資料3

北海道エリアにおける風力発電の連系について

平成28年10月14日
北海道電力株式会社

【Ⅰ．再生可能エネルギーの連系に係る状況】

１．風力発電・太陽光発電の連系について

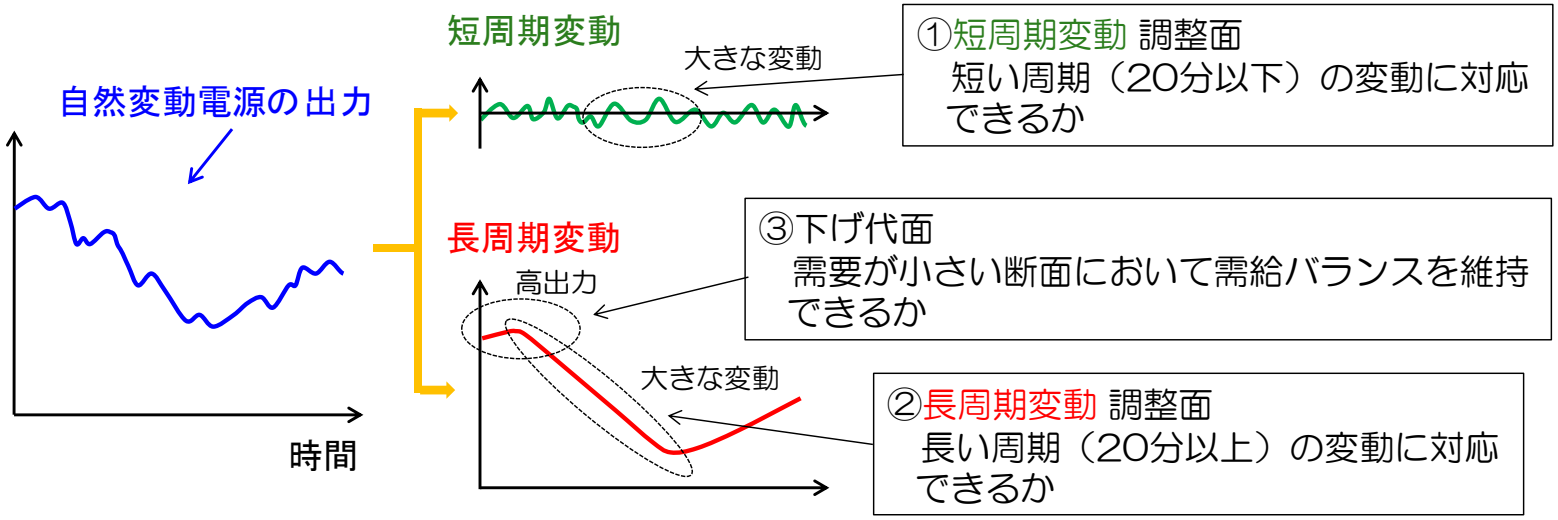
【風力発電・太陽光発電の接続可能量について】

〇電力を安定に供給するためには、常に需要と総発電出力のバランスを保つ必要がある。

〇風力発電、太陽光発電は、気象状況により出力が変動する電源であり、需要と総発電出力をバランスさせるためには、「需要変動」に加えて、「風力発電・太陽光発電の出力変動」に対応するための発電機の調整能力が必要となる。

〇風力発電・太陽光発電の接続可能量評価においては、これらの変動に対応するための発電機の調整能力が充分であるかを、以下の３つの検討により判断している。

①短周期変動 調整面
　・短い周期（20分以下）の変動に対応できるか
②長周期変動 調整面
　・長い周期（20分以上）の変動に対応できるか
③下げ代面
　・需要が小さい断面において需給バランスを維持できるか



１．風力発電・太陽光発電の連系について

【風力発電・太陽光発電の接続可能量について】

○「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」については、需要の変動と風力発電・太陽光発電の出力変動に対して、発電機出力調整幅および発電機出力変化速度が対応できるかを評価する。

・発電機出力調整幅
需要の変動と風力発電・太陽光発電の出力変動の大きさに発電機の調整幅で対応できるか（出力の上下限の制約から調整不足とならないか）。

・発電機出力変化速度
需要の変動と風力発電・太陽光発電の出力変動の速さに発電機の出力変化速度が追従できるか。

○「下げ代面」については、風力発電・太陽光発電を含めた総発電出力が需要を上回らないかを評価する。

○風力発電・太陽光発電の連系については、3つの評価を全て満足していただくことで連系が可能となるが、下げ代面は時間断面毎の評価であり、周波数調整面は時間変化を考慮した評価となる。このため、下げ代面では問題がなくても、発電機の出力調整幅や出力変化速度の制約により変動に追従できない場合には、周波数調整面から連系に制約を設けさせていただいている。

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】

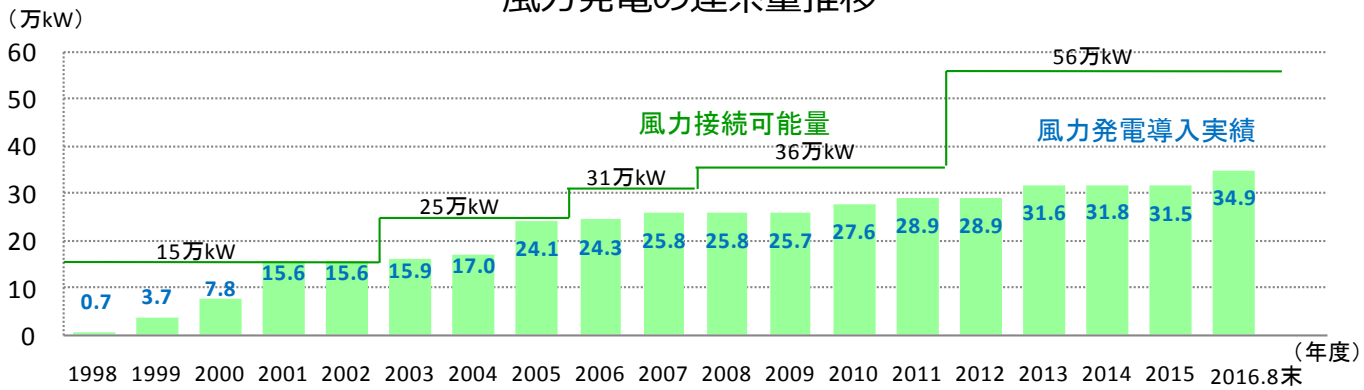
○北海道エリアの風力発電については、「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」から、実績データに基づく接続可能量の評価を進め、段階的に連系量を拡大してきており、現在の接続可能量は36万kW（実証試験案件を除く）、連系量は34.9万kWとなっている。

○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



3．さらなる拡大に向けた対応

【風力発電の出力変動緩和対策に関する技術要件】

○太陽光発電の連系見通しを踏まえ（大規模太陽光発電37万kWの連系）、風力発電の接続可能量を改めて評価し、36万kW（実証試験案件20万kWを除く）であることを確認している（平成27年度 第７回系統WGに報告）

○風力発電のさらなる連系拡大に向けて、事業者様からの要請にも応えるべく、短周期変動、長周期変動の調整面の対策として、蓄電池等による出力変動緩和対策の検討を進めた。

○長周期変動に対し、対策が必要となる時間帯を限定することで、可能な限りの蓄電池容量の低減を図ることとし、本年4月に、弊社の公表ルールである「系統アクセスマニュアル」を改正し、出力変動緩和対策に関する技術要件を公表している。

○現在、事業者様と技術要件に基づく連系協議を進めている。

＜参考＞ 太陽光発電の更なる拡大に向けた対応

○平成25年4月、北海道における周波数調整面の接続可能量について、経済産業省 資源エネルギー庁より「太陽光発電所側で蓄電池を設置する等の対応を行う場合を除き、接続を拒むことができる事由に該当する蓋然性が高い」旨を公表いただき、7月より周波数調整面の接続可能量を超えて申込みのあった案件に対し、出力変動緩和対策としての蓄電池の条件を提示し、協議を開始した。

○大規模太陽光発電（出力2,000kW以上）の接続可能量について評価した結果、周波数調整面から40万kW程度（最終的に37万kWに確定）であることを確認している（平成26年度 第3回系統WGに報告）。

○現在、事業者様と技術要件に基づく連系協議を進めており、今後、蓄電池を併設した発電所が、順次運開する予定である。

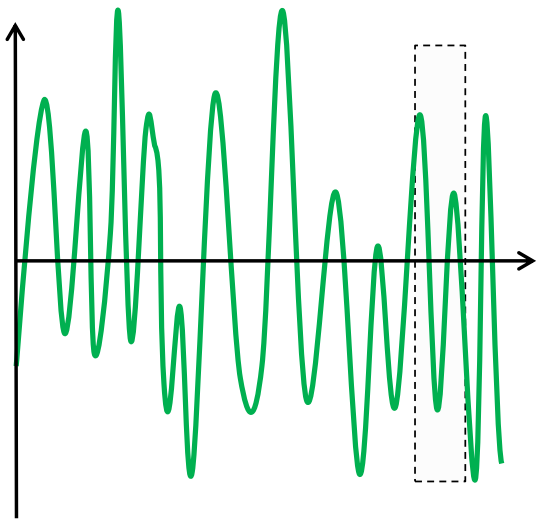
４．風力発電の連系に係る出力変動緩和対策について

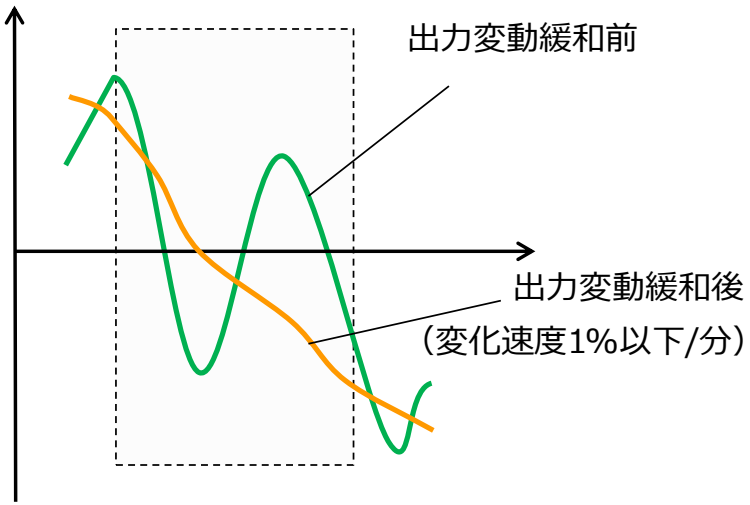
【短周期変動対策（4月公表の技術要件）】

〇短時間での出力変動に対応できる発電機の調整能力が限界に達するため、火力発電機の比較的緩やかな出力調整でも追従できる出力変化速度まで緩和していただくことで、受入れを拡大していく。

○火力発電機の出力変化速度の実態を踏まえ、出力変化速度の基準を「発電所定格出力の１％以下／分」とし、各発電所にて設備容量に応じた対策を実施いただく。

○なお、基準の出力変化速度の制限を緩くした（2%以上とした）場合には、出力変動緩和対策としての効果が期待できない（Ⅲ．出力変動緩和対策の技術要件に係る評価）。





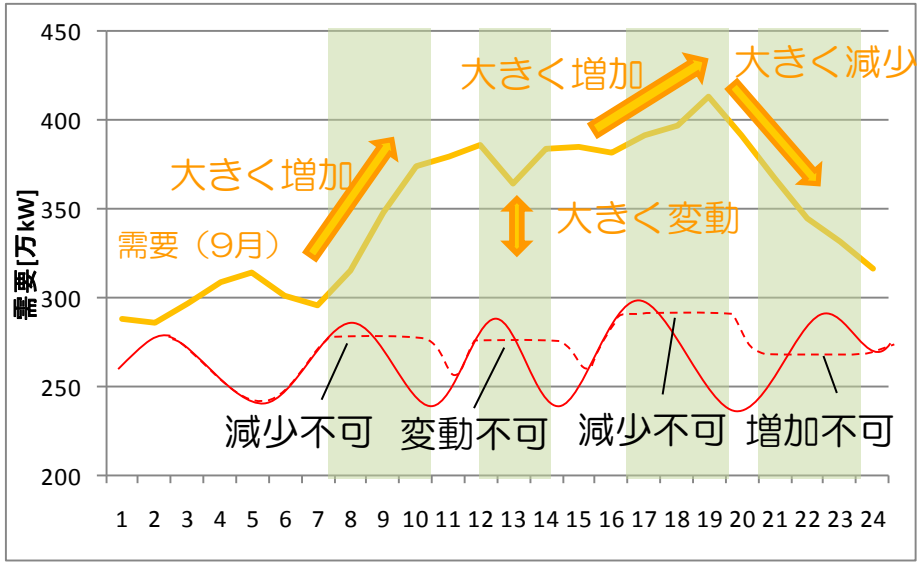
４．風力発電の連系に係る出力変動緩和対策について

【長周期変動対策（4月公表の技術要件）】

〇長周期変動対策は、長周期変動を緩和した一定運転が要件となり、一定にする時間が長時間となるほど、大容量の蓄電池が必要となる。

〇長周期変動の周波数調整面における影響は需要変動と風力発電の出力変動の重畳により大きくなるが、需要変動は規則性があることから、制約を設ける時間帯を限定することとし、必要な蓄電池容量の低減を図る。

〇蓄電池により、<u>需要変動が大きい昼間帯や点灯帯等に、発電所合成出力が需要変動と逆方向の変動とならないよう制御</u>していただく。



風力発電出力　　発電所合成出力

指定時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制御

7:00～10:00：制約①
11:30～13:30：制約②
16:00～19:00：制約①
20:00～23:00：制約③

制約①：蓄電池の放電等により合成出力を減少させない
制約②：蓄電池の充放電等により合成出力を増減させない
制約③：蓄電池の充電等により合成出力を増加させない

４．風力発電の連系に係る出力変動緩和対策について

【風力発電のさらなる連系拡大（系統蓄電池の実証試験・東京電力殿との風力実証試験）】

○実証試験として系統蓄電池を南早来変電所に設置し、昨年12月より各種検証を開始したところであり、実証試験による系統蓄電池の定量的な評価を踏まえ、さらなる連系拡大の検討を進めていく。

○また、北海道エリアの調整力（長周期変動）の不足に対し、地域間連系線利用による東京電力殿から提供される調整力と風力出力制御を組み合わせて導入拡大を図る実証試験を開始する（平成29年度以降開始予定）。

○今後、系統蓄電池の実証試験、東京電力殿との風力実証試験等を踏まえ、さらなる連系拡大について、検討を進めていくが、これらの実証試験の検証には時間を要することから、早期に系統連系を希望する事業者のニーズにお応えすべく、出力変動緩和対策に関する技術要件を公表している。

【Ⅱ．出力変動緩和対策の技術要件に関するシミュレーション評価の条件】

1．風力発電・太陽光発電の周波数調整面の接続可能量の算定方法

○今回の技術要件に関するシミュレーション評価にあたっては、昨年度の系統WGで報告している接続可能量の評価での検討条件と基本的に同様の条件としている。
○実際の需給状況に基づき、火力発電、水力発電（揚水発電含む）、北本等の動作を模擬し、風力発電・太陽光発電の連系拡大時の系統周波数の状況を確認し、接続可能量を算定している。
○各種シミュレーションにあたり、主な条件は以下のとおり。

主なシミュレーション条件一覧

	検討条件等
検討方法	周波数制御シミュレーション（電力中央研究所と共同開発）により系統周波数に与える影響を評価
検討断面	2014年度（調整用火力発電機が3台となる軽負荷時間帯を対象）
短周期変動に対する調整力	系統容量の2%を確保
火力発電	石油1台、石炭2台
その他発電	原子力発電の定検による1台停止を考慮、その他電源は実績ベース 京極発電所の揚水時の出力調整を考慮（GF幅は±15MW）
連系線	北海道・本州間電力連系設備（北本）の平常時AFC（±60MW）を考慮、実証試験を考慮（長周期変動分を南流）
需要変動	2014年度実績に基づく
風力発電出力	2014年度実績に基づく、特高連系発電所の発電実績から北海道エリア全体（実証試験分を含む）の出力を想定
太陽光発電出力	2014年度実績に基づく、日射量データから北海道エリア全体の出力を想定

2．風力発電の出力

○リアルタイムで実績を収集している北海道内の特高連系発電所（19箇所、設備容量28.0万kW）の発電実績合計から北海道エリア全体の風力発電の出力を想定した。
○未連系分については、実施確定分は予定地の最寄発電所の実績に基づき推定、未確定分は全道合計出力データに基づき設備容量比相当の平滑化効果を考慮して推定した。

	設備容量	出力データ
特高連系	32.6万kW	実績値を使用 実施確定（未連系）分は、隣接発電所の実績から、未確定分は、全道合計出力データから設備容量比相当の平滑化効果（短周期変動を容量比により1/√nで平滑化）を考慮して推定
高圧・低圧連系	3.4万kW	実績値（1時間値）を使用（短周期の変動は需要データに含まれる）
実証試験	20.0万kW	最寄発電所の実績データを使用 未確定分は、全道合計出力データから設備容量比相当の平滑化効果を考慮して推定

３．太陽光発電の出力

○発電実績データが少ないため、日射量データによる出力推定を実施した。
○特高連系は、周波数調整に与える影響が大きいことから個別に出力推定を実施した。
○特高連系（出力変動緩和対策用の蓄電池併設分）は、蓄電池による出力変動緩和を考慮した（短周期相当分を平滑化）。
○高圧・低圧連系は、分散配置による出力平滑化効果を考慮した（短周期相当分を平滑化）。

	設備容量	出力データ
特高連系	37.0万kW	各発電所の容量、設置状況（傾斜角等）、発電所間の距離等に基づき、各エリア内の平滑化効果を考慮した出力推定を実施
特高連系 出力変動緩和対策付き	13.0万kW	各エリア内で設置容量に基づき出力推定を行った後、短周期相当分を平滑化して使用
高圧・低圧連系	67.0万kW	
合計	117.0万kW	

（参考）北海道の需給状況について

【北海道の需給状況】

〇需要や原子力発電、水力発電の出力状況等により、軽負荷時に火力発電機が3台（需給運用上必要最低限の運転台数）となる時間帯が発生、発電機の調整能力は限定的となる。

【火力発電について】

○軽負荷時の火力運転台数（3台）時には、主に苫東厚真2号、4号、知内が運転となる。

○石狩湾新港1号（LNG、平成31年2月運開）は、ピーク、ミドル電源として活用の見込みであり、3台運転時の1台として運転する場合には、常時の運用で差替費用が発生することから、費用負担の整理が課題となる（加えて電圧調整面からの詳細検討が必要となる）。

		定格出力	出力変化速度※1	
			設備仕様値	運用値※2
知内	1・2号	350MW	10.5MW/分（3%/分）	同左
苫東厚真	2号	600MW	12.0MW/分（２%/分）	1%/分
	4号	700MW	14.0～21.0MW/分（2～3%/分）	同左

※1 出力変化速度は出力帯等により幅がある

※2 設備の老朽化等により運用値を制限する場合がある

【水力、揚水発電について】

○水力発電は、主に短周期変動に対する調整力として活用する（系統容量の2%を確保）

○京極発電所（純揚水）は、下げ代対策も考慮し、昼間帯は主に揚水運転とし、揚水時の出力調整（GF幅は±15MW）を活用する（H28年度上期断面は、火力の計画外停止の対応として最大限活用するなど稼働率は20%程度で推移、今後も下げ代対策等として同程度以上の活用を想定。なお、1日で4時間揚水、3時間発電とすると稼働率は約30%となる）。

【北海道･本州間電力連系設備（北本）について】

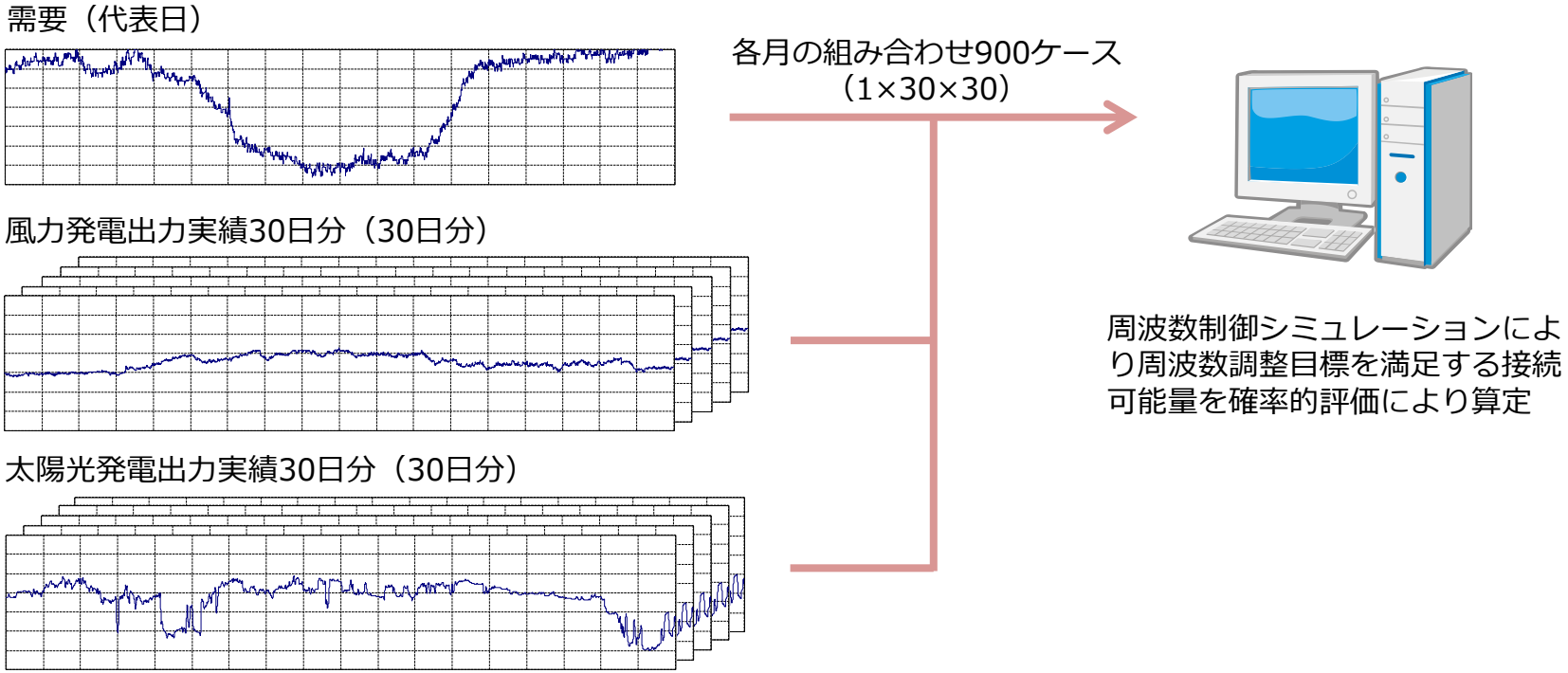
○北本は、平常時AFCを考慮（平常時AFC幅は±60MW）、その他に、下げ代対策として送電（南流）や実証試験分の出力に合わせ長周期変動分の送電等を実施する。

（参考）シミュレーションによる周波数調整面の接続可能量の評価

○太陽光発電および風力発電の出力変動が系統周波数に与える影響を確認するため、周波数制御シミュレーションを用いた検討を実施し、系統周波数が平常時の調整目標（50±0.3Hz）を超えない接続量を評価している。

○平成27年度に、太陽光発電の連系量を117万kW（うち大規模太陽光発電は37万kW）として、2014年度の実績に基づく評価を実施し、周波数調整面の接続可能量は従来の36万kW（実証試験案件を除く）から変わらないことを確認した（平成27年度 第7回系統WGにて報告）。

【周波数制御シミュレーションによる検討方法の概要】

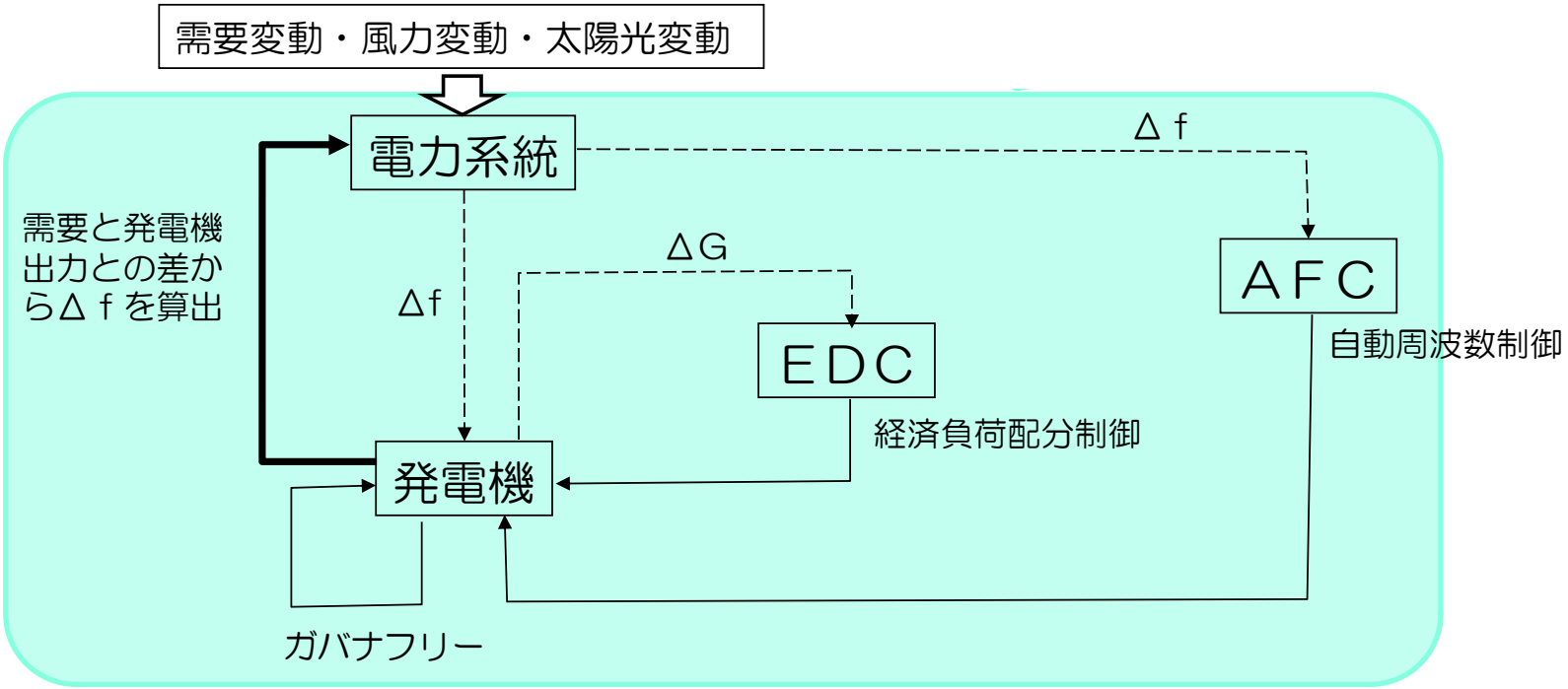


（参考）シミュレーションモデル

○検討にあたっては、シミュレーションモデルを電力中央研究所と共同で開発した。

○各変動要素（需要、太陽光発電、風力発電）を入力データとし、発電機のガバナフリー、AFC（自動周波数制御）、EDC（経済負荷配分制御）を模擬することによって、系統周波数の変動量を計算する。

【周波数制御シミュレーションの概要】



【凡例】

- ━━▶ 発電機出力を電力系統へ反映
- ──▶ 発電機出力に対する制御信号
- - - -▶ 電力系統、発電機からの入力

Δf： 周波数偏差
ΔＧ :指令値からの偏差

【Ⅲ．出力変動緩和対策の技術要件に係る評価】

１．出力変動緩和対策のシミュレーション

【出力変動緩和対策のシミュレーション評価】

○周波数調整面で厳しい昼間帯において、風力発電設備を増設した場合の影響を評価した。

○ここでは、風力発電所の分布状況を踏まえ、出力変動緩和対策により増設する風力発電の出力を以下のケースで試算した。

＜ケース１＞　特定発電所データに基づき出力想定

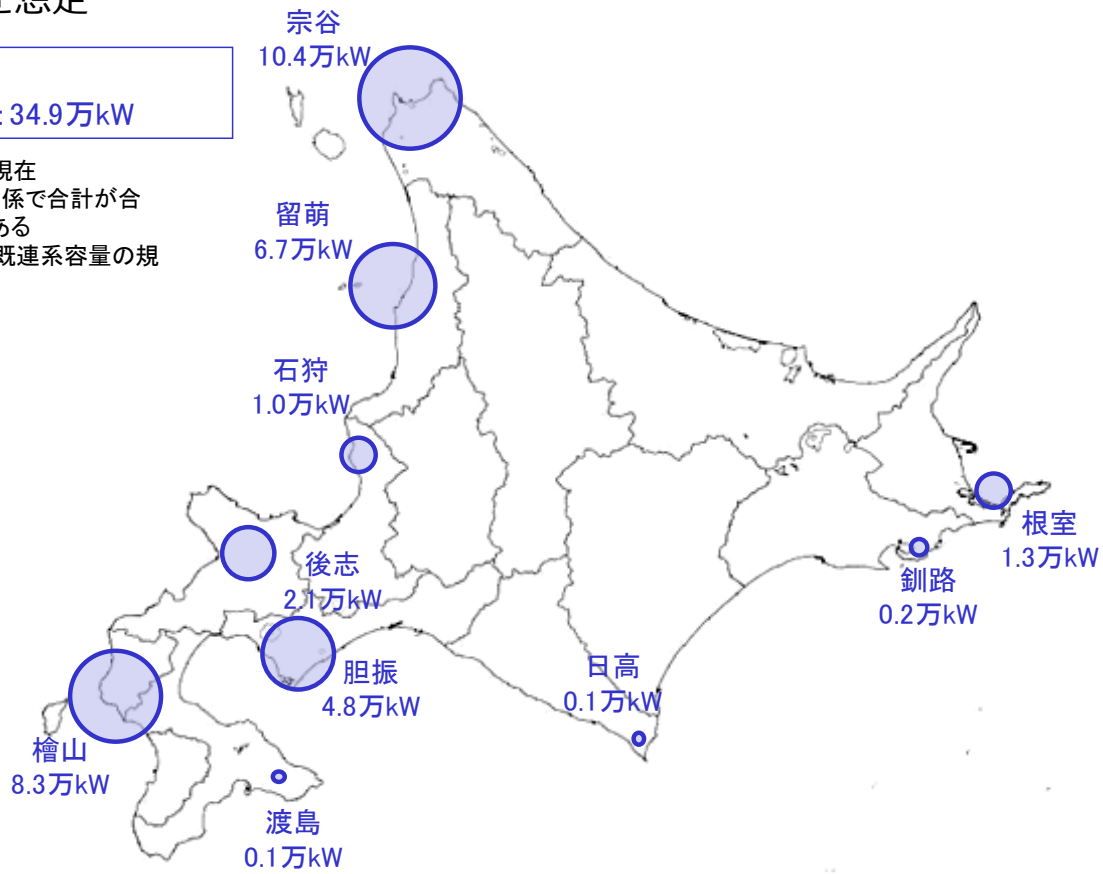
⇒大容量サイトが宗谷エリアに連系した場合を想定

＜ケース２＞　全道合計データに基づき出力想定

⇒全道に小規模サイトが分散連系した場合（下図の分布状況が変わらない場合）を想定

風力発電所
・既連系容量：34.9万kW

※2016年8月末現在
※端数処理の関係で合計が合わない場合がある
※円の大きさは既連系容量の規模を表す



２．出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【出力変動緩和対策のシミュレーション評価 ＜ケース１＞】

○周波数調整面で厳しい昼間帯において、風力発電設備を増設した場合の影響（周波数偏差の増分）は以下のとおり。

＜出力変動緩和対策の効果＞

- 出力変動緩和対策（出力変化速度を1%以下/分に抑制かつ指定時間帯において出力一定制御）を実施のうえ連系する場合（①）、周波数偏差の増分はなく、系統に与える影響はない。
- 出力変動緩和対策を行わない場合（②）は、導入量の増加に従い、周波数偏差が増加し、系統影響が顕在化する。

＜長周期変動対策の基準（指定時間帯における変動方向の制御）の評価＞

- 長周期変動対策を行わずに短周期変動対策のみを行う場合（③）、周波数偏差が増加し、系統影響が顕在化する。

＜短周期変動対策の基準（出力変化速度を1%以下/分）の評価＞

- 短周期変動対策の基準（出力変化速度を1%以下/分）の出力変化速度の制限を緩くし、2～5%とした場合（③ .b～e）、周波数偏差の増分は、対策なしの場合と同程度である。
- これより、出力変化速度を2%以上とする場合には、出力変動緩和対策としての効果が期待できない。

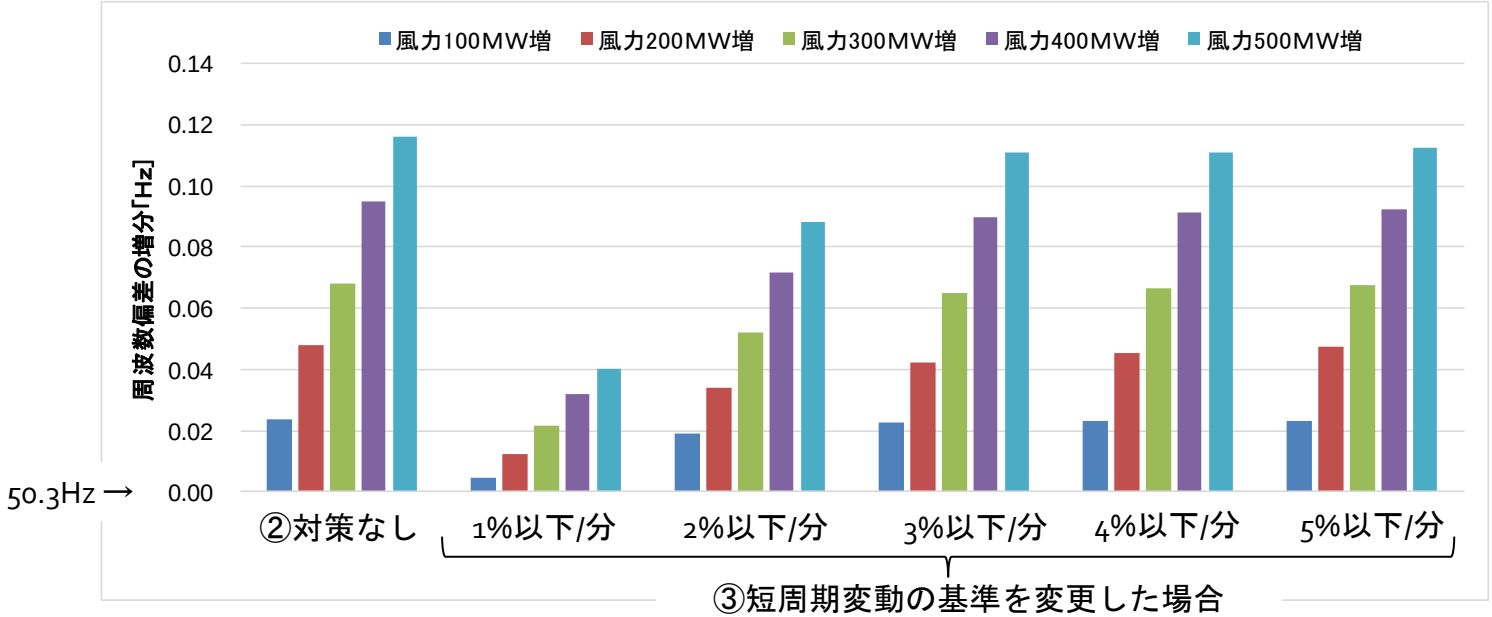
○以上より、出力変動緩和対策の技術要件に基づき連系いただくことで、周波数調整が厳しい時間帯においても、系統に影響を与えないことが確認できる。

2．出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【シミュレーション評価結果 ＜ケース１＞　10月平日昼間帯】

シミュレーション結果［上段：周波数偏差の増分／下段：周波数］　[Hz]

	①対策あり	②対策なし	③短周期変動対策の基準を変更した場合				
短周期変動対策	1%以下/分	対策なし	a.1%以下/分	b.2%以下/分	c.3%以下/分	d.4%以下/分	e.5%以下/分
長周期変動対策	指定時間帯 出力一定制御	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし
風力100MW増設	0.000 50.30	0.023 50.323	0.005 50.305	0.019 50.319	0.023 50.323	0.023 50.323	0.023 50.323
風力200MW増設	0.000 50.30	0.048 50.348	0.012 50.312	0.034 50.334	0.043 50.343	0.046 50.346	0.047 50.347
風力300MW増設	0.000 50.30	0.068 50.368	0.022 50.322	0.052 50.352	0.065 50.365	0.067 50.367	0.068 50.368

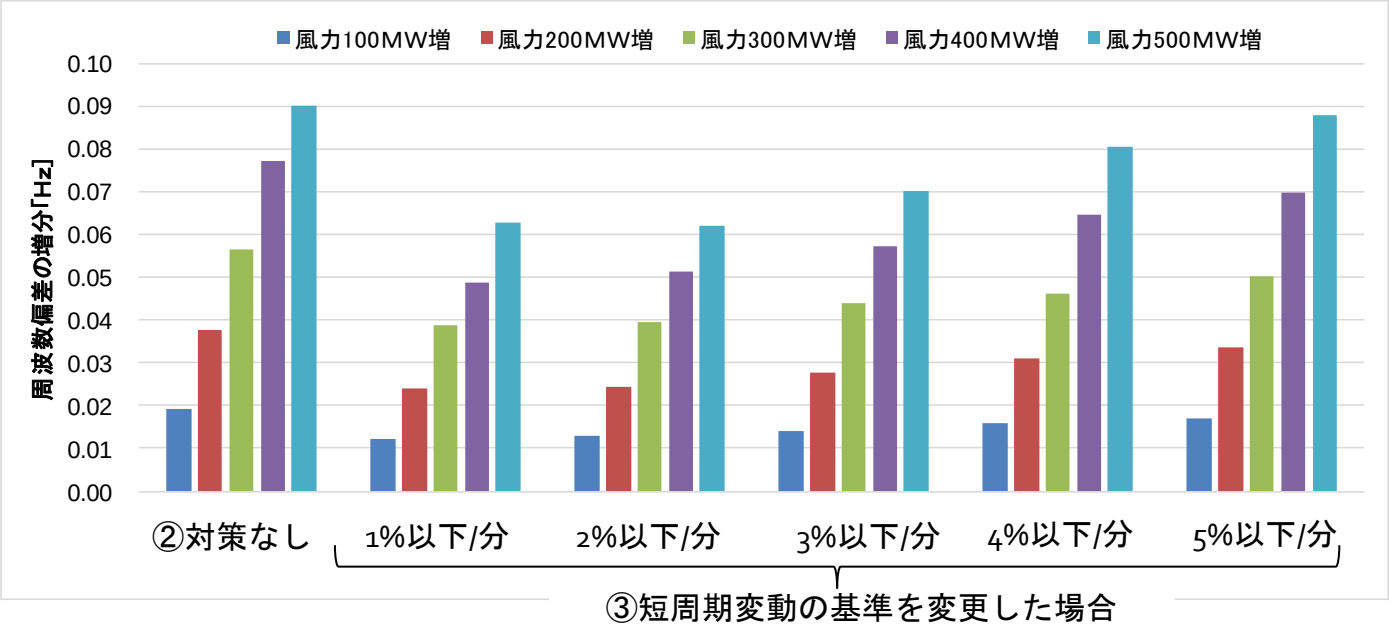


2．出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【シミュレーション評価結果 ＜ケース１＞　９月平日昼間帯】

シミュレーション結果［周波数偏差の増分］　[Hz]

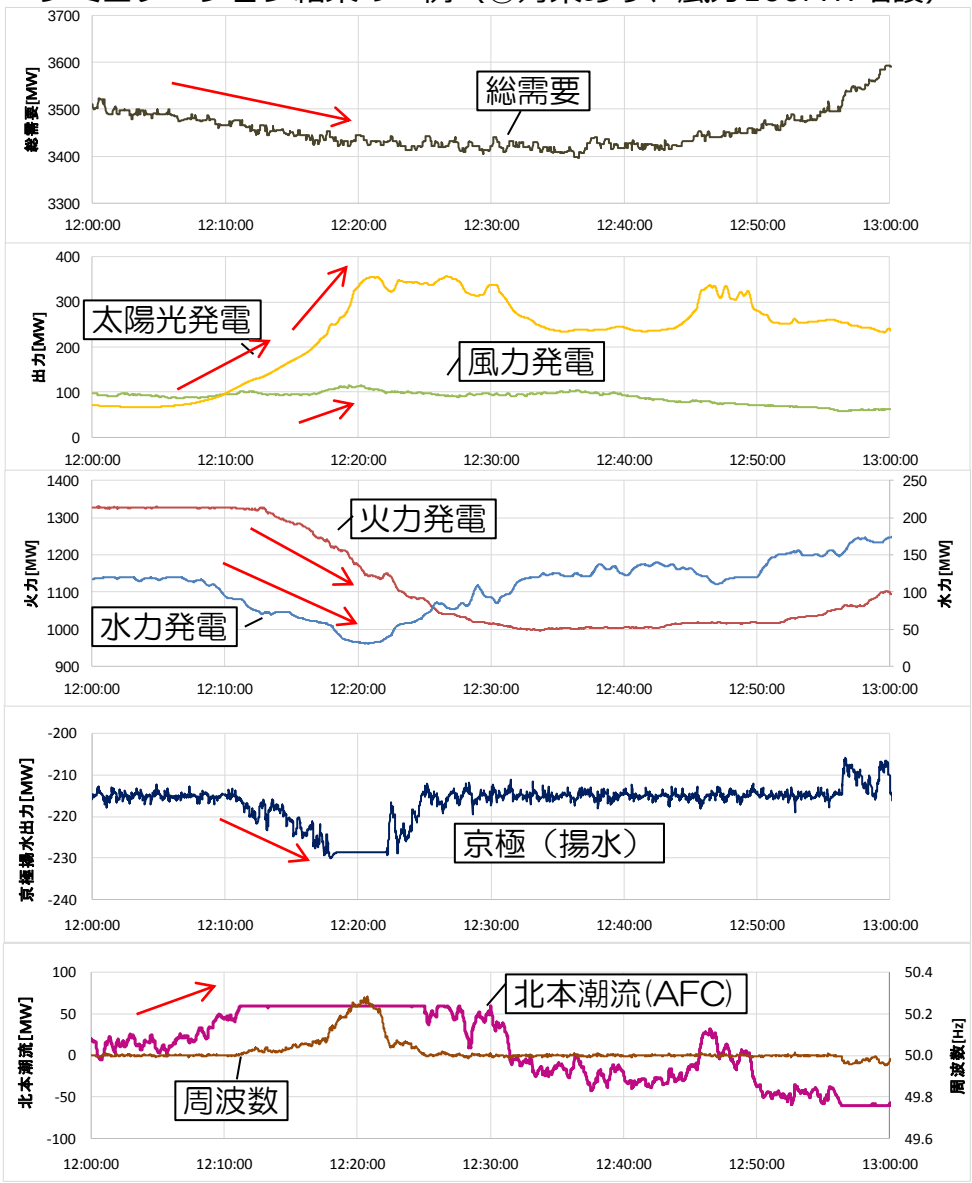
	①対策あり	②対策なし	③短周期変動対策の基準を変更した場合				
短周期変動対策	1%以下/分	対策なし	a.1%以下/分	b.2%以下/分	c.3%以下/分	d.4%以下/分	e.5%以下/分
長周期変動対策	指定時間帯 出力一定制御	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし
風力100MW増設	0.000	0.019	0.012	0.013	0.014	0.016	0.017
風力200MW増設	0.000	0.037	0.024	0.025	0.028	0.031	0.033
風力300MW増設	0.000	0.057	0.039	0.040	0.044	0.046	0.050



2．出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【出力変動緩和対策のシミュレーション評価 ＜ケース１＞　10月平日昼間帯】

シミュレーション結果の一例（①対策あり、風力100MW増設）



1. 昼間帯に需要が減少（-5MW/分）

2. 風力発電および太陽光発電の出力が増加
   12:10～12:15　+14MW/分
   12:15～12:20　+33MW/分

3. 調整のため、火力発電出力、水力発電出力を減少
   火力：苫東厚真4号、苫東厚真2号、知内2号により出力調整（-22MW/分）
   水力：周波数の上昇によりAFC、GFにより出力減少（-4MW/分）

4. 京極は揚水運転での出力調整を実施するも、GF幅の上限に到達（230MW）

5．北本（南流）はAFC幅の上限に到達
   一時的に発電余剰となり周波数上昇（50.28Hz）が発生

2．出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【出力変動緩和対策のシミュレーション評価 ＜ケース１＞＜ケース２＞10月平日昼間帯】

○増設する風力発電の配置状況を変えた場合の評価結果は以下のとおり。

＜風力発電の配置状況による比較＞

- 同じ増設量で比較した場合、＜ケース１＞に比べ、＜ケース２＞は、周波数偏差の増分が小さく、全道に分散配置されることで、周波数調整に与える影響は小さくなる。
- 出力変動緩和対策の効果については、＜ケース１＞、＜ケース２＞とも同様の傾向となり、全道に分散配置された場合でも、導入量の増加に従い、周波数偏差が増加するため、出力変動緩和対策は必要となる。

＜系統蓄電池による対策の見通し＞

- 系統蓄電池の場合は、サイト蓄電池で個別に対策を行うより、出力平滑化により蓄電池容量を減少できる可能性があるといえる。

シミュレーション結果［周波数偏差の増分］（ケース１、ケース2） [Hz]

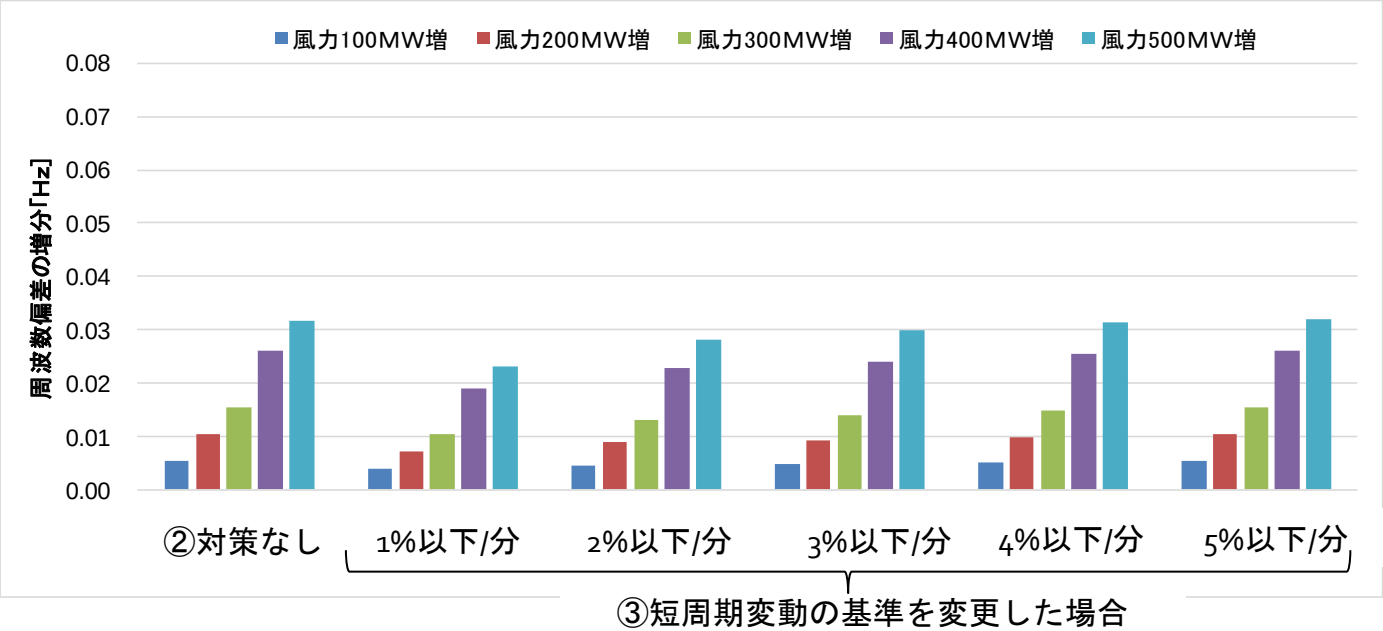
		①対策あり	②対策なし	③短周期変動対策の基準を変更した場合				
短周期変動対策		1%以下/分	対策なし	a.1%以下/分	b.2%以下/分	c.3%以下/分	d.4%以下/分	e.5%以下/分
長周期変動対策		指定時間帯 出力一定制御	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし
ｹｰｽ2	100MW増設	0.000	0.005	0.004	0.005	0.005	0.005	0.005
	300MW増設	0.000	0.015	0.011	0.013	0.014	0.015	0.015
ｹｰｽ１ (再掲)	100MW増設	0.000	0.023	0.005	0.019	0.023	0.023	0.023
	300MW増設	0.000	0.068	0.022	0.052	0.065	0.067	0.068

2．出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【シミュレーション評価結果 ＜ケース２＞　10月平日昼間帯】

シミュレーション結果［周波数偏差の増分］　[Hz]

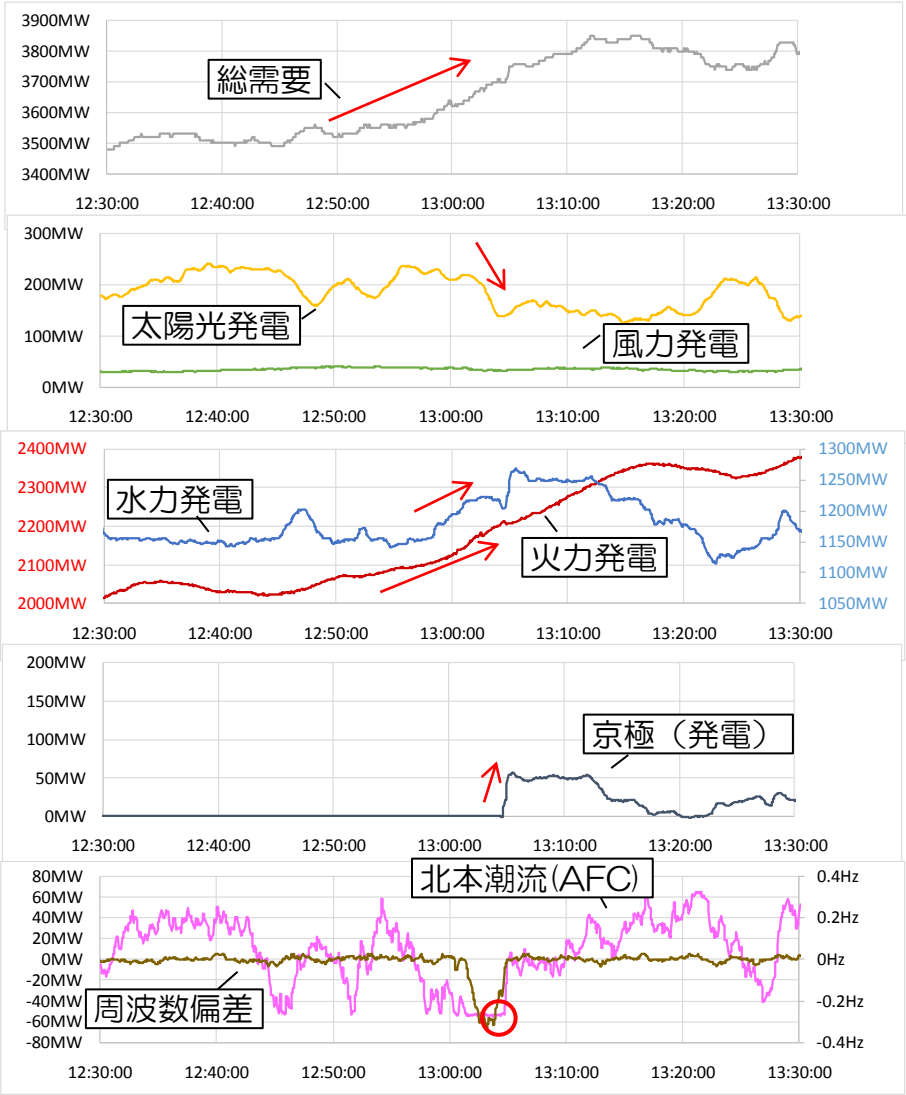
	①対策あり	②対策なし	③短周期変動対策の基準を変更した場合				
短周期変動対策	1%以下/分	対策なし	a.1%以下/分	b.2%以下/分	c.3%以下/分	d.4%以下/分	e.5%以下/分
長周期変動対策	指定時間帯 出力一定制御	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし
風力100MW増設	0.000	0.005	0.004	0.005	0.005	0.005	0.005
風力200MW増設	0.000	0.010	0.007	0.009	0.009	0.010	0.010
風力300MW増設	0.000	0.015	0.011	0.013	0.014	0.015	0.015



3．系統運用の状況

【周波数調整面の影響（実績データ）】

〇再エネ電源の連系拡大による周波数調整面への影響が顕在化した事例が発生した（7月末現在の連系量：太陽光1017MW、風力315MW）。



＜平成28年8月18日 13時00分頃＞

1. 昼間帯の需要変動により、13:00頃より<u>需要が増加</u>（+20MW/分程度）

2. 13:02頃より<u>太陽光発電出力</u>（特高連系18発電所、342MWの出力合計）<u>が急減</u>（-27MW/分程度=7.9%/分程度）

3. 調整のため、<u>火力発電出力を増加</u>（+20MW/分）、<u>水力発電出力を増加</u>（+10MW/分）
   火力：<u>並列7台のうち、知内2G、砂川3G、奈井江1G、共同火力により出力調整</u>
   水力：周波数の低下によりAFC、GFにより出力増加

4. 水力発電のうち、<u>京極は追加並列により発電</u>

5. <u>北本（北流）はAFC幅の上限に到達</u>
   一時的に発電不足となり<u>周波数低下（49.7Hz）が発生</u>

【Ⅳ．さらなる連系拡大に向けた対応方策について】

1．さらなる連系拡大に向けた対応方策の検討

【対応方策案の概要】

○①～③の対応方策について、以下を確認することで、風力発電のさらなる連系拡大に向けて検討を進めていく。

対応方策案	概要・検討事項
① 火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応	・解列条件付風力の要件と蓄電池併設を組合わせた新たな対応方策を検討 ・火力4台以上時には長周期変動対策を不要とし、3台時の指定時間帯の停止による蓄電池容量低減の可能性 ・火力4台時の状況について確認
② 系統蓄電池の活用	・系統蓄電池を調整力として活用 ・南早来変電所の系統蓄電池は実証試験の成果を踏まえ、活用方策を決定 ・新たな系統蓄電池の設置には、実証試験結果を踏まえるのに加え、費用負担のあり方等についての制度面の整理
③ 実証試験の空き枠の利用	・実証試験の空き枠6.3万kW分を実証試験と同様の条件で再募集 ・調整力確保のための東京電力殿および広域機関殿との協議

2．＜対応方策①＞火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応

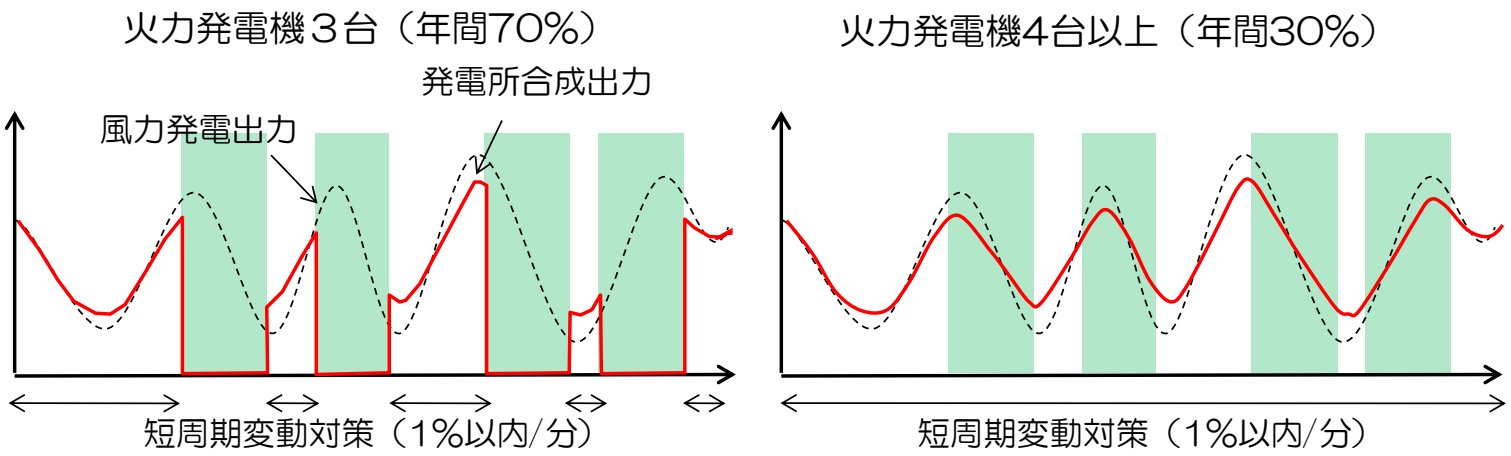
【具体的な対応内容】

○出力変動対応として、解列条件付風力の要件（需給バランス上、最低の並列台数であり、調整力が限定的となる火力3台時には発電を停止いただく）と蓄電池併設を組合わせることで、以下の対応ができる可能性がある。

- 解列条件付風力では、火力3台時には全ての時間帯で停止いただく条件であるのに対し、蓄電池併設の場合は、指定時間帯以外は短周期変動対策を実施いただくことで停止が不要となる。
- 運用断面での対応方策として、火力発電機4台以上時には、長周期変動対策を求めない（短周期変動対策のみを実施する）。
- 火力3台時の指定時間に発電を停止いただく（これ以外の時間帯は短周期変動対策のみを実施する）ことで、事業者様に設置いただく蓄電池容量低減の可能性がある。

○火力4台時の状況について詳細確認することで、本対応方策の採用について検討を進める。

○本対応方策を採用する場合は、導入実績も踏まえ、継続的に評価、検証を行い、必要に応じて見直しを行う必要がある。



（参考）火力発電機が3台となる時間について

【年間の需給状況の試算】

〇年間の需給状況に基づき、火力発電機が3台となる時間を算出した。

○昨年度の系統WGでの下げ代評価の試算条件と同様とした。

- 需要は平成26年度実績
- 太陽光発電117万kW、風力発電36万kW（30日等出力制御枠）

○火力発電機が3台となる時間は年間の70%程度となる見込み。（残りの時間は4台以上）

○本時間割合は、上記の算出条件の下で試算した目安値となる。

火力発電機が3台となる時間割合 [%]

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
96	100	100	100	100	100	94	81	2	0	8	56	70

〇なお、年間を通じて火力発電機4台を確保する場合には、下げ代面の出力制御日数、時間が拡大することになる（全ての時間で火力発電機4台とする場合の30日ルールの太陽光発電、720時間ルールの風力発電の下げ代面の影響を評価）。また、常時の運用で燃料費の増分が発生することから、費用負担の整理が課題となる。

出力制御日数、時間の試算値

	太陽光 （30日ルール）	風力 （720時間ルール）
昨年度系統WG の試算結果	57日	1249時間
年間を通じて 火力4台とした場合	75日	1784時間

（参考）火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応による試算

【対応方策による試算（参考値）】

○火力発電機3台時の指定時間には停止する条件で連系する場合の想定は以下のとおり。

- 出力変動緩和対策は長周期変動対策を考慮する（短周期変動対策も含まれる）蓄電池（60%-7.2h程度）から、短周期変動対策（1%以内/分）のみを考慮する蓄電池（60%-0.8h程度）への変更により初期投資が低減される。
- 利用率が30%程度のサイトを想定すると、火力発電機3台時の指定時間帯に停止する場合、利用率が22%程度に減少する（冬期は火力発電機4台となる頻度が高く、この時期には風力発電の利用率も比較的高く推移することから、火力発電機3台時の停止の影響は小さくなる傾向）
- 利用率は下げ代面での出力制御を考慮せずに算出している。

試算結果

	蓄電池※	初期投資 （風車費用比）	利用率
停止なし 長周期変動対策を実施	NAS電池 60%-7.2h	58%	30%
火力3台時指定時間に停止	ﾘﾁｳﾑｲｵﾝ電池 60%-0.8h	24%	22%

・ 当社想定による条件設定、試算のため、試算結果は参考値となる

※ 蓄電池容量は目安値（実際に導入する蓄電池の仕様は事業者様にて決定）

２．＜対応方策②＞ 系統蓄電池の活用

【大型蓄電システム実証試験について】

○南早来変電所に大型蓄電池（レドックスフロー電池、1.5万kW×4h）を設置し、再エネのさらなる連系拡大に向けた技術検討を行う実証試験を進めている（平成25～30年度）。

＜主な検討課題＞

- 短周期変動抑制制御
  - ・風力・太陽光発電の変動補償制御：複数の発電所の出力を収集して変動補償する制御
  - ・ガバナフリー相当制御：周波数を検出して基準周波数に戻すよう出力する制御
  - ・負荷周波数制御（LFC）：中央給電指令所からの周波数偏差に応じた出力指令に基づく制御
- 長周期変動抑制制御：出力予測に基づき長周期変動を緩和する制御
- 下げ代不足対策運転：出力予測と需給計画から予測する余剰電力に対応する運転

【現在までの進捗状況と今後の検討】

○昨年12月に実証試験設備が完成、現在、実機による制御手法の評価、検証、制御手法の改良を進めており、再エネの連系拡大効果の定量的評価を進めていく（平成30年度まで）。

〇実系統での試験により、系統蓄電池を追加的な調整力とすることで、系統周波数を安定化させる効果があること等を確認している。

○今回設置した系統蓄電池を最大限活用し、より効果的な制御を行うためには、制御対象に合わせた、最適な制御手法を検討していく必要があり、今後の実証試験において、以下の事項等について検証、整理を進め、最終成果につなげていく。

・拡大対象（太陽光、風力）、制御目的（短周期変動抑制、長周期変動抑制、下げ代不足対策）をパラメータとした評価

・既存の周波数制御を考慮した評価

○評価結果について、成果が纏まり次第、実証試験の委員会等で報告、議論を進めていく。

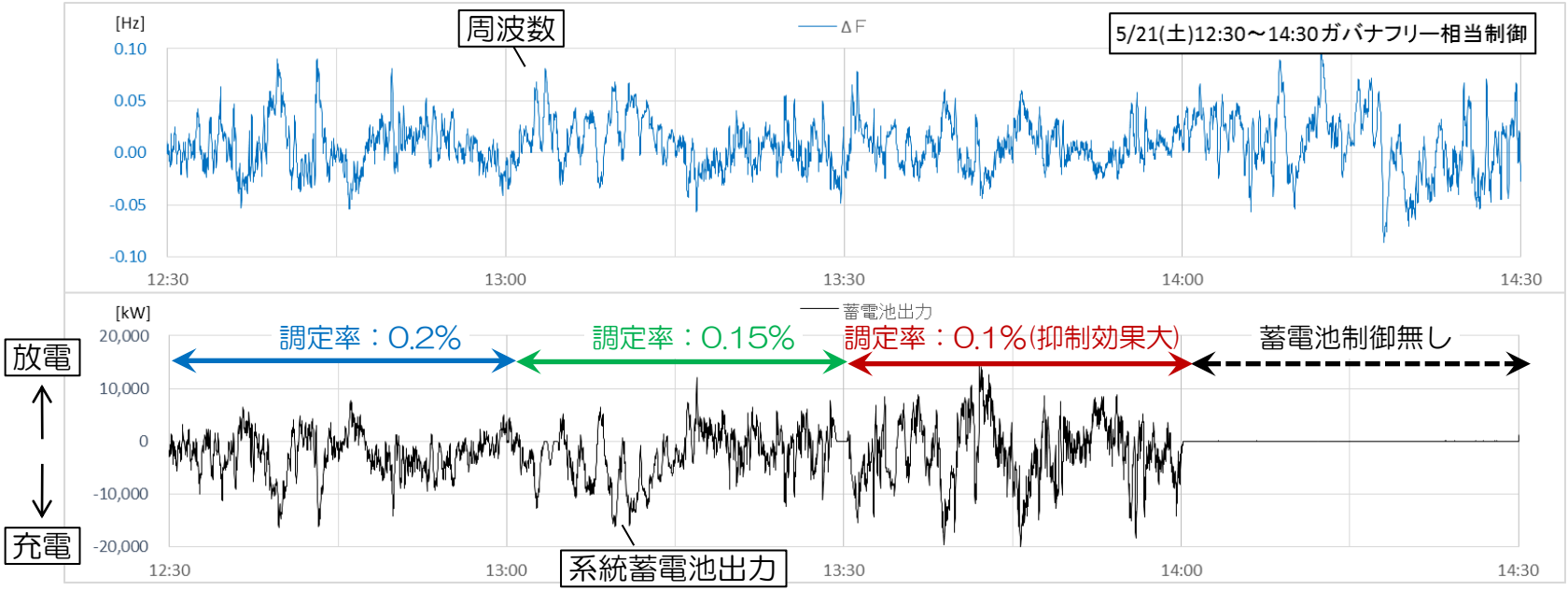
【制度面の整理について】

○系統蓄電池の活用については、費用負担のあり方等、制度面での整理が必要と考える。

2．＜対応方策②＞ 系統蓄電池の活用

【短周期変動抑制制御の実機試験結果】

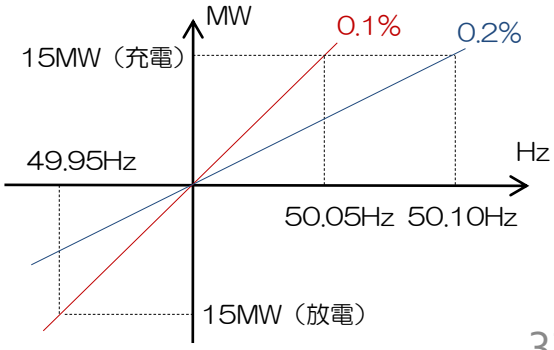
〇系統蓄電池を追加的な調整力（ガバナフリー相当制御）とすることで、系統周波数の偏差を減少させる効果を確認している。



【調定率について】

〇周波数偏差に対する出力の感度に相当し、値が小さいほど高感度となる。

〇調定率0.1%の場合、0.05Hz（50Hz×0.1%）の偏差で定格出力（15MW）となる。



２．＜対応方策②＞ 系統蓄電池の活用

【系統蓄電池による対策の見通し】

○系統蓄電池により風力発電の出力変動緩和対策を行う場合には、サイト蓄電池で個別に対策を行うより、出力平滑化により蓄電池容量を減少できる可能性がある。

○現在、実証試験において、効率的な制御方法等の評価、検証を進めているところであり、その効果を現時点で定量的に示すためには時間を要します。

○前述のⅢ.のシミュレーション結果からは、全道に分散配置された場合には、特定エリアに集中した場合と比較し、同容量の連系であっても、周波数偏差への影響度合いが1/2程度となっている（P23 ③-a.）。

○一般的に、周期の短い変動成分ほど、出力平滑化が効くことから、蓄電池のkW容量の減少に寄与することが期待される。

○なお、サイト蓄電池と同様の機能を系統蓄電池で実施するためには、対象発電所の実績データをリアルタイムで収集し、系統蓄電池を制御することになる。

○一方、南早来の系統蓄電池の実証試験においては、既存の周波数調整機器と協調し、需要変動も含めた変動への調整力として活用する方策（前頁 ガバナフリー相当制御等）について検討を進めており、系統蓄電池の効率的な制御方法および期待される拡大効果については、今後の実証試験での見極め（少なくとも1年以上の実績データの蓄積、分析）、さらに実証試験の第三者委員会への報告、議論を踏まえ、評価していく。

（参考）下げ代面の出力制御見通し

○北海道エリアでは、風力発電について指定ルールでの受入れとなっており、出力制御量が増加する影響も考慮することで、連系拡大が可能となる。
○昨年度の系統WGにおける風力発電の指定ルール案件の出力制御見通しの試算結果は以下のとおり。

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：合成２σ方式（2014年度）、風力制御はJWPA提案】

	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]新ルール案件 出力制御時間
＋20万kW	1581	611	93	15.2	1249
＋40万kW	1881	1221	203	16.7	1249
＋60万kW	2331	1832	340	18.6	1249

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW （実証試験案件20万kWを除く）で試算。
※2 新ルール案件の欄は、旧ルール案件に新ルールを遡及適用した案件の部分制御考慮時間。
※3 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量［制御前］に対する出力制御量の比率。
※4 2014年度のGWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）は、302.5万kW（太陽光発電の自家消費分補正後の値であり、離島を除く）。
※5 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。

2．＜対応方策③＞ 実証試験の空き枠の利用

【風力発電の接続、受付状況（平成28年8月末）】

[万kW]

	接続可能量	接続申込	承諾済み	接続済み	空き枠
通常枠	31	30.4	30.4	30.4	0.6
解列条件付	5	4.6	4.6	4.6	0.5
出力変動 緩和対策付	–	6.9	0.0	0.0	
計	36	41.8	34.9	34.9	1.1

実証試験	20	13.7※	13.7※	0.0	6.3※

・ 「接続申込」は「承諾済み」を、「承諾済み」は「接続済み」を含む

※ 実証試験分として確定した案件8件、20万kWのうち、2件、5.8万kWが事業取り止め、一部案件で容量減少あり

【実証試験の空き枠の状況】

○実証試験分の空き枠は、6.3万kWである。

○空き枠の利用にあたっては、以下のとおり。

- 再募集を行う場合は実証試験と同様の条件での実施となる（募集方法も別途整理が必要）。
- 調整力を確保するためには東京電力殿および広域機関殿との協議を進めていく。