

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の 検証における基本的な考え方

～沖縄電力編～

2024年2月28日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 電源 I・II 火力
 - (2) バイオマス専焼電源
 - (3) 地域資源バイオマス
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性
7. 宮古島の再エネ出力抑制に関する考え方

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、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）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（※1）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（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

（※1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

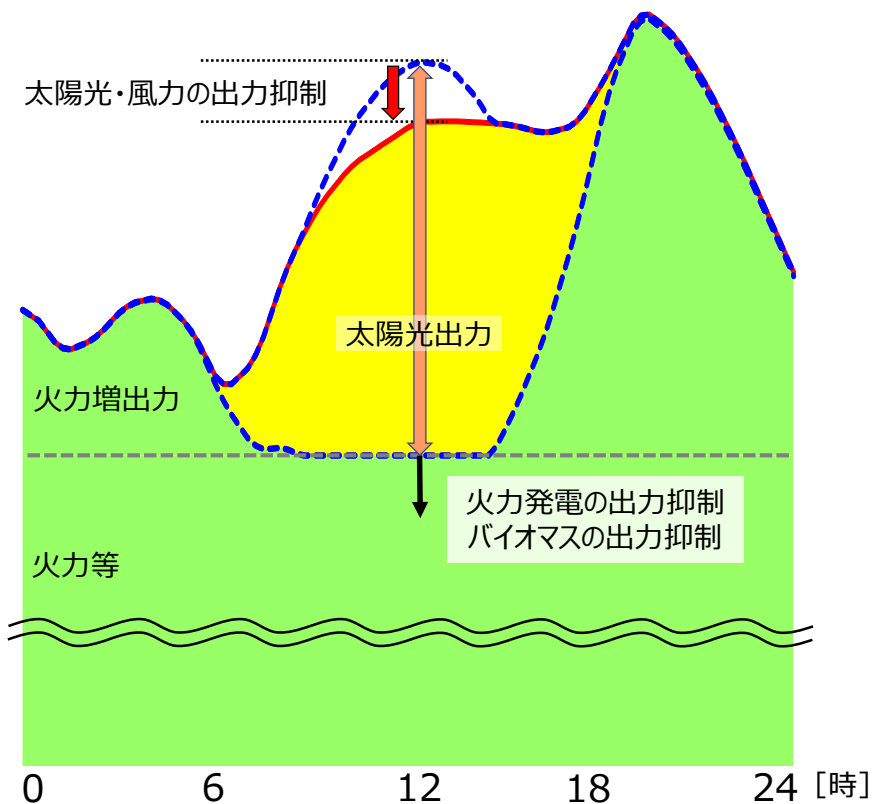
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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号イから二より、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。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)



火力電源等の出力抑制

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)
(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅱ抑制等の措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転(※)、(ウ) 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電(※)

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、電源Ⅲ抑制等の措置を講じる。

① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない下記 (ア) から (ウ) に掲げる措置(※) (以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 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 バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

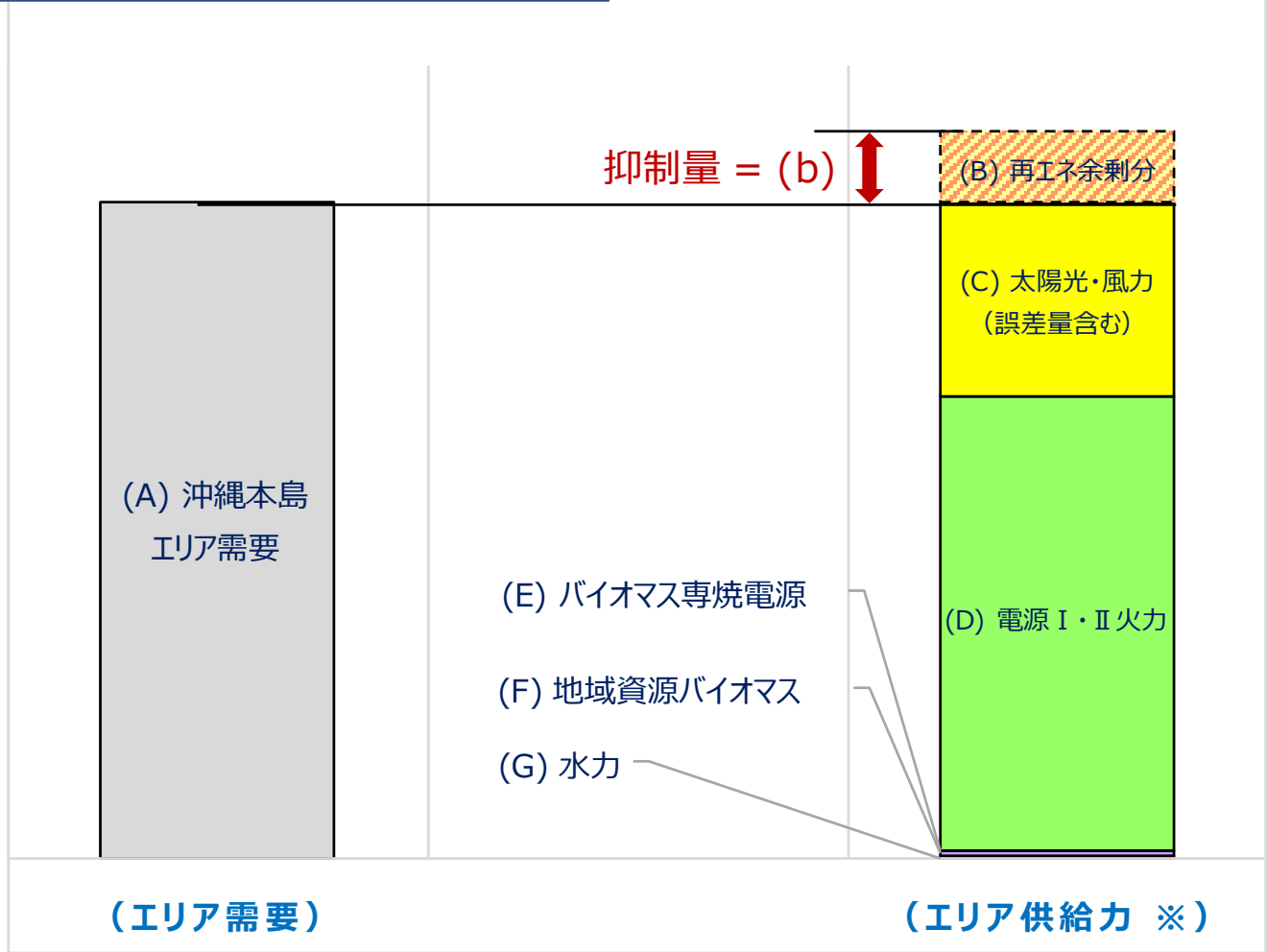
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 沖縄本島においては、(1)の(イ)および(ウ)、ならびに(2)の①および②は無し。

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

エリア需要は、最新の気象予測値の基づき、過去の類似する需要実績を複数日抽出し、過去の気象実績および曜日等を考慮した類似日を選定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

① 類似日の需要カーブを複数抽出

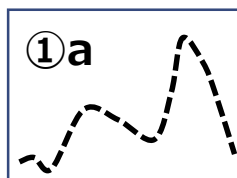
翌日の気象データ（天候・最高気温・最低気温）を基に過去の類似日を検索。



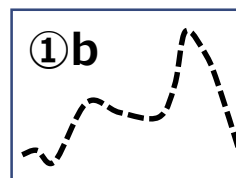
② 至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定。

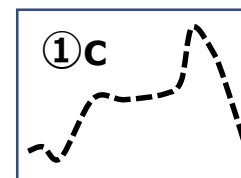
需要想定イメージ図



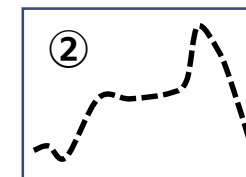
過去の需要a



過去の需要b



過去の需要c

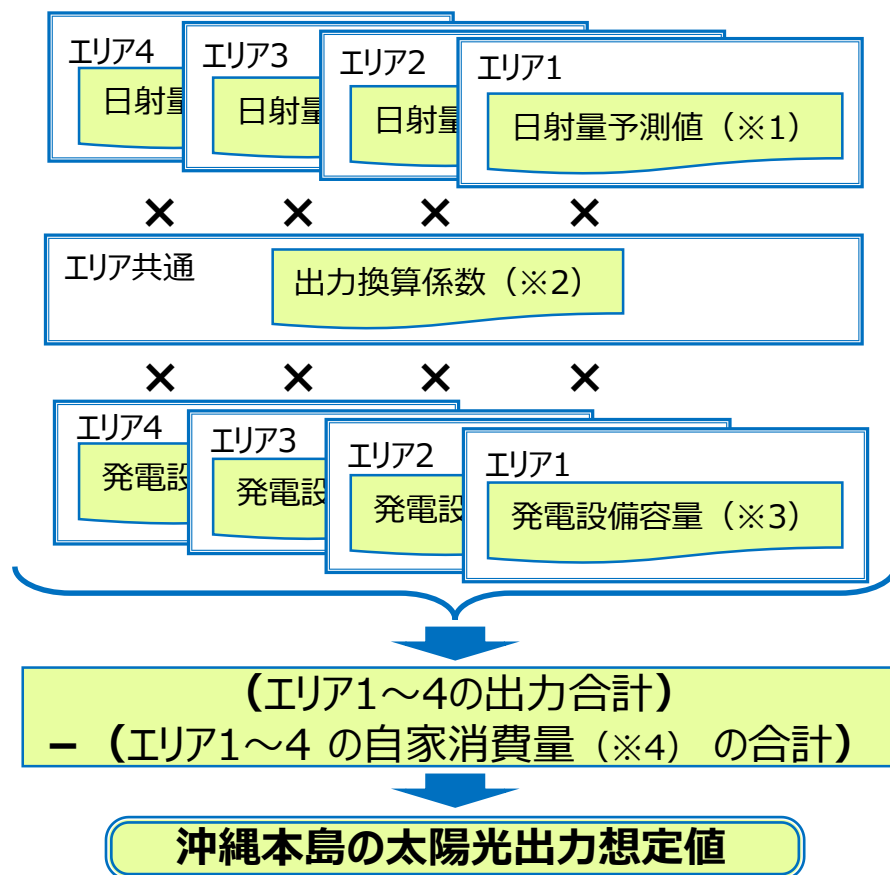


想定日の需要

3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量予測値）、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、支店管轄エリア毎（エリア 1～4）に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定したか確認する。

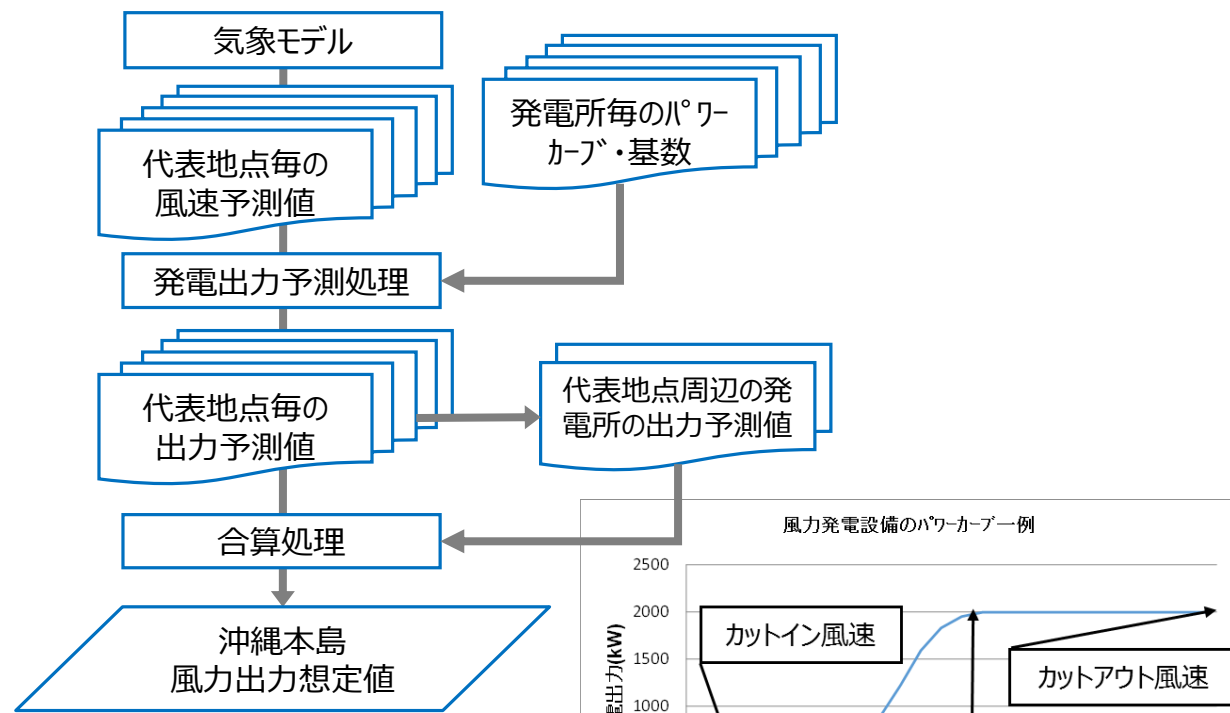
日別の状況は「別紙 1」参照。



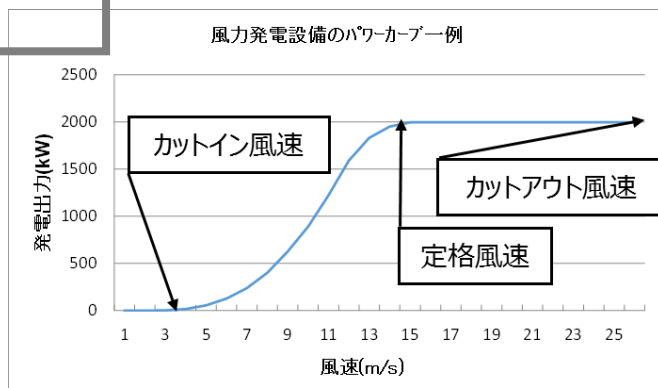
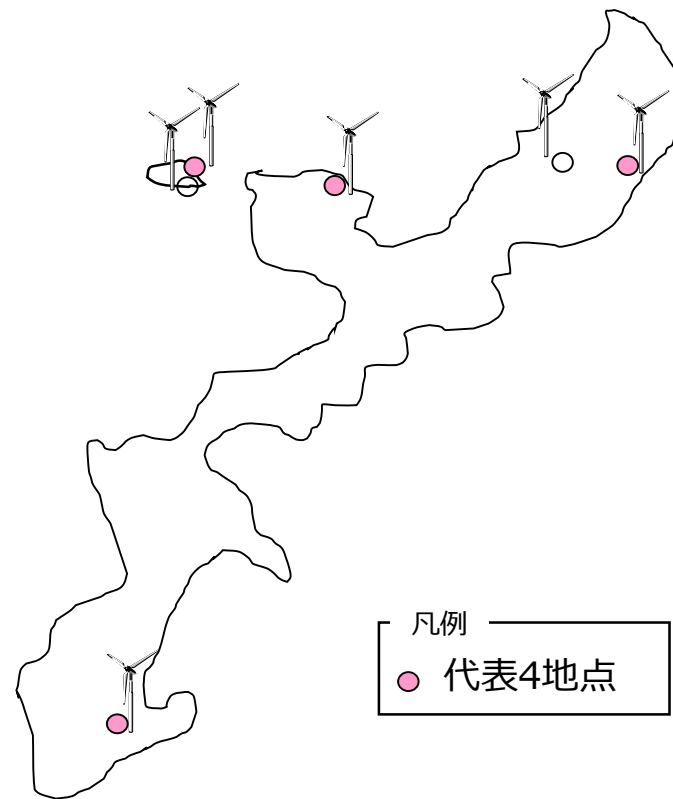
- (※1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- (※2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※3) 抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- (※4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

最新の気象会社の気象モデルにより計算された風速予測値と各発電所毎に設定されたパワーカーブをもとに、代表4地点における発電出力を予測し、代表地点周辺の発電設備については設備量比率で按分して出力を算出し、代表地点の出力と合計することで沖縄本島の出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

○発電出力予測値は、風速予測値とパワーカーブの関係から30分値（kW）として算定。



[参考：沖縄本島の風力発電所]

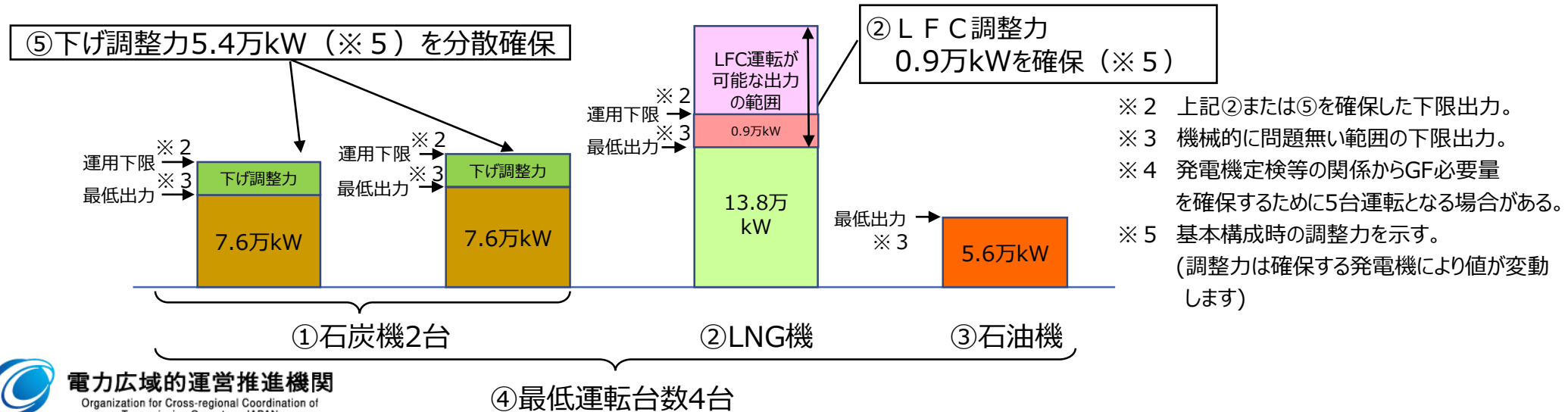


電源 I・II の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、沖縄電力が公表している「給電運用ルール 3. 調整力の確保」の規定に基づき、LFC（※1）可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○沖縄本島では、独立系統および火力発電の運転制約などから、以下の発電機運用を実施

- ① 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が高い大容量火力機を2台
- ② LFC調整力0.9万kW（※5）確保およびBOG(Boil Off Gas)消費のためLNG機を1台
- ③ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台
- ④ 発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避し、系統を安定に保つために、原則、運転台数4台（※4）で出力を分担
- ⑤ 系統事故等による停電に備えた下げ調整力（5.4万kW）を並列発電機で分散して確保



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

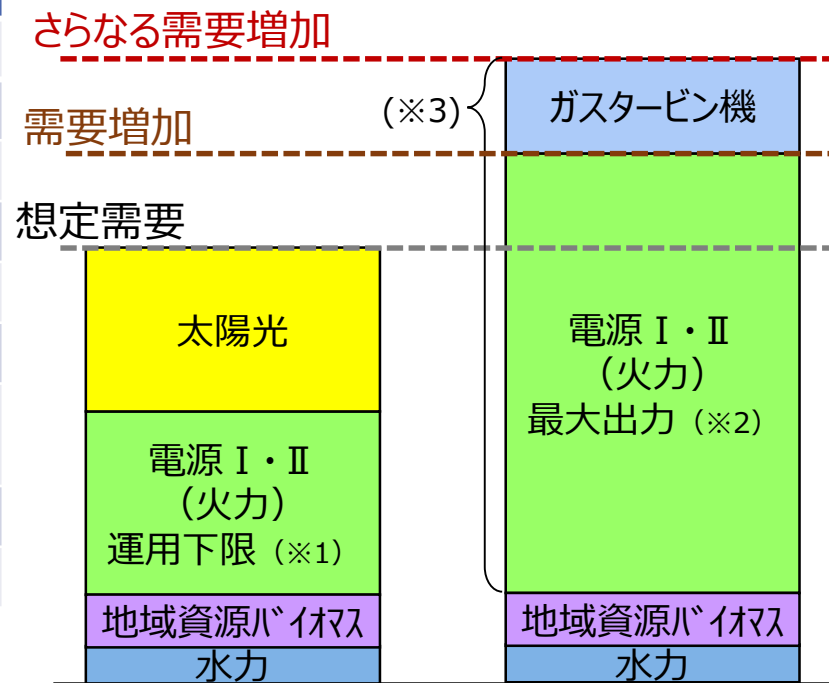
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

【2024年1月1日】

[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	5.6	11.0	11.0
	牧港GT1 牧港GT2	作業停止	同左	同左
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	64.1	83.3

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

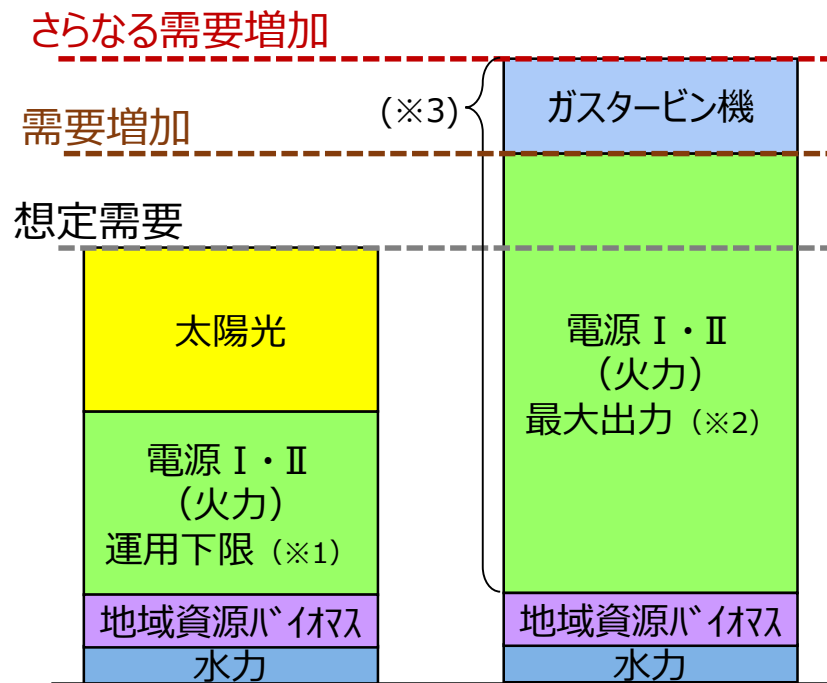
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

【2024年1月2日】

[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	5.6	11.0	11.0
	牧港GT1 牧港GT2	作業停止	同左	同左
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	64.1	83.3

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

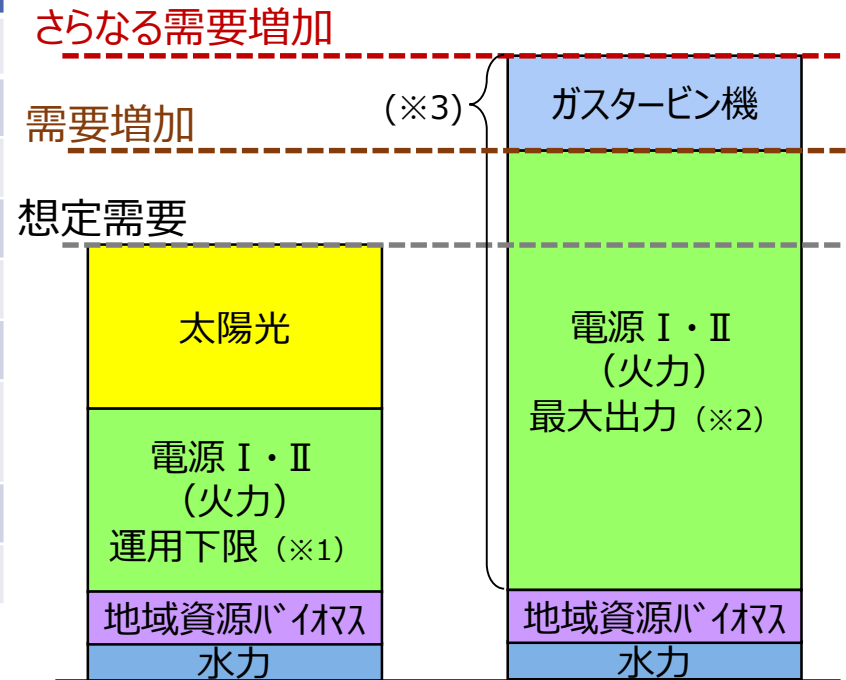
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

【2024年1月6日】

[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	—	—	11.0
	牧港GT1 牧港GT2	1.0 作業停止	5.9 同左	5.9 同左
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	72.1	85.4

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

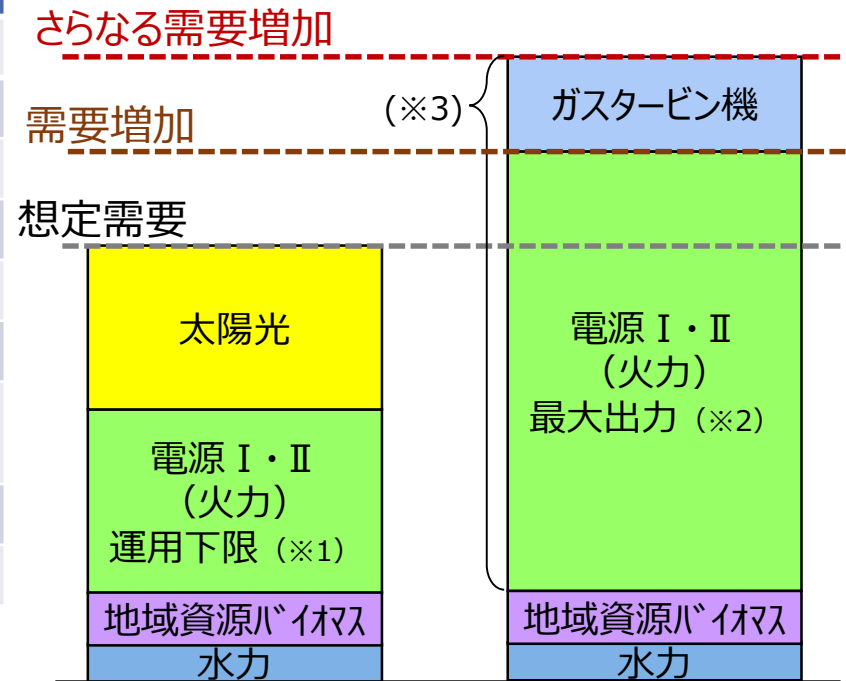
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

【2024年1月14日】

[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港 ※	—	—	—
	牧港GT1	1.0	5.9	5.9
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		40.9	72.1	95.6

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 沖縄電力と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

沖縄電力が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、
沖縄本島の発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	8
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	0
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	0

なっとく！再生エネルギー—新制度に関するよくある質問—FAQ 5-9、5-10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（30分コマ毎の前日予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

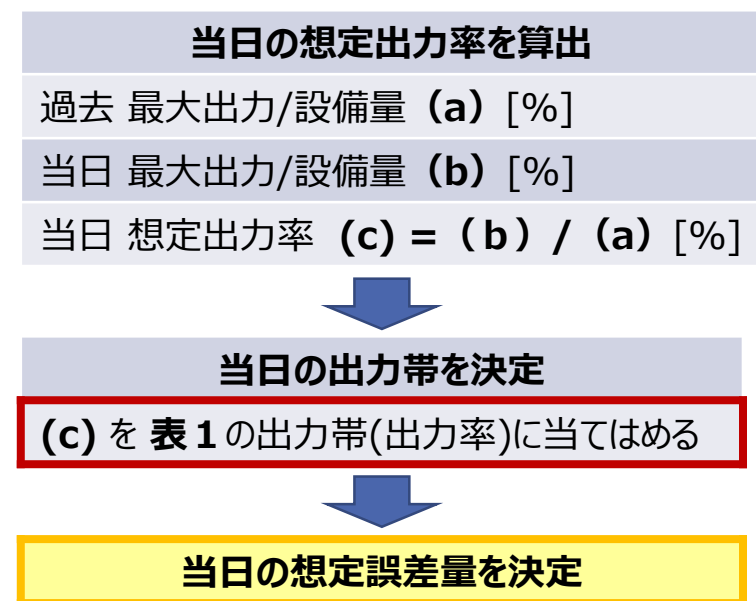
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内でオンライン発電所に優先して割り当てるとともに、オンライン発電所の制御可能量では不足する分をオフライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量
高出力帯	(80%~)	2.3
中出力帯 1	(60%~80%)	9.7
中出力帯 2	(40%~60%)	13.8
低出力帯 1	(20%~40%)	15.9
低出力帯 2	(~20%)	13.4

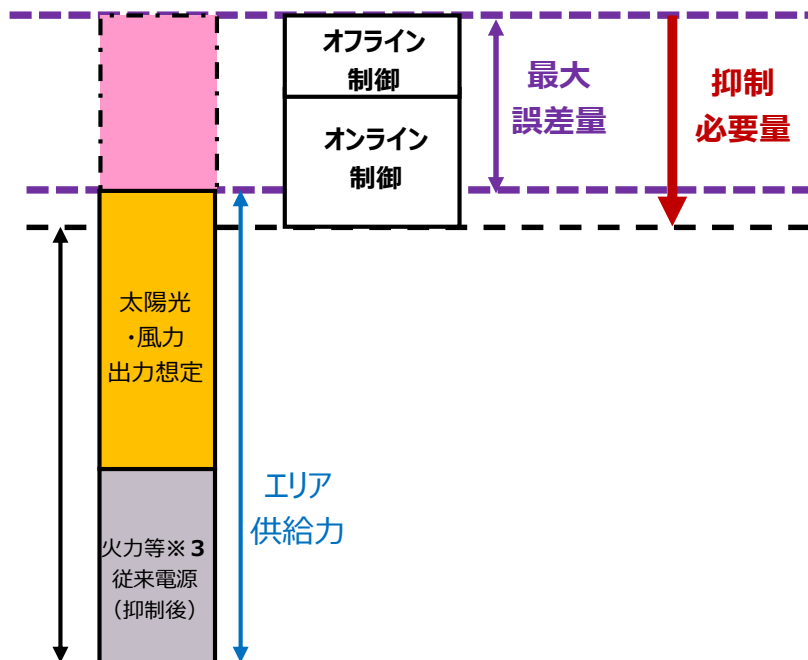
表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2020/4 ~ 2023/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算
- ・ 誤差を含む太陽光出力が過去最大出力率を超過する場合、過去最大出力率に設備量を乗じた出力とする。

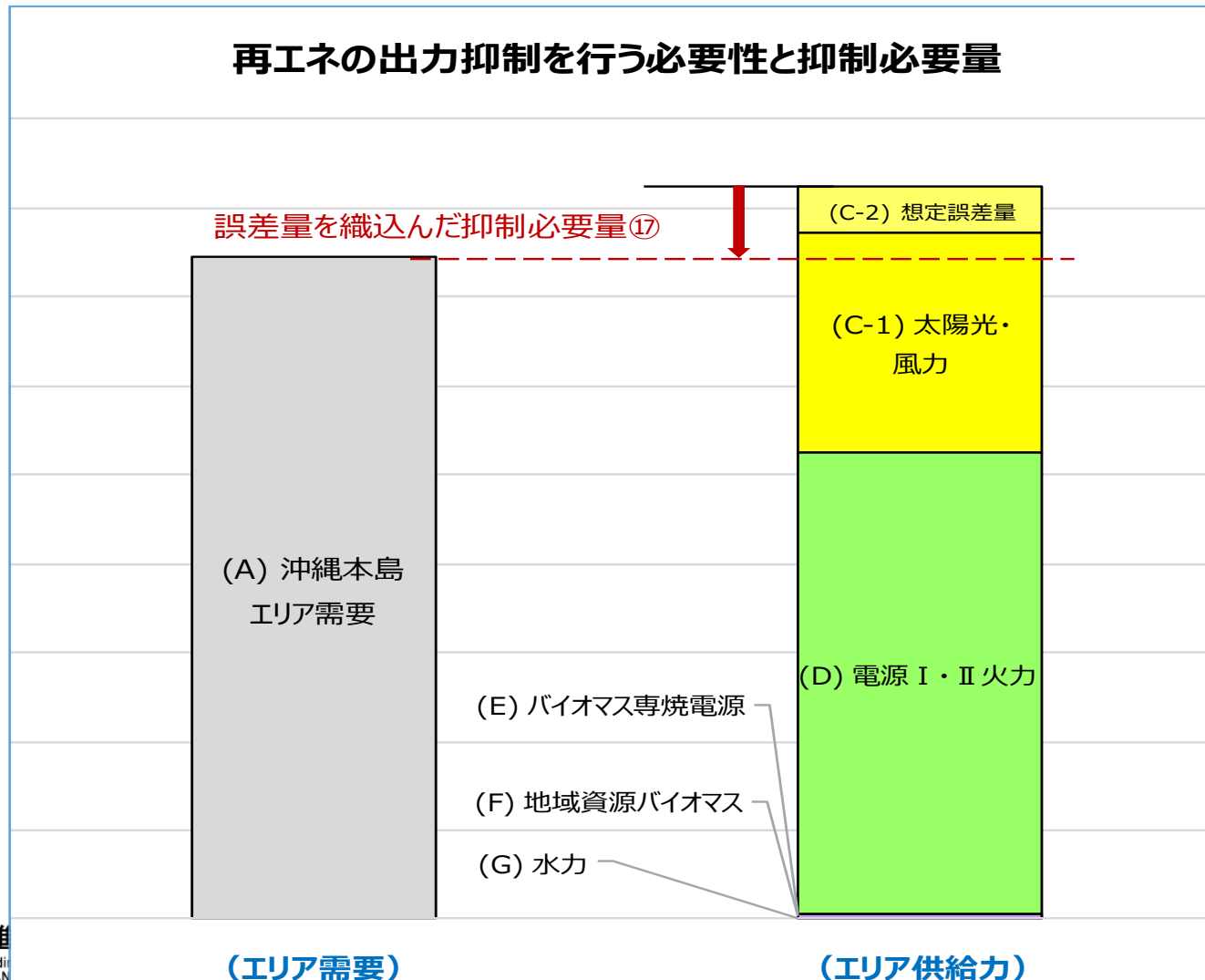
本機関は、沖縄電力が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第35回系統WGにおいて沖縄電力が示した、原則オンライン制御を優先して配分し※1、2、出力制御の機会が均等となるように出力制御実績の配分を行う方法の導入を確認した。

[2022年4月以降の運用] (最大誤差量をオンライン制御優先で割り当てる運用)



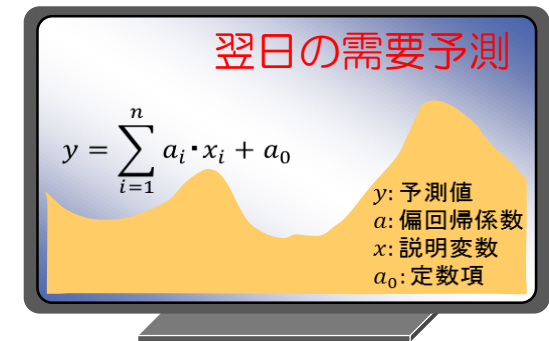
- ※1 前日指令時点において、「最大誤差量」で算出した必要制御量に対して、オンライン制御を優先して配分。オンライン制御のみでは、制御量が不足する場合にオフライン制御へ配分。
- ※2 出力制御の機会が均等となるように、出力制御配分の優先対象を変更する場合がある。
- ※3 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

電源 I・II 火力やバイオマス専焼電源の抑制を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。



(1) 需要想定

- ①過去の曜日ごと時間ごとの発電電力量と気温、湿度、風速、日射量による体感気温で重回帰分析を行い、各時間ごとの体感気温における内燃力の発電電力量の係数を算出する。
- ②過去の太陽光発電からの買電電力量と日射量をもとに、日射量と発電電力量の係数を算出する。
- ③過去の風力発電からの発電電力量と風速をもとに、風速と発電電力量の各係数を算出する。
- ④気象会社よりもらった翌日の気温、湿度、風速、日射量予測をもとに各時間の発電電力量(需要)を算定する。
- ⑤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。



(2) 太陽光出力予測

太陽光最大出力 = 日射量予測値 (※1) × 出力換算係数 (※2) × 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沖縄電力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。
- (※3) 該当エリアにおける抑制当日の太陽光発電設備容量。

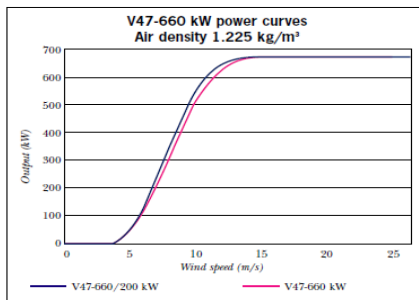
(3) 風力出力予測

$$\text{風力出力 (1基あたり)} = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

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) 多良間島可倒式風車のパワーカーブ

- ・カットアウト（風車を受けることができる最大風速）
22m/s
- ・カットイン（風車が発電を開始する風速）
4m/s
- ・定格風速（風車が定格で発電する最低風速）
13.5m/s

(4) 天気急変時の出力低下の想定

過去の実績より、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かを想定する。 宮古島 : 60.8% (※6)

(※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3カ年の実績データを基に、発電出力の平滑化効果を考慮した合理的な最小値を採用。なお、データの蓄積は継続しており、設備増設等による平滑化効果を適切に反映するため、必要に応じて見直していく。

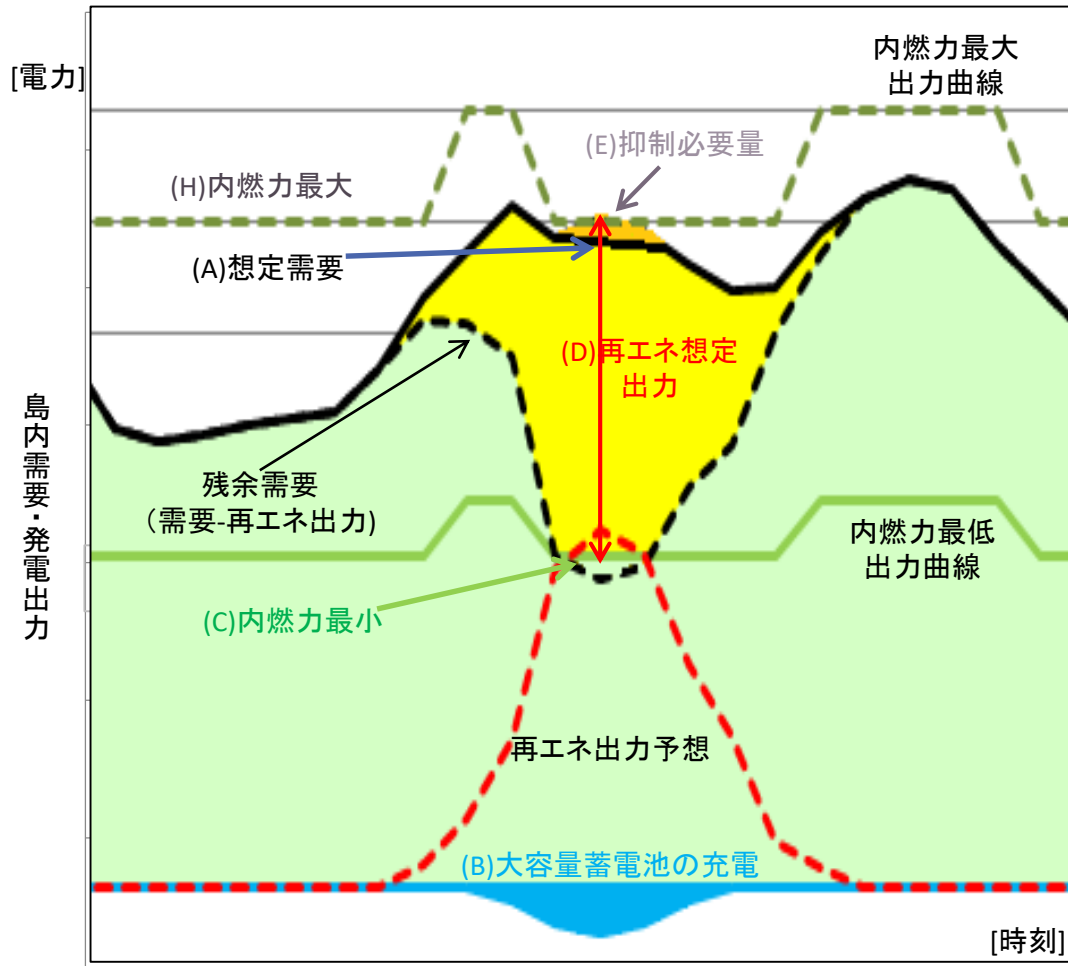
(5) 内燃力火力運転ユニットの決定

上記の需要想定、太陽光・風力出力予測から当日必要な内燃力火力の運転ユニットを決定する。

(6) 再エネの出力抑制を行う必要性

内燃力火力の最低運転とした後も、なお供給力がエリア需要を上回る結果となっていたか確認する。

○需給バランスのイメージ図



○下げ調整力最小時点のイメージ

- ①再エネ最小時の必要供給力(※1)の確保
 - ②内燃力最小(※2)時の抑制の必要性
- (※1) (F)必要供給力=(A)想定需要+予備力10%
- (※2) (C)内燃力最小=(H)内燃力最大×50%
- (※3) 過去の再エネ発電設備の実績から算出した想定数値

