

電力ネットワークの次世代化

2021年12月24日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日は、以下について御報告・御議論いただく。

(1) 再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組

- ・ 中間取りまとめ（案）
- ・ 金銭的精算を含めた出力制御の在り方

(2) ノンファーム型接続の適用の在り方等

- ・ 全基幹系統にノンファーム型接続を適用する際の対象電源
- ・ ノンファーム型接続適用電源の関連市場のリクワイアメント

(3) 系統情報の公開・開示の在り方

- ・ 開示請求の回数・条件の見直し
- ・ 火力の燃料種別情報公開

(4) 次世代ネットワークの整備

- ・ マスタープラン中間整理等を受けた系統増強の在り方等

- (1) 再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組
- (2) ノンファーム型接続の適用の在り方等
- (3) 系統情報の公開・開示の在り方
- (4) 次世代ネットワークの整備

本日の概要

- 本年9月7日の本委員会において、再エネ出力制御低減に向けた包括的なパッケージとして、①出力制御の効率化、②供給対策、③需要対策、④系統対策に区分の上、系統WGを中心に検討を深めることとされた。
- これを踏まえ、本年9月から5回にわたり系統WGにて検討を行ってきたところ、これまでの議論状況を御報告させていただく。
- また、金銭的精算を含めた出力制御の在り方について、本日御議論いただきたい。

(参考) 各エリアの再エネ出力制御見通し等

- 一般送配電事業者による2022年度の再エネ出力制御の短期見通しによると、**北海道、東北、四国、九州、沖縄エリア**において、電力需要や電源の稼働状況等によって、需給バランス制約上の再エネ出力制御が発生する可能性がある。

2021年12月15日系統WG第35回参考資料を一部修正

	北海道	東北	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2022年度) 100%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.33%^{※1} [3,137万kWh]	0.01%^{※1} [44万kWh]	5.2%^{※1} [73,000万kWh]	0.2%^{※1} [97.6万kWh]
50%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.35%^{※2} [144万kWh]		1.1%^{※1} [5,388万kWh]		
最低需要 (2020年度) [万kW]	226.5	595.6	191	622.6	55.6
変動再エネ導入量 (2020年度) [万kW]	252	817	321	1088	43.0
変動再エネ導入量/最低需要(%) (2020年度)	111%	137%	168%	175%	77%

出典：各エリア一般送配電事業者

※1 太陽光の出力制御見通しを試算

※2 太陽光と風力を合わせた出力制御見通しを試算

※3 本表に掲載のない5エリアについては、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い。

※4 「-」で示している部分は、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い。また、斜線を引いている部分は、見通しの算定を実施していない。

①再エネ出力制御の低減に向けた取組の 基本的方向性（案）について

再エネの出力制御低減に向けた対策の基本的考え方

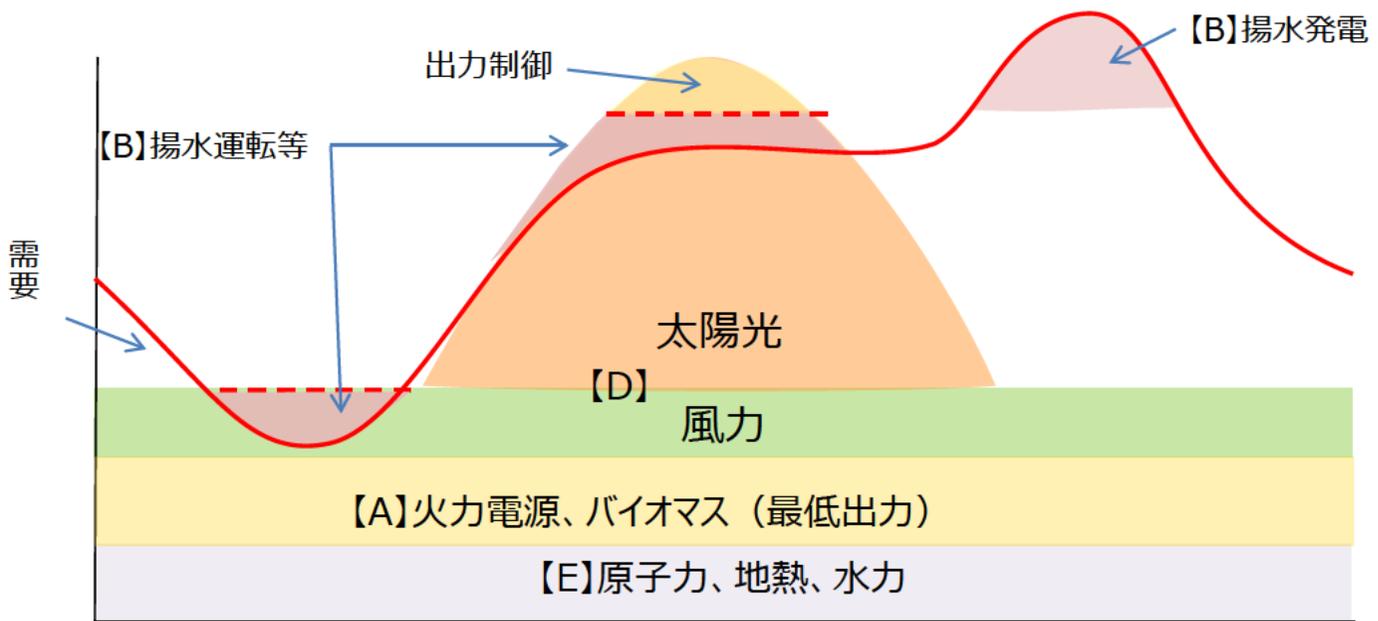
- 再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な措置である。出力制御が発生しないよう再エネの導入を抑制することは本末転倒であり、また、再エネの導入にあわせて系統増強等を行うと社会的コストは増大する。
- 他方、発電費用ゼロの変動再エネを出力制御することは、それ自体が社会的な損失である。したがって、出力制御が必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進め、需給変動に応じて出力制御が適切に行われるようにする必要がある。
- その際、エネルギー政策の基本方針であるS+3Eは大前提である。徒に出力制御の低減を図ることにより、電力の安定供給が損なわれたり、温室効果ガスの排出量が増加したりすることがあってはならない。
- 足元では、再エネの導入拡大に伴い、現状のまま特段の対策を講じなければ、既に出力制御が発生している九州エリア以外でも出力制御が生じる可能性が高まっている。こうした状況を踏まえ、今回、出力制御の低減に向けた包括的なパッケージをまとめることとした。
- 本パッケージは、新たなエネルギー基本計画を踏まえた再エネ導入の更なる加速化が出力制御の急増を招き、ひいては再エネ導入を阻害することとならないよう、現時点で速やかに実施可能な措置を中心にとりまとめるものである。その中には、中長期的な観点から、引き続き検討を深めるべき課題も少なくない。
- このため、今後、本パッケージに基づく取組を速やかに実施しつつ、各エリアにおける出力制御の実施状況を踏まえ、必要に応じ、更なる対策を取りまとめるなど、随時見直しを行っていくことが重要である。

(参考) 出力制御の低減に向けた対策

(出所) 第35回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会/第13回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議 (2021年9月7日) 資料2

【需給バランス断面のイメージ図】

① 出力制御の効率化
⇒発電設備のオンライン化
⇒系統情報の公開・開示の推進



② 供給対策
【A】火力、バイオマス
LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される（原則、最低出力50%以下）。
⇒さらなる最低出力引き下げの可能性の検討

【D】太陽光・風力
30日ルール、新ルール（360/720時間）、無制限・無補償ルール
⇒出力制御量の低減対策（オンライン化等）
⇒金銭的精算を含めた出力制御の在り方の検討

【E】原子力、地熱、水力
原子力・地熱・水力は出力を短時間での出力制御が難しいという技術的な特性があり、出力制御を行った場合、出力が回復するまでの間、代替の火力発電で需要をまかなう必要があり、CO2やコストが増加するという構造となっている

③ 需要対策
【B】揚水式水力・蓄電池、需要の創造
揚水式水力は、再エネ余剰時に揚水運転を行い、蓄電池も、最大限活用する。
⇒揚水式水力の最大限活用
⇒蓄電池（EV含む）、電気給湯器など制御可能な機器の導入拡大
⇒DR,水素製造等セクターカップリング

④ 系統対策
【C】連系線
周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用
⇒電制電源による容量拡大
⇒増強による容量拡大

⇒市場主導型への移行も見据えたメリットオーダーを追求した混雑処理の検討

1. 出力制御の効率化 再エネ発電設備のオンライン化

- 2022年度の各社の出力制御見込みによると、仮にエリア全体がオンライン化した場合、出力制御率は、九州エリアで約▲0.3%（約▲5,000万kWh）、東北エリアで約▲0.2%（約2,400万kWh）低減されるとの試算結果となった。
- 九州エリアにおいては、オフライン事業者におけるオンライン切替も進み、エリア内の旧ルール事業者のオンライン化切替率は約5割を越える一方で、軽負荷期など供給が需要を大きく上回る断面では、未だオンライン発電設備だけで制御することが難しい場合もある。
- 他方、山間部に立地するなど技術的にオンライン化が困難な発電事業者も存在し、一定量のオフライン事業者が残存する可能性も踏まえ、まずは2022年度に出力制御が発生する蓋然性が高いエリア（北海道、東北、四国、九州、沖縄）において、旧ルール事業者の切替率を、例えば2～3年以内に1割（10ポイント）増やすことを目指してはどうか。
- 当該目標を達成するため、オンライン化のメリットを引き続き周知していくことに加え、メリットを特段感じない事業者に対し、どのようにオンライン化を促していくかが課題であるところ、具体的には次の取組を進めていく。

2021年9月30日系統ワーキンググループ 第31回
2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 各エリア一般送配電事業者資料よりエネ庁作成

(参考) 旧ルール事業者のオンライン切替率の状況

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2021年7月末時点	60.4%	12.9%	25.1%	29.0%	12.2%	50.8%	6.3%
2020年9月末時点	58.4%	11.9%	24.5%	23.9%	7.2%	26.4%	2.2%

再エネ発電設備のオンライン化

(メリット周知の方策)

- 国においては、一般送配電事業者の協力の下、短期的な出力制御の発生可能性について、①既に出力制御が発生しているエリア、②通常想定される需給バランスにおいて来年度に再エネ出力制御が発生する蓋然性が高いエリア、③それ以外のエリアに区分し、毎年2回程度、その見通しを系統WGで示す。
- 太陽光及び風力の発電事業者団体においては、2021年度内に、事業者の規模や特性に応じたオンライン化の経済的な損益を具体的事例に即して整理し、同WGに報告するとともに、発電事業者に周知する。
- 一般送配電事業者においては、同WGで整理した上記情報を発電事業者に周知するとともに、発電事業者のオンライン化状況等を、同WGに報告する。

(ディスインセンティブ付与の在り方)

- オンライン化の計画を持たない一定規模以上の発電事業者名を公表することについては、今後の出力制御発生状況、オンライン化進捗率、また需給予測の精度が高まる当日段階ではなく、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならないことによる調整費用等も鑑みて、引き続き検討する。

(その他)

- 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（以下、「ガイドライン」）」にリプレース等の際のオンライン化を明文化する。
- オンライン制御機器設置の有無を、認定事業者の定期報告項目に追加する。

2. 供給対策 火力等発電設備の最低出力の引下げ

- 再エネの出力制御の低減を図る上で、火力等発電設備の最低出力の引下げは有効な方策である。再エネの出力制御が生じる時間帯において、稼働する火力等発電設備の出力が引き下げられれば、再エネの出力制御量を減らすことが可能となる。
- 例えば、九州電力送配電によれば、仮に電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）がすべて20%（バイオマスについては40%）となると、2022年度の出力制御率は、九州エリアで約▲1.0%（約▲14,000万kWh）に低減すると試算されている。

（注）昼間最低負荷時の断面で▲33万kWの効果。火力等による燃料費単価をkWh当たり6円と仮定すると約8.4億円の燃料費削減、CO2削減効果をkWh当たり0.5kgと仮定すると約7万トンのCO2削減に相当。
- 他方、再エネ出力制御の低減策を講じるに当たり、エネルギー政策の基本方針であるS+3Eは大前提である。火力等発電設備の最低出力の引下げにより、結果的に安定供給が損なわれることがあってはならない。
- 例えば、九州エリアの電源Ⅰ・Ⅱの火力発電設備の最低出力は、約3割が20%を上回っている※。こうした中で、徒な最低出力の引下げは、これに対応できない既存設備に停止を迫ることとなり、電力の安定供給確保に影響を及ぼす可能性がある。

※計画停止中や廃止予定の電源を含む
- このような状況を踏まえ、既存設備への影響を念頭に、全国の火力等発電設備の最低出力の実態と今後の対応可能性について引き続き丁寧に確認を続けつつ、以下の方向性で取組を進める。
- また、上記の方向性に沿った取組を促進する上で、容量市場や需給調整市場等の活用のほか、どのような方策が考えられるか、検討を進める。

火力等発電設備の最低出力の引下げ

(新設時の最低出力)

- 新設の火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）は、20～30%を基本としつつ、例えば、起動時間や負荷変化速度等も含め、設備の構成・特性に応じて定める。
- 新設のバイオマス設備の最低出力は、個々の設備の規模や特性に留意しつつ、現行（50%）より一定程度最低出力を引下げる方向で、引き続き検討を深める。
- その適用時期については、事業者の予見可能性を確保する観点から、例えば、2～3年程度の時間的猶予を設けることを基本としつつ、実態等を踏まえ判断する。

(既存設備への適用)

- これまでと同様、既存設備に対してガイドラインが遡及的に適用されることはなく、新たな最低出力の基準は、設備のリプレース時等にのみ適用される。
- ただし、再エネの出力制御低減を進める観点から、各設備の所在するエリアにおける出力制御の発生状況や、エリアの系統規模に比した電源の規模などを踏まえ、例えば、以下の設備については、最低出力引下げに伴うコスト等にも留意した上で、新設の場合と同様の基準の遵守を求める。
 - － 出力制御が発生しているエリアに所在する発電設備
 - － 出力制御が発生する可能性があるエリアに所在し、かつ、エリアの系統規模に比して電源の規模が大きい設備
- この場合、ガイドラインの直接的な適用ではないため、遵守しない場合に直ちに系統連系が拒絶されることはない。

火力等発電設備の最低出力の引下げ

- 他方、現状、調整力として一般送配電事業者と契約する発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ）に対しては、ガイドラインに定める最低出力と同様の条件が課されている。このため、ガイドライン上の最低出力を引き下げた場合において、一般送配電事業者との契約において新たな最低出力をどのように扱うかは、別途検討を行う。
- なお、自家発電設備については、運用の特性上、その他の設備と同様に新設の基準遵守を求めていくことは困難であることに留意する。

（出力制御時に稼働していた電源の公表）

- 出力制御の実施状況等を踏まえながら定期的なフォローアップを行う観点から、毎年 of 出力制御の見通し算定のタイミング（年2回程度）に合わせて、出力制御が行われている断面で稼働している電源Ⅲ火力やバイオマスの「発電所名（事業者名）」「出力値」「稼働理由」を取りまとめの上、同WGで国が公表する。
- 公表対象の日については、出力制御が発生した日のうち、例えば、至近の出力制御率の大きかった日を代表日として用いる。

3. 需要対策

- 出力制御の低減に向けては、供給過剰となる再エネを需要側の対策により吸収することも重要となる。
- その際、徒にコストをかけて需要を増やすのではなく、再エネ余剰時の卸電力市場価格及び小売電気料金の低下といった市場メカニズムを通じた需要シフトが効果的な手法の一つである。
- そのため、電気料金の変動等により需要（業務・産業用需要や、EVやヒートポンプ給湯器等の家庭用需要）をシフトさせる取組を全国的に広げるべく、ビジネスモデルのPRや実証等について、引き続き行っていく。
- また、余剰電力を活用する観点からは、エネルギー貯蔵技術（揚水・蓄電池・水素製造）の活用・導入を促進するため、制度面の整備等も含め検討する。
- 特に電力系統に直接接続する系統用蓄電池を活用して調整力等の供出や余剰電力の吸収等を行う蓄電事業への参入意志を示す事業者が現れているところ、系統用蓄電池を活用した蓄電事業の電気事業法上の位置付けの明確化や、各種電力市場にこれらの蓄電池が参入できるような環境整備等を進める。
- また、揚水発電については、出力制御時の検証等、引き続き最大限活用に向けた取組が適切に行われるように注視する。

4. 系統対策

- 系統増強として、マスタープラン検討委員会において、将来の電源等シナリオを想定の下、社会的便益が見込める系統箇所を検討し、2022年度中にマスタープランを策定することとしている。同委員会では、シミュレーション評価を深掘りする要素として、アデカシー便益や需要モデル等の検討を進めている。
- 既存の地域間連系線の運用容量拡大に関しては、例えば、更なる熱容量適用期間の細分化、連系線事故時における電源遮断を可能とする電制装置の設置等により、運用容量をさらに増やすことができないか等、電力広域機関と連携して検討を進める。
- その他、今までの系統接続の考え方や運用方法を見直し、既存系統を最大限活用する観点から、空き容量の算定方法の見直し、緊急時用の枠の開放、ノンファーム型の接続等の取組を進める。

②金銭的精算を含めた出力制御の在り方

金銭的精算を含めた出力制御の在り方

- 再エネの出力制御は、需給バランスを維持するために行われるほか、系統混雑を回避するためにも行われる。日本では、これまでのところ、需給制約による出力制御が九州エリアで行われているのみであり、系統制約による出力制御は行われていない。
- 他方、再エネの導入が進む欧州においては、需給制約による出力制御に加えて、系統制約による出力制御も行われている。今後、日本においても、ノンファーム型接続の適用拡大を進める中で、系統制約による出力制御が行われる可能性が高まると見込まれる。
- 現状、再エネの出力制御に際し、発電事業者に対する逸失利益の補償や一定の対価の支払いなどの金銭的精算は行われていない。これに対し、再エネ導入の更なる加速化を図る観点から、諸外国の例も踏まえつつ、現行制度の見直しを求める声もある。
- 諸外国においては、需給制約による出力制御の場合は基本的に金銭的精算が行われない一方、系統制約による出力制御の場合は何らかの金銭的精算が行われる場合がある。その背景には、エリア全体の需給制約と異なり、個別の系統における制約は、通常、系統増強により解決可能であるためと考えられる。
- こうした諸外国の例も踏まえつつ、再エネの導入加速化を進める中で、出力制御に対する金銭的精算の在り方について、どのように考えるか。
- 例えば、系統制約による再エネの出力制御時に金銭的精算を行うことについて、どのように考えるか。系統制約への対応として、将来的に市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）へ移行し、混雑に応じた価格形成を目指している中、金銭的精算を行うことに対して、再エネ導入の加速化、電源立地誘導などの観点を含めて、メリット・デメリットをどのように考えるか。

(参考) 再エネ大量導入の下での再エネの出力制御の在り方

- 2018年以降、九州電力管内においては、需給バランスを維持するため、需要の少ない時期に再エネの出力制御が行われてきた。これまでは九州電力管内に限られてきたが、更なる再エネの導入や、今後のノンファーム型接続の拡大を踏まえると、再エネの出力制御量は今後更に増大していくことが見込まれる。
- 他方、2019年以降、FIT制度を「卒業」する再エネが増加するとともに、2022年度からFIP制度が開始されることに伴い、再エネの発電事業者が自ら発電計画を策定するようになれば、調整電源として活用できる再エネが増加していく。
- これらを勘案すると、現在は政策支援を不可欠とする再エネの将来的な電力市場への統合も見据え、非FITの再エネに対する出力制御については、単に電気の供給を抑えるということではなく、下げ調整として考える視点が重要となると考えられる。
- しかしながら、2024年度からの本格実施を目指して詳細制度設計の検討が行われている需給調整市場においては、下げ調整力を当面は考慮するものとはなっておらず、下げ調整のための余力活用契約を結ぶ電源は、FIP電源が応札できない容量市場の落札電源に限られている。
- このため、経済合理性に基づくメリットオーダーをより一層反映した系統運用に向けて、送配電会社が、再エネの下げ調整を含め、可能な限りすべての電源の上げ・下げ両方向の調整を市場取引価格により行う仕組みであるbalancingメカニズムの在り方について、検討を深めていく。

(参考) 再エネの下げ調整 (出力制御) の扱い

- 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、検討を深めていく予定。
- 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、詳細な検討を進める。

(参考) 再エネ等の調整電源化に向けた取組化に係る主な御意見 (第24回 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 (2021年2月))

(委員)

- マイナスプライスを導入するという提案であり、合理的。スポット市場ではマイナス価格を許していないということと、kWh市場では許すということはいびつ。
- 問題は明らかであって、出力制御の規模が拡大すると、誰が負担するにしても社会全体のコストはどんどん増大していく。
- 下げ調整が必要な地点では、設備が増えないことが望ましい。出力制御分を精算することになれば、そういうシグナルを見落とすことになる。
- 諸外国では、実需給の近くまでの取引で解決する努力をしていることを再確認し、ノードル制(市場主導型)に移行できるようにすることが本質。

(オブザーバー)

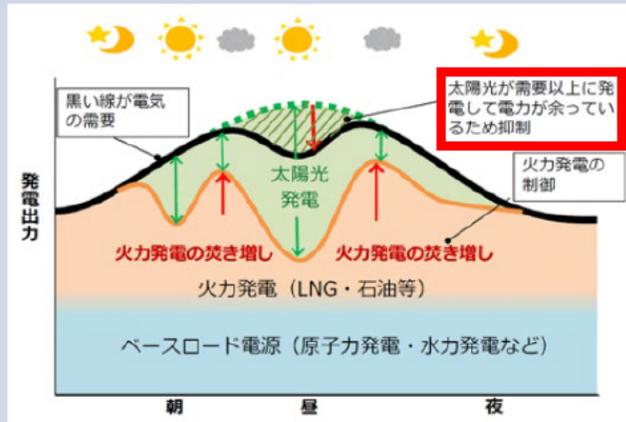
- 調整力を確保する仕組みとして、需給調整市場などと整合を図ったものでなければならない。
- 電源の地域偏在が加速することのないように、立地誘導が機能することが重要。

(参考) 出力制御ルール

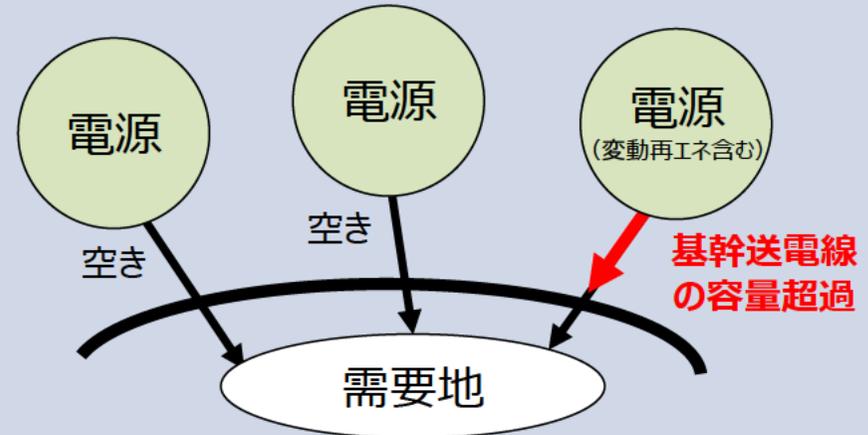
- 出力制御には、① エリア全体の需給バランス によるものと、② 個別の送電線の容量 によるものが存在。国内では現状、①のみ実施（電気が需要以上に発電された時、出力制御ルールに基づき実施）。

① 需給バランス制約（需給制約）による出力制御

出力制御の発生イメージ



② 送電容量制約（系統制約）による出力制御



ルール

出力制御ルール

出力制御順

- 火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用
 - 他地域への送電(連系線)
 - バイオマスの出力制御
 - 太陽光、風力の出力制御**
 - 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

先着優先

一律で出力制御

- ノンファーム電源
- ファーム電源

再給電方式

出力制御順

- 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
 - 火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - 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
 - ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - 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

(参考) 各国における再エネの出力制御の現状

		日本	英国	アイルランド***	ドイツ	PJM (米国)
導入促進制度		FIT→FIP	FIT→FIT-CfD	FIT→FIP	FIT→FIP	RPS
暫定的制度*		×	送電系統：○ ※配電系統：×	○	○	×
出力制御	需給制約	○ (出力制御ルールに従う)	送電系統：○ (BM**で対価取得の機会有り) ※配電系統：×(出力制御無し)	○ (出力制御ルールに従う)	○ (これまで、従来電源で対応出来ない場合に、再エネを出力制御していたが、2021年10月より、再エネを含む全電源が組み込まれる制度変更が開始)	○ (地点別限界価(LMP)に基づき出力制御される電源が決定)
	系統制約	ファーム型接続：× ノンファーム型接続：○ (再給電(一定の順序)の開始以降は出力制御ルールに従う)	○ (送電系統はBM**、配電系統は後着順に制御)	○ (出力制御ルールに従う、ノンファーム型接続が優先的に制御)		
費用精算	需給制約	× (精算無し)	送電系統：△ (BM**で対価取得の機会有り) ※配電系統：-(出力制御無し)	× (精算無し)	× (精算無し)	-
	系統制約	ファーム型接続：- (出力制御無し) ノンファーム型接続：× (精算無し)	送電系統：△ (BM**で対価取得の機会有り) ※配電系統：×(精算無し)	ファーム型接続：○ (精算有り) ノンファーム型接続：× (精算無し)	○ (再エネ出力抑制は、FIT/FIP電源は精算されるものと規定)	(エネルギー市場による市場取引の結果として出力制御される)
出力制御の財源		-	-	卸電力市場の精算プロセスを通じて小売事業者から支払い	一般負担	-

* 具体的な系統増強までの暫定的な扱い

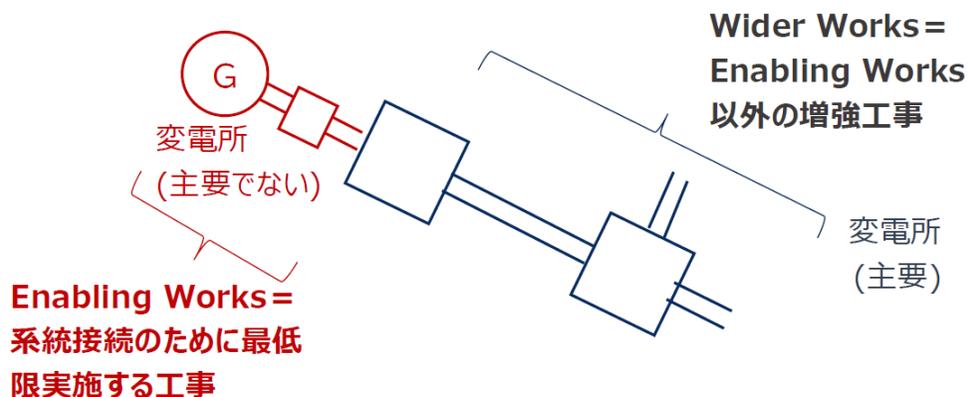
** バランシングメカニズム

*** 配電レベルでは、系統混雑が起らないように電源接続が行われており、系統混雑は発生していない (全てファーム型接続)

(参考) ①英国における再エネの接続の規定

- 送電系統においては、コネクト&マネージ制度の下、再エネの早期接続を目的として、将来的な系統増強工事の実施を前提に、それ以外の増強工事のみで暫定接続を許可している。
- 特定の配電系統においては、系統のリアルタイム監視、制御のためのActive Network Management (ANM) などが導入され、出力制御の実施を条件に、系統増強を待たずして早期での電源接続を認めている (フレキシブルコネクション)。

<Wider Works (広域系統増強工事) と Enabling Works (それ以外の工事) の考え方>



<英国DSO (SP Energy Networks) の電源接続の体型>

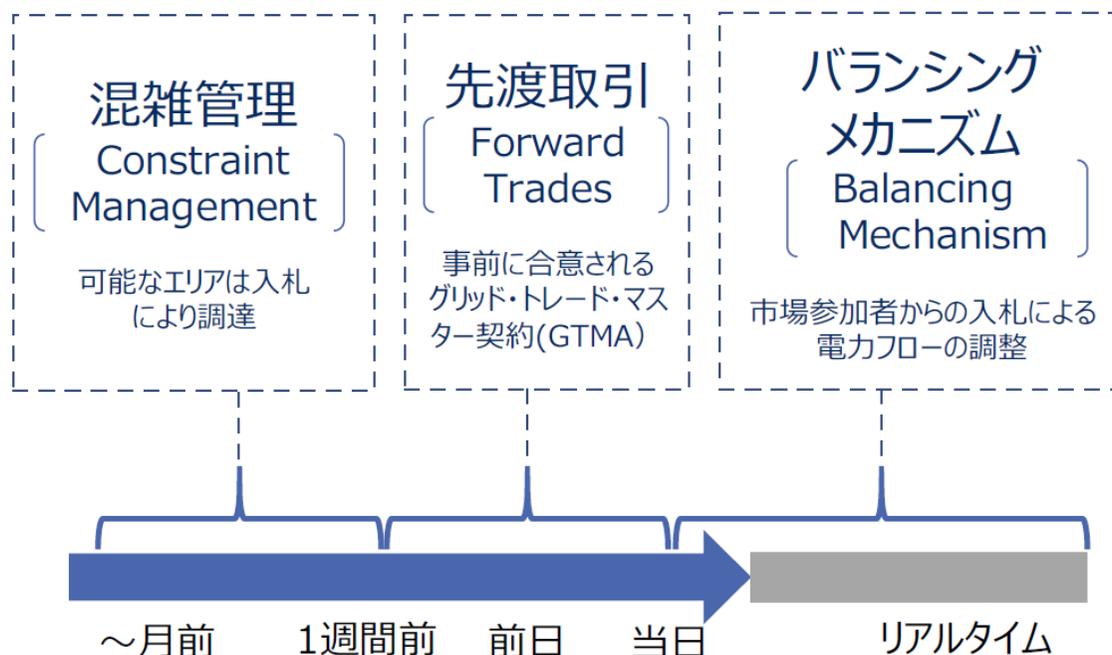


(参考) 電力広域機関: 「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (平成30年度 - 海外調査)」 (<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>)

(参考) ②英国における再エネの出力制御の規定

- 混雑管理用リソースの調達手段として、**混雑管理（電源調達）、先渡取引（GTMA）、balancingメカニズム**が存在し、それらの手段によって系統制約を解消する。コネクト&マネージ制度では、暫定接続した電源は、**出力制御に対してbalancingメカニズムの下で費用精算されるが、広域系統増強の工事完了後は、系統制約が解消されることが前提。**
- **配電系統**のフレキシブルコネクションにおいては、**系統制約による出力制御に伴う精算は存在しない**。そのため、通常の接続においては初期投資以外のコストはかからないが、フレキシブルコネクションは継続的に出力制御に伴うコストを負う必要がある。

<National Gridによる系統制約管理のタイムライン>



(参考) 電力広域機関:「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)」(<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>)

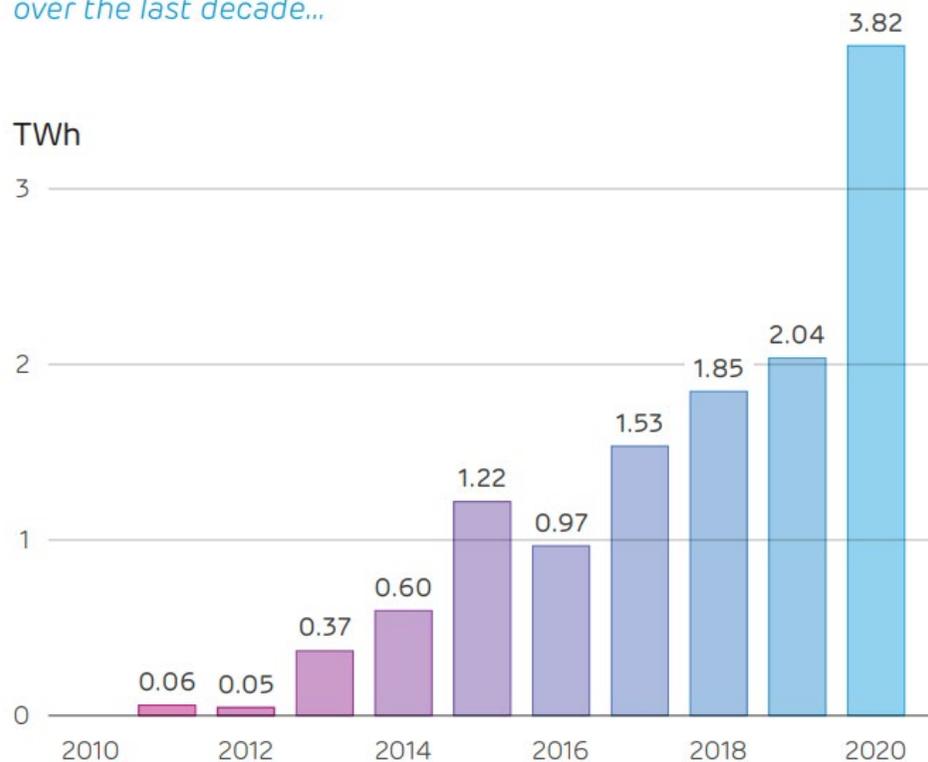
(出所) 令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業(諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査)参照

(参考) ③英国における再エネの出力制御の実態

- 2020年の風力の出力制御実績量は3.82TWh（出力制御率は4.8%）であり、年々増加傾向にある。
- 2020年の風力の出力制御の費用精算額は2.82億£であり、年々増加傾向にある中で、2019年の精算額1.45億£から倍増した。

<英国における風力の出力制御実績>

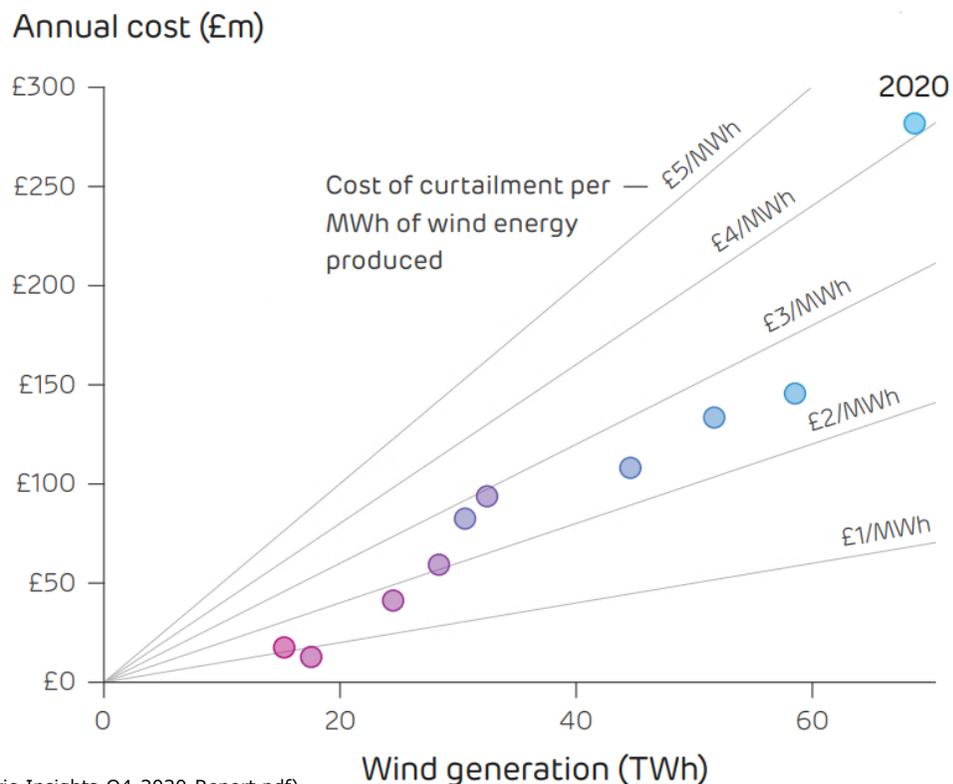
Annual curtailment of wind energy in Britain over the last decade...



(参考) Drax: "Electric Insights" (<https://reports.electricinsights.co.uk/wp-content/uploads/2021/02/Drax-Electric-Insights-Q4-2020-Report.pdf>)

<英国における風力の出力制御の費用精算実績>

...and the cost of this curtailment against total output



(参考) ① アイルランドにおける再エネの接続の規定

- アイルランドでは分散電源の接続申請の増加に伴い、GPA (Group Processing Approach) を2004年より開始。募集期間内で受け付けた申請を一括で処理するもので、申請電源をいくつかのクライテリア (例えば地理的な場所) ごとにグループに分けて、そのグループごとに電源の接続検討を行った。これまで計3回の募集が行われ、1、2回目は風力のみ、3回目は風力と従来電源が対象。
- 2009年以降にはGPA外での処理としてnon-GPAが設けられ、小規模な電源に対しての接続が開始。500kW以下の風力発電、水力、ランドフィルガス、バイオマス、太陽光などが対象。
- 2018年5月より、新たな接続プロセスとしてECP-1 (Enduring Connection Policy) が開始。GPAと異なり、**全電源種が対象。500kW以上の電源は一括の接続検討が行われるが、11kW～500kWについては順番に接続検討が行われる。**

(参考) 電力広域機関：「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (平成30年度 - 海外調査)」 (<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>)

(参考) ②アイルランドにおける再エネの出力制御の規定

- 出力制御ルールは2009年に導入された。当初、需給制約による出力制御については、ノンファーム型電源が優先的に制御されたが、その後、ファーム・ノンファーム型接続電源の区別なく、一律で制御されることが決定した。
- ノンファームのアクセス制度は2001年に導入され、新規電源の接続方法は数回見直された。現行、ファーム・ノンファーム型接続電源に関わらず、需給制約による出力制御時には費用精算が行われない。また、この制度は系統増強工事の完了前に電源接続を認めるものであり、系統制約による出力制御時には、ノンファーム型接続電源は費用精算が行われない。他方、系統増強を前提とした暫定的な制度であるため、系統増強が完了することでファーム型接続電源となり、系統制約による出力制御時に費用精算が行われる。

＜出力制御の順序＞

＜需給制約と系統制約による出力制御＞

カテゴリ	電源種		需給制約	系統制約
1	従来電源及びゲートクローズ後の連系線のカウントレード		制御順 出力制御ルールに従う 従来型電源は最も経済的となるように制御 泥炭、ハイブリッド発電、高効率CHP/バイオマス/水力はpro-rata	
a	泥炭			
b	ハイブリッド発電※ <small>※複数の一次エネルギー源または技術タイプを利用した単一連系点に接続された単一の発電ユニット</small>			
c	高効率CHP/バイオマス/水力			
2	d	i	制御可の要件を満たすが、現在は制御出来ない風力	
		ii	制御可能な風力	
		iii	制御可の要件をまだ満たしていない風力、試運転の風力	
e	連系線の再給電		出力増減への精算 ファーム、ノンファーム型接続いずれも精算無し (2017/12/31までは、ファーム型接続は精算あり、ノンファーム型接続は精算無し)	
f	再給電による公益の保安上の危険がある水力			
			風力は、ノンファーム型接続が先に制御	ファーム型接続は精算あり、ノンファーム型接続は精算無し

(参考) [1] SEM committee: "SEM-11-062 Principles of Dispatch and the Design of the Market Schedule in the Trading and Settlement Code SEM Committee Decision Paper"

(<https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-11-062%20Principles%20of%20Dispatch%20and%20the%20Design%20of%20the%20Market%20Schedule%20in%20the%20Trading%20and%20Settlement%20Code%20SEM%20Committee%20Decision%20Paper%20.pdf>)

(参考) [2] SEM committee: "SEM-13-010 Final Decision - Treatment of Curtailment in Tie-break Situations"

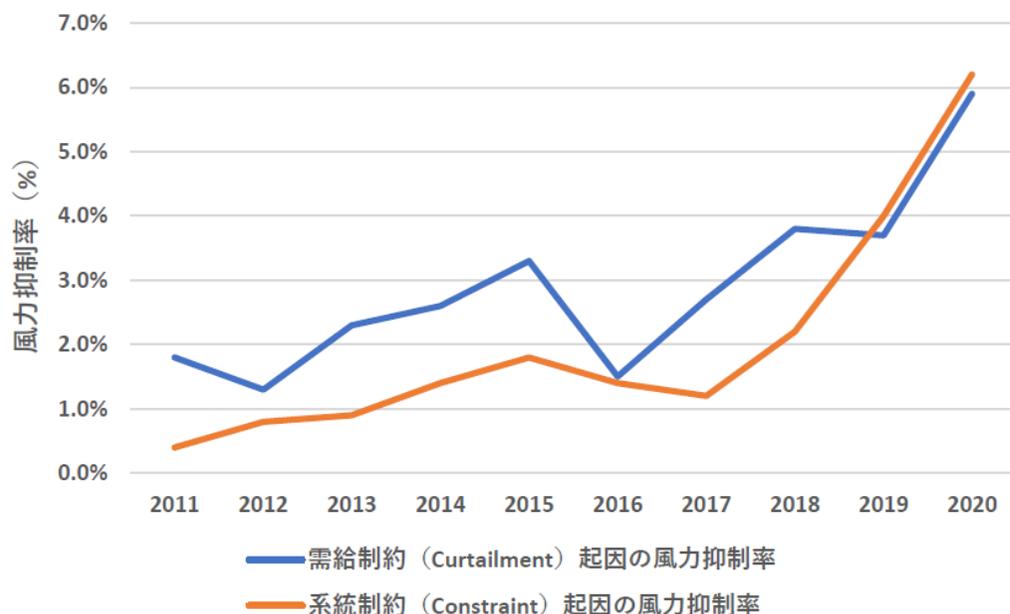
(<https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-13-010%20Final%20Decision%20-%20Treatment%20of%20Curtailment%20in%20Tie-break%20Situations.pdf>)

(出所) 令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 (諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査) 参照

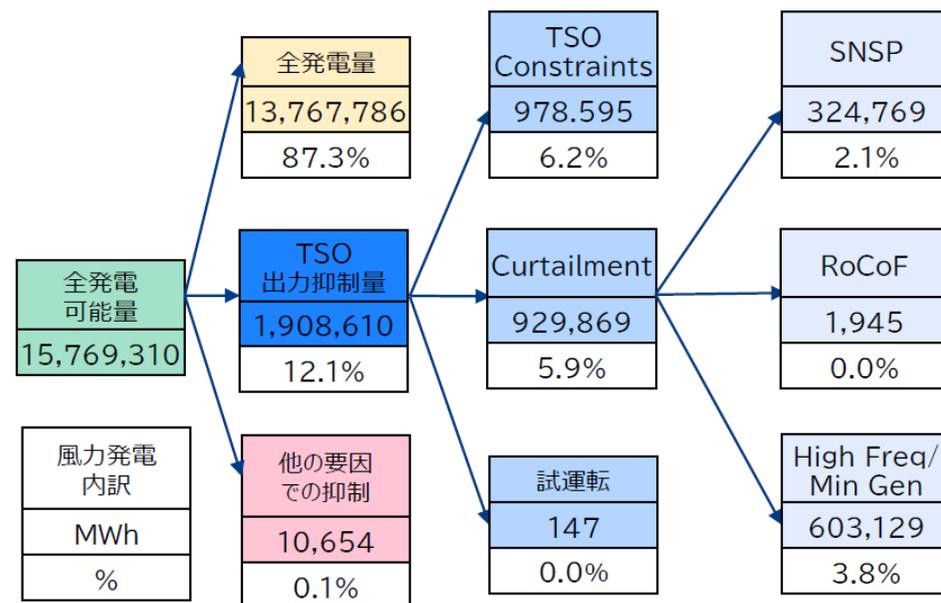
(参考) ③ アイルランドにおける再エネの出力制御の実態

- **2020年の風力の出力制御実績量は1.91TWh**であり、年々増加傾向にある。**風力の出力制御率は12.1%**であり、その内、**系統制約による出力制御率が6.2%**、**需給制約による出力制御率が5.9%**である。

＜アイルランド島における風力の出力制御実績＞



＜アイルランドにおける風力の出力制御量と分類 (2020年)＞



(参考) EirGrid: "Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2020" (<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2020.pdf>)

(参考) ①ドイツにおける再エネの接続の規定

- 再エネの接続に際し、系統運用者は、経済的に不合理な場合を除いて再エネを接続するための系統増強が義務付けられている。また、再エネを遅滞なくかつ適切な電圧レベルと設置個所から最短距離で接続し、その接続には優先性を与えることが義務付けられている。なお、系統増強の完了前に接続させる必要がある。
- 増強が必要な場合は一般負担で実施し、託送費にて回収する。

<再エネの優先接続に関する記載>

<EEG 2021 §11 Purchase, transmission and distribution 仮訳>

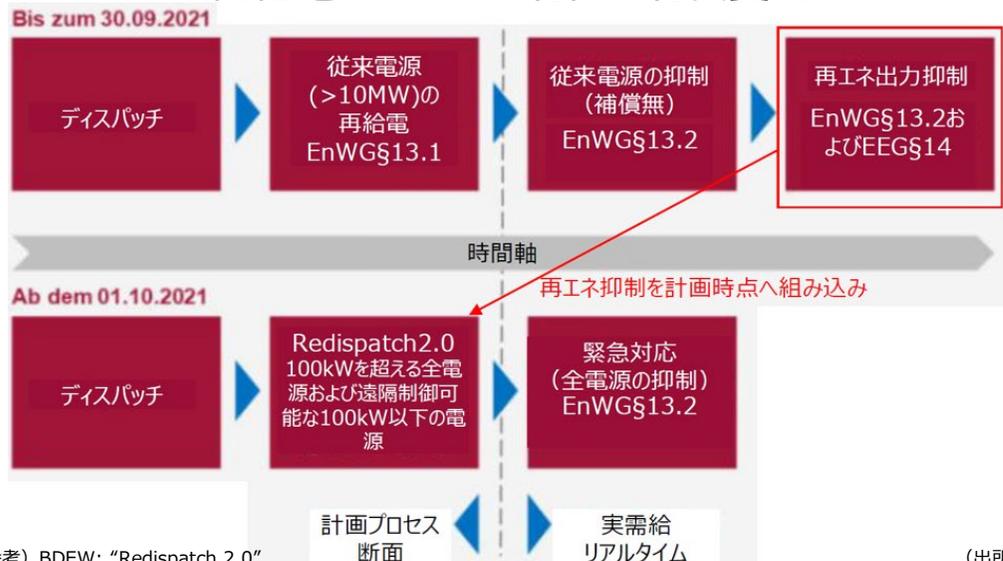
(1) 14条に従い、系統運用者は、再エネ由来または炭鉱メタンガス由来のすべての電気を、21条bの第一項に従って取引の形態で、遅延なく優先的に物理的に購入し、送電し、配電しなければならない。

(参考) Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: “EEG 2021” (https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE018701123)

(参考) ②ドイツにおける再エネの出力制御の規定

- これまでは、計画段階で従来電源の再給電を実施し、運用段階で10MW以上の従来電源、再エネ電源の順で出力制御することで、系統制約を解消している。
- 需給制約による出力制御の場合、費用精算が行われない。一方、系統制約による出力制御の場合、FIT・FIP電源については費用精算が行われる。費用は一般負担（託送費）にて回収される。
- 託送費用による精算が年々増加しているため、トータルコストの削減を目的に、運用段階で従来電源が対象であった再給電プロセスの中に100kW以上の再エネを含む全電源が組み込まれる制度変更が2021年10月より開始された。

<再給電および出力制御の制度変更>



(参考) BDEW: "Redispatch 2.0"
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Weitere%20Ver%C3%B6ffentlichungen/Strommarktforum/Redispatch%202.0%20\(S.-D.%20Kopp\).pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Weitere%20Ver%C3%B6ffentlichungen/Strommarktforum/Redispatch%202.0%20(S.-D.%20Kopp).pdf)

<出力制御ルールによる出力制御の順序>

順位	グループ	発電設備
1	グループ1	その他(揚水発電など)
2		廃棄物/ゴミ焼却設備(コージェネ除く)
3		ピークロード用電源
4	グループ2	従来型発電所(コージェネ除く)
5		造波設備なしの水力
6		風力発電
7		地熱発電
8		バイオガス/汚泥ガス
9		コージェネなしのバイオマス
10		太陽光発電
11		潜熱改修コージェネ(地域熱供給)
12		コージェネ設備
13		造波設備ありの水力
14		コージェネ付きのバイオマス
15		プロセス熱供給設備
16	グループ3	小型太陽光発電(<100kW)

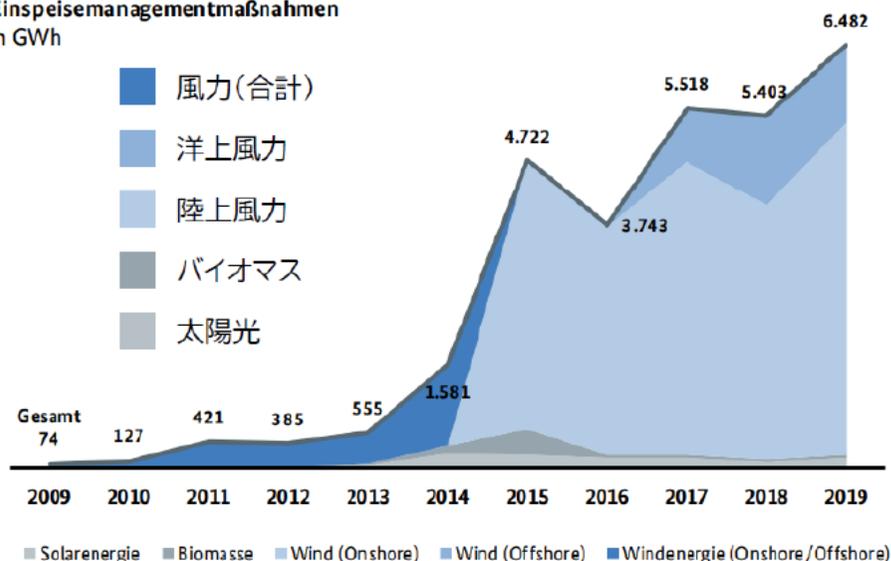
(出所) 三菱総研:「平成28年度新エネルギー等導入促進基礎調査(固定価格買取制度の見直しに係る調査)」
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Weitere%20Ver%C3%B6ffentlichungen/Strommarktforum/Redispatch%202.0%20\(S.-D.%20Kopp\).pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Weitere%20Ver%C3%B6ffentlichungen/Strommarktforum/Redispatch%202.0%20(S.-D.%20Kopp).pdf)

(参考) ③ドイツにおける再エネの出力制御の実態

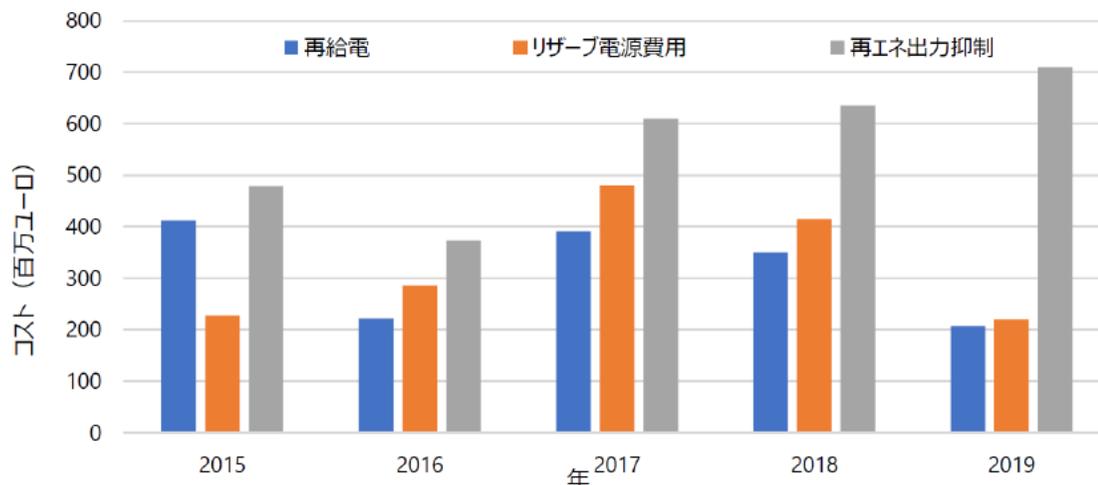
- 2019年の再エネの出力制御実績量は6.48TWh（出力制御率は風力4.7%、太陽光0.4%）であり、年々増加傾向にある。
- 2019年の再エネの出力制御の費用精算額は7.1億€であり、2016年から年々増加傾向にある。

<ドイツにおける再エネの出力制御実績>

Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch
Einspeisemanagementmaßnahmen
in GWh



<ドイツにおける再給電・再エネ出力制御の費用精算実績>

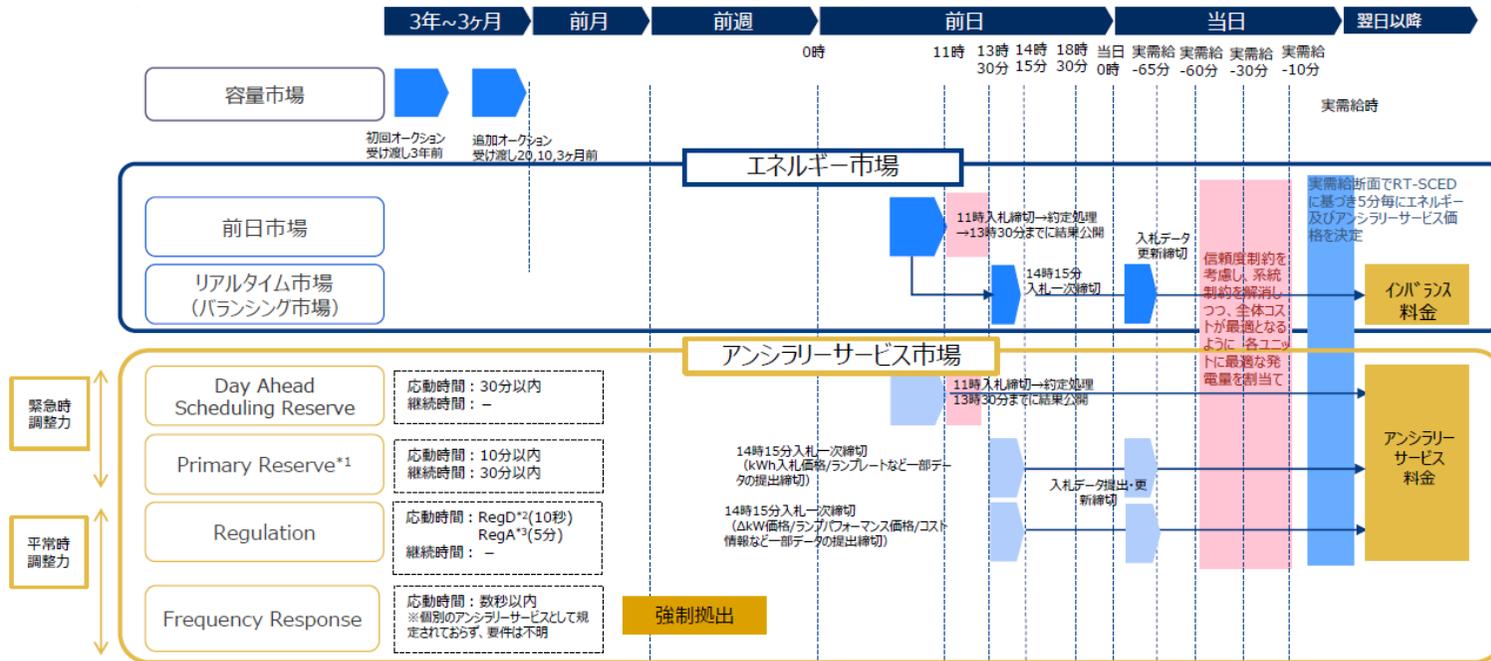


(参考) Bundeskartellamt: "Monitoringbericht 2020" (https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2020.pdf;jsessionid=579EB708386C409EFCF2520E35F2FB29.2_cid387?__blob=publicationFile&v=4)

(参考) PJM (米国) における再エネの出力制御

- PJM (米国) では、風力発電などの再エネ電源も他の電源と同じく、PJMが運営するエネルギー市場において、市場取引による出力制御が実施されている。リアルタイム市場による市場取引の結果としての出力制御では、下げ調整の精算は行われない。
- 地点別価格制度の市場取引においては、再エネは他の既存電源と平等に扱われている。しかし、再エネは燃料費がかからないことなどより、既存電源と比較して安価での入札が可能である。その結果、再エネの出力制御順位は、既存電源よりも後になる場合が多い。

<PJMにおける市場プロセス>



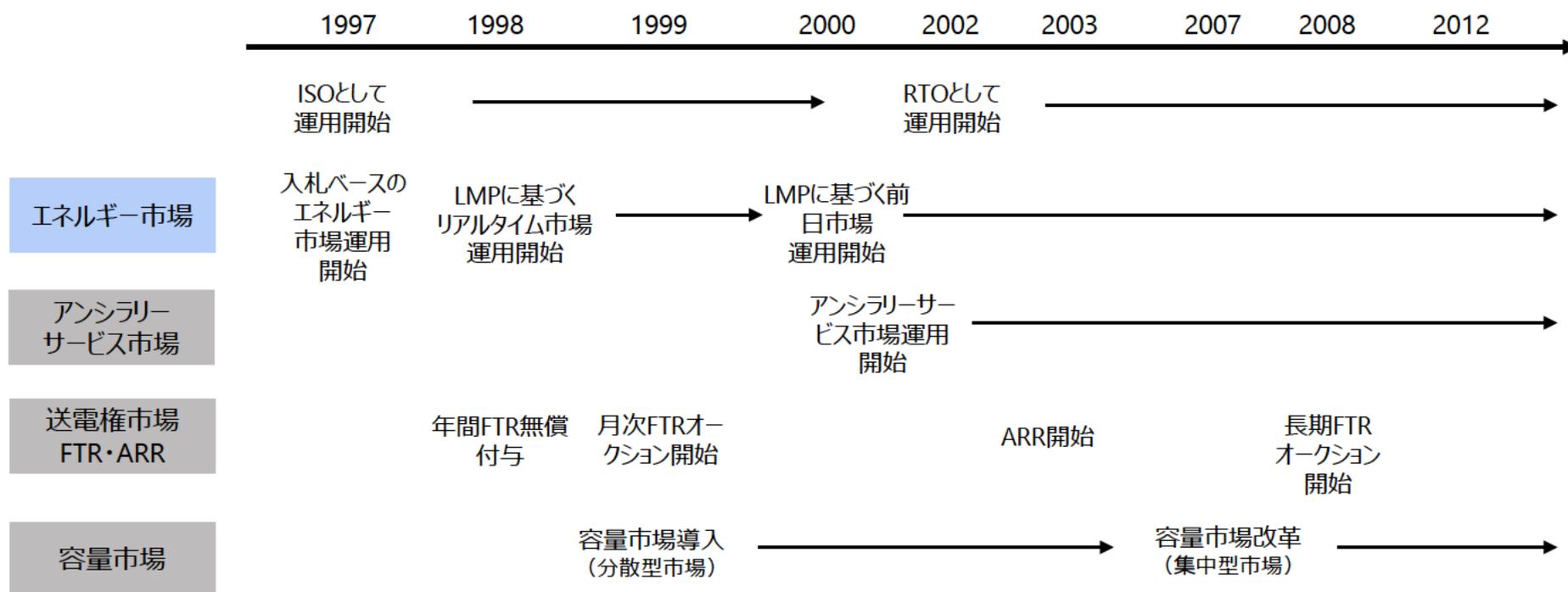
*1: Primary Reserveは、Spinning Reserve (調動予備力) およびNon-Spinning Reserve (非調動予備力) を含む総称
 *2: 蓄電池やフライホイールなど、応答性の高いリソースに対して2秒毎に送られる出力調整信号
 *3: 石炭火力、LNG火力など、従来からRegulationを担い、相対的に応答性が低いリソースに対して2秒毎に送られる出力調整信号

(参考) 電力広域機関: 「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」 (https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf)

(出所) 令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 (諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査) 参照

(参考) PJM (米国) における制度の変遷

- PJMは独立系統運用機関 (ISO) としての設立以前から行われていたプール運用から、1998年に地点別限界価 (LMP) に基づくノーダルプライシングでの市場運用へ移行。
- ノーダル制市場導入前のゾーンではオペレーション上の様々な問題が存在していた。主要な問題は以下の2つ。
 1. 効率的な再給電を実施できず、発電事業者への再給電指令に伴う精算コストが増大していたこと
 2. ゾーン制では価格は全体で同一であるため、地点別のシグナルが発せられず電源の立誘導効果が小さいこと



(参考) [1] 電力広域機関: 「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (平成 30 年度 - 海外調査)」 (<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>)
 (参考) [2] PJM Interconnection: "Overview of PJM: Looking Back to Look Forward, Tokyo Power Market Summit" (<https://www.meti.go.jp/press/2018/05/20180529003/20180529003-6.pdf>)

6-1. まとめ (混雑管理の実施に向けた道筋)

41

- 再給電方式、ゾーン制、ノード制という3つの手法について、どのような選択肢となるか実現までの時間軸を整理。

	卸取引市場において調整	TSO (系統運用者) が調整
現状		TSOが後着者を抑制
まずは速やかに対応するための 選択肢	連系線を対象としたゾーン制	再給電 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：なし 適用系統：制限なし
適用が合理的な 系統への 選択肢	ゾーン制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：一定程度あり 適用系統：適用の合理性の見極め要 ・混雑送電線の特定：予め特定する必要あり ・適用が想定される混雑系統：混雑箇所が限定的で特定が容易 ・上げ調整電源の調達方法：市場によるメリットオーダーで混雑系統以外の電源が約定 ・システム対応期間：2~3年程度か(間接オークションを参考) ・混雑調整費用：事業者負担 ・価格シグナル：あり(市場価格)	・混雑送電線の特定：予め特定する必要なし ・適用が想定される混雑系統：あらゆる状況に対応可能(調整可能な電源が必要) ・上げ調整電源の調達方法： -TSOが混雑系統以外から調達(計画締切以降) -TSOもしくはBGが混雑系統以外から調達(計画締切以前) ・システム対応期間： -実需給断面：短期間で可能か -実需給断面より前：2~3年程度か(試行ノンファームを参考) ・混雑調整費用：一般負担(需要家を含めたエリア全体の負担) もしくは混雑地域の事業者負担 ・価格シグナル：なし
長期的な視点で 議論を要する 選択肢	ノード制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし ・混雑送電線の特定：予め特定する必要なし(全ての送電線) ・適用が想定される混雑系統：混雑箇所が相当数あるとともに特定が困難 ・上げ調整電源の調達方法：市場によるメリットオーダーで混雑系統以外から調達 ・システム対応期間：7~8年程度か(海外実績を参考) ・混雑調整費用：事業者負担 ・価格シグナル：あり(LMP価格)	ノード制 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし ・混雑送電線の特定：予め特定する必要なし(全ての送電線) ・適用が想定される混雑系統：混雑箇所が相当数あるとともに特定が困難 ・上げ調整電源の調達方法：TSOが何らかの方法により調達した電源の価格情報等に基づき混雑系統以外から電源を調達 ・システム対応期間：7~8年程度か(海外実績を参考) ・混雑調整費用：事業者負担 ・価格シグナル：調達した電源の価格情報等を元に価格シグナルを発信

- (1) 再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組
- (2) ノンファーム型接続の適用の在り方等**
- (3) 系統情報の公開・開示の在り方
- (4) 次世代ネットワークの整備

ノンファーム型接続の全国展開の論点

- 2021年1月13日の全国展開では、空き容量の無い基幹系統にノンファーム型接続の適用を行い、これにより基幹系統の増強で高額な費用が必要であった案件について、FIT認定等に必要な契約の締結が可能となった。
- 2022年4月1日を予定している全基幹系統への適用では、これまで基幹系統に空き容量がありファーム型接続で契約が可能であった案件についても、ノンファーム型接続が適用されることになり、扱いが変わることとなる。一方で、2022年12月から基幹系統において再給電方式が始まり、S+3Eを前提に再エネが火力等より優先的に系統利用することになる。
- このようにメリットオーダーに基づく系統利用への転換を進めて行く中で、以下の論点について御議論いただきたい。
 - (1) 全基幹系統にノンファーム型接続を適用する際の対象電源
 - (2) ノンファーム型接続適用電源の関連市場のリクワイアメント

(1) 全基幹系統にノンファーム型接続を適用する際の対象電源

- 現状、ノンファーム型接続は空き容量の無い基幹系統に適用されているが、ノンファーム型接続が適用された系統や、その系統に接続されるローカル系統及び配電系統に接続する電源は、原則ノンファーム型接続適用電源となる。
- 本小委員会の中間取りまとめにおいて、空き容量の無い基幹系統にのみ適用されているノンファーム型接続について、**2022年4月1日に全基幹系統に適用を行う**こととしている。
- この扱いをそのまま適用すると、**2022年4月1日に全基幹系統にノンファーム型接続の適用を行った場合、原則全ての電源がノンファーム型接続適用電源として扱われる**こととなる。
- 一方、ノンファーム型接続では遠隔の出力制御機器が必要となるが、一部電源種（中小水力、バイオマス、地熱等）においては、ファーム型接続と比べ、新たに開発等に係る追加費用負担が発生するといった課題が存在する。また、こうした扱いについて、発電事業者等に十分認識されていない可能性がある。
- このため、全基幹系統にノンファーム型接続を適用する際の対象電源については、円滑な移行を図る観点から、事務局において改めて課題を整理のうえ方針を示すこととしてはどうか。

<ノンファーム型接続の適用等のスケジュール>

	2021年	2022年	2023年	2024年
基幹系統	▼ 2021年1月：空き容量の無い基幹系統に適用	▼ 2022年4月：全基幹系統に適用		
ローカル系統			▼ 2023年3月頃（2022年度末頃）ローカル系統に適用*	
配電系統	<FS調査> ユースケース・要件検討等	方向性の取りまとめ	シミュレーション・実施フロー検証・小規模実証等	

* ローカル系統への適用範囲等は、NEDO実証を踏まえ別途検討する予定。

(参考) ノンファーム型接続が適用される系統と電源の関係

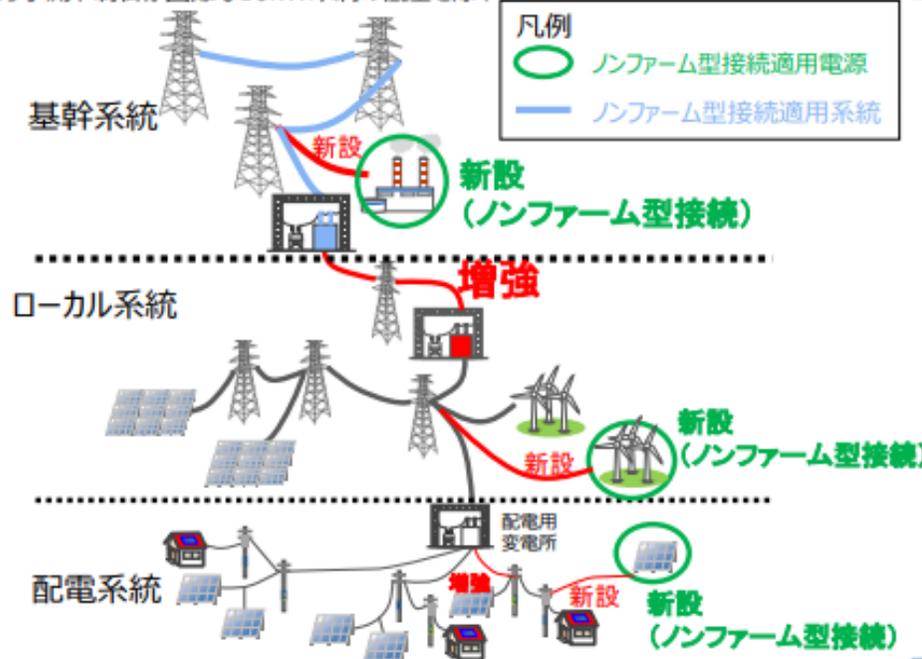
ノンファーム型接続が適用される系統と適用される電源

6

- ノンファーム型接続は、空き容量の無い基幹系統※1に適用され、ノンファーム型接続が適用された空き容量の無い基幹系統をノンファーム型接続適用系統といいます。適用系統である基幹系統やその基幹系統と接続するローカル系統及び配電系統に接続する電源は、原則ノンファーム型接続となります。ノンファーム型接続適用系統になった以降に接続する電源をノンファーム型接続適用電源※2といいます。
- 基幹系統に対してノンファーム型接続となる場合でも、ローカル系統と配電系統の送配電設備の空き容量が不足する場合は、設備の増強工事が必要となります。
- 基幹系統は工事費が特に高額であり工期も長いことから増強を行わず、ノンファーム型接続適用電源を出力制御しますが、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用についても現在検討中です。

※1 「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）」における基幹系統に準ずるものとし、上位2電圧（ただし、沖縄電力については、132kVとする）の送変電等設備(変圧器については、一次電圧により判断する)とする。

※2 需要変動の影響を受け、出力予測や制御が困難な10kW未満の低圧を除く



ノンファーム型接続
による接続が可能
となる範囲
(基幹系統～
配電系統※2)

(参考) これまでの議論状況 (全基幹系統へのノンファーム型接続の適用)

再給電方式とノンファーム型接続の関係整理

- 先着優先からメリットオーダーに基づくルール (再給電方式) に転換されれば、基本的に全電源が、出力制御 (下げ調整) の対象になりうる (ノンファーム型接続の電源として扱われうる) と考えられる。
- 現在、空き容量のある基幹系統においては、引き続きファーム型接続を継続しているが、切り替えのタイミングとしては、規程類を改正する予定の2022年4月とし、それ以降に接続検討*を受付、または開始された一括検討プロセスへ応募申込を行った電源は、全てノンファーム型接続電源として扱うことを基本としてはどうか。

* 低圧の電源については接続検討が省略されていることから、契約申込とする。

- なお、再給電方式から市場主導型に転換する際などに議論予定の経過措置は、ノンファーム型接続の電源は対象外となることが基本であり、例外を設定する場合は、慎重な議論が必要である。

(参考) 再給電方式 (調整電源の活用) の開始時期

(1) 再給電方式 (調整電源の活用) の導入に向けたスケジュール

- 基幹系統利用ルールの見直しにおいては、再給電方式 (調整電源の活用) を2022年中、再給電方式 (一定の順序) を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。
- 2022年中に開始予定の再給電方式 (調整電源の活用) の具体的な開始時期は、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てはどうか。
- また、再給電方式 (調整電源の活用) の実施に向けては、十分な周知期間を確保する必要があり、2022年12月には全ての一般送配電事業者が再給電方式を開始することを踏まえ、2022年1月末を目途に各社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 (調整電源の活用) 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
再給電方式 (調整電源の活用)	2022年1月末を目途 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)	
【参考】 再給電方式 (一定の順序)			2023年中の 開始を目指す	再給電方式 (一定の順序)

(参考) ローカル系統へのノンファーム型接続適用の課題

- ローカル系統は基幹系統以上に課題が多いことが想定され、今後NEDO実証等を踏まえ、課題への対応・検証等を進めていく予定。

課題	論点イメージ
①システム費用・開発期間	下位の系統になるほど増強の費用は小さく、工事期間は短い中、制御対象の拡大や混雑系統の複雑化によるシステム費用や開発期間の増加をどのように考えるか
②出力制御の実行 (再エネ予測誤差)	ローカル系統は連系するエリアが小さく、再エネのならし効果*が少ない中、再エネの出力を予測し、出力制御量の指令を如何に適正に行えるか
③情報の公開・開示	現在は基幹系統に限定して行われている出力制御量を見定めるための情報の公開・開示について、どのように進めるか
④N-1電制との両立	ローカル系統においては、N-1電制により遮断・出力制御される電制対象電源が限られる中で、ノンファーム型接続の量を制約するか
⑤増強判断の規律	ローカル系統においては、費用便益評価の規律が存在しない中、その増強判断や費用負担の規律をどうするか
⑥先着優先利用ルールの見直し	基幹系統と比較してローカル系統は調整電源に乏しい中で、先着優先利用ルールの見直しはどのように扱うか
⑦適用の範囲	上記の課題を踏まえ、ノンファーム型接続が効果的な系統の判断基準を整理する必要があるか

* ならし効果…地域的な広がりにより個別の発電量の変動が相殺し合計の発電量の変動が緩和されること。

(2) ノンファーム型接続適用電源の関連市場のリクワイアメント

- 現状、ノンファーム型接続適用電源は、容量市場・需給調整市場への参加が認められていない。このため、新たな系統利用ルールのもと、供給信頼度評価を踏まえ容量市場・需給調整市場における参加の在り方について検討を行うこととしてはどうか。
- なお、オークションの公募のタイミングによっては、当該検討が間に合わない可能性もある。このため、公募には参加できるとしつつ、本検討の状況を踏まえ、必要な対応を行ってはどうか。

(参考) 容量市場における取扱い

- ノンファーム型接続適用電源は、設備増強を行わずに接続する電源であり、出力制御を前提としているため、確実な発電が出来ないものとなります。
- このため、今回全国展開される試行ノンファーム型接続において、その適用電源は、供給計画において供給力の算定対象とされておらず、また、「実需給中において、電源等の供給力を提供できる状態に維持することや、小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力市場等に応札する」等の容量市場のリクワイアメントを達成し、供給力を提供することができないことから、容量市場の参加対象とはされていません。
- なお、ノンファーム型接続適用電源の他制度との整合性や扱いについては、関係する委員会等において引き続き確認・検討していくこととされています。

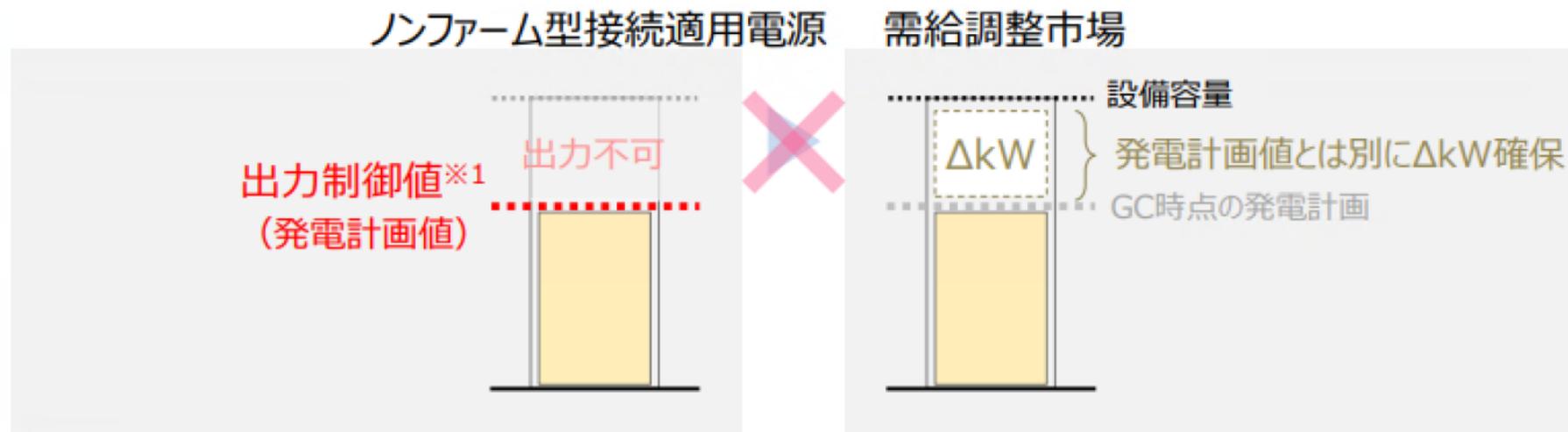
2. ③ ノンファーム適用に伴う他制度との整合

第50回広域系統整備委員会 資料 1

- 第45回広域系統整備委員会において、電源廃止などで空き容量が生じた場合、試行ノンファーム電源が一律にその空容量を利用することで整理してきた。
- この考え方を踏まえると、ノンファーム系統内でのリプレース電源はノンファーム電源として接続することになる。
- 第40回および第46回の広域系統整備委員会では、ノンファーム電源は、容量市場および需給調整市場の特徴からに参加できない方向で議論されてきたが、今般のノンファーム全国展開に際して、単に市場に参加できないとの整理だけで良いのか、再検討の必要がある。
- 特に、再エネ大量導入にあたっては、需給調整を担う火力電源等の役割は重要であり、平常時の混雑を前提とした系統が標準的になる状況においても、容量市場や需給調整市場は適切に機能する必要がある。
- 2021年1月のノンファーム受付開始により、これまでのファーム型接続を前提とした系統の考え方が変化することになる。また、**既連系済みの電源も含めた平常時の混雑管理を前提とした新しい系統利用ルールの検討も開始されていることから、これまでのファーム型接続を前提とした他制度との整合性について、関係する委員会等において確認・検討していくこととしてはいかがか。**

(参考) 需給調整市場における取扱い

- 需給調整市場にて ΔkW を供出するには、発電計画値分とは別に系統の容量の中に ΔkW を確保する必要があります。
- 他方、ノンファーム型接続適用電源は、混雑発生時に出力制御システムにより出力制御値を上限として発電することから、発電計画値以上に出力を上げることはできません。
- このため、ノンファーム型接続適用電源に対して ΔkW を確保したとしても、一般送配電事業者からの指令に従いその ΔkW から調整力を供出することが出来ないため、需給調整市場におけるリクワイアメントを満たすことが出来ません。したがって、需給調整市場には参加できません。
- なお、ノンファーム型接続適用電源の他制度との整合性や扱いについては、関係する委員会等において引続き確認・検討していくこととされています。



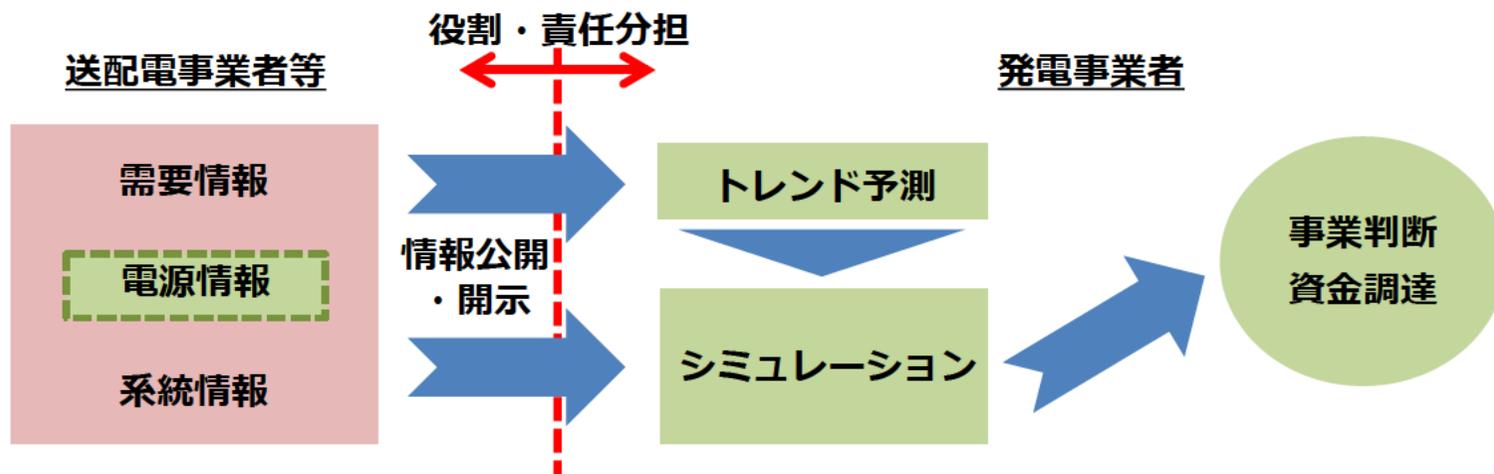
- (1) 再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組
- (2) ノンファーム型接続の適用の在り方等
- (3) 系統情報の公開・開示の在り方**
- (4) 次世代ネットワークの整備

系統情報の公開・開示の在り方

- 本日は、直近での系統利用ルールの見直し等を踏まえ、系統情報の公開・開示における以下の論点について御議論いただきたい。

- ①開示請求回数の見直し
- ②再エネ海域利用法に基づく公募参加者への情報開示
- ③火力の燃料種別情報公開

<情報公開・開示の基本的な考え方>



(出所) 第2回 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 (2018年1月24日) 資料2

(参考) 系統情報の公開・開示状況 (1 / 4)

- 系統情報ガイドライン※に基づき、一般送配電事業者及び電力広域機関が公開・開示している情報は以下のとおり。

※ 系統情報の公表の考え方 (資源エネルギー庁電力・ガス事業部)

区分	項目	内容	公開方法等
公開情報	系統の空容量等に関する情報 (特別高圧以上の系統)	<ul style="list-style-type: none"> ・回線数 ・設備容量 ・運用容量 ・制約要因 (熱容量制約) ・空容量 ・N - 1 電制適用可否 ・N - 1 電制適用可能量 	電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者のウェブサイトで公開
公開情報	流通設備建設計画	<ul style="list-style-type: none"> ・最新の供給計画において記載されている流通設備計画 	電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者のウェブサイトで公開
公開情報	需要・送配電に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・地点別需要・系統潮流実績 ・系統構成・予想潮流 ・送電線の投資・廃止計画 ・送電線の作業停止計画 ・その他 	一般送配電事業者のウェブサイトで公開
開示情報	開示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・過去の発電出力実績 ・電源の新設・停止・廃止計画 	開示請求者と一般送配電事業者間において、秘密保持契約を締結したうえで開示

公開情報…一般送配電事業者各社が、ウェブサイト等において公開する系統情報

開示情報…一般送配電事業者各社が、開示請求者と秘密保持契約を結ぶこと等により、利用者・利用目的を限定した上で開示する系統情報

(参考) 系統情報の公開・開示状況 (2 / 4)

区分	項目	内容	公開方法等
公開情報	地内基幹送電線に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・送電線名と概略系統図 ・運用容量 <ul style="list-style-type: none"> <長期、年間、当日、実績> ・予想潮流 <ul style="list-style-type: none"> <長期、年間における需要最大時> ・現在潮流（瞬時値）、潮流実績 ・作業停止計画、実績 	電力広域的運営推進機関のウェブサイトで公開
公開情報	地域間連系線に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・空容量、運用容量、マージン、計画潮流 <長期、年間、月間、週間、翌々日、翌日、当日、実績> ・予想潮流 <年間、月間、週間> ・作業停止計画・実績 ・現在潮流（瞬時値）、潮流実績 ・故障情報 	電力広域的運営推進機関のウェブサイトで公開
公開情報	需給状況に関する情報	<p><でんき予報で公表している情報></p> <ul style="list-style-type: none"> a) 翌日予報 <ul style="list-style-type: none"> ○ピーク時供給力 ○予想最大需要 ○ピーク時予備率・使用率 等 b) 当日予報・実績 <ul style="list-style-type: none"> ○ピーク時供給力 ○予想最大需要 ○ピーク時予備率・使用率 ○リアルタイム需要実績（5分間値、1時間値） 等 <p><エリアの需給実績情報></p> <ul style="list-style-type: none"> a) エリアの需要実績（30分値） b) エリアの供給実績（電源種別、30分値） 	<p><でんき予報> 電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者のウェブサイトで公開</p> <p><エリアの需給実績情報> 一般送配電事業者のウェブサイトで公開</p>

(参考) 系統情報の公開・開示状況 (3 / 4)

区分	項目	内容	公開方法等
公開情報	需給関連情報	<ul style="list-style-type: none"> ・需給予想 <長期、年間、翌月の需要最大時> ・電力需要 <翌週、翌日、当日の最大・最小> ・ピーク時供給力 <翌週、翌日、当日> ・現在の電力需要 →ピーク時使用率 <翌日、当日> →当日、前日の需要実績カーブ →需要実績 (5分値、1時間値) ・周波数 (瞬時値) ・需要実績 (1時間値)、供給実績 (電源種別、1時間値) 	電力広域的運営推進機関のウェブサイトで公開
公開情報	需給バランスの制約による出力制御のシミュレーション精度向上のための情報	<ul style="list-style-type: none"> ・エリアの太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、水力発電 (揚水を除く)、地熱発電の接続申込み状況 →接続検討受付量、接続契約受付及び連系承諾済の合計量、接続済の量 	一般送配電事業者のウェブサイトで公開
公開情報	再生可能エネルギーの出力制御 (需給バランスの制約) の実施状況に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・出力制御が行われたエリア ・出力の制御が行われた日 ・時間帯 ・その時間帯毎に、制御の指示を行った出力の合計 ・理由 	電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者のウェブサイトで公開

(参考) 系統情報の公開・開示状況 (4 / 4)

区分	項目	内容	公開方法等
公開情報	再生可能エネルギーの出力制御（需給バランスの制約）の検証時の情報	<ol style="list-style-type: none"> 1. 再生可能エネルギーの出力制御に関する指令を行った時点で予想した需給状況 <ol style="list-style-type: none"> (1) エリア需要等・エリア供給力 (2) エリア需要想定 (3) 太陽光の出力想定 (4) 風力の出力想定 2. 優先給電ルールに基づく制御、調整（下げ調整力確保）の具体的内容 <ol style="list-style-type: none"> (1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力 (2) 揚水発電機の揚水運転 (3) 電力貯蔵装置の充電 (4) 電源Ⅲ火力 (5) 連系線の活用（長周期広域周波数調整） (6) バイオマス専焼電源 (7) 地域資源バイオマス 3. 再生可能エネルギーの出力制御を行う必要性 再生可能エネルギーの出力制御を行う必要性と制御必要量 	電力広域的運営推進機関のウェブサイトで公開
公開情報	ノンファーム型接続の受付状況等に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・エリアの太陽光発電、風力（陸上）発電、風力（洋上）発電、バイオマス発電、水力発電（揚水を除く）、地熱発電、火力発電、その他発電 ・受付状況 →接続検討受付の件数・容量、契約受付の件数 ・容量、接続済の件数・容量 	一般送配電事業者のウェブサイトで公開

(参考) 系統情報ガイドラインの開示情報と欧州ENTSO-Eの情報の比較

日本での開示情報 (系統情報の公表の考え方)	欧州 (ENTSO-E Transparency Platform)		
	公開状況	条件等	根拠規程 *1
接続系統	公開*4	100MW以上の発電ユニット毎に、翌3年間の情報を登録	14.1.b
発電出力実績[MW] (発電所別・1時間毎)	公開	100MW以上の発電ユニット毎、運転終了後5日以内に登録	16.1.a
電源種	公開	100MW以上の発電ユニット毎、翌3年間の情報を登録	14.1.b
発電機単位の設備容量[MW]	公開	1MW以上のすべての発電ユニット、年単位で登録	14.1.a
発電機単位のLFC*2 幅[MW]	公開なし	-	記載なし
発電機単位のLFC変化速度 [MW/min]	公開なし	-	記載なし
最低出力[MW]	公開なし	-	記載なし
発電所単位の運用制約*3	公開なし	-	記載なし
電源の新設・停止・廃止計画	一部公開	1市場単位時間から最大3年間継続予定の100 MW以上の発電設備の休止計画、計画決定後1時間以内に登録	15.1.a~ 15.1.d

*1 透明性規則(EU Regulation 2013/543)

*2 負荷周波数調整 (Load Frequency Control)

*3 燃料消費制約、地熱の蒸気井の減衰等による制約、海水温制約等

*4 欧州では地点を公開

(出所) 第27回 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 (2021年3月12日) 資料6より一部修正

(参考) 米国のリアルタイム情報提供システム (OASIS)

- 米国連邦エネルギー規制委員会では、Order No.889でOASIS (Open Access Same-Time Information System) で提供する情報の詳細を定めている。
 - ① 全送電線の送電可能容量、運用容量
 - ② 送電線の停止等情報：発生後直近12ヶ月分 (1時間単位)
 - ③ 混雑送電線*の送電可能容量・運用容量：混雑後7日間 (1時間単位)、30日間 (日単位)、12ヶ月 (月単位)
 - ④ 非混雑送電線の送電可能容量・運用容量：当日から7日間 (日単位)、12ヶ月間 (月単位)
 - ⑤ 送電線の工事計画がある場合は、季節毎の送電可能容量・運用容量：最大10年間

*混雑送電線…直近168時間で1時間でも送電可能容量が運用容量の25%以下となった、もしくは次の7日間で1日でも送電可能容量 (日単位) が運用容量の25%以下と計算された送電線

- 電力広域機関の系統情報サービス*では、以下の情報を公開している。
 - ① 全基幹系統の運用容量 <長期、年間、当日、実績>
 - ② 全基幹系統の予想潮流 <長期、年間の需要最大時>
 - ③ 全基幹系統の現在潮流 (瞬時値)、潮流実績 (30分値)
 - ④ 作業停止計画、実績

* 系統情報サービス https://occtonet3.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#

① 開示請求回数の見直し

- 現状の系統情報ガイドラインでは、出力制御のシミュレーション用途での開示請求は、運転開始前 1 回と規定されている。
- ファイナンスの際には最新のデータに基づく出力制御量の算出が必要であり、特に大規模な電源で建設に5年以上要するものでは、運転開始前において複数回事業性の評価・確認が行われている。こうした状況を踏まえ、運転開始後と同様に運転開始前においては、毎年度 1 回は開示できるよう、開示請求の条件を見直すこととしてはどうか。

<見直し案>

項目	現状の条件	見直し（案）
出力制御のシミュレーション目的 開示請求のタイミング・回数 ※1	運転開始前：1回 運転開始後：毎年度1回	運転開始前（接続検討申込み済）：1回 運転開始前（契約申込み済）：毎年度1回 運転開始後：毎年度1回

※1 接続検討申込み済の系統連系希望者、低圧（容量10kW以上）の系統連系希望者

②再エネ海域利用法に基づく公募参加者への情報開示

- 出力制御のシミュレーション目的の開示請求（低圧（容量10kW以上）の系統連系希望者を除く）は、ある程度事業の蓋然性が高まったと考えられる接続検討を申込み済みであることを条件としている。
- これまでの再エネ海域利用法※に基づく公募では、事業者が確保している送電系統の容量が公募に供されてきたが、今後、ノンファーム型接続で公募への参加が見込まれる。
- この場合、公募開始時点でノンファーム型接続に伴う事業性の判断を行う必要がある。このため、当該公募への参加予定者についても、国に対して気象情報や地質情報等の守秘義務対象情報の開示を申込み済みであることを条件に、出力制御のシミュレーションに係る開示請求ができるよう開示請求者の条件を見直すこととしてはどうか。

※ 海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律

<見直し案>

項目	現状の条件	見直し（案）
開示請求者 （低圧（容量10kW以上）の 系統連系希望者を除く）	接続検討申込み済みの系統連系 希望者	接続検討申込み済みの系統連系 希望者、 <u>再エネ海域利用法に基 づく公募への参加予定者</u>

(参考) これまでの系統情報ガイドラインの議論状況 (開示請求の条件)

- 中間整理では、開示請求者は、発電事業を行おうとする者も含めた系統に接続しようとする発電事業者とされ、開示請求ができるタイミングや回数については、ファイナンスの実態を踏まえて、接続時のシミュレーションの最初の1回に限定しないこととされた。
- 出力制御のシミュレーションを行い、これを事業判断に使用することを踏まえれば、開示請求者は、ある程度の事業の蓋然性が高まったと考えられる接続検討申込をしたことを条件とするべきではないか。
②開示請求者の条件
- 他方、運転開始後にも出力制御見通しを算定することがファイナンスの条件になっている場合があることに鑑みれば、運転開始後も開示主体が必要性を確認した上で毎年度1回は開示請求が行えることとしてはどうか。ただし、開示主体の実務への影響にも配慮し、開示請求者は一定の手数料を支払うこととしてはどうか。

	中間整理の記載	今後の運用 (案)
開示請求者	系統に接続しようとする発電事業者 (発電事業を行おうとする者を含む)	接続検討申込済みの系統連系希望者
開示請求の タイミング・回数	ファイナンスの実態を踏まえ、接続時の シミュレーションの最初の1回に限定しない	✓ 運転開始前：1回 ①開示請求の回数 ✓ 運転開始後：必要性を確認した上で、毎年度1回
開示手数料	(無し)	開示請求者が一定の手数料を支払う

(参考) 再エネ海域利用法に基づく公募プロセスの全体像

第14回 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 資料8 (2019年5月30日) を一部修正

<促進区域の指定>

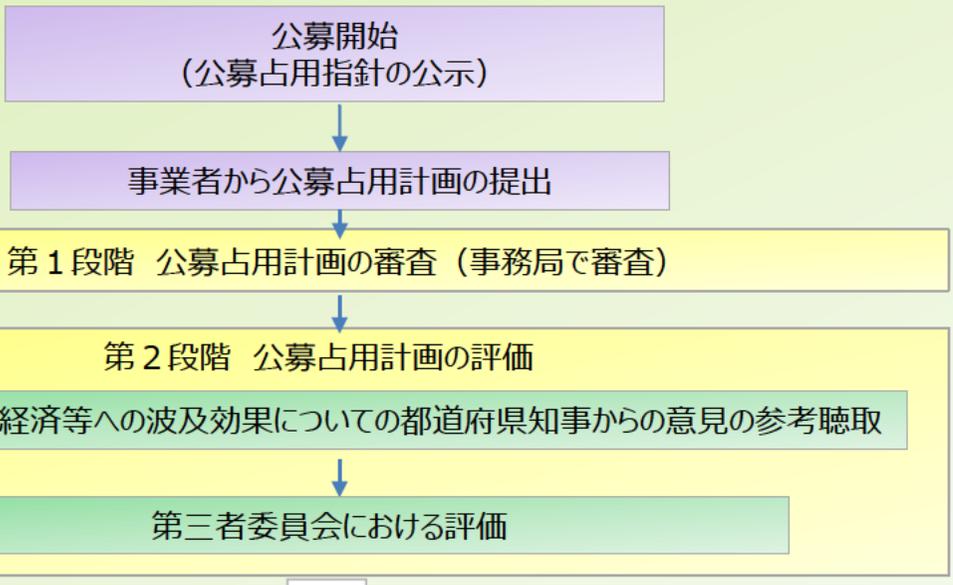
<「占用公募制度の運用指針（仮称）」に基づき公募占用指針を作成>



国が行う調査 (公募に当たり必要な情報の提供)

➤ 都道府県知事等へ意見聴取をしながら、区域ごとの事情等も考慮して公募占用指針の案を作成。

<公募の実施>



【原則6か月】
➤ 公募に必要な期間は原則6カ月

【2か月〜】
➤ 適合審査に必要な期間は2カ月程度

【3か月〜】
➤ 評価に必要な期間は3カ月程度

<事業者選定>

(参考) 系統情報ガイドラインのパブリックコメント時の御意見

○開示請求のタイミングについて、運転開始前1回、ということになっている。洋上風力事業においては、再エネ海域利用法に基づく事業者選定公募があり、事業性の判断を行うため、出力抑制の見通しを得るために一度情報開示を行うニーズが高いと考える。

工事着手前のプロジェクトファイナンス組成時等においても、融資契約のためにも最新の系統情報に基づき出力抑制の見通しを再試算するニーズが高いと考える。

この2つの期間には相応のリードタイムがあると考えられ、系統状況が変化している可能性も高いことから、開示回数を2回としていただくことは出来ないか。

○開示請求のタイミングについて、運転開始前1回、ということになっている。

洋上風力と同様に陸上風力においても事業化までの開発期間が長く、接続検討申込を行ってから運転開始までに4~5年以上かかる。

長期間を要するため計画熟度が高まるにつれて、出力抑制の見通しに関するより最新かつ正確な情報が必要となることから開示請求のタイミングは運開開始後と同様に毎年度1回として頂きたい。

秘密保持において懸念がある場合は、接続申込から運転開始前の期間における開示請求は1回のみではなく、事業化への意思が高まる系統連系契約後の段階においても更に開示請求可能にして頂くことは出来ないか。プロジェクトファイナンス組成時等において、融資契約のためにも最新の系統情報に基づき出力抑制の見通しを再試算するニーズが高いことを踏まえて変更して頂きたい。

(出所) 「系統情報の公表の考え方」改定案に対する意見募集の結果について

<https://public-comment.e-gov.go.jp/servlet/PcmFileDownload?seqNo=0000218672>

③火力の燃料種別情報公開

- 需給情報については、2021年3月の本小委員会で可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源種別に公開する方向で見直すこととした。
- 出力制御の予見性確保の観点や需給逼迫時の検証の観点等から、火力については燃料種別で公開※するよう見直すこととしてはどうか。その際、燃料種別のリアルタイムでの情報公開は燃料調達に影響が及ぶ可能性があるため、リアルタイムに近い時間軸では合算で公開、一定期間経過後（一ヶ月後頃）に燃料種別を公開することとしてはどうか。
※ 燃料種別での公開が特定の発電所の需給実績となる場合を除く
- なお、遅くとも2023年度中の公開を目指し、各一般送配電事業者で準備を行うこととしてはどうか。

<エリアの需給実績情報の現状>

単位：万kW

日付	時間	東京エリア 需要	供給力											合計
			原子力	火力	水力	地熱	バイオマス	太陽光 発電実績	太陽光 出力制御量	風力 発電実績	風力 出力制御量	揚水	連系線	
2021/4/1	0:00	2350	0	1854	187	0	30	0	0	11	0	0	268	2350
2021/4/1	1:00	2253	0	1741	183	0	30	0	0	10	0	-16	305	2253
2021/4/1	2:00	2262	0	1829	181	0	30	0	0	9	0	-19	232	2262
2021/4/1	3:00	2290	0	1878	178	0	30	0	0	9	0	0	195	2290

(出所) 東京電力パワーグリッド エリアの需給実績 (2020年度) HP公表資料より資源エネルギー庁作成
https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html

(参考) 需給情報の見直し状況

① 需給情報の公開について

- 需給に関する情報は、系統情報の公表の考え方（以下「系統情報GL」という。）において、2011年の東日本大震災後の電力需給ひっ迫などを踏まえ、エリアの需給実績情報を各一般送配電事業者と電力広域機関のウェブサイト上にて公開することとしている。
- これは、再エネの導入や活用の状況を分析・広報する上でも重要であるが、データ公開の1時間毎の値を数字のみの形式で1ヶ月毎の更新が現在行われており、欧州のように、よりリアルタイムでのビジュアル化したデータ公開などへの要望がある。
- このため、可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源別に、欧州のようにグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供する方針で見直しを実施してはどうか。なお、ビジュアル化に時間がかかるとすれば、リアルタイムの数値データ公開を先に行うなどの進め方を検討してはどうか。
- なお、新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）における目標設定の議論においても、サービスレベルの向上やデジタル化の項目として、発電電力量の提供等については、取り上げられている。

(出所) 2021年3月12日 第27回 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 資料6

- (1) 再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組
- (2) ノンファーム型接続の適用の在り方等
- (3) 系統情報の公開・開示の在り方
- (4) 次世代ネットワークの整備**

御議論いただきたい事項

- 再エネポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化による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進めるため、電力広域機関において、取組の方向性を示したマスタープランを検討中。
- 2021年5月にマスタープラン検討に係る中間整理が取りまとめられたところ。その後、電力広域機関において、電源等開発動向調査などが進められてきた。
- また、本年10月に第6次エネルギー基本計画が閣議決定されるとともに、資源エネルギー庁において、長距離海底直流送電の整備に向けた課題に対する検討や机上F S調査を行っているところ。
- 本日は、これまでの検討を踏まえ、これらのシステムの整備に向けた今後の進め方について、御議論いただきたい。

(参考) マスタープランに係る検討の中間整理

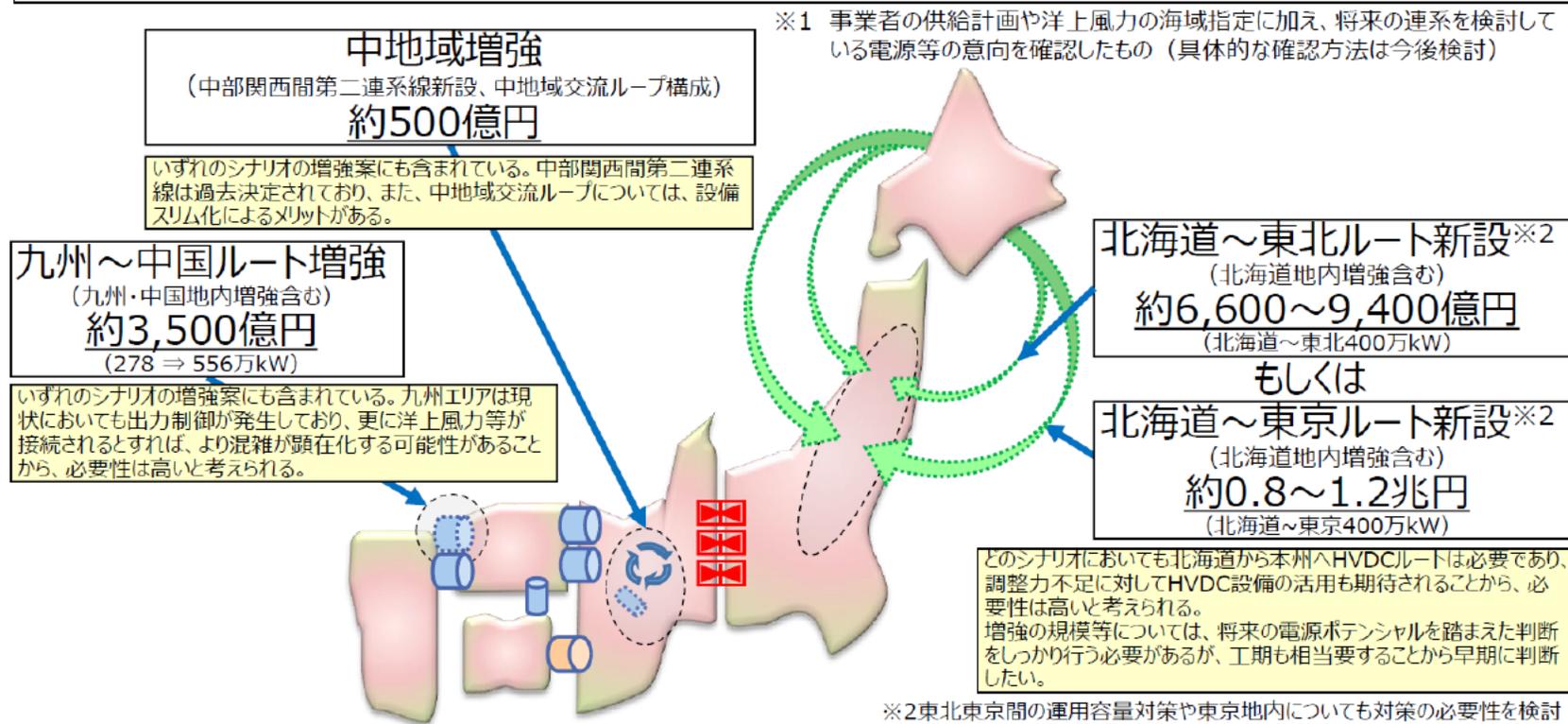
電力広域的運営推進機関 広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 (第10回)
(2021年5月20日)資料2

4. 今後の検討課題と進め方

113

(2) 早期に整備計画として進めていく増強案の具体化

- マスタープランが完成すれば、順次増強案を具体化していくことになるが、エネルギー政策を実現していくためには、系統増強のリードタイムも踏まえると、現時点で**早期に整備計画として進めていくべきものも複数シナリオの増強案に含まれている**と考えられる。
- 将来の不確実性がある中、増強案を特定することは難しいが、**複数シナリオで共通する以下の増強案については、将来においてもメリットもあると考えられることから、足元の電源ポテンシャル※1を踏まえ、具体化について検討を進めていく。**



電源設置の把握に向けた基本的な方向性

- 系統増強の判断には、定期的に電源ポテンシャルや電源設置の進捗を確認する必要があるが、系統の増強は長期に及ぶため、今後の再エネ等の導入拡大を適切に見込み、計画的に対応することが求められる。
- そこで、電源の開発状況を網羅的かつ早期に把握するスキームとして、事業者の供給計画や洋上風力の海域指定に加え、電力広域機関により将来の連系を検討している電源等の意向の調査を実施する。

<電源設置の把握方法>

- **電源等開発動向調査**
電力広域機関が、将来の連系を検討している電源（系統用蓄電池含む）の設置等の意向について、全国大で調査を行うことで、電源ポテンシャルを把握できるようになる
- **事業者の供給計画**
電力広域機関への将来10年分の提出が義務づけられており、10年後の電源計画を把握できる
 - ・ 発電事業者(1万kW以上)：電源の新設（契約済み等の蓋然性が高いもの）、廃止等の計画を提出
 - ・ 一般送配電事業者：契約状況等により電源構成を提出
- **洋上風力の海域指定**
促進区域の指定に向けた、既に一定の準備段階に進んでいる区域や有望な区域への整理状況から、洋上風力導入の進捗を把握できる

(参考) 第6次エネルギー基本計画 (抜粋)

5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応

(5) 再生可能エネルギーの主力電源への取組

③ 系統制約の克服に向けた取組

(a) 再生可能エネルギー大量導入に向けた系統制約への対応

従来、我が国の電力系統の整備状況は、再生可能エネルギーの立地ポテンシャルを踏まえたものに必ずしもなっておらず、再生可能エネルギーの導入量の増加に伴い、系統制約が顕在化している。そのため、今後、更に再生可能エネルギーを大量導入していくためには、十分な送電容量を確保するべく、系統増強や接続、利用の在り方を抜本的に変革することが重要である。

連系線等の基幹系統の増強に向けては、全国の再生可能エネルギーのポテンシャルを踏まえつつ、電力融通の円滑化による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を策定する。その際には、将来の連系を検討している電源も含めて、各電源のポテンシャルの着実な把握を通じて、効率的かつ計画的な系統増強を行う。また、洋上風力を始めとする再生可能エネルギーのポテンシャルの大きい北海道等から、大消費地まで送電するための直流送電システムを計画的・効率的に整備すべく検討を加速する。その際、経済効果の大きさや経済安全保障の視点等も踏まえつつ、国内設備投資の促進策等についても検討していく。

(参考) 長距離海底直流送電の整備に向けた検討会について

- 日本国内において実績のない長距離での海底直流送電について、技術的・実務的な検討を深めることを目的として、2021年3月に「長距離海底直流送電の整備に向けた検討会」を設置し、これまでメーカー等のヒアリングを含む、計5回開催してきたところ。

第1回 長距離海底直流送電の整備に向けた検討会
(2021年3月15日) 資料4

本検討会の背景及び目的

- 2050年カーボンニュートラルに向けて、再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていく必要がある。中でも、洋上風力発電は、大量導入が可能であり、コスト低減による国民負担の低減効果や経済波及効果が大きく、2050年に向けて最大限の導入が重要。
- 洋上風力の適地は、大需要地から離れているため、長距離を効率的に送電する上で、一般的な交流送電による増強だけでなく、海底ケーブルを用いた超高压の海底直流送電の導入が鍵となる。
- 送電ネットワークの形成にあたっては、電力広域機関において、将来の再エネ電源等のポテンシャルを踏まえた費用便益評価に基づく増強計画である「マスタープラン」でも、交流送電だけでなく直流送電での増強も検討されている。
- 一方で、欧州等においては既に多くの長距離での海底直流送電が採用されているものの、日本においては長距離での実績がないことから、敷設にあたっての費用・期間、ルートของ フィージビリティ等についてのさらなる検討が必要である。
- 本検討会では、海底直流送電の導入にあたっての考慮すべき点を整理した上で、整備に適した海域や費用等についての具体化を進めることを目的とする。

(参考) 洋上風力等からの高圧直流送電システムの構築・運用に関する調査

- 2021年7月より、ケーブル敷設ルート of 技術的な実現可能性等に関する机上調査を実施。

第4回 長距離海底直流送電の整備に向けた検討会
資料3 (2021年7月29日)

FS調査の進め方

- これまでの本検討会での議論やヒアリング等を踏まえ、長距離海底直流送電の整備に向けて、大きく分けて以下の5つの課題があると整理されてきた。
 - ①製造設備等への投資の必要性
 - ②海域の先行利用者との関係
 - ③占用等に係る許認可
 - ④技術開発の必要性
 - ⑤整備事業者のファイナンス
- FS調査では、具体的な長距離海底直流送電の計画を想定した上で、上記の5つの課題への対処にも資するよう、**海底直流送電のケーブル敷設ルートの技術的な実現可能性について検討する。**
- ケーブル敷設ルートの検討結果を年内メドで本検討会に中間報告いただき、並行して進める本検討会での議論を踏まえて、**事業費用・工期の算定等を検討する。**

系統増強に関する検討の加速について

- 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を実現するため、系統制約への対応はますます重要。足元は系統接続・利用ルールの見直しを行いつつ、中長期的には系統増強が不可欠。
- 2030年再エネ目標の達成等に向けて、系統制約への対応等が急がれる中で、既にマスタープランの中間整理において将来においてもメリットがあると考えられる①北海道～東京／東北ルート新設、②九州～中国ルート増強、③中地域増強については、できる限り早期の計画策定プロセス開始に向けて検討を加速することとしてはどうか。
- 例えば、広範囲に及び大容量・長距離である等の理由から、既存系統への影響が大きく、関係者が広範にわたると見込まれる①北海道～東京／東北ルート新設については、工事概要や概略ルート等の技術的な検討を更に深めるとともに、地内系統への影響評価等の検討を進め、系統整備に向けた事業実施主体に関する課題検討を直ちに始めることとしてはどうか。

(参考) 国による実地調査の準備

令和3年度補正予算案の
事業概要 (PR資料)
(2021年11月)

再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代型ネットワーク 構築加速化事業 令和3年度補正予算案額 50.0億円

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
政策課 制度審議室

事業の内容

事業目的・概要

- エネルギー基本計画において、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、S+3Eを大前提に、再エネ最優先の原則で再エネの最大限導入に取り組むこととしています。
- その野心的な再エネ目標を達成するためには、電力システムの制約解消の加速化が重要であり、特に、2030年に向けては、洋上風力等のポテンシャルの大きい北海道等から、大需要地まで効率的に送電するための直流送電システムの整備に向けた検討の加速化が不可欠です。
- 本事業では、世界的に類例の乏しい大規模な長距離海底直流送電について、技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、計画的・効率的に整備するための調査等を行うことで、国内電力システムにおける円滑な整備計画の立案、海外の整備事業への進出に貢献します。

成果目標

- 本事業を通じてエネルギー基本計画で示された再エネ目標（2030年に36%-38%程度）の実現を目指します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



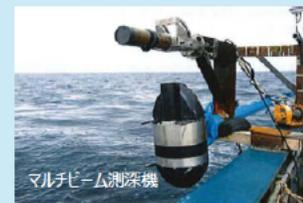
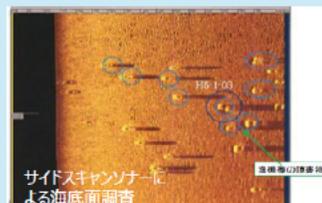
事業イメージ

長距離海底直流送電システム実用化に向けた実地調査

- 直流送電システムの実用化に向けて、ケーブル等の技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、以下の実地調査を行います。

① 海底地形調査

海の深さを測定し、海底地形を把握するための調査を実施します。



② 海底地質調査

海底面下の地質構造を把握するための調査を実施します。



③ 気象海象に関する調査

気象（風況）・海象（波浪、海潮流）に関する調査を実施します。

④ 先行利用状況調査

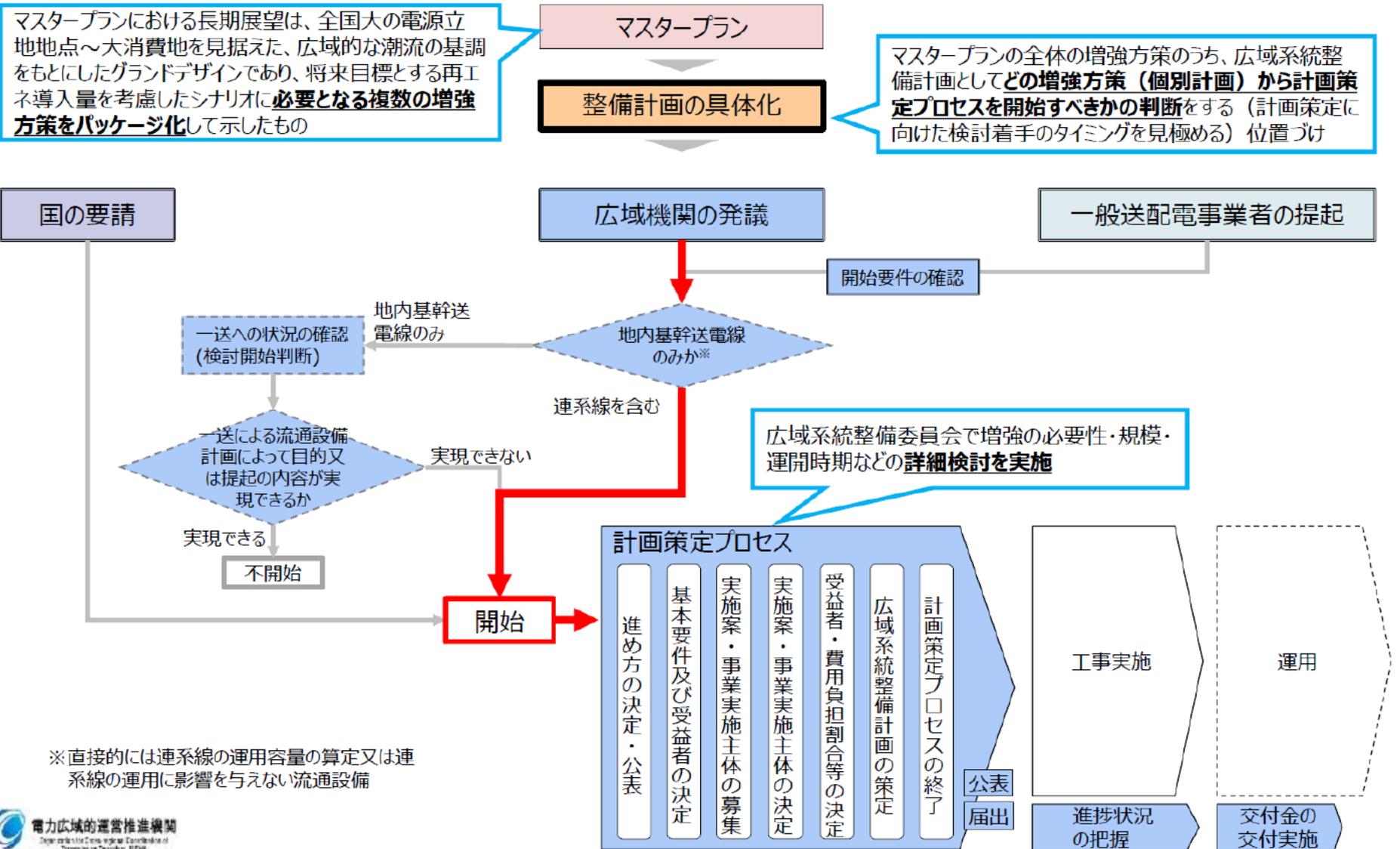
環境影響調査、地元理解促進活動などを実施します。

(参考) 広域系統整備計画の計画策定プロセス

第12回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会（2021年10月22日）

(参考) 計画策定プロセスの流れ

※第56回広域系統整備委員会（2021年11月12日）でのプロセスの開始要件等見直しを反映したのも 10



※直接的には連系線の運用容量の算定又は連系線の運用に影響を与えない流通設備

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。

次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法②

- 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、「導入の要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。