

九州離島における再生可能エネルギー発電設備の 出力抑制の検証結果

～ 2021年2月抑制分 九州電力送配電～

2021年3月19日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証内容
3. 抑制実績
4. 想定
 - (1) 需要想定
 - (2) 太陽光の出力想定
 - (3) 風力の出力想定
 - (4) 太陽光、風力の出力低下想定
5. 下げ調整力不足時の対応順序
6. 種子島、壱岐、および徳之島の発電設備
7. 日別の状況
8. 検証結果
 - (参考) 当日の需給実績

九州電力送配電は、2021年2月に、種子島、壱岐、および徳之島において再生可能エネルギー発電設備（以下、「再エネ」という。）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、九州電力送配電から送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）第183条に定める事項の説明を受け、これを裏付ける資料を受領したうえで、抑制前日の指令時点において、九州電力送配電の出力抑制が法令および指針に照らして適切であったか否かを確認および検証したので、その結果を公表する。

本機関は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達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

（※）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこ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、「再エネの出力抑制の指令を行った時点」。
- 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。

九州電力送配電は、2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、出力抑制を指令した。

場所	種子島						
指令日時	2月5日(金) 6時※	2月6日(土) 16時	2月7日(日) 16時	2月9日(火) 6時※	2月14日(日) 16時	2月19日(金) 16時	2月20日(土) 16時
抑制実施日	2月5日 (金)	2月7日 (日)	2月8日 (月)	2月9日 (火)	2月15日 (月)	2月20日 (土)	2月21日 (日)
抑制事業者数	1	4	3	2	2	4	5
抑制必要量	340kW	2,860kW	1,520kW	1,370kW	1,030kW	3,530kW	3,320kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時
備考	別紙 1 ページ						

※前日16時に指令したが、当日の天候状況をもとに再度需給バランスを策定した結果、再エネ出力の減少等が見込まれたため、1事業者の抑制指令を解除した。

場所	種子島		
指令日時	2月21日(日) 16時	2月22日(月) 16時	2月23日(火) 16時
抑制実施日	2月22日 (月)	2月23日 (火)	2月24日 (水)
抑制事業者数	2	5	4
抑制必要量	1,020kW	3,320kW	2,680kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時
備考	別紙 1 ページ		

3. 抑制実績 (3 / 3)

場所	壱岐					徳之島	
指令日時	2月6日(土) 16時	2月19日(金) 16時	2月20日(土) 16時	2月21日(日) 16時	2月28日(日) 6時※	2月19日(金) 16時	2月20日(土) 16時
抑制実施日	2月7日 (日)	2月20日 (土)	2月21日 (日)	2月22日 (月)	2月28日 (日)	2月20日 (土)	2月21日 (日)
抑制事業者数	2	4	3	2	2	1	1
抑制必要量	630kW	1,730kW	1,550kW	140kW	270kW	190kW	560kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時
備考	別紙 2ページ						

※前日16時に指令したが、当日の天候状況をもとに再度需給バランスを策定した結果、再エネ出力の減少等が見込まれたため、1事業者の抑制指令を解除した。

九州電力送配電は、以下の方法で当日の下げ調整力が最小になる時刻と、その時の需要を想定した。

○需要想定

①基準日の選定

- ・至近の実績（※）から想定日の気象条件に類似する日を、曜日や休日等を考慮して選定する。
- （※） 想定日前2～3週間程度で、類似するものがない場合は前年同時期

②最大電力、最小電力の気温補正

- ・過去の気温（気象庁データ）と需要実績から、気温帯ごとに需要の増減度合を示す「気温感応度」を予め求めておき、気温予報（気象庁データ）に応じて最大電力、最小電力を補正する。
- ・気温感応度は離島ごとに算出している。

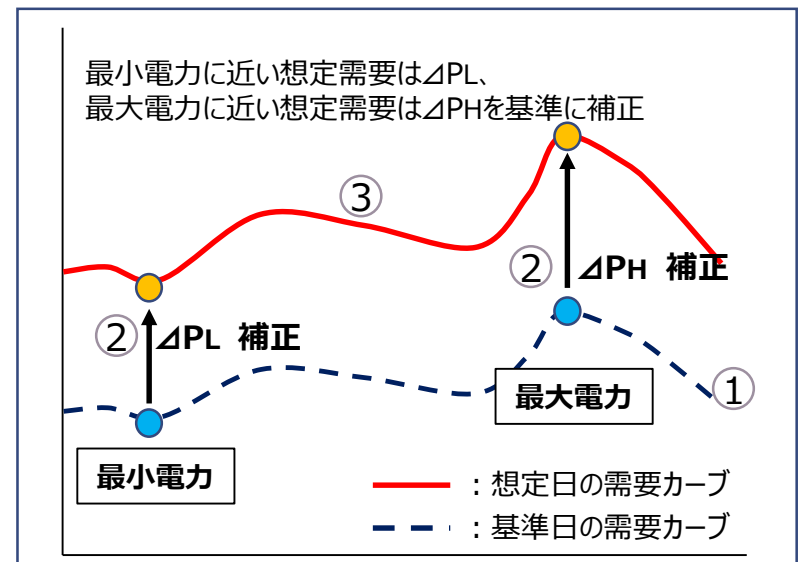
③需要カーブの作成

- ・補正後の最大電力、最小電力により基準日の需要カーブを補正して想定日の需要カーブを作成する。

④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。

需要カーブ作成のイメージ図



九州電力送配電は、太陽光発電の出力を、最新の日射量予測値から想定した。

○太陽光出力

$$= \text{日射量予測値（※1）} \times \text{出力換算係数（※2）} \times \text{発電設備容量（※3）}$$

- （※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九州本土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。電圧、契約別の4区分に細分化した月別の出力換算係数を使用。
- （※3）該当エリアにおける抑制当日の太陽光発電設備容量。

九州電力送配電は、風力発電の出力を、最新の風速予測値から想定した。

○高圧風力出力（1基あたり）

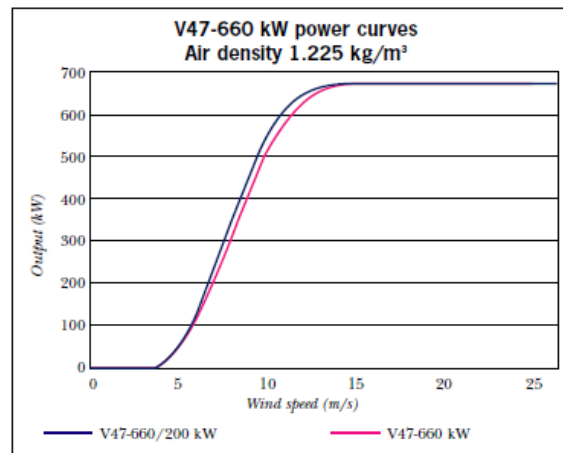
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

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) 種子島の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）
25m/s
- ・カットイン
（風車が発電を開始する風速）
4.2m/s
- ・定格風速
（風車が定格で発電する最低風速）
12.5m/s

○小型の低圧風力出力は、高圧の想定出力合計を設備量比率で按分して算定。

九州電力送配電は、天候急変時等の出力低下を過去の実績から想定した。

○天気急変時の出力低下

過去の実績より、天気急変時には、前日予測時点の太陽光・風力の出力が、以下の出力率まで低下する可能性があるとして想定している。（※6）

なお、種子島、壱岐では太陽光・風力の高出力が想定される日は、実需給における太陽光・風力の出力の急減が少ない傾向にあるため、前日予想時点で太陽光・風力の出力が高出力を見込める日に限っては、下振れ想定時の出力率の引き上げを行っている。（※7）これらの値は需給バランス等への影響、発電設備の増減、を踏まえ必要に応じて見直していく予定。

種子島	：	35.0%	（再エネ出力最大時の出力が9100kW以上の時）
		26.5%	（再エネ出力最大時の出力が9100kW未満の時）
壱岐	：	30.0%	（再エネ出力最大時の出力が6000kW以上の時）
		25.5%	（再エネ出力最大時の出力が6000kW未満の時）
徳之島	：	26.3%	

（※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2年間の実績データを基に、離島全体での再エネ出力の前日予想時点での想定値、実績値を元に算出した最低値。

（※7）この過去2年間で、種子島は9100kW以上の出力帯では、出力率が35.0%以下となった実績はなく、壱岐は6000kW以上の出力帯では出力率が30.0%以下となった実績はない。また、再エネ出力が最大になる時刻の再エネ出力にて出力低下率を判断するため、下げ調整力最小時の再エネ出力を記載している別紙の再エネ出力とは差異が生じることがある。

九州電力送配電は、業務指針に則って出力抑制を実施した。

○下げ調整力不足時の対応順序

業務指針174条による下げ調整力不足時の対応順序は以下の通りだが、当該地域にオンラインで調整できない火力電源等がないこと、他の地域と連系されていないことおよび、バイオマス関連発電設備がないことから、
⑤自然変動電源の出力抑制を実施した。

- ① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない火力電源等の出力抑制および揚水式発電機の揚水運転および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 バイオマス専焼電源の出力抑制
- ④ バイオマス電源（廃棄物等の未利用資源有効活用型）の出力抑制
- ⑤ **自然変動電源の出力抑制**
- ⑥、⑦ 略

種子島、壱岐、および徳之島の発電設備は以下の通り。

発電設備	種別	種子島	壱岐	徳之島
		2021年 2月5～24日	2021年 2月7～28日	2021年 2月20～21日
再生可能 エネルギー 発電設備	太陽光（高圧）	8,182kW	4,690kW	4,730kW
	太陽光（低圧）	5,933kW	4,163kW	1,880kW
	風力	699kW	1,990kW	38kW
	合計	14,814kW	10,843kW	6,648kW
内燃力 発電設備	6,000kW機	4台	4台	2台
	4,500kW機	2台	2台	2台
	3,000kW機	2台	2台	－
	2,250kW機	－	－	2台
	1,500kW機	1台	－	2台
	合計	40,500kW	39,000kW	28,500kW
水力発電設備	流込式(※1)	－	－	578kW(※2)

(※1) 川の水をそのまま発電所に引き込んで発電する方式。

(※2) 2月20～21日は設備停止作業のため停止中。

抑制日別の状況は別紙に記載の通り。

別紙 1 ページ：種子島 検証日

種子島

2月5日 (金)	2月7日 (日)	2月8日 (月)	2月9日 (火)	2月15日 (月)	2月20日 (土)	2月21日 (日)
種子島						
2月22日 (月)	2月23日 (火)	2月24日 (水)				

別紙 2 ページ：**壱岐**/徳之島 検証日

壱岐

2月7日 (日)	2月20日 (土)	2月21日 (日)	2月22日 (月)	2月28日 (日)		
徳之島						
2月20日 (土)	2月21日 (日)					

本機関が検証した結果、別紙に示す通り、種子島、壱岐、および徳之島において、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

・需要、再エネの出力および出力低下について、現状まで蓄積したデータを可能な限り活用して想定していた。

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

・内燃力機を最低出力まで出力抑制し、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

・再エネの出力変動に対しても必要な供給力を確保し、かつ内燃力機の最低出力を確保するため、出力抑制を行う必要性があった。

九州電力送配電から報告を受けた当日の需給実績を、参考として公表する。

		2月5日 (金) 種子島		2月7日 (日) 種子島		2月8日 (月) 種子島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴のち曇	晴	晴	晴	晴	晴時々曇	
	最高気温	15.3℃	15.1℃	17.5℃	16.9℃	15.4℃	15.7℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	13時	14時	14時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	17,700	17,280 (-420)	15,100	13,930 (-1,170)	17,100	16,100 (-1,000)	
	発電出力合計[kW]	17,700	17,280	15,100	13,930	17,100	16,100	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	8,385 (51%)	7,420 (45%)	6,755 (50%)	6,060 (45%)	8,780 (53%)	8,250 (50%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	9,315	9,860 (545)	8,345	7,870 (-475)	8,320	7,850 (-470)
火力の最大出力[kW]		16,500	16,500	13,500	13,500	16,500	16,500	
火力の最小出力[kW]		8,250	8,250	6,750	6,750	8,250	8,250	

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		2月9日 (火) 種子島		2月15日 (月) 種子島		2月20日 (土) 種子島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	晴	晴	晴	晴	
	最高気温	12.6℃	13.4℃	19.4℃	19.3℃	18℃	17.8℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	13時	11時	13時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	18,600	18,060 (-540)	16,700	16,320 (-380)	16,300	15,660 (-640)	
	発電出力合計[kW]	18,600	18,060	16,700	16,320	16,300	15,660	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	9,170 (51%)	8,670 (48%)	8,271 (50%)	9,000 (55%)	7,518 (50%)	7,600 (51%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	9,430	9,390 (-40)	8,429	7,320 (-1,109)	8,782	8,060 (-722)
火力の最大出力[kW]		18,000	18,000	16,500	16,500	15,000	15,000	
火力の最小出力[kW]		9,000	9,000	8,250	8,250	7,500	7,500	

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		2月21日 (日) 種子島		2月22日 (月) 種子島		2月23日 (火) 種子島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	晴時々曇	晴時々曇	晴	曇のち晴	
	最高気温	20.4℃	20.7℃	21.1℃	21.3℃	19.8℃	18.9℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	11時	14時	13時	13時	15時	
	需要[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	15,400	14,620 (-780)	16,800	15,510 (-1,290)	15,000	14,000 (-1,000)	
	発電出力合計[kW]	15,400	14,620	16,800	15,510	15,000	14,000	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	6,841 (51%)	6,920 (46%)	8,263 (50%)	6,930 (46%)	6,766 (50%)	6,920 (46%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	8,559	7,700 (-859)	8,537	8,580 (43)	8,234	7,080 (-1,154)
火力の最大出力[kW]		13,500	15,000	16,500	15,000	13,500	15,000	
火力の最小出力[kW]		6,750	7,500	8,250	7,500	6,750	7,500	

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		2月24日 (水) 種子島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	
	最高気温	17.2℃	18.8℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	16,100	14,890 (-1,210)	
	発電出力合計[kW]	16,100	14,890	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	7,731 (52%)	7,710 (51%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	8,369	7,180 (-1,189)

火力の最大出力[kW]	15,000	15,000
火力の最小出力[kW]	7,500	7,500

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		2月7日 (日) 巻岐		2月20日 (土) 巻岐		2月21日 (日) 巻岐		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	晴	曇時々晴	晴	晴	
	最高気温	13.9℃	13.3℃	16.2℃	16.2℃	18.2℃	18.4℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	14時	14時	14時	14時	
	需要[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	13,900	13,360 (-540)	13,900	14,300 (400)	12,300	12,770 (470)	
	発電出力合計[kW]	13,900	13,360	13,900	14,300	12,300	12,770	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	7,574 (50%)	7,750 (52%)	7,831 (52%)	9,000 (50%)	6,116 (51%)	6,330 (42%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	6,326	5,610 (-716)	6,069	5,300 (-769)	6,184	6,440 (256)
火力の最大出力[kW]		15,000	15,000	15,000	18,000	12,000	15,000	
火力の最小出力[kW]		7,500	7,500	7,500	9,000	6,000	7,500	

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		2月22日 (月) 巻岐		2月28日 (日) 巻岐		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	曇のち晴	曇	晴のち曇	
	最高気温	18.8℃	18.8℃	16℃	15.2℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	14時	14時	13時	14時	
	需要[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	14,600	14,190 (-410)	12,900	13,170 (270)	
	発電出力合計[kW]	14,600	14,190	12,900	13,170	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	7,777 (52%)	7,060 (43%)	7,568 (50%)	7,440 (50%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差(※1)) [kW]	6,823	7,130 (307)	5,332	5,730 (398)

火力の最大出力[kW]	15,000	16,500	15,000	15,000
火力の最小出力[kW]	7,500	8,250	7,500	7,500

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		2月20日 (土) 徳之島		2月21日 (日) 徳之島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	晴	晴	
	最高気温	19.5℃	19.7℃	21.2℃	20.9℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	14時	15時	14時	14時	
	需要[kW] (前日計画との差 ^(※1)) [kW]	10,900	10,800 (-100)	10,000	10,070 (70)	
	発電出力合計[kW]	10,900	10,800	10,000	10,070	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	6,544 (55%)	6,000 (47%)	5,328 (51%)	5,000 (44%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差 ^(※1)) [kW]	4,356	4,800 (444)	4,672	5,070 (398)
	水力[kW] (※2)	0	0	0	0	

火力の最大出力[kW]	12,000	12,750	10,500	11,250
火力の最小出力[kW]	6,000	6,375	5,250	5,625

上表の前日計画断面は、自然変動電源の出力抑制指示後の断面であり、別紙に示す出力抑制量を算定する断面の自然変動電源出力数値とは異なる。

(※1) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

(※2) 2月20～21日は設備停止作業のため停止中。