

調整力偏在による運用容量への影響

2020年9月25日

論点

- 一次調整力の少ないエリアでは、連系分離すると周波数を維持できない場合があり、運用容量が減少する可能性がある。
- 調整力の偏在により同期・電圧安定性限度値が低下し、運用容量が減少する可能性がある。

検討の方向性

- 周波数限度値については、理論式等により、運用容量への影響を評価する。
- 同期・電圧安定性限度値への影響については、偏在有り・無しケースのシミュレーション等により影響を評価する。

現在の運用容量算出方法に一次調整力の偏在を織込み、
一次調整力の偏在が各限度値へ与える影響を評価する。

【検討方法】

- ✓ 中部関西間連系線（関西向）周波数維持限度値（関西以西・北陸エリア周波数低下）の算術式を用いて算出する。

算術式：系統容量×系統特性定数－発電機解列量*

* 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮

- ✓ 関西エリアで必要な一次調整力（3%）全量を中部エリアから調達。

項目	内容	考え方
断面	2020年度各連系線周波数維持限度値算出断面（平日昼間帯）	連系線の周波数維持限度値算出に使用した断面とする （代表で平日昼間帯とした）
対象送電線故障様相	中部関西間連系線（関西向き）ルート断	連系線の周波数維持限度値算出に使用した故障様相とする
一次調整力偏在化の模擬	関西エリアで必要な一次調整力3%全量を中部エリアから調達	現在の系統特性定数*から、負荷周波数特性を全エリア一定とし、一次調整力偏在は発電機周波数特性に織込み、周波数低下限度値を算出する。 *中西各エリアが一次調整力3%を確保している事を前提とし、事故実績データから妥当性を確認している定数
評価方法	偏在有・無での周波数低下限度値の比較	偏在有・無で各々算出した周波数低下限度値を比較する

【算出結果】

- ✓ 次スライド参照

【影響評価】

- 広域調達により中西エリア（中部除く）が持つ一次調整力が少なくなるため、系統特性定数が小さくなり、周波数維持限度値が低下する。

【周波数低下限度値の比較】

一次調整力偏在無：①、 一次調整力偏在有：②

調整力調達量[%MW] (各エリア系統容量基準)			2020年度中部関西間連系線(関西向き) 周波数低下限度(平日昼間帯)[万kW]														
	関西 エリア	中部 エリア	4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半	10月	11月 前半	11月 後半	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
①	3%	3%	51	56	66	101	103	90	80	69	79	85	101	108	92	77	67
②	0%	6.3%※	24	29	37	66	69	58	50	41	51	55	70	74	60	47	38
②÷①			0.47	0.52	0.56	0.65	0.67	0.64	0.63	0.59	0.65	0.65	0.69	0.69	0.65	0.61	0.57

※関西エリアが調達する一次調整力3%を中部エリアに換算した値

偏在無に比べて偏在有は47～69%まで低下

<参考> 理論式による一次調整力偏在時の系統特性定数算出

○ 関西エリアの一次調整力（関西エリアの系統容量の3%）を全量中部エリアから調達した場合における三重東近江線（関西向き）の周波数低下限度値算出に使用する系統特性定数 K' の算出方法は以下の通り。

<前提>

- 各エリアでは、各エリア系統容量の3%の一次調整力を自エリアで調達していることとし、その場合の中西系統の系統特性定数 K は、 $K = 4.4$ [%MW/0.8Hz] とする。
- 中西系統の負荷周波数特性定数 $K_L = 3.3$ [%MW/Hz] はどのエリアでも同等の値とする（ K_L の偏在は考慮しない）。
 $K_L = 3.3\%$ [MW/Hz] = 2.64 [%MW/0.8Hz]
- 系統特性定数 K [MW/0.8Hz] = 発電機周波数特性定数 K_G + 負荷周波数特性定数 K_L より、
 K_G [%MW/0.8Hz] = $4.4 - 2.64 = 1.76$ [%MW/0.8Hz] とする
- 中西系統容量に対する各エリア系統容量の関係は全断面で、
 中部エリア：関西エリア：その他4エリア = $27 : 30 : 43$ とする。

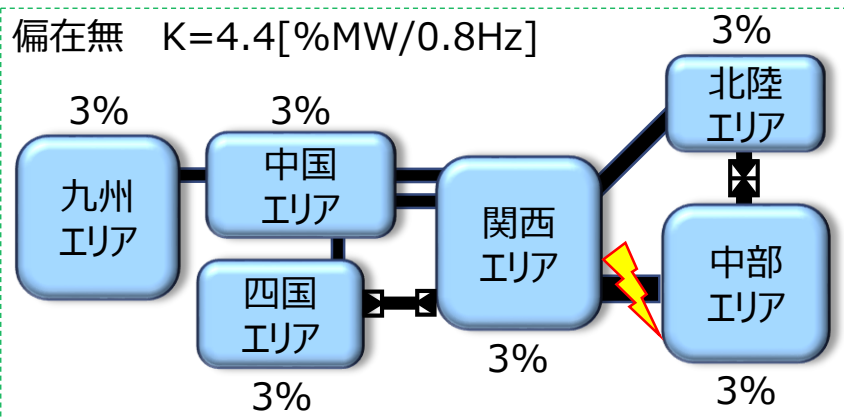
< K' の算出>

関西エリアの一次調整力を全量中部エリアから調達した場合における中部を除く5エリア分の発電機周波数特性定数を K_G' とすると、

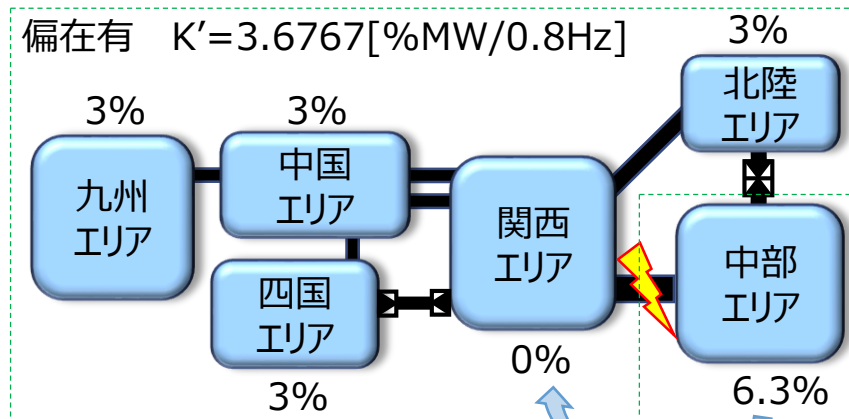
$$K_G' = K_G \times (\text{中部、関西エリアを除く中西4エリアの系統容量}) \div (\text{中部エリアを除く5エリアの系統容量})$$

$$= 1.76 \times 43 \div 73 = 1.0367$$

$$K' = K_G' + K_L = 1.0367 + 2.64 = 3.6767$$



自エリアで調達した一次調整力
 (%_各エリアの系統容量比)



自エリアで調達した一次調整力
 (%_各エリアの系統容量比)

関西エリア系統容量比の3%の一次調整力を中部エリアから広域調達

【検討方法】

- ✓ 中部関西間連系線（関西向）同期安定性限度値を潮流計算（電中研L法）、同期安定性解析（電中研Y法）を用いて算出する。
- ✓ 中部エリアの一次調整力を0%とし、一次調整力を偏在させた条件にて発電機内部位相角の変化により同期安定性限度値への影響を評価する。

項目	内容	考え方
断面	2020年度各連系線同期安定性限度値算出断面（5N）	連系線の同期安定性限度値算出に使用した断面を使用する。
対象送電線故障様相	中部関西間連系線（関西向き）3φ3LG	連系線の同期安定性限度値算出に使用した故障様相とする。
一次調整力偏在化の模擬	中部エリアのガバナフリー運転を全てロック（ロックしたガバナフリーの持ち替えは行わない）	偏在（中部エリアのガバナフリーを他エリアに持ち替えた）時よりも過酷*と考えられるケースで同期安定性限度値に影響を与えないことを確認する。 *中部エリアのガバナフリーを他エリアに偏在（持ち替え）させる場合、他エリアの発電機はガバナフリー確保のために出力を低下（部分負荷運転）させることから、同期安定性は安定方向になると考えられる。
評価方法	ベース断面（ガバナロックなし）との発電機内部位相角の比較	同期安定性限度値の評価方法と同等とするため、発電機内部位相角で評価する。

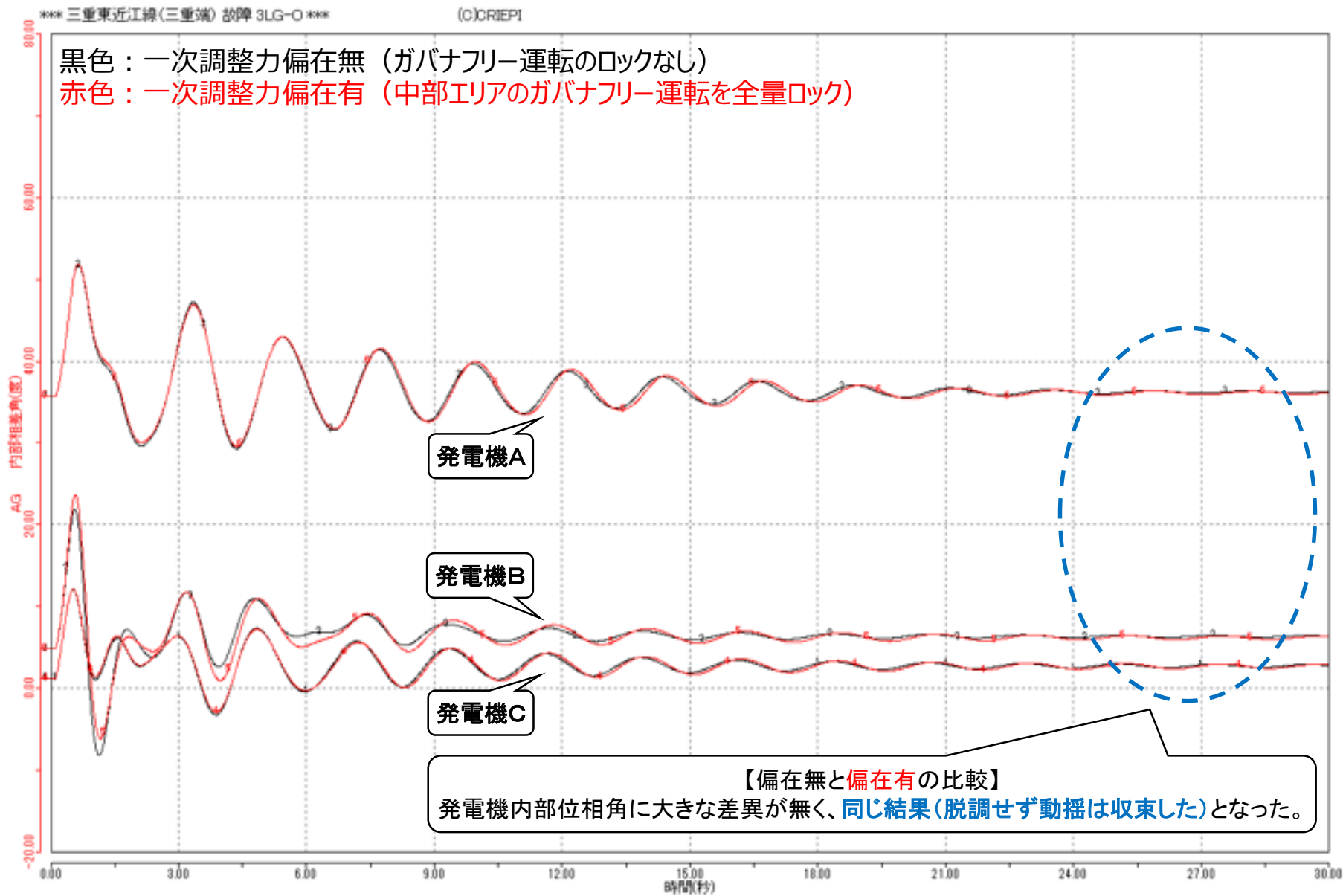
【算出結果】

- ✓ 次スライド参照

【影響評価】

- 中部関西間連系線一回線事故時（3φ3LG）では、発電機内部位相角に大きな差異は確認されなかったため、一次調整力の偏在が同期安定性限度値へ与える影響は少ないと考えられる。

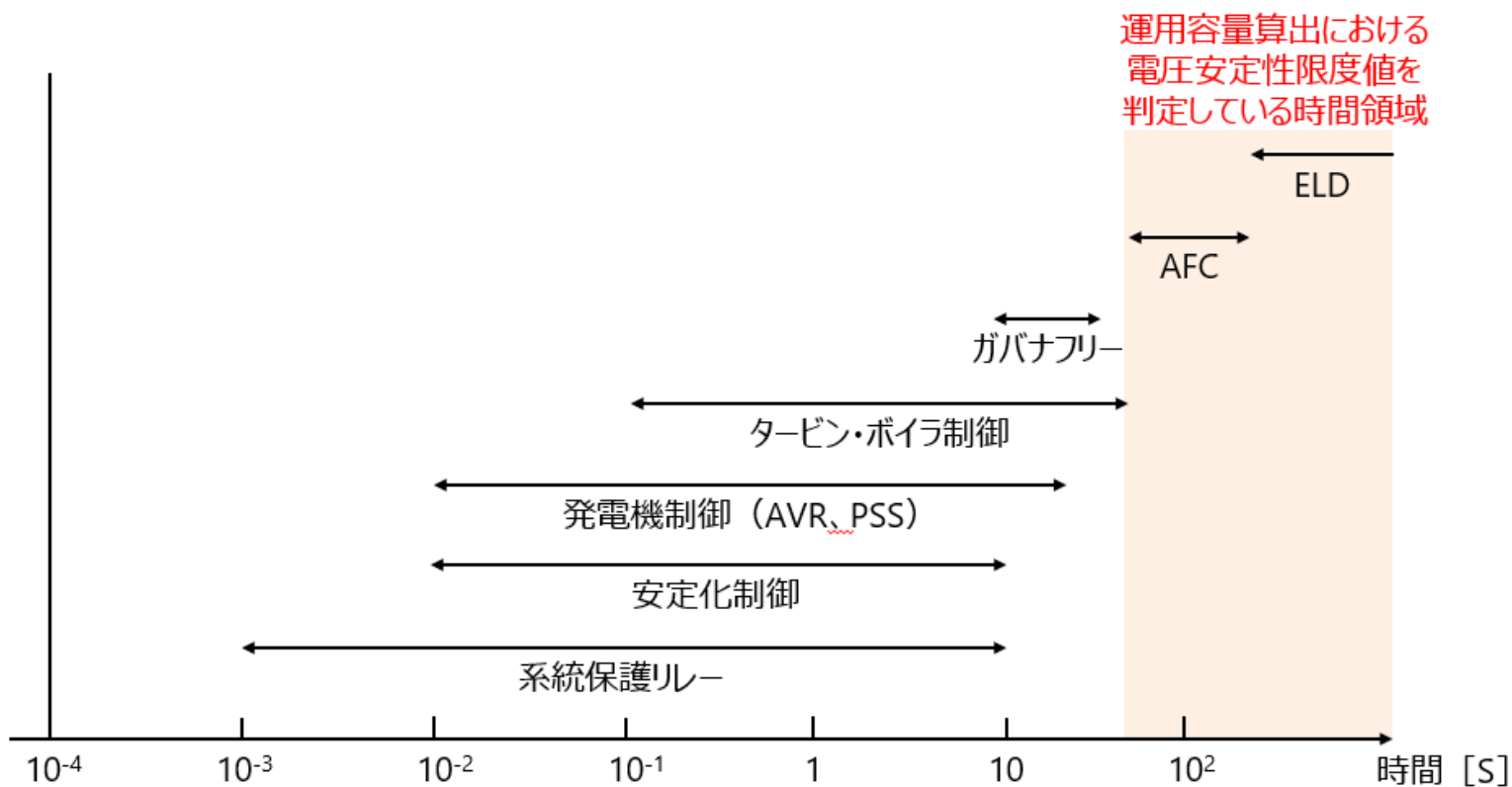
【中部エリア発電機内部位相角の比較】



【影響評価】

- ✓ 電圧安定性限度値の決定要因は、無効電力の供給量不足による部分が支配的である。また、運用容量として算出している電圧安定性限度値は潮流計算（電中研L法）により算出しているものであり、事故除去後の定常領域で判定しているため、有効電力の一次調整力であるガバナフリーは電圧安定性限度値に影響しないと整理できる。

<電圧安定性限度値を判定している時間領域（イメージ）>



- 中部関西間連系線（関西向）を例に挙げ、現在の運用容量算出方法に極端な一次調整力の偏在（自エリアで確保する一次調整力を0%とした場合等）を織込み、一次調整力の偏在が各限度値へ与える影響を評価した。
- 偏在時の理論式に割切り（負荷周波数特性一定等）があるものの、一次調整力偏在が最も影響を与える限度値は周波数維持限度値であった。
- 自エリアから調達する一次調整力が少ない（3%未満）場合、これまで用いてきた系統特性定数が小さくなり、周波数維持限度値がこれまでよりも下がる結果*となった。
 - *関西エリアの一次調整力3%を全量中部エリアから調達した場合、2020年度平日昼間帯断面では3～5割程度低下した
- 本検討結果については、市場設計の検討材料として需給調整市場検討小委員会事務局と共有し、その他検討が必要な事項については引き続き、運用容量検討会にて検討を行っていく。