

# 九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2024年7月～9月抑制分 九州電力送配電～

2024年11月27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(自然変動電源)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、2024年7月～9月に、九州エリア（離島を除く）において再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を5日間（7月：なし、8月：なし、9月：5日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第42回系統WG(2022年10月20日)において、再エネの導入拡大に伴い、出力制御回数やエリアも拡大し、検証日数も増加していることを踏まえ、需給制約による出力制御に関する情報公開・検証の在り方に関して、これまでの検証結果から実制御に影響を与えるような問題が発生していない九州エリアについては、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。  
本整理に基づき、2024年7月～9月の検証を実施した。

## 2. 検証の観点

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)

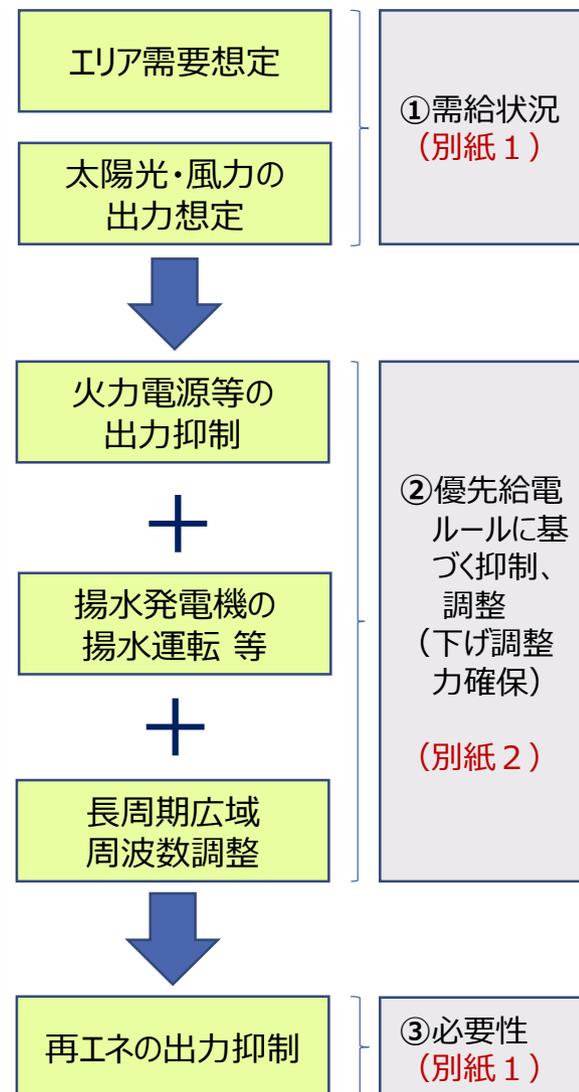
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

### 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）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）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の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（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。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・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。



九州電力送配電は、9月の以下の5日間について、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、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア離島を除く				
	当日指示				
指令日時	8月31日(土) 16時	9月7日(土) 16時	9月24日(火) 10時	9月25日(水) 16時	9月28日(土) 16時
抑制実施日	<b>9月1日(日)</b>	<b>9月8日(日)</b>	<b>9月24日(火)</b>	<b>9月26日(木)</b>	<b>9月29日(日)</b>
最大抑制量※1)	123.1万kW	163.5万kW	26.0万kW	212.0万kW	138.4万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	11～14時	8～16時	8～16時
検証対象	○	○	○	○	○
九州電力送配電 公表サイト	<a href="#">九州エリアの出力制御指示内容を参照</a>				

(※1) 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. 総合評価(代表日の選定)

○7月～9月に行われた出力抑制日（7月：なし、8月：なし、9月：5日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 9/26(木)
- ・無作為に選定した日…………… 9/1(日)、9/8(日)、9/29(日)
- ・特異日(当日抑制)…………… 9/24(火)

[※全ての出力抑制日のデータはこちら](#)

本機関は、下記の代表日について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	9月				
	1	8	24	26	29
<b>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</b>			当日指示		
(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	○	○	○	○	○
<b>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</b>					
(1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	○	○	○	○	○
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	○	○	○	○	○
(3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電	○	○	○	○	○
(4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	○	○	○(可能なもの)	○	○
(5) 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	○	○	—	○	○
<b>3. 再エネの出力抑制を行う必要性</b>					
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○	○	○	○
<b>総合評価</b>	○	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
<b>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</b>	-
(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が等しく計画されていた（全代表日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
(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（全代表日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
<b>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</b>	-
(1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力2%を確保したうえで、燃料貯蔵の関係から抑制量減少がある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	設備トラブル、オーバーホールに伴う停止等を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	設備トラブルに伴う停止を除き、最大限充電していることを確認した（全代表日）。
(4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	電制電源は、設備不具合による抑制量の減少がある発電所を除き、運用容量に影響を与えない範囲で最低出力以下まで抑制していることを確認した（全代表日）。その他の発電所は、燃料貯蔵の関係による抑制量の減少がある発電所を除き、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（全代表日）。また、9/24は前日段階では下げ代不足がなかったため一部未実施であったことを確認した。
(5) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全代表日）。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能量がなかった。 また、9/24は前日段階では下げ代不足がなかったため未実施であったことを確認した。
(6) バイオマス専焼電源	試運転試験パターンに基づく抑制量の減少がある発電所を除き、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（全代表日）。 また、9/24は当日指示では対応不可能だったため未実施であったことを確認した。
(7) 地域資源バイオマス	事前合意された最低出力に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した（全代表日）。 また、9/24は当日指示では対応不可能だったため未実施であったことを確認した。
<b>3. 再エネの出力抑制を行う必要性</b>	-
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	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（全代表日）。

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の出力調整および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）抑制で下げ調整力を確保できていたため、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断した。
- しかし、気象状況等の変化により、エリア需要想定が約120万kW減少したことで、下げ調整力が不足するおそれがあるため、当日に自然変動電源の出力抑制指令（最大約26万kW）を行った。
- 九州電力送配電においては、上記の様な前日から当日にかけての状況変化に対応して、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の減少等の出力抑制を回避するための対応が行われており、再エネ出力抑制における対応は妥当であったと判断する。

## 4. 9月24日(火)の需給状況

10

(単位:万kW)		前日計画時点	当日指令時点	(変化分)
需要		1,744.5	1,624.4	( ▲ 120.1)
内訳	エリア需要	1,315.0	1,195.0	( ▲ 120.0)
	揚水運転	167.0	167.0	( 0.0)
	電力貯蔵設備の充電	4.5	4.5	( 0.0)
	域外送電(マイナスが送電)	▲258.0	▲257.9	( ▲0.1)
	長周期周波数調整(申込なし)	0.0	—	—
最低供給力		1,711.1	1,650.4	( ▲ 60.7)
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	151.5	124.0	( ▲ 27.5)
	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	149.8	148.2	( ▲ 1.6)
	原子力	314.6	318.6	( +4.0)
	一般水力	75.0	60.3	( ▲ 14.7)
	地熱	16.0	15.9	( ▲ 0.1)
	バイオマス専焼電源	53.3	53.3	( 0.0)
	地域資源バイオマス	24.6	24.6	( 0.0)
	太陽光	804.9	797.6	( ▲ 7.3)
	風力	13.4	11.5	( ▲ 1.9)
	想定誤差量	108.0	96.4	( ▲11.6)
	下げ代不足(再エネ出力抑制量)		▲ 33.4	26.0

本機関が2024年7月～9月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

### ○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

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）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、蓄電池の充電を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

#### 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。