

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

2022年7月7日

資源エネルギー庁

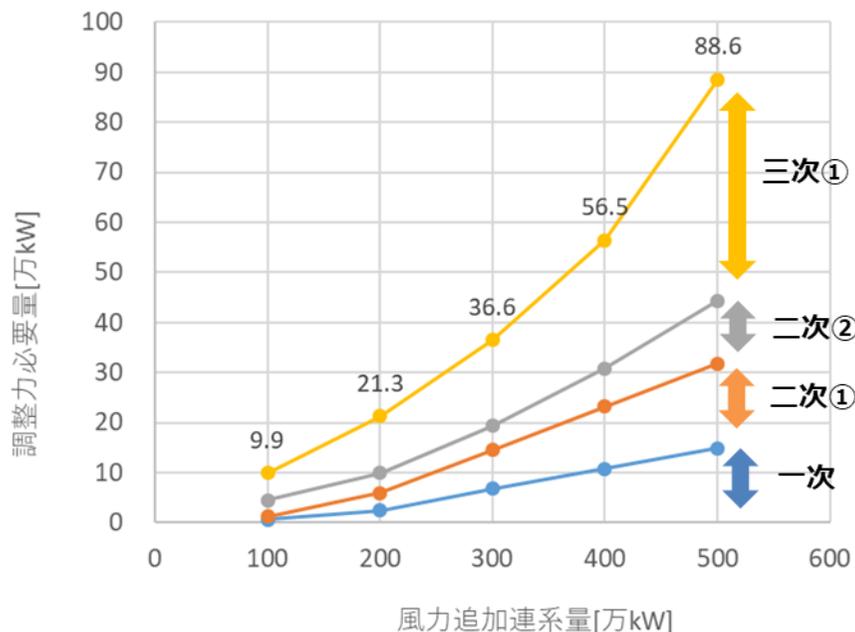
本日の御議論

- 本日は、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を受け、以下の論点について御議論いただきたい。
- ① 調整力不足時間帯等の見込みの算出、調整力不足時の出力制御の可能性について
- ② 調整力の分担（蓄電池・DR・広域連系設備等）について
- ③ 系統用蓄電池の導入促進・環境整備について
- ④ 変動緩和要件の撤廃について、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"> ・シミュレーションBの精緻化（平滑化効果の考慮等） ・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	次回以降 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 <u>本日論点②</u> <u>本日論点③</u>
調整力不足時の対策	<ul style="list-style-type: none"> ・変動電源の制御に係る制度面での課題 ・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 	大量小委 系統WG 系統WG	4/26 議論を開始 次回以降 <u>本日論点①</u>
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	<u>本日論点④</u>
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・手続き的な課題整理 	系統WG	<u>本日論点④</u>

調整力必要量に係るシミュレーションの結果について

- 北海道電力ネットワークによる調整力必要量に係るシミュレーションにより、風力の追加連系量の増加に伴って必要となる調整力の推移が示された。
- 風力の追加連系量が少ないうちは、足下2021年度の需要（最大501万kW）や太陽光（214万kW）の規模の影響もあり、調整力必要量の増加量は抑えられると考えられる一方、追加連系量が増加するに従って必要量が大きく増加することが明らかになった。
- 風力の連系量が増加するにつれ、調整力必要量の増加も大きくなることから、引き続き実際の連系量を踏まえてシミュレーション等により影響を精査する必要がある。



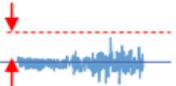
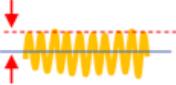
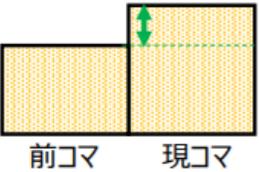
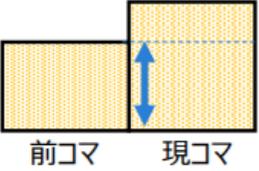
	シミュレーションB
算出ツール	需給調整市場の商品毎に定められた必要な調達量の算出方法
検討断面	将来的な風力の追加導入を見越した感度分析
需要変動	2021年度実績に基づく
風力発電出力	+5GWの範囲までで感度分析
太陽光発電出力	2021年度実績に基づく
結果	商品区分毎に、各月の商品ブロック毎に示す

(参考) 需給調整市場における必要量の算定方法について

平常時の変動に対する各商品区分別の必要量算定データの抽出方法

27

■ 各調整力の機能を踏まえ、以下の考え方で各商品の必要量算定データを抽出することとしてはどうか。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		$\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2}$
二次①		$\text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 30分周期成分}^{\ast 2}$
二次②		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間で連続する量

※ 1 残余需要1～10秒計測データ

※ 2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他も同様

※ 3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

(参考) 需給調整市場における必要量の算定方法について

必要量の算定方法（平常時・事故時含む）

35

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

- ✓ 一次調整力：（ 残余需要元データ※1 - 元データ※110分周期成分 ）の3σ相当値※4
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2
- ✓ 二次調整力①：（ 元データ※110分周期成分 - 元データ※130分周期成分 ）の3σ相当値※4
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2
- ✓ 二次調整力②：（ 残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間の差 ）の3σ相当値※4
- ✓ 三次調整力①：（ 残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間で連続する量 ）の3σ相当値※4
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

※4 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。
- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。
- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

(参考) 風力連系量の調整力必要量への影響について

- 風力の追加導入量が少ない段階では、太陽光や需要の規模との関係から、必要量への影響が小さめに評価されることに留意が必要。

三次①	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
0:00~		32	16	18	20	21	31	34	38	38	35	32	32
3:00~		19	17	15	22	22	26	30	32	32	29	24	19
6:00~		37	36	32	29	34	48	51	52	50	41	33	37
9:00~		68	46	42	31	43	65	66	66	61	59	68	68
12:00~		61	50	36	39	42	46	47	55	70	70	70	61
15:00~		52	30	24	26	25	33	34	34	30	27	52	52
18:00~		15	15	25	25	26	26	27	28	27	25	19	14
21:00~		19	18	24	23	23	32	33	34	31		21	19
三次①	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
0:00~		32	23	22	27	27	36	39	43	43	37	32	33
3:00~		27	25	23	31	31	31	35	36	36	30	27	27
6:00~		45	45	44	34	38	44	51	51	51	40	35	35
9:00~		75	47	46	37	54	61	64	64	60	53	75	75
12:00~		58	50	40	43	43	49	50	53	59	58	61	58
15:00~		44	40	31	31	29	35	36	38	36	33	43	45
18:00~		21	24	30	29	30	30	33	33	33	31	21	22
21:00~		23	21	29	29	29	39	40	40	40	29	23	23

2021年時点

一次 +1
 二次① +1
 二次② +3
 三次① +5

+ 100万kW

+10万kW

三次①	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
0:00~		62	61	60	54	53	64	76	76	76	53	62	62
3:00~		64	64	63	60	61	61	68	69	68	55	56	56
6:00~		86	86	85	53	59	68	73	72	72	61	49	65
9:00~		92	68	67	66	84	85	86	78	69	65	93	93
12:00~		73	73	62	54	55	72	73	74	65	52	65	72
15:00~		75	75	55	54	50	68	69	75	73	73	53	75
18:00~		68	68	67	53	54	58	61	58	55	52	49	58
21:00~		63	63	62	53	76	77	95	96	95	50	49	46
三次①	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
0:00~		77	76	75	65	64	76	90	91	91	60	73	73
3:00~		78	78	77	71	71	71	80	80	80	65	66	66
6:00~		100	100	99	60	66	75	85	86	85	71	57	75
9:00~		98	80	79	78	94	95	96	86	75	70	99	99
12:00~		88	88	70	58	58	85	86	86	71	56	72	88
15:00~		86	86	64	64	59	83	84	89	87	87	61	87
18:00~		86	85	84	63	67	68	71	67	65	61	58	70
21:00~		79	79	78	62	92	93	114	114	114	59	59	55

+ 400万kW

一次 +4
 二次① +5
 二次② +5
 三次① +18

+ 500万kW

+32万kW

シミュレーションの結果及び今後の変動緩和要件の方向性について

- 電力の安定供給のためには調整力の確保が必要不可欠である。そのため、北海道において、従来は、確実に見込まれる調整電源を前提とした上で、自然変動電源に対して変動緩和要件を設定することで、再エネの導入を進めてきた。また、当該要件の代替として、より効率的な調整力の調達の在り方として、蓄電池募集プロセスなどを進めてきたところであるが、更なる再エネ導入のために制約の解消を目指して検討を進めてきた。
- 引き続き精査が必要ではあるものの、今回、北海道電力ネットワークによるシミュレーションにより、一定の仮定の下、当面の間は調整力不足が生じる断面は限られると考えられる一方、風力発電等の連系量が増加する将来に向けては、更なる調整力の導入を図っていく必要があることも示された。
- 今後は、引き続きシミュレーションの精緻化等により調整力必要量の精査を行い、調整力の導入を促進することを前提に、まずは要件撤廃以降に接続検討の受付を行う新規電源について、変動緩和要件を求めないこととしてはどうか。
- また、再エネの導入を更に拡大するにあたっては、自然変動電源の制御による調整力低減や、蓄電池等の調整電源の導入促進等、様々な手段で調整力の確保を進める必要がある。
- 加えて、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として、調整力不足時には、自然変動電源の出力制御を行うことの検討も行うことで、トータルで調整力に係るコストを低減することが重要。

論点① 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。

(参考) ΔkW 調達不調や調達後に ΔkW が減少した場合および運用段階での設備トラブル時等の対応について

まとめ

22

- 広域調達・運用時に考慮が必要となる主なトラブル事象とその対応策について以下のように整理した。
 - ✓ 電源等トラブルではトラブルを生じた電源等を供出した事業者に代替電源等の供出を求める。当該の事業者が代替電源等を供出できない場合、属地エリアの一般送配電事業者が電源等を調達する。
 - ✓ 電源等トラブル以外の事象では、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が代替電源等を調達することとし、その場合における調達電源等の優先順位は以下の通りとする。
 - ① エリア内のオンラインで出力調整可能な電源等
 - ② エリア外のオンラインで出力調整可能な電源等
 - ③ エリア内のオフラインで出力調整可能な電源等
 - ④ エリア外のオフラインで出力調整可能な電源等
 - ✓ ただし、上記措置を実施した場合においても調整力が不足するケースや実需給までの時間的裕度が少ないケースの場合においては、給電指令や広域機関の指示により代替電源等を確保することがある。

(参考) 余力活用について

余力活用に求める用途について

27

- 一般送配電事業者は、安定的かつ経済的な需給運用等を目的として、GC後の余力を活用することとなる。これらを踏まえると、余力活用の仕組みにおいては、以下の用途としてはどうか。
 - ① 電源の経済差替え（出力増減、電源の起動タイミング・停止タイミングの調整）
 - ② 下げ調整力の運用
 - ③ ブラックスタート機能の活用
 - ④ 電圧調整機能の活用
 - ⑤ 潮流調整機能の活用
 - ⑥ 系統保安ポンプ（揚水ポンプ運転）機能の活用
 - ⑦ 緊急時の追加起動

⑦緊急時の追加起動

36

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指令したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。

- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力（ ΔkW ）の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場で ΔkW を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。必要な ΔkW は需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合、若しくは必要な ΔkW が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を許容することとしてはどうか。

(参考) 三次調整力②調達不足の要因等を踏まえた検討課題について

三次②調達不足の要因等を踏まえた今後の検討に関するまとめ

33

- 需給調整市場が4月1日に開設され、三次②調整力の取引が開始されたところ、足元における調達不足の状況や取引会員における応札の考え方等をアンケートにより調査したうえで、現時点で考えられる調達不足の要因や、今後の検討課題について今回整理を行った。
- その内容を踏まえ、今後、以下の事項について検討を進めつつ、引き続き、市場の取引状況を注視していく。
 - 【市場活性化に向けた検討】
 - ・ 商品ブロックの在り方の検討等を通じた市場ルールの見直しや、取引会員の応札行動の監視、確認 等
 - 【三次②必要量低減に向けた検討】
 - ・ 共同調達の取り組みや気象予測精度向上等による三次②必要量の低減
 - 【調達不足時の追加調達方法の改善に向けた検討】
 - ・ システムによる追加オークションの実施 等
 - ・ なお、当面の対応として、まずは電源Ⅱの余力等による対応可否を確認したのち、それでも三次②必要量が不足する場合に、追加調達を行う。

3. 2024年度以降の需給運用（緊急時）

- **容量市場が発効する2024年度以降、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合、若しくは必要な ΔkW が市場調達できない場合などの緊急時には、一送による余力活用契約を締結した電源等の追加起動が可能**となっています。
- **しかしながら、緊急時の定義が明確になっていないため、緊急時の電源等の追加・起動の基準等についてルール化することが重要**と考えております。
- また、2024年度以降は需給ひっ迫時においても、小売事業者はインバランス料金の支払い等により同時同量義務を果たしたことから、一送が小売事業者分を含めて需給一致の役割を担うことから、**週間断面での精度の高い需給バランス想定が重要であり、需給ひっ迫への対応として一送が非調整電源の蓋然性の高い発電計画や余力情報等を把握する仕組みの構築が重要**になります。（前回勉強会でご説明）

⑦ 緊急時の追加起動

第11回需給調整市場検討小委員会(2019年4月25日)資料2抜粋

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指令したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。
- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力（ ΔkW ）の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場で ΔkW を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。**必要な ΔkW は需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合、若しくは必要な ΔkW が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を許容することとしてはどうか。**



(参考) 再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について

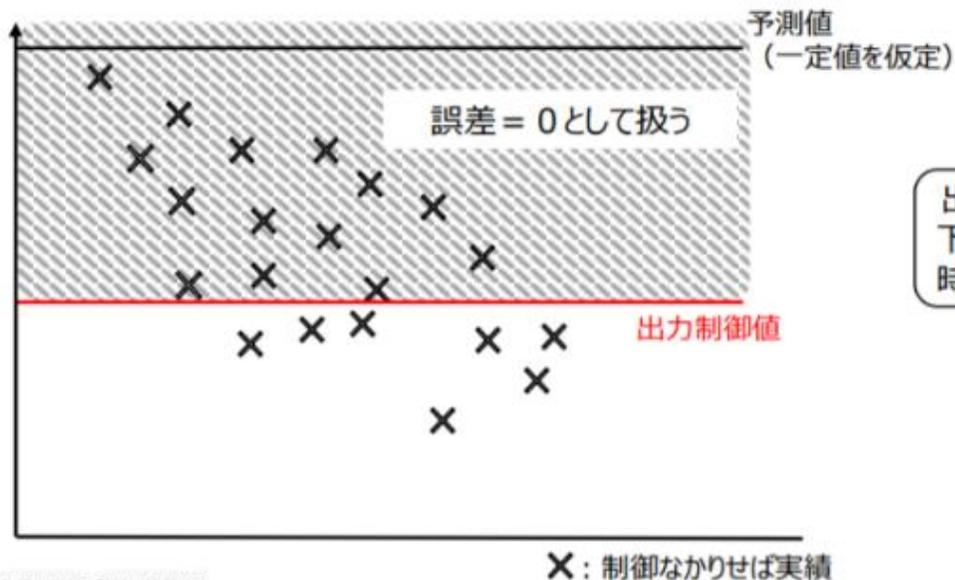
(1) 調整力必要量の推計について

26

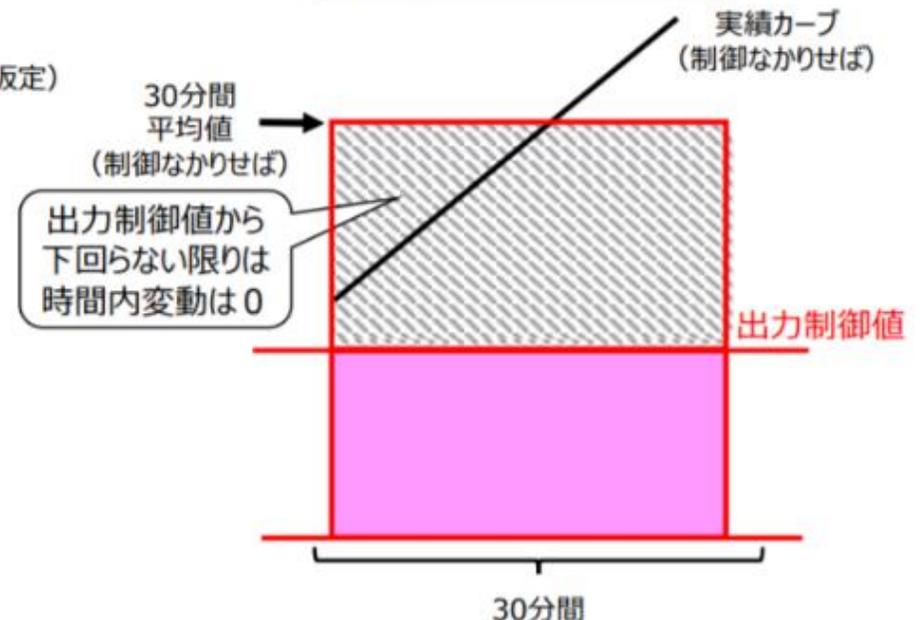
【再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について】

- 再エネ導入の拡大にともない出力制御（出力抑制）が増加していくことも想定されるため、再エネ出力制御を実施した場合の調整力必要量への影響についても検討した。
- 予測誤差については、制御なかりせば実績値が出力制御値を超えている場合は、気象の変動が発生しても、再エネの出力は変動しないため、再エネの予測誤差に対応する調整力は不要になると考えられる。
- 時間内変動対応についても同様に、気象の変動が発生しても、制御なかりせば実績値が出力制御値を超えている場合は、再エネの出力としては変動しないため、再エネの時間内変動に対応する調整力は不要になると考えられる。

【予測誤差のイメージ図】



【時間内変動のイメージ図】



論点② 調整力の分担

- 北海道においては、風力の導入量が増加するにつれ、まずは軽負荷期の昼間帯を中心に一次～三次①の各種調整力が不足する時間帯が生じることが認められた。
- 調整電源の種類により、供出できる調整力や制約は様々である中、どのような調整電源の導入を促進することがより効率的・効果的か。
- また、自然変動電源の導入拡大と系統の安定性維持、社会全体のコスト低減を実現するために、どのような自然変動電源の在り方が望ましいか。
- 将来的には、北海道と本州を結ぶ地域間連系線の稼働や、大量導入小委で検討中の「自然変動電源の制御による調整力低減」、需要対策等により調整力の分担も変わってくると考えられるが、**まずは幅広く調整力を供出でき、リードタイムも比較的短いと考えられる系統用蓄電池の導入や、DR等の需要側調整力の活用を目指すこと等により、足元必要な調整力を確保することとしてはどうか。**

種類	供出できる調整力	課題等
火力	一次、二次①②、三次①②	<ul style="list-style-type: none"> ・最低出力が存在 ・調整力の脱炭素化が求められている
揚水	一次、二次①②、三次①②	<ul style="list-style-type: none"> ・短期での開発は困難 ・kWhに制約
系統用蓄電池	一次、二次①②、三次①②	<ul style="list-style-type: none"> ・逆潮流だけでなく順潮流の空き容量も必要 ・kWhに制約
VPP・DR	三次② ※実績に基づく	<ul style="list-style-type: none"> ・DRの市場への参加量の増加
広域連系設備	二次②、三次①② ※北海道本州間連系設備の場合	<ul style="list-style-type: none"> ・短期での開発は困難 ・潮流に係る設備制約

論点③ 系統用蓄電池の導入促進・環境整備

- 系統用蓄電池は幅広い調整力を供出できると共に、将来的に再エネが増加した際には余剰となる電力を蓄電し、再エネの出力制御の低減にも活用できる。そのため、足元では調整力が必要であり、将来的には大量の再エネ導入が期待される北海道において非常に有効。
- そのため、令和3年度補正予算においても、系統用蓄電池等の導入支援を進めているところ。また、6/7の大量導入小委において、発電併設蓄電池への系統電気の充電について議論がなされるなど、蓄電池の導入拡大に向けた検討が進んでいる。
- 他方、北海道は再エネの導入見込みが大きい地域であることもあり、系統アクセスの申込が集中している状況。また、系統用蓄電池は順潮流※への接続も必要であるところ、逆潮流側だけでなく順潮流側の設備の増強が必要となるケースも存在する。

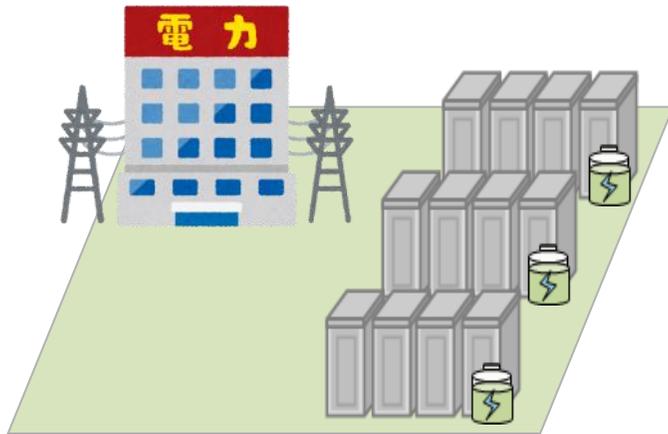
※ 順潮流：系統から需要家への電気の流れ　逆潮流：需要家から系統への電気の流れ
- 再エネ導入を拡大するために系統用蓄電池の導入を進める必要があることから、例えば、系統用蓄電池の接続に係る一括検討プロセスなど、系統用蓄電池を早期かつ効率的に接続する方法を検討してはどうか。
- なお、上記検討と並行して、順潮流側の系統整備の費用負担等についても整理する必要がある。

系統用蓄電池の導入促進・環境整備（北海道電力ネットワークの取組）

- 系統用蓄電池の導入拡大に向け、様々なアプローチを取っていく必要がある。
- 北海道電力ネットワークでは、系統用蓄電池の早期導入を促進するために様々な取組を検討しており、こうした取組を通じた蓄電池導入の加速が期待される。

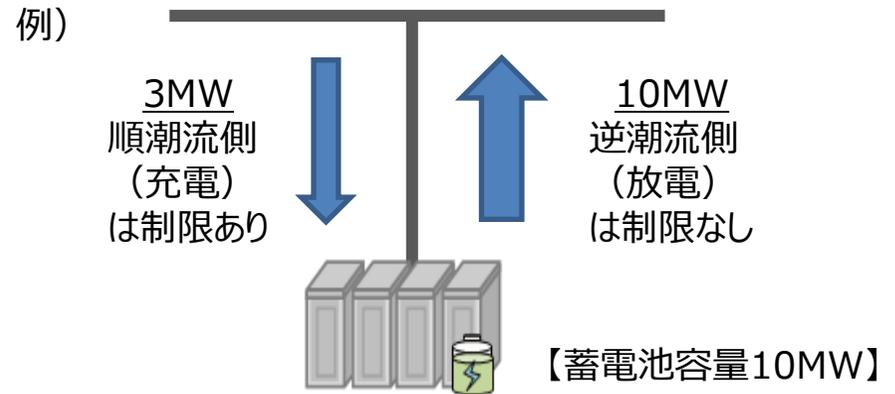
<北海道電力ネットワークが検討している取組>

✓ 適地の情報提供・貸与



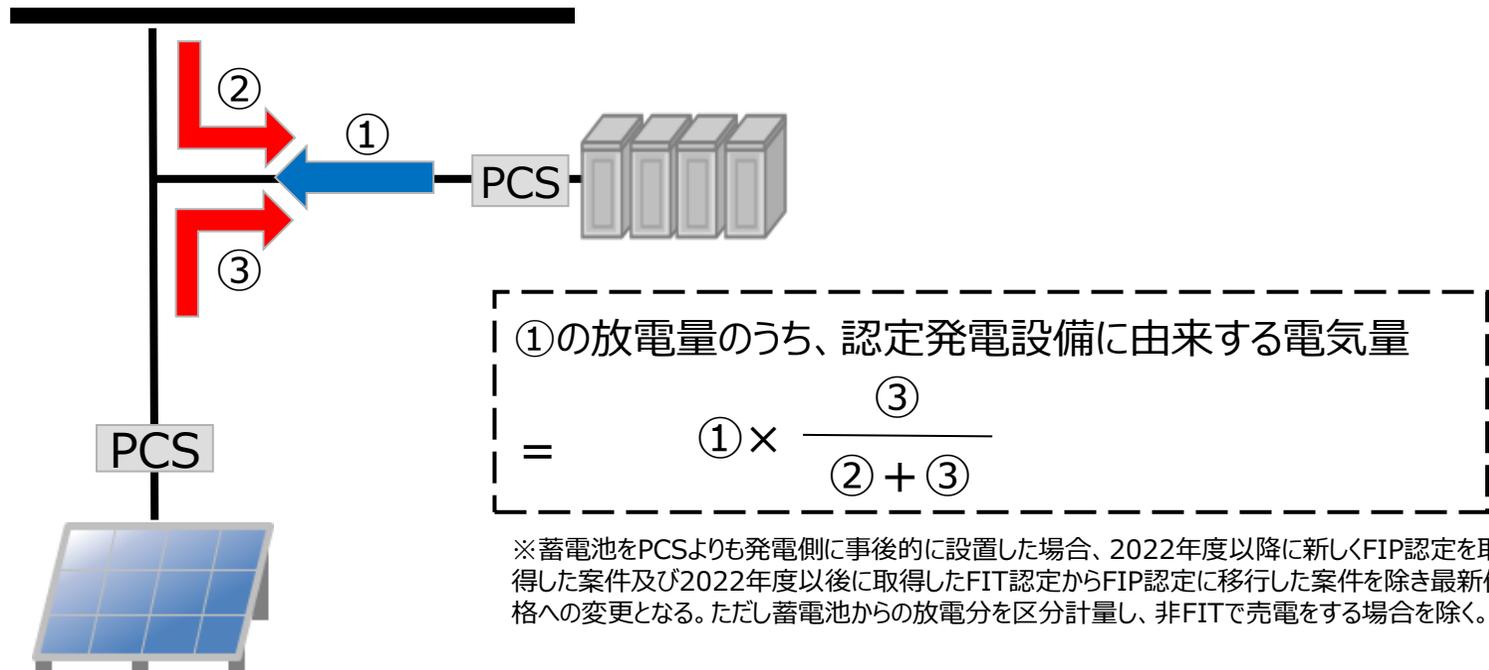
【順調流側が混雑する場合の対策例】

- ✓ 順調流側、逆潮流側のそれぞれの空容量に応じた接続契約
- ✓ 専用の制御装置により、順調流側の混雑状況に応じて蓄電池の充電量を制御する



(参考) 発電併設蓄電池の系統電気分の取り扱い

- 系統側から蓄電池に充電され放電された電気量については認定発電設備から発電された電気ではないので、FIT買取/FIPプレミアム交付対象外となる。このため蓄電池から放電された電気量を**充電された電気量で按分**することで観念することはできないか。
- 具体的には、蓄電池から放電された電気量 (①) について、系統側から蓄電池に充電された電気量 (②) と発電側から蓄電池に充電された電気量 (③) を計量し、その比率で按分することで、発電側由来の電気量を算定することが可能となる。その上で、**認定発電設備由来の電気量についてFIT買取/FIPプレミアム交付の対象とする方向で検討を進めてはどうか。**
- **資源エネルギー庁、広域機関、送配電事業者においてこうした運用に必要なシステム改修等や計量に関する実務的な整理を早急に行うこととし、併せて資源エネルギー庁においては年度内を目途に必要な規定類等の改正を行う。**



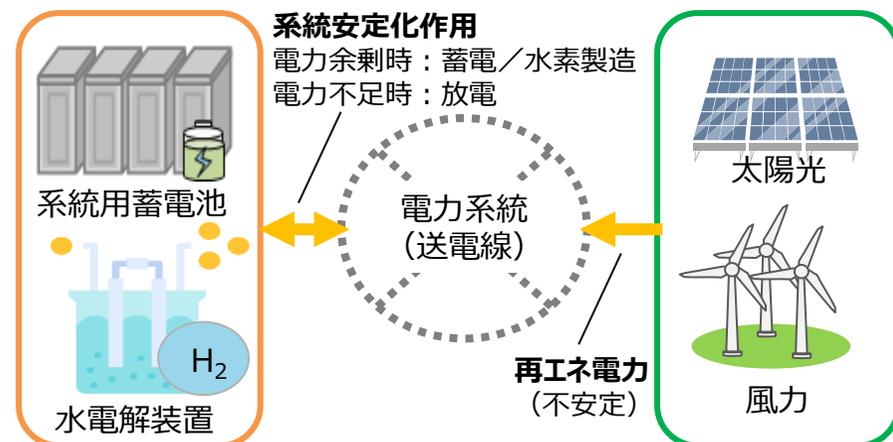
- 太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力系統の安定性に影響を及ぼす可能性がある。実際に北海道等の再エネ導入が先行する地域では、これらの変動に対応できる調整力等が不足しており、再エネ導入の課題になっている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資すると考えられる。
- また、水電解装置は、再エネの余剰電力を吸収し別エネルギー（水素）へ転換することが可能であるとともに、その出力を制御することで調整力の供出も可能である。
- 今後、これらの系統用蓄電池や水電解装置の導入について、制度面の整備等も含め、検討していく。

<蓄電池>

- 充放電の応答速度が速く、優れた調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（蓄電）も可能

<水電解装置>

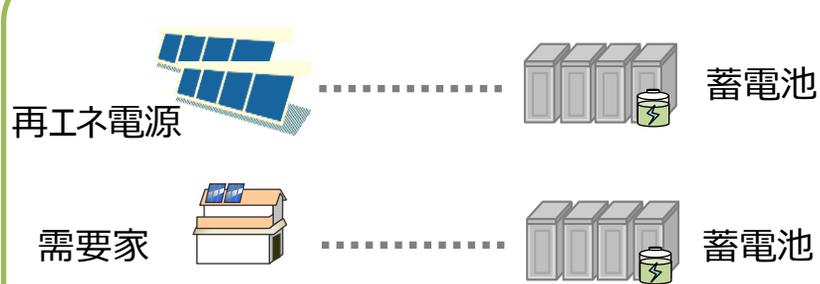
- 出力制御により調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（水素製造）が可能



(参考) 系統用蓄電池の活用・導入に向けた取組

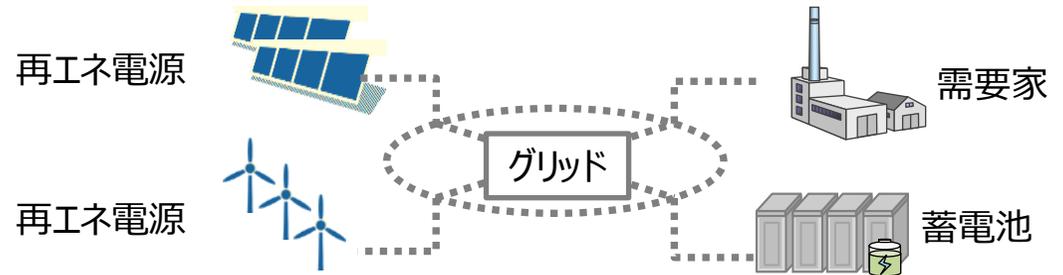
- 再エネの導入拡大を見据え、一般送配電事業者以外から、**再エネ価値向上**や**需給調整等に系統用蓄電池を活用**する蓄電事業への参入意志を示す事業者が現れている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、**再エネのインバランス回避**や**調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する**ため、その**実現のために各種課題への対応を進めている**ところ。

蓄電池を再エネや電力需要家と1対1で接続



蓄電池を1対1で接続することで、個々の再エネ電源等の安定化を図る

蓄電池をグリッドに接続し複数の事業で共用化（系統用蓄電池）



蓄電池をグリッドに接続することで、多様な価値（再エネの出力整形、インバランスの回避、系統の調整力、マイクログリッド内の需給調整等）を提供

系統用蓄電池を実現するための主な課題

課題	課題の概要
①蓄電事業の位置づけ	現在は不明確な事業類型の整理（発電事業として整理する方向）
②調整力等の評価	蓄電池の価値を評価する各種市場に係る環境整備
③再エネ導入制約の対応	再エネの短期変動に対する調整力制約に向けた対応（北海道エリアにおける蓄電システムの調達公募の実施）
④地域間の調整力融通	調整力融通の地域間連系線におけるマージン設定
⑤費用負担の在り方	系統費用負担の整理などの費用負担の適正化
⑥保安規制の整備	適切な保安規制

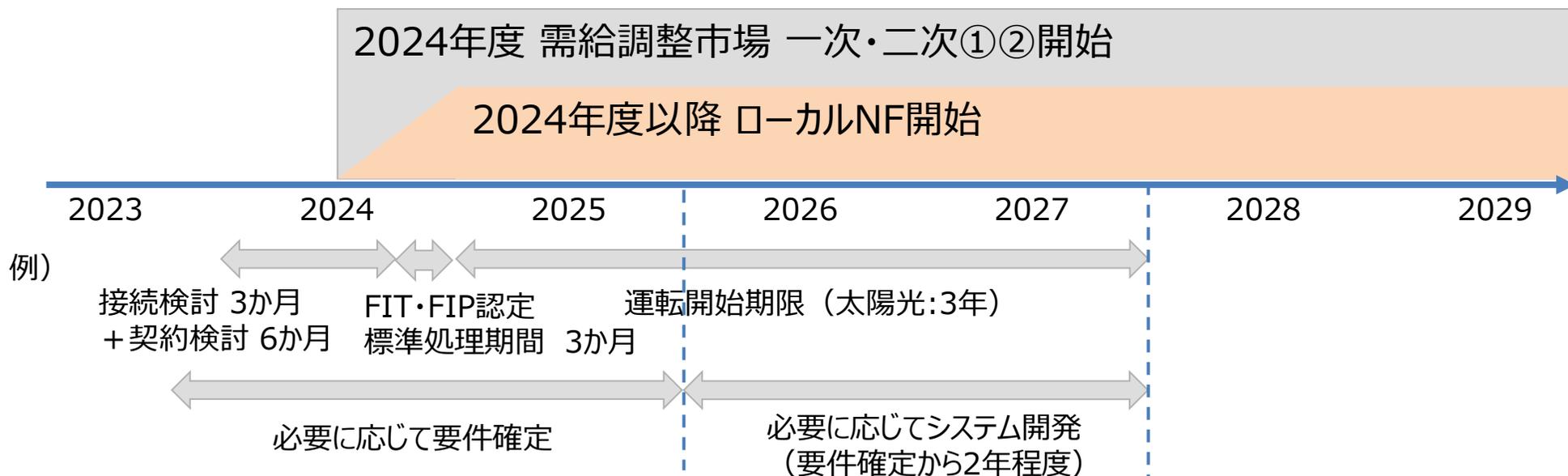
論点④：変動緩和要件の撤廃に際しての諸課題

- 変動緩和要件の撤廃に際し、以下の諸課題に関する検討が必要となる。

	項目	方向性	備考
1	撤廃に係るスケジュール	2023年7月より受付開始を目指す。 連系時期は引き続き検討。	5/24より更新
2	既存電源の取扱い	それぞれ現状の契約に従う。	5/24 整理済
3	システムアクセス手続き中の 案件の取扱い	変動緩和要件を遵守する要件で連系。	5/24 整理済
4	蓄電池募集プロセスⅠ期 残容量の取扱い	継続する。	5/24 整理済
※	変動緩和要件下での接続 を望まない案件	撤廃日以降に接続検討からやり直す。	
5	調整力不足による出力制 御の対象	原則として、2023年7月の要件撤廃時点以降に接続検討 を行う新規電源を調整力不足による出力制御の対象とする ことで検討を進める。	5/24 整理済
6	蓄電池募集プロセスⅡ期 の取扱い	2023年7月の要件撤廃までに最終的な判断を行う。	新規
7	情報公開	将来的に調整力不足による出力制御が生じる可能性や、 仮に調整力不足による出力制御を実施する場合の情報公 開について、引き続き検討する。	新規

論点④－1 撤廃に係るスケジュール

- 仮に調整力が不足する際に出力制御を行う場合には、最適な制御のためにシステム開発が望まれるが、そもそも調整力不足の出力制御を必要とするのか検討が必要である上、需給調整市場の制度や調整力の適正な量の見直しが進められる中、現時点でシステム開発を含めたスケジュールを見通すことは難しい。
- 他方、物理的な連系ができずとも接続の受付を開始することは可能であり、シミュレーション結果から当面の間は調整力が不足する断面は生じないとも考えられることから、**2023年7月より受付を開始する**ことを目指すこととしてはどうか。
- 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、引き続き検討することとする。**



(参考：論点④－2) 論点②－2 既存電源の取扱い

- 出力変動緩和要件を撤廃する場合には、既存電源の取扱いを検討する必要がある。当該要件の撤廃に際し、既存電源について、**(1) 新規電源と同様に当該要件を廃止**することと、**(2) 現状の契約どおり当該要件に従うもの**とすることが考えられる。
- 他方、現在北海道には、条件付きで連系が認められた電源として、当該要件により蓄電池等を併設する電源（20件程度）のほか、調整力不足時の解列を条件とする電源（2件）や、地域間連系線を介した広域運用実証による電源（11件）、北海道電力ネットワークの募集する系統側蓄電池を共同負担する電源（15件）等が存在する。
- これらの電源は、北海道における調整力が不足するなかで早期の連系を望む事業者に対し、それぞれの条件を遵守する代わりに接続を認める契約が行われていることから、事業者は各々の条件下における事業性について検討し、契約がなされたものと認められる。
- 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、将来的にこれらの契約は順次置き換わっていくと認められる。
- 様々な条件で接続された電源が存在する中、既に連系済みの既存電源については、**既存電源間の公平性の観点から、それぞれ現状の契約に従う**ことと整理してはどうか。

（参考：論点④－3）論点②－3 系統アクセス手続き中の個別案件の取扱い

- 撤廃時点において、接続検討の受付がなされている系統アクセス手続き中の案件（50件程度）は、いずれも変動緩和要件がある前提で、接続検討や契約がなされたものであると認められる。また、系統アクセス手続きの状況・タイミングにより事業者間で有利・不利がでることは新規電源間の公平性の観点から好ましくないと考えられる。
- したがって、撤廃時点で**系統アクセス手続き中の案件**は、論点②－2で検討した既存電源と同様に、各種条件で接続している既存電源との公平性の観点から、**変動緩和要件を遵守する条件で連系**することとしてはどうか。
- 他方、調整力不足による出力制御の対象となるとしても、当該要件による蓄電池等の併設を望まない事業者もいると考えられる。
- ノンファーム型接続の導入時においては、ノンファーム型接続の選択を軽微な変更として取り扱うことにより系統アクセスに係る手続きが継続されたが、蓄電池等の有無の変更は、北海道電力ネットワークによる追加的な技術検討を要するものであり、他の系統連系希望者へも影響があると認められるところ、接続検討からやり直す必要がある。
- したがって、当該要件下での接続を望まない事業者については、系統アクセス手続きから離脱し、**撤廃時点以降に、再度接続検討申込みを行う**整理としてはどうか。
- なお、その場合には事業者都合の契約解除と考えられるため、契約申込みに伴う保証金の返還に係る正当な理由があるとは認められない。

(参考：論点④－４) 論点②－４ 蓄電池募集プロセスⅠ期残容量の取扱い

第39回 系統ワーキンググループ（2022年5月24日） 資料5から抜粋

- 蓄電池募集プロセスⅠ期残容量は、それぞれの条件を遵守する代わりに早期に接続を認める条件の一つである。また、系統の安定化にも資する取組である。系統に資する接続を促すため蓄電池募集プロセスⅠ期残容量は継続することとしてはどうか。

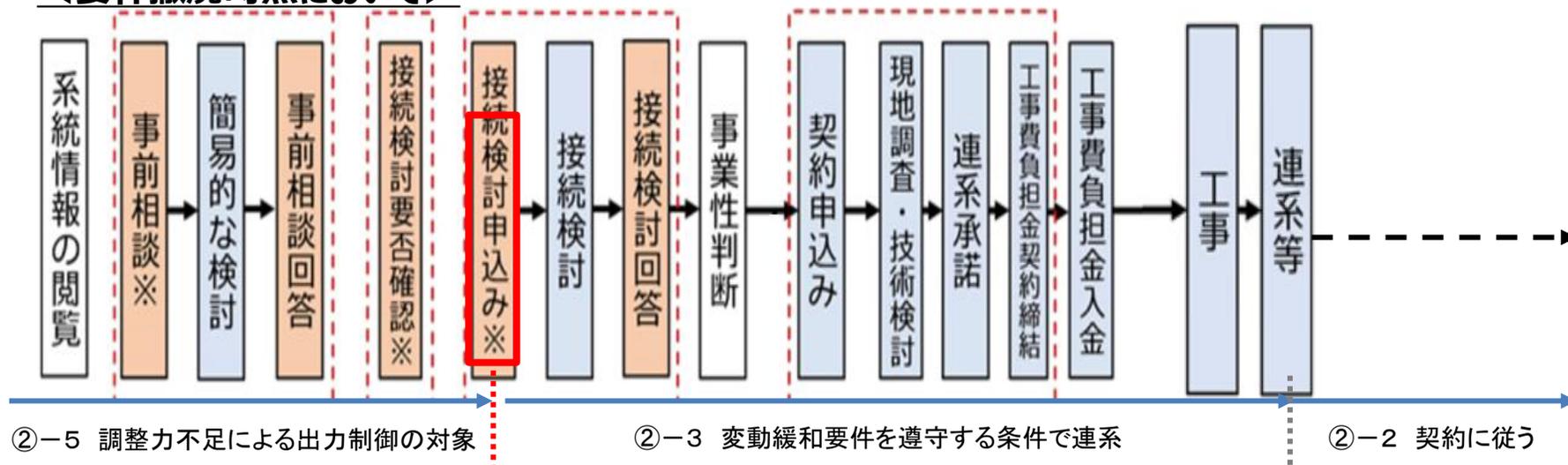
※連系済みの既存電源、系統アクセス手続き中の案件等で、 変動緩和要件下での接続を望まない案件について

- 要件撤廃後に接続検討を行った案件については、蓄電池等の併設が求められないこととなる。
- 連系済みの既存電源や、系統アクセス手続き中の案件についても、変動緩和要件下での接続を望まない場合には、2023年7月予定の要件撤廃後に新規案件として接続検討からやり直すことで、蓄電池等の併設なく接続できることとなる。
- なお、将来的には、リプレース等による契約更新でも同様の状況になると考えられる。
- 他方、確保していた系統容量やFITにおける調達価格等については、新たに契約を結ぶ手続きに伴い変更となる可能性がある点に留意が必要。

(参考：論点④－5) 論点②－5 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④－6 蓄電池募集プロセスⅡ期について

- 第29回及び第30回系統WGにおいて、Ⅰ期残容量プロセスの残余及びⅡ期については洋上風力に割り当てると整理している。
- なお、当該整理は、再エネ海域利用法における一般海域における区域指定・公募プロセスを前提としたものであり、また、洋上風力への割り当てに当たっては洋上風力の準備区域等が決まってくる中で状況を踏まえて検討が必要としていた。
- 現在、北海道本州間の地域間連系線の整備に向けた検討が進んでおり、また、洋上風力に関しては同じ海域における系統容量の重複確保等の非効率な確保を防ぐために、系統確保スキーム等の整理が進んでいる
- 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、その目的からすると要件撤廃後には必要ではなくなるため、**Ⅱ期については基本的には取りやめの方向で検討することとしつつ、2023年7月の要件撤廃までに、Ⅰ期募集プロセスの結果や、実際の調整力の導入状況等も踏まえた上で、具体的な時期を含め最終的な判断を行うこととしてはどうか。**

- 蓄電池募集プロセスについては、第Ⅰ期の60万kWの技術的な実証の後に、第Ⅱ期として40万kWを導入することをご議論いただいている。
- このような中、現段階で洋上風力の準備区域に指定されている2区域（北海道岩宇及び南後志地区沖・北海道檜山沖）について、系統の確保が課題の1つとなっているが、第Ⅰ期においてこれを対象とした場合、同じ海域において複数の事業者が重複する等、非効率な蓄電池枠の確保が行われる可能性がある。
- このため、**第Ⅰ期（残容量）については洋上風力以外の電源に対象を限定した上で、第Ⅱ期の40万kWを洋上風力の準備区域に割り当てることをもって系統の確保を認めてはどうか。**
※その際の具体的な運転開始時期については、第Ⅰ期の技術実証の結果以降と整理。
- また、**次回の第Ⅰ期（残容量）の募集により枠が残る場合には、活用が見込める洋上風力の準備区域に割り当てることとしてはどうか。**

(参考) 【論点①】蓄電池募集プロセスⅠ期残容量の対象について

- 前回の本ワーキンググループにおいて、蓄電池募集プロセスⅠ期残容量については洋上風力以外の電源に対象を限定した上で、Ⅱ期の40万kWを洋上風力の準備区域に割り当てることについてご議論頂いたところ、**検討を具体化する中で、対象について追加的な整理が必要となった。**
- 前回の本ワーキンググループにおける対象の整理では、洋上風力については、北海道において準備区域と整理されている区域でシステムの確保が課題になっている一方、Ⅰ期残容量の募集対象とした場合、同じ海域における別の事業者の重複確保等の非効率な蓄電池枠の確保が行われる可能性があるため、第Ⅱ期を割り当てることとした。
- 一方で、この整理は、再エネ海域利用法における一般海域における区域指定・公募プロセスを前提としたものであるため、**再エネ海域利用法に基づかない、港湾（港湾法第2条第3項に規定する港湾区域）における洋上風力の事業も存在することから、その場合はⅠ期残容量の募集対象としてはどうか。**

論点④－7 情報公開

- 現在、需給制約によって再エネの出力制御が発生する可能性がある場合には、事前に各一般送配電事業者のホームページにおいて、出力制御の見通し及び出力制御指示を公表している。
- 将来的に調整力不足による出力制御が生じる可能性については、調整電源及び自然変動電源の実際の導入量に大きく左右されるところ、**調整力不足による出力制御が発生する見込み等について、引き続き系統ワーキンググループにおいて、年一回程度、シミュレーション等を通じた情報提供を行うこと**としてはどうか。
- また、**仮に調整力不足による出力制御を実施する場合には、情報を公表すること等により発電事業者の予見可能性を確保する必要がある**と考えられるところ、大量導入小委における「変動電源の制御に係る制度面での課題」に関する議論も踏まえ、系統ワーキンググループにおいても**引き続き検討**することとしてはどうか。

(参考) 論点3 事前公表 (再エネの出力制御見通し)

- 現在、需給制約によって再エネの出力制御が発生する可能性がある場合には、事前に各一般送配電事業者のホームページにおいて、出力制御の見通し及び出力制御指示を公表している。
- **系統制約によって再エネの出力制御が発生する可能性がある場合においても、発電事業者の予見可能性を確保する観点から、需給制約時と同様に情報を公表することとしてはどうか。** ※作業時などによって発生する系統制約の場合などは除く

<再エネの出力制御見通し>

	出力制御			出力制御指示内容 (注6)	
	(参考) (注7)				
	4月15日 (金曜日) (注6)	4月16日 (土曜日)	4月17日 (日曜日)		
九州本土	当日指示予定	可能性あり	可能性あり	再_2022年度指示内容 (九州本土:4月14日更新) (212KB)	
離島	対馬	—	—	—	
	奄美	—	可能性あり	可能性あり	再_2022年度指示内容 (奄美:4月9日更新) (89KB)
	筑前	—	—	—	
	種子島	指示実施	可能性あり	可能性あり	再_2022年度指示内容 (種子島:4月14日更新) (55KB)
	奄美大島	—	—	—	
	高野島	—	—	—	
	徳之島	—	可能性あり	—	再_2022年度指示内容 (徳之島:4月7日更新) (84KB)
	沖永良部	—	—	—	
与論	—	—	—		

(注6) 離島ルール準拠事業者(オフライン制御)のうち、制御対象事業者さまへは電話及びメールで指示を行っています。 離島ルール準拠事業者(オンライン制御)及び指定離島ルール準拠事業者のうち、制御対象事業者さまへは、当日、制御スケジュールを配信します。
 ・「当日指示予定」は、当日の需給状況に応じて、オンライン制御可能な事業者さまへ出力削減を指示する可能性があることを表しています。
 ・「指示実施」は、離島ルール準拠事業者(オフライン制御)へ出力削減を指示したことが及び当日指示予定があることを表しています。

(注7) 当日の出力制御見通しは、需給状況の変動により変更となる場合があります。
 ・出力削減の可能性がない場合(上記「—」の場合)においても出力削減が必要となる場合があります。
 ・出力削減の可能性のある場合(上記「可能性あり」の場合)においても出力削減が不要となる場合があります。

(注8) 「出力制御指示内容」は、作業内に行った「再生可能エネルギーの需給調整見直し」に基づく出力制御に関する報告内容を掲載しています。(過去の出力制御見直しはこちら)

<再エネ出力制御指示に関する報告>

【再生可能エネルギーの固定価格買取制度】に基づく再エネ出力制御指示に関する報告

当社は、電力の安定供給確保の観点から、火力機抑制などの回避措置を行ったとしても、電気の供給量(発電出力合計)が、その需要量等(エリア需要予測、連系線運用容量)を上回ることが見込まれたことから、余剰電力を満たす発電事業者さまに対して、以下の内容で、出力抑制の指示等を行いました。

対象エリア:九州エリア 本土
2022年度実績
(4月14日現在) [万kW]

通し番号 (注1)	1	2	3	4
発 信 日	03/31(木)16時頃 (前日指示)	04/01(金)実績 (速報)	04/01(金)16時頃 (前日指示)	04/02(土)実績 (速報)
再エネ出力制御期間	04/01(金) 8時00分~16時00分	04/01(金) 10時30分~14時30分	04/02(土) 8時00分~16時00分	04/02(土)16時頃 (前日指示)
最大余剰電力発生時刻	12時30分 5	12時30分 5	12時30分 5	12時30分 5
再エネ出力制御量	0 ~ 176	110	0 ~ 283	130
エリア需要 (注2) ①	875	854	782	799
大容量蓄電池の充電・排水運転 (注3) ②	224	193	224	121
域外送電 (注4) ③	239	239	188	185
小 計	1,338	1,286	1,194	1,105
供給力 (注5) ④	1,514	1,396	1,477	1,235
(再掲)再エネ出力	(925)	(833)	(979)	(731)
再エネ出力制御必要量 (注6) ⑤	176	110	283	130

(注1) 前日に制御指示を行うものの、当日の需給状況により出力制御を実施しない場合もあるため、制御を実施した日数とは一致しない
 (注2) 最大余剰電力発生時刻におけるエリア需要
 (注3) 抽水発電等を最大限活用し、域外へ送電
 (注4) 関門連系線を最大限活用し、域外へ送電
 (注5) 優先給電ルールに基づき火力発電等を最大限抑制
 (注6) 最大削減相当を考慮した予想需給状況【当日見直し場合は、10時に公表】
 (注7) 専従バイオマスの出力制御なし
 ※ オフライン制御で確保する制御量

【特記事項】
 ・実績(速報)は制御量最大となる時間帯(出力制御がない場合は前日指示時間帯)
 ・再エネ出力制御量のうちオフライン制御量を超えるものは、需給状況を踏まえ、オンライン制御で対応
 (参考) 2022年1月末段階量 1,144万kW (太陽光:1,081万kW、風力:63万kW)

- 再エネ導入が進む中で、需給バランス制約や送電容量制約が顕在化すると、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、**事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが必要**。
- こうした出力制御の見通しについて、**発電事業者等が自らシミュレーションを行い**、その精度を高めるためには**必要な情報が各一般送配電事業者や電力広域的運営推進機関から適切に公開・開示されることが重要**。必要な情報については、これまで本小委員会において議論がなされてきた。

(公開)

- **需給情報**に関しては、**可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源種別にグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供**する方向で見直す予定。また、**火力の情報公開**については、**燃料種別で公開**^{※1}するよう見直す予定。ただし、燃料種別のリアルタイムでの情報公開は燃料調達に影響が及ぶ可能性があるため、**リアルタイムに近い時間軸では合算で公開、一定期間経過後（一ヶ月後頃）に燃料種別を公開**する方針。遅くとも2023年度中の公開を目指す。

(開示)

※1 燃料種別での公開が特定の発電所の需給実績となる場合を除く

- 現状、**個別電源に関する情報については、「出力制御量のシミュレーションに使用する」という目的を達成するため開示情報と整理**されており、過去の電源情報^{※2}の入手が可能である。他方、開示の目的を出力制御量のシミュレーションに限定せず拡大することは、データの権利制度の違いを考慮する必要も無いため、まずは**社会理解の増進に向け、再エネや需給ひっ迫等に関する分析を可能とするため、学術や公益的な目的においても、情報を開示できるように整理してきた**。

※2 情報更新日から起算した3～14か月前の1年間が開示

注 学術や公益的な目的においても、秘密保持契約を締結のうえ、利用者・利用目的を限定したうえの開示であり、研究成果等の公表により情報提供者へ損害を生じさせた場合の責は、公表した開示請求者が負うことに留意が必要

公開情報…一般送配電事業者及び配電事業者が、ウェブサイト等において公開する系統情報

開示情報…一般送配電事業者及び配電事業者が、開示請求者と秘密保持契約を結ぶこと等により、利用者・利用目的を限定した上で開示する系統情報