

九州本土における再生可能エネルギー発電設備の 出力抑制の検証結果

～ 2021年4月抑制分 九州電力送配電～

2021年 5月26日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証における
基本的な考え方 ～九州電力送配電編～

九州電力送配電は、2021年4月に、九州エリア（本土）において再生可能エネルギー発電設備（以下、「再エネ」という。）の出力抑制の指令を、延べ23日（※）実施した。

（※） 当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制には至ったのは、21日間であった。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、九州電力送配電から送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）第183条および第185条に定める事項の説明を受け、これを裏付ける資料を受領したうえで、抑制前日の指令時点において、九州電力送配電の出力抑制が法令および業務指針に照らして適切であったか否かを確認および検証したので、その結果を公表する。

2. 検証の観点 (1 / 2)

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況 (データは、「別紙1」参照)

- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の 具体的内容（データは、「別紙2」参照）

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転や電力貯蔵装置の充電の最大限活用を見込んでいるか。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・連系線空容量を最大限活用した域外送電となっているか。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。

エリア需要想定

太陽光・風力の
出力想定

①需給状況
(別紙1)



火力電源等の
出力抑制

+

揚水発電機の
揚水運転等

+

連系線の活用

②優先給電
ルールに基づ
く抑制、
調整
(下げ調整
力確保)

(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 検証の観点 (2 / 2)

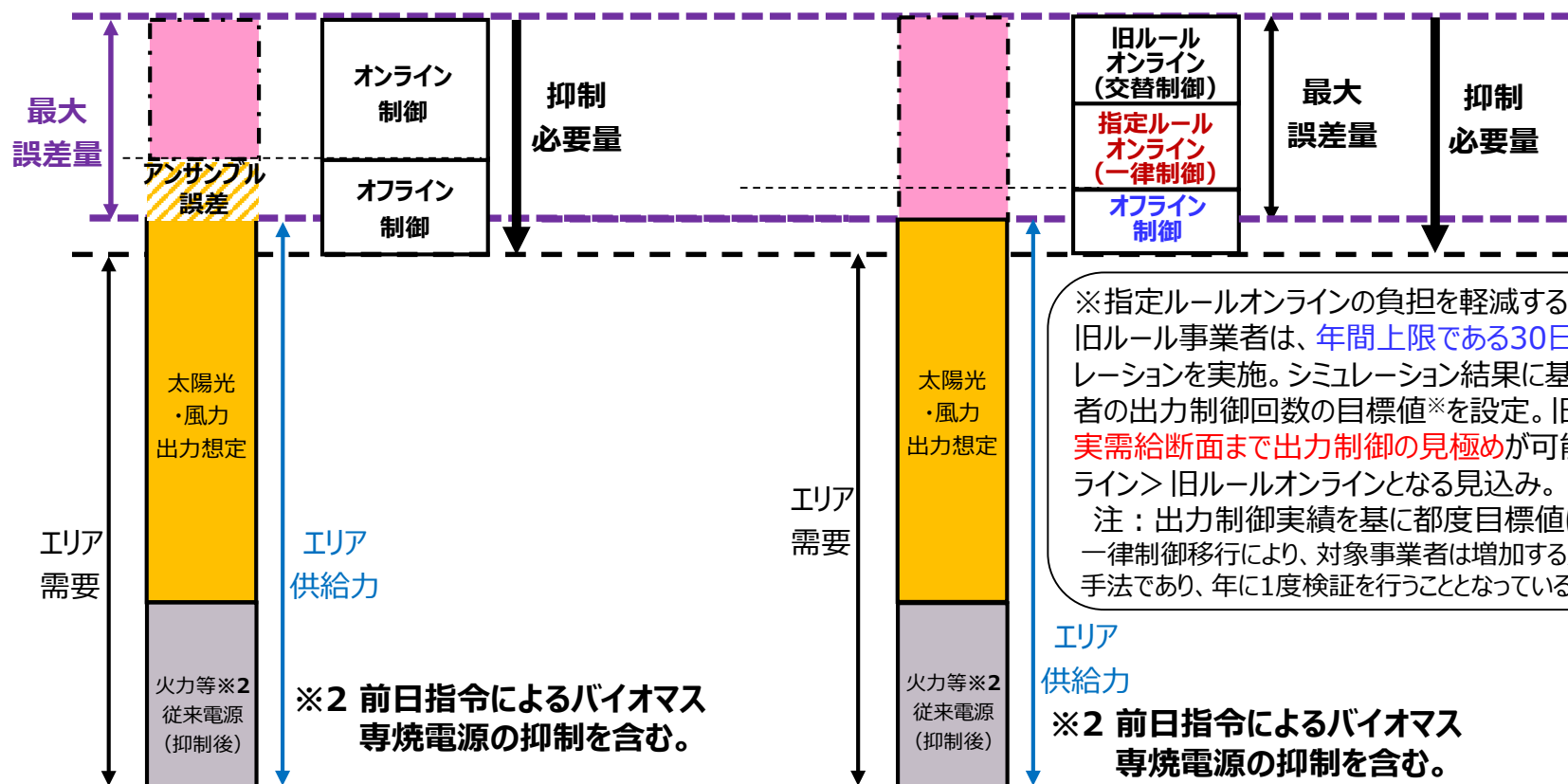
本機関は、九州電力送配電が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第28回系統WGにおいて九州電力送配電が示した、オフライン制御を年間30日上限となるよう調整し、指定ルールを旧来の輪番制御から一律制御とする方法※の導入を確認した。

[2020年秋期以降の運用]

(アンサンブル誤差量をオフライン制御に割り当てる運用)

[2021年4月以降の運用]

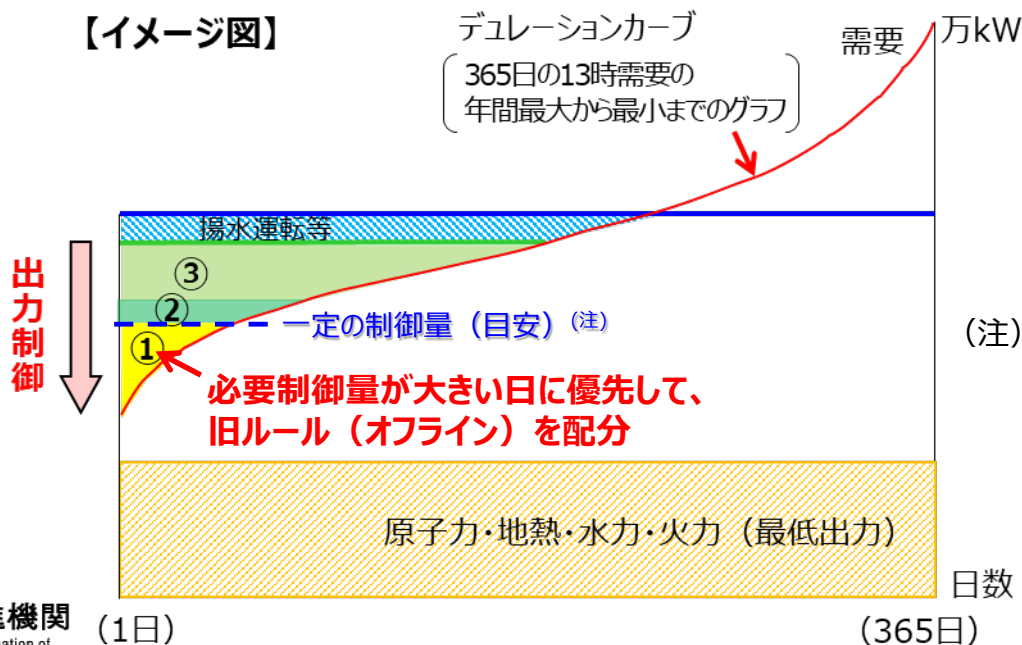
(指定ルールオンライン一律制御での運用)



九州電力送配電は、再エネ接続量の増加により、2021年度の実出力制御の見通しが、旧ルール事業者の出力制御上限30日を超える見込みとなったことから、指定ルール事業者を一律%制御とする運用を開始。

【指定ルール一律制御時の具体的な運用の考え方】

- ①前日段階で指令が必要な旧ルール（オフライン）事業者は、当日の天候悪化等による太陽光下ブレ時の不要な制御を極力回避するため、必要制御量が多い日（下図①）に優先して、年間制御日数が30日となるよう制御量を配分。（配分量は制御実績を反映しながら、都度調整）
- ②旧ルール（オンライン）事業者については、年間制御日数上限30日を最大限に活用しながら、現行どおり必要な時間に交替制御。（下図②）
- ③指定ルール（オンライン）事業者は、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合（下図③）に、一律制御（追加制御）を実施



(注) 年間シミュレーションを実施し、旧ルールオフラインの年間制御日数が30日/発電所となるように、各月の出力制御目標値を設定。目標値は、制御実績に応じたシミュレーション結果により、都度見直し。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

九州電力送配電は、4月の以下の日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制を指令（※1）した。

（※1）当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制には至ったのは、21日間であった。

供給区域	九州エリア（本土） <small>青字：当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日</small>						
指令日時	3月31日(水) 16時	4月1日(木) 16時	4月4日(日) 16時	4月5日(月) 16時	4月6日(火) 16時	4月7日(水) 16時	4月8日(木) 16時
抑制実施日	4月1日 (木)	4月2日 (金)	4月5日 (月)	4月6日 (火)	4月7日 (水)	4月8日 (木)	4月9日 (金)
最大抑制量（※2）	201.2万kW	225.9万kW	367.2万kW	356.7万kW	372.0万kW	283.1万kW	356.5万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
九州電力送配電公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照						

供給区域	九州エリア（本土）						
指令日時	4月9日(金) 16時	4月10日(土) 16時	4月13日(火) 16時	4月14日(水) 16時	4月16日(金) 16時	4月17日(土) 16時	4月18日(日) 16時
抑制実施日	4月10日 (土)	4月11日 (日)	4月14日 (水)	4月15日 (木)	4月17日 (土)	4月18日 (日)	4月19日 (月)
最大抑制量（※2）	362.2万kW	441.4万kW	308.0万kW	360.8万kW	257.4万kW	463.4万kW	374.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
九州電力送配電公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照						

（※2）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

九州電力送配電は、4月の以下の日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制を指令（※1）した。

（※1）当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制には至ったのは、21日間であった。

供給区域	九州エリア（本土）						
指令日時	4月19日(月) 16時	4月20日(火) 16時	4月21日(水) 16時	4月22日(木) 16時	4月23日(金) 16時	4月24日(土) 16時	4月25日(日) 16時
抑制実施日	4月20日 (火)	4月21日 (水)	4月22日 (木)	4月23日 (金)	4月24日 (土)	4月25日 (日)	4月26日 (月)
最大抑制量（※2）	365.1万kW	271.8万kW	256.3万kW	64.8万kW	331.1万kW	434.1万kW	316.7万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
九州電力送配電公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照						

供給区域	九州エリア（本土）						
指令日時	4月26日(月) 16時	4月29日(木) 16時					
抑制実施日	4月27日 (火)	4月30日 (金)					
最大抑制量（※2）	242.6万kW	254.6万kW					
抑制時間	8～16時	8～16時					
九州電力送配電公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照						

（※2）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

本機関は、九州電力送配電が行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月																													
	1	2	5	6	7	8	9	10	11	14	15	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	30							
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(1) エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(2) エリア需要想定	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(3) 太陽光の出力想定	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(4) 風力の出力想定	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(2) 揚水発電機の揚水運転	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(3) 電力貯蔵装置の充電	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(4) 電源Ⅲ火力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(5) 連系線の活用(長周期広域周波数調整)	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(6) バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(7) 地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

※ 前日計画時点の下げ調整力最小時刻において、中国九州間連系線(関門連系線)の未利用領域(空容量)が無かった日

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	-
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	-
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	最低限必要なユニットのみ運転することを確認し、電制電源は連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制（5～9,14,15日）することを確認した
(2) 揚水発電機の揚水運転	オーバーホールや設備点検などの理由で稼働できない機器を除き、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は最大限充電していることを確認した（全抑制日）。
(4) 電源Ⅲ火力	電制電源は、作業制約を考慮した最低出力まで抑制することを確認した（24日除く）。24日については、電源Ⅲ発電計画の誤設定により、前日指令断面で9万kWの超過制御を確認した。ただし、当日断面でオンライン事業者に対する制御は回避されたため、実際の抑制へは影響がなかったことを確認している。 その他の発電所は、燃料貯蔵等に影響を与えない出力まで抑制、あるいは事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
(5) 連系線の活用 (長周期広域周波数調整)	抑制指令時点で連系線空容量を最大限活用する計画としていた（全抑制日）。前日計画時点の下げ調整力最小時刻において連系線空容量を活用できた日は23日中、1日あった（一部:23日）
(6) バイオマス専焼電源	作業に伴う出力まで抑制、あるいは事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制の対象外としていることを確認した（全抑制日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価

**再エネ出力抑制を計画した 23日間において、24日を除く22日間は各項目が妥当であったと評価する。
24日については、電源Ⅲ設定において誤りを確認したが、実制御への影響はないことを確認した。**

5. 検証結果（1 / 2）

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、24日を除き、適切であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、および電力貯蔵装置の充電を最大限活用するとともに、電源Ⅲの最低出力運転、ならびに連系線空容量を最大限活用して、下げ調整力を最大限確保する計画としていた（24日を除く）。
24日の電源Ⅲについて、電制量算出誤りにより9万kWの超過出力となっていることを確認し、その他については適正に制御していた。
なお、4月の前日計画時点で連系線空容量がない日は22日あった。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

下げ調整力不足が見込まれたために行われた24日分の前日段階での出力抑制の指令は、電源Ⅲ発電計画値の誤算定により9万kWの超過抑制を確認したことから不適切と認め、九州電力送配電に再発防止を要請した。

なお、前日断面で9万kW多くオンライン事業者に制御量が割り当てられていたものの、当日断面でオンライン事業者に対する制御は回避されたため、実際の抑制に対する影響はなかったことが確認できている。

電源Ⅲ以外の検証項目については適切であった。

	総制御量 (最大誤差考慮後)	オフライン制御量 (前日指示)	オンライン制御量 (当日指示予定)
誤算定値	331万kW	173万kW (設備量269万kW)	158万kW
正しい値	322万kW	173万kW (設備量269万kW)	149万kW
(参考) 制御実績	193万kW	193万kW※ (設備量269万kW)	0万kW (指示実績)

(※) 当日の日射量が上振れたため、制御実績としては前日想定値から上振れているものの、対象設備は前日指示時点と同じ