第１３号議案

２０２４年7月３１日
第４６９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
（中部エリア、北陸エリア、関西エリア：２０２４年６月分）

業務規程第１８０条第１項の規定に基づき、中部エリア、北陸エリア、関西エリアで２０２４年６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１－１～３－１のとおり妥当であると認め、別紙１－２～３－２により公表する。

１．抑制エリアと抑制実施日（６月）

エリア	東北※1	中部	北陸	関西	中国※1	四国※1	九州※1
抑制日数	１日	１日	２日	４日	11 日	３日	11 日

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

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

２．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７月３１日（本機関ウェブサイト）

以上

【添付資料】

別紙１－１：中部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６月抑制分　中部電力パワーグリッド～
別紙１－２：ウェブサイト公表文「中部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：北陸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６月抑制分　北陸電力送配電～
別紙２－２：ウェブサイト公表文「北陸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：関西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６月抑制分　関西電力送配電～
別紙３－２：ウェブサイト公表文「関西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」

中部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６月抑制分　中部電力パワーグリッド～

２０２４年7月３１日
電力広域的運営推進機関

目次

１．はじめに

２．検証の観点

３．中部電力パワーグリッドが公表した出力抑制の実施状況

４．総合評価

５．検証結果

(別紙１)　日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙２)　日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙３)　（参考）当日の需給実績

(参考資料)　再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証における基本的な考え方　～中部電力パワーグリッド編～

中部電力パワーグリッドは、2024年6月に、中部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。）の出力抑制を1日実施した。

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

２．検証の観点

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

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

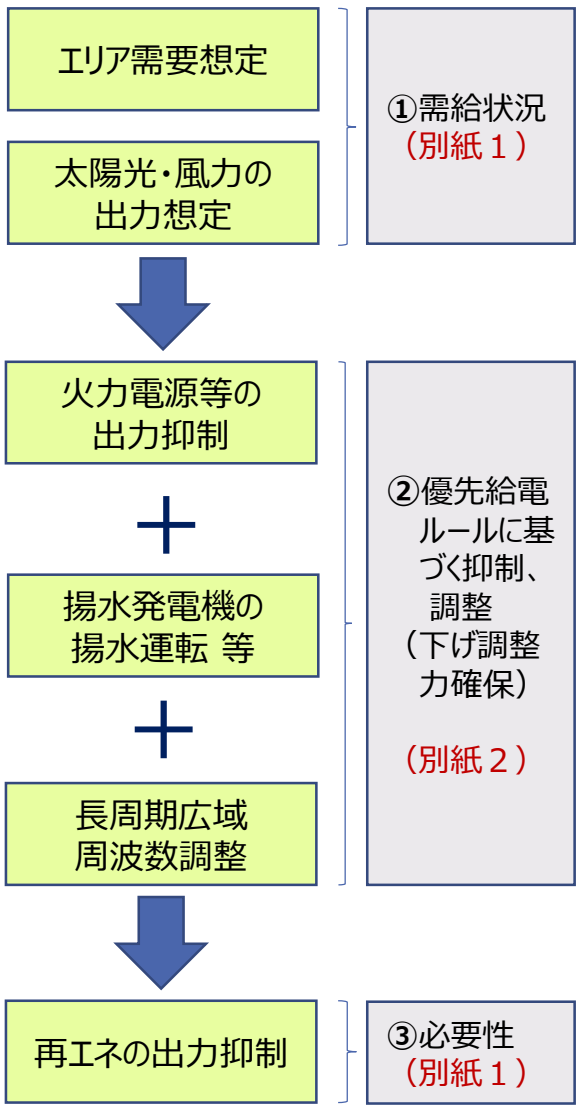
・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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

③　再エネの出力抑制を行う必要性　（データは、「別紙１」参照）

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



３．中部電力パワーグリッドが公表した出力抑制の実施状況

中部電力パワーグリッドは、6月の以下の1日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	中部エリア
指令日時	5月31日(金) 17時
抑制実施日	**6月1日(土)**
最大抑制量（※1）	13.3万kW
抑制時間	10時～10時30分
中部電力パワーグリッド公表サイト	中部エリアの出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。

４．総合評価（１／2）

本機関は、中部電力パワーグリッドが行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	6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）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○
（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○
（６）長周期広域周波数調整※	○
（７）バイオマス専焼電源	○
（８）地域資源バイオマス	○
３．再エネの出力抑制を行う必要性	
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○
総合評価	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

４．総合評価（２／2）

評価項目	理由
１．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（１）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
（２）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
（３）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた。
（４）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
２．優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	－
（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力２％を確保したうえで、燃料受入等に伴うBOG消費や作業等による出力制約のある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	静落差による揚水動力可能の減小、作業、工事等を除いて最大限揚水することを確認した。
（３）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	中部エリアは対象設備無し。
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	最大限揚水することを確認した。
（６）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。 なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量が無かった。
（７）バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（８）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
３．再エネの出力抑制を行う必要性	－
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。
総合評価	**再エネ出力抑制を実施した １日において、各項目が妥当であったと評価する。**

5．検証結果

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であると判断する。

○検証を行った３項目

①　再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

②　優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

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

③　再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

［万ｋW］

	場所		中部エリア	
	出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		6月1日(土) 10時00分～10時30分	
			【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）		2024.6.1(土)	2024.5.25(土)
	天候		晴	晴
	気温（℃）		24.3	24.6
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ	10万kW/℃	
	需要（万kW）	過去の需要実績①	—	1226.0
		気温補正量②	▲ 3.0	(24.3℃－24.6℃)×10万kW=-3万kW
		重回帰分析等による補正③	0.9	
		需要想定値（※の時刻の需要）④＝①＋②＋③	1223.9	
			【出力想定】	
太陽光の出力想定	日射量予測値（MJ / ㎡）		1.23～1.61	
	出力想定値(※1)（万kW）	特高⑤	142.8	
		高低圧（全量）⑥	508.4	
		高低圧（余剰）⑦	167.1	
	想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（高低圧余剰のみ考慮）		▲ 11.8	
	合計⑨	⑤＋⑥＋⑦＋⑧	806.6	
風力の出力想定	設備量（万kW）	特高⑩	36.0	
		高低圧⑪	1.9	
		合計（⑩＋⑪）	37.9	
	出力想定値（万kW）	特高⑫	3.7	
		高圧以下⑬ ＝ ⑫×（⑪／⑩）	0.2	
	合計⑭	⑫＋⑬	3.9	
			【前日計画】	【当日見直し】
需給状況（万kW） イメージ図は「別紙３」	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	364.9	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	11.8	
		(L) 原子力	0.0	
		(J) 一般水力	209.7	
		(K) 地熱	0.2	
		(H) バイオマス専焼電源	11.1	
		(I) 地域資源バイオマス	7.6	
		(E-1) 太陽光⑨	806.6	
		(E-1) 風力⑭	3.9	
		(E-2) 想定誤差量	111.9	
		エリア供給力 計⑮	1,527.6	
	エリア需要等	(A) エリア需要④	1,223.9	
		(C) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 265.8	
		域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲ 24.6	
		域外送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	
		エリア需要等 計⑲＝④－（⑯＋⑰＋⑱）	1,514.3	
			【前日計画】	【当日見直し】
必要性（万kW） イメージ図は「別紙３」	エリア供給力 計⑮		1,527.6	
	エリア需要等 計⑲		1,514.3	
	判定		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝(⑮－⑲)		13.3	

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

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況（１）

(※)差異理由
(ａ)燃料貯蔵の関係から抑制量減少
(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)自家発設備など工場の生産調整に基づく計画
(ｆ)翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(ｇ)他の供給区域の受電可能量不足
(ｈ)燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約
(ｉ)作業(ばい煙測定等)による抑制量減少
(ｊ)静落差による揚水動力可能の減
(ｋ)計量器設置工事等に伴う停止
(ｌ)細密点検
(m)変圧器故障に伴う停止
(ｎ)降雨出水に伴う運転制約
(ｏ)作業等に伴う制約
(p) 補修工事等による停止
(q) 他ユニットによる出力制約
(r) 供給力確保
(s) 設備不具合による出力制約
(t) 調整力確保
(u) 起動用燃料制約
(v) 燃料制約による出力制約
(w) 機器点検等に伴う制約

［万ｋW］

優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）			6月1日(土)			
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力） ＬＦＣ調整力２％確保の発電所	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	碧南	46.3	113.3	67.0	(ｏ)
		武豊	0.0	0.0	0.0	
	ＬＮＧ	川越	49.1	49.1	0.0	
		西名古屋	72.8	92.3	19.5	(ｈ)
		新名古屋	41.3	83.8	42.5	(ｈ)
		知多	0.0	0.0	0.0	
		知多第二	0.0	0.0	0.0	
		上越	26.4	26.4	0.0	
	合計		235.9	364.9	129.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）			6月1日(土)			
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)
	奥美濃	1	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(ｊ)
		2	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(ｊ)
		3	▲ 27.1	0.0	27.1	(ｋ)
		4	▲ 27.1	0.0	27.1	(ｋ)
		5	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(ｊ)
		6	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(ｊ)
	奥矢作	1	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(ｊ)
		2	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(ｊ)
		3	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(ｊ)
	新豊根	2	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(ｊ)
		3	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(ｊ)
		4	▲ 26.0	0.0	26.0	(ｏ)
	馬瀬川第一	1	▲ 16.0	0.0	16.0	(ｎ)
		2	▲ 16.0	0.0	16.0	(ｌ)
	高根第一	1	▲ 9.8	0.0	9.8	(ｎ)
		2	▲ 9.8	0.0	9.8	(ｎ)
		3	▲ 10.0	0.0	10.0	(ｎ)
	畑薙第一	2	▲ 4.7	0.0	4.7	(ｊ)
		3	▲ 4.7	0.0	4.7	(ｊ)
	合計		▲ 431.8	▲ 254.8	177.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）		6月1日(土)			
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)
		－	－	－	－

優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）		6月1日(土)			
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)
	火力他	36.4 [60%]	10.6 [18%]	▲ 25.8	(ｆ)
	発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力 （　）内は、全設備運転時	(36.4) [60%]			
	自家発余剰	23.2	1.2	▲ 22.0	(ｅ)
	合計	59.6	11.8	▲ 47.8	

優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）		6月1日(土)			
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)
	A	▲ 11.0	▲ 11.0	0.0	
	合計	▲ 11.0	▲ 11.0	0.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）		6月1日(土)			
長周期広域周波数調整（連系線活用） ※1 空容量＝（運用容量）－約定済み域外送電電力－三次調整力	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(※)
	ＦＣ (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃)	36.0 (180.0)	0.0	▲ 36.0	(ｇ)
	三重東近江	92.4 (33.0)	0.0	▲ 92.4	(ｇ)
	南福光 (BTB、交流連絡母線)	30.0 (30.0)	0.0	▲ 30.0	(ｇ)
	合計	158.4	0.0	▲ 158.4	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）		6月1日(土)			
バイオマス専焼電源 ※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	差異理由(※)
	出力抑制可	12.2 [77%]	8.6	▲ 3.6	(ｆ)
	出力抑制不可	—	2.5	—	(ｆ)
	合計	12.2	11.1	▲ 3.6	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（８）		6月1日(土)			
地域資源バイオマス ※3 発電設備補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	電源合計	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異 (②－①)	理由Ａ～Ｃ毎（発電所数）
	出力抑制可	4.3 [45%]	3.1	▲ 1.2	(ｆ)
	出力抑制不可	—	4.5	—	A(37),B(1),C(9)
	合計	4.3	7.6	▲ 1.2	—

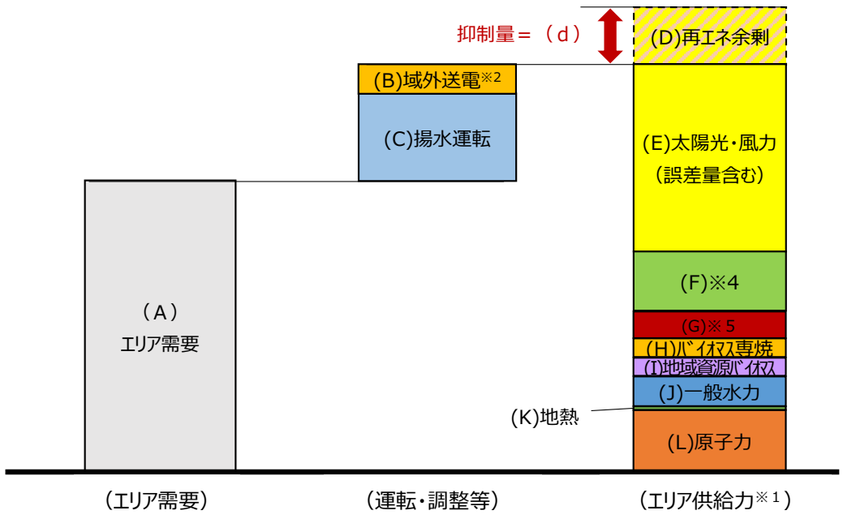
想定誤差量			6月1日(土)
想定誤差量	出力帯		高出力帯
	出力帯算定	(A)揚水ﾎﾟﾝﾌﾟ出力/揚水ﾎﾟﾝﾌﾟ最大出力	95.2%
		(B)太陽光出力／設備量	69.3%
		(C)出力率 (B)／(A)	72.8%
	誤差量	(D)誤差率	10.1%
		(E)設備量	1,163.9
		合計(A)×(D)×(E)	111.9
		太陽光誤差	175.9
		エリア需要誤差	▲ 64.0

（参考）当日の需給実績

［万ｋW］

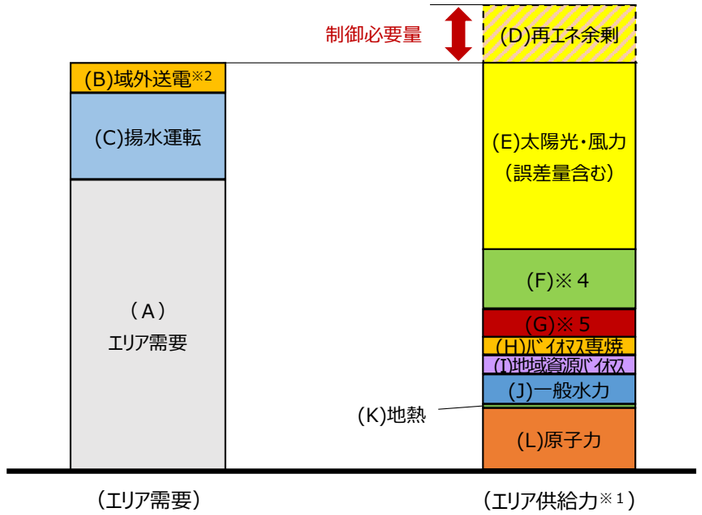
			場所	中部エリア
			下げ調整力最小時刻	6月1日(土) 12時30分～13時00分
天候・気温	天候			晴
	気温（℃）			26.0
（参考）当日の需給実績		(A)	エリア需要（本土）	1,197.2
	エリア供給力	(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	395.8
		(G)	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	8.6
		(L)	原子力	0.0
		(J)	一般水力	200.2
		(K)	地熱	0.2
		(H)	バイオマス専焼電源	9.4
		(I)	地域資源バイオマス	11.0
		(E)	太陽光（抑制量含む）	877.6
			風力（抑制量含む）	0.4
			エリア供給力計	1,503.2
	揚水運転	(C)	揚水式発電機の揚水運転	▲ 259.0
	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	72.8
	抑制	(D)	太陽光・風力抑制	▲ 119.8
	供給力計			1,197.2

○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　東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当
※3　バイオマス混焼電源を含む。
※4　調整力としてあらかじめ確保する発電設備等　バイオマス混焼電源を含む。
※5　調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

○必要性（別紙１）のイメージ図



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

再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証における基本的な考え方

～中部電力パワーグリッド編～

２０２４年7月３１日
電力広域的運営推進機関

目次

１．検証方法
２．下げ調整力不足時の対応順序
３．需給状況
　（１）エリア需要等・エリア供給力
　（２）エリア需要想定
　（３）太陽光の出力想定
　（４）風力の出力想定
４．優先給電ルールに基づく抑制、調整
　（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
　（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
　（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電
　（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
　（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
　（６）長周期広域周波数調整
　（７）バイオマス専焼電源
　（８）地域資源バイオマス
５．想定誤差量
６．再エネの出力抑制を行う必要性

(参考１）中部電力パワーグリッドの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
(参考２)調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

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

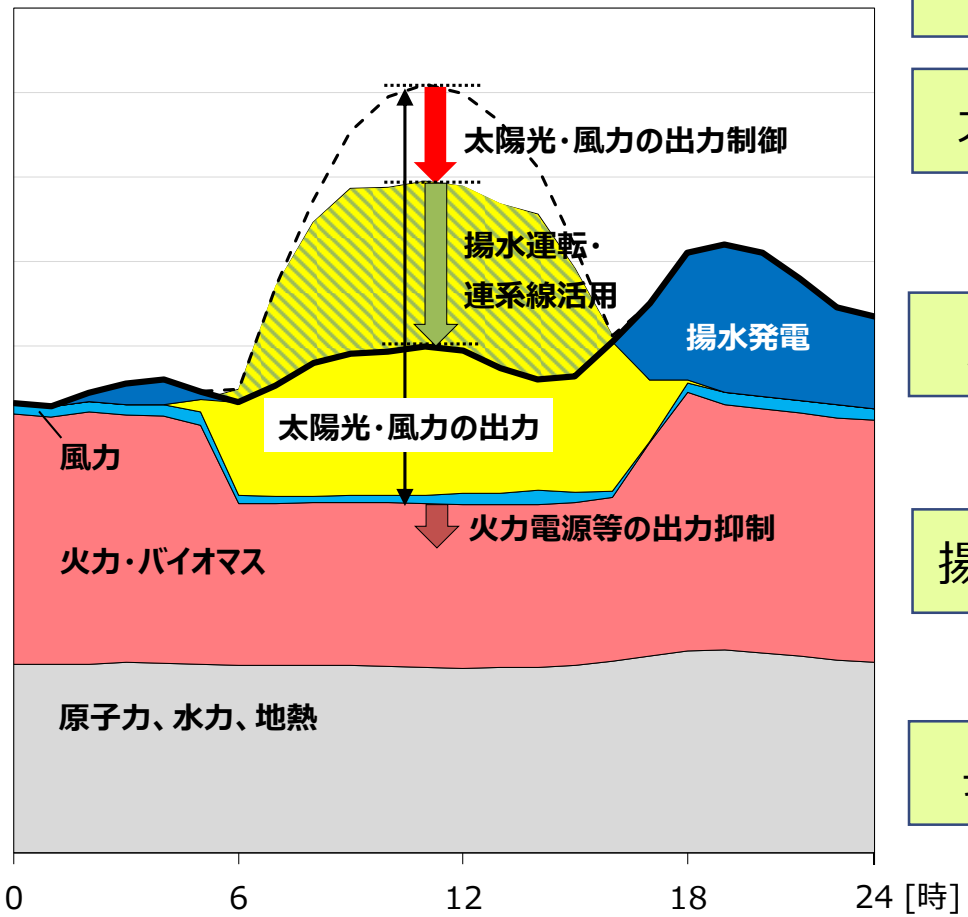
（※１）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。
（※２）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることができる余地をいう。
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 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。

1．検証方法（２）

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需給バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
（別紙１）

火力電源等の出力抑制

＋

揚水発電機の揚水運転 等

＋

長周期広域周波数調整

②優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）

（別紙２）

再エネの出力抑制

③必要性
（別紙１）

２．下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

（１） 業務指針第173条による

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

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

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

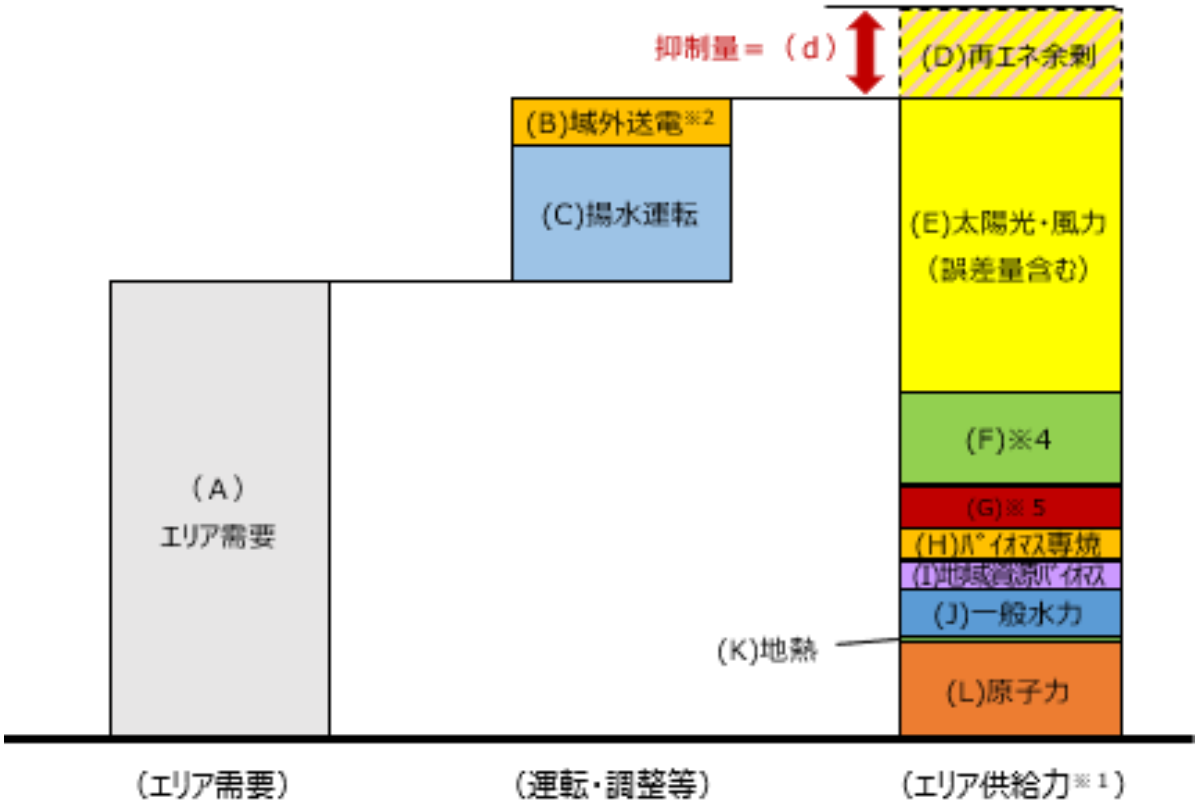
① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置
（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

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

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

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

日別の状況は「別紙１」参照



※1　優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※2　東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当

※3　バイオマス混焼電源を含む。

※4　調整力としてあらかじめ確保する発電設備等　バイオマス混焼電源を含む。

※5　調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

3．需給状況（２）エリア需要想定①

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

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

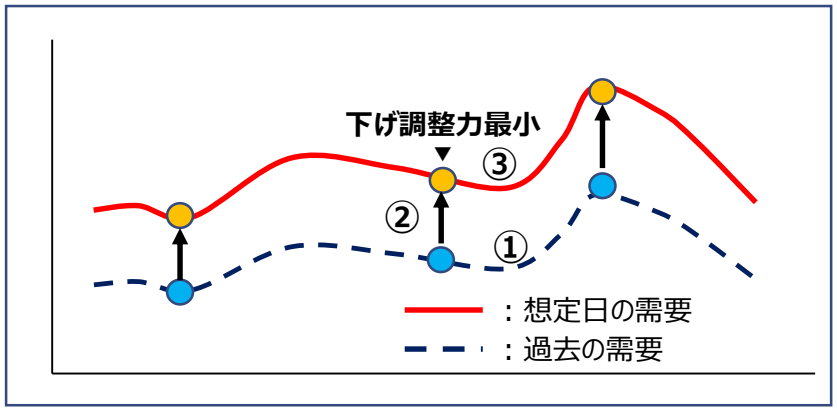
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正、重回帰分析による補正

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

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

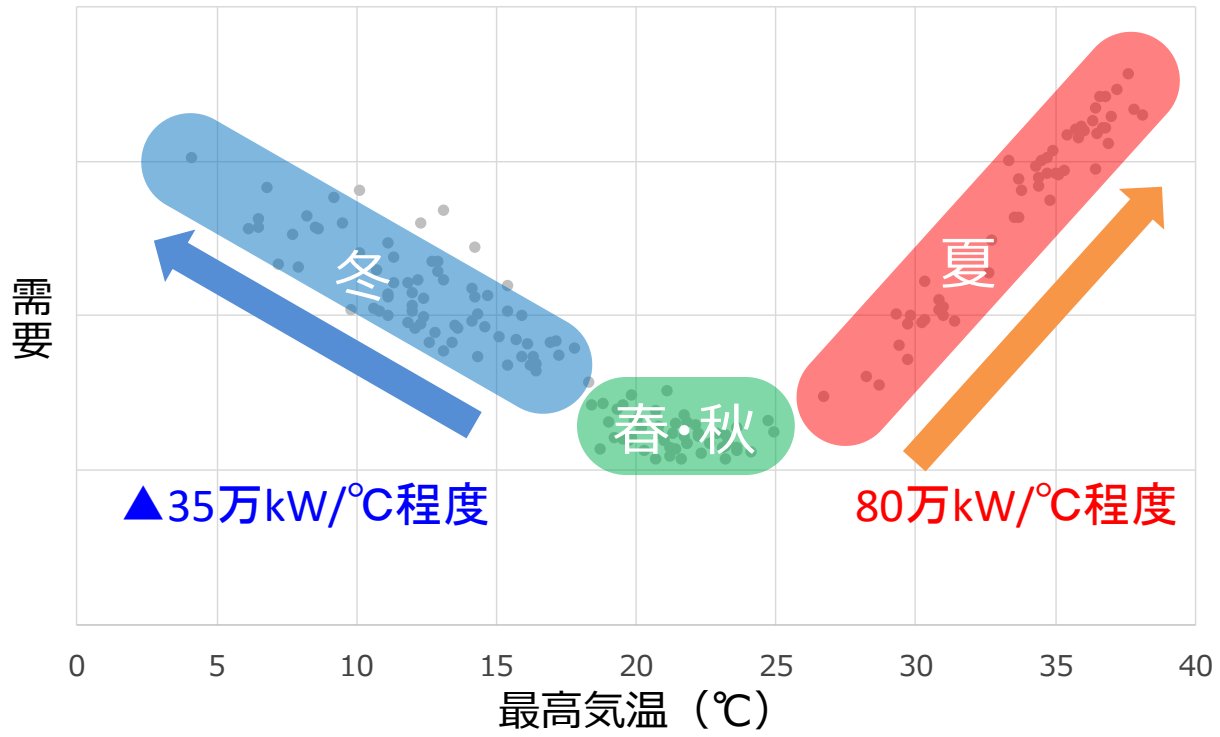
需要想定のイメージ図



3．需給状況（２）エリア需要想定②

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

【気温感応度グラフイメージ】



3．需給状況（３）太陽光の出力想定

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

地点1

日射量予測値（※1） ①②③

×

出力換算係数（※2） ①②③

×

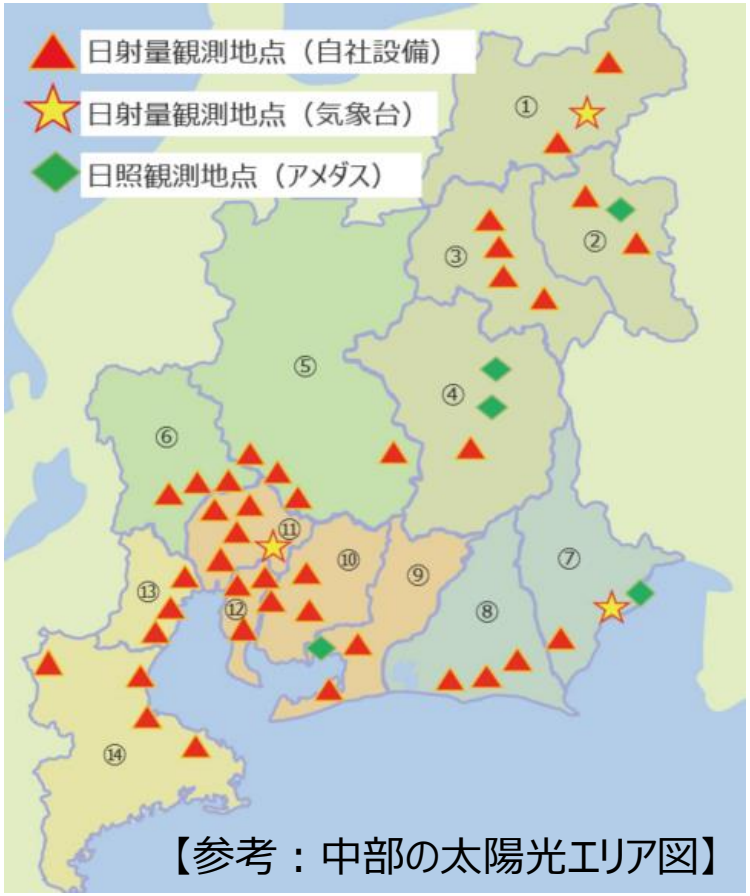
発電設備容量（※3） ①②③

～地点14

(地点1～14の出力の合計) （※4）
－(地点1～14の③の自家消費量の合計)

中部エリア太陽光出力想定値

（凡例） ①：特高、②：高低圧（全量）、③：高低圧（余剰）



【参考：中部の太陽光エリア図】

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

３．需給状況（４）風力の出力想定

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

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

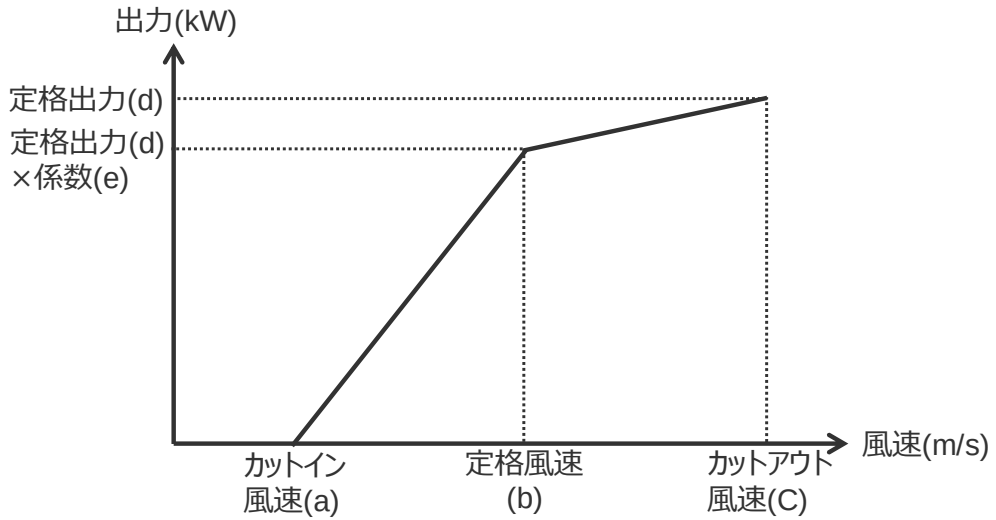
（※１）風車固有のパワーカーブ等より、風速と出力の関係を示す計算式を導いて作成したもの

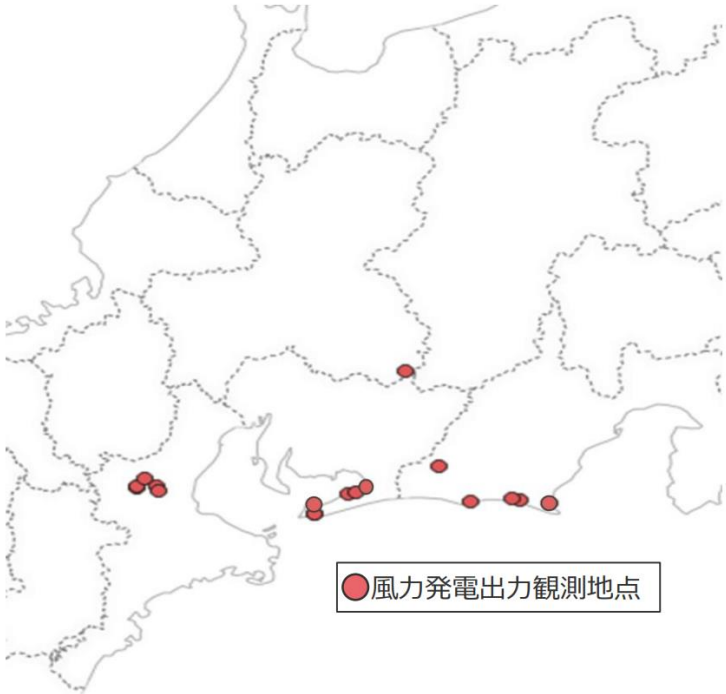
〔特高風力出力（１基あたり）〕

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

g ： 風速予測値（m/s）（※２）

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





【参考：中部の風力発電所】

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

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

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の対応

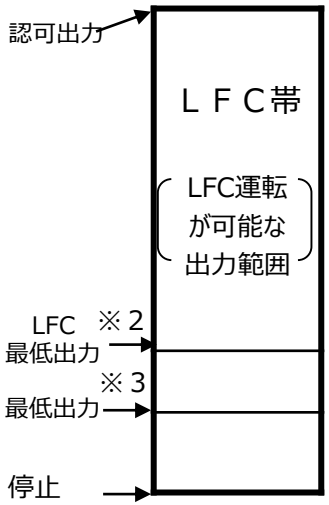
①石炭火力

点灯帯や、翌日の供給力確保のため２台運転を基本とする。なお、長期連休等の場合には下げ調整力不足状況を鑑み１台運転とする。
可能な限り毎日起動停止（ＤＳＳ：Daily Start Stop）で対応する。
ＬＦＣ調整力は、ＬＮＧ火力で確保することから、最低出力とする。

②ＬＮＧ火力

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

〔火力機の運転範囲〕



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

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

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

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

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

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

①火力電源（※2）

副生ガスの消費等を考慮しつつ最低出力（※1）まで抑制する。
最低出力（※1） ＞ 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発余剰分（※2）

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

（※1）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。
（※2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

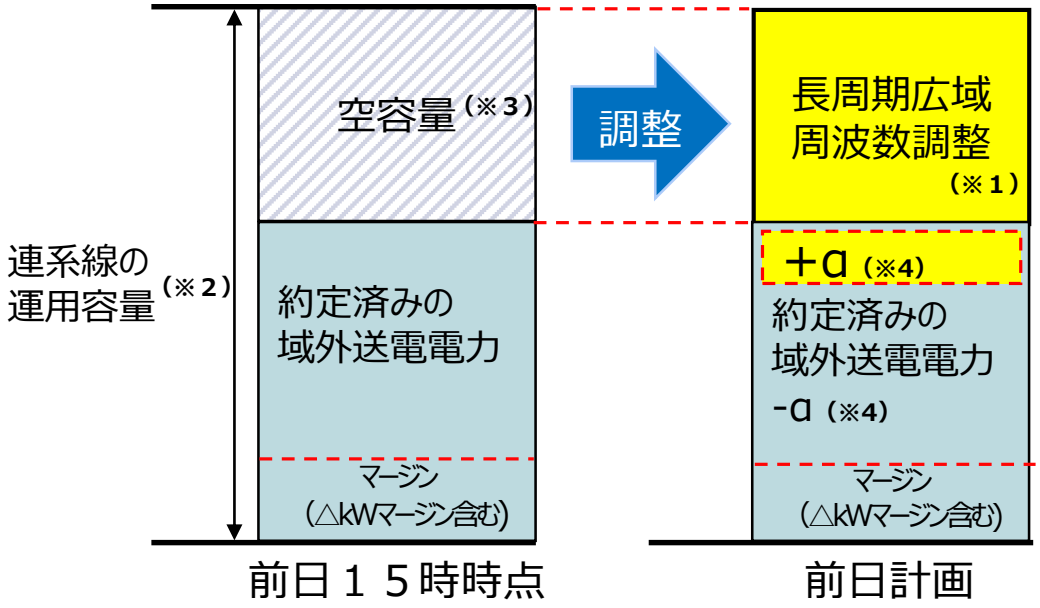
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電設備の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

発電所名	揚水動力（万ｋW）
A	▲ 11.0
合計：１台	▲ 11.0

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）長周期広域周波数調整

東京中部・中部北陸・中部関西間連系線（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日１５時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※１）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙２」参照。

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



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

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

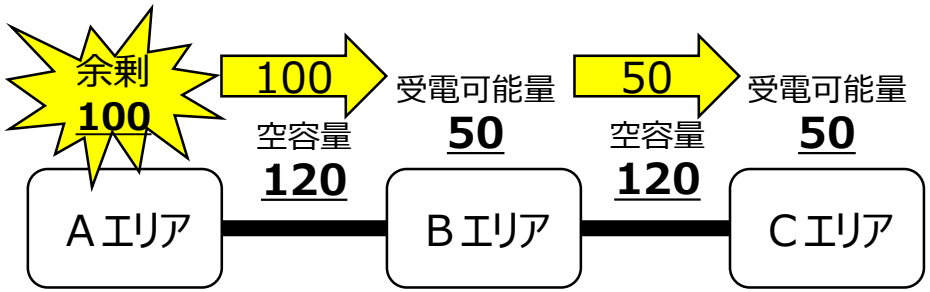
（※４）約定済みの域外送電電力は、前日15時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（＝α）

（参考）長周期広域周波数調整のイメージ

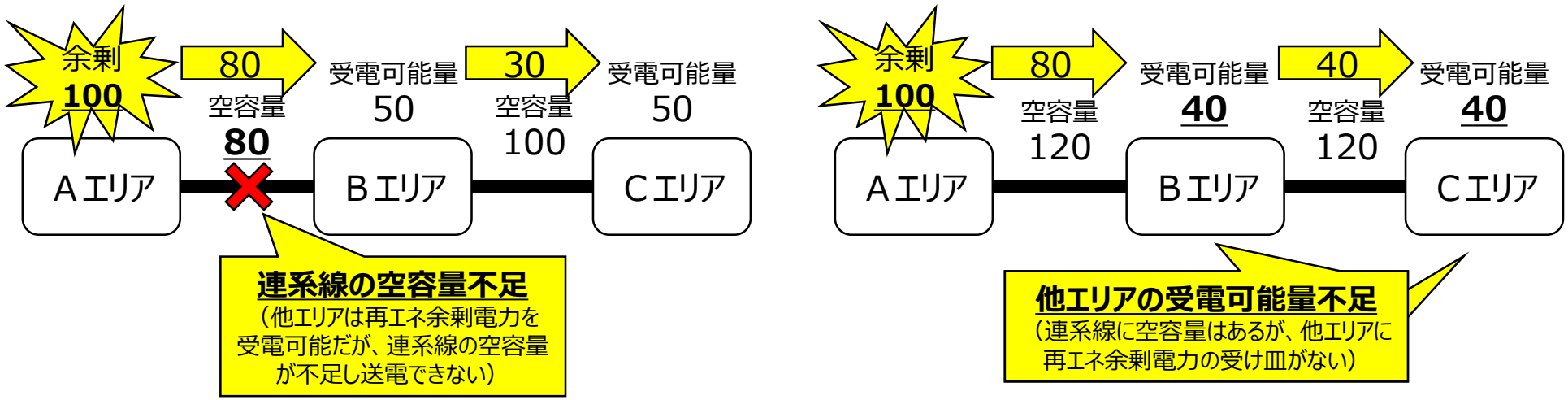
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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



４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）バイオマス専焼電源

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

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

○バイオマス専焼電源の出力抑制を困難と判断する理由と中部エリアの発電所数

【理由】	【発電所数】
出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	3
発電機機器仕様上、定格出力運転しかできない	2

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（８）地域資源バイオマス

地域資源バイオマスについて、出力抑制可能な場合は最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制が困難な場合、中部電力パワーグリッドが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記Ａ～Ｃの理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマスの対応

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

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

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

【理由】	【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）	３７
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	１
Ｃ　出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	９

なっとく！再生可能エネルギー　FIT・FIP制度　よくある質問　Ｑ５－９、Ｑ５－１０
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

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、当日想定の最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯、最大誤差量は、当日の想定出力率を算出して決定（表２）する。

① 最大誤差率を、５段階の出力帯毎に、統計データ（前日14時の予測と当日実績との差）より算出。
② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて最大誤差率を決定する。
③ 最大誤差率と設備量、理想カーブ比率から、想定誤差量を決定する。

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

表１　各出力帯における最大誤差量

[万ｋW、%]

出力帯（設備量に対する出力率）		6月の最大誤差率	6月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	（67%～）	10.1%	181.6	▲64.0	117.6
中出力帯１	（59%～67%）	14.9%	189.5	▲15.9	173.6
中出力帯２	（53%～59%）	20.5%	267.3	▲28.5	238.8
低出力帯１	（47%～53%）	29.7%	274.3	71.0	345.3
低出力帯２	（～47%）	20.7%	538.8	▲297.9	240.9

・ データ収集期間： 2020／4 ～ 2023／3
・ 最大誤差率は太陽光設備量に対する誤差の割合
・ 最大誤差量は太陽光設備量や時間帯により変動

表２　想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

理想カーブ出力/理想カーブ最大出力（**A**）[%]

太陽光出力/設備量（**B**）[%]

想定出力率（**C**）＝（**B**）/（**A**）[%]

↓

（**C**）を **表１**の出力帯(出力率)に当てはめ**出力帯を決定**

↓

当日の最大誤差量を算出

該当出力帯の最大誤差率（**D**）[%]

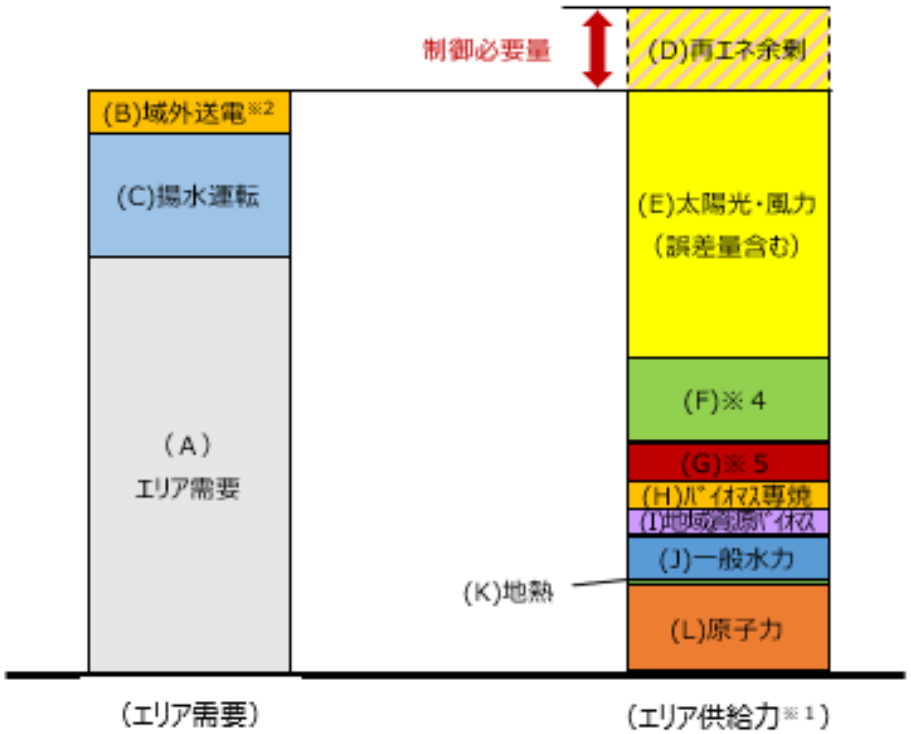
太陽光設備量（**E**）[万kW]

最大誤差量　＝　（**A**）×（**D**）×（**E**）[万kW]

OCCTO

6．再エネの出力抑制を行う必要性

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙１」参照。



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

（参考１）中部電力パワーグリッドの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み

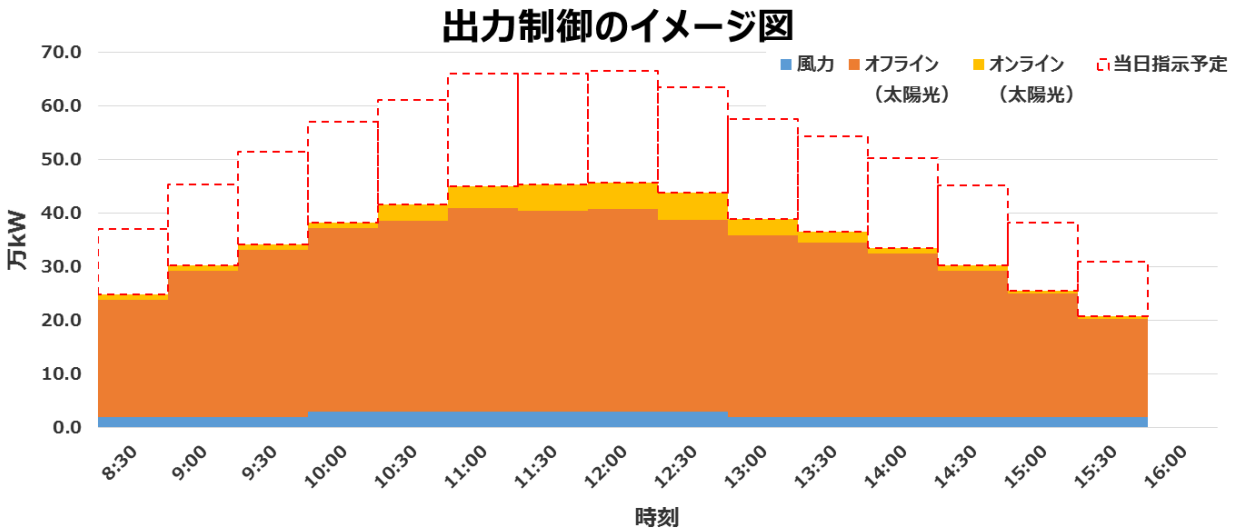
中部電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

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

②実需給でのオンライン制御の有効活用

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



（参考２）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制に関する調整状況

中部電力パワーグリッドは、優先給電ルールに基づく、中部エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所の出力抑制について、３０者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

	事業者数	定格出力[万kW]	最低出力[万kW]（出力率（%））		
① 定格出力の０%程度まで抑制	1者（火力）	0.1	0.0	（0%）	
② 定格出力の50%以下まで抑制	1者（火力）	1.7	0.8	（50%）	
	1者（バイオマス混焼）	11.0	5.0	（45%）	
③ 定格出力の50%を超過	2者（火力）	23.0	18.0	（78%）	※1
		3.1	—	（–）	※2
	3者（バイオマス混焼）	13.6	6.8	（50.2%）	※3
		7.5	5.6	（75%）	※3
		0.3	0.2	（60%）	※3
④ 自家消費相当分まで抑制	２２者（自家発余剰電源）	–	23.2		※4
計	**30者**	**60.2**	**59.6**	**（61%）**	**※5**

(※1) 出力制御に応じることにより、燃料や薬品の調達、保管に支障を来たすことから、これ以上の抑制は困難
(※2) 蒸気販売状況によって、最低出力が変わることから、可能な範囲で抑制
(※3) 発電機の運用下限であることから、これ以上の抑制は困難
(※4) 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用を依頼
(※5) 出力の合計値は①～④の合計（出力率は①②③から算出）
(※6) 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

別紙1－2

ウェブサイト公表文

更新日：2024 年 7 月 31 日

中部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 6 月分）

中部電力パワーグリッド株式会社が 2024 年 6 月に実施した、中部エリア（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 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 6 月　1 日（土）　中部エリア

2.検証内容

（1）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

（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おこなう必要性

3.検証結果

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

4.添付資料

- （添付資料）中部エリアにおける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 6 月抑制分）(XXXKB)
- （別紙 1～3）日別のデータ(XXXKB)
  （別紙 1）　日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
  （別紙 2）　日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
  （別紙 3）　（参考）当日の需給実績

- （参考資料）再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証における基本的な考え方　～中部電力パワーグリッド編～(XXXXKB)

お問い合わせ

お問い合わせフォーム

北陸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６月抑制分　北陸電力送配電～

２０２４年7月３１日
電力広域的運営推進機関

目次

１．はじめに

２．検証の観点

３．北陸電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

４．総合評価

５．検証結果

(別紙１)　日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙２)　日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙３)　（参考）当日の需給実績

(参考資料)　再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証における基本的な考え方　～北陸電力送配電編～

北陸電力送配電は、2024年6月に、北陸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。）の出力抑制を2日間実施した。

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

２．検証の観点

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

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

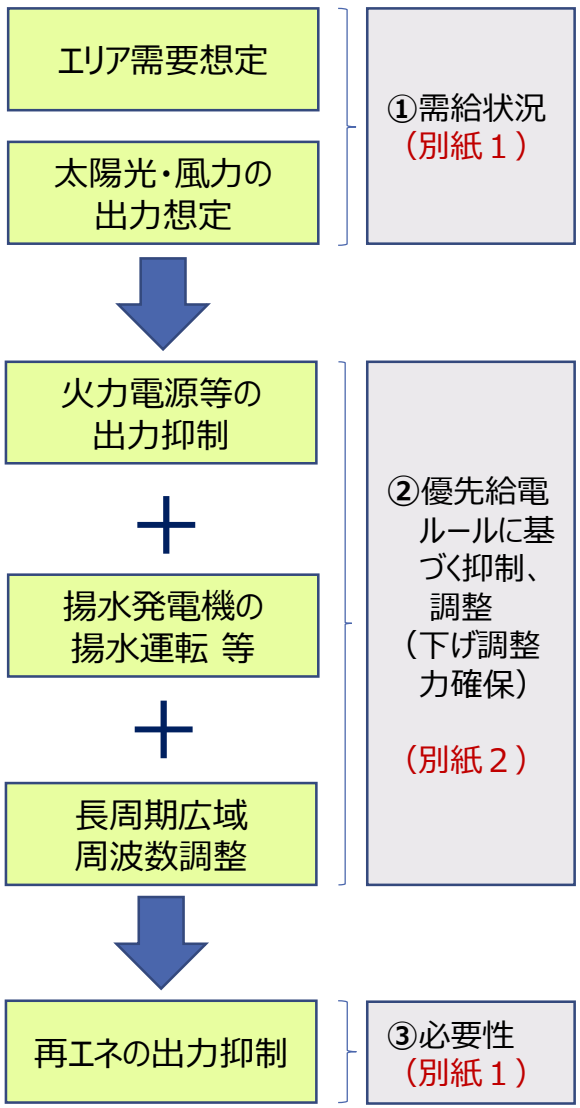
・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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

③　再エネの出力抑制を行う必要性　（データは、「別紙１」参照）

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



3．北陸電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

北陸電力送配電は、6月の以下の2日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	北陸エリア	
指令日時	5月31日(金) 17時	6月1日(土) 17時
抑制実施日	**6月1日 (土)**	**6月2日 (日)**
最大抑制量（※1）	47.3万kW	41.0万kW
抑制時間	8～16時	8～16時
北陸電力送配電公表サイト	北陸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。

４．総合評価（１／2）

本機関は、北陸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	6月	
	1	2
1．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況		
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○
（2）エリア需要想定	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○
（4）風力の出力想定	○	○
2．優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容		
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）（対象設備無し）	－	－
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○
（8）地域資源バイオマス	○	○
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	○	○

※ 長期周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

４．総合評価（２／2）

評価項目	理由
１．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（１）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力と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）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力２％を確保したうえで、試運転による抑制量の減少を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	北陸エリアは、対象設備なし。
（３）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	北陸エリアは、対象設備なし。
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	揚水可能量の制約のある揚水発電機を除き、最大限揚水することを確認した。（全抑制日）
（６）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（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無かった。（全抑制日）
（７）バイオマス専焼電源	設備不具合による出力制約のある発電機を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
（８）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した（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と抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。
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。**

5．検証結果

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であると判断する。

○検証を行った３項目

①　再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

②　優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

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

③　再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

	場所			北陸エリア		北陸エリア	
	出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			6月1日(土) 13時～13時30分		6月2日(日) 11時～11時30分	
				【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）			2024.6.1(土)	2024.5.25(土)	2024.6.2(日)	2024.5.19(日)
	天候			晴	晴	晴	晴
	当日気温（℃）			18.9	16.9	18.4	20.2
	前日気温（℃）			19.4	19.7	19.0	21.4
	需要（万kW）	基準日の需要実績（※の時刻の需要）①		—	238.7	—	226.6
		需要想定値（※の時刻の需要）②		**239.0**	基準日の需要カーブを基に気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し想定	**225.8**	基準日の需要カーブを基に気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し想定
				【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の出力想定	日射量予測値（W / ㎡）			781～870		325～640	
	出力換算係数（※１）（kWh/W/㎡/kW）	特高		0.642～0.847		0.642～0.847	
		高低圧10kW以上		0.795		0.795	
		低圧10kW未満　（※３）		0.826		0.826	
	出力想定値(※２)（万kW）	特高③		21.9		13.5	
		高低圧10kW以上④		64.9		40.7	
		低圧10kW未満⑤　（※３）		13.6		6.3	
	合計⑥	**③＋④＋⑤**		**100.4**		**60.5**	
風力の出力想定	設備量（万kW）	特高⑦		17.1		17.1	
		高圧以下⑧		0.5		0.5	
		合計（⑦＋⑧）		**17.6**		**17.6**	
	出力想定値（万kW）	特高⑨		0.3		0.4	
		高圧以下⑩		0.0		0.0	
	合計⑪	**⑨＋⑩**		**0.4**		**0.5**	
				【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況（万kW） **イメージ図は「別紙３」**	エリア供給力	(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	50.8		50.6	
		(G)	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	12.4		7.0	
		(K)	原子力	0.0		0.0	
		(J)	一般水力	113.3		112.7	
		(H)	バイオマス専焼電源	4.6		4.6	
		(I)	地域資源バイオマス	2.7		2.7	
		(E-1)	太陽光⑥	100.4		60.5	
			風力⑪	0.4		0.5	
		(E-2)	想定誤差量	14.2		30.2	
		エリア供給力 計⑫		**298.7**		**268.8**	
	エリア需要等	(A)	**エリア需要②**	**239.0**		**225.8**	
		揚水運転	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬	▲ 12.0		0.0	
		域外送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑭	▲ 0.4		▲ 2.0	
			(B-2) 長周期広域周波数調整⑮	0.0		0.0	
		エリア需要等 計⑯＝②－（⑬＋⑭＋⑮）		**251.4**		**227.8**	
				【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
必要性（万kW） **イメージ図は「別紙３」**	**エリア供給力 計⑫**			**298.7**		**268.8**	
	エリア需要等 計⑯			**251.4**		**227.8**	
	判定			○		○	
	(D),(d)	**誤差量を織込んだ抑制必要量⑰＝⑫－⑯**		**47.3**		**41.0**	

（※１）　積雪係数および過積載率を考慮した値
（※２）　地点1～18の合計
（※３）　昼間帯の想定自家消費量を考慮した値

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) 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) 自家発設備など工場の生産調整に基づく計画
(g) オーバーホールで停止中
(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(i) 他の供給区域の受電可能量不足
(j) 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（ばい煙測定等）による抑制量減少
(m) 設備点検で停止
(n) 設備点検に伴う一部停止
(o) 設備不具合による出力制約
(p) 揚水可能量制約
(q) 点灯需要供給力確保

［万ｋW］

優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）			6月1日(土)				6月2日(日)			
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	石炭	敦賀	13.0	19.6	6.6	(d)	13.0	19.6	6.6	(d)
		七尾大田	24.3	24.3	0.0		24.0	24.0	0.0	
	ＬＮＧ	新港LNG1U	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	LNG,石油	新港2U	7.0	7.0	0.0		7.0	7.0	0.0	
	石油	富山	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		三国	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
※ ＬＦＣ調整力２％確保の発電所	合計		44.2	50.8	6.6	—	44.0	50.6	6.6	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		6月1日(土)				6月2日(日)			
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	対象設備なし	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(※)
		–	–	–	–	–	–	–	–

優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		6月1日(土)				6月2日(日)			
需給バランス用蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
		–	–	–	–	–	–	–	–

優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）		6月1日(土)				6月2日(日)			
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	種別	最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	火力	11.1 [24%]	11.1	0.0		5.6 [24%]	5.6	0.0	
	（　）内は全設備運転時	(11.1) [24%]				(11.1) [24%]			
※2 事業者と合意した最低出力（発電設備の補修停止等を考慮）	自家発余剰	4.8	1.3	▲ 3.6	(h)	4.8	1.5	▲ 3.4	(h)
	合計	15.9	12.4	▲ 3.6	—	10.4	7.0	▲ 3.4	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）		6月1日(土)				6月2日(日)			
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	A	▲ 12.0	▲ 12.0	0.0		▲ 12.0	0.0	12.0	(p)

優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）		6月1日(土)				6月2日(日)			
長周期広域周波数調整（連系線活用）	連系線	前日15時時点の空容量① ※3（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 ※3（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
※3 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）	北陸フリンジ（越前領南線＋南福光BTB）	120.1 (139)	0.0	▲ 120.1	(i)	106.7 (139)	0.0	▲ 106.7	(i)
	合計	120.1	0.0	▲ 120.1	—	106.7	0.0	▲ 106.7	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）		6月1日(土)				6月2日(日)			
バイオマス専焼電源	種別	最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	バイオマス専焼	2.6 [50%]	4.6	2.0	(o)	2.6 [50%]	4.6	2.0	(o)
※2 事業者と合意した最低出力（発電設備の補修停止等を考慮）	（　）内は全設備運転時	(4.4) [50%]				(4.4) [50%]			
	自家発余剰	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	合計	2.6	4.6	2.0	—	2.6	4.6	2.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（8）		6月1日(土)				6月2日(日)			
地域資源バイオマス	種別	最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由Ａ～Ｃ毎（発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由Ａ～Ｃ毎（発電所数）
※2 事業者と合意した最低出力（発電設備の補修停止等を考慮）	出力抑制可	0.5 [83%]	0.5	0.0		0.5 [83%]	0.5	0.0	
	出力抑制不可	– [100%]	2.2	—	A(13),B(2),C(3)	– [100%]	2.2	—	A(13),B(2),C(3)
	合計	0.5	2.7	0.0	—	0.5	2.7	0.0	—

想定誤差量			6月1日(土)	6月2日(日)
想定誤差量	出力帯		高出力帯	中出力帯２
	出力帯算定	(A)過去 最大出力／設備量	89%	89%
		(B)当日 最大出力／設備量	80%	48%
		(C)出力率 (B)／(A)	90%	54%
	誤差量	太陽光誤差	6.5	20.9
		エリア需要誤差	7.7	9.4
		合計	14.2	30.2

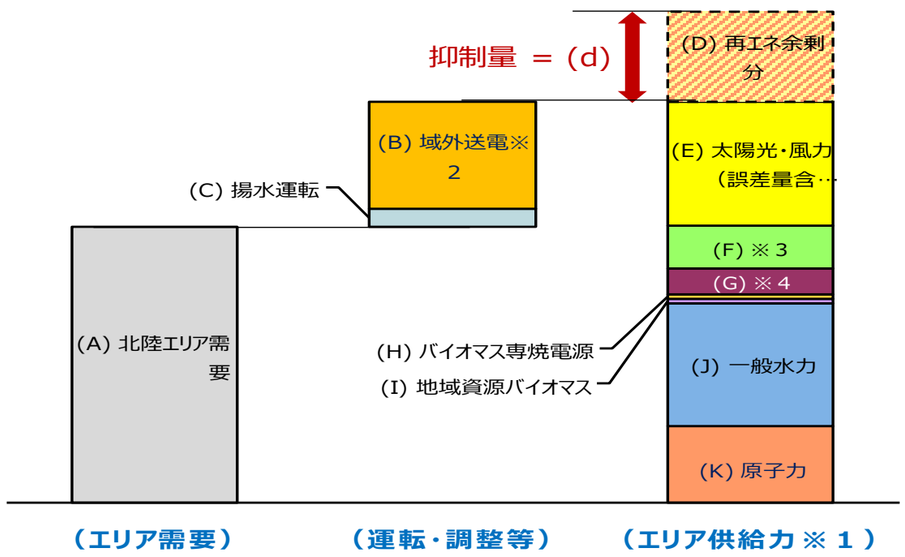
（参考）当日の需給実績

［万ｋW］

			北陸エリア	北陸エリア
		場所	北陸エリア	北陸エリア
		制御量最大時刻	6月1日(土) 9時～9時30分	6月2日(日) 12時～12時30分
天候・気温	天候		晴	晴
天候・気温	気温（℃）		16.5	19.0
（参考）当日の需給実績		(A) エリア需要	242.4	239.7
	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	44.4	57.2
	エリア供給力	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	9.8	6.4
	エリア供給力	(K) 原子力	0.0	0.0
	エリア供給力	(J) 一般水力	112.7	111.5
	エリア供給力	(H) バイオマス専焼電源	4.5	4.5
	エリア供給力	(I) 地域資源バイオマス	2.9	2.9
	エリア供給力	(E) 太陽光（抑制量含む）	87.5	85.0
	エリア供給力	(E) 風力（抑制量含む）	0.5	0.4
		エリア供給力計	262.4	267.9
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転	0.0	▲ 11.7
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 11.0	▲ 8.0
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 9.0	▲ 8.6
	供給力計		242.4	239.7

○需給状況（別紙１）・当日の需給実績（別紙３）のイメージ図

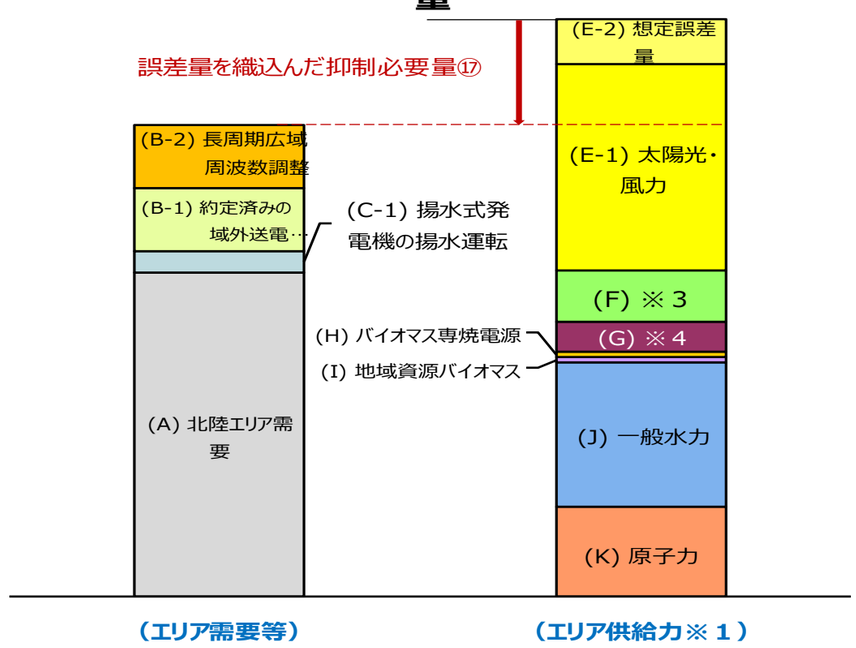
エリア需要等・エリア供給力



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

○必要性（別紙１）のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証における基本的な考え方

～北陸電力送配電編～

２０２４年7月３１日
電力広域的運営推進機関

目次

1．検証方法
2．下げ調整力不足時の対応順序
3．需給状況
（１）エリア需要等・エリア供給力
（２）エリア需要想定
（３）太陽光の出力想定
（４）風力の出力想定
4．優先給電ルールに基づく抑制、調整
（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
（６）長周期広域周波数調整
（７）バイオマス専焼電源
（８）地域資源バイオマス
5．想定誤差量
6．再エネの出力抑制を行う必要性

(参考１）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等およびバイオマス専焼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

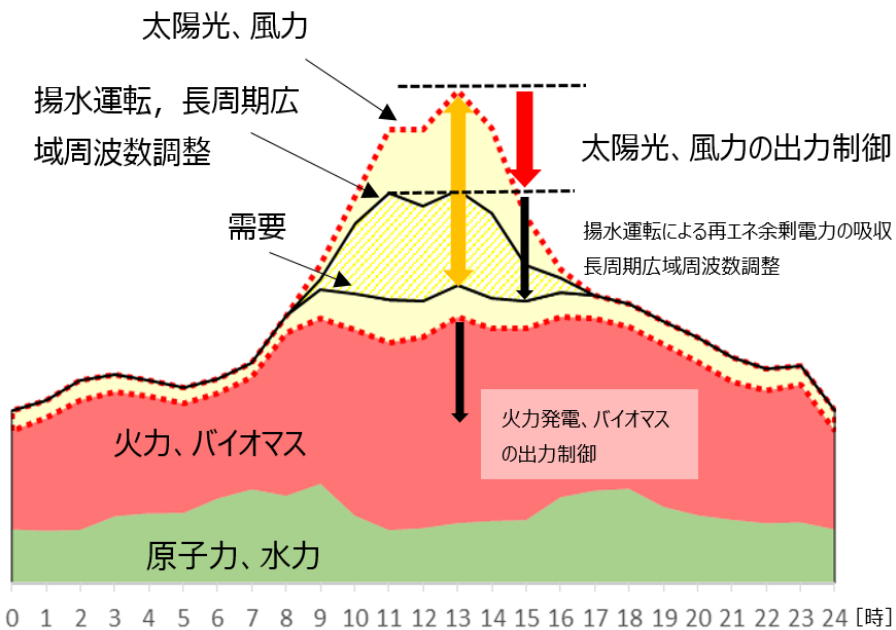
（※１）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。
（※２）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることができる余地をいう。
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 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。

1．検証方法（２）

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況（別紙１）

火力電源等の出力抑制

＋

揚水発電機の揚水運転

＋

長周期広域周波数調整

②優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）（別紙２）

再エネの出力抑制

③必要性（別紙１）

２．下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

（１） 業務指針第173条による

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

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

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

① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置
（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

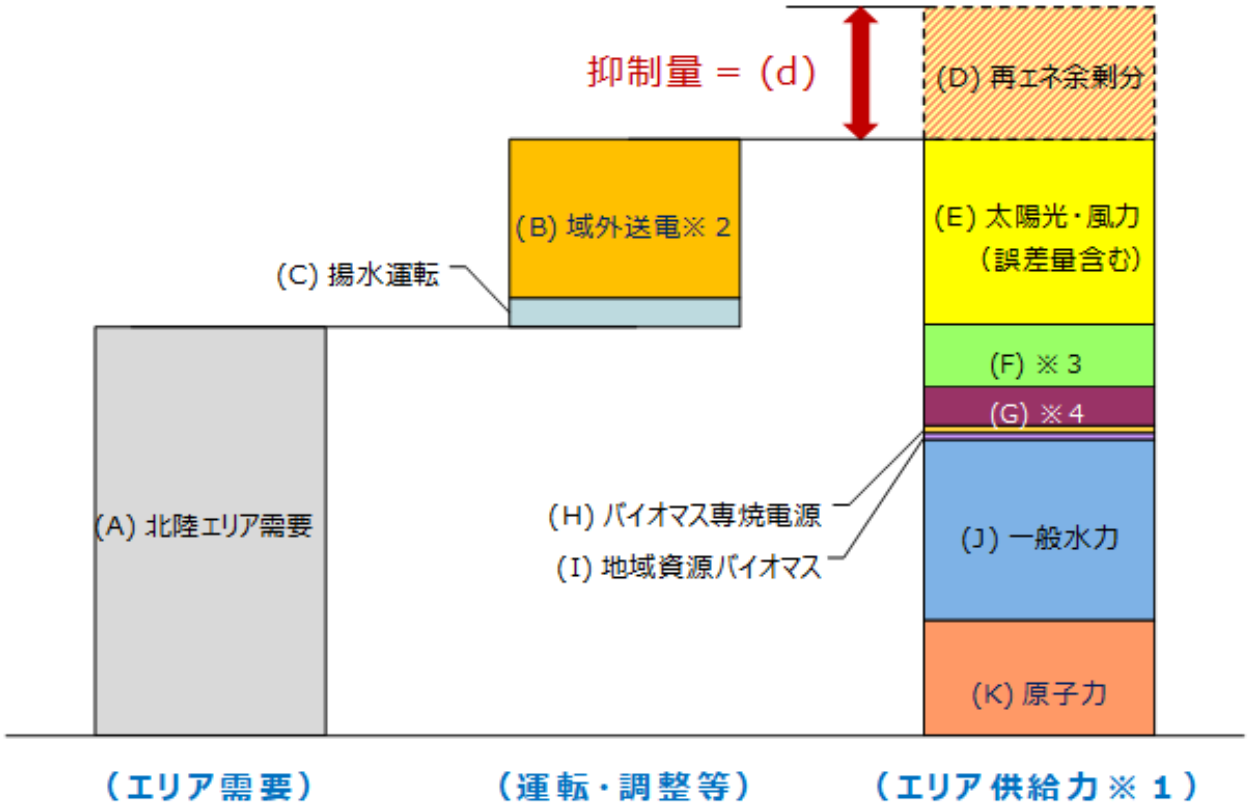
（ア）火力電源等の発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電

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

（※）北陸エリアにおいては、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：北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。
※３：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。
※４：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。

３．需給状況（２）エリア需要想定

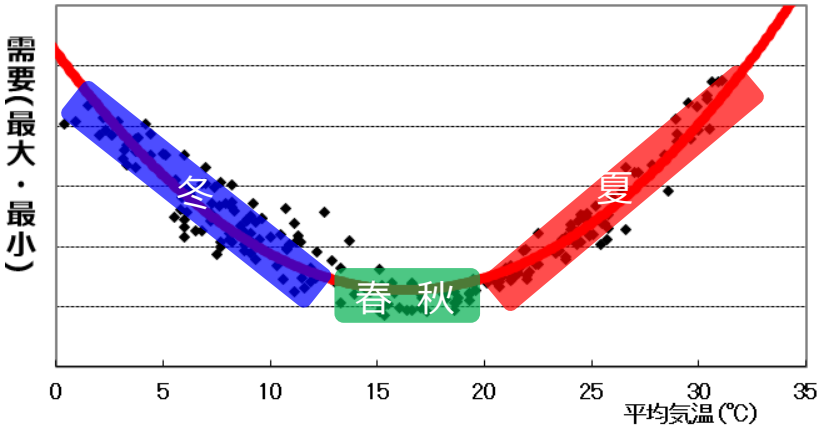
エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。日別の状況は「別紙１」参照。

①過去の需要実績と金沢市の平均気温実績を元に最大需要・最小需要の気温相関（気温感応度）を作成

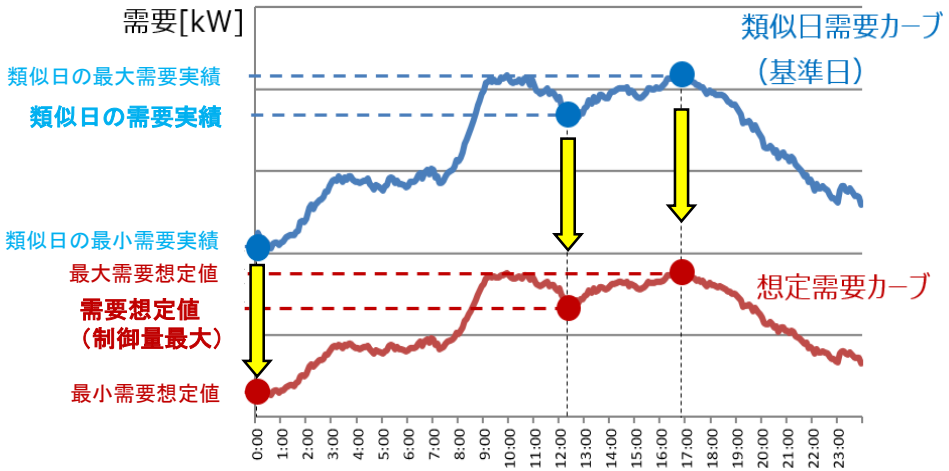
②翌日の気象データ（天候・気温など）から、需要の気温相関や過去の類似日を基に最大需要・最小需要を想定

③過去の類似日の需要カーブを、想定した最大需要・最小需要を基に補正し、２４時間の需要カーブを想定

【需要の気温相関グラフイメージ】

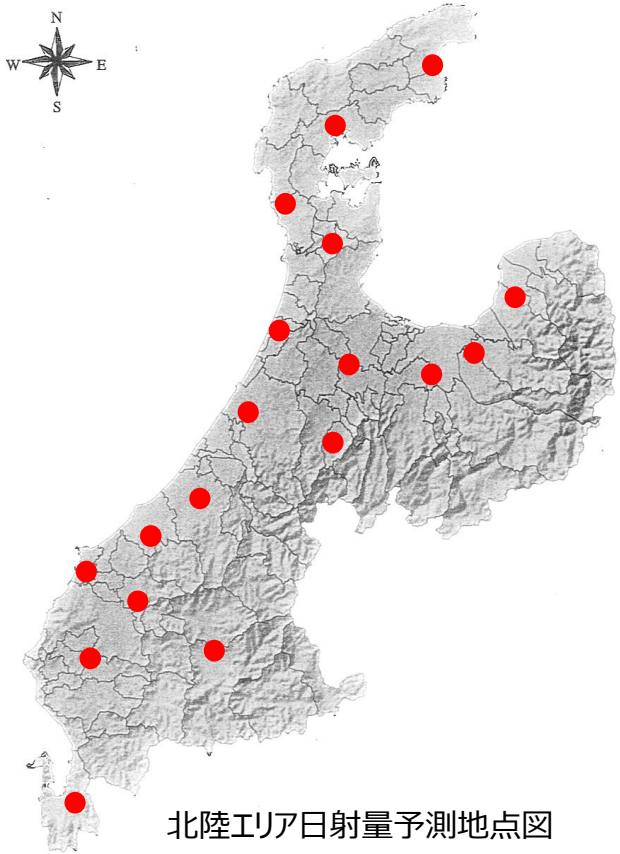


【需要カーブ想定イメージ】



３．需給状況（３）太陽光の出力想定

最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日１１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、地点別に算出した合計値を、北陸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。



北陸エリア日射量予測地点図

地点１

日射量予測値（※1）①～③

×

出力換算係数＝換算係数×合成過積載率×積雪係数（※2）①②③

×

発電設備容量（※3）①②③

エリア１～18地点

↓

(エリア1～18地点の出力合計値)(※4)

↓

北陸エリア　太陽光出力想定値

（※１）
気象会社から制御対象日の前日11時に提供された、抑制当日の地点別の日射量予測値（30分値）。

（※２）
- 換算係数：
  日射量実績と発電実績を非過積載ベースで三区分別（①～③）・月別に計算した値
- 合成過積載率：
  各過積載設備の過積載率を三区分別（①～③）に設備容量で加重平均した値（非過積載設備の過積載率は１とする）
- 積雪係数：
  積雪による出力減を考慮した値（冬季のみ）

（※３）
制御対象日の三区分別（①～③）、地点別の太陽光発電設備容量。

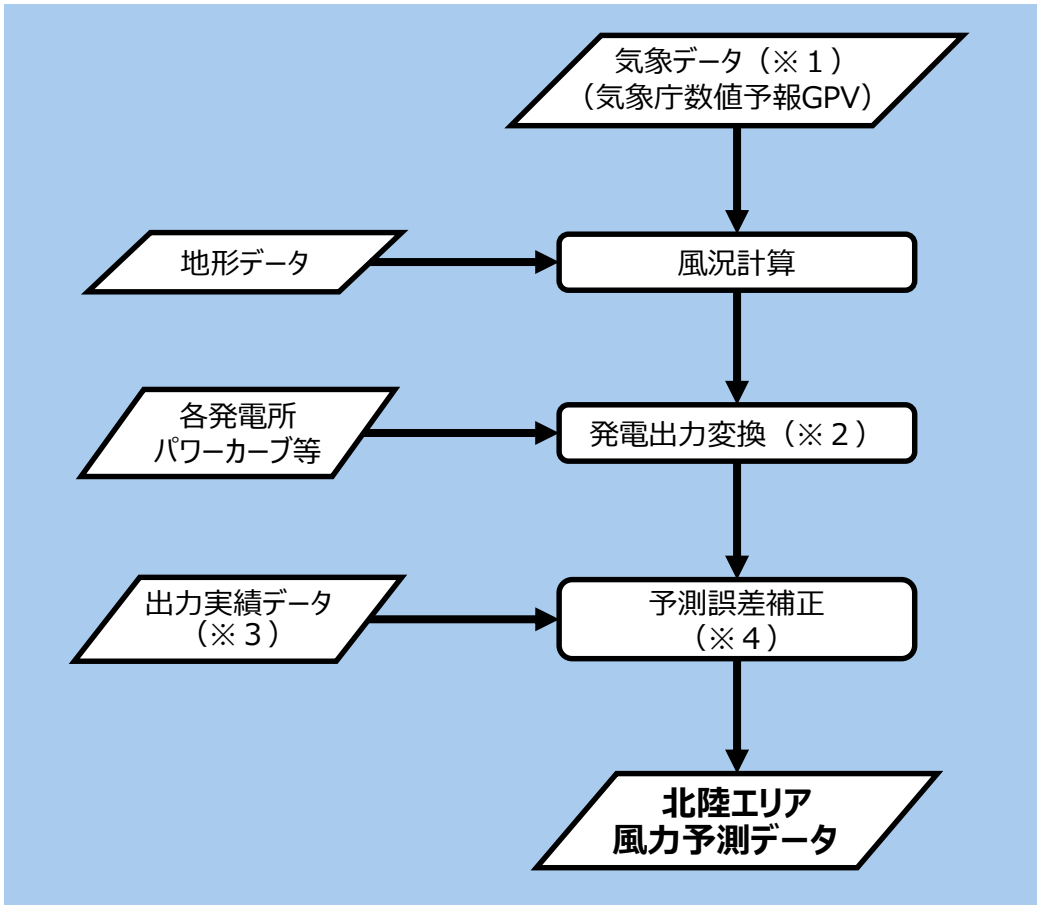
（※４）
個別特高連系箇所、高圧以下18地点の合計値よりエリア太陽光出力を算出。

（凡例）
①：特高
②：高低圧10kW以上
③：低圧10kW未満

3．需給状況（４）風力の出力想定

風力発電は、最新の気象データおよび風力発電出力実績データを基に、エリア一括で算出した予測値を北陸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。

風力発電出力予測（外部委託）の概要図



（※１）
気象庁から制御対象日の前日9時に提供された、制御当日の数値予報GPVデータ（1時間値）。

（※２）
各発電所の発電設備情報（定格出力、メーカ・型式、パワーカーブ、ハブ高さ、風車毎の緯度経度等）に基づき発電出力へ換算。

（※３）
予測誤差補正用として、予測値発表時刻（4時、14時）直前までの風力発電出力実績（10分値）。

（※４）
過去の出力実績データに基づき学習した、補正効果の異なる複数の統計モデルの組み合わせにより、予測誤差を補正。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、以下の点を考慮した上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。

- 点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力確保
- 北陸電力送配電が公表している「系統運用ルール」の規定に基づき、常時の系統容量に対するＬＦＣ（※１）調整力２％の確保
- 軽負荷時の電圧維持

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

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

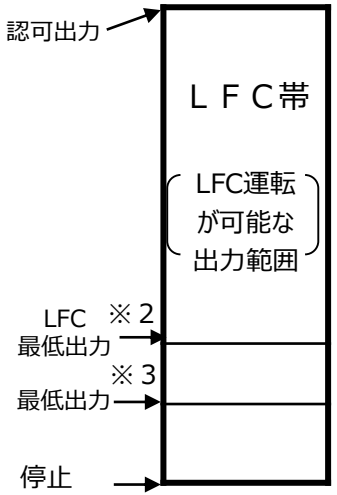
①石油火力は全台停止

②石炭火力・LNG火力

LFC調整力２％の確保と点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保できる必要最低限の運転台数とする。また、LFC調整機以外は最低出力運転とする。

LNG火力はBOG（Boil Off Gas）消費のため最低1台は運転とする。

〔火力機の運転範囲〕



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

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

北陸エリアには、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の揚水発電機および需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はなし。

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

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力の対応（※２）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。
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。

②自家発余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で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）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発事業者は受電地点の値）。
（※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１）参照。

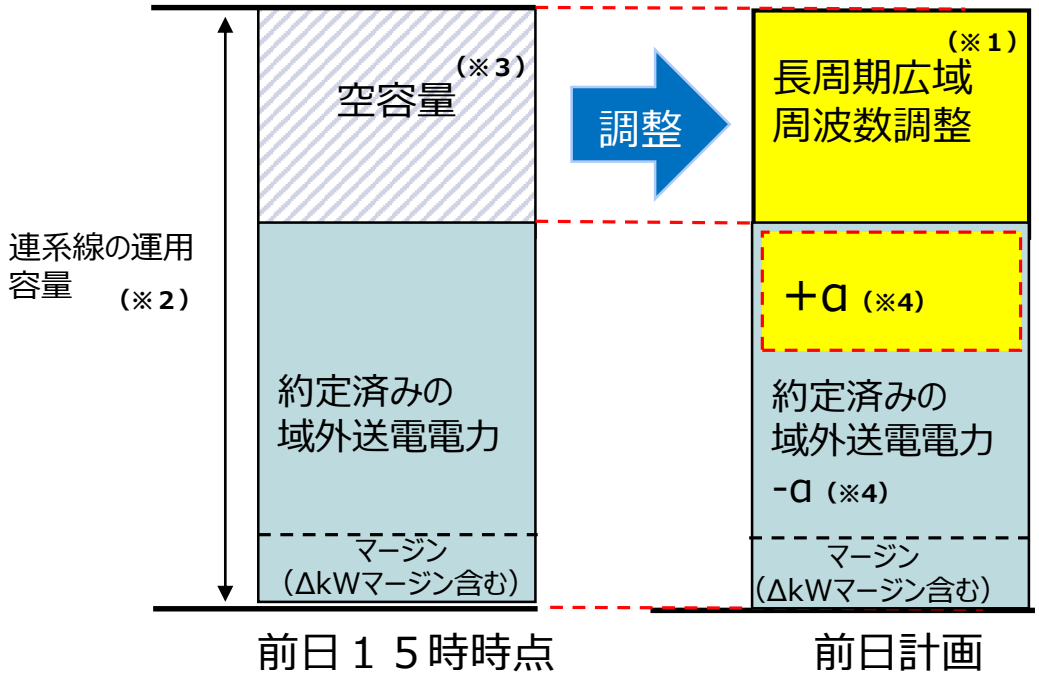
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙２」参照。

エリア内揚水発電所 発電所名	揚水動力 （万ｋW）
Ａ発電所	▲12.0

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）長周期広域周波数調整

北陸関西間連系線＋中部北陸間連系設備（北陸フェンス）（以下、「連系線」という。）の空容量が前日１５時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※１）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙２」参照。

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



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

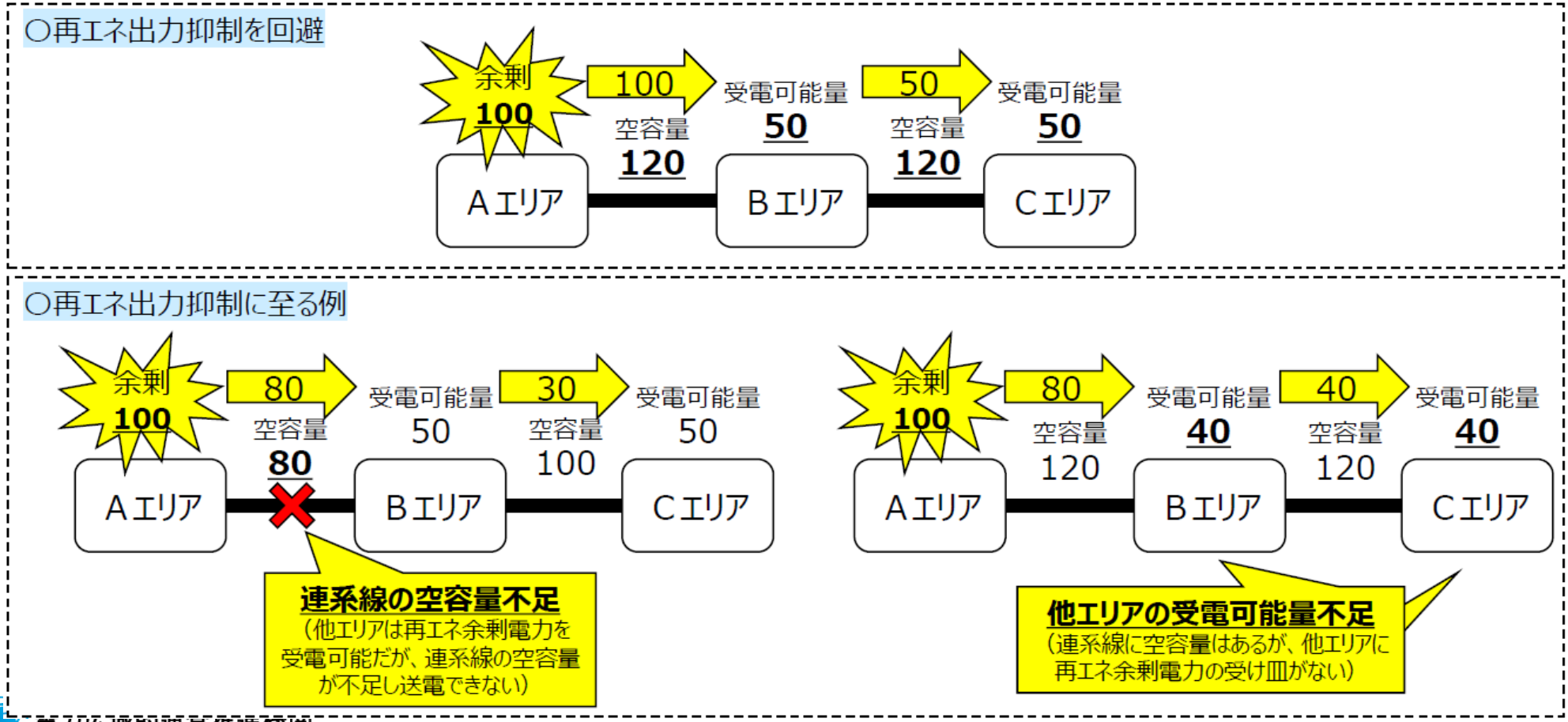
（※３）空容量
＝運用容量－約定済みの域外送電電力－マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

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

（参考）長周期広域周波数調整のイメージ

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。



バイオマス専焼電源を、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バイオマス専焼電源の対応（※２）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。
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。

②自家発余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で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）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発事業者は受電地点の値）。
（※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１）参照。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、北陸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

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。
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。

（※）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値。

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

【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）	１３
Ｂ　出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	２
Ｃ　出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	３

なっとく！再生可能エネルギー　－FIT・FIP制度　よくある質問－　ＦＡＱ５－９、Ｑ５－１０
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

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１」参照。

（※1）想定誤差量として、各出力帯の最大誤差量（表１）を、過去の最大出力実績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、4段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時時点の予測と当日実績との差）を基に決定する。
② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、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）		最大誤差量 6月（6/1~6/30）	太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	（90%～）	平日	6.9	5.9	12.8
		休日		8.0	14.9
中出力帯１	（60%～90%）	平日	19.3	9.3	28.6
		休日		13.4	32.7
中出力帯２	（30%～60%）	平日	21.8	17.3	39.1
		休日		9.6	31.4
低出力帯	（～30%）	平日	4.6	24.9	29.5
		休日		4.6	9.2

- データ収集期間：2019／4　～　2024／3
- 太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表２　想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

過去 最大出力/設備量（a）[%]

当日 最大出力/設備量（b）[%]

当日 想定出力率（c）＝（b）/（a）[%]

↓

当日の出力帯を決定

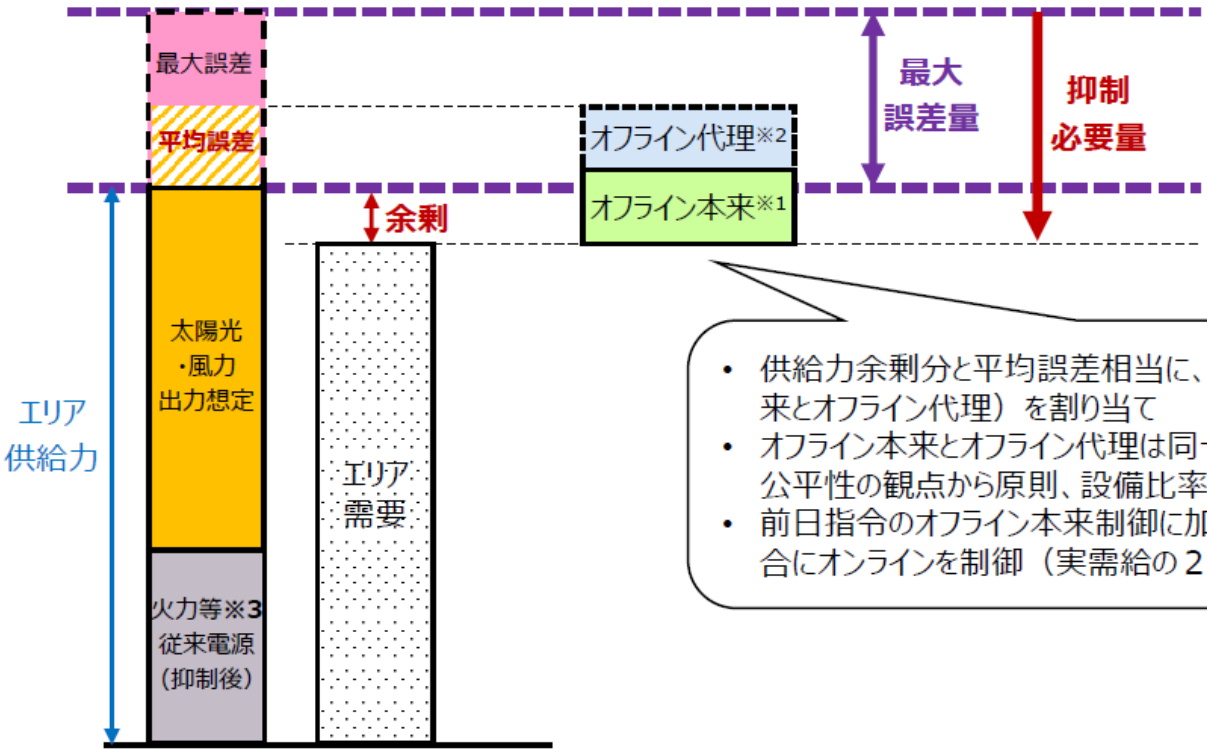
(c) を **表１**の出力帯(出力率)に当てはめる

↓

当日の想定誤差量を決定

（参考）再エネ出力制御の運用方法

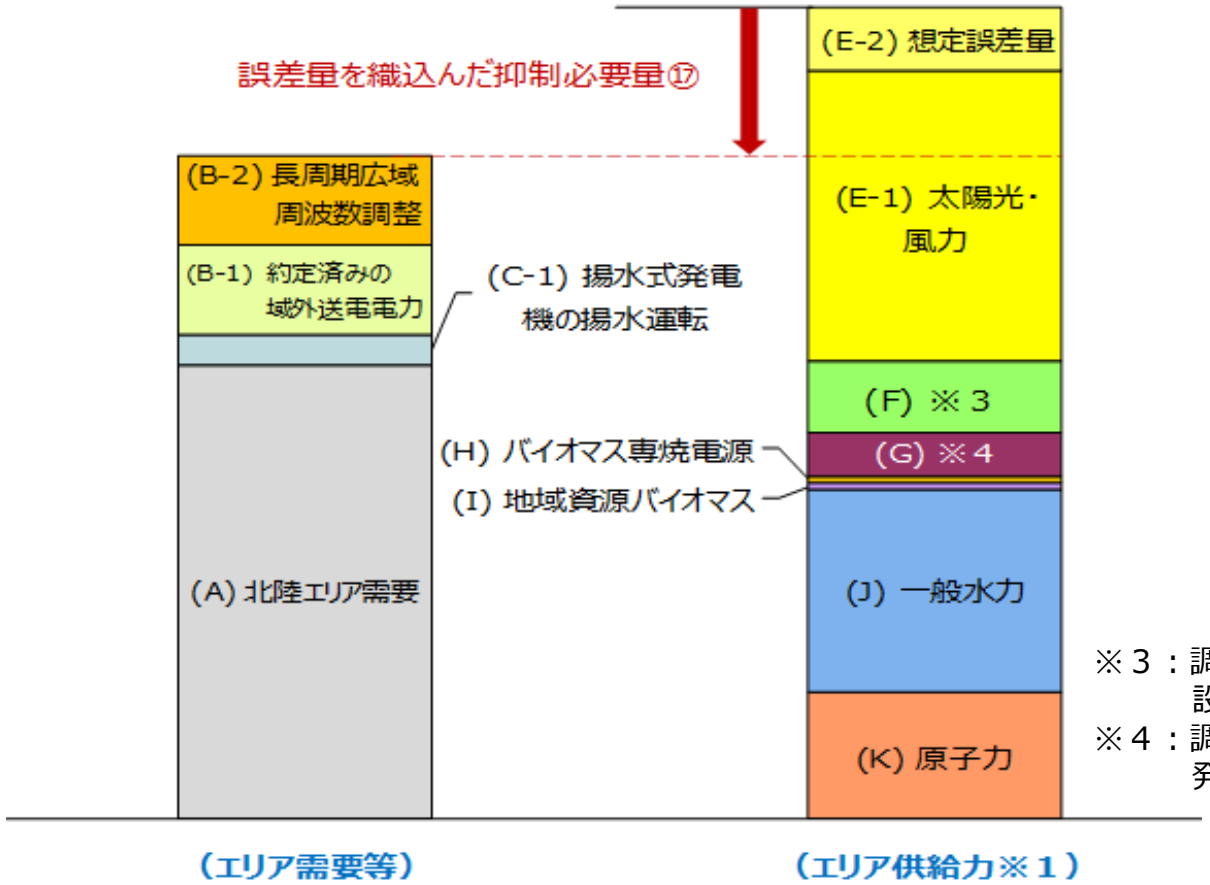
前項のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「最大誤差量」で評価する。
なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じてオンライン制御量を調整する。



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

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか
※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）
※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、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。



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

北陸電力送配電は、優先給電ルールに基づく、北陸エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等およびバイオマス電源の出力抑制について、9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。

種別	最低出力比率（%）		事業者数	定格出力(※1)[万kW]	最低出力(※2)[万kW]	出力率[%]
事業用	①定格出力の50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	1	50.0	12.0	24%
		専焼バイオマス	2	8.9	4.4	50%
		地域資源	1	0.6	0.5	83%
自家発	②自家消費相当分まで抑制※	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	4	–	4.8	–
		専焼バイオマス	1	–	0	–
出力制御対象　合計 (※4)			9	59.4	21.7	28%

(※1) 自家発事業者の定格出力は、受電地点の契約出力値。
(※2) 北陸送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発事業者は受電地点の値 ）。
(※3) 自家発事業者は、発電機の運用上、一定の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。
(※4) 最低出力の合計値は①②から算出（出力率は①から算出）。

別紙2-2

ウェブサイト公表文

更新日:2024 年 7 月 31 日

北陸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 6 月分)

北陸電力送配電株式会社が 2024 年 6 月に実施した、北陸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 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 6 月 1 日(土) 北陸エリア
- 6 月 2 日(日) 北陸エリア

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、適切であると判断する。

4.添付資料

- (添付資料)北陸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 6 月抑制分)(XXXKB)
- (別紙 1～3)日別のデータ(XXXKB)
  (別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

（別紙 2） 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

（別紙 3）（参考）当日の需給実績

- （参考資料）再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証における基本的な考え方　～北陸電力送配電編～(XXXXKB)

お問い合わせ

お問い合わせフォーム

関西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６月抑制分　関西電力送配電～

２０２４年7月３１日
電力広域的運営推進機関

目次

１．はじめに

２．検証の観点

３．関西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　～関西電力送配電編～

関西電力送配電は、2024年6月に、関西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。）の出力抑制を4日間実施した。

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

２．検証の観点

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

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

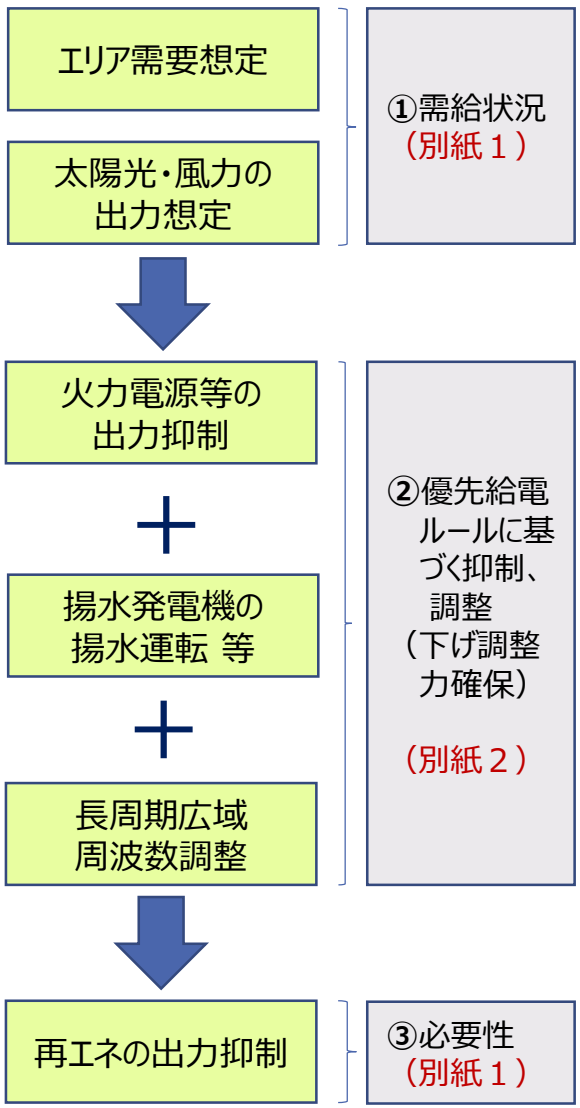
・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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

③　再エネの出力抑制を行う必要性　（データは、「別紙１」参照）

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



3．関西電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

関西電力送配電は、6月の以下の4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	関西エリア			
指令日時	5月31日(金) 17時	6月1日(土) 17時	6月2日(日) 17時	6月7日(金) 17時
抑制実施日	**6月1日(土)**	**6月2日(日)**	**6月3日(月)**	**6月8日(土)**
最大抑制量（※1）	480.1万kW	402.2万kW	128.5万kW	140.0万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
関西電力送配電公表サイト	関西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。

４．総合評価（１／2）

本機関は、関西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	6月			
	1	2	3	8
１．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況				
（１）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○
（２）エリア需要想定	○	○	○	○
（３）太陽光の出力想定	○	○	○	○
（４）風力の出力想定	○	○	○	○
２．優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容				
（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○
（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○
（６）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○
（７）バイオマス専焼電源	○	○	○	○
（８）地域資源バイオマス	○	○	○	○
３．再エネの出力抑制を行う必要性				
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

４．総合評価（２／2）

評価項目	理由
１．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
（１）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力と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）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力２％を確保したうえで、試運転や燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約等のある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	点検・作業等を除き、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。 なお、奥多々良木4号および5号は揚水運転ではなく発電することで必要な調整力を確保している。 これは、可変速の揚水発電機が全台停止している期間において、可変速揚水で確保していた調整力を揚水発電により確保するものであり、奥多々良木4号および5号を揚水運転し、調整力を火力電源の追加並列により確保する場合よりも、再エネ抑制量が低減することを確認している。
（３）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	関西エリアは対象設備無し。
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	定期点検後の試運転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に抑制することを確認した（全抑制日）。
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	水位制約等により活用できなかったことを確認した。
（６）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全抑制日）。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能量がなかった（全抑制日）。
（７）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）。
（８）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力に抑制すること、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と抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価	**再エネ出力抑制を実施した４日間において、各項目が妥当であったと評価する。**

5．検証結果

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であると判断する。

○検証を行った３項目

①　再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

②　優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

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

③　再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

［万ｋW］

	場所		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア	
	出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		6月1日(土) 12時00分～12時30分		6月2日(日) 13時00分～13時30分		6月3日(月) 12時30分～13時00分		6月8日(土) 13時30分～14時00分	
			【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】	
需要想定	年月日（曜日）		2024.6.1(土)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2024.6.2(日)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2024.6.3(月)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2024.6.8(土)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価
	天候		晴		晴		晴		晴	
	気温（℃）		24.7		22.9		21.7		27.0	
	需要想定値（※の時刻の需要）①		**1324.2**		**1212.6**		**1528.0**		**1464.0**	
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の出力	日射量予測値（MJ/m^2）		3.0		2.3		2.8		2.3	
	出力換算係数（kwh/kw/m^2/kW）	特高	0.940～0.943		0.949～0.951		0.943～0.949		0.946～0.950	
		高低圧（全量･余剰）	0.836～0.840		0.846～0.850		0.840～0.846		0.848～0.850	
	出力想定値（万kW）	②特高＋高低圧（全量･余剰）	496.0		388.7		459.1		385.8	
	合計④		**496.0**		**388.7**		**459.1**		**385.8**	
風力の出力想定	設備量（万kW）	特高	21.5		21.5		21.5		21.5	
		高圧以下	0.4		0.4		0.4		0.4	
	出力想定値（万kW）	③特高＋高圧以下	6.0		1.8		8.7		7.1	
	合計⑤		**6.0**		**1.8**		**8.7**		**7.1**	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況（万kW） イメージ図は「別紙３」	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	86.1		68.1		125.8		80.7	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	59.8		83.5		71.3		120.1	
		(L) 原子力	654.6		570.8		570.9		571.5	
		(J) 一般水力	169.9		173.2		165.2		163.5	
		(H) バイオマス専焼電源	26.5		26.5		26.5		27.4	
		(I) 地域資源バイオマス	33.8		15.5		15.0		22.2	
		(E-1) 太陽光②	496.0		388.7		459.1		385.8	
		(E-1) 風力③	6.0		1.8		8.7		7.1	
		(E-2) 想定誤差量	219.4		282.8		219.4		282.8	
		エリア供給力 計④	**1,752.1**		**1,610.9**		**1,661.9**		**1,661.1**	
	エリア需要等	**(A) エリア需要①**	**1,324.2**		**1,212.6**		**1,528.0**		**1,464.0**	
		揚水運転等 (C-1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)⑤	▲ 104.8		▲ 104.8		▲ 104.8		▲ 129.2	
		揚水運転等 (C-2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)⑥	0.0		0.0		0.0		0.0	
		揚水運転等 (C-3) 電力貯蔵装置の充電⑦	—		—		—		—	
		域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑧	157.0		111.0		141.5		72.1	
		域外送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑨	0.0		▲ 2.3		▲ 42.1		0.0	
		エリア需要等 計⑩＝①－（⑤＋⑥＋⑦＋⑧＋⑨）	**1,272.0**		**1,208.7**		**1,533.4**		**1,521.1**	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
必要性（万kW） イメージ図は「別紙３」	**エリア供給力 計④**		**1,752.1**		**1,610.9**		**1,661.9**		**1,661.1**	
	エリア需要等 計⑩		**1,272.0**		**1,208.7**		**1,533.4**		**1,521.1**	
	判定		○		○		○		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑪＝(⑥－⑪)		**480.1**		**402.2**		**128.5**		**140.0**	

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

[万ｋW]

(※)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）自家発設備など工場の生産調整に基づく計画
（ｆ）翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
（ｇ）他の供給区域の受電可能量不足
（ｈ）燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約
（ｉ）下げ調整力確保
（ｊ）ユニット起動工程中
（ｋ）燃焼器点検完了に伴う試運転(5/12~5/15)
（ｌ）小規模修繕後の試運転(5/27~6/3)
(m) 変圧器取替工事(9/5~2025/3/25)
(n) 水車ランナ シートライナー修繕(6/1~6/12)
(o) 調速機制御装置他取替(4/1~6/3)
(p) 託送計量器設置工事(3/18~6/20)
(q)調速機制御装置他取替後の有水試 (u)ダム揚水運用水位外のため
(r)託送計器設置工事（5/7~7/5） (v)入口弁給水ストレーナ止水弁修繕（5/21~6/1）
(s)河川管理者調整未完に伴う停止(5, (w)水車ランナ点検（5/21~6/21)
(t)翌日策定以降対応のため (x)１次調整力確保
(y)下げ調整力最小時間に提供無
(z)定期点検後試運転

優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)
LFC調整力２％確保の発電所

燃料	発電所	6月1日(土) 最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月3日(月) 最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月8日(土) 最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
石炭	舞鶴	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
ＬＮＧ	姫路第一	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	1.3	1.3	(j)	0.0	0.0	0.0	
	姫路第二	61.7	77.5	15.8	(h)	59.5	59.5	0.0		66.0	66.0	0.0		64.4	64.4	0.0	
	南港	8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	堺港	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0	
	泉北第一	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	泉北第二	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
石油	赤穂	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	42.2	42.2	(l)	0.0	0.0	0.0	
	御坊	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	綾部ＥＣ	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	大津ＥＣ	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		**70.3**	**86.1**	**15.8**	**—**	**68.1**	**68.1**	**0.0**	**—**	**82.3**	**125.8**	**43.5**	**—**	**80.7**	**80.7**	**0.0**	**—**

優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)

発電所	号機	6月1日(土) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月3日(月) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月8日(土) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
大河内	1	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)
	2	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)	▲ 33.6	0.0	33.6	(r)
	3	▲ 39.3	0.0	39.3	(v)	▲ 39.3	0.0	39.3	(n)	▲ 39.3	0.0	39.3	(n)	▲ 39.3	0.0	39.3	(n)
	4	▲ 39.3	0.0	39.3	(w)	▲ 39.3	0.0	39.3	(w)	▲ 39.3	0.0	39.3	(w)	▲ 39.3	0.0	39.3	(w)
奥多々良木	1	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)
	2	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)	▲ 32.3	0.0	32.3	(m)
	4	▲ 32.3	14.9	47.2	(x)	▲ 32.3	14.9	47.2	(x)	▲ 32.3	14.9	47.2	(x)	▲ 32.3	14.9	47.2	(x)
	5	▲ 40.3	9.3	49.6	(x)	▲ 40.3	9.3	49.6	(x)	▲ 40.3	9.3	49.6	(x)	▲ 40.3	9.3	49.6	(x)
	6	▲ 40.3	0.0	40.3	(o)	▲ 40.3	0.0	40.3	(o)	▲ 40.3	0.0	40.3	(q)	▲ 40.3	0.0	40.3	(q)
喜撰山	1	▲ 24.3	0.0	24.3	(p)	▲ 24.3	0.0	24.3	(p)	▲ 24.3	0.0	24.3	(p)	▲ 24.3	0.0	24.3	(p)
	2	▲ 24.3	0.0	24.3	(s)	▲ 24.3	0.0	24.3	(s)	▲ 24.3	0.0	24.3	(s)	▲ 24.3	▲ 24.3	0.0	
奥吉野	1	▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0	
	2	▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0	
	3	▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0	
	4	▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0	
	5	▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0	
	6	▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0		▲ 21.5	▲ 21.5	0.0	
合計		**▲ 500.9**	**▲ 104.8**	**396.1**	**—**	**▲ 500.9**	**▲ 104.8**	**396.1**	**—**	**▲ 500.9**	**▲ 104.8**	**396.1**	**—**	**▲ 500.9**	**▲ 129.2**	**371.8**	**—**

優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）

需給バランス改善用の蓄電設備の充電

	6月1日(土) 充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月3日(月) 充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月8日(土) 充電最大電力①	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（４）

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）

発電所	6月1日(土) 最低出力①[出力率%]※1	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 最低出力①[出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月3日(月) 最低出力①[出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月8日(土) 最低出力①[出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
火力	59.8 [31%]	59.8	0.0		70.7 [34%]	83.5	12.8	(z)	71.3 [34%]	71.3	0.0		74.6 [33%]	120.1	45.5	(z)
※1火力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	(149.7) [35%]				(149.7) [35%]				(149.7) [35%]				(149.7) [35%]			

優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）

発電所	6月1日(土) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月3日(月) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月8日(土) 揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
揚水	▲ 10.7	0.0	10.7	(t)	▲ 10.7	0.0	10.7	(t)	▲ 10.7	0.0	10.7	(u)	▲ 10.7	0.0	10.7	(y)

優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）

長周期広域周波数調整（連系線活用）

※2 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	6月1日(土) 前日15時時点の空容量① ※2（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 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(※)	6月3日(月) 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(※)	6月8日(土) 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(※)
中部関西間連系線（三重東近江線）	189.6 (250.0)	0.0	▲ 189.6	（ｇ）	0.0 (200.0)	0.0	0.0	（ｇ）	74.6 (250.0)	39.3	▲ 35.3	（ｇ）	220.2 (250.0)	0.0	▲ 220.2	（ｇ）
北陸関西間連系線（越前嶺南線）	79.6 (80.0)	0.0	▲ 79.6	（ｇ）	55.0 (80.0)	2.3	▲ 52.7	（ｇ）	158.8 (150.0)	2.8	▲ 156.0	（ｇ）	94.6 (80.0)	0.0	▲ 94.6	（ｇ）
関西中国間連系線	430.6 (278.0)	0.0	▲ 430.6	（ｇ）	549.6 (278.0)	0.0	▲ 549.6	（ｇ）	521.6 (278.0)	0.0	▲ 521.6	（ｇ）	298.8 (278.0)	0.0	▲ 298.8	（ｇ）
関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）	70.0 (0.0)	0.0	▲ 70.0	（ｇ）	70.0 (0.0)	0.0	▲ 70.0	（ｇ）	70.0 (0.0)	0.0	▲ 70.0	（ｇ）	70.0 (0.0)	0.0	▲ 70.0	（ｇ）
合計	**769.8 (608.0)**	**0.0**	**▲ 769.8**	**—**	**674.6 (558.0)**	**2.3**	**▲ 672.3**	**—**	**825.0 (678.0)**	**42.1**	**▲ 782.9**	**—**	**683.6 (608.0)**	**0.0**	**▲ 683.6**	**—**

優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）

バイオマス専焼電源

電源合計	6月1日(土) 合意した最低出力① ※3[出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	6月2日(日) 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(※)	6月3日(月) 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(※)	6月8日(土) 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(※)
※3 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	18.7 [79%]	18.7	0.0		18.7 [79%]	18.7	0.0		18.7 [79%]	18.7	0.0		18.7 [79%]	18.7	0.0	
出力抑制不可	—	7.8	—	—	—	7.8	—	—	—	7.8	—	—	—	8.7	—	—
合計	**18.7**	**26.5**	**0.0**	**—**	**18.7**	**26.5**	**0.0**	**—**	**18.7**	**26.5**	**0.0**	**—**	**18.7**	**27.4**	**0.0**	**—**

優先給電ルールに基づく抑制、調整（８）

地域資源バイオマス

電源合計	6月1日(土) 合意した最低出力①※4[出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由Ａ～Ｃ毎（発電所数）	6月2日(日) 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）	6月3日(月) 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）	6月8日(土) 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 ※4 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	4.0 [51%]	4.0	0.0		4.0 [51%]	4.0	0.0		4.0 [52%]	4.0	0.0		4.0 [52%]	4.0	0.0	
出力抑制不可	—	29.8	—	A(74),B(6),C(3)	—	11.5	—	A(74),B(6),C(3)	—	11.0	—	A(74),B(6),C(3)	—	18.2	—	A(74),B(6),C(3)
合計	**4.0**	**33.8**	**0.0**	**—**	**4.0**	**15.5**	**0.0**	**—**	**4.0**	**15.0**	**0.0**	**—**	**4.0**	**22.2**	**0.0**	**—**

想定誤差量

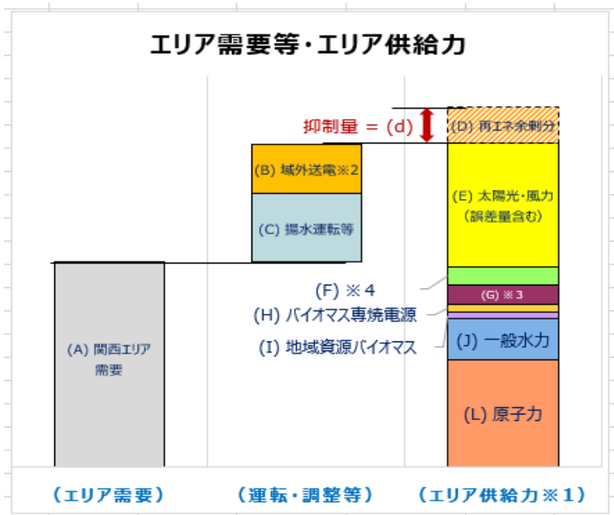
想定誤差量			6月1日(土)	6月2日(日)	6月3日(月)	6月8日(土)
	出力帯		中出力帯1	中出力帯2	中出力帯1	中出力帯2
	出力帯算定	過去最大出力値	611万kW	580万kW	611万kW	580万kW
		当日出力想定値	496万kW	389万kW	459万kW	386万kW
		出力率	81.2%	67.0%	75.1%	66.5%
	誤差量	太陽光誤差	59.0	83.4	59.0	83.4
		エリア需要誤差	106.0	145.0	106.0	145.0
		連系線受電想定	54.4	54.4	54.4	54.4
		合計	**219.4**	**282.8**	**219.4**	**282.8**

（参考）当日の需給実績①

［万ｋW］

			場所	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア
			下げ調整力最小時刻	6月1日(土) 11時30分～12時00分	6月2日(日) 13時30分～14時00分	6月3日(月) 12時00分～12時30分	6月8日(土) 12時00分～12時30分
天候・気温	天候			晴	曇	晴	曇
	気温（℃）			23.7	25.3	23.9	29.0
（参考）当日の需給実績		(A)	エリア需要	1,347.1	1,273.9	1,568.3	1,441.9
	エリア供給力	(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	84.4	79.1	131.3	109.4
		(G)	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	112.8	111.2	95.3	133.4
		(L)	原子力	655.9	574.4	574.2	573.8
		(J)	一般水力	175.1	178.7	161.0	165.9
		(H)	バイオマス専焼電源	25.7	25.0	25.1	25.8
		(I)	地域資源バイオマス	14.1	14.4	14.0	20.9
		(E)	太陽光（抑制量含む）	572.1	401.5	482.3	473.2
		(E)	風力（抑制量含む）	3.3	0.5	2.8	2.2
			エリア供給力計	1,643.4	1,384.8	1,485.9	1,504.7
	揚水運転等	(C)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	▲ 93.4	▲ 53.2	28.1	▲ 70.3
	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	57.6	126.6	153.2	128.2
	抑制	(D)	太陽光・風力抑制	▲ 260.5	▲ 184.3	▲ 99.0	▲ 120.6
	供給力計			1,347.1	1,273.9	1,568.3	1,441.9

○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：中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当
※３：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等　バイオマス混焼電源を含む
※４：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性（別紙１）のイメージ図

再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

～関西電力送配電編～

２０２４年7月３１日
電力広域的運営推進機関

目次

１．検証方法
２．下げ調整力不足時の対応順序
３．需給状況
（１）エリア需要等・エリア供給力
（２）エリア需要想定
（３）太陽光の出力想定
（４）風力の出力想定
４．優先給電ルールに基づく抑制、調整
（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
（３）需給バランス改善用の蓄電設備の充電
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
（６）長周期広域周波数調整
（７）バイオマス専焼電源
（８）地域資源バイオマス
５．想定誤差量
６．再エネの出力抑制を行う必要性

(参考１）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備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

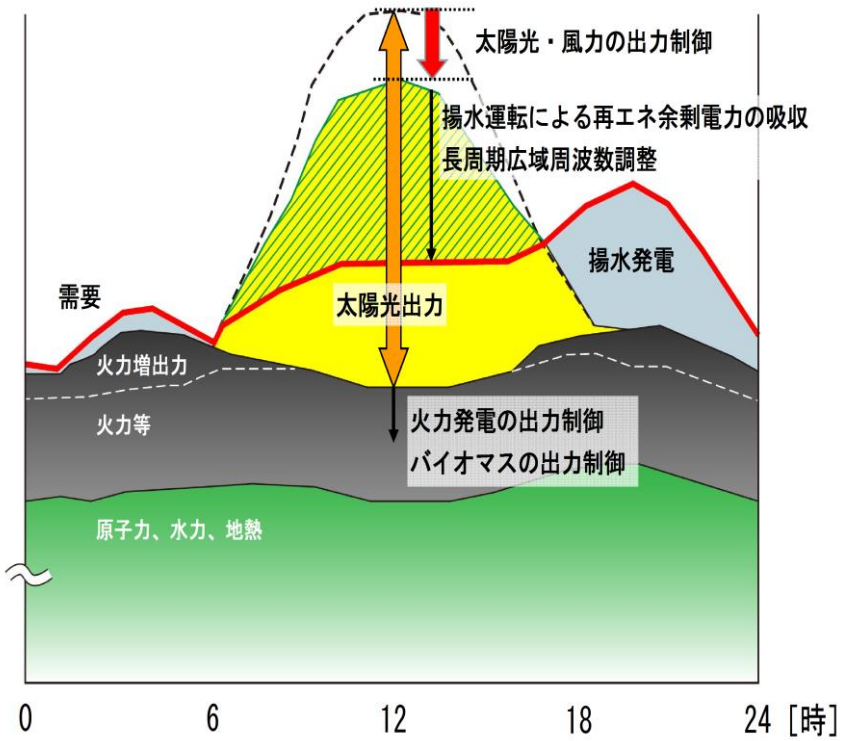
（※１）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。
（※２）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることができる余地をいう。
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 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。

1．検証方法（２）

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
（別紙１）

火力電源等の出力抑制

＋

揚水発電機の揚水運転 等

＋

長周期広域周波数調整

②優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）

（別紙２）

再エネの出力抑制

③必要性
（別紙１）

２．下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

（１） 業務指針第173条による

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

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

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

① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置
（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

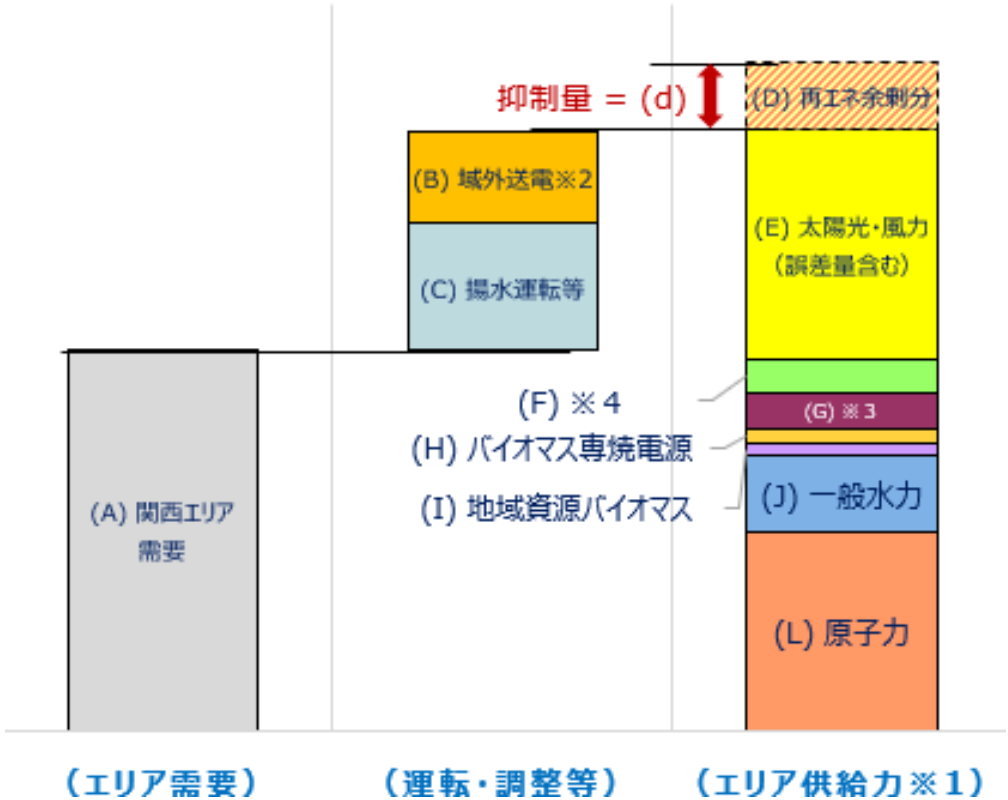
（ア）火力電源等の発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、
（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電

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

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

日別の状況は「別紙１」参照

エリア需要等・エリア供給力



※１：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
※２：中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当
※３：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等　バイオマス混焼電源を含む
※４：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3．需給状況（２）エリア需要想定

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．〔モデル学習〕

➢ 大阪の気象情報とカレンダー情報、過去の需要実績から、需要予測モデルを作成

大阪の気象情報（気温・日射量） ＋ カレンダー情報（曜日・祝日） ＋ 過去の需要実績 → 機械学習 → **需要予測モデル**

２．〔需要予測〕

➢ 需要予測では、気象予測とカレンダー情報を需要予測モデルへ入力することで需要予測値(30分単位)を作成している。

大阪の気象予測（気温・日射量） ＋ **カレンダー情報（曜日・祝日）** → 入力 → **需要予測モデル** → 出力 → **需要予測（30分単位）**

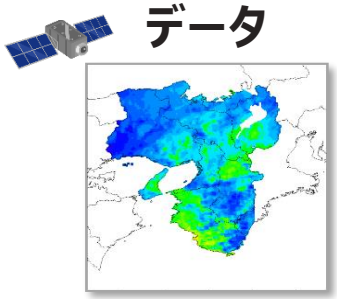
3．需給状況（３）太陽光の出力想定

■ 日射量予測値と設備容量データおよび換算係数ｋを掛け合わせることにより、太陽光発電の出力予測値を算出したか確認する。

- ✓ 日射量データは、衛星画像や数値解析モデルを用いて気象会社にて予測
- ✓ 換算係数は、過去の発電実績データ（スマメ）と日射量および設備容量から、**時間帯、電圧階級毎で一つの値**を算出
- ✓ 換算係数を**毎月算出する**ことにより、太陽高度や方角などの月ごとに変化する要素に対応
- ✓ 設備容量データは、実績から伸び率を考慮し、毎月更新

日別の状況は「別紙１」参照。

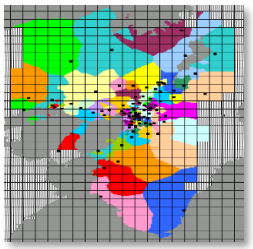
日射量データ



1kmメッシュ

×

設備容量データ



1kmメッシュ

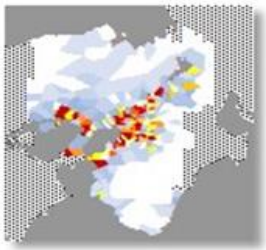
×

換算係数

k

＝

予測PV出力



・現況値～3時間半先予測

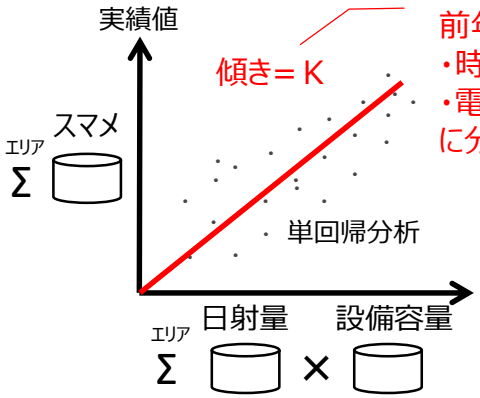
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

日射量観測データを用いた予測値の統計補正や複数気象モデルを活用した統合予測を実装

(N-2)月末実績からの予測

(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



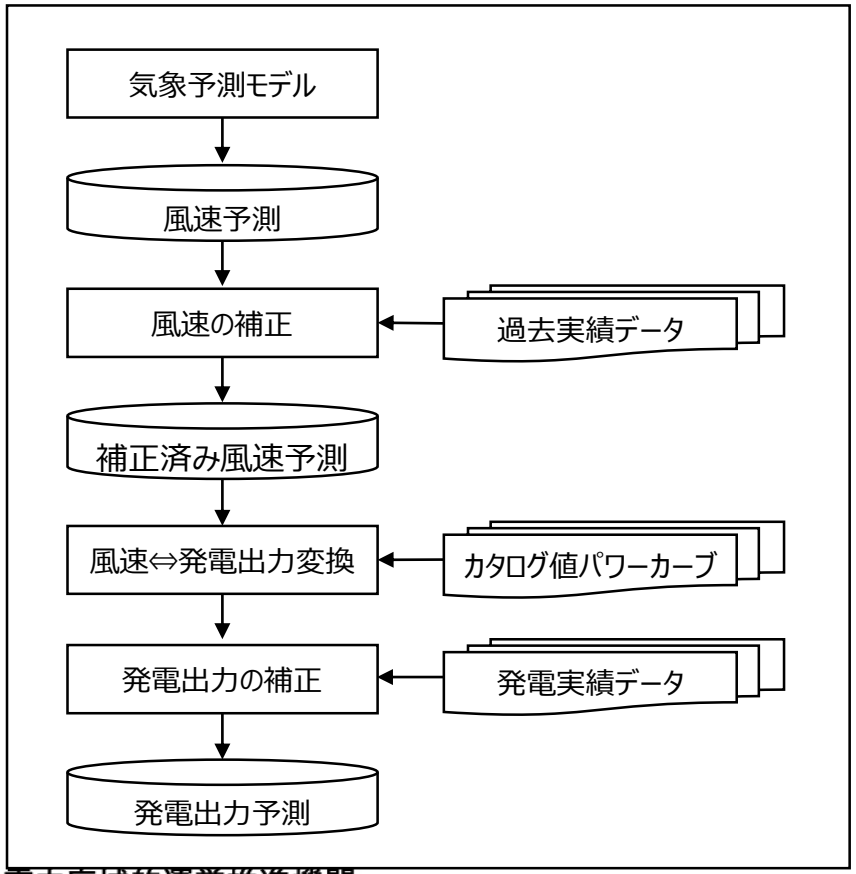
前年同月データより算出
・時間帯毎（30分毎）
・電圧階級毎（特高・高低圧）
に分けて設定。

3．需給状況（４）風力の出力想定

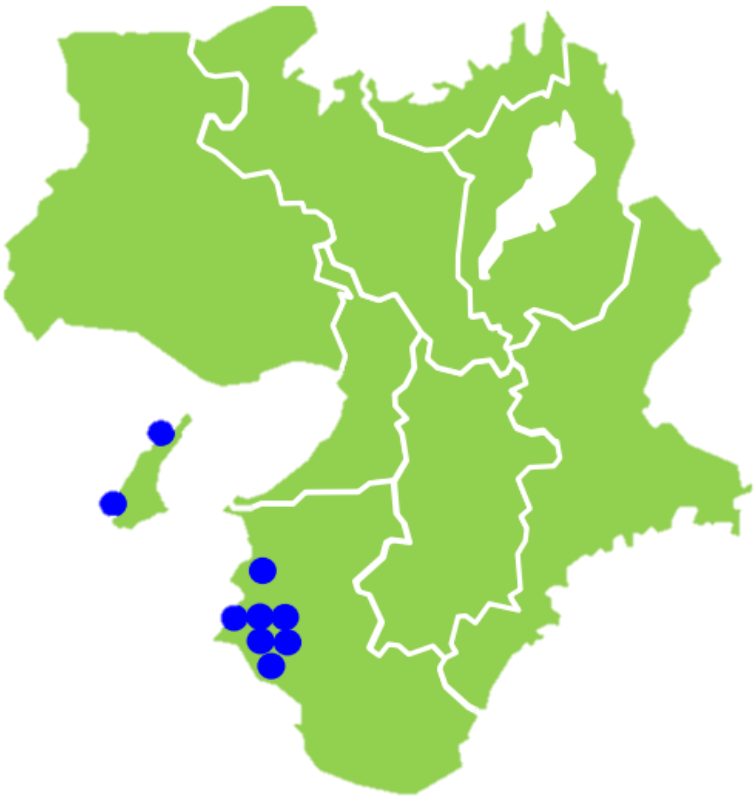
■ 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換できているか確認する。
- ✓ 風速予測は、過去の実績データを活用した風速予測の統計補正および複数気象モデルを活用した統合予測を実装
- ✓ 発電出力の変換においては、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装

日別の状況は「別紙１」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



● オンラインTMを受信している発電所
（エリアの風力発電設備容量の87%）

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、関西電力送配電が公表している「給電運用・運転業務要綱　第3章　平常時の運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対する下げ代調整力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。

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

①石油火力は全台停止

②石炭火力

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

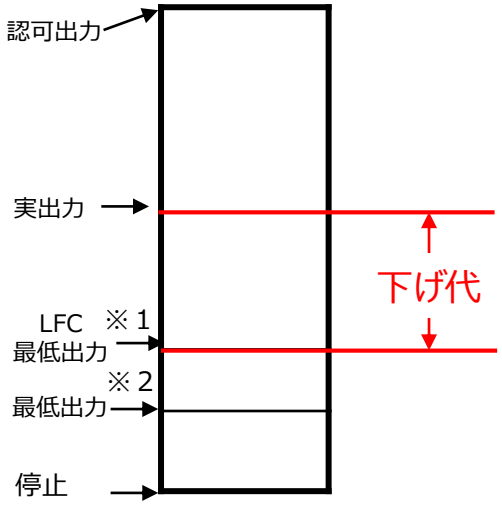
③ＬＮＧ火力

負荷追従性に優れているため、下げ代調整力(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。

④可変速揚水

可変速揚水にて火力で確保している下げ代調整力（２％）を持ち替えＬＦＣ２％の調整力を確保する。

〔火力機の運転範囲〕



※1　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

※2　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、関西エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。
日別の状況は「別紙２」参照。

揚水発電所		揚水動力（万ｋW）
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.3
	2	32.3
	4	32.3
	5	40.3
	6	40.3
小計	323.3	

揚水発電所		揚水動力（万ｋW）
発電所名	号機	
喜撰山	1	24.3
	2	24.3
奥吉野	1	21.5
	2	21.5
	3	21.5
	4	21.5
	5	21.5
	6	21.5
小計	177.6	

合計：500.9（万kW）

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

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

火力電源（※2）

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

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

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

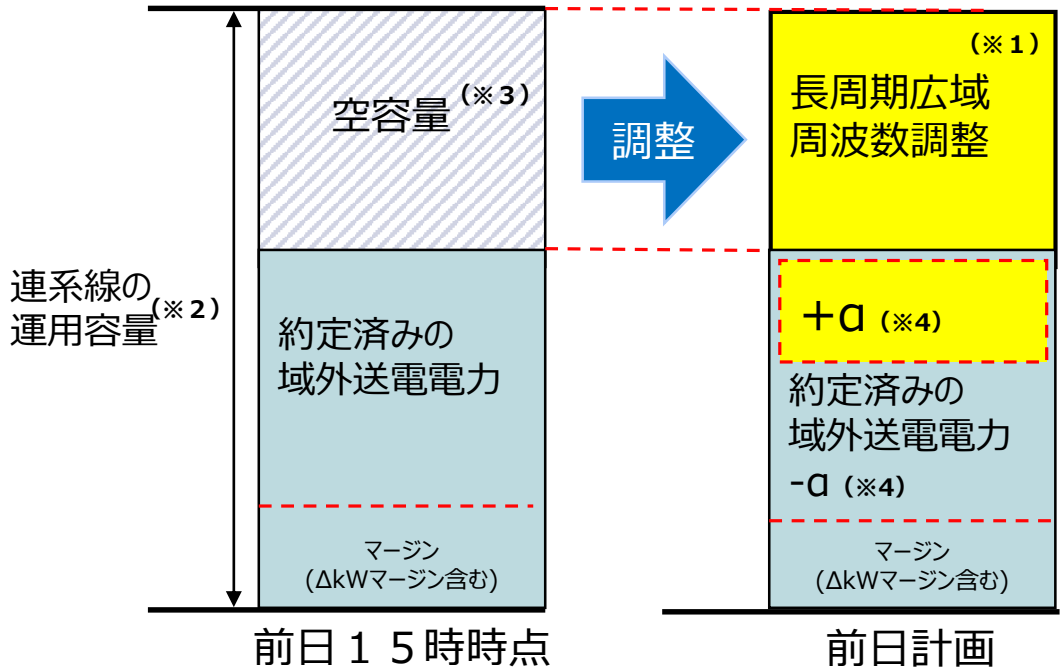
揚水発電所 発電所名	揚水動力 （万kW）
A発電所	▲10.7

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）長周期広域周波数調整

中部関西間連系線（三重東近江線）、北陸関西間連系線（越前嶺南線）、関西中国間連系線（山崎智頭線、東岡山幹線）、関西四国間連系線（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ΔkWマージン含む）

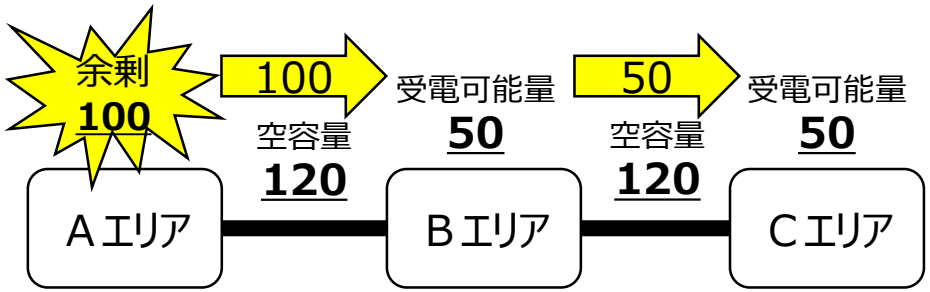
（※４）約定済みの域外送電電力は、前日12時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（＝α）

（参考）長周期広域周波数調整のイメージ

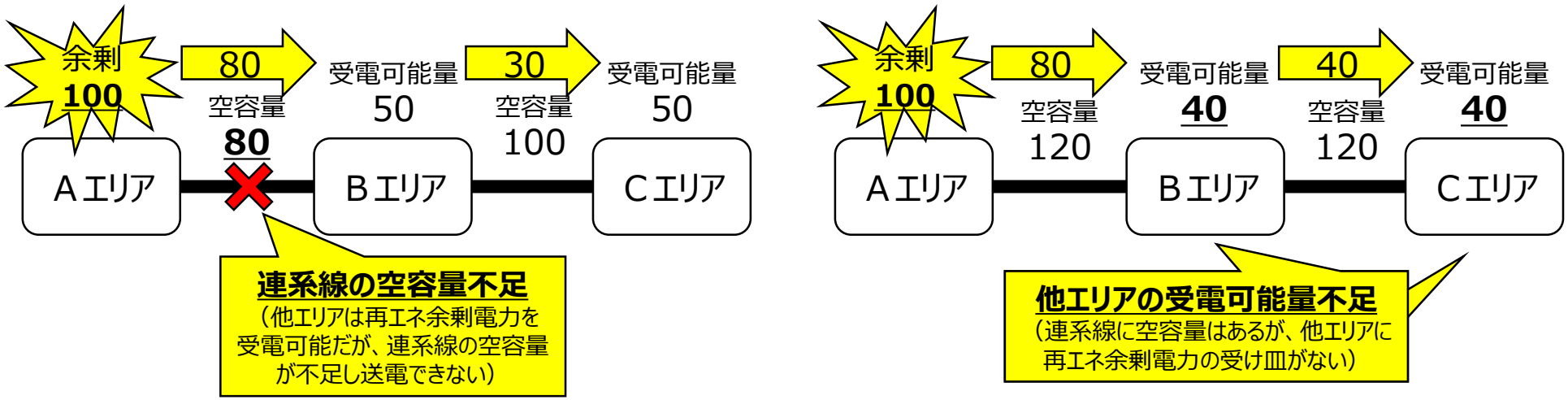
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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



４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）バイオマス専焼電源

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。

（※）関西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。

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）地域資源バイオマス

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、関西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。

（※）関西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、関西エリアの発電所数

【理由】	【発電所数】
Ａ　発電形態の特質により、燃料貯蔵等が困難（ゴミ焼却発電等）	７４
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	6
Ｃ　出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	3

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

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、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表２）する。

① 最大誤差量は、５段階の出力帯毎に、統計データ（前日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。

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。

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）		6月の最大誤差量（12:00～12:30）		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	（90%～）	25.2	58.2	83.4
中出力帯１	（67.5%～90%）	58.9	106.0	165.0
中出力帯２	（45%～67.5%）	101.3	86.5	187.8
低出力帯１	（22.5%～45%）	174.7	32.6	207.3
低出力帯２	（～22.5%）	61.9	66.2	128.1

・ データ収集期間：2020／4　～　2024／3
・ 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

表２　想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

当日出力想定値/過去最大出力値（**a**）［%］

↓

当日の想定誤差量を決定

(a) を **表１**の出力帯(出力率)に当てはめる。

↓

当日の想定誤差量を決定

5．想定誤差量（時間前市場取引）

2024年4月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れに加えて、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因であった。
このような時間前市場取引の影響による連系線を通じた供給力の増加状況を踏まえ、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前市場取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

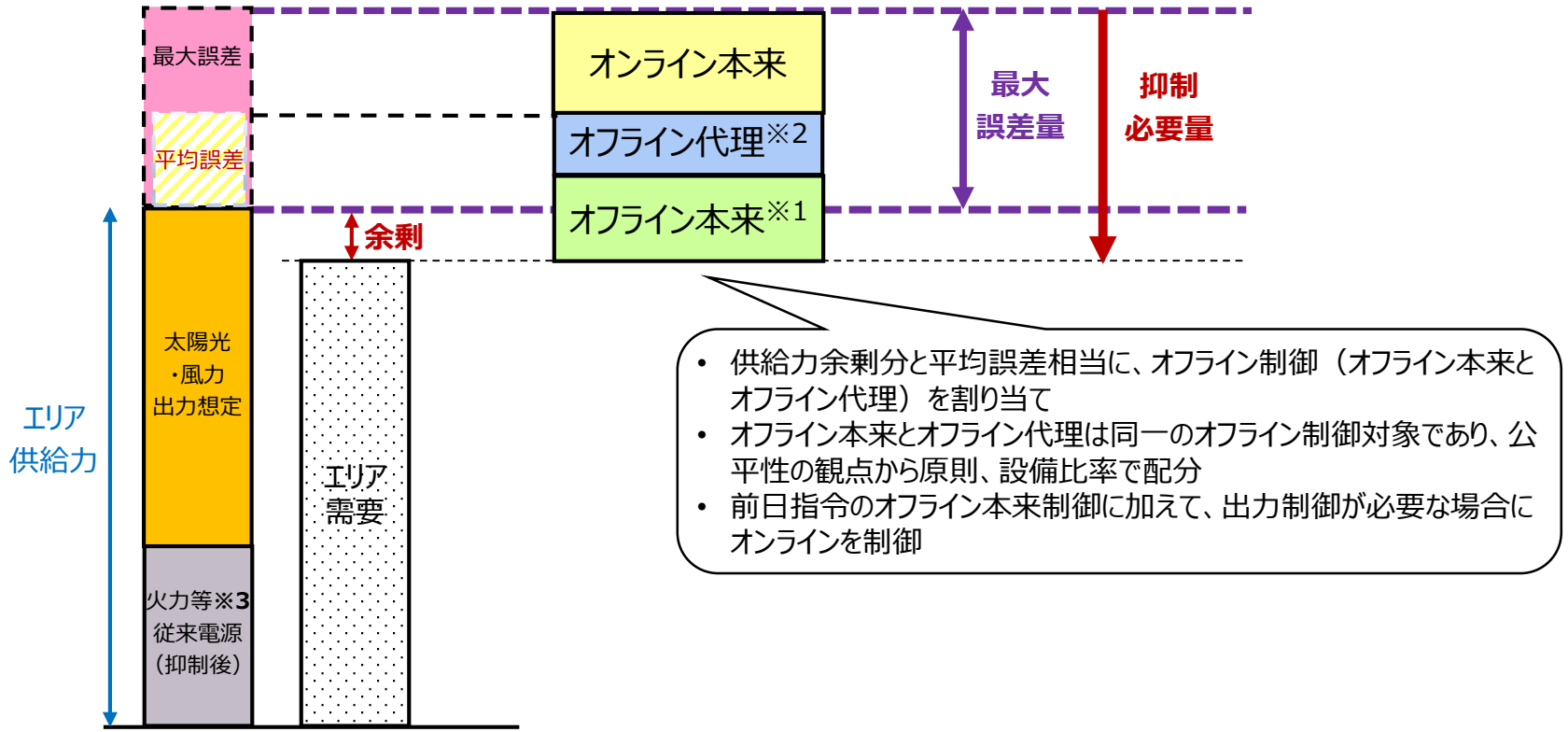
各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（２０２４）年度

時間前約定想定量（万kW）											
4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
40.1	29.9	54.4	40.0	0.0	49.7	67.1	25.3	78.2	8.5	77.5	30.9

・データ収集期間：2023/4 ～ 2024/3

（参考）再エネ出力制御の運用方法

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「最大誤差量」で評価する。
なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



※1:旧ルール500kW以上の太陽光ほか
※2:オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者
（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）
※3:前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。
日別の状況は「別紙１」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量

（参考１）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制に関する調整状況

関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、４０発電所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］

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（%））
① 定格出力の５０％以下	火力	20	425.2	134.5 （ 31.6%）
	バイオマス※1	7	3.3	1.0 （ 31.4%）
② 定格出力の50%超過	火力	6※2	55.2	41.1 （ 74.5%）
	バイオマス※1	7	34.3	25.5 （ 74.3%）
計		**40**	**518.0**	**202.1 （39.0%）** ※3

(※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者は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

(※2) 機器の特性上または出力制御時の燃料調達体制に支障を来たさない範囲での最低出力としているが他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50%以下への引下げについて、継続協議を行っていく。

(※3) 出力の合計値は①②の合計。

別紙3-2

ウェブサイト公表文

更新日：2024 年 7 月 31 日

関西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 6 月分）

関西電力送配電株式会社が 2024 年 6 月に実施した、関西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 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 6 月　1 日（土）　関西エリア
- 6 月　2 日（日）　関西エリア
- 6 月　3 日（月）　関西エリア
- 6 月　8 日（土）　関西エリア

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、適切であると判断する。

4.添付資料

- （添付資料）関西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 6 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 ～関西電力送配電編～(XXXXKB)

お問い合わせ

お問い合わせフォーム