

九州離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  
～ 2023年1月抑制分 九州電力送配電～

2023年 2月21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. 種子島および徳之島の発電設備
7. 日別の状況
8. 検証結果
  - (参考1) 再エネ出力制御量低減のための取り組み
  - (参考2) 当日の需給実績

九州電力送配電株式会社が2023年1月に実施した、九州離島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、その結果を公表する。

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、および業務指針に照らして、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、「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。

### 3. 抑制実績（1 / 2）

九州電力送配電は、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。

場所	種子島						
指令日時	12月31日(土) 16時	1月1日(日) 16時	1月2日(月) 16時	1月3日(火) 16時	1月4日(水) 16時	1月6日(金) 16時	1月7日(土) 16時
抑制実施日	<b>1月1日 (日)</b>	<b>1月2日 (月)</b>	<b>1月3日 (火)</b>	<b>1月4日 (水)</b>	<b>1月5日 (木)</b>	<b>1月7日 (土)</b>	<b>1月8日 (日)</b>
抑制事業者数	3	3	2	3	2	2	4
抑制必要量	1,840kW	1,320kW	800kW	1,780kW	1,000kW	470kW	1,820kW
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						

場所	種子島					徳之島	
指令日時	1月8日(日) 16時	1月9日(月) 16時	1月10日(火) 16時	1月11日(水) 16時	1月30日(月) 16時	1月7日(土) 16時	1月30日(月) 16時
抑制実施日	<b>1月9日 (月)</b>	<b>1月10日 (火)</b>	<b>1月11日 (水)</b>	<b>1月12日 (木)</b>	<b>1月31日 (火)</b>	<b>1月8日 (日)</b>	<b>1月31日 (火)</b>
抑制事業者数	4	3	2	3	4	1	1
抑制必要量	2,220kW	2,130kW	940kW	1,870kW	1,920kW	760kW	110kW
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						

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。

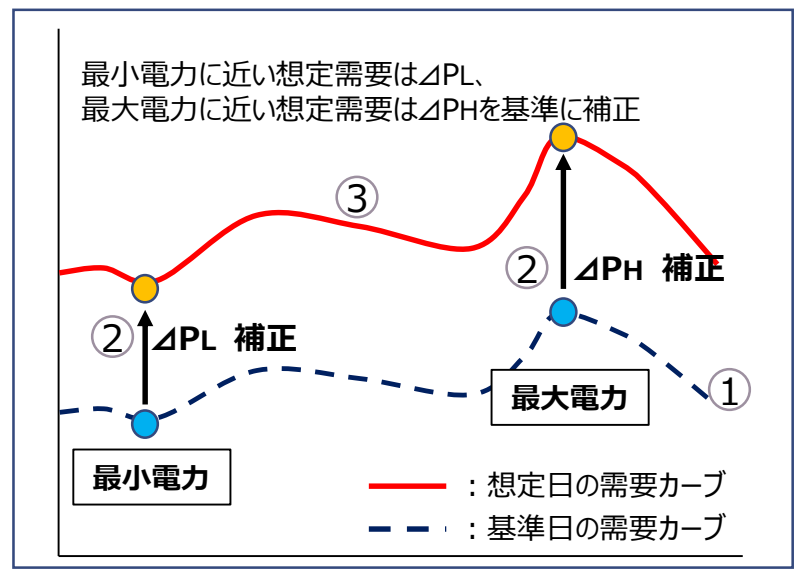
### ③需要カーブの作成

- ・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）

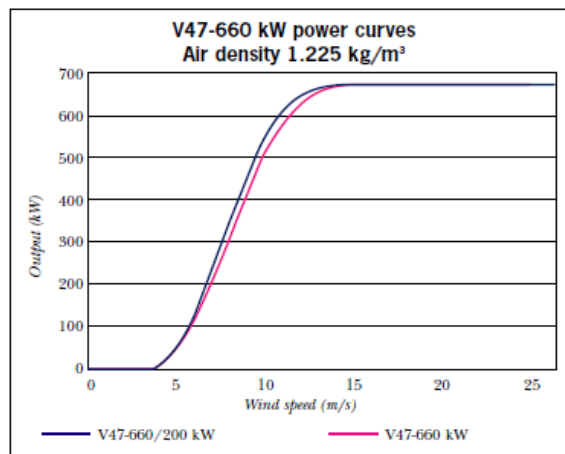
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

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9,100kW以上の時）
	26.5%	（再エネ出力最大時の出力が9,100kW未満の時）
壱岐	: 30.0%	（再エネ出力最大時の出力が6,000kW以上の時）
	25.5%	（再エネ出力最大時の出力が6,000kW未満の時）
徳之島	: 26.3%	
対馬	: 25.0%	

（※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9,100kW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6,000kW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指令した。

## ○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とおりだが、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指令した。

- 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

種子島および徳之島の発電設備は以下のとおり。

発電設備	種別	種子島	徳之島
		2023年 1月31日時点	2023年 1月31日時点
再生可能 エネルギー 発電設備	太陽光（高圧）	8,182kW	4,730kW
	太陽光（低圧）	6,606kW	1,931kW
	風力	699kW	60kW
	合計	15,487kW	6,721kW
内燃力 発電設備	6,000kW機	4台	2台
	4,500kW機	2台	2台
	3,000kW機	2台	－
	2,250kW機	－	2台
	1,500kW機	1台	2台
	合計	40,500kW	28,500kW
水力発電設備	流込式	－	578kW

出力抑制を実施した全ての日において、前日指令は妥当であったと評価する。  
日別の需給状況は、別紙に記載のとおり。

場所	種子島						
抑制実施日	1月1日 (日)	1月2日 (月)	1月3日 (火)	1月4日 (水)	1月5日 (木)	1月7日 (土)	1月8日 (日)
評価	○	○	○	○	○	○	○

場所	種子島				徳之島		
抑制実施日	1月9日 (月)	1月10日 (火)	1月11日 (水)	1月12日 (木)	1月31日 (火)	1月8日 (日)	1月31日 (火)
評価	○	○	○	○	○	○	○

本機関が検証した結果、別紙に示すとおり、種子島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

・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、再エネの出力抑制を行う必要性があった。

九州電力送配電は、種子島において、周波数変動対策用の既設蓄電池システムの余力を活用し、蓄電池緊急放電機能を追加することで再エネ出力制御量の低減を図っている。

- 天候急変時等の再エネ出力低下時に、内燃力機の代わりに一時的に蓄電池を放電する機能（蓄電池緊急放電機能）により、追加の発電機が並列するまでの間の予備供給力として活用。
- 前日計画において、天候急変時等の再エネ出力低下時に一時的に活用する予備供給力として、蓄電池放電量を一定量※見込むことにより、内燃力機必要供給力（必要台数）が低減され、内燃力機最低出力が低減することで、再エネ出力制御必要量が減少。

- **内燃力機必要供給力** = 必要供給力 - (再エネ想定出力×再エネ最低出力率) - **蓄電池放電量**※  
(低減) (追加)
- **出力制御必要量** = (**内燃力機最低出力** + 再エネ想定出力) - 想定需要  
(低減) (低減)

※ 既設蓄電池システムは周波数変動対策用のため、常時は充放電を繰り返しており、蓄電池緊急放電機能により一時的に活用する予備供給力として見込める蓄電池放電量は、これまでの蓄電池の運用実績から500kWとしている。

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示す。

		1月1日 (日) 種子島		1月2日 (月) 種子島		1月3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	晴時々曇	晴	晴時々曇	
	最高気温	13.0℃	12.7℃	13.4℃	14.1℃	11.7℃	12.3℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	13時	13時	12時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	14,400	14,820 (420)	14,100	15,710 (1,610)	14,800	17,250 (2,450)	
	発電出力合計[kW]	14,400	14,820	14,100	15,710	14,800	17,250	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	7,002 (52%)	6,920 (46%)	6,991 (52%)	7,330 (49%)	8,206 (55%)	11,170 (62%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	7,398	7,900 (502)	7,109	8,380 (1,271)	6,594	6,080 (-514)

火力の最大出力[kW]	13,500	15,000	13,500	15,000	15,000	18,000
火力の最小出力[kW]	6,750	7,500	6,750	7,500	7,500	9,000

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。



		1月4日 (水) 種子島		1月5日 (木) 種子島		1月7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	晴時々曇	
	最高気温	12.6℃	12.8℃	13.3℃	13.3℃	15.8℃	15.8℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	14時	13時	13時	13時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	16,400	17,410 (1,010)	17,900	18,050 (150)	14,800	17,940 (3,140)	
	発電出力合計[kW]	16,400	17,410	17,900	18,050	14,800	17,940	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	7,751 (52%)	8,170 (45%)	8,767 (53%)	9,000 (50%)	7,967 (53%)	10,700 (59%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	8,649	9,240 (591)	9,133	9,050 (-83)	6,833	7,240 (407)

火力の最大出力[kW]	15,000	18,000	16,500	18,000	15,000	18,000
火力の最小出力[kW]	7,500	9,000	8,250	9,000	7,500	9,000

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。

		1月8日(日) 種子島		1月9日(月) 種子島		1月10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	晴	晴	晴	
	最高気温	14.1℃	14.2℃	17.0℃	17.6℃	16.5℃	17.2℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	13時	13時	13時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	16,800	15,200 (-1,600)	14,800	16,750 (1,950)	15,400	16,700 (1,300)	
	発電出力合計[kW]	16,800	15,200	14,800	16,750	15,400	16,700	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	8,296 (55%)	7,000 (47%)	6,355 (53%)	7,330 (49%)	6,768 (50%)	8,000 (48%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	8,504	8,200 (-304)	8,445	9,420 (975)	8,632	8,700 (68)

火力の最大出力[kW]	15,000	15,000	12,000	15,000	13,500	16,500
火力の最小出力[kW]	7,500	7,500	6,000	7,500	6,750	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。

		1月11日 (水) 種子島		1月12日 (木) 種子島		1月31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	晴のち曇	晴	晴	
	最高気温	17.6℃	19.3℃	19.1℃	20.1℃	13.4℃	14.2℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	13時	13時	13時	13時	
	需要[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	16,000	16,750 (750)	16,700	16,670 (-30)	18,500	19,090 (590)	
	発電出力合計[kW]	16,000	16,750	16,700	16,670	18,500	19,090	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	8,052 (54%)	7,670 (46%)	7,568 (50%)	7,820 (47%)	8,255 (50%)	9,420 (52%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	7,948	9,080 (1,132)	9,132	8,850 (-282)	10,245	9,670 (-575)

火力の最大出力[kW]	15,000	16,500	15,000	16,500	16,500	18,000
火力の最小出力[kW]	7,500	8,250	7,500	8,250	8,250	9,000

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。

		1月8日 (日) 徳之島		1月31日 (火) 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	20.0℃	20.0℃	19.7℃	18.8℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	14	14時	13	
	需要[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	10,500	10,100 (-400)	10,700	11,890 (1,190)	
	発電出力合計[kW]	10,500	10,100	10,700	11,890	
	内 訳	火力[kW] (最大出力に対する割合)	6,062 (51%)	5,990 (50%)	6,780 (57%)	8,070 (49%)
		再エネ(太陽光・風力)[kW] (前日計画との差 <sup>(※1)</sup> ) [kW]	4,348	4,020 (-328)	3,820	3,720 (-100)
		水力[kW]	90	90	100	100

火力の最大出力[kW]	12,000	12,000	12,000	16,500
火力の最小出力[kW]	6,000	6,000	6,000	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。