

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2023年5月29日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 再エネ電源の出力制御は、2018年以降、休日やGW等の軽負荷期に九州エリアでのみ実施されていたが、昨年以降、他のエリアに拡大。
- 四国・東北・中国（2022/4～）、北海道（2022/5～）、沖縄（2023/1～）、中部・北陸（2023/4～）で新たに出力制御が行われた結果、未実施エリアは、東京・関西の2エリアのみとなっている。
- 出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要なものである一方、制御量を可能な限り低減することは、必要不可欠である。こうした観点から、2021年末に包括的な対策パッケージを取りまとめ、出力制御の低減に取り組んできた。
- 本日は、足下の出力制御の実施状況と現状の評価を御報告の上、更なる対策の方向性と具体的な取組について、御議論いただく。

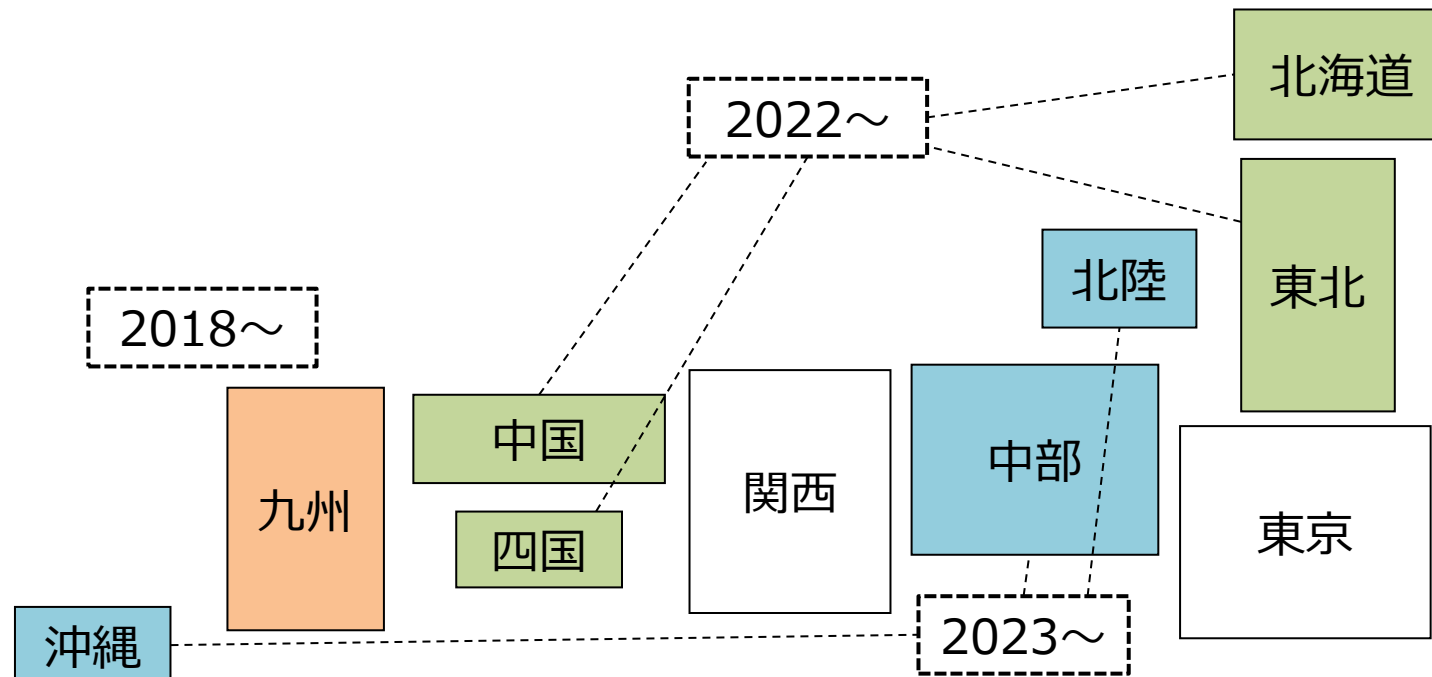
1. 再エネ出力制御の実施状況

2. これまでの取組と現状の評価

3. 更なる対策の方向性と具体的な取組

出力制御の実施状況① 実施エリアの拡大

- 電力供給が需要を上回ると見込まれる場合に供給安定性を確保するために行われる再エネの出力制御は、**2018年10月に全国で初めて九州エリア**で行われた。
- その後、休日やGW等の軽負荷期に九州エリアでのみ実施されていたが、再エネの導入拡大とともに、**現在、全国 8 エリアまで拡大。同年4月に東北、中国、四国エリア、5月に北海道エリア、2023年1月に沖縄エリア、4月に中部、北陸エリアにおいて、初めて出力制御**が行われた。
- **これまでのところ、東京エリア及び関西エリアは未実施**であるが、今年のGWは、揚水等のトラブルがあった場合に出力制御の可能性があったことが事前に公表されており、これらのエリアにおいても、**出力制御の実施は時間の問題**となっている。



(参考) 再エネ出力制御の実施状況等 <2023年5月26日(金) 時点>

	九州					北海道	東北	中国	四国	沖縄
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度
年間の出力制御率 ※2 [年間制御電力量 (kWh)] [年間総需要 (kWh)]	0.9% [1.0億] [864億]	4.0% [4.6億] [844億]	2.9% [4.0億] [837億]	3.9% [5.3億] [853億]	3.0% [4.5億] [845億]	0.04% [191万] [301億]	0.45% [6,379万] [813億]	0.45% [3,988万] [585億]	0.41% [1934万※6] [274億※6]	0.08% [34.9万] [69億]
2023年度	北海道	東北	中部	北陸	中国	四国	九州	沖縄		
太陽光・風力接続量	300万kW※1 太陽光 221万kW 風力 79万kW	1,030万kW※1 太陽光 814万kW 風力 216万kW	1,156万kW※1 太陽光 1,120万kW 風力 36万kW	139万kW※1 太陽光 122万kW 風力 17万kW	699万kW※1 太陽光 664万kW 風力 35万kW	361万kW※1※6 太陽光 331万kW 風力 30万kW	1,216万kW※1 太陽光 1,156万kW 風力 60万kW	45万kW※1 太陽光 43.5万kW 風力 1.4万kW		
年間の出力制御率 ※2	0.01% (見込み) ※3、4	0.56% (見込み) ※3、4	0.01% (見込み) ※3、4	0.02% (見込み) ※3、4	0.67% (見込み) ※3、4	0.48% (見込み) ※3、4	4.80% (見込み) ※3、4	0.34% (見込み) ※3		
出力制御実施日	-	4/1、2、9、22、23、5/2～5	4/8、9、16、22、23、5/3、5、20、21	4/8、9、16、23、30、5/1～5	4/1～4、8～11、13、16、17、20～23、27、28、30、5/1～5、8～11、12、14～17、20、21、23、24	4/1、2、4、8～11、13、16、21～23、27、28、30、5/1～4、9～11、15～17、20、21	4/1～4、8～13、16～18、20、22、23、26～28、30、5/1～5、8～11、12、14、15～17、20～25	4/2、9、10		

※1 2023年度は2023年3月末時点。

※2 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 各エリア一般送配電事業者による見込み。あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。

※4 東北、九州は100%、北海道、北陸、中国、四国は50%、中部は0%連系線利用の場合の見込み。

※5 当該表に無い東京・関西エリアにおいては、現時点で、通常想定される需給バランスにおいて、再エネ出力制御が生じる蓋然性は低い見通し。

※6 淡路島南部地域を含む

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2023年)

- 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には、太陽光・風力の出力が需要を占める比率は、中国、四国、九州エリアで100%超、東北、中部エリアで90%になっている。

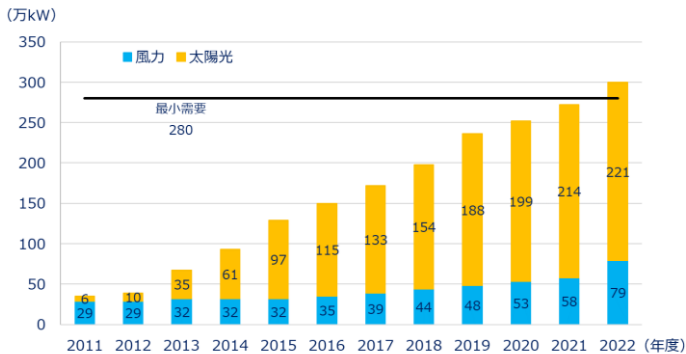
【単位：万kW】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2023年	5月7日 12時	5月3日 12時	5月4日 12時	5月4日 12時	5月4日 12時	5月3日 12時	4月23日 13時	5月3日 12時	5月3日 12時	4月16日 12時
発電出力	原子力・ 水力・地熱	93	165	157	152	105	651	25	57	470	0.1
	火力	71	227	1,046	212	41	214	284	78	99	47
	バイオマス	24	24	28	24	7	21	13	8	36	0.3
	太陽光	182	652	1,517	911	112	547	529	264	890	29
	風力	5	44	3	1	2	4	9	8	13	0.0
	揚水	△43	△44	△560	△317	△12	△319	△37	△61	△156	-
	蓄電池	0	0	-	-	-	-	-	-	0	-
	連系線	△59	△221	276	8	△21	47	7	△68	△73	-
	再エネ出力制御	-	△144	-	-	△25	-	△345	△62	△552	-
	【下げ代余力】	【71】 〈71〉	-	【268】 〈-〉	【14】 〈136〉	-	【129】 〈-〉	-	-	-	【6.1】 〈-〉
	合計	273	703	2,467	990	209	1,165	485	223	726	77
	需要	273	703	2,467	990	209	1,165	485	223	726	77
	需要に占める変動再エネ （太陽光・風力）の割合 ※4	68.5 %	99.0%	61.6%	92.1%	54.5%	47.3%	110.9%	122.0%	124.4%	37.7%

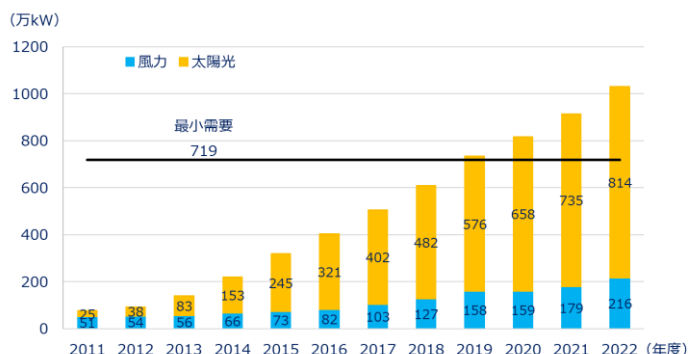
※ 1 最小需要日 (GW含む) とは、4月から5月7までの休日 (GWを含む) の需要に占める変動再エネの割合 (= (太陽光 + 風力) / 需要) が最大となる日時とする。
※ 2 【下げ代余力】における 〈 〉 は連系線空き容量を含めた値。
※ 3 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。
※ 4 需要に占める変動再エネ (太陽光・風力) の割合 = 発電出力の内、太陽光と風力/需要。
※ 5 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

(参考) 再エネ導入量の増加

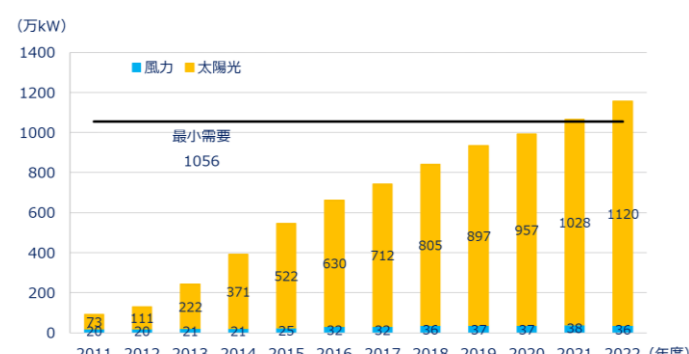
【北海道エリア】



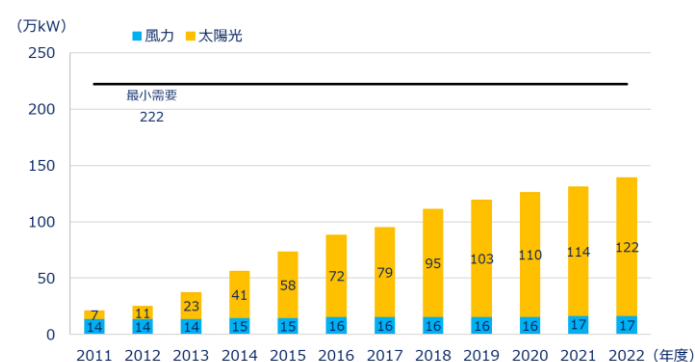
【東北エリア】



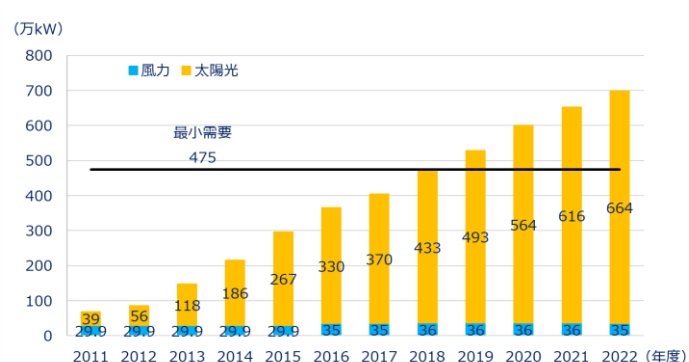
【中部エリア】



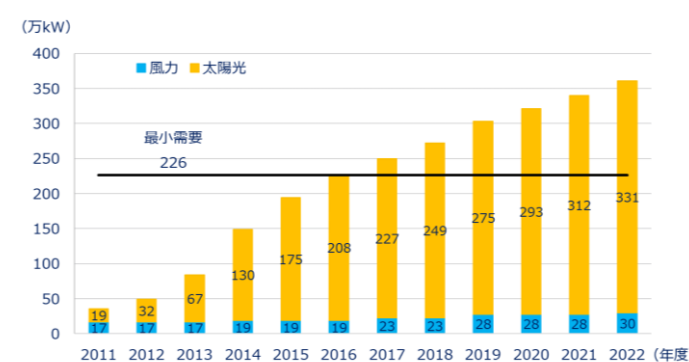
【北陸エリア】



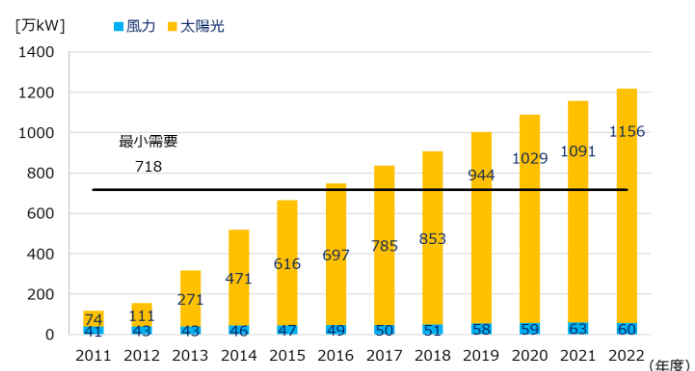
【中国エリア】



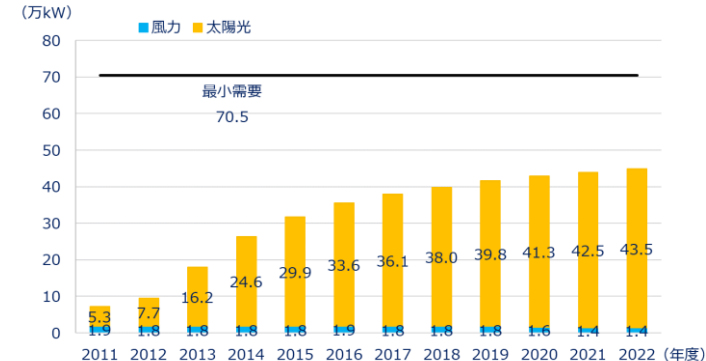
【四国エリア】



【九州エリア】



【沖縄エリア】



※最小需要とは、2022年の4月から5月8日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。沖縄エリアは3月。
 ※FIT制度開始（2012.7～）
 ※四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 東京エリアにおけるGWの需給バランス想定について

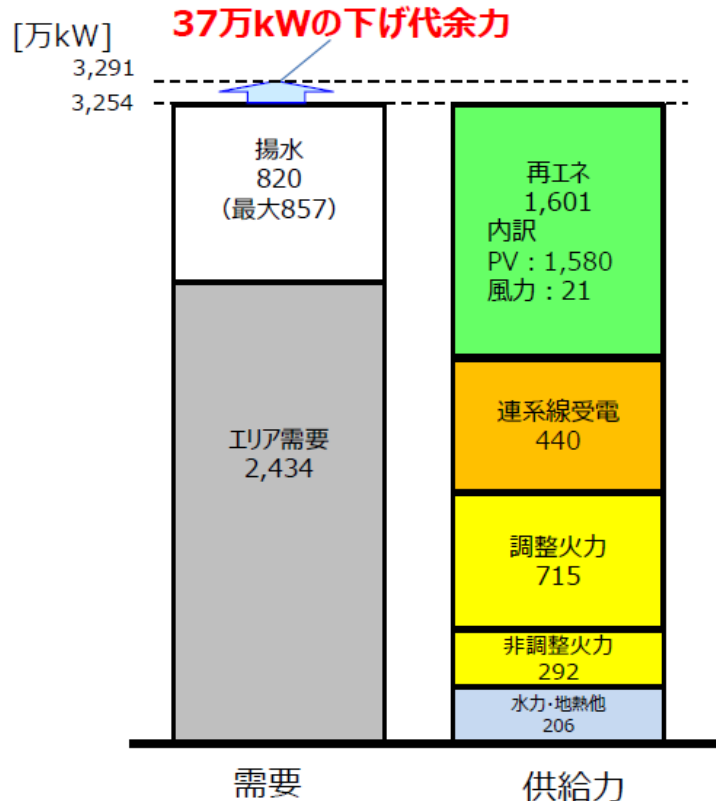
(出所) 第44回系統WG
(2023年2月28日) 資料3

1. 2023年度GWの需給バランス想定について



- ✓最新の需給バランス想定においては、下げ代余力37万kWを確保の見込み。(2023年1月31日時点)
- ✓他方で、弊社においては、2023年度は再エネ電源の出力制御についてシステム対応不可のため、通常を超える稀頻度トラブル発生による供給力余剰に備え、保険的な位置付けとして再エネ電源の出力制御の運用方法を検討。(次スライド以降、ご説明)

2023年度GW期間(5月3日~5日 12時断面)の需給バランス想定(※)



※需給バランスについては2023年1月31日時点の値

(参考) 関西エリアにおける再エネ電源の出力制御の今後の見通しについて

(1) 経緯

- 下げ調整力不足のため、2023/3/19、4/9はバイオマスへの出力制御指示を実施。

(2) 下げ調整力の確保見通し

- 平常ケースでは、下げ調整余力は確保され、再エネ出力制御は生じない見通し。
- 一方で、需要現減、供給力増を過酷に見込んだケースでは、関西エリアにおける2023年GWの下げ調整余力が69万kWであり、揚水トラブルや他エリアからのスポット市場の約定結果、他エリアへの余剰電力送電の引取り先がない場合、再エネ電源の出力制御まで至るおそれ。

<平常ケース>

[万kW]

		2023.GW	2023.5
①需要		1,192	1,277
発電出力	原子力	470	470
	火力	171	183
	水力	205	205
	太陽光	563	576
	風力	3	1
	バイオマス	24	24
	②合計	1,436	1,459
③連系線		0	32
④揚水可能		437	367
⑤合計(②+③-④)		999	1,124
下げ調整余力		193	153
(参 考)			
原子力運転台数		5	5

<過酷ケース>

[万kW]

		2023.GW	2023.5
①需要		1,143	1,220
発電出力	原子力	470	470
	火力	170	181
	水力	226	226
	太陽光	615	615
	風力	6	6
	バイオマス	24	24
	②合計	1,511	1,522
③連系線		0	0
④揚水可能		437	367
⑤合計(②+③-④)		1,074	1,155
下げ調整余力		69	65
(参 考)			
原子力運転台数		5	5

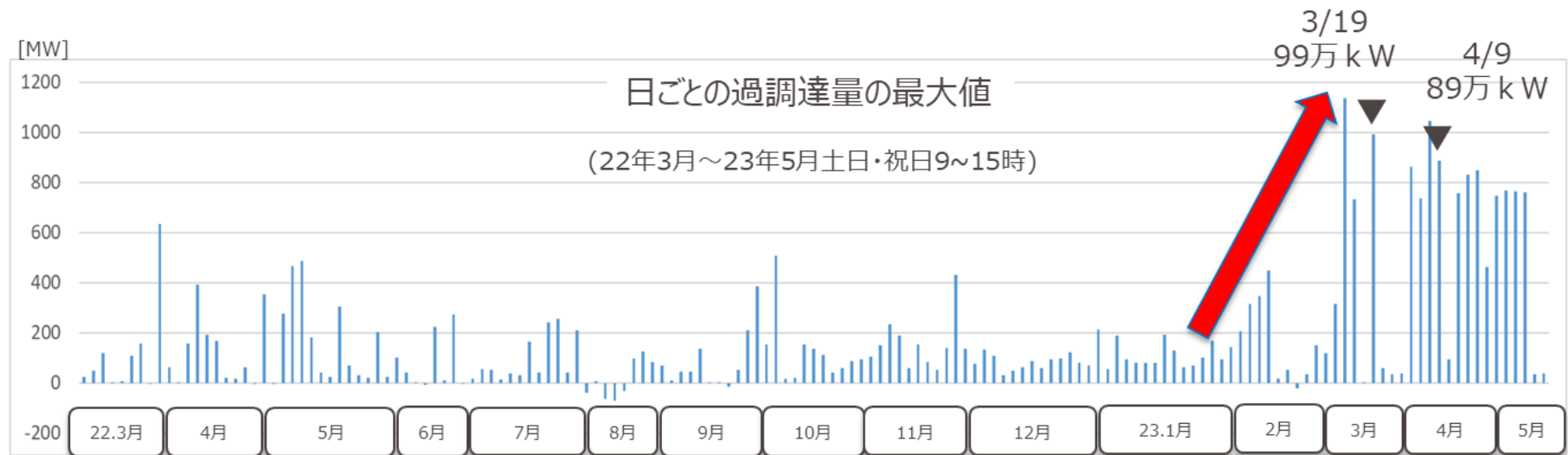
当面は過酷時に下げ代を上回る余剰が予想されるため、オフラインでの再エネ出力制御準備が必要

過調達による出力制御への影響

- エリアによっては、前日計画断面において、小売事業者の想定需要に対し、調達計画量が多かったことが要因で、自エリア内での下げ調整力が不足となり、再エネ出力制御が必要となる場合がある。
- エリア内の需給バランスを確保し、出力制御を含めた下げ調整を適切に実施するためには、小売り事業者の適切な需要予測・調達計画も重要となる。

【関西エリアの例】

＜過調達量の推移＞



※過調達量は、翌日計画時点の調達販売計画における、調達－販売の値。

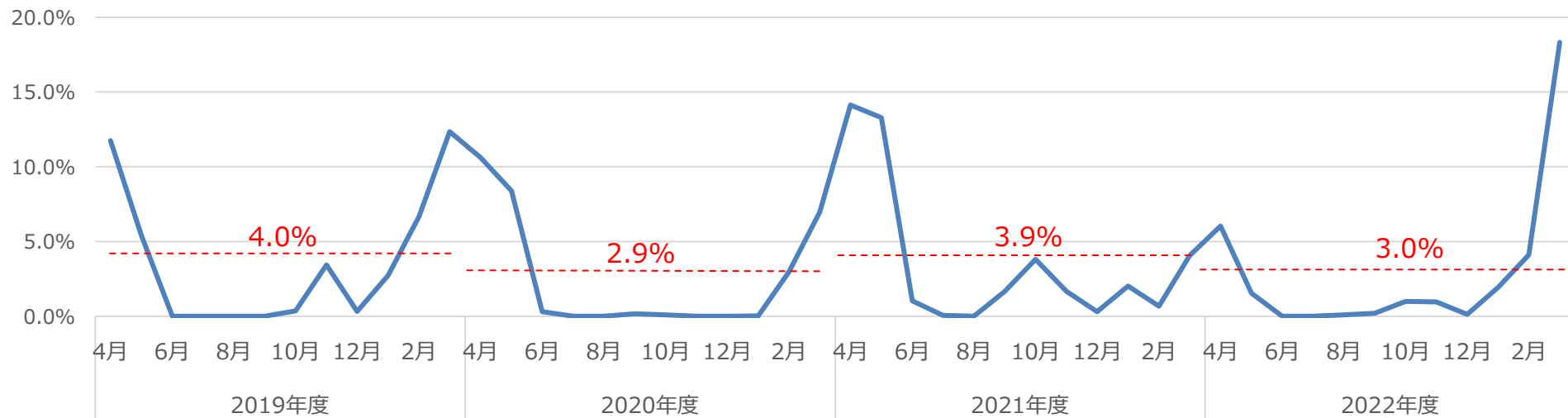
GW期間中も
継続的に発生

出力制御の実施状況② 出力制御量の増加

- 再エネの導入拡大に伴い、実施エリアの拡大とともに、全国の再エネの出力制御量の合計も増加傾向にあり、2018年度は約 1 億kWh（九州のみ）のところ、2022年度は全国で約 6 億kWhとなっている。 ※我が国の総需要は約9,000億kWh（2021年度総合エネルギー統計）
- また、季節別に比較すると、需要が緩む春先に出力制御率が高くなる傾向にあり、2022年度の場合、年度内の制御量約 6 億kWhのうち、8 割以上が 3～5 月に生じている。そのため、当該月だけ切り取れば出力制御率が10%を超えるが、年間を通じた制御率は横ばいで、足下で最も制御量の多い九州でも 5 %未満となっている。
- 一方、再エネ導入量は年々増加しており、例えば九州エリアでは、2022年度実績で、最小需要718万kWに対して、太陽光1,216万kWの導入が進むなど、設備容量ベースでみれば、軽負荷期の需要を超える再エネの導入が進んでいるエリアもある。
- こうした出力制御の増加の背景には、引き続き太陽光が堅調に増加していることに加え、足下では、電力価格の高騰を踏まえた節電、節約の影響があると考えられる。

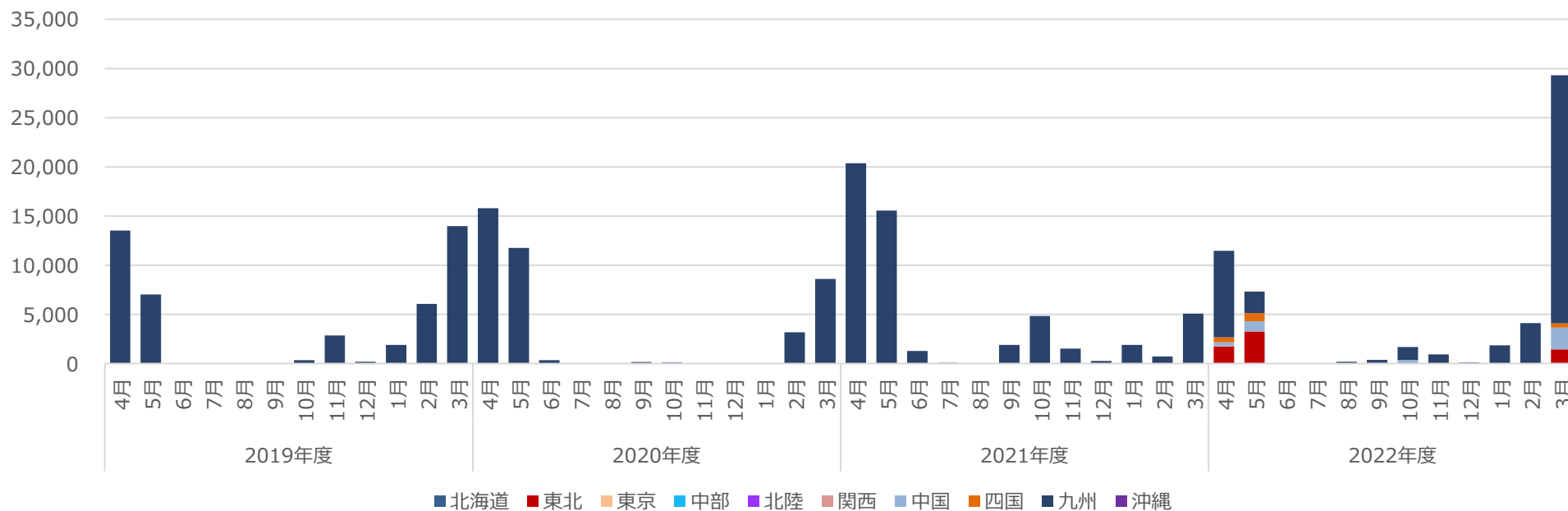
(参考) 各月ごとの出力制御の実施量及び率について

2019年度～2022年度 出力制御率（九州）



[万kWh]

2019年度～2022年度 出力制御量（全国）



(出所) 各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成

(参考) 電力需要の動向 (2023年3月～4月)

- 全国的に高温となった3月は、昨年と比較し、各エリアで電力需要が減少。

3月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	 -8%	 -9%	 -7%	 -10%	 -12%	 -9%	 -10%	 -6%	 -7%	 -4%	 -8%
8日～14日	 -4%	 -11%	 -12%	 -10%	 -12%	 -10%	 -9%	 -7%	 -4%	 -3%	 -10%
15日～21日	 -9%	 -8%	 -7%	 -5%	 -9%	 -4%	 -4%	 -0.2%	 -1%	 -3%	 -6%
22日～28日	 -8%	 -12%	 -12%	 -11%	 -11%	 -9%	 -10%	 -7%	 -6%	 2%	 -10%
29日～31日	 -4%	 -7%	 -7%	 -6%	 -6%	 -6%	 -8%	 -3%	 -1%	 -5%	 -6%
月合計	 -7%	 -10%	 -9%	 -9%	 -11%	 -8%	 -9%	 -5%	 -4%	 -2%	 -8%

4月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～4日	 -8%	 -12%	 -17%	 -11%	 -12%	 -13%	 -12%	 -11%	 -7%	 0.04%	 -13%
5日～11日	 -4%	 -5%	 -4%	 -2%	 -4%	 -2%	 -7%	 -2%	 1%	 -2%	 -3%
12日～18日	 -3%	 -5%	 -6%	 -3%	 -5%	 -2%	 -4%	 -2%	 -0.2%	 -0.2%	 -4%
19日～25日											
月合計※	 -4%	 -7%	 -8%	 -5%	 -6%	 -4%	 -7%	 -4%	 -1%	 -1%	 -6%

(出所) 第61回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年4月27日) 資料6

1. 再エネ出力制御の実施状況
- 2. これまでの取組と現状の評価**
3. 更なる対策の方向性と具体的な取組

出力制御の低減に向けた取組

- 再エネ電源の出力制御は、2018年以降、休日やGW等の軽負荷期に九州エリアでのみ実施されてきた。これまで、九州エリアを中心に、関門連系線の運用容量拡大、オンライン化の促進などを進めてきた。
- 一方、再エネの更なる導入に伴い、再エネの出力制御量や制御実施エリアの拡大が見込まれたことから、出力制御量の低減に向けて、供給、需要、系統のそれぞれに分けて取るべき対策の検討を進め、2021年末に包括的な対策パッケージをとりまとめた。
- 具体的には、
 - (1) 供給対策として、出力制御時の火力等の最低出力の引下げの検討、
 - (2) 需要対策として、揚水の最大限活用、蓄電池など制御可能な機器の導入拡大、DRの推進、
 - (3) 系統対策として、広域系統整備計画など着実な系統整備の実施、マスタープランの策定などを進めてきた。

再エネの出力制御低減に向けた対策の基本的考え方

(出所) 第38回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(2021年12月24日)資料1

- 再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な措置である。出力制御が発生しないよう再エネの導入を抑制することは本末転倒であり、また、再エネの導入にあわせて系統増強等を行うと社会的コストは増大する。
- 他方、発電費用ゼロの変動再エネを出力制御することは、それ自体が社会的な損失である。したがって、出力制御が必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進め、需給変動に応じて出力制御が適切に行われるようにする必要がある。
- その際、エネルギー政策の基本方針であるS+3Eは大前提である。徒に出力制御の低減を図ることにより、電力の安定供給が損なわれたり、温室効果ガスの排出量が増加したりすることがあってはならない。
- 足下では、再エネの導入拡大に伴い、現状のまま特段の対策を講じなければ、既に出力制御が発生している九州エリア以外でも出力制御が生じる可能性が高まっている。こうした状況を踏まえ、今回、出力制御の低減に向けた包括的なパッケージをまとめることとした。
- 本パッケージは、新たなエネルギー基本計画を踏まえた再エネ導入の更なる加速化が出力制御の急増を招き、ひいては再エネ導入を阻害することとならないよう、現時点で速やかに実施可能な措置を中心にとりまとめるものである。その中には、中長期的な観点から、引き続き検討を深めるべき課題も少なくない。
- このため、今後、本パッケージに基づく取組を速やかに実施しつつ、各エリアにおける出力制御の実施状況を踏まえ、必要に応じ、更なる対策を取りまとめるなど、随時見直しを行っていくことが重要である。

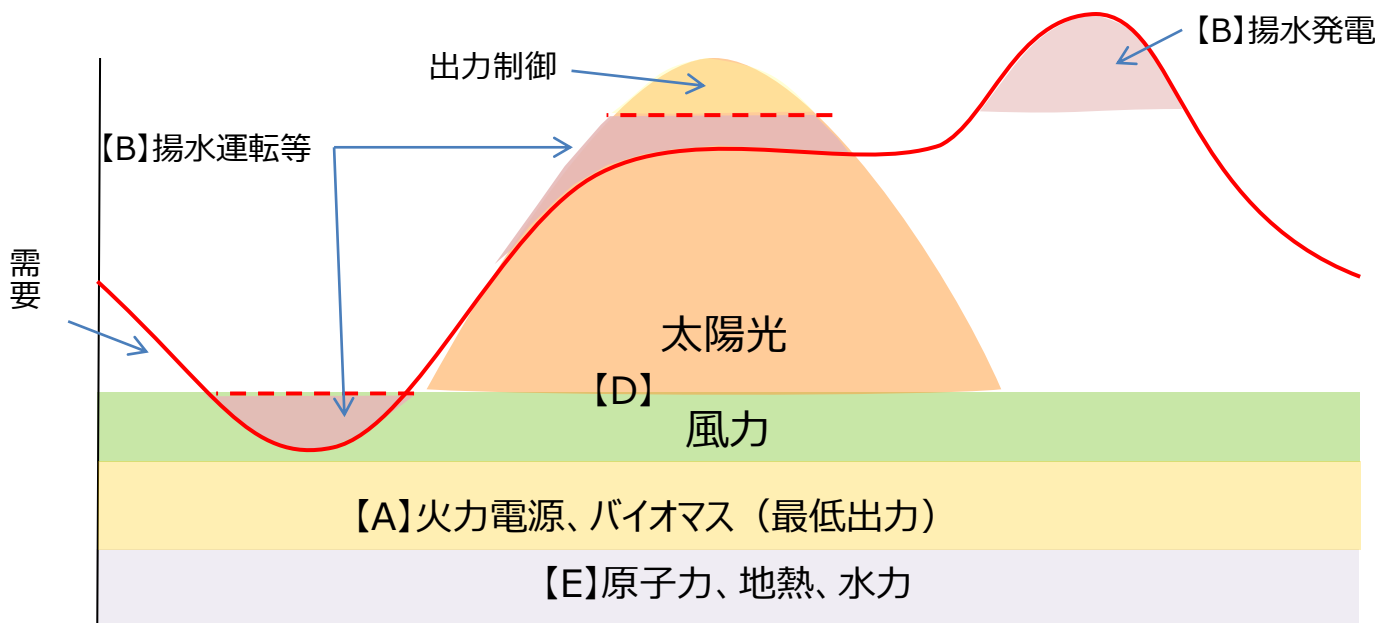
(参考) 出力制御の低減に向けた対策

(出所) 第35回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会／第13回
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議 (2021年9月7日) 資料2

【需給バランス断面のイメージ図】

① 出力制御の効率化

- ⇒発電設備のオンライン化
- ⇒系統情報の公開・開示の推進



② 供給対策

【A】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される（原則、最低出力50%以下）。

⇒さらなる最低出力引き下げの可能性の検討

【D】太陽光・風力

30日ルール、新ルール（360/720時間）、無制限・無補償ルール

⇒出力制御量の低減対策（オンライン化等）

⇒金銭的精算を含めた出力制御の在り方の検討

【E】原子力、地熱、水力

原子力・地熱・水力は出力を短時間での出力制御が難しいという技術的な特性があり、出力制御を行った場合、出力が回復するまでの間、代替の火力発電で需要をまかなう必要があり、CO2やコストが増加するという構造となっている

③ 需要対策

【B】揚水式水力・蓄電池、需要の創造

揚水式水力は、再エネ余剰時に揚水運転を行い、蓄電池も、最大限活用する。

⇒揚水式水力の最大限活用

⇒蓄電池（EV含む）、電気給湯器など制御可能な機器の導入拡大

⇒DR、水素製造等セクターカップリング

④ 系統対策

【C】連系線

周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用

⇒電制電源による容量拡大

⇒増強による容量拡大

⇒市場主導型への移行も見据えたメリットオーダーを追求した混雑処理の検討

(参考) 出力制御の効率化 再エネ発電設備のオンライン化

(出所) 第45回系統WG
(2023年3月14日) 参考資料1

- 一般送配電事業者から再エネ発電事業者に対してオンライン化の案内を進めるとともに、太陽光及び風力の発電事業者団体のホームページにおいて、事業者の規模や特性に応じたオンライン化の経済的な損益を具体的事例に即して整理し、公表している。

● オンライン化の状況(2022年8月末時点)

(出所) 第43回 系統WG (2022年11月30日) 参考資料1-1 (万kW)

		北海道	東北	中部	北陸	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	71.3% (+0.7)	49.2% (+0.8)	39.0% (+6.0)	79.4% (+2.4)	69.6% (+4.4)	61.3% (+1.6)	82.2% (+2.2)	51.5% (+0.2)
	②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	34.5	224.7	139.0	42.9	201.3	99	290	4.4
	③旧ルール(30日)、オフライン事業者	48.7	305.7	238.2	16.2	128.0	72	124	4.4
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	86.4	71.9	13.1	19.6	92.1	15 (予定含む)	284	0.3
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	64.0% (+0.8)	19.0% (+2.3)	5.2% (+0.4)	54.8% (+7.3)	41.8% (+9.1)	17.2% (+3.8)	69.6% (+3.3)	6.4% (+0.0)
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	84.2% (+0.2)	85.4% (+0.7)	2.9% (+0.3)	30.3% (+0.0)	0.1% (+0.0)	35.5% (+6.9)	24.3% (+0.0)	0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	48.0	132.2	-	1.5	0.04	3	7.3	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	9.1	29.3	35.6	11.9	35.2	20	47.3	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	38.8	0.9	3.7	-	8	7.9	-
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	4.2% (+0.0)	57.0% (+1.8)	2.5% (-0.1)	23.8% (+0.0)	0% (+0.0)	28.6% (+0.0)	14.2% (+0.0)	0% (+0.0)

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

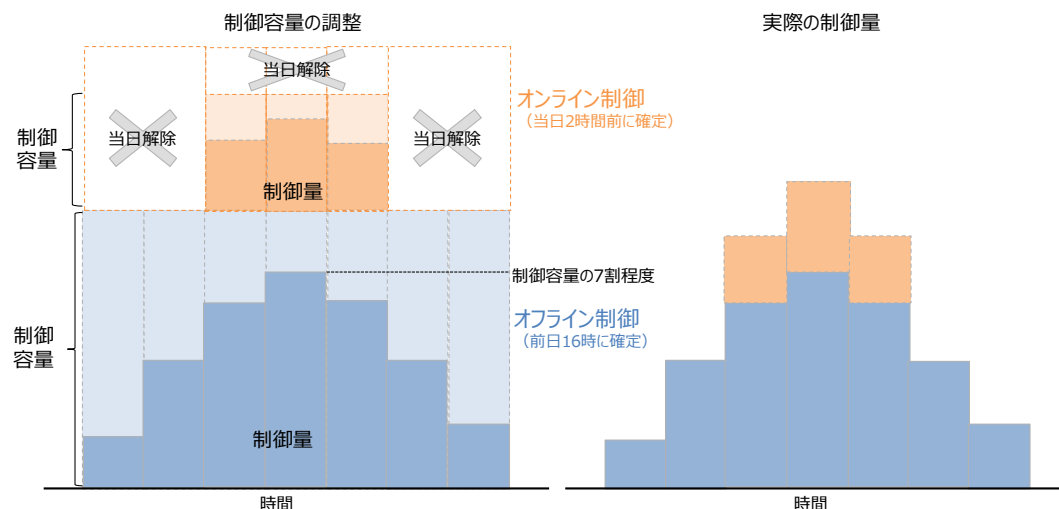
オンライン代理制御対象となる旧ルール500kW未満の太陽光は除く

東京、関西エリアについては、オンライン出力制御システム開発中のため、数字なし。()内は2022年3月末時点からの差分。

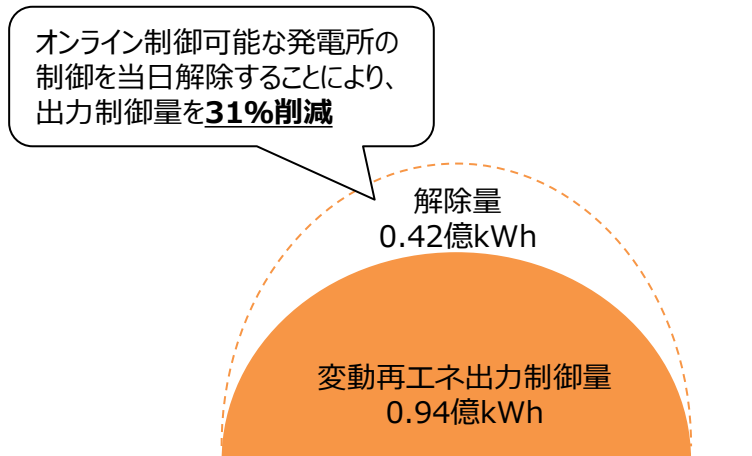
出典：各エリア一般送配電事業者

- オフライン制御は**前日16時**に制御量を確定し、**発電事業者自らが当日8～16時**に発電を停止。
- 一方、オンライン制御は**当日2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能**であり、**必要時間帯のみ制御が可能**。
オンライン制御を活用することにより、**九州では約3割の再エネ制御量を削減**（2018年度実績）。
- **オンライン制御の拡大は再エネ制御量の一層の低減に加えて、発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減にも資するが、発電事業者任せでは十分にオンライン化が進展しない。こうした状況を踏まえ、一般送配電事業者は必要な再エネ運用システムの整備を進めつつ、国や発電事業者の業界団体とともに、先ずは特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次促していくべきではないか。**

＜オンライン／オフライン制御（イメージ）＞



＜九州における再エネ出力制御量（2018年度）＞



【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

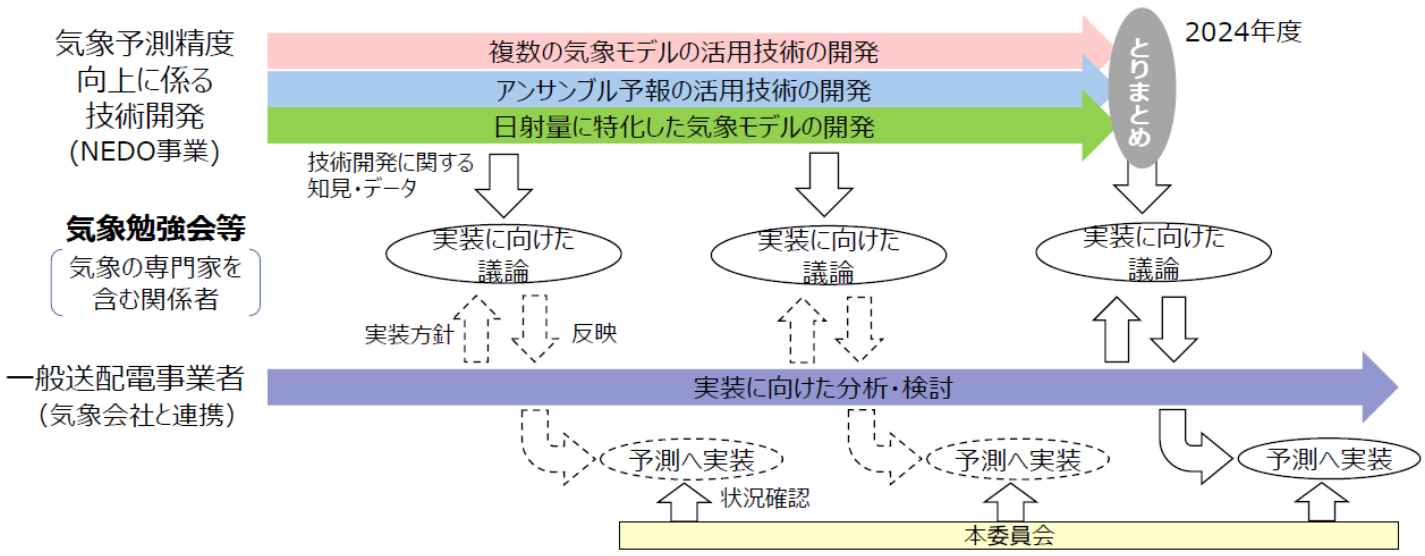
- ・発電容量：1,000kW
- ・買取価格：30円/kWh
- ・制御時間/回：オンライン4.5時間、オフライン7時間
- ・事業者あたりの制御回数/年：5回

- 再エネ予測精度向上に向け、一般送配電事業者において各種予測誤差削減への取組を行っている他、広域機関においても、調整力の費用負担の観点から、一般送配電事業者の取組を確認し、好事例の展開・共有化を行っている。これらが各エリアに実装されていくことにより、再エネ出力制御低減にも寄与することが期待される。

今後の取り組みについて

30

- 一般送配電事業者における三次調整力②必要量低減に向けた取り組みについて、今回は複数モデルの適用とアンサンブル予報の活用について報告した。
- また、気象予測精度向上に係る技術開発については、NEDO事業において、2024年度までの4年間の計画の中で引き続き検討が進められているところ。
最終的な技術開発結果が得られるまでの間においても、技術開発に関する知見・データから三次②必要量の低減効果に係る示唆が得られれば、一般送配電事業者において新たな気象予測技術の実装を図っていくこととしてはどうか。
- これらの取り組みについては引き続き気象勉強会等を通じ、確認・連携を進めることでどうか。
また、本委員会でも再エネ予測誤差低減に向けた検討を引き続き進めていくこととしたい。



対応の方向性 2 - 2 : 定置用蓄電池の導入加速に向けた取組

- 定置用蓄電池の導入拡大に向け、①ビジネスモデルの確立、②円滑に系統接続できる環境整備、③収益機会の拡大等を進める。

①ビジネスモデルの確立

- 再エネ導入拡大を背景に、電力市場等での収入を組み合わせ投資回収を図るビジネスモデルが想定。
- 他方、現状では導入コストに対し収益が見合わない状況。自立化に向けコスト低減と並行し、早期ビジネス化を行うことで大量導入にシームレスに対応。

具体的な取組

蓄電池を活用したビジネスの確立

- ・ 系統用蓄電池の導入支援
- ・ 蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用したビジネスの実証支援

定置用蓄電池のコスト低減

- ・ 目標価格の設定/導入見通しの設定
- ・ 蓄電池の国内生産基盤確保
- ・ 定置用蓄電池の導入支援

②接続環境の整備

- 定置用蓄電池は、系統混雑の緩和に貢献し、再エネ導入拡大に寄与することが可能なリソース。
- 混雑緩和等にご貢献する運用や接続に資する系統情報等を明確化し、より円滑な接続環境の整備を検討する。

具体的な取組

接続環境の整備

- ・ 充電抑制の試行的取組
- ・ 系統接続ルール of 整備
 - － オンライン化
 - － 優先給電ルール

系統用蓄電池等の立地誘導

- ・ 立地誘導に向けた情報公開
- ・ 混雑系統等の系統情報公開

③収益機会の拡大

- 再エネ比率が高まり、風況・日射変動による発電量の急変に対応できる高速調整力の重要性が増す中、蓄電池の応答性が評価される高速市場の整備が必要となる。
- 蓄電池の収益性の改善により、蓄電池の自立的な導入と再エネ拡大の好循環に繋がる。

具体的な取組

脱炭素型調整力・慣性力確保への対策

- ・ 長期脱炭素電源オークション
 - ・ 慣性力の調達環境の整備
 - ・ 低圧リソースの各種市場での活用
 - ・ NFエリアでの各種市場参入の検討
- #### 系統混雑解消に向けた蓄電池等の活用
- ・ ローカルエリア：増強回避
 - ・ 配電エリア：DERフレキシビリティ

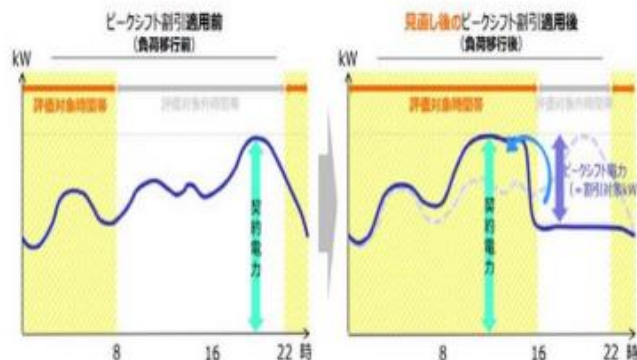
3. 再エネ出力制御に向けたこれまでの取組状況



(4) 託送料金メニューの見直し

- ✓ ピークシフト割引および自家補特措について、再エネ発電設備の出力抑制の蓋然性が高い時間帯を基本として割引対象時間帯を拡大すべく託送供給等約款の供給条件見直し (2023年1月27日経済産業大臣認可、2023年4月1日実施)

見直し後のピークシフト割引の概要 (2022年10月20日第42回系統ワーキンググループ 資料5抜粋)



➢ 軽負荷月 (4月等) であれば、夜間への負荷移行だけでなく、昼間 (8~16時) への負荷移行であってもピークシフト割引の対象として評価

割引対象となる負荷移行先時間の見直し内容

時間帯	4、5月			4、5月以外の月		
	平日	土	日祝	平日	土	日祝
8~16時	◎	◎	○	—	◎	○
16~22時	—	◎	○	—	◎	○
22~8時	○	○	○	○	○	○

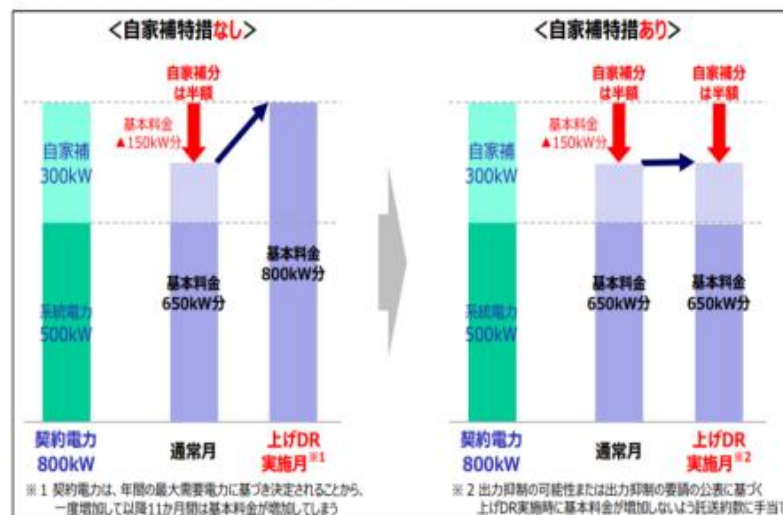
+

再エネ
出力
抑制時

◎

※◎は今回追加した負荷移行先時間、○は従来からの負荷移行先時間、—は負荷移行先時間以外の時間。

特別措置の概要 (2022年10月20日第42回系統ワーキンググループ 資料5抜粋)



※1 契約電力は、年間の最大需要電力に基づき決定されることから、一度増加して以降11ヵ月間は基本料金が増加してしまふ

※2 出力抑制の可能性または出力抑制の要請の公表に基づき、上げDR実施時に基本料金が増加しないよう託送約款に手当て

特別措置の対象時間の見直し内容

時間帯	4、5月			4、5月以外の月		
	平日	土	日祝	平日	土	日祝
8~16時	◎	◎	◎	—	◎	◎
16~22時	—	—	—	—	—	—
22~8時	—	—	—	—	—	—

+

再エネ
出力
抑制時

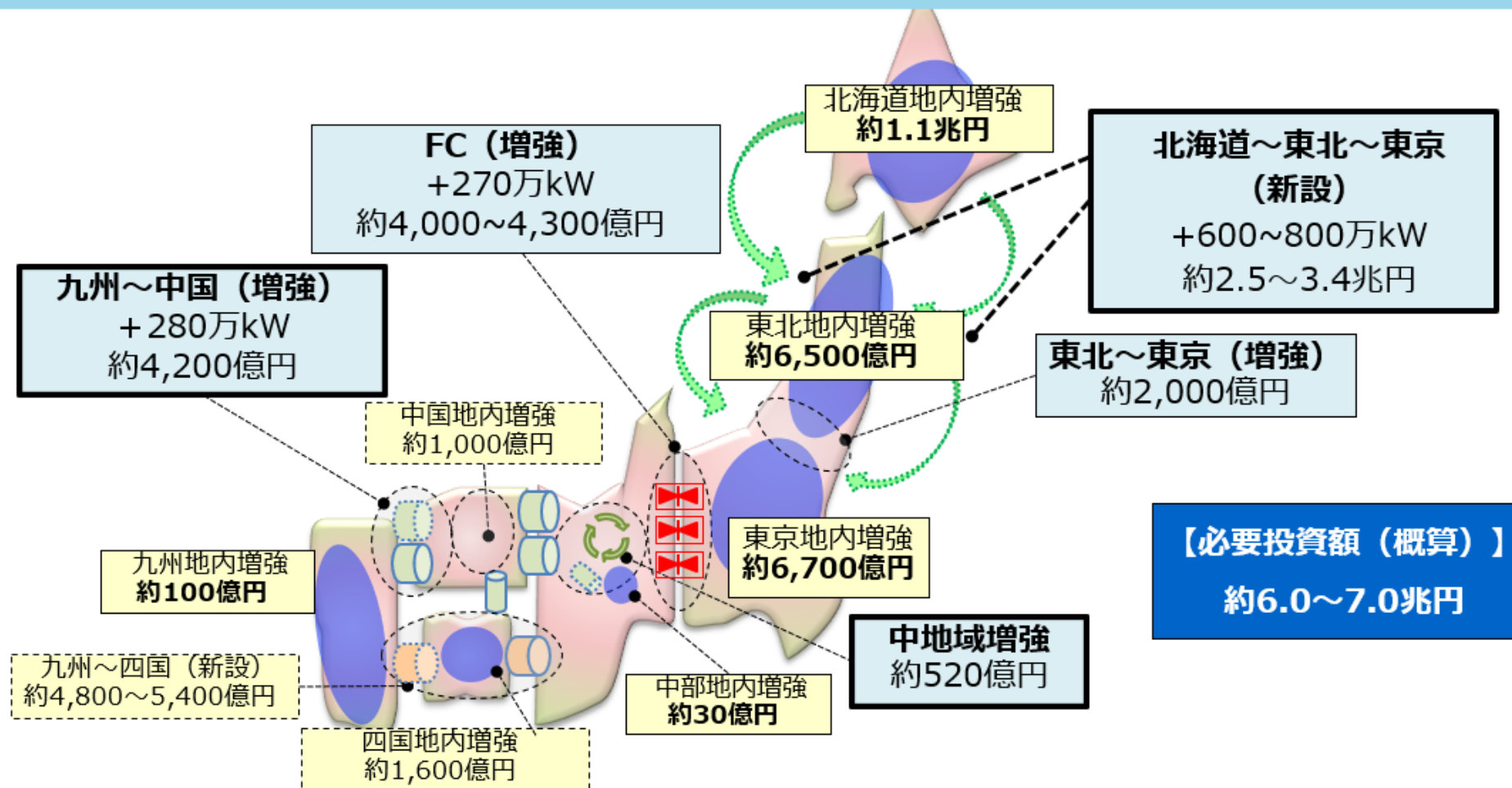
○

※◎は今回追加した対象時間、○は従来からの対象時間、—は対象時間以外の時間。

(参考) 系統対策 マスタープランの策定

(出所) 第61回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料4

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。
- 並行して、北海道～本州間の海底直流送電等について、具体的な整備計画の検討を開始。



(出典) 広域系統長期方針 (広域連系システムのマスタープラン) (電力広域的運営推進機関2023年3月29日策定) のうちベースシナリオより作成

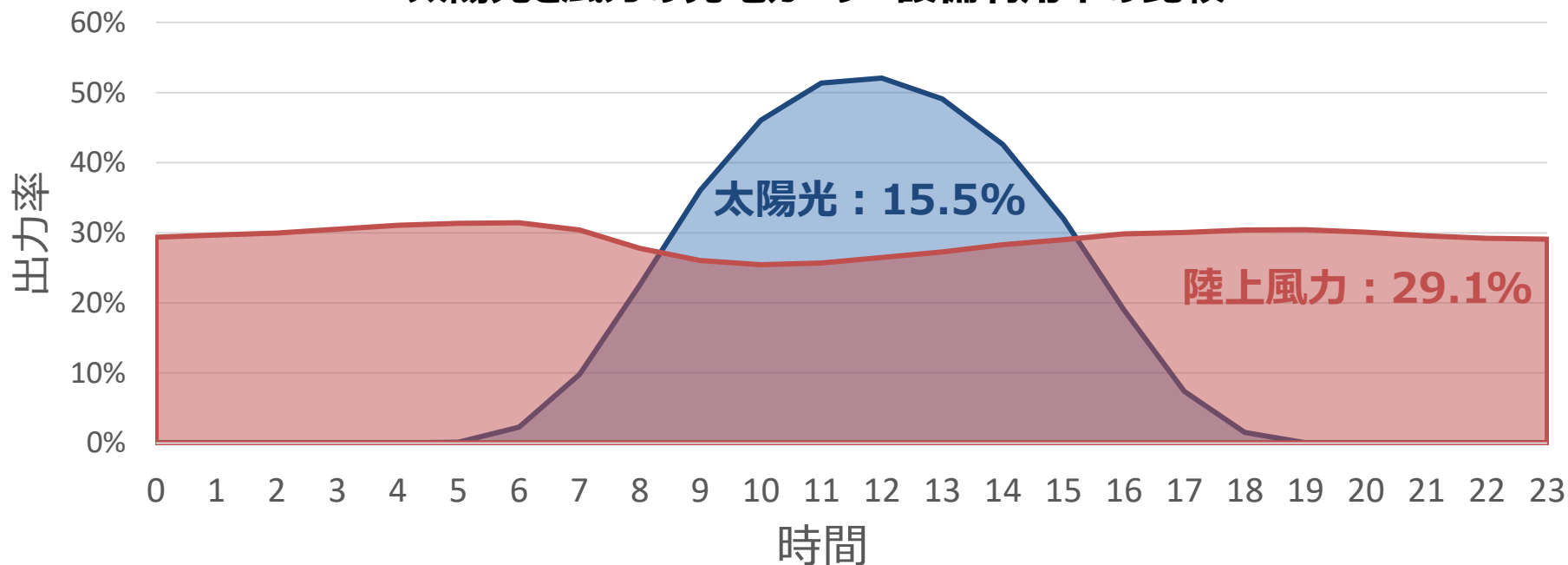
現状の評価

- 再エネの出力制御量の低減に向けて、様々な取組を進めてきた結果、例えば、九州エリアにおいては、再エネ導入を拡大し続ける中であっても、**年間のkWhベースでの制御率は3～4%程度で推移**している。
- これは、海外と比較した場合、変動再エネの比率が相対的に低い中では、高い水準にあるとの評価もあり得る。例えば、アイルランドにおいては、制御率が4%程度になったときは、既に変動再エネ比率が20%を超えており、九州エリアの変動再エネ比率10%余りを大きく上回る。
- 他方、変動再エネの多くを風力が占める欧州と異なり、日本の場合、足下は変動再エネの多くを太陽光が占めるという特徴がある。**太陽光は、風力に比べて日々の出力変動幅が大きいという特徴があり、相対的に太陽光の比率が高い日本はその特性を踏まえた対策を進める必要がある。**
- こうした中で、国内におけるこれまでの対策は、供給面の対策が中心であった。太陽光の絶対量が増加し、日中など特定の時間帯に限るとはいえ、太陽光のみで需要を大きく上回る時間帯が生じていることを踏まえると、**需要面での更なる対策を講じることが不可欠**である。
- 今後、再エネの更なる導入拡大を進める上で、需要・供給対策の深掘りに加えて、地域間連系線の運用容量拡大、広域的な運用の深化など、更なる対策を講じることが必要不可欠である。

(参考) 太陽光と風力の出力変動の違い

- 同じ設備容量の場合、設備利用率は、風力の方が太陽光よりも大きい（太陽光の平均設備利用率は約15.5%、陸上風力の平均設備利用率は約29.1%）。
- 一方で、発電カーブの違いにより、最大発電量kWについては、太陽光が風力よりも大きくなる。

太陽光と風力の発電カーブ・設備利用率の比較



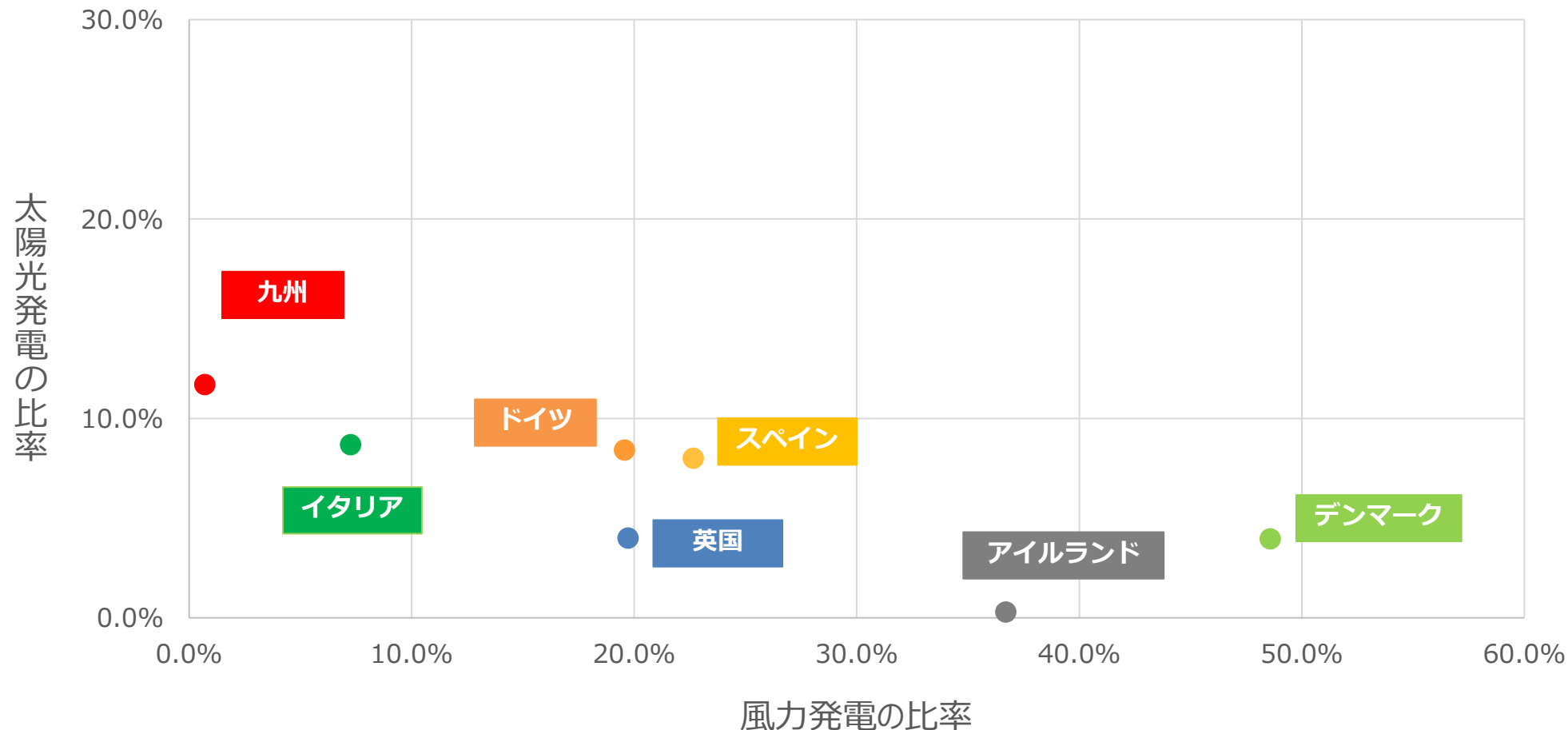
※太陽光と風力の発電カーブについては、九州における2022年度の発電カーブの年間平均値を、「エリア需給実績」（九州電力送配電）（https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure）より作成。

なお、エリア・年平均の発電カーブであるため、個別の発電所単位の発電カーブはこれよりも大きく変動する。

※設備利用率については、調達価格等算定委員会「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」より、太陽光については2021年6月-2022年5月の買取期間の50kW以上の平均値、陸上風力については2019-2021年の平均値を引用。

(参考) 太陽光発電と風力発電の比率について

各国の太陽光発電と風力発電の発電量比率

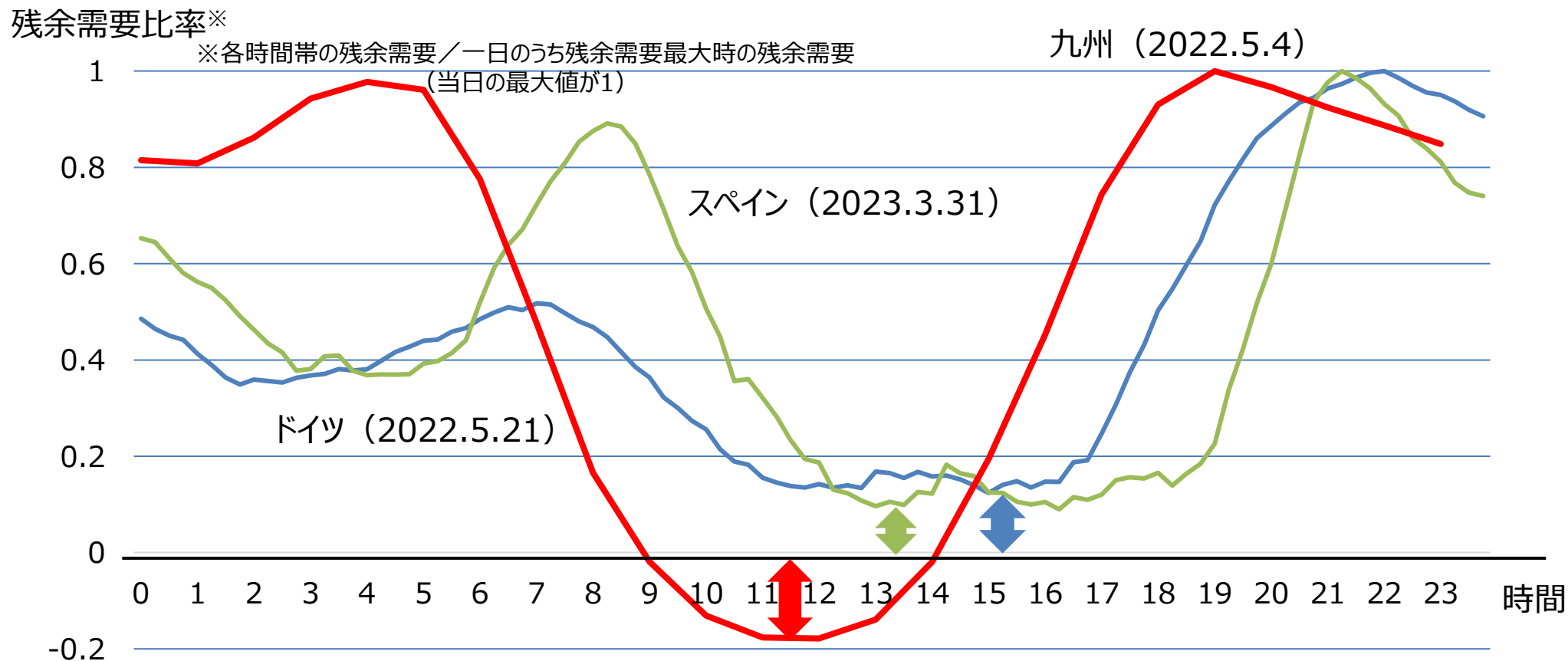


出典 : Production of electricity and derived heat by type of fuel (Eurostat) 、供給計画の取りまとめ (電力広域的運営推進機関)

(参考) 残余需要 (需要－風力・太陽光) の変動比較

- 九州において、2022年度に風力・太陽光発電量の需要に占める比率が最大であった日には、日中の数時間、残余需要 (需要－風力・太陽光) がマイナスであった。
- 一方、ドイツやスペインにおいては、2022年度、風力・太陽光発電量の需要に占める比率が最大であった日に、残余需要がマイナスとなることはなかった。

2022年度の風力・太陽光比率最大日の残余需要の推移



(出典) スペイン・ドイツ: "Energy Charts", Fraunhofer ISE(<https://www.energy-charts.info/>)より作成

九州: 「エリア需給実績」九州電力送配電 (https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure) より作成

1. 再エネ出力制御の実施状況
2. これまでの取組と現状の評価
3. **更なる対策の方向性と具体的な取組**

本日の御議論

- 本日は、まず、これまで本WGで御議論いただいていた、①火力等の最低出力引下げ、②広域的な出力制御の運用について、御議論いただく。
- 具体的には、新設火力等における最低出力の水準や既設火力等への対応、また、あるエリアで出力制御が行われる場合の他エリアでの火力の出力引下げ等の対応について、御議論いただきたい。
- その上で、直近の出力制御の実施状況及び今後の見通しを踏まえ、今後の更なる対策の基本的考え方について御議論いただくとともに、供給面、需要面、系統面それぞれにおける出力制御の低減に向けた更なる取組について、幅広く御議論いただく。

論点①－1 新設火力等の最低出力引下げ

- 新設の火力等発電設備の最低出力については、今後も新設が想定されるLNGコンバインドサイクルにおいては、現状50%程度が多いが、メーカー等からのヒアリングの結果、最新鋭機では25%程度のものもあることが分かっている。
- このため、新設火力の最低出力については、最新鋭機を念頭に置きつつ、すべての発電設備が遵守すべき最低限の基準であることを踏まえ、現行の50%から30%に引き下げることとしてはどうか。
- ただし、バイオマスについては、50%未満への最低出力の引下げは、現在の技術を前提にすると、プラントの安定燃焼に著しく悪影響を与える可能性が極めて高く、環境に悪影響を与える物質の排出も懸念される。他方、今後も一定量の新設が想定されるバイオマス電源について、最低出力を可能な限り引き下げていくことは欠かせない。
- このため、新設バイオマス電源については、将来的には火力と同等の水準を目指すものの、最低出力を現行の50%を維持しつつ、各電源の個別事情を踏まえ、最低出力の引下げに向けた発電事業者の自主的な努力を求めていくこととしてはどうか。
- また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、基本的に上記と同様とする一方、運用特性等を踏まえ、現行と同じく、最低出力水準について、一般送配電事業者と個別に協議することとしてはどうか。
- その上で、具体的な適用時期については、事業者の予見可能性を確保しつつ、再エネの出力制御低減に向けた取組を強化する観点から、第39回の本WGでお示した2025年度中の適用を1年早め、2024年度中の適用を目指すこととしてはどうか。

(参考) 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン (2023年4月) (抜粋)

3. 需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電等設備のうち、火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（平成24年経済産業省令第46号）第5条第8号の4二に規定する地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも50%以下（発電設備ごとの仕様は表2、表3を参照）に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。ただし、自家消費を主な目的とした発電等設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議するものとする。

(参考) 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン (2023年4月) (表2・3)

＜表2 系統連系技術要件に定めるガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクルの発電設備の仕様等＞

供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外
G Fの速度調定率	4 %以下	4 %以下	5 %以下
G Fの幅	5 %以上	8 %以上	5 %以上
G F制御応答性	2 秒以内に出力変化開始、1 0 秒以内にG F幅の出力変化完了※	2 秒以内に出力変化開始、1 0 秒以内にG F幅の出力変化完了※	2 秒以内に出力変化開始、1 0 秒以内にG F幅の出力変化完了※
L F Cの幅	± 5 %以上	± 8 %以上	± 5 %以上
L F Cの出力変化速度	毎分 5 %以上	毎分 5 %以上	毎分 5 %以上
L F C制御応答性	2 0 秒以内に出力変化開始※	2 0 秒以内に出力変化開始※	2 0 秒以内に出力変化開始※
E D Cの出力変化速度	毎分 5 %以上	毎分 5 %以上	毎分 5 %以上
E D C制御応答性	2 0 秒以内に出力変化開始※	2 0 秒以内に出力変化開始※	2 0 秒以内に出力変化開始※
E D CとL F Cを同時に行う際の出力変化速度	毎分 1 0 %以上	毎分 1 0 %以上	毎分 1 0 %以上

力変化速度			
E D C・L F Cを可能とする最低出力	5 0 %以下	5 0 %以下	5 0 %以下
D S S (日間起動停止)	要 (8 時間以内)	要 (3. 5 時間以内)	要 (8 時間以内)
周波数変動補償 (不感帯)	要 (± 0. 1 H z 以内)	要 (± 0. 1 H z 以内)	要 (± 0. 2 H z 以内)
出力低下防止	要	要	要

※G Fは「ガバナフリー」、L F Cは「負荷周波数制御」、E D Cは「経済負荷配分制御」、%は定格出力又は標準周波数に対する比率を表す。

※記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

＜表3 系統連系技術要件に定めるガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル以外の発電方式の発電設備の仕様等＞

供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外
G Fの速度調定率	4 %以下	4 %以下	5 %以下
G Fの幅	3 %以上	5 %以上	3 %以上
G F制御応答性	2 秒以内に出力変化開始、1 0 秒以内にG F幅の出力変化完了※	2 秒以内に出力変化開始、1 0 秒以内にG F幅の出力変化完了※	2 秒以内に出力変化開始、1 0 秒以内にG F幅の出力変化完了※
L F Cの幅	± 5 %以上	± 5 %以上	± 5 %以上
L F Cの出力変化速度	毎分 1 %以上	毎分 2 %以上	毎分 1 %以上
L F C制御応答性	6 0 秒以内に出力変化開始※	6 0 秒以内に出力変化開始※	6 0 秒以内に出力変化開始※
E D Cの出力変化速度	毎分 1 %以上	毎分 2 %以上	毎分 1 %以上
E D C制御応答性	6 0 秒以内に出力変化開始※	6 0 秒以内に出力変化開始※	6 0 秒以内に出力変化開始※
E D CとL F Cを同時に行う際の出力変化速度	毎分 1 %以上	毎分 2 %以上	毎分 1 %以上

を同時に行う際の出力変化速度			
E D C・L F Cを可能とする最低出力	3 0 %以下	3 0 %以下	3 0 %以下
D S S (日間起動停止)	—	要 (4 時間以内)	—
周波数変動補償 (不感帯)	要 (± 0. 1 H z 以内)	要 (± 0. 1 H z 以内)	要 (± 0. 2 H z 以内)
出力低下防止	要	要	要

※G Fは「ガバナフリー」、L F Cは「負荷周波数制御」、E D Cは「経済負荷配分制御」、%は定格出力又は標準周波数に対する比率を表す。

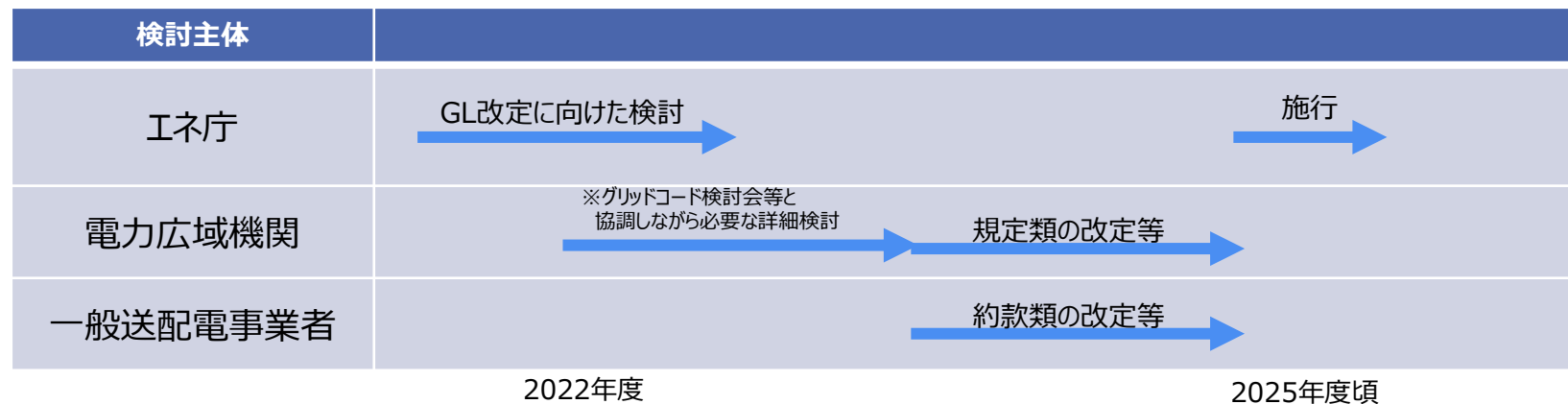
※記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

(参考) 1-②適用時期・今後の進め方

(出所) 第39回 系統WG (2022年5月24日) 資料1

- 最低出力については「技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも50%以下に抑制する」こととし、2019年10月、「**電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（資源エネルギー庁）**」を改定。2020年4月以降、新規の火力等設備については、最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うことが求められている。
- 新設の最低出力基準の更なる引下げにあたっては、当該ガイドラインの改定が必要。
- 昨年末の取りまとめにおいて、事業者の予見可能性を確保する観点から、2～3年程度の時間的猶予を設けることを基本とされたことを踏まえ、年度内を目処に本検討を進め、ガイドライン改定、遅くとも2025年度中の施行を目指してはどうか。

※ 新基準適用開始までに接続検討の受付が行われた電源については現行基準として扱うこととしてはどうか。



論点①－２ 既設火力等の最低出力引下げ

- 新設火力の最低出力を引き下げた場合においても、これまでと同様、既存設備に対してガイドラインが遡及的に適用されることはなく、新たな最低出力の基準は、設備のリプレイス時等にのみ適用される。
- 他方、足下で再エネの出力制御が増加し、全国大で再エネの出力制御が行われる中、出力制御の低減は喫緊の課題である。このため、技術的な困難性に配慮しつつ、出力制御時に発電停止できない設備に対しては、既設火力に対し、基本的に新設の場合と同様の基準の遵守を求めることとしてはどうか。
※この場合、ガイドラインの直接的な適用ではないため、遵守しない場合に直ちに系統連系が拒絶されることはない。
- その際、再エネの出力制御の低減が喫緊の課題であることに鑑み、特に大規模な発電事業者に対しては、2024年度中を目途とするガイドラインの改定を待たず、最低出力基準30%を遵守するよう、求めていくこととしてはどうか。
- また、基準の遵守を促す観点から、出力制御実施時に稼働している電源Ⅲ火力・バイオマスについては、今年度中に、毎年 of 出力制御の見通し算定のタイミング（年2回程度）に合わせ、本WGで公表することとしてはどうか。

(参考) 最低出力基準の遵守が望まれる既存の火力等発電設備 (案)

(出所) 第33回系統WG (2021年11月12日) 資料1

- 現行の各エリア（沖縄除く）の系統連系技術要件では、10万KW以上の火力等発電設備に最低出力等の周波数調整機能を具備することが要件とされている。
- 沖縄エリアでは、系統規模に対して、調整電源の数や規模も限られていることから、現状で調整力としている発電設備の容量と同等とし、他エリアより小さい基準（3.5万kW以上）で運用されている。
- こうした実態を鑑み、既設については、見直し後の最低出力基準の遵守が望まれる対象として、以下のように整理することが一案。

判断軸① 判断軸②		電源の規模	
		小	大
出力制御の 発生状況	現に発生	最低出力基準の遵守が強く望ましい	
	発生可能性あり	最低出力基準の遵守が望ましい	
	現状は可能性なし	※エリアの出力制御可能性が出てきた際には、基準遵守が望まれる。	

公表

(参考) 電源Ⅲ火力等の公表方法

対象者	変動再エネの出力制御が行われている断面で稼働している電源Ⅲ火力、バイオマス（出力制御に応じることが困難である地域資源バイオマスを除く）
対象日	変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の出力制御率の大きかった日
公表情報	発電所名（事業者名）、出力値※、稼働理由 ※自家発電設備については、系統への逆潮流分のみを対象とする。
公表タイミング	毎年の出力制御の短期見通し算定のタイミング（年２回程度）

電源Ⅲ火力・バイオマスの公表情報イメージ

	電源Ⅲ火力				専焼バイオマス			
	発電所名 (事業所名)	定格出力 [万kW]	当日出力 [万kW]	稼働理由	発電所名 (事業所名)	定格出力 [万kW]	当日出力 [万kW]	稼働理由
定格出力の50%を超えて運転	AA BB							
定格出力の30%を超えて 50%以下で運転	○者							
定格出力の30%以下で運転	○者							
停止又は自家消費相当分 まで抑制	○者							

稼働理由例
A) 一般送配電事業者と申合せた出力の範囲内で稼働
B) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
C) 一般送配電事業者との契約による調整力供出のため
D) 小売電気事業者等との契約による供給力供出のため
E) 燃料受入等に伴うボイルオフガス（BOG）消費のため
F) 燃料貯蔵が困難であるため
G) 試運転試験パターンに基づく稼働
H) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく稼働
I) 作業（ばい煙測定等）による稼働
J) 出力制御を行うことにより、燃料調達体制に支障を来すため
K) 出力制御を行うことにより、周辺環境に悪影響を及ぼすため
L) その他（いずれにも該当しない場合は理由を記入。）

- 電力広域機関により行われている出力制御の事後検証では、再エネ出力制御が発生する断面に稼働が想定された発電所について、「発電所名（電源Ⅰ・Ⅱのみ）」「最低出力値」「前日計画値」「前日計画と最低出力に差異があった場合の理由」が公表されている。
- これを踏まえ、出力制御の実施状況等を踏まえながら定期的なフォローアップを行う観点から、再エネ出力制御時に稼働していた電源Ⅲ火力・バイオマス発電設備について、「発電所名（事業者名）」「出力値※¹」「稼働理由※²」を取りまとめた上、本WGにおいて公表することとしてはどうか。

※¹ 自家発電設備については、系統への逆潮流分のみを対象とし、必要に応じて生産工程上の制約や燃料貯蔵の困難性等により出力制御が困難な場合はその旨を記載できることとする。

※² 個々の電源の事情を踏まえ、選択肢から選ぶことを想定。

- 公表の頻度としては、毎年出力制御の見通し算定のタイミング（年2回程度）に合わせて、実施することとしてはどうか。また、公表対象の日としては、出力制御が発生した日のうち、例えば、至近の出力制御率の大きかった日を代表日として用いることとしてはどうか。

電源Ⅲ火力・バイオマスの公表情報イメージ

発電所名(事業所名)	出力値 [出力率%]	稼働理由
A発電所 (▲▲▲発電(株))	□□万kW [○○%]	●●●● (選択肢)
...	...	...

稼働理由

- (a) ●●●●
- (b) ●●●●
- ...
- (f) ●●●●
- (g) ●●●●
- ...

(参考) 2. 電源Ⅲ火力等の公表の在り方

(出所) 第39回 系統WG (2022年5月24日) 資料1

- 出力制御の実施状況等を踏まえながら定期的なフォローアップを行う観点から、毎年の出力制御の見通し算定のタイミング（年2回程度）に合わせて、出力制御が行われている断面で稼働している電源Ⅲ火力やバイオマスの「発電所名（事業者名）」「出力値」「稼働理由」を取りまとめの上、本WGで国が公表することとされた。
- これらを公表する旨を「**系統情報の公表の考え方（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）**」に**明記**することとしてはどうか。
- また、出力制御が行われた時間にこういった電源がこういった理由で稼働していたかの状況が公表されることは、情報公開の観点から重要との指摘もあった。
- この際、出力制御時に事業者自身により出力を下げる、又は停止することを促す観点から、公表のイメージを示した上で、稼働理由例があらかじめ明らかになっていることが望ましい。
- 例えば、公表のイメージ及び稼働理由例として、以下の通りとしてはどうか。稼働理由例として、他に考慮すべき事項はあるか。

※出力制御が発生した日のうち、至近の出力制御率の大きかった日といった代表日とする。

	電源Ⅲ火力				専焼バイオマス			
	発電所名 (事業所名)	定格出力 [万kW]	当日出力 [万kW]	稼働理由	発電所名 (事業所名)	定格出力 [万kW]	当日出力 [万kW]	稼働理由
定格出力の50%を超えて運転								
定格出力のX%※を超えて 50%以下で運転								
定格出力のX%※以下で運転								

稼働理由例

A) 一般送配電事業者と申合せた出力の範囲内で稼働

B) 連系線運用容量を維持するための電制量確保

C) 一般送配電事業者との契約による調整力供出のため

D) 小売電気事業者等との契約による供給力供出のため

E) 燃料受入等に伴うボイルオフガス（BOG）消費のため

F) 燃料貯蔵が困難であるため

G) 試運転試験パターンに基づく稼働

H) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく稼働

I) 作業（ばい煙測定等）による稼働

J) 出力制御を行うことにより、燃料調達体制に支障を来すため

K) 出力制御を行うことにより、周辺環境に悪影響を及ぼすため

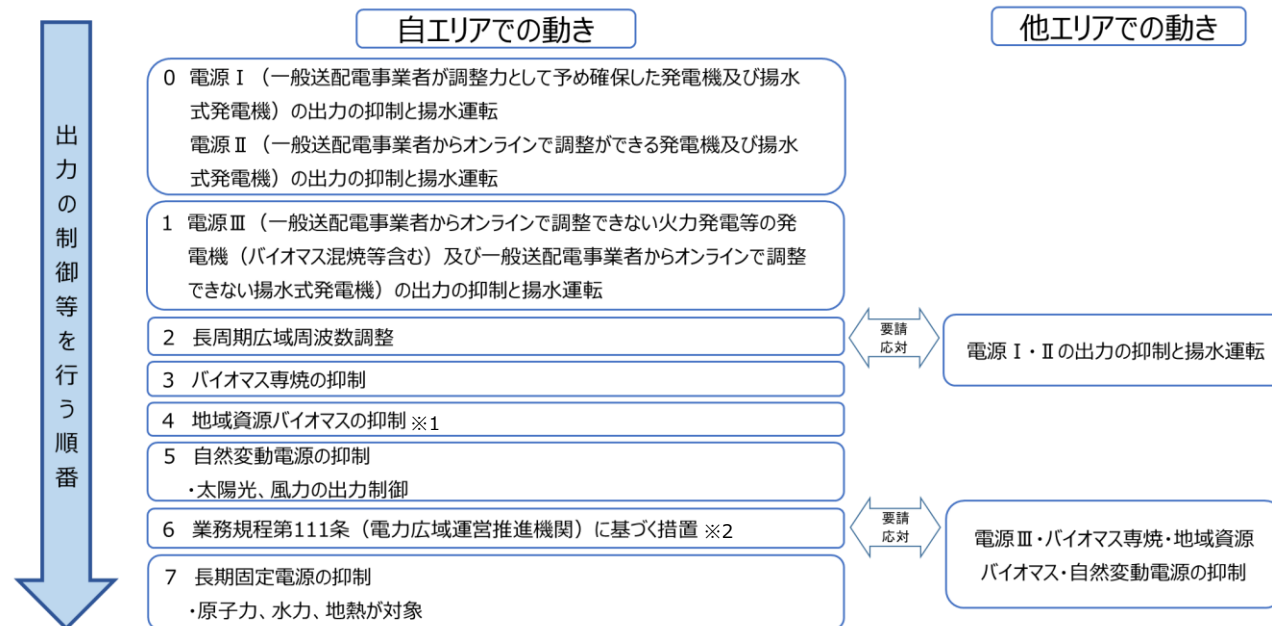
L) その他（いずれにも該当しない場合は理由を記入。）

※「X%」については、本WGで今後検討予定。

論点② 広域的な出力制御の運用

- 電力システム改革以降、スポット市場や需給調整市場等において広域的に電力の取引が行われ、日々の需給管理においても、エリアを越えた広域予備率が用いられている。
- こうした中で、再エネの出力制御の低減に向けて、一般送配電事業者間で余剰電力の送受電が行われる際、受電可能量を増やすため、受電エリアにおいて火力等の出力を引き下げること、燃料費を抑制しつつ、再エネを最大限活用する上で有効である。
- このため、再エネの出力制御においても、広域的な運用を進めることとし、地域間連系線の最大活用に向けて、あるエリアで供給が需要を上回ると見込まれる場合は、他エリアにおいても、火力等の出力を引き下げることが基本としてはどうか。

現時点における出力の制御等を行う順番について



※1：燃料貯蔵の困難性、技術的制約などにより出力の抑制が困難な場合（緊急時は除く）は抑制対象外

※2：電力広域的運営推進機関の指示による融通

論点②－ 1 下げ調整力不足時の他エリアの電源の出力引下げ

- 電力の供給が需要を上回ると見込まれる場合、優先給電ルールに基づき、まず、あらかじめ一般送配電事業者が確保した調整電源（電源Ⅰ、Ⅱ）、次に、一般送配電事業者からオンライン指令できない非調整電源（電源Ⅲ）の出力が引き下げられる。
- それでもなお、供給余剰が見込まれるときは（＝下げ調整力不足）、電力広域機関を通じ、他エリアに受電を依頼（＝長周期広域周波数調整）することとなる。
- この場合、受電エリアにおいては、従来、調整電源の出力の制御にとどまり、非調整電源の出力の制御は行ってこなかったが、燃料費を抑制しつつ、再エネを最大限活用する観点から、今後は、受電エリアの非調整電源についても出力を引き下げることとしてはどうか。
- そのためには、事業者間の契約（運用申合せ書）を見直すとともに、エリア間の精算単価に差がある場合の一般送配電事業者間の精算方法についても検討が必要となる。
- このため、一般送配電事業者が主体となって、精算方法や運用の詳細について必要な検討を行った上で、2024年度中を目指して契約の見直しを行うこととしてはどうか。
- また、再エネの出力制御の低減が喫緊の課題であることに鑑み、特に大規模な発電事業者に対しては、契約の見直しを待たず、他エリアの出力制御時には出力を引き下げるよう、協力を求めていくこととしてはどうか。

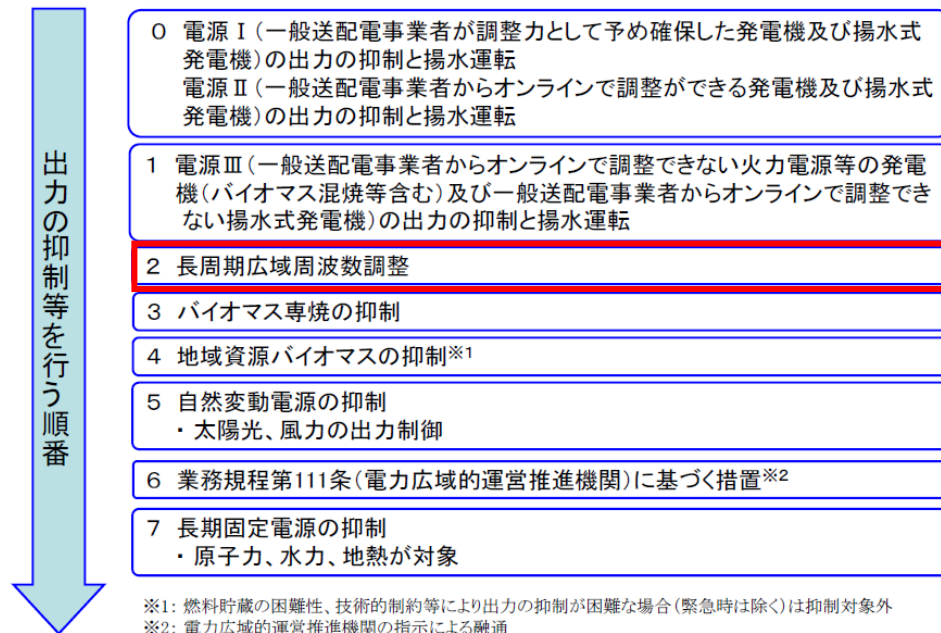
(参考) 長周期広域周波数調整を受電する場合の考え方の見直し

- 長周期広域周波数調整により他エリアの余剰供給力を受電する場合、これまでは各エリアにて揚水1台故障リスクを織り込み受電可能量を算定してきた。
- 一方、同期系統内で同時に揚水2台故障となる事は稀頻度であることから、一般送配電事業者における取り組みとして、2023年GWから各エリアではなく同期系統内（東北・東京エリア、中西エリア）で揚水1台故障リスクを織り込むことで、再エネの出力制御量を低減している。

【自エリアにおける優先給電ルールに基づく制御】

2. 出力の抑制等を行う順番(1)

2



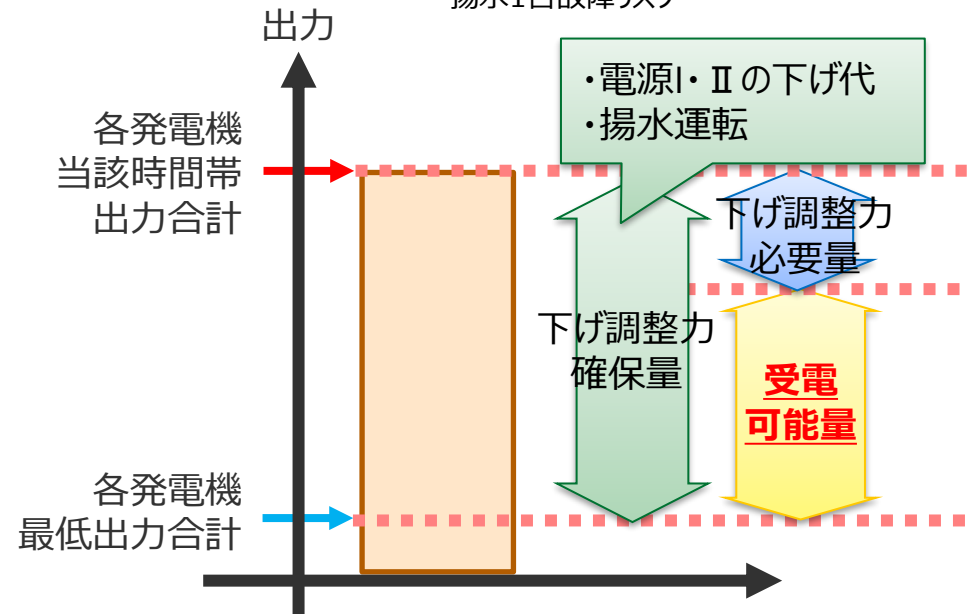
電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針

（下げ調整力の活用）第173条、（下げ調整力が不足する場合の措置）第174条、（出力抑制又は揚水運転の実施に係る事前協議）第175条

【長周期広域周波数調整の受電時における取り組み】

受電可能量 = 下げ調整力確保量 - 下げ調整力必要量※

※時間内変動+予測誤差+同期系統内における揚水1台故障リスク



(参考) 論点① 出力制御が行われないエリアにおける余剰電力の受電可能量拡大

- 広域的運用の拡大による再エネの出力制御の低減に向けて、現在、各一般送配電事業者においては、優先給電ルールに基づき長周期広域周波数調整の申し出を行ったエリアの余剰電力を受電する場合、エリア内の電源Ⅰ・Ⅱの出力を最大限引き下げるとともに、揚水運転により需要を創出した上で、連系線を最大限活用して余剰電力を受け入れることとしている。
- こうした取組を通じて受電エリアにおける余剰電力の受電可能量を最大化することで、従来、九州エリアで再エネの出力制御が行われる場合は、連系線を最大限活用して九州エリアの余剰電力を他エリアで受電していた。
- 一方、本年4月に中国、四国、九州で同時に出力制御が行われた際は、出力制御が行われたこれらのエリアと隣接する関西エリアとを結ぶ地域間連系線に、最大約100万kWの空き容量があったことが確認されている。(※4/17 12:00~12:30の例。運用容量430万kWから、実潮流320万kWとマージン10万kWを除いた容量)
- これは、受電エリアにおける余剰電力の受電可能量が、連系線の最大活用可能量(空容量)を下回ったためと考えられる。
- 今後、再エネの導入拡大が進むにつれて、このような断面が増加すると見込まれる中、社会コスト低減の観点から再エネの出力制御の低減を図る上で、受電エリアにおいてどのような対応が考えられるか。
- 例えば、安定供給のために必要な下げ代を確保※した上で、電源Ⅰ・Ⅱに加えて、電源Ⅲについても、S+3Eの観点から発電設備の構成・特性や運用コスト等を踏まえ、出力制御が行われるエリアと同様に扱うことについてどのように考えるか。

※現状は、基本的に、揚水1台故障リスクを確保して運用。

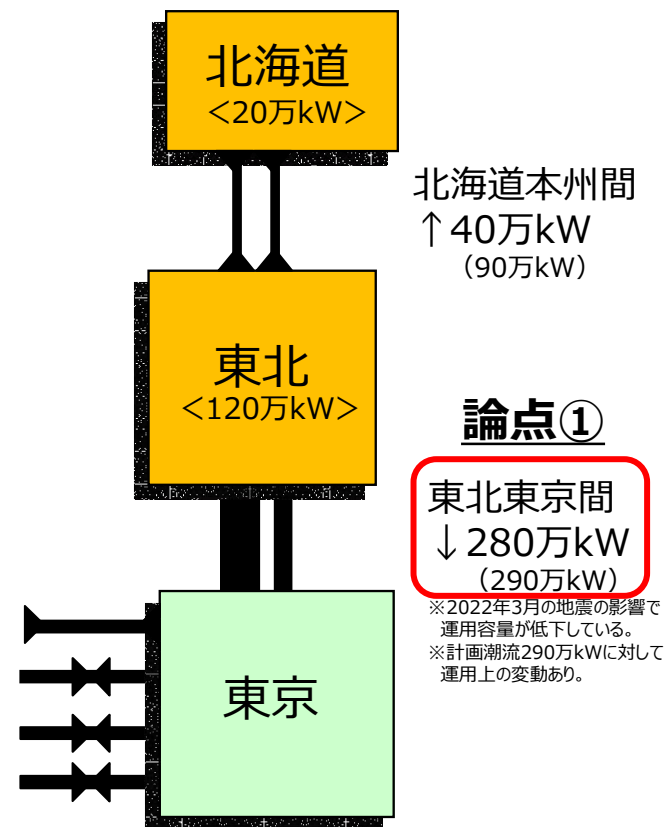
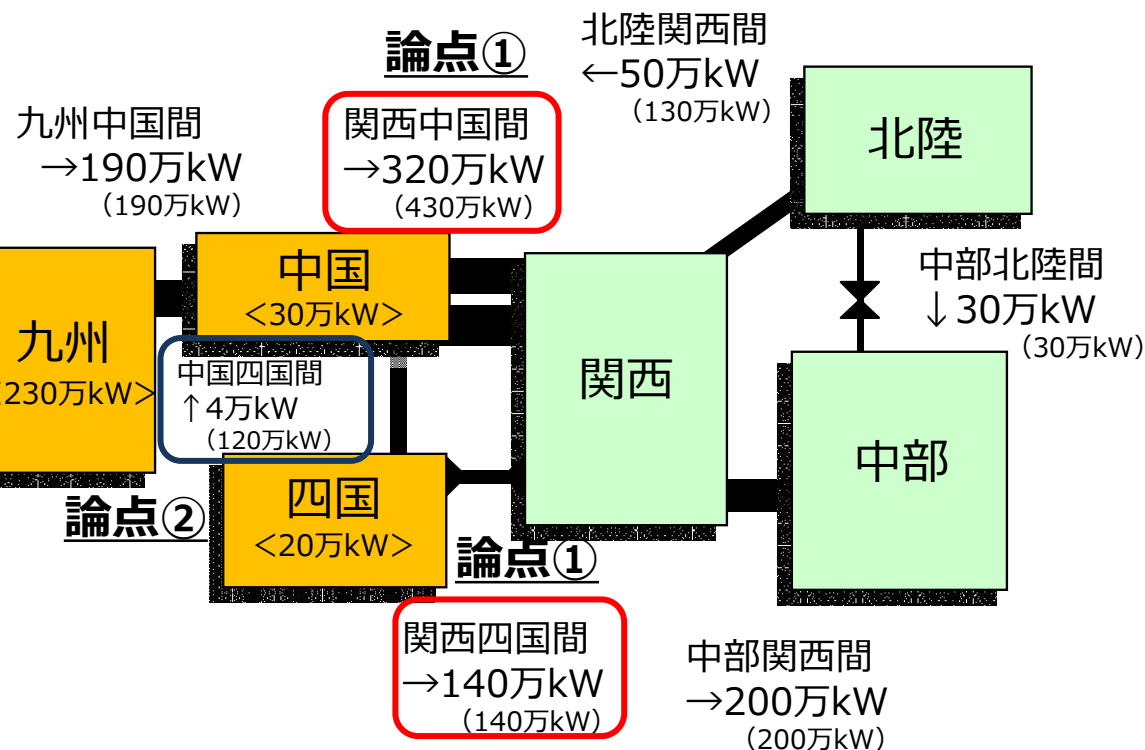
(参考) 再エネ出力制御発生時の地域間連系線の状況

(出所) 第41回 系統WG
(2022年9月14日) 資料3

- 再エネ出力制御発生時における地域間連系線の状況は次のとおり。

2022/4/17 (日) 12:00~12:30の例

2022/5/8 (日) 12:30~13:00の例



(参考)

○2022/4/17の最大余剰電力発生時刻

中国：11:30~12:00、四国：11:30~12:00、九州：12:00~12:30

○2022/5/8の最大余剰電力発生時刻

北海道：12:30~13:00、東北：11:30~12:00

※いずれの例もスポット市場の全エリアプライスは0.01円/kWh。

※出典：系統情報サービスより各連系線の実績潮流を記載（四捨五入等で各社速報値と若干異なる場合あり）。（ ）内は潮流方向の運用容量。
※オレンジの地域は再エネ出力制御が発生したエリア。＜ ＞内の数字は再エネ出力制御量。
※運用容量には需給調整市場の連系線確保量等マージンが設定されているため、容量をすべて使えるわけではないことに留意。

論点②－２ 下げ代不足融通指示時の他エリアの電源の出力引下げ

- 電力の供給が需要を上回ると見込まれる場合、火力等の出力を引下げ、他エリアに余剰分を送電してもなお、供給余剰が見込まれるときは、バイオマス、更には太陽光、風力の出力を引き下げることとなる（再エネの出力制御）。
- これまでのところ、供給が需要を上回る場合であっても、再エネの出力制御により、需給バランスは確保されている**今後、再エネの導入拡大が更に進むと、再エネの出力制御を行ってもなお、供給余剰を回避できない状況が生じ得る（＝下げ代不足）**。
- その場合、広域機関は下げ代不足エリア及び他エリアに対し、下げ代不足融通指示を出す。他エリアにおいて調整電源の下げ調整力だけでは下げ代不足を解消できない場合、優先給電ルールに準じて、非調整電源やバイオマス、更には再エネの出力制御が必要になることが想定される。
- このため、こうした他エリア起因の出力制御時の対応については、関係法令等の関係を含め、今後、再エネ大量小委において検討することとしてはどうか。

更なる対策の基本的考え方

- 5年前に九州エリアで初めて行われた再エネの出力制御は、再エネの導入拡大とともに、全国に拡大している。その結果、受電エリアの受電可能量が制約となり、地域間連系線を最大限活用できない状況も生じている。
- また、昨年来の電気料金高騰に伴う節約・節電効果に伴う電力需要の減少もあり、足下の出力制御量は増加傾向にある。
- こうした状況変化を踏まえつつ、**2030年のエネルギーミックス実現に向けて、更なる再エネの導入拡大を図るためには、出力制御の低減に向けて、これまで以上に踏み込んだ取組が求められる。**
- 具体的には、例えば、**従来、費用対効果や事業者理解等の観点から、必ずしも十分に検討してこなかった取組についても、改めて検討を行う必要がある。**
- その際、**個々の取組に付随する社会的費用については、中長期的な視点で便益と比較しつつ、再エネの更なる導入拡大を進める観点から、その負担の在り方を検討することが重要**である。
- また、**効率性の観点から、市場メカニズムをできる限り活用する一方、エネルギー政策の大前提となる供給の安定性を損なわないよう留意**する必要がある。
- このような観点から、供給面、需要面、系統面それぞれにおいて取り得る取組について、幅広く検討の上、**年内を目途に、再エネの出力制御低減に向けた新たな対策パッケージを取りまとめる**こととしてはどうか。

今後の検討事項（例）

- 再エネの出力制御低減に向けた今後の検討事項として、例えば、以下の取組の効果や実現に向けた課題、費用負担の問題等について、どのように考えるか。また、これら以外に、どのような検討事項が考えられるか。
 - ・水力の調整機能の高度化（調整機能の具備）
 - ・蓄電池や電源制御装置を活用した連系線の運用容量の拡大
 - ・出力制御時間帯における蓄電池やEVの充電促進、ヒートポンプなどDRの促進
 - ・市場価格を反映した小売料金メニューの提供促進