

電制対象箇所の考え方について

2025年6月13日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

1. はじめに
2. 制約要因における電制の考え方
 - a. 熱容量
 - b. 同期安定性
 - c. 電圧安定性
 - d. 周波数維持限度
3. （将来課題）広域電制における電制対象の考え方
4. まとめ

- 第3回本作業会で整理した主要論点において、同期・電圧・周波数制約について電制対象箇所の考え方を整理することとしている。
- また、第5回本作業会において、主に同期安定性の面から、N-1故障及びN-2故障に関する事故様相、および安定化の考え方について現状の実態を調査し、今後の検討の進め方を整理したところ。
- 今回、現行のN-1電制（熱）の電制対象箇所の考え方を踏まえて、熱以外の制約要因の妥当な選定方法として在るべき考え方を整理した。また、一般送配電事象者に電制対象箇所の考え方に関するアンケートを実施し、あるべき考え方からの乖離実態を確認の上、今後の対応について整理したため、ご議論いただきたい。

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
同期 安定性	中西安定度	3-1-1	中西 θ を運用容量の 制約へ追加すべきか	中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向（西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性）がある。上記事象を防止するため、中西θ（九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差）が上限（限界値）に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。 一方、持替え運用は混雑処理（再給電）と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。 ➤ 次回以降、中西地域における中西θを考慮した運用実態（必要性）を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方（管理方法等）を整理・検討する
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方 の整理が必要か	熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量が小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。 次回以降、同期安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する。
	低下補填	3-3-1	将来的な同期安定性の 低下を補う方策はあるか	将来的な再エネ大量導入等に伴い、電力系統内の非同期電源比率が高まることで、中期的な運用容量への影響（運用容量低下）が顕在化し得る可能性が調整力等委で報告されていることを踏まえ、当該影響を補う方策についての検討が必要か。 ➤ 既存の技術で効果的と考えられる電源制限装置等を活用した対策効果の見通しについて、次回以降、本作業会にて報告する。
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	関西中国間連系線では、電圧安定性が運用容量の決定要因となっており、その限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性（故障後の二次系統電圧の回復による低め解への移行や調相資源の投入等を模擬できないため、一定程度尤度を持たせたうえでの0.9PUとも考えられる）を説明できるかどうか。 地内の電圧安定性の判定方法として、V法など他の計算ツールを用いているエリアもあることから、判定方法の違いについて、現在、送配電網協議会にて調査を進めている、負荷の電圧特性等も踏まえた合理的な説明ができるか。 また、将来的な短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。 ➤ 次回以降、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、算出・評価方法として妥当な説明が可能かについて整理結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方 の整理が必要か	熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。 ➤ 次回以降、電圧安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し (影響評価) が必要か	EPPSを確実に動作させるために、新FC以外のFCにおいても周波数逆転を許容しない考え方 (整定) を見直す必要があるか。また、考え方の変更にあたっては、EPPS送電後の健全側の周波数低下による影響をシミュレーション等で精緻に評価する必要があるか。 ➤ 次回以降、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直すとなった場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まない理由とは	現行の関門連系線 (九州向き) は周波数制約 (無制御) で決まっており、PV不要脱落も相まって運用容量が相当小さく、卸 (kWh) 取引の変化やEUE (kW) 評価において、九州向けが分断するケースも散見され、追加の社会コストがかかる等、課題が顕在化し始めている。負荷遮断の織り込みで解決する課題とも考えられるため、具体的な拡大方策の検討が必要か。 ➤ 次回以降、負荷制限が織り込まれていない箇所 (関門連系線の九州向き等) について、社会的便益 (≒EUE評価結果への影響) 等も踏まえた織り込み要否等について検討する
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	周波数上昇系統で効果は一律と考えられるものの、熱容量と同じ電制対象箇所の考え方で問題ないか整理が必要か。 ➤ 次回以降、周波数上昇制約の拡大を目的として電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する
	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・補う方策の妥当性	系統特性定数を用いて周波数上昇・低下限度を算出 (判定) する場合、平常時 (N-0) と緊急時 (N-2) の算出方法の違いや、過渡的な周波数上昇の扱い等のエリア毎の違いの妥当性を深掘り検討する必要があるか。 また、将来的なRoCoFの増加、短絡容量低下に伴う、非同期 (インバータ) 電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、将来的な周波数維持制約の合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。 ➤ 次回以降、算出方法・判定方法の妥当性について、検討結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。
		5-4-2	系統特性定数の必要性	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、今後も必要かどうかについても、平常時 (N-0)、作業時 (N-1)、緊急時 (N-2) の事象毎に検討する必要があるか。 ➤ 第2回本作業会での事業者プレゼン内容 (資料3-1) を踏まえ、次回以降、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告

今後の検討の進め方

26

- 今回、大きく「N-1故障・N-2故障の定義」「N-1故障における安定の考え方」「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点について地域間連系線、各エリアの考え方（実態）の調査を行い、以下のような差異が存在した。

【論点①② N-1故障・N-2故障の定義】

- 2回線に跨る故障のうち、ルート断に至らない様相（通常、N-2故障）においては、1φ2LGや2φ3LGをN-1故障と見做しているエリア、または、そもそも検討対象としていない（検討省略としている）エリアが見受けられた
- 片母線については、運用容量制約において一部の連系線・エリアにおいてN-1故障想定としていた

【論点③④ N-1故障における安定の考え方】

- 系統制御（電源制限）については大宗のエリアが織り込み「あり」としていたが、電制量上限の考え方に差異があり、それによって安定限界潮流が変わる（制約要因となる）ケースも散見された

【論点⑤⑥⑦ N-2故障における安定の考え方】

- 発電支障については局所的脱調の許容有無が分かれる等、エリア毎に異なる考え方があることを確認した
- 系統制御の組み合わせ（電源制限＋負荷制限）については、許容する（実質電制量の上限がなく、制約要因としない）エリアと、許容しない（電制量上限により制約要因になる）エリアがそれぞれ存在することを確認した

- 今後、上記の各論点（差異）については、地域間連系線との平仄等も踏まえ、合理的な考え方を深掘りしていく。

- N-1電制 (熱) の電制対象箇所の考え方に関する一般送配電事業者へのアンケートの結果、原則N-1電制ガイドラインの考え方にに基づき選定していることが確認出来た。
- N-1電制ガイドラインでは、復旧時への影響緩和やコスト最小化の観点から、以下のような選定対象の優先順位を設定している。特に、下記 1. の潮流抑制効果を優先すること、加えて電制対象電源の「地点」、「大きさ」、「系統混雑時の混雑見通し」の 3 つの観点を考慮することが整理されている。
 1. 潮流の抑制効果が大い (電制台数の削減、抑制量の適正化 等)
 2. 電制後の再起動時間が短い
 3. 機会損失費用が少ない (発電単価が高価、起動費が安価 等)
 4. 電制装置の設置費用が安い (通信回線費用が安価 等)

1. 6 N-1 電制の対象電源選定の考え方

N-1 電制は、故障時の給電指令の自動化であり、その対象となる電源は事前に選定しておく必要がある。この際、緊急停止により公衆安全に影響がある電源や、従前の先行適用では設備増強を前提に接続されるべきとしてきた電源を除き、原則、全ての特別高圧に連系する電源がN-1電制の対象となる。この選定については、現行のルールでは故障時の給電指令により出力調整を行う電源は、緊急性の観点から、一般送配電事業者が発電機の出力変化速度、調整容量等を考慮して、電力系統の復旧に最も適切と考えられる電源を選定することとなっていることを踏まえ、一般送配電事業者が以下のような優先順位に基づき、N-1電制の対象電源として合理的となる電源を指定することとする⁸。

【N-1 電制対象選定の優先順位】

- (1) 潮流の抑制効果が大い (電制台数を削減できる、抑制量を適正にできる 等)
- (2) 電制後の再起動時間が短い
- (3) 機会損失費用が少ない (発電単価が高い、起動費が安い 等)
- (4) 電制装置の設置費用が安い (通信回線費用が安い 等)

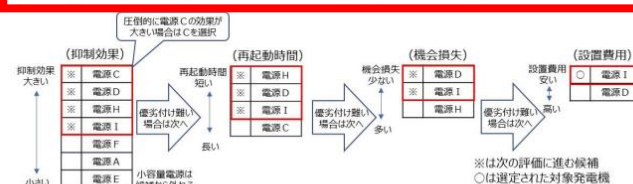


図 1-2 優先順位による電制対象選定のイメージ

なお、(1) 潮流の抑制効果の評価にあたっては、適用する系統の特徴や混雑見通し・性質、電源の接続状況などを踏まえ、合理的な電制対象電源を選定することが必要であり、具体的には電制対象電源の「A 地点」、「B 大きさ」、「C 系統混雑時の混雑見通し」の 3 つの観点を考慮する。(ただし、これら 3 点を完全に満たす電源が存在するとは限らないため、系統の特徴や混雑見通し・性質、電源の接続状況などに応じ、一般送配電事業者がこの 3 つの観点も踏まえ総合的に電制対象電源を選定していく。)

この場合の電制順序に関しても、一般送配電事業者は合理性や安定供給の観点を踏まえ設定するものとする。

論点③④ N-1故障における安定の考え方 (アンケート結果)

19

- N-1故障における安定化の考え方に関するアンケート結果は下表のとおり。
- N-1供給支障を許容する限定的な社会的影響としては、短時間で復旧可能な小規模停電などが挙げられたが、これらは1回線の送電線路から受電する需要場所のような特殊なケースが大半であり、**基幹系のN-1故障において不安定となり供給支障が生じるケースを問題なしと見做す(制約要因としない)考え方は殆どなかった。**
- また、系統制御(電源制限)については大宗のエリアが織り込み「あり」としていたが、電制量上限の考え方に差異があり、それによって安定限界潮流が変わる(制約要因となる)ケースも散見された。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	連系線
電制織込み有無	あり	あり	あり	あり	将来的にあり	あり	あり	あり	あり	なし	なし
電制量上限(熱)	N-1電制ガイドライン	N-1電制ガイドライン	UFRの動作に至らない量	N-1電制ガイドライン	N-1電制ガイドライン	N-1電制ガイドライン	N-1電制ガイドライン	N-1電制ガイドライン	N-1電制ガイドライン		
電制量上限(安定度)			UFRの動作に至らない量	N-1電制ガイドライン(単機最大脱落量)		59.1HzのUFR作動させない量		N-1電制ガイドライン			
電制量上限(電圧)				N-1電制ガイドライン(単機最大脱落量)				N-1電制ガイドライン			
電制量上限(周波数)											
限定的な社会的影響	・ 小規模 ・ 短時間復旧	基準なし	・ 小規模 ・ 短時間復旧	基準なし	基準なし	基準なし	基準なし	・ 短時間復旧	基準なし	基準なし	基準なし

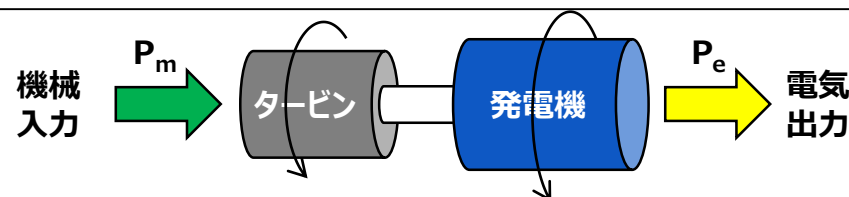
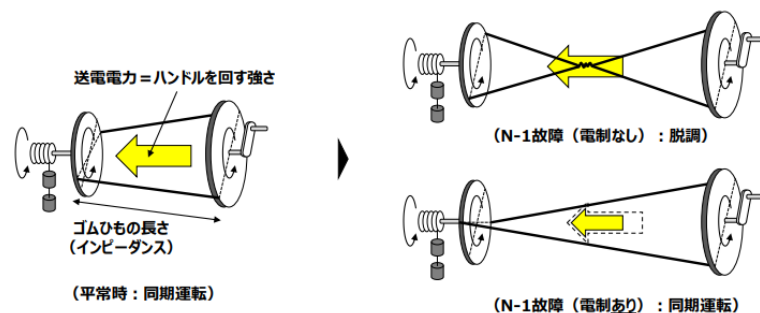
※ 空欄については、当該制約要因における「N-1電制なし」との回答があった箇所

- 定性的には、電制が同期安定性に与える要素は複数ある。
 - 電制により送電線に流れる潮流が減少することで、発電機の相差角のねじれが緩和され、**同期安定性が向上**。
 - 安定化効果の小さい発電機を電制した場合、送電線に流れる潮流は減少するものの、発電機の相差角のねじれは緩和されず、行き場を失ったエネルギーが発電機の加速に使われ、**同期安定性が悪化**。
- 上記より**同期安定性維持のための安定化効果の大小は、エリアごとの電源スเปック（励磁装置やPSSなどの制御系含む）や系統構成によって左右される**ため、熱容量のような単純な優先順位を定めることは困難であり、電制対象の選定にあたっては、**Y法やS法などのシミュレーション結果を踏まえ、安定化効果の高い電源を選定する必要**があるか。

同期安定性制約を拡大するための方策（電源制限）

33

- 電源制限は、先述の熱容量制約の拡大に効果的であることに加え、同期安定性の向上にも資する。
- N-1故障時に発電機が脱調する要因は、力学系モデルで例えるゴム紐の長さが長くなった状態（インピーダンスが増大）でも、故障前と同じ強さでハンドルを回し続けることにある。
- 電制は、故障検出後、瞬時に発電機を電力系統から切り離す（発電抑制）ことで、ハンドルを回す力を故障前よりも抑えることができるため、同期安定性の改善に効果的である。
- なお、適用基準や電制量目安等は、「2. 制約要因（熱容量）」の通りであるため、本章では省略する。



P_m : 蒸気圧、水圧等タービンを回す力
⇒ **ほぼ一定と仮定**

P_e : 発電機より出力される有効電力

$$P_e = \frac{V_r \times V_s}{X} \sin \delta$$

⇒ **系統電圧が低下すると減少**

系統電圧が低下
↓
電気出力が減少
 $P_m > P_e$
↓
発電機に回転エネルギーが蓄積
発電機が加速
↓
位相角が開き同期安定度が悪化

- 一般送配電事業者へのアンケートの結果、同期安定性維持のための電制対象は、エリアの太宗がY法などのシミュレーション結果を踏まえ安定化効果の高い電源を選定している。
 - 地域間連系線
 - ✓ N-2故障（交流連系線2回線故障など）時の同期安定性が制約要因となり得る連系線の両端エリア（東北・北陸・中国・九州）において適用。
 - ✓ これらのエリアでは、基本的な考え方としては共通して安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い、電氣的距離が遠い電源を選定していたが、設備形成面での特徴（東北エリアでは、異電圧ループ系統構成しており、電制適用線路と電氣的距離が短く、発電機容量が大きい電源を選定）などを踏まえて違いが見られた。
 - 地内送電線
 - ✓ 同期安定性向上を目的とした電制装置は、N-1故障時で一部エリア（東京・中部・関西）、N-2故障時では、全エリアで適用。
 - ✓ 電制対象電源の選定の考え方は、太宗のエリアで安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源を選定。
 - ✓ 北海道エリアにおいては、想定故障による電制電源候補が単一の電源に限られるため、「未整理」となっているが、実質的には他エリアと同等の「安定化効果の高い電源を選定」と同義と考えられる。

- 地域間連系線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 他方、N-2故障（交流連系線2回線故障など）時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、同期安定性が制約要因となり得る連系線の両端エリア（東北・北陸・中国・九州）で「適用実績あり」であった。
- 基本的な考え方としては共通して安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い、電氣的距離が遠い電源を選定していたが、設備形成面での特徴（東北エリアでは、異電圧ループ系統構成しており、電制適用線路と電氣的距離が短く、発電機容量が大きい電源を選定）などを踏まえて違いが見られた。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	あり	なし	なし	あり	なし	あり	なし	あり
電制電源 選定方法	—	安定化効果の高い 電源※1,3	—	—	安定化効果の高い 電源※1	—	安定化効果の高い 電源※1	—	安定化効果の高い 電源※1
電制安定化効果 確認方法	—	Y法SIM	—	—	Y法SIM	—	Y法SIM	—	Y法SIM
実指令時の 電制電源・量の考え方	—	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	—	—	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	—	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	—	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定
制御方法	—	系統安定化装置	—	—	系統安定化装置	—	系統安定化装置	—	系統安定化装置

※1 高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い（あるいは脱調傾向にある）、電氣的距離が遠い（内部相差角が大きい）を電制効果の高い電源として優先的に選定

（所内電源喪失とならないよう発電所を選定しているエリアもあり）

※2 オンラインで系統情報を系統安定化装置に取り込み、都度安定度計算をすることによって万一の故障時に最小限の電源制限量で同期安定性が維持できる電源制限電源（電制量）を演算

※3 なお、異電圧ループ系統を構成している東北エリアにおいては、電制適用線路と電氣的距離が短く、発電機容量が大きい電源を安定化効果が大きい電源と考えている。

- 地内送電線においては、N-1故障時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、一部エリア（東京・中部・関西）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源の選定の考え方は、各エリアとも共通であり、安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源を選定している。
- 実指令時の電制電源・量の考え方としては、いずれのエリアもシステム演算等により系統状況等に応じた最低限の電制量となるよう電制対象を選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	あり	あり	なし	あり	なし	なし	なし
電制電源 選定方法	—	—	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1	—	安定化効果の高い 電源※1,3	—	—	—
電制安定化効果 確認方法	—	—	Y法SIM	Y法SIM	—	Y法SIM	—	—	—
実指令時の 電制電源・量の考え方	—	—	システム演算により 電制量最小となる 電制対象の組合せ を選定※5	システム演算※2により 電制台数最小と なるよう一送が選定	—	事前の検討※4により 電制量が最小と なるよう一送が選定	—	—	—
制御方法	—	—	系統安定化装置	系統安定化装置	—	保護RY	—	—	—

※1 高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い（あるいは脱調傾向にある）、電氣的距離が遠い（内部相差角が大きい）を電制効果の高い電源として優先的に選定

※2 オンラインで系統情報を系統安定化装置に取り込み、都度安定度計算をすることによって万一の故障時に最小限の電源制限量で同期安定性が維持できる電源制限電源（電制量）を演算

※3 関西エリアの場合、長距離の水力幹線の同期安定性が制約要因となっている箇所では、1ユニット単位の電制では改善効果も小さいため、安定化効果の高い線路を選定

※4 関西エリアの場合、保護Ryで設備構築している為、事前のSim結果をもとに事故様相やキック潮流に応じた電制量となるよう整理

※5 各事故様相における安定度限界潮流（遮断目標量）を事前検討で確認し、リレー整定することで事故様相に応じた電制量としている。なお、一部系統では電制パターンが単一のため、電制対象の組合せはしない場合がある。

- 地内送電線においては、N-2故障時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、全エリアで「適用実績あり」を確認した。
- 電制対象電源の選定の考え方は、大宗のエリアで安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源を選定している。
- 実指令時には、大宗のエリアがシステムのオンライン演算により電制量最小となる電制電源を選定しており、関西エリアでは事前に検討した事故様相や電制が必要となる潮流整定に応じた電制量を電制量最小となるよう選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり
電制電源選定方法	複数の電制電源を設定していないため、未整理	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1,3	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1
電制安定化効果確認方法	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM
実指令時の電制電源・量の考え方	BGがあらかじめ設定	システム演算※2により電制量最小となるよう一送が選定	システム演算により電制量最小となる電制対象の組合せを選定※5	システム演算※2により電制台数最小となるよう一送が選定	システム演算※2により電制量最小となるよう一送が選定	事前の検討※4により電制量が最小となるよう一送が選定	システム演算※2により電制量最小となるよう一送が選定	システム演算※2により電制量最小となるよう一送が選定	システム演算※2により電制量最小となるよう一送が選定
制御方法	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置	保護RY	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置

※1 高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い（あるいは脱調傾向にある）、電氣的距離が遠い（内部相差角が大きい）を電制効果の高い電源として優先的に選定

なお、電制により所内電源喪失とならないように複数ユニットの発電所を選定しているエリアや電制後に速やかに並列可能な電源（水力機、早期再並列の機能のある火力機）を優先するエリアもあり

※2 オンラインで系統情報を系統安定化装置に取り込み、都度安定度計算をすることによって万一の故障時に最小限の電源制限量で同期安定性が維持できる電源制限電源（電制量）を演算

※3 関西エリアの場合、長距離の水力幹線の同期安定性が制約要因となっている箇所では、1ユニット単位の電制では改善効果も小さいため、安定化効果の高い線路を選定している

※4 関西エリアの場合、保護Ryで設備構築している為、事前のSim結果をもとに事故様相やキック潮流に応じた電制量となるよう整定

※5 各事故様相における安定度限界潮流（遮断目標量）を事前検討で確認し、リレー整定することで事故様相に応じた電制量としている。なお、一部系統では電制パターンが単一のため、電制対象の組合せはしない場合がある。

■ 定性的には、電制が電圧安定性に与える要素は複数ある。

- 電制により、送電線に流れる潮流が減少することで、送電線の無効電力消費が小さくなり、電圧低下が抑制されることで、**電圧安定性が向上**。
- 電制により、事故後の電圧支持源である発電機が失われることで、電圧安定性が悪化。主に需要地点に近い発電機を遮断することにより**電圧安定性が悪化**。

■ 上記より、**電圧安定性維持のための電制対象の選定**についても、同期安定性の場合と同様に、**Y法、L法やV法などのシミュレーションなどにより効果量の高い電源を選定する必要がある**。

電圧安定性制約を拡大するための方策 (電源制限装置)

45

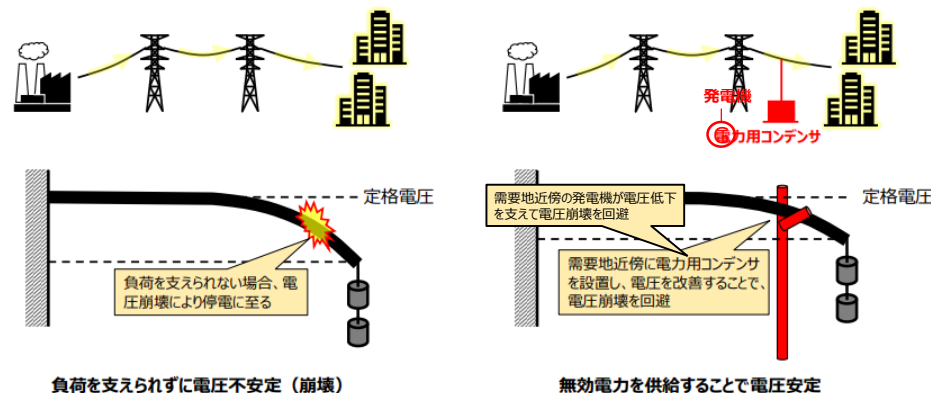
- N-1, N-2故障に伴い電圧不安定となる場合には、**電圧維持に貢献する電源を除いた電源を制限することにより、故障除去後の健全設備の潮流増加を抑制することができる**ため、電圧安定性制約の拡大に効果的である。
- 具体的には、関西中国間連系線において、N-2故障時に電源制限を実施 (中国基幹系SSC) することで、電圧安定性制約を拡大した事例が挙げられる。



電圧安定性制約の概要 (1 / 3)

37

- 電力設備に流れる潮流と電圧の関係性は、おもり (負荷) と棒のたわみ (電圧) で例えられる。
- 潮流が増えれば (おもりが増えれば)、電力系統の電圧が低下する (棒がたわむ) ため、これを支える力 (電圧調整装置 (コンデンサ等)) 等が必要となる。
- なお、電圧調整装置による効果は、**広範囲に及ばないため、電圧低下の著しい場所へ設置することが重要**となる。



- 一般送配電事業者へのアンケートの結果、電圧安定性維持のための電制対象は、適用エリアがY法やL法などのシミュレーション結果を踏まえ安定化効果の高い電源を選定している。
 - 地域間連系線
 - ✓ N-2故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、電圧安定性が運用容量の制約要因となっている関西中国間連系線（中国エリア）で適用。
 - ✓ 電制対象電源の選定の考え方としては、安定化効果の高い電源として、事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源を選定。
 - 地内送電線
 - ✓ 電圧安定性向上を目的とした電制装置は、N-1故障時で一部エリア（中部・四国）、N-2故障時では、一部エリア（中部・中国）で適用。
 - ✓ 電制対象電源は、各エリアとも安定化効果の高い電源（中部：電制により系統電圧の改善が図れる電源、中国：事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源、四国：潮流低減効果が大きい電源）を選定。

- 地域間連系線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 地域間連系線においては、N-2故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、電圧安定性が運用容量の制約要因となっている関西中国間連系線（中国エリア）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源の選定の考え方としては、安定化効果の高い電源として、事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源を選定しており、実指令時には、電制量最小（事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定）となるよう電制電源を選定。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	なし	なし	なし	あり	なし	なし
電制電源選定方法	—	—	—	—	—	—	安定化効果の高い電源※1	—	—
電制安定化効果確認方法	—	—	—	—	—	—	Y法・L法SIM	—	—
実指令時の電制電源・量の考え方	—	—	—	—	—	—	電制量最小となるよう一送が選定※2	—	—
制御方法	—	—	—	—	—	—	系統安定化装置	—	—

※1事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な発電機を選定

※2事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定

- 地内送電線では、N-1故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、一部エリア（中部・四国）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源の選定は、各エリアとも安定化効果の高い電源（中部：電制により系統電圧の改善が図れる発電機、四国：潮流低減効果が大きい電源）を選定している。
- 実指令時には、システム演算により電制量最小となるよう選定（加速度合いにより定められた電制順位）、四国は電制量最小となるよう選定（ローカル系は時間的猶予がないため対象電源を一斉電制）している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	なし	なし	なし	あり	なし
電制電源選定方法	—	—	—	安定化効果の高い電源※1	—	—	—	安定化効果の高い電源※4	—
電制安定化効果確認方法	—	—	—	Y法・L法SIM	—	—	—	Y法SIM	—
実指令時の電制電源・量の考え方	—	—	—	システム演算※2により電制台数最小となるよう一送が選定	—	—	—	電制量最小となるよう一送が選定※5	—
制御方法	—	—	—	系統安定化装置	—	—	—	N-1電制装置	—

※1 Y法・L法シミュレーションを確認し、安定化の効果が大きい発電機を優先して選定（基本的に、154kV以上に連系する不安定な発電機や他発電機を安定にする効果や電制により系統電圧の改善が図れる発電機などを選定）

※2 オンライン計算によって、基本的には、電制台数最小化を図り、過渡安定度と同じく加速度合いにより定められた電制順位により設定（当該送電線では、過渡安定度と電圧安定性の効果が高い順位が同等となるため）

※3 N-1ガイドラインに基づく一般負担

※4 電制による潮流低減効果が大きい電源を設定

なお、ローカル系統に現状設置している装置は、発電機の新規連系に伴って電圧安定性の問題が生じたことに起因するものであり、新規で当該送電線以下のローカル系統に連系した発電機を電制対象に設定

※5 ローカル系統の電制装置は、電圧安定性の場合、時間的猶予がないため対象電源を一斉電制

- 地内送電線では、N-2故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、一部エリア（中部・中国）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源は、各エリアとも安定化効果の高い電源（中部：電制により系統電圧の改善が図れる電源、中国：事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源）を選定している。
- 実指令時には、中部はシステム演算により電制量最小となるよう選定（加速度合いにより定められた電制順位）、中国は電制量最小となるよう選定（事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定）している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	なし	なし	あり	なし	なし
電制電源選定方法	—	—	—	安定化効果の高い電源※1	—	—	安定化効果の高い電源※4	—	—
電制安定化効果確認方法	—	—	—	Y法・L法SIM	—	—	Y法・L法SIM	—	—
実指令時の電制電源・量の考え方	—	—	—	システム演算※2により電制台数最小となるよう一送が選定	—	—	電制量最小となるよう一送が選定※5	—	—
制御方法	—	—	—	系統安定化装置	—	—	系統安定化装置	—	—

※1 Y法・L法シミュレーションを確認し、安定化の効果が高い発電機※を優先して選定（基本的に、154kV以上に連系する不安定な発電機や他発電機を安定にする効果や電制により系統電圧の改善が図れる発電機などを選定）

※2 オンライン計算によって、基本的には、電制台数最小化を図り、過渡安定度と同じく加速度合いにより定められた電制順位により設定（当該送電線では、過渡安定度と電圧安定性の効果が高い順位が同等となるため）

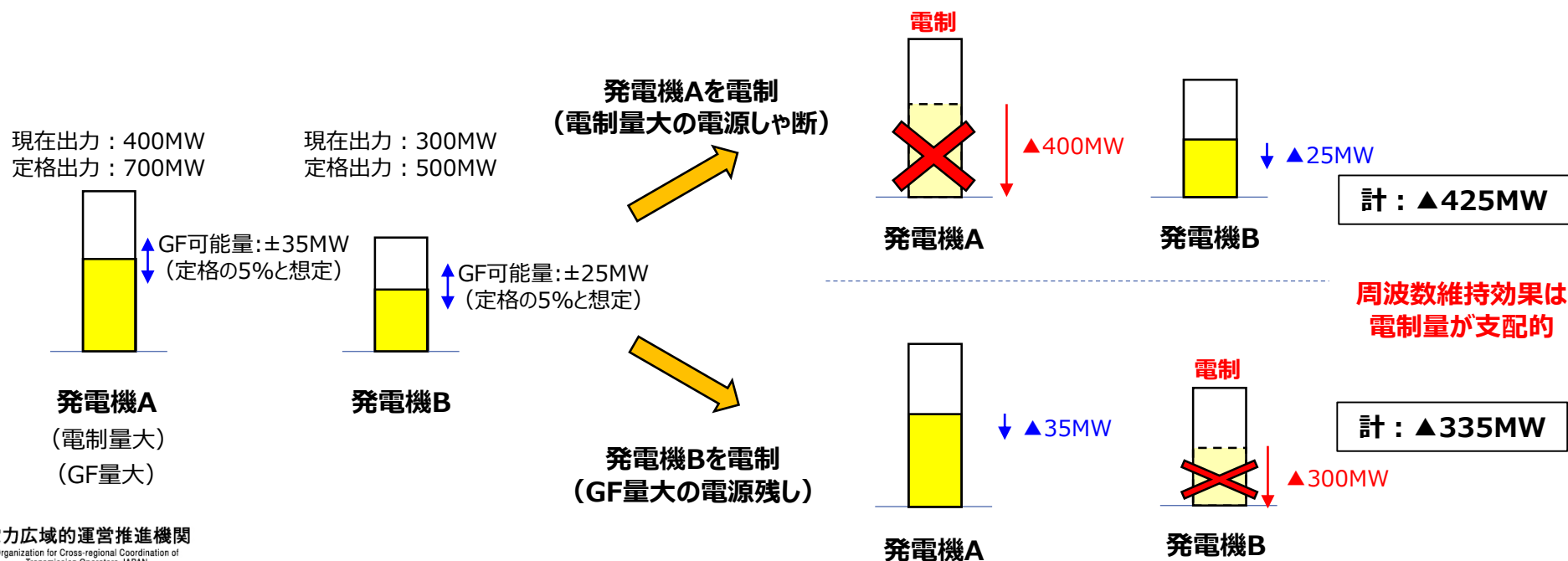
※3 N-1ガイドラインに基づく一般負担

※4 事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な発電機を選定

※5 事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定

- 定性的には、電制が周波数維持（上昇側）に与える要素としては、速度調定率の違いによるGF量の差や、ガバナの時定数設定の違いによる応答速度の差があり、応答速度が早い電源を残した方が安定化には寄与するか。
- 定量的には、電制量に比べてガバナ応動による差は十分小さいと言えるか（下図参照）。
- 上記より、周波数維持（上昇側）のための電制対象の選定については、**シミュレーションを必要とせず、熱容量と同様に、周波数維持効果や再並列に要する時間の短さといった観点**で優先順位を設定することでどうか※。

※ 一般的に単独系統の規模であれば、周波数の安定化効果は電制量によって決まると考えられる。
(周波数の応動は、事故発生箇所と電制対象電源の電氣的距離によらない)



■ 一般送配電事業者へのアンケートの結果、周波数維持効果の高い電源を選定している。

➤ 地域間連系線

- ✓ N-2故障時の周波数維持を目的とした電制装置は、周波数維持限度が運用容量制約となり得る一部エリア（中部・北陸・四国・九州）で適用。
- ✓ 電制対象電源は、周波数維持効果の高い電源として、容量が大きい電源を優先的に選定。一部エリアで（四国）で再起動の再起動時間を考慮。

➤ 地内送電線

- ✓ N-2故障時の、主に分離系統の周波数維持を目的とした電制装置は、一部エリア（中部・北陸・九州）で適用。
- ✓ 電制対象電源は、周波数維持効果の高い電源として、容量が大きい電源を優先的に選定。

- 地域間連系線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の周波数向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 地域間連系線においては、N-2故障時の周波数向上を目的とした電制装置は、周波数維持限度が運用容量制約となる一部エリア（中部・北陸・四国・九州）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源は、**周波数維持効果の高い電源として、容量が大きい電源**を優先的に選定している。
- 実指令時は、各エリアともシステム演算により電制量最小となるよう選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	あり	なし	なし	あり	あり
電制電源 選定方法	—	—	—	— ※1	周波数維持効果の 高い電源※2	—	—	周波数維持効果の 高い電源※2	周波数維持効果の 高い電源※2
電制安定化効果 確認方法	—	—	—	—	—	—	—	—	—
実指令時の 電制電源・量の考え方	—	—	—	システム演算により 電制台数最小とな るよう一送が選定	システム演算※3によ り電制量最小とな るよう一送が選定	—	—	システム演算※4によ り電制量最小とな るよう一送が選定	システム演算に周 波数維持効果が高 い順に一送が選定
制御方法	—	—	—	系統安定化装置	系統安定化装置	—	—	系統安定化装置	系統安定化装置

※1 周波数安定化の観点で電制装置の設置は設置しておらず、同期安定性維持のため設置した電制対象を流用する

※2 電源容量が大きい発電機を周波数維持効果が高い電源として優先的に選定

※3 公平性や電制後の公衆安全や需給調整への影響も考慮

※4 再起動の再起動時間を考慮

※5 ただし、1回線故障の場合はN-1ガイドラインにもとづく一般負担

- 地内送電線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の周波数維持向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 地内送電線においては、N-2故障時の、主に分離系統の周波数維持を目的とした電制装置は、一部エリア（中部・北陸・九州）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源は、**周波数維持効果の高い電源として、容量が大きい電源**を優先的に選定している。
- 実指令時は、各エリアともシステム演算により電制量最小となるよう選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	あり	なし	なし	なし	あり
電制電源 選定方法	—	—	—	—※1	周波数維持効果の 高い電源※2	—	—	—	周波数維持効果の 高い電源※2
電制安定化効果 確認方法	—	—	—	—	—	—	—	—	—
実指令時の 電制電源・量の考え方	—	—	—	システム演算により 電制台数最小とな るよう一送が選定	システム演算※3によ り電制量最小とな るよう一送が選定	—	—	—	システム演算に周 波数維持効果が高 い順に一送が選定
制御方法	—	—	—	系統安定化装置	系統安定化装置	—	—	—	系統安定化装置

※1 周波数安定化の観点で電制装置の設置は設置しておらず、同期安定性維持のため設置した電制対象を流用する

※2 電源容量が大きい発電機を周波数維持効果が高い電源として優先的に選定

※3 公平性や電制後の公衆安全や需給調整への影響も考慮

※4 ただし、1回線故障の場合はN-1ガイドラインにもとづく一般負担

- 現状、多くの電制対象は想定事故発生エリア内の電源であり、エリア外の電源を電制対象としている（広域的な電制を実施している）ケースは一部のエリアに限られている。その理由としては以下が考えられる。
 - ① 電制による安定化効果が限定的（電圧安定性においては、他エリアの電源制限の効果が少ない等）
 - ② 電制量確保の必要性（エリア内の電源で電制量を十分確保可能でエリア外に拡大する必要がない等）
 - ③ 発電機情報の把握の困難さ（エリア外発電機の再起動時間等の諸元の入手が困難等）
- 他方、将来的に系統状況が大きく変化した場合の広域的な系統動揺現象等の課題に対し、広域的に電制対象を選定することで、より効果的・経済的に合理性の高い電源を選定出来る可能性がある。このため、広域的な電制の考え方についても整理する必要がある。
- ただし、実現には新たなシステム構築が必要となるため、この点も踏まえて検討を進める。

- アンケートの結果、熱、同期安定性、電圧安定性、周波数の各制約要因別の電制対象選定の考え方は、エリアの太宗で、**以下のとおり効果の高い電源を選定**しており、実指令時には、電制量や電制台数が最小となるよう選定している。
 - 同期安定性
安定化効果の高い電源として、**高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い、電氣的距離が遠い電源**を選定。
 - 電圧安定性
安定化効果の高い電源として、**事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源、電制により系統電圧の改善が図れる電源、潮流低減効果が大きい電源**を選定。
 - 周波数維持
周波数維持効果の高い電源として、**電源容量が大きい電源**を優先的に選定。一部エリアで再起動の再起動時間を考慮。
- 現状、電制対象はエリア内の電源となっているが、**広域的に電制対象を選定することで、より効果的・経済的に合理性の高い電源を選定出来る可能**があると考えられる一方、**実現には新たなシステム構築が必要**であるため、将来に向けて引き続き検討する。