

第9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29年1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180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

- 1月 3日 (火) 種子島
- 4日 (水) 種子島
- 15日 (日) 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29年2月22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1月 九州電力～

平成29年2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1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、1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	種子島
指令日時	1月2日(月) 16時	1月3日(火) 16時	1月15日(日) 6時※
抑制実施日	1月3日(火)	1月4日(水)	1月15日(日)
抑制事業者数	2	1	1
抑制必要量	980kW	220kW	450kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時
備考	別紙2-1	別紙2-2	別紙2-3



※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、需要の増加と再エネ出力の減少が見込まれたため、1事業者の抑制指令を解除した。

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。

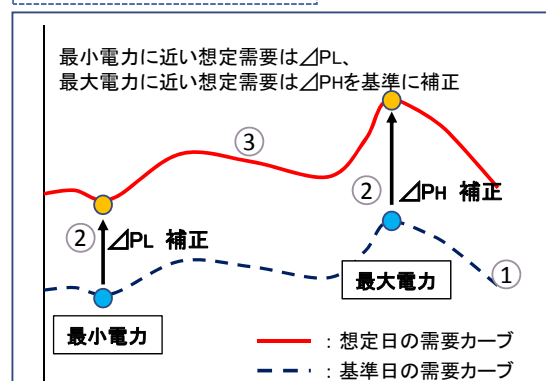
③需要カーブの作成

- ・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



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11月末現在の太陽光発電設備容量。

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。

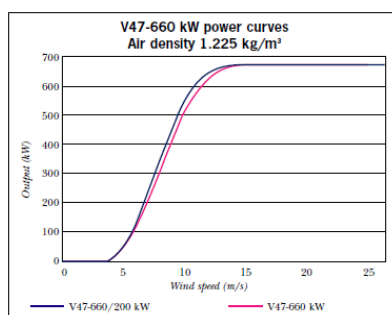
○風力出力(1基あたり)

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

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11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

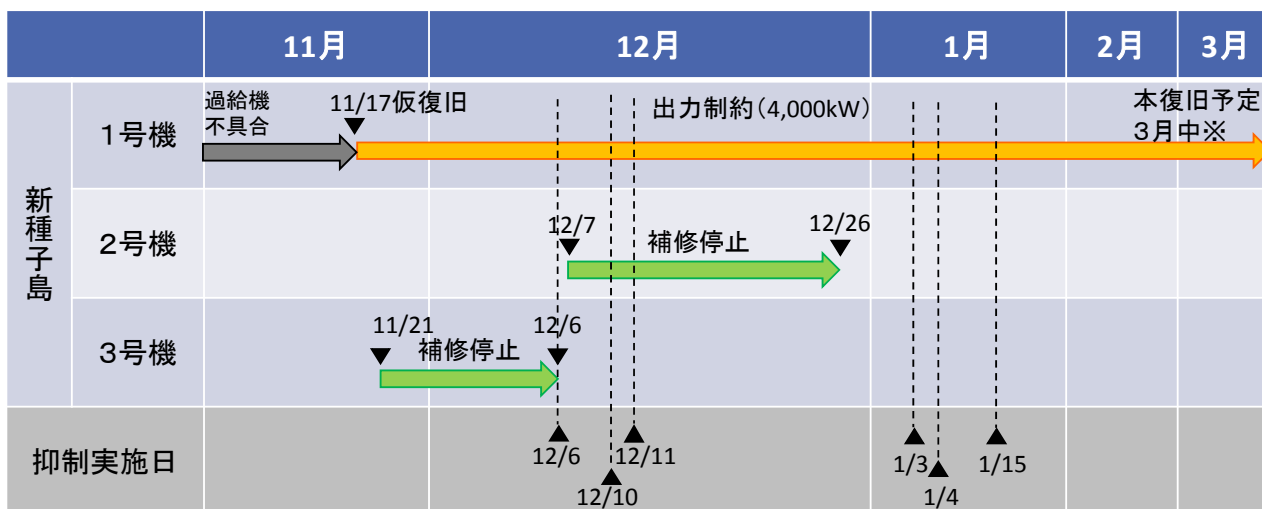
	平常時	仮復旧中
出力範囲	3,000~6,000kW	3,000~4,000kW

1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。
 1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。



※新種子島1号機の復旧予定は、メーカーの材料調達遅延により、2月中の復旧が3月まで伸びる見通し。

抑制日別の状況は別紙。

別紙2-1 平成29年1月3日(火) 種子島 検証

別紙2-2 平成29年1月4日(水) 種子島 検証

別紙2-3 平成29年1月15日(日) 種子島 検証

8. 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。

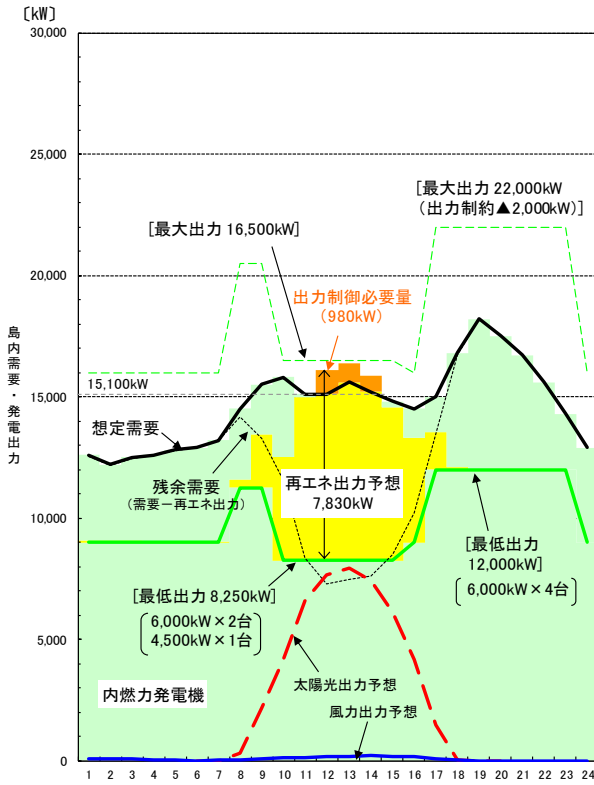
九州電力から報告を受けた当日の需給実績を、参考として公表する。

日にち		1月3日	1月4日	1月15日	
		火	水	日	
エリア		種子島	種子島	種子島	
気象 予報	天候	晴	晴	晴	
	最高気温	17.2℃	17.3℃	9.2℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ代最小時刻	14時	13時	14時	
	需要	14,620kW	16,660kW	17,400kW	
	発電出力合計	14,620kW	16,660kW	17,400kW	
	内 訳	火力	8,260kW	9,480kW	11,270kW
		再エネ (太陽光・風力)	6,360kW	7,180kW	6,130kW
火力の最大出力		16,500kW	19,000kW ^{※1}	21,000kW ^{※2}	
火力の最小出力		8,250kW	10,500kW ^{※1}	10,500kW ^{※2}	

※1 前日23時に新種子島2号機がトラブルのため停止。また、当日6時の需給バランス見直しにおいて、需要の上振れから予備力不足が見込まれたため、内燃力機の追加並列を判断した。
(前日計画: 6MW機2台+4.5MW機→当日6時見直し: 6MW機2台+4MW機(新種子島1号機)+3MW機)

※2 当日6時の需給バランス見直しにおいて、1事業者の抑制指令を解除した。さらに、10時頃の需給状況から、需要の上振れ、再エネ出力の低下により、予備力不足が見込まれたため、内燃力3MW機を追加並列した。

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	18.0 °C		
需給 バランス	下げ代最小時	時刻	12 時	
		需要	15,100 kW	
	発電出力合計	16,080 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内火力機)	8,250 kW	
太陽光		7,670 kW		
風力		160 kW		
抑制必要量	980 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1月3日 (日)	平成29年1月3日 (火)	
天気	晴れ	晴れ	
気温	最高	20.5	18.0 °C
	最低	16.1	12.0 °C
需要	最大	18,212 (19時)	18,212 kW
	最小	12,021 (2時)	12,221 kW
	下げ代最小時	- (12時)	15,100 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	2.233	2.233	2.233	2.233	MJ/m ²
出力換算係数	0.284	0.288	0.283	0.325	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,524	1,657	44	4,445	kW
想定出力合計					7,670 kW

※kWh/MJ/m²/kW

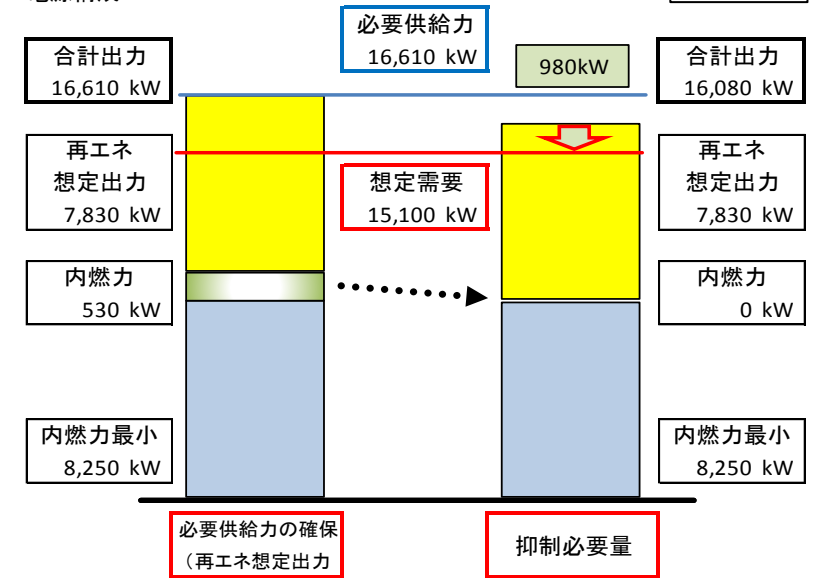
②風力

風速予測値	x	6.3 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	160 kW			

3. 内火力機の選定

需要	(下げ代最小時)		15,100 kW		
必要供給力	(想定需要+予備力10%)		16,610 kW		
再エネ	想定出力		7,830 kW		
	最小出力		1,347 kW		
内火力	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. 内火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	17,847 kW	>	必要供給力	16,610 kW
再エネ最小	1,347 kW			↓
内火力最大	16,500 kW			必要供給力を確保している

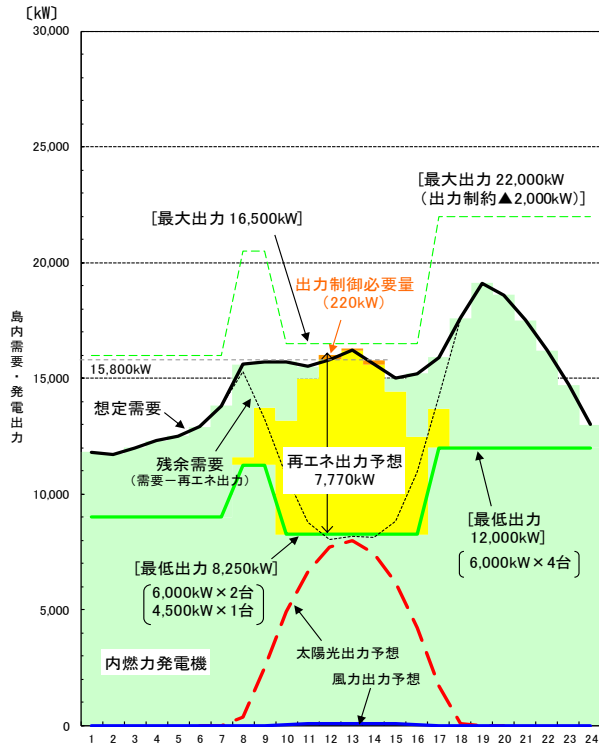
再エネが最小出力となっても内火力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 抑制必要量

合計	16,080 kW	>	需要	15,100 kW
再エネ想定出力	7,830 kW			↓
内火力最小	8,250 kW			抑制必要量 980 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。
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下げ代の確保は可能だが、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	19.1 °C		
需給 バランス	下げ代最小時	時刻	12 時	
		需要	15,800 kW	
	発電出力合計	16,020 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	8,250 kW	
太陽光		7,680 kW		
風力		90 kW		
抑制必要量	220 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

	基準日	平成28年1月4日		想定日	平成29年1月4日
		(月)		(水)	
天気	晴のち曇		晴れ		
気温	最高	18.7		19.1 °C	
	最低	15.6		12.0 °C	
需要	最大	19,061	(19時)	19,061 kW	
	最小	11,550	(2時)	11,750 kW	
	下げ代最小時	-	(12時)	15,800 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	2.236	2.236	2.236	2.236	MJ/m ²
出力換算係数	0.284	0.288	0.283	0.325	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,526	1,660	44	4,451	kW
想定出力合計					7,680 kW

※kWh/MJ/m²/kW

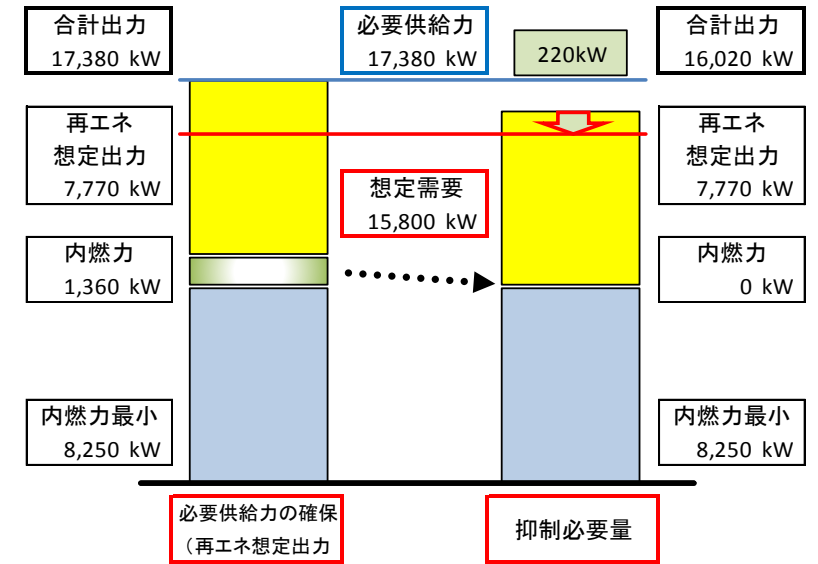
② 風力

風速予測値	x	5.5 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	90 kW			

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)		15,800 kW		
必要供給力	(想定需要+予備力10%)		17,380 kW		
再エネ	想定出力		7,770 kW		
	最小出力		1,336 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	17,836 kW	>	必要供給力	17,380 kW
再エネ最小	1,336 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。

(2) 抑制必要量

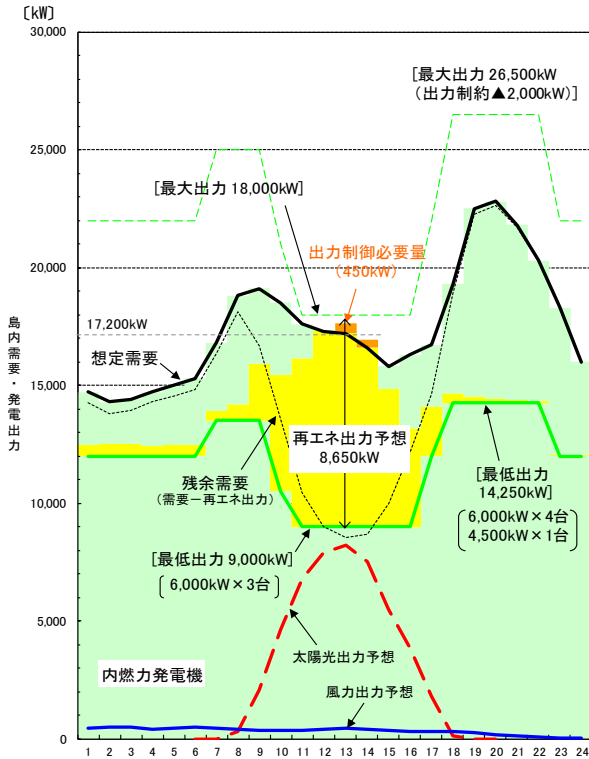
合計	16,020 kW	>	需要	15,800 kW
再エネ想定出力	7,770 kW			
内燃力最小	8,250 kW			

↓

抑制必要量 220 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。
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下げ代の確保は可能だが、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	9.1 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	13時	
		需要	17,200 kW	
	発電出力合計	17,650 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	9,000 kW	
		太陽光	8,210 kW	
風力		440 kW		
抑制必要量	450 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

	基準日	平成28年2月7日 (日)	
	想定日	平成29年1月15日 (日)	
天気	晴れ		
気温	最高	10.7	9.1 °C
	最低	7.5	4.7 °C
需要	最大	22,180 (20時)	22,822 kW
	最小	13,690 (2時)	14,250 kW
	下げ代最小時	- (13時)	17,200 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	2,390	2,390	2,390	2,390	MJ/m ²
出力換算係数	0.284	0.288	0.283	0.325	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,631	1,774	47	4,758	kW
想定出力合計					8,210 kW

※kWh/MJ/m²/kW

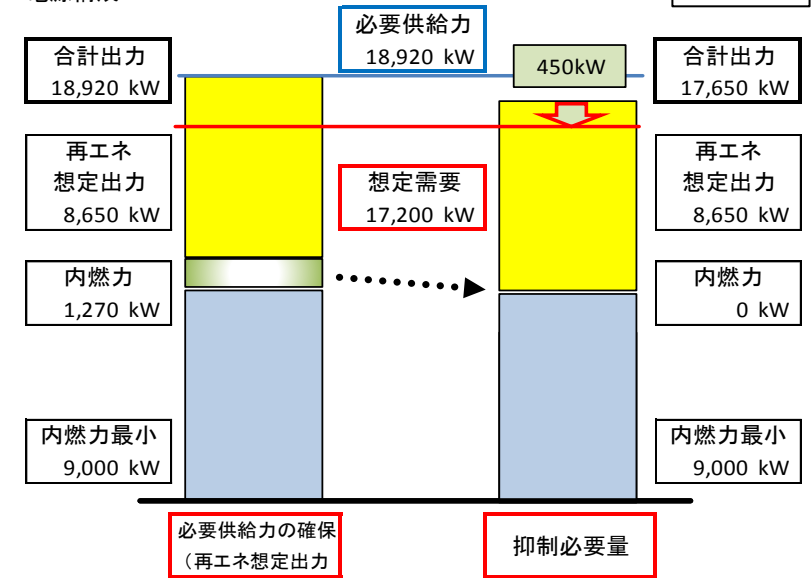
② 風力

風速予測値	x	8.9 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	440 kW			

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	17,200 kW			
必要供給力	(想定需要+予備力10%)	18,920 kW			
再エネ	想定出力	8,650 kW			
	最小出力	1,488 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	19,488 kW	>	必要供給力	18,920 kW
再エネ最小	1,488 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	17,650 kW	>	需要	17,200 kW
再エネ想定出力	8,650 kW			
内燃力最小	9,000 kW			

抑制必要量 450 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。
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下げ代の確保は可能だが、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2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1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

- 1月 3日（火）種子島
- 4日（水）種子島
- 15日（日）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1月 九州電力～ ※添付略

以上