

「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7月23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

1.本日の報告概要

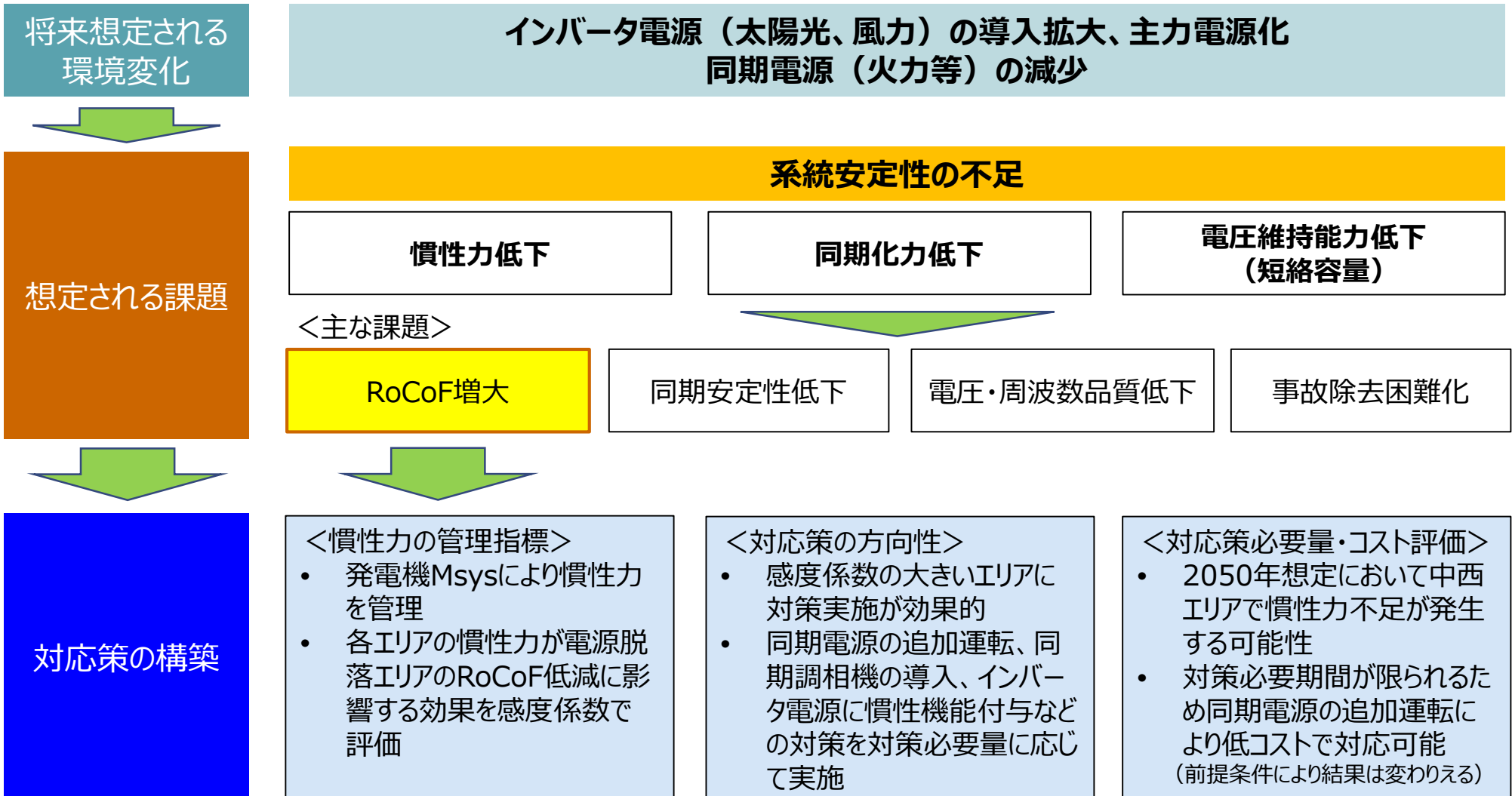
2.（参考）これまでの議論状況の振り返り

3.系統事故など急峻な変動が生じた場合の系統安定性

4.まとめ

系統安定性の確保に向けたこれまでの整理

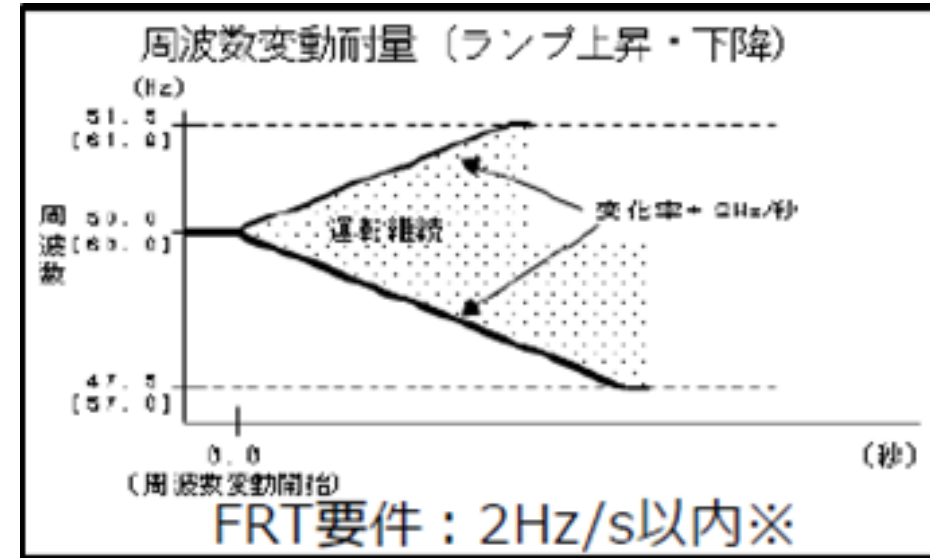
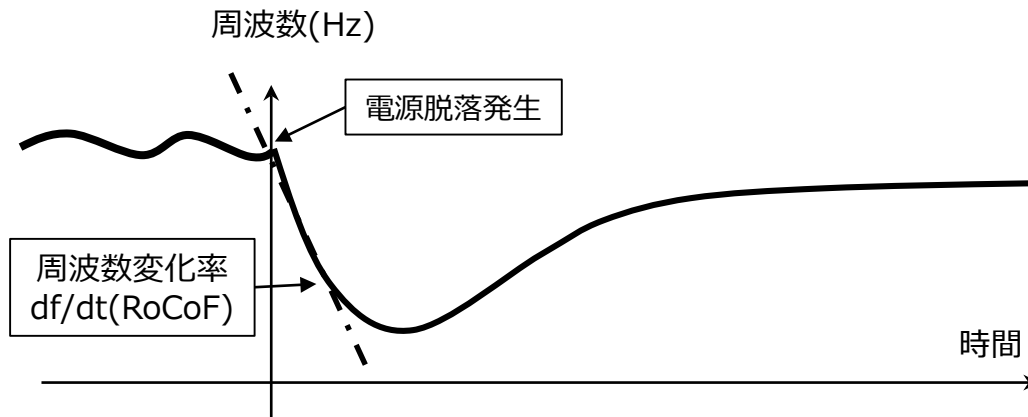
- 「再エネ主力電源化」に向けた系統安定性の維持に関わる主な技術的課題は、インバータ電源(非同期電源)の増加・同期電源の減少による**慣性力の低下により、電源脱落時の周波数変化率RoCoFが増加**することと考えられるため、慣性力の管理手法の整備、対応策や対策コストの整理をこれまで本委員会で行ってきた。



(参考) RoCoF・Msysとは

<周波数変化率 RoCoF (Rate of Change of Frequency) >

- 周波数変化率RoCoFは需給変動が発生した場合の周波数変化の傾きを表すものである。
- また系統連系規定では、電力品質を確保するために事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)が定められており、RoCoFが2.0Hz/s以内では運転継続が求められている。



<発電機Msys>

- 本委員会における系統の慣性力を管理する指標としてMsysを採用している。Msysは、定格周波数で系統連系している回転軸（同期電源や同期調相機）に蓄えられている運動エネルギーの総和で、以下の式で算定される。

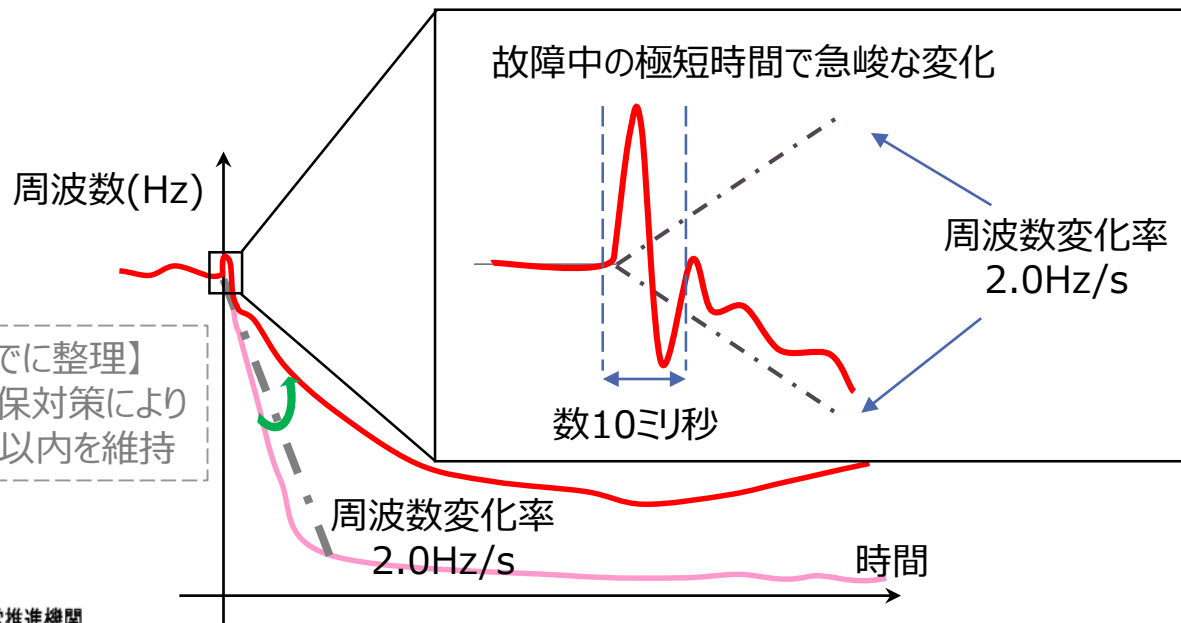
$$M_{sys} = \sum_{i \in I} H_i \cdot MVA_i \quad [\text{MW} \cdot \text{s}]$$

H ：単位慣性定数（蓄積運動エネルギーで何秒間、定格電力を出力できるかを示す定数） [秒]

MVA ：同期電源・同期調相機の設備容量

今回の審議事項の概要

- 本委員会において「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、技術的な課題・対応策・費用対効果の検討を進め、また将来(2030年・2050年)の慣性力確保状況の試算値をお示した。
- これまでの検討ではインバータ電源の増加・同期電源の減少による慣性力の低下によって電源脱落時の周波数変化率(RoCoF)が増加するという点に着目して、RoCoFが2.0Hz/s以内とする対応策の検討を進めてきた。
- 他方で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の影響については未確認であった。
- 今回、将来において系統事故時に生じると想定される急峻な変動に対するインバータ電源の応動の調査結果を元に、2030年想定における影響評価を行ったため、ご議論いただきたい。



今回の議論事項

- ✓ 系統事故時の急峻な電圧・周波数の変化に対するインバータ電源の応動（運転継続できるか）を調査
- ✓ 系統安定性を確保できるかどうかシミュレーションにより確認

1.本日の報告概要

2.（参考）これまでの議論状況の振り返り

3.系統事故など急峻な変動が生じた場合の系統安定性

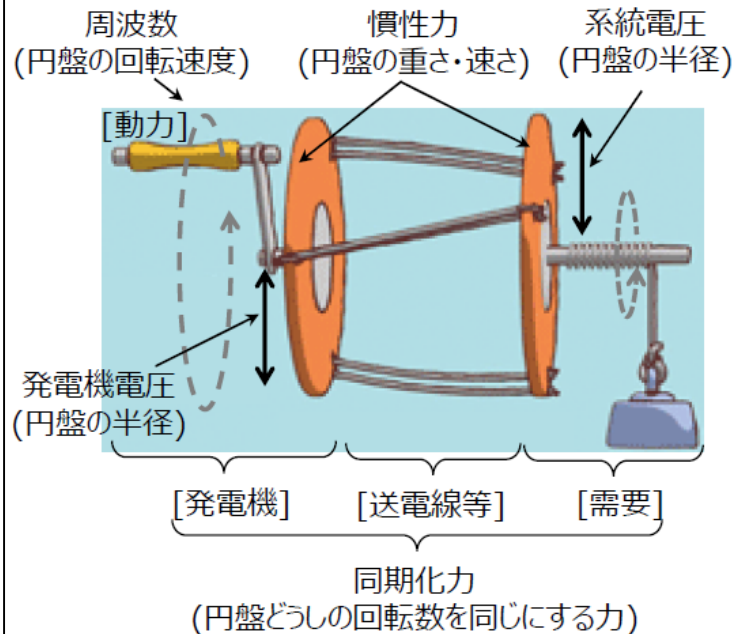
4.まとめ

(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。



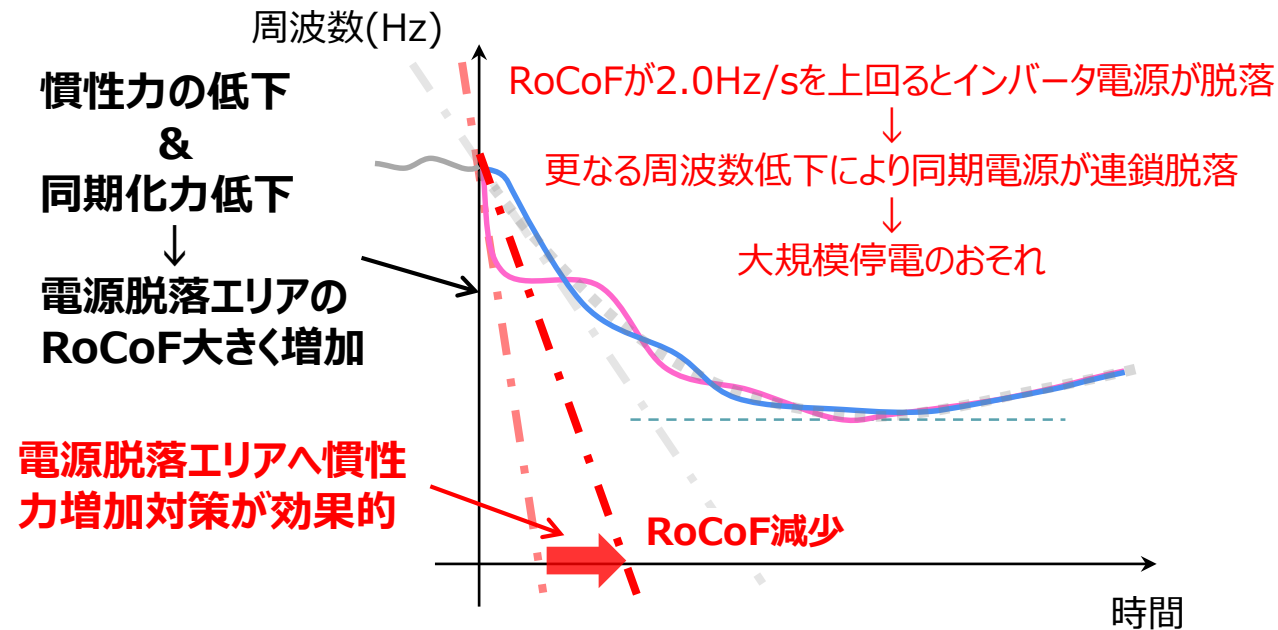
出所) 電力中央研究所ホームページ資料抜粋に追記
<https://criepi.denken.or.jp/press/denki/index02.html>

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	紐を伝わる力(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	

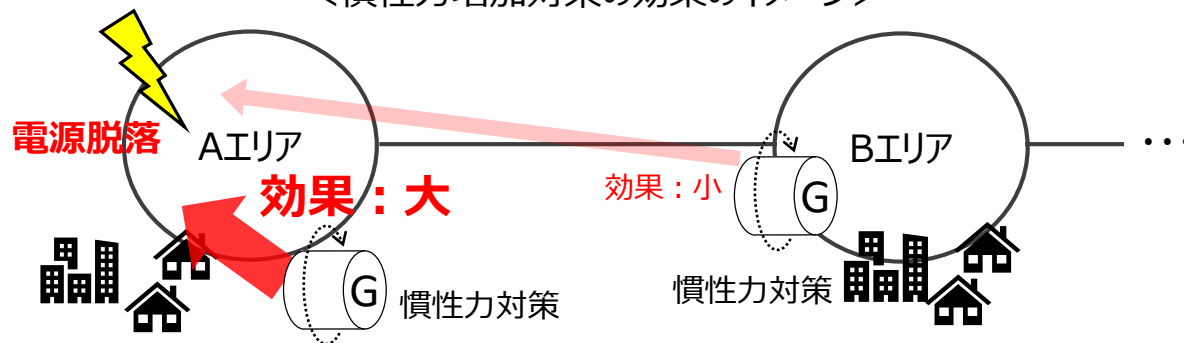
慣性力	「円盤」の重さ・速さ ⇒円盤が重いほど・円盤が速いほど、加速/減速の力が突如加わったときにも一定時間・一定速度を維持可能
電圧 (短絡容量)	「円盤」の半径 ⇒半径が大きいほど、「紐」が長く本数が少なくても(張力が弱くても)、需要用「円盤」を回し、錘を動かすことができる
同期化力	発電機用「円盤」と需要用「円盤」が同じ回転数で回る力 ⇒「円盤」の半径が大きいほど・「紐」が短く本数が多いほど、加速/減速の力が突如加わり動揺が発生しても、電圧(「円盤」の半径)等の維持のもと、発電機用「円盤」と需要用「円盤」は同じ回転数に戻る能力を有する

（参考）慣性力低下によるRoCoF増大とその対応策の方向性

- 慣性力・同期化力低下が進むと電源脱落エリアのRoCoFが増大し、FRT要件の2Hz/sを超過するとインバータ電源が運転停止することで更に周波数が低下し同期電源の連鎖脱落に至る可能性がある。
- これに対して、慣性力確保対策が必要になる閾値をMsysで管理し、将来の対策必要量・対策費用の評価を行った。

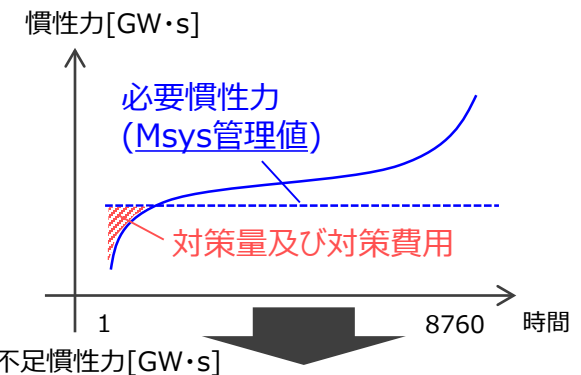


＜慣性力増加対策の効果のイメージ＞

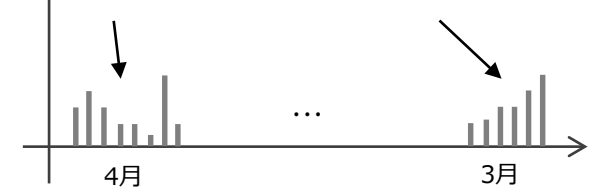


＜将来の慣性力不足の評価イメージ＞

Aエリア(2.0Hz/s超過エリア)



顕在化断面数を確認し、広域的に慣性力を調達する



(参考) 2030および2050年想定におけるRoCoFおよび対策費用試算結果

- 2030年※¹および2050年※²を想定した場合の北海道、東北東京、中西6エリアについてRoCoFを評価したところ、2050年の中西6エリアではRoCoFが2.0Hz/sを超過する試算となった。
- またその対策必要日数や対応策を元に対策費用を推定すると、2.1～8.2億円/年という試算となった。

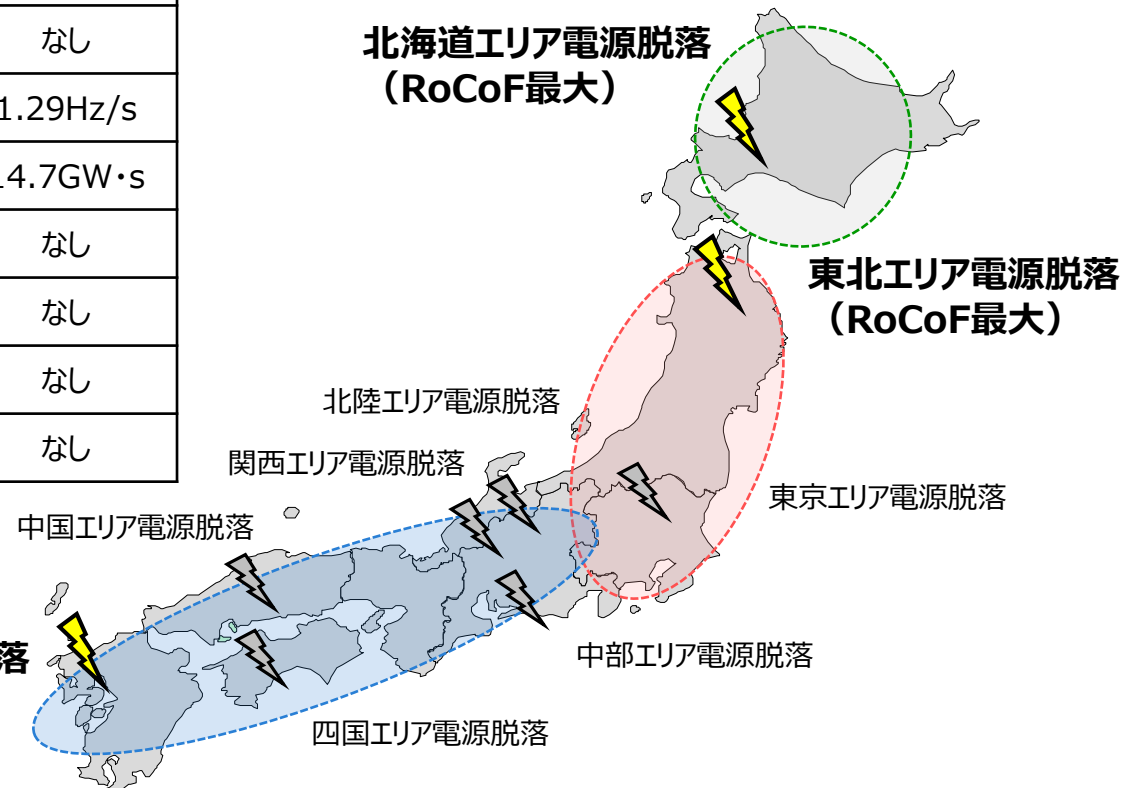
※1 第6次エネルギー基本計画の前提を置いた試算結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なる

※2 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

<試算結果※³>

		中西6エリア	東北東京	北海道
2030	RoCoF	1.92Hz/s	1.87Hz/s	1.12Hz/s
	Msys	261.6GW・s	198.9GW・s	21.7GW・s
	対策必要日数	なし	なし	なし
2050 with	RoCoF	2.39Hz/s	1.94Hz/s	1.29Hz/s
	Msys	139.5GW・s	170.3GW・s	14.7GW・s
	対策必要日数	4日/年	なし	なし
	慣性不足量	25GW・s・日	なし	なし
	対応策	同期電源の追加	なし	なし
	コスト	2.1～8.2億/年	なし	なし

※3 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
同期電源の対策費用は270万～1050万円/GW・s・日と設定



(参考) RoCoF最大と推定される代表断面

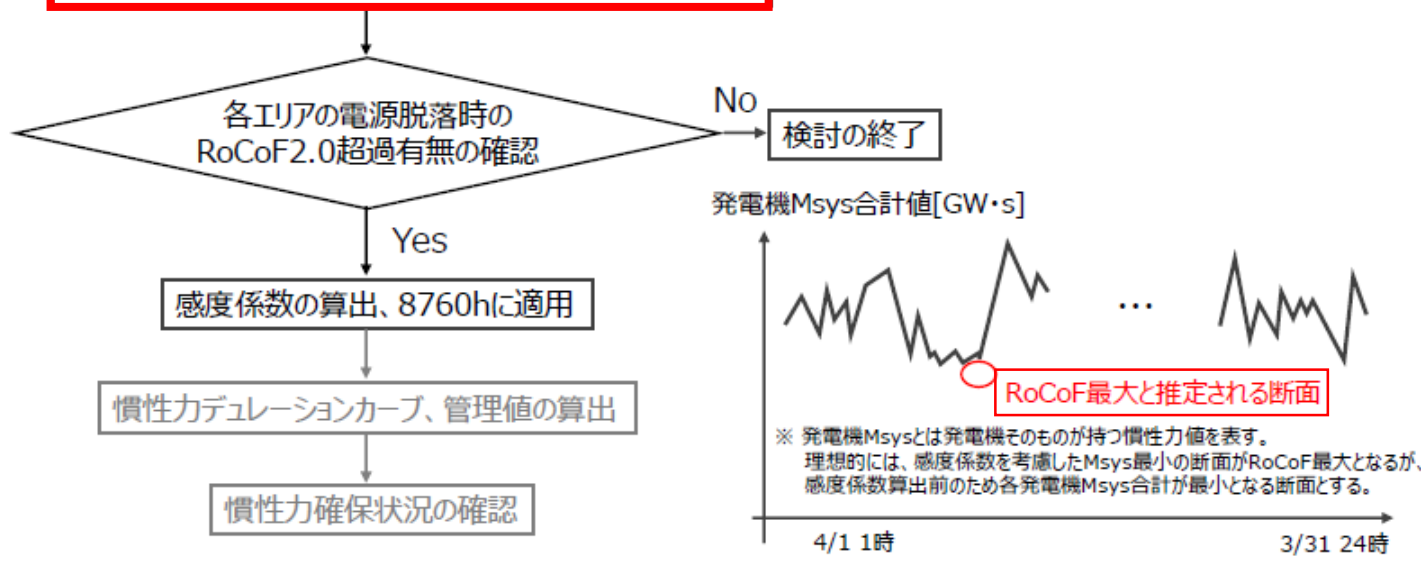
- 年間8760時間で最も厳しい状況として、Msys合計値の最小となる需給断面においてRoCoFのシミュレーションを実施していた。

感度係数の算定断面について

36

- 感度係数の特性分析から、理想的には複数断面での感度係数の算出が望ましいが、複数断面の解析には長時間を要するため、実務上現実的ではない。(簡易的な算出方法など、今後の継続検討)
- まずは将来断面の「RoCoF最大と推定される代表断面※」にて、RoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認を行い、超過の際には、代表断面をベースに「感度係数を算出し、8760hに適用」することで行う。
- なお、慣性力の確保状況の確認は、これまで通り、慣性力デレーションカーブと管理値から算出することとなる。

将来断面のRoCoF最大と推定される断面※の確認



(参考) 引き続き検討を進めることにしていた課題

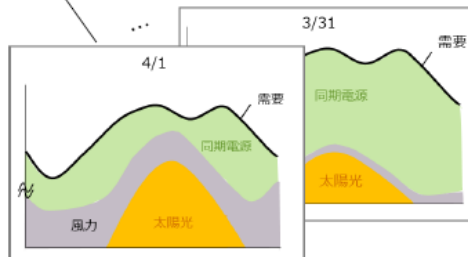
- 将来の慣性力不足の評価は代表断面のみに実施していたため、複数断面の評価方法を整理することにした。
- また系統事故時など大きな擾乱が発生する場合のインバータ電源の応動（運転停止するかどうか）を調査のうえ、対応策を検討することにした。

43

2050with（ベースシナリオ）算定まとめ（今後の課題認識）

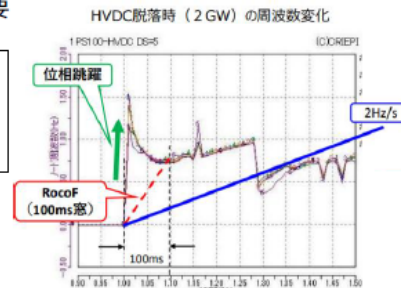
- 本検討では、全国需給シミュレーションの結果をもとに、将来断面のRoCoF最大と推定される代表断面にて、各電源脱落ケースでRoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認を行い、超過の際に、代表断面をベースに感度係数を算出し、8760hに適用することで対策費用を算出した。
- **系統増強や潮流状態などによる同期化力の変化により、代表断面において、2050withはwithoutより慣性力不足が発生しにくい状況であった。**ただし、過去検討においても、潮流や発電機の並解列状態による同期化力の変化により感度係数やRoCoFが変化することを確認しており、**需要や再エネ導入量、系統増強有無だけでなく、電源の運転状況やそれに伴う潮流の変化等によっても今回試算より厳しい結果となる可能性もあることに留意が必要。**
- なお、系統増強を反映したシミュレーションであるが、精緻な電圧等の対策・整定検討などは未実施であるため、そうした前提条件の違いによっても算定結果が異なってくることに留意が必要。
- また、系統連系規程においてFRT要件が規定されているが、**大きな系統事故などの擾乱が発生し、電圧や周波数等が急峻に変化した場合の応動については、現状確認できていない。**
- 以上より、今後も一般送配電事業者と連携し、**発電機運転状態や潮流の変化を踏まえた複数断面の評価方法を検討するとともに、再エネが一斉かつ大量に脱落し得る可能性についてPCS応動調査等を通じて明らかにし、必要な対策の検討を進めていきたい。**

8760hで発電機運転状態や潮流が変化するため、詳細検討が必要



不連続かつ急峻な周波数変化に対して、PCSがどのように応動するのか、詳細検討が必要

出所) 第63回広域系統整備委員会
資料1-2より一部抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2022/seibi_63_shiryou.html



本日の
議論事項

1.本日の報告概要

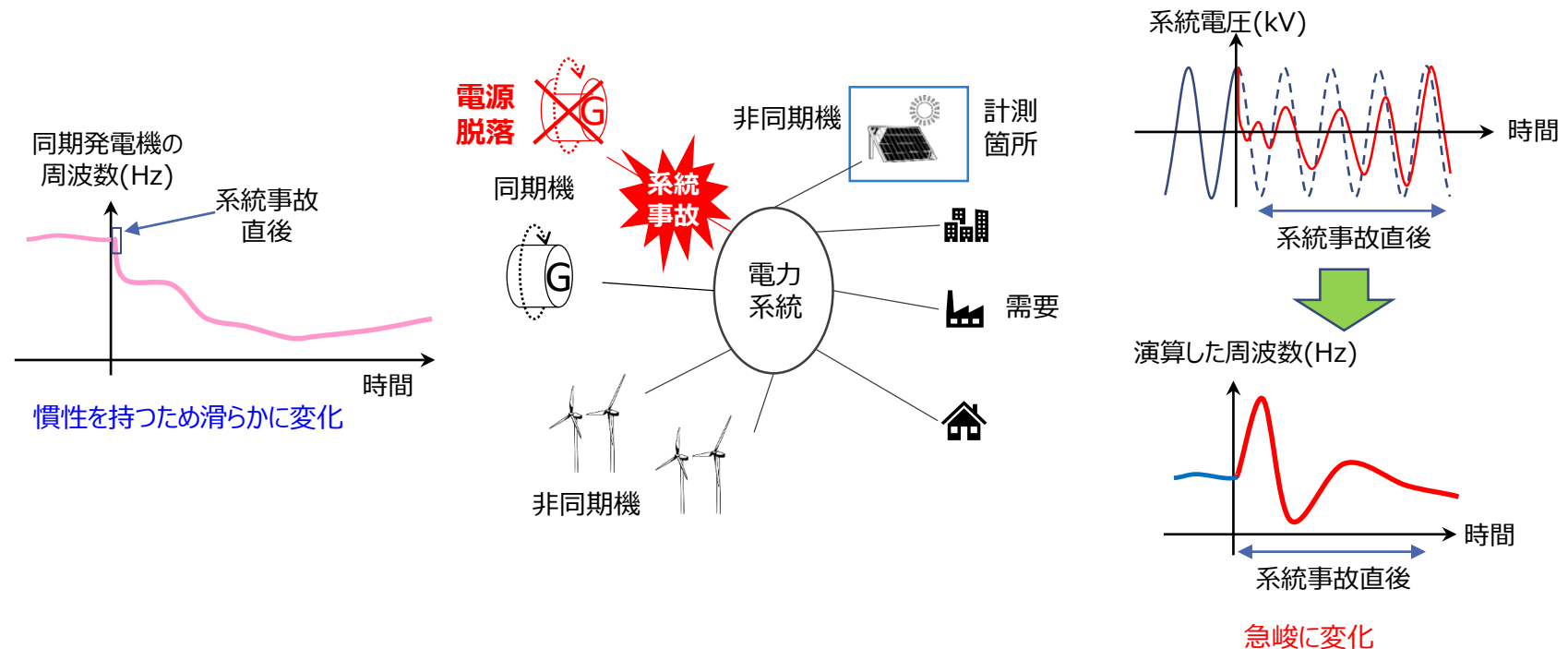
2.（参考）これまでの議論状況の振り返り

3.系統事故など急峻な変動が生じた場合の系統安定性

4.まとめ

系統事故時の電圧・周波数の変動について

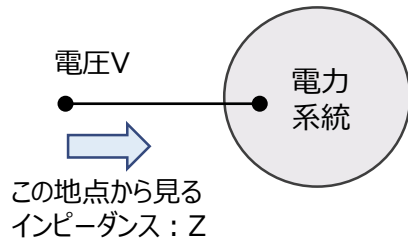
- 電力系統の周波数は同期電源の回転速度によって定まるものであり、この回転速度は需給変化時に変動するが、発電機は慣性力を持つために滑らかに変化しており、これは系統事故が発生した場合にも同様である。
- 他方で、電力系統の機器が検出する周波数は、電圧波形を元に周波数および電圧位相を演算する方式であるため、系統事故時の電圧の乱れを周波数の変動と検出してしまうことがある。
- この周波数の変化や電圧位相の変化によってインバータ電源が運転停止する可能性があり、その結果として更なる周波数低下を招くことで電源の連鎖脱落に至ることが懸念される。
- また、系統事故時などの電圧変動は電力系統の短絡容量が小さく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) 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>



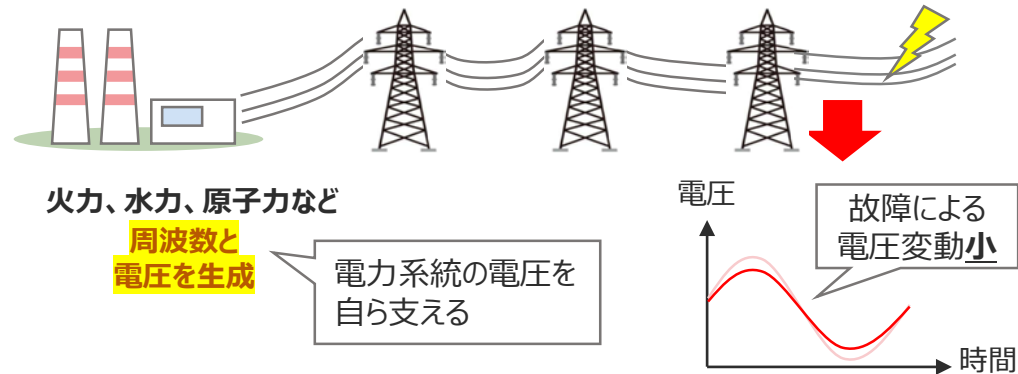
短絡容量(S)を表す式

$$S = V^2 / Z$$

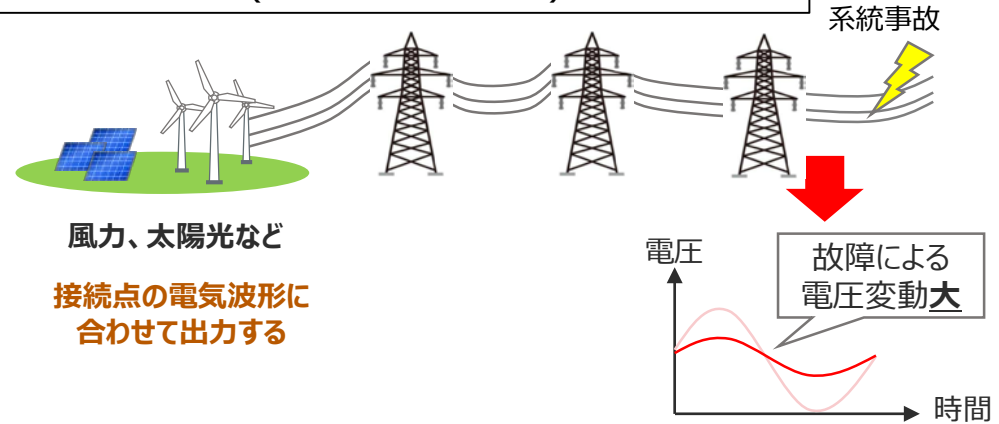
⇒インピーダンス(Z)が大きくなると
短絡容量が小さくなる

⇒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

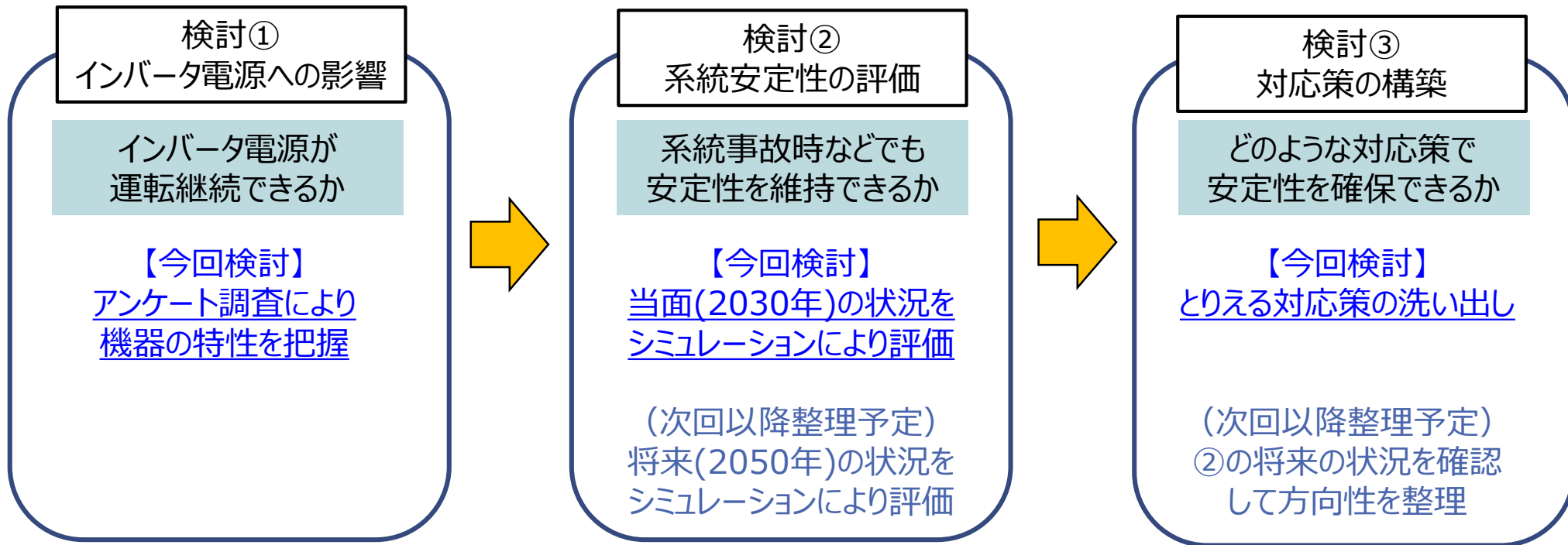


短絡容量が小さい(非同期電源が多い)場合のイメージ



系統事故時の電圧・周波数変動の影響に対する検討の進め方について

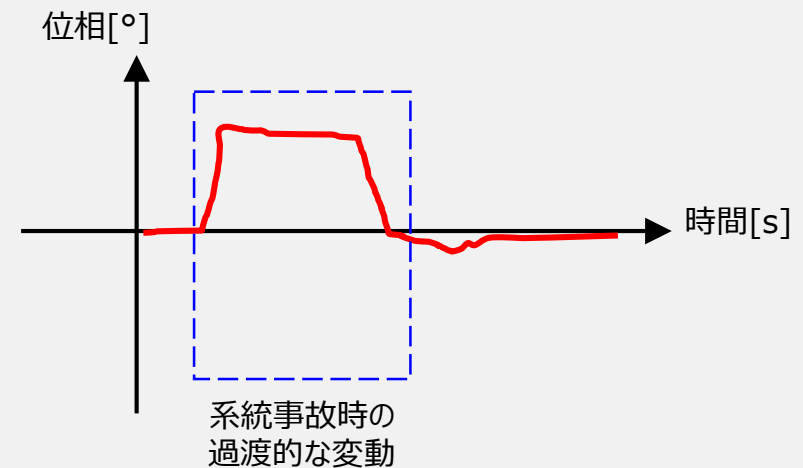
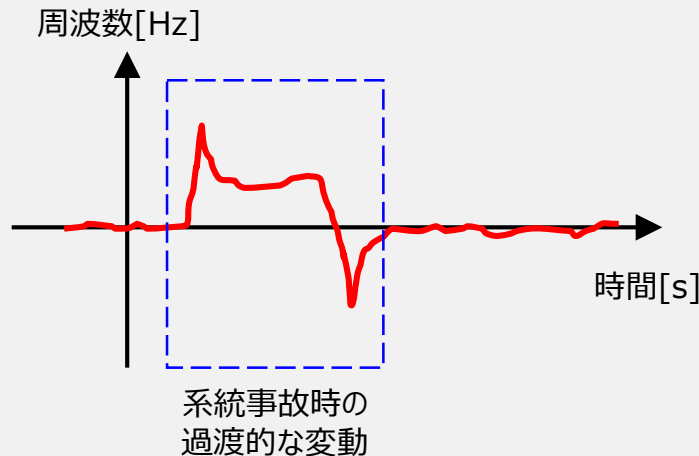
- 系統事故時には既存のFRT要件で定められている以上の電圧・周波数変動が生じると想定されるため、まずもってはそういった事象に対してインバータ電源がどのような挙動（運転継続可能か）になるか、国内の複数メーカーにアンケート調査を行い実態把握を行った。
- そのうえで、再エネ大量導入時に系統安定性を維持できるかどうかをシミュレーションで確認しつつ、とりえる対応策について検討を行うことにした。



【①：インバータ電源の実態調査】**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（1/2）**

- 急峻な電圧・周波数の変動が生じた場合にインバータ電源が運転継続できるかどうか、国内の複数メーカーにアンケートをとり既存の設備実態の確認を行った。
- 具体的には、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確認した。

系統事故時に生じると想定される変動に
対する運転継続可否をアンケート

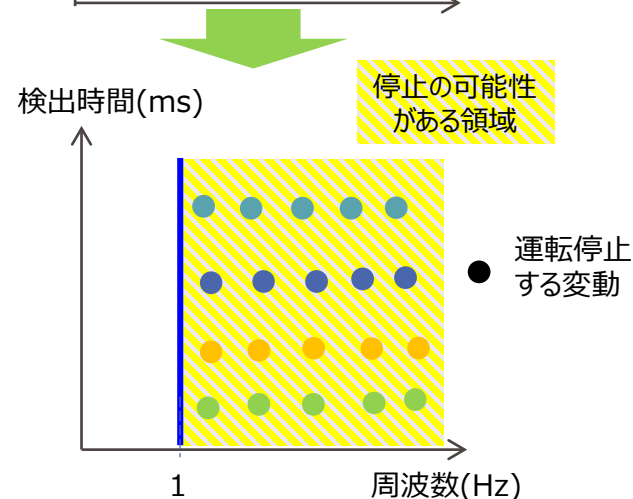
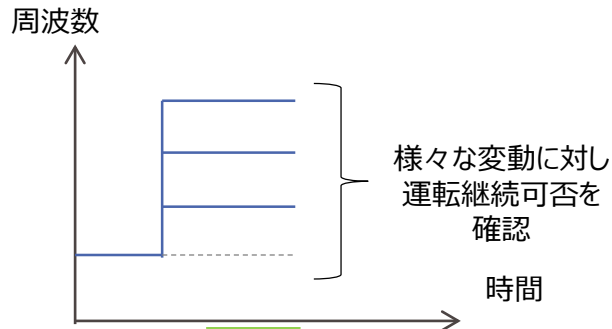


【①：インバータ電源の実態調査】

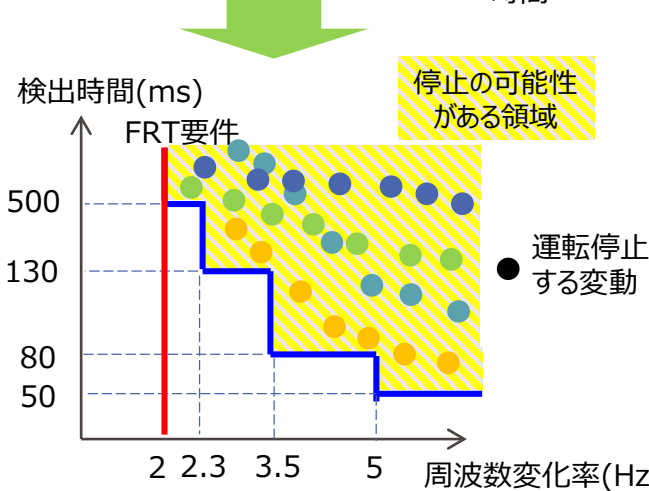
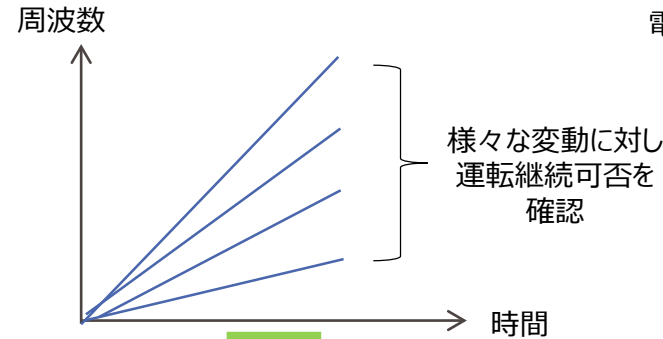
急峻な電圧・周波数変動時に想定されるインバータ電源の応動（2/2）

- 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。

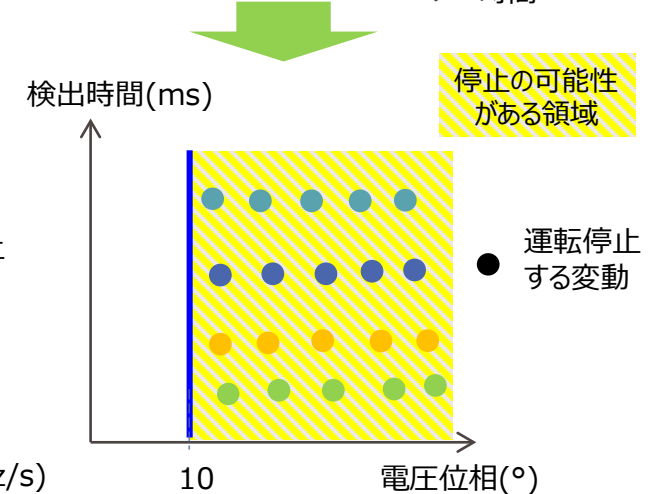
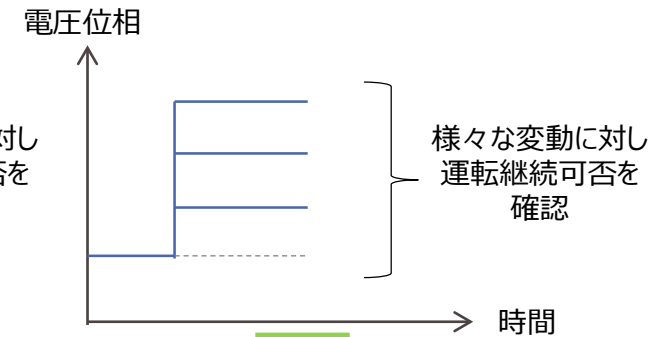
周波数ステップ要素（階段状の変化）



周波数ランプ要素（直線状の変化）



電圧位相要素（階段状の変化）



●：A社、●：B社、●：C社、●：D社（プロット点はイメージ）

【②：シミュレーションによる安定性確保の評価】

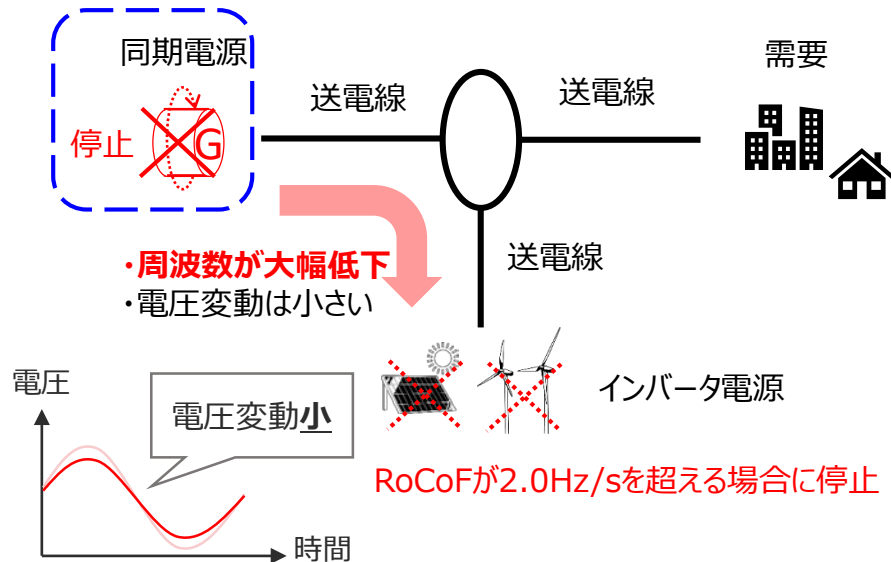
インバータ電源の応動を考慮した当面の安定性確保の評価（1/3）

- 2030年を想定した具体的なシミュレーションシナリオとしては、短絡容量が非常に小さいと想定されるMsys最小（RoCoFが最大）となる前回のシミュレーションの需給状況とした。
- さらに同期電源単体の停止ではなく、電源線ルート事故とともに同期電源が停止するという条件のもとで以下を確認し、系統安定性を確保できているかを評価した。
 - ・ 系統事故の電圧、周波数変動でアンケート結果の閾値超過によりインバータ電源が運転停止するか
 - ・ インバータ電源が運転停止した時に周波数を維持できるか（大規模停電等に至らないか）

これまでの慣性力（RoCoF）のシミュレーション

電源状況：発電機Msys合計が最小（RoCoFが最大と想定）

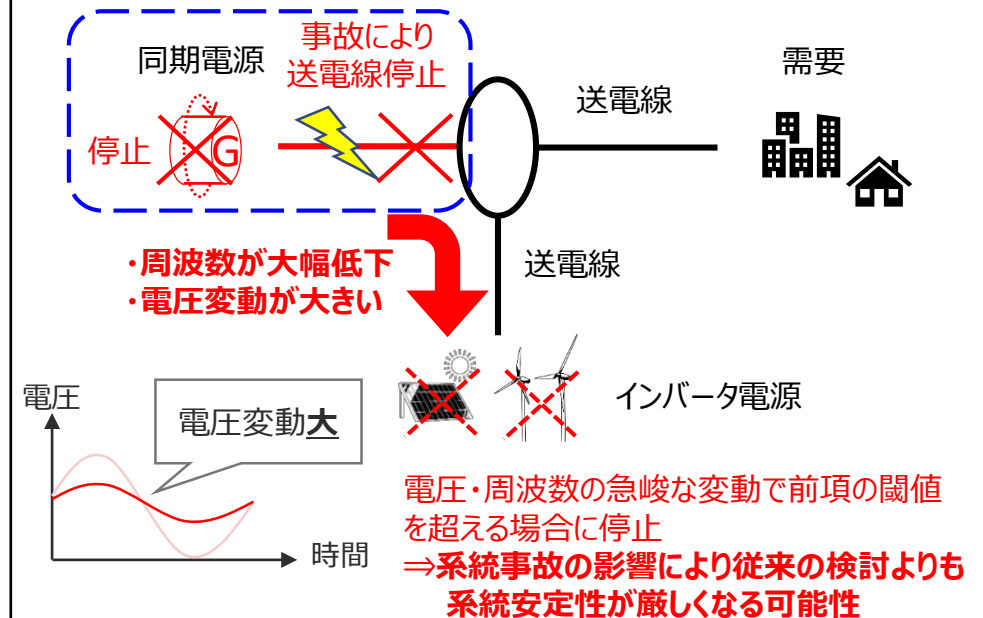
【イメージ】



今回の電圧・周波数変動のシミュレーション

電源状況：同左（短絡容量が小さい）

【イメージ】



【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）

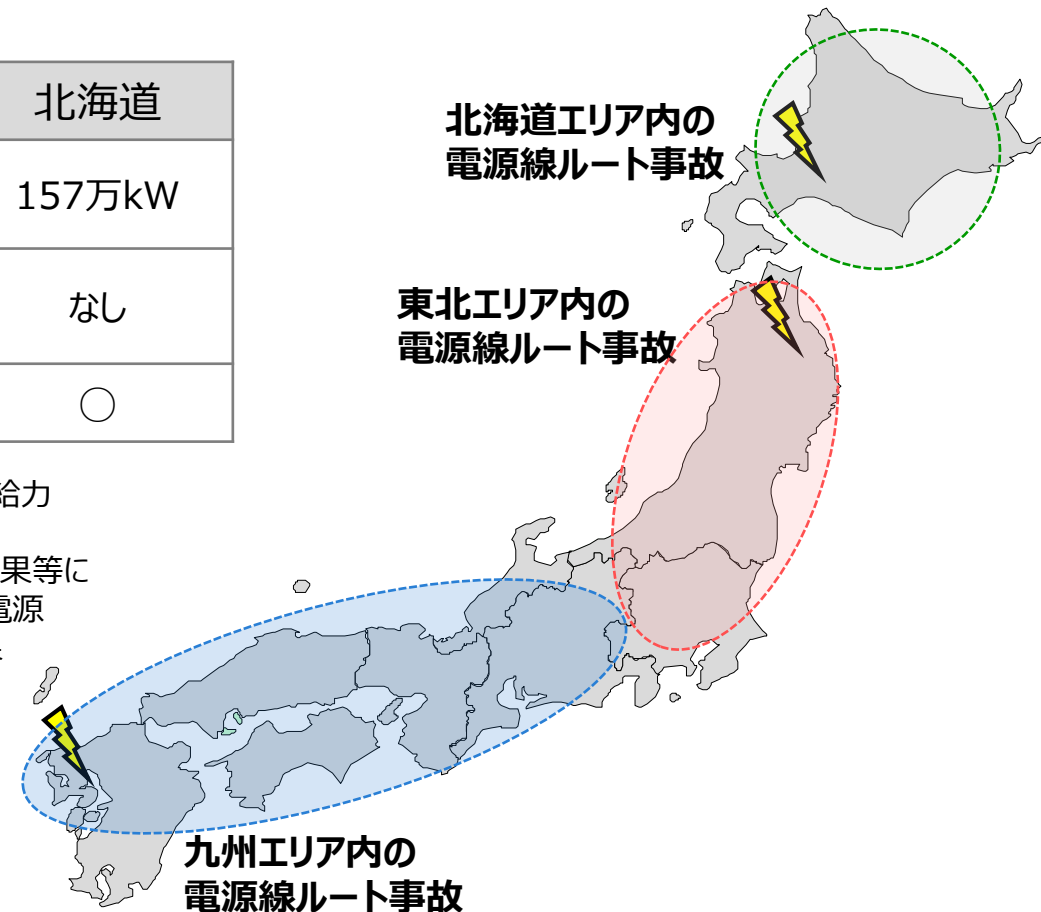
- 北海道・東北東京・中西6エリアのそれぞれについて、大規模電源が接続する電源線ルート事故が発生時の状況を確認したところ、下表のシミュレーション結果が得られた。
- いずれの電源線ルート事故においても、2030年ではインバータ電源の運転停止が一定程度発生し、周波数回復のための負荷制限が生じるものの、電源の連鎖脱落・ブラックアウトに至るような状況ではなく、システムの安定性は確保できているものと考えられる※1。

※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



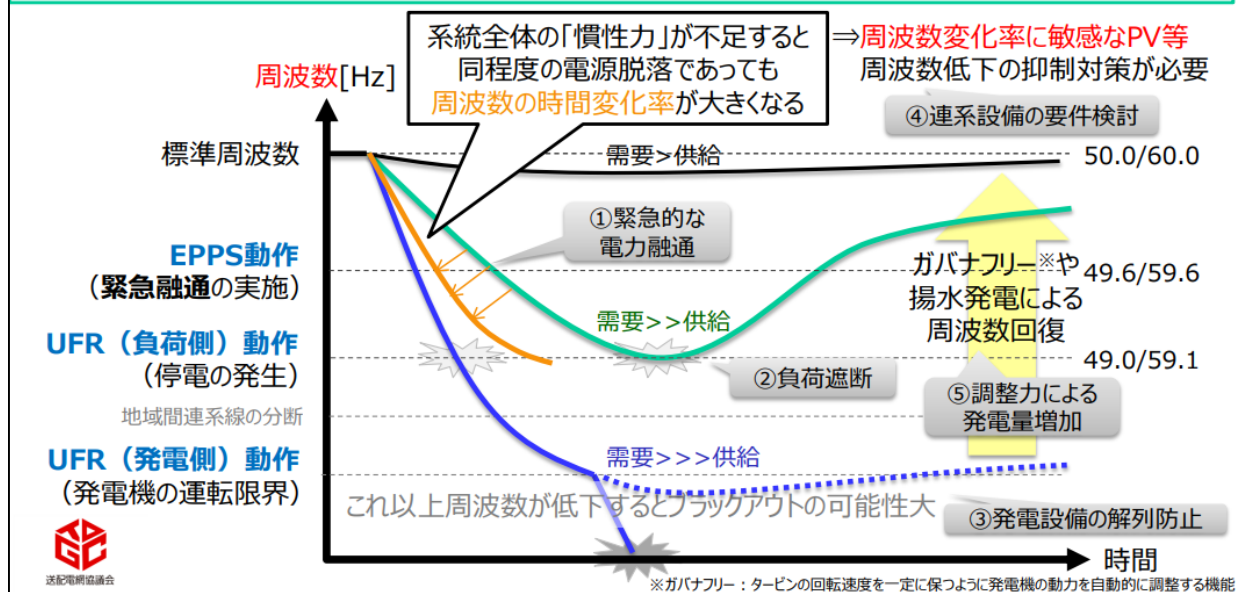
(参考) 周波数低下による発生する事象のイメージ

- 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。



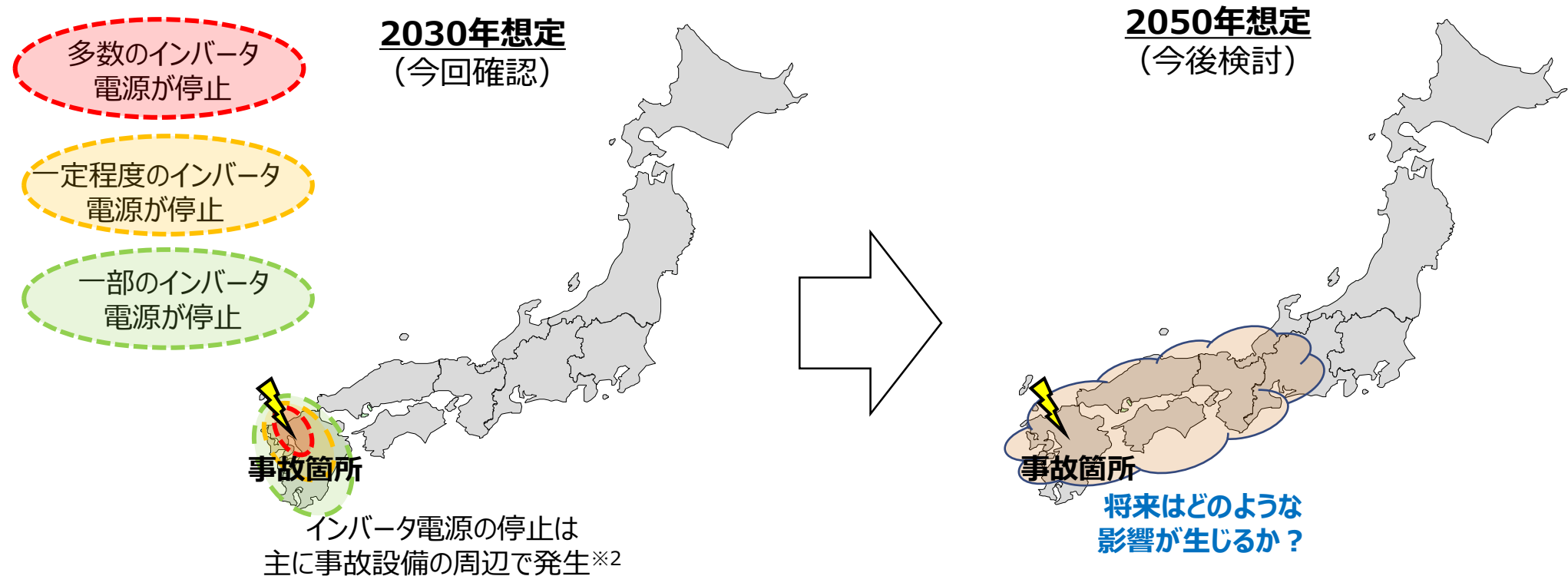
【②：シミュレーションによる安定性確保の評価】

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（3/3）

- 2030年想定においては事故設備の周辺系統を中心にインバータ電源が運転停止することが見込まれることが分かった。ただし影響範囲が限定されていることにより、周波数低下が一定レベルに収まっていると考えられる※¹。
- 今後、更なる再エネ導入拡大を進めた状況下として、2050年想定における地理的な影響範囲（停止する範囲）および影響量（停止する量）がどのように変わり、またそれによる系統安定性の確保状況について今後確認していくことだろうか。

※¹ シミュレーション条件が変わることで影響範囲は変わりえることに留意が必要

停止するインバータ電源の地理的な分布イメージ（中西エリアの場合）



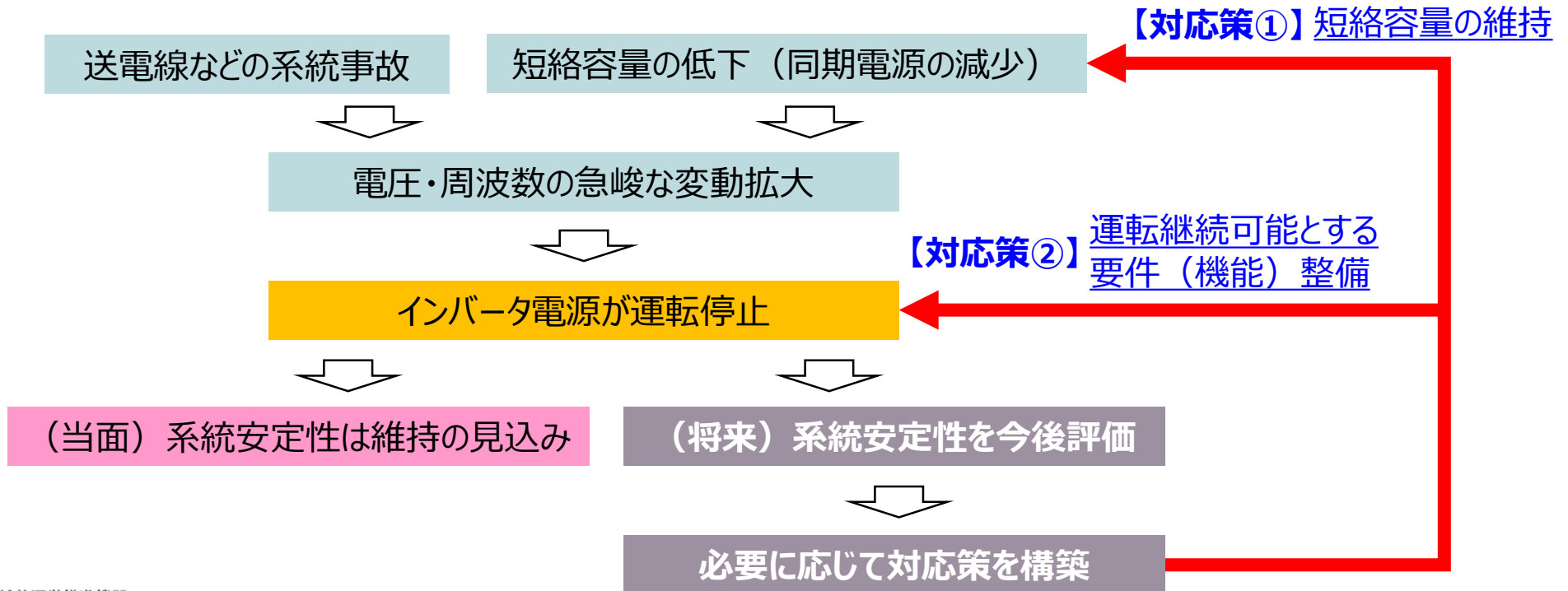
※² 今回の検討では九州エリアの事故を想定しているため九州エリア内で多数のインバータ電源停止となったが、他エリアの事故であれば当該エリア内でインバータ電源停止となる

【③：対応策の検討】

考えられる対応策について（1/2）

- 前述の通り、電源線ルート事故に関して2030年では系統安定性が維持していると見込まれることが示唆された※。
- 中長期的な対応策の導入要否については、今後実施する2050年を想定した条件のもとで確認を進めていくが、課題が顕在化した場合にどのような対応策がとりえるか検討を行った。
- 本課題は「短絡容量の低下（系統側の事象）」による電圧・周波数変動の拡大による「インバータ電源の運転停止（機器側の事象）」であることから、考えられる対応策としては、①短絡容量の維持（系統側での対策）と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（機器側での対策）の両面での対応策が考えられる。

※ 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



【③：対応策の検討】

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

＜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

- 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によってどうか。
- 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は整理のうえ、グリッドコード検討会に連携していく。

(参考) FRT要件見直しに関するこれまでの整理

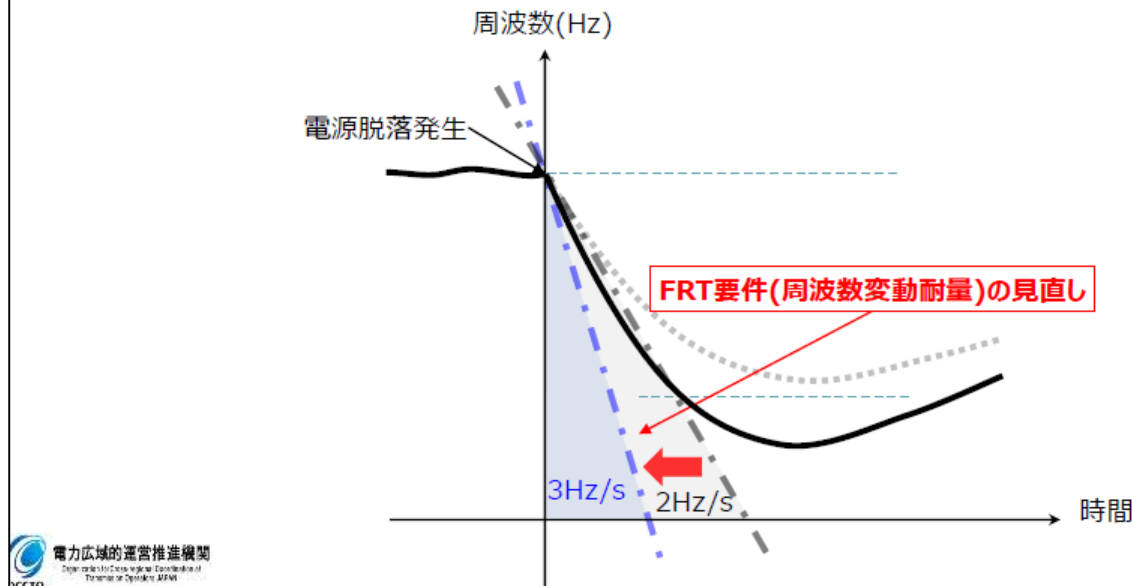
- FRT要件見直しは慣性力低下（RoCoF増加）の対策としても考えられるところ。
- 他の技術要件との両立性の検討が必要であることから、技術開発状況を踏まえて検討することとしていた。

同期電源減少に伴う技術的課題の対応策としての環境整備(グリッドコード)について
(RoCoFの耐量の増加対応) ～FRT要件見直し～

33

【論点5】環境整備の検討

- 慣性力低下に伴う周波数変化率RoCoFの増加に対しては、前述の同期調相機設置などに慣性力の増加対応以外に、そもそもの分散電源の周波数変化率RoCoFの耐量を見直すことも考えられる。
- 具体的には、現状、FRT要件により定められている周波数変動耐量 2.0Hz/s を、例えば 3.0Hz/s などに見直すことが考えられる。
- 他方で、FRT要件の見直しにあたっては、「系統事故時の確実な検出を求める単独運転検出(系統事故時に運転停止を求める要件)」と、「一斉不要解列を防止するFRT要件の 2.0Hz/s の周波数変動耐量(系統事故時に運転継続を求める要件)」の両立性の検討(技術開発)が必要であり、引き続き、技術開発状況を踏まえてFRT要件の見直しを検討することとしてはどうか。



(参考) 慣性力の調達 (RoCoF維持) としてとりえる対応策の例

【論点4】調達方法の検討

20

同期電源減少に伴う技術的課題の対応策に応じた調達方法(慣性力の調達方法)について

- 論点3(16ページ)で示す慣性力低下の対応策のうち、「同期電源の運転」については、kWh取引(小売との相対取引や卸電力市場取引)や Δ kW取引(需給調整市場取引)に約定されずバランス停止している同期電源を起動する(待機することによって、慣性力を調達することが考えられる。また、「疑似慣性機能」については、機能を有している再エネ・蓄電池が、同期電源の回転エネルギーに代わるエネルギー余力を出力抑制または蓄電池等に蓄積しておく必要があるため、その準備(待機)によって、慣性力を調達することが考えられる。したがって、「同期電源の運転」・「疑似慣性機能」による慣性力の調達については、需給調整市場の Δ kW調達のように、週間ベース・日々ベースの市場により調達していくことが考えられるかどうか。
- 他方で、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」については、慣性力の確保のために設備投資するものであり、設備形成の考え方として検討することが必要となる。したがって、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」による慣性力の調達については、調整力公募や容量市場のような年間ベースにより調達していくことや、系統対策として一般送配電事業者にて設置することが考えられるかどうか。
- 以上のことから、慣性力の増加対応が、年間ベースとなるか、あるいは週間ベース・日々ベースとなるかによって、その調達方法および調達対象が異なると考えられる。
- 今回、慣性力の増加対応が必要となる期間を確認するため、次ページ以降にて各検討ケースの慣性力 M_{sys} の状況を確認することとした。

慣性力を確保するための各技術のイメージ

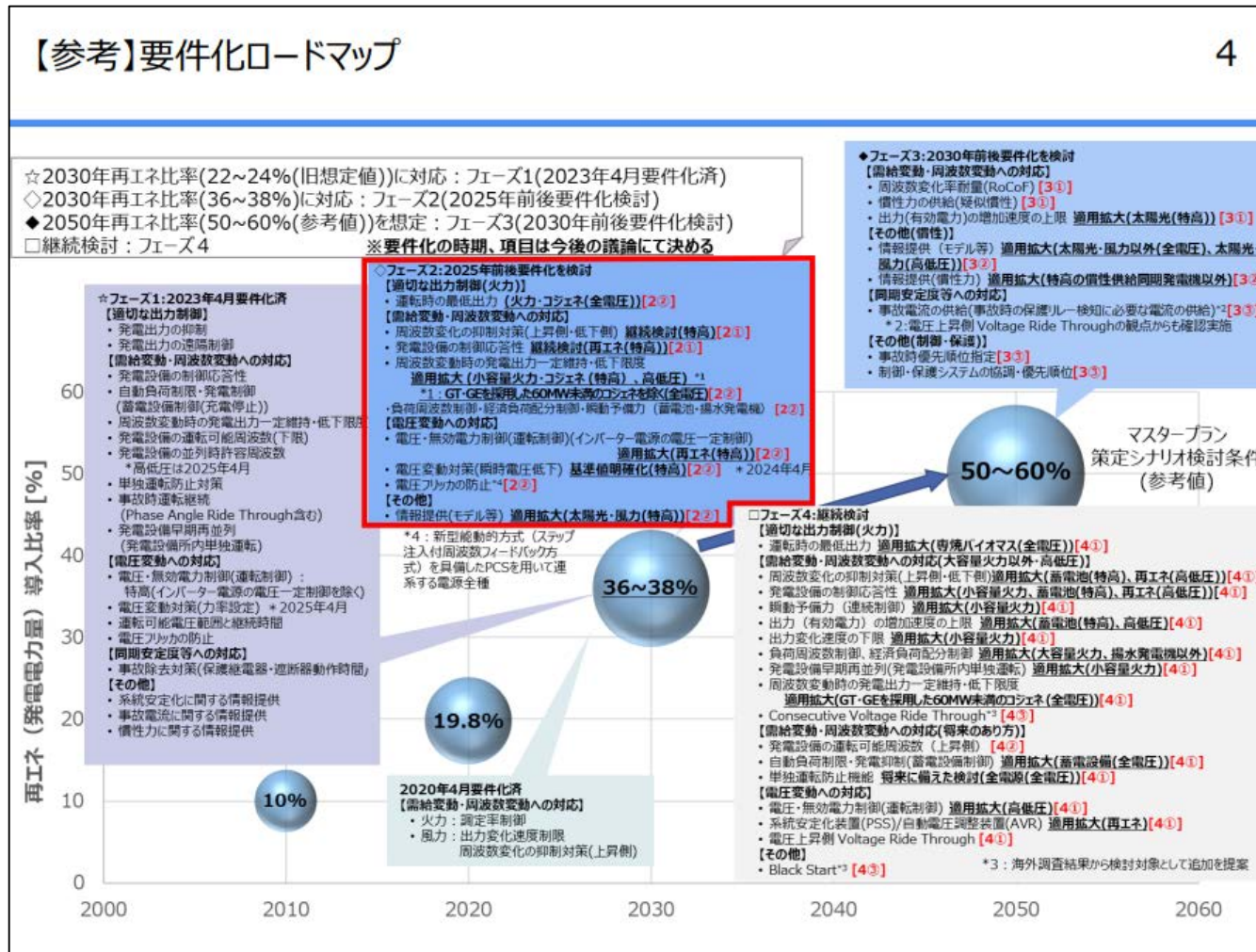


【出典】基本政策分科会(第40回会合)(経済産業省 2021年4月13日) 資料2

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/040/040_005.pdf

(参考) グリッドコード検討会でのロードマップ

- 本委員会において要件化の必要性を整理のうえ、必要によりグリッドコード検討会の各フェーズの検討内容に反映して整理を進める。



1.本日の報告概要

2.（参考）これまでの議論状況の振り返り

3.系統事故など急峻な変動が生じた場合の系統安定性

4.まとめ

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、系統事故時などに生じる急峻な電圧・周波数の変動の影響と対応策について検討を行った。
- 2030年想定においては電源線ルート事故に関してはインバータ電源の運転停止の可能性はあるものの系統安定性は確保できていると見込まれる※。
- 他方で、更なる再エネ導入拡大の進む将来においてはこの状況は変わりえるため、2050年を想定したシミュレーションを行いながら、必要な対応策の構築を進めていくことではどうか。

※ 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

