

第4号議案

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する妥当性検証結果について

(案)

九州電力株式会社が平成28年4月に実施した、種子島および壱岐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、業務規程第180条第2項に基づく妥当性の検証結果を以下のとおりとし、本機関のウェブサイトで公表する。

1. 出力抑制実施日

- 4月15日(金) 種子島、壱岐
- 19日(火) 種子島
- 20日(水) 種子島
- 29日(金) 種子島、壱岐
- 30日(土) 壱岐

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。

3. 公表方法

- 別紙を本機関ウェブサイトで公表

以上

別紙 : 公表資料

平成27年5月31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28年4月に実施した、種子島および壱岐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

- 4月15日（金）種子島、壱岐
- 19日（火）種子島
- 20日（水）種子島
- 29日（金）種子島、壱岐
- 30日（土）壱岐

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4月 九州電力～

以上

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4月 九州電力～

平成28年5月31日
電力広域的運営推進機関

目次

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

九州電力は、平成28年4月に、種子島および壱岐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、4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。

エリア	壱岐	種子島	種子島	種子島	壱岐	種子島	壱岐
指令日時	4月14日 (木) 16時	4月14日 (木) 16時	4月18日 (月) 16時	4月20日 (水) 6時(※)	4月28日 (木) 16時	4月28日 (木) 16時	4月29日 (金) 16時
抑制実施日	4月15日 (金)	4月15日 (金)	4月19日 (火)	4月20日 (水)	4月29日 (金)	4月29日 (金)	4月30日 (土)
抑制事業者数	1	2	4	1	1	5	2
抑制必要量	250kW	920kW	2,080kW	460kW	440kW	2,880kW	760kW
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

(※) 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、検討し、2事業者の抑制指令を解除した。



4. 想定(1)需要想定方法

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。

需要想定の流れ

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、休日等を考慮して選定する。
※至近の実績： 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。

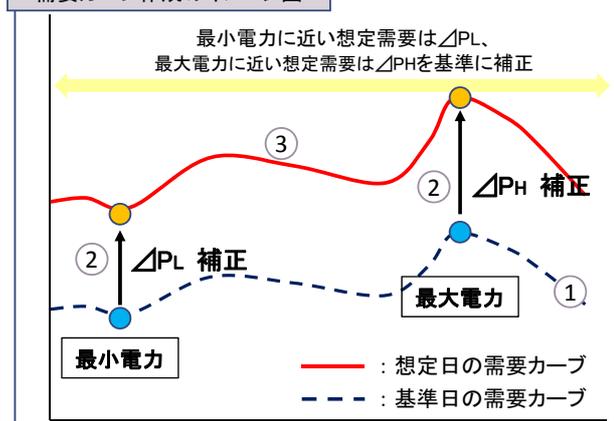
③ 需要カーブの作成

- ・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

需要カーブ作成のイメージ図



4. 想定(2)太陽光の出力想定(最大出力と出力低下) 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。天候急変時等の出力低下は、過去の実績から想定した。

○太陽光最大出力

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

- (※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。
… スライド8で詳細説明
- (※3) 該当エリアにおける平成28年3月末現在の太陽光発電設備容量。

4. 想定(2)太陽光の出力想定(最大出力と出力低下) 8

出力換算係数について

平成28年4月から、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し、区分毎の出力想定値を求める方法で最大出力を想定している。

(例)4月15日 種子島の出力想定値

契約種別	日射量予測値 MJ/m ²	出力換算係数 kWh/MJ/m ² /kW	設備容量 kW	出力想定値 kW
低圧余剰	3.008	0.224	2,446	1,648
低圧全量	3.008	0.244	2,513	1,844
高圧余剰	3.008	0.251	69	52
高圧全量	3.008	0.259	6,124	4,771
合計			11,152	≒ 8,320

契約種別のうち、高圧全量については、島内の太陽光発電所のオンラインテレメータ実績と日射量実績から算定した、「島内の係数」を採用している。その他3区分については、オンラインテレメータが設置されていないため、本土と同一の換算係数を採用している。

4. 想定(2)太陽光の出力想定(最大出力と出力低下) 9

○天気急変時の出力低下

過去の実績(※4)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%

壱岐 : 10.0%

(※4) 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。

それぞれのエリアの実績

種子島 平成26年12月5日 4,798kW⇒825kW(17.2%)

対馬(※5) 平成26年12月22日 1,266kW⇒138kW(10.9%)

(※5) 壱岐では、再エネ出力実績の観測地点(高圧連系)が少ないため、平滑化効果があまり期待できない。
今回、観測地点数が比較的多い島のうち、壱岐の状況に近い対馬の実績値を代用。

4. 想定(3)風力の出力想定(最大出力と出力低下) 10

九州電力は、風力発電の最大出力を、該当エリアの最新の風速予測値から想定した。
天候急変時等の出力低下は、過去の実績から想定した。

○風力出力(1基あたり)

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

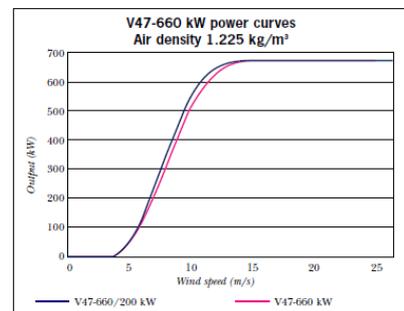
x : 風速予測値(m/s)(※1)

A、B、C、D : 出力換算係数(※2)

○天気急変時の出力低下

太陽光同様、最大出力が種子島17.2%、壱岐10.0%まで低下すると想定(※3)している。

- (※1) 気象会社から前日(もしくは抑制当日)に提供された、抑制当日の当該エリアの風速予測値(1時間値)。
(※2) 当該風車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くことで求められる。
(※3) 太陽光の出力低下の想定は過去の再エネ合計(太陽光+風力)の低下実績に基づいているため、風力も同じ値を適用する。



(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

○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、バイオマス関連発電設備がないことおよび他地域と連系されていないことから、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

6. 種子島と壱岐の発電設備

		種子島	壱岐
		平成28年3月現在	平成28年3月現在
再生可能エネルギー 発電設備	太陽光(高圧)	6,193kW	3,690kW
	太陽光(低圧)	4,959kW	4,098kW
	風力	660kW	1,500kW
	合計	11,812kW	9,288kW
内燃力発電設備	6,000kW機	4台	4台
	4,500kW機	2台	2台
	3,000kW機	2台	2台
	1,500kW機	1台	—
	合計	40,500kW	39,000kW

※4月15日の壱岐の低圧太陽光は速報値のため4,071kW

抑制日別の状況は別紙。

- 別紙1 平成28年4月15日(金) 壱岐 検証
- 別紙2 平成28年4月15日(金) 種子島 検証
- 別紙3 平成28年4月19日(火) 種子島 検証
- 別紙4 平成28年4月20日(水) 種子島 検証
- 別紙5 平成28年4月29日(金) 壱岐 検証
- 別紙6 平成28年4月29日(金) 種子島 検証
- 別紙7 平成28年4月30日(土) 壱岐 検証

8. 特記事項(1)

○壱岐での抑制を実施

・4月15日に初めて抑制を行い、29日、30日にも行った。

○最新の需給バランス検証

前日の気象予報に基づいて抑制を指令していたが、当日の気象予報で再度需給バランスを策定したところ、一部の抑制が不要となったため、解除した。

4月20日(水)実施(種子島)。前日3事業者に指令⇒当日2事業者を解除。

前日と当日の想定での出力抑制必要量の変化

	再エネ出力想定			需要想定	出力抑制必要量
	太陽光	風力	再エネ計		
前日想定	9,270kW	80kW	9,350kW	16,400kW	1,950kW
当日想定	7,820kW	40kW	7,860kW	16,400kW	460kW
差異	-1,450kW	-40kW	-1,490kW	0kW	-1,490kW

○2,880kWの抑制となった4月29日種子島の状況

- ・需要想定
当日は祝日のため、基準日を4月17日(日)として15,400kWと想定。
- ・再エネ出力想定
日射量予測値が3.409MJ/m²と高く、また風速予測値も10.9m/sと高かったことから、再エネ合計の出力想定は過去最高の10,000kW超となった。
- ・内燃力機
6,000kW×2基+4,500kW×1基を選定。この場合は再エネ最小(1,725kW)となった時でも必要供給力(16,940kW)を満たす。下げ代確保目的で最小出力を下げるために4,500kWを3,000kWに変えると、再エネ最小時に供給力不足となる。
(内燃力最大15,000kW+再エネ最小1,725kW=16,725kW < 16,940kW)
- ・抑制事業者
必要抑制量2,880kWに対し、5事業者の抑制が必要となった。

- ・ 需要に対し再エネ出力想定が大きく、抑制必要量が大きくなった。
- ・ 内燃力機は再エネ変動に対応するために必要な選定をしている。

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。

- ・ 太陽光の出力想定は、精度向上のため新しい方法を取り入れており、評価できる。
- ・ 出力低下の想定も内燃力機の選定に影響を与えるため、実績データの蓄積等により、精度向上することを期待する。
- ・ 需要および再エネ出力の想定について、引き続き精度向上への取り組みを継続することを望む。

○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

・必要な供給力を確保し、再エネの出力変動に対しても、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。

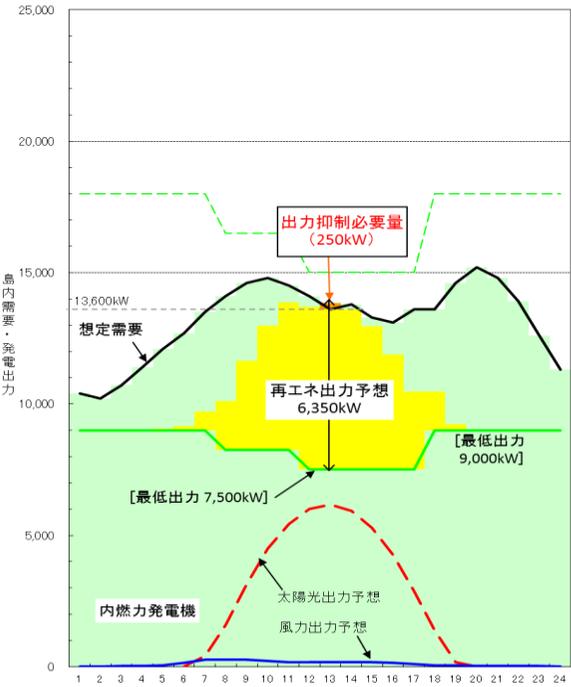
(参考) 当日の需給実績

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		4月15日	4月15日	4月19日	4月20日	4月29日	4月29日	4月30日
		金	金	火	水	金	金	土
エリア		壱岐	種子島	種子島	種子島	壱岐	種子島	壱岐
気象 予報	天候	晴れ						
	最高気温	17.2℃	23.1℃	21.5℃	23.3℃	18.0℃	20.7℃	20.6℃
需給 バ ラン ス	下げ代 最小時刻	13時						
	需要	13,941kW	17,634kW	16,470kW	17,032kW	12,743kW	15,780kW	13,323kW
	発電出力 合計	13,941kW	17,634kW	16,470kW	17,032kW	12,743kW	15,780kW	13,323kW
	内 訳	火力	7,261kW	9,589kW	9,238kW	8,161kW	7,812kW	9,336kW
再エネ (※)		6,680kW	8,045kW	7,232kW	8,871kW	4,931kW	6,444kW	5,710kW

(※) 風力はそれぞれの島に1事業者しかなく、太陽光と風力を分けて公表すると、風力を抑制した場合に実績が0kWとなり、抑制した事業者が特定されてしまうため、再エネとして太陽光と風力の合計値を公表する。

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	16.7 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	13時	
		需要	13,600 kW	
	発電出力合計	13,850 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	7,500 kW	
太陽光		6,170 kW		
	風力	180 kW		
	抑制必要量	250 kW		

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月5日(火)		
天気	晴れ		
気温	最高	16.3 °C	
	最低	9.2 °C	
需要	最大	15,220 kW	
	最小	10,170 kW	

② 想定需要

気温	最高	16.7 °C	
	最低	13.2 °C	
需要	最大	(20時)	15,220 kW
	最小	(2時)	10,170 kW
	下げ代最小時	(13時)	13,600 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	
日射量予測値	3.276	3.276	3.276	3.276	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.248	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	1,438	2,633	740	2,950	kW
想定出力	1,055	2,105	608	2,397	kW
想定出力合計					6,170 kW

② 風力

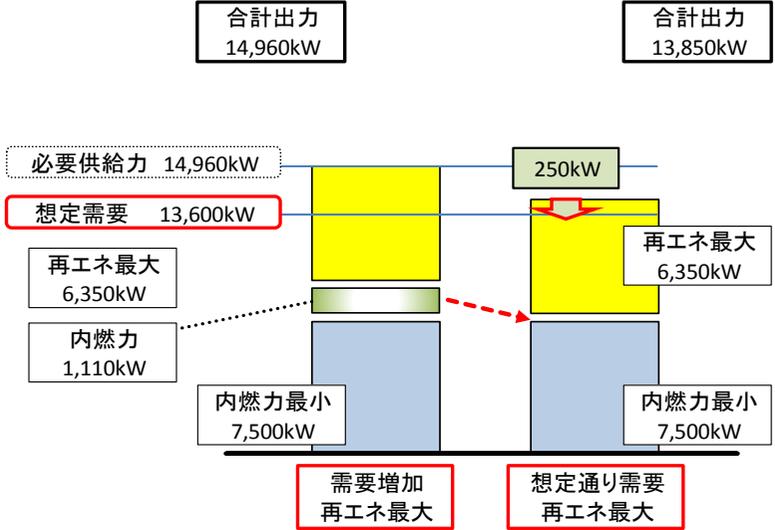
風速予測値	x	5.4 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-0.493	17.4	-82.6	111	基数
想定出力	180 kW				

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	13,600 kW			
必要供給力	(需要+予備力10%)	14,960 kW			
再エネ	最大出力	6,350 kW			
	最小出力	635 kW			
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW	
	基数	2	0	1	
	出力計	12,000	0	3,000	
	最大出力	15,000 kW			
	最小出力 (50%)	7,500 kW			

4. 再エネ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再エネが最大となった場合、需要13,600kWに対して供給力13,850kWとなり、需要を上回る250kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再エネ最小時

再エネ最小	635 kW
内燃力最大	15,000 kW
合計	15,635 kW

> 必要供給力 14,960 kW

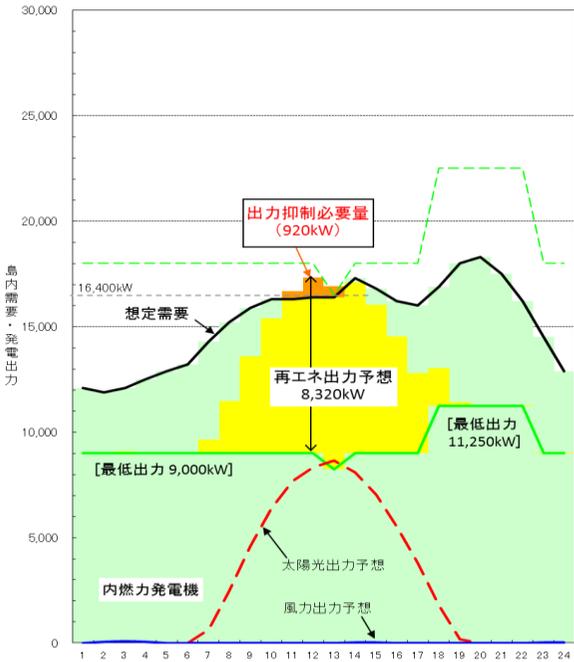
再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 再エネ最大時

	内燃力最小	再エネ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	7,500 kW	6,350 kW	13,850 kW	13,600 kW
			抑制必要量	250 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。壱岐で最小の3,000kW機を運転しているため、組み合わせの変更はできない。再エネ最大時は3,000kW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、3,000kW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	21.0 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	12 時	
		需要	16,400 kW	
	発電出力合計	17,320 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	9,000 kW	
太陽光		8,320 kW		
風力		0 kW		
抑制必要量	920 kW			

2. 需要および再生エ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月1日(金)		
天気	曇りのち晴れ		
気温	最高	20.5 °C	
	最低	17.3 °C	
需要	最大	18,320 kW	
	最小	11,880 kW	

② 想定需要

気温	最高	21.0 °C	
	最低	16.0 °C	
需要	最大	(20時)	18,320 kW
	最小	(2時)	11,880 kW
	下げ代	(12時)	16,400 kW
	最小時	(12時)	16,400 kW

(2) 再生エ出力想定

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	3.008	3.008	3.008	3.008	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.259	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	2,446	2,513	69	6,124	kW
想定出力	1,648	1,844	52	4,771	kW
想定出力合計					8,320 kW

② 風力

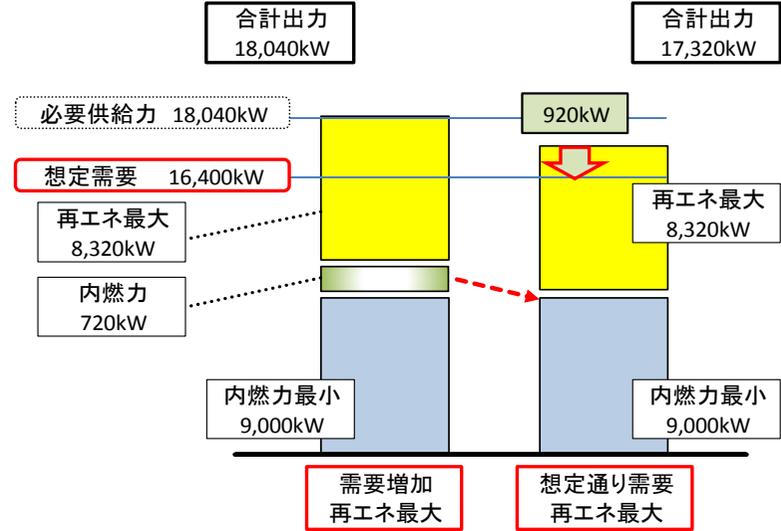
風速予測値	x	4.2 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-1.74	40.3	-201	266	基数
想定出力	0 kW				

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	16,400 kW			
必要供給力	(需要+予備力10%)	18,040 kW			
再生エ	最大出力	8,320 kW			
	最小出力	1,431 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. 再生エ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再生エが最大となった場合、需要16,400kWに対して供給力17,320kWとなり、需要を上回る920kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再生エ最小時

再生エ最小	1,431 kW
内燃力最大	18,000 kW
合計	19,431 kW

> 必要供給力 18,040 kW

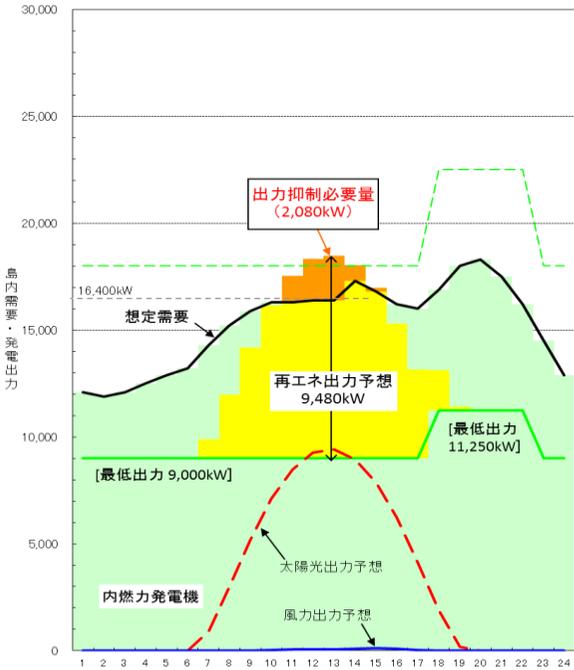
再生エが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 再生エ最大時

	内燃力最小	再生エ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	9,000 kW	8,320 kW	17,320 kW	16,400 kW
				抑制必要量 920 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。
6,000kW機を、4,500kW機と1,500kW機に置き換えて、再生エ最大時は1,500kW機を停止することで下げ代の確保は可能だが、需要や再生エ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	21.0 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	13時	
		需要	16,400 kW	
	発電出力合計	18,480 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	9,000 kW	
太陽光		9,410 kW		
風力		70 kW		
	抑制必要量	2,080 kW		

2. 需要および再生エネ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月1日(金)		
天気	曇りのち晴れ		
気温	最高	20.5 °C	
	最低	17.3 °C	
需要	最大	18,320 kW	
	最小	11,880 kW	

② 想定需要

気温	最高	21.0 °C	
	最低	14.0 °C	
需要	最大	(20時)	18,320 kW
	最小	(2時)	11,880 kW
	下げ代最小時	(13時)	16,400 kW

(2) 再生エネ出力想定

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	3.404	3.404	3.404	3.404	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.259	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	2,446	2,513	69	6,124	kW
想定出力	1,865	2,087	59	5,399	kW
想定出力合計					9,410 kW

② 風力

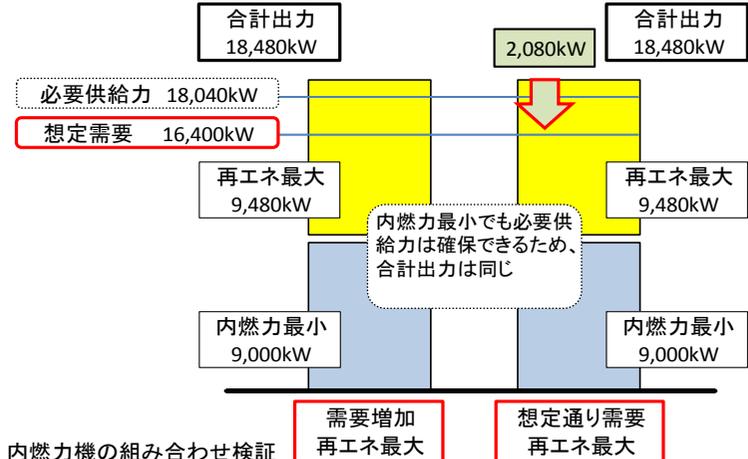
風速予測値	x	5.2 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-1.74	40.3	-201	266	基数 1
想定出力					70 kW

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	16,400 kW			
必要供給力	(需要+予備力10%)	18,040 kW			
再生エネ	最大出力	9,480 kW			
	最小出力	1,631 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. 再生エネ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再生エネが最大となった場合、需要16,400kWに対して供給力18,480kWとなり、需要を上回る2,080kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再生エネ最小時

再生エネ最小	1,631 kW		
内燃力最大	18,000 kW		
合計	19,631 kW	>	必要供給力 18,040 kW

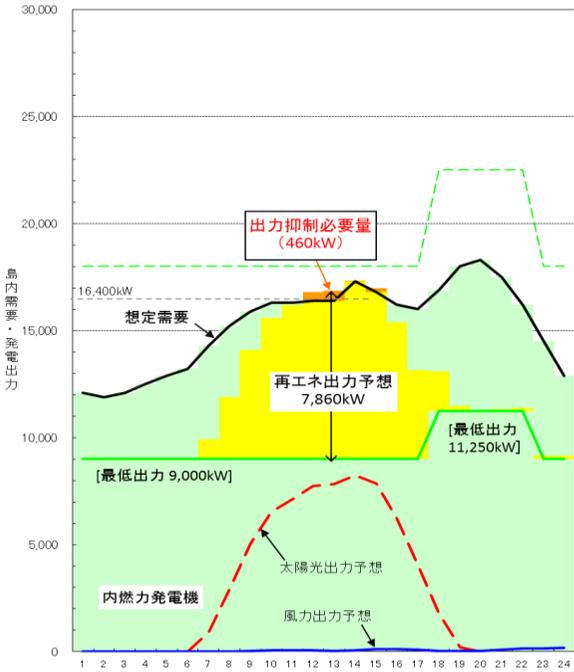
再生エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。
 6,000kW機1基を4,500kW機に変えた場合、抑制後の供給力が確保できないため4,500kW機は使わない。
 抑制必要量 = 9,480(再生エネ最大) + 8,250(内燃力最小) - 16,400(需要) = 1,330kW
 再生エネ最小時 (9,480kW - 1,330kW) × 17.2% = 1,402kW
 1,402kW(再生エネ最小) + 16,500kW(内燃力最大) = 合計供給力17,902kW < 必要供給量18,040kW

(2) 再生エネ最大時

	内燃力最小	再生エネ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	9,000 kW	9,480 kW	18,480 kW	16,400 kW
			抑制必要量	2,080 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。6,000kW機を、3,000kW機×2基に置き換えて、再生エネ最大時は3,000kW機を停止することで下げ代の確保は可能だが、需要や再生エネ出力の増減によって、3,000kW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	23.0 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	13時	
		需要	16,400 kW	
	発電出力合計	16,860 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	9,000 kW	
		太陽光	7,820 kW	
風力		40 kW		
抑制必要量	460 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月1日(金)		
天気	曇りのち晴れ		
気温	最高	20.5 °C	
	最低	17.3 °C	
需要	最大	18,320 kW	
	最小	11,880 kW	

② 想定需要

気温	最高	23.0 °C	
	最低	13.6 °C	
需要	最大	(20時)	18,320 kW
	最小	(2時)	11,880 kW
	下げ代	(13時)	16,400 kW
	最小時	(13時)	16,400 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	2.830	2.830	2.830	2.830	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.259	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	2,446	2,513	69	6,124	kW
想定出力	1,551	1,735	49	4,489	kW
想定出力合計	7,820 kW				

② 風力

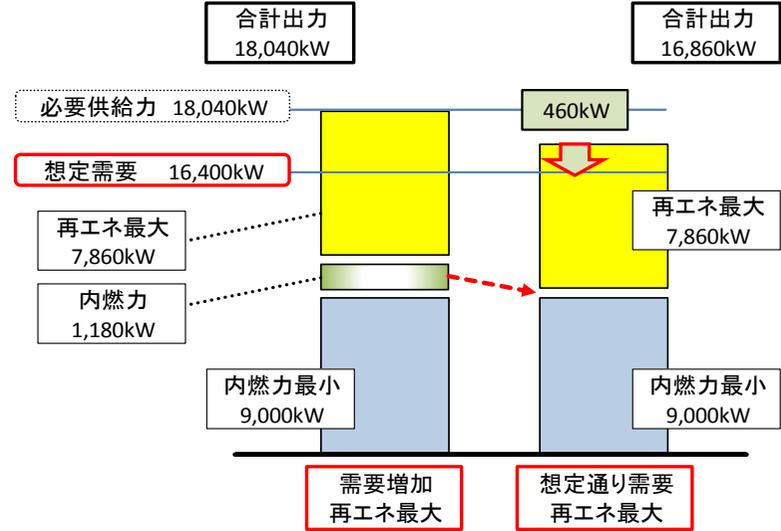
風速予測値	x	4.85 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-1.74	40.3	-201	266	基数 1
想定出力	40 kW				

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)				16,400 kW
必要供給力	(需要+予備力10%)				18,040 kW
再エネ	最大出力	7,860 kW			
	最小出力	1,352 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. 再エネ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再エネが最大となった場合、需要16,400kWに対して供給力16,860kWとなり、需要を上回る460kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再エネ最小時

再エネ最小	1,352 kW
内燃力最大	18,000 kW
合計	19,352 kW

> 必要供給力 18,040 kW

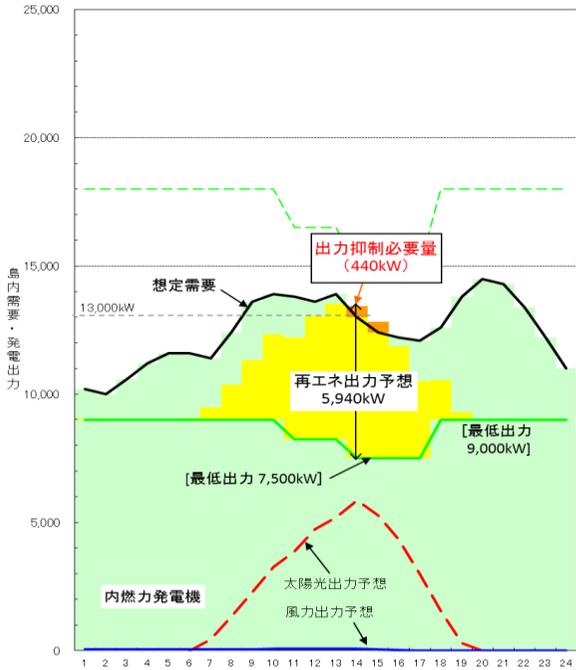
再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 再エネ最大時

	内燃力最小	再エネ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	9,000 kW	7,860 kW	16,860 kW	16,400 kW
			抑制必要量	460 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。6,000kW機を、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	18.2 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	14 時	
		需要	13,000 kW	
	発電出力合計	13,440 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	7,500 kW	
		太陽光	5,870 kW	
風力		70 kW		
抑制必要量	440 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月17日 (日)		
天気	曇りのち晴れ(昼間はほぼ晴れ)		
気温	最高	17.4 °C	
	最低	12 °C	
需要	最大	14,530 kW	
	最小	10,010 kW	

② 想定需要

気温	最高	18.2 °C	
	最低	12.8 °C	
需要	最大	(20時)	14,530 kW
	最小	(2時)	10,010 kW
	下げ代最小時	(14時)	13,000 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	
日射量予測値	3.109	3.109	3.109	3.109	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.248	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	1,438	2,660	740	2,950	kW
想定出力	1,001	2,018	577	2,275	kW
想定出力合計					5,870 kW

② 風力

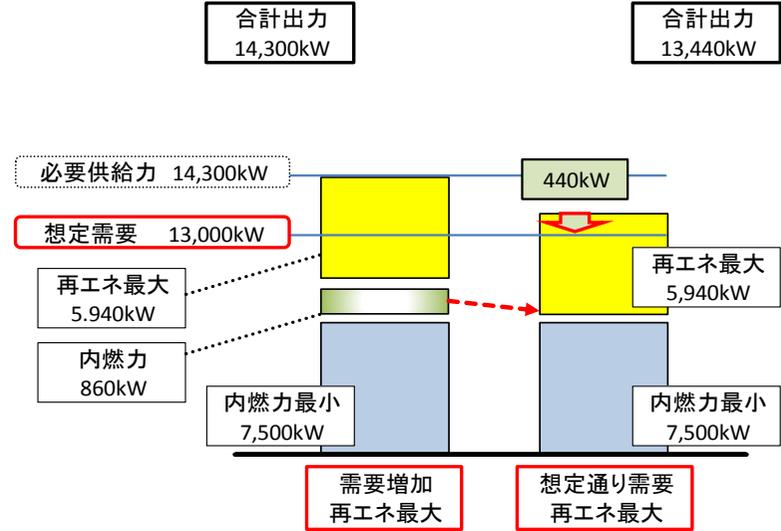
風速予測値	x	4.2 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-0.493	17.4	-82.6	111	基数
想定出力	70 kW				

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	13,000 kW		
必要供給力	(需要+予備力10%)	14,300 kW		
再エネ	最大出力	5,940 kW		
	最小出力	594 kW		
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW
	基数	2	0	1
	出力計	12,000	0	3,000
	最大出力	15,000 kW		
	最小出力 (50%)	7,500 kW		

4. 再エネ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再エネが最大となった場合、需要13,000kWに対して供給力13,440kWとなり、需要を上回る440kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再エネ最小時

再エネ最小	594 kW
内燃力最大	15,000 kW
合計	15,594 kW

> 必要供給力 14,300 kW

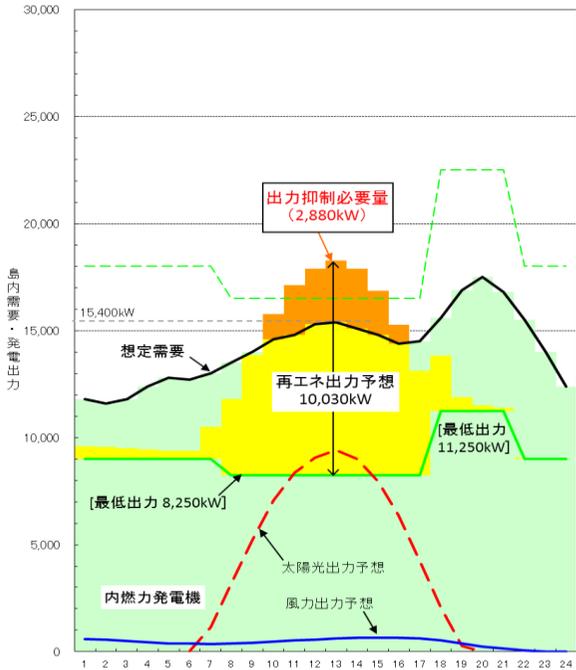
再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 再エネ最大時

	内燃力最小	再エネ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	7,500 kW	5,940 kW	13,440 kW	13,000 kW
				抑制必要量 440 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。壱岐で最小の3,000kW機を運転しているため、組み合わせの変更はできない。再エネ最大時は3,000kW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、3,000kW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	20.1 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	13 時	
		需要	15,400 kW	
	発電出力合計	18,280 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	8,250 kW	
太陽光		9,420 kW		
風力		610 kW		
	抑制必要量	2,880 kW		

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月17日 (日)		
天気	晴れ		
気温	最高	22 °C	
	最低	16.8 °C	
需要	最大	17,510 kW	
	最小	11,610 kW	

② 想定需要

気温	最高	20.1 °C	
	最低	16.0 °C	
需要	最大	(20時)	17,510 kW
	最小	(2時)	11,610 kW
	下げ代最小時	(13時)	15,400 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	3.409	3.409	3.409	3.409	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.259	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	2,446	2,513	69	6,124	kW
想定出力	1,868	2,090	59	5,407	kW
想定出力合計					9,420 kW

② 風力

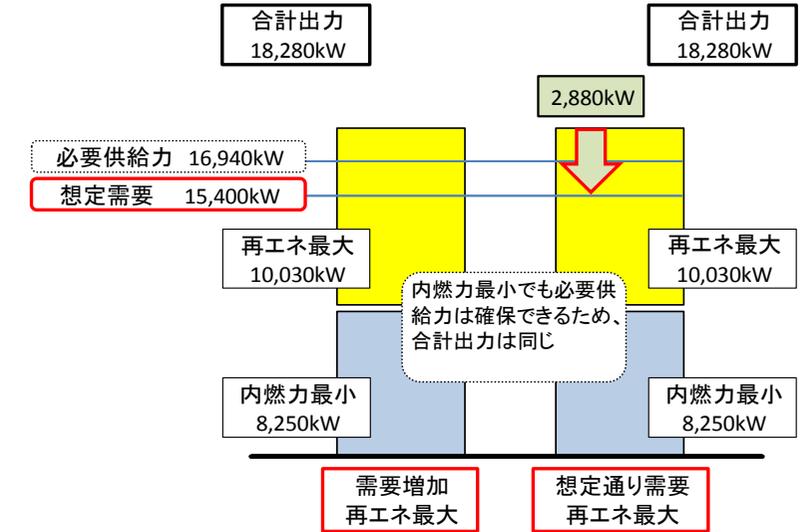
風速予測値	x	10.9 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-1.74	40.3	-201	266	基数 1
想定出力					610 kW

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	15,400 kW			
必要供給力	(需要+予備力10%)	16,940 kW			
再エネ	最大出力	10,030 kW			
	最小出力	1,725 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. 再エネ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再エネが最大となった場合、需要15,400kWに対して供給力18,280kWとなり、需要を上回る2,880kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再エネ最小時

再エネ最小	1,725 kW		
内燃力最大	16,500 kW		
合計	18,225 kW	>	必要供給力 16,940 kW

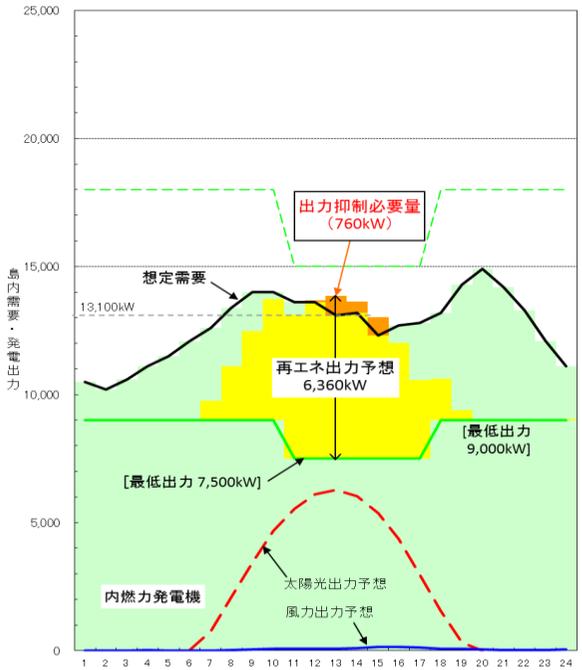
再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 再エネ最大時

	内燃力最小	再エネ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	8,250 kW	10,030 kW	18,280 kW	15,400 kW
			抑制必要量	2,880 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	20.3 °C		
需給バランス	下げ代最小時	時刻	13時	
		需要	13,100 kW	
	発電出力合計	13,860 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	7,500 kW	
太陽光		6,280 kW		
風力		80 kW		
抑制必要量	760 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

① 基準日状況

基準日	平成28年4月2日(土)		
天気	曇りのち晴れ(昼間はほぼ晴れ)		
気温	最高	20.2 °C	
	最低	12.4 °C	
需要	最大	14,860 kW	
	最小	10,200 kW	

② 想定需要

気温	最高	20.3 °C	
	最低	12.2 °C	
需要	最大	(20時)	14,860 kW
	最小	(2時)	10,200 kW
	下げ代	(13時)	13,100 kW
	最小時	(13時)	13,100 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	3.323	3.323	3.323	3.323	MJ/m ²
出力換算係数	0.224	0.244	0.251	0.248	kWh/MJ/m ² /kW
発電設備容量	1,438	2,660	740	2,950	kW
想定出力	1,070	2,157	617	2,431	kW
想定出力合計					6,280 kW

② 風力

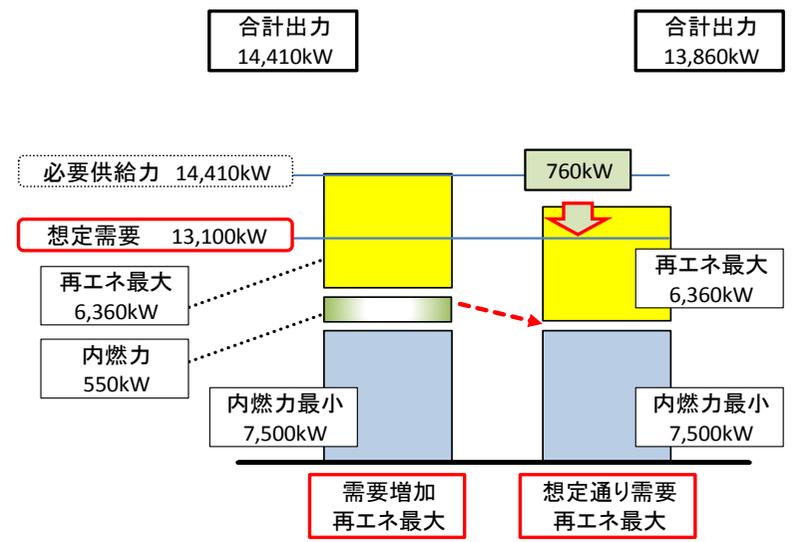
風速予測値	x	4.35 m/s			
出力換算係数	A	B	C	D	
	-0.493	17.4	-82.6	111	基数
想定出力	80 kW				

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ代最小時)	13,100 kW		
必要供給力	(需要+予備力10%)	14,410 kW		
再エネ	最大出力	6,360 kW		
	最小出力	636 kW		
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW
	基数	2	0	1
	出力計	12,000	0	3,000
	最大出力	15,000 kW		
	最小出力 (50%)	7,500 kW		

4. 再エネ出力抑制の必要性

想定通りの需要で再エネが最大となった場合、需要13,100kWに対して供給力13,860kWとなり、需要を上回る760kWを出力抑制する必要が生じた。



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 再エネ最小時

再エネ最小	636 kW
内燃力最大	15,000 kW
合計	15,636 kW

> 必要供給力 14,410 kW

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) 再エネ最大時

	内燃力最小	再エネ最大	合計出力	需要
今回の組み合わせ	7,500 kW	6,360 kW	13,860 kW	13,100 kW
				抑制必要量 760 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。壱岐で最小の3,000kW機を運転しているため、組み合わせの変更はできない。再エネ最大時は3,000kW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、3,000kW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。