

電力ネットワークの次世代化

2022年4月26日
資源エネルギー庁

本日の御議論

- ネットワークの次世代化に向けては、再エネ大量導入とレジリエンス向上のための系統増強、混雑管理の高度化、調整力の確保、これらを支える効率化を前提とした次世代投資の確保が必要。
- これまでも本委員会等で御議論いただいていたところ、事務局において論点を整理するとともに、エネルギー基本計画に掲げた目標の達成に向けた進捗、先般の需給ひっ迫等を踏まえて顕在化した課題等を踏まえ、新たに検討すべき論点や視点がある。
- 今後策定されるグリーンエネルギー戦略等も見据えて、今後の再エネ導入に向けた具体的論点について議論をいただき、更なる検討を深めていくための視座と検討事項について御議論をいただく。

1. 地域間連系線等の増強

2. NWの次世代化に向けた取組等

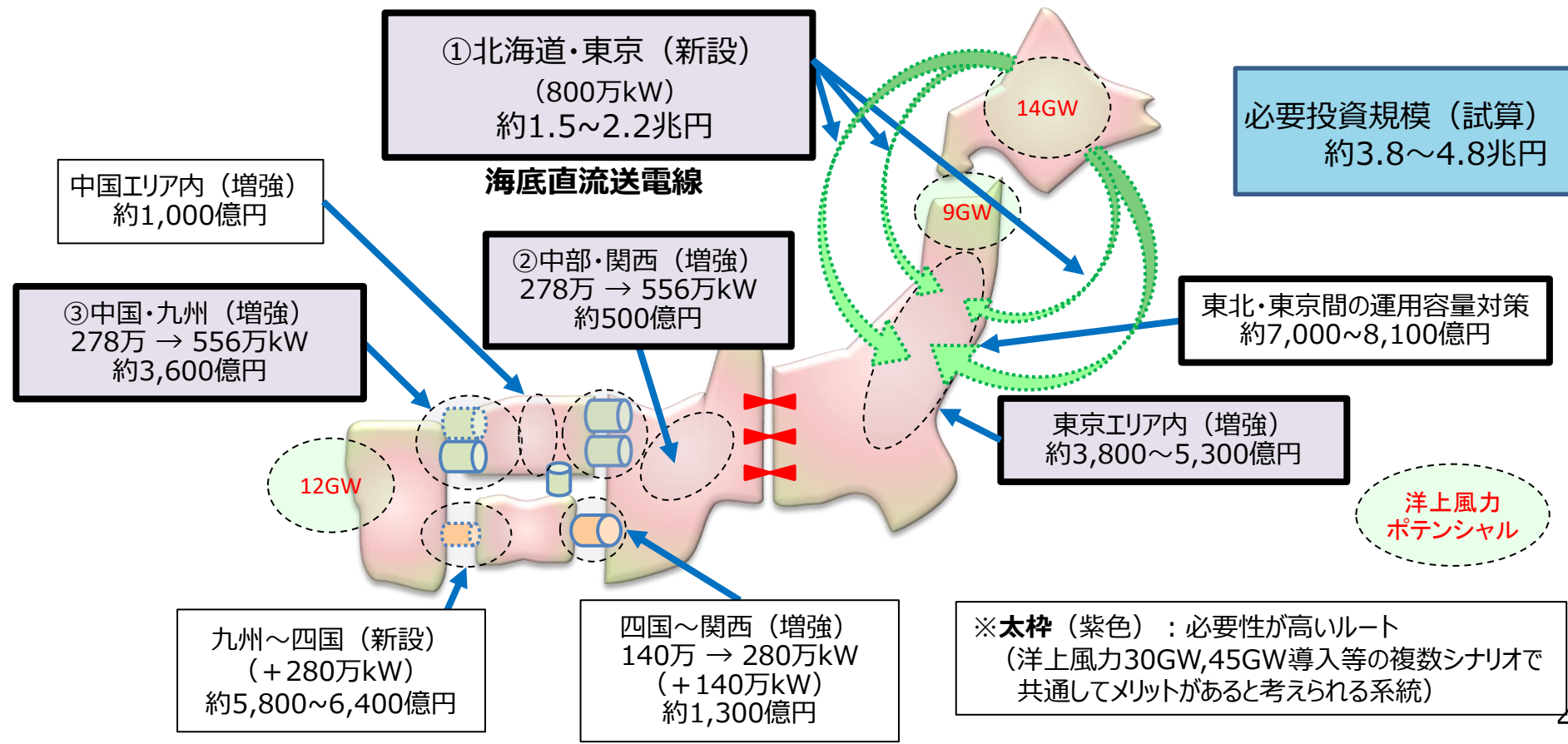
3. 調整力の確保等

4. 日本版コネクト&マネージに関する取組

マスタープランに基づく地域間連系線等の増強

- 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系統の形成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）



電力需給ひっ迫を踏まえた地域間連系線増強の検討

- 3月22日、福島沖地震の影響による供給力の低下や、悪天候による電力需要の増大等により、東京電力管内に初めて需給ひっ迫警報が発令された。
- 幅広い需要家の多大な節電の御協力により、需給ひっ迫による大規模停電は回避できたが、需給ひっ迫の要因や対応の妥当性等について、現在、電力・ガス基本政策小委員会において検証が進められている。
- あわせて、電力需給ひっ迫の回避に向けて様々な課題の検討が行われており、そうした検討課題の1つとして、マスタープランを含めた電力ネットワークの整備が挙げられている。
- 先日の需給ひっ迫において、東北・東京間及び東京・中部間の地域間連系線は最大限活用されていたが、地域間連系線の増強によりレジリエンスの向上を図ることが、需給ひっ迫の回避に効果的との意見も多い。
- こうした状況を踏まえ、今後の系統増強の検討においては、広域的取引の拡大による燃料費・CO2コスト削減等による便益評価のほか、例えば、マスタープランの中間整理において「中間整理以降のレジリエンス面の評価において改めて検討する」とされた東京中部間連系設備（FC／周波数変換設備）の容量について、更なる増強によるレジリエンス向上効果についても確認する必要がある。

(参考) 3月22日からの電力需給ひっ迫の検証と課題の検討

第46回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年3月25日)
資料3-1 一部追記

【今回の対応に関する検証】

- 事前の需給検証、供給力確保の状況
- 需給ひっ迫警報発出までのプロセス
- ひっ迫時の需給調整オペレーション（供給側、広域融通、需要側）
- 電気事業者や国・広域機関による情報発信／節電要請

【検討すべき課題（案）】

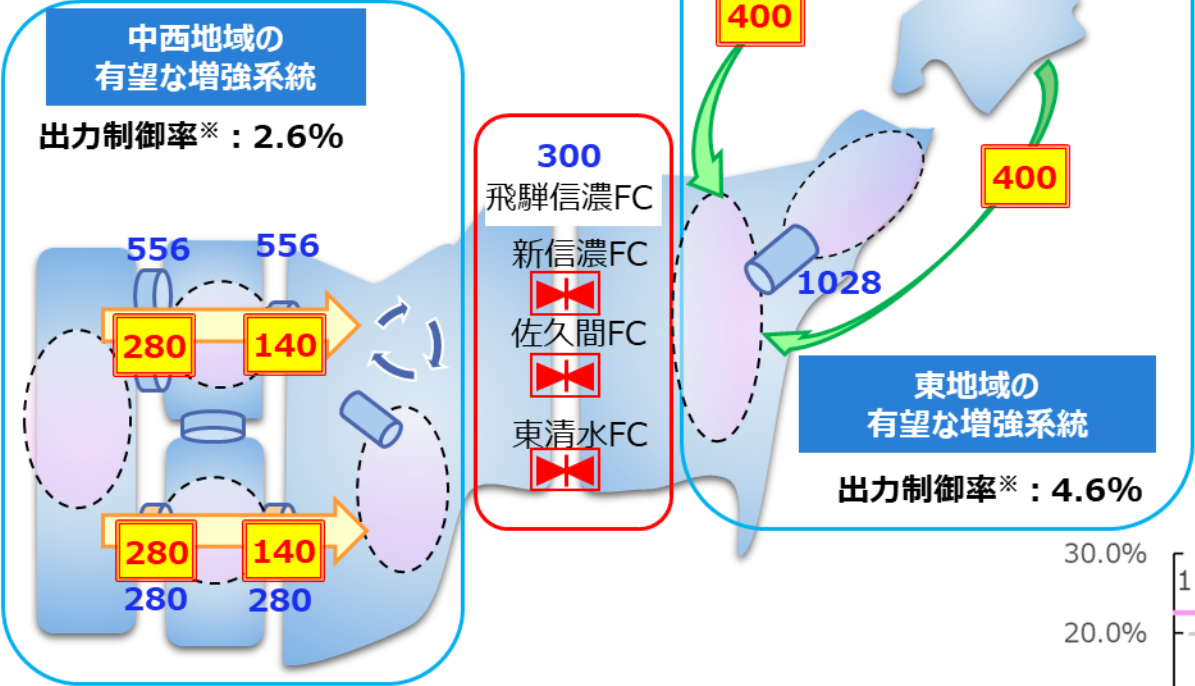
- 需給検証の方法（検証時期、考慮リスク、変動する供給力 等）
- 供給力確保策（容量市場・追加kW公募、電源投資促進、電源休廃止対策 等）
- 電力ネットワーク整備（マスタープラン、連系線・周波数変換装置（FC）、蓄電池・揚水 等）
- 電気事業者・広域機関の需給調整対応強化（需要想定、供給側対策・揚水・融通等の活用、需要抑制アプローチ、広域機関・事業者間連携 等）
- 国の節電要請の手法・タイミング、最終的な需要抑制策の在り方

(参考) マスタープラン中間整理におけるFC増強に係る検討

(出所) マスタープラン検討に係る中間整理
(2021年 5月20日)

■ 中西地域と東地域の有望な増強システムを組み合わせ、FCの増強規模を確認したが、B/C、出力制御率ともほぼ変化しないことから、**中間整理以降のレジリエンス面の評価において改めて確認することとしたい。**

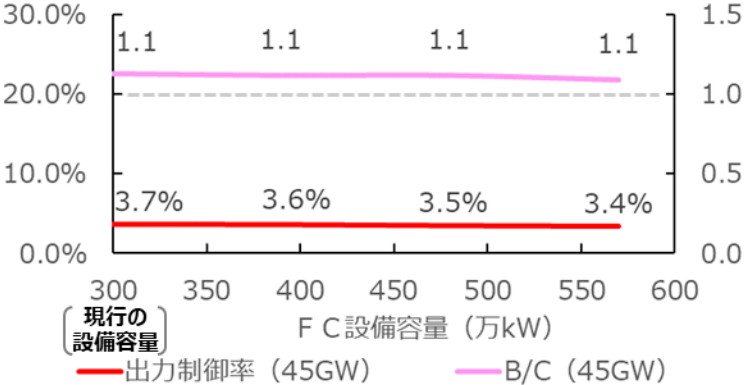
電源偏在シナリオの例 <45GW>



(参考) 現行のFC増強計画

ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度末 予定	佐久間	+30万増強
2027年度末 予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万

B / Cおよび出力制御率 (全国)



■ : 現行からの増分 (万kW)
■ : 増強後の運用容量 (万kW)
※ 太陽光・風力のエリア合計

(参考) エリア需要規模と地域間連系線

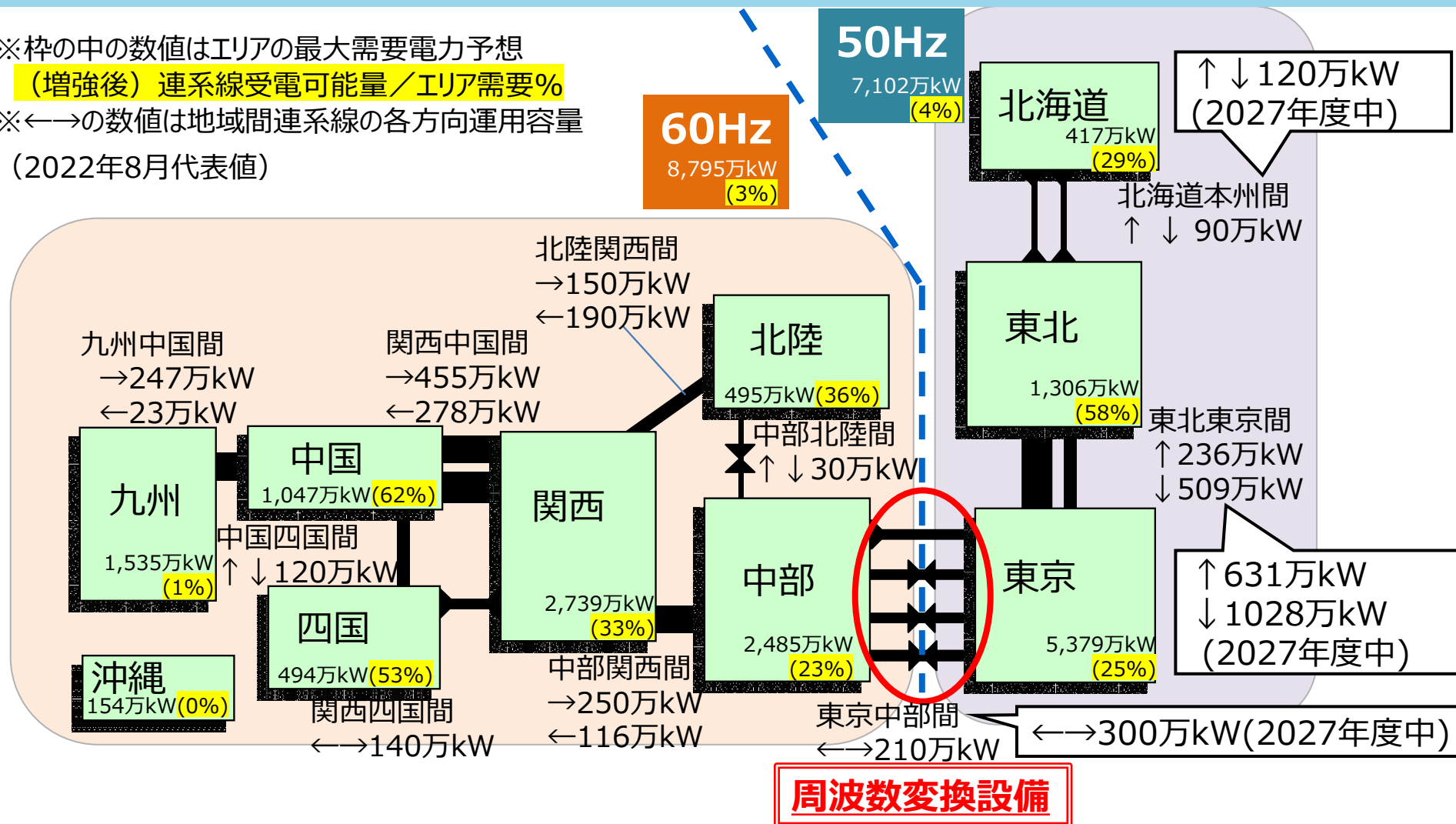
- エリア需要想定と地域間連系線の運用容量（2022年8月ピーク予想）を比較すると、九州が1%と最も低く（沖縄を除く）、次いで中部(23%)、東京(25%)、北海道(29%)となっている。
- また、東日本(50Hz)と西日本(60Hz)をつなぐ周波数変換設備の運用容量が需要想定に占める比率は、それぞれ4%、3%となっている。

※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）



1. 地域間連系線等の増強
- 2. NWの次世代化に向けた取組等**
3. 調整力の確保等
4. 日本版コネクト&マネージに関する取組

本日の御議論

- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けた再エネ大量導入、地震等の災害や需給ひっ迫等へのレジリエンス向上を進めるためには、系統増強、運用の高度化など電力ネットワークの更なる取組が必要。
- また、再エネ導入拡大に伴う非同期電源の増加を踏まえた慣性力の確保や系統対策など、中長期を見据えて新たに行うべき対策もある。
- こうした取組を確実かつ迅速に進めることが重要であり、ネットワークの次世代化を進めるためには、効率化を前提に必要な投資の確保が必要。
- このような観点を踏まえ、系統ワーキンググループにおいて、各一般送配電事業者より、ネットワークの次世代化に向けた具体的な取組を確認した。
- 本日は、結果を御報告するとともに、ネットワークの次世代化を実現するため、レジリエンス、脱炭素化、DX・効率化等の観点から、次世代への投資の在り方について御議論いただきたい。

電力ネットワークの次世代化に向けた「次世代投資」について

- ネットワークの次世代化に向けた主な取組としては、次ページ以降のようなものが挙げられる。
- 全国大でのさらなる再エネ大量導入、レジリエンス向上に向け、各一般送配電事業者における系統増強や運用高度化等の取組を加速させるための次世代投資として、総論としては、以下のような視点が必要ではないか。
 - － 次世代投資は、単純な設備更新ではなく、**レジリエンス、脱炭素化、DX・効率化等の便益を生み出す、先進的・創意工夫ある取組であること**。その際、次世代投資の取組は、中長期的な観点からなされるものも含まれることから、便益についても、短期的な視点のみならず、**中長期的な視点から評価されるべき**。
 - － デジタル化をはじめとして、共同で取り組めるものについては最大限共同で取り組むことを目指すなど、**コスト効率的かつ効果的に進めること**。
- なお、そうした先進的な取組のうち、**①中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明可能な取組、②その費用対便益が中長期的には一定以上となることを定量的又は定性的な観点から具体的に説明可能な取組**については、過去の非効率的な投資の改善を促す性質のものではないことから、レベニューキャップ制度の査定においても効率化係数の対象外たる「次世代投資」として評価することが妥当ではないか。

具体的な「次世代化に向けた取組」の例について

- 各社からのヒアリング内容や、これまでの政策的な議論の中で、具体的な次世代化に向けた取組の例としては、以下のような取組が考えられる。
- **【系統整備・増強】**
 - － 費用便益評価に基づくプッシュ型の地内系統増強
- **【系統運用高度化・デジタル化】**
 - － 混雑処理システムやダイナミックレーティングなどによる系統の運用高度化に資する取組
 - － 次世代スマートメーターやセンサ開閉器などを用いた配電系統高度化に資する取組
 - － ドローンやAIなど新技術を用いた保守・巡視の高度化に資する取組
 - － 災害激甚化を踏まえた、ネットワークのレジリエンス向上及び、迅速な情報発信
- **【分散型グリッド】**
 - － 一般送配電事業者による離島等の適地におけるDERの更なる活用に向けた取組
 - － 一般送配電事業者と配電事業者との連携による配電事業エリアにおけるDERの導入に資する取組

(参考) ネットワークの次世代化に向けた主な投資・対策（概算）

（出所）系統ワーキンググループ（2022年4月12日）資料1 一部編集

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
再エネ導入実績（万kW） （2021年度末値）※1			498	1,324	3,438	1,838	409	1,666	1,060	503	1,685	50
再エネ導入想定見込み（万kW） （2031年度末値）※1			760	2,432	3,824	2,071	612	2,115	1,494	680	2,429	60
① 系統 増強 ※2	プッシュ型増強に伴う 設備増容量分(万kW)		9	406	50	67	20	30	40	18	280	－
	一括検討プロセスに伴う 設備増容量分(万kW)		－	－	2	0.4	3	－	－	－	－	－
② 運用・ デジタル 化	プッシュ型増強に伴うN-1電制 による増容量分（万kW）		5	304	18	92	23	40	120	112	60	－
	DLR実施状況		実施予定 （5箇所、 2023年度～）	研究中	実証予定 （2022～）	実証中 （1箇所）	実証予定 （2023頃～）	実証中 （1箇所）	実証予定 （2022年～）	研究予定	適用 検討中	－
	ノンファーム受付量 （2021.12末時点） （万kW）※3,4	契約申込	25	133	49	－	5	－	11	2	30	－
		接続検討	408	799	1,340	4	1	－	2	8	350	－

※ 1 再エネ導入実績・想定については、2022年度供給計画の数値を記載。再エネには、太陽光・風力・地熱・水力（揚水を含む）・バイオマス（廃棄物を含む）を含む。

※ 2 地域間連系線の増強を除く

※ 3 連系済みは除く

※ 4 ノンファーム型接続の全国展開（2021年1月13日）以降に受け付けた値

※ いずれも2022年4月時点の見積もり値であり、必ずしも精緻な値ではない点に留意すること

※ ①＋②の数字が、2021年度末値の再エネ導入実績と2031年度末値の再エネ導入想定見込みの差分と必ずしも合致しない点に留意

※ レベニューキャップ申請上の数値とは差異が生じうることに留意

(参考) 各社における地内系統のプッシュ型増強

(出所) 系統ワーキンググループ (2022年4月12日) 資料1

- 太陽光や風力等の系統連系拡大により、地内系統の増強の必要性が高まっている。
- 各社から示された地内系統の増強に関する主な具体的な取組は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸
具体的な取組	費用便益評価の結果に基づき、釧路エリアや静内エリアのローカル系統増強を計画（4箇所）	実施中の地内系統の電源接続案件一括検討プロセスのうち、青森県下北エリアでは効率的な系統整備の観点等から、一送提起による一括検討プロセスを開始	栃木県北・中部の系統混雑を回避しつつ、高経年設備の一部を撤去し単純更新を回避するプッシュ型増強計画を策定	費用便益評価の結果に基づき、ローカル系統の設備増強を計画（7件）	再エネ導入ポテンシャルが大きい石川県北部において、費用便益評価に基づき、ローカル系統のプッシュ型増強を計画

	関西	中国	四国	九州	沖縄
具体的な取組	需要規模に対して再エネ連系量が多い和歌山や淡路島などにおいて、費用便益評価に基づき再エネ連系拡大のための拡充計画を策定（6箇所）	山陽側エリアを中心に太陽光の導入拡大が見込まれており、既設設備の更新計画等も踏まえて、ローカル系統のプッシュ型増強計画を策定（20箇所）	主に、瀬戸内海側、吉野川沿いに太陽光が集中しており、当該地域の流通設備の増強を検討	独自のスキームや電源接続案件募集プロセス等による地内系統の増強を計画・実施	現時点では、将来の再エネ導入量を考慮しても混雑が見込まれないことから、第一規制期間におけるプッシュ型増強計画は無し

(参考) 運用の高度化・デジタル化

(出所) 系統ワーキンググループ (2022年4月12日) 資料1

- 各社において、それぞれネットワークの次世代に向けた様々な取組を進めており、各社から示された主な具体的な取組は以下のとおり。

期待される便益	取組目標	主な具体的施策・取組
脱炭素化	既存系統の有効活用	N-1電制、ノンファーム型接続、ダイナミックレーティングの導入
		混雑管理システム等の導入
	配電運用高度化	電圧調整システム、次世代スマートメーターの導入
		アグリゲータ等と連携した需要家リソースの的確な運用を図るプラットフォームの構築
	発電予測精度向上	予測システムの導入、予測手法の検討、オンライン化
	温室効果ガスの低減	SF6ガスレス機器の採用
レジリエンス向上	近年頻発する災害への対応	無電柱化の推進
	電力の地産地消の促進	系統用蓄電池の導入、DER制御システムの導入検討
	災害時の系統安定機能の強化	系統安定化装置、基幹系調相設備
	災害復旧の迅速化	非常災害システムの導入、遠隔巡視システムの導入
	セキュリティ強化	リスクマネジメントの強化、アクティブディフェンスの高度化、サイバーレジリエンスの強化、組織・体制の強化
	アセットマネジメント高度化	アセットマネジメント高度化に向けたシステム構築
DX・効率化	デジタル技術活用	ドローン、センサ、ロボット等の活用、変電所のデジタル化
	顧客サービスの向上	電力データ活用に資するシステム構築
	系統運用広域化	調整力の広域調達に必要なシステム開発

※同様の施策・取組であっても会社によって「期待される便益」の区分が異なることがある

(参考) レジリエンス強化

- 各社から示されたレジリエンス強化に関する主な具体的な取組は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸
災害対策	・ 系統安定化装置を大規模発電所・基幹系変電所などに設置（2023年度運開） ・ 系統全体の適正電圧維持対策として、基幹系変電所に調相設備（ShR）を設置(2023年度1台、2024年度1台運開)	・ 基幹系統事故時に電源制限や調相設備等の制御を適切に行う系統安定化装置の開発（2027年） ・ 豪雨災害等による冠水被害に備えるための変電所浸水対策（70箇所）	・ アダプティブUFRの設置により時々刻々と変化する再エネの出力変動に応じた遮断回線のリアルタイム選定を行うことで負荷遮断量を確保し、ブラックアウトリスクを低減	・ 給電制御所システムリブレースに合わせた災害時のバックアップ機能強化(～2026年度) ・ 早期供給支障解消を目的とした77/33・22kV移動式変電所2台(2023年度)等 の配備	・ 連系線ルート断時の供給信頼度の向上(中地域交流ループ) ・ 変電所の浸水対策(建物の止水等、2020年～:71箇所) ・ 配電自動化システムの安定運用(2025年) ・ 配電線断線検出の迅速化(2026年) ・ 超高圧線路の雪害対策(2022年～:147径間) ・ 地震時の送電線ジャンパ揺動対策(2020年～:246基) 等
サイバーセキュリティ対策	・ 電力制御系や事務処理系のシステムへのサイバー攻撃に対し、平時のリスクマネジメントおよび有事の障害対応・監視強化のための管理体制の整備 ・ 実践的なインシデント対応訓練の継続実施	・ 高度化・巧妙化するサイバー攻撃に備えた技術対策や社内システムのセキュリティ監視強化を図る。 ・ 有事を想定した訓練を繰り返し行うことにより、サイバー攻撃へのレジリエンス強化を図る。	・ 業務および電力制御システムのセキュリティ監視をするセキュリティオペレーションセンターにより、24時間365日の監視を実施し、早期検知、隔離を行い、セキュリティ事故の影響を極小化 ・ 電力制御システムとスマートメーターシステム関係者(システム利用者・管理者やセキュリティ組織等)を対象としたセキュリティ訓練および教育の継続的な実施(1回/年以上)	・ セキュリティバイデザイン(開発工程でのセキュリティ対策組込み)等のリスクマネジメントの強化(～2024年度) ・ アクティブディフェンスの高度化等(～2026年度)	・ サイバー攻撃に備えた情報セキュリティマネジメントシステムの構築や内部ネットワーク監視の強化 ・ インシデント発生時における運用対応能力向上のため、教育・訓練の継続実施

(参考) レジリエンス強化

- 各社から示されたレジリエンス強化に関する主な具体的な取組は以下のとおり。

	関西	中国	四国	九州	沖縄
災害対策	- 分散グリッド推進（配電事業制度対応等） - アセットマネジメント高度化に向けたシステム構築 - 停電復旧の迅速化（移動用変電所導入、事故点評定システムの導入等） - 設備の強靱化（架空ケーブル化による倒木対策） - 停電情報の発信強化	- 移動用変電所、移動用変圧器、高圧発電機車の追加配備（'23～） - 基幹送電線4回線同時事故（N-4事故）発生時における同期安定度対策等、系統安定化装置を設置（'23年度運用）	- 東南海・南海地震発生リスクに備え、系統制御所間のシステム相互バックアップ機能を構築 - 業務系システムのうち、お客さま対応や復旧対応等に必要なものについて、バックアップ機能を配置	- ブラックアウトリスク低減に資する系統安定化システムを構築 - 地震災害防止に向けた耐震性の高い220kVガス断路器の導入 - 非常時の迅速な電源供給に向けた自走式非常用ガスタービン発電機の導入 - 倒木による停電未然防止に向けた設備対策と事前伐採の実施 - 迅速な停電復旧に向けた非常災害関連システムの改修	- 大規模災害での複数台発電機脱落によるブラックアウトを極力回避するため、計画的に既設の分散形UFRを系統安定化システム用端末装置に更新するなど負荷制御量の確保に取り組む。 - 台風などの災害時には長時間の停電を余儀なくされている地域に、停電時間短縮対応の工事を実施し、供給信頼度の向上を図る。
サイバーセキュリティ対策	制御系システムにおけるウイルス対策等	- 制御システム内部の不正通信防止の更なる強化（'23～） - セキュリティ教育および訓練の継続的な実施（1回/年）	- 制御系システムへのリスクアセスメント実施 - 制御系システムにセキュリティ監視装置を導入	- 電力制御システムへのサイバー攻撃の監視・防御等セキュリティ対策の実施・強化 - 外部からの攻撃等を想定した訓練の継続（各1回/年）	セキュリティ対応強化、インシデント対応訓練、教育・意識啓発活動など、継続的な対策を図る。

(参考) DX・効率化

- 各社から示されたDX・効率化に関する主な具体的な取組は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸
デジタル 技術活用等	- カメラ、ドローン等の活用による遠隔からの設備状態確認（2023年度全18事業所に展開） - ドローン、LiDAR（レーザー照射の反射光により距離を測定する技術・装置）を活用した接近木管理の実施（2023年度1事業所、2024年度全18事業所に展開） - 需給調整市場の商品拡大にあわせ、計画的に各システム開発を実施	- 巡視・点検における良否判定の自動化や鉄塔等の高所作業回避等に向けたAI・ドローン等の業務への適用（3件、2023年～） - スマートグラスを活用した変電所操作支援システムの開発（1件、2024年～）	3Dデータ活用による「現場把握」「計測」「配置・工法検討」「技術計算」「数量積算」等の技術を確立し、現場出向レスと設計・積算業務の工数削減 - 現地出向用ツールの統一および作業報告の自動化	- 送配電設備の巡視点検の省力化・安全性向上を目的としたドローンによる自動点検等の活用（2022年度～） - 変電所のデジタル化として、主要変圧器等へのセンサ設置による保守費用削減・高度化（2023・24年度） - 情報系および制御系システムのデータを一元管理し、データメンテナンス業務効率化、データ品質向上、データ活用拡大（2023年度）	- アセットマネジメントシステムの構築（2023年） - 電柱上の営巣AI自動検知（2022年～） - カメラ、AIを活用した変電所機器の異常診断（2022年～） - ドローンを用いたマイクロ波無線の伝搬路上の支障木調査（2021年～） - ドローンによる重量物の運搬（2022年～試運用） - 設備保全・設計・工事システムの再構築による生産性および業務品質の向上（2024年～）等
	関西	中国	四国	九州	沖縄
デジタル 技術活用等	- AI、ドローン、ロボット、IoT、センサ、3Dデータ、AR、VR、ビックデータ活用による業務高度化（巡視点検業務の効率化、設備の劣化診断技術の高度化、変電所のデジタル化、業務システムの刷新等） - 系統運用広域化に向けたシステム開発 - 新工法、新素材の導入 - スマートポールに関する研究（都市機能高度化）	- ドローン活用に向けた航路プラットフォームの整備（'24～） - 変電所デジタル化に向けたカメラ・センサ等の整備（'23～） - 各種業務へのAI活用に向けた研究・開発（'23～）	- 停電の一因となる配電設備上のカラスの営巣を自動的に発見するため、AIによる画像認識を活用した営巣検知システムを導入 - 遠隔での作業支援が可能となるスマートグラスを導入	- ドローンの活用に加え、ヘリで空撮した鉄塔画像に対し、AI技術を活用し、設備異常有無を自動判定（2024年度までに全支社への導入を計画） - 変電所のデジタル化に向けたカメラ・センサを組み合わせた遠隔巡視システムの導入拡大（2028年度までに全配電用変電所への導入を計画）	- 災害対応や社会的課題解決に向けたスマートメータデータ提供の迅速化を図る。 - また、ペーパーレス化、AIやウェアラブルカメラ等を活用して業務効率化を図る。

(参考) 分散型エネルギーシステムの構築

(出所) 系統ワーキンググループ (2022年4月12日) 資料1

- 配電事業を検討する事業者との連携を通じた地域マイクログリッドや離島における脱炭素化への取組は、分散型リソースの活用を促進する上で重要。
- 各社から示された具体的な取組は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸
具体的な取組	各事業者とも連携し、事業の実現に向けた協議、検討を実施する（地域マイクログリッド構築支援事業：9件）	- 地域の安定供給を共に担っていくこととなる事業者様との確かつ円滑な連携を図るべく、社内体制やシステムの整備を進める - 蓄電池やEMSを組み合わせた最適需給制御の実現により、再生可能エネルギーを最大限活用する離島供給の脱炭素化に向けた取組を進める（1件）	島嶼地域の再エネ100%供給技術を確認することを目指し、実証にて効果の検証を実施する（1件）	地域マイクログリッド構築を通じて、分散型エネルギー源を有効活用し、大規模な災害が発生した際のレジリエンス強化につなげる（6件）	- 申請事業者と連携し、具体的な運用や技術的な課題に関して検討を行い、事業の実現に向けた協議を実施する（1件） - 太陽光発電、蓄電池、EMSを組み合わせた最適制御の実現により、離島供給の脱炭素化に向けた取組を進める（1件）
	関西	中国	四国	九州	沖縄
具体的な取組	地域マイクログリッド構築支援事業について、各事業者さまと連携し、系統利用に係る技術的課題や地域マイクログリッド発動時を想定した運用課題について協議・検討を実施する（4件）	地域マイクログリッド構築支援事業について、申請事業者と連携し、事業の実現に向けて協議、検討を進める（4件）	地域マイクログリッドの自立的普及と、地域共生型の再エネ普及拡大に向けた地域マイクログリッド構築支援事業について、申請事業者からの相談を受け具体的な運用や技術的な課題に関して協議を実施する（2件）	- マイクログリッド構築における電源設置場所や供給範囲など既設配電網の活用に関する相談、構築後のマイクログリッド運用に関する協議など、事業者の計画に応じて適切に対応する（19件） 2050CNに向け、離島での「再エネの最大限の活用」や「内燃機の燃料転換」に取り組んでいく（21件）	再生可能エネルギーの地産地消に加え、非常時のエネルギー源確保などに寄与する地域マイクログリッド実証設備を構築し、実証を実施する（1件）

※本WGにて各社より報告いただいた内容のみを記載している点に留意

(参考) 設備の調達効率化

- 調達改革ロードマップの3品目の仕様統一が完了し、現在、主要5品目においても全社大で仕様統一化に向けた取組を実施中。具体的な取組は以下のとおり。

3 品目

架空送電線 (ACSR/AC)



ガス遮断器 (66/77kV)



地中ケーブル (6kV CVT)



拡大

5 品目

取組概要

進捗状況

鉄塔

鉄塔設計手法（耐震設計）について、全電力大での統一を図るべく、JEC-127「送電用支持物設計標準」を改正する。

2017年度より、送電用支持物設計標準特別委員会及びJEC-127本改正作業会を設置し、2022年度の規格改正に向けて、全電力大で検討を実施中。

電線

架空送電線の付属品について、全電力大で仕様統一を検討する。

- ・全電力大でACSR、ACSR/ACをACSR/ACに集約した。鉄塔の設備更新等に合わせて、ACSR/ACを採用し、仕様の統一化を進める。
- ・超高圧送電線の付属品の一部について、仕様統一のため標準規格を制定した。
- ・その他の付属品についても、対象設備を選定し実施可能性を調査する。

ケーブル

CVケーブル付属品について、全電力大で標準化を進める。

- ・154kV CVケーブル付属品のうち主要なものについて、仕様統一のため標準規格を制定した。
- ・その他の付属品についても、対象設備を選定し実施可能性を調査する。

変圧器

110～187kVの上位電圧階級について、全電力大で付帯的な部分の仕様統一を検討する（本体はJECに準拠済み）。ソフト地中化用変圧器について、今後の無電柱化路線の狭隘道路への拡大に備え、供給すべき需要に見合った中低容量の仕様の統一を検討する。

- ・220～275kVクラスについて、付帯的な部分も仕様統一することとした。
- ・今後、他設備の仕様統一に向けて、対象設備の選定含め検討する。
- ・6kVソフト地中化用変圧器は、機器の新規開発を伴う仕様統一の検討のため、試作や性能評価などを行い、全電力大で統一を完了させた。

コンクリート柱

他社との比較により付属品も含めた仕様精査検討を実施。
電力10社での仕様統一作業会にて検討を実施。

電力各社の仕様比較結果を踏まえ必要機能の最適化を図るとともに、製造コストの低減を目的にメーカー要望を規格へ反映して、全電力大で統一を完了させた。

(参考) 各社ヒアリングで示された主な課題等

(出所) 系統ワーキンググループ (2022年4月12日) 資料1 一部編集

【系統整備・増強】

- 調整力等の調達の確実な確保、更なる連系線増強等の費用負担については、再エネポテンシャルの高いエリアに負担が偏らないよう、国全体でこれらを支えられる仕組み作りが必要。また、電源や需要の最適配置が図られるような政策的な立地誘導を進めていくことが重要。【北海道】
- 増強によって大きな再エネ導入効果が期待できる地内基幹系統（ex.青森県下北エリア）においては、全国に再エネ導入等の便益が裨益することから、再エネポテンシャルの大きいエリアへの負担の偏りを避けるため、整備費用を国全体で支える必要。【東北】
- ローカル増強規律による増強判断には、電源ポテンシャル想定の蓋然性を高めることが重要。これが、再エネ電源の早期連系や増強規模の適正化につながる。【中部】【北陸】【中国】【沖縄】

【系統運用高度化・デジタル化】

- 混雑時の出力制御は、当面は一般負担であるため、非混雑系統へ立地のインセンティブが働かないことから、非混雑系統へ立地するインセンティブにつながる制度が必要。【中部】【関西】
- 調整力の調達にあたっては、過大なコスト負担を回避し、実運用に必要な調整力を確保することが重要。【北海道】
- 再エネの連系拡大に伴い、インバータ電源非同期電源が増加する一方、火力発電所等の同期電源が減少することにより基幹系統の電圧調整能力が低下し、適正電圧の維持が課題。【北海道】

【分散型グリッド】

- 地域マイクログリッドの取組や配電事業を検討する事業者との的確かつ円滑な連携。【各社】

(参考) 各社ヒアリングでいただいた委員等の主な御意見

(委員)

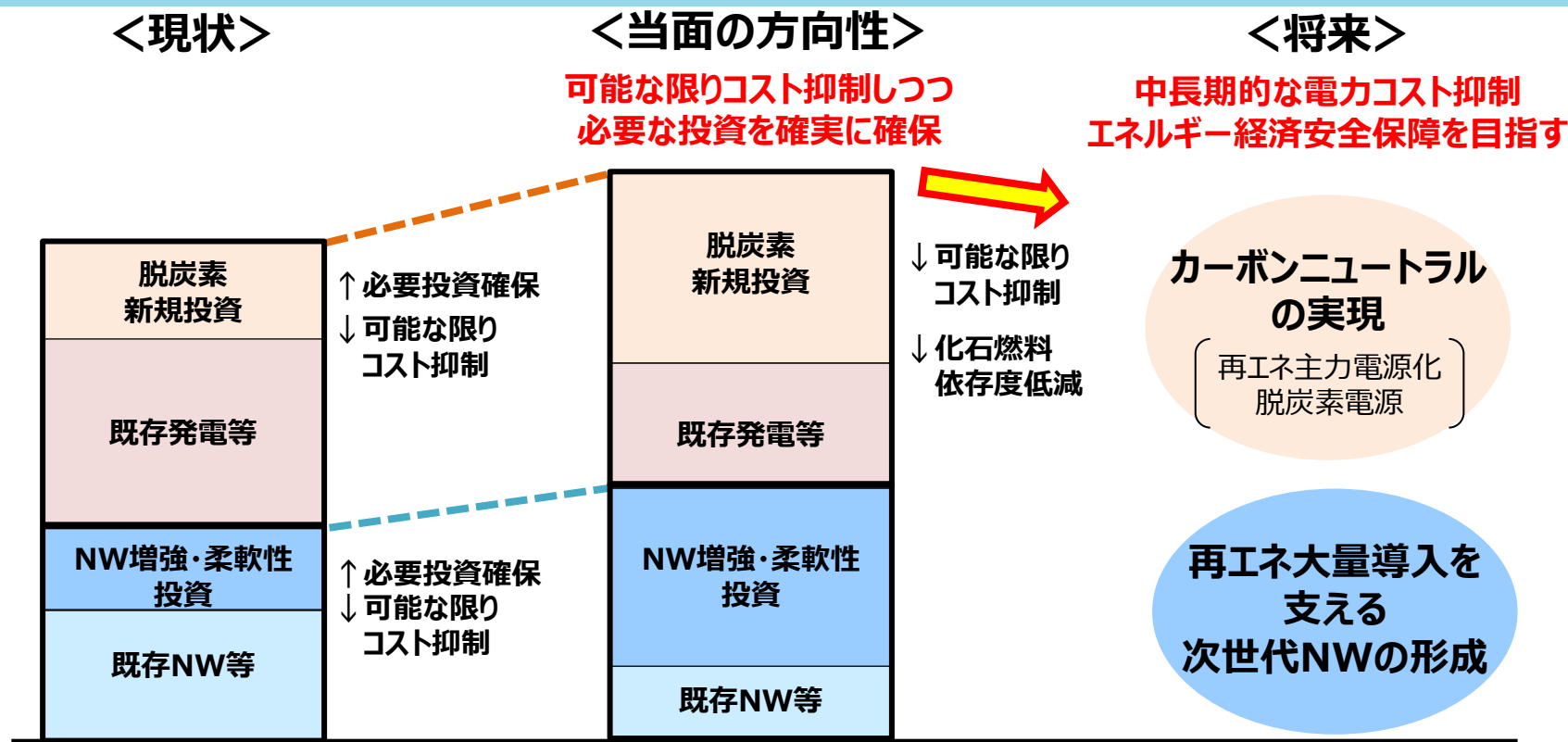
- 効率的な設備形成を考えていく中で、息が長い設備の在り方を考える必要があり、需要側の変化も考慮しつつ、再エネ導入と併せて検討していくことが重要。
- 再エネ予測精度の向上や、ダイナミックレーティングの検討など各社共通で出来ることは共通で行うことで、コストの抑制・効率化につながるのではないか。
- 電源ポテンシャルの想定の蓋然性を高めることが重要である。プッシュ型の方針が言われている状況下だが、一方、投資の方針がはっきりしないから計画が立てられないという状況を回避するため、それが口実となって投資が進まないということにならないようにしていただきたい。
- 効果がどのくらい得られるのかという評価と突き合わせて、対策費用が適切かという評価が必要。すぐに結果が出てこないものもあると思うが、アウトプット側を意識した検討をしていただきたい。
- 調達の工夫の取組について、サプライチェーン全体で考えていくことは、CO₂削減の観点からも益々重要になってきているため、取引先との協働によりコスト全体を下げていくような先進的な取組は、是非横展開していただきたい。
- 取組が足りない部分がどこにあるのか、引き続き検討いただきたい。

(オブザーバー)

- ダイナミックレーティングについて、各社において前倒しで検討を進めてほしい。
- 洋上風力向けの連系時期の遅い方に集約されるのではなく、プッシュ型で早い方に合わせた送配電設備容量の確保・設備形成をお願いしたい。

(参考) 持続可能なエネルギーシステムの実現に向けた方向性

- カーボンニュートラルの実現に向けて、脱炭素電源の増強や、再エネを支える送配電網の増強・柔軟性の確保が不可欠。
- このような電力システムへの新たな投資は、化石燃料依存度の低減を通じ、中長期的な電力コスト抑制やエネルギー経済安全保障に寄与。
- このため、当面は、可能な限りコストを抑制しつつも、将来の持続可能なエネルギーシステムの実現に向け、必要な投資を確実にやっていくことが重要。
- そのためには、これらの投資に要するコストを確実に確保していくことが必要。



(参考) 料金制度専門会合（4/18）における次世代投資の考え方

(出所) 料金制度専門会合（2022年4月18日）資料3

論点3．次世代投資の対象について

- レベニューキャップ制度においては、電力ネットワークの次世代化を図ることを促す観点から、一般送配電事業者において効果的な次世代投資計画を策定することが求められているところ。
- こうした次世代投資の査定においては、その妥当性について個別査定を行うにあたり、**規制期間内に限定しない中長期的な取組を推進していく観点から、費用対便益等により取組の重要性が認められる投資のみを対象とすることとしているため、効率化係数を設定しないこととしている。**
- このため、具体的にどのような投資を次世代投資の対象と整理するかは重要であるところ、レジリエンス、脱炭素化、DX等の観点から電力ネットワークの次世代化に向けた投資のうち、**厳密に整理すれば、第1規制期間においては費用対便益が一定以下（例：B/Cが1.0未満）であったとしても、中長期的には費用対便益が一定以上となるような取組に係る投資が、レベニューキャップ制度査定における「次世代投資費用」と位置づけられるのではないか。**
- これを踏まえて、料金制度専門会合での議論に加え、具体的にどのような投資を次世代投資査定の対象とするかについては、資源エネルギー庁において検討している他の政策との整合性及び系統整備における情勢等も鑑みよく議論することが重要ではないか。

1. 系統増強
2. NWの次世代化に向けた取組等
- 3. 調整力の確保等**
4. 日本版コネクト&マネージに関する取組

本日の御議論

- 北海道は、極めて大きな再エネポテンシャルがある一方、需要規模が比較的小さく、本州への送電可能容量も限られているため、**再エネの導入拡大に際し、調整力不足が大きな課題**である。
- 再エネの導入を進める中、調整力不足による需給バランスの不安定化を回避するため、2013年以降、北海道においては、風力発電事業者等が新規に系統に接続する際は、**北海道電力ネットワークの募集する系統用蓄電池への共同負担や、サイト側への蓄電池の設置により、出力変動対策**を講じることが要件化されてきた。
- **一方で、再エネの更なる導入拡大には、需給バランスの維持・安定供給を大前提に、本要件の見直しが重要**であり、昨年来、系統ワーキンググループにおいて、要件撤廃に向けた検討課題について、検討を行ってきている。
- 一方、前回（4/7）の本小委員会では、全国大で再エネの大量導入を進めるため、**増強が必要となる系統や確保すべき調整力等の整理**を進めるとともに、その**便益が及ぶ範囲などを踏まえ、費用負担の在り方を検討**することについて御議論いただいた。
- 将来的には、他エリアでも同様の課題が顕在化しうるところ、北海道における出力変動対策要件の撤廃に向けては、必要調整力の算定など技術的な課題については引き続き系統ワーキンググループで議論することとしつつ、本小委員会においては、**以下の制度的な論点について御議論いただきたい。**
 - 論点① 自然変動電源の制御による調整力低減
 - 論点② 調整力不足時における自然変動電源の扱い
 - 論点③ 調整力の調達量に関する費用負担

(参考) 今後の検討の進め方

(出所) 第36回系統ワーキンググループ (2022年3月14日) 資料4

- 出力変動対策要件の撤廃に向けて、今後、以下の検討課題について、再エネ大量導入小委や本WGなどにおいて、検討を行っていく。
 - ①必要な調整力の算定
 - ②必要な調整力の確保
 - ③調整力不足時の対策
- これらの検討の進捗を踏まえつつ、**出力変動対策要件の具体的な撤廃時期については、夏頃までに御議論**いただく予定。

項目	論点例・検討の場	
①必要な調整力の算定	・シミュレーションBの精緻化（平滑化効果の考慮等） ・北海道における再エネの導入量・見込みの提示	【系統WG】 【系統WG】
②必要な調整力の確保	・自然変動電源の制御による調整力低減 ・調整力の調達量に関する費用負担 ・調整力の分担（蓄電池・DR・HVDC設備等） ・蓄電池事業者の導入促進・環境整備	【大量小委】 【大量小委】 【系統WG】 【系統WG】
③調整力不足時の対策	・変動電源の制御に係る制度面での課題 （現行の出力制御との関係、検証方法等） ・電源側・指令側の技術・システム側の対策 ・調整力不足時間帯等の見込みの算出	【大量小委】 【系統WG】 【系統WG】

(参考) 変動緩和要件について

16 電圧変動および出力変動

(3) 出力変動対策

風力発電設備(出力 20kW 以上)を連系する場合は、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置していただき、蓄電池等により、風力発電設備と蓄電池等の合成出力(以下、Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において、「発電所合成出力」といいます。)を制御していただき、次のイおよびロ、またはイおよびハの基準を満たしていただきます。ただし、系統側蓄電池等により出力変動対策を別途実施する場合には、個別の対策を協議させていただきます。

イ すべての時間において、発電所合成出力の変化速度を「発電所定格出力の 1%以下 / 分」とすること。

ロ 以下に示す時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制限すること。

(イ) 7:00～10:00:発電所合成出力を減少させないこと。

(ロ) 11:30～13:30:発電所合成出力を増減させないこと。

(ハ) 16:00～19:00:発電所合成出力を減少させないこと。

(ニ) 20:00～23:00:発電所合成出力を増加させないこと。

ハ 当社が需給運用上の調整力として期待する火力発電機の並列台数が 3 台以下になることが想定される場合、ロ(イ)、(ロ)、(ハ)および(ニ)に示す時間帯において、発電所合成出力を零とすること。

(参考) 系統ワーキンググループにおける北海道の調整力制約に関する御意見

＜2022年3月14日 第36回 系統WG＞

○調整力確保のあり方等について

- 需給調整市場等の調達不調が起こった場合などの対応策を考えることは非常に重要。まだ精緻なシミュレーションではないとのことだが、北海道エリアとしては非常に大きな量の調整力が必要になる。これを火力発電機だけで補おうとすると、相当量が必要であり、需給にも影響を及ぼす可能性。短期の調整力確保は難しい中、早期の出力変動要件撤廃を考えると、常に調整力を確保することを考えるのではなく、調整力を確保できない時間帯には決めたルールに従って止めてもらい、トータルコストを抑えることで、より多くの自然変動電源の導入にもつながりうると思う。こういった議論を進めていただきたい。
- 「需給調整市場における調達不調等により必要な調整力を確保できなかった場合の対応策」とあるが、ここでいう調達不調とはどういうことか。軽負荷期において、参加できる火力電源が限られるということを念頭に置いているのであれば、市場が正しく設計されている場合、市場価格が上がることになるため、DRや蓄電池が参入することになる。非常時への備えは、北海道に限定することではなくどこでも調達不調は起こりえる。また、不足するのが上げ調整なのか下げ調整なのか含め、重要な事項なので丁寧にブレイクダウンして、具体的な議論事項を明らかにすべき。
- 調整力の確保のあり方の検討にあたり、再エネ側の制御機能が非常に重要。再エネ自身が入ることによって必要な調整力が増えることに対し、丸々対価を払うのか、再エネ側の条件として一定程度は調整力を出すことをあらかじめ盛り込むのか等は、今後の制度設計の議論において重要な点。送配電事業者においては、可能な限り高度な運用を目指してほしい。確保すべき調整力がある程度抑えられれば、全体最適につながる。

論点① 自然変動電源の制御による調整力低減

- 変動緩和要件を撤廃した場合においては、自然変動電源の発電事業者にとっては、参入が容易となる一方、社会全体の負担軽減や、あるいは自然変動電源の制御機会を抑えるためにも、自然変動電源そのものも系統全体の周波数維持のために一定の貢献が求められる。
- 本小委員会の第1次中間整理（2018年5月）においても、自然変動電源等が具備すべき調整機能を特定し、具体化に向けた検討を進めることとされており、系統ワーキンググループのグリッドコードの議論において、風力の出力変動緩和対策等の要件のうち、出力変化速度に対する要件など 早期適用可能なものを2019年10月に整理した。
- その後、グリッドコードに関する検討が電力広域機関にタスクアウトされ、これまで、短期的に要件化が必要な技術要件について検討されてきたが、今後、2030年の再エネ目標や2050年カーボンニュートラルを見据えつつ、周波数変化の抑制対策に関する要件など、中長期的な観点から検討を進めていくこととなっている。
- 一方で、再エネ自然変動電源が調整力を提供するためには、特に周波数低下時の調整力としては、平常時から出力増加のためのリザーブを確保する必要性が生じる。
※例えば、グリッドコード検討会において、中長期的要件として議論されている「周波数調定率制御機能」についても、周波数の低下時において同機能の発動が求められるのは、供給過剰による再エネの出力制御時に限定される方向で議論されている。
- 再エネが自ら調整力を提供するためには、どのような技術面、制度面での環境整備が考えられるか。例えば、変動緩和要件を不要とする代わりに、下げ代不足による出力制御時・調整力の不足時に限って周波数維持のために出力を調整することや、平常時から市場に参入すること等についてどのように考えるか。

- 現状、強制買取が前提のFIT電源に関する出力制御については、無制限無補償のルールが整備されており、国民負担の下で一定の制約下にあるFIT電源に対して出力制御時に追加的に補償することは妥当でない。
- 一方、今後増加が見込まれる卒FIT電源やFIP電源等の非FITの再エネについて、現行の調整電源と同様、ゲートクローズ後に送配電事業者が指示する出力制御に応じた場合に一定の金銭的な精算を行うことは考えられる。
※例えば、イギリスのバランシングメカニズムにおいては、再エネ事業者自身が発電の計画を策定する規律の下、安定供給に必要な下げ調整を提供する対価のような形で、出力制御の補償を実施しており、強制買取が前提となるFITの場合は、バランシングメカニズムに参加できず、補償されていない。
- こうした取組は、卒FIT電源の価値を正當に評価するのみならず、FIT制度からFIP制度への移行を後押しすることとなり、再エネの電力市場への統合の促進につながると考えられる。
- 他方、こうした取組が具体的にどのような効果を有するかは、下げ調整の市場取引に関する規律次第であるため、今後、このような市場取引の在り方について、需給調整市場等に関する詳細制度設計の議論も踏まえつつ、検討を深めていくこととしてはどうか。
- なお、今後検討する仕組みの構築は、FIP制度の開始時期である2022年4月には間に合わない可能性が高いため、FIP制度について既に整理した内容は変更せず、将来的な対応策として、関連する市場との整合性を考慮しつつ、詳細な検討を進めてはどうか。

- 風力の出力変動実績の分析結果や発電事業者による対策の実現性・負担影響・効果を踏まえ、早期適用可能な要件として、原則特高連系の風力発電設備を対象に下記(イ)~(ハ)の要件を策定した。
- なお、北海道エリアにおいては風力の出力変動緩和対策を既に系統アクセスルール(マニュアル)で定めており、(イ)および(ロ)の要件の代わりに系統アクセスルールにおける要件を系統連系技術要件に記載する。

《出力変化速度に対する要件》

- (イ) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況^{※1}において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行うこと

※1 風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況

なお、ウインドファームコントローラ^{※2}を有しない小規模発電所は対策を別途協議

※2 風車単体の制御ではなく、発電所全体の出力を制御する装置

《出力変化量としてカットイン・カットアウトに対する要件》

- (ロ) 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと

《系統事故時等の対応としての要件》

- (ハ) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合、発電設備の出力を調定率^{※3}に応じて自動的に抑制するよう対策を行うこと

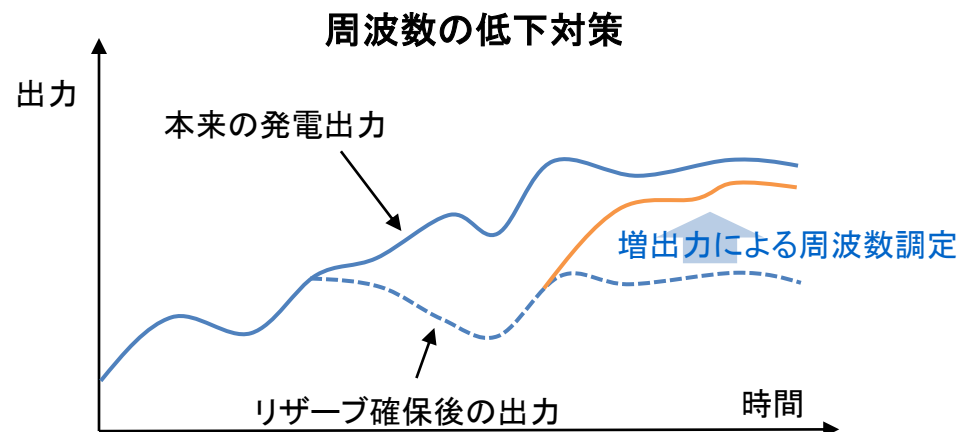
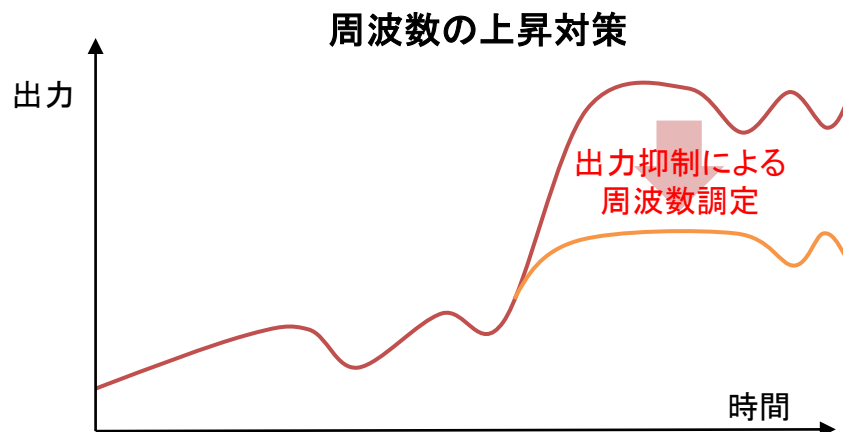
※3 調定率は2~5%の範囲で一送から指定、不感帯は0.2Hz以下(北海道・沖縄は0.1Hz以下)

- ✓ (イ)や(ロ)については、風車の制御機能の活用以外にも発電機の計画停止等の運用による対応なども考えられるため、事業者の対応の選択肢を狭めないために、機能に限定せず性能要件として定める。
- ✓ 今回新たに求める要件については将来に亘って不変という事ではなく、変動性再エネの導入量や出力変動、調整力のスベック等の実績を継続的に分析し、必要に応じて見直していく。(その他の制御機能活用についても関係機関と協議・検討を継続する。)
- ✓ 小規模単独系統や調整力確保などエリア固有の事情、また、今後の出力変動量の増加などを踏まえ、「自然エネルギーが得られない状況における要件」、「短周期変動への対策として求める要件」、「高圧連系設備に対して求める要件」なども必要に応じて個別に検討する。

(参考) 既存の調整電源を前提に連系可能となり得る自然変動電源 (例)

(出所) 第35回系統WG (2021年12月15日) 資料4 一部編集

- 現在、電力広域機関で行われている「グリッドコード」の検討において、特別高圧の電源に対しては、周波数調定率制御機能を活用し、**発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制する要件**※に関し、第9回検討会の審議の結果、中期要件として要件化のタイミング等について継続検討することとなった。
※系統周波数が上昇／低下し適正値を逸脱する場合に、2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に完了。標準周波数 $\pm 0.2\text{Hz}$ 以内（北海道・沖縄は $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内）は不感帯として設定。大規模な系統周波数変動時の活用を想定。
- こうした周波数変動に応じた出力変動のうち、**周波数の上昇に対しては**、発電設備の出力を抑制することで**常時対応が可能**である。
- 他方、**周波数の低下に対しては**、増出力のために一定の余力があることが前提となるため、事業者の受容性や再エネ電源の有効活用を勘案し、**常時対応は求められておらず、供給余剰のため出力制御が行われる際に動作する機能とされている。**



論点② 調整力不足時における自然変動電源の扱い

- 北海道における変動緩和要件は、足下で確保可能であると見込まれる調整力を考慮した上で、安定的な周波数制御に支障を来さないように、自然変動電源に対して要件を定めたもの。
- 一方で、従来、年 1 回の公募を通じて確保されてきた調整力は、既に一部が需給調整市場を通じて調達されるようになっており、**2024年度には、全ての調整力が需給調整市場を通じて確保される予定**である。
- したがって、変動緩和要件を撤廃した場合においても、自然変動電源の出力調整に必要な調整力は、**市場の制度や調整力の適正な量の見直しが進められる中、市場を通じて適切に確保されるようになって見込まれる**。他方、システムの改修や再エネの導入状況、調整電源の新設にかかるリードタイムによっては、今後も**調達未達が生じる可能性**も考えられる。
- なお、需給調整市場における実需給の 1 週間前の取引で必要な調整力の調達が未達であった場合でも、実際に必要な調整力の量や、余力活用電源等の調整力として活用できるリソースの状況などは実需給に近づくにつれてより明確になるところ、直ちに安定供給に支障を来すものではない。
- 今後、自然変動電源の導入がさらに進む中、**どのように系統全体で周波数を維持するか、自然変動電源の扱いを含めて検討する必要がある**。
- その際、需給安定のために必要な措置として、これまで**変動緩和要件を満たしてきた既存発電事業者との公平性の観点も踏まえ、具体的な方法や、判断の基準、タイミング、費用負担についてどのように考えるか**。

論点③ 調整力の調達量に関する費用負担

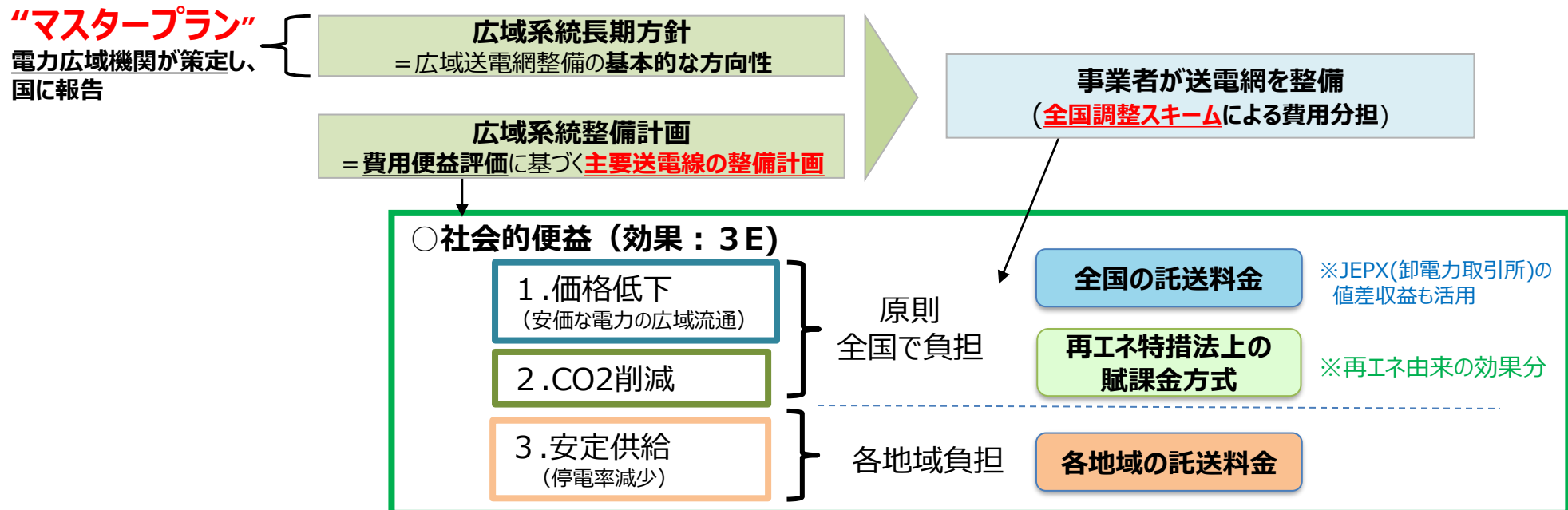
- 再エネの導入拡大に伴い、太陽光や風力等の自然変動電源の出力変動を調整する調整力の重要性が高まっている。
- これまで、各一般送配電事業者の調整力公募における調整力の確保量は、H3需要に対する割合を基準とし、基本的にエリア内で調整電源が確保されてきた。このため、**調整力が不足する北海道においては、自然変動電源側に変動緩和要件を課すことで、実質的に発電事業者に調整力の負担を求めてきた。**
- 一方で、エリアを越えて広域的に低廉かつ安定的に調整力を確保するため、**2021年度から需給調整市場が開設**され、同市場を通じて**地域間連系線を介した調整力の広域調達**が開始された。
- 需給調整市場における調整力必要量は残余需要の変動実績等に応じて算出されるが、自然変動電源の増加に伴い、特に再エネ適地とされるエリアにおける調整力の調達量が増加すると見込まれ、その費用負担が一部エリアに偏る可能性がある。他方、自然変動電源が増加することの便益は、必ずしも導入エリアに限られるものではなく、全国的なCO2排出量の削減及び再エネ導入比率の向上に資するものとも考えられるのではないかな。
- 変動緩和要件の撤廃に向けた検討を進めるにあたり、自然変動電源の増加により、他エリアより顕著に増加した**調整力の調達費用について、特定エリアにおける再エネの偏在や、受益と負担の関係から、費用負担をどのように考えるか。**

(参考) 系統増強や調整力等の確保とこれら費用負担の在り方の検討

(出所) 第40回 大量小委 (2021年4月7日) 資料 1

- 全国大でプッシュ型の系統増強を進める中、これを促すため、2020年のエネルギー強靱化法改正により、広域連系系統については全国で広く費用を負担することとした。現在、マスタープランに基づき、広域連系系統の増強を検討中。
- 今後、こうした系統増強に加え、変動再エネや非同期電源の導入拡大に伴い調整力等の確保も重要となる。これまでは再エネの導入量に応じて、エリア間でこうした費用負担の偏りがあった。
- 今後、全国大で再エネの大量導入を進めるため、**増強が必要となる系統や確保すべき調整力等の整理**を進めるとともに、その**便益が及ぶ範囲などを踏まえ、費用負担の在り方を検討**してはどうか。

マスタープランに基づく設備増強と費用負担（賦課金方式の適用範囲）



1. 地域間連系線等の増強
2. NWの次世代化に向けた取組等
3. 調整力の確保等
4. **日本版コネクト&マネージに関する取組**

日本版コネクト&マネージに関する取組

- 再エネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進める方策の1つとして、ノンファーム型接続を進めている。
- あわせて、これまで先着優先となっていた系統利用ルールについて、市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノードル制）への将来的な移行を見据えながら、当面は、S+3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送電線混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力などより優先されるように見直しを進めてきた（再給電方式）。
- 今後も、こうした日本版コネクト&マネージの取組・検討を進めるところ、本日は以下の項目について御議論いただきたい。
 - （1）再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点
 - （2）N-1電制本格適用に関する債権債務関係

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

	1. 基幹混雑(平常時)			2. ローカル混雑(平常時)			3. N-1電制(事故時)		
	①適用 系統	②適用 電源	③制御 対象	①適用 系統	②適用 電源	③制御 対象	①適用 系統	②適用 電源	③制御 対象
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1 ↓	2022.4 全電源 ↓	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023年中 ↓ 系統混雑の見通し などに変化があれば 対象の拡大を検討				2022.6 電制量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く ↓		2023.4 電制量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く ↓
ローカル系統		2021.1 空き容量の無い系統 に接続される電源 ↓		2022年度末頃 検討予定 ↓	2022年度末頃 検討予定 ↓	検討予定 ↓			
配電系統 (高圧)									
配電系統 (低圧)									
		10kW未満			10kW未満			10kW未満	
④制御方法	再給電方式 (1) 再給電方式(一定の順序)の開始に向けた論点			検討予定			N-1電制 (2) N-1電制本格適用に関する債権債務関係		

※平常時の配電混雑においては、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進める。

①適用系統：ノンファーム型接続またはN-1電制の考え方をどの送変電設備に適用するか

②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか

③制御対象：利用（出力制御）の考え方をどの電源に適用するか

④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

(1) 再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点

- 再給電方式（調整電源の活用）の2022年中の開始に向けては、2022年1月25日に各一般送配電事業者及び電力広域機関より周知、広報を始めた。更に各一般送配電事業者においては、本方式の開始に向けて準備を進めている。
- 他方、2023年中までに開始することを目指して検討を進めている再給電方式（一定の順序）においては、非調整電源を制御対象とすることから、①運用、②精算、③情報公開、④スケジュールに関して整理すべき論点が多く存在する。本日は、以下の中から残された論点について御議論いただきたい。

＜再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点＞

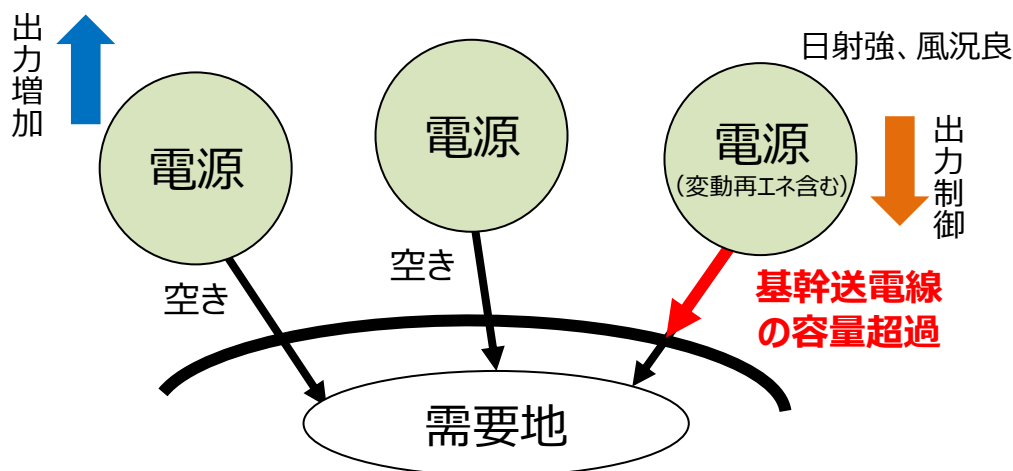
大項目	小項目	論点	検討の場
①運用	制御順	系統制御による出力制御	本小委員会（第37回・21/11/30）
		需給制約と系統制約による出力制御の同時発生	本日（論点1-a）
		暫定ノンファーム型接続	本日（論点1-b）
	制御方法	同一順序内のノンファーム型接続	本小委員会（第37回・21/11/30）
	制御対象	電圧階級※	本小委員会（第37回・21/11/30）
		N-1電制遮断対象電源	本日（論点1-c）
②精算	精算単位	BGから地点単位への計画提出・精算単位の変更	本日（論点2）
	精算単価	電源Ⅲの単価	制度設計専門会合（第62回・21/6/29）
		ノンファーム型接続の単価	次回以降
③情報公開	事前公表	再エネの出力制御見通し	本日（論点3）
	検証方法	制御時の検証（一定の順序以外での制御時など）	次回以降
④スケジュール		再給電方式（一定の順序）の導入	本日（論点4）

※系統混雑の見通しなどによって制御対象拡大を検討

(参考) 再給電方式

- 送電線の容量制約により、接続されている全ての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、後から接続したものを先に制御することとなっている（先着優先）。
- 先着優先の考え方の下では、ノンファーム型接続をした再エネより、従前から接続されている石炭火力などの発電が優先されるため、送電線混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力などより優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（再給電方式）。
- 市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノードル制）への将来的な移行を見据えながら、当面は、S+3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式の導入に向けて検討してきた。

<混雑時の出力制御発生イメージ>



<再給電方式（一定の順序）の出力制御ルール>

- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電
 - ②火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ③ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
 - ④ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - ⑤その他のノンファーム電源※の出力制御
- ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

2022年
12月末
までに開始

2023年中
の開始を
目指す

※S+3Eを大前提に、混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合や、安定供給に支障が生じる可能性がある場合においては、一定の順序以外の方法で出力制御できる 41

論点 1 - a 制御順（需給制約と系統制約による制御の同時発生）

①運用

- 需給制約と系統制約による出力制御が同時に必要となる場合において、先着優先の下では、系統制約による出力制御を先に行うことと整理してきた。
- 再給電方式の下で、同様の場合のケーススタディを実施したところ、以下の結果を得た。
 - 需給制約と系統制約による出力制御のどちらを優先した場合でも、
 - A) 再エネの出力制御量は変わらない
 - 需給制約による出力制御を先に行う場合、
 - B) 系統制約による出力制御を先に行う場合に比べて、ファーム型接続適用電源が多く出力制御される
 - C) 需給制約による出力制御に伴い、系統制約による出力制御量が変化する（混雑処理の実績や精算に課題）
- (A)の結果からは差がなかったが、(B)(C)の結果より、**再給電方式の下でも、系統制約による出力制御を先に行うこととしてはどうか。**

＜系統制約による出力制御ルール（再給電方式）＞

出力制御順

- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水式発電機の揚水運転、貯蔵装置の充電
- ②火力等(電源Ⅲ)の出力制御
- ③ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
- ④ノンファーム太陽光、風力の出力制御
- ⑤その他のノンファーム電源※の出力制御

※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

2022年
12月末
までに開始
2023年中
の開始を
目指す



＜需給制約による出力制御ルール＞

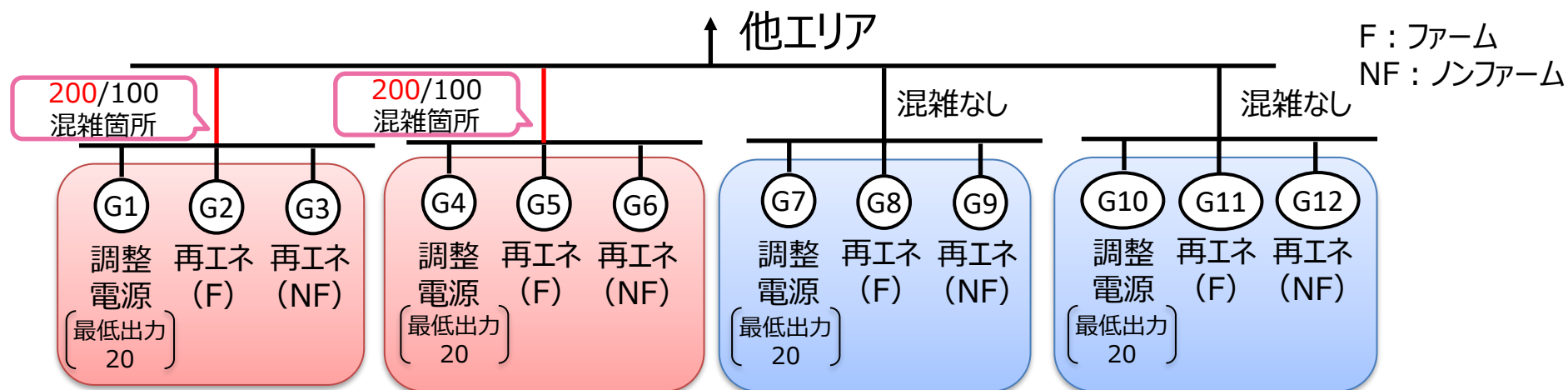
出力制御順

- ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用
- ②他地域への送電（連系線）
- ③バイオマスの出力制御
- ④太陽光、風力の出力制御
- ⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御

※出力制御が技術的に困難

(参考) ケーススタディ：前提条件

- 需給制約と系統制約による出力制御が同時に必要な場合における検討にあたり、需給制約及び系統制約による出力制御量をパラメータとし、4つのケーススタディを実施した。

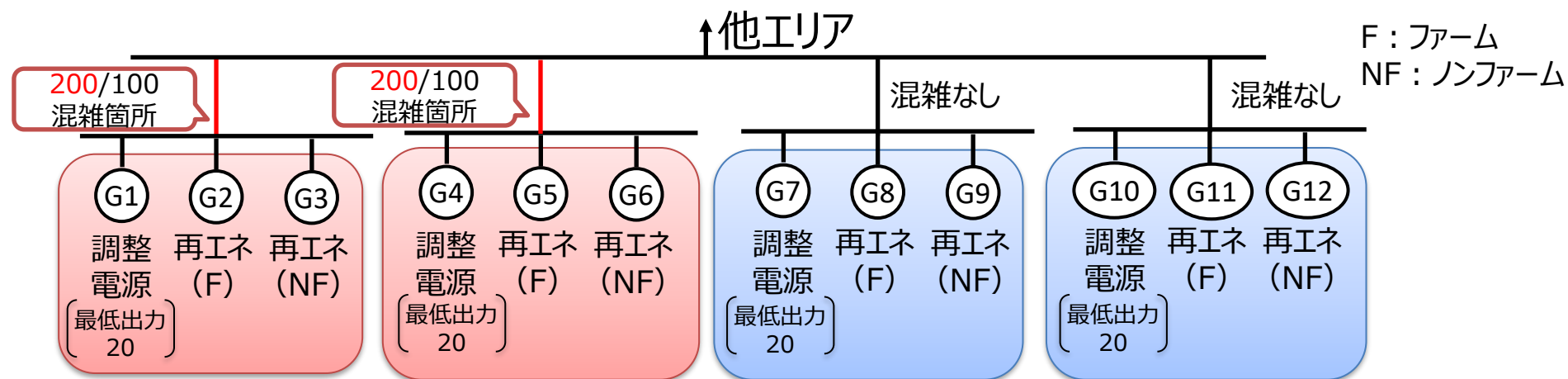


	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12
制御前出力	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)
	100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50

ケース	需給制約による出力制御量	制御順
1-(a)	100 (制御量 小)	需給制約による出力制御を優先
1-(b)		系統制約による出力制御を優先
2-(a)	400 (制御量 大)	需給制約による出力制御を優先
2-(b)		系統制約による出力制御を優先

(参考) ケーススタディ：ケース1

- 需給制約による出力制御量が小さいケースにおいて、需給制約による出力制御を優先した場合と系統制約による出力を優先した場合は、再エネの出力制御量及びファーム型接続適用電源の出力制御量に差は生じない。

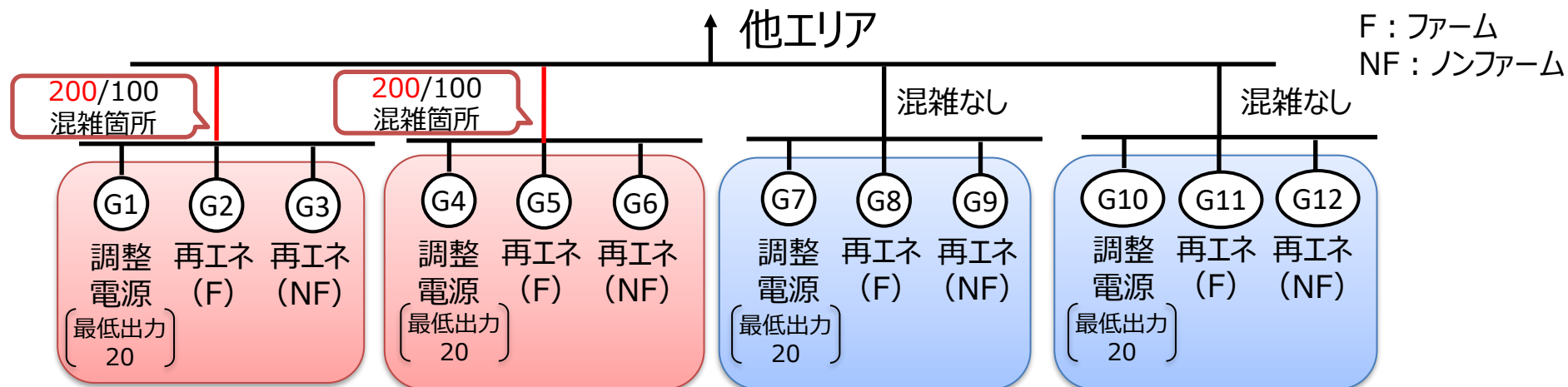


＜ケース1 需給制約によるの出力制御量 100（出力制御量 小）＞

ケース	制御順	制御前出力	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	制御量			
			調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	全体	再エネ		
			100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50		全体	F	NF
1-(a)	需給↓系統	①需給制御後	75	50	50	75	50	50	75	50	50	75	50	50	100	0	0	0
		②系統制御後	20	50	30	20	50	30	75	50	50	75	50	50	250	40	0	40
		②'系統制御後	20	50	30	20	50	30	150	50	50	150	50	50	100	40	0	40
1-(b)	系統↓需給	①系統制御後	20	50	30	20	50	30	100	50	50	100	50	50	200	40	0	40
		①'系統制御後	20	50	30	20	50	30	150	50	50	150	50	50	100	40	0	40

(参考) ケーススタディ：ケース2

- 需給制約による出力制御が大きいケースにおいて、需給制約による出力制御を優先した場合、系統制約による出力を優先した場合に比べて、再エネの出力制御量は変わらないものの、ファーム型接続適用電源の出力制御量が大きくなる。



<ケース2 需給制約による出力制御量 400 (出力制御量 大) >

ケース	制御順	制御前出力	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	制御量			
			調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	調整電源	再エネ (F)	再エネ (NF)	全体	再エネ		
			100	50	50	100	50	50	100	50	50	100	50	50		全体	F	NF
2-(a)	需給 ↓ 混雑	①需給制御後	20	40	40	20	40	40	20	40	40	20	40	40	400	80	40	40
2-(b)	混雑 ↓ 需給	①系統制御後	20	50	30	20	50	30	100	50	50	100	50	50	200	40	0	40
		②需給制御後	20	44	28	20	44	28	20	44	44	20	44	44	400	80	24	56

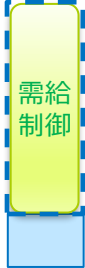
(参考) ケーススタディ：まとめ

- 需給制約による出力制御と系統制約による出力制御の順序により、**再エネの出力制御量の差異はない結果**となった。また、**系統制約による出力制御を優先する考え方はノンファーム型接続適用電源をより多く制御する結果**となった。
- **需給制約による出力制御を先に行う場合、需給制約による出力制御に伴い、系統制約による出力制御量が変化する。**

＜ケーススタディによる再エネの出力制御量＞

ケース	制御順	需給制約による出力制御量	再エネの出力制御量		
			全体	ファーム型接続適用電源	ノンファーム型接続適用電源
1-(a)	需給制御優先	100 (制御量 小)	40	0	40
1-(b)	系統制御優先		40	0	40
2-(a)	需給制御優先	400 (制御量 大)	80	40 (制御量 大)	40
2-(b)	系統制御優先		80	24 (制御量 小)	56

＜ケーススタディによる調整電源及びノンファーム型接続適用再エネの出力＞

		ケース1-(a) (需給上の制御量 小)		ケース2-(a) (需給上の制御量 大)				ケース1-(b) (需給上の制御量 小)		ケース2-(b) (需給上の制御量 大)	
		G1	G3	G1	G3			G1	G3	G1	G3
		調整電源	再エネ(NF)	調整電源	再エネ(NF)			調整電源	再エネ(NF)	調整電源	再エネ(NF)
需給 ↓ 系統	制御前出力	100	50	100	50	混雑 ↓ 需給	制御前出力	100	50	100	50
	①需給制御後	75	50	20	40		①系統制御後	20	30	20	30
	②系統制御後	20	30	—	—		②需給制御後	20	30	20	28
	制御量の 切り分け										

- 東北北部エリア募集プロセスが行われている東北エリアでは、暫定ノンファーム型接続は、ノンファーム型接続に対して優先することとし、系統混雑時にはノンファーム型接続を先に出力制御を行うことと整理された。
- 再給電方式（一定の順序）においても、暫定ノンファーム型接続は、ノンファーム型接続に対して優先することとした上で、暫定ノンファーム型接続電源内での順位は、ノンファーム型接続適用電源内での順位と同様とすることとしてはどうか。

<系統制約による出力制御ルール（再給電方式）>

出力制御順

- 
- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電
 - ②火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ③ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
 - ④ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - ⑤その他のノンファーム電源※の出力制御
 - ⑥暫定ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
 - ⑦暫定ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - ⑧その他の暫定ノンファーム電源※の出力制御

※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

2022年
12月末
までに開始

2023年中
の開始を
目指す

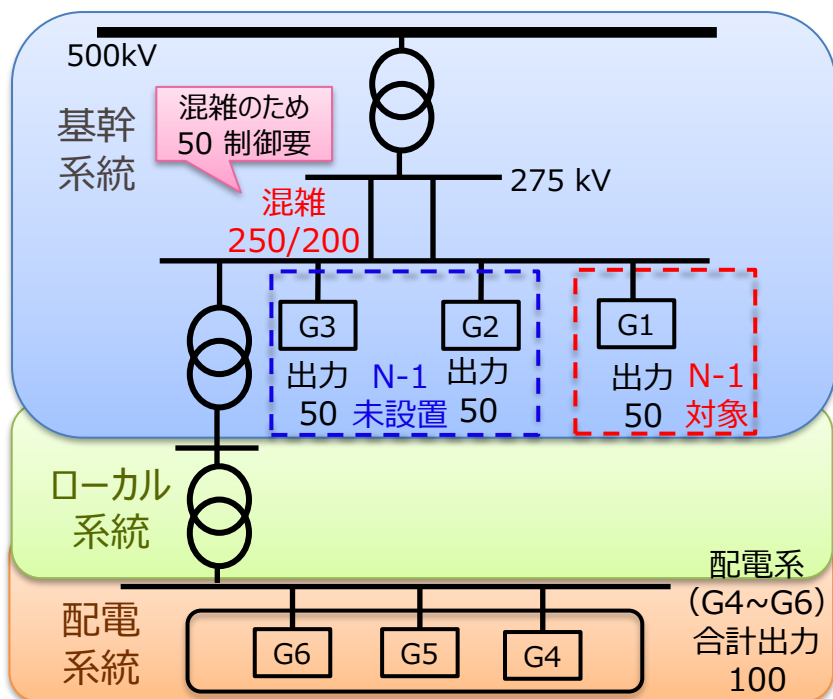
論点 1 - c 制御対象（N-1電制遮断対象電源）

①運用

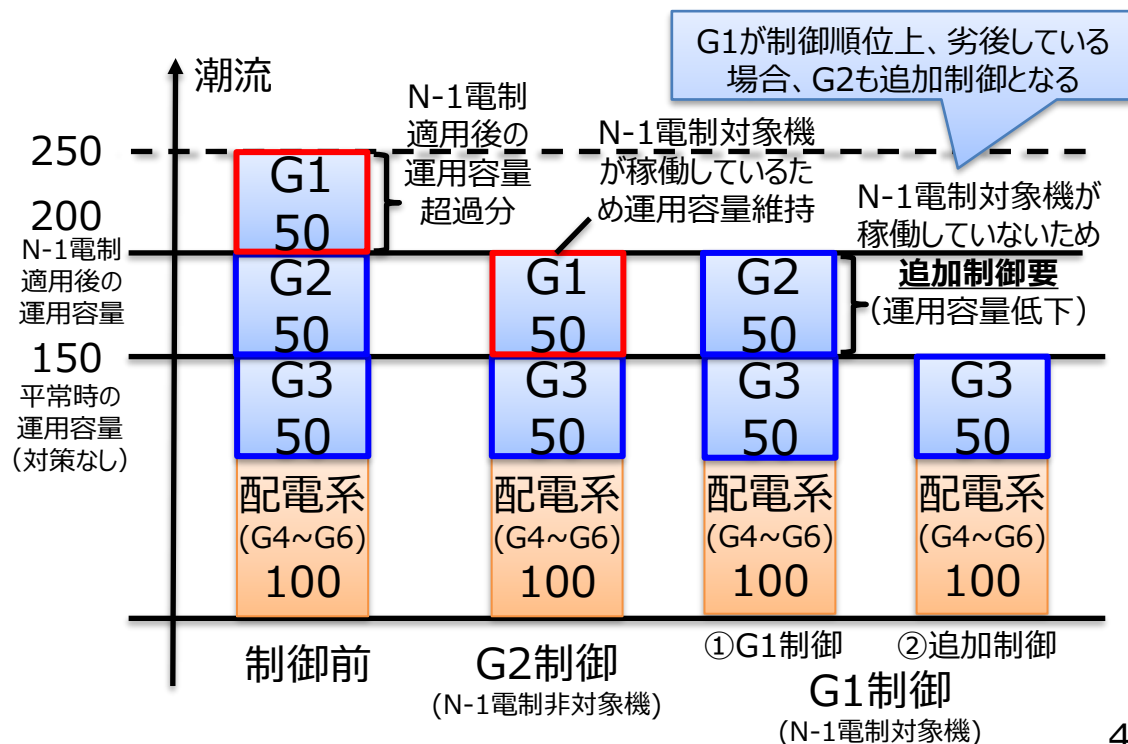
- 基幹系統に混雑が発生し、再給電方式によってN-1電制遮断対象電源を制御すると運用容量が低下するため、追加制御を行うこととなる課題がある。
- そのため、N-1電制遮断対象電源が制御され、運用容量が低下するような場合には、出力制御を低減（追加制御回避）する観点から、N-1電制遮断対象電源を、再給電方式の制御対象外とすることとしてはどうか。

※安定供給に支障が生じる可能性がある場合は、S+3Eを大前提に、出力制御できるものとする

<系統図イメージ>



<電制遮断対象電源イメージ>



- 現在の運用では、BGが提出する発電計画について、BG単位の合計値が正しければ、発電地点の計画値は正しく記載しなくてもインバランス料金精算上は問題ないとしている。再給電の運用を正しく行うためには、地点単位の情報把握した上での運用が必要のため、**「BG単位（現行運用）」から「受電地点単位」で発電計画値を提出する必要がある。**
- 出力制御対象となる事業者は、再給電方式（一定の順序）の開始に向けて対応が必要となることから、**計画提出と精算単位のルール変更について、2022年6月下旬から順次、一般送配電事業者より、対象事業者に対して周知することとしてはどうか。**

※系統制約以外の出力制御においては、これまでと同様に原則BG単位で給電指令時補給で精算

※基本的には全ての発電事業者が変更に対応することが望ましいが、再給電方式（一定の順序）の開始時にどの電圧階級まで対応を求めるかはシステム面などを考慮して検討する必要がある

<精算内容>

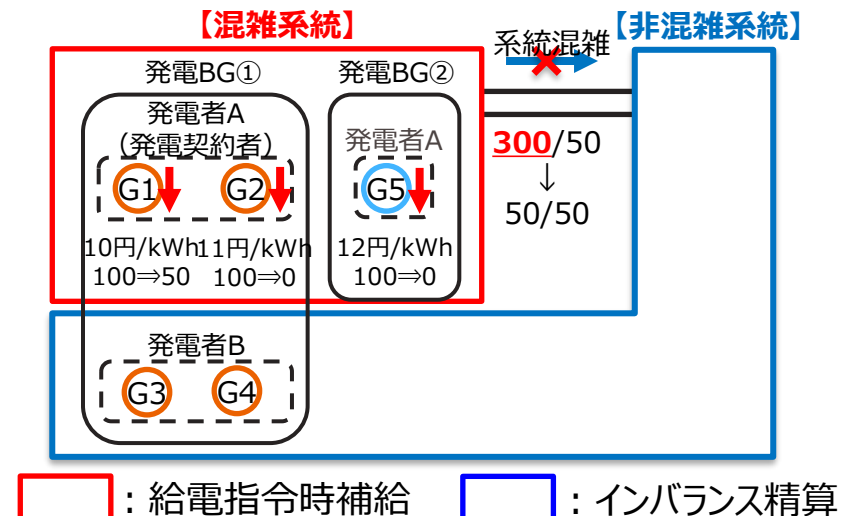
（1）地点単位で正しい発電計画計上

	発電BG①	G1	G2	G3	G4
①発電計画	550	100	100	200	150
②発電実績	410	50	0	220	140
差分(②-①)	▲140	▲50	▲100	+10	
精算単価	—	10円	11円	インバランス単価	

（2）BG単位で正しい発電計画計上

	発電BG①	G1	G2	G3	G4
①発電計画	550	550	0	0	0
②発電実績	410	50	0	220	140
差分(②-①)	▲140	▲500	0	+360	
精算単価	—	10円	11円	インバランス単価	

○：調整電源 ○：非調整電源



※BGの発電計画をG1のみに計上した場合、再給電時に正しい精算額が算定できない

(参考) 託送供給等約款および送配電等業務指針の規定

○託送供給等約款（東京電力パワーグリッド）別表10 発電計画・調達計画・販売計画

（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

○送配電等業務指針139条

第139条

発電契約者並びにFIT電源により発電された電気を調達及び供給している一般送配電事業者及び特定送配電事業者は、供給区域ごとに、別表8-2に定める発電計画、調達計画及び販売計画（以下「発電販売計画等」という。）を、同表に定める提出期限までに、本機関に提出しなければならない。

（略）

2 発電販売計画等には、次の各号に掲げる発電販売計画等ごとに、各号に定める事項を記載するものとする。

一 発電計画 販売計画に対応した発電量調整供給契約で設定した単位ごとの発電に関する計画（一般送配電事業者が調達したFIT電源により発電された電気に係る計画を含む。）

（略）

4 第2項第1号の規定にかかわらず、発電契約者は、次の各号に掲げる場合において、発電地点別又は発電機別ごとの発電の内訳の記載を求められたときは、これを発電計画に記載しなければならない。

一 一般送配電事業者からの系統運用上の必要性に基づく要請があった場合

二 本機関からの容量市場の運営上の必要性に基づく要請があった場合

論点3
 事前公表（再エネの出力制御見通し）

- 現在、需給制約によって再エネの出力制御が発生する可能性がある場合には、事前に各一般送配電事業者のホームページにおいて、出力制御の見通し及び出力制御指示を公表している。
- **系統制約によって再エネの出力制御が発生する可能性がある場合においても、発電事業者の予見可能性を確保する観点から、需給制約時と同様に情報を公表することとしてはどうか。** ※作業時などによって発生する系統制約の場合などは除く

＜再エネの出力制御見通し＞

再生可能エネルギー出力制御見通し（4月14日 17時0分発表）

		出力制御			出力制御指示内容（注8）
		（参考）（注7）			
		4月15日 （金曜日） （注6）	4月16日 （土曜日）	4月17日 （日曜日）	
九州本土		当日指示予定	可能性あり	可能性あり	再_2022年度指示内容（九州本土：4月14日更新） (213KB)
離島	対馬	—	—	—	—
	奄岐	—	可能性あり	可能性あり	再_2022年度指示内容（奄岐：4月9日更新） (88KB)
	飨島	—	—	—	—
	種子島	指示実施	可能性あり	可能性あり	再_2022年度指示内容（種子島：4月14日更新） (55KB)
	奄美大島	—	—	—	—
	喜界島	—	—	—	—
	徳之島	—	可能性あり	—	再_2022年度指示内容（徳之島：4月7日更新） (64KB)
	沖永良部	—	—	—	—
	与論	—	—	—	—

（注6）旧ルール事業者（オフライン制御）のうち、制御対象事業者さまへは電話及びメールで指示を行っています。旧ルール事業者（オンライン制御）及び指定ルール事業者さまのうち、制御対象事業者さまへは、当日、制御スケジュールを配信します。

・「当日指示予定」は、当日の需給状況に応じて、オンライン制御可能な事業者さまへ出力制御を指示する可能性があることを表しています。

・「指示実施」は、旧ルール事業者（オフライン制御）へ出力制御を指示したこと及び当日指示予定があることを表しています。

（注7）参考日の出力制約見通しは、需給状況の変動により変更となる場合があります。

・出力制約の可能性がない場合（上記「—」の場合）においても出力制約が必要となる場合があります。

・出力制約の可能性がある場合（上記「可能性あり」の場合）においても出力制約が不要となる場合があります。

（注8）「出力制御指示内容」は、年度内に行った『再生可能エネルギーの固定買取制度』に基づく出力制御に関する報告書内容に掲載しています。（過去の指示内容は[こちらから](#)）

＜再エネ出力制御指示に関する報告＞

『再生可能エネルギーの固定価格買取制度』に基づく再エネ出力制御指示に関する報告									
当社は、電力の安定供給確保の観点から、火力機抑制などの回避措置を行ったとしても、電気の供給量（発電出力合計）が、その需要予想（エリア需要予想、連系統運用容量）を上回ることが見込まれたことから、余剰電力を満たす発電事業者さまに対して、以下の内容で、出力抑制の指示等を行いました。									
対象エリア：九州エリア 本土 2022年度実績 （4月14日現在）									
[万kW]									
通し番号（注1）		1	2	3	4	5	6	7	8
出力制御内容	発 信 日	03/31（木）16時頃 （前日指示）	04/01（金）実績 （速報）	04/01（金）16時頃 （前日指示）	04/02（土）実績 （速報）	04/02（土）16時頃 （前日指示）	04/03（日）実績 （速報）	04/03（日）16時頃 （前日指示）	04/04（月）実績 （速報）
	再エネ出力制御期間	04/01（金） 8時00分～16時00分	04/01（金） 10時30分～14時30分	04/02（土） 8時00分～16時00分	04/02（土） 10時30分～14時30分	04/03（日） 8時00分～16時00分	04/03（日） 8時00分～16時00分	04/04（月） 8時00分～16時00分	04/04（月） 11時00分～14時30分
	最大余剰電力発生時刻	12時30分 5	12時30分 5	12時30分 5	12時30分 5	12時00分 5	13時00分 5	12時30分 5	12時30分 5
	再エネ出力制御量	0 ~ 176	110	0 ~ 283	130	33 ~ 263	222	0 ~ 195	106
予想需給状況（注5）	エリア需要（注2）①	875	854	782	799	738	736	835	888
	大容量蓄電池の充電・排水運転（注3）②	224	193	224	121	224	215	224	193
	域外送電（注4）③	239	239	188	185	190	187	239	239
	小 計	1,338	1,286	1,194	1,105	1,152	1,138	1,298	1,320
	供給力（注6）④	1,514	1,396	1,477	1,235	1,415	1,360	1,493	1,426
	（再掲）再エネ出力	(925)	(833)	(979)	(731)	(922)	(873)	(972)	(899)
再エネ出力制御必要量（注5）⑤＝①＋②－③－④		176	110	283	130	263	222	195	106

（注1）前日に制御指示を行うものの、当日の需給状況により出力制御を実施しない場合もあるため、制御を実施した日数とは一致しない

（注2）最大余剰電力発生時刻におけるエリア需要

（注3）抽水発電所を最大限活用し、域外へ送電

（注4）関門連系統を最大限活用し、域外へ送電

（注5）優先給電ルールに基づき火力発電等を最大限抑制

（注6）最大需給相当を考慮した予想需給状況【当日見直し場合は、10時に公表】

（注7）専横バイオマスの出力制御なし

※ オフライン制御で確保する制御量

【特記事項】

・実績（速報）は制御量最大となる時間帯（出力制御がない場合は前日指示時間帯）

・再エネ出力制御量のうちオフライン制御量を超えるものは、需給状況を踏まえ、オンライン制御で対応

（参考）2022年1月末段階推定 1,144万kW（太陽光：1,081万kW、風力：63万kW）

論点4 スケジュール（再給電方式（一定の順序）の導入）

④スケジュール

- 基幹系統利用ルールの見直しにおいて、再給電方式（調整電源の活用）については、2022年12月を基本としつつ、それより早くノンファーム型接続適用電源が系統連系できる可能性があるエリアについては、順次開始することとした。
- 他方、再給電方式（一定の順序）については、2023年中までに開始することを目指して検討を進めている中で、本日の論点含めて、多くの事項を考慮した上でシステムを構築する必要があるため、2023年12月末までに開始することとしてはどうか。
- また、開始に向けては、対象事業者に対して計画提出と精算単位のルール変更を周知する時期にあわせて、2022年6月下旬から順次、各一般送配電事業者及び電力広域機関より周知、広報を始めることとしてはどうか。

＜再給電方式（一定の順序）の導入に向けたスケジュール＞

	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度以降
【参考】 再給電方式 （調整電源の活用）	2022年1月25日に 周知、広報を開始	2022年12月末までに開始	再給電方式 （調整電源の活用）	
再給電方式 （一定の順序）		2022年6月下旬から 順次、周知、広報を開始	2023年12月 末までに開始	再給電方式 （一定の順序）

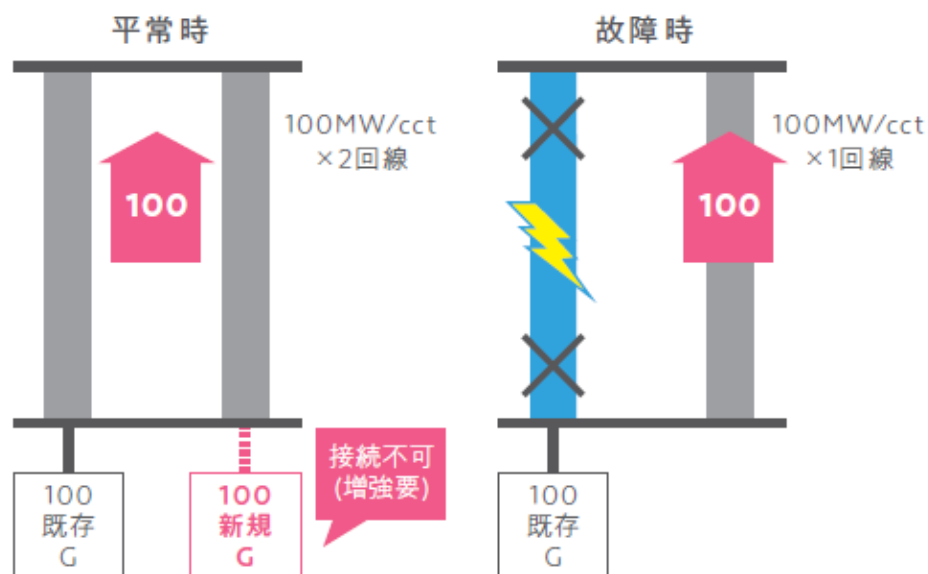
(2) N-1電制本格適用に関する債権債務関係

- N-1電制については、自らが電制対象電源となることを条件に、特別高圧以上に接続する電源を対象とした先行適用を、2018年10月よりを開始してきた。
- 他方、本来N-1電制の対象となり得る多数の電源を電制する代わりに、別の電源を電制することにより、その機会損失費用を事後的に精算する仕組みであるN-1電制の本格適用に向けては、アクセス検討への本格適用の反映が2022年6月の指針・ガイドラインの反映以降、本格適用電源へのオペレーション費用支払（本格適用の運用開始）は2023年4月以降に開始と整理してきた。
- また、本委員会及び電力広域機関の広域系統整備委員会において、N-1電制の本格適用に必要な費用及び考え方の議論が行われ、初期費用に関しては一般負担、オペレーション費用に関しては当面は一般負担と整理がなされた。
- このため、一般送配電事業者はN-1電制対象（発電者）に対して、制御装置の設置要請及び設置費用（初期費用）の支払や、電制指令及びオペレーション費用の支払を行う必要があるが、一般送配電事業者と発電者は直接の契約関係にないため、発電契約者経由で行う必要がある。
※発電者が自ら一般送配電事業者と発調契約を締結する場合は、発電者と発電契約者は同一となり得る。
- 本日は、初期費用とオペレーション費用における一般送配電事業者と発電契約者間などに発生する債権債務に対する考え方について整理したので、御議論いただきたい。

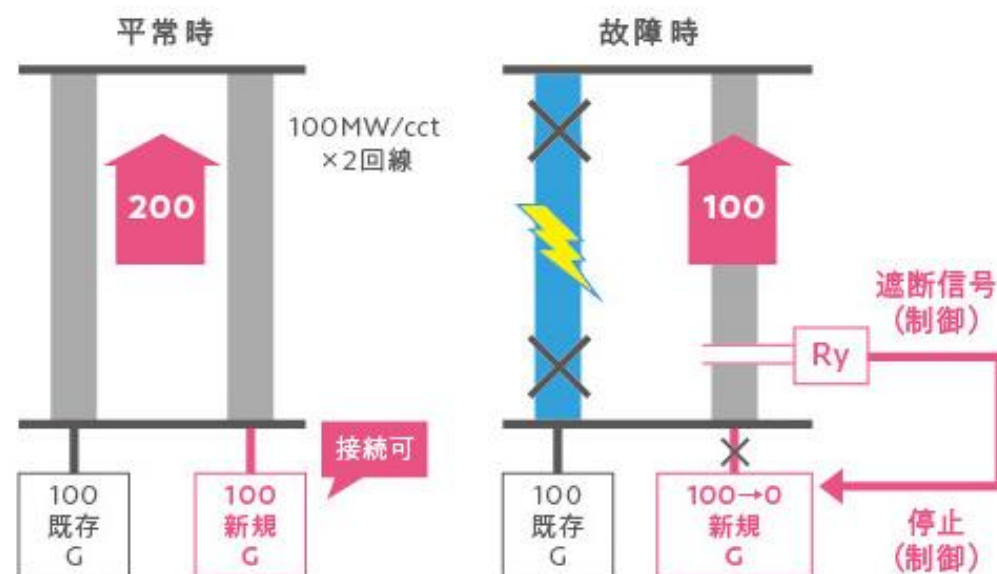
(参考) N-1電制

- 系統の信頼性の観点等から、N-1故障（1回線故障等）発生時でも安定的に送電できるように、2回線以上で構成される送電線のうち、1回線の一部の容量については、平常時は電気を流さず緊急時用に確保されている。
- N-1電制は、**N-1故障発生時に電源制限（リレーシステムにより瞬時に電源の出力を制御）することで、平常時に上限でもう1回線分の容量を活用できるようにする仕組み**である。電制適用を前提とした電源を確保することにより、**系統の運用容量を拡大することができる**。

<N-1電制なし>

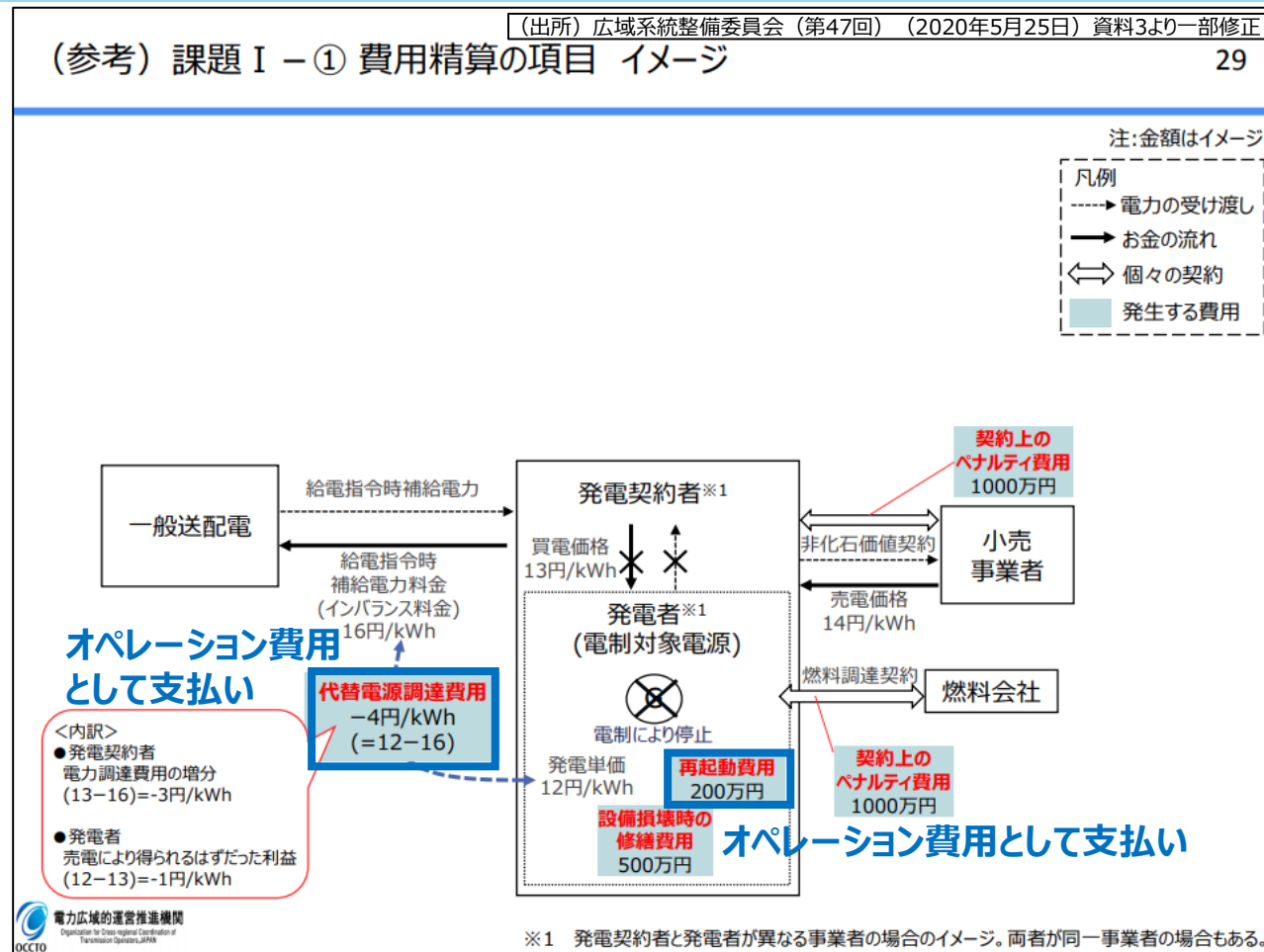


<N-1電制適用>



(参考) オペレーション費用

- オペレーション費用の支払いは、代替電源調達費用（「代替電源調達費用の増分」と「逸失利益」の総和）と再起動費用の2点が対象となる。
 - 代替電源調達費用の増分：電制により当該発電者以外の電源から電気を調達することになったため生じた発電契約者の電力調達費用の増分
 - 逸失利益：電制されなかった場合に売電により得られるはずだった発電者の利益
 ※FIT電源電制時は、固定買取価格に基づく収入減少分を精算する
 - 再起動費用：電制により停止した発電者の電源を再起動するために生じる費用

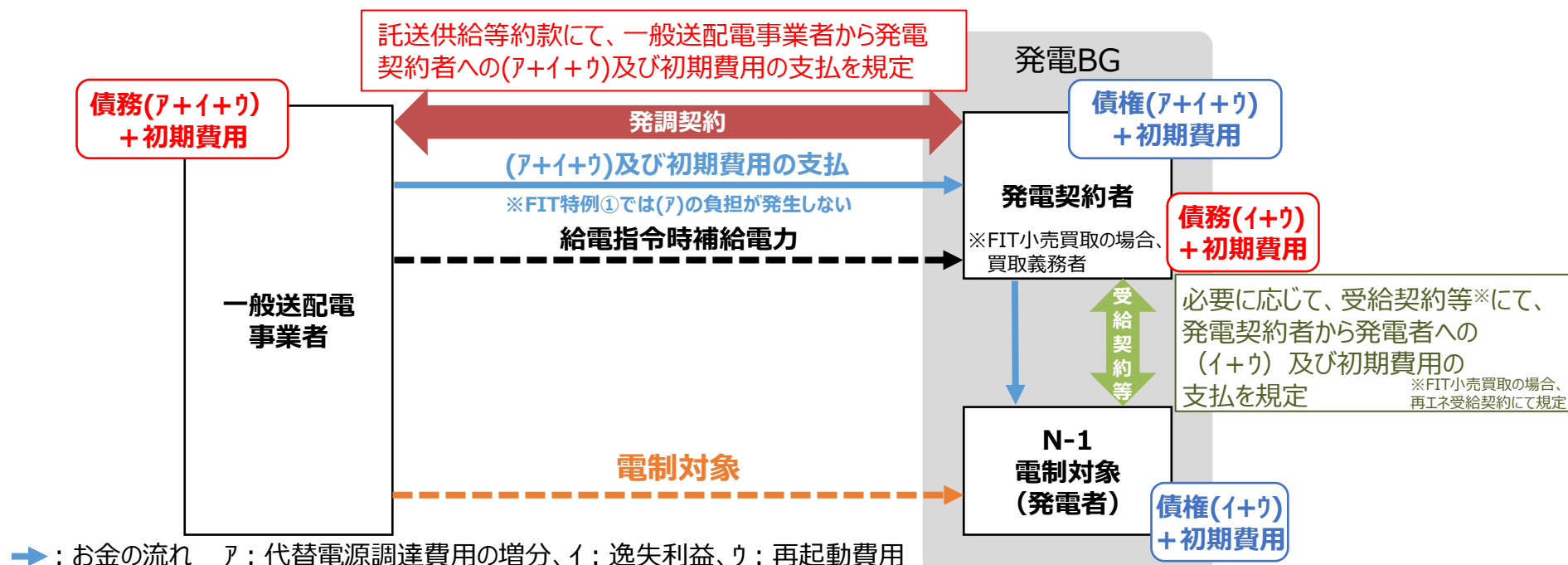


債権債務関係

※配電事業者のエリアが運用する設備に連系する場合は、「一般送配電事業者」としている箇所が「配電事業者」となる

- 一般送配電事業者は、発電契約者経由で発電者へ支払などを行う必要があり、以下の債権債務関係が発生すると考えられる。
 - 代替電源調達費用の増分(ア)：一般送配電事業者と発電契約者間の債権債務関係
 - 逸失利益(イ)+再起動費用(ウ)+初期費用：一般送配電事業者と発電契約者間、発電契約者と発電者間の債権債務関係
- 一般送配電事業者と発電契約者は発調契約を締結しており、本契約を変更することで債権/債務が発生するため、託送供給等約款にて債務支払を規定することとしてはどうか。
- 他方、発電契約者と発電者の間の債権/債務については、必要に応じて発電契約者と発電者の間の受給契約等※にて規定することが想定される。 ※FIT小売買取の場合、再エネ受給契約にて規定

＜債権債務関係の発生イメージ＞



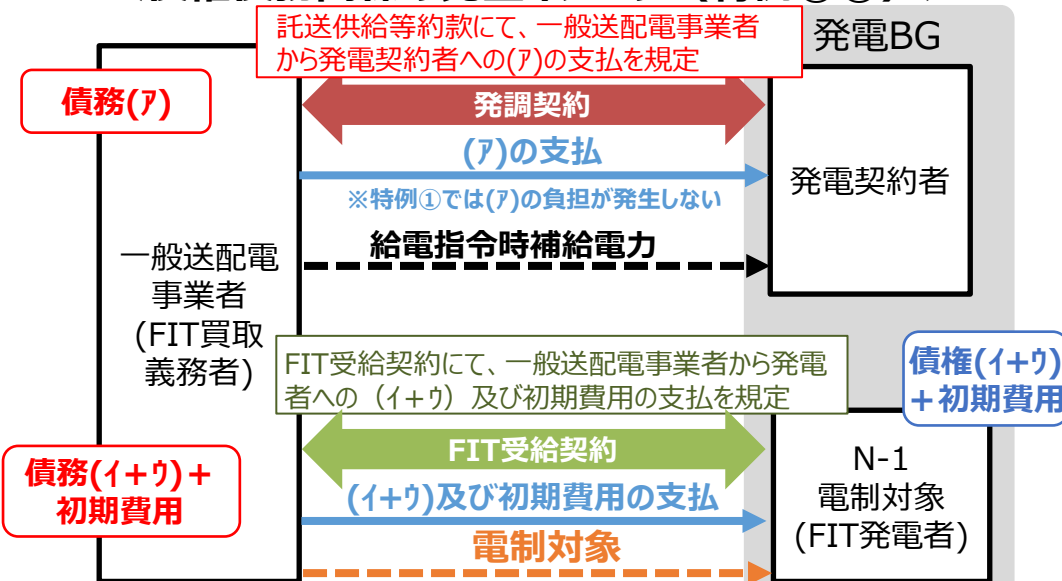
※一休会社の沖縄電力におけるFIT小売買取では、一般送配電事業者と発電契約者が同一事業者となるため両者間の費用精算は発生しない。

債権債務関係（FIT送配買取）

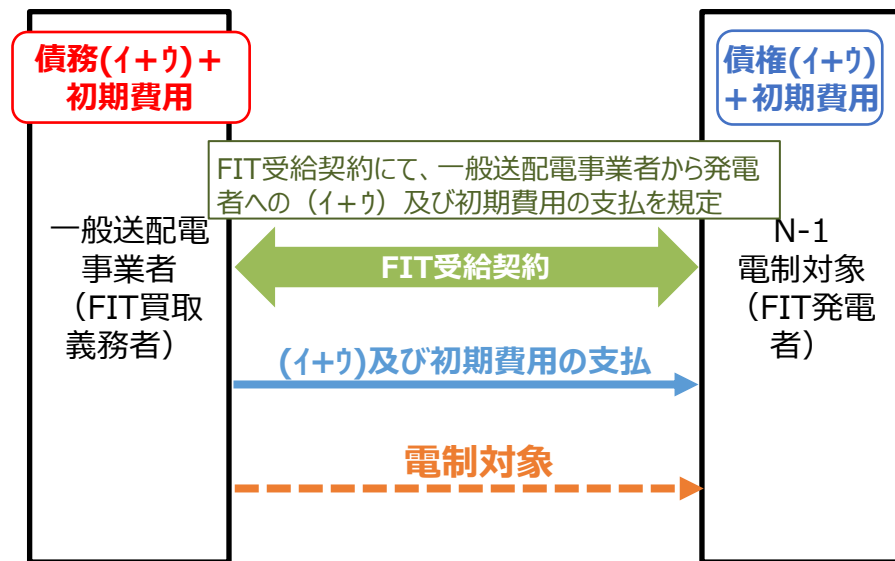
※配電事業者のエリアが運用する設備に連系する場合は、「一般送配電事業者」としている箇所が「配電事業者」となる

- FIT送配買取の場合、一般送配電事業者は、発電者と直接FIT需給契約を結んでいることから、一般送配電事業者が直接発電者へ支払うことで、以下の債権債務関係が発生すると考えられる。
(特例①②)
 - 代替電源調達費用の増分(ア)：一般送配電事業者と発電契約者間の債権債務関係 ※特例①では(ア)の負担が発生しない
 - 逸失利益(イ)+再起動費用(ウ)+初期費用：一般送配電事業者と発電者間の債権債務関係
- (特例③)
 - 逸失利益(イ)+再起動費用(ウ)+初期費用：一般送配電事業者と発電者間の債権債務関係
- FIT以外の場合と同様に、一般送配電事業者と発電契約者の債権/債務については、託送供給等約款にて債務支払を規定することとしてはどうか。
- 他方、一般送配電事業者と発電者の間の債権/債務については、一般送配電事業者と発電者の間のFIT受給契約にて規定することが想定される。

<債権債務関係の発生イメージ（特例①②）>



<債権債務関係の発生イメージ（特例③）>



(参考) FIT電源電制時の費用精算の流れ

特例区分	発電 契約者	代替電源 調達費用 増分 負担者	精算の流れ（全て一般負担）			
			電制装置設置費用 (初期費用)	代替電源調達費用 増分※1 (オペレーション費用)	逸失利益※2 (オペレーション費用)	再起動費用 (オペレーション費用)
小売買取 特例①	小売	一般送配 電事業者	一般送配電事業者 ⇒小売⇒発電者	精算なし	一般送配電事業者 ⇒小売⇒発電者	一般送配電事業者 ⇒小売⇒発電者
小売買取 特例②	小売	小売		一般送配電事業者 ⇒小売		
送配買取 特例①	小売	一般送配 電事業者	一般送配電事業者 ⇒発電者	精算なし	一般送配電事業者 ⇒発電者	一般送配電事業者 ⇒発電者
送配買取 特例②	小売	小売		一般送配電事業者 ⇒小売		
送配買取 特例③	一般送配 電事業者	一般送配 電事業者		精算なし		

※1 特例①は一般送配電事業者が発電計画を作成し、発電契約者が支払うインバンス料金は回避可能費用となり、発電契約者にインバンスリスク（代替電源調達費増分）は発生しない。一方、特例②は発電契約者が発電計画を作成し、インバンス料金は通常のインバンス料金で支払うため、インバンスリスク（代替電源調達費増分）が発生する。

※2 FIT電源を電制した場合の逸失利益は、第54回広域系統整備委の整理に基づき、「電制時FIT調達金額相当－電制時の発電費用相当」を支払う。

N-1電制の本格適用の開始時期

- N-1電制の本格適用に向けては、**アクセス検討への本格適用の反映は2022年6月の指針・N-1電制ガイドライン（指針に基づき、N-1電制の基本的な考え方や運用方法などを取りまとめた公表資料）の反映以降**と整理してきた。
- 2023年4月予定のオペレーション費用支払いの開始を円滑に進めるため、2023年4月予定の託送供給等約款の改定に先んじて、**契約申込受付開始はN-1電制に係る託送供給等約款の変更認可申請以降、契約締結開始は託送供給等約款の認可以降**とすることを基本として進める。
- なお、N-1電制を実施するために必要となる**電制装置の設置対応については、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に反映**することを予定している。

2-7. 本格適用の開始時期について

36

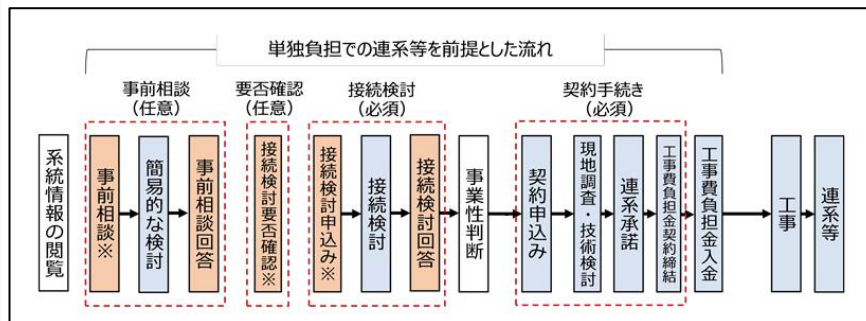
- N-1電制本格適用を開始する上で必要な制度的措置は以下の3点と考えられる。

- ① **送配電等業務指針への電制設置の適用義務の規定（2022年6月予定）**
- ② ①の変更を反映した**N-1電制ガイドラインの変更（2022年6月予定）**
- ③ 電制対象電源（発電契約者）へオペレーション費用の支払いを規定する**託送供給等約款の改定（2023年4月予定）**

- ローカル系統において混雑前提系統への転換が図られる2022年度末以降に本格適用電源へのオペレーション費用の支払いが発生する可能性があること等を踏まえ、**本格適用の開始**については下記の扱いとしたい。

- ✓ **アクセス検討への本格適用の反映：2022年6月の指針・ガイドライン変更以降**。具体的な反映時期は②のガイドライン変更にあわせて周知する。（本格適用の運用はまだ開始していない状況だが、電源開発のリードタイムを踏まえ、先行してアクセス検討へ反映していく）
- ✓ **本格適用電源へのオペレーション費用支払い（本格適用の運用開始）：2023年4月の託送供給等約款改定以降**。

＜発電設備等系統アクセス業務の流れと集計対象＞



※N-1電制を導入することは再生可能エネルギー電源を中心とした新規電源の連系拡大、及び合理的な設備形成を目的として託送供給等約款の変更が行われる。また本措置による機会損失は事後的に精算する仕組みとなっており、何らの不利益変更を行うものではなく、本来の契約目的に反しないため、原則各社契約要綱を介した受給契約については、要綱改訂通知による契約の記載内容の見直しが適切と考えられる。

また、要綱を介さない受給契約については、個々に契約内容を当事者が確認する必要があるが、上記と同様の理由により託送供給等約款の変更により電制対象となる電源については費用精算に係る変更をすることが妥当と考えられる。