

# 北陸エリアにおける需給バランス制約によ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

～ 2026年1月～3月抑制分 北陸電力送配電～

2026年6月3日  
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 北陸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 ～北陸電力送配電編～

# 1. はじめに

北陸電力送配電は、2026年1月～3月に、北陸エリアにおいて需給バランス制約による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3日間（1月：0日、2月：0日、3月：3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1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや北陸エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、北陸電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、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、2026年1月～3月の検証を実施した。

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)

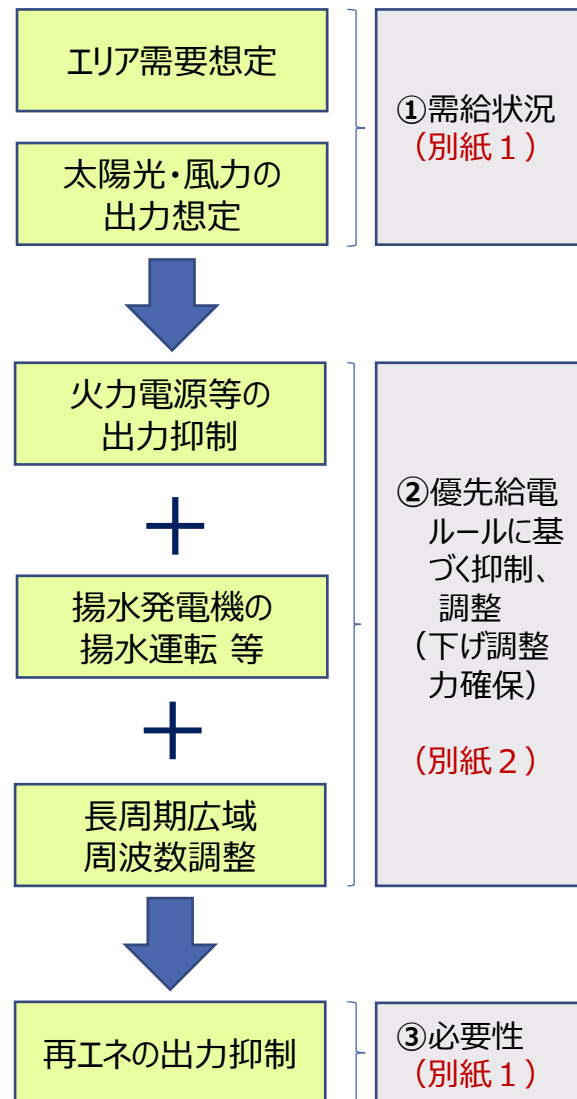
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

### 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。



北陸電力送配電は、3月の以下の3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	北陸エリア		
指令日時	2月28日(土) 17時	3月27日(金) 17時	3月28日(土) 17時
<b>抑制実施日</b>	<b>3月1日 (日)</b>	<b>3月28日 (土)</b>	<b>3月29日 (日)</b>
最大抑制量（※1）	27.7万kW	16.3万kW	43.9万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時
北陸電力送配電公表サイト	<a href="#">北陸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)

○1月～3月に行われた出力抑制日（1月：0日、2月：0日、3月：3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…………… 3/29(日)
- ・無作為に選定した日…………… 3/1(日)、3/28(土)

[※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北陸電力送配電が行った前日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	3月		
	1	28	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>			
（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） （対象設備無し）	—	—	—
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（対象設備無し）	—	—	—
（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）	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○
（8）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。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
(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。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
<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、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	北陸エリアは、対象設備なし。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	北陸エリアは、対象設備なし。
(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)	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。
(5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)	最大限揚水することを確認した。
(6) 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。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった。
(7) バイオマス専焼電源	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。
(8) 地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下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。
<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。

総合評価

再エネ出力抑制の検証を行った代表日(3日間)において、各項目が妥当であったと評価する。

## 5. 検証結果

本機関が2026年1月～3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。