

再生可能エネルギーの出力制御の 抑制に向けた取組等について

2024年3月11日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日は、以下について御報告・御議論を頂く。

1. 再エネ出力制御の2024年度の短期見通しについて
2. 再エネ出力制御の実施状況・課題について
3. 新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について

※新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」は2023年12月19日の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にてとりまとめた。（参考資料 1）

- 1. 再エネ出力制御の短期見通しについて**
2. 再エネ出力制御の実施状況・課題について
3. 新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について

再エネ出力制御の短期見通しについて

- 第35回系統ワーキンググループ（2021年12月15日）において、短期的な出力制御の発生可能性について、毎年2回程度、その見通しを同WGで示すこととした。
- 今般、2024年度の見通しを算定したので御報告する。

（今般の見通しにおける前提等）

- 再エネ導入量は、2023年9月末の設備量に至近の増加量を考慮。供給力は2024年度の補修計画を織り込み。
- 需要、太陽光・風力の前日想定・実績値は2022年度データを用いているが、エリア毎に必要な応じて需要補正を実施。
- 連系線活用率については、直近の実績を踏まえた値を採用することで、より実態に近い数字を算出。
- 東京エリアにおいては、通常バランス想定において、需給制約による出力制御が発生する蓋然性は低い見通しであることから、見通しは算定していない。

2024年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2024年度) 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	0.2% [0.1億 kWh]	2.5% [4.0億 kWh]	0.6% [1.0億 kWh]	1.1% [0.2億 kWh]	0.7% [0.8億 kWh]	5.8% [5.7億 kWh]	4.5% [2.4億 kWh]	6.1% [10億 kWh]	0.2% [87万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン 化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.1% [0.05億 kWh]	1.5% [2.4億 kWh]	0.5% [0.8億 kWh]	1.1% [0.2億 kWh]	0.5% [0.5億 kWh]	5.2% [5.0億 kWh]	3.9% [2.1億 kWh]	6.1% [10億 kWh]	0.07% [37万 kWh]
連系線利用率 ※3	50%	北本-50% /東北東京 80%	-20%	10%	-20%	0%	30%	95%	－
最低需要 ※4 (2022年度) [万kW]	280	719	1,056	222	1,190	475	226	718	70.5
変動再エネ導入量 (2022年度) [万kW]	300	1,030	1,156	139	716	699	361	1,216	40.2
変動再エネ導入量/最低 需要 (2022年度) [%]	107%	143%	109%	63%	60%	147%	160%	169%	57%
(参考) 出力制御率見 通し (2023年度想定更 新後) ※5 出力制御率(%)	0.01%	0.93%	0.26%	0.55%	0.20%	3.8%	3.1%	6.7%	0.14%

※1 本表に掲載のない東京エリアについては、2024年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。
※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。
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 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。－はエリア外からの受電。
※4 4月から5月8日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。沖縄エリアは3月。
※5 2023年度の数字は2023年4～6月の実績を反映したもの。出所：第47回 系統WG（2023年8月3日）
※6 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。

2024年度出力制御見通しについて

- 2024年度の再エネ出力制御の見通しでは、2023年度の見通しに比べ、東北、中国、四国エリアでは1～2%程度、出力制御率が増加している。
- 主な増加要因は、再エネの連系量の増加に加え、以下のとおり。

東北：需要の減少（2022年度比▲3%）

中国：需要の減少（2022年度比▲5%）、連系線を活用した域外送電量の減少、揚水の補修計画による作業停止（2～7月）、原子力の営業運転再開（9月～）

四国：需要の減少（2022年度比▲5%）、揚水の補修計画による作業停止（11月）、関西四国間連系設備の双極停止作業（3月）

- なお、九州エリアは2023年度見通し※と比較し晴天日（想定）が減少していることから、制御率は減少している。

※2024年度見通しにおける晴天日は2022年度実績データで算出。2023年度は2021年度実績データに2023年4～6月の実績を反映した晴天日を利用しており、例年と比較して晴天日が多くなっている。

【参考】2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等 (更新)

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2023年度更新) 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	0.01% [50万 kWh]	0.93% [1.47億 kWh]	0.26% [0.41億 kWh]	0.55% [1,062万 kWh]	0.20% [0.18億 kWh]	3.8% [3.50億 kWh]	3.1% [1.63億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.14% [74.3万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン 化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	- ※3	0.66% [1.04億 kWh]	0.20% [0.32億 kWh]	0.47% [894万 kWh]	0.13% [0.12億 kWh]	2.9% [2.63億 kWh]	2.6% [1.34億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.04% [21.5万 kWh]
連系線利用率 ※4	50%	北本-50% /東北東京 80%	-20%	10%	-20%	10%	20%	100%	-
最低需要 ※5 (2021年度) [万kW]	292	724	1,031	217	1,143	495	229	688	73.8
変動再エネ導入量 (2021年度) [万kW]	272	914	1,066	131	672	652	340	1,154	39.1
変動再エネ導入量/最低 需要 (2021年度) [%]	93%	126%	103%	60%	59%	132%	148%	168%	53%
(参考) 出力制御率見 通し (2023年度当初想 定) ※6 出力制御率(%)	0.01%	0.56%	0.01%	0.02%	-	0.67%	0.48%	4.8%	0.12%

※1 2023年4～6月（北海道は4月、5月）の実績を反映。本表に掲載のない東京エリアについては、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。

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 「-」で示している部分は、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※4 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。-はエリア外からの受電。

※5 4月から5月9日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。

※6 出所：第43回 系統WG (2022年11月30日)

再エネ設備のオンライン化の状況

●オンライン化の状況(2023年9月末時点)

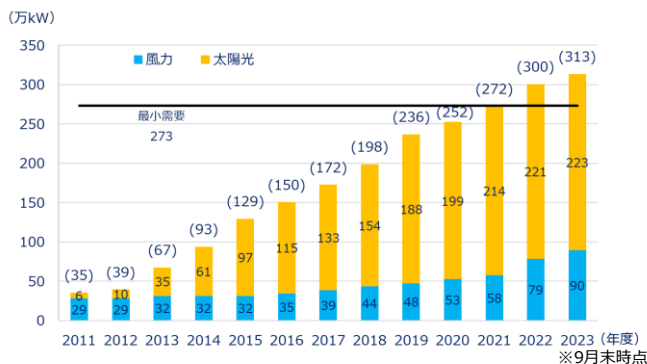
(万kW)

		北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	73.7% (+0.7)	56.5% (+3.6)	55.5% (+11.7)	85.1% (+4.2)	36.2%	76.3% (+3.6)	71.4% (+5.4)	88.0% (+1.4)	57.7% (+2.0)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	41.6	263.0	212.1	51.9	79.7	220	106	323.8	4.6
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	46.1	301.2	190.7	13.2	188.0	106	56	88.9	3.8
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	87.5	128.7	25.4	23.1	26.8	122	34 (予定含む)	328.4	0.6
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	65.5% (+0.6)	30.0% (+6.5)	11.8% (+5.7)	63.7% (+9.8)	12.5%	53.5% (+6.1)	37.8% (+10.3)	78.7% (+2.0)	13.6% (+2.2)
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	81.7% (+1.5)	88.0% (+1.6)	8.1% (+8.1)	33.2% (+2.9)	0.0%	0.2% (+0.0)	37.9% (+0.0)	32.3% (-0.7)	0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	69.0	154.1	2.6	2.2	0.0	0.06	3	8.7	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.5	26.9	29.6	11.9	16.5	35	18	41.0	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	42.6	-	3.7	0.0	-	8	10.9	-
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	2.5% (+0.0)	61.3% (+4.4)	0% (+0.0)	23.8% (+0.0)	0%	0% (+0.0)	30.8% (+0.0)	20.9% (-0.5)	0% (+0.0)

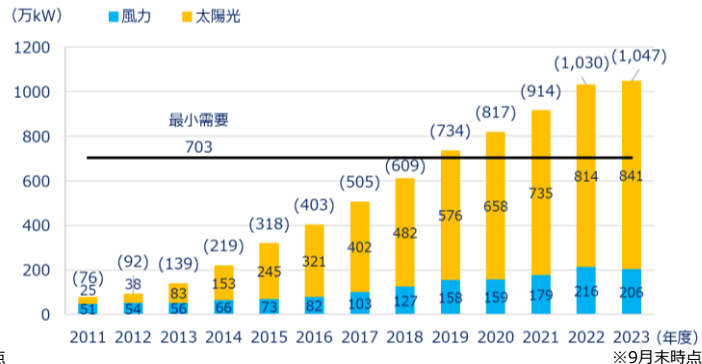
(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。
 オンライン代理制御対象となる旧ルール500kW未満の太陽光は除く。
 東京エリアについては、オンライン出力制御システム開発中のため、数字なし。
 () 内は2023年3月末時点からの差分。

(参考) 再エネ導入量の増加

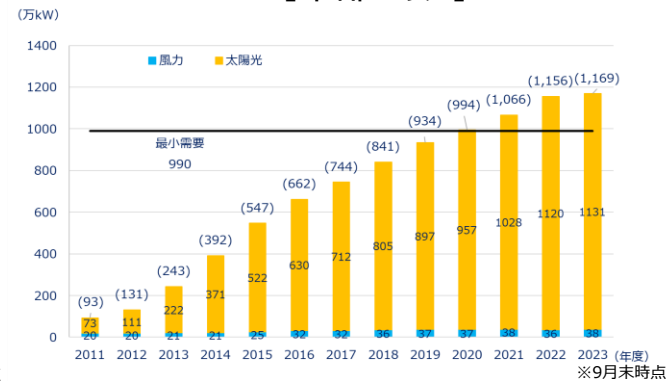
【北海道エリア】



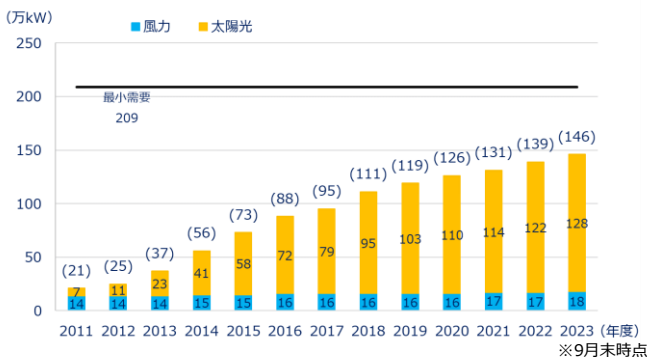
【東北エリア】



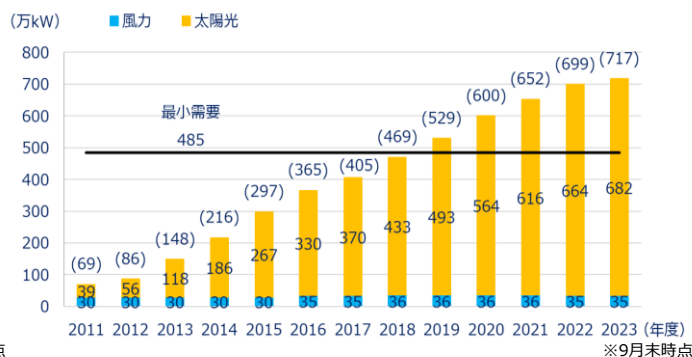
【中部エリア】



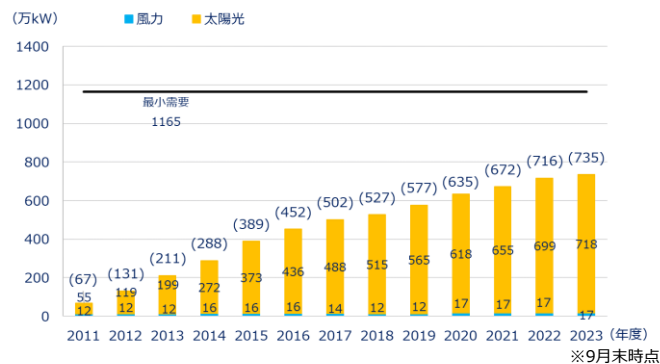
【北陸エリア】



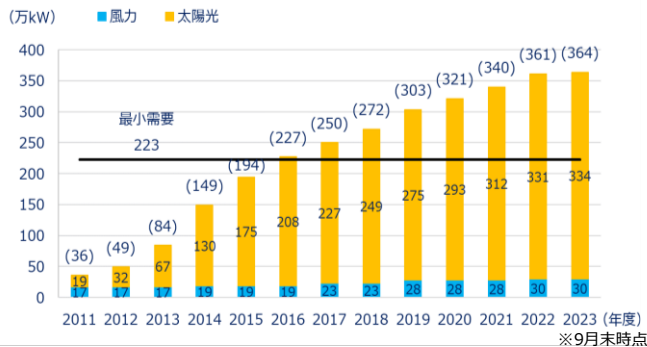
【中国エリア】



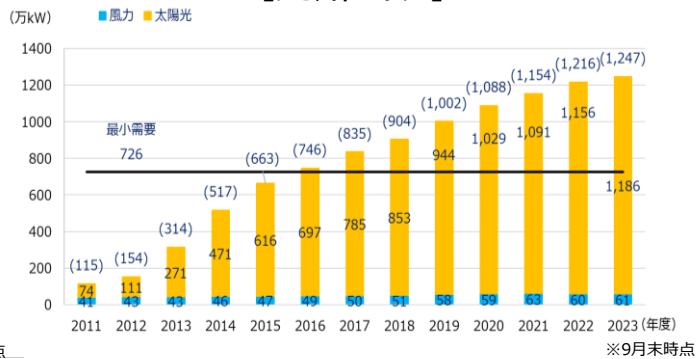
【関西エリア】



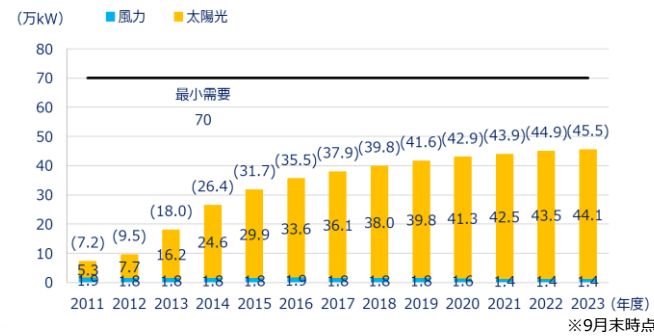
【四国エリア】



【九州エリア】



【沖縄エリア】



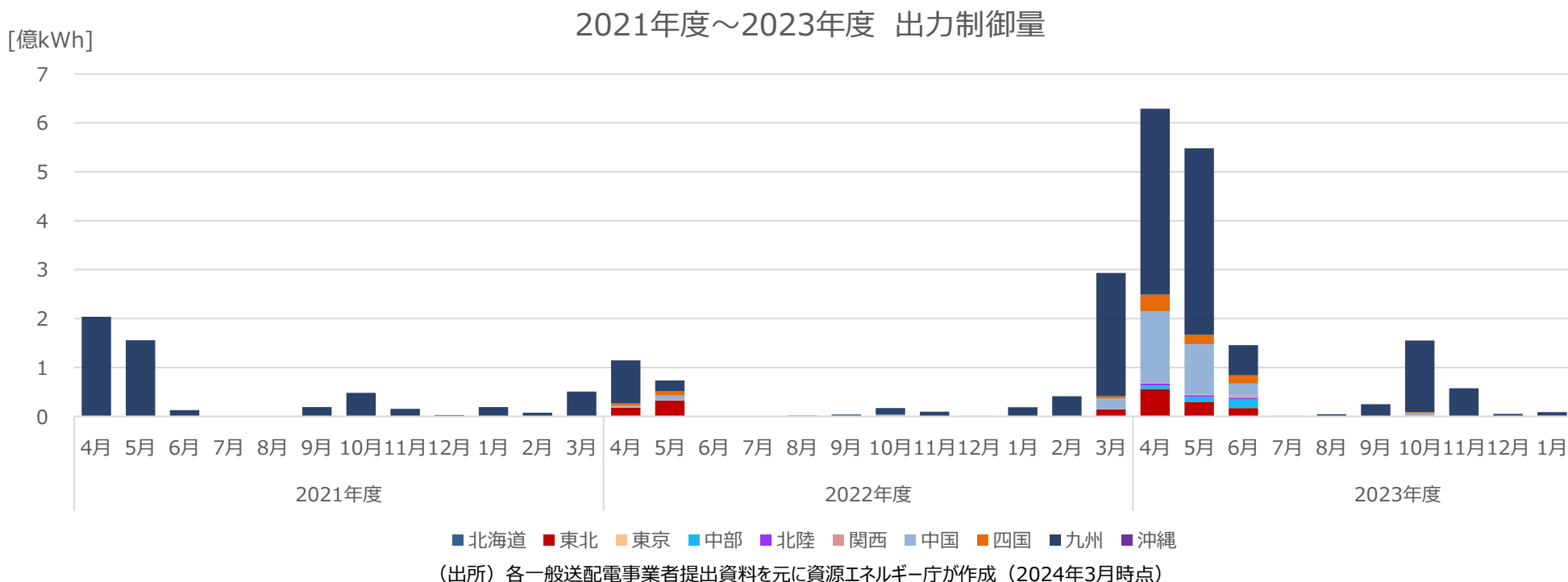
※最小需要とは、2023年の4月から5月7日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。
沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。※再エネ導入量は2023年9月末時点の実績。

出典：各エリア一般送配電事業者

1. 再エネ出力制御の短期見通しについて
- 2. 再エネ出力制御の実施状況・課題について**
3. 新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について

再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 今年度の秋頃も、九州エリアを中心に再エネの出力制御が行われた。特に10月は、晴天日が多く日照時間が全国的にもかなり多かったことから、再エネ発電量が増加。その結果、出力制御量も増加している。



※ 淡路島南部地域は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

【参考】再エネ出力制御の実施状況等

(出所) 第47回 系統WG (2023年8月3日) 資料1

	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
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	0.93% (見込み) ※3、4	0.26% (見込み) ※3、4	0.55% (見込み) ※3、4

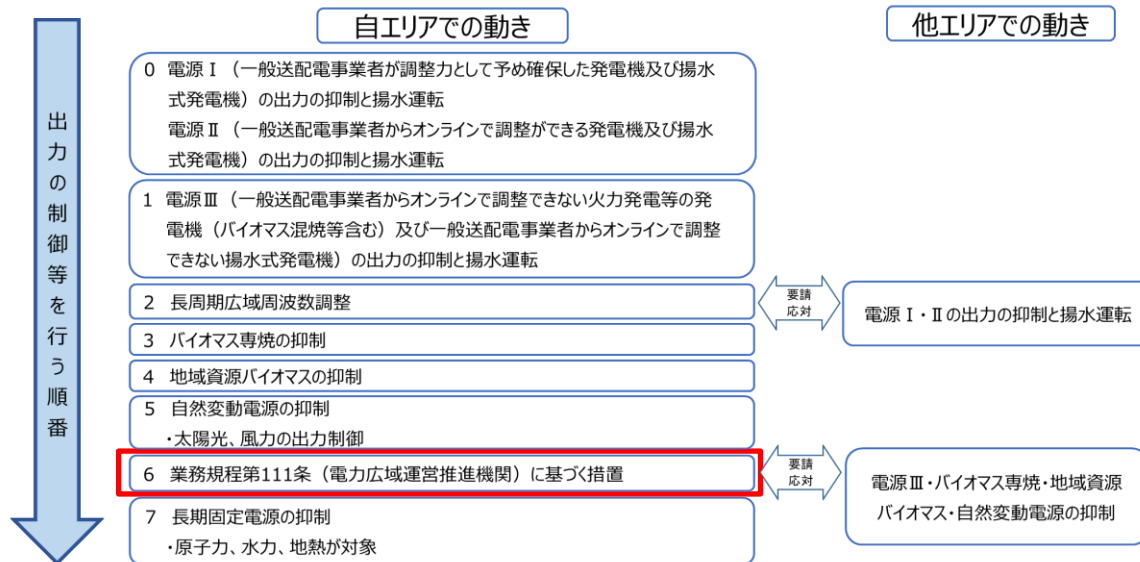
2023年度	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光・風力 接続量	716万kW※1※6 太陽光 699万kW 風力 17万kW	699万kW※1 太陽光 664万kW 風力 35万kW	361万kW※1※6 太陽光 331万kW 風力 30万kW	1,216万kW※1 太陽光 1,156万kW 風力 60万kW	45万kW※1 太陽光 43.5万kW 風力 1.4万kW
年間の出力制御率※2	0.20% (見込み) ※3、4	3.8% (見込み) ※3、4	3.1% (見込み) ※3、4	6.7% (見込み) ※3、4	0.14% (見込み) ※3

※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 連系線活用率は右のとおり。中部・関西:-20%、北陸・中国:10%、四国:20%、北海道・東北(北本):50%、東北(東北東京):80%、九州:100%
※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。

課題①：下げ代不足融通指示時の対応について

- 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る場合、広域機関により、下げ代不足融通指示が行われ、余剰電力が他エリアに供給される。
- 受電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ができない場合、優先給電ルールに則り、非調整電源やバイオマス、更には変動再エネ（太陽光・風力）の出力制御が行われる可能性がある。
- この場合、自エリアの出力制御として、出力制御の公平性の確保に係る指針に基づき制御が実施され、広域機関による事後検証を行うこととなる。
- 将来的には、出力制御実施エリアの拡大による域外送電量の減少、10kW未満の家庭用太陽光発電等が順調に増加していくことを考えると、オンライン代理制御対象電源の実制御化や、当面の間実施対象外となっている電源の制御対象化も必要に応じて検討が必要である。

優先給電ルールに基づく対応



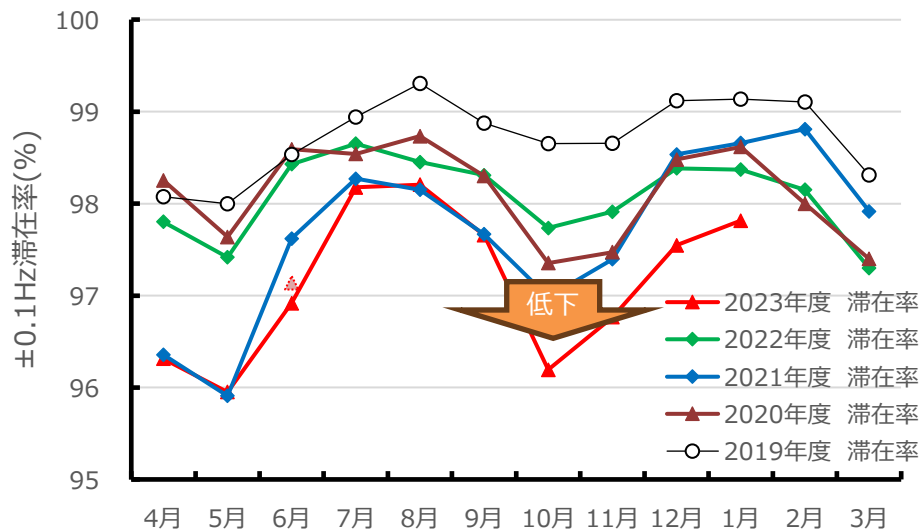
※電源Ⅲについては、長周期周波数調整時の引き下げに向けて調整中。

- 出力制御実施エリアの拡大による域外送電量の減少、10kW未満の家庭用太陽光発電等が順調に増加していくことを考えると、出力制御の抑制対策を進めつつ、現状制御できる再エネ発電設備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る可能性がある。
- 例えば、四国エリアは、需要が小さく、オフライン代理事業者、制御対象外事業者の割合が約4割と高いことから、来年GWにも下げ代不足の可能性がある。
- 下げ代不足を回避するために、下げ代不足の可能性のあるエリアにおいて、代理制御の対象となっているオフライン事業者について、まずはオンライン化を進めつつ、それでもなお下げ代が不足する場合は実制御化の対象を拡大することも考えられるが、出力制御の実効性等の論点がある。
- 本日は、四国電力送配電より、四国エリアにおける下げ代確保の取組と課題について、御説明を頂く。

課題②：周波数品質維持のためのLFC調整力確保について

- 再エネ導入量の増加に伴い、全国的に周波数品質が低下傾向にある。
- 周波数維持のために必要なLFC調整力※のうち、上げ調整力については、2024年度以降は需給調整市場においてエリア需要の2～3%程度分、応動時間5分以内を満たした電源を調達することになる。
※数分から十数分程度の周期の負荷変動に対応した調整力
- 一方で、下げ調整力については、各社の運用において、エリア需要2%分の下げ幅を確保することを目標とされており、応動時間の考え方は統一されていない。
- 周波数品質維持の観点から、上げ調整力同様下げ調整力についても、下げ幅に加えて応動時間を考慮して確保する必要があるのではないかな。
- なお、過度な下げ調整力の確保は将来の再エネ出力制御量増加にもつながるおそれがある。そこで、適切な下げ調整力確保量について、広域機関において検討していくこととしてはどうか。

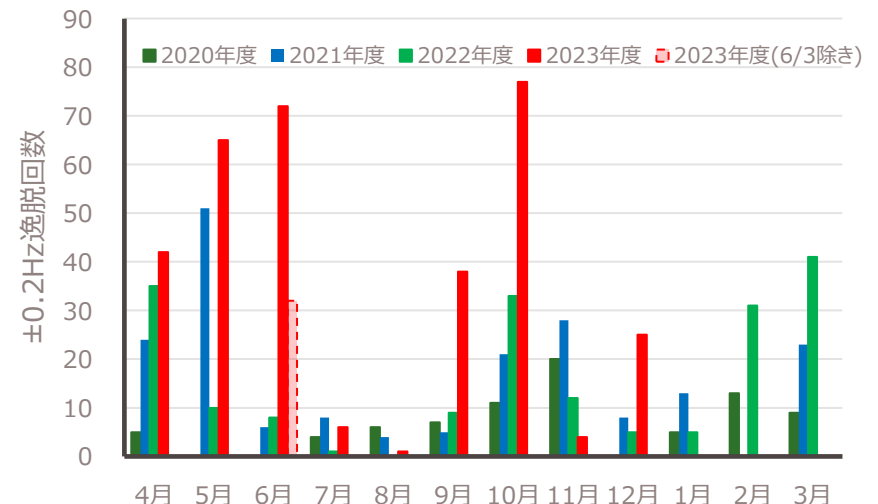
＜±0.1Hz滞在率※¹の推移（60Hz）＞



※¹ 10秒周期のデータで±0.1Hz滞在率を計算

▲ 2023年度6月(6/3除き)

＜年度別-月別 ±0.2Hz逸脱回数※²の推移（60Hz）＞



※² 10秒周期のデータで±0.2Hzを超過したデータ数をカウントしたものであり、±0.2Hz超過が継続した場合は複数の逸脱回数とカウントしているため、発生事象の回数とは異なる
(出所：一般送配電事業者)

1. 再エネ出力制御の短期見通しについて
2. 再エネ出力制御の実施状況・課題について
- 3. 新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について**

出力制御対策パッケージ

- 2023年12月に取りまとめた出力制御の抑制に向けた新たな対策パッケージでは、
 - 需要面での対策により、出力制御時間帯の需要家の行動変容・再エネ利用を促しつつ、
 - 供給面での対策により、再エネが優先的に活用される仕組みを措置するとともに、
 - 系統増強等により、再エネ導入拡大・レジリエンス強化の環境を整備するなど、切れ目のない対策を講じることとしている。
- その際、太陽光等の更なる導入拡大を見据え、中長期的な観点から、特に需要面の対策に重点を置き、家庭・産業それぞれの分野で予算措置と制度的措置を一体的に講じることにより、供給に合わせた需要の創出・シフトを図っていく。

【具体的な対策】

1. 需要面での対策

- ①需要側のリソースの活用に向けた消費者の行動変容の促進（電気料金メニューの多様化等）
- ②家庭用蓄電池・ヒートポンプ給湯機の導入を通じた需要の創出・シフト
- ③機器のDR Ready化（通信制御機器の設置）
- ④電炉等の電力多消費産業におけるDRの推進
- ⑤電力の供給構造の変化に合わせた電力多消費産業の立地誘導・需要構造の転換
- ⑥系統用：蓄電池、再エネ併設蓄電池、水電解装置の導入を通じた需要の創出・シフト
- ⑦事業者用：蓄電池の導入や、事業者所有設備への通信制御機器の設置の支援等

2. 供給面での対策

- ①再エネ発電設備のオンライン化の更なる推進等
- ②新設火力発電の最低出力引下げ(50%→30%) 等
- ③出力制御時の他エリアでの非調整電源の出力引下げ
- ④火力等発電設備の運用高度化
- ⑤水力発電を活用した出力制御量の抑制
- ⑥電力市場の需給状況に応じた再エネの供給を促すFIP制度の更なる活用促進

3. 系統増強等

- ①連系線の運用見直し等による域外送電量の拡大
- ②地域間連系線の更なる増強による域外送電量の拡大

4. 電力市場構造における対応（中長期的な検討課題）

- ◆価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

【進捗①】需要面：出力制御の抑制につながる新たな料金メニュー・サービス

- 春の軽負荷期に向けて、各社から出力制御の抑制につながる新たな電気料金メニュー・サービスの提供が始まりつつある。
- ポイント付与サービスに加え、軽負荷時期（春秋）の電気料金自体を割り引くメニューも出てきており、今後、対象者の更なる拡大や全国大での展開が期待される。
- 足元で未実施の事業者においても、再エネ出力制御の状況を踏まえつつ、効果的なサービスを展開していくことが重要。

【旧一般電気事業者における軽負荷期の電気料金割引サービス等（低圧）】

	会社名	概 要
ポイント付与	東京電力	エコキュート昼シフトチャレンジ ・対象期間のエコキュートの沸き上げ時間を昼間に変更し、需要シフトに成功した場合ポイントを提供 エコ・省エネチャレンジ ・需要シフトに応じてポイントを提供
	北陸電力	ほくリンクアプリでの上げDRサービス（2024年春開始予定） ・需要シフトに応じてポイントを提供
	四国電力	よんでんDRサービス ・需要シフトに応じてポイントを提供
料金メニュー	北陸電力	ecoシフトチェンジ（エコキュート等によるDRサービス加入者が対象） ・電力量料金を時間帯に関わらず一律単価にした上で、出力制御が発生する時間帯などに単価引下げ
	九州電力	おひさま昼トクプラン（エコキュート、蓄電池、電気自動車により昼シフト可能な者が対象） ・昼間の電力量料金単価を割安とする

【参考】対策の進捗①：電気料金メニュー等による対応

- 出力制御時間帯における需要側の上げDRを促すためには、当該時間帯の電気料金を安価にするなどの経済的インセンティブの付与が効果的。
- 足下でも、各電力会社において、出力制御時の需要創出等を促すサービスの検討・導入が進展している。例えば、今秋、中部電力ミライズ、北陸電力、中国電力、九州電力において、出力制御時間帯の電気料金を実質安価にするサービス等が既に実施されている。
- こうした取組の全国大での展開や、出力制御時間帯における需要創出等につながる更なるサービスの展開に向けて対応を促していく。

【旧一般電気事業者における軽負荷期の電気料金割引サービス等（低圧）】

	会社名	概 要
ポイント付与	中部電力 ミライズ	NACHARGE（ネイチャージ） ・需要側のアクションに応じてポイントを提供
	九州電力	九電ecoアプリ ・需要シフトに応じてポイントを提供
料金メニュー	中国電力	ぐっとずっと。タイムサービス ・対象期間の日中の電力量料金を割引
DRサービス等	北陸電力	Easyキュート ・遠隔制御によりエコキュートの通電時間を制御し、対価としてポイントを提供

【進捗②】供給面：電源Ⅲ火力の最低出力引下げの進捗について

- 既設火力発電設備については、技術的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、基本的に新設と同様の基準遵守への協力を求めることとしている。
- 各一般送配電事業者による更なる引下げの協議を進めているが、50%超過の発電所が多く存在するエリアもあり、更なる引下げが期待される。
- 一方で、自家発電を中心に燃料や製造プロセス制約、技術的に対応困難な発電所も一定数残る。

＜電源Ⅲ火力の引き下げ状況＞

	北海道		東北		東京		中部		北陸	
	22年度末	現時点	22年度末	現時点	22年度末	現時点	22年度末	現時点	22年度末	現時点
定格出力50%超過	13	12	7	7(1)	38	42	13	13	3	3
定格出力30超～50%	0	1	17	17(5)	12	17	3	5	0	0
定格出力30%以下	4	4	4	4(1)	37	40	0	0	1	1
逆潮流 0	7	7	3	3	0	0	1	1	1	1
協議中					38	21				

	関西		中国		四国		九州	
	22年度末	現時点	22年度末	現時点	22年度末	現時点	22年度末	現時点
定格出力50%超過	28	28	8	4(2)	0	0	6	6
定格出力30超～50%	10	9	9	10	2	2	7	7
定格出力30%以下	1	2	0	1	0	0	5	5
逆潮流 0	9	9	11	13	9	10	6	6

※（ ）内はカテゴリは変わらないが引き下げが行われた件数又は今後確認試験等を行い引き下げを検討している件数。

※自家発電事業者含む。 ※新設・廃止分が計上されているため、合計値が異なる場合がある。

※東京エリアは出力制御時の引き下げについて一部協議中。エリアにより協議の時期が異なる。 ※沖縄は電源Ⅲ火力に該当する設備なし。

出所：各エリア一般送配電事業者

【参考】対策の進捗：火力引下げの実施状況について

(出所) 第49回 系統WG
(2023年12月6日) 資料1

- パッケージを取りまとめる中で、各一般送配電事業者は、先んじて既設火力発電設備に対して、更なる引下げの協議を実施している。
- 既に最大限の引下げを行っている事業者も少なくないが、更なる引下げも進んでおり、また、引下げに向けて試験等を行うことにより協力を頂いている事業者もある。

＜定格出力50%超過の電源Ⅲ火力の引下げ状況（中国の例）＞

協議前	事業者数
定格出力50%超過	8



協議後	事業者数
定格出力50%超過	3※
定格出力50%以下	1
逆潮流0	3
確認試験予定	1

※蒸気供給等制約により引下げ困難。自家発電事業者含む。

※他エリアにおいても、引下げ協議が進んでおり、徹底した火力引下げについて、順次フォローアップをしていく。

【参考】対策の進捗③：火力電源等の最低出力引下げ

(出所) 第48回 系統WG
(2023年10月16日) 資料1

- 第46回系統ワーキンググループ（2023年5月29日）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**こととし、2024年度中の適用を目指すこととした。なお、技術要件化にあたり、第14回グリッドコード検討会（2023年10月6日、電力広域的運営推進機関）で審議を行った。
- また、**既設火力電源等についても**、自家消費を主な目的とした発電設備等を含め、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、**基本的に新設の場合と同様の基準の遵守について協力を求める**こととしており、先般、資源エネルギー庁から発電事業者に対し、**協力依頼の通知文を発出**している。
- 最低出力引下げについて、一般送配電事業者と発電事業者の間で個別に引下げ協議を進めており、**実施状況について、年内にフォローアップを行う**こととしたい。

【進捗③】供給面：電源Ⅲ火力・バイオマスの稼働状況の公表

- 出力制御対策パッケージにおいて、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、情報公開や基準の遵守を促す観点から、毎年の出力制御の短期見通し算定のタイミングに合わせ、本WGで公表することとした。
- 今秋以降、出力制御が行われた中国、九州、四国、沖縄エリアにおいて、出力制御率が最大であった日に稼働していた電源Ⅲ火力・バイオマスの稼働状況を取りまとめたのでご報告する。
※北海道エリアも出力制御が行われているが、当日制御であったため対象外としている。
- 出力の高い事業者は工場の生産調整に基づき稼働を行う発電所などの他、最低出力運転のための安定運転確認試験を実施する事業者も存在する。

電源Ⅲ火力・バイオマスの稼働状況（2023年度秋以降最大余剰時間帯）

エリア		同時最大受電電力の 50%を超えて運転	同時最大受電電力の 30%を超えて50%以下で運転	同時最大受電電力の 30%以下で運転	停止または自家消費相当分まで抑制
四国	電源Ⅲ火力	0	2	4	6
	バイオマス	1	1	1	2
中国	電源Ⅲ火力	4	5	6	12
	バイオマス	1	0	1	5
九州	電源Ⅲ火力	1	3	5	10
	バイオマス	6	2	0	3
沖縄	バイオマス	1	0	0	0

※今秋以降変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の制御率の大きかった日の時間帯の最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた電源。

※設備容量1万kW以上の電源Ⅲ火力、バイオマス発電設備を対象。（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）

※系統連系要件では出力制御時の最低出力は発電端ベースで求めるが、集計の都合によりテレメータ単位（送電端ベース）で集計。

出所：各エリア一般送配電事業者

【参考】送電端出力50%を超えて稼働している電源Ⅲ火力・バイオマス

設備トラブル

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
中国	宇部興産発電所 6号機	19.5	15.0	A,L

燃料貯蔵困難（石油製品の安定供給のため）

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
中国	麻里布製油所	13.7	11.7	F,L

工場の生産調整に基づく稼働

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
中国	水島MZ発電所	10.3	6.0	A,H
中国	防府エネルギーサービス	6.7	4.7	A,H
九州	興人佐伯第二発電所	0.7	0.5	A,H

技術的に引き下げ困難な発電設備

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
中国	下関バイオマス発電所	6.9	3.5	A,L
九州	大牟田発電所 第一発電設備	2.1	1.4	A,L

※緑字はバイオマス

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

※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。
※今秋以降変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の制御率の大きかった日の時間帯の最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた電源。
中国：2023/10/22 11:30～12:00、四国：2023/10/29 11:30～12:00、九州：2023/10/22 12:00～12:30、沖縄：2024/1/14 11:30～12:00

【参考】送電端出力50%を超えて稼働している電源Ⅲ火力・バイオマス

燃料制約

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
九州	七ツ島バイオマス発電所	4.3	2.4	K,L
沖縄	中城バイオマス発電所	4.46	2.25	A,L

最低出力運転のための安定運転確認試験期間

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
四国	富岡エコエネルギー発電所	7.0	4.0	L
九州	苅田バイオマス発電所	7.5	6.0	A,J,K,L
九州	かんだ発電所	6.7	6.0	A,L
九州	日本海水TTS苅田パワー発電所	4.8	4.0	A,G
九州	大分バイオマス発電所	2.0	1.8	A,L

※緑字はバイオマス

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

※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。
※今秋以降変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の制御率の大きかった日の時間帯の最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた電源。
中国：2023/10/22 11:30～12:00、四国：2023/10/29 11:30～12:00、九州：2023/10/22 12:00～12:30、沖縄：2024/1/14 11:30～12:00

【参考】電源Ⅲ火力等の公表方法

(出所) 第46回系統WG (2023年5月29日) 資料1

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」を取りまとめの上、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 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どういった電源がど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。

【進捗④】系統面：域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

- 地域間連系線を通じた再エネ域外送電量拡大に向けて、電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大等に関する予算を措置し、事業実施者とし、九州電力送配電を採択。
- 費用対効果を考慮し、設備容量の大きい事業者から選定し、最大で50万kW程度の再エネ発電設備に装置を設置し、最大で30万kW程度の電制量を確保する予定。
- 電制装置の設置により、発電事業者は保全等の経費を一部負担することになるものの、九州エリア全体の出力制御量の低減効果が期待されるものであり、本事業等を通じ、導入を着実に進めていくことが重要。
- また、将来的には、周波数制約が地域間連系線の運用容量維持の要因になっているエリアについて、一定容量以上の新設再エネ電源には電制装置の設置を求めることも考えられるのではない

設置候補発電所（太陽光・風力）

エリア	発電所	設備容量(MW)	光ケーブル 新設距離 (km)	電制対象候補
北九州	A	160	2	○
鹿児島	B	76	35	○
鹿児島	C	70	3	○
宮崎	D	65	40以上	
宮崎	E	63	9	○
大分	F	61	10	○
北九州	G	60	2	○
熊本	H	50	40以上	
大分	I	44	40以上	
宮崎	J	42	16	○
熊本	K	40	34	○

※光ケーブル新設距離が40km以上の発電所は、費用と工期から候補から除外

再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた電源制御装置の開発及び効率的な運用に関する技術開発事業

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
制度審議室

令和5年度補正予算額 **20億円**

事業の内容	事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）
事業目的 再生可能エネルギー出力制御の抑制に向けて、電源制限（連系線事故時に即時に発電を止められる電源）の対象となる太陽光・風力発電所を拡大し、効率的に運用するためのシステムを構築する。 これにより、地域間連系線を通る再エネ量を増加させ、再エネの有効活用を図ることを目的とする。 事業概要 電制対象の対象となる再エネ発電設備を拡大する（太陽光発電所：30万kW程度、洋上風力発電所：20万kW程度） 具体的には、以下の装置の設置・システム改造を行う。 ①中央変電所への保護装置等の設置、システム改造 ②変電所への保護装置等の設置 ③発電所への保護装置等の設置	国 補助 (2/3) 民間企業 ※地域間連系線を通じたエリア外への再エネ送電量が多く見込まれるエリアに存する事業者に対して補助を行う。 成果目標 電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大により、短期的に、近年増加傾向である再エネの出力制御の最大限の低減を目指す。中長期的には、地域間連系線の整備と合わせて、再エネ電気の更なる効率的・経済的な利用・電力のレジリエンスの強化を目指す。

【参考】関門連系線の再エネ送電量拡大の課題（電源制限装置の設置）

- 半導体や電子部品等の世界的な不足により、製造現場において部品調達にかかる時間が長期化している。電源制限装置の製造においても、納品まで1年以上かかる部品もあり、設備納入面の制約により短期間での設置が困難である可能性が生じている。
- 電源制限装置の設置については、太陽光の特別高圧の事業者など、設備容量の大きい事業者の協力を得ることで、効率的に数十万kW規模の電制量を確保することが可能。一方で、再エネへの電源制限装置の設置拡大により九州エリアから中西エリアへの再エネ送電可能量が増加するものの、設置拡大には費用を要するといった課題がある。
- また、実際に装置を設置する発電事業者に対しては、設置に対する直接的なインセンティブがないなどの課題がある。

※過去、再エネ出力制御量低減のための技術開発事業（平成29年度補正予算 43.0億円）において、約30万kWの電制電源量を確保。

【参考】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。