

系統混雑を考慮した調整力確保の考え方について 〈混雑発生時の需給調整市場における課題と対応〉

2022年12月14日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第58回広域系統整備委員会（2022年1月26日）において、当面の間（2026年度まで）、基幹系統では混雑はほぼ発生しないということを前提に、ノンファーム型接続が適用された電源は需給調整市場へ参加できることとしていた。
- 他方で、第43回系統ワーキンググループ（2022年11月30日）において、複数のエリアで、2026年度までに基幹系統で混雑が発生する結果が示されており、基幹系統で混雑が発生した際の需給調整市場における課題と対応について、早急に再整理が必要な状況となっている。
- また、第45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（2022年9月20日）において、ローカル系統におけるノンファーム型接続の適用が検討されており、2022年度末頃を目途に、受付を順次開始することが目指されていることから、今後、ローカル系統で発生する混雑について、ノンファーム型接続が適用された電源の需給調整市場での参加の在り方等の検討も必要となる。
- 上記を踏まえ、今回、基幹系統およびローカル系統での混雑発生時の需給調整市場における課題と対応について整理したため、ご議論いただきたい。

論点整理 [共通]

14

| 課題 | これまでの整理事項 | 小委における論点 | 小委での議論における方向性 |
|-------------------------------------|---|--|--|
| 7-1 リソース単体で最低入札量を満たすネガポジションの参入可否 | ✓ 単体で最低入札量を満たさないリソースは参入可能 | ✓ 参入要件等 | |
| 7-2 需給調整市場における機器個別計測・低圧アグリ可否 | ✓ 継続検討 | ✓ 機器点におけるアセスメント・事前審査 ✓ 機器個別計測リソースの約定方法 ✓ 低圧アグリ参入要件 | ✓ 機器個別計測導入の論点を整理。2022年度内目途に一定の方向性を示す。 【第32回 本小委員会】 |
| 7-3 ブロック時間の見直し時期 | ✓ 一次～三次①のブロック時間を30分に変更する。時期未定 | ✓ 見直し時期 | |
| 7-4 最低入札量の見直し時期 | ✓ 専用線の最低入札量を1MWに変更する。時期未定 | ✓ 見直し時期 | |
| 7-5 低コスト方式の専用線の拡大可否 | ✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可 | ✓ 電柱方式の拡大 | |
| 7-6 将来の混雑系統からの調整力の調達の在り方 | ✓ 当面は混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力の確保の考え方を維持 | ✓ 混雑発生への考慮 | ✓ 系統混雑を考慮した調整力確保の課題として、「混雑処理用ΔkWの確保」と「需給調整用ΔkWの不足」を整理。今後、海外事例を参考に更に検討を進める。【第32回 本小委員会】 |

3. 混雑見直しにもとづく評価

5

- 2026年度における地内基幹系統の混雑シミュレーションを実施した結果、混雑が発生する設備は1411箇所のうち東京エリアの2箇所（1系統）であり、年間のうち混雑が発生する時間の割合はそれぞれ0.14%および2.17%であり、極めて限定的である。（スライド6）
- 東京エリアの供給力を確認したところ、混雑シミュレーションにおける系統混雑を踏まえたうえでも年間を通して予備力15%以上あることから、安定供給上支障がある水準とはなっていない。（スライド7）
- なお、混雑系統にある供給力については、極めて厳しい需給状況となった場合、非常時に対応した地内系統の運用を考慮して供給力として期待できる見込み。（スライド8）
- 以上を踏まえると、当面（2026年度程度まで）の基幹系統の混雑見直しは、東京エリアの一部系統において混雑が発生する可能性があるものの、全系の予備力確保に与える影響は小さく、また、そのような場合であっても需給ひっ迫時などの非常時における供給力活用は問題ない見込みである。
- 引き続き、2027年度以降の基幹系統の混雑見直しを踏まえた評価を行っていく。

2. ノンファーム電源の需給調整市場及び容量市場への参加

4

- ノンファーム電源については、容量市場や需給調整市場に参加できない方向で議論していたが、新たな系統利用ルールの開始も踏まえ、他制度との整合性について確認・検討していくこととしていた。
- 2022年4月より全ての基幹系統でノンファーム型接続が適用^{*}される中、2022年末の基幹系統での系統混雑に対する再給電方式（調整電源の活用）開始により、ノンファーム型接続に対して計画値変更を行われず、原則ファーム・ノンファームという扱いに関わらずS+3Eを踏まえながらメルットオーダーに基づき混雑処理が実施される。
- このため、基幹系統の混雑見通しを踏まえた評価をもとに、それぞれの市場参加に必要なその他の要件を満たしていることを前提に、ノンファーム型接続が適用された電源は、過去の接続案件も含め容量市場の2022年度メインオークション（実需給2026年度）及び需給調整市場に参加できることとした。
- なお、2027年度以降の対応については、今後の基幹系統の混雑見通しを踏まえながら、関係する委員会において、容量市場及び需給調整市場において参加の在り方、および参加できることとした場合の必要となる対応を検討していく。

※「総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第38回）」（2021年12月24日）にて整理。ただし、円滑な移行をはかる観点から、ノンファーム型接続を適用する対象電源は改めて整理が行われる予定（スライド13参照）。なお、2022年度末からの適用開始を予定しているローカル系統の混雑起因のノンファーム型接続については、基幹系統の整理に引き続いて適用や抑制のあり方が検討されていく見込みであり、今後のそれらの検討状況を踏まえ別途整理を行う必要がある。

- 複数エリアにおいて、2026年度までに基幹系統混雑が発生する見込みが示されている。

(2) 再給電方式（一定の順序）の制御対象の拡大

- 第42回系統WGにて、北海道エリアで高圧電源が起因で混雑が発生する可能性が示唆された。基幹系統が混雑した場合、配電系統も再給電方式の制御対象としなければ新規電源接続ができなくなるため、各エリアの混雑状況について確認し、必要に応じて対応策を検討することとした。
- その後の確認により、最新の実績を踏まえて判断すると、配電系統に接続される電源が起因で混雑が発生する基幹系統が、北海道エリアで2024年度末までに混雑が発生しうることがわかった。また将来の不確実性（今後の更なる新規アクセス申込み等）を踏まえた想定まで見込むと、東北エリアで2025年度末まで、四国エリアで2024年度末までに混雑が発生しうることがわかった。
- このため、再給電方式による制御対象を配電系統へ拡大するなど、何かしらの対応を行う必要がある。低圧を制御する場合も、高圧と同様に受電地点単位での発電計画値の提出が必要となるが、低圧については複数の受電地点を合算して発電計画を作成しているため、計画提出等の観点で課題が多く、直ちに対応することが困難である。また、発電事業者にとっても、電源数が多い低圧系統で受電地点単位での計画提出が必要となる等、業務負担が増す可能性もある。
- 他方、高圧についてもシステム対応の課題は想定されるものの、低圧で懸念される課題による影響と比較して限定的と考えられる。したがって、今後は混雑を前提とした系統利用になることを踏まえ、再エネ接続を円滑化する観点から、制御対象を高圧まで拡大することとしてはどうか。
- その上で、各エリアにおける混雑状況は様々であることから、高圧起因の混雑が発生する可能性があるなど、各一般送配電事業者において必要性が認められた時点で、当該エリアにおいて再給電方式の制御対象を高圧まで拡大することとしてはどうか。なお、可能な限り電源の新規接続を妨げない観点から、低圧の扱いについては引き続き検討を進めることとするかとしてはどうか。

- 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、送電線混雑時の出力制御を条件に送電線への早期接続を認めるノンファーム型接続の取組を進めてきている。
- 2021年1月には、空き容量のない基幹系統以下に連系される電源について、また、2022年4月には、受電電圧が基幹系統の電圧階級の電源について、ノンファーム型接続の受付を開始した。
- その後、2022年6月末までに、約4,500万kWの接続検討の申込み、約450万kWの契約申込みが行われている。
- ローカル系統におけるノンファーム型接続については、2022年度末頃を目途に受付を順次開始することを目指し、これまで検討を進めてきた。 本日は、ローカル系統におけるノンファーム型接続の適用電源など、以下の論点について御議論いただく。
 - 論点① 適用系統・電源
 - 論点② 出力制御方法
 - 論点③ 供給力や各種市場の扱い
 - 論点④ スケジュール
 - 論点⑤ 混雑緩和スキーム

論点③ 供給力や各種市場の扱い

- 今後、ローカル系統にノンファーム型接続を適用するに際し、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力や各市場の扱い（供給計画、需給検証、容量市場など）について、整理の方向性によっては結果的にノンファーム型接続の拡大を阻害する恐れがある。
- 他方、ノンファーム電源が系統混雑時に十分な発電を行えず、必要な供給力確保などの目的が達成できなくなることは、厳に避ける必要がある。
- このため、現在、広域機関と一般送配電事業者で確認を進めている混雑想定を踏まえて、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力や各市場の扱いについて、引き続き、関連する会議体で検討を深めることとしてはどうか。

1. 混雑見通しについて
2. 系統混雑発生時の需給調整市場における課題と対応
3. まとめ

1. 混雑見通しについて
2. 系統混雑発生時の需給調整市場における課題と対応
3. まとめ

- 第58回広域系統整備委員会において、基幹系統では当面の間（2026年度まで）混雑はほぼ発生しないことを前提に、ノンファーム型接続が適用された電源（以下、ノンファーム電源）は需給調整市場へ参加できることとし、2027年度以降については、今後の混雑見通しを踏まえながら参加の在り方や系統混雑発生時に需給調整市場に参加できることとした場合に必要となる対応を検討していくこととしていた。
- 他方で、基幹系統の混雑見通しについては、上述の委員会（2022年1月）以降の新規連系申込みの増加等の理由により、複数のエリアで2026年度までの足元においても混雑発生蓋然性が高まっている状況。
- また、ローカル系統の混雑見通しについても、ローカル系出力制御の準備が整う2024年度以降順次、複数エリアで混雑発生する可能性がある。
- このように2026年度までの足元においても、基幹系統・ローカル系統で混雑が発生する見通しであることから、系統混雑発生時の需給調整市場における課題と対応について、早急に整理が必要な状況となっている。

| エリア | 基幹系統での混雑発生見通し | 見通しの変更理由 |
|-----|---------------|---|
| 北海道 | 2024年度～ | 2022年1月以降に、ノンファーム型接続（再エネ電源）の早期拡大を図るため再給電対応の前倒し判断を行ったことに加え、再エネ電源の新規連系申込みもあったことから、2024年度からの混雑発生見込みに変わった |
| 東京 | 2026年度～ | 2022年1月時点においても、2026年度から極めて限定的な混雑が発生する見通し（一方で、電源接続系統の見直しにより実際には混雑は発生しない見込みであるため、今回の定量評価からは除外） |
| 中部 | 2022年度～ | 2022年1月以降の新規連系申込みの増加により、3月にノンファーム適用系統が発生したことから、混雑が発生する見込みに変わった |

※北陸・関西・中国・九州は2026年度までの混雑発生見込みなし、また東北・四国は将来の不確実性まで見込むと混雑発生の可能性あり

■ 2027年度においては、軽負荷期等の限定された断面ではあるが、全国で複数エリアにおいて、基幹系統・ローカル系統の両方で混雑が発生する見込み（100箇所以上）が示されている。

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 |

東北

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

東京

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

中部

| | 設備数 | | |
|--------|-----|----|-----|
| | I | II | III |
| 基幹系統 | 0 | 0 | 4 |
| ローカル系統 | 0 | 0 | 7 |

関西

| | 設備数 | | |
|--------|-----|----|-----|
| | I | II | III |
| 基幹系統 | 0 | 0 | 0 |
| ローカル系統 | 0 | 0 | 0 |

四国

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

北陸

| | 設備数 | | |
|--------|-----|----|-----|
| | I | II | III |
| 基幹系統 | 0 | 0 | 2 |
| 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 |

沖縄

| | 設備数 | | |
|--------|-----|----|-----|
| | I | II | III |
| 基幹系統 | 0 | 0 | 0 |
| ローカル系統 | 0 | 0 | 0 |

九州

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

OCCTO 電力広域的運営推進機関
 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

※現在、九州エリアで混雑解消のための運用対策等についても検討中であるため、その結果次第でも混雑想定結果が変わる可能性があることに留意

- ローカル系統へのノンファーム型接続の適用拡大にあたってはシステム開発が必要であり、システム開発の完了する2024年度以降に系統混雑が発生すると考えられる。(基幹系統は、既存システムの活用で適用拡大を前倒し)

- ノンファーム型接続の物理的な系統連系については、先着優先ルールを前提とした場合には、まず再エネを出力制御する必要があるため、そのためのシステム開発が完了して導入が可能となる2024年度以降とすることが、基本的に必要であった。
- 他方、調整電源を活用した再給電方式が適用されれば、既存のシステムなどを活用して、再エネを出力制御する前に調整電源を活用した対応が可能となるため、2022年中を予定している再給電方式の導入タイミングに合わせ、**ノンファーム型接続の物理的な系統連系を可能な限り前倒してはどうか。** ※再給電方式にも一定のシステム開発は必要
- なお、ローカル系統等の対策工事や非調整電源の制御が早期に必要な場合などには、2022年中より遅くなる可能性があることには留意が必要である。

<再給電方式の導入等のスケジュール>

| | 2020年度 | 2021年度 | 2022年度 | 2023年度 | 2024年度以降 | |
|-----------------|---------------------------|--------------------|------------------|-----------------|---------------------|---------|
| 混雑管理・出力制御システム開発 | NEDO ノンファーム型接続システム開発・実証試験 | | | | 各社導入・運用 (必要に応じて) | |
| ノンファーム型接続電源 | 2021年1月 全国展開 | ノンファーム型接続による接続契約締結 | | | | 連系・運転開始 |
| 再給電方式の導入 | | | 2022年中の 開始を目標 | 再給電方式 (調整電源の活用) | 再給電方式 (一定の順序) | |

※再給電方式にも一定のシステム開発は必要

前倒し可

- 混雑見通しには、その想定方法により、比較的発生の蓋然性が高い見通し（広域メルットオーダーシミュレーション、想定潮流合理化等）や、比較的発生の蓋然性が低い見通し（将来の不確実性を織り込んだ想定）が存在する。
- そのため、混雑見通しについては、それぞれの目的・特徴に応じて使い分ける必要があり、例えば市場の制度設計においては、新たな負担が生じる可能性もあることから、比較的発生の蓋然性が高い見通しを使うことが望ましい。
- また、容量市場はピーク時設備容量を決定するものであることから、ピーク断面での混雑発生有無が重要であるのに対し、需給調整市場は8760時間の調整力を調達するものであることから、軽負荷期も含め全断面での混雑発生影響を評価することが重要等の違いがある（今回、判明した2026年度までの混雑見通しは軽負荷期等の発生であるため、容量市場には直接影響しない）。

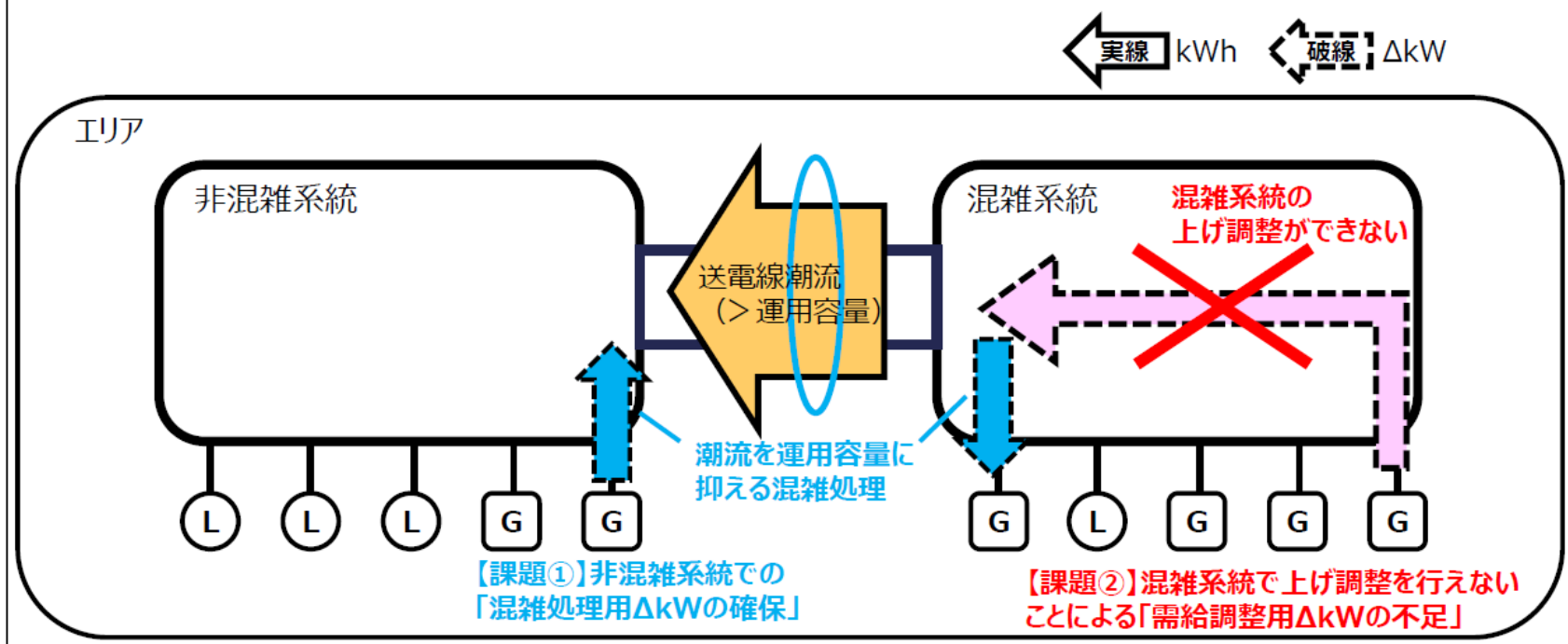
| 制度 | 目的・特徴 | 望ましい混雑見通し |
|-------------------------------------|--|--|
| 容量市場 (長期脱炭素 電源オークション) 供給計画 | <ul style="list-style-type: none"> ・将来の一定時期に必要な設備容量の確認や確保を行う ・混雑に伴う将来時点のkW調達量やその詳細を精緻に想定することが難しい ・混雑に伴うkW追加調達を行う場合、新たな負担が発生 | <ul style="list-style-type: none"> ・比較的発生の蓋然性が高い見通し ・ピーク断面等、需給への影響が最も大きい特定断面における混雑影響評価 |
| 需給調整 市場 | <ul style="list-style-type: none"> ・8760時間において、必要な調整力が調達でき、実需給において発動可能 ・混雑に伴うΔkW追加調達を行う場合、新たな負担が発生 | <ul style="list-style-type: none"> ・比較的発生の蓋然性が高い見通し ・全断面での混雑発生影響評価 |
| 設備形成 (システム 構築) | <ul style="list-style-type: none"> ・信頼度基準を満足する (潮流が常時容量を超過しない、万が一の際の抑制方法の確立など) | <ul style="list-style-type: none"> ・比較的発生の蓋然性が低い見通し (場合に応じて) |

1. 混雑見通しについて
2. 系統混雑発生時の需給調整市場における課題と対応
3. まとめ

- 系統混雑発生時の需給調整市場における課題については、まず系統全体の課題として、第32回本小委員会にて整理した、調整力の確保に関する2つの課題（「混雑処理用 ΔkW の確保」（課題①）、「需給調整用 ΔkW の不足」（課題②））がある。
- また、課題②については、発動制限される需給調整用 ΔkW を非混雑系統でどのように代替するかという点（②-1）また発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するかという点（②-2）に分類される。
- 加えて、リソース単体の課題として、これまで混雑がほぼ発生しない前提でノンファーム電源の市場参加を認めていたが、その前提自体が変わるため、改めてノンファーム電源の「参加の在り方」（課題③）についても検討が必要となる。
- なお、課題①～③とも、基幹系統とローカル系統の特徴の違い（範囲の広狭、抑制手段等）により、影響度や対応も変わりうるものと考えられる。

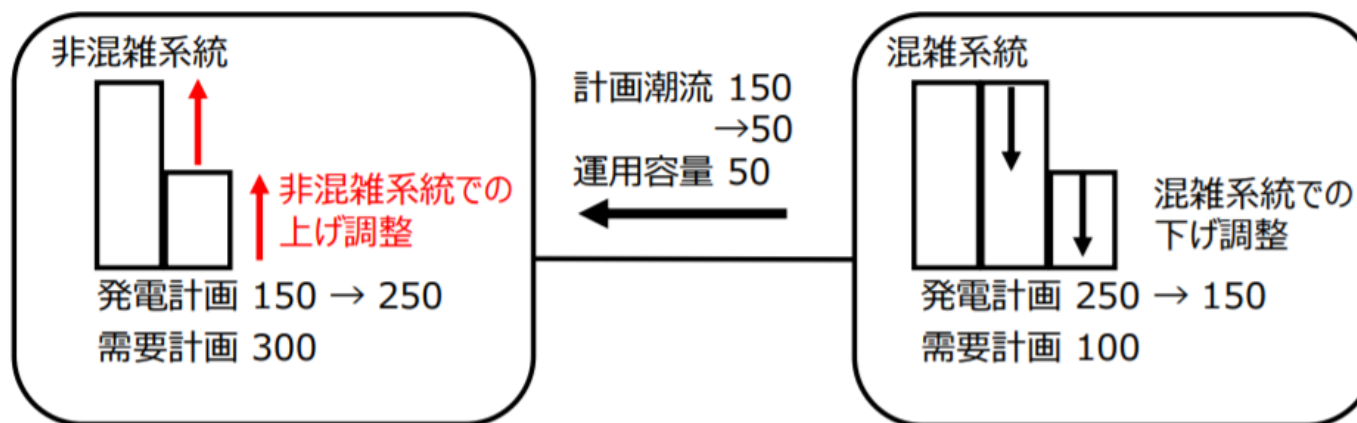
| 区分 | 課題 | 詳細 |
|--------|------------------------|---|
| 系統全体 | ①混雑処理用 ΔkW の確保 | ・混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を非混雑系統でどのように確保するか |
| | ②需給調整用 ΔkW の不足 | ・発動が制限される混雑系統の需給調整用 ΔkW を非混雑系統側でどのように代替するか（②-1） |
| | | ・発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか（②-2） |
| リソース単体 | ③参加の在り方 | ・ノンファーム電源の需給調整市場への参加を認めるか否か |

- 送電線潮流が運用容量を超えて系統混雑が発生すると、潮流を運用容量に抑える混雑処理が必要となる（下図の青色）。また、混雑系統では上げ調整を行うことが出来ない（下図の赤色）。
- このように、系統混雑を考慮した調整力確保の課題としては、「混雑処理に伴う「混雑処理用 ΔkW の確保」と、混雑系統で上げ調整を行えないことによる「需給調整用 ΔkW の不足」の大きく2つがある。



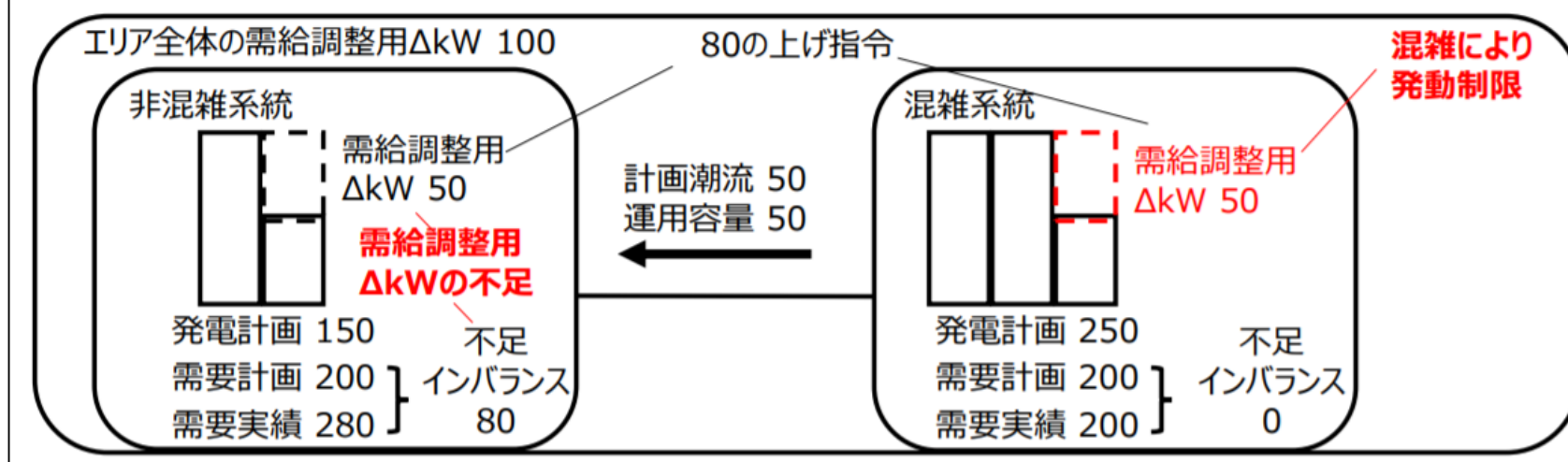
- 現状の需給調整市場では、調整力に対応する事象として、「需要に関する事象」「再エネ出力変動に関する事象」「電源脱落に関する事象」の3つを整理している。(以降、これら事象に対応する調整力を「需給調整用 Δ kW」)
- 他方で、地内で系統混雑が発生した際には、混雑系統で下げ調整、非混雑系統で上げ調整する、「混雑処理に関する事象」に対応する調整力(以降、「混雑処理用 Δ kW」)が必要となる。混雑系統においては、下げ余力を使って対応可能となるが、非混雑系統では、いかに混雑処理用 Δ kWを確保するかが課題となる。
- また、エリア全体で確保される需給調整用 Δ kWと異なり、混雑処理用 Δ kWの確保にあたっては、「電源がどの系統に属するか」という考え方が新たに必要となる。

【課題①】非混雑系統での混雑処理用 Δ kWの確保



- 需給調整用 ΔkW はエリア全体で確保しているが、系統混雑が発生した場合、混雑系統で確保した需給調整用 ΔkW が発動できなくなる（発動制限がかかる）。
- これにより、エリア全体として需要・再エネ出力変動・電源脱落に対応する需給調整用 ΔkW が不足し、需給調整が困難になるといった課題がある。

【課題②】系統混雑による発動制限に伴う需給調整用 ΔkW の不足

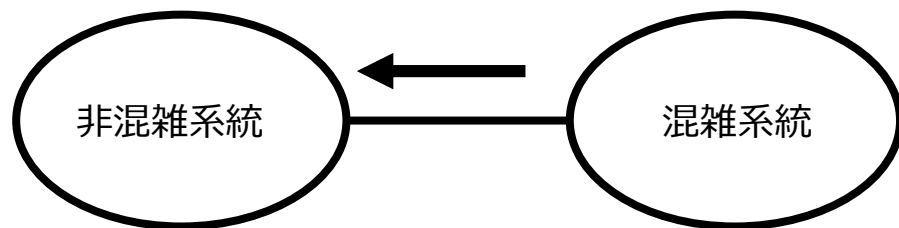


- 基幹系統とローカル系統では、系統構成・電源種等の特徴が異なっており、基幹系統では放射状・ループ両方あり、様々な燃種の電源構成となっているのに対し、ローカル系統は放射状が主で、再エネ中心の電源構成となっている。
- このような特徴の違いから、ローカル系は混雑が発生しても、混雑系統の範囲は基幹系統に比べて、相対的に狭いものと考えられる。
- また、混雑処理の制御方法について、基幹系統は先着優先廃止し、2022年12月下旬より調整電源を活用した再給電方式を導入し、2023年12月までに調整電源以外の電源も含め一定の順序により出力制御する再給電方式へ移行することとなっている。
- ローカル系統については、第46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において、基幹系統と同様に、再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本とすると整理された（ただし、非調整ノンファーム電源については、計画値変更の出力制御となる等の違いがある）。

基幹系統

混雑イメージ

範囲は広い



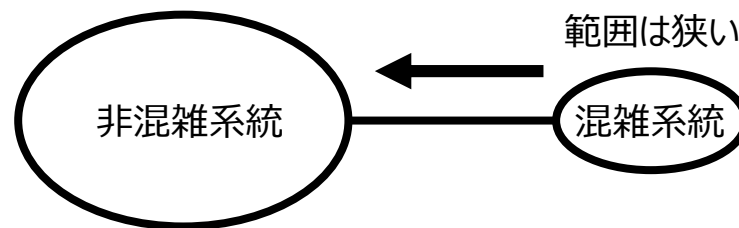
特徴

- ・放射状、ループ両方存在
- ・様々な燃種の電源構成
- ・混雑処理は再給電方式（調整電源の活用）
→再給電方式（一定の順序）

ローカル系統

混雑イメージ

範囲は狭い



特徴

- ・放射状系統が基本
- ・再エネ中心の電源構成
- ・混雑処理は再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順・方法での制御
（ただし、非調整ノンファーム電源は計画値変更）

- 電圧階級別の電源構成、設備数等の調査を行った。
- **下位（77kV以下系統）のローカル系統は、再エネ中心で限界費用が0円の電源が多く、調整電源および火力電源が少ない。**こうした系統においては、**メリットオーダーに基づく系統利用とした場合の社会コスト低減の効果が小さい**と考えられる。
- また、**設備数※1が多いため、混雑管理システムの開発期間や開発費用が膨大になる可能性がある。**
- **放射状系統が基本**であるため、混雑系統におけるどの電源を出力制御しても基本的に混雑解消効果は変わらない。

【ローカル系統の特徴】

(電源構成) 77kV以下系統では再エネ中心
 (設備数) 基幹系統と比較して設備数が多い
 (系統構成) 放射状系統が基本

【基幹系統とローカル系統の比較（全国計）】

| 項目 | 基幹系統 | ローカル系統 | |
|------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | | 154,110kV | 77kV以下 |
| 電源構成※2 | 調整電源・電源Ⅲ：56.6% 再エネ他：43.4% | 調整電源・電源Ⅲ：29.6% 再エネ他：70.4% | 調整電源・電源Ⅲ：11.7% 再エネ他：88.3% |
| 設備数※1 (ループ系統設備数、割合) | 516 (276、53.5%) | 964 (162、16.8%) | 6437 (89、1.4%) |
| 系統構成 | 過半数がループ系統 | 主に放射状系統 | 放射状系統が基本 |

※1 変電所母線数

※2 当該系統以下に連系する電源の容量ベースの割合。調整電源は現状の電源Ⅰ、電源Ⅱ。再エネ他は、バイオマス、自然変動電源および長期固定電源



| | 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 系統幹 | 2022.4 全電 | (調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12 | | | | <p>基幹系統 (上位2電圧)</p> <p>ローカル系統 (特別高圧以上)</p> |
| 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 | 2023.12以降 必要に応じて 拡大 | 2023.4 ローカル | 2023.4 全電 | | |
| 配電系統 (高圧以上) | | | | | | | <p>配電系統 (高圧以下)</p> |
| 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

- 基幹系統においては、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を実施する再給電方式が行われる。一方、ローカル系統においては、第62回 広域系統整備委で検討が行われ、基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえ、ノンファーム型接続適用電源（以降ノンファーム電源）のみを制御対象とする一律制御を基本としつつ、国と広域機関で連携して更に検討していくこととされた。
- これを受けて、第45回 再エネ大量導入小委において、ローカル系統においても、調整電源（火力等）が接続する系統では、基幹系統と同様、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を行うことが適切であり、引き続き混雑処理方法を検討することとした。
- そこで、基幹系統と比べて調整電源が少なく、再エネの接続が多いという固有の特徴を持つローカル系統においても、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理方法として、本小委員会で決定した基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本としてはどうか。
- その上で、ノンファーム電源については、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更による出力制御を採用した上で、ローカル系統及び配電系統（ただし、低圧10kW未満除く）に接続する電源を制御対象とすることを基本としてはどうか。

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

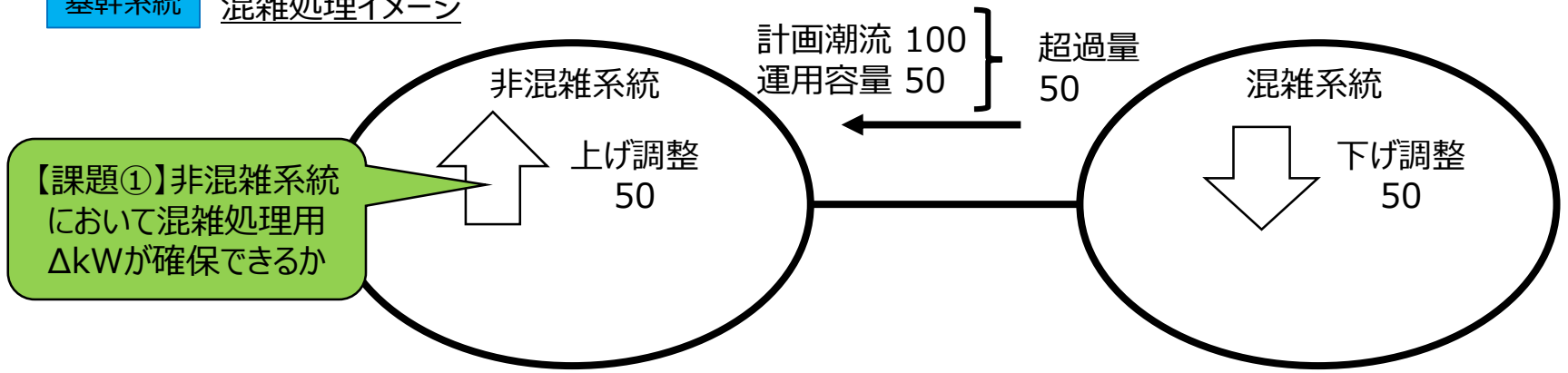
| 出力制御順 | 出力制御方法 |
|---|----------|
| ① 調整電源の出力制御 | メリットオーダー |
| ② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御 | 一律 |
| ③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御 | メリットオーダー |
| ④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御 | 一律 |
| ⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御 | 一律 |
| ⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御 | 一律 |

〔出所〕 広域機関：2023年12月再給電方式（一定の順序）の導入について（2022年7月29日）一部修正

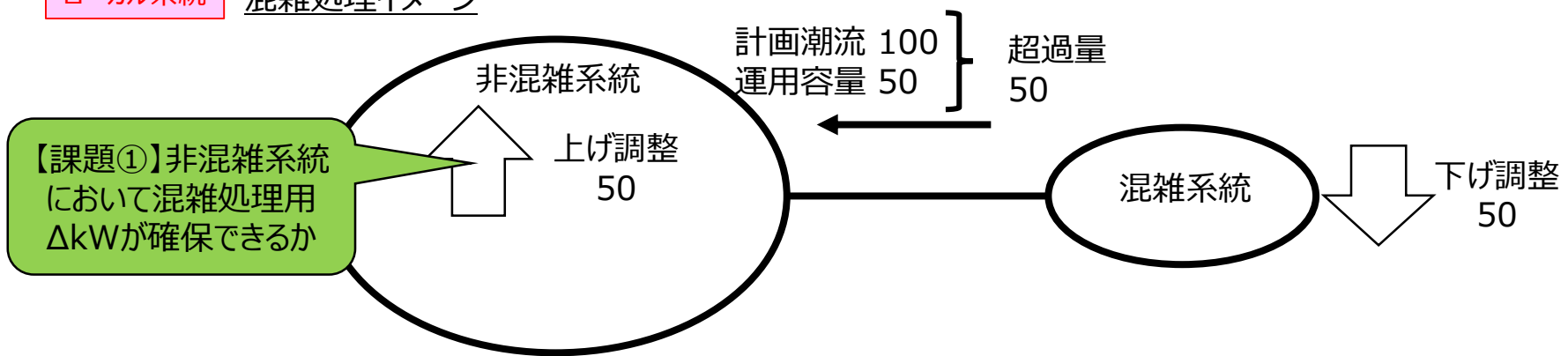
6

- 混雑処理では、混雑系統での下げ調整（抑制）だけでなく、非混雑系統での上げ調整（焚増）が必要となる。
- 具体的には、計画潮流の運用容量に対する超過量（混雑量）分の混雑処理用 ΔkW が、非混雑系統において確保できるかが課題となる。

基幹系統 混雑処理イメージ



ローカル系統 混雑処理イメージ



- 各エリアの基幹系統における2026年度までの混雑量を確認したところ、下表のとおりであった。
- 現時点の混雑見通し（混雑発生の初期段階）であれば、混雑量すなわち混雑処理用 ΔkW の必要量は少なく、非混雑系統内の余力の範囲で対応できる※1と考えられる。

※1 再エネ変動等により想定以上の混雑が発生した場合も、緊急時として追加起動を行うことで対応可能

【2026年度までの混雑発生見通し（基幹系統）】

[MW]

| エリア | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|-----------|--------------|----|----|---------------|----|----|----|----|----|
| 混雑発生時期 | 2024年度 | — | — | 2022年度 | — | — | — | — | — |
| 最大混雑量※2 | 60 (1.1%) | — | — | 198 (0.9%) | — | — | — | — | — |
| エリア内の調整電源 | 5,376 | — | — | 21,963 | — | — | — | — | — |

※2 ()内の数値は、最大混雑量/エリア内の調整電源

緊急時における系統運用機能の活用の考え方について

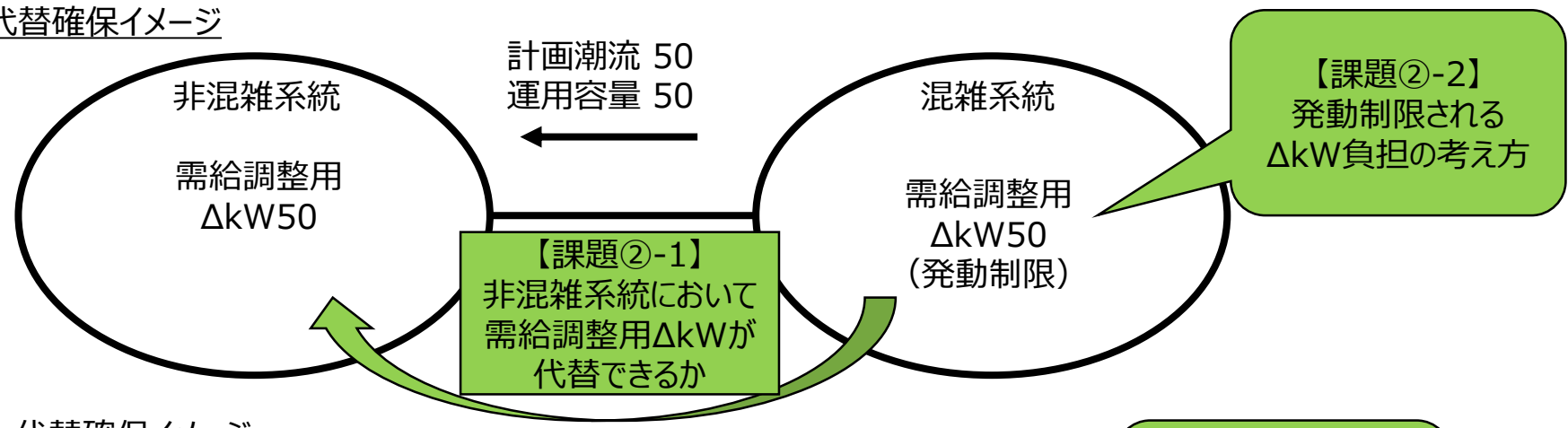
37

- その他、平常時と異なる緊急時における系統運用機能の活用のために追加起動を行うかも論点の一つ。
- 電源の追加起動は ΔkW の確保と同義であるため、すなわち公募を行うことなく、系統運用機能を活用（≠ベストエフォート型）することが可能となる。
- この点、突発的な設備故障発生時や、発雷時など設備故障の予見性が高まっている時などは、それらすべてに対応した設備増強（電源公募）を行うことは全体最適の観点からも合理的ではなく、電源の追加起動に伴う系統運用機能の活用による対応は妥当と考えられるのではないか。
- そのため、以下に示すケースに関しては「余力活用契約における緊急時」として、電源の追加起動ならびに系統運用機能の活用を、公募によらず、余力活用契約によって実施・精算することとしてはどうか。
 - ・N-1故障時の残回線過負荷解消
 - ・N-2故障時の単独系統維持
 - ・ブラックアウト復旧時の供給力確保（系統から受電した発電機の立ち上げ）
 - ・試験時などの短期間作業時における運用
 - ・発雷時などにおける重潮流線路の潮流抑制、もしくは系統保安ポンプ
 - ・特異日（想定以上に再エネ変動影響が大きくなるGW等の軽負荷期）の電圧調整
 - ・想定外の再エネ変動等に伴う混雑解消のための上げ調整力確保

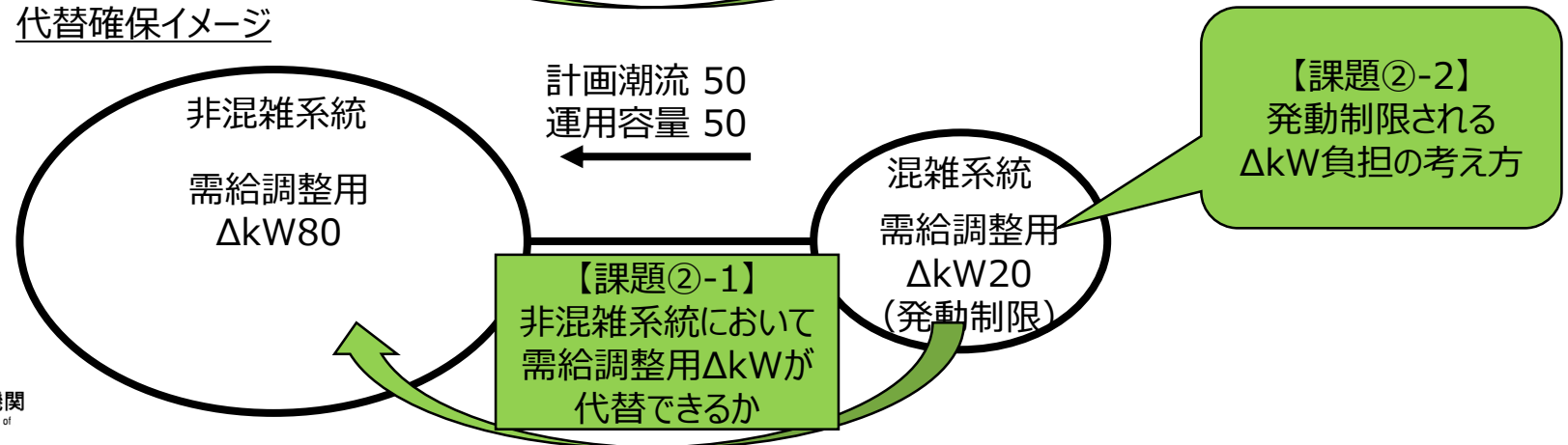
| | 設備維持 (kW) | 調達 (ΔkW) | 運用 (kWh) |
|-------------------|---------------------|--------------------|---------------------------------|
| 緊急時の 系統運用機能の活用 | — (特定地域立地電源公募なし) | | 追加起動により 作り出した余力の 範囲で実施・精算 |

- 混雑発生時は、混雑系統で確保した需給調整用 ΔkW が発動できなくなるため、非混雑系統において需給調整用 ΔkW を代替できるかといった課題（②-1）や、発動制限される ΔkW 価値の取扱い含めた負担の考え方について整理する必要（②-2）がある。
- 前者（②-1）について、ローカル系統の場合は混雑系統範囲が狭い（発動制限される ΔkW が少ない）ことから、基本的には基幹系統と比べて影響は小さいものと考えられる。

基幹系統 代替確保イメージ



ローカル系統 代替確保イメージ



- 各エリアの基幹系統における2026年度までの発動制限量を確認したところ、下表のとおりであった。
- エリア内調整電源の最大13%程度の需給調整用 ΔkW が発動制限を受けることとなるが、2026年度までの混雑見通しは軽負荷期での発生であり、軽負荷期においては設備量に対して残余需要が少なく、非混雑系統側の余力は設備量としては十分にあることから、非混雑系統において ΔkW を代替すること自体は可能と考えられる。

【2026年度までの発動制限見通し（基幹系統）】

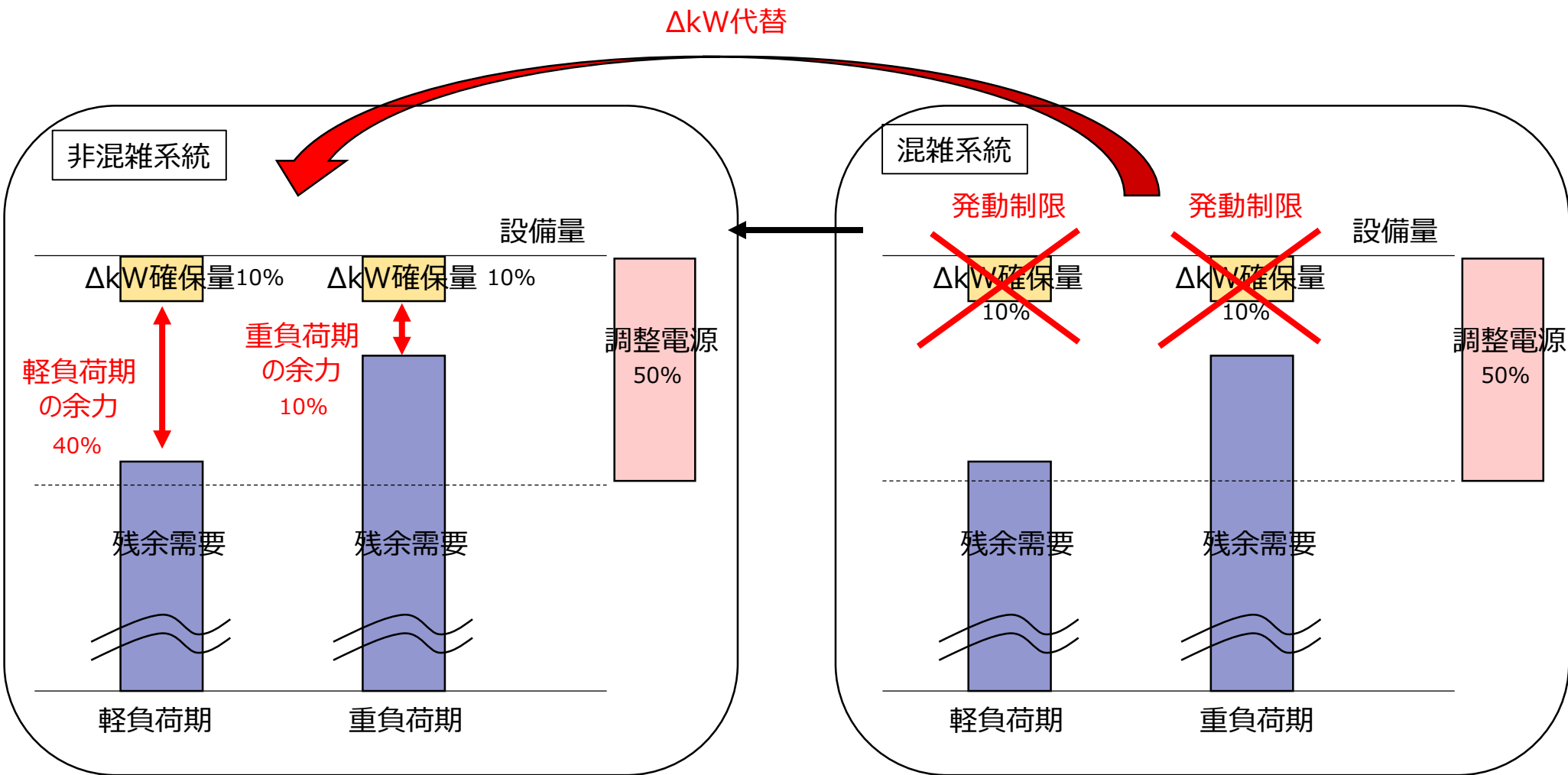
[MW]

| エリア | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|---------------------|------------------------------|----|----|---------------|----|----|----|----|----|
| 混雑発生時期 | 2024年度 | — | — | 2022年度 | — | — | — | — | — |
| 最大制限量 ^{※1} | 700 ^{※2} (13.0%) | — | — | 198 (0.9%) | — | — | — | — | — |
| エリア内の調整電源 | 5,376 | — | — | 21,963 | — | — | — | — | — |

※1 () 内の数値は、最大制限量/エリア内の調整電源

※2 ループ系統の一部

- 軽負荷期（残余需要が少ない時）は、重負荷期（残余需要が多い時）に比べて、設備量と残余需要の差が大きく、設備量としての余力は大きいものと考えられる。



※%はエリア内の調整電源が基準であり、数値は一例

- 一方で、発動制限される ΔkW 代替の実施主体および責任（負担）主体については、論点（②-2）となりうる。
- 考えられる下記3案のうち、 ΔkW 代替の責任主体を一般送配電事業者とする案3は、事業者に対して非混雑系統で需給調整用 ΔkW を供出させる立地誘導インセンティブがなく、反対に、案1・案2について、案1は代替の確実性の懸念や案2は費用回収方法の整理が必要など、それぞれに特徴がある。
- 上記も踏まえ、引き続き、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と更なる検討を進めることとしたい。

| | 案1 | 案2 | 案3 |
|----------------------|---|---|--|
| ΔkW 代替方法の考え方 | 混雑系統で需給調整用 ΔkW を落札した事業者が、自ら非混雑系統で代替 ΔkW を確保する（実質、特定負担） | 一般送配電事業者が非混雑系統で代替 ΔkW を確保し、確保費用は混雑系統で需給調整用 ΔkW を落札した事業者が負担（特定負担） | 一般送配電事業者が非混雑系統で代替 ΔkW を確保する（一般負担） |
| 実施主体 | 事業者 | 一般送配電事業者 | 一般送配電事業者 |
| 責任主体 | 事業者 （発動制限 ΔkW の価値を認めない） | 事業者 （発動制限 ΔkW の価値を認めない） | 一般送配電事業者 （発動制限 ΔkW の価値を認める） |
| 負担の考え方 | 代替確保費用を事業者が特定負担 | 代替確保費用を事業者が特定負担（一送が一旦、立替えて回収） | 発動制限 ΔkW への対価 + 代替確保費用を一般負担 |
| 特徴 | <ul style="list-style-type: none"> ・現行の系統起因による抑制時の考え方（ΔkW価値がなくなる）とも整合が取れている ・事業者による代替のみでは、確実性が懸念される ・事業者に対して非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがある | <ul style="list-style-type: none"> ・現行の系統起因による抑制時の考え方（ΔkW価値がなくなる）とも整合が取れている ・費用回収方法の整理が必要 ・事業者に対して非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがある | <ul style="list-style-type: none"> ・他の案に比べ、発動制限ΔkWへの対価分の負担が増加する ・事業者に対して非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがない |

- 現行の取引規程では、予見性のない系統起因による出力抑制等の場合は、ペナルティ倍率が1.0倍（ΔkW価値がなくなる）とされている。

2-10. ペナルティ

d. 予見性の無い事故等の取扱い

修正有

140

- 取引会員および属地TSOの双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、取引会員から様式18（系統起因によるペナルティ緩和申出書）による申し出を受け付けた場合には、以下のすべてが認められる場合に限り、ペナルティ料金Ⅰおよびペナルティ料金Ⅱの算定時におけるペナルティ倍率を1.0倍とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第1項における処分および第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外といたします。
 - ・ 取引会員が実需給日に対応する入札受付開始時点の段階で、系統起因による出力抑制等が属地TSOからリソースへ通知されていない場合
 - ・ 属地TSOが当該不適合の原因が系統起因による出力抑制等と判定した場合
- ※アセスメントは単独発電機および各リスト・パターン単位で行いますが、出力抑制量の通知については、事業者単位で実施しているため、属地TSOは対象発電機の出力抑制量を把握できません。そのため、発電者に抑制情報をご確認願います。

【想定される事象とペナルティ倍率】

| 申出 | 想定事象 | ペナルティ倍率 | 取引規程 | 提出様式 |
|------------|---------------------|---------|------|------|
| 任意 | 系統起因による出力抑制等 | 1.0倍 | 第40条 | 様式18 |
| | 過負荷保護リレーによる出力抑制 | | | |
| | 給電指令による出力抑制 | | | |
| 系統事故等による停電 | | | | |
| 想定外の事故 | 長時間ΔkWの供出が不可能となった場合 | 1.5倍 | 第41条 | 様式19 |
| システムトラブル | | | | |
| その他 | | | | |



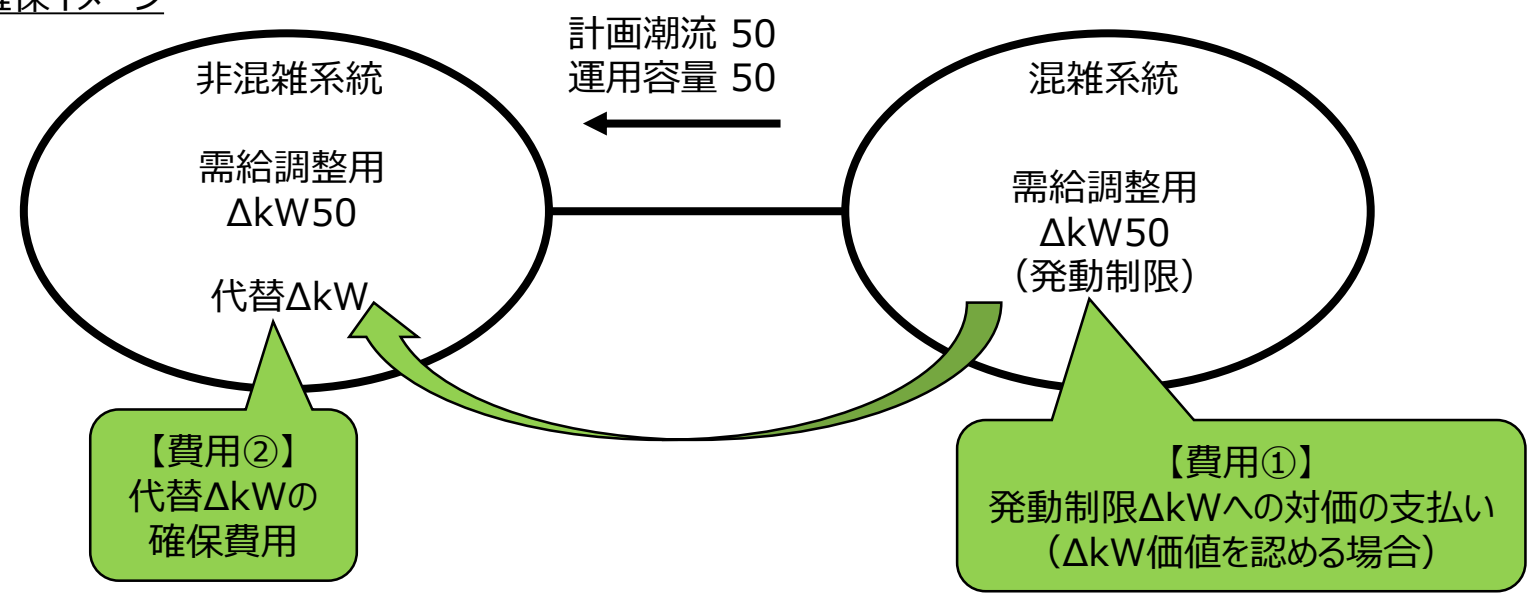
取引規程 第9章 第40条、第41条

- 需給調整用 ΔkW の不足への対応（非混雑系統での ΔkW 代替）のため、以下の費用が生じる。
費用①：発動が制限される需給調整用 ΔkW への対価の支払い（混雑時においても ΔkW 価値を認める場合）
費用②：非混雑系統での代替となる需給調整用 ΔkW の確保に要する費用

基幹系統

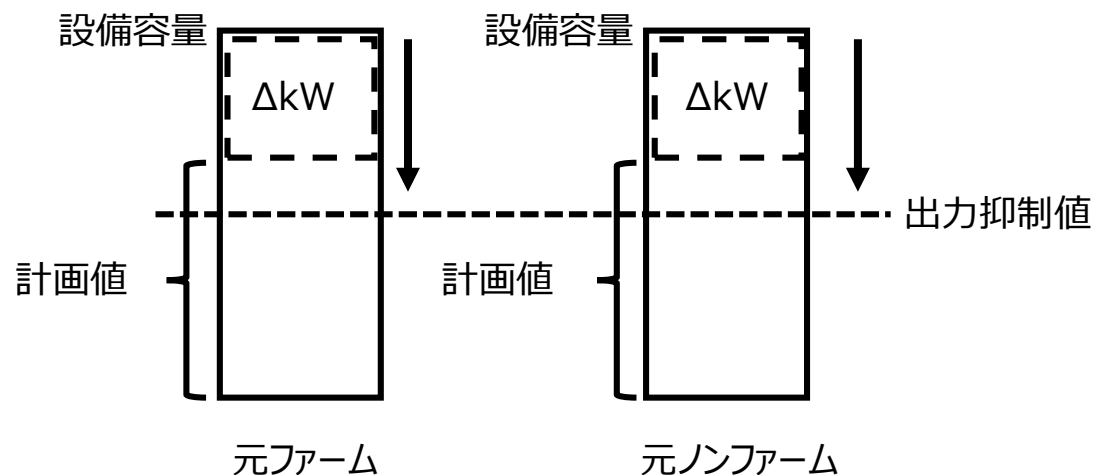
代替確保イメージ

ローカル系統



- 基幹系統においては、再給電方式の導入により先着優先がなくなり、出力抑制の順番はノンファーム型接続の有無に関わらないことから、市場参加可否を論じる際は、ノンファーム電源以外（ファーム電源）かノンファーム電源かではなく、混雑系統内の電源全てが対象になると考えられる。
- この点、混雑は常に起きている訳ではないことから、ファーム電源・ノンファーム電源の区別なく、商品要件を満たしているのであれば、当面（2026年度程度まで）は参加可能とする整理が合理的と考えられる（第58回広域系統整備委員会での整理を踏襲）。
- そのうえで、混雑発生時の ΔkW 価値については、出力抑制により ΔkW の供出ができないことから、事業者に対価を支払わないこととすることが考えられるが、詳細については、30ページで述べた ΔkW の代替・責任主体の検討の中で、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と更なる検討を進めることとしたい。

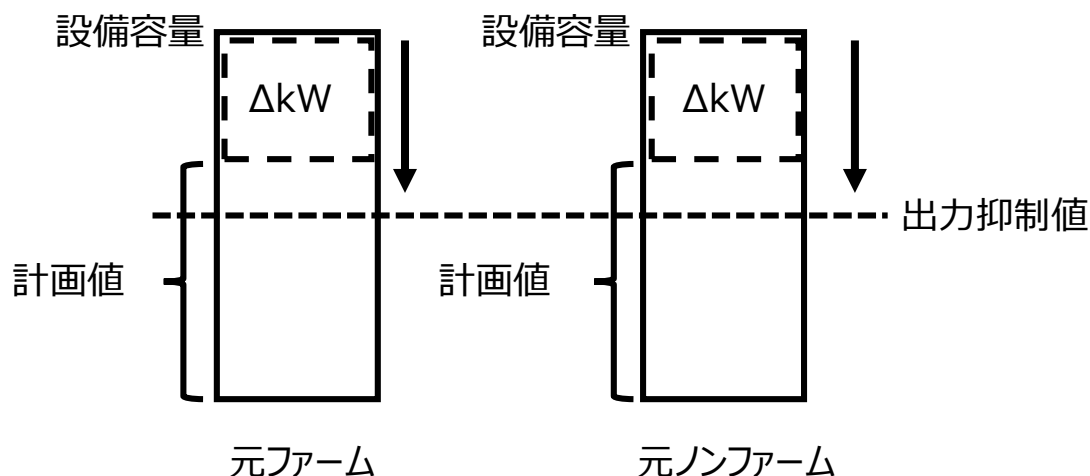
基幹系統の再給電方式 [調整電源]



＜混雑発生時のアセスメント＞
 アセスI： ΔkW 供出（上げ調整）可能な状態になっていないため、×
 アセスII：上げ調整指令はないため、○
 ⇒混雑は常に発生している訳ではないので、市場参加自体は可能

- 元々、ローカル系統における混雑処理方法として考えられていたノンファーム抑制の場合、ノンファーム電源のみ出力抑制されることとなり、第46回広域系統整備委員会においては、ノンファーム抑制時に ΔkW を確保できない（アセスメント違反になる）ことから、一旦は市場参加不可と整理していた。
- 一方、ローカル系統における混雑処理方法については、第46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において、基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本とすると整理された（非調整のノンファーム電源については、計画値変更の出力制御となる）。
- この場合、需給調整市場に参加する調整電源については、基幹系統と同じ扱いになることから、ローカル系統も基幹系統と同様に、商品要件を満たしているのであれば、当面（2026年度程度まで）はノンファーム電源の需給調整市場への参加自体は可能と整理することでどうか（ ΔkW の代替・責任主体については、基幹系統の整理と合わせて資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と更なる検討を進めたい）。

ローカル系統の再給電方式 [調整電源]



過去の整理

＜混雑発生時のアセスメント＞
 アセスI： ΔkW 供出（上げ調整）可能な状態になっていないため、×
 アセスII：上げ調整指令はないため、○
 ⇒アセス違反となるため、市場参加自体が不可

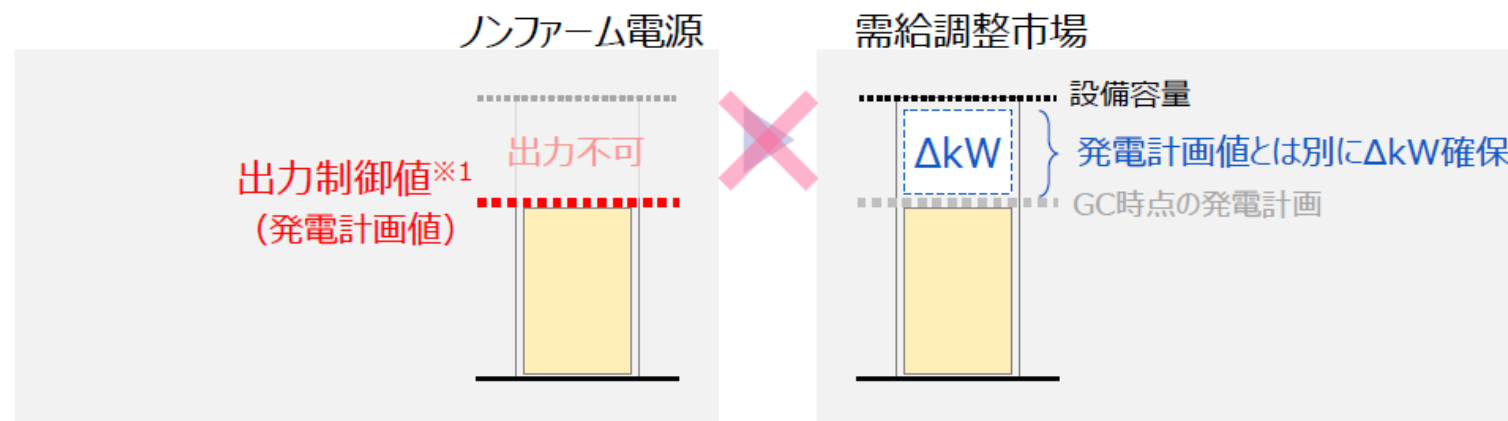
今後の整理（案）

＜混雑発生時のアセスメント＞
 アセスI： ΔkW 供出（上げ調整）可能な状態になっていないため、×
 アセスII：上げ調整指令はないため、○
 ⇒混雑は常に発生している訳ではないので、市場参加自体は可能

2-1. ノンファーム電源の需給調整市場への参入可否

48

- 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る。
- 他方、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、ノンファーム電源は発電計画値以上に出力を上げることはできない。
- このため、ノンファーム電源は上げ幅を確保しても、TSOからの指令に応じて発電計画値以上に出力を上げることができない。
- 以上より、ノンファーム電源は需給調整市場の要件（リクワイアメント）を満たせないことから、需給調整市場に参加することはできないと考えられる。



- 系統混雑発生時の需給調整市場における各課題と対応を整理すると、下表のとおりとなる。
- 需給調整用 ΔkW が不足する際の代替費用の負担のあり方を含めて、発動制限される ΔkW の扱いについて、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と更なる検討が必要となるが、その他の課題については対応可能な目途が立っていることから、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度から今回の整理を適用することとしてはどうか。

| 区分 | 課題 | 詳細 | 対応 |
|--------|------------------------|---|--|
| 系統全体 | ①混雑処理用 ΔkW の確保 | ・混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を、非混雑系統でどのように確保するか | ・混雑発生初期は混雑量が少なく、非混雑系統の余力で対応可能（基幹・ローカル） |
| | ②需給調整用 ΔkW の不足 | ・発動が制限される混雑系統の需給調整用 ΔkW を、非混雑系統側でどのように代替するか | ・混雑発生初期は制限量が少なく、非混雑系統で ΔkW を代替すること自体は可能（基幹・ローカル） |
| | | ・発動制限される需給調整用 ΔkW を、どのように取扱うか | ・代替費用の負担のあり方を含めて、国と連携し、更なる検討（基幹・ローカル） |
| リソース単体 | ③参加の在り方 | ・ノンファーム電源の需給調整市場への参加を認めるか否か | ・商品要件を満たしているのであれば、当面（2026年度程度まで）は参加可能（ローカル） ※基幹系統は従来整理を踏襲 |

1. 混雑見通しについて

2. 系統混雑発生時の需給調整市場における課題と対応

3. まとめ

- 当面（2026年度まで）においても、系統混雑が発生することも踏まえて、系統混雑時の需給調整市場における課題と対応を整理した結果、混雑発生初期は影響が小さく、各種課題への対応が可能な見通しである。
- そのため、ローカル系起因のノンファーム電源の需給調整市場への参加については、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度から当面（2026年度程度まで）は認めることとしてはどうか。（基幹系は従来の第58回広域系統整備委員会での整理を踏襲）
- なお、需給調整用 Δ kWが不足する際の代替費用の負担のあり方を含めて、発動制限される Δ kWの扱いについては資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と更なる検討を行うこととしたい。
- また、混雑の影響が大きくなる将来に向けては、引き続き、日本における混雑発生状況や、混雑処理手法に関する議論状況も踏まえながら、系統混雑時の需給調整市場における課題に関する検討を進めていきたい。