

「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～  
(報告)

2024年9月30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

## 今回の報告事項の概要

- 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することが必要と考えられ、第99回本委員会（2024年7月23日）において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年を想定した過酷な系統状況における系統安定性維持可否のシミュレーション結果
  - 系統安定性の維持に向けて考えられる対応策
- 本日は更に再エネ導入の進むと想定される2050年における状況について検討を進めたためご報告する。

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  
【第99回本委員会で報告】

<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  
【第99回本委員会で報告】
- **2050年想定での周波数低下の影響評価**  
【今回は東北東京について実施】

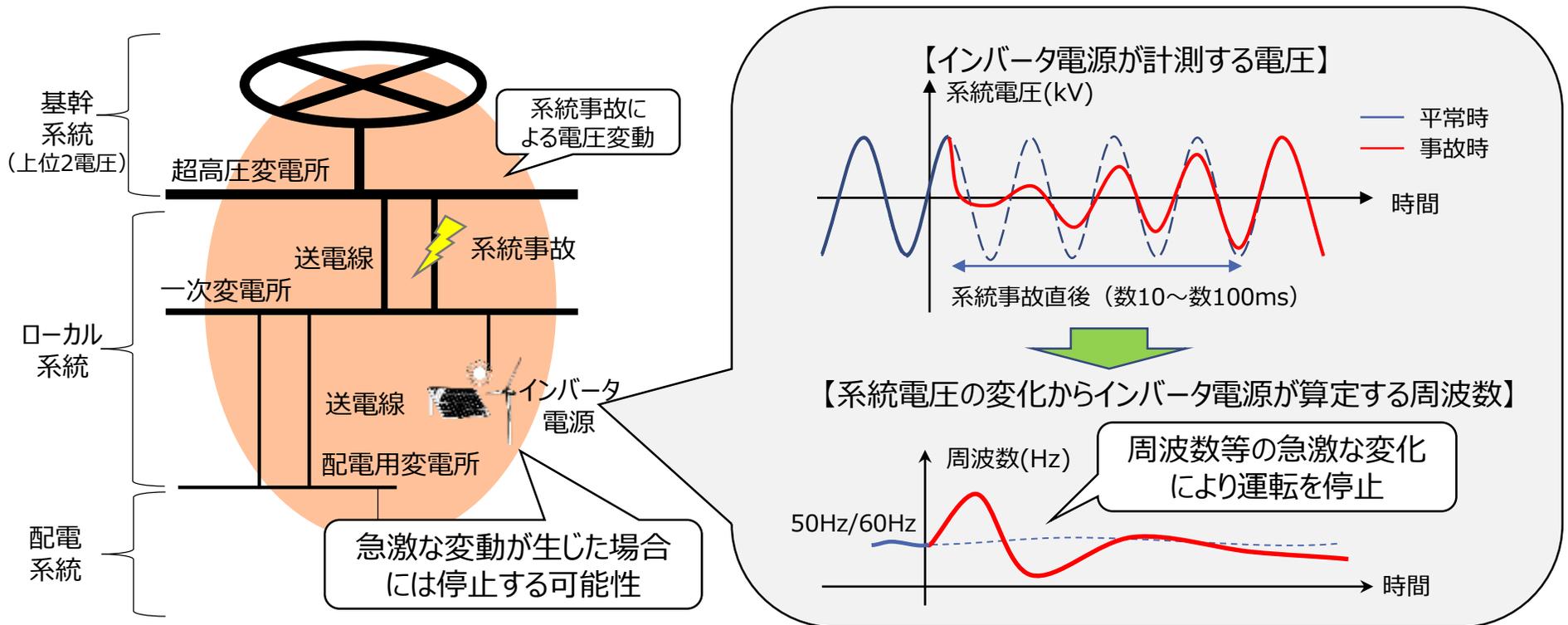
<周波数低下を防ぐ対応策>

- 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  
【今後実施】

1. 前回（第99回本委員会）の議論状況の振り返り  
－ 系統事故時のインバータ電源の運転停止とその影響
2. 2050年を想定した系統安定性の評価
3. まとめ

## 系統事故時の電圧・周波数の変動によるインバータ電源の運転停止

- 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、発電機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。

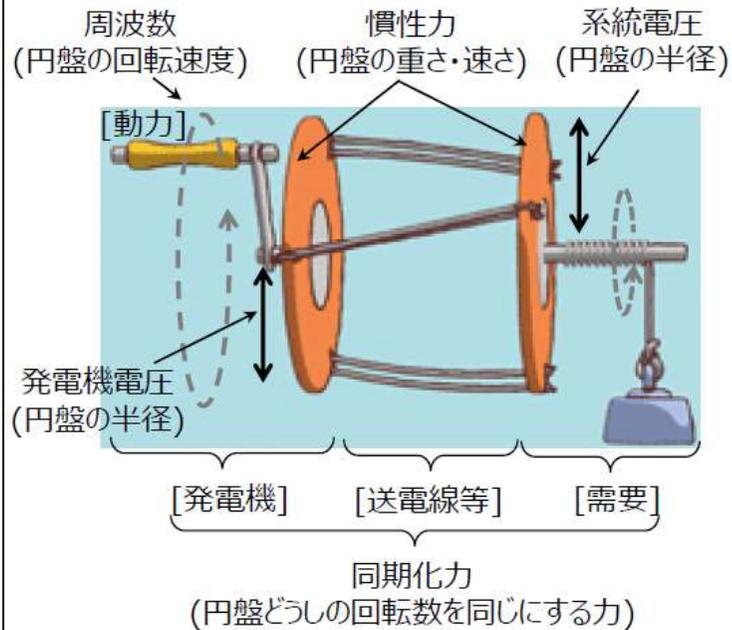


## (参考) 同期電源減少による慣性力・電圧(短絡容量)・同期化力への影響～

(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。



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>

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	

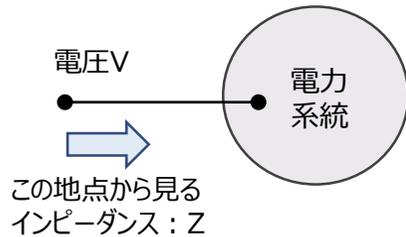
慣性力	「円盤」の重さ・速さ ⇒円盤が重いほど・円盤が速いほど、加速/減速の力が突如加わったときにも一定時間・一定速度を維持可能
電圧 (短絡容量)	「円盤」の半径 ⇒半径が大きいほど、「紐」が長く本数が少なくても(張力が弱くても)、需要用「円盤」を回し、錘を動かすことができる
同期化力	発電機用「円盤」と需要用「円盤」が同じ回転数で回る力 ⇒「円盤」の半径が大きいほど・「紐」が短く本数が多いほど、加速/減速の力が突如加わり動揺が発生しても、電圧(「円盤」の半径)等の維持のもと、発電機用「円盤」と需要用「円盤」は同じ回転数に戻る能力を有する

出所) 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](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_55_03r.pdf)

## (参考) 短絡容量と電圧変動と同期発電機の関係性

- 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>



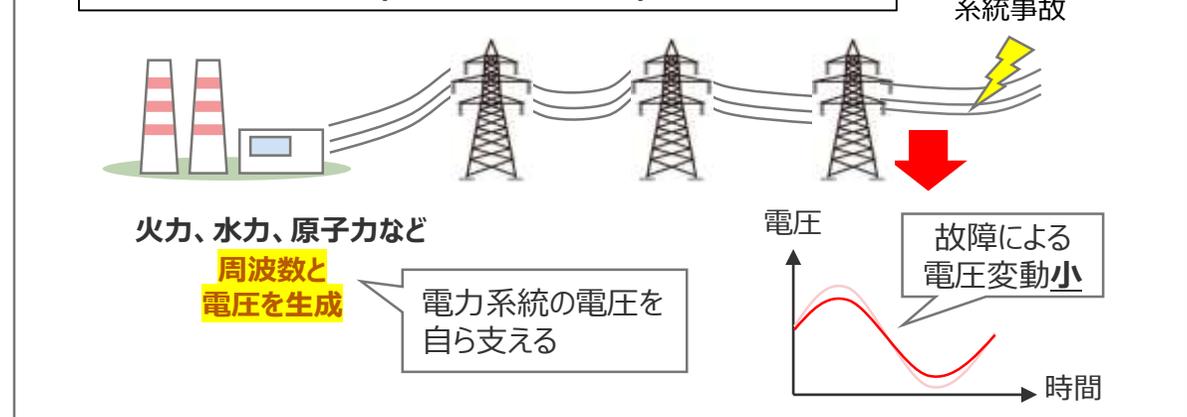
短絡容量(S)を表す式

$$S = V^2 / Z$$

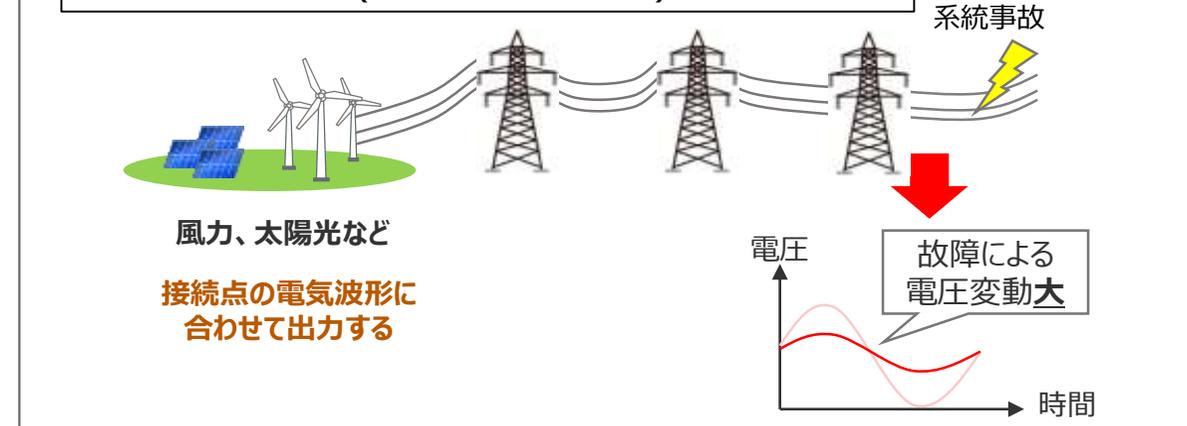
⇒インピーダンス(Z)が大きくなると短絡容量が小さくなる

⇒短絡容量が小さくなると電圧維持能力が低下する

### 短絡容量が大きい(同期電源が多い)場合のイメージ



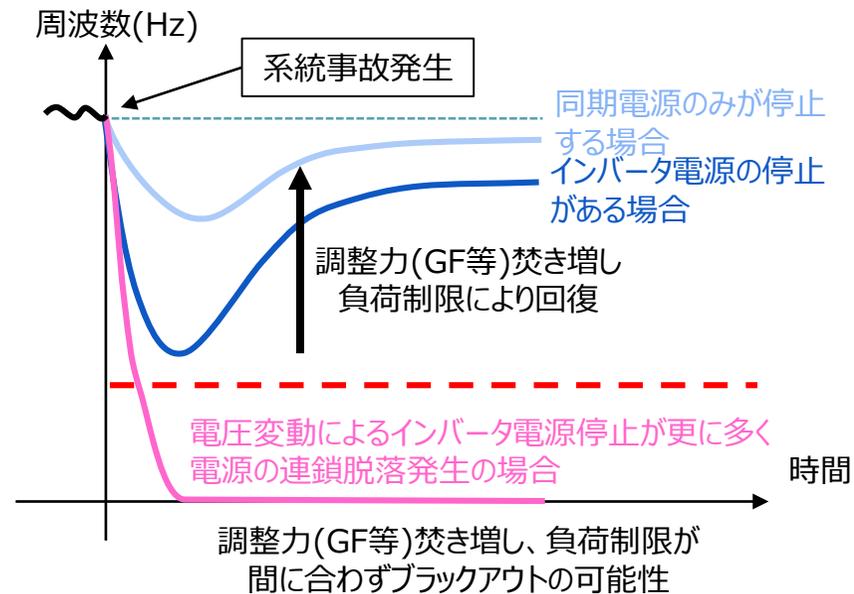
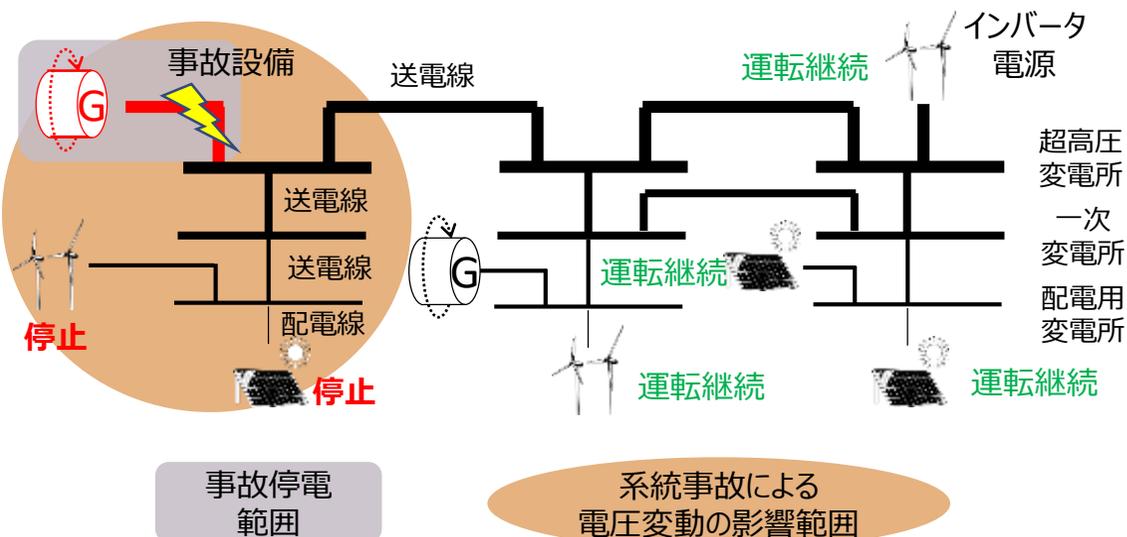
### 短絡容量が小さい(非同期電源が多い)場合のイメージ



## 系統事故に伴いインバータ電源が運転停止した場合の影響について

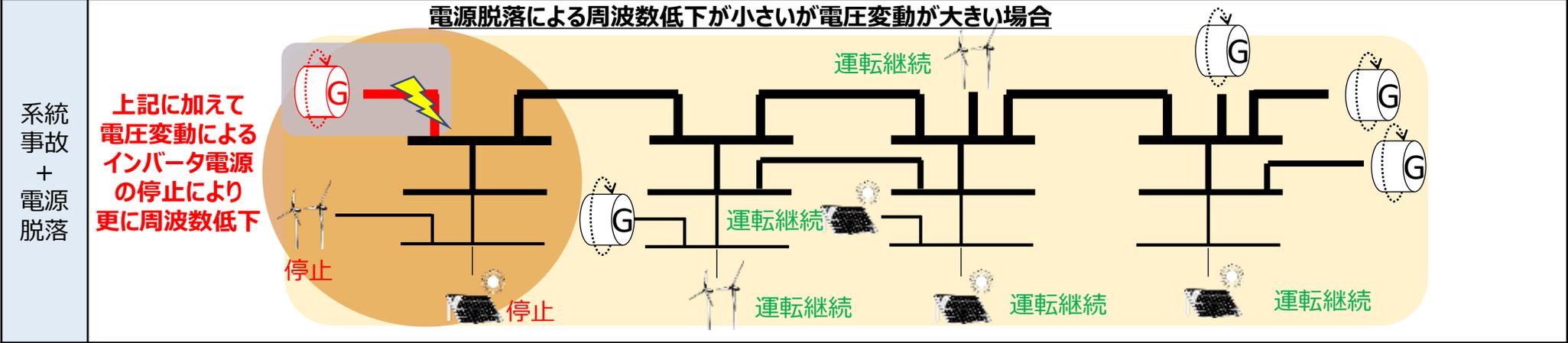
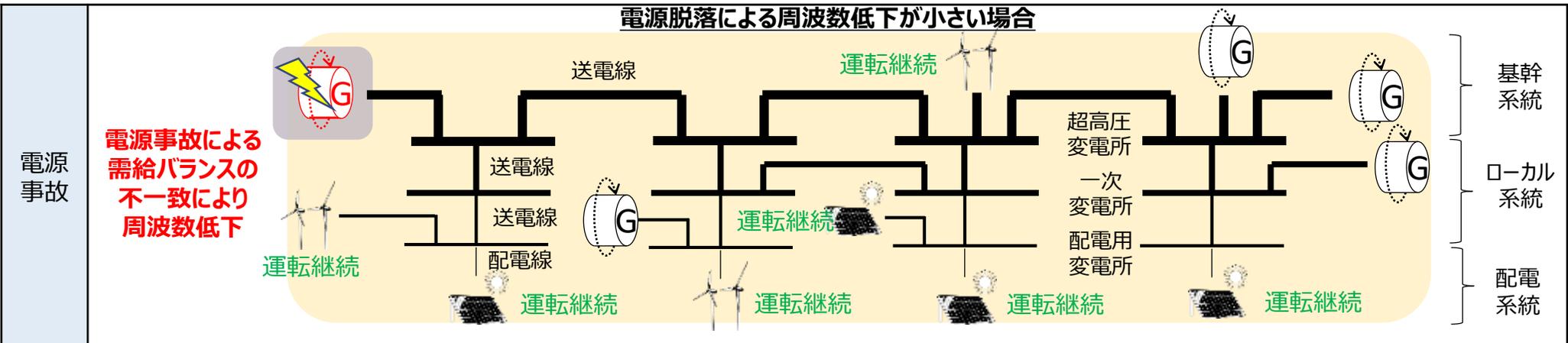
- 系統事故が発生した場合には、事故設備に直接連系する電源の停止に加えて、電圧変動によるインバータ電源の運転停止の可能性があります、それらによって生じた電力需給の不一致によって周波数低下が生じることになる。
- 電圧変動によるインバータ電源の運転停止が多数発生した場合には、周波数の大幅な低下を招き、同期電源が運転継続できず解列してしまう可能性がある。（電源の連鎖脱落の可能性はある）
- ここにおいて、系統事故時のインバータ電源の応動要件として、現状においても事故時運転継続要件（FRT要件：Fault Ride Through）が定められているものの、将来の系統事故時には現在のFRT要件の基準を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

### 【系統事故による電源脱落とインバータ電源の停止】



(参考) 電源事故と系統事故 (電源線事故) の影響の違い

- 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

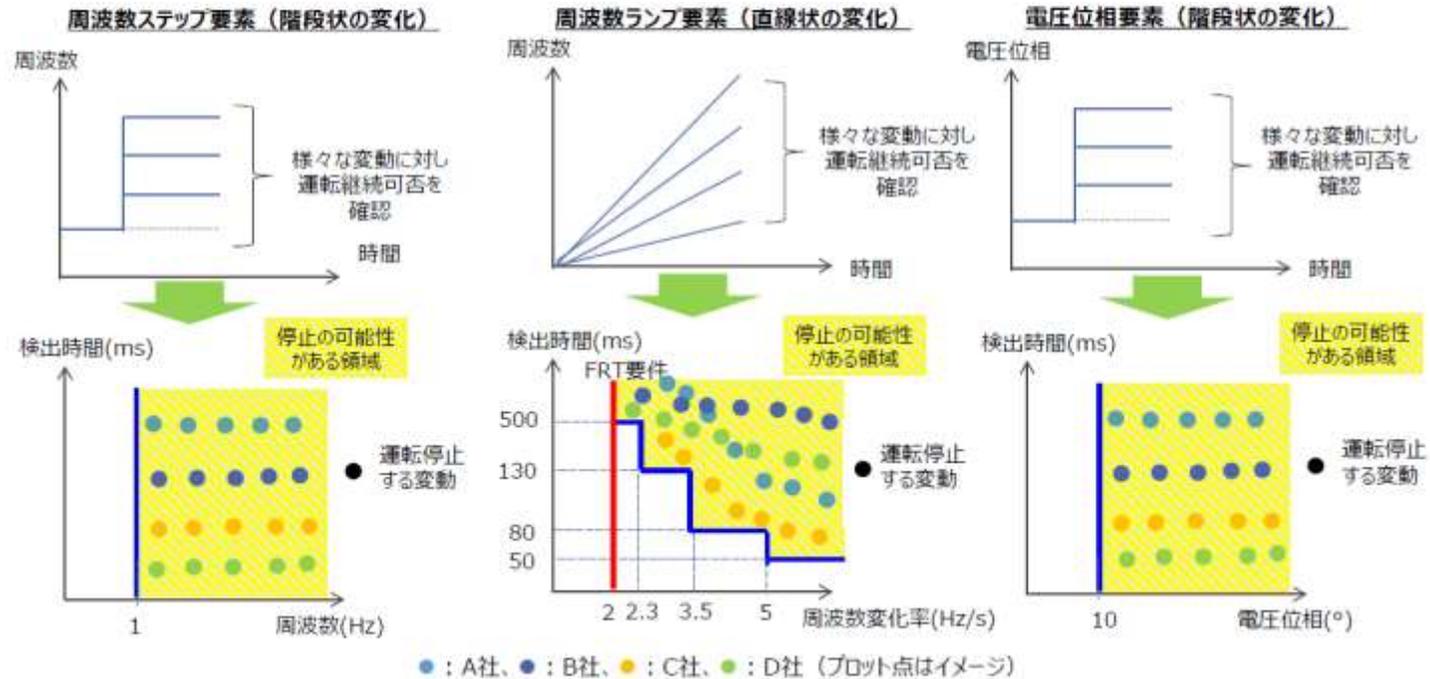
■ そこで、系統事故時に想定される電圧・周波数の変動に対して、どの程度の変動幅および継続時間でインバータ電源が運転停止する可能性があるかアンケート調査を行い、この結果をもとに、系統安定性の評価を行うことにした。

## 【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、一定程度のインバータ電源の運転停止や負荷制限が生じるものの、大規模停電に至る状況でなく、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】

19

## 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）

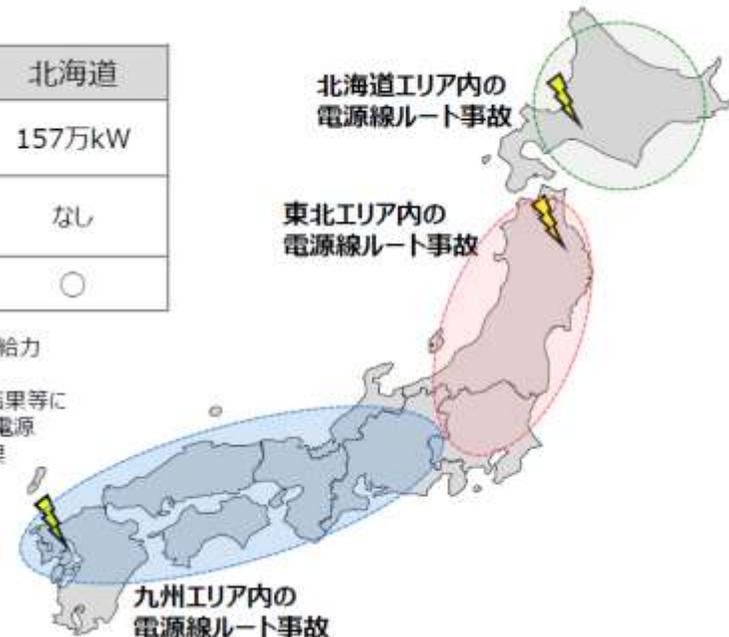
- 北海道・東北東京・中西6エリアのそれぞれについて、大規模電源が接続する電源線ルート事故が発生時の状況を確認したところ、下表のシミュレーション結果が得られた。
- いずれの電源線ルート事故においても、2030年ではインバータ電源の運転停止が一定程度発生し、周波数回復のための負荷制限が生じるものの、電源の連鎖脱落・ブラックアウトに至るような状況ではなく、系統の安定性は確保できているものと考えられる※1。

※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

## &lt;シミュレーション結果※2&gt;

	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



## (参考) 2030年想定の中な前提条件

- 2030年想定の中給・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の試算と同様に、広域メリット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。

## (参考) 2030年想定の中な前提条件

62

- 2030年想定の中な前提条件は、以下の通り。
- 2022年度※に比べて、需要は約0.88倍に減少、太陽光は約1.7倍、風力は約4.4倍と増加する想定となる。
- 連系線は、2021年度長期計画の運用容量を基本としており、整備計画策定済の北海道本州間連系設備増強、東北東京間連系線増強、東京中部間連系設備増強は反映している。

項目	前提条件	現在※との比較	
需要	約7,681億kWh	<p>&lt;需要&gt;</p> <p>約0.88倍</p> <p>現在 2030年想定</p>	
再エネ	太陽光	約1億1,760万kW	<p>&lt;太陽光&gt;</p> <p>約1.7倍</p> <p>&lt;風力&gt;</p> <p>約4.4倍</p> <p>現在 2030年想定 現在 2030年想定</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)		

※2022年度/2022年度供給計画の値

1. 前回（第99回本委員会）の議論状況の振り返り  
ー 系統事故時のインバータ電源の運転停止とその影響
2. 2050年を想定した系統安定性の評価
3. まとめ

## 2050年を想定した系統安定性の評価の進め方について

- 第99回本委員会で報告した通り、2030年を想定した系統状況においては、大規模電源が接続する電源線ルート事故が発生した場合、インバータ電源の運転停止は一定程度生じ周波数低下となるものの、発電余力の焚き増しや負荷制限によって周波数は回復できるという状況であった。
- 再エネ導入量がさらに拡大し、同期電源が減少する2050年を想定した系統状況において系統事故が発生した場合の周波数状況を確認し、系統安定性の維持に向けた対応策の構築の必要性の検討を進めていく。
- 今回はまずは東北東京エリアにおける影響評価をシミュレーションにより確認を行った。

2030年の状況  
(第99回委員会報告)

再エネ導入拡大

2050年※1の状況

系統事故による同期電源停止と  
インバータ電源停止によって周波数低下

同期電源減少により  
影響拡大の可能性

系統事故による同期電源停止と  
インバータ電源停止によって周波数低下

北海道：発電余力の焚き増しで周波数回復（負荷制限なし）  
東北東京：発電余力の焚き増し・負荷制限で周波数回復  
中西6エリア：発電余力の焚き増し・負荷制限で周波数回復

(次回予定) 北海道：今後検証  
**東北東京：今回報告**  
(次回予定) 中西6エリア：今後検証

特別な対策を構築せず系統安定性は維持可能  
(一時的な停電は発生)

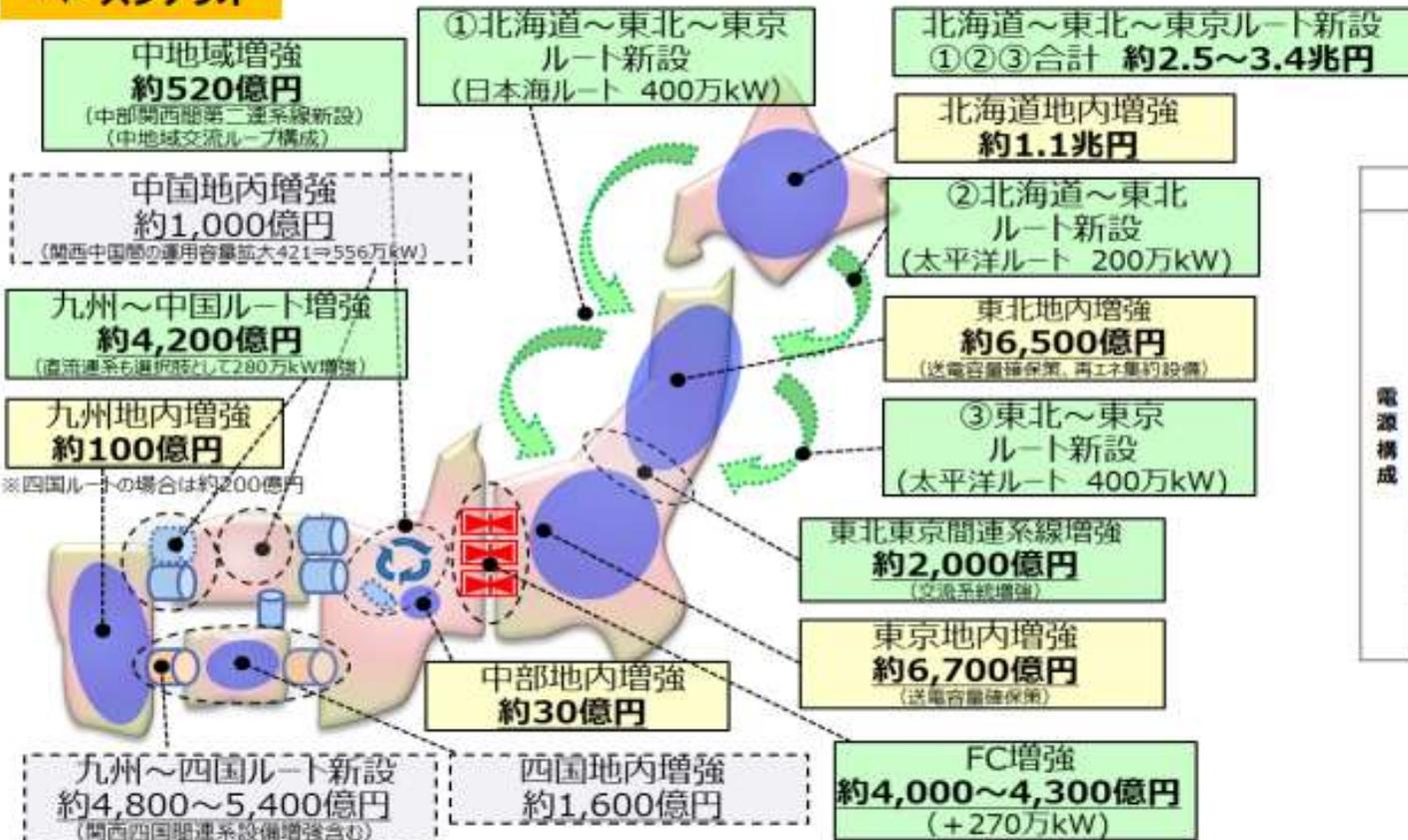
(次回予定) 全国の状況の確認後に  
対策構築の要否を詳細検討予定

※1 広域連系系統のマスタープランに基づく想定

(参考) 2050年想定の中な前提条件

- 2050年想定の中給・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の試算と同様に、広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）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】

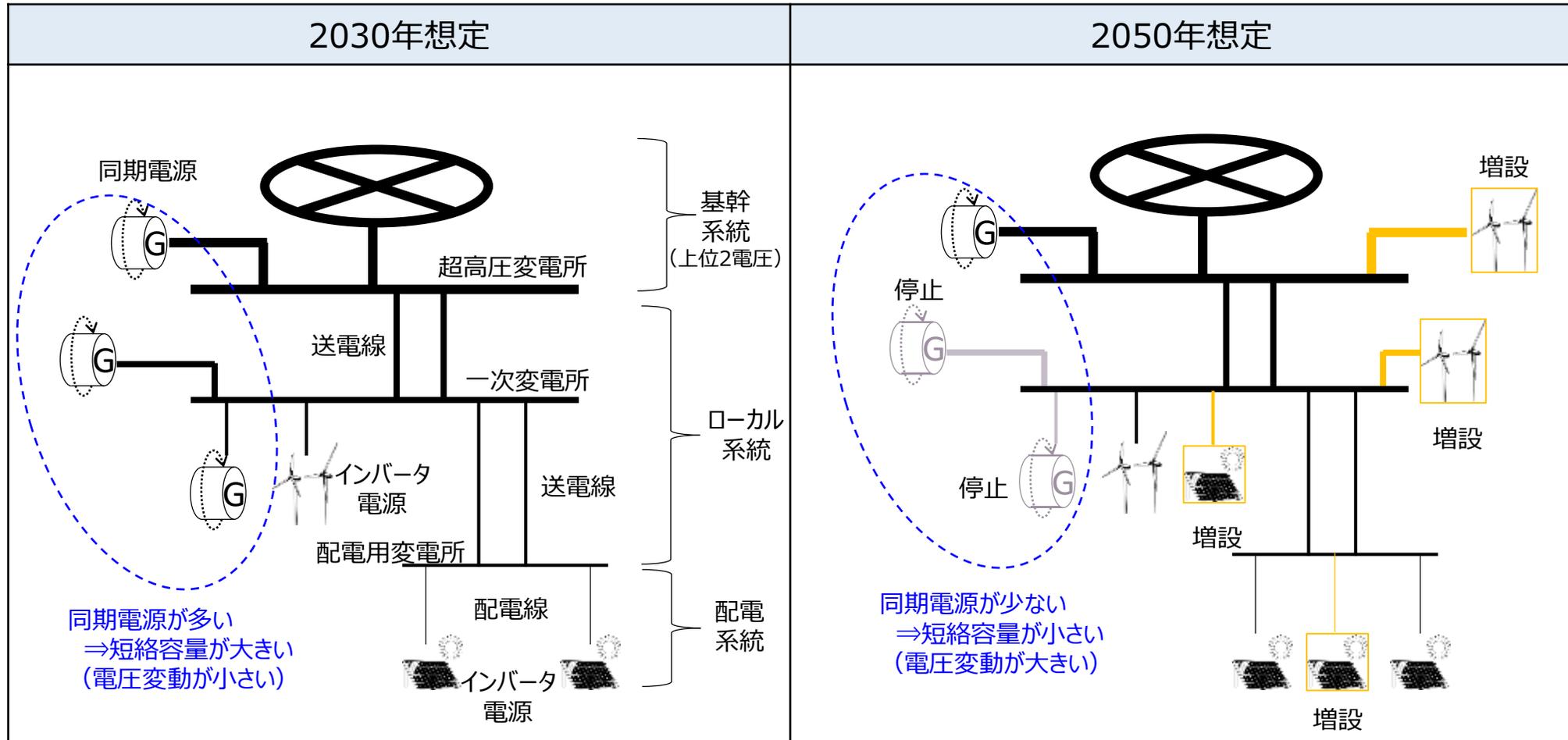
- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

【各シナリオの前提条件】

		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
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)		
電力	バイオマス			
	地熱			
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の電源 (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			

## (参考) 電圧変動の観点での2030年と2050年の違い

- 2050年想定においては2030年想定に比べて再エネ設備量が大幅に増加しており、それに伴い同期電源の運転台数が減少する。
- 同期電源の運転台数が減少するとシステムの短絡容量（電圧維持能力）が低下するため、系統事故等が発生した場合の電圧変動が大きくなりやすくなる。



# 系統安定性の評価の概要について

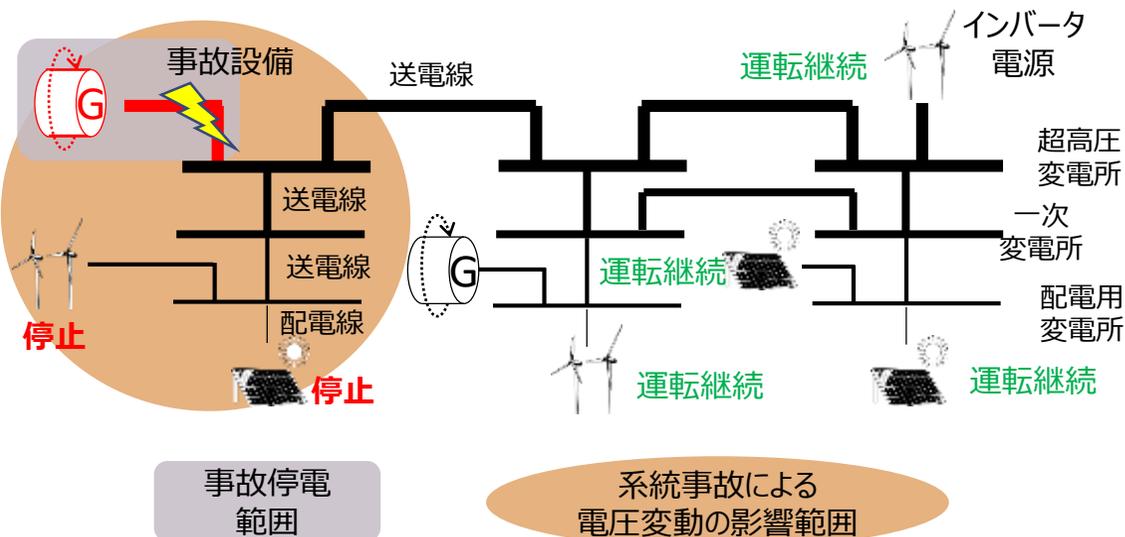
- 2050年の検討においても、2030年想定のご検討と同様に、周波数低下の影響が大きくなると考えられる大規模電源が接続する電源線ルート事故において、系統維持が可能かどうか検証を行うことで、対応策の構築要否の評価を行うことにした。
- シミュレーションによる検証のステップとしては、以下の順に影響の評価を行う。
  - ① 送電線事故直後（事故発生～数100ms程度）の短時間の電圧・周波数の変動から停止するインバータ電源の規模を推定※1
  - ② 同期電源・インバータ電源の停止量を元に送電線事故解消後（数秒後）の周波数維持の可否を検証※2

※1 電力中央研究所が開発した解析ツール（Y法）により検証

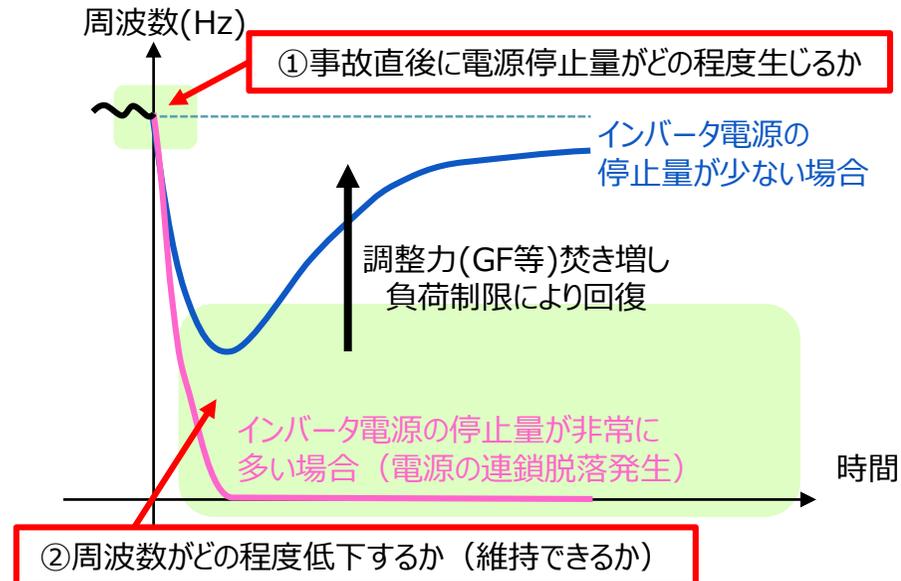
※2 各TSOが使用している周波数応動解析ツールにより検証

## 【検証のイメージ】

### 系統・事故状況のイメージ



### 事故影響・周波数評価のイメージ



## 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システム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	○	○



- ※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

(参考) シミュレーション結果の詳細について<東北東京エリアの場合>

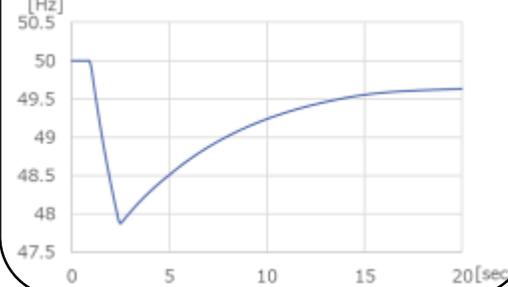
- 東北エリア内の電源線事故における電圧・周波数の変動について、東北・東京の代表地点では事故設備に近い地点ほど変動が大きくなる傾向が生じており、東北エリアを中心にインバータ電源が停止することになる。
- このインバータ電源の運転停止と系統事故時の同期電源の停止によって周波数が低下するが、UFRによる負荷制限などによって系統の維持が保っている。

多数のインバータ  
電源が停止

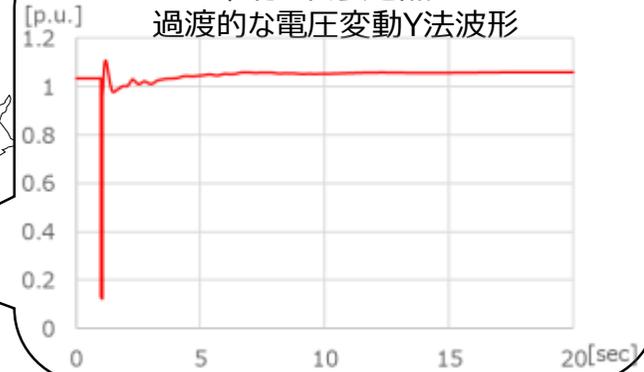
一定程度のインバータ  
電源が停止

一部のインバータ  
電源が停止

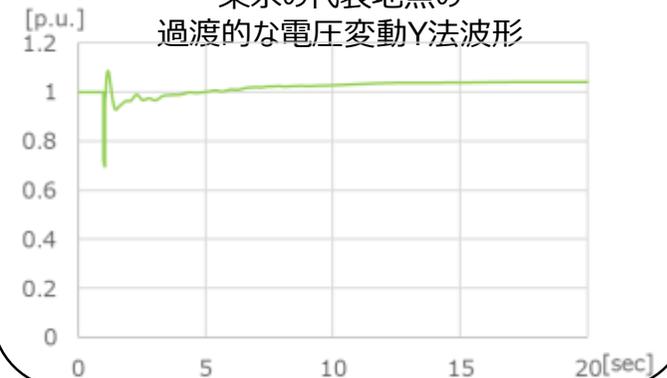
事故後の東北東京の周波数変動



東北の代表地点の  
過渡的な電圧変動Y法波形



東京の代表地点の  
過渡的な電圧変動Y法波形



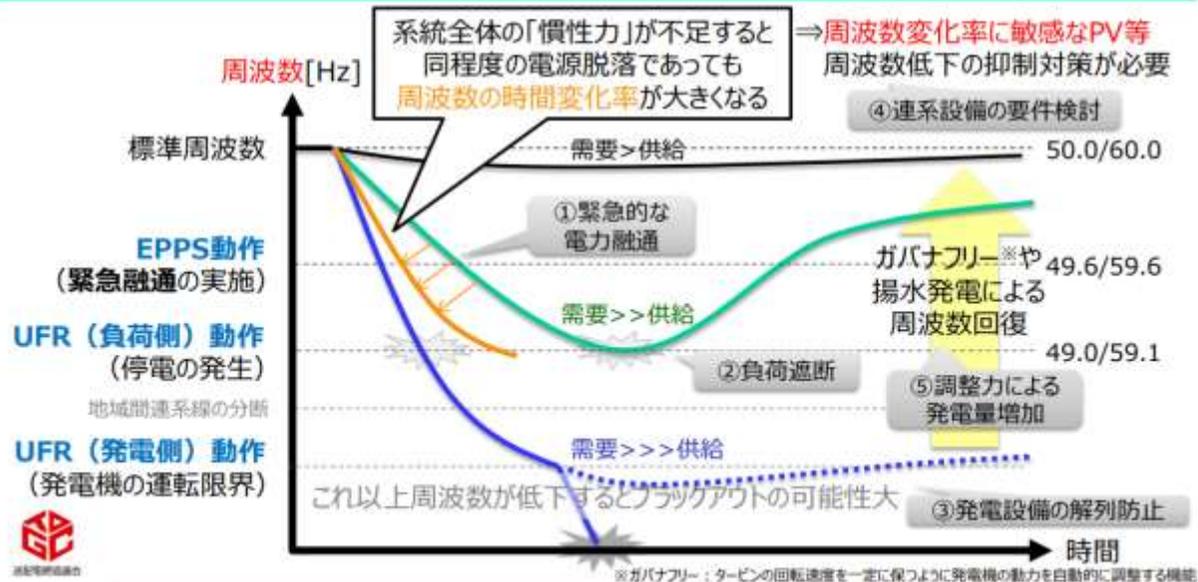
## (参考) 周波数低下による発生する事象のイメージ

- 標準周波数（50Hzまたは60Hz）から1Hz程度周波数が低下した場合にはUFRなどにより負荷制限を行うことで周波数維持を図る。
- それよりも更に著しく周波数が低下する場合には、地域間連系線の分断や発電側UFR（発電設備の連鎖脱落）が発生することで系統安定性が損なわれ大規模な停電が発生する可能性がある。

### 電源脱落発生時の周波数変化のイメージ

6

- 小規模の電源脱落では周波数は大きく変動しませんが、電源の脱落量が大きくなるほど影響は大きくなります。
- その際問題となるのは、**周波数の絶対的な低下量**と**周波数の時間変化率(傾き)**です。
- 周波数変化の状況に応じ、**電力融通・負荷遮断の実施**や、**発電量の増加**、**周波数低下を抑制する連系設備の要件整備**により、**すみやかな周波数回復**等の対応を実施しています。



## 対応策の検討の進め方（次回以降で詳細検討予定）

- インバータ電源の運転停止を防止する対応策としては、①系統側での対策（短絡容量の維持）と②機器側での対策（事故時の運転継続要件の整備）の二つの面が考えられる。
- 今回は東北東京エリアの状況をお示したが、今後、北海道・中西6エリアで生じうる事象を確認のうえで、将来に向けて必要になる対策の具体化を進めていく。

### 【③：対応策の検討】

23

#### 考えられる対応策について（2/2）

- 対応策①・②として、それぞれ以下のように考えられる。

##### <対応策①：短絡容量の維持>

- （方法）短絡容量を維持（増加）させる方策としては、慣性力確保（RoCoF維持）の対策でもあった同期電源の運転台数の増加、同期調相機の設置、等
- （課題）インバータ電源の運転停止を予防する対策として十分な効果を持つかどうか、等

電圧変動を抑制しインバータ電源を停止させない対策

##### <対応策②：インバータ電源が運転継続可能とする技術要件・機能整備>

- （方法）現状で定められているFRT要件（2.0Hz/s）に加えて、系統事故時の過渡的な変動に対してインバータ電源が運転継続できるような要件を整備
- （課題）インバータ電源にどの程度まで運転継続を求めるか、低圧～特別高圧に接続されているインバータ電源に対してどのような条件であれば導入可能か、等

電圧変動が発生してもインバータ電源を停止させない対策

- これらの対応策について、将来（2050年）にどのような状況になるかを確認のうえで実効性のある方向性を整理することどうか。
- なお、インバータ電源が運転継続可能となる技術要件の整備（FRT要件の整備）は、技術的な実現性の評価など専門的な知見も必要となるため、基本的な方向性を本委員会で整理のうえ、グリッドコード検討会に連携していく。

## (参考) 電源事故時のRoCoFの試算結果

- 電源事故時の周波数低下率RoCoF (Rate of Change of Frequency) の評価においては中西6エリア (九州エリア) で最も大きくなっていった。
- 系統事故時においても、今回お示した東北東京エリア以上の影響が生じる可能性もあるため、引き続き残るエリアの検討を進めていく。

## 2050with (ベースシナリオ) 各エリア電源脱落時におけるRoCoF確認結果

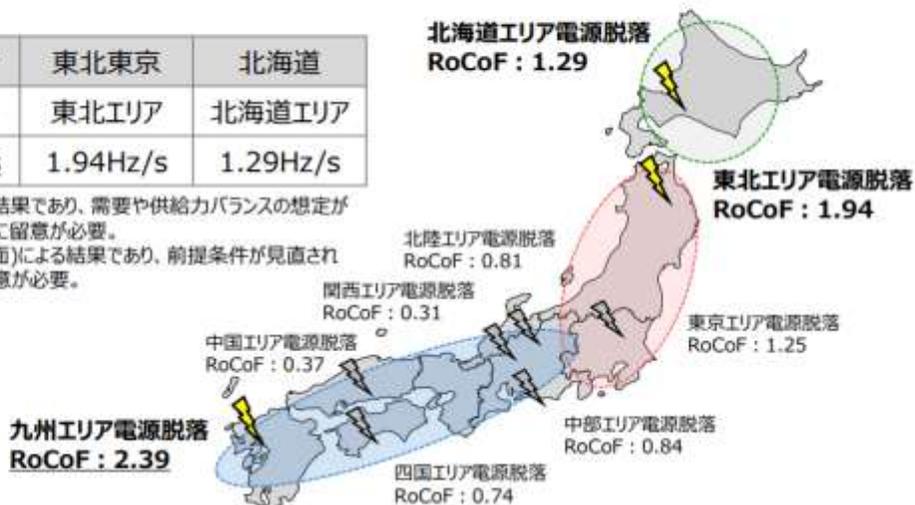
23

- 2050年の北海道、東北・東京エリア、中西6エリアの代表断面において、各電源脱落ケースにおけるRoCoFは、**北海道エリアは1.29、東北・東京エリアは最大が東北エリアで1.94、中西6エリアは最大が九州エリアで2.39**となり、九州エリアの電源脱落にてRoCoF2.0Hz/sを超過。
- Without (次スライド) と比較し、以下に記載するような系統増強や潮流状態の変化の影響により、中西6エリアと東北・東京エリアではRoCoFが大きく減少する結果となった。また、代表断面における電源の並解列状態による同期化力の変化もRoCoFに影響していると推測される。
  - ✓ 中西6エリア：交流連系線増強に伴う同期化力の増加に加え、東北・東京エリアからの受電量増加による潮流減少
  - ✓ 東北・東京エリア：交流系統増強に伴う同期化力増加に加え、直流連系線増強による分流に伴う交流系統の潮流減少

## &lt;RoCoF算定結果&gt;

※1,※2	中西6エリア	東北東京	北海道
最大エリア	九州エリア	東北エリア	北海道エリア
RoCoF	2.39Hz/s	1.94Hz/s	1.29Hz/s

- ※1 マスタープランベースシナリオによる結果であり、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。
- ※2 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、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。



1. 前回（第99回本委員会）の議論状況の振り返り  
－ 系統事故時のインバータ電源の運転停止とその影響
2. 2050年を想定した系統安定性の評価
3. まとめ

## まとめと今後の検討の進め方

- 本日は2050年を想定した、東北東京エリアでの系統安定性の状況について検討結果をご報告した。
- 今回の前提条件のもとでは、東北東京エリアでは大規模電源が接続する電源線ルート事故において、一定程度の負荷制限はありつつも周波数の維持は可能な状況であった。<sup>※1</sup>

※1 検討の前提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
- 引き続き、残る北海道・中西6エリアでの検討を年内目途に進め、その結果を踏まえながら、安定供給を維持するために必要な対応策の整理を進めることにしたい。

	2024年上期	2024年下期
2030年想定での影響評価	● 第99回 本委員会 (一旦完了)	
2050年想定での影響評価	● 第101回 本委員会 (中間報告)	2050年想定 での影響評価 の最終報告
対応策の 方向性整理	● 第99回 本委員会 (頭出し)	および  必要な 対応策整理