

「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 ～系統事故時の電圧・周波数の急峻な変動への対応～

2024年12月27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回本委員会（2024年7月23日）及び第101回本委員会（2024年9月30日）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）
 - 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（東北東京エリア）
- 本日は2050年想定状況の追加検証と対応策の構築要否について検討したためご審議いただきたい。

将来想定される
環境変化

**インバータ電源（太陽光、風力）の導入拡大、主力電源化
同期電源（火力等）の減少**

想定される課題

**短絡容量の減少による系統事故時の電圧・周波数変動の拡大
急峻な電圧変動・周波数変動によるインバータ電源の停止
系統事故時の周波数低下の拡大（過酷事故での大規模停電リスク）**

対策検討

＜インバータ電源の応動＞
・ アンケート調査により系統事故時の応動を推定

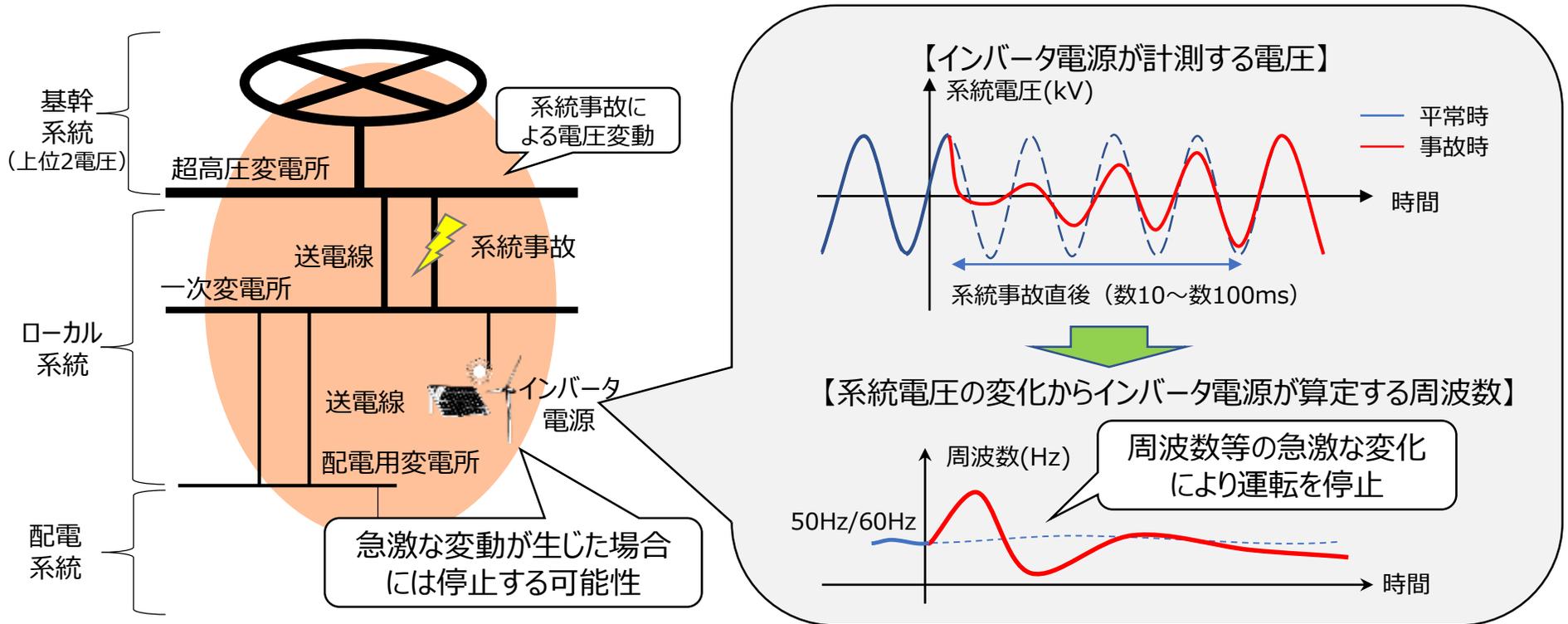
＜周波数低下の影響評価＞
・ 2030年想定での周波数低下の影響評価
・ 2050年想定での周波数低下の影響評価【追加実施】

＜周波数低下を防ぐ対応策＞
・ 周波数低下の影響度合いに応じて、必要な対応策（系統側・機器側）の構築を検討



1. これまでの議論状況の振り返り
2. 2050年想定での系統事故時の影響評価（追加検討）
3. 系統安定性の維持に向けた対策
4. まとめ

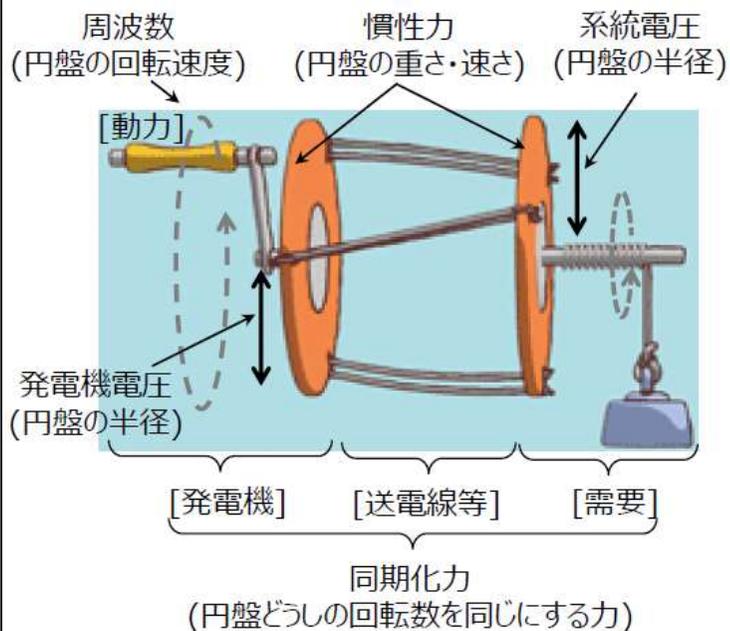
- 電力系統の周波数は同期電源の回転速度によって定まるものであり、この回転速度は需給変化時に変動するが、同期電源は慣性力を持つために滑らかに変化している。
- 他方で、インバータ電源等が検出する周波数は、電圧波形を元に周波数および電圧位相を演算する方式であるため、系統事故時の電圧の乱れを急峻な周波数の変動と検出してしまうことがある。
- この周波数の変化や電圧位相の変化によってインバータ電源が運転停止する可能性がある。
- また、系統事故時などの電圧変動は電力系統の短絡容量が小さくなるほど大きくなる。さらに、短絡容量は同期電源が減少するほど小さくなるため、将来においてはこの影響が大きくなること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



(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。



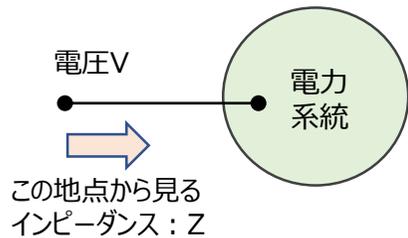
発電	動力	ハンドルを回す力
	周波数	「円盤」の回転速度(50Hzでは1秒間に50回転)
送電線等	紐を伝える力(紐の張力により回転力を伝える)	
需要	巻き上げる錘(おもり)の重さ	

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＞

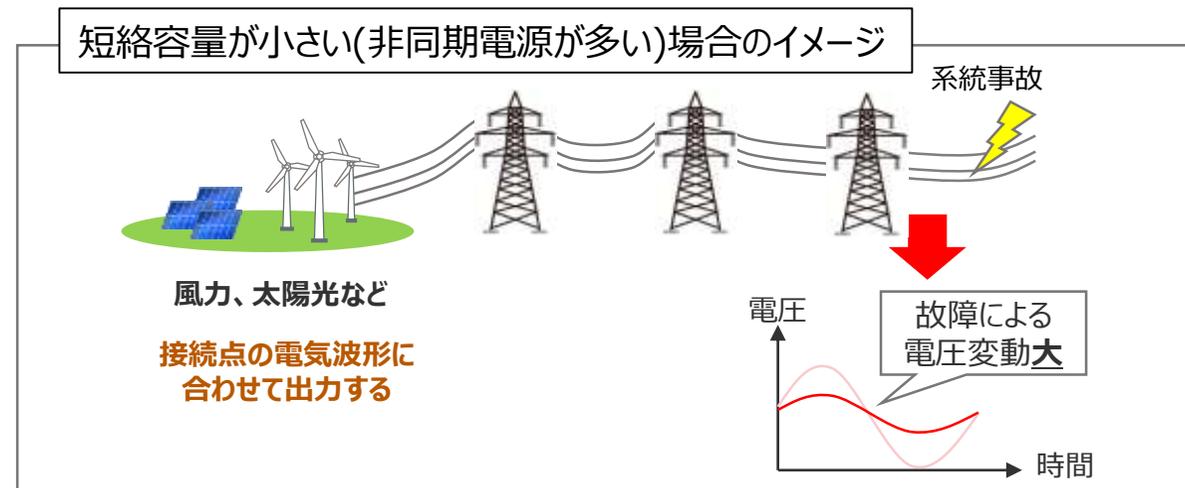
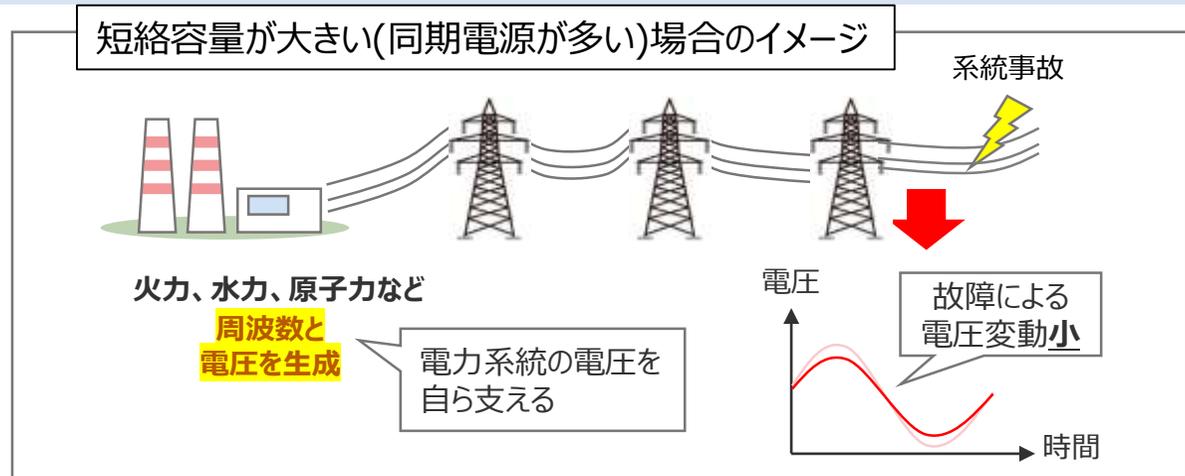


短絡容量(S)を表す式

$$S = V^2 / Z$$

⇒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

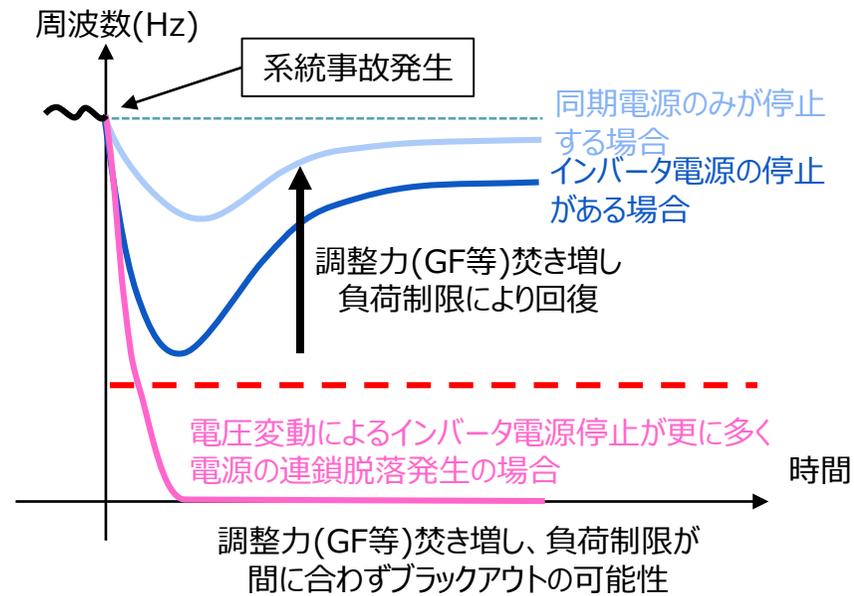
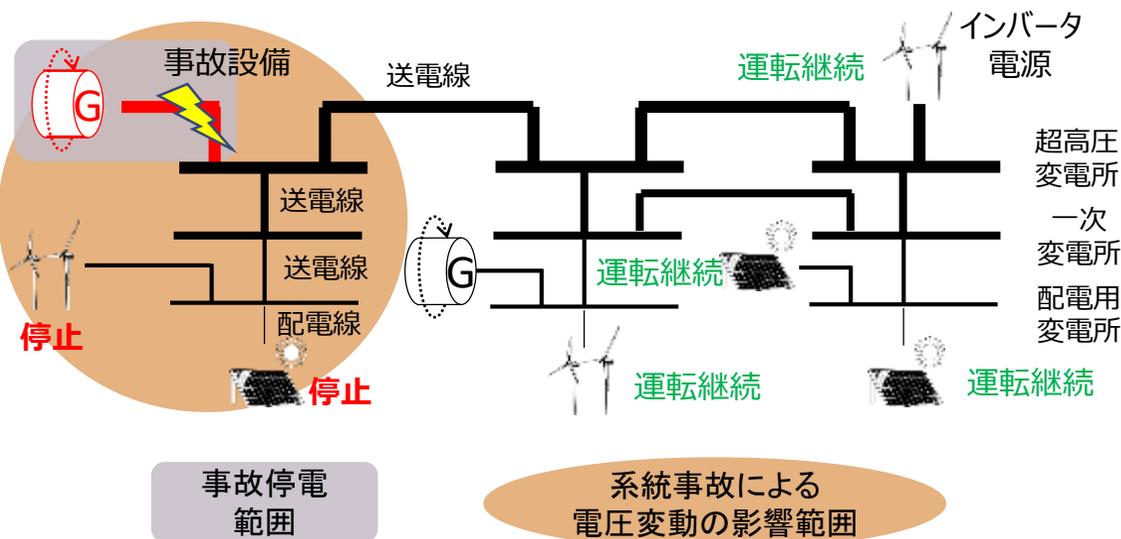
⇒短絡容量が小さくなると電圧維持能力が低下する



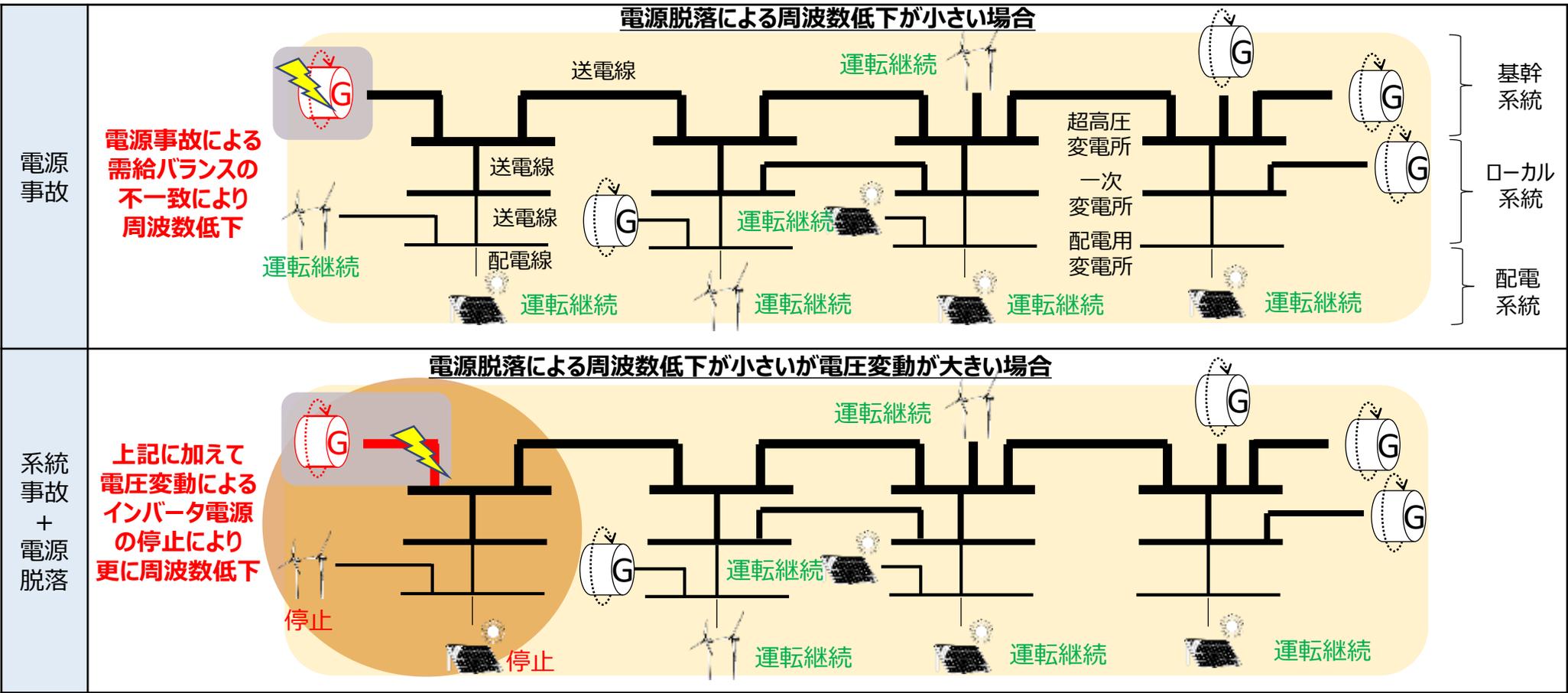
- 系統事故が発生した場合には、事故設備に直接連系する電源の停止に加えて、電圧変動※によるインバータ電源の運転停止の可能性があり、それらによって生じた電力需給の不一致によって周波数低下が生じることになる。
- 電圧変動によるインバータ電源の運転停止が多数発生した場合には、周波数の大幅な低下を招き、同期電源が運転継続できず解列してしまう可能性がある。（電源の連鎖脱落の可能性もある）
- ここにおいて、系統事故時のインバータ電源の応動要件として、現状においても事故時運転継続要件（FRT要件：Fault Ride Through）が定められているものの、将来の系統事故時には現在のFRT要件の基準を超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

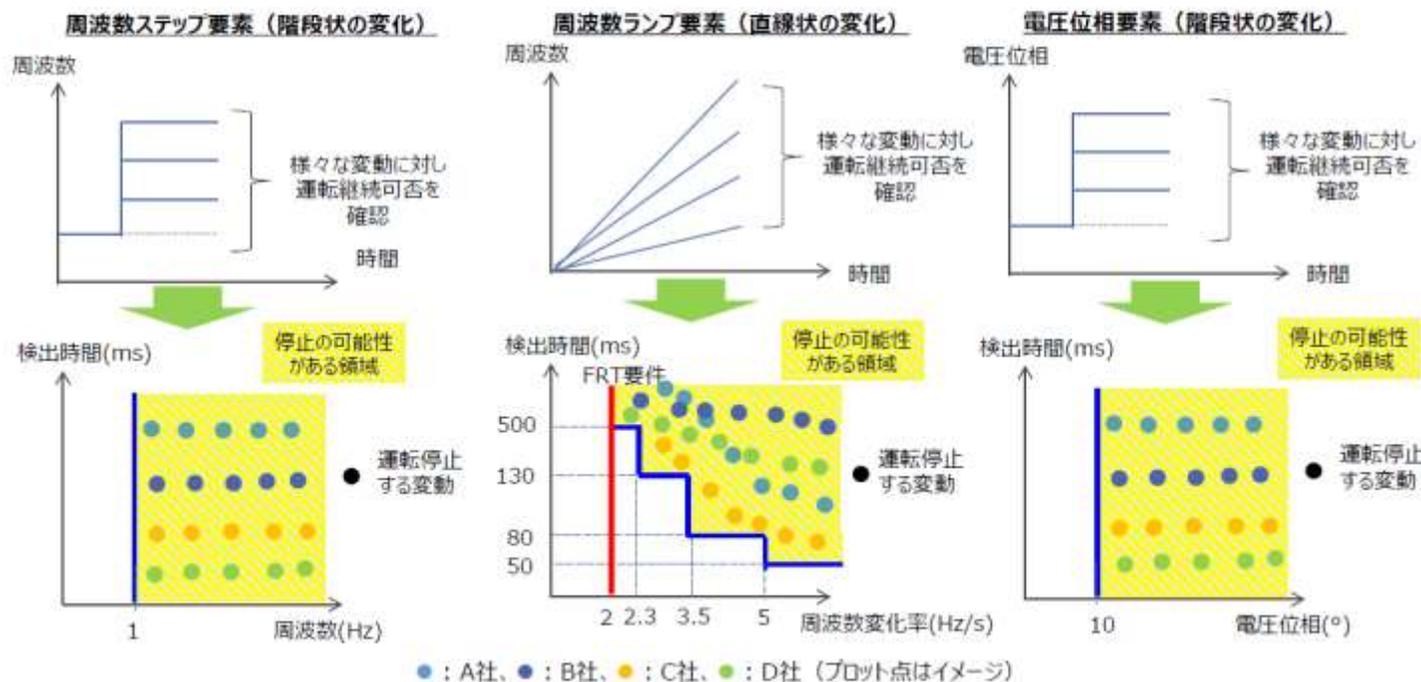
- そこで、系統事故時に想定される電圧・周波数の変動に対して、どの程度の変動幅および継続時間でインバータ電源が運転停止する可能性があるかアンケート調査を行い、この結果をもとに、系統安定性の評価を行うことにした。

【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。



- 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

電力広域的運営推進機関
Electricity System Operator of Japan
EOPJ

- 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。

項目		前提条件	現在*との比較
需要		約7,681億kWh	<p><需要></p> <p>約0.88倍</p>
再エネ	太陽光	約1億1,760万kW	<p><太陽光></p> <p>約1.7倍</p>
	陸上風力	約1,790万kW	
	洋上風力	約570万kW	
連系線		2027年度：北海道本州間連系 2027年度：東北東京間連系 2027年度：東京中部間連系 (新佐久間、東清水)	<p><風力></p> <p>約4.4倍</p>

※2022年度/2022年度供給計画の値

<第101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 (東北東京エリア)

- 2050年を想定した東北東京エリアのシミュレーション結果としては、2030年と同様に、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る周波数低下が生じ、負荷制限が生じるものの、周波数の回復は図れる状況であった。
- 2030年想定に比べると全体の需要・再エネ導入量が増加していることもあって、停止量は増加している。

17

東北東京エリアの系統安定性の評価について (シミュレーション結果)

- 東北東京エリア内において、最も同期電源の停止量が大きくなる電源線ルート事故が発生した場合において、多数の電源停止により周波数低下が生じるものの、負荷制限等の実施により、周波数の回復は図れたため系統の維持はできている状況である。
- ただし、負荷制限量の規模感を鑑みると、系統事故時の電源停止量を緩和する対応策を整備することが望ましいとも考えられるか。
- この点については、今後検討を行う北海道、中西エリアの状況を踏まえつつ、具体的な対応策の検討を進めていくことにしたい。

<シミュレーション結果※1> 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

	2050年想定	参考 2030年想定
電源停止量 <同期電源+再エネ>	1,283万kW (21%)	625万kW (22%)
負荷制限 <UFRなど>	1,113万kW (18%)	459万kW (16%)
系統維持	○	○

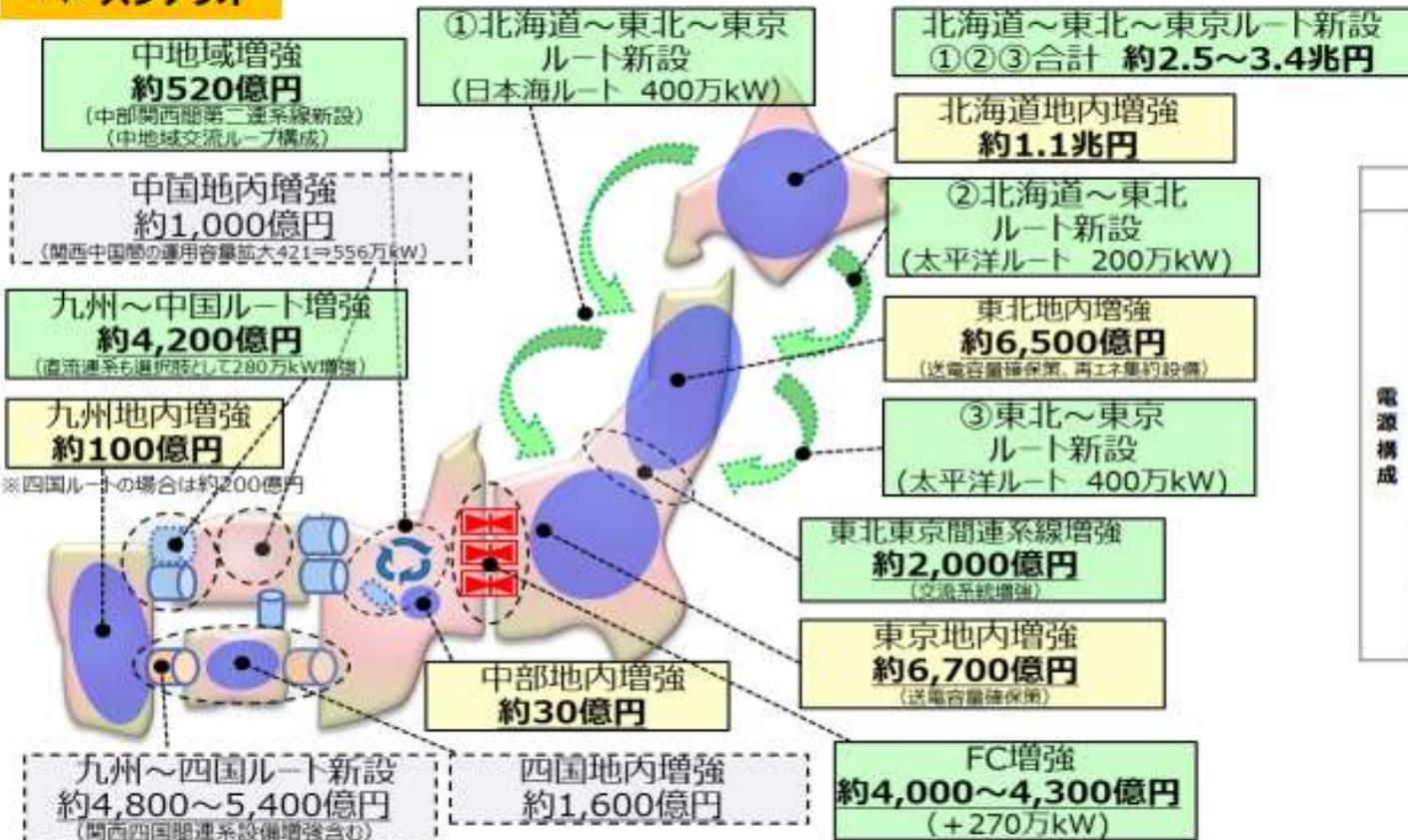


東北エリア内の
電源線ルート事故

※1 ・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

- 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		・

1. これまでの議論状況の振り返り
2. 2050年想定での系統事故時の影響評価（追加検討）
3. 系統安定性の維持に向けた対策
4. まとめ

- 2050年を想定した系統事故時にインバータ電源も運転停止した場合の影響評価について、第101回本委員会では東北東京エリアの電源線ルート事故の状況を報告した。
- 本日は、北海道エリア・中西6エリアで電源線ルート事故が発生した場合の影響を評価した。
- さらに、系統事故時の急峻な電圧・周波数変動は電源線ルート事故に限らず発生する。そのため、電源線以外の流通設備の一例として、東北東京エリア・中西6エリア内の交流連系線の地域間連系線ルート事故※¹についても影響を評価した。

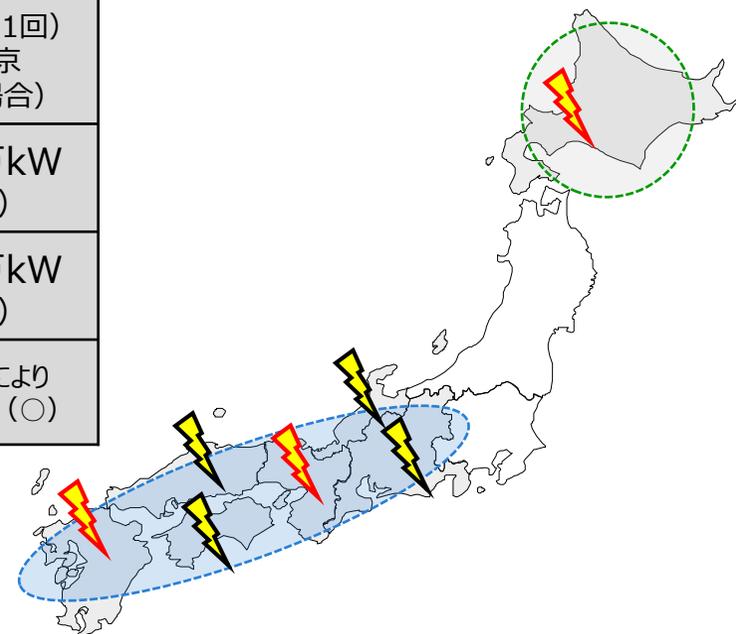
※1 連系線以外の流通設備事故のほうがより厳しい結果になることもありえるが、代表的な設備として連系線を代表ケースとして選定

- 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、北海道エリアと中西の各エリアで最大の同期電源脱落量となる電源線ルート事故の影響について確認を行った。
- 北海道エリアについては、需要を上回る電源停止となり大幅な周波数低下が想定される。また加えて電源停止に伴う急激な潮流変化による電圧安定性の維持に課題が生じることも想定され、現時点では具体的に評価することが困難であるが、相当な系統影響が生じると見込まれる。
- 中西6エリアについては、一部の電源線ルート事故で、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しエリア間の連系分離に至る可能性がある。

<シミュレーション結果※1>

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

	北海道	中西6エリア (九州の場合)	参考 (第101回) 東北東京 (東北の場合)
電源停止量 <同期電源+再エネ>	591万kW (107%)	1,219万kW (22%)	1,283万kW (21%)
負荷制限 <UFRなど>	相当な 系統影響 (×か)	757万kW (14%)	1,113万kW (18%)
系統維持の可否		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：×)	負荷制限により 周波数回復 (○)



- ※1 ・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かわれば、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設備で模擬
 - ・中西6エリアは電源停止量の最も大きな九州エリアの数値を記載（関西エリアの事故でも連系分離に至る）

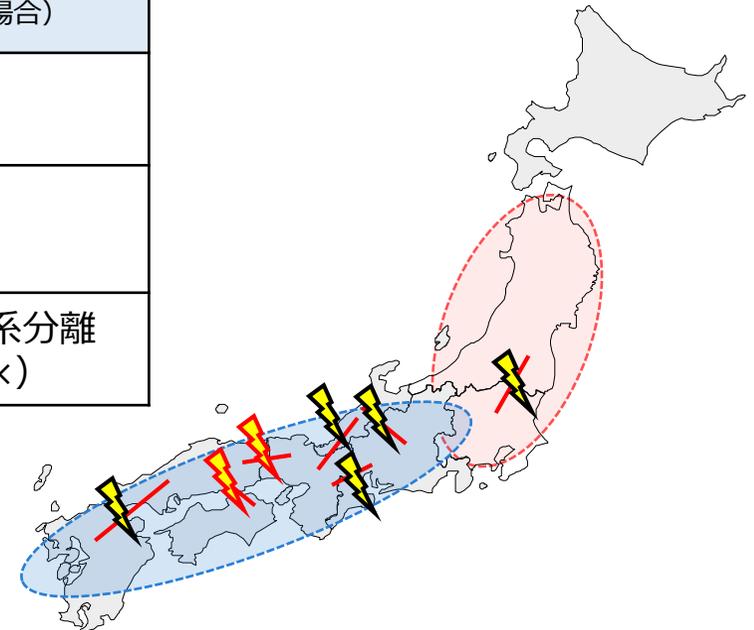
- 同様の系統状況における交流送電線ルート事故の一例として、地域間連系線^{※1}の送電線ルート事故の影響の確認を行った。
- 中西6エリア内の一部のルート事故では、事故時の急峻な電圧変動の影響で多数のインバータ電源が停止することで負荷制限を行ってもなお大幅な周波数低下が発生する。
- このように、電源線や交流送電線のルート事故でエリア間等の連系分離に至る可能性があることから、対応策の構築が必要と考えられる。

※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}＞

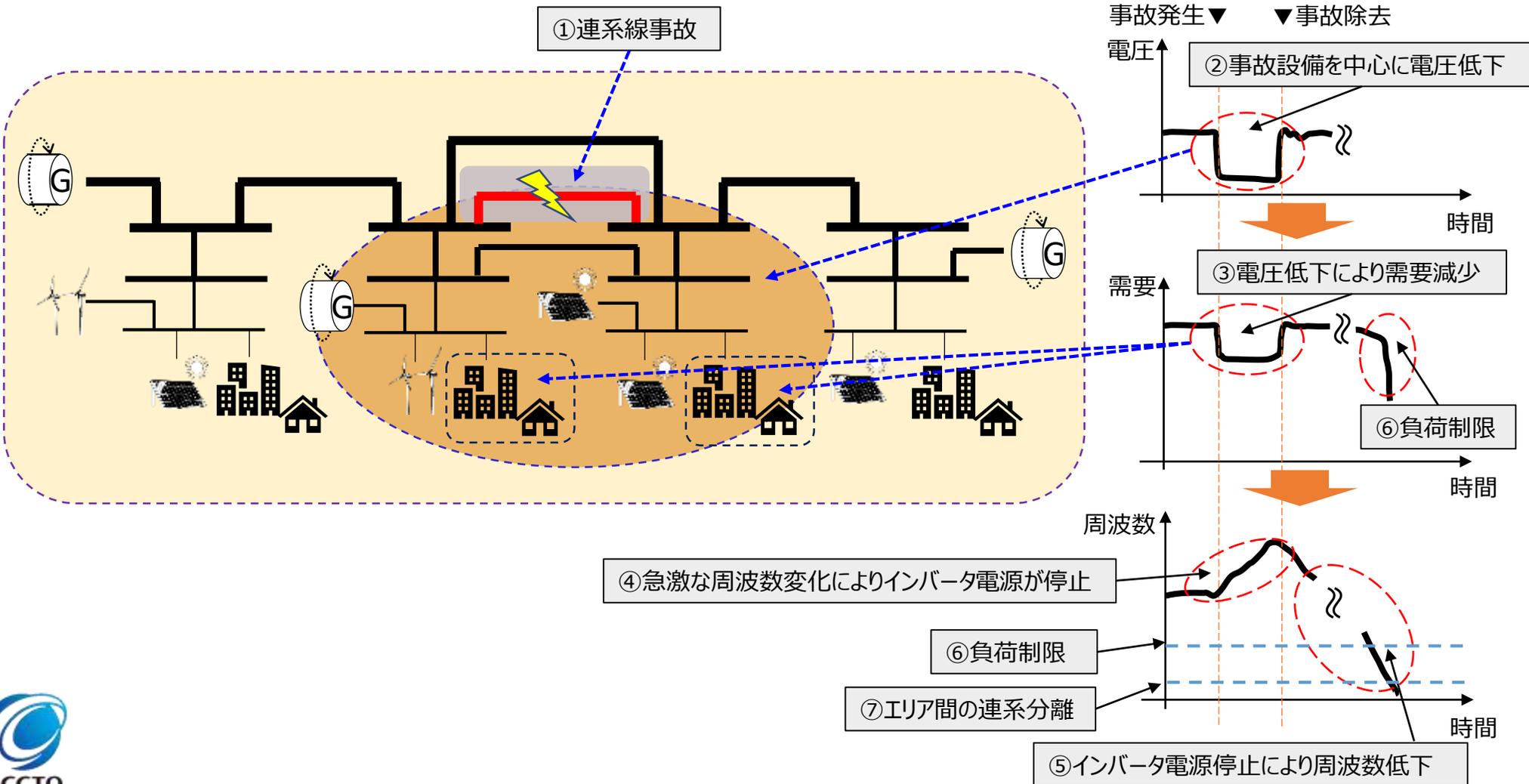
括弧内はシミュレーションの系統状況における需要に対する比率

	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

- 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。



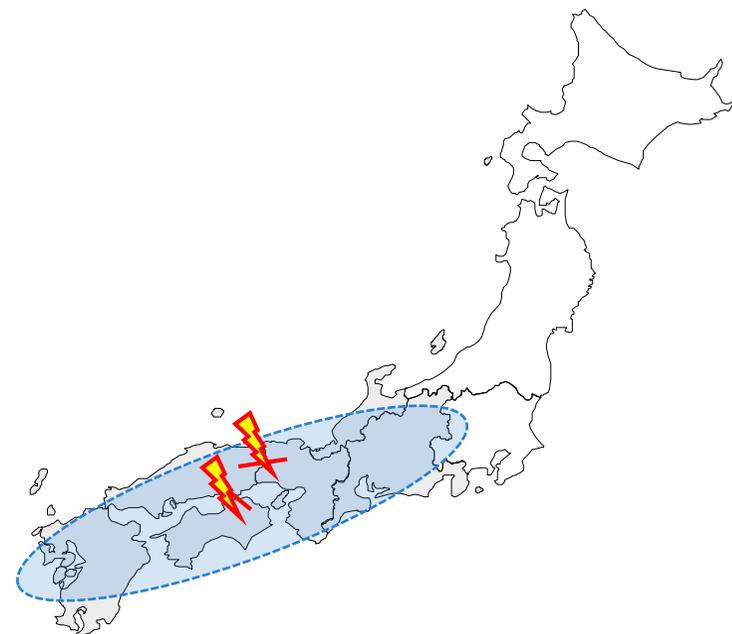
- 2030年を想定した系統状況における交流送電線ルート事故として、関西中国間連系線または中国四国間連系線のルート事故でどの程度の影響が生じるか確認を行った。
- 2030年では、2050年に比べて同期電源の割合が多いため、慣性力・短絡容量が大きく、電圧変動や周波数変動が大きくなりづらいという違いがある。
- そのため、同じ連系線事故時にも電源停止量が大幅に小さくなり、負荷制限にも至らない水準の影響となる。

＜シミュレーション結果※1＞

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

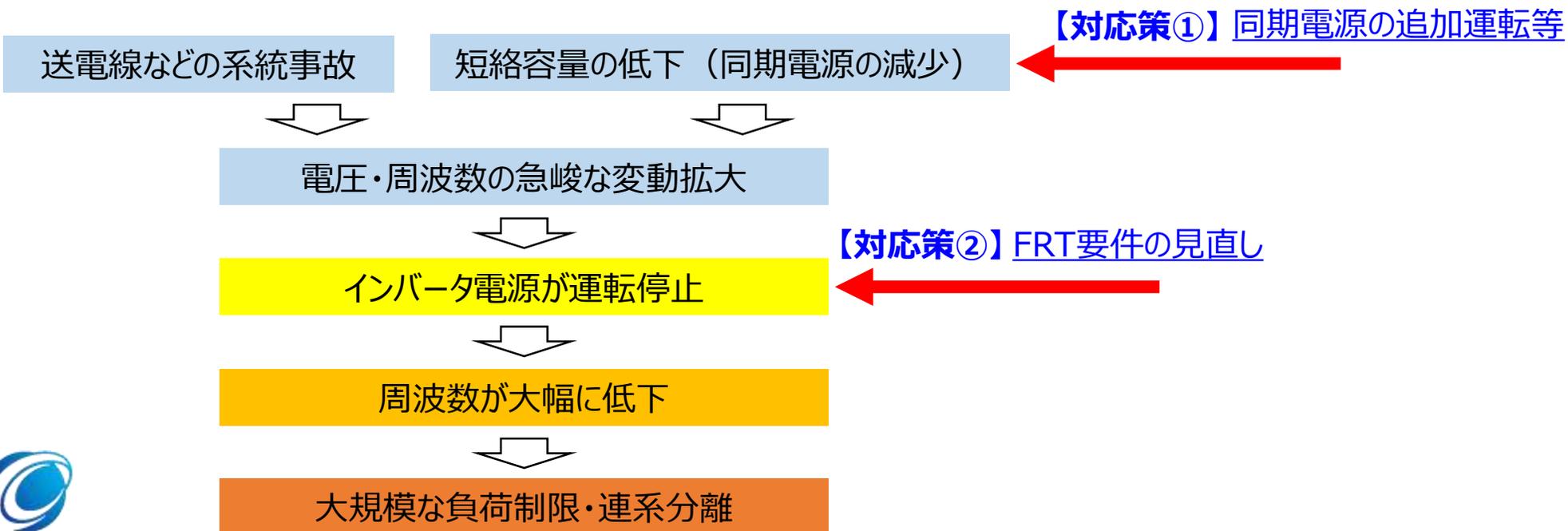
	関西中国間連系線	中国四国間連系線
電源停止量 ＜再エネ＞	147万kW(4%)	177万kW(5%)
負荷制限 ＜UFRなど＞	なし	なし
系統維持	調整力焚き増し により周波数回復 (○)	調整力焚き増し により周波数回復 (○)

- ※1 ・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
- ・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
 - ・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



1. これまでの議論状況の振り返り
2. 2050年想定での系統事故時の影響評価（追加検討）
3. 系統安定性の維持に向けた対策
4. まとめ

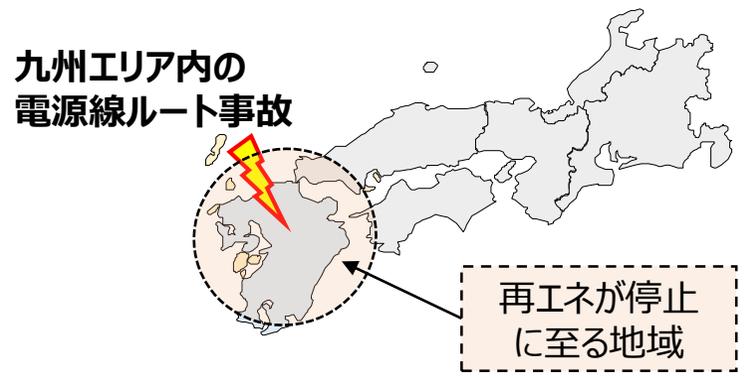
- 前述の通り、2050年を想定した状況においては、大規模な系統事故時に多数のインバータ電源の停止が発生し、その結果として、広範囲にわたって停電が発生することが懸念される。
- この事象は①**系統事故時に急峻な電圧・周波数変動が発生**し、②**その発生を検知したインバータ電源が運転停止**することによるものである。
- したがって、基本的な対策は、以下の二つが考えられる。
 - ① 系統側の対策（同期電源の追加運転等）により、系統事故時の電圧・周波数変動を抑制する
 - ② 機器側の対策（インバータ電源のFRT要件）により、電圧・周波数変動時の運転停止を防ぐ
- 前述の系統事故を例にして対策の効果や対策必要量の規模感を具体的に評価することで、この二つの対策をどのように取り扱うべきか、検討を行った。



- 系統事故が発生した場合、将来において電圧変動が大きくなる要因は同期電源が減少して系統の短絡容量が小さくなり、電圧維持能力が低下することに影響しているものである。
- したがって、同期電源の追加運転や同期調相機の設置などによって、短絡容量を増加させることが系統側の対策になりうる。
- 対策が必要と考えられる事故ケースのうち、九州エリアの電源線ルート事故や関西中国間連系線ルート事故を代表ケースとして、同期電源の追加運転が系統維持（連系分離の回避）や電源停止の抑制にどのような効果をもたらすか検証を行った。

<①系統側対策> 九州電源線ルート事故時の対策効果

- 事故設備である九州電源線ルート事故に対して、電氣的に距離の近いエリアで同期電源追加することが電圧・周波数変動の抑制に効果的と考えられるため、九州エリアを中心に同期電源を追加した場合の電源停止量の抑制・系統維持の効果について、検討を行った。
- シミュレーション結果からは、周波数低下による連系分離を防ぐために、同期電源の追加は20台以上必要になると想定される。
- 20台以上の同期電源の追加を行うことは系統維持を図るための最低限の対策であり、対策を行ってもなお多数の電源停止やそれに伴う負荷制限が見込まれる。



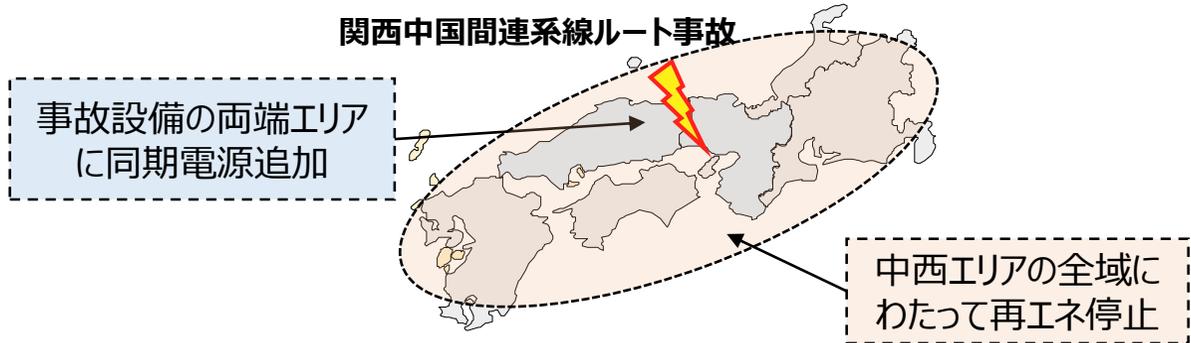
		<ケース①> 10台追加 (設備量658万kW)	<ケース②> 20台追加 (設備量867万kW)	<ケース③> 30台追加 (設備量1,273万kW)
電源停止量 <同期電源+再エネ>	1,219万kW	922万kW	741万kW	741万kW
周波数低下による 連系分離の有無	あり	あり	なし	なし

※ 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

<①系統側対策>

関西中国間連系線ルート事故時の対策効果

- 事故設備である関西中国間連系線に対して、電氣的に距離の近いエリア（関西・中国エリア）で同期電源追加することが電圧・周波数変動の抑制に効果的と考えられるため、関西・中国エリアに同期電源を追加した場合の電源停止量の抑制・系統維持の効果について、検討を行った。
- シミュレーション結果からは、周波数低下による連系分離を防ぐために、同期電源の追加は10台以上必要になると想定される。
- 10台以上の同期電源の追加を行うことは系統維持を図るための最低限の対策であり、対策を行ってもなお多数の電源停止やそれに伴う負荷制限が見込まれる。



	基本ケース (再掲)	事故設備近傍に同期電源追加		
		<ケース①> 5台追加 (設備量191万kW)	<ケース②> 10台追加 (設備量370万kW)	<ケース③> 15台追加 (設備量617万kW)
電源停止量 <再エネ>	3,584万kW	2,509万kW	1,112万kW	772万kW
周波数低下による 連系分離の有無	あり	あり	なし	なし

※ 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

<①系統側対策> 対策コストの規模感イメージ

- 九州電源線ルート事故を例に、第61回本委員会（2021年5月26日）において、慣性力対策としての「同期電源の運転」費用と「同期調相機の設置」費用の試算を行っていた。
- 同様の考え方・前提条件のもとで、それぞれの費用を試算すると、「同期電源の運転」費用は2,160～8,400万円/GW・日、「同期調相機の設置」費用は38億円/GW・年となる。
- 対策必要期間によって、どちらの対策を講じることが経済合理的であるか変わることになる。現時点においては、具体的な必要期間の評価はできていないものの、仮に長期（45～181日程度以上）の対策が必要な場合には「同期調相機の設置」が優位となり、最低限の対策量である867万kWの設備量を前提とすると、年間で329億円になる。短期間（45～181日程度未満）の対策が必要な場合には「同期電源の運転」が優位となり、対策コストの規模感も減少する（対策費必要期間により変動する）。
- さらに、インバータ電源の停止量や負荷制限量の低減を図る場合にはさらに対策コストが大きくなる。

※ 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

費用試算方法：第61回本委員会での試算方法を元に算定

<同期電源の運転>

- ・ 起動並列が比較的容易かつ大容量50万kWの火力発電機(LNG MACC)をモデルとし、並列して最低運転25万kWで運転している場合を仮定する。
- ・ 同期電源の燃料単価差は、持ち替え対象機が石炭の場合2.6円/kWh、持ち替え対象機が再エネの場合13円/kWhとし、起動費は150万円/回と仮定する。
- ・ 1日あたりの運転時間としては、PV出力が多い時間のみ対策が必要と考え、6時間/日と仮定する。
- ・ 25万kWの同期電源追加の総コストは540～2,100万円（=2.6～13円/kWh×25万kW×6h+150万円）となり、1日あたりのコストとしては2,160～8,400万円/GW・日とした。

<同期調相機の設置>

- ・ 過去実績で数千万円/MVAの設置費用であることから、現在は5千万円/MVA（=500億円/GW）と仮定する。
- ・ コスト評価年数については、同期調相機は変電設備であるものの、比較対象が「同期電源の運転」等であることから、容量市場における評価年数（電源運転期間）を参考に40年とし、年経費率については1年目～22年目（減価償却試算の耐用年数）は10.7%、23年目～40年目は3.8%（維持管理費）とする。
- ・ 以上より、40年間の総コストは1519億円/GW（=500×10.7%×22年+500×3.8%×18年）となり、1年あたりのコストは38億円/GW・年とした。

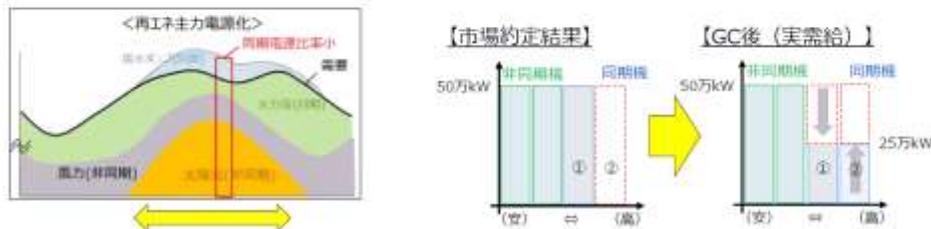
(参考) 同期電源の運転費用の試算

38

■ 「同期電源の運転」費用を、50万kWのLNG MACCをモデルとして270~1,050万円/GW・s・日と試算した。

【同期電源の運転費用の算定諸元】

- ・ 起動並列が比較的容易かつ大容量50万kWの火力発電機(LNG MACC)をモデルとし、並列して最低運転25万kWにて運転している場合を仮定する。
- ・ 単位慣性定数H(s)を電気学会の標準モデルで使用されているH=4(s)と仮定すると、上記の同期電源の運転は慣性力を50万kW×4s=200万kW・sを確保することに該当する。
- ・ また、同期電源の燃料単価差 Δ は、持ち替え対象機が石炭の場合2.6円/kWh、持ち替え対象機が再エネの場合13円/kWhとし、起動費は150万円/回 Δ と仮定した。
- ・ 1日あたりの運転時間としては、PV出力が多い時期のみ対策が必要と考え、6時間/日と仮定した。
- ・ 以上より、1日の200万kW・sの慣性力供出にかかる総コストは540~2,100万円(=2.6~13円/kWh×25万kW×6h+150万円)となり、1日あたりのコストとしては270~1,050万円/GW・s・日と算定される。



- ※1 マスタープランの検討諸元と同様に燃料費、CO2対策コストには、国の審議会(発電コスト検証WG)の値を基本とする
- ※2 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアタカチー確保に関する定量的評価」から設定(2016, 電力中央研究所)

(参考) 同期調相機の設置費用の試算

39

■ 「同期調相機の設置」費用を、単位慣性定数8sのフライホイール化を想定して4.75億円/GW・s・年と試算した。

【同期調相機(ロータリコンデンサ)のコスト算定諸元】

- ・ 過去実績(昭和)では数千円/MVAの設置費用であったことから、現在は5千万円/MVAと仮定する。
- ・ 単位慣性定数H(s)については、海外ではフライホイール化(重り設置)することにより、同期発電機の倍レベルの値となっていることから、電気学会で定める火力標準の倍であるH=8(s)と仮定する。
- ・ 以上より、単位慣性力(GW・s)あたりの設置費用は、62.5億円/GW・sとなる。
- ・ またコスト評価年数については、同期調相機は変電設備であるものの、比較対象が「同期電源の運転」等であることから、容量市場における評価年数(電源運転期間)を参考に40年とした。
- ・ 上記より、年経費率については1年目~22年目(減価償却試算の耐用年数)は10.7%、23年目~40年目は3.8%(維持管理費)となる。
- ・ また今回の目的は、年あたりのコスト算定であることから、割引率(時点換算)は考慮しない。
- ・ 以上より、40年間の総コストは190億円/GW・s(=62.5×10.7%×22年+62.5×3.8%×18年)となり、1年あたりのコストとしては4.75億円/GW・s・年と算定される。

調機の新設設置コスト (Stability pathfinder phase 1) の算出結果 19

項目	単位	値
1. 単位慣性定数8sのフライホイール化のコスト	円/MVA	50,000,000
2. 単位慣性力(GW・s)あたりの設置費用	円/GW・s	62,500,000
3. 耐用年数(年)	年	40
4. 年経費率(%)	%	10.7 (1年目~22年目), 3.8 (23年目~40年目)
5. 40年間の総コスト	円/GW・s	190,000,000
6. 1年あたりのコスト	円/GW・s・年	47,500,000

フライホイール化のコスト算出結果 21

項目	単位	値
1. 単位慣性定数8sのフライホイール化のコスト	円/MVA	50,000,000
2. 単位慣性力(GW・s)あたりの設置費用	円/GW・s	62,500,000
3. 耐用年数(年)	年	40
4. 年経費率(%)	%	10.7 (1年目~22年目), 3.8 (23年目~40年目)
5. 40年間の総コスト	円/GW・s	190,000,000
6. 1年あたりのコスト	円/GW・s・年	47,500,000

出所) 第6 1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021.5.26)資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_61_04.pdf

<②機器側対策>

FRT要件の見直しによる対策について

- 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 $\pm 2\text{Hz/s}$ 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以上の場合には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



(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) 各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。
 各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。
 各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

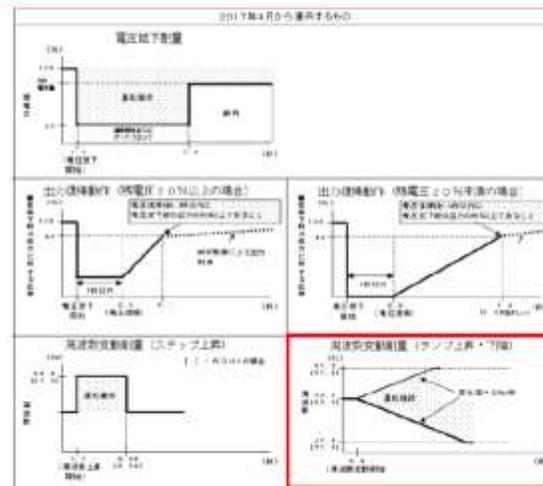


図2-7-A 太陽光発電設備のFRT要件のイメージ

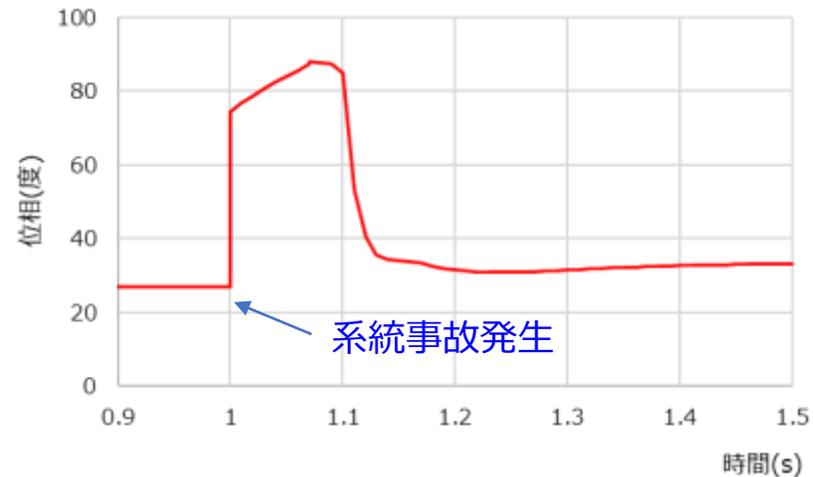
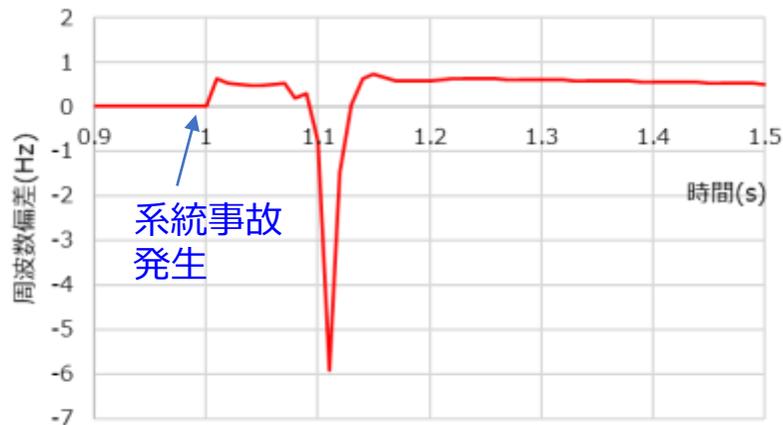
出所「日本電気技術規定委員会 電気技術規定 系統連系編 系統連系規定」抜粋
<https://www.jesc.or.jp/jesc-assert/pdf/private/e0019-2011-1t.pdf>

出所) 第55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> 具体的な要件案の策定に向けた検討について

- 前述の連系分離に至る九州電源線ルート事故や関西中国間連系線ルート事故などの他にも、様々な系統事故においても、事故時の電圧・周波数変動による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が想定される。
- そのため、様々な系統事故ケースにおける電圧・周波数変動を踏まえつつ、望ましい要件案の策定に向けて引き続き検討を進めることにしたい。

事故後の周波数および位相の変動が過酷となった代表的な波形



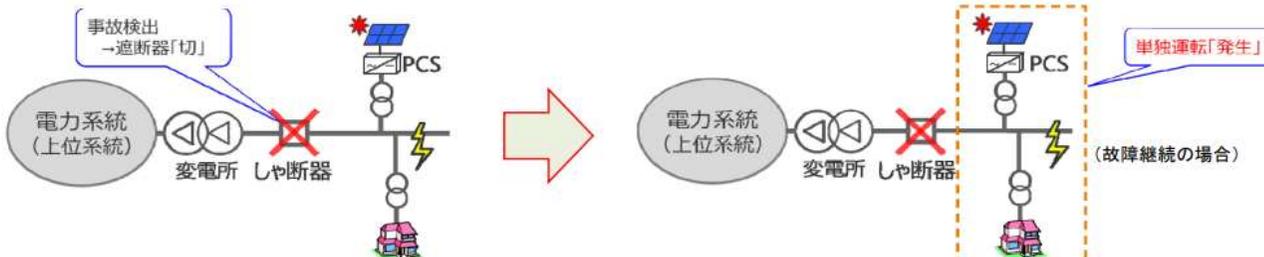
※Y法では、位相跳躍時の周波数変動を内部処理上除外しているため、周波数偏差に位相跳躍時の応答が含まれていないことに留意が必要

- 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

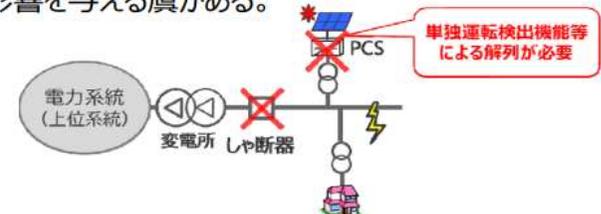
○送配電系統において故障が発生した場合、当該系統の保護のため、送電用のしゃ断器が「切」となる。この場合、当該線路に連系する発電設備が、分離された部分系統内で運転する状態を『単独運転』と言う。



○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、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ことである。
 - 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^①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、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要件を基本的な方向性とすることでどうか**（状況に応じて系統側対策を併用することもありえる）。
 - **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。**
- **また、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かどうか。**
- 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。

※ 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

1. これまでの議論状況の振り返り
2. 2050年想定での系統事故時の影響評価（追加検討）
3. 系統安定性の維持に向けた対策
4. 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のもとで、系統事故時などに生じる急峻な電圧・周波数変動の影響と対応策について検討を行った。
- **北海道エリアや中西6エリアでの系統事故の影響を踏まえると、2050年想定状況では、安定供給の維持に向けては対策の構築が必要である**※。
- 対策としては、系統側対策（同期電源の追加運転等による系統事故時の電圧・周波数変動の抑制）や機器側対策（FRT要件の見直しによる系統事故時のインバータ電源の運転継続）が考えられるところ、FRT要件の見直しが対策の効果で優位性があるため、**FRT要件の見直しを本課題への対策とすることでどうか**（状況に応じて系統側対策を併用することもありえる）。
- ついては、**具体的な見直し案については引き続き検討のうえで改めて本委員会に報告を行うこととする**。
- また**見直し案のFRT案への反映については、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**。

※ 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