

運用容量算出における 前提条件と課題について

平成28年1月28日

電力広域的運営推進機関

I. はじめに

- ◆運用容量作業会で、下表にある前提条件や課題について検討を行ない、「来年度以降の算出に反映するもの」、「引き続き検討が必要なもの」等に整理した。
- ◆これらを踏まえ、来年度以降の運用容量の妥当性を確認することとしたい。

	項目	内容	前提条件	検討会課題	新規課題	今回の整理	項番
周波数維持	想定需要	周波数維持を検討する際の需要の算出方法。	○			公表済	—
	周波数低下限度の閾値	周波数低下限度の閾値の考え方。 エリアによる考え方の違い。		○		継続検討	Ⅱ-1
	系統特性定数の確認	系統特性定数の考え方。 エリアによる考え方の違い。		○		継続検討	Ⅱ-2
	周波数維持における検討事項	EPPS*（緊急時融通装置）による東地域からの救済を考慮することによる運用容量の増加。			○	今回反映 (一部継続検討)	Ⅱ-3
同期・電圧安定性	想定需要	同期・電圧安定性を検討する際の需要の算出方法。	○			公表済	—
	想定故障	同期・電圧安定性を検討する際の想定故障。	○			今回反映	Ⅲ-1
	フリンジ分の確認	フリンジ分の求め方。		○		公表済	—
	再生可能エネルギーの考慮	再生可能エネルギーの考慮方法。		○		継続検討	Ⅲ-2
熱容量	冬季の熱容量（架空送電線）	架空送電線の熱容量を夏季、冬季の2断面化。			○	今回反映 (一部継続検討)	Ⅳ-1
その他	長期計画の表示方法	長期計画から年間計画で下がること分かる表示方法。			○	今回反映	V-1

※) 現状EPPS分がマージンとして設定されている。「今回の年間計画の更新(3/15)、長期計画の更新(3/31)では、マージンの考え方は現状どおりとする。」と第7回調整力等に関する委員会で整理された。

【前提条件】

「連系線の運用容量算出における前提条件について (平成28~37年度)」 (H27.5.29公表) より抜粋
 II-3. 運用容量算出方法

制約要因	想定故障	算出ツール	判定方法
熱容量等	N-1故障	算術式※1	架空送電線はCIGRE式に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許容値以内
同期安定性	検討会で確認	電中研L法 電中研Y法	発電機内部相差角の動揺が収斂する潮流
電圧安定性	検討会で確認	電中研L法 電中研Y法	基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線遮断 (系統分離)	算術式※2	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

※1) $P = \sqrt{3} V I \cos \theta$ [W] ・ V: 電圧 [V] ・ I: 許容電流 [A] ・ $\cos \theta$: 力率

※2) 系統容量(想定需要) [MW] × 系統特性定数 [%MW/Hz] × Δf [Hz]

【検討会課題】

「連系線の運用容量算出にあたっての課題とスケジュール」より抜粋
 課題と検討の進め方

項目	課題	検討の進め方
周波数低下限度の閾値	50Hz系と60Hz系の低下限度の考え方について妥当性を確認する必要がある	各エリアの周波数低下限度の考え方を確認し、考え方の統一化を検討
系統特性定数の確認	周波数限度の算定に用いる系統特性定数の裏付を確認する必要がある	実事故データを用いた系統特性定数の妥当性を確認
再生可能エネルギーの考慮方法	再エネ普及拡大を踏まえ、同期安定性、電圧安定性、周波数維持の検討への影響とシミュレーションへの織り込み方法を整理する必要がある	再エネの模擬方法、導入量などを検討する

	実施日	公表内容
第1回検討会	H27.5.26	前提条件の検討と課題の抽出
—	H27.5.29	前提条件の公表
第2回検討会	H27.12.16	前提条件と課題の検討 a.想定需要 b.フリンジ分の確認
第3回検討会	H28.1.28	①前提条件と課題の検討 a.周波数低下限度 b.系統特性定数の確認 c.EPPSを考慮した運用容量の算出 d.同期安定性、電圧安定性での2回線2相3線故障の取り扱い e.再生可能エネルギーの考慮方法 f.架空送電線おける冬季の熱容量 g.長期計画の表示方法 ②運用容量を休日相当として扱う日
第4回検討会	H28.2.17	運用容量算出結果
—	H28.3.1	運用容量算出結果の公表
—	H28.3.15	年間空き容量の公表（システムでの公表）
—	H28.3.31	長期空き容量の公表（システムでの公表）

Ⅱ. 周波数維持要因で決まる運用容量

◆周波数維持要因で決まる運用容量の算出式

$$\text{運用容量 (MW)} = \text{想定需要 (MW)} \times \text{系統特性定数 (\%MW/Hz)} \times \text{周波数低下限度幅 (Hz)}$$

◆来年度以降の運用容量の算出に用いる周波数低下限度幅

- ・ J E C の “連続運転可能範囲” を元に設定。

⇒ 東北 : 50Hz - 連続運転可能限界値49.0Hz = 1.0Hz

中西地域 : 60Hz - (連続運転可能限界値58.8Hz + 常時運用管理幅0.2Hz) = 1.0Hz

◆広域機関の課題認識

- ・ 「周波数低下限度幅を広げられないか」

- ・ 検討の視点

… 例えば、「J E C の “運転可能範囲” を元に設定」や「常時運用管理幅を織り込まない」等。

⇒ 今後、「発電機の整定値の変更は可能か」、
「連鎖的解列の恐れがある自家発がどの程度存在するのか」等
について詳細を確認する。

<周波数維持が決定要因となっている連系線とルート断時に周波数が低下するエリア>

連系線	方 向	周波数が低下するエリア
東北東京間連系線	東北向き	東北
中部関西間連系線	関西向き	北陸、関西、中国、四国、九州
	中部向き	中部
北陸関西間連系線	北陸向き	北陸
中国九州間連系線	九州向き	九州
	中国向き	中部、北陸、関西、中国、四国

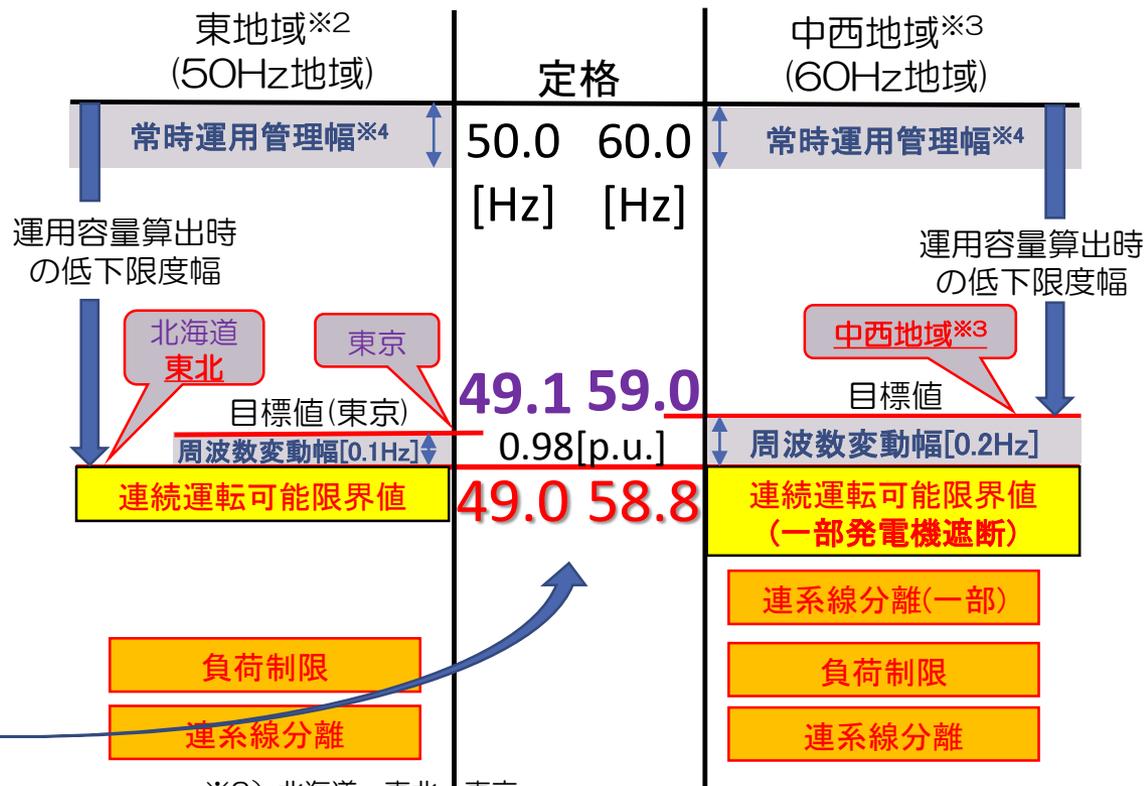
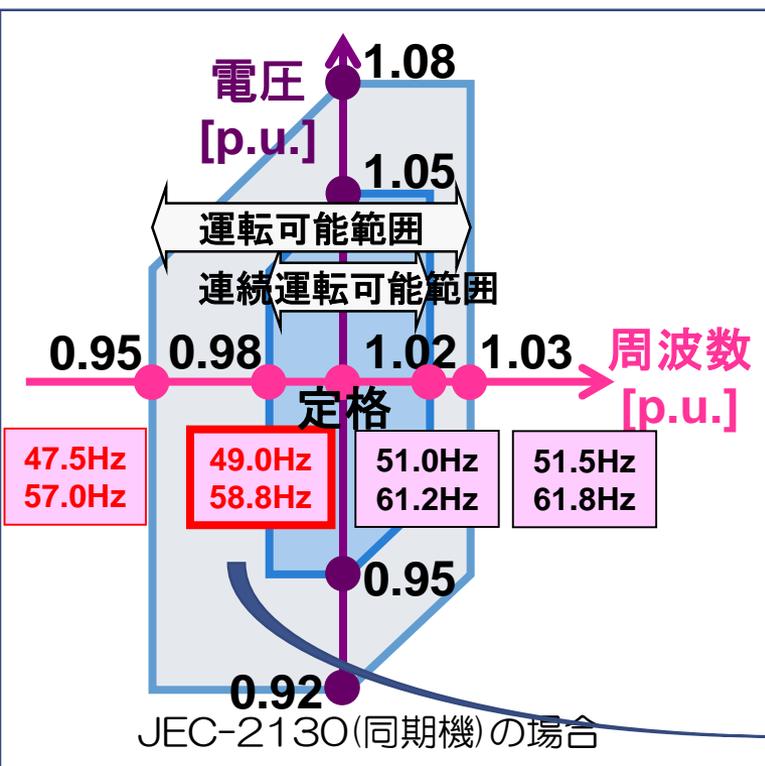
◆各エリア内での周波数低下限度の閾値は、JEC（電気規格調査会）で定められている連続運転可能限界値を基本としているが、周波数変動幅を考慮しているエリアもある。

北海道、東北 ⇒ 連続運転可能限界値

中西地域、東京 ⇒ 連続運転可能限界値 + 周波数変動幅*1

※1) 連続運転可能限界値を下回ると高圧連系や小規模の特高連系の発電機が解列し、更なる周波数低下を起こす恐れがあるため、周波数変動幅を考慮している。

凡例 エリア : 各エリア内での周波数低下の目標値



※2) 北海道、東北、東京

※3) 中部、北陸、関西、中国、四国、九州

※4) 常時運用管理幅 北海道：±0.3Hz、その他：±0.2Hz

◆連続運転可能限界値を下回った時の影響の調査結果

【東地域】

- a.東北、東京では連続運転範囲の下限を48.5Hzにしており、JECの連続運転可能限界値(49.0Hz)を若干下回る状況では**発電機の連鎖的解列には至らないと考えている。**
- b.48.5Hzを大幅に下回るような大規模な電源脱落に伴う周波数低下が進展する場合はリレーにより負荷制限を実施し広範囲の停電に至る。更に低下する場合は連系分離に至り大規模停電となるエリアも発生する。

【中西地域】

- a.発電機連系技術要件をJECの連続運転可能限界値(58.8Hz)としているエリアがあり、58.8Hzを下回ると保護リレーが動作するなど、**発電機が連鎖的に解列する恐れがある。**
- b.連鎖的に発電機が解列すると、更に周波数が下がり、連系線分離(一部)や負荷制限を実施し広範囲の停電に至り大規模停電となるエリアも発生する。

<各エリアの発電機連続運転可能周波数(各社の託送供給約款別冊系統連系技術要件より確認)>

	高圧(連続)		特高(連続)		備 考	特高(低下側時限条件付)		その他
	上昇側	低下側	上昇側	低下側		条件①	条件②	
北海道	-	<49.0>	50.5	48.5	運転限界周波数は51.5~47.0	-	-	
東北	<50.5>	<48.5>	50.5	48.5	佐渡は60Hzのため別途協議	-	-	
東京	<50.5>	<48.5>	50.5	48.5	運転可能周波数は51.5~47.5	48.5Hz (10分程度以上)	48.0Hz(1分程度)	UFRy整定値は47.5Hz
中部	60.5	58.5	60.5	58.5		-	-	
北陸	-	<58.8>	61.0	58.5		58.0Hz(60S)	57.0Hz(5S)	
関西	61.2	58.8	61.2	58.0	大容量G(30万kW以上)連続 (小容量Gは高圧と同じ)	57.0Hz(2S)大容量G		<(58.8Hz(1s))高圧、 小容量>
中国	-	<58.8>	61.0	58.5		57.0Hz(2S)	-	
四国	61.0	58.5	61.0	58.5		57.5Hz(60S)	-	
九州	-	<58.8>	60.5	58.5		58.0Hz(90S)	57.5Hz(45S)	

◆来年度以降の運用容量の算出に用いる系統特性定数

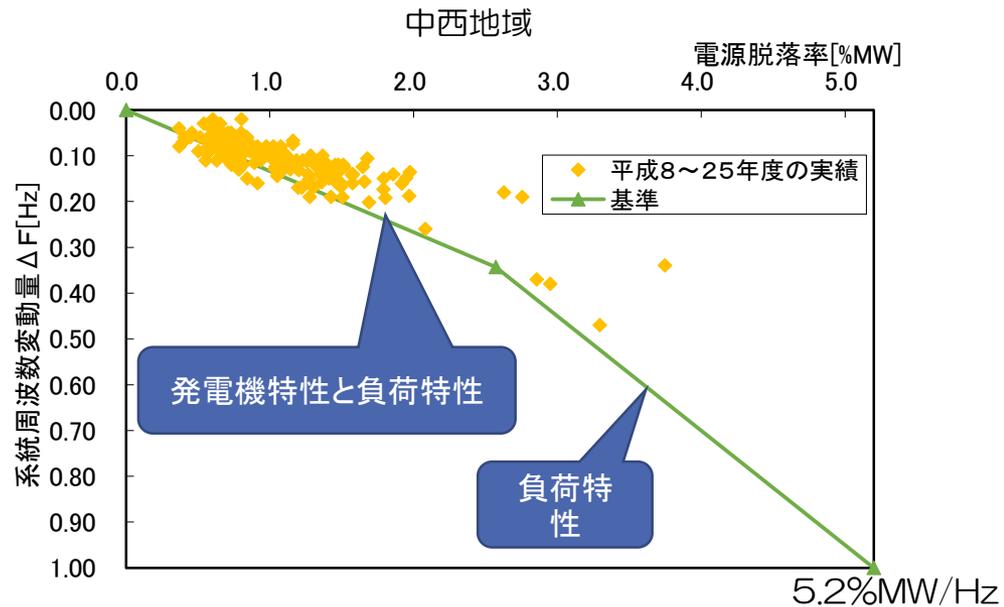
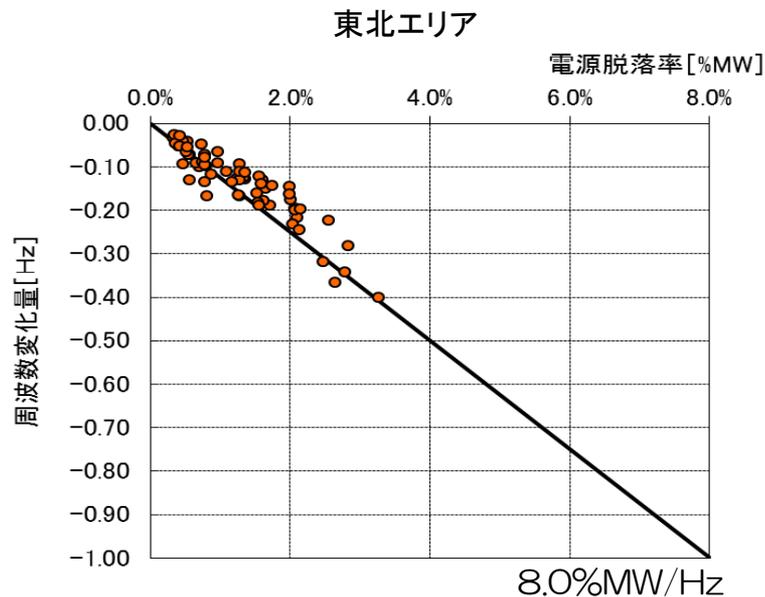
- ・これまで通り、東北エリアは8.0%MW/Hz、中西地域は5.2%MW/Hzを採用する。

◆これまでの系統特性定数

- ・東北エリアは、過去の実績より想定した8.0%MW/Hzを採用。
- ・中西地域は、H8年度に発電機特性を考慮したシミュレーションを実施、その結果より得られた5.2%MW/Hzを採用。

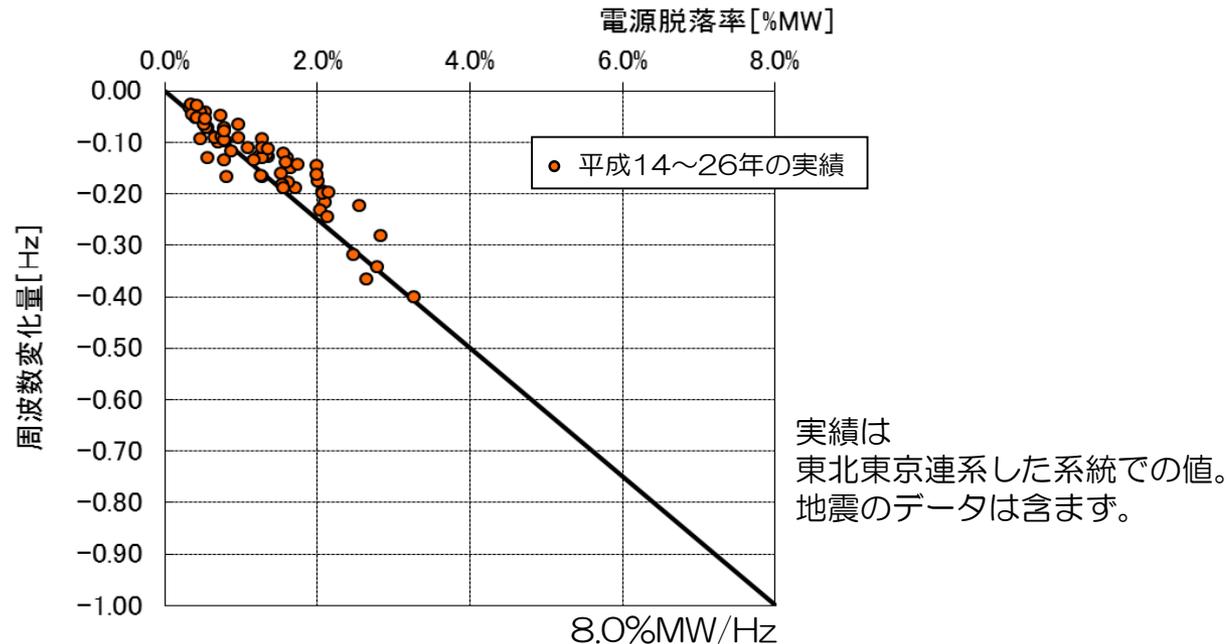
◆広域機関の課題認識

- ①「東北エリアも発電機特性を考慮したシミュレーションを実施すべきではないか」
 - ②「中西地域については、系統の現状を踏まえたシミュレーションを実施すべきではないか」
- ⇒ 来年度以降、広域機関で東地域の発電機特性を考慮したシミュレーションを実施する。
また、“調整力等に関する委員会”の作業会でシミュレーションを実施する予定であり、連携して検討を進める。



【東北エリア】

- 東北エリアの系統特性定数は8.0%MW/Hz。
- シミュレーションまでは実施しておらず過去の実績より想定。
…H14年度からH26年度の実績と比較しても大きくかけ離れた点は見当たらない。
- 周波数維持が決定要因となる連系線は、東北東京間連系線の東北向き（逆方向）のみ。



【参 考】

- 北海道エリアでは、北海道東北間連系設備（直流設備）の運用容量は熱容量で決まっているが、マージン算出時の周波数低下を求める際には6.0%MW/Hzを採用。
- 東京エリアでは、系統特性定数を用いて算出するのではなく、シミュレーションを実施。

【中西地域】

- 中西地域の系統特性定数は5.2%MW/Hz。
- H8年度に発電機特性を考慮したシミュレーションを実施。
電源脱落率が小さい範囲：発電機特性※1と負荷特性※2が働き、周波数の変化が緩やか。

電源脱落率が大きい範囲：負荷特性のみとなり、周波数の変化が急峻。

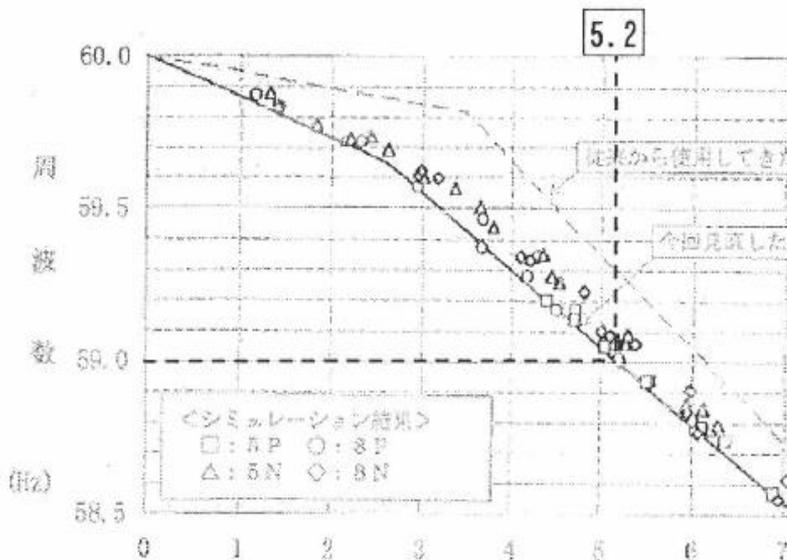
⇒ 途中で折れ曲がったグラフになる。

※1) 周波数が下がった場合に発電機が発電量を増やし、周波数を上げようとする“発電機特性”

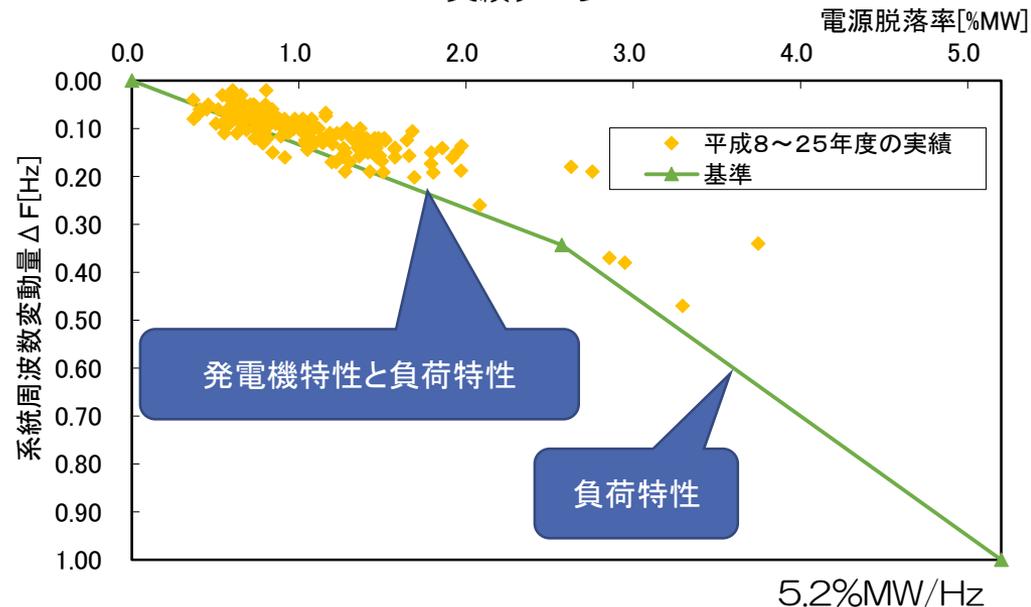
※2) 周波数が下がった場合に負荷が減少する“負荷特性”

- H8年度からH25年度の実績と比較しても大きくかけ離れた点は見当たらない。
(朝や昼休みの需要急増時は発電機の調整力を多めに確保しているため、グラフより上目に出ることがある)

シミュレーション結果



実績データ

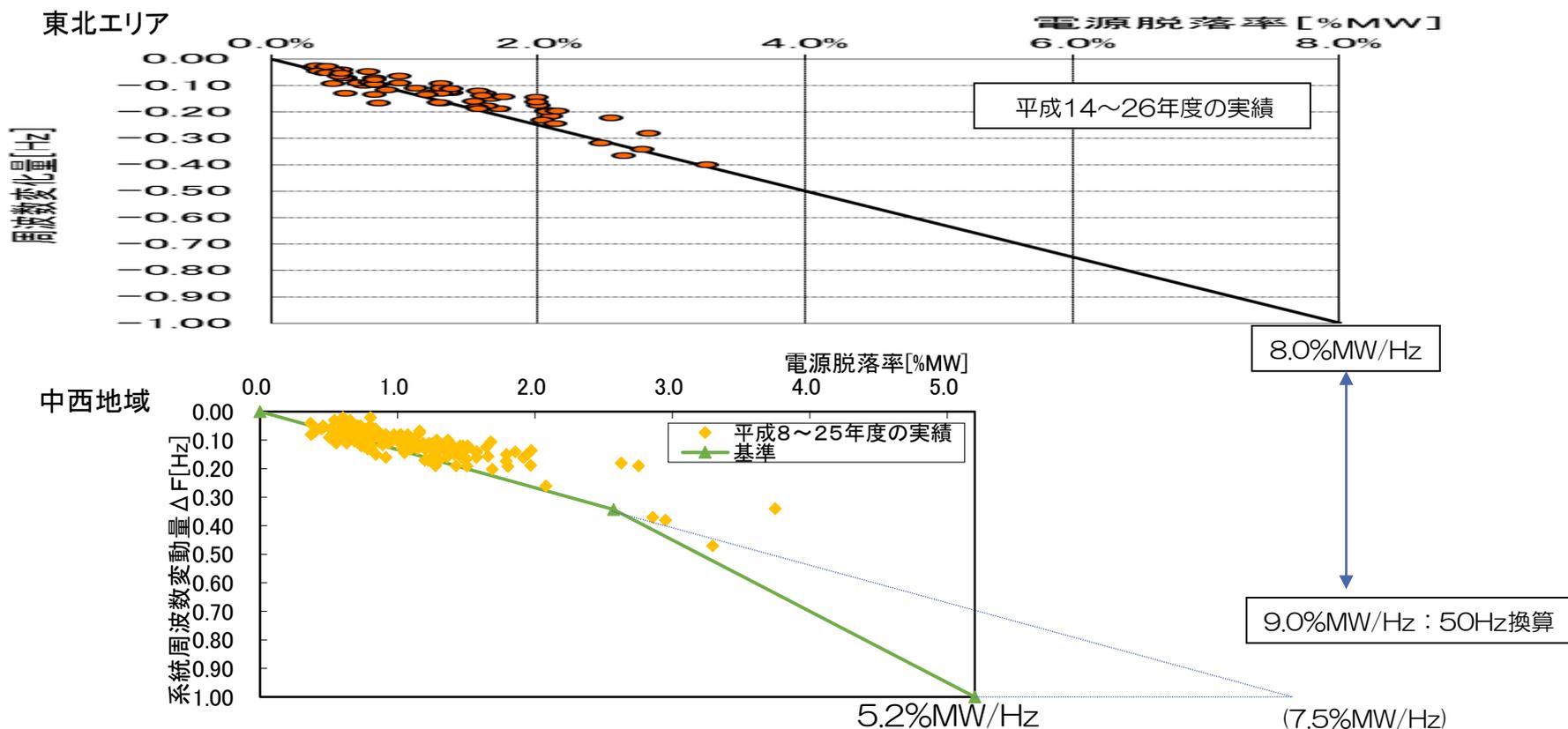


- ◆ 中西地域において発電機特性の限界を考慮しなければ、系統特性定数は約9.0%MW/Hzとなり、東北エリアの8.0%MW/Hzと大差ない。

＜算出の考え方＞

- 中西地域において発電機特性の限界を考慮しなければ約7.5%MW/Hz。
- 周波数の違いを考慮すると約9.0%MW/Hzとなる。

$$\text{換算式} : 7.5 (\% \text{MW/Hz}) \times 60 (\text{Hz}) / 50 (\text{Hz}) = 9.0 (\% \text{MW/Hz})$$



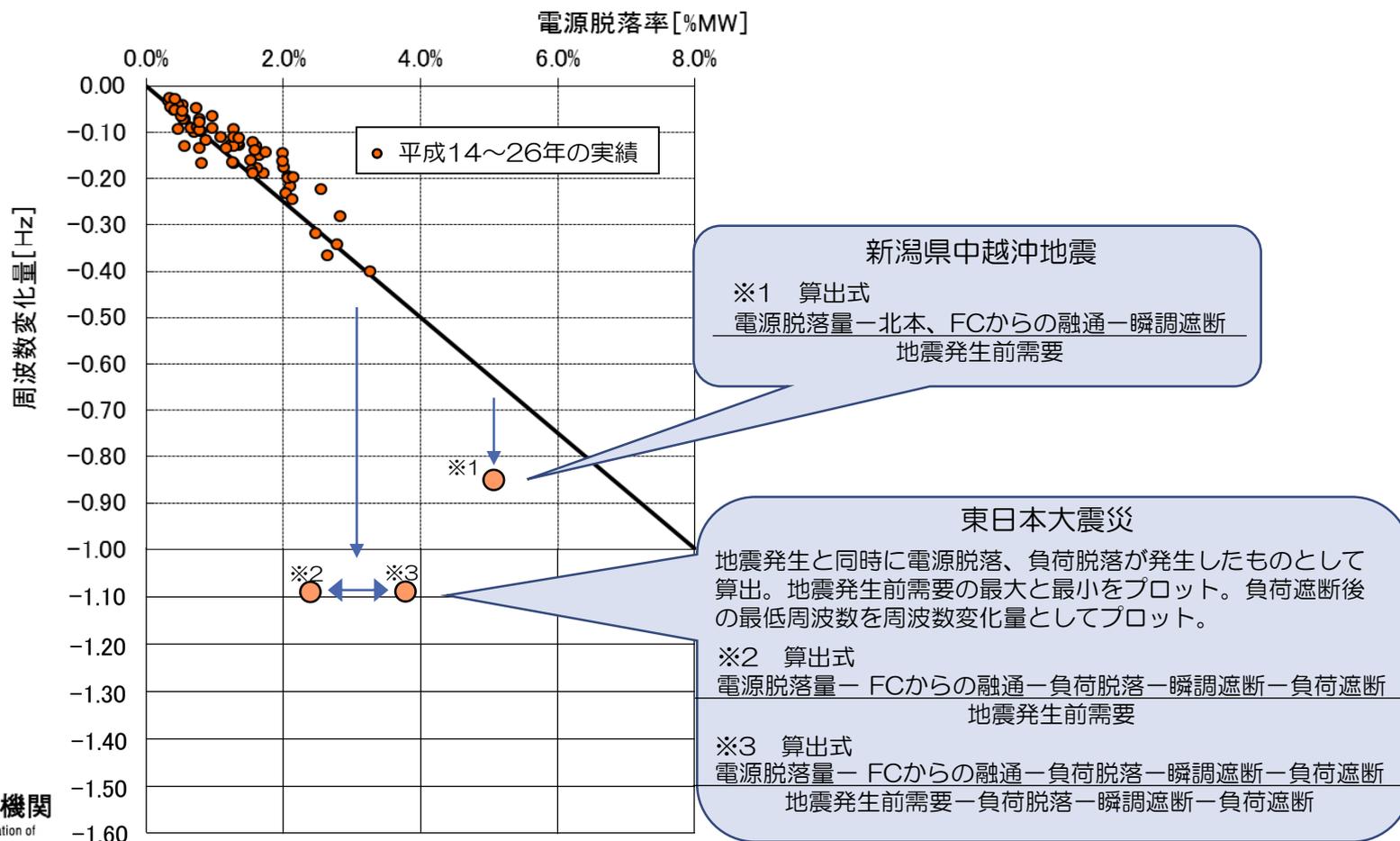
◆広域機関の課題認識

「シミュレーション等により、発電機特性の限界を考慮する必要があるのではないか」

a.過去に発生した震災時の系統特性定数をプロットすると、現在採用している系統特性定数のグラフより下側に点がある。

⇒ 中西地域のように途中で折れ曲がるグラフになるのではないか。

b.一方、震災は地震による需要の減少等の複雑な事象が絡んでおり、単純な比較は難しい。



- ◆今後、“調整力等に関する委員会”の作業会でシミュレーションを行なう予定。

GF 必要量の検討について

30

- 前回委員会において、仮に「負荷遮断の有無・規模」を指標として設定し、電源脱落時の周波数低下のシミュレーションを実施することを提案した。
- GF量は、並列されたGF機能を有する電源によって決まり、確保目安量を上回っている場合でも、周波数変動の抑制の観点から、原則、ロックせず運用されている。GF量の検討は、将来的に「GF機能を有する電源」が減少した場合にどのような影響が現れるのか、といった観点から、今後、全国で統一的な方法により検討する必要があると考えられる。当該検討にはシミュレーションが必要であり、今後設置する作業会にて、その環境整備について併せて検討することとしたい。
- 今年度については、システムの周波数特性に基づき、現状のGF確保の状況下における、電源脱落と周波数低下（及び負荷遮断等の影響）の関係を評価し、現状のGF確保の充足・不足の状況について確認することとしたい。

第5回調整力等に関する委員会資料より

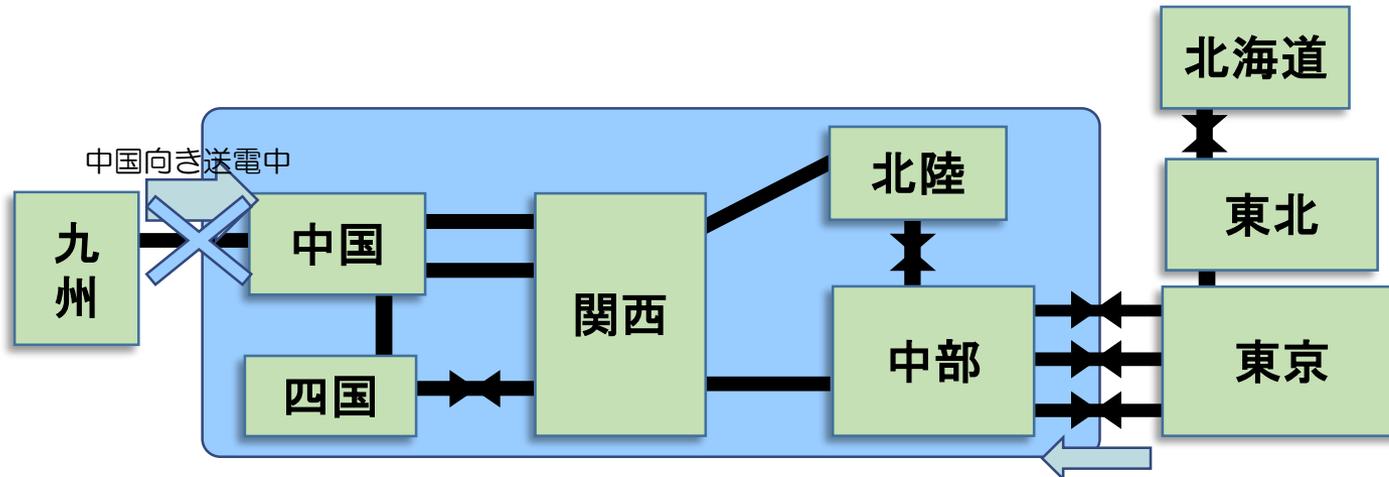
- ◆EPPS（緊急時融通装置）とは
 - ・東京中部間連系設備にある「周波数低下時に健全側より低下側へ融通を行なう装置」

◆広域機関の課題認識

- ・中国九州間連系線（中国向き）のルート断故障発生時、中西地域5社（中部・北陸・関西・中国・四国）の周波数が低下するが、EPPSにより東京エリアから融通されることを考慮すると周波数低下量は抑えられるため、
「その分だけ運用容量を上げることができるのではないか」

◆EPPSを考慮した運用容量の算出式

周波数維持の運用容量 (MW)
 = 想定需要 (MW) × 系統特性定数 (%MW/Hz) × Δf (Hz) + EPPS見込み量 (MW)



【留意事項】

- 中国九州間連系線は夏は熱容量で決まるため、すべての期間で運用容量が上がるわけではない。
- 東京中部間連系設備の作業時や故障時は運用容量を見直す必要がある。

- ◆中国九州間連系線（中国向き）運用容量算出時のEPPS（緊急時融通装置）考慮方法
 - ・平成28年度以降の運用容量算出方法は以下の通りとする。
 - ・実績等を踏まえ、必要に応じて見直すものとする。

結 論	考 え 方	
EPPS 1段（20万kW） の動作を考慮する （年間計画では 10万kWを見込む）	東京エリアの周波数がEPPS動作条件を満たす 確率は99.7%以上あり、EPPS 1段の動作は十分 期待できる。 ただし、実需要の下振れリスクを考慮して年間計 画での見込み量は10万kWとする。	【詳細検討①】 【詳細検討②】

◆今後の検討事項

- ① 1段動作までの時間遅れの影響（59.6Hzまで融通なし）
- ② 2・3段動作の可能性を踏まえた追加見込み量

参 考)

a. EPPS（緊急時融通装置）の動作条件

1) 60Hzエリアで周波数低下が発生し、50Hzエリアから融通する場合

周波数低下側：59.6Hz以下
健全側：49.9Hz以上

2) 50Hzエリアで周波数低下が発生し、60Hzエリアから融通する場合

周波数低下側：49.6Hz以下
健全側：59.9Hz以上

b. EPPS（緊急時融通装置）融通量

1段：20万kW（0.2秒後）
2段：30万kW（3.2秒後）
3段：10万kW（3.5秒後）

◆ E P P Sの動作条件である、健全側の東京エリアの周波数が49.90Hz以上滞在率は99.7%※1以上あり、1 段分（20万kW）の動作は十分期待できる。

※1）正規分布に置きかえた時の3σ以内である確率

（ 1 段分（20万kW）融通後の周波数は、需要や1 段動作時の東京エリアの周波数により変わるが、その時の東京エリアでの49.90Hz以上である周波数滞在率の分析がされていないため、2・3段分の織り込みについては今後検討する。）

< E P P S（緊急時融通装置）動作条件 >

a. 50Hz⇒60Hzへ融通

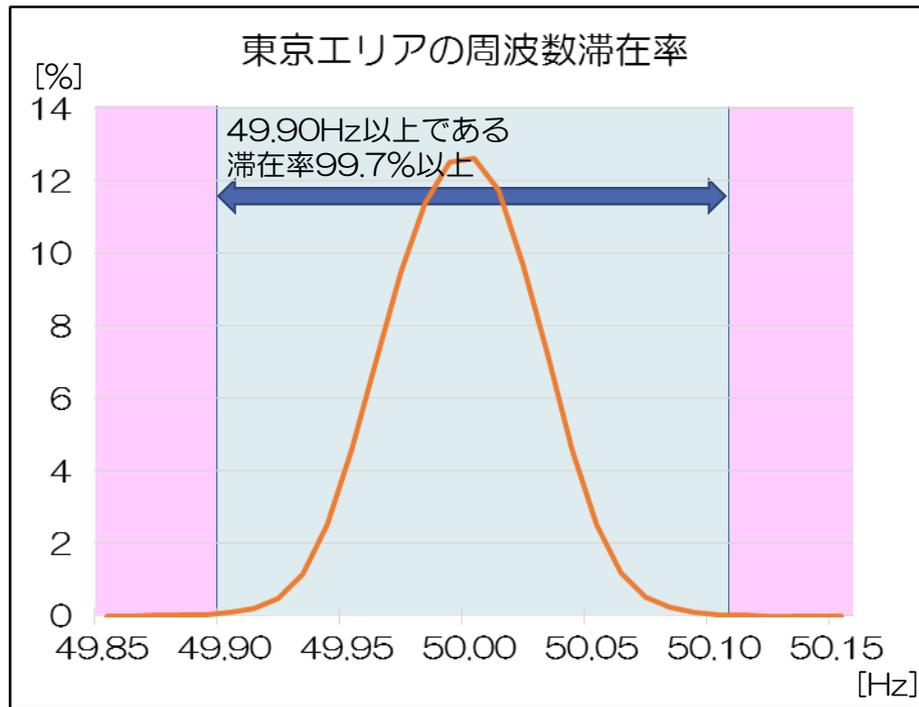
周波数低下側：59.6Hz以下
健全側：49.9Hz以上

b. 60Hz⇒50Hzへ融通

周波数低下側：49.6Hz以下
健全側：59.9Hz以上

< 東京エリアの50±0.1Hz以内 である時間滞在率 >

年 度	滞在率 (%)
平成26年度	99.84
平成25年度	99.83
平成24年度	99.91



◆EPPS 1 段(20万kW)を期待するが、実需給段階での需要の下振れリスク（10万kW）を考慮し、運用容量の年間計画では10万kWを見込む。

- 実需給段階での需要が下振れした場合のリスクを考慮。
- スポット市場締切り後、想定需要が下振れした場合の混雑処理を行う頻度を下げる。

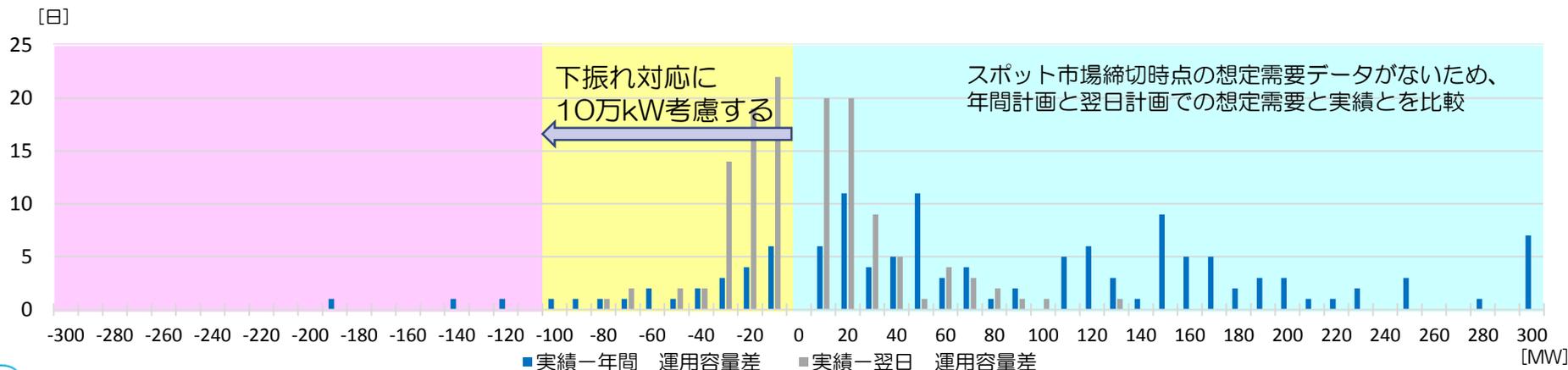
広域機関の混雑処理の基本的な考え

- スポット市場締切り後に混雑処理された場合の代替調達手段が時間前取引に限られる前日12:00～当日の混雑処理は可能な限り行わない。
- 週間計画以降スポット市場締切りまでは想定需要の見直しにより運用容量を下げることもある。

◆今後の検討事項

- EPPSが期待できない方向での下振れ対応方法を含め下振れリスクの考え方を整理する。(EPPSから考慮するのか、想定需要で考慮するのかなど)
- スポット市場締切り以降の需要の下振れ実績を確認し、来年度以降の下振れ対応に必要な量を検討する。

平成27年度の年間計画・翌日計画の運用容量と需要実績から算出した運用容量の差(休日夜間帯)



Ⅲ. 同期・電圧安定性要因 で決まる運用容量

◆同期・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

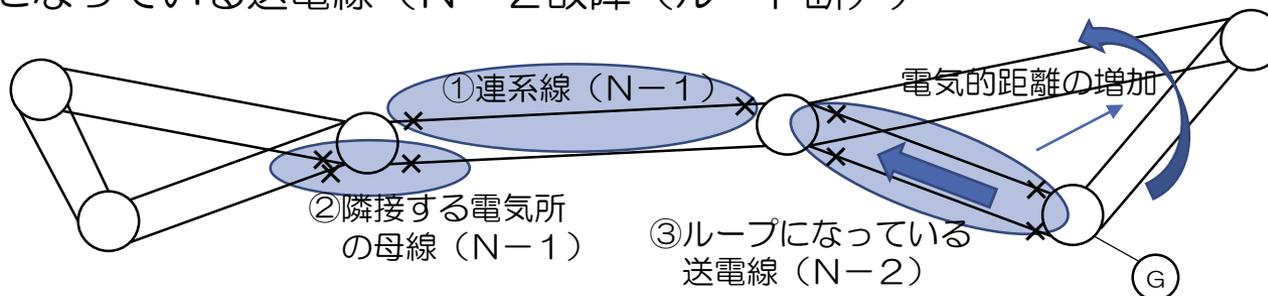
①連系線 (N－1 故障) ※1、※2

⇒ 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。

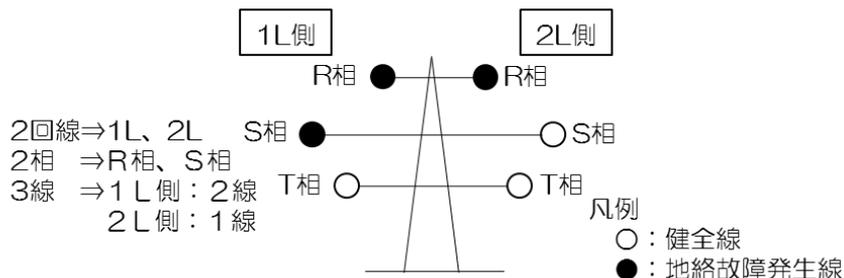
※2) 北陸エリアでは、2回線2相3線故障の頻度が比較的多く北陸関西間連系線では想定故障に含める。

※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。



◆ルート断故障は、連系線と同じ第一階級電圧で見れば10年で19件発生しており、“通常想定し得る範囲での故障”と言える。

H17~26年度（東京はH17~26年度上期）故障件数 / () 内はルート断件数

エリア (電発設備含む) [第一、第二階級電圧]	送電線				母線故障	
	N-1故障		N-2故障		N-1故障	
	第一階級電圧	第二階級電圧	第一階級電圧	第二階級電圧	第一階級電圧	第二階級電圧
北海道 [275kV、187kV]	39件	203(3 ^{※1})件	11(1+7 ^{※2})件	36(16+2 ^{※2})件	0件	1件
東北 [500kV、275kV]	58件	257件	4(4 ^{※2})件	23(1+2 ^{※2})件	0件	1件
東京 [500kV、275kV]	167件	222(2 ^{※1})件	11(1)件	50(10)件	7件	17件
中部 [500kV、275kV]	59件	63(11 ^{※1})件	13件	25(4+1 ^{※2})件	1件	6件
北陸 [500kV、275kV]	44件	64件	17(2)件	24(3)件	0件	3件
関西 [500kV、275kV]	166件	350件	11(2)件	57(14)件	3件	3件
中国 [500kV、220kV]	43件	186件	11(2)件	44(22)件	0件	0件
四国 [500kV、187kV]	8件	442(21 ^{※1})件	0件	27(8)件	0件	2件
九州 [500kV、220kV]	47件	310件	7件	39件	0件	2件
合計	631件	2097(37)件	85(19)件	325(83)件	11件	35件

※1) 1回線設備での故障

※2) 1回線が故障停止中に残り回線が故障停止し、ルート断に至った事象

◆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台事故及びループシステム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られ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。

◆広域機関の課題意識

- 再生可能エネルギーが年々増加しており、今後、同期・電圧安定性に影響を与えることが想定されるため、
 - 適切な算定断面の検討
 - 再生可能エネルギーの考え方、模擬方法等を長期的な課題と位置付け、検討を進める。

<現 状>

a.算定断面

1)同期安定性について

- 発電機台数が少なくなり、最も不安定となる傾向がある夜間帯での解析が中心。
- 夜間帯では太陽光は発電しておらず、影響は少ない。

2)電圧安定性については

- 太陽光が入ると見かけの需要が下がり、安定方向。

b.再生可能エネルギーの考え方、模擬方法等

- 供給電力または需要を減らして模擬。
 - …東北、東京は過去の実績値を元に、実態にあわせた発電量を想定。
 - …中西地域は、供給計画の最小5日平均発電電力を考慮。

<将 来>

a.算定断面

- 太陽光が増加すると、発電機台数が少ない断面が、現在の夜間から休日昼間帯にシフトする可能性がある。

IV. 熱容量要因で決まる運用容量

◆これまでの許容電流算出時の周囲条件（架空送電線部分）

- 周囲温度は一番厳しい夏季（40℃）の年間1断面。

<具体的な条件>

イ) 周囲温度 (T)	40℃ (夏季)
ロ) 最高許容温度 (T + θ)	150℃ (線種が鋼心耐熱アルミ合金より線の場合) θ は周囲温度に対する電線の温度上昇分 110℃ = 150℃ - 40℃
ハ) 風速 (V)	0.5m/s
ニ) 風向角 (ϕ)	45°
ホ) 日射量 (Ws)	0.1W/cm ²

◆今後の許容電流算出時の周囲条件（架空送電線部分）

- 周囲温度は夏季、冬季の年間2断面とする。
- 条件が整い次第適用する。

…検討が完了している東北東京間連系線、中国九州間連系線※1は、平成28年度以降の運用容量から適用。

※1 中国九州間連系線の運用容量の拡大は関西中国間連系線等の同期・電圧安定性に影響するため拡大時の同期・電圧安定性の確認を行ってから適用する。

【年間2断面化の狙い】

- 中国九州間連系線（中国向き）のH27年度の冬季の運用容量（周波数維持要因）は熱容量近くあり、今後、需要が増え、決定要因が熱容量となった場合、冬季の熱容量の算周囲温度を見直すことができれば運用容量が上がる可能性がある。
- 周波数維持要因で決まる運用容量を緊急時に拡大する場合、運用容量を上げられる可能性がある。

◆検討事項

【検討①】 冬季の温度、期間をどうするか

【検討②】 多導体送電線のスぺーサー間隔

◆今後の対応

- ・ スぺーサー間隔が制約になる連系線については、連系線の利用状況他を踏まえ、工事費等も考慮して実現の可否を検討する。

◆冬季の期間、温度について

- 連系線の両端エリアが冬季の期間は“冬季”、両端またはどちらかのエリアが夏季の場合は“夏季”とする。
- 冬季の温度が異なる場合は高い方を採用する。

〈各エリアの地内での冬季の期間と温度〉

エリア	夏季の期間	夏季の温度	冬季の期間	冬季の温度
東北	4～9月	40℃	10～3月	25℃
東京	4～10月	40℃	11～3月	25℃
中部	5～10月	40℃	11～4月	30℃
北陸	4～10月	40℃	11～3月	25℃
関西	5～10月	40℃	11～4月	25℃
中国	4～10月	40℃	11～3月	25℃
四国	5～10月	40℃	11～4月	25℃
九州	3～11月	40℃	12～2月	25℃

◆多導体送電線のスペーサー間隔

- 多導体の送電線はスペーサー※1間隔が夏の許容電流（定格電流）で設計されている場合が多く、これらの送電線では設計上、冬季の熱容量分の潮流を流すことができない。
- 空容量が少ない中国九州間連系線から優先的に「現設備で冬季熱容量分を流せないか」を検討した結果、319万kWまで流せることが確認できた。（制約なければ326万kW）
- 東京東北間連系線はスペーサー間隔の制約はなく、直列機器のCTの制約まで流せることが確認できた。

<架空送電線部分の熱容量>

連系線	夏季の期間	夏季の温度	夏季の熱容量	冬季の期間	冬季の温度	直列機器	スペーサー詳細確認	冬季の熱容量
東北東京間 (相馬双葉幹線)	4～9月	40℃	631万kW	10～3月	25℃	658万kW (CT)	済 (CTが制約)	658万kW
中部関西間 (三重東近江線)	5～10月	40℃	278万kW	11～4月	30℃	329万kW (CT)	要	
北陸関西間 (越前嶺南線)	4～10月	40℃	278万kW	11～3月	25℃	329万kW (CT)	要	
関西中国間	4～10月	40℃	278万kW	11～3月	25℃	329万kW (CT)	要	
中国四国間 (本四連系線)	4～10月	40℃	263万kW※2	11～3月	25℃	120万kW (ケーブル)	不要 (ケーブルが制約)	—
中国九州間 (関門連系線)	3～11月	40℃	278万kW	12～2月	25℃	329万kW (CT)	済 (スペーサー間隔が制約※3)	319万kW

- ※1) 2条以上の多導体の送電線で電線同士が混触しないように取り付けるもの
- ※2) 架空部分の熱容量。中国四国間連系線全体では120万kW（ケーブル部分）
- ※3) 制約解消の可否について今後検討

V. その他

- ◆東北東京間連系線（東京向き）の長期その他断面※について
 - 東北東京間連系線（東京向）のように空容量が少ない連系線では、第三年度以降の長期計画から第二年度の年間計画に変わるときに運用容量が下がり、混雑が発生することが懸念される。
 - 利用者の予見性を高めるため、第二年度に運用容量がさがることが事前にわかるように表示する。

- ◆周波数維持要因の連系線の長期その他断面※について
 - 中国九州間連系線（両方向）は、周波数維持要因で運用容量が決まっており、運用容量が下がる断面を表示している。
 - 他の周波数維持要因の連系線についても同様に表示する。
（対象となる連系線および方向：今年度公表している空容量から判断）
 - a. 東北東京間連系線（東北向き）
 - b. 中部関西間連系線（関西向き、中部向き）
 - c. 北陸関西間連系線（北陸向き）
 - d. 中国九州間連系線（九州向き）

※) 業務規程別表11-1の「最大需要時以外で空き容量が小さくなると予想される場合、その断面の値を併記することができる」によるもの。