

再エネ出力制御の長期見通しについて

2022年3月14日
資源エネルギー庁

再エネ出力制御の長期見通しについて

- 再エネ出力制御の長期見通しについては、発電事業者の予見性を高める観点から、従来より本WGにおいて一般送配電事業者より試算結果を公表してきた。
- 今後、2030年に向けてより一層の再エネの導入拡大を進める中で、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、出力制御率が高まる可能性がある。
- 一方で、本WGを中心に、これまでも出力制御低減対策について議論してきたところ、発電事業者の予見性をより高めるべく、今回の算定に当たっては、導入量を更に増加させた場合に加え、仮に対策を実施した場合を想定した算定結果を併せて提示することとした。
- なお、これまでと同様、これらの見通しでの出力制御は、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するが、実際に発生する出力制御の時間数等について、電力需要や電源の稼働状況等によって変動するため、一般送配電事業者が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

(参考) 出力制御の見通しの算定に関する考え方

2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 資料5

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- ① 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。
- ② 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
- ③ 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用※。

※更なる出力制御量低減策を想定するケースについては、単年度（2020年度）実績を用いて算定。

項目	諸元
算定年度	2018年度～2020年度（各年度毎に算定後、過去3年間の平均値を採用）
電力需要	2018年度～2020年度のエリア実績
太陽光発電・風力発電の供給力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績で評価
供給力（ベース）	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力・需給調整用蓄電池の活用	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保）
地域間連系線の活用	間接オークションの活用の見通しに応じた幅を持った数値を採用

(参考)「出力制御見通し」の算定方法①

【需給バランス断面のイメージ図】

【A】需要

需要については、各年度のエリア需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した需要を用いる。

また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）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。

【B】原子力、地熱、水力

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価。また、地熱、小水力については、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】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。なお、バイオマスについて、制御可能な場合は事業者との協議値、制御不可な場合は過去の実績等を用いる。（原則、最低出力50%以下）。

【D】太陽光・風力

太陽光・風力発電の出力については、過去実績をベースに今後見込まれる導入量に基づき出力を算定。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。

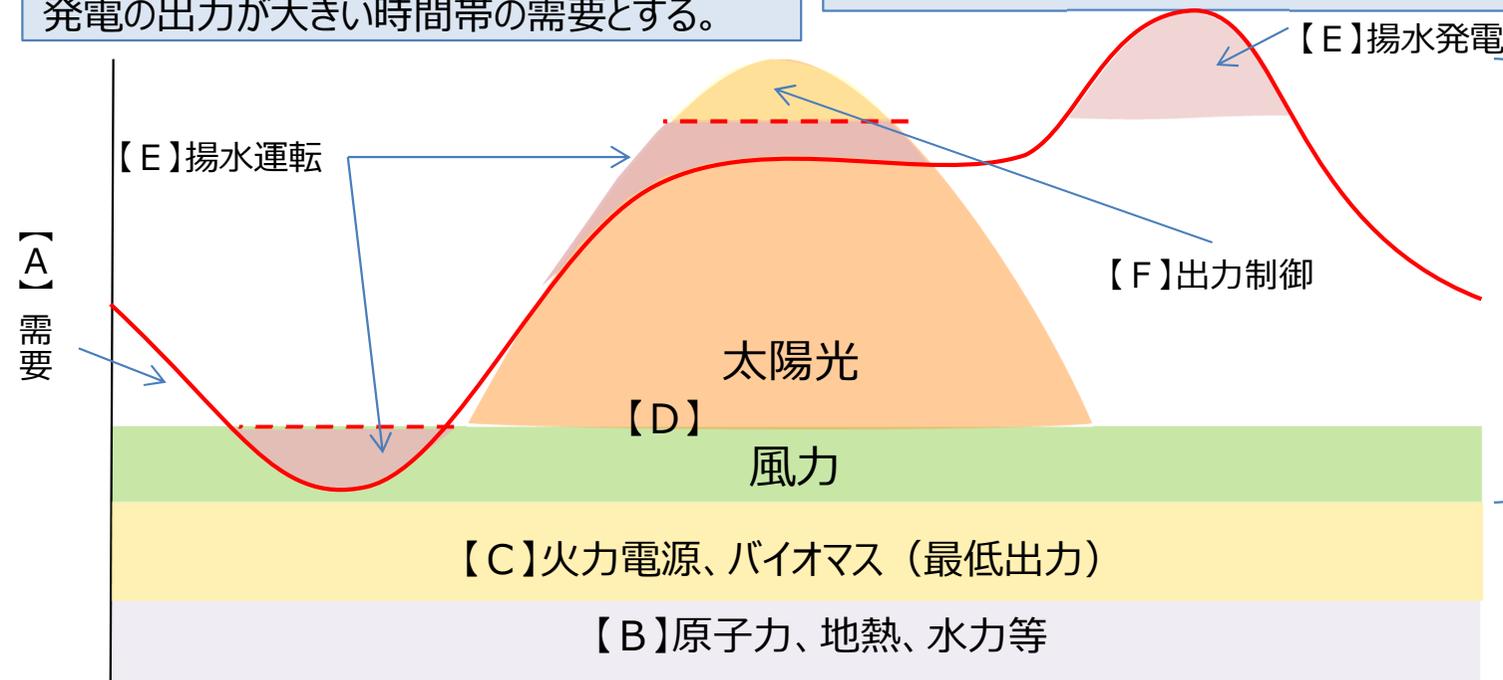
【E】揚水式水力

揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の3点を考慮。

1. kW：再エネの出力（上図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（上図の面積）に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

【F】出力制御

今後の出力制御対象範囲の拡大を考慮した上で、見込まれる再エネの導入量における出力制御量を算定する。

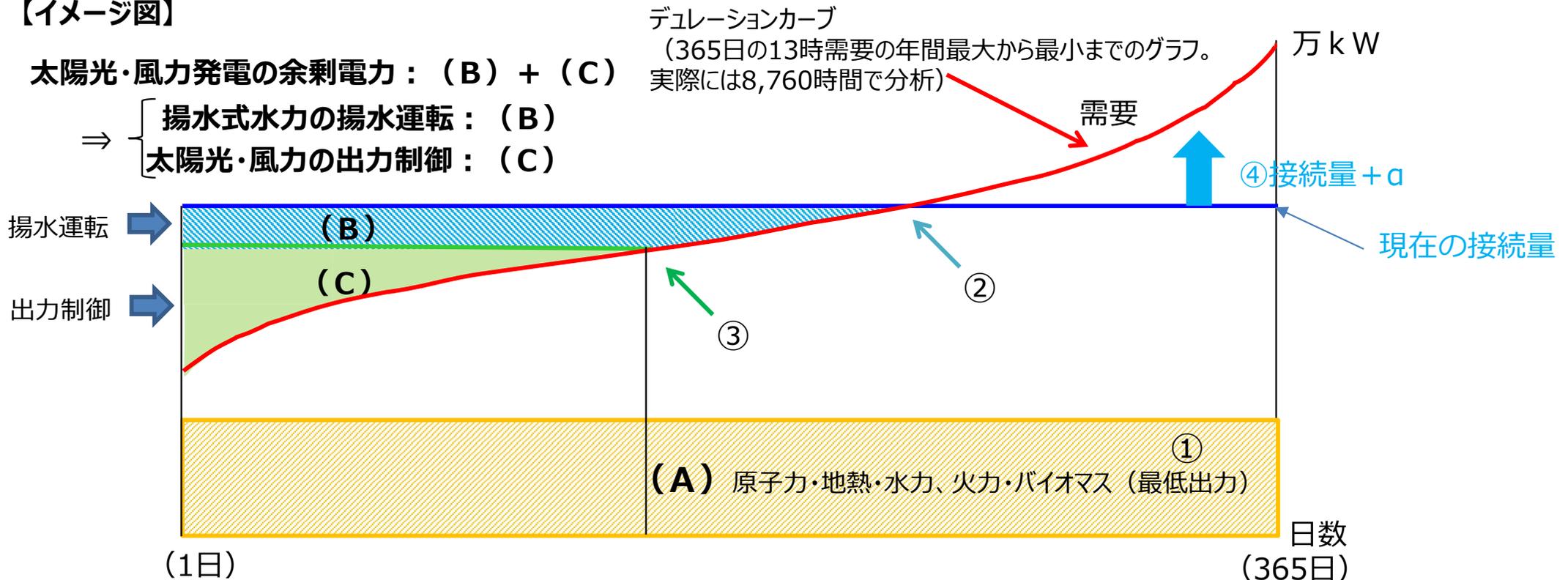


(参考)「出力制御見通し」の算定方法②

● 年間を通しての「出力制御見通し」算定のイメージ

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源等を安定供給に必要な最低出力とする。・・・(A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・(B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、出力制御を実施(ルール毎の出力制御上限を考慮)。・・・(C)
- ④ 現状の接続量をベースとし、今後見込まれる導入量(接続量+a)における出力制御量を算定

【イメージ図】



(参考) 新たな算定方法について

- 従来は30日等出力制御枠を基準に今後見込まれる導入量における出力制御量の算定を行っていたところ、見やすさの観点から、**算定の基準として足下の導入実績を用いる**こととする（変更点①）。
- 太陽光・風力については、従来は、一方の電源を固定した上で、もう一方の電源が追加で導入された場合の試算結果を電源毎に公表していたところ、今後見込まれる導入量により即した試算とするため、足下の導入実績から**太陽光・風力の双方が追加で導入された場合の試算に統合**する（変更点②）。
- また、本WG等においてとりまとめる出力制御低減策※に係る基本的方向性を踏まえ、出力制御の**試算結果を公表**してはどうか（変更点③）。※例）需要対策：蓄電池の導入、供給対策：電源Ⅲ火力最低出力引下げ、系統対策：連系線増強

【各社の試算結果のイメージ図（※東北エリアの場合）】

●無制限・無補償ルール事業者に対して、見込まれる導入量における出力制御の見通し

変更点③（例）

	変更点① 2021年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2) 変更点②	実績ベースの見通し (2018~2020年度の実際の需要、日照等を基礎 にして試算後、過去3年間の平均値)(※3)			蓄電池を ●万kW ^(※4) (●万kWh) 導入した場合	火力電源Ⅲ (●万kW)の 最低出力を引下 げた場合	連系線増強を 踏まえた場合 (●●連系線を ●kW増強)(※5)
				ケース① 太陽光 + ●●万kW 風力 + ●●万kW	ケース② 太陽光 + ▲▲万kW 風力 + ▲▲万kW	ケース③ 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW	ケース③c 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW	ケース③a 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW	ケース③b 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW
東北	太陽光 670万kW 風力 170万kW	768万kW	0万kW <0%>	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)
			176.5万kW <100%>	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)	〇〇時間 (〇%)

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2018~2020年度の平均値である。

※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 至近の導入状況等を踏まえ、追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。出力制御量低減策については、2020年度の需要、日照等を基礎にして試算。

※4 中三社除く。 ※5 今後X年以内に広域系統整備計画で増強が見込まれるもの。

算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率

- 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- 供給対策：電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）を20%（バイオマスは40%）としたと仮定
- 系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定

（北海道→東京+400万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW）

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース③において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース③ ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	49.3	41.6	6.3	5.8	3.7	8.8	28.6	2.1	34	1.7
需要対策	49.0	37.8	—	4.2	3.1	—	17.4	1.0	28	0.1
	(▲0.3)	(▲3.8)	—	(▲1.6)	(▲0.6)	—	(▲11.2)	(▲1.1)	(▲6)	(▲1.6)
供給対策	38.3	22.9	0.2	3.7	2.4	0	13.2	1.9	31	0.0
	(▲11.0)	(▲18.7)	(▲6.1)	(▲2.1)	(▲1.3)	(▲8.8)	(▲15.4)	(▲0.2)	(▲3)	(▲1.7)
系統対策 50%分活用	0.9	8.4	—	—	—	—	—	—	22	—
	(▲48.4)	(▲33.2)	—	—	—	—	—	—	(▲12)	—
100%分活用	0	0.6	—	—	—	—	—	—	12	—
	(▲49.3)	(▲41.0)	—	—	—	—	—	—	(▲22)	—

出典：各エリア一般送配電事業者

※1 太陽光と風力について、足下から2021年度供給計画2030年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したもの。導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」（2020年度実績ベース） ※3 連系線活用量100%の場合（中三社は連系線活用量0%）

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

出力制御率の長期見通しと対策の効果（まとめ）

- 一定の仮定の下、再エネ大量導入時の各エリアにおける出力制御率の長期的な見通しを試算したところ、①北海道が最も高く約50%、②次いで東北で約40%、中国と九州で約30%、③その他6エリアでは10%未満となった。
- ただし、本試算は、長期的なトレンドを把握する目的の下、再エネの導入量や火力、原子力等の稼働状況、地域間連系線の空容量等について、一定の仮定を置いて行ったものである。従って、実際の出力制御率がどのようになるかは、今後の電源の動向等に大きく左右される点に留意する必要がある。
- これらの試算を前提に、一定の仮定の下、①需要対策（蓄電池等の導入）、②供給対策（火力等発電設備の最低出力引下げ）、③系統対策（地域間連系線の増強）の効果をそれぞれ試算したところ、以下の示唆が得られた。
 - ・需要創出による需要シフトは、季節や時間帯により出力変動が大きい太陽光の導入量が多いエリアにおいて効果が大きい。（中国▲約11%、九州▲約6%）
 - ・火力等発電設備の最低出力引下げは、すでに出力制御が発生している九州エリアでは対策が進められているため、効果が小さい。（北海道▲約11%、東北▲約19%、中国▲約15%、九州▲約3%）
 - ・他エリアへ送電可能な場合、系統対策の効果は大きい。（北海道▲約49%、東北▲約41%、九州▲約22%）
- ただし、これらの試算結果も、各仮定の置き方に大きく左右され、各施策の効果を正確に反映するものではなく、あくまで傾向を示すに留まる点に留意する必要がある。

(参考) エリア需給バランス (2021年における最小需要日)

2021年6月8日 系統WG 第30回 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
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	-
再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	-	-	-	△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 %

発電出力

※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。※3 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