

次世代電力ネットワークの構築に向けて

2022年10月17日
資源エネルギー庁

はじめに（本日の御議論）

- 8月のGX実行会議において、電力システムが安定供給に資するものとなるよう、制度全体を再点検することが示されたことを受けて、前回（9/15）の本小委員会では、供給力の確保をはじめとした電力システム改革に係る論点について、御議論いただいた。
- このうち、全国の基幹的な送電網の整備やノンファーム型接続の適用拡大など、再エネの大量導入を見据えた電力ネットワークの再構築と運用の高度化（次世代化）については、再エネ大量小委を中心に検討が進められてきている。
- 本日は、安定供給確保に向けた全国大での広域運用の更なる促進に向けて、自由化の下での送配電事業の変化及び次世代電力ネットワーク構築の進捗状況を御報告の上、今後の費用負担の在り方について、幅広い観点から御議論いただく。

(参考) 再エネ政策の今後の進め方

2022年8月24日
第2回GX実行会議 資料1

～2023春

～2025

2030年

2050年

【次世代ネットワークの構築】

- 北海道等の再エネポテンシャルを活用するための**北海道～本州間の海底直流送電の整備**（200万kW新設）
- **東西の更なる連系**に向けた50/60Hz変換設備の増強(210→300万kW(2027年度))
- 2022年度中に策定予定の**マスタープランに基づく系統整備**（約3.8～4.8兆円：中間整理試算）
- 系統投資に必要な**資金（数兆円規模）の調達環境の整備**

【調整力の確保】

- **定置用蓄電池の導入加速**
 - 低コスト化、DRでの活用、接続ルールの整備等
- **長期脱炭素電源オークション**
 - 蓄電池、揚水、水素等の脱炭素電源に対する投資を促す仕組みの早期具体化
- **水素・アンモニアの活用**
 - 国際水素サプライチェーンの構築
 - 余剰再エネ等を活用した水電解装置による国産水素の製造

①再エネ大量導入
に向けた系統整備/
調整力の確保

【イノベーションの加速】

- **国産 次世代型太陽電池**（ペロブスカイト／屋根や壁面などの有効活用）
 - 実証（2023～）→社会実装（2025～）→早期に大規模活用
- **洋上風力**
 - 浮体式大規模実証（2023～）、セントラル方式導入による案件組成（2025～）

太陽光
2030年:104-118GW

洋上風力案件組成
2030年:10GW
2040年:30-45GW

【国産再エネの最大限導入】

- **事業規律の強化**に向けた制度的措置の強化
- 国民負担軽減も見据え、**入札制度の活用・新制度（FIP）の導入**（2022年～）
（FIT/FIP制度に基づく2022年度再エネ買取見込額：4.2兆円）
- **地域と共生した再エネの導入拡大**
 - 公共部門の率先実行：設置可能な建築物等の約50%の導入（6.0GW）
 - 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進（8.2GW）
- **既設再エネ（太陽光約60GW）の最大活用**：増出力・長期運転に向けた追加投資の促進

②国産再エネの 最大限の導入

2030年36～38%実現
(2021年10月閣議決定)

(参考) 電力システムの柔軟性向上のための制度整備

- 自然変動電源の導入拡大に伴い、デジタル技術を組み合わせた蓄電池等の活用や、需給ひっ迫時等に適切な電力融通等を可能とする柔軟な電力システムを構築する必要がある。
- このため、蓄電池の導入促進策や電力系統整備の方針について検討を加速化し、早期具体化を図る。

例.

中長期

<定置用蓄電池の導入促進>

- デジタル技術を通じたDRにおける蓄電池の活用、および従来の自家消費型以上に調整力として活用が期待される定置用蓄電池の導入を支援
- 系統用を含む定置用蓄電池の導入見通し策定
- 大型蓄電池（系統用）を円滑に系統接続できる環境整備
- 自立的な定置用蓄電池導入を目指した市場等の整備・拡大

<電力系統整備の方針>

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化を両立するべく、需要側の動向も踏まえた全国規模の系統整備に関するマスタープラン策定
- マスタープラン等を踏まえた地域間連系線及びエリア内基幹系統の増強と、着実な系統整備に向けた費用回収に係る環境整備
- 北海道～本州をつなぐ海底直流送電の整備に関する計画策定

(参考) 電力システム改革を踏まえた現状の課題

第53回 電力・ガス基本政策小委
(2022年9月15日) 資料4-1

- これまで本委員会でも御議論いただいていたが、電力システム改革を踏まえた現状の課題について、御議論いただきたい。

電力システム改革の成果

- **事業者の参入・競争の拡大** (多様なメニューにより需要家の選択肢も拡大)
- **広域的な全国大での電力供給システムの構築** (連系線・周波数変換設備の増強や需給ひっ迫時の地域間融通が実現)

現状の課題

供給力の不足

- ・太陽光発電を中心とする再生可能エネルギーの導入が急速に進むとともに、脱炭素の流れとあいまって、**火力発電所の稼働率が低下**。収益の不確実性が増す中で、既設火力発電所の**休廃止が増加、発電所の新設が停滞**。原子力再稼働の遅れも相まって**供給力が低下**。
- ・発電と小売が分離する中で、**需要の予測と燃料確保を含む供給力確保の一体的な運用が課題**。

カーボンニュートラル(CN)の目標達成と安定供給の両立

- ・CN実現に向けて再生可能エネルギーの導入を進めるにあたり、既存の電力系統では需要地への円滑な送電には制約。全国規模での**送配電網の整備や分散型システムの導入が必須**。
- ・**再生可能エネルギーの出力変動に対応しつつ、需給バランスを維持するための調整力が不可欠**。一方で、既存の蓄電池などは十分でなく、現在、主要な調整力となっている火力発電所は減少する傾向。

小売料金・サービスのボラティリティ顕在化

- ・自由化に伴い卸電力市場が拡大し、**新規参入を後押し**。他方、昨年1月の需給逼迫や昨年来の燃料価格高騰に伴う市場価格高騰により、自由化に伴うボラティリティが顕在化し、**小売電気事業からの撤退や中途解約が発生**。
- ・料金についても、燃料価格にあわせて価格上昇が発生。**市場連動型の料金のみの新規受付等、需要家が高騰が続く電気料金に直面**。

- 課題の整理を踏まえ、今後の方向性と対応案について、御議論いただきたい。

電力システム改革での現状の課題を踏まえ、GX追求の中で、より強靱で安定的なエネルギー供給システムをデザインし、円滑にトランジションしていく。

安定供給に必要な供給力の確保

- 既設電源の維持・拡大 : 容量市場の着実な運用、災害等に備えた予備電源の確保、重要性の高い電源の明確化、原子力発電所の再稼働の加速
- 燃料の管理強化 : 燃料の調達、融通、管理の強化
- 電源新設の拡大 : 長期脱炭素電源オークションの導入
- 需給管理の強化 : 供給力管理システム、需要予測の高度化

CN実現のための、送配電網のバージョンアップ、脱炭素電源の導入推進

- 調整力の拡大 : 揚水発電の維持・強化、系統用蓄電池等の分散型電源の活用
- 次世代ネットワーク構築 : 再エネの大量導入を見据えた電力ネットワークの再構築と運用の高度化
- 分散型システム導入 : 分散型・低圧リソース（再エネ、蓄電池、DR等）の活用による効率化・強靱化
- 脱炭素電源投資 : 長期脱炭素電源オークションの導入、原子力発電所の再稼働の加速(再掲)

需要家保護のための小売電気事業の在り方の再設計

- サービスの安定化と競争の在り方 : 小売電気事業者に対する登録審査・モニタリング・撤退時の規律の強化
- 料金水準の安定化 : 選択の幅がある料金メニューの在り方含め更なる競争活性化の在り方
- 料金水準の安定化 : 著しい調達コスト上昇の抑制につながるインバランス料金制度の運用
- 卸電力市場と需給調整市場の取引最適化（電源アクセス向上等）

1. 電力自由化と送配電事業の変化

2. 次世代電力ネットワークの構築

3. 送配電関連の費用負担の在り方

送配電事業の変化

- 電力システム改革により、中立的な送配電ネットワークの構築と広域的な電力供給を進めるべく、電力広域的運営推進機関の創設（2015年4月）、送配電部門の法的分離（2020年4月）などを進めてきた。
- この成果として、地域間連系線・周波数変換設備の増強や需給ひっ迫時の地域間融通などが進んできた。
- 引き続き安定供給の確保は大前提であり、周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。
- そのため、これまでに調整力公募の実施や需給調整市場の開設による調整力の確保、kW/kWh公募の実施などを進めてきた。
- 加えて、卸電力市場価格の高騰に伴い、相対的に割安となった一般送配電事業者が行う最終保障供給の利用が急増している。
- 更には、脱炭素化の流れが加速する中で、再エネ大量導入を支える系統整備や調整力の確保などもますます重要となる。また、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新や災害激甚化への対応も不可欠である。
- こうした事業環境の変化に対応し、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制しつつ、安定供給の確保に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

(参考) 自由化以降の取組と課題 (送配電)

- 小売全面自由化以降、送配電事業は従来型の規制を存置し、許可制とするとともに、日本全国大での効率的な運用・設備形成を行うために、電力広域的運営推進機関の設立や、需給調整市場の導入などの取組を進めてきた。
- カーボンニュートラルの実現に向け、再生可能エネルギーの導入を進めるにあたり、既存の電力系等では需要地への円滑な送電には制約がある。そのため、これまでに全国大での広域連系システムの形成を計画的に進めるためのマスタープランの中間整理や日本版コネクト&マネージの取組などを行ってきたが、今後も、再生可能エネルギーの大量導入を見据えた電力ネットワークの再構築や分散型システムの導入などを進めていく。
- また、出力が変動する再生可能エネルギーの導入に伴い、調整力や慣性力等の確保が課題となっており、電力ネットワークの整備等とあわせて、費用回収を支える制度的な対応に向けた検討を進めていく。

既に講じた主な取組

- ・電力広域的運営推進機関の設立 (2015)
- ・需給調整市場の導入
- ・送配電部門の法的分離 (2020)
- ・マスタープランの中間整理 (2021)
- ・日本版コネクト&マネージ (2018~)
- ・レベニューキャップ制度の導入 (2023)
- ・配電・アグリゲーターライセンスの創設 (2022)

(参考) 電力システム改革 (第五次制度改革) の全体像

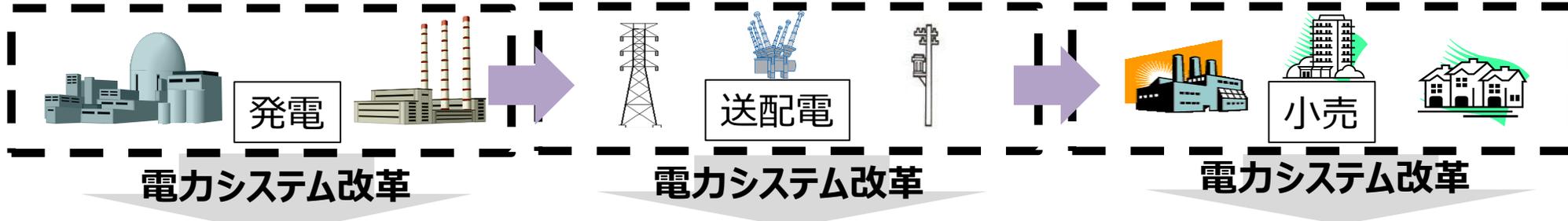
第53回 電力・ガス基本政策小委員会
(2022年9月15日) 資料4-1

①安定供給の確保②電気料金の最大限の抑制③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大等を目的に、1995年以降、段階的に電力システム改革を実施。

- 送配電事業 → 従来型の規制存置 (許可制、地域独占、総括原価、需給調整責任)
- 小売事業 → 自由化 (登録制、供給力確保義務) + 電取委※を通じた適正な競争の確保
- 発電事業 → 自由化 (届出制、経産大臣の供給命令に従う義務) + 供給計画を通じた供給力全体の管理

※電力・ガス取引
監視等委員会

地域独占電気事業者 (戦後～10社)



自由化

発電事業者 (届出制)

1995年 発電部門自由化

様々な事業者が参入 (1055者)

- ・日本製鉄
- ・ENEOS
- ・王子製紙
- ・宇部興産
- ・住友大阪セメント
- ・JR東日本 等

規制

送配電事業者 (許可制)

2015年 電力広域的運営推進
機関創設

2020年 発送電分離

全国的な連携を強化
送配電部門の規制は存続

自由化

小売電気事業者 (登録制)

2000～04年部分自由化・範囲拡大
※特別高圧→高圧
2016年 全面自由化 (家庭など)

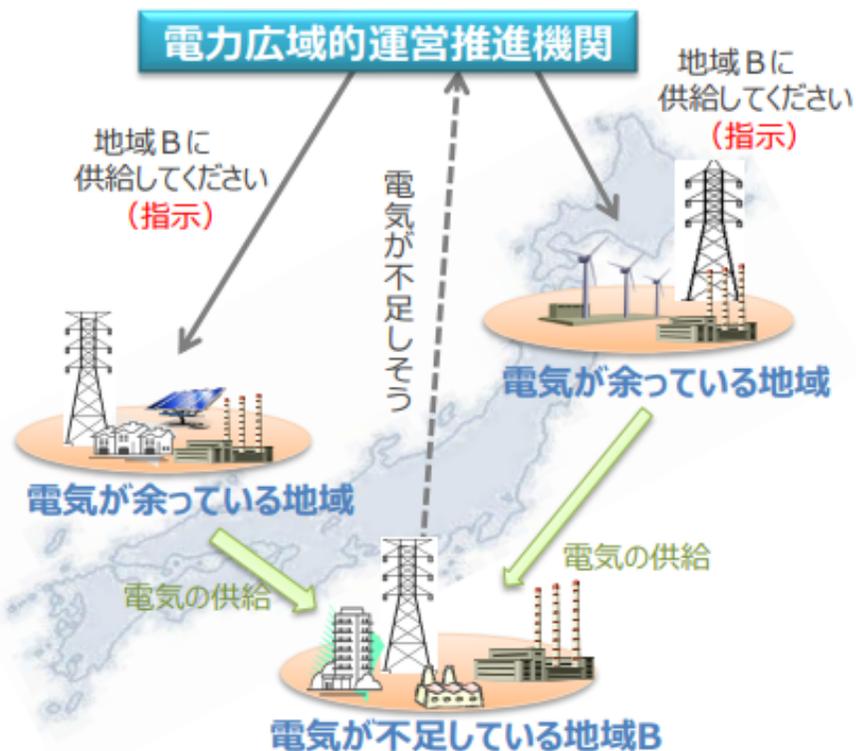
様々な事業者が参入 (736者)

- ・東京ガス
- ・ENEOS
- ・Eネット(NTT)
- ・JCOM (CATV)
- ・大和ハウス
- ・UPDATER 等

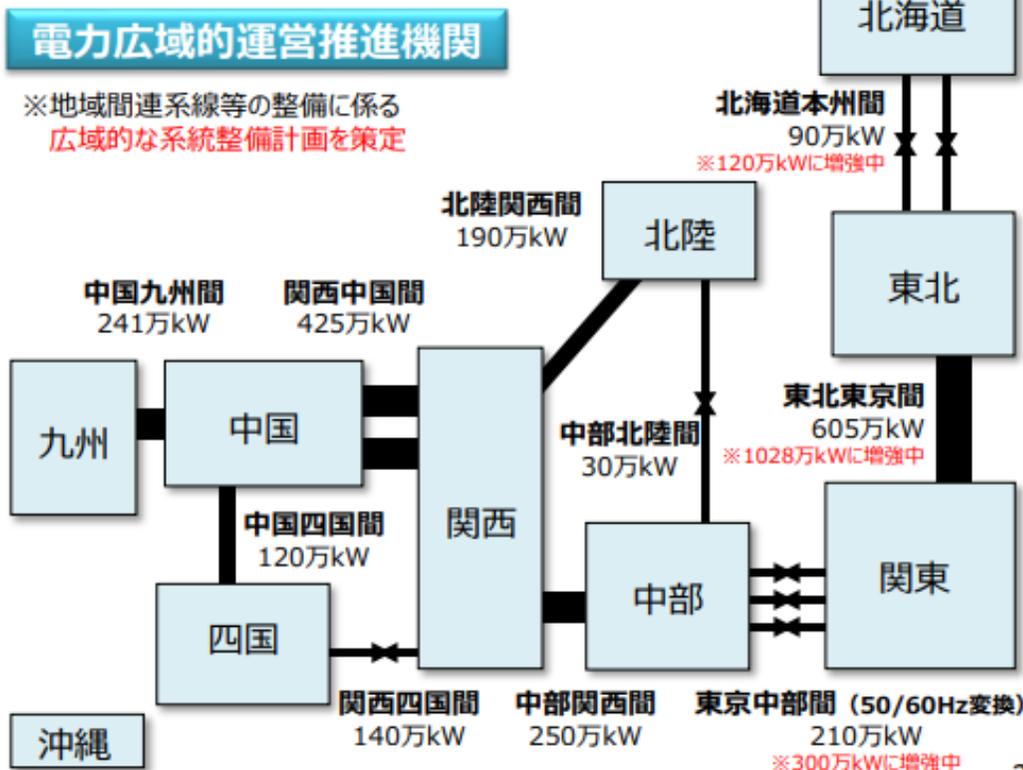
(参考) 広域的な需給調整、系統形成

- 送配電事業についても、地域単位での管理から**日本全国大で効率的な運用・設備形成**を行う方向に転換。司令塔として、2015年に**電力広域的運営推進機関**を創設。
- ①**需給ひっ迫時における地域間の需給調整**、②**地域間連系線等の増強の推進**を通じ、全国大での効率的な電力流通の実現を目指す。

① 地域間の需給調整



② 地域間連系線の整備



(参考) 送配電事業を取り巻く環境変化

- 2016年の小売全面自由化以来、全国10エリアで送配電事業を営む一般送配電事業者は、電気事業法に基づき、各エリアの安定供給の中核を担ってきた。
- また、近年、脱炭素化の流れが加速化する中、再エネ電源の接続を速やかに進めるとともに、再エネの自然変動に対して周波数を維持し安定供給を実現する、重要な役割を担っている。
- そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきた。また、2021年4月よりエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト効率化を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した。
- 足下の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により横ばいで推移すると見込まれる一方、再エネ電源の導入拡大やレジリエンス強化に対応するため、送配電網の整備・強化が必要となっている。加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新も重要となる。
- こうした事業環境の変化に対応し、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネの導入拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

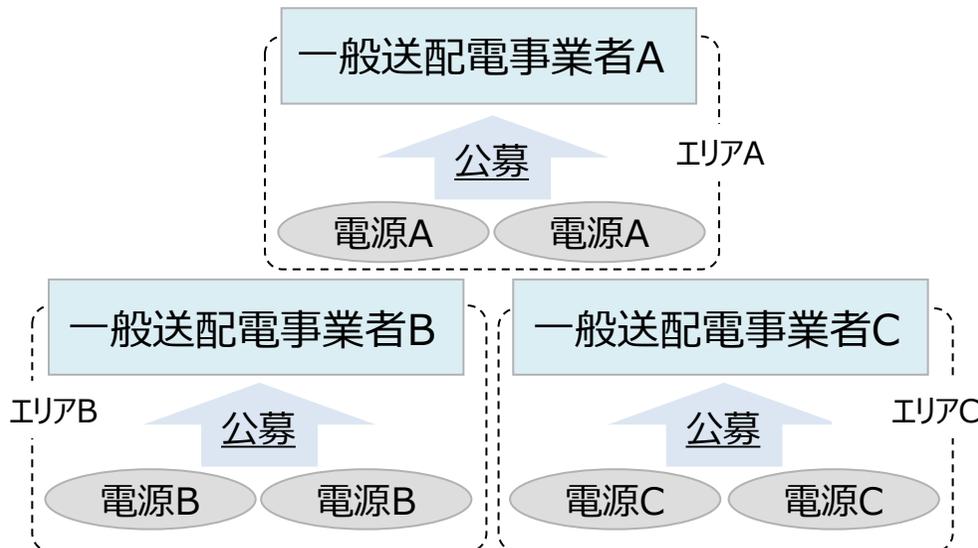
(参考) 調整力公募から需給調整市場へ

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月よりエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入予定。

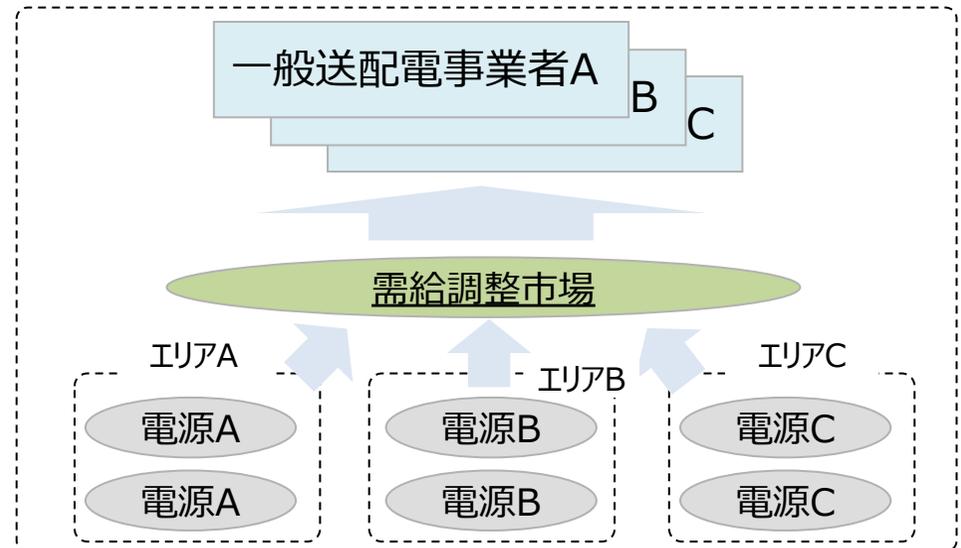
需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者がエリアを超えて市場から調整力を調達



※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

(参考) kW/kWh公募の結果

- 今夏は安定供給に最低限必要な予備率は確保できていたものの、需給両面での不確実性や燃料調達リスクの高まりを踏まえ、2022年度夏季に向けた供給対策として、一般送配電事業者による供給力 (kW) 及び電力量 (kWh) の公募を実施した。
- kW公募では135.7万kWが落札、kWh公募では9.3億kWhが落札した。

<kW公募落札結果>

○対象エリア

北海道・沖縄を除く全国8エリア

○スケジュール

5月20日～6月3日

公募要綱の公表・入札募集開始

6月20日 落札結果公表

7月1日 運用開始

	募集量 [万kW]	応札量 [万kW]	落札量 [万kW]	落札案件の 最高額 [円/kW]	落札案件の 加重平均額 [円/kW]
2022年度夏季 kW公募	120.0 (最大140)	145.7 (うちDR 0.4)	135.7 (うちDR 0.4)	13,718	7,761 (DR平均 10,000)

<kWh公募落札結果>

○対象エリア

沖縄を除く全国9エリア

○スケジュール

5月20日～6月3日

公募要綱の公表・入札募集開始

6月17日 落札結果公表

7月1日 運用開始

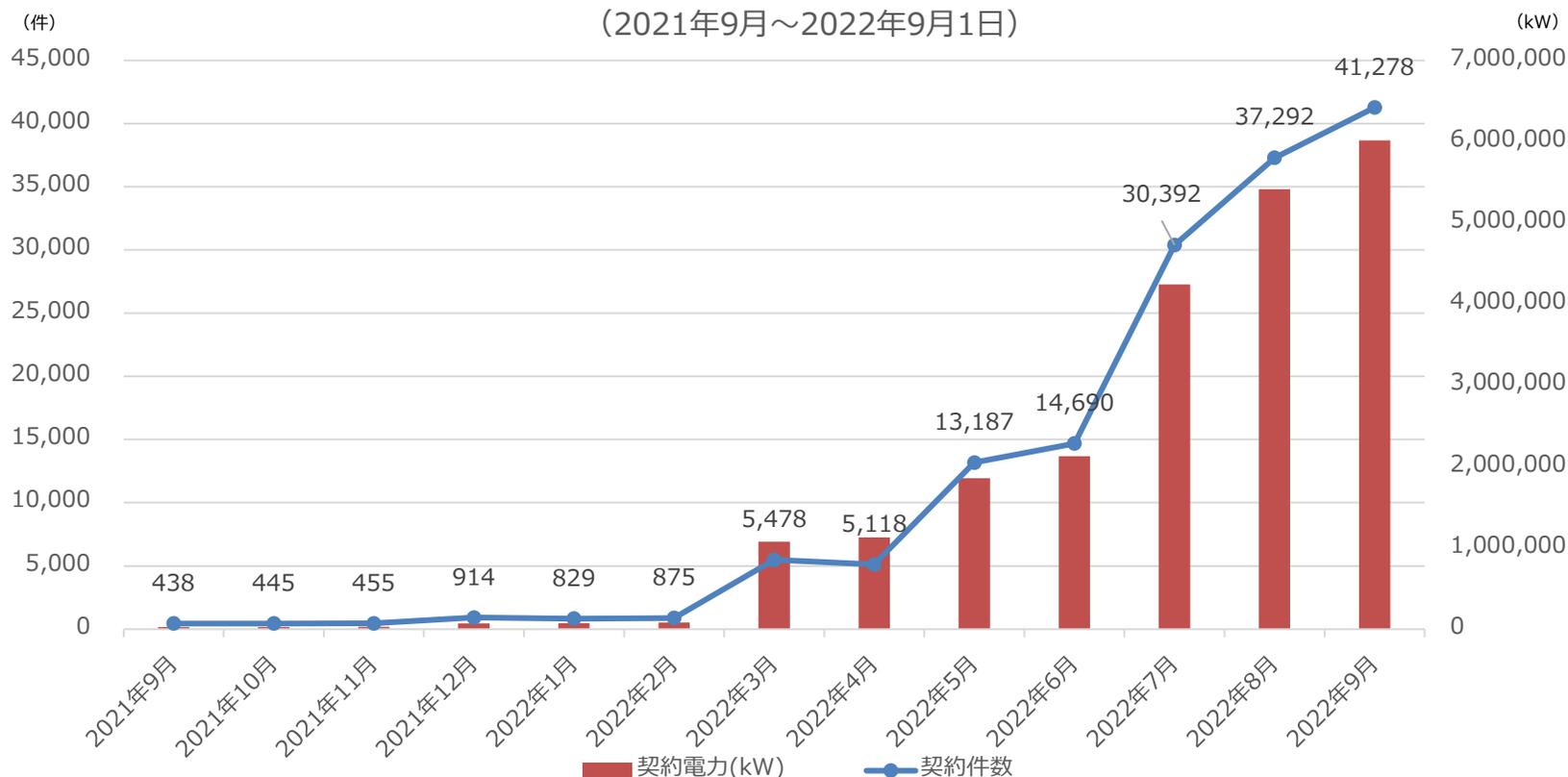
	募集電力量 [億kWh]	応札電力量 [億kWh]	落札電力量 [億kWh]	落札案件の 最高額 [円/kWh]	落札案件の 加重平均額 [円/kWh]
2022年度夏季 kWh公募	10.0	9.3	9.3	36.95	36.04

(参考) 最終保障供給の契約件数の増加

- 3月以降、新電力と契約していた企業等で、**最終保障供給の契約に移行する件数が増大**。
- 燃料価格上昇を受けた電力市場価格の高騰などにより、**撤退する新電力が出現**。また、大手電力（小売）においても、燃料価格高騰により標準メニューでは赤字になることから、新規顧客の受付を停止したため、**大手電力（送配電）の最終保障供給に流入**。

最終保障供給の契約電力及び件数

(2021年9月～2022年9月1日)



※ 2022年9月1日時点。各一般送配電事業者に聴取した契約済件数を基に電力・ガス取引監視等委員会が作成。現在契約手続中の申込みにおける遡り契約の状況等により、変動することもありえる。

1. 電力自由化と送配電事業の変化
- 2. 次世代電力ネットワークの構築**
3. 送配電関連の費用負担の在り方

次世代電力ネットワークの構築

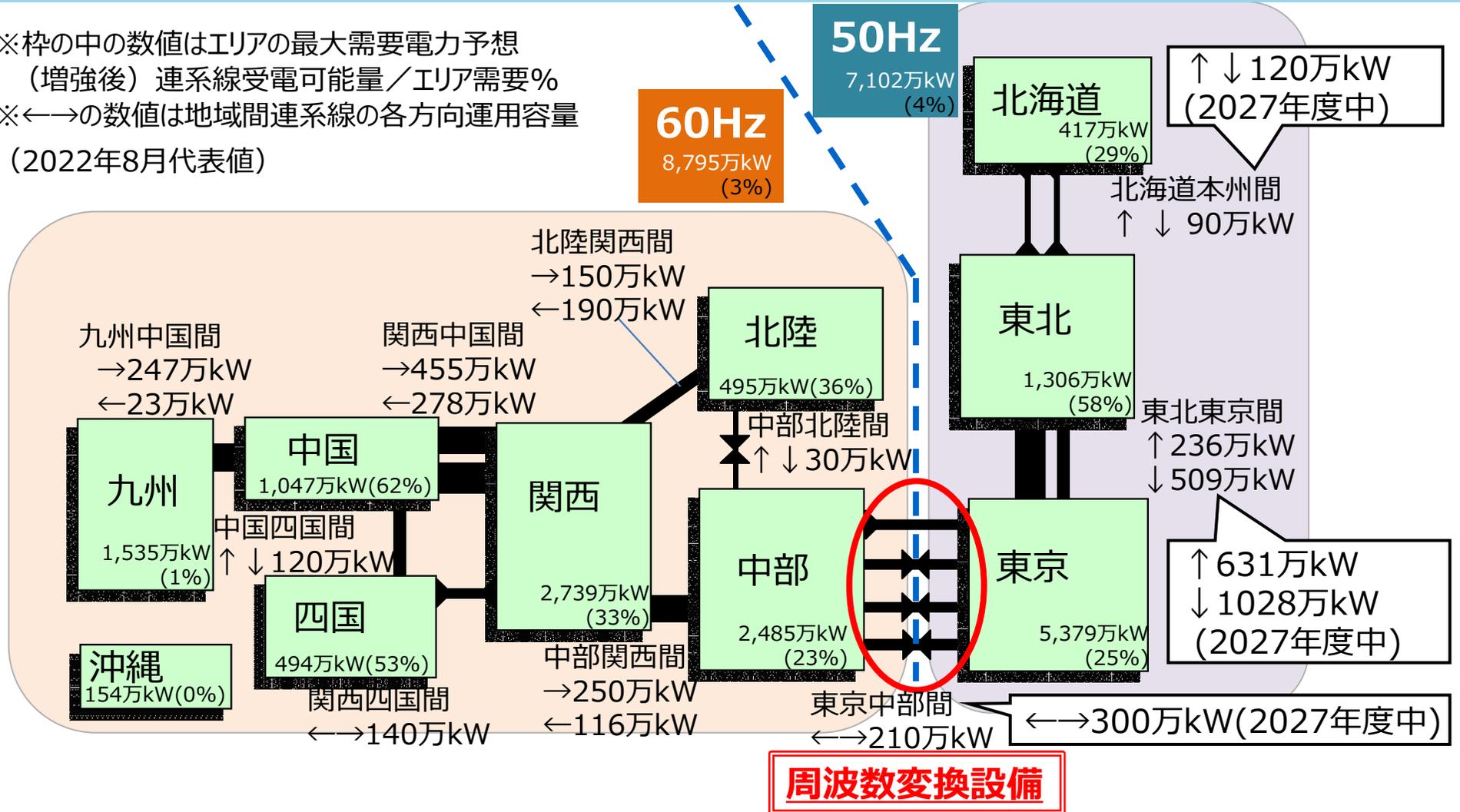
- レジリエンス強化と再エネ導入促進のため、次世代電力ネットワークの構築が不可欠。
- そのため、マスタープランの策定等を通じた系統整備、日本版コネクト&マネージによる既存設備の有効活用やデジタル技術の活用による運用高度化などを進めている。
- 特に、安定供給のためには、エリア間の電力融通を行う地域間連系線が重要な役割を担い、2022年3月や6月の需給ひっ迫時にも最大限活用された。（＝安定供給の効果）
- 加えて、地域間連系線の整備は、全国大の電力流通を促し、各エリア間の市場分断の抑制にも一定の効果があると考えられる。
- 例えば、北本連系線増強（2019年3月）以降の北海道－本州間の分断率、飛騨信濃FCの運開（2021年3月）以降の東京－中部間の分断率は、いずれも減少傾向となっている。（＝効率性向上の効果）
- 今後、安定供給を確保するためにも、地域間連系線の整備はますます重要となる。こうした系統整備を着実かつ迅速に進めるためには、その費用回収・調達環境の整備が重要となる。
- これまでも、その費用負担について全国で支える仕組みを整える等の環境整備を進めてきたが、今後、特に安定供給のために必要な設備等については、より国の関与を強めるなど、検討を進めてはどうか。

(参考) エリア需要規模と地域間連系線

(出所) 第41回再エネ大量導入小委
(2022年4月26日) 資料1

- エリア需要想定と地域間連系線の運用容量 (2022年8月ピーク予想) を比較すると、九州が1%と最も低く (沖縄を除く)、次いで中部(23%)、東京(25%)、北海道(29%)となっている。
- また、東日本(50Hz)と西日本(60Hz)をつなぐ周波数変換設備の運用容量が需要想定に占める比率は、それぞれ4%、3%となっている。

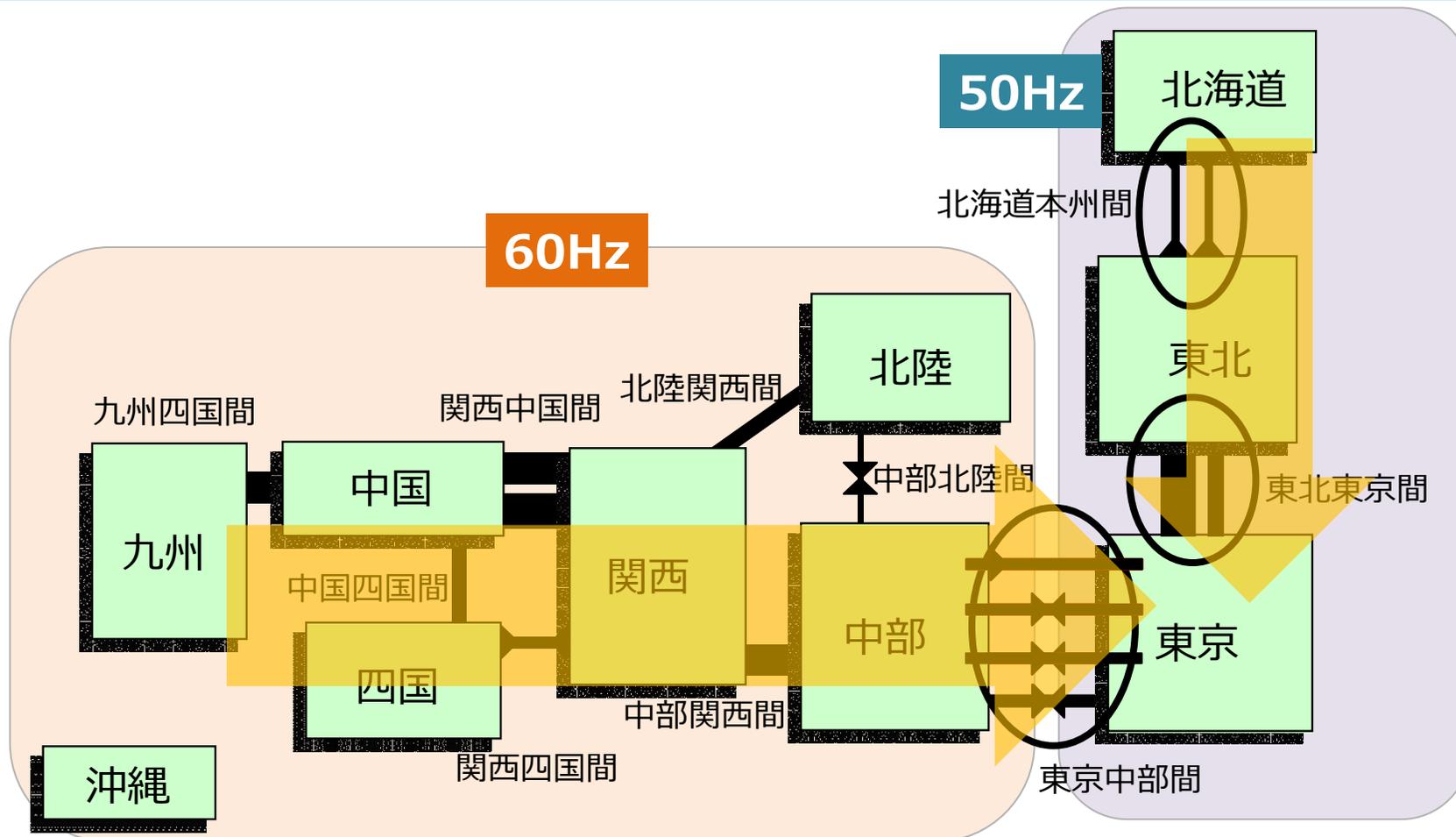
※枠の中の数値はエリアの最大需要電力予想
(増強後) 連系線受電可能量 / エリア需要 %
※←→の数値は地域間連系線の各方向運用容量
(2022年8月代表値)



周波数変換設備

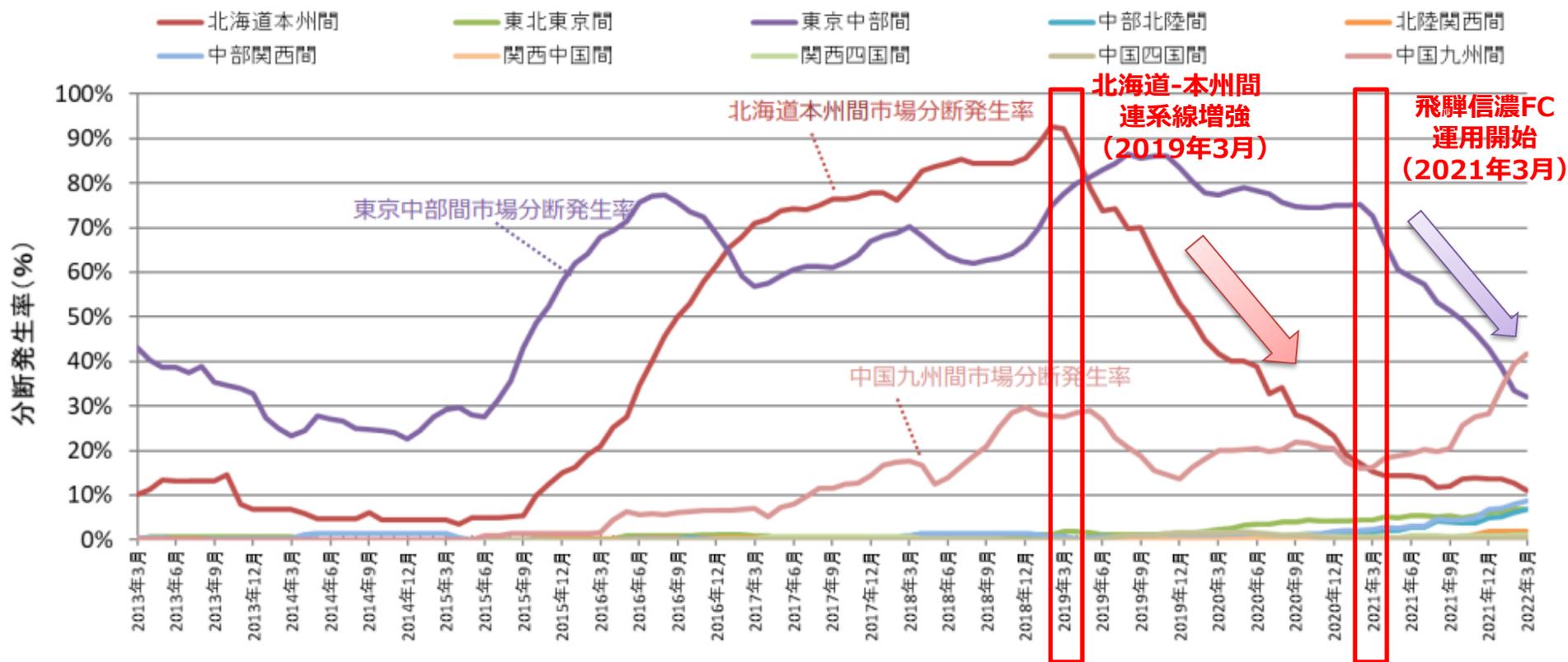
(参考) 2022年3月の需給ひっ迫時の地域間連系線の活用

- 今回、東北・東京エリアの電力需給ひっ迫に対して、沖縄除く各エリアからそれぞれ、地域間連系線を活用して送電を行った。
- 例えば、東京エリアへ送電可能な連系線を最大限利用した。(当日の潮流上限：東北東京間250万キロワット程度、東京中部間180万キロワット程度)



- 北海道本州間連系線、東京中部間連系線、中国九州間連系線は、定常的に市場分断が発生している。
- 北海道本州間、東京中部間の分断率は減少傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向。

スポット市場 月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均) (2013年3月～2022年3月)



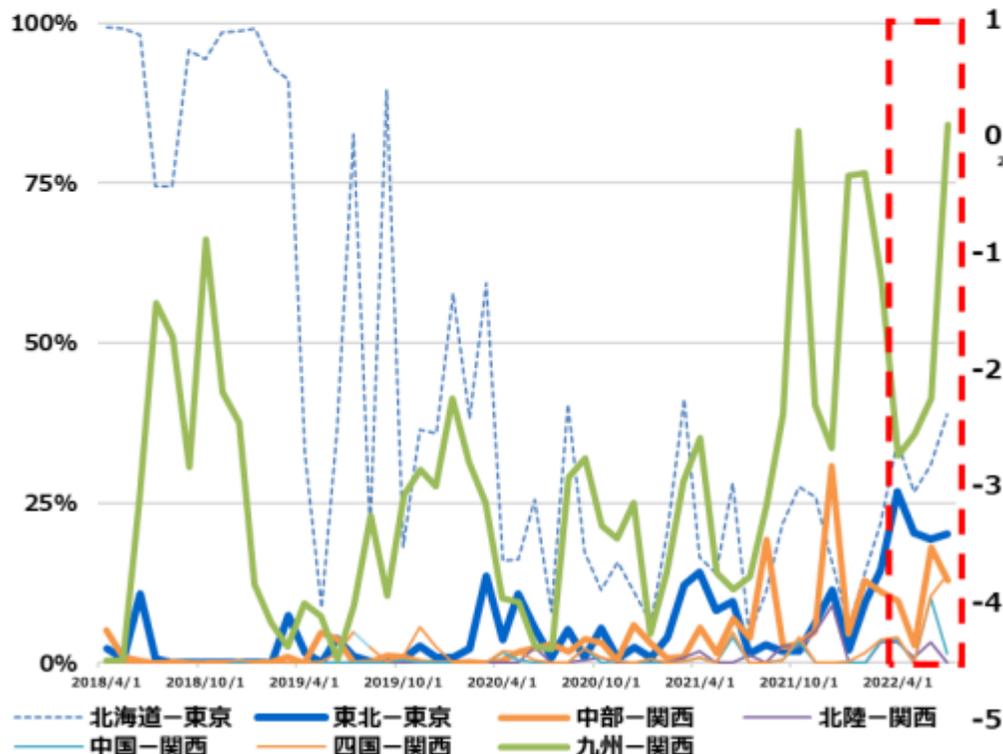
※ 月間分断発生率(12カ月移動平均)：スポット市場における30分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12カ月移動平均値

※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

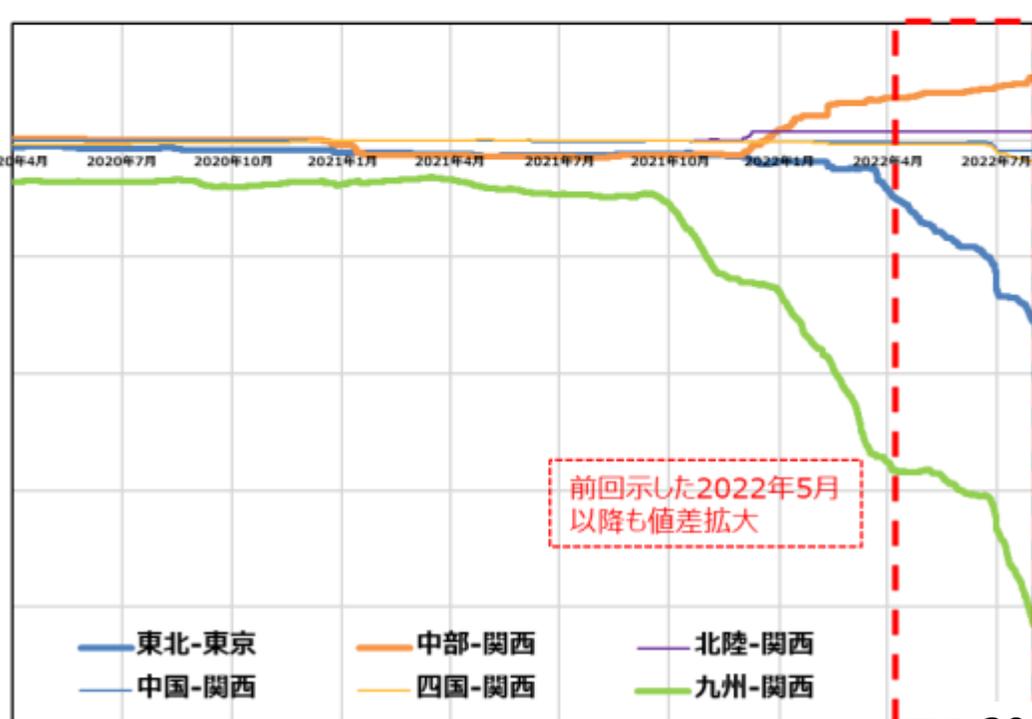
(参考) 更なる値差の拡大状況について

- 2018年以降によるB L市場における分断値差発生率を月毎にプロットしていくと、多くのエリアで分断値差発生率が概ね上昇傾向にあり、一部地域においては80%を超える確率で分断値差が発生している。
- B L市場設計以降**エリア間値差が拡大**し、エリアによってはB L市場での約定価格と約定した電気の清算価格に差が生じ、**B L市場約定価格での受渡しが困難なエリアも生じている。**

【分断値差発生率推移】



【エリアプライス】-【基準エリアプライス】(直近1年の移動平均値)

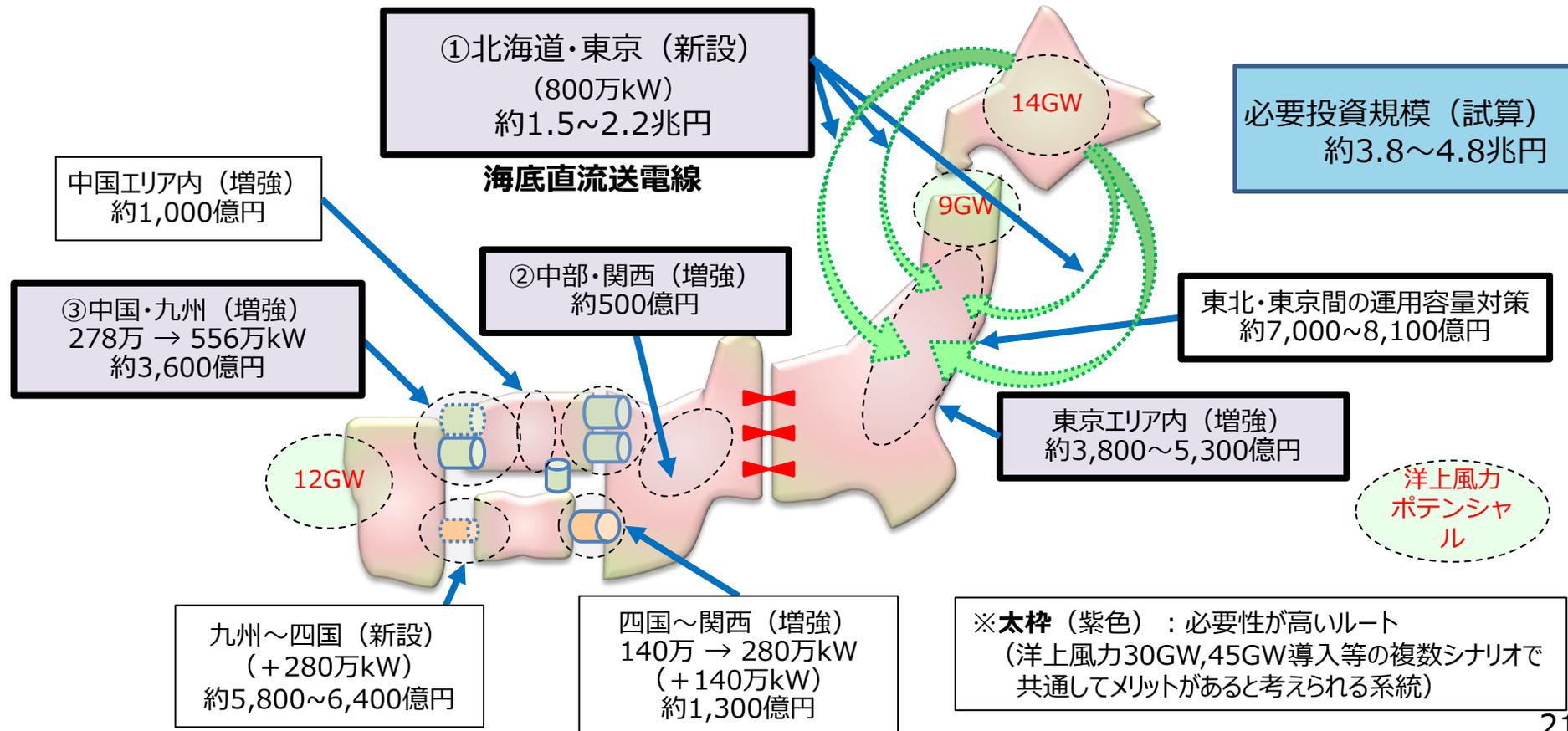


(参考) マスタープランに基づく地域間連系線等の増強

(出所) 第43回再エネ大量導入小委
(2022年7月13日) 資料2

- 再エネの導入拡大やレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系システムの整備を計画的に進めるためのマスタープランについて、中間整理を2021年5月に取りまとめ、2022年度中の完成を目指して検討を進めている。
- 並行して、北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討することとしている。

中間整理の概要 (電源偏在シナリオ4 5 GWの例)



(参考) 東地域の地域間連系線整備計画の策定プロセスに関するスケジュール

- 今後、広域機関において計画策定プロセスを開始する一方で、具体的な整備計画策定に当たっては、現在実施中の海域の実地調査や、多端子技術等の実証結果を踏まえる必要がある。
- このため、今後の検討スケジュールとしては、以下を基本とすることとする。

主な検討事項	2022年度	2023年度	2024年度
国や広域機関の審議会等	国からの要請 計画策定プロセス開始	基本要件の検討 実施案及び実施主体の募集等	発注方法の検討等
事業実現に向けての環境整備	費用回収方法等の検討		
先行利用者との関係等	国による海域実地調査等		実施主体による実地調査等
ケーブルの敷設方法等	国による海域実地調査等 大水深ケーブルの開発等 (NEDO事業)		
既存系統への影響評価等	影響評価		
敷設ルート・設備構成等	既存インフラの活用も含めた検討 多用途多端子技術の開発 (NEDO事業)		

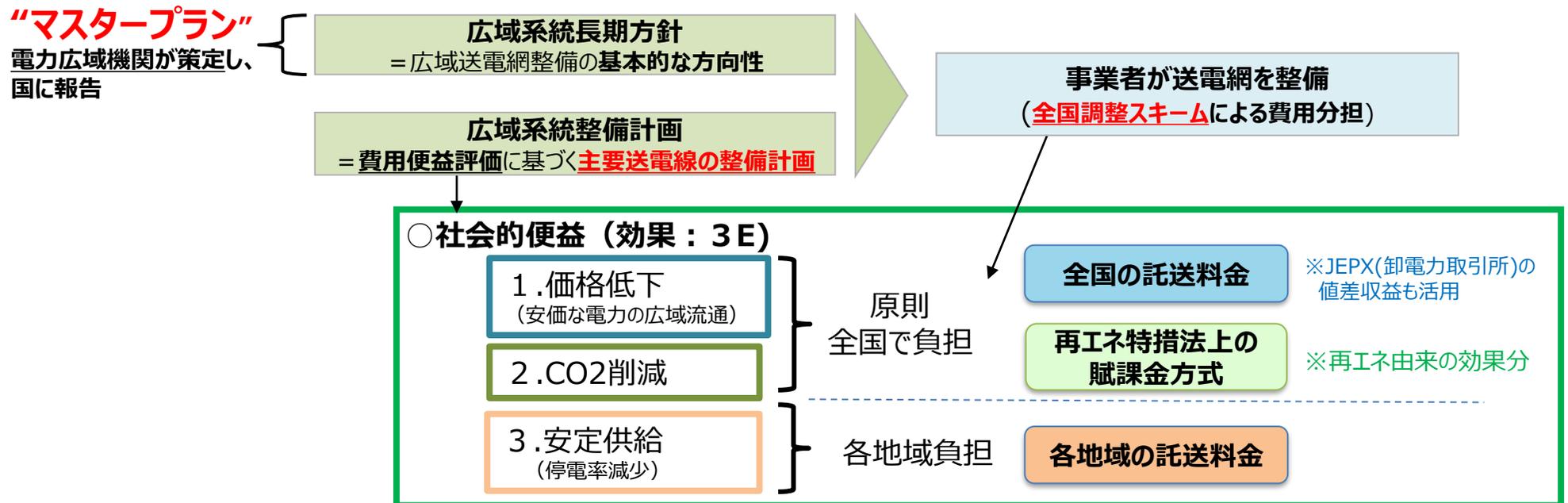
(出所) 第43回電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2022年7月13日) 資料2

(参考) 論点① 投資費用の回収方法 (地域間連系線等)

- 再エネの導入拡大及びレジリエンスの強化に向けて、今後、現在策定中のマスタープラン等に基づき、エリア間をつなぐ地域間連系線等の整備が進められることとなる。
- その費用回収については、連系線のもたらす便益に応じて、各エリアの託送料金に加え、全国の託送料金や再エネ賦課金等の財源が活用されることとなっている (= 全国調整スキーム)。
- 一方、例えば、北海道～本州の海底直流送電については、巨額かつ長期のプロジェクトであることから、①単独事業者での建設・運営が困難、②投資回収までの長期間をどのようにファイナンスするか、③完工リスクや遅延リスク、工事費増大リスクにどのように対応するか、といった課題が挙げられている。
- 今後、早期かつ着実に地域間連系線の整備を進めるためには、上記課題への対応が重要であり、これまでの全国調整スキームに加え、更なる仕組みの検討が必要となる。
- 例えば、海底直流送電のような、再エネ導入促進により大きな効果をもたらすと期待される一定規模以上かつ重要性の高い系統整備等について、公的なファイナンスを活用する仕組みとして、どのような方策が考えられるか。
- また、より効率的に系統整備を進める観点から、徒な工事費の増大に歯止めをかけた、真にやむを得ない他律的な要因による工事費増大に対応する仕組みとして、どのような方策が考えられるか。

(参考) マスタープランに基づく設備増強と費用負担

- マスタープランに基づく設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるものであることから、再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の全国調整スキームを広く適用することが考えられる。
- 地域間連系線等を増強すれば広域で便益が発生することに着目し、**将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型のマスタープランを策定した上で、その増強費用を全国で支える仕組み**として、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO2削減）に対応した負担についての**再エネ特措法上の賦課金方式の活用や、JEPX値差収益の活用（全国調整スキーム）の大枠を、エネルギー供給強靱化法において実現。**



1. 電力自由化と送配電事業の変化
2. 次世代電力ネットワークの構築
3. **送配電関連の費用負担の在り方**

送配電関連の費用負担の在り方

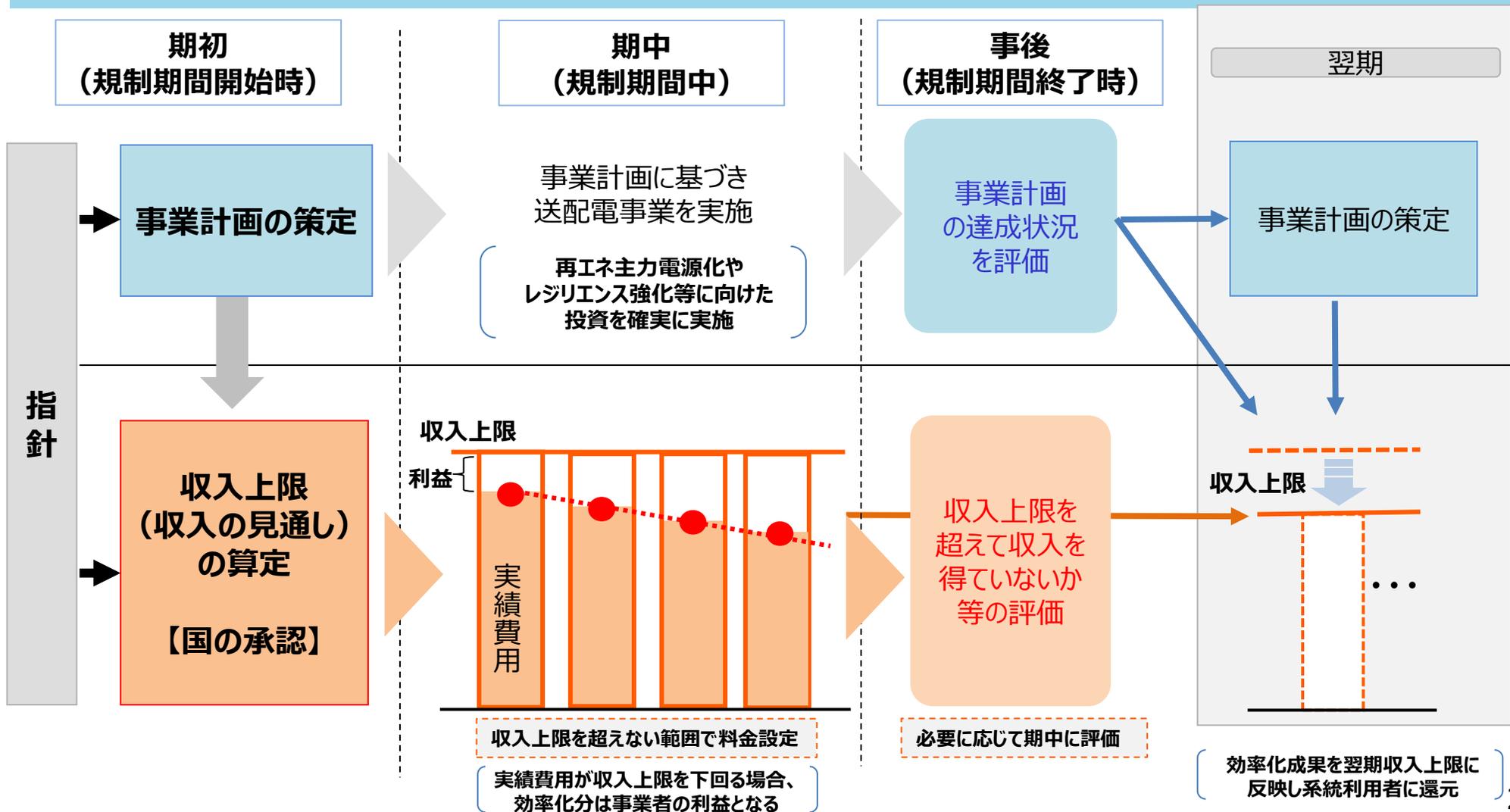
- 電力自由化後、再エネの導入拡大に伴い、系統整備に加えて、一般送配電事業者による調整力の適切な確保・運用が重要性を増している。今後、再エネの導入が更に拡大することで、さらなる調整力や慣性力等の確保が重要になることが見込まれる。
- また、再エネの導入拡大に合わせてエリアを越えた広域的な運用が拡大しており、2023年度から新たにレベニューキャップ制度が開始する中で、従来型のエリア毎の託送料金では必ずしも十分にカバーできない費用が生じることも想定される。
- また、日々の需給調整においてエリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、系統整備や調整力の確保・維持など、再エネ導入を進めた地域ほど費用負担が重くなるといった偏りも顕在化している。
- こうした中で、2050年を見据えたレジリエンス強化やカーボンニュートラル実現に向けて、今後より一層増大することが見込まれる再エネの導入に伴う送配電関連の費用負担について、どのように考えるか。
- 例えば、系統増強等の投資費用の回収方法や、調整力など経常的な課題への対応について、どのような方策があり得るか。

- 一般送配電事業者においては、今後、2050年カーボンニュートラル実現やレジリエンス強化に向けて、系統整備や調整力の確保に向けた新規投資及び必要な費用の確保が重要となる。
- これまでも、2020年のエネルギー供給強靱化法による全国調整スキームの確立など、便益に応じた費用回収の在り方を構築してきた。また、効率化を前提として、確実に投資量を確保する仕組み (レベニューキャップ制度) を導入しており、本制度の中で、必要な投資については回収できることが期待される。
- 一方、再エネの更なる導入拡大に向けて、ノンファーム型接続の全国展開や、北海道変動緩和要件の撤廃など、従来、起因者 (発電事業者) が負担してきた設備費用等について、一般送配電事業者の負担範囲が拡大している。
- また、日々の需給調整においてエリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、系統整備や調整力の確保・維持など、再エネ導入を進めた地域ほど費用負担が重くなるといった偏りも顕在化している。
- こうした中で、再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られないことを踏まえつつ、どのような費用負担の在り方が望ましいと考えられるか。例えば、系統増強等の投資費用の回収方法や、調整力など経常的な課題への対応、更には発電側課金など発電事業者と小売電気事業者間の負担の在り方について、どのように考えるか。
- 費用回収の在り方については幅広い論点がある中で、本日は、特に、系統増強費用の回収方法と、喫緊の課題である調整力の確保について、御議論いただく。

(参考) レベニューキャップ制度の概要

(出所) 託送料金制度 (レベニューキャップ制度)
 中間とりまとめ 詳細参考資料 (2021年11月)

- 新しい託送料金制度では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できるとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



発電側課金について

- 現在、小売電気事業者が全額負担している送配電網の利用料（託送料金）の一部を新たに発電事業者が負担する発電側課金の導入については、昨年末、送配電関連の費用回収の在り方を検討する中で、2022年中を目途に結論を得ることとされた。
- その後、国際的な燃料価格の高騰やロシアによるウクライナ侵攻、国内における電力需給のひっ迫など、エネルギーを取り巻く内外の情勢は大きく変化し、安定供給の確保が最重要課題となっている。
- こうした中で、中長期的な安定供給確保に向けて、脱炭素電源に対する新規投資を支援する仕組みや、大規模災害等に備えて予備的な電源を確保する仕組みの検討が進められている。
- 2024年度から運用が開始する容量市場はもとより、現在検討中のこれらの新しい仕組みの下では、発電側課金を含め、発電事業において制度上不可避な費用については、基本的に回収が可能となる方向で検討が行われている。
- 一方で、送配電関連の費用回収の在り方については、本年6月以降、本小委員会をはじめとする関係審議会等において、検討が進められている。
- こうした状況を踏まえ、発電側課金については、再エネの導入促進を妨げないよう留意しつつ、2024年度を念頭に、関係審議会等において、年内を目途にFIT電源の扱いなどの導入に向けた検討を進めていくこととしてはどうか。

(3) 発電側基本料金の導入趣旨

- 送配電設備の増強要因の変化にもかかわらず、現行の託送料金制度は、発電事業者が託送料金を負担しない構造。このため、現行の託送料金制度における「起因者及び受益者負担」の原則の考え方に基づき、新たに以下のとおりとする。
 - ① 託送料金の一部について発電事業者に負担を求めることとし、
 - ② システムの整備費用に与える影響の大きさに応じて課金額に差をつける
- これにより、
 - ① 発電事業者にネットワークコストを意識した事業展開を促すことで、送配電設備に要する費用を抑制しつつ、
 - ② 公平かつ回収確実性の高い託送料金制度のもとで、再エネ主力電源化に向けた系統増強を効率的かつ確実にいき、再エネの導入拡大を実現する。
- あわせて、発電側基本料金の導入を前提に、系統増強のきっかけを作った発電事業者が多額の費用を負担する仕組みを大きく改善し、エリア全体で負担する仕組みとした。

<導入後> 託送料金の一部について発電事業者に負担を求める（託送料金の総額は不変）



基本的方向性

- 電力の安定供給の中核を担い、地域独占を認められた一般送配電事業者の事業に要する費用については、効率化による費用抑制を大前提に、着実に回収できる制度的な仕組みを整える必要がある。
- こうした観点から、2023年度から導入される新たな託送料金制度（レベニューキャップ）においても、必要な投資と効率化の両立を図るためのインセンティブ設計が行われている。
- レベニューキャップ制度の下での今後の料金審査に際しては、より一層の効率化を進める観点から、これまで事業者が取り組んできた仕様の統一等による調達の共通化や、エリアを越えた需給調整等の広域化の取組が、これまで以上に重要となる。
- 同時に、エネルギー政策の観点からは、効率化努力に加えて、レジリエンスの強化や再エネの導入拡大への寄与度を継続的に評価していくことが必要となる。
- こうした取組は、再エネの予測誤差に対応した三次調整力②の費用について、再エネ賦課金を原資とした交付額を決定していく上でも必要なものである。
- このため、今後、資源エネルギー庁において、一般送配電事業者の事業に要する費用を巡る状況及び効率化の取組状況のほか、レジリエンスの強化及び再エネの導入拡大の取組状況について、関係機関と連携しつつ、定期的に確認していくこととしてはどうか。
- 並行して、発電側課金の在り方、再エネ賦課金の活用や最終保障供給の費用など、送配電事業に要する費用の着実な回収の在り方について、年内を目途に検討を進めることとしてはどうか。

(参考) 次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法①

- 次世代ネットワークの構築費用は、送配電網を利用する対価である託送料金を通じて回収されるほか、昨年成立したエネルギー供給強靱化法により、再エネ導入拡大に関連する費用については、再エネ賦課金を活用した交付金を充当することが可能となった。
- 託送料金と再エネ賦課金を活用した交付金の具体的な負担割合は、今後、個別の送配電網増強プロジェクトごとに、費用便益評価を行う中で、燃料費削減効果やCO2削減効果等を踏まえて決定されることとなる。
- そうした中で、託送料金制度については、必要な投資の確保とコスト効率化の両立を目指し、2023年度から、一般送配電事業者が、一定期間ごとに、収入上限（レベニューキャップ）を算定し承認を受ける、新たな制度が導入されることとなっている。
- これにあわせて、これまで小売電気事業者が全額負担してきた託送料金の一部について、発電事業者に一定の負担を求める発電側課金の導入を図るべく、電力・ガス取引監視等委員会において制度の詳細について検討が行われ、具体的な制度見直しについて、2018年6月、経済産業大臣に対する建議が行われた。さらに、基幹送電線利用ルールの抜本的見直しを踏まえ、発電電力量kWhも考慮した課金に見直すなどの工夫も重ねてきたところである。
- その後、なお残る論点として、FIT再エネ電源に対する調整措置の在り方について、本委員会において議論が行われ、既認定案件に対する事後的な負担増や、調整措置を実施した場合の国民負担増を懸念する御意見等をいただいている。

(参考) 次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法②

(出所) 第38回再エネ大量導入
小委 (2021年12月24日) 資料1

- 一方で、昨年来、カーボンニュートラル宣言や2030年度の温室効果ガス46%削減目標等により、エネルギーを取り巻く情勢に以下の変化が生じている。
 - － エネルギー基本計画における再エネ目標の大幅な引上げ
 - － 再エネの導入拡大における非FIT電源の重要性の高まり
 - － 再エネ導入拡大に向けた次世代ネットワークの検討 (マスタープラン中間整理)
- このような情勢変化も踏まえ、本年10月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、発電側課金については、その円滑な導入に向けて、「導入の可否を含めて引き続き検討を進める」とされた。
- 今後、エネルギー基本計画に基づき再エネの導入を加速化する中で、太陽光や風力等の再エネに新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、既設のFIT再エネ電源や非FIT/卒FIT電源に対する発電側課金の在り方や負担調整の在り方等について、エネルギーを取り巻く情勢変化を踏まえてあらためて整理を行う必要がある。
- 同時に、送配電網の増強費用等、再エネの導入拡大に伴い増大する送配電関連費用の安定的かつ確実な回収に向けて、再エネ賦課金を活用する新たな交付金制度を通じた費用回収と、新たな託送料金制度 (レベニューキャップ) を通じた費用回収のあるべき姿について、あらためて検討する必要がある。
- このため、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方については、2024年度を念頭に、できる限り早期の実現に向けて、上記諸課題について関係審議会等において検討を行い、2022年中を目途に結論を得ることとしてはどうか。