

北海道における再エネ導入拡大に向けた 調整力制約への対応

2023年3月14日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日は、北海道における再エネ導入拡大に向け、以下の論点について御議論いただきたい。
- ① シミュレーションの精緻化（平滑化効果の考慮等）について
- ② 調整力不足による出力制御の扱い、対象となる電源について
- ③ 変動緩和要件の撤廃に係る課題整理

項目	論点	検討の場	
必要な調整力の算定	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>シミュレーションBの精緻化（平滑化効果の考慮等）</u> ・北海道における再エネの導入量・見込みの提示 	系統WG 系統WG	本日論点① 5/24
必要な調整力の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・自然変動電源の制御による調整力低減 ・調整力の調達量に関する費用負担 ・調整力の分担（蓄電池・DR・広域連系設備等） ・系統用蓄電池の導入促進・環境整備 	大量小委 大量小委 系統WG 系統WG	4/26 議論を開始 4/26 議論を開始 7/7 7/7 議論を開始
調整力不足時の対策	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>変動電源の制御に係る制度面での課題</u> ・電源側・指令側の技術・システム側の対策 ・調整力不足時間帯等の見込みの算出 	系統WG 等 系統WG 系統WG	本日論点② 次回以降 7/7
要件撤廃	<ul style="list-style-type: none"> ・変動緩和要件撤廃について 	系統WG	7/7
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>手続き的な課題整理</u> 	系統WG	本日論点③

論点①：調整力必要量に係るシミュレーションの精緻化について（平滑化効果）

- 第40回系統WGにおいて北海道エリアにおける風力発電の増加に伴い必要となる調整力の推移が示されたところ、連系量が増加すると設備容量に対する変動割合が小さくなる※1平滑化効果や、出力制御による変動抑制効果などを踏まえ、シミュレーションの精緻化が必要との指摘があった。

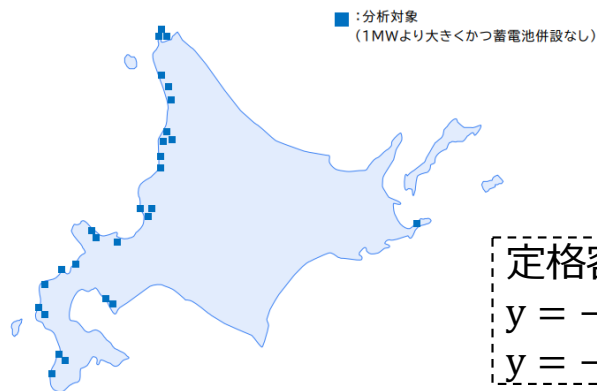
※1 連系量の増加に伴い、調整力の必要量自体は増加する点に注意

- 一次及び二次調整力①※2を算出する際の平滑化効果について、新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託調査により、北海道における風力の発電実績から算出した結果は以下のとおりであり、北海道電力ネットワークにおける試算の際、風力発電の変動に対して設備容量比に代えて用いることとした。
- なお、本試算は日本海側を中心に立地する既存の風力28サイトにおける2021年度の発電出力実績データより算出したものであり、将来的に、大規模な洋上風力が導入されたり、サイトの分布が変わった場合等には結果が変わる可能性がある点に留意が必要。

※2 二次②、三次①については変動ではなく予測誤差から算出されるものであるため対象外とされた

風力発電サイトの地理的關係

- 分析対象の風力発電サイト全28件(1MWより大きくかつ蓄電池併設なし)の地理的分布は以下のとおり。
- 市町村別に集計しているため、各サイトが具体的な地理情報(住所)となっているわけではない点に留意。

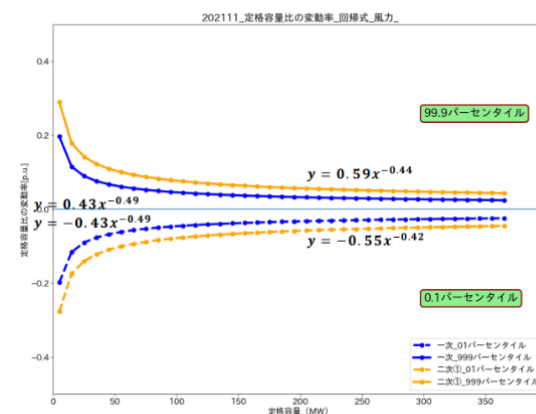


定格容量比の変動率

$$y = -0.43x^{-0.49} \quad (\text{一次})$$
$$y = -0.55x^{-0.42} \quad (\text{二次①})$$

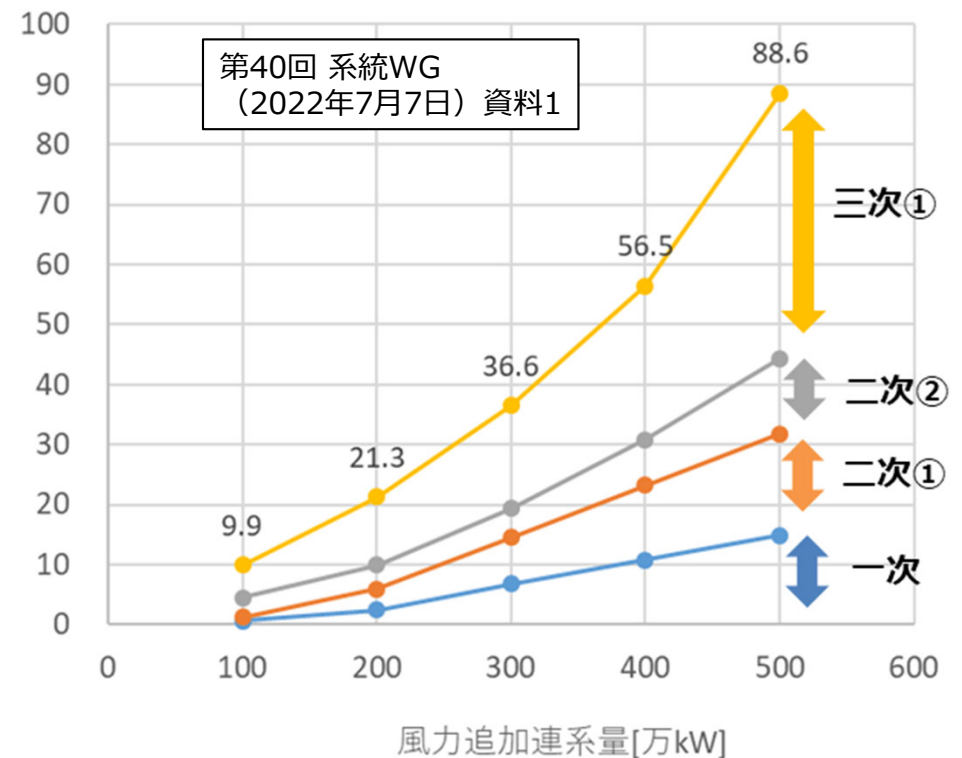
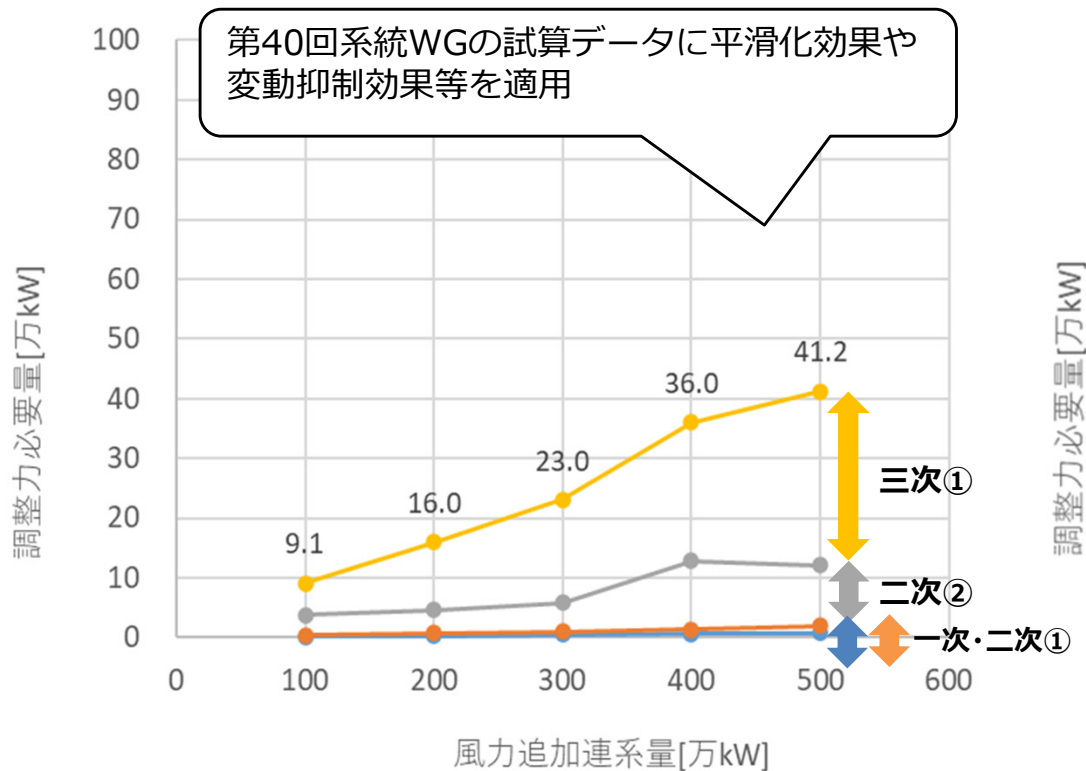
各月の算出結果から代表曲線を抽出する場合について

- 必要調整力の算定を年間単位で行う際など、各月の算出結果から代表曲線を抽出する場合、年間で最も変動が最大となる11月の結果を年間の代表曲線として用いることが一案として考えられる。



論点①：調整力必要量に係るシミュレーションの精緻化について

- 北海道電力ネットワークにより、第40回系統WGにおける試算に利用したデータに対して平滑化効果や出力制御による変動抑制効果等を適用することでシミュレーションを精緻化し、風力発電の増加に伴い必要となる調整力の推移や、不足時間帯の見込みが示された。
- 精緻化前と比較し、追加連系量が増加するに従って効果の影響により調整力必要量が抑えられ、不足時間帯についても減少することが明らかになった。
- 他方、風力サイトの増加等により平滑化効果や出力制御の状況等にも影響があることから、引き続き、実際の連系量等を踏まえて影響を注視していく必要がある。



論点②－1：調整力不足による出力制御の在り方について

- 昨年9月の電力広域機関の専門委員会において、需給調整市場で必要な調整力を調達できなかったときは、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとされた。その結果、仮に調達不足が起きても、追加起動等により調整力が確保されることとなる。
- 他方、それでもなお調整力が不足する場合、システムの安定性を確保するため、確保された調整力により調整可能な範囲に変動再エネ量を収めるべく、需給のバランス調整を行う必要が生じる。
- その際、火力やバイオマスは、変動再エネ余剰時の通常の需給バランス調整においては最低出力まで引き下げられることとなるが、**調整力不足の解消に必要最低限の範囲で、必要な出力を維持する（＝必ずしも最低出力まで引き下げない）運用を認めることとしてはどうか。**

※その結果、調整力不足による出力制御は、変動再エネ余剰時の通常の需給バランス調整による出力制御の一環として行われることとなる。

- なお、変動再エネが余剰とならない中で（＝出力制御なし）調整力が不足する状況は、例えば、将来的に、脱炭素化された調整電源が増えない一方、火力の調整電源の退出が急激に進んだ場合に起こり得る。
- そのような状況は、近いうちに生じるものではないと考えられるが、仮にそのような状況が生じると認められる場合には、どのように出力制御を行うか、改めて検討を行う。

(参考) 調整力不足時の出力制御の可能性について

- 北海道電力ネットワークによるシミュレーションの結果、当面の間は、調整力不足が生じる可能性は少ないと考えられる一方、将来的に、調整電源の導入等が遅れる場合には、調整力の調達ができないケースも生じ得ると考えられ、そのような場合にシステムの安定性を確保するための手段が必要である。
- また、今後、変動緩和要件を撤廃し、調整力が不足した場合においても、システムの安定性を確保する手段が必要である。そのため、調整力不足時には、自然変動電源の出力制御を行うことで調整力必要量を低減することもできるようにしてはどうか。
- なお、需給バランスによる出力制御が発生する状況では、必要な調整力は低減すると考えられるところ、どちらの状況が先に生じるかは、自然変動電源の連系量の推移等を踏まえた追加の検討が必要である。なお、その場合には、例えば火力の追加起動など、再エネ制御に繋がる方法で調整力を調達することの是非についても検討が必要ではないか。
- また、需給調整市場の検討においても、調達不調が生じた場合には、エリアに調整電源が存在することを前提に、調整力が不足するエリアの一送が代替電源等を調達することと整理されており、市場の制度や余力活用の在り方等について検討が進められている。
- 具体的な方法や、判断の基準、タイミング、費用負担については、これらの検討状況も踏まえ、引き続き、全体コストにも留意して検討する必要がある。

必要な ΔkW が市場で調達できない場合における追加起動について

- 必要な ΔkW が市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 ΔkW 未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのかは論点の一つ。
- この点、 ΔkW 未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は ΔkW 調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。
 - ※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただく。
- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行っていきたい。

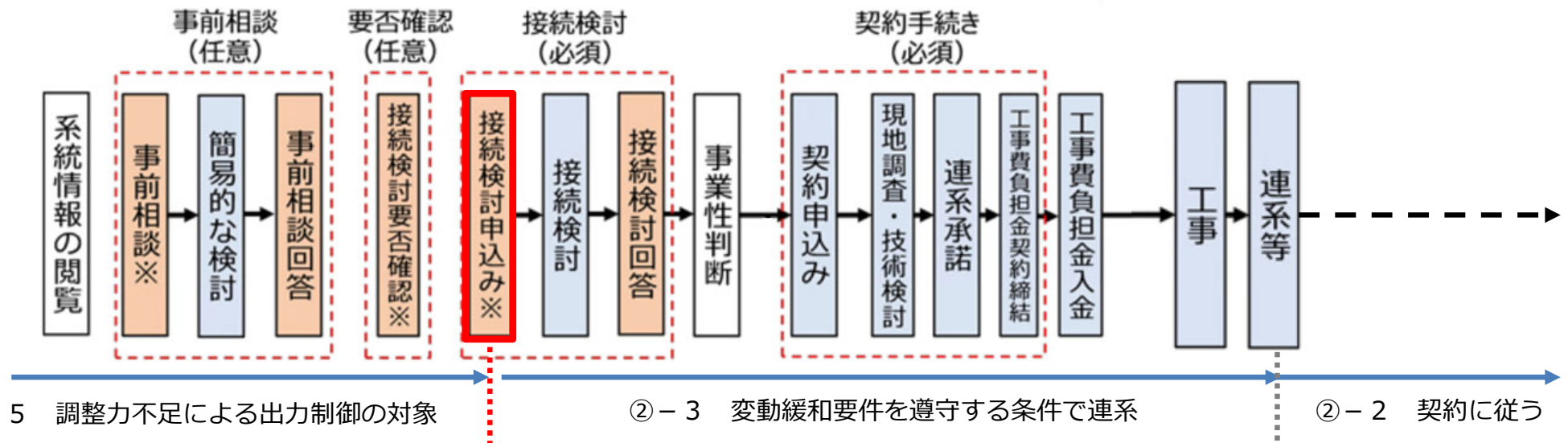
論点②－２：対象となる電源について

- 仮に、需給バランス調整による出力制御の一環として調整力不足による出力制御を実施することとしても、**既存電源と新規電源の公平性の観点からすると、調整力不足に対応する制御分については、原則として蓄電池等の併設が要求されなくなる撤廃時点以降に接続検討を行う電源を対象に制御がなされるべき**と考えられる。
- したがって、撤廃時点以降に接続検討を行う電源については、当該制御の対象となることについて明確化しておく必要がある。
- ノンファーム型接続の試行の際には、通常の託送供給等約款による電力受給契約に加え、平常時の出力制御を前提に連系を認める補足的な同意書（私契約）をもってノンファーム型接続を明確化していた。
- **変動緩和要件を不要として接続検討の受付を行う案件については、ノンファーム型接続の試行時を参考に、需給バランス調整による出力制御の一環として調整力不足による出力制御を実施する際に、調整力不足に対応する抑制分の対象となることを前提に連系を認める補足的な同意書**をもって、契約申込手続を行うこととしてはどうか。

(参考) 調整力不足による出力制御の対象

- 調整力不足による出力制御を行う場合、対象となる電源を整理する必要がある。
- 論点②－2～4で整理した電源は、調整力不足に対応するためのそれぞれの条件に従うことで系統接続するものである。調整力不足による出力制御については、具体的な方法や、判断の基準、タイミング、費用負担等については引き続き検討が必要であるところ、**既存電源と新規電源の公平性の観点より、原則として、蓄電池等の併設が要求されなくなる撤廃時点以降に接続検討を行う電源を、調整力不足による出力制御の対象とする方向で検討を進めてはどうか。**
- なお、リプレースに伴う契約の更新では最新の系統連系技術要件が適用されるため、将来的にはそれぞれの電源が調整力不足による出力制御の対象となると考えられる。

<要件撤廃時点において>



論点③－1：変動緩和要件撤廃に係るスケジュール

- 第40回系統WGにおいて、2023年7月より受付を開始することを目指すとし、物理的な連系のタイミングについては、系統WG等での検討の進捗や、再エネ及び調整力の導入量等を踏まえて、引き続き検討するとしていたところ。
- 今回、シミュレーションの精緻化により、引き続き当面の間は調整力が不足する断面は生じないと考えられるため、予定どおり2023年7月1日より、変動緩和要件を不要とした接続検討の受付を開始することとしてはどうか。
- なお、2023年度FIT・FIP入札案件の認定取得期限として、風力は2024年5月20日、太陽光は2024年6月10日（第18回）、までに連系承諾が必要であるところ、標準期間等を考慮すると、受付開始後、7月中に申込の集中が想定される。したがって、申込書類（案）の内容協議（連系地点・形態の協議等）は早めに行うことが望ましいことから、7月1日を待たず、早ければ4月中など、北海道電力ネットワークの準備ができ次第開始することとしてはどうか。

論点③－２：蓄電池募集プロセスⅠ期残容量の残余及びⅡ期について

- 蓄電池募集プロセスは、調整力を担保した接続枠を確保することを目的とするものであり、変動緩和要件の撤廃後には必要ではなくなるため、第40回系統WGにおいて、洋上風力への割当の可能性を検討していたⅡ期について、基本的には取りやめの方向とし、状況等を踏まえて最終的な判断を行うこととしていた。
- 今回、2023年7月1日より変動緩和要件を不要とした接続検討の受付を開始することとしたことから、新たな蓄電池募集プロセスにより調整力を担保した接続枠確保を行う必要性はなくなった。
- したがって、**蓄電池募集プロセスについて、進行中のⅠ期残容量を最後として、その残余及びⅡ期については取りやめる**こととする。
- なお、第18回洋上WGにおいて、洋上風力については、ノンファームを前提とした国による系統確保スキームに集約していくことを念頭に、将来的に事業者による系統確保を求めない方向に移行することと整理された。
- 現在、北海道の準備区域5区域（石狩市沖、岩宇・南後志地区沖、島牧沖、檜山沖、松前沖）については、系統確保スキームの適用を想定した事前調査を実施中であり、洋上風力における系統の取扱いについては、調査結果等を踏まえつつ、ノンファーム型接続を前提とした系統確保スキームの在り方とともに、今後整理を検討する。

(参考) 系統確保スキームに関する今後の方向性

1. 促進区域指定のための系統接続の確保については、事業者が確保している系統の活用に加えて、あらかじめ国が一般送配電事業者に対し、暫定的な系統容量の確保を要請する「系統確保スキーム」の制度設計を進めてきたところ。
2. サイト調査に「セントラル方式」が導入されることを踏まえ、今後の系統接続の確保の方法についても、事業者ではなく、国による系統確保スキームに集約していくことを念頭に置きつつ、系統確保スキームに関する調査事業で得られた知見も踏まえ、ノンファーム型接続を前提とした系統確保スキームの在り方を検討していく。
3. それに伴い、当面は、現行の方式（事業者が確保している系統を公募で活用）に基づいて、「事業者からの情報提供」（再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に向けた有望な区域等の整理に係る事業者からの情報提供の受付）で事業者から情報提供を受けた確保済み系統も対象とするが、将来、事業者が確保した系統の活用を前提にはせず、事業者による系統確保を求めない方向に移行していくこととする。