

北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定 及び今後の活用方法の検討について

2018年3月5日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

1. 北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定について
 - 1-1. 北海道本州間連系設備増強の概要について
 - 1-2. 北海道本州間連系設備増強の目的について
 - 1-3. 現状の北海道本州間連系設備に設定している実需給断面のマージンについて
 - 1-4. 区分A1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン)について
 - 1-5. 区分C1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン)について
 - 1-6. 区分B1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)について
2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について
 - 2-1. 系統WGからの検討要請内容について
 - 2-2. 連系線を活用して短周期変動対策とする場合のマージンの必要性について
 - 2-3. 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討2)
 - 2-4. 連系線を活用した短周期変動対策について
 - 2-5. 短周期変動対策としての平常時AFCの活用について
 - 2-6. 短周期変動対策としての短周期広域周波数調整機能の活用について
 - 2-7. 調整力のエリア外調達のためのマージンの設定による電力取引への影響について
 - 2-8. 系統WGへの回答内容について

1. 北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定について

1. 北海道本州間連系設備増強後のマーヅンの設定について 今回の議論の対象(赤枠内)

詳細論点の再整理(続き)

論点4: 北海道本州間連系設備の区分C1のマーヅンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
北海道本州間連系設備 (北本)	順方向 (本州向き)	B2 (緊急時AFC)	整理済(廃止:短期の検討に併せて必要があれば見直し)
		C1 (潮流抑制)	当該リスク対応の必要性は整理済。マーヅン設定以外の周波数上昇対策を検討
	逆方向 (北海道向き)	B1 (緊急時AFC)	整理済(維持:短期の検討に併せて必要があれば見直し)
		C1 (潮流抑制)	当該リスク対応の必要性は整理済。マーヅンとするか運用容量減とするかを検討。
	両方向	B1、B2、C1	増強分の運開までにマーヅンを見直すかどうかを再検討

論点5: 東北東京間連系線の区分C2のマーヅンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
東北東京間連系線	順方向 (東京向き)	C2 (潮流抑制)	未議論

論点6: 調整力のエリア外調達のためのマーヅン(区分A0,B0)の必要性等

(備考)・マーヅン設定の必要性の検討

- ・設定方法(双方向・複数連系線の設定要否。他のマーヅンとの組み合わせ等)の検討
- ・電力取引への影響の検討

(更なる詳細論点は今後検討)

(参考)

- B1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマーヅン
- B2: 稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマーヅン
- C1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン
- C2: 稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン

1. 北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定について
- 1-1. 北海道本州間連系設備増強の概要について

1-1. 北海道本州間連系設備増強の概要について

北本連系設備のルート



【増強内容】

- 増強容量: 30万kW
(60万kW→90万kW)
- ルート: 既存設備と別ルート
- 運転開始時期: 2019年3月

	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)
送電設備		調査・設計		■4月 直流幹線(送電線)着工 北斗今別直流幹線 (架空線・地中線)				
変電設備		調査・設計		■3月 北斗変換所 着工 北斗変換所 (本館・機器据付) ■3月 今別変換所 着工 今別変換所 (本館・機器据付)				

平成31年3月 運転開始
系統連系試験

【出典】北海道電力株式会社HP 北本連系設備増強工事の概要
http://www.hepco.co.jp/energy/distribution_eq/reinforcement_summary.html

1. 北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定について
- 1-2. 北海道本州間連系設備増強の目的について

1-2. 北海道本州間連系設備増強の目的について 北海道本州間連系設備増強の目的について

- 電力系統利用協議会における“北海道本州間連系設備の増強等に係わる提言”においては、

「北海道本州間連系設備については、本設備の作業停止^①及び将来的な大規模改修に対応し、北海道エリアの安定供給を確保する^②観点から、また、設備健全時における瞬動予備力確保のための系統運用合理化^③の観点から、当該設備を30万kW増強することが妥当である。」

とされている。

- 具体的には、下記の内容を目的に増強が必要だとされていた。

①北本単極作業停止時の信頼度向上

最大電源ユニット脱落事故で需要家に停電を発生させないよう、北向きについては、ほぼすべての時間帯において運用容量(60万kW)の全量をマージンとしている。しかし、年間20日程度発生する単極作業停止時は、マージンは30万kWしか確保できず、信頼度が低下しているため、増強することで常時60万kWのマージンを確保できるようにする。

②将来の北海道本州間連系設備リプレース時の信頼度向上

北海道本州間連系設備の将来的なリプレース時には、長期停止の可能性があるため、増強することで、その時でも常時60万kWのマージンを確保できるようにする。

③瞬動予備力確保のための系統運用合理化

本来最大電源ユニット脱落事故で需要家に停電を発生させないようにするためには、需要規模によっては、60万kWのマージンでは不足するケースがあり、こういったケースでは、北海道エリアの瞬動予備力の積み増しで対応していたが、増強しマージンを拡大することで、瞬動予備力の積み増しを不要とできるようにする。

平成23年5月23日

一般社団法人電力系統利用協議会

北海道本州間連系設備の増強等に係わる提言

電力系統利用協議会は、北海道電力株式会社の検討提起を受け、北海道本州間連系設備の増強等について検討した。その結果を、下記の通り提言する。

記

(1) 北海道本州間連系設備の増強について

北海道本州間連系設備については、本設備の作業停止および将来的な大規模改修に対応し、北海道エリアの安定供給を確保する観点から、また、設備健全時における瞬動予備力*確保のための系統運用合理化の観点から、当該設備を30万kW増強することが妥当である。なお、従来限定的であった北海道エリアに向けた連系線空容量が、本増強によって一定程度見込めるようになるため、取引活性化の観点からも望ましいといえる。*周波数低下が発生した場合に即時に応動する供給力

【出典】電力系統利用協議会HP
(現時点では、当該HP無し)

(2) 費用負担について

増強される地域 間連系設備の建設目的は、北海道エリア全体の安定供給確保であり、また、増分容量はそれに必要となる容量を除いて、託送利用に開放される。よって、増強設備の工事費用は、受益者負担の観点から、全額一般負担と整理することが妥当である。なお、今回の連系線増強が必要となる背景に、当該系統に連系されている最大電源ユニットの運用が考慮されているものの、それが特定負担すべき受益とは判断されなかった。

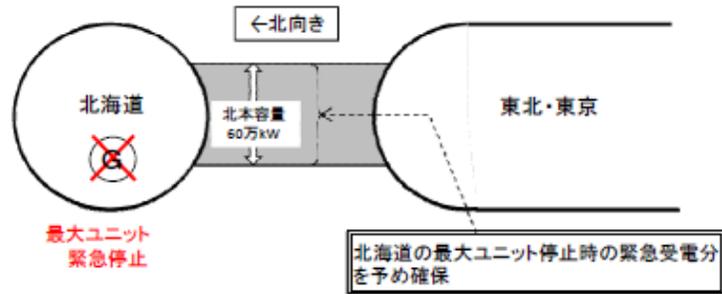
(3) 今後の課題について

- ・ 大規模災害の発生を踏まえ、リスク対応という観点から、本増強工事は、確実かつ早期に実現されることが期待される。また、工事の状況等について、当該事業者から、当協議会へ自主的に報告されることが望まれる。
- ・ さらに、増強される地域間連系設備については、信頼度向上と設備の有効利用の観点からも、全ルート同時停止に至るリスクは極力最小化することが望まれる。
- ・ 今後、本地域間連系線を介した取引や、新エネルギー電源の導入拡大に対応した連系線利用が見込まれる。これらは、空容量の範囲内の利用となるため、その動向をよく注視しておく必要がある。

(参考)北海道本州間連系設備(逆方向:北海道向き)の「周波数制御に対応したマージン」⁷について

■ 北海道エリアの電源の計画外停止時の緊急受電分を予め確保することを目的にしている。

▶「逆方向:北海道向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



出典:広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

・北海道エリアの最大電源ユニットが計画外停止した場合に、北海道エリアの周波数低下を1Hz以内に抑制するために東北・東京エリアから受電が必要な最大の電力の値

マージン=最大電源ユニット出力×系統定数× Δf (1Hz)×最小需要

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

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)

※必要量と設備容量の差分については、北海道エリア内の瞬動予備力の積み増しで対応している。

【考え方】

・発電設備の系統連系技術要件で連続運転可能周波数下限を48.5Hzとしていること、及び負荷遮断に至る周波数が48.5Hzであることと、シミュレーション誤差などを考慮し、1Hz以内としている。

余白

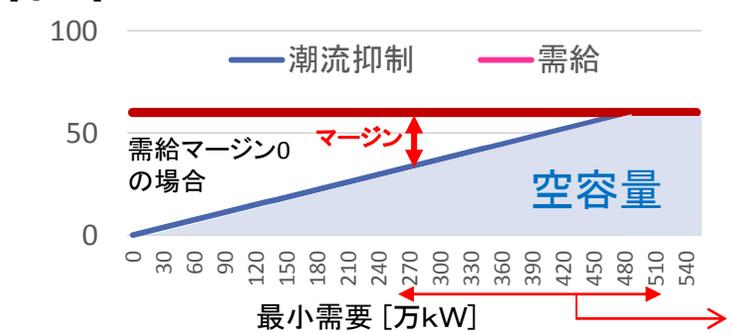
1. 北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定について
- 1-3. 現状の北海道本州間連系設備に設定している実需給断面のマージンについて

1-3. 現状の北海道本州間連系設備に設定している実需給断面のマーヅンについて

■ 現状の北海道本州間連系設備には、下表の区分のマーヅンを設定している。

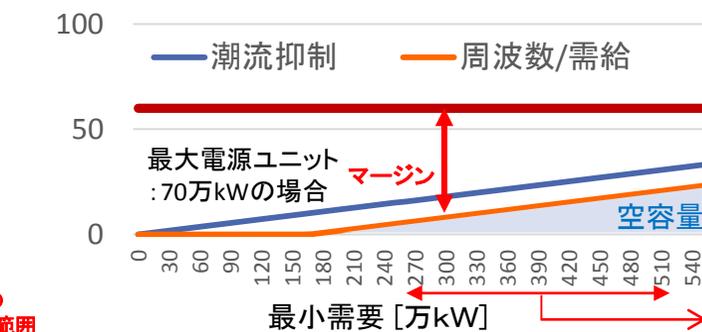
方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道→東北)	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流を差し引いた値	【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下 【算出方法】 ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率 = 北本潮流限度 / (北本潮流限度 + 最小需要) から ・北本潮流限度 = $0.11 / (1 - 0.11) \times \text{最小需要}$ ・マーヅン = 北本設備容量 - 北本潮流限度 ※最小需要: 前々日時点の1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) ・マーヅン = $60\text{万kW} - 0.11 / (1 - 0.11) \times 345.8\text{万kW} = 17.26\text{万kW} \approx 18\text{万kW}$
	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ことができる最大の電力の値 →第8回調整力等に関する委員会で廃止と整理	【算出方法】 ・マーヅン = 系統定数 × Δf(0.48Hz) × 最大需要 【算出例】(長期計画断面の2017年度の例) $0.06 \times 0.48 \times 542\text{万kW} = 17.26\text{万kW} \approx 18\text{万kW}$
	A1	東京エリアの系統容量の3%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)。 ・6~9月: 3%の半量(50万kW上限)、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。	【算出方法】 ・マーヅン = 最大電源ユニット出力 - 系統定数 × Δf(1Hz) × 最小需要 【算出例】(長期計画断面の2017年度の例) $94.1\text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8\text{万kW} = 73.352\text{万kW} \Rightarrow 60\text{万kW}$ (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】 ・マーヅン = 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) ・マーヅン = $60\text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8\text{万kW} = 39.25\text{万kW} \approx 40\text{万kW}$

[万kW] 実需給断面の空容量(順方向:本州向き)



平成28年度
年間計画の需要の
最小値~最大値の範囲

[万kW] 実需給断面のマーヅン(逆方向:北海道向き)



※北海道風力実証試験のマーヅンは記載していません。

平成28年度
年間計画の需要の
最小値~最大値の範囲

再整理後のマーヅンの分類と区分について(案)

9

【予備力・調整力に関連したマーヅン】

内は当該区分に該当する現状のマーヅン

マーヅンの目的 マーヅンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
「需給バランスに対応したマーヅン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電氣を受給するために設定するマーヅン	電源 I	A0	A1 IB① IB②	A2 IB⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	・系統容量3%相当※3
「周波数制御に対応したマーヅン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマーヅン ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマーヅンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I-a	B0	B1 IB③	B2 IB③
		・北海道風力実証試験	・東京中部間連系設備 (EPPS:逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC:逆方向)	・東京中部間連系設備 (EPPS:順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC:順方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源IIの余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マーヅンについては、長期計画断面では区分Dのマーヅンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマーヅンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マーヅンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載

再整理後のマーヅンの分類と区分について(案)

10

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマーヅン】

マーヅンの目的 マーヅンの分類	通常考慮すべき リスクへの対応	稀頻度 リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマーヅン」 電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマーヅン	C1 旧④ ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C2 旧④ ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

【電力市場取引環境整備のマーヅン】

マーヅンの目的 マーヅンの分類	電力市場取引 環境整備
「電力市場取引環境整備のマーヅン」 先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマーヅン	D (該当なし)

1. 北海道本州間連系設備増強後のマーヅンの設定について
- 1-4. 区分A1マーヅン(通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマーヅン)について

1-4. 区分A1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン)について 区分A1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン)について

- 東京エリアの系統容量の3%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量については、増強前後で変化はない。

⇒増強前の区分A1のマージンの必要性・量を継承することでどうか※。

※供給力確保の仕組みが変更になった場合は再検討する。

【現状の区分A1のマージン】

方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道→東北)	A1	東京エリアの系統容量の3%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)。 ・6～9月:3%の半量(50万kW上限)、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。	【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】(長期計画断面の2017年度の例) 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)

※逆方向の区分A1のマージンは、区分B1(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)のマージンの内数となるため、区分B1の検討の中で検討する。

1. 北海道本州間連系設備増強後のマーヅンの設定について
- 1-5. 区分C1マーヅン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン)について

1-5. 区分C1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン)について 区分C1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン)について

- 既設北本及び新北本の緊急停止時に、北海道エリアの周波数の変動を一定値以内に抑制できる許容供給力減少量及び増加量は、北海道エリアの需要規模等に依存するため、増強前後で変化はない。
- 新北本は別ルートであり、N-1故障の観点※¹では同時故障は考慮する必要はなく、既設北本及び新北本の緊急停止を、それぞれ独立して考慮すればよい。その場合は、既設北本緊急停止が最も厳しい条件となる※²。

⇒既設北本の区分C1のマージンの必要性・量を継承することでどうか※³。

※¹: N-2故障以上の観点では、既設北本及び新北本の同時故障はありうるが、稀頻度事象であるため考慮しない。

※²: 一方の設備の緊急停止時に、もう一方の設備にマージンがあれば、マージン分は瞬時に潮流を切り替えられるとすれば、一番厳しいのは、新北本にマージンが無いケースで既設北本が緊急停止した場合となり、これは現状の考え方と同一となる。

※³: 既設及び増強分の北海道本州間連系設備へのマージンの配分については、実際の運用を踏まえて運用部署にて今後検討する。

【現状の区分C1のマージン】

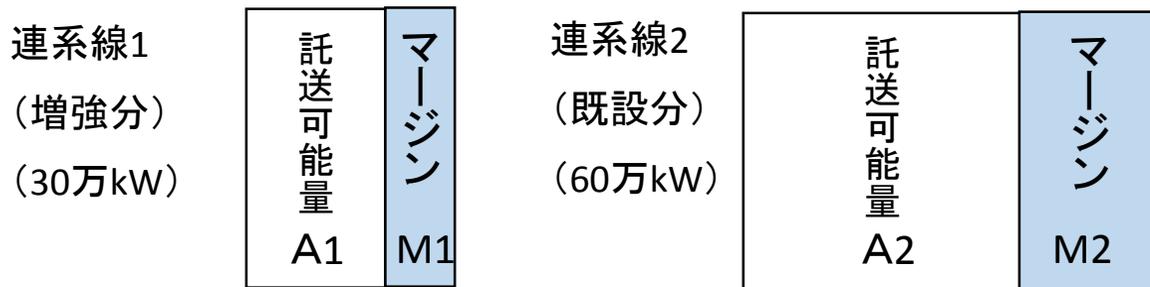
方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道→東北)	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流を差し引いた値	<p>【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下</p> <p>【算出方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率 = 北本潮流限度 / (北本潮流限度 + 最小需要) から ・北本潮流限度 = $0.11 / (1 - 0.11) \times \text{最小需要}$ ・マージン = 北本設備容量 - 北本潮流限度 → 許容供給力増加量 <p>※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値</p> <p>【算出例】(最小需要 = 345.8万kWの場合)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・マージン = $60 \text{万kW} - 0.11 / (1 - 0.11) \times 345.8 \text{万kW} = 17.26 \text{万kW} \approx 18 \text{万kW}$
逆方向 (東北→北海道)	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。	<p>【目標周波数】・49Hz以上</p> <p>【算出方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・マージン = 北本設備容量 - 系統定数 × Δf(1Hz) × 最小需要 → 許容供給力減少量 <p>【算出例】(最小需要 = 345.8万kWの場合)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・マージン = $60 \text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8 \text{万kW} = 39.25 \text{万kW} \approx 40 \text{万kW}$

■ 最小需要345.8万kWの場合

現状の順方向区分C1のマージン:18万kW(順方向託送可能量42万kW:過渡1Hz以内、仕上がり0.5Hz以内の周波数上昇)

⇒順方向託送可能量は、北本緊急停止時の北海道エリアの供給力増加許容量から決まっている。

⇒増強後も、需要規模等が変わらなければ、当該供給力増加許容量は同じ。



※既設北本と新北本への具体的なマージンの配分については、現在検討中。

※ここでは、検討の結果どのような配分になっても必要量は変わらないことを示している。

※健全設備側にマージンがあれば、瞬時に潮流を切り替えられることを前提に検討している。

【連系線2(60万kW)緊急停止時】

• $A2 - M1 \leq 42 \text{万kW} \dots \textcircled{1}$ $A1 + M1 = 30 \text{万kW} \dots \textcircled{2}$

(①の考え方)A2分の潮流が増加するが、健全なM1を使用して瞬時に本州側に潮流を押し出し、瞬間的な供給力増加量を42万kW以下に抑えればよい。

⇒ $A1 + A2 \leq 72 \text{万kW} \dots \textcircled{3} (= \textcircled{1} + \textcircled{2})$

• $A1 + A2 + M1 + M2 = 90 \text{万kW} \Rightarrow A1 + A2 = 90 \text{万kW} - (M1 + M2) \dots \textcircled{4}$

⇒ $M1 + M2 \geq 18 \text{万kW} \dots \textcircled{5} (= \textcircled{4} \text{を} \textcircled{3} \text{に代入して整理})$

【連系線1(30万kW)緊急停止時】

$A1 - M2 \leq 42 \text{万kW} \dots \textcircled{6}$ $A2 + M2 = 60 \text{万kW} \dots \textcircled{7}$

⇒ $A1 + A2 \leq 102 \text{万kW} \dots \textcircled{8} (= \textcircled{6} + \textcircled{7})$

⇒ $M1 + M2 \geq -12 \text{万kW} \dots \textcircled{9} (= \textcircled{4} \text{を} \textcircled{8} \text{に代入して整理})$

⇒⑤と⑨より、最終的には、 $M1 + M2 \geq 18 \text{万kW} \Rightarrow$ 合計のマージンが、現状の量と同じとなればよい。

1-5. 区分C1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン)について
(参考)北海道本州間連系設備(逆方向:北海道向き)の増強後の連系線潮流抑制のためのマージン

■ 最小需要345.8万kWの場合

現状の逆方向区分C1のマージン:40万kW(逆方向託送可能量20万kW:1Hz以内の周波数低下)

⇒逆方向託送可能量は、北本緊急停止時の北海道エリアの供給力減少許容量から決まっている。

⇒増強後も、需要規模等が変わらなければ、当該供給力減少許容量は同じ。

連系線1 (増強分) (30万kW)	託送可能量 A1	マージン M1	連系線2 (既設分) (60万kW)	託送可能量 A2	マージン M2
--------------------------	-------------	------------	--------------------------	-------------	------------

※既設北本と新北本への具体的なマージンの配分については、現在検討中。
※ここでは、検討の結果どのような配分になっても必要量は変わらないことを示している。
※健全設備側にマージンがあれば、瞬時に潮流を切り替えられることを前提に検討している。

【連系線2(60万kW)緊急停止時】

$$\bullet A2 - M1 \leq 20 \text{万kW} \cdots \textcircled{1} \quad A1 + M1 = 30 \text{万kW} \cdots \textcircled{2}$$

(①の考え方)A2分の潮流が減少するが、健全なM1を使用して瞬時に本州側から受電し、瞬間的な供給力減少量を20万kW以下に抑える。

$$\Rightarrow A1 + A2 \leq 50 \text{万kW} \cdots \textcircled{3} (= \textcircled{1} + \textcircled{2})$$

$$\bullet A1 + A2 + M1 + M2 = 90 \text{万kW} \Rightarrow A1 + A2 = 90 \text{万kW} - (M1 + M2) \cdots \textcircled{4}$$

$$\Rightarrow M1 + M2 \geq 40 \text{万kW} \cdots \textcircled{5} (= \textcircled{4} \text{を} \textcircled{3} \text{に代入して整理})$$

【連系線1(30万kW)緊急停止時】

$$\bullet A1 - M2 \leq 20 \text{万kW} \cdots \textcircled{6} \quad A2 + M2 = 60 \text{万kW} \cdots \textcircled{7}$$

$$\Rightarrow A1 + A2 \leq 80 \text{万kW} \cdots \textcircled{8} (= \textcircled{6} + \textcircled{7})$$

$$\Rightarrow M1 + M2 \geq 10 \text{万kW} \cdots \textcircled{9} (= \textcircled{4} \text{を} \textcircled{8} \text{に代入して整理})$$

⇒⑤と⑨より、最終的には、 $M1 + M2 \geq 40 \text{万kW}$ ⇒合計のマージンが、現状の量と同じとなればよい。

1-5. 区分C1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン)について
(参考)既設の北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

(参考)北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

6

○緊急時AFC機能

- ・北海道系統または本州系統において大きな周波数変動があった場合、瞬時に電力を融通し、当該系統の周波数を安定させる。

事務局補足:

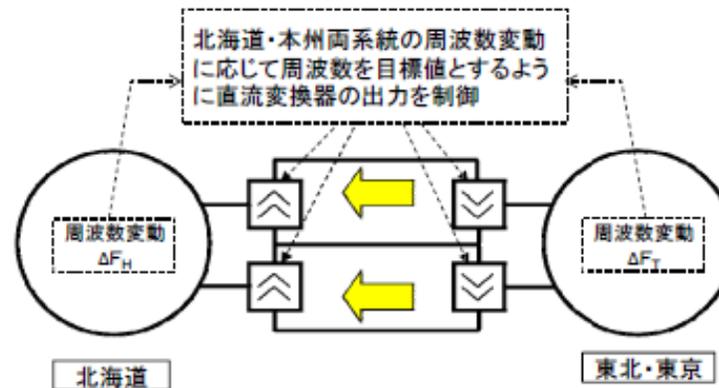
- ・動作条件は、下記の通り。

北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$

東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$

健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$

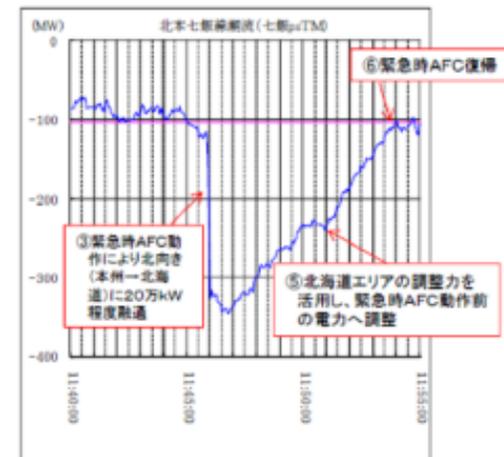
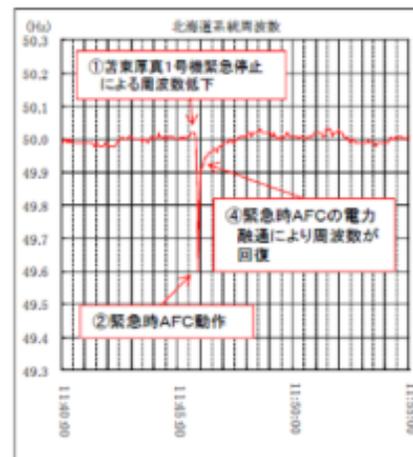
※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



○緊急時AFCの動作実績(例)

発生日時	原因 (受電エリア)
平成25年1月11日(金) 11:45(平日)	苫東厚真1号機停止 (北海道)

停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

余白

1. 北海道本州間連系設備増強後のマーヅンの設定について
- 1-6. 区分B1マーヅン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマーヅン)について

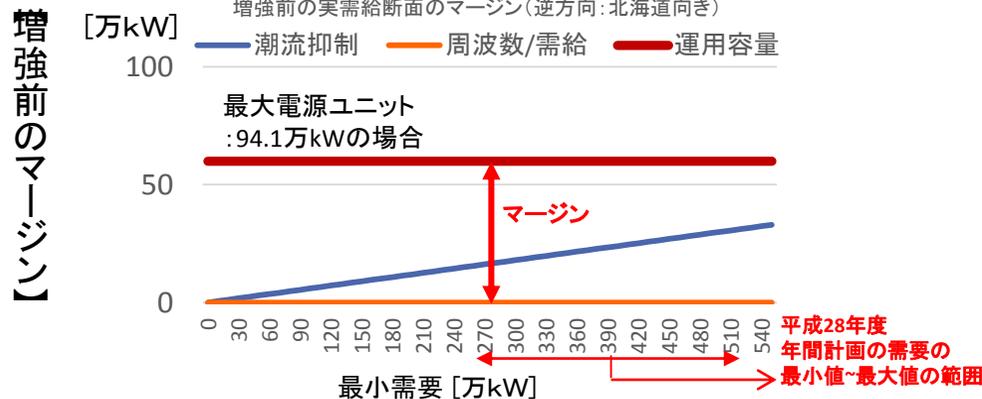
1-6. 区分B1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)について 区分B1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)について

- 現状は、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のマージン必要量が設備容量の60万kWを超過する場合※1はマージン=60万kWとし、不足部分は北海道エリアの瞬動予備力の積み増しで対応している※2。
- マージン必要量は増強前後で変化はない※3。
- 前述の通り、北海道エリアの瞬動予備力の積み増しを不要とすることは、増強目的の1つであり、増強後は、瞬動予備力の積み増しの代わりにマージンを設定することも可能となるため経済評価を実施した。

※1:現状の電源構成においては、泊原子力発電所3号機が稼働した場合にのみ超過する。

※2:通常確保すべき瞬動予備力である系統容量3%程度+マージン(設備容量の60万kW)で足りない部分を積み増して運用。

※3:増強前の供給信頼度を増強後も維持するためには、瞬動予備力の積み増しを継続するか、マージンを設定する必要がある。



【現状の区分B1のマージン】

方向	区分	詳細条件	算出方法等
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。	【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】(長期計画断面の2017年度の例) 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)

※逆方向の区分A1のマージンは、区分B1のマージンの必要量の内数で設定している。

1-6. 区分B1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)について 瞬動予備力積み増し費用とマージンの設定で代替した場合の市場取引への影響について

■ 現状通り増強後もマージンを設定せず瞬動予備力を積み増した費用及び増強後は瞬動予備力の積み増しをせずにマージンで代替した場合のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額を試算した。

- ・瞬動予備力積み増し費用(試算) : 約13億円/年～約14億円/年
- ・マージンの設定による電力取引上の経済的損失額(試算) : 約6.2億円/年

⇒増強後に瞬動予備力の積み増しを不要とすることは増強目的の1つであること、及び、瞬動予備力積み増し費用の方が高いことから、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に必要な量のマージンを設定した上で、瞬動予備力の積み増しを不要とすることでどうか*。

※前提条件(電源構成等)が変化した場合は、再評価を実施する必要がある。また、瞬動予備力の積み増しは、現状の電源構成では、泊原子力発電所3号機が稼働した場合にのみ必要となる。

(参考) 平成28年度年間計画の最小需要約260万kWの場合:マージン=78.5万kW
平成28年度年間計画の最大需要約510万kWの場合:マージン=63.5万kW

【瞬動予備力積み増し費用の試算結果】

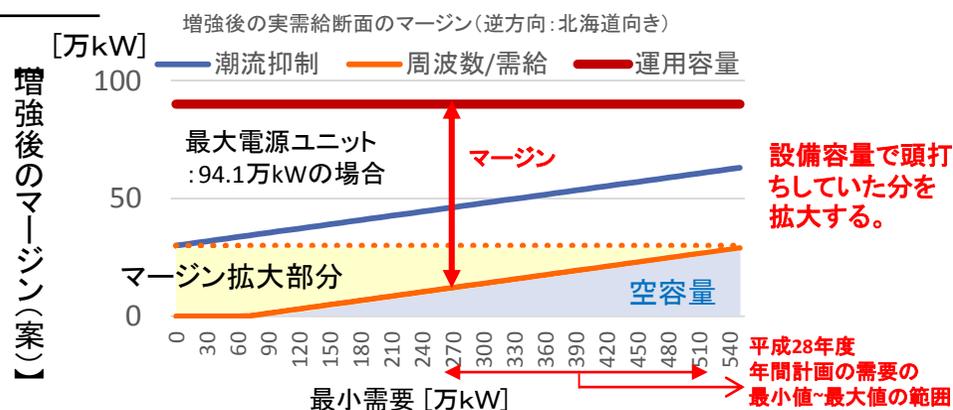
- ・瞬動予備力積み増し費用:約13億円/年～約14億円/年
- ※2016年度の需要実績ベースで試算
- ※揚水式発電機で瞬動予備力を積み増しする場合の試算

【マージンの設定による電力取引上の経済的損失額の試算結果】

北海道本州間連系設備	経済的損失額
逆方向	増強後
60万kW(基準値)	0(基準値)
60万kW+積み増し分*	6.244

単位:億円/年

※1時間毎の需要に応じた積み増し必要量



【留意事項】

- ・電源構成は、2017年度供給計画の諸元+泊原子力発電所3号機稼働で評価を実施している。実際の電源構成に泊原子力発電所3号機を追加した電源構成で評価しており、実際の電源構成から乖離している点に留意が必要。
- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

1-6. 区分B1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)について
(参考) 区分B1マージン最大設定可能量を60万kWとした場合の瞬動予備力積み増し費用の試算(1)

【前提条件】

- ・2016年度需要実績からマージン必要量を算出し、60万kW以上の部分を瞬動予備力積み増し必要量として試算。
- ・最大電源ユニットは、泊原子力発電所3号機(定格出力:91.2万kW)として試算。
- ・瞬動予備力の確保手段は、揚水式発電機の活用で試算^{※1※2}。
- ・揚水式発電機の発電時の最低出力は、4万kWと仮定して試算^{※3}。
- ・揚水損失は30%と仮定して試算。
- ・揚水運転時の電力は市場価格で調達し、発電時の電力は市場価格で売却し、市場価格は、2016年度北海道エリアエリアプライス平均(11.9円/kWh)として試算

※1:主に揚水式水力発電機や火力発電機の活用が考えられるが、火力発電機の活用は運転台数を増加させる必要があり、下げ代減少要因となることから、揚水式水力発電機の活用で試算。

※2:揚水式発電機の活用による瞬動予備力の確保は、揚水運転時の揚水遮断による対応と発電時の上げ代による対応がある。

※3:実際には、揚水式発電機の並列台数等により最低出力は変化するが、平均的な最低出力を4万kWと仮定して試算。

【試算の考え方】

- ・下記の方法で、区分B1マージン最大設定可能量を60万kWとした場合の瞬動予備力積み増し費用を算出した。
 - ① 需要が小さく、瞬動予備力積み増し必要量が大きい断面は揚水運転時の揚水遮断で対応し、それ以外の断面は発電時の上げ代で対応するとした場合に年間の揚水損失を考慮した揚水電力量と発電電力量を一致させる年間の揚水運転時間、揚水発電時間を算出。
 - ② 算出された揚水電力量から、揚水損失(30%)額を算出し、これを瞬動予備力積み増し費用とした。

1-6. 区分B1マージン(通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン)について
(参考) 区分B1マージン最大設定可能量を60万kWとした場合の瞬動予備力積み増し費用の試算(2)

北海道電力株式会社ヒアリング内容

【試算結果】

・揚水遮断対応時間をA(h)、発電時の上げ代対応時間をB(h)、揚水運転電力をP(万kW)とすると

$$A+B=8760\text{h}\cdots\textcircled{1} \quad A \times P \times 0.7=B \times 4\text{万kW}\cdots\textcircled{2} \quad (\text{年間揚水電力量} \times 0.7=\text{年間発電量})$$

【試算1】揚水運転電力(P)を瞬動予備力必要電力最大値相当である20万kW※1とするケース

$$A=1947\text{h}, B=6813\text{h} \Rightarrow \text{揚水損失額}=1947\text{h} \times 20\text{万kW} \times 0.3 \times 11.9\text{円/kWh}=13.9\text{億円/年}$$

【試算2】揚水運転電力(P)を瞬動予備力必要電力平均値相当※2である15万kWとするケース

$$A=2417\text{h}, B=6343\text{h} \Rightarrow \text{揚水損失額}=2417\text{h} \times 15\text{万kW} \times 0.3 \times 11.9\text{円/kWh}=12.9\text{億円/年}$$

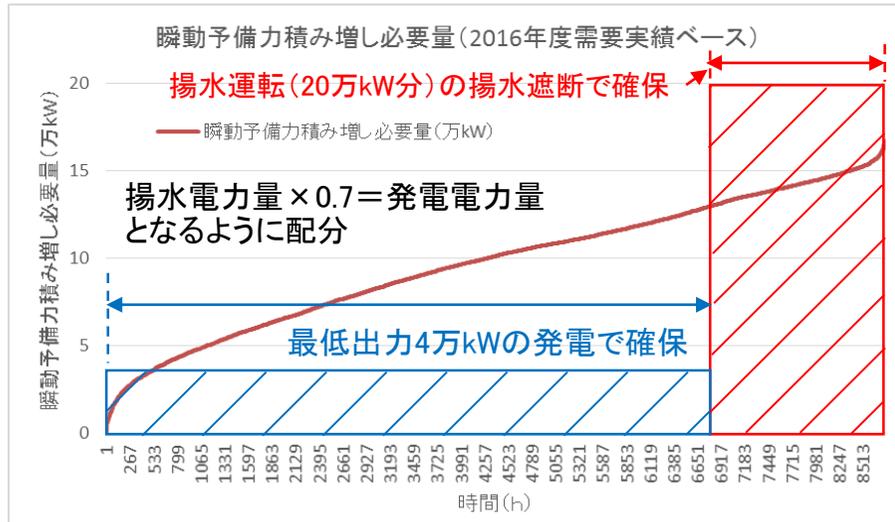
⇒瞬動予備力積み増し費用は、約13億円/年～約14億円/年と試算される。

※1:揚水式発電機を20万kWで揚水運転した場合

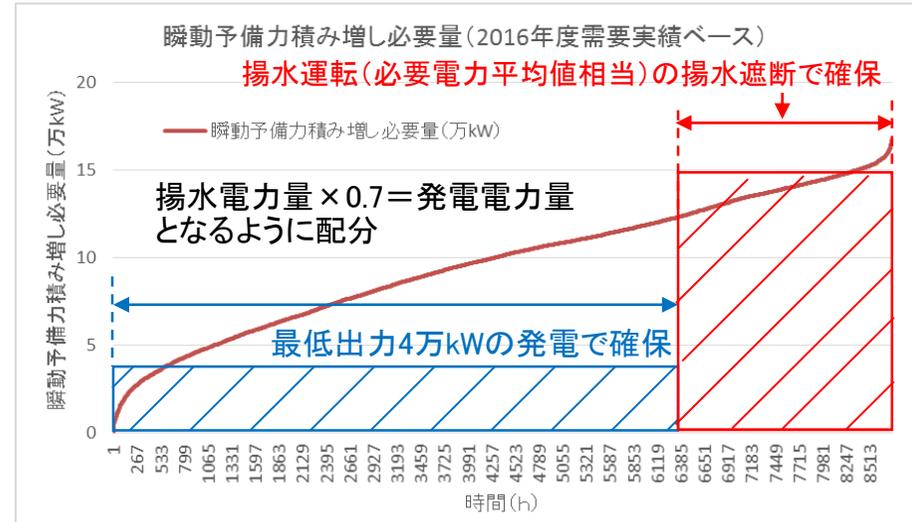
※2:確実に対策必要量を設定するため瞬動予備力必要電力平均値に1万kWを加算。

- 【留意事項】
- ・概略計算であるため、貯水池容量及び発電低出力運転に伴う損失や機器への影響は考慮していない。
 - ・実際には揚水運転に必要な電力の市場調達価格と揚水発電分の売却時の市場価格には値差がある可能性があるが考慮していない。
 - ・調整力調達分(電源I)の外枠での瞬動予備力の積み増しとなる。

【図】試算1のイメージ



【図】試算2のイメージ



- 現状の瞬動予備力確保量については、「原則として系統容量に対して3%程度の瞬動予備力の確保に努める」運用とされている。
- この量を通常確保する瞬動予備力とした上で、電源脱落対応に必要な瞬動予備力として不足する部分を、連系設備の緊急融通分(マージン設定)で賄う考え方を取っている。
- 泊原子力発電所3号機(91.2万kW)が稼働している場合は、連系設備のマージンを設備容量(60万kW)分確保しても瞬動予備力が不足(最大19万kW程度:需要規模に依存)するため、その分は、揚水式発電機の揚水遮断や発電機のGF積み増しで対応している。

⇒増強後は、この“通常確保すべき瞬動予備力”を越えて、運用上確保していた瞬動予備力分を連系線のマージンに期待することで、“瞬動予備力確保のための系統運用の合理化”を図る考え方。

(参考)電力系統利用協議会ルール(抜粋)

5-2 瞬動予備力の確保

(1) 基本的考え方

一般電気事業者の送電部門は、瞬時性の需要変動や発電機の故障など極めて短時間内に生じる需給アンバランスに対応するため、原則として系統容量に対して3%程度の瞬動予備力の確保に努める。

(2) 瞬動予備力の保有方法

一般電気事業者の送電部門は、以下により瞬動予備力を保有することに努める。

- ・一般電気事業者が調達した発電機のガバナフリー運転分
- ・直流連系設備の緊急融通分
- ・揚水式発電所の発電機の揚水運転時における揚水遮断 など

2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討 について

余白

2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について

2-1. 系統WGからの検討要請内容について

- 第11回系統WGにおいて、下記の2点の内容について広域機関他で検討が必要とされた。
⇒下記の検討2の内容について、今回の委員会で検討し、系統WGに検討結果を報告する。

北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策②

7

- 系統側蓄電池については、募集枠100万kWに対して、250万kWの接続検討申込みあり。北海道電力は、蓄電池設置時期である平成34年度までに連系可能な地点に計画されている案件について、N-1電制や潮流調整システムの適用、代替連系等の対策を講じた上で、今後入札で第I期60万kW分を選定する方針。なお、北海道電力が発電事業者と連携し、出力制御の運用方法についてその高度化を図るべく検討すべきではないか。
- 上記対策に加え、風力発電の更なる連系拡大に向けた調整力の確保のためには、従来からの取組である「短周期変動対策のためのサイト蓄電池設置」や「長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保」に加えて、新たな取組として「風力発電への電源制限の付与による北本連系線の更なる活用」を組み合わせた対策を検討することが必要ではないか。なお、その対策は北本連系線の利用が前提になることから、広域機関及び北海道電力等において、北本連系線の南向きマージン解放の検討が必要。
- また、平成31年に北本連系線が増強（30万kW）されることも踏まえつつ、短周期変動対策としての平常時AFC調整幅（±6万kW）の拡大の可能性等、連系線の今後の活用のあり方について、広域機関及び北海道電力における検討が必要ではないか。

【検討1】
→系統WG
に報告済み

【検討2】
→今回検討

2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について

2-2. 連系線を活用して短周期変動対策とする場合の
マージンの必要性について

2-2. 連系線を活用して短周期変動対策とする場合のマーヅンの必要性について

連系線を活用して短周期変動対策とする場合のマーヅンの必要性について

- 連系線を活用して短周期変動対策として確実に期待する場合は、調整力のエリア外調達のためのマーヅンを設定することが必要となる※。
- なお、調整力のエリア外調達のためのマーヅンを設定すると、マーヅンの設定による電力取引上の経済的損失が発生することに留意が必要。

※ただし、空容量の範囲内で短周期調整力を調達し、空容量が無い場合は、当該調整力で調整することを期待している変動要因を停止する運用とできる場合は、調整力のエリア外調達のためのマーヅンを設定する必要はない。

2-2. 連系線を活用して短周期変動対策とする場合のマーシンの必要性について (参考)調整力のエリア外調達のためのマーシンの物理的設定可能量について

- 2020年度(平成32年度)以降で、現状の予備力・調整力マーシ+実証マーシ以外で、**北海道本州間連系設備(既設北本及び新北本)及び東北東京間連系線の双方向に共通して設定可能な最大マーシ量は36万kWとなる。この量が調整力のエリア外調達のためのマーシンの物理的設定可能量の最大値となる。**

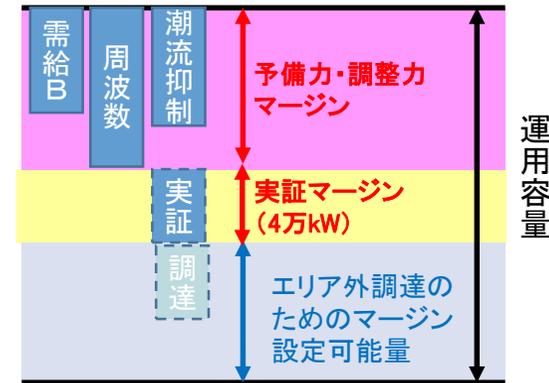
2020(平成32)年度～2027(平成39)年度の運用容量、予備力・調整力マーシ、当該スキム最大マーシ設定可能量 (MW)

連系線	年	方向	運用容量	予備力・調整力マーシ+実証マーシ	運用容量決定要因	当該スキムの最大マーシ設定可能量
北海道本州間連系設備	2020	順方向	900	528	熱容量	372
北海道本州間連系設備	2021	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2022	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2023	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2024	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2025	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2026	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2027	順方向	900	540	熱容量	360
北海道本州間連系設備	2020	逆方向	900	499	熱容量	401
北海道本州間連系設備	2021	逆方向	900	510	熱容量	390
北海道本州間連系設備	2022	逆方向	900	510	熱容量	390
北海道本州間連系設備	2023	逆方向	900	510	熱容量	390
北海道本州間連系設備	2024	逆方向	900	510	熱容量	390
北海道本州間連系設備	2025	逆方向	900	510	熱容量	390
北海道本州間連系設備	2026	逆方向	900	510	熱容量	390
北海道本州間連系設備	2027	逆方向	900	510	熱容量	390
東北東京間連系線	2020	順方向	5530	828	安定度	4702
東北東京間連系線	2021	順方向	5530	840	安定度	4690
東北東京間連系線	2022	順方向	5530	840	安定度	4690
東北東京間連系線	2023	順方向	6230	840	安定度	5390
東北東京間連系線	2024	順方向	6230	840	安定度	5390
東北東京間連系線	2025	順方向	6230	840	安定度	5390
東北東京間連系線	2026	順方向	6230	840	安定度	5390
東北東京間連系線	2027	順方向	6230	840	安定度	5390
東北東京間連系線	2020	逆方向	2360	429	熱容量	1931
東北東京間連系線	2021	逆方向	2360	460	熱容量	1900
東北東京間連系線	2022	逆方向	2360	450	熱容量	1910
東北東京間連系線	2023	逆方向	2360	450	熱容量	1910
東北東京間連系線	2024	逆方向	2360	450	熱容量	1910
東北東京間連系線	2025	逆方向	2360	450	熱容量	1910
東北東京間連系線	2026	逆方向	2360	450	熱容量	1910
東北東京間連系線	2027	逆方向	2360	450	熱容量	1910

【出典】電力広域的運営推進機関 HP公表資料より事務局で編集

(<http://www.occto.or.jp/index.html>)

【マーシ設定のイメージ】



※北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向で最大マーシ設定可能量が最小となるのは、北海道本州間連系設備順方向となり、360MWとなる。

※運用容量、予備力・調整力マーシ等は、将来の需要想定、電源構成、マーシの考え方の見直し等により変更になる可能性があり、マーシの物理的な設定可能量は、今後変動する可能性がある。

※2020年度に東北東京間連系線の短工期対策が運用開始予定であり、運用開始後の運用容量を示している。短工期対策運用開始前については、周波数維持面の運用容量が適用され、約200MW～約400MWとなる。予備力・調整力マーシを考慮すれば、当該スキムのマーシ設定可能量は0となる。

※マーシの公表値については、2022年度以降の北海道風力実証試験のマーシ(実証マーシ)は未定としているが、ここでは、現状の40MWを設定すると仮定して算出している。

余白

2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について

2-3. 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討2)

■ 現状の北海道エリアの風力発電の接続可能量は、通常枠(31万kW)、解列条件付(5万kW)、実証試験(20万kW)の合計56万kWとなっている。

2. 風力発電の接続可能量

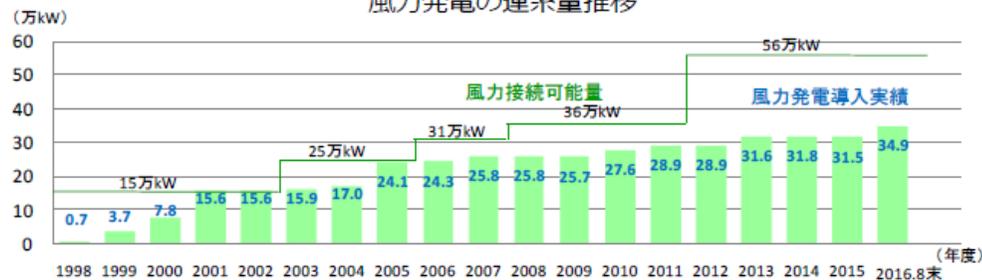
【北海道エリアの風力発電の接続可能量】

- 北海道エリアの風力発電については、「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」から、実績データに基づく接続可能量の評価を進め、段階的に連系量を拡大してきており、現在の接続可能量は36万kW(実証試験案件を除く)、連系量は34.9万kWとなっている。
- 現状において、システムの維持、安定に必要な調整力は限界に達する状況であることから、系統に影響を与えないよう対策することで、さらなる連系拡大が可能となる。

風力発電の接続可能量

	①短周期変動 調整局面	②長周期変動 調整局面	③下げ代面
通常枠	北海道の調整力で対応可能な連系量(平滑化効果込み) 【56万kW】	火力3台時の調整力により対応可能な連系量 【31万kW】	30日等出力制御枠 【36万kW】
解列条件付		火力4台時の調整力により対応可能な連系量 【36万kW (+5万kW)】	
実証試験		北本により風力変動相当分を送電 【56万kW (+20万kW)】	-

風力発電の連系量推移



5

【出典】経済産業省 第8回系統ワーキンググループ 資料3 「北海道エリアにおける風力発電の連系について[北海道電力]」
 (http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/008_03_00.pdf)

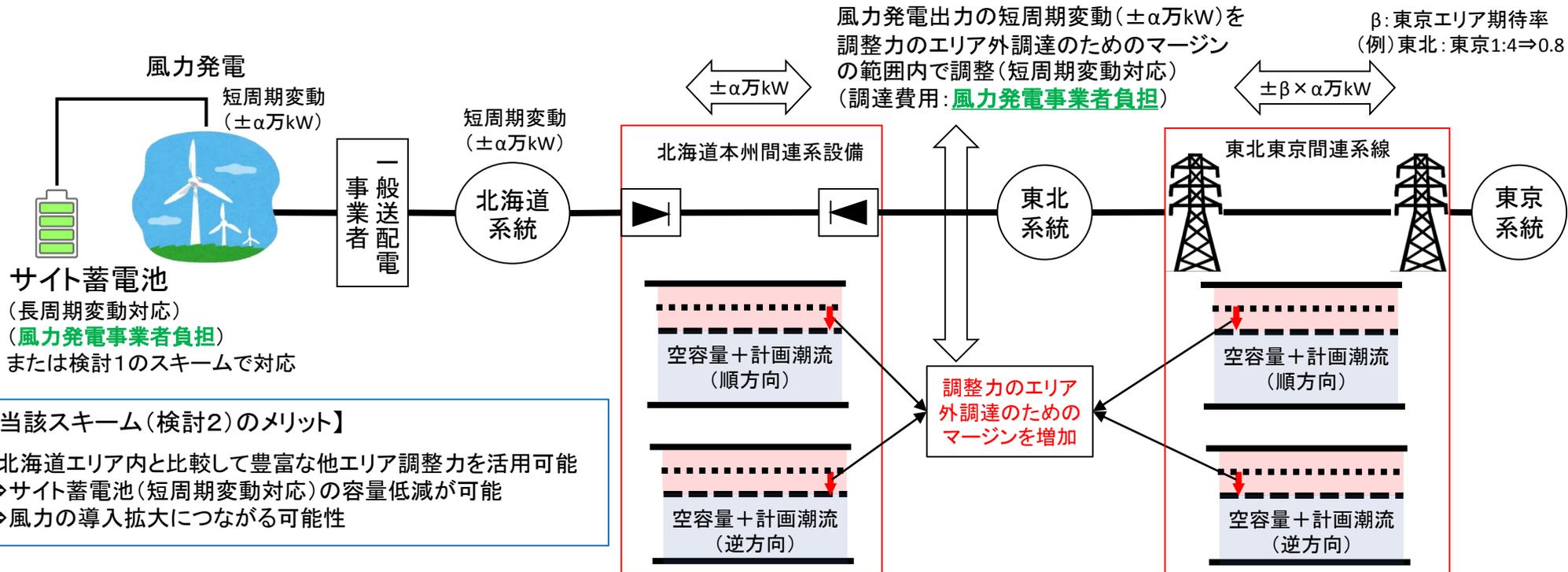
2-3. 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討2) 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討2)

○現状の接続可能量との関係

長周期変動調整方面	「検討2」では、未考慮(サイト蓄電池(長周期変動対応)または、検討1のスキームで対応)
短周期変動調整方面	北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線を使って、エリア外の調整力で対応(短周期変動対応部分の蓄電池容量を低減)(調整力調達費用は、 風力発電事業者負担)
下げ代面	下げ代不足時は、無制限抑制(指定電気事業者制度)

○マーゲンの設定について

北海道本州間連系設備	順方向	区分B1マーゲン(調整力のエリア外調達のためのマーゲン)を 増加
	逆方向	区分B1マーゲン(調整力のエリア外調達のためのマーゲン)を 増加
東北東京間連系線	順方向	区分B1マーゲン(調整力のエリア外調達のためのマーゲン)を 増加
	逆方向	区分B1マーゲン(調整力のエリア外調達のためのマーゲン)を 増加



1-1. 系統WGからの検討要請内容について

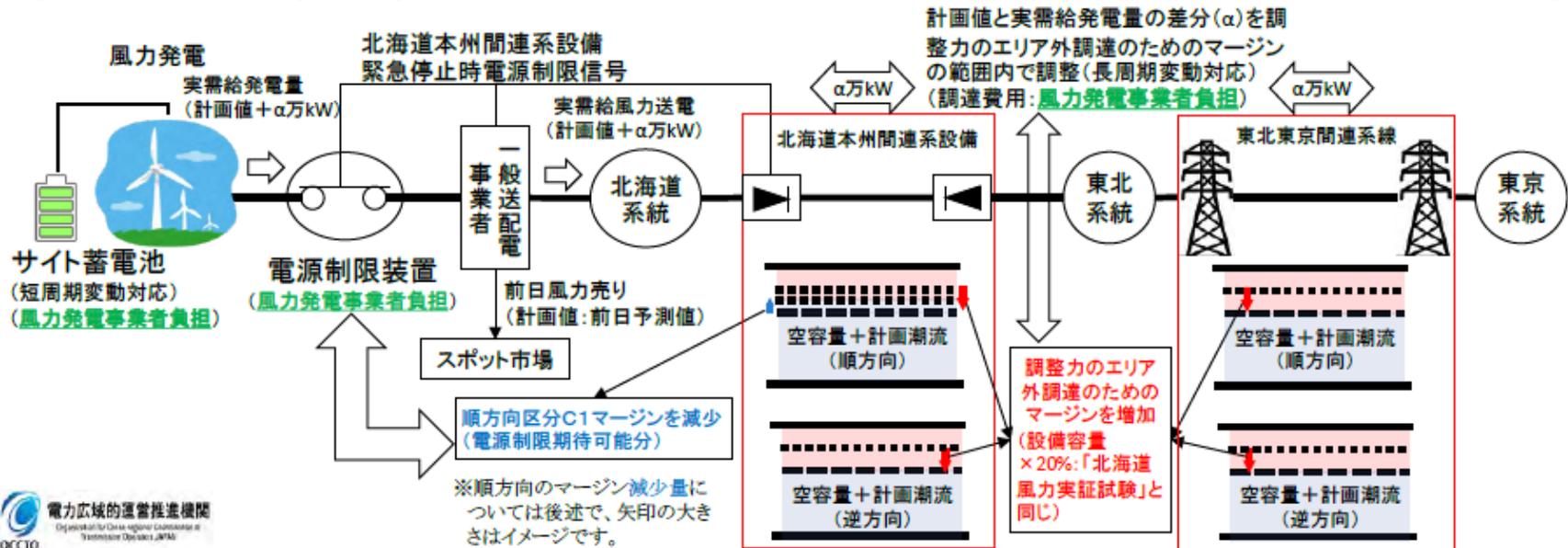
(参考) 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討1)

○現状の接続可能量との関係

長周期変動調整方面	「北海道風力実証試験」と同様に北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線を使って、エリア外の調整力で対応(長周期変動対応部分の蓄電池容量を低減)(調整力調達費用は、 風力発電事業者負担)
短周期変動調整方面	サイト蓄電池(風力発電事業者負担)(1%/分以下の変化スピードに抑制)
下げ代面	下げ代不足時は、無制限抑制(指定電気事業者制度)

○マージン減少・増加の関係

北海道本州間連系設備	順方向	電源制限装置(風力発電事業者負担)設置により、区分C1マージン(連系線潮流抑制のためのマージン)を一部 減少 +区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加
	逆方向	区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加
東北東京間連系線	順方向	区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加
	逆方向	区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加



2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について

2-4. 連系線を活用した短周期変動対策について

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定した上で、連系線を活用して短周期変動対策とする場合、現状では下記の方策が候補となる。

【候補①】平常時AFCの活用

【候補②】短周期広域周波数調整機能の活用

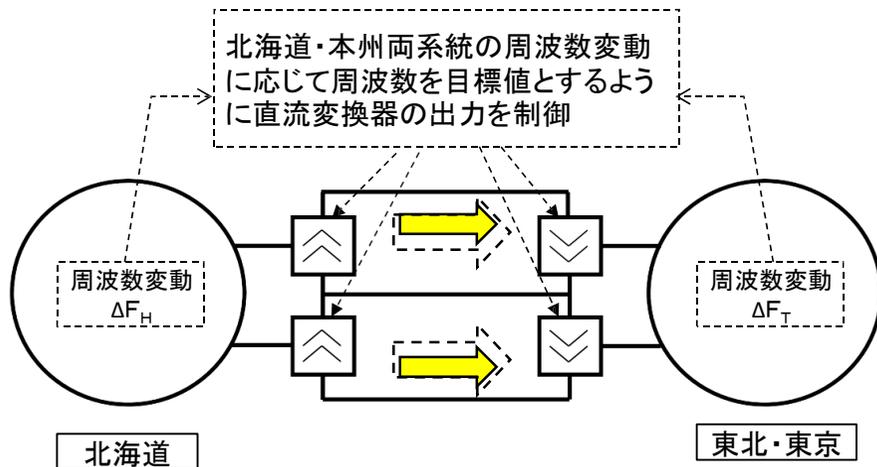
2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について
2-5. 短周期変動対策としての平常時AFCの活用
について

既設の北海道本州間連系設備(以下、既設北本)の平常時AFC機能について

○既設北本の平常時AFC機能

- ・北海道系統および本州系統の周波数変動に応じて電力を相互に融通し、周波数の効率的制御と安定化を図る。
- ・平常時AFCの出力変動幅は、北本の電力変動に伴う近接地域の電圧変動が許容値内におさまるよう設定(最大±6万kW)

○既設北本の平常時AFCの仕組み

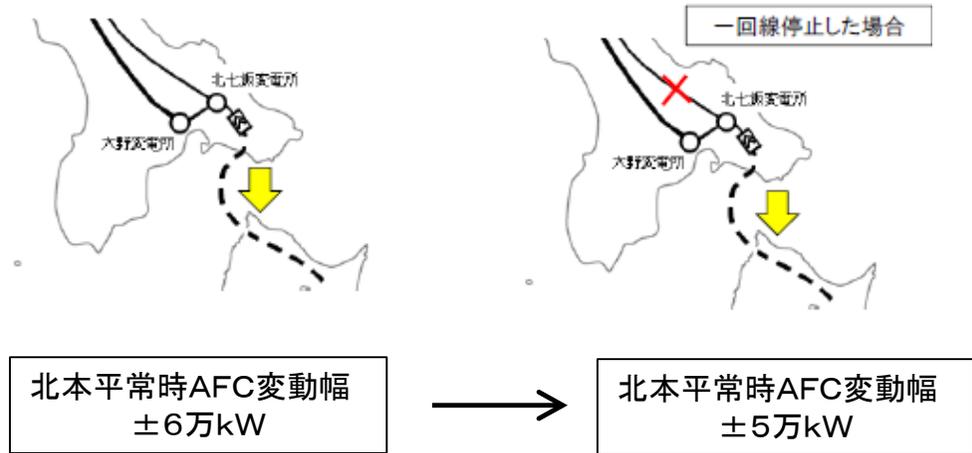


【北本AFC動作】

	南向き(北海道→本州)	北向き(本州→北海道)
北海道周波数低下 本州周波数上昇	→ 電力減	← 電力増
北海道周波数上昇 本州周波数低下	→ 電力増	← 電力減

○既設北本の平常時AFCの変動幅

- ・既設北本の平常時AFCの変動幅は、北本の電力変動により近接地域の電圧が変動するため、系統安定維持を目的に道内交流系統状況などにより自動的に変更
(±6万kW、±5万kW、±3万kW、±1.5万kWの4つの運転モード及びAFCロックを選択)



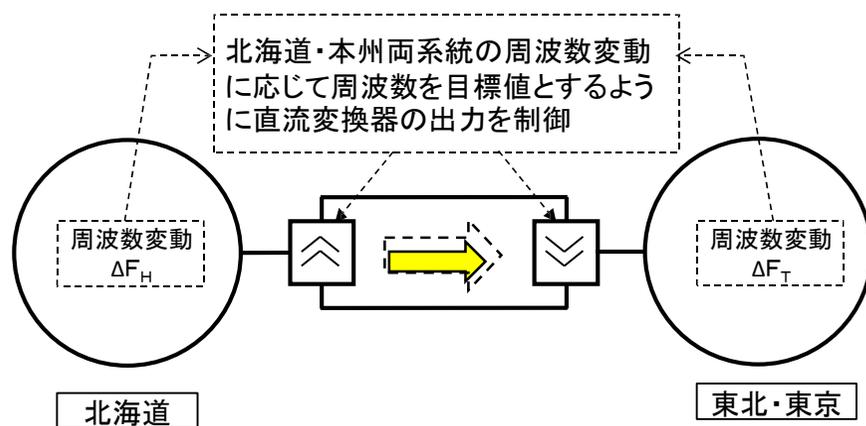
【出典】広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12) 北海道電力殿説明資料より編集

新北海道本州間連系設備(増強分、以下、新北本)の平常時AFC機能について

○新北本の平常時AFC機能

- ・北海道系統および本州系統の周波数変動に応じて電力を相互に融通し、周波数の効率的制御と安定化を図る(既設北本と同等の機能)。

○新北本の平常時AFCの仕組み



【北本AFC動作】

	南向き(北海道→本州)	北向き(本州→北海道)
北海道周波数低下 本州周波数上昇	→ 電力減	← 電力増
北海道周波数上昇 本州周波数低下	→ 電力増	← 電力減

○新北本の平常時AFCの変動幅

- ・新北本の平常時AFCの出力変動幅は、既設北本の停止時等においても同様の変動幅を確保できるように±6万kWとする予定。
- ・近接地域の系統状況により変動幅を変化させる必要があるかどうかは検討中。

○既設北本と新北本の平常時AFCの併用について

- ・既設北本と新北本の平常時AFC機能の制御協調を図ることは難しいため、いずれか一方のみを使用する必要がある。
⇒新北本の平常時AFCを優先して使用する方向で検討している。

○平常時AFCの変動幅の拡大の可能性について

- ・電圧変動への設備的な対策や平常時AFC機能の改修を行うことで、±6万kWからの拡大ができる可能性がある。

2-5. 短周期変動対策としての平常時AFCの活用について 短周期変動対策としての平常時AFCの活用について

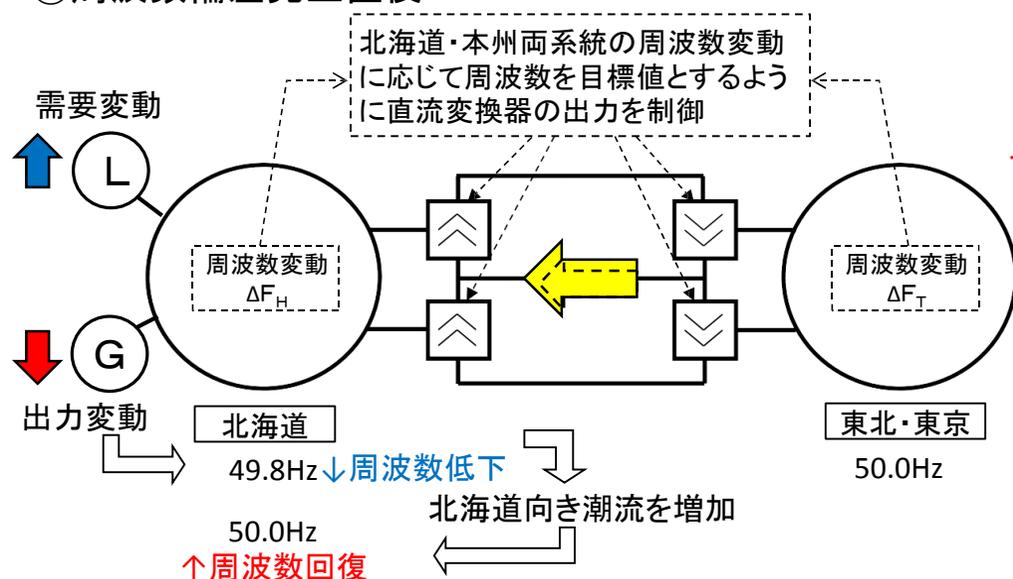
- 平常時AFCは交流系統における連系効果を模擬する機能であり、北海道エリアと本州エリアの周波数偏差に応じて、「設備容量－計画潮流」の範囲内でかつ平常時AFCの変動幅の範囲内で潮流を制御する。
- 平常時AFCで動作した計画潮流との偏差については、各エリアの調整力で戻す運用となっている。
- 一方で、平常時AFCを短周期変動対策で活用する場合は計画潮流との偏差を戻さない運用となる※1。
- そのため、平常時AFCを短周期変動対策で使用する場合は、現状の平常時AFCの周波数維持機能が低下する※2。

※1:この場合、常時偏差が残ることから、他のマージン(周波数制御に対応したマージン等)の範囲内での動作とした場合、他のマージン必要量の不足となり供給信頼度の低下につながる可能性があるため、前述の通り、調整力のエリア外調達のためのマージンを他の必要性で設定しているマージンに加算して設定する必要がある。

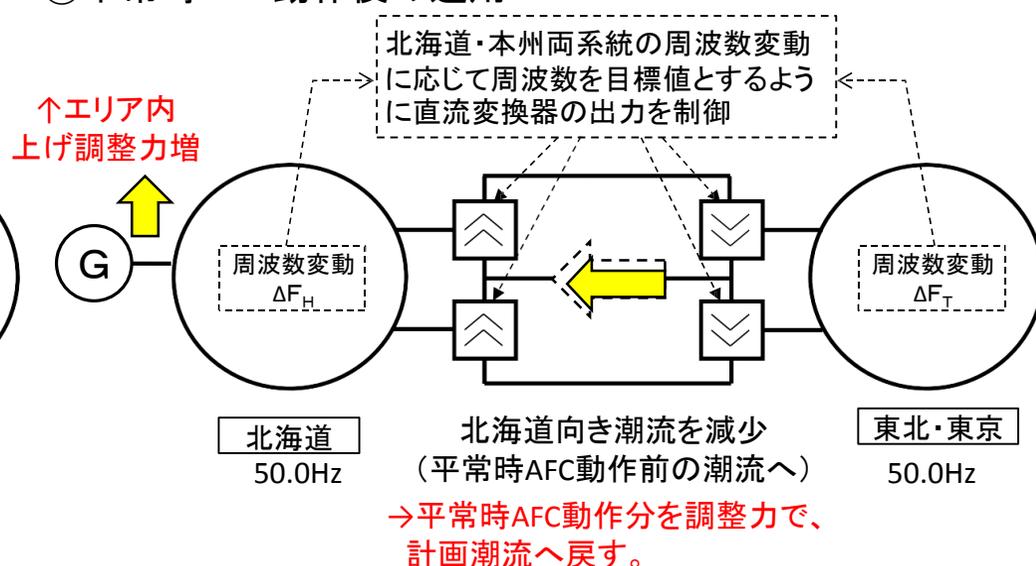
※2:平常時AFCの変動幅拡大の改修を実施すれば、現状の平常時AFCの周波数維持機能を維持することができる可能性がある。

○平常時AFCの動作イメージ

①周波数偏差発生直後



②平常時AFC動作後の運用



2-6. 短周期変動対策としての短周期広域周波数調整機能の活用について

短周期広域周波数調整機能の仕組みと短周期変動対策としての活用について

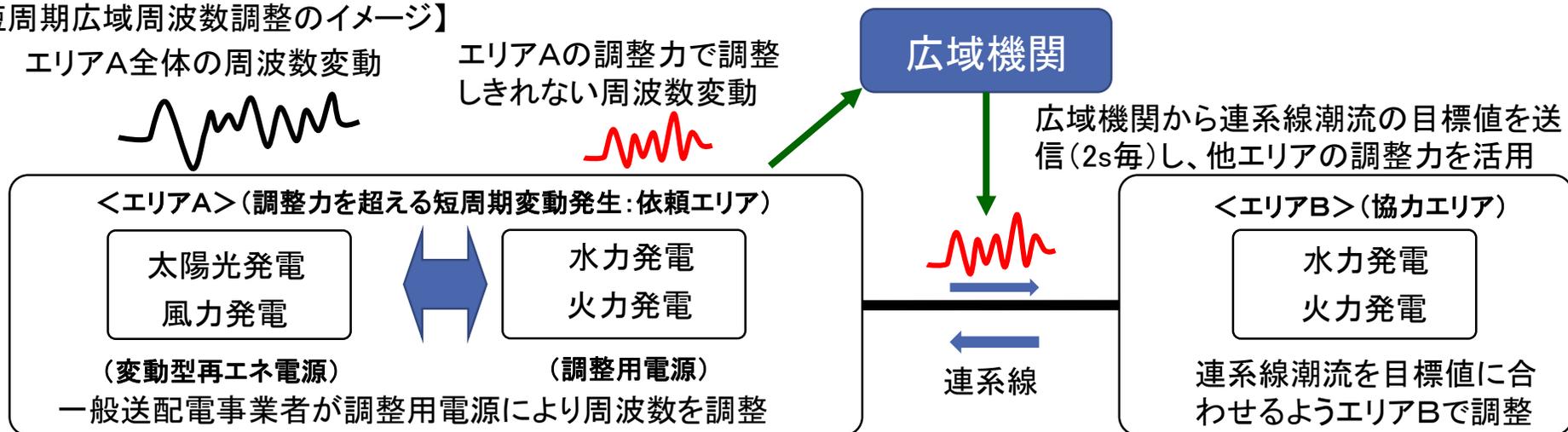
- 短周期広域周波数調整とは、あるエリアで短周期周波数調整に必要な調整力(以下「短周期調整力」という。)が不足する又はその恐れがある場合に空容量の範囲内で**連系線を介して他エリアの調整力を活用し、周波数調整を行う仕組み**。

⇒当該機能を活用することで、**常時、短周期調整力をエリア外から調達することが可能となる**※。

- 当該機能については、平常時AFC変動幅と同等の±6万kWの調整幅の運用は可能となる。ただし、これ以上の調整幅の拡大については、近接系統の電圧変動への影響を含め検討が必要となる。

※前述の通り、調整力のエリア外調達のためのマージンを他の必要性で設定しているマージンに加算して設定する必要がある。

【短周期広域周波数調整のイメージ】

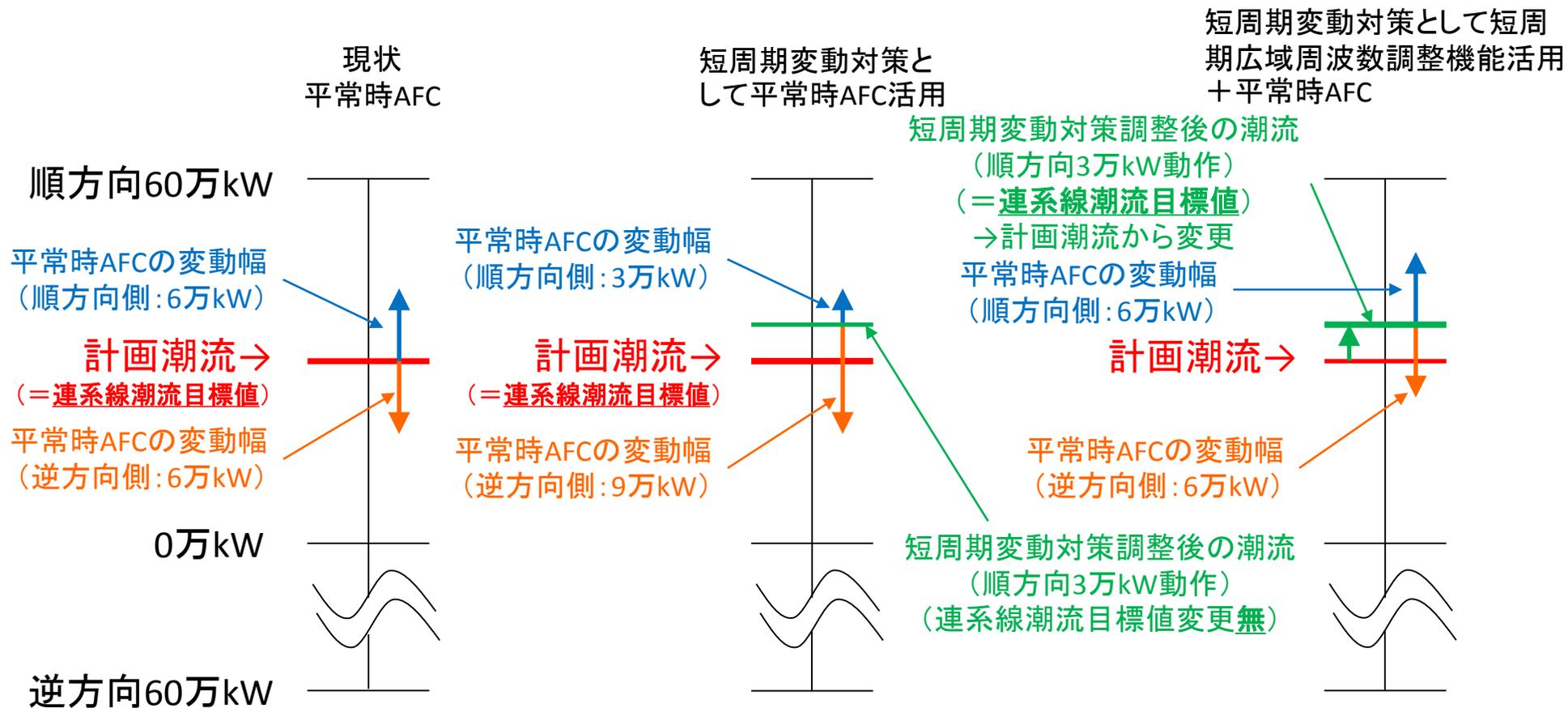


(参考)【業務規程】(2017/9/6認可分)

第2条第2項第十四号

「短周期広域周波数調整」とは、短周期周波数調整に必要な調整力(以下「短周期調整力」という。)が不足し、又は、不足するおそれがある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。

(参考) 短周期変動対策として平常時AFCの活用と短周期広域周波数調整の活用のイメージ



平常時AFCの変動幅	
順方向	6万kW
逆方向	6万kW

平常時AFCの変動幅	
順方向	3万kW
逆方向	9万kW

平常時AFCの変動幅	
順方向	6万kW
逆方向	6万kW

平常時AFC: 連系線潮流目標値から±6万kW動作可能
(連系線潮流目標値の変更無し。)
短周期広域周波数調整: 連系線潮流目標値を変更

短周期変動対策で動作した分
平常時AFCの変動幅が減少する。

短周期変動対策で動作しても、
平常時AFCの変動幅は維持できる。

【候補①】平常時AFCの活用と【候補②】短周期広域周波数調整機能の活用の比較について

- 短周期変動対策として、【候補①】平常時AFCの活用と【候補②】短周期広域周波数調整機能の活用を採用した場合の得失をまとめると下表の通り。

⇒現状の平常時AFCの周波数維持機能を維持したまま導入でき、現状のシステムを改修不要で実現可能であることから、連系線を活用して短周期変動対策とする場合は、短周期広域周波数調整機能を活用し、平常時AFC機能を併用する方法が望ましいのではないか※。

※前述の通り、調整力のエリア外調達のためのマージンを他の必要性で設定しているマージンに加算して設定する必要がある。なお、短周期広域周波数調整の協力エリアにおいて、当該周波数調整のための必要調整力の調整力調達量への加算については、今後検討が必要。

【短周期変動対策としての活用の可能性】

	【候補①】平常時AFCの活用	【候補②】短周期広域周波数調整機能の活用
短周期変動対策(変動幅±6万kW)としての活用	○	○
短周期変動対策(変動幅±6万kW以上)としての活用	△※1	△※1

※1:改修が必要となる可能性がある。

【従来から活用してきた機能】

現状の平常時AFCの周波数調整機能の維持	△※2	○
----------------------	-----	---

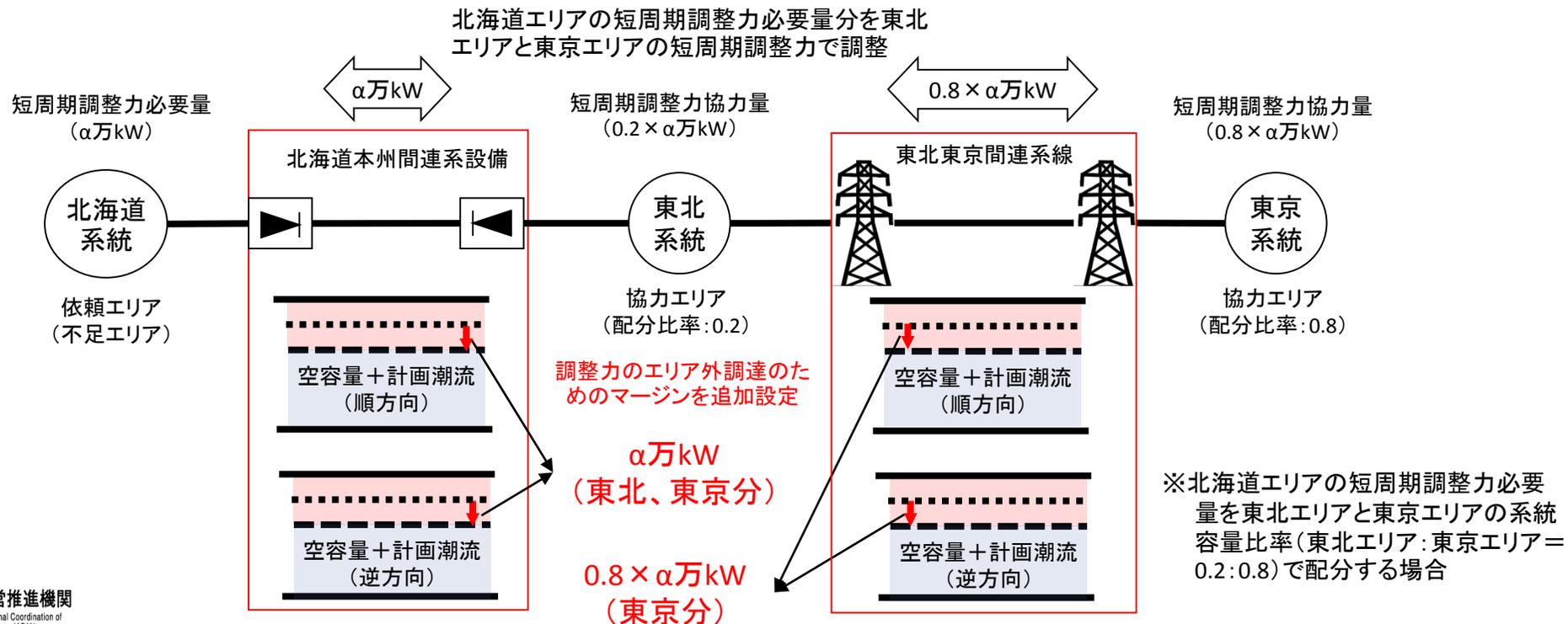
※2:改修が必要となる可能性がある(短周期変動対策分の変動幅を拡大する必要あり)。

2-7. 調整力のエリア外調達のためのマージンの設定 による電力取引への影響について

2-7. 調整力のエリア外調達のためのマージンの設定による電力取引への影響について 短周期広域周波数調整機能を活用する場合の-margin設定箇所、必要量について

- 北海道エリアの短周期変動対策として、短周期広域周波数調整機能を活用する場合、**協力エリアは、東北エリア及び東京エリアが候補となる。**
- 短周期広域周波数調整機能では、**協力エリアが複数ある場合は配分比率を任意に設定可能となる。**
- 仮に東北エリアと東京エリアの系統容量比率(東北エリア:東京エリア=0.2:0.8)で配分する場合※、追加で必要となる調整力のエリア外調達のためのmarginは、下図のようになる。なお、**なるべく近接エリアから多く調達する方が、トータルのmargin設定量は少なくできる。**

※東北エリアに短周期調整力の余裕がない場合は、東京エリア100%の配分(東北エリア:東京エリア=0:1)となる可能性もある。また、東北エリア及び東京エリアの短周期調整力の余裕代が短周期広域周波数調整機能の活用の上限となる。なお、実際に検討中のスキームを実施する場合は、いずれのエリアから調整力を調達するのかについては、事業者間の協議が必要となる。



2-7. 調整力のエリア外調達のためのマーヅンの設定による電力取引への影響について

調整力のエリア外調達のためのマーヅンの設定による電力取引への影響について

- 北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に調整力のエリア外調達のためのマーヅンを設定すると系統利用者が利用できる連系線の空容量が減少し、市場取引に影響を与える。
- 市場取引への影響を広域メリットオーダーシミュレーション※1を用いて試算した結果、**北海道エリアの短周期調整力必要量を1万kW増やす毎※2に増強前約4.9億円/年、増強後約3.1億円/年となる。**(詳細は58ページ～66ページ参照)
 ⇒短周期広域周波数調整機能を活用して、短周期調整力を調達するために、**調整力のエリア外調達のためのマーヅンの追加設定を検討する際には、上記の経済的損失額が発生する可能性があることに留意する必要がある。**

※1:第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で使用したシミュレーションをベースに2017年度の諸元に変更したもので試算。詳細は、第23回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2参考資料1参照。

※2:北海道エリアの短周期調整力必要量分を東北エリアと東京エリアの系統容量比率(東北エリア:東京エリア=0.2:0.8)で配分した場合の試算。

北海道エリアの短周期調整力必要量	追加マーヅン (北海道本州間連系設備)		追加マーヅン (東北東京間連系線)		経済的損失額		単位:億円 北海道エリア短周期調整力必要量1万kWあたり
	順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	
0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0(基準値)	0(基準値)	4.596億円
1万kW	+5.0万kW	+5.0万kW	+4.8万kW	+4.8万kW	4.596	2.889	4.670億円
2万kW	+6.0万kW	+6.0万kW	+5.6万kW	+5.6万kW	9.266	5.829	4.751億円
3万kW	+7.0万kW	+7.0万kW	+6.4万kW	+6.4万kW	14.017	8.824	4.825億円
4万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	+7.2万kW	+7.2万kW	18.842	11.871	4.911億円
5万kW	+9.0万kW	+9.0万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	23.753	14.980	5.001億円
6万kW	+10.0万kW	+10.0万kW	+8.8万kW	+8.8万kW	28.754	18.141	5.083億円
7万kW	+11.0万kW	+11.0万kW	+9.6万kW	+9.6万kW	33.837	21.346	5.174億円
8万kW	+12.0万kW	+12.0万kW	+10.4万kW	+10.4万kW	39.011	24.605	

平均:4.876億円

※基準ケースにおいて、2017年11月開始の北海道風力実証試験のマーヅン(4万kW)を考慮している。

※北海道エリアの短周期調整力必要量分を東北エリアと東京エリアの系統容量比率(東北エリア:東京エリア=0.2:0.8)で配分した場合の試算となり、配分比率が変化すると経済的損失額も変化することに留意が必要。

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

余白

2-8. 系統WGへの回答内容について

2-8. 系統WGへの回答内容について 系統WGへの回答内容(案)

【連系線を活用した短周期変動対策の可能性について】

(技術的実現可能性)

- 連系線を活用して短周期変動対策として確実に期待する場合、調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することが必要となる。
- 確実に期待できる短周期変動対策として平常時AFC(変動幅拡大も含む)を活用することは技術的には可能であるが、改修をしない場合は、現状の平常時AFCの周波数維持機能が低下する。
- そのため、改修せずに現状の平常時AFCによる周波数維持機能を維持したまま導入できる観点から、連系線を活用して短周期変動対策とする場合は、調整力のエリア外調達のためのマージンを設定し短周期広域周波数調整機能を活用する方法が望ましい。

(市場取引への影響評価)

- 短周期変動対策として短周期広域周波数調整機能を活用するために必要なマージンを設定することによる電力取引上の経済的損失額について、広域メリットオーダーシミュレーションを用いて試算した結果、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向のマージン設定の電力取引上の経済的損失額は、北海道エリアの短周期調整力必要量を1万kW増やす毎に増強前約4.9億円/年、増強後約3.1億円/年*となる。

※北海道エリアの短周期調整力必要量分を東北エリアと東京エリアの系統容量比率(東北エリア:東京エリア=0.2:0.8)で配分した場合の試算。

※取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)

※メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。

※電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

⇒調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると、マージンの設定による電力取引上の経済的損失が発生することに留意する必要がある。

⇒一方で、当該スキームを導入すれば、北海道エリア内と比較して豊富な他エリア調整力の有効活用が可能となり、サイト蓄電池の容量低減、北海道エリアへの風力導入拡大のメリットもあることから、国において、費用対効果等のご検討をいただきたい。

(参考) マージンの設定による電力取引上の経済的損失額の試算結果詳細

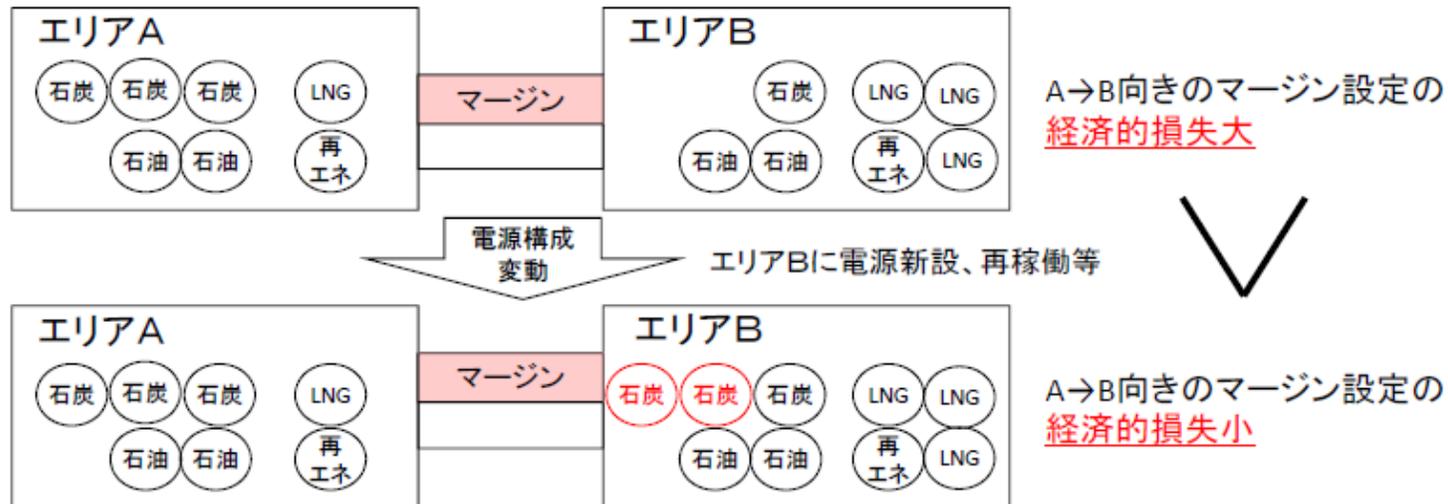
(参考) 広域メリットオーダーシミュレーションの評価内容と位置づけについて

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーションの評価の内容、位置づけについて

19

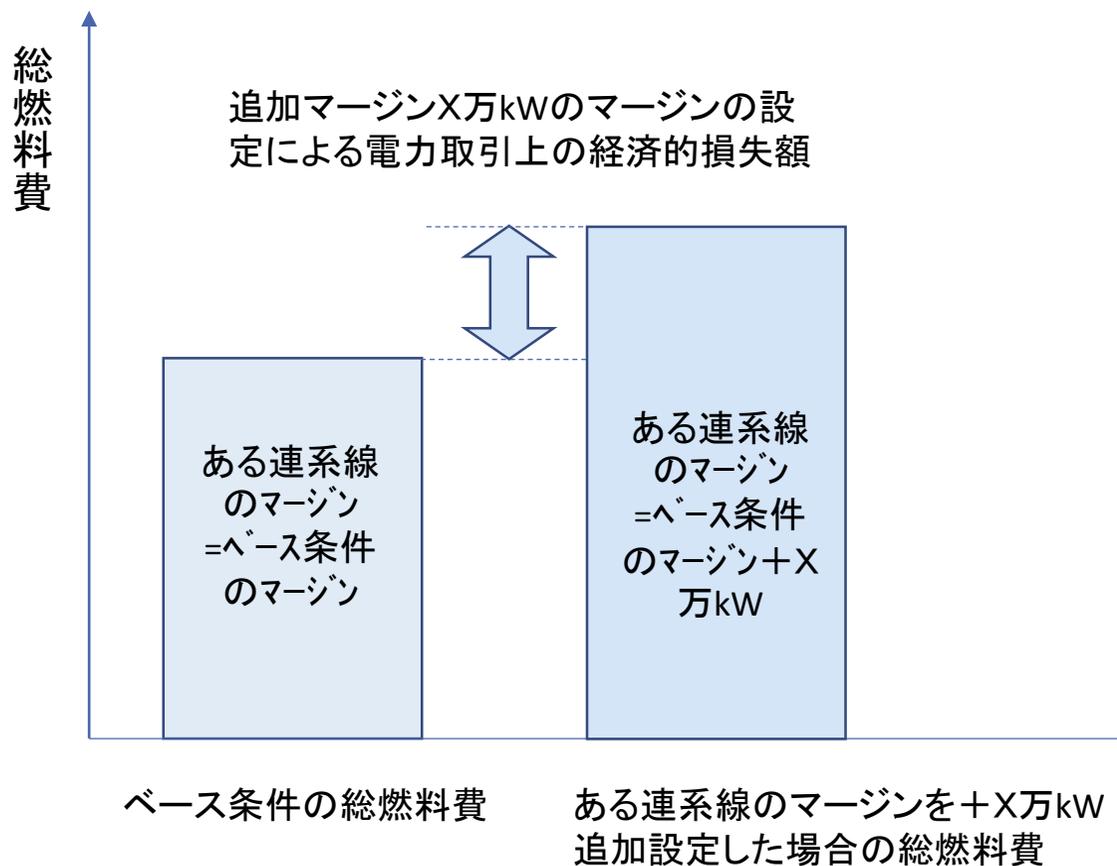
- 広域メリットオーダー※シミュレーションは、エリア毎の需要、エリア毎の電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するものである。
- 従って、東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの検討に、広域メリットオーダーシミュレーションを採用し、一定の結論を得た場合でも、前提条件(電源構成等)が変化した場合、再評価を実施する必要がある。
- 実需給断面のマージンの検討であり、長期断面でマージンを確保している限り、将来的に柔軟に上下することが可能であるため、電源構成については、直近の電源構成で検討する。

【電源構成の変化と評価結果の変動の関係イメージ】



※広域メリットオーダー：事業者やエリアの枠を超えて、相対的に価格競争力のある電源から順番に使用することで、発電の最適化を図る。

- ベースとする状態の総燃料費とある連系線のマージンを+X万kW追加設定した場合の総燃料費の差分をマージン追加設定分のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額として算出。



(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (1) …北海道本州間連系設備順方向評価

- 北海道本州間連系設備順方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
 ⇒ 北海道本州間連系設備順方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約0.81億円/年、増強後約0.30億円/年※。
 ※北海道本州間連系設備順方向マージン+4万kW～+12万kWにおいて、1万kW増加毎の増分損失額を平均して算出。

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額		単位: 億円/年
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0(基準値)	0(基準値)	差分
+5.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0.727	0.261	0.727億円
+6.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	1.476	0.530	0.749億円
+7.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	2.251	0.813	0.775億円
+8.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	3.048	1.107	0.797億円
+9.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	3.865	1.416	0.817億円
+10.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	4.708	1.739	0.843億円
+11.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	5.578	2.075	0.870億円
+12.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	6.475	2.422	0.897億円
						平均: 0.809億円

【留意事項】
 ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。
 (考慮が難しい。)
 ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
 ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージン(4万kW)を考慮している。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (2) …北海道本州間連系設備逆方向評価

■ 北海道本州間連系設備逆方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 北海道本州間連系設備逆方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約3.61億円/年、増強後約2.33億円/年※。

※北海道本州間連系設備逆方向マージン+4万kW～+12万kWにおいて、1万kW増加毎の損失額を平均して算出。

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額		単位: 億円/年
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0(基準値)	0(基準値)	差分
+4.0万kW	+5.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	3.432	2.201	→ 3.432億円
+4.0万kW	+6.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	6.911	4.438	→ 3.479億円
+4.0万kW	+7.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	10.441	6.712	→ 3.530億円
+4.0万kW	+8.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	14.015	9.023	→ 3.574億円
+4.0万kW	+9.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	17.648	11.374	→ 3.633億円
+4.0万kW	+10.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	21.338	13.757	→ 3.690億円
+4.0万kW	+11.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	25.076	16.167	→ 3.738億円
+4.0万kW	+12.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	28.869	18.613	→ 3.793億円
						平均: 3.609億円

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージン(4万kW)を考慮している。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (3) …東北東京間連系線順方向評価

- 東北東京間連系線順方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
 ⇒ 東北東京間連系線順方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを0.8万kW増やす毎に増強前約0.45億円/年、増強後約0.44億円/年※。

※東北東京間連系線順方向マージン+4万kW～+10.4万kWにおいて、0.8万kW増加毎の損失額を平均して算出。

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額		単位: 億円/年
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0(基準値)	0(基準値)	差分
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.8万kW	+4.0万kW	0.438	0.426	0.438億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+5.6万kW	+4.0万kW	0.879	0.857	0.441億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+6.4万kW	+4.0万kW	1.326	1.293	0.447億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+7.2万kW	+4.0万kW	1.778	1.735	0.452億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+8.0万kW	+4.0万kW	2.234	2.181	0.456億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+8.8万kW	+4.0万kW	2.692	2.631	0.459億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+9.6万kW	+4.0万kW	3.156	3.085	0.463億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+10.4万kW	+4.0万kW	3.623	3.544	0.467億円
						平均: 0.453億円

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージン(4万kW)を考慮している。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (4) …東北東京間連系線逆方向評価

- 東北東京間連系線逆方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
⇒ 東北東京間連系線逆方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額はない。(空容量が十分にある)

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額		単位: 億円/年
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0(基準値)	0(基準値)	差分
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.8万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+5.6万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+6.4万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+7.2万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+8.0万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+8.8万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+9.6万kW	0.000	0.000	0.000億円
+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+10.4万kW	0.000	0.000	0.000億円
						平均: 0.000億円

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージン(4万kW)を考慮している。

■ 北海道本州間連系設備双方向及び東北東京間連系線双方向に同時にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 電力取引上の経済的損失額は、北海道エリアの短周期調整力必要量を1万kW増やす毎に増強前約4.88億円/年、増強後約3.08億円/年※。

※北海道エリアの短周期調整力必要量0万kW～8万kWにおいて、1万kW増加毎の増分損失額を平均して算出。

北海道エリアの短周期調整力必要量	追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額		(参考)各連系線方向毎の評価分を単純に加算した経済的損失額(増強前)	単位:億円/年
	順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後		
0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	+4.0万kW	0(基準値)	0(基準値)	0(基準値)	
1万kW	+5.0万kW	+5.0万kW	+4.8万kW	+4.8万kW	4.596	2.889	4.597	
2万kW	+6.0万kW	+6.0万kW	+5.6万kW	+5.6万kW	9.266	5.829	9.267	
3万kW	+7.0万kW	+7.0万kW	+6.4万kW	+6.4万kW	14.017	8.824	14.018	
4万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	+7.2万kW	+7.2万kW	18.842	11.871	18.841	
5万kW	+9.0万kW	+9.0万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	23.753	14.980	23.747	
6万kW	+10.0万kW	+10.0万kW	+8.8万kW	+8.8万kW	28.754	18.141	28.738	
7万kW	+11.0万kW	+11.0万kW	+9.6万kW	+9.6万kW	33.837	21.346	33.809	
8万kW	+12.0万kW	+12.0万kW	+10.4万kW	+10.4万kW	39.011	24.605	38.967	

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージン(4万kW)を考慮している。

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

⇒各連系線方向毎の評価を組み合わせた評価が可能

(例:北本順方向1万kW+東北東京順方向0.8万kWを追加設定した評価は、北本順方向1万kWを追加設定した評価結果+東北東京0.8万kWを追加設定した評価結果を加算することで評価できる。)

■ 現状の運用では、最大電源ユニットのマーシンのについては、設備容量で頭打ちとなり不足分は、瞬動予備力の積み増しで対応しているが、北本増強後に瞬動予備力積み増し部分をマーシンので代替した場合のマーシンのの設定による電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 電力取引上の経済的損失額は、2017年度電源構成+泊原子力発電所3号機の電源構成で泊原子力発電所3号機のマーシンのを設定した場合、増強後約6.24億円/年※。

※電源構成は、2017年度供給計画の諸元+泊原子力発電所3号機稼働で評価を実施している。実際の電源構成に泊原子力発電所3号機を追加した電源構成で評価しており、実際の電源構成から乖離している点に留意が必要。

北海道本州間連系設備	経済的損失額	単位: 億円/年
逆方向	増強後	
60万kW(基準値)	0(基準値)	
60万kW+積み増し分※	6.244	

※1時間毎の需要に応じた積み増し必要量

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

以上