

第 1 2 号議案

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の妥当性について

(案)

九州電力株式会社から、別紙 1 のとおり、同社が平成 2 9 年 2 月に実施した種子島における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する資料の提出を受けたので、業務規程第 1 8 0 条第 2 項に基づき、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適切であったか否かを確認及び検証し、別紙 2 のとおり、妥当であると認めることとし、その結果を別紙 3 により、公表する。

1. 出力抑制実施日

2 月 1 9 日 (日) 種子島

2 5 日 (土) 種子島

2. 検証内容 (詳細別紙)

①抑制指令を行った時点で予測した離島の需給状況

②下げ代確保の具体的内容

③再エネの出力抑制を行う必要性

3. 検証結果

①～③それぞれの項目について検証した結果、下げ代不足が見込まれたため行われた、今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。

4. 公表日 : 平成 2 9 年 3 月 2 2 日 (本機関ウェブサイト)

以上

別紙 1 : 出力抑制に関する資料 (九州電力株式会社)

別紙 2 : 出力抑制の検証結果

別紙 3 : 公表文「再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について」

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果 ～平成29年2月 九州電力～

平成29年3月22日
電力広域的運営推進機関



目次

2

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



九州電力は、平成29年2月に、種子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条に基づき、九州電力から送配電等業務指針第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、九州電力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。

2. 検証内容

本機関は、法令および指針から、以下の項目について確認し、九州電力の給電指令が適切であったかの検証を行った。

① 抑制指令を行った時点で想定した需給状況

② 下げ代(※)確保(発電機の出力抑制、揚水発電の揚水運転)の具体的内容

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

(※)下げ代とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。
再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源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「下げ代」という。

- ・ 検証の対象は、業務指針第184条2項1号より、「再エネ発電設備の出力抑制の指令を行った時点」。
- ・ 出力抑制は再エネ特別措置法施行規則第6条1項3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。

九州電力は、2月の以下の日について、下げ代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。

	種子島	種子島
指令日時	2月18日(土) 16時	2月24日(金) 16時
抑制実施日	2月19日(日)	2月25日(土)
抑制事業者数	3	1
抑制必要量	1,040kW	360kW
抑制時間	9～16時	9～16時
備考	別紙2-1	別紙2-2

4. 想定(1)需要想定

九州電力は、以下の方法で当日の下げ代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)に応じて最大電力と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。

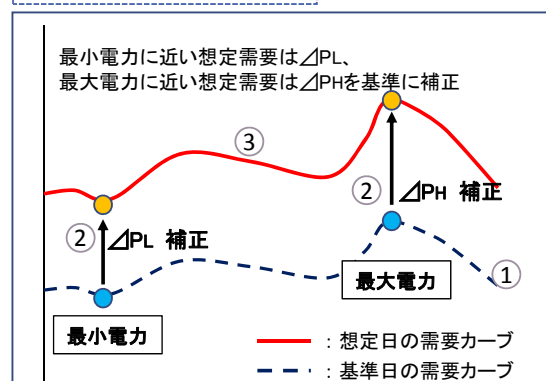
③需要カーブの作成

- ・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下げ代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



4. 想定(2)太陽光の最大出力想定

7

九州電力は、太陽光発電の最大出力を、最新の日射量予測値から想定した。

○太陽光最大出力

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

- (※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平成28年12月末現在の太陽光発電設備容量。

4. 想定(3)風力の最大出力想定

8

九州電力は、風力発電の最大出力を、最新の風速予測値から想定した。

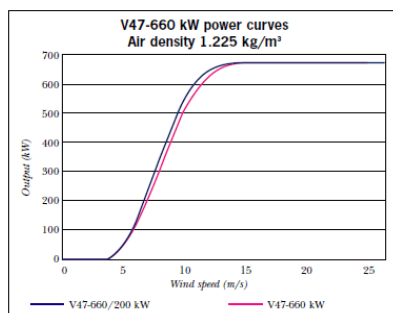
○風力出力(1基あたり)

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

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

九州電力は、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(※6)より、天気急変時には、それまでの出力が以下の割合にまで低下する可能性があるとして想定している。

種子島 : 17.2%

(※6) 再エネ合計出力が、天気急変に伴い、1時間単位で見るとそれまでの出力から低下した実績。

平成26年12月5日 4,798kW⇒825kW(17.2%)

九州電力は、送配電等業務指針に則って出力抑制を実施した。

○下げ代不足時の対応順序

業務指針174条による下げ代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
- 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

種子島の発電設備は以下のとおり。

・種子島の発電設備内訳

		平成28年12月末	
再生可能エネルギー 発電設備	太陽光(高圧)	6,193kW	
	太陽光(低圧)	4,980kW	
	風力	660kW	
	合計	11,833kW	
内燃力発電設備	新種子島発電所	6,000kW機	4台※
	種子島第一 発電所	4,500kW機	2台
		3,000kW機	2台
		1,500kW機	1台
	合計		40,500kW

※ 新種子島1号機(仮復旧中)の出力

	平常時	仮復旧中
出力範囲	3,000~6,000kW	3,000~4,000kW

2月は昨年10月に発生した過給機不具合による仮復旧中のために、最大出力が4,000kWに制約されていた。

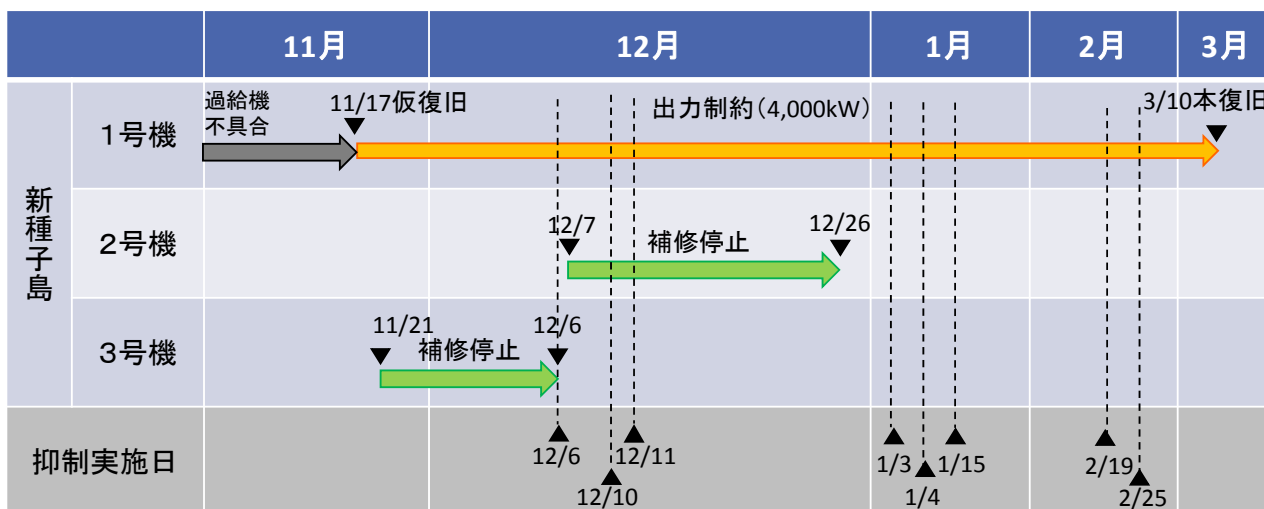


6. 種子島の発電設備(2)新種子島発電所 補修停止 12

新種子島発電所は、C重油の加熱等に必要な蒸気を確保するため、1~3号機のうち最低2台運転する必要がある。

12月は新種子島発電所2号機と3号機の補修停止のため、仮復旧中の1号機を運転する必要があり、出力抑制への影響が生じた。

2月は2号機と3号機の補修停止がなかったため、2号機と3号機の運転を前提として出力抑制を検討した。



抑制日別の状況は別紙。

別紙2-1 平成29年2月19日(日) 種子島 検証

別紙2-2 平成29年2月25日(土) 種子島 検証

7. 検証結果

本機関が検証した結果、下げ代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 抑制指令を行った時点で想定した離島の需給状況

・需要、再エネの最大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 下げ代確保の具体的内容

・内燃力機を最低負荷率50%まで出力抑制し、下げ代を最大限確保する計画としていた。

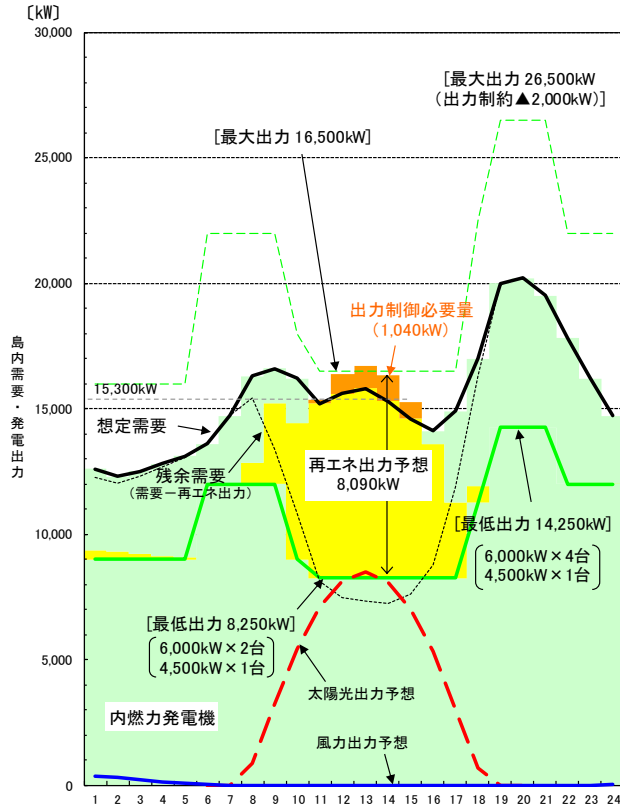
③ 再エネの出力抑制を行う必要性があったか

・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負荷率50%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。

日にち		2月19日	2月25日	
エリア		種子島	種子島	
気象 予報	天候	晴	晴	
	最高気温	13.7°C	12.3°C	
需給 バ ラ ン ス	下げ代最小時刻	14時	12時	
	需要	14,720kW	17,560kW	
	発電出力合計	14,720kW	17,560kW	
	内 訳	火力	8,120kW	9,460kW
		再エネ (太陽光・風力)	6,600kW	8,100kW
火力の最大出力		16,500kW	19,500kW	
火力の最小出力		8,250kW	9,750kW	

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候	晴れ		
	最高気温	15.0 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	14 時	
		需要	15,300 kW	
	発電出力合計	16,340 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	8,250 kW	
太陽光		8,090 kW		
風力		0 kW		
抑制必要量	1,040 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

	基準日	想定日	
	平成28年2月21日 (日)	平成29年2月19日 (日)	
天気	晴れ		
気温	最高	13.2	15.0 °C
	最低	7.5	7.0 °C
需要	最大	20,960 (20時)	20,240 kW
	最小	12,180 (2時)	12,280 kW
	下げ代最小時	- (14時)	15,300 kW

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
契約区分	余剰	全量	余剰	全量	
日射量予測値	2.563	2.563	2.563	2.563	MJ/m ²
出力換算係数	0.261	0.271	0.273	0.296	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,607	1,790	48	4,645	kW
想定出力合計	8,090 kW				

※kWh/MJ / m²/kW

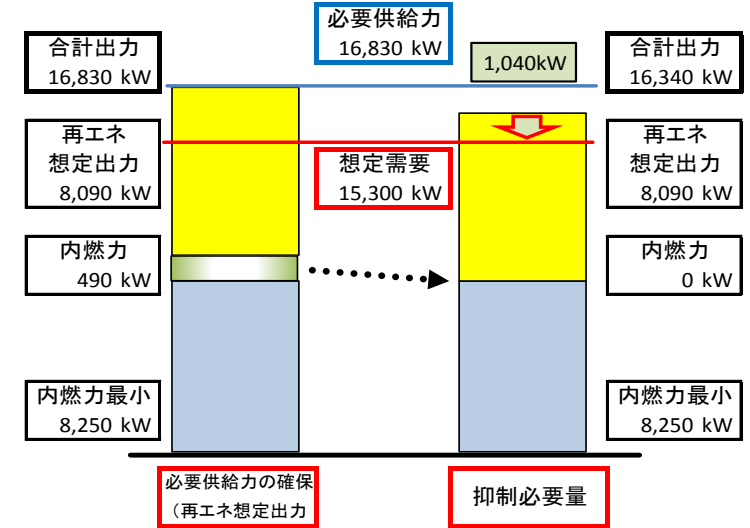
② 風力

風速予測値	x	1.45 m/s		
出力換算係数	A	B	C	D
	-1.74	40.3	-201	266
基数	1 基			
想定出力	0 kW			

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)		15,300 kW		
必要供給力	(想定需要+予備力10%)		16,830 kW		
再エネ	想定出力		8,090 kW		
	最小出力		1,391 kW		
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW	1,500kW
	基数	2	1	0	0
	出力計	12,000	4,500	0	0
	最大出力	16,500 kW			
最小出力	(50%)			8,250 kW	

4. 電源構成



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	17,891 kW	>	必要供給力	16,830 kW
再エネ最小	1,391 kW			↓
内燃力最大	16,500 kW		必要供給力を確保している	

再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(内燃力機容量減)

4,500kW機1基を3,000kW機に変えた場合、抑制後の供給力が確保できないため3,000kW機は使わない。

抑制必要量 = 8,090(再エネ最大) + 7,500(内燃力最小) - 15,300(需要) = 290kW

再エネ最小時 (8,090kW - 290kW) × 17.2% = 1,341kW

1,341kW(再エネ最小) + 15,000kW(内燃力最大) = 合計供給力16,341kW < 必要供給力16,830kW

(2) 抑制必要量

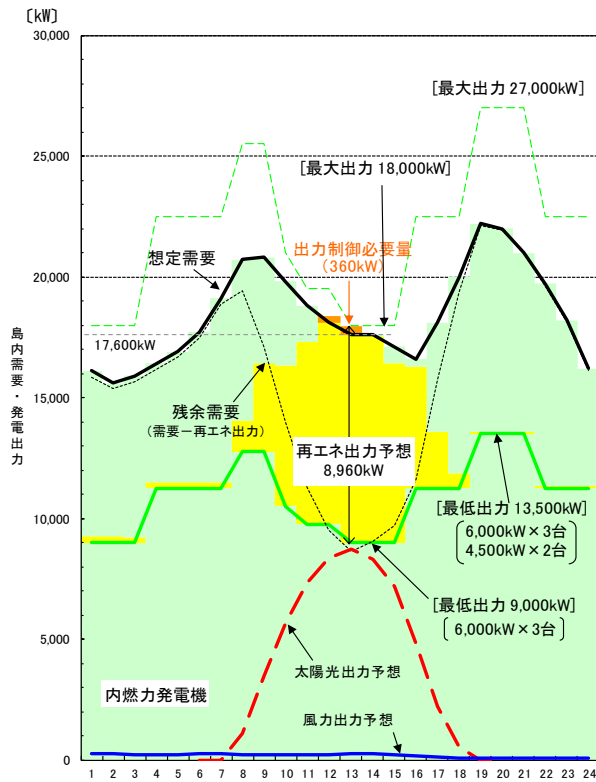
合計	16,340 kW	>	需要	15,300 kW
再エネ想定出力	8,090 kW			↓
内燃力最小	8,250 kW		抑制必要量	1,040 kW

今回の組み合わせ(3. 参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内燃力機分割)

例えば4,500kW機を、3,000kW機と1,500kW機に置き換えて、再エネ最大時は1,500kW機を停止することで抑制必要量の減少は可能だが、需要や再エネ出力の増減によって、1,500kW機の起動・停止を繰り返す必要があるため、安定的な運用は困難となる。

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候	晴れ		
	最高気温	13.0 °C		
需給 バランス	下げ代最小時	時刻	13 時	
		需要	17,600 kW	
	発電出力合計	17,960 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	9,000 kW	
太陽光		8,710 kW		
風力		250 kW		
抑制必要量	360 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

	基準日	想定日	
	平成29年1月21日 (土)	平成29年2月25日 (土)	
天気	晴れ		
気温	最高	10.6	13.0 °C
	最低	7.0	7.0 °C
需要	最大	23,120 (19時)	22,160 kW
	最小	15,560 (2時)	15,560 kW
	下げ代最小時	- (13時)	17,600 kW

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
契約区分	余剰	全量	余剰	全量	
日射量予測値	2.759	2.759	2.759	2.759	MJ/m ²
出力換算係数	0.261	0.271	0.273	0.296	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,730	1,927	52	5,001	kW
想定出力合計					8,710 kW

※kWh/MJ/m²/kW

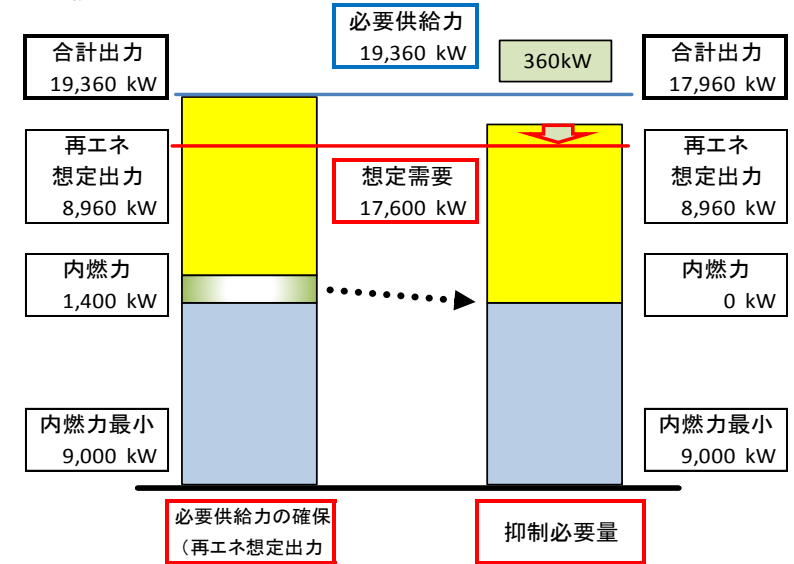
② 風力

風速予測値	x	7.1 m/s		
出力換算係数	A	B	C	D
	-1.74	40.3	-201	266
基数	1 基			
想定出力	250 kW			

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)		17,600 kW		
必要供給力	(想定需要+予備力10%)		19,360 kW		
再エネ	想定出力		8,960 kW		
	最小出力		1,541 kW		
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW	1,500kW
	基数	3	0	0	0
	出力計	18,000	0	0	0
	最大出力	18,000 kW			
	最小出力	(50%) 9,000 kW			

4. 電源構成



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	19,541 kW	>	必要供給力	19,360 kW
再エネ最小	1,541 kW			
内燃力最大	18,000 kW			

↓

必要供給力を確保している

再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 抑制必要量

合計	17,960 kW	>	需要	17,600 kW
再エネ想定出力	8,960 kW			
内燃力最小	9,000 kW			

↓

抑制必要量 360 kW

今回の組み合わせ(3. 参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内燃力機分割)

例えば6,000kW機1基を、4,500kW機と1,500kW機に置き換えて、再エネ最大時は1,500kW機を停止することで抑制必要量の減少は可能だが、需要や再エネ出力の増減によって、1,500kW機の起動・停止を繰り返す必要があるため、安定的な運用は困難となる。

平成 29 年 3 月 22 日

電力広域的運営推進機関

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の 公表について

九州電力株式会社が平成 29 年 2 月に実施した、種子島における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 2 項に基づき、出力抑制に関する給電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。

記

1. 抑制実施日とエリア

2 月 19 日（日）種子島

25 日（土）種子島

2. 検証内容

①抑制指令を行った時点で予測した離島の需給状況

②下げ代確保の具体的内容

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、下げ代不足が見込まれたため行われた、今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。

4. 添付資料

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果

～平成 28 年 2 月 九州電力～ ※添付略

以上