

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
出力抑制の妥当性について

(東北、中国、四国、九州エリア：2025年1月～3月分)

(中部エリア：2025年3月分、北海道エリア：2025年4月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、東北、中国、四国、九州エリアで2025年1月～3月、中部エリアで2025年3月、北海道エリアで2025年4月に実施した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。)の出力抑制に関する資料を各エリアの一般送配電事業者から提出を受け、当該資料に基づき、一般送配電事業者の出力抑制が、法令及び送配電等業務指針に照らし妥当であったか否かを確認及び検証し、別紙1-1～6-1のとおり検証結果としてまとめ、別紙1-2～6-2により公表する。

1. 抑制エリアと抑制実施日

・東北エリア(2025年1月～3月)

下記の6日(1月：0日、2月：0日、3月：6日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)		2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)		2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	
1月19日(日)		2月19日(水)		3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	○
1月23日(木)		2月23日(日)		3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	
1月25日(土)		2月25日(火)		3月25日(火)	○
1月26日(日)		2月26日(水)		3月26日(水)	
1月27日(月)		2月27日(木)		3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		—	—	3月29日(土)	
1月30日(木)		—	—	3月30日(日)	○
1月31日(金)		—	—	3月31日(月)	
合計	0日	合計	0日	合計	6日

太字：検証対象に選定

・中国エリア（2025年1月～3月）

下記の12日（1月：1日、2月：1日、3月：10日）

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)		2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)		2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	○
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	<u>○</u>
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	
1月19日(日)	<u>○</u>	2月19日(水)		3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	○
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	○
1月23日(木)		2月23日(日)		3月23日(日)	<u>○</u>
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	
1月25日(土)		2月25日(火)		3月25日(火)	○
1月26日(日)		2月26日(水)		3月26日(水)	<u>○</u>
1月27日(月)		2月27日(木)	<u>○</u>	3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		—		3月29日(土)	○
1月30日(木)		—		3月30日(日)	○
1月31日(金)		—		3月31日(月)	
合計	1日	合計	1日	合計	10日

太字：検証対象に選定

・四国エリア（2025年1月～3月）

下記の27日（1月：6日、2月：2日、3月：19日）

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)	○	2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)	○	2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	○
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	○
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	○
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	○
1月19日(日)	○	2月19日(水)		3月19日(水)	○
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	○
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	○
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	○
1月23日(木)	○	2月23日(日)	○	3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	○※2
1月25日(土)	○	2月25日(火)		3月25日(火)	○
1月26日(日)	○	2月26日(水)		3月26日(水)	○
1月27日(月)		2月27日(木)	○	3月27日(木)	○
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	○
1月29日(水)		—	—	3月29日(土)	○
1月30日(木)		—	—	3月30日(日)	○
1月31日(金)		—	—	3月31日(月)	○
合計	6日	合計	2日	合計	19日

太字：検証対象に選定

・九州エリア（2025年1月～3月）

下記の42日（1月：10日、2月：14日、3月：18日）

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)	○	2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)	○	2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)	○	2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	○
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	○
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	○
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	○
1月11日(土)		2月11日(火)	○	3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	○
1月13日(月)		2月13日(木)	○	3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)	○	3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)	○	3月16日(日)	○
1月17日(金)		2月17日(月)	○	3月17日(月)	
1月18日(土)	○	2月18日(火)	○	3月18日(火)	
1月19日(日)	○	2月19日(水)	○	3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)	○	3月20日(木)	○
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	○
1月22日(水)	○	2月22日(土)	○	3月22日(土)	○
1月23日(木)		2月23日(日)	○	3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)	○	3月24日(月)	○
1月25日(土)	○	2月25日(火)	○	3月25日(火)	○
1月26日(日)	○	2月26日(水)	○	3月26日(水)	○
1月27日(月)		2月27日(木)	○	3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		—		3月29日(土)	○
1月30日(木)	○	—		3月30日(日)	○
1月31日(金)	○	—		3月31日(月)	○
合計	10日	合計	14日	合計	18日

太字：検証対象に選定

・中部エリア（2025年3月分）

エリア	東北※ ¹	中部※ ³	北陸	関西	中国※ ¹	四国※ ¹	九州※ ¹	沖縄本島		
抑制日数	6 日	2 日	1 日	6 日	1 0 日	1 9 日	1 8 日	6 日		
3月	北海道	東北(参考)	東京	中部	北陸	関西	中国(参考)	四国(参考)	九州(参考)	沖縄本島
3月1日(土)		○				○	○	○	○	○
3月2日(日)										○
3月3日(月)										
3月4日(火)										
3月5日(水)										
3月6日(木)										
3月7日(金)								○	○	
3月8日(土)									○	
3月9日(日)				○		○	○	○	○	
3月10日(月)								○	○	○
3月11日(火)										
3月12日(水)									○	
3月13日(木)										
3月14日(金)		○					○	○	○	
3月15日(土)										
3月16日(日)									○	
3月17日(月)										
3月18日(火)								○		
3月19日(水)								○		
3月20日(木)								○	○	
3月21日(金)							○	○	○	
3月22日(土)		○				○	○	○	○	○
3月23日(日)		○			○	○	○	○	○	○
3月24日(月)								○※ ²	○	○
3月25日(火)		○					○	○	○	
3月26日(水)							○	○	○	
3月27日(木)								○		
3月28日(金)								○		
3月29日(土)						○※ ²	○	○	○	
3月30日(日)		○		○※ ³		○	○	○	○	
3月31日(月)								○	○	

・北海道エリア（2025年4月分）

エリア	北海道	東北※1	中部※1	北陸※1	関西※1	中国※1	四国※1	九州※1	沖縄本島※1	
抑制日数	2 日	1 4 日	6 日	1 日	6 日	1 3 日	2 1 日	2 2 日	3 日	
4月	北海道	東北(参考)	東京	中部(参考)	北陸(参考)	関西(参考)	中国(参考)	四国(参考)	九州(参考)	沖縄本島(参考)
4月1日(火)										
4月2日(水)									○	
4月3日(木)								○	○	
4月4日(金)								○	○	
4月5日(土)		○		○				○	○	
4月6日(日)		○※2				○	○	○	○	
4月7日(月)							○	○	○	○
4月8日(火)							○	○	○	
4月9日(水)		○					○	○	○	
4月10日(木)										
4月11日(金)									○	
4月12日(土)				○		○	○	○		
4月13日(日)								○	○	
4月14日(月)								○		
4月15日(火)									○	○
4月16日(水)		○					○	○	○	
4月17日(木)		○					○	○	○	
4月18日(金)								○	○	
4月19日(土)		○				○	○	○	○	
4月20日(日)		○								
4月21日(月)		○						○	○	
4月22日(火)		○								
4月23日(水)										
4月24日(木)		○					○	○	○	
4月25日(金)								○	○	
4月26日(土)	○	○		○	○	○	○	○	○	
4月27日(日)	○	○		○		○	○	○	○	○
4月28日(月)										
4月29日(火)		○		○		○	○	○	○	
4月30日(水)		○		○			○	○	○	

※1 九州エリアは2023年度分、東北・中国・四国エリアは2024年度分、中部・北陸・関西・沖縄本島は2025年度分から当機関での検証は四半期ごとに実施。具体的には、4～6月分の検証・公表は8月に取りまとめ予定。

※2 前日の需給想定段階では出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の指令を行ったもの。

※3 中部エリアは3月に流通設備の系統混雑による再エネ出力抑制を実施しており、その事後確認結果を公表する5月28日に合わせて、検証・公表を行う。
なお、北陸・関西・沖縄本島の3月分の検証結果は4月28日に公表している。

2. 検証内容

- 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
- 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
- ③再エネの出力抑制を行う必要性

3. 検証結果

検証内容の ①～③ それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、妥当であったと判断する。

4. 公表日 : 2025年5月28日 (本機関ウェブサイト)

以上

【添付資料】

- 別紙1-1 : 東北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
～2025年1月～3月抑制分 東北電力ネットワーク～
- 別紙1-2 : ウェブサイト公表文「東北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)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙2-1 : 中国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
～2025年1月～3月抑制分 中国電力ネットワーク～
- 別紙2-2 : ウェブサイト公表文「中国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)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙3-1 : 四国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
～2025年1月～3月抑制分 四国電力送配電～
- 別紙3-2 : ウェブサイト公表文「四国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)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙4-1 : 九州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
～2025年1月～3月抑制分 九州電力送配電～
- 別紙4-2 : ウェブサイト公表文「九州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)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙5-1 : 中部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
～2025年3月抑制分 中部電力パワーグリッド～
- 別紙5-2 : ウェブサイト公表文「中部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)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙6-1 : 北海道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
～2025年4月抑制分 北海道電力ネットワーク～
- 別紙6-2 : ウェブサイト公表文「北海道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)の出力抑制に関する検証結果の公表について」

東北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

～ 2025年1月～3月抑制分 東北電力ネットワーク～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．東北電力ネットワーク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 ～東北電力ネットワーク編～

東北電力ネットワークは、2025年1月～3月に、東北エリア（離島を除く）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6日間（1月：0日、2月：0日、3月：6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49回系統WG(2023年12月6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東北エリアについては、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、東北電力ネットワーク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、2025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 L F C 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。

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

+

長周期広域
周波数調整

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)

東北電力ネットワークは、3月の以下の6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	東北エリア（離島を除く）					
指令日時	2月28日(金) 16時	3月13日(木) 16時	3月21日(金) 16時	3月22日(土) 16時	3月24日(月) 16時	3月29日(土) 16時
抑制実施日	3月1日 (土)	3月14日 (金)	3月22日 (土)	3月23日 (日)	3月25日 (火)	3月30日 (日)
最大抑制量（※1）	104.6万kW	7.9万kW	141.4万kW	258.4万kW	85.9万kW	40.3万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	○	○		○	○	○
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照					

（※1）前日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：なし、2月：なし、3月：6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…………… 3/23(日)
- ・無作為に選定した日…………… 3/1(土)、3/14(金)、3/25(火)、3/30(日)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

4. 総合評価（1 / 2）

本機関は、下記の代表日について東北電力ネットワーク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	14	23	25	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）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）	○	○	○	○	○
（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	○	○	○	○	○
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と抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※ 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
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）。
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）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、点灯需要供給力確保、試運転試験、燃料受入に伴うBOG消費等により出力制約がある発電機等を除き、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）	上池濁度制約により揚水運転不可の発電機を除き、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	大容量蓄電池は、最大限活用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）	自家発電設備など工場の生産調整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）。
（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。
（６）バイオマス専焼電源	自家発電設備など工場の生産調整がある発電所を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した（全代表日）。
（７）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（全代表日）。
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（全代表日）。

本機関が2025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、および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。

場所			東北本土			東北本土			東北本土			東北本土			東北本土													
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			3月1日(土)	12時30分～13時00分		3月14日(金)	12時30分～13時00分		3月23日(日)	12時00分～12時30分		3月25日(火)	12時30分～13時00分		3月30日(日)	12時00分～12時30分												
			【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】											
需要想定	年月日（曜日）		2025.3.1(土)	2024.3.16(土)	2025.2.15(土)	2025.3.14(金)	2025.3.10(月)	2025.3.10(月)	2025.3.23(日)	2025.3.2(日)	2025.3.2(日)	2025.3.25(火)	2025.3.12(水)	2025.3.12(水)	2025.3.30(日)	2025.3.9(日)	2025.3.23(日)											
	天候		晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴・曇	晴・曇	晴・曇	晴・曇	晴・曇	晴・曇	晴・曇	晴											
	気温（℃）		13.7	11.7	9.5	9.4	10.3	10.3	12.9	13.1	13.1	17.3	16.3	16.3	8.9	9.1	13.7											
	気温感応度		需要に影響しない気温帯はゼロ			20.0万kW/℃（3月上旬 休日）			18.0万kW/℃（3月中旬 平日）			17.0万kW/℃（3月下旬 休日）			17.0万kW/℃（3月下旬 平日）			17.0万kW/℃（3月下旬 休日）										
	需要 （万kW）	過去の需要実績①	—	781.0	874.9	—	951.4	951.4	—	784.9	784.9	—	891.1	891.1	—	831.0	721.0											
気温補正量②（補正量の計算根拠を右に記載）		—	・気温補正基準 (9.5℃-13.7℃)×20.0万kW/℃ =▲84.0万kW 至近実績を考慮し，一般需要▲30万kW ⇒874.9-84.0-30.0=760.9万kW			—			・気温補正基準 (10.3℃-9.4℃)×18.0万kW/℃ =16.2万kW 好天を考慮し，一般需要▲20万kW ⇒951.4+16.2-20.0=947.6万kW			—			・気温補正基準 (13.1℃-12.9℃)×17.0万kW/℃ =3.4万kW 至近実績を考慮し，一般需要▲55万kW ⇒784.9+3.4-55.0=733.3万kW			—			・気温補正基準 (16.3℃-17.3℃)×17.0万kW/℃ =▲17.0万kW 至近実績を考慮し，一般需要▲25万kW ⇒891.1-17.0-25.0=849.1万kW			—			・気温補正基準 (13.7℃-8.9℃)×17.0万kW/℃ =81.6万kW 至近実績を考慮し，一般需要▲40万kW ⇒721.0+81.6-40.0=762.6万kW	
		需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②	760.9			947.6			733.3			849.1			762.6													
			【出力想定】			【出力想定】			【出力想定】			【出力想定】			【出力想定】													
太陽光の出力想定	日射量予測値（kW / m）		0.33～0.76			0.17～0.82			0.12～0.84			0.15～0.84			0.16～0.79													
	出力想定値 （万kW）	特高④（発電出力特性モデルによる算出）	293.7	・需要カーブ基準 ⇒781.0-20.1=760.9万kW	305.8	・需要カーブ基準 気温補正基準と同日のため，947.6万kW	325.2	・需要カーブ基準 気温補正基準と同日のため，733.3万kW	302.3	・需要カーブ基準 気温補正基準と同日のため，849.1万kW	237.1	・需要カーブ基準 ⇒831.0-68.4=762.6万kW																
		高圧以下⑤（発電出力特性モデルによる算出） （低圧10kW未満は自家消費を考慮）	292.0		304.1		323.5		300.6		235.8																	
合計⑥		④＋⑤	585.7		609.9		648.7		602.9		472.9																	
風力の出力想定	設備量 （万kW）	特高⑦	212.0		212.0		212.0		212.0		212.0		212.0		212.0		212.0											
		高圧以下⑧	13.0		13.0		13.0		13.0		13.0		13.0															
		合計（⑦＋⑧）	225.0		225.0		225.0		225.0		225.0		225.0															
	出力想定値 （万kW）	特高⑨	68.2	156.5	88.4	56.2	102.6																					
		高圧以下⑩＝⑨×（⑧／⑦）	4.1	9.4	5.3	3.4	6.2																					
合計⑭		⑨＋⑩	72.3		165.9		93.7		59.6		108.7																	
			【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】												
需給状況 （万kW） イメージ図 は「別紙 3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	172.7		178.0		158.9		200.5		166.3																	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	153.2		201.8		126.9		146.5		135.2																	
		(L) 原子力	78.9		78.9		78.9		78.9		78.9																	
		(J) 一般水力	69.0		134.3		121.3		175.5		182.6																	
		(K) 地熱	15.5		15.4		15.5		15.4		14.9																	
		(H) バイオマス専焼電源	30.7		30.6		24.3		24.3		24.3																	
		(I) 地域資源バイオマス	13.3		15.6		15.4		15.6		15.4																	
		(E-1) 太陽光⑨	585.7		609.9		648.7		602.9		472.9																	
		(E-2) 風力⑭	72.3		165.9		93.7		59.6		108.7																	
		(E-2) 想定誤差量	84.8		65.3		115.2		84.5		80.6																	
		エリア供給力 計⑮	1,276.1		1,495.7		1,398.7		1,403.6		1,279.8																	
	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）③	760.9	947.6	733.3	849.1	762.6																					
		揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 46.0	▲ 46.0	▲ 46.0	0.0	0.0																				
		運転等		(C-2) 蓄電設備の充電⑰	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0																				
		域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 357.7	▲ 489.9	▲ 357.0	▲ 441.8	▲ 472.9																				
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整⑲	▲ 2.9	▲ 0.3	0.0	▲ 22.7	0.0																				
		エリア需要等 計⑳＝③－（⑯＋⑰＋⑱＋⑲）	1,171.5	1,487.8	1,140.3	1,317.7	1,239.5																					
				【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】		【前日計画】	【当日見直し】											
必要性 （万kW）	エリア供給力 計⑮		1,276.1		1,495.7		1,398.7		1,403.6		1,279.8																	
	エリア需要等 計⑳		1,171.5		1,487.8		1,140.3		1,317.7		1,239.5																	
イメージ図 は「別紙	判定		○		○		○		○		○																	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑＝(⑮－⑳)		104.6		7.9		258.4		85.9		40.3																	

(※)差異理由		(a) LFC確保のための出力増加				(d) 試験運転試験パターンに基づく抑制量減少				(g) 燃料投入に伴うBOG消費のための発電機出力制約				(j) 下池深度制約による揚水運転不可				(m) 燃料貯蔵の関係から運転停止不可					
		(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少				(e) 試験運転試験パターンに基づく抑制量増加				(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用				(k) タービン振動による最低出力制約				(n) 前日指示未実施により対応不可					
		(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加				(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画				(i) 他の供給区域の受電可能量不足				(l) 上池深度制約による揚水運転不可				(o) 前日下げ調整力確保により対応不可					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)					
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	
		石油	秋田 ^{※1}	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	石炭	鹿代 ^{※1}	32.2	32.2	0.0		32.2	32.2	0.0		16.1	16.1	0.0		32.2	51.2	19.0	(u)	35.1	35.1	0.0		
		酒田 ^{※1}	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		原町	11.3	20.9	9.6	(s)	0.0	0.0	0.0		23.3	8.8	▲14.5	(t)	11.3	20.9	9.6	(t)	11.3	20.9	9.6	(s)	
		新地	16.4	16.4	0.0		32.8	43.8	11.0	(e)	32.8	32.8	0.0		32.8	32.8	0.0		16.4	16.4	0.0		
	L N G	勿来 ^{※2}	0.0	0.0	0.0		4.4	4.4	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		八戸(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		仙台(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		新仙台(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		28.6	28.6	0.0		28.6	28.6	0.0		28.6	28.6	0.0		28.6	28.6	0.0		
		東新潟	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		東新潟(コンバインド)	65.2	65.2	0.0		69.0	69.0	0.0		64.7	72.6	7.9	(g)	67.0	67.0	0.0		65.3	65.3	0.0		
L F C調整力2%確保の発電所	(参考) LFC用蓄電池	上越(コンバインド)	38.0	38.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		長岡	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		西仙台変電所	2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		
合計			163.1	172.7	9.6	—	167.0	178.0	11.0	—	165.5	158.9	▲6.6	—	171.9	200.5	28.6	—	156.7	166.3	9.6	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)						
揚水発電機の水運転	第二汲り	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	
		1		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0	(i)	▲23.0	▲23.0	0.0	(i)	
		2		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0	(i)	▲23.0	▲23.0	0.0	(i)	
合計				▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)			
供給バランス改善用の蓄電設備の充電	南相馬変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)
		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	
		※2 出力率②				※2 出力率②				※2 出力率②				※2 出力率②				※2 出力率②				
		火力他	153.2 [29%]	146.7 [27%]	▲6.5	(h)	197.9 [37%]	197.2 [37%]	▲0.7	(h)	129.4 [22%]	121.7 [21%]	▲7.7	(h)	142.2 [29%]	142.0 [28%]	▲0.2	(h)	131.1 [27%]	130.9 [27%]	▲0.2	(h)
		(229.5 [33%])				(229.5 [33%])				(229.5 [33%])				(229.5 [33%])				(229.5 [33%])				
自家発余力		5.2 (9.7)	6.4 (9.7)	1.2	(f)	3.8 (9.7)	4.6 (9.7)	0.8	(f)	4.3 (9.7)	5.2 (9.7)	0.9	(f)	4.0 (9.7)	4.5 (9.7)	0.5	(f)	4.3 (9.7)	4.3 (9.7)	0.0		
合計			158.4	153.2	▲5.2	—	201.7	201.8	0.1	—	133.7	126.9	▲6.8	—	146.2	146.5	0.3	—	135.4	135.2	▲0.2	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)			
長周期広域周波数調整(連系線活用)	北海道本州間連系設備	前日15時時点の受取電力① ※3 (連系線受入電力)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	前日15時時点の受取電力① ※3 (連系線受入電力)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	前日15時時点の受取電力① ※3 (連系線受入電力)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	前日15時時点の受取電力① ※3 (連系線受入電力)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	前日15時時点の受取電力① ※3 (連系線受入電力)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)
		21.3 (39.0)	0.0	▲21.3	(i)	0.0 (41.0)	0.0	0.0		0.0 (8.0)	0.0	0.0		0.0 (39.0)	0.0	0.0		1.0 (38.0)	0.0	▲1.0	(i)
		215.0 (555.0)	2.9	▲212.1	(i)	49.1 (498.0)	0.3	▲48.8	(i)	69.0 (418.0)	0.0	▲69.0	(i)	137.2 (540.0)	22.7	▲114.5	(i)	85.1 (521.0)	0.0	▲85.1	(i)
		236.3 (594.0)	2.9	▲233.4	—	49.1 (539.0)	0.3	▲48.8	—	69.0 (426.0)	0.0	▲69.0	—	137.2 (579.0)	22.7	▲114.5	—	86.1 (559.0)	0.0	▲86.1	—

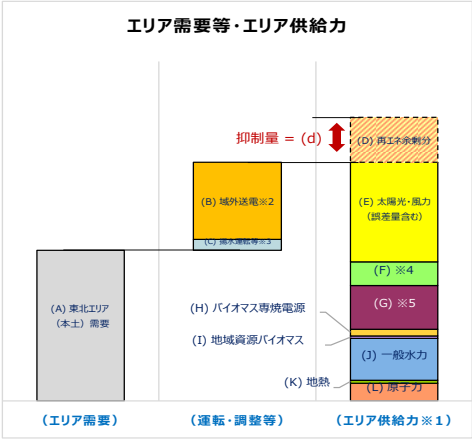
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	差異理由(※)	
		27.3 [63%]	27.3	0.0		26.6 [59%]	26.6	0.0		20.9 [56%]	20.9	0.0		20.9 [55%]	20.9	0.0		20.9 [56%]	20.9	0.0		
		3.4	3.4	0.0		3.4	4.0	0.6	(f)	3.4	3.4	0.0		3.4	3.4	0.0		3.4	3.4	0.0		
合計			30.7	30.7	0.0	—	30.0	30.6	0.6	—	24.3	24.3	0.0	—	24.3	24.3	0.0	—	24.3	24.3	0.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合算した最低出力① ※4 (出力率%)	前日計画②	差異 (2-①)	理由A～C毎 (発電所数)	
		出力抑制可	3.2 [78%]	2.1	▲1.1	(h)	3.2 [78%]	3.2	0.0		3.2 [78%]	3.2	0.0		3.2 [78%]	3.2	0.0		3.2 [78%]	3.2	0.0	
		出力抑制不可	—[100%]	11.2	—	A(75),B(2),C(2)	—[100%]	12.4	—		—[100%]	12.2	—		A(75),B(2),C(2)	—[100%]	12.4	—		—[100%]	12.2	—
合計			3.2	13.3	▲1.1	—	3.2	15.6	0.0	—	3.2	15.4	0.0	—	3.2	15.6	0.0	—	3.2	15.4	0.0	—

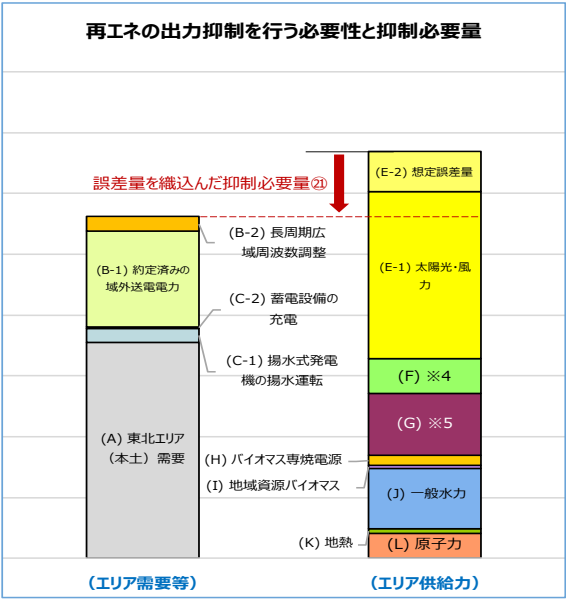
想定誤差量		3月1日(土)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月25日(火)				3月30日(日)				
出力率	判定	太陽光 出力率	高出力率	高出力率	高出力率	太陽光 出力率	高出力率	高出力率	高出力率	太陽光 出力率	高出力率	高出力率	高出力率	太陽光 出力率	高出力率	高出力率	高出力率	太陽光 出力率	高出力率	高出力率	高出力率	
		(A)出力 最大出力/設備容量	78.3%	78.3%	78.3%	78.3%	(B)出力 最大出力/設備容量	63.7%	66.4%	70.6%	78.3%	63.7%	65.6%	78.3%	(C)出力率 (B)÷(A)	81.3%	84.7%	90.1%	83.7%	65.7%	81.3%	84.7%
		(D)出力 最大出力/設備容量	57.8%	57.8%	57.8%	57.8%	(E)出力 最大出力/設備容量	32.1%	73.7%	41.6%	26.5%	57.8%	48.3%	57.8%	(F)出力率 (D)÷(A)	55.6%	127.6%	72.1%	45.8%	83.6%	55.6%	127.6%
出力率	判定	太陽光誤差 <td>92.8</td> <td>(最大出力変動)</td> <td>17.6</td> <td>90.4</td> <td>92.5</td> <td>(最大出力変動)</td> <td>19.9</td> <td>92.8</td> <td>92.5</td> <td>0.3</td> <td>92.5</td> <td>92.8</td> <td>0.3</td> <td>92.5</td> <td>92.8</td> <td>0.3</td> <td>92.5</td> <td>92.8</td> <td>0.3</td> <td>92.5</td>	92.8	(最大出力変動)	17.6	90.4	92.5	(最大出力変動)	19.9	92.8	92.5	0.3	92.5	92.8	0.3	92.5	92.8	0.3	92.5	92.8	0.3	92.5
		風力誤差	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		エリア需要誤差	▲8.0	47.7	24.8	▲8.0	47.7	24.8	▲8.0	47.7	24.8	▲8.0	47.7	24.8	▲8.0	47.7	24.8	▲8.0	47.7	24.8	▲8.0	47.7
合計			84.8	65.3	115.2	84.5	65.3	115.2	84.5	65.3	115.2	84.5	65.3	115.2	84.5	65.3	115.2	84.5	65.3	115.2	84.5	

		[万 kW]					
場所 下げ調整力最小时刻		東北本土 3月1日(土) 11時30分～12時00分	東北本土 3月14日(金) 12時30分～13時00分	東北本土 3月23日(日) 11時30分～12時00分	東北本土 3月25日(火) 11時00分～11時30分	東北本土 3月30日(日) 9時30分～10時00分	
天候・気温	天候	晴	晴	晴	曇・晴	曇	
	気温 (℃)	14.5	10.0	13.7	18.9	8.7	
(参考) 当日の 需給実績	エリア 供給力	(A) エリア需要 (本土)	811.9	934.8	725.5	908.1	817.2
		(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	255.7	215.5	231.7	313.5	185.0
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	156.0	205.5	152.5	183.8	165.2
		(L) 原子力	79.3	79.1	79.3	79.1	79.1
		(J) 一般水力	64.5	147.7	168.1	186.6	194.7
		(K) 地熱	15.6	16.2	15.6	15.8	15.9
		(H) バイオマス専焼電源	31.6	34.4	25.9	29.5	35.7
		(I) 地域資源バイオマス	11.7	15.8	11.0	19.0	22.5
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	676.9	648.8	663.7	628.4	529.5
		風力 (抑制量含む)	81.9	186.2	95.2	48.7	106.7
	エリア供給力計		1,373.1	1,549.2	1,443.0	1,504.2	1,334.2
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転・蓄電設備の充電	▲ 45.0	▲ 45.4	▲ 44.4	▲ 22.7	▲ 2.5
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 462.4	▲ 503.2	▲ 326.8	▲ 521.0	▲ 426.0
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 53.8	▲ 65.8	▲ 346.2	▲ 52.5	▲ 88.5
	供給力計		811.9	934.8	725.5	908.1	817.2

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図 ○必要性（別紙 1）のイメージ図



- ※ 1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2：北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）の運用容量相当。
- ※ 3：蓄電設備の充電を含む。
- ※ 4：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
- ※ 5：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。



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

～東北電力ネットワーク編～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 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
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (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の蓄電設備の充電
 - (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）
 - (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
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 東北電力ネットワークの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考 2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、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施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

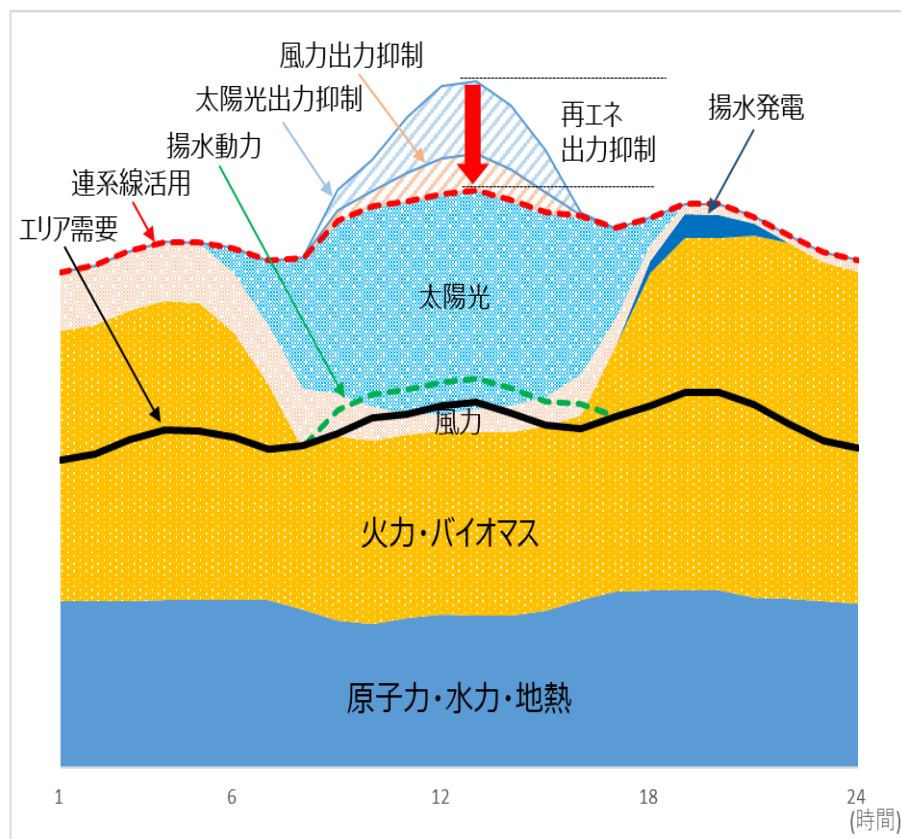
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることを余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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

+

長周期広域周波数調整

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. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記(ア)から(ウ)に掲げるを講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について
下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

- (ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

- ② 長周期広域周波数調整
③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
⑤ 自然変動電源の出力抑制
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）の運用容量相当。 ※ 3 : 蓄電設備の充電を含む。

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 過去の類似日検索

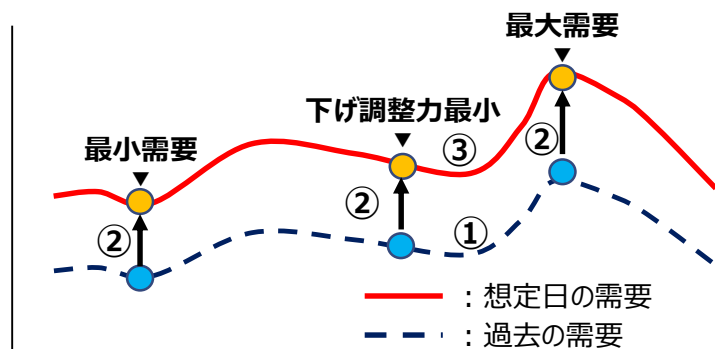
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正 （最大需要、最小需要、下げ調整力最小）

青森市，盛岡市，秋田市，仙台市，山形市，福島市，新潟市の翌日気温予想の平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 24時間の需要想定

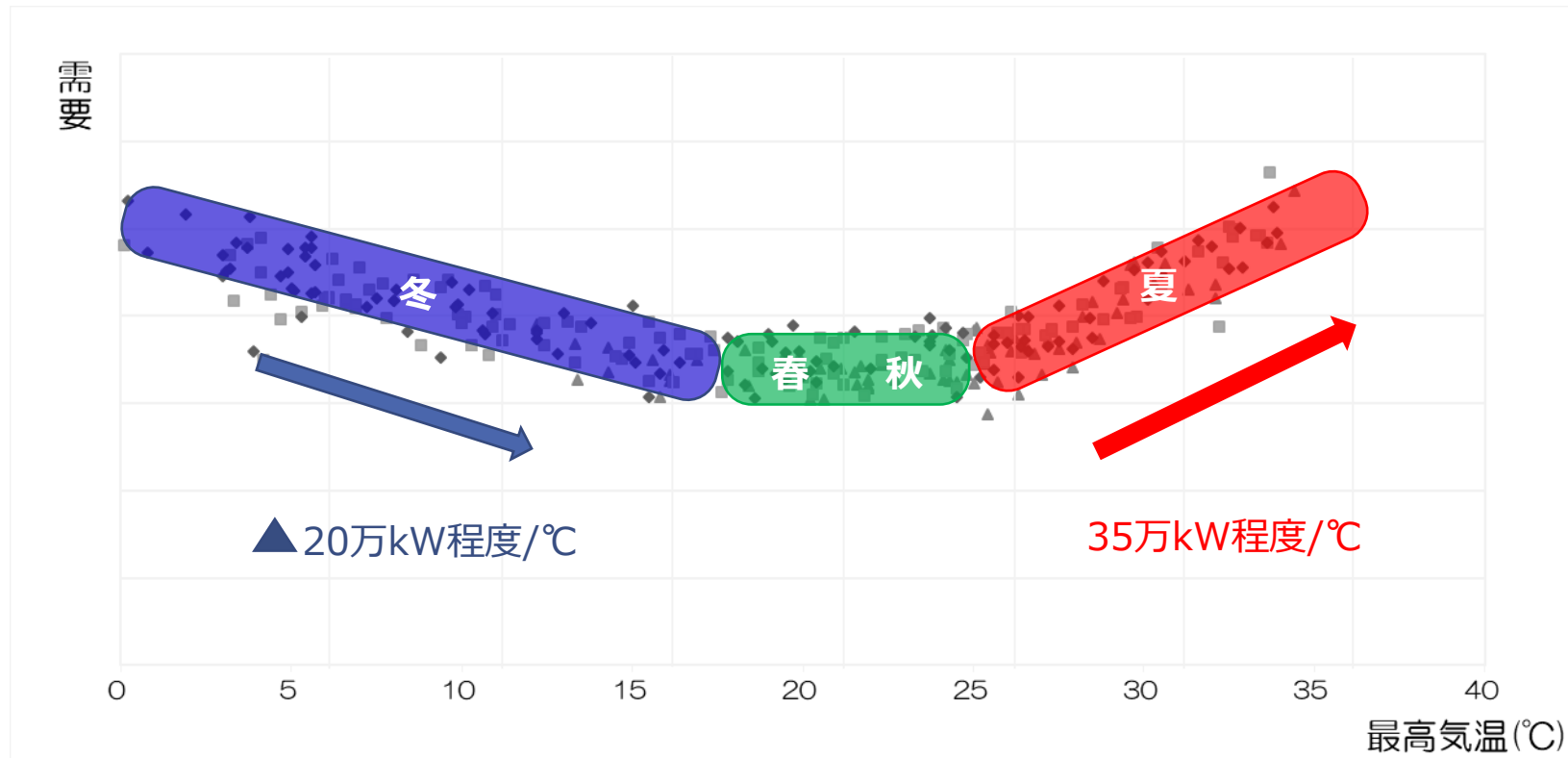
需要想定イメージ図



（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

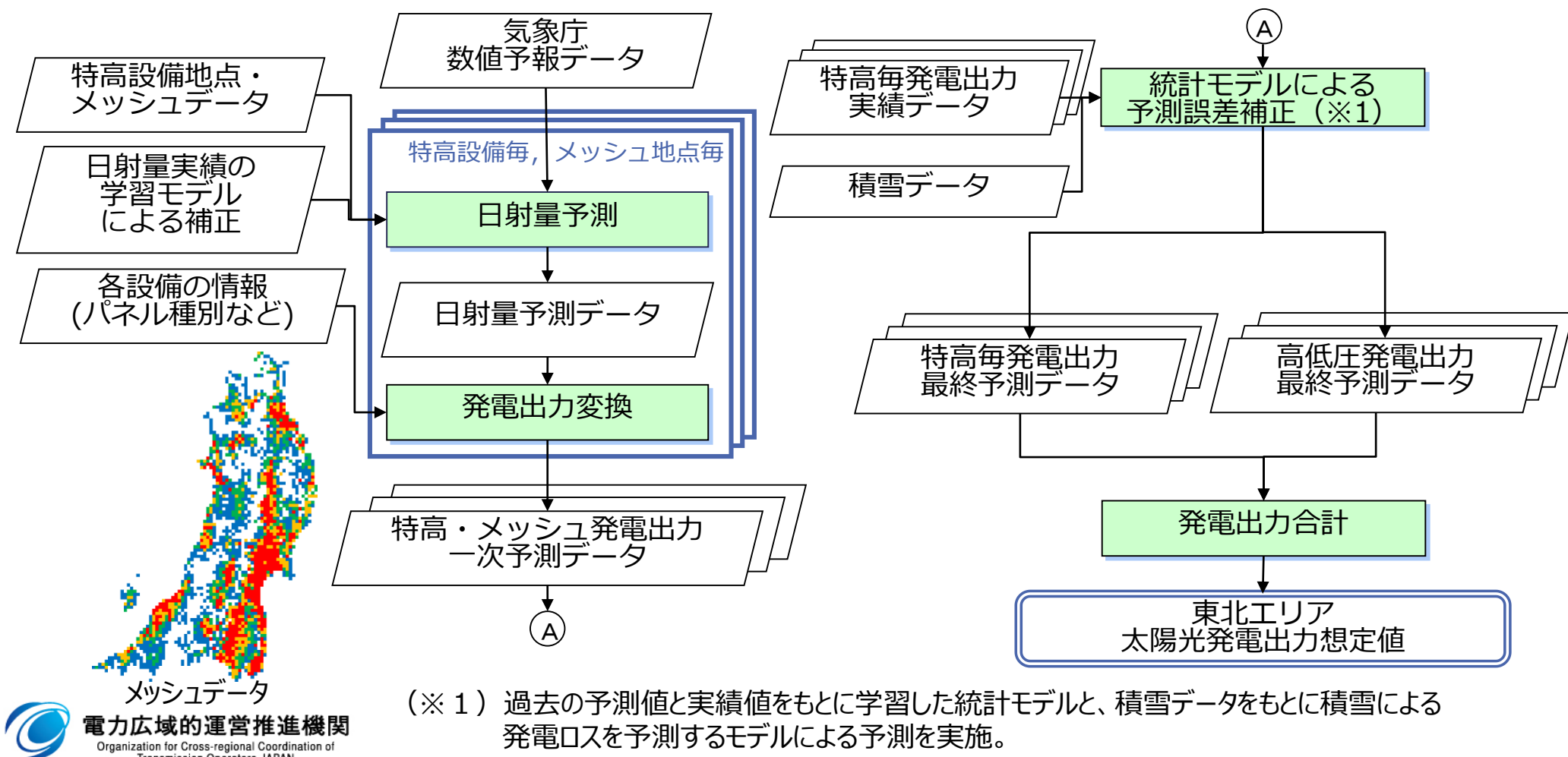
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

太陽光発電は、最新の日射量想定値をもとに想定（前日10時時点の出力想定値）したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

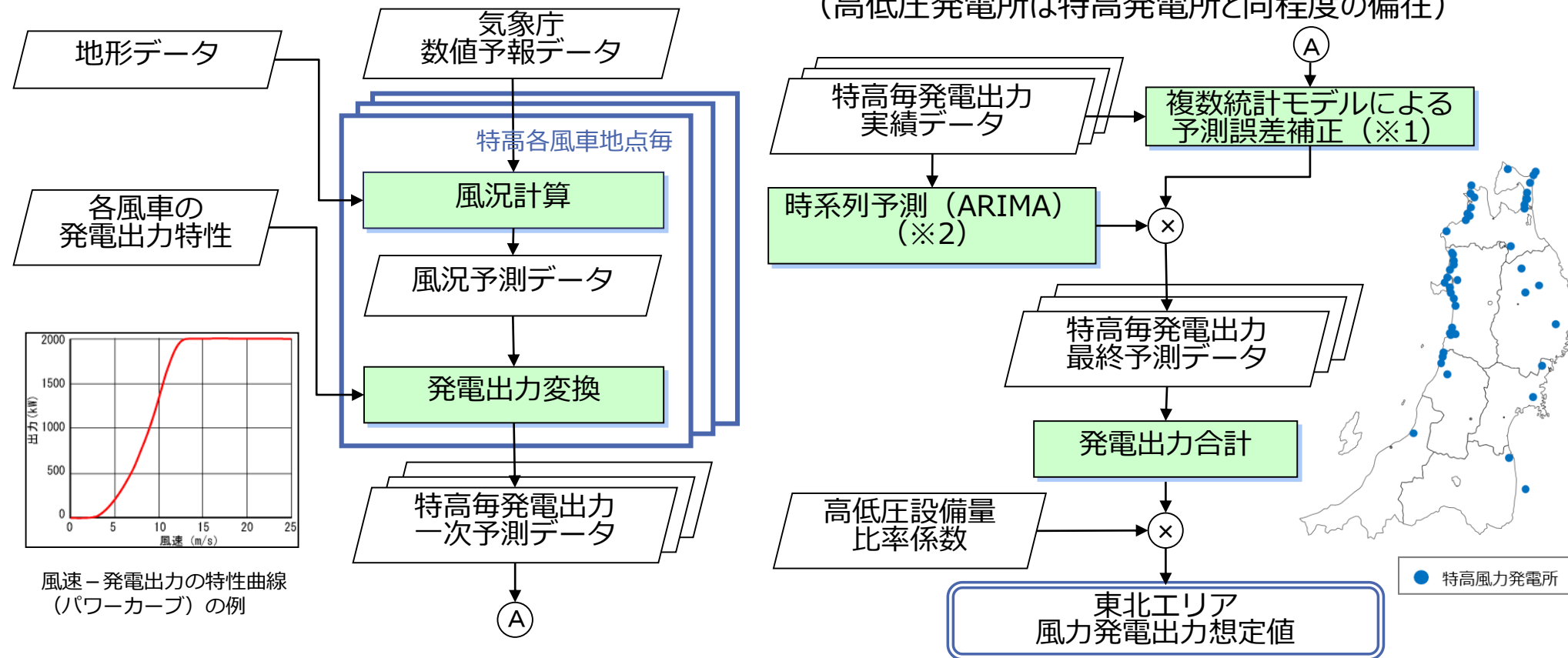
特高出力は発電所の日射量予測データと設備情報（パネル種別など）をもとに各発電所単位で想定する。高低圧出力はメッシュ単位で日射量・出力を計算する。



風力発電は、最新の風速想定値をもとに出力を想定（前日10時時点の出力想定値）したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

特高出力は発電所の各風車地点の風速予測データと各風車のパワーカーブをもとに、各発電所単位で想定する。また、高低圧出力は特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

（高低圧発電所は特高発電所と同程度の偏在）



（※１）過去の予測値と実績値をもとに学習した複数統計モデルの組み合わせにより予測誤差を補正。

（※２）直近の発電実績による補正のため短時間予測のみに採用。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、東北電力ネットワークが公表している「需給運用基準－第4章 周波数・需給調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等火力の対応

①石油火力

系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。

LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

②石炭火力

系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。

LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

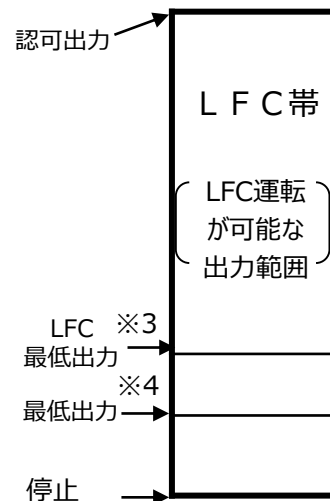
③LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

(夜間に向けて供給力確保が必要となる場合)

可能な限りLNG火力の毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応するが、更なる供給力確保が必要となる場合、石油火力や石炭火力を起動することがある。

〔火力機の運転範囲〕



※3 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※4 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

※2 東北エリアの北部系統電圧維持対策として、当該系統の石油火力や石炭火力の最大2台を運転する。
東北エリアの福島系統電圧維持対策として、当該系統の石炭火力の1台を必要に応じ、運転する。

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
第二沼沢	1	▲23.0
	2	▲23.0
合計：2台		▲46.0

東北電力ネットワークが保有する需給バランス改善用の蓄電設備は、南相馬変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

東北電力ネットワークの 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
南相馬変電所	▲4.0

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の対応

①火力電源（※２）

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※２）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

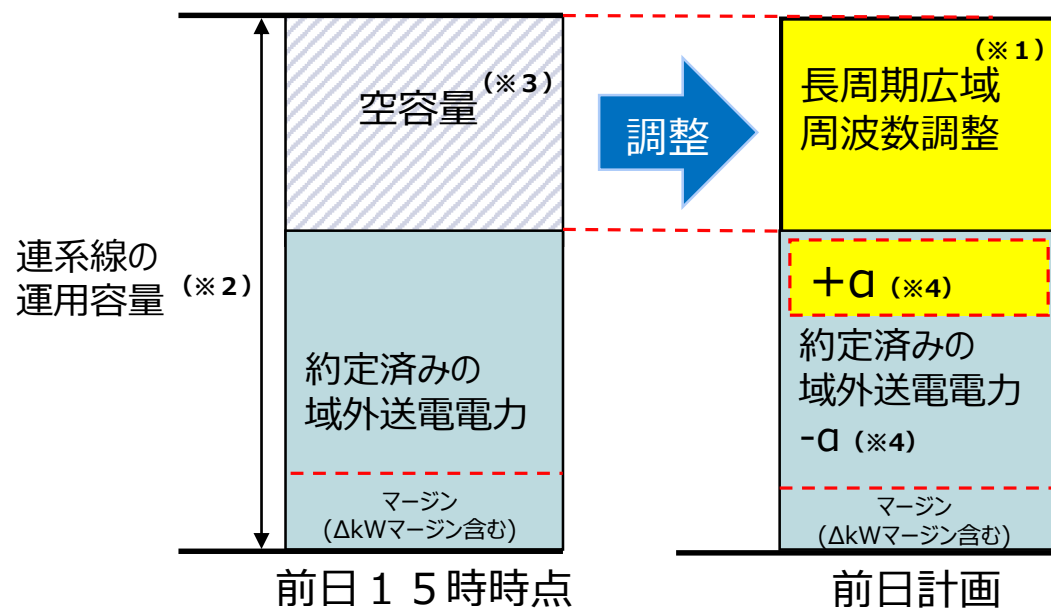
（※１）東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、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。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

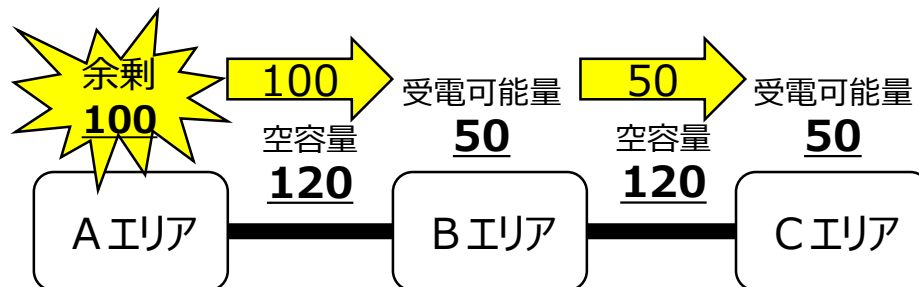
（※ 3）空容量
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 12 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる。
(= a)

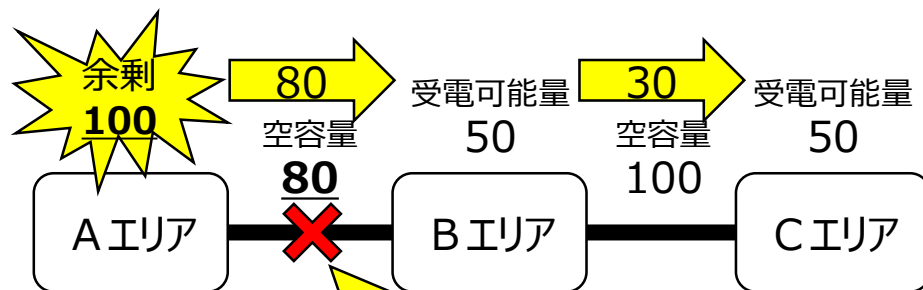
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

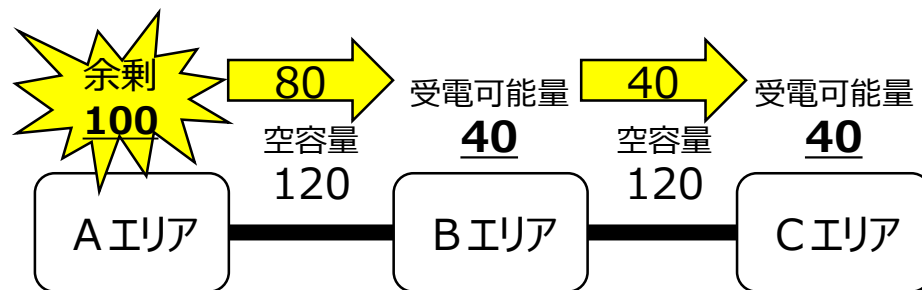
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

①バイオマス専焼電源

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※）東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、東北電力ネットワークが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

①地域資源バイオマス電源

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、東北エリアの発電所数

【理由】

【発電所数】

A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	75
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	2
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	2

太陽光・風力の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光・風力出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

（※1） 想定誤差量は、対象コマの各出力帯における最大誤差量（スライドP20 表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（スライドP20 表2）する。

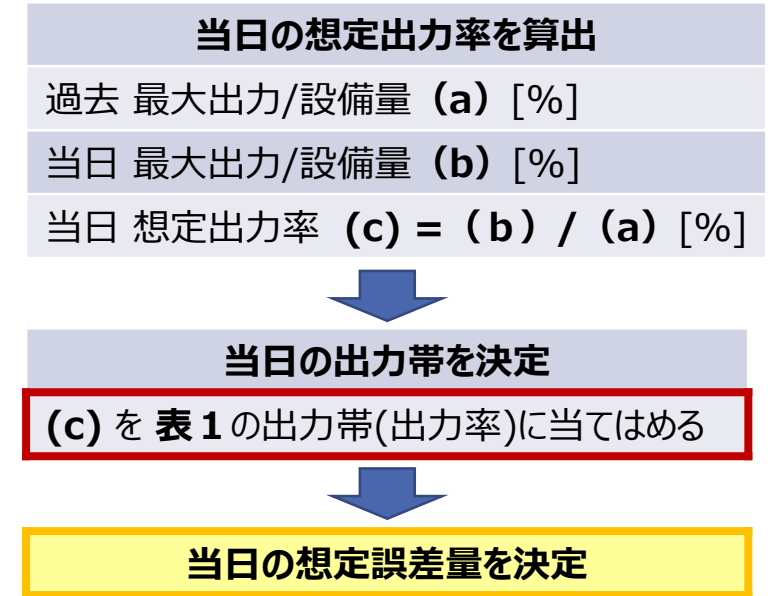
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日10時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てる。なお、オフライン制御の一部は代理制御分としてオンライン制御に割り当てるため、出力制御当日は最大誤差量と平均誤差量(代理制御分除く)の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 (12:00～12:30) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%～)	高(90%～)	21.3	0.0	44.2	65.5
	中1(60%～90%)	90.4	0.0	24.8	115.2
	中2(30%～60%)	96.5	0.0	-7.1	89.4
	低(～30%)	142.6	14.1	-4.4	152.3
中出力帯1 (60%～80%)	高(90%～)	12.3	0.0	16.7	29.0
	中1(60%～90%)	19.9	33.2	27.5	80.6
	中2(30%～60%)	98.1	4.5	19.0	121.6
	低(～30%)	98.1	4.5	19.0	121.6
中出力帯2 (40%～60%)	高(90%～)	71.6	10.6	55.4	137.6
	中1(60%～90%)	71.6	10.6	55.4	137.6
	中2(30%～60%)	71.6	10.6	55.4	137.6
	低(～30%)	72.3	0.0	-6.5	65.8
低出力帯1 (20%～40%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	—	—	—	—
	中2(30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—
低出力帯2 (～20%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	—	—	—	—
	中2(30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー

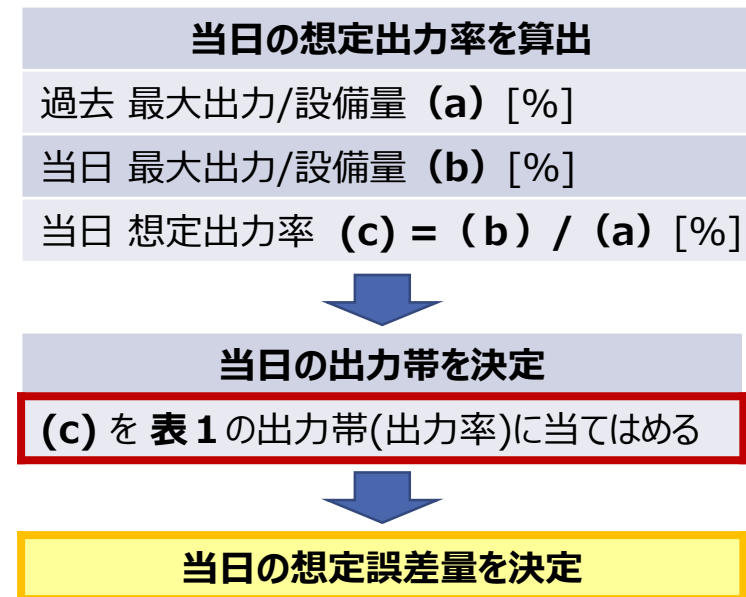


5. 想定誤差量 (3/3)

表1 各出力帯における最大誤差量 (12:30～13:00) [万kW]

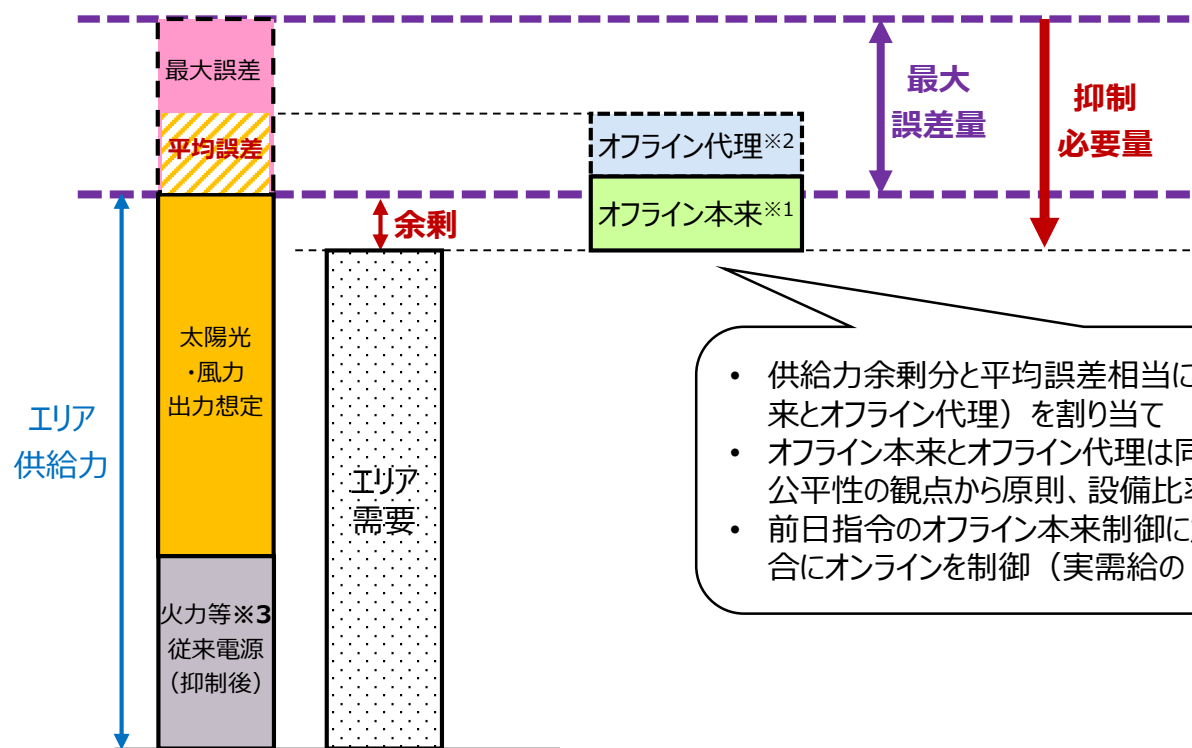
出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%～)	高(90%～)	17.6	0.0	47.7	65.3
	中1(60%～90%)	112.5	26.1	-27.5	111.1
	中2(30%～60%)	106.7	0.0	-8.0	98.7
	低(～30%)	129.2	0.0	-16.1	113.1
中出力帯1 (60%～80%)	高(90%～)	31.0	31.3	27.8	90.1
	中1(60%～90%)	93.8	0.0	14.8	108.6
	中2(30%～60%)	110.4	1.5	14.3	126.2
	低(～30%)	110.4	1.5	14.3	126.2
中出力帯2 (40%～60%)	高(90%～)	50.6	0.0	-23.1	27.5
	中1(60%～90%)	73.3	0.0	54.4	127.7
	中2(30%～60%)	73.3	0.0	54.4	127.7
	低(～30%)	39.3	12.0	88.6	139.9
低出力帯1 (20%～40%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	—	—	—	—
	中2(30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—
低出力帯2 (～20%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	—	—	—	—
	中2(30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



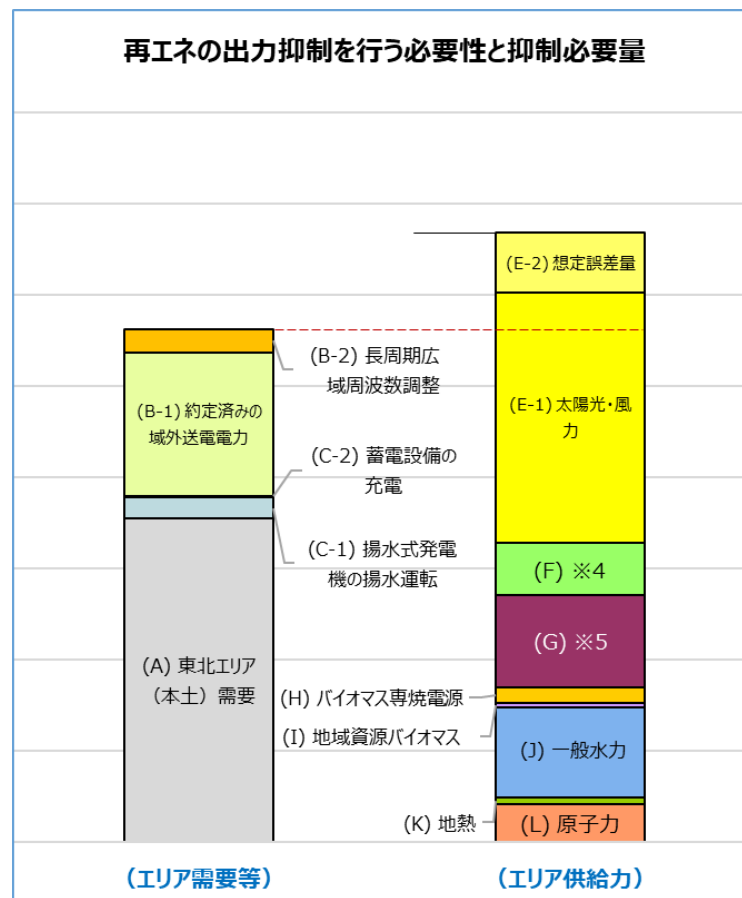
- ・ 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- ・ オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- ・ 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等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)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、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か確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



東北電力ネットワークは、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特別高圧)を追加抑制することで電制量を追加確保している。その結果、東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の運用容量低下は緩和され、域外送電量が増加することから再エネ出力抑制量を低減できる。

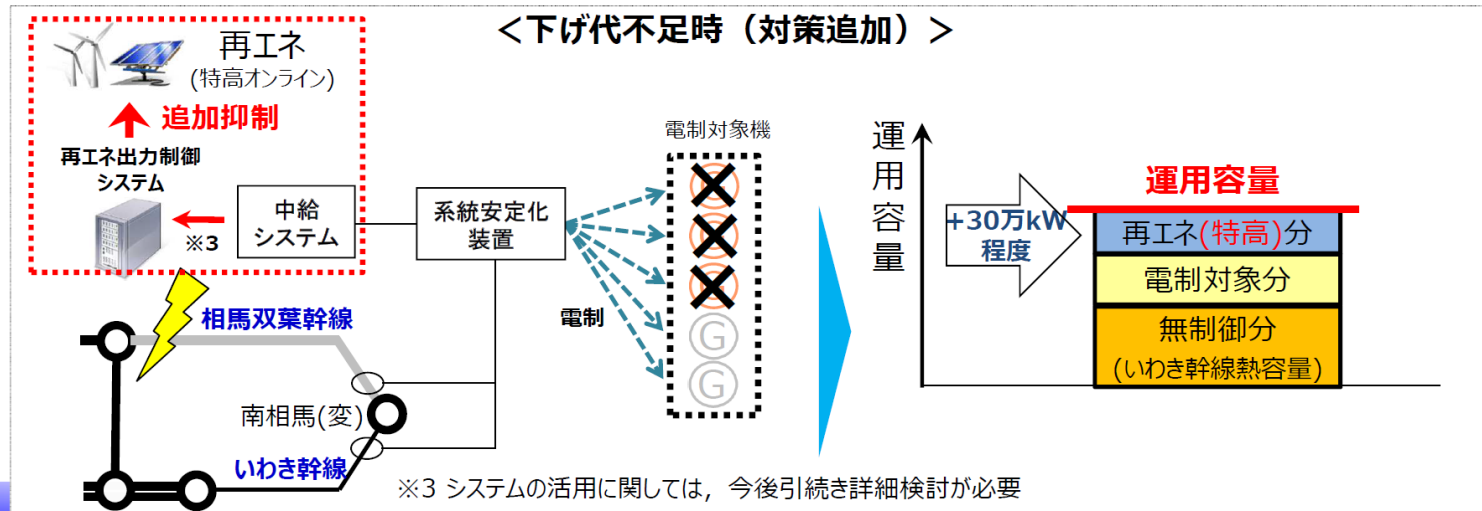
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

第27回 系統WG (資源エネルギー庁)
資料2 抜粋

- 当社では、東北エリアで近い将来想定される再エネ出力制御実施時の出力制御回避または制御量低減のために、下げ代不足時における運用容量低下の緩和策を検討している。
- 具体的には、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)※1を追加抑制することにより、約30万kW程度※2を電制量として追加確保する。
- 本対策により、下げ代不足時における運用容量低下を一定程度緩和することが可能な見込みである。

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

※2 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線 2 回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。



東北電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、東北エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、26者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
① 定格出力の50%以下で抑制	12者（火力）※1	636.1	190.0 （30%）
	1者（バイオマス混焼）	23.8	10.8 （45%）
② 定格出力の50%超過で抑制	4者（バイオマス混焼）	39.1	28.7 （73%）※2
③ 自家消費相当分まで抑制	9者（自家発余剰電源）	—	9.7 ※3
計	26者	699.0	239.3 （34%）※4

(※1) 1電源に調整電源と調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等が混在する事業者は、それぞれの合計値を定格出力として記載。

(※2) 設備の老朽化、機器の特性上または運転実績から安定運転維持が可能になる出力を最低出力としているが、他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50%以下への引き下げについて、継続協議を行っている。

(※3) 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

(※4) 出力の合計値は①～③の合計（出力率は①②から算出）。

東北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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2025 年 1 月～3 月分)

東北電力ネットワーク株式会社が 2025 年 1 月～3 月に実施した、東北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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 49 回系統WG(2023 年 12 月 6 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東北エリアについては、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、東北電力ネットワーク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、2025 年 1 月～3 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について\(2023 年 12 月 6 日 第 49 回系統WG資料 1\)](#)

1.抑制実施日

下記の6日(1月:0日、2月:0日、3月:6日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)		2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)		2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	
1月19日(日)		2月19日(水)		3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	○
1月23日(木)		2月23日(日)		3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	
1月25日(土)		2月25日(火)		3月25日(火)	○
1月26日(日)		2月26日(水)		3月26日(水)	
1月27日(月)		2月27日(木)		3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		—	—	3月29日(土)	
1月30日(木)		—	—	3月30日(日)	○
1月31日(金)		—	—	3月31日(月)	
合計	0日	合計	0日	合計	6日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (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
- (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
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)東北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\(2025 年 1 月～3 月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙 1～3\) 日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (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 ～東北電力ネットワーク編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

中国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

～ 2025年1月～3月抑制分 中国電力ネットワーク～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．中国電力ネットワーク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 ～中国電力ネットワーク編～

中国電力ネットワークは、2025年1月～3月に、中国エリア（離島を除く）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、12日（1月：1日、2月：1日、3月：10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49回系統WG(2023年12月6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中国エリアについては、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、中国電力ネットワーク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、2025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)

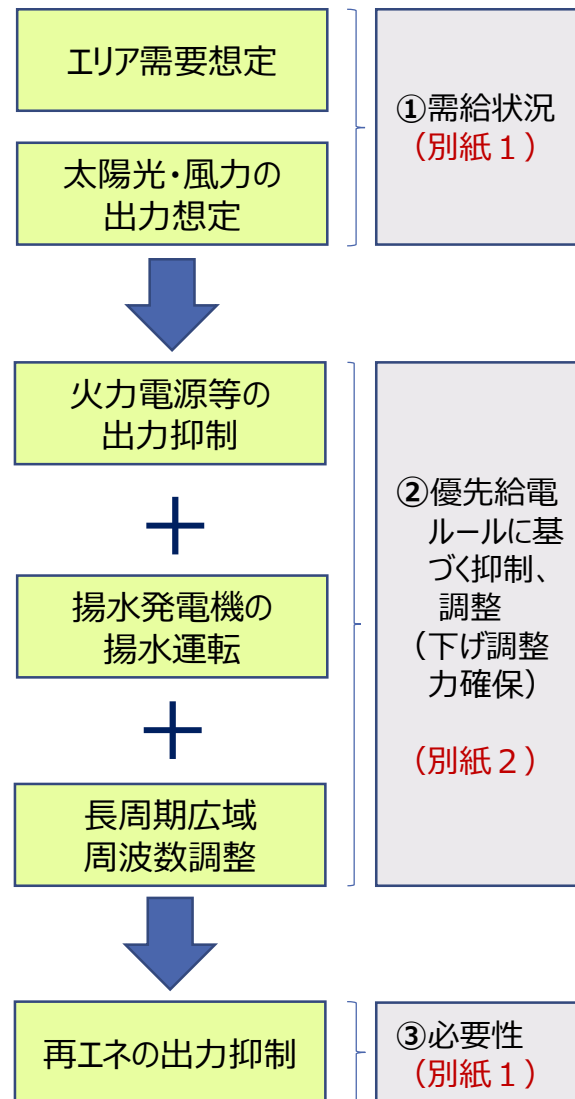
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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 L F C 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。



中国電力ネットワークは、1月の以下の1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	中国エリア（離島を除く）
指令日時	1月18日(土) 17時
抑制実施日	1月19日 (日)
最大抑制量 (※ 1)	60.9万kW
抑制時間	8時～16時
検証対象	○
中国電力ネットワーク公表サイト	<u>中国エリアの出力制御指示内容を参照</u>

(※ 1) 前日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。

中国電力ネットワークは、2月の以下の1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	中国エリア（離島を除く）
指令日時	2月26日(水) 17時
抑制実施日	2月27日 (木)
最大抑制量 (※ 1)	76.1万kW
抑制時間	8時～16時
検証対象	○
中国電力ネットワーク公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照

(※ 1) 前日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. 中国電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年3月)

7

中国電力ネットワークは、3月の以下の10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	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	2月28日(金) 17時	3月8日(土) 17時	3月13日(木) 17時	3月20日(木) 17時	3月21日(金) 17時
抑制実施日	3月1日 (土)	3月9日 (日)	3月14日 (金)	3月21日 (金)	3月22日 (土)
最大抑制量 (※1)	114.1万kW	72.8万kW	81.5万kW	39.5万kW	125.7万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象			○		
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	3月22日(土) 17時	3月24日(月) 17時	3月25日(火) 17時	3月28日(金) 17時	3月29日(土) 17時
抑制実施日	3月23日 (日)	3月25日 (火)	3月26日 (水)	3月29日 (土)	3月30日 (日)
最大抑制量 (※1)	207.6万kW	67.8万kW	130.6万kW	145.5万kW	57.3万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象	○		○		
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				

(※1) 前日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：1日、2月：1日、3月：10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…………… 1/19(日)、2/27(木)、3/23(日)
- ・無作為に選定した日…………… 3/14(金)、3/26(水)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

4. 総合評価（1 / 2）

本機関は、下記の代表日について中国電力ネットワーク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	1月	2月	3月		
	19	27	14	23	26
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）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（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）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と抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※ 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
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。
(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。
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) 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、試運転・作業や燃料受入に伴うBOG消費のための出力制約等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)	試運転・作業に伴う出力変更・停止および系統作業による停止がある揚水発電機を除き、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	中国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)	燃料貯蔵の関係および試運転・作業に伴う抑制量減少等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)
(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たことを確認した。(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。
(6) バイオマス専焼電源	設備トラブルによる制約および試運転・作業に伴う出力変更・停止がある発電所を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した。(全代表日)
(7) 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。(全代表日)
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。(全代表日)

本機関が2025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。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

(単位: 万kW)

場所		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア				
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		1月19日(日) 12時30分～13時		2月27日(木) 12時30分～13時		3月14日(金) 12時30分～13時		3月23日(日) 12時30分～13時		3月26日(水) 12時～12時30分				
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】			
需要想定	年月日（曜日）	2025.1.19(日)	2024.1.28(日)	2025.2.27(木)	2024.3.15(金)	2025.3.14(金)	2025.3.10(月)	2025.3.23(日)	2024.4.14(日)	2025.3.26(水)	2023.3.17(金)			
	天候	曇→晴	曇//晴	曇→晴	晴	曇→晴	晴	曇→晴	晴	曇→晴	曇→晴			
	気温（℃）	12.2	9.3	14.3	18.2	17.9	15.2	22.7	25.7	23.0	16.7			
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～26℃）はゼロ		16.0万kW/℃		21.0万kW/℃		21.0万kW/℃		17.0万kW/℃		21.0万kW/℃		
	需要（万kW）	過去の需要実績① 気温等補正量②（補正量の計算根拠を右に記載） 需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②		－ 638.3 ▲ 46.4 591.9		－ 580.9 81.1 662.0		－ 644.1 ▲ 57.5 586.6		－ 457.4 0.0 457.4		－ 606.6 ▲ 48.3 558.3		
太陽光の出力想定	日射量予測値（日射強度）（kW / m）	【出力想定】 0.232～0.515		【出力想定】 0.621～0.789		【出力想定】 0.738～0.861		【出力想定】 0.704～0.881		【出力想定】 0.747～0.898				
	出力換算係数（kWh/kW/m ² /kW）	特高 高・低圧（全量） 高・低圧（余剰）		0～1.016 0～1.105 0～0.816		0～0.916 0～0.9 0～0.767		0～0.879 0～0.876 0～0.746		0～0.861 0～0.885 0～0.727		0～0.824 0～0.865 0～0.709		
	出力想定値(※1)（万kW）	特高④ 高・低圧（全量）⑤ 高・低圧（余剰）⑥		78.4 117.2 39.6		144.8 224.6 75.7		168.8 257.1 85.8		173.4 268.9 86.5		169.4 262.6 84.2		
	想定自家消費量(※2)（万kW）⑦（高・低圧（余剰）のみ考慮）	▲ 7.4		▲ 9.8		▲ 12.8		▲ 12.8		▲ 12.8		▲ 12.8		
	合計⑧	④＋⑤＋⑥＋⑦		227.8		435.3		498.9		516.0		503.4		
	風力の出力想定	設備量（万kW）	特高⑨ 高圧以下⑩ 合計（⑨＋⑩）		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6	
		出力想定値（万kW）	特高⑪ 高圧以下⑫＝⑪×（⑩／⑨）		5.5 0.2		3.4 0.1		4.5 0.2		8.9 0.4		2.7 0.1	
合計⑬		⑪＋⑫		5.7		3.5		4.7		9.3		2.8		
		【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】			
需給状況（万kW） イメージ図は「別紙3」	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	143.8	192.2	114.4	149.8	162.6							
		(G) 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）	118.1	113.1	86.6	82.0	82.8							
		(K) 原子力	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7							
		(J) 一般水力	19.6	18.3	44.0	46.3	57.4							
		(H) バイオマス専焼電源	13.5	15.9	13.1	13.2	13.2							
		(I) 地域資源バイオマス	8.4	8.2	8.8	9.0	9.0							
		(E-1) 太陽光⑧	227.8	435.3	498.9	516.0	503.4							
		(E-2) 風力⑬	5.7	3.5	4.7	9.3	2.8							
		(E-2) 想定誤差量	145.4	98.5	35.6	38.4	50.3							
		エリア供給力 計⑭	761.0	963.7	884.8	942.7	960.2							
	エリア需要等	(A) エリア需要（本土）③	591.9	662.0	586.6	457.4	558.3							
		揚水 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲ 144.8	▲ 175.6	▲ 144.8	▲ 175.6	▲ 144.8							
		運転等 (C-2) 蓄電設備の充電（対象設備なし）⑯	－	－	－	－	－							
		域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	36.6	▲ 38.6	▲ 70.0	▲ 102.1	▲ 126.5							
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	▲ 11.4	▲ 1.9	0.0	0.0									
エリア需要等 計⑲＝③－（⑮＋⑯＋⑰＋⑱）	700.1	887.6	803.3	735.1	829.6									
		【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】					
必要性（万kW） イメージ図は「別紙3」	エリア供給力 計⑭	761.0	963.7	884.8	942.7	960.2								
	エリア需要等 計⑲	700.1	887.6	803.3	735.1	829.6								
	判定	○	○	○	○	○								
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝（⑭－⑲）	60.9	76.1	81.5	207.6	130.6								

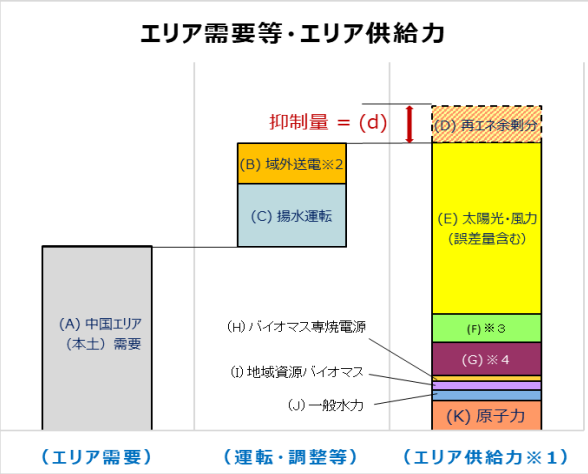
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(※)差異理由					(a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少	(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加	(c) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少	(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加	(e) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画	(f) オーバーホールで停止中	(g) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用	(h) 他エリアの受電可能量不足	(i) 系統作業による停止	(j) 燃料受入に伴うBOG消費のための出力制約	(k) 燃料受入に伴うばい煙測定等による抑制量減少	(l) 試運転・作業に伴う出力変更・停止	(m) 下流分岐放流による制約	(n) 炭種による制約	(o) 設備トラブルによる制約	(p) 揚水(kWh)の枯渇による制約	(q) 当日指示により対応可能事業者の減	(r) 前日組合せなし	(s) 下げ調整力確保済みのため対応不要	(t) 調整力確保のため抑制量減少	(u) 降雨による制約		
(単位：万kW)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)						
調整力としてあらかじめ確保する 発電設備等 (火力) L F C調整力2% 確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	
	石炭	三隅	39.3	49.2	9.9	(l)	39.3	131.7	92.4	(l)	39.3	63.9	24.6	(t)	39.3	58.9	19.6	(t)	39.3	112.7	73.4	(l)	39.3	112.7	73.4	(l)	
		新小野田	17.1	17.1	0.0		17.1	17.1	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		
		水島	12.7	24.6	11.9	(j)	19.7	19.7	0.0		19.1	19.1	0.0		12.7	24.6	11.9	(j)	18.8	18.8	0.0		18.8	18.8	0.0		
	L N G	柳井	52.9	52.9	0.0		23.6	23.6	0.0		22.8	22.8	0.0		57.7	57.7	0.0		22.5	22.5	0.0		22.5	22.5	0.0		
合計		122.0	143.8	21.8	—	99.8	192.2	92.4	—	89.8	114.4	24.6	—	118.3	149.8	31.5	—	89.2	162.6	73.4	—	89.2	162.6	73.4	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)						
調整力としてあらかじめ確保する 発電設備等 (揚水)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	
		俣野川	1	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
			2	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
			3	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)
	4		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		
	南原	1	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		
		2	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		
		2	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0	(i)	
		3	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		
	新成羽川	4	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		
		合計	▲ 206.4	▲ 144.8	61.6	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 144.8	61.6	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 144.8	61.6	—	▲ 206.4	▲ 144.8	61.6	—	
	優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)					
需給バランス改善用の 蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)		
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)						
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)	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)		
	火力他	95.0 [41%]	102.5	7.5	(a)	91.0 [42%]	97.7	6.7	(l)	81.3 [41%]	71.5	▲ 9.8	(g)	68.8 [37%]	68.8	0.0		68.8 [37%]	68.8	0.0		68.8 [37%]	68.8	0.0			
	発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力 () 内は、全設備運転時	(103.9) [42%]				(103.9) [42%]				(103.9) [42%]				(96.4) [39%]				(96.4) [39%]				(96.4) [39%]					
	自家発余剰	14.2	15.6	1.4	(e)	13.7	15.4	1.7	(e)	13.7	15.1	1.4	(l)	13.7	13.2	▲ 0.5	(e)	13.7	13.2	▲ 0.5	(e)	13.7	14.0	0.3	(e)		
合計		109.2	118.1	8.9	—	104.7	113.1	8.4	—	95.0	86.6	▲ 8.4	—	82.5	82.0	▲ 0.5	—	82.5	82.0	▲ 0.5	—	82.5	82.8	0.3	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)						
長周期広域周波数調整 (連系統活用) ※1 空容量＝(運用容量) －約定済みの域外送電電力 －マージン (ΔkWマージン含む)	地域間連系線	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)		
	関西中国間連系線	222.9 (475.0)	0.0	▲ 222.9	(h)	115.1 (475.0)	20.0	▲ 95.1	(h)	75.2 (475.0)	13.0	▲ 62.2	(h)	49.4 (465.0)	0.0	▲ 49.4	(h)	118.2 (465.0)	0.0	▲ 118.2	(h)	118.2 (465.0)	0.0	▲ 118.2	(h)		
	中国九州間連系線	218.0 (13.0)	0.0	▲ 218.0	(h)	262.7 (17.0)	0.0	▲ 262.7	(h)	227.8 (17.0)	▲ 9.3	▲ 237.1	(h)	203.0 (12.0)	0.0	▲ 203.0	(h)	230.5 (16.0)	0.0	▲ 230.5	(h)	230.5 (16.0)	0.0	▲ 230.5	(h)		
	中国四国間連系線	148.4 (86.0)	0.0	▲ 148.4	(h)	140.9 (84.0)	▲ 8.6	▲ 149.5	(h)	196.8 (83.0)	▲ 1.8	▲ 198.6	(h)	199.0 (81.0)	0.0	▲ 199.0	(h)	0.0 (0.0)	0.0	0.0		0.0 (0.0)	0.0	0.0			
	合計	589.3 (574.0)	0.0	▲ 589.3	—	518.7 (576.0)	11.4	▲ 507.3	—	499.8 (575.0)	1.9	▲ 497.9	—	451.4 (558.0)	0.0	▲ 451.4	—	348.7 (481.0)	0.0	▲ 348.7	—	348.7 (481.0)	0.0	▲ 348.7	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)						
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)		
		11.0 [50%]	13.5	2.5	(o)	12.8 [47%]	15.9	3.1	(l)	13.6 [48%]	13.1	▲ 0.5	(g)	13.6 [48%]	13.2	▲ 0.4	(g)	13.6 [48%]	13.2	▲ 0.4	(g)	13.6 [48%]	13.2	▲ 0.4	(g)		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)					1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)						
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)		
	出力抑制可	0.4 [21%]	0.3	▲ 0.1	(g)	0.5 [26%]	0.4	▲ 0.1	(g)	0.5 [24%]	0.4	▲ 0.1	(g)	0.4 [21%]	0.3	▲ 0.1	(g)	0.4 [23%]	0.3	▲ 0.1	(g)	0.4 [23%]	0.3	▲ 0.1	(g)		
	出力抑制不可	—	8.1	—	A(37),B(7),C(4)	—	7.8	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.4	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.7	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.7	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.7	—	A(37),B(7),C(4)		
	合計	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
想定誤差量	想定誤差量	1月19日(日)				2月27日(木)				3月14日(金)				3月23日(日)				3月26日(水)									
	出力帯	中出力帯②				中出力帯①				高出力帯				高出力帯				高出力帯									
	出力帯 算定	快晴時出力想定値	425				488				495				519				526								
		当日出力想定値	228				435				499				516				503								
		出力率	53.6%				89.3%				100.7%				99.5%				95.6%								
	誤差量	太陽光誤差	98.1				52.4				0.0				2.8				22.9								
		エリア需要誤差	47.3				46.1				35.6				35.6				27.4								
		合計	145.4				98.5				35.6				38.4				50.3								

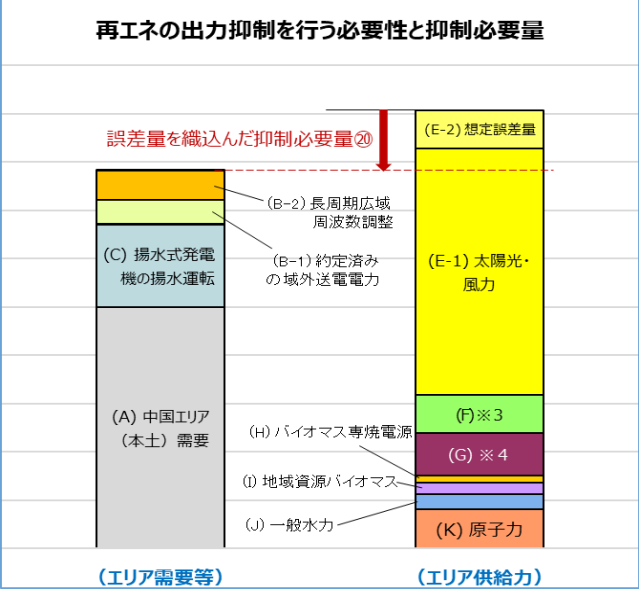
(単位：万kW)

場所		中国エリア 1月19日(日) 12時30分～13時	中国エリア 2月27日(木) 12時30分～13時	中国エリア 3月14日(金) 12時30分～13時	中国エリア 3月23日(日) 12時30分～13時	中国エリア 3月26日(水) 12時～12時30分
下げ調整力最小時刻						
天候・気温	天候	晴時々曇	晴のち曇	曇のち晴	晴	晴
	気温 (℃)	12.5	14.3	18.8	23.2	24.7
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	598.9	637.3	570.7	461.6	546.2
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	174.0	201.5	129.3	162.2	182.2
	(G) 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)	120.4	128.3	95.4	86.7	87.2
	(K) 原子力	80.6	80.8	80.8	80.8	81.0
	(J) 一般水力	18.8	19.3	46.8	50.1	59.1
	(H) バイオマス専焼電源	13.4	17.1	13.5	13.8	13.8
	(I) 地域資源バイオマス	7.6	7.8	8.3	8.3	8.1
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	339.9	434.6	510.1	530.9	520.9
	(E) 風力 (抑制量含む)	2.1	1.1	5.7	9.7	2.4
	エリア供給力計	756.8	890.5	889.9	942.5	954.7
	揚水運転等 (C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 149.3	▲ 163.9	▲ 175.5	▲ 157.5	▲ 111.7
	域外送電 (B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	29.0	▲ 36.4	▲ 102.6	▲ 138.4	▲ 154.0
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 37.6	▲ 52.9	▲ 41.1	▲ 185.0	▲ 142.8
	供給力計	598.9	637.3	570.7	461.6	546.2

○需給状況 (別紙 1) ・当日の需給実績 (別紙 3) のイメージ図 ○必要性 (別紙 1) のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 地域間連系線 (中国九州間連系線・中国四国間連系線・関西中国間連系線) の運用容量相当。
- ※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。



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

～中国電力ネットワーク編～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 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
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (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の蓄電設備の充電
 - (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）
 - (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
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制に関する調整状況

本機関は、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施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

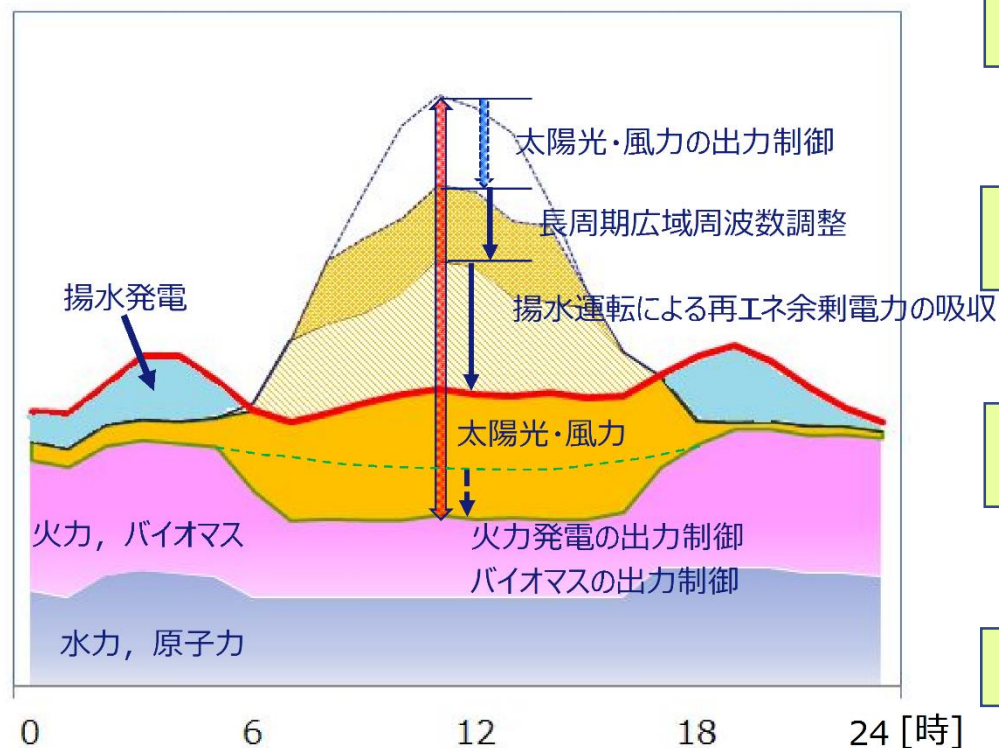
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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

+

長周期広域周波数調整

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. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

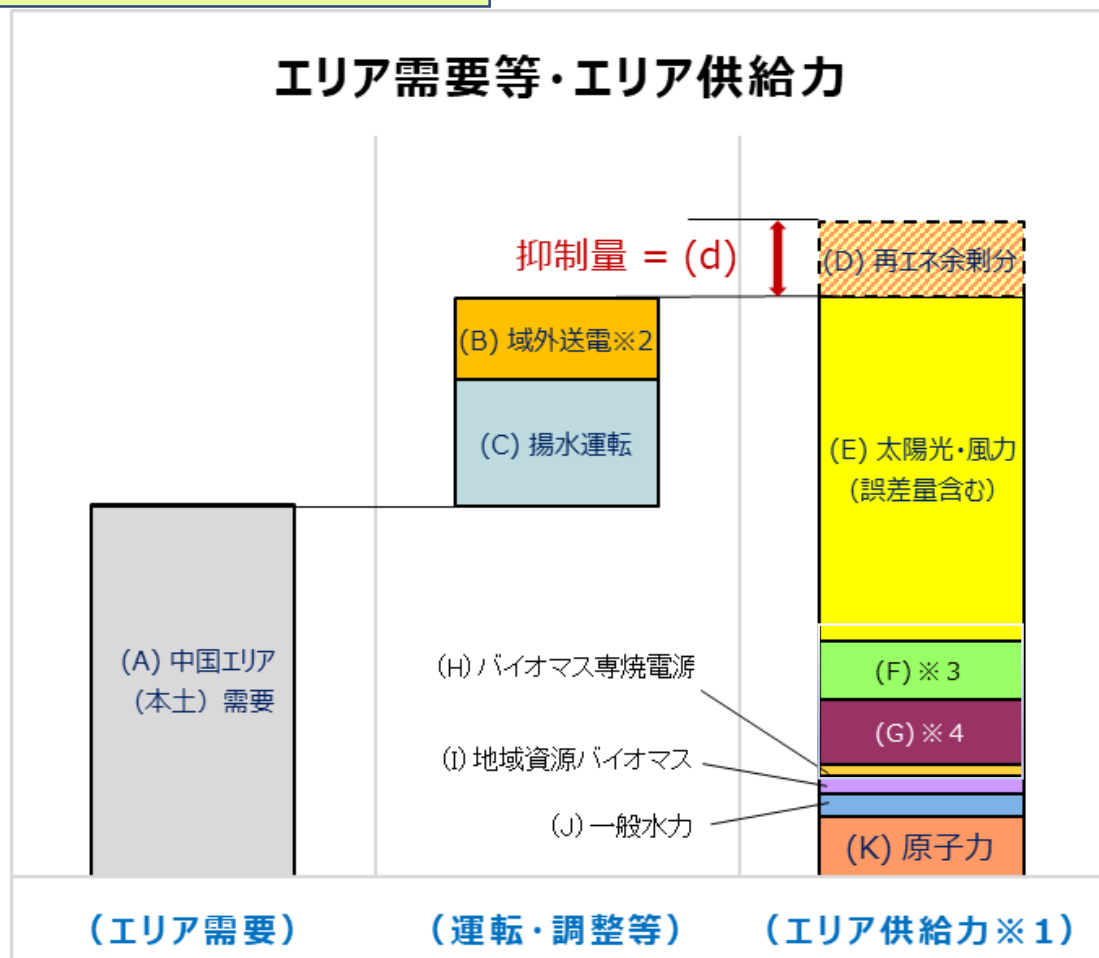
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）中国エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 地域間連系線（中国九州間連系線・中国四国間連系線・関西中国間連系線）の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）。

※ 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）。バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 過去の類似日検索

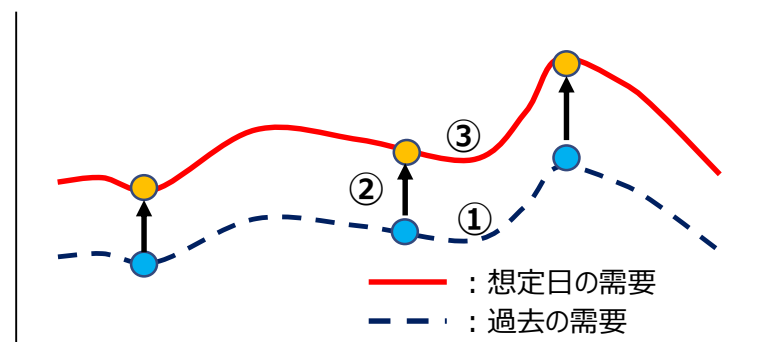
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温等による補正

広島市、岡山市、山口市、松江市、鳥取市の翌日気温予想の加重平均と、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ エリア総需要を需要想定 (24時間の需要想定)

需要想定のイメージ図

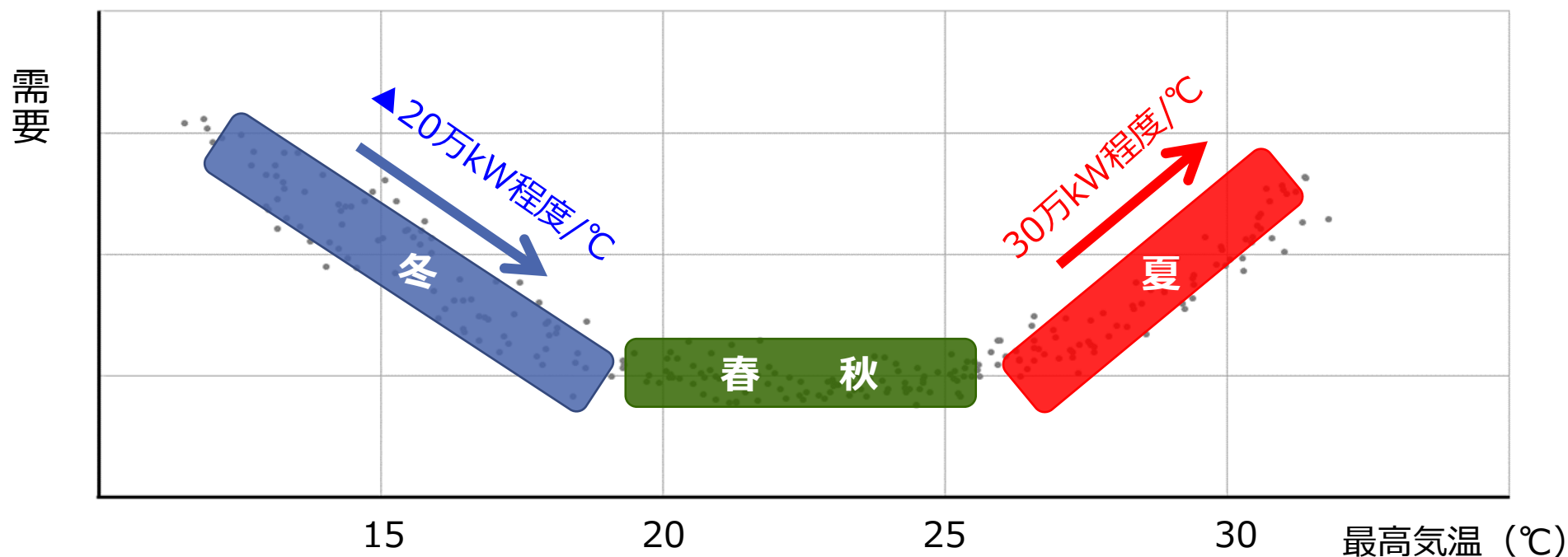


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

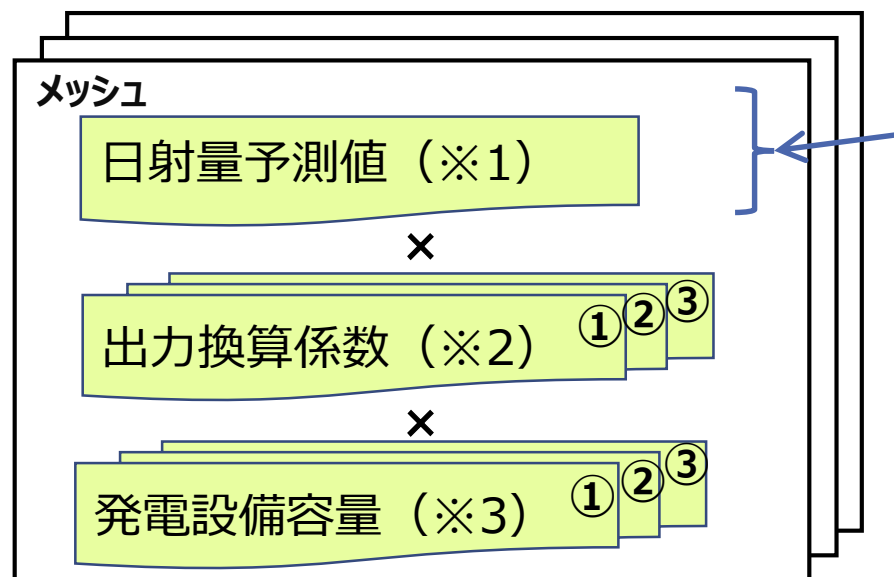
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

9

最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 2 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧・買取区分（全量、余剰）別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、メッシュ毎に算出した合計値を、中国エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



日射量予測（気象会社データ）

前日 1 2 時の日射量データを、中国エリア内で分割したメッシュ単位で受信。

(※ 1) 気象会社から前日 1 2 時に提供された、抑制当日の分割したメッシュ単位の日射量予測値（30分値）。

(※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、電圧・買取区分（全量、余剰）別に①～③区分に細分化した月別の出力換算係数。

(※ 3) 制御指令時点の電圧・買取区分（全量、余剰）別（①～③区分）、メッシュ別に細分化した太陽光発電設備容量。

(※ 4) 各月において、過去の日射量データから想定した太陽光発電電力量(kWh)から、低圧の余剰電力量(kWh)を差し引くことによって、その月の自家消費電力量 (kWh)を求め、昼間帯における平均出力(kW)を算出。

(凡例) ①：特高、②：高・低圧(全量)、③：高・低圧(余剰)

中国エリア太陽光出力想定値

風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブを基に、各発電所単位で想定する。また、高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

〔特高風力出力（1基あたり）〕

$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

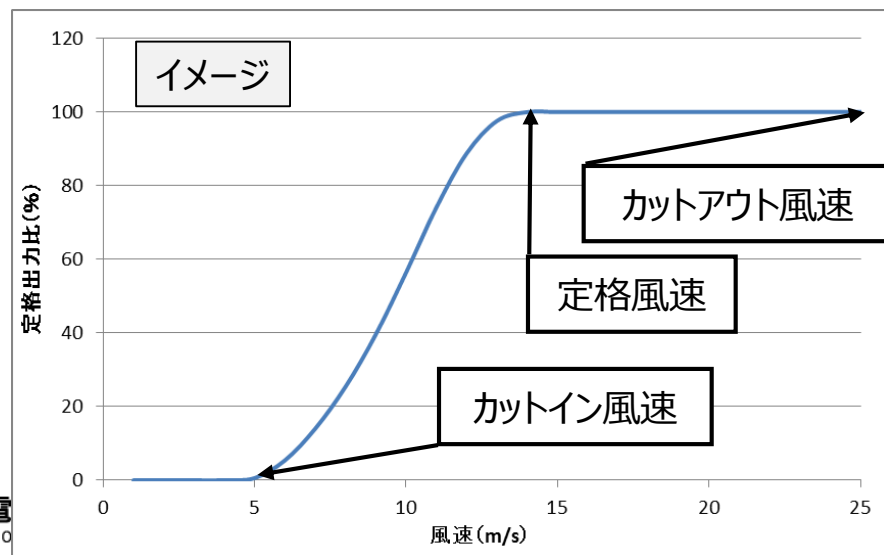
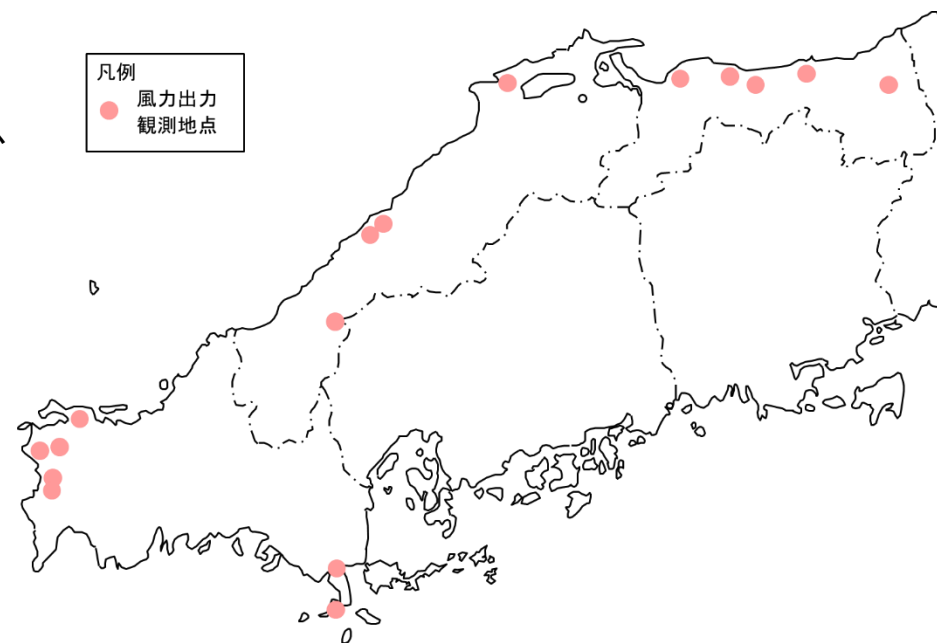
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

(※1) 気象会社から前日（もしくは抑制当日）に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値（30分値）。

(※2) 風車固有のパワーカーブより、風速と出力の関係を示す計算式を導いて算定。

〔参考：中国エリアの風力発電所〕



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、中国電力ネットワークが公表している「系統運用・運転要則 第31条 周波数調整容量の確保」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力の対応

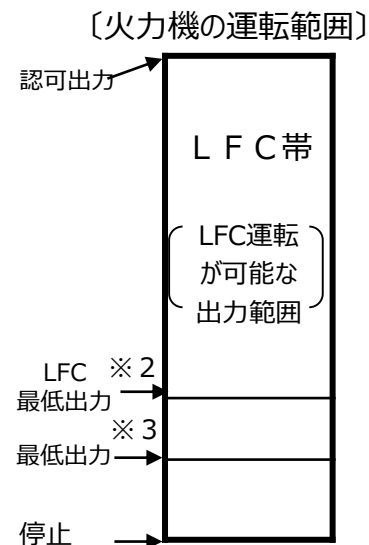
①石油火力は全台停止

②石炭火力

毎日の起動停止（DSS：Daily Start Stop）が出来る発電機がないため必要最低限の運転台数とする。（調整力および点灯需要帯の供給力確保のため）下げ調整力は、LNG火力で確保することから、最低出力とする。

③LNG火力

負荷追従性に優れているため、必要な下げ調整力を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

なお、中国エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
俣野川	1	▲30.8
	2	▲30.8
	3	▲30.8
	4	▲30.8
南原	1	▲30.8
	2	▲30.8
新成羽川※1 (混合揚水)	2	▲7.2
	3	▲7.2
	4	▲7.2
合計：		▲206.4

※1 1号機は発電専用

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所（バイオマス混焼電源を含む）を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における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）の対応

①事業用電源（※2）

最低出力（※1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※2）

原則逆潮流 0 kWとするが、系統への潮流が不可避なものについては、可能な限り逆潮流が生じない運用とする。

（※1） 中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

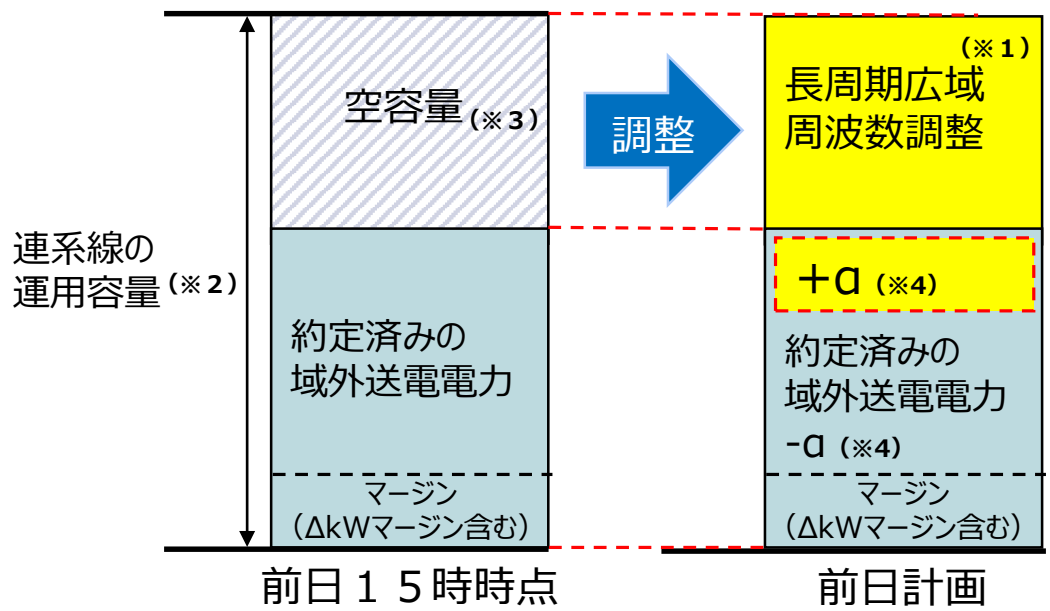
（※2） 最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考2」参照。

中国エリアには、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電所に該当する設備はない。

中国九州間連系線（関門連系線）、中国四国間連系線（本四連系線）および関西中国間連系線（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、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。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1） 供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2） 流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

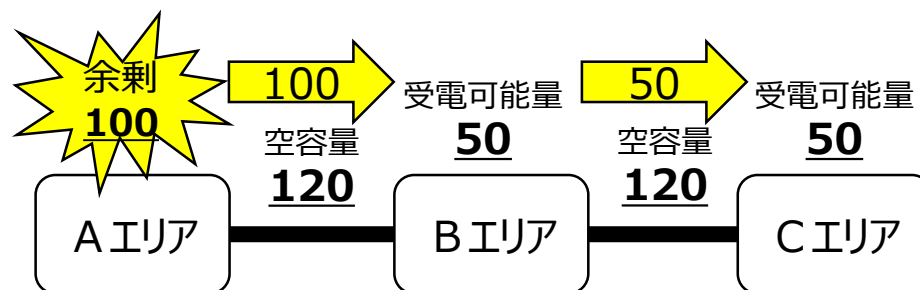
（※ 3） 空容量
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
- マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

（※ 4） 約定済みの域外送電電力は、前日15時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる。（= a）

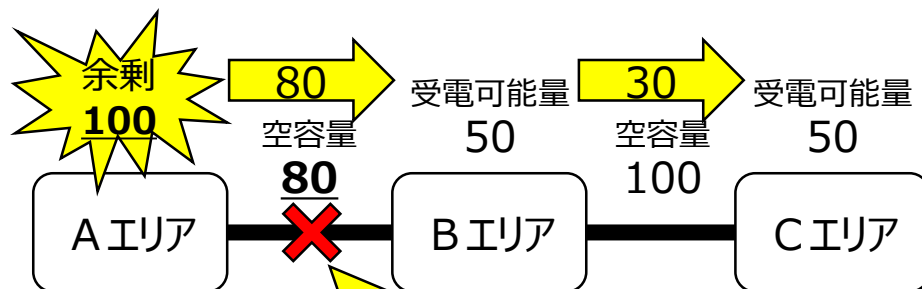
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

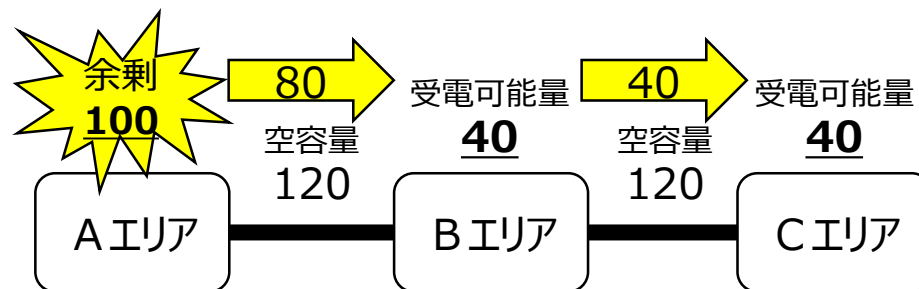
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
(他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない)



他エリアの受電可能量不足
(連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない)

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
 出力抑制不可な電源については、中国電力ネットワークが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
 これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第 14 条第 1 項第 8 号二に照らして、出力抑制の対象外とする。
 日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
 試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、中国エリアの発電所数

【理由】

【発電所数】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来す
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

37
7
4

なっとく！再生可能エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点においては、想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- ※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

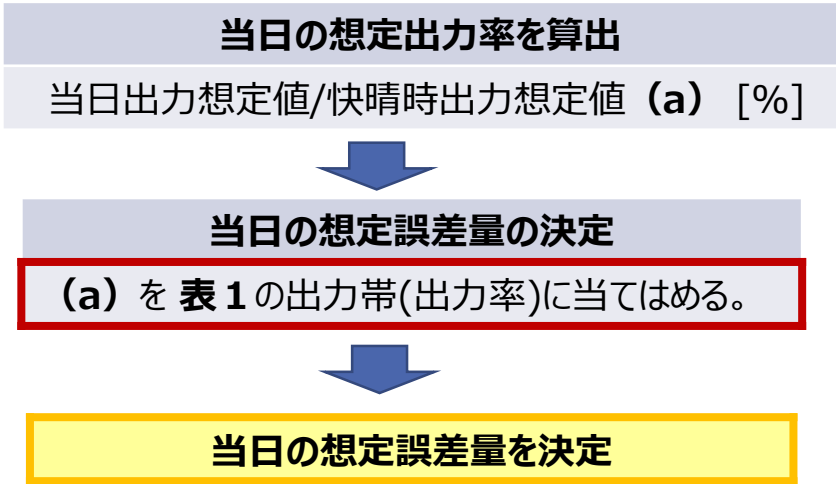
- ※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量 (12:30～13:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	56.4	38.3	94.7
中出力帯1	(67.5%～90%)	118.3	33.0	151.3
中出力帯2	(45%～67.5%)	98.1	47.3	145.4
低出力帯1	(22.5%～45%)	105.6	21.8	127.4
低出力帯2	(～22.5%)	36.5	42.2	78.7

・データ収集期間：2022／1～2024／12
・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点においては、想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- ※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

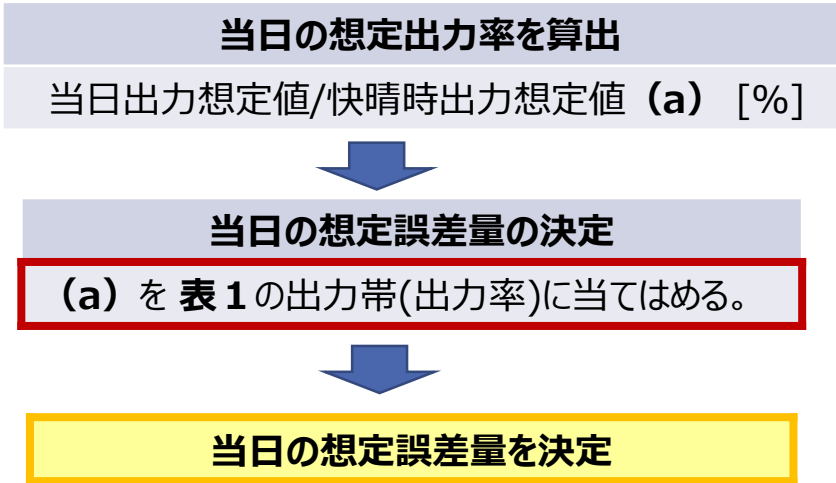
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

- ※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		2月の最大誤差量 (12:30～13:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	46.8	47.3	94.1
中出力帯1	(67.5%～90%)	92.0	46.1	138.1
中出力帯2	(45%～67.5%)	124.8	41.5	166.3
低出力帯1	(22.5%～45%)	107.2	30.4	137.6
低出力帯2	(～22.5%)	76.1	29.9	106.0

表2 想定誤差量の決定フロー



・データ収集期間：2022／2～2025／1
・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点においては、想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- ※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

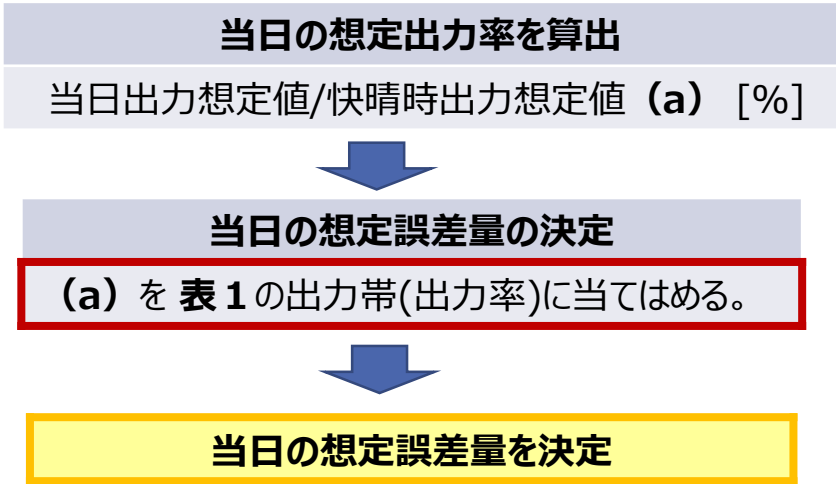
- ※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量 (12:30～13:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	17.5	35.6	53.1
中出力帯1	(67.5%～90%)	138.8	43.0	181.8
中出力帯2	(45%～67.5%)	181.3	37.0	218.3
低出力帯1	(22.5%～45%)	182.8	35.4	218.2
低出力帯2	(～22.5%)	▲15.4	28.4	13.0

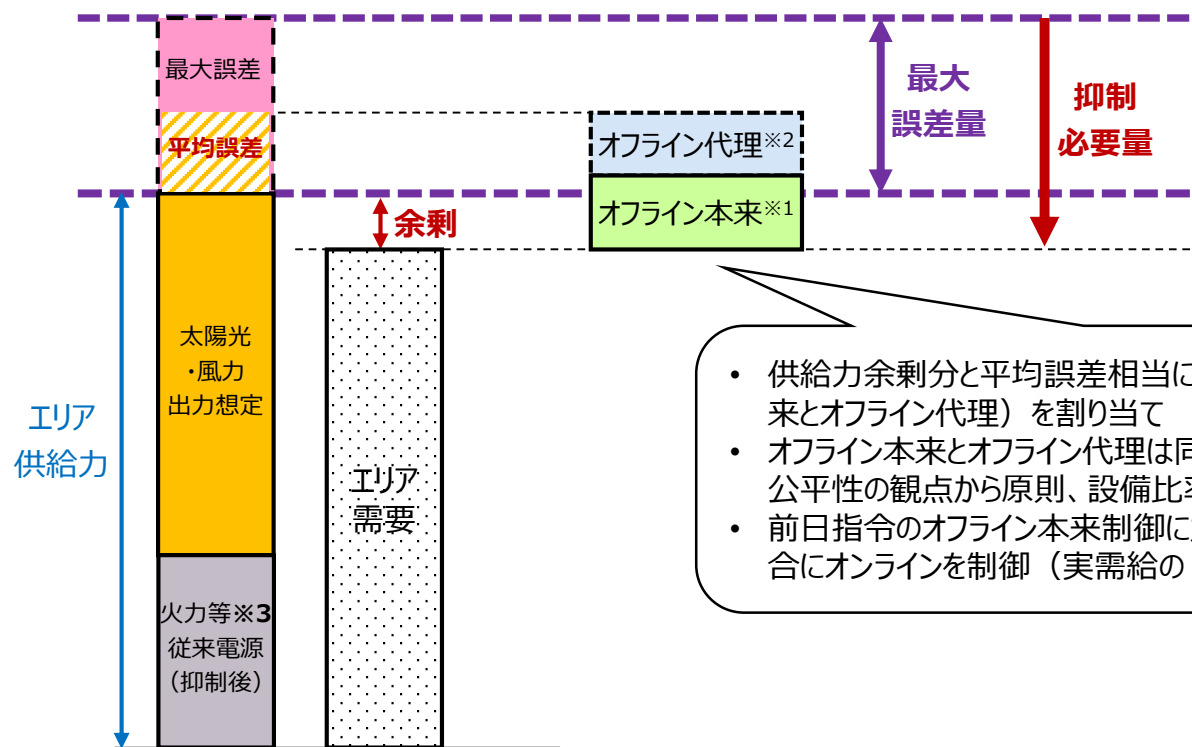
・データ収集期間：2022／3～2025／2
・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



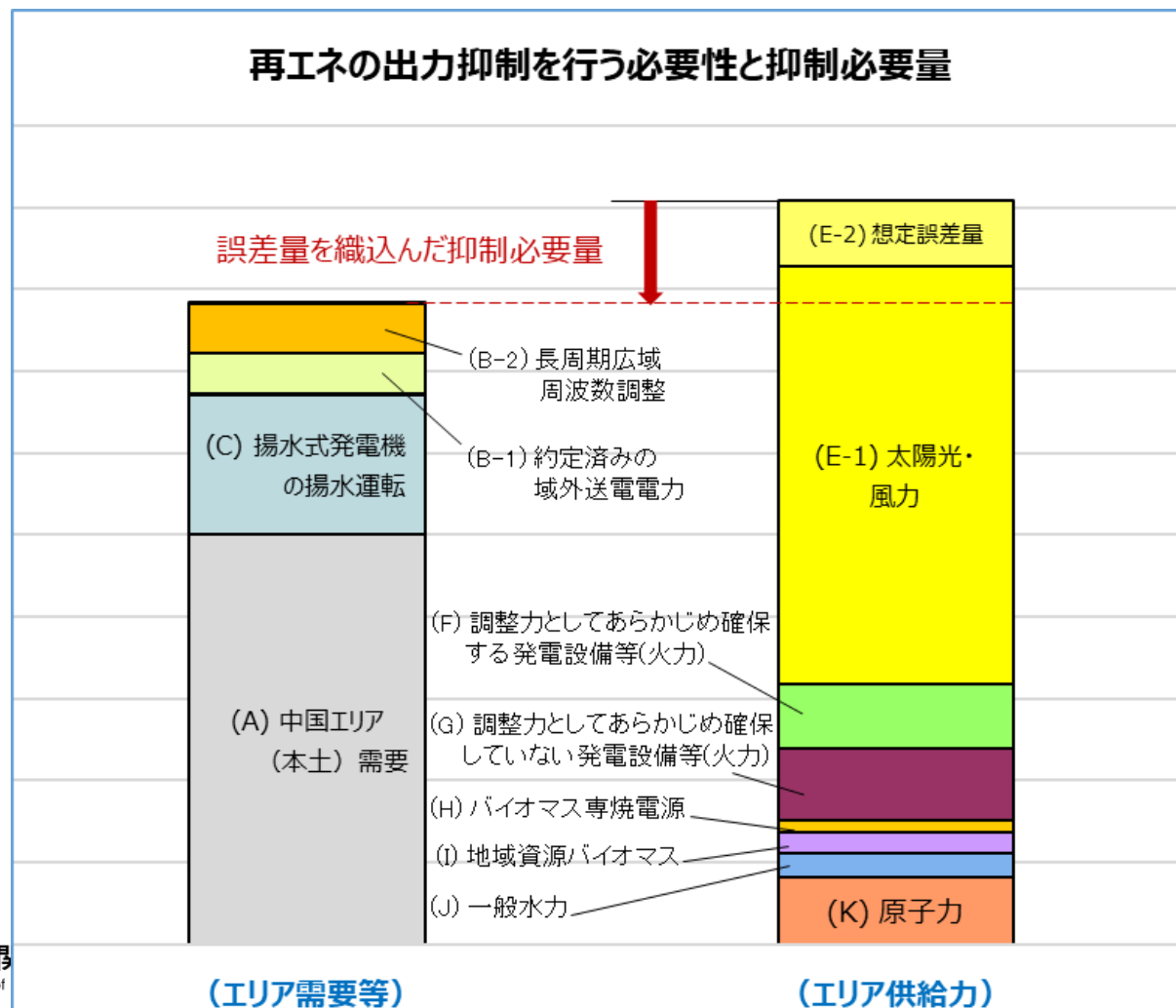
- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等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の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、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か確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。



中国電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、中国エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、50者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

種別	抑制時の出力			事業者 [箇所数]	定格出力	最低出力（出力率（%））※3	
事業用	①	定格出力の 50%以下	調整力としてあらかじめ確保 していない発電設備等	9	221.7	82.5	(37%)
			専焼バイオマス	6	26.0	11.2	(43%)
	②	定格出力の 50%超過※1	調整力としてあらかじめ確保 していない発電設備等	2	27.8	13.9	(50%)
			専焼バイオマス	7	7.7	4.8	(63%)
自家発 ※2	③	逆潮流なし(または定格出力の50%以下)		17	—	14.0	
		可能な限り抑制		9			
出力抑制対象 合計※4				50	283.2	127.0	(40%)※5

※1 地域資源バイオマスであって、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発電事業者（48箇所）は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

※2 自家発電事業者については、操業への影響などの個別事情から、多少の逆潮流は不可避であるものの、可能な限り抑制対応する運用を要請。

自家発電事業者については、出力の抑制が可能な地域資源バイオマスを含む。

※3 発電事業者と協議・申し合せした出力上限値を示しており、内、自家発電用は操業上、不可避免的に逆潮流となるものもある。

※4 四捨五入の関係で合計が一致しないことがある。

※5 出力の合計値は①～③の合計（出力率は①②から算出）

中国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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2025 年 1 月～3 月分)

中国電力ネットワーク株式会社が 2025 年 1 月～3 月に実施した、中国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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 49 回系統WG(2023 年 12 月 6 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中国エリアについては、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、中国電力ネットワーク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、2025 年 1 月～3 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について\(2023 年 12 月 6 日 第 49 回系統WG資料 1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 12 日(1 月:1 日、2 月:1 日、3 月:10 日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)		2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)		2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	○
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	
1月19日(日)	○	2月19日(水)		3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	○
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	○
1月23日(木)		2月23日(日)		3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	
1月25日(土)		2月25日(火)		3月25日(火)	○
1月26日(日)		2月26日(水)		3月26日(水)	○
1月27日(月)		2月27日(木)	○	3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		—		3月29日(土)	○
1月30日(木)		—		3月30日(日)	○
1月31日(金)		—		3月31日(月)	
合計	1日	合計	1日	合計	10日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (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
- (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
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)中国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\(2025 年 1 月～3 月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙 1～3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (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 ～中国電力ネットワーク編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

四国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

～ 2025年1月～3月抑制分 四国電力送配電～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．四国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 ～四国電力送配電編～

四国電力送配電は、2025年1月～3月に、四国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27日間（1月：6日、2月：2日、3月：19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49回系統WG(2023年12月6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四国エリアについては、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、四国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、2025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)

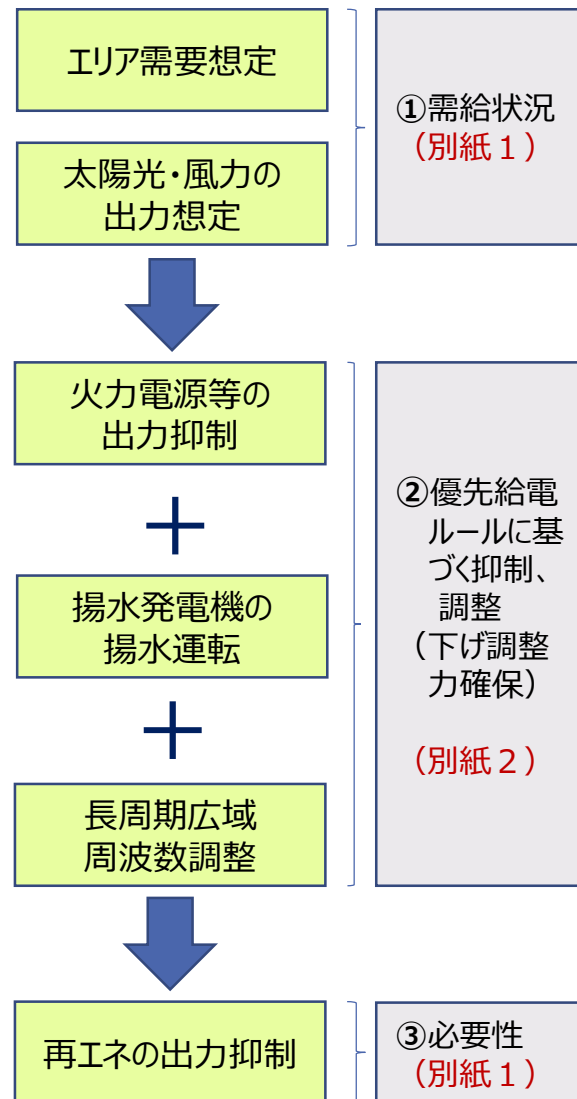
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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 L F C 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。



四国電力送配電は、1月の以下の6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	四国エリア					
指令日時	12月31日(火) 16時	1月1日(水) 16時	1月18日(土) 16時	1月22日(水) 16時	1月24日(金) 16時	1月25日(土) 16時
抑制実施日	1月1日 (水)	1月2日 (木)	1月19日 (日)	1月23日 (木)	1月25日 (土)	1月26日 (日)
最大抑制量（※1）	55.0万kW	50.9万kW	22.8万kW	15.7万kW	44.8万kW	38.8万kW
抑制時間	9時～15時	9時～15時	9時～15時	9時～15時	9時～15時	9時～15時
検証対象	○					
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

（※1）前日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。

四国電力送配電は、2月の以下の2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	四国エリア	
指令日時	2月22日(土) 16時	2月26日(水) 16時
抑制実施日	2月23日 (日)	2月27日 (木)
最大抑制量（※1）	17.2万kW	27.3万kW
抑制時間	9時～15時	9時～15時
検証対象		○
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照	

（※1）前日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。

四国電力送配電は、3月の以下の19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	四国エリア				
指令日時	2月28日(金) 16時	3月6日(木) 16時	3月8日(土) 16時	3月9日(日) 16時	3月13日(木) 16時
抑制実施日	3月1日 (土)	3月7日 (金)	3月9日 (日)	3月10日 (月)	3月14日 (金)
最大抑制量（※1）	75.9万kW	15.5万kW	96.5万kW	58.5万kW	81.6万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象		○			
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	四国エリア				
指令日時	3月17日(月) 16時	3月18日(火) 16時	3月19日(水) 16時	3月20日(木) 16時	3月21日(金) 16時
抑制実施日	3月18日 (火)	3月19日 (水)	3月20日 (木)	3月21日 (金)	3月22日 (土)
最大抑制量（※1）	23.7万kW	62.4万kW	69.6万kW	53.2万kW	95.6万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象					
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照				



（※1）前日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. 四国電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2025年3月 2/2)

8

供給区域	当日指示		四国エリア		
指令日時	3月22日(土) 16時	3月24日(月) 7時	3月24日(月) 16時	3月25日(火) 16時	3月26日(水) 16時
抑制実施日	3月23日 (日)	3月24日 (月)	3月25日 (火)	3月26日 (水)	3月27日 (木)
最大抑制量 (※ 1)	105.0万kW	31.1万kW	123.1万kW	122.3万kW	71.5万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象		○			
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	四国エリア				
指令日時	3月27日(木) 16時	3月28日(金) 16時	3月29日(土) 16時	3月30日(日) 16時	
抑制実施日	3月28日 (金)	3月29日 (土)	3月30日 (日)	3月31日 (月)	
最大抑制量 (※ 1)	32.1万kW	131.4万kW	147.3万kW	105.5万kW	
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	
検証対象			○		
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照				

(※ 1) 前日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：6日、2月：2日、3月：19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…………… 1/1(水)、2/27(木)、3/30(日)
- ・無作為に選定した日…………… 3/7(金)
- ・特異日(当日抑制)…………… 3/24(月)

※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四国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	1月	2月	3月		
	1	27	7	24	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				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	○	○	○	○	○
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）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（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	○	○	○	○	○
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	○	○	○	○	○

※ 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
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）。
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）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	電制電源は、連系線の運用容量に影響を与えない範囲で最大限抑制することを確認した（全代表日）。その他の発電所は、LFC調整力2％を確保したうえで、設備制約による並解列不可能、作業による抑制量減少、調整力確保のための発電機を除き、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）	作業停止および系統事故に備えた運用対策のための発電機を除き、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	四国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）	作業による抑制量減少がある発電機を除き、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）。
（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（全代表日）。
（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たことを確認した（3/24の前日計画を除く代表日）。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無かった（2/27,3/7）。
（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（3/24を除く全代表日）。3/24は当日指示では対応不可だったため未実施であったことを確認した。
（8）地域資源バイオマス	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）。
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、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、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)の揚水運転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。
- しかしその後、岡山県で発生した山林火災により中国四国間連系線が2回線停止（3/23～3/31）となったことにより、域外送電電力が約118万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31万kW）を行った。
- 四国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(揚水)の作業調整を行い、作業を中止して揚水運転を行うなど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. 3月24日(月)の当日指令について (需給状況)

(単位: 万kW)		前日計画時点	当日指令時点	(変化分)
需要		422.5	339.4	▲ 83.1
内訳	エリア需要	289.2	294.2	+5.0
	揚水運転	▲ 1.2	▲ 31.2	▲ 30.0
	電力貯蔵設備の充電	—	—	—
	域外送電 (マイナスが送電)	▲ 132.1	▲ 14.0	+118.1
	長周期周波数調整(申込なし)	0.0	—	—
最低供給力		422.5	370.5	▲ 52.0
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	74.8	74.8	0.0
	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)	2.6	2.6	0.0
	原子力	88.2	88.2	0.0
	一般水力	13.0	12.8	▲ 0.2
	バイオマス専焼電源	24.1	24.1	0.0
	地域資源バイオマス	3.2	3.2	0.0
	太陽光	145.6	159.8	+14.2
	風力	6.0	4.9	▲ 1.1
	想定誤差量	65.0	0.0	▲ 65.0
	下げ代不足(再エネ出力抑制量)	0.0	31.1	+31.1

本機関が2025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。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(単位：万kW)													
場所		四国エリア		四国エリア		四国エリア		四国エリア		前日計画		当日計画	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		1月1日(水)	11時30分～12時00分	2月27日(木)	12時30分～13時00分	3月7日(金)	12時30分～13時00分	3月24日(月)	12時00分～12時30分	3月24日(月)	12時00分～12時30分	3月30日(日)	11時30分～12時00分
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定 (※1)	年月日（曜日）	2025.1.1(水)	2024.1.1(月)	2025.2.27(木)	2025.2.14(金)	2025.3.7(金)	2024.3.18(月)	2025.3.24(月)	2025.3.21(金)	2025.3.24(月)	2019.3.28(木)	2025.3.30(日)	2019.3.24(日)
	天候	晴時々曇	晴後一時曇	晴	晴	晴時々曇	晴一時曇	曇	晴	曇	曇	晴時々曇	晴
	気温（℃）	12.0	13.0	14.8	12.3	11.0	14.0	22.3	18.4	22.3	19.8	12.8	13.9
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		▲7万kW/℃		▲7万kW/℃		▲7万kW/℃		0万kW/℃		▲6万kW/℃	
	過去の需要実績①	—	225.1	—	323.2	—	323.5	—	293.4	—	294.2	—	245.8
	需要（万kW）	6.0	(12℃-13℃)×(-6万kW/℃)=6.0万kW	▲17.5	(14.8℃-12.3℃)×(-7万kW/℃)=▲17.5万kW	21.0	(11℃-14℃)×(-7万kW/℃)=21万kW	▲4.2	(19.0℃-18.4℃)×(-7万kW/℃)=▲4万kW	0.0	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）のため	6.6	(12.8℃-13.9℃)×(-6万kW/℃)=6.6万kW
需要想定値（※の時刻の需要）③=①+②		231.1		305.7		344.5		289.2		294.2		252.4	
太陽光の出力想定 (※1)	日射量予測値（W / m ² ）	【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
	出力	387～593		671～799		424～847		159～742		202～717		513～909	
	出力換算係数（W/(W/m ²)/kW）	特高 1.00～1.63		0.97～1.35		0.96～1.51		0.93～1.41		0.93～1.42		0.92～1.37	
	高圧	0.78～1.63		0.19～1.18		0.00～1.70		0.18～2.45		0.18～2.21		0.18～1.21	
	低圧10kW以上	0.66～1.66		0.33～1.18		0.00～1.75		0.31～2.88		0.32～2.69		0.31～1.23	
	低圧10kW未満	0.93～0.93		0.89～0.90		0.00～1.47		0.85～0.87		0.85～0.87		0.85～0.85	
	出力想定値（万kW）	特高④(※3) 19.1		32.8		29.0		19.8		29.2		29.3	
	高圧⑤(※3)	74.0		100.3		80.8		59.7		61.8		101.5	
	低圧10kW以上（自家消費を考慮(※2,3)）⑥	52.5		68.4		55.5		41.1		42.0		68.6	
	低圧10kW未満（自家消費を考慮(※2,3)）⑦	20.4		31.7		26.4		17.8		18.9		33.6	
風力の出力想定 (※1)	設備量（万kW）	29.4		29.4		29.4		29.4		29.4		29.4	
	出力想定値（万kW）	4.2		2.5		13.5		5.2		4.3		16.3	
	出力換算係数	0.6		0.3		2.0		0.8		0.6		1.0	
	合計⑫	4.8		2.8		15.5		6.0		4.9		17.3	
		【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	72.3	69.6	75.3	74.8	74.8	20.9					
		(G) 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）	0.0	6.0	6.0	2.6	2.6	0.0					
		(K) 原子力	88.2	88.2	88.2	88.2	88.2	88.2					
		(J) 一般水力	8.2	8.1	25.1	13.0	12.8	27.1					
		(H) バイオマス専焼電源	12.7	14.6	6.9	24.1	24.1	17.8					
		(I) 地域資源バイオマス	2.7	3.3	3.2	3.2	3.2	3.3					
		太陽光⑨	174.7	245.6	201.7	145.6	159.8	245.3					
		(E-1) 風力⑫	4.8	2.8	15.5	6.0	4.9	17.3					
		(E-2) 想定誤差量	73.9	37.8	79.6	65.0	0.0	55.0					
		エリア供給力計⑬	437.5	476.1	501.5	422.5	370.5	474.9					
	エリア需要等	(A) エリア需要③	231.1	305.7	344.5	289.2	294.2	252.4					
		揚水 (C-2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)⑭	▲30.0	▲60.0	▲30.0	0.0	▲30.0	▲60.0					
		運転等 (C-2) 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)⑮	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2					
		(C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯	—	—	—	—	—	—					
イメージ図は「別紙3」	域外送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲120.2	▲73.2	▲110.3	▲132.1	▲14.0	▲14.0					
		(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	▲8.6	0.0	0.0	0.0	0.0					
		エリア需要等計⑲=③-(⑭+⑮+⑯+⑰+⑱)	382.5	448.7	486.0	422.5	339.4	327.6					
		必要性(万kW)	437.5	476.1	501.5	422.5	370.5	474.9					
イメージ図は「別紙3」	判定	エリア供給力計⑬	437.5	476.1	501.5	422.5	370.5	474.9					
		エリア需要等計⑲	382.5	448.7	486.0	422.5	339.4	327.6					
		誤差量を織込んだ抑制必要量⑳=(⑬-⑲)	55.0	27.3	15.5	▲0.0	31.1	147.3					
		判定	○	○	○	×	○	○					

- (※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。
(※2) 四国内のロードサーベイデータを基にした自家消費モデルから算出。
(※3) 特高メガソーラーについては、発電所毎の合計。高圧および低圧については、1月分は各5kmメッシュの合計、2月分以降は各1kmメッシュの合計。
(※4) 1kmメッシュの合計。

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

		(*)差異理由				(a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保				(d) 試運転試験(ターン)に基づく抑制量減少				(g) 作業停止(オーバーホール等)				(j) 系統作業による停止				(m) 設備制約により並列解列不可能				(p) 下げ代不足回避のための停止			
		(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少				(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加				(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用				(i) 他エリアの受電可能量不足				(k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制御				(n) 上下貯水池の水位制約(揚水運転)				(q) 系統事故に備えた運用対策			
		(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加				(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画				(l) 作業(ばい焼測定等)による抑制量減少				(o) 出水による運転制約(揚水運転)				(r) 下げ調整力確保済みのため対応不要											
(単位: 万kW)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)			
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)			
	L F C 調整力 2 % 確保の発電所	石炭	橋湾	15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0			
		橋湾 1, 2	34.0	34.0	0.0		32.9	32.9	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0				
		西条	0.0	0.0	0.0		0.0	6.1	6.1	(m)(l)	0.0	9.9	0.0	(m)(l)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
		坂出1,2(コンビナート)	12.0	12.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	11.1	11.1	(k)	0.0	11.1	11.1	(k)	0.0	11.1	11.1	(k)			
		坂出 4	0.0	0.0	0.0		14.9	14.9	0.0		15.7	15.7	0.0		14.0	14.0	0.0		14.0	14.0	0.0		14.0	14.0	0.0				
C O G	坂出 3	10.6	10.6	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
確保の発電所	合計	72.3	72.3	0.0	—	63.5	69.6	6.1	—	75.3	75.3	0.0	—	63.7	74.8	11.1	—	63.7	74.8	11.1	—	63.7	74.8	11.1	—				
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)			
	本川	1	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0				
		2	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0				
合計		▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	▲ 60.0	0.0	—	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	0.0	60.0	—	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	▲ 60.0	0.0	—				
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)				
		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
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)	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)				
	火力他	0.0	0.0	0.0		6.0	6.0	0.0		6.0	6.0	0.0		6.0	6.0	0.0		6.0	6.0	0.0		6.0	6.0	0.0					
	発電設備の増設停止等を考慮した抑制日の最低出力 () 内は、全設備運転時	[0%]	[0%]	0.0		[40%]	[40%]	0.0		[40%]	[40%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0					
	自家発電余力	(16.0)				(16.0)				(16.0)				(16.0)				(16.0)				(16.0)							
合計	0.0	0.0	0.0	—	6.0	6.0	0.0	—	6.0	6.0	0.0	—	6.0	6.0	0.0	—	6.0	6.0	0.0	—	6.0	6.0	0.0	—					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
調整力としてあらかじめ確保しない発電設備等(揚水)	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)				
	揚水	▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
長周期広域周波数調整(連系線活用)	地域間連系線	前日 1 5 時時点の受容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日 1 5 時時点の受容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日 1 5 時時点の受容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日 1 5 時時点の受容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日 1 5 時時点の受容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日 1 5 時時点の受容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)				
	中国四国間連系線	0.0 (120.0)	0.0	0.0		52.7 (120.0)	8.6	▲ 44.1	(i)	14.6 (120.0)	0.0	▲ 14.6	(i)	0.0 (120.0)	0.0	0.0		0.0 (0.0)	0.0	0.0		0.0 (0.0)	0.0	0.0					
	関西四国間連系設備	0.0 (7.0)	0.0	0.0		0.0 (7.0)	0.0	0.0		0.0 (7.0)	0.0	0.0		0.0 (14.0)	0.0	0.0		0.0 (14.0)	0.0	0.0		0.0 (14.0)	0.0	0.0					
	合計	0.0 (127.0)	0.0	0.0	—	52.7 (127.0)	8.6	▲ 44.1	—	14.6 (127.0)	0.0	▲ 14.6	—	0.0 (134.0)	0.0	0.0	—	0.0 (14.0)	0.0	0.0	—	0.0 (14.0)	0.0	0.0	—				
	※1 受容量 = (運用容量) → 約定済みの域外送電電力 - マージン (ΔkW マージン含む)																												
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)				
	出力抑制可	12.7 [60%]	12.7	0.0		14.6 [45%]	14.6	0.0		8.6 [50%]	6.9	▲ 1.7	(h)	19.5 [61%]	24.1	4.6	(r)	19.5 [61%]	24.1	4.6	(s)	17.8 [62%]	17.8	0.0					
	出力抑制不可	—[100%]	2.7	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.3	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.3	—	A(24),B(8),C(0)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (8)		1月1日(水)				2月27日(木)				3月7日(金)				3月24日(月)				3月24日(月)				3月30日(日)							
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)				
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—				
	出力抑制不可	—[100%]	2.7	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.3	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(8),C(0)	—[100%]	3.3	—	A(24),B(8),C(0)				
	想定誤差量	1月1日(水)	2月27日(木)			3月7日(金)			3月24日(月)			3月24日(月)			3月30日(日)														
	出力率	四国エリア	近畿島根岡山地域	合計	四国エリア	近畿島根岡山地域	合計	四国エリア	近畿島根岡山地域	合計	四国エリア	近畿島根岡山地域	合計	四国エリア	近畿島根岡山地域	合計	四国エリア	近畿島根岡山地域	合計										
出力率	中出力率①	中出力率②	中出力率③	中出力率①	中出力率②	中出力率③	中出力率①	中出力率②	中出力率③	中出力率①	中出力率②	中出力率③	中出力率①	中出力率②	中出力率③	中出力率①	中出力率②	中出力率③	中出力率①										
誤差量	(A)過去 最大出力/設備数	64.4%	64.4%	64.4%	77.4%	77.4%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%										
誤差量	(B)当日 最大出力/設備数	51.9%	51.7%	51.7%	71.0%	73.8%	58.1%	57.9%	58.1%	41.8%	41.7%	49.2%	49.2%	49.2%	49.2%	71.5%	71.2%	89.3%	88.8%										
誤差量	(C)出力率 (B)/(A)	80.7%	80.4%	80.4%	91.7%	95.3%	72.6%	72.2%	72.6%	52.2%	52.0%	61.4%	61.4%	61.4%	61.4%	89.3%	88.8%	89.3%	88.8%										
誤差量	太陽光誤差	43.0	0.5	43.5	10.1	0.0	10.1	55.1	1.6	56.7	57.4	4.5	61.9	57.4	4.5	61.9	57.4	4.5	61.9										
誤差量	エリア需要誤差	29.0	1.4	30.4	27.7	0.0	27.7	20.3	2.6	22.9	2.2	0.9	3.1	2.2	0.9	3.1	2.2	0.9	3.1										
誤差量	合計	72.0	1.9	73.9	37.8	0.0	37.8	75.4	4.2	79.6	59.6	5.4	65.0	59.6	5.4	65.0	59.6	5.4	65.0										

(参考) 当日の需給実績

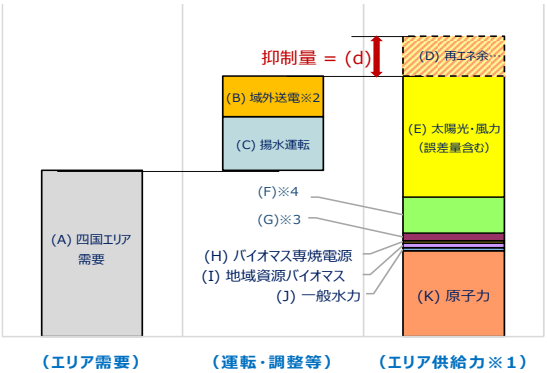
(単位：万kW)

		場所	四国エリア 1月1日(水) 12時～12時30分	四国エリア 2月27日(木) 12時30分～13時	四国エリア 3月7日(金) 12時30分～13時	四国エリア 3月24日(月) 11時30分～12時	四国エリア 3月30日(日) 12時30分～13時
		下げ調整力最小時刻					
天候・気温	天候		晴	晴時々曇	晴後曇	曇時々晴一時雨	曇一時晴
	気温 (℃)		12.5	14.8	10.4	22.2	12.2
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (※1)		204.9	306.8	331.4	301.7	235.4
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	79.4	75.4	108.2	124.6	52.0
		(G) 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)	4.2	9.2	14.8	7.4	1.8
		(K) 原子力	88.0	87.8	88.0	88.0	88.0
		(J) 一般水力	6.3	5.9	26.9	16.2	29.0
		(H) バイオマス専焼電源	13.6	14.0	7.4	23.6	17.6
		(I) 地域資源バイオマス	2.9	3.5	3.9	3.6	3.7
		(E) 太陽光 (抑制量含む) (※1)	189.7	243.6	201.3	183.0	223.9
		(E) 風力 (抑制量含む) (※1)	3.0	0.7	12.0	5.5	6.2
	エリア供給力計		387.1	440.1	462.5	451.9	422.1
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	▲ 31.2	▲ 31.2	▲ 1.2	▲ 60.0	▲ 61.2
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 121.0	▲ 82.0	▲ 109.6	▲ 16.6	▲ 17.2
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制 (※1)	▲ 30.0	▲ 20.1	▲ 20.3	▲ 73.6	▲ 108.2
	供給力計		204.9	306.8	331.4	301.7	235.5

(※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。

○需給状況 (別紙1)・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図

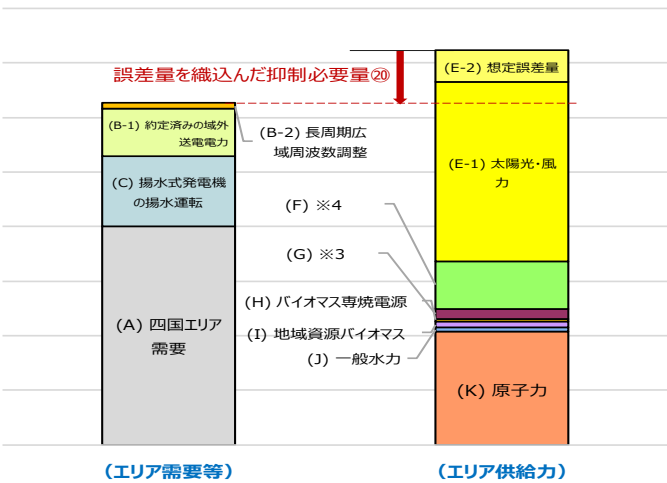
エリア需要等・エリア供給力



※1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
※2：中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。
※3：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。
※4：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性 (別紙1) のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



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

～四国電力送配電編～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 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
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (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の蓄電設備の充電
 - (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)
 - (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
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性
 - (参考1) 四国電力送配電の再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
 - (参考2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制に関する調整状況

本機関は、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施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

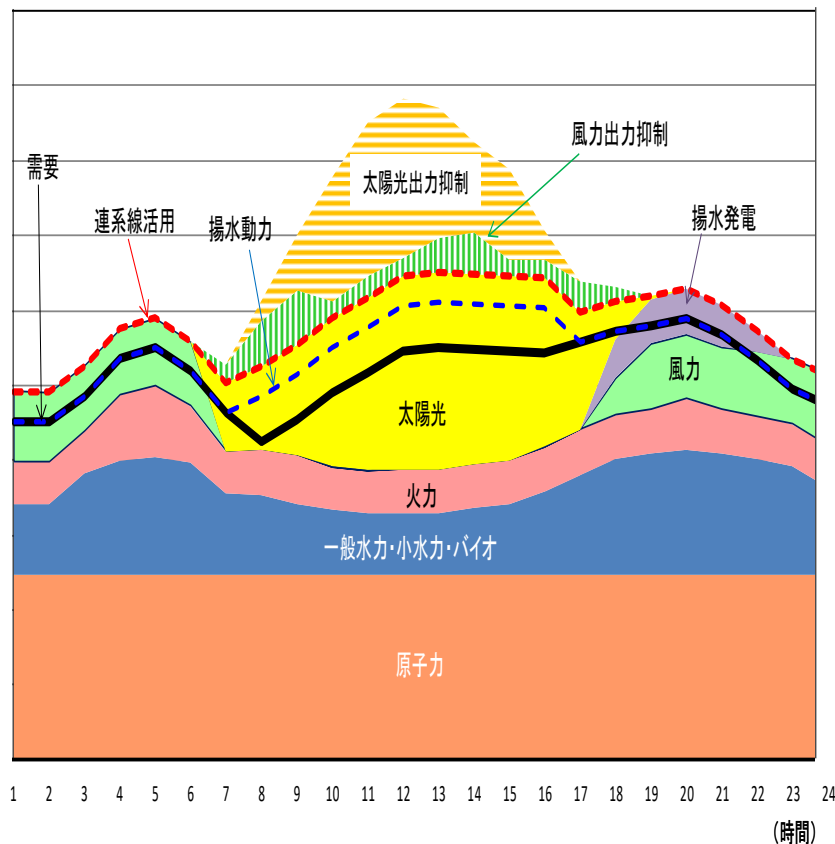
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることを余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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

+

長周期広域周波数調整

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. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記（ア）から（ウ）に掲げる調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の抑制等の措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、措置を講じる。

① 一般送配電事業者および配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

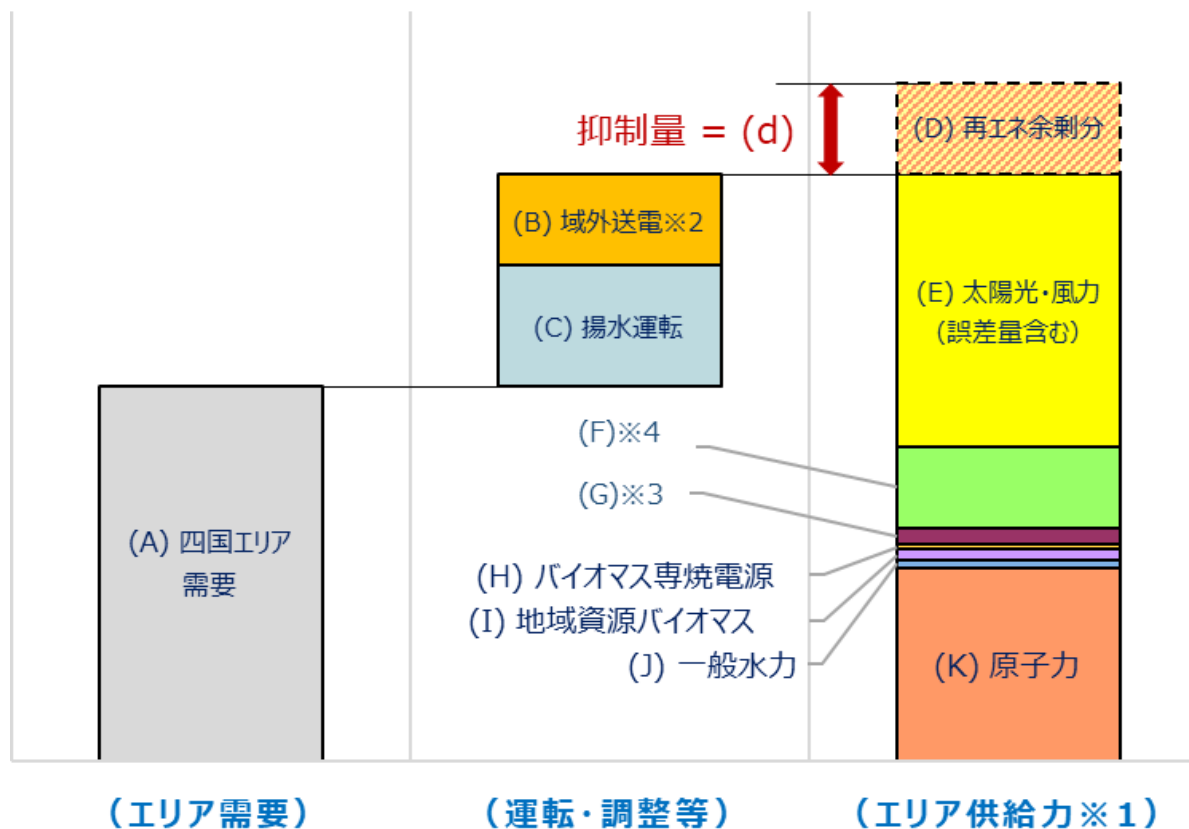
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）四国エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照

エリア需要等・エリア供給力



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

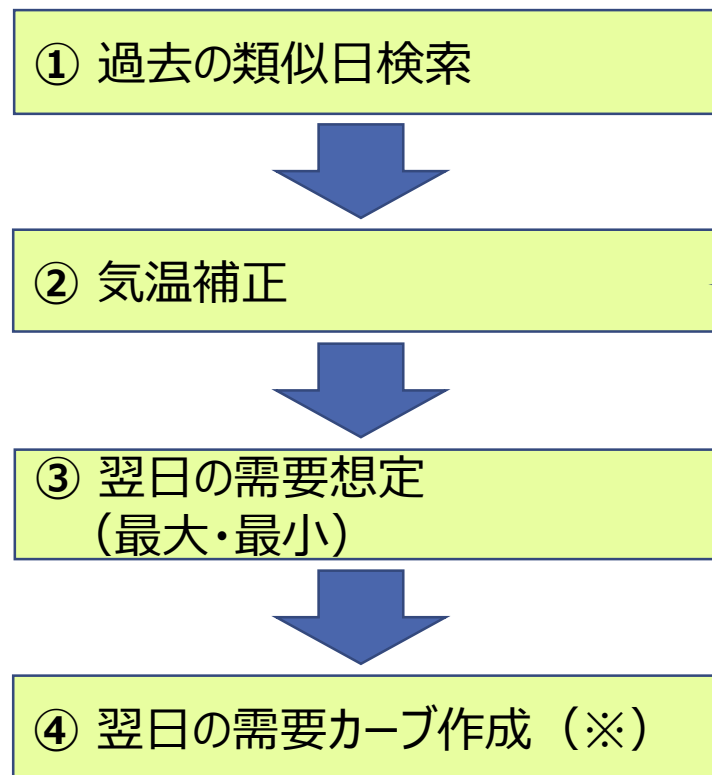
※ 2 : 中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

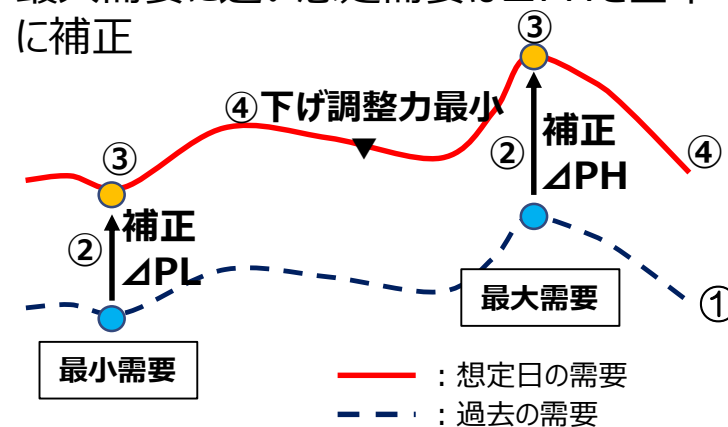


翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

徳島、高知、松山、高松の翌日気温予想の平均と①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

需要カーブ作成のイメージ図

最小需要に近い想定需要は ΔPL 、
最大需要に近い想定需要は ΔPH を基準に補正



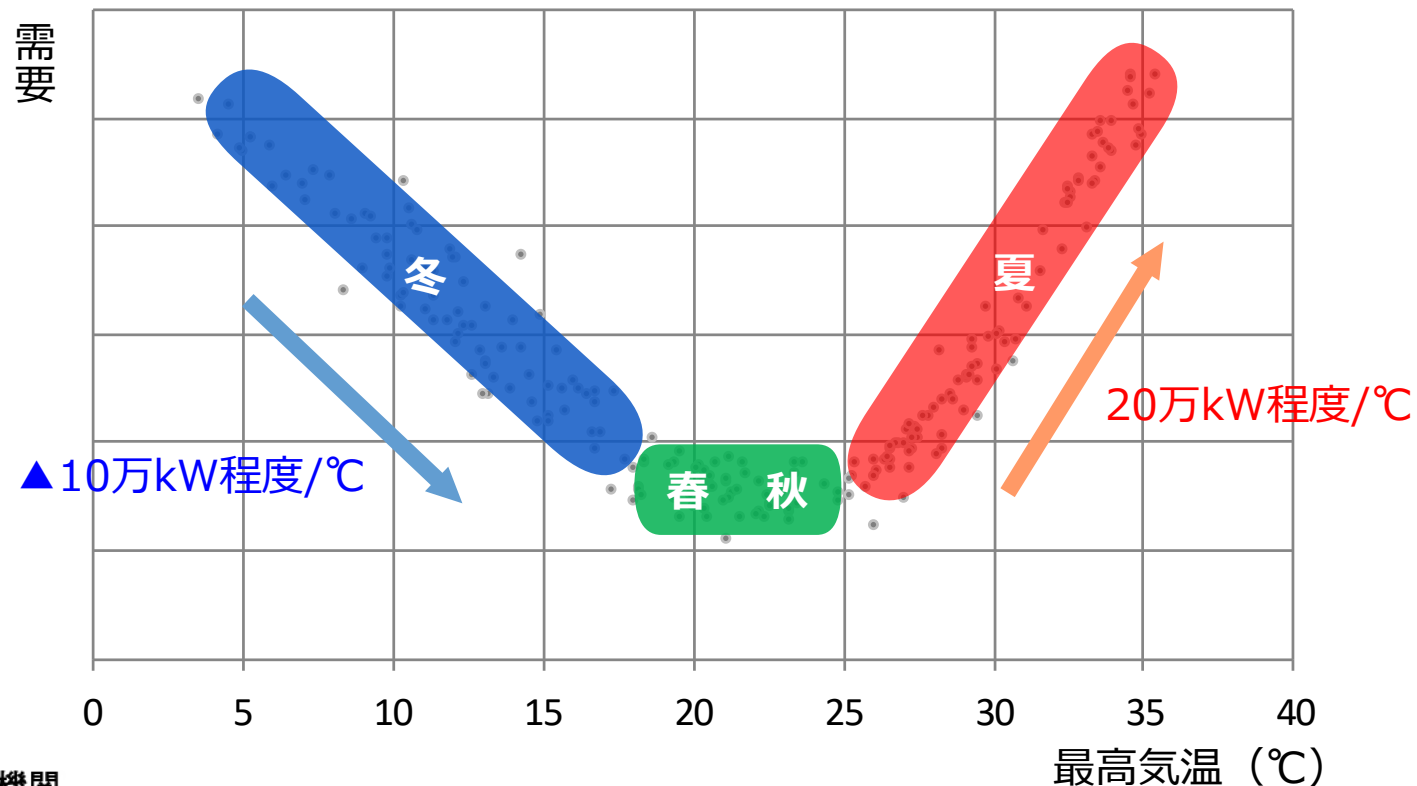
(※)

- ・過去の需要カーブを基に4 8点データへ展開
- ・下げ調整力最小時の需要を想定

（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

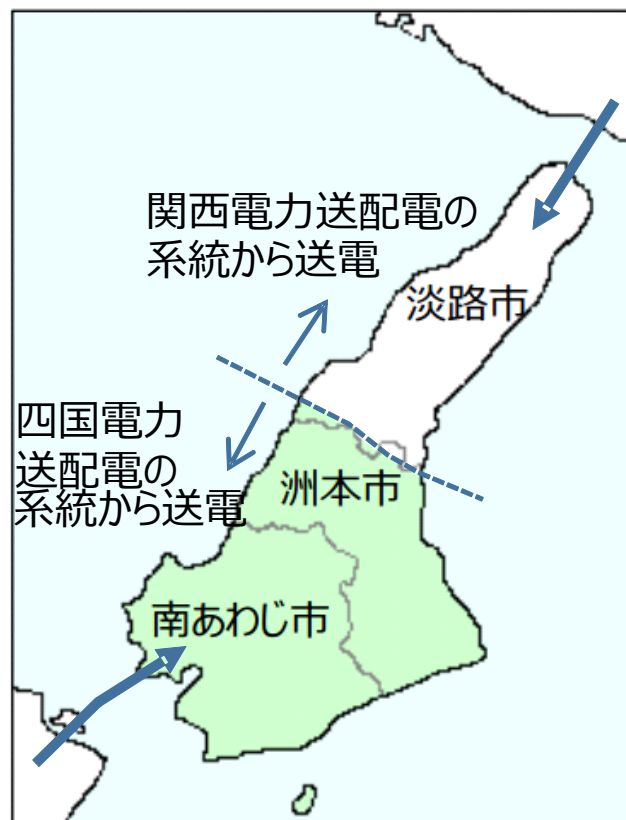
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定①

関西電力送配電の供給区域である淡路島南部地域（兵庫県洲本市、南あわじ市、淡路市の一部）は、歴史的な経緯から電力設備を合理的かつ効率的に運用するため、四国電力送配電の系統から送電しており、四国電力送配電が周波数調整を実施している。よって、淡路島南部地域については四国エリアの一部として取り扱い、太陽光発電と風力発電の出力想定（※）は四国エリアと一体のものとして出力想定量に加算する。

なお、当該エリアの事業者に対しては四国電力送配電が調整を実施する旨、接続時から十分に説明をしており、関西電力送配電ホームページにおいて情報公開を行うなど、事業者対応も適切に行っている。



■：対象エリア
洲本市、
南あわじ市、
淡路市の一部

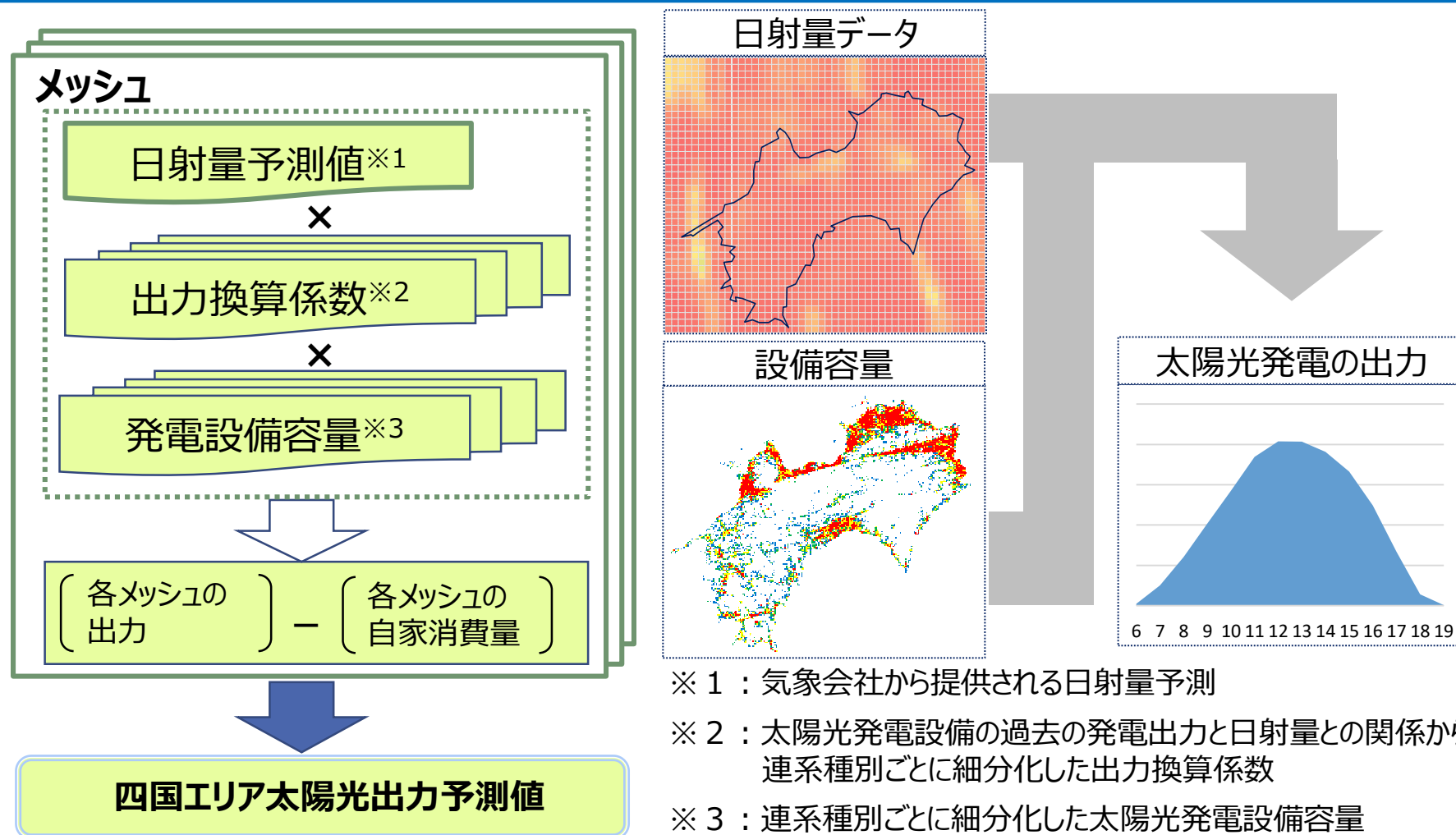
平成20年以降の淡路島南部地域の四国送電対象エリア

（※）淡路島南部地域は関西電力送配電にて想定

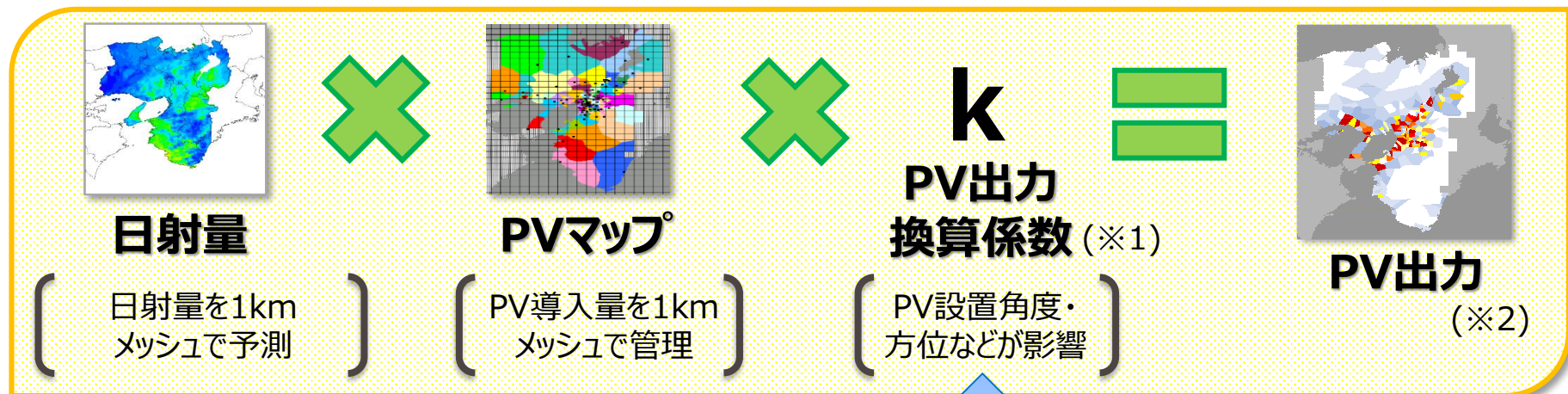
歴史的経緯

- ・昭和20年頃まで 島内の発電所のみで供給
- ・昭和20年頃 関西系22kV海底ケーブルにて全島供給
- ・昭和26年 関西電力発足
- ・昭和30年 22kV海底ケーブルからの供給による問題
 - ・事故の多発、需要増による需給逼迫、電圧低下
- ・昭和36年 四国系66kV送電線にて全島供給
- ・昭和47年 四国系187kV送電線にて全島供給
- ・昭和61年 大鳴門橋架橋にともない、
四国系187kVケーブルを添架
- ・平成10年以降 明石海峡大橋架橋にともない、
関西系より77kVケーブルを添架
淡路島北部の岩屋、野島を関西系から供給
- ・平成16年 淡路島北部の仮屋を関西系から供給拡大
- ・平成20年 淡路島北部の志筑を関西系から供給拡大
- ・～ 現在 淡路島北部は関西系、南部は四国系から供給

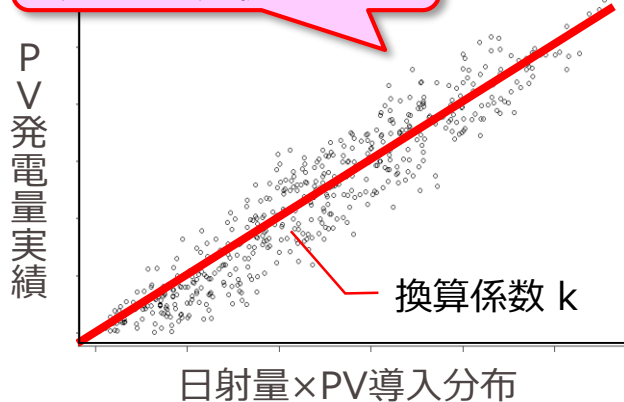
四国エリアの太陽光の出力想定は、最新の日射予測値（前日 6 時の気象データに基づく、前日 1 2 時の予測日射）から 5 k mメッシュの日射量を想定し、連系種別の P V パネル設置状況、出力換算係数および最新の発電設備容量を基に、5 k mメッシュ毎に算出した出力の合計値となっているか確認する。（2月分より1kmメッシュでの予測） **日別の状況は「別紙 1」参照。**



淡路島南部地域の太陽光の出力想定は、最新の日射予測値（前日6時の気象データに基づく、前日12時の予測日射）を使用し、淡路島南部地域に該当する1kmメッシュの日射量に、同メッシュの発電設備容量、出力換算係数を乗じて関西電力送配電にて想定し、その想定値が1kmメッシュ毎に算出した出力の合計値となっているか確認する。



発電実績データを活用した
ビッグデータ分析

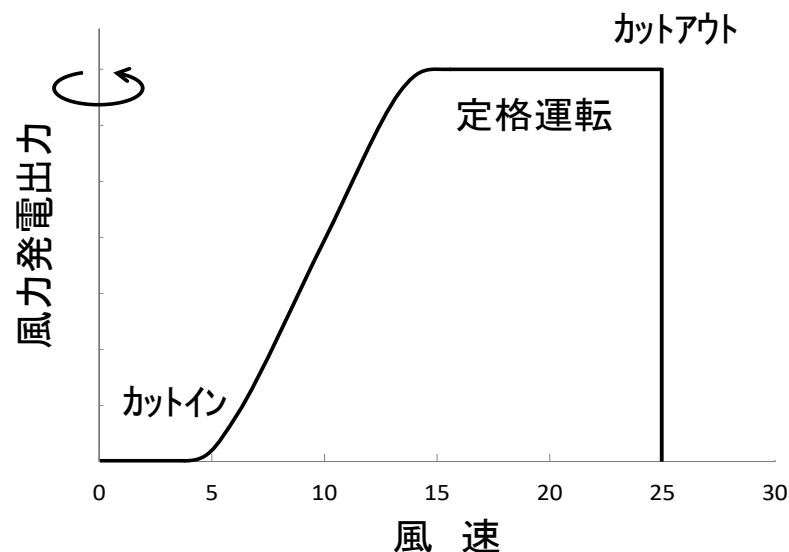


(※1)月別に設定
(※2)低圧連系について自家消費を考慮

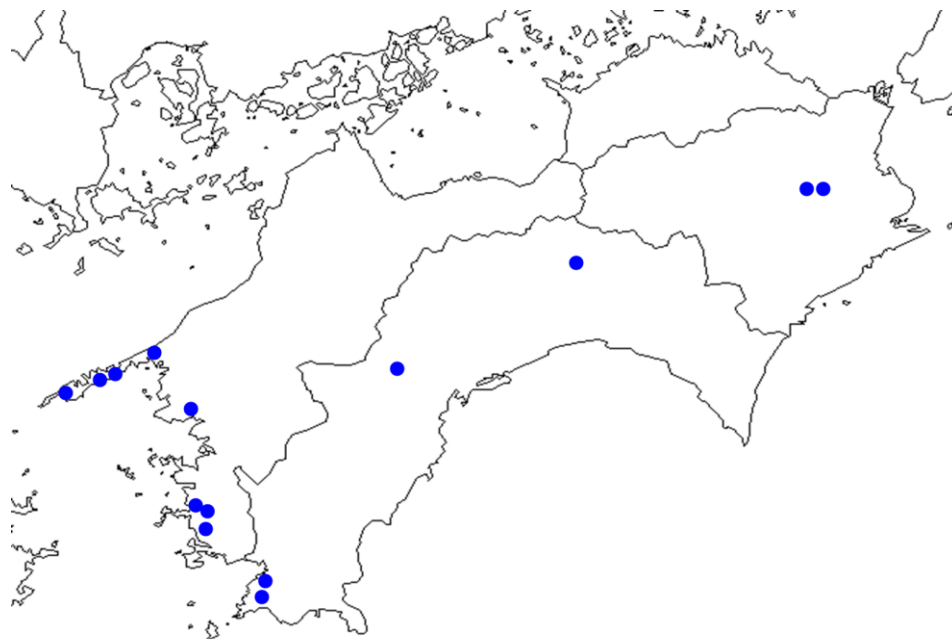
風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。

四国エリアの発電出力は、特高風力発電所周辺の風速予測データ（１時間値）と発電所毎のパワーカーブを基に、風力発電出力予測モデルを用いて、発電所単位で想定する。

[参考：風力発電所のパワーカーブ（イメージ）]



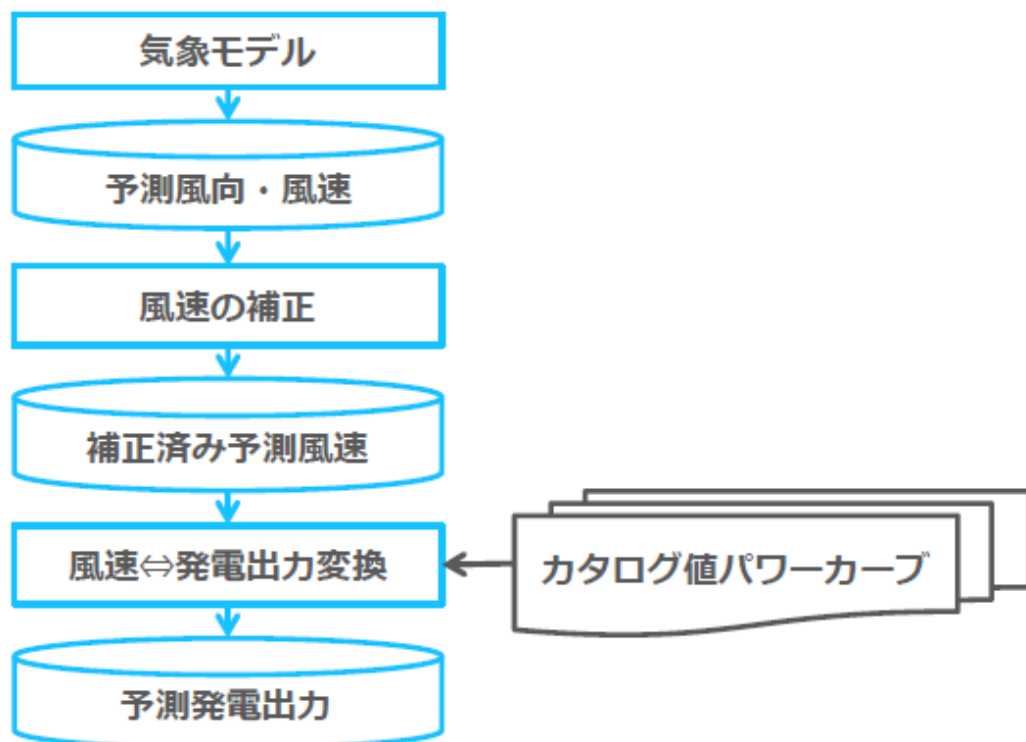
[参考：四国の風力発電所]



(風力予測対象地点：14地点)

淡路島南部地域の発電出力は、特高風力発電所周辺の風速予測データ（30分間値）と発電所のパワーカーブを基に、関西電力送配電にて想定する。

[参考：淡路島南部地域の風力発電所]



（淡路島南部地域の風力予測対象地点：1 地点）

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、四国電力送配電が公表している「系統運用指針－Ⅵ 系統運用に必要な調整能力の確保－Ⅵ－3 調整力の確保」の規定に基づき、L F C（※ 1）調整力として、常時の系統容量の 2 % の下げ調整力を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2 」参照。

※ 1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

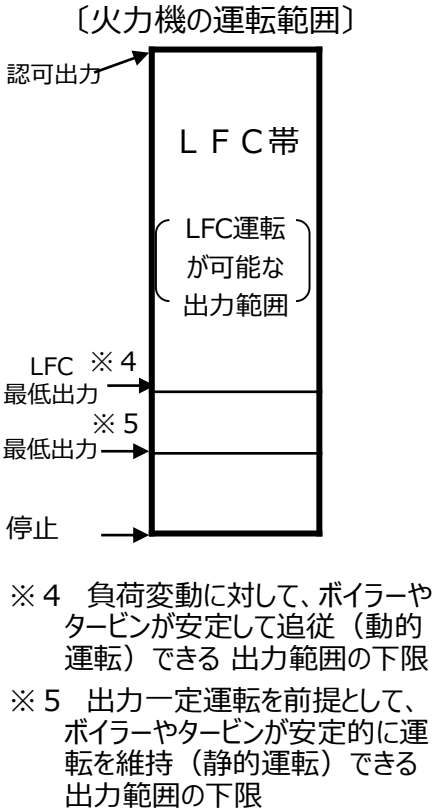
○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)の対応

- ①石油火力は全台停止
- ②石炭火力

運転中の電制電源の合計出力が、中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量を維持できる出力まで、且つ、最低出力を下回らない範囲まで抑制する。
 夜間に向けた供給力確保を考慮のうえ、可能な限り毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応する。

- ③ L N G ・ C O G (※ 2)火力
 L F C 調整力を確保したうえで、B O G (Boil Off Gas) 消費および C O G 消費のため、2 台運転を基本とし、残りは停止する。
 ・ C O G の最低消費制約
 年間を通して、隣接事業者のコークス生産により発生するため、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある。

※ 2 コークス炉ガス（Coke Oven Gas）のこと。石炭をコークス炉で乾留したときに得られるガスをいう。



揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
 で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

なお、四国エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙 2」参照。

四国電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
本川	1	▲30.0
	2	▲30.0
合計		▲60.0

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における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)の対応

①事業用電源（※2）

最低出力（※1）まで抑制する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※2）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※1）四国電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力。

（※2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考2」参照。

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

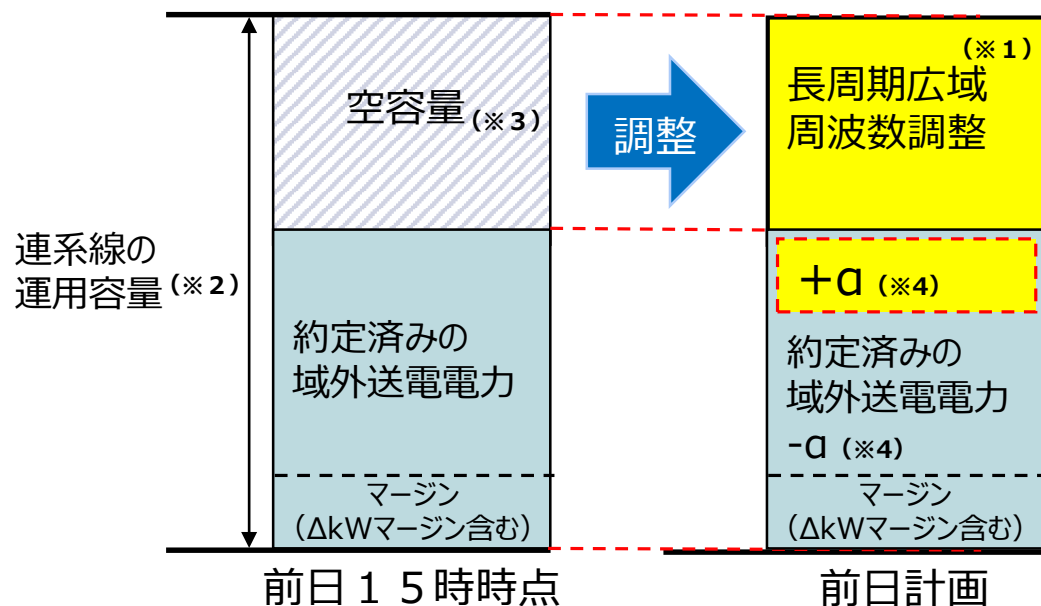
四国電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
A発電所※		▲1.2

※ ダム水位や流入量などの制約により、余剰電力吸収には活用が難しい
小規模混合揚水発電所。

中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、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。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

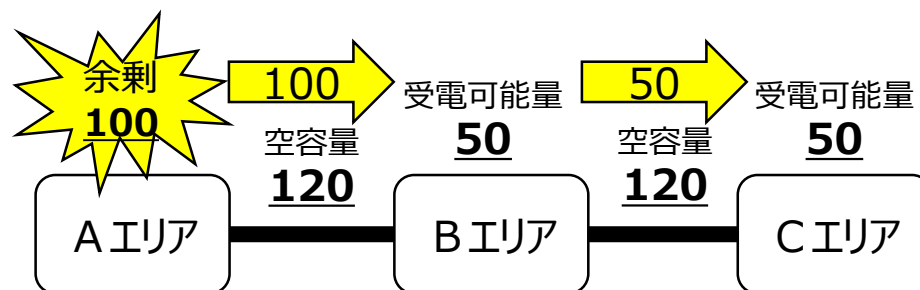
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量 } \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、再エネに差し替わる。
 $(= \alpha)$

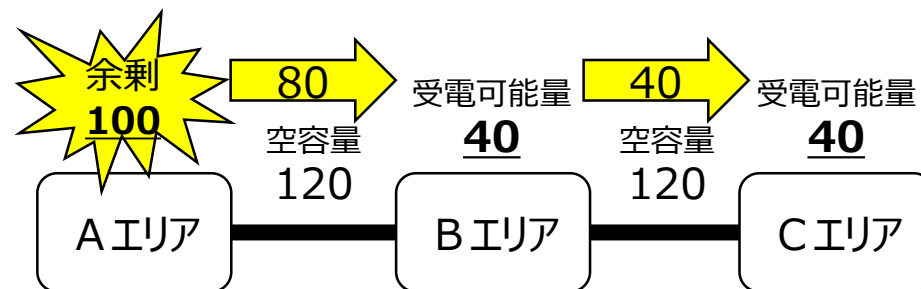
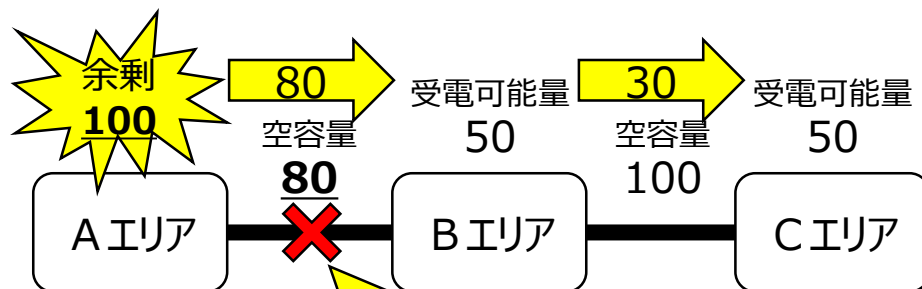
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）四国電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力。

四国電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第 14 条第 1 項第 8 号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙 2」参照。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、四国エリア（本土）の発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	24
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	8
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	0

なっとく！再生可能エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

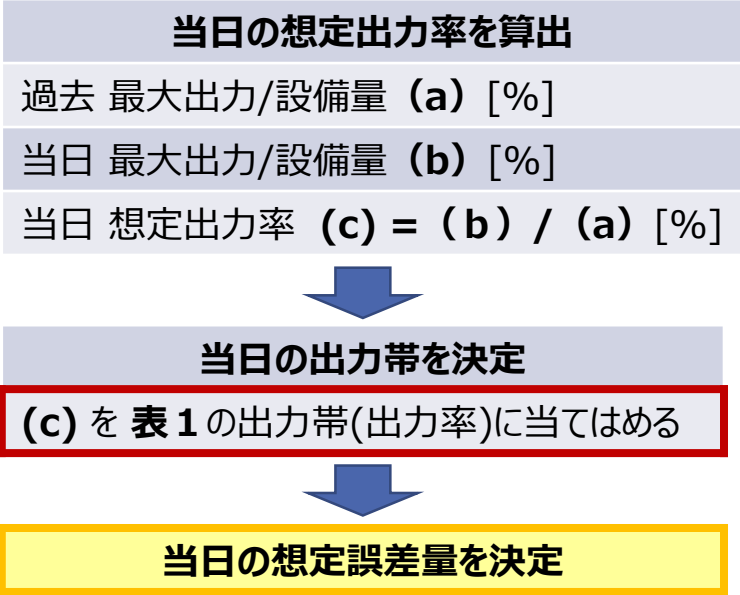
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大のPV出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
 - ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア 需要	合計	太陽光	エリア 需要	合計
高出力帯	(90%～)	18.0	18.6	36.6	0.8	1.4	2.2
中出力帯1	(67.5%～90%)	47.2	29.0	76.2	0.5	1.4	1.9
中出力帯2	(45%～67.5%)	54.4	5.1	59.5	1.7	1.8	3.5
低出力帯1	(22.5%～45%)	30.8	12.4	43.2	2.6	1.6	4.2
低出力帯2	(～22.5%)	3.9	0.7	4.6	1.9	1.4	3.3

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

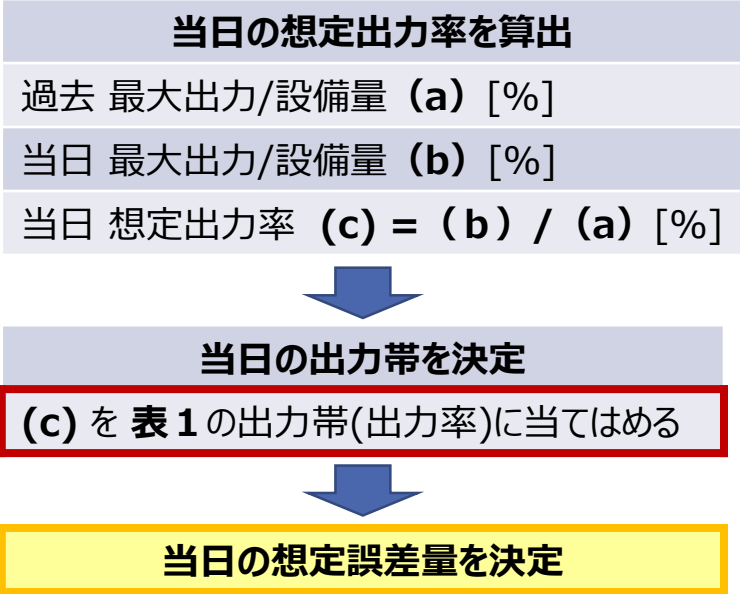
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大のPV出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
 - ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		2月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア 需要	合計	太陽光	エリア 需要	合計
高出力帯	(90%～)	10.1	27.7	37.8	0.0	0.0	0.0
中出力帯1	(67.5%～90%)	50.7	6.2	56.9	1.0	1.9	2.9
中出力帯2	(45%～67.5%)	66.2	8.0	74.2	2.9	0.4	3.3
低出力帯1	(22.5%～45%)	18.9	2.9	21.8	4.1	0.0	4.1
低出力帯2	(～22.5%)	38.5	11.5	50.0	0.0	0.0	0.0

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

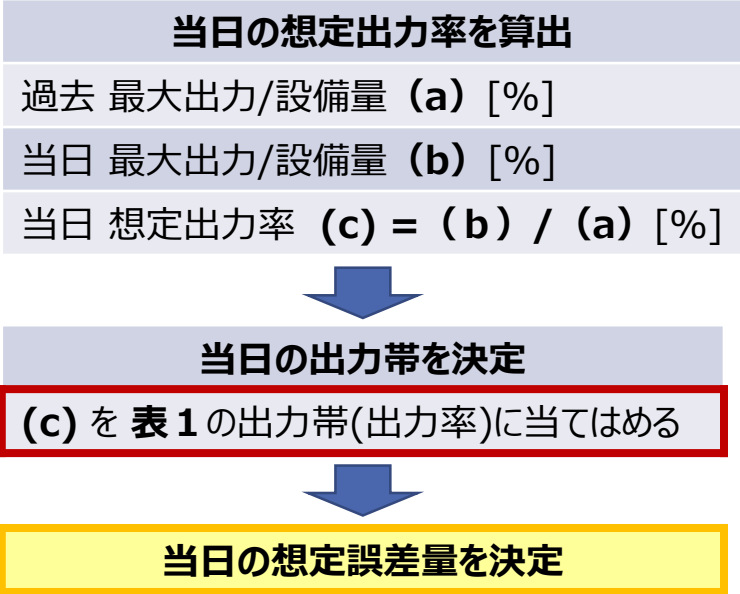
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大のPV出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
 - ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

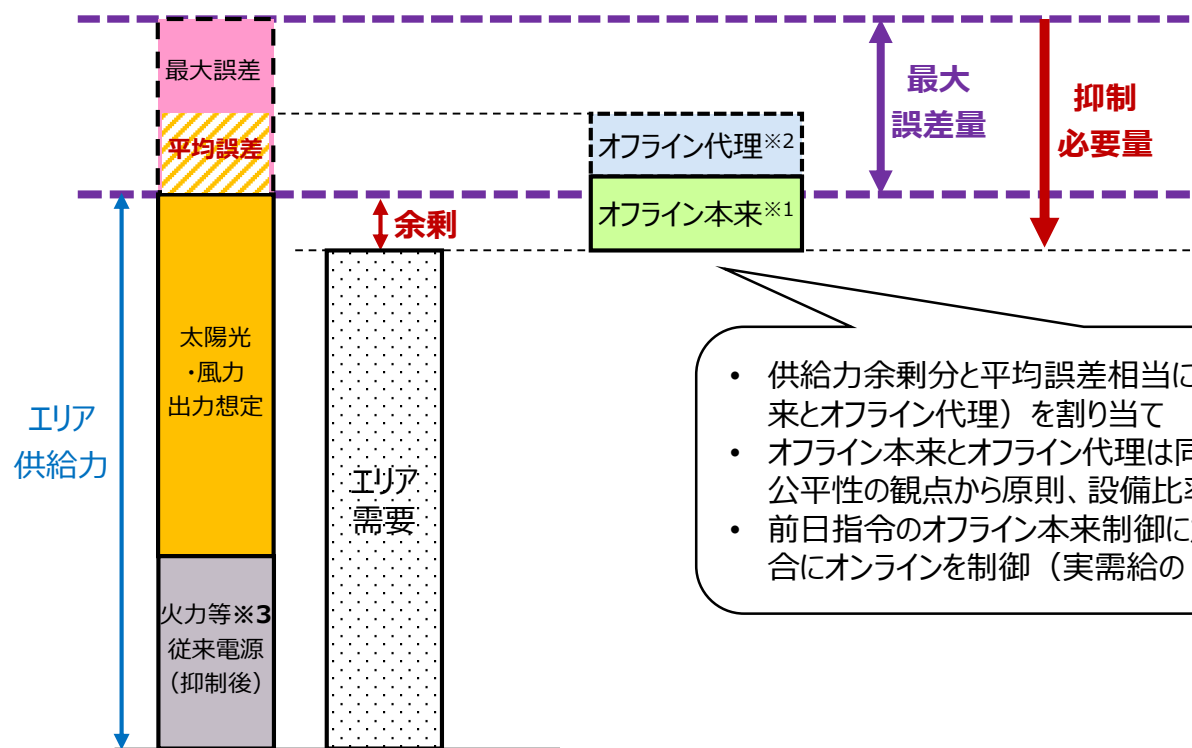
出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア 需要	合計	太陽光	エリア 需要	合計
高出力帯	(90%～)	7.3	30.0	37.3	0.0	0.0	0.0
中出力帯1	(67.5%～90%)	55.1	20.3	75.4	1.6	2.6	4.2
中出力帯2	(45%～67.5%)	57.4	2.2	59.6	4.5	0.9	5.4
低出力帯1	(22.5%～45%)	35.2	28.1	63.3	3.3	2.6	5.9
低出力帯2	(～22.5%)	28.4	8.2	36.6	0.8	1.8	2.6

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



- ・ 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- ・ オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- ・ 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

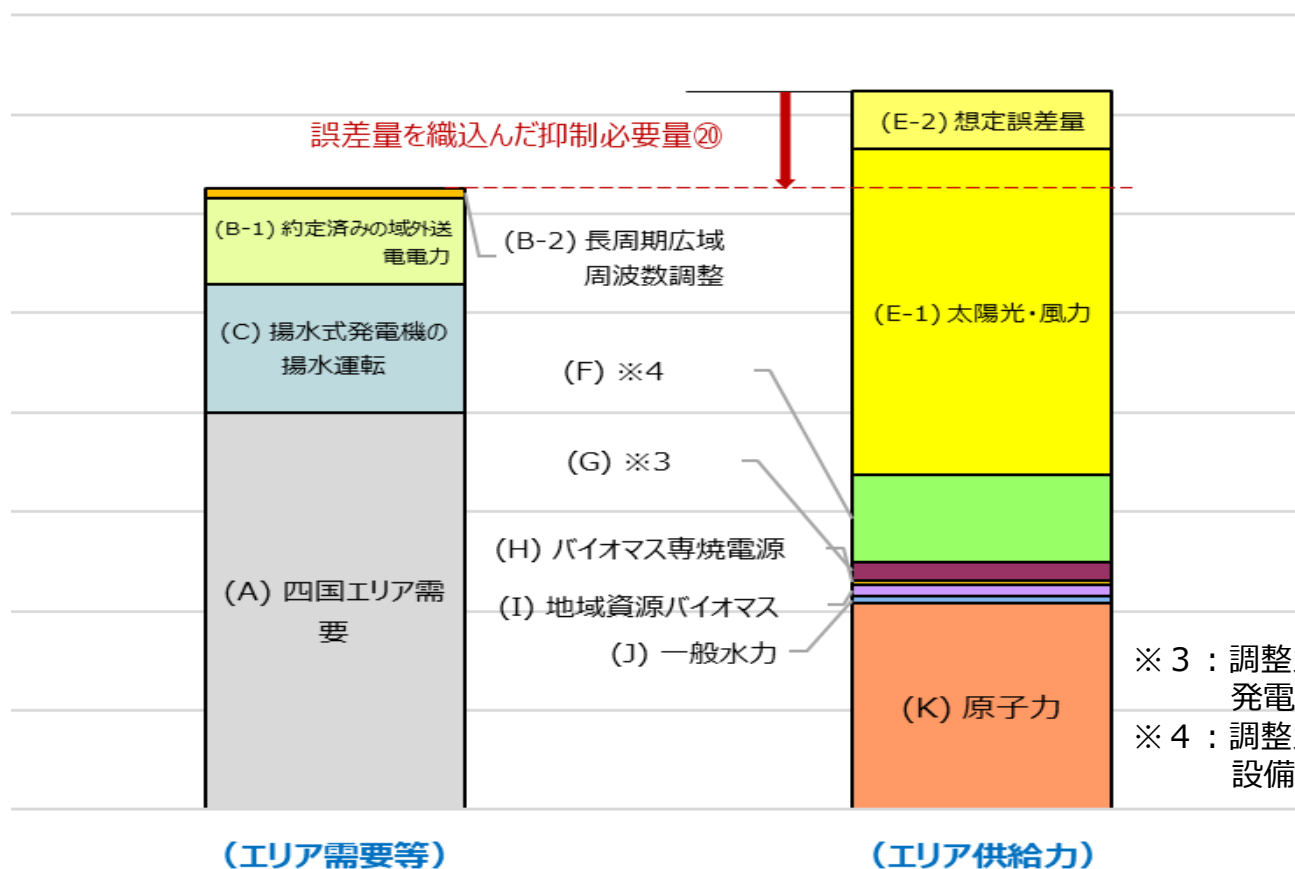
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備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の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、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か確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。

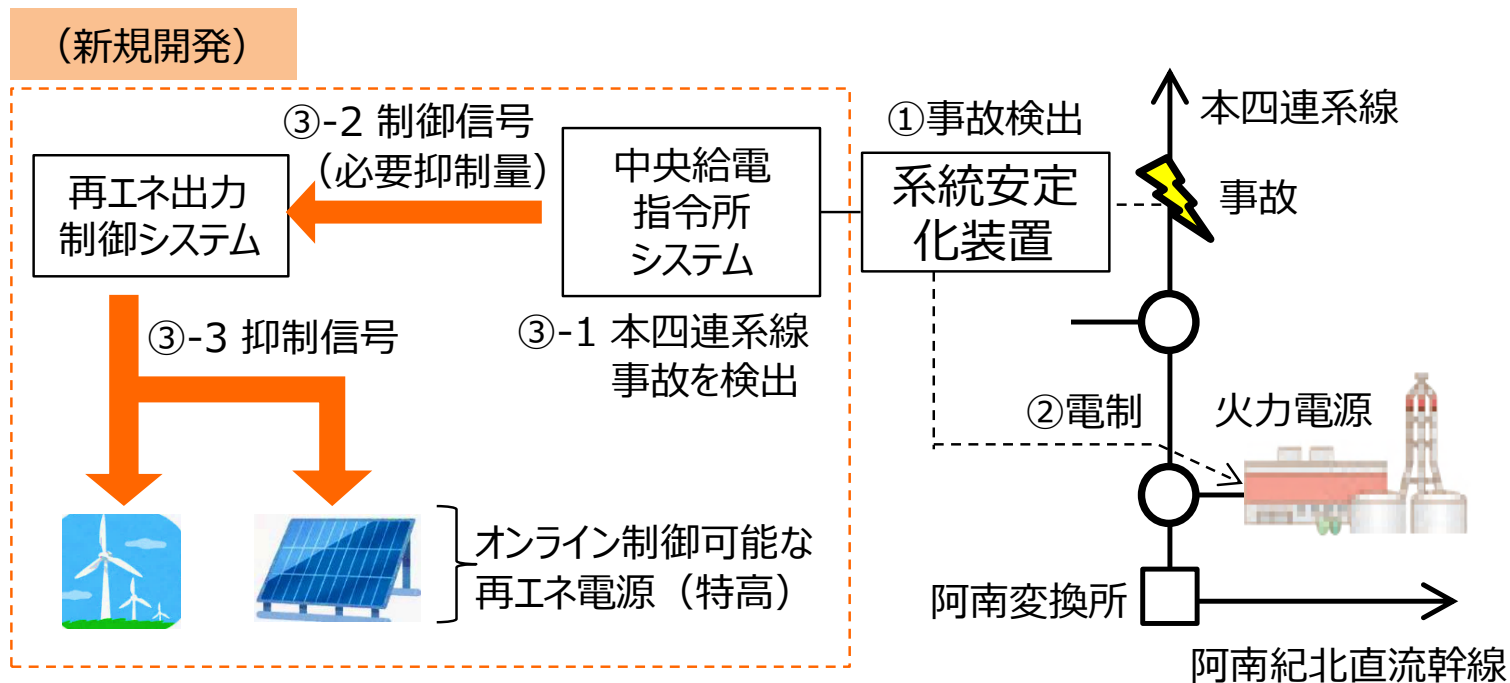
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。
 ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。

四国電力送配電は、一層の連系線活用による再エネ出力制御量の低減をはかるため、四国エリアの再エネ出力制御が見込まれる場合に、本四連系線の運用容量を120万kW（熱容量）から145万kW（短時間熱容量）に拡大するためのシステム開発を行い、2021年10月より運用を開始している。

【本四連系線の運用容量拡大に関するシステム対応のイメージ】



四国電力送配電は、優先給電ルールに基づく、四国エリア内の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発電所の出力抑制について、12者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万 kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
① 定格出力の40％程度まで抑制	1者（火力）	16.7	6.7（40％）
② 定格出力の25％程度まで抑制	1者（火力）	45.0	11.0（24％）
③ 自家消費相当分まで抑制	10者（自家発余剰電源）	－	0.0 ※ 1
計	12者	61.7	17.7（29％）※ 2

（※1）自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

（※2）出力の合計値は①②の合計（出力率は①②から算出。）

四国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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2025 年 1 月～3 月分)

四国電力送配電株式会社が 2025 年 1 月～3 月に実施した、四国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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 49 回系統WG(2023 年 12 月 6 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四国エリアについては、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、四国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、2025 年 1 月～3 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について\(2023 年 12 月 6 日 第 49 回系統WG資料 1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 27 日(1 月:6 日、2 月:2 日、3 月:19 日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)	<u>○</u>	2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)	○	2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	<u>○</u>
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	○
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	○
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	○
1月19日(日)	○	2月19日(水)		3月19日(水)	○
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	○
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	○
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	○
1月23日(木)	○	2月23日(日)	○	3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	<u>○※1</u>
1月25日(土)	○	2月25日(火)		3月25日(火)	○
1月26日(日)	○	2月26日(水)		3月26日(水)	○
1月27日(月)		2月27日(木)	<u>○</u>	3月27日(木)	○
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	○
1月29日(水)		—	—	3月29日(土)	○
1月30日(木)		—	—	3月30日(日)	<u>○</u>
1月31日(金)		—	—	3月31日(月)	○
合計	6日	合計	2日	合計	19日

太字：検証対象に選定

※1 前日の需給想定段階では出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の指令を行ったもの。

2.検証内容

- (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
- (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
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

3月24日(月)は、前日の想定では調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)の出力調整等により下げ調整力を確保できていたため、自然変動電源の出力抑制は不要と判断していた。しかし、岡山県で発生した山林火災により中国四国間連系線が2回線停止となったことにより、域外送電電力が減少したことで、やむなく前日指示なしで自然変動電源の出力抑制指令を行ったものであり、対応としては妥当であった。

4.添付資料

- [\(添付資料\)四国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\(2025年1月～3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (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 ～四国電力送配電編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

九州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

～ 2 0 2 5 年 1 月～ 3 月抑制分 九州電力送配電～

2 0 2 5 年 5 月 2 8 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、2025年1月～3月に、九州エリア（離島を除く）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42日間（1月：10日、2月：14日、3月：18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、2025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)

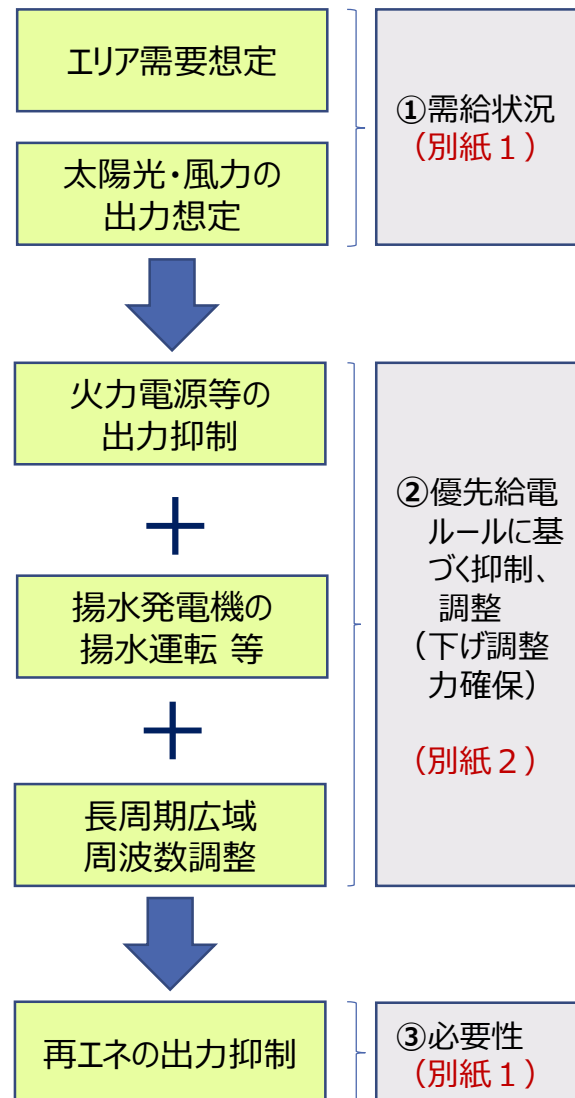
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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 L F C 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、1月の以下の10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				
指令日時	12月31日(火) 16時	1月1日(水) 16時	1月2日(木) 16時	1月17日(金) 16時	1月18日(土) 16時
抑制実施日	1月1日(水)	1月2日(木)	1月3日(金)	1月18日(土)	1月19日(日)
最大抑制量※1)	600.8万kW	445.5万kW	454.5万kW	288.8万kW	359.5万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	○				
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	1月21日(火) 16時	1月24日(金) 16時	1月25日(土) 16時	1月29日(水) 16時	1月30日(木) 16時
抑制実施日	1月22日(水)	1月25日(土)	1月26日(日)	1月30日(木)	1月31日(金)
最大抑制量※1)	263.3万kW	425.1万kW	426.5万kW	120.9万kW	172.4万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象				○	
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

九州電力送配電は、2月の以下の14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				
指令日時	2月10日(月) 16時	2月12日(水) 16時	2月13日(木) 16時	2月15日(土) 16時	2月16日(日) 16時
抑制実施日	2月11日(火)	2月13日(木)	2月14日(金)	2月16日(日)	2月17日(月)
最大抑制量※1)	380.6万kW	334.0万kW	332.9万kW	249.5万kW	277.3万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	○				
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	2月17日(月) 16時	2月18日(火) 16時	2月19日(水) 16時	2月21日(金) 16時	2月22日(土) 16時
抑制実施日	2月18日(火)	2月19日(水)	2月20日(木)	2月22日(土)	2月23日(日)
最大抑制量※1)	222.5万kW	220.9万kW	255.0万kW	301.6万kW	213.2万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

OCCTO

(※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。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	2月23日(日) 16時	2月24日(月) 16時	2月25日(火) 16時	2月26日(水) 16時	
抑制実施日	2月24日(月)	2月25日(火)	2月26日(水)	2月27日(木)	
最大抑制量※1)	320.4万kW	277.4万kW	369.2万kW	340.4万kW	
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	
検証対象	○				
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

(※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。

九州電力送配電は、3月の以下の18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				
指令日時	2月28日(金) 16時	3月6日(木) 16時	3月7日(金) 16時	3月8日(土) 16時	3月9日(日) 16時
抑制実施日	3月1日(土)	3月7日(金)	3月8日(土)	3月9日(日)	3月10日(月)
最大抑制量※1)	301.7万kW	242.9万kW	349.9万kW	550.8万kW	87.0万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	3月11日(火) 16時	3月13日(木) 16時	3月15日(土) 16時	3月19日(水) 16時	3月20日(木) 16時
抑制実施日	3月12日(水)	3月14日(金)	3月16日(日)	3月20日(木)	3月21日(金)
最大抑制量※1)	292.1万kW	445.1万kW	198.9万kW	518.2万kW	470.6万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

OCCTO

(※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。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	3月21日(金) 16時	3月22日(土) 16時	3月23日(日) 16時	3月24日(月) 16時	3月25日(火) 16時
抑制実施日	3月22日(土)	3月23日(日)	3月24日(月)	3月25日(火)	3月26日(水)
最大抑制量※1)	625.0万kW	649.6万kW	157.4万kW	514.8万kW	446.3万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象		○			
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	3月28日(金) 16時	3月29日(土) 16時	3月30日(日) 16時		
抑制実施日	3月29日(土)	3月30日(日)	3月31日(月)		
最大抑制量※1)	251.8万kW	442.0万kW	249.6万kW		
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時		
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

(※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。

○1月～3月に行われた出力抑制日（1月：10日、2月：14日、3月：18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…………… 1/1(水)、2/11(火)、3/23(日)
- ・無作為に選定した日…………… 1/30(木)、2/24(月)

※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	1月		2月		3月
	1	30	11	24	23
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）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）	○	○	○	○	○
（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	○	○	○	○	○
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	○	○	○	○	○

※ 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
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）。
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）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、試運転試験パターンに基づく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）	オーバーホールに伴う停止、共通設備やポンプ水車発電電動機の外部点検等による停止を除き、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	低温停止および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、試運転試験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）。
（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）。
（6）バイオマス専焼電源	設備不具合に伴う下限制約、試運転試験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）。
（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）。
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（全代表日）。

本機関が2025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、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。

場所			九州本土		九州本土		九州本土		九州本土		九州本土	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			1月1日(水) 12時30分～13時00分		1月30日(木) 12時30分～13時		2月11日(火) 12時30分～13時		2月24日(月) 12時30分～13時		3月23日(日) 12時30分～13時	
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）		2025.1.1(水)	2023.1.1(日)	2025.1.30(木)	2022.1.14(金)	2025.2.11(火)	2023.1.21(土)	2025.2.24(月)	2025.2.11(火)	2025.3.23(日)	2022.4.17(日)
	天候		晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴
	気温（℃）		10.0	9.1	6.4	6.0	7.5	8.8	5.5	7.1	19.9	18.2
	気温感応度		需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		23.0万kW/℃		30.0万kW/℃		27.0万kW/℃		27.0万kW/℃	
	需要 （万kW）	過去の需要実績① 気温補正量②（補正量の計算根拠を右に記載） 需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②	— ▲ 20.7 695.0	715.7 (10℃-9.1℃)×▲ 23万kW/℃＝▲ 20.7万kW	— ▲ 12.0 1155.0	1167.0 (6.4℃-6℃)×▲30 万kW/℃＝▲12.0 万kW	— 35.1 995.0	959.9 (7.5℃-8.8℃)×▲ 27万kW/℃＝35.1 万kW	— 43.2 1075.0	1031.8 (5.5℃-7.1℃)×▲ 27万kW/℃＝43.2 万kW	— ▲ 21.6 735.0	756.6 (19℃-18.2℃)×▲ 21.6万kW
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m）		1.62～2.20		0.94～2.47		2.46～2.68		1.73～2.85		3.11～3.19	
	出力 換算係数 （kWh/MJ /m/kW）	特高	0.158		0.158		0.139		0.139		0.156	
		高圧	0.200		0.200		0.111		0.111		0.208	
		低圧10kW以上	0.195		0.195		0.106		0.106		0.198	
		低圧10kW未満	0.166		0.166		0.089		0.089		0.177	
	出力想定値(※1) （万kW）	特高④	188.0		157.2		220.7		209.7		234.0	
		高圧⑤	267.8		203.5		306.7		286.0		335.7	
		低圧10kW以上⑥	209.8		168.7		234.6		225.3		253.7	
低圧10kW未満⑦		132.2		98.3		148.3		141.1		170.1		
想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（低圧10kW未満のみ考慮）		▲ 26.5		▲ 23.2		▲ 27.3		▲ 26.6		▲ 21.3		
合計⑨		④＋⑤＋⑥＋⑦＋⑧		771.3		604.5		883.0		835.5		
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑩	55.5		53.0		54.8		54.8		55.5	
		高圧以下⑪	6.4		6.2		6.2		6.2		6.4	
		合計（⑩＋⑪）	61.9		59.2		61.0		61.0		61.9	
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	4.0		11.8		3.6		20.4		24.4	
		高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）	0.4		1.3		0.4		2.3		2.8	
合計⑭		⑫＋⑬		4.4		13.1		4.0		22.7		
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	81.0	当日見直しがあ れば記載	105.9	当日見直しがあ れば記載	107.3	当日見直しがあ れば記載	108.9	当日見直しがあ れば記載	88.8	当日見直しがあ れば記載
		(G) 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）	117.5		183.7		134.1		137.0		97.3	
		(L) 原子力	414.3		414.3		414.5		414.6		414.4	
		(J) 一般水力	18.5		15.4		18.6		18.4		22.4	
		(K) 地熱	16.3		16.6		16.7		16.6		16.3	
		(H) バイオマス専焼電源	38.8		48.0		43.2		38.6		42.1	
		(I) 地域資源バイオマス	27.8		25.7		23.4		24.8		28.4	
		(E-1) 太陽光⑨	771.3		604.5		883.0		835.5		972.2	
		(E-1) 風力⑭	4.4		13.1		4.0		22.7		13.3	
		(E-2) 想定誤差量	232.0		339.0		163.9		211.4		47.0	
	エリア供給力 計⑮		1,721.9	1,766.2	1,808.7	1,828.5	1,742.2					
	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）③	695.0	1,155.0	995.0	1,075.0	735.0					
		揚水 運転等	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 227.1	▲ 227.1	▲ 227.1	▲ 227.1	▲ 162.1				
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 5.0	0.0	0.0	0.0	▲ 4.5				
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 194.0	▲ 267.5	▲ 206.0	▲ 206.0	▲ 191.0				
			(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力①② ⑲	0.0	4.3	0.0	0.0	0.0				
		エリア需要等 計⑳＝③－（⑯＋⑰＋⑱＋⑲）		1,121.1	1,645.3	1,428.1	1,508.1	1,092.6				
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,721.9	判定	1,766.2	1,808.7	1,828.5	1,742.2				
	エリア需要等 計⑳		1,121.1		1,645.3	1,428.1	1,508.1	1,092.6				
	判定		○		○	○	○	○				
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑＝（⑮－⑳）		600.8		120.9	380.6	320.4	649.6				

(※ 1) 地点1～67の合計
(※ 2) 地点1～67の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

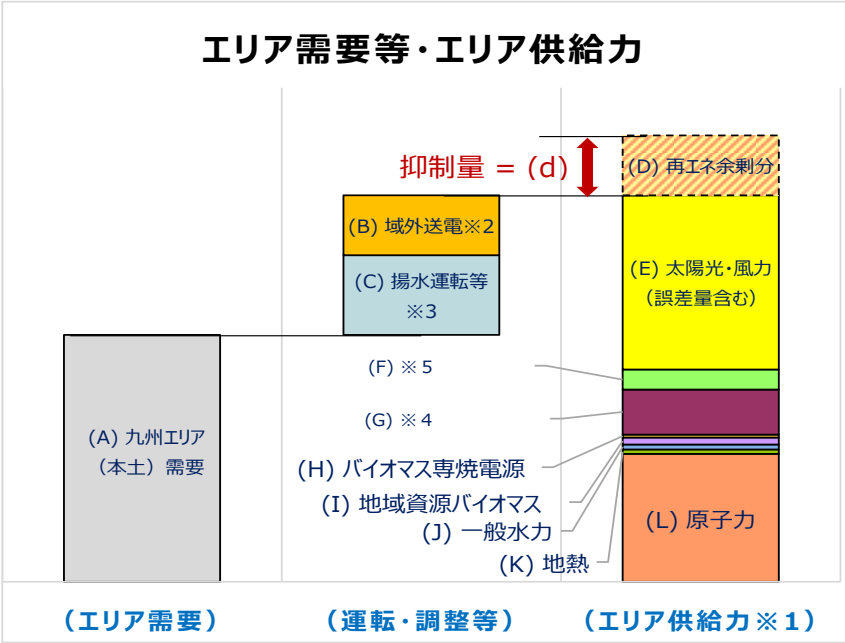
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

		(※)差異理由				(a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保				(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少				(g) オーバーホールによる停止				(j) 共通設備外部点検他				(m) 低温停止			
						(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少				(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加				(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用				(k) ポンプ水車発電電動機 外部点検他				(n) 設備不具合に伴う下限制約			
						(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加				(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画				(i) 下げ調整力確保済みのため対応不要				(l) 設備トラブルに伴う一部停止				(o) 他の供給区域の受電可能量不足			
		[万 kW]																							
優先給電ルールに基づく抑制、調整（１） 調整力として あらかじめ確保する発電設備等（火力） L F C 調整力 2 %確保の発電		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		石炭	松浦	12.4	12.4	0.0		28.1	28.1	0.0		32.7	32.7	0.0		32.7	32.7	0.0		28.1	28.1	0.0			
			峇北	17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		8.8	8.8	0.0			
		L N G	新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
		新大分（コンバインド）		51.1	51.1	0.0		60.3	60.3	0.0		57.1	57.1	0.0		58.7	58.7	0.0		51.9	51.9	0.0			
		合計		81.0	81.0	0.0	—	105.9	105.9	0.0	—	107.3	107.3	0.0	—	108.9	108.9	0.0	—	88.8	88.8	0.0	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（２） 調整力として あらかじめ確保する発電設備等（揚水）		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		大平	1	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)		
			2	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0			
		天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	0.0	32.5	(j)		
			2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	0.0	32.5	(k)		
		小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0			
			2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0			
			3	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0			
			4	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0			
		合計		▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 162.1	91.1	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（３） 需給バランス改善用の 蓄電設備の充電		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
			▲ 5.0	▲ 5.0	0.0		▲ 5.0	0.0	5.0	(m)	▲ 5.0	0.0	5.0	(m)	▲ 5.0	0.0	5.0	(m)	▲ 5.0	▲ 4.5	0.5	(l)			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（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）		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		電制電源	A	43.8 [47%]	36.2	▲ 7.6	(h)	43.8 [46%]	43.8	0.0		43.8 [46%]	43.8	0.0		43.8 [46%]	43.8	0.0		21.9 [46%]	21.2	▲ 0.7	(h)		
			B	54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	101.0	46.6	(d)	54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0			
		電制電源を除く	火力他	25.5 [19%]	26.7 [20%]	1.2	(c)	25.5 [19%]	38.9 [29%]	13.4	(c)	21.6 [18%]	35.2 [30%]	13.6	(c)	21.6 [18%]	37.6 [32%]	16.0	(c)	21.6 [18%]	19.8 [17%]	▲ 1.8	(h)		
			発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力（ ）内は、全設備運転時	(43.6) [24%]				(43.6) [24%]				(43.6) [24%]				(43.6) [24%]				(43.6) [24%]					
		自家発余剰	10.0	0.2	▲ 9.8	(f)	10.0	0.0	▲ 10.0	(f)	10.0	0.7	▲ 9.3	(f)	10.0	1.2	▲ 8.8	(f)	10.0	1.9	▲ 8.1	(f)			
		合計		133.7	117.5	▲ 16.2	—	133.7	183.7	50.0	—	129.8	134.1	4.3	—	129.8	137.0	7.2	—	107.9	97.3	▲ 10.6	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（５） 長周期広域周波数調整（連系線活用）		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		中国九州間連系線（関門連系線）	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
		※1 空容量＝（運用容量） －約定済み域外送電電力 ＝三次調整力①②	0.0 (194.0)	0.0	0.0		4.2 (272.0)	4.2	0.0		0.0 (206.0)	0.0	0.0		0.0 (206.0)	0.0	0.0		0.0 (191.0)	0.0	0.0				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（６） バイオマス専焼電源		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
		※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	36.5 [62%]	38.8	2.3	(n)	44.2 [59%]	47.8	3.6	(d)	38.3 [60%]	43.2	4.9	(d)	40.6 [59%]	38.6	▲ 2.3	(h)	40.6 [59%]	41.9	1.3	(n)			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（７） 地域資源バイオマス		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		電源合計	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）			
		出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—			
		出力抑制不可	—[0%]	27.8	—	A(61),B(32),C(4)	—[0%]	25.7	—	A(61),B(32),C(4)	—[0%]	23.4	—	A(61),B(32),C(4)	—[0%]	24.8	—	A(61),B(32),C(4)	—[0%]	28.4	—	A(61),B(32),C(4)			
想定誤差量		1月1日(水)				1月30日(木)				2月11日(火)				2月24日(月)				3月23日(日)							
		出力帯	中出力帯1				中出力帯2				中出力帯1				中出力帯1				高出力帯						
		出力帯算定	(A)過去 最大出力 / 設備量	74.8%				74.8%				83.7%				83.7%				79.0%					
			(B)当日 最大出力 / 設備量	63.1%				49.2%				71.5%				67.7%				79.1%					
			(C)出力率 (B) / (A)	84.4%				65.8%				85.4%				80.9%				100.1%					
		誤差量	太陽光誤差	111.0				206.0				135.9				183.4				0.0					
エリア需要誤差	121.0				133.0				28.0				28.0				47.0								
		合計		232.0		339.0		163.9		211.4		47.0													

(参考) 当日の需給実績

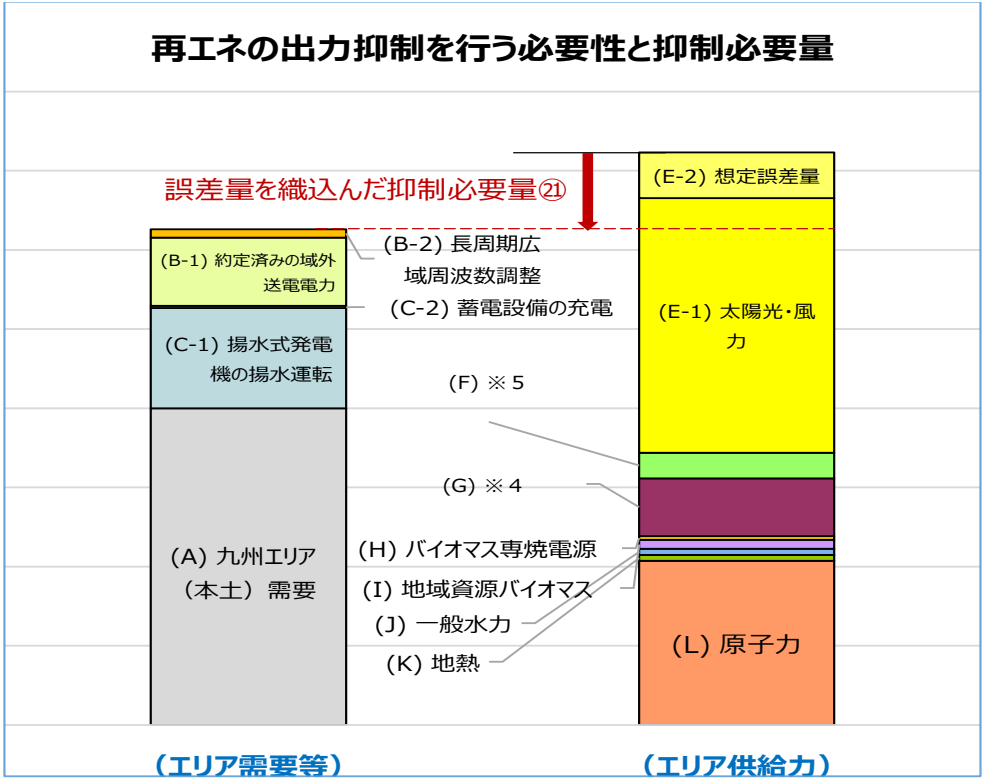
		[万 kW]				
場所		九州本土	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土
下げ調整力最小時刻		1月1日(水) 12時30分～13時00分	1月30日(木) 12時30分～13時00分	2月11日(火) 12時30分～13時00分	2月24日(月) 14時00分～14時30分	3月23日(日) 12時30分～13時00分
天候・気温	天候	晴	晴	晴	晴	晴
	気温 (℃)	13.8	9.1	10.1	7.7	23.9
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	753.4	1,144.6	1,031.0	1,056.0	735.2
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	75.6	118.2	117.6	123.5	106.3
	(G) 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)	121.0	202.4	135.4	131.8	91.0
	(L) 原子力	414.6	415.4	415.2	416.0	415.0
	(J) 一般水力	27.7	16.4	21.1	21.1	19.5
	(K) 地熱	22.8	17.2	16.9	16.9	16.7
	(H) バイオマス専焼電源	39.8	43.8	39.6	39.4	42.4
	(I) 地域資源バイオマス	21.7	13.8	12.5	16.3	16.7
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	773.3	800.4	861.7	781.8	926.3
	(E) 風力 (抑制量含む)	0.2	4.0	1.0	23.4	12.2
	エリア供給力計	1,496.7	1,631.6	1,621.0	1,570.2	1,646.1
	揚水運転等 (C) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	▲ 175.6	▲ 206.6	▲ 218.8	▲ 217.0	▲ 146.4
	域外送電 (B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 194.0	▲ 263.2	▲ 206.0	▲ 199.0	▲ 191.0
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 373.7	▲ 17.2	▲ 165.2	▲ 98.2	▲ 573.5
	供給力計	753.4	1,144.6	1,031.0	1,056.0	735.2

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。
- ※ 3 : 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 バイオマス混焼電源を含む。
- ※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性（別紙 1）のイメージ図



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～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 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
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 電力貯蔵装置の充電
 - (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）
 - (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
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性
 - (参考 1) 九州電力送配電の再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
 - (参考 2) 指定ルールの一律制御の具体的運用
 - (参考 3) 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）（電制電源除く）の出力抑制に関する調整状況

本機関は、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施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

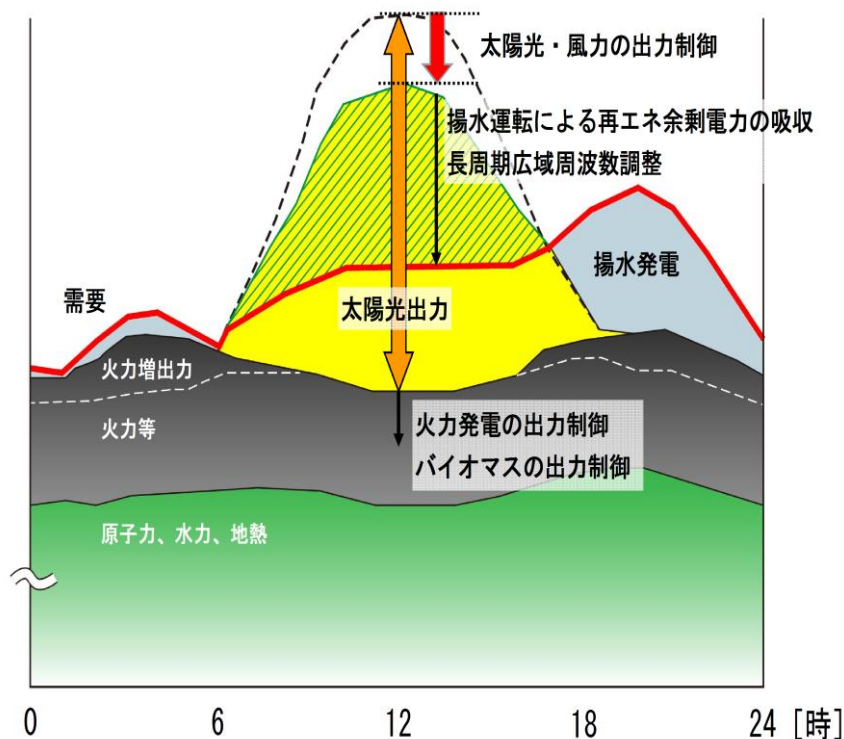
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イから二より、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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

+

長周期広域周波数調整

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. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について、下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について、下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

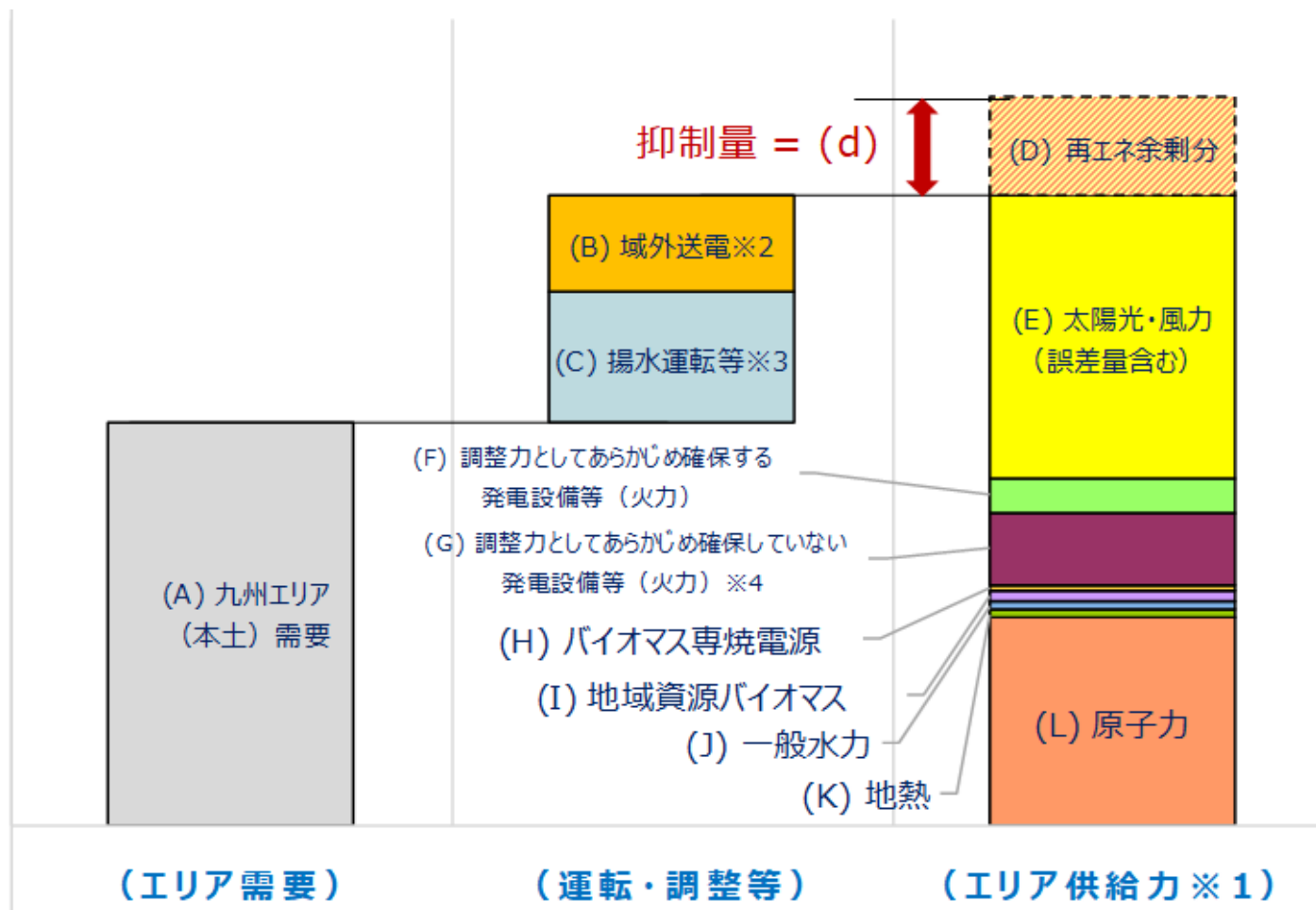
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。

※ 3 : 電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4 : バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

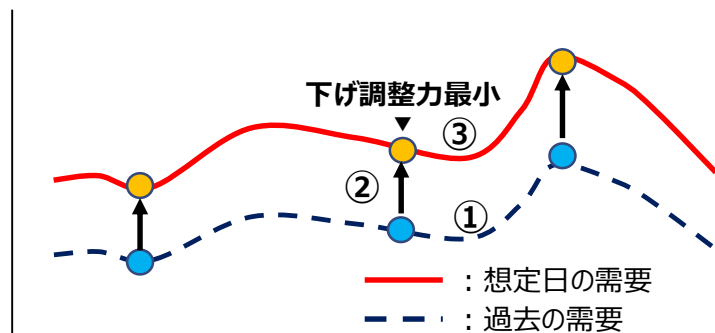
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を
基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

福岡、熊本、鹿児島の翌日気温予想の加重
平均と、①の気温実績との気温差を算出し、
気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

需要想定イメージ図

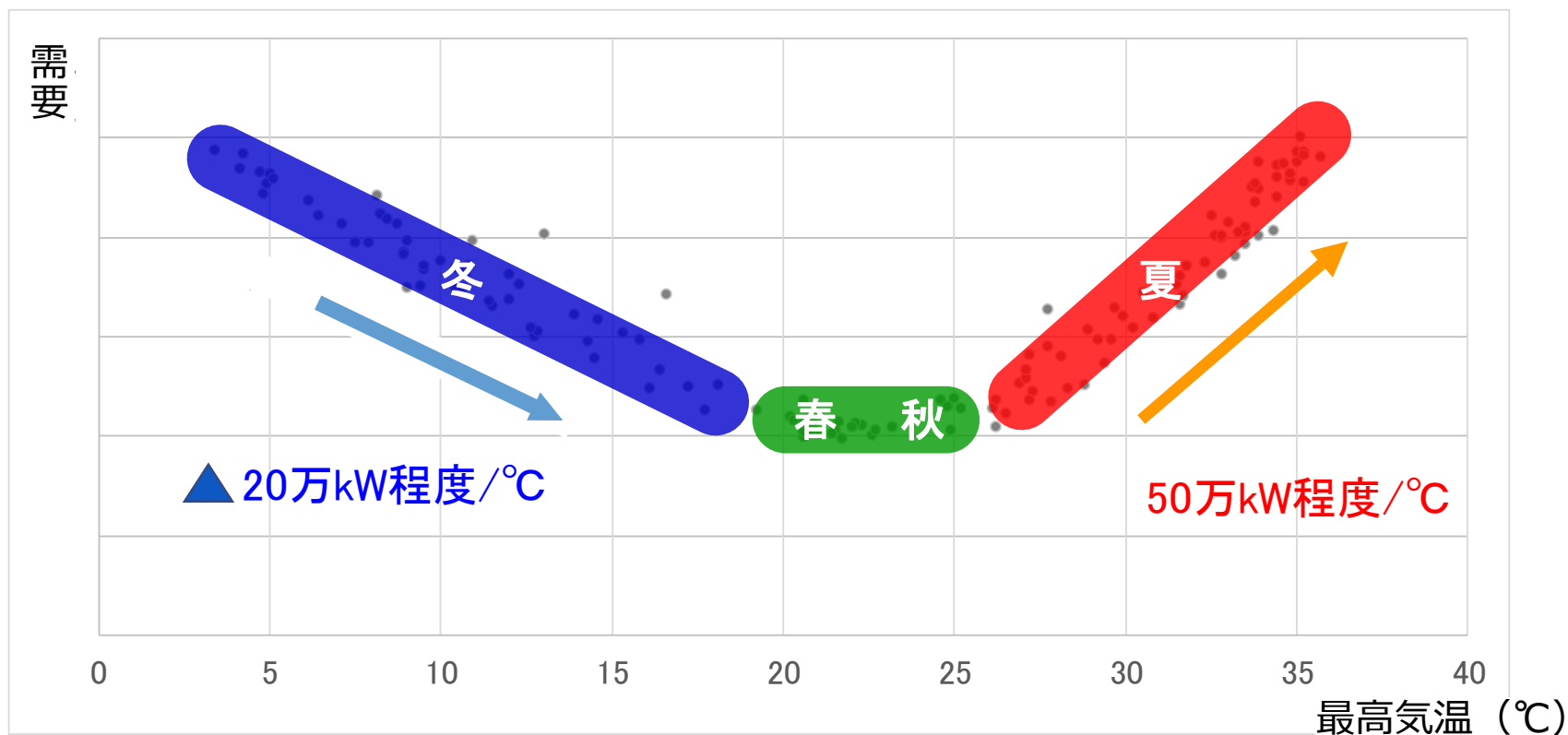


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

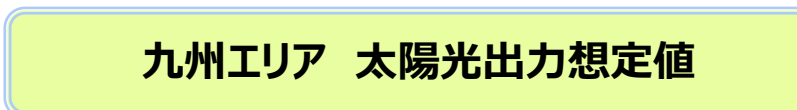
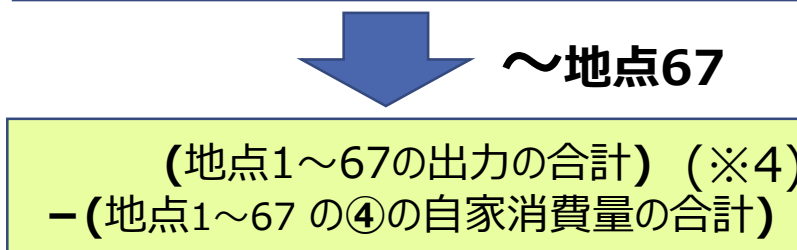
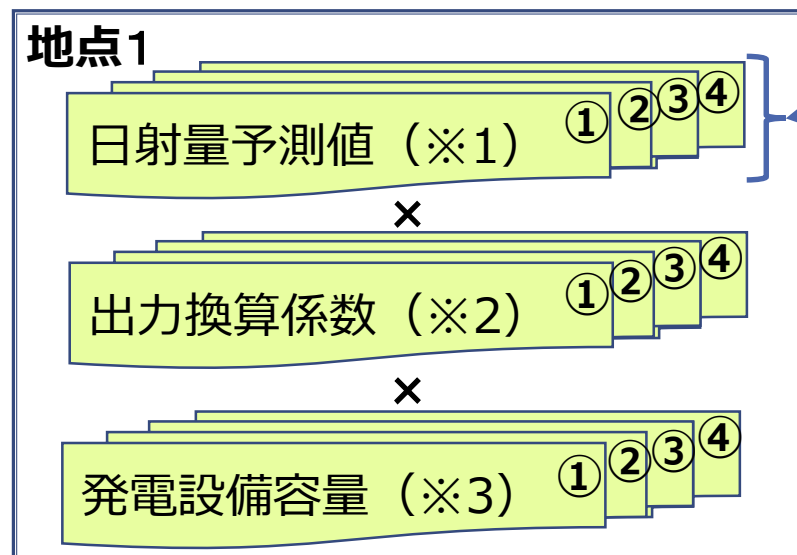
（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 1 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、九州エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



日射量予測（気象会社データ）

前日 1 1 時の日射量データを、九州内で分割したエリア単位で受信。

- (※ 1) 気象会社から前日 1 1 時に提供された、抑制当日の分割したエリア単位の日射量予測値（30分値）。
- (※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、電圧別に①～④区分に細分化した月別の出力換算係数。
- (※ 3) 制御指令時点の電圧別（①～④区分）、エリア別に細分化した太陽光発電設備容量。
- (※ 4) サンプル（P V出力、自家消費量、余剰電力）と、低圧余剰の月間電力量（kWh）から月間の自家消費電力量（kWh）を求め、昼間帯における平均出力（kW）を算出。

(凡例) ①：特高、②：高圧
③：低圧 1 0 kW以上、④：低圧 1 0 kW未満

風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブを基に、各発電所単位で想定する。また、高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

〔特高風力出力（1基あたり）〕

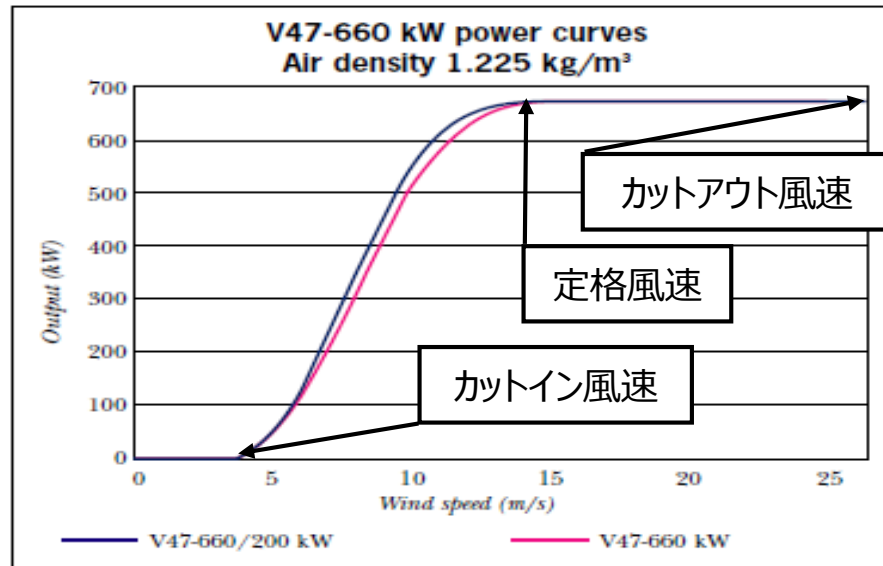
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※1)

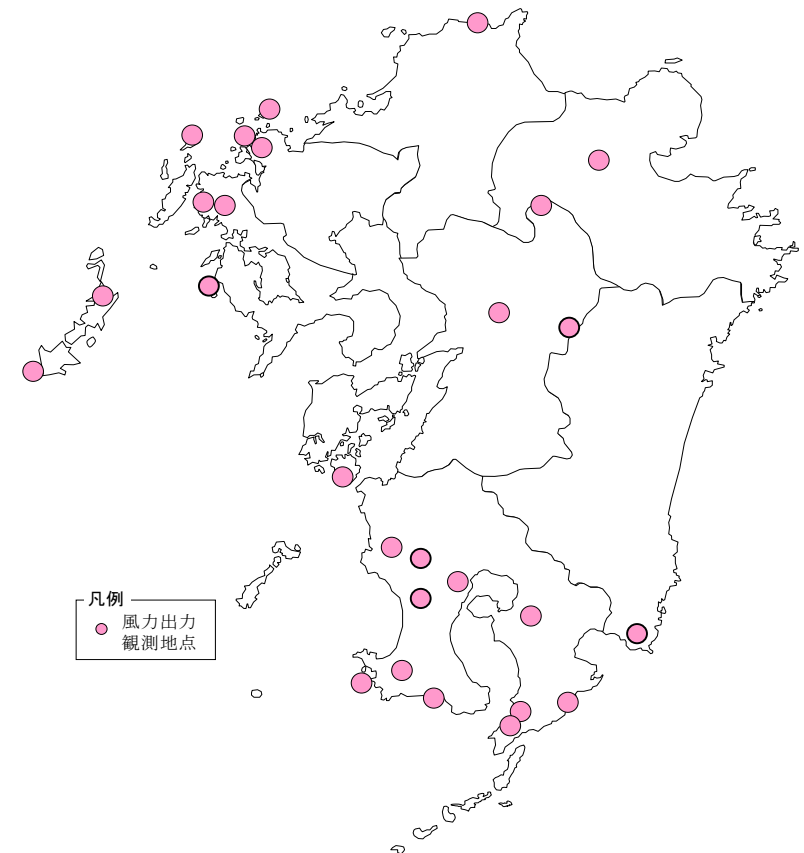
A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

(※1) 気象会社から前日（もしくは抑制当日）に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値（30分値）。

(※2) 風車固有のパワーカーブより、風速と出力の関係を示す計算式を導いて算定。



〔参考：九州の風力発電所〕



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、九州電力送配電が公表している「給電運用基準－需給運用ルール 第3章 平常時の需給運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の対応

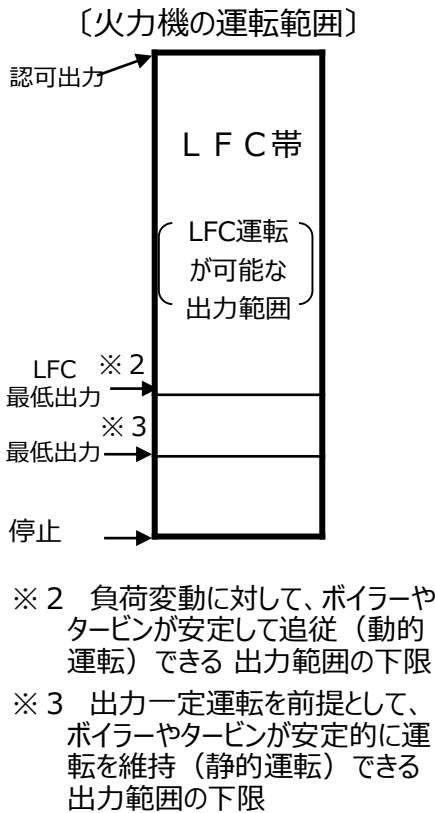
- ①石油火力は全台停止
- ②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。
可能な限り毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応する。
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

- ③LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費や補助蒸気確保に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。具体的には以下のとおりとする。

- ・新大分発電所は、1号系列×6台、2号系列×4台、3号系列×4台の合計14台の発電機のうち、各系列において補助蒸気確保に必要な発電機のみ確保し、それ以外は停止する。
 - ・1号系列、2号系列は、それぞれ1台を残しLFC最低出力運転
 - ・3号系列は、4台のうち1台を残しLFC調整力2%を確保



揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

九州電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
大平	1	▲26.1
	2	▲26.1
天山	1	▲32.5
	2	▲32.5
小丸川	1	▲34.0
	2	▲34.0
	3	▲34.0
	4	▲34.0
合計： 8 台		▲253.2

九州電力送配電が保有する需給バランス改善用の電力貯蔵装置は、豊前蓄電池変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

九州電力送配電の 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
豊前蓄電池変電所	▲5.0

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における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）の対応

①電制電源（※２）

運転中の電制電源の合計出力が、中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量を維持できる出力まで、且つ、最低出力（※１）を下回らない範囲まで抑制する。

前日スポット市場（※３）において、約定済みの電力を含む。

②電制電源を除く火力電源（※４）

副生ガスの消費を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

③自家発電余剰分（※４）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※１）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）異常時において、電力系統の崩壊防止または電力設備の保安のため、制御装置などにより一部の発電機を緊急に遮断することのできる電源をいう。

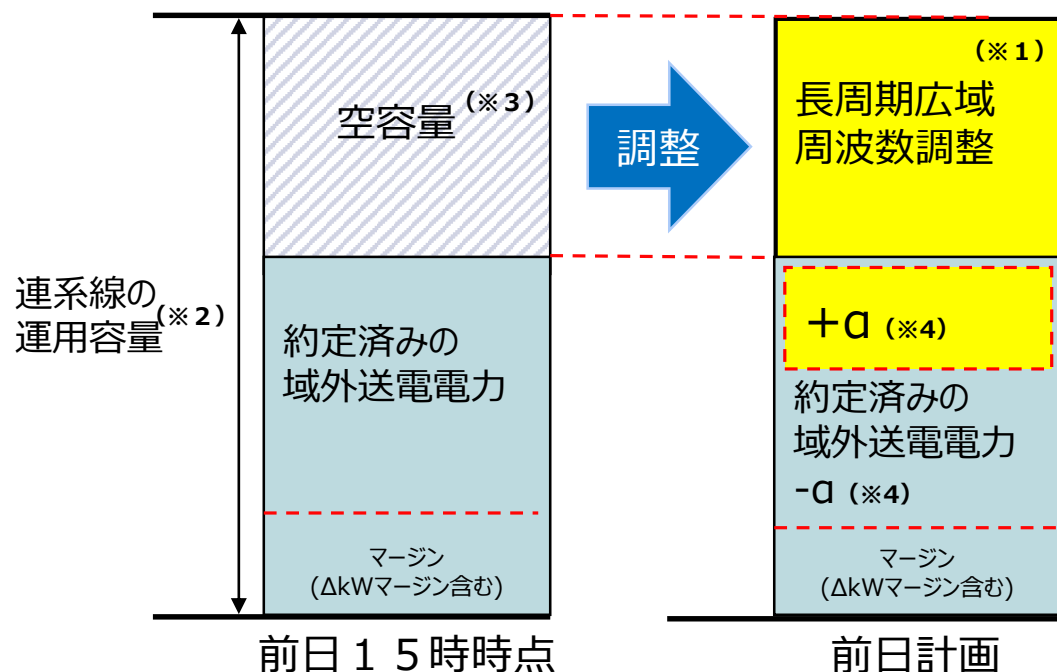
（※３）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（ＪＥＰＸ：Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、ＪＥＰＸが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

（※４）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考３」参照。

中国九州間連系線（関門連系線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、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。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

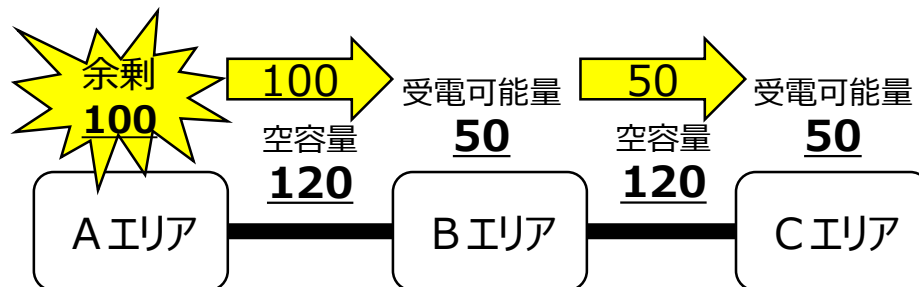
（※ 3）空容量
 $\text{空容量} = \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、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）の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、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）から再エネに差し替わる。（ $= \alpha$ ）

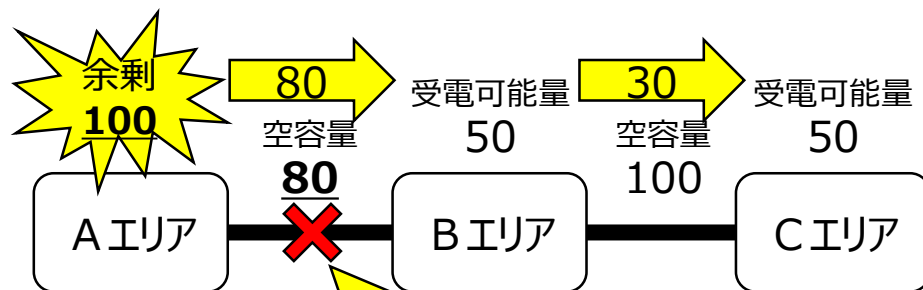
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

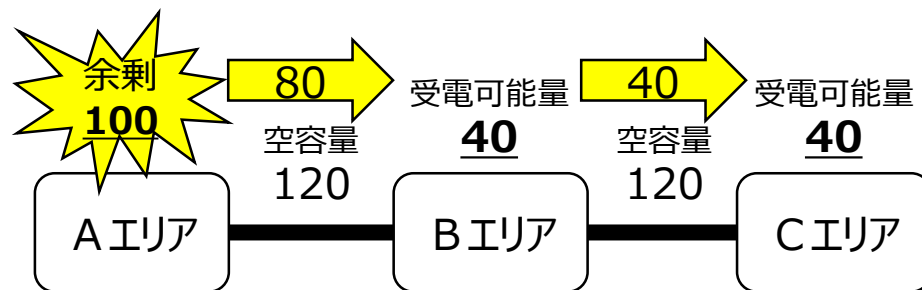
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、九州電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、九州エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

6 1
3 2
4

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

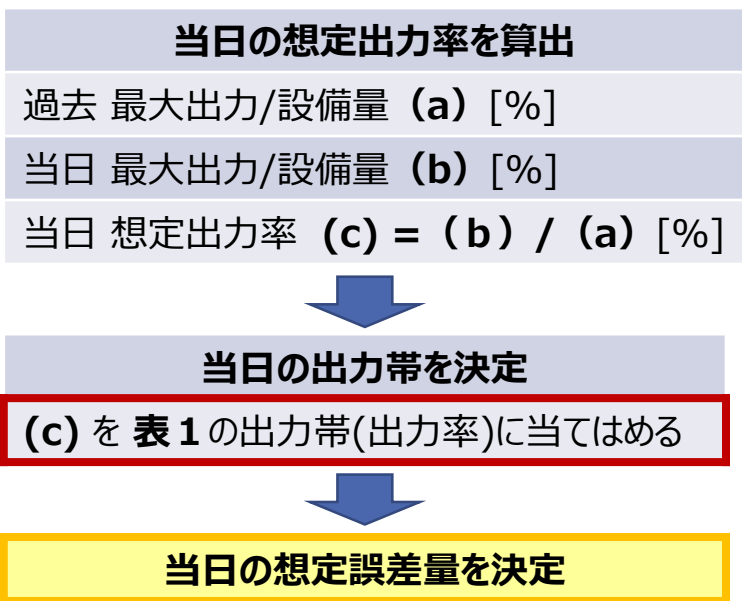
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月1日~1月3日の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	96	38	134
中出力帯 1	(67.5%~90%)	111	121	232
中出力帯 2	(45%~67.5%)	206	134	340
低出力帯 1	(22.5%~45%)	335	106	441
低出力帯 2	(~22.5%)	83	28	111

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

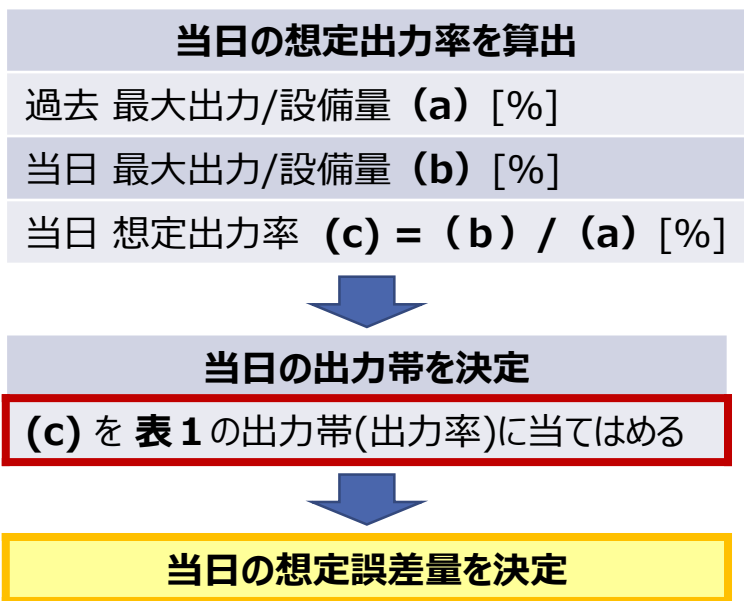
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	96	14	110
中出力帯 1	(67.5%～90%)	111	121	232
中出力帯 2	(45%～67.5%)	206	133	339
低出力帯 1	(22.5%～45%)	335	78	413
低出力帯 2	(～22.5%)	83	92	175

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

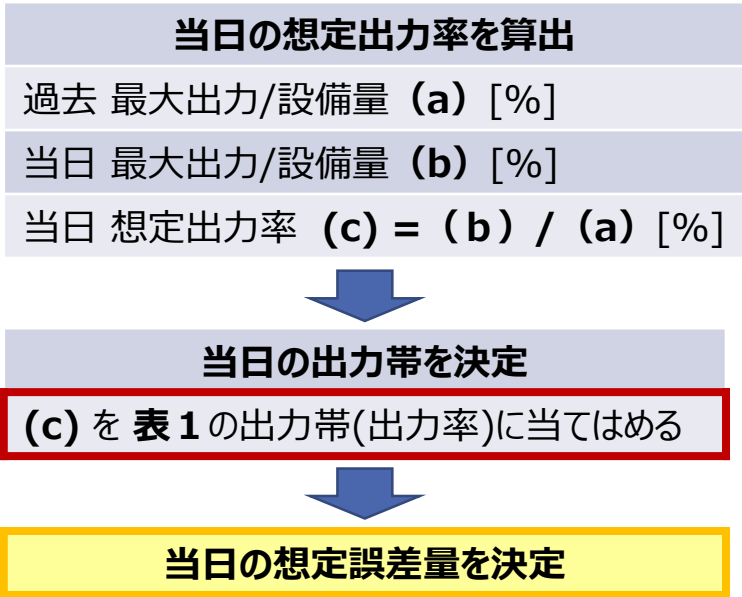
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		2月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	19	33	52
中出力帯1	(67.5%～90%)	260	28	288
中出力帯2	(45%～67.5%)	139	94	233
低出力帯1	(22.5%～45%)	260	0	260
低出力帯2	(～22.5%)	594	146	740

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

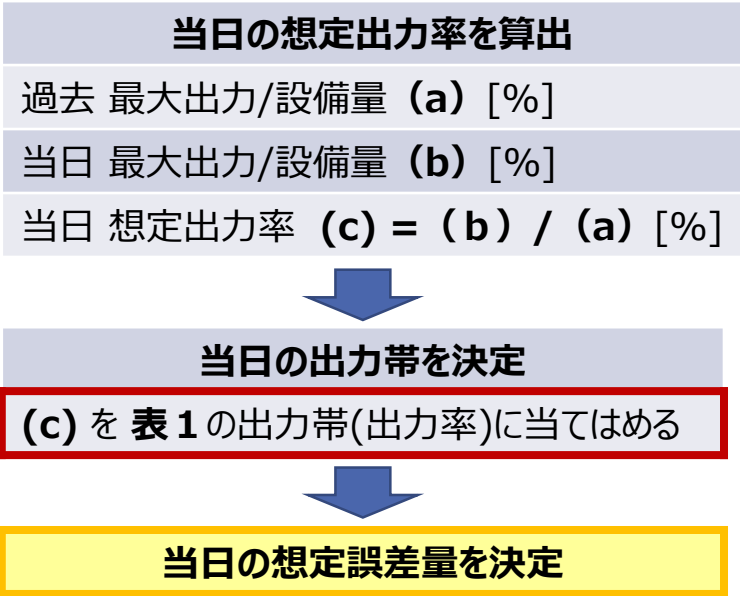
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

表2 想定誤差量の決定フロー

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月後半の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	1	47	48
中出力帯 1	(67.5%～90%)	163	31	194
中出力帯 2	(45%～67.5%)	187	37	224
低出力帯 1	(22.5%～45%)	286	22	308
低出力帯 2	(～22.5%)	179	50	229



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

九州電力送配電は、2021年4月から、オンライン制御の無制限・無補償（指定ルール）事業者を、旧来の輪番制御から一律制御とする方法を採用している。

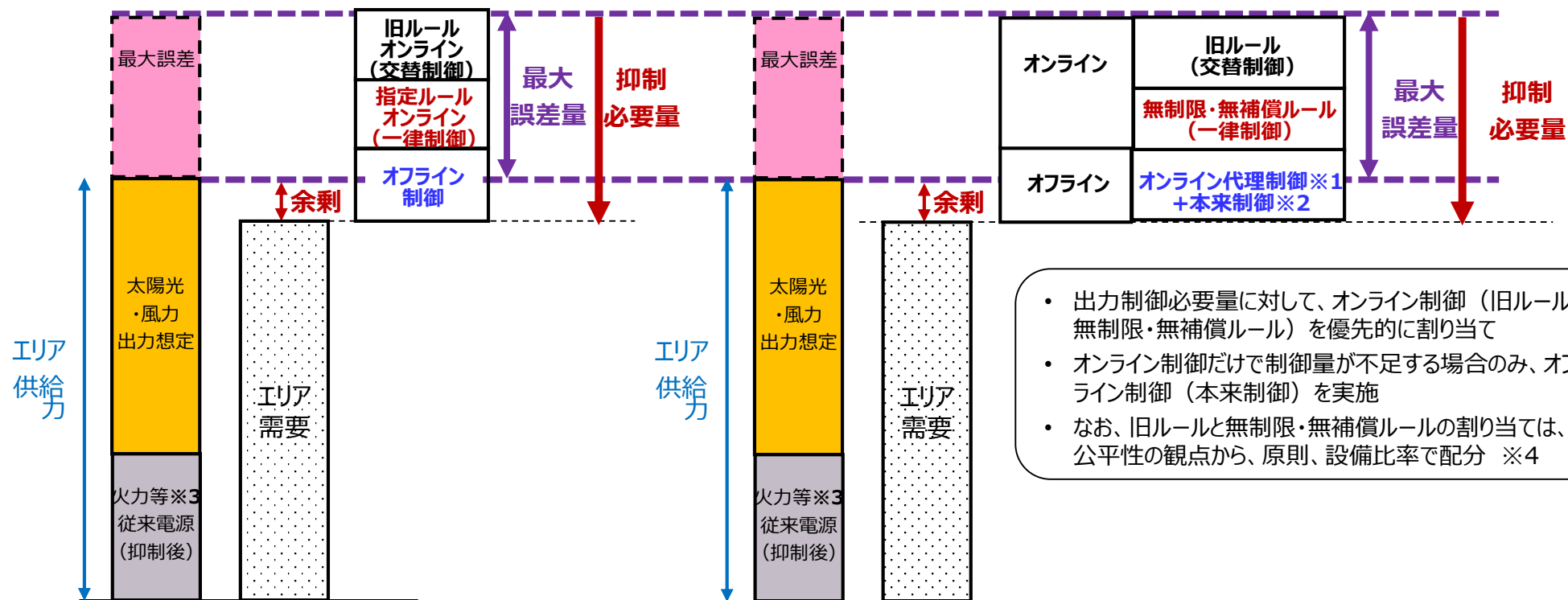
また、2022年12月からは10kW以上の旧ルールのオフライン事業者をオンライン代理制御対象とし、GW、年末等のオンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施することとしている。

【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）

【2022年12月以降の運用】

（オンライン代理制御での運用）



- 出力制御必要量に対して、オンライン制御（旧ルール、無制限・無補償ルール）を優先的に割り当て
- オンライン制御だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施
- なお、旧ルールと無制限・無補償ルールの割り当ては、公平性の観点から、原則、設備比率で配分 ※4

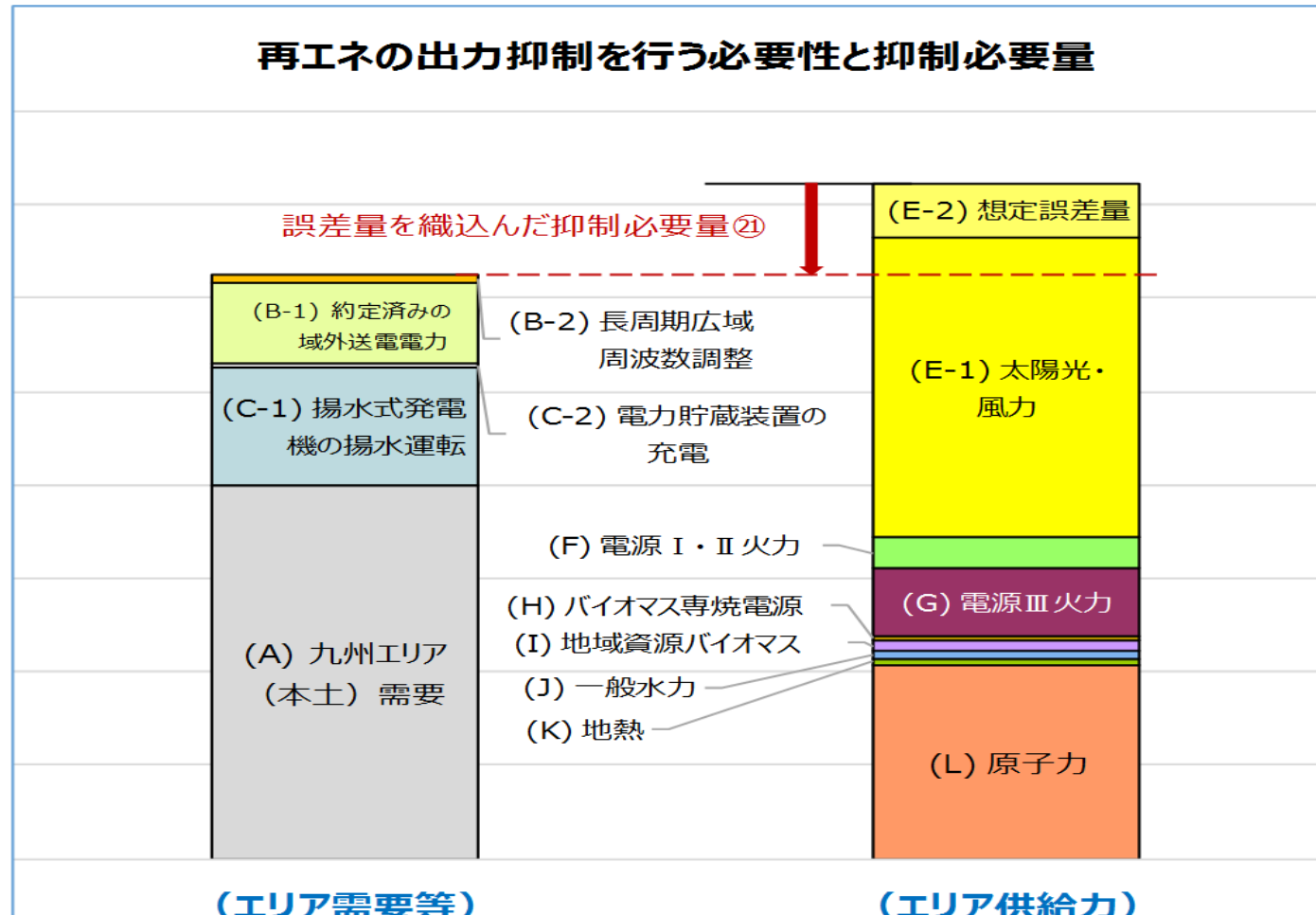
※1：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10kW以上の太陽光ほか）

※2：旧ルール500kW以上の太陽光ほか、オンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ本来制御

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

※4：2023年度は当初計画に比べ制御機会が増加していることから、オンライン代理制御のメリットを最大限活用しつつ、旧ルール事業者さまの制御回数を30日以内（無制限・無補償ルール事業者さまは30日を超過する場合あり）とする運用を9月以降実施。

電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲ火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、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か確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



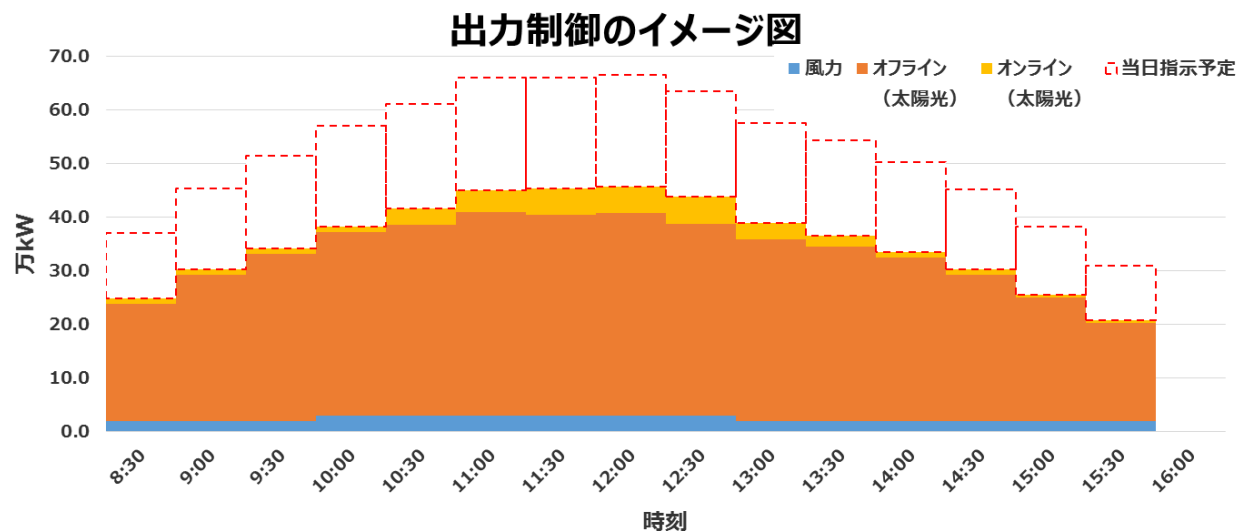
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

- ・2021年度においては、旧ルール(オフライン)事業者の出力制御上限である30日を超える見通しであることから、指定ルール事業者の一律%制御へと運用を見直すが、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう旧ルール事業者の年間制御上限30日を最大限活用する。

②実需給でのオンライン制御の有効活用

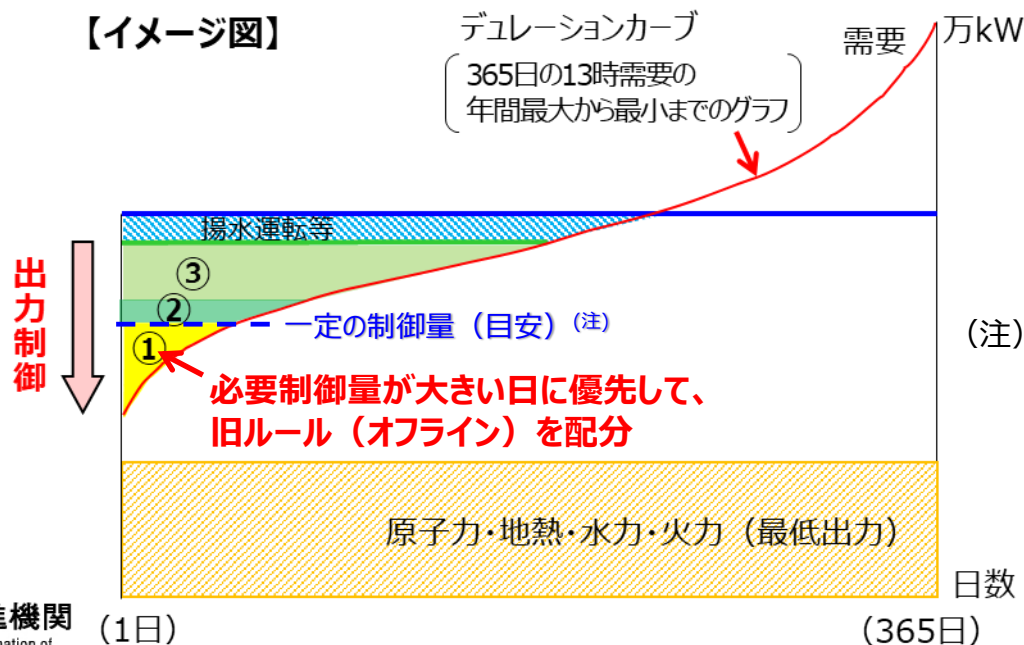
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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。

九州電力送配電は、優先給電ルールに基づく、九州エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（電制電源除く）火力発電所の出力抑制について、20者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
① 定格出力の0％程度まで抑制	3者（火力）	41.5	0.0（0％）
② 定格出力の30％程度まで抑制	4者（火力）	13.7	3.9（28％）
		30.0	9.0（30％）
		35.8	7.0（20％）
		34.9	10.2（29％）
③ 一定期間後には定格出力の50％まで抑制	1者（バイオマス混焼）	11.2	5.6（50％）
	1者（火力）	15.8	7.9（50％）
④ 自家消費相当分まで抑制	9者（自家発余剰電源）	－	10.0 ※1
計	18者	182.9	53.6（24％）※2

(※1) 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

(※2) 出力の合計値は①～④の合計（出力率は①②③から算出）。

九州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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2025 年 1 月～3 月分)

九州電力送配電株式会社が 2025 年 1 月～3 月に実施した、九州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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※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ました。本整理に基づき、2025 年 1 月～3 月の検証を実施しています。

[\(参考\)再エネ出力制御時の情報公開について\(2022 年 10 月 20 日 第 42 回系統 WG 資料1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 42 日(1 月:10 日、2 月:14 日、3 月:18 日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)	○	2月1日(土)		3月1日(土)	○
1月2日(木)	○	2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)	○	2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	○
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	○
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	○
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	○
1月11日(土)		2月11日(火)	○	3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	○
1月13日(月)		2月13日(木)	○	3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)	○	3月14日(金)	○
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)	○	3月16日(日)	○
1月17日(金)		2月17日(月)	○	3月17日(月)	
1月18日(土)	○	2月18日(火)	○	3月18日(火)	
1月19日(日)	○	2月19日(水)	○	3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)	○	3月20日(木)	○
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	○
1月22日(水)	○	2月22日(土)	○	3月22日(土)	○
1月23日(木)		2月23日(日)	○	3月23日(日)	○
1月24日(金)		2月24日(月)	○	3月24日(月)	○
1月25日(土)	○	2月25日(火)	○	3月25日(火)	○
1月26日(日)	○	2月26日(水)	○	3月26日(水)	○
1月27日(月)		2月27日(木)	○	3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		—		3月29日(土)	○
1月30日(木)	○	—		3月30日(日)	○
1月31日(金)	○	—		3月31日(月)	○
合計	10日	合計	14日	合計	18日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (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
- (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
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3. 検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)九州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\(2025 年 1 月～3 月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙 1～3\) 日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (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～](#)  (XXXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

中部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

～ 2 0 2 5 年 3 月抑制分 中部電力パワーグリッド～

2 0 2 5 年 5 月 2 8 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．中部電力パワーグリッド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 ～中部電力パワーグリッド編～

中部電力パワーグリッドは、2025年3月に、中部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2日間実施した。

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。

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)

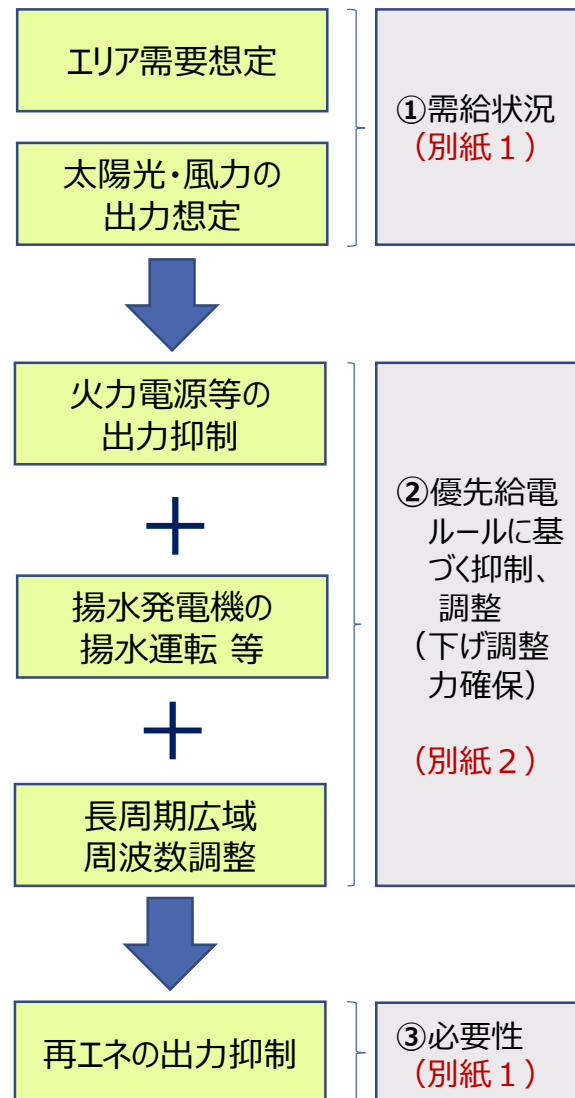
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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 L F C 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。



中部電力パワーグリッドは、3月の以下の2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	中部エリア	
指令日時	3月8日(土) 17時	3月29日(土) 17時
抑制実施日	3月9日(日)	3月30日(日)
最大抑制量（※1）	47.6万kW	103.7万kW
抑制時間	9時30分～14時30分	9時30分～14時30分
中部電力パワーグリッド公表サイト	中部エリアの出制御指示内容を参照	

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

4. 総合評価（1／2）

本機関は、中部電力パワーグリッド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	3月	
	9	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）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（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	○	○
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	○	○

4. 総合評価（2／2）

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。
（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。
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）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、点灯帯の調整力確保や燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約のある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	静落差による揚水動力可能の減小、設備不具合、点検・工事等による制約のある発電機を除いて最大限揚水することを確認した。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	中部エリアは対象設備無し。
（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）	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。
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。

総合評価

再エネ出力抑制を実施した 2日間において、各項目が妥当であったと評価する。

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、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。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

場所			中部エリア		中部エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			3月9日(日) 12時30分～13時00分		3月30日(日) 11時00分～11時30分		
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2025.3.9(日)	2024.3.10(日)	2025.3.30(日)	2024.3.17(日)	
	天候		晴れ	晴れ	曇時々晴	曇り	
	気温（℃）		12.1	10.0	11.5	14.4	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ	10万kW/℃		10万kW/℃		
	需要 （万kW）	過去の需要実績①	—	1253.8	—	1147.6	
		気温補正量②	21.0	(12.1℃－10.0℃)× 10万kW=21万kW	▲ 29.0	(11.5℃－14.4℃)× 10万kW=▲29万 kW	
重回帰分析等による補正③		▲ 78.2	51.9				
需要想定値（※の時刻の需要）④＝①＋②＋③		1196.6	1170.5				
			【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m）		1.09～1.43		1～1.56		
	出力想定値(※1) （万kW）	特高⑤	154.0		133.3		
		高低圧（全量）⑥	552.1		511.7		
		高低圧（余剰）⑦	231.8		219.6		
	想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（高低圧余剰のみ考慮）		▲ 30.7		▲ 30.7		
合計⑨		⑤＋⑥＋⑦＋⑧		907.2		833.9	
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑩	34.5		34.5		
		高低圧⑪	1.8		1.8		
		合計（⑩＋⑪）	36.3		36.3		
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	6.4		12.4		
		高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）	0.3		0.7		
合計⑭		⑫＋⑬		6.8		13.1	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	355.5		320.1		
		(G) 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)	21.2		38.5		
		(L) 原子力	0.0		0.0		
		(J) 一般水力	70.9		146.9		
		(K) 地熱	0.2		0.2		
		(H) バイオマス専焼電源	28.0		37.6		
		(I) 地域資源バイオマス	9.8		12.2		
		(E-1) 太陽光⑨	907.2		833.9		
		風力⑭	6.8		13.1		
		(E-2) 想定誤差量	82.9		151.2		
	エリア供給力 計⑮		1,482.5		1,553.8		
	エリア 需要等	(A) エリア需要④		1,196.6		1,170.5	
		(C) 揚水式発電機の揚水運転⑯		▲ 277.1		▲ 316.1	
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	38.8		36.6	
			(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0		0.0	
		エリア需要等 計⑲＝④－（⑯＋⑰＋⑱）		1,434.9		1,450.0	
	必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,482.5		1,553.8	
エリア需要等 計⑲		1,434.9		1,450.0			
判定		○		○			
(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝（⑮－⑲）		47.6		103.7			

(※ 1) 地点1～14の合計
(※ 2) 地点1～14の高低圧（余剰）の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況（１）

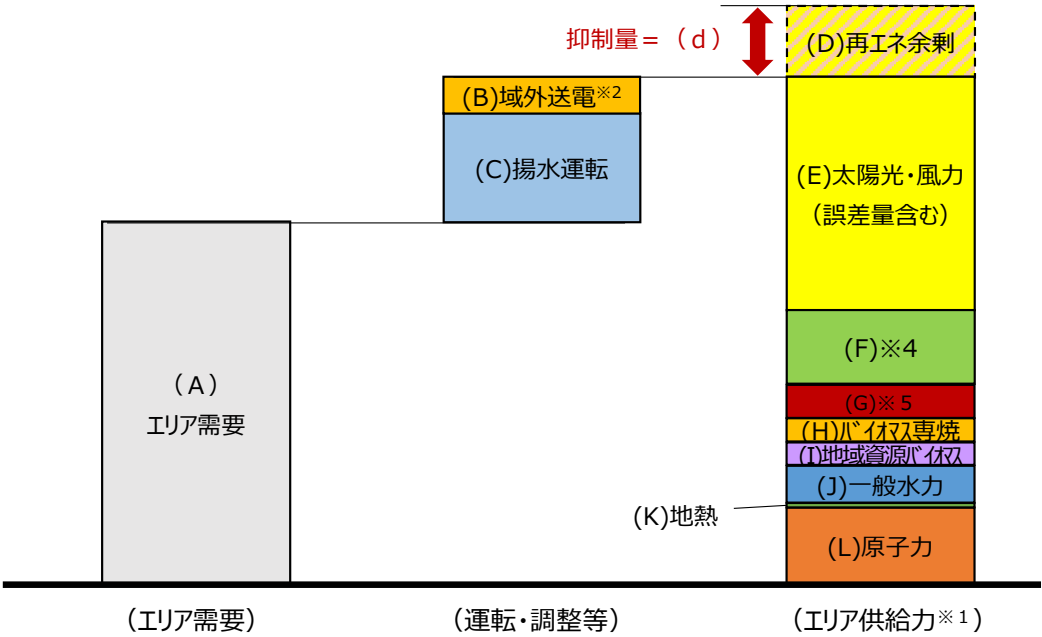
(※)差異理由														(a)燃料貯蔵の関係から抑制量減少				(d)試運転試験パターンに基づく抑制量増加				(e)自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画				(c)前日下げ調整力確保済により対応不要				(f)翌日発電計画に基づいた発電出力を採用			
[万kW]																		3月9日(日)				3月30日(日)											
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力) L F C調整力 2% 確保の発電所		燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)														
				石炭	碧南	46.3	56.7	10.4	(h)	37.8	37.8	0.0		37.8	37.8	0.0		37.8	37.8	0.0													
		武豊	0.0	39.5	39.5	(h)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																
		L N G	川越	49.2	49.2	0.0		49.1	49.1	0.0		49.1	49.1	0.0		49.1	49.1	0.0															
			西名古屋	125.2	125.2	0.0		120.1	120.1	0.0		120.1	120.1	0.0		120.1	120.1	0.0															
			新名古屋	49.2	49.2	0.0		49.1	77.5	28.4	(j)	49.1	77.5	28.4	(j)	49.1	77.5	28.4	(j)														
			知多	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0															
			知多第二	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0															
			上越	35.7	35.7	0.0		35.6	35.6	0.0		35.6	35.6	0.0		35.6	35.6	0.0															
		合計		305.6	355.5	49.9	—	291.7	320.1	28.4	—	291.7	320.1	28.4	—	291.7	320.1	28.4	—														
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (揚水)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)															
			奥美濃	1	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)													
	2	▲ 27.1		▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)															
	3	▲ 27.1		0.0	27.1	(t)	▲ 27.1	0.0	27.1	(t)	▲ 27.1	0.0	27.1	(t)	▲ 27.1	0.0	27.1	(t)															
	4	▲ 27.1		0.0	27.1	(t)	▲ 27.1	0.0	27.1	(t)	▲ 27.1	0.0	27.1	(t)	▲ 27.1	0.0	27.1	(t)															
	5	▲ 27.1		▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)															
	6	▲ 27.1		▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)															
	奥矢作	1	▲ 40.1	0.0	40.1	(s)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)															
		2	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)															
		3	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)															
	新豊根	2	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)															
		3	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)															
	新堀川第一	2	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)															
		3	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)															
	高根第一	1	▲ 9.8	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)															
		2	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)															
	高根第二	1	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)															
		2	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)															
	畑窪第一	2	▲ 10.0	▲ 7.3	2.7	(q)	▲ 10.0	▲ 7.3	2.7	(q)	▲ 10.0	▲ 7.3	2.7	(q)	▲ 10.0	▲ 7.3	2.7	(q)															
		3	▲ 4.7	0.0	4.7	(s)	▲ 4.7	0.0	4.7	(s)	▲ 4.7	0.0	4.7	(s)	▲ 4.7	0.0	4.7	(s)															
畑窪第一	3	▲ 4.7	0.0	4.7	(t)	▲ 4.7	▲ 3.1	1.6	(q)	▲ 4.7	▲ 3.1	1.6	(q)	▲ 4.7	▲ 3.1	1.6	(q)																
	合計	▲ 431.8	▲ 265.9	166.0	—	▲ 431.8	▲ 304.9	126.9	—	▲ 431.8	▲ 304.9	126.9	—	▲ 431.8	▲ 304.9	126.9	—																
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
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)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																
		火力他	17.6 [54%]	17.6 [54%]	0.0		35.6 [64%]	34.6 [62%]	▲ 1.0	(f)	35.6 [64%]	34.6 [62%]	▲ 1.0	(f)	35.6 [64%]	34.6 [62%]	▲ 1.0	(f)															
		発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力 () 内は、全設備運転時	(36.4) [60%]				(36.4) [60%]				(36.4) [60%]				(36.4) [60%]																		
		自家発電余剰	14.1	3.6	▲ 10.5	(e)	14.1	3.9	▲ 10.2	(e)	14.1	3.9	▲ 10.2	(e)	14.1	3.9	▲ 10.2	(e)															
		合計	31.7	21.2	▲ 10.5		49.7	38.5	▲ 11.2		49.7	38.5	▲ 11.2		49.7	38.5	▲ 11.2																
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
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)	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																
		A	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	(f)	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	(f)	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	(f)	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	(f)															
		合計	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	—	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	—	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	—	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	—															
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
長周期広域周波数調整 (連系統活用) ※1 空容量 = (運用容量) — 約定済み域外送電電力 — 三次調整力	地域間連系統	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																
		F C (新飯濃、佐久間、東清水、琵琶湖)	145.4 (135.0)	0.0	▲ 145.4	(g)	5.4 (129.0)	0.0	▲ 5.4	(g)	5.4 (129.0)	0.0	▲ 5.4	(g)	5.4 (129.0)	0.0	▲ 5.4	(g)															
		三重東近江	12.4 (44.0)	0.0	▲ 12.4	(g)	109.6 (39.0)	0.0	▲ 109.6	(g)	109.6 (39.0)	0.0	▲ 109.6	(g)	109.6 (39.0)	0.0	▲ 109.6	(g)															
		南福光 (BTB、交流連絡母線)	30.0 (30.0)	0.0	▲ 30.0	(g)	40.2 (30.0)	0.0	▲ 40.2	(g)	40.2 (30.0)	0.0	▲ 40.2	(g)	40.2 (30.0)	0.0	▲ 40.2	(g)															
		合計	187.8	0.0	▲ 187.8	—	155.2	0.0	▲ 155.2	—	155.2	0.0	▲ 155.2	—	155.2	0.0	▲ 155.2	—															
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
バイオマス専焼電源 ※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																
		出力抑制可	27.2 [90%]	25.4	▲ 1.8	(f)	32.6 [92%]	29.8	▲ 2.8	(f)	32.6 [92%]	29.8	▲ 2.8	(f)	32.6 [92%]	29.8	▲ 2.8	(f)															
		出力抑制不可	—	2.6	—	(f)	—	7.8	—	(f)	—	7.8	—	(f)	—	7.8	—	(f)															
		合計	27.2	28.0	▲ 1.8	—	32.6	37.6	▲ 2.8	—	32.6	37.6	▲ 2.8	—	32.6	37.6	▲ 2.8	—															
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (8)																		3月9日(日)				3月30日(日)											
※3 発電設備補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	電源合計	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)																		
		出力抑制可	4.6 [47%]	3.9	▲ 0.7	(f)	4.6 [46%]	4.1	▲ 0.5	(f)	出力抑制可	4.6 [47%]	3.9	▲ 0.7	(f)	4.6 [46%]	4.1	▲ 0.5	(f)														
		出力抑制不可	—	5.9	—	A(38),B(2),C(9)	—	8.1	—	A(38),B(2),C(9)	出力抑制不可	—	5.9	—	A(38),B(2),C(9)	—	8.1	—	A(38),B(2),C(9)														
		合計	4.6	9.8	▲ 0.7	—	4.6	12.2	▲ 0.5	—	4.6	9.8	▲ 0.7	—	4.6	12.2	▲ 0.5	—															
		誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量	誤差量														
想定誤差量																		3月9日(日)				3月30日(日)											
想定誤差量	出力帯 算定	出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯	高出力帯															
		(A)理論上出力/設備容量	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%	97.9%															
		(B)太陽光出力/設備容量	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%															
		(C)出力率 (B)/(A)	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%	77.8%															
		(D)誤差率	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%															
		(E)設備量	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5	1,191.5															
合計(A)×(D)×(E)		82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9																
太陽光誤差		59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1	59.1																
エリア需要誤差		23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8																

(参考) 当日の需給実績

[万 kW]

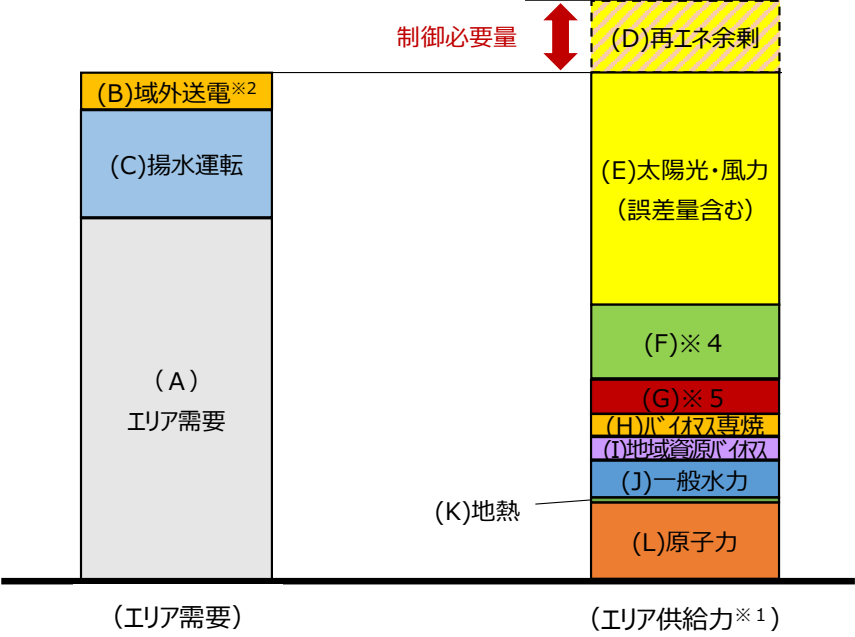
		場所	中部エリア	中部エリア
		下げ調整力最小時刻	3月9日(日) 11時00分～11時30分	3月30日(日) 12時30分～13時00分
天候・気温	天候		晴	晴
	気温 (℃)		12.6	12.4
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)		1,232.4	1,118.6
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	328.4	338.2
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	23.6	34.2
		(L) 原子力	0.0	0.0
		(J) 一般水力	54.2	133.2
		(K) 地熱	0.2	0.2
		(H) バイオマス専焼電源	27.6	29.8
		(I) 地域資源バイオマス	13.6	13.4
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	886.0	818.9
		風力 (抑制量含む)	15.8	18.8
	エリア供給力計		1,349.4	1,386.7
	揚水運転	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 206.6	▲ 309.4
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	91.2	74.0
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 1.6	▲ 32.7
	供給力計		1,232.4	1,118.6

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系統の運用容量相当
※3 バイオマス混焼電源を含む。
※4 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。
※5 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

○必要性（別紙 1）のイメージ図



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系統の運用容量相当、長周期広域周波数調整を含む
※3 バイオマス混焼電源を含む。
※4 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。
※5 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

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

～中部電力パワーグリッド編～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 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
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (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）
 - (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
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 中部電力パワーグリッドの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考 2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、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施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

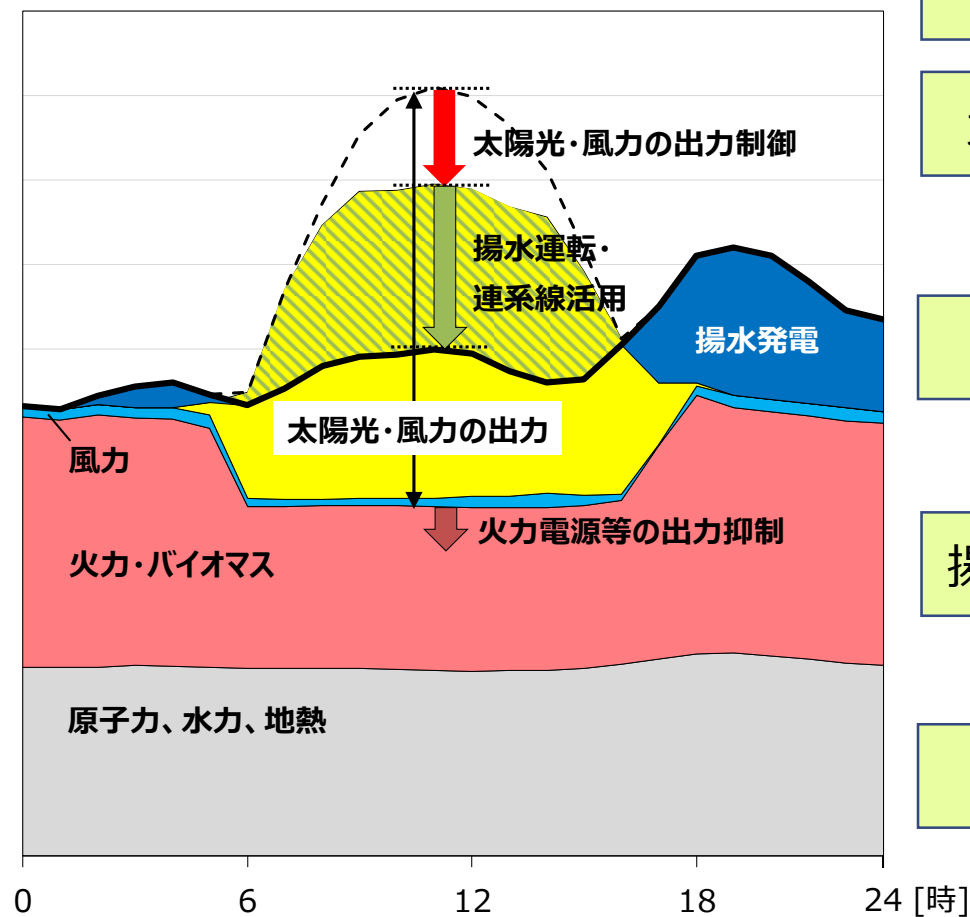
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需給バランスのイメージ図



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

+

長周期広域周波数調整

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. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記①から③に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電機の出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について
下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機の出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

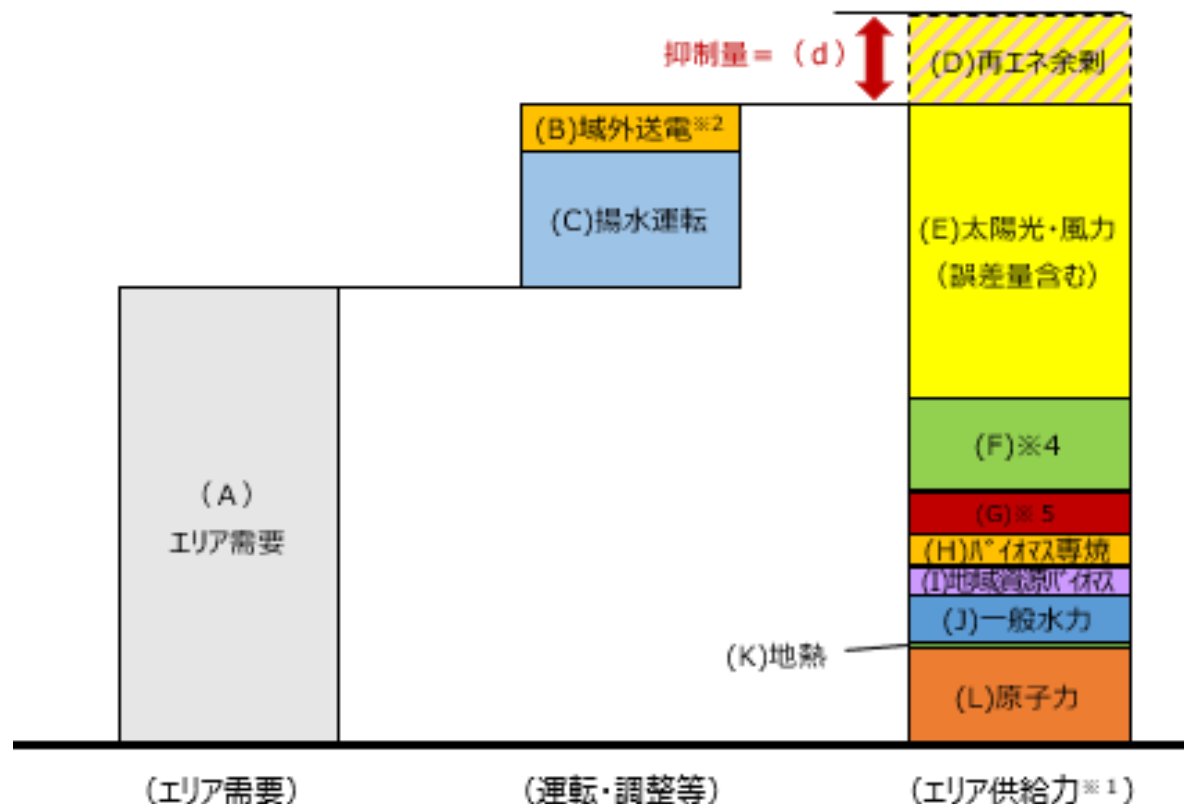
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当

※3 バイオマス温焼電源を含む。

※4 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス温焼電源を含む。

※5 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

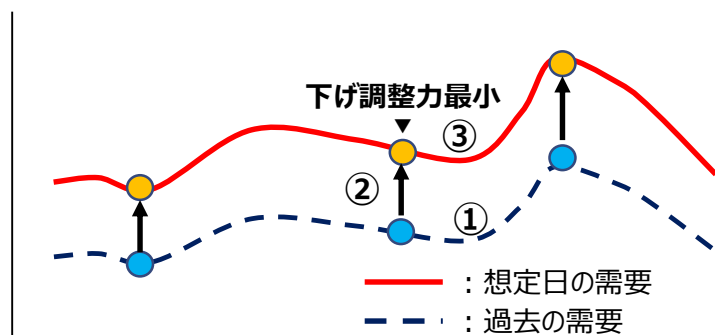
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を
基に過去の類似日を検索。

② 気温補正、重回帰分析による補正

①の需要実績を、名古屋の翌日気温予想と、
①の気温実績の気温差に気温感応度を乗じ
算出した気温補正、および必要により重回帰
分析による補正を行う。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

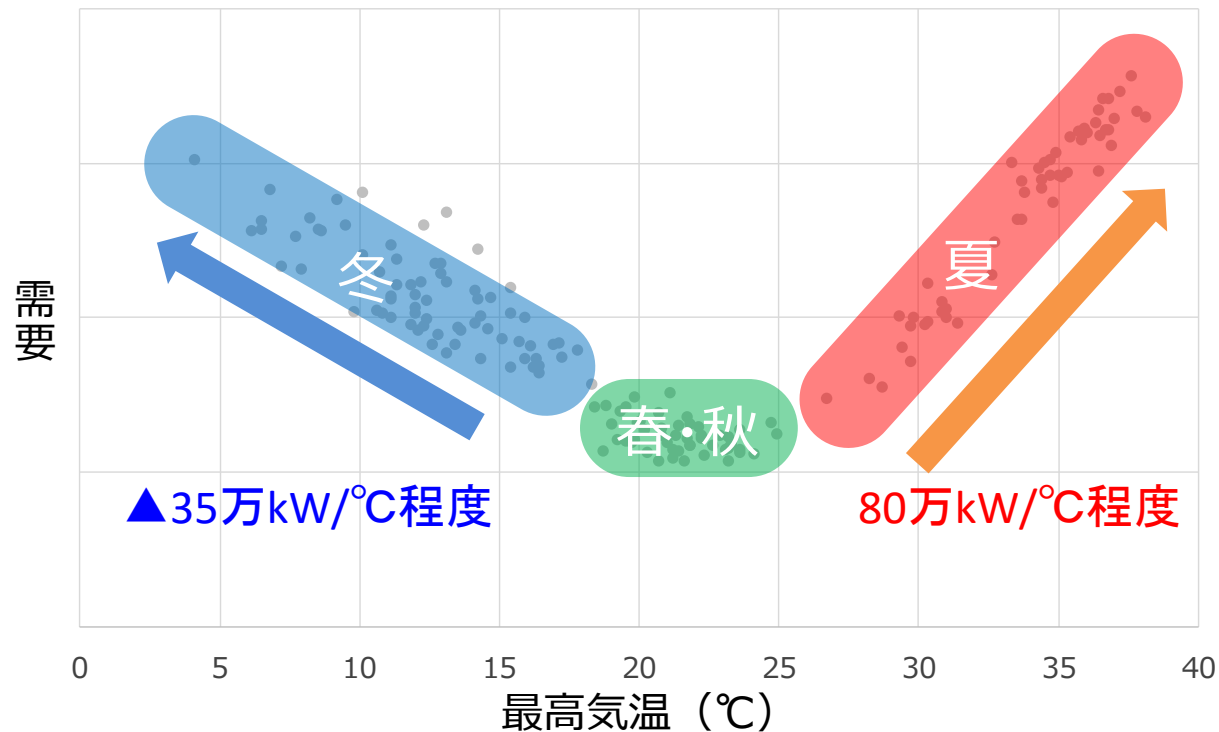
需要想定のイメージ図



（気温感応度グラフの説明）

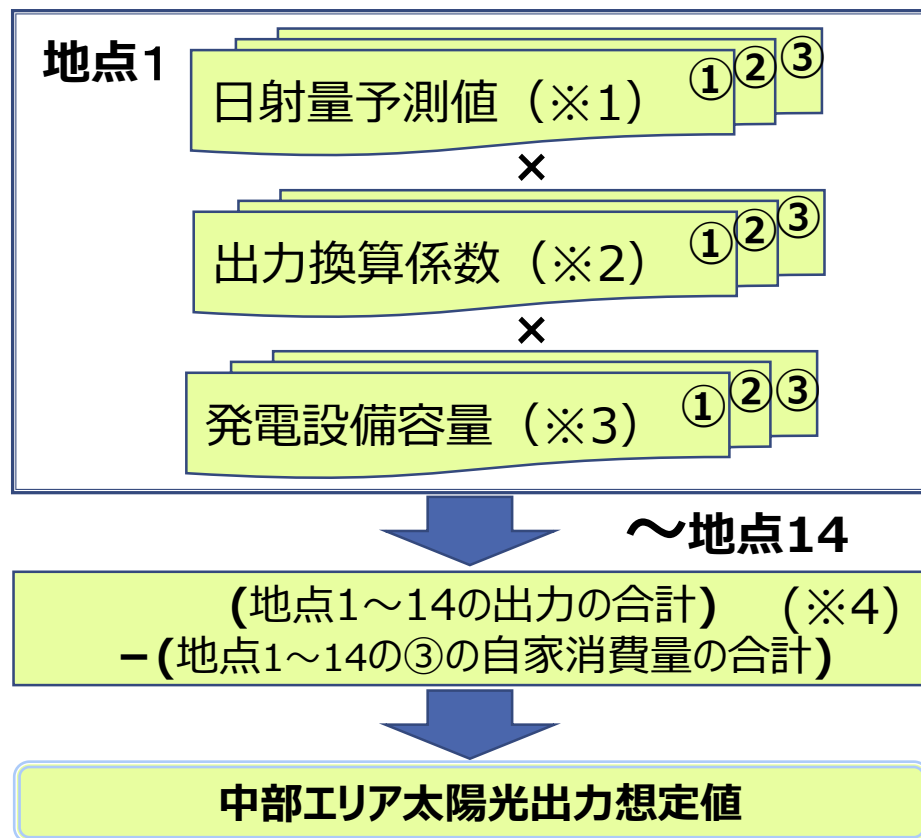
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（最新の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、中部エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



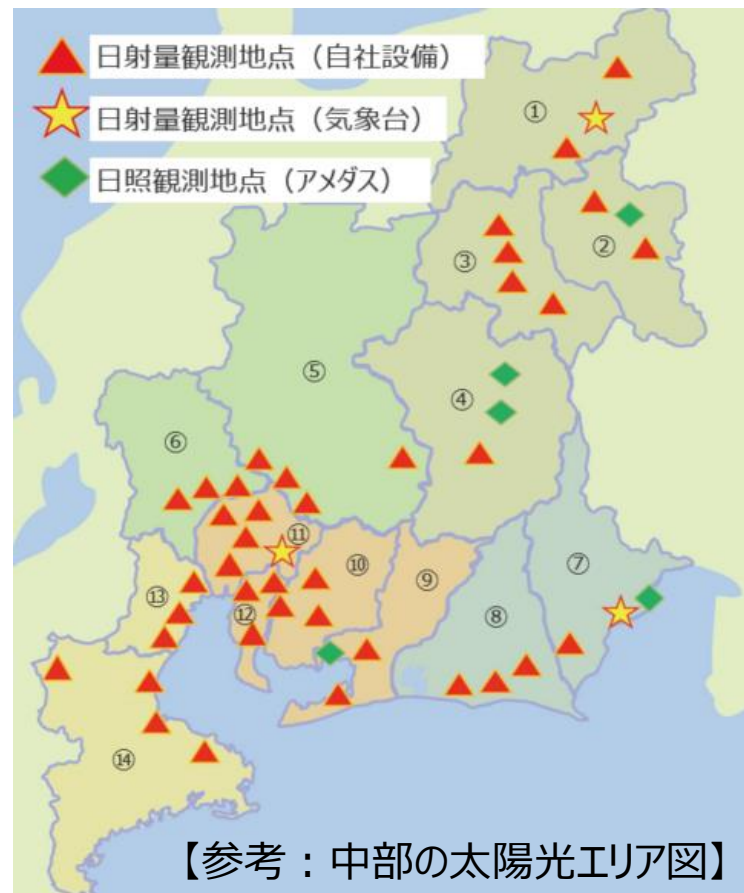
（凡例） ①：特高、②：高低圧（全量）、③：高低圧（余剰）

（※1） 気象会社から提供された、抑制当日の分割したエリア単位の最新の日射量予測値（30分値）。

（※2） 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、電圧別に①～③区分に細分化した月別の出力換算係数。

（※3） 制御指令時点の電圧別（①～③区分）、エリア別に細分化した太陽光発電設備容量。

（※4） サンプル（P V出力、自家消費量、余剰電力）と、高低圧（余剰）の月間電力量（kWh）から月間の自家消費電力量（kWh）を求め、昼間帯における平均出力（kW）を算出。



風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブ（※1）を基に各発電所単位で想定する。また、高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

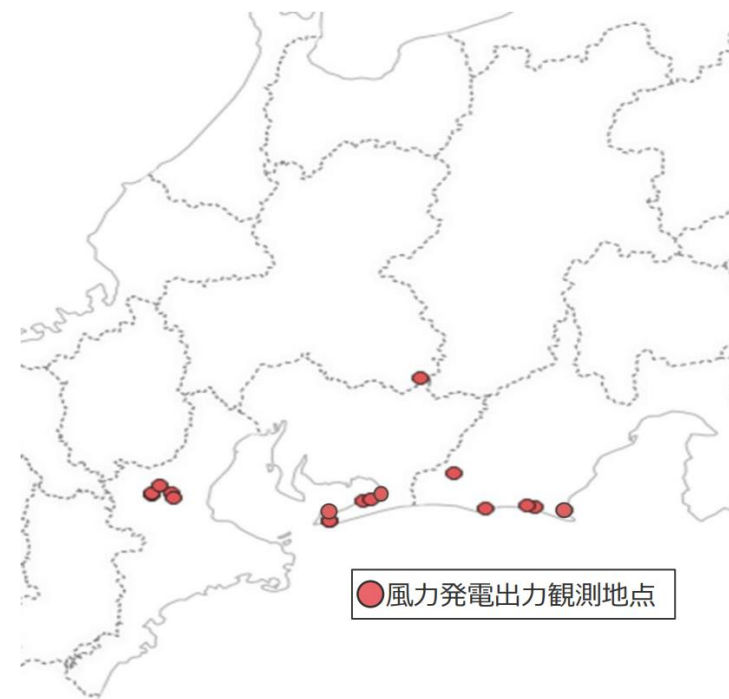
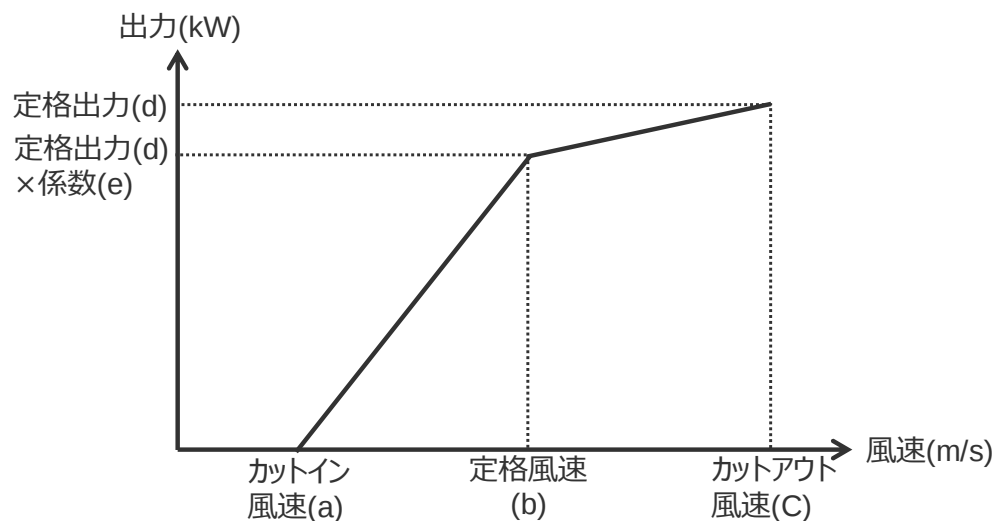
（※1）風車固有のパワーカーブ等より、風速と出力の関係を示す計算式を導いて作成したもの

〔特高風力出力（1基あたり）〕

$$= \frac{d \times e}{b - a} \times (g - a)$$

g : 風速予測値（m/s）（※2）

（※2）気象会社から前日（もしくは抑制当日）に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値（30分値）。



【参考：中部の風力発電所】

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、中部電力パワーグリッドが公表している「平常時系統運用指針 第5章 周波数調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※１）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※１ 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の対応

①石炭火力

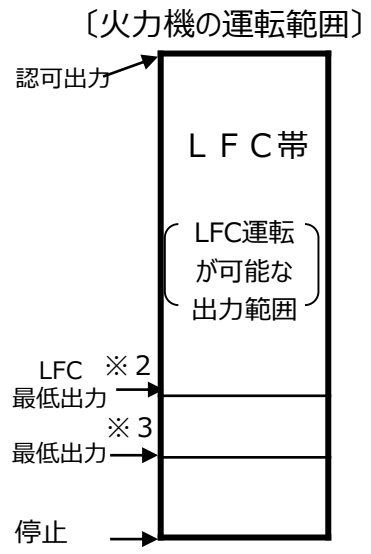
点灯帯や、翌日の供給力確保のため2台運転を基本とする。なお、長期連休等の場合には下げ調整力不足状況を鑑み1台運転とする。

可能な限り毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応する。

LFC調整力は、LNG火力で確保することから、最低出力とする。

②LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費や補助蒸気確保に最低限必要な発電機のみ運転とし残りは停止する。



※２ 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※３ 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**
なお、中部エリアに需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

発電所名	号機	揚水動力 (万 kW)
奥美濃	1	▲ 27.1
	2	▲ 27.1
	3	▲ 27.1
	4	▲ 27.1
	5	▲ 27.1
	6	▲ 27.1
奥矢作	1	▲ 40.1
	2	▲ 40.1
	3	▲ 40.1
新豊根	2	▲ 26.0
	3	▲ 26.0
	4	▲ 26.0
馬瀬川第一	1	▲ 16.0
	2	▲ 16.0
高根第一	1	▲ 9.8
	2	▲ 9.8
	3	▲ 10.0
畑薙第一	2	▲ 4.7
	3	▲ 4.7
合計： 19台		▲ 431.8

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における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対応

①火力電源（※２）

副生ガスの消費等を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※２）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※１）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

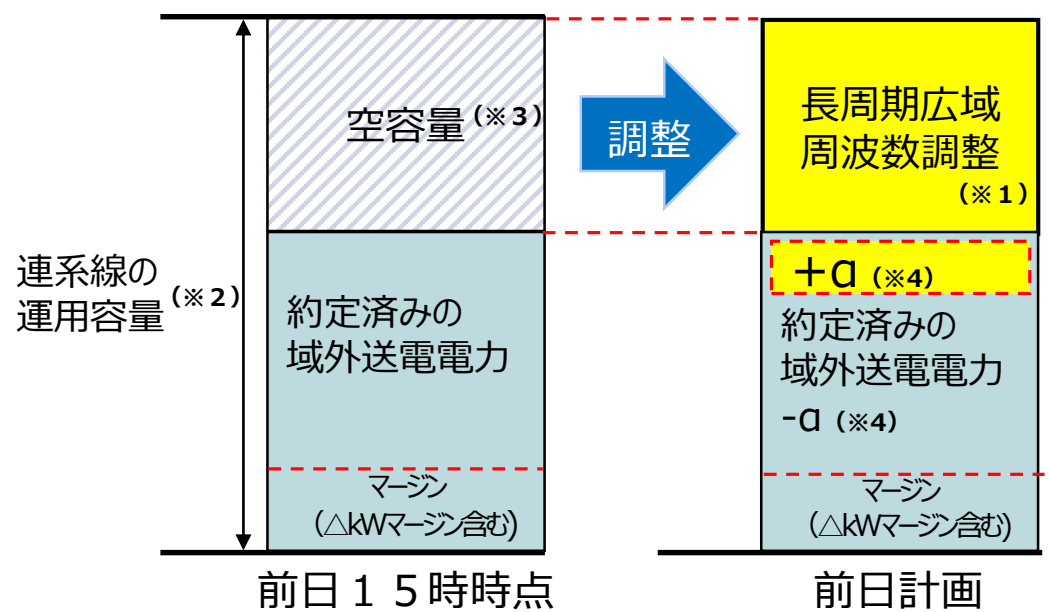
（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電設備の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

発電所名	揚水動力 (万 kW)
A	▲ 11.0
合計：1 台	▲ 11.0

東京中部・中部北陸・中部関西間連系線（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、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。
日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1） 供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2） 流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

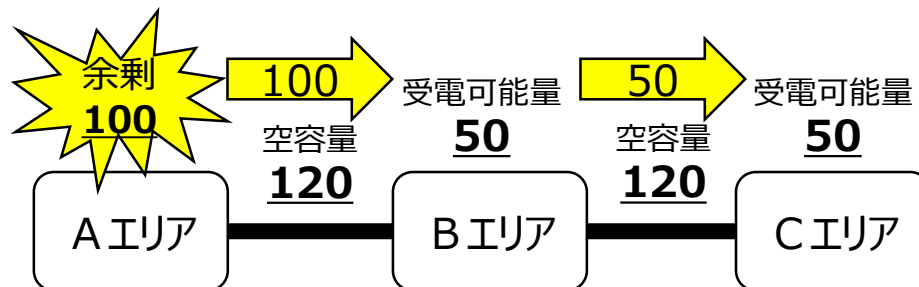
（※ 3） 空容量
＝運用容量－約定済みの域外送電電力－マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

（※ 4） 約定済みの域外送電電力は、前日15時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（＝α）

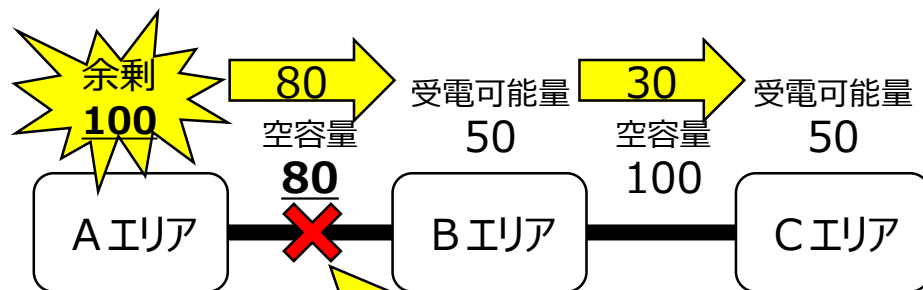
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

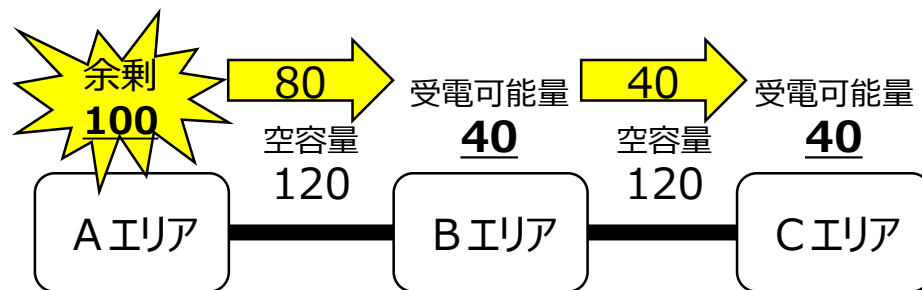
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

自家発電余剰分は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○バイオマス専焼電源の出力抑制を困難と判断する理由と中部エリアの発電所数

【理由】

出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
発電機機器仕様上、定格出力運転しかできない
出力制御を行う場合、蒸気放出により周辺環境に影響を及ぼす

【発電所数】

3
6
1

地域資源バイオマスについて、出力抑制可能な場合は最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。

出力抑制が困難な場合、中部電力パワーグリッドが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマスの対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、中部エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

3 8
2
9

なっとく！再生可能エネルギー FIT・FIP制度 よくある質問 Q5－9、Q5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

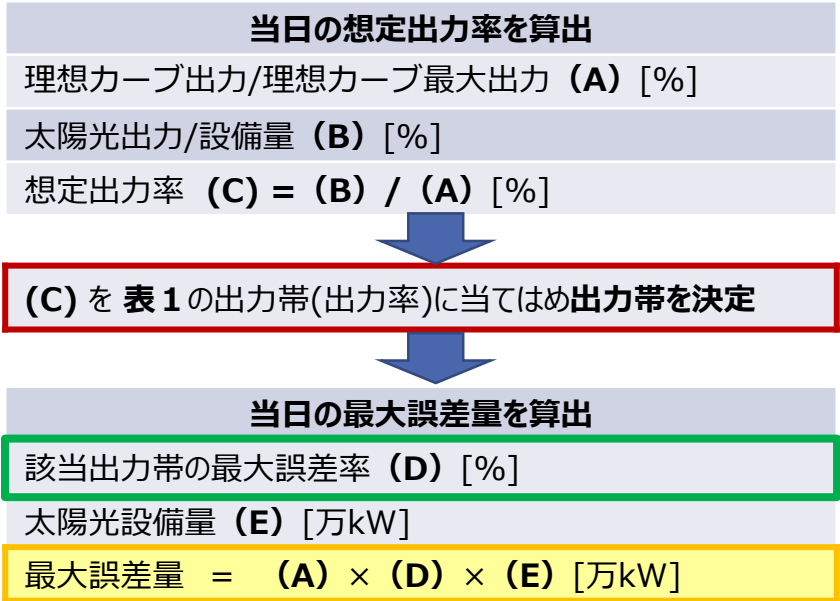
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯、最大誤差量は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差率を、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日14時の予測と当日実績との差）より算出。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて最大誤差率を決定する。
 - ③ 最大誤差率と設備量、理想カーブ比率から、想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量との差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

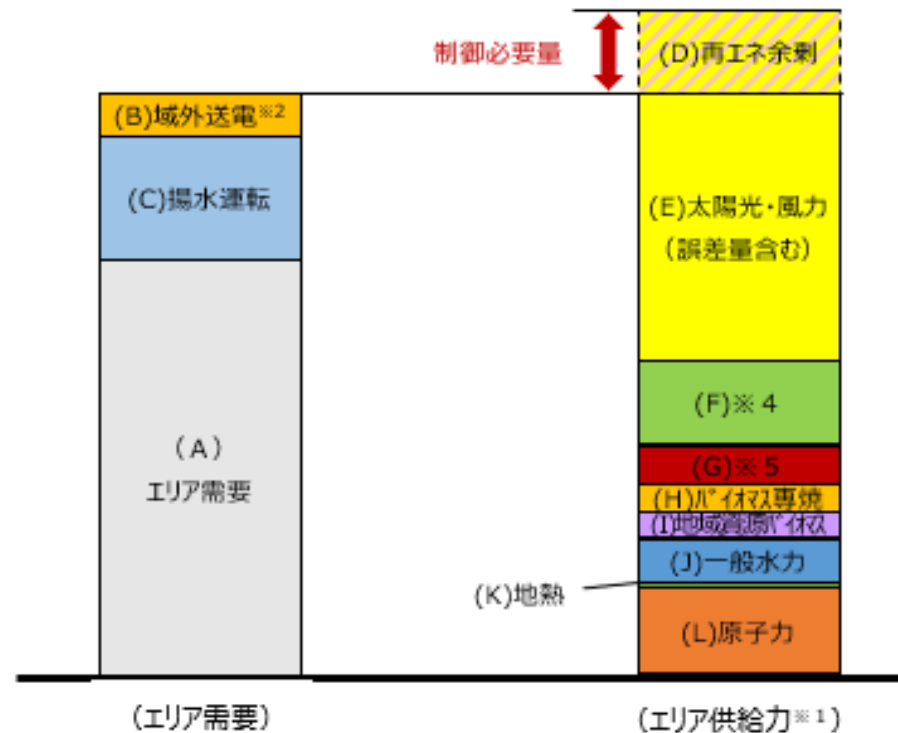
表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW、%]

出力帯 (設備量に対する出力率)		3月の 最大 誤差率	3月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(67%～)	12.8%	128.7	23.8	152.5
中出力帯 1	(58%～67%)	17.9%	165.6	47.7	213.3
中出力帯 2	(50%～58%)	25.0%	249.0	48.9	297.9
低出力帯 1	(40%～50%)	31.3%	451.6	▲78.7	372.9
低出力帯 2	(～40%)	36.2%	461.1	▲29.8	431.3

表2 想定誤差量の決定フロー



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等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の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、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か確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当、長周期広域周波数調整を含む

※3 バイオマス湿焼電源を含む。

※4 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス湿焼電源を含む。

※5 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

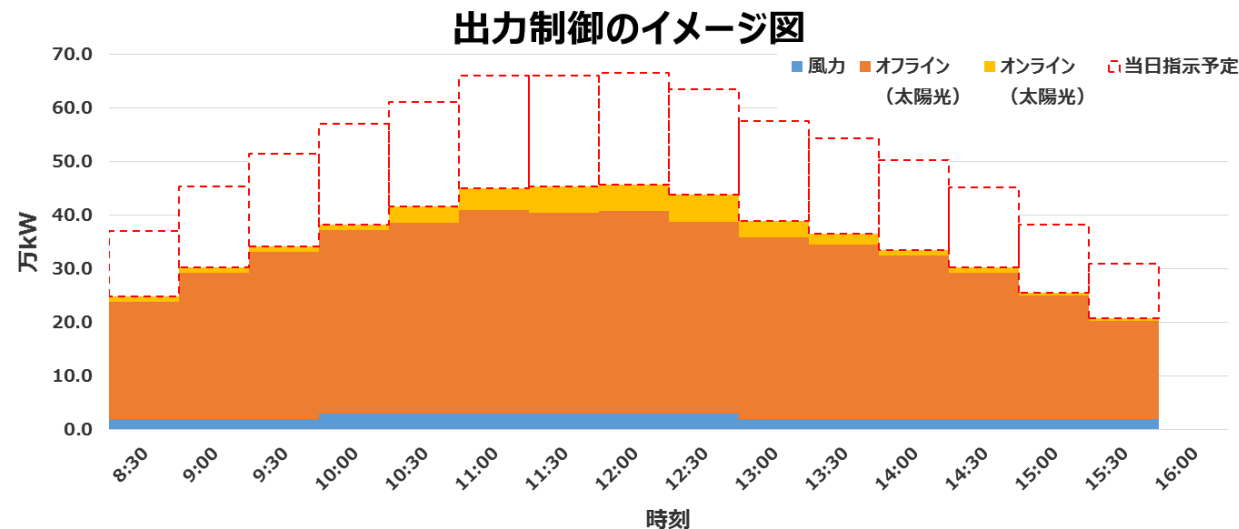
中部電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

- 再エネ出力抑制量には、想定誤差量を織込んでおり、太陽光発電出力の低下時等における抑制量を低減するために、前日指令時には、発生頻度が比較的高い「平均誤差相当」を当日の調整ができないオフライン制御に優先して割り当てる。なお、平均誤差相当を加えた制御必要量を代理制御対象と、オフライン制御対象で設備量按分を行い、オフライン制御に前日指令を行う。

②実需給でのオンライン制御の有効活用

- オンライン制御については、調整用として有効活用し、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に、追加制御を実施



中部電力パワーグリッドは、優先給電ルールに基づく、中部エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所の出力抑制について、31者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

	事業者数	定格出力[万kW]	最低出力[万kW] (出力率 (%))		
① 定格出力の0%程度まで抑制	3者 (火力等)	1.4	0.0	(0%)	
② 定格出力の50%以下まで抑制	1者 (火力等)	1.7	0.8	(50%)	
	1者 (バイオマス混焼)	11.0	5.0	(45%)	
③ 定格出力の50%を超過	2者 (火力等)	23.0	18.0	(78%)	※1
		3.1	—	(—)	※2
	3者 (バイオマス混焼)	13.6	6.8	(50.2%)	※3
		7.5	5.6	(75%)	※3
		0.3	0.2	(60%)	※3
④ 自家消費相当分まで抑制	21者 (自家発電余剰電源)	—	22.9		※4
計	31者	61.5	59.4	(59%)	※5

(※1) 出力制御に応じることにより、燃料や薬品の調達、保管に支障を来すことから、これ以上の抑制は困難

(※2) 蒸気販売状況によって、最低出力が変わることから、可能な範囲で抑制

(※3) 発電機の運用下限であることから、これ以上の抑制は困難

(※4) 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用を依頼

(※5) 出力の合計値は①～④の合計 (出力率は①②③から算出)

(※6) 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

中部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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2025 年 3 月分)

中部電力パワーグリッド株式会社が 2025 年 3 月に実施した、中部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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1. 抑制実施日とエリア

- 3 月 9 日(日) 中部エリア
- 3 月 30 日(日) 中部エリア

2. 検証内容

- 再エネの出力抑制に関する指令をおこなった時点で予想した需給状況
- 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
- 再エネの出力抑制をおこなう必要性

3. 検証結果

検証内容の(1)~(3)それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)中部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\(2025 年 3 月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙 1~3\) 日別のデータ](#)  (XXXKB)
(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 ～中部電力パワーグリッド編～](#) (XXXXKB)

5.2025 年度以降の中部エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

- 中部エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表については、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中部エリアについては、直近一年間で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、中部電力パワーグリッド株式会社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、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったことから、次回は 8 月に 4～6 月分の検証・公表を行います。
- [\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025 年 1 月 23 日 第 1 回次世代電力系統 WG 資料 2-1\)](#)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

北海道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

～ 2 0 2 5 年 4 月抑制分 北海道電力ネットワーク～

2 0 2 5 年 5 月 2 8 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．北海道電力ネットワーク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 ～北海道電力ネットワーク編
～

北海道電力ネットワークは、2025年4月に、北海道エリア（離島を除く）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、2日間実施した。

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。

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ている。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)

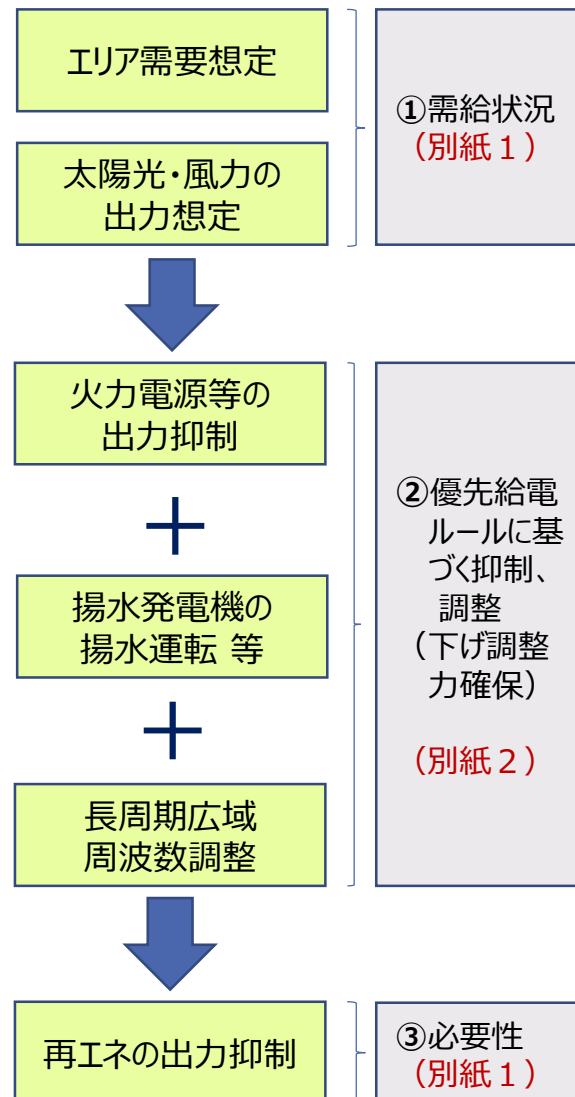
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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 L F C 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。
- ・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。



北海道電力ネットワークは、4月の以下の2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	北海道エリア（離島を除く）	
指令日時	4月25日(金) 16時	4月26日(土) 16時
抑制実施日	4月26日(土)	4月27日(日)
最大抑制量（※1）	81.1万kW	74.1万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時
北海道電力ネットワーク 公表サイト	北海道エリアの出力制御指示の内容を参照	

（※1） 当日指令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。

4. 総合評価（1／2）

本機関は、北海道電力ネットワーク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	
	26	27
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行な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）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の蓄電設備の充電	○	○
（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）	○	○
（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	○	○
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	○	○

※ 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
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。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から補正を行い適切な想定ができていた。
（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。
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）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）	設備点検による停止および降雨等の出水による揚水動力可能な減のある揚水発電機を除いて、最大限揚水することを確認した。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	大容量蓄電池は、作業制約による容量減少分を除き、最大限活用していることを確認した。
（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）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。
（6）バイオマス専焼電源	試運転による抑制量減少のある発電所を除き、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。
（7）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すること、およ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。
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。

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、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および需給バランス改善用の蓄電設備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。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

(単位：万kW)				北海道エリア		北海道エリア			
場所				4月26日(土)		4月27日(日)			
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻				12:00～12:30		12:00～12:30			
				【需要想定】		【需要想定】			
				【基準】		【基準】			
需要想定	年月日（曜日）			2025.4.26(土)	2024.4.27(土)	2025.4.27(日)	2024.4.28(日)		
	札幌 地点	気温（℃）			12.9	26.8	9.9	14.8	
		湿度（%）			45.0	32.0	53.0	47.0	
		30分積算日射量（kW/m2）			0.694	0.856	0.648	0.689	
		30分降雪量（cm）			0	0	0	0	
	相関 係数	A 気温に対する相関係数			予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日の気象予測地点毎の各パラメータに対して相関係数を作成し、重回帰法にて需要を想定（参照データ数は、参照期間と説明変数の組み合わせで1000以上）				
		B 湿度に対する相関係数							
		C 30分積算日射量に対する相関係数							
D 30分降雪量に対する相関係数									
需要 （万kW）		過去の需要実績							
		需要想定値①		298.0		289.1			
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m）			【出力想定】		【出力想定】			
				1.55～3.10		1.30～2.84			
	出力想定値(※1) （万kW）	特高②		65.0		60.3			
		高圧③		64.2		59.8			
		低圧④		45.4		42.6			
合計⑤			② + ③ + ④		174.6				
風力の 出力想定	風速予測値（m / s）			1.1～9.8		1.4～10.6			
	出力想定値 （万kW）	特高⑥		60.5		47.0			
		高圧⑦		1.8		0.2			
		低圧⑧		2.1		0.3			
	合計⑨			⑥ + ⑦ + ⑧		64.4			
				【前日計画】		【前日計画】			
需給状況 （万kW）	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)		38.6		38.5			
		(G) 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)		4.5		4.5			
		(L) 原子力		0.0		0.0			
		(J) 一般水力		91.7		83.6			
		(K) 地熱他		14.2		13.3			
		(H) バイオマス専焼電源		14.1		14.1			
		(I) 地域資源バイオマス		6.5		7.2			
		(E-1)	太陽光⑤		174.6		162.7		
			風力⑨		64.4		47.5		
		(E-2)	想定誤差量		67.3		67.3		
エリア供給力 計⑩			475.9		438.7				
イメージ図は 「別紙3」	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）①		298.0		289.1			
		揚水	C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑪		▲ 59.0		▲ 59.0		
			連転等 C-2) 電力貯蔵装置の充電⑫		▲ 1.3		▲ 1.3		
		域外	B-1) 約定済みの域外送電電力⑬		▲ 36.5		▲ 15.2		
			送電 B-2) 長周期広域周波数調整⑭		0.0		0.0		
		エリア需要等 計⑮＝①－（⑪＋⑫＋⑬＋⑭）			394.8		364.6		
						【前日計画】		【前日計画】	
		必要性 （万kW）			エリア供給力 計⑩		475.9		438.7
			エリア需要等 計⑮		394.8		364.6		
イメージ図は 「別紙3」			判定		○		○		
(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑯＝（⑮－⑩）			81.1		74.1				

(※)差異理由

(単位：万kW)

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)

※最低出力は周波数調整力2%を含む
周波数調整力 2 %
確保の発電所

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)

4月26日(土)

4月27日(日)

燃焼

発電所

最低出力①

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

最低出力①

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

石灰

吉東厚良

30.7

30.7

0.0

30.6

30.6

0.0

砂川

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

知内

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

伊達

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

吉小牧

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

共発

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

0.0

LNG

石狩

7.9

7.9

0.0

7.9

7.9

0.0

合計

38.6

38.6

0.0

—

38.5

38.5

0.0

—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)

4月26日(土)

4月27日(日)

発電所

号機

揚水動力①

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

揚水動力①

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

京極

1

▲ 23.5

▲ 23.5

0.0

▲ 23.5

▲ 23.5

0.0

2

▲ 23.5

▲ 23.5

0.0

▲ 23.5

▲ 23.5

0.0

高見

1

▲ 10.0

0.0

10.0

(m)

▲ 10.0

0.0

10.0

(m)

2

▲ 14.0

▲ 12.0

2.0

(u)

▲ 14.0

▲ 12.0

2.0

(u)

新冠

1

▲ 10.0

0.0

10.0

(m)

▲ 10.0

0.0

10.0

(m)

2

▲ 10.0

0.0

10.0

(m)

▲ 10.0

0.0

10.0

(m)

合計

▲ 91.0

▲ 59.0

32.0

—

▲ 91.0

▲ 59.0

32.0

—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)

4月26日(土)

4月27日(日)

需給/バランス改善用の蓄電設備の充電

南早来発電所蓄電池

充電最大電力①

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

充電最大電力①

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

▲ 1.6

▲ 1.3

0.3

(o)

▲ 1.6

▲ 1.3

0.3

(o)

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)

4月26日(土)

4月27日(日)

調整力としてあらかじめ確保しない発電設備等(火力)

※発電設備の維持停止等を考慮した抑制日の最低出力

発電所

最低出力①
[出力率%]

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

最低出力①
[出力率%]

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

火力(混焼バイオス含む)

4.5
[17%]

4.5

0.0

4.5
[17%]

4.5

0.0

自家発余剰

0.0
[0%]

0.0

0.0

0.0
[0%]

0.0

0.0

合計

4.5

4.5

0.0

—

4.5

4.5

0.0

—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)

4月26日(土)

4月27日(日)

長周期広域周波数調整(連系線活用)
※1 空容量＝(運用容量)
ー約定済みの域外送電能力
ーマージン (ΔMWマージン含む)

地域間連系線

前日 1 5時時点
の空容量① Δ±1
(運用容量)

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

前日 1 5時時点
の空容量① Δ±1
(運用容量)

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

北海道本州間
連系設備

28.5
(90.0)

0.0

▲ 28.5

(n)

47.8
(90.0)

0.0

▲ 47.8

(n)

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)

4月26日(土)

4月27日(日)

バイオマス専焼電源
※発電設備の維持停止等を考慮した抑制日の最低出力

電源合計

合意した最低出力①
[出力率%]

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

合意した最低出力①
[出力率%]

前日計画②

差異 (②-③)

差異理由(※)

12.1
[62%]

14.1

2.0

(d)

12.1
[62%]

14.1

2.0

(d)

自家発余剰

0.0
[0%]

0.0

0.0

0.0
[0%]

0.0

0.0

合計

12.1

14.1

0.0

—

12.1

14.1

0.0

—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)

4月26日(土)

4月27日(日)

地域資源バイオマス
※発電設備の維持停止等を考慮した抑制日の最低出力

電源合計

合意した最低出力①
[出力率%]

前日計画②

差異 (②-③)

理由 A～C 毎
(発電所数)

合意した最低出力①
[出力率%]

前日計画②

差異 (②-③)

理由 A～C 毎
(発電所数)

0.0
[0%]

0.0

0.0

0.0
[0%]

0.0

0.0

出力抑制可

0.0
[0%]

0.0

0.0

0.0
[0%]

0.0

0.0

出力抑制不可

—[100%]

6.5

—

A(110),B(5),C(0)

—[100%]

7.2

—

A(110),B(5),C(0)

合計

0.0

6.5

0.0

—

0.0

7.2

0.0

—

想定誤差量

4月26日(土)

4月27日(日)

出力帯

出力帯

中出力帯①

中出力帯①

(A)当日 想定最大出力

203.3

203.3

(B)当日 想定出力

174.6

162.7

(C)出力率 (B)÷(A)

85.9%

80.0%

太陽光誤差

30.1

30.1

リニア需要誤差

31.9

31.9

連系線受電想定

5.3

5.3

合計

67.3

67.3

(a) 作業制約による停止不可

(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少

(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加

(d) 試験運転試験(パターンに基づく抑制量減少)

(e) 試験運転試験(パターンに基づく抑制量増加)

(f) 自家発電設備なり工場生産調整に基づく計画

(g) オーパーホールで停止不可

(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用

(i) 他の供給区域の受電可能量不足

(j) システムによる停止

(k) 高見・新冠 4 台目揚水運転不可 (同期安定度)

(l) 作業 (ばい煙測定等) による抑制量減少

(m) 設備点検で停止

(n) 東北東京間連系線の空容量不足

(o) 作業制約に伴う容量減

(p) 降雨による出水増加のため

(q) 当日指示では対応できないため

(r) 下げ調整力確保済により対応不要

(s) 夜間の供給力確保に伴う出力帯切替のため

(t) 他連系線の空容量または他エリア受電可能量不足のため

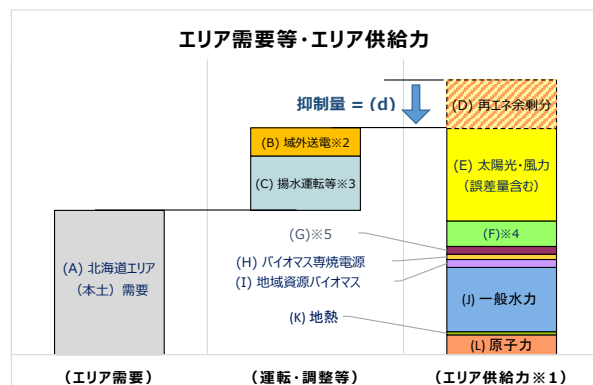
(u) 降雨等出水による揚水動力可能的減

(参考) 当日の需給実績

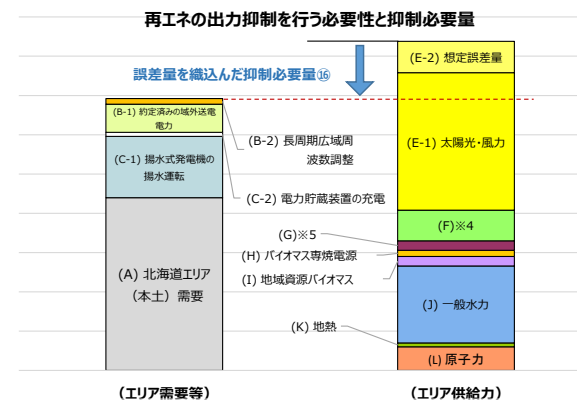
(単位: 万kW)

場所		北海道エリア	北海道エリア
		4月26日(土) 11:00~11:30	4月27日(日) 10:00~10:30
天候・気温	天候	晴	曇り
	気温 (℃)	9.3	9.3
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	316.6	277.0
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	65.8	82.4
	(G) 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)	12.8	10.5
	(L) 原子力	0.0	0.0
	(J) 一般水力	91.0	85.4
	(K) 地熱	1.2	1.2
	(H) バイオマス専焼電源	14.3	14.5
	(I) 地域資源バイオマス	3.4	3.3
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	169.0	145.9
	(E) 風力 (抑制量含む)	67.6	39.5
	エリア供給力計	425.1	382.7
	(C) 揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲ 48.2	▲ 49.2
	(B) 域外送電 (約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整)	▲ 30.4	▲ 5.4
	(D) 抑制 太陽光・風力抑制	▲ 29.9	▲ 51.1
	供給力計	316.6	277.0

○需給状況 (別紙 1) ・当日の需給実績 (別紙 3) のイメージ図 ○必要性 (別紙 1) のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
 ※ 2 : 北海道本州間連系設備の運用容量相当。 ※ 3 : 蓄電設備の充電を含む。
 ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。
 ※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等



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

～北海道電力ネットワーク編～

2025年5月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 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
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 電力貯蔵装置の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等
 - (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
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性
 - (参考1) 風力発電の導入拡大に向けた実証試験について
 - (参考2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備および専焼バイオマスの出力抑制に関する調整状況

本機関は、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施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

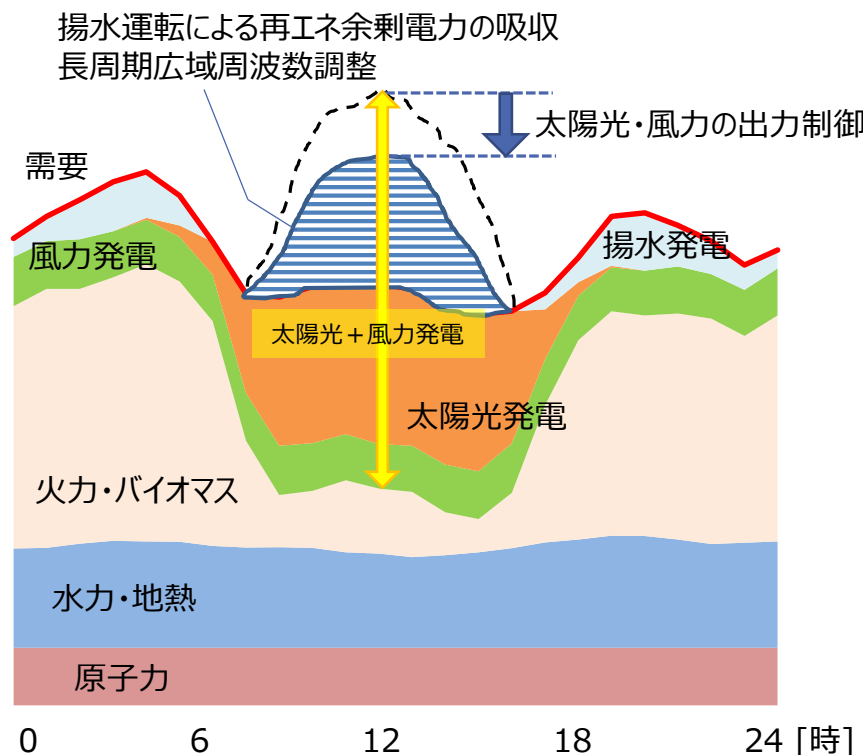
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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

+

長周期広域周波数調整

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. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記（ア）から（ウ）に掲げる発電設備等抑制等の措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない下記（ア）から（ウ）に掲げる措置（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

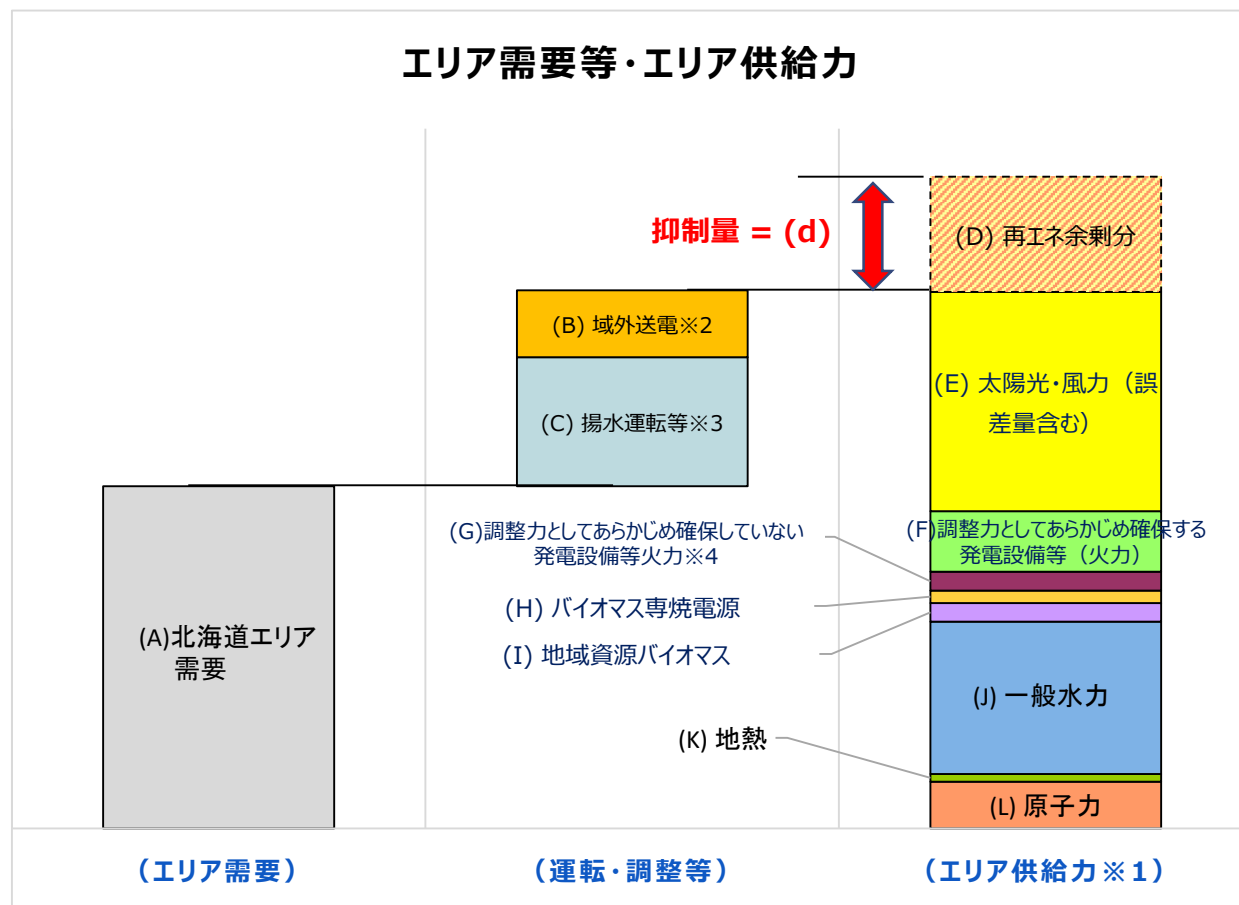
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2：北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備）の運用容量相当。

※ 3：電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4：バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 需要予測モデル作成
(過去の気象実績・需要実績に基づき、気象予測値と需要予測値に適用する相関係数の作成)

予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日における実績を用いて相関係数を作成

相関係数作成に使用する要素(例)

・気温[℃]・湿度[%]・日射量[W/m²]・降雪量[cm]等

② 需要予測
(需要予測モデル作成で算出された相関係数と気象予測値を用いて需要予測値を算出)

需要予測に使用する気象要素(例)

・気温[℃]・湿度[%]・日射量[W/m²]・降雪量[cm]等

予測対象地点：旭川, 札幌, 帯広, 室蘭, 函館

予測粒度：30分

需要想定計算イメージ

需要予測値 = { 気温瞬時値 × A + 湿度瞬時値 × B
+ 30分積算日射量 × C + 30分降雪量 × D } × 補正率

A, B, C, D: 需要予測モデル作成で過去実績から算出した各気象予報値と需要の相関係数

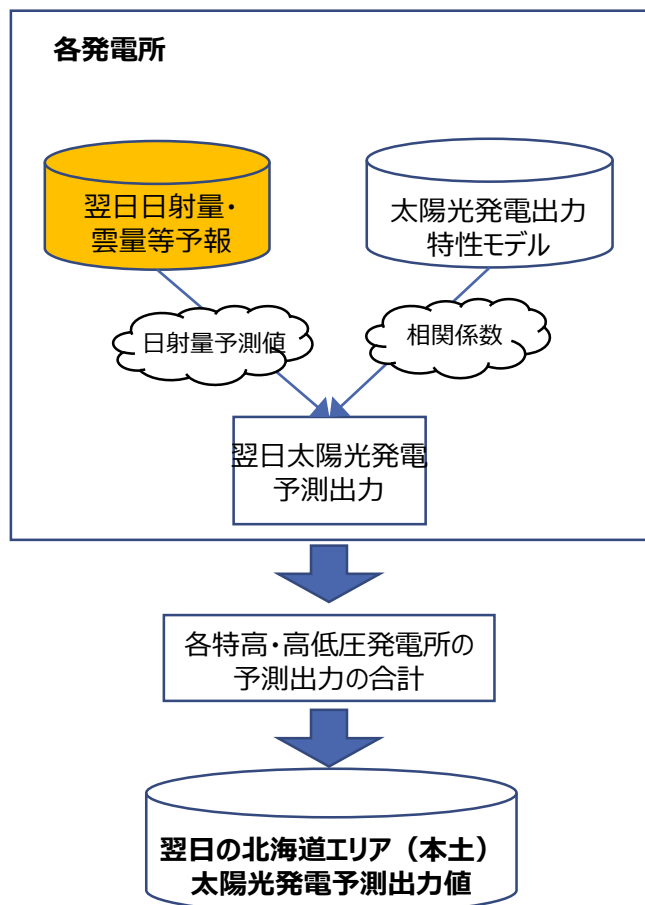
③ 需要補正
(平日以外（土日祝、GW、年末年始）の場合、過去実績から算出した補正率を適用)

④ 24時間の需要想定値を決定し、下げ調整力最小時刻の需要想定を作成

3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

太陽光発電は、日射量予測値を基に出力を想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

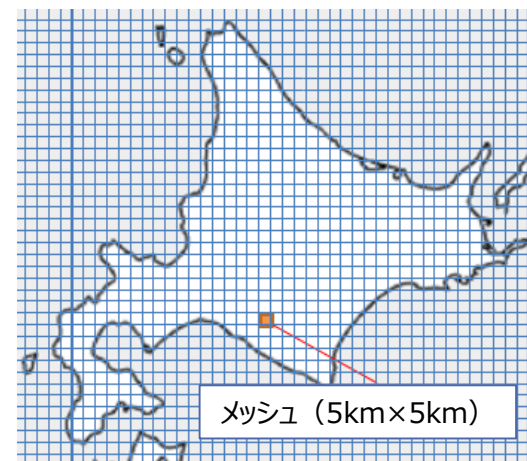
各発電所の予測出力は、「翌日日射量・雲量等予報」で作成した日射量予測値と「太陽光発電出力特性モデル」で作成した日射量予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。



〔各発電所予測出力〕（※1,2）

$$= \text{日射量予測値（※3）} \times \text{相関係数（※4）}$$

- （※1）特高出力（39箇所）は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ単位（5km×5km）で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値を想定値とする
- （※2）10kW未満の発電所については想定自家消費量を反映した値とする
- （※3）気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の日射量予測値（30分値）
- （※4）下記項目から算出した発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の日射量と出力の相関係数
 - ・定格出力
 - ・日射量実績
 - ・太陽光発電出力実績（初期モデルで使用する項目）
 - ・定格出力
 - ・方位角、仰角
 - ・変換効率

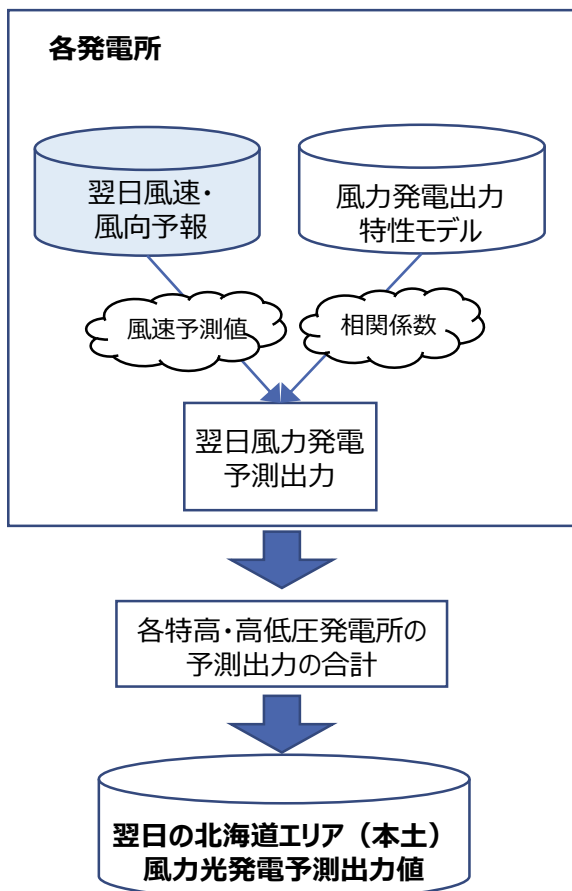


3. 需給状況（４）風力の出力想定

風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

各発電所の予測出力は、「翌日風速・風向予報」で作成した風速予測値と「風力発電出力特性モデル」で作成した風速予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。

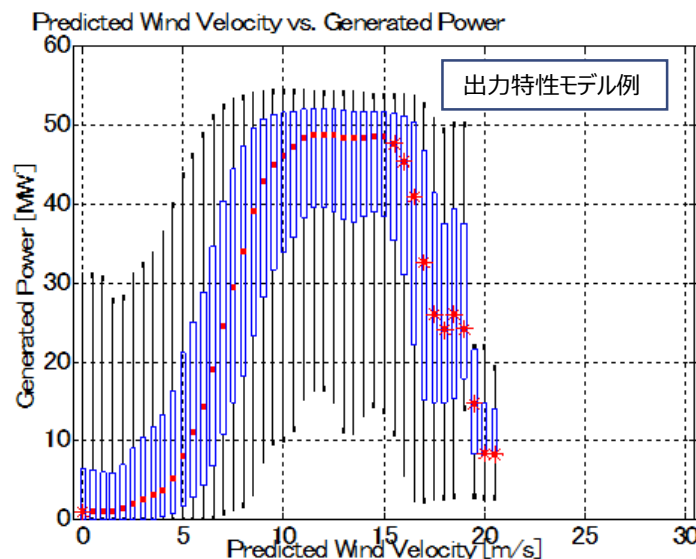
※風力実証サイトについてはスポット約定量を出力予測値とする（参考 1）



〔各発電所予測出力〕（※1）

$$= \text{風速予測値} (\times 2) \times \text{相関係数} (\times 3)$$

- （※1）特高出力（38箇所）は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ単位（5km×5km）で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値を想定値とする
- （※2）気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の風速・風向予測値（30分値）
- （※3）下記項目から算出した発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の風速と出力の相関係数
- ・定格出力
 - ・風速
 - ・風向実績
 - ・風力発電出力実績（初期モデルで使用する項目）
 - ・定格出力
 - ・定格風速
 - ・カットイン
 - ・カットアウト風速



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯 (太陽光出力なし) の供給力を確保しつつ、北海道電力ネットワークが公表している「周波数調整マニュアル」の規定に基づき、常時の系統容量に対する L F C (※ 1) 調整力 2 %を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

※ 1 負荷周波数制御 (Load Frequency Control) のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

〔火力機の運転範囲〕



※ 2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従 (動的運転) できる 出力範囲の下限

※ 3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持 (静的運転) できる 出力範囲の下限

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力) の対応

石油火力・石炭火力・LNG火力

- ・ 需給調整 (負荷追従) や系統運用 (電圧調整) を考慮して、マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な 3 台の運転を確保し、その他の発電所は停止する。
- ・ 当日必要な予備力を確保する (北海道本州間連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保)

※系統容量2%分の調整力を加算するユニットは、オンライン制御の可否や負荷変化率を考慮し決定する

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
京極	1	▲23.5
	2	▲23.5
高見	1	▲10.0
	2	▲14.0
新冠	1	▲10.0
	2	▲10.0
合計： 6台		▲91.0

○下げ調整力不足時における揚水発電機の揚水運転の対応

①京極発電所 2 台揚水

②高見・新冠発電所 最大 3 台揚水

4 台目揚水は同期安定度上の制約から不可※
下げ調整力確保のため、揚水動力の大きい高見 2 Gを
含む 3 台揚水とする。

※高見・新冠発電所は立地が近く近傍の送電線事故を考慮

北海道電力ネットワークが保有する需給バランス改善用の電力貯蔵装置は、南早来変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

北海道電力ネットワークの 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
南早来変電所蓄電池	▲1.6

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所（バイオマス混焼電源を含む）を、最低出力まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における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）の対応

①調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（混焼バイオマスを含む）（※２）

設備保安上等问题のない範囲で最低出力とする。

ただし、最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

②自家発電余剰分（※２）

発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

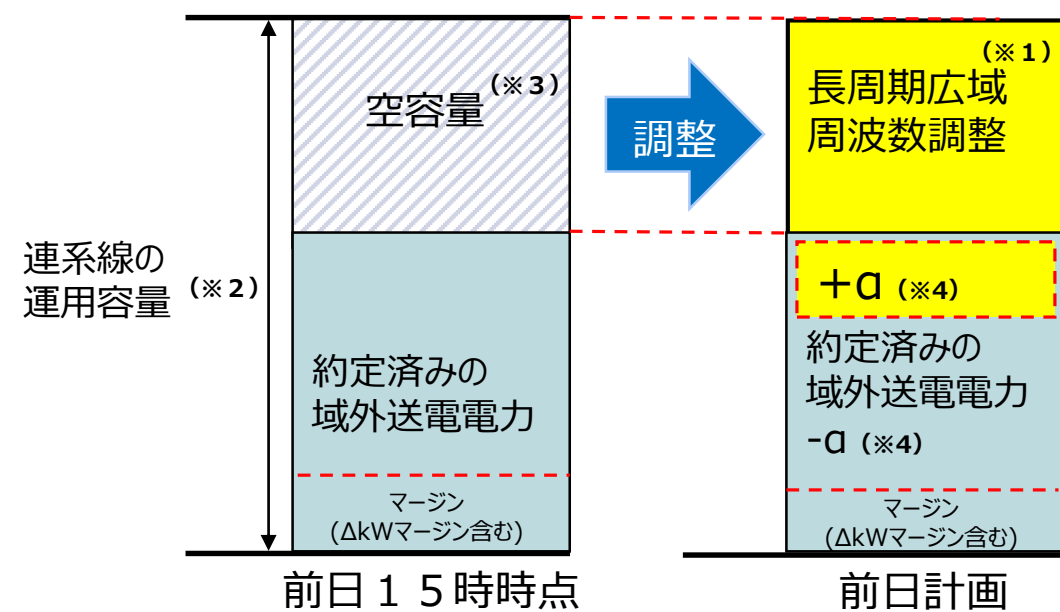
（※１）北海道電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、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。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

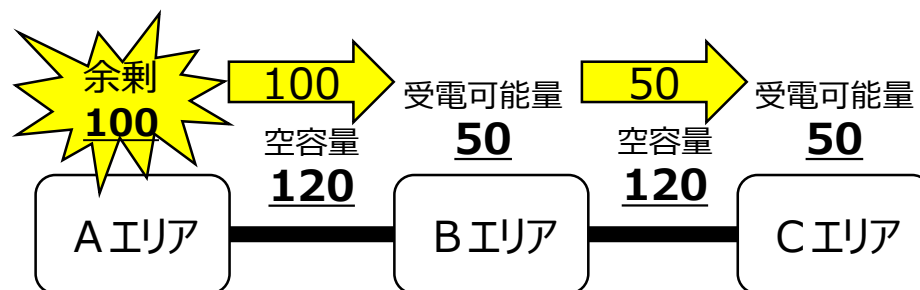
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 12 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（ $= \alpha$ ）

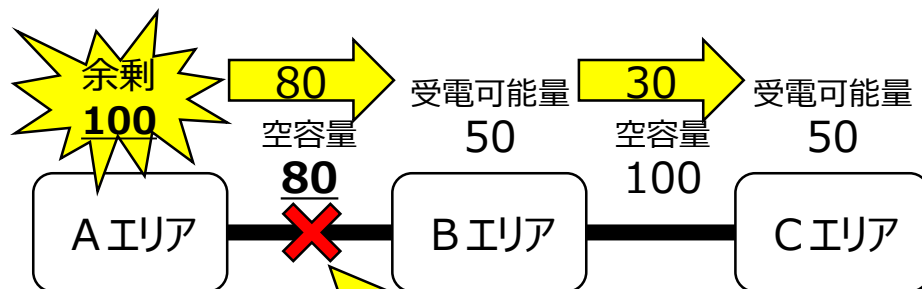
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

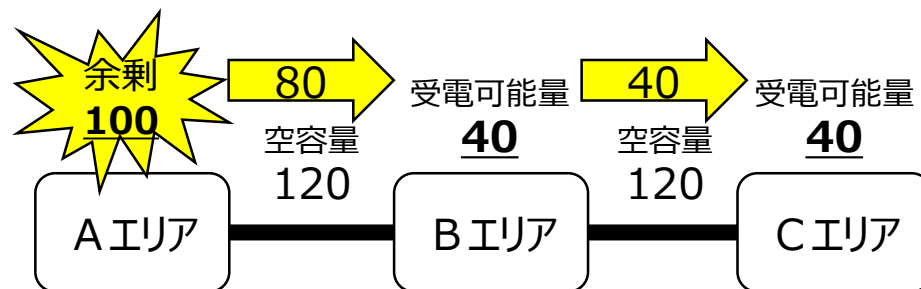
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
 （他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
 （連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

①バイオマス専焼電源

設備保安上等問題のない範囲で最低出力とする。

ただし、最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

②自家発電余剰分

発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

（※）北海道電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、北海道電力ネットワークが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。
日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）北海道電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、北海道エリア（本土）の発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

1 1 0
5
0

なっとく！再生可能エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyos

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1）想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

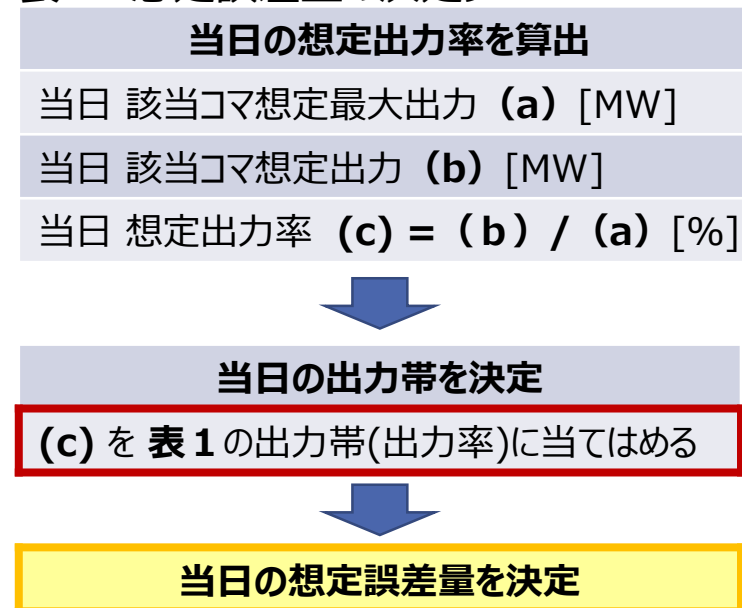
実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月 12:00～12:30コマの 最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	14.4	9.8	24.2
中出力帯②	(67.5%～90%)	30.1	31.9	62.0
中出力帯①	(45%～67.5%)	46.7	29.8	76.5
低出力帯②	(22.5%～45%)	37.0	28.0	65.0
低出力帯①	(～22.5%)	6.5	9.4	15.9

表2 想定誤差量の決定フロー



・ データ収集期間：2022/4 ～ 2025/3

・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

2022年8月、9月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れ、再エネ出力の上振れに加え、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因の一つであったため、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

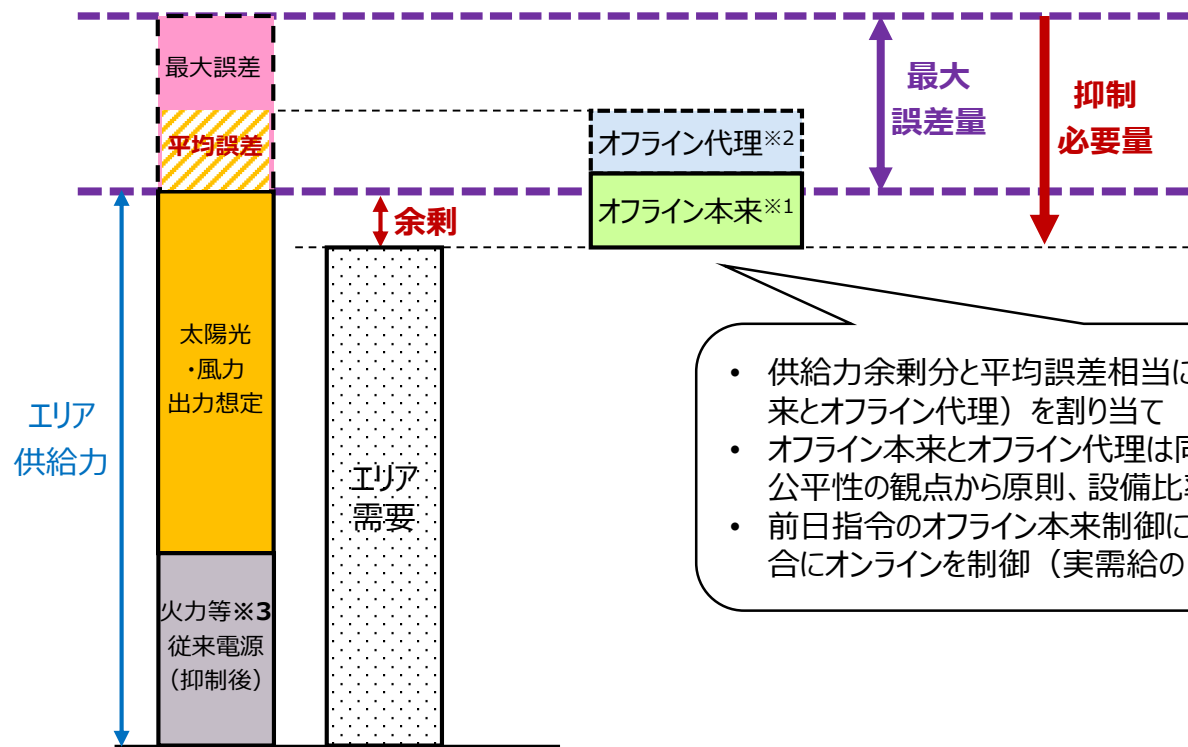
表1 各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2025年度）

時間前約定想定量（万kW）			
4月	5.3	10月	7.8
5月	8.1	11月	10.9
6月	9.2	12月	12.7
7月	3.7	1月	6.9
8月	6.9	2月	6.0
9月	6.5	3月	5.0

・ データ収集期間：2024／4 ～ 2025／3

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

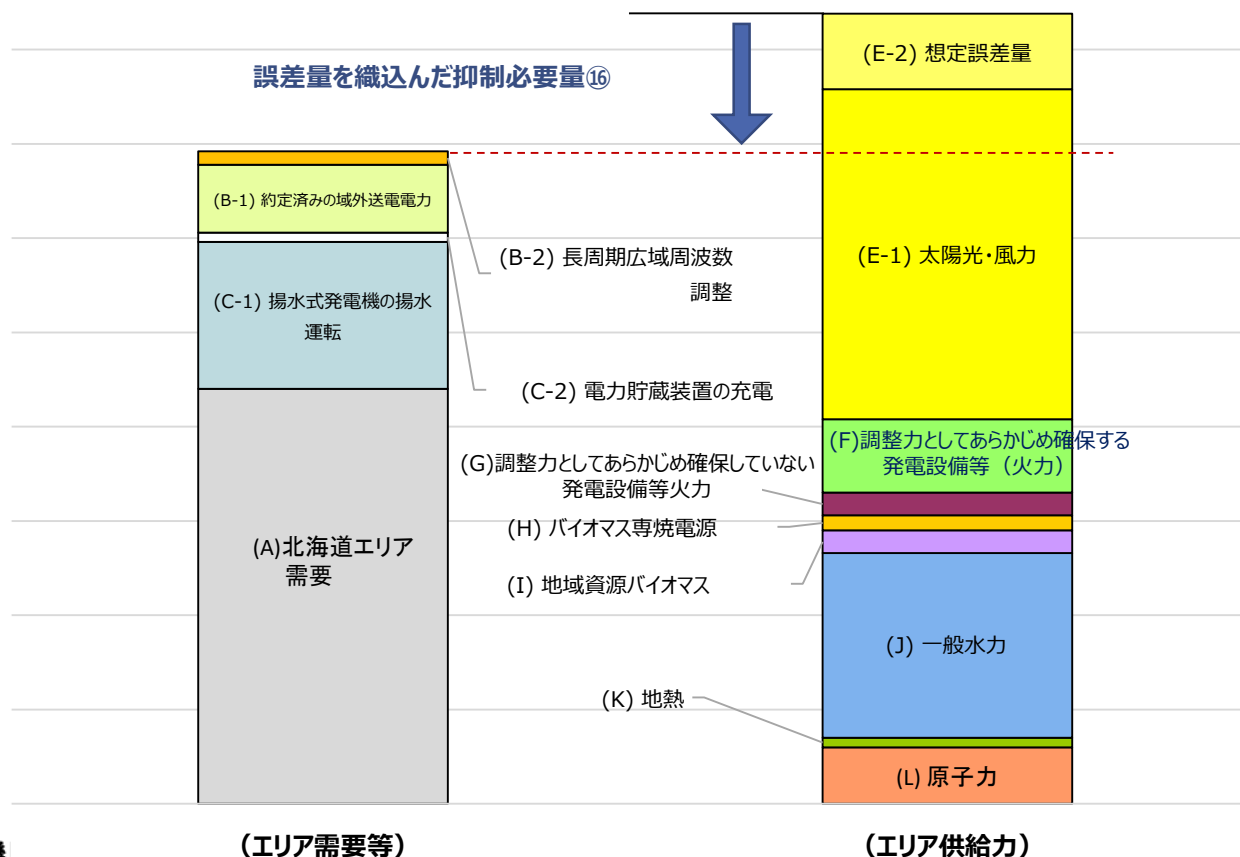
※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

6. 再エネの出力抑制を行う必要性

調整力としてあらかじめ確保している発電設備等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の抑制、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、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か確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



北海道電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、北海道エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、22の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

- 最低出力比率が50%超過の事業者に対しては、要件を満たしている事業者との公平性の観点から、引き続き最低出力引き下げの協議を行っていく。

[万kW]

種別	最低出力比率（％）		事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））	
事業用	① 定格出力の50％以下	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	6	43.9	12.0（27％）	
		専焼バイオマス	2	4.7	2.3（49％）	
	② 定格出力の50％超過	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	0	－	－	
		専焼バイオマス	4	19.2	13.7（71％）	
自家発※	③ 自家消費相当分まで抑制	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	9	12.3	0（0％）	
		専焼バイオマス	1	0.1	0（0％）	
出力抑制対象 合計			22	84.9	30.4（36％）	

※ 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

北海道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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2025 年 4 月分)

北海道電力ネットワーク株式会社が 2025 年 4 月に実施した、北海道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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1. 抑制実施日とエリア

- 4 月 26 日(土)北海道エリア
- 4 月 27 日(日)北海道エリア

2. 検証内容

- 再エネの出力抑制に関する指令をおこなった時点で予想した需給状況
- 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
- 再エネの出力抑制をおこなう必要性

3. 検証結果

検証内容の(1)~(3)それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)北海道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\(2025 年 4 月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙 1~3\) 日別のデータ](#)  (XXXKB)
(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 ～北海道電力ネットワーク編～!\[\]\(56f9f83a27b914bb1f41826fcc1ab4b9_img.jpg\) \(XXXXKB\)](#)

お問い合わせ

お問い合わせフォーム