

「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」 の進め方等について

2024年7月19日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

1． 背景と課題認識

2． 状況変化（過去検討振り返り）

3． 今後の進め方（検討体制・スケジュール）

（参考）各課題の詳細論点

1. 背景と課題認識

2. 状況変化（過去検討振り返り）

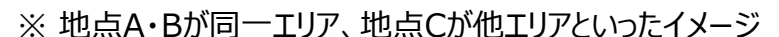
3. 今後の進め方（検討体制・スケジュール）

（参考）各課題の詳細論点

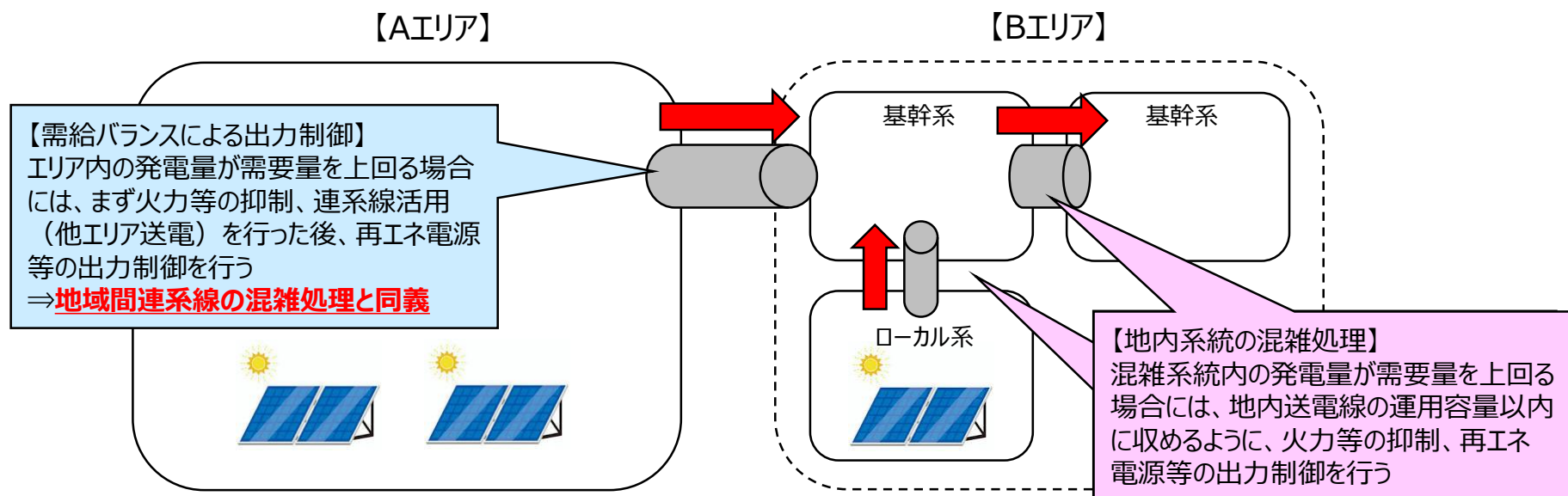
- 2021年1月から始まった基幹系統のノンファーム型接続受付開始に伴い、至近年次で複数エリアでの混雑発生が見込まれ、また、今後の再エネ大量導入に伴い、更なる地内混雑の進展も予想される。
- 加えて、2024年4月から需給調整市場が全面運開したことに伴い、全ての調整力（一次～三次②）の必要量の考え方が見直され、これらは従来のエリア調達から広域調達に移行することとなった（二次①は2027年度以降）。
- この点、第45回需給調整市場検討小委員会（2024年2月7日）において、現在使用している系統特性定数（1Hz低下する電源脱落率）の前提が変化している（今後変化する）可能性があることから、系統特性定数の見直し（周波数要因で決まる運用容量や系統分離時の運用に与える影響）等について検討を進める必要があるとされたところ。
- また、第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）において、将来（同時市場）における ΔkW 確保エリア内の混雑対応（発動制限 ΔkW への対応）として、フリンジで対応する方法が示され、まずこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深掘り検討を行うとされたところ。
- こうした、2024年度以降の状況変化（調整力調達の変化、系統混雑の進展等）は、地域間連系線および地内送電線の運用容量等にも影響を及ぼす重要な要素であることから、**制度と運用が両立した最適な運用容量等の在り方**を目指し、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下「調整力等委」という。）の下に、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」（以下「運用容量等作業会」という。）を設置する。

- ※ 早期把握できた課題の一例として、「系統特性定数」「フリンジ」等が挙げられる。
(言い換えると、今後、新たな課題が顕在化した暁には、検討フォーカスに加える)

- ・調整力 (ΔkW) の偏在が進展
- ・不特定多数の箇所で混雑が発生



- 日本における今後の再エネ大量導入を見据えると、需給バランスによる出力制御（優先給電ルール）の実施増、ならびに基幹系・ローカル系問わず地内混雑（系統容量）による出力制御の実施増が課題になると考えられる。
- これら、需給バランスによる出力制御と、地内系統の混雑管理については、本質的には同じ課題だという認識の元、地域間連系線と地内系統を区別することなく、今後大量導入される再エネも含めた全ての電源について、市場原理によって、安定供給と社会コスト最小化を両立させる視点が重要と考えられる。



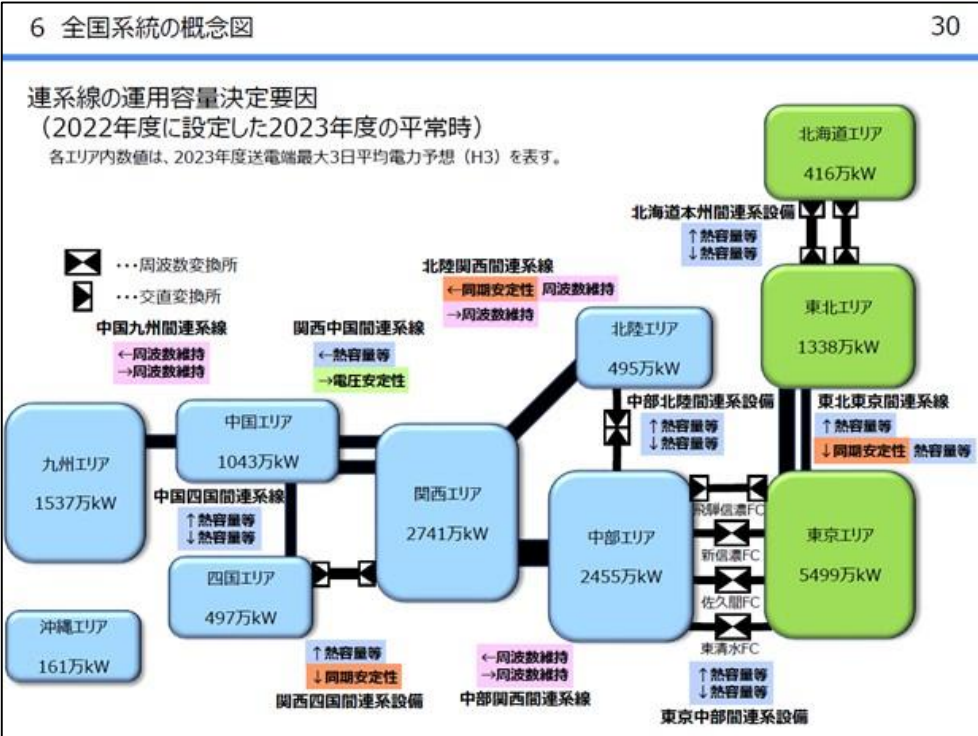
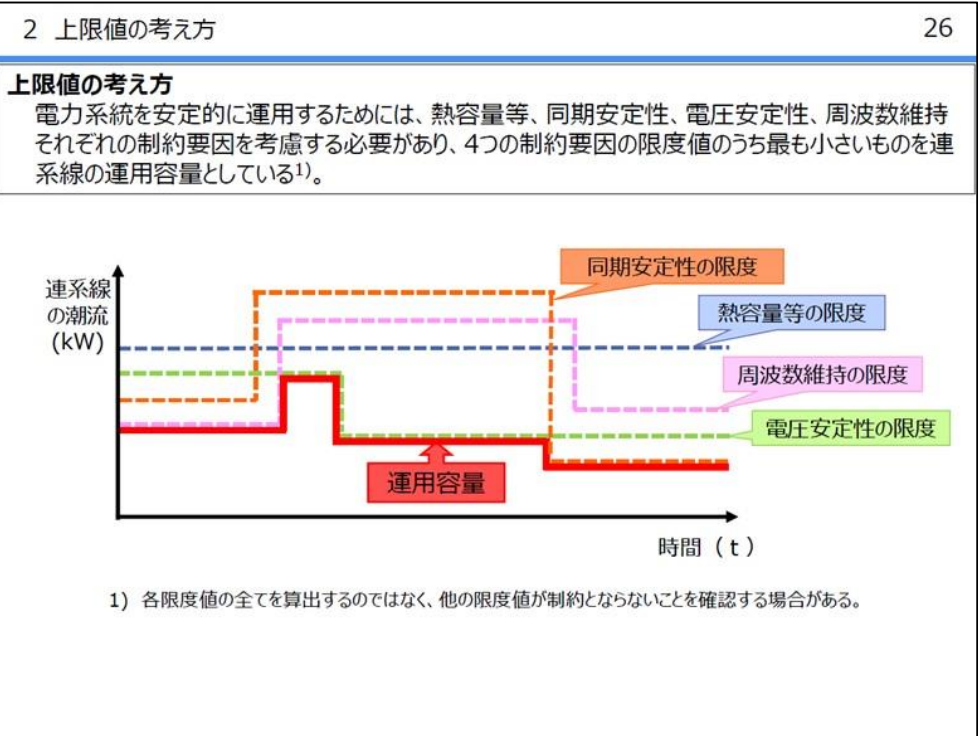
1． 背景と課題認識

2． 状況変化（過去検討振り返り）

3． 今後の進め方（検討体制・スケジュール）

（参考）各課題の詳細論点

- 地域間連系線の運用容量は、電力系統を安定的に運用する観点から、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれについて、一定の想定故障を織り込んだうえでの制約要因を検討し、これら4つの制約要因の限度値のうち、最も小さいものを連系線の運用容量（上限値）としている。
- なお、運用容量は連系線および方向毎に検討されるため、いずれの制約要因が運用容量となるかはそれぞれ異なる。



3 制約要因 (熱容量等)

27

【熱容量等】

流通設備（送電線、変圧器等）の健全時、または電力設備のN-1故障（送電線1回線故障、変圧器1台故障、発電機1台故障等）時において、流通設備を継続的に使用できるよう、熱容量（当該設備に電流が流れたときの上限温度により決まる潮流値）または設計上の許容値による連系線潮流の限度値をいう。



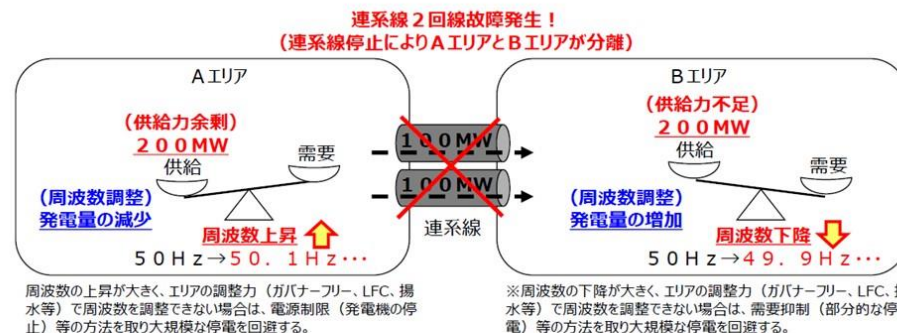
- ✓ 流通設備の故障時には、その設備に流れていた潮流が、他の健全な流通設備に加わる（回り込む）ことを考慮する必要がある。
- ✓ 潮流が一定時間以上限度値を超えると、保護機能により流通設備が停止し、停電に至る等のおそれがある。（保護機能が動作しなかった場合は設備の損壊に至るおそれがある）
- ✓ 熱容量の限度値は、外気温度等に影響されるが、需要の大小には影響されない。

5 制約要因 (周波数維持)

29

【周波数維持】

連系線が遮断し電力系統が分離した場合において、電力系統の周波数を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。



- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で連系線故障が発生し、連系線が保護機能により停止すると、周波数の変動により、停電等に至るおそれがある。
- ✓ 周波数維持の限度値は、一般的に需要が大きいと高く、需要が小さいと低い※。
※需要が大きいと、発電機の運転台数が多く調整力が大きくなり、周波数変動の割合が小さくなる。需要が小さいとその逆となる。

4 制約要因(同期安定性、電圧安定性)

28

【同期安定性】

通常想定し得る範囲の同期状態に影響を与える電力設備(送電線、変圧器、発電機等)の故障において、発電機の同期状態が保たれ、発電機の安定運転が維持できる連系線潮流の限度値をいう。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、同期状態が不安定となり、多数の発電機が保護機能により停止した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
- ✓ 同期安定性の限度値は、一般的に発電機の運転台数が多い(需要が大きい)と高く、発電機の運転台数が少ない(需要が小さい)と低い。

【電圧安定性】

通常想定し得る範囲の電圧状態に影響を与える電力設備(送電線、変圧器、発電機等)の故障において、電力系統の電圧を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、安定的な電圧状態が維持できなくなり、電力設備が保護機能により停止(発電機の停止や需要の脱落等)した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
- ✓ 電圧安定性の限度値は、一般的に需要が大きいと低く、需要が小さいと高い。

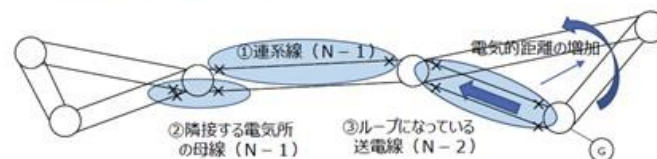
3-3 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障

15

◆ 同期安定性・電圧安定性は電氣的距離の増加により不安定になることから、以下の3種類の故障を想定する。

◆ 想定故障

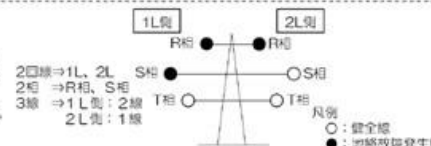
- ① 連系線(N-1故障)¹⁾²⁾
⇒ルートの減少(連系線2回線 → 1回線)
- ② 連系線に隣接する電気所の母線(N-1故障)¹⁾
⇒ルートの減少(「連系線+隣接する送電線2回線」→ 1回線)
- ③ ループになっている送電線(N-2故障(ルート断))³⁾



- 1) 連系線及び隣接する電気所の母線故障については、N-2故障は連系線分離となり、周波数維持要因となるためここでは考慮しない。但し、連系線が2ルートでループとなっている箇所は連系線分離とならず、連系線のN-2故障(ルート断)を想定する。
- 2) 北陸エリアでは、2回線2相3線故障の頻度が比較的多く北陸間西間連系線では想定故障に含める。
- 3) ここでいうN-2故障は同一鉄塔に支持されている送電線等の2回線故障を指し、独立した設備の2箇所同時喪失を伴う故障は含めない。

【2回線2相3線故障のイメージ】

北陸エリアでは、送電線2回線またがり故障の頻度が多いため、2回線2相3線故障を想定故障に含めている。
2回線2相3線故障とは右図のような故障を言う。

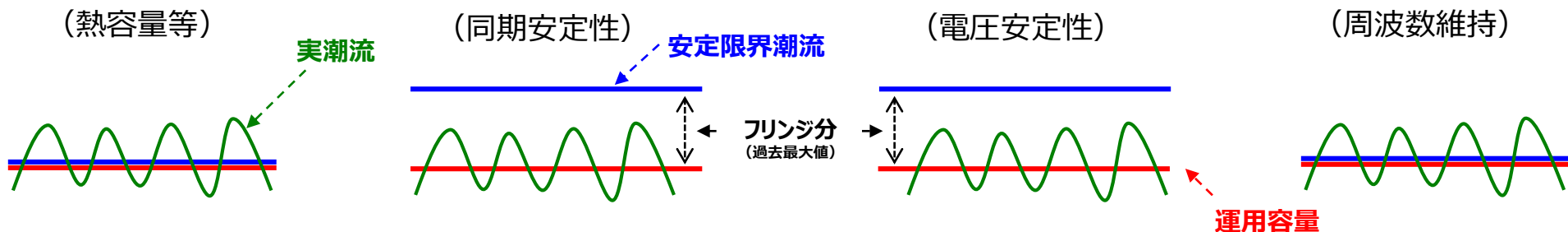


- 地域間連系線を流れる潮流は、時々刻々と変化する需要変動や発電機制御遅れによる応動等が瞬時的な潮流変動（フリンジ）として表れ、連系線の指令実績（P0）と潮流実績が完全には一致しないといった特徴を有する。
- そのため、現行でも、同期安定性・電圧安定性の限度値で運用容量が決まる連系線は、想定事故時の安定性を維持する上での限界潮流（安定限界潮流）からフリンジ分を減算しており、平常時においては、一瞬たりとも安定限界潮流を超過させない※1といった考え方になっている。
- なお、フリンジは連系線潮流実績値（GF・LFC・EDC・kWh）と計画値※2（EDC・kWh）の差分を正規分布に置き換えた時の 3σ （99.7%）の値より設定しており、主には時間内変動（GF・LFC）成分が、フリンジとして設定されている。

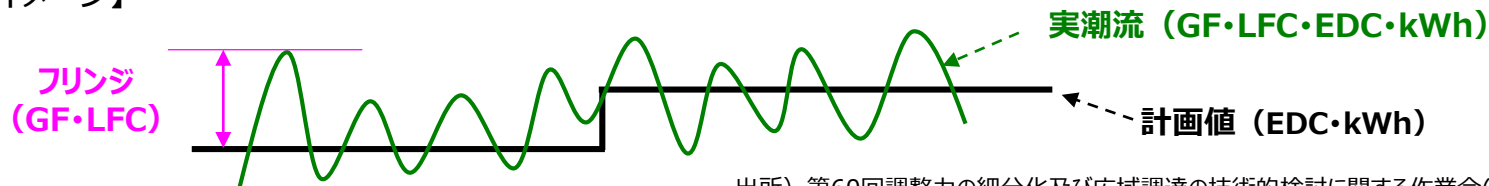
※1 熱容量等については積分量として超過しなければ機器寿命に影響を与えないこと、周波数については常時周波数変動（ $\pm 0.2\text{Hz}$ ）を考慮していることから、フリンジ分については考慮していない（一瞬の安定限界潮流の超過は許容している）。

※2 地域間連系線については卸取引市場での約定結果やエリア間インバランス（調整力kWh市場）等をもとに随時更新される計画値が存在。

【地域間連系線（平常時イメージ）】



【フリンジのイメージ】



3-4 常時潮流変動分（フリンジ量）

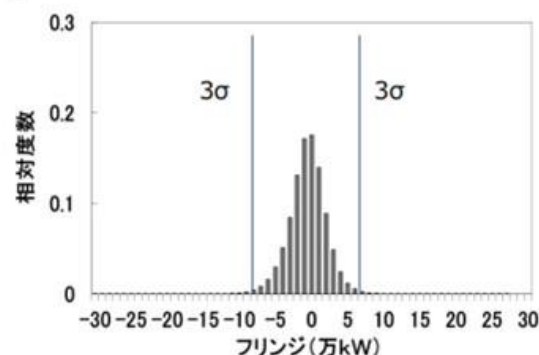
16

◆ 常時潮流変動分（フリンジ量）¹⁾

連系線潮流実績値から計画値とのズレを求め、正規分布に置換えた時の 3σ （99.7%）の値より以下の通り設定する。

- ① 限界潮流を超えないように過去5年の実績の最大値を切り上げる
- ② 利便性を考慮して万kW単位とする

- 1) 送配電等業務指針第195条第2項第2号及び第3号に規定される同期安定性及び電圧安定性の運用容量算出において、各制約要因での限界となる連系線潮流の最大値から控除されるもの（瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量）



◆ フリンジの設定値（万kW）

	実績 3σ 値					今回の 設定値	前回の値 (参考)
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度		
東北東京間連系線	19.5	19.7	30.3	33.9	29.0	34	34
中部関西間連系線	23.4	23.9	27.1	33.7	33.6	34	34
北陸関西間連系線	9.2	9.1	10.7	11.2	12.4	13	12
関西中国間連系線	28.3	29.8	29.7	30.9	32.3	33	31
中国四国間連系線	8.7	9.9	11.9	11.5	13.8	14	12
中国九州間連系線	20.9	21.2	21.4	21.4	22.1	23	22

- 周波数要因で決まる運用容量においては、系統特性定数を用いて下記のとおり、運用容量を算出している。
 - 運用容量[MW] = 想定需要[MW] × 系統特性定数[%MW/Hz] × 周波数低下限度幅[Hz]
- 系統特性定数とは、電源脱落率[%MW]と周波数変化量[Hz]の関係から求まる“1Hz低下する電源脱落率”を表しており、過去実績やシミュレーションにより算出された値を使用している。
- この系統特性定数の傾きは、周波数低下時に自端制御で出力上昇する発電機のカバナフリー機能（以下、GF）が大きく関係しており、周波数の下がり始めは発電機特性（GF）＋負荷特性の傾きとなるが、一定程度周波数が低下すると負荷特性のみの傾きになると言われている。

運用容量への影響（平常時）5

- 中西エリアの連系線の運用容量は、周波数常時変動分の0.2Hzを考慮し周波数低下限度幅を0.8Hzとして、**連系線ルート断時においても周波数が59.0Hz以下にならないように算出している**。このため、連系線ルート断故障発生時には、周波数が59.0Hz付近まで低下する可能性がある。
- 以下に示す連系線においては、運用容量の算出に負荷遮断は織込んでいないが、負荷側UFRによる負荷遮断の周波数を59.1Hzとしたことにより、**連系線ルート断により周波数が59.1Hzまで低下した場合は、負荷側UFRが動作し負荷遮断に至る**。
 - ・ 中部関西間連系線（関西向）
 - ・ 北陸関西間連系線（関西向）
 - ・ 中国九州間連系線（両方向）
- 負荷遮断を回避するために、ルート断時に周波数が59.1Hz以下にならないよう運用容量を減少させることも考えられるものの、負荷遮断に至るのは以下の条件を同時に満たす場合であり、極めて稀頻度であることから**運用容量は見直さないこととする**。
 - ・ 稀頻度故障であるルート断が発生すること
 - ・ 故障発生直前の周波数が60Hzより0.1Hz以上低下していること

変動幅	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
0.1Hz以内	99.21	99.17	99.22	99.08	99.17
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

(参考)電気の質に関する報告書
-2017年度実績- より抜粋

図4（中西地域、2013～2017年度）0.1Hz以内周波数時間滞在率

(参考) 供給力脱落時の系統周波数変動量 13

(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実績等から求められ、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。

<電源脱落率と系統周波数変動量ΔF[Hz]の関係>

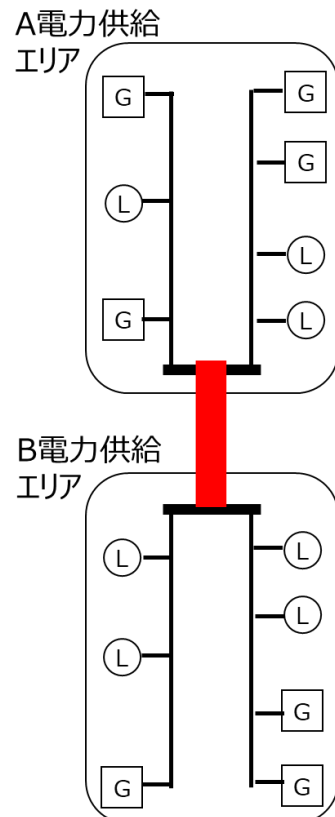
出所) 第24回需給調整市場検討小委員会 (2021年6月23日) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/2021_jukyuchousei_24_haifu.html

- https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/files/jukyu_shijyo_45_03.pdf

- これまで地内では系統混雑が発生しないよう送電設備を形成してきたため、地域間連系線のみ混雑が発生してきた（フェーズ0）が、今後はノンファーム型接続の適用の拡大にともない、地内でも系統混雑が発生する。
- 地内混雑は、初めは特定の少数の箇所のみで発生し（フェーズ1）、次第に不特定多数の箇所で発生する（フェーズ2）ものと考えられる。

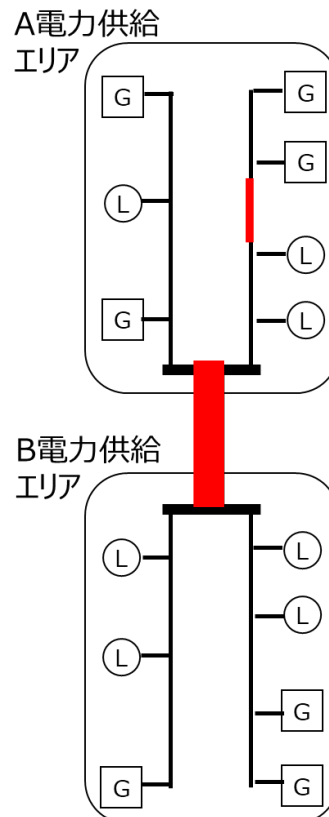
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



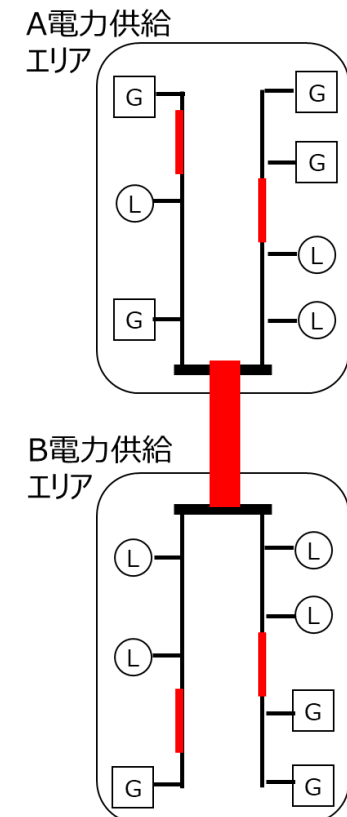
フェーズ1

（特定の少数の箇所で地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所で地内混雑）

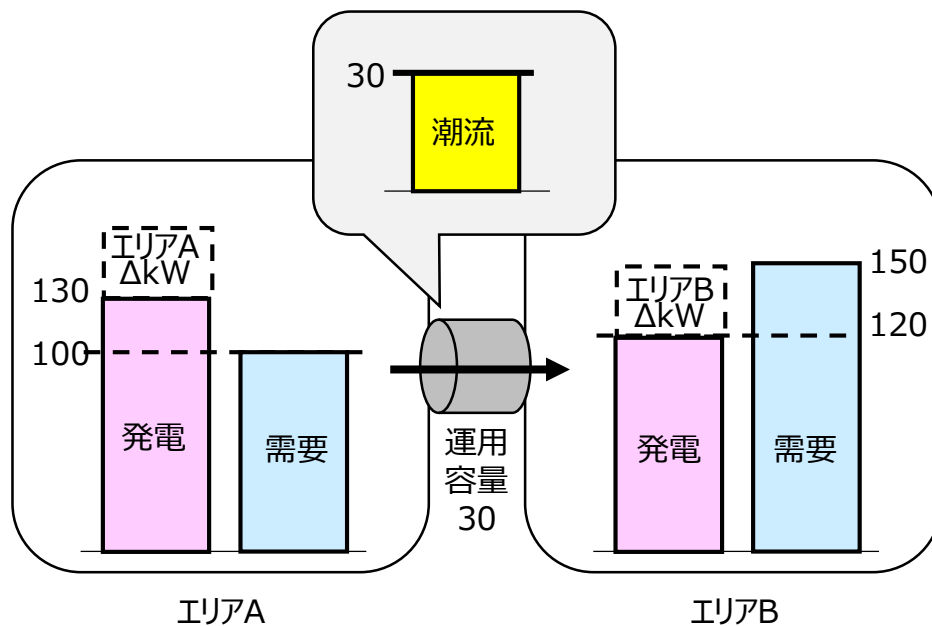


赤線：混雑発生箇所

- 現行の日本は、「連系線しか混雑が発生していない」かつ「エリア単位の調整力必要量が存在している」ことを前提にエリア外から広域調達する時のみ、地域間連系線に ΔkW マージンを設定することで ΔkW 発動制限を回避している（一方で前述のフリンジと ΔkW マージンが二重確保になっているとも考えられる）。
- また、今後は、地内系統においても不特定多数の箇所で混雑が発生する（フェーズ2）ものと考えられ、 ΔkW 確保エリアを細分化し続ける、あるいは混雑系統で確保した ΔkW を非混雑系統で代替確保する（持ち替える）ことは、非現実的かつ非効率的と考えられるところ。

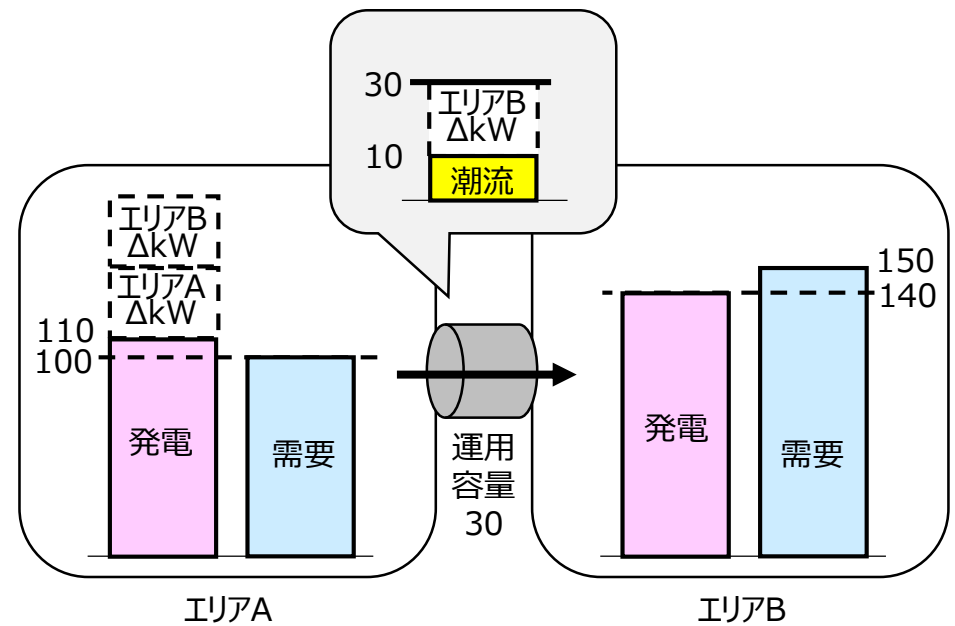
【 ΔkW 確保エリアの細分化】

（必要量をエリア単位に分け、エリア内調達）

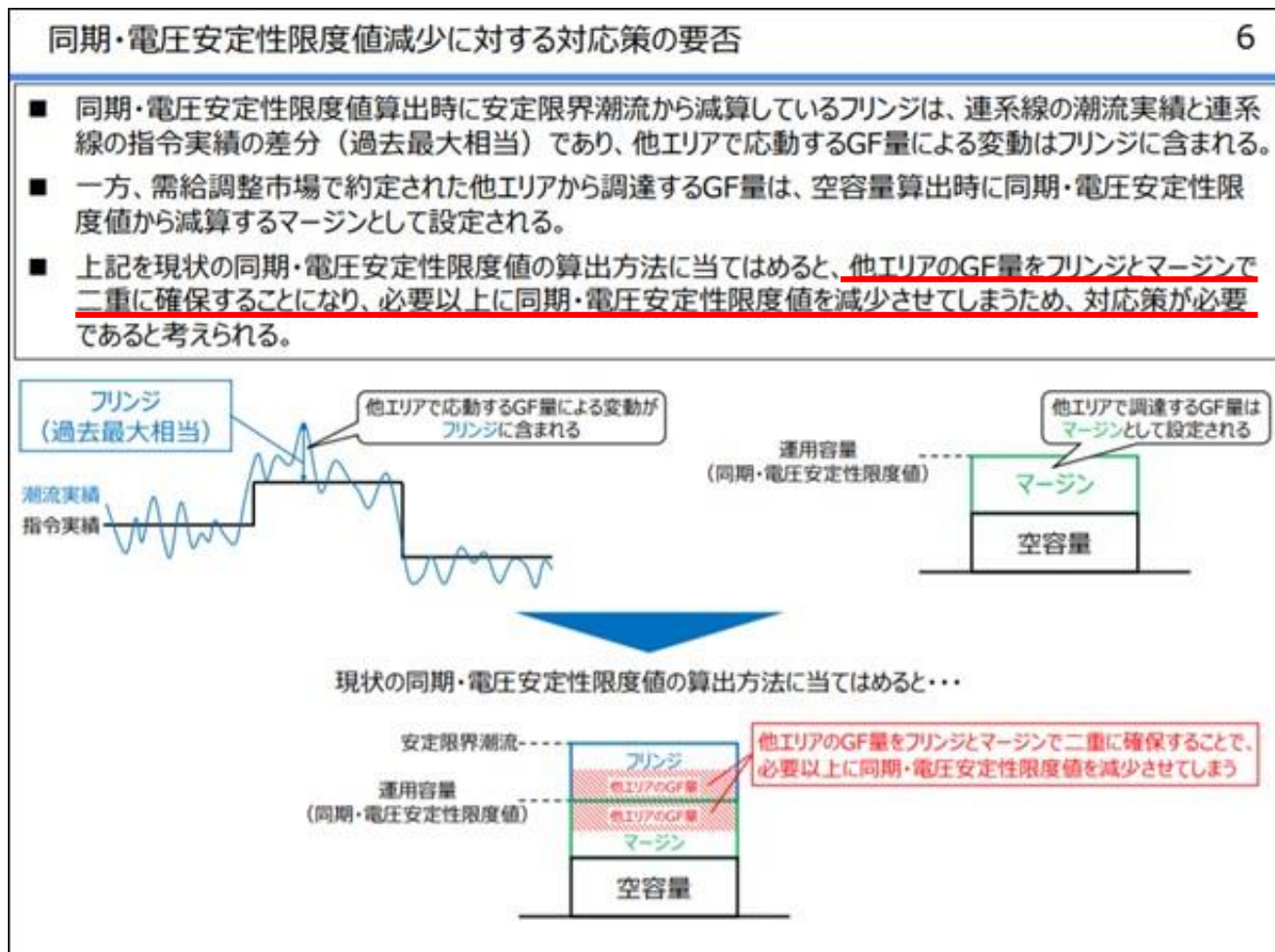


【調整力の広域調達】

（連系線 ΔkW マージン設定し、発動制限回避）



- 広域調達したGF（一次）については、本来フリンジに含まれており、 Δ kWマージンでも確保すると、二重確保になるとも考えられるが、広域調達時のフリンジが過去最大を超えないとも限らないことから、2024年のGF（一次）広域調達開始当初は Δ kWマージンでも確保（二重確保）し、実績等を見て考え方を見直すこととしている。



- 地内系統混雑が発生した場合、約定していた ΔkW は発動できなくなるため、現行業務フロー（再給電方式）では、非混雑系統で ΔkW の代替確保を行うこととしている。（発動制限 ΔkW への対応）

まとめ

38

- 第75回（2023年1月27日）制度検討作業部会での議論を受け、現行の業務フロー（再給電方式）を念頭にした ΔkW 代替確保方法、および混雑を考慮した ΔkW 約定の可否について検討した結果は以下のとおり。
 - ＜現行の業務フロー（再給電方式）を念頭にした ΔkW 代替確保方法＞
 - ✓ 前日17時頃に、TSOは混雑発生（計画潮流が運用容量超過）および混雑系統の ΔkW 発動制限が予見可能であり、前日17時以降、可能な限り早い時間帯に、混雑系統の ΔkW のリリースおよび非混雑系統において ΔkW の代替確保が行われることとなる
 - ✓ ΔkW リリース後に時間前市場は取引されるため、リリース ΔkW を時間前市場へ入札してよいかも論点となるが、リリースされた約定 ΔkW は特定負担であることを踏まえ、混雑発生が予見可能となる前日17時以降の発電計画反映分（時間前約定・電源差替等）との平仄をどのように考えるのか、また、現状、再給電費用が一般負担と整理されていることまで含めた検討が必要となるため、引き続き国とも連携して検討を進めていく
 - ＜混雑を考慮した ΔkW 約定の可否＞
 - ✓ TSO側で混雑発生が予見可能になるのは、翌日計画策定後の前日17時頃となるため、現行の需給調整市場の仕組み（取引スケジュール）では、混雑を考慮した ΔkW 約定は不可能となる
 - ✓ 米PJMのkWh・ ΔkW 同時最適化ロジックにおいても、混雑に伴う ΔkW 発動制限が存在していると考えられる。
 - ✓ その対応策として、「 ΔkW 確保エリアを細分化」と、「kWhだけでなく ΔkW も送電容量制約に考慮して混雑処理する方法（ ΔkW も考慮した混雑処理）」の2つが考えられるが、後者については海外でも採用事例がなく、その理由の深掘りが必要である
 - ✓ よって、不特定多数箇所で混雑発生するフェーズ2を念頭に、将来の系統混雑時の ΔkW 確保の在り方について、引き続き海外事例も参考にしながら、検討を深める

- 将来の同時市場においては、エリア単位で必要量調達を行うのではなく、広域運用単位における不等時性を考慮した必要量算定・ ΔkW 確保を行うことで調整力必要量を低減する方向性が示されている。
- これにより、 ΔkW 確保エリア内の混雑対応（発動制限 ΔkW への対応）としては、地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けがなくなるため、同時市場においては、地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方（フリンジで対応する方法）とする方向性が挙げられている。
- 上記による発動制限 ΔkW への対応可否について、深掘り検討を行うことが必要と考えられる。

まとめ（3 / 5）

中間（前回）
報告内容

最終（今回）
報告内容

89

<各商品必要量の算定式>

- ✓ 現在（2024年）の需給調整市場での必要量をベースとし、同時市場へ移行したと仮定した場合の必要量の試算結果としては、現行必要量の50～80%程度となることが確認された。
- ✓ 日本におけるリソース起動特性等を踏まえ、予備力の確保量を検討した結果、GC以降のEDC必要量相当に加え、「前日からGCの残余需要予測誤差の30%程度を確保する」ことが、安定供給・コストの両面から現時点では適切であると整理された。
- ✓ 上記を踏まえ、将来的な需給調整市場における必要量（③）ならびに、将来的な同時市場における必要量（④）を試算したところ、調整力必要量の比率としては「領域③：14.9%」「領域④：9.0%」となり、**再エネの導入量が増加する中で調整力必要量の増加が見込まれるが、同時市場への移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件の変更）によって低減可能といった結果が得られた。**
- ✓ 米国と日本の違い、ならびに地内混雑発生に伴う将来課題や現行手法の非効率性を踏まえ、まずもって広域運用単位での ΔkW 確保エリア（sub-zone）の拡大を基本とした際、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるのが基本的な考え方となる。
- ✓ こういった中、同時市場における ΔkW 確保エリア内の混雑対応（発動制限 ΔkW への対応）として、現行同様、フリンジで対応する方法について検討された。
- ✓ 制約要因の考え方や電源脱落の取り扱いについては踏襲することとした一方、フリンジの取り扱いについて考え方を統一することが望ましく、この点、地域間連系線と同様（同期安定性・電圧安定性に対してフリンジ考慮）にすることで、発動制限 ΔkW に対応する方向性が提示されたところ。
- ✓ まずはこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深掘り検討を行い、解決が困難な課題が顕在化した場合は必要に応じて見直しを行っていく予定。

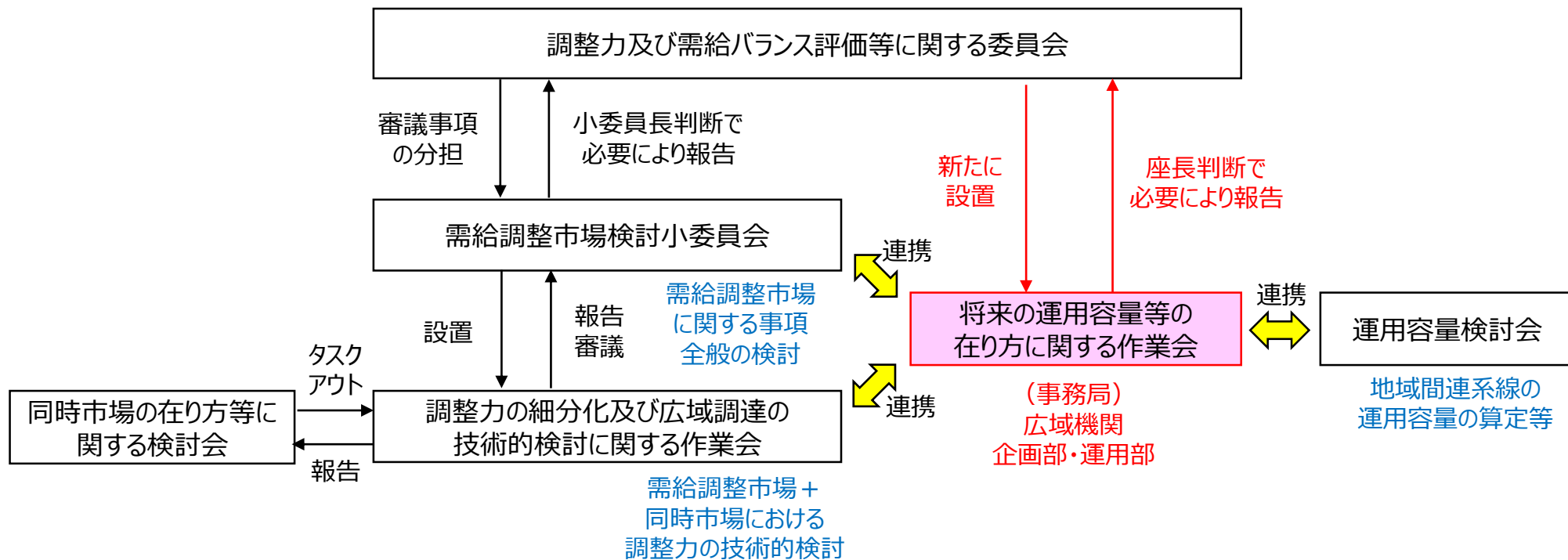
1. 背景と課題認識

2. 状況変化（過去検討振り返り）

3. 今後の進め方（検討体制・スケジュール）

（参考）各課題の詳細論点

- 検討体制としては、現在（需給調整市場）ならびに将来（同時市場）の調整力に係る制度設計議論、ならびに運用容量算定に係る系統（運用）技術が関係し、現状はこれらを包含した各種委員会・検討会は存在しないことから、新たに調整力等委の下に作業会を立ち上げる（設置する）こととしたい。
- また、上記にあたっては、それぞれの議論を扱っている需給調整市場検討小委、細分化作業会、運用容量検討会とも連携を密にするために、各事務局を担っている、電力広域的運営推進機関の企画部・運用部の共同事務局としたうえで、作業会を進めていくこととしたい。



- 制度と運用が両立した最適な運用容量等の在り方を目指すことから、中立者メンバーとしては、連携元となっている現行の審議会メンバーから選定。
- また、事業者メンバーとして、系統運用を行っている一般送配電事業者を代表して送配電網協議会、および、運用容量等算定に必要なツール（L法・Y法・V法・周波数ツール等）の開発元である電力中央研究所を選定。

将来の運用容量等の在り方に関する作業会メンバー（案）

【メンバー】（五十音順、敬称略、◎は座長、○は座長代理）

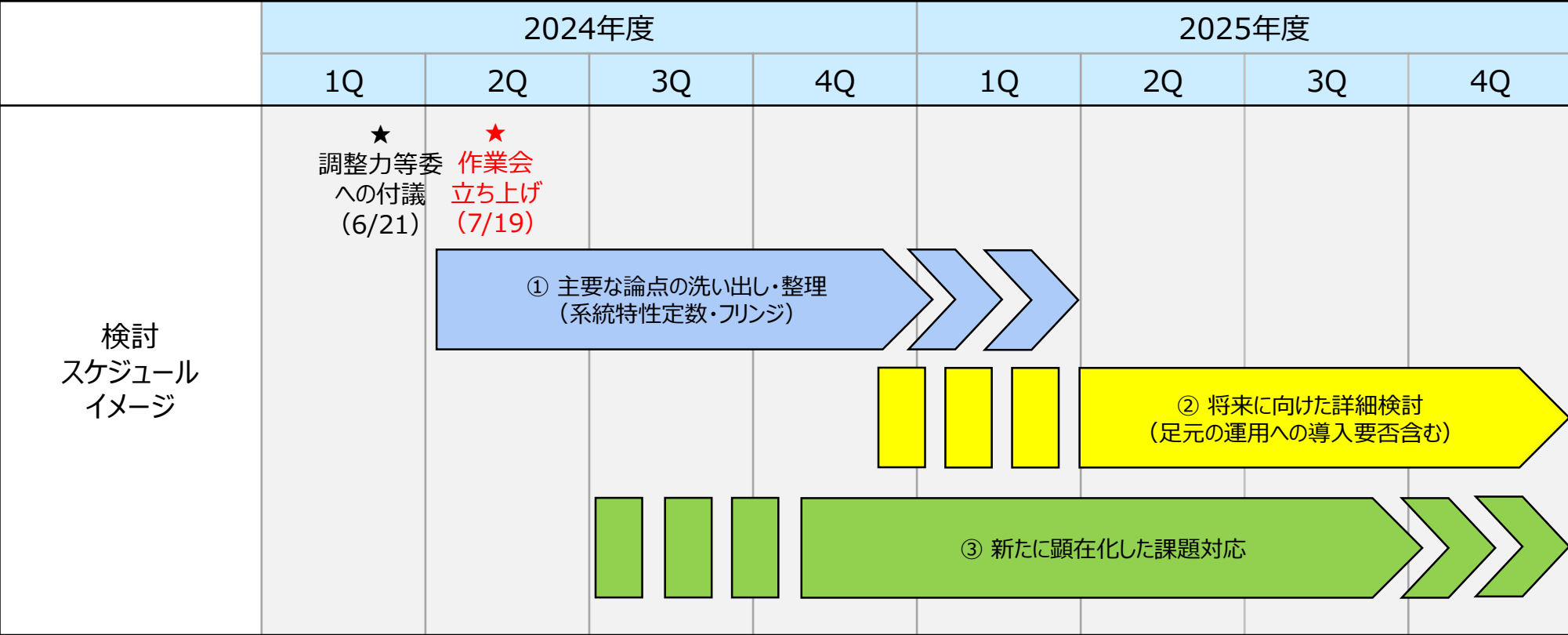
伊佐治 圭介	送配電網協議会 電力技術部長
◎市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士（同時市場検討会）
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 電気電子系 准教授（同時市場検討会）
○辻 隆男	横浜国立大学大学院 工学研究院 教授（需給調整市場検討小委、細分化作業会）
永田 真幸	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門長
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授（調整力等委、需給調整市場検討小委、同時市場検討会）

【オブザーバー】

三浦 修二	電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業監視課 課長補佐
杉原 裕子	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室 室長補佐
中富 大輔	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長

※ 議題に応じて、関係する一般送配電事業者等にオブザーバー参加いただくこともある

- 最終的には、同時市場の運用開始が見込まれる時期（2020年代後半以降）までに整理が必要と考えられるが、足元においても課題は顕在化し始めていること、ならびに、後工程にシステム対応等が必要な可能性もあることから、まずは、1年程度を目安に、現状確認や主要な論点の洗い出し・整理を進めていくこととする。
- その上で、足元の運用への導入要否、将来（同時市場）に向けた詳細検討等について（新たに顕在化した課題への対応含め）継続的に検討していくこととしてはどうか。



1． 背景と課題認識

2． 状況変化（過去検討振り返り）

3． 今後の進め方（検討体制・スケジュール）

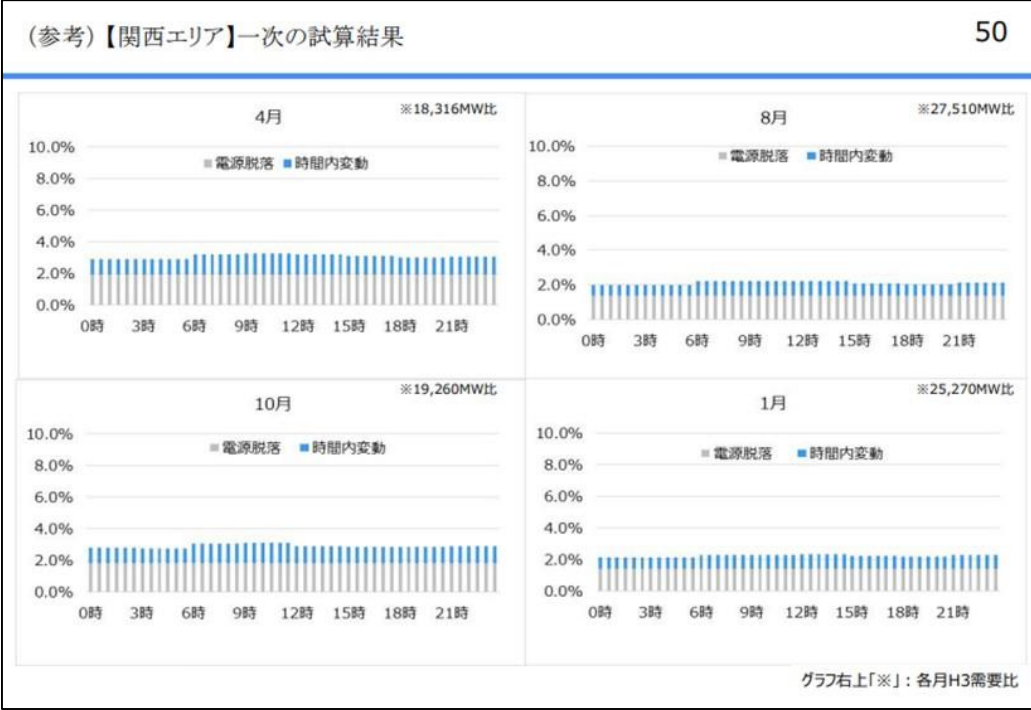
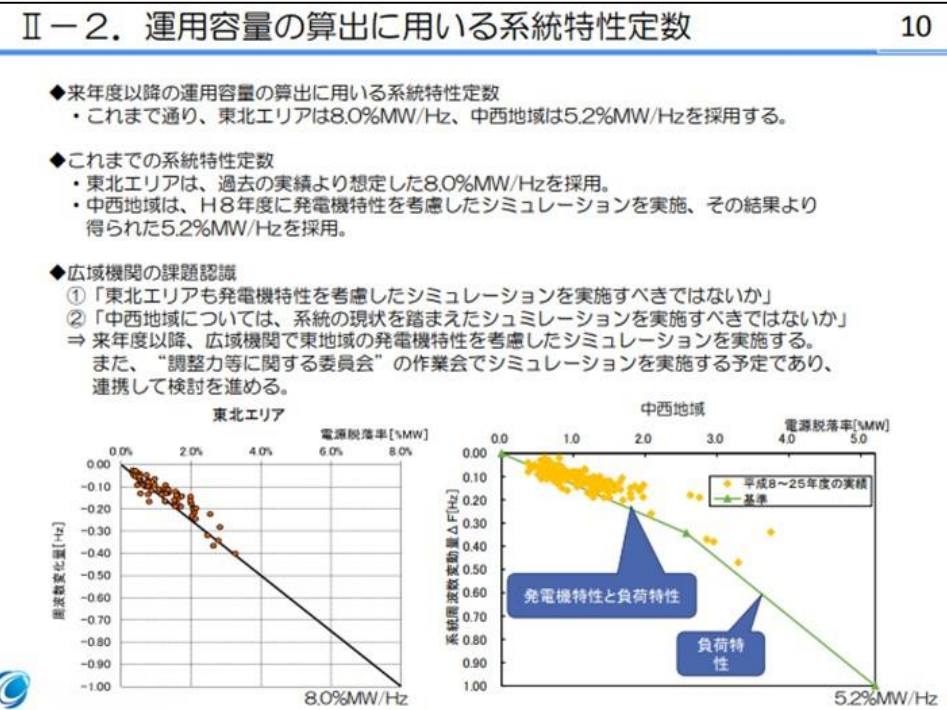
（参考）各課題の詳細論点

- 系統分離事故が発生した場合、当該系統の送電側エリアは周波数上昇し、受電側エリアは周波数低下するため、お互いのエリアが事前に決められた周波数範囲を維持できる潮流が運用容量に採用される。
- この運用容量算出時には周波数上昇側と周波数低下側でそれぞれ異なる系統特性定数が用いられており、系統特性定数の確認・見直しを行うにあたっては、周波数低下側のみならず、周波数上昇側も合わせて見直す必要があると考えられるところ。
- 上記を踏まえ、系統特性定数に係る論点について、そもそもの系統特性定数の必要性を整理の上、周波数低下／上昇、中西エリア／東エリアの4象限で整理を進めることが必要か。

	中西エリア（60Hz）エリア		東（50Hz）エリア	
	論点	説明	論点	説明
必要性	【論点①－１】 系統特性定数の必要性	平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2） 毎に必要性を整理	同左	
周波数低下側	【論点①－２】 状況変化による 系統特性定数の再算出	2024年度以降の調整力 調達における状況変化を 踏まえ、系統特性定数を 再算出する必要があるか	【論点①－３】 発電機特性を考慮した 系統特性定数の再算出	東エリアにおいてはGF応動 を考慮した系統特性定数と なっていないが調整力調達 における状況変化の影響は ないか（算出方法について 合わせる必要があるか）
周波数上昇側	【論点①－４】 前提、算出根拠	各エリア毎に異なる系統 特性定数となっており、 詳細な前提、算出根拠を 確認する必要があるか	同左	

- 系統特性定数に関する前提（調整力調達の在り方）が変化している一方で、系統の構成や周波数制御方式も変化していく中、そもそも系統特性定数が、今後必要かどうかについての整理も重要か。
- 平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2）の事象毎に、例えば下記のような論点が存在するか。
 - 平常時（N-0）：現状のLFC制御方式に活用、2026年度以降の広域LFCにおける必要性
 - 作業時（N-1）：今後の整備計画等を踏まえ、系統分離に至る系統がどの程度存在するか
 - 緊急時（N-2）：N-2事故時は電制・負制が考えられるなか、系統特性定数による管理は必要か
- 今後、系統特性定数の見直しについて検討を進めるうえで、対象を限定するためにも、まずは必要性について整理を進める必要があると考えられるところ。

- 中西エリアにおいては、これまで系統特性定数の維持のためGFをエリア需要の3%確保してきたが、2024年度からは調整力必要量の算出式が変わったこと、ならびに調整力の広域調達が始まったことにより、一次必要量がエリア需要の3%を下回る可能性がある。
- これにより系統特性定数にどのような影響を与えるか、シミュレーション等を用いて、一次必要量（≒GF確保量）に応じた系統特性定数を再算定することが必要と考えられるか。



- 東（東北）エリアの系統特性定数は、過去実績等から算出しており、中西エリアとは異なり、発電機特性（GFを使い果たした状態）を考慮した値とはなっていない。
- 上記のとおり東西で系統特性定数の考え方が異なっていることに加え、過去の大規模な電源脱落实績では、算出した系統特性定数よりも周波数が低下することが確認されていることから、東（東北）エリアにおいても発電機特性の考慮（調整力調達における状況変化の影響評価）が必要と考えられるか。

参考）東北エリアにおける発電機特性の限界の考慮

14

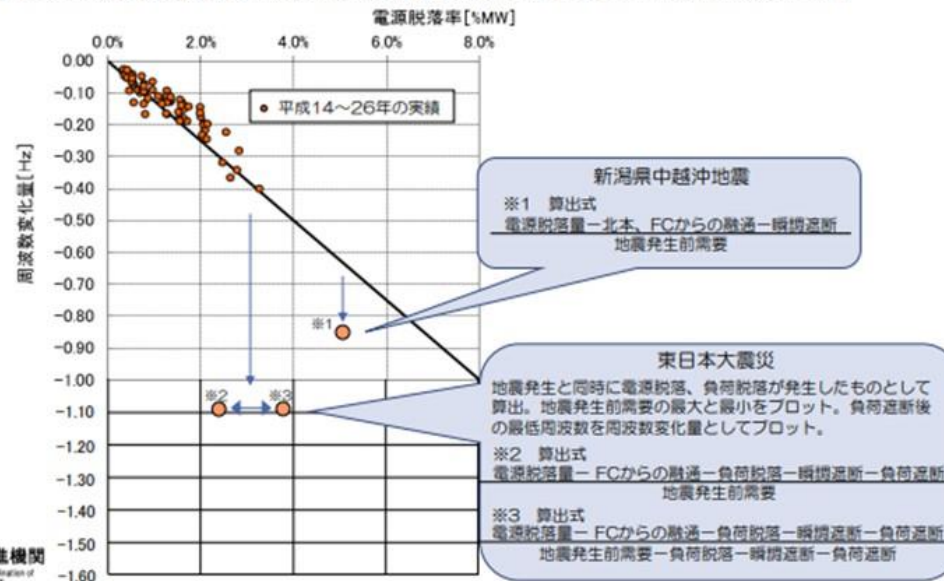
◆広域機関の課題認識

「シミュレーション等により、発電機特性の限界を考慮する必要があるのではないか」

a.過去に発生した震災時の系統特性定数をプロットすると、現在採用している系統特性定数のグラフより下側に点がある。

⇒ 中西地域のように途中で折れ曲がるグラフになるのではないか。

b.一方、震災は地震による需要の減少等の複雑な事象が絡んでおり、単純な比較は難しい。



- 2023年度第5回運用容量検討会（2024年2月13日）において、関西以西・北陸・中部エリアの周波数上昇側の系統特性定数として、以下の値が提示されている。

➤

関西以西・北陸エリア

: 14.0%MW/0.6Hz

中部エリア

: 10.0%MW/0.5Hz

■

他方、上記の系統特性定数に係る具体的な算出方法（前提、算出根拠）が把握できていない状況。

■

今後、上げ側の系統特性定数を見直しについて検討を進めるうえで、まずは現在の考え方や前提を確認・調査を進める必要があると考えられるところ。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（4）			65
⑥ 想定故障			
➤ 中部関西間連系線2回線停止			
⑦ 系統の周波数特性			
	関西以西・北陸	中部	
周波数低下側	4.4%MW/0.8Hz	3.5%MW/0.5Hz	
周波数上昇側	14.0%MW/0.6Hz	10.0%MW/0.5Hz	
＜判定基準＞			
➤ 中部の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。			
➤ 関西以西・北陸の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。			

- 連系線ルート断による周波数上昇時に発電機の不要解列を起こさないことを考慮
- 現状の周波数上昇限度は火力プラントの長時間運転可能周波数の許容限度値として60.5～61.2Hzが採用されている（各エリアの系統連系技術要件に記載され、エリアによって異なる）
- 運用容量算出に当たり、中国九州間連系線（中国向）は転送遮断装置や周波数上昇（OF）リレーを考慮
- 周波数上昇側の系統特性定数の根拠は不明確

2 発電機の運転可能周波数の確認

3

(1) 現状の発電機運転可能周波数

- 九州エリアの発電機運転可能周波数の考え方は以下のとおり。

- ・ 九州エリアの周波数上昇限度制約による運用容量は、「無制御分」及び「電源制限量」で算出され、そのうち、「無制御分」については、九州エリアの周波数上昇限度値（60.5Hz）で決定している。
- ・ この周波数上昇限度値は、九州エリアの複数の火力プラントの長時間運転可能周波数の許容限度値である60.5Hzを適用している。

複数の火力機において、高周波数運転時に、タービン翼の共振現象により、過大な応力が発生し、損傷にいたる虞があるため、長時間運転可能周波数の許容限度を設計上60.5Hzとしている。

2017年度 第3回運用容量検討会（2017.12.15）資料1-3より抜粋

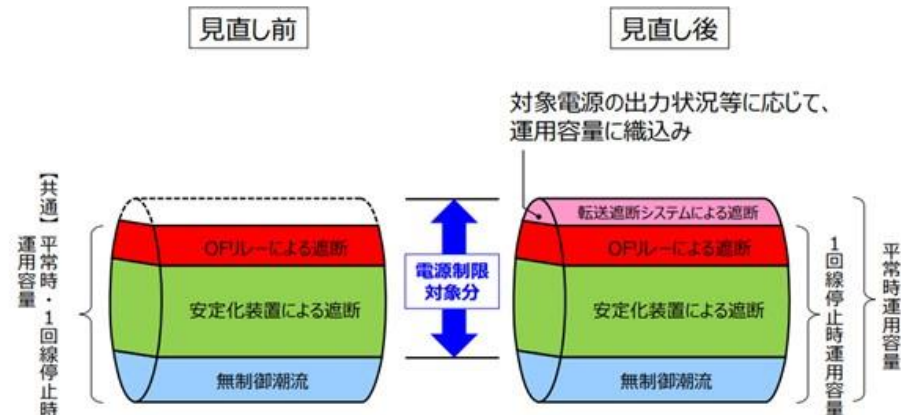
現状では、連続運転可能周波数60.5Hzを発電機運転可能周波数と定めている。

転送遮断による電制量の運用容量の織込みについて（つづき）

2

中国九州間連系線（中国向）

- ・ 九州系統の周波数上昇側が制約の場合の運用容量算出イメージ



出所）2019年第2回運用容量検討会資料1-2 九州電力殿資料

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2018/unyouyouryou_2018_2_haifu.html

出所）2018年第2回運用容量検討会資料4 九州電力殿資料

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2019/unyouyouryou_2019_2_haifu.html

- 系統混雑とフリンジに関する論点については、大きく次の二つか
 - 各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか（論点②－１）
 - 地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一できるか（論点②－２）

- 地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする（フリンジで対応する）にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取り扱いに、見直しの余地がないかを再確認することとしたい。
- 地域間連系線のフリンジの取り扱いについてまとめると下表のとおりであるが、今後更に事故発生時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい。

制約要因	地域間連系線				
	安定限界潮流の考え方	現行のフリンジの取り扱い	フリンジ未考慮時の事故発生時の影響	事故後の対応可否	備考
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	未考慮	フリンジ程度の超過であれば、事故発生後も設備損壊となる潮流とはならない	事故後、潮流調整により許容時間内に抑制可能	-
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	考慮	発電機の脱調に伴う停止により、周波数が変動し、連鎖的な発電機停止や大規模停電を起こす可能性がある	発電機の連鎖的な停止後は速やかな定常状態への復旧ができない	算出にあたり、系統安定化装置による電源制限による潮流抑制等を考慮している場合がある
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	考慮	電圧低下による保護機能により設備停止した場合に、周波数が変動し、発電機の停止や大規模停電を引き起こす可能性がある	発電機停止や大規模停電があった場合は、速やかな定常状態への復旧ができない	算出にあたり、系統安定化装置による電源制限による潮流抑制等を考慮している場合がある
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	未考慮	運用容量算出時にフリンジ程度の周波数変動を見ているため、影響はない	フリンジ程度の超過では周波数の発電機の連鎖的な停止に至らなければ、LFC・EDC機能により周波数回復可能	周波数低下限度となる潮流を算出する際に、0.2Hzの尤度を持ったり、EPPS受電量を厳しめに設定している場合がある

- 同時市場導入検討においては、地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一する方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かについて、検討を進める必要がある。
- 現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について深掘りを行い、場合によっては、未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。

	未考慮理由	未考慮理由（詳細）
同期安定性	A	5万kWで限界潮流を算出し、算出結果を10万kW以下切り捨てている
	B	運用容量検討時に、負荷や発電機等の運転状態等の要素を過酷な想定としているため
	C	不安定となった時の社会的影響は連系線と比べて限定的のため
	D	瞬時的な潮流変動による超過は許容
電圧安定性	C	不安定となった時の社会的影響は連系線と比べて限定的のため
	D	瞬時的な潮流変動による超過は許容

以上