

系統特性定数について

2024年8月29日

送配電網協議会

1. はじめに
2. 系統特性定数の現状について
 - ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
 - ② 需給制御について
3. 系統特性定数の使用例
4. 系統特性定数を用いずに運用している例
5. まとめ

1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

○ 第1回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年7月19日）において、2024年度以降の調整力調達の変化※1が、現在使用している系統特性定数の前提に影響を与える可能性が示唆されるとともに、その検討を進める必要性が示された。

※1 2024年4月の需給調整市場が全面運開に伴う全ての調整力の必要量の考え方の見直し、2025年度に始まる一次オフライン枠の議論など

○ 本日は、現状の**系統特性定数の考え方および使用例**、ならびに**特定の系統特性定数を用いずに運用している事例**について、ご説明いたします。

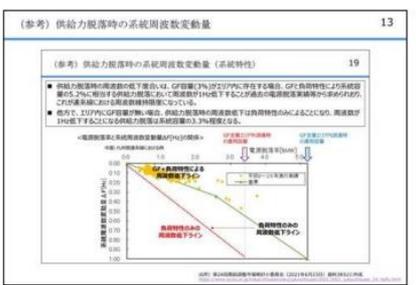
状況変化①（系統特性定数） 1 / 2

13

- 周波数要因で決まる運用容量においては、系統特性定数を用いて下記のとおり、運用容量を算出している。
 - 運用容量[MW] = 想定需要[MW] × 系統特性定数[%MW/Hz] × 周波数低下限度幅[Hz]
- 系統特性定数とは、電源脱落率[%MW]と周波数変化量[Hz]の関係から求める“1Hz低下する電源脱落率”を表しており、過去実績やシミュレーションにより算出された値を使用している。
- この系統特性定数の傾きは、周波数低下時に自端制御で出力上昇する発電機のガバナリー機能（以下、GF）が大きく関係しており、周波数の下がりは始めは発電機特性（GF）+ 負荷特性の傾きとなるが、一定程度周波数が低下すると負荷特性のみの傾きになると言われている。

運用容量への影響（平常時） 5

- 中西エリアの連系線の運用容量は、周波数変動幅の0.2Hzを考慮し周波数低下限度幅を0.8Hzとして、**連系線ルート断時においても周波数が59.0Hz以下にならないように算出している**。このため、連系線ルート断故障発生時には、周波数が59.0Hz付近まで低下する可能性がある。
- 以下に示す系統においては、運用容量の算出に負荷断は織り込んでいないが、負荷側UFRによる負荷断の周波数を59.1Hzとしたことにより、**連系線ルート断により周波数が59.1Hzまで低下した場合は、負荷側UFRが動作し負荷断に至る**。
- 中国九州間連系線（西方向）
- 北陸関西間連系線（西方向）
- 中国九州間連系線（西方向）
- 負荷断を回避するため、ルート断時に周波数が59.1Hz以下にならないよう運用容量を減少させることも考えられるが、負荷断に至る以下の条件を同時に満たす場合であり、極めて稀発症であることから**運用容量は見直しをしない**こととする。
 - ・ 種類別故障であるルート断が発生すること
 - ・ 故障発生直前の周波数が60Hzより0.1Hz以上低下していること

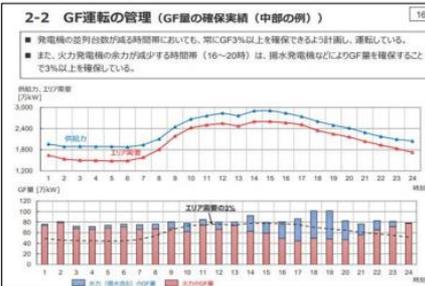


出所) 第31回需給調整市場検討小委員会（2022年8月19日）資料2
https://www.occto.or.jp/inai/choose/yoku/jukyuhouse/2022_2022_jukyuhouse_1_half.html

状況変化①（系統特性定数） 2 / 2

14

- 中西エリアにおける系統特性定数は、これまでGF3%程度の確保を前提として算出されているため、系統特性定数を維持するために、エリア需要の3%程度のGF容量を確保してきたところ。
- 他方で、2024年度からの一次調整力の平常時必要量は過去の応対実績から算出しているため、エリアによっては一次必要量（平常時必要量 + 緊急時必要量）がエリア需要の3%を下回る可能性がある。
- また、2025年度から一次オフライン枠が平常時対応に特化した形（応動要件が30秒に緩和）となり、異常時には対応できないことから、オフライン枠の導入量によっては系統特性定数への影響が懸念される。
- 上記を踏まえると、現在使用している系統特性定数の前提が変化している（今後変化する）可能性があることから、系統特性定数の見直し（系統分離時の運用に与える影響）等について検討を進める必要があると考えられる。



(補論) 今後の検討課題について（3 / 3） 45

- 他方で、2024年度以降、電源脱落（瞬時）に対応する調整力として確保する一次（GF）必要量の考え方において、系統特性定数を維持するための必要量の考え方がない（必要量は、仮に過去の応対実績や単機最大出力の電源脱落量を元に算出している）ことから、系統特性定数を維持するための必要量を下回る可能性自体は以前から懸念していたとも考えられること。
- この点、系統分離（N-2）自体が稀発症事故であること、一次（GF）は30秒間量確保を前提としていること、および、需給調整市場の需給調整において、N-2の事故が想定外であると考えられること、定常の需給調整定数で考えられるものの、事故発生時や事故発生後、系統特性を確保し、系統分離時の運用に与える影響や系統特性定数自体の見直し等について検討を進める必要があると考えられる。

出所) 第45回需給調整市場検討小委員会（2024年2月7日）資料3
https://www.occto.or.jp/inai/choose/yoku/jukyuhouse/2023/files/jukyuhouse_45_03.pdf

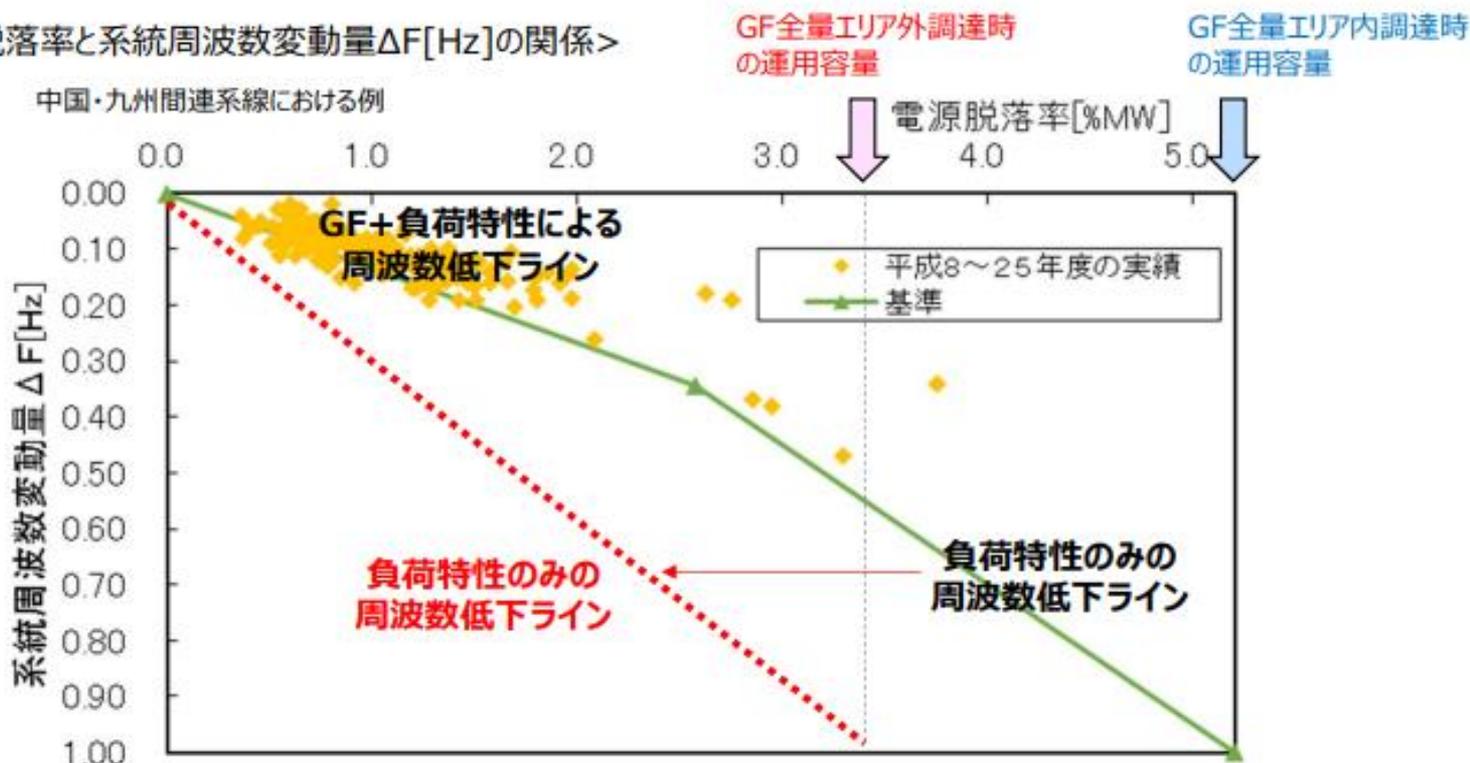
出展：第1回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 資料5



(参考) 系統特性定数とは

- 系統特性定数は、周波数変化量 [Hz] に対する電源脱落率 [%MW] で求められ、**周波数変化と電力量変化の関係性の指標**として、**周波数要因で決まる運用容量以外でも広く活用**している。
- 系統特性定数は、周波数低下時に自端制御で出力上昇する発電機のカバナフリー機能（以下、GF）が大きく関与し、周波数の下がり始めは『発電機特性（GF）+ 負荷特性』の傾きとなるが、発電機の運転余力を全部出し切ると『負荷特性』のみの傾きになると言われている。

<電源脱落率と系統周波数変動量 ΔF [Hz]の関係>



出展：2021年6月23日 第24回 需給調整市場検討小委員会 資料3

1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

系統特性定数の現状について（用途別一覧）

- **系統特性定数**は、おもに①**周波数制御**（電源・負荷脱落、連系線ルート断等の周波数変動事象の演算）と、②**需給制御**（中給システムにおける地域要求量（AR）の算出）に使用され、**それぞれ異なる値**を用いている。

周波数	エリア	①周波数制御 (連系線運用容量検討・系統安定化システム等)		②需給制御 (地域要求量 (AR))
		低下側	上昇側	低下側・上昇側
50Hz (東)	北海道	6.0%MW/1.0Hz	— (潮流限度をシミュレーションで算出しており、不使用)	0.6%MW/0.1Hz
	東北	固有の系統特性定数を用いずに運用		0.8%MW/0.1Hz
	東京			
60Hz (中西)	中部	3.5%MW/0.5Hz	10.0%MW/0.5Hz	1.0%MW/0.1Hz
	北陸	4.4%MW/0.8Hz	— (実潮流を元に電制制御)	
	関西		14.0%MW/0.6Hz	
	中国			
	四国		— (無制御潮流をシミュレーションで算出しており、不使用)	
	九州	5.2%MW/1.0Hz	7.5%MW/0.5Hz	

1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

北海道エリアの系統特性定数（周波数制御用）について

- **北本連系設備**は、連系設備の緊急停止もしくは単機最大電源脱落時に**北海道エリアの周波数が上昇・低下限度値以内**となるようマージンを設定している。
 - ✓ 順方向マージン（周波数上昇）
 - 電中研Y法により周波数上昇側の北本潮流限度を算出し、マージンを設定。
 - ✓ 逆方向マージン（周波数低下）
 - 系統特性定数と周波数低下限度からマージンを設定。
- 逆方向マージンを算出する際の系統特性定数については、GF分2.0%MW/1.0Hzと負荷特性4.0%MW/1.0Hzを織込んだ**6.0%MW/1.0Hz**を採用している。

(参考)北海道本州間連系設備に設定している各区分のマージン

【出典】第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 一部訂正 29
 (http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuinkai/files/chousei_jukyuu_12_04.pdf)

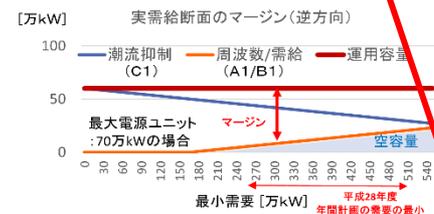
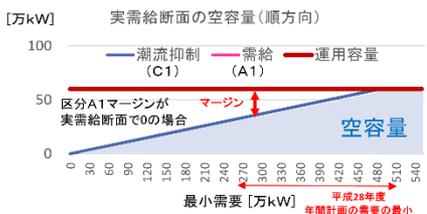
方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道→東北)	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流を差し引いた値	【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下 【算出方法】 電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 北本融通比率=北本潮流限度/(北本潮流限度+最小需要) から 北本潮流限度=0.11/(1-0.11)×最小需要 マージン=北本設備容量-北本潮流限度 ※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値 【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合) マージン=60万kW-0.11/(1-0.11)×345.8万kW=17.26万kW≒18万kW
	B2	東北・東京エリアで周波数低下が生じた場合に、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑えた上で、東北・東京エリアの周波数を回復するために、北海道本州間連系設備を介して東北・東京エリアへ供給する上での最大の電力の値 一第8回調整力等に関する委員会で廃止と整理	【算出方法】 マージン=系統定数×Δf(0.4Hz)×最大需要 【算出例】(長期計画断面の2017年度の例) 0.06×0.48×542万kW=12.99万kW=13万kW
	A1	東京エリアの系統容量の3パーセント相当の半量のうち、東京エリアが需給ひっ迫した場合において、北海道エリアから供給が期待できる値	【設定量】※実需給断面では、東京エリアの予備力見合いで減少(通常は0)。 5~9月: 50万kW or 3%の半量、1~5月、10~12月: 3%の半量の1/4
逆方向 (東北→北海道)	A1 B1	北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。	【目標周波数】: 49Hz以上 【算出方法】 マージン=最大電源ユニット出力-系統定数×Δf(1Hz)×最小需要 【算出例】(最小需要=345.8万kW、最大電源ユニット出力=94.1万kWの場合) マージン=94.1万kW-0.06×1×345.8万kW=73.352万kW≒60万kW(設備容量が上限)
	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値の方が大きい場合は、その値とする。	【目標周波数】: 49Hz以上 【算出方法】 マージン=北本設備容量-系統定数×Δf(1Hz)×最小需要 【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合) マージン=60万kW-0.06×1×345.8万kW=39.25万kW≒40万kW

【目標周波数】
過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下

【算出方法】

- 電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。
- 北本融通比率=北本潮流限度/(北本潮流限度+最小需要) から
- 北本潮流限度=0.11/(1-0.11)×最小需要
- マージン=北本設備容量-北本潮流限度
- ※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値

【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合)
マージン=60万kW-0.11/(1-0.11)×345.8万kW=17.26万kW≒18万kW



【目標周波数】: 49Hz以上

【算出方法】

- マージン=最大電源ユニット出力-系統定数×Δf(1Hz)×最小需要

【算出例】(最小需要=345.8万kW、最大電源ユニット出力=94.1万kWの場合)
マージン=94.1万kW-0.06×1×345.8万kW=73.352万kW≒60万kW(設備容量が上限)

【目標周波数】: 49Hz以上

【算出方法】

- マージン=北本設備容量-系統定数×Δf(1Hz)×最小需要

【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合)
マージン=60万kW-0.06×1×345.8万kW=39.25万kW≒40万kW

○ 中西系統の系統特性定数（周波数低下側）は、発電機特性（GF）および負荷特性を考慮し、改良Y法によるシミュレーションにより1996年度に算出したものを使用している。

(1)周波数低下時のGF発電機の応答

(a)GF応答特性

<試験結果>

- ・ 関西の試験結果について追加調査を行ったところ、GFで火力機の出力を5%程度変化させる場合、中低圧級の応動時定数は25秒程度となることがわかった。
- ・ 九州：新小倉5G、四国：坂出4号機において、周波数低下時のガバナ応動試験を実施した結果、関西での試験結果と同等の効果が得られた。上記の試験結果に基づき、シミュレーションにおいては、**火力機についてプラントモデル（主蒸気系、プラント制御系、給水・燃料制御系を模擬したもの）を追加し、電中研の協力を得てプラント定数を設定した。**

(b)GF容量

実績調査の結果より、3%MWのGF容量を確保できていることが確認できた。したがって、**GF容量を3%MWとしてシミュレーションを行った。**

(2)負荷特性（周波数）

過去より使用してきた周波数特性を採用
(1948年の英国における実証試験データを準用)

- ・ 周波数特性・・・2%MW/%Hz (**3.33%MW/Hz**)

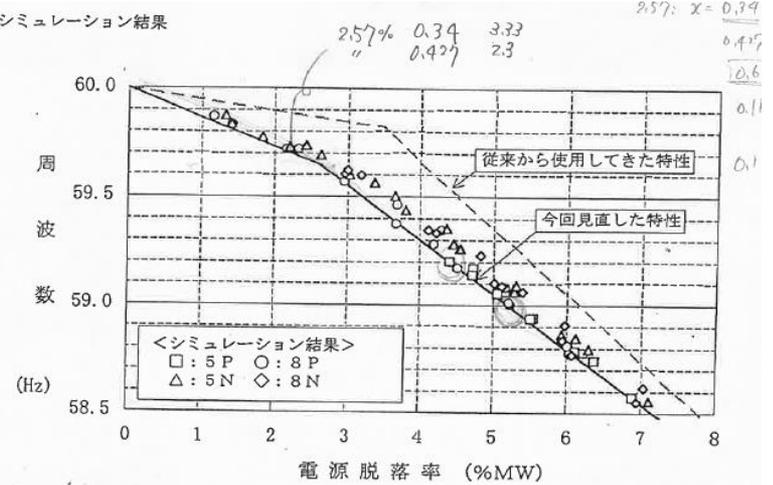
[%MW/%Hz]⇒[%MW/Hz]の変換について

[60Hz系の変換] :60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

$$\frac{2.0[\%MW]}{1[\%Hz]} = \frac{2.0[\%MW]}{\frac{1}{100} \times 60[Hz]} = 3.33[\%MW/Hz]$$

1996年度、中西 6 社大の技術検討資料（抜粋）

1. シミュレーション結果

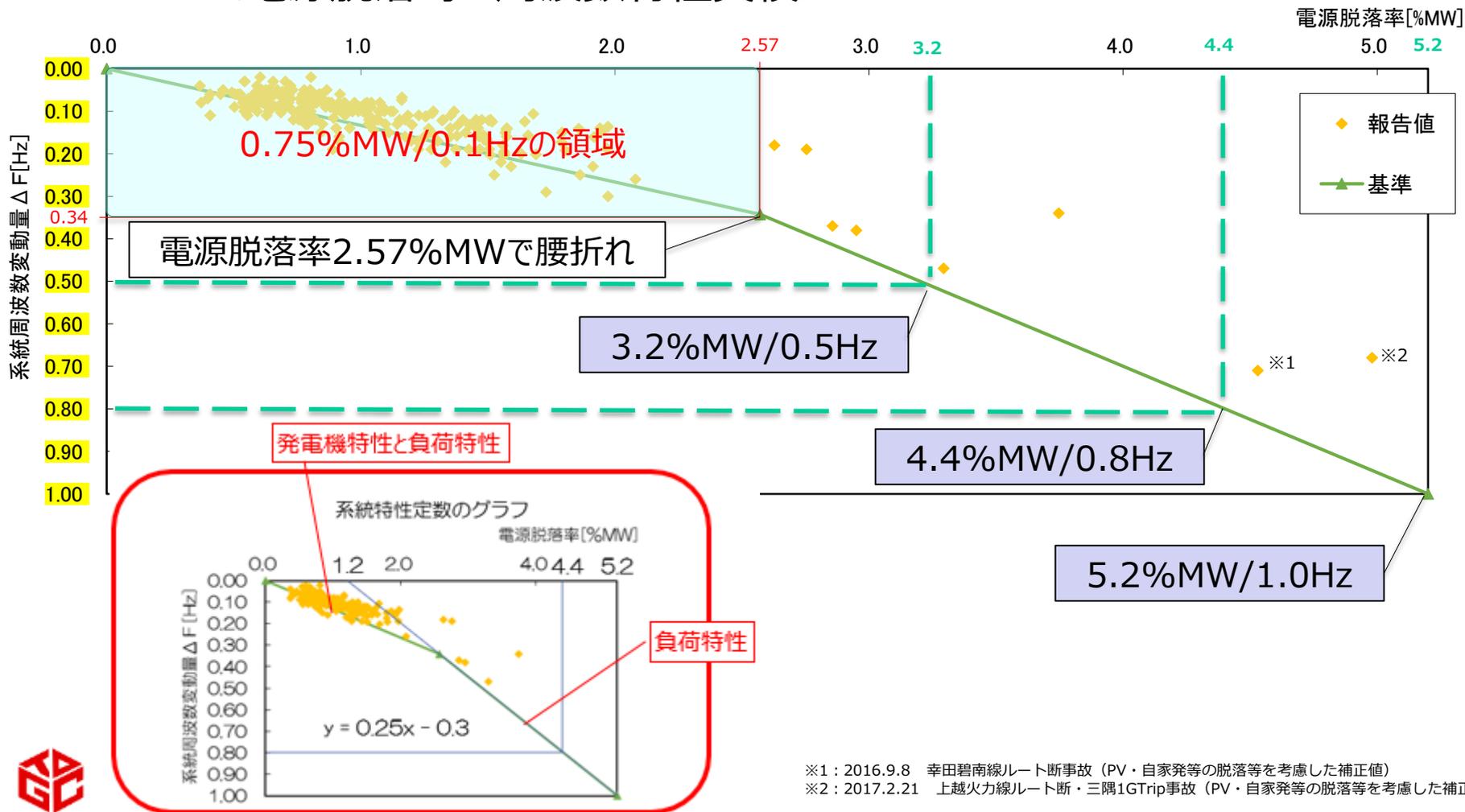


	採用値	根拠
GF応動特性	ガバナ応動試験結果（5%変化/25秒）を基にプラント定数を設定	関西・九州・四国でガバナ応動試験を実施
GF容量	3%MW	実績調査
負荷特性（周波数特性）	3.33%MW/Hz	従来通りの定数（1948年にイギリスで実施された負荷特性把握試験結果による）



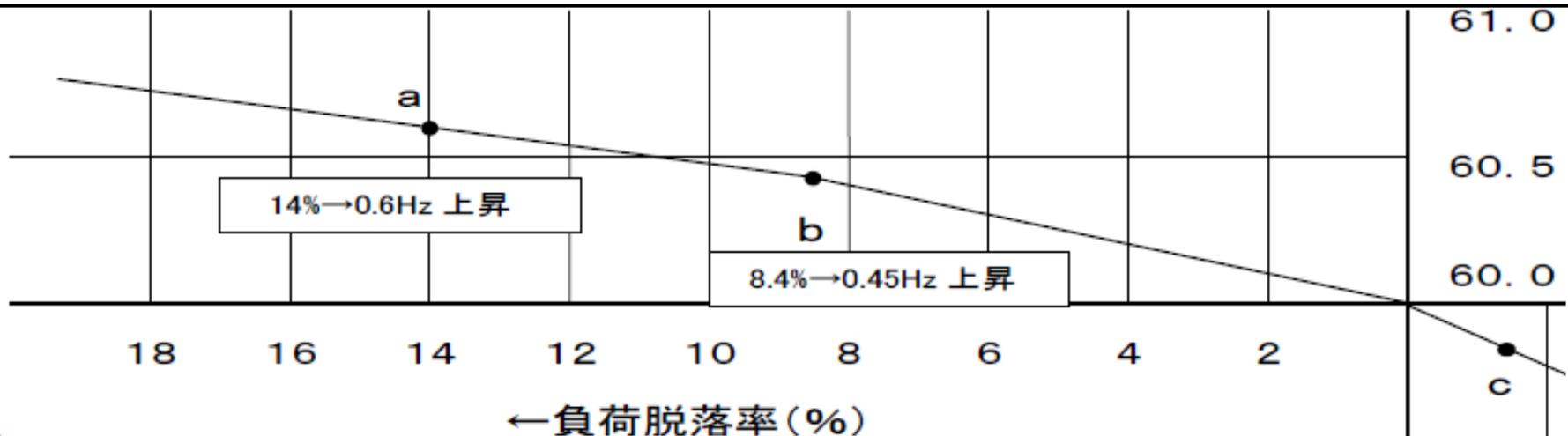
○ 1996年度以降、電源脱落時の周波数特性実績との比較による分析を継続しており、現在に至るまでおおよそ**基準値通りであることを確認**している。

＜電源脱落時の周波数特性実績＞ 1996～2024年度 中西系統電源脱落事故実績



中西系統の系統特性定数（周波数上昇側）の根拠

- 周波数上昇側の系統特性定数は、周波数上昇側の事故実績が極めて少ないことから、仕上がり周波数を基準として、過渡分のオーバーシュート0.4Hzを見込み、定めたものと推定。
（事故実績の多い周波数低下側は過渡分をシミュレーションで模擬し系統特性定数を設定、事故実績で評価）
- 具体的には、エリア間の連系分離防止（61.0Hz※）を目的として、オーバーシュート0.4Hzを考慮して周波数上昇側の仕上がり目標値は『60.6Hz』とされた。
※：会社間連系線分離周波数61.0Hz-1s：三重東近江線、越前嶺南線
- また、簡易シミュレーションにて仕上がり周波数が60.6Hzとなる負荷脱落率を算出した結果、14%MWとなったため、周波数上昇側の系統特性定数は『14%MW/0.6Hz』とされた。
- 14%MWの負荷脱落が発生すれば、過渡的に61.0Hzまで上昇することを意味するため、エリア間連系線の周波数上昇限度値の算出においても14%MWを使用している。



周波数上昇側特性 関西社内資料より

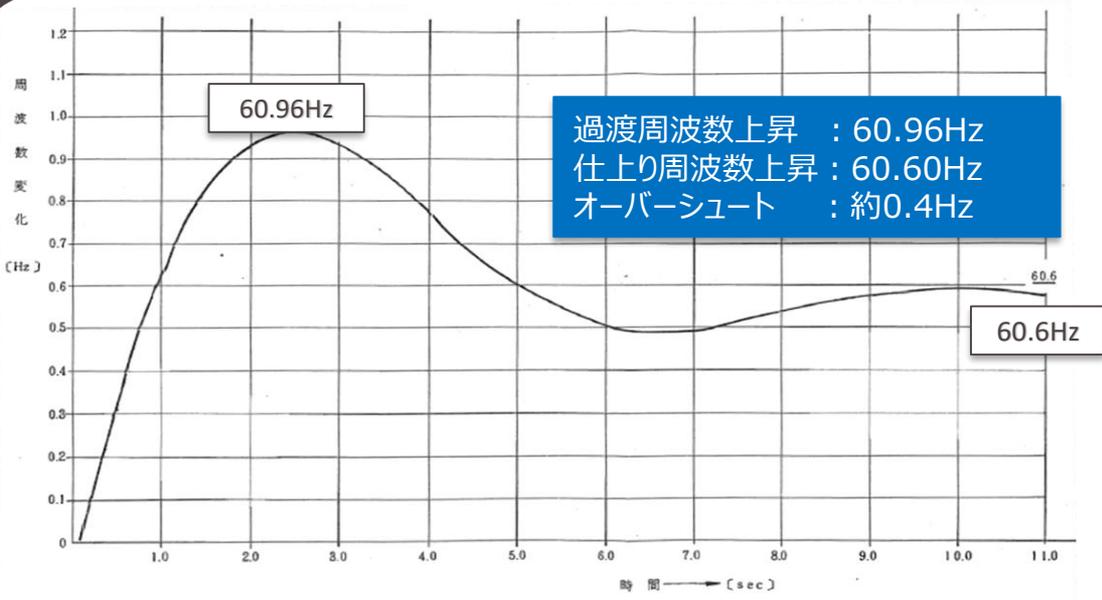
(参考) 周波数上昇側のオーバーシュートについて

- 1979年（昭和54年）に発生した関西地内の送電線ルート断故障（若狭幹線山）により、『北陸エリアの系統』と『関西エリアの一部系統（美浜系）』を合わせて単独系統となり、仕上がり周波数は60.6Hzまで上昇した。
- また、この際のオーバーシュートが約0.4Hzであった。



【1979年（昭和54年）当時の系統】

【事故時の周波数上昇側実績】



中西系統の系統特性定数（周波数制御用）について

- **エリア間連系線**は、**N-2故障時に故障後の各系統の周波数が上昇・低下限度値以内**となる連系線潮流を定め、**運用容量**の制約条件の一つとしている。
 - ✓ 周波数制約となるエリア間連系線
 - ・ 三重東近江線（中部－関西）
 - ・ 越前嶺南線（北陸－関西）
 - ・ 本四連系線（中国－四国）
 - ・ 関門連系線（中国－九州）
 - ※ **50Hz系統は、N-2故障で連系分離とならないため、周波数維持面の制約はない。**
- **低下側**は、前述の**5.2%MW/1.0Hz**の特性より導いた定数を採用している。
- **上昇側**は、前述の**14%MW/0.6Hz**のほか、**エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となりうるエリア**において、**個々の系統に応じた考え方を採用**している。

エリア	低下側	上昇側
中部	3.5%MW/0.5Hz（⇒P.14参照）	10.0%MW/0.5Hz（⇒P.15参照）
北陸	4.4%MW/0.8Hz	仕上がり周波数を60Hzとし、連系線潮流相当を電制御するため上昇側の系統特性定数を定めていない
関西	4.4%MW/0.8Hz	14.0%MW/0.6Hz
中国	4.4%MW/0.8Hz	14.0%MW/0.6Hz
四国	4.4%MW/0.8Hz	仕上がり周波数が60.3Hzとなる無制御潮流をシミュレーションで算出（⇒P.16参照）
九州	5.2%MW/1.0Hz	7.5%MW/0.5Hz（⇒P.17参照）

P. 9,10参照

P.11参照

- 中部エリアの周波数低下側の系統特性定数は、中西系統の系統特性定数（P.9）と同等の特性（0.5Hz点において3.2%MW）を用いている。
- ただし、安定化装置の装置制約から0.5%MW単位で設定値を入力する必要があった経緯により、運用容量算定に用いる周波数低下側の**系統特性定数は『3.5%MW/0.5Hz』**とし、単独系統時に系統が維持できるよう**制御目標値を『59.5Hz』**としている。
- エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となる場合は、系統安定化装置が上記系統定数を用い周波数低下を0.5Hz以内に抑えるために必要な量を負荷制限する。

運用容量算定で用いる系統特性定数（中部エリア低下側）

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（4） 65

- ⑥ 想定故障
 - 中部関西間連系線2回線停止

⑦ 系統の周波数特性

	関西以西・北陸	中部
周波数低下側	4.4%MW/0.8Hz	3.5%MW/0.5Hz
周波数上昇側	14.0%MW/0.6Hz	10.0%MW/0.5Hz

<判定基準>

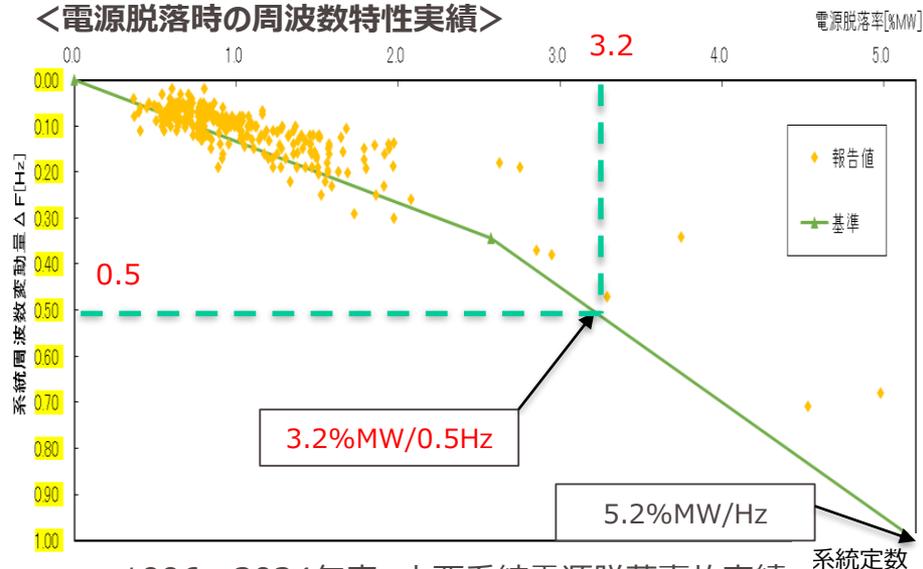
- 中部の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西・北陸の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

		68												
		【75kW】												
		1月			2月			3月						
中部関西間連系線	平日	朝間	49	42	61	91	102	前年04 後年79	57	前年70 後年70	89	104	77	前年02 後年07
		夜間	82	69	76	94	102	前年100 後年91	90	前年96 後年95	110	127	125	前年104 後年94
	休日	朝間	28	24	33	60	77	前年71 後年47	33	前年39 後年42	62	70	45	前年40 後年39
		夜間	61	50	52	70	81	前年61 後年72	69	前年82 後年85	104	114	104	前年80 後年76
		【75kW】												
		○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日												
連系線名称	断面	GW	益	年末年始				GW	益	年末年始				
中部関西間連系線	特別日	朝間	18	79	59				休日相当	4:30~5:2	8:16			
	朝間	46	83	106	特別日	5:9~5	8:13~15	12:30~1:3						

※1 平日は休日及び特別日を除く日（休日及び特別日明けの夜間帯のうち5:00~8:00を除く）とする。
 ※2 休日または特別日明けの夜間帯のうち5:00~8:00は、休日または特別日の夜間帯の運用容量とする。
 ※3 3月（3月、9月、11月前夜半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち5:00~8:00は、毎月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

系統安定化装置で用いる系統特性定数（中部エリア周波数低下側）

<電源脱落時の周波数特性実績>



1996~2024年度 中西系統電源脱落事故実績



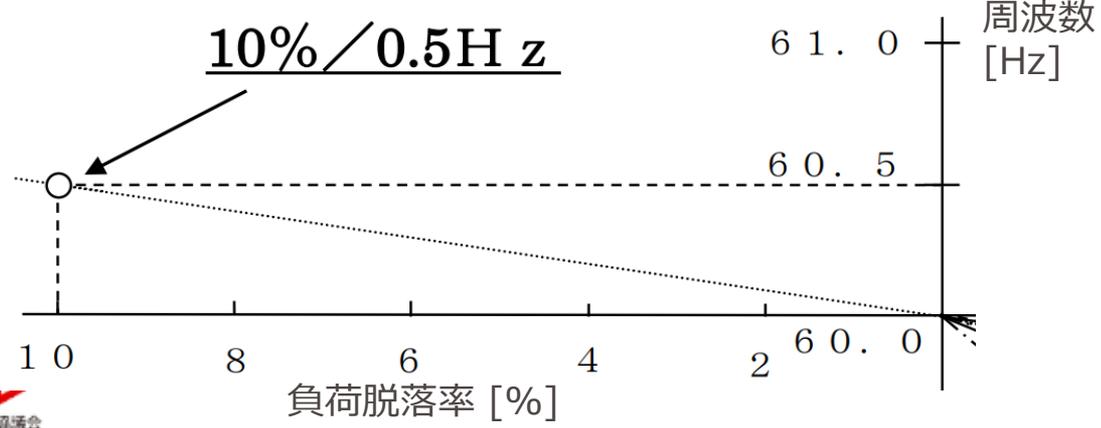
系統特性定数（周波数制御用）（【中部】周波数上昇側）

- 中部エリアでは、参考にできる周波数上昇に至る事故実績記録がないものの、揚水しゃ断に係る検討などにより周波数上昇側の系統特性定数を『10%MW/0.5Hz』としたと思われる。
- また、発電所等が安定運転を維持できる限度値を60+0.5Hzと想定し、単独系統となった際にも系統が維持できるよう、系統安定化装置による周波数上昇時の制御目標値を『60.5Hz』としている。
- エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となる場合は、系統安定化装置が上記系統特性定数を用いて、周波数上昇を0.5Hz以内に抑えるために必要な量を電源制限する。

中部電力PG 託送供給等約款 別冊3系統連系技術要件（特高）から抜粋

イ 連続運転可能周波数
 連続運転可能周波数は、58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

周波数上昇側（中部エリア）の系統特性定数



○ 四国エリアは、最過酷想定（軽負荷）時に連系線分離した際の周波数が、火力プラントの安定運転可能な範囲として60.3Hzとなる無制御潮流をシミュレーションで算出し管理している。

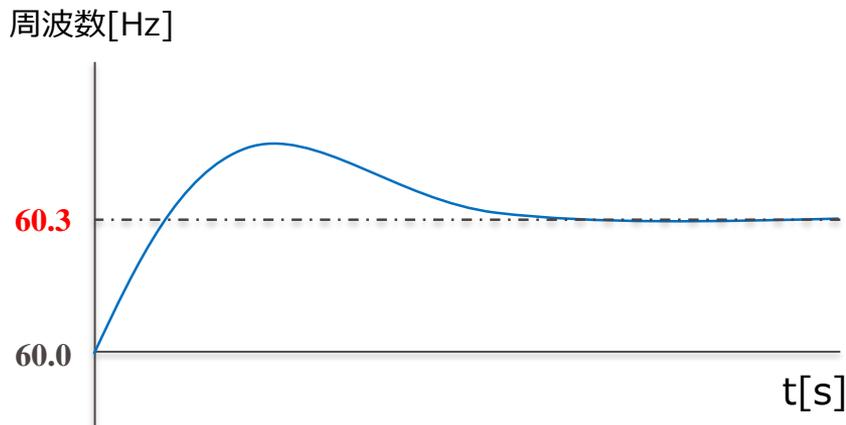
2016.9.16 運用容量検討会資料1-2より内容抜粋

- 四国系統の周波数上昇
無制御潮流に抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量を考慮する。

無制御潮流（20万kW¹）+抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量

1) シミュレーションにより算出（2016年度第3回運用容量検討会）

○イメージ

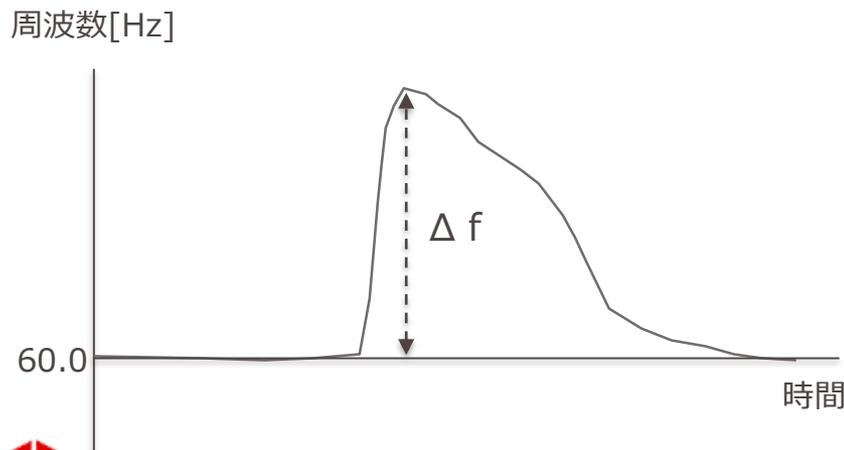


	中国四国間連系線
方向	逆方向（中国向）
周波数上昇エリア	四国
無制御潮流の算出方法	シミュレーションで算出
周波数上昇限度値	60.3 Hz
周波数上昇限度値の考え方	四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度値

系統特性定数（周波数制御用）（【九州】周波数上昇側）

- 九州エリアの複数の火力機において、高周波数運転時に、タービン翼の共振現象により、過大な応力が発生し、損傷にいたる虞があるため、長時間運転可能周波数の許容限度値を設計上60.5Hzとしていたことから、**九州エリアの周波数上昇限度値は60.5Hz**を適用している。
- 1993年（平成5年）の九州エリア単独時の実測データ（系統容量、周波数上昇値など）から、周波数上昇側の系統特性定数を算出した結果、『**7.5%MW/0.5Hz**』となった。
- エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となる場合、系統安定化装置が上記系統特性定数を用いて、周波数上昇を0.5Hz以内に抑えるために必要な量を電源制限する。

【九州エリア単独時の周波数上昇実績】



【系統特性定数の算出式】

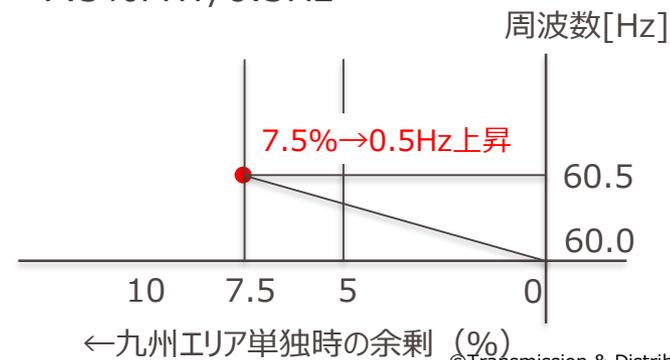
$$\Delta f = 1 / K \times \Delta P / \text{系統容量} \times 100$$

K：系統特性定数
 ΔP ：九州エリア単独時の余剰（MW）

ΔP 、 Δf 、系統容量は**九州エリア単独時の実測データ**より

$$K = \Delta P / \Delta f / \text{系統容量} \times 100$$

$$= 7.5\% \text{MW} / 0.5 \text{Hz}$$



1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

- 需給制御においては、需給変動が生じ、周波数偏差が生じた場合に均衡状態へ戻すために必要な地域要求量を算出し、その値が「零」になるよう発電出力の制御を実施している。
- **地域要求量（AR）** は、各社が採用している周波数制御方式によって異なる※が、いずれも**系統特性定数**を用いて算出している。

17 【参考】地域要求量（AR：Area Requirement）について



※北海道、東京：FFC制御
東北及び中西地域：TBC制御

- 60Hz地域では、エリア内で需給変動が生じた場合、変動が生じたエリア内の発電機出力を調整し、基準周波数を維持している。

- 需要変動(ΔP)と、エリア需要(P_A)と周波数偏差(Δf)の積は、次式のとおり比例関係にある。

$$\Delta P = -K \cdot P_A \cdot \Delta f \quad (K: \text{系統定数})$$

FFC制御の
AR算出式

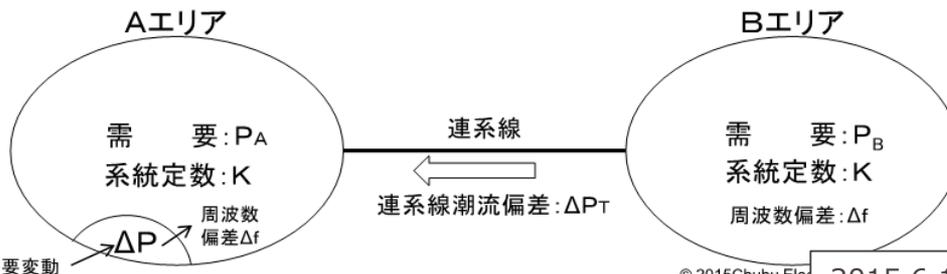
- 下図において、Aエリアで需要変動(ΔP)が生じ、周波数偏差(Δf)が生じた場合、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量を、地域要求量(AR)と呼んでいる。

- 連系系統において、Aエリア内の需要変動(ΔP)により、周波数偏差(Δf)および連系線潮流偏差(ΔP_T)が生じた場合の、Aエリアにて必要な調整量(AR)は、周波数偏差および連系線潮流偏差を「零」に戻すために必要な量の合計となる。

$$AR = -K \cdot P_A \cdot \Delta f + \Delta P_T \quad (= \Delta P)$$

TBC制御の
AR算出式

- 中央給電指令所は、常時ARを監視し、その値が「零」になるよう発電出力の調整を行っている。



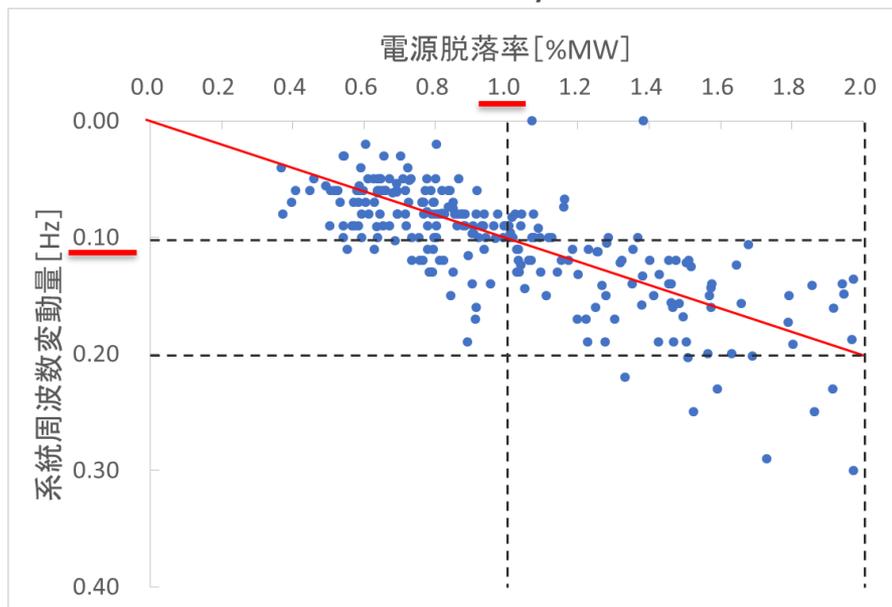
- 各社※¹の中給システムでは、電源脱落やガバナカット試験などの実測結果を基に、**同期エリア毎に同じ値を系統特性定数として設定**※²している。

※ 1：北海道エリアは周波数制御用（低下側）と同様の考え方により『0.6%MW/0.1Hz』を採用している。

※ 2：負荷脱落のみの実測結果が少ないため、上昇側は低下側と同じ値を使用している。

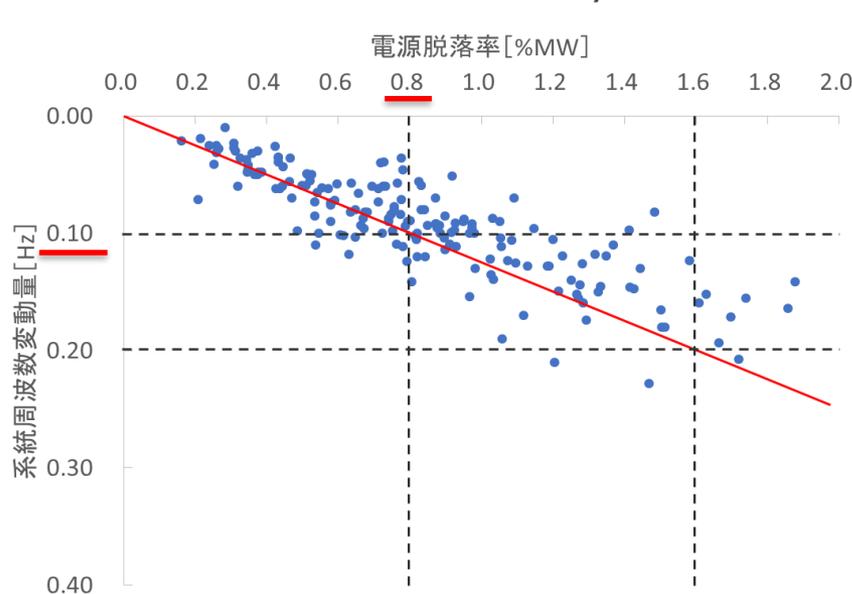
- 概ね周波数品質は維持できているが、引き続き実績を蓄積し、必要に応じて見直していくことが合理的と考えられる。

<中西エリア：1.0%MW/0.1Hz>



1996~2019年度中西地域電源脱落事故実績

<東北東京エリア：0.8%MW/0.1Hz>



2008~2018年度東地域電源脱落事故実績

1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

○ 系統特性定数は、前述した連系線運用容量検討や地域要求量(AR)の算出以外においても、**幅広く活用**している。

No.	使用用途	50Hz		60Hz
		北海道	東京東北	中西
①	安定化装置の 制御量演算	特定の電源脱落 事象時の制御 必要量算出	-	特定の電源脱落 事象時の制御 必要量算出 【関西事例紹介】 (⇒P.23参照)
②	需給ひっ迫時の 緊急制御	-	-	需給安定化システム 【関西事例紹介】 (⇒P.24参照)
③	地内電源線の 運用容量算出	-	-	一部電源線に適用 【関西事例紹介】 (⇒P.25参照)

系統特性定数の使用例 (①【関西】安定化装置の制御量演算)

- 関西エリアでは、エリア内の電源脱落事象に対する周波数維持を目的に系統安定化装置 (BSS) を設置している。
- BSSは、特定の電源脱落事象に対する制御量の演算に、系統特性定数『**4.4%MW/0.8Hz**』を用いている。

系統安定化装置 (BSS) 演算概要

4.4%MW/0.8Hz

制御判定閾値 $P_a = K\Delta f \times a \times P_o$

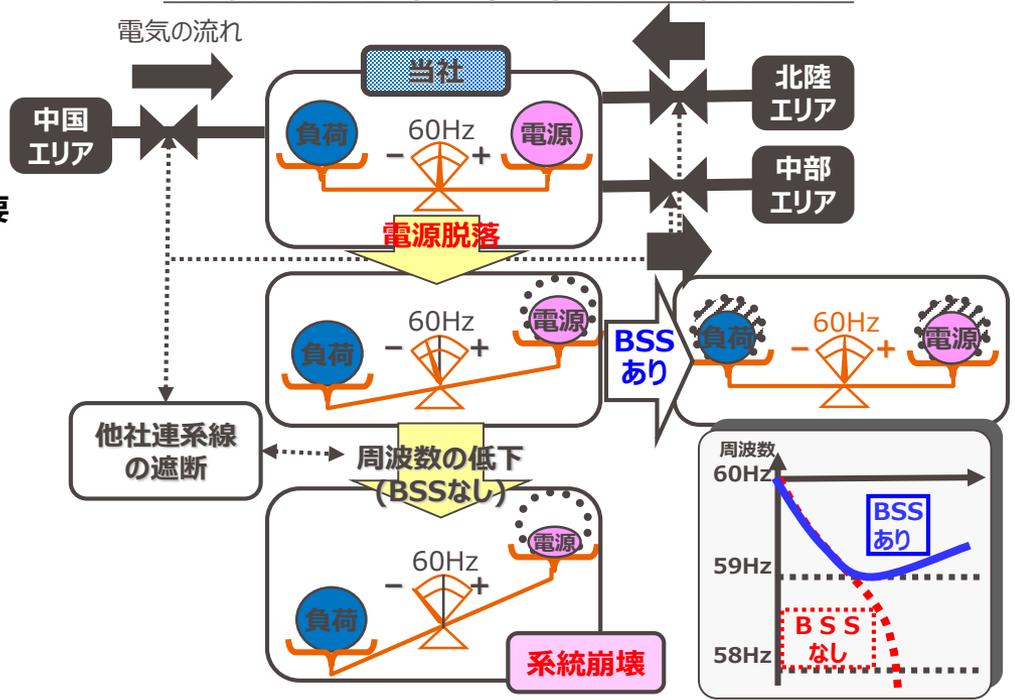
系統定数 $K\Delta f$
系統倍数 a
エリア需要 P_o

制御量 $PL = \frac{PG - P_a}{1 - K\Delta f}$

電源脱落量 $PG - P_a$
系統定数 $1 - K\Delta f$

電源脱落時の周波数低下幅を0.8Hz以内に抑えるよう、系統定数を設定

系統安定化装置 (BSS) による周波数維持の概要



BSSの制御によって電源と負荷のバランスをとり系統を安定維持



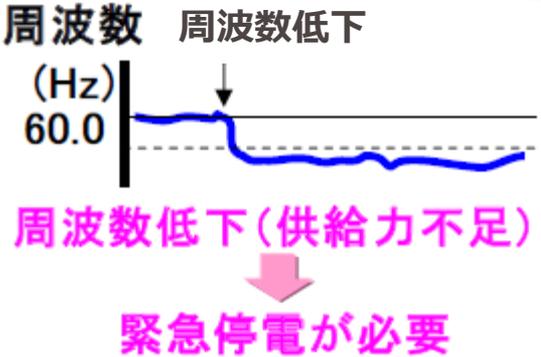
系統特性定数の使用例 (②【関西】需給ひっ迫時の緊急制御)

- 関西エリアでは、需給ひっ迫時の供給力不足による、継続的な周波数低下に備え、需給安定化システム (CSS) の一機能として、緊急制御機能を有している。
- この演算には系統特性定数として負荷特性の『**3.3%MW/1.0Hz**』を使用している。
(周波数低下の継続により、発電機GFは使い切った前提として、負荷特性のみで演算)



周波数低下・予備力状況等の系統状況により制御実施を判定

緊急制御要否判定



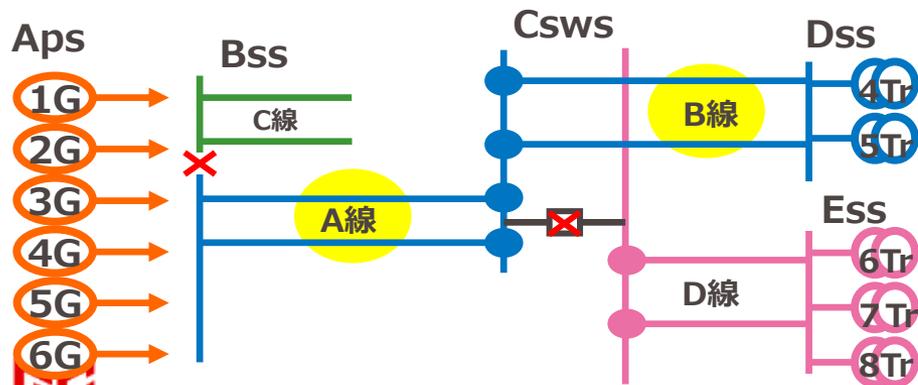
演算概要

$$\text{需給ギャップ} = \text{系統容量 (MW)} \times \text{系統定数 (\%MW/Hz)} \times \text{周波数偏差 (Hz)} \times 0.01$$

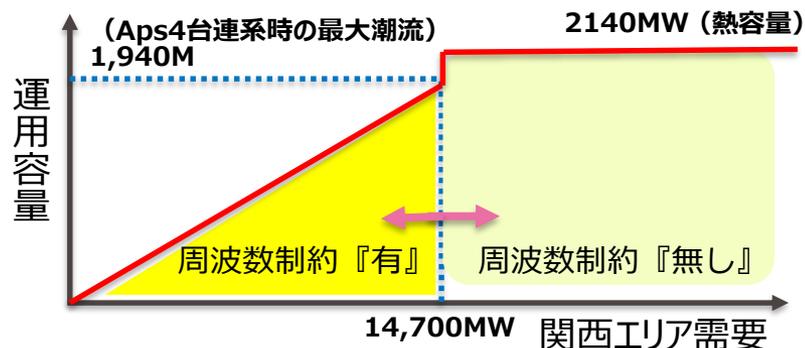
$$\text{制御量 (MW)} = \text{需給ギャップ (MW)} - \text{予備力 (MW)}$$

- 関西エリア内の一部の電源線は、系統特性定数を使用して運用容量を算出している。
- 具体的には、下図の青色で示した線路（A線、B線）には最大4台の発電機が連系されるため、N-2事象（ルート断）で最大1,940MWが脱落する。この時の周波数が59.2Hzとなるエリア需要を系統特性定数『**4.4%MW/0.8Hz**』を用いて逆算すると14,700MWとなる。したがって、エリア需要が14,700MWを下回る時は、当該線路の運用容量を周波数制約有として運用している。

- 関西エリア需要が約14,700MW(≒1,940MW÷3÷0.044)以上の時は59.2Hzに至らない
 - 最大電源脱落量 : 1,940MW (N-2事象 最大電源4台脱落)
 - 換算係数 : 3 (関西エリア容量と中西エリア容量の比率)
 - 周波数低下限度 : 59.2Hz (59.1HzのUFR動作に至らない)
 - 系統特性定数 : **4.4%MW/0.8Hz**
- A線、B線の運用容量は、関西エリア需要 × 3 × 4.4%(MW)とする。



A、B線運用容量



1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

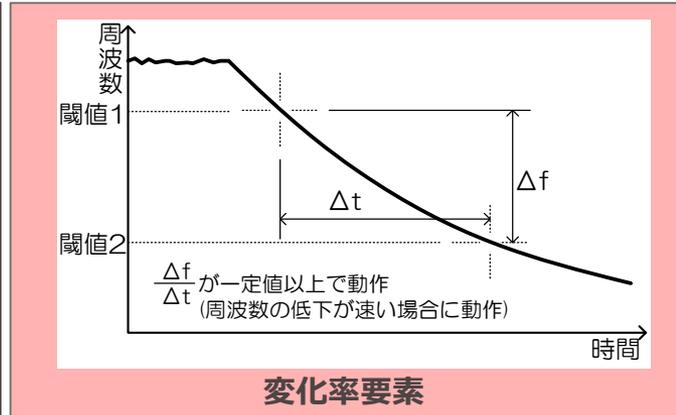
4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

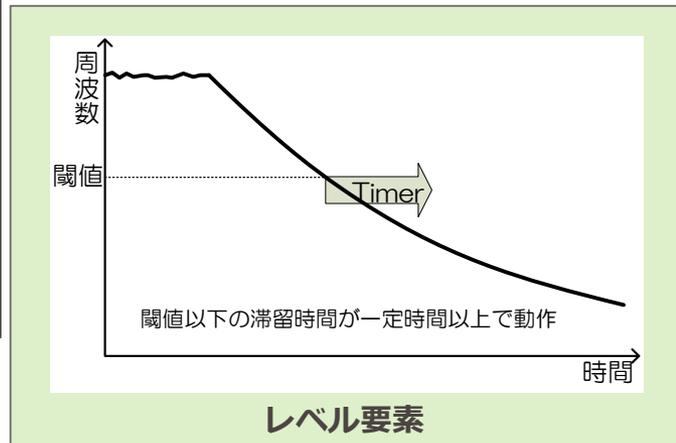
系統特性定数を用いずに運用している例【東京・東北エリア】

- 東北・東京エリアでは、周波数維持を目的とした安定化制御についてはUFRにより対応。
- このUFRは、周波数の低下速度によって動作する変化率要素方式と、周波数レベルと滞留時間の組み合わせ（以下レベル要素）の二つの方式を採用しており、実需給時点での**動作判定要素に系統特性定数は使用していない。**

<UFRの動作要素>



変化率要素



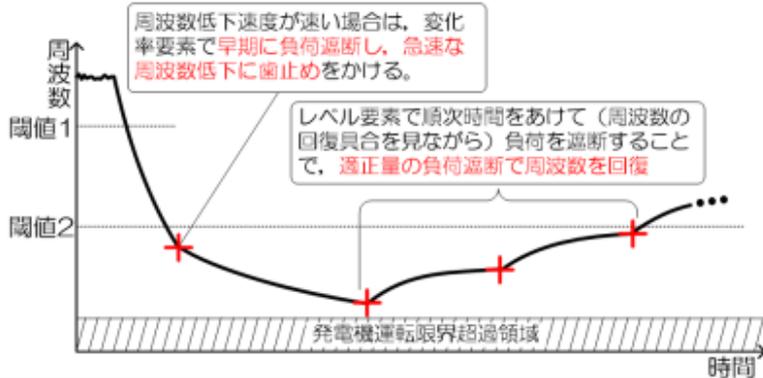
レベル要素

◆ 変化率要素とレベル要素の特性を考慮し、以下の組合せで周波数の回復を図る

- ① 周波数低下が速いケースでは、**変化率要素**により急速な周波数低下に歯止めをかける
 - 変化率要素は早期の動作が可能（タイマによる待ち時間なし）
 - × ただし、適正な遮断量を確定することはできない。
- ② **レベル要素**で、時間間隔をおいて順次負荷を遮断していくことで、適正量の負荷遮断で、確実な周波数回復を図る

○ 周波数の回復具合によって順次負荷遮断することで、適切な遮断量での周波数回復が可能

× ただし、タイマ待ち時間があるため動作は遅れる

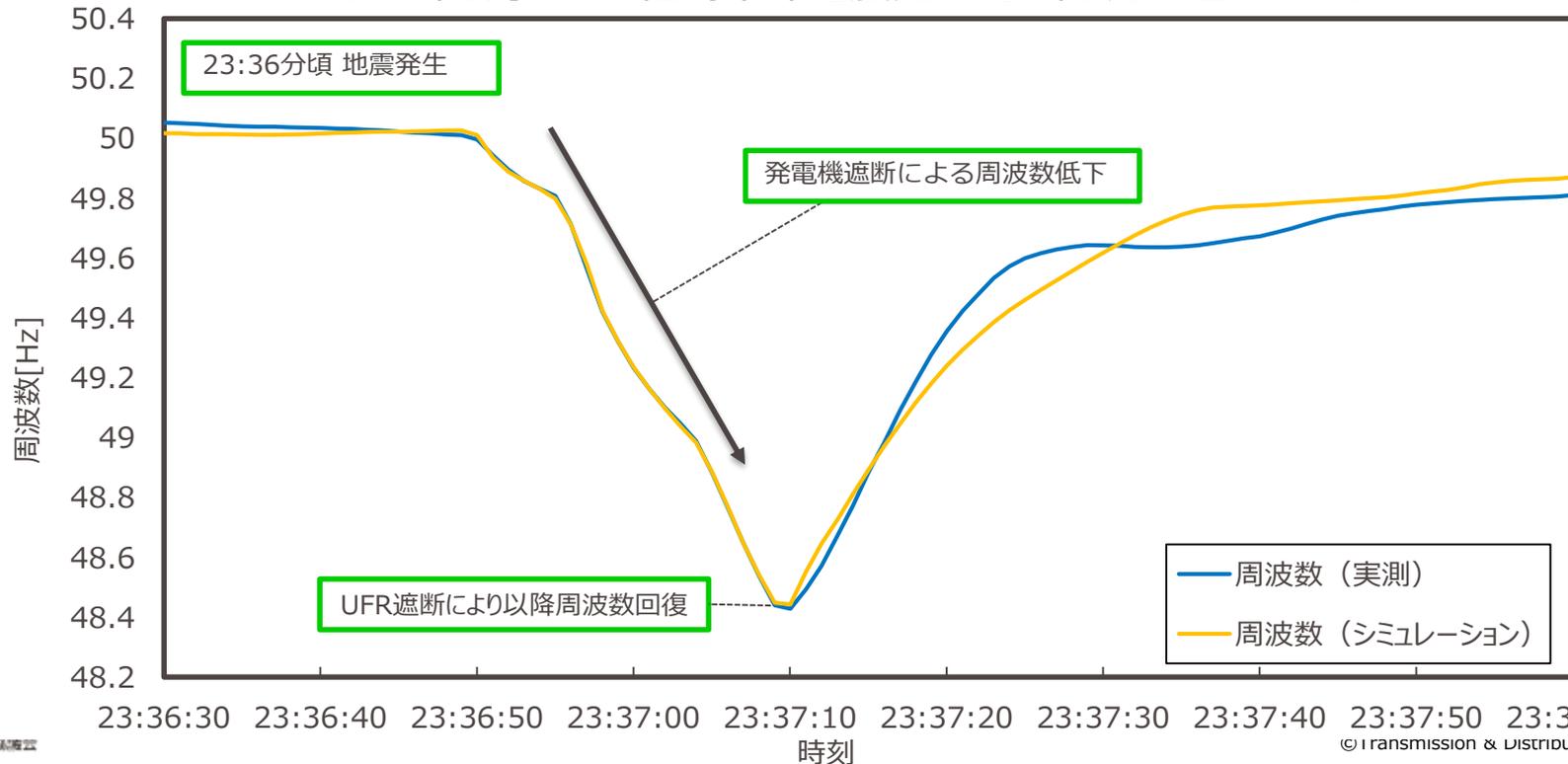


第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1より引用

機関
ation of

- ✓ UFR整定値の検討については周波数シミュレーションにより対応している。
- ✓ 本シミュレーションにおいては**発電機周波数特性については特定の定数はいらず**、想定事象に対するLFCや発電機などの制御ロジックなどを詳細に模擬することによって周波数状況を確認している。
- ✓ **負荷周波数特性については『0.3%MW/0.1Hz』を仮定**しているが、大規模な電源脱落による周波数変動が生じた際などに再現シミュレーションを実施し、シミュレーション結果と実績が概ね一致することを確認している。

<2022年3月16日 福島県沖地震発生時の再現シミュレーション>



1. はじめに

2. 系統特性定数の現状について

- ① 周波数制御（連系線運用容量検討）について
- ② 需給制御について

3. 系統特性定数の使用例

4. 系統特性定数を用いずに運用している例

5. まとめ

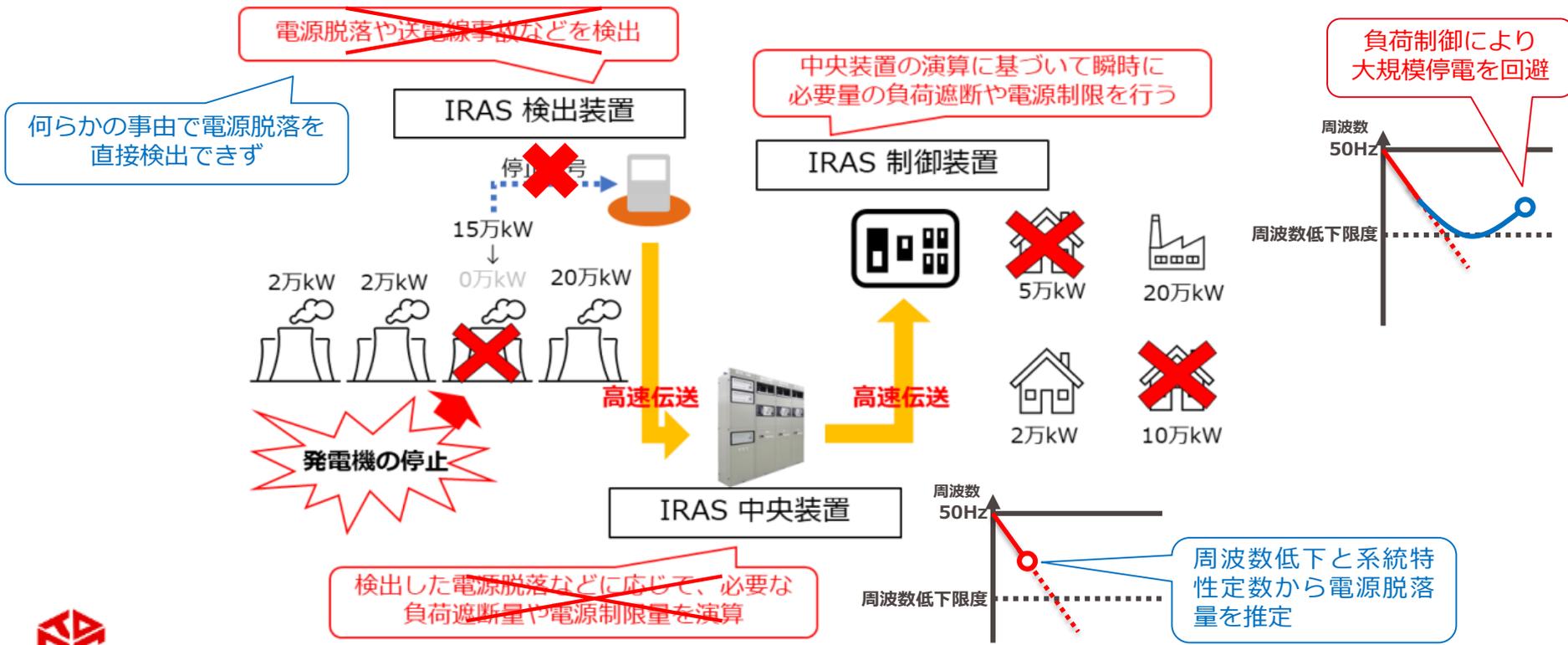
○ 系統特性定数は、**過去の周波数異常現象に基づき設定**されたものが多いが、実態として**根拠が明確に残っていない**ところも見受けられる。ただし、**系統特性定数の妥当性**は、大規模電源脱落事象等の発生の都度、**継続的に確認**してきており、**連系線の運用容量だけでなく系統安定化システム等にも幅広く活用**している。

周波数	エリア	①周波数制御 (連系線運用容量検討・系統安定化システム等)		②需給制御 (地域要求量 (AR))
		低下側	上昇側	低下側・上昇側
50Hz (東)	北海道	6.0%MW/1.0Hz	— (潮流限度をシミュレーションで算出しており、不使用)	0.6%MW/0.1Hz
	東北	固有の系統特性定数を用いずに運用		0.8%MW/0.1Hz
	東京			
60Hz (中西)	中部	3.5%MW/0.5Hz	10.0%MW/0.5Hz	1.0%MW/0.1Hz
	北陸	4.4%MW/0.8Hz	— (実潮流を元に電制制御)	
	関西		14.0%MW/0.6Hz	
	中国			
	四国		— (無制御潮流をシミュレーションで算出しており、不使用)	
	九州	5.2%MW/1.0Hz	7.5%MW/0.5Hz	

参考

系統特性定数の使用例 (①【北海道】安定化装置の制御量演算)

- 北海道エリアでは、地内の電源脱落事象等に対する周波数維持制御として系統安定化装置 (IRAS) を設置している。
- IRASでは、通常は直接的に電源脱落事象等を検出し、その脱落量に応じた負荷制御量を演算している (下図赤文字) が、何らかの理由で電源脱落事象等を直接検出できない場合の補正制御演算時 (下図青文字) に電源脱落量を推定するため、負荷特性定数『**4.0%MW/1Hz**』を用いている。



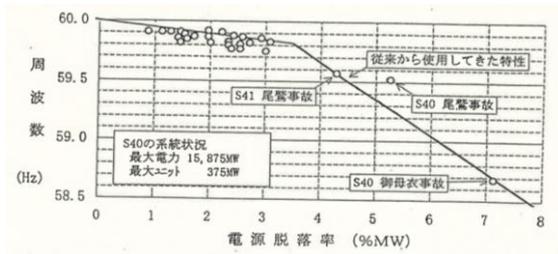
(参考) 中西系統の系統特性定数の変遷 (1 / 3)

- 1965年頃 (昭和40年頃) 『6.15%MW / 1.0Hz』 を採用。
- 1996年度 (平成 8年度) 『5.2 %MW / 1.0Hz』 に見直し。
- 2006年度 (平成18年度) 『5.2 %MW / 1.0Hz』 を引続き活用することを確認。
- 2015年度以降は系統運用検討会にて『5.2 %MW / 1.0Hz』 を引続き活用を確認

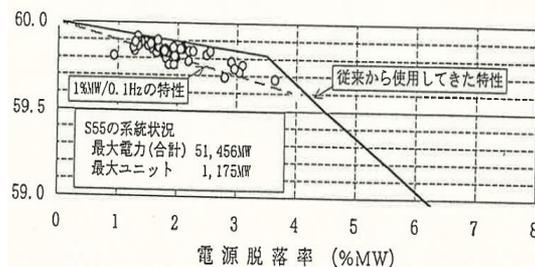
〔1996年度の見直しの背景・理由〕

▶ 電源脱落時の実績にて、周波数低下の様相が徐々に拡大する推移を受け、検討を開始

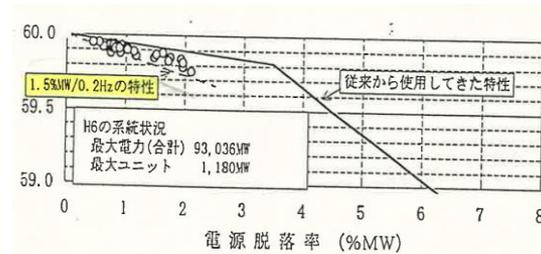
1965年頃 (昭和40年頃)



⇨ 1976~1980年頃 (昭和51~55年頃)



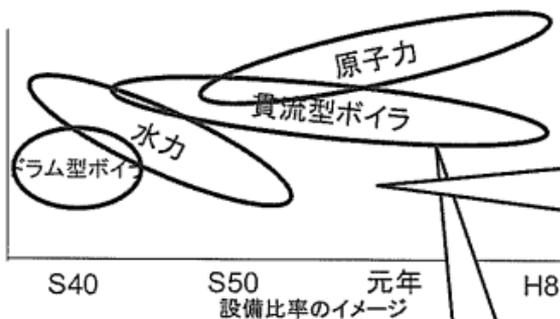
⇨ 1993~1994年頃 (平成5~6年頃)



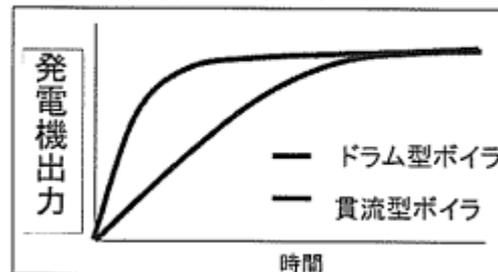
▶ 検討は、1965年→1996年における“電源構成比の変化”に着目し実施。

具体的には、即応性の良い水力発電機の設定比率が5割→1割に変化し、

その代わりとなる火力発電機の主流が、貫流型ボイラになったことに伴い、発電機の応答 (GF特性) が遅くなった。



○発電機の応答(ガバナフリー)



(参考) 中西系統の系統特性定数の変遷 (2 / 3)

〔1996年度の検討条件〕

(1) ガバナフリー (以下、GF) 応答特性

・実系統による周波数低下時のGF発電機の応答試験結果に基づき、電中研の協力を得て火力機についてプラントモデル (主蒸気系、プラント制御系、給水・燃料 制御系) を模擬したものを追加し、それらの定数を設定した。

(2) GF容量

・実績調査の結果により、3%MWのGF容量を確保できていることを確認 (当該条件にてシミュレーション実施)

(3) 負荷特性

・文献調査を実施したが、従来から使用されてきた定数を変更するだけのデータが得られなかったことから、従来通りの定数 (3.33%MW/Hz) を使用することとした。

(4) 解析ツールの高度化

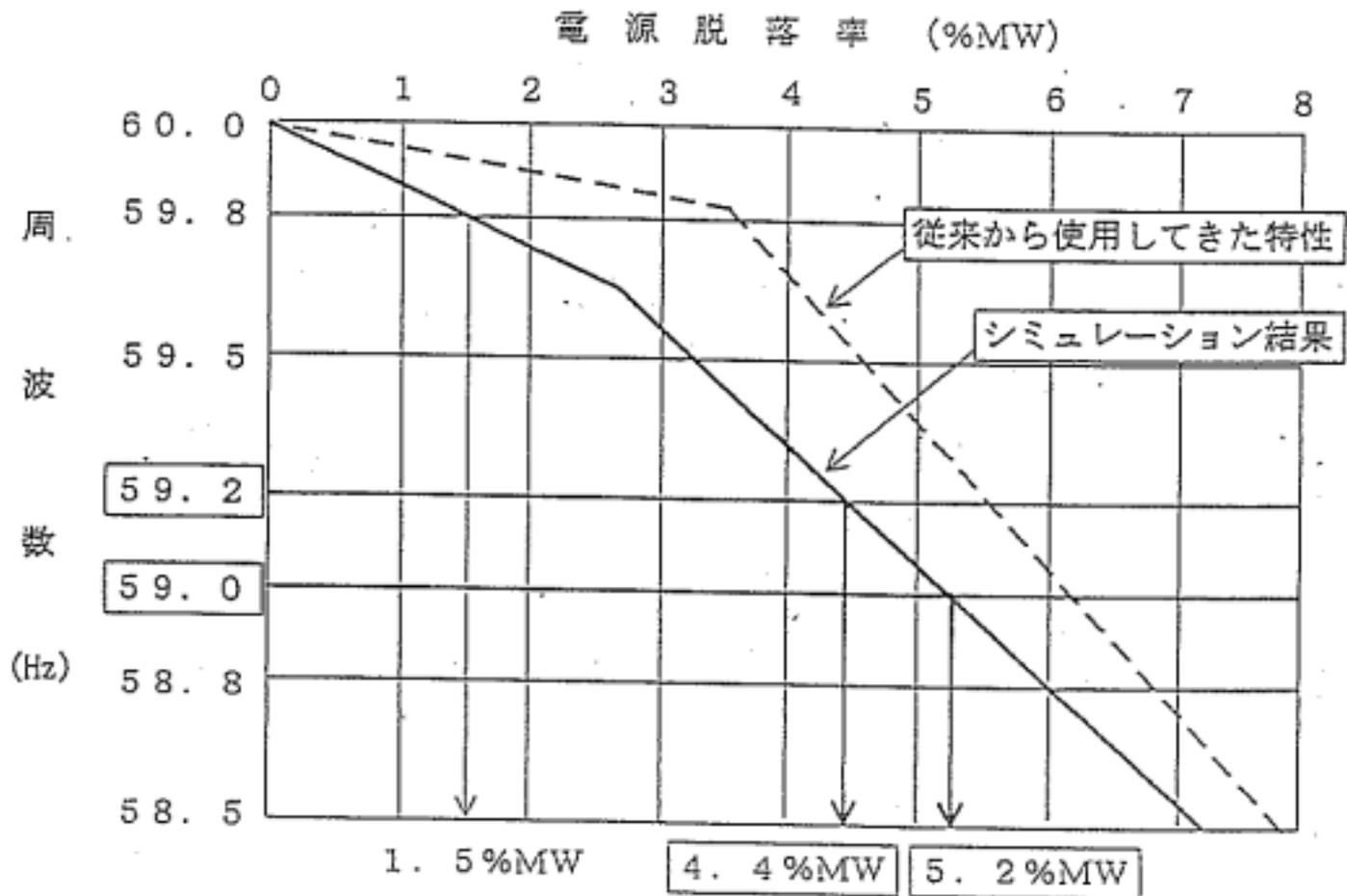
・従来より活用していた簡易モデルツールに対し、(1) で述べた火力機のプラントモデルを付加することはもちろん、潮流状況の変化、負荷の電圧特性、系統の動揺を考慮するツールに完了を行った。
 ・また、周波数の一般的な検討を行う場合には、簡略システムで行う計算手法でも十分であるとの考えもあったが、系統定数の設定など詳細な検討を要求される可能性も鑑み、実系統により近い多機システムを模擬した内容も追加検討した。

＜改良Y法と簡易モデル計算の相違＞

	系統規模	火力プラント特性	潮流状況の変化	負荷の電圧特性	系統の動揺
改良Y法	多機系統	模擬できる	考慮できる	考慮できる	考慮できる
簡易モデル計算	数機系統	模擬できない	考慮できない	考慮できない	考慮できない

〔1996年度の検討結果〕

- ▶背景・理由・検討条件の内容に基づき、シミュレーションを行い下図の通りとした。
- そのうえで、定数決定事故実績他のデータを累積し、継続して注視することとした。



(参考) 負荷特性の根拠について

■ 現在、日本（本土系統）で一般的に使用される β_p （有効電力の周波数特性係数）の根拠は1948年にイギリスで実施された負荷特性把握試験結果を基に50Hz系統では4.0%MW/Hz、60Hz系統では3.3%MW/Hzが使用されている。

負荷の周波数特性

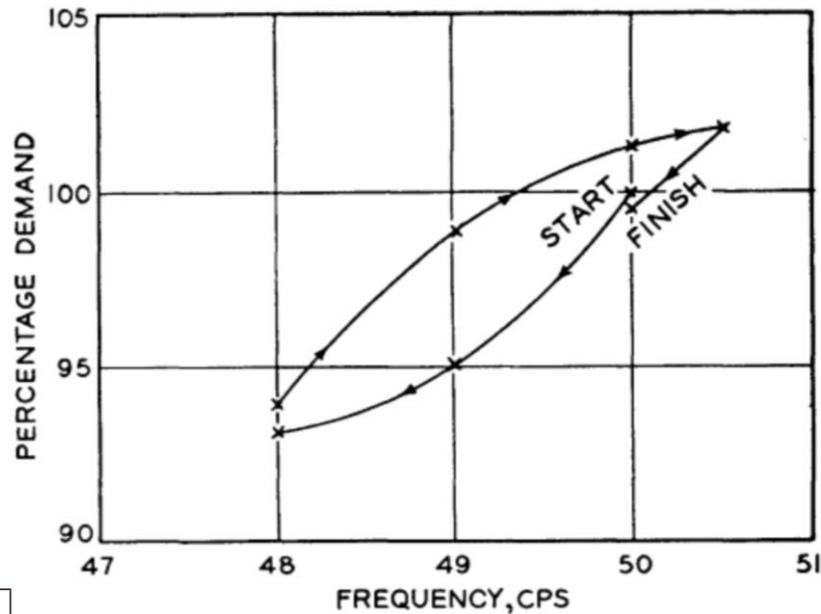
1948年9月、英国のCornWall地区（50Hz）で独立系統を作り周波数を48Hzまで低下させ、系統電圧の安定した状態で各発電機出力の同時測定を行って得られたデータの結果、48~50Hzの間では負荷特性は1%の周波数変化に対し負荷の変化が約2%となっている。

また、英国ではこれ以前の1945年にも約1,000MWの工業地区において24回の測定を行い、このうち16回までは周波数1%の変化に対して負荷は1.75~2%の変化であった。

我が国ではこのような大幅な周波数低下の実験を行うことは不可能であり、負荷制限を必要とするような、周波数低下を伴う場合の負荷特性として1%Hz/2%負荷を採用している。

中西 6 社大の技術検討資料より

1948年9月の負荷特性把握試験結果
(Δf と Δp の関係)



電中研資料より

[%MW/%Hz]⇒[%MW/Hz]の変換について

[60Hz系の変換] :60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

$$\frac{2.0[\%MW]}{1[\%Hz]} = \frac{2.0[\%MW]}{\frac{1}{100} \times 60[Hz]} = 3.33[\%MW/Hz]$$