

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、九州エリア：2025年7月～9月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、東北、九州エリアで2025年7月～9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1-1～2-1のとおり検証結果としてまとめ、別紙1-2～2-2により公表する。

1. 各エリアの抑制実績(2025年7月～9月^{※1})

	7月 抑制日数	8月 抑制日数	9月 抑制日数
東北	0日	1日	7日
九州	2日	0日	1日

※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しており、今回、2025年7～9月分の検証・公表を行うもの。7～9月に行われた出力抑制日から、検証対象とする代表日を選定して検証を実施。

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11月26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7月～9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 : 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7月～9月抑制分 九州電力送配電～
- 別紙 2-2 : 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」

【参考】抑制エリアと抑制実施日

・東北エリア（2025年7月～9月）

下記の8日（7月：0日、8月：1日、9月：7日）

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

太字：検証対象に選定

・九州エリア（2025年7月～9月）

下記の3日（7月：2日、8月：0日、9月：1日）

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

太字：検証対象に選定

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7月～9月抑制分 東北電力ネットワーク～

2025年11月26日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 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7月～9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。）の出力抑制を8日間（7月：0日、8月：1日、9月：7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7月～9月の検証を実施した。

2. 検証の観点

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

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

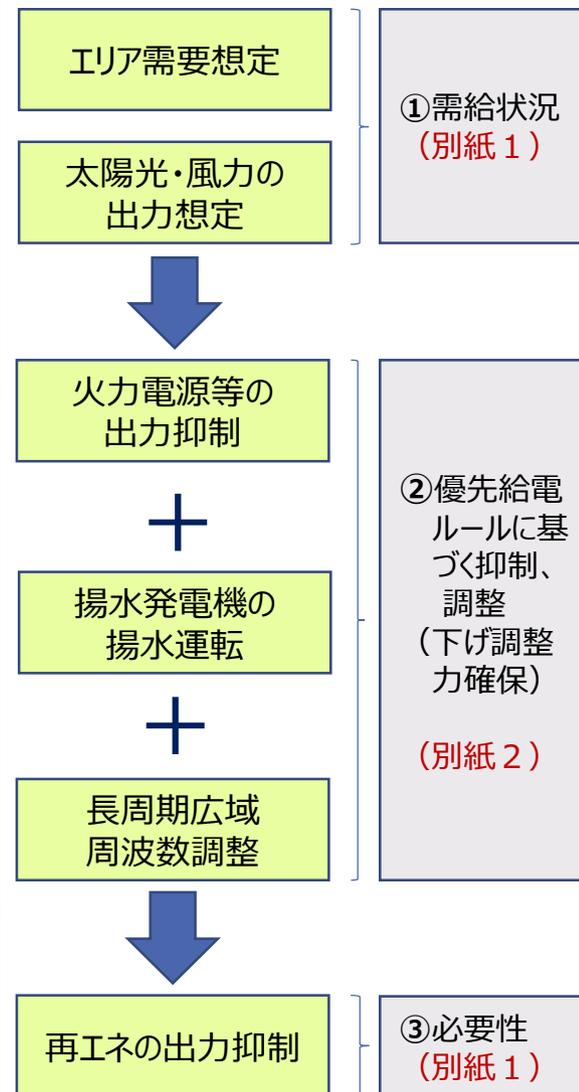
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）をLFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙1」参照）

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



東北電力ネットワークは、8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	東北エリア（離島を除く）
指令日時	8月12日(火) 16時
抑制実施日	8月13日 (水)
最大抑制量（※）	43.4万kW
抑制時間	8時～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

(※) 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. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年9月)

東北電力ネットワークは、9月の以下の7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	9月5日(金) 16時	9月18日(木) 16時	9月20日(土) 16時	9月21日(日) 16時
抑制実施日	9月6日 (土)	9月19日 (金)	9月21日 (日)	9月22日 (月)
最大抑制量（※）	52.8万kW	63.0万kW	254.4万kW	155.7万kW
抑制時間	8時～16時	7時30分～16時	6時30分～16時	7時30分～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			

供給区域	東北エリア（離島を除く）			
指令日時	9月22日(月) 16時	9月26日(金) 16時	9月27日(土) 16時	
抑制実施日	9月23日 (火)	9月27日 (土)	9月28日 (日)	
最大抑制量（※）	115.4万kW	154.8万kW	156.5万kW	
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～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			

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

3. 総合評価(代表日の選定)

○7月～9月に行われた出力抑制日（7月：0日、8月：1日、9月：7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…………… 8/13(水)、9/21(日)
- ・無作為に選定した日…………… 9/6(土)、9/22(月)、9/28(日)

[※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	8月	9月			
	13	6	21	22	28
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。

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、設備不具合に伴う下限制約、作業による抑制量減少、系統制約による需給停止不可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）	作業による停止があった発電機を除き、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）	燃料貯蔵の関係による抑制量減少および自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画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	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）。

総合評価

再エネ出力抑制の検証を行った代表日(5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2025年7月～9月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、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(※)		8月13日(水)	11時00分~11時30分		9月6日(土)	12時00分~12時30分		9月21日(日)	11時00分~11時30分		9月22日(月)	12時00分~12時30分		9月28日(日)	10時30分~11時00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)	2025.8.13(水)	2025.8.9(土)	2025.8.7(木)	2025.9.6(土)	2025.8.30(土)	2025.8.30(土)	2025.9.21(日)	2025.9.13(土)	2024.9.29(日)	2025.9.22(月)	2025.9.19(金)	2025.9.19(金)	2025.9.28(日)	2024.9.29(日)	2024.9.29(日)			
	天気	晴	晴	曇	晴	曇	曇	晴	曇	曇	晴	晴	晴	晴	晴・曇	晴・曇			
	気温(℃)	31.0	31.8	29.3	30.4	32.3	32.3	24.9	25.5	26.0	25.7	25.4	25.4	26.2	26.0	26.0			
	気温感応度	需要に影響しない気温帯はゼロ			32.0万kW/℃(8月中旬 平日)			30.0万kW/℃(9月上旬 休日)			28.0万kW/℃(9月下旬 休日)			26.0万kW/℃(9月下旬 平日)			13.0万kW/℃(9月下旬 休日)		
需要 (万kW)	過去の需要実績①	—			925.6 1101.1			—			728.9 730.0			—			728.8 728.8		
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	901.3			936.2			734.2			875.9			731.4			731.4		
太陽光の出力想定	日射量予測値(kW/m)	0.54~0.93			0.46~0.84			0.18~0.77			0.46~0.81			0.43~0.76			0.43~0.76		
	出力想定値(万kW)	348.2			364.7			329.4			347.0			329.7			313.5		
	合計⑥	679.0			711.5			642.6			677.0			643.2			643.2		
	設備量(万kW)	212.9			218.6			218.6			218.6			218.6			218.6		
風力の出力想定	高圧以下⑤(発電出力特性モデルによる算出)	13.3			13.2			13.2			13.2			13.2			13.2		
	合計(⑦+⑧)	226.2			231.8			231.8			231.8			231.8			231.8		
	出力想定値(万kW)	6.3			10.0			111.6			10.1			17.4			17.4		
	合計⑩	6.7			10.6			118.3			10.7			18.4			18.4		
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	225.7			208.8			169.3			187.6			180.7				
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	255.1			159.1			118.3			136.2			100.0				
		(L) 原子力	78.5			78.3			78.5			78.5			78.5				
		(J) 一般水力	101.5			98.3			112.1			110.3			84.3				
		(K) 地熱	13.7			11.1			11.0			12.3			12.3				
		(H) バイオマス専焼電源	44.4			33.3			35.3			38.1			37.6				
		(I) 地域資源バイオマス	15.6			15.6			15.4			15.3			14.3				
		(E-1) 太陽光⑨	679.0			711.5			642.6			677.0			643.2				
		(E-2) 風力⑩	6.7			10.6			118.3			10.7			18.4				
		(E-2) 想定誤差量	155.8			131.3			68.3			131.3			116.6				
	エリア供給力計⑮	1,576.0			1,457.9			1,369.1			1,397.3			1,285.9					
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	901.3			936.2			734.2			875.9			731.4				
		揚水(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 23.0			0.0			0.0			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			▲ 4.0				
		域外(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 534.1			▲ 461.1			▲ 376.5			▲ 348.5			▲ 394.0				
送電(B-2) 長周期広域周波数調整⑲		▲ 70.2			▲ 3.8			0.0			▲ 13.2			0.0					
エリア需要等計⑳=③-(⑯+⑰+⑱+⑲)	1,532.6			1,405.1			1,114.7			1,241.6			1,129.4						
必要性(万kW)	エリア供給力計⑮	1,576.0			1,457.9			1,369.1			1,397.3			1,285.9					
	エリア需要等計⑳	1,532.6			1,405.1			1,114.7			1,241.6			1,129.4					
	判定	○			○			○			○			○					
イメージ図は「別紙」	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑=(⑮-⑳)	43.4			52.8			254.4			155.7			156.5					

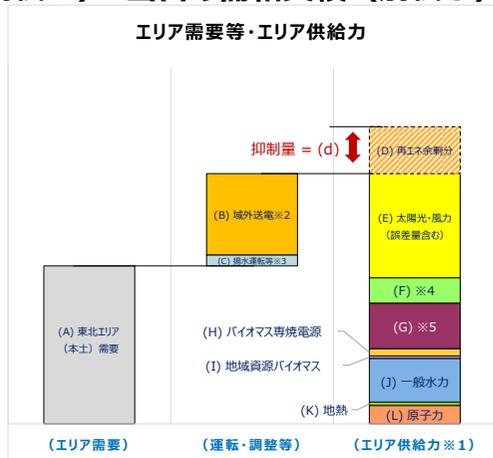
- (※)差異理由 (a) 点灯需要供給力確保 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (g) 設備不具合に伴う下限制約 (j) 作業による停止
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (k) 作業による抑制量減少
 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場生産調整に基づく計画 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (l) 系統制約による需給停止不可

		8月13日(水)				9月6日(土)				9月21日(日)				9月22日(月)				9月28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		差異理由(※)	発電所		差異理由(※)	発電所		差異理由(※)	発電所		差異理由(※)	発電所		差異理由(※)	発電所		差異理由(※)			
		最低出力①	前日計画②		差異(②-①)	最低出力①		当日計画②	差異(②-①)		最低出力①	前日計画②		差異(②-①)	最低出力①		前日計画②	差異(②-①)		最低出力①	前日計画②	差異(②-①)
系統電圧維持のため、再始発電機等、最大出力運転を抑制する場合があります。	石炭	能代 ^{※1}	35.2	72.7	37.5	(a), (k)	35.1	51.3	16.2	(a)	35.1	35.1	0.0	35.1	35.1	0.0	35.1	35.1	0.0			
		酒田 ^{※1}	9.8	9.8	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	9.8	0.0	0.0	15.9	15.9	(g)	
		原町	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		
		新地	32.8	32.8	0.0		32.8	32.8	0.0		16.4	16.4	0.0	16.4	16.4	0.0	16.4	16.4	0.0	16.4	16.4	
		勿来 ^{※2}	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		18.2	18.2	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2	18.2	0.0	0.0	0.0	
	LNG	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	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	0.0	0.0	
		新仙台(コンバインド)	26.7	26.7	0.0		26.7	26.7	0.0		26.7	26.7	0.0	26.7	26.7	0.0	26.7	26.7	0.0	26.7	26.7	0.0
		東新潟	0.0	0.0	0.0		0.0	16.1	16.1	(a)	0.0	6.8	6.8	(a)	26.4	33.2	6.8	(a)	0.0	16.1	16.1	(a)
		東新潟(コンバインド)	49.7	49.7	0.0		68.2	68.2	0.0		52.4	52.4	0.0	52.7	52.7	0.0	52.3	52.3	0.0	52.3	52.3	0.0
LFC調整力2%確保の発電所	(参考) LFC用蓄電池	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	2.0	2.0	0.0
	合計	188.2	225.7	37.5	—	162.8	208.8	46.0	—	148.8	169.3	20.5	—	157.3	187.6	30.3	—	148.7	180.7	32.0	—	
	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	燃水発電機	1	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0
燃水運転	2	▲23.0	▲23.0	0.0	—	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0	(i)	▲23.0	0.0	23.0	(i)	
合計	▲46.0	▲23.0	23.0	—	▲46.0	0.0	46.0	—	▲46.0	0.0	46.0	—	▲46.0	0.0	46.0	—	▲46.0	0.0	46.0	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)	南相馬変電所	▲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)	火力他	180.4 [41%]	248.3 [56%]	67.9	(b)	152.9 [38%]	152.9 [38%]	0.0		113.1 [37%]	113.1 [37%]	0.0		131.4 [39%]	131.4 [39%]	0.0		95.6 [31%]	95.6 [31%]	0.0		
自家発電	5.8 [10.9]	6.8 [10.9]	1.0	(f)	5.3 [10.9]	6.2 [10.9]	0.9	(f)	5.2 [10.9]	5.2 [10.9]	0.0		4.8 [10.9]	4.8 [10.9]	0.0		4.4 [10.9]	4.4 [10.9]	0.0			
合計	186.2 [229.2]	255.1 [332%]	68.9 [33%]	—	158.2 [229.2]	159.1 [33%]	0.9 [33%]	—	118.3 [229.2]	118.3 [33%]	0.0 [33%]	—	136.2 [229.2]	136.2 [33%]	0.0 [33%]	—	100.0 [229.2]	100.0 [33%]	0.0 [33%]	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)	地域間連系線	30.0 (33.7)	0.2	▲29.8	(i)	36.9 (5.5)	3.8	▲33.1	(i)	36.0 (3.0)	0.0	▲36.0	(i)	41.8 (5.0)	13.2	▲28.6	(i)	64.0 (26.0)	0.0	▲64.0	(i)	
東北東部連系線	70.0 (600.4)	70.0	0.0		0.0 (492.5)	0.0	0.0		0.0 (409.5)	0.0	0.0		0.0 (385.3)	0.0	0.0		0.0 (432.0)	0.0	0.0			
合計	100.0 (634.1)	70.2	▲29.8	—	36.9 (498.0)	3.8	▲33.1	—	36.0 (412.5)	0.0	▲36.0	—	41.8 (390.3)	13.2	▲28.6	—	64.0 (458.0)	0.0	▲64.0	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)	電源合計	41.1 [63%]	41.1	0.0		30.0 [60%]	30.0	0.0		32.2 [59%]	32.2	0.0		34.9 [63%]	34.8	▲0.1	(h)	34.6 [53%]	34.6	0.0		
自家発電	3.3	3.3	0.0		3.3	3.3	0.0		3.1	3.1	0.0		3.3	3.3	0.0		3.0	3.0	0.0			
合計	44.4	44.4	0.0	—	33.3	33.3	0.0	—	35.3	35.3	0.0	—	38.2	38.1	▲0.1	—	37.6	37.6	0.0	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)	出力抑制不可	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		3.2 [78%]	3.2	0.0		
出力抑制可能	— [100%]	12.4	—	A(75),B(3),C(2)	— [100%]	12.4	—	A(75),B(3),C(2)	— [100%]	12.2	—	A(75),B(3),C(2)	— [100%]	12.1	—	A(75),B(3),C(2)	— [100%]	11.1	—	A(75),B(3),C(2)		
合計	3.2	15.6	0.0	—	3.2	15.6	0.0	—	3.2	15.4	0.0	—	3.2	15.3	0.0	—	3.2	14.3	0.0	—		
想定誤差量	太陽光出力帯	69.1%	71.6%	2.5%		71.6%	71.6%	0.0%		71.6%	71.6%	0.0%		71.6%	71.6%	0.0%		71.6%	71.6%	0.0%		
出力帯	(A) 過去最大出力/設備量	71.1%	73.8%	2.7%		73.8%	73.8%	0.0%		73.8%	73.8%	0.0%		73.8%	73.8%	0.0%		73.8%	73.8%	0.0%		
算定	(B) 当日最大出力/設備量	102.9%	103.1%	0.2%		103.1%	103.1%	0.0%		103.1%	103.1%	0.0%		103.1%	103.1%	0.0%		103.1%	103.1%	0.0%		
出力帯	(C) 出力率(B)/A	22.1%	25.9%	3.8%		25.9%	25.9%	0.0%		25.9%	25.9%	0.0%		25.9%	25.9%	0.0%		25.9%	25.9%	0.0%		
出力帯	(A) 過去最大出力/設備量	3.0%	4.6%	1.6%		4.6%	4.6%	0.0%		4.6%	4.6%	0.0%		4.6%	4.6%	0.0%		4.6%	4.6%	0.0%		
算定	(B) 当日最大出力/設備量	13.4%	17.7%	4.3%		17.7%	17.7%	0.0%		17.7%	17.7%	0.0%		17.8%	17.8%	0.1%		17.8%	17.8%	0.0%		
出力帯	(C) 出力率(B)/A	100.7	89.7	-10.9		89.7	89.7	0.0%		89.7	89.7	0.0%		89.7	89.7	0.0%		89.7	89.7	0.0%		
誤差量	太陽光誤差	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%		
出力帯	風力誤差	55.1	41.6	-13.5		41.6	41.6	0.0%		41.6	41.6	0.0%		41.6	41.6	0.0%		41.6	41.6	0.0%		
誤差量	エリア需要誤差	—	—	—		—	—	—		—	—	—		—	—	—		—	—	—		
合計	155.8	131.3	-24.5		131.3	131.3	0.0		131.3	131.3	0.0		131.3	131.3	0.0		131.3	131.3	0.0			

		[万 kW]					
場所		東北本土	東北本土	東北本土	東北本土	東北本土	
下げ調整力最小時刻		8月13日(水) 10時00分～10時30分	9月6日(土) 10時00分～10時30分	9月21日(日) 10時00分～10時30分	9月22日(月) 10時00分～10時30分	9月28日(日) 10時30分～11時00分	
天候・気温	天候 気温 (°C)	晴 31.2	晴 30.3	晴 24.9	晴 25.1	晴 27.3	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	878.6	898.5	742.2	892.3	725.3	
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	333.0	309.7	246.5	234.7	199.7	
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	300.7	141.6	100.8	138.8	102.7	
	(L) 原子力	78.6	78.6	78.4	78.2	79.2	
	(J) 一般水力	101.3	94.6	132.6	107.3	75.1	
	(K) 地熱	13.9	11.1	11.3	12.3	12.8	
	(H) バイオマス専焼電源	37.6	36.5	37.6	40.6	37.2	
	(I) 地域資源バイオマス	13.8	13.3	13.4	13.5	14.4	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	681.3	686.5	572.9	700.9	700.9	
	(E) 風力 (抑制量含む)	3.1	7.2	148.0	1.4	17.9	
	エリア供給力計		1,563.2	1,379.0	1,341.5	1,327.7	1,239.9
	(C) 揚水式発電機の揚水運転・蓄電設備の充電	▲ 21.3	0.0	0.0	0.0	▲ 0.4	
	(B) 域外送電	▲ 628.2	▲ 449.8	▲ 369.2	▲ 382.2	▲ 385.0	
(D) 抑制	▲ 35.2	▲ 30.7	▲ 230.1	▲ 53.2	▲ 129.2		
供給力計		878.6	898.5	742.2	892.3	725.3	

○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11月26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

1. 検証方法（1）

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。

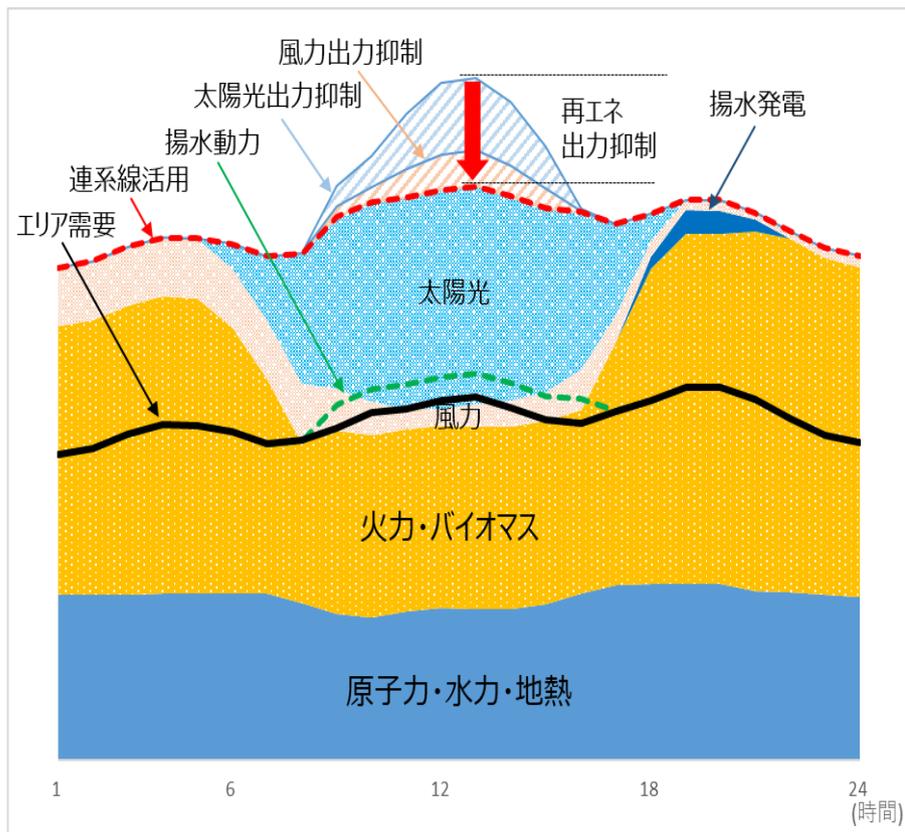
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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号イからロより、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

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

再エネの出力抑制

①需給状況
(別紙1)

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)

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

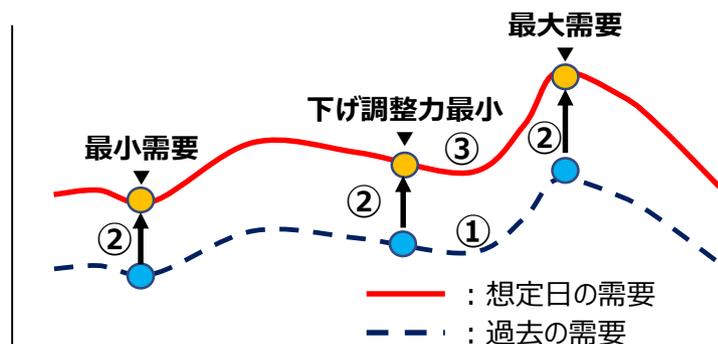
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

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

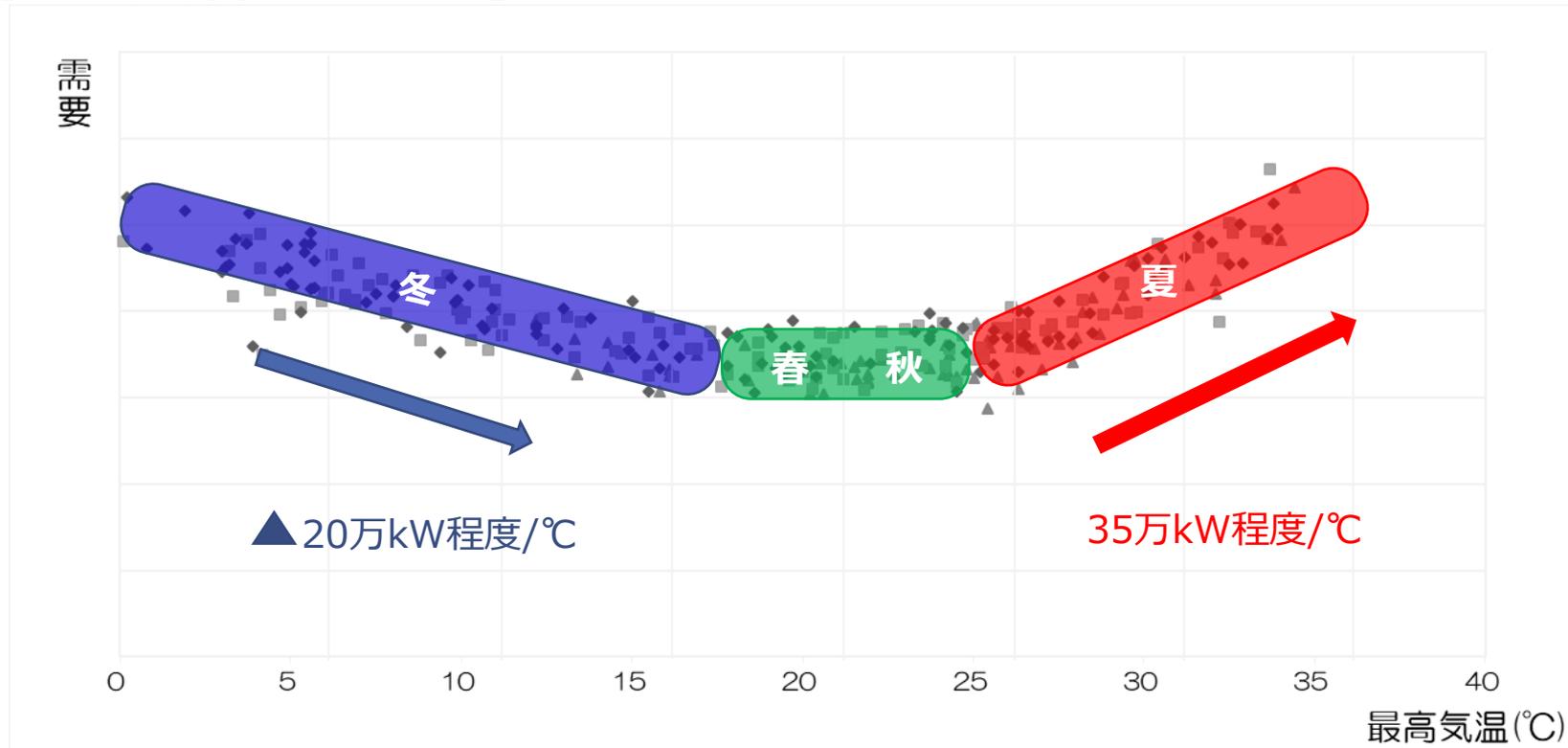
需要想定イメージ図



(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。

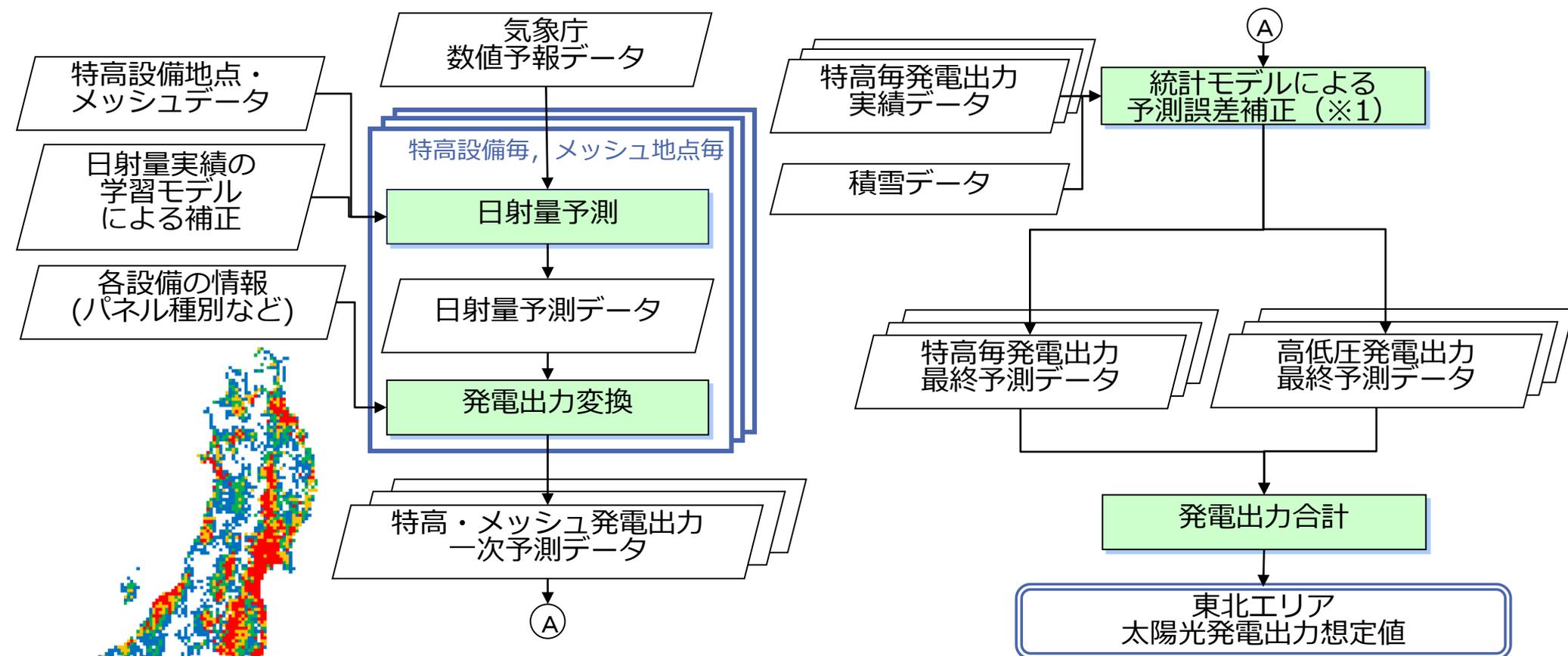
【気温感応度グラフイメージ】



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。

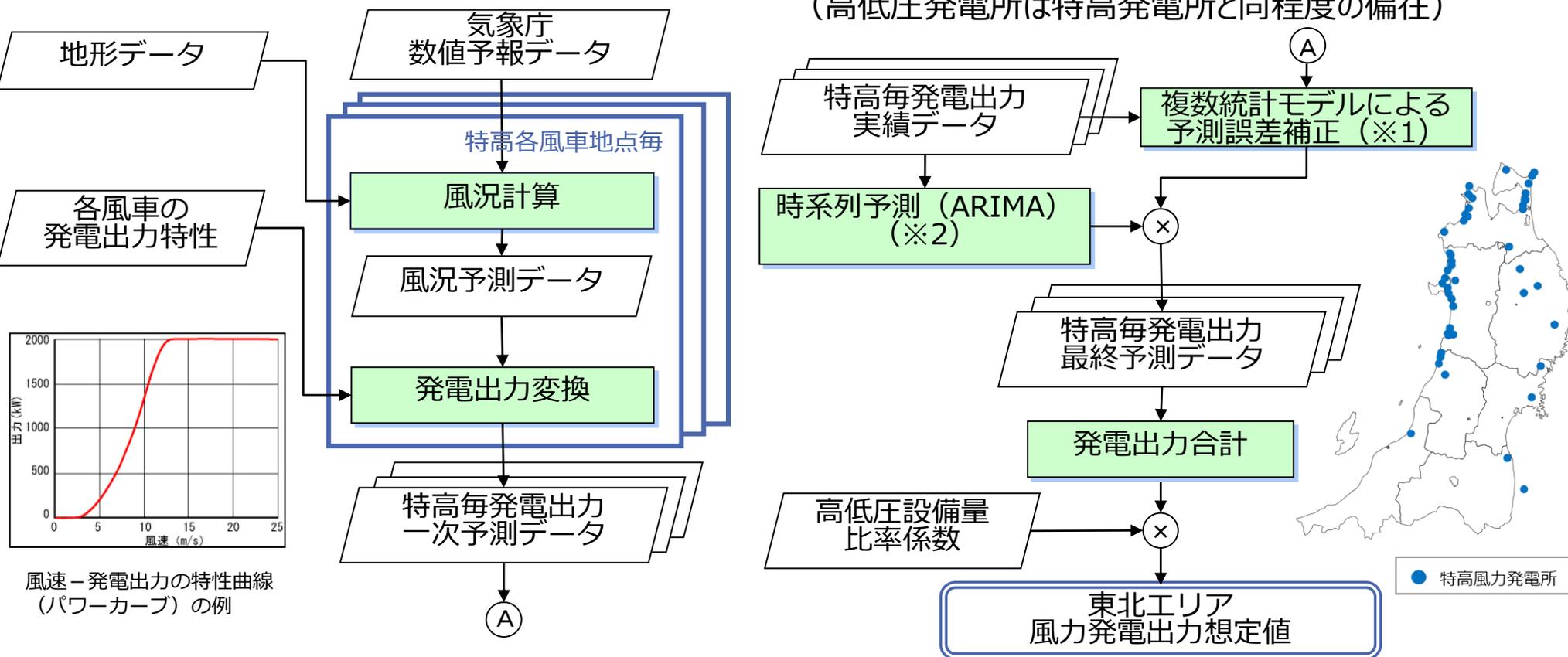


(※1) 過去の予測値と実績値をもとに学習した統計モデルと、積雪データをもとに積雪による発電ロスを予測するモデルによる予測を実施。

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。

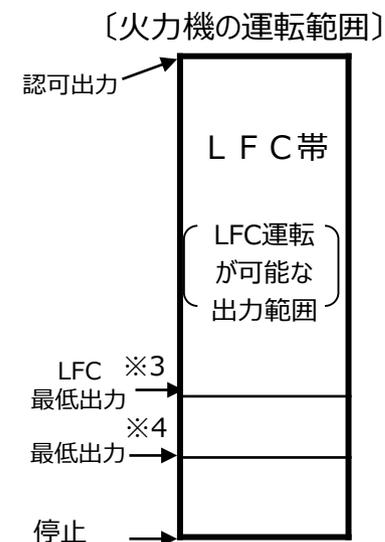
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

③ LNG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。



※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。

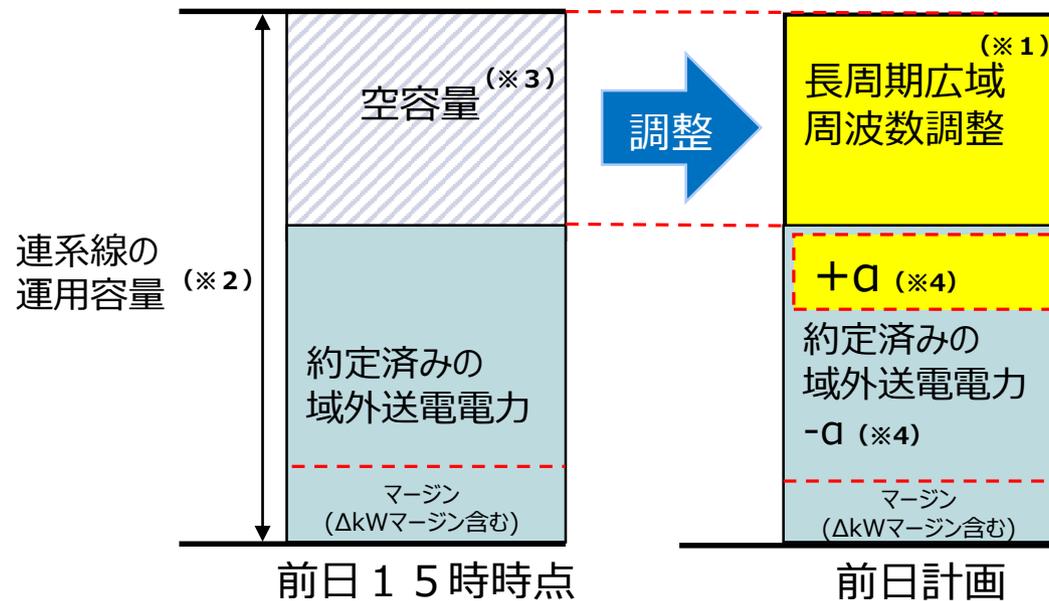
（※1） 東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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）

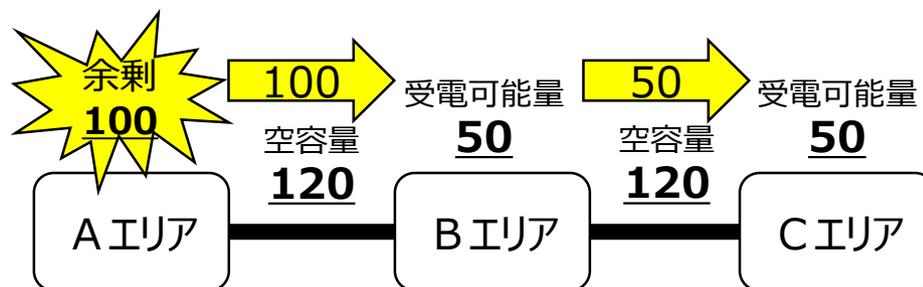
（※4）約定済みの域外送電電力は、前日12時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる。

(= α)

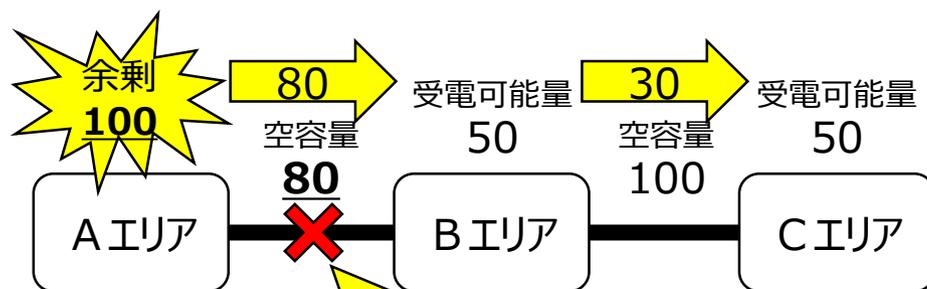
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

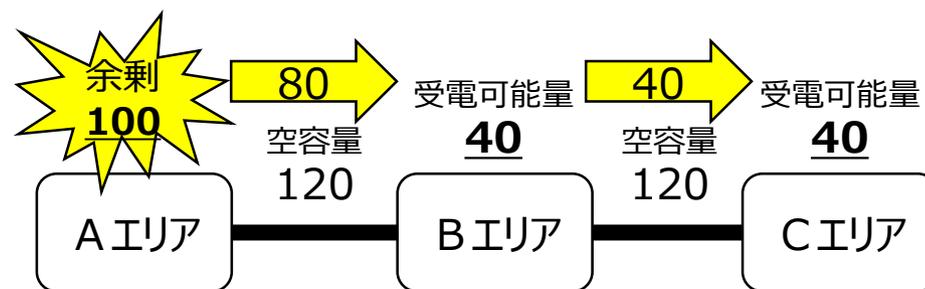
○再エネ出力抑制を回避



○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

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	3
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（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。

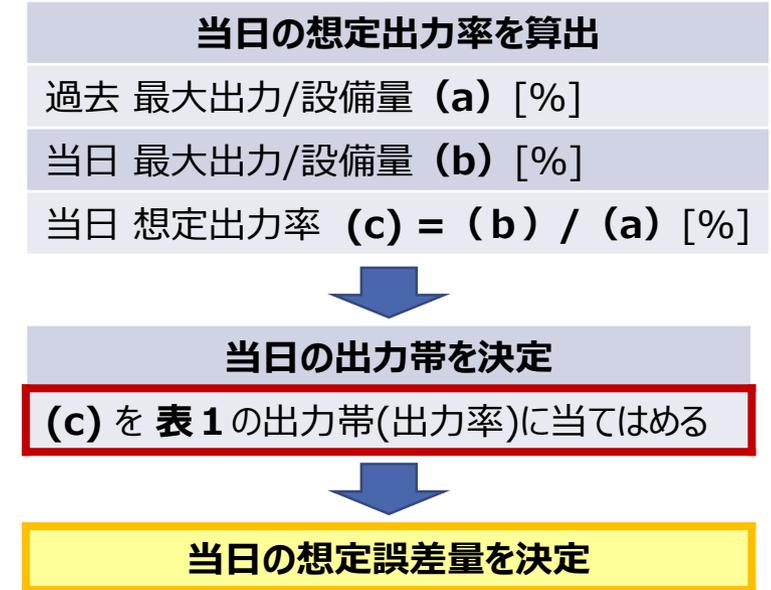
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てる。なお、オフライン制御の一部は代理制御分としてオンライン制御に割り当てるため、出力制御当日は最大誤差量と平均誤差量(代理制御分除く)の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

5. 想定誤差量 (2/5)

表1 各出力帯における最大誤差量 (11:00~11:30) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		8月の最大誤差量			
		太陽光	風力	エリア 需要	合計
太陽光	風力				
高出力帯 (80%~)	高(90%~)	66.5	15.4	37.7	119.6
	中1 (60%~90%)	125.1	0.0	-33.5	91.6
	中2 (30%~60%)	125.1	0.0	-33.5	91.6
	低(~30%)	100.7	0.0	55.1	155.8
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	162.3	6.3	-8.4	160.2
	中1 (60%~90%)	162.3	6.3	-8.4	160.2
	中2 (30%~60%)	42.8	0.0	66.0	108.8
	低(~30%)	98.4	0.0	35.7	134.1
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	168.2	0.0	-10.5	157.7
	中1 (60%~90%)	113.7	0.8	37.8	152.3
	中2 (30%~60%)	25.2	0.0	37.4	62.6
	低(~30%)	196.6	10.9	-67.9	139.6
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	51.2	31.6	50.1	132.9
	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



・ データ収集期間：2022/8 ~ 2025/7

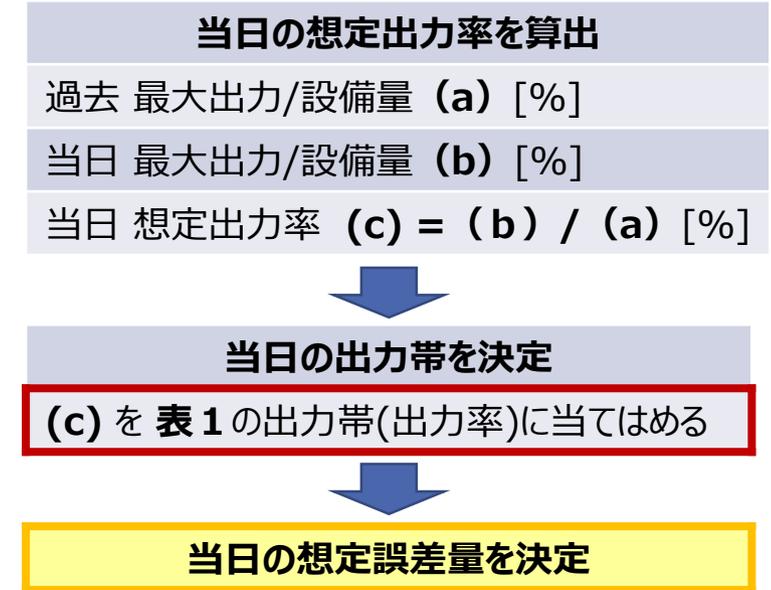
・ 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差量 (3/5)

表1 各出力帯における最大誤差量 (10:30~11:00) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		9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%~)	84.2	0.4	-20.8	63.8
	中1(60%~90%)	74.2	4.0	-35.1	43.1
	中2(30%~60%)	19.9	3.1	93.6	116.6
	低(~30%)	3.4	0.0	87.2	90.6
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	27.1	0.0	5.1	32.2
	中1(60%~90%)	110.0	0.0	80.5	190.5
	中2(30%~60%)	178.0	0.0	-36.2	141.8
	低(~30%)	173.9	0.0	4.6	178.5
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	73.5	10.7	-46.6	37.6
	中1(60%~90%)	73.5	10.7	-46.6	37.6
	中2(30%~60%)	103.3	30.2	-28.1	105.4
	低(~30%)	57.4	0.0	53.4	110.8
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1(60%~90%)	0.0	0.0	0.7	0.7
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—
低出力帯2 (~20%)	高(90%~)	0.0	0.0	26.3	26.3
	中1(60%~90%)	—	—	—	—
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー



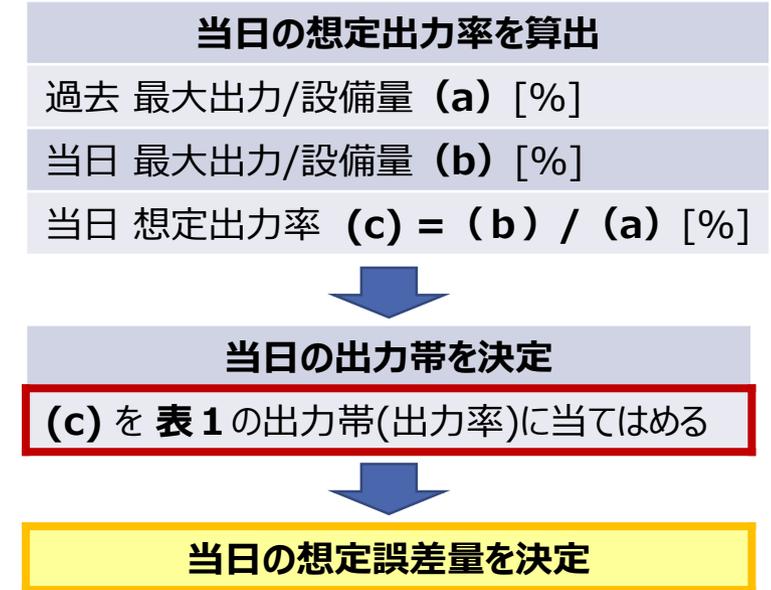
- データ収集期間：2022/9 ~ 2025/8
- 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差量 (4/5)

表1 各出力帯における最大誤差量 (11:00~11:30) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		9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%~)	83.3	3.5	-15.9	70.9
	中1(60%~90%)	83.3	3.5	-15.9	70.9
	中2(30%~60%)	24.0	0.0	25.9	49.9
	低(~30%)	10.6	0.0	78.2	88.8
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	51.0	0.0	97.1	148.1
	中1(60%~90%)	51.0	0.0	97.1	148.1
	中2(30%~60%)	161.7	0.0	-35.4	126.3
	低(~30%)	174.8	0.0	-1.8	173.0
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	31.6	13.5	8.9	54.0
	中1(60%~90%)	113.1	9.7	-56.4	66.4
	中2(30%~60%)	47.7	43.8	-4.9	86.6
	低(~30%)	49.4	0.0	-7.5	41.9
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1(60%~90%)	0.0	0.0	44.0	44.0
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—
低出力帯2 (~20%)	高(90%~)	0.0	7.7	26.2	33.9
	中1(60%~90%)	—	—	—	—
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー



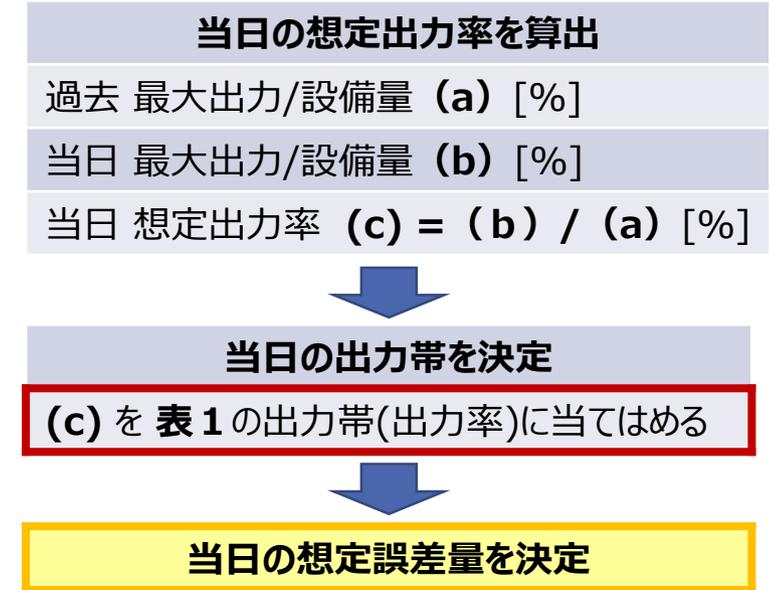
- データ収集期間：2022/9 ~ 2025/8
- 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差量 (5/5)

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)		9月の最大誤差量			
		太陽光	風力	エリア 需要	合計
太陽光	風力				
高出力帯 (80%~)	高(90%~)	55.9	0.0	28.2	84.1
	中1(60%~90%)	85.2	0.2	24.0	109.4
	中2(30%~60%)	85.2	0.2	24.0	109.4
	低(~30%)	89.7	0.0	41.6	131.3
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	35.5	0.0	26.2	61.7
	中1(60%~90%)	174.6	0.0	-43.8	130.8
	中2(30%~60%)	13.5	0.0	125.1	138.6
	低(~30%)	185.7	0.0	-24.5	161.2
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	71.6	11.0	21.5	104.1
	中1(60%~90%)	83.3	0.0	80.5	163.8
	中2(30%~60%)	153.0	47.6	-18.2	182.4
	低(~30%)	71.4	0.0	46.2	117.6
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	0.0	0.0	4.8	4.8
	中1(60%~90%)	0.0	0.0	70.2	70.2
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—
低出力帯2 (~20%)	高(90%~)	0.0	0.0	2.6	2.6
	中1(60%~90%)	—	—	—	—
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—

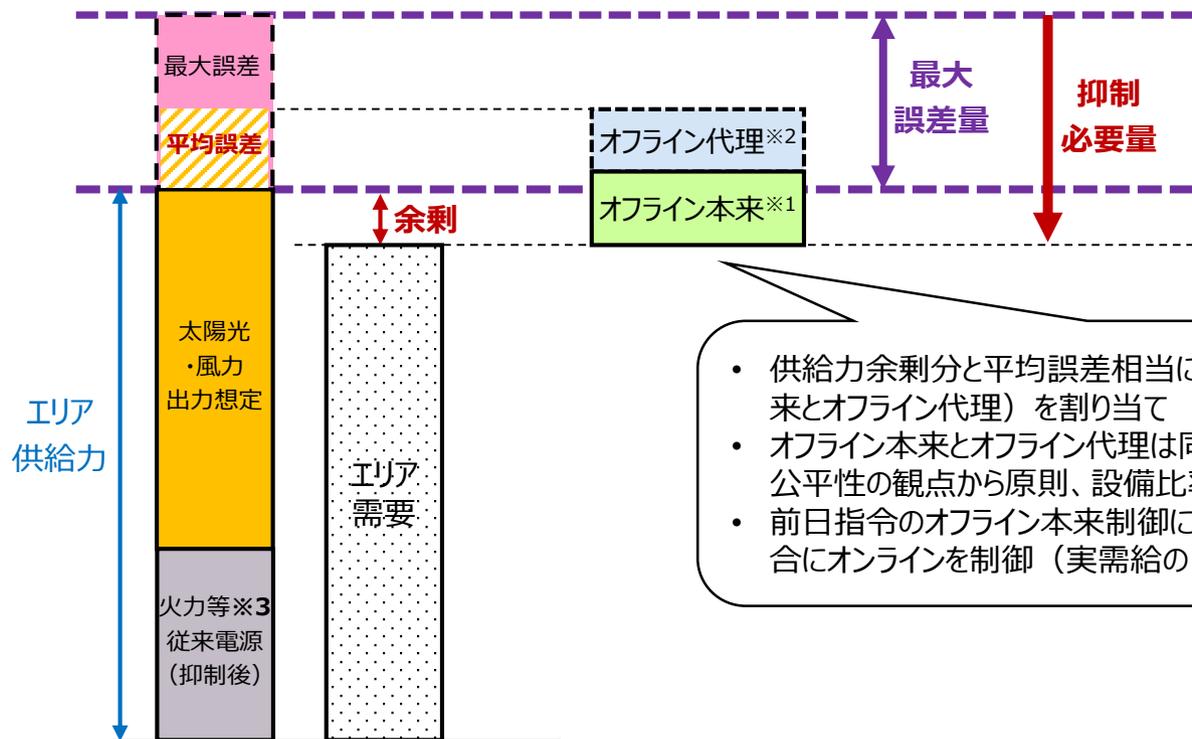
表2 想定誤差量の決定フロー



- データ収集期間：2022/9 ~ 2025/8
- 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

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）

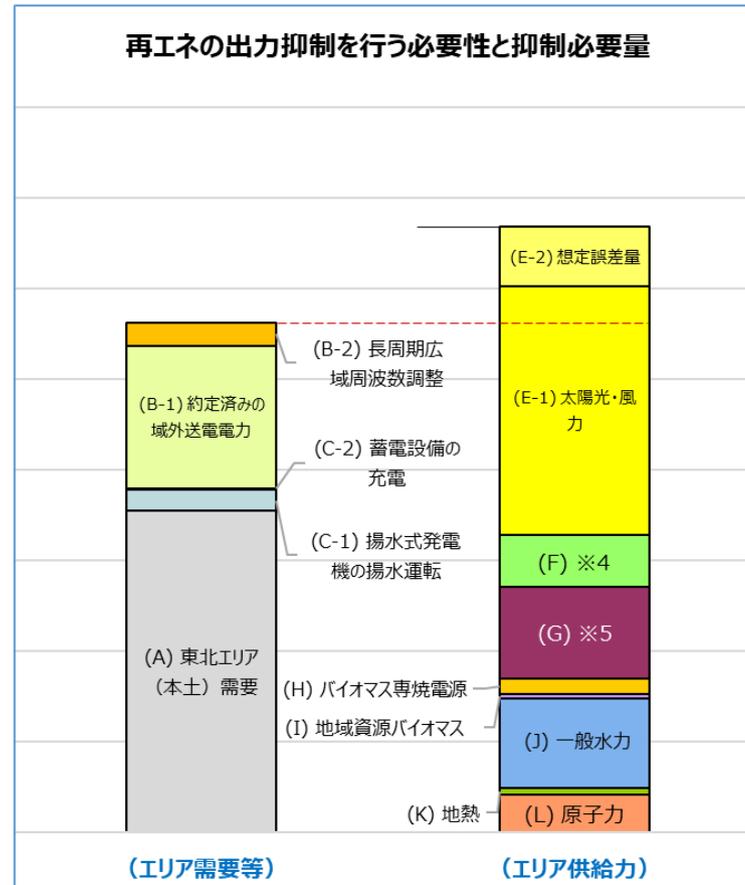
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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。

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。



※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。

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。

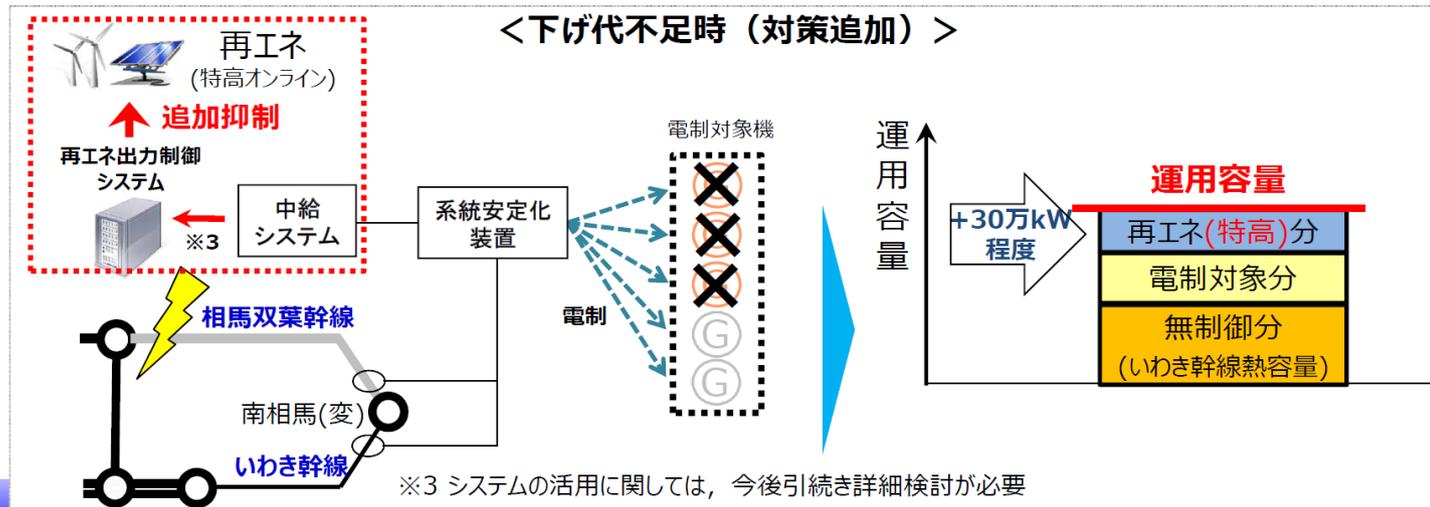
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

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	189.7（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）	—	10.9 ※3
計	26者	699.0	240.2（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7月～9月分)

更新日:2025年11月26日

東北電力ネットワーク株式会社が2025年7月～9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7月～9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8日(7月:0日、8月:1日、9月:7日)

7月	抑制	8月	抑制	6月	抑制
7月1日(火)		8月1日(金)		9月1日(月)	
7月2日(水)		8月2日(土)		9月2日(火)	
7月3日(木)		8月3日(日)		9月3日(水)	
7月4日(金)		8月4日(月)		9月4日(木)	
7月5日(土)		8月5日(火)		9月5日(金)	
7月6日(日)		8月6日(水)		9月6日(土)	<u>○</u>
7月7日(月)		8月7日(木)		9月7日(日)	
7月8日(火)		8月8日(金)		9月8日(月)	
7月9日(水)		8月9日(土)		9月9日(火)	
7月10日(木)		8月10日(日)		9月10日(水)	
7月11日(金)		8月11日(月)		9月11日(木)	
7月12日(土)		8月12日(火)		9月12日(金)	
7月13日(日)		8月13日(水)	<u>○</u>	9月13日(土)	
7月14日(月)		8月14日(木)		9月14日(日)	
7月15日(火)		8月15日(金)		9月15日(月)	
7月16日(水)		8月16日(土)		9月16日(火)	
7月17日(木)		8月17日(日)		9月17日(水)	
7月18日(金)		8月18日(月)		9月18日(木)	
7月19日(土)		8月19日(火)		9月19日(金)	○
7月20日(日)		8月20日(水)		9月20日(土)	
7月21日(月)		8月21日(木)		9月21日(日)	<u>○</u>
7月22日(火)		8月22日(金)		9月22日(月)	<u>○</u>
7月23日(水)		8月23日(土)		9月23日(火)	○
7月24日(木)		8月24日(日)		9月24日(水)	
7月25日(金)		8月25日(月)		9月25日(木)	
7月26日(土)		8月26日(火)		9月26日(金)	
7月27日(日)		8月27日(水)		9月27日(土)	○
7月28日(月)		8月28日(木)		9月28日(日)	<u>○</u>
7月29日(火)		8月29日(金)		9月29日(月)	
7月30日(水)		8月30日(土)		9月30日(火)	
7月31日(木)		8月31日(日)			
合計	0日	合計	1日	合計	7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7月～9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 ～東北電力ネットワーク編～  (XXXXKB)

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7月～9月抑制分 九州電力送配電～

2025年11月26日
電力広域的運営推進機関

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

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(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7月～9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3日間（7月：2日、8月：0日、9月：1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7月～9月の検証を実施した。

2. 検証の観点

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

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

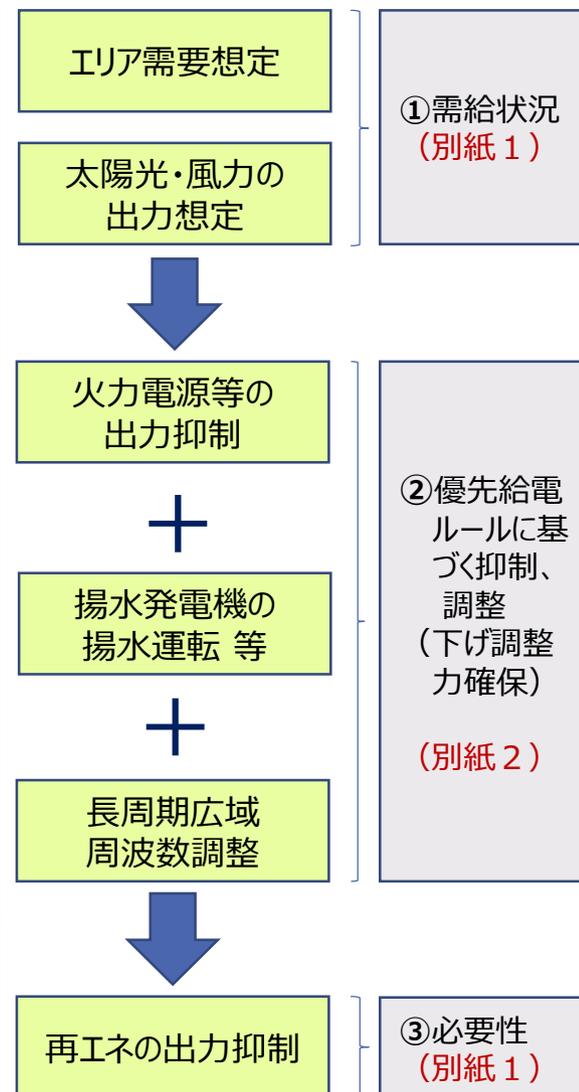
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）をLFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙1」参照）

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



九州電力送配電は、7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	九州エリア離島を除く	
指令日時	7月18日(金) 16時	7月19日(土) 16時
抑制実施日	7月19日(土)	7月20日(日)
最大抑制量 [※]	199.5万kW	135.2万kW
抑制時間	8時～16時	8時～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	

(※) 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、9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	九州エリア離島を除く
指令日時	9月20日(土) 16時
抑制実施日	9月21日(日)
最大抑制量 [※]	88.9万kW
抑制時間	8時～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

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

3. 総合評価(代表日の選定)

○7月～9月に行われた出力抑制日（7月：2日、8月：0日、9月：1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…………… 7/19(土)、9/21(日)
- ・無作為に選定した日…………… 7/20(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	7月		9月
	19	20	21
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、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、大雨による揚水動力運転不可に伴う抑制量減を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	設備トラブルに伴う一部停止を除き、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、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、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能量がなかった（7/19,9/21）。
(6) バイオマス専焼電源	設備故障防止を目的とする定格出力一定運転制約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と抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

本機関が2025年7月～9月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

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

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

場所		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(※)		7月19日(土) 11時30分~12時		7月20日(日) 11時30分~12時		9月21日(日) 11時30分~12時			
		【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)	2023.7.22(土)	2025.7.12(土)	2023.7.23(日)	2025.7.6(日)	2022.9.11(日)	2024.9.29(日)		
	天候	曇	曇	晴	晴	曇	曇		
	気温(℃)	30.9	31.1	31.9	32.4	29.0	28.8		
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		18.0万kW/℃		17.0万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		▲3.6 (31.1℃-30.9℃)× ▲18万kW/℃=▲ 3.6万kW		▲9.0 (32.4℃-31.9℃)× ▲18万kW/℃=▲ 9.0万kW		▲3.4 (28.8℃-29℃)× ▲17万kW/℃ =3.4万kW	
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m)		1.67~3.24		1.76~3.27		1.43~2.95		
	出力 換算係数 (kWh/MJ /m/kW)	特高	0.228		0.228		0.183		
		高圧	0.264		0.264		0.222		
		低圧10kW以上	0.247		0.247		0.207		
		低圧10kW未満	0.193		0.193		0.172		
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④	193.4		188.6		181.8		
		高圧⑤	264.1		263.8		257.2		
		低圧10kW以上⑥	201.0		199.1		193.1		
		低圧10kW未満⑦	119.6		119.3		124.0		
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)		▲22.9		▲22.9		▲20.4		
合計⑨		755.2		747.9		735.7			
風力の出力想定	設備量 (万kW)	特高⑩	52.9		52.9		46.6		
		高圧以下⑪	6.1		6.1		6.1		
		合計(⑩+⑪)	59.0		59.0		52.7		
	出力想定値 (万kW)	特高⑫	15.0		14.4		22.9		
		高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	1.7		1.6		3.0		
合計⑭		16.7		16.0		25.9			
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)	103.3		101.5		99.8		
		(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)	105.7		104.9		102.4		
		(L) 原子力	409.6		409.8		293.9		
		(J) 一般水力	57.6		89.8		33.5		
		(K) 地熱	15.2		15.2		11.6		
		(H) バイオマス専焼電源	42.3		46.7		42.7		
		(I) 地域資源バイオマス	28.0		27.5		28.3		
		(E-1) 太陽光⑨	755.2		747.9		735.7		
		(E-1) 風力⑭	16.7		16.0		25.9		
		(E-2) 想定誤差量	181.0		181.0		123.0		
	エリア供給力計⑮		1,714.6		1,740.3		1,496.8		
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	1,235.0		1,145.0		1,025.0		
		揚水 運転等	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲91.1		▲227.1		▲253.2	
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲4.0		▲4.0		▲4.2	
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲164.9		▲229.0		▲125.5	
(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力①②⑲			▲20.1		0.0		0.0		
エリア需要等計⑳=③-(⑯+⑰+⑱+⑲)		1,515.1		1,605.1		1,407.9			
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑮		1,714.6		1,740.3		1,496.8		
	エリア需要等計⑳		1,515.1		1,605.1		1,407.9		
	判定		○		○		○		
イメージ図は「別紙3」		(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑=(⑮-⑳)		199.5		135.2			

(※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
- (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) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
- (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
- (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画

- (g) オーバーホールによる停止
- (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
- (i) 下げ調整力確保済みのため対応不要

- (j) 大雨による揚水動力運転不可に伴う抑制量減
- (k) ポンプ水車発電電動機 外部点検他
- (l) 設備トラブルに伴う一部停止

- (m) 低温停止
- (n) 設備故障防止を目的とする定格出力一定運転制約
- (o) 他の供給区域の受電可能量不足

[万kW]

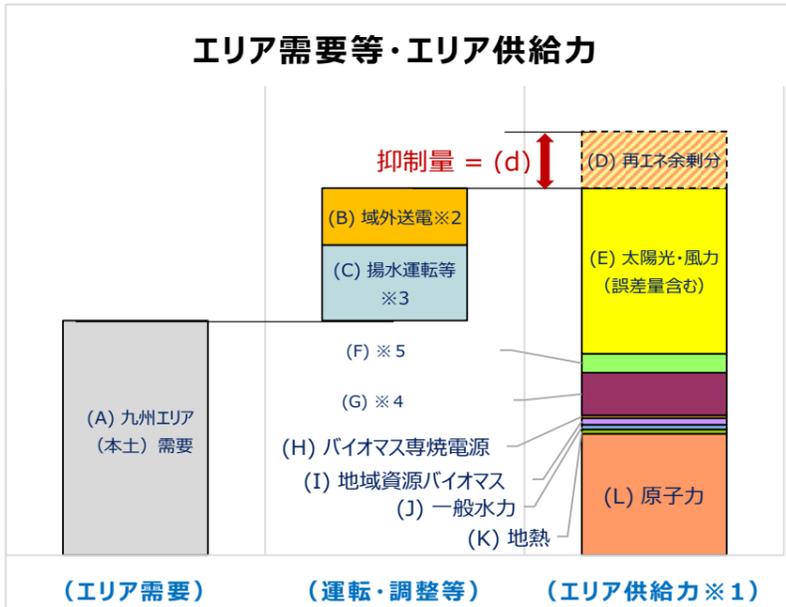
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21日(日)					
調整力として あらかじめ確保 する発電設備等 (火力) LFC調整力 2%確保の発電	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
		石炭	松浦	32.7	32.7	0.0		32.7	32.7	0.0		32.7	24.6	▲ 8.1	(e)
峯北			8.7	8.7	0.0		8.7	8.7	0.0		17.5	17.5	0.0		
LNG		新小倉	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)	61.9	61.9	0.0		60.1	60.1	0.0		57.7	57.7	0.0		
合計			103.3	103.3	0.0	—	101.5	101.5	0.0	—	107.9	99.8	▲ 8.1	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21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(※)	
	大平	1	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		
		2	▲ 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		
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		
	小丸川	1	▲ 34.0	0.0	34.0	(j)	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
		2	▲ 34.0	0.0	34.0	(j)	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
		3	▲ 34.0	0.0	34.0	(j)	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
		4	▲ 34.0	0.0	34.0	(j)	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
	合計			▲ 253.2	▲ 91.1	162.1	—	▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 253.2	0.0	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21日(日)					
需給バランス改善用の 蓄電設備の充電	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(※)		
		▲ 5.0	▲ 4.0	1.0	(l)	▲ 5.0	▲ 4.0	1.0	(l)	▲ 5.0	▲ 4.2	0.8	(l)		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21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)	電制電源	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(※)
		A		0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0	
	B		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		33.6 [23%]	49.0 [33%]	15.4	(b)	33.8 [23%]	49.1 [33%]	15.3	(b)	33.4 [23%]	47.6 [32%]	14.2	(b)
		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%]			
合計			98.0	105.7	7.7	—	98.1	104.9	6.7	—	97.8	102.4	4.6	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21日(日)					
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	中国九州間連系線 (関門連系線) ※1 空容量 = (運用容量) ※2 約定済み域外送電電力 = 三次調整力①②	前日12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12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12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(※)		
		64.2 (229.0)	20.1	▲ 44.1	(o)	0.0 (229.0)	0.0	0.0		75.5 (201.0)	0.0	▲ 75.5	(o)		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21日(日)					
バイオマス専焼電源	電源合計 ※2 発電設備の補修停止等を 考慮した抑制日の最低出力	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(※)		
		39.4 [59%]	42.3	2.9	(n)	39.3 [59%]	46.7	7.4	(n)	39.0 [58%]	42.7	3.7	(n)		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21日(日)					
地域資源バイオマス	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)		
		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—		
		—[0%]	28.0	—	A(62),B(34),C(4)	—[0%]	27.5	—	A(62),B(34),C(4)	—[0%]	28.3	—	A(62),B(34),C(4)		
想定誤差量		7月19日(土)				7月20日(日)				9月21日(日)					
想定誤差量 算定	出力帯	中出力帯 1				中出力帯 1				中出力帯 1					
	(A)過去 最大出力/設備量	68.6%				68.6%				66.6%					
	(B)当日 最大出力/設備量	61.2%				60.3%				58.4%					
	(C)出力率 (B)/(A)	89.2%				87.9%				87.7%					
	誤差量	41.0				41.0				64.0					
合計		140.0				140.0				59.0					
合計		181.0				181.0				123.0					

(参考) 当日の需給実績

[万 kW]

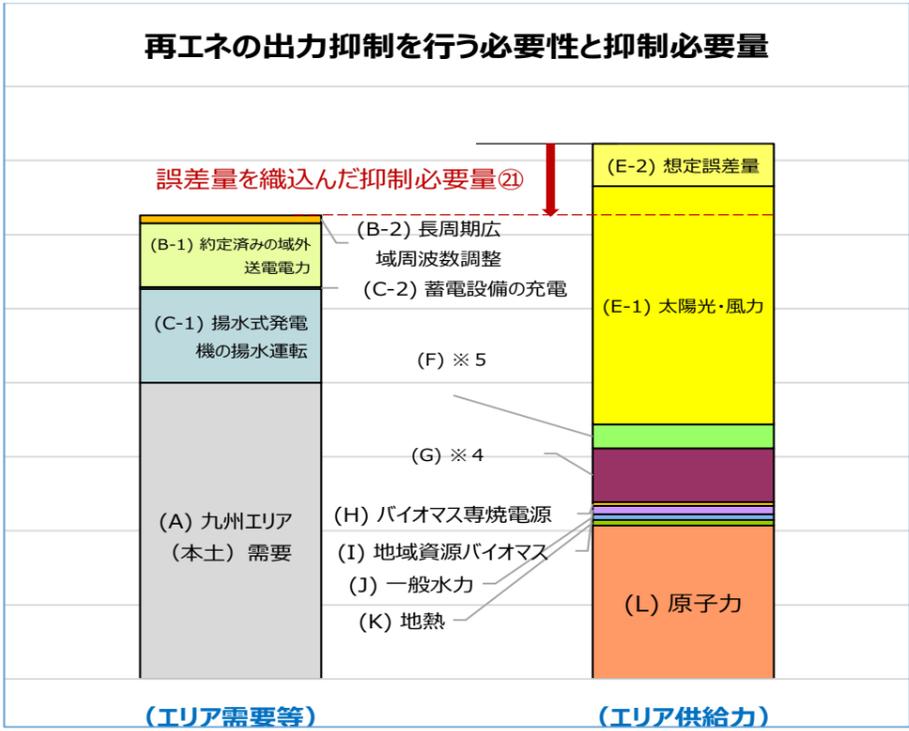
場所		九州本土	九州本土	九州本土	
下げ調整力最小時刻		7月19日(土) 9時30分~10時00分	7月20日(日) 10時30分~11時00分	9月21日(日) 11時30分~12時00分	
天候・気温	天候	曇	晴	晴	
	気温 (°C)	30.4	31.8	29.1	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	1,052.2	1,082.0	966.8	
	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	64.0	82.4	103.3
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	108.2	100.8	100.8
		(L) 原子力	410.8	410.8	294.6
		(J) 一般水力	138.0	122.5	44.6
		(K) 地熱	15.8	16.0	14.4
		(H) バイオマス専焼電源	48.0	46.0	40.2
		(I) 地域資源バイオマス	17.6	18.3	21.0
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	600.1	716.7	717.4
	(E) 風力 (抑制量含む)	15.4	5.6	10.4	
	エリア供給力計		1,417.9	1,519.1	1,346.7
	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	▲ 107.6	▲ 182.6	▲ 209.6
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	▲ 204.8	▲ 208.2	▲ 125.5	
抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 53.3	▲ 46.3	▲ 44.8	
供給力計		1,052.2	1,082.0	966.8	

○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11月26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) 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) 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な運用
 - (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

1. 検証方法（1）

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。

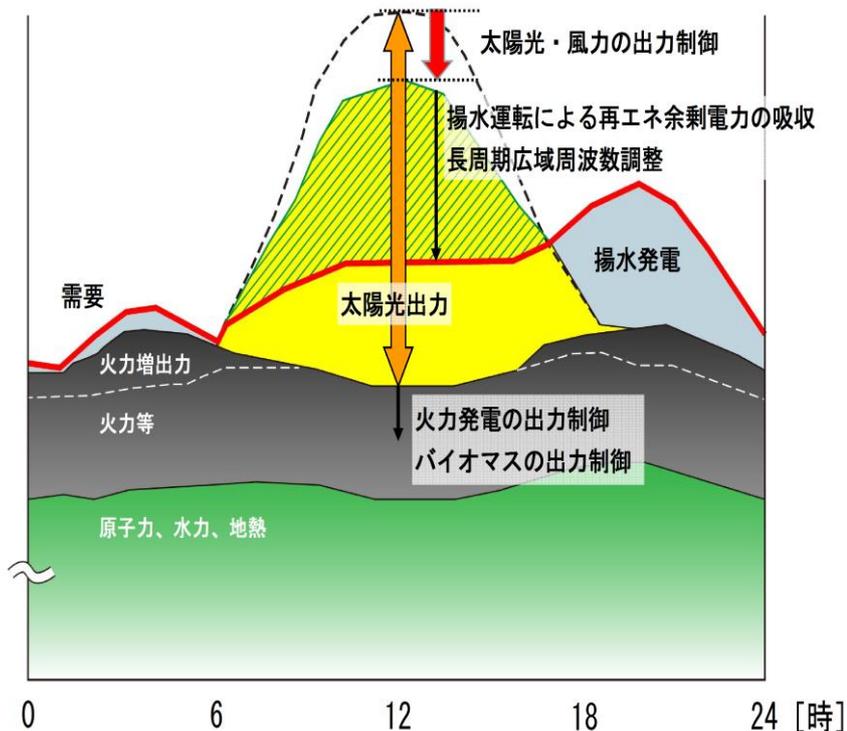
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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号イからロより、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

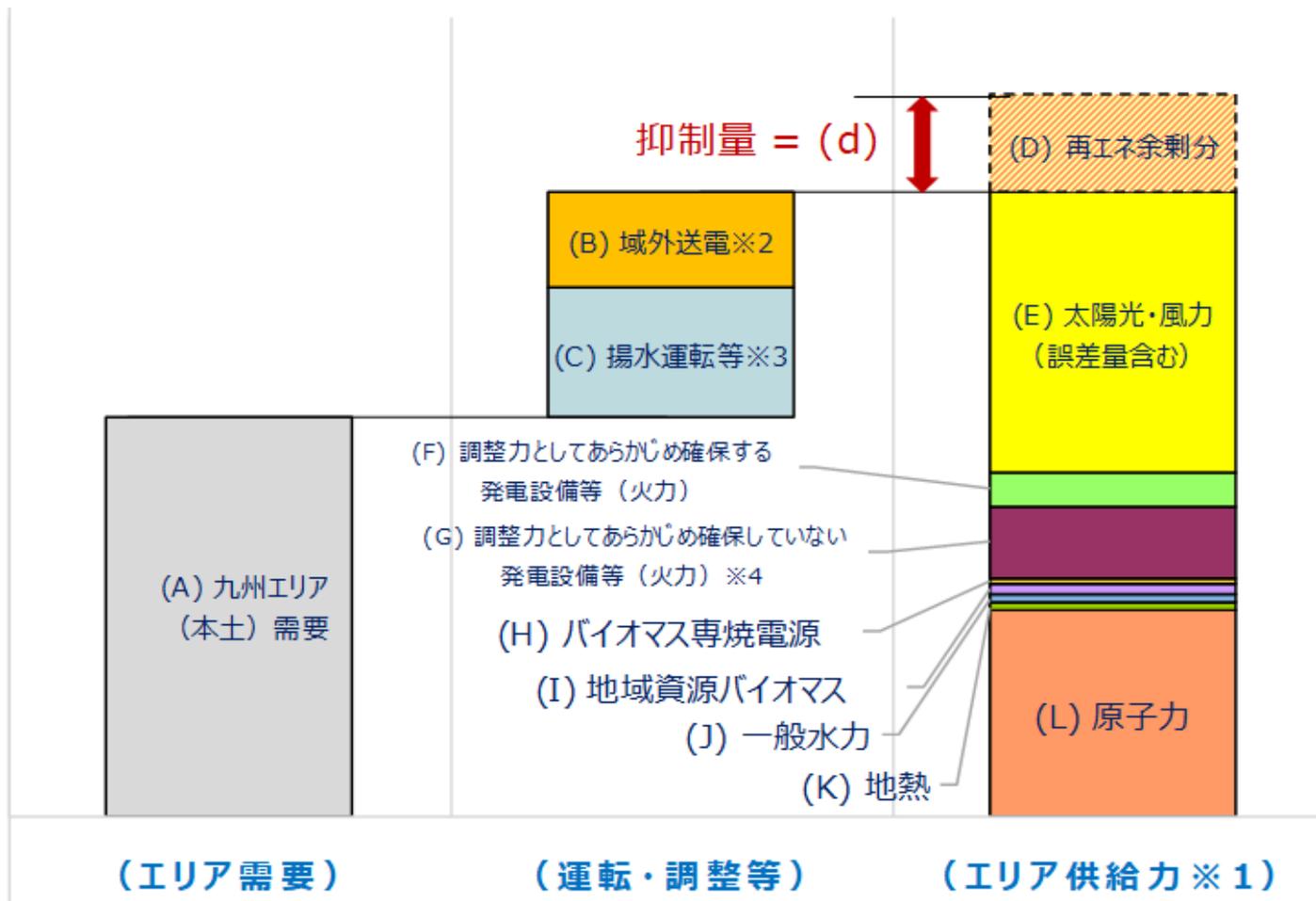
⑤ 自然変動電源の出力抑制

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

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）

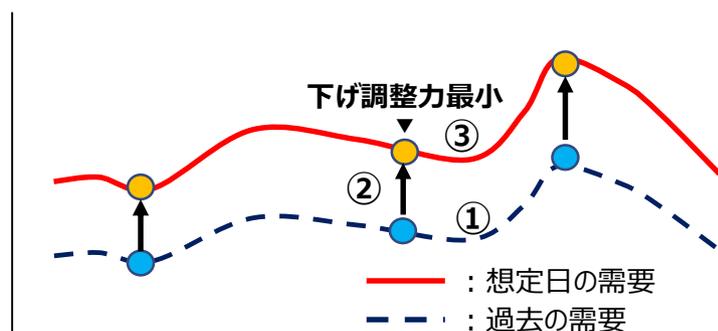
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

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

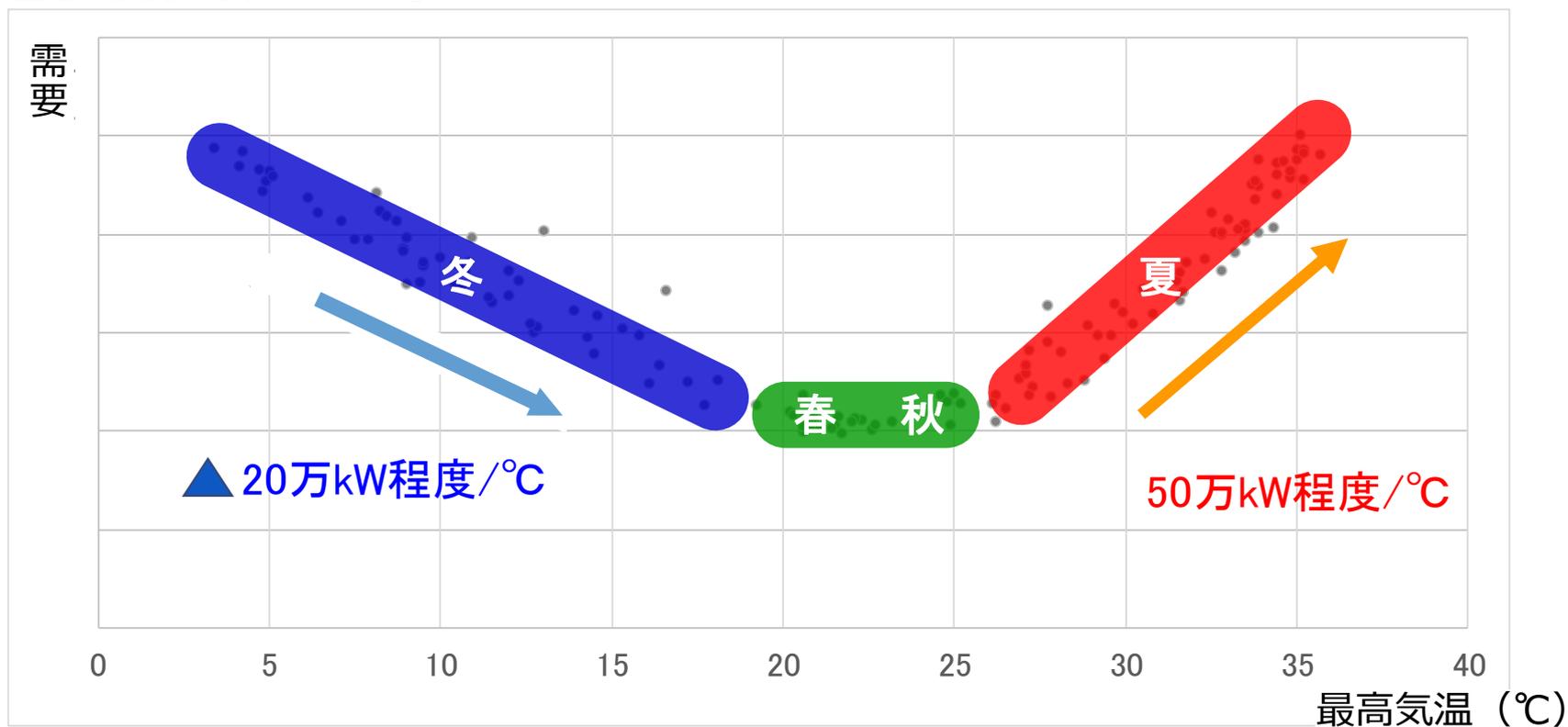


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

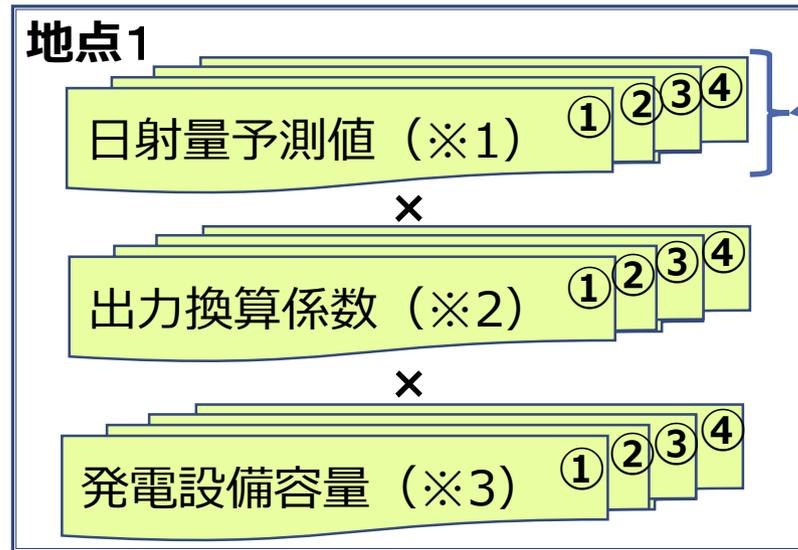
（気温感応度グラフの説明）

- ・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。

～地点67

(地点1～67の出力の合計) (※4)
- (地点1～67の④の自家消費量の合計)

九州エリア 太陽光出力想定値

(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。

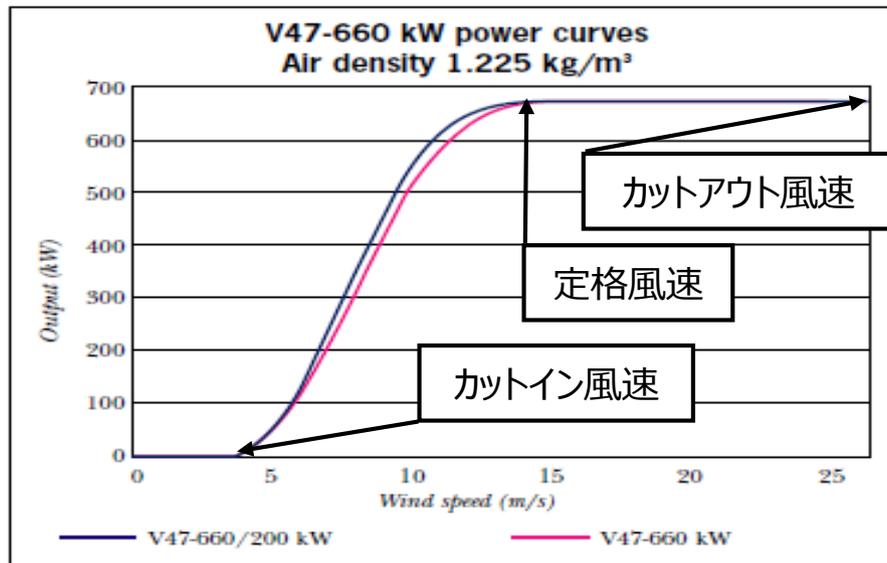
〔特高風力出力（1基あたり）〕

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

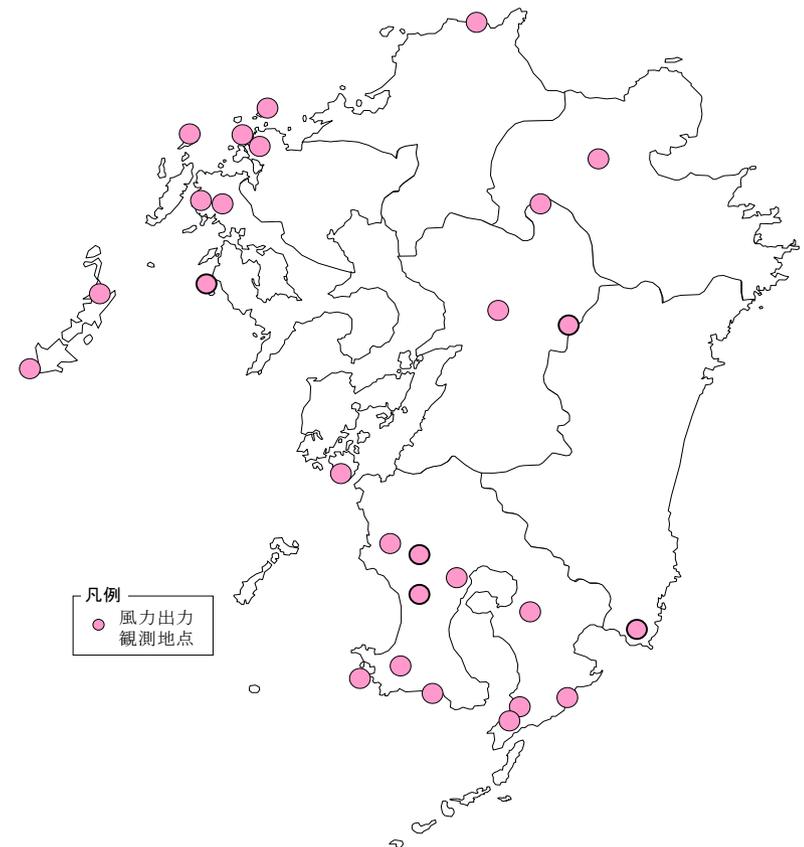
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

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 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。

○ 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

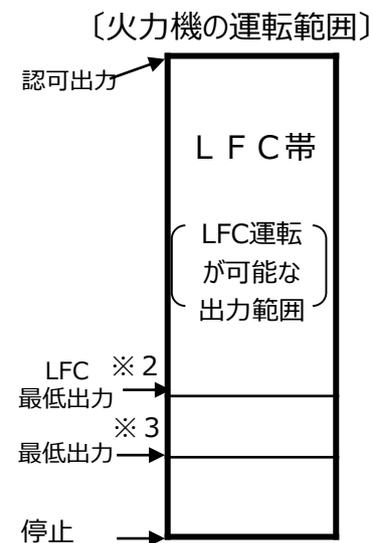
② 石炭火力

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 (D S S : Daily Start Stop) で対応する。
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、L F C 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 L F C 最低出力運転
 - ・3号系列は、4台のうち1台を残し L F C 調整力 2% を確保



- ※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。

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。

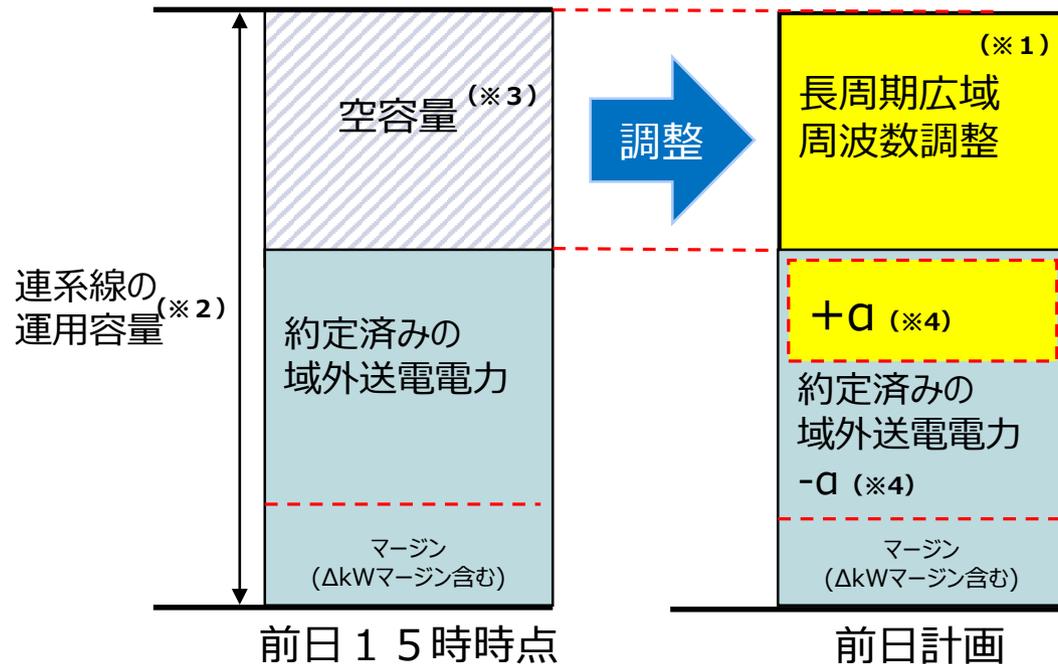
(※3) 翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（JEPX：Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、JEPXが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

(※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

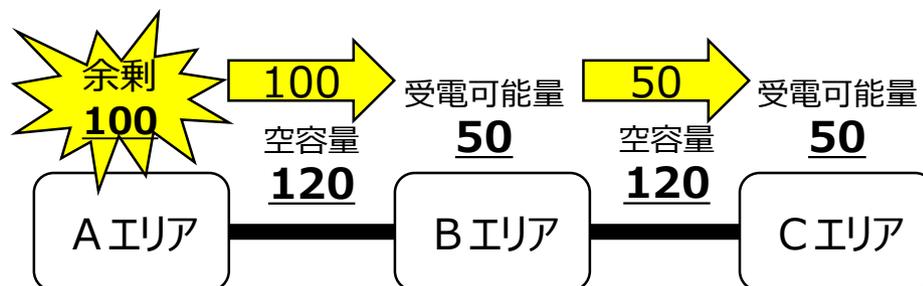
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※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。(=α)

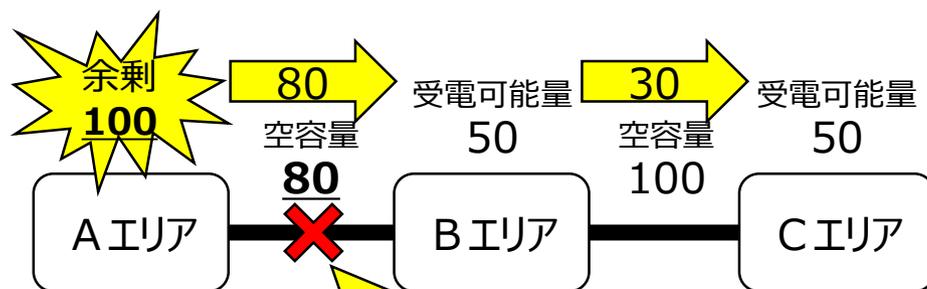
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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

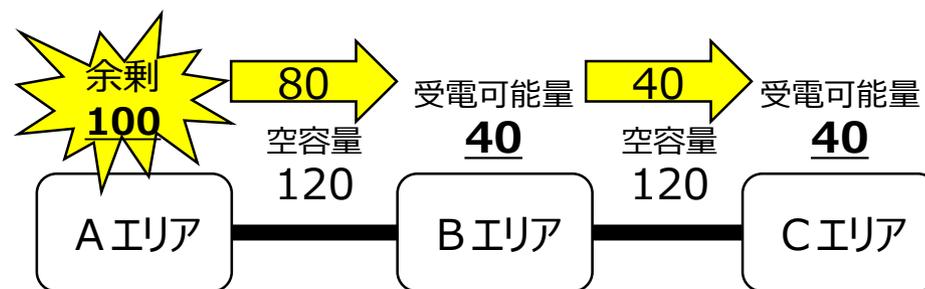


○再エネ出力抑制に至る例



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。

（※）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】	【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）	6 2
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	3 4
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	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#seigy

5. 想定誤差量

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出し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

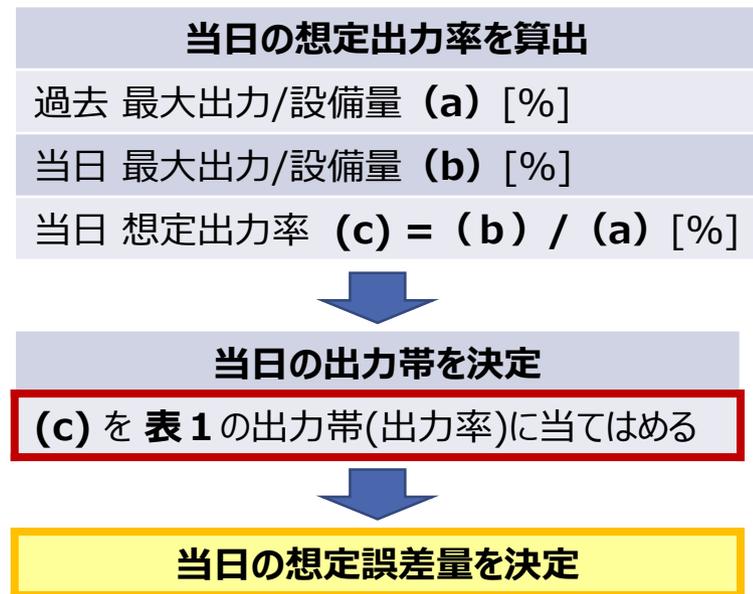
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

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)		7月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	28	39	67
中出力帯 1	(67.5%~90%)	41	140	181
中出力帯 2	(45%~67.5%)	299	13	312
低出力帯 1	(22.5%~45%)	345	31	376
低出力帯 2	(~22.5%)	124	127	251



- ・ データ収集期間：2020/4 ~ 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

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出し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

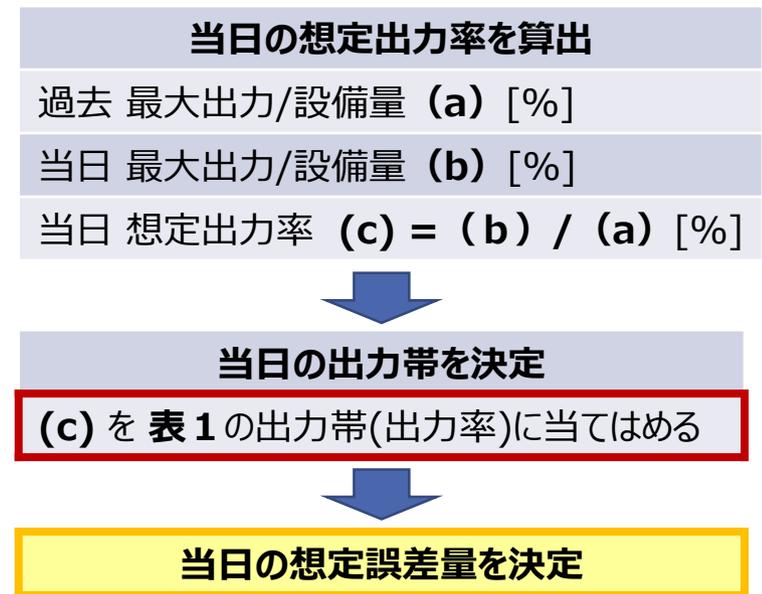
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

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)		9月後半の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	4	116	120
中出力帯 1	(67.5%~90%)	64	59	123
中出力帯 2	(45%~67.5%)	129	60	189
低出力帯 1	(22.5%~45%)	168	75	243
低出力帯 2	(~22.5%)	83	30	113

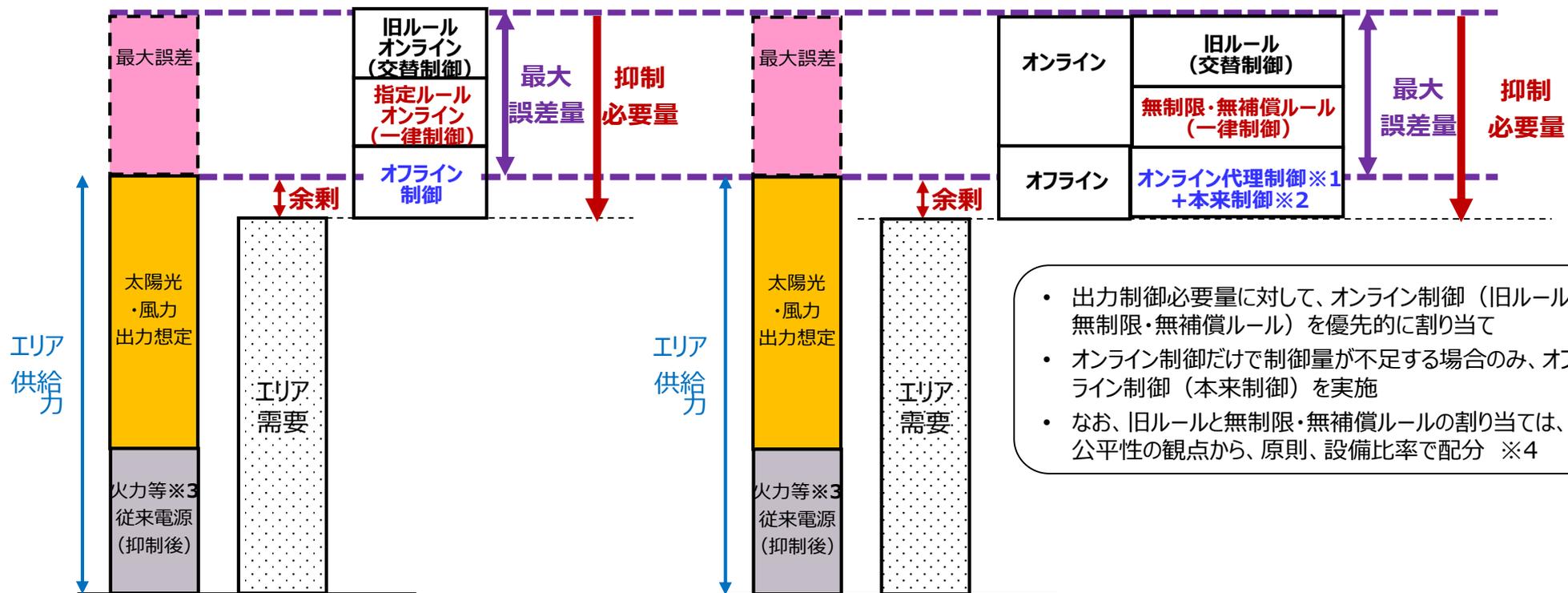


- ・ データ収集期間：2020/4 ~ 2025/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

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）

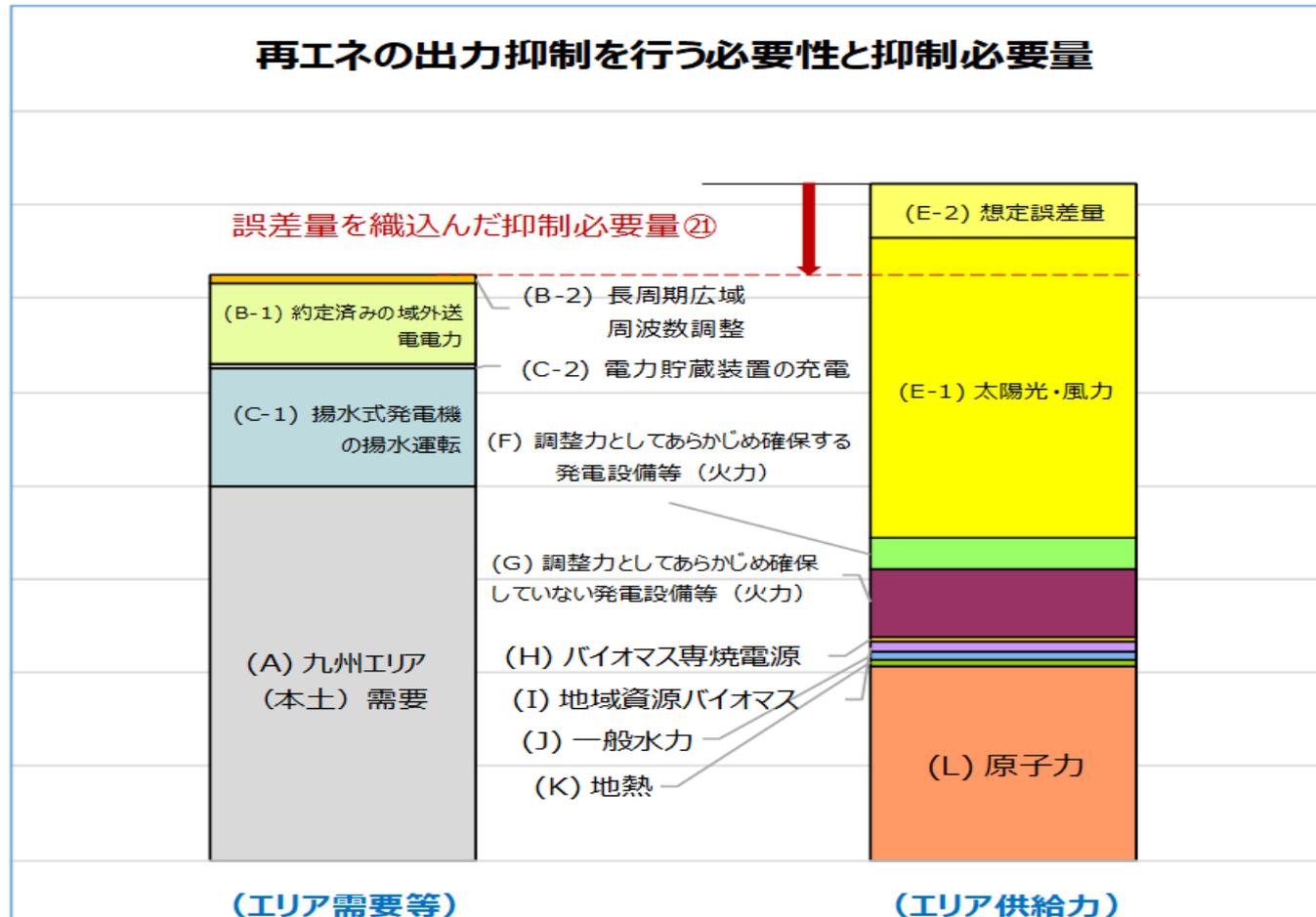


- 出力制御必要量に対して、オンライン制御（旧ルール、無制限・無補償ルール）を優先的に割り当て
- オンライン制御だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施
- なお、旧ルールと無制限・無補償ルールの割り当ては、公平性の観点から、原則、設備比率で配分 ※4

※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い、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。

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する発電設備等（火力）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、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。**



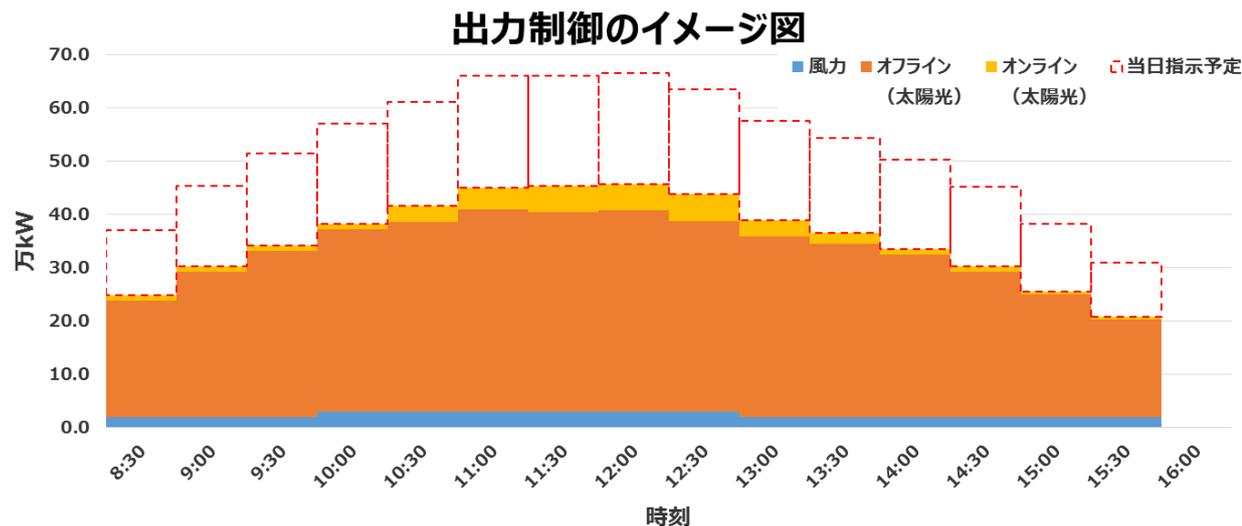
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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

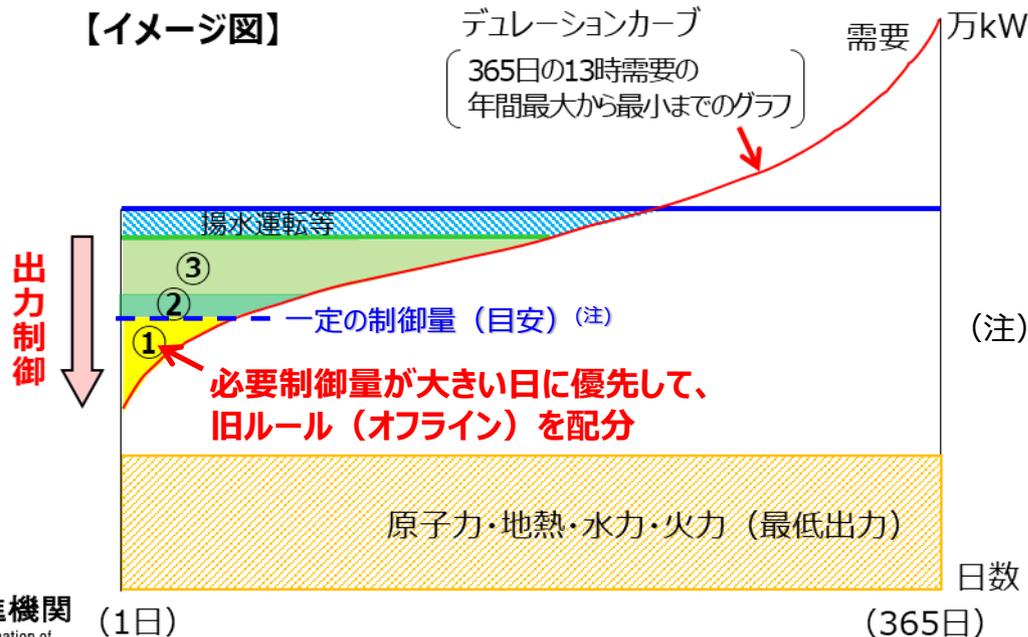
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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、17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	2者（火力）	40.7	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	17者	182.1	53.6（24%）※2

(※1) 自家発事業者は、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7月～9月分)

更新日:2025年11月26日

九州電力送配電株式会社が2025年7月～9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7月～9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3日(7月:2日、8月:0日、9月:1日)

7月	抑制	8月	抑制	9月	抑制
7月1日(火)		8月1日(金)		9月1日(月)	
7月2日(水)		8月2日(土)		9月2日(火)	
7月3日(木)		8月3日(日)		9月3日(水)	
7月4日(金)		8月4日(月)		9月4日(木)	
7月5日(土)		8月5日(火)		9月5日(金)	
7月6日(日)		8月6日(水)		9月6日(土)	
7月7日(月)		8月7日(木)		9月7日(日)	
7月8日(火)		8月8日(金)		9月8日(月)	
7月9日(水)		8月9日(土)		9月9日(火)	
7月10日(木)		8月10日(日)		9月10日(水)	
7月11日(金)		8月11日(月)		9月11日(木)	
7月12日(土)		8月12日(火)		9月12日(金)	
7月13日(日)		8月13日(水)		9月13日(土)	
7月14日(月)		8月14日(木)		9月14日(日)	
7月15日(火)		8月15日(金)		9月15日(月)	
7月16日(水)		8月16日(土)		9月16日(火)	
7月17日(木)		8月17日(日)		9月17日(水)	
7月18日(金)		8月18日(月)		9月18日(木)	
7月19日(土)	<u>○</u>	8月19日(火)		9月19日(金)	
7月20日(日)	<u>○</u>	8月20日(水)		9月20日(土)	
7月21日(月)		8月21日(木)		9月21日(日)	<u>○</u>
7月22日(火)		8月22日(金)		9月22日(月)	
7月23日(水)		8月23日(土)		9月23日(火)	
7月24日(木)		8月24日(日)		9月24日(水)	
7月25日(金)		8月25日(月)		9月25日(木)	
7月26日(土)		8月26日(火)		9月26日(金)	
7月27日(日)		8月27日(水)		9月27日(土)	
7月28日(月)		8月28日(木)		9月28日(日)	
7月29日(火)		8月29日(金)		9月29日(月)	
7月30日(水)		8月30日(土)		9月30日(火)	
7月31日(木)		8月31日(日)			
合計	2日	合計	0日	合計	1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7月~9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 ~九州電力送配電編~  (XXXXKB)