

再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けて

2023年6月21日

資源エネルギー庁

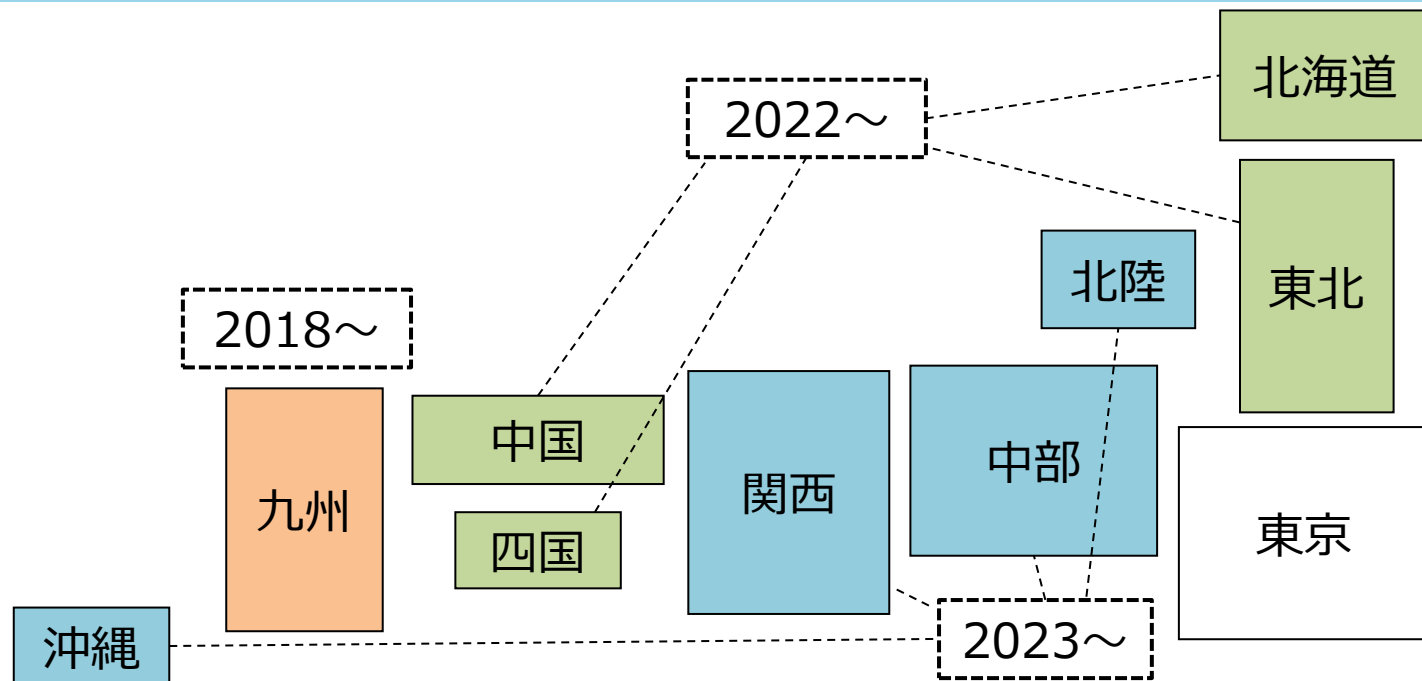
本日の御議論

- 電力供給が需要を上回ると見込まれる場合において、需給バランスを確保するために行われる再エネ電源の出力制御は、2018年に初めて九州エリアで行われた。
- その後、春秋の低需要期を中心に、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～）、関西（2023/6～）で新たに出力制御が行われた結果、未実施エリアは、東京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、再エネ導入の妨げにならないよう、制御量を可能な限り抑制することが不可欠である。
- 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、出力制御の抑制に向けて取り組んできた。
- 本日は、足下の出力制御の実施状況を御報告の上、更なる対策の在り方について、幅広く御議論いただく。

- 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. 更なる対策の在り方

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、6月に関西エリアにおいて、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、東京エリアにおいても、**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

	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	0.9%	4.0%	2.9%	3.9%	3.0%	0.04%	0.45%	0.45%	0.41%	0.08%
[年間制御電力量 (kWh)] [年間総需要 (kWh)]	[1.0億] [864億]	[4.6億] [844億]	[4.0億] [837億]	[5.3億] [853億]	[4.5億] [845億]	[191万] [301億]	[6,379万] [813億]	[3,988万] [585億]	[1934万※ ⁶] [274億※ ⁶]	[34.9万] [69億]

2023年度	北海道	東北	中部	北陸
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
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}

2023年度	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光・風力 接続量	716万kW※^{1 ※6} 太陽光 699万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	— ※ ⁷	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

※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。

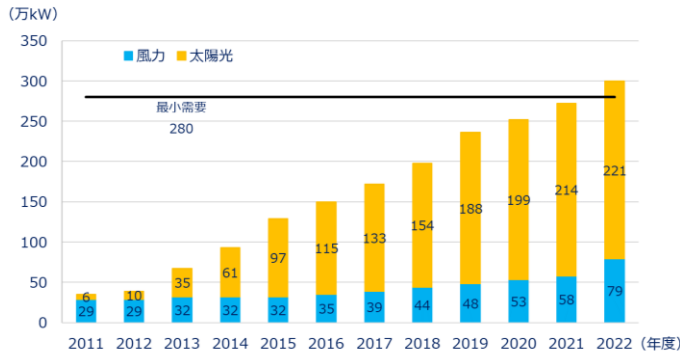
※⁶ 淡路島南部地域は四国に含む ※⁷ 関西の見通しは後日示される予定。

出力制御の実施状況② 出力制御量の増加

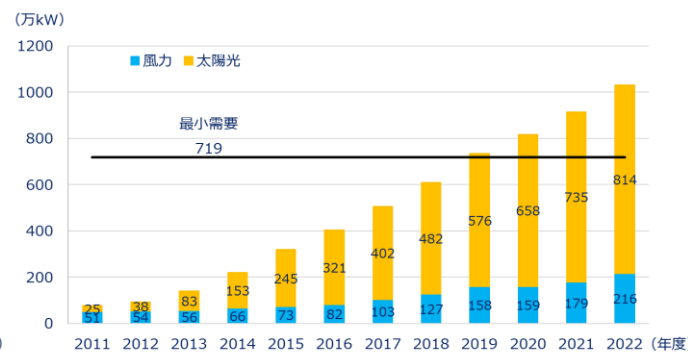
- 再エネの導入拡大に伴い、実施エリアの拡大とともに、全国の再エネの出力制御量の合計も増加傾向にあり、2018年度は約1億kWh（九州のみ）であったが、2022年度は全国で約6億kWhとなっている。 ※総需要は約9,000億kWh（2021年度総合エネルギー統計）
- こうした出力制御の増加の背景には、引き続き太陽光が堅調に増加していることに加え、足下では、電力価格の高騰を踏まえた節電、節約の影響もあると考えられる。
- 再エネ導入量は年々増加しており、例えば九州エリアでは、2022年度実績で、最小需要718万kWに対して、再エネの導入量は1,216万kWと約1.7倍に上っている。その他、北海道、東北、中部、中国、四国の全国5つのエリアにおいて、太陽光・風力の設備容量が軽負荷期の需要を上回っている。
- また、足元の電力需要は、昨年度に比べ、3～5%程度少ない水準で推移している（気温補正なし）。
- なお、出力制御量を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。その結果、3～5月は出力制御率が10%を超えることが多い一方、年間を通じた制御率は、最も制御量の多い九州でも5%未満となっている。

(参考) 再エネ導入量の増加

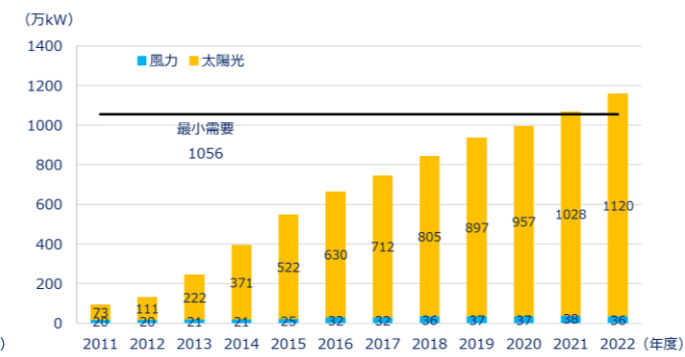
【北海道エリア】



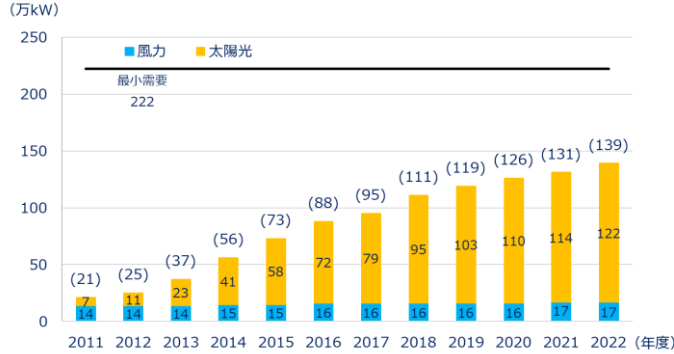
【東北エリア】



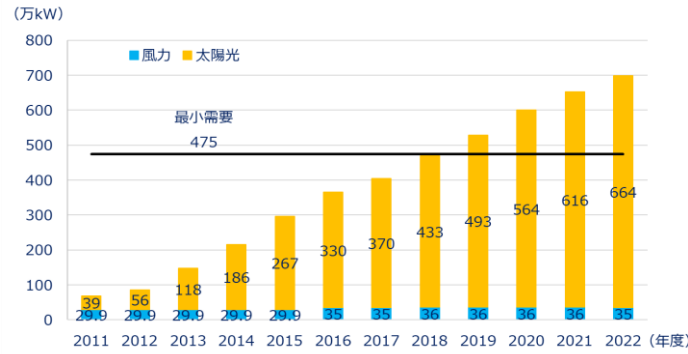
【中部エリア】



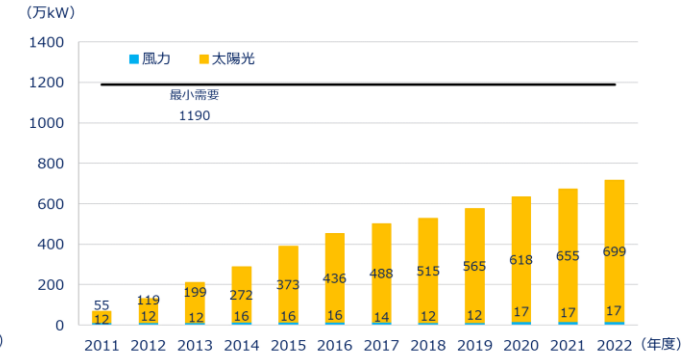
【北陸エリア】



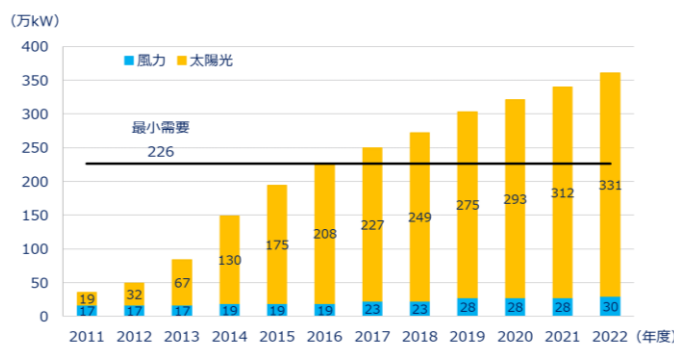
【中国エリア】



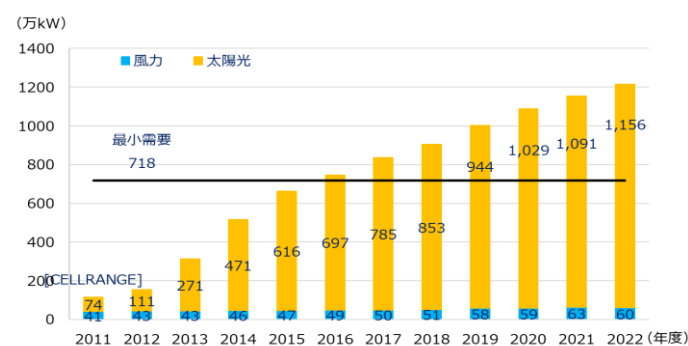
【関西エリア】



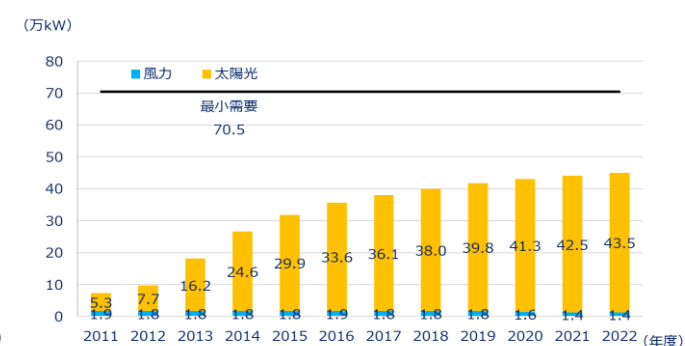
【四国エリア】



【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～）※淡路島南部地域は四国に含む。

(参考) 足元の電力需要の動向 (4月～6月) (気温補正無)

- 2023年4月～2023年5月の電力需要は、1月～3月に引き続き、昨年と比較し減少。ただし、減少幅は縮小している。

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	0%	-2%	-4%	-3%	-3%	-1%	-3%	-4%	-0.4%	-2%	-2%
26日～30日	-3%	-7%	-6%	-8%	-8%	-4%	-5%	-5%	-4%	-13%	-6%
月合計	-3%	-5%	-7%	-5%	-6%	-3%	-6%	-4%	-2%	-4%	-5%

5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	-6%	-5%	-4%	-4%	-9%	-2%	-7%	-2%	1%	4%	-4%
8日～14日	1%	-2%	-5%	-4%	-4%	-3%	-7%	-3%	-1%	-14%	-4%
15日～21日	0%	-3%	-2%	1%	-3%	1%	-4%	0.9%	3%	2%	-1%
22日～28日	-1%	-4%	-7%	-4%	-5%	-5%	-7%	-4%	-2%	0%	-5%
29日～31日	2%	0%	-3%	4%	1%	0%	2%	2%	9%	0%	1%
月合計	0%	-3%	-6%	-1%	-3%	-4%	-5%	-2%	1%	0%	-3%

6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	-1%	-3%	-4%	-3%	-3%	-3%	-6%	-6%	-1%	-2%	-3%
8日～12日	-1%	-3%	-1%	-2%	-4%	-4%	-4%	-9%	-2%	14%	-2%
月合計	-1%	-3%	-3%	-3%	-4%	-3%	-5%	-8%	-2%	5%	-3%

(参考) 各月ごとの出力制御の実施量及び率について

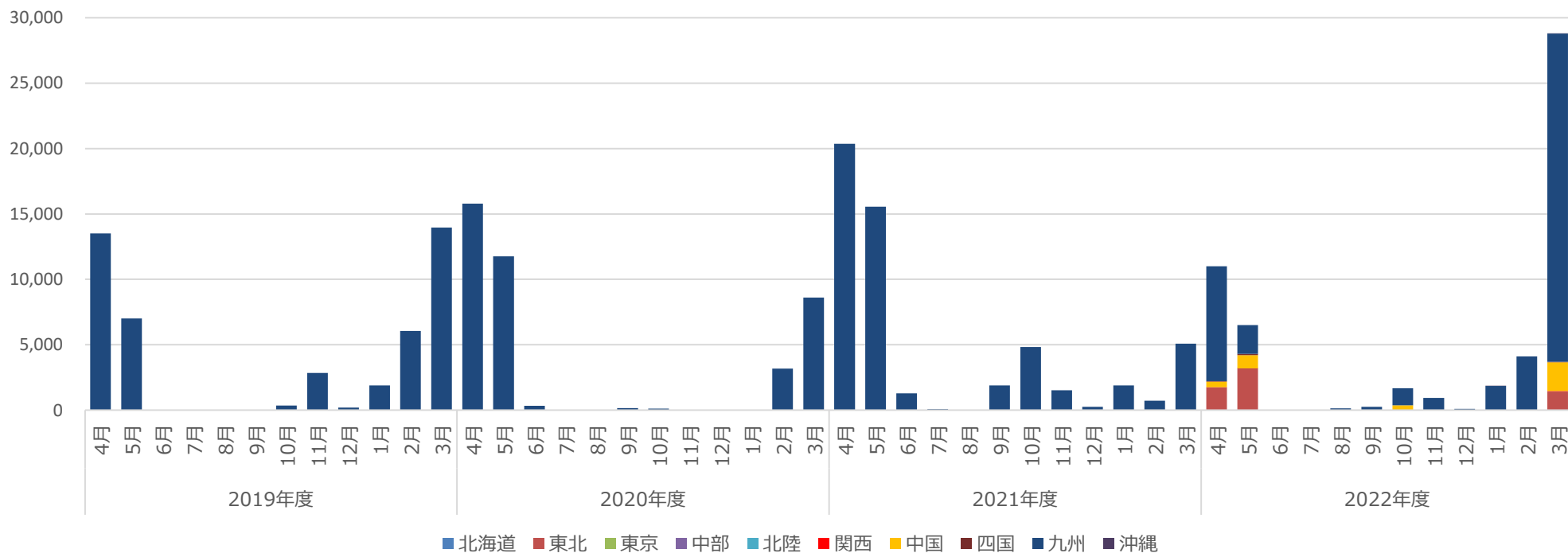
(出所) 第46回 系統WG
(2023年5月29日) 資料1

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 (日本)



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. 更なる対策の在り方

- 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

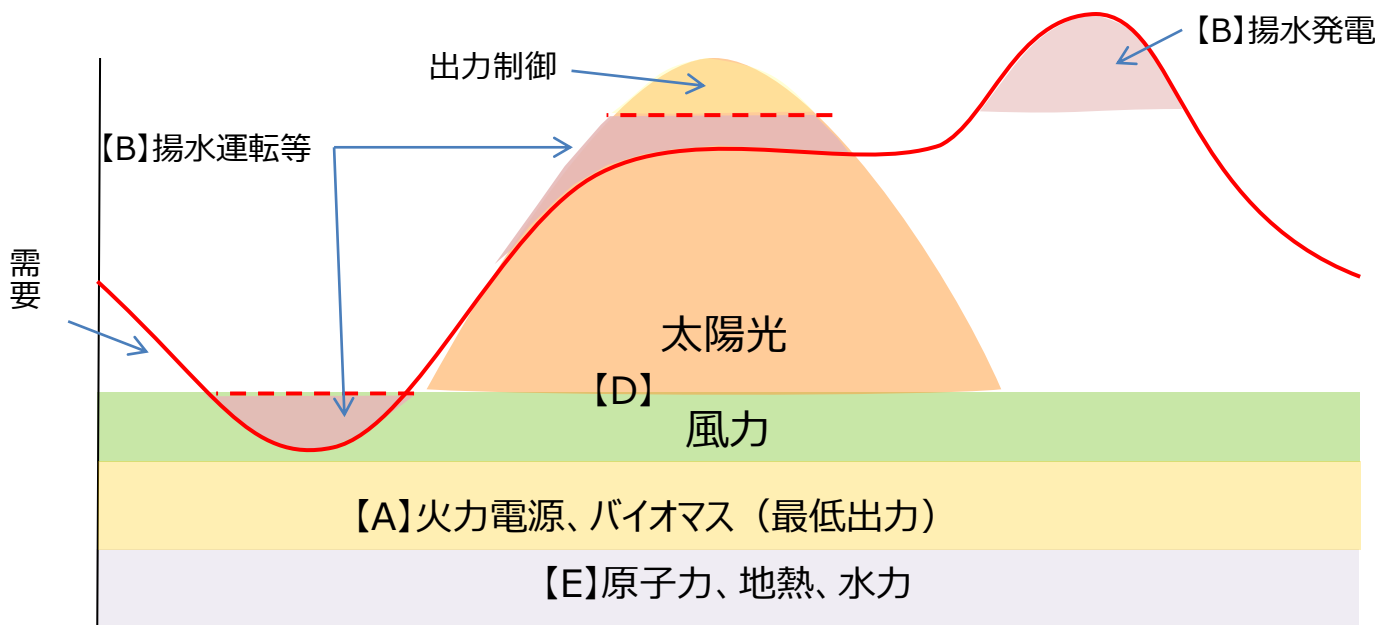
- 再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な措置である。出力制御が発生しないよう再エネの導入を抑制することは本末転倒であり、また、再エネの導入にあわせて系統増強等を行うと社会的コストは増大する。
- 他方、発電費用ゼロの変動再エネを出力制御することは、それ自体が社会的な損失である。したがって、出力制御が必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進め、需給変動に応じて出力制御が適切に行われるようにする必要がある。
- その際、エネルギー政策の基本方針であるS+3Eは大前提である。徒に出力制御の低減を図ることにより、電力の安定供給が損なわれたり、温室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。

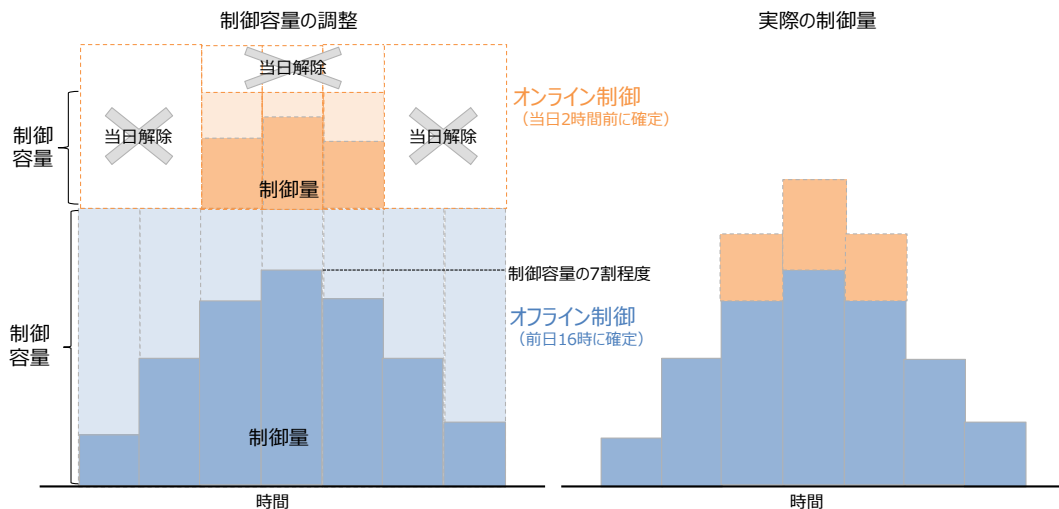
出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) オンライン制御の拡大

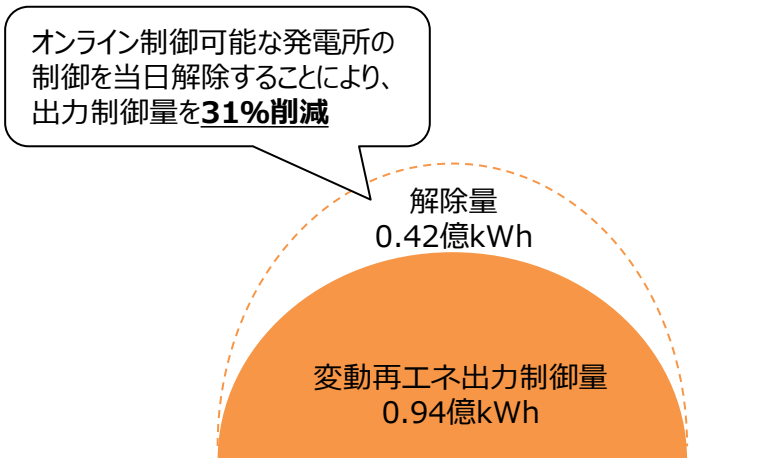
(出所) 第21回 系統WG (2019年4月26日) 資料 4

- 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、ま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】

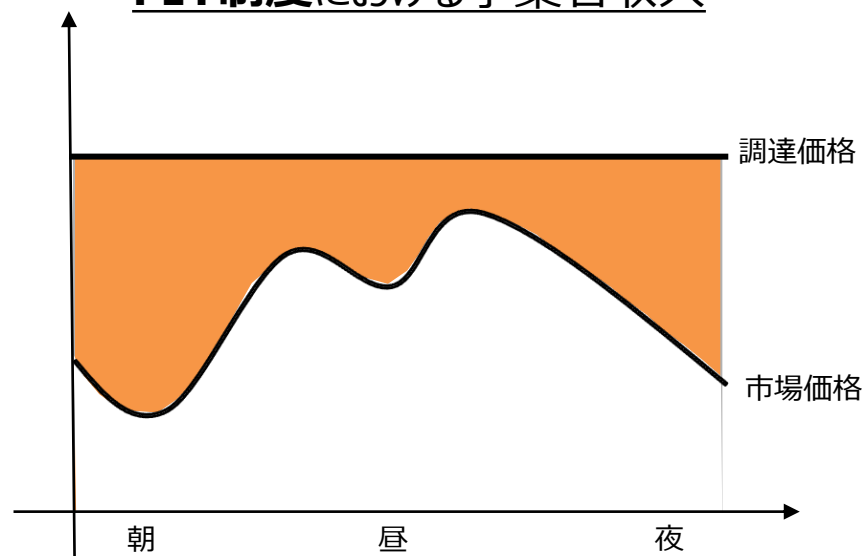
オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

- ・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

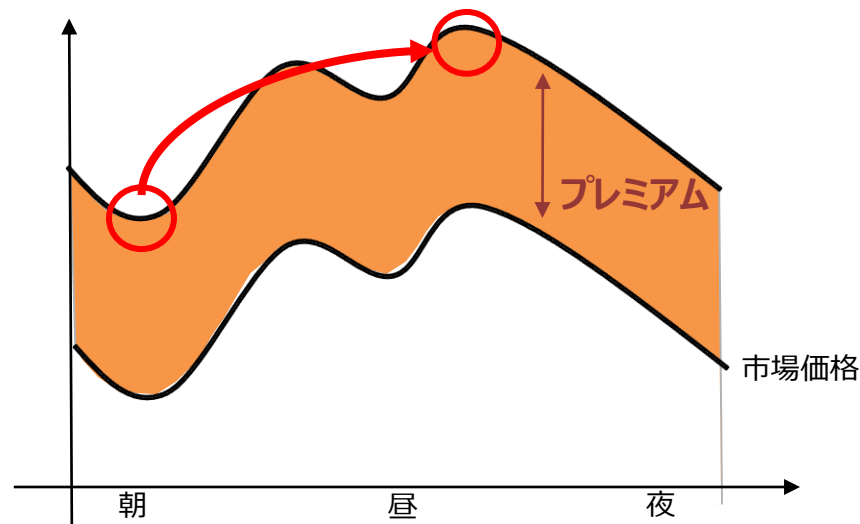
(参考) FIT制度とFIP制度の違い

- **FIT制度**の事業者収入は、「一定期間固定された調達価格 × 発電量」となる。すなわち、発電した電気をいつ供給しても、得られる収入は変わらない。
 - **FIP制度**（太陽光：2022年度～）の事業者収入は、市場や相対で取引された売電価格に連動し、「（売電価格+プレミアム価格） × 発電量」となる。すなわち、市場価格の高い時間帯に売電した方が得られる収入が増える。
- ⇒ 蓄電池等を活用し、余剰電力が生じる（市場価格が低い）時間帯に発電した電気を、市場価格の高い時間帯に供給する行動を促すことが可能。

FIT制度における事業者収入



FIP制度における事業者収入



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
- ・ 系統接続ルールの整備
 - － 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

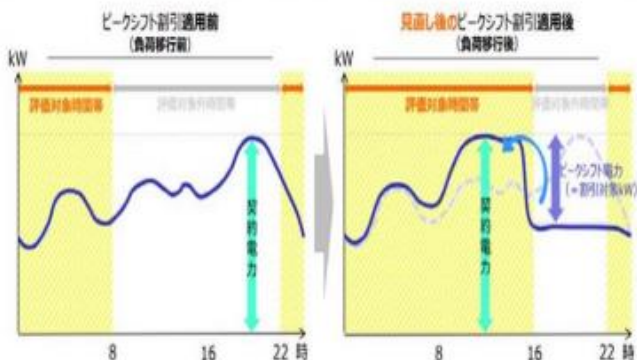


3. 再エネ出力制御に向けたこれまでの取組状況

(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)



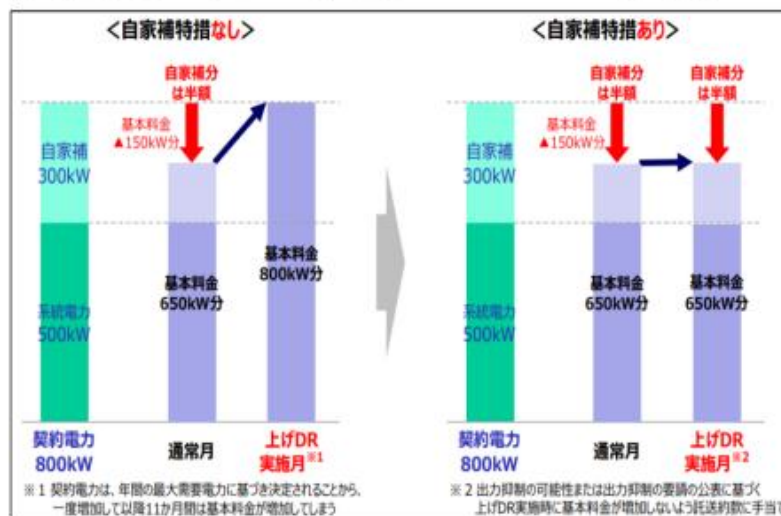
▶ 軽負荷月 (4月等) であれば、夜間への負荷移行だけでなく、昼間 (8~16時) への負荷移行であってもピークシフト割引の対象として評価

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
◎

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か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
○

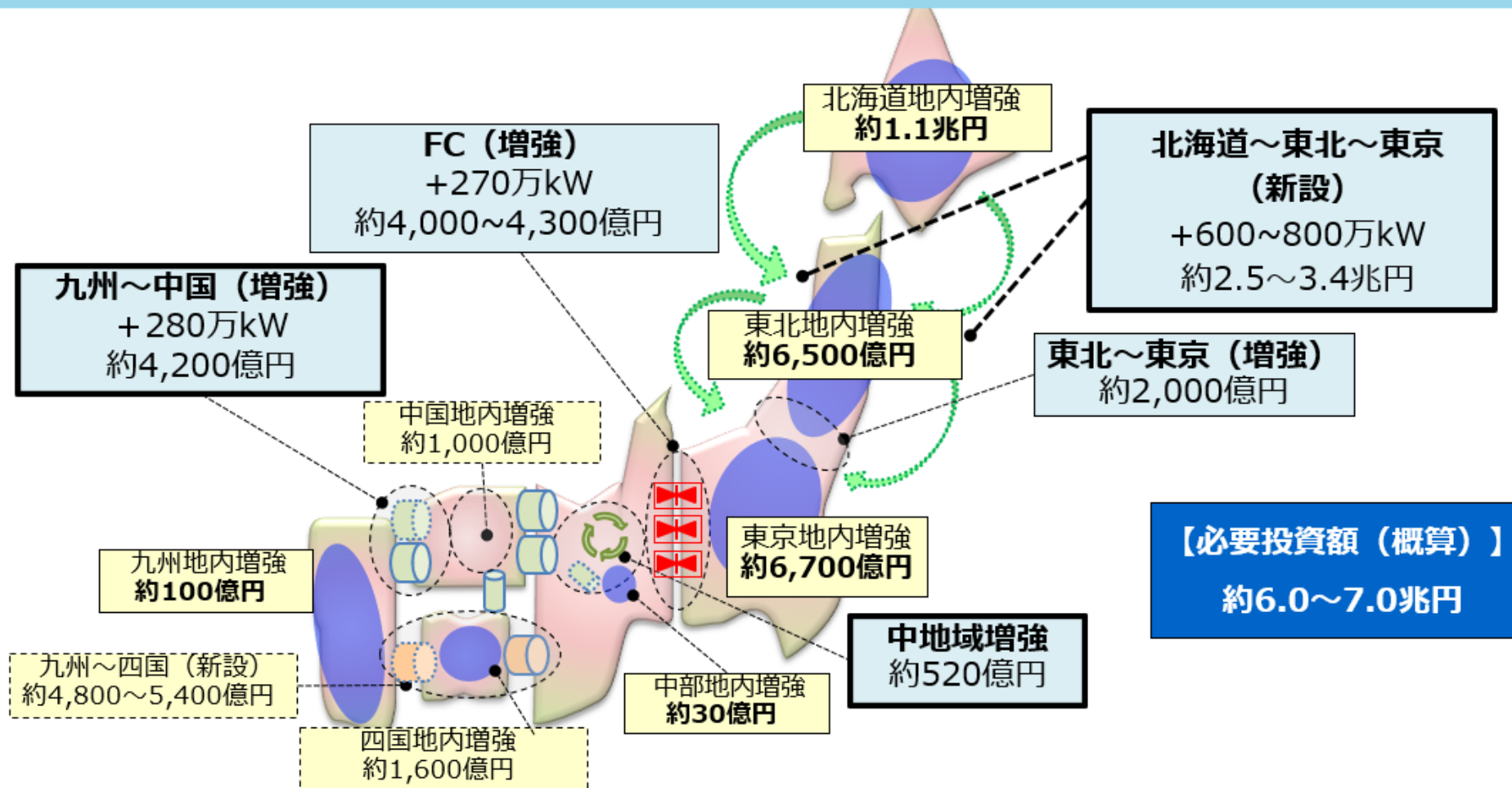
※◎は今回追加した負荷移行先時間、○は従来からの負荷移行先時間、-は負荷移行先時間以外の時間。

※◎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

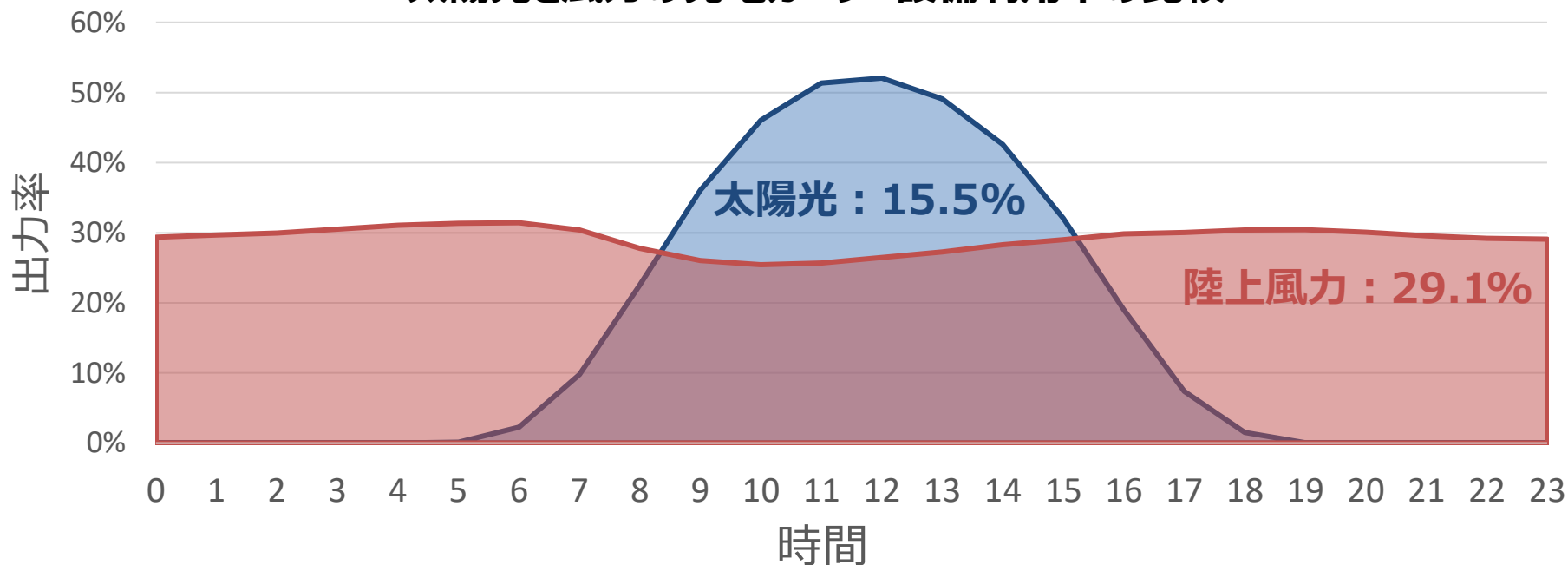
- 再エネの出力制御量の低減に向けて、様々な取組を進めてきた結果、例えば、九州エリアにおいては、再エネ導入を拡大し続ける中であっても、**年間のkWhベースでの制御率は3～4%程度で推移**している。
- これは、海外と比較した場合、変動再エネの比率が相対的に低い中では、高い水準にあるとの評価もあり得る。例えば、アイルランドにおいては、制御率が4%程度になったときは、既に変動再エネ比率が20%を超えており、九州エリアの変動再エネ比率10%強を大きく上回る。
- 他方、変動再エネの多くを風力が占める欧州と異なり、日本の場合、足下は変動再エネの多くを太陽光が占めるという特徴がある。**太陽光は、風力に比べて日々の出力変動幅が大きく、相対的に太陽光の比率が高い日本においては、太陽光の特性を踏まえた対策を進める必要がある。**

(参考) 太陽光と風力の出力変動の違い

(出所) 第46回 系統WG
(2023年5月29日) 資料1

- 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。

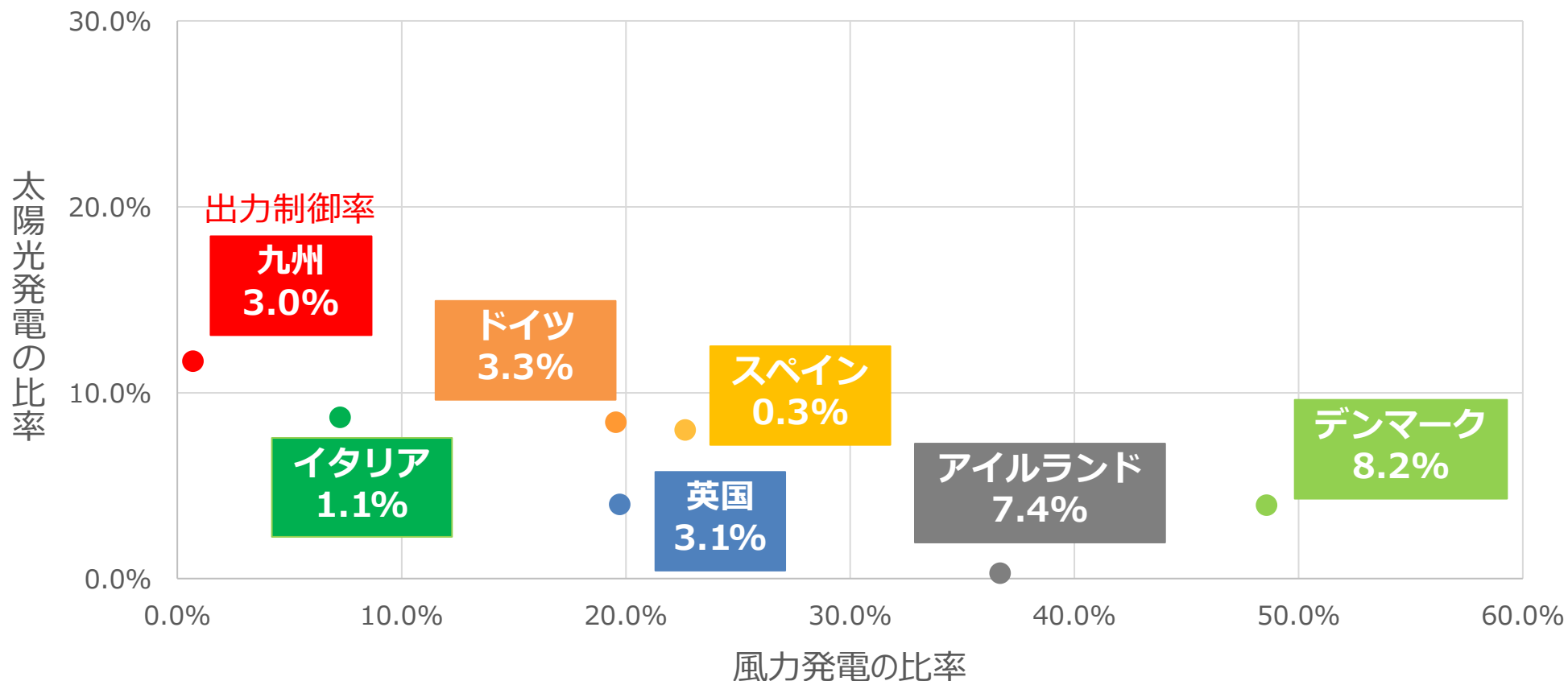
なお、エリア・年平均の発電カーブであるため、個別の発電所単位の発電カーブはこれよりも大きく変動する。

※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。

再エネ出力制御に関する国際比較

- 電力システムの構築にあたっては、S+3Eの観点が重要。出力制御を最大限抑制することを大前提に、一定の出力制御を行うことは国際的にも一般的。

各国の太陽光発電と風力発電の発電量比率と出力制御率



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）、令和4年度諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査（資源エネルギー庁）

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. 更なる対策の在り方**

更なる対策の基本的な考え方

- 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。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、足元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、**出力制御の抑制に向けて、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、足元の対策は引き続き進めながら、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**こととする。

具体的対策（例）

- 更なる再エネの導入拡大に向けて、費用対効果を踏まえつつ、足元で増加傾向にある再エネの出力制御の抑制に向けて、幅広い取組を行っていく必要がある。
- 2021年末に取りまとめた対策パッケージを補完・強化する更なる取組として、以下に掲げるもののほか、どのような取組が考えられるか。

<短期対策>

- － 発電設備のオンライン化の更なる推進
- － 全国大での火力の最低出力引下げ等（揚水の最大限活用含む）
- － 蓄電池や水電解装置、ヒートポンプによる需要創出
- － 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

<中長期対策>

- － 地域間連系線の増強 ◆
- － 変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用
- － 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

※ ◆は2021年末に取りまとめた対策パッケージに同じ。

短期対策① 発電設備のオンライン化の更なる推進

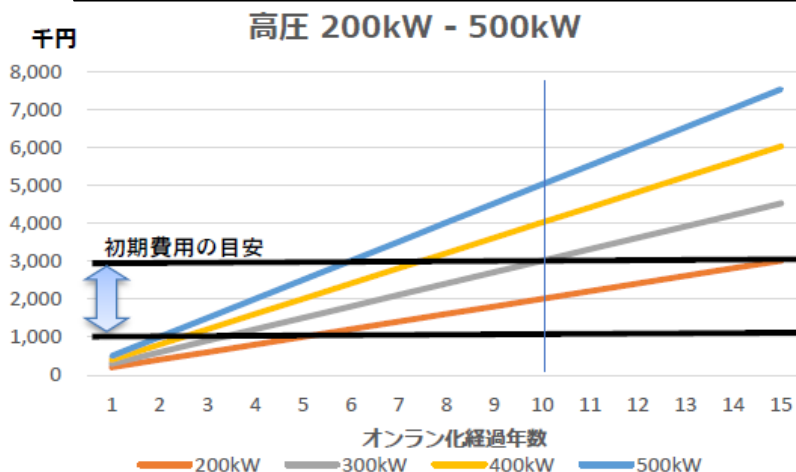
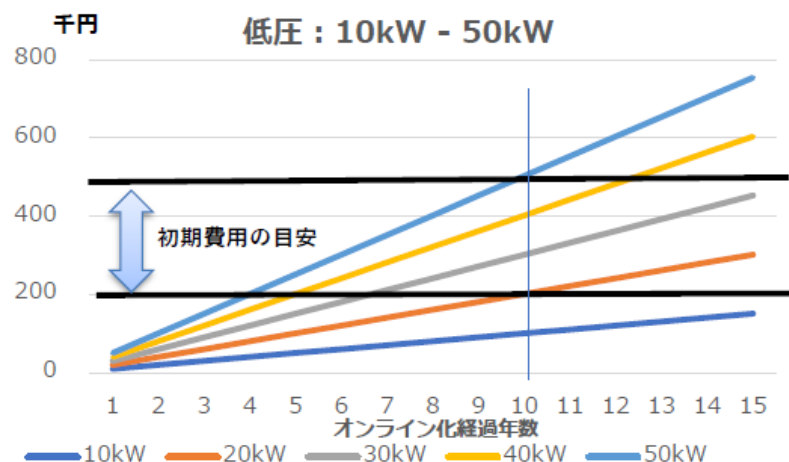
- 出力制御量をできる限り抑制するため、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならないオフライン電源（※）について、需給予測の精度が高まる当日段階で効率的に出力制御が行えるオンライン化を、これまでも系統WGや一般送配電事業者、発電事業者団体を通じ、促進してきた。2022年度からは、オンライン代理制御も導入され、オンラインによる制御が拡大している。

※主に2015年1月25日以前に接続申込

- 一方で、再エネの導入拡大が更に進むと、現状制御できる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も考えられることから、代理制御ではなく、実制御できる電源も増やす必要がある。
- 発電設備のオンライン化は制御時間の短縮や現地操作が不要になる等、発電事業者自身に経済的メリットがあり、具体的メリットも提示しながら、オンライン化を更に進めていく。

<オンライン化による初期費用回収期間の目安：九州エリアの例>

(出所) 第37回 系統WG (2022年3月30日) 資料4-2 (JPEA)



※九州エリアを例に売電単価24円/kWhのケースでオンライン化による経済的なメリットを前提条件（設備利用率14.5%、オンライン化に出力制御の削減割合3.3%）で算出し、目安として示した初期費用を何年で回収できるかを算定したもの（金利0%として）。なお、実際の回収期間は売電単価によって異なるため、個別の算定が必要。また、通信費等の初期費用以外のコストは考慮していない。

短期対策② 全国大での火力の最低出力引下げ等

- 本年5月の第46回系統WGにおいて、新設火力の最低出力を現行の50%から30%に引き下げることにし、2024年度中の適用を目指すこととした。
- また、既存火力についても、基本的に新設と同等の基準の遵守を求め、特に大規模発電事業者に対しては、先んじて遵守への協力を求め、早急に対応することとした。
※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。既設の電源Ⅰ・Ⅱ火力については、発電所単位での判断も可能とすることとする。
- 同時に、出力制御対策の広域的な運用を進める観点から、出力制御が発生しないエリアにおいても、調整電源火力（電源Ⅰ・Ⅱ）だけでなく、その他の火力（電源Ⅲ）も最低出力まで出力を引き下げるにより、他エリアからの受電可能量を増やすこととした。
- これを受けて、今後、既存火力の最低出力の引下げ及び広域的な運用に向けて、国による説明・周知を行うとともに、各一般送配電事業者による発電事業者への協議を早急に進めていく。
- また、水力のうち、貯水池式、調整池式については河川水を一時貯留し、発電時間を調整することが可能な場合もあり、公衆安全にも十分配慮した上で、更なる運用の改善について、今後検討を行う。
- 更に、太陽光等の出力制御の抑制に大きく寄与している揚水式水力については、引き続き、最大限活用しつつ、その維持・強化を図るため、予算支援や、投資回収の予見性を高める制度の導入など環境整備を進めていく。

(参考) 論点① - 1 新設火力等の最低出力引下げ

(出所) 第46回 系統WG
(2023年5月29日) 資料1

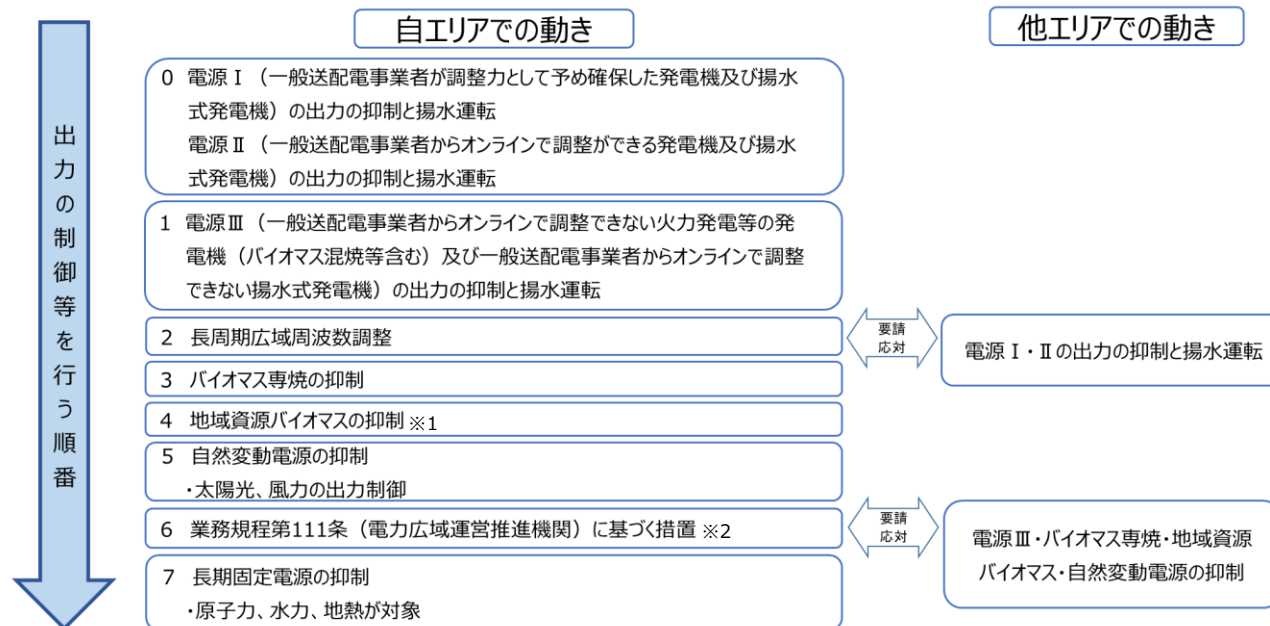
- 新設の火力等発電設備の最低出力については、今後も新設が想定されるLNGコンバインドサイクルにおいては、現状50%程度が多いが、メーカー等からのヒアリングの結果、最新鋭機では25%程度のものであることが分かっている。
- このため、新設火力の最低出力については、最新鋭機を念頭に置きつつ、すべての発電設備が遵守すべき最低限の基準であることを踏まえ、現行の50%から30%に引き下げることとしてはどうか。
- ただし、バイオマスについては、50%未満への最低出力の引下げは、現在の技術を前提にすると、プラントの安定燃焼に著しく悪影響を与える可能性が極めて高く、環境に悪影響を与える物質の排出も懸念される。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。

- 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) 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

(参考) 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。

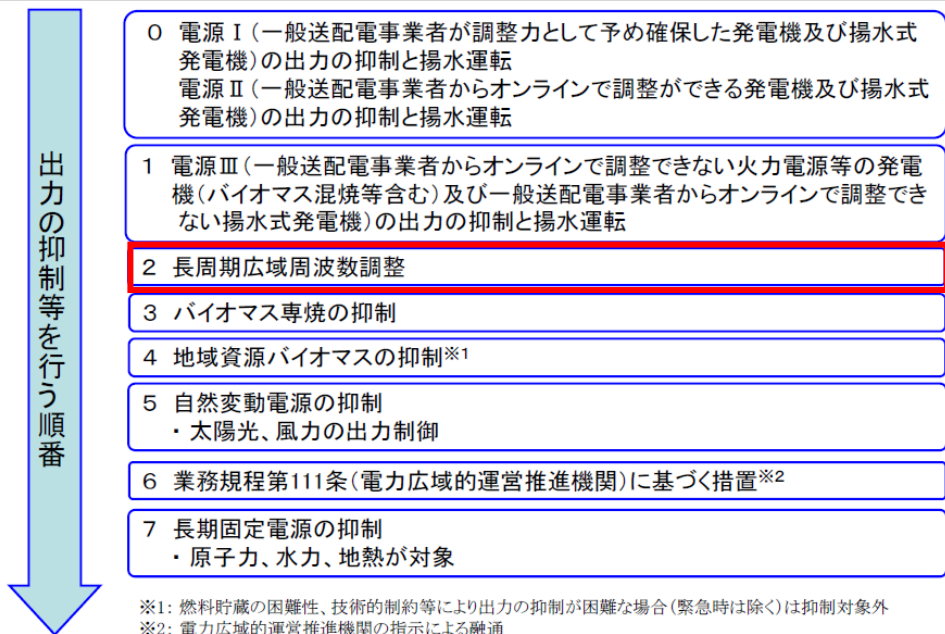
(参考) 長周期広域周波数調整を受電する際の考え方の見直し

- 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)

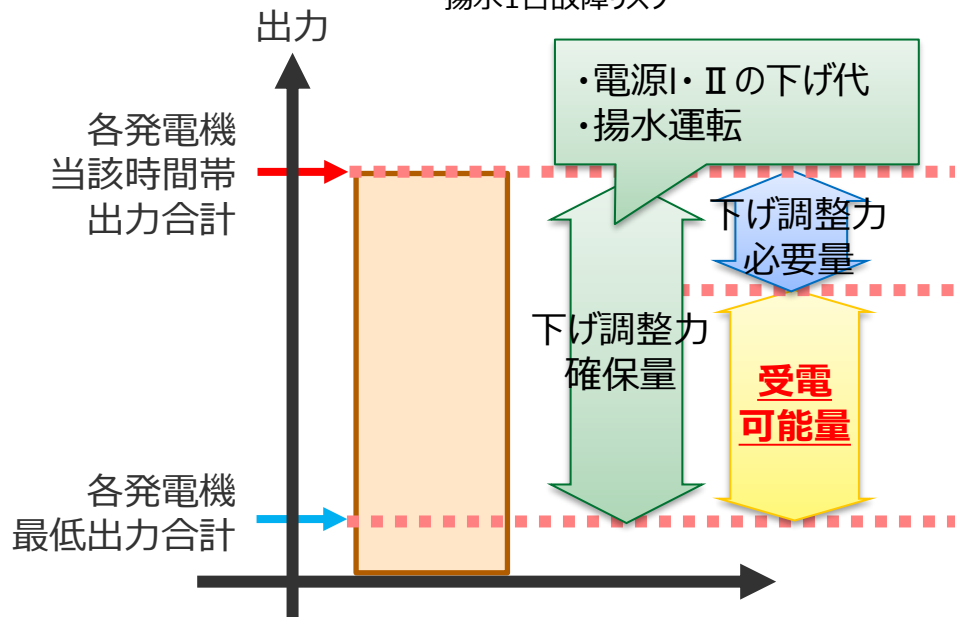
2



【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



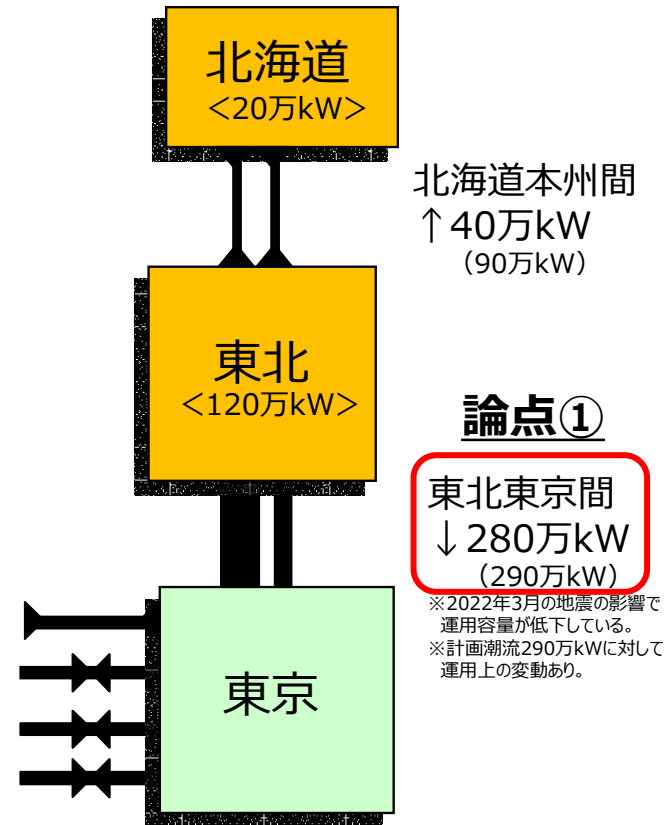
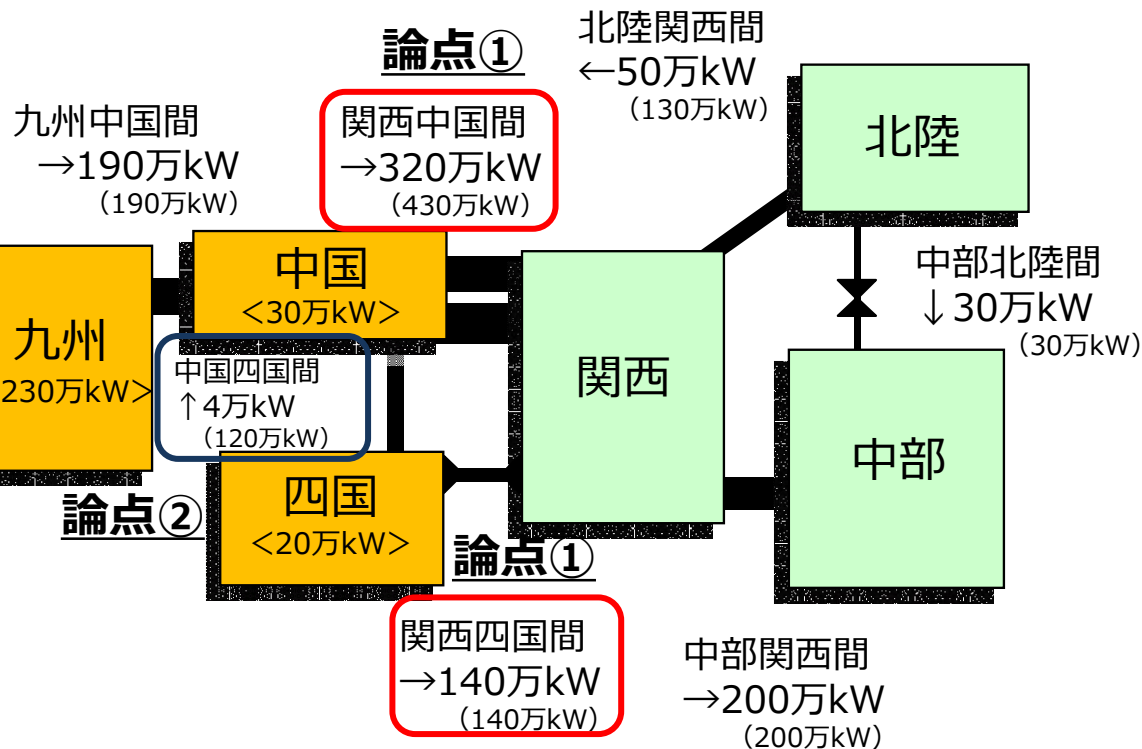
(参考) 再エネ出力制御発生時の地域間連系線の状況

(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価格は0.01円/kWh。

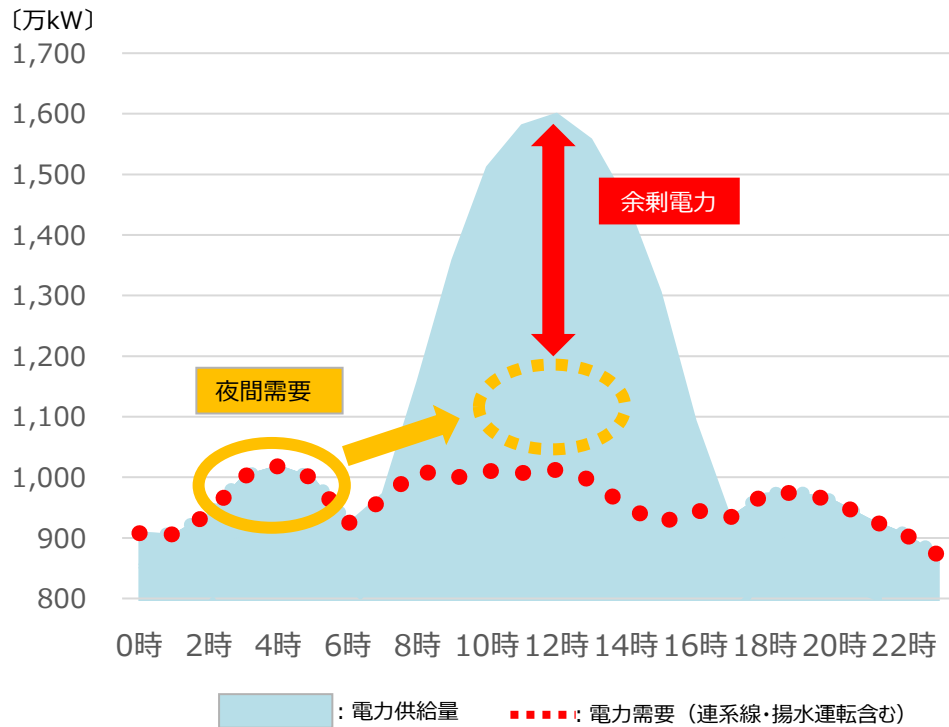
※出典：系統情報サービスより各連系線の実績潮流を記載（四捨五入等で各社速報値と若干異なる場合あり）。（ ）内は潮流方向の運用容量。
※オレンジの地域は再エネ出力制御が発生したエリア。< >内の数字は再エネ出力制御量。
※運用容量には需給調整市場の連系線確保量等マージンが設定されているため、容量をすべて使えるわけではないことに留意。

短期対策③ ヒートポンプ給湯器等による需要の創出・シフト

- 電力供給における太陽光の比率が高まるにつれて、卸電力市場における約定価格は、昼間に安価となる一方、朝夕と夜間は相対的に高くなる傾向が強まっている。
- 一方、家庭において電力需要の大きなヒートポンプ等は、夜間の電気料金が安い電気料金メニューに合わせ、明け方に蓄熱を行うことが多い。例えば、九州では、明け方4時頃の電力需要が前後の時間帯に比べて100万kW以上増加している。こうした電力多消費機器の使用時間を夜間から昼間にシフトできれば、再エネの出力制御の抑制に大きく寄与することが期待できる。
- 他方、これらの機器の中には、現状、明け方に電力を消費するようタイマーがセットされ、柔軟かつ容易に設定時間を変更できない機器もあるとの課題がある。また、小売電気事業者が料金メニューやサービスにより、インセンティブを付与しなければ、仮に昼夜で需要をシフトしたとしても、需要家にとってメリットがない。こうした中で、社会的な便益の大きな電力多消費機器の需要シフトを促進するため、どのような対応が考えられるか。
- 例えば、小売電気事業者に対し、需要家にDRのメリットを与える料金メニューやサービスの提供を促進するため、規制的な手法または誘導的な手法を用いることについて、どのように考えるか。また、電力多消費機器については、使用時間の変更あるいは遠隔制御を可能とするため、規制的な手法または誘導的な手法を用いることについて、どのように考えるか。
※なお、事業者によるサービス開発のためには、データ公開の在り方などについても検討が必要となる可能性がある。
- また、家庭用だけでなく、系統用蓄電池や水電解装置など、今後導入増加が期待される大型の需要設備についても需要シフトを誘導できるような仕組みについて検討する必要がある。

(参考) ヒートポンプ給湯器等による需要の創出・シフト

2023年4月9日 九州エリア需給実績



(出所) 九州電力送配電HP エリア需給実績よりエネ庁作成

家庭用ヒートポンプ給湯器導入量

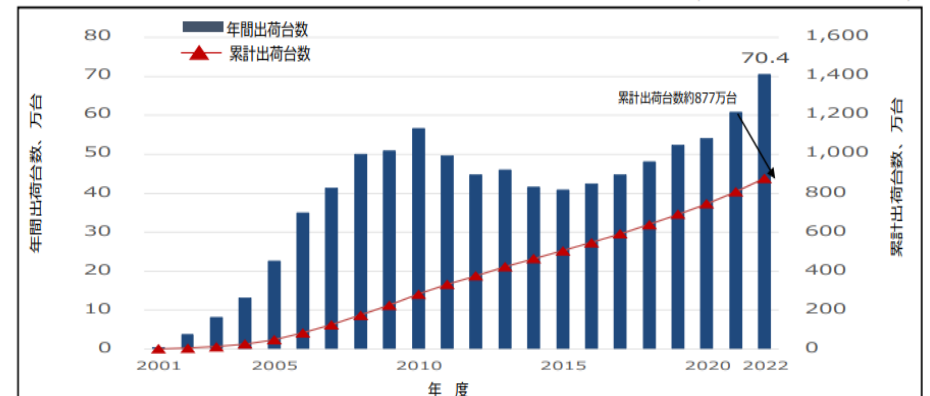
■家庭用ヒートポンプ給湯機の出荷台数

- 出荷開始は2001年からであり、2022年度出荷台数は約70万台。
2022年度末までの累計出荷台数は約877万台。
- 主要なメーカーは7社。
- 2030年度末までに導入・普及台数1,590万台が目標(エネルギー需給見通し)

※「こどもエコすまい支援事業」、「給湯省エネ事業」などの補助金政策により、2022年度の出荷台数は増加。

●給湯機出荷台数の推移

(データは(一社)日本冷凍空調工業会調べ)



JRAIA 一般社団法人
日本冷凍空調工業会
The Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association

© 2023 JRAIA The Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association. All Rights Reserved.

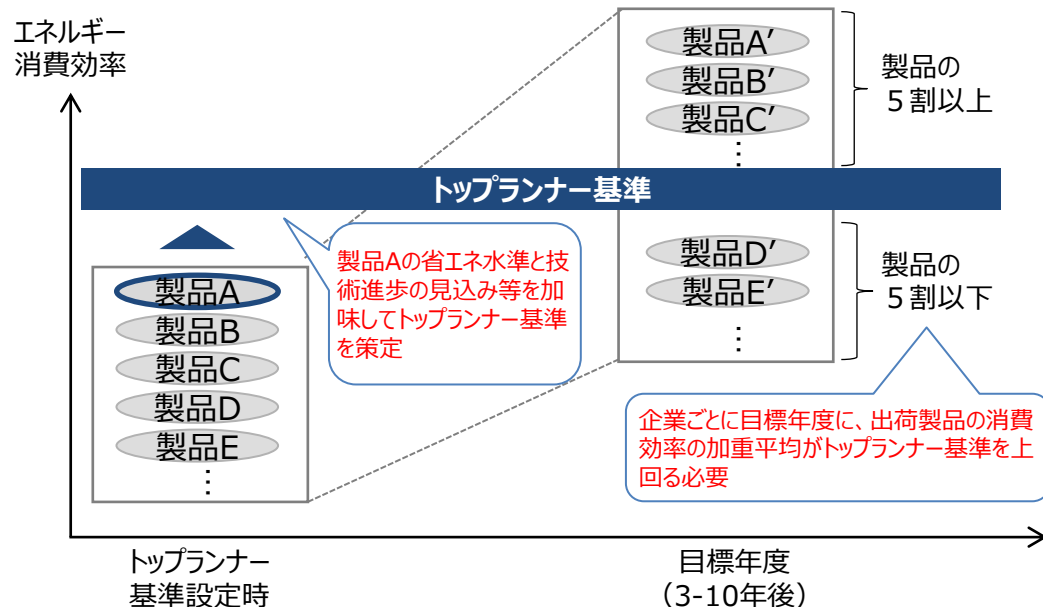
(出所) 第41回省エネルギー小委員会 (2023年5月24日)
資料5 (日本冷凍空調工業会)

(参考) ① : エネルギー消費機器を通じたアプローチ

既存制度：トプラナー制度

- 自動車や家電製品等32品目の機器や建材のメーカー等に対して、機器等のエネルギー消費効率の目標を示して達成を求めている。
- トプラナー基準は、**製品の省エネ水準と技術進歩の見込み等を加味して策定し、企業ごとに目標年度に、出荷製品の消費効率の加重平均がトプラナー基準を上回る**ことを求めている。

＜トプラナー制度の仕組み＞



論点

- 左記のトプラナー制度を参考に、機器のメーカー等に対して、目標年までに**一定のDR Ready機能や非化石エネルギー比率（※）の達成**を求める仕組みを検討することについてどう考えるか。
※ 例えば、電気や水素、eメタン等のCN貢献度を踏まえた総合的な指標。

● 留意事項：

＜共通＞

- ✓ コスト/ベネフィット等の分析を踏まえた、対象商品セグメント・目標年・目標値の設定
- ✓ 消費者への情報提供や必要に応じた導入支援策

＜機器のDR Ready 対応＞

- ✓ DR Ready機能の定義
- ✓ インターオペラビリティやサイバーセキュリティ等



＜機器の非化石転換＞

- ✓ CN貢献度評価の技術中立性
- ✓ 集合住宅等の需要側の特性



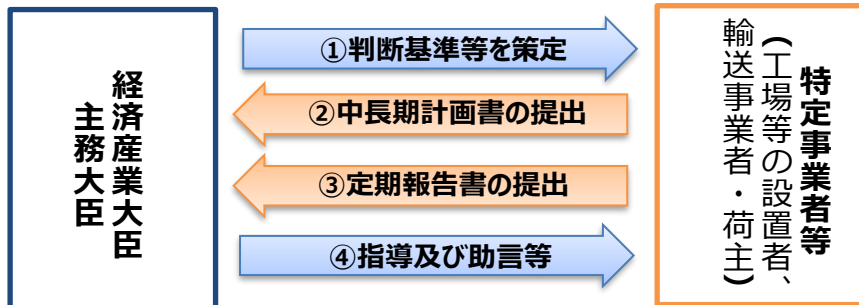
(参考) ② : エネルギー小売事業者を通じたアプローチ

既存制度 : 工場等の定期報告等の制度

工場等の設置者、輸送事業者・荷主に対し、

- 省エネ・非化石転換に関する取組を実施する際の目安となるべき判断基準及び電気の需要の最適化に関する指針を示すとともに、
- 一定規模以上の事業者にはエネルギーの使用状況等を報告させ、省エネ取組が不十分な場合には指導・助言や合理化計画の作成指示、非化石転換の取組が不十分な場合には指導・助言や勧告等を行っている。

<工場等の定期報告等の仕組み>



論点

- 現行省エネ法の関連規定 (※) をベースに、
 - ※ 消費者への情報提供規定 (省エネ・コミュニケーションランキング) や電気事業者に係る措置。
- 左記の工場等の定期報告等の制度を参考に、一定規模のエネルギー小売事業者が、省エネ、非化石転換及び電気需要最適化に関する情報提供やサービスの提供 (※) についての具体的な計画を設定 (ブレッジ) し、その進捗を国が評価 (レビュー) する仕組みを検討することについてどう考えるか。
 - ※ 省エネ・非化石化支援サービスや、需要家のDRを促す柔軟な料金メニューの提供等。
- 留意事項 :
 - ✓ 対象となる小売事業者の設定 (業種や中小零細事業者) ・他制度との整理
 - ✓ 情報提供等の取組に留まらず、アウトカムに繋がる定量目標 (※) の設定
 - ※ 海外の制度等を参考にしつつ、省エネ等の効果の数値化を検討。

(参考) 需要側の機器における要件化の在り方

- 従来は、需要側の負荷の状態に合わせて、発電側の出力を調整するという観点から、「系統連系技術要件」の適用対象は「発電者の発電設備及び需要設備又は需要者の需要設備」であるため、需要側の蓄電池等※の**需要設備も対象となる一方、現状、定められる要件は最小限**のものとなっている。

※需要側の蓄電池等で逆潮流のあるものは「発電設備」として扱われる。

- 一方で、自然変動電源の導入が拡大する中、今後、需要家の蓄電池を含む需要側のリソースが系統の需給バランス安定化等に果たす役割が高まると考えられる中で、**逆潮流がない需要設備について、どのように要件を定めることが考えられるか。**
- 発電設備に比べて需要設備の数量が多く、影響する範囲が広範である中、例えば、運用要件としては、「系統連系技術要件」に引き続き最小限の要件を規定しつつ、**需要側の機器が備えていることが望ましい機能**（例：家庭用の蓄電池の逆潮機能、通信機能等）については、「**電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン**」に規定することとしてはどうか。

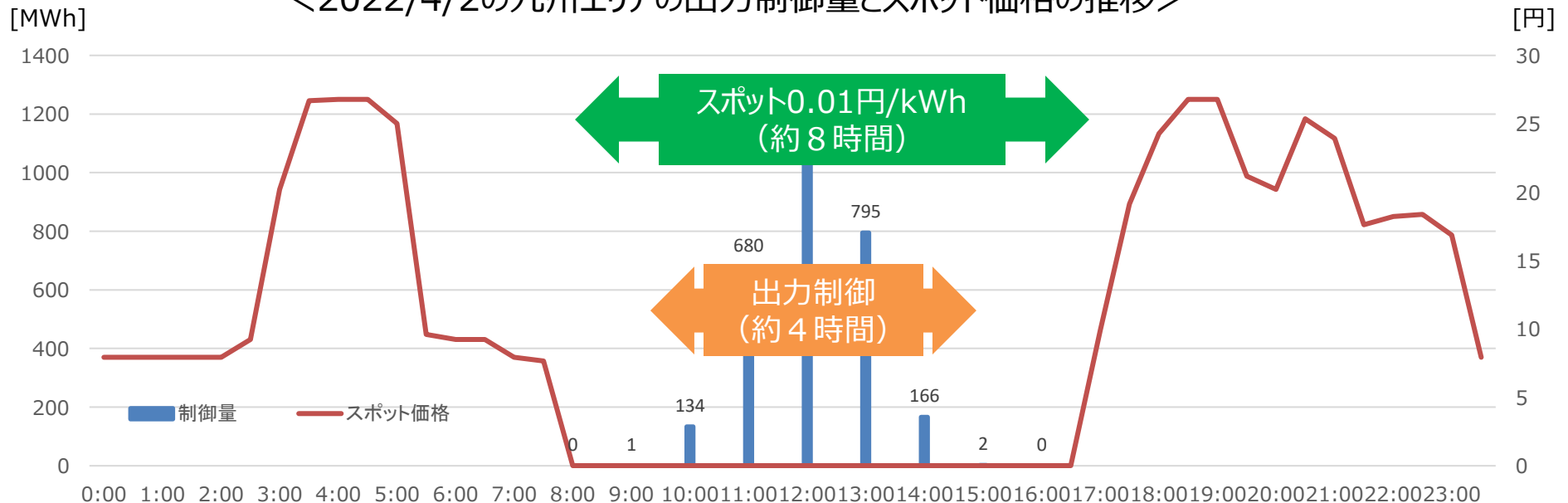
(参考) ②-1 需給バランス改善への系統用蓄電池の更なる活用について

(出力制御が生じる時間帯での充電の促進)

(出所) 第46回 系統WG (2023年5月29日) 資料5

- 軽負荷期や休日などにおいては、出力制御が発生しない時間を含めて長時間に渡ってスポット価格が0.01円/kWhとなり、一般的な系統用蓄電池の時間容量(2~6時間程度)より長時間となるケースも存在する。
- 蓄電事業者は、天候予測や過去の価格トレンド等から、適切なタイミングを予測して充電を行うことが考えられるが、価格シグナルだけを参考にしては実際に制御が起きるタイミングではすでに満充電となってしまうっており、出力制御を回避するために充電が行えない可能性があるのではないか。
- 再エネの最大限の活用という観点を踏まえると、実際に出力制御が起きるタイミングで充電を促すような仕組みについて検討を深めていくこととしてはどうか。

<2022/4/2の九州エリアの出力制御量とスポット価格の推移>



短期対策④ 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

- 関門連系線の送電側の周波数制約による再エネ送電可能量（九州→中国）は、2016年度まで45万kW（最小時）であったが、九州エリア内の電源に対する制御装置の設置等により、2018年度以降は135万kWに拡大した。
- その結果、九州エリアの余剰再エネについて、中国エリアへの送電可能量が増加し、九州エリアの再エネの出力制御率の抑制に一定程度寄与している。
- 他方、現時点においてもなお、関門連系線の中国エリア向け運用容量（278万kW：熱容量制約）の限度一杯まで余剰再エネを送電するには至っていない。これは、主たる制約は受電側（中国エリア等）の周波数制約である一方、連系線トラブル時に九州エリアで電源を制御できる装置が再エネに十分設置されていないため、関門連系線に再エネが十分に流せていないことにも起因する。
- このうち、後者の対策として、太陽光や風力等、火力に比べて設備利用率の低い再エネへの制御装置の設置は相対的に費用対効果が低くなるが、再エネの出力制御の抑制に大きな効果を有することから、費用対効果を見極めつつ、具体的方策について検討を深めていくこととしてはどうか。
※例えば、設備利用率が80%の火力の電源制御装置の効果は、20%の再エネの4倍（80万kWの制御量を確保するのに再エネでは400万kW分必要だが、火力では100万kW分で足りる）。
- 例えば、どのような電源や事業者への電源制御装置の設置が効果的か、また、設置費用の費用負担の在り方や設置スケジュールについて、検討していくこととしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者においては、新たに再エネ向けの制御システムの設置等も必要となるため、並行して検討を深めていくこととする。

中長期対策① 変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用

- 需給調整市場では、上げ調整力を調達することと整理されており、下げ調整力については、2024年度以降は余力活用契約により確保される見込み。
- また、現状、変動再エネは、下げ調整力が不足する場合に、優先給電ルールに従って、火力の制御や揚水・連系線の最大活用を行った上で、出力制御されることとなっている。
- 他方で、海外では、変動再エネを上げ下げ両方の調整力として活用している事例も存在する。 ※例えば、スペインでは、必要な調整力の7%を風力が供出（2021年）したとの報告もある。
- 今後、変動再エネの増加に伴い、必要な調整力量も増加していくと考えられるところ、変動再エネを調整力として活用することについて、社会的なコストも踏まえ、どのように考えるか。
- 例えば、出力制御が生じている断面では、スポット価格が0.01円となっている中、これに対する下げ調整力の価値をどのように評価するか。
- また、下げ調整力のみで価値付けすることは、過度な社会コストの増加や安定供給の観点を踏まえれば、上げ下げ両方の調整力を持つことが必要ではないか。

(参考) 論点① 自然変動電源の制御による調整力低減

- 変動緩和要件を撤廃した場合においては、自然変動電源の発電事業者にとっては、参入が容易となる一方、社会全体の負担軽減や、あるいは自然変動電源の制御機会を抑えるためにも、自然変動電源そのものも系統全体の周波数維持のために一定の貢献が求められる。
- 本小委員会の第1次中間整理（2018年5月）においても、自然変動電源等が具備すべき調整機能を特定し、具体化に向けた検討を進めることとされており、系統ワーキンググループのグリッドコードの議論において、風力の出力変動緩和対策等の要件のうち、出力変化速度に対する要件など 早期適用可能なものを2019年10月に整理した。
- その後、グリッドコードに関する検討が電力広域機関にタスクアウトされ、これまで、短期的に要件化が必要な技術要件について検討されてきたが、今後、2030年の再エネ目標や2050年カーボンニュートラルを見据えつつ、周波数変化の抑制対策に関する要件など、中長期的な観点から検討を進めていくこととなっている。
- 一方で、再エネ自然変動電源が調整力を提供するためには、特に周波数低下時の調整力としては、平常時から出力増加のためのリザーブを確保する必要が生じる。
※例えば、グリッドコード検討会において、中長期的要件として議論されている「周波数調定率制御機能」についても、周波数の低下時において同機能の発動が求められるのは、供給過剰による再エネの出力制御時に限定される方向で議論されている。
- 再エネが自ら調整力を提供するためには、どのような技術面、制度面での環境整備が考えられるか。例えば、変動緩和要件を不要とする代わりに、下げ代不足による出力制御時・調整力の不足時に限って周波数維持のために出力を調整することや、平常時から市場に参入すること等についてどのように考えるか。

(出所) 第41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（2022年4月26日）資料1

中長期対策② 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

- 再エネの出力制御が行われる時間帯は、電力の供給量が需要量を上回っており、通常、卸電力市場（前日スポット取引）における約定価格は、ほぼゼロ円である。
- 現状では、市場価格がゼロ円であっても、それを需要家が享受できる小売料金メニューが完全市場連動メニューに限られるため、需要増加には寄与しておらず、需要創出に繋がる小売料金メニューの出現が期待される。
- なお、海外においては、卸電力市場において「マイナス」の価格（ネガティブプライス）での取引が行われる仕組みとなっている例もある。ネガティブプライスは、供給側に対して供給ディスインセンティブを持たせ自発的な出力調整を促すとともに、需要側に対して適切に料金に反映されれば電力の消費インセンティブを持たせる効果もあると考えられる。
- ただし、ネガティブプライスについては、日本においても導入を求める声もあるが、電力取引に係る大きな考え方の変更となるため、様々な論点（※）について、詳細・丁寧な検討が不可欠。
※例えば、ネガティブプライスをつけているコマのみならず、もう少し広い時間幅で見たときに、電力需給にどのような影響を与え得るか、短時間に供給量を調整することが困難な電源の扱いや、取引上の基本概念の変更による関連諸制度（インバランス料金制度、FIT・FIP制度、容量市場等含む各種制度）との整合性など。
- また、別途、卸電力市場価格以外の価格面の要素として、系統設備コスト等の固定費が大宗を占める託送料金などの存在も指摘されている。このうち、託送料金については、2023年4月から、再エネの出力抑制の時間帯に需要をシフトした場合は割引が適用されるようにピークシフト割引の時間帯が見直しされている。このため、まずはその効果を見極めながら、中長期的な観点から、必要に応じ、より一層のインセンティブ等を持たせることも考えられるのではないかと。