

緊急時の負荷制限の在るべき姿と 個別織り込みの検討状況について

2024年12月5日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 第3回本作業会（2024年10月10日）において、周波数維持制約の論点として、緊急時の負荷制限の織り込みに関する検討の方向性を整理した。
- その中では、将来の変化（再エネ導入により不特定多数で混雑発生）や、既存ならびに新たな制約箇所の平仄も踏まえ、個別の連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））に関する技術的検討と並行し、負荷制限の在るべき姿を整理することとした。
- 今回、負荷制限の在るべき姿の整理にあたり、議論の前提（基本的な考え方）や制度的・技術的論点の整理を行ったことから、ご議論いただきたい。
- また、個別の連系線に関する検討状況については、関係一般送配電事業者（中部電力PG、九州電力送配電）から検討の進捗をご報告いただくことから、合わせてご議論いただきたい。

本作業会における今後の主要論点

変更あり 37

- 前章の内容を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

大項目	中項目	No.	論点
共通	想定故障 (クライテリア)	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か
	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか
		1-2-2	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ことが可能か
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の新たな制約として追加する必要があるか
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所考え方の整理が必要か
	低下補填	3-3-1	将来的な同期安定性の低下を補う方策は何か
電圧安定性	算出・判定方法・低下補填	4-1-1	電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方策は何か
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所考え方の整理が必要か
周波数維持	EPPS	5-1-1	周波数品質を踏まえ、考え方の見直しやその影響評価が必要かどうか
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まないことの (EUE算定への影響も含めて) 理由は何か
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所考え方の整理が必要か
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策は妥当か
		5-4-2	調整力調達の在り方や系統構成、周波数制御方式が変化していく中でも系統特性定数は必要か
5-4-3		調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か	

まとめと今後の進め方

31

- 今回、負荷制限の在るべき姿の検討に向けて、緊急時の負荷制限の概要・類型について整理の上、市場分断発生率の変化（増加）など、昨今の状況変化が著しい連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））について、並行して個別の対応（織り込み）可否についても検討した結果は以下のとおり。

【中部関西間連系線（中部向き）】

- 2023年度における連系線分断率が2022年と比較すると、大幅に上昇（夏季においては6～7割）
- 負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大（それに伴う市場分断率下落）にも繋がり得る一方で、短期的な負荷制限の織り込み変更には、いくつか技術的な課題が存在するとも考えられる
- 短期的な負荷制限の織り込み拡大可否について、中部電力PGとも連携の上、引き続き検討を進める

【中国九州間連系線（九州向き）】

- 負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大（それに伴う供給信頼度（EUE）改善）にも繋がり得る一方で、いくつか技術的な課題が存在するとも考えられる（負荷制限織り込みによる運用容量の拡大は、供給信頼度（EUE）が改善するものの一定の条件下での停電を許容する必要がある一方、系統増強による運用容量の拡大は、供給信頼度（EUE）が改善することに加え停電を許容する必要がない点に留意が必要。）
- 技術的にどこまで運用容量拡大が可能か、九州電力送配電とも連携の上、引き続き検討を進める

- 上記については、将来の変化（再エネ導入により不特定多数で混雑発生）や、既存ならびに新たな制約箇所の平仄も踏まえ、（増強困難箇所あるいは増強前箇所に対する）負荷制限の在るべき姿について検討を進める。
- また、個別の連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））に関する技術的課題についても、並行して検討を進める。

第3回本作業会（2024年10月10日）資料4 緊急時の負荷制限の織り込みに関する検討の方向性について

(松村メンバー)

- 地内送電線に関しては、負荷制限を織り込む等色々な対策で、送電線を熱容量まで有効に利用できるようにしているにも関わらず、連系線についてはそうではないのは、普通に見ればとても奇妙に見える。（中略）地内の送電線を有効に利用するレベルであれば、おそらく有効に利用しなかったとすれば流せなくなる電気を考えれば、それに繋がっているのは、地内の発電機が極めて高く、地内の発電機は過去からの経緯を考えれば大半は、そのネットワーク部門の兄弟会社、あるいは親会社が持っている電源となる。兄弟会社、親会社が持っている電源に対して、十分に流せるようにするには負荷制限を十分織り込み、連系線の場合には域外の電源の電気が有効に利用できるようになる為で、その為にはあまり努力をしていないと見られてしまう。（中略）外から見るとそう見える状況になっていることは、十分に認識する必要があると考えている。
- その意味では全体の整理があり、その後個別のものを考えるという順番は一見正しいように見えるかもしれないが、私は納得しかねる。このようなことがずっと放置されているのは何故かという説明責任は、今までの個別の内容を変えるという時に、変えると言った人が説明責任を負うべきなのか、このようなことを長い間放置している方が、説明責任を負うべきなのかは十分考えていただきたい（中略）その後具体的な検討で、更に努力して今ある設備をより有効に利用できるようになったとすれば、そのような疑念も当然薄くなると感じるが、ゼロ回答が続く、あるいは当然にもっと早くやるべきだった断面の細分化だけにとどめるなどほんの小手先だけの対応がもし続くのであれば、広域機関及び当該のネットワーク部門は、十分な説明責任を果たすべきではないか。

(伊佐治メンバー)

- いくつか補足させていただく。まず我々、一般送配電事業者として、この負荷制限を織り込むかどうかの検討については、積極的に検討していくというスタンスでいる。地内との違いというと、基本的に地内でループ系統になっているところは、連系線でもループになっていると2本あるところと同じで制約がない。地内系統で放射状になっているところは、電源が固まっているところや、需要が固まっているところが多く、実際に分断した時に維持できない系統が殆どで、たまたま上手く電源のバランスが取れているところは、系統分離した時に負荷制限をしながら、たまたま維持できる系統を作ることでもできるということかと考える。この難しさと言っていたのは、電源と需要のバランスがどのくらいのバランスであったら、負荷制限を何秒くらいで行うことで上手く維持できるのかということで、アンバランス率で、例えば需要が10あるところに電源が1しかなければ、当然周波数低下のスピードは速すぎて、負荷制限を9したとしても維持できないのではないかと考えている。そういうところで、例えば九州で負荷制限をどれくらい見込めるかという時に、軽負荷期なのでその時の負荷制限する対象の負荷がどれくらいあるかをしっかり見ないといけないということで、検討が必要かと考えている。

1. 緊急時の負荷制限の在るべき姿
 - (1) 議論の前提（基本的な考え方）
 - (2) 負荷制限における制度的論点
 - (3) 負荷制限における技術的論点
2. 個別織り込みの検討状況
3. まとめと今後の進め方

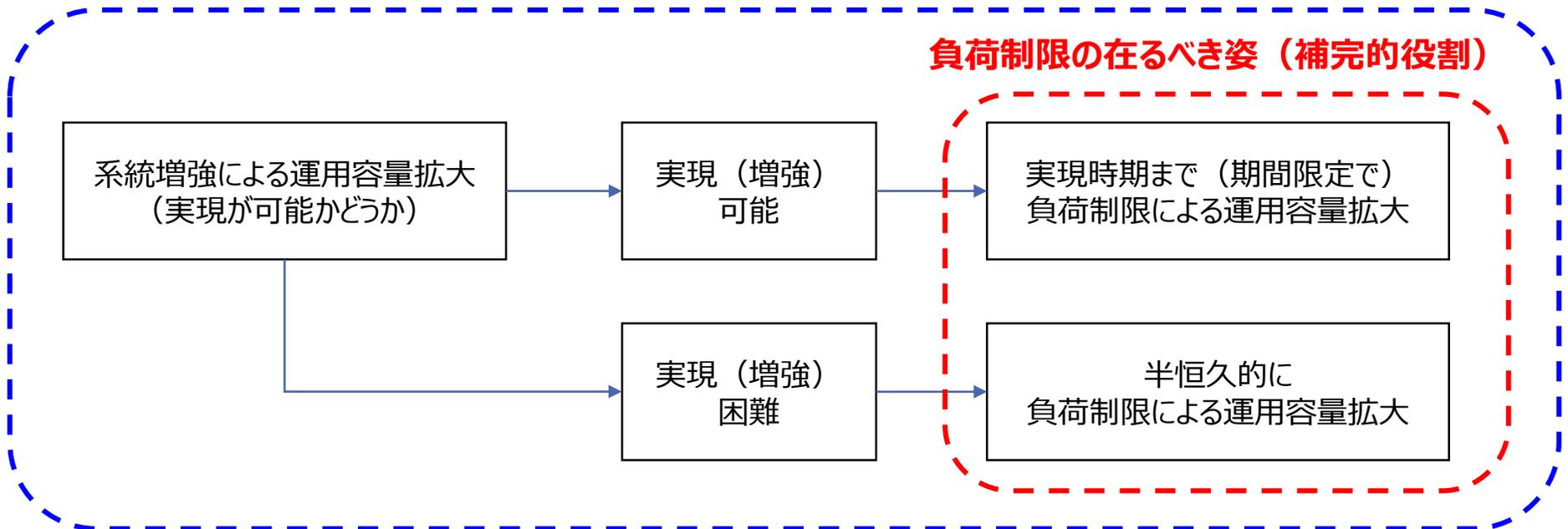
1. 緊急時の負荷制限の在るべき姿
 - (1) 議論の前提（基本的な考え方）
 - (2) 負荷制限における制度的論点
 - (3) 負荷制限における技術的論点
2. 個別織り込みの検討状況
3. まとめと今後の進め方

- 負荷制限の在るべき姿を検討するにあたり、まずもって「議論の前提（基本的な考え方）」を整理することとする。
- まず、地域間連系線と地内系統の取扱いについては、第1回本作業会（2024年7月19日）でもお示したように、将来においては、地域間連系線と地内系統の区別なく、不特定多数の箇所では混雑（運用容量超過）が発生することから、本質的には同じ課題を抱えているという認識の元、在るべき姿を議論することが望ましい。
- 一方、地域間連系線、電源線（特定の電源のみ繋がる送電線）、系統線（不特定多数の電源、需要が繋がる送電線）は、ルート断による系統分離有無やルート断後の早期復旧可否、需給アンバランスの度合い等が異なる。
- これらの違いを踏まえつつも、負荷制限の在り方として本質的な考え方をどうすべきか、既に負荷制限を織り込み済みの箇所も含め、在るべき姿を議論すべきと考えられる。
- 上記を踏まえ、負荷制限の在るべき姿の議論の前提（基本的な考え方）は以下の通りとしてはどうか。
 - 地域間連系線と地内系統、ならびに電源線と系統線の故障時の影響等を踏まえつつ、既に負荷制限を織り込み済みの箇所も含め、本質的な考え方を区別することなく議論する

- 系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大は、発雷時や作業時には運用容量が低下すること、また、稀頻度とはいえ負荷制限といった社会的影響も有り得る対策であることから、連系線・地内送電線に依らず、基本的には、系統増強による運用容量拡大が、まずもって系統全体として望ましい姿といえる。
- 他方で、系統増強（多ルート化）は膨大な費用・工期がかかる対策であることから、増強予定箇所に対する期間限定、または増強困難※箇所に対し半恒久的に適用といった補完的な方策が、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付けといえる。
- 上記のような建付け（補完的役割）の元、負荷制限の在るべき姿を議論（整理）することとしたい。

※ B/Cが小さい、そもそも施工が実現できない等

系統増強と負荷制限の効率的な組合せ

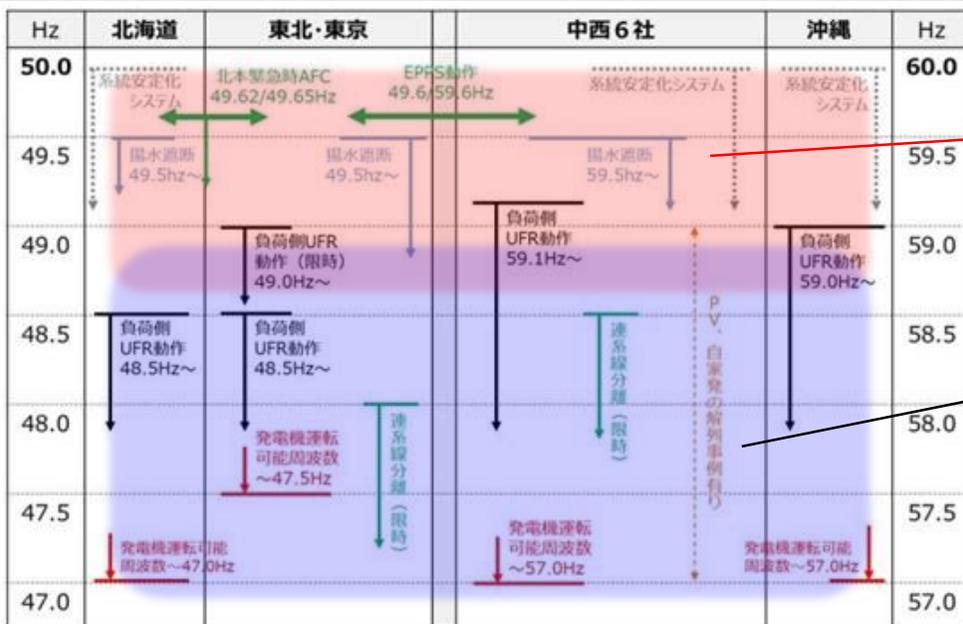


- また、負荷制限に関しては、平常時の運用容量拡大や系統崩壊（ブラックアウト）防止など様々な役割があるため、今回の議論（整理）における対象とする事象（範囲）を明確化することとしたい。
- この点、本作業会では運用容量等の在り方を扱っていることから、あくまでも想定故障（N-2故障まで）において、連鎖的な発電機停止や系統分離に至らない（系統崩壊に進展しない）範囲のみ取り扱うこととする。

（参考）交流同期エリア別の周波数制御体系（イメージ）

66

- 交流同期別エリア別の周波数制御体系は下記の通り。
- 59.0Hzを下回ると連鎖的な発電機停止の虞があり、連系線分離に至る周波数まで低下する虞があることから、59.0Hz以下にならないように対策している。



本議論（整理）の対象範囲
※これより範囲が広いエリアもある

想定外故障（N-3故障以上）において、系統崩壊を防止したり、ブラックスタートの起点（種火）を残すべく系統分離する領域

出所）各一般送配電事業者から受領した資料をもとに送配電網協議会で作成

■ 負荷制限の在るべき姿を議論するにあたっては、以下のような制度的および技術的な論点が考えられるため、次項以降で各論点に関する検討を進める。

分類	項目	論点
制度的論点	1-1 負荷制限の適用目的	負荷制限を適用する目的は、供給力確保か経済取引か
	1-2 負荷制限の社会的影響	運用容量拡大と供給支障リスクのトレードオフの関係をどのように考えるか
	1-3 永久事故時の復旧影響	永久事故発生時における負荷制限の早期復旧に関して、守るべき基準を整理可能か
	1-4 広域負荷制限の在り方	エリアを跨いだ広域的な負荷制限の実現可能性はどうか
技術的論点	2-1 対応可能な電源脱落率	負荷制限による対応（周波数回復）が可能な電源脱落の規模はどうか
	2-2 再エネ逆流時の負荷制限確保	今後増加するであろう負荷制限量の減少に対し、どのように対処すべきか
	2-3 ブラックアウトリスクへの対応	想定外故障（N-3以上）が発生した場合の周波数制御体系との関係をどのように考えるか
	2-4 負荷制限時の混雑対応	負荷制限に伴う一時的な運用容量の超過をどう扱うか

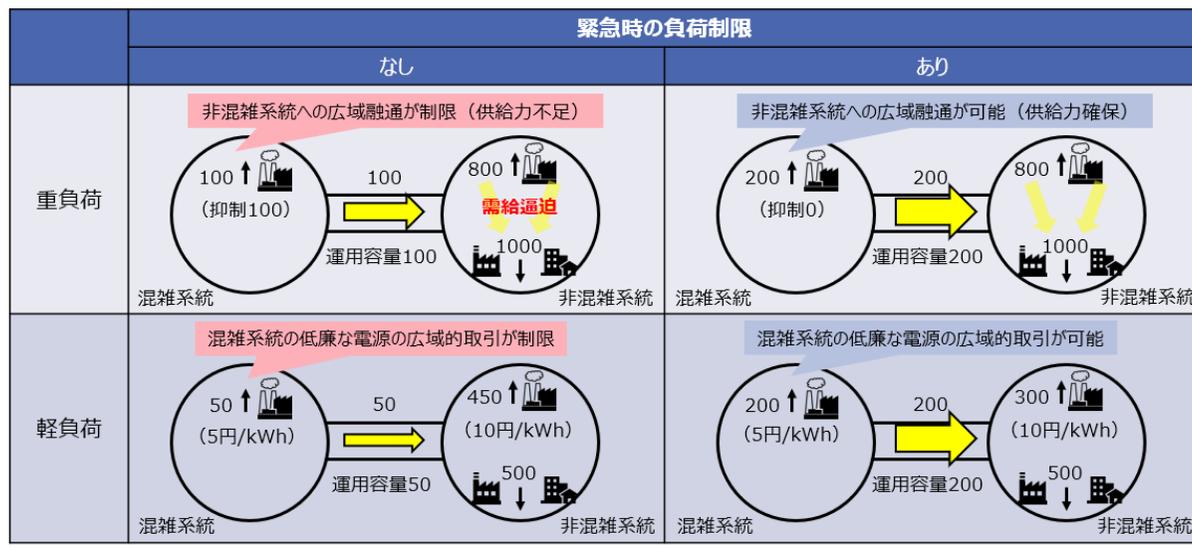
1. 緊急時の負荷制限の在るべき姿
 - (1) 議論の前提（基本的な考え方）
 - (2) 負荷制限における制度的論点
 - (3) 負荷制限における技術的論点
2. 個別織り込みの検討状況
3. まとめと今後の進め方

- 負荷制限を適用する目的は、「供給力確保」と「経済取引」に大別される。これらは、目的は違えども、低廉な電気を安定的に供給するという電力系統の有効活用を図る点では共通である。
- 「供給力確保」と「経済取引」は、そのいずれも低廉かつ安定的な電力システムの構築に必要な不可欠な要素であり、また、現状においても双方の目的で活用されていることを踏まえ、**負荷制限は「供給力確保」および「経済取引」の両方に資するものとして整理**することどうか。

緊急時の負荷制限の意義について

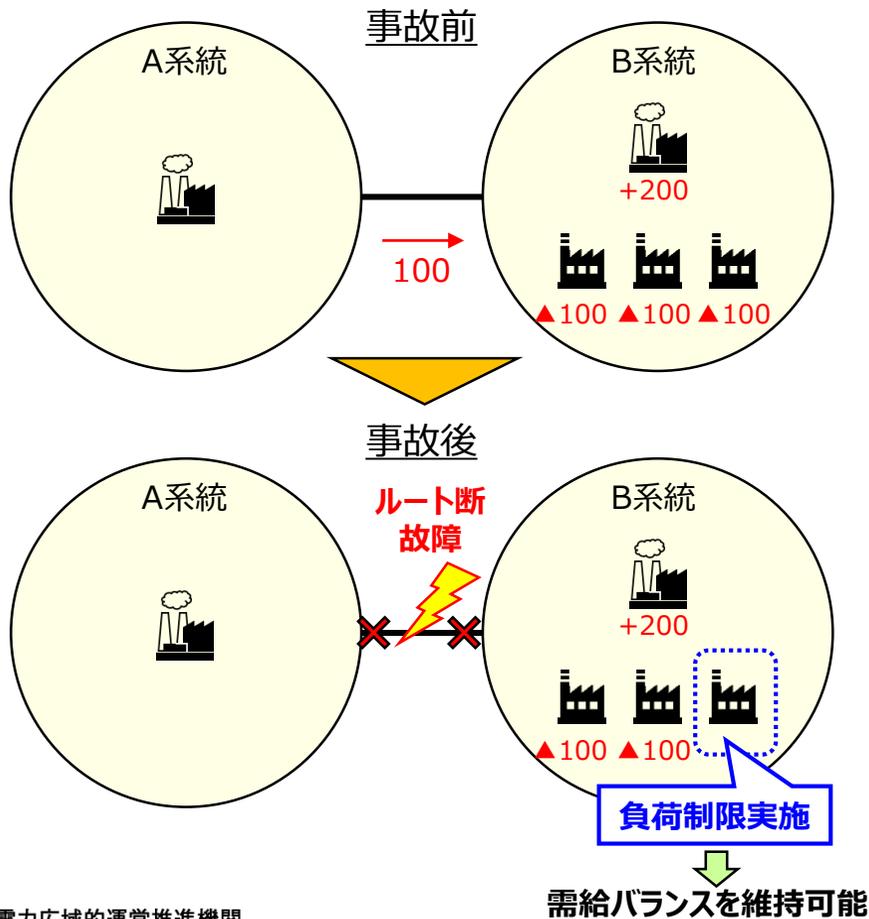
13

- いずれの類型（① or ②）であっても、緊急時の負荷制限については、一定の条件下での停電を許容することで、**重負荷期の供給力確保や軽負荷期の経済取引に資する等、低廉な電気料金のための有効な施策**（今ある流通設備の最大限の有効活用）といえる。
- この点、将来の状況変化（再エネ導入により不特定多数で混雑発生）や、既存ならびに新たな制約箇所の平仄も踏まえ、（増強困難箇所あるいは増強前箇所に対する）負荷制限の在るべき姿を検討する必要がある。



(参考) 負荷制限の例(供給力確保面、経済取引面)

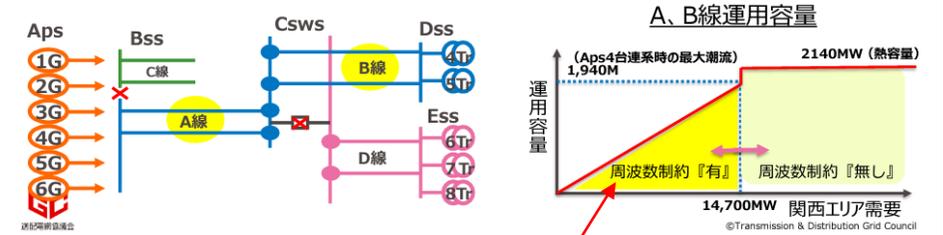
- 地域間連系線や地内系統では、ルート断 (N-2) 故障発生時に負荷制限を実施することを前提に、運用容量を無制御限界潮流以上に拡大 (解消または緩和) している送電線がある。
- このことにより、供給力の確保や混雑回避 (安価な電源の最大限活用、経済取引の活性化) につなげている。



系統特性定数の使用例 (③【関西】地内電源線運用容量の算出) 25

- 関西エリア内の一部の電源線は、系統特性定数を使用して運用容量を算出している。
- 具体的には、下図の青色で示した線路 (A線、B線) には最大4台の発電機が連系されるため、N-2事象 (ルート断) で最大1,940MWが脱落する。この時の周波数が59.2Hzとなるエリア需要を系統特性定数『4.4%MW/0.8Hz』を用いて逆算すると14,700MWとなる。したがって、エリア需要が14,700MWを下回る時は、当該線路の運用容量を周波数制約有として運用している。

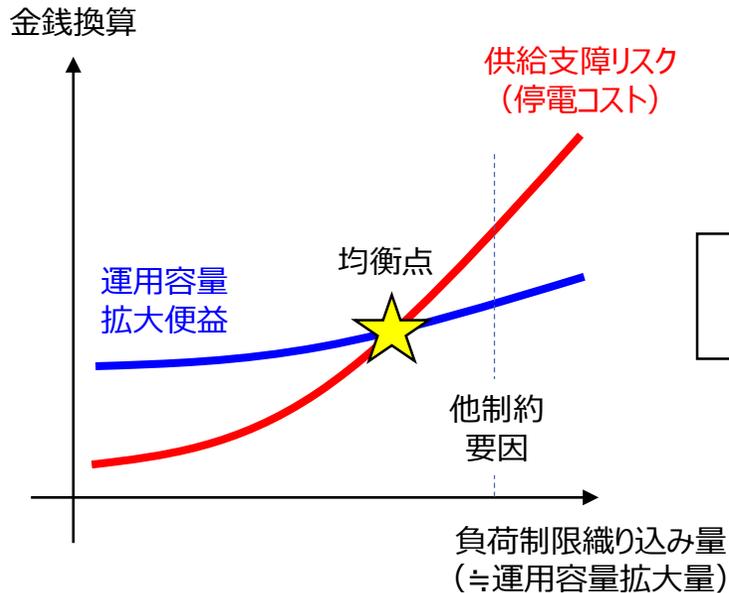
- 関西エリア需要が約14,700MW ($\div 1,940\text{MW} \div 3 \div 0.044$)以上の時は59.2Hzに至らない
 - 最大電源脱落量 : 1,940MW (N-2事象 最大電源4台脱落)
 - 換算係数 : 3 (関西エリア容量と中西エリア容量の比率)
 - 周波数低下限度 : 59.2Hz (59.1HzのUFR動作に至らない)
 - 系統特性定数 : **4.4%MW/0.8Hz**
- A線、B線の運用容量は、関西エリア需要 $\times 3 \times 4.4\%$ (MW)とする。



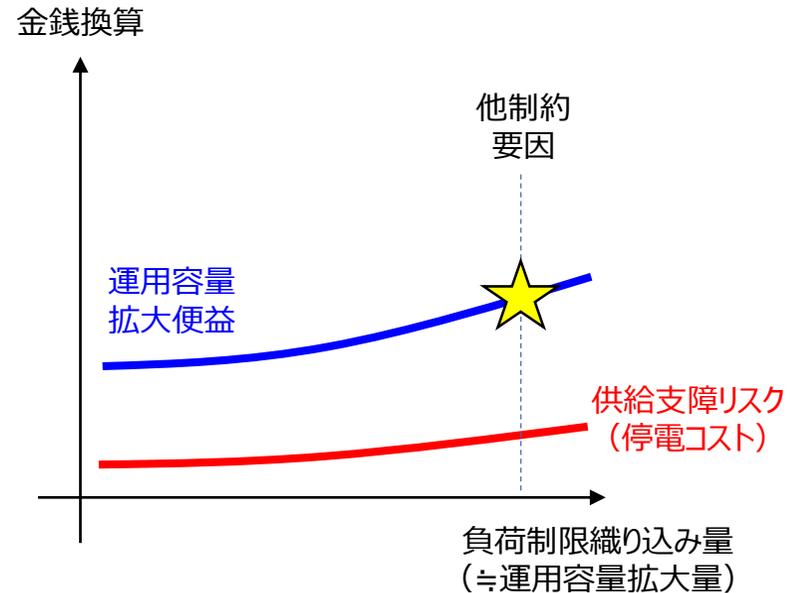
無制御の場合、軽負荷期に抑制を余儀なくされる領域

- 負荷制限の織り込みは運用容量拡大と供給支障リスクのトレードオフの関係となるため、厳密に言えば、運用容量拡大便益と供給支障リスク (停電コスト) が均衡する点が社会的に最も合理的な織り込み量となる (下左図)。
- 一方、基幹系統のルート断 (N-2) 故障の発生確率は非常に小さく、供給支障リスク (停電コスト) は早期復旧が図れる (停電時間が短い) 限り非常に小さくなるため、運用容量拡大の経済的な便益と停電コストを貨幣価値換算して比較する場合、実質的にトレードオフの関係は成立しない (下右図)。
- この点、だからこそ大宗の**地内系統において周波数維持制約を設けていない (技術的に可能、かつ必要な分だけ、負荷制限を織り込んでいる)** と言え、**基本的には地域間連系線にも同様の考え方を適用すべき**と考えられる。
- ただし、留意事項である早期復旧可否によっても本取扱いは変わり得るため、次論点でこの点を深掘ることとしたい。

【トレードオフ曲線のイメージ】



【実際のトレードオフ曲線】



- ルート断（N-2）故障発生時に、需給バランス維持（系統崩壊防止）を目的に負荷制限を実施した際、故障箇所を直ちに復旧して再度受電できる場合、あるいは受電側系統内に十分な余力を確保できている場合には、制限された負荷を速やかに復旧すること（できること）が望ましい。
- 他方、ルート断（N-2）故障が永久事故であり、かつ受電側系統内に十分な余力がない場合には、遮断された負荷の早期復旧が困難になるおそれがある。
- この点、送配電等業務指針第66条では、N-2故障に伴う供給支障や発電支障の規模等を考慮し、「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」とあるところ。
- 一方、負荷制限については、「①社会的影響の大きさ」と「②影響を軽減するための対策」どちらにも関係するものであり、考え方としては下記の通り、大きく二つが取り得る。
 - 考え方Ⅰ：「①事故時のブラックアウトリスク」を回避するため、「②負荷制限を実施する」
 - 考え方Ⅱ：「①負荷制限実施後の復旧遅延」を抑えるため、「②負荷制限量を復旧可能量以下に制限する」

（電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障発生時の対策）

第66条 本機関又は一般送配電事業者若しくは配電事業者は、送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障が発生した場合において、当該故障に伴う供給支障及び発電支障の規模や電力系統の安定性に対する影響を考慮し、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。

- 考え方Ⅰは、負荷制限について、ルート断（N-2）事故発生時に系統崩壊を回避するためのセーフティネットとして位置付けるものであり、これ自体は考え方として妥当と考えられる。
- 一方、考え方Ⅱのとおり、負荷制限に伴う復旧遅延が「社会的影響の大きさ」に影響すると捉える場合、その影響を低減するための対応方針を定めることが望ましいとも考えられる。
- しかしながら、早期復旧として許容される復旧時間については、地理的・社会的などの様々な要因が影響するものであり、全国一律に適用可能な閾値を定めることは困難であることを踏まえると、早期復旧は最大限配慮すべき要素ではあるものの、それにより負荷制限量が決まる性質のものではないとも考えられる。
- 以上を踏まえ、**負荷制限の織り込み可能量については、早期復旧に関する定量的な基準を設けない（定性的な項目として扱う）方向とする**ことかどうか。

- 広域負荷制限とは、ルート断（N-2）故障発生時に、複数エリアに跨った負荷制限を実施することを指す。
- 運用容量拡大に資する考え方（方法）ではあるものの、負荷制限実施にかかる広域的なシステムの構築に加え、社会的影響の大きさなどの課題に対して整理が必要であり、現状においても限定的※にしか織り込まれていない。
- 他方で、2022年度以降は一般送配電事業者による電力需給運用は広域ブロック単位での予備率管理が原則で計画停電の実施についても広域ブロック単位での実施となっていること、また、「地域間連系線と地内送電線を区別しない」という議論の前提に立てば、運用容量への織り込みに限らず、課題整理が必要な項目だとも考えられる。

※ 現状は、東北・東京エリア、ならびに中国九州間連系線（中国向き）のみ。

2024年度以降の需給運用（広域管理に伴う主な変更点）

- 2022年度以降、一般送配電事業者による電力需給運用は、エリア単位の予備率ではなく、地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位での予備率管理が原則となっている。
- そのため供給力の不足したエリアにおいては、追加供給力対策の発動よりも先に、地域間連系線を活用した他エリアからの供給力の調達をおこなった上で、必要に応じ広域ブロック単位で追加供給力対策が講じられている。
- 例えば、2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫時には、供給力に余力のあった東北電力管内から東京電力管内に最大限供給力が供された上で、東京電力管内及び東北電力管内に電力需給ひっ迫警報等が発令された。
- こうした状況変化を踏まえつつ、2024年度以降の需給運用の広域管理について、需給ひっ迫時の対応を念頭に、以下のとおり主な変更点を整理する。

① 広域予備率の見通しの公表

② 電力需給ひっ迫時の追加的供給力対策

③ 計画停電の実施方法

③ 計画停電の実施方法（広域ブロック単位での実施）

- 現状、計画停電は原則不実施とされている一方、あらゆる需給対策を踏まえてもなお、予備率が1%を下回ると見込まれる場合は、対象エリアの需要家に緊急速報メールを配信した上で、計画停電を実施することとされている。
- また、2024年度以降は、地域間連系線を最大限活用した上で広域ブロック単位での需給運用になり、計画停電の実施についても、基本的には広域予備率により判断されることとなる。
- ただし、広域ブロック単位での計画停電の実施については、国民的な理解を得ることが欠かせない。
- 需給運用の広域化については、高需要期に備えた需給検証や、2022年3月及び6月の電力需給ひっ迫警報・注意報の発令を通じ、一般的な理解は広がりつつあると考えられる。
- 他方、計画停電の広域的な実施については、現状、必ずしも広く社会的な認知を得られていない。このため、今後、広域機関や一般送配電事業者と連携しつつ、様々な機会を通じ、周知を図っていく。
- また、広域的な実施に不可欠な複数エリアにおける計画停電量の分担方法等については、広域機関や一般送配電事業者と連携し、2023年度中に調整を行う。

- 東北・東京エリアは周波数（変化率・低下度合い）のみで動作する負荷UFRが設置されているため、東北エリアの電源脱落事故で東京エリアの広域負荷制限（あるいはその逆）が発生し得る仕組みとなっている。
- また、中国九州間連系線（中国向き）においても、作業時運用容量の無制御限界潮流は59.1HzUFRが動作しないよう「4.0%MW/0.7Hz」の特性定数を用いている一方、平常時運用容量は「5.2%MW/1.0Hz」の特性定数を用いていることから、59.1HzUFR織り込みにより1.2%MW/0.3Hz分の運用容量拡大している状態。
- この時、ルート断（N-2）故障により、中国以東（5エリア）で広域負荷制限が発生し得る仕組みとなっている。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2）

171

② 検討断面

- 中国九州間連系線の利用実態から混雑の解消または緩和を図るため断面を細分化
 - ・ 月別：月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分（15区分化）
 - ・ 時間帯別：昼間、夜間。
 - ・ 平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）。

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 本州系統 電源制限：なし、負荷制限：あり*
- 九州系統 電源制限：あり、負荷制限：なし

※非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る（2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）

九州系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回ると想定される場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う。

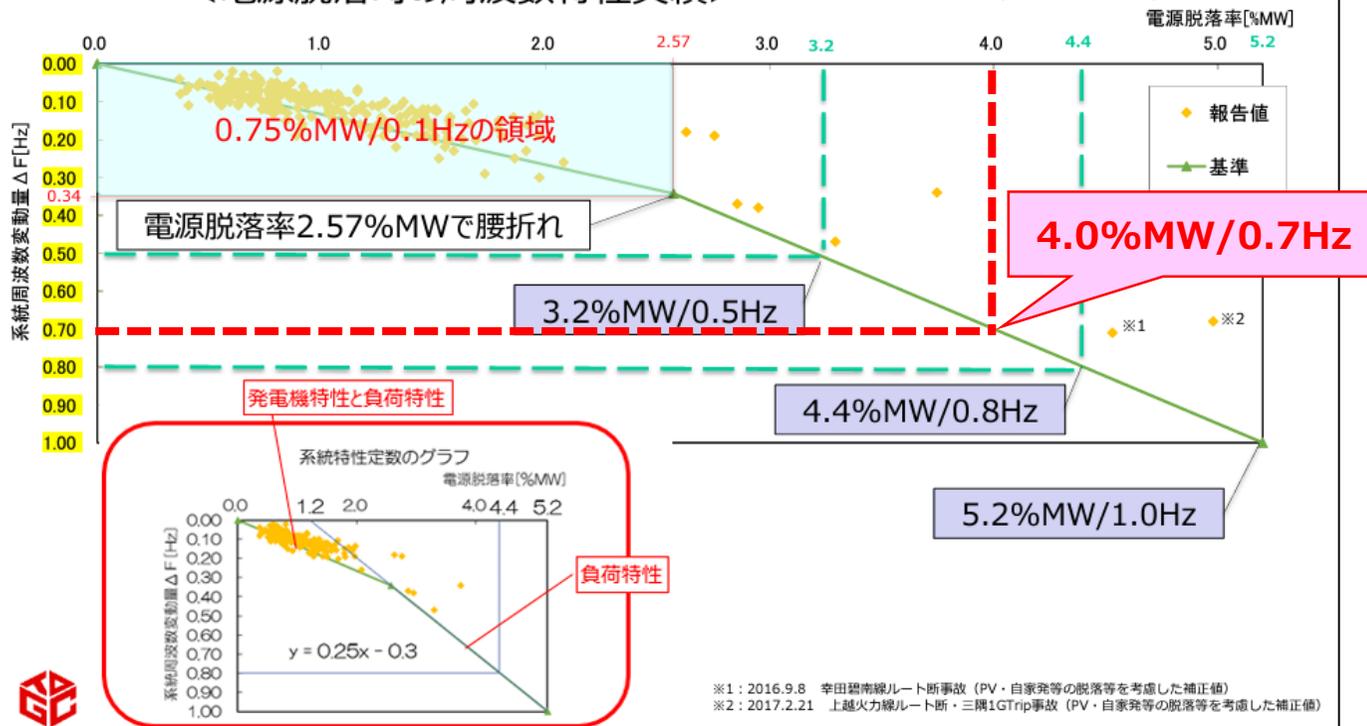
- 中西系統の系統特性定数(折れ線カーブ)を踏まえると、0.7Hz低下に至る電源脱落率は4.0%MWとなるため、常時周波数変動(0.2Hz)込みで59.1HzUFRが動作しない系統特性定数は「4.0%MW/0.7Hz」となる。

中西系統の系統特性定数の評価(周波数低下実績比較)

10

○ 1996年度以降、電源脱落時の周波数特性実績との比較による分析を継続しており、現在に至るまでおおよそ**基準値通りであることを確認**している。

＜電源脱落時の周波数特性実績＞ 1996～2024年度 中西系統電源脱落事故実績



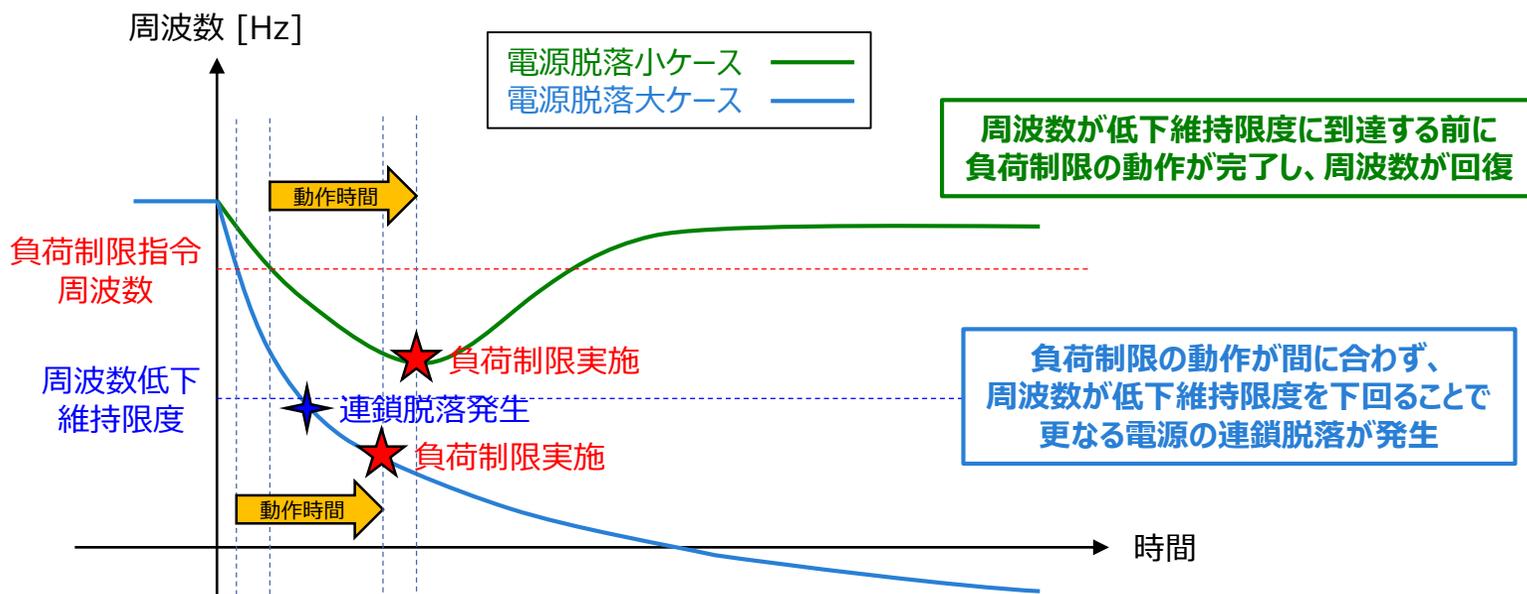
- 広域負荷制限と広域計画停電は、N-2事故時かN-0での需給ひっ迫か（ただし、計画停電に至るまでには様々な設備の計画外停止などが生じている可能性大）、系統安定化システムやUFRによる自動制御か系統運用者によるハンド対応か、という違いはあるものの、どちらも広域的な大規模停電の回避を目的としている点では共通している。
- そのため、**仮に広域負荷制限を実施していく際には、広域ブロック単位での計画停電の考え方と同様**となるか。
- ただし、広域計画停電においても、「広域ブロック単位での計画停電の実施については、国民的な理解を得ることが欠かせない」と整理されている。このため、**広域負荷制限についても、その必要性や実現可能性について広域機関、国、そして一般送配電事業者が連携して取り組んでいくべき課題**と言えるか。

	広域負荷制限	広域ブロック単位の計画停電
目的	広域的な大規模停電の回避	広域的な大規模停電の回避
想定故障	N-2事故	N-0での需給ひっ迫 (ただし、計画停電に至るまでに様々な設備の計画外停止の可能性大)
実施方法	自動制御 (系統安定化システムまたはUFR)	ハンド対応 (系統運用者が実施)

1. 緊急時の負荷制限の在るべき姿
 - (1) 議論の前提（基本的な考え方）
 - (2) 負荷制限における制度的論点
 - (3) 負荷制限における技術的論点
2. 個別織り込みの検討状況
3. まとめと今後の進め方

- 負荷制限の技術的限界を論じる上では、負荷制限による対応（周波数回復）が可能な電源脱落の規模かどうかといった観点も大事になると考えられる。
- 具体的には、電源脱落規模（系統規模に対する電源脱落の割合）が大きくなるほど、周波数変化率や電圧変動などが大きくなり、負荷制限の動作遅延※や更なる電源の連鎖脱落などの影響が懸念される。
- 上記を踏まえると、電源脱落に対して制御が間に合うか（系統崩壊の防止に有効か）という観点からは、単純な絶対値だけではなく、相対値（系統規模に対する電源脱落の割合）によっても負荷制限の技術的限界（運用容量の拡大幅）が決まることになるか。

※ 一般的に、系統安定化システムや負荷側UFRによる負荷制限の動作は瞬時に完了するわけではなく、制御信号の伝送時間や遮断器の動作時間など（一般的に数十～数百ms程度）がかかるため、大規模な電源脱落に対して、負荷制限量が十分にあったとしても動作が間に合わず、周波数維持限度値を下回って大規模停電に至るといったケースも考えられる。

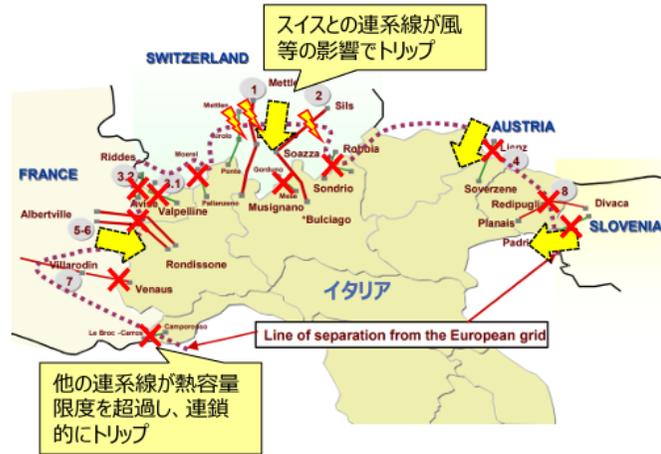


- 単一の想定故障 (N-2) を起因としたものでなく、また発電機・負荷特性など条件が異なる事例 (過去のイタリア大規模停電事例) ではあるものの、電源脱落規模 (系統規模に対する電源脱落の割合) が25% (約1/4) を超えると、負荷制限だけでは制御できず、系統崩壊に至った事例がある。

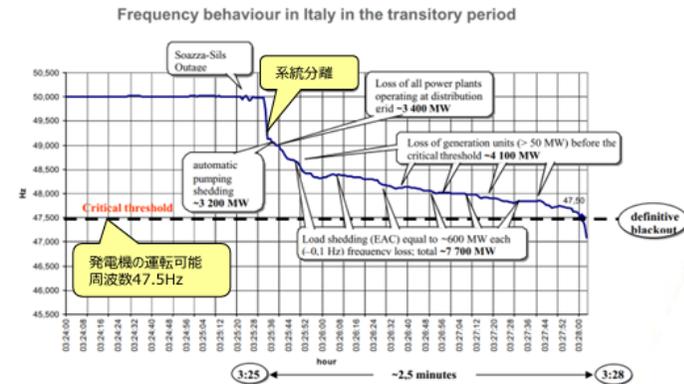
周波数維持制約を違反した場合の影響 (3 / 3)

53

- 周波数維持の問題による大規模停電事例としては、2003年9月の「イタリア大規模停電」が挙げられる。
- 当時は、風や高温度の条件が重なり、2つの連系線トリップが発生し、その後、連鎖的に隣接国とのすべての連系線が遮断され、イタリアが系統分離された。
- 当時のイタリアは、需要の約1/4の電力を他国より輸入していたため、系統分離に伴い、周波数は50.0Hzから大きく低下し、周波数を改善すべく負荷遮断等もなされたが、電圧低下による発電機の脱落なども複合的に重なったため、ついには発電機の運転限界である47.5 Hzに至り、大量に発電機が解列したことで、全停電となった。

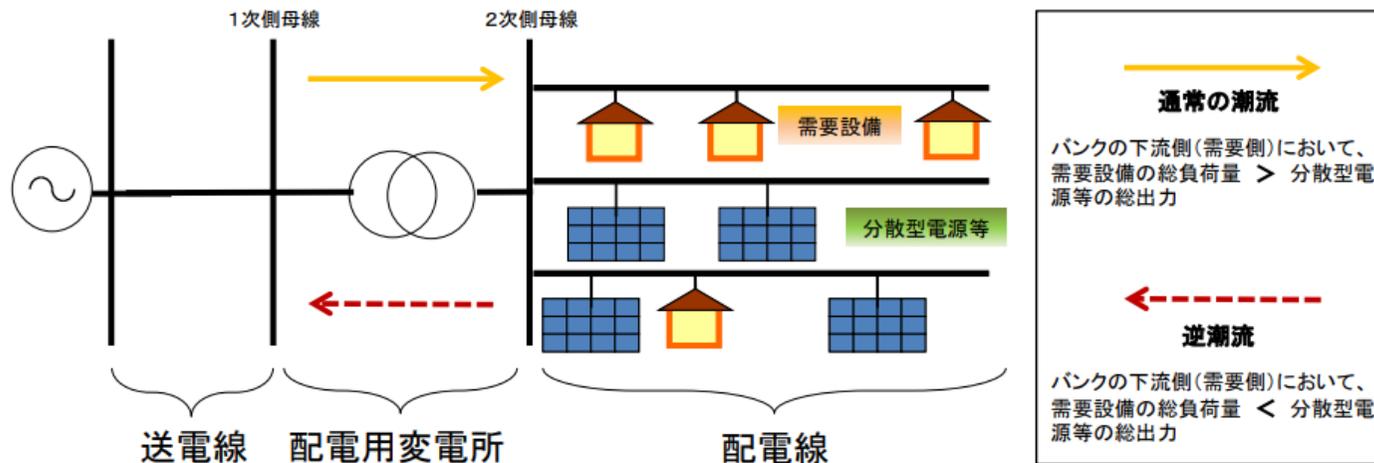


イタリアと隣接国との連系線概要図

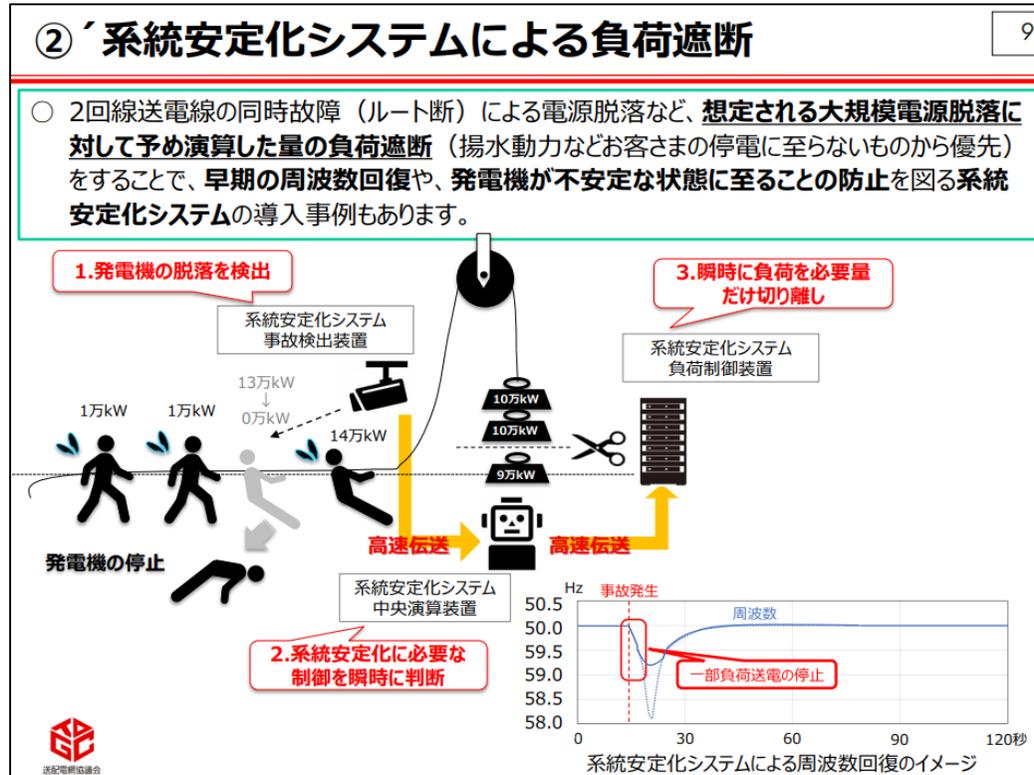


イタリアの系統周波数の推移

- 負荷制限により遮断される負荷は、一般的に変電所の送電線あるいは変圧器単位で管理される。
- この点、従来の潮流は殆どがダウン潮流（基幹系統からローカル系統、配電系統へ流れる向き）であったが、再エネ電源の連系拡大に伴い、アップ潮流（配電系統からローカル系統、基幹系統へ流れる向き）に変化している。
- こうしたアップ潮流の箇所を負荷制限により遮断した場合、システムの需給アンバランスを改善するどころか、むしろ悪化させてしまう。また、アップ潮流箇所が増加していくことで、将来的に負荷制限量が確保できなくなるおそれがある。
- そこで、負荷制限対象箇所において、今後増加すると考えられるアップ潮流の影響について整理を行う。



- 系統安定化システム（集中制御型のシステム）で負荷制限を実施する場合、遮断対象箇所の潮流を常時TM（テレメータ）で計測し、その潮流値に基づき遮断箇所を演算する（組み合わせる）仕様であることが多い。
- この仕様であればアップ潮流箇所の遮断は発生せず、最適な負荷制限量を演算することが可能であり、また、必要な負荷制限量が確保できなくなった場合でも、系統運用者がその状況を把握することが可能であり、即座の対応としては潮流調整など、抜本的な対策としては負荷制限箇所の追加確保（増設）といった対応をとることができる。
- 以上のように、**系統安定化システムで対応する場合には再エネ逆潮流の影響は基本的に少ない**といえる。



- 一方、UFRで負荷制限を行う場合、遮断対象箇所がアップ潮流かダウン潮流を都度判断することが困難である（時間帯により方向が変わる可能性もある）ため、設定次第ではアップ潮流箇所が遮断対象となり、結果的に制御量が増加、もしくは制御量不足に陥るおそれがある。
- この点、将来的にはUFR制御の高度化により解決が見込めるものの、それまでの間、特にPV発電量が多い昼間帯において逆潮流となる箇所を除外した上で、**UFR設定を一律として制限量を算定する必要**がある（また、一律の設定となることにより、夜間帯に比べ昼間帯の制限量・割合が目減りすることが考えられる）。

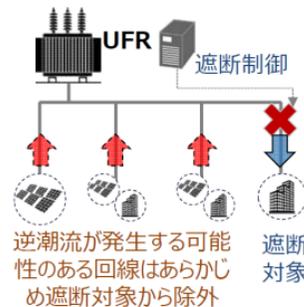
(参考) デジタル化の取組例① UFR制御の高度化

(出所) 大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (第39回) 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 (第15回) 合同会議 (2022年2月14日) 資料3

- UFR (周波数低下リレー)は、事故時に周波数の低下を検知し、ブラックアウトしないよう需要を遮断する装置であり、従来、事故時の電源確保の観点から、逆潮流の可能性のある回線は、遮断対象から除外されていた。
- しかし、変動再エネ電源が多数接続されるようになると、時間帯によって逆潮するかどうか異なる中、必要な遮断量が確保できない可能性がある。
- こうした中で、UFRの制御を高度化し、その時々々の負荷や逆潮流の大きさに応じて需要遮断の最適化を行うことにより、常に必要な遮断量を確保することが可能となる。

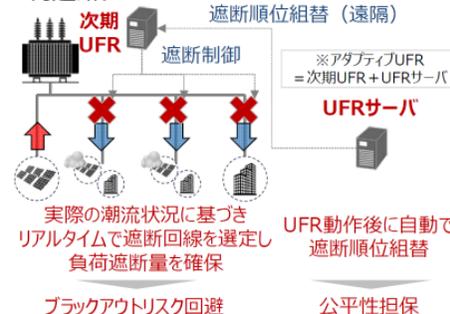
<現状>

遮断対象変更は現地での設定が必要となるため、頻繁な変更ができない



<導入後>

時々刻々の逆潮流の状況と遮断必要量に応じて、遮断対象をリアルタイムで選定し、負荷遮断。



- 前述の通り、運用容量等の在り方においては、あくまで想定故障（N-2故障まで）を扱っているものの、実際には、相当稀頻度ではあるものの想定外故障（N-3故障以上）は発生し得、災害に強い電力供給体制構築を目指すといった電力レジリエンス総点検についての基本的な考え方として、最大電源サイトの脱落等※によるブラックアウト発生リスクについては、運用を含めた必要な対策が講じられているか検証を行うこととされている。

※「①最大電源サイト」ならびに「②大規模電源サイトや重要変電所等と隣接する重要送電線のN-4送電線事故」

電力レジリエンス総点検（ネットワーク全体）についての基本的な考え方

- 現在の日本の送電設備形成ルールは、合理的な国民負担（電力コスト）とのバランスを勘案しつつ、災害の多い日本の状況の中でも最大限安定供給を追求するとの考えに基づき、**国際的にも一般的な「N-1基準」を超えて、N-2事故も想定した設備形成ルールを採用**している。
- 今般の北海道全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）は、前回のWGで電力広域機関から報告があった通り、**国際的にも一般的な考え方に照らせば、主として「N-3」+「N-4」の事故という複合要因により発生**。
- しかしながら、道民の方々に多大な御不便と御負担をかけたという事実を勘案すれば、**国民負担等とのバランスも考えながら、災害に強い電力供給体制の構築を目指していくべき**。
- 以上の考えに基づき、電力レジリエンス総点検（ネットワーク全体）においては、**今般発生した事案及び電力広域機関の検証委員会の中間報告も踏まえ、下記の検証を行うこと**としたい。

<電力レジリエンス総点検（ネットワーク全体）の具体的な方法>

今般の北海道全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）が周波数低下によって発生したことに鑑み、**各広域エリア（東日本、西日本、沖縄の3エリア。）において、今般の事案と同様の事象によってブラックアウトが発生するリスクについて検証**。

本日は東エリアの最大サイトを有する東京電力、西エリアの最大サイトを有する中部電力、沖縄電力に加え、北海道と同様の地理的要因がある四国電力・九州電力よりプレゼン後、議論いただく。

<最大電源サイトの脱落等によるブラックアウト発生リスク>

①各エリアにおいて、**年間を通じた最過酷断面で最大電源サイトが脱落した場合においても、今般の事案と同様の事象によってブラックアウトが発生しないか、運用を含めた必要な対策が講じられているか**について検証を行う。

②合わせて、各エリアにおける大規模電源サイトや重要変電所等と隣接する**重要送電線において、今般の事案と同様の事象によってN-4送電線事故が発生し、結果として（大規模電源サイトや重要変電所等が機能停止し）今般の事案と同様の事象によるブラックアウトが発生し得る箇所があるか**について検証を行う。

③北海道エリアについては、電力広域機関の検証委員会で別途行われている検証や、第二回電力レジリエンスWGの議論を踏まえた対応を行っていくこととはどうか。

<留意点>

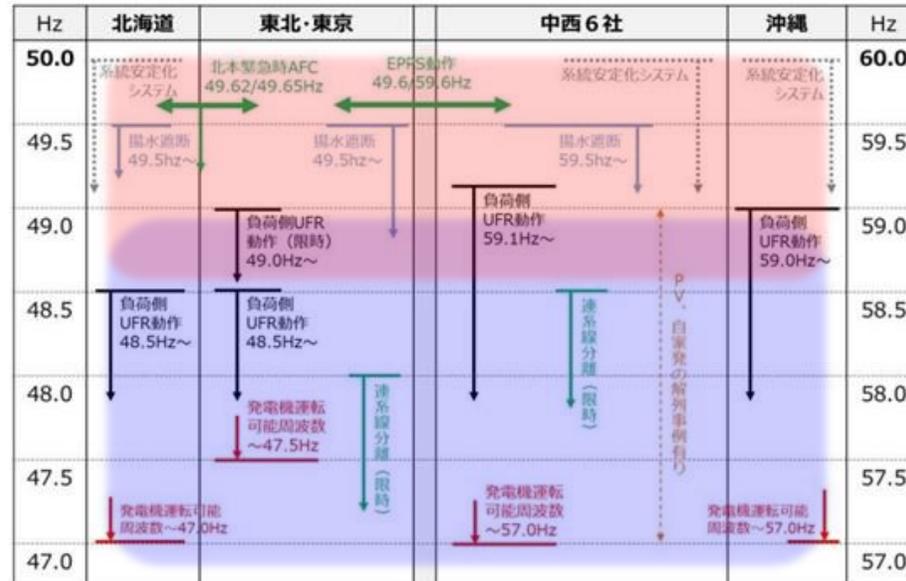
本総点検は、あくまでブラックアウトのリスクについての検証であるが、**大規模電源脱落時等にも必要な供給力が確保されているかについては、別途、毎年行われている需給検証プロセスで、必要な見直しを行いつつ、引き続き確認していくこと**としたい。 2

- 最大電源サイトの脱落等によるブラックアウト発生リスクへの対応としても負荷制限は有効である一方で、負荷制限の確保量には限り（技術的な限界）があるところ。
- この点、負荷制限の確保量は、想定故障（N-2故障まで）の領域だけでなく、想定外故障（N-3故障以上）の領域にも共用され得るため、**電力レジリエンス総点検（ブラックアウトリスクの対応）という観点からは、負荷制限確保量の一部は控除した上で、負荷制限の技術的限界（運用容量の拡大幅）を決める**ことになるか。

(参考) 交流同期エリア別の周波数制御体系(イメージ)

66

- 交流同期別エリア別の周波数制御体系は下記の通り。
- 59.0Hzを下回ると連鎖的な発電機停止の虞があり、連系線分離に至る周波数まで低下する虞があることから、59.0Hz以下にならないように対策している。



想定故障
(N-2故障まで)の領域
※運用容量の拡大に資する

想定外故障
(N-3故障以上)の領域
※ここにも負荷制限確保量が必要

出所) 各一般送配電事業者から受領した資料をもとに送配電協議会で作成

- 負荷制限の実施により、系統内の潮流状況が変化することに伴い、事故発生箇所とは別の送電線潮流が増加し、運用容量を一時的に超過するおそれがある（現状はそのような送電線は地域間連系線に限られるが、将来的には地内送電線においても発生する可能性がある）。
- 現行の電源脱落に対応する調整力は一時的な運用容量超過を許容した考え方となっているため、負荷制限に伴う一時的な運用容量超過もそれ自体は問題にならない（負荷制限量を制約するものではない）一方で、その後の系統混雑を解消するための手段の確保（電源持替のための余力等の活用など）については、整理が必要か。

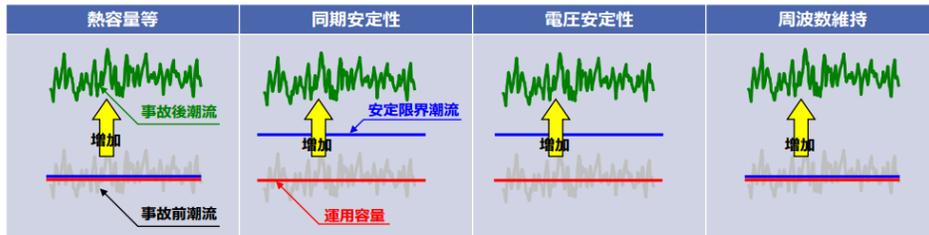
現行の地域間連系線におけるフリンジ量の考え方 (2 / 2)

22

- 一方、電源脱落発生時の調整力 (ΔkW) 発動に伴う潮流変動は、前頁の通り、フリンジ量に含まれていない。
- 加えて、調達エリアで確保した電源脱落対応分を他エリアで使用する※際の ΔkW マージンも設定されていない。
- このため、電源脱落発生時は下図の通り、一時的に安定限界潮流を超過する可能性が考えられるが、当該事象は電源脱落（初発）と送電線故障（続発）の異地点同時発生（N-2以上）であることから、想定していない（電源脱落時の限界潮流超過は許容している）ことになる。

※ 電源脱落時に対応する調整力は同期連系系統単位で各エリアの系統容量按分で調達しており、電源脱落時は他エリアから入ってくる潮流が増加する。

【地域間連系線（電源脱落時イメージ）】



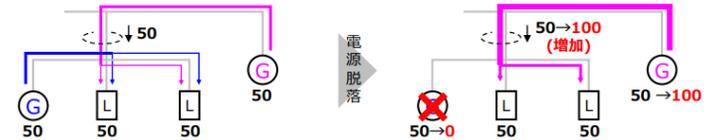
現行の地内送電線におけるフリンジ量の考え方の一例 (2 / 2)

28

- また、地域間連系線の考え方に倣い、過去5年間の3 σ 最大値を設定することで、電源脱落等異常時の変動分を排除している点も同じであり、電源脱落発生時は下図の通り、一時的に限界潮流を超過する可能性も考えられる。
- この点、地域間連系線と同様に、電源脱落（初発）と送電線故障（続発）の異地点同時発生（N-2以上）であることから想定していない（電源脱落時の限界潮流超過は許容している）ことになるものと考えられる。

【地内送電線の電源脱落時イメージ】

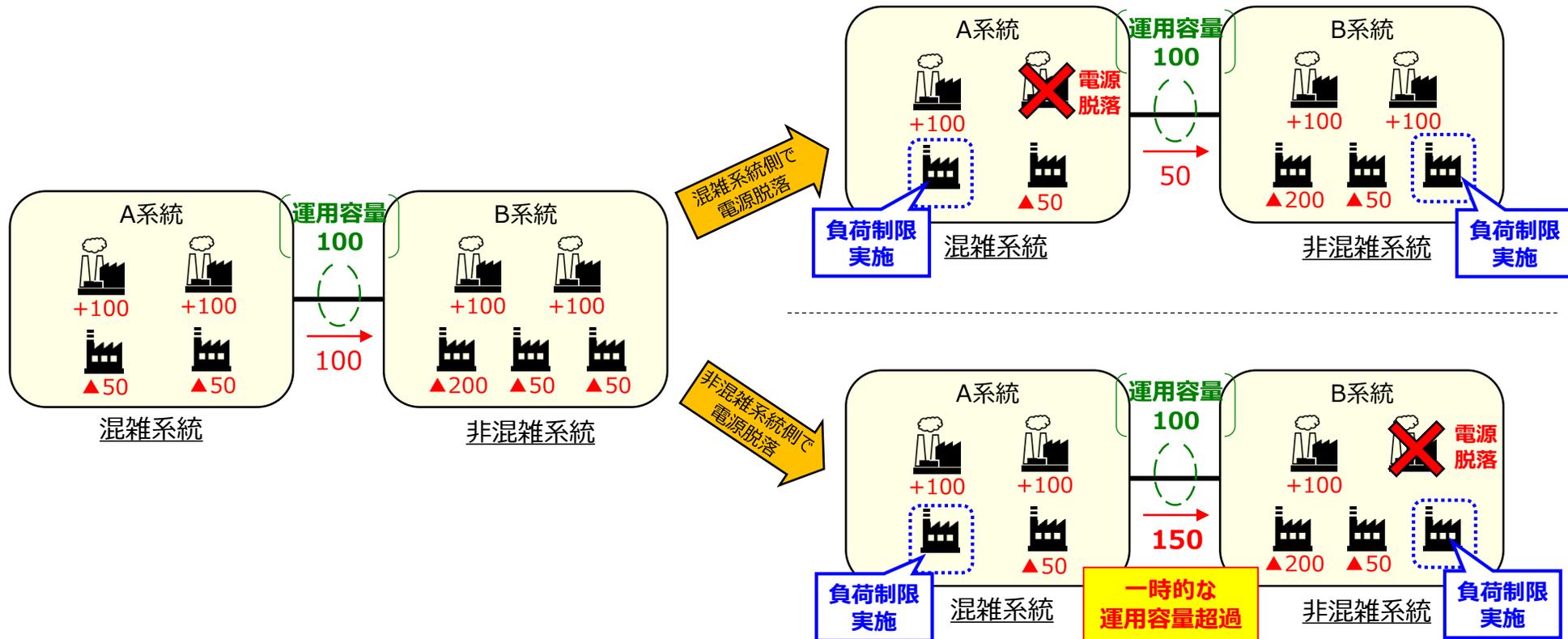
(安定限界潮流を超過する場合)



(安定限界潮流を超過しない場合)



- この点、電源脱落が混雑系統、非混雑系統それぞれで発生した場合、対応の考え方も変わり得る。
- 混雑系統（ここでは送電側系統を指す）内で発生した場合は、混雑送電線の潮流が維持または緩和されるため、混雑対応は特段必要ないと考えられる。
- 他方、非混雑系統（ここでは受電側系統を指す）内で発生した場合は、混雑送電線の潮流がさらに増加することから、**非混雑系統内に一時的な運用容量超過の解消のための余力が必要**になると考えられる。



1. 緊急時の負荷制限の在るべき姿
 - (1) 議論の前提（基本的な考え方）
 - (2) 負荷制限における制度的論点
 - (3) 負荷制限における技術的論点
2. 個別織り込みの検討状況
3. まとめと今後の進め方

- 個別の連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））に関する検討状況として、関係する一般送配電事業者（中部電力PG、九州電力送配電）から検討の進捗をご報告いただく。（資料3-2、3）

1. 緊急時の負荷制限の在るべき姿
 - (1) 議論の前提（基本的な考え方）
 - (2) 負荷制限における制度的論点
 - (3) 負荷制限における技術的論点
2. 個別織り込みの検討状況
3. まとめと今後の進め方

- 今回、負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり、基本的な考え方や制度的・技術的論点の整理を行った。

【基本的な考え方（議論の前提）】

- 地域間連系線と地内系統、ならびに電源線と系統線の故障時の影響等を踏まえつつ、既に負荷制限を織り込み済の箇所を含め、本質的な考え方を区別することなく議論する
- 系統増強に対する補完的な方策というのが、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付け
- 今回の検討対象は、想定故障（N-2故障まで）において、連鎖的な発電機停止や系統分離に至らない範囲

【制度的・技術的論点の検討結果】

分類	項目	整理（検討結果）
制度的論点	1-1 負荷制限の適用目的	負荷制限は「供給力確保」および「経済取引」の両方に資する
	1-2 負荷制限の社会的影響	停電コストとのトレードオフ関係は実質的に成立しないため、基本的には、技術的に可能、かつ必要な分だけ、負荷制限を織り込む考え方を適用
	1-3 永久事故時の復旧影響	早期復旧に関する定量的な基準を設けない（定性的な項目として扱う）
	1-4 広域負荷制限の在り方	広域ブロック単位の計画停電の考え方と同様（必要性等、引続き検討）
技術的論点	2-1 対応可能な電源脱落率	系統規模に対する電源脱落の割合により負荷制限の技術的限界を決定
	2-2 再エネ逆潮流時の負荷制限確保	負荷UFRの場合、当面、設定を一律として制限量を算定する必要がある（夜間帯に比べ昼間帯の制限量・割合が目減りすることが考えられる）
	2-3 ブラックアウトリスクへの対応	負荷制限確保量の一部は控除した上で、負荷制限の技術的限界を決定
	2-4 負荷制限時の混雑対応	非混雑系統内に一時的な運用容量超過の解消のための余力が必要

- また、個別連系線に関する検討状況について、中部電力PG、九州電力送配電から検討進捗を報告頂いたことを踏まえ、今後、下記のとおり進めていくことでしょうか。

【中部関西間連系線（中部向き）】

- 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限量確保」「ブラックアウトリスクへの対応」の観点から、システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法について検討
- 技術的には、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能な見込み（拡大可能コマは、市場分断の発生コマの15%に相当）
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに適用については、一般送配電事業者とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととしてはどうか

【中国九州間連系線（九州向き）】

- 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限量確保」「広域負荷制限の在り方」の観点から、まずはシステム改修が不要な負荷UFRを用いた運用容量の拡大方法について検討
- 技術的には、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい点灯帯を中心に+10～60万kWほど年間の運用容量を拡大可能な見込み（昼間帯については、PV出力予測活用により、前々日の運用容量を拡大できる可能性）
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映については、既に検討の進め方が示されている調整力等委等とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととしてはどうか
- また、更なる追加対策の検討要否については、必要な技術検討（系統安定化システムの改造等）を進めつつ、供給信頼度（EUE）の改善状況も踏まえながら、引き続き検討していくことでしょうか

- 本作業会の議論状況等を踏まえた供給信頼度（EUE）評価への反映については、既に、調整力等委において、検討の進め方（論点）が示されている。

検討の進め方（まとめ）		28					
検討事項		検討の進め方					
		10月	11月	12月	1月	2月	3月
①	<ul style="list-style-type: none"> 端境期のうち特異な傾向である6月の厳気象対応の考え方の整理が必要ではないか 	<ul style="list-style-type: none"> 需要想定方法を改めて検討のうえで、必要供給力の考え方を整理 					
②	<ul style="list-style-type: none"> 供給信頼度評価の考え方の詳細について、改めて見直すべき事項、反映すべき運用実態はあるか 	<ul style="list-style-type: none"> 現状の運用実態を確認したうえで、供給信頼度評価での取扱いを整理 					
③	<ul style="list-style-type: none"> 年間EUEが供給信頼度基準（目標停電量）を超えている主な要因が連系線運用容量による場合の考え方について整理が必要ではないか 	<ul style="list-style-type: none"> 将来の運用容量等の在り方に関する作業会での議論状況を踏まえて、供給信頼度評価の考え方を整理 					
④	<ul style="list-style-type: none"> 地内システムの混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか 	<ul style="list-style-type: none"> 新たなツールを含め、地内システム混雑がある場合の供給信頼度評価手法の技術的検討を年度内目途で報告 					

運用容量の断面
細分化等の反映

本作業会の
議論状況の反映