

想定故障の違い等を踏まえた検討の進め方について

2025年1月24日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 第1回本作業会（2024年7月19日）において、運用容量等の基本的事項を事務局より紹介した際、想定故障（クライテリア）の違いについて、下記のようなご意見をいただいたところ。
 - まず基本として運用容量に関する考え方をエリア間で揃えていくことが重要になってくる
 - 今後、作業会の中で、エリア間の違いがあるという部分に関しては、ぜひ理由を深掘りいただいて、その合理的な取り扱いについて整理していくという方針でぜひ進めていただければと思っている
 - 各検討した結果として、その違いがやむを得ないものであれば残っても仕方がないが、その違いが合理的なものかどうかまでぜひ踏み込んでいただきたい
- 今回、一般送配電事業者の協力を得て、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ため、ご議論いただきたい。

本作業会における詳細論点 (1. 共通) (1 / 2)

33

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	想定故障 (クライテリア)	1-1-1	想定故障や社会的影響 の考え方の違いは妥当か	現行のクライテリア (信頼度基準) においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと (ただし、電制は許容)、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。 この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか (例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか)、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。 ➤ 次回以降、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認。その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討
	フリンジ	1-2-1	各決定要因における フリンジの取扱い	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。 地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因 (熱容量等、周波数維持) に織り込んでいないことを踏まえ、故障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 (論点No.1-2-2)。 ➤ 第2回本作業会にて検討状況を報告 (資料4)、次回以降見直し要否を含め深掘り検討
		1-2-2	連系線と地内送電線で の取扱い統一可否	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の検討が必要である。 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。 ➤ 第2回本作業会での報告内容 (資料4) を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告
	緊急的な 運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大 スキーム整理が必要か	地域間連系線では、N-0 (設備健全時) において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。 地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み (適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など) の整理が必要ではないか。 ➤ 次回以降、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告

1. 想定故障（クライテリア）の全体像
2. 現状の実態（アンケート結果）について
3. 今後の検討の進め方

1. 想定故障（クライテリア）の全体像
2. 現状の実態（アンケート結果）について
3. 今後の検討の進め方

- 通常想定し得る故障は、送配電等業務指針において、**電力設備の単一故障（以下、N-1故障）**および**電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障（以下、N-2故障）**と定義している。
- **N-1故障では原則、供給・発電支障を許容しないこととし、一方、N-1故障よりも発生確率は低いが影響が大きいN-2故障では供給・発電支障は許容するが、社会的影響が大きい場合は別途対策を検討することとしている。**

（電力設備の単一故障発生時の基準）

第64条 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障（以下「N-1故障」という。）の発生時において、電力系統が充足すべき性能の基準は次の各号に掲げるとおりとする。

一 供給支障が発生しない場合、又は、供給支障が発生する場合であっても、供給支障の社会的影響が限定的である場合（1回線の配電線路から電気の供給を受ける需要場所において、当該配電線路のN-1故障により供給支障が発生する場合を含む。）

二 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であり、次に掲げる事項を満たすとき

ア 当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。

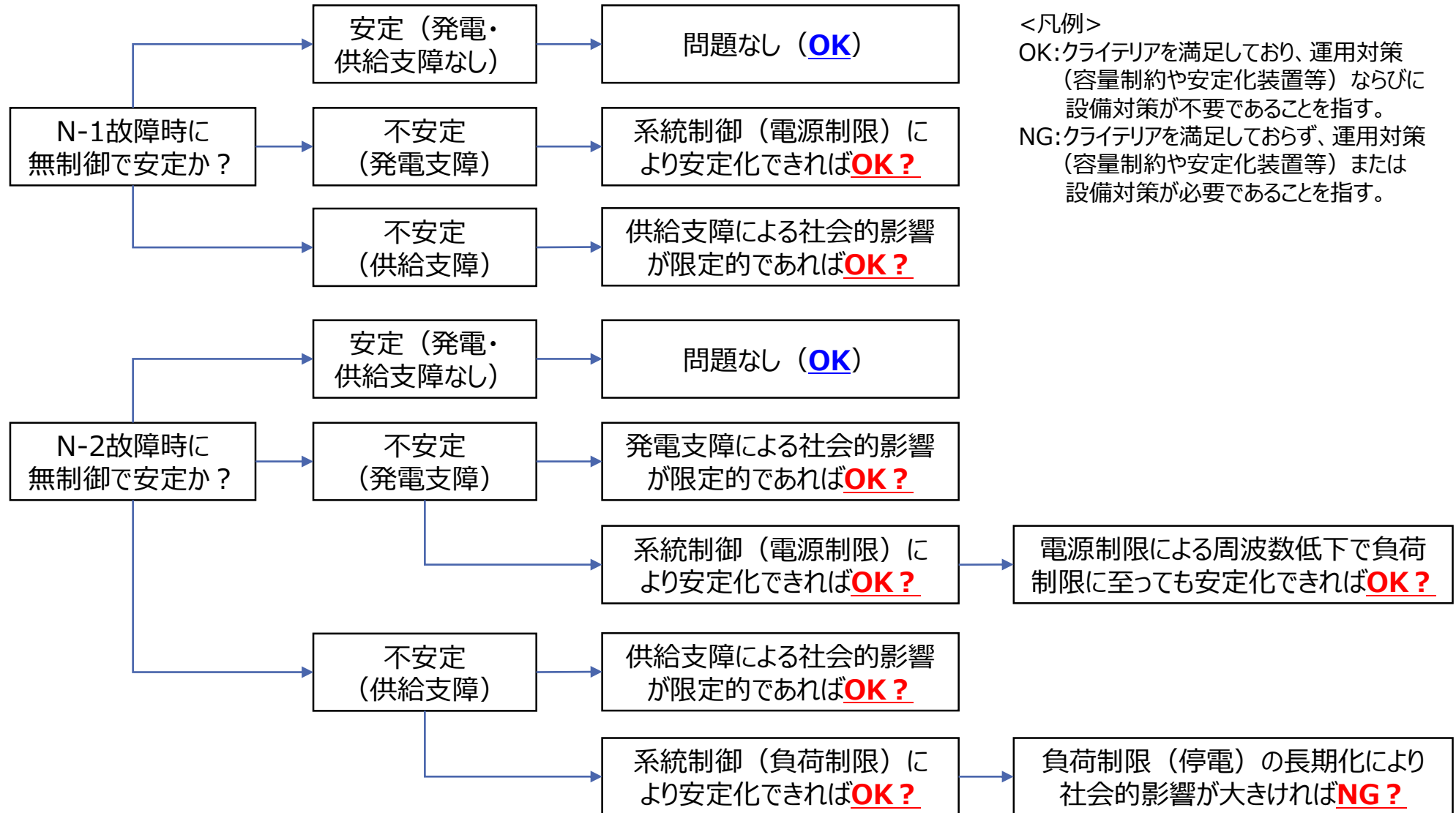
イ 発電抑制（給電指令（第189条に定める。以下同じ。）により発電設備等の出力の抑制又は電力系統からの電氣的な切り離しが行われることをいう。以下同じ。）の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること（保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。）。

ウ その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きくないこと。

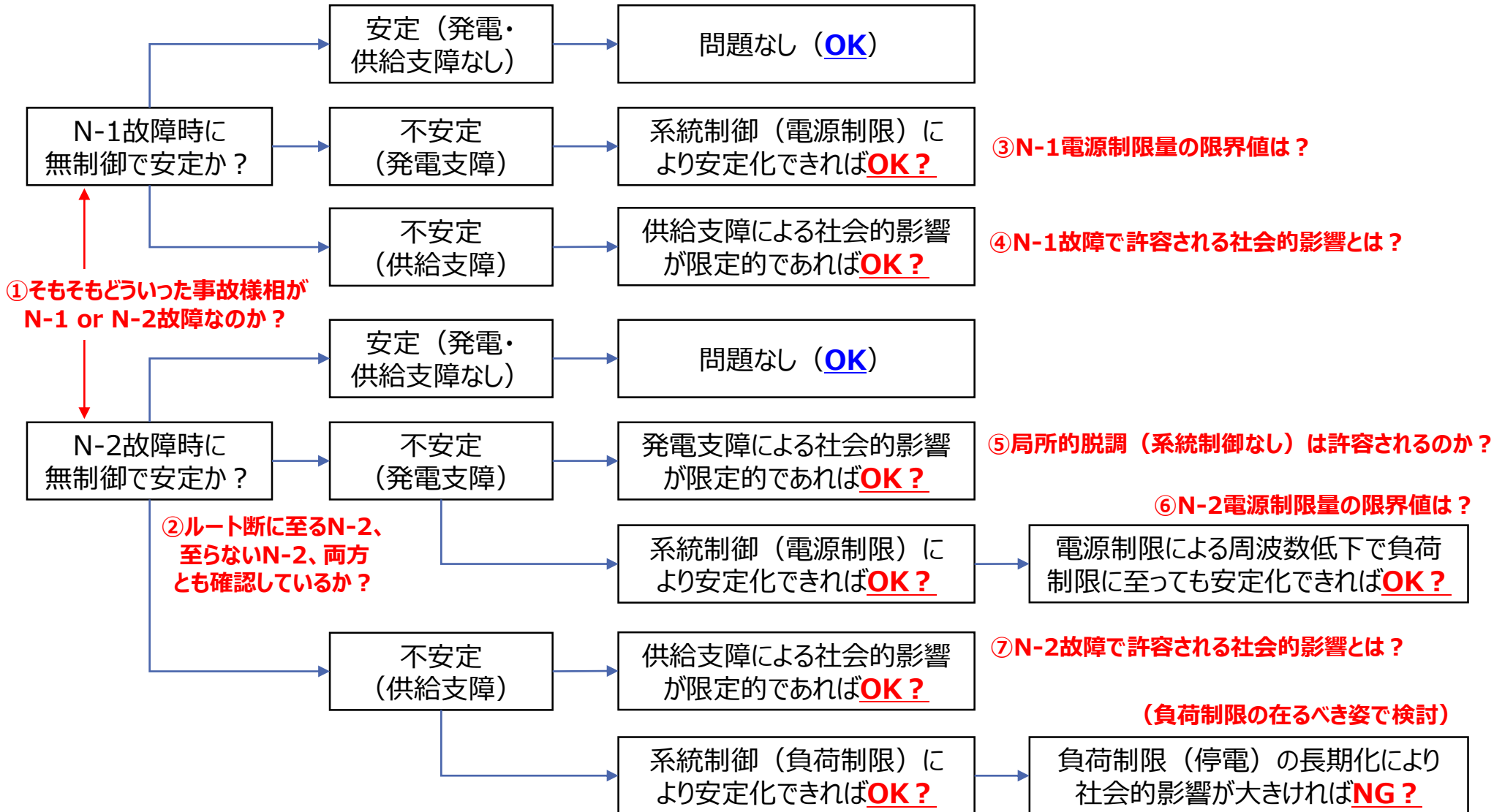
（電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障発生時の対策）

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。

■ 現行の送配電等業務指針に示されているクライテリアの考え方（全体像）を整理すると以下ようになる。



■ 一方、それぞれの枠の考え方については、エリアによって解釈が異なる可能性があるため、アンケート調査を実施。



【論点①：そもそもどういった事故様相がN-1故障 or N-2故障なのか？】

- 同じ事故様相であっても、エリアによって分類が異なっていないか？（運用容量として異なる制約になっていないか）

【論点②：ルート断に至るN-2故障、至らないN-2故障、両方とも確認しているか？】

- 1ルート連系箇所（電源線含む）におけるN-2故障として、ルート断（系統分離）に至るN-2（6LG）だけでなく、ルート断に至らない（連系維持される）N-2（3φ4LG等）も確認しているか？ ※連系線についても要確認

【論点③：N-1電源制限量の限界値は？】

- N-1電源制限量の限界値を定めているか？（例えば、負荷制限に至らない許容電源脱落量など）
また、定めている場合はそれで安定化できる範囲を運用容量（運用容量制約）としているか？

【論点④：N-1故障で許容される社会的影響とは？】

- どこまでならN-1故障による供給支障を許容しているか？（運用容量を制約しない事象と見做しているか）

【論点⑤：局所的脱調（系統制御なし）は許容されるのか？】

- N-2故障において、局所的な脱調（脱調分離リレーで事故波及防止できる等）は許容しているか？

【論点⑥：N-2電源制限量の限界値は？】

- N-2電源制限量の限界値を定めているか？（例えば、N-1電源制限量の限界値と同じなど）
また、電源制限による周波数低下の結果、負荷制限（その後安定）に至ることは許容しているか？

【論点⑦：N-2故障で許容される社会的影響とは？】

- どこまでならN-2故障による供給支障を許容しているか？（運用容量を制約しない事象と見做しているか）

1. 想定故障（クライテリア）の全体像
2. 現状の実態（アンケート結果）について
3. 今後の検討の進め方

- 電力系統に起こる故障（事故）の種類として、例えば交流（三相）の送電線（2回線）においては6つの設備が存在することから、事故の発生確率等から、どの組合せ（故障様相）がN-1相当（発生確率高）なのかN-2相当（発生確率低）なのか分類している。（代表的なN-1故障として3φ3LG、N-2故障として3φ6LGが挙げられる）
- また、送電線以外の設備（発電機・変圧器・母線など）は、当該機器には3つしか設備がない（3φ3LGまでしか発生し得ない）ものの、事故の発生確率等から、各設備の故障自体をN-1相当かN-2相当か分類している。

第4章 自然災害と事故

4-5

電気学会 実務に則した保護リレーシステム技術の基礎の学び方 調査専門委員会

4. 1 電力系統に起こる事故の種類

4. 1. 2 事故様相と表記方法

例) 二相3線地絡事故(= 2φ3LG)

2φ: 2回線での異なる事故相の総数 (1回線事故の場合は省略)

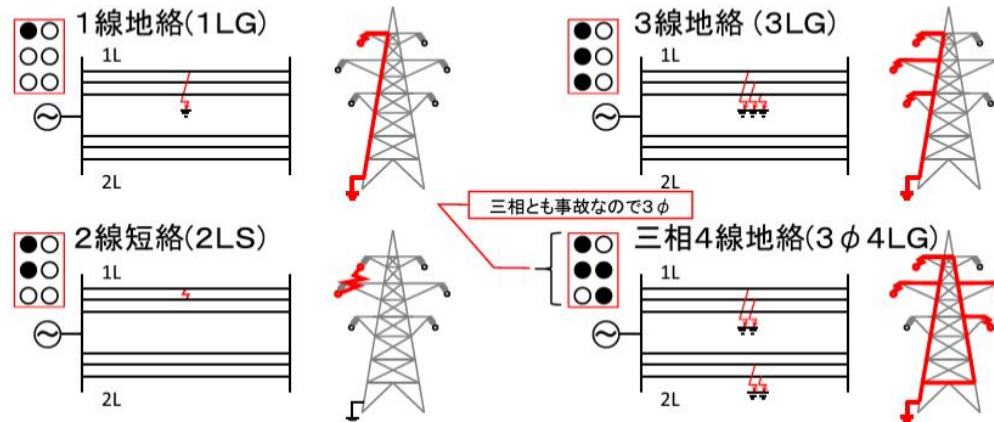
3L: 2回線で事故が起こった線数

G: G=地絡事故, S=短絡事故 (GかつSとなる場合はGとする※)

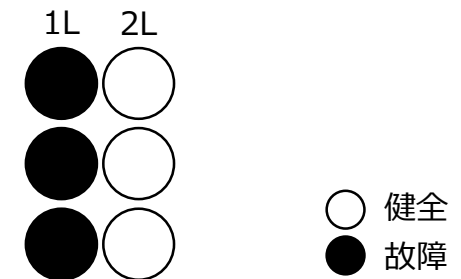
※複数相の地絡は必ず短絡を伴うため

事故時の電圧・電流に関する参考文献

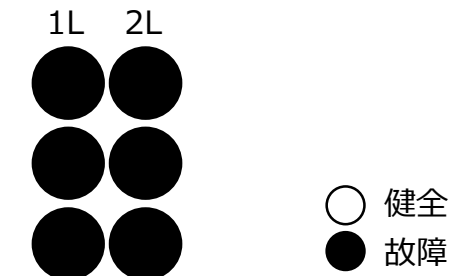
文献名称	出版元
保護継電工学	オーム社



【代表的なN-1故障：3φ3LG】



【代表的なN-2故障：3φ6LG】



- 送電線（2回線）における、N-1故障・N-2故障想定（同期安定性）のアンケート結果は下表のとおり。
- 送電線（2回線）においては、大きく「領域Ⅰ：1回線における故障（通常、N-1故障）」・「領域Ⅱ：2回線に跨る故障のうち、ルート断に至らない様相（N-1 or N-2故障）」・「領域Ⅲ：2回線に跨る故障のうち、ルート断に至る様相（通常、N-2故障）」の3つがあり、このうち領域Ⅰ、Ⅲについては連系線・各エリアとも共通であった。
- 一方、領域Ⅱ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、そもそも領域Ⅱ自体を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。

事故様相	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	連系線
●● ○○ ○○ 1φ1LG											領域Ⅰ：1回線における故障（通常、N-1故障）
●● ●● ○○ 2φ2LG											
●● ●● ●● 3φ3LG	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1
●● ○○ ○○ 1φ2LG			N-1			N-1					領域Ⅱ：2回線に跨る故障のうち、ルート断に至らない様相（N-1 or N-2故障）
●● ●● ○○ 2φ3LG					N-1	N-2					N-1 (越嶺)
●● ●● ○○ 3φ4LG	N-2		N-2	N-2	N-2	N-2					N-2 (越嶺)
●● ●● ○○ 2φ4LG											領域Ⅲ：2回線に跨る故障のうち、ルート断に至る様相（通常、N-2故障）
●● ●● ●● 3φ6LG	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2

※ 空欄については、「検討省略」との回答があった箇所

(参考) 送電線(2回線)における事故の発生確率

- 送電線(2回線)における事故の発生確率としては1φ1LGや2φ2LGの頻度が高く、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも電氣的ショックが小さいことから、1φ1LGや2φ2LG等はN-1故障に包含することが一般的となる。

表 4.3 平行2回線送電線における事故様相別の発生比率(昭和55～59年度)⁽¹⁾

事故相	1φG		2φG			3φG			
事故導体	1LG	2LG	2LG	2LG	3LG	3LG	3LG	4LG	4LG
事故様相	×○	××	×○	×○	××	×○	×○	××	××
	○○	○○	×○	○×	×○	×○	×○	×○	×○
	○○	○○	○○	○○	○○	×○	○×	×○	○×
略称1	1φ1LG	1φ2LG	2φ2LG		2φ3LG	3φ3LG		3φ4LG	
略称2	A	AA'	AB	AB'	AA'B	ABC	ABC'	AA'BC	AA'BC'
事故実績	73%	5%	10%		3%	3%		1%	

(注) φは相, LGは地絡線路数を示す。

領域Ⅰ 領域Ⅱ 領域Ⅰ (領域Ⅱ) 領域Ⅱ 領域Ⅰ (領域Ⅱ) 領域Ⅱ (領域Ⅱ)

なお表4.3には、わが国における平行2回線送電線で発生した事故様相別の実績の比率(昭和55～59年度、全国の187kV以上の送電線)をあわせて記載している。

この実績をみると、1φ1LG(A)が最も頻度が高く、ついで2φ2LG(AB, AB'), 1φ2LG(AA')の順となっている。また、電力設備形成上の標準的な想定事故である3φ3LG(ABC)は意外に少ないことがわかる。

- 同相欠相（1φ2LG）については、「N-1故障扱いで安定度電制対象としている（N-2故障扱いであれば安定度電制対象としない）ケース」と「N-2故障扱いであっても安定度電制対象としているケース」が混在（詳細は後述）。

参 考）不平衡故障の取り扱い

23

◆設備形成ルールでの取り扱い

- ・北陸エリアでは冬季雷の影響で2回線2相3線故障の頻度が比較的多く、設備形成ルールでは単一設備故障(N-1故障)として考慮している。
- ・他のエリアでは必要に応じ対策している。

エリア	不平衡故障の対応
北海道	単相再閉路方式または多相再閉路方式を採用している送電線については、3LG-O以外の事故様相についても検討を行なう。
東 北	総合的に検討し適切な対策を行なう。
東 京	必要に応じ2回線同相1線地絡並びにルート事故、遮断失敗等の条件についても、広範囲、長時間停電等の重大事故に発展しないよう保護・制御面を含めて適切な対策を行なう。
中 部	必要に応じ、系統安定化装置を設置する。
北 陸	単一設備故障時の系統崩壊。 系統安定度及び電圧安定性の検討に用いる想定故障は原則として以下の通りとし、発電機の電力動揺波形の収束状況及び電圧の回復状況から安定性を判定する。 a.超高压送電線で、高速度多相再閉路方式における系統安定度検討の場合：2φ3LG b.上記以外：3φ3LG
関 西	安定度電源制限装置： 並行2回線送電線の2回線に亘る同相故障等に対して発電機の同期運転の安定性を維持することを目的として設置する。
中 国	2回線にまたがる送電線事故、母線事故、高速再閉路不成功、変圧器1台事故及びループ系統のループ断等についても、系統へ及ぼす影響が大きいと考える場合は必要により考慮する。
四 国	単一事故（送電線1回線事故）以上の過酷事故 事故の頻度等により個別に検討する。
九 州	系統に及ぼす影響が大きいと想定される場合は、ルート断故障等も考慮する。



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

- 続いて、送電線以外の設備（発電機・変圧器・母線等）における、主に同期安定性に関するN-1故障・N-2故障想定アンケート結果は下表のとおり。
- 送配電等業務指針では、送配電線、変圧器、発電機が故障設備として例示されているが、変圧器および発電機については、制約要因にならないことが明白等の理由から、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。
- また、片母線については、N-1電制ガイドラインでは単一（N-1）故障想定に含めない（≒N-2以上の過酷想定）整理とされている一方で、運用容量制約においては一部の連系線・エリアにおいてN-1故障想定としている。

想定設備	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	連系線
発電機				N-1		N-1					
変圧器			N-1	N-1		N-1	N-1	N-1			
片母線			N-2	N-2	N-1	N-1		N-2			N-1※1
その他 (Ry,CB)						N-2					

※1 中部関西間、北陸関西間、中国四国間、中国九州間のみ

※2 空欄については、「検討省略」との回答があった箇所

想定故障に関する補足 (詳細)

8

- 地域間連系線の運用容量の算出では、通常想定し得る故障として具体的に下記事象を想定している。
 - N-1故障: 1回線3相3線地絡故障、連系線に隣接する1母線3相地絡故障
 - N-2故障: 2回線3相6線地絡故障 (送電線1ルート断故障) ※独立した設備の2箇所同時喪失は含めない
- なお、これら想定故障は、流通設備の仕様や設置環境に依らず、すべからく永久故障を前提としている。

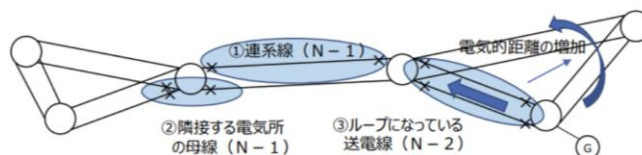
3-3 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障

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

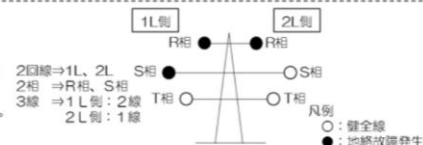
- ① 連系線 (N-1故障) ¹⁾²⁾
⇒ルートの減少 (連系線2回線 → 1回線)
- ② 連系線に隣接する電気所の母線 (N-1故障) ¹⁾
⇒ルートの減少 (「連系線 + 隣接する送電線2回線」 → 1回線)
- ③ ループになっている送電線 (N-2故障 (ルート断)) ³⁾



- 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線地絡故障のイメージ】

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線地絡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。



一方で、設備形成については、これまで電源連系により空き容量がなくなる都度、増強工事を行ってきたプル型から、系統混雑を前提に電源ポテンシャルを踏まえ増強工事の必要性を社会便益に基づき判断していくプッシュ型へ全面的に転換しており、N-1電制についても、これまでの電源連系の手段から、プッシュ型の設備形成を成す1つとして適用されている。このため、今回新たに開始するN-1電制の本格適用は、効率的な設備形成の観点からN-1電制が実施できる仕組みとできるよう、一般送配電事業者¹がN-1電制装置の設置が合理的と判断した電源に対してN-1電制装置を設置でき、その装置設置に係る費用を一般負担とした。また、N-1電制の実施により生じる費用についても、当面は一般負担とし、今後の混雑管理の検討の中で整理していくこととした。

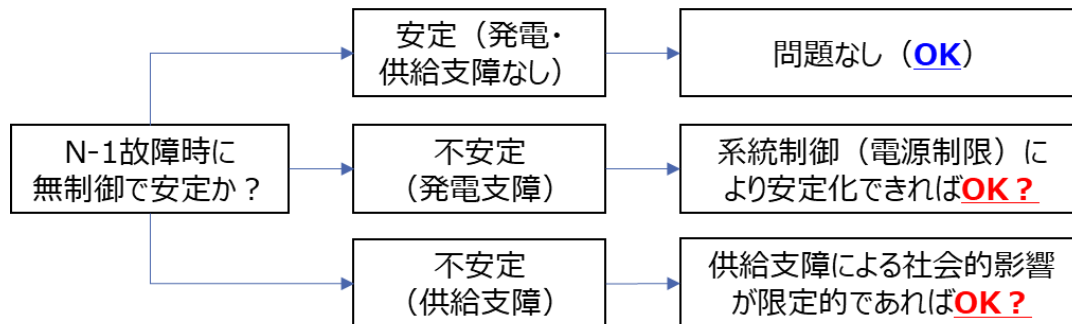
本書は、送配電等業務指針第55条に基づき、合理的な流通設備の整備計画を策定するにあたり、同指針第64条の2に規定するN-1電制の基本的な取扱い²について、統一的な考え方および適用開始時期等を取り纏めたものである。

¹ ただし、配電事業者が特別高圧の流通設備を所有した場合は配電事業者を含む

² 本ガイドラインは、流通設備の単一故障（母線故障を除く）のみを適用対象として、多重事故などの過酷事故は適用対象外とする。

- N-1故障発生時、無制御で安定（発電・供給支障なし）であれば問題ない一方、不安定となる場合、そこを限界潮流とする（**制約要因になる**）のか、系統制御（電源制限）織り込みにより安定化を図る（**制約要因としない**）のか、あるいは供給支障による社会的影響が限定的※と考える（**制約要因としない**）といった対応が考えられる。
- また、系統制御（電源制限）は周波数低下を伴う対策であることから、原則供給支障が許容されないN-1故障に対して、周波数低下限度（あるいは負荷側UFRの動作領域）を超える量の電源制限は実施できないため、電源制限量の限界により安定限界潮流が定まる（**制約要因となる**）ケースもあると考えられる。

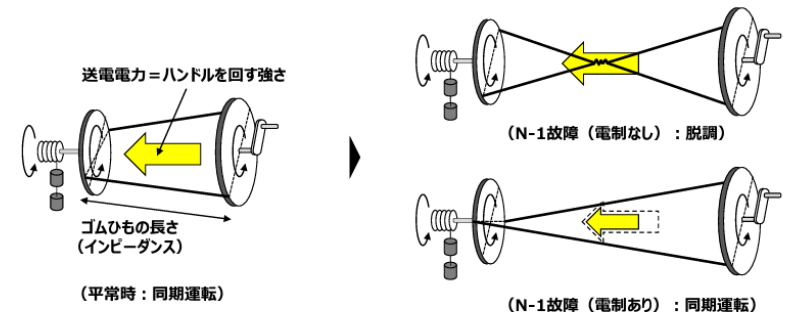
※ N-1故障では原則、供給支障は許容しないが、社会的影響が限定的である場合は例外的に許容することとしている。



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。



- 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

- 主に熱容量等制約の解消（容量拡大）に用いられるN-1電制ガイドラインにおける電源制限量は、同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を超えない範囲で、対象設備の設備実態や故障頻度等を踏まえつつ、各エリアの一般送配電事業者で検討することとされている。（「常時の周波数変動に収める電制量」と「各エリアの予備力を考慮した電制量」の小さい方の値を目安とすることとなっている）

1. 3 供給信頼度の観点から許容する電制量

N-1故障対象設備（送電線・変圧器）1回の故障あたりの電制量は、信頼度の観点を踏まえ、「常時の周波数変動に収める電制量」と「各エリアの予備力を考慮した電制量」の小さい方の値を目安とする。

表1-3 N-1故障に対する電制量（目安）（赤字が小さい方）

エリア	常時の周波数変動に収めるための電制量 (MW) ³	各エリアの予備力を考慮した電制量 (MW) ⁴
北海道	40	250
東北	400	650
東京	400	2,550
中部	500	1,250
北陸	500	250
関西	500	1,300
中国	500	500
四国	500	250
九州	500	750
沖縄	10	50

目安を超えるN-1電制の適用については、電源脱落直後の需給バランス維持のために期待することとなる調整力の算定根拠となっている同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を超えない範囲で、対象設備の設備実態や故障頻度等を踏まえつつ、各エリアの一般送配電事業者で検討する。

なお、エリア全体で許容する電制量については、適正予備力等を算定するための供給信頼度評価において、電源の計画外停止率が算定根拠となっている。N-1電制のさらなる拡大に伴う同評価への影響については限定的と想定しているものの、注視していく必要があると考える。

- N-2故障発生時、無制御で安定（発電・供給支障なし）であれば問題ない一方、不安定となる場合、そこを限界潮流とする（**制約要因になる**）のか、系統制御（電源制限・負荷制限）の織り込みにより安定化を図る（**制約要因としない**）のか、あるいは発電・供給支障による社会的影響が限定的と考える（**制約要因としない**）といった対応が考えられる。
- また、系統制御（電源制限）は周波数低下を伴う対策であるものの、N-2故障の供給支障は許容されているため、電源制限量に実質上限を設けない（**制約要因としない**）対応もあれば、N-1故障時と同様、周波数低下限度（あるいは負荷側UFRの動作領域）を超えない電源制限量によって安定限界潮流が定まる（**制約要因となる**）ケースもあると考えられる。

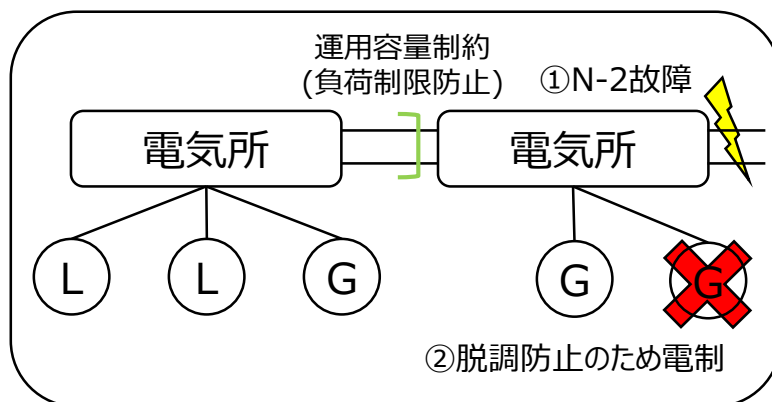


■ アンケート結果から、N-2故障における安定化の考え方としては大きく4類型が見受けられ、イメージは下図のとおり。

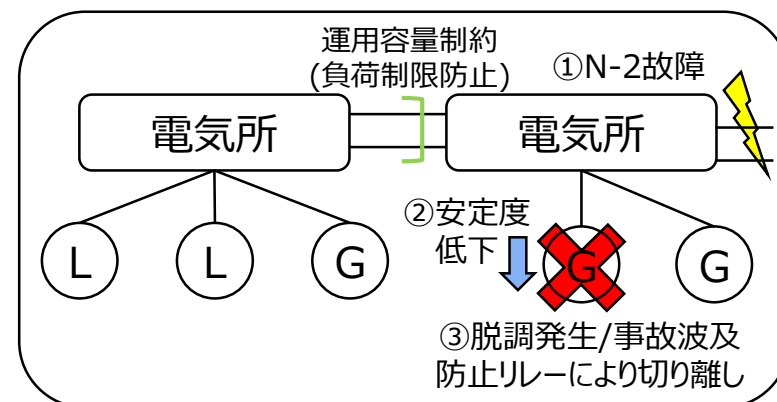
	類型Ⅰ	類型Ⅱ	類型Ⅲ	類型Ⅳ
電制/脱調	安定化電制により脱調防止		局所的脱調はリレーで事故波及防止（電制はなし）	
負荷制限	UFR動作を許容しない	UFR動作を許容	UFR動作を許容しない	UFR動作を許容
運用容量	電制可能量によって決定	運用容量制約なし※	脱落許容量により決定	運用容量制約なし

※ 稀頻度のUFR動作を許容しているだけで、電制量の上限（運用容量制約）を設定している場合もある。

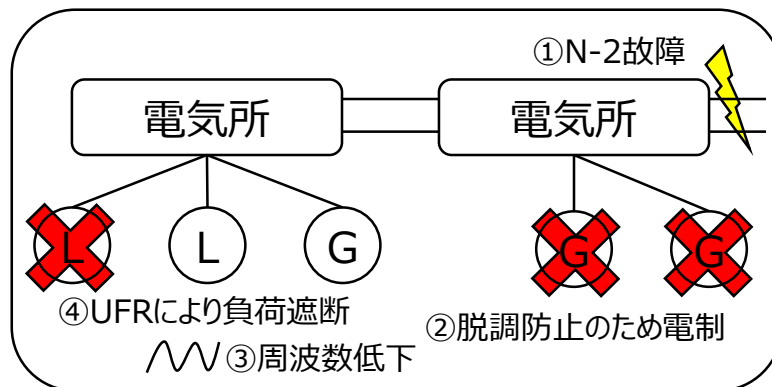
【類型Ⅰ】



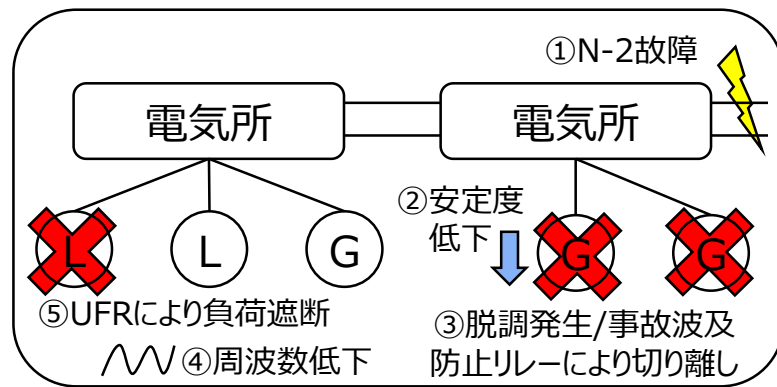
【類型Ⅲ】



【類型Ⅱ】



【類型Ⅳ】



- N-2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。

■ 基幹系のN-2故障は影響（事故波及）が広範に及ぶため、供給支障量が限定的であるから許容というより、各種対策を組み合わせ全系崩壊に至らないことを確認という考え方が大宗であった。他方、発電支障については局所的脱調を許容しない／許容しつつも脱調分離リレーにより安定化できれば良い等、エリア毎に異なる考え方があった。

■ また、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。

■ 地域間連系線においては、（周波数制約以外にも）N-2故障時の安定度電制が織り込まれているが、その際の系統制御の組み合わせ（電源制限＋負荷制限）については許容有無が分かれている状況。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	連系線
類型	Ⅲ	Ⅰ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅰ	Ⅱ／Ⅳ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅰ／Ⅱ
電制織込み有無	無し	有り	有り	有り	有り	有／無	有り	有り	有り	無し	有り
局所的脱調許容有無	許容	許容しない	許容しない	許容しない	許容しない	許容しない／許容	許容しない	許容しない	許容しない	許容	許容しない
電制＋負制許容有無	－	負制まで許容せず	負制も許容	負制も許容	負制まで許容せず	負制も許容	負制も許容	負制も許容	負制も許容	－	両方あり
電制量上限	－	負制に至るほどの箇所なし	供給力不足と ならない量	上限なし	負制に至るほどの 箇所なし	PVの不要 解列発生 しない量	PVの不要 解列発生 しない量	上限なし	PVの不要 解列発生 しない量	－	※
限定的な社会的影響	各種対策を組み合わせて全系崩壊に至らないことを確認（詳細は次頁）										

※「供給力不足とならない量」と「負制に至るほどの箇所なし」が混在

■ N-2故障における社会的影響について、定性／定量基準双方のアンケートを行った結果については下表のとおり。

社会的影響（定性基準）	考え方/定量基準
システムの安定性 (全系崩壊の可能性)	- 同期安定度、電圧安定度、周波数基準を超過しないこと - N-2故障により、全系電源の連鎖脱調を想定している - アクセス検討結果に応じて系統安定化装置の制御対象とする - N-2による発電支障が生じた場合でも、中西で定めている59.0Hzへ至らない場合は、影響が限定的だと認識（負荷制限による周波数維持も許容） - 電圧安定性、系統安定度及び周波数などのシステムの安定性が維持できず、停電規模が大きく社会的影響が懸念される場合などは、対策について個別に検討する - 安定度維持面は中西安定度計算を元に安定度維持面での電源脱落量を決定し、系統安定化装置を設置
供給支障量	- 大幅な供給支障は許容していない - 原則として、健全箇所からの復旧が可能であることを確認して運用する（設備形成で考慮）
停電箇所/地域	N-2故障に伴う電源脱落に対して過去実績を元に周波数低下限度（59.2Hz）となる電源脱落量を算出しているほか系統安定化装置を設置
上位系への事故波及の可能性	- アクセス検討結果に応じて系統安定化装置の制御対象とする。 - 安定度計算（下位系事故継続で上位系発電機の脱調有無）結果により設備対策の有無を判断
系統分断の可能性	- 系統分断後、供給支障が生じず安定した運転が継続できる場合は許容する - 発電機と負荷が一定規模（数十万kW）以上で、安定化装置制御により単独系統を維持できる蓋然性が高いか
供給力不足の可能性	供給力不足となるほどの電源脱落は許容していない（系統の不安定は許容していない）

1. 想定故障（クライテリア）の全体像
2. 現状の実態（アンケート結果）について
3. 今後の検討の進め方

- 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。