化の側面もある。

【図 2 0】TOTEX 管理のイメージ（英国（RIIO 制度）の例）

iii) 効率化分の需要家還元

イギリスでは、期初に設定されたその年に発生することが見込まれた TOTEX（想定 TOTEX）と、事業者のコスト効率化等により削減された実際の TOTEX（実績 TOTEX）との差分に一定の比率（Sharing factor）を乗じた分を、翌々年度の想定 TOTEX から引き下げるることを通じて、託送料金を引き下げる（需要家還元）制度が措置されている。



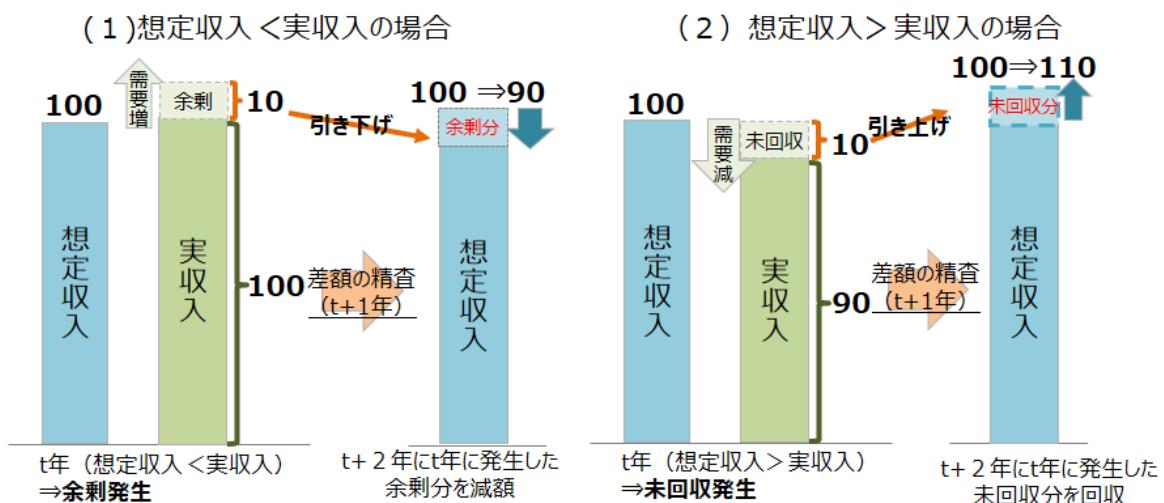
【図 2 1】効率化分の需要家還元（Sharing Factor）

④ 投資促進に向けた取組

イギリスでは、費用削減等の効果の実現に長期間を要するR&D関連投資について、その投資を促す制度が無かったため、積極的な投資が行われなかつたことが課題となつた。このため、託送制度の中で、次世代技術の開発等のイノベーション投資を促進するため、送配電事業に関連するR&Dの段階に応じて様々な支援制度を措置している。

また、イギリスとドイツでは、当初の事業計画にない送電・配電事業者にとっての外生的な費用変動要因(ex.需要変動、系統増強費用、調整力費用、税金等)について、事業者の適時・適切な費用回収を図るため、期初に設定された収入上限(レビュー・キヤップ)を規制期間中に調整することができる。

<例：需要変動の調整のイメージ（英：RIIO）>



【図22】期中調整によるレビュー調整

⑤ 災害復旧費用の確実な回収

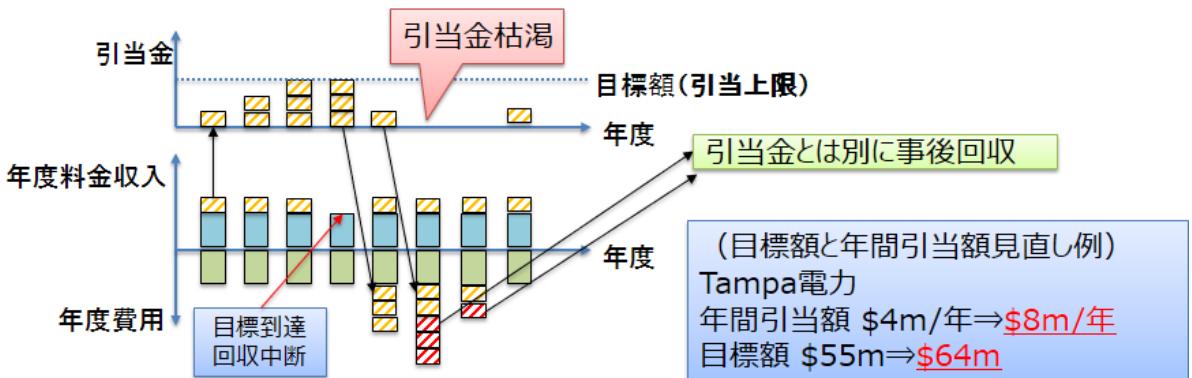
i) フロリダ州の取組

フロリダ州では、平均規模の台風災害を想定して州規制機関が承認した目標額に基づき、引当金（又は積立金）として回収し、災害発生時の復旧費用に充てている。

また、短期間での災害の多発や大規模災害によって引当金（又は積立金）が枯渇した場合には、不足分は各事業者による事後回収を認めている。

事業者は5年ごとに実績の分析結果を規制機関に報告し、必要に応じて目標額と年間引当額が見直されているほか、事業者側から変更の申請を行うこともできる。

＜フロリダ州の引当金スキーム＞



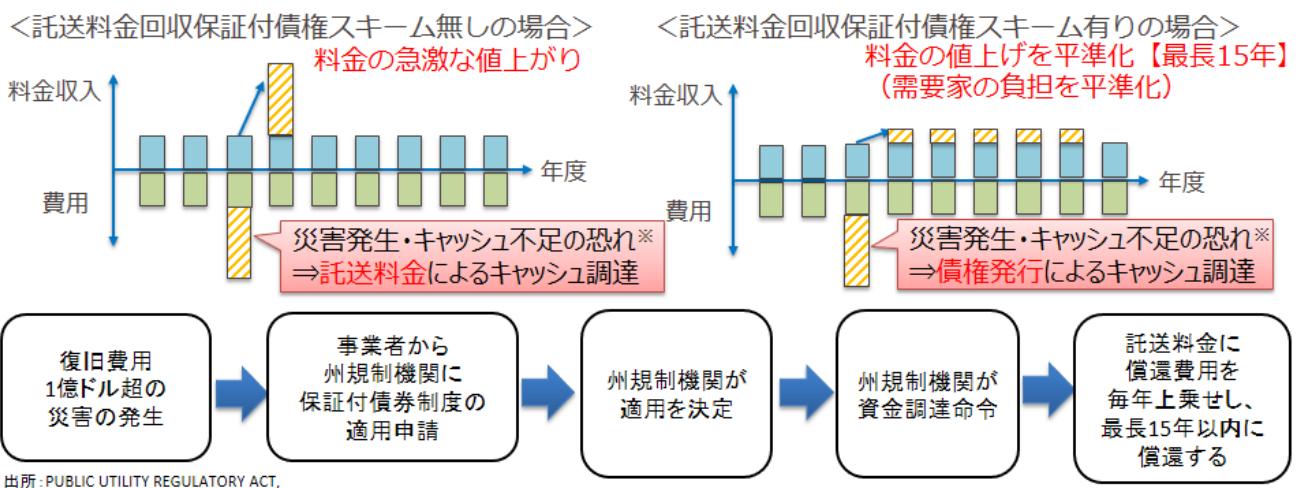
出所 : Review of Florida's Electric Utility Hurricane Preparedness and Restoration Actions 2018; Florida Public Service Commission DOCKET NO. 130040-EL, In re: Petition for rate increase by Tampa Electric Company; Tampa Electric Docket No. 060038-EL, Doc 03204; Florida Power & Light Company

【図23】災害復旧費用の確実な回収（フロリダ州）

ii) テキサス州の取組

テキサス州では、各事業者が災害復旧費用として、設備被害を対象とする商業保険の加入費用及び自家保険分の引当金額を原価に算入することが認められている。

また、大規模災害時で多額の復旧費用（1億ドル以上）を必要とする場合には、事業者のキャッシュ不足及び急激な託送料金の上昇を防ぐため、各事業者が託送料金回収保証付債券を発行することで、需要家の負担を平準化した形での事後の回収を行うことを認める制度が2008年に導入されている。



【図24】災害復旧費用の確実な回収（テキサス州）

(3) 我が国における今後の託送料金制度改訂の方向性について

① 現状の課題認識と見直しの必要性

日本の託送料金制度は、総括原価方式を基礎に、効率化インセンティブや需要家還元の促進、外生的な変動の機動的な反映等を図るため、事業環境の変化を踏まえた料金査定方法や料金改定手続きの部分的な修正を都度実施してきた。現行においても、値上げ認可申請を行えば制度的には必要な投資の原価算入は可能であり、効

率化促進のためのインセンティブも一定程度までは働き得る制度であると評価できる。

他方で、高経年化対策等の構造的課題を抱える中で、需要見通しが不透明化し、投資回収の予見可能性が低下する一方、再エネ主力電源化やレジリエンス強化、デジタル化等の様々な環境変化に的確かつ機動的に対応する観点からは、一般送配電事業者のコスト効率化のインセンティブが低いことや、再エネ大量導入のための追加投資等、料金認可時には総額を予見することが難しい費用が機動的に回収できていないなど、現行制度では合理的でない点、改善すべき点があることも事実であり、託送料金制度及び査定の見直しが必要であるという出発点に立ち、見直しの基本的な方向性について議論を行った。

また、日本においては既存の託送料金制度のベースは維持しつつ、その都度改善する方式を探ってきたが、欧州においては料金制度における制度の基幹システムの変更（プライスキャップ、レベニューキャップへの転換、期中調整の拡大等）等も含めた見直しがなされてきた。このため、今般の託送料金制度の見直しにおいては、欧州等における改革の知見を取り入れ、基幹システムの変更も含めて検討すること、また、現行制度において顕在化している個別の論点として、一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力の不足分の託送料金制度上の扱いについても議論した。

こうした制度改革にあたっては、新たな制度設計と同時に、その運用についても議論する必要がある。

② 見直しの基本方針について

今般の託送料金制度の見直しに当たっては、「国民負担抑制」と「必要な投資確保」の両立が大原則であり、このための基本コンセプトは「『単価』の最大限の抑制⁴」×「必要な投資『量』の確保」である。需要見通しが不透明化し、高経年化対策等の構造的課題に加え、投資回収の予見可能性が低下していく環境下では、結果として再エネ主力電源化やレジリエンス強化に対応した投資が行われない可能性もある。

2020年に発送電分離によって、ネットワーク事業は全発電事業者・需要家に制度的により中立性・公平性が担保される一方、法人であるネットワーク事業者にとって外生的な要因が増加することが見込まれており、外生的な要因について、コスト効率化にも配慮しつつ、託送料金における機動的な反映を可能とする制度について検討を進めるべきである⁵。

⁴ 委員から、「単価」の最大限の抑制」については、単に単価を切り詰めるだけでは問題の解決策にはならないものもあり、例えば、人件費は、必要かつ適切な人材を確保する観点からは、切り詰めるだけでなく一定の支出を認めることも重要な視点であるという意見があった。

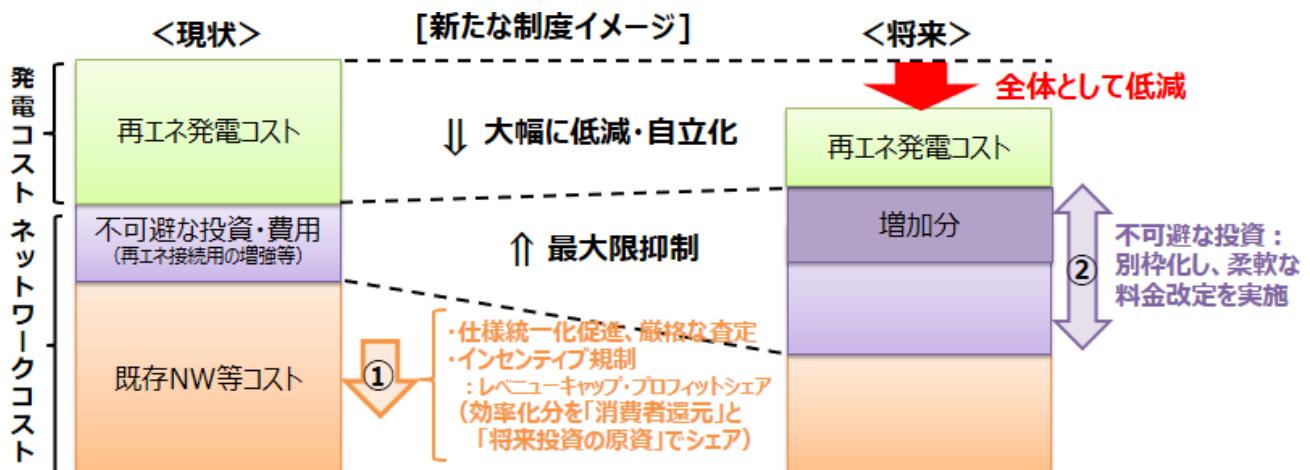
⁵ 委員から、2020年に発送電分離によって、ネットワーク事業者は一層の公共性・中立性を求められることから、その責務を果たすには安定的な財務基盤が必要。そのためには経営努力が及ばない費用を外生的費用と位置付け、託送料金における機動的な反映を可能とすることが重要という意見があつた。

新たな制度検討の際には、日本の現行制度の趣旨や意義を十分踏まえた上で、自由化と再エネ導入という課題に先行して改革を進める欧州等からの教訓を最大限に活用する一方で、福島の復興については、廃炉にかかる必要な資金の捻出等について様々な制度的措置が講じられているところ、今般の託送制度見直しにおいても、福島復興に必要な対応が後退することがないようとするべきである。

「効率化促進」と「必要な投資確保」の政策効果を適切に発現させるため、電気料金制度全体との整合性を確保させるために必要な措置を検討すべきであり、具体的には、今般の託送料金制度見直しの結果、一般送配電事業者にとって外生的な要因に対して託送料金変動を機動的に反映させる措置を講ずる場合には、託送料金の変動が高い頻度で発生することに対応し、こうした変動については合理的な査定と情報開示がなされる前提の上で、小売の経過措置料金に機動的に反映させるための仕組みについて、その詳細を検討するべきである。

また、再エネ主力電源化や災害対応等、日本全体として取り組むべき政策課題に伴う費用負担の地域偏在性の是正等について、今般の託送料金制度見直しに併せて措置していくことが必要であり、具体的には、全国の託送料金で回収する方式の導入や、FIT賦課金方式の選択肢としての検討、事業者間精算単価の機動的な見直し等について、その詳細を検討するべきである。

その上で、脱炭素化の動向やテクノロジーの進展等、将来の不確実性を見越した柔軟な制度設計を志向していくことが確認された。



【図25】託送制度見直しの方向性

③効率化促進

現在の託送料金制度でも「事業者インセンティブの創出」の要素を一定程度取り込んだものとなっているが、新たな手法の意欲的な導入も含めた効率化策について、事業者の創意工夫を最大限に引き出す制度とすることが必要である。このため、「事業者自らが不断の効率化を行うインセンティブ設計」と「その効率化分を適切に消費者還元させ、国民負担を抑制する仕組み」の両立を図る制度とすることが必要であり、「事業者インセンティブの創出」の要素を更に深化させるべきである。

この点、欧州先進国等においては、「事業者自らが不断の効率化を行うインセンティブ設計」として、いわゆる「インセンティブ規制」を導入しているが、「インセンティブ規制」は、料金や収入の上限のみを設定する制度となっている。このため、インセンティブ規制は、①事業者努力による効率化分を事業者の利益とすることを許容し、効率化促進のための「インセンティブ」を創出する要素と、②基準料金（収入）を下回る料金（収入）を事業者自らが設定することを可能とすることで、機動的な需要家還元を実現する要素の2つを内包することとなる。

我が国において、「事業者自らが不断の効率化を行うインセンティブ設計」と「その効率化分を適切に消費者還元させ、国民負担を抑制する仕組み」の両立を図る制度として、欧州先進国における改革事例も参考に、レビューキャップを中心とした「インセンティブ規制」の導入も視野に入れつつ、制度の詳細を検討することが適當である。この際、我が国全体として持続的な効率化が実現されるよう、事業者間等の比較によって効率化が働くための仕組みについても、その詳細について、検討を進めることとなった。なお、現行制度においても一定のコスト効率化インセンティブ効果はある中で、インセンティブ規制に移行するには、その結果として現行よりもインセンティブを弱めることにならないよう、十分な検討が必要である。

また、「効率化分を適切に消費者還元させ、国民負担を抑制する仕組み」として、例えば、効率化分の需要家への還元が適切に行われているかを定期的に確認する制度や、効率化分の一部を期中に需要家に還元するプロフィットシェア制度、多様なプレーヤーを巻き込み専門性を活かした質の高い査定スキーム、値差収益を活用した連系線形成など、様々な取組が考えられる。これらの取組を前提に、欧州先進国等における取組事例を参考にしながら、詳細について検討を進めるべきであり、併せて、デジタル化、IoT化の推進によるコスト効率化を推進すべく、検討を進めることが適當である。詳細の検討については、事業計画の策定や遂行状況の確認方法、査定を行う際の体制・役割分担も併せて検討することが重要である。加えて、これを運用する体制の構築や実際に査定を行う際の、例えば二重審査といった無駄を防止する仕組みの検討も必要である。

加えて、発電側への効率的ネットワーク利用・形成のインセンティブを導入し、発電+ネットワークコストの合計の最小化を実現することは重要な課題である。この点、発電側基本料金については、2020年度以降なるべく速やかに導入することになっているが、託送料金制度見直しと合わせて、電力・ガス取引監視等委員会においてその詳細検討が速やかに進められることが必要である。また、今般の託送料金制度見直しについては、発電側基本料金の導入と整合的になるようスケジュールを配慮すべきことが確認された。

④ 必要な投資確保のための方針

必要な投資を確保するためには、合理的な投資であれば回収できる予見性が確保されることが大原則となるが、現状は、需要見通しが不透明化し、投資回収の予見性が低下する環境下にあるという認識に立つべきである。

この点、欧州先進国等においても、電力需要の見通しが不透明となる中、コスト効率化と再エネ導入等を両立させるという課題への対応策として、需要変動や系統増強費用、調整力費用等の外生的な変動要因について、機動的に託送料金へ反映させる「期中調整スキーム」を導入している。

我が国においても、発送電分離によって一般送配電事業者にとって外生的な要因が増加し、かつ、再エネ主力電源化やレジリエンス強化への対応等、それらの要因に基づく投資（次世代投資）の必要性も高まっていく中、これらの投資ニーズに機動的かつ確実に対応するため、期中においても外生的な費用を機動的に託送料金に反映すること等を可能とする制度について、その詳細を検討するべきである。何をもって外生的と考えるかといった費用の分類や一般経費の按分に係る考え方については、アカウンタビリティ・透明性の観点からも検討が必要である。

更に、投資回収の予見性を高めるため、電力ネットワーク事業として必要と認められた投資・費用について、確実に回収される原価算定・査定の在り方について抜本的な改革の検討を行うべきである。また、今般の託送料金制度の見直しは、基本構造の見直しを伴う本質的な問題にも取り組むものであるため、今後改革を進めていくに際しては、託送料金の基本料金／従量料金比率といった料金構造の在り方の見直しについても、着実に組み込んだ改革として進めるべきである。

これらの基本的な投資回収の予見性の確保策に加え、再エネ主力電源化等の社会的な要請の大きい政策課題への対応を加速化させるための措置についても検討が必要である。例えば、現行の我が国の託送料金制度においても、連系線等投資に対する事業報酬率を通常の1.5倍とするといった制度が導入されていることや欧州先進国等における対応策なども参考に、どのような制度を取り得るか、その詳細を検討⁶するべきである。

⑤災害復旧費用の確実な回収

災害時に必要な対応を事業者が機動的に取るための制度的措置についても、託送料金制度見直しの中で検討するべきであり、具体的には、例えば以下の仕組みについて、制度的措置の在り方について詳細な検討を進めていくことが確認された。

- 日本と同様、災害が多発しており、制度的措置の必要性が高い米国における先行事例も参考にした災害対応費用の事前の積立方式・事後的な精算方式
- 災害多発国である日本においては、災害対応は全国的な課題と捉え、その費用の全国大での回収方式

災害損失を確実に回収するための手当てについては、会計的な規制資産の考え方がまだ日本では確立されていない状況であるため、合理的な会計上の手当ての要否もあわせて検討することが必要である。

⁶ 委員から、事業報酬率の拡大といった特例措置が無条件に適用されれば、本来期待される（政策課題の解決に資する投資を通じた効率化等の）効果が低減されるおそれがあるため、慎重な検討が求められるといった意見があった。

⑥個別論点（一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性）

現行の託送料金制度上、一般送配電事業者が確保する調整力にかかる固定費はH3需要*6%分のみ原価算入することが認められている。

一方で、偶発的需給変動対応に必要な調整力7%のうちの1%と、電源I⁷相当量は、現状では原価算入が認められていないが、一般送配電事業者が確保すべきとされてきた。

更に、今般のレジリエンス・供給力確保に係る議論の中で、容量市場創設までの間、H1需要と電源脱落が同時発生した際に備えるための予備力を一般送配電事業者が確保することや、小売電気事業者が本来確保すべき供給力(H3需要*101%)を確保せず供給力が不足する際には、やむを得ず不足分を一般送配電事業者が確保することとされている。

現状、一般送配電事業者が確保すべきとされる調整力及び予備力の範囲と託送料金上原価算入できる調整力及び予備力の範囲が乖離しており、改めて、一般送配電事業者が確保すべき調整力及び予備力の範囲と、その託送料金上での扱いについて整理することの必要性が確認された。今後、再エネの更なる拡大によって需給調整関連費用の増大が見込まれる中⁷、当該費用のうち、一般送配電事業者が低減させることが困難であると認められるものについては、これを確実に回収できるような仕組みを導入することが適当と考えられる。

5. 次世代型ネットワークへの転換とそれに対応する制度の在り方

（1）分散化とデジタル化の進展

① 送電と配電の機能分化

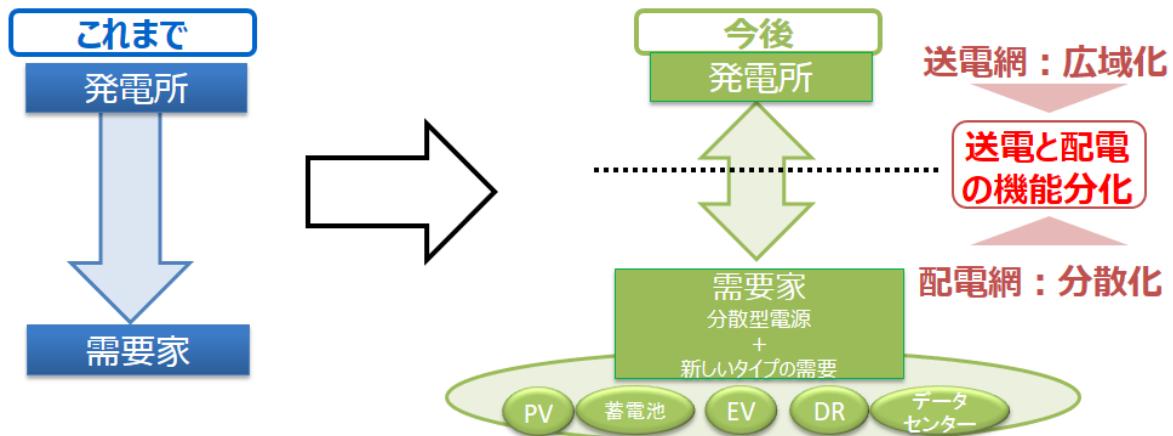
多数の分散型リソース（太陽光、EV、DR等）が普及する中、今後デジタル技術でまとめて制御することが必要となり、結果として電気の流れが双方向化していくことが想定される。この結果、①ネットワーク事業の「価値」の中心が「kWh」（発電量）から「kW」（供給力）や「△kW」（調整力）に転換し、②「広域化する送電」と「分散化する配電」に機能分化し、③外部リソースをネットワークに取り込むことで更なるコスト低減が可能となるといったことを通じて、ネットワークが「次世代型に転換」していくことが想定される。

こうした転換に対応し、電気事業に関連する様々な制度についても必要な変革を進めていくことが必要である。こうした点については、これまで電力・ガス基本政策小委員会、次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会、制度設計専門会合含め他の審議会等で検討が進められているところ（「データ活用」、「電気の計量の在り方」、「インバランス料金制度の見直し」等）、これらの検討

⁷ 2021年度に需給調整市場が創設されることに伴い、電力・ガス取引監視等委員会において需給調整関連費用の整理について検討が行われているところ、その議論も参考にしつつ、検討を進めていくことが適当。

と連携した議論を展開すべきである。なお、委員からは、こうした検討を進めるにあたっては、送電と配電は相当程度性質が異なるため、例えばライセンスを分けるといった議論も、検討課題として考えていく必要があるといった意見があった。

また、こうした転換は、配電と需要サイドの重なる領域を中心に発生していることから、需要サイドの視点からの検討も必要である。



【図26】分散化・デジタル化に対応した制度の在り方

② 送電における広域化の流れ

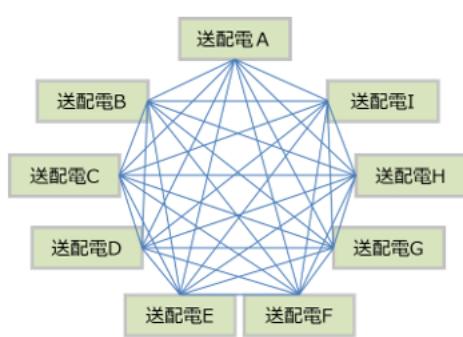
i) 需給調整市場の開設

現状、各一般送配電事業者が、個別のエリアで必要な調整力を調達・運用しているが、需給調整市場開設後は、広域的・効率的に調整力を調達・運用する。

制度検討作業部会中間とりまとめ（2018年7月13日）において、需給調整市場開設時は、周波数維持義務等を担う各一般送配電事業者が相互に連絡調整しながら市場を開設することとされた。

一方、全国一体的な取引が行われる段階（将来）では、効率的な市場運営が可能となるよう、需給調整市場に係る組織形態や契約形態の見直しを含めて、改めて検討することが適当であるとされている。検討に当たっては、各一般送配電事業者の業務・責任の分担や、新たな組織形態・契約形態を考えた場合、その法的・制度的な位置づけの整理も含め、今後検討を進めていく必要がある。

<2021年段階：一般送配電事業者間での相互調整>



<将来：新たな組織形態・契約形態の見直しも改めて検討>



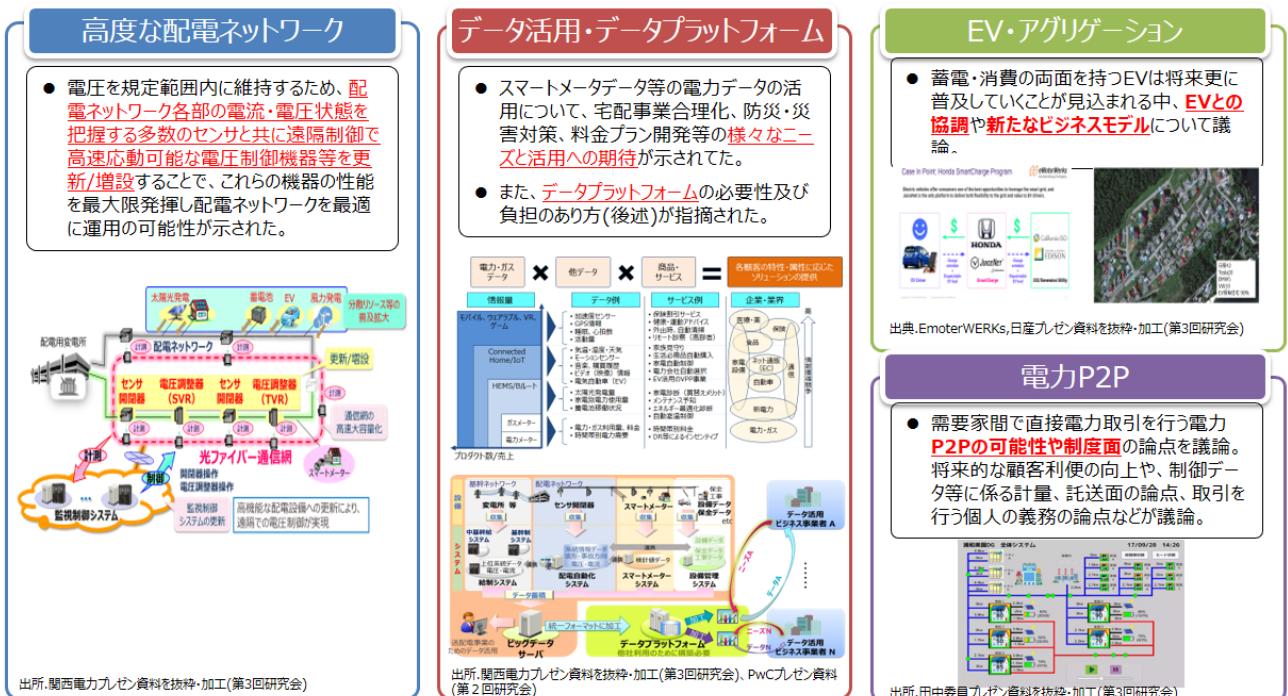
【図27】需給調整市場創設に伴う広域的な調整力の調達・運用について

ii) コストの削減やレジリエンス強化に資する仕様の統一化・共通化

一般送配電事業者のエリアを超えた全国大の取組として、既存NWコストの低減と、再生可能エネルギー電源の接続費用の低減を目的とした送配電用資機材の仕様統一化が行なわれている。統一仕様の導入や調達方法の改善について各社ロードマップを作成しており、2019年度以降、電力・ガス取引監視等委員会において、定期的にフォローアップを行うこととなっている。

③ 配電における分散化の流れ

配電分野においては、デジタル化による配電系統運用の合理化や、スマートメーター等のデータ活用による新ビジネス創出、EVや分散台帳技術を用いた新ビジネスの創出の可能性が見込まれている。こうした次世代技術や新ビジネスを我が国の電力システムに有効に取り込み得る制度設計を行うことで、我が国発の技術やビジネスモデルが、将来、世界でも普及していくことが期待される。



【図2-8】配電分野における運用の合理化・新ビジネス創出の可能性

(2) 機能分化に対応した制度の在り方

① 需要家側エネルギー資源の更なる活用

需要家側エネルギー資源の普及が進んだことにより、アグリゲーション・ビジネスやP2P(需要家間)の電力取引を仲介するビジネスなど、需要家のプロシユーマ化に伴う電力の取引類型の多様化に向けた取組みが進展しつつある。

こうした新たな取引は、今後更に多様化が加速すると考えられるが、個々の取引類型ごとに電気事業法上の位置付けが異なり、取得すべきライセンスが異なったり(小売・特定送配電)、非規制と整理されたりするケースもある。

また、電力取引の際は計量法に基づく検定を受けた計量器が必要であるところ、例えば個別のエネルギーリソースを売買する場合には、リソースごとに当該計量器を整備する必要があるため、計量コストがより課題となる。

このため、こうした事業に参入しようとする者の予見性を高めるとともに、安定供給や需要家保護を図るため、過剰な参入障壁とならない制度設計を前提に、新たなビジネスモデルの出現を踏まえた事業環境を整備するとともに、新たな取引に係る計量について、より柔軟な電気計量を実現する制度の在り方の詳細について、検討を進めるべきである。

② 電力データの活用に向けた制度の在り方

IoT や AI を始めとした情報技術の進展により、スマートメーターから得られる電気使用量等の電力データは、スマートメーターの設置が 5182 万台（63.7%。2019 年 3 月末時点）を超える、2024 年までに全戸・全事業所にまで広がるという網羅性や、30 分単位という随時性を有するビッグデータとして、電力分野をはじめ、他分野においてもその活用可能性が高まっている。

実際に、足元では、統計加工化された電力データの活用や、サンドボックス制度の活用による実証事業も出現しているところ、今後、こうした活用が急速に進展することが考えられる。

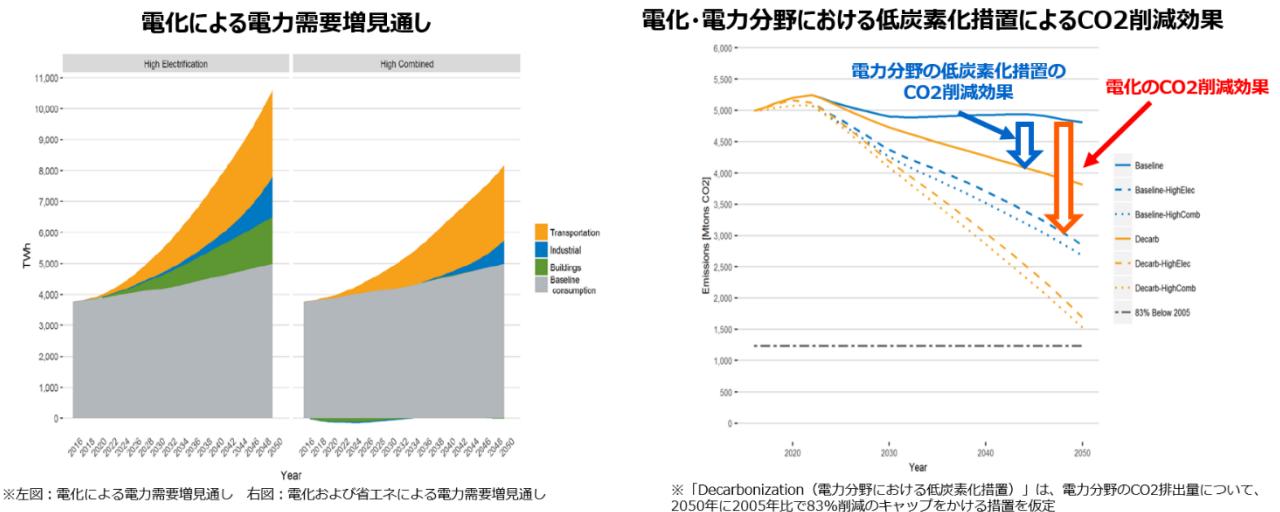
こうした電力データの更なる活用に当たっては、活用可能なデータの範囲や、需要家保護の在り方など、更なるルール整備の在り方の詳細について、検討を進めるとともに、電力データを活用するために必要なシステム構築・データ管理等に係る費用やインセンティブについても検討が必要である。

この点については、「電力データの活用に関する制度を整備することで、電力データと他の人や交通のデータ等と組み合わせ、地方都市の抱える課題解決等に役立てることができる可能性もあるため、こういった研究を進めるためにも、詳細な検討を進めるべき」、「結局海外の後追いになることがないよう、過剰な規制ではなく適正な制度改革（規制の在り方）を考えるべき」という意見があった。

（3） 脱炭素化社会に向けた電化の役割

脱炭素化社会の実現のためには、供給サイドの脱炭素化と同時に、需要サイドの電化の進展が必要であることが欧米等で議論されている。再エネ導入+電化について、各国で高い脱炭素化ポテンシャルが見込まれていることを確認した。

例えば米国⁸では、運輸部門や業務部門を中心に電化が進展すると、省エネを進めたとしても、2050年に向けて電力需要が増加していくという分析がなされている。この分析の中では、電化によるCO₂削減効果は、電力分野における低炭素化措置を上回り、これらの合計により大幅なCO₂削減が見込まれるとされている。

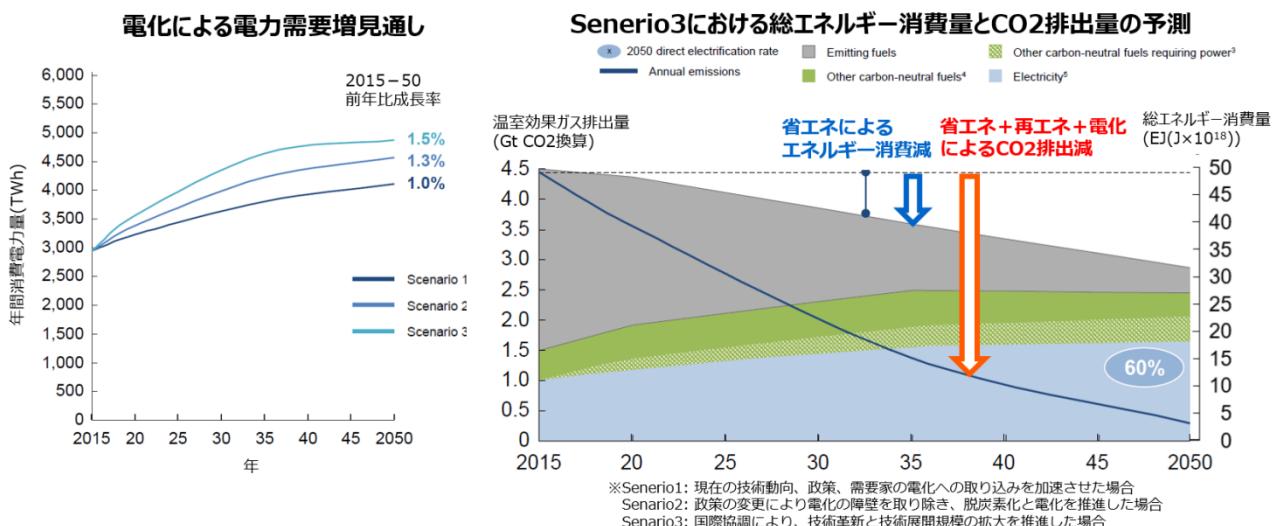


【図29】米国における電化による電力需要増・低炭素化の評価

また欧州全体⁹においては、運輸部門や業務部門を中心とした電化の進展により、総エネルギー消費量は減少傾向にある中で、電力消費量は年1.0～1.5%程度の割合で増加し、2050年では2015年比で1.4～1.7倍になると分析されている。その一方で、再生可能エネルギーの導入促進により、電力の単位エネルギー当たりのCO₂排出量は減少を続けるため、省エネ効果、再エネ導入による供給の脱炭素化、及び需要サイドの電化により、大幅なCO₂削減が見込まれるとされている。

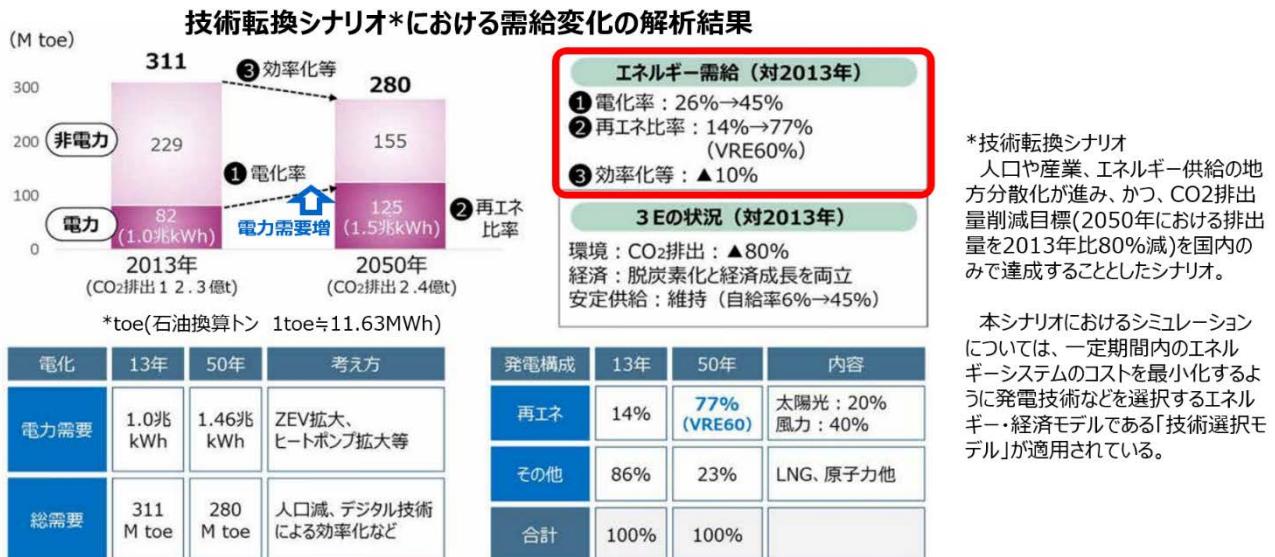
⁸ Electrification & Decarbonization: Exploring U.S. Energy Use and Greenhouse Gas Emissions in Scenarios with Widespread Electrification and Power Sector Decarbonization (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017)

⁹ Decarburisation pathways – Full study results (Eurelectric, 2018)



【図3-0】欧州全体における電化による電力需要増・低炭素化の評価

日本においても電化が脱炭素化に及ぼす効果について評価がなされている。例えば、日立東大ラボ¹⁰では「人口分散化」と「脱炭素化」の2軸を変化要因として、複数のエネルギー・シナリオにおける分析を行った。この中の一つのシナリオである「技術転換シナリオ(人口の分散化進展・国内のみでCO₂排出削減)」におけるエネルギー需給の定量分析では、CO₂排出量80%減を達成するためには、①電化の促進、②電源の脱炭素化、③エネルギー利用の効率化を同時に進める必要があるという結果が示されている。



【図3-1】日本におけるエネルギー需給変化の分析結果

¹⁰ 日立東大ラボ 「提言 Society5.0 を支える電力システムの実現に向けて 第2版」(2019/4/17)

本年 6 月 11 日に閣議決定された「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」の中では、電化（電動化）は、エネルギー供給の低炭素化に貢献する要素の一つとして挙げられており、政府としても非化石電源比率を引き上げつつ電化率を向上させていく方針となっている。

脱炭素化を目的とした電化を促進する制度は、現状では日本においてはないが、海外における電化を促進する制度について確認した。米国カリフォルニア州では、温室効果ガス排出削減のため、広範囲にわたる輸送分野の電化が必要になるとし、電力会社が電化を推進するようカリフォルニア州 2015 年クリーンエネルギー汚染防止法の中で促している。

またドイツでは、化石燃料依存からの脱却を図るため車両電動化を推進しており、電気自動車の購入、電動化に関する応用研究/開発、充電インフラの整備などに対し、幅広い資金援助を行っている¹¹。イギリスでは、環境負荷を削減するため鉄道の電化を推進することとし、2009 年から鉄道電化に対する資金援助を行ってきた¹²。また 2017 年には、温室効果ガス排出削減のため、2040 年までに従来型のガソリン・ディーゼル自動車の新車販売を禁止することや、世界最高水準の EV 充電基盤を整備することが掲げられている¹³。

日本において結果的に電化に資する取組例として、運輸部門の電化について紹介した。2017 年度における最終エネルギー消費に占める電力消費割合は約 26%であるところ、運輸部門での電力消費割合は約 2.0%である。運輸分野の電化（電動化）の進展に資する取り組みとしては、現状では①EV/PHEV 自体の普及（クリーンエネルギー自動車導入事業費補助金）、②EV 充電インフラの普及（充電インフラ整備事業費補助金）、③次世代蓄電池の実用化（革新型蓄電池実用化のための基盤技術の開発事業）が行われている。

人口が減少していく中で再エネ大量導入に必要なネットワーク投資を行った場合であっても、電化によって電力利用率が高まることにより、kWh 当たりのネットワーク負担額が抑えられるという好循環が生じることも考えられる。脱炭素化社会の実現に向けてあらゆる手段を追求していく方針の中で、需要サイドの「電化」について、エネルギー需給構造の低炭素化に貢献する有効な手段として、積極的に評価していくことについて、異論は無かった。

一方で、具体的な対応に関しては、委員から「まずはガス等の他のエネルギーと比べ電力消費が不利になるところをニュートラルにした上で、なお電化が足りない部分を後押しすべき」、「電化自体が目的化するのではなく、経済性等を勘案し、需要家が選択した結果として進められるものであるべき」といった意見や、「どの主体にインセンティブを与える

¹¹ The future of mobility is electric (Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure, 2018)

¹² Britain's Transport Infrastructure Rail Electrification (Department of Transport, UK, 2009)

¹³ The Clean Growth Strategy (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK, 2017)

かという問題もあるが、ガス制度の需要開拓費といった制度も参考にし、類似の制度を導入することも一案ではないか」といった意見もあった。

6. 電力ネットワークのレジリエンス強化

(1) ブラックアウトリスクの定期的な確認プロセスの構築

昨年夏から秋にかけて発生した一連の自然災害を踏まえ、広域機関に設置された第三者検証委員会による北海道エリアにおけるブラックアウトのリスク総点検に加え、電力インフラの総点検として、電力レジリエンスワーキンググループにおいて、各エリアのブラックアウトのリスクについて一般送配電事業者等から報告を受け、審議・評価を実施した。

結果として、東日本エリア、中西日本エリア、沖縄エリアについて、年間を通じた最過酷断面において、北海道胆振東部地震によるブラックアウトと同様の事象である、①最大電源サイトが脱落、②大規模電源サイト等に近接する4回線事故発生の場合においても、今般の事案と同様に周波数低下によっては、必要に応じて運用対策等を実施することにより「ブラックアウトには至らない」ことが確認されている。

他方、設備構成等は隨時変化することから、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、ブラックアウトのリスクを定期的に確認するプロセスを構築することが提言されたところ、本小委員会ではそのプロセスについて議論し、電力インフラの総点検の方法をベースとしつつ、より精度を高めた形でブラックアウトのリスクを確認する観点から、想定される最過酷断面において、①最大電源サイトが脱落した場合、②大規模電源サイト等に近接する4回線事故が発生した場合について、周波数低下によるブラックアウト発生の可能性のみならず、系統安定度（同期安定性）の変化を原因とする周波数低下によるブラックアウト発生の可能性についても確認の対象とすることと整理した。

また、必要と判断される事象については、電力広域的運営推進機関の技術的観点からの協力も得ながら、今冬の需給検証と同時期に第1回目を実施することと整理した。

(2) 災害時における多様な主体の役割分担の在り方

電力レジリエンスワーキンググループにおいて、電力システム改革が進展し、発電・小売分野で多様な主体が参加しつつある中、昨年夏から秋にかけての一連の災害を踏まえ、電力インフラのレジリエンスを強化する観点から、多様な事業者間で災害時の役割分担・連携の在り方について検討をするべきという議論があったところ、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ以降の各事業者（一般送配電事業者、発電事業者等、小売電気事業者）、需要家、及び広域機関に関する検討・議論の進捗状況に加え、制度設計ワーキンググループにおける電力システム改革後の緊急対応態勢（緊急時等における事業者

ごとの責務・役割、事業者間調整等）に関する整理も踏まえた今後の検討及び取組の方向性・在り方について、以下の通り報告・整理した。

①一般送配電事業者の役割について

一般送配電事業者においては、昨年夏から秋にかけての一連の災害から得られた反省や教訓を踏まえ、電力レジリエンスワーキンググループ中間とりまとめに基づき、迅速な情報発信や停電の早期復旧対応のための体制強化等について、電力安全小委員会において以下のような対策を進めていくことと整理されている。

【国民への迅速かつ正確な情報発信に関する対策例】

- 復旧見込みを1日以内、詳細なエリア停電原因と復旧進捗状況を2～3日以内に発信する体制の構築
- 災害時におけるHPへのアクセス集中を見越したサーバー強化とサーバーダウン時のバックアップ体制の構築
- 他電力との協業や他部門とのコールセンター業務の集約による災害時におけるコールセンターの体制の強化
- HP上での復旧作業ステータス及び停電戸数の表示システムの精緻化

【停電の早期復旧対応に関する対策例】

- 発災時に他エリアへの電源車派遣を迅速に行う体制の構築や人材・資機材等の支援の受け入れ体制の強化
- 復旧作業に必要な災害時を想定した資材融通情報伝達訓練の実施、設備施設復旧マニュアルの共有
- 道路関係機関や重要インフラ事業者・自治体に対する多様な連絡体制の整理・再構築

こうした一定の整理が既になされていることを踏まえ、一般送配電事業者については前述の具体化されたアクションについて着実に取り組むとともに、取組を進める中で新たに発生する課題等に対して迅速なPDCAサイクルを回していくこととした¹⁴。

¹⁴ 委員から、災害復旧対応時の取組については社会的責任を果たす等の観点から2020年の送配電部門の法的分離後も親会社と連携して対応することが重要であるといった意見があった。

また、復旧の妨げとなる倒木等の撤去を円滑化すべく、経済産業省より自治体と電力会社が締結する協定の記載例等を提示し、事前体制の整備を求めるとともに、自治体との連絡体制の構築やリエゾンの派遣等についても併せて要請したところ¹⁵。

加えて、災害等により停電が発生した際には、需要家のみならず、需要家からの問い合わせ対応等を行う小売事業者が状況把握のために最新の情報を迅速かつ容易に取得できる体制をあらかじめ構築しておくことが極めて重要となる。この点、必要な費用が回収されることを前提に、一般送配電事業者からの災害時におけるプッシュ型の情報発信についても併せて検討を進めていくこととした。

②発電事業者の役割について

発電事業者については、北海道胆振東部地震において、法的強制力のない政府からの要請に基づき自家発電の焚き増し等を実施し、供給力の回復に一定の貢献がなされたと評価された。

他方、緊急時の焚き増し等の費用精算については、現状明確なルールは無く、事後的に一般送配電事業者と自家発事業者等が協議の上で事後精算する形が取られていたところ、今後、その費用の合理性を担保し、発電事業者等との手続を迅速化するため、後述するインバランス料金の考え方との整合性も確保しながら、合理的な精算が行われる仕組みを検討することが必要である。

また、発電事業者等については、電気事業法上、発電設備に火災が発生するなど保安上の非常事態が生じた場合には、復旧対応を行う旨の規定が整備されているが、災害等による需給ひつ迫時において、安定供給の観点から同様の復旧対応を行うことは必ずしも求められていない。

他方、他の委員会等において、2021年度以降の新たなインバランス料金制度の一環として、需給ひつ迫時などネットワーク全体のリスクの増大に対応する社会的コスト等をインバランス料金に反映させる仕組みについて、現在、詳細検討が行われているところである。

今後は、安定供給の観点から、価格シグナルを活用した上記の新たなインバランス料金制度の検討を進めることに加え、災害時において様々な電源が、設備の被害状況等について適切に関係者に情報共有を行うとともに、一般送配電事業者とも連携しつつ、最大限迅速な復旧に取り組むことを促す仕組みを検討することとした。

¹⁵ 検討段階において、オブザーバーから、「災害時の道路啓開については要員に限りがある中で電力設備の復旧に注力する必要があるが、実際に作業する方のモチベーション、メンタリティの維持・向上についても考えていく必要がある。台風や災害時の事故復旧においては、電力設備の復旧に注力する必要がある。」「災害時の道路啓開については、自治体や道路管理者の側で速やかに行って頂ける体制を構築して頂きたい。そこに対して国が支援するという形があれば有難い。」といった意見があった。

また、再生可能エネルギーについては、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめも踏まえ、広域機関において、大規模電源脱落等による周波数低下時の一斉解列を避けるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しが行われ、今後、系統連系技術要件に反映することとされているなど一定の整理がなされている。また、系統ワーキンググループ等においても、今後の再生可能エネルギー主力電源化に向けて、グリッドコードの整備に関する具体的な検討を進めているところ、レジリエンス強化の観点から引き続きこうした取組を進めることとした。

③小売電気事業者の役割について

昨年夏から秋にかけてした一連の災害時においては、停電原因や復旧見込みといった需要家が必要とする情報について、その発信元である一般送配電事業者がアクセス過多によるサーバーダウン等により、適切に小売電気事業者に情報の提供を行うことが困難な状況にあった。

こうした課題を踏まえ、前述の通り、一般送配電事業者は情報発信の体制強化に取り組んでいるところであり、こうした取組を通じて、状況把握のために需要家や小売電気事業者が必要とする情報を一般送配電事業者がプッシュ型で情報発信することは極めて重要である。

このような取組を通じて、昨年夏から秋にかけての一連の災害時に発生した状況は改善されるものと見込まれるが、より効率的かつ迅速に情報発信を行う観点から、小売電気事業者からも積極的かつ適切な情報提供を行うための方策（例：一般送配電事業者と連携等も含めた災害時の問い合わせ対応に関する訓練の実施等）について検討を行うこととした。

また、小売電気事業者は、電気事業法に基づき供給力確保義務を負っているところ、災害発生時等の需給ひっ迫時においても、DRによる需要抑制を含め達成手段は各事業者により異なり得るが、必要な供給力を確保する義務は引き続き存在することとなる。この点、他の委員会等において、卸電力取引市場の継続・停止の条件や、2021年度以降の需給ひっ迫時など需給状況に応じて需給調整が一層図られる適切なインバランス料金の在り方についても検討が進められているところ、需給調整が図られる蓋然性を高めるべく、更なる検討を進めることとした。

④広域機関の役割について

広域機関では、昨年9月の北海道胆振東部地震によるブラックアウト等を踏まえ、実効性向上の観点から、以下の通り防災業務計画の見直しの検討が進められてきた。

【情報収集・発信体制の強化】

i) 災害時に備えた必要情報のデータベース化（災害発生前の事前準備）

従来、広域機関では会員に対して、災害発生時に必要となると考えられる資機材等の情報については、広域機関の防災業務計画に定められた様式により、年1回の紙資料での提出を求めてきた。

今後は、当該様式を廃止し、必要に応じた情報収集を柔軟に行うことを可能にするとともに、情報収集の専用HPを構築し、そこから提出された情報（例：資機材等の保有状況、災害対応のための人員の状況、緊急時連絡先）を迅速にデータベース化し、平時から国にも情報共有を行うことを可能にする。

ii) 国の災害情報取りまとめへの協力（災害発生後の対応）

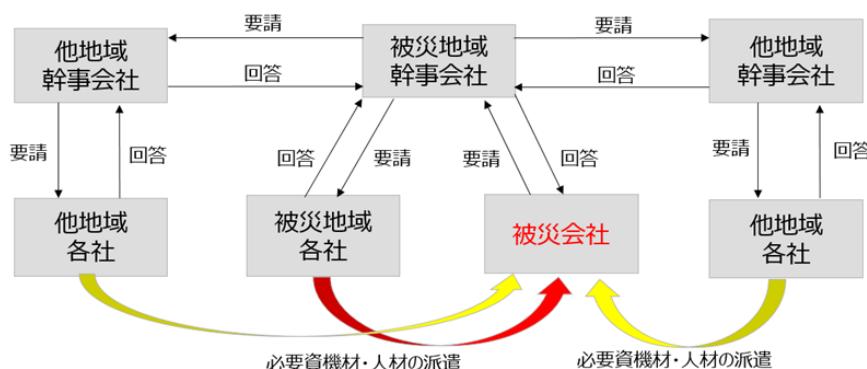
広域機関では、災害発生時にその状況に応じて必要な情報を収集し、経済産業大臣に報告することとされており、昨今の災害発生時においては、当該情報をもとに国が広域的な災害情報についての情報発信を行う対応がなされていた。

この点、災害発生時においては必要な情報やその情勢が刻々と変化するものであり、広域的な災害情報の取りまとめに当たっては、広域機関の継続的かつ迅速な協力体制が必要不可欠であるところ、電力関連の情報に限り、広域機関がその取りまとめに協力することを明記する。

【災害復旧の迅速化】

iii) 一般送配電事業者間の連携体制の明確化（災害発生前の事前準備）

従来、資機材融通・人員派遣については、広域機関の防災業務計画において、各一般送配電事業者から収集した情報を基に広域機関が指示することとされてきたが、一般送配電事業者間で迅速に応援派遣等を要請できるよう、別途、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめも踏まえ、一般送配電事業者間で緊急時における協力体制の整備が進められている。



【図3.2】電力会社間で連携するための既存スキーム

今後、事業者間の連携体制を災害対策基本法において一般送配電事業者が作成することとされている防災業務計画において、現行の各社間連携・協力体制を明確化した上で、これを基本として各社間の資機材融通等を実施するよう整理する。

また、広域機関はその調整状況に関する情報に基づき、必要に応じて指示を行う形で対応する。

iv) 災害発生後の対応における広域機関の技術的助言（災害発生後の対応）

広域機関は電気事業法に基づき、国と密接に連携の上、各地域間の電力融通を指示することができるが、災害発生後の対応等、国と一般送配電事業者間の調整により決定することとされている事項については、広域機関はそのプロセスに関与することが明確化されていない。

例えば計画停電や節電要請については国民の生活に多大な影響を及ぼすため、その実施の判断に当たっては、慎重な検討が必要であるところ、被災地域も含む全国の需給状況を把握し、需給の調整に関する技術的な知見を有する広域機関の意見は実施を検討するに当たって極めて重要である。

このため、今後は災害発生後の対応を国と一般送配電事業者が協議するに当たって、国からの要請に応じて広域機関が技術的な観点から助言を行うことを可能にする。

こうした見直し内容については、本小委員会において、広域機関の防災業務計画の実行性向上を図る観点から適切であると評価され、まずは今後、広域機関において防災業務計画の変更を速やかに行い、広域機関及び会員（電気事業者）が防災業務計画に従って着実に取り組んでいくとともに、取組を進める中で新たに発生する課題等に対して迅速なPDCAサイクルを回していくこととした。

この整理を踏まえ、2019年7月17日付けで防災業務計画の変更が行われ、災害対策基本法に基づき、同日付けで経済産業大臣を経由して内閣総理大臣へ報告された。

⑤需要家の役割について

需要家において、例えば北海道では冬季における電力需給対策として無理のない範囲での節電への協力を含め、平常時においても省エネに御協力いただいているところである。

また、災害時においては、まずは供給サイドで電力ネットワークの早期復旧に最大限努めるべきであり、その中で、需要家においても、DRの発動等に対応する形で

貢献いただくこととなる。その上で、復旧作業の長期化等により、なお供給力が不足する場合には、節電要請等、需要家に幅広く御協力いただく可能性もある。

実際、北海道胆振東部地震においては、家庭・業務・産業の各部門に対して平時と比較して2割の節電要請に対して真摯に取り組んでいただくとともに、自家発電設備の稼働、個別の需要抑制等の需給逼迫緩和のための取組に御協力いただいた。

また、一部の電力会社からは、停電情報をピンポイントで確認できるだけでなく、需要家側から電力設備の被害情報を画像付きで電力会社に送付できるアプリがリリースされており、需要家からの災害情報の積極的な取得と併せて、こうしたアプリ等を通じて可能な範囲での情報提供が期待される。

こうした取組を含め、災害時においても、需要家が引き続き一定の役割を担うことが重要と考えられる。

(3) 無電柱化の推進

電力の安定供給の観点からも無電柱化の推進は重要である。現在、「無電柱化推進計画」の策定（2018年4月）、「防災・減災、国土強靭化のための3か年緊急対策」の閣議決定（2018年12月）により、整備距離について、これまでにない高い目標が掲げられているところである。

この目標達成のために、「敷設コストが高い（総工事費 約5.3億円/km¹⁶）」「工期が長い（設計から工事完了まで約7年）」といった課題¹⁷への対応は必要であり、現在、コスト低減に資する工法手法の調査・実証、道路工事に係る規制の合理化などについて国土交通省や経済産業省などで検討が進められている。

こうした中で、これまでに実施された個別の無電柱化工事の中でも、コスト削減・工期短縮の様々な工夫をした例があることから、このような既に実現可能な工夫を、他の地域へ横展開することを目的とし、ベストプラクティス集を、今年中を目途に作成し、関係者間で共有していく方針が確認された。

また、電線管理者が道路管理者に毎年支払う必要がある道路占用料について、直轄国道においては、無電柱化に伴う減額措置が実施されているところ、地方自治体が管理する道路でも同様な措置を実施することにより、無電柱化の推進に寄与することを確認した。

¹⁶ 出所 第2回無電柱化推進あり方検討会 参考資料1

¹⁷ 委員から、無電柱化の作業を夜の一定時間だけ行い、作業後埋め戻す進め方は、住民に配慮した方法ではある一方、工事時間が短い上に、国民に負担が大きくなるため、自治体が地域住民に理解を求めるることは必要だが、国も無電柱化推進に当たりリーダーシップを発揮していただきたいといった意見があった。



【図3-3】無電柱化の推進に向けた取組

占用料の減額

- 直轄国道では、電線を地中化する場合の電線、変圧器に対し、占用料の減額措置を実施
 - ※ ○電線 8／10 *電線共同溝に収容する場合。
 - 変圧器 1／9

<参考>架空方式と地中化(電線共同溝)方式の比較(3km道路に電線を5条占用する場合)

1. 架空方式(第1級地)

$$2,400\text{円} \times (3,000\text{m} / 30\text{m}) = 240,000\text{円} \cdots ① <\text{約}80,000\text{円}/\text{km}>$$

※ 電柱が30m間隔で設置されていると想定、第2種電柱

2. 地中化方式(第1級地)

$$\begin{aligned} \text{電線} &\cdots (8\text{円} \times 8/10) \times 3,000\text{m} \times 5\text{条} = 96,000\text{円} \\ \text{変圧器} &\cdots (1,400\text{円} \times 1/9) \times 60\text{個} = 9,333\text{円} \\ \text{合計} &\cdots 96,000\text{円} + 9,333\text{円} = 105,333\text{円} \cdots ② <\text{約}35,111\text{円}/\text{km}> \end{aligned}$$

※ 変圧器は50mに1個設置と想定

$$\text{減額効果} : 1 - (② / ①) = 56.1\%$$

(出所) 第7回 無電柱化推進のあり方検討委員会
(平成29年8月2日) 参考2

【図3-4】直轄国道における占用料の減額

7. 今後の検討に向けて

本小委員会においては、これまで約半年間にわたり、再エネの大量導入、レジリエンスの強化、デジタル化の推進といった多様な観点から、主に電力ネットワーク政策について議論を行ってきた。こうした議論において、電力ネットワーク政策は発電事業と小売電気事業という競争が活性化していく分野をつなぐという特性上、2020年4月の送配電部門の法的分離のその先を見据えると、より高いレベルの中立性を求められることが改めて確認された。加えて、需要が不透明化していく中、より高いレベルの3Eの実現に向けた次世代型のネットワークへの転換が必要な現状を踏まえ、国民負担を抑制しつつ、電力ネットワークの過少投資問題を回避・解決していくことが必要であるとされた。

こうした認識の下、本小委員会においては、発電コストとネットワークコストを合計したトータルコストの最小化を目指すという基本的な方針を確認しつつ、次世代ネットワークへの転換に必要な系統形成ルールの在り方について議論を行うとともに、一般送配電事業者に必要な投資を促すための託送制度改革について一定の方向性について合意を得た。

これらの議論を通じて、浮き彫りになってきた方向性として、電力ネットワーク事業者は、今後、「単に中立的であるためルールを遵守する受動的な主体」となるべきではなく、「3Eをより高いレベルで実現するため自ら行動を起こす能動的な主体」として役割を果たすことが求められる。本小委員会における、系統形成ルールや災害時の役割分担も同様であり、託送制度の改革の方向性についてもこうした転換を促すという文脈の中でとらえることもできる。

本小委員会においては、これまで主に電力ネットワーク政策を中心に議論を行ってきたところであるが、今後の再エネの主力電源化・あるいはパリ協定を踏まえたCO2排出量の削減といった電力システムの全体の改革を通じて実現していく目標に向けては、本小委員会で議論した電力ネットワーク政策のみならず、FIT制度を含む電源側の政策などとも一體的に検討していくことが必須となる。このため、本小委員会においてこれまで議論してきた政策の方向性について中間的に整理し、他の審議会等へも報告・連携することで、エネルギー政策全体と整合性を確保しつつ、更なる検討を進めることを目的としてここに中間整理を行った。引き続き総合的な政策パッケージの中で、全体の整合性を確保しつつ、改革の方向性を示していく必要がある。

また、本小委員会においてはこれまで、基本的な方向性について議論を行ってきたが、詳細な論点については引き続き議論すべき点が多いため、今後も適切な場で集中的に議論を継続し、具体的な制度化につなげていくことが必要である。

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会
委員等名簿

※五十音順、敬称略、◎は委員長、○は委員長代理

(委員)

秋池 玲子	ボストン・コンサルティング・グループ シニア・パートナー&マネージング・ディレクター
市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所 カウンセル 弁護士
大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
○大山 力	横浜国立大学大学院工学研究院 教授
小野 透	日本経済団体連合会資源・エネルギー対策委員会企画部会長代行
草薙 真一	兵庫県立大学 国際商経学部 教授
新川 麻	西村あさひ法律事務所 パートナー
高村 ゆかり	東京大学未来ビジョン研究センター 教授
辰巳 菊子	日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 常任顧問
田中 謙司	東京大学大学院工学系研究科 准教授
永田 高士	デロイト トーマツ グループ CEO
林 泰弘	早稲田大学大学院先進理工学研究科 教授
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
◎山地 憲治	地球環境産業技術研究機構(RITE)副理事長・研究所長

(オブザーバー:肩書は議論の時点)

石山 一弘	東北電力株式会社 常務執行役員 企画部長
岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長
川越 祐司	株式会社エネット 代表取締役社長
菅野 等	電源開発株式会社 取締役常務執行役員
佐藤 悅緒	電力広域的運営推進機関 理事・事務局長(第5回まで) 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長(第6回)
藤井 裕	北海道電力株式会社 取締役副社長 送配電カンパニー社長(第3回)
白銀 隆之	関西電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 企画部 担任
鈴木 和夫	一般社団法人 日本風力発電協会 副代表理事
都築 直史	電力・ガス取引監視等委員会 総務課長(第5回まで) 電力広域的運営推進機関 事務局長(第6回)
山田 竜也	株式会社日立製作所 次世代エネルギー協創事業統括本部 戦略企画本部 本部長

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会
開催実績

第1回(2019年2月21日)

- 電力ネットワーク政策に関する基本的な方向性について

第2回(2019年3月26日)

- 電力ネットワーク改革の基本的考え方について

第3回(2019年5月16日)

- 北本連系線等の増強について
- 電力ネットワークの形成及び負担の在り方について

第4回(2019年6月7日)

- 系統形成の在り方について
- 災害を踏まえた電力レジリエンスの強化に向けた取組について

第5回(2019年6月28日)

- 託送制度の在り方について
- 次世代型電力ネットワークへの転換について
- 災害時における需要側の役割について

第6回(2019年7月30日)

- 中間整理(案)について