

地域間連系線運用容量の算出方法見直し（変更案）

2020年12月24日

地域間連系線運用容量の算出方法見直し（変更案）

- （1）東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値の算出方法
- （2）関西中国間連系線（関西向）電圧安定性限度値の算出方法
- （3）中国四国間連系線（中国向）熱容量限度値の算出方法
- （4）中国四国間連系線（四国向、中国向）周波数維持限度値の算出方法
- （5）中国四国間連系線（四国向）設備停止時の運用容量算出方法

追加頁：P12～P14

2. 東北東京間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。
- 発電機の並解列・流通設備停止などの条件の変化により運用容量が変化するため、最新のデータを用いて算出する。
- 設備増強予定がある場合は、増強を織込んで検討する。

【運用容量検討方法】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度
 - 同期安定性限度（電圧安定性限度は他の限度値の制約とならないことを確認する）
- 逆方向（東京→東北向き）
 - 熱容量限度（同期安定性限度、電圧安定性限度は熱容量限度値の制約とならないことを確認する）

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (1)

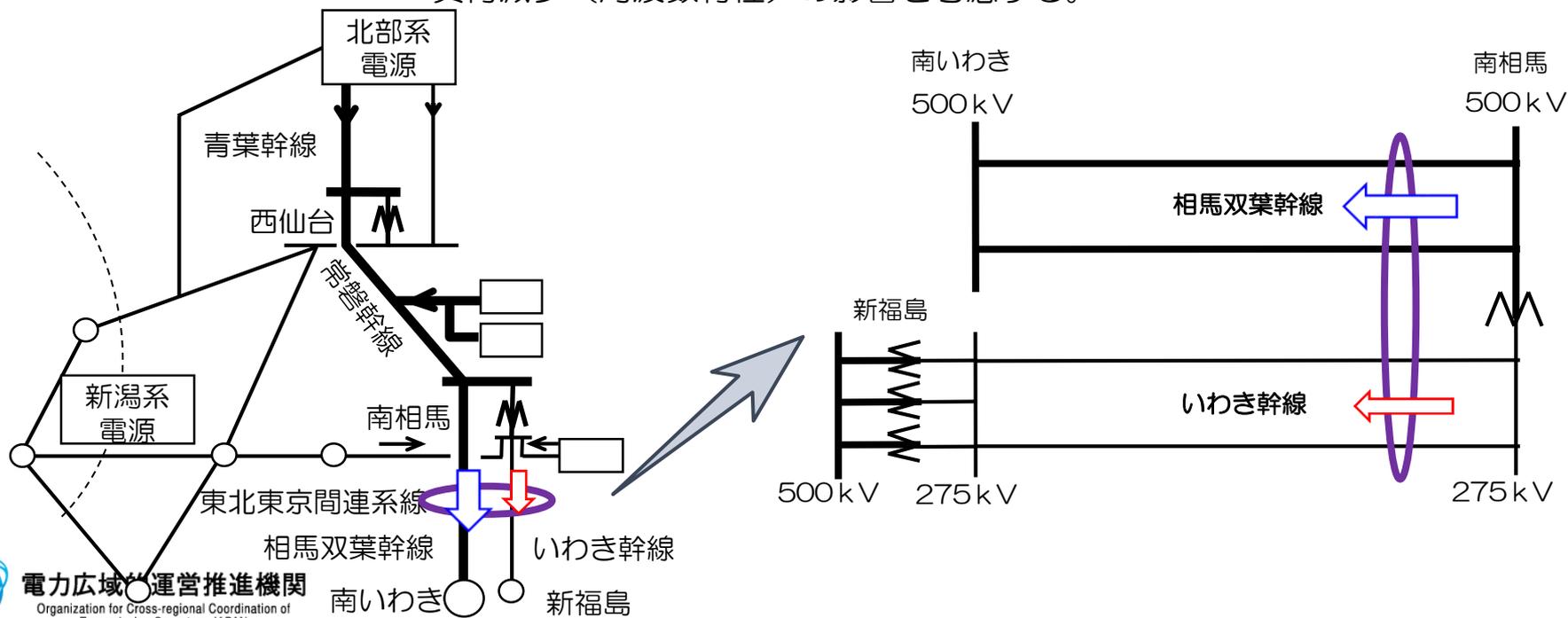
<考え方>

- いわき幹線 N-1 故障時における残りの設備が連続容量値以内となること
- 川内線N-2故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
- 相馬双葉幹線N-2故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
 - これらの制約に至った時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる

$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{相馬双葉幹線潮流} + \text{いわき幹線潮流} \quad (\Rightarrow \text{熱容量限度値})$$

- 相馬双葉幹線N-2故障時は電源制限を織り込む

東北東京間連系線潮流 = 275kVいわき幹線熱容量 + 電源制限対象分
 また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増 (GOV制御)
 ・ 負荷減少 (周波数特性) の影響を考慮する。



<検討条件> 熱容量 (両方向)

① 解析ツール

- ▶ 潮流計算：電中研L法
(NTR潮流計算プログラム
VQCシミュレーションプログラム)

② 検討断面

- ▶ 長期：夏期ピーク断面
- ▶ 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 系統模擬

- ▶ 東北、東京系統の500kV・275kV・154kV電力系統 ~ 66kV母線を模擬

④ 想定電源

- ▶ 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
- ▶ 新電力電源：発電計画を使用
- ▶ 太陽光・風力：想定需要にて考慮

⑤ 想定需要

- ▶ 供給計画及び実績に基づき想定
 - ▶ 月別昼間帯：最大3日平均電力
 - ▶ 月別夜間帯：実績から想定

⑥ 東北東京間連系線潮流

- 連系線潮流順方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少
- 連系線潮流順方向（南流）減少→東北発電減少、東京発電増加
- 発電機の調整手順
 - 長期：供給計画の供給力をベースに調整（不確定要素が多いため、供給計画を基本に想定しうる範囲で過酷になるよう調整）
 - 年間：実態に準じ、基本的に単価の安いものから東北発電増加、単価の高いものから東京発電減少（例：順方向増加の場合）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし
- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし

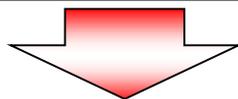
相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。

⑧ 想定故障

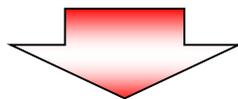
- いわき幹線1回線停止
- 川内線2回線停止
- 相馬双葉幹線2回線停止

⑨ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

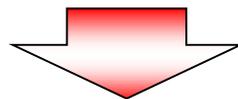
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「いわき幹線熱容量限度値変化テーブル」により熱容量限度値の
変化をみながら熱容量限度値最小断面を探索



熱容量限度値最小断面を詳細検討（潮流計算）し
熱容量限度値を算出



同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

変更なし

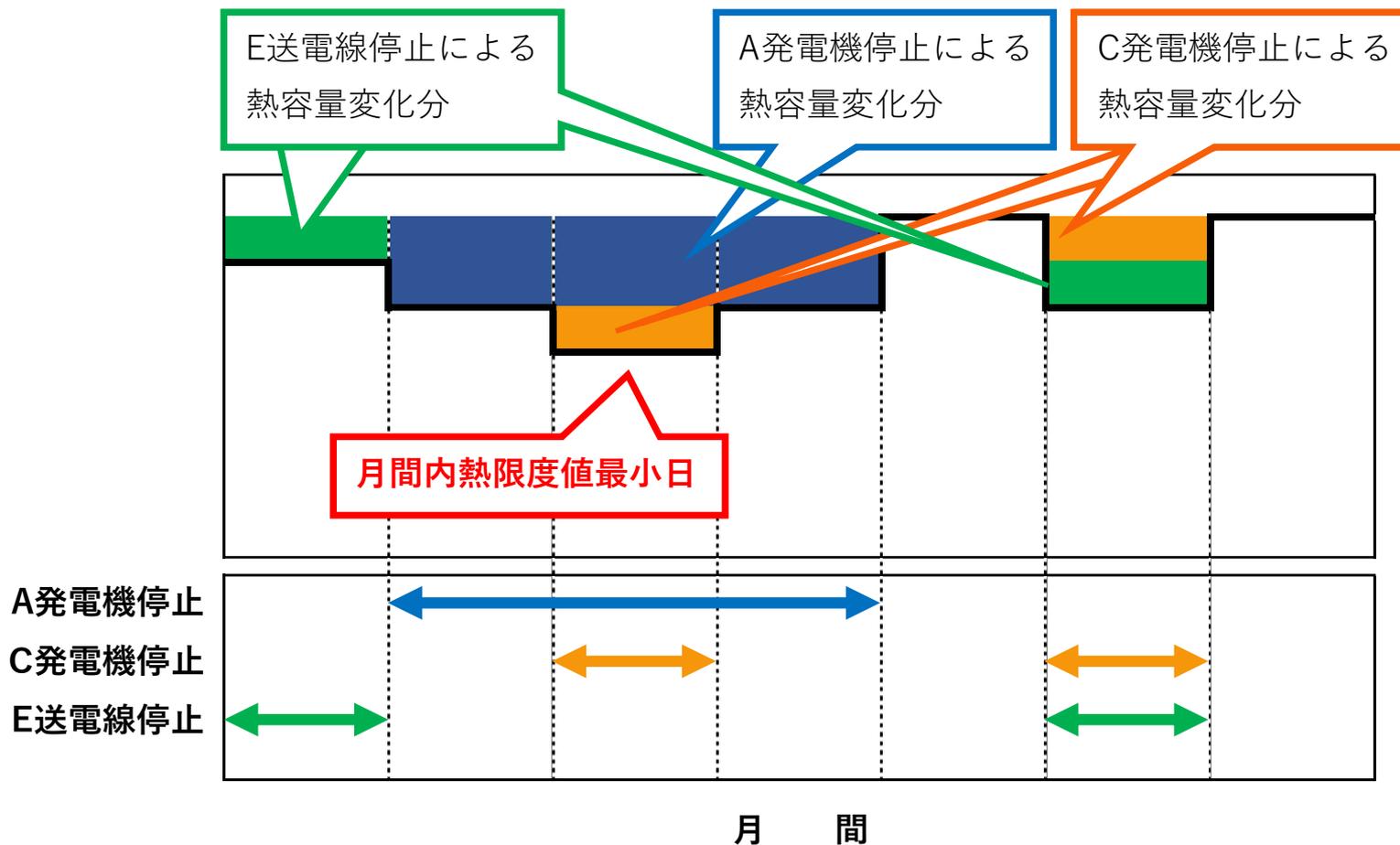
9

- ⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]
(年間検討)

変化テーブル	いわき幹線1回線事故時の 熱容量限度値	川内線ルート事故時の 熱容量限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-40万kW	-20万kW
B 発電機停止	+10万kW	+5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-30万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-20万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（6）

⑪ 具体的検討フロー[熱容量限度値最小断面の探索イメージ]（年間検討）



<判定基準>

➤ 以下のうち最小値となること

- いわき幹線 1 回線故障時に残りの設備が連続容量値以内となった時の東北東京間連系線潮流
- 相馬双葉幹線 2 回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流（電制あり）
- 川内線 2 回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流

	容 量	備 考
相馬双葉幹線	631万kW / 1 回線(冬季:668万kW / 1 回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7,676 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² × 4 導体 × 2 回線 7,676A (4 導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW / 1 回線 ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A
いわき幹線	118万kW (1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 2,618 * 0.95$)	CAZV 1,600mm ² × 2 導体 × 2 回線 2,618A (2 導体分) ACSR 610mm ² × 2 導体 × 2 回線 2,868A (2 導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW (1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（8）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）

<考え方>

- 相馬双葉幹線2回線故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること。
- 下げ代不足が想定される期間においては、電源制限対象電源（主に火力機）が低出力に抑制もしくは停止となる。このため、需給想定バランスから、電源制限対象出力（電源制限対象分）を算出し、熱容量限度値を算出する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分}$$

また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御）

- ・ 負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。

- 相馬双葉幹線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組み合わせるシステム構築後は再エネ出力制御分を追加する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} + \text{再エネ出力制御分}$$

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（9）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）

<検討条件>

① 検討断面

- 下げ代不足が想定される期間

② 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
- 新電力電源：発電計画を使用
- 太陽光・風力：設備想定量に過去の設備利用率を考慮

③ 想定需要

- 3カ年実績の平均を想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし

相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。

⑤ 想定故障

- 相馬双葉幹線2回線停止

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（10）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）

<判定基準>

- 送電線及び直流機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (275 * 10^3) * 2,616 * 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,616A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

地域間連系線運用容量算出方法見直し（変更案）

- （1）東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値の算出方法
- （2）関西中国間連系線（関西向）電圧安定性限度値の算出方法
- （3）中国四国間連系線（中国向）熱容量限度値の算出方法
- （4）中国四国間連系線（四国向、中国向）周波数維持限度値の算出方法
- （5）中国四国間連系線（四国向）設備停止時の運用容量算出方法

変更頁：P22
追加頁：P27

5. 関西中国間連系線

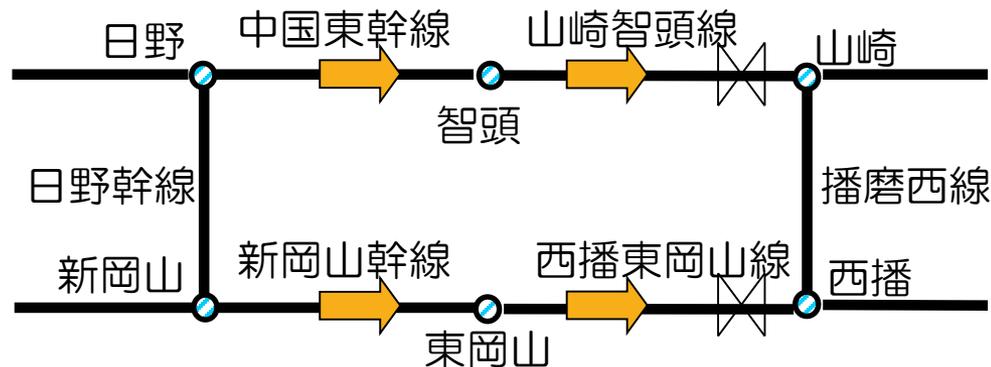
1. 関西中国間連系線のフェンス潮流

ループ系統を構成する西播東岡山線、山崎智頭線、播磨西線、新岡山幹線、日野幹線及び中国東幹線の2回線故障（ルート断）に伴う健全ルートへの回り込み潮流を考慮した関西中国間連系線のフェンス潮流により運用容量を算出する。

➤ 関西中国間連系線のフェンス潮流

以下のうち最大となる潮流値をいう

- 西播東岡山線潮流と山崎智頭線潮流の合計
- 西播東岡山線潮流と中国東幹線潮流の合計
- 新岡山幹線潮流と山崎智頭線潮流の合計
- 新岡山幹線潮流と中国東幹線潮流の合計



2. 送電限度値の算出

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。

<考え方>

- ▶ 関西中国間連系線の1ルート故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- ▶ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率）

② 検討断面

- ▶ 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- ▶ なし

④ 想定故障

- ▶ 関西中国間連系線2回線停止（1ルート断）

<判定基準>

- ▶ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (2)

— 関西中国間連系線の定格熱容量 —

	容 量	備 考
西播東岡山線	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 846 * 4 * 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A
山崎智頭線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
新岡山幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,672 * 4 * 0.95$)	TACSR610mm ² ×4導体×2回線 1,672/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

➤ 10月夜間

同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、発電機並入台数が少ない10月夜間で検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧(500kV)と次の電圧階級(275、220、187kV)の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275 kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- ▶ 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- ▶ 新電力電源は発電計画を使用する。
- ▶ 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

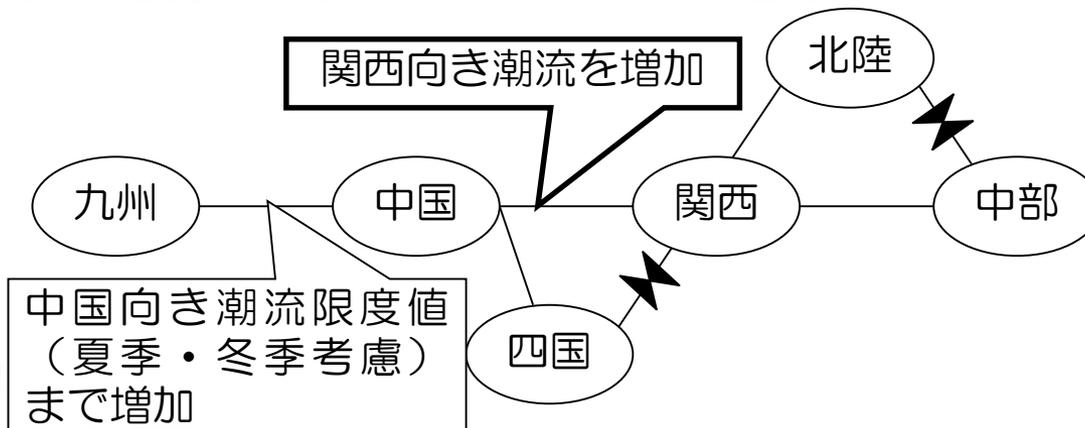
- ▶ 10月夜間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- ▶ 中国→関西向き潮流

九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を西側から増加※させ、関西エリアの発電機を抑制する。

※その他季については、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して、増加させる。なお、夏季・冬季といった他断面への適用については継続検討とする。



▶ 関西→中国向き潮流

九州エリアの発電機を減少、関西エリアの発電機を増加させ、中国九州間連系線潮流を1回線熱容量上限（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、熱容量が最も小さい西播東岡山線の1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となるように、関西エリアの発電機を増加させ、中国エリアの発電機を抑制する。

これまでの実績では中国→関西向き潮流であり、関西→中国向きとなる蓋然性が低いことから、西播東岡山線の1回線熱容量相当で同期安定性、電圧安定性に問題のないことを確認した。

（現状の中国→関西向き潮流を考慮すると、中国以西の最大発電所相当の電源が脱落し応援する場合においても、関西→中国向き潮流は西播東岡山線の1回線熱容量以下となる）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

▶ 電源制限：あり、負荷制限：なし

中国地内の送電線（新岡山幹線，日野幹線，中国東幹線）の2回線故障（ルート断）に対しては、同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。

⑧ 想定故障

▶ 故障箇所：関西中国間連系線2回線(関西中国間連系線の1ルート断故障)

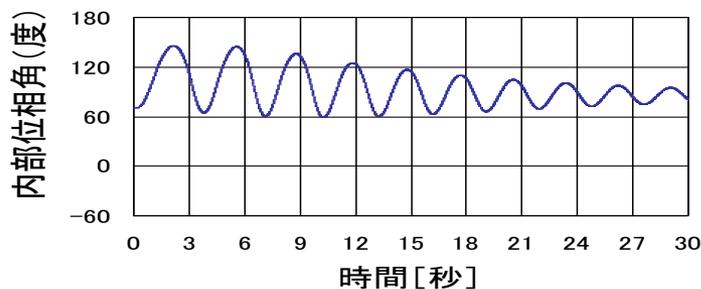
▶ 故障様相：三相6線地絡（両端）

<判定基準>

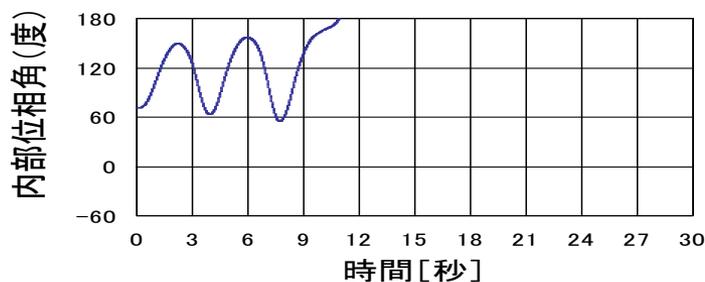
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間, 1月昼間, 10月昼間

電圧安定性限度値は一般に需要が大きいのほど小さくなることから、ピーク需要断面で検討する。

③ 系統模擬

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 中国エリアの太陽光発電の出力は、 2σ 相当を考慮する。
- その他は「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 1月昼間, 10月昼間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 2020年4～6月 …電源制限：なし、負荷制限：なし
- 2020年7月以降（予定）…電源制限：あり、負荷制限：なし

中国基幹系系統安定化装置の更新時（2020年6月末予定）の機能追加に伴い、中国地内の送電線（新岡山幹線，日野幹線，中国東幹線）の2回線故障（ルート断）に対しては、電圧安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。

⑧ 想定故障

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

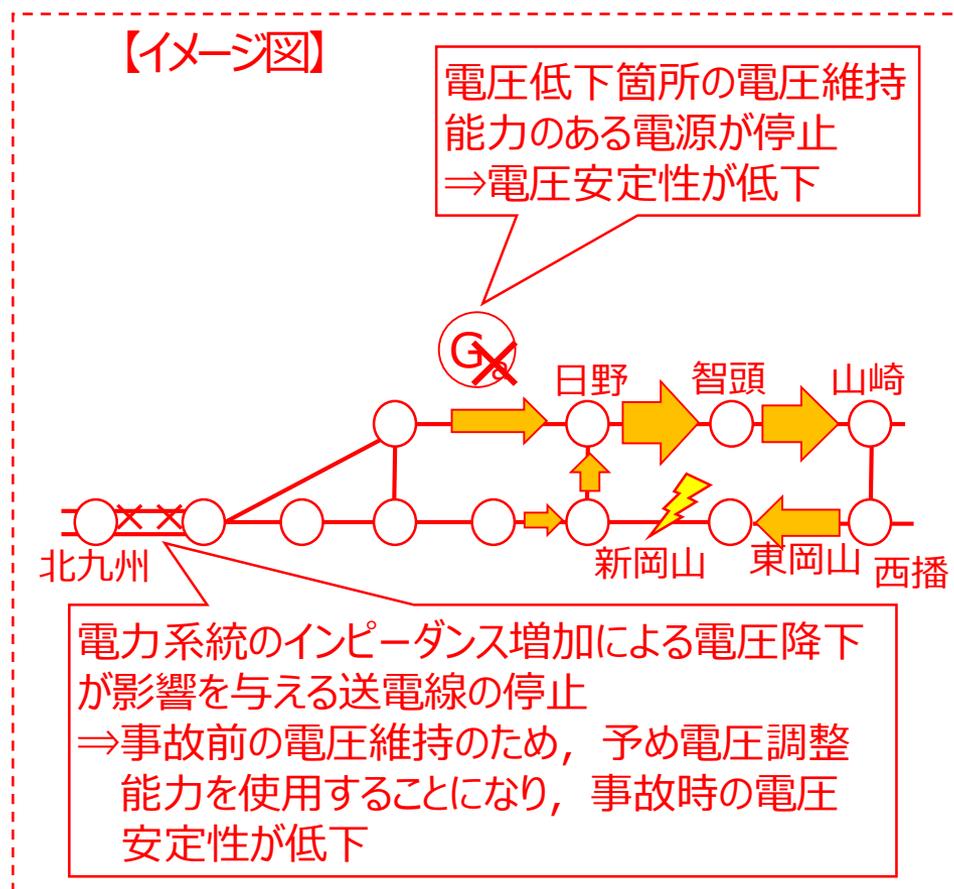
<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準 (3) 追加 27

関西中国間連系線は、送電線※¹停止時、および電源※²停止時に、電圧安定性が低下することから、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して運用容量を算出する場合、送電線※¹停止時および電源※²停止時の運用容量もそれぞれ算出する

- ※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線
- ※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源



6. 周波数維持限度の考え方

関西中国間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持面限度値の検討は行わない。

地域間連系線運用容量算出方法見直し（変更案）

- (1) 東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値の算出方法
- (2) 関西中国間連系線（関西向）電圧安定性限度値の算出方法
- (3) 中国四国間連系線（中国向）熱容量限度値の算出方法
- (4) 中国四国間連系線（四国向、中国向）周波数維持限度値の算出方法
- (5) 中国四国間連系線（四国向）設備停止時の運用容量算出方法

変更頁：P32、39、40

追加頁：P33、34、41

6. 中国四国間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値

- 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (1)

<考え方>

- N-1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V: 電圧 [V]、I: 許容電流 [A]、 $\cos\theta$: 力率)

② 検討断面

- 夏季 (周囲温度: 40°C)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国四国間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）

<考え方>

- ▶中国四国間連系線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組合せるシステム構築後、下げ代不足が想定される期間は、N-1故障時における健全回線の短時間許容温度から求まる潮流もしくは直流機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- ▶ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W]（V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率）

② 検討断面

- ▶夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- ▶なし

④ 想定故障

- ▶中国四国間連系線1回線停止

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）（つづき）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	145万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1860 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A

<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転が維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 8月昼間、10月夜間
年間のピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275,220,187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- ▶ 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- ▶ 新電力電源は発電計画を使用する。
- ▶ 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

- ▶ 8月昼間：最大3日平均電力
- ▶ 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国四国間連系線潮流

- ▶ 四国→中国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように四国側の発電量を増加し、本州側の発電量を抑制する。
- ▶ 中国→四国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように本州側の発電量を増加し、四国側の発電量を抑制する。

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (3) 変更なし 37

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

⑧ 想定故障

➤故障箇所：中国四国間連系線 1 回線（両端）
東岡山・讃岐変電所 500kV片母線

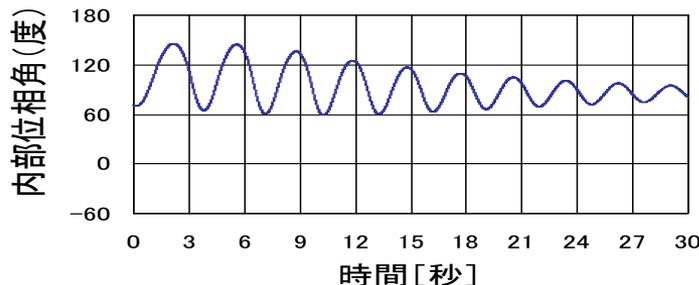
➤故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

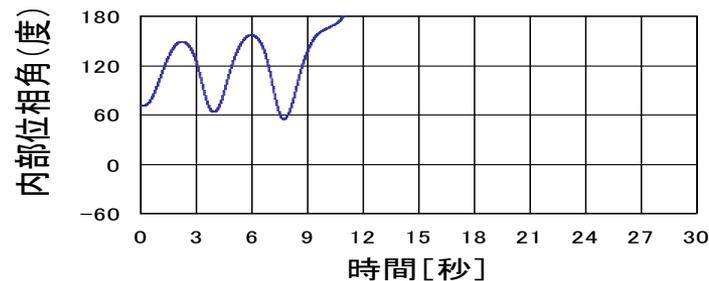
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

- 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

<検討条件>

①算術式

- 四国系統の周波数低下

阿南紀北EPPS制御量及び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する。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{発電機解列量}$$

- 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。

$$\text{無制御潮流} (20\text{万kW}^1) + \text{抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量}$$

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）

- 中西系統（四国除く）の周波数低下、周波数上昇

周波数低下側は、FC及び阿南紀北EPPS制御量、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する。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+ \text{EPPS制御量} - \text{発電機解列量}) \quad 2, 3)$$

2) () は周波数低下側のみ

3) EPPS制御量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する。

②検討断面

- 中国→四国向き潮流
 - ・月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分し、15区分化
 - ・時間帯別：昼間、夜間
 - ・平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）
- 四国→中国向き潮流
 - ・月別区分として12区分化
 - ・時間帯別：昼間、夜間
 - ・平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）

③想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④電源制限・負荷制限の織り込み

- 四国系統 電源制限、負荷制限：あり¹⁾ 阿南紀北EPPS²⁾を見込む
- 中西系統（四国除く）電源制限、負荷制限：なし
また、FC及び阿南紀北EPPSを見込む

1)：四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を上回る場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う

2)：中国四国間連系線2回線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

⑤想定故障

- 中国四国間連系線2回線故障

⑥系統の周波数特性

	中西系統（四国除く）	四国系統
周波数低下側	4.4% MW / 0.8 Hz	4.4% MW / 0.8 Hz
周波数上昇側	14.0% MW / 0.6 Hz	—

<判定基準>

- 四国系統の周波数が、59.2Hzから60.3Hzの範囲を維持できること。
- 中西系統（四国除く）の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

地域間連系線運用容量算出方法見直し（変更案）

- (1) 東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値の算出方法
- (2) 関西中国間連系線（関西向）電圧安定性限度値の算出方法
- (3) 中国四国間連系線（中国向）熱容量限度値の算出方法
- (4) 中国四国間連系線（四国向、中国向）周波数維持限度値の算出方法
- (5) 中国四国間連系線（四国向）設備停止時の運用容量算出方法

変更頁：P44

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分}^{1)} \\ &= 20\text{万kW} + (0\sim 100\text{万kW程度})\end{aligned}$$

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：シミュレーションで算出

系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要）

・周波数上昇限度

60.3Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度値の考え方

四国エリアにおいて火カプラントが安定運転可能な周波数上昇限度値

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分（作業停止計画、発電計画等を考慮）

※中西5社（四国除き）エリアの周波数低下は、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してもFCおよび阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことで、平常時と同様に制約とならない

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{発電機解列量}$$

◆ 算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

また、阿南紀北直流幹線のEPPSおよび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する。

○ 無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）

算術式 : 系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）¹⁾

系統容量 : 設備停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

1) : 負荷制限に至らない周波数とするため、UFR(59.1Hz)に常時変動の0.2Hz裕度を取り、4.0%MW/0.7Hzとする。

○ 阿南紀北EPPS制御量

中国四国間連系線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

○ 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量を織り込む

• 周波数低下限度

59.3Hz

• 周波数低下限度の考え方

四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz+常時周波数変動0.2Hz）

参考資料

- 参考(1) 東北東京間連系線における電制電源の抑制を考慮した運用容量について
(2020年度第3回運用容量検討会資料1)
- 参考(2) 関西中国間連系線運用容量増加に関する検討について
(2020年度第3回運用容量検討会資料5)
- 参考(3) 中国四国間連系線下げ代不足時の熱容量限度値の考え方について
(2020年度第3回運用容量検討会資料2)
- 参考(4) 中国四国間連系線周波数維持限度値の算出方法見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料3)
- 参考(5) 中国四国間連系線設備停止時の運用容量（順方向）算出方法の見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料4)

東北東京間連系線における
電制電源の抑制を考慮した運用容量について

2020年12月11日

東京電力パワーグリッド株式会社
東北電力ネットワーク株式会社

- 東北東京間連系線における相馬双葉幹線 2 回線事故時に対応した系統安定化装置の電制対象は、主に火力機となっており、需給状況・稼働状況次第で電制量が変わらうる。
- 特に、近年の再生可能エネルギー（以下、再エネ）電源導入の急速な拡大に伴い、再エネが高稼働となるような断面においては、電制対象電源を含む火力機が低出力に抑制もしくは停止となるため、実需給時点において年間計画で見込んだ電制量から大きく減少した場合、電制量不足となる虞がある。
- このため、下げ代不足が想定される期間における電制量の減少を踏まえた運用容量の値と、運用容量低下緩和策を検討した結果を報告する。

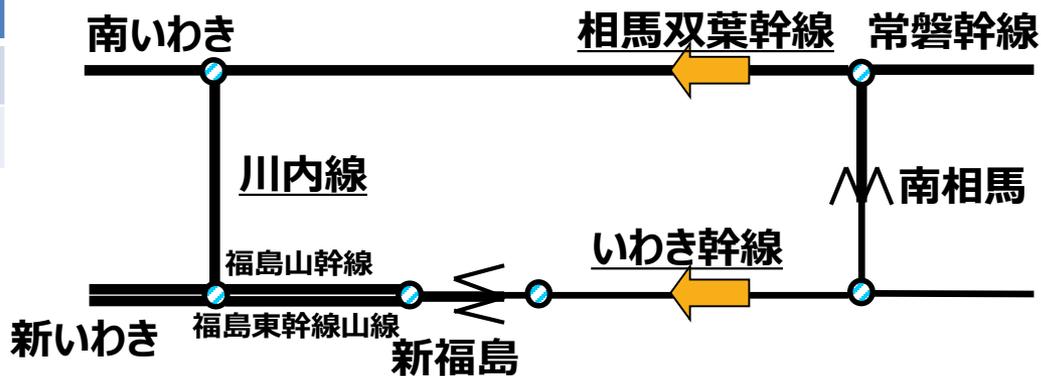
2. 現状の算出方法における想定事故ケースと検討対象想定事故ケース

- 電制対象機が抑制された場合に影響を受ける，相馬双葉幹線 2 回線事故ケースを検討する。

(1) 同期安定性限度の想定事故

- ・ 最過酷事故として，以下の 2 回線事故を想定
- ・ これらの事故においては電源制限を実施し，系統全体の安定化を図る

想定故障	電源制限
常磐幹線2回線事故	あり
相馬双葉幹線2回線事故	<u>あり</u>



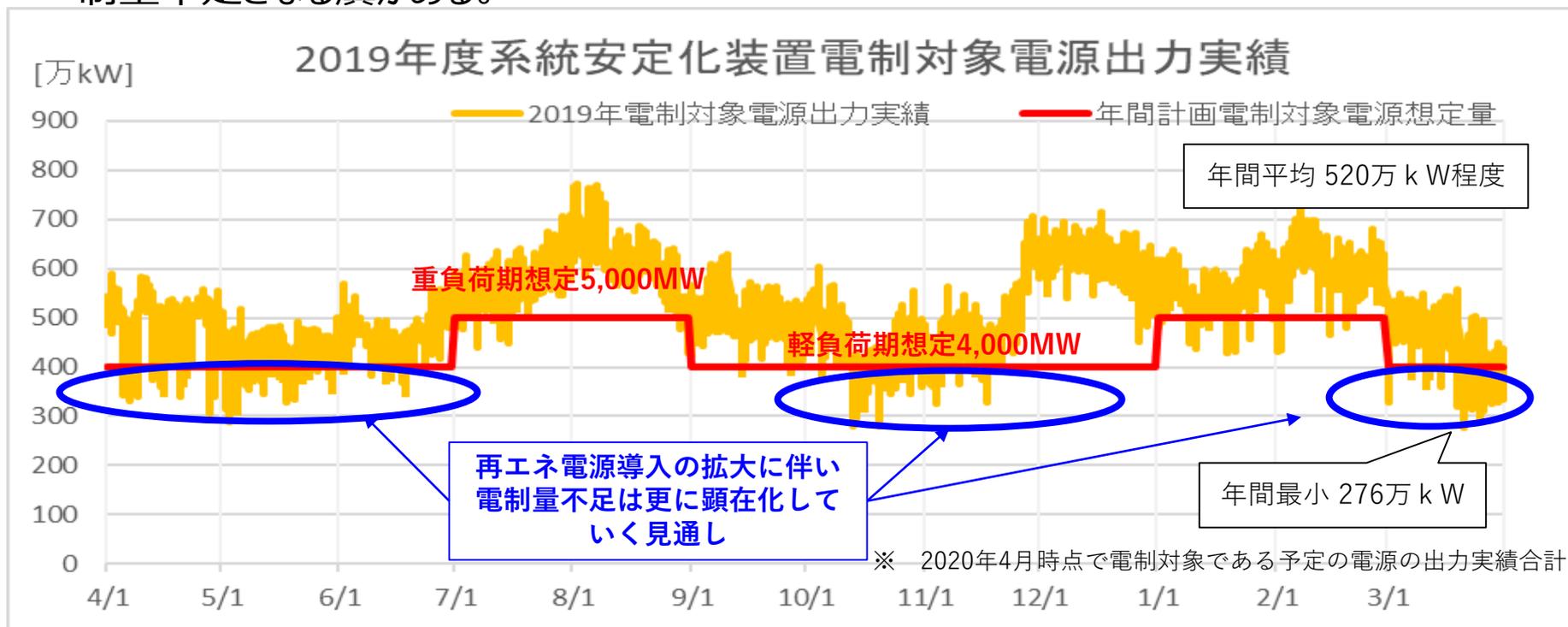
(2) 熱容量限度の想定事故

- ・ 下表の 1 回線事故および隣接送電線の 2 回線事故を想定
- ・ 連系線 1 ルート断となる相馬双葉幹線 2 回線事故においては，電制を実施，東北→東京向けの潮流を制限することで，いわき幹線を熱容量値に収める

想定故障	電源制限	判定基準
相馬双葉幹線 2 回線事故	<u>あり</u>	いわき幹線 2 回線の潮流が熱容量値 (2,360MW) 以内となること
いわき幹線 1 回線事故	なし	いわき幹線残回線の潮流が熱容量値 (1,180MW) 以内となること
川内線 2 回線事故	なし	いわき幹線 2 回線の潮流が熱容量値 (2,360MW) 以内となること

3. 電制量に関する課題

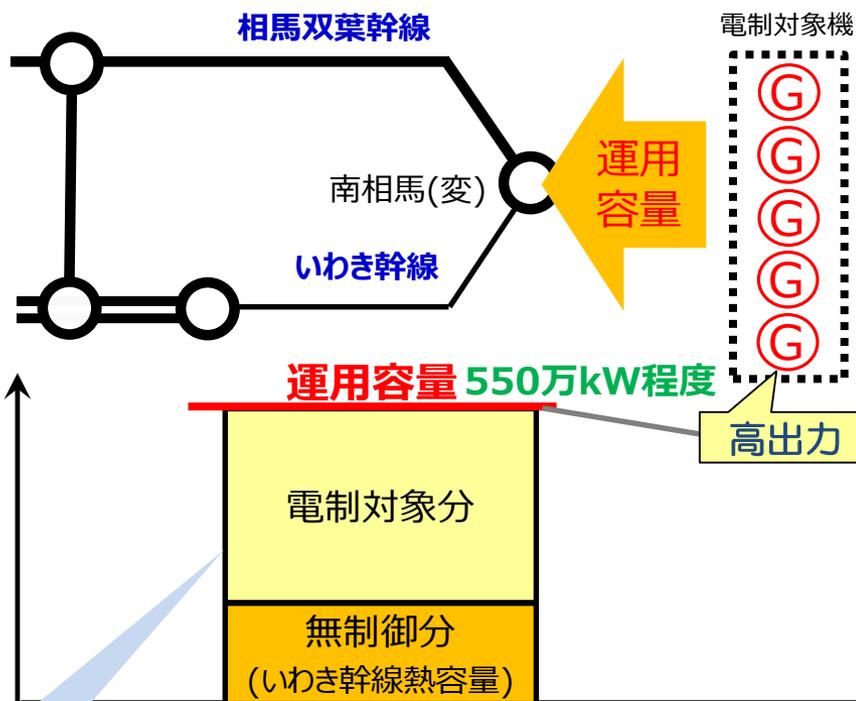
- 系統安定化装置の電制対象は、東北エリアの火力機の半量以上を占め約800万kW存在するが、このうち約600万kWが調整電源であり、需給状況に応じて電制量が変動する。
- 運用容量算出上、火力機の想定は供給計画を基本とし、このうち電制量は、過去の電制電源の出力実績を基に、補修停止や想定需要に基づくメリットオーダー運用を考慮した想定量として、重負荷期500万kW、軽負荷期400万kW程度を織込んでいる。
- しかしながら、再エネ電源導入の急速な拡大により、再エネが高稼働となるような断面（下げ代不足が想定される断面）においては、電制対象電源が低出力に抑制もしくは停止となるため、実需給時点において年間計画で見込んだ電制量から大きく減少した場合電制量不足となる虞がある。



4. 下げ代不足時の運用容量について

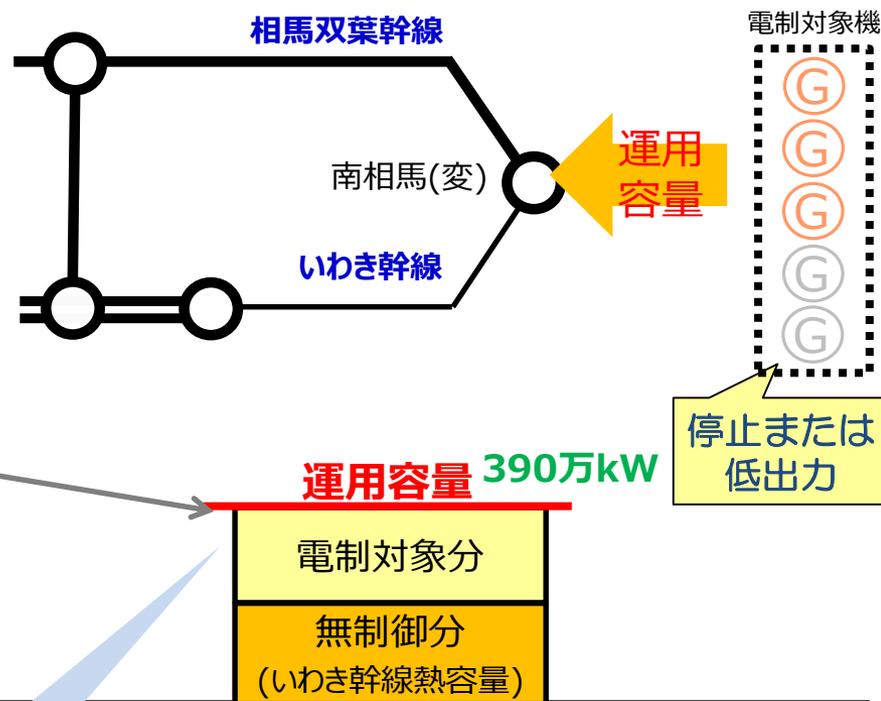
- 実需給断面における電制量不足を回避するため、再エネ高稼働による下げ代不足時に最大限火力を抑制した場合の電制量を織り込んで運用容量を算出すると、高需要期等の550万kW程度に対して390万kWまで低下する見込み。

<高需要期など>



高需要期の電制対象分は320万kW程度以上を安定的に維持

<下げ代不足時>



下げ代不足時に最大限火力を抑制した場合は電制対象分が160万kW程度まで減少する見込み

- 下げ代不足により電制量が少なくなる断面のひとつとして, GWを想定している。
- 想定では電制量は200万 kW程度となり, 運用容量は390万 kW^{※1}となる。
※1作業停止計画の最終案との整合により変更となる可能性がある。

電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの想定

電源種別		高需要期など出力[万kW]		2021年GW出力 ^{※2} [万kW]	
		電制	非電制	電制	非電制
電源Ⅰ・Ⅱ	LNG	65	104	31(4.2) ^{※3}	68 ^{※4} (10) ^{※3}
	石油	0	0	0	0
	石炭	197	54	16	0
電源Ⅲ等		142	145	150	83
合計		404	303	197	151



運用容量	550万kW程度	390万kW
-------------	-----------------	---------------

※2 再エネの伸びを考慮のうえ, 再エネ高稼働に伴い火力が安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制または停止されることを想定した値を織り込んでいる。

※3 ()内の数字はLFC容量分

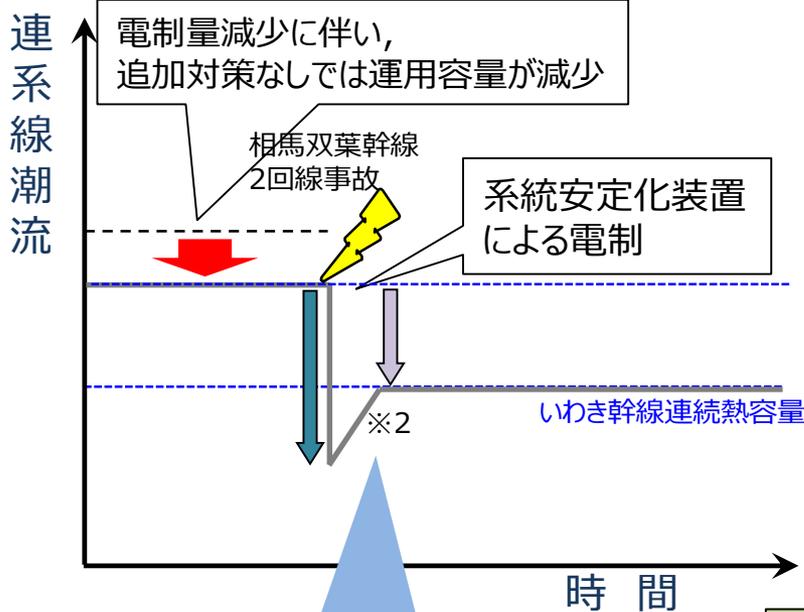
※4 LNGのBOG制約分を考慮

- 下げ代不足時における運用容量低下の緩和策として、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)を追加抑制することにより、約30万kW程度※1を電制量として追加確保する。

※1 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線2回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。

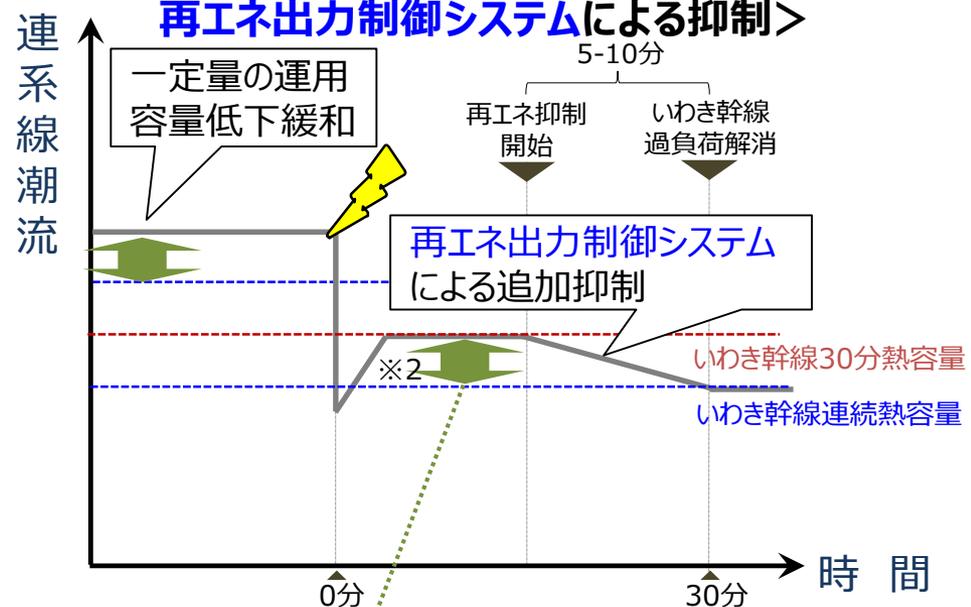
- 運用容量低下緩和策としてオンライン制御可能な再エネの抑制を行う場合、いわき幹線30分短時間容量を適用するため、下げ代不足時に限定し、一定量の運用容量低下を緩和する。

<既設の系統安定化装置のみによる電制>



※2 系統特性により、電制による潮流軽減は電制量の約80%となる。

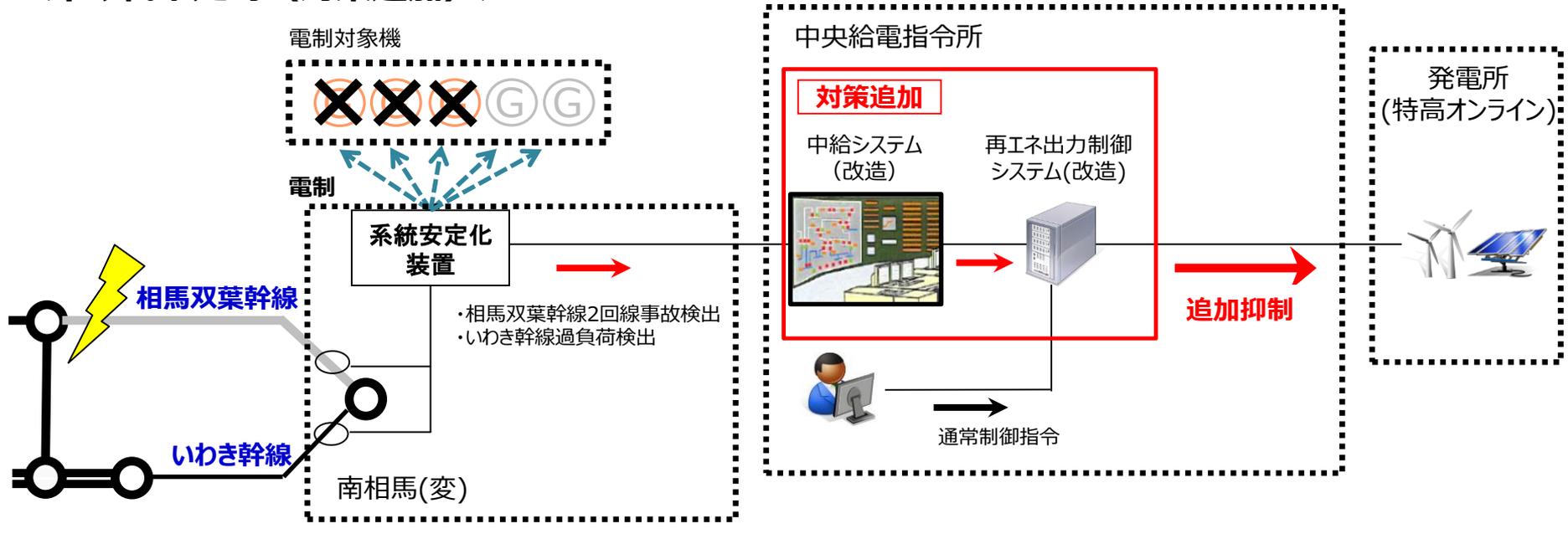
<既設の系統安定化装置による電制+再エネ出力制御システムによる抑制>



以下を考慮し、いわき幹線の30分容量を超えない範囲で対応。
 > 抑制開始～完了までの所要時間は5-10分程度必要

- 相馬双葉幹線 2 回線事故時は系統安定化装置からの信号により、自動で再エネ追加抑制となるようシステム改修を行う。

<下げ代不足時（対策追加）>



○開発スケジュール

2020		2021		
12	1	2	3	4
システム設計・製作		試験	現地調整	★運用開始

7. 下げ代不足が想定される期間の運用容量の算出方法

<考え方>

➤ 熱容量限度値

- ・下げ代不足が想定される期間においては、電源制限対象電源（主に火力機）が低出力に抑制もしくは停止となるため、電源制限を織込んでいる、相馬双葉幹線2回線故障が制約となる。このため、需給想定バランスから、電源制限対象電源出力（電源制限対象分）を算出し、熱容量限度値を算出する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分}$$

電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御）・負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。

- ・相馬双葉幹線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組み合わせるシステム構築後は、再エネ出力制御分を追加したうえで、2回線故障時におけるいわき幹線の短時間許容温度から求まる潮流もしくは直流機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} + \text{再エネ出力制御分}$$

<検討条件>

➤ 検討断面

- ・下げ代不足が想定される期間

➤ 想定電源

- ・供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
- ・新電力電源：発電計画を使用
- ・太陽光・風力：設備想定量に過去の設備利用率を考慮

➤ 想定需要

- ・3ヶ年実績の平均を想定

- 再エネ高稼働に伴う下げ代不足が想定される期間においては、相馬双葉幹線2回線事故時の電制量が従来織り込んでいた値よりも減少するため、そのような断面では最低限見込まれる電制量を織り込んだ運用容量へ下げることに対応したい。
- 運用容量低下を緩和するため、下げ代不足時には再エネ出力制御システムを活用し、オンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)を追加抑制することにより、約30万kW程度、電制量として追加確保する。

2021Fy GW運用容量：390万kW→420万kW※

※その他限度値で制約とならないことを確認済み

- 引続き、下げ代不足が想定される断面の精査を続けていき、2021Fy運用容量算出に上記2項目を適用するよう検討を進めていく。下げ代不足が想定される断面および電制量については、毎年精査していく。

参考資料

- 参考(1) 東北東京間連系線における電制電源の抑制を考慮した運用容量について
(2020年度第3回運用容量検討会資料1)
- 参考(2) 関西中国間連系線運用容量増加に関する検討について
(2020年度第3回運用容量検討会資料5)
- 参考(3) 中国四国間連系線下げ代不足時の熱容量限度値の考え方について
(2020年度第3回運用容量検討会資料2)
- 参考(4) 中国四国間連系線周波数維持限度値の算出方法見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料3)
- 参考(5) 中国四国間連系線設備停止時の運用容量（順方向）算出方法の見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料4)

関西中国間連系線運用容量増加に 関する検討について

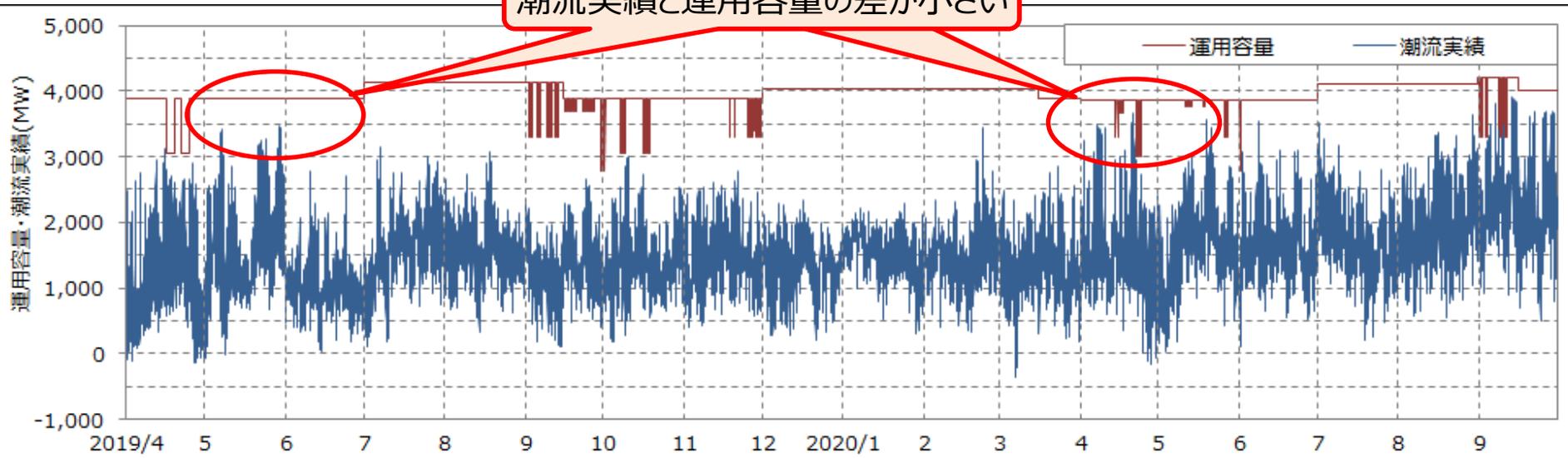
2020年12月11日

中国電力ネットワーク株式会社



- 関西中国間連系線（以下、「関中」）については、運用容量に対し、空容量が小さくなっている時間帯（特に軽負荷期の昼間帯）があり、今後も増加が見込まれる再エネの電気を有効活用するために運用容量増加の必要性が高まっていると史料
- こうした状況を踏まえ、再エネ電気の最大限活用のため関中運用容量の増加を早期に図りたいと考えており、対応策について検討した結果、軽負荷期における再エネ大量導入による潮流状況の変化等の実績も踏まえた想定とすることで運用容量増加が見込まれることが分かったので、今後の適用について検討した

潮流実績と運用容量の差が小さい



関西中国間連系線 運用容量と関中フェンス潮流実績※

※空容量最小となった関中フェンスにおける実績



2. 関中フェンスの特徴

- 関中は、ループ系統を構成する4回線のフェンス潮流により管理
- 関中フェンス内の南側ルート2回線故障発生時には、北側ルートに南側の故障前の潮流が加わる（回り込み潮流）ことによる北側系統（日野変電所、智頭変電所）の電圧低下により運用容量が決定（電圧安定性制約）

関中フェンスの管理 ①

関西中国間連系線は、ループ系統を構成する西播東岡山線、山崎智頭線、播磨西線、新岡山幹線、日野幹線及び中国東幹線の2回線故障（ルート断）に伴う健全ルートへの回り込み潮流を考慮したフェンス潮流により管理している。

《関西中国間連系線のフェンス潮流》
 以下のうち最大となる潮流をフェンス潮流という

- 西播東岡山線潮流と山崎智頭線潮流の合計 (①) ※計画潮流
- 西播東岡山線潮流と中国東幹線潮流の合計 (②)
- 新岡山幹線潮流と山崎智頭線潮流の合計 (③)
- 新岡山幹線潮流と中国東幹線潮流の合計 (④)

○ フェンス潮流 = MAX (①, ②, ③, ④)

左図のとおり、関西中国間連系線は、フェンス潮流により管理しているため、市場取引時点の計画潮流①と、実際のフェンス潮流(MAX(①, ②, ③, ④))は異なる

2018年度第2回運用容量検討会（2018.9.21）
 資料2-1より抜粋

【関西中国間連系線事故時の状況】

回り込み潮流により電圧降下

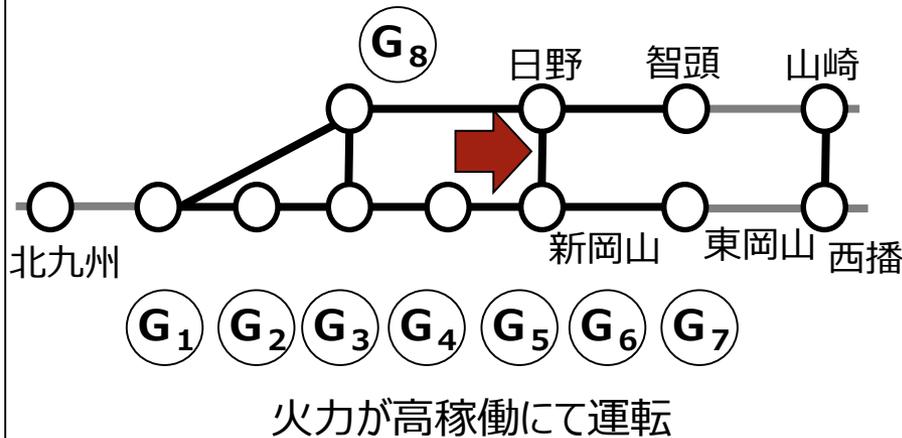
2016年度第3回運用容量検討会（2016.9.16）
 資料2より抜粋



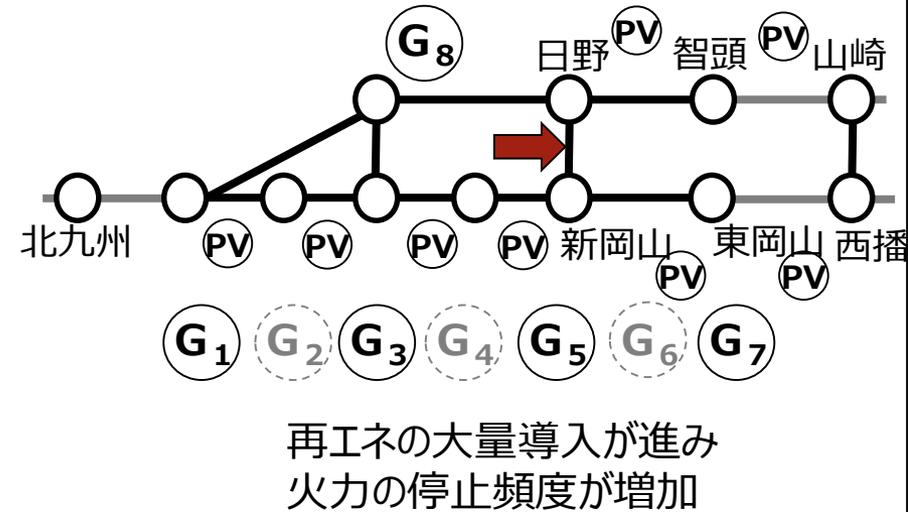
3-1.中国エリア内の潮流状況（電源の稼働状況）の変化

- 再エネの大量導入前は、火力が高稼働にて運転
 - 再エネの大量導入が進み、特に、軽負荷期において火力の停止頻度が増加
- ⇒再エネの大量導入およびこれに伴う火力の停止頻度増加により中国エリア内の潮流状況が変化

再エネ大量導入前



再エネ大量導入後



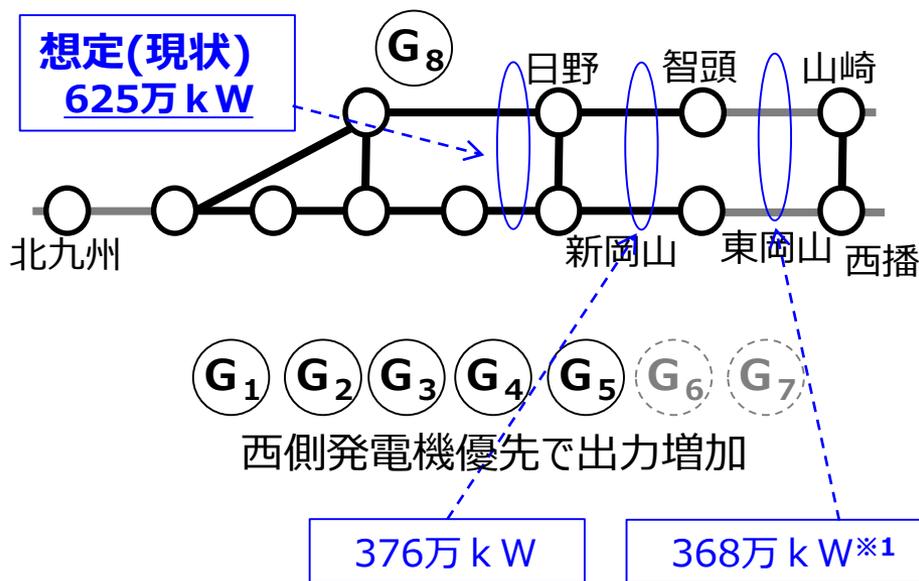


3-2. 軽負荷期の潮流実績と現状の潮流想定方法について

- 軽負荷期の潮流実績と運用容量算定時の現状の潮流想定方法について以下の通り確認
 - ⇒ 現状の潮流想定方法では、電圧低下箇所である日野変電所の西側のフェンス潮流が実績潮流より大きな想定となる（実績495万kWに対し、想定625万kW）
 - ⇒ 電圧低下幅を大きく評価することになるため、運用容量が小さくなっている

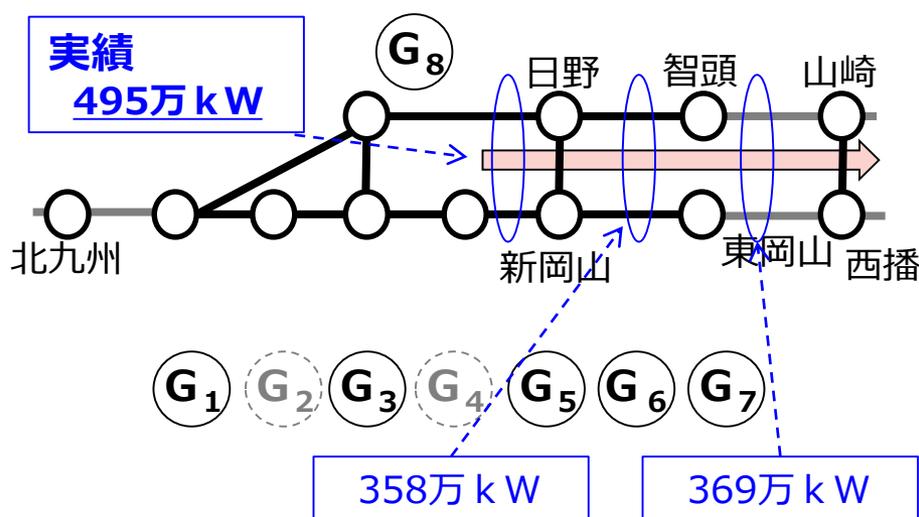
【関西中国間連系線近傍の潮流状況】

現状の潮流想定方法の場合



※1 関中連系線（西播東岡山線+山崎智頭線）の潮流を実績相当に調整

実績潮流※2



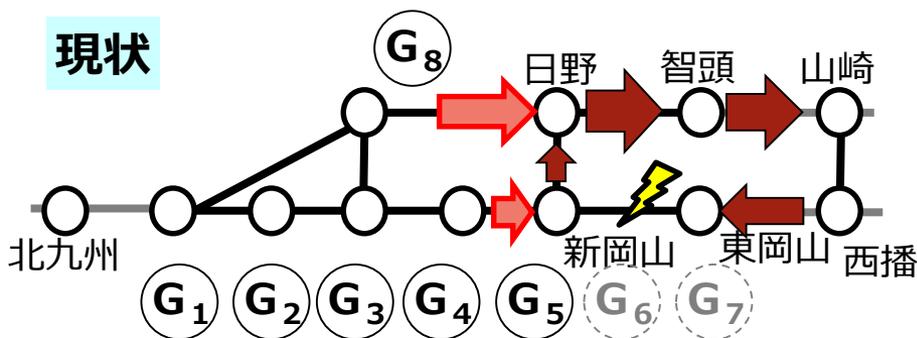
※2 2020年4月8日 11:00~11:30の状況(フリンジ考慮)
⇒ 軽負荷期で関中の活用量が大きく、再エネ(太陽光)発電量が多い断面を選定(発電機の状況についてはイメージ)



3-3. 軽負荷期における潮流想定方法の見直しについて

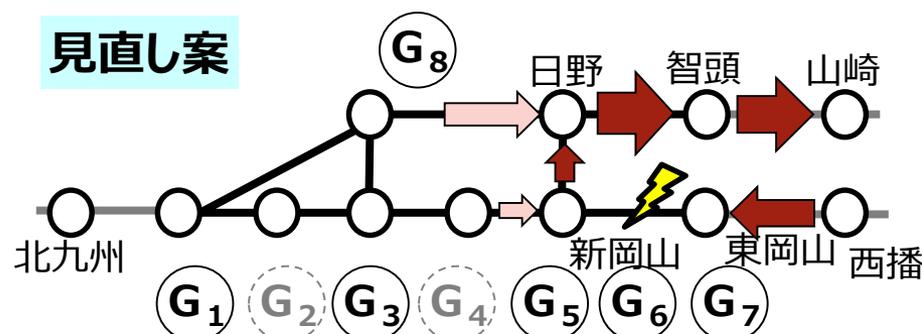
- 軽負荷期における実績と想定のかい離を確認したことから、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定し運用容量を試算した
⇒ 試算結果（現状）401万kW → （見直し後）430万kW（+29万kW）
- 見直し後の想定では、中国エリア内の西側の送電線潮流が減少しており、事故後の無効電力損失増が90万kVar抑えられている。これにより、電圧安定性限度値が増加し、運用容量が増加する

現状



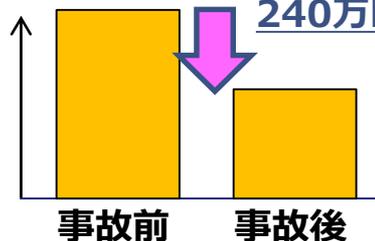
西側発電機優先で出力増加

見直し案



潮流実績等も踏まえG5~G7で出力増加

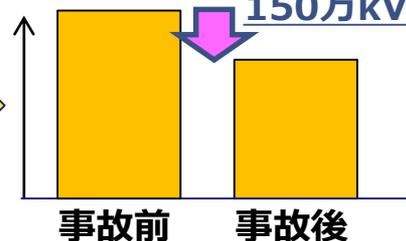
【系統電圧】



事故後の無効電力損失増が
240万kVar程度

電圧安定性限度値増加
⇒運用容量増加

【系統電圧】



事故後の無効電力損失増が
150万kVar程度



4. 関中運用容量の試算結果（2021年度）

- 「軽負荷期の想定潮流見直し」を適用した場合の関中運用容量について、実運用上、考慮すべきケースについて場合を分けて試算※1し、いずれのケースについても、現状から運用容量増加が見込まれることを確認※2している

※1 想定潮流を実績に近づけ、運用容量を増加させていることから、実運用時に想定される状況変化（運用容量に影響を与える送電線・電源停止）について個別に評価した

※2 熱容量限度値・同期安定性限度値については、制約とならないことを確認済

＜関中運用容量 試算結果＞		[単位：万kW]
	送電線停止・ 電源停止の有無	関中フェンス(その他季)※4
2020年度	なし	401
算定条件 場合分け []内は2020年度 からの増加幅	なし	430 [+29]
	電源停止※3	420 [+19]
	送電線1回線停止※3	420 [+19]
	電源停止※3 +送電線1回線停止※3	410 [+9]

(注) 2020年度はフリンジ29万kW 算定条件場合分け後はフリンジ30万kW(2021年度)で計算

※3 運用容量に影響を与える送電線・電源

※4 運用容量算出断面の表現にあわせ、軽負荷期をその他季とした



- 今回、軽負荷期について潮流想定方法の見直しを検討し、効果を確認した。現状、軽負荷期においては、空容量が小さくなる傾向があることから、まずは、2021年度の軽負荷期（その他季）について暫定的に運用容量を増加させることとしたい
- 今後、夏季・冬季といった他断面も含めた運用容量への適用に向け、広域機関殿と協調し検討を継続したい
- なお、2022年度内※に電源制限対象の追加が予定されており、その効果については2021年度にかけて、2022年度の運用容量からの適用に向け検討を進めたい

※時期については前後する場合あり



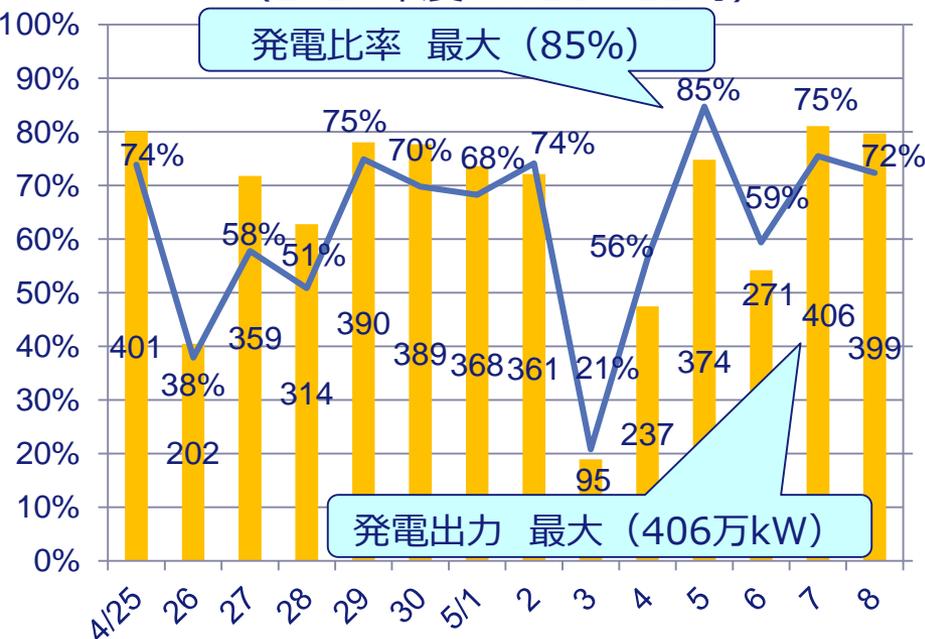
<参考> 関西中国間連系線の運用容量増加の必要性について

- 中国エリアは、太陽光発電の増加等にともない、これまで軽負荷期において電源Ⅲの抑制を複数回実施している。また、2020年度GWにおいて、エリア需要に占める太陽光比率が85%(出力374万kW)を記録するなど需給状況は厳しくなっており、再エネ出力制御の可能性が高まっている
- 再エネ出力制御量の低減策として、九州における関門連系線の最大限活用※¹や、四国における本四連系線の活用量増加※²が図られている中、今後、九州、四国に加え中国エリアの再エネの電気を可能な限り活用できるよう、運用容量の増加が必要と思料

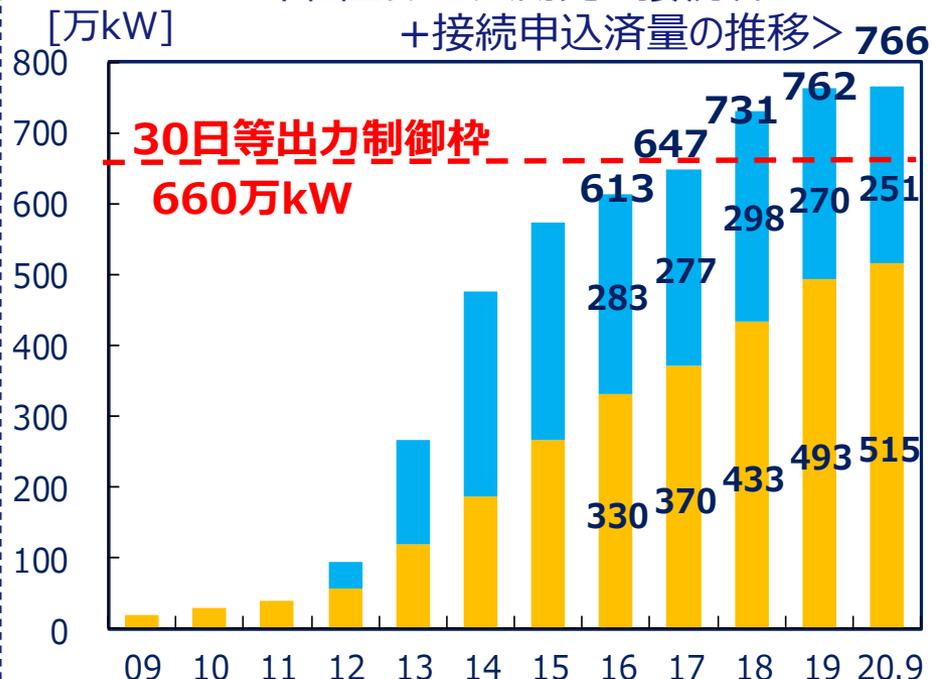
※1 関門連系線ルート断時の周波数面の制約緩和のため、新たに水力のOFリレー遮断や再エネ電制を実施

※2 本四連系線の短時間熱容量活用による増加

<太陽光発電比率および発電出力の推移>
(2020年度GW11~12時)



<中国エリアの太陽光の接続済 + 接続申込済量の推移>



(注)端数四捨五入のため、接続契約申込済と接続済の合計が一致しない場合がある。2019.4からは非FIT含み。

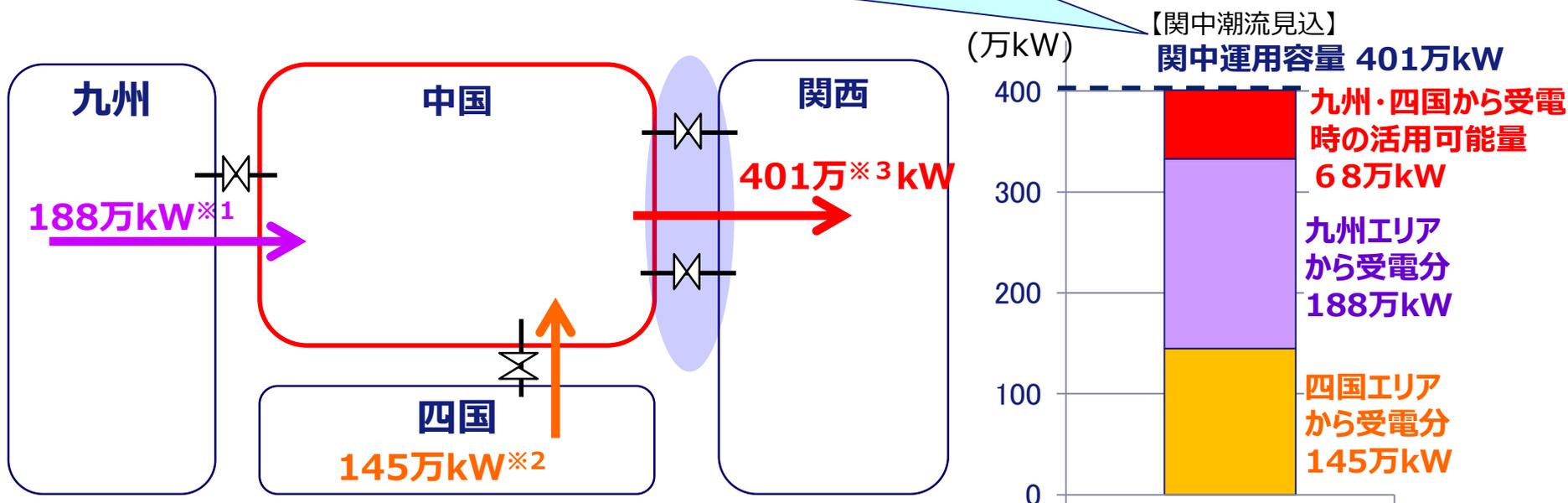


<参考> 将来の関中（関西向）潮流見込み（イメージ）

■九州，四国に加え，中国エリアにおいても再エネ出力制御を行う場合，同時に九州，四国から運用容量上限まで再エネの電気を関西以東に送ることが想定され，関中の運用容量が制約となる可能性あり

⇒この制約を極力回避するためには，特に下げ代不足が懸念され再エネ電気の利用が期待されるGW等の断面（軽負荷期）について早期に運用容量の増加を図りたい

GW等の断面（軽負荷期）に運用容量活用可能量が残り少なく，再エネの電気を送電するにあたって関中の運用容量が制約となる虞



※1 中国九州間連系線の2020年度 GW昼間帯の運用容量（5/5 11時～12時）

※2 中国四国間連系線の運用容量（2020.9.25 第2回運用容量検討会 四国電力送配電資料より）

※3 関西中国間連系線の2020年度 その他季 運用容量



<参考> 想定潮流の見直しに伴う 送電線停止・電源停止の扱い

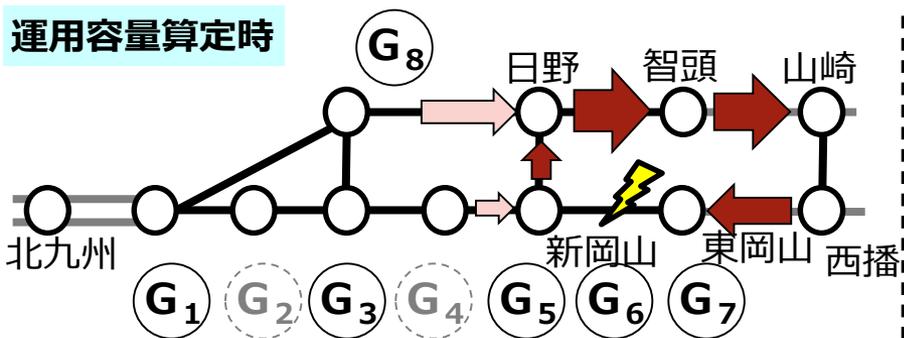
■ 軽負荷期における想定潮流の見直し検討において、送電線停止時・電源停止時※に電圧安定性限度値の増加が小さいことを確認

⇒いずれも現状の値より増加可能であるが、個別に運用容量として管理が必要

【関西中国間連系線ルート断事故時の状況】（見直し後イメージ）

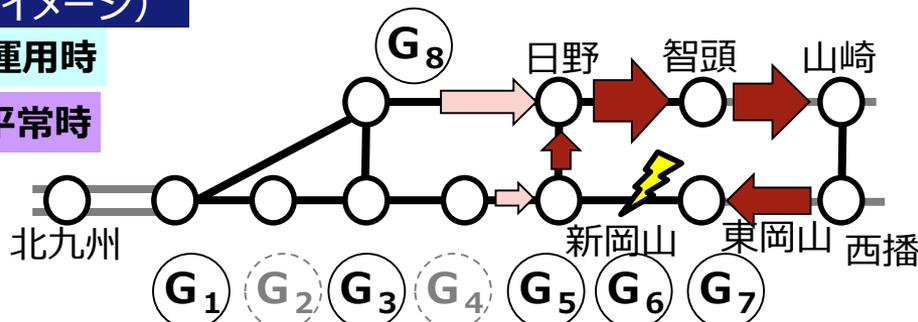
※運用容量に影響を与える送電線・電源を対象

運用容量算定時



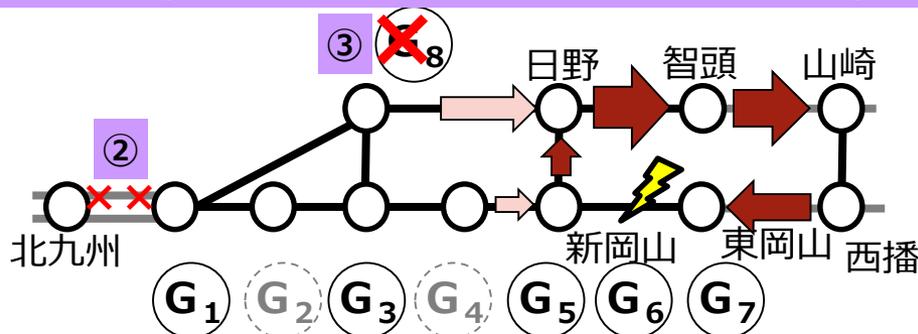
実運用時

① 平常時



運用容量算定時と実運用時で電圧安定性限度値は変わらない

- ② 送電線停止時(電力系統のインピーダンス増加による電圧降下)
- ③ 電源停止時(電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止)



送電線停止時や電源 (G8) 停止時には、平常時に比べ電圧安定性限度値が低下するため、平常時の運用容量に加え送電線停止時および電源停止時の運用容量を設定

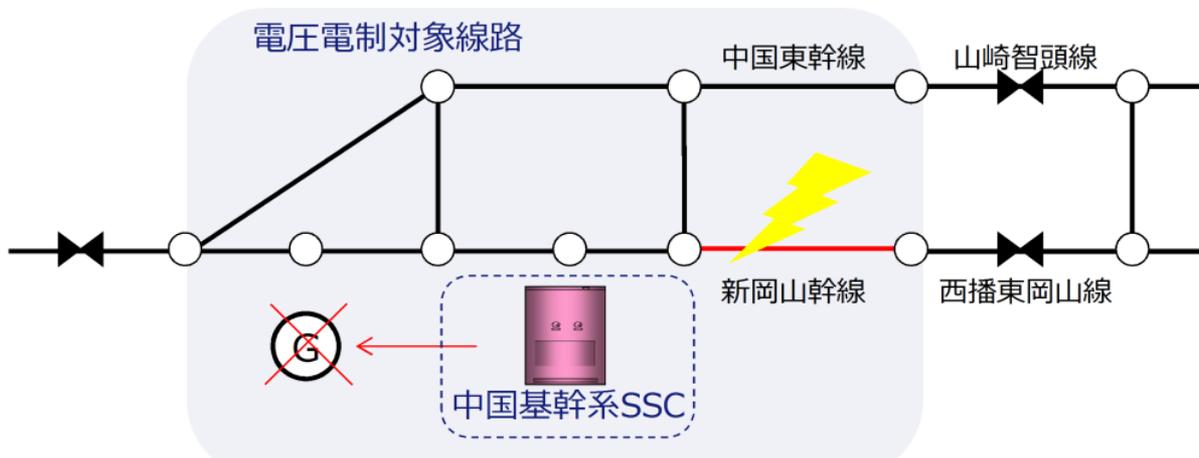
- ②無効電力 損失量：40万kVar程度増
- ③無効電力 供給源：40万kVar程度減

潮流実績等も踏まえた想定
(現状の想定より、西側電源停止,東側電源運転)
⇒現状に比べ運用容量が増加

系統安定化装置による電圧安定度維持のための電源制限機能追加 p2

- 従来、中国地内の500kV送電線故障時に同期安定度を維持することを目的に，系統安定化装置（以下，中国基幹系SSC）による電源制限を実施
- 中国基幹系SSCの更新時（2020年6月予定）に，電圧安定度を維持することを目的とした電制機能（以下，電圧電制）を追加することで，中国地内500kVフェンス運用容量を増加
- 関中フェンスを構成する送電線の一つである500kV新岡山幹線※故障時にも電圧電制を行うため，関中フェンス運用容量の増加も可能な状況
- 一方で，関中フェンスの運用容量増加により，60Hz同期系統内の同期安定度へ影響を及ぼすことから，この影響を踏まえたうえで，関中フェンスの運用容量の増加を判断することとしたい。

※関中フェンスは新岡山幹線ルート断時の電圧安定度制約で運用容量が決定





＜参考＞ 関中運用容量の試算結果（2022年度 電源制限対象追加時）

- 2022年度以降^{※1}，電源制限対象の追加が予定されており，その効果を織り込んだ運用容量を試算した
- 「軽負荷期の想定潮流見直し」および「電源制限対象追加」を適用した場合，以下のとおり増加が見込まれることを確認^{※2}している

※1 時期については前後する場合あり ※2 熱容量限度値・同期安定性限度値については，制約とならないことを確認済

＜関中運用容量 試算結果＞		[単位：万kW]
	送電線停止・ 電源停止の有無	関中フェンス(その他季) ^{※4}
2020年度	なし	401
算定条件 場合分け []内は2020年度 からの増加幅	なし	445 [+29] ^{※5} [+15] ^{※6}
	電源停止^{※3}	420 [+19] ^{※5}
	送電線1回線停止^{※3}	435 [+19] ^{※5} [+15] ^{※6}
	電源停止^{※3} +送電線1回線停止^{※3}	410 [+9] ^{※5}

※3 運用容量に影響を与える送電線・電源

(注) 2020年度はフリンジ29万kW

※4 運用容量算出断面の表現にあわせ，軽負荷期をその他季とした

算定条件場合分け後はフリンジ30万kW(2021年度)で計算

※5 送電線・電源停止時の算定条件場合分けによる増加幅

※6 電源制限対象追加による増加幅



(以降、各連系線の運用容量算出方法・結果の修正案)

4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）

④ 想定電源

- ▶ 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- ▶ 新電力電源は発電計画を使用する。
- ▶ 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

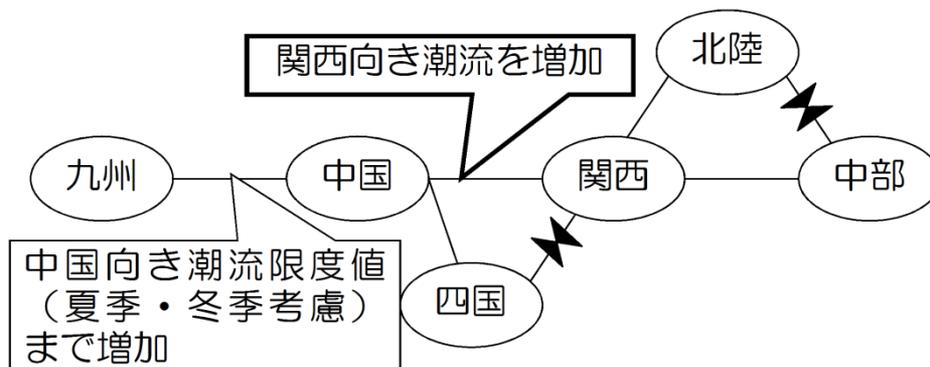
- ▶ 10月夜間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- ▶ 中国→関西向き潮流

九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を西側から増加※させ、関西エリアの発電機を抑制する。

※その他季については、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して、増加させる。なお、夏季・冬季といった他断面への適用については継続検討とする。

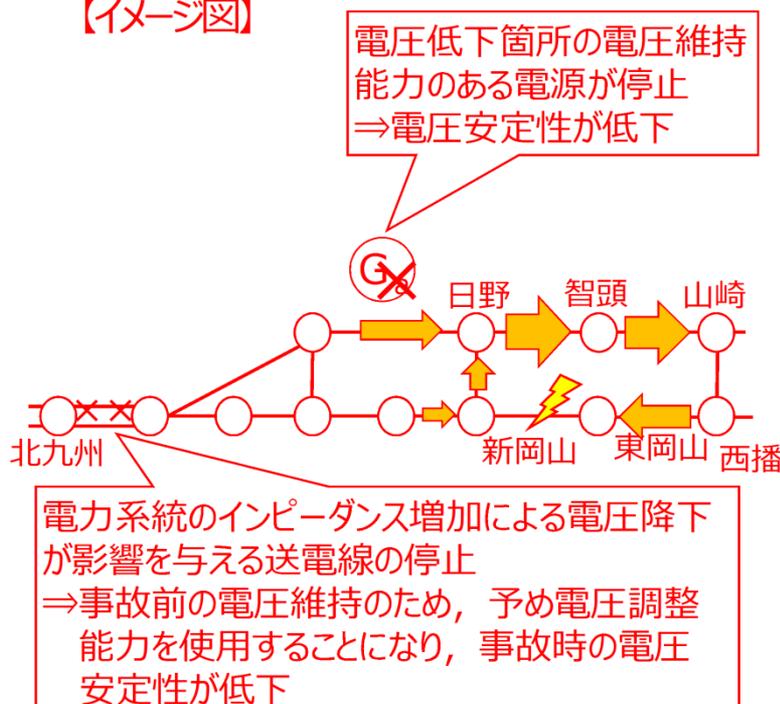


5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（3）

関西中国間連系線は、送電線※¹停止時、および電源※²停止時に、電圧安定性が低下することから、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して運用容量を算出する場合、送電線※¹停止時および電源※²停止時の運用容量もそれぞれ算出する

- ※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線
- ※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源

【イメージ図】





7. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

※数値については試算結果を仮で記載

連系線名称	容量	備考
関西中国間連系線	556万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 2回線 (西播東岡山線)

（2）同期安定性限度値

関西中国間潮流の向き	年間
関西→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
中国→関西 ¹⁾	410~430万kW ³⁾ で安定確認

- 1) 数値はフリンジ分（29万kW）控除後の値
- 2) 西播東岡山線1回線熱容量
- 3) 電圧安定性限度値（平常時、送電線1回線停止時および電源停止時の値）

7. 各限度値算出結果（2）

※数値については試算結果を仮で記載

（3）電圧安定性限度値

関西中国間 潮流の向き	区分 ¹⁾		
	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ²⁾	278万kW ³⁾ で安定確認		
中国→関西 ²⁾	421万kW	416万kW	4)

- 1) 夏季（7/1～9/15）、冬季（12/1～3/15）、その他季（9/16～11/30、3/16～6/30）
- 2) 数値はフリンジ分（29万kW）控除後の値
- 3) 西播東岡山線1回線熱容量
- 4) その他季は、暫定的に以下の値を適用

	平常時	電源 ⁵⁾ 停止時	送電線 ⁵⁾ 1回線停止時	電源 ⁵⁾ 停止 +送電線 ⁵⁾ 1回線停止時
その他季	430万kW	420万kW	420万kW	410万kW

- 5) 運用容量に影響する送電線・電源

（4）周波数維持限度値

制約なし

参考資料

- 参考(1) 東北東京間連系線における電制電源の抑制を考慮した運用容量について
(2020年度第3回運用容量検討会資料1)
- 参考(2) 関西中国間連系線運用容量増加に関する検討について
(2020年度第3回運用容量検討会資料5)
- 参考(3) 中国四国間連系線下げ代不足時の熱容量限度値の考え方について
(2020年度第3回運用容量検討会資料2)
- 参考(4) 中国四国間連系線周波数維持限度値の算出方法見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料3)
- 参考(5) 中国四国間連系線設備停止時の運用容量（順方向）算出方法の見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料4)

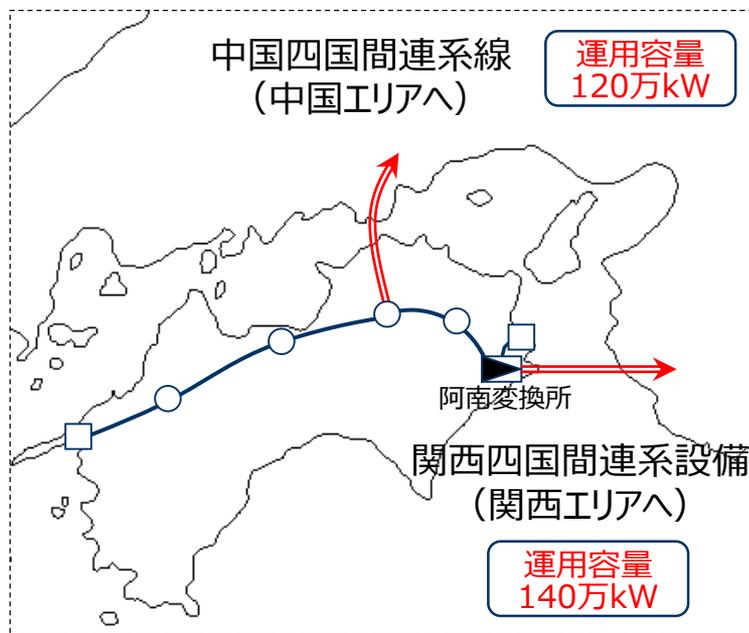
中国四国間連系線 2回線運用時の 下げ代不足時における熱容量限度値の 考え方について

2020年12月11日
四国電力送配電株式会社

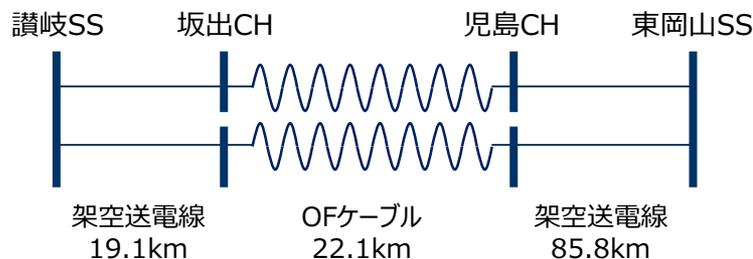
1. 背景

- 中国四国間連系線2回線運用時の熱容量限度値は、N-1故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流として、ケーブル区間の連続容量120万kWとしている。
- 第27回系統ワーキンググループ（2020年11月18日）において、再生可能エネルギー電源の最大限活用を目指した中国四国間連系線2回線運用時の運用容量拡大策（120万kWから145万kWに見直す）について報告し、取り組みの方向性について了承された。
- 今回、2021年度の運用容量算定に向け、下げ代不足時の熱容量限度値の考え方について整理した。

【連系線の概要】



連系線	運用容量
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(熱容量)
関西四国間連系設備 (阿南紀北直流幹線)	140万kW(設備容量)



連続容量 263万kW 連続容量 120万kW 連続容量 263万kW
 短時間容量 310万kW 4時間容量 145万kW 短時間容量 310万kW

2. 熱容量限度値の考え方 [通常時]

- 中国四国間連系線の熱容量限度値は、N-1故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流として、ケーブル区間の連続容量120万kWとしている。

<考え方>

▶N-1故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

▶ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V:電圧 [V]、I:許容電流 [A]、 $\cos\theta$:力率)

② 検討断面

▶夏季(周囲温度:40℃)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

▶なし

④ 想定故障

▶中国四国間連系線1回線停止

<判定基準>

▶送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A

3. 熱容量限度値の考え方 [下げ代不足時]

- 下げ代不足時において、逆方向（中国向き）の熱容量限度値の考え方を短時間許容温度から求まる潮流とする。
 - N-1故障時の健全回線の潮流
 - 通常時 : 120万kW（連続許容温度から求まる潮流）
 - 下げ代不足時 : 145万kW（短時間許容温度から求まる潮流）

<考え方>

- 下げ代不足時は、N-1故障時における健全回線の短時間許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

- ① 算術式
 - $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W]（V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率）
- ② 検討断面
 - 夏季（周囲温度：40℃）
- ③ 電源制限・負荷制限の織り込み
 - なし
- ④ 想定故障
 - 中国四国間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	145万kW (1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1860 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル[短時間値]
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A

4. まとめ

- 再生可能エネルギー電源の最大限活用を目指した中国四国間連系線2回線運用時の運用容量拡大策（120万kWから145万kW）を2021年度の運用容量算定に反映すべく、今回、下げ代不足時の熱容量限度値の考え方を追加した。
- 2021年度中の適用に向け、システム開発等の諸準備を進める。

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

121

<考え方>

➢N-1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

➢ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V:電圧 [V]、I:許容電流 [A]、 $\cos\theta$:力率)

② 検討断面

➢夏季(周囲温度:40℃)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

➢なし

④ 想定故障

➢中国四国間連系線1回線停止

<判定基準>

➢送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系統)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器4,000A

1. はじめに

1

- 四国エリアでは再生可能エネルギー電源（以下、再エネ）の導入が進展しており、春秋の電力需要が低くなる時期を中心に、再エネの出力制御の可能性が高まってきていることから、出力制御量の低減策として、中国四国間連系線の運用容量拡大について検討したので、今回ご報告する。

○再エネ導入の推移



※ 太陽光は2015年3月以降、風力は2010年3月以降、淡路島南部地域における接続量を含む

2. 本州四国間の連系線の構成

2

- 四国エリアにおいては、中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）で本州と連系している。

【連系線の概要】



本四連系線
〔瀬戸大橋に敷設の
ケーブル区間〕



阿南変換所

連系線	運用容量
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(熱容量)
関西四国間連系線 (阿南紀北直流幹線)	140万kW(設備容量)

3. 中国四国間連系線の運用容量拡大の方向性について

3

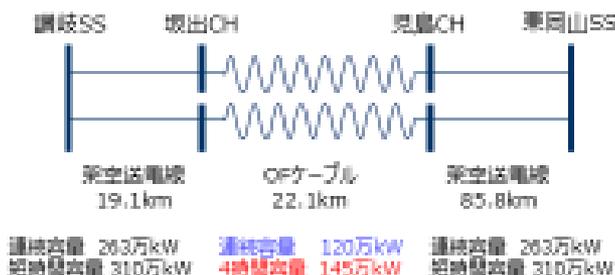
- 中国四国間連系線の運用容量については、運用容量 = 熱容量となっており^{※1}、熱容量の見直し以外には、拡大は困難な状況である
- ここで、中国四国間連系線については、架空 + ケーブル区間からなっており、熱容量はケーブル区間で決定されているが、その短時間過負荷容量は145万kW、許容時間は4時間と比較的長い^{※2}
- このため、運用容量（熱容量）を短時間過負荷潮流としても、4時間あれば、1回線故障時に給電指令によりエリア内の電源を抑制する時間は十分確保できると考えられる

※1 中国九州間連系線（関門連系線）は熱容量もしくは周波数制約（熱容量より小さい）より定まり、拡大対象は周波数制約

※2 当社では架空送電線の短時間過負荷許容時間は15分程度

短時間過負荷許容時間が長い中国四国間連系線の特殊性を考慮し、
2回線運用時の運用容量を120万kWから145万kWに見直すこととしたい

○中国四国間連系線の構成



○運用容量拡大のイメージ

	拡大前	拡大後
平常時	1L: 60万kW 120万kW 2L: 60万kW	1L: 72.5万kW 145万kW 2L: 72.5万kW
1回線故障時	120万kW 2L: 120万kW 連続容量内であり、潮流抑制等の対応不要	145万kW 2L: 145万→120万kW 4時間以内に調整電源等を抑制し、潮流を120万kW ^{※3} まで抑制

※3 作廃停止等による1回線停止時は運用容量(熱容量)は120万kW

4. 中国四国間連系線の運用容量拡大における課題について

4

- 中国四国間連系線の運用容量の拡大において、1回線故障時の過負荷解消は、前述のとおり速やかに電源抑制にて対応できる
- 一方、ルート断故障（2回線故障）時には、四国エリアの周波数維持のための電制電源等の確保面の課題がある

(電制電源と運用容量の関係)

- 運用容量（周波数維持限度値）は、以下の式により算出される

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流}^{\ast 1} + \text{電制対象電源の発電分（阿南紀北直流幹線のEPPS}^{\ast 2}\text{を含む）} \\ &= 20\text{万kW} + 100\text{万kW以上} \\ &= 120\text{万kW}^{\ast 3}\end{aligned}$$

※1 中国四国間連系線ルート断故障時に電制を行わなくても、四国エリアの周波数が大幅に上昇しない潮流。

※2 中国四国間連系線ルート断故障時等に系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持等をはかる機能。最大で設備容量の25%(2回線時は35万kW)の短時間過負荷運転制御を行うことが可能(30分後に過負荷運転は自動終了)。なお、再エネ出力制御時等の下げ調整力が低下する断面では、直流過負荷解消のための十分な下げ調整力がなく、EPPSの繰り込み量はゼロ。

※3 中国四国間連系線の熱容量(120万kW)を上限としている。

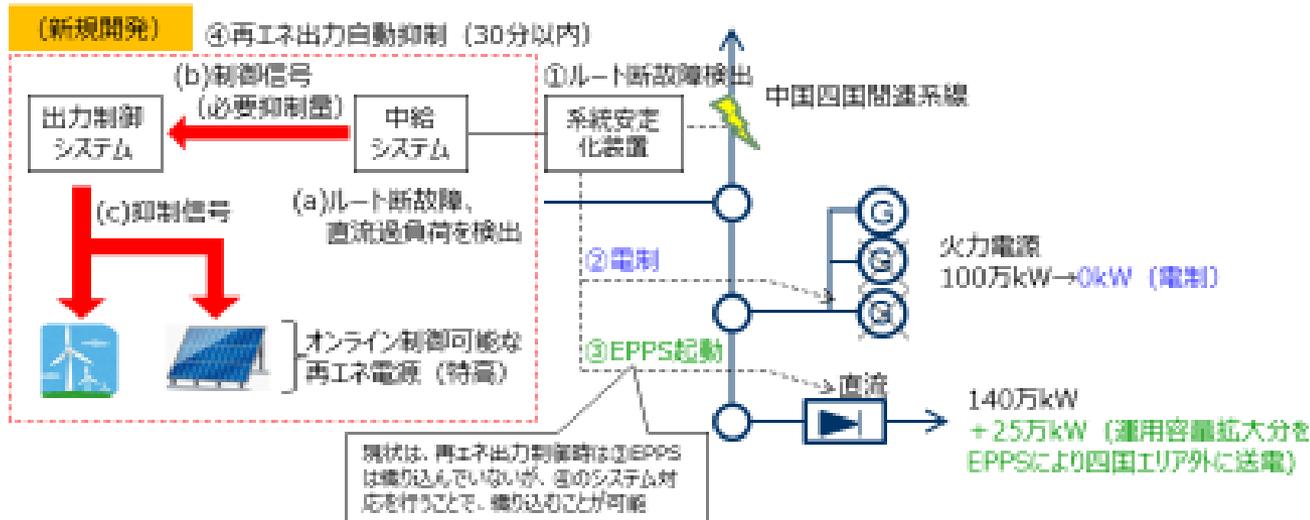
- 中国四国間連系線の運用容量を拡大した場合、ルート断故障時の電制対象電源の確保は以下のとおりとなる。
 - ✓ 通常は、電制対象電源（阿南紀北直流幹線のEPPSを含む）は十分に確保できている
 - ✓ 再エネ出力制御時等の下げ調整力が低下する断面における電制対象電源の確保が課題であり、何らかの対策が必要

5. 再エネ出力制御時の電制量の確保について

5

- 現在、再エネ出力制御時における中国四国間連系線ルート断故障時は、①系統安定化装置で事故を検出し、②エリア内の発電機を電制することで、四国エリアの周波数を維持しているところ。
- 今後は、系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組合わせた新たなシステムを構築することにより、①、②による対応に加え、③運用容量拡大分をEPPSにより四国エリア外に送電している間に、④オンライン制御可能な特高の再エネ電源を30分以内に自動抑制することで、四国エリアの周波数維持に取り組むこととする。

○阿南紀北直流幹線のEPPS + 既存の再エネ制御システムの活用イメージ



6. まとめ

6

- 再エネの最大限活用を目指して、中国四国間連系線の運用容量拡大策（中国四国間連系線2回線運用時の運用容量を120万kWから145万kWに見直す）について検討を行った結果、
 - ・ N-1故障時は、速やかに過負荷解消が可能
 - ・ ルート断故障時は、電制や「阿南紀北直流幹線のEPPS+既存の再エネ出力制御システム」[※]を活用することで四国エリアの周波数維持が可能
- であることから、再エネ出力制御の可能性が高まった場合の出力制御量の低減策として、中国四国間連系線2回線運用時の運用容量を145万kWまで拡大可能と考えられる。
- 今後は、上記の検討結果を踏まえ、[関係箇所と協議のうえ運用容量の拡大に向けた諸準備を進めたい。](#)

※システム開発に1年程度要する見込み

参考資料

- 参考(1) 東北東京間連系線における電制電源の抑制を考慮した運用容量について
(2020年度第3回運用容量検討会資料1)
- 参考(2) 関西中国間連系線運用容量増加に関する検討について
(2020年度第3回運用容量検討会資料5)
- 参考(3) 中国四国間連系線下げ代不足時の熱容量限度値の考え方について
(2020年度第3回運用容量検討会資料2)
- 参考(4) 中国四国間連系線周波数維持限度値の算出方法見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料3)
- 参考(5) 中国四国間連系線設備停止時の運用容量（順方向）算出方法の見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料4)

中国四国間連系線 2回線運用時の 周波数維持限度値の算出方法見直し

2020年12月11日
四国電力送配電株式会社

1. 背景

- 中国四国間連系線2回線運用時の周波数維持限度値は、当該連系線2回線故障において四国エリアおよび中西5社（四国除く）エリアの周波数が大幅に上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流値としている。
- これまで関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の潮流が逆方向（関西向き）のため、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量（以下、「阿南紀北EPPS制御量」）が十分に確保できていたことから、年間1断面で周波数維持限度値が熱容量限度値を下回らないことを確認してきた。
- 一方、2018年10月以降、間接オークション導入により阿南紀北直流幹線の潮流が変化しており、中国四国間連系線が順方向（四国向き）となる断面で阿南紀北直流幹線の計画潮流がゼロとなる事象が顕在化。また、2020年10月には、作業により阿南紀北直流幹線が双極停止となるなど、阿南紀北EPPS制御量を十分に見込めない事象も発生するようになった。
- 以上の状況を踏まえ、年間1断面での周波数維持限度値の算出では熱容量限度値を下回る可能性が出てきたことから、今回、他の周波数維持限度値が運用容量となっている連系線と同様に年間60断面で算出するなど、算出方法を見直すこととする。

（阿南紀北直流幹線の計画潮流実績）

年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度上期
計画潮流(最小) [万kW]	21	8	0	0
計画潮流OkWの頻度 [コマ]	0	0	25	212

出典：広域機関 系統情報サービスよりダウンロード

（阿南紀北直流幹線の双極停止作業実績）

停止日時	停止区分	作業箇所／作業内容	備考
2020/10/3 22:03 ～2020/10/4 4:53	単日	阿南紀北直流幹線2L / 漏油障害に伴うケーブル表面導出（穴開け）作業	阿南紀北直流幹線1L 帰線停止中のため、本作業中は運用容量0MWとなる。

出典：広域機関 系統情報サービスよりダウンロード

2. 周波数維持限度値（順方向）の算出方法見直し【現行】

- 中国四国間連系線が順方向（四国向き）潮流時の当該連系線2回線故障により、周波数面からの系統安定維持が可能となるよう、以下の制約条件および算出式から周波数維持限度値が熱容量限度値を下回らないことを確認している。
 - 四国エリアの周波数が大幅に低下しない
 - 中西5社（四国除く）エリアの周波数が大幅に上昇しない（中西5社エリアの系統容量が大きく制約とならない）

$$\text{EPPS制御量（阿南紀北直流幹線の関西向き潮流＋四国向き運用容量）} \\ \text{（一発電機解列量¹⁾）²⁾} \geq 120\text{万kW（熱容量）}$$

1) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量

2) ()は周波数低下側のみ

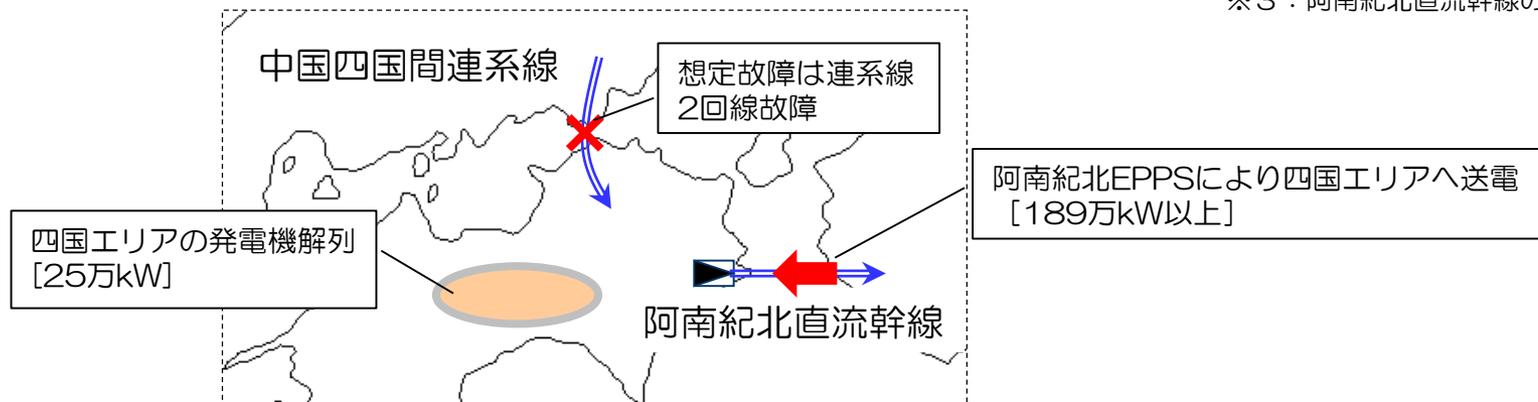
- 今回、阿南紀北直流幹線の逆方向（関西向き）潮流の減少による阿南紀北EPPS制御量の減少を踏まえ、算出方法を見直すこととする。
 - 算出断面の細分化（年間1断面 ⇒ 年間60断面）
 - 阿南紀北EPPS制御量の減少を踏まえ見直し
 - 過去：307万kW＝関西向け潮流132万kW^{※1} ＋EPPS動作後の四国向け最大潮流175万kW^{※3}
 - 見直し：189万kW＝関西向け最低潮流14万kW^{※2} ＋EPPS動作後の四国向け最大潮流175万kW^{※3}

※1：間接オークション以前の計画潮流値

※2：双極運転時の最低潮流制約

※3：阿南紀北直流幹線の短時間過負荷を含む

（周波数維持限度値の考え方のイメージ）



2. 周波数維持限度値（順方向）の算出方法見直し【見直し後】

<考え方>

- 中国四国間連系線がルート断（2回線故障）した場合において、四国エリアの周波数は大幅に低下することなく、また中西5社（四国除く）エリアは大幅に周波数上昇することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

<検討条件>

①算術式

- 四国エリア（周波数低下）
阿南紀北EPPSおよび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する。

$$\text{周波数維持限度値} = \text{四国の系統容量} \times \text{系統特性定数} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{四国の発電機解列量}$$

- 中西5社エリア（周波数上昇）
周波数上昇側であることから、発電機解列量は考慮しない。

$$\text{周波数維持限度値} = \text{中西系統（四国除く）の系統容量} \times \text{系統特性定数}$$

②検討断面

- 月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分し、15区分化
- 時間帯別：昼間、夜間
- 平休日別：平日、休日、特殊日（GW、盆、年末年始）

③想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

<検討条件（つづき）>

④電源制限・負荷制限の織り込み

- 四国エリア 負荷制限：あり※1、阿南紀北EPPS ※2を見込む
- 中西5社エリア 電源制限：なし

※1：四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を下回る場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、負荷制限を行う

※2：中国四国間連系線2回線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能（双極運転時は189万kWを見込む）

⑤想定故障

- 中国四国間連系線 2回線故障

⑥系統の周波数特性

	系統特性定数
四国系統の周波数低下	4.4%MW/0.8Hz
中西系統（四国除く）の周波数上昇	14.0%MW/0.6Hz

<判定基準>

- 四国系統の周波数が、59.2Hzより下回らないこと。
- 本州系統の周波数が、60.6Hzを上回らないこと。

2. 周波数維持限度値（順方向）の算出方法見直し【概算】

- 現時点での概算ではあるが、阿南紀北直流幹線が双極運転時においては、周波数維持限度値が熱容量限度値を下回ることはない見込みである。

<四国エリア（周波数低下）>

- 周波数維持限度値
 - = 四国の系統容量 × 系統特性定数 + 阿南紀北EPPS制御量 - 四国の発電機解列量
 - = (200~390万kW) ※1 × 4.4%MW/0.8Hz + 189万kW - 0~25万kW程度
 - = 熱容量限度値（120万kW）以上

※1：各断面の最小需要を、過去実績から想定

<中西5社エリア（周波数上昇）>

- 周波数維持限度値
 - = 中西5社の系統容量 × 系統特性定数
 - = (3300~6800万kW) ※2 × 14.0%MW/0.6Hz
 - = 熱容量限度値（120万kW）以上

※2：各断面の最小需要を、過去実績から想定

(参考) 阿南紀北直流幹線停止時の周波数維持限度値 [試算]

- 阿南紀北直流幹線が作業による片極停止等で阿南紀北EPPS制御量が減少する断面では、四国エリアの周波数低下側の制約により、周波数維持限度値が熱容量限度値を下回る可能性がある。

➤ 阿南紀北EPPS制御量

片極運転時：94.5万kW（関西向け潮流7万W + EPPS動作後の四国向け最大潮流87.5万kW）

双極停止時： OkW

○2021年度周波数維持限度値（四国向き、阿南紀北潮流幹線片極運転）

断面		[MW]											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平日	昼間	1,170	1,150	*	*	*	*	*	*	*	*	*	1,190
	夜間	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
休日	昼間	1,010	1,020	1,100	*	*	*	1,130	1,170	*	*	*	1,110 1,070
	夜間	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

断面		[MW]		
		GW	盆	年末年始
特殊日	昼間	990	*	*
	夜間	*	*	*

*：熱容量1,200MWを下回らない

○2021年度周波数維持限度値（四国向き、阿南紀北潮流幹線双極停止）

断面		[MW]											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平日	昼間	220	210	360	570	630	560 450	380	450 500	650	610	440	300 240
	夜間	660	590	620	830	860	880 810	850	990 1,030	1,050	1,140	1,130	950 850
休日	昼間	60	70	150	330	380	340 270	190	230 270	430	400	280	160 120
	夜間	490	410	430	630	650	690 670	650	810 870	990	1,070	1,000	820 710

断面		[MW]		
		GW	盆	年末年始
特殊日	昼間	40	470	270
	夜間	370	760	990

*：熱容量1,200MWを下回らない

注) 現時点での試算値であることに留意

3. 周波数維持限度値（逆方向）の算出方法見直し〔現行〕

- 中国四国間連系線が逆方向（中国向き）潮流時の当該連系線2回線故障により、周波数面からの系統安定維持が可能となるよう、以下の制約条件および算出式から周波数維持限度値が熱容量限度値を下回らないことを確認している。

- 四国エリアの周波数が大幅に上昇しない

$$\text{無制御潮流（20万kW）} + \text{抑制対象発電機及びEPPS制御量（100万kW以上）} \geq 120\text{万kW（熱容量）}$$

- 中西5社（四国除く）エリアの周波数が大幅に低下しない

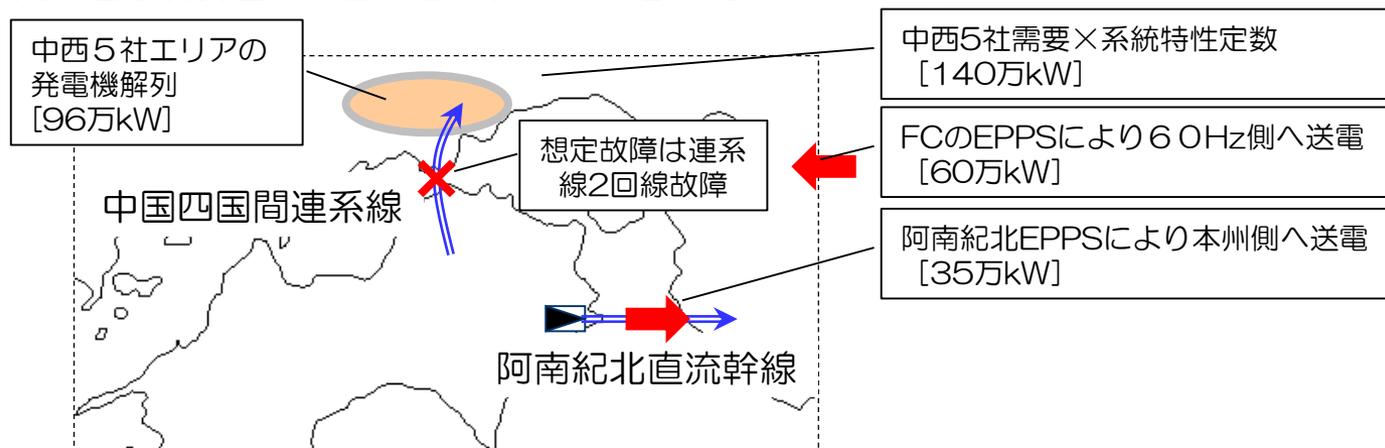
$$\text{四国以外の中西5社需要過去3カ年におけるL1の平均} \times \text{系統特性定数} + \text{EPPS制御量}^1) - \text{発電機解列量}^2) \geq 120\text{万kW（熱容量）}$$

1) FC及び阿南紀北のEPPSの合計。FCのEPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮

2) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量

- 阿南紀北直流幹線の双極作業停止により、阿南紀北EPPS制御量が見込めない状況が発生したことを踏まえ、算出断面の細分化（年間1断面→年間48断面）を行うこととする。

（周波数維持限度値（中西5社エリア）の考え方のイメージ）



3. 周波数維持限度値（逆方向）の算出方法見直し【見直し後】

<考え方>

- 中国四国間連系線がルート断（2回線故障）した場合において、四国エリアの周波数系統は大幅に上昇することなく、また中西5社（四国除く）エリアは大幅に周波数低下することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

<検討条件>

①算術式

- 四国エリア（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。

$$\text{周波数維持限度値} = \text{無制御潮流（20万kW※）} + \text{抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量}$$

※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）

- 中西5社エリア（周波数低下）
FCのEPPSおよび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する。

$$\text{周波数維持限度値} = \text{中西系統（四国除く）の系統容量} \times \text{系統特性定数} \\ + \text{FC及び阿南紀北のEPPS制御量} - \text{中西系統（四国除く）の発電機解列量}$$

②検討断面

- 月別区分とし12区分化
- 時間帯別：昼間、夜間
- 平休日別：平日、休日、特殊日（GW、盆、年末年始）

③想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

<検討条件（つづき）>

④電源制限・負荷制限の織り込み

- 四国エリア 電源制限：あり※1、阿南紀北EPPS※2を見込む
- 中西5社エリア 負荷制限：なし、FC及び阿南紀北のEPPSを見込む

※1：四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を上回る場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う

※2：中国四国間連系線2回線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

⑤想定故障

- 中国四国間連系線 2回線故障

⑥系統の周波数特性

	系統特性定数
中西系統の周波数低下	4.4%MW/0.8Hz

<判定基準>

- 四国系統の周波数が、60.3Hzを上回らないこと。
- 本州系統の周波数が、59.2Hzより下回らないこと。

3. 周波数維持限度値（逆方向）の算出方法見直し【概算】

- 現時点での概算ではあるが、周波数維持限度値が熱容量限度値を下回ることはない見込み。

<四国エリア（周波数上昇）>

- 周波数維持限度値
 - = 無制御潮流 + 抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量
 - = 20万kW + 100万kW以上は確保可能
 - ≥ 熱容量限度値（120万kW）以上

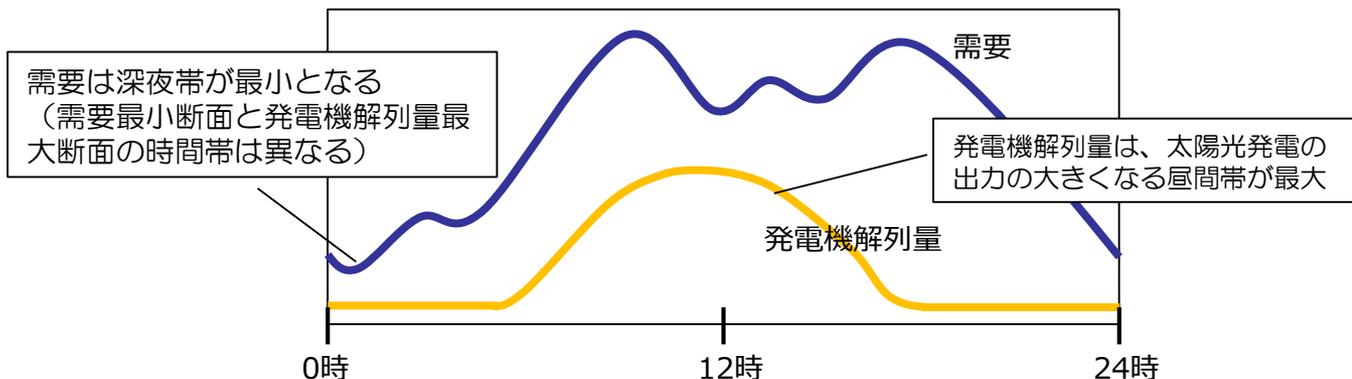
<中西5社エリア（周波数低下）>

- 周波数維持限度値
 - = 中西5社の系統容量 × 系統特性定数 + FC及び阿南紀北のEPPS制御量 - 中西5社の発電機解列量
 - = (3300~6800万kW) ※1 × 4.4%MW/0.8Hz + 95万kW※2 - 0~96万kW程度
 - = 熱容量限度値（120万kW）以上

※1：各断面の最小需要を、過去実績から想定

※2：FCのEPPS（60万kW）+阿南紀北EPPS（35万kW）

（需要と発電機解列量のイメージ）



4. まとめ

- 間接オークション導入により阿南紀北直流幹線の潮流状況が変化しており、四国受けとなる断面で阿南紀北直流幹線の計画潮流がゼロとなる事象が顕在化したことなどを踏まえ、これまで最過酷1断面で算出してきた周波数維持限度値を、他連系線と同様に年間60断面（または年間48断面）で算出するなど、算出方法の見直しを行う。
- 現時点の概算では、阿南紀北直流幹線双極運転時は中国四国間連系線の周波数維持限度値が、熱容量限度値を下回ることはない見込み。
 今後は2021年度からの適用に向け、諸元の精査等を行い、運用容量算出を進める。

（スケジュール）

2020年度		3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
公表			▲	▲ ← 検討条件					▲		▲			▲ 算出結果
検討会				▲ ←				▲			▲		▲	
検討条件の検討		▲ 意見募集		要望を受けたときは必要に応じ適宜検討										
個別検討	熱容量等				■ 設備容量確認					■ 潮流計算実施箇所				
	同期安定性				■									
	電圧安定性				■									
	周波数維持				■									
運用容量算出												■ 検討会の結果反映		

出典：第1回運用容量検討会(2020年5月15日) 資料1より抜粋

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準 (1)

126

<考え方>

- 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

<検討条件>

①電源制限・負荷制限等の織り込み

- 四国系統 電源制限、負荷制限：あり
- 本州系統 電源制限、負荷制限：なし
また、FCのEPPSを見込む

四国系統において、中国四国間連系線2回線故障により、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。

- 阿南紀北直流幹線のEPPSを織り込む。

阿南紀北直流幹線のEPPS：
中国四国間連系線ルート断時などに、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などをはかる機能

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準 (2)

127

②制約の確認結果

【中国四国間連系線潮流が四国→中国の場合】

- 四国系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、抑制対象発電機及び阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。

$$\text{無制御潮流(20万kW)} + \text{抑制対象発電機及びEPPS制御量(100万kW以上)} \geq 120\text{万kW(熱容量)}$$

- 本州系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、FC+阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。

本州系統の周波数制約：

$$\text{四国以外の中西5社需要過去3ヶ年におけるL1の平均} \times \text{系統特性定数} - \text{発電機解列量}^1) + \text{EPPS制御量}^2) \geq 120\text{万kW(熱容量)}$$

今回見直し

【中国四国間連系線潮流が中国→四国の場合】

- 四国系統及び本州系統のいずれにおいても、熱容量限度値120万kWにおいて、阿南紀北直流幹線の計画潮流が常時四国→関西向きであり、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。

$$\text{EPPS制御量(阿南紀北直流幹線の関西向き潮流+四国向き運用容量)} \\ \text{(一発電機解列量}^1))^3) \geq 120\text{万kW(熱容量)}$$

今回見直し



1) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量

2) FCのEPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する

3) () は周波数低下側のみ

参考資料

- 参考(1) 東北東京間連系線における電制電源の抑制を考慮した運用容量について
(2020年度第3回運用容量検討会資料1)
- 参考(2) 関西中国間連系線運用容量増加に関する検討について
(2020年度第3回運用容量検討会資料5)
- 参考(3) 中国四国間連系線下げ代不足時の熱容量限度値の考え方について
(2020年度第3回運用容量検討会資料2)
- 参考(4) 中国四国間連系線周波数維持限度値の算出方法見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料3)
- 参考(5) 中国四国間連系線設備停止時の運用容量（順方向）算出方法の見直し
(2020年度第3回運用容量検討会資料4)

中国四国間連系線 設備停止時の 運用容量（順方向）の算出方法見直し

2020年12月11日
四国電力送配電株式会社

1. 背景

- 現在の中国四国間連系線設備停止時（1回線停止）の順方向（四国向き）の運用容量は、当該線路の残回線事故によるルート断が発生しても原則、負荷制限等の系統制御を伴わない潮流（以下、「無制御潮流」）20万kW程度としており、2回線時の運用容量120万kW（熱容量限度値）と比べると運用容量がかなり小さくなる。
- 中国四国間連系線は、毎年、ケーブルの張替工事や点検等により1か月を超える長期間の作業停止が行われており、今後も継続される見込みである。
- また、今年の中国四国間連系線が作業により1回線停止している期間において、当該連系線の潮流が四国向きとなる断面で市場分断が発生した。
- そうした現状を踏まえ、中国四国間連系線設備停止時の順方向の運用容量について、系統利用者の利便性向上を目的とし、関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）のEPPS制御量（以下、「阿南紀北EPPS制御量」）を見込むなど、算出方法を見直すこととする。

（中国四国間連系線の作業停止実績・計画）

年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
作業停止日数	30	57	53	30	95

出典：広域機関 系統情報サービスよりダウンロード（2020,21年度は年度計画）

（中国四国間連系線1回線停止時の順方向潮流によるスポット市場分断実績）

年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度上期
市場分断コマ数	0	0	0	18

出典：JEPX 2020年度スポット市場取引結果（中国と四国のエリアプライス差があるコマ数を計上）

2. 設備停止時の運用容量（順方向）の算出方法見直し

- 中国四国間連系線設備停止時（1回線停止）の順方向の運用容量は、当該連系線の残回線事故（N-1事故）でルート断となるため、四国エリアの負荷制限を伴わない潮流としている。

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} \\ &= \text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (6.4\% \text{MW} / 1.3 \text{Hz}^{*1}) \end{aligned}$$

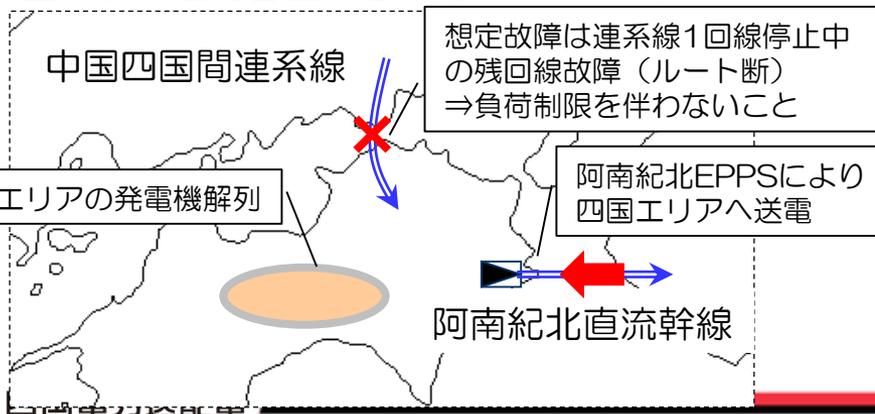
※1 阿南紀北潮流幹線のEPPSを見込むことにより、周波数低下限度(58.7Hz)での運用容量を維持している

- 今回、中国四国間連系線設備停止時の運用容量を拡大するにあたり、N-1事故で負荷制限を伴わないという基本的な考え方は変更せず、以下のとおり算出方法を見直すこととする。
 - 阿南紀北EPPS制御量を全量織り込む（発電機解列量と相殺⇒双極運転時は189万kW）
 - 発電機解列量の織り込み（EPPS制御量と相殺⇒中西地域周波数低下事象により判明した量）
 - 系統特性定数の見直し（6.4%MW/1.3Hz⇒4.0%MW/0.7Hz^{*2}）

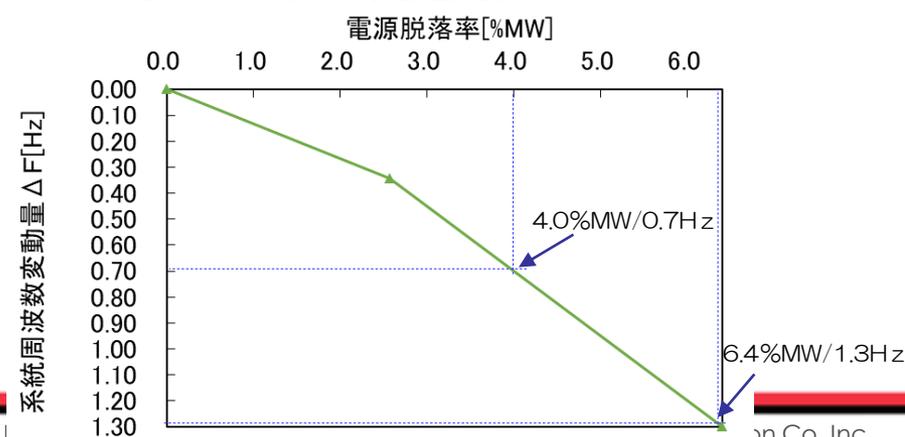
※2 60Hz系統における系統特性定数より、負荷制限に至らない値とする必要があるため、59.1Hz(UFR動作)に常時変動の0.2Hz裕度を取り、4.0%MW/0.7Hzとする

- なお、「周波数低下維持限度値算出における整理事項（2018年度 第5回運用容量検討会）」において、EPPSは動作信頼性が高く、動作が十分に期待できるため、平常時・作業時共ににおいて運用容量にEPPS制御量を全量織り込むことは可能と整理しているが、当時は連系線の混雑状況等を考慮し、現状通りの運用容量としていた。

（見直し後の運用容量の考え方のイメージ）



（60Hz系統における系統特性定数）



$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{発電機解列量}$$

◆ 算定の基本的な考え方

- N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）
- また、阿南紀北直流幹線のEPPSおよび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する。
 - 無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）
算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）※1
系統容量：設備停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）
※1：負荷制限に至らない周波数とするため、UFR(59.1Hz)に常時変動の0.2Hz裕度を取り、4.0%MW/0.7Hzとする。
 - 阿南紀北EPPS制御量
中国四国間連系線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能
 - 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量を織り込む
- 周波数低下限度
59.3Hz
- 周波数低下限度の考え方
四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値
中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）

- 現時点での概算ではあるが、設備停止時の運用容量（順方向）は、従来よりも拡大できる見込みである。
- なお、中国四国間連系線の設備停止時の運用容量に阿南紀北EPPS制御量を最大限見込めるよう、引き続き、中国四国間連系線と関西四国間連系設備が同時停止とならないよう停止調整を行うこととする。

<運用容量（順方向）>

- 運用容量

$$\begin{aligned} &= \text{無制御潮流} && + \text{阿南紀北EPPS制御量} && - \text{発電機解列量} \\ &= \text{四国の系統容量} \times \text{系統特性定数} && + \text{阿南紀北EPPS制御量} && - \text{四国の発電機解列量} \\ &= (200\sim 390\text{万kW}) \times 4.0\% \text{MW}/0.7\text{Hz} + 189\text{万kW} && && - 0\sim 25\text{万kW程度} \\ &= \text{熱容量限度値 (120万kW) 以上} \end{aligned}$$

※1：各断面の最小需要を、過去実績から想定

※2：阿南紀北直流幹線が双極運転の場合189万kW

3. まとめ

- 系統利用者の利便性向上を目的として、中国四国間連系線設備停止時の順方向（四国向き）の運用容量の拡大について検討した結果、運用容量算出の基本的な考え方は変更せず、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量を全量織り込むことで現状より拡大できる見込みである。
- 2021年度からの適用に向け、運用容量算定を進めていく。

(スケジュール)

2020年度		3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
公表			▲	▲ 検討条件		適宜公表		▲			▲			▲ 算出結果
検討会				▲		適宜開催		▲			▲		▲	
検討条件の検討			▲ 意見募集		要望を受けたときは必要に応じ適宜検討									
個別検討	熱容量等				設備容量確認						潮流計算実施箇所			
	同期安定性				—————									
	電圧安定性				—————									
	周波数維持				—————									
運用容量算出											————— 検討会の結果反映			

出典：第1回運用容量検討会(2020年5月15日) 資料1より抜粋

(参考) 1回線停止時の運用容量の考え方

1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞

70

運用容量 = 無制御潮流
= 20～30万kW程度

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで周波数維持のための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」を考慮して阿南紀北直流幹線のEPPSを見込む

○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/1.3Hz）¹⁾

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことにより、暫定対策実施以前の周波数低下限度（58.7Hz）での運用容量を維持している

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度値の考え方

四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）

直流設備の動作信頼性 (1)

7

- EPPSの織り込みを整理するにあたり、直流設備の動作信頼性(※)を考慮する必要がある。

(※) 直流設備の動作信頼性とは…

- (1) 直流制御が動作条件を満たすことの確実性
- (2) 直流設備が交流系統の故障で運転停止に至らず動作することの信頼性

➡ (1) および (2) について検証を実施。

➢ 「(1) 直流制御が動作条件を満たすことの確実性」については、EPPS機能を持つ東京中部間および関西四国間の直流連系設備を確認。

➢ 下記の理由により、EPPSの動作条件を満たすことの確実性が十分であると評価。

① 【FC】東京中部間連系設備

東京中部間連系設備のEPPSは、系統の周波数低下を検出することにより動作するシステムであり、動作条件は右記のとおりである。EPPSの動作条件である、健全側の東地域の周波数が49.90Hz以上滞在率は、99.7%以上(3σ以内)あることから、EPPS1段60万kWの動作は十分期待できる。

② 【HVDC】関西四国間連系設備

関西四国間連系設備のEPPSは、本四連系線ルート断を検出し動作するシステムであること、制御システムが2系であることから、動作条件を満たすことの確実性は十分である。

(2016.01.28) 第3回 運用容量検討会

<EPPS (緊急降周波装置) 動作条件>

a.50Hz⇒60Hzへ暴落
周波数低下側：59.6Hz以下
健全側：49.9Hz以上
b.60Hz⇒50Hzへ暴落
周波数低下側：49.6Hz以下
健全側：59.9Hz以上

<東京エリアの60±0.1Hz以内
である時電圧滞在率>

年度	滞在率 (%)
平成20年度	99.84
平成25年度	99.83
平成24年度	99.91

出典：第5回運用容量検討会(2018年12月14日) 資料1-1より抜粋

直流設備の動作信頼性 (2)

8

- 「(2) 直流設備が交流システムの故障で運転停止に至らず動作することの信頼性」について、東京中部間、関西四国間の直流連系設備を検証。
- 下記の理由により、交流システムの故障によりEPPS動作失敗する可能性は低く、**EPPSの動作信頼性は高い**と評価。

① 【FC】東京中部間連系設備

至近の実績より、500kV交流システムの故障に伴う変動や擾乱に起因するEPPS動作失敗事例は無く、信頼度向上対策を実施していることも考慮すると、EPPSの動作信頼性は高いと評価できる。

② 【HVDC】関西四国間連系設備

500kV交流システムの故障に伴う変動や擾乱に起因する運転継続失敗例は無く(※)、運転停止に至る可能性は低いため、EPPSの動作信頼性が高いと評価できる。

※ 500kV交流システムの欠相故障に伴う交流過電圧保護トリップにより直流停止したケースはあるが、交流連系線故障では過電圧事象が発生せず交流過電圧保護の対象外であるため、同様の直流停止には至らない。

【直流設備の動作信頼性 (1)、(2) の検証結果を踏まえた見直し】

- 以上のとおり、直流設備のEPPSは動作信頼性が高く、動作が十分期待できるため、周波数低下維持限度値の算出において、平常時・作業時共に、**EPPSの動作量を全量織り込む**こととする。

出典：第5回運用容量検討会(2018年12月14日) 資料1-1より抜粋

周波数低下対策レベルの検討

23

- 周波数低下維持限度値の算出方法の見直しにより、各連系線の運用容量に与える影響および周波数低下対策レベルの検討を実施した。
- **周波数低下対策レベルについては、連系線の混雑状況や計算・運用の煩雑さ並びにリスク等を考慮し、各連系線毎にどこまでの対策レベルを適用するか整理する。**
- 作業時の中国四国間（四国向き）連系線について、下記のとおり周波数低下維持限度値そのものは拡大可能であるが、連系線の混雑状況や計算・運用の煩雑さ並びにリスク等を考慮し、現在と同様の運用容量と断面数(48断面)とする。
- また、その他の連系線については運用容量に与える影響は小さい。
- 従って、**平常時、作業時ともに、各連系線の周波数低下対策レベルは現状通りとする。**

➤ 作業時の中国四国間（四国向き）連系線の周波数低下維持限度値について

■ 現状

運用容量 = 無制御潮流 (200~300MW)

無制御潮流 = 系統容量 × 6.4%MW/1.3Hz - 発電機解列量 + EPPS相殺分

- ・ 系統容量：作業時の最小需要相当
- ・ 発電機解列量：最大発電機解列量相当

■ 関西四国間連系設備(HVDC)のEPPSを織り込んだ場合

運用容量 = 系統容量1,940MW × 6.4%MW/1.3Hz - 383MW

(四国エリア最低需要相当)

(四国エリア発電機最大解列量試算)

+ HVDC(EPPS)1400MW以上

(関西四国間連系設備の想定潮流は関西向き)

= 1141MW以上 > 200~300MW

出典：第5回運用容量検討会(2018年12月14日) 資料1-1より抜粋