

日本版コネクト&マネージにおける ノンファーム型接続の取組

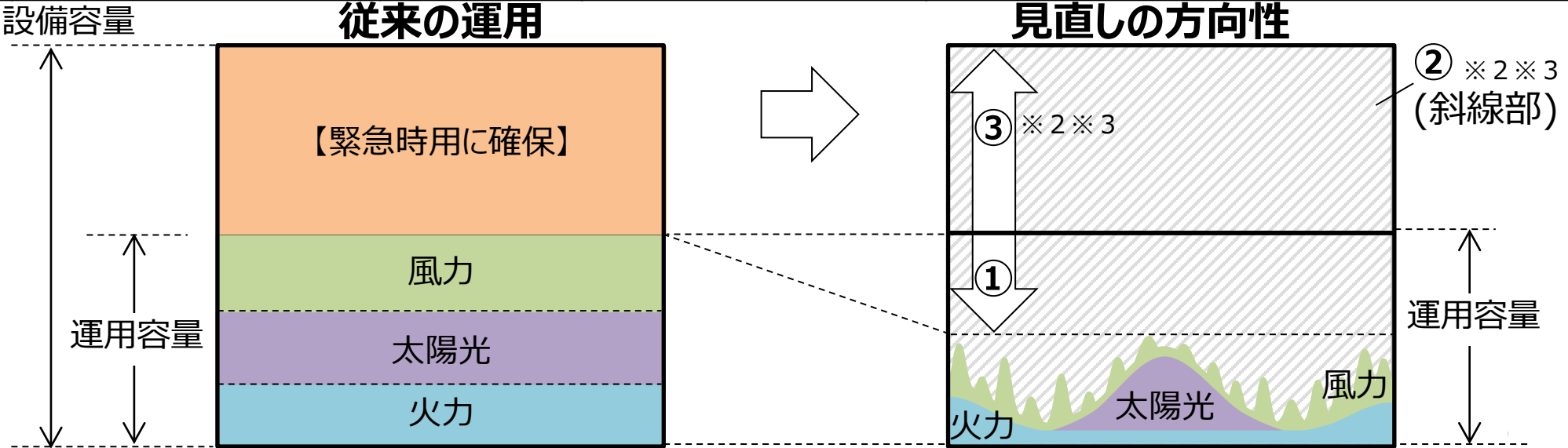
2023年5月29日
資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2012年7月のFIT制度開始以降、この10年で、太陽光を中心とする変動再エネの急速な導入が進んできた。今後、2030年エネルギーミックスや2050年カーボンニュートラルを目指し、太陽光に加えて洋上風力等についても更なる導入が進むこととなる。
- こうした中、系統接続ルールの見直しを進めてきており、需給制約については、再エネの更なる導入拡大に伴い、2018年度には九州エリア、2022年度以降、九州エリア以外でも出力制御が発生している。再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な措置である一方、再エネ導入のため、S+3Eを前提に出力制御の低減は重要であり、系統WG等にて出力制御の低減に向けた対策の検討を進めてきた。
- また、北海道エリアにおける調整力制約については、シミュレーションを踏まえ、調整力の導入を促進することを前提に、2023年7月以降変動緩和要件を不要とすることとした。
- 他方、送電容量制約（系統制約）については、接続するための系統増強費用が高く、工期が長いという課題も生じた。このため、2018年より実施した想定潮流の合理化を始め、N-1電制やノンファーム型接続の取組を含む日本版コネクト&マネージを進めてきた。
- これらの制約に対して、柔軟性リソースの活用がより一層重要となる中で、本日は、これまでのノンファーム型接続の取組と課題、系統制約による再エネの出力制御時の確認及び出力制御見通しについて、御議論いただく。

(参考) 日本版コネクト&マネージの進捗

取り組み		従来の運用	見直しの方向性	実施状況
コネクト	①空き容量の算定条件の見直し(想定潮流の合理化)	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kW の空き容量拡大を確認 ※1
	②ノンファーム型接続	適用しない	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2021年1月に空き容量の無い基幹系統に適用 2021年4月に東京電力PGエリアの一部ローカル系統に試行適用 2023年4月にローカル系統に適用 2023年1月末時点で全国でノンファーム型接続による契約申込みが約900万kW、その前段階の接続検討が約4,700万kW
マネージ	③緊急時用の枠の活用(N-1電制)	設備容量の半分程度(緊急時用に容量を確保)	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、緊急時用の枠を活用	2018年10月から一部実施(先行適用) 約4,040万kW の接続可能容量を確認 ※1 2021年11月時点で全国で 約650万kW の接続 2022年7月から本格適用を実施



※ 1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※ 2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※ 3 電制装置の設置が必要。

1. これまでのノンファーム型接続の取組

2. 系統制約による再エネの出力制御時の確認

3. 系統制約による再エネの出力制御見通し

これまでのノンファーム型接続の取組

- 再エネの導入拡大に伴い、円滑に系統接続を進めるため、既存系統を効率的に活用すべく、平常時における系統混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容するノンファーム型接続を進めてきた。
- まずは、2021年1月より空き容量の無い基幹系統※において、ノンファーム型接続の受付を開始した。また、基幹系統より下位のローカル系統においても、2023年4月よりノンファーム型接続の受付を開始した。さらに、系統混雑時には、再エネが優先的に系統を利用できるよう、系統利用ルールの見直しも行ってきた。

※2022年4月より基幹系統の空き容量の有無にかかわらず、受電電圧が基幹系統の電圧階級である電源に対してノンファーム型接続を適用

- 2023年1月末までに、ノンファーム型接続による契約申込みが約900万kW、その前段階の接続検討が約4,700万kWとなるなど、再エネ等の円滑な接続が期待される一方、今後は系統制約の観点からも出力制御の低減及び予見性確保に向けた取組を進めていくことが重要ではないか。

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

(出所) 系統ワーキンググループ (第44回) 資料1-1 (2023年2月)

	基幹系統混雑			ローカル系統混雑			系統図
	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 基幹系統	2022.4 全電源					基幹系統 ローカル系統 配電系統
ローカル系統 ※上位2電圧以外かつ 配電系統として扱わ れない系統		2023.4 全電源	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12	2023.4 ローカル 系統	2023.4 全電源		
配電系統 (高圧以上)			2023.12以降 必要に応じて拡大				
配電系統 (低圧)							
		10kW未満			10kW未満		
④制御方法	再給電方式			再給電方式 (一定の順序) の 出力制御順に基づく制御 (一律制御の対象は計画値変更)			①適用系統： ノンファーム型接続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

(参考) 出力制御ルール

(出所) 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 (第48回) 資料1 (2022年12月)

- 出力制御には、①エリア全体の需給バランスによるものと、②個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在。

①需給バランス制約（需給制約）による出力制御

出力制御
ルール

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



②送電容量制約（系統制約）による出力制御（基幹系統）（ローカル系統）

再給電方式（一定の順序）

再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）

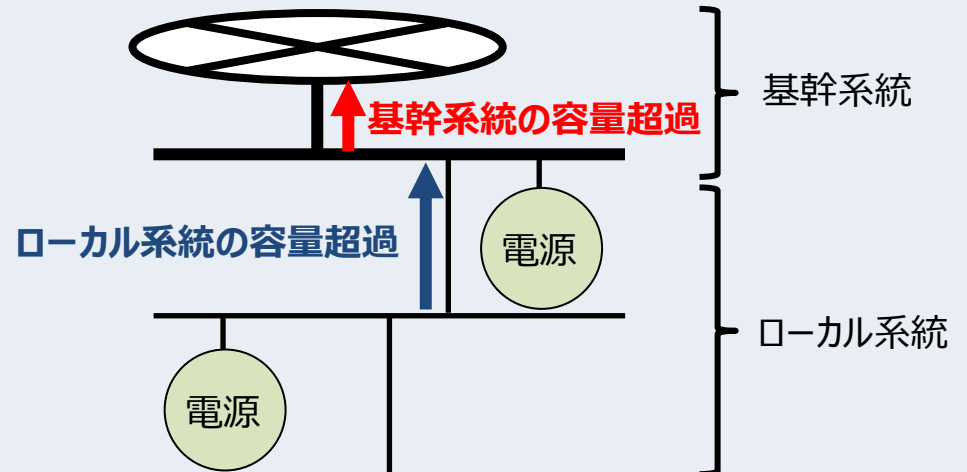
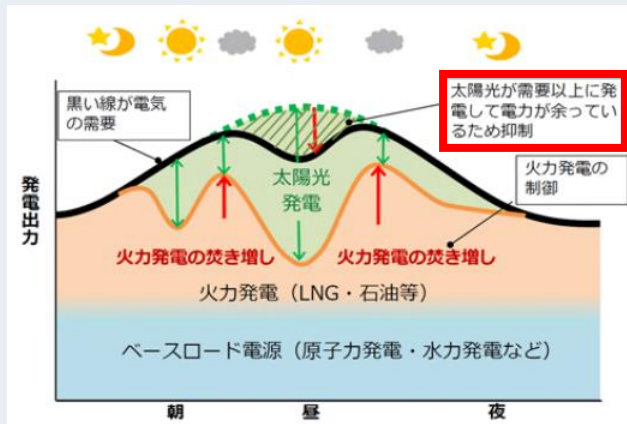
出力制御順

- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電
 - ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ④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
 - ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - ⑥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

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、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電
 - ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ④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
 - ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - ⑥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

出力制御
の発生
イメージ



【参考】エリア別・電源別のノンファーム型の接続検討・契約申込みの受付状況

＜接続検討の受付状況＞

単位：万kW

区分	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
太陽光	105.0	317.4	195.5	10.0	4.5	3.0	8.0	3.3	34.0	0.0	680.7
風力(陸上)	46.0	460.0	5.9	0.0	0.0	10.0	18.0	5.0	45.0	0.0	589.9
風力(洋上)	388.0	845.8	1118.4	0.0	34.6	247.0	0.0	0.0	429.0	0.0	3062.8
バイオマス等	14.0	11.0	15.6	0.0	0.3	0.0	0.0	1.9	9.0	0.0	51.9
水力(揚水除く)	1.0	2.2	0.6	0.0	0.6	1.0	0.0	1.7	0.0	0.0	7.1
地熱	3.0	0.5	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	7.5
火力	0.0	0.0	26.4	0.0	0.0	102.0	0.0	0.0	0.0	0.0	128.4
その他	59.0	20.8	95.3	0.0	4.6	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	191.7
合計	616.0	1657.7	1459.7	10.0	45.7	363.0	26.0	11.9	530.0	0.0	4720.0

＜契約申込みの受付状況＞

単位：万kW

区分	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
太陽光	14.0	188.0	135.8	2.0	0.3	0.0	13.0	2.2	8.0	0.0	363.3
風力(陸上)	26.0	66.7	5.0	0.0	2.5	0.0	9.0	0.1	21.0	0.0	130.3
風力(洋上)	0.0	50.5	118.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	161.0	0.0	329.6
バイオマス等	1.0	9.4	5.1	0.0	0.2	0.0	1.0	0.9	8.0	0.0	25.6
水力(揚水除く)	1.0	0.7	0.5	0.0	3.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	5.7
地熱	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	2.0
火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	57.0	0.0	68.0
その他	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	0.0	5.2
合計	43.0	316.5	264.5	2.0	6.1	0.0	34.0	3.6	260.0	0.0	929.7

注1 各一般送配電事業者の**2023.1末データ**より資源エネルギー庁集計

注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計

注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレイスに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む

注5 2021年1月13日以降の受付の累計（東京電力パワーグリッド含む）

（出所）電力・ガス基本政策小委員会（第61回）資料4（2023年4月）

今後の取組の方向性

- これまで、再エネ大量導入小委員会、系統WG、電力広域機関の委員会等において、ノンファーム型接続に加えて、混雑管理を含めた系統利用ルールやプッシュ型での系統増強、事業者の予見性を高めるための情報公開や開示について御議論いただいていた。
- 他方、今後さらに再エネの導入が拡大すると、系統制約によって出力制御量が増加する可能性もあることから、以下の取組を検討していくこととしてはどうか。

(1) 混雑管理における対策

今後の混雑管理に向けて、各電源種に対応可能な出力制御機器の仕様を検討している。他方、現状の混雑管理方法だけでは、電源の立地誘導が効きにくいため、中長期的には市場主導型への移行も検討する必要がある。

(2) 混雑緩和における対策

増強以外（蓄電池等の活用）を含めた混雑緩和策、規制期間中における混雑緩和策のトリガー発動方法の検討を深める必要がある。なお、便益が費用を下回る場合に事業者負担を基本として増強を可能にする混雑緩和スキームの基本的な考え方について検討を進めてきた。

(3) 混雑に関する情報公開

事業者が自ら予見性を分析できるよう、データの公開や開示を進めているが、出力制御の見通しの公表も含めた必要な系統情報の公開・開示を推進する。また、系統制約による出力制御時の確認の在り方も具体化していく必要がある。

(参考) 今後の取組の方向性のイメージ

<混雑管理の現状と今後の取組の方向性>

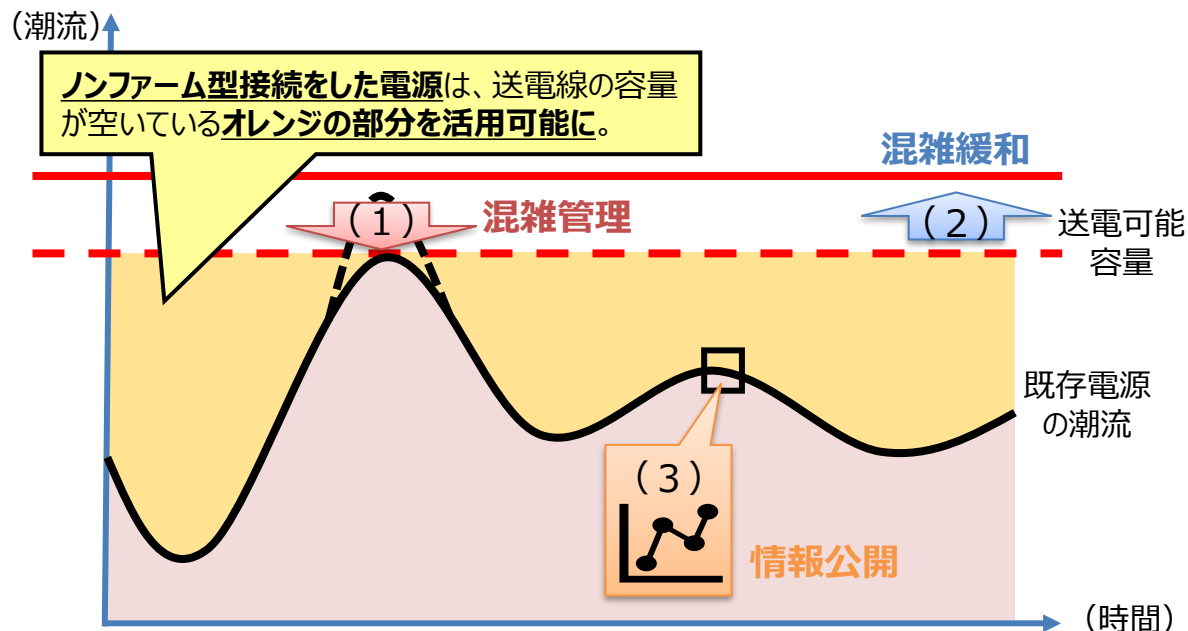
(現状)

- 基幹系統、ローカル系統において以下を検討
 - ✓ 費用便益の考え方を基にした増強
 - ✓ ノンファーム型接続及びS+3Eを考慮したメルットオーダーによる出力制御
 - ✓ 出力制御の予見可能性を高めるための系統情報の公開・開示の推進

(今後の取組の方向性)

- 中長期の混雑処理を見据えた対策を検討
 - (1) 混雑管理における対策
 - (2) 混雑緩和における対策
 - (3) 混雑に関する情報公開

<ノンファーム型接続による送電線利用イメージ>



<今後の取組の例>

(1) 混雑管理における対策

(取組例)

- 出力制御機器の仕様
- 市場主導型への移行

(2) 混雑緩和における対策

(取組例)

- 増強以外（蓄電池等）を含めた混雑緩和策
- 規制期間中の混雑緩和策のトリガー発動方法
- 便益が費用を下回る場合の混雑緩和スキーム

(3) 混雑に関する情報公開

(取組例)

- 系統情報の公開・開示の推進
- 出力制御見通し
- 出力制御時の確認 **本日の御議論**

柔軟性リソース

供給対策

蓄電・需要対策

系統対策

- 2023年4月以降、系統の空き容量の有無に関わらず、ノンファーム型接続を適用することとなる。その際、安定供給のため、エリア全体の需給バランス維持に加えて、設備保護の観点から実需給断面で当該系統の混雑を確実に解消する必要がある。ノンファーム型接続適用電源については、出力制御機器を設置するなど、系統混雑を解消するための対応が必要となる。
- 当該出力制御機器について、現在、主に太陽光・風力を対象とした記載になっている技術仕様書について、**他電源種（水力、バイオマス、地熱）の特性も踏まえた仕様とすることも含めて、検討することとしていた。本日、各電源団体からの意見を踏まえた改定案※について、送配電網協議会より御報告いただく。なお、改定に向けては一般送配電事業者が対応中であり、5月を目途に改定予定である。**

※出力の変化率等の電源の特性を踏まえ、前日や1 + α時間前の指令値を基に、指令値以下に制御する前提で先行制御を許容する方針等（先行制御を円滑に実施するための方法は検討中）

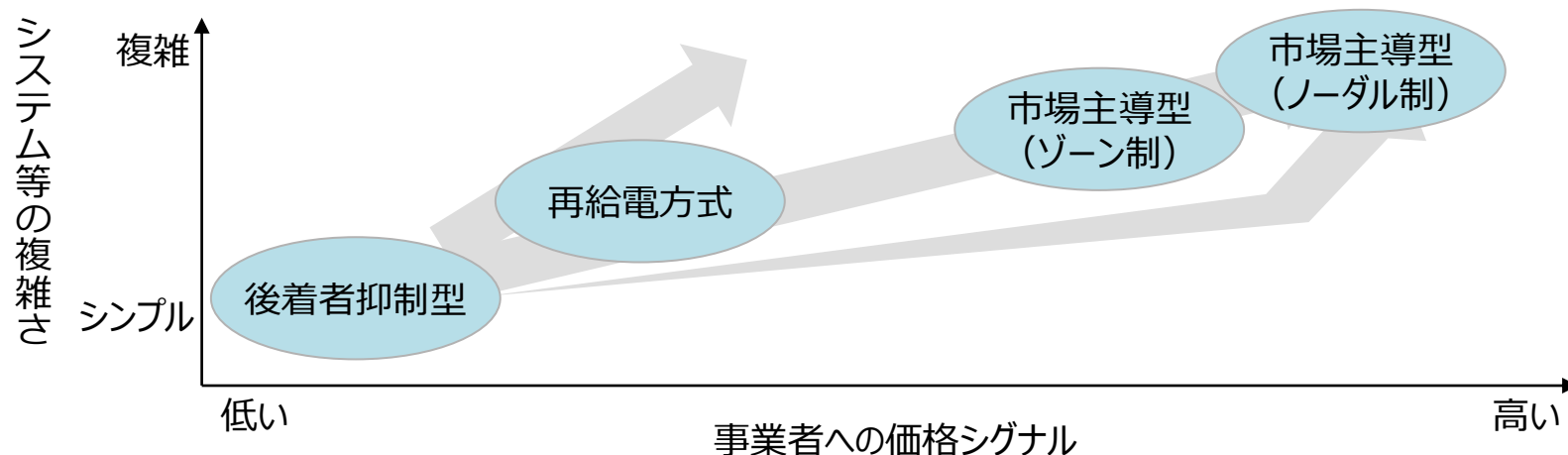
- また、出力制御システムから電源まで自動で制御することが原則ではあるが、受信装置と電源の間のセキュリティ面や、電源側の技術面等の懸念により、少なくとも受信装置で受けた出力制御指令にて手動で電源を制御できないか等の意見も挙げられた。
- 他方、人の手が介在することで、本来意図した制御との差が発生し、系統運用に支障をきたす可能性も否定できない。このため、**出力制御指令の受信装置から電源までの間については、一定の条件※（24時間有人による常時監視、運営体制表提出や運用申合書等の締結等）を課した上で運転員による手動制御も認めることとしてはどうか。**

※一定の条件に反することにより、電力受給契約等を解除される可能性があることに注意が必要

- なお、**一定規模以上の電源の場合、そのような電源を手動制御とした場合、系統運用に対するリスクが高まるため、手動制御を認める対象は一定規模未満の電源に限定することとしてはどうか。**系統運用に対するリスクを鑑みて、手動制御を許容できる条件については、技術仕様書の内容とあわせて、送配電網協議会より御報告いただく。

- 基幹送変電設備の混雑時においては、再給電方式への系統利用ルールの見直しを進めてきた。今後は、2022年12月末までに再給電方式（調整電源の活用）、2023年12月末までの再給電方式（一定の順序）の開始を目指して、実運用への対応を進めていく。
- 他方、再給電方式は暫定的な措置であり、将来的には、S+3Eを考慮したメルिटオーダーを追求しつつ、市場を活用して混雑を解消する仕組みである市場主導型（ゾーン制・ノードル制）の実現を目指すことと整理してきた。
- 市場主導型については、ゾーン制やノードル制への移行に関して、その効果や課題を踏まえつつ、検討を深めていく必要がある。

<代表的な送電線利用の仕組み>



再給電方式	市場主導型（ゾーン制）	市場主導型（ノードル制）
英国、ドイツ、スペイン、フランス など	イタリア、ノルウェー など	米国（PJM、ERCOT、CAISO） など

(参考) 系統混雑解消に向けた系統用蓄電池等の活用方策

- 今後、ローカル系統については、ノンファーム型接続が適用される一方、費用便益評価によって系統増強の判断がなされることとなる。
- その際、太陽光発電設備が多いことなどにより費用を上回る便益を見込めない系統や、山間部で工事費が高額となる系統など、系統増強が困難なケースも考えられる。こうした事例においては、系統混雑の解消の観点から蓄電池やDRの活用が期待されるところ、活用を促進するには、どのような方策が考えられるか。
- 例えば、系統増強が困難なケースにおいて、系統増強に代わり系統用蓄電池を設置することで費用便益を見込めるケースがあるか。また、そのようなケースがあるのであれば、その費用負担や運用の在り方など、どのような課題が考えられるか。一定の条件を前提に、一般送配電事業者以外が設置するようなケースも考えられるが、どのような課題が考えられるか。
- また、配電系統については、ノンファーム型接続の適用に課題が多く、現時点で具体的な適用時期が見込めない一方、蓄電池等の分散型エネルギーリソース（DER）を活用した系統混雑抑制の観点から、DERフレキシビリティの技術開発が行われている。
- こうした中で、将来的に太陽光発電等の接続増加により混雑が見込まれる配電系統への再エネ等の接続量を増やすため、一定の費用と工事期間を要する系統増強に代えて、系統用蓄電池やDRを導入することについて、どのような課題が考えられるか。

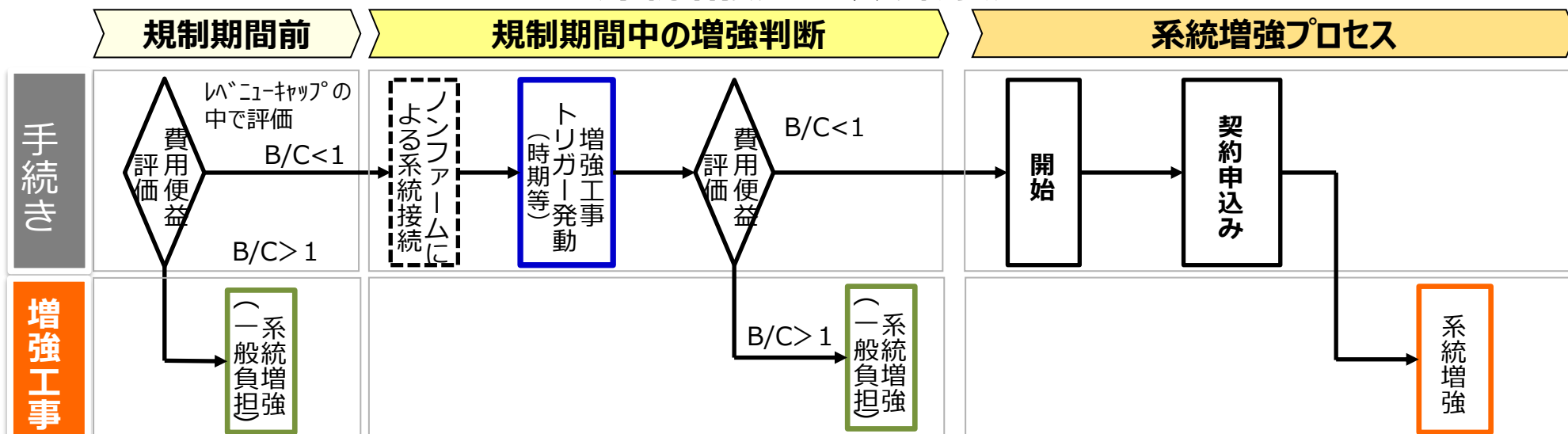
(参考) B/C判断のトリガー

(出所) 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 (第45回) 資料1 (2022年9月)

(2)
混雑
緩和

- ローカル系統については、一般送配電事業者がレベニューキャップ規制期間前の費用便益評価 ($B/C > 1$) により増強計画を立案し、一般負担で設備増強を行う。
- 期中において当初想定していなかった一般負担による設備増強の必要が生じた場合には、費用便益評価等の妥当性を確認した上で、レベニューキャップ制度において、拡充投資計画の必要な見直しを行うなど、収入上限の期中調整の中で対応することとしてはどうか。
- なお、将来的に、ノンファーム型接続の増加により出力制御が行われる場合において、再エネの接続が多い系統においては費用便益評価が1を下回り、系統増強が行われない可能性もある。このような系統については、ローカルノンファーム導入後の混雑緩和スキームとして、電源接続案件一括検討プロセス (一括検討) のような系統増強プロセスについて、一括検討を整理してきた広域機関で必要性も含めて詳細検討することとしてはどうか。
- また、混雑緩和スキーム以外にも、蓄電池や上げDR、ダイナミックレーティング等の技術を活用し、混雑を緩和する方法があるが、これら技術を活用した混雑緩和手段についてどう考えるか。

<系統増強プロセスの概要>



(参考) ローカル系統へのノンファーム型接続導入後の混雑緩和スキーム

3. これまでの整理結果 (まとめ)

■ ローカル系統へのノンファーム型接続の導入後の混雑緩和スキームに関して、全項目に対する検討結果は以下のとおり。

項 目		詳細整理における課題	これまでの議論内容
①位置付け	本プロセスの位置付け 基本的考え方	- 一般送配電事業者の費用便益評価に基づく増強と本プロセスとの関係 - 本プロセスによる系統増強の基本的な考え方	ローカルノンファーム導入によるメリットを毀損しないことを前提に、費用便益評価に基づく効率的な設備形成を補完する限定的スキーム
②対象系統	系統増強の対象範囲	本プロセスの対象とする適用系統の範囲	ローカル系統を対象とする
③対象電源	本プロセスの対象電源	本プロセスの活用対象となる電源（接続する系統の電圧階級など）	ローカル系統と配電系統(高圧以上)に接続する電源とする
④系統増強	増強規模の考え方	系統増強を行う際の増強規模の考え方	系統全体の効率的な設備形成を阻害しないことを前提に、一般送配電事業者が発電事業者のニーズを考慮しつつ、系統状況や増強・改修の既計画との整合性等も勘案して増強内容を検討
	増強内容の検討方法	効率的な設備形成を前提とする増強内容の検討方法	
⑤費用負担	費用負担の在り方	- 系統増強に係る費用の負担者の考え方 - 費用負担者の扱い	- 増強を希望する発電事業者の負担を基本 - 本プロセス後においても、系統利用のルールに基づき他のノンファーム電源と同様の扱い
⑥開始基準	本プロセスの開始基準	発電事業者希望に基づく系統増強の規律（開始基準）の考え方	本プロセス開始前に、発電事業者の混雑緩和に対して系統増強が有効であるか等を確認するステップを設定する。
⑦その他	手続き・規程類	具体的な手続きの整理	(上記を踏まえ、本機関にて整理)

(参考) 系統用蓄電池の立地誘導に向けた更なる情報公開

- 現在、一般送配電事業者は、系統情報ガイドラインに基づき逆潮流の空容量を公開しているが、系統用蓄電池の接続には順潮流側の空容量も必要であり、系統用蓄電池の導入検討においては十分な情報公開となっていない。
- このため、系統用蓄電池の導入促進に向けて、**事業者が蓄電池を接続しやすい場所を特定するのに役立つ情報を公開**することとしてはどうか。
※東京電力パワーグリッドや関西電力送配電は、ウェルカムゾーンマップとして、工場等への特別高圧供給等について、比較的迅速かつ低コストで提供可能なエリアを公開。また、北海道電力ネットワークでは、系統用蓄電池の適地について、ピンポイントでの情報提供を検討中。
- また、系統用蓄電池は、調整力の供出のみならず、需給バランスの改善や系統混雑の解消にも活用されることが期待される。
- そのため、**下げ代の不足するエリアや系統混雑の発生するエリアにも系統用蓄電池が立地することが望ましく**、蓄電池の立地誘導に向けては、十分な系統情報が提供されることが重要である。
- 将来的には、系統用蓄電池を混雑緩和等に活用する観点から、**混雑系統等の系統用蓄電池の設置が望ましい系統に関する情報を公開することも検討**してはどうか。

- 事業収益性を適切に評価するためには、系統混雑による出力制御の予見可能性を高めることが重要となるため、これまで潮流実績や予測潮流等の公開・開示を進めてきた。
※基幹系統と同様に、ローカル系統においても、再エネの出力制御の前日見通し及び混雑系統に関する情報を公表することとする。
- しかし、発電事業者によっては、これらの情報を基に自ら系統混雑の見通しを得るためのシミュレーションを行うことが難しいという声もある。
- 需給バランス制約（需給制約）による出力制御については系統WGにおいて、一般送配電事業者より再エネ出力制御の見通しを報告している。送電容量制約（系統制約）によっても電源は出力制御されるため、その見通しは事業予見性に必要となる。
- 系統制約による出力制御見通しを高い精度で得るためには、基幹及びローカル系統を全て模擬した上で試算することが望ましいが、膨大な時間を要することが考えられる。
- 他方、基幹系統では、再給電方式（一定の順序）を2023年12月下旬より開始し、ローカル系統では、2023年4月の受付開始以降に連系を進める予定のため、2023年中にも見通しを得られた方が望ましいと考えられる。
- このため、例えば、実績潮流にそれ以降の電源の連系量を加えることで、将来潮流を想定する手法（第60回 制度設計専門会合）等を参考に、短期間かつ簡易に試算できる方法によって系統制約による出力制御の見通しを試算していくこととしてはどうか。他方、簡易手法では、長期見通しが困難等の課題もあることから、試算の前提や断面等について、現実的な方法を引き続き検討することとしてはどうか。

- 需給制約によって一般送配電事業者が自然変動電源の出力制御を行った場合に、広域機関は、法令及び送配電等業務指針に照らして、出力制御が適切であったか否かを確認及び検証し、その結果を公表している。
- 再給電方式（一定の順序）の開始以降、系統制約による出力制御が発生する可能性がある中で、一般送配電事業者によって再給電方式に基づく出力制御が適切に実施されたかを事後的に確認するために、需給制約による出力制御と同じく検証を行うこととしてはどうか。
- その方法としては、再給電方式（一定の順序）に基づき適切に制御が実施され、必要以上の自然変動電源が制御されなかったことを確認するために、自然変動電源が制御された場合に、再給電方式（一定の順序）に基づき調整電源、電源Ⅲ等が適切に制御されたことを検証することとしてはどうか。
- 現在は広域機関において、需給制約時の出力制御に伴う検証を実施している。需給制約時の出力制御に伴う検証においては、需給制約による出力制御より先に行われる系統制約による出力制御の情報が必要であることから、妥当性を判断する検証主体は、広域機関としてはどうか。なお、広域機関は、検証に必要な情報として、一般送配電事業者のデータを用いることとする。
- 他方、系統制約時の検証においては、需給制約時の検証と比較して検証対象が多い点などの特徴を踏まえることが必要と考えられる。本件については、次頁以降で検討する需給制約による出力制御の実態に応じた検証の在り方も踏まえつつ、今後検討していく必要がある。

1. これまでのノンファーム型接続の取組
2. **系統制約による再エネの出力制御時の確認**
3. 系統制約による再エネの出力制御見通し

系統制約による再エネの出力制御時の確認

- 需給制約により一般送配電事業者が自然変動電源の出力制御を行った場合、広域機関は、出力制御が適切であったかを確認及び検証し、その結果を公表している。
- また、基幹系統の混雑時は、予め決められた一定の順序に基づき、一般送配電事業者によって適切に出力制御されたかを事後的に広域機関が確認することとした。
- **ローカル系統の混雑時も、第三者による確認のため、予め決められた一定の順序に基づき、一般送配電事業者によって適切に出力制御されたかを広域機関が確認することとしてはどうか。**
- 方法としては、**系統制約により自然変動電源が出力制御された場合に、潮流状況等を踏まえ、一定の順序で出力制御した具体的内容及び必要性を確認し、公表することとしてはどうか。**
- なお、系統混雑の起こり始めは、丁寧な確認が必要であるが、ローカル系統は基幹系統と比較して設備数が多く、自然変動電源が中心であるため、今後、確認対象が増加することが見込まれる。
- このため、基幹及びローカル系統の混雑時において、**確認を実施する対象日や系統を選定する等、確認を効率化することも含めて、自然変動電源の出力制御の動向を踏まえた柔軟な確認方法を検討することも必要ではないか。**

＜系統制約による出力制御時の確認方法（例）＞

項目	内容
状況	出力制御の指令時点で予想した混雑が発生する流通設備の潮流状況（予想潮流、運用容量等）
具体的内容	調整電源※1、ノンファーム型接続の電源Ⅲ、ファーム型接続の電源Ⅲ、ノンファーム型接続のバイオマス電源※2について、一定の順序に基づき、出力制御または停止の指令がなされたか（指令値が最低出力または停止でなかった場合は理由を確認） ※1：揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電を含む ※2：専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く）
必要性	一定の順序で適切に自然変動電源の前段まで出力制御しても、予想潮流が運用容量を上回っていたか否か

(参考) 想定潮流合理化の考え方による2027年度の系統混雑想定

3. 2027年度系統混雑想定結果（混雑設備数）

5

- 2027年度の系統混雑について3断面（断面Ⅰ：昼間ピーク需要、断面Ⅱ：点灯ピーク需要、断面Ⅲ：軽負荷期等）にて想定した結果（混雑設備数）を以下に示す。

全国合計

	設備数 (総設備数に対する割合(%))		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0 (0)	2 (0.17)	102 (8.6)
ローカル系統	3 (0.03)	1 (0.01)	143 (1.2)

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。（総設備数は、基幹系統：1182、ローカル系統：11822）

Ⅰ：昼間ピーク需要断面

Ⅱ：点灯ピーク需要断面（太陽光が発電しない断面）

Ⅲ：Ⅰ、Ⅱ以外の断面（軽負荷期等）

基幹系統は最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による）、ローカル系統はそれ未満の電圧階級（配電用変圧器及び配電設備を除く）とした。

北海道

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	16
ローカル系統	2	1	30

沖縄

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

北陸

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	2
ローカル系統	0	0	0

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	5
ローカル系統	0	0	31

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	2	33
ローカル系統	0	0	17

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	10

関西

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中部

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	4
ローカル系統	0	0	7

東京

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	41
ローカル系統	1	0	48

(参考) (論点①) 再エネ出力制御の事後検証の対象について

- 九州エリアにおいては、再エネの導入拡大に伴い出力制御の検証日数も増加しており、本土では、2021年度は年間114日（月最大23日）の検証が行われている。
- 一方で、実制御に影響を与えるような問題となる事例はないことから、例えば、全日数を対象とするのではなく、広域機関が検証すべき条件を下記のとおり設定の上、検証対象日を選定する形で検証を実施してはどうか。
- その際、前日指示なしに当日指令実施した日など、特異日については、必ず検証を行うことにしてはどうか。
- 離島については、電源種別が少なく域外送電もないため、優先給電ルールに基づく調整結果や再エネ出力制御の必要性等については、原則、各一送のHPの掲載内容を基に各々の事業者が妥当性を確認してはどうか。
- 九州エリア以外においては、これまで通り事後検証を行うこととするが、出力制御の発生状況を見ながら、将来的には実態に応じて検証対象を見直してはどうか。

【検証対象日（例）】

- ・特異日(前日指示なしに当日指令実施、離島で出力制御指令が初めて行われた日)
- ・抑制量の多い日
- ・電源Ⅲ火力の出力率が50%を超過した日

等から、広域機関が無作為に5日程度選定。

1. これまでのノンファーム型接続の取組
2. 系統制約による再エネの出力制御時の確認
3. **系統制約による再エネの出力制御見通し**

系統制約による再エネの出力制御見通し

- 需給制約による再エネ出力制御見通しについては、系統WGで一般送配電事業者が報告している。他方、基幹及びローカル系統でノンファーム型接続の受付を開始したため、系統制約による制御見通しも事業予見性の観点から重要。このため、短期間かつ簡易に試算できる方法により、系統制約による出力制御の見通しも試算していくこととした。
- 短期的な見通しについては、基幹及びローカル系統において、2024年度に混雑発生によって、再エネの出力制御が生じる可能性がある流通設備を対象に、2023年中に見通しを公表することとしてはどうか。また、試算では、実績潮流にそれ以降の電源の連系量を加えることで将来潮流を想定する簡易方法を用いることとした。
- 短期的な見通し結果としては、年間の出力制御量（kWh）、最大出力制御量（kW）、出力制御時間（時間）等を公表することとしてはどうか。
- なお、年間の出力制御率（%）の算定にあたっては、実績潮流に含まれるノンファーム型接続の再エネの発電実績の把握が必要だが、実績潮流からファーム型接続とノンファーム型接続の各発電実績に分割することは困難である。そこで、事業予見性に資する見通しを得られるように、実績潮流に一定の仮定を置いた場合の見通し公表等を引き続き検討していくこととしてはどうか。
- 他方、長期的な見通しについては、再エネ等の電源の試算方法、混雑緩和策をどのように見通しに織り込むか等、短期的な見通しの前提や、レベニューキャップ制度の下での費用便益評価の前提も参考にしながら、検討していく必要がある。

(参考) 系統混雑の想定方法

想定潮流の算定方法（暫定手法）

15

■ 短期間かつ簡易に評価できる想定潮流の算定方法は以下のとおり。

①実績潮流に未連系電源等を加算

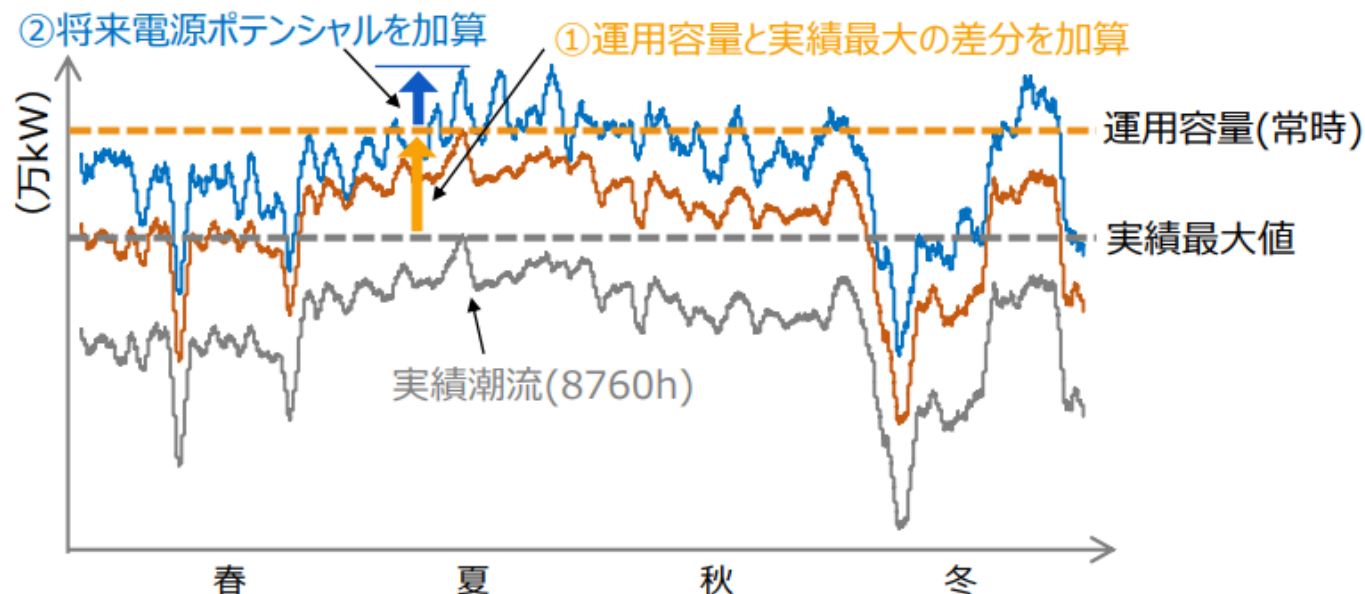
- 空容量ゼロを確認した想定断面と整合させるため、実績潮流(8760h)に運用容量と実績最大の差分を加算。

②将来想定する電源ポテンシャルを加算

- 更に、将来想定する電源ポテンシャル分※を加算。

※電源ポテンシャルは一定程度の蓋然性があるもの（電源接続案件募集プロセス、接続検討の状況）等を見込む。なお、電源種別毎に時間帯別の利用率を考慮

【想定潮流の算定イメージ】



(参考) 需給バランス制約による出力制御の短期見通し

1. 2023年度の九州本土の再エネ出力制御見通し

3

- 2023年度の九州本土の出力制御率は、再エネ全体で4.8%程度の見込み。

〈2023年度出力制御見通し〉

	出力制御率（制御電力量）〔太陽光・風力それぞれの出力制御率〕※1					
	旧ルール		新ルール	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備
	オフライン	オンライン				
2023年度 見込み	8.6%※2 (3.4億kWh) 〔太陽光：9.8%〕 〔風力：2.4%〕	6.0% (2.8億kWh) 〔太陽光：6.1%〕 〔風力：1.7%〕	1.7% (0.0億kWh) 〔太陽光：－〕 〔風力：1.7%〕	6.0% (2.5億kWh) 〔太陽光：6.1%〕 〔風力：1.7%〕	6.7%※2 (8.6億kWh) 〔太陽光：7.1%〕 〔風力：2.1%〕	4.8%※3 (7.4億kWh) 〔太陽光：5.0%〕 〔風力：2.1%〕
(参考) 2023年度 Iリア全体 わライン化	5.7% (4.9億kWh) 〔太陽光：6.1%〕 〔風力：1.7%〕		1.7% (0.0億kWh) 〔太陽光：－〕 〔風力：1.7%〕	6.0% (2.5億kWh) 〔太陽光：6.1%〕 〔風力：1.7%〕	5.8% (7.4億kWh) 〔太陽光：6.1%〕 〔風力：1.7%〕	4.8% (7.4億kWh) 〔太陽光：5.0%〕 〔風力：1.7%〕

※1 各区分の出力制御量／各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は10kW未満の出力制御対象外設備を含む総発電量（出力制御量含み）に対する出力制御量の割合を示す。

※2 オンライン代理制御分の出力制御率(制御電力量)は、オフライン相当（8時間）の制御時間に換算した値で算出。

※3 実際の制御時間で評価した値。

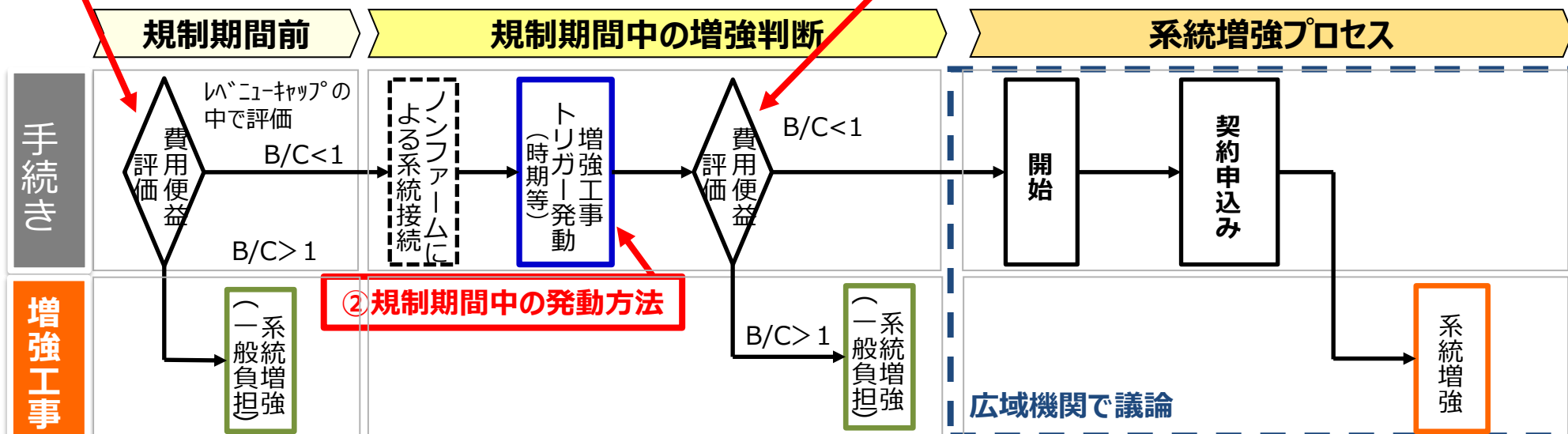
- 2023年度から新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が施行開始されるため、一般送配電事業者はこれに向けた事業計画（5年間）を策定することが必要である。
- 制度開始当初である**第1規制期間（2023年度～2027年度）**においては、一括検討プロセスの結果等に基づく投資計画が主に織込まれることが想定されるが、これらの情報だけで、規制期間中の5年間、増強の必要性を全て予見するのに、十分とは考えにくい。そのため、**費用便益に基づく追加の投資計画が期待される**が、費用便益を考える上で前提となる利用ルール見直しの扱いなどについては、更に一定の議論が必要である。
- また、次の**第2規制期間（2028年度～2032年度）**においては、ノンファーム型接続が全国展開され、利用ルールが見直されている中で、一括検討プロセスではなく、**一定の費用便益の考え方を基に増強のための投資計画を策定することが基本となることが期待される**が、まずは利用ルール見直しの扱いを整理することが必要となる。
- この認識の下、**第1規制期間は、第2規制期間での本格適用を見据えて試行的に、電源等の意向を調査する仕組みで把握した情報等をベースに、まずは、空き容量の少ないローカル系統において、先着優先ルール下でノンファーム型接続が導入されたと仮定した費用便益評価を実施するべきである。**
- **具体的な費用便益評価方法は、増強費用と、増強により再エネの出力制御を回避することによる燃料費やCO2コストの削減等による便益を比較すること**を念頭に、ノンファーム型接続に必要なシステム費用等も考慮しつつ、ローカル系統における利用ルール見直しの進捗を踏まえながら、**引き続き精査を続けるべきである。**

(参考) 期中や第2規制期間に向けた混雑緩和策の論点

- ローカル系統における、レベニューキャップ制度の下での一般送配電事業者が実施する費用便益評価による方法については、以下の論点を検討していく必要がある。
 - ① 第1規制期間の算定方法からの見直し（制御方法、再エネ等の電源の試算方法など）
 - ② 規制期間中の混雑緩和策のトリガー発動方法
 - ③ 増強以外（蓄電池等）を含めた混雑緩和策

<期中や第2規制期間に向けた混雑緩和策の論点>

① 第1規制期間の算定方法からの見直し（制御方法、再エネ等の電源の試算方法など）



③ 増強以外の混雑緩和策（蓄電池等）