

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2022年5月24日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2022年4月12日の本WGにおいて、四国エリア、東北エリアにおいて初めて発生した再エネ出力制御の実施状況、及び中国エリアにおける足元の事情変化による出力制御の見通しについて御説明、公表した。
- このような中、中国エリアにおいても、2022年4月17日、北海道エリアにおいても2022年5月8日に、再エネ出力制御が初めて発生したところ、実施状況について、中国電力ネットワーク、北海道電力ネットワークから御説明いただく。
- また、4月に初めて再エネ出力制御が生じた東北、中国、四国エリアにおける再生可能エネルギー発電設備の出力制御の検証結果を、電力広域的運営推進機関から御説明いただく。
- このような状況も踏まえ、出力制御低減に向けた対策のうち、供給対策として挙げた火力等発電設備の最低出力引下げに向けて、電源Ⅰ・Ⅱ火力の実態等を報告しつつ、今後の進め方や出力制御時における電源Ⅲ火力等の公表の在り方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. 火力等の最低出力引下げ

本日の御議論

- 九州エリアに加え、本年4月に東北、中国、四国、本年5月に北海道エリアで初めて再エネの出力制御が行われた。
- 出力制御は、供給が需要を上回ると見込まれる場合に、停電等を防止し、電力システム全体の安定供給を支える需給バランスを保つために必要なものである。一方、再エネ大量導入を進める中で、出力制御量を低減することは重要。
- そのため、昨年12月に、出力制御量の低減に向けた対策について取りまとめを行ったところであり、これらの対策を引き続き進めていく。
- 他方、再エネの導入が進む中で、隣接する複数エリアで同時に出力制御が発生するなど、出力制御をめぐる動向も変化している。
- 今後、更なる再エネ大量導入を進める中、全国大での出力制御量を低減するため、より広域的な運用についても検討が必要ではないか。
- 今回は、まず、各一般送配電事業者及び電力広域機関より、出力制御の実施の考え方等について御報告いただき、今後検討すべき課題等について御議論いただく。

(参考) 再エネ出力制御の実施状況等 <2022年5月24日(火) 時点>

	九州エリア			
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
太陽光・ 風力接続量※1	904万kW 太陽光 853万kW 風力 51万kW	1,002万kW 太陽光 944万kW 風力 58万kW	1,088万kW 太陽光 1,029万kW 風力 59万kW	1,154万kW 太陽光 1,091万kW 風力 63万kW
年間の出力制御率※2	0.9%	4.0%	2.9%	3.9%

	北海道エリア	東北エリア	中国エリア	四国エリア	九州エリア
	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度
太陽光・ 風力接続量※1	272万kW※1 太陽光 214万kW 風力 58万kW	914万kW※1 太陽光 735万kW 風力 179万kW	652万kW※1 太陽光 616万kW 風力 36万kW	340万kW※1 太陽光 312万kW 風力 28万kW	1,154万kW※1 太陽光 1,091万kW 風力 63万kW
年間の出力制御率※2	0.35%※3、4 (2022年度見込み)	0.33%※3、4 (2022年度見込み)	0.06%※3、4 (2022年度見込み)	0.01%※3、4 (2022年度見込み)	5.2%※3、4 (2022年度見込み)
出力制御実施日	5/8、5/15	4/10、17、23、 24、30 5/2～6、8、10、15	4/17、30 5/2～5、22	4/9、16、17、30 5/2～5、8、22	4/1～10、16、17、19、 20、22、28、30 5/3、4、14、 16～18、22

※1 九州エリアは2018～2021年度は年度末時点。2022年度は北海道エリアは2022年2月末時点、それ以外のエリアは2022年3月末時点。
四国は淡路島南部地域を含む。

※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2022年度見込み。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 北海道エリアにおいては、連系線活用量50%の場合の見込み。他4エリアは、連系線活用量100%の場合の見込み。

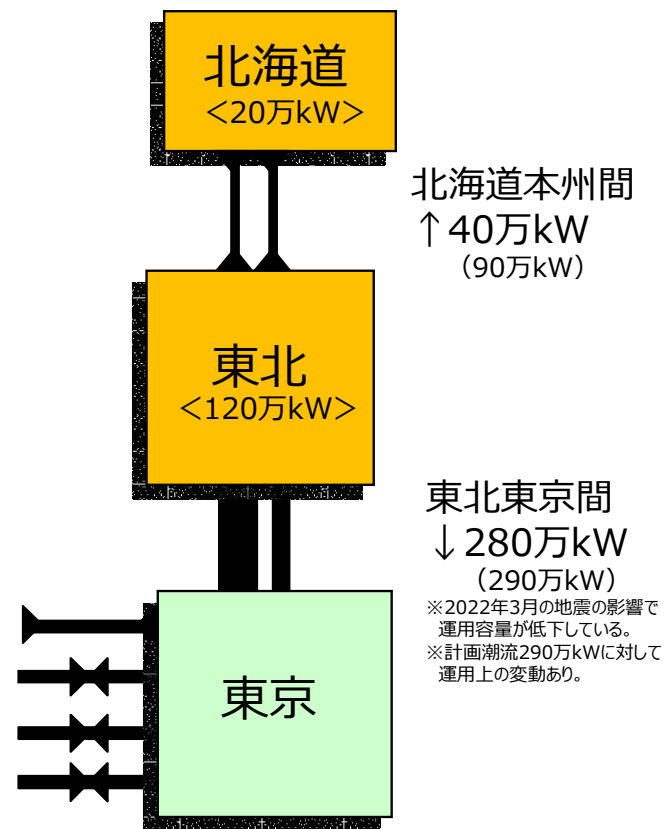
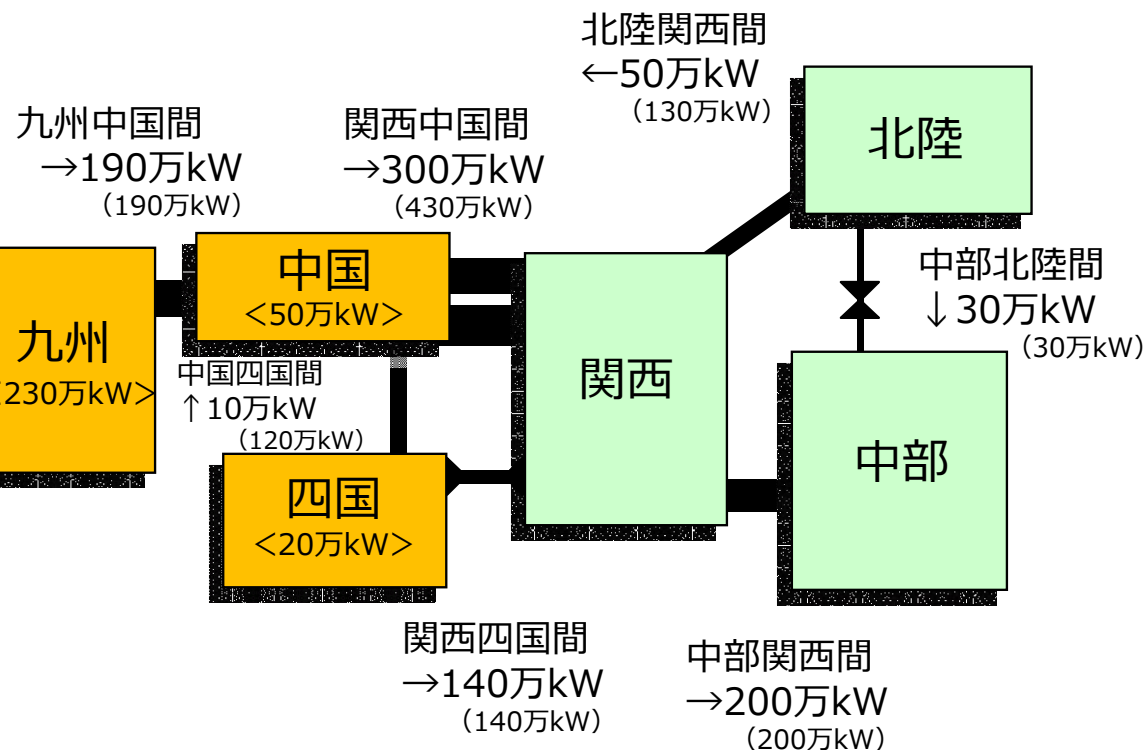
※5 当該表に無い他5電力エリアにおいては、現時点で、再エネ出力制御は発生していない。

(参考) 再エネ出力制御発生時の地域間連系線の状況

- 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通り。

2022/4/17 (日) 11:30~12:00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。

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2022年)

- 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には、気象、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まっており、2022年には九州以外のエリアでも出力制御が実施された。

【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
	2022年	4月24日 13時	5月4日 12時	5月4日 12時	5月3日 12時	5月4日 13時	5月4日 12時	5月4日 12時	5月3日 12時	5月4日 12時	4月9日 12時
発電出力	原子力・水力・地熱	78	192	175	164	117	367	32	108	149	0.1
	火力	55	210	1,012	313	58	294	216	92	136	52
	バイオマス	10	36	31	11	8	4	13	9	39	2.3
	太陽光	171 (176)	625 (552)	1,516 (1,337)	887 (806)	102 (91)	515 (463)	501 (447)	255 (232)	867 (791)	29 (29)
	風力	25 (18)	122 (83)	10 (7)	9 (13)	8 (2)	1 (6)	5 (7)	1 (2)	2 (36)	0.2 (0.8)
	揚水	△63	△33	△585	△347	△12	△284	△155	△61	△206	-
	蓄電池	1	0	-	-	-	-	-	-	0	-
	連系線	3	△314	390	19	△59	292	△97	△131	△165	-
	再エネ出力制御	-	△119	-	-	-	-	△41	△46	△105	-
	【下げ代余力】	【17】 〈82〉	-	【341】 〈-〉	【29】 〈223〉	【24】 〈90〉	【122】 〈-〉	-	-	-	【6.8】 〈-〉
合計		280	719	2,549	1,056	222	1,190	475	226	718	84
需要		280	719	2,549	1,056	222	1,190	475	226	718	84
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合※4		57.8 %	58.9%	55.6%	64.7%	37.4%	43.4%	64.1%	50.2%	70.2%	35.2%

※ 1 最小需要日 (GW含む) とは、4月から5月8日までの休日 (GWを含む) の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

※ 2 太陽光・風力における()内の数字は、2021年の最小需要日の出力。【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＋連系線、揚水、蓄電池活用）

※ 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。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2021年)

(出所) 第30回系統WG (2021年 6月 8日) 資料 3

- 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には下げ代余力（火力等の調整力）が既に逼迫し、気象、出水状況、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まるエリアもある。

【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
	2021年	4月11日 13時	5月4日 12時	4月10日 13時	5月3日 12時	5月4日 14時	5月3日 11時	5月3日 12時	5月3日 12時	5月3日 14時	4月18日 12時
発電出力	原子力・水力・地熱	66	204	106	115	112	463	35	27	414	-
	火力	87	191	1629	322	75	225	147	108	95	44.0
	バイオマス	16	42	27	10	4	8	8	6	29	-
	太陽光	176 (134)	552 (511)	1337 (1162)	806 (721)	91 (86)	463 (449)	447 (374)	232 (204)	791 (774)	29.0 (26.0)
	風力	18 (14)	83 (38)	7 (7)	13 (12)	2 (2)	6 (3)	7 (1)	2 (0)	36 (19)	0.8 (0.5)
	揚水	△41	△44	△572	△180	-	△251	△97	△61	△180	-
	蓄電池	0	△1	-	-	-	—	-	-	△3	-
	連系線	△30	△303	411	△55	△64	229	△52	△86	△144	-
	再エネ出力制御	-	-	-	-	-	—	-	-	△350	-
	【下げ代余力】	【77】 〈103〉	【10】 〈35〉	【545】 〈-〉	【311】 〈438〉	【44】 〈126〉	【68】 〈-〉	【52】 〈281〉	【5】 〈174〉	-	【0.1】
	合計	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
	需要	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
	需要に占める変動再エネ （太陽光・風力）の割合 ※4	53.4 %	59.2 %	43.3 %	64.6%	32.9%	40.3%	70.6%	62.4 %	47.0 %	40.4 %

※ 1 最小需要日 (GW含む) とは、4月から5月9日までの休日 (GWを含む) の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

※ 2 太陽光・風力における()内の数字は、2020年の最小需要日の出力。【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。

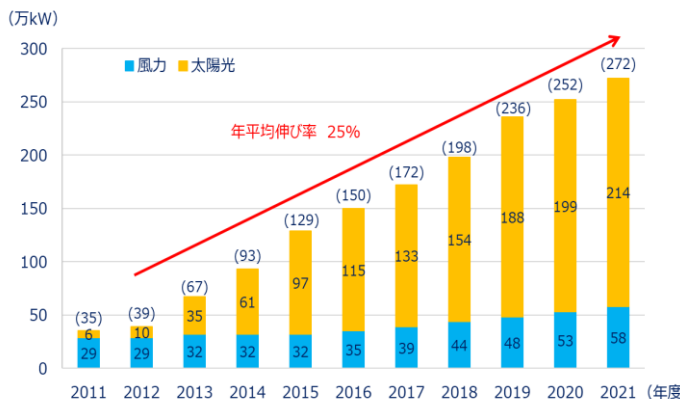
※ 4 需要に占める変動再エネ (太陽光・風力) の割合 = 発電出力の内、太陽光と風力 / (需要 + 連系線、揚水、蓄電池活用)

出典：各エリア一般送配電事業者

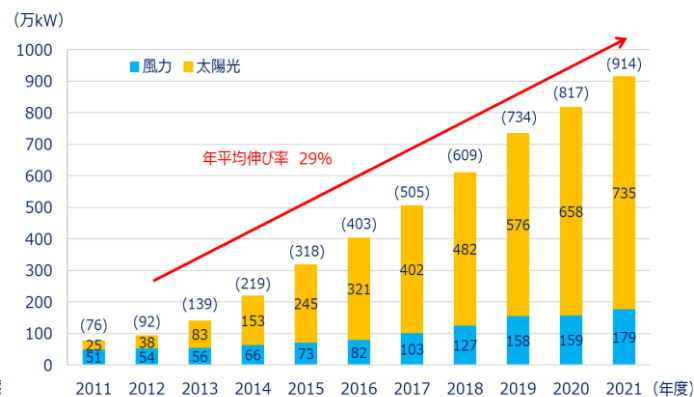
(参考) 再エネ導入量の増加

- 2022年に再エネ出力制御が実施されたエリアの再エネ導入量の伸びは以下の通り。

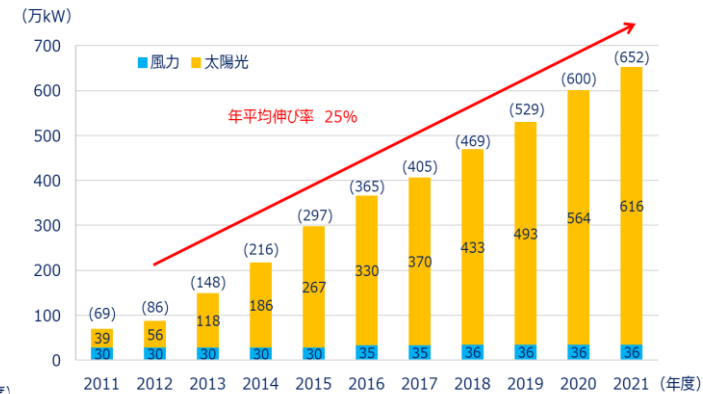
【北海道エリア】



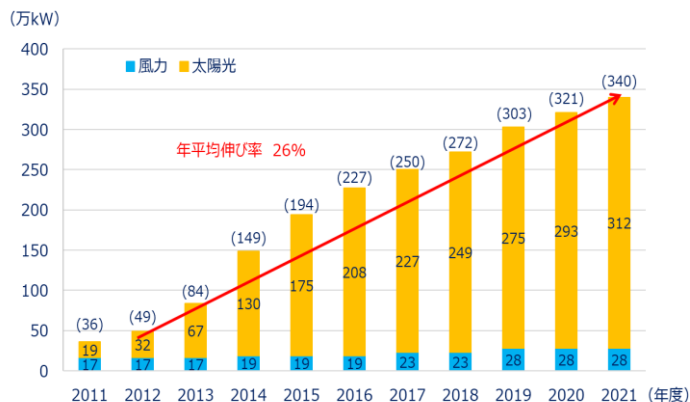
【東北エリア】



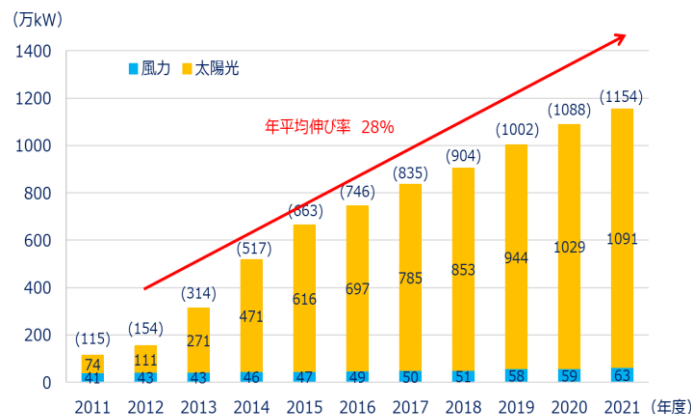
【中国エリア】



【四国エリア】



【九州エリア】



※FIT制度開始（2012.7～）
 ※北海道エリアの2021年度は2月末時点
 ※四国は淡路島南部地域を含む。

1. 再エネ出力制御の実施状況
- 2. 火力等の最低出力引下げ**

本日の御議論

- 出力制御低減に向けた包括的なパッケージとして、①出力制御の効率化、②供給対策、③需要対策、④系統対策に区分の上、本WGにて検討行い、昨年12月に再エネ出力制御低減に向けた取組の基本的方向性（案）をとりまとめた。
- 供給対策として挙げた火力等発電設備の最低出力引下げに向け、本日は以下の論点について御議論いただきたい。
 1. 既存電源Ⅰ・Ⅱの扱い
 2. 出力制御時における電源Ⅲ火力等の公表の在り方

項目	論点イメージ	
新設時の最低出力	新設の火力等発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）は、20～30%を基本としつつ、設備の構成・特性に応じた基準をどのように定めるか。	次回以降
既存電源Ⅰ・Ⅱの扱い	出力制御が発生しているエリアに所在する発電設備には新設と同等の基準の遵守が望まれると整理されたところ、調整力として契約される電源Ⅰ・Ⅱには、ガイドラインに定める最低出力と同様の条件が課されることを踏まえ、既存の電源Ⅰ・Ⅱに対する新たな基準をどのように扱うか。	本日論点 1
適用時期	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整理されたことを踏まえ、具体的にいつから適用するか。	
公表の在り方	出力制御時における電源Ⅲ火力等の引下げあるいは停止を促す観点から、どのようなフォーマット（稼働理由例等）で公表を行うか。	本日論点 2

(参考) 昨年末の取りまとめ① 再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性 (案)

- 再エネの出力制御の低減を図る上で、火力等発電設備の最低出力の引下げは有効な方策である。再エネの出力制御が生じる時間帯において、稼働する火力等発電設備の出力が引き下げられれば、再エネの出力制御量を減らすことが可能となる。
- 例えば、九州電力送配電によれば、仮に電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）がすべて20%（バイオマスについては40%）となると、2022年度の出力制御率は、九州エリアで約▲1.0%（約▲14,000万kWh）に低減すると試算されている。
（注）昼間最低負荷時の断面で▲33万kWの効果。火力等による燃料費単価をkWh当たり6円と仮定すると約8.4億円の燃料費削減、CO2削減効果をkWh当たり0.5kgと仮定すると約7万トンのCO2削減に相当。
- 他方、再エネ出力制御の低減策を講じるに当たり、エネルギー政策の基本方針であるS+3Eは大前提である。火力等発電設備の最低出力の引下げにより、結果的に安定供給が損なわれることがあってはならない。
- 例えば、九州エリアの電源Ⅰ、Ⅱの火力発電設備の最低出力は、約3割が20%を上回っている※。こうした中で、徒な最低出力の引下げは、これに対応できない既存設備に停止を迫ることとなり、電力の安定供給確保に影響を及ぼす可能性がある。
※計画停止中や廃止予定の電源を含む
- このような状況を踏まえ、既存設備への影響を念頭に、全国の火力等発電設備の最低出力の実態と今後の対応可能性について引き続き丁寧に確認を続けつつ、以下の方向性で取組を進める。
- また、上記の方向性に沿った取組を促進する上で、容量市場や需給調整市場等の活用のほか、どのような方策が考えられるか、検討を進める。

(参考) 昨年末の取りまとめ② 再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性 (案)

(新設時の最低出力)

- 新設の火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）は、20～30%を基本としつつ、例えば、起動時間や負荷変化速度等も含め、設備の構成・特性に応じて定める。
- 新設のバイオマス設備の最低出力は、個々の設備の規模や特性に留意しつつ、現行（50%）より一定程度最低出力を引下げる方向で、引き続き検討を深める。
- その適用時期については、事業者の予見可能性を確保する観点から、例えば、2～3年程度の時間的猶予を設けることを基本としつつ、実態等を踏まえ判断する。

(既存設備への適用)

- 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、設備のリプレース時等にのみ適用される。
- ただし、再エネの出力制御低減を進める観点から、各設備の所在するエリアにおける出力制御の発生状況や、エリアの系統規模に比した電源の規模などを踏まえ、例えば、以下の設備については、新設の場合と同様の基準の遵守を求める。
 - － 出力制御が発生しているエリアに所在する発電設備
 - － 出力制御が発生する可能性があるエリアに所在し、かつ、エリアの系統規模に比して電源の規模が大きい設備
- 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。

（参考） 昨年末の取りまとめ③ 再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）

- 他方、現状、調整力として一般送配電事業者と契約する発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ）に対しては、ガイドラインに定める最低出力と同様の条件が課されている。このため、ガイドライン上の最低出力を引き下げた場合において、一般送配電事業者との契約において新たな最低出力をどのように扱うかは、別途検討を行う。
- なお、自家発電設備については、運用の特性上、その他の設備と同様に新設の基準遵守を求めていくことは困難であることに留意する。

（出力制御時に稼働していた電源の公表）

- 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 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、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」をとりまとめの上、本WGで国が公表する。
- 公表対象の日については、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。

（出所）第35回系統WG（2021年12月15日）資料3

(参考) 前回までにいただいた主な御意見

【最低出力基準】

- 設備の特性に応じてガイドラインの基準を定めるということに賛成。ガイドラインである程度細かいところは省略し、一般的なところを抑えていくということかと思う。
- 引下げの方針や水準についても、設備の特性をよく精査して決めるということであれば現実的。
- ガスタービンコンバインドサイクルは、変化率の向上や起動時間の短縮を図った上で、台数制御をした方がより効果的。
- 専ら発電用設備とコンビナートに組み込まれた形で入っている自家発とでは全く挙動が異なる。ガイドラインを厳しくすれば目的の出力制御量の低減につながるかというところではない。
- 発電専用のプラントであっても、起動するために動いているユニットから供給するための補助蒸気の確保が必要、LNG基地を持っている場合にはボイルオフガスの処理が必要等、実際のプラントの性能まで下げきれない場合もある。

【公表】

- 「最低出力まで出力を引き下げることが困難な場合に稼働停止」とあるが、夕方の点灯ピークに向かって待機している調整電源までも止めるのかと資料上は見えてしまうため、実際の検討の中では考慮いただきたい。
- 公表については、是非進めていただきたい。最低出力を下げなかった人に対する罰則という意味合い以前に、情報公開の観点から状況が公表され、その結果色々なことが分かるようにしていただきたい。
- 稼働停止を原則とする趣旨は、出力制御が起こっている局面ではそもそも焚かないことが合理的であるから焚くつもりはない、という事業者に対して無理やりコストをかけて下げさせる必要はないという発想から出て来ている。

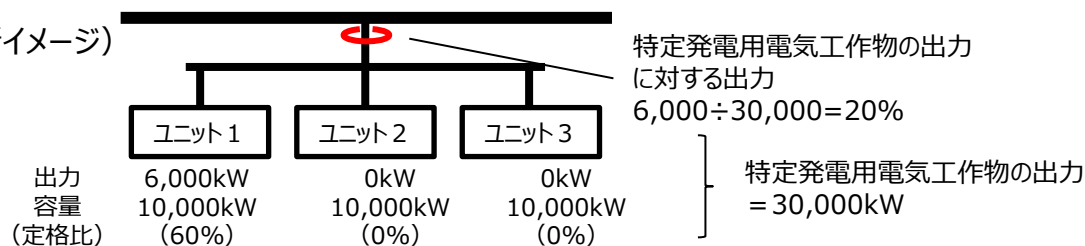
1－①既存の電源Ⅰ・Ⅱの扱い

- 調整力として一般送配電事業者と契約する発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ）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（資源エネルギー庁）**」に定める最低出力と同様の条件が課されるを踏まえ、**最低出力を引下げた場合の扱い**について検討することとされた。
- 2021年12月末時点で、全国の既存の電源Ⅰ・Ⅱ火力は234基あり、このうち、約5割が最低出力30%を上回り、その約8割がコンバインドサイクル方式である。
- しかしながら、徒に最低出力の引下げを行うことは、これに対応できない既存設備に停止を迫ることとなり、電力の安定供給確保に影響を及ぼす可能性があることに留意が必要。
- 系統に流れ出る電気を抑えるという観点から見れば、必ずしも発電設備ごとに最低出力を引下げなくても、発電所内に複数ある発電設備（ユニット）の運転・停止等の台数を効率的に運用（台数制御）することも有効であるという指摘もあった。
- このため、少なくとも既設の電源Ⅰ・Ⅱ火力については、運用実態等を踏まえつつ、**発電所単位での判断も可能**とすることとしてはどうか。

※ 例えば、発電端値の合計（特定発電用電気工作物の出力等）を用いることが考えられる。

※ 2024年度以降、需給調整市場の全商品の取引が開始されるが、既存の電源Ⅰ・Ⅱは最低出力の扱いは本整理の通りとする。

（発電所単位での判断イメージ）

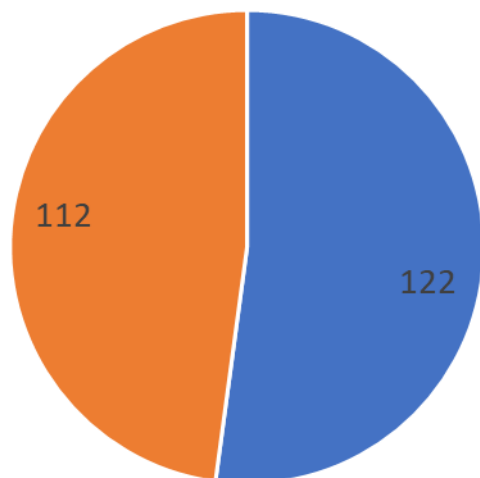


（参考）電源Ⅰ・Ⅱ火力の最低出力

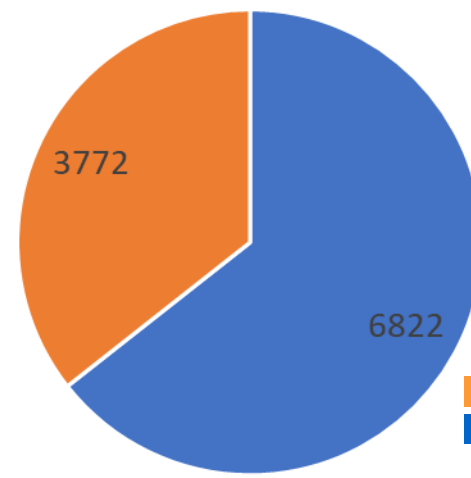
- 全国の電源Ⅰ・Ⅱ火力は234基あり、このうち、最低出力30%を上回る電源Ⅰ・Ⅱは112基であり、全体の約48%。
- このうち、89基がガスタービンコンバインドサイクル方式のLNG火力機。

<全国>

基数[基]



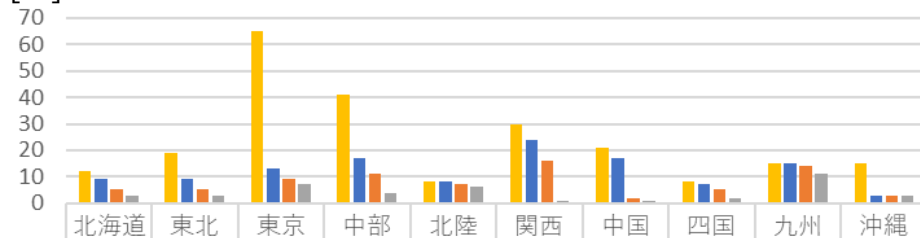
設備容量[万kW]



最低出力30%越
最低出力30%以下

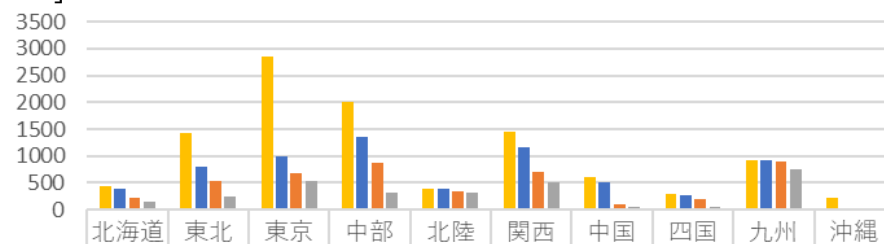
<エリア別>

[基]



全数	12	19	65	41	8	30	21	8	15	15
30%以下	9	9	13	17	8	24	17	7	15	3
25%以下	5	5	9	11	7	16	2	5	14	3
20%以下	3	3	7	4	6	1	1	2	11	3

[万kW]



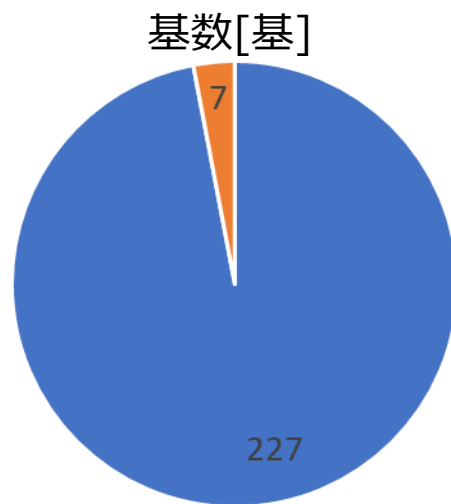
全数	437	1415	2859	1998	382	1446	613	294	925	224
30%以下	387	801	995	1352	382	1170	518	265	925	27
25%以下	222	521	675	872	340	698	90	201	890	27
20%以下	152	241	540	311	315	498	40	41	747	27

（出所）電源Ⅰ・Ⅱのうち火力発電機を各一般送配電事業者より集計した情報を基に資源エネルギー庁作成（2021年12月末時点）。

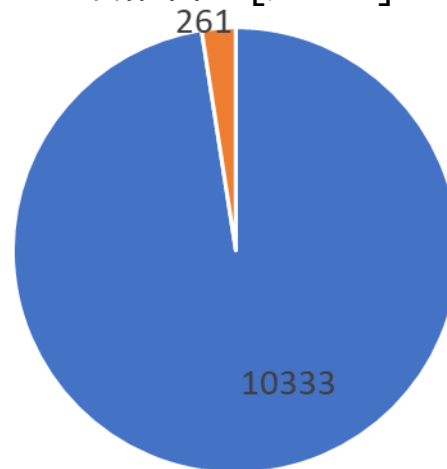
（参考）電源Ⅰ・Ⅱ火力の最低出力（発電所単位で判断する場合）

- 仮に、最低出力を発電所単位で判断する場合、最低出力30%以下の電源Ⅰ・Ⅱは227基であり、全体の約96%。
※発電所内の1基を運転して、他を停止すると仮定した場合

<全国>



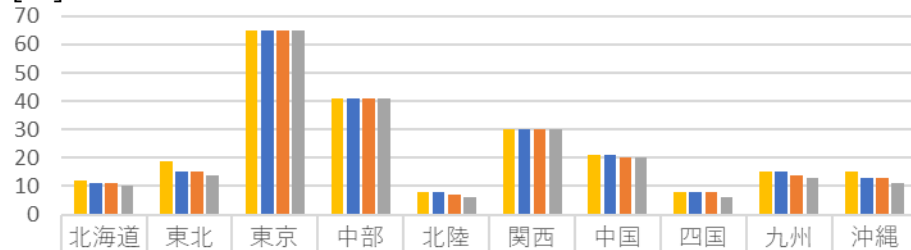
設備容量[万kW]



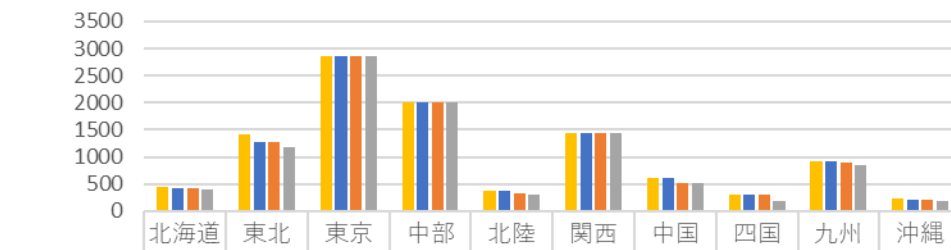
最低出力30%越
最低出力30%以下

<エリア別>

[基]



[万kW]

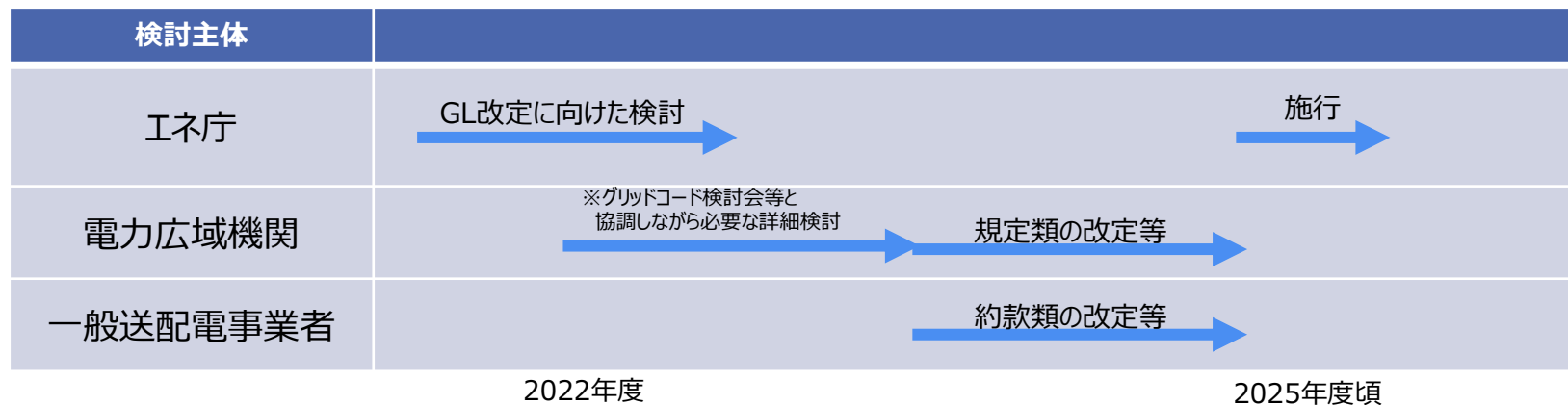


（出所）電源Ⅰ・Ⅱのうち火力発電機を各一般送配電事業者より集計した情報を基に資源エネルギー庁作成（2021年12月末時点）。

1－②適用時期・今後の進め方

- 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。



3. 需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じ、当該一般送配電事業者又は当該配電事業者からの遠隔制御により、需給バランス制約による発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

逆潮流のある発電設備のうち、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（平成23年法律第108号）に定め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**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設備等については、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) 系統連系技術要件に規定される火力等発電設備の仕様

＜仕様等を系統連系技術要件に定める火力等発電設備＞

供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外
発電容量	10万kW以上	3.5万kW以上	10万kW以上

＜系統連系技術要件に定める火力等発電設備の仕様等＞

	GTおよびGTCC	その他の火力等発電設備
GF速度調停率	5%以下*	5%以下*
GF幅	5%以上*	3%以上*
LFC変化速度	5%/分以上	1%/分以上*
LFC幅	±5%以上*	±5%以上
EDC変化速度	5%/分以上	1%/分以上*
EDC + LFC変化速度	10%/分以上	1%/分以上*
最低出力	50%以下	30%以下
DSS機能具備	要（8時間以内*）	無*
周波数変動補償（不感帯）	要（±0.2Hz以内*）	要（±0.2Hz以内*）
出力低下防止	要	—

（出所）第33回系統WG（2021年11月12日）資料1

*北海道・沖縄は別仕様

2. 電源Ⅲ火力等の公表の在り方

- 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。

22

- 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 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) 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) 既存電源の最大活用に向けた環境整備

- 脱炭素化の流れの中で、稼働率の低下等による事業性の悪化で火力の休廃止が増加しており、調整機能を備えた電源が減少傾向にある。
※容量市場における2024年度向けオークションと2025年度向けオークションの結果を比較すると、調整機能のある電源の約定容量は約900万kW減少（13,704万kW→12,817万kW）。
- 一方で、太陽光等の出力変動の大きい再エネの導入拡大により、時間帯や季節により必要となる調整電源の量が大きく変動する結果、調整機能の高い蓄電池や揚水発電とともに、調整電源としての火力の重要性が高まっている。
- こうした中で、減少傾向にある既存の火力電源の調整機能を最大限活用し、需給ひっ迫時には出力を最大限高める一方、再エネの出力制御が発生するような供給余剰時には出力を最大限抑制するための環境整備として、どのような方策が考えられるか。
- 例えば、現状、一般送配電事業者からオンラインで調整を行えない電源Ⅲについて、発電余力をリアルタイムで把握できる仕組みの導入や最適運用のための必要な情報の提供を促すには、どのようなインセンティブあるいはディスインセンティブを設けることが考えられるか。
- また、既存電源の最大活用に向けて、平時から各発電所の発電状況を可視化する観点から、一定規模（ex. 10万kW）以上の電源について、燃料調達環境等に影響を及ぼさないよう配慮しつつ、発電実績を公開することについて、どのように考えるか。
- 例えば、発電実績の公開を可能とするためには一定のシステム費用が発生し得るところ、その負担の在り方について、どのように考えるか。
※一般送配電事業者において生じる費用については、託送料金で負担することになると考えられる。