

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21日 種子島(九州電力)～

平成28年3月24日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
 2. 検証内容
 3. 需給状況
 - (1) 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)
 - (2) 需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定(最大出力と出力低下)
 - (4) 内燃力機の選定
 4. 出力抑制
 - (1) 再エネ出力抑制の必要性
 - (2) 下げ代不足時の対応順序
 - (3) 内燃力機の組み合わせ
 5. 改善提案への対応
 6. 検証結果
- (参考) 当日の需給実績、業務指針、内燃力機の最低出力

九州電力は、平成28年2月21日(日)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、送配電等業務指針第154条に基づき、九州電力から同条第1項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、同条第2項により、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。

なお、本機関は、平成27年5月5日(火)に九州電力が同じく種子島において出力抑制を行った際にも、その妥当性について検証し公表している。

<http://www.occto.or.jp/oshirase/hoka/2015-0722-saienesetsubikensyo.html>

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(発電機出力抑制、揚水発電の揚水運転)の具体的内容

③ 再エネ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、出力を下げるこができる余地をいう。

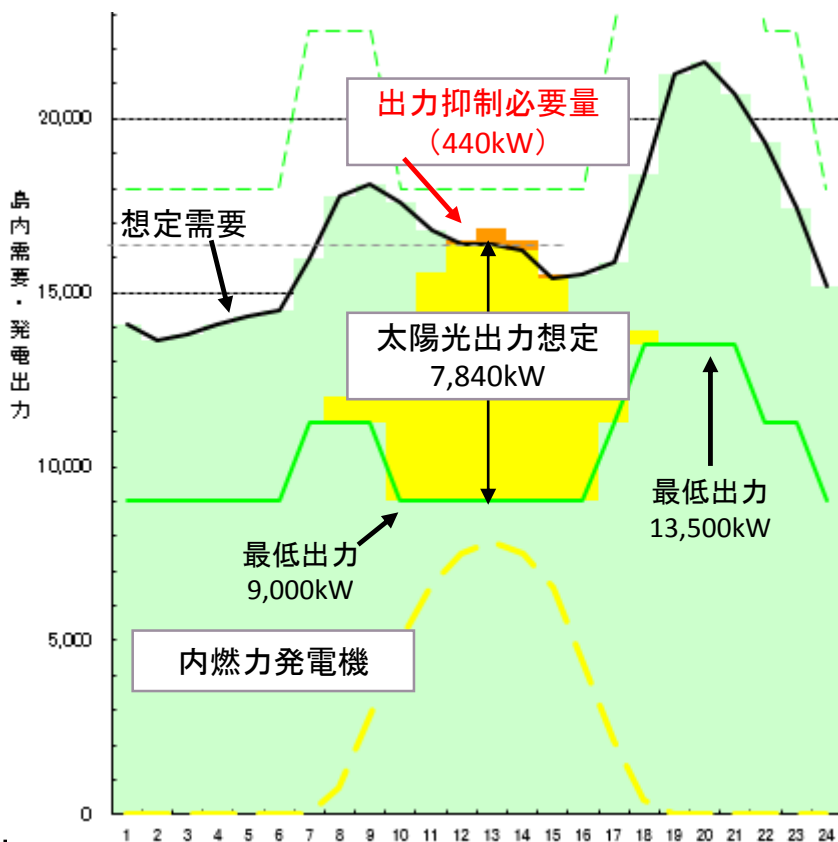
再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ代」という。

- ・ 検証の対象は、業務指針第154条1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。

3. (1) 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)

九州電力は、2日20日(土)16時10分、翌21日(日)に下げ代不足が発生することを想定したため、太陽光発電の1事業者(設備容量 1,000kW)に対し、21日(日)9~16時の出力抑制を指令した。

2月21日(日)需給見通し



気象予報	天候	晴れ	
	最高気温	12.1°C	
需給 バランス	下げ代 最小時	時刻	13時
		需要	16,400kW
	発電出力合計		16,840kW
	内 訳	水力	—
		火力(内燃力機)	9,000kW
		太陽光	7,840kW
その他		—	
抑制必要量		440kW	

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を13時、その時の需要を16,400kWと想定した。

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。

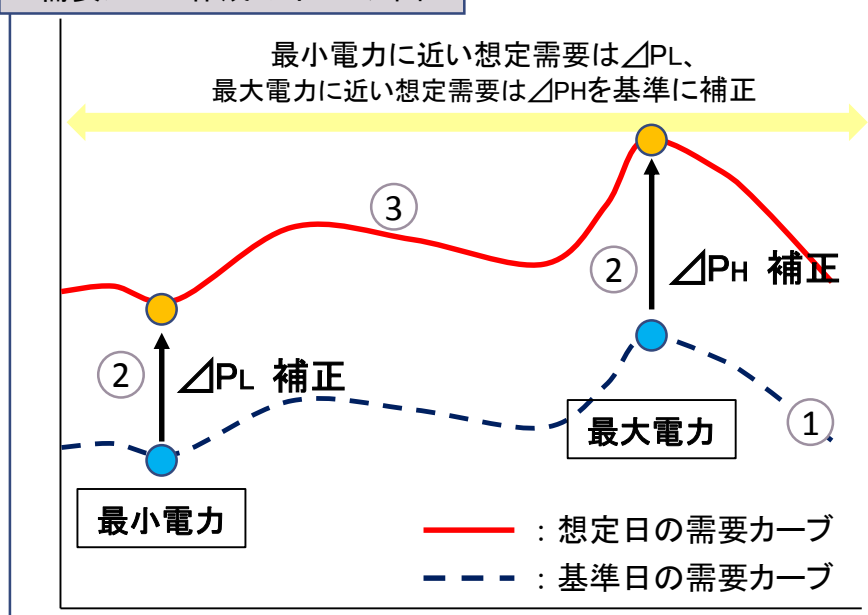
③ 需要カーブの作成

- ・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



3. (2) 需要想定(算出)

基準日 実績	基準日	平成28年2月7日	
	天気	晴れのち雨 (昼は晴れ)	
	最高気温	10.7°C	
	最低気温	7.5°C	
	需要	最大	22,180kW
最小		13,690kW	

想定日 (2/21) 気象 予報 と 需要 想定	天気	晴れ		
	最高気温	12.1°C		
	最低気温	7.9°C		
	需要	最大	21,620kW(20時)	
		最小	13,610kW(2時)	
下げ代 最小時	16,400kW(13時)			

① 基準日を2月7日(日)と選定

・直近の日曜日実績のうち天候、気温が想定日と最も近い日を選定した。

② 想定日の最大最小電力の気温補正

- ・ 想定日と基準日の最高気温差
 $12.1 - 10.7 = 1.4^{\circ}\text{C}$
- ・ 種子島の気温感応度
最大電力▲400kW/°C (気温帯: ~18°C)
- ・ 補正電力
気温差 × 感応度
 $= 1.4^{\circ}\text{C} \times \blacktriangle 400\text{kW}/^{\circ}\text{C} = \blacktriangle 560\text{kW}$
- ・ 想定日の最大電力
 $22,180\text{kW} - 560\text{kW} = 21,620\text{kW}$
- ・ 最小電力も同様に最低気温差をもとに算出
(感応度は▲200kW/°C)

③ 想定日の需要カーブ作成

・基準日の需要カーブを②で求めた最大電力、最小電力をもとに補正した。

九州電力は、太陽光発電の翌日の最大出力を、種子島の最新の日射量予測値から7,840kWと想定した。

また、天候急変時の出力低下を、種子島の過去の実績から、7,840kW → 1,348kW と想定した。(風力は停止中のため太陽光のみ想定)

○最大出力

$$\begin{aligned} &= \text{日射量予測値}(\text{※1}) \times \text{出力換算係数}(\text{※2}) \times \text{発電設備容量}(\text{※3}) \\ &= 2.695[\text{MJ}/\text{m}^2] \times 0.261[\text{kWh}/\text{MJ}/\text{m}^2/\text{設備容量}(\text{kW})] \times 11,152[\text{kW}] \\ &= 7,844[\text{kW}] \doteq 7,840[\text{kW}] \end{aligned}$$

○天気急変時の出力低下

過去の実績(※4)より、最大出力7,840kWが1,348kW(17.2%)まで低下と想定

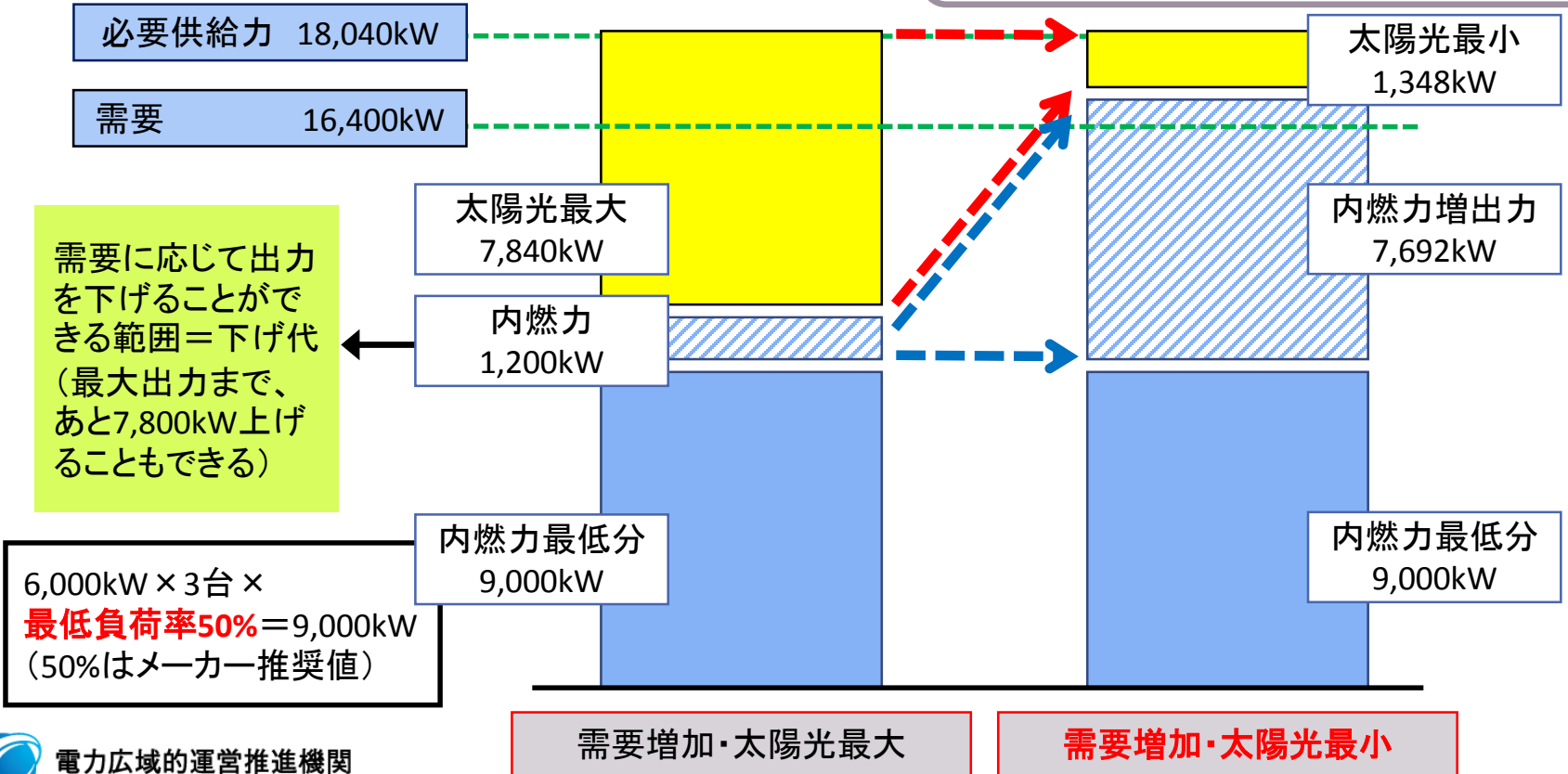
- (※1) 気象会社が2/20(土)10時に発表した、2/21(日)13時の種子島の日射量予測値(1時間値)。
- (※2) 九州本土の太陽光発電設備の発電出力と日射量との関係から算定。
月別管理しており2月値を適用。
- (※3) 種子島における平成28年1月末現在の太陽光発電設備容量。
- (※4) 出力低下率の最大実績。平成26年12月5日に、太陽光の出力4,798kWが39分間で825kW(17.2%)まで低下した。

3. (4) 内燃力機の選定

九州電力は、需要の10%の予備率(※)を加えた必要供給力を確保し、また天気が急変して太陽光発電が出力低下した場合にも安定供給が可能なよう、内燃力の運転ユニットの組み合わせを「6,000kW×3台」に選定した。

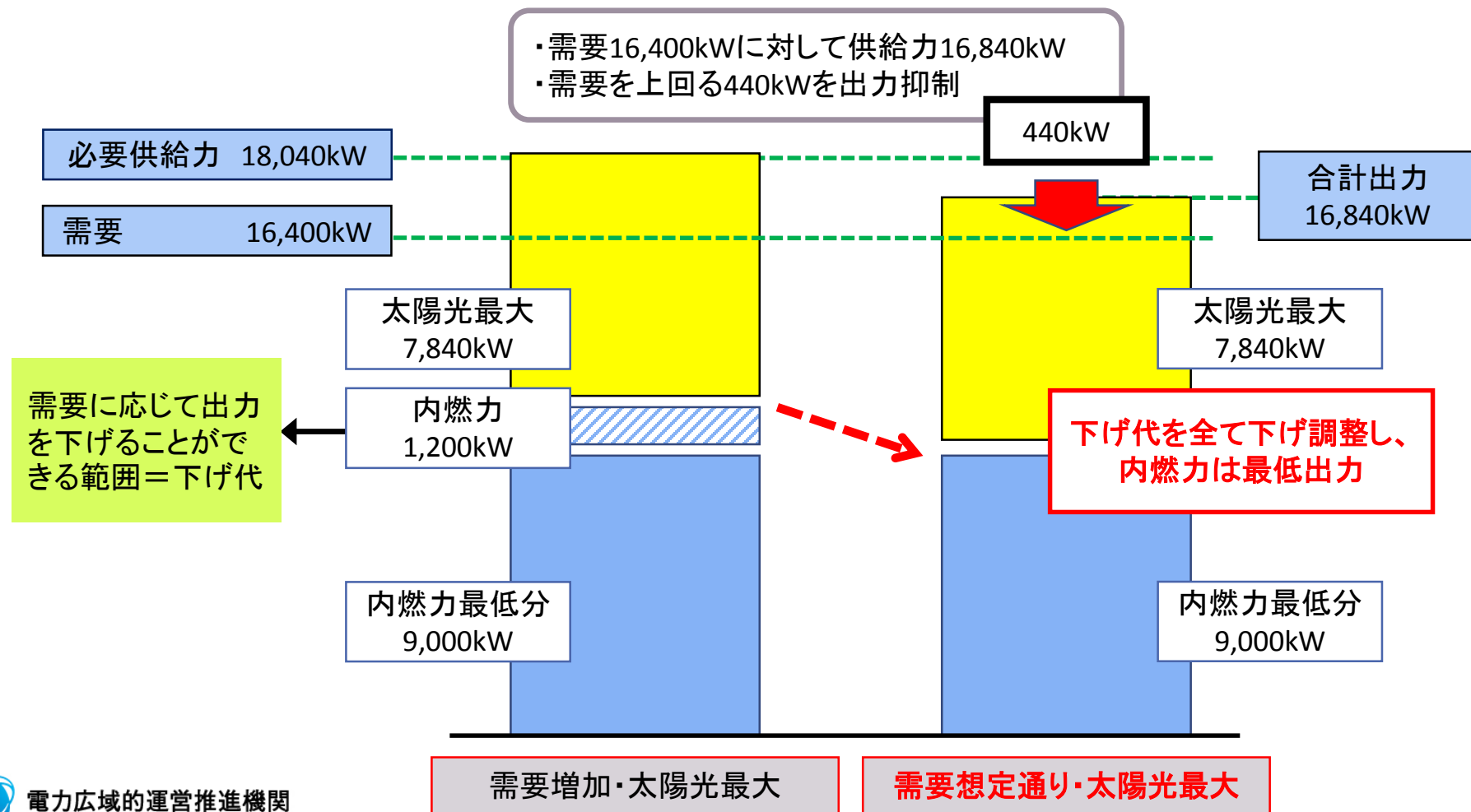
(※) 予備率10%は本土の予備率と比較し高めだが、離島であり他の地域と連系されていないことから、妥当な値と考えられる

太陽光が最大から最小に急減しても、内燃力の増出力で必要供給力を満たすことが可能



4. (1) 再エネ出力抑制の必要性

九州電力は、太陽光が最大出力となった場合に、内燃力機を最低負荷率50%まで出力抑制する計画としたが、合計出力が需要を上回るため、440kWの太陽光発電の出力抑制の指令が必要となった。



■ 種子島の発電設備

内燃力発電設備		再生可能エネルギー発電設備		
ディーゼル	6,000kW × 4台	平成28年1月	(前回抑制時)	
	4,500kW × 2台	太陽光(高圧)	6,193kW	6,193kW
	3,000kW × 2台	太陽光(低圧)	4,959kW	4,547kW (+412kW)
	1,500kW × 1台	風力(高圧)	660kW	660kW
合計	40,500kW	合計	11,812kW	11,400kW (+412kW)

※風力は補修のため停止中

■ 下げ代不足時の対応順序

業務指針151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**バイオマス関連発電設備がないこと**および、**離島のため他の地域とは連系されていないこと**から、**④の抑制を実施した**。

- ① バイオマス専焼電源の出力抑制
- ② 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
- ③ 卸電力取引所における電力の販売
- ④ 自然変動電源の出力抑制**
- ⑤ 以下 略

本機関は、出力抑制が不要となる内燃力機の組み合わせ「6,000kW×2台＋4,500kW×1台＋1,500kW×1台」の運用可能性について検証を行った。

内燃力機の組み合わせ	太陽光出力最小(1,348kW)時に必要供給力を満たすか	太陽光出力最大(7,840kW)時に需要に合わせた供給力にできるか
6,000kW×3 (今回の運転)	両組み合わせとも内燃力機のフル稼働は18,000kWで、太陽光と合わせて19,348kWとなるため、必要供給力18,040kWを満たすことができる (必要供給力=需要+予備率10%) ※他の組み合わせも考えられるが、内燃力機の起動停止を行うことは同じ	内燃力機の最低出力9,000kWに太陽光を合わせると16,840kWとなり、需要16,400kWを440kW上回るため抑制が必要
6,000kW×2 4,500kW×1 1,500kW×1		1,500kW機を停止すれば 内燃力機の最低出力は8,250kWとなり、太陽光との合計出力は16,090kWで、310kW増出力することで需要16,400kWに合わせた供給力にできる

「6,000kW×2＋4,500kW×1＋1,500kW×1」の組み合わせは、**太陽光最大時には1,500kW機を停止して、抑制を回避できる。**

しかし、需要変動および太陽光の出力変動に応じて、**数分おきに起動・停止を繰り返す**必要があるケースも考えられるため、**安定的な運用は困難となる。**

例えば以下の状況が数分以内で発生する可能性もある

太陽光出力最大 ⇒ 供給力を抑えるため1,500kW機停止 ⇒ 天気急変等で太陽光出力低下 ⇒ 内燃力増出力で対応 ⇒ 更に需要増 ⇒ 供給力確保のため1,500kW機起動

九州電力には、前回(平成27年5月)の出力抑制の検証時、以下2点を改善点として指摘した。

1. 需要想定の変更の精度向上

2. 太陽光発電の最大出力想定および出力低下想定の精度向上

1. については既に改善策を実施し、2. については次年度からの実施に向けて検討している。

1. 需要想定の変更の精度向上

指摘後より、直近や至近年の需要実績および直近の気象予報を考慮した需要想定を実施し、精度向上に努めている。(今回の想定方法は3.(2)参照)

① 基準需要の整備

前年度から直近までの需要実績を整備

② 気温補正の実施

気温予報を取り込み、①の基準需要について**気温差分を補正**して需要想定を行う。

	前回(平成27年5月5日)	→	今回(平成28年2月21日)
基準需要	5年前(平成22年)の同時期(GW)実績		直近実績
気温補正	なし		あり

2. 太陽光発電の最大出力想定および出力低下想定の精度向上

①最大出力想定

出力換算係数

現在は九州本土の係数を使用しているが、新たに離島に設置した日射量計データを活用し、次年度以降、準備ができた島から、**島毎の係数の採用**を検討中。

(種子島では、平成27年度実績を基に、次年度から採用予定)

②出力低下想定

過去の実績の最大変動幅(出力低下率)に基づいて想定している。
データ蓄積、分析を進めて必要に応じて見直しを図る。

	従来(今回も含む)	→	今後(予定)
出力換算係数	九州本土		島毎
出力低下	過去実績		過去実績(データ蓄積)

以下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。

前回の抑制時に指摘、提案した改善点については、1. 需要想定精度向上は実施済みであり、今後も引き続き改善に向けた取り組みを実施していくこと、2. 太陽光出力想定精度向上は検討中であるため、早期に導入することを期待する。

① 抑制指令を行った時点で予測した離島の需給状況

- ・需要想定は新たな手法で精度向上に努めていた。
- ・供給力の再エネ分は気象予測値や過去実績をもとに算出していた。

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、太陽光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。

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。

気象予報	天候	晴れ	
	最高気温	13.2°C ※1	
需給バランス	下げ代が 最小となった時刻	14時 ※2	
	需要	16,027kW	
	発電出力合計	16,027kW	
	内 訳	火力(内燃力機)	8,715kW ※3
		太陽光	7,312kW ※4

※1 想定より+1.1°C

※2 想定からの需要減や太陽光出力増の影響が比較的大きかったことにより、14時の下げ代が最も過酷となった

※3 一時的に通常運転時の最低出力(50%:9,000kW)以下で運転

※4 抑制後の実績

■送配電等業務指針

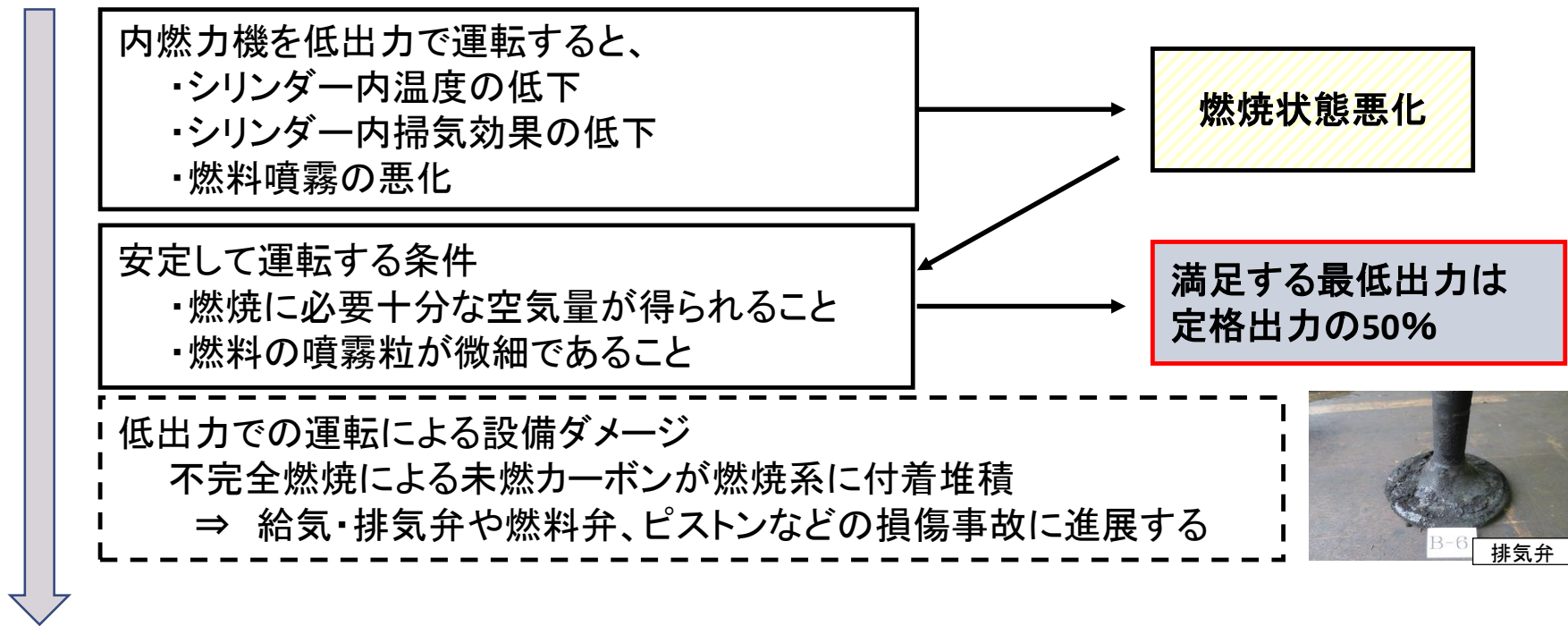
(自然変動電源の出力抑制を行った場合の検証)

第154条 一般電気事業者は、第151条第4項に定める自然変動電源の出力抑制を行った場合、本機関に対し速やかに次に掲げる事項の説明を行うとともに、これを裏付ける資料を提出しなければならない。

- 一 自ら調達した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測した供給区域の需給状況
- 二 一般電気事業者が講じた第150条（下げ代の確保）及び第151条第1項第3号（取引所の活用）の具体的内容
- 三 第151条第1項第4号（自然変動電源の出力抑制）に定める措置を行う必要性

2 本機関は、前項の資料に基づき、一般電気事業者の給電指令が法令及び本指針に照らして、適切であったか否かを確認及び検証し、その結果を公表する。

九州電力は、以下のメーカー見解を得て、島内の内燃力機発電機が安定して運転できる最低出力を **定格出力の50%** と定めて運用している。



広域機関は、他のメーカーにヒヤリングし、以下回答を得たため、九州電力の運用は妥当と考える。

- ・内燃力機の運転は、給気圧力が排気圧力以上である必要あり
- ・発電機により差があるが、一般的に定格出力の30～50%で圧力が逆転
- ・圧力が逆転すると運転停止に至る

50%を下回ると、排気に未燃燃料が混合されて白煙となり、景観や臭気の問題から地域住民の苦情につながる可能性がある

技術仕様書や
運転マニュアル
には、連続運転
負荷は50%と記
載