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(系統WGからの検討要請に対する報告)

2018年3月30日

電力広域的運営推進機関



【今回の内容】

- 1. 系統WGからの検討要請内容について
- 2. 短周期変動対策として連系線を活用する場合のマージンの必要性について
- 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)
- 4. 連系線を活用した短周期変動対策について
- 5. 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
- 6. 検討結果のまとめ



1. 系統WGからの検討要請内容について



- 1. 系統WGからの検討要請内容について 第11回系統WGからの検討要請内容
- 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、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で検討を実施したので報告する。

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

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。

【検討1】 →第13回 系統WGに 報告済み

■ 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。

【検討2】

→今回検討

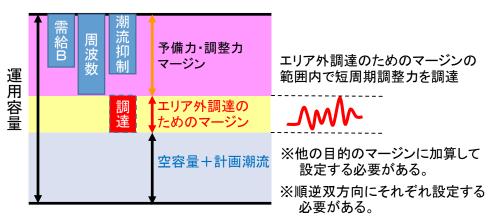
■ また、平成31年に北本連系線が増強(30万kW)されることも踏まえつつ、短周期変動対策としての 平常時AFC調整幅(±6万kW)の拡大の可能性等、連系線の今後の活用のあり方について、広域機関 及び北海道電力における検討が必要ではないか。 2. 短周期変動対策として連系線を活用する場合のマージンの必要性について



2. 短周期変動対策として連系線を活用する場合のマージンの必要性について 短周期変動対策として連系線を活用する場合のマージンの必要性について

- 短周期変動対策として連系線を活用し、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ジン を設定することが必要※。
- なお、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ジンを設定する必要はない。
 - ※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。

【マージン設定のイメージ】



(参考)

短周期変動:本検討においては、「数分から20分未満の変動」としている。



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)



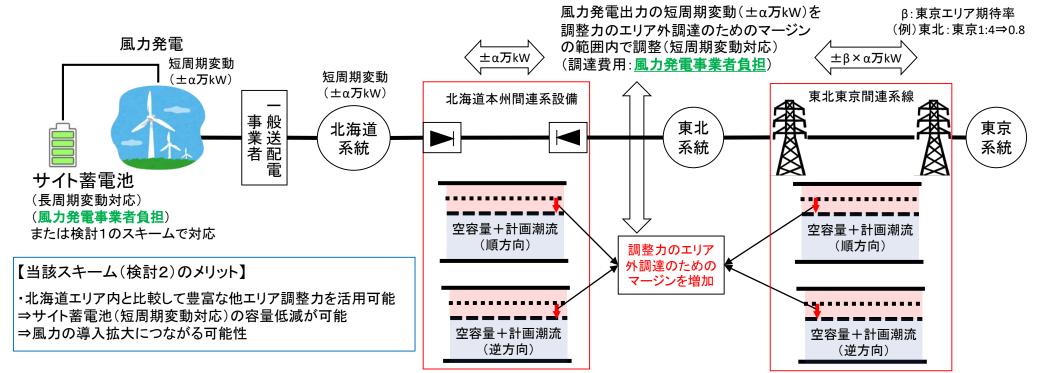
3. 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討2) 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームの概要(検討2)

〇現状の接続可能量との関係

長周期変動調整力面	「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)				
短周期変動調整力面	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、 <u>風力発電事業者負担</u>)				
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マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>
1. 一一	逆方向	区分B1マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>
東北東京間連系線	順方向	区分B1マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>
· 宋礼宋尔间建术禄	逆方向	区分B1マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>



4. 連系線を活用した短周期変動対策について



4. 連系線を活用した短周期変動対策について 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、短周期変動対策として連系線を活用する場合、 現状では下記の方策が候補となる。
 - 【候補①】平常時AFC変動幅を拡大し※1、平常時AFCを活用
 - 【候補②】短周期広域周波数調整機能※2を活用
- 候補①、候補②の得失をまとめると下表の通り。
 - ⇒<u>平常時AFCの改修が不要である</u>ことから、短周期変動対策として連系線を活用する場合は、<u>短周期広</u>域周波数調整機能を活用する方法が望ましい※3。
 - ※1:北海道本州間連系設備の増強側の設備も平常時AFCを具備するが、既設分との協調が難しく、いずれか一方の平常時AFCのみを使用する。平常時AFC機能の周波数調整機能は維持することを前提とするには、短周期変動対策で活用する際は変動幅の拡大が必要である。
 - ※2: 広域機関のシステムに具備する機能。現行ルールでは、エリア内で調整しきれない周波数変動を空容量の範囲内で他エリアの調整力を 使って調整する機能としているが、マージンを設定して確実に調整可能とすることを想定している。
 - ※3: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する場合の各候補の得失評価】

	【候補①】平常時AFCの変動幅を 拡大して活用 ^{※1}	【候補②】短周期広域周波数調整機能の活用 ^{※3} (平常時AFC併用(変動幅±6万kW))
実現の容易さ	× ^{※2}	0

- ※1:平常時AFC機能の周波数調整機能は維持することを前提としており、短周期変動対策で活用する際は変動幅の拡大が必要である。
- ※2:短周期変動対策分の変動幅を拡大できるかについては近隣系統の電圧変動への影響も含めた検討が必要であり、拡大できる場合でも設備の改修等が必要となる可能性がある。
- ※3:短周期広域周波数調整機能を活用する場合でも、調整幅を±6万kW以上に拡大する場合は、近隣系統の電圧変動への影響も含めた検 討が必要であり、拡大できる場合でも設備の改修等が必要となる可能性がある。

5. 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



5. 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 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

- 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ジ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、**北海道エリア外に期待する短周期調整** 力を1万kW増やす毎^{※2}に北海道本州間連系設備の増強前約4.9億円/年、増強後約3.1億円/年 ~31ページ参照)
 - ⇒調整力のエリア外調達のためのマージ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:北海道エリア外に期待する短周期調整力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 外に期待す る短周期調		ージン 間連系設備)		ージン 間連系線)	- AをA N 1 日 4 女日		単位:億円 北海道エリア外に
整力	順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	期待する短周期 調整力1万kWあ
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	
2万kW	+6.0万kW	+6.0万kW	+5.6万kW	+5.6万kW	9.266	5.829	4.670億円
3万kW	+7.0万kW	+7.0万kW	+6.4万kW	+6.4万kW	14.017 🐇	8.824	4.751億円
4万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	+7.2万kW	+7.2万kW	18.842 🖔	11.871	→ 4.825億円
5万kW	+9.0万kW	+9.0万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	23.753 崔	14.980	→ 4.911億円 → 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	
7万kW	+11.0万kW	+11.0万kW	+9.6万kW	+9.6万kW	33.837 🖔	21.346	→ 5.083億円
8万kW	+12.0万kW	+12.0万kW	+10.4万kW	+10.4万kW	39.011	24.605	→ 5.174億円
平均							

- ※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 のマージン(4万kW)を考慮して いる。
- ※北海道エリア外に期待する短 周期調整力を東北エリアと東 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。

- ・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。



6. 検討結果のまとめ



6. 検討結果のまとめ 検討結果のまとめ

【連系線を活用した短周期変動対策について】

(技術的検討の結果)

- 連系線の活用を<u>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ジンを</u> 設定することが必要。
- 平常時AFCの改修が不要であることから、短周期変動対策として連系線を活用する場合は、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)

- 調整力のエリア外調達のためのマージ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。
- 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を設定した場合の電力取引上の経済的 損失額は、北海道エリア外に期待する短周期調整力を1万kW増やす毎に北海道本州間連系設備の増強前 で約4.9億円/年、増強後で約3.1億円/年※となる。
 - ※北海道エリア外に期待するの短周期調整力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。

(政策判断する際に考慮いただきたい内容)

■ 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると<u>電力取引上の経済的損失が発生する</u>一方で、当該スキームを導入すれば、<u>北海道エリアと比較して豊富な他エリアの調整力の有効活用、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</u>もあることから、<u>国において、他の選択肢との組み合わせ、費用対効果等をご検討いただきたい</u>。

(以下、参考資料)



■ 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、系統の維持、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 調整力面	②長周期変動 調整力面	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 ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	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
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) 〕	〔36万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) 〕	-





【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)

5

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)

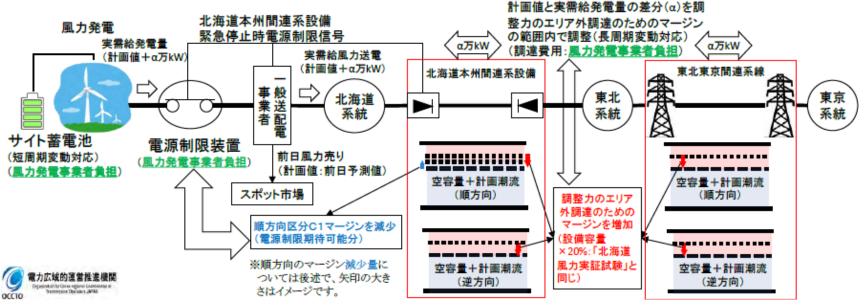
4

○現状の接続可能量との関係

長周期変動調整力面	「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、 <u>風力発電事業者負担</u>)
短周期変動調整力面	サイト蓄電池(<u>風力発電事業者負担</u>)(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(<u>風力発電事業者負担</u>)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 <u>減少</u> +区分BOマージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>
	逆方向	区分BOマージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>
東北東京間連系線	順方向	区分BOマージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>
来北米尔间建常额	逆方向	区分BOマージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を <mark>増加</mark>



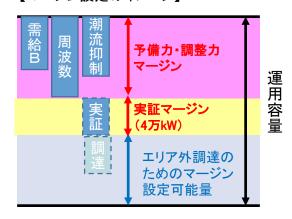
【出典】経済産業省 第13回系統ワーキンググループ 資料4 「北海道エリアへの風力導入拡大の検討について(系統WGからの検討要請に対する報告[広域機関]」 (http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/013_03_00.pdf)

(参考)調整力のエリア外調達のためのマージ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・調整カマージン+実証マージン以外で、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ジン量は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ジ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・調整力マージン、当該スキーム最大マージン設定可能量 (MW)						
連系線	年	方向	運用容量	予備力・調整カマー ジン+実証マージン	運用容量 決定要因	当該スキームの最大 マージン設定可能量
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

【マージン設定のイメージ】



- ※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 マージン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・調整力マージン等は、将来の需要想定、電源構成、マージンの考え方の見直し等により変更になる可能性があり、マージン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・調整力マージンを考慮すれば、当該スキームのマージン設定可能量は0となる。
- ※マージンの公表値については、2022年度以降の北海道風力実証 試験のマージン(実証マージン)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。

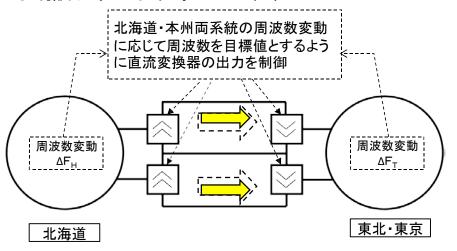


【出典】電力広域的運営推進機関 HP公表資料より事務局で編集

〇既設北本の平常時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)

〇既設北本の平常時AFCの仕組み



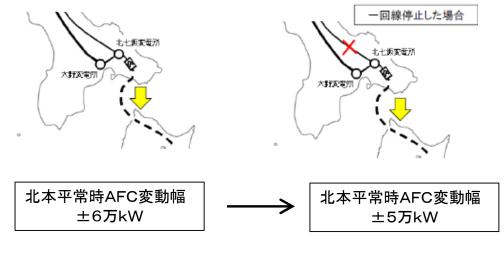
【北本AFC動作】

	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		

〇既設北本の平常時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)

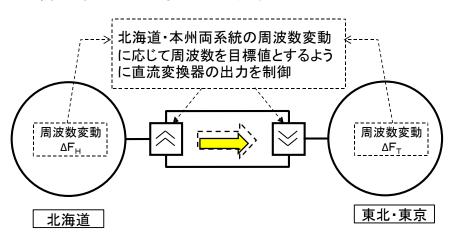


【出典】広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力 に関する勉強会(H26.12.12) 北海道電力殿説明資料より編集

〇新北本の平常時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)。

〇新北本の平常時AFCの仕組み



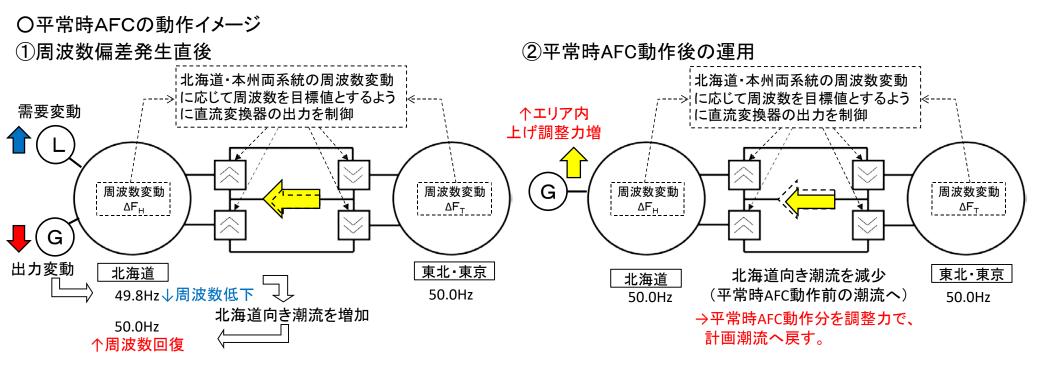
○新北本の平常時AFCの変動幅

- ・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±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。
- 〇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。
- 〇平常時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。

【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		

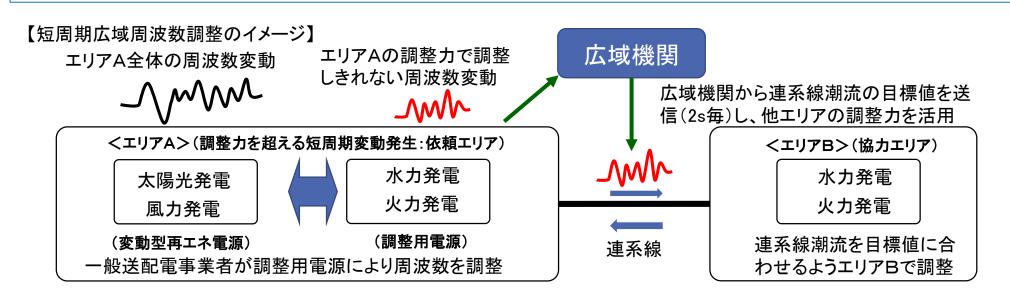
- 平常時AFCは<u>交流系統における連系効果を模擬</u>する機能であり、北海道エリアと本州エリアの<u>周波数偏差</u> に応じて、「設備容量ー計画潮流」の範囲内でかつ平常時AFCの変動幅の範囲内で<u>潮流を制御</u>する。
- 平常時AFCで動作した計画潮流との偏差については、<u>各エリアの調整力で戻す運用</u>となっている。





(参考)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。



(参考)【業務規程】(2017/9/6認可分)

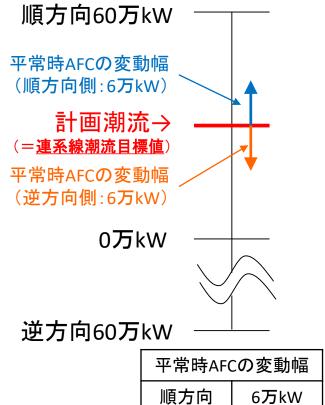
第2条第2項第十四号

「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。



平常時AFC

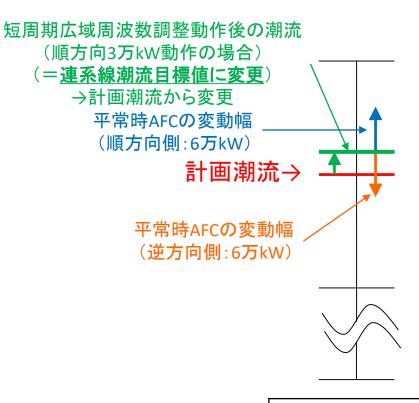
短周期広域周波数調整機能 十平常時AFC



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。)

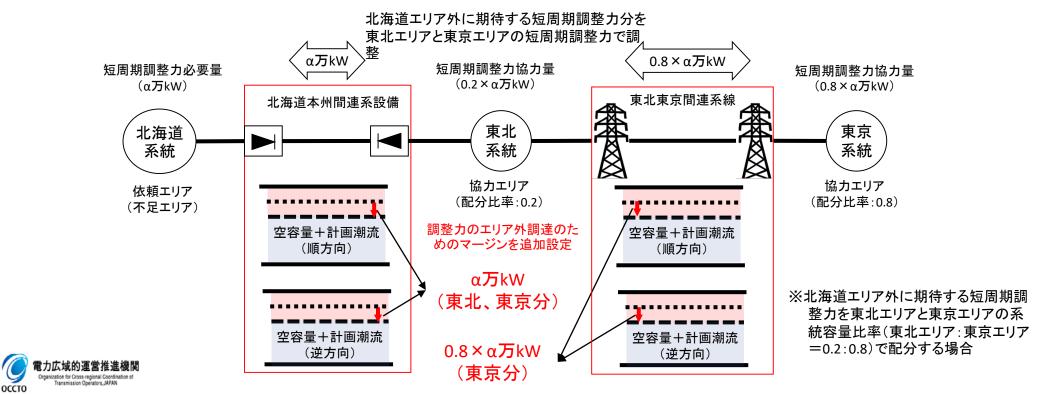
短周期広域周波数調整:連系線潮流目標値を変更



平常時AFG	平常時AFCの変動幅				
順方向	6万kW				
逆方向	6万kW				

短周期広域周波数調整機能で動作しても、 平常時AFC機能は維持できる。

- 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、<u>協力エリアは、東北エリア及び</u> 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マージンは、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、トータルのマージン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。



(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)が変化した場合は、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】

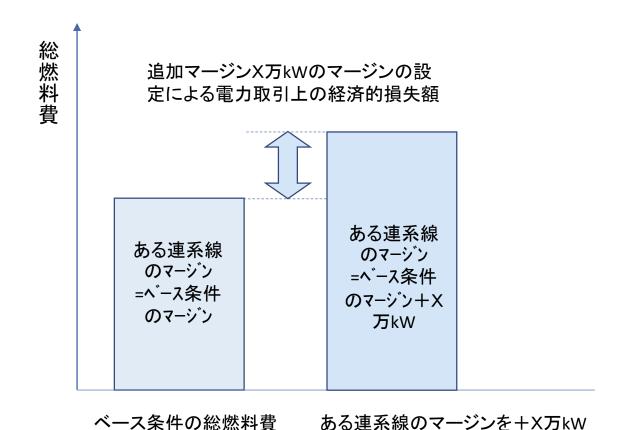


※広域メリットオーダー:事業者やエリアの枠を超えて、相対的に価格競争力のある電源から順番に使用することで、発電の最適化を図る。



追加設定した場合の総燃料費

■ 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。





оссто

(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)		· — ·	ージン 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。

	'一ジン 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 歶	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

- ・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。



- 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。

	'一ジン 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 崔	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
						元14 。 6 安田

平均:0.453億円

- ・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。



- 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 (北海道本州		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

- ・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。



…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同時評価

- 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、北海道エリア外に期待する短周期調整力を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※。
 - ※北海道エリア外に期待する短周期調整力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 外に期待す る短周期調		ージン 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	
を力	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)
1万kW	+5.0万kW	+5.0万kW	+4.8万kW	+4.8万kW	4.596	2.889
2万kW	+6.0万kW	+6.0万kW	+5.6万kW	+5.6万kW	9.266	5.829
3万kW	+7.0万kW	+7.0万kW	+6.4万kW	+6.4万kW	14.017	8.824
4万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	+7.2万kW	+7.2万kW	18.842	11.871
5万kW	+9.0万kW	+9.0万kW	+8.0万kW	+8.0万kW	23.753	14.980
6万kW	+10.0万kW	+10.0万kW	+8.8万kW	+8.8万kW	28.754	18.141
7万kW	+11.0万kW	+11.0万kW	+9.6万kW	+9.6万kW	33.837	21.346
8万kW	+12.0万kW	+12.0万kW	+10.4万kW	+10.4万kW	39.011	24.605

(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)
0(基準値)
4.597
9.267
14.018
18.841
23.747
28.738
33.809
38.967

単位:億円/年

※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。)

以上

