

一次調整力の広域調達について

2022年8月3日

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24回需給調整市場検討小委員会（2021年6月23日開催）において、一次の広域調達の方向性については、一次がエリア内でない状態において連系線ルート断が生じた際の供給支障の有無を周波数シミュレーション等により確認したうえで、広域調達の可否を判断すると整理していたところ。
- 今回、一次偏在時の周波数シミュレーションの結果を踏まえた一次の広域調達について整理したことから、その内容についてご議論いただきたい。

1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

- 一次は、時々刻々と変動する周波数偏差を自端で検知し応動することから、同一周波数系統内で、かつ交流連系されている範囲内であれば、現在の運用においても広域運用が行われている（実現できている）と言え、そのため、一次の広域調達可能範囲はこの広域運用範囲となる。
- 一方、一次を広域調達とした場合、現状と比べ、一次の確保量がエリア間でばらつきが生じる可能性があり、周波数調整に影響を与えうることから、第24回需給調整市場検討小委員会において、交流連系されている場合（ケース1・2）と交流連系が分断される場合（ケース3）において、周波数調整に与える影響の検討を行った。
- 交流連系されている場合（ケース1・2）においては、一次は周波数偏差を自端で検知し応動するため、一次の調達量にエリア間でばらつきが生じても日々の需給運用は対応可能と整理した。
- 他方で、交流連系が分断される場合（ケース3）においては、一次の調達量の多寡が分断エリアの周波数維持に影響を与えうるため、連系線潮流の向きに着目して、さらなる検討を行った。

【一次がエリア間でばらつきを生じた場合の影響評価】

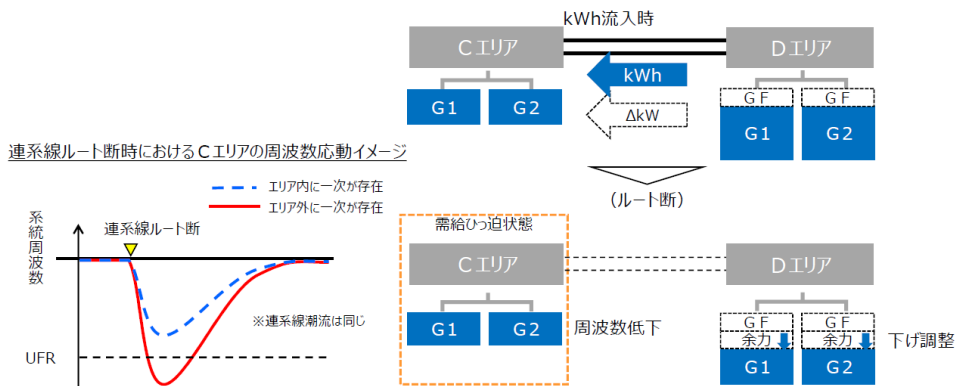
| ケース分類 | 想定事象 | 影響評価 |
|-------|-----------------|---|
| ケース1 | 平常時の周波数調整 | 同一周波数系統内（50 or 60Hz）で、かつ交流連系されている範囲内であれば、一次は周波数偏差を自端で検知し応動するため、一次調達量にエリア間でばらつきが生じても日々の需給運用は対応可。 |
| ケース2 | 電源脱落等ローカル系統での事故 | 同上。 なお、エリア内で電源脱落が生じると、連系線を介して潮流が流れ込むため、一次を広域調達によりエリア外で調達した場合は、現状よりΔkWマージンは増加する。 |
| ケース3 | 連系線ルート断事故 | 交流連系が分断されることから、一次調達量の多寡が分断エリアの周波数維持に影響を与えうるため、連系線潮流の向きに着目して、さらなる検討を行う。 |

- 連系線潮流が流出するエリアでは、連系線が分断されることで、エリア内で供給過多となり、周波数が上昇するため、それを定常状態に戻す際に、エリア内の調整機能を有する電源の出力を抑制することで上げ余力が生じる。このため、単独エリアとして運用継続は可能と考えられることから、基本的に広域調達可能と整理した。
- 一方で、連系線潮流が流入するエリアでは、連系線が分断されることで、エリア内で供給過少となり、周波数が低下する。周波数が発電機解列に至る周波数まで低下すると、供給支障に至るおそれがあることから、供給支障の有無をシミュレーション等により確認したうえで、広域調達の可否を判断することとしていた。

連系線ルート断時の対応② (連系線潮流が流入のエリア) 1/2

17

- 次に、**連系線から電力量が流入しているエリア** (下図のCエリア) については、当該エリアの需要と供給力の関係は、需要 > 供給力となっており、(需要 - 供給力) 相当量が連系線を介してエリア内へ流入している形となる。
- この状況において連系線がルート断した場合、Cエリアは需要過多 (連系線潮流と同量の電源脱落と同じ状況) となり周波数が低下するが、その低下を抑制するために、エリア内の一次を有する電源等が出力を増加することになる。ここにおいて、広域調達の結果、Cエリアにおいて一次が少ない状況となっていた場合、周波数低下を抑制しきれず、**UFR等の動作に伴う停電を引き起こす可能性**が生じる。

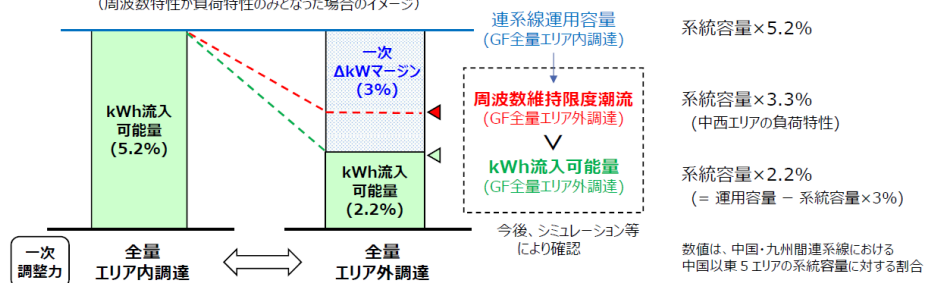


連系線ルート断時の対応② (連系線潮流が流入のエリア) 2/2

18

- 他方で、連系線ルート断時において周波数がどの程度低下するのは、遮断される電力量にも依存することになる。現状、運用容量が周波数維持で定められている連系線については、連系線ルート断時に周波数低下を1Hz※に抑えるよう運用容量が設定されているところ、**一次の広域調達に伴い確保される ΔkW マージンにより、連系線の流入可能電力量は、一次がエリア内に存在しない場合の周波数維持限度潮流より小さくなるため**、連系線ルート断が生じて周波数は1Hz※以上低下せず、**停電を生じないとも考えられる**。ただし、N-2故障による連系線ルート断時における供給支障については、社会的影響が大きいと懸念される場合には、これを軽減するための対策の実施について検討すると整理されていることも踏まえ、今後、**シミュレーション等による確認を行う**こととしていた。
- なお、連系線に2ルートがあり、N-2故障においても交流連系が保たれる**東北・東京間、関西・中国間**においては、前述のケース1および2による対応が可能であることから、**2024年度から広域調達が可能**と考えられる。

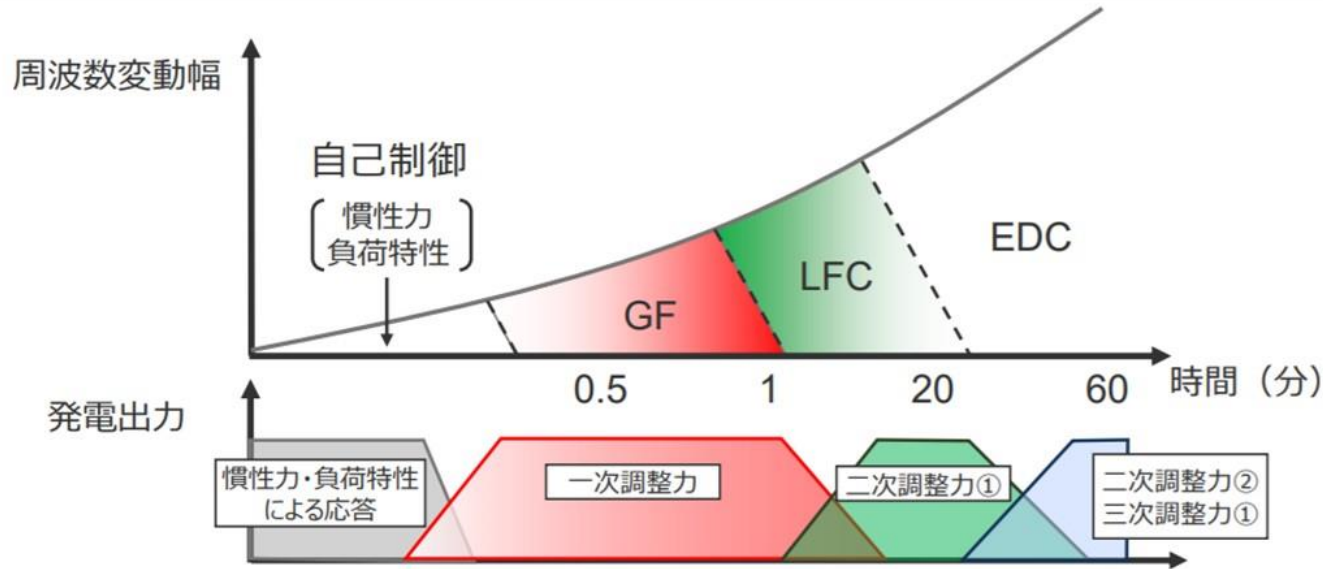
周波数低下限度潮流とkWh流入可能量の関係
(周波数特性が負荷特性のみとなった場合のイメージ)



1 GFおよびLFC機能の概要 (需給調整機能の関係)

6

- 電力系統の運用においては、接続する設備の周波数調整機能を活用しながら、基準周波数を維持。
- 極めて短周期の負荷変動には、同期発電機等が持つ慣性力が働き、周波数変化率 (RoCoF : Rate of Change of Frequency) を抑制するとともに、周波数低下最大偏差を縮小。
- GFは、数秒から数分程度の周期の負荷変動に対し、自端で周波数 (回転数) の変化を検出し、発電出力を増減 (一次調整力に相当)。
- LFCは、数分から十数分程度の周期の負荷変動に対し、中央給電指令所から発電出力を制御 (二次調整力①に相当)。



6

電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御、電気学会技術報告、No.869を元に作成

需給調整市場における商品の要件

3

| | 一次調整力 | 二次調整力① | 二次調整力② | 三次調整力① | 三次調整力② |
|---------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| 英呼称 | Frequency Containment Reserve (FCR) | Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | Frequency Restoration Reserve (FRR) | Replacement Reserve (RR) | Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT) |
| 指令・制御 | オフライン (自端制御) | オンライン (LFC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン |
| 監視 | オンライン (一部オフラインも可※1) | オンライン | オンライン | オンライン | オンライン |
| 回線 | 専用線のみ (オフライン監視の場合は不要) | 専用線のみ | 専用線 または 簡易指令システム※2 | 専用線 または 簡易指令システム | 専用線 または 簡易指令システム |
| 入札時間単位 | 3時間※3 | 3時間※3 | 3時間※3 | 3時間※3 | 3時間※4 |
| 応動時間 | 10秒以内 | 5分以内 | 5分以内 | 15分以内 | 45分以内※5 |
| 継続時間 | 5分以上 | 30分以上※3 | 30分以上※3 | 3時間※3 | 3時間※4 |
| 並列要否 | 必須 | 必須 | 任意 | 任意 | 任意 |
| 指令間隔 | - (自端制御) | 0.5~数十秒 | 専用線：数秒~数分 簡易指令システム※2：5分※6 | 専用線：数秒~数分 簡易指令システム：5分※6 | 30分 |
| 監視間隔 | 1~数秒※1 | 1~5秒程度 | 専用線：1~5秒程度 簡易指令システム※2：1分 | 専用線：1~5秒程度 簡易指令システム：1分 | 1~30分※7 |
| 供出可能量 (入札量上限) | 10秒以内出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限) | 5分以内出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限) | 5分以内出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 15分以内出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 45分以内※5出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) |
| 最低入札量 | 5MW※8 (オフライン監視の場合は1MW) | 5MW※8 | 専用線：5MW※8 簡易指令システム※2：1MW | 専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW | 専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW |
| 刻み幅 (入札単位) | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW |
| 上げ下げ区分 | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ |

※1 事後に数値データを提供する必要有り。

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始

※3 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

※4 2025年度より「30分」に変更予定。

※5 2025年度より「60分以内」に変更予定。

※6 広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

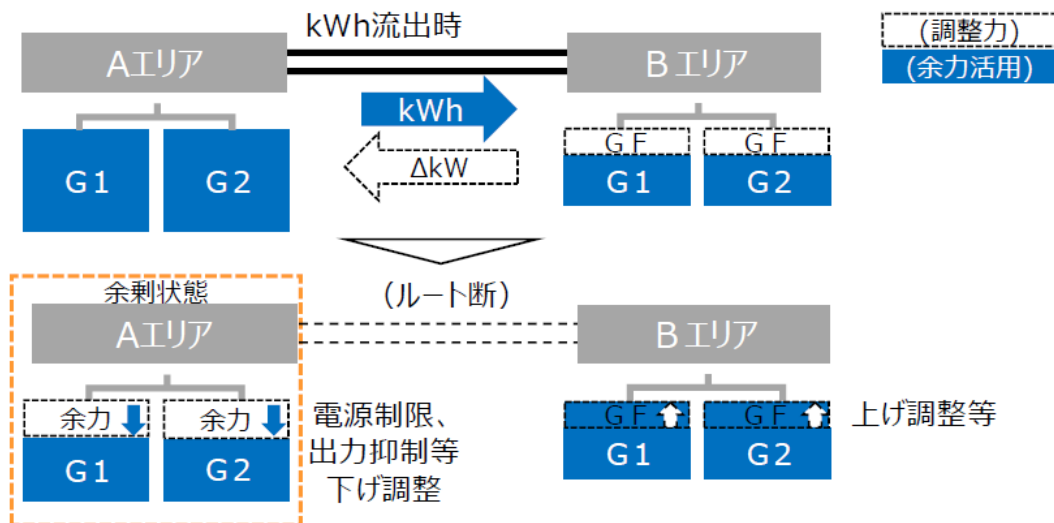
※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※8 将来「1MW」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

連系線ルート断時の対応①(連系線潮流が流出のエリア)

16

- **連系線から電力量が流出しているエリア**(下図のAエリア)については、当該エリアの需要と供給力の関係は、需要<供給力となっており、(供給力-需要)相当量が連系線を介してエリア外へ流出している形となる。
- この状況において連系線がルート断した場合、Aエリアは供給力過多となり周波数が上昇するが、それを定常状態に戻すために、エリア内の調整機能を有する電源の出力を抑制することになる。その結果、出力を抑制された調整機能を有する電源に上げ余力が生じることで一次の機能を確保することが可能となるため、広域調達の結果、Aエリアに一次が少ない状況が生じたとしても、**連系線ルート断後における単独エリアとして運用継続は可能**と考えられる(広域調達可)。
- ただし、当該エリアの供給力の大宗が再エネで構成されるなど、連系線ルート断に伴う出力抑制を実施しても、当該エリアに調整機能が存在しないような電源構成となることが予見される場合には、単独エリアとしての運用継続が困難になると考えられるため、一次の一部を自エリア内で調達するなどの対応を検討してはどうか。

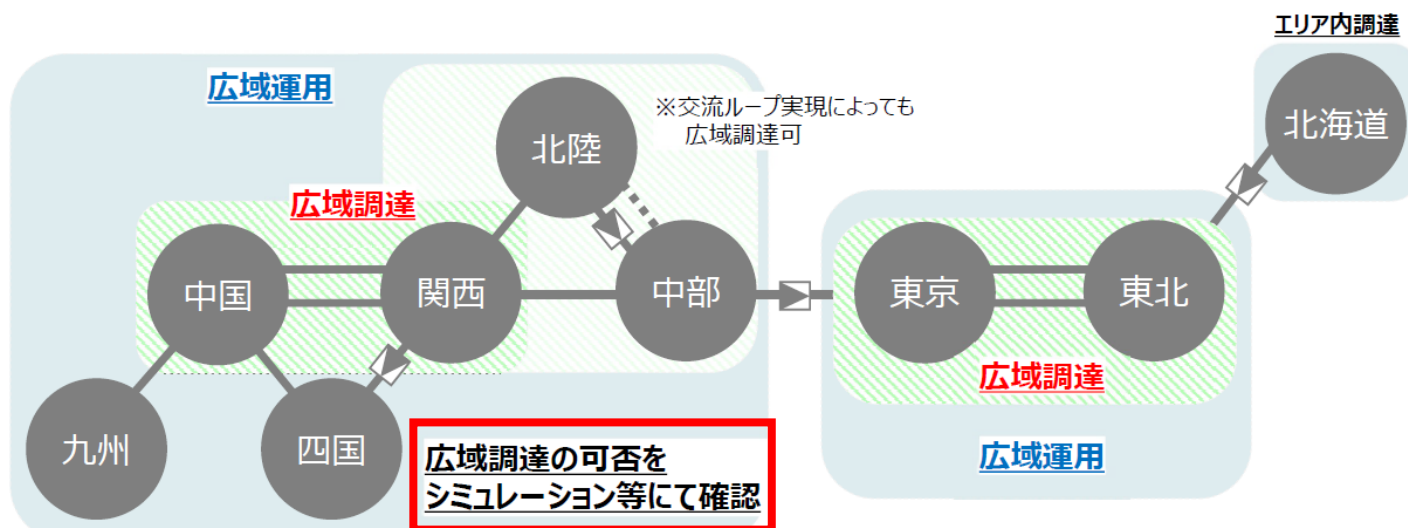


- 一次の広域調達については、60Hz系統における一部のエリアについて、シミュレーション等で確認するとしていた。

一次の広域調達に関する考え方のまとめ

21

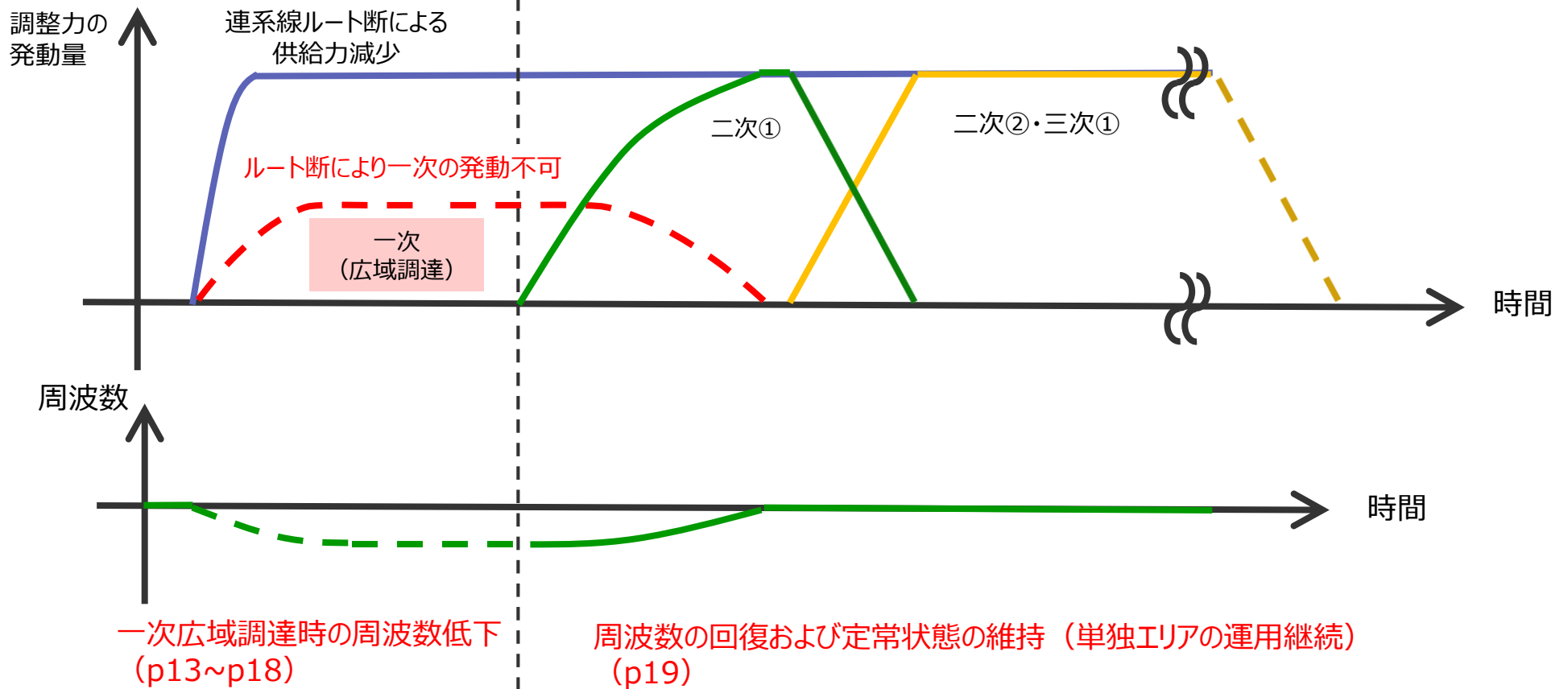
- 以上を踏まえ、N-2故障においても交流連系が保たれる東北・東京間、関西・中国間については、需給調整市場において一次の取引が開始される**2024年度から、一次を広域調達**することとしてはどうか。
- また、60Hz系統におけるその他のエリア（中部、北陸、四国、九州）については、一次が存在しない状態においてN-2故障による連系線ルート断が生じた際の供給支障の有無等を**周波数シミュレーション等により確認したうえで、広域調達の可否を判断**することとしてはどうか。なお、中部、北陸については、広域連系システムのマスタープランにおいて中地域交流ループの検討が進められており、それが実現することでも一次の広域調達は可能となる。
- なお、連系線潮流が流出のエリアにおいて、供給力の大宗が再エネで構成されるなど、連系線ルート断に伴う出力抑制を実施しても、当該エリアに調整機能が存在しないような電源構成となることが予見される場合には、一次の一部を自エリア内で調達するなどの対応を検討してはどうか。



1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

- 今回、一次の広域調達可否を検討するにあたり、一次全量をエリア外調達とした場合、周波数がどの程度低下するかをシミュレーションで確認するとともに、周波数の回復および定常状態の維持（単独エリアの運用継続）が可能かを検討した。

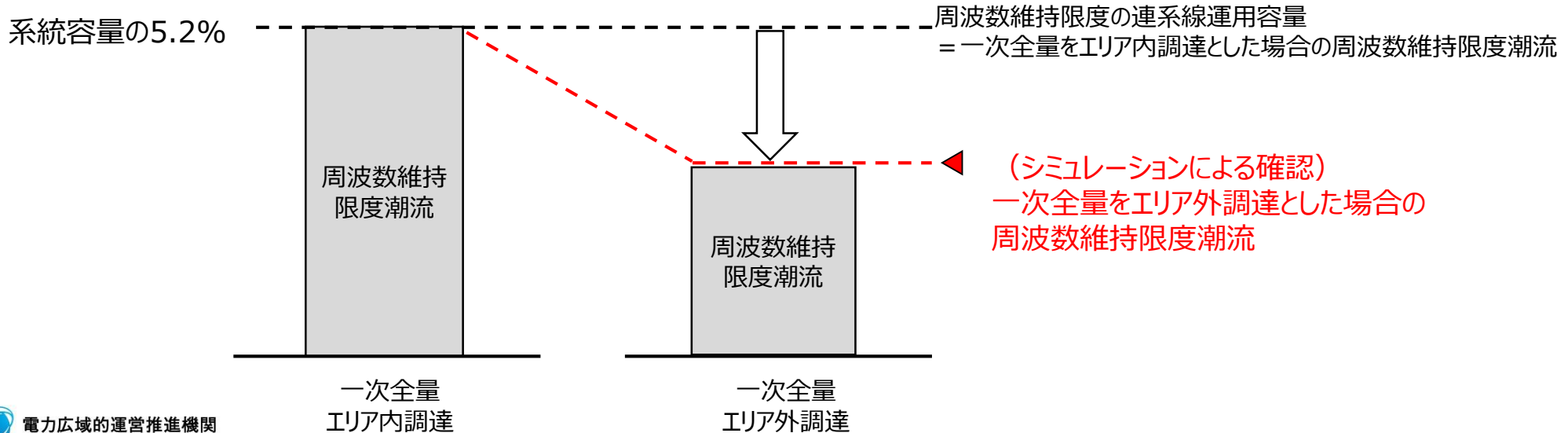
【調整力発動と周波数変動のイメージ図】



- 連系線ルート断時において周波数がどの程度低下するかは、遮断される電力に依存することになる。現状、運用容量が周波数維持限度潮流で定められている連系線については、連系線ルート断時に周波数低下を1Hz（発電機解列に至る周波数低下）に抑えるように、連系線の運用容量を設定しており、過去の電源脱落事故等の周波数低下実績をもとに系統容量の5.2%※としている。
- 一方、一次全量をエリア外調達した場合においても、発電機の連鎖脱落による供給支障を回避するためには、連系線ルート断時に周波数低下が1Hz以内となるよう、連系線潮流を押さえる必要がある。
- そこで、まずはシミュレーションにより、一次全量をエリア外調達した際の周波数維持限度潮流の値を確認した。

※現在、中西地域では周波数低下による発電機の不要解列により1Hzを下回る可能性があることから、周波数低下限度幅を0.8Hz（運用容量を系統容量の4.4%）としているが、今回は周波数低下がより大きく不要解列がない従来ケースとして検討

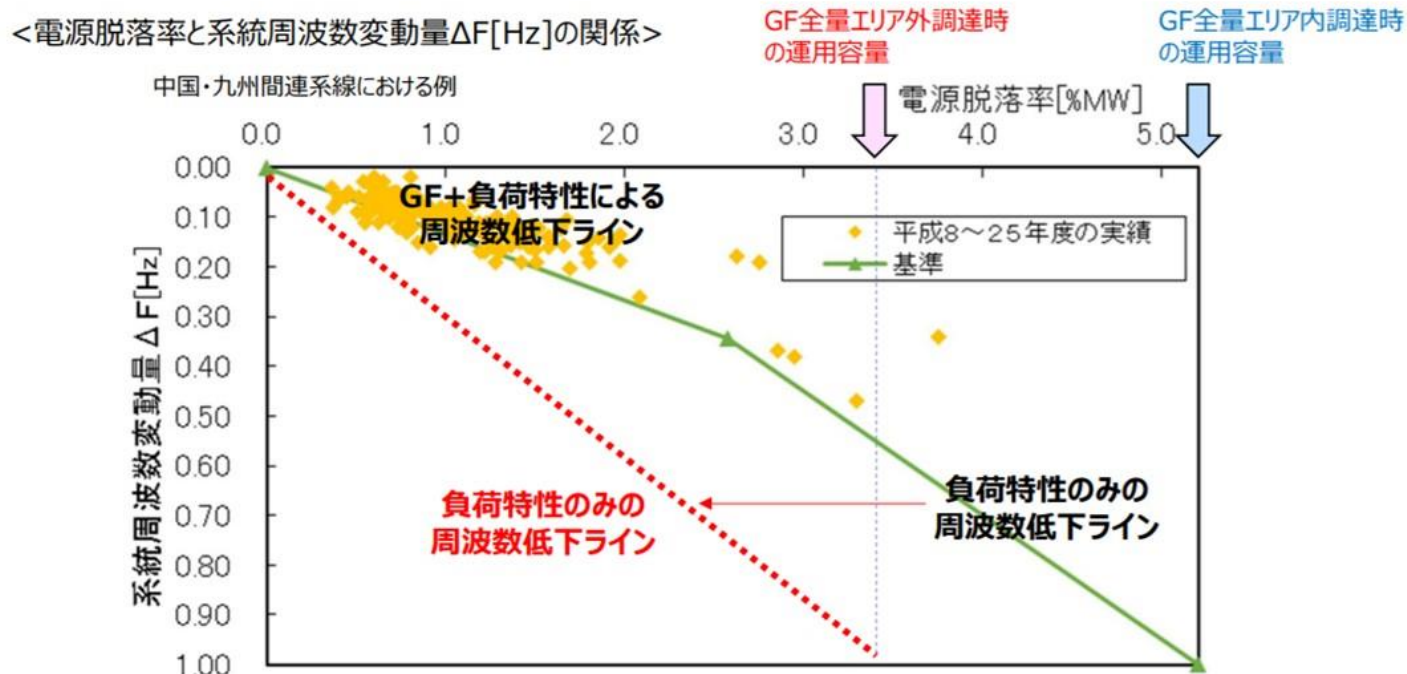
一次の広域調達に伴う周波数低下限度潮流の変化イメージ
(周波数特性が負荷特性のみとなった場合)



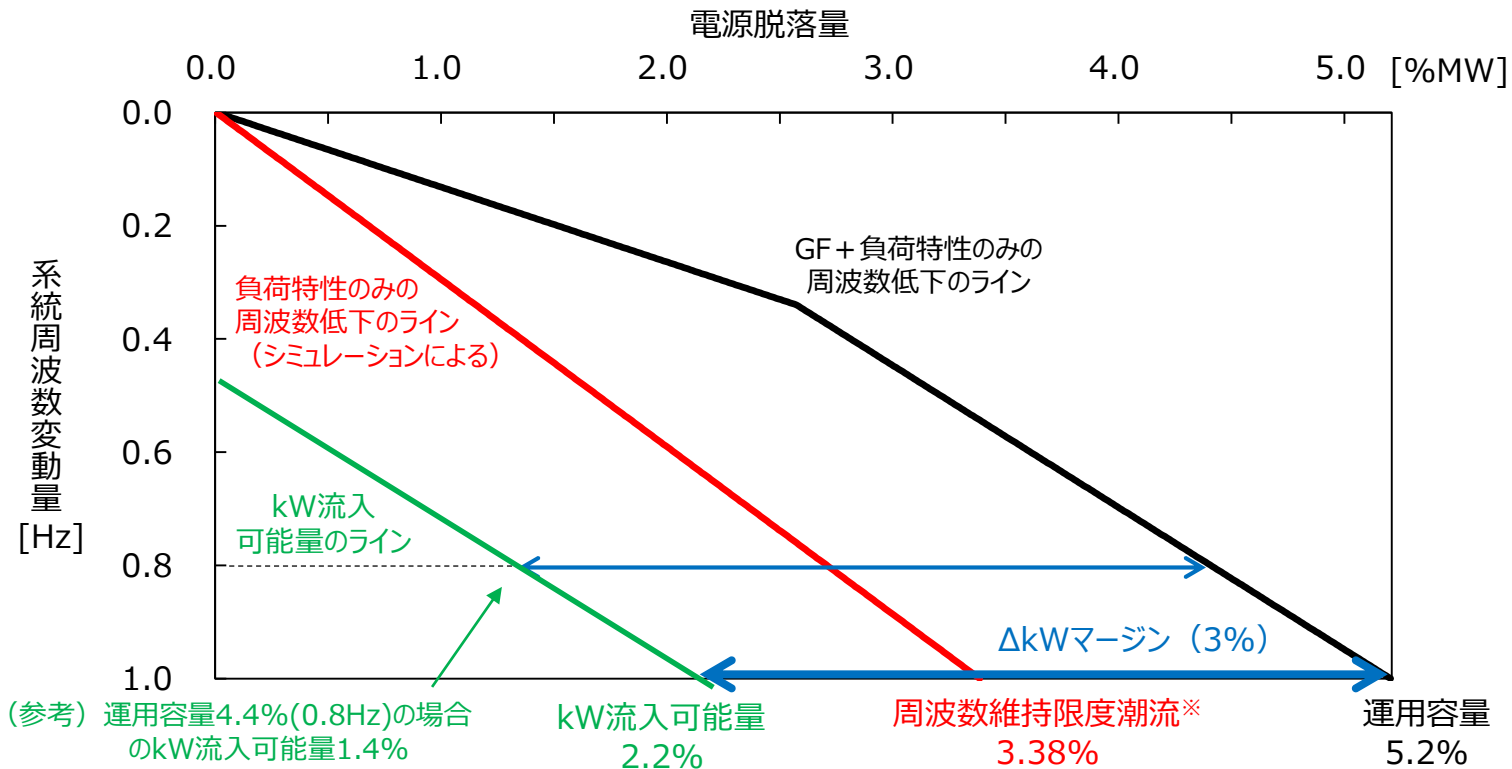
(参考) 供給力脱落時の系統周波数変動量 (系統特性)

19

- 供給力脱落時の周波数の低下度合いは、GF容量(3%)がエリア内に存在する場合、GFと負荷特性により系統容量の5.2%に相当する供給力脱落において周波数が1Hz低下することが過去の電源脱落实績等から求められおり、これが連系線における周波数維持限度になっている。
- 他方で、エリア内にGF容量が無い場合、供給力脱落時の周波数低下は負荷特性のみによることになり、周波数が1Hz低下することになる供給力脱落は系統容量の3.3%程度となる。



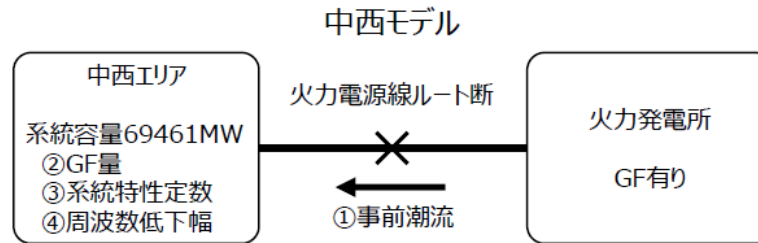
- シミュレーションの結果、一次全量をエリア外調達とした場合の周波数維持限度潮流は系統容量の3.38%となった。つまり、一次を全量エリア外調達した場合における連系線潮流が系統容量の3.38%以内であれば、連系線ルート断が発生しても周波数低下は1Hz以内に抑えることができる（発電機の連鎖脱落による供給支障は発生しない）。
- また、連系線潮流の上限（kW流入可能量）は、連系線の運用容量とマージンにより決定される。調整力の広域調達に伴い、エリア外から調整力を確保した場合には、連系線に ΔkW マージンを確保することとなり、一次の必要量が2024年度以降も概ね系統容量の3.0%であることを踏まえると、一次全量をエリア外調達した場合の連系線のkW流入可能量は2.2%（ $=5.2\% - 3.0\%$ ）となる。



※負荷特性3.38%が前提のシミュレーションであり、系統状況が変わった場合には再検討が必要

<参考> 中西モデルを用いたシミュレーションの条件と結果

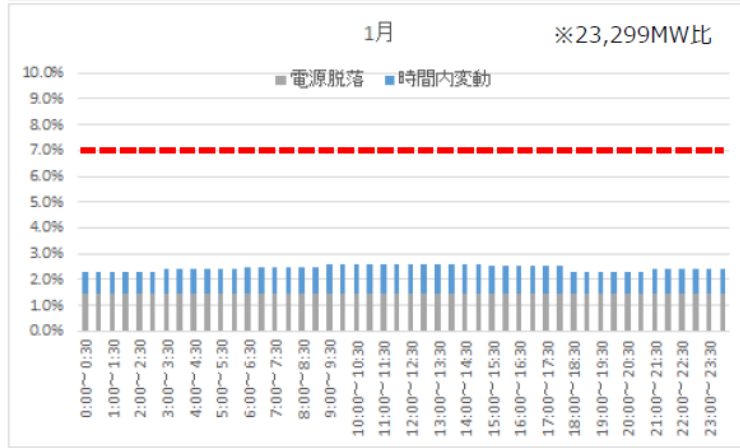
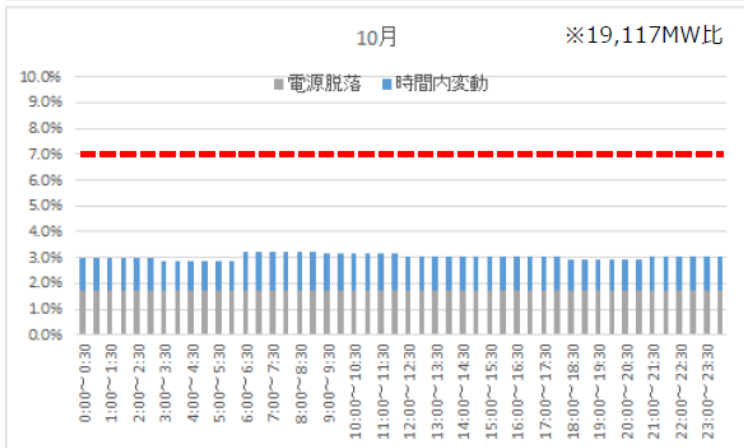
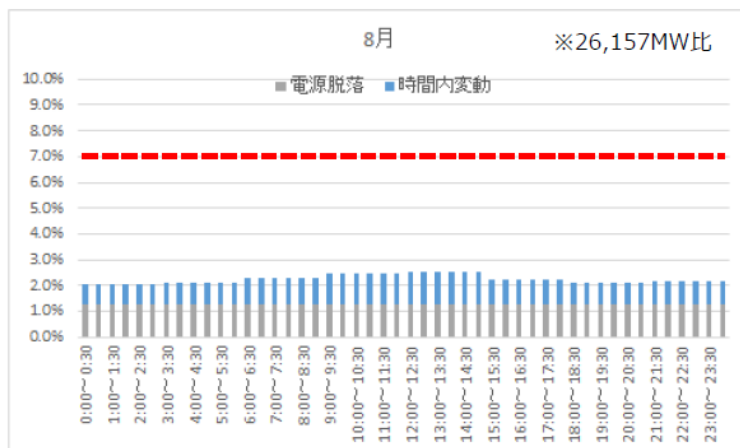
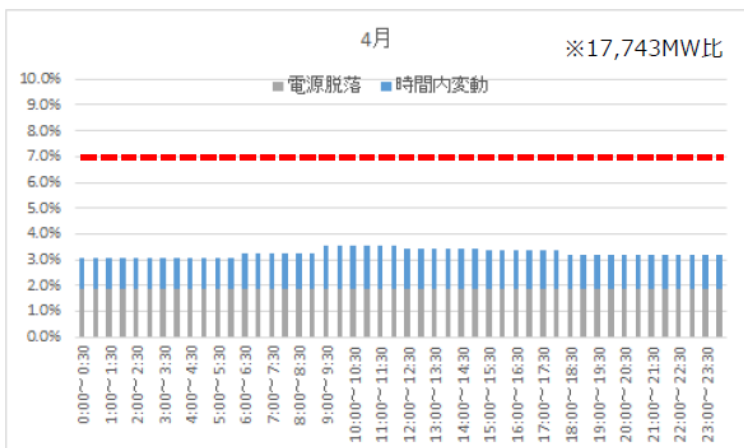
10



| | Sim1 : GF量と系統特性定数 | Sim2 : 事前潮流と周波数低下幅 |
|----|--|---|
| 条件 | ①事前潮流 : 2883MW ②GF量 : 3.0%~0.0% ③系統特性定数 : (①事前潮流 + 中西エリアPV出力低下量) ÷ (系統容量 × ④周波数低下幅) ④周波数幅低下幅 : シミュレーションで算出 | ①事前潮流 : 1225MW~2500MW ②GF量 : 0.0% (自エリアで応動するGF無し) ③系統特性定数 : 3.38%MW/Hz (Sim1で算出した値) ④周波数低下幅 : シミュレーションで算出 |
| 結果 | | <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>事前潮流=1528MW (kWh流入可能量) → 59.34Hzまで低下 (周波数低下幅0.66Hz)</p> <p>事前潮流=2348MW (周波数維持限度潮流) → 59.00Hzまで低下 (周波数低下幅1.00Hz)</p> </div> |

(参考)【中部電力エリア】一次の試算結果

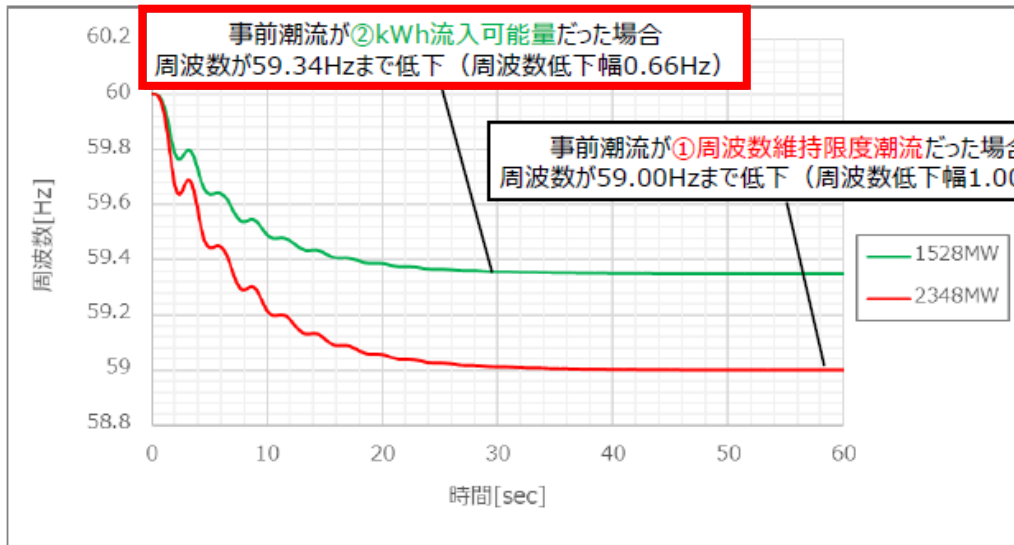
54



----- 7%ライン グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

- 一次全量をエリア外調達した場合の連系線のkW流入可能量（系統容量の2.2%）は、周波数維持限度潮流（系統容量の3.38%）より小さいため、一次全量をエリア外調達したとしても、周波数低下は1Hz以内に抑えることができる（発電機の連鎖脱落による供給支障は発生しない）と考えられるところ。
- 一方で、供給支障による社会的影響は大きいことから、一次全量をエリア外調達かつ連系線にkW流入可能量の潮流が流れている場合におけるルート断時の周波数低下についても、シミュレーションを行った。
- シミュレーション結果としては、周波数低下は最大でも0.66Hzとなり、供給支障に至らないことを確認した。

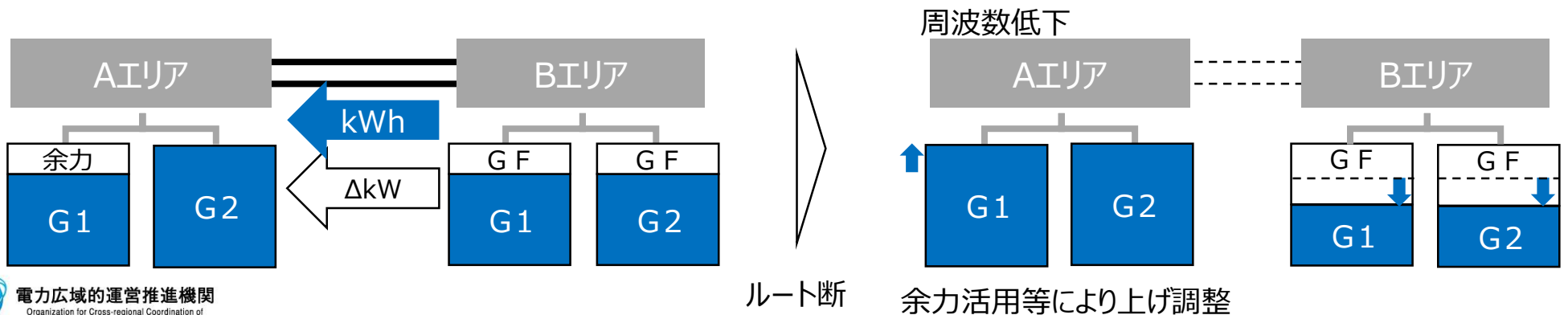
【周波数低下シミュレーション結果】



①周波数維持限度潮流（シミュレーションで算出）
= **234.8万kW**

②kW流入可能量（系統容量×2.2%）
= 69461MW × 0.022
≒ **152.8万kW**

- 前述のとおり、一次全量をエリア外調達とした場合において、kW流入可能量は周波数維持限度潮流以内となることから、ルート断直後において、連系線潮流が流入していた単独エリアの周波数低下は、1Hz以内に抑えることができる（発電機の連鎖脱落による供給支障は発生しない）。
- 一方で、ルート断発生後、単独エリアでは、周波数を定常状態に戻すために、エリア内の調整機能を有する電源の出力を増加させることになるが、エリア内に調整機能を有する電源が並列されてなければ、単独エリアでの運用継続が困難となる。
- この点については、一次の市場取引開始当初である2024年度においては、容量市場の約定結果から、各エリアに調整機能を有する電源が存在していること、また、2024年度から当面は二次①が広域運用できずエリア内調達となることを踏まえると、エリア内には一定程度調整機能を有する電源が存在していると考えられる。
- そのため、ルート断後は並列された電源の余力の範囲、または余力活用契約に伴う緊急時の追加並列などにより単独エリアでの運用継続は可能と考えられる。よって、一次の広域調達を導入したうえで、実運用における状況を確認することとしてはどうか。
- なお、将来的に、エリア内に調整機能を有する電源が存在していない、または存在していても余力がないことが予見される場合は、一次の一部をエリア内調達とするなど検討してはどうか。



(引き続き確認を行っていく項目) 調整機能あり電源の約定

52

- ほぼ全数の応札が約定されたことから、今回の約定結果は、現在の調整機能あり電源の状況と大きな変化は生じていないと推定される。
- 引き続き、毎年度の約定結果をもとに、内訳と推移の状況を確認していく。

| | 調整機能あり 電源の約定容量 | (内) LNG | (内) 揚水 | (参考) 調達量※ |
|-----------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
| 全国 | 13,704 万kW | 6,567 万kW | 2,121 万kW | 17,948 万kW |
| 北海道 | 513 万kW | 54 万kW | 74 万kW | 650 万kW |
| 東北 | 1,455 万kW | 761 万kW | 44 万kW | 2,011 万kW |
| 東京 | 4,745 万kW | 2,562 万kW | 891 万kW | 5,534 万kW |
| 中部 | 2,339 万kW | 1,549 万kW | 367 万kW | 2,703 万kW |
| 北陸 | 419 万kW | 88 万kW | 11 万kW | 582 万kW |
| 関西 | 2,068 万kW | 888 万kW | 317 万kW | 2,935 万kW |
| 中国 | 664 万kW | 230 万kW | 178 万kW | 889 万kW |
| 四国 | 601 万kW | 86 万kW | 63 万kW | 775 万kW |
| 九州 | 901 万kW | 350 万kW | 175 万kW | 1,868 万kW |

※FIT電源の期待容量を含む(全国計で1,179万kW)

3. オークション結果の集計・公表

(12) 調整機能あり電源の約定容量

31

- 調整機能あり電源の約定容量は下記のとおり。
- なお、調整機能ありの非落札電源の応札容量の総量は1,087万kWだった。

| | 調整機能あり 電源の約定容量 | (内) | | (参考) 調達量※ |
|-----------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | LNG | 揚水 | |
| 全国 | 12,817 万kW | 6,200 万kW | 2,204 万kW | 18,740 万kW |
| 北海道 | 459 万kW | 54 万kW | 74 万kW | 635 万kW |
| 東北 | 1,305 万kW | 656 万kW | 0 万kW | 1,973 万kW |
| 東京 | 4,596 万kW | 2,620 万kW | 933 万kW | 5,914 万kW |
| 中部 | 2,142 万kW | 1,351 万kW | 371 万kW | 2,736 万kW |
| 北陸 | 422 万kW | 88 万kW | 11 万kW | 660 万kW |
| 関西 | 1,756 万kW | 754 万kW | 372 万kW | 2,785 万kW |
| 中国 | 670 万kW | 244 万kW | 181 万kW | 1,219 万kW |
| 四国 | 558 万kW | 86 万kW | 63 万kW | 859 万kW |
| 九州 | 910 万kW | 347 万kW | 198 万kW | 1,958 万kW |

※ FIT電源等の期待容量等を含む。(全国計で2,206万kW)

商品導入スケジュール

- **三次②は、2021年度から広域調達を開始。他方、三次①は2022年度から、一次～二次②は2024年度からと、段階的に市場調達が開始される予定である。**

| 商品 | 年度 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024～ (容量市場開設) |
|---------------|-----|-------------|------|--------|--------|------|--|
| 需給調整市場 の商品 | 三次② | | | (広域調達) | | | |
| | 三次① | | | | (広域調達) | | |
| | 二次② | | | | | | (広域調達) |
| | 二次① | | | | | | (24～26年 エリア内調達) (27年～ 広域調達※1) ※1広域運用が実現した後開始 |
| | 一次 | | | | | | (広域調達※2) ※2中部、北陸、四国、九州は シミュレーションで確認後検討 |
| 電源 I -a (kW) | | エリア内公募 (年間) | | | | | 容量市場 (オークションは4年前) |
| 電源 I -b (kW) | | エリア内公募 (年間) | | | | | |
| 電源 I' (kW) | | エリア内公募 (年間) | | | | | |
| 電源 II | | エリア内公募 (随時) | | | | | (余力活用) |
| 電源 II' | | エリア内公募 (随時) | | | | | |
| ブラックスタート | | 電源 I 公募時に公募 | | | | | 公募 (公募は4年前) |

出所) 広域機関提供の情報より、一部事務局にて作成

5

⑦ 緊急時の追加起動

36

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指令したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。
- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力 (ΔkW) の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場で ΔkW を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。必要な ΔkW は需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合、若しくは必要な ΔkW が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を許容することとしてはどうか。

1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

- 一次の市場取引が開始される2024年度から交流連系されているエリアにおいて、一次の広域調達を開始することとしてはどうか。
- 将来的に、エリア内に調整機能を有する電源が存在していない、または存在していても余力がないことが予見される場合は、一次の一部をエリア内調達とするなど検討してはどうか。

【周波数シミュレーション結果を踏まえた一次の広域調達エリア】

