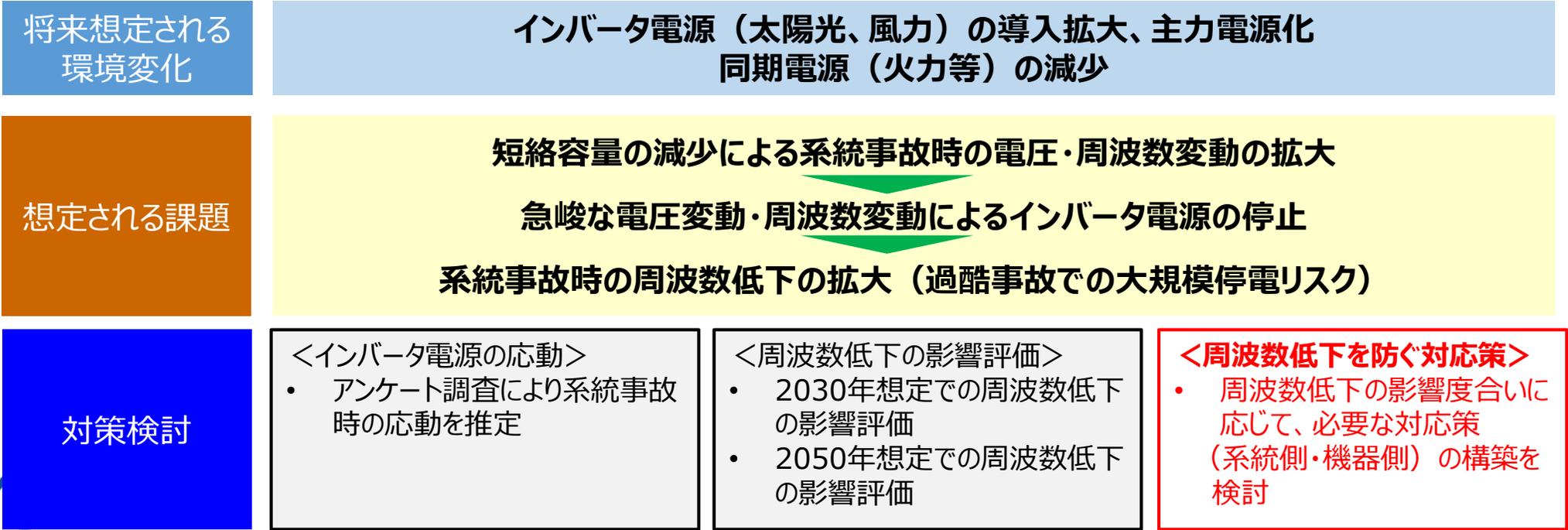


「再エネ主力電源化」に向けた
技術的課題及びその対応策の検討状況について
～FRT要件の見直しの検討状況～

2026年3月16日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 大きな系統事故などのじょう乱によって電圧や周波数が急峻に変化した場合には、インバータ電源が運転停止することで周波数が大幅に低下し、それによって大規模停電が発生する可能性がある。
- この点について、「再エネ主力電源化」に向けた電力系統の系統安定性の課題として整理が必要であり、第99回（2024年7月23日）、第101回（2024年9月30日）、第104回（2024年12月27日）本委員会で以下をご審議いただいた。
 - メーカーへのアンケート調査にもとづくインバータ電源の運転特性
 - 2030年および2050年を想定した系統状況におけるシミュレーション結果（北海道・東北東京・中西6エリア）
 - 系統側（同期電源の追加運転等）・機器側（インバータ電源のFRT要件）対策の概要および対策の方向性
- 本日は、FRT要件の見直しに関して、具体的な案およびその効果を検討したため、ご審議いただきたい。

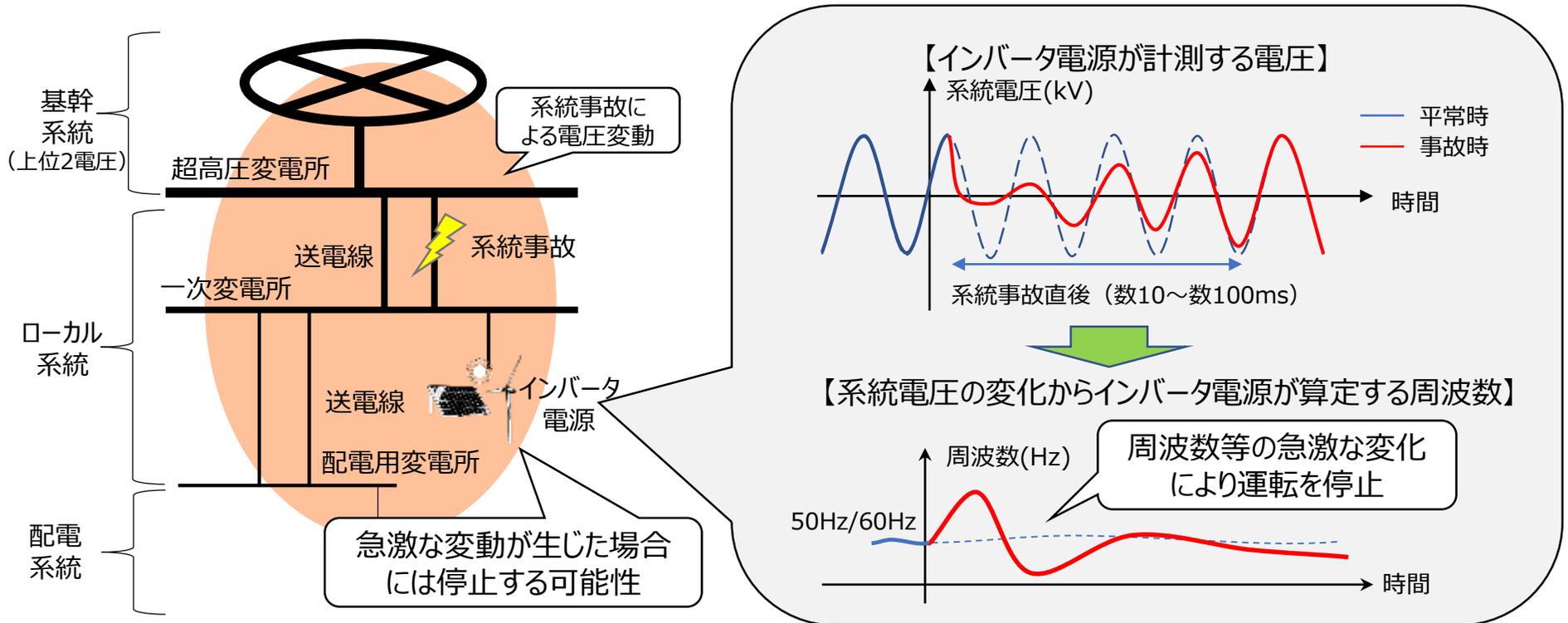


1. これまでの議論状況の振り返り

2. FRT要件の見直しに関する具体案と効果分析

3. まとめ

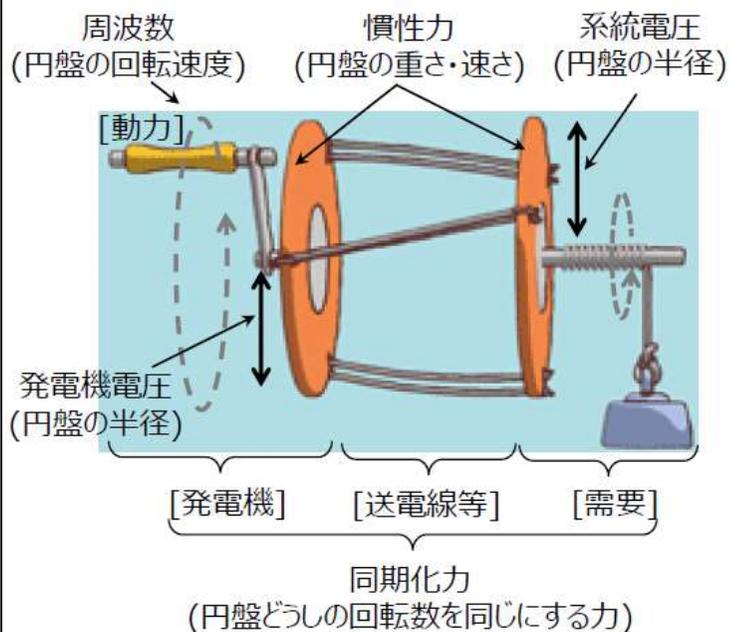
- 電力系統の周波数は同期電源の回転速度によって定まるものであり、この回転速度は需給変化時に変動するが、同期電源は慣性力を持つために滑らかに変化している。
- 他方で、インバータ電源等が検出する周波数は、電圧波形を元に周波数および電圧位相を演算する方式であるため、系統事故時の電圧の乱れを急峻な周波数の変動と検出してしまうことがある。
- この周波数の変化や電圧位相の変化によってインバータ電源が運転停止する可能性がある。
- また、系統事故時などの電圧変動は電力系統の短絡容量が小さくなるほど大きくなる。さらに、短絡容量は同期電源が減少するほど小さくなるため、将来においてはこの影響が大きくなることが想定される。



(参考) 同期電源減少に伴い想定される課題イメージ

6

- 交流系統において電気を安定的に送るためには、慣性力、同期化力等が必要であるが、インバータ電源は下図イメージのような発電機用「円盤」を回して発電していない(回転機でない)ため、**電力系統全体としての慣性力(円盤の重さ)が減少し、電源脱落等(発電機用「円盤」のハンドルの力の減少等)が発生したときに50Hz・60Hzの周波数(回転速度)を維持することが困難**となる。
- また、**慣性力以外にも電圧や同期化力など、様々な課題が発生する可能性**がある。



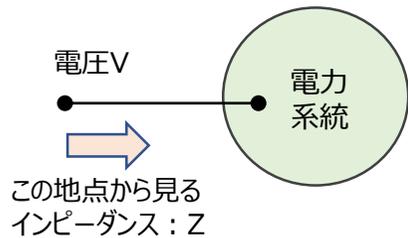
発電	動力	ハンドルを回す力
	周波数	「円盤」の回転速度(50Hzでは1秒間に50回転)
送電線等	紐を伝える力(紐の張力により回転力を伝える)	
需要	巻き上げる錘(おもり)の重さ	

慣性力	「円盤」の重さ・速さ ⇒円盤が重いほど・円盤が速いほど、加速/減速の力が突如加わったときにも一定時間・一定速度を維持可能
電圧 (短絡容量)	「円盤」の半径 ⇒半径が大きいほど、「紐」が長く本数が少なくても(張力が弱くても)、需要用「円盤」を回し、錘を動かすことができる
同期化力	発電機用「円盤」と需要用「円盤」が同じ回転数で回る力 ⇒「円盤」の半径が大きいほど、「紐」が短く本数が多いほど、加速/減速の力が突如加わり動揺が発生しても、電圧(「円盤」の半径)等の維持のもと、発電機用「円盤」と需要用「円盤」は同じ回転数に戻る能力を有する

出所) 電力中央研究所ホームページ資料抜粋に追記
<https://criepi.denken.or.jp/press/denki/index02.html>

- 短絡容量はその地点における電圧とその地点から電力系統を見た時のインピーダンスによって定義される。一般的に同期電源が少なくなるとインピーダンスは大きくなることから短絡容量が小さくなる。
- 短絡容量の大きさは電圧維持能力の程度も表しており、短絡容量が小さいほど、系統事故などのじょう乱が発生したときの電圧変動が大きくなる。そのため、同期電源が減少していくと、電圧変動が大きくなり易くなると考えられる。

<短絡容量のイメージ>

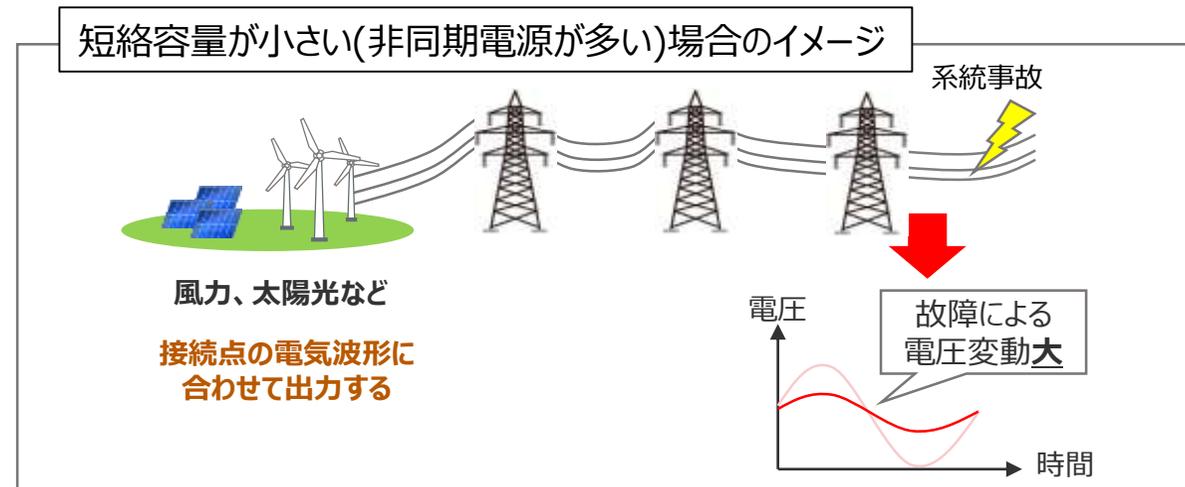
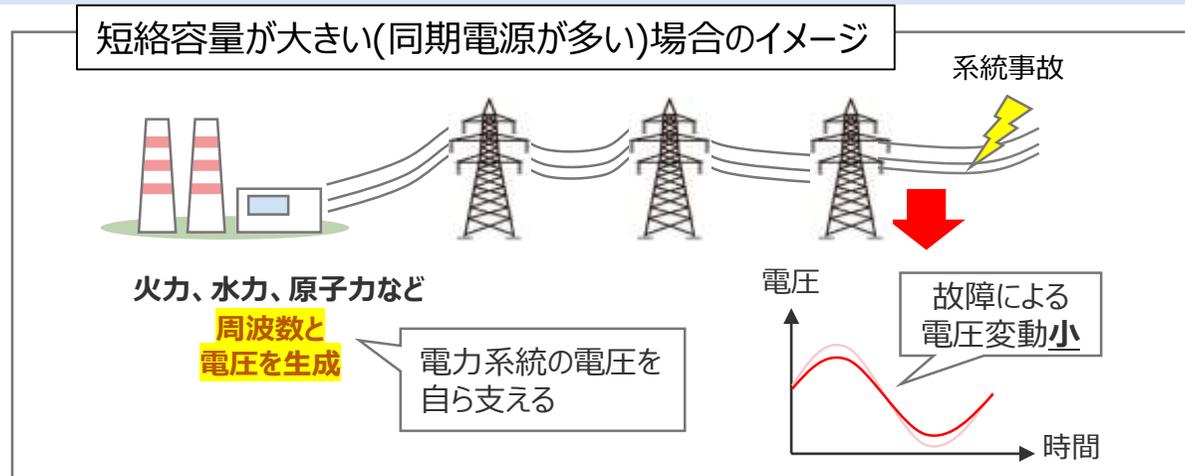


短絡容量(S)を表す式

$$S = V^2 / Z$$

⇒インピーダンス(Z)が大きくなると短絡容量が小さくなる

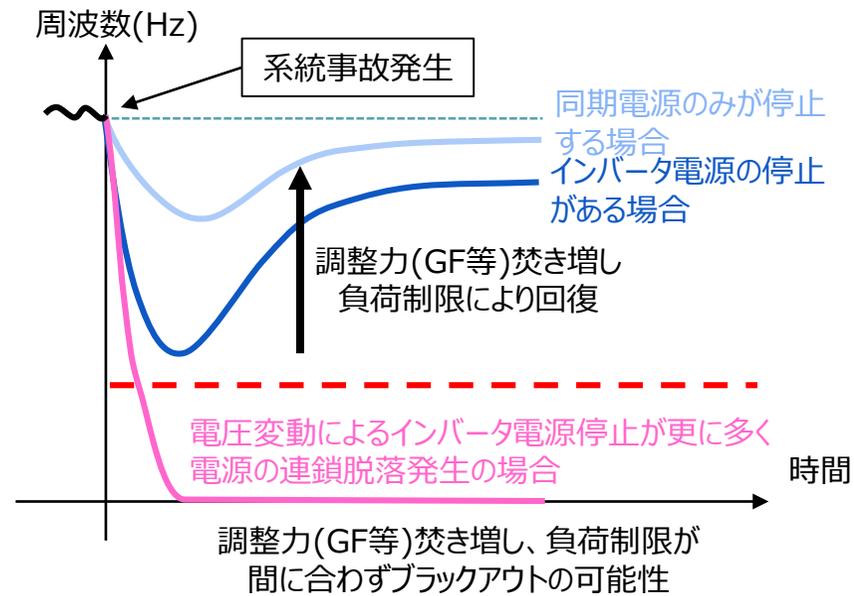
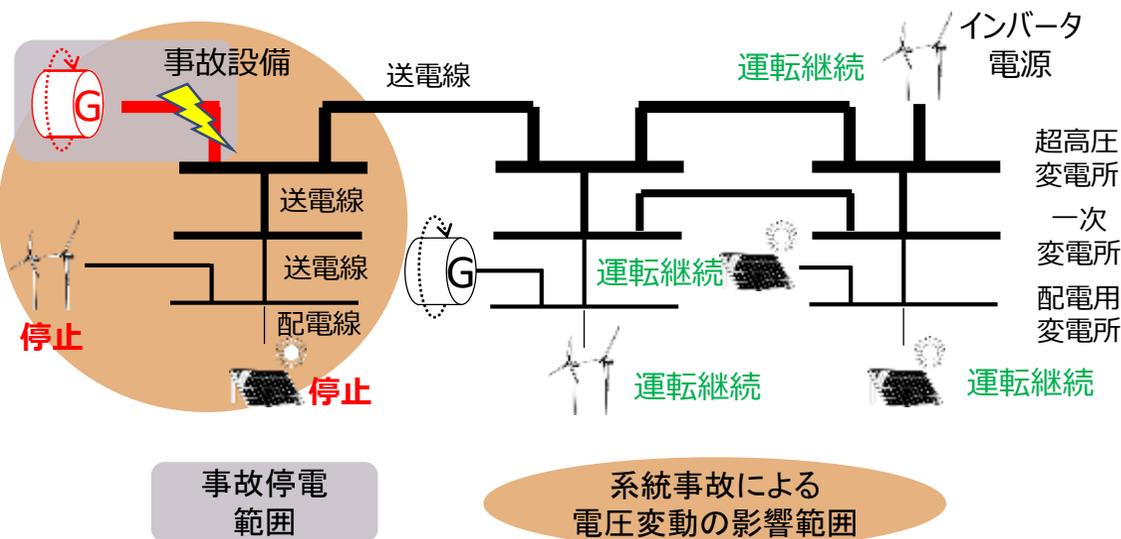
⇒短絡容量が小さくなると電圧維持能力が低下する



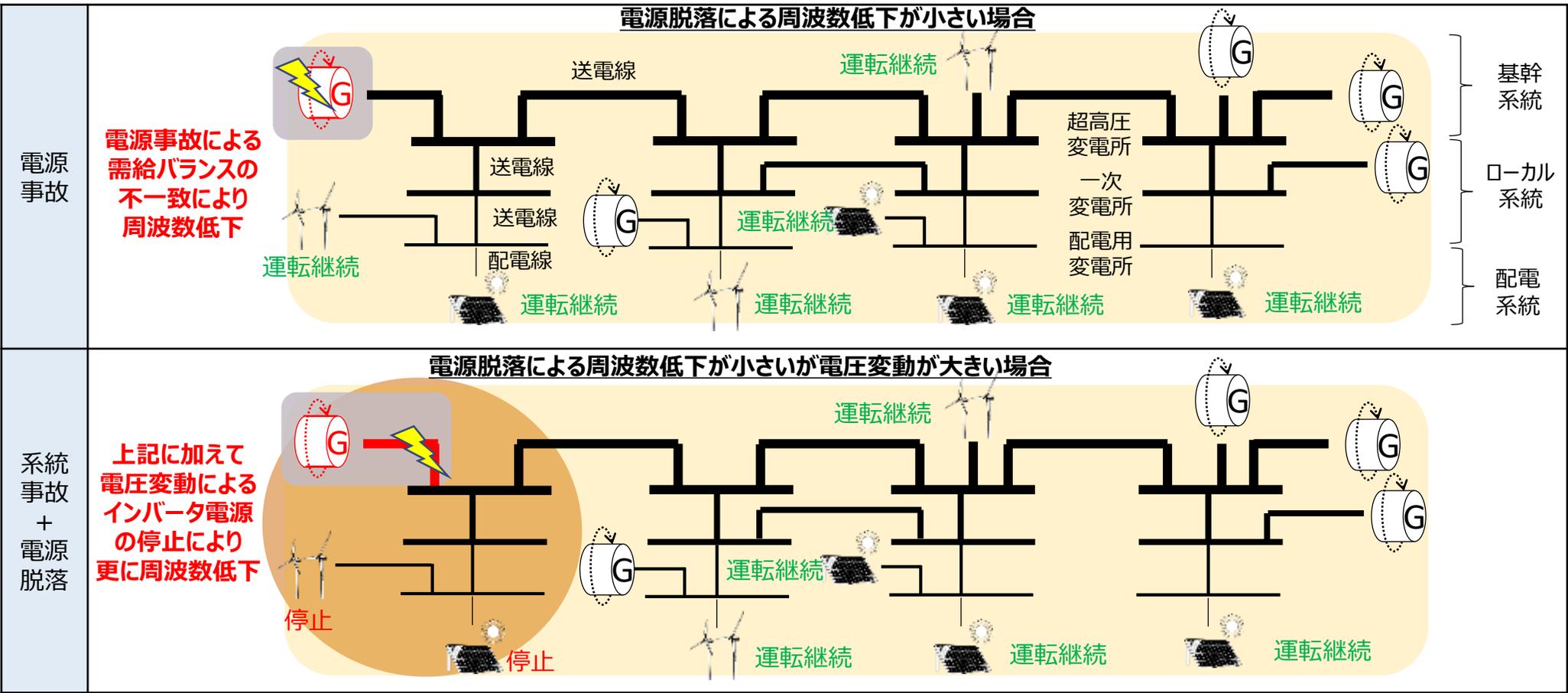
- 系統事故が発生した場合には、事故設備に直接連系する電源の停止に加えて、電圧変動※によるインバータ電源の運転停止の可能性があり、それらによって生じた電力需給の不一致によって周波数低下が生じることになる。
- 電圧変動によるインバータ電源の運転停止が多数発生した場合には、周波数の大幅な低下を招き、同期電源が運転継続できず停止してしまう可能性がある。（電源の連鎖脱落の可能性もある）
- ここにおいて、系統事故時のインバータ電源の応動要件として、現状においても事故時運転継続要件（FRT要件：Fault Ride Through）が定められているものの、将来の系統事故時には現在のFRT要件の基準を超える変動が生じることも考えられ、そういった状況にインバータ電源がどのような挙動を示すかは知見が深まっていなかった。

※ 電圧変動はインバータ電源の検出する位相角や周波数を変動させることにも影響する

【系統事故による電源脱落とインバータ電源の停止】



- 電源事故による周波数低下は電力系統全体としての需給バランスの不一致によって生じるものであるため、広範囲に亘って影響が生じる。
- 送電線等の系統事故では上記に加えて、電圧変動の影響も生じる。電圧の急峻な変動は事故設備の近くで特に大きくなるため、電源事故による周波数低下に比べると影響範囲が狭い範囲となる。



急峻な電圧・周波数変動時に想定されるインバータ電源の特性の調査結果

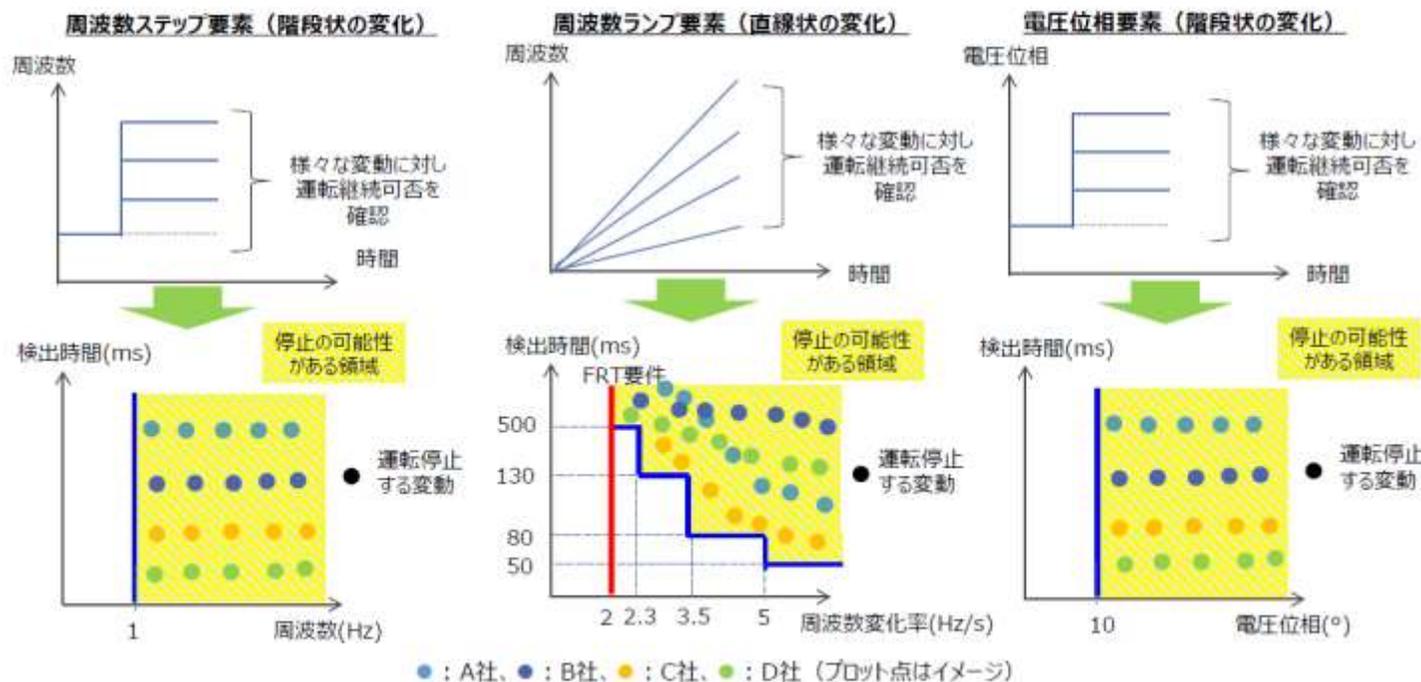
- そこで、系統事故時に想定される電圧・周波数の変動に対して、どの程度の変動幅および継続時間でインバータ電源が運転停止する可能性があるかアンケート調査を行い、この結果をもとに、系統安定性の評価を行うことにした。

【①：インバータ電源の実態調査】

17

急峻な電圧・周波数変動時に想定されるインバータ電源の応動 (2/2)

- アンケート調査結果を元に、周波数ステップ要素（階段状の変化）、周波数ランプ要素（直線状の変化：FRT要件で2.0Hz/sの耐量が規定）、電圧位相要素（階段状の変化）に対して、インバータ電源がどのような挙動になるか整理した。
- 各メーカーによって具体的な応動は様々であるが、それらを包含する閾値として、今回の検討においては、一部のメーカーでも停止する変動に対しては、停止する可能性があるものとして系統安定性の評価を行った。



<第99回本委員会での報告事項> 2030年想定シミュレーション結果について

- 2030年を想定したシミュレーション結果としては、短絡容量が非常に小さいと想定されるMsys最小（RoCoFが最大）の系統状況において、同期電源の停止に加えてインバータ電源の運転停止によって、周波数が低下し、負荷制限が生じるものの、系統安定性は確保できていた。

【②：シミュレーションによる安定性確保の評価】
インバータ電源の応動を考慮した当面の安定性確保の評価（2/3）

19

- 北海道・東北東京・中西6エリアのそれぞれについて、大規模電源が接続する電源線ルート事故が発生時の状況を確認したところ、下表のシミュレーション結果が得られた。
- いずれの電源線ルート事故においても、2030年ではインバータ電源の運転停止が一定程度発生し、周波数回復のための負荷制限が生じるものの、電源の連鎖脱落・ブラックアウトに至るような状況ではなく、系統の安定性は確保できているものと考えられる*1。

*1 シミュレーション条件が変わることで系統安定性の状況は変わりえることに留意が必要

<シミュレーション結果*2>

	中西6エリア	東北東京	北海道
電源停止量 (同期電源+再エネ)	433万kW	625万kW	157万kW
負荷制限 (UFRなど)	281万kW	459万kW	なし
系統維持	○	○	○

*2 ・第6次エネルギー基本計画の前提を置いた試算結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
 ・発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、またアンケート結果等によりインバータ電源の停止有無を評価したものであり、実際のインバータ電源停止量が異なる可能性があるなど前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要

北海道エリア内の電源線ルート事故

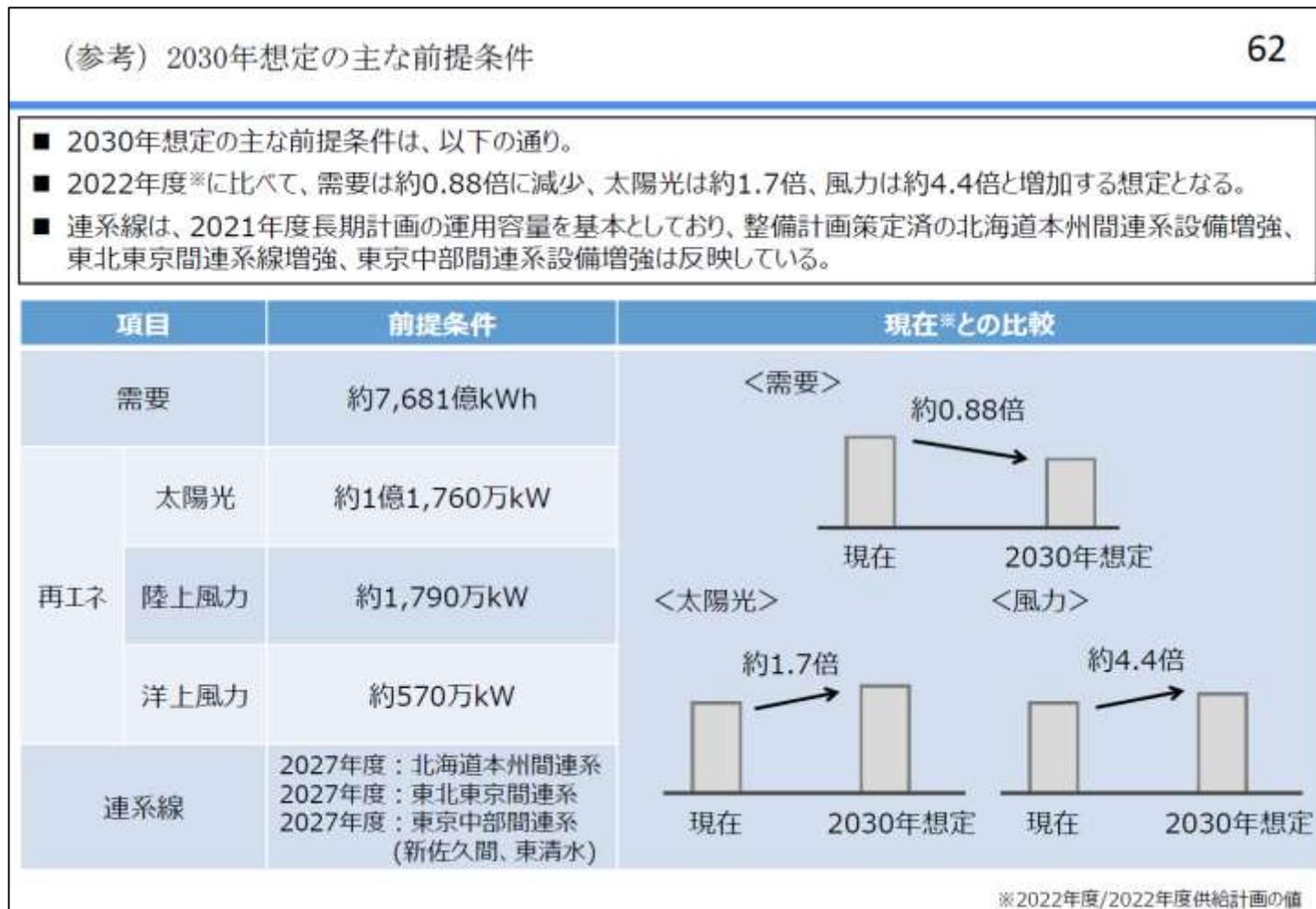
東北エリア内の電源線ルート事故

九州エリア内の電源線ルート事故

電力広域的運営推進機関
Electric Power Industry Research Institute of
Transmission Corporation of Japan



- 2030年想定 of 需給・系統状況としては、第73回本委員会（2022年5月25日）での慣性力確保状況 of 試算と同様に、広域メルिटオーダーシミュレーションにより2030年断面を模擬したものである。



<第104回本委員会での報告事項> 2050年想定 of シミュレーション結果について (中西6エリア)

- 2050年想定における、電源線や地域間連系線での系統事故では、事故時の急峻な電圧・位相・周波数変動の影響で多数のインバータ電源の出力がゼロとなり、負荷制限を行ってもなお大幅な周波数低下が発生して系統維持ができなくなるおそれがある。

電源線以外の流通設備事故ケースの影響評価について (東北東京・中西6エリアの場合)

17

- 同様の系統状況における交流送電線ルート事故の一例として、地域間連系線^{※1}の送電線ルート事故の影響の確認を行った。
- 中西6エリア内の一部のルート事故では、事故時の急峻な電圧変動の影響で多数のインバータ電源が停止することで負荷制限を行ってもなお大幅な周波数低下が発生する。
- このように、電源線や交流送電線のルート事故でエリア間等の連系分離に至る可能性があることから、対応策の構築が必要と考えられる。

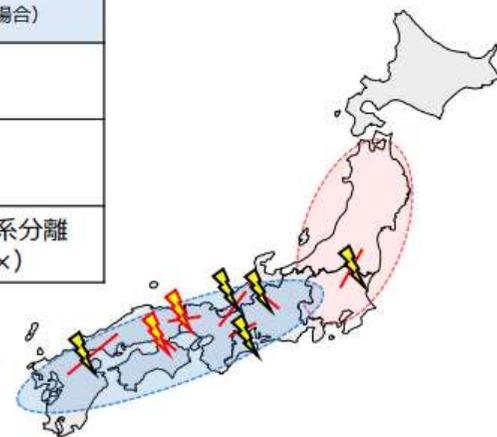
※1 連系線以外の地内系統の流通設備事故でも大きな影響は生じうると考えられる

<シミュレーション結果^{※2}>

括弧内はシミュレーションの系統状況における需要に対する比率

	東北東京	中西6エリア (関西中国間または中国四国間の場合)
電源停止量 <再エネ>	473万kW(8%)	3,584万kW(64%)
負荷制限 <UFRなど>	390万kW(6%)	2,230万kW(40%) (UFRが全量動作)
系統維持の可否	負荷制限により 周波数回復 (○)	周波数低下によるエリア間連系分離 (ブラックアウトのおそれ: ×)

- ※2 ・マスタープランベースシナリオなどを前提条件とした試算結果であり、需給バランス等の前提が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
- ・インバータ電源の停止有無はアンケート結果を元に評価したものであり、実際の制御ロジックを正確に模擬できているものではない
- ・2030年想定と2050年想定の評価ケースでは、需要規模や再エネ稼働量が異なる
- ・短絡容量が非常に小さいと想定されるMsys最小 (RoCoFが最大) の系統状況で評価
- ・中国～九州間連系線の増強は至近の議論状況から直流設備で模擬
- ・中西6エリアは電源停止量の最も大きな関西中国間または中国四国間連系線事故の数値を記載

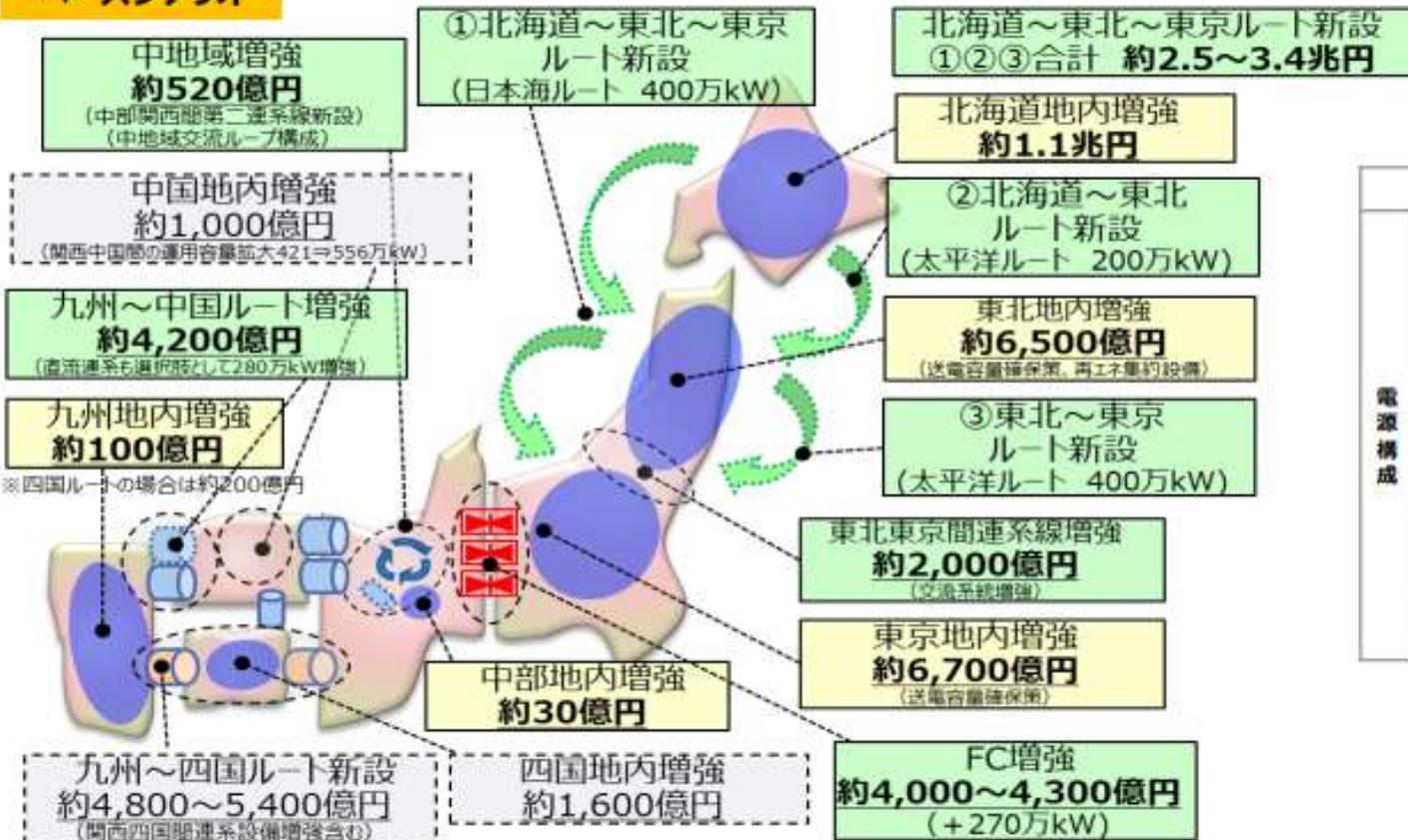


【出典】第104回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024/12/27) 資料1

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_104_01.pdf

- 2050年想定 of 需給・系統状況としては、第81回本委員会（2023年1月24日）での慣性力確保状況 of 試算と同様に、広域系統長期方針（広域連系系統 of マスタープラン）を踏まえて、広域メリットオーダーシミュレーションにより2050年断面を模擬したものである。
- 2030年想定に比べて、2050年想定は再エネ導入量（特に風力）が大幅に増加している電源構成となっている。

ベースシナリオ



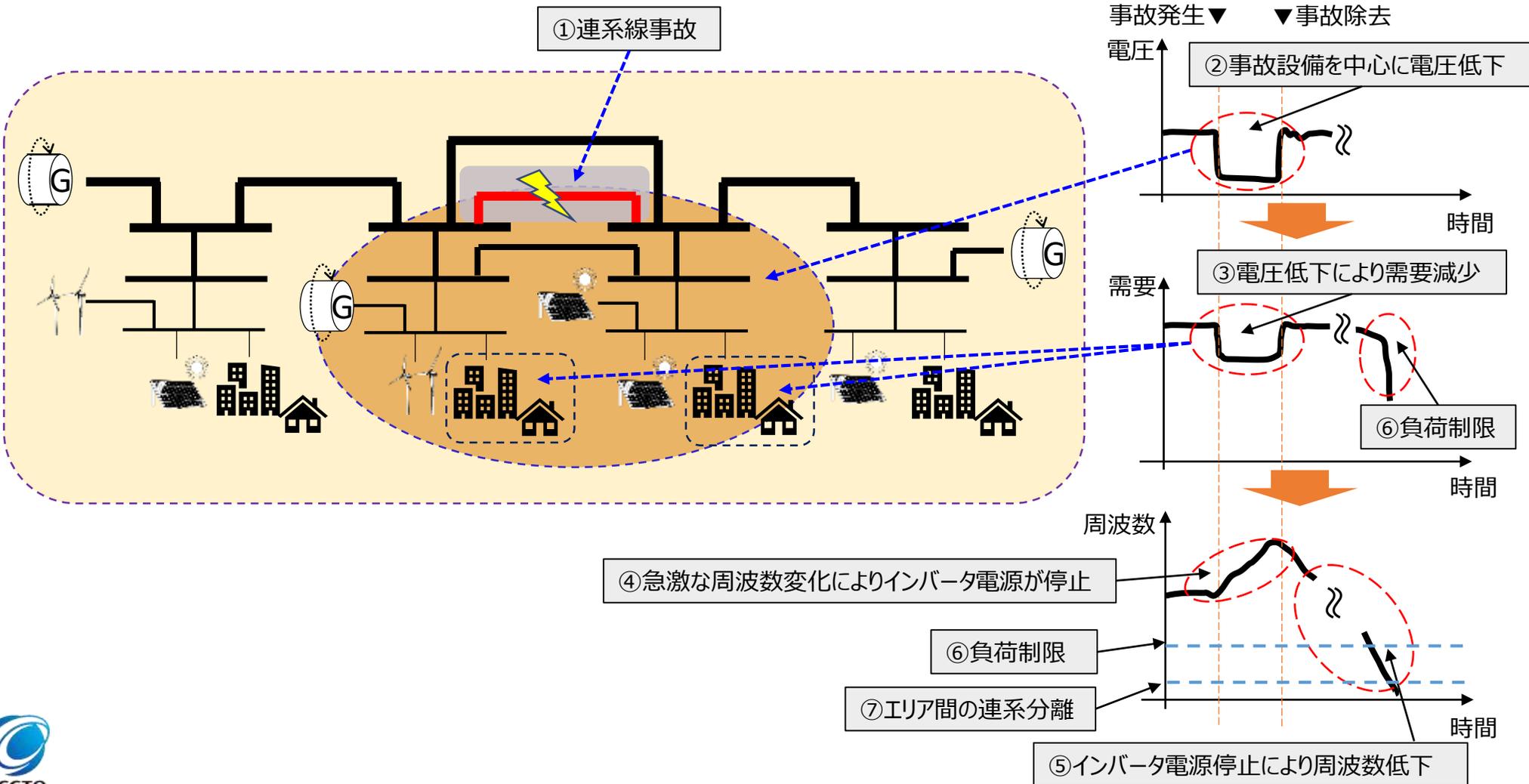
【凡例】

- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

【各シナリオ of 前提条件】

		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
電源構成	需要※	・1.2兆kWh程度		・
	再エネ	太陽光	約260GW (※1)	・
		陸上風力	約41GW (※1)	・
		洋上風力	約45GW (官民協議会導入目標)	・
		水力	約60GW (エネルギーミックス水準)	・
		バイオマス 地熱	約60GW (エネルギーミックス水準)	・
	火力 (化石+CCUS)	・供給計画最終年度の年度末設備量 ・一般送配電事業者へ契約申込済 of 電源 (廃止後は水素・アンモニアリプレイスと仮定)		・
	原子力	既存または建設中の設備が全て60年運転すると仮定		・
	水素・アンモニア	既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定		・

- 関西中国間連系線ルート事故における主な現象の概念図は以下の通り。
- 電源線事故と比較して連系線事故は電圧変動の影響範囲が広く、同期系統の中心に位置する当該事故は電源停止量が大きくなっている。



- 系統維持の対応策としては、以下の二つが考えられる。
 - ① 系統側の対策（同期電源の追加運転等）により、系統事故時の電圧・周波数変動を抑制する
 - ② 機器側の対策（インバータ電源のFRT要件）により、電圧・周波数変動時の運転停止を防ぐ
- いずれの対応についても最低限満たすべき水準である系統維持はできる見込みであるが、系統側で対策する場合、同期電源の追加運転にかかるコストが相当程度大きくなる懸念がある。
- 一方、機器側の対策は周波数低下による負荷制限を基本的に発生させなくする根本的な対応であり、対策の効果として優位性があるため、機器側対策であるFRT要件の見直しを根本的な方向性とした。

対応策のまとめ	31
<ul style="list-style-type: none"> ■ ①系統側対策（同期電源の追加運転等）と②機器側対策（FRT要件の見直し）について、いずれの対応についても、<u>最低限満たすべき水準である系統維持に関しては実現できると示唆されるところである。</u> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ①については、特定の設備事故に限っても大規模な同期電源の追加運転が必要になると想定される。さらに、その時々々の系統状況によってさまざまな設備事故において対策を講じることが必要になり、対策コストが相当程度大きくなることも懸念される。 ➢ ②については、電圧・周波数変動が生じたとしてもインバータ電源の運転停止を防止するものであり、最低限の系統維持のみならず、周波数低下による負荷制限を基本的に発生させなくする根本的な対応である。 ■ したがって、<u>系統事故時の急峻な電圧・周波数変動に対する系統維持の対策はFRT要件を根本的な方向性とする</u>ことでどうか（状況に応じて系統側対策を併用することもありえる）。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ <u>周波数ステップ要素・周波数ランプ要素・電圧位相要素の見直し案については、引き続き検討を深め、改めて本委員会に報告を行う。</u> ■ また、<u>見直し案のFRT要件への反映に向けては、グリッドコード検討会において、詳細な検討を進めることでどうか。</u> ■ なお、これまでも本委員会において、より詳細な技術検討（瞬時値解析、非対称故障時の振る舞い、基幹系統事故の高圧系統以下への波及メカニズム）によっては、さらに厳しい状況を想定する必要があることをご意見いただいている。 ■ これらについては、現時点での系統解析技術では十分にとらえきれない領域でもあるため、今後の技術開発・知見の拡充を踏まえた中長期的な課題として位置づけ、状況に応じて必要な対応をとることにしたい。 	
<small>※ シミュレーション条件が変わることで結果は変わりえることに留意が必要</small>	
	

(参考) FRT要件について (1)

53

- 系統連系規定では、2011年より今後太陽光発電等の分散電源が急速に普及することが予想されることから、電力品質を確保するために求められる事故時運転継続要件(FRT要件: Fault Ride Through)について規定を追加している。
- 規定では、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の $\pm 2\text{Hz/s}$ の周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されており、太陽光発電設備等の多くは、この規定に従った設備を有していると考えられる。

(2) FRT要件

低圧配電線と連携する(電気設備の技術基準の解釈第232条第1項又は第2項を適用し、第222条及び第227条の規定に応じて連系するものを含む。)太陽光発電設備は、以下に示す事項を満たすシステムとすること。なお、FRT要件のイメージを図2-7-Aに示す。

a. 電圧低下時

- ・ 電圧が20%以上(2017年3月末までに連系するものについては30%以上としてもよい。)で継続時間が1秒以内の電圧低下に対しては運転を継続^{※1}し、電圧の復帰後0.1秒以内(2017年3月末までに連系するものについては0.5秒以内としてもよい。)に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰^{※2}すること。(後略)

b. 周波数変動時

- ・ ステップ上に $+0.8\text{Hz}$ (50Hz系統に連系する場合)、 $+1.0\text{Hz}$ (60Hz系統に連系する場合)、3サイクル間継続する周波数変動に対しては運転を継続^{※1}する。
- ・ **ランプ上の $\pm 2\text{Hz/s}$ の周波数変動に対しては運転を継続^{※1}する。**ただし、周波数の上限は 51.5Hz (50Hz系統に連系する場合)、 61.8Hz (60Hz系統に連系する場合)、周波数の下限は 47.5Hz (50Hz系統に連系する場合)、 57.0Hz (60Hz系統に連系する場合)とする。

(注) ※1: ゲートブロックせず並列運転し、可能な範囲で発電出力を継続する。

※2: 単相系統に接続する機器で、電圧低下の発生した瞬間2サイクル以内のゲートブロック(2サイクル以内で復帰するゲートブロック)は許容される。ただし、電圧低下発生時の位相角 90° の場合のゲートブロックは除く。この場合のゲートブロックからの復帰後は、電圧低下中において再度のゲートブロックを行わないものとする。また、2017年3月末までにゲートブロックが動作しないよう運転を継続するシステムの開発が望まれる。

※3: 復帰時において過電流が発生せず、またゲートブロックしないこと。

出所「日本電気技術規定委員会 電気技術規定 系統連系編 系統連系規定」抜粋
<https://www.jesc.or.jp/jesc-assert/pdf/private/e0019-2011-1t.pdf>

(参考) FRT要件について (2)

54

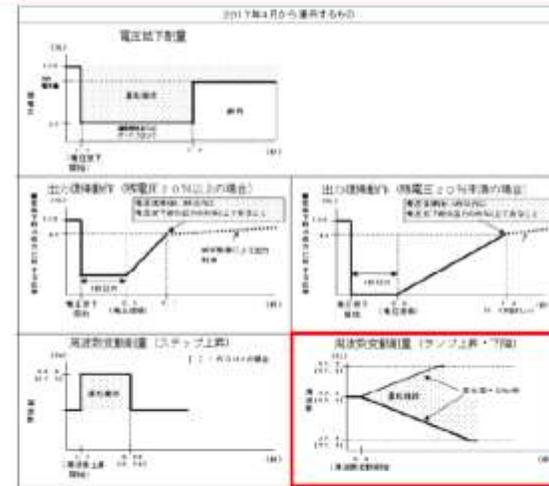


図2-7-A 太陽光発電設備のFRT要件のイメージ

出所「日本電気技術規定委員会 電気技術規定 系統連系編 系統連系規定」抜粋
<https://www.jesc.or.jp/jesc-assert/pdf/private/e0019-2011-1t.pdf>

【出典】第5 5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020/10/27)資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_55_03r.pdf

<②機器側対策>

FRT要件の見直しによる対策について

27

- まず現行の事故時運転継続要件（FRT要件）においては、周波数変動に対する耐量が定められているが、今回の系統事故状況においては、これらを超えた周波数変動が発生している。
- また、メーカーへのアンケート調査による電圧位相変動時の耐量を超えた変動が、今回の系統事故状況において発生している。
- そのため、将来を想定した系統事故時に生じる電圧・周波数変動に対応した要件を設けることで、系統事故時のインバータ電源の運転停止を防ぎ、系統維持を実現することが対策となる。
- この対策は、理想的には、系統事故時の電圧・周波数変動に伴うインバータ電源の停止や、その後の周波数低下による負荷制限等を回避することができるため対策効果の面で優れている。

	周波数ステップ要素	周波数ランプ要素	電圧位相ステップ要素
現状のFRT要件	0.8Hz (50Hzエリア)以下、 1.0Hz (60Hzエリア)以下までは、 3サイクル以内の変動であれば 運転継続（周波数上昇側のみ）	周波数変化率±2Hz/s以内では 運転継続 （継続時間などの規定無し）	位相のみの規定は現状なし （残電圧0.52pu以上の場合は41度まで 耐量を持たせることを規定）
見直し方向性	✓ 事故中・事故除去直後に生じる 瞬間的な周波数変化に対して 運転継続	✓ 事故中・事故除去直後に生じる 瞬間的な周波数変化率の急変 に対して運転継続	✓ 事故中・事故除去直後に生じる 瞬間的な位相変化に対して 運転継続



- FRT要件の見直しにあたっては、その他の技術要件、例えば低圧系統連系時に求められる単独運転検出機能（電力系統の事故時に自動的に運転停止する機能）との整合性などの検討も必要になる。

(参考) 単独運転検出について 2

○送配電系統において故障が発生した場合、当該系統の保護のため、送電用のしゃ断器が「切」となる。この場合、当該線路に連系する発電設備が、分離された部分系統内で運転する状態を『単独運転』と言う。

○系統故障発生時に、発電機が系統連系したまま運転を継続した場合、本来無電圧であるべき範囲が充電され、事故点の被害拡大や復旧遅れなどにより長時間停電に至る可能性がある。また、単独運転は、人身および設備の安全に対する影響を与える虞がある。

(単独運転が継続する場合の問題)

- ・公衆感電
- ・機器損傷の発生
- ・復旧作業、消防活動への影響

○このため、自家発や太陽光発電などの分散型電源は、単独運転を検出する機能や保護リレーなどを用いて、単独運転時に発電設備を自動的に解列することが、系統連系規程で定められている。

目的外使用禁止 電気事業連合会 流通技術委員会

1. これまでの議論状況の振り返り

2. FRT要件の見直しに関する具体案と効果分析

3. まとめ

- 今回のFRT要件の見直しによる目標は、系統維持できる水準まで電源停止量を抑制することであり、2050年想定におけるシミュレーションとして、中西6エリアの場合には電源停止量を少なくとも850万～900万kW程度まで抑制しなければならない（ブラックアウト回避を目的に負荷制限などを考慮した値であり、電源停止量をさらに抑制できれば負荷制限も回避できる）。
- 電源停止量の抑制効果に電圧階級の優劣はなく、また再エネ電源比率を踏まえると、特高系のみでの対策では効果が限定的であるため、高低圧含めた対策が必要。
- そのため高低圧を含めたFRT要件の見直し内容、およびFRT要件見直しによる電源停止量の低減効果を検討した。

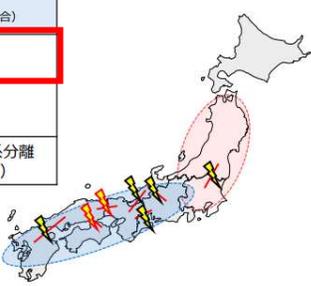
電源線以外の流通設備事故ケースの影響評価について（東北東京・中西6エリアの場合） 17

- 同様の系統状況における交流送電線ルート事故の一例として、地域間連系線^{※1}の送電線ルート事故の影響の確認を行った。
- 中西6エリア内の一部のルート事故では、事故時の急峻な電圧変動の影響で多数のインバータ電源が停止することで負荷制限を行ってもなお大幅な周波数低下が発生する。
- このように、電源線や交流送電線のルート事故でエリア間等の連系分離に至る可能性があることから、対応策の構築が必要と考えられる。

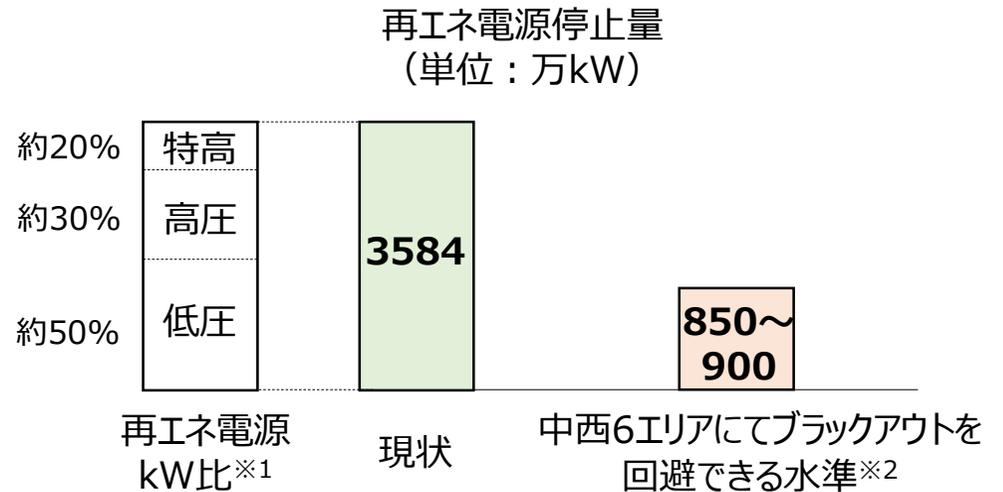
※1 連系線以外の地内系統の流通設備事故でも大きな影響は生じうると考えられる

<シミュレーション結果^{※2}> 括弧内はシミュレーションの系統状況における需要に対する比率

	東北東京	中西6エリア (関西中国間または中国四国間の場合)
電源停止量 <再エネ>	473万kW(8%)	3,584万kW(64%)
負荷制限 <UFRなど>	390万kW(6%)	2,230万kW(40%) (UFRが全量動作)
系統維持の可否	負荷制限により周波数回復(○)	周波数低下によるエリア間連系分離(ブラックアウトのおそれ：×)



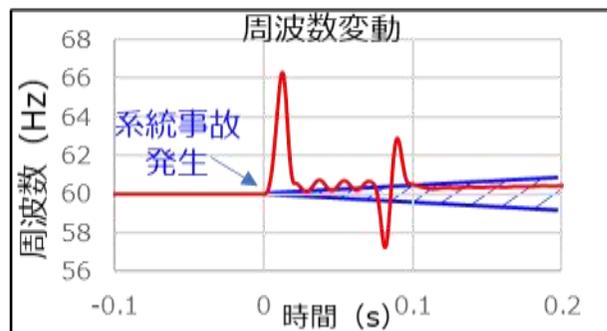
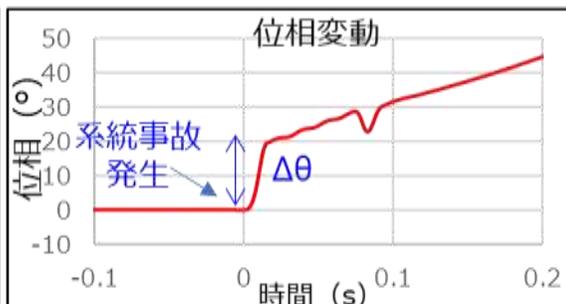
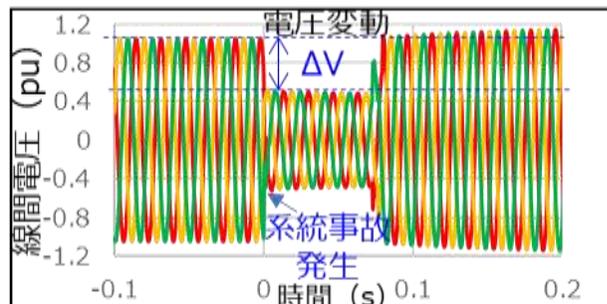
※2・マスタープランベースシナリオなどを前提条件とした試算結果であり、需給バランス等の前提が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
 ・インバータ電源の停止有無はアンケート結果を元に評価したものであり、実際の制御ロジックを正確に模擬できていないものではない
 ・2030年想定と2050年想定の評価ケースでは、需要規模や再エネ稼働量が異なる
 ・短絡容量が非常に小さいと想定されるMsys最小（RoCoFが最大）の系統状況で評価
 ・中国～九州間連系線の増強は至近の議論状況から直流通設備で模擬
 ・中西6エリアは電源停止量の最も大きな関西中国間または中国四国間連系線事故の数値を記載



- ※1 2024年度末時点の中西6エリア実績で記載
- ※2 マスタープランベースシナリオなどを前提条件とした試算結果であり、需給バランス等の前提が変われば算定結果も異なる点に留意が必要。

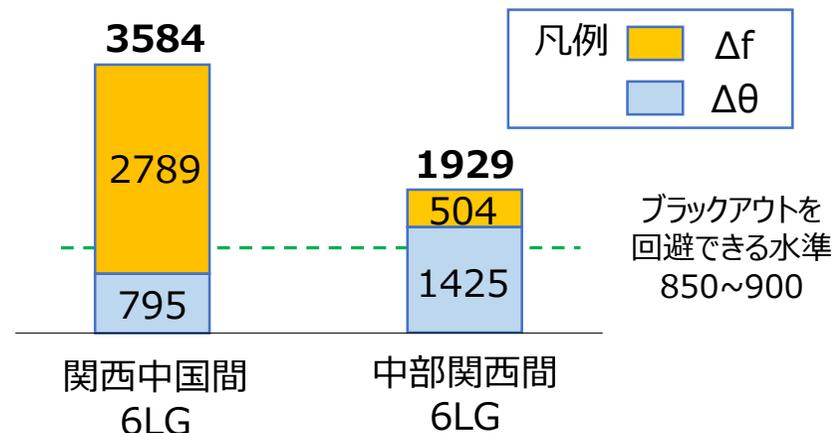
- 系統事故時（事故中・事故除去直後含む）の急峻な電圧変動・位相変動・周波数変動を検出して、現行のFRT要件の閾値を超過した場合に再エネ電源の出力がゼロになることを想定しているが、要素毎の影響度合い（再エネ電源停止量の内訳）を検証した。
- 中西6エリアにおける地域間連系線の事故を例に挙げても、周波数変動（ Δf ）による電源停止が支配的かつ量が多いケースや、位相変動（ $\Delta\theta$ ）による電源停止が支配的かつ量が多いケースを確認しており、FRT要件として、系統維持できる水準まで周波数変動耐量および位相変動耐量を見直す必要がある。

事故時の周波数および位相変動が過酷となった代表的な波形のイメージ



※電力中央研究所のXTAPで計算されたWEST10機系統モデルにおける三相地絡事故の波形である。周波数は線間電圧を正相電圧の実効値フェーズに変換後、その位相角を5msの時間窓で微分的に処理して算出している。

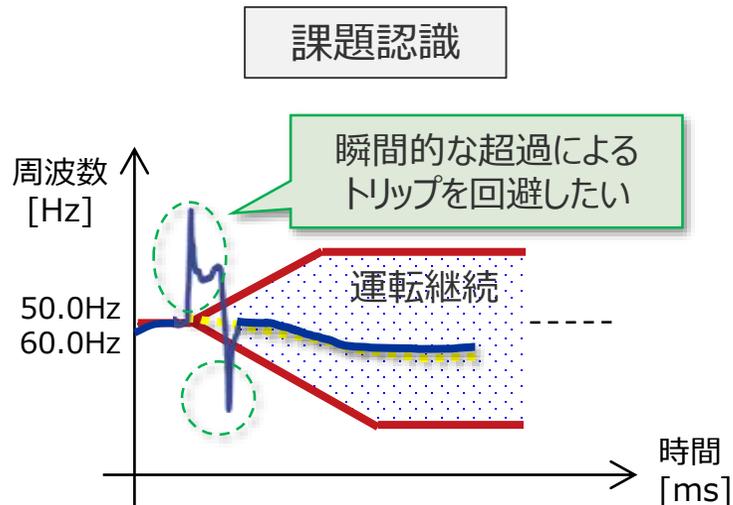
再エネ電源停止量の内訳
(単位：万kW)



凡例 現行のFRT要件

(周波数ランプ要素(2Hz/s以内)に対する運転継続範囲)

- インバータ電源等が検出する周波数は、電圧波形を元に周波数および電圧位相を演算する方式であるため、系統事故時の電圧の乱れを急峻な周波数の変動と検出してしまうことがある。
- 基幹系統での系統事故において上記のような周波数変動は、事故発生後、電圧が回復して急峻な周波数変動が解消されるまで100ms程度続くことになる。
- 海外では、周波数変化率（RoCoF）の時間窓を100msよりも長い時間に定義（検出感度を弱く）したうえでの要件化、または系統事故に伴う電圧低下で短時間・局所的に周波数閾値を超過した場合には電圧低下時のFRT要件を優先する（周波数起因でトリップさせない）といったことが規定されている。
- そのため周波数変動耐量に関する見直しの方向性としては、周波数変化率の時間窓を見直す（ランプ要素）、または周波数起因ではトリップさせず、別の要素で運転継続を判断するなどが考えられる。



取りうる（協議中の）対策

- 周波数変化率の時間窓を定義して運転継続条件（FRT要件）を定める
- 系統事故発生から除去後、電圧が回復して急峻な周波数変動が解消されるまでの間は、PCSが検出した周波数ではトリップさせない

- 時間窓について、日本では現状規定されていないが、海外では500msに規定する例などがグリッドコード検討会にて報告されている。
- また、系統事故時の対応として、周波数変動耐量について具体的なFRT要件を規定するのではなく、その他要因（電圧低下耐量）に基づき運転継続することが文章で規定されている事例もある。仮に日本にて同じ条件を適用する場合、電圧低下耐量として、（短時間・局所的に周波数が閾値を超過しても）残電圧0.2pu以上の場合は運転継続となる。

2-1. 海外技術要件の調査 (FRT要件)

8

周波数ランプ要素について

項目	日本 (現行要件)	英国		アイルランド		米国 (カリフォルニア, テキサス)		豪州	
		送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統/配電系統	
変化率 (1秒あたり)	±2Hz	多くは1Hz ^{※1}	1Hz	1Hz	1Hz	5Hz	I:0.5Hz II:2.0Hz III:3.0Hz	2Hz	1Hz
計測窓 (ms)	規定なし	500	500	500	500	100以上	100以上	250超	1000超
運転継続時間	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし
対象電圧	全電圧	275kV以上	275kV未満	110kV以上	110kV未満	34kV以上	34kV未満	132kV以上	
例外事項	-	系統の瞬時電圧低下による上記の値の局所的な超過の場合、運転継続要件を優先	50MW以上の電源についてはRoCoFによる停止機能は実施なし	電圧低下時に運転継続要件を優先	電圧低下時に運転継続要件を優先	-	-	-	-

※1: GFMは2Hz, DC接続のPPMは2Hz。
 ※2: 1~は異常状態への対応を示すカテゴリであり、IEEE 1547で規定。各電圧にこのカテゴリを適用するかは各州で連系要件を担務する機関の裁量に委ねられる。

2-1. 海外技術要件の調査 (FRT要件)

10

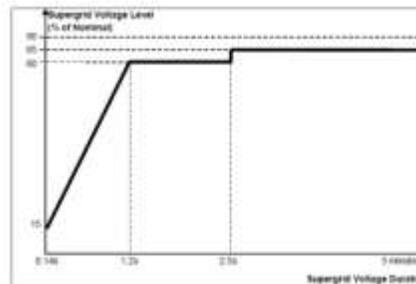
瞬時電圧低下時の扱いについて (英国、アイルランドの記載 例)

【英国】 The Grid Code ECC.6.3.13.2

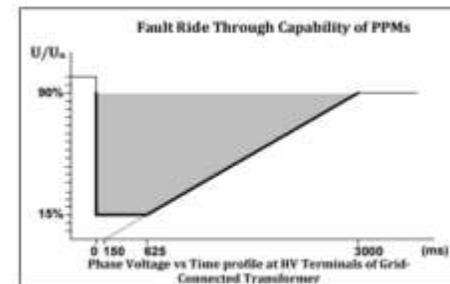
- 系統の瞬時電圧低下により、短時間・局所的にRoCoFしきい値（多くは1Hz/秒）を超過する可能性があるが、その場合はECC.6.3.15（電圧低下時のFRT要件）が優先して適用される。

【アイルランド】 EirGrid Grid Code PPM1.5.1(d)(i)

- 電圧降下により、局所的に毎秒1Hzを超える RoCoF 値が短時間発生する可能性があるが、このような場合、PPM1.4.1 の Fault-Ride Through 条項が本条項に優先する。



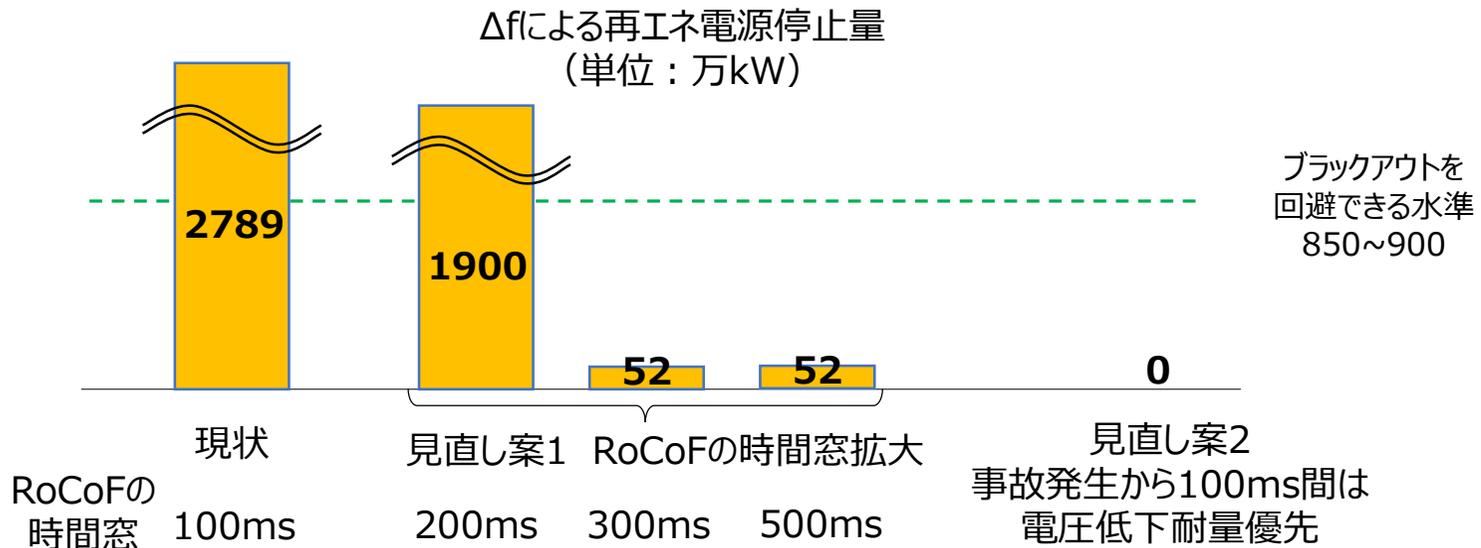
【英国】 The Grid Code ECC.6.3.15
 電圧低下時のFRT要件 (TypeC,D)



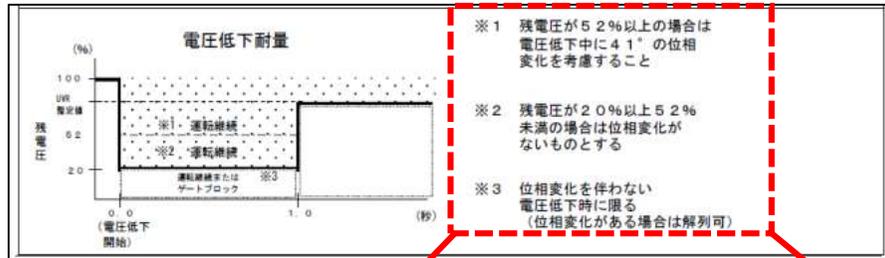
【アイルランド】 EirGrid Grid Code PPM1.4.1
 電圧低下時のFRT要件

- 現状（第104回本委員会報告値）の Δf による再エネ電源停止量は、周波数ランプ変動（RoCoF）の値を100ms間の周波数変動量とし、RoCoFの値が2Hz/sを超過した場合に電源停止するものとして算定^{*}している。
- RoCoFの時間窓の見直し（案1）に関する効果の検証として、周波数変動による停止が支配的かつ量が多い関西中国間連系線事故時において、RoCoFの時間窓を段階的に拡大した（RoCoFの定義を見直した）ところ、300ms以上であれば、系統維持できる水準まで十分な低減効果があることを確認した。
- また、事故により電圧、周波数、位相変動が複合的に変化した場合でも、事故発生から100msの間は電圧低下耐量を優先し、当該時間帯における周波数変動耐量については上限制約を設けない取り扱いとした場合（案2）、同事故ケースにおいて周波数変動要因での停止量をゼロにできることを確認した。
- なお、案1・2について、設備側の対応要否などを確認して進めていく必要がある。具体的な規定については、グリッドコード検討会にて2050年想定を見据えた実現性など踏まえ詳細検討することでどうか。

^{*}電力中央研究所のY法にて、基本的に特高の送電用変電所二次側母線までの系統をモデル化し、各ノードの周波数を基に算定している。
^{*}なお、すべての実機がこの条件で停止するわけではないが、運転継続が担保されていないことを踏まえ、保守的に算定している。



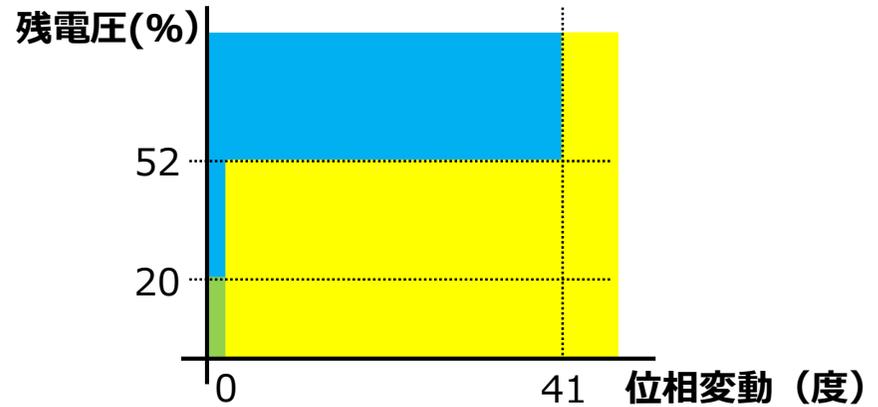
- 現行のFRT要件では位相変動耐量に特化した具体的な規定はないが、FRT要件における電圧低下耐量に関連して、残電圧に応じた位相変動の耐量が規定されている。
- 現行のFRT要件を前提にした位相変動耐量の要件イメージは下記のとおり。



※単相発電等設備の太陽光発電設備の例

- ※1 残電圧が5.2%以上の場合は電圧低下中に4.1°の位相変化を考慮すること
- ※2 残電圧が2.0%以上5.2%未満の場合は位相変化がないものとする
- ※3 位相変化を伴わない電圧低下時に限る（位相変化がある場合は解列可）

現行のFRT要件を前提にした定義



領域	現行の要件
青	連系運転を維持し、可能な範囲で発電出力および放電出力を維持
緑	運転継続またはゲートブロックによる出力停止（解列不可）
黄	未定義（解列しても構わない）

- 電力中央研究所のY法を用いて、中西6エリアの地域間連系線での事故における各ノードの残電圧と位相変動量をプロットした図が下記のとおり（シミュレーションでは、基本的に特高の送電用変電所二次側母線までの系統をモデル化しており、下位系統（高低圧含む）は縮約している）。
- 現行のFRT要件にて未定義である黄色の領域にも一定数のプロットが確認できたことから、多くの再エネ電源が停止するおそれがある。このため、電源停止量を確実に低減するには青色の領域を現行の範囲から拡大し、連系運転の維持と可能な範囲での発電出力・放電出力維持を明確化する必要がある。

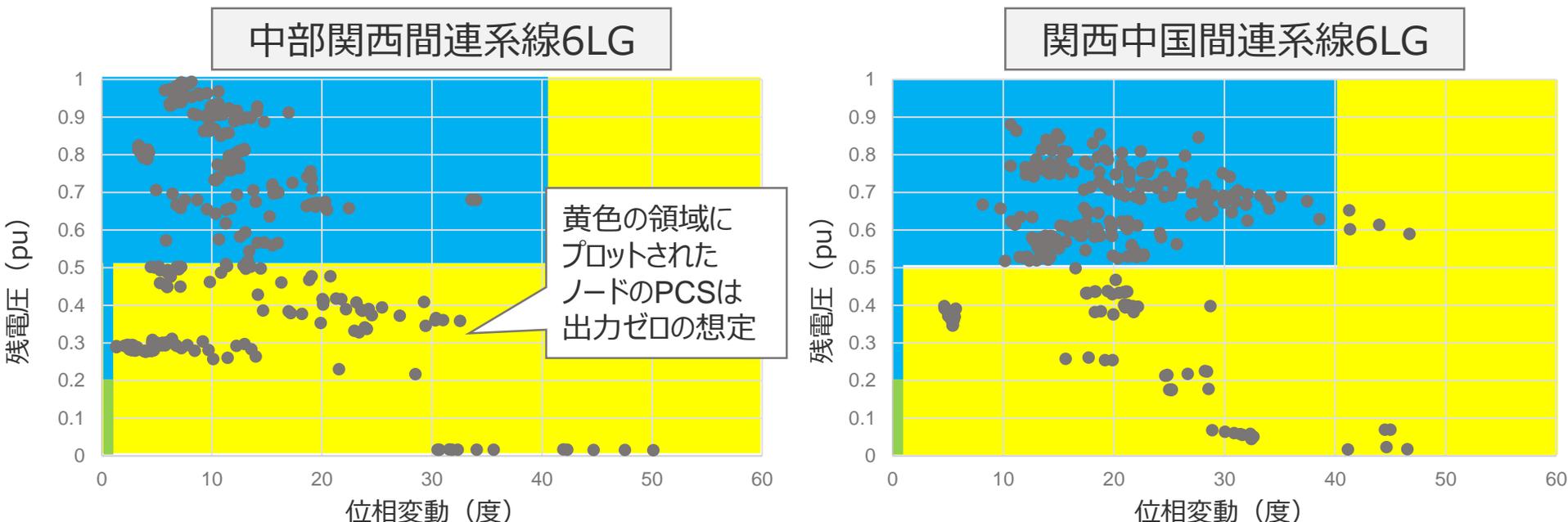
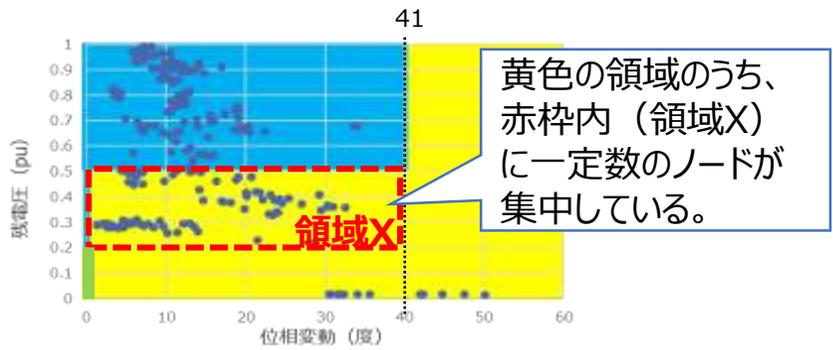


図 中西6エリアを模擬している各ノード（277地点）の残電圧および位相変動量の様相

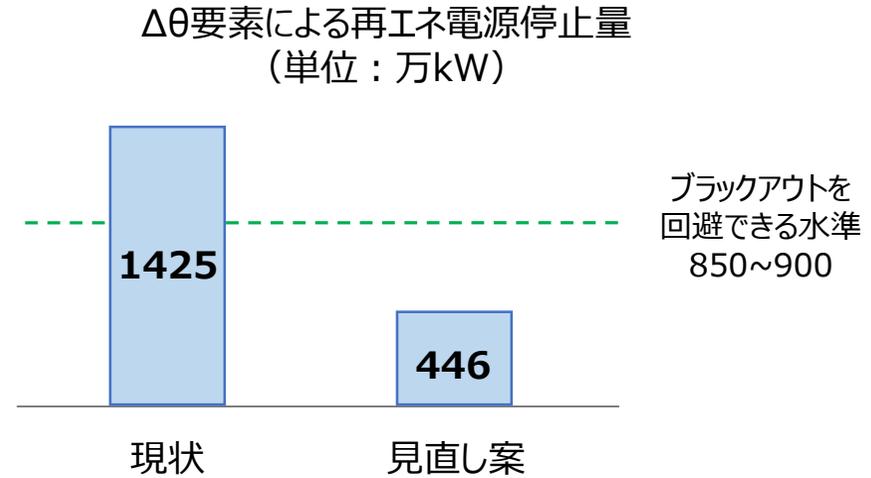
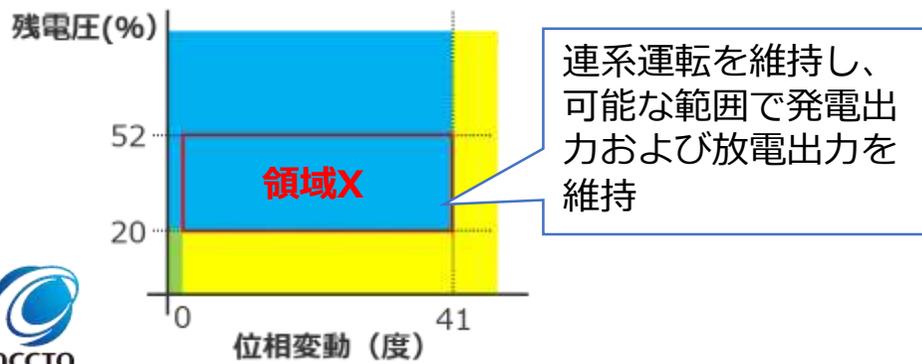
＜シミュレーションの前提＞

- ・ マスタープランベースシナリオに基づく2050年断面（第104回本委員会で報告した条件と同じ）
- ・ 位相変動最大時の残電圧をプロット

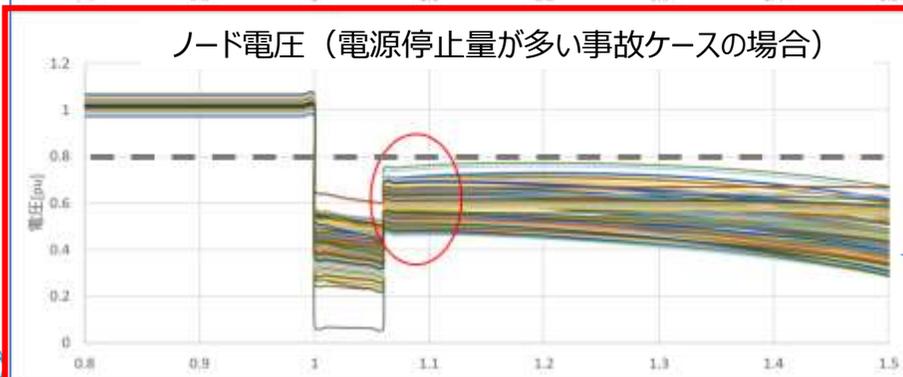
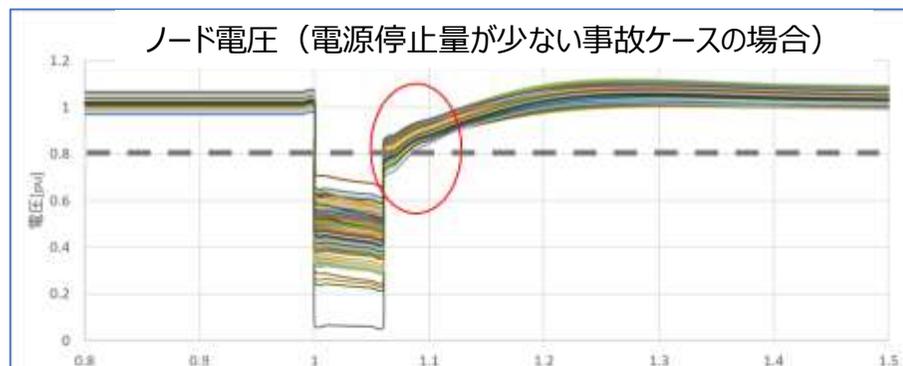
- 電源停止量低減にあたり効果が高いのは、残電圧0.2pu~0.52puにおいて位相変動耐量を強化することと考えており、赤枠内（領域X）を青色の領域として連系運転を維持し、可能な範囲で出力を維持することが具体的な対策の一つとなる。
- 位相変動による停止が支配的かつ量が多い中部関西間連系線事故ケースにおいて、上記対策（全電圧階級を対象）を実現した場合に系統維持できることを確認した。



FRT要件見直し案



- 2050年想定にて地域間連系線事故による電圧低下の影響を分析したところ、再エネ電源の停止量（ゲートブロックによる出力停止含む）が多く、事故除去後に復帰電圧を維持できないケースを確認した。
- 現状の電源バランスであれば（同期電源により）復帰電圧を維持できると考えているが、再エネ電源の連系比率上昇に伴い電圧維持が難しくなることが想定されるため、電圧面においても再エネ電源に対して出力ゼロを回避することが重要となる。



2050年想定の補足

- シミュレーションの断面における中西6エリアの需要に占める再エネ電源の割合：64%
（再エネ電源量3835万kW）
- 中部関西間連系線事故に伴う再エネ電源停止量：1425万kW
内訳 中部：1087万kW
関西：172万kW
北陸：166万kW

事故除去後に復帰電圧を維持できないため、ゲートブロックで停止したPCSは出力復帰できない（解列）

- 2050年想定を見据えてFRT要件（位相変動耐量）を見直す場合、系統を維持するためには、領域Xの要件として、一時的な出力ゼロを回避（可能な範囲で出力を維持）することが必要。
- そのうえで、どのように段階を踏んで位相変動耐量の見直しを実現していくのかについて、設備改良が必要であり、メーカーの開発リードタイムを考慮し、グリッドコード検討会にて整理していくこととしてはどうか。なお、既連系分に対してもPCSの劣化更新などで新FRT要件に順次対応させていくことが望ましく、可能な限り早い段階でグリッドコードに反映できるように進めたい。

系統面の課題と対策	現状	2030年代	2040年代	2050年代
周波数面	・停止量を想定し、系統維持に必要な運用対策を実施	・事故時の電源停止量増加で周波数低下幅拡大		・電圧復帰時の出力特性の強化のみでは周波数維持が困難
電圧面	・問題なし	・再エネ電源比率の上昇に伴い電圧維持が難しくなる		・再エネ電源の出力ゼロでは電圧維持が困難
必要な対策	— (電圧復帰後に出力回復)	・電圧復帰時の出力特性の強化 ・事故時の出力特性の改善 (有効電力・無効電力)		・出力ゼロを回避 ・事故時の出力特性の改善 (有効電力・無効電力)
領域Xの扱い (FRT要件見直し案)		出力ゼロを回避（可能な範囲で出力維持）		
		劣化更新などにより新FRT要件に順次対応		
		グリッドコードに反映		

1. これまでの議論状況の振り返り
2. FRT要件の見直しに関する具体案と効果分析
3. まとめ

- 「再エネ主力電源化」に向けた系統安定性に関わる課題の一つとして、2050年を想定した状況下において、系統事故時などに生じる急峻な電圧・位相・周波数変動の具体的な対応策（FRT要件の見直し）を検討した。
- 周波数変動耐量の具体的な見直し案として、事故時の擾乱により閾値を超過しないよう、RoCoFを算出する際の時間窓を定義する案や、事故発生から100msの間は電圧低下耐量を優先し、当該時間帯における周波数変動耐量については上限制約を設けない取り扱いとする案の効果を検証し、系統維持が可能であることを確認した。
- また、位相変動耐量の具体的な見直し案として、残電圧0.2pu～0.52puの領域Xに対して出力ゼロを回避することで系統維持が可能であることを確認した。
- なお、今回のFRT要件の見直し効果は中西6エリアを対象としたが、北海道エリアにおいても同様の位相変動耐量・周波数変動耐量の見直しにより系統維持できることを確認している。
- 今回ご審議いただいたFRT要件の見直し案について、具体的なグリッドコードへの反映など、詳細部分についてはグリッドコード検討会にて検討を進めることでどうか。