

2024年2月28日
第444回理事会

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
(九州エリア：2023年10月～12月分)
(中国エリア、四国エリア、沖縄本島他：2024年1月分)

業務規程第180条の規定に基づき、九州エリアで2023年10月～12月、中国エリア・四国エリア・沖縄本島他で2024年1月に実施した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た結果、別紙1-1、2-1、3-1、4-1のとおり妥当であると認め、別紙1-2、2-2、3-2、4-2により公表する。

1. 抑制エリアと抑制実施日

・九州エリア(2023年10月～12月)

下記の42日(10月：24日、11月：15日、12月：3日)

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

太字：検証対象に選定

・中国エリア、四国エリア、沖縄エリア（2024年1月）

エリア	中国	四国	沖縄		九州(参考)
			本島	(宮古島)	
抑制日数	2日	1日	4日	1日	4日

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

(※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、太陽光出力の上振れ等により、当日出力抑制の指令を行ったもの。

(※2) 本島に加え、宮古島の初回抑制を実施。

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 : 2024年2月28日 (本機関ウェブサイト)

以上

【添付資料】

- 別紙1-1 : 九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2023年10月～12月抑制分 九州電力送配電～
- 別紙1-2 : ウェブサイト公表文「九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制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再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年1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再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年1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 : 沖縄本島他における再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年1月抑制分 沖縄電力～
- 別紙4-2 : ウェブサイト公表文「沖縄本島他における再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について」

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

～ 2023年10月～12月抑制分 九州電力送配電～

2024年2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. 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～

1. はじめに

九州電力送配電は、2023年10月～12月に、九州エリア（離島を除く）において再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を42日間（10月：24日、11月：15日、12月：3日）実施した。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、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、2023年10月～12月の検証を実施した。

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

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

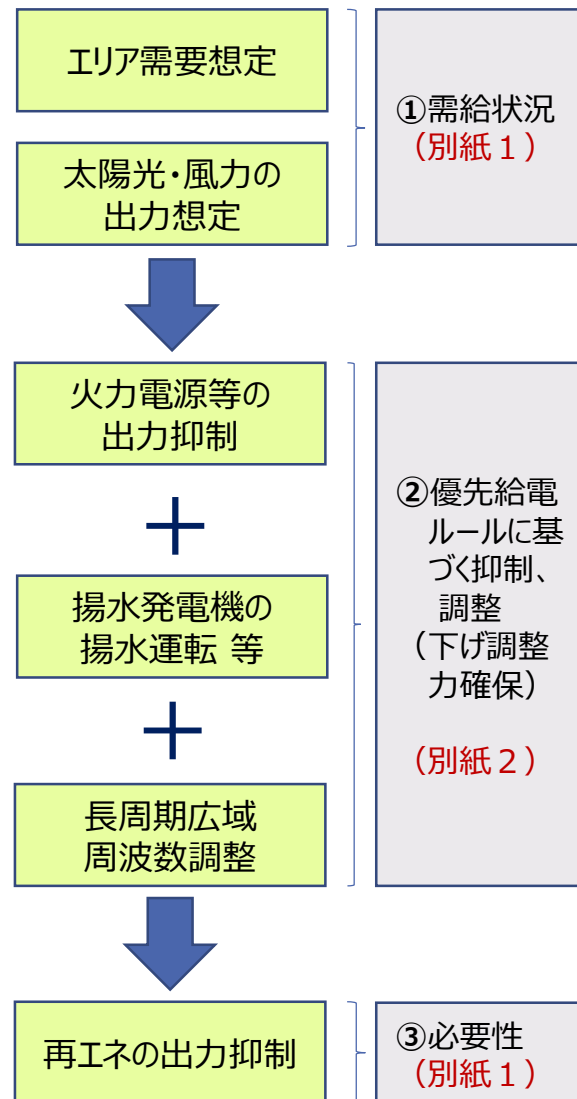
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転や電力貯蔵装置の充電の最大限活用を見込んでいるか。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・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。



3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2023年10月1/2)

九州電力送配電は、10月の以下の24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	9月30日(土) 16時	10月1日(日) 16時	10月5日(木) 16時	10月6日(金) 16時	10月9日(月) 16時	10月10日(火) 16時	10月11日(水) 16時
抑制実施日	10月1日(日)	10月2日(月)	10月6日(金)	10月7日(土)	10月10日(火)	10月11日(水)	10月12日(木)
最大抑制量 (※1)	413.6万kW	189.7万kW	324.4万kW	107.2万kW	282.4万kW	285.2万kW	291.2万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
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	10月12日(木) 16時	10月14日(土) 16時	10月15日(日) 16時	10月16日(月) 16時	10月17日(火) 16時	10月18日(水) 16時	10月20日(金) 16時
抑制実施日	10月13日(金)	10月15日(日)	10月16日(月)	10月17日(火)	10月18日(水)	10月19日(木)	10月21日(土)
最大抑制量 (※1)	288.0万kW	405.0万kW	302.8万kW	264.6万kW	283.7万kW	241.1万kW	437.5万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
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。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2023年10月2/2)

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	10月21日(土) 16時	10月22日(日) 16時	10月23日(月) 16時	10月24日(火) 16時	10月25日(水) 16時	10月26日(木) 16時	10月27日(金) 16時
抑制実施日	10月22日(日)	10月23日(月)	10月24日(火)	10月25日(水)	10月26日(木)	10月27日(金)	10月28日(土)
最大抑制量 (※1)	447.5万kW	314.7万kW	273.1万kW	289.8万kW	268.3万kW	288.6万kW	419.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
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	10月28日(土) 16時	10月29日(日) 16時	10月30日(月) 16時				
抑制実施日	10月29日(日)	10月30日(月)	10月31日(火)				
最大抑制量 (※1)	474.4万kW	298.1万kW	309.8万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。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2023年11月1/2)

九州電力送配電は、11月の以下の15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	10月31日(火) 16時	11月1日(水) 16時	11月2日(木) 16時	11月3日(金) 16時	11月4日(土) 16時	11月6日(月) 16時	11月7日(火) 16時
抑制実施日	11月1日(水)	11月2日(木)	11月3日(金)	11月4日(土)	11月5日(日)	11月7日(火)	11月8日(水)
最大抑制量 (※1)	256.2万kW	198.6万kW	294.3万kW	159.3万kW	305.3万kW	216.5万kW	242.6万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
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	11月10日(金) 16時	11月18日(土) 16時	11月19日(日) 16時	11月20日(月) 16時	11月21日(火) 16時	11月22日(水) 16時	11月24日(金) 16時
抑制実施日	11月11日(土)	11月19日(日)	11月20日(月)	11月21日(火)	11月22日(水)	11月23日(木)	11月25日(土)
最大抑制量 (※1)	4.6万kW	108.6万kW	210.2万kW	215.5万kW	229.0万kW	206.4万kW	106.9万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
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。

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	11月25日(土) 16時						
抑制実施日	11月26日(日)						
最大抑制量 (※1)	230.6万kW						
抑制時間	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、12月の以下の3日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）		
指令日時	12月1日(金) 16時	12月9日(土) 16時	12月12日(火) 16時
抑制実施日	12月2日(土)	12月10日(日)	12月13日(水)
最大抑制量（※1）	134.1万kW	301.7万kW	95.5万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。

- 10月～12月に行われた出力抑制日から、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……………10/29(日)、11/3(金)、12/10(日)
 - ・無作為に選定した日…………… 10/22(日)、11/21(火)

[※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	10月		11月		12月
	22	29	3	21	10
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容					
（1）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○	○	○	○
（2）揚水発電機の揚水運転	○	○	○	○	○
（3）電力貯蔵装置の充電	○	○	○	○	○
（4）電源Ⅲ火力	○	○	○	○	○
（5）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) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、連系線運用容量を維持するための電制量確保、試運転による抑制量減少を除き、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) 揚水発電機の揚水運転	定期点検に伴う停止を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
(3) 電力貯蔵装置の充電	設備トラブルを除き、最大限充電していることを確認した（全代表日）。
(4) 電源Ⅲ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、連系線運用容量を維持するための電制量確保、燃料貯蔵の関係から抑制量が減少した発電所を除き、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	試験、作業、低出力運転時の振動異常高の再発回避に伴う抑制量の減少を除き、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2023年10月～12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

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、電源Ⅲの最低出力運転、ならびに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

[万kW]

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(※)		10月22日(日) 11時30分~12時	10月29日(日) 11時30分~12時	11月3日(金) 12時~12時30分	11月21日(火) 12時~12時30分	12月10日(日) 12時~12時30分	10月22日(日) 11時30分~12時	10月29日(日) 11時30分~12時	11月3日(金) 12時~12時30分	11月21日(火) 12時~12時30分	12月10日(日) 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)	2023.10.22(日)	2020.10.25(日)	2023.10.29(日)	2023.10.22(日)	2023.11.3(金)	2022.11.12(土)	2023.11.21(火)	2021.11.19(金)	2023.12.10(日)	2019.12.1(日)		
	天候	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	曇		
	気温(℃)	19.6	18.9	21.0	19.6	23.6	23.0	17.2	18.0	16.8	16.7		
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		0.0万kW/℃		0.0万kW/℃		0.0万kW/℃		20.0万kW/℃		18.0万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		— 715 ▲0万kW/℃=0万kW	— 715.0 ▲0万kW/℃=0万kW	— 790.5 需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)のため	— 790.5 需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)のため	— 871.8 ▲20万kW/℃=16.0万kW	— 871.8 ▲20万kW/℃=16.0万kW	— 756.8 ▲18万kW/℃=▲1.8万kW	— 756.8 ▲18万kW/℃=▲1.8万kW	— 756.8 ▲18万kW/℃=▲1.8万kW	
太陽光の出力想定	【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		
	日射量予測値(MJ/m)		2.18~2.8		1.96~2.78		2.19~2.58		1.95~2.49		1.41~2.35		
	出力 換算係数 (kWh/MJ/m/kW)	特高	0.291		0.291		0.323		0.323		0.337		
		高圧	0.295		0.295		0.316		0.316		0.337		
		低圧10kW以上	0.281		0.281		0.291		0.291		0.294		
		低圧10kW未満	0.239		0.239		0.255		0.255		0.265		
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④	182.6		176.6		195.8		184.6		176.7		
		高圧⑤	282.5		268.0		285.1		274.6		256.5		
		低圧10kW以上⑥	231.7		219.0		217.3		206.4		189.7		
		低圧10kW未満⑦	136.0		127.3		132.5		126.3		118.8		
想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)		▲16.8		▲16.6		▲18.7		▲18.9		▲24.9			
合計⑨		816.0		774.3		812.0		773.0		716.8			
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑩	53.4		59.0		60.1		59.3		60.1		
		高圧以下⑪	5.4		5.4		5.4		5.4		5.4		
		合計(⑩+⑪)	58.8		64.4		65.5		64.7		65.5		
	出力想定値(万kW)	特高⑫	0.0		5.1		3.1		0.0		2.2		
	高圧以下⑬ = ⑫ × (⑪ / ⑩)	0.0		0.4		0.3		0.0		0.2			
合計⑭		0.0		5.5		3.4		0.0		2.4			
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	88.4		86.6		74.8		113.6		93.8		
		(G) 電源Ⅲ(火力)	72.4		73.2		77.5		89.1		116.7		
		(L) 原子力	411.7		412.3		412.7		297.7		298.0		
		(J) 一般水力	19.6		19.6		17.0		18.7		14.1		
		(K) 地熱	14.1		14.1		12.9		13.7		16.3		
		(H) バイオマス専焼電源	26.2		26.8		24.9		28.4		37.3		
		(I) 地域資源バイオマス	22.1		22.5		22.8		21.8		26.7		
		(E-1) 太陽光⑨	816.0		774.3		812.0		773.0		716.8		
		(E-2) 風力⑭	0.0		5.5		3.3		0.0		2.4		
		(E-2) 想定誤差量	109.0		158.9		33.0		47.0		175.2		
	エリア供給力計⑮		1,579.5		1,593.8		1,490.9		1,403.0		1,497.3		
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	715.0		715.0		790.5		887.8		755.0		
		揚水 運転等	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲219.2		▲219.2		▲227.1		▲91.1		▲227.1	
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲4.8		▲4.8		▲4.8		▲2.5		▲2.5	
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲193.0		▲180.4		▲174.2		▲206.1		▲211.0	
(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力⑲⑳			0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
エリア需要等計⑳=③-(⑯+⑰+⑱+⑲)		1,132.0		1,119.4		1,196.6		1,187.5		1,195.6			
必要性(万kW)	【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】		
	エリア供給力計⑮		1,579.5		1,593.8		1,490.9		1,403.0		1,497.3		
	エリア需要等計⑳		1,132.0		1,119.4		1,196.6		1,187.5		1,195.6		
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)		447.5		474.4		294.3		301.7			

(※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

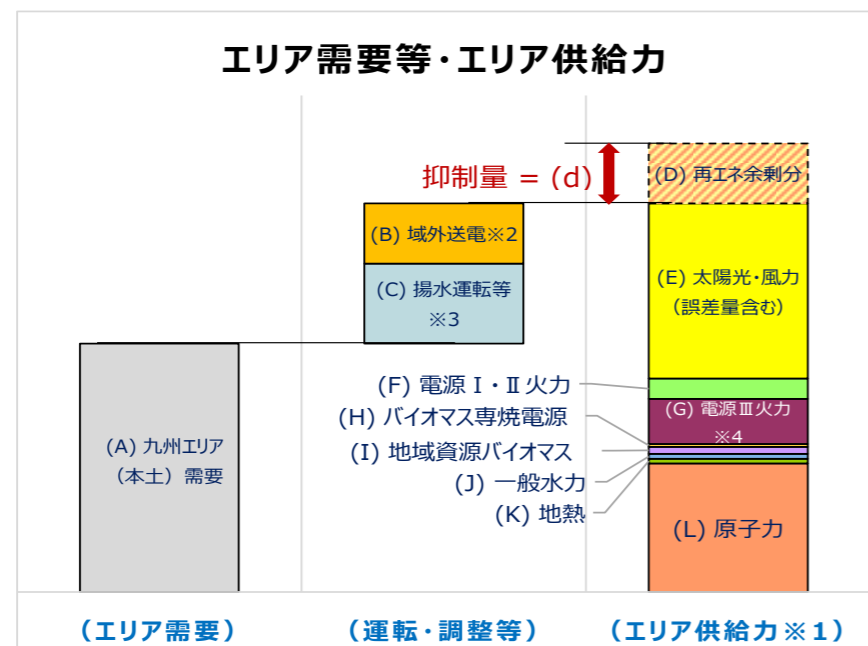
(※)差異理由 (a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保 (d) 試験運転パターンに基づく抑制量減少 (g) オーバーホールで停止中(～XX/XX) (j) 汚泥燃料混焼試験 (m) 定期修繕前作業
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (e) 試験運転パターンに基づく抑制量増加 (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (k) 定期点検に伴う停止 (n) 負荷変化試験
 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (l) トラブルに伴う一部設備停止 (o) 低出力運転時の振動異常高の再発回避のため

[万kW]		10月22日(日)				10月29日(日)				11月3日(金)				11月21日(火)				12月10日(日)					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		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(※)
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	石炭	松浦	32.7	32.7	0.0		12.4	26.3	13.9	(a)	12.4	12.4	0.0		32.7	32.7	0.0		32.7	32.7	0.0		
		峯北	8.8	8.8	0.0		8.8	8.8	0.0		8.8	8.8	0.0		17.5	17.5	0.0		8.8	8.8	0.0		
	LFC調整力 2%	LNG	新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		8.4	8.4	0.0		0.0	0.0	0.0	
			新大分(コンバインド)	46.9	46.9	0.0		51.5	51.5	0.0		53.0	53.6	0.6	(d)	55.0	55.0	0.0		52.3	52.3	0.0	
確保の発電所		合計	88.4	88.4	0.0	—	72.7	86.6	13.9	—	74.2	74.8	0.6	—	113.6	113.6	0.0	—	93.8	93.8	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		10月22日(火)				10月29日(火)				11月3日(日)				11月21日(木)				12月10日(火)					
揚水発電機 揚水運転	大平	1	▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	0.0	26.1	(k)	▲26.1	▲26.1	0.0		▲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		▲26.1	0.0	26.1	(k)	▲26.1	0.0	26.1	(k)	
	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	▲32.5	0.0		
		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	▲32.5	0.0		
	小丸川	1	▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	0.0	34.0	(k)	▲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	0.0	34.0	(k)	▲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	0.0	34.0	(k)	▲34.0	▲34.0	0.0		
		4	▲34.0	0.0	34.0	(k)	▲34.0	0.0	34.0	(k)	▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	0.0	34.0	(k)	▲34.0	▲34.0	0.0		
	合計		▲253.2	▲219.2	34.0	—	▲253.2	▲219.2	34.0	—	▲253.2	▲227.1	26.1	—	▲253.2	▲91.1	162.1	—	—	▲253.2	▲227.1	26.1	—
	優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		10月22日(火)				10月29日(火)				11月3日(日)				11月21日(木)				12月10日(火)				
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	▲5.0	▲4.8	0.2	(l)	▲5.0	▲4.8	0.2	(l)	▲5.0	▲4.8	0.2	(l)	▲5.0	▲2.5	2.5	(k)	▲5.0	▲2.5	2.5	(k)	
		前日計画②	▲4.8	▲4.8	0.0		▲4.8	▲4.8	0.0		▲4.8	▲4.8	0.0		▲2.5	▲2.5	0.0		▲2.5	▲2.5	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		10月22日(火)				10月29日(火)				11月3日(日)				11月21日(木)				12月10日(火)					
電源Ⅲ火力	電制電源	A	21.9	21.9	0.0		21.9	21.9	0.0		21.9	21.9	0.0		21.9	21.9	0.0		43.8	43.8	0.0		
		B	27.2	27.2	0.0		27.2	27.2	0.0		27.2	36.9	9.7	(a)	27.2	36.9	9.7	(a)	27.2	27.2	0.0		
	電制電源を除く	火力他	31.1	22.8	▲8.3	(h)	31.1	23.7	▲7.4	(h)	25.5	18.1	▲7.4	(h)	35.7	30.1	▲5.6	(h)	43.6	45.5	1.9	(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	49.2				49.2				49.2				49.2				49.2				
	自家発電余剰	13.0	0.5	▲12.5	(f)	13.0	0.4	▲12.6	(f)	13.0	0.6	▲12.4	(f)	13.0	0.2	▲12.8	(f)	13.0	0.2	▲12.8	(f)		
合計		93.2	72.4	▲20.8	—	93.2	73.2	▲20.0	—	87.6	77.5	▲10.1	—	97.8	89.1	▲8.7	—	127.6	116.7	▲10.9	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		10月22日(火)				10月29日(火)				11月3日(日)				11月21日(木)				12月10日(火)					
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)	前日12時時点の空容量①※1(運用容量)	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		
		前日計画②	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 (6)		10月22日(火)				10月29日(火)				11月3日(日)				11月21日(木)				12月10日(火)					
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%]	26.0	26.2	0.2	(j)	26.0	26.8	0.8	(m)	24.0	24.9	0.9	(n)	24.8	28.4	3.6	(o)	30.8	37.3	6.5	(o)	
		前日計画②	26.0	26.0	0.0		26.0	26.0	0.0		24.0	24.0	0.0		24.8	24.8	0.0		30.8	30.8	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		10月22日(火)				10月29日(火)				11月3日(日)				11月21日(木)				12月10日(火)					
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%]	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	—	
		前日計画②	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%]	22.1	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	22.5	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	22.8	—	A(55),B(28),C(4)	—[0%]	21.8	—	A(55),B(28),C(4)	—[0%]	26.7	—	A(55),B(28),C(4)	
想定誤差量		10月22日(日)				10月29日(日)				11月3日(金)				11月21日(火)				12月10日(日)					
想定誤差量	出力帯算定	出力帯	高出力帯				中出力帯1				高出力帯				高出力帯				中出力帯1				
		(A)過去最大出力/設備量	74.5%				74.5%				69.6%				67.4%				68.4%				
		(B)当日最大出力/設備量	69.7%				66.3%				68.6%				65.3%				60.3%				
	(C)出力率(B)/(A)	93.6%				89.0%				98.6%				96.9%				88.2%					
	誤差量	太陽光誤差	36.0				99.9				12.0				25.0				96.2				
エリア需要誤差		73.0				59.0				21.0				22.0				79.0					
合計		109.0				158.9				33.0				47.0				175.2					

(参考) 当日の需給実績

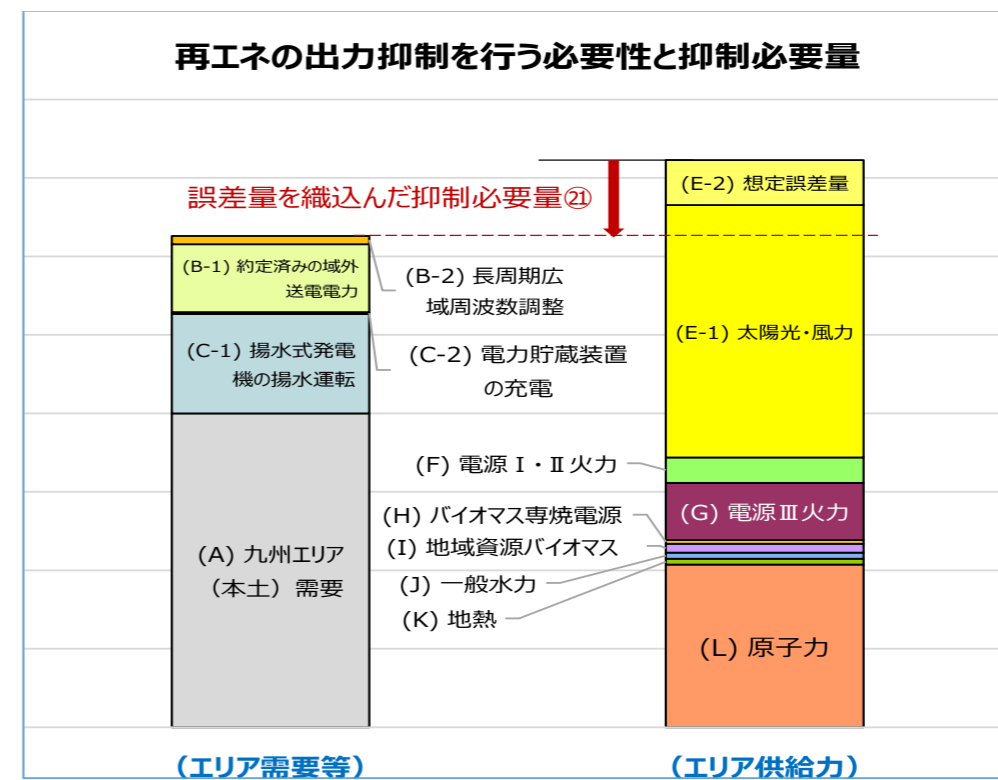
場所		九州本土					
		10月22日(日) 12時~12時30分	10月29日(日) 11時30分~12時	11月3日(金) 12時~12時30分	11月21日(火) 12時30分~13時	12月10日(日) 12時~12時30分	
天候・気温	天候	晴	曇	晴	晴	晴	
	気温(℃)	19.6	20.7	23.1	16.5	13.2	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要(本土)	738.6	735.8	840.8	910.6	764.2	
	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	79.7	75.6	75.7	157.5	90.7
		(G) 電源Ⅲ(火力)	81.4	70.2	72.4	82.0	117.6
		(L) 原子力	413.6	413.6	414.0	298.8	299.4
		(J) 一般水力	25.3	26.3	25.2	21.0	21.1
		(K) 地熱	18.2	18.6	17.4	17.3	21.9
		(H) バイオマス専焼電源	26.2	26.6	24.2	28.0	37.0
		(I) 地域資源バイオマス	22.0	19.1	20.2	16.5	23.9
		(E) 太陽光(抑制量含む)	835.0	737.3	793.8	737.6	708.6
	(E) 風力(抑制量含む)	0.0	2.4	1.4	0.0	1.4	
	エリア供給力計		1,501.4	1,389.7	1,444.3	1,358.7	1,321.6
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲199.8	▲193.2	▲180.6	▲86.4	▲218.6
	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	▲193.0	▲180.4	▲174.2	▲206.1	▲211.0
抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲370.0	▲280.3	▲248.7	▲155.6	▲127.8	
供給力計		738.6	735.8	840.8	910.6	764.2	

○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: 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。

○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～

2024年2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) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 電力貯蔵装置の充電
 - (4) 電源Ⅲ火力
 - (5) 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) 電源Ⅲ（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。

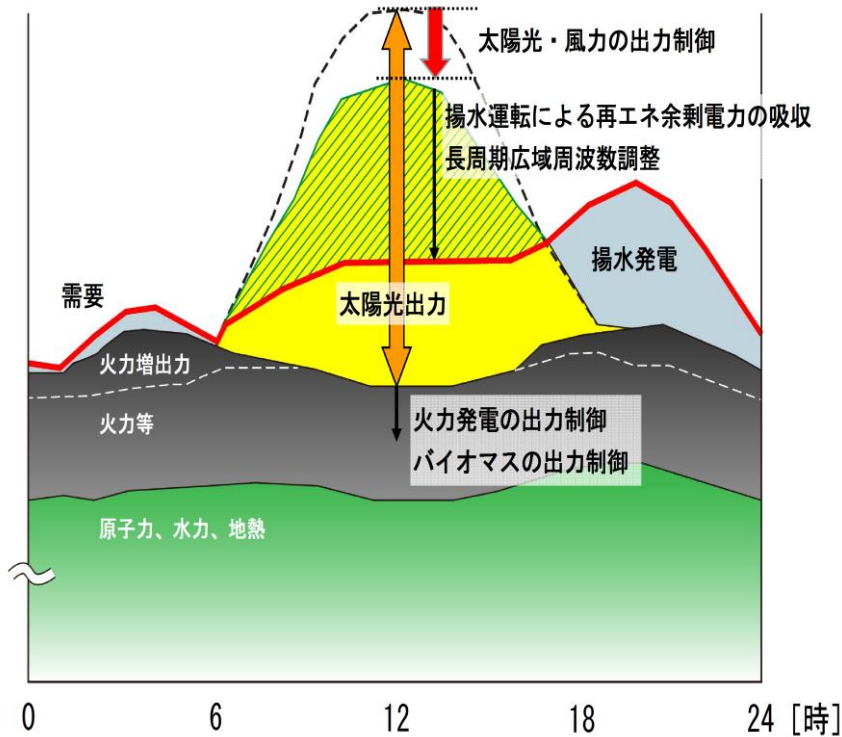
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

揚水発電機の揚水運転 等

(別紙2)

長周期広域周波数調整

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) に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅱ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、電源Ⅲ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

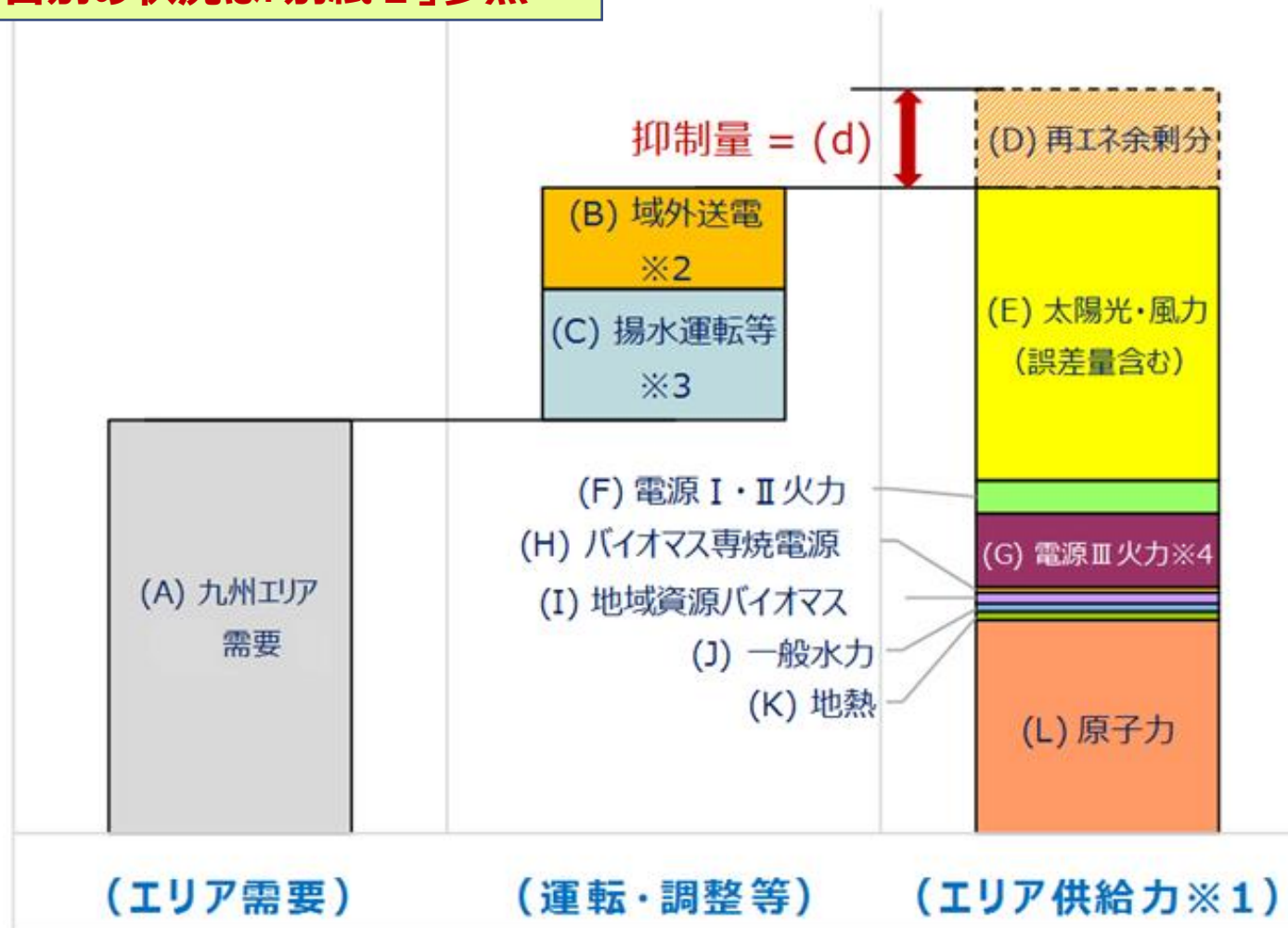
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

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 : 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）

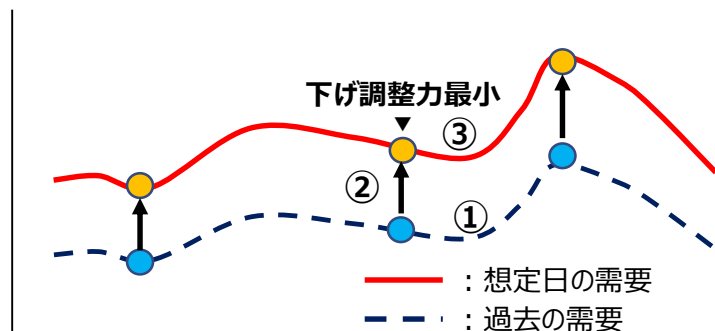
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

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

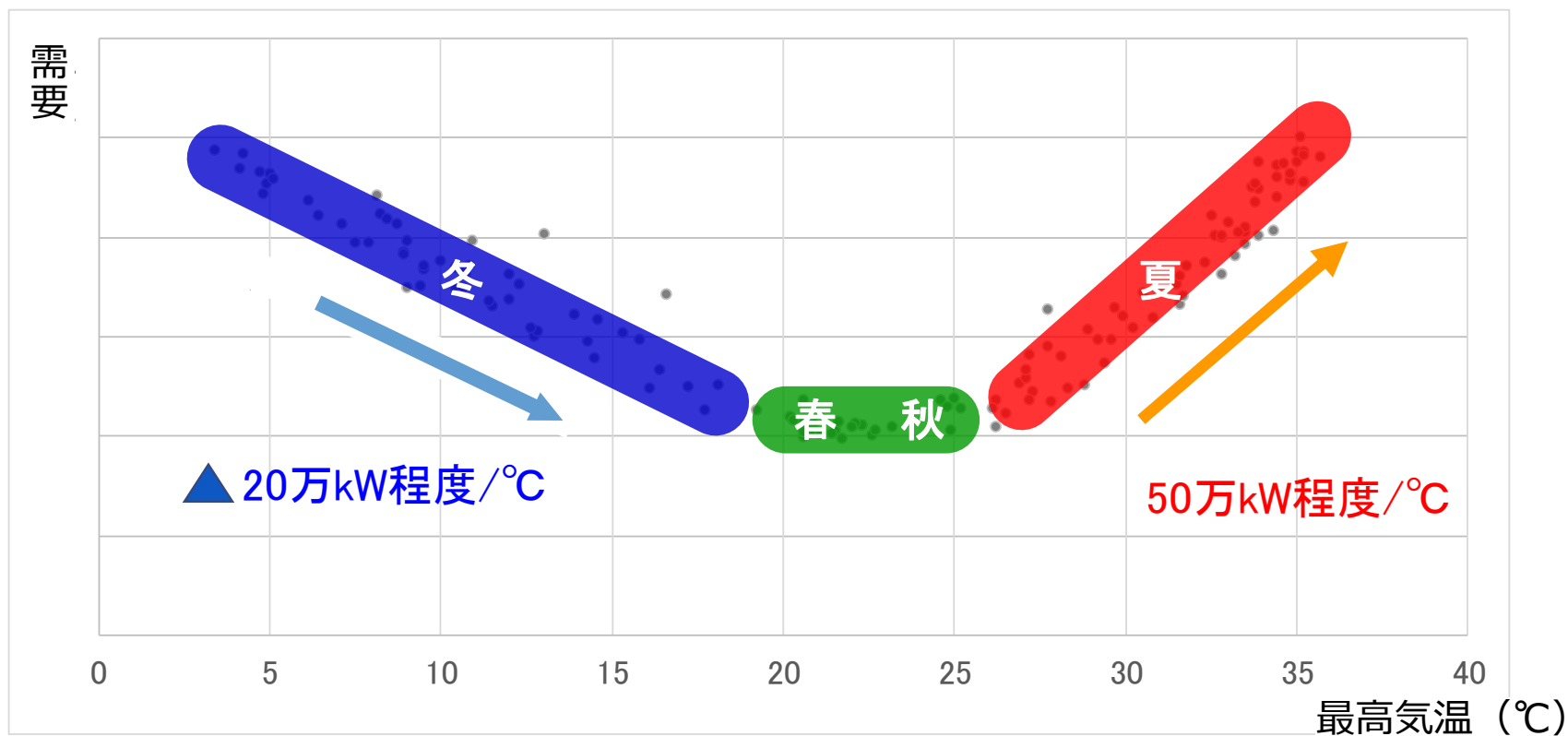


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

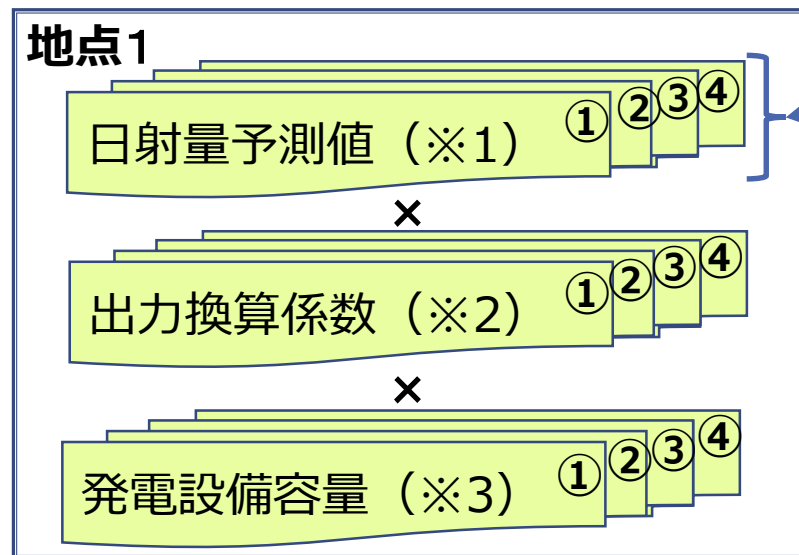
（気温感応度グラフの説明）

- ・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】



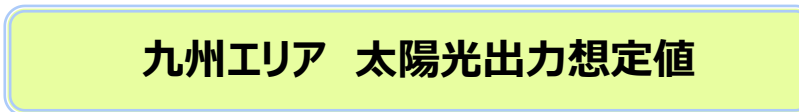
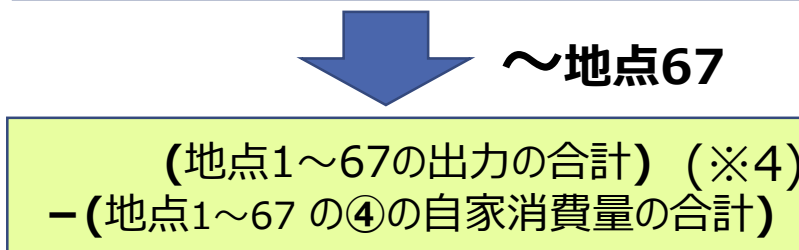
最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 1 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、九州エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



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 k W以上、④：低圧 1 0 k W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。

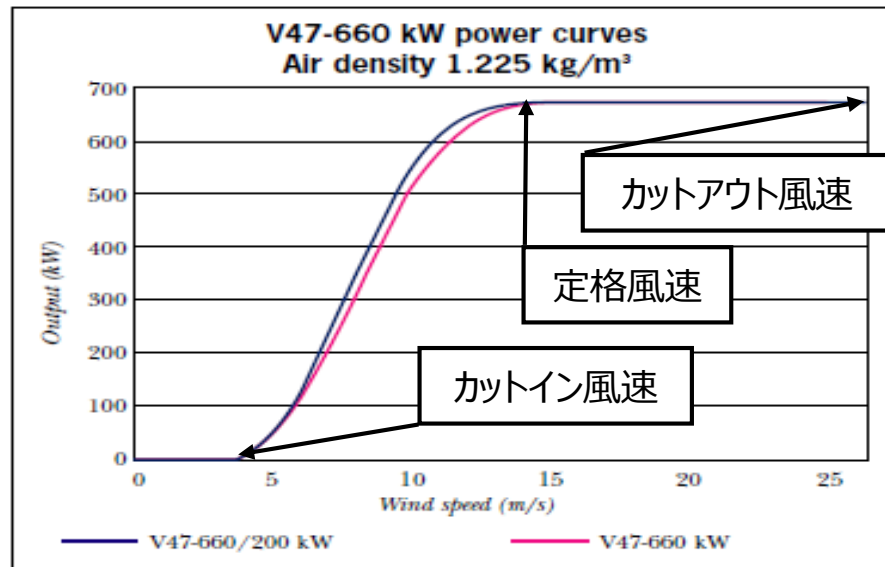
〔特高風力出力（1基あたり）〕

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

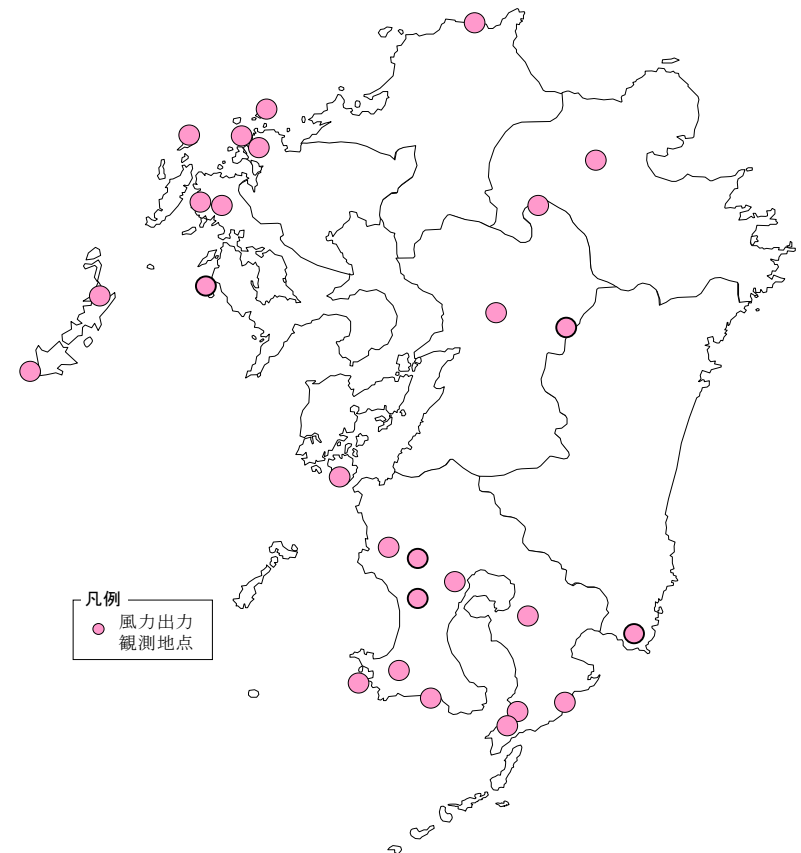
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

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〕



電源 I・II 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電源 I・II 火力の対応

① 石油火力は全台停止

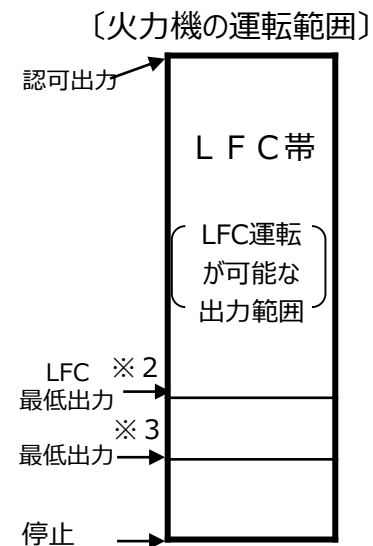
② 石炭火力

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

電源Ⅲ（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電源Ⅲ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。

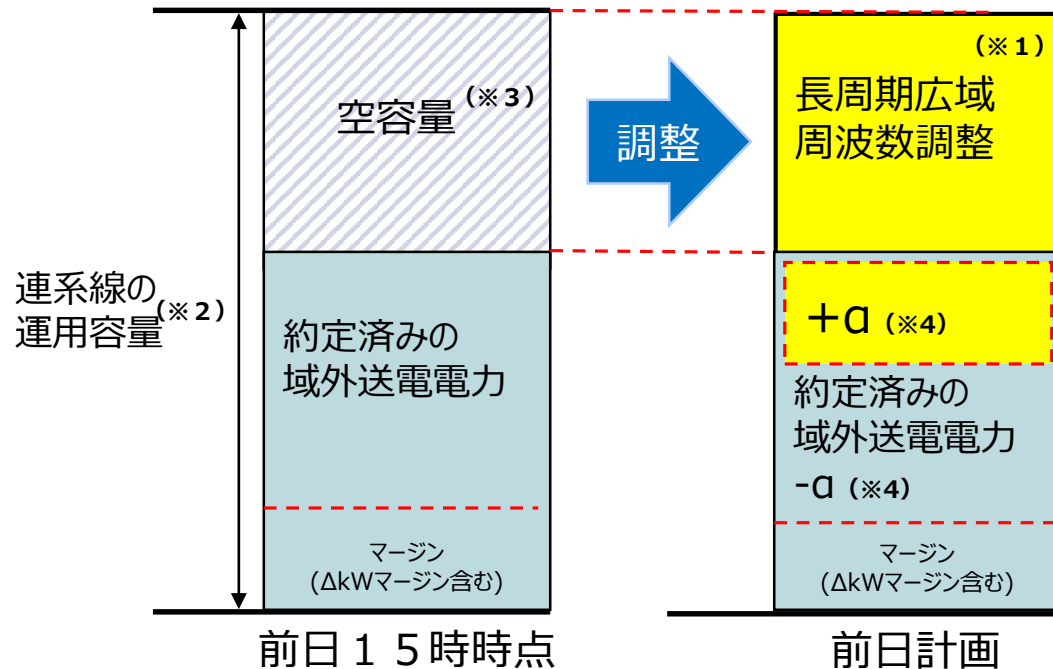
（※3）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（JEPX：Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、JEPXが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

（※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

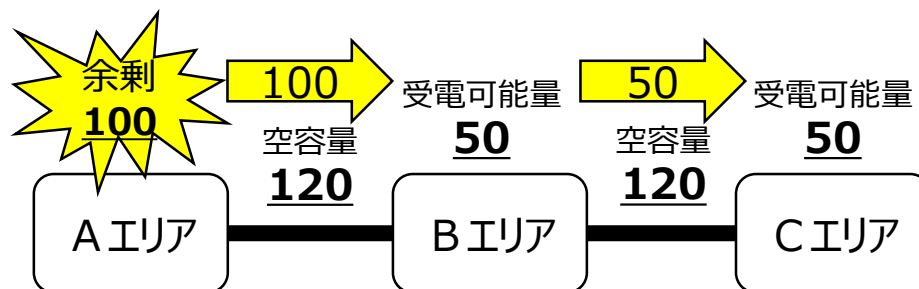
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※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、電源Ⅲ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、電源Ⅲから再エネに差し替わる。
 $(= \alpha)$

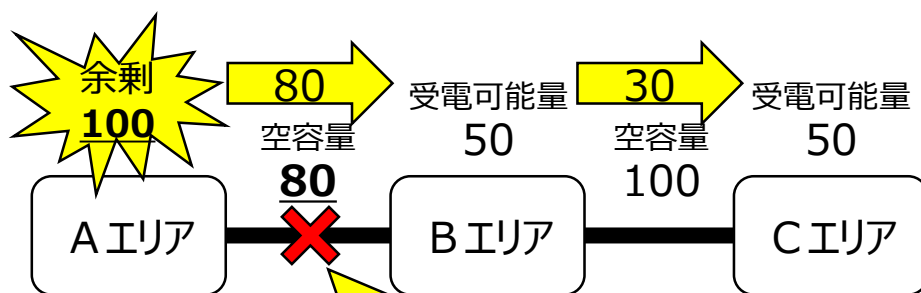
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

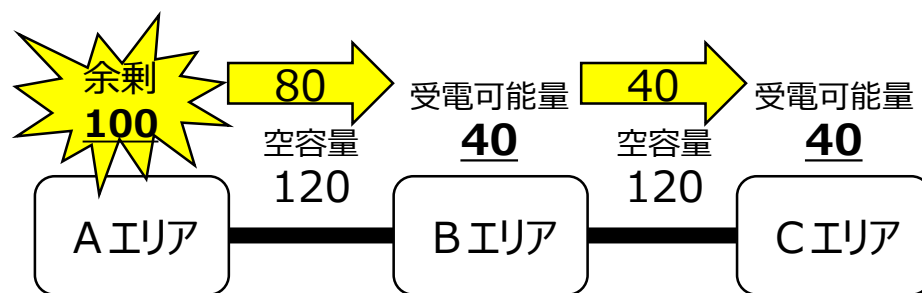
○再エネ出力抑制を回避



○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】	【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）	55
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	28
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。

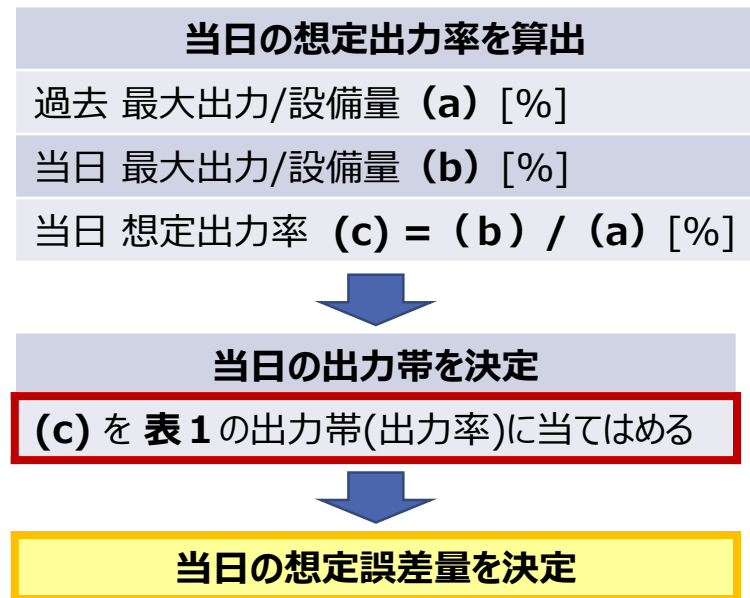
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

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)		10月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	36	73	109
中出力帯 1	(67.5%~90%)	158	59	217
中出力帯 2	(45%~67.5%)	299	24	323
低出力帯 1	(22.5%~45%)	217	73	290
低出力帯 2	(~22.5%)	101	47	148



- ・ データ収集期間：2017/4 ~ 2023/3
- ・ 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

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。

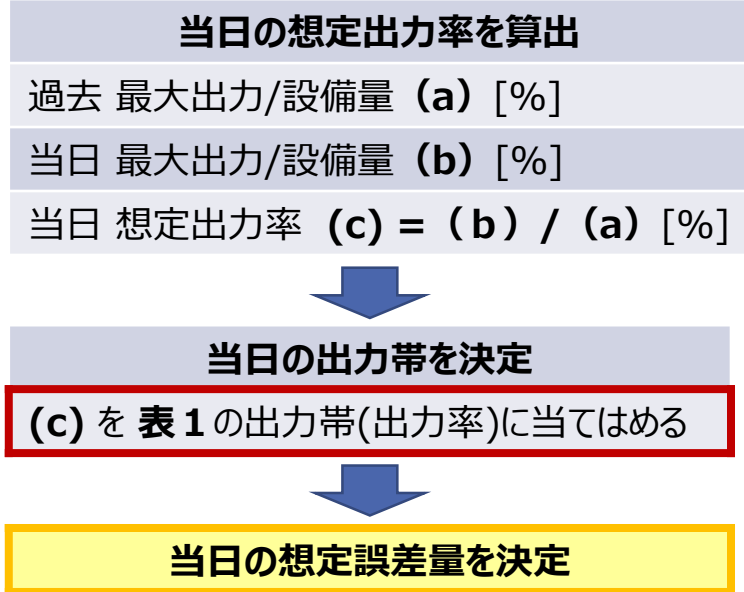
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

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)		11月前半の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	88	21	109
中出力帯1	(67.5%~90%)	106	53	159
中出力帯2	(45%~67.5%)	144	41	185
低出力帯1	(22.5%~45%)	221	8	229
低出力帯2	(~22.5%)	48	58	106



- ・ データ収集期間：2017/4 ~ 2023/3
- ・ 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

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。

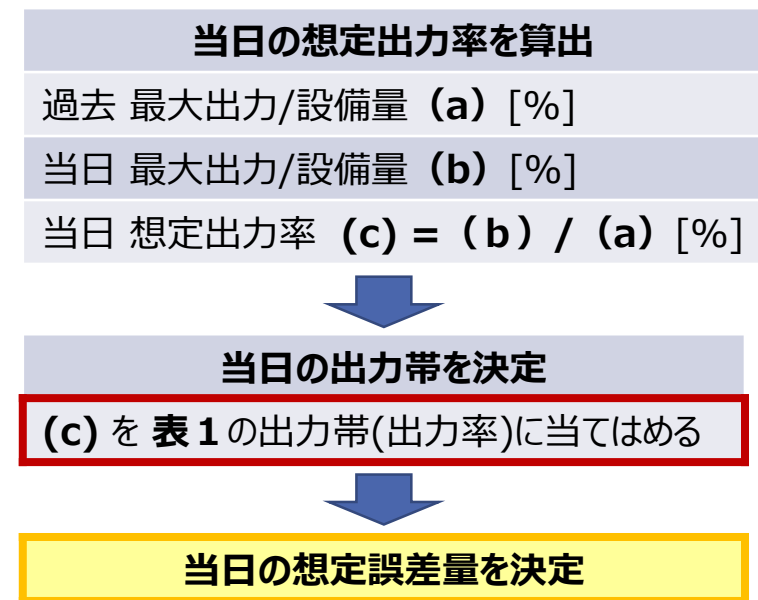
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万 kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		11月後半の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	62	22	84
中出力帯1	(67.5%~90%)	108	86	194
中出力帯2	(45%~67.5%)	238	41	279
低出力帯1	(22.5%~45%)	256	0	256
低出力帯2	(~22.5%)	33	15	48

表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2017/4 ~ 2023/3
- ・ 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

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。

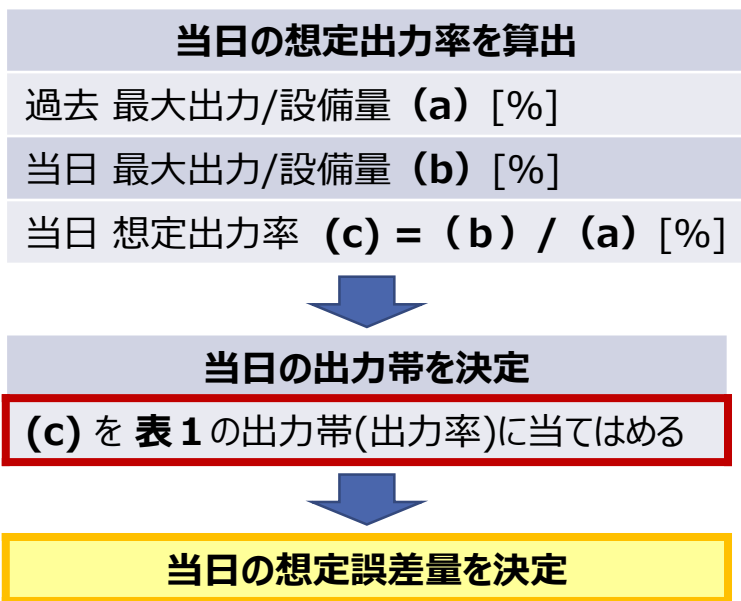
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

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)		12月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	58	14	72
中出力帯1	(67.5%~90%)	163	79	242
中出力帯2	(45%~67.5%)	177	107	284
低出力帯1	(22.5%~45%)	287	76	363
低出力帯2	(~22.5%)	63	33	96

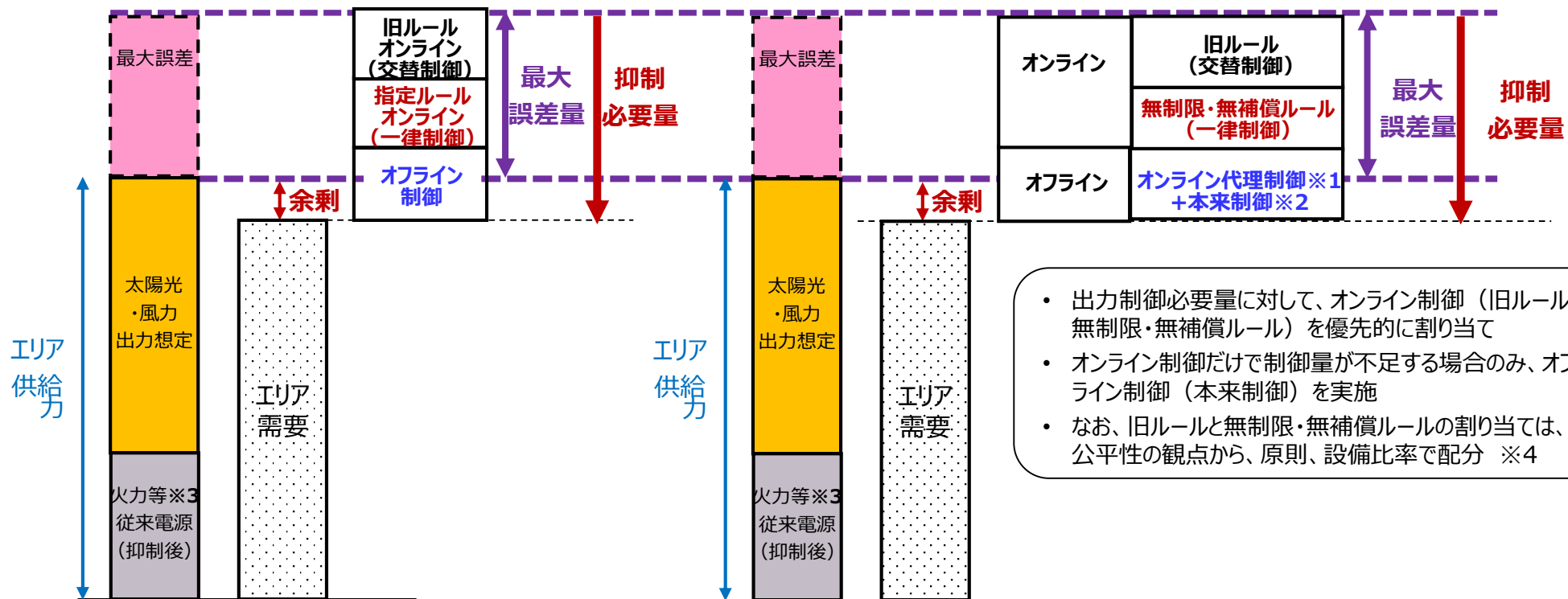


- ・ データ収集期間：2017/4 ~ 2023/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

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。

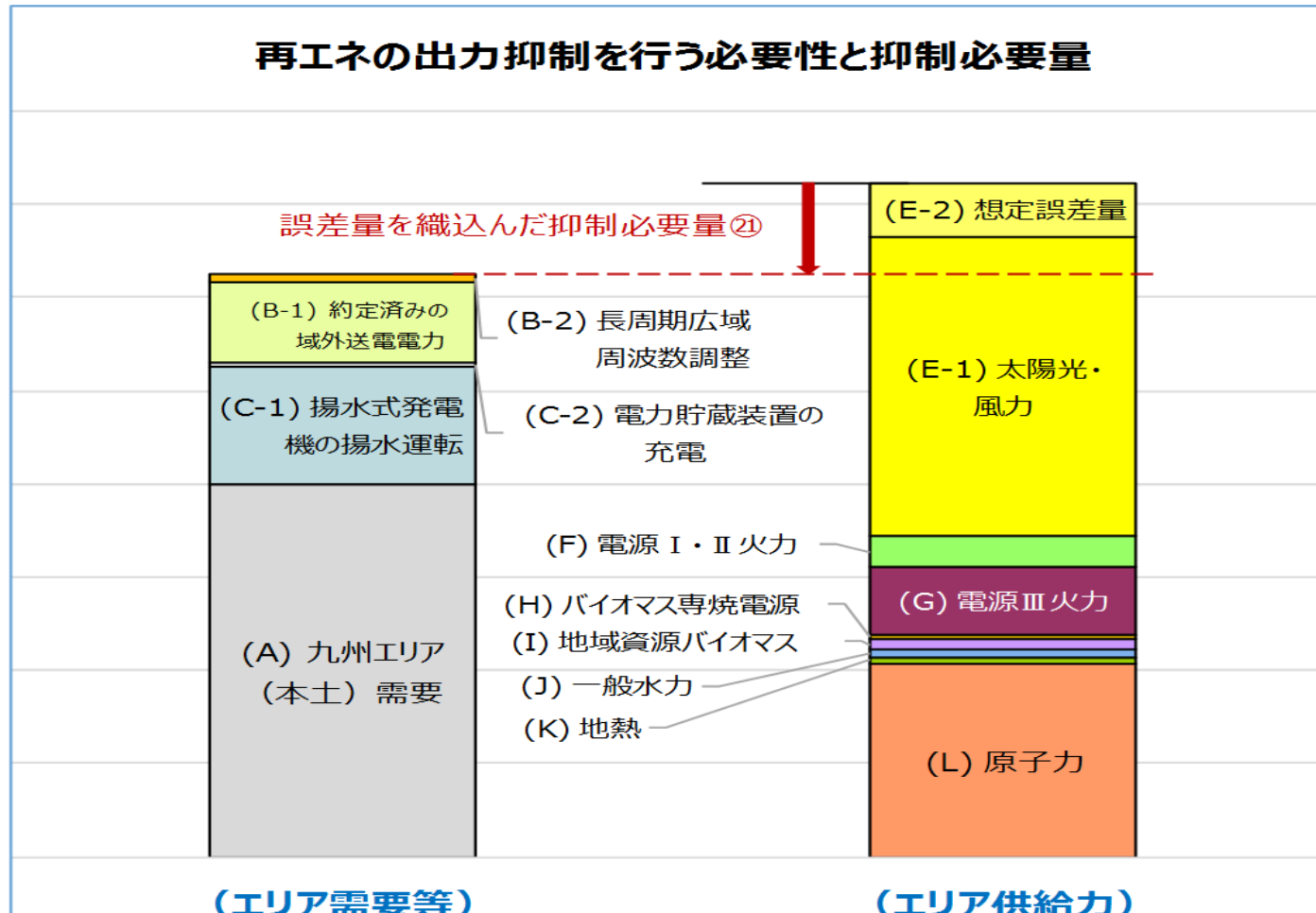
【2021年4月以降の運用】 (指定ルールオンライン一律制御での運用)

【2022年12月以降の運用】 (オンライン代理制御での運用)



- ※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。

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。



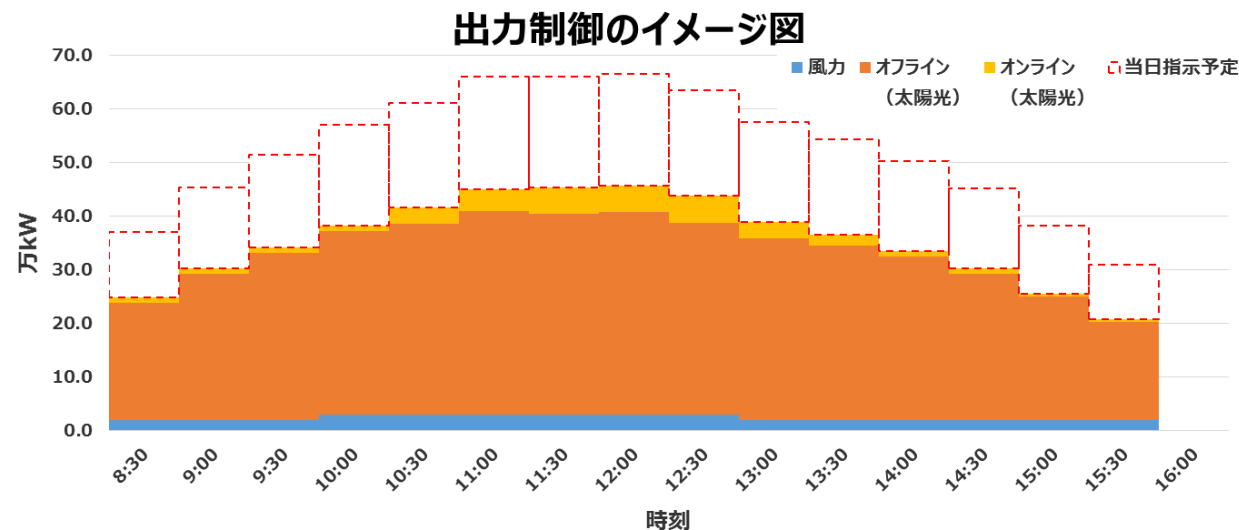
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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。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

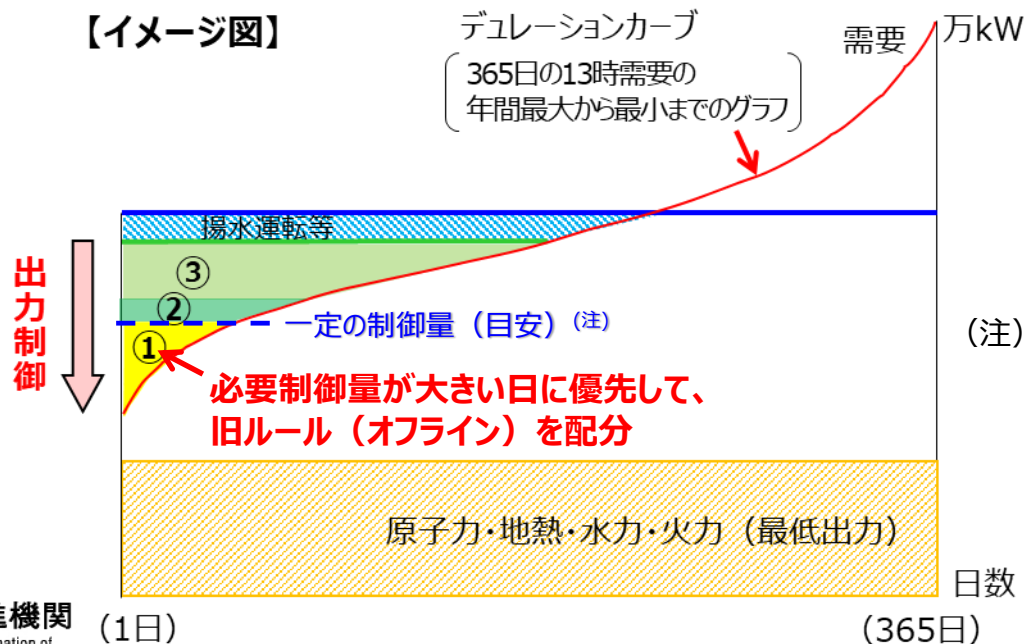
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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、九州エリア内の電源Ⅲ（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%）
		31.0	7.0（23%）
		34.9	10.2（29%）
③ 一定期間後には定格出力の50%まで抑制	2者（バイオマス混焼）	11.2	7.8（70%）※1
		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	10者（自家発余剰電源）	—	13.0 ※2
計	20者	189.3	64.4（27%）※3

(※1) 現在、運開直後に伴う調整運転中のため、数年かけて分析を行い、50%まで抑制（毎年最低出力を協議）。

(※2) 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。

(※3) 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(2023年10月~12月分)

九州電力送配電株式会社が2023年10月~12月に実施した、九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(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2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、2023年10月~12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7日(10月:24日、11月:15日、12月:3日)

10月	抑制	11月	抑制	12月	抑制
10月1日(日)	○	11月1日(水)	○	12月1日(金)	
10月2日(月)	○	11月2日(木)	○	12月2日(土)	○
10月3日(火)		11月3日(金)	○	12月3日(日)	
10月4日(水)		11月4日(土)	○	12月4日(月)	
10月5日(木)		11月5日(日)	○	12月5日(火)	
10月6日(金)	○	11月6日(月)		12月6日(水)	
10月7日(土)	○	11月7日(火)	○	12月7日(木)	
10月8日(日)		11月8日(水)	○	12月8日(金)	
10月9日(月)		11月9日(木)		12月9日(土)	
10月10日(火)	○	11月10日(金)		12月10日(日)	○
10月11日(水)	○	11月11日(土)	○	12月11日(月)	
10月12日(木)	○	11月12日(日)		12月12日(火)	
10月13日(金)	○	11月13日(月)		12月13日(水)	○
10月14日(土)		11月14日(火)		12月14日(木)	
10月15日(日)	○	11月15日(水)		12月15日(金)	
10月16日(月)	○	11月16日(木)		12月16日(土)	
10月17日(火)	○	11月17日(金)		12月17日(日)	
10月18日(水)	○	11月18日(土)		12月18日(月)	
10月19日(木)	○	11月19日(日)	○	12月19日(火)	
10月20日(金)		11月20日(月)	○	12月20日(水)	
10月21日(土)	○	11月21日(火)	○	12月21日(木)	
10月22日(日)	○	11月22日(水)	○	12月22日(金)	
10月23日(月)	○	11月23日(木)	○	12月23日(土)	
10月24日(火)	○	11月24日(金)		12月24日(日)	
10月25日(水)	○	11月25日(土)	○	12月25日(月)	
10月26日(木)	○	11月26日(日)	○	12月26日(火)	
10月27日(金)	○	11月27日(月)		12月27日(水)	
10月28日(土)	○	11月28日(火)		12月28日(木)	
10月29日(日)	○	11月29日(水)		12月29日(金)	
10月30日(月)	○	11月30日(木)		12月30日(土)	
10月31日(火)	○			12月31日(日)	
合計	24日	合計	15日	合計	3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\(2023年10月~12月抑制分\)](#)  (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)

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再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2024年1月抑制分 中国電力ネットワーク～

2024年2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、2024年1月に、中国エリア（離島を除く）において再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を、2日間実施した。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、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)

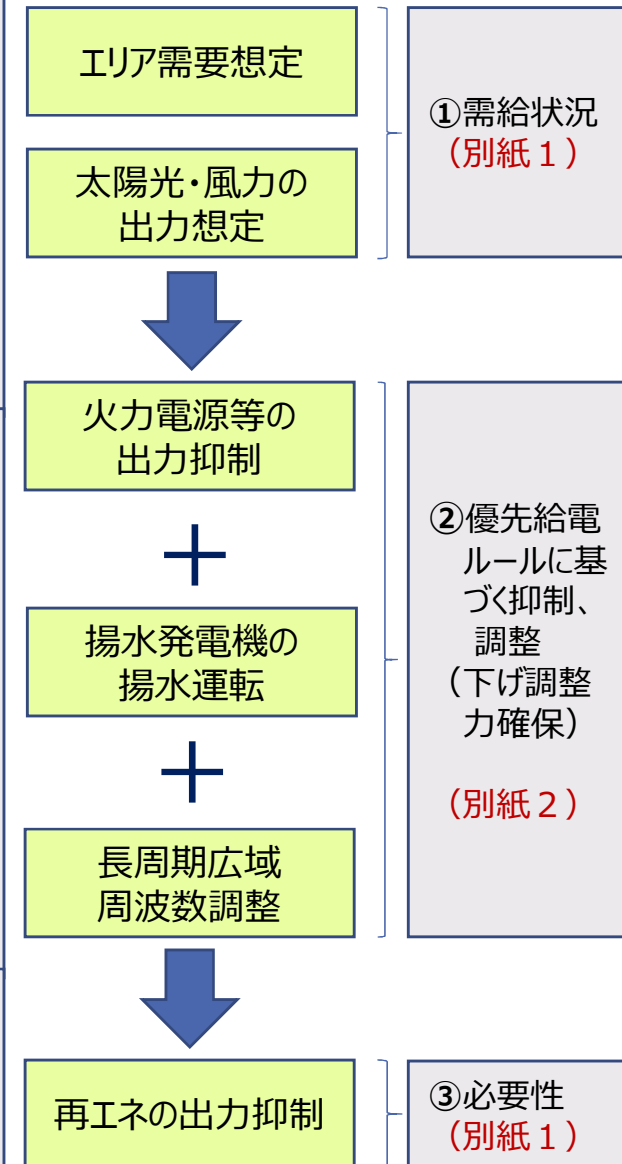
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・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	中国エリア（離島を除く）	
指令日時	12月31日(日) 17時	1月21日(日) 13時 当日指示
抑制実施日	1月1日 (月)	1月21日 (日)
最大抑制量 (※1)	47.7万kW	57.3万kW
抑制時間	8時～16時	13時～16時
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。

本機関は、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	
	1	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		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）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○
（2）揚水発電機の揚水運転	○	○
（3）蓄電設備の充電（対象設備無し）	—	—
（4）電源Ⅲ火力	○	○ (可能なもの)
（5）長周期広域周波数調整※	○	—
（6）バイオマス専焼電源	○	○ (可能なもの)
（7）地域資源バイオマス	○	○ (可能なもの)
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が等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	—
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、作業および設備トラブルによる制約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（全抑制日）。
(2) 揚水発電機の揚水運転	作業中の揚水発電機を除き、最大限揚水することを確認した。1/21については需要・再エネ出力の予測ずれに対応し先使いしたことから最大抑制時刻に使用出来なかったことを確認した。
(3) 蓄電設備の充電	中国エリアは対象設備なし。
(4) 電源Ⅲ火力	設備トラブルおよび工場の生産調整による抑制量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（全抑制日）。
(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（全抑制日）。 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。また、1/21は前日段階では下げ代不足がなかったため未実施であったことを確認した。
(6) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力に抑制することを確認した（全抑制日）。
(7) 地域資源バイオマス	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（全抑制日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価

再エネ出力抑制を実施した2日間において、各項目が妥当であったと評価する。

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱの出力調整で下げ調整力を確保できていたため、電源Ⅲ抑制、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。天気予報は曇り一時雨の想定。
- 当日は天気の回復が早く、午前中から最大誤差を上回る太陽光出力・風力出力の上振れ、需要の下振れ等から、下げ調整力が不足し、揚水の先使いで下げ調整力を確保していた。
- 揚水を先使いしていたこともあり、一部揚水が満水となる昼以降で下げ調整力が不足となるおそれがあることから、13時～16時で当日指令可能な電源Ⅲ抑制および再エネ抑制の当日指示(最大57万kW)を実施した。
- 当日指令であったことから、長周期広域周波数調整の申込み等を行わず、13:46～14:00までの間、特高の再エネの抑制を実施したが、当日指令可能な電源Ⅲ抑制等を可能な限り実施していることから妥当であったと判断する。

4. 1月21日(日)の需給状況

		前日計画時点	当日指令時点
需要		566.9	549.9 (▲21.3[誤差量込み])
最低供給力		561.2	607.2 (+46.0)
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	163.5	150.5(▲13.0)
	電源Ⅲ(当日抑制)	164.3	141.6 (▲22.7)
	原子力	0.0	0.0
	一般水力	32.7	32.1
	バイオマス専焼電源(当日抑制)	11.3	8.7(▲2.6)
	地域資源バイオマス(当日抑制)	5.8	5.2(▲0.6)
	太陽光	135.2	201.9 (+11.4[誤差量込み])
	風力	12.5	14.1(+1.6)
	想定誤差量	51.0 (太陽光:55.3 需要 :-4.3)	—
	揚水運転	▲130.4	▲61.6(+68.8)
	約定済みの域外送電(マイナスが送電)	115.3	114.7
	長周期周波数調整(申込なし)	0	—
下げ代不足(再エネ出力抑制量)	▲5.7	57.3	

最大誤差を
超える乖離

kWh不足
による揚
水停止

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

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、試運転機を除く電源Ⅲ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		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(月)	1月21日(日)	1月21日(日)	1月21日(日)	1月21日(日)	1月21日(日)		
		【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)	2024.1.1(月)	2023.1.1(日)	2024.1.21(日)	2023.2.19(日)	2024.1.21(日)	2024.1.14(日)		
	天候	曇/晴	晴	曇/雨	雨→晴	曇/雨	晴		
	気温(℃)	11.8	11.6	12.1	14.4	11.8	11.1		
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)はゼロ		8.0万kW/℃		-		8.0万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)	- ▲1.6	467.3 (11.6℃) 11.8℃×8.0万kW/℃=-1.6万kW	- 5.3	561.6 再エネ抑制不要のため人間系で補正	▲5.2	555.1 (11.1℃) 11.75℃×8.0万kW/℃=-5.2万kW	
需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②		465.7		566.9		549.9			
太陽光の出力想定	【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】				
	日射量予測値(日射強度)(kW/m)	0.120~0.420		0.046~0.405		0.117~0.481			
	出力換算係数(kWh/kW/m ² /kW)	特高 高・低圧(全量) 高・低圧(余剰)		0.754~0.965 0.000~1.259 0.000~0.817		0.302~0.883 0.000~0.903 0.079~0.782		0~0.943 0~1.166 0.631~0.824	
	出力想定値(※1)(万kW)	特高④ 高・低圧(全量)⑤ 高・低圧(余剰)⑥		66.9 106.3 35.0		42.4 74.4 25.2		67.6 106.2 35.0	
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑦(高・低圧(余剰)のみ考慮)	▲6.9		▲6.9		▲6.9		▲6.9	
	合計⑧	④+⑤+⑥+⑦		201.3		135.2		201.9	
	風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑨ 高圧以下⑩ 合計⑨+⑩		33.1 2.0 35.1		33.1 2.0 35.1		
出力想定値(万kW)	特高⑪ 高圧以下⑫ = ⑪×⑩/⑨		5.2 0.3		11.8 0.7		13.3 0.8		
合計⑬	⑪+⑫		5.6		12.5		14.1		
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	150.0		163.5		150.5		
		(G) 電源Ⅲ(火力)	99.5		164.3		141.6		
		(K) 原子力	0.0		0.0		0.0		
		(J) 一般水力	17.5		32.7		32.1		
		(H) バイオマス専焼電源	10.2		11.3		8.7		
		(I) 地域資源バイオマス	4.3		5.8		5.2		
		(E-1) 太陽光⑧	201.3		135.2		201.9		
	(E-2) 風力⑬	5.6		12.5		14.1			
	エリア供給力計⑭	645.8		576.3		554.1			
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	465.7		566.9		549.9		
		揚水(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲206.4		▲130.4		▲61.6		
		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	136.9		115.3		114.7		
		送電(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	▲62.9		0.0		0.0		
エリア需要等計⑲=③-(⑮+⑯+⑰+⑱)	598.1		582.0		496.8				
必要性(万kW)	エリア供給力計⑭	645.8		576.3		554.1			
	エリア需要等計⑲	598.1		582.0		496.8			
	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⑳=(⑭-⑲)	47.7		▲5.7		57.3			

(※1) 約13,000メッシュの合計
(※2) 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

(※)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) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少
(l) 1,2号保護継電器盤取替（8/27～12/28）

(m) 2号252CB細密点検他(10/16～10/23)
(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象者の減
(r) 前日組合せなし

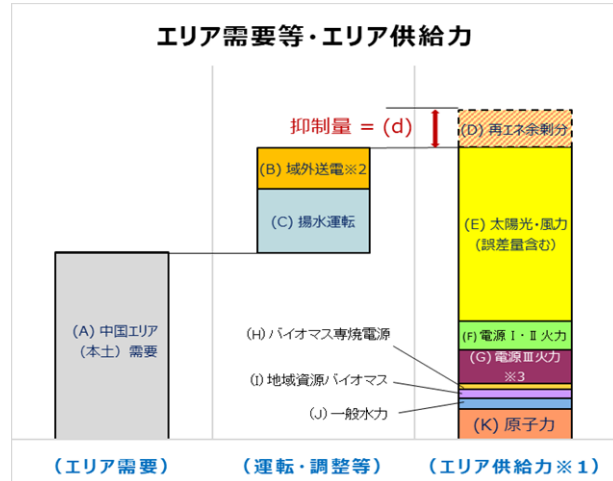
(s) 下げ調整力確保済みのため対応不要

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)				当日計画	
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(※)		
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	三隅	39.2	53.9	▲ 14.7	(n)	39.2	63.8	▲ 24.6	(n)	39.2	53.9	▲ 14.7	(n)		
	石炭	水島	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		下関	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		新小野田	8.5	13.3	▲ 4.8	(o)	17.1	26.8	▲ 9.7	(o)	17.1	21.9	▲ 4.8	(o)	
	LFC調整力 2% 確保の発電所	石油	0.0	0.0	0.0		10.8	10.8	0.0		10.8	10.8	0.0		
LNG		水島	11.1	38.7	▲ 27.6	(c)	11.1	11.1	0.0		11.1	13.1	▲ 2.0	(c)	
		柳井	44.1	44.1	0.0		51.0	51.0	0.0		50.8	50.8	0.0		
合計		102.9	150.0	▲ 47.1	—	129.2	163.5	▲ 34.3	—	129.0	150.5	▲ 21.5	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21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(※)		
揚水発電機の 揚水運転	俣野川	1	▲ 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		
		3	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	0.0	30.8	(p)	
		4	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	0.0	30.8	(p)	
	南原	1	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	0.0	30.8	(p)	▲ 30.8	0.0	30.8	(p)	
		2	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	0.0	30.8	(p)	▲ 30.8	0.0	30.8	(p)	
	新成羽川	2	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	0.0	7.2	(p)	▲ 7.2	0.0	7.2	(p)	
		3	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	0.0	7.2	(p)	▲ 7.2	0.0	7.2	(p)	
		4	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	0.0	7.2	(p)	
		合計	▲ 206.4	▲ 206.4	0.0	—	▲ 206.4	▲ 130.4	▲ 76.0	—	▲ 206.4	▲ 61.6	▲ 144.8	—	
	優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)				
	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(※)	
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)					
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(※)			
電源Ⅲ火力	火力他	66.6 [29%]	80.4	▲ 13.8	(a)	95.0 [41%]	134.5	▲ 39.5	(s)	95.0 [41%]	123.7	▲ 28.7	(q)		
	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%]					
	自家発電余剰	15.2	19.1	▲ 3.9	(e)	15.2	29.8	▲ 14.6	(s)	15.2	17.9	▲ 2.7	(q)		
合計	81.8	99.5	▲ 17.7	—	110.2	164.3	▲ 54.1	—	110.2	141.6	▲ 31.4	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)					
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(※)			
長周期広域周波数調整 (連系線活用) ※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)	関西中国間連系線	347.8 (455.0)	95.3	▲ 252.5	(h)	253.7 (455.0)	0.0	▲ 253.7	(s)	253.7 (455.0)	0.0	▲ 253.7	(r)		
	中国九州間連系線	206.0 (8.0)	0.0	▲ 206.0	(h)	206.5 (13.0)	0.0	▲ 206.5	(s)	206.5 (13.0)	0.0	▲ 206.5	(r)		
	中国四国間連系線	125.1 (120.0)	▲ 32.4	▲ 157.5	(h)	220.0 (120.0)	0.0	▲ 220.0	(s)	220.0 (120.0)	0.0	▲ 220.0	(r)		
	合計	678.9 (583.0)	62.9	▲ 616.0	—	680.2 (588.0)	0.0	▲ 680.2	—	680.2 (588.0)	0.0	▲ 680.2	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)					
電源合計	合意した最低 出力① ※2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)			
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	10.4 [50%]	10.2	▲ 0.2	(g)	7.1 [51%]	11.3	▲ 4.2	(s)	7.1 [51%]	8.7	▲ 1.6	(q)			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)					
電源合計	合意した最低 出力① ※2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した 最低出力① [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 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)			
地域資源バイオマス	出力抑制可	0.3 [18%]	0.3	0.0		0.4 [19%]	0.9	0.5	(s)	0.4 [19%]	0.3	▲ 0.1	(g)		
	出力抑制不可	—	4.0	—	A(32),B(5),C(4)	—	4.9	—	A(32),B(5),C(4)	—	4.9	—	A(32),B(5),C(4)		
	合計	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
想定誤差量		1月1日(月)				1月21日(日)				1月21日(日)					
出力帯	出力帯	中出力帯②				低出力帯①				中出力帯②					
想定誤差量	快晴時出力想定値	370				373				379					
	当日出力想定値	201				135				202					
	出力率	54.4%				36.3%				53.3%					
	太陽光誤差	129.4				55.3				0.0					
	エリア需要誤差	28.0				▲ 4.3				0.0					
合計	157.4				51.0				0.0						

(単位：万kW)

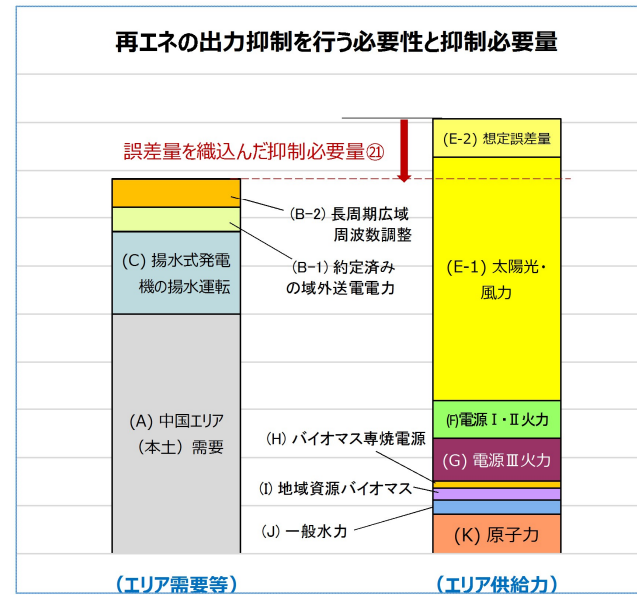
場所		中国エリア 1月1日(月) 12時30分～13時	中国エリア 1月21日(日) 13時30分～14時	
下げ調整力最小時刻				
天候・気温	天候	晴	曇のち晴	
	気温(℃)	12.3	13.4	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要(本土)	449.3	553.2	
	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	161.6	124.8	
	(G) 電源Ⅲ(火力)	105.0	143.0	
	(K) 原子力	0.0	0.0	
	(J) 一般水力	29.6	42.7	
	(H) バイオマス専焼電源	12.1	9.0	
	(I) 地域資源バイオマス	4.3	5.2	
	(E) 太陽光(抑制量含む)	265.0	217.4	
	(E) 風力(抑制量含む)	1.9	12.7	
	エリア供給力計		579.5	554.8
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 148.7	▲ 38.2
	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	51.6	53.2
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 33.1	▲ 16.6
供給力計		449.3	553.2	

○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 : 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 : バイオマス混焼電源を含む。

○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

～中国電力ネットワーク編～

2024年2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) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 電力貯蔵装置の充電
 - (4) 電源Ⅲ火力
 - (5) 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) 電源Ⅲ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。

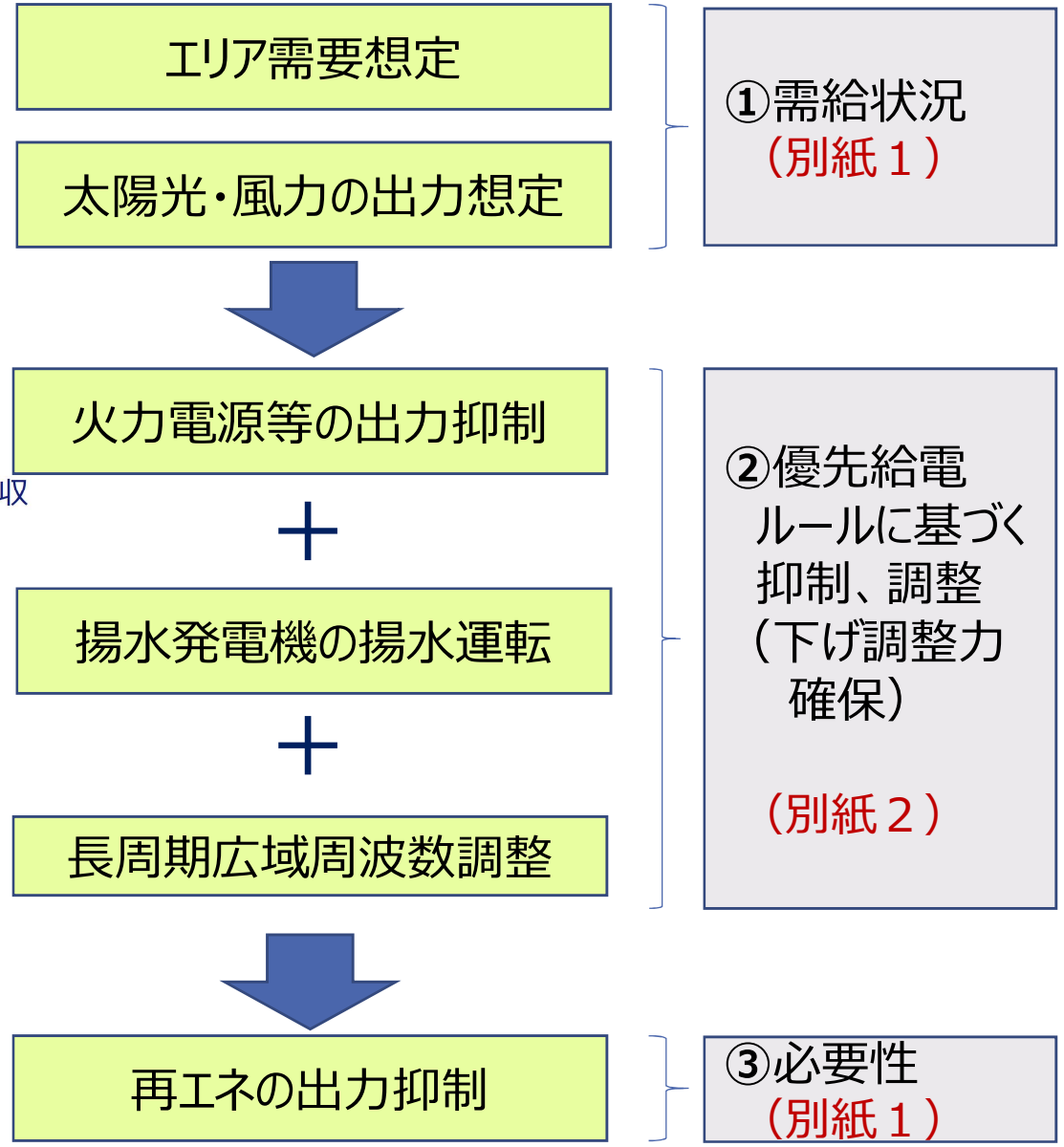
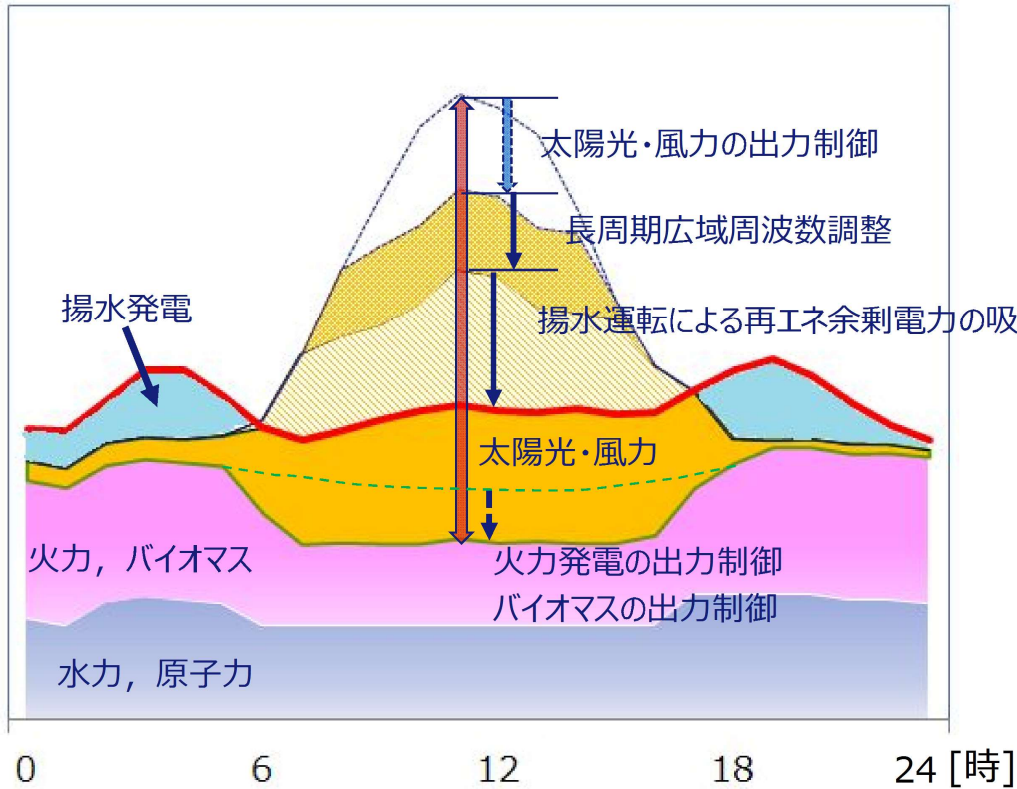
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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



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）に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記（ア）から（ウ）に掲げる電源Ⅱ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、電源Ⅲ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

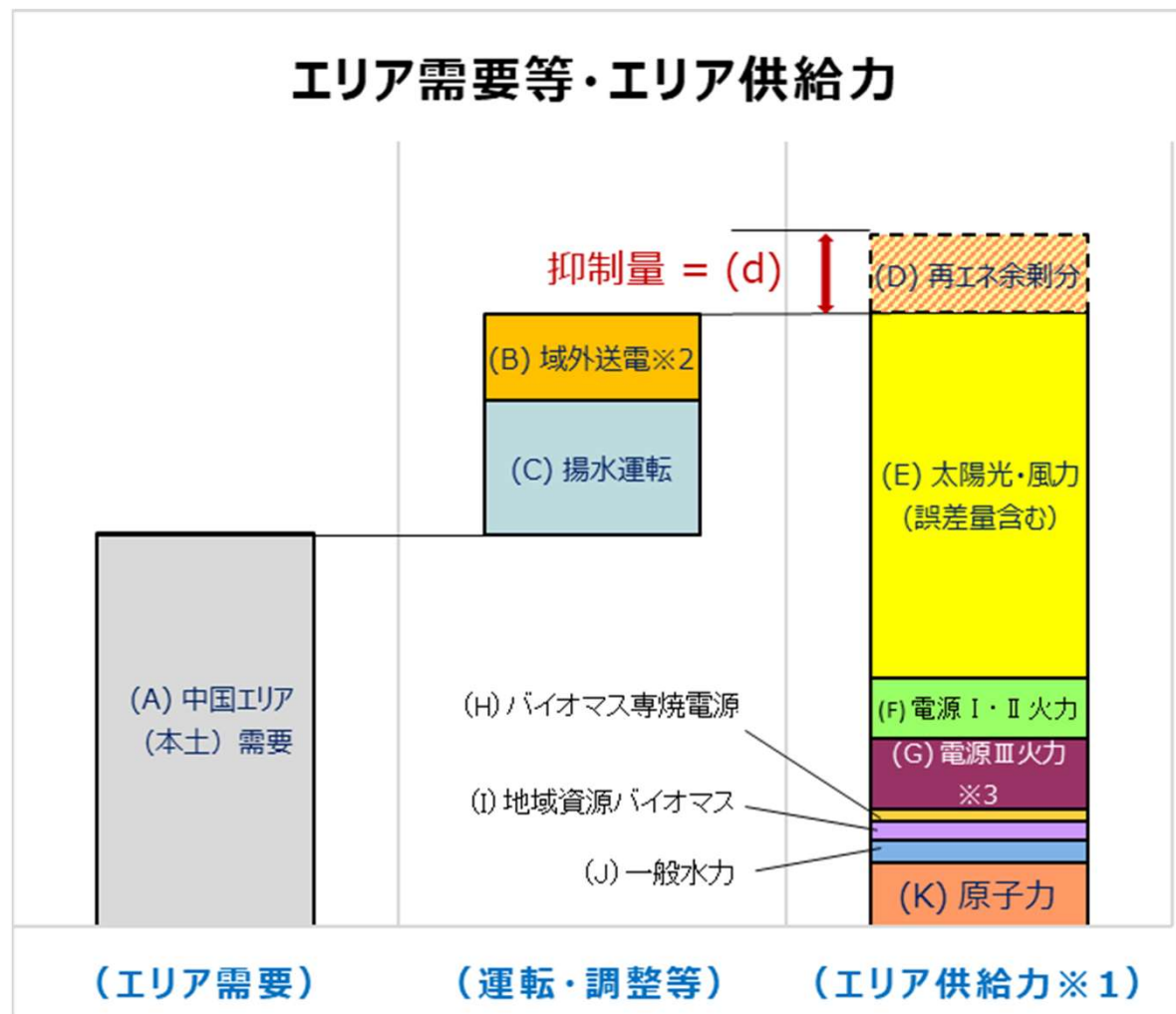
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）中国エリアにおいては、需給バランス改善用の電力貯蔵装置は無し。

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



※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 : バイオマス混焼電源を含む。

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

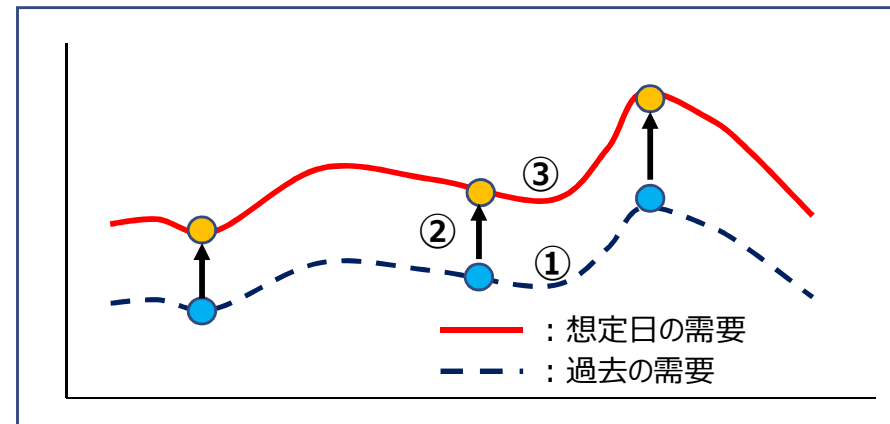
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

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)

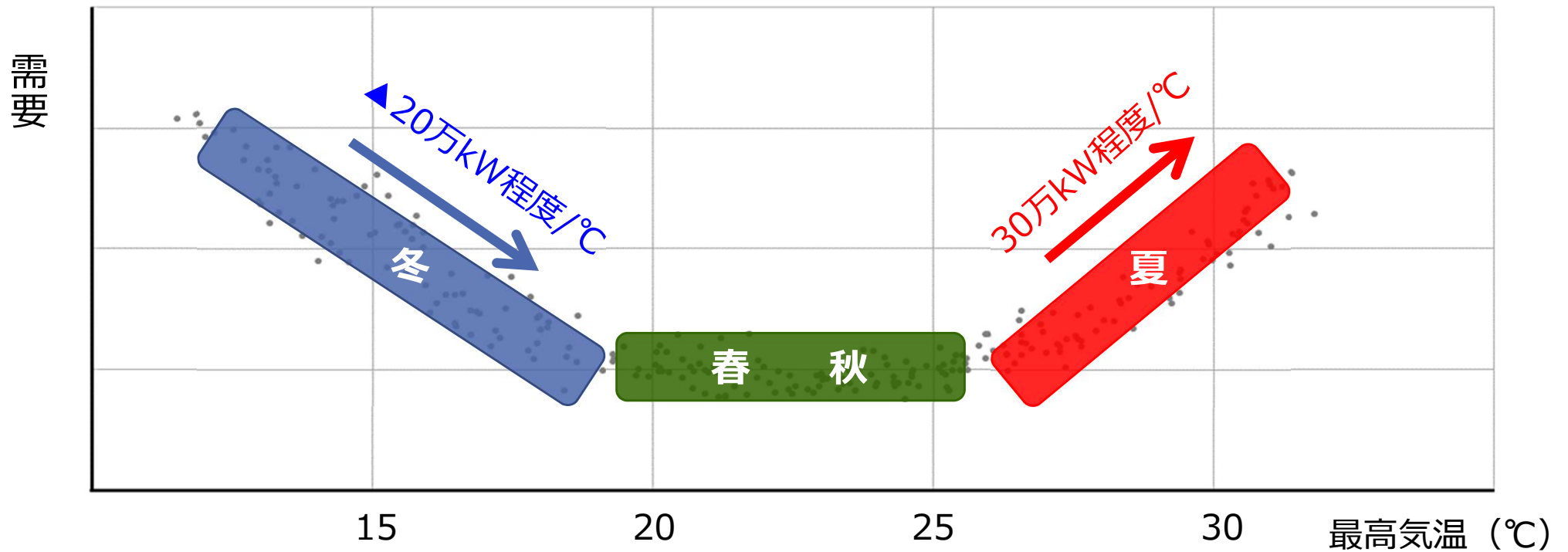
需要想定イメージ図



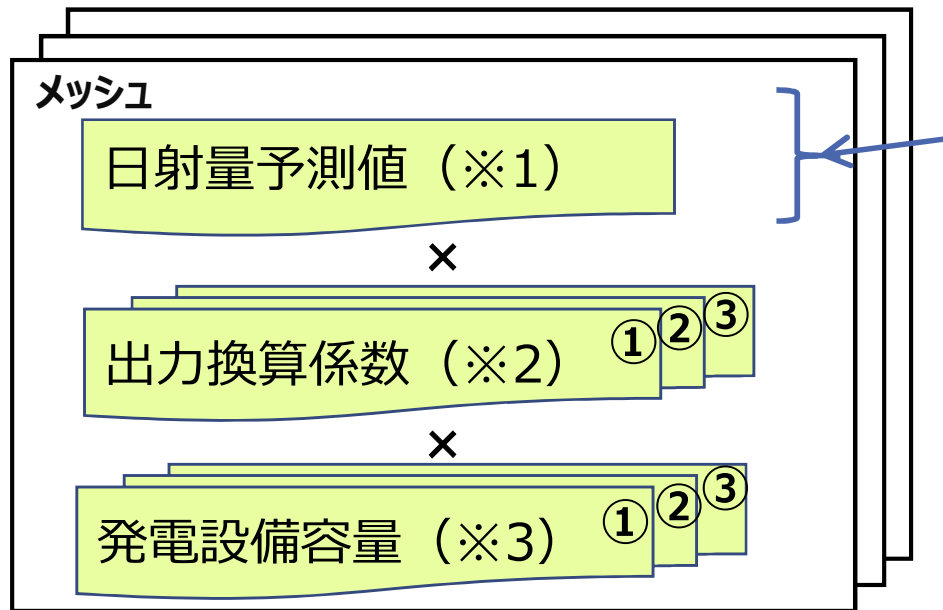
(気温感応度グラフの説明)

- ・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】



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)

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）〕

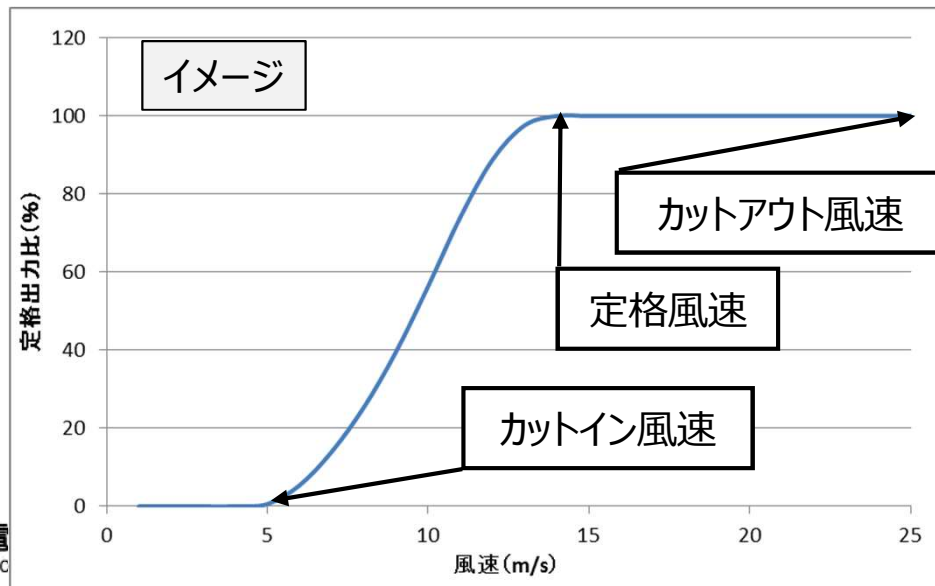
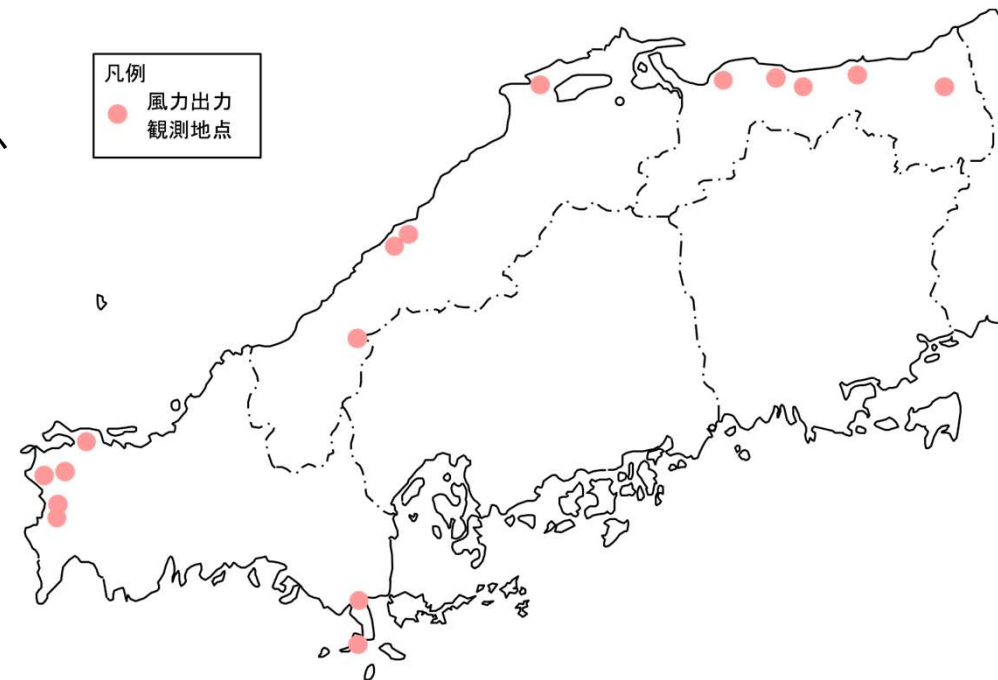
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

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〕



電源 I・II 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 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電源 I・II 火力の対応

① 石油火力は全台停止

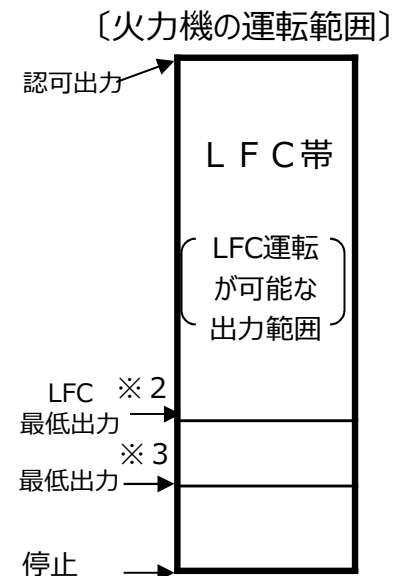
② 石炭火力

毎日の起動停止（D S S : Daily Start Stop）が出来る発電機がないため 1 台もしくは 2 台運転とする。（当日の点灯帯および翌日の供給力確保のため）L F C 調整力は、L N G 火力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。

- ・柳井発電所は1号系列×6台、2号系列×4台の合計10台のうち、BOG処理も考慮し2号系列2台運転として、それ以外は停止する。
- ・水島発電所はBOG処理に必要な1台を運転し、それ以外は停止する。
- ・柳井発電所の2号系列2台および水島発電所1号機の計3台でLFC2%を確保する。



※ 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電力貯蔵装置に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙2」参照。

中国電力ネットワークの 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

電源Ⅲ（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電源Ⅲ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。

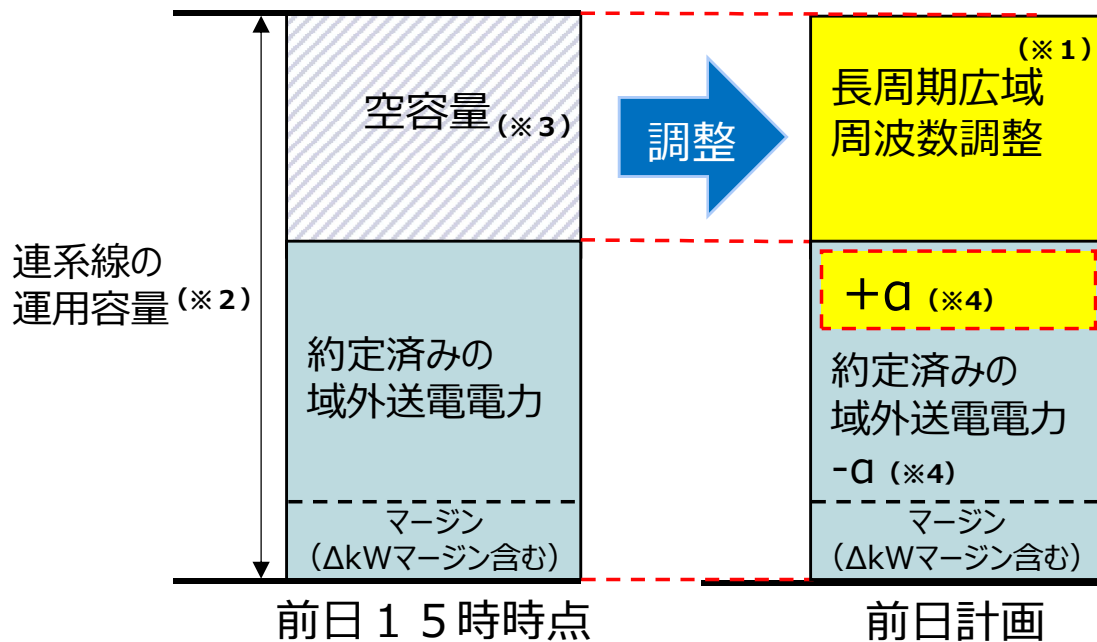
（※1） 中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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。

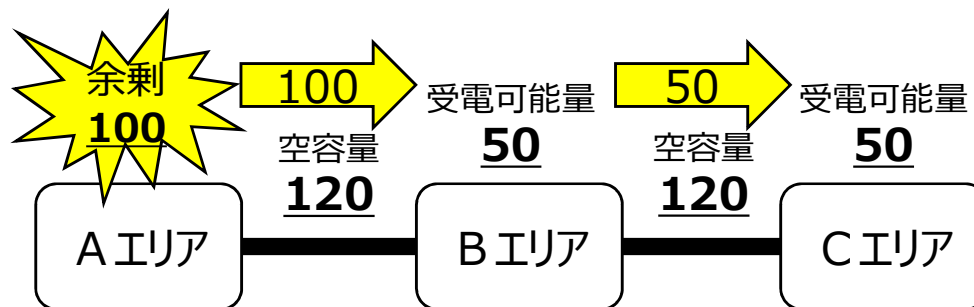
（※ 3） 空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※ 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、電源Ⅲ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、電源Ⅲから再エネに差し替わる。
 (= a)

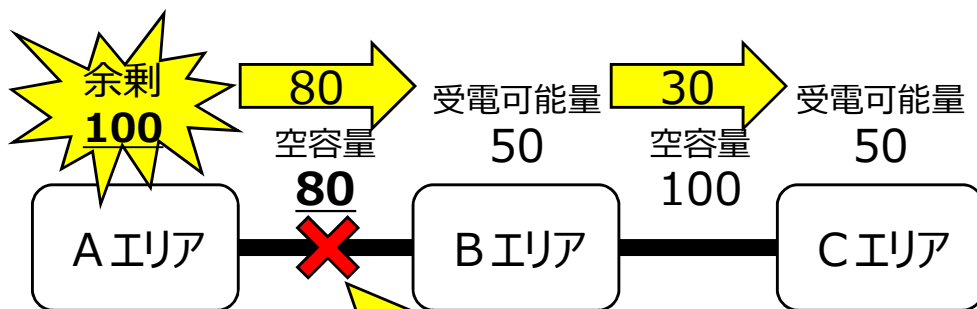
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

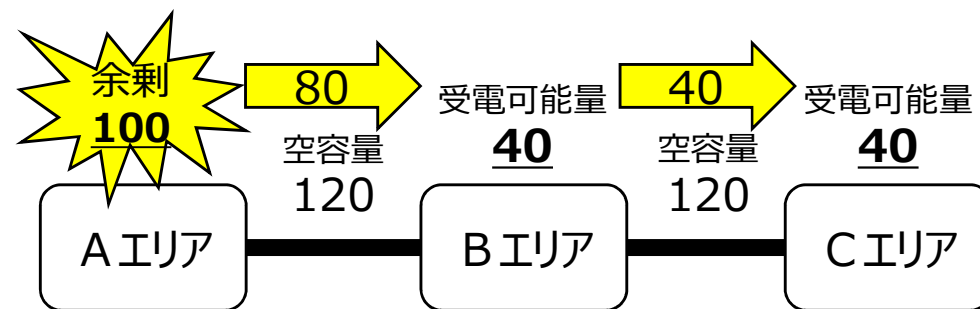
○再エネ出力抑制を回避



○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】

- 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】

32
5
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）。

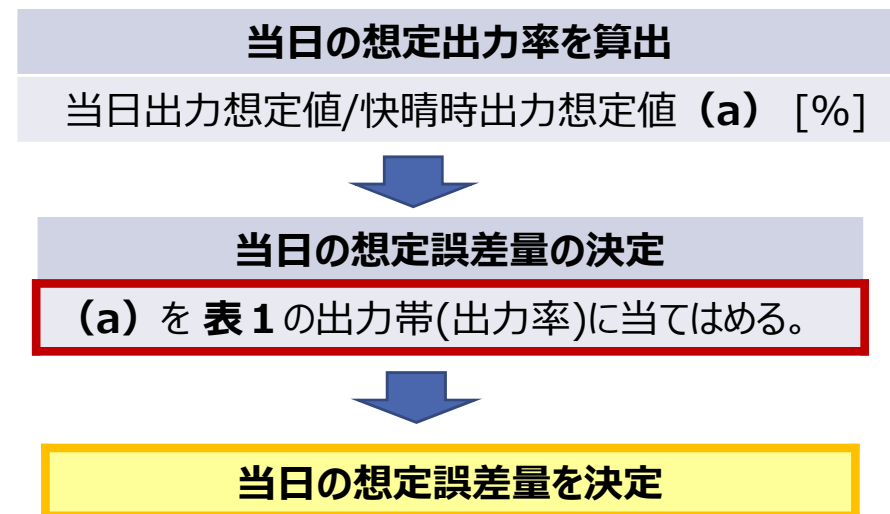
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

- ※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]

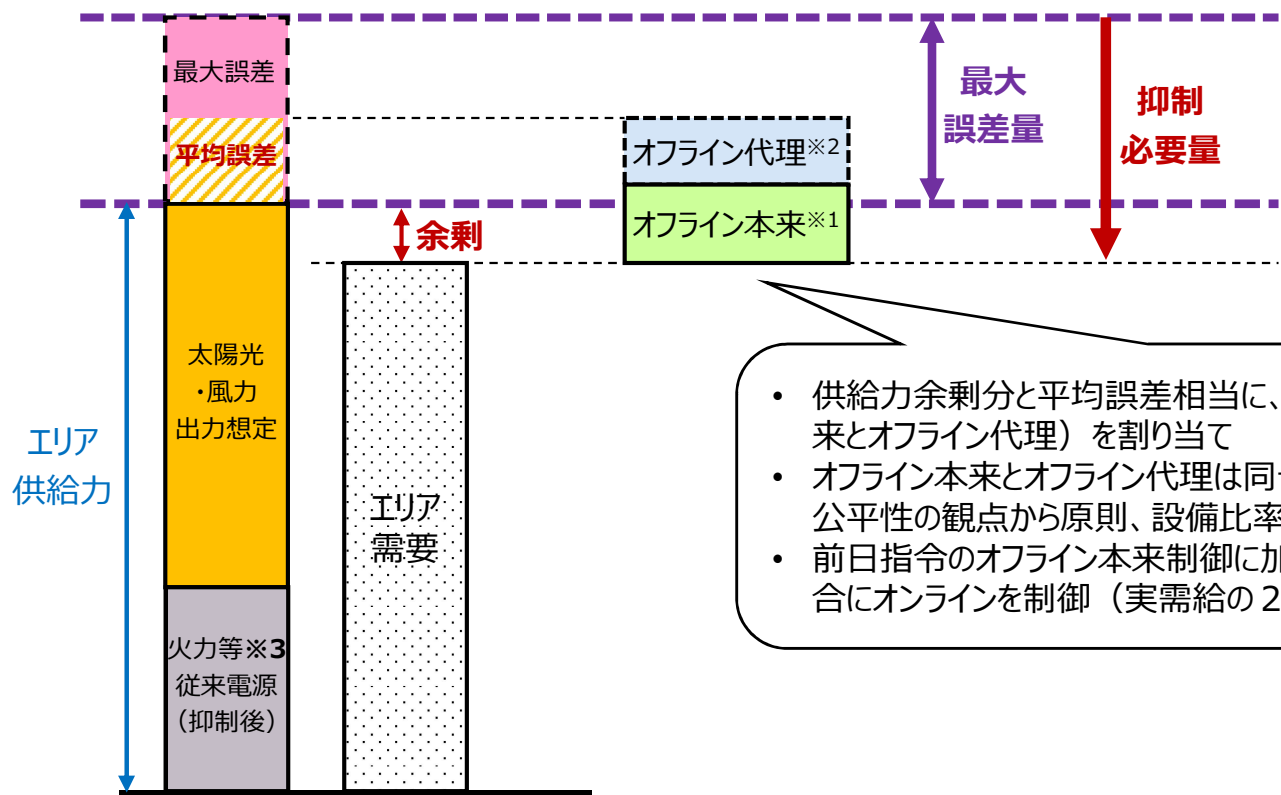
出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量 (13:00~13:30)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	67.6	69.3	136.9
中出力帯1	(67.5%~90%)	93.2	48.6	141.8
中出力帯2	(45%~67.5%)	129.4	28.0	157.4
低出力帯1	(22.5%~45%)	73.6	▲18.8	54.8
低出力帯2	(~22.5%)	19.9	17.5	37.4

表2 想定誤差量の決定フロー



・データ収集期間：2021/1~2023/12
 ・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

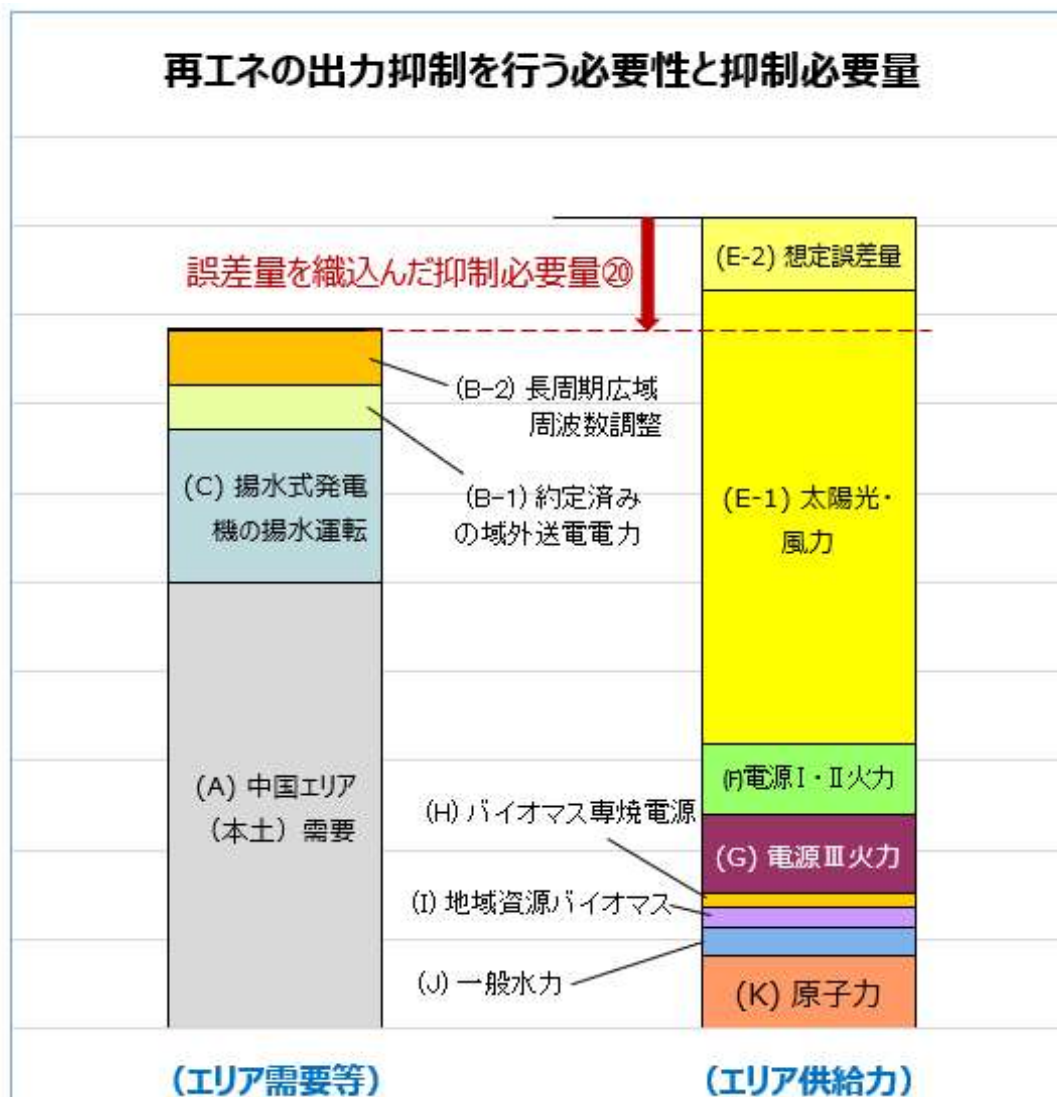
前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



- 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。

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、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、中国エリア内の電源Ⅲ等発電所の出力抑制について、48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 (%))	
事業用	①	定格出力の50%以下	電源Ⅲ	6	191.4	69.5 (36%)
			専焼バイオマス	6	19.8	8.6 (43%)
	②	定格出力の50%超過 ※1	電源Ⅲ	3	57.8	34.4 (60%)
			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)	16	-	15.6	
		可能な限り抑制	10			
出力抑制対象 合計※4			48	276.7	132.9	(42%)※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（41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(2024年1月分)

中国電力ネットワーク株式会社が2024年1月に実施した、中国エリア(離島を除く)におけ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

- 1月1日(月)中国エリア
 - 1月21日(月)中国エリア(※1)
- (※1)前日指示なしで当日抑制を行った日

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。

なお、1月21日は、前日の想定では電源Ⅰ・Ⅱの出力調整で下げ調整力を確保できていたため、自然変動電源等の出力抑制は不要と判断していたが、当日、太陽光出力の上振れ等により下げ調整力が不足し、当日対応可能な電源Ⅲ抑制等を行ったのち、やむなく前日指示なしで当日出力抑制の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

- [\(添付資料\)中国エリアにおける再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2024年1月抑制分\)](#)  (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再生可能エネルギー発電設備
（自然変動電源）の出力抑制の検証結果
～ 2024年1月抑制分 四国電力送配電～

2024年2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、2024年1月に、四国エリアにおいて再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制指令を、1日間実施した。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、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。

2. 検証の観点

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

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

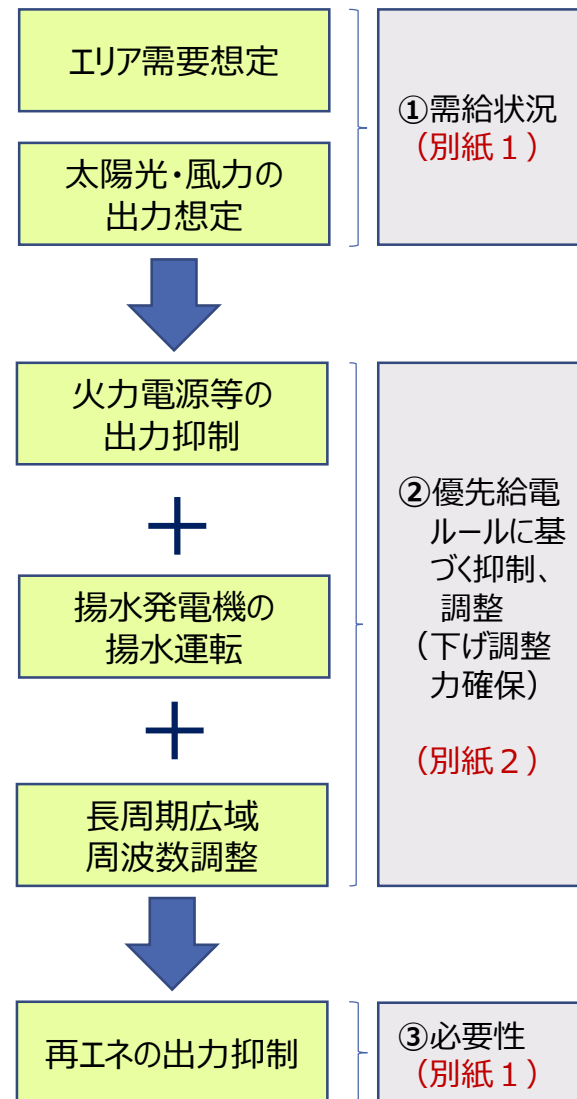
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・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	四国エリア
指令日時	12月31日(日) 16時
抑制実施日	1月1日 (月)
最大抑制量（※1）	28.6万kW
抑制時間	9時～15時
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。

本機関は、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
	1
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—
（1）エリア需要等・エリア供給力	○
（2）エリア需要想定	○
（3）太陽光の出力想定	○
（4）風力の出力想定	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	—
（1）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○
（2）揚水発電機の揚水運転	○
（3）蓄電設備の充電（対象設備なし）	—
（4）電源Ⅲ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が等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	-
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制することを確認した（全抑制日）。 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な発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
(2) 揚水発電機の揚水運転	水位制約による運転制約を除いて、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 蓄電設備の充電	四国エリアは対象設備なし。
(4) 電源Ⅲ火力	電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制することを確認した（全抑制日）。 その他の発電所は、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
(5) 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たか確認した。（全抑制日） 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	設備制約による並解列不可能な発電機を除き、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（全抑制日）。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制の対象外としていることを確認した（全抑制日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価

再エネ出力抑制を計画した**1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、適切であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、電制電源を除く電源Ⅲ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。

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(単位: 万kW)

場所		四国エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		1月1日(月) 11時00分~11時30分		
		【需要想定】	【基準】	
需要想定 (※1)	年月日 (曜日)	2024.1.1(月)	2023.1.1(日)	
	天候	晴時々曇	晴一時曇	
	気温 (°C)	12.8	12.2	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯 (19°C~24°C) はゼロ	▲6万kW/°C	
	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	— ▲ 3.6 238.1	241.7 <small>(12.8°C-12.2°C)×(-6万kW/°C)=▲3.6万kW</small>
太陽光の出力想定 (※1)	日射量予測値 (W / m ²)	260~558		
	出力 換算係数 (W/(W/m ²)/kW)	特高	0.98~1.73	
		高圧	0.83~2.19	
		低圧10kW以上	0.80~2.07	
		低圧10kW未満	1.04~1.04	
	出力想定値 (万kW)	特高④(※3)	12.3	
		高圧⑤(※3)	58.5	
低圧10kW以上 (自家消費を考慮(※2,3)) ⑥		47.8		
低圧10kW未満 (自家消費を考慮(※2,3)) ⑦		16.5		
淡路島南部地域⑧(※4)	6.8			
合計⑨	④ + ⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑧	141.9		
風力の出力想定 (※1)	設備量 (万kW)	29.9		
	出力想定値 (万kW)	四国エリア⑩	12.1	
		淡路島南部地域⑪	0.5	
合計⑫	⑩ + ⑪	12.6		
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(F) 電源 I・II (火力)	44.8	当日見直し があれば記載
		(G) 電源 III (火力)	68.0	
		(K) 原子力	88.2	
		(J) 一般水力	7.7	
		(H) バイオマス専焼電源	13.9	
		(I) 地域資源バイオマス	2.5	
		(E-1) 太陽光⑨	141.9	
		(E-1) 風力⑬	12.6	
		(E-2) 想定誤差量	65.5	
		エリア供給力計⑭	445.1	
	エリア需要等	(A) エリア需要③	238.1	
		揚水 (C-2) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲ 60.0	
		運転等 (C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯	—	
		域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲ 90.1	
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑱		▲ 28.3		
エリア需要等計⑲ = ③ - (⑮ + ⑯ + ⑰ + ⑱)	416.5			
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑭	445.1	【前日計画】 【当日見直し】	
	エリア需要等計⑲	416.5		
	判定	○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳ = (⑭ - ⑲)	28.6		

(※ 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バ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、各5kmメッシュの合計。

(※ 4) 1kmメッシュの合計。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

(※)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) 作業停止(オーバーホール等)
(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

(j) 系統作業による停止
(k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約
(l) 作業(ばい理測定等)による抑制量減少
(m) 設備制約により並解列不可能
(n) 上下貯水池の水位制約(揚水運転)
(o) 出水による運転制約(揚水運転)

(p) 下げ代不足回避のための停止

(単位: 万kW)							
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)							
1月1日(月)							
電源Ⅰ・Ⅱ 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(※)	
	石炭	橘湾	15.7	15.7	0.0		
		西条	0.0	3.8	3.8	(m)	
	LFC調整力 2%	LNG	坂出1,2(コンバインド)	0.0	0.0	0.0	
			坂出4	25.3	25.3	0.0	
		COG	坂出3	0.0	0.0	0.0	
確保の発電所	石油	阿南	0.0	0.0	0.0		
	合計		41.0	44.8	3.8	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)							
1月1日(月)							
揚水発電機の 揚水運転	発電所	号機	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		
		2	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		
		その他	▲ 1.2	0.0	1.2	(n)	
合計		▲ 61.2	▲ 60.0	1.2	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)							
1月1日(月)							
電力貯蔵装置の充電	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(※)		
		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(月)							
電源Ⅲ火力	種別	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	電制電源	A	34.0 [34%]	34.0	0.0		
		B	34.0 [34%]	34.0	0.0		
	電制電源 を除く	火力他	0.0 [0%]	0.0 [0%]	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	(6.0)				
自家発余剰	0.0	0.0	0.0				
合計		68.0	68.0	0.0	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)							
1月1日(月)							
長周期広域周波数調整 (連系線活用) ※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(※)		
	中国四国間連系線	99.1 (119.2)	28.3	▲ 70.8	(i)		
	関西四国間連系設備	0.0 (70.0)	0.0	0.0			
	合計	99.1 (189.2)	28.3	▲ 70.8	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)							
1月1日(月)							
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(※)		
	※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	11.3 [59%]	13.9	2.6	(m)		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)							
1月1日(月)							
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)		
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—		
	出力抑制不可	—[100%]	2.5	—	A(23),B(8),C(0)		
想定誤差量							
1月1日(月)							
想定誤差量	エリア	四国エリア	淡路島南部地域	合計			
	出力帯	中出力帯②	中出力帯②				
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	68.7%	68.7%			
		(B)当日 最大出力/設備量	45.2%	41.4%			
		(C)出力率(B)/(A)	65.8%	60.3%			
	誤差量	太陽光誤差	56.9	1.7	58.6		
エリア需要誤差		5.1	1.8	6.9			
合計		62.0	3.5	65.5			

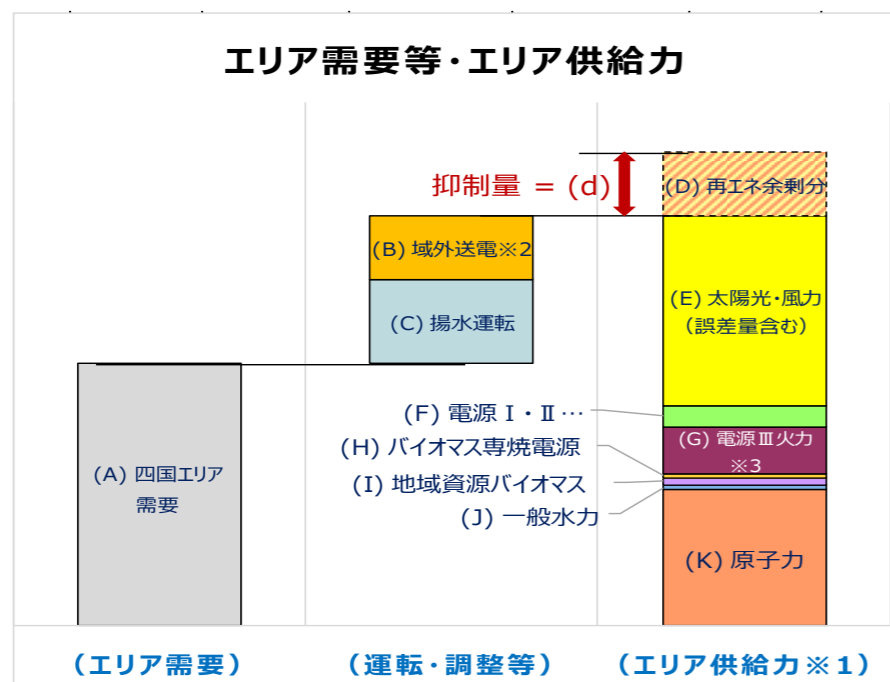
(参考) 当日の需給実績

(単位：万kW)

場所		四国エリア	
下げ調整力最小時刻		1月1日(月) 11時～11時30分	
天候・気温	天候	晴時々曇	
	気温(℃)	13	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要(※1)	230.0	
	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	54.0
		(G) 電源Ⅲ(火力)	72.4
		(K) 原子力	87.8
		(J) 一般水力	20.1
		(H) バイオマス専焼電源	16.0
		(I) 地域資源バイオマス	2.7
		(E) 太陽光(抑制量含む)(※1)	180.3
	(E) 風力(抑制量含む)(※1)	10.1	
	エリア供給力計		443.4
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲60.0
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	▲125.0	
抑制	(D) 太陽光・風力抑制(※1)	▲28.4	
供給力計		230.0	

(※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

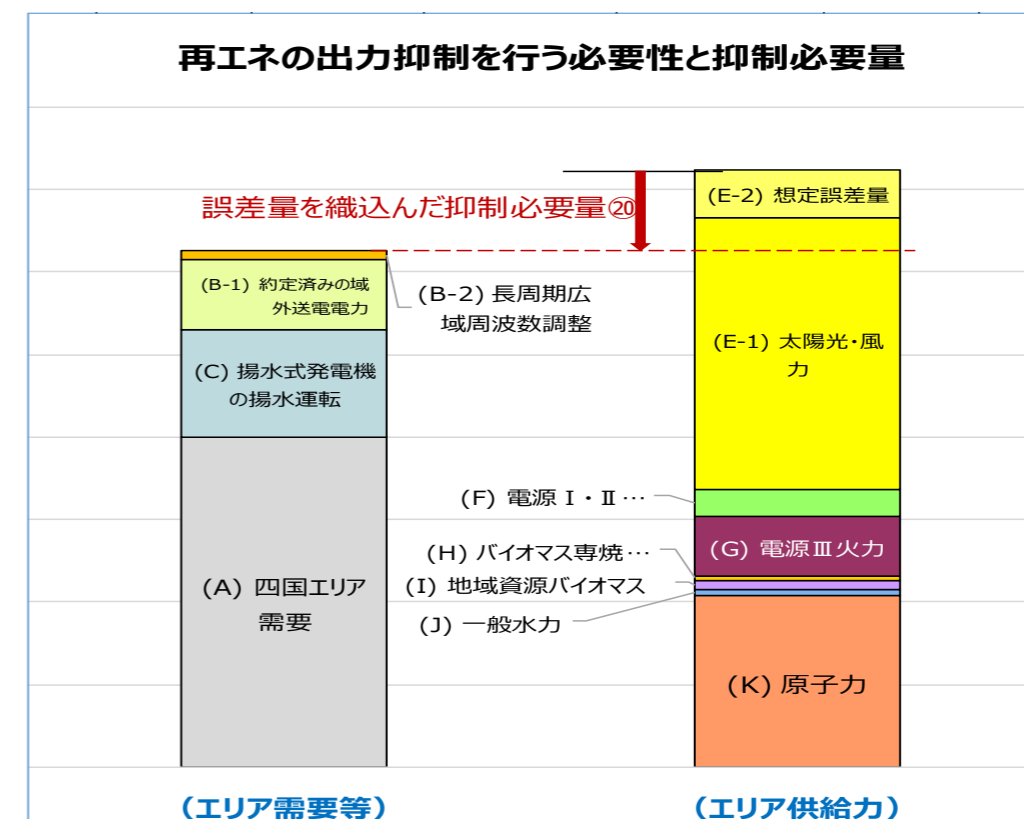


※1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※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：バイオマス混焼電源を含む。

○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

～四国電力送配電編～

2024年2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) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 蓄電設備の充電
 - (4) 電源Ⅲ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) 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) 電源Ⅲ（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。

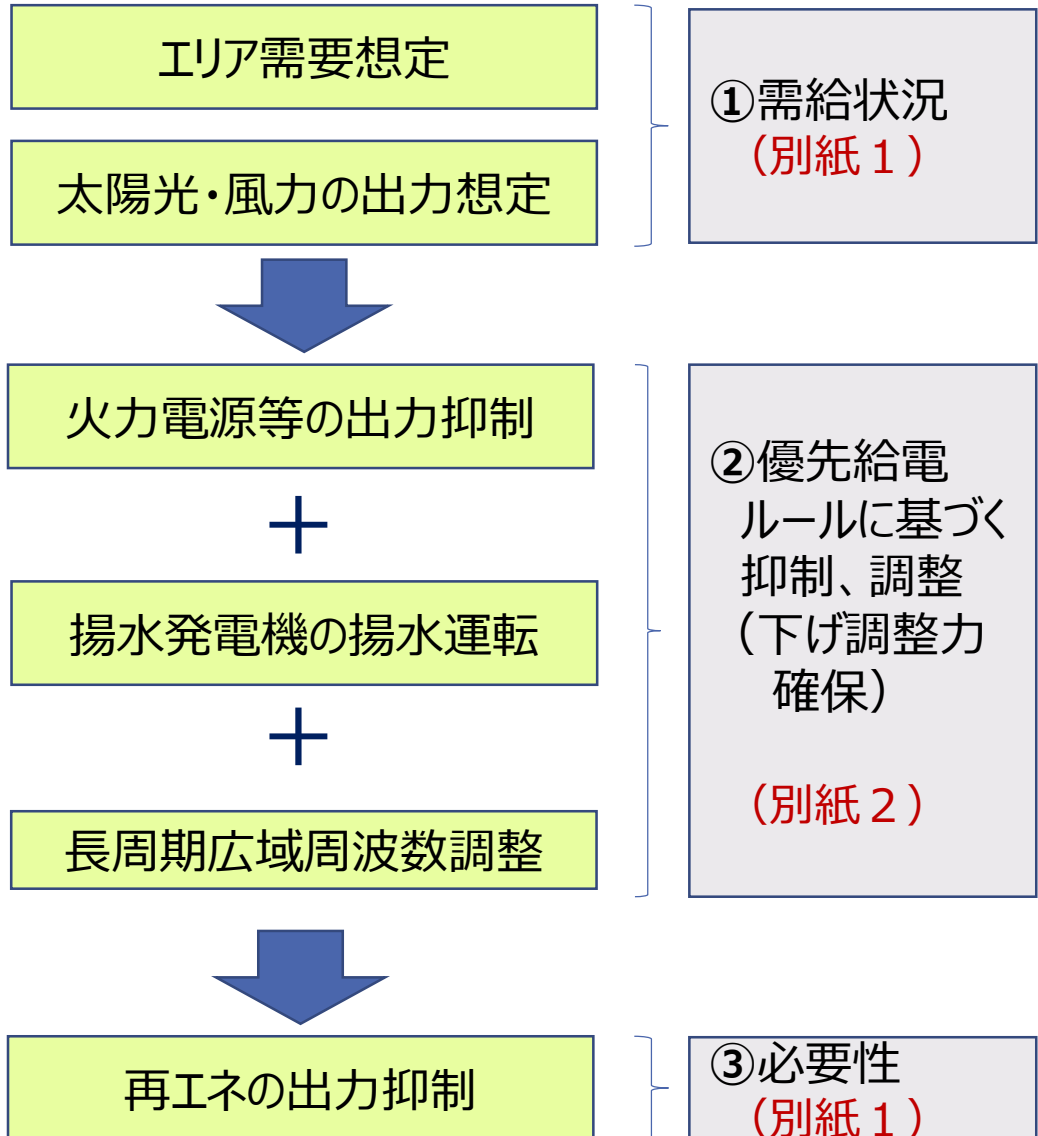
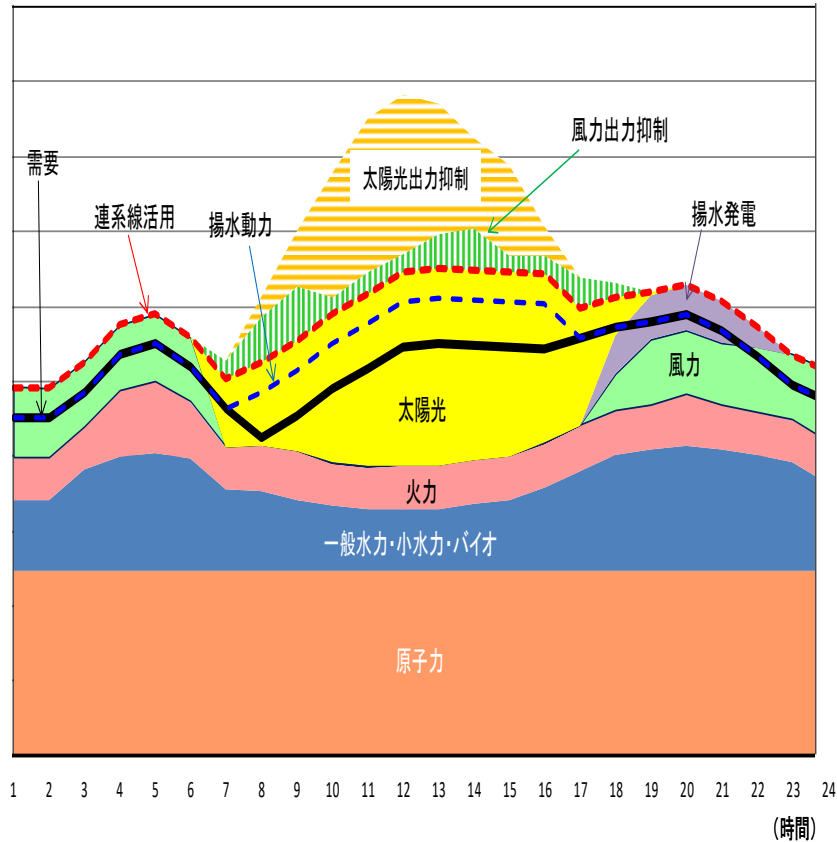
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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



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) に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅱ抑制等の措置を講じる。

(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、電源Ⅲ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

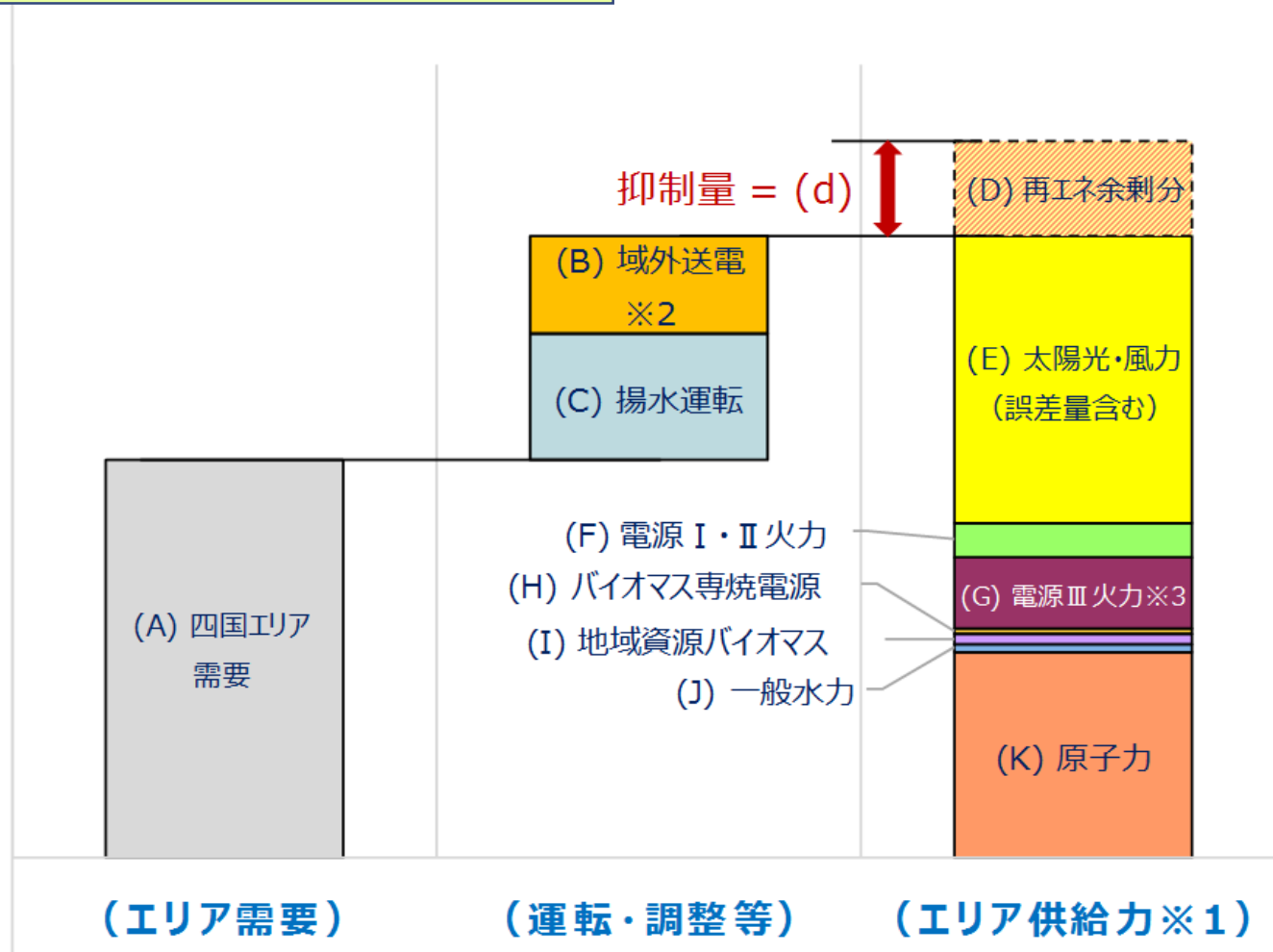
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 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

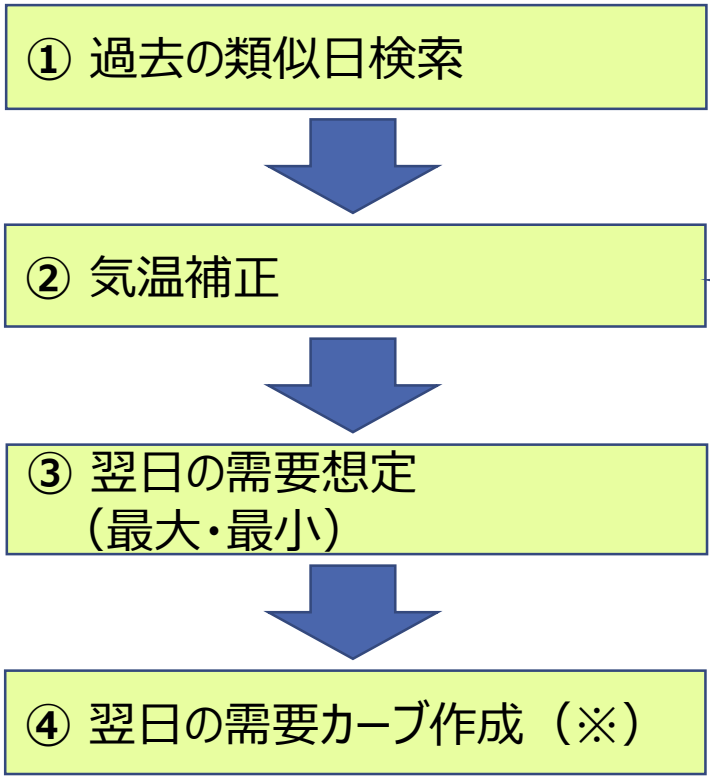


※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 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 : バイオマス混焼電源を含む。

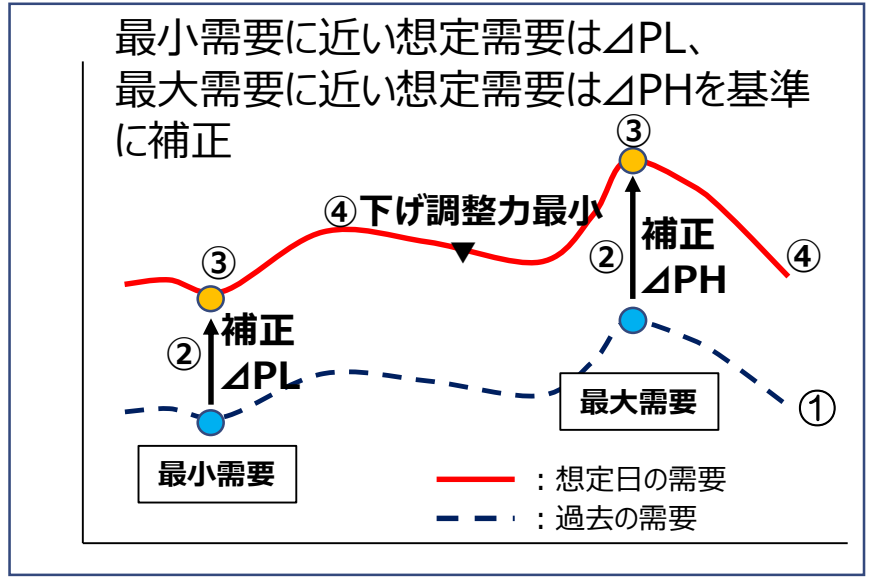
エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



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

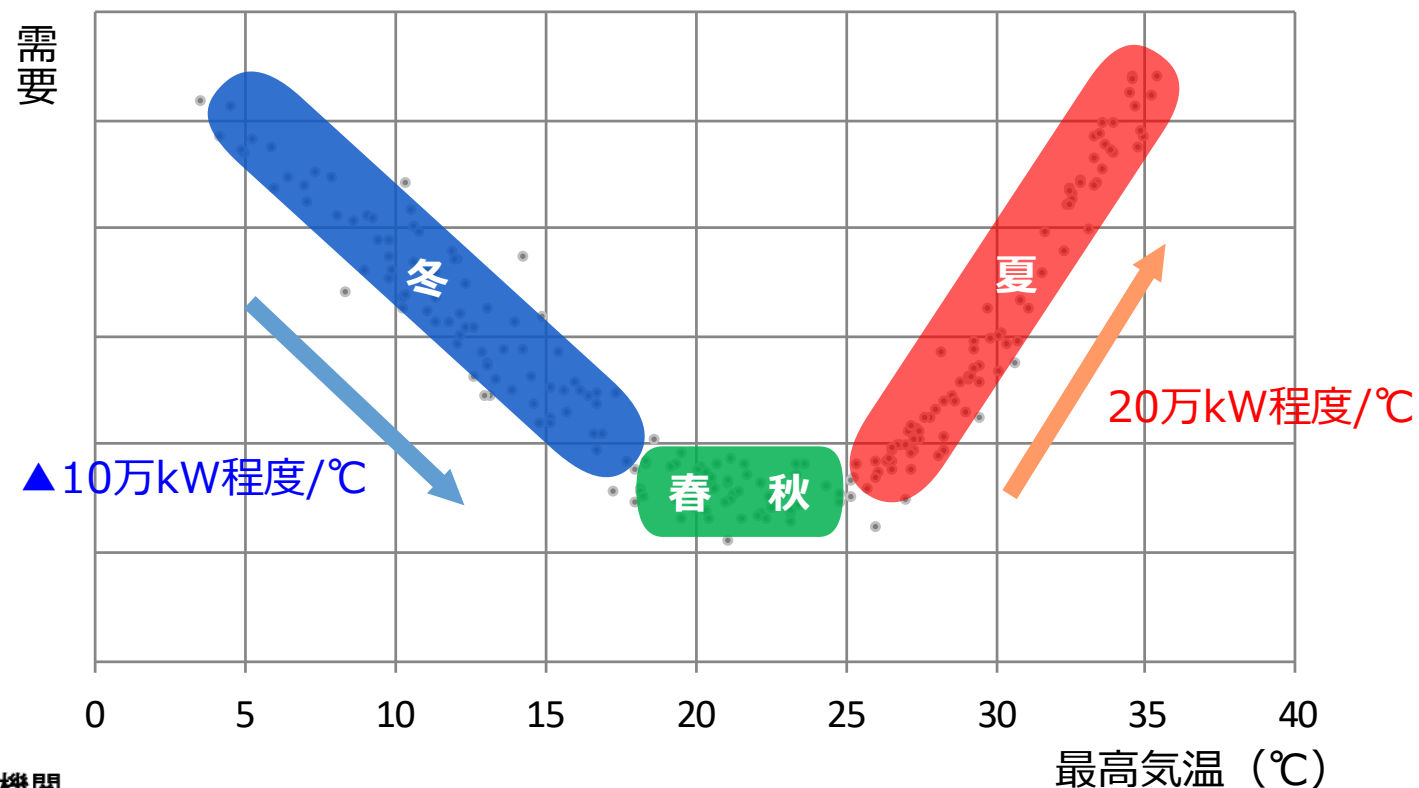


- (※)
- 過去の需要カーブを基に4 8点データへ展開
 - 下げ調整力最小時の需要を想定

(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。

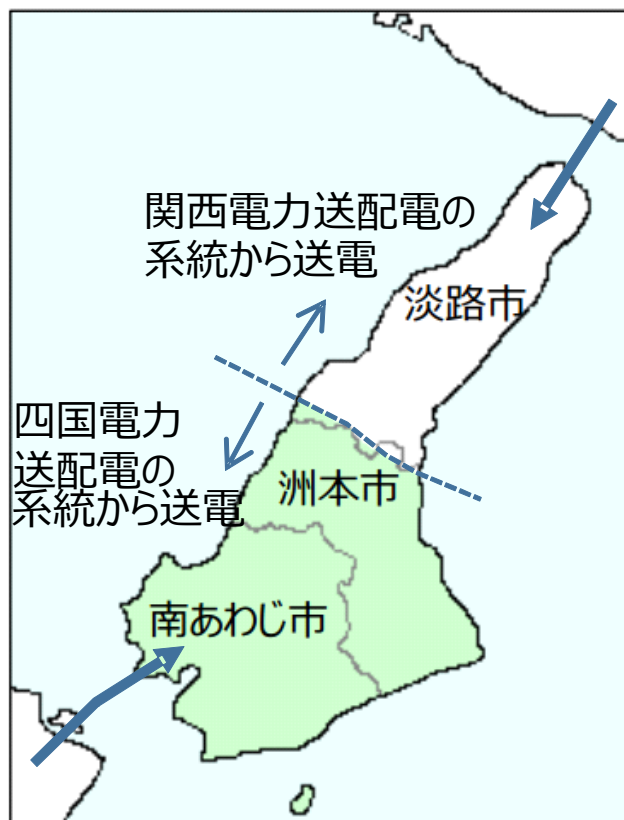
【気温感応度グラフイメージ】



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。

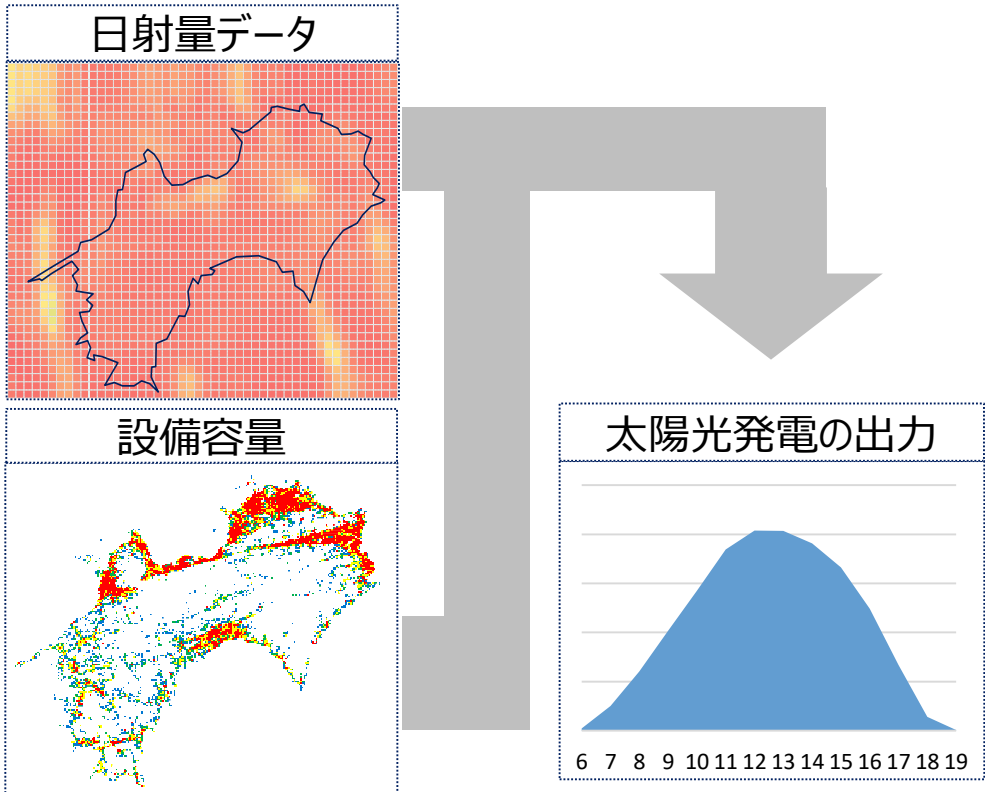
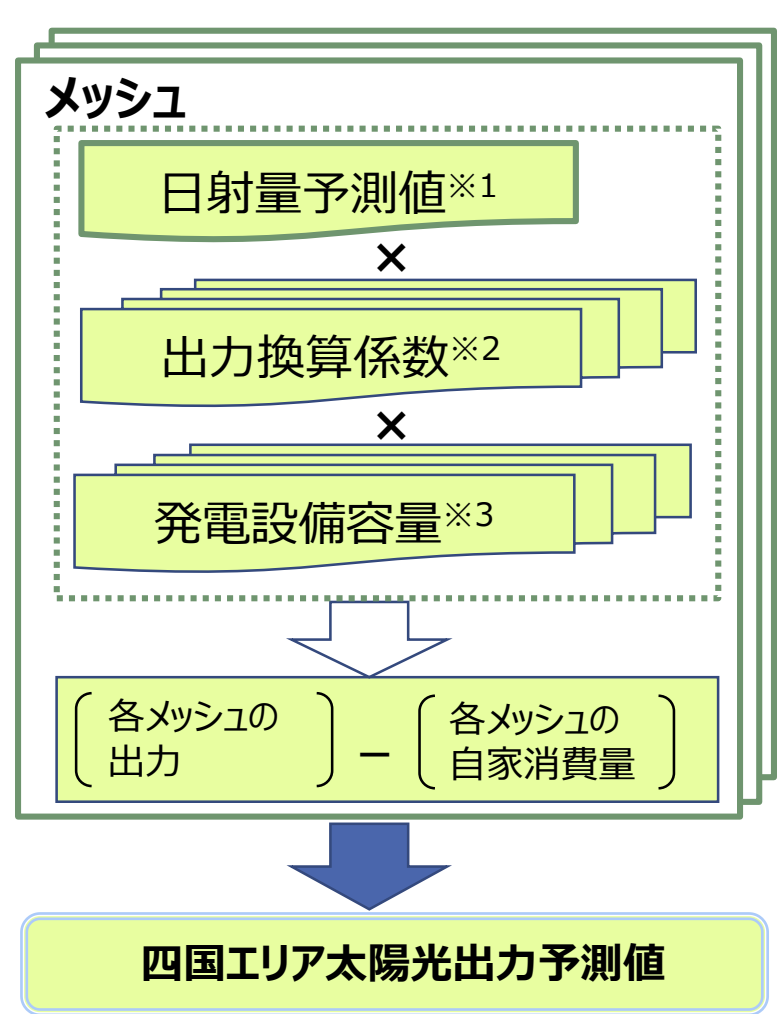


平成20年以降の淡路島南部地域の四国送電対象エリア

（※）淡路島南部地域は関西電力送配電にて想定
歴史的経緯

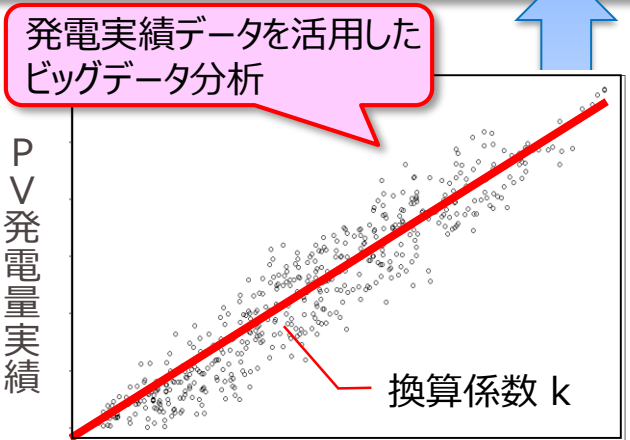
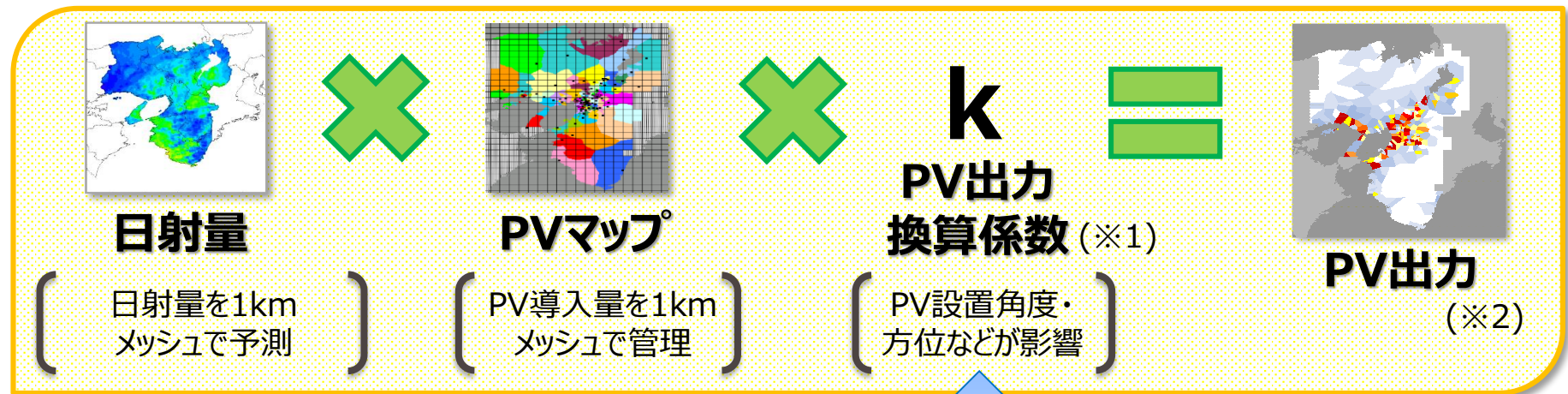
- ・昭和20年頃まで 島内の発電所のみで供給
- ・昭和20年頃 関西系22kV海底ケーブルにて全島供給
- ・昭和26年 関西電力発足
- ・昭和30年 22kV海底ケーブルからの供給による問題
・事故の多発、需要増による需給逼迫、電圧低下
- ・昭和36年 四国系66kV送電線にて全島供給
- ・昭和47年 四国系187kV送電線にて全島供給
- ・昭和61年 大鳴門橋架橋にともない、
四国系187kVケーブルを添架
- ・平成10年以降 明石海峡大橋架橋にともない、
関西系より77kVケーブルを添架
淡路島北部の岩屋、野島を関西系から供給
- ・平成16年 淡路島北部の仮屋を関西系から供給拡大
- ・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12時の予測日射）から5kmメッシュの日射量を想定し、連系種別のPV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、5km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。日別の状況は「別紙1」参照。



- ※ 1 : 気象会社から提供される日射量予測
- ※ 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、連系種別ごとに細分化した出力換算係数
- ※ 3 : 連系種別ごとに細分化した太陽光発電設備容量

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。

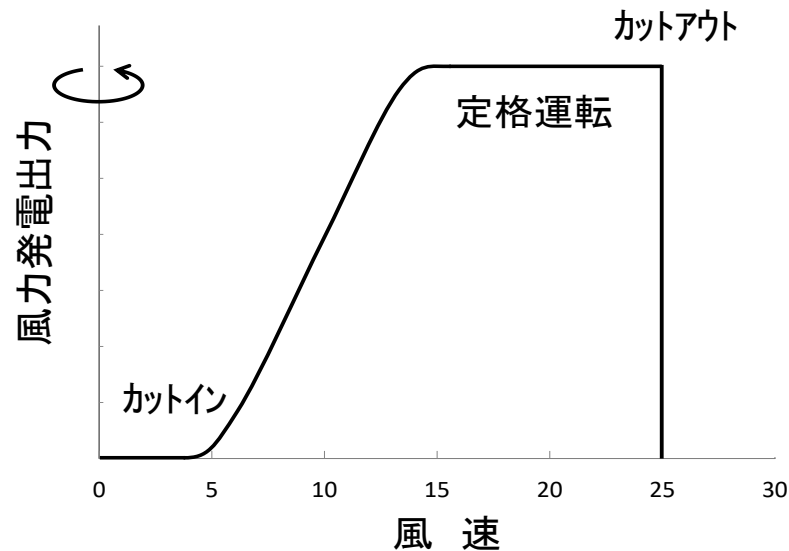


(※1)月別に設定
 (※2)低圧連系について自家消費を考慮

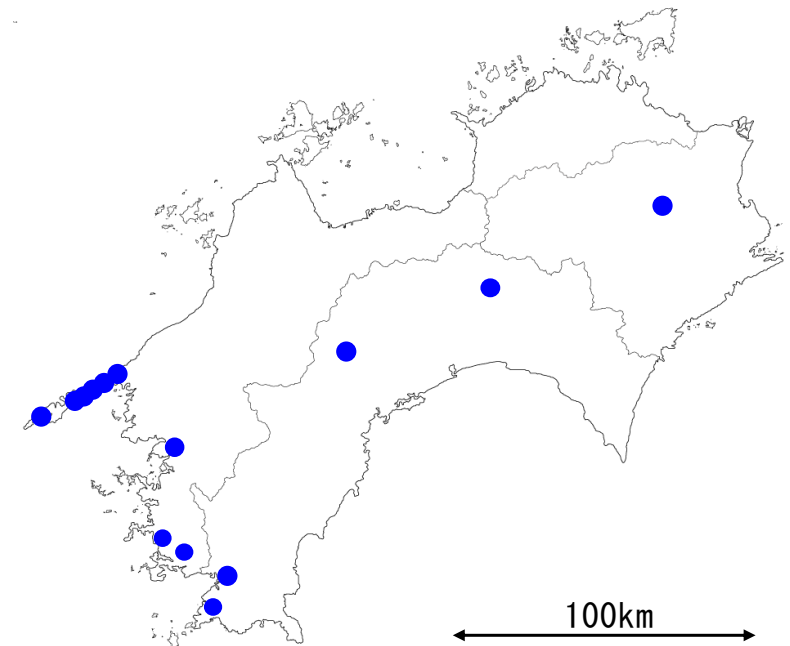
風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

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）]



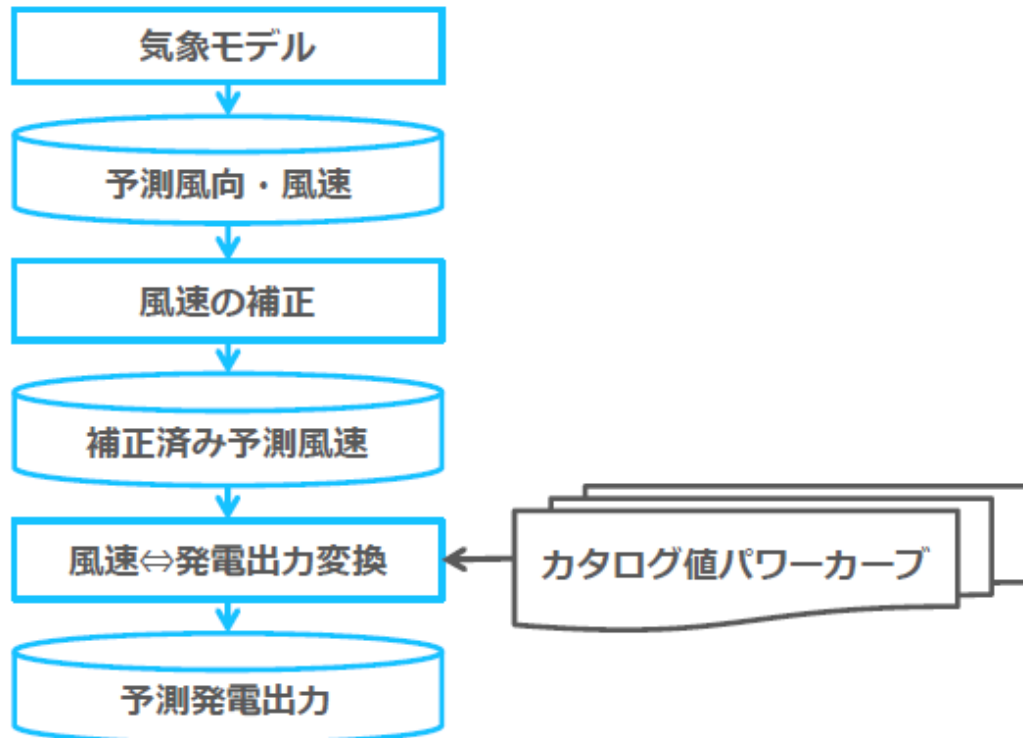
[参考：四国の風力発電所]



(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)

電源 I・II 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－3－4 下げ調整力が不足する場合の措置」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電源 I・II 火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

1 台運転とする。

（夜間に向けて供給力確保のため。）

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・C O G（※2）で確保することから、最低出力とする。

ただし、連系線の運用容量（P17参照）に影響を与えない出力とする。

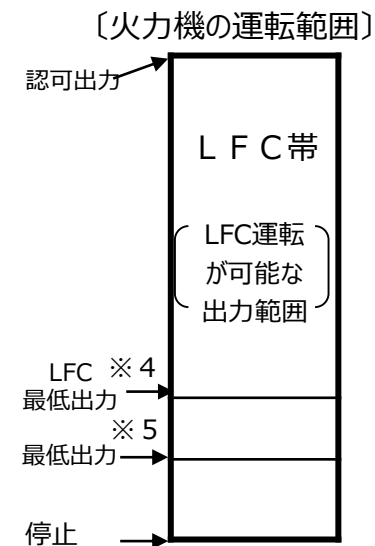
③ L N G・C O G 火力

L F C 調整力（2%）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。



※4 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

※5 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、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
その他※		▲1.2
合計		▲61.2

※ 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。

電源Ⅲ（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電源Ⅲ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（※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）

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。

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） 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） 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。

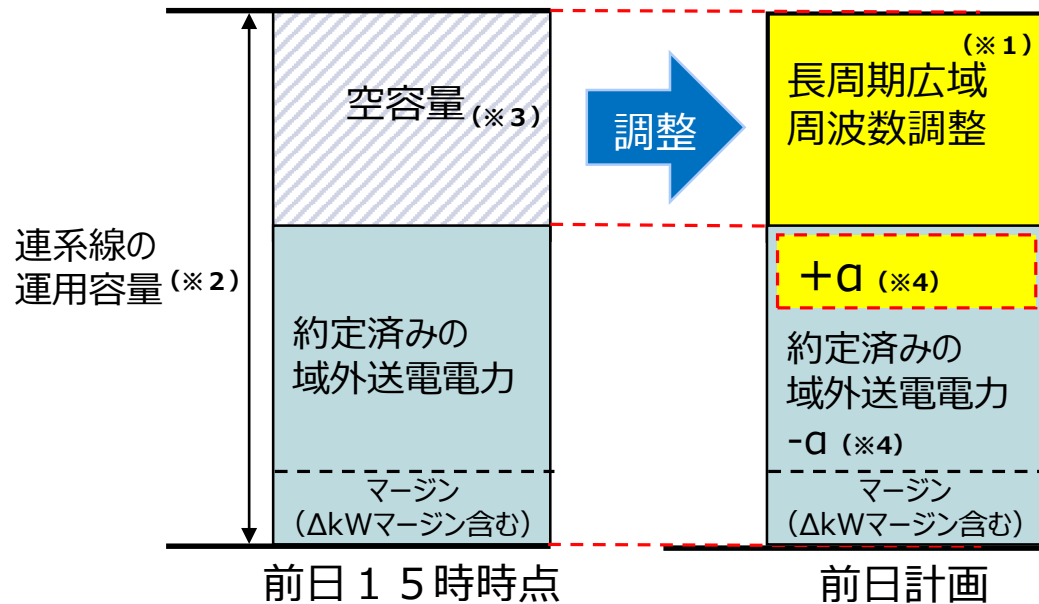
（※3） 翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（J E P X : Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、J E P X が売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

（※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2」参照。

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
 = 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 Δ kW マージン含む）

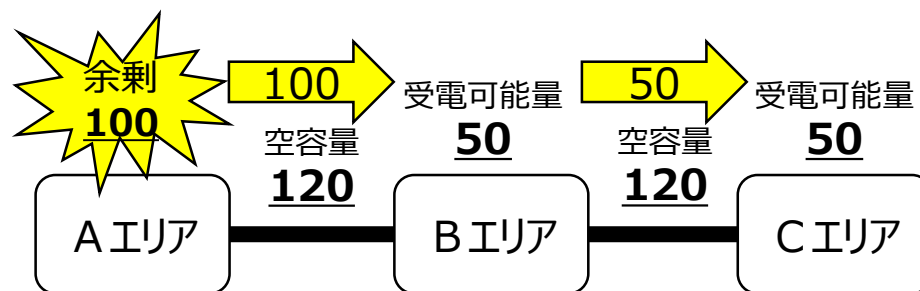
（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、電源Ⅲの抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、電源Ⅲから再エネに差し替わる。

(= a)

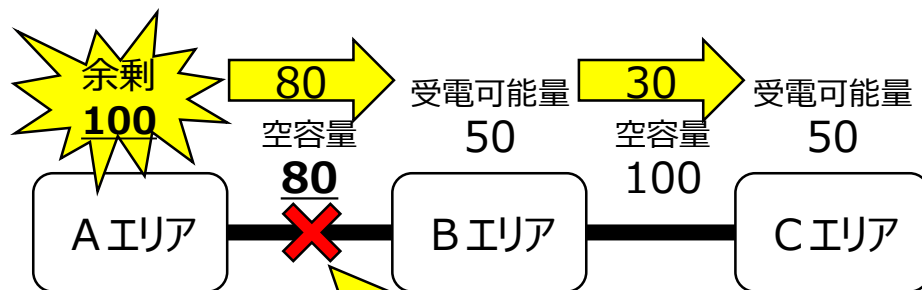
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

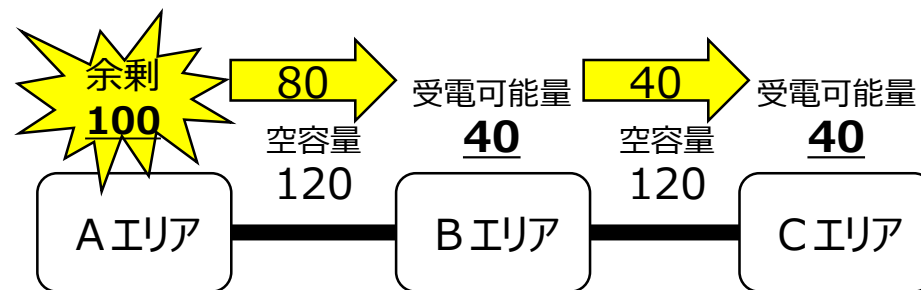
○再エネ出力抑制を回避



○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。

（※）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）	23
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#seigyō

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。

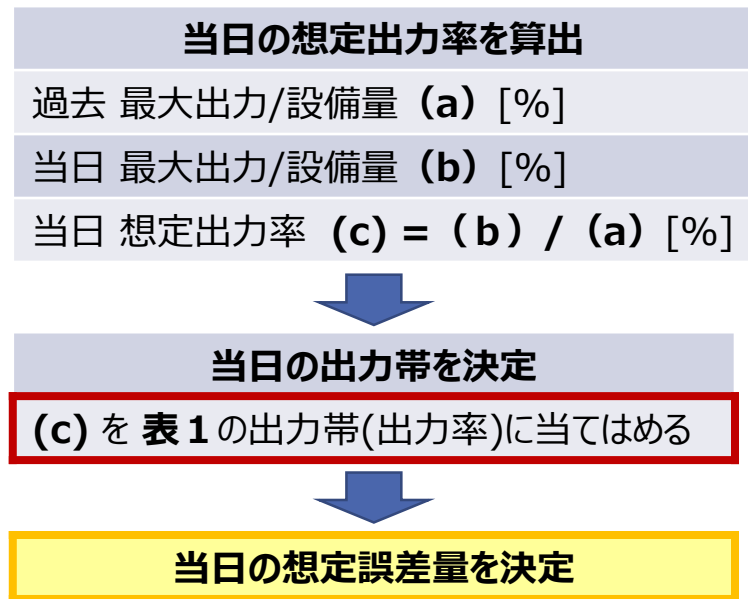
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

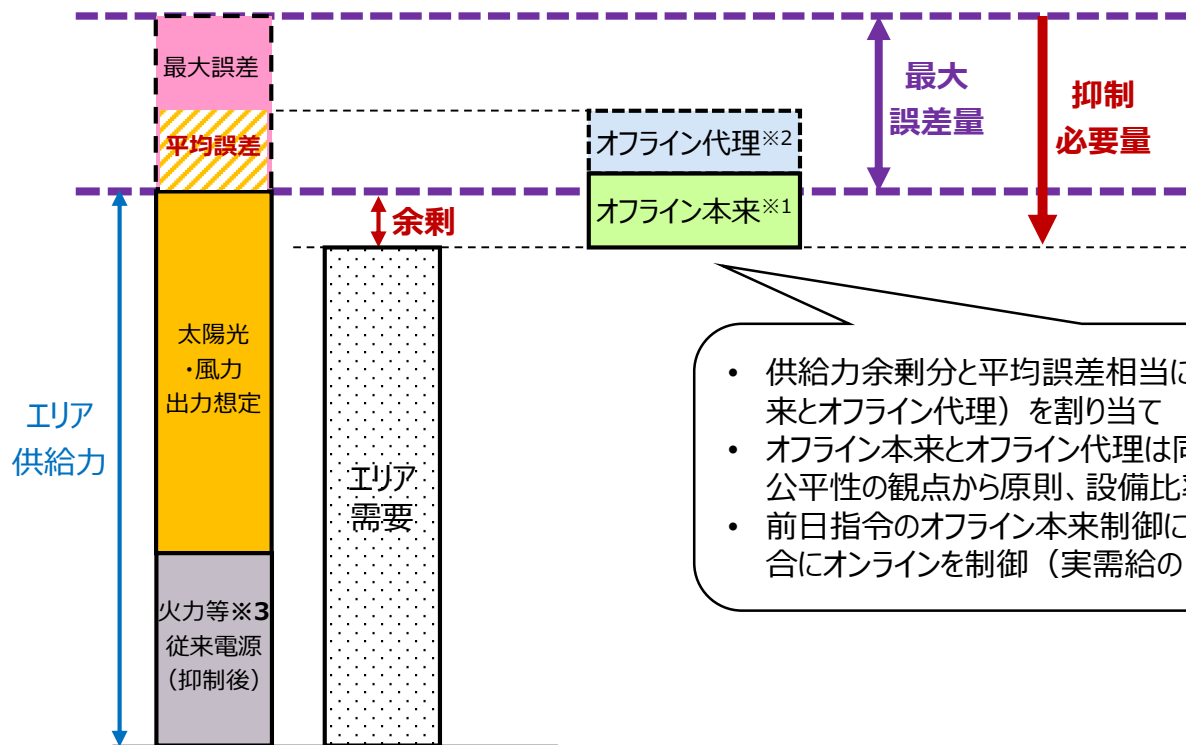
出力帯 (最大出力に対する出力率)	1月の最大誤差量					
	四国エリア			淡路島南部地域		
	太陽光	エリア 需要	合計	太陽光	エリア 需要	合計
高出力帯 (90%~)	18.6	18.6	37.2	0.8	1.4	2.2
中出力帯1 (67.5%~90%)	47.2	29.0	76.2	0.5	1.4	1.9
中出力帯2 (45%~67.5%)	56.9	5.1	62.0	1.7	1.8	3.5
低出力帯1 (22.5%~45%)	37.6	3.0	40.6	2.6	1.6	4.2
低出力帯2 (~22.5%)	6.7	0	6.7	1.9	1.4	3.3

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。



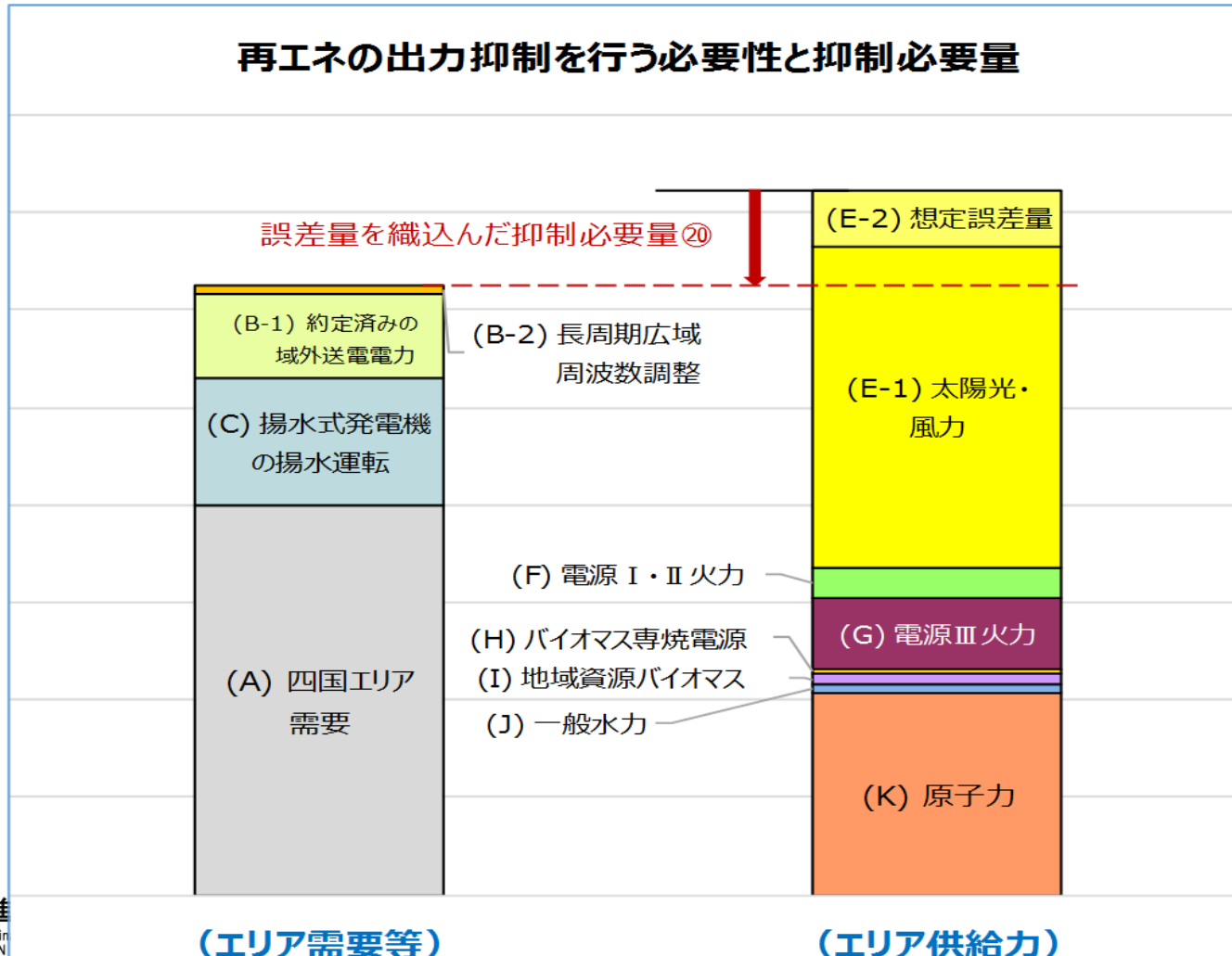
- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

※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）

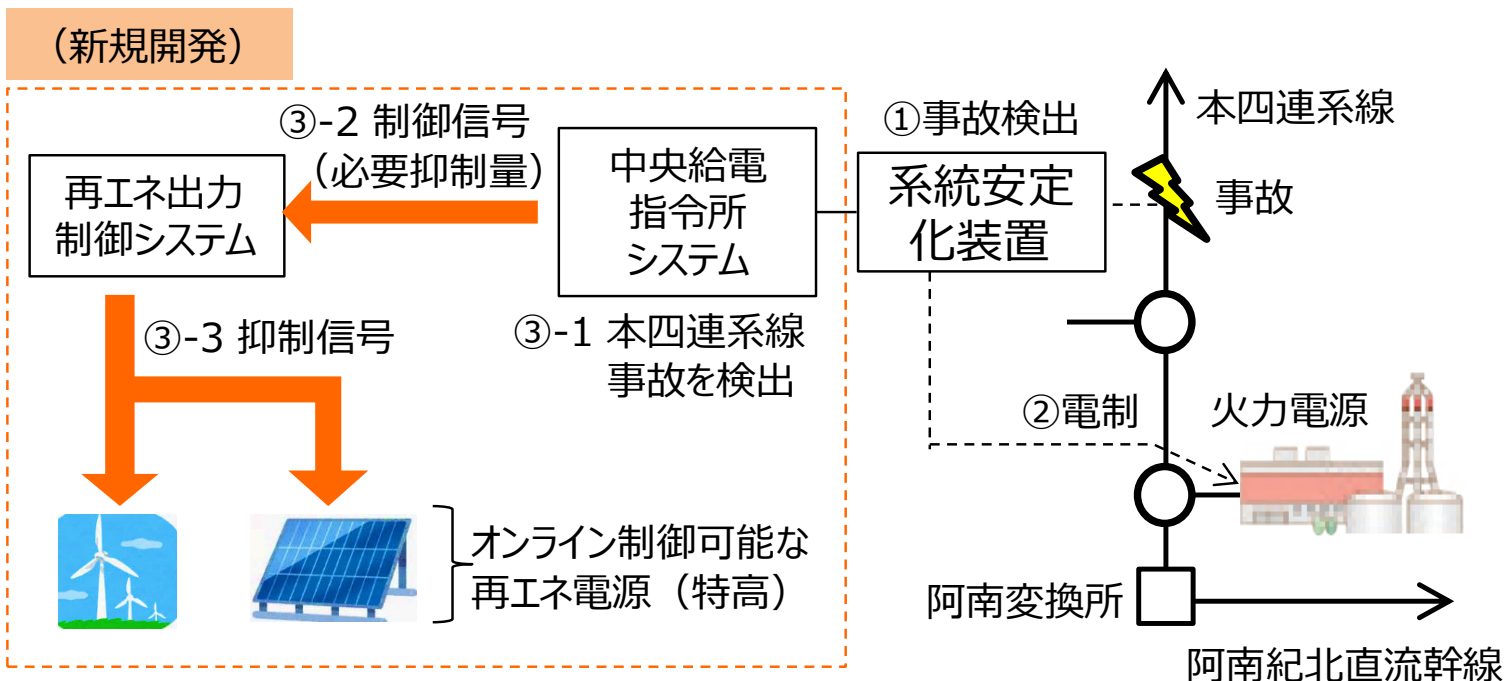
※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

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、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。



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、四国エリア内の電源Ⅲ（電制電源除く）火力発電所の出力抑制について、11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 自家消費相当分まで抑制	10者（自家発電余剰電源）	—	0.0 ※1
計	11者	16.7	6.7（40%）※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①から算出。）

四国エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2024年1月分)

四国電力送配電株式会社が2024年1月に実施した、四国エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(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

- 1月1日(月)四国エリア

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

- [\(添付資料\)四国エリアにおける再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2024年1月抑制分\)](#) (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～!\[\]\(7e19807c61da14f515588e95cd49886c_img.jpg\) \(XXXXKB\)](#)

お問い合わせ

お問い合わせフォーム

沖縄本島他における再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～2024年1月抑制分 沖縄電力～

2024年2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. 沖縄電力が公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 電源 I・II の状況(沖縄本島)
6. 宮古島の初回抑制について
7. 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 ～沖縄電力編～

沖縄電力は、2024年1月に、沖縄本島において再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を4日間実施した。
また、1月6日に宮古島において初回の出力抑制を実施した。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、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。

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)

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。また、再エネの出力変動に対しても必要な供給力を確保しているか。
- ・バイオマス専焼電源を、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。
- ・地域資源バイオマスの運転状況を確認。

火力電源等の
出力抑制

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 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。

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

3. 沖縄電力が公表した出力抑制の実施状況

沖縄電力は、1月の以下の4日間について、沖縄本島に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。
また、1月6日に宮古島において初回の出力抑制を実施した。

供給区域	沖縄本島				宮古島
指令日時	12月31日(日) 17時	1月1日(月) 17時	1月5日(金) 17時	1月13日(土) 17時	1月5日(金) 17時
抑制実施日	1月1日(月)	1月2日(火)	1月6日(土)	1月14日(日)	1月6日(土)
最大抑制量（※1）	5.2万kW	0.3万kW	4.0万kW	1.5万kW	369kW
抑制時間	9時～17時	13時～13時30分	9時～17時	12時～13時30分	9時～17時
沖縄電力公表サイト	沖縄本島の出力制御指示内容を参照				離島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。

本機関は、沖縄電力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	沖縄本島				宮古島(※)
	1月				
	1	2	6	14	6
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
(1) エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
(2) エリア需要想定	○	○	○	○	○
(3) 太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
(4) 風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容					
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力(宮古島：内燃力)	○	○	○	○	○
(2) 揚水発電機の揚水運転(対象設備無し)	—	—	—	—	—
(3) 電力貯蔵装置の充電(対象設備無し)	—	—	—	—	—
(4) 電源Ⅲ火力(対象設備無し)	—	—	—	—	—
(5) 長周期広域周波数調整(対象設備無し)	—	—	—	—	—
(6) バイオマス専焼電源	○	○	○	○	—
(7) 地域資源バイオマス(対象設備無し)	—	—	—	—	—
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	○	○	○	○	○

(※) 第42回系統WG(2022年10月20日)において、離島については電源種別が少なく域外送電もないため、再エネ出力制御の必要性については一般送配電事業者のHP掲載内容をもとに確認することとし、広域機関では初回のみ本エリアの特異日の扱いとして検証を行うことで整理された。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/042_01_00.pdf

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等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) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	本島では、点灯需要帯(太陽光出力なし)・需要増加時等の供給力を確保しつつ、LFC可能ユニットを1台選定し、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、最低限必要な電源のみ運転するよう計画されていた。宮古島についても同様に、最低限必要な電源のみ運転するよう計画されていた。
(2) 揚水発電機の揚水運転	対象設備無し。
(3) 電力貯蔵装置の充電	対象設備無し。
(4) 電源Ⅲ火力	対象設備無し。
(5) 長周期広域周波数調整	対象設備無し。
(6) バイオマス専焼電源	作業やトラブル等による運転制約がある場合を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した(全抑制日)。
(7) 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。
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等が、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沖縄本島の4日間および宮古島の初回抑制において、各項目が妥当であったと評価する。

沖縄本島では、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～沖縄電力編～」に記載のとおり、再エネ出力制御が必要な断面において、火力発電機の運転台数は4台を基本としている。

2024年1月6日、1月14日は、供給力確保のため石川(石炭)を追加並列して5台運転とし、負荷変動への制御性の確保および再エネ出力制御量低減の観点から、牧港(石油)と牧港GTの入替を実施した。

電源 I・II 火力 発電所		並列状況（括弧は運用下限の出力）				
		基本構成	1月1日	1月2日	1月6日	1月14日
石炭	具志川	停止	停止	停止	停止	停止
	金武	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)
	石川	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	2台 (17.9)	2台 (17.9)
LNG	吉の浦	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)
	吉の浦MGT	停止	停止	停止	停止	停止
石油	牧港	1台 (5.6)	1台 (5.6)	1台 (5.6)	停止	停止
	牧港GT1号	停止	停止	停止	1台 (1.0)	1台 (1.0)
	牧港GT2号	停止	並入不可	並入不可	並入不可	停止
	石川	停止	停止	停止	停止	停止
合計		4台 (40.9)	4台 (40.9)	4台 (40.9)	5台 (43.9)	5台 (43.9)

宮古島では、1月6日(土) の前日計画において内燃力火力を最低出力まで抑制しても、供給力が需要を上回り、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、初めての自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

		前日計画	実績
天候		晴れ	晴れ
気温 (°C)		22.8	22.9
下げ調整力最小時刻		12時	12時
エリア需要[kW] (前日計画との差※)		32,610	34,320 (+1,710)
発電出力合計[kW] (前日計画との差※)		34,959	34,689 (▲270)
内 訳	火力	16,000	13,020
	再エネ(太陽光・風力)	18,959	21,669
抑制必要量[kW]		2,349	369

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

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、専焼バイオマスおよび地域バイオマスの最低出力運転など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

[万kW]

場所		沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		1月1日(月) 13時~13時30分	1月2日(火) 13時~13時30分	1月6日(土) 12時30分~13時	1月14日(日) 12時30分~13時	1月1日(月) 13時~13時30分	1月2日(火) 13時~13時30分	1月6日(土) 12時30分~13時	1月14日(日) 12時30分~13時	
		【需要想定】	【過去需要 b】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】	
需要想定	年月日(曜日)	2024.1.1(月)	2022.1.1(土)	2024.1.2(火)	2022.1.27(木)	2024.1.6(土)	2023.1.7(土)	2024.1.14(日)	2023.1.8(日)	
	天気	晴	晴	晴	曇り	晴	晴	晴	晴	
過去需要b,cのデータ配列はaに同じ	気温(℃)	最高気温/最低気温	20.4/14.9	19.8/14.1	21.4/14.4	23.1/16.5	21.9/16.4	19.2/15.3	21.4/14.3	21.1/13.3
	需要(万kW)	最小	59.9	59.9	57.1	57.1	59.1	59.1	63.1	63.1
		最大	77.8	77.8	77.6	77.6	80.3	80.3	82.8	82.8
		下げ調整力最小①	64.0	64.0	65.9	65.9	72.4	72.4	72.8	72.8
需要想定値(※の時刻の需要) = ①		64.0	—	65.9	—	72.4	—	72.8	—	
		【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② (kW / m ²)	エリア1	0.496		0.646		0.545		0.538	
		エリア2	0.495		0.646		0.544		0.537	
		エリア3	0.476		0.550		0.543		0.555	
		エリア4	0.482		0.529		0.531		0.534	
	出力換算係数③ (エリア1~4同値) (m ² / kW)		0.978		0.978		0.978		0.978	
	発電設備容量④ (万kW)	エリア1	14.0		14.0		14.0		14.0	
		エリア2	3.1		3.1		3.1		3.1	
エリア3		13.0		13.0		13.0		13.0		
エリア4		10.8		10.8		10.8		10.8		
出力想定値⑤ (万kW)	エリア1	6.8		8.8		7.4		7.3		
	エリア2	1.5		2.0		1.7		1.6		
	エリア3	6.0		7.0		6.9		7.0		
	エリア4	5.1		5.6		5.6		5.6		
想定自家消費量⑥ (万kW)	エリア1	▲0.3		▲0.3		▲0.3		▲0.3		
	エリア2	▲0.1		▲0.1		▲0.1		▲0.1		
	エリア3	▲0.3		▲0.3		▲0.3		▲0.3		
	エリア4	▲0.1		▲0.1		▲0.1		▲0.1		
合計⑦ (⑤のエリア1~4の合計) + (⑥のエリア1~4の合計)		18.5		22.5		20.7		20.8		
風力の出力想定	設備量 (万kW)	地点A	0.27		0.27		0.27		0.27	
		地点B	0.76		0.76		0.76		0.76	
		地点C	0.20		0.20		0.20		0.20	
		地点D	0.00		0.00		0.00		0.00	
		地点E	0.20		0.20		0.20		0.20	
	出力想定値⑧ (万kW)	地点A	0.10		0.00		0.00		0.00	
		地点B	0.15		0.02		0.00		0.01	
合計⑨ ⑧の地点A~Eの合計	地点C	0.09		0.01		0.00		0.00		
	地点D	0.00		0.00		0.00		0.00		
		0.07		0.00		0.00		0.01		
		0.4		0.0		0.0		0.0		
		【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	(D),(D-1) 電源I・II(火力)	40.9	当日見直しがあれば記載	40.9	当日見直しがあれば記載	43.9	当日見直しがあれば記載	43.9	
		(G) 水力	0.1		0.1		0.1			
		(E) バイオマス専焼電源	0.0		0.0		4.3			
		(F) 地域資源バイオマス	0.4		0.4		0.7			
		(C-1) 太陽光⑦	18.5		22.5		20.7			
		(C-2) 風力⑧	0.4		0.0		0.0			
		(C-2) 想定誤差量	8.9		2.3		6.7			
エリア供給力計⑩		69.2	66.2	76.4						
エリア需要①		64.0	65.9	72.8						
		【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】	
供給力確保状況	(D-2)電源I・II火力の最大出力 + (D-3)ガスタービン機⑬ (万kW)		83.3	83.3	85.4	95.6				
	再エネの出力低下に対する供給力確保の判定		○	○	○	○				
	太陽光・風力無し時のエリア予備率⑭ = 100 × (⑩ + (E) + (F) + (G) - ①) / ① (%)		30.9%	27.2%	25.0%	35.4%				
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑩		69.2	66.2	76.4	74.3				
	エリア需要①		64.0	65.9	72.4	72.8				
	必要性の判定		○	○	○	○				
イメージ図は「別紙3」		(B),(b) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰ = (⑩ - ①)	5.2	0.3	4.0	1.5				

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) 基本構成ユニットの通常運転不可に伴う代替運転
 (f) 発電設備等の不具合による抑制量減少

(g) 系統作業による停止
 (h) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約
 (i) 発電所作業（定検等）による抑制量減少

(j) 供給力確保のためのユニット入替
 (k) 発電所作業（定検等）による抑制量増加
 (l) 負荷変動に追従するための制御性の良いユニットの確保

[万kW]

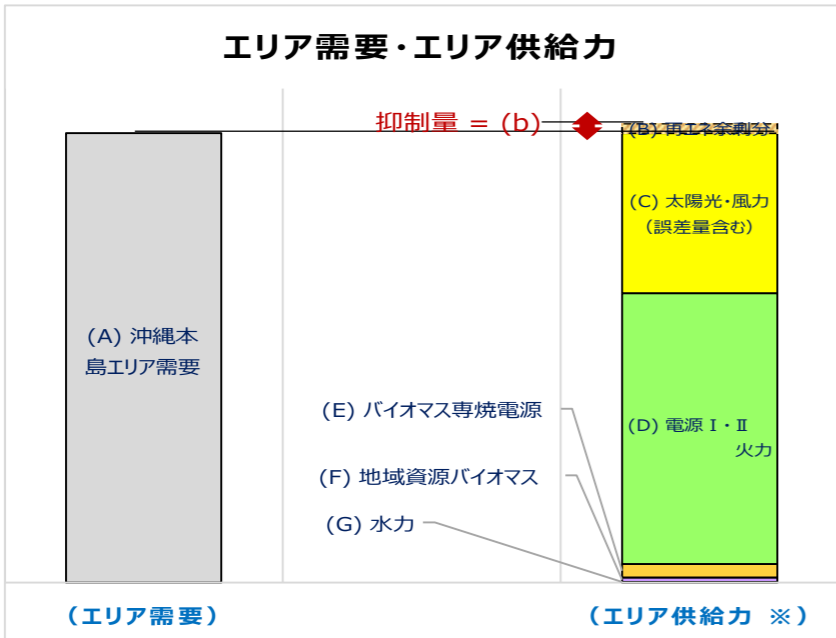
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	
(※2)系統事故時の下げ調整力5.4万kW確保の発電所 電源Ⅰ・Ⅱ 火力 (※3)LFC調整力0.9万kW確保の発電所	石炭(※2)	具志川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		金武	10.3	10.3	0.0		10.3	10.3	0.0		10.3	10.3	0.0		10.3	10.3	0.0	
		石川	10.3	10.3	0.0		10.3	10.3	0.0		10.3	17.9	7.6	(j)	10.3	17.9	7.6	(j)
	LNG	吉の浦(※3)	14.7	14.7	0.0		14.7	14.7	0.0		14.7	14.7	0.0		14.7	14.7	0.0	
	石油	牧港	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	0.0	▲5.6	(j)	5.6	0.0	▲5.6	(j)
		牧港GT	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	1.0	1.0	(l)	0.0	1.0	1.0	(l)
		石川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
合計		40.9	40.9	0.0	—	40.9	40.9	0.0	—	40.9	43.9	3.0	—	40.9	43.9	3.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
揚水発電機	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(※)	
揚水運転	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
合計		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 (3)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
電力貯蔵装置の充電	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(※)	
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
電源Ⅲ火力	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(※)
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計		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 (5)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	—	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(※)	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(※)	
	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	
	※4 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	2.2 [50%]	0.0	▲2.2	(i)	2.2 [50%]	0.0	▲2.2	(i)	2.2 [50%]	4.3	2.1	(k)	2.2 [50%]	2.2	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14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)	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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	出力抑制不可	—[100%]	0.4	—	A(8),B(0),C(0)	—[100%]	0.4	—	A(8),B(0),C(0)	—[100%]	0.7	—	A(8),B(0),C(0)	—[100%]	0.7	—	A(8),B(0),C(0)	
想定誤差量		1月1日(月)				1月2日(火)				1月6日(土)				1月14日(日)				
想定誤差量	出力帯	中出力帯1				高出力帯				中出力帯1				中出力帯1				
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	69.1%				69.1%				69.1%				69.1%			
		(B)当日 最大出力/設備量	46.7%				56.8%				53.8%				53.0%			
		(C)出力率(B)/(A)	67.6%				82.2%				77.9%				76.7%			
誤差量		8.9				2.3				6.7				6.6				

(参考) 当日の需給実績

[万kW]

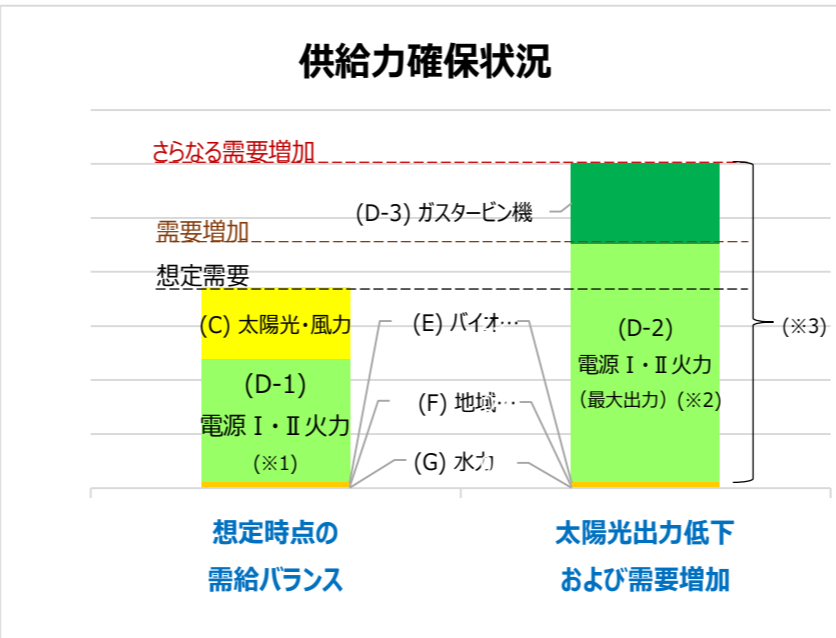
場所		沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島	
下げ調整力最小時刻		1月1日(月) 12時~12時30分	1月2日(火) 12時~12時30分	1月6日(土) 12時30分~13時	1月14日(日) 11時30分~12時	
天候・気温	天候	晴	晴	曇り	晴	
	気温 (°C)	20.7/16.0	21.4/13.6	22.3/14.3	21.9/13.5	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要	68.9	67.1	73.3	69.1	
	エリア供給力	(D) 電源 I・II (火力)	45.9	43.8	57.0	47.0
		(G) 水力	0.0	0.0	0.0	0.0
		(E) バイオマス専焼電源	0.0	0.0	4.3	2.2
		(F) 地域資源バイオマス	0.6	0.6	0.6	0.7
		(C) 太陽光 (抑制量含む)	23.9	24.9	11.6	22.5
		(C) 風力 (抑制量含む)	0.3	0.0	0.0	0.0
	エリア供給力計		70.7	69.3	73.5	72.4
	抑制	(B) 太陽光・風力抑制	▲ 1.8	▲ 2.2	▲ 0.2	▲ 3.3
	供給力計		68.9	67.1	73.3	69.1

○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図

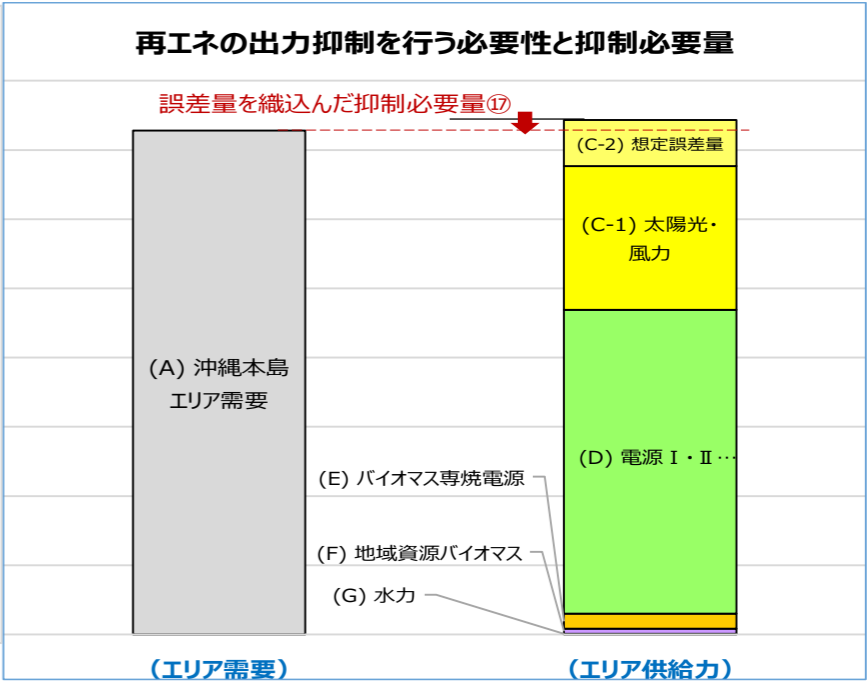


※ : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

○供給力確保状況 (別紙1) のイメージ図



○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の出力抑制の 検証における基本的な考え方

～沖縄電力編～

2024年2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・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) 電源 I・II 火力
 - (2) バイオマス専焼電源
 - (3) 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
7. 宮古島の再エネ出力抑制に関する考え方

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。

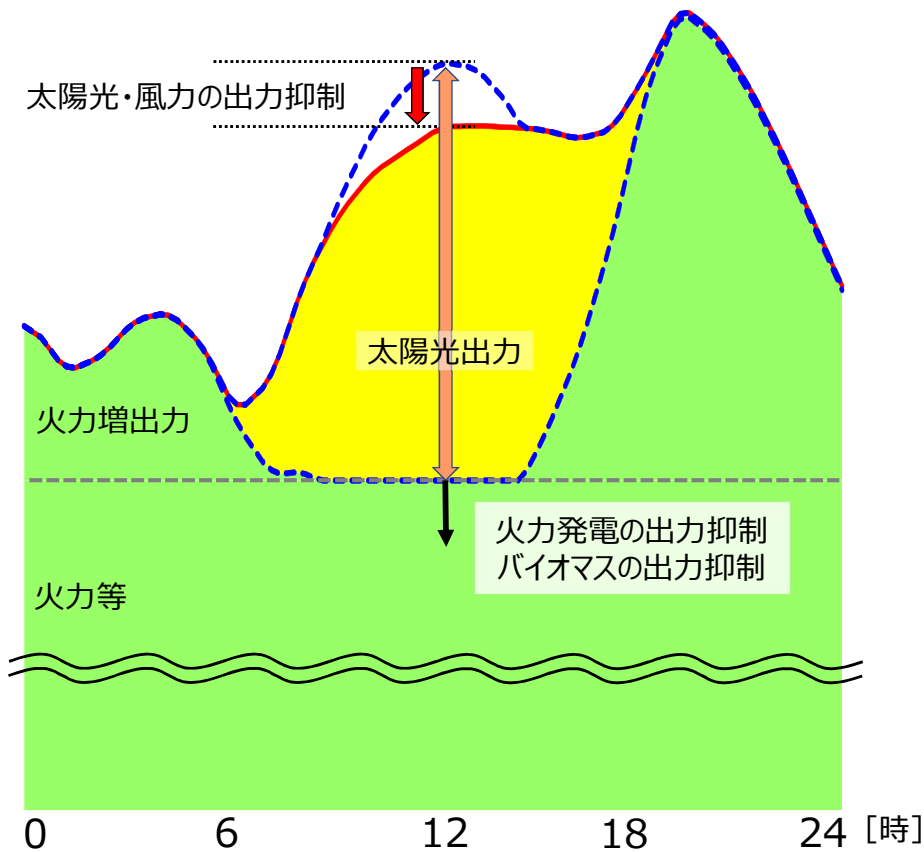
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

➤ 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

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) に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅱ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、電源Ⅲ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

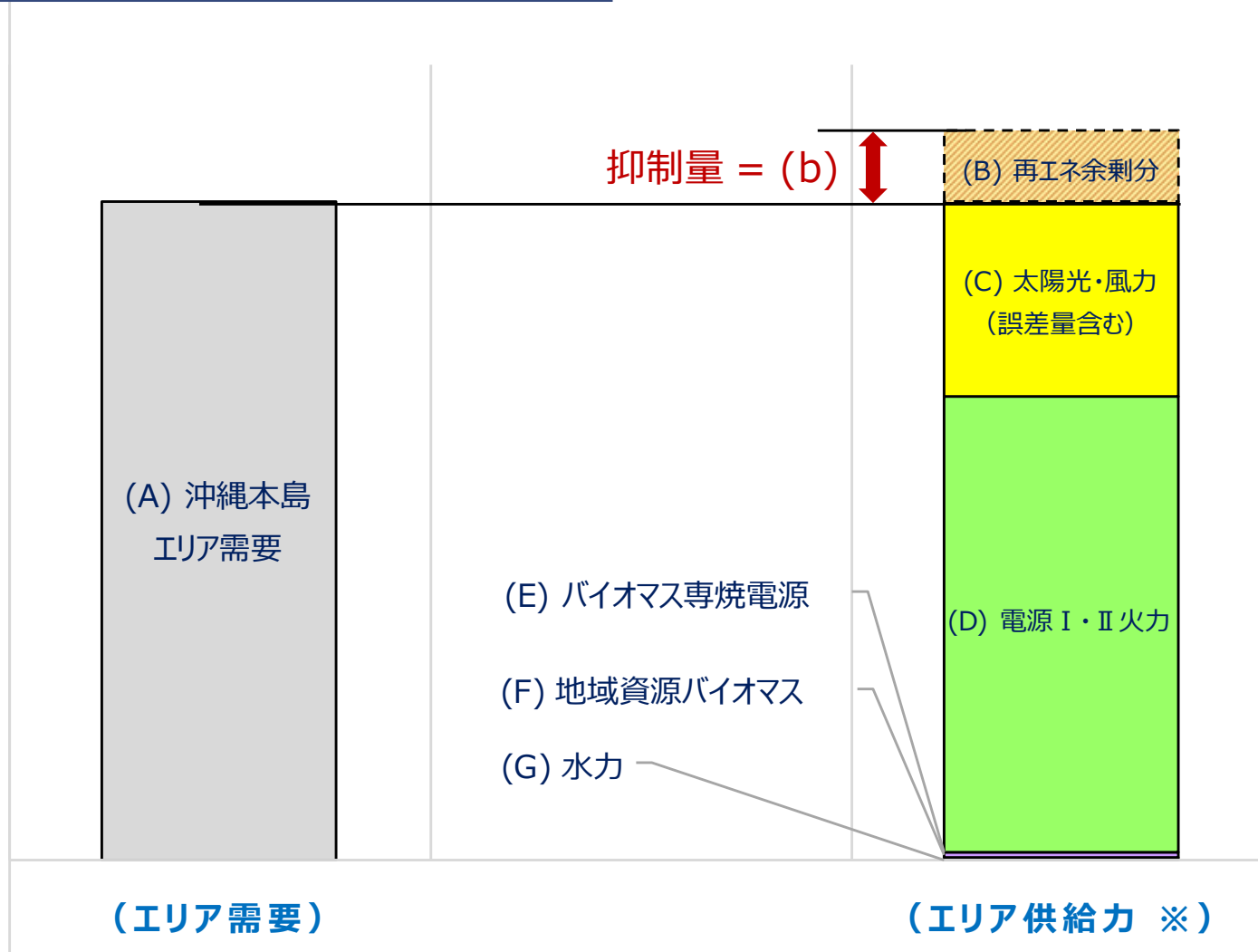
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 沖縄本島においては、(1)の(イ)および(ウ)、ならびに(2)の①および②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・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙1」参照



※：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

エリア需要は、最新の気象予測値の基づき、過去の類似する需要実績を複数日抽出し、過去の気象実績および曜日等を考慮した類似日を選定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 類似日の需要カーブを複数抽出

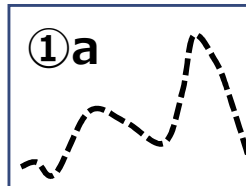
翌日の気象データ（天候・最高気温・最低気温）を基に過去の類似日を検索。



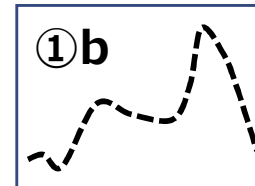
② 至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定。

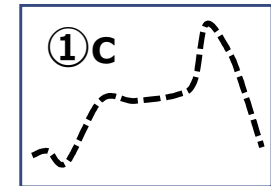
需要想定イメージ図



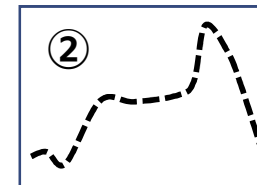
過去の需要a



過去の需要b



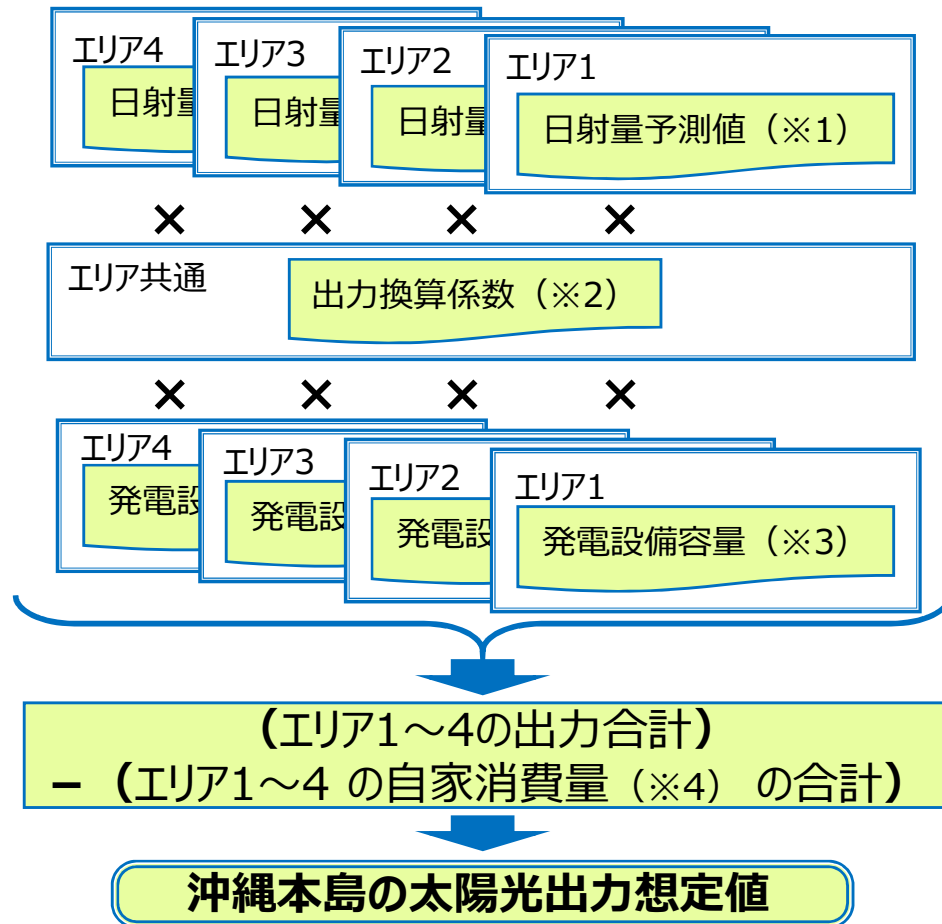
過去の需要c



想定日の需要

最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量予測値）、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、支店管轄エリア毎（エリア 1～4）に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定したか確認する。

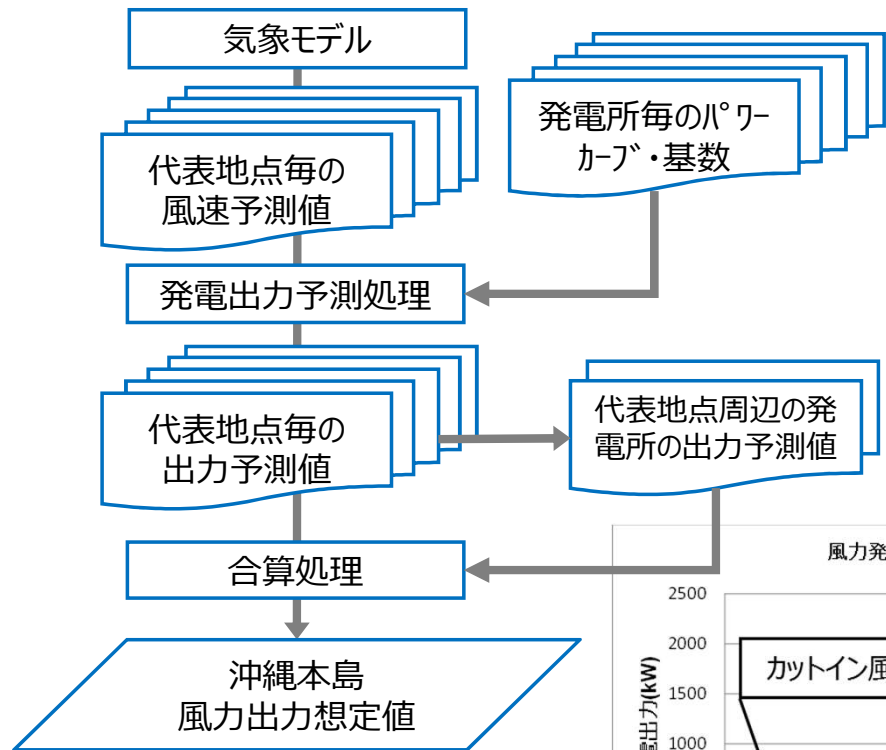
日別の状況は「別紙 1」参照。



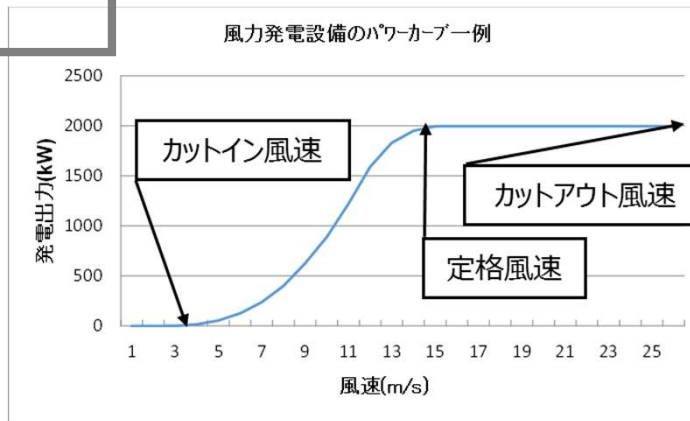
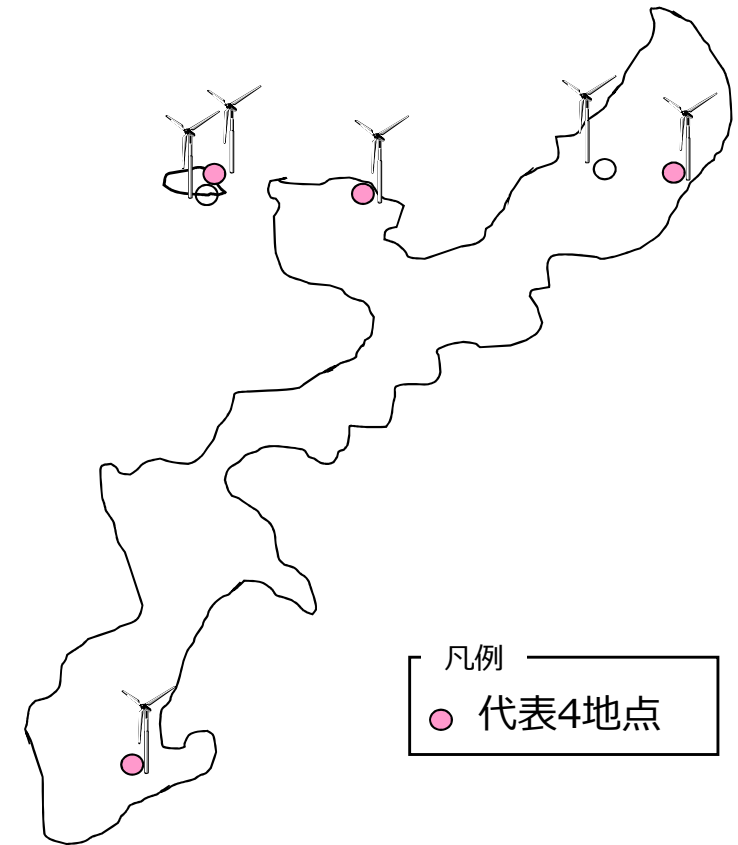
- (※1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- (※2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※3) 抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- (※4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

最新の気象会社の気象モデルにより計算された風速予測値と各発電所毎に設定されたパワーカーブをもとに、代表4地点における発電出力を予測し、代表地点周辺の発電設備については設備量比率で按分して出力を算出し、代表地点の出力と合計することで沖縄本島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。**

○発電出力予測値は、風速予測値とパワーカーブの関係から30分値（kW）として算定。



[参考：沖縄本島の風力発電所]

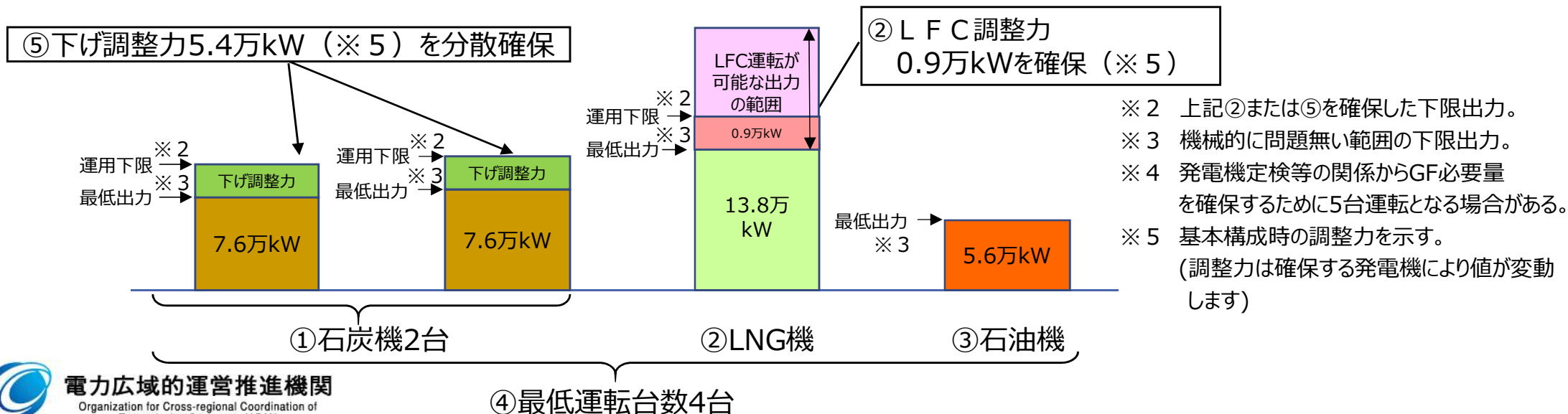


電源 I・II の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、沖縄電力が公表している「給電運用ルール 3. 調整力の確保」の規定に基づき、LFC（※1）可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力システム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。

○沖縄本島では、独立系統および火力発電の運転制約などから、以下の発電機運用を実施

- ① 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が高い大容量火力機を2台
- ② LFC調整力0.9万kW（※5）確保およびBOG(Boil Off Gas)消費のためLNG機を1台
- ③ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台
- ④ 発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避し、系統を安定に保つために、原則、運転台数4台（※4）で出力を分担
- ⑤ 系統事故等による停電に備えた下げ調整力（5.4万kW）を並列発電機で分散して確保



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

【2024年1月1日】

[万 kW]

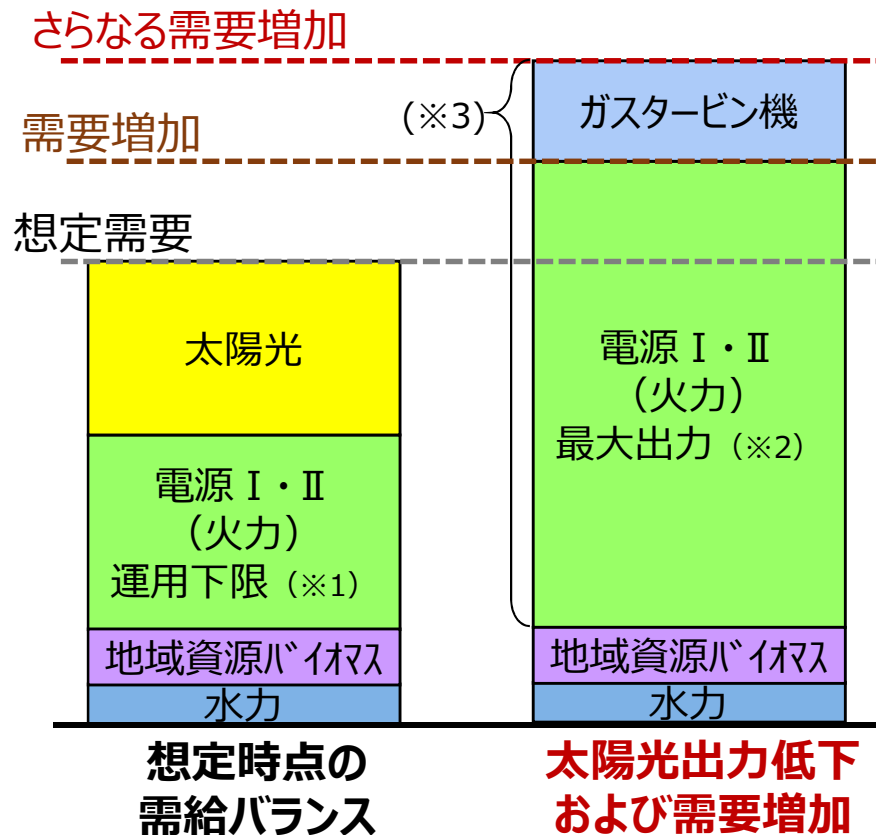
電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	5.6	11.0	11.0
	牧港GT1 牧港GT2	作業停止	同左	同左
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	64.1	83.3

※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

供給力確保状況のイメージ図



沖縄本島は独立システムのため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

【2024年1月2日】

[万 kW]

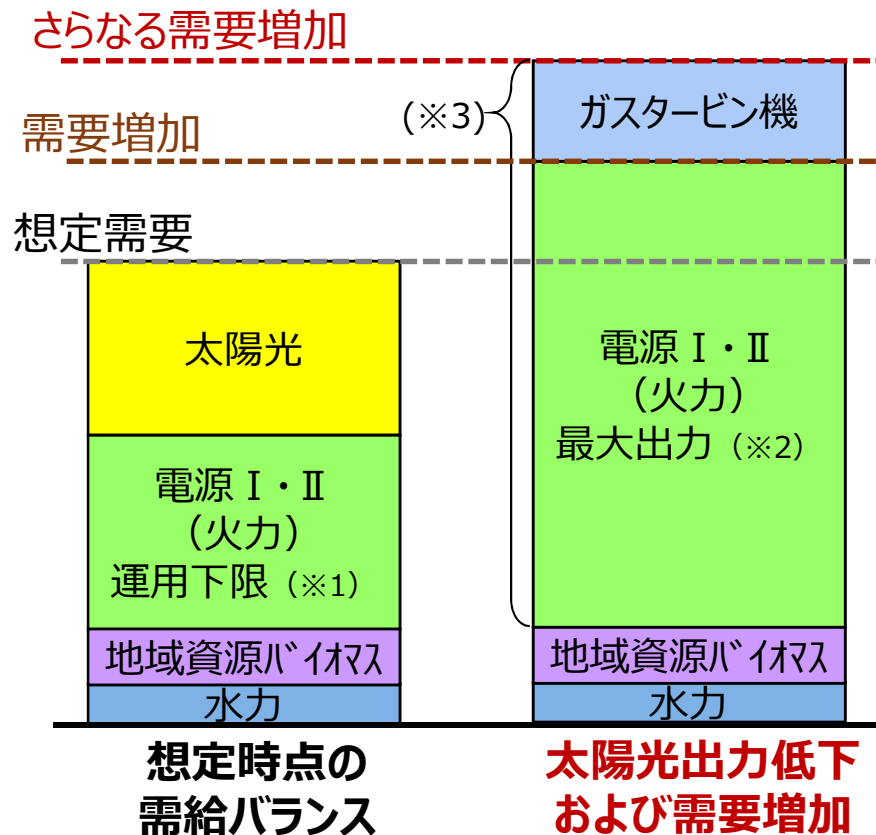
電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	5.6	11.0	11.0
	牧港GT1	—	—	5.9
	牧港GT2	作業停止	同左	同左
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	64.1	83.3

※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

供給力確保状況のイメージ図



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

【2024年1月6日】

[万 kW]

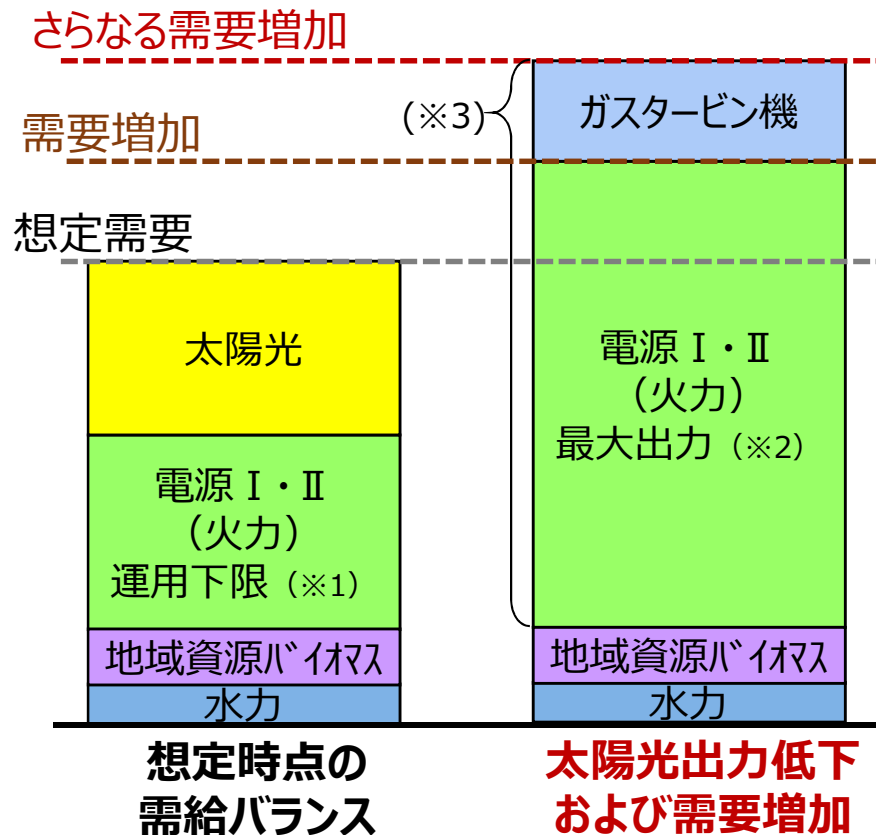
電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	—	—	11.0
	牧港GT1	1.0	5.9	5.9
	牧港GT2	作業停止	同左	同左
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	72.1	85.4

※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

供給力確保状況のイメージ図



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

【2024年1月14日】

[万 kW]

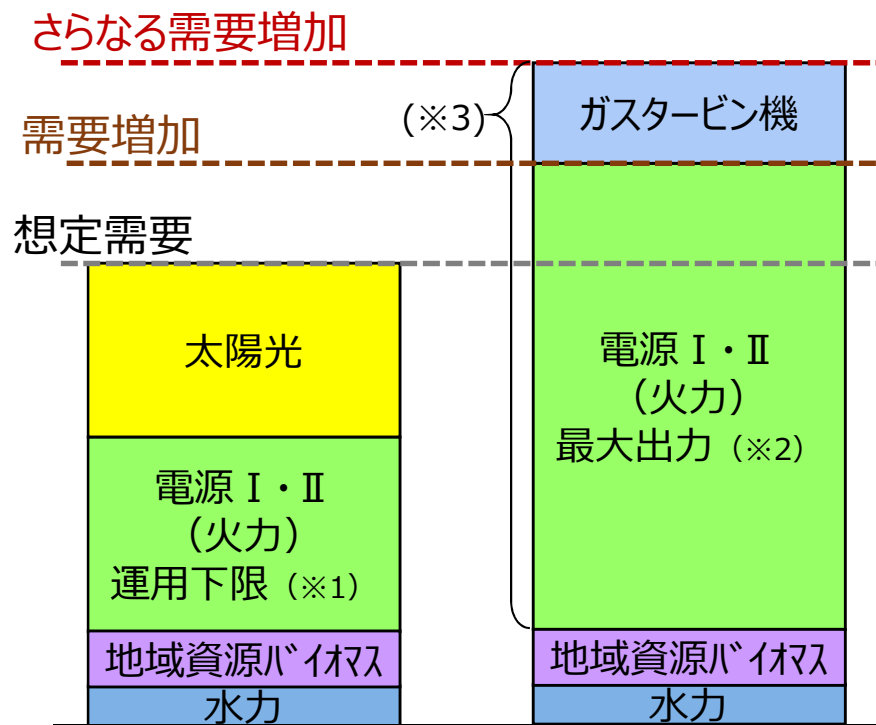
電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	—	—	—
	牧港GT1	1.0	5.9	5.9
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	72.1	95.6

※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

供給力確保状況のイメージ図



想定時点の
需給バランス

太陽光出力低下
および需要増加

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。

（※） 沖縄電力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。

沖縄電力が各事業者に対し、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、沖縄本島の発電所数

【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）	8
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	0
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（30分コマ毎の前日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。

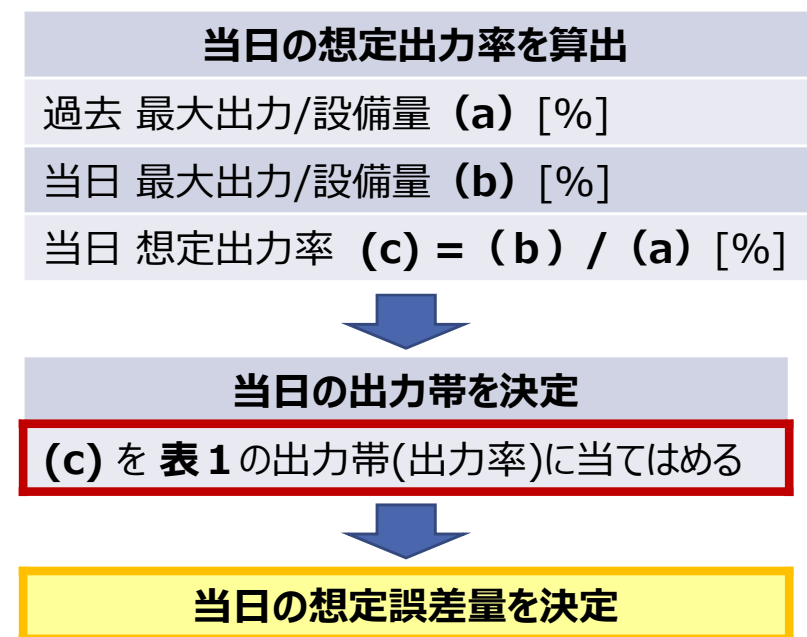
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内でオンライン発電所に優先して割り当てるとともに、オンライン発電所の制御可能量では不足する分をオフライン発電所に割り当てることとなる。

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
高出力帯	(80%~)	2.3
中出力帯 1	(60%~80%)	9.7
中出力帯 2	(40%~60%)	13.8
低出力帯 1	(20%~40%)	15.9
低出力帯 2	(~20%)	13.4

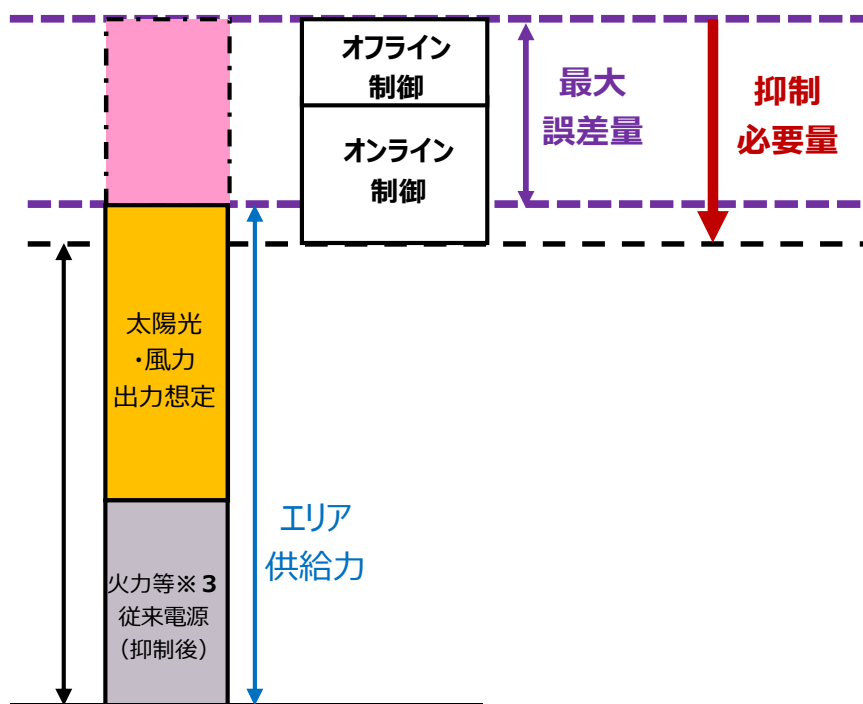
表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2020/4 ~ 2023/3
- ・ 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
- ・ 誤差を含む太陽光出力が過去最大出力率を超過する場合、過去最大出力率に設備量を乗じた出力とする。

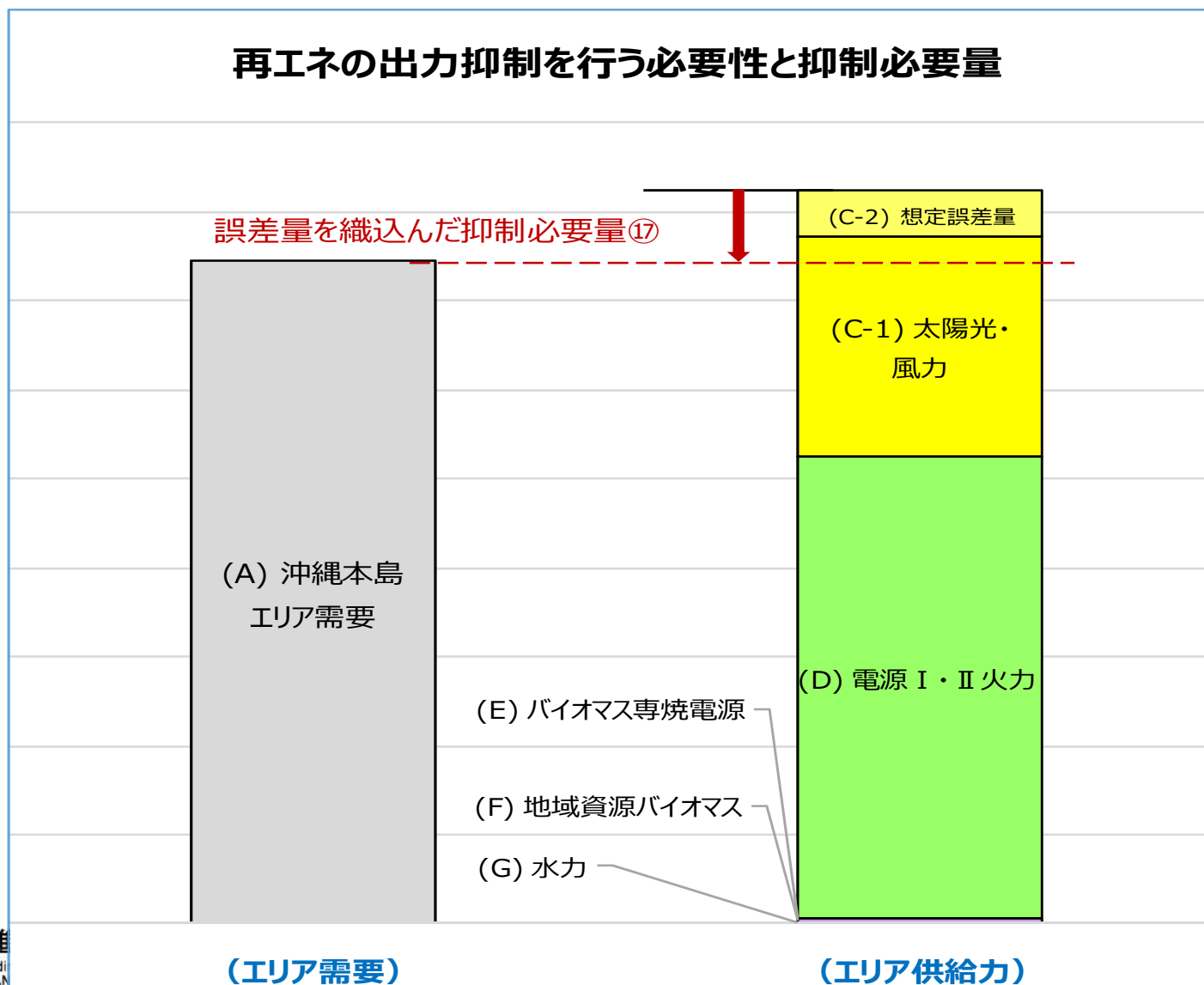
本機関は、沖縄電力が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第35回系統WGにおいて沖縄電力が示した、原則オンライン制御を優先して配分し※1、2、出力制御の機会が均等となるように出力制御実績の配分を行う方法の導入を確認した。

[2022年4月以降の運用] (最大誤差量をオンライン制御優先で割り当てる運用)



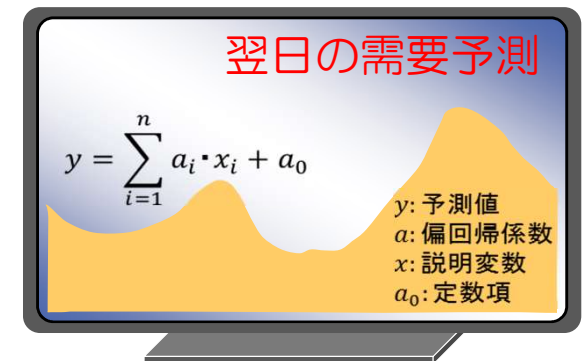
- ※1 前日指令時点において、「最大誤差量」で算出した必要抑制量に対して、オンライン制御を優先して配分。オンライン制御のみでは、制御量が不足する場合にオフライン制御へ配分。
- ※2 出力制御の機会が均等となるように、出力制御配分の優先対象を変更する場合がある。
- ※3 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

電源 I・II 火力やバイオマス専焼電源の抑制を行った後もなお、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) 需要想定

- ①過去の曜日ごと時間ごとの発電電力量と気温、湿度、風速、日射量による体感気温で重回帰分析を行い、各時間ごとの体感気温における内燃力の発電電力量の係数を算出する。
- ②過去の太陽光発電からの買電電力量と日射量をもとに、日射量と発電電力量の係数を算出する。
- ③過去の風力発電からの発電電力量と風速をもとに、風速と発電電力量の各係数を算出する。
- ④気象会社よりもらった翌日の気温、湿度、風速、日射量予測をもとに各時間の発電電力量(需要)を算定する。
- ⑤下げ調整力最小時刻とその時の需要
 - ・需要想定後に供給力（再エネ＋内燃力）を策定して算出する。



(2) 太陽光出力予測

太陽光最大出力 = 日射量予測値 (※1) × 出力換算係数 (※2) × 発電設備容量 (※3)

- (※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日射量予測値（1時間値）。
- (※2) 該当エリアもしくは沖縄電力の太陽光発電設備の発電出力と日射量との関係から算定。
- (※3) 該当エリアにおける抑制当日の太陽光発電設備容量。

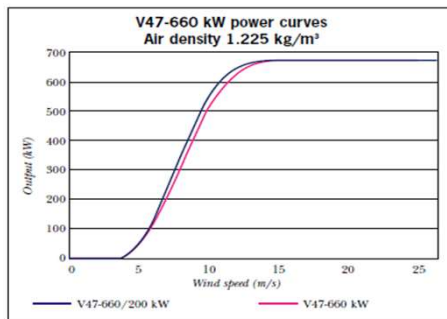
(3) 風力出力予測

$$\text{風力出力 (1基あたり)} = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※4) A、B、C、D : 出力換算係数 (※5)

(※4) 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 (1時間値)。

(※5) 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。



- (例) 多良間島可倒式風車のパワーカーブ
- ・カットアウト (風車が受けることができる最大風速)
22m/s
 - ・カットイン (風車が発電を開始する風速)
4m/s
 - ・定格風速 (風車が定格で発電する最低風速)
13.5m/s

(4) 天気急変時の出力低下の想定

過去の実績より、天気急変時には、それまでの出力が以下の割合にまで低下する可能性があるかを想定する。 宮古島 : 60.8% (※6)

(※6)再エネ発電設備量の増加(面的な広がり)が反映された過去3カ年の実績データを基に、発電出力の平滑化効果を考慮した合理的な最小値を採用。なお、データの蓄積は継続しており、設備増設等による平滑化効果を適切に反映するため、必要に応じて見直していく。

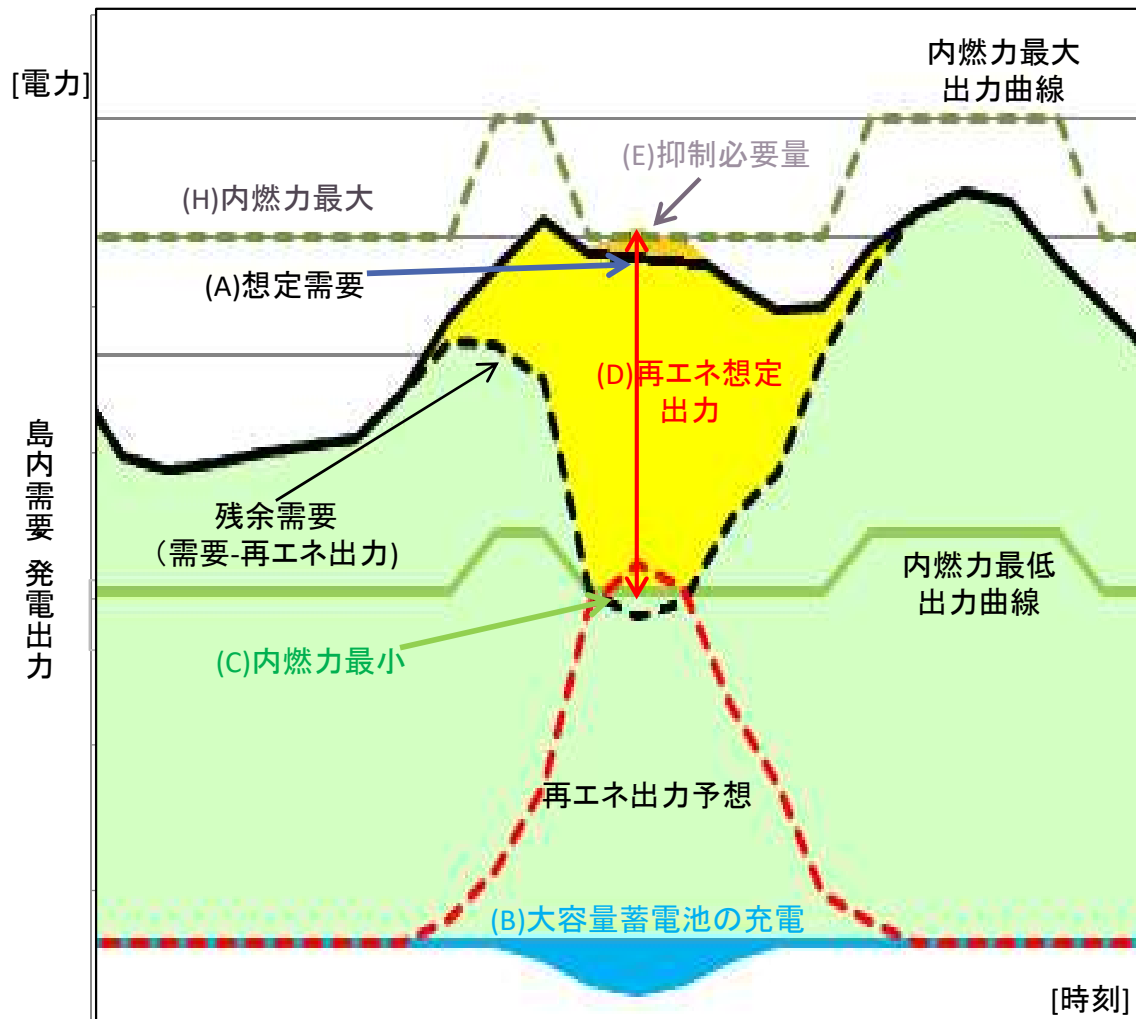
(5) 内燃力火力運転ユニットの決定

上記の需要想定、太陽光・風力出力予測から当日必要な内燃力火力の運転ユニットを決定する。

(6) 再エネの出力抑制を行う必要性

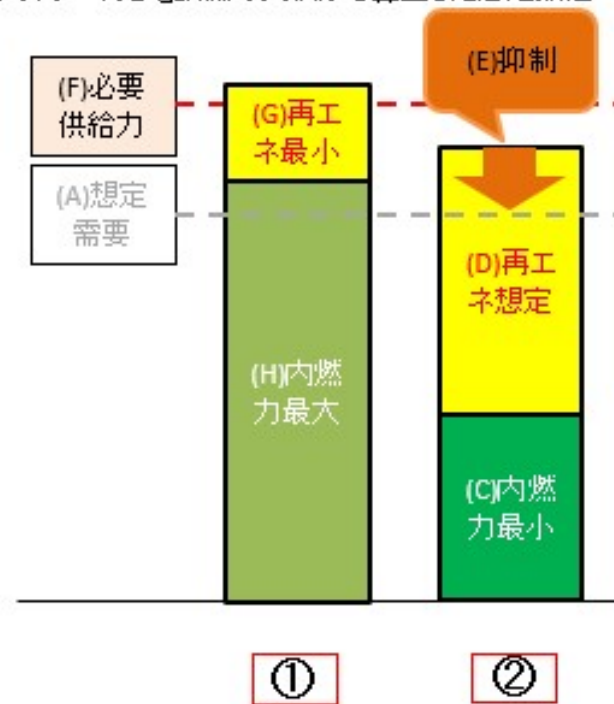
内燃力火力の最低運転とした後も、なお供給力がエリア需要を上回る結果となっていたか確認する。

○需給バランスのイメージ図



○下げ調整力最小時点のイメージ

- ①再エネ最小時の必要供給力(※1)の確保
- ②内燃力最小(※2)時の抑制の必要性
 - (※1) (F)必要供給力=(A)想定需要+予備力10%
 - (※2) (C)内燃力最小=(H)内燃力最大×50%
 - (※3) 過去の再エネ発電設備の実績から算出した想定数値



沖縄本島他における再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2024年1月分)

沖縄電力株式会社が2024年1月に実施した、沖縄本島他におけ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

- 1月1日(月) 沖縄本島
- 1月2日(火) 沖縄本島
- 1月6日(土) 沖縄本島、宮古島(初回抑制)
- 1月14日(日) 沖縄本島

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

- [\(添付資料\)沖縄本島における再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2024年1月抑制分\)](#)  (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 ～沖縄電力編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)