

北海道における調整力に関わるシミュレーション結果について

2023年12月6日

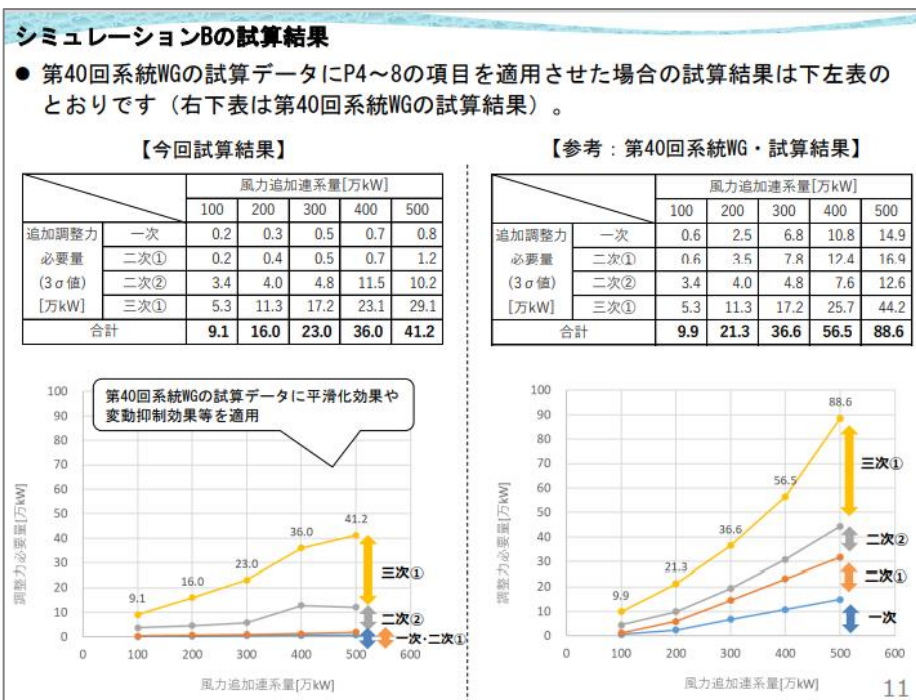
北海道電力ネットワーク株式会社

本日のご報告内容

- 第45回系統WGでは、2021年度実績を基に平滑化効果等を反映した上で、風力発電の追加導入量に応じた将来の調整力必要量を試算し、風力発電を100万kW追加的に系統連系するごとに、必要となる調整力をご報告しました（左下図参照）。
- 第48回系統WGでは、最新の接続検討申込状況や需給実績を踏まえ、複合約定や連系線による広域調達をシミュレーションも組み込むことが提案されました（右下図参照）。
- 本日は、このシミュレーションの結果をご報告いたします。

【第45回系統WG・シミュレーション】

【更なるシミュレーションの精緻化】



反映項目	概要
①平滑化効果	変動電源の導入が拡大すると、出力変動に平滑化効果が働き、設備容量に対する変動割合は小さくなる。
②変動抑制効果	需給バランス要因で出力制御が発生した場合、変動電源に対する調整力必要量が減少する。
③解列枠	火力3台以下で解列することを条件に連系 今回追加
④実績年度	需給実績等を2022年度実績に更新
⑤複合約定	複合約定3σを考慮
⑥連系線	調整力の広域調達を考慮

調整力の必要量について

第48回系統WG資料（2023年10月16日）

- 広域機関の委員会において調整力の効率的な調達について検討がなされているが、前日段階で必要な場合には、複合約定による3 σ 相当まで追加調達することとなっていることから、シミュレーションにおける調整力の必要量としては、**複合約定を考慮した3 σ 相当値**としてはどうか。
- これらの前提を踏まえ、北海道電力ネットワークにおいて調整力必要量に係るシミュレーションを実施いただき、結果について今年度中に御報告いただくこととする。

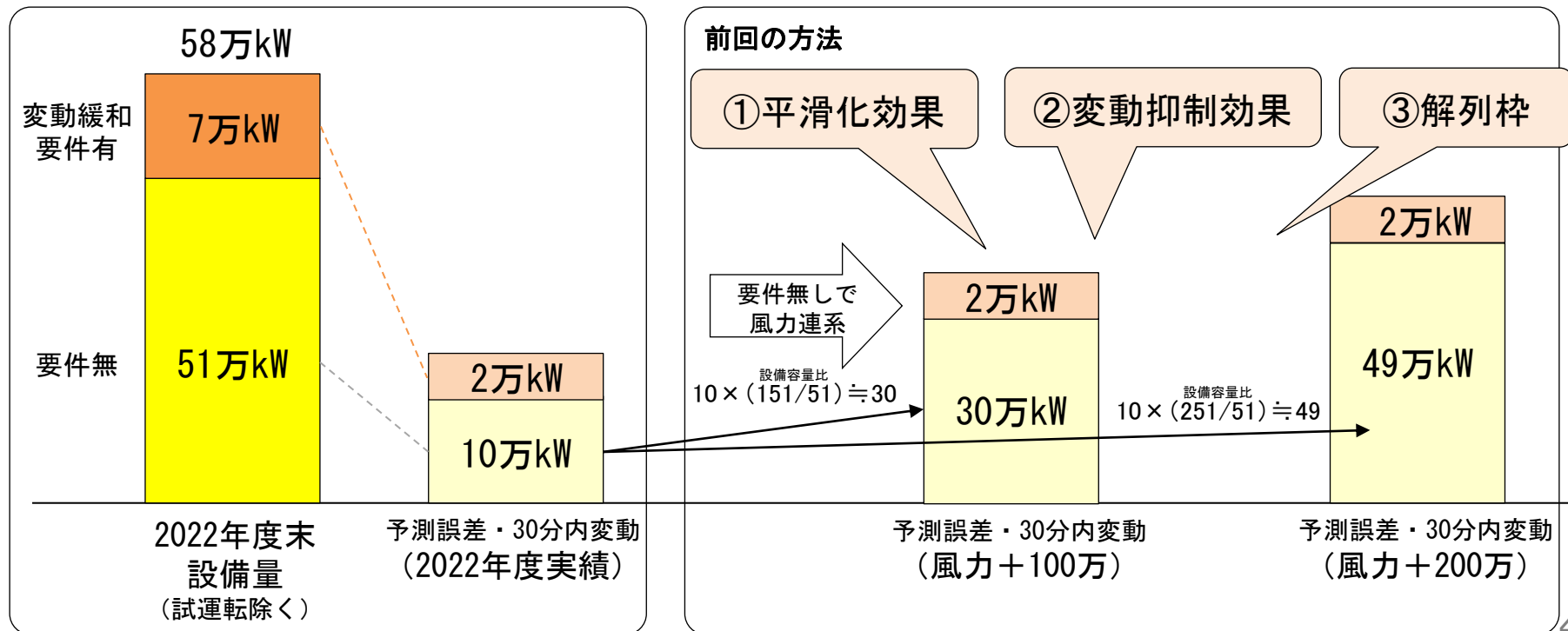
	シミュレーション諸元
必要調整力量	需給調整市場の商品毎に定められた必要な調達量の算出方法 (複合約定 3 σ 相当値)
検討断面	将来的な風力の追加導入を見越した感度分析
需要変動	2022年度実績に基づく
風力発電出力	接続検討申込状況等を踏まえて適切な範囲を設定
太陽光発電出力	2022年度実績に基づく
結果	商品区分毎に、各月の商品ブロック毎に示し、供出可能な調整力量と比較する
備考	以下の要素を考慮 ・平滑化効果 ・需給バランスによる出力制御の変動抑制効果 ・連系線による広域調達

シミュレーションの検討条件（調整力必要量）

- 検討条件の詳細は以下のとおりです（実績年度以外は第45回系統WGと同様）。

- ✓ 2022年度におけるエリア需要、太陽光発電、風力発電の実績を基に、風力発電が変動緩和要件無しで連系拡大した場合に追加的に必要となる調整力を試算。
- ✓ 調整力必要量の評価は、需給調整市場の商品毎（一次、二次①、二次②、三次①）とし、風力発電連系量をパラメータとする（2022年度末設備量比+100万kW、+200万kW、…、+500万kW）。
- ✓ 風力発電の予測誤差と30分内変動は、変動緩和要件有（蓄電池併設）を除いた2022年度実績より推計した後、変動緩和要件有の実績を加算し算定。
- ✓ これらに平滑化効果、変動抑制効果、解列枠を反映。

※下図は算定方法の概略示したものであり、予測誤差の数値は仮値



①平滑化効果の反映 (1/3)

- 現在、北海道エリアには約58万kW（2022年12月末時点）の風力発電が連系されており、その多くが日本海側に広く分散し立地しています（左下図）。
- NEDO様の委託調査事業の一環として、上記の地理的条件を踏まえた風力発電の平滑化効果に関する調査が実施され、本年2月にその検証結果が公表されました。
- 今回のシミュレーションでは、検証結果報告の提案に従い、年間で変動が最大となる11月の近似式を代表曲線として採用しています（右下図）。

2023年2月20日
自然変動電源（風力発電）の平滑化効果の検証（一部加工）
https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100150.html

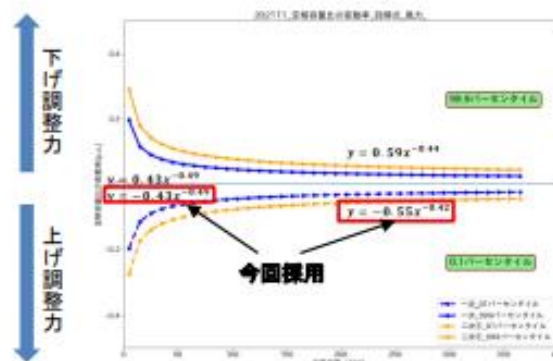
風力発電サイトの地理的關係

- 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。
- 市町村別を集計しているため、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。



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。



①平滑化効果の反映 (2/3)

- 前頁の近似式（一次： $y = -0.43x^{-0.49}$ ，二次①： $y = -0.55x^{-0.42}$ ）を適用した場合の平滑化効果は下表のとおりです。
- 今回、平滑化効果を反映することにより、風力発電の変動（一次・二次①）は、設備容量比に対して30%～60%に減少しています。
- ただし、本効果はこれまでと同程度の規模の風力が北海道エリアに偏在することなく連系した場合を条件としており、洋上風力のように大規模風力が一箇所に連系する場合は、下表の平滑化効果は期待できません。
- なお、NEDO様の検証結果のまとめ資料では、二次②・三次①の予測誤差は平滑化効果の対象外となっています。

	① a	② b	③ x (MW) 風力連系量	④ y (%) = $a \cdot x^b$	⑤ y (MW) = $④ \cdot x$	580MWの変動 に対する比率	580MWに対する 設備容量比
一次	-0.43	-0.49	580	-1.9%	-11.0	—	—
			1,580	-1.2%	-18.4	(18.4/11.0) 1.7	2.7 = 1,580/580
			2,580	-0.9%	-23.6	2.1	4.4
			3,580	-0.8%	-27.9	2.5	6.2
			4,580	-0.7%	-31.7	2.9	7.9
			5,580	-0.6%	-35.0	(35.0/11.0) 3.2	9.6 = 5,580/580
二次①	-0.55	-0.42	580	-3.8%	-22.0	—	—
			1,580	-2.5%	-39.4	(39.4/22.0) 1.8	2.7
			2,580	-2.0%	-52.4	2.4	4.4
			3,580	-1.8%	-63.3	2.9	6.2
			4,580	-1.6%	-73.1	3.3	7.9
			5,580	-1.5%	-81.9	(81.9/22.0) 3.7	9.6

【参考】第45回系統WGで追加した項目

①平滑化効果の反映 (3/3)

● 平滑化効果の反映方法は以下のとおりです。

- ① 2021年度の風力変動実績を基に、風力に対する調整力必要量（1分値）を算定。
- ② ①に風力連系量に応じた係数（P5赤枠の比率：+100万kWは一次1.7、二次①1.8、+200万kWは一次2.1、二次②2.4、…）を乗じることにより、風力を導入拡大した場合の調整力必要量（1分値）を推計。
- ③ 2021年度の太陽光と需要変動による調整力必要量（1分値）を算定。
- ④ ②と③の合算値を統計処理し、風力の平滑化効果および太陽光と需要変動を反映した各月各ブロックの調整力必要量を算定。

①風力の調整力必要量



	風力 MW	調整力必要量	
		一次	二次①
0:00:00	347	-6	2
0:01:00	346	-5	3
0:02:00	344	-3	3
0:03:00	340	1	2
0:04:00	332	10	2
⋮	⋮	⋮	⋮

P5赤枠の比率を乗算
(+100万kWは1.7倍) × 1.7、2.1…



	調整力必要量	
	一次	二次①
0:00:00	-9	4
0:01:00	-9	4
0:02:00	-6	5
0:03:00	2	4
0:04:00	17	3
⋮	⋮	⋮

③太陽光・需要変動の調整力必要量



	需要・太陽光 MW	調整力必要量	
		一次	二次①
0:00:00	3,101	-13	3
0:01:00	3,107	-9	6
0:02:00	3,143	27	8
0:03:00	3,149	35	8
0:04:00	3,137	22	10
⋮	⋮	⋮	⋮

※P5の平滑化効果は、風力を対象としているため、残余需要（需要・太陽光・風力の変動が混在）から風力の変動を抽出した後に、平滑化効果を反映させる必要があります。

合算

②+③

	調整力必要量	
	一次	二次①
0:00:00	-23	7
0:01:00	-17	11
0:02:00	22	13
0:03:00	37	12
0:04:00	39	13
⋮	⋮	⋮

合算

1分値を各月各ブロックで統計処理

ブロック	月											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
1	9	9	9	8	8	8	8	9	11	11	9	8
2	8	8	8	8	8	8	8	9	10	9	8	8
3	10	10	9	8	9	9	9	9	10	9	9	9
4	10	9	7	8	8	8	8	8	10	10	10	10
5	11	11	10	9	9	10	11	12	11	10	10	10
6	9	9	8	8	8	9	9	11	12	12	11	9
7	7	7	7	6	6	6	8	9	9	9	9	9
8	9	8	9	8	8	8	8	9	10	10	9	8

②風力を導入拡大した場合 (+100万kW…)

④全体の調整力必要量 (各月各ブロック)

②変動抑制効果の反映

- 風力の導入拡大にともない出力制御量の増加が想定されるため、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（変動抑制効果）を検討しました。
- 変動抑制効果の反映方法は以下のとおりです。

【30分内変動（一次・二次①）】

- ① GC時点で予測される火力分担負荷が、マストラン3台の最低出力を下回るコマを出力制御必要と判定。
- ② 出力制御が不要なコマは、これまでどおり、残余需要（需要・太陽光・風力の変動）に対する調整力必要量を算出。
- ③ 出力制御が必要なコマは、風力・太陽光の変動はないものと仮定※し、需要変動のみに対する調整力必要量を算出。
※実際は、出力制御が必要なコマであっても、再エネ変動が発生する場合がある。

出力制御なし



残余需要変動

調整力必要量20



出力制御あり



需要変動のみ

調整力必要量5

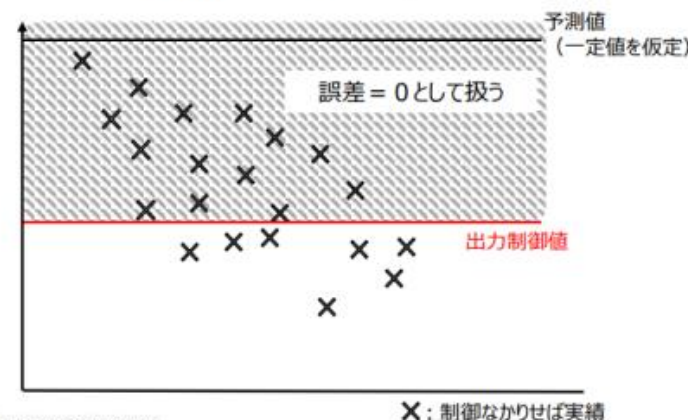


【予測誤差（三次①・二次②）】

- ① GC時点で予測される火力分担負荷が、マストラン3台の最低出力を下回るコマを出力制御が必要と判定（出力制御量は火力分担負荷がマストラン3台の最低出力を下回る量）。
- ② 出力制御が必要なコマについては、再エネ出力が出力制御値を上回る場合に再エネ予測誤差をゼロとする。

2022年4月12日
第72回調整力等委員会・資料3

【予測誤差のイメージ図】



③解列枠

- 北海道エリアには、調整力として期待できる火力発電機の並列台数が3台以下となる場合、解列を条件に連系している風力発電所が2箇所（計5万kW）あります。
- 本シミュレーションで火力の並列台数が3台以下となる時間帯に、風力に対する一次～三次①のそれぞれの必要量に係数※を乗じることにより、解列枠相当の調整力必要量を減少させています。

※+100万kWの場合の係数は約97%
 （解列枠除きの風力設備量153万kW／エリア風力導入量158万kW≒97%）

2. 風力発電の接続可能量

2016年10月14日
 第8回系統WG・資料3

【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		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	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



【参考】出力変動緩和要件不要とした接続検討申込状況

- 本年7月1日に、出力変動緩和要件を不要とした接続検討の受付を開始。
- 11月15日時点の申込状況は以下のとおりです。

【出力変動緩和要件不要とした接続検討申込状況※】

電源種別	件数	最大受電電力
太陽光発電	119件	284万 k W
風力発電	100件	455万 k W
合計	219件	739万 k W

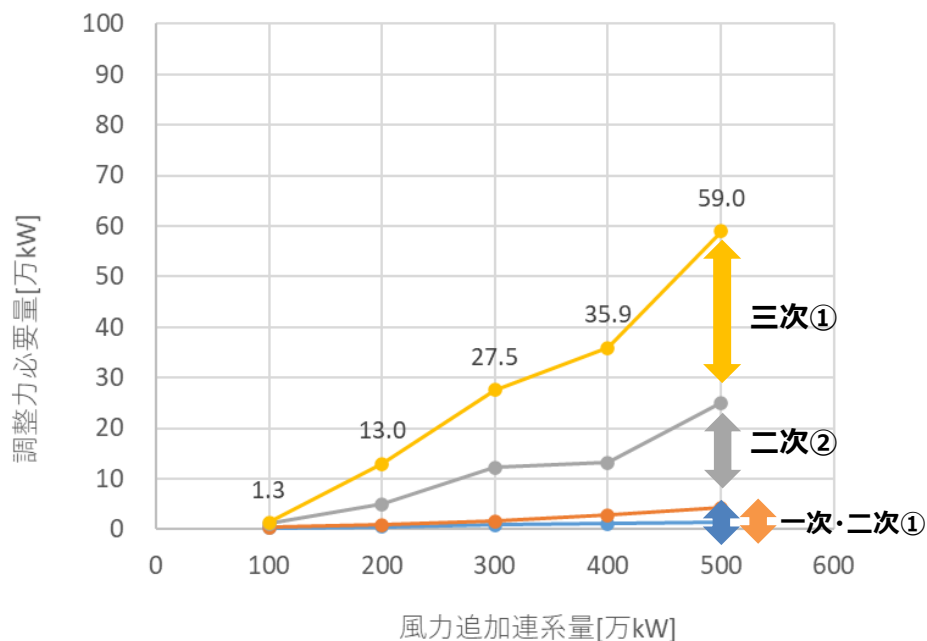
※ 接続検討申込書類の事前確認中を含む

調整力必要量に関するシミュレーション結果

- 2022年度実績を基に試算したシミュレーション結果は下左表のとおりです。
(右下表は第45回系統WG・2021年度実績の試算結果)
- 実績年度の違いから前回より調整力必要量が増加していますが、概ね同様の傾向が得られています。

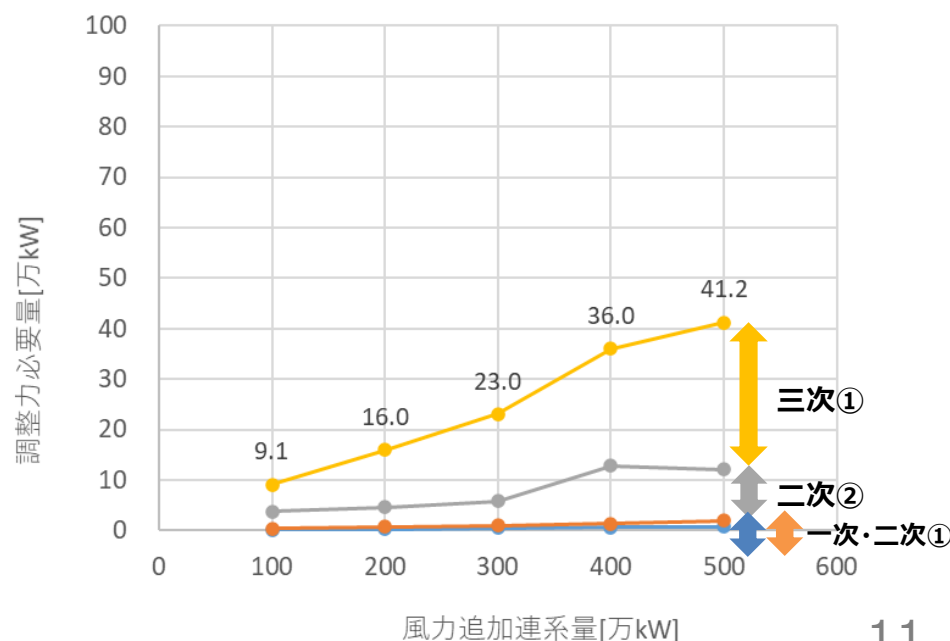
【今回試算結果】

		風力追加連系量[万kW]				
		100	200	300	400	500
追加調整力 必要量 (3 σ 値) [万kW]	一次	0.3	0.5	0.8	1.1	1.4
	二次①	0.2	0.4	0.7	1.7	2.9
	二次②	0.7	4.1	10.6	10.4	20.8
	三次①	0.2	8.0	15.3	22.7	33.9
合計		1.3	13.0	27.5	35.9	59.0



【参考：第45回系統WG・試算結果】

		風力追加連系量[万kW]				
		100	200	300	400	500
追加調整力 必要量 (3 σ 値) [万kW]	一次	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8
	二次①	0.2	0.4	0.5	0.7	1.2
	二次②	3.4	4.0	4.8	11.5	10.2
	三次①	5.3	11.3	17.2	23.1	29.1
合計		9.1	16.0	23.0	36.0	41.2



【参考】風力設備量増加により二次②が減少する理由（今回：300→400万kW、前回：400→500万kW）

- 二次②は前コマと現コマの誤差の差、三次①は連続的に発生する誤差を対象としています（右下図）。
- +300万kWから、需給バランス要因の出力制御（変動抑制効果）により、N～N+2コマの三次①が抑制されたものの、出力制御が発生していないN+3コマの誤差が、前コマとの差分となり二次②が増加しました（左下図）。
- また、+400万kWではN+3コマでも出力制御が発生し、+300万kWで計上された二次②に変動抑制効果が働き、二次②の必要量が減少しました。 ※左下図は、分かり易さを優先し極端な例を示したもの。対象コマや誤差量等は実際の試算結果と異なります。

【二次②増減の例】

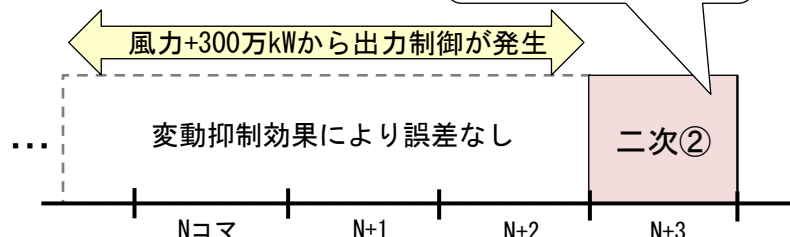
風力+200万kW

連続的な誤差として
三次①が必要



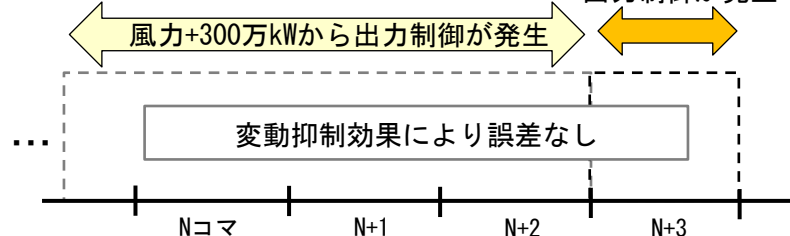
風力+300万kW

誤差の差分として
二次②が必要



風力+400万kW

風力+400万kWから
出力制御が発生



【予測誤差・二次②三次①の考え方】

2019年11月5日

第14回需給調整市場検討小委員会・資料2

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		残余需要 元データ※1 - 残余需要※1 10分周期成分※2
二次①		残余需要※1 10分周期成分※2 - 残余需要※1 30分周期成分※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)

調整力供出量の考え方（複合入札）

- 第22回需給調整市場検討小委員会の整理に従い、火力は応札可能量が最も大きい三次①に入札した上で、一次・二次①②をその内数として扱います。
- kWh制約がある純揚水と蓄電池は一次・二次①の複合商品とし、混合揚水（3台）は二次②※への入札とします。 ※三次①は継続時間により入札困難と判断し、二次②のみの入札とした。

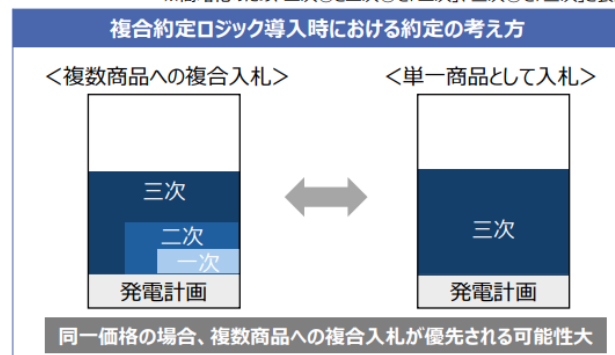
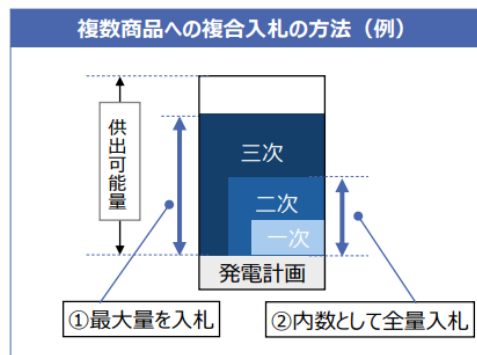
【第22回需給調整市場検討小委員会（2021年3月30日）】

複数商品へ複合入札する場合の考え方について

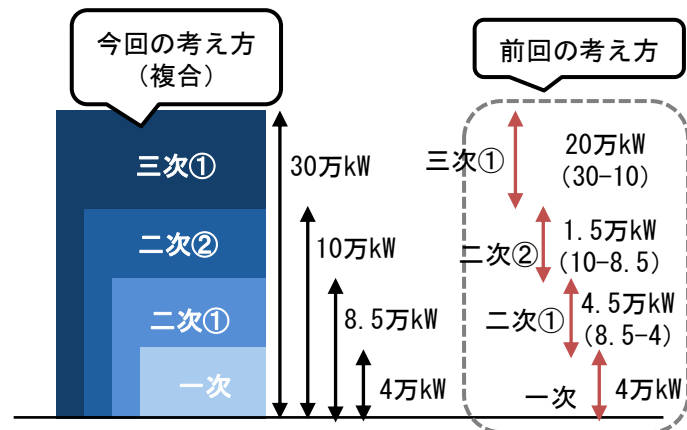
11

- 単一のリソースで複数商品に入札することが可能なリソースについては、発電計画として発電することが確定している領域を除いたΔkWとして供出可能な範囲において、各商品を入札することになる。
- その際、複数商品への複合入札を実施する方法としては、当該リソースにおける応札可能量が最も大きな商品を入札したうえで、他の商品はそれぞれを内数として全量入札する（例：三次①の内数として、二次・一次を入札する等）ことを基本としてはどうか。
- なお、複合約定ロジックの導入を前提とした入札ケースを想定すると、単一リソースで複数商品に入札可能なリソースは「複数商品への複合入札」または「単一商品への入札」の2つの入札方法から選択することが可能となるが、複数商品への複合入札単価と、単一商品への入札単価が同額の場合は、調達量の低減によりさらなる調達コスト低減が図れることから、前者が優先して約定される可能性が高くなる。

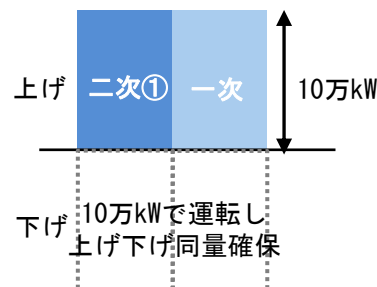
※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記



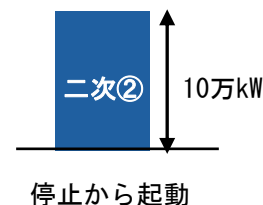
【火力の例】



【純揚水の例（発電）】



【混合揚水の例】



調整力供出量の考え方（連系線活用）

<一次・二次①>

- 直流設備の制約を踏まえた調整力の広域運用可能な範囲を考慮すると北本連系設備は広域運用の対象外となります。⇒ 一次・二次①は連系線活用なし。

<二次②・三次①>

- 第90回制度設計専門会合で報告された卸電力市場向けに残す連系線容量（ β ）から、需給調整市場の連系期待量を算定しました（算定方法は下図参照）。北本連系設備の段差制約を考慮し、広域調達は15万kWが上限となります。⇒ 二次②・三次①は連系線容量 β を考慮

（参考）連系線容量（ β ）の見直し（案）

2023年9月 第89回制度設計専門会合
資料8 一部加工

■ β を増加させるブロック ■ β を減少させるブロック □ β の増減なし ■ 2019年度において β 値の設定なし

月	ブロック	北海道→東北	東北→東京	東京→中部	中部→北陸	中部→関西	北陸→関西	関西→中国	関西→四国	中国→四国	中国→九州										
4	1	100%	100%	26%	0%	100%	0%	100%	68%	0%	0%	47%	36%	100%	4%	34%	0%	100%			
	2	100%	0%	100%	36%	29%	100%	0%	100%	25%	100%	62%	0%	0%	84%	0%	100%	5%	32%	0%	100%
	3	100%	100%	100%									89%	0%	100%	0%	77%	0%	100%		
	4	100%	100%	100%									84%	0%	100%	0%	100%	0%	100%		
	5	100%	100%	100%									96%	0%	100%	3%	100%	0%	100%		
	6	100%	100%	100%									90%	0%	100%	0%	100%	0%	100%		
	7	100%	0%	100%	0%	35%	100%	0%	100%	34%	100%	87%	0%	0%	56%	0%	100%	0%	57%	0%	100%
	8	100%	0%	100%	0%	25%	100%	0%	100%	46%	100%	97%	0%	0%	45%	0%	100%	7%	57%	0%	100%
5	1	100%	52%	90%																0%	100%
	2	100%	76%																	0%	100%
	3	100%	100%	100%																0%	100%
	4	100%	100%	100%																0%	100%
	5	100%	100%	100%																0%	100%
	6	100%	97%	100%																0%	100%
	7	100%	2%	85%	0%	0%	100%	0%	55%	25%	88%	56%	29%	0%	43%	0%	100%	0%	10%	0%	100%
	8	100%	39%	100%	0%	0%	100%	0%	62%	27%	100%	52%	53%	0%	42%	0%	91%	0%	0%	0%	100%
6	1	99%	100%	100%	33%	49%	100%	0%	100%	0%	100%	38%	10%	0%	59%	0%	100%	0%	76%	0%	100%
	2	93%	100%	100%	50%	70%	100%	0%	100%	0%	100%	38%	0%	0%	56%	34%	100%	4%	76%	0%	100%
	3	85%	100%	100%	0%	67%	100%	0%	100%	13%	100%	40%	0%	0%	99%	45%	100%	9%	97%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	28%	100%	0%	79%	93%	100%	44%	11%	0%	98%	0%	100%	7%	76%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	17%	100%	0%	100%	52%	100%	46%	36%	0%	98%	0%	100%	15%	79%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	35%	100%	0%	100%	0%	100%	53%	21%	0%	100%	0%	100%	0%	90%	0%	100%
	7	100%	1%	100%	6%	9%	100%	0%	0%	0%	100%	51%	0%	0%	71%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	8	100%	100%	100%	0%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	46%	0%	0%	60%	0%	100%	0%	87%	0%	100%
7	1	100%	100%	93%	0%	48%	100%	0%	100%	0%	100%	48%	31%	0%	58%	0%	100%	0%	80%	0%	100%
	2	100%	96%	100%	0%	69%	100%	0%	100%	0%	100%	44%	17%	0%	52%	0%	100%	0%	65%	0%	100%
	3	76%	100%	100%	0%	89%	100%	29%	100%	100%	100%	44%	32%	0%	97%	0%	100%	0%	89%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	61%	100%	48%	100%	100%	100%	42%	30%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	5	96%	100%	100%	0%	77%	100%	81%	100%	100%	100%	56%	26%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	11%	100%	0%	100%	0%	100%	55%	34%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	7	100%	25%	100%	0%	19%	100%	0%	100%	0%	100%	51%	22%	0%	65%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	8	100%	100%	100%	0%	36%	100%	0%	100%	0%	100%	49%	30%	0%	60%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
8	1	88%	100%	100%	0%	64%	100%	0%	100%	98%	100%	100%	0%	0%	53%	0%	100%	0%	67%	0%	100%
	2	87%	100%	100%	0%	75%	100%	71%	67%	100%	100%	94%	0%	0%	46%	0%	100%	0%	23%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	68%	100%	0%	100%	97%	100%	100%	3%	0%	70%	0%	100%	0%	78%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	37%	100%	100%	100%	100%	100%	76%	0%	0%	78%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	35%	100%	0%	100%	100%	100%	91%	0%	0%	80%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	8%	100%	0%	100%	0%	100%	93%	0%	0%	79%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	7	100%	12%	100%	0%	9%	100%	0%	100%	0%	100%	100%	0%	0%	74%	0%	100%	0%	86%	0%	100%
	8	99%	100%	100%	0%	63%	100%	0%	100%	0%	100%	98%	0%	0%	63%	0%	100%	0%	86%	0%	100%
9	1	58%	100%	100%	0%	10%	100%	21%	100%	11%	100%	79%	34%	0%	78%	0%	100%	0%	84%	0%	100%
	2	39%	100%	100%	0%	35%	100%	23%	100%	60%	100%	74%	35%	0%	76%	0%	100%	0%	77%	0%	100%
	3	49%	100%	100%	0%	73%	100%	0%	100%	71%	100%	86%	65%	0%	98%	0%	100%	0%	93%	0%	100%
	4	67%	100%	100%	0%	100%	100%	57%	100%	100%	100%	52%	67%	0%	100%	0%	100%	0%	99%	0%	100%
	5	96%	100%	100%	0%	80%	100%	11%	100%	100%	100%	60%	63%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	20%	100%	2%	100%	33%	100%	66%	64%	0%	99%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	7	92%	100%	93%	0%	0%	100%	0%	100%	46%	100%	75%	61%	0%	98%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
	8	58%	100%	97%	0%	21%	100%	0%	100%	31%	100%	75%	56%	0%	93%	0%	100%	0%	100%	0%	100%

100%のブロックは連系線活用なし。

例えば、5月2ブロックは連系線期待分として8.6万kWを調整力供出量に加算
(連系線容量90万kW・年平均マージン54万kW) × (100%-76%)

第90回制
(2)

100%のブロックは連系線活用なし。

例えば、5月2ブロックは連系線期待分として8.6万kWを調整力供出量に加算
(連系線容量90万kW・年平均マージン54万kW) × (100%-76%)

第90回制度設計専門会合・資料8
(2023年10月31日)

※赤字は下限値10%以下のブロック。ここは下限値10%の設定によって10%になる。

調整力供出量の考え方（系統用蓄電池）

- 本シミュレーションでは、現在多数の申込を受けている系統用蓄電池の調整力を反映します。計上の考え方は以下のとおりです。
 - ✓ 2023年5月末時点で約320万kW（129件）の申込を受けていますが、このうち「接続契約申込済み（44.8万kW、19件）」の半分（22.4万kW）を調整力に計上（残りの半分は調整力市場ではなくスポット市場に活用すると仮定）。
 - ✓ 蓄電池はkWh制約があるため、継続時間の長い二次②三次①への入札は行わず、一次・二次①の複合商品として扱います。

（参考）エリア別の系統用蓄電池の接続検討等の受付状況

＜接続検討等の受付状況＞

（単位）上段：件
下段：万kW

2023.1末	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
接続検討受付	107 251.3	50 101.5	222 140.4	27 63.8	8 12.6	25 48.6	7 17.2	2 3.8	134 239.5	-	582 878.7
接続契約申込 受付	14 29.9	4 10.2	3 12.1	3 1.5	-	2 4.8	2 0.7	-	10 7.5	-	38 66.8
連系済	-	-	-	1 0.0	-	-	-	-	2 0.2	-	3 0.3
合計	121 281.2	54 111.7	225 152.5	31 65.3	8 12.6	27 53.4	9 17.9	2 3.8	146 247.3	-	623 945.8

注1 2023.1末時点のデータを各一般送配電事業者において集計（東京電力PGと九州電力送配電は2023.2.9時点）

2023.5末	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
接続検討受付	110 274.8	65 122.8	245 197.4	43 76.0	10 18.1	40 96.5	14 29.2	5 9.5	190 364.7	-	727 1208.1
接続契約申込 受付	19 44.8	5 10.4	29 13.0	5 10.7	-	3 5.0	1 0.2	1 1.2	26 26.4	-	89 111.7
連系済	-	-	-	-	-	-	-	-	3 0.4	-	4 0.5
合計	129 319.6	70 133.2	274 210.4	48 86.8	10 18.1	43 101.6	15 29.3	6 10.6	219 391.6	-	820 1320.3

接続契約申込済みの半分（22.4万kW）
が調整力に活用されると仮定。

注2 2023.5末時点のデータを各一般送配電事業者において集計（九州電力送配電は2023.6末時点）

注3 高圧以上について集計

注4 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注5 接続検討受付した案件がすべて連系まで至るわけではないことに留意が必要

第47回系統WG資料（2023年8月3日）

調整力供出量の考え方（調整力不足時の対応（電源の追加起動））

- 第32回需給調整市場検討小委員会において、必要な Δ kWが調達できない場合、余力活用契約による電源の追加起動を認めると整理されています。
- このため、本シミュレーションでは、連系線と系統用蓄電池を活用しても調整力不足が解消されない場合は、メリットオーダーにて火力電源の追加起動を実施し、その調整力増分を反映します。

必要な Δ kWが市場で調達できない場合における追加起動について

35

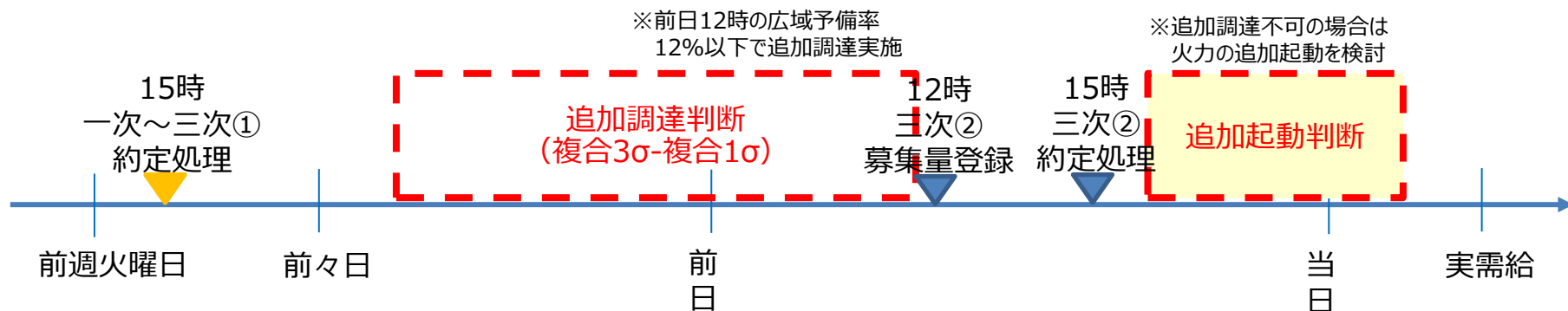
- 必要な Δ kWが市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 Δ kW未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのは論点の一つ。
- この点、 Δ kW未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は Δ kW調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対す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。

【参考】2024年度以降の調整力調達

- 第40回需給調整市場検討小委において、2024年度以降の調整力調達について以下のとおり整理されています。
 - ✓ 前週に1 σ を調達する二次②・三次①および複合必要量は、調整力不足が見込まれる場合には追加調達を行い、三次②と合わせて一括調達する。
 - ✓ 追加調達の判断基準（閾値）は、前日12時前における各コマの最新の広域予備率が12%を下回ることとし、2024年度以降の実績を都度確認し、仮に問題が生じた場合は速やかに見直しを行う。

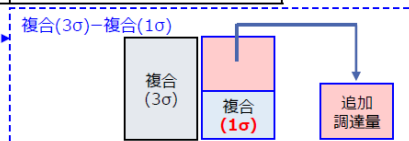


追加調達がない場合	
必要量	調達量
三次② (3 σ)	三次② (3 σ)

追加調達が
必要な場合

追加調達がある場合	
必要量	調達量
三次② (3 σ)	追加調達量 三次② (3σ)

三次②として
調達



第38回需給調整市場検討小委員会
資料2を一部加工（2022年4月26日）

調整力必要量の評価条件

- 火力分担負荷※に応じた運転火力ユニットと揚水発電（可変速純揚水2台、混合揚水4台）の運用を下図のとおり想定し、需給調整市場に供出可能な調整力を試算しました。※ エリア需要から太陽光・風力・水力等の発電実績を差引いた火力発電が分担する負荷
- 例年の実績を踏まえ、火力の作業停止を以下のとおり反映し、その期間は当該ユニット1台分の調整力は供出不可としています。
 - ✓ 4月～7月：70万kW大型火力の作業停止
 - ✓ 8月～3月：35万kW中型火力の作業停止

火力分担負荷 ※8月～3月の場合	運転火力ユニット	揚水発電		蓄電池
		可変速純揚水	混合揚水	
0～70万kW	マストラン3台（LNG・石炭・石油）	2台 ※昼間揚水・夜間発電を想定	3台 ※作業等により1台停止を想定	<弊社所有> 1.5万kW <系統用> 22.4万kW
70～93万kW	+石炭1台			
93～105万kW	+石炭1台			
105～116万kW	+石油1台			
116万kW以上	+石油1台（最大7台）			

【参考】火力機の起動時間

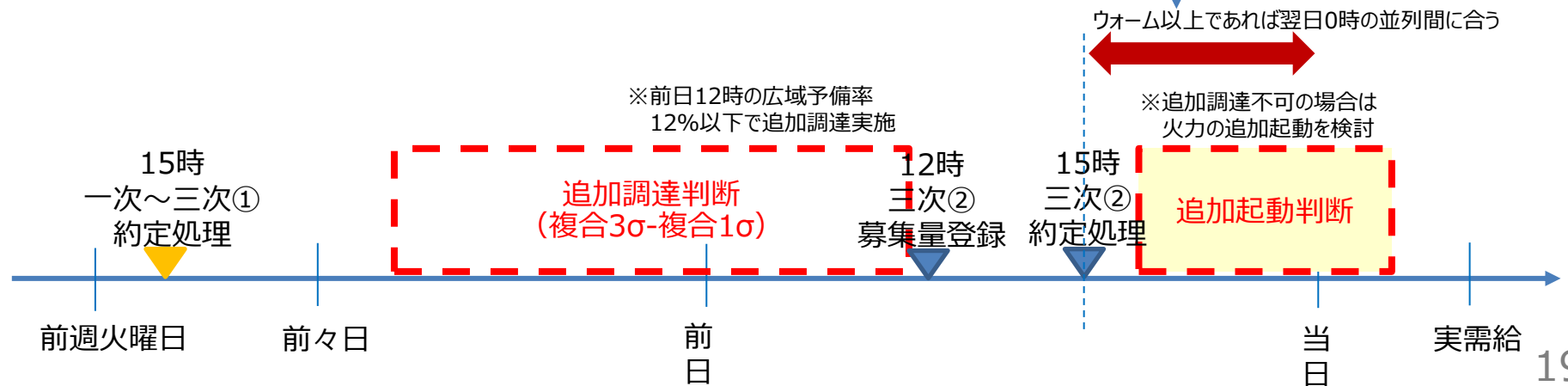
- 火力機の起動時間はボイラおよびタービンの状態（温度等）により大きく変わります。
- 一般的に、前回運転から停止時間が長くなるほど、起動に長時間を要し、下表のとおり停止時間により3つの起動モード（ホット、ウォーム、コールド）に区別されます。
- ユニットの状態次第ですが、前日15時の三次②の約定結果後に起動要請するスケジュールを考慮すると、起動時間が約8時間であるウォームであれば翌日0時の実需給に間に合いますが、起動に数十時間要するコールドでは調整力不足の時間帯に並列できないことが想定されます。

※週間調達の商品についても2026年度以降に前日調達とすることが議論中

【火力機の起動時間】

起動モード	停止時間	点火準備～並列～100%負荷
ホット	8時間未満	約4時間
ウォーム	8～32時間	<u>約8時間</u>
コールド	32時間以上	<u>約24時間</u>

※表内の時間は目安であり、ユニットの燃料種別や機器状態によって増減することに留意。



調整力必要量の評価

- P11の調整力必要量の増分について、各月の商品ブロック毎に調整力必要量を示した詳細版は以下のとおりです。

【各月各ブロックの調整力必要量】

[illegible]

調整力過不足の評価①（2022年度実績、複合約定を反映）

- 前頁の必要調整力と調整力供出量（2022年度実績と複合約定を反映）を比較した調整力過不足状況は以下のとおりです。※赤色が調整力が不足しているブロック
- +100万kWから不足が発生していますが、P14～15に従い、一次と二次①は系統用蓄電池、三次①は連系線活用による調整力増分を反映します。

【各月各ブロックの調整力過不足状況】

[万kW]		2022年度時点 (58万kW)												+100万												+200万												+300万												+400万												+500万																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
		4月 5月						～						3月						4月 5月						～						3月						4月 5月						～						3月						4月 5月						～						3月																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
一次	:	0:00～3:00	24	19	22	26	27	25	25	24	25	25	24	24	24	17	19	19	21	25	20	23	24	25	25	24	24	17	18	19	20	20	19	18	18	22	25	23	17	17	18	19	20	20	19	18	17	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	

※表内の数値は、供出可能な調整力から調整力必要量を差引いたものであり
 プラスは充足、マイナスは不足を示す。

調整力必要量が供出可能量を上回るブロック

調整力過不足の評価②（系統用蓄電池、連系線活用を反映）

- 前頁に追加して系統用蓄電池、連系線活用を反映した調整力過不足状況は以下のとおりであり、点線内の調整力が不足するブロックが減少しています。
- +100万kWから不足が発生していますが、P16の対応に従い、火力電源の追加起動を実施します。
- ただし、火力機の状態によっては並列まで数十時間要する場合があるため、前日15時の三次②の約定結果通知後に起動を要請しても、調整力不足の時間帯に並列できないことが想定されます。その場合は、調整力不足時間帯に変動電源を出力制御することで調整力不足を解消します。 ※週間調達の商品についても2026年度以降に前日調達とすることが議論中

【各月各ブロックの調整力過不足状況】

[illegible]

※表内の数値は、供出可能な調整力から調整力必要量を差引いたものであり、プラスは充足、マイナスは不足を示す。

□ : 調整力必要量が供出可能量を上回るブロック

調整力過不足の評価③（電源の追加起動を反映）

- 火力機の状態によっては並列が間に合わないことが想定されますが、タービン温度が高く短時間で並列可能と仮定し、作業停止を除く全火力機を追加起動した場合の調整力過不足状況は下図のとおりです（ただし、火力追加起動により需給バランス要因による出力制御が増加、本評価には未反映）。
- +200万kWまで調整力不足が解消されますが、+300万kW以上では一部ブロックで不足が発生する見込みです。

		電源の追加起動を反映		【各月各ブロックの調整力過不足状況】													
[万kW]		2022年度時点 (58万kW)		+100万		+200万		+300万		+400万		+500万					
		4月 5月 ~ 3月		4月 5月 ~ 3月		4月 5月 ~ 3月		4月 5月 ~ 3月		4月 5月 ~ 3月		4月 5月 ~ 3月					
一次	0:00~3:00	24	19	22	26	27	25	25	24	25	25	24	24	40	41	42	43
	3:00~6:00	24	19	22	26	27	25	25	24	25	25	24	24	40	41	42	43
	:	2	3	4	5	5	4	8	8	8	8	9	7	25	25	27	27
	:	3	4	4	5	5	4	3	6	10	9	9	2	25	27	27	27
	21:00~24:00	24	19	20	27	27	26	25	24	24	24	24	24	40	41	42	43
二次①	0:00~3:00	19	20	21	22	25	25	23	22	23	23	23	23	42	43	44	45
	3:00~6:00	19	20	21	22	26	25	24	23	23	23	23	23	42	43	44	45
	:	5	6	6	6	6	5	9	8	8	8	8	8	27	28	29	30
	:	5	6	6	7	7	5	4	7	8	8	9	5	27	29	30	30
	21:00~24:00	18	20	21	22	25	24	22	20	20	20	21	21	42	43	44	45
二次②	0:00~3:00	45	40	45	50	55	47	49	49	44	43	43	48	33	36	33	35
	3:00~6:00	45	38	48	48	52	50	50	51	51	49	49	52	33	36	33	35
	:	19	25	25	24	26	36	39	38	32	30	25	21	21	25	24	24
	:	21	21	21	27	29	30	25	30	29	29	33	20	22	24	24	24
	21:00~24:00	34	29	29	42	49	43	47	46	42	41	33	41	21	24	24	24
三次①	0:00~3:00	42	34	38	39	49	45	50	48	49	49	49	46	22	20	6	10
	3:00~6:00	42	34	38	39	49	45	50	48	49	49	49	46	22	20	6	10
	:	19	25	25	24	26	36	39	38	32	30	25	21	21	25	24	24
	:	21	21	21	27	29	30	25	30	29	29	33	20	22	24	24	24
	21:00~24:00	34	29	29	42	49	43	47	46	42	41	33	41	21	24	24	24

※表内の数値は、供出可能な調整力から調整力必要量を差引いたものであり
プラスは充足、マイナスは不足を示す。

調整力必要量が供出可能量を上回るブロック

【参考】第45回系統WGの評価

試算結果を踏まえた調整力必要量の評価 (2/2)

- 需給調整市場における各月商品ブロック毎の調整力必要量の過不足状況は下図のとおりです。
- 今回の評価においては、以下の断面を中心に調整力が不足する傾向にあります。
 - ✓ 追加導入200万kWまで：火力並列台数が少なくなる軽負荷期（春・秋）の昼間帯
 - ✓ 追加導入300万kW以上：季節・時間帯に関係なくほとんどの時間帯

【各月各ブロックの調整力過不足状況】

[illegible]

※表内の数値は、供出可能な調整力から調整力必要量を差引いたものであり
プラスは充足、マイナスは不足を示す。

□ : 調整力必要量が供出可能量を上回るブロック

まとめ

- 前回（第45回系統WG）と同様に平滑化効果、変動抑制効果、解列枠を反映するとともに、需要変動や再エネ出力変動を2022年度実績として調整力必要量に関するシミュレーションを行いました。この結果、風力連系量が増加した場合の調整力必要量の増分について傾向は前回と同じですが、+500万kWにおいては増加しました。
- 適用した平滑化効果が期待できるのは、これまでと同程度の規模の風力が北海道エリアに偏在することなく連系した場合が条件となります。そのため、今後導入が想定されている洋上風力等の大規模風力が一箇所に集中し連系する場合は、平滑化効果は見込めないこととなり、調整力必要量が増加します（大規模風力等を考慮する場合は、平滑化効果の検証やシミュレーションの見直しが必要）。
- 本試算の調整力必要量は、2022年度の実績のみでシミュレーションしているため、今後の実績の評価により更なる変動の増加が認められた場合は、調整力必要量が増加することが考えられます。また、調整力供出量は、一定の前提条件や仮定を設定したうえで評価しているため、実運用においては今回の評価どおりに調整力を確保できない場合があるため、調整力不足による出力制御の機会が増加する可能性があります。
- 電力の安定供給確保に必要なセーフティーネットとして、調整力不足時に自然変動電源を出力制御するための制度設計等について引き続きご検討いただきたい。
- 今後、再エネポテンシャルが大きい北海道エリアに、風力発電等が大量に連系されることが想定されますが、自然変動電源増加に対する調整力費用が特定エリアに偏ることがないように、引き続き費用負担について議論いただきたい。