

**再生可能エネルギーの出力制御見通し  
(2019年度算定値)の算定結果について**

**2019年12月5日  
沖縄電力株式会社**

# 1. 出力制御見通しの考え方

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力(電源Ⅰ～Ⅲ)、バイオマスを停止又は制御することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、各事業者の制御日数が上限30日相当に達するまでは、「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、および「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御することを前提とする。
- 太陽光49.5万kW(30日等出力制御枠)および風力18.3万kW(30日等出力制御枠)の連系を前提として、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御時間、制御率、出力制御量を算定する。
- 出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測の通りとなった場合であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

- 2016年度～2018年度需要実績等に基づき、指定ルール事業者の出力制御見通しを算定。
  - ・風力の接続可能量(30日等出力制御枠:18.3万kW)における、指定ルール太陽光発電所の出力制御見通し

### [前提条件]

項目	内容
算定年度	2016～2018年度(年度毎算定、3年間平均)
電力需要	2016年度～2018年度のエリア実績
太陽光、風力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績
火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整
一般水力	対象設備なし
原子力	対象設備なし
地熱	対象設備なし
揚水式水力 需給バランス改善用蓄電池	対象設備なし
連系線の活用	対象設備なし

#### ステップ1

検討断面の設定



#### ステップ2

検討断面における需要想定の設定



#### ステップ3

検討断面における出力の設定  
(一般水力、原子力、地熱、バイオマス、小水力)



#### ステップ4

再エネの導入量に応じた出力の想定



#### ステップ5

現状制度における需給解析  
(火力発電の抑制(電源Ⅰ～Ⅲ)、再エネ出力制御の反映等)



出力制御の見通し

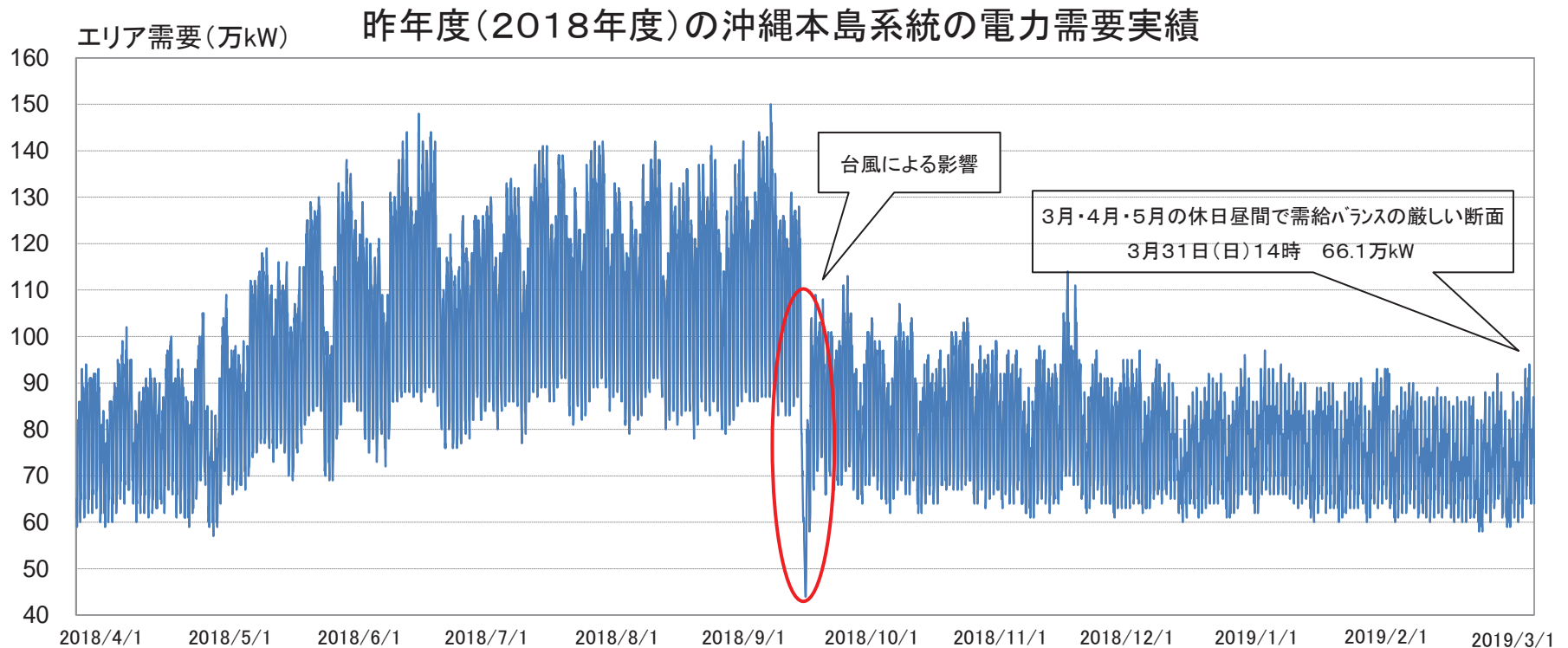
## 4. 昨年の系統WGの算定条件との比較

○ 今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

	2019年度算定値(今回の系統WG)	2018年度算定値(昨年の系統WG)
需要断面 (エリア需要)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>2018年度実績</u>(8,760時間)</li> <li>・<u>2017年度実績</u>(8,760時間)</li> <li>・<u>2016年度実績</u>(8,760時間)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2017年度実績(8,760時間)</li> <li>・2016年度実績(8,760時間)</li> <li>・2015年度実績(8,784時間)</li> </ul>
太陽光 風力	・ <u>2016～2018年度発電実績</u> を元に試算	・2015～2017年度発電実績を元に試算
火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整	
バイオマス 小水力	至近5年間( <u>2014～2018年度</u> )における実績利用率平均を元に試算	至近5年間(2013～2017年度)における実績利用率平均を元に試算
一般水力	対象設備なし	
原子力	対象設備なし	
地熱	対象設備なし	
揚水式水力 需給バランス改善用蓄電池	対象設備なし	
連系線の活用	対象設備なし	

## ステップ1、2 検討断面の設定と需要想定の設定

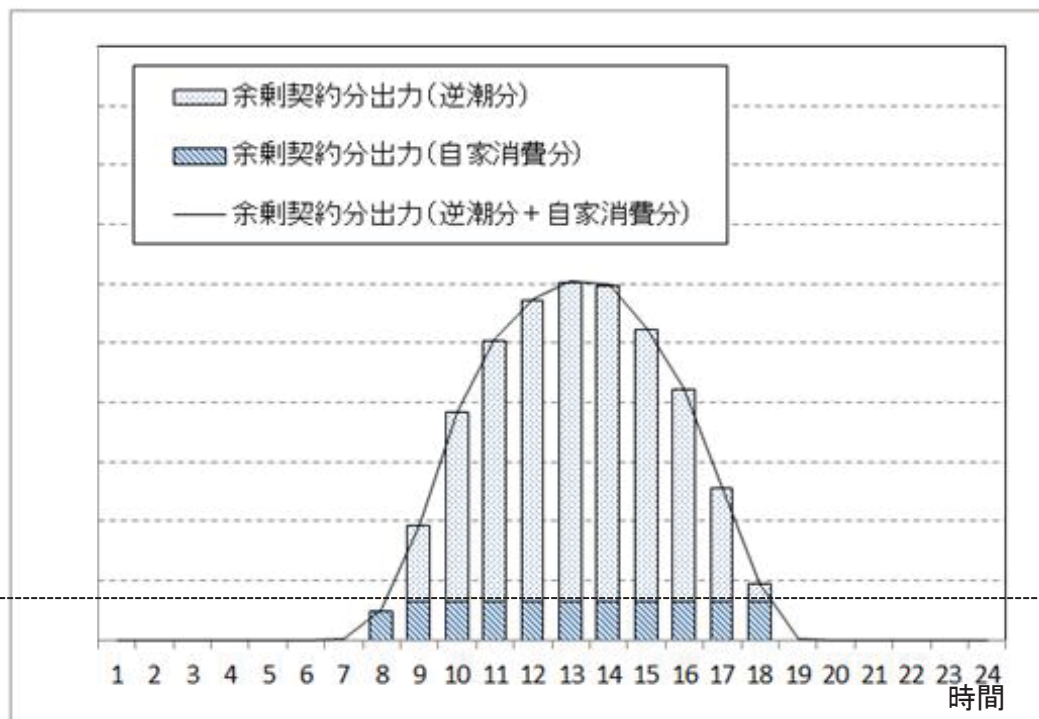
- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間(24時間×365日=8,760時間)を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行う。
- また、固定買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましいため、2016年度～2018年度のエリア需要実績を使用する。  
なお、エリア需要実績に余剰契約の太陽光の自家消費電力分相当を反映したものにより行う。



- 余剰買取契約の自家消費量は、余剰買取契約設備量に自家消費率を乗じて算定。
- 自家消費率※は、想定発電出力および余剰買取電力実績(検針値)から算定。

月別の自家消費率と自家消費量(2018年度)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費率[%]	7.9	7.5	9.4	10.3	13.5	13.1	9.9	9.5	7.1	9.4	7.4	7.2
自家消費量[万kW]	0.6	0.6	0.8	0.9	1.1	1.1	0.8	0.8	0.6	0.8	0.6	0.6



イメージ図

## ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力・地熱・原子力)

- 一般水力(流れ込み式、調整池式、貯水池式)、地熱、原子力については、沖縄本島系統管内における所有設備および対象設備はありません。

## ステップ3 検討断面における出力の設定(バイオマス、小水力)

- 接続検討申込み済み設備のうち、出力制御困難となる地域資源型バイオマス設備(2.5万kW)の出力を0.7万kWと想定し、専焼バイオマスは停止として算定した。また、小水力設備については、0.1万kWの出力を想定した。

### バイオマス発電の出力設定

バイオマス類型	設備容量	利用率	出力想定
地域資源型	2.5万kW	29.8%※	0.7万kW
専焼型	13.9万kW	0.0%	0.0万kW
合計	16.4万kW	4.3%	0.7万kW

※利用率:至近5年間(2014~2018年度)における実績利用率平均。

(注)四捨五入の関係で、出力想定 of 計算結果が合わない場合がある。

### 小水力発電の出力設定

設備容量	利用率	出力想定
0.2万kW	34.7%※	0.1万kW

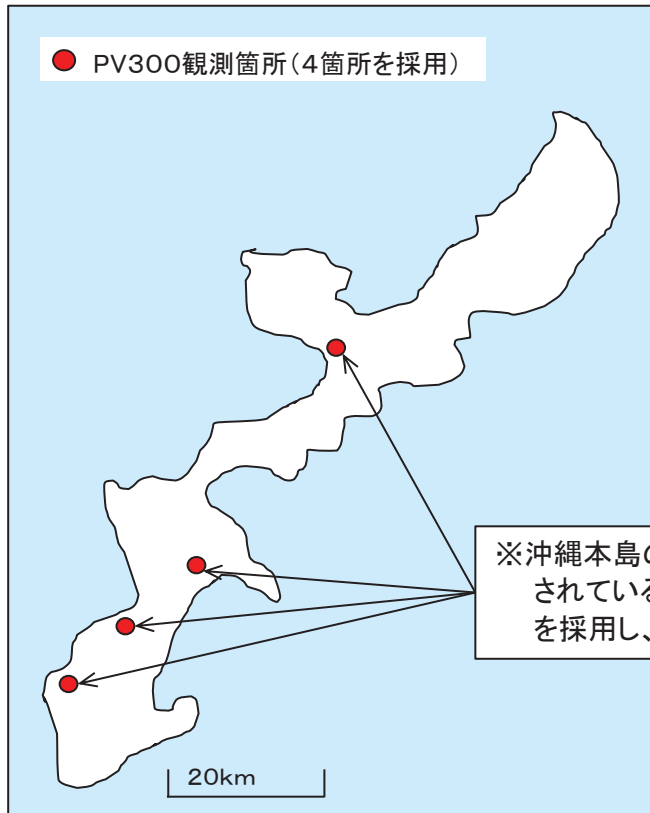
※利用率:至近5年間(2014~2018年度)における実績利用率平均。

(注)四捨五入の関係で、出力想定 of 計算結果が合わない場合がある。

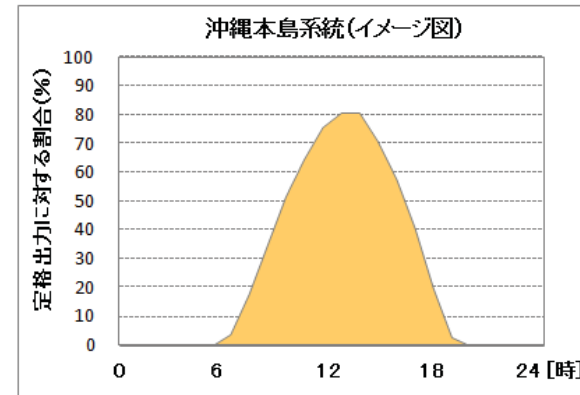


## ステップ4 再エネの導入量に応じた出力の想定(太陽光)

- 当社系統に接続される太陽光発電設備については、その多くが家庭用などの低圧及び高圧連系であり発電出力の把握は困難である。
- そのため、分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業(PV300実証事業)で設置した日射計4箇所のデータ(2016年度～2018年度実績)から、太陽光出力実績を推定した。



※沖縄本島の北部から南部に設置されている4箇所の日射計データを採用し、平滑化効果を考慮。



- 既設風力発電設備の出力データ実績および設備容量から風力発電の出力を想定する。

## 風力発電の出力設定

データ	サイト数 (※)	設備容量	期間
既接続の風力	5サイト	約0.9万kW	2016年度～ 2018年度

※データ取得箇所を対象

## ステップ5 回避措置(火力発電の抑制(電源Ⅰ・Ⅱ))

○ 電源Ⅰ・Ⅱは、安定供給の観点から、設備仕様やピーク需要に対応するための供給力および調整力等、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは、調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

- ①設備仕様
- ②電源Ⅰ・Ⅱとして、安定供給に必要なLFC(AFC)等調整力を確保
- ③ピーク需要に対応できる供給力の確保など
- ④安定供給に必要な下げ代の確保
- ⑤LNGのBOG(Boil off Gas)消費の制約を考慮し、必要な発電機を運転

【電源Ⅰ・Ⅱ設備仕様】

(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格	LFC 下限	最低 出力
自社	石油	牧港	9号	12.5	7.0	6.0
		石川	2号	12.5	7.0	6.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	14.2	12.2
			2号	25.1	14.2	12.2
	石炭	具志川	1号	15.6	-	6.0
			2号	15.6	-	6.0
		金武	1号	22.0	-	8.4
			2号	22.0	-	8.4
他社	石炭	電源 開発	1号	15.6	-	8.6
			2号	15.6	-	8.6

## ステップ5 回避措置(火力発電の抑制(電源Ⅲ))

○ オンライン制御対象外の火力(電源Ⅲ)は、全て停止可能と仮定して算定する。

○ 当社エリア内において、現在、電源Ⅲに区分される発電設備はない。

## ステップ5 回避措置(火力発電(電源Ⅰ・Ⅱ)の抑制)

【最小需要断面(66.1万kW):2019年3月31日(日)14時】

※晴れの日のうち3、4、5月の休日昼間で需給バランスが厳しい断面

(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	LFC下限	昼間(14時)	
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	7.5	
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	0.0	
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	14.2	
			2号	25.1	12.2	14.2	0.0	
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	7.5	
			2号	15.6	6.0	—	7.5	
		金武	1号	22.0	8.4	—	9.9	
			2号	22.0	8.4	—	0.0	
	小計				150.4	65.2	42.4	46.6
	他社	石炭	電源開発	1号	15.6	8.6	—	0.0
2号				15.6	8.6	—	0.0	
小計				31.2	17.2	—	0.0	
合計				181.6	82.4	42.4	46.6	

## ステップ5 回避措置(再エネ出力制御)

- 火力発電の抑制等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、優先給電ルールに基づき、太陽光および風力の出力制御を行う。
- 太陽光および風力の出力制御は、旧ルール、新ルール、指定電気事業者制度の下での出力制御ルール(指定ルール)に分類され、無補償での出力制御は、旧ルールは30日/年、新ルールは360時間/年(太陽光)または720時間/年(風力)に制限されている。
- 再エネの出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時間帯や発生見込量に応じて、各ルールにおける無補償での出力制御の上限を最大限活用した出力制御を実施する。
- 旧ルールの制御日数、新ルールの制御時間がそれぞれ上限に達しない見込みの時は、各ルール間や太陽光および風力間の公平性を踏まえ、出力制御を実施する。

## 5. 昼間最低需要時のバランス

○ 昼間(14時)およびピーク(20時)の需給バランス

【最小需要断面(66.1万kW) : 2019年3月31日(日)】

※晴れの日のうち3、4、5月の休日昼間で需給バランスが厳しい日。

需要		昼間(14時) 66.1万kW	ピーク(20時) 80.9万kW
供給力 (万kW)	原子力(万kW)	—	—
	一般水力(万kW)	—	—
	地熱(万kW)	—	—
	バイオマス(万kW)	0.7	0.7
	小水力(万kW)	0.1	0.1
	火力(万kW)	46.6	73.5
	風力(万kW)	8.1	6.6
	太陽光(万kW)	36.1	0.0
	揚水式水力(万kW)	—	—
	需給バランス改善用蓄電池(万kW)	—	—
	出力制御(万kW)	▲ 25.5	0.0
	合計(万kW)	66.1	80.9

## 5. 昼間最低需要時のバランス(火力ユニット(電源Ⅰ・Ⅱ)の出力想定)

○ 昼間最低需要※発生日の昼間(14時)およびピーク(20時)における火力ユニットの出力想定

※「最低需要」とは晴れの日のうち3、4、5月の休日昼間で需給バランスが厳しい日〔2019年3月31日(日)〕

(単位: 万kW)

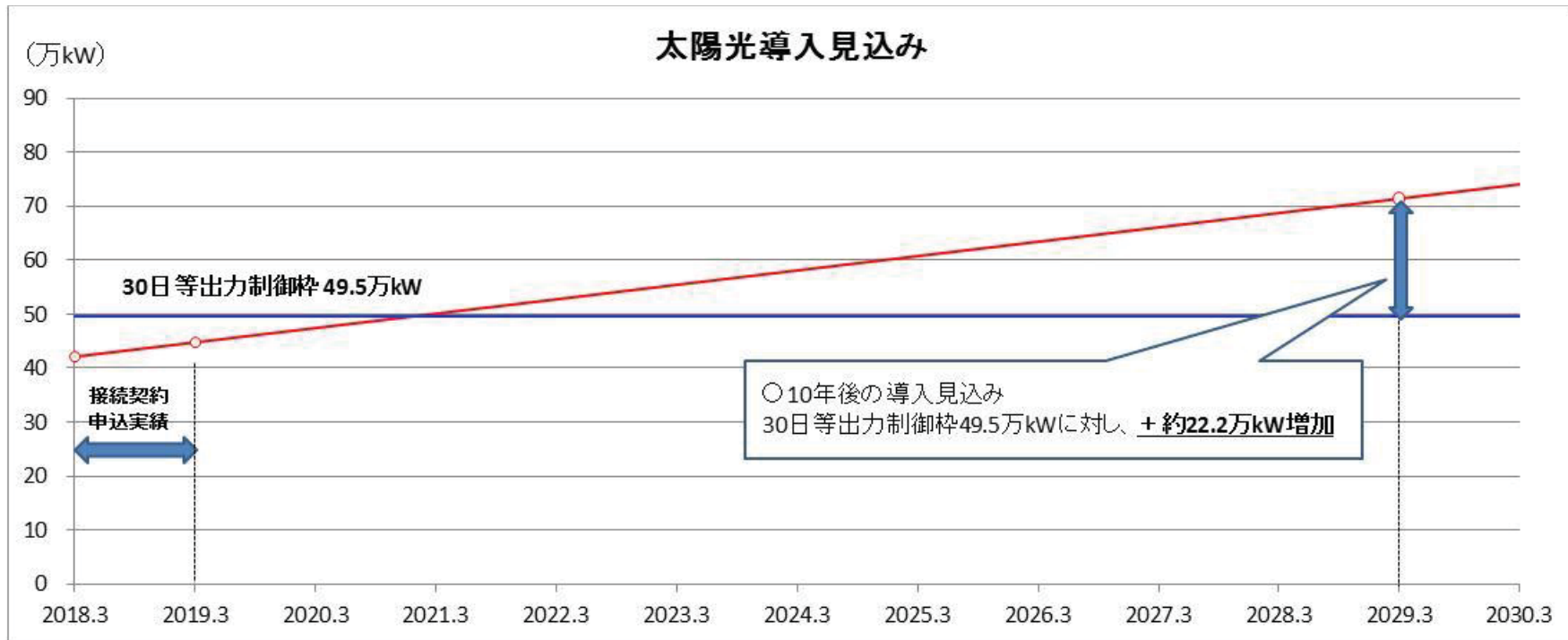
電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	AFC下限	想定出力		
							昼間(14時)	ピーク(20時)	
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	7.5	7.5	
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	0.0	0.0	
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	14.2	15.8	
			2号	25.1	12.2	14.2	0.0	0.0	
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	7.5	14.8	
			2号	15.6	6.0	—	7.5	14.8	
		金武	1号	22	8.4	—	9.9	20.6	
			2号	22.0	8.4	—	0.0	0.0	
	小計				150.4	65.2	42.4	46.6	73.5
	他社	石炭	電源開発	1号	15.6	8.6	—	0.0	0.0
2号				15.6	8.6	—	0.0	0.0	
小計				31.2	17.2	—	0.0	0.0	
合計				181.6	82.4	42.4	46.6	73.5	

## 太陽光発電の出力制御見通しについて



## 6.太陽光の出力制御見通しの算定方法(追加接続量)

- 指定電気事業者制度下で追加的に接続される太陽光の導入量は、昨年度における太陽光接続契約申し込みの増加量から、10年後の太陽光接続契約申し込み量を約71.7万kW (=49.5万kW+22.2万kW)と想定した。
- 算定においては、太陽光の30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量を7.4万kW刻みで+7.4万kW、+14.8万kW、+22.2万kWの3ケースとする。



## 7.太陽光の出力制御見通しの算定結果(至近3カ年平均)

- 太陽光49.5万kWおよび風力18.3万kWの連系を前提として、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御時間、制御率、出力制御量を算定する。
- 太陽光30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量を+7.4万kW、+14.8万kW、+22.2万kWまで増加させた場合の算定結果を以下に示す。

	追加接続量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 A (MWh)	制御前発電電力量 B (MWh)	制御率 A/B(%)
至近3カ年平均	7.4	451	10,330	93,269	11.1
	14.8	728	30,604	185,875	16.5
	22.2	1,183	64,532	278,656	23.2

(注1)出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

## (参考)太陽光の出力制御見通しの算定結果(至近3カ年)

○ 2016年度から2018年度実績による太陽光の出力制御見通しの算定結果は、以下のとおり。

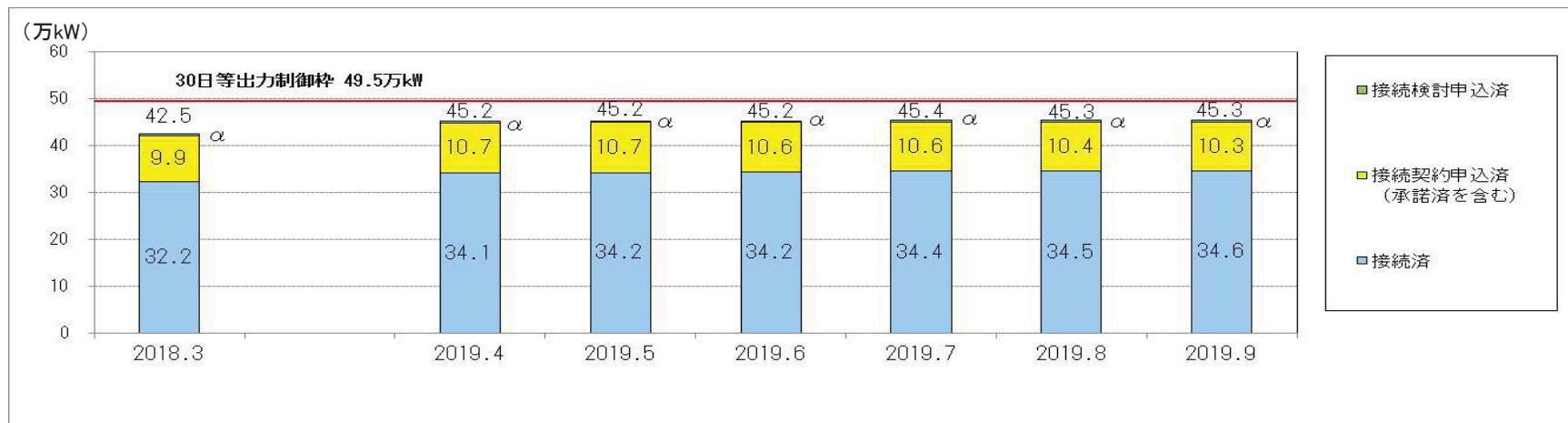
### 太陽光30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量に対する算定結果

	追加接続量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 A (MWh)	制御前発電電力量 B (MWh)	制御率 A/B(%)
2018年度 最小需要※ 66.1万kW	7.4	547	11,812	93,820	12.6
	14.8	1,025	40,805	186,915	21.8
	22.2	1,340	73,699	280,301	26.3
2017年度 最小需要※ 72.9万kW	7.4	441	10,919	93,618	11.7
	14.8	720	31,465	186,525	16.9
	22.2	1,228	67,978	279,526	24.3
2016年度 最小需要※ 64.0万kW	7.4	366	8,259	92,370	8.9
	14.8	440	19,543	184,185	10.6
	22.2	981	51,918	276,141	18.8

※晴れの日のうち、3、4、5月の休日昼間で需給バランスが厳しい断面。

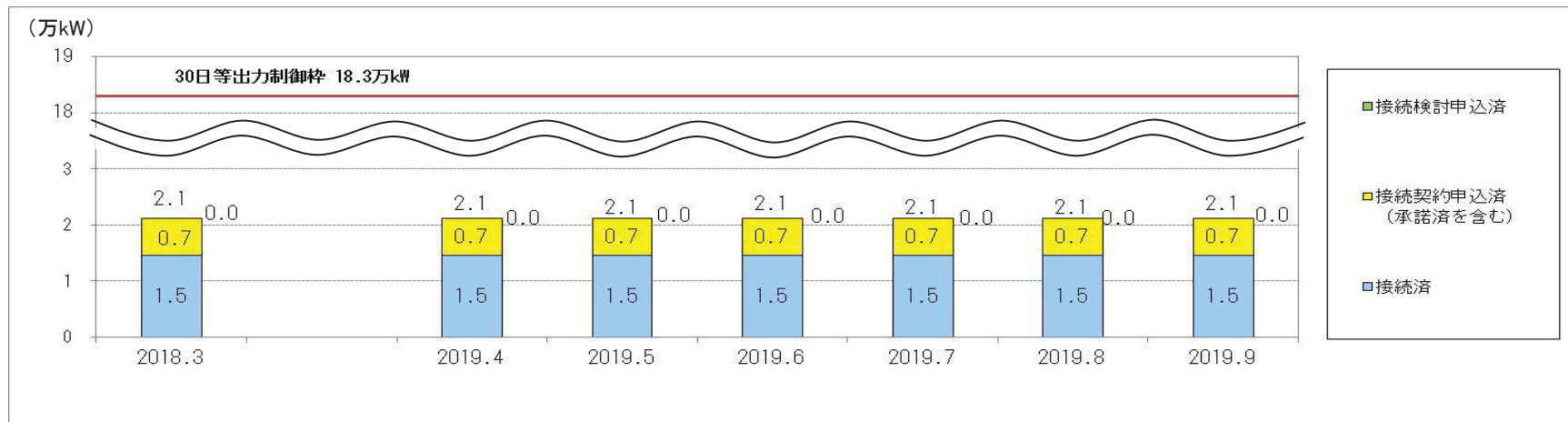
(注1)出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

## ○ 太陽光の導入状況



※0.1万kW未満の数値については、αと記載しています。  
 ※四捨五入しているため、内訳の値と合計とは一致しない場合があります。

## ○ 風力の導入状況

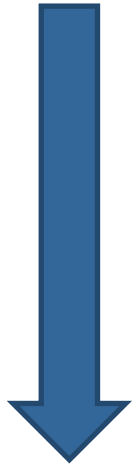


※四捨五入しているため、内訳の値と合計とは一致しない場合があります。

系統

アクセス

	区分定義	系統容量上のステータス
接続検討申込済	事業者から接続検討の申込があったものの累積(事業者からの取り下げがないものも含み、「接続契約申込済」以降の行程に進んだものを除く)	容量未確保
接続契約申込済	事業者から接続契約の申込があったものの累積(「接続済」を除く)	暫定容量確保
承諾済	連系を承諾したものの累積(「接続済」を除く)	確定容量確保
接続済	運転開始済のものの累積	同上



## 再エネ出力制御の対応について

2019年12月5日  
沖縄電力株式会社

1. 概要
2. 最近の電力需給状況
3. 再エネ出力制御の運用方法見直し
4. グループ制御の考え方
5. 出力制御に向けた準備状況について

- ✓ 沖縄本島系統においては、再エネの接続増加に伴い需要の低い軽負荷期において、下げ調整力確保の厳しい断面が顕在化してきており、需給バランスが厳しい断面があったものの、再エネ出力制御までは至っていない状況。
- ✓ 直近の需給バランスを踏まえると、空調等の需要が少ない気温で、かつ快晴といった気象条件等が重なった場合、軽負荷期において、再エネ出力制御が必要となる可能性がある。
- ✓ これまでに、再エネ出力制御に向け、再エネ出力制御システムの整備、新ルール事業者のPCS切替(完了)、情報連絡訓練の実施、連絡体制等の整備を行い、公平性を確保した出力制御を確実に実施できるよう準備を進めてきた。
- ✓ 2019年8月1日の第22回系統WG※<sup>1</sup>において、再エネ出力制御量の低減に向けて、出力制御の運用方法見直しが議論され、「出力制御の公平性の確保に係る指針(資源エネルギー庁)」(以下、指針)の改定※<sup>2</sup>が行われたため、当社における再エネ出力制御の運用方法見直しを行う。

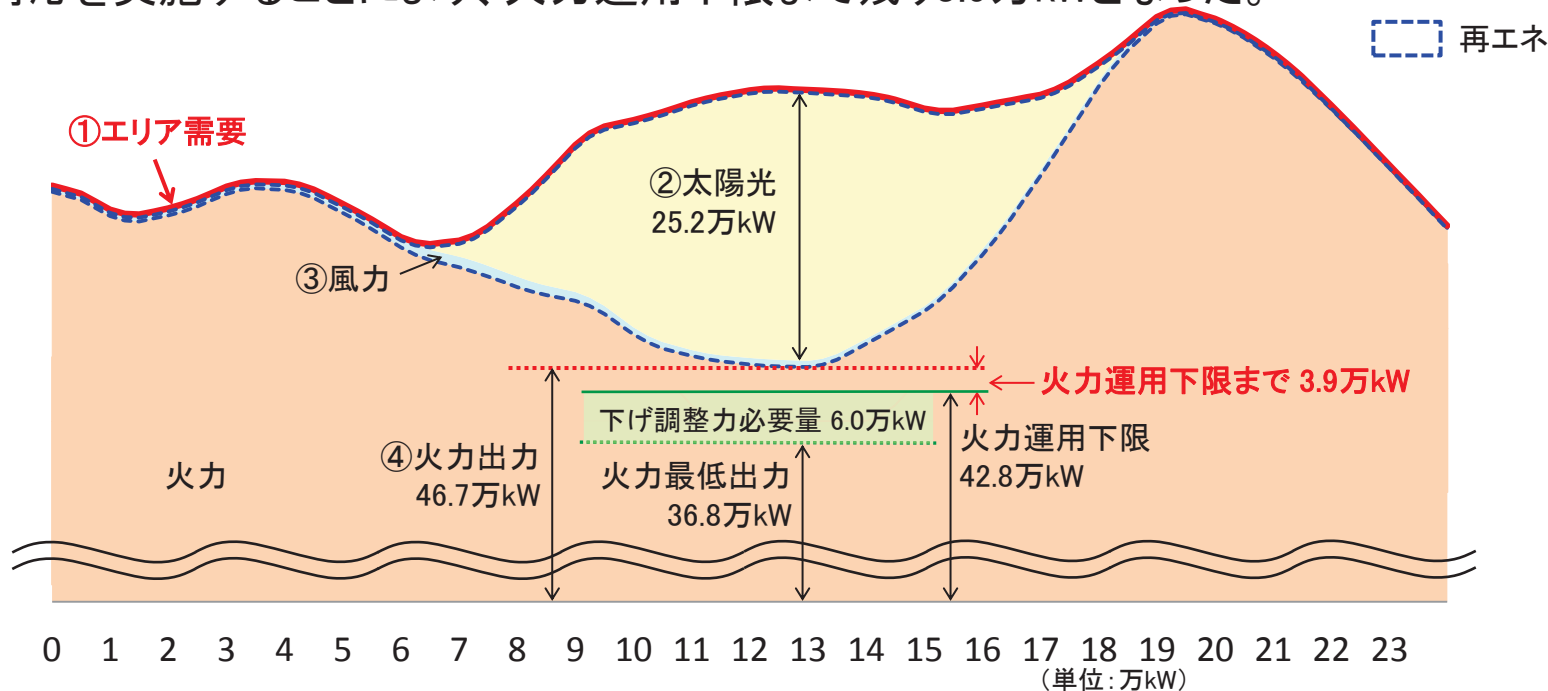
※1:総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ

※2:2019年10月7日に施行



## 2. 最近の電力需給状況

- ✓ 2019年3月31日(日)13時～14時における太陽光発電出力は、25.2万kWを記録し、当該時間の電力需要に占める太陽光発電出力の割合は約35%となった。
- ✓ 火力運用下限を割り込むことが想定されたため、運用下限の低い緊急時対応用ガスタービン(牧港GT2号)と汽力機(牧港9号)を入替えることで、再エネ出力制御を回避できた。
- ✓ 上記対応を実施することにより、火力運用下限まで残り3.9万kWとなった。



		2019年3月31日 13時～14時
エリア需要		72.5
供給力	太陽光	25.2 (35%)
	風力	0.6
	火力	46.7
	(内)下げ余力	3.9
	(内)下げ余力必要量	6.0
	(内)火力最低出力	36.8

### 3. 汽力機とガスタービンの入替について

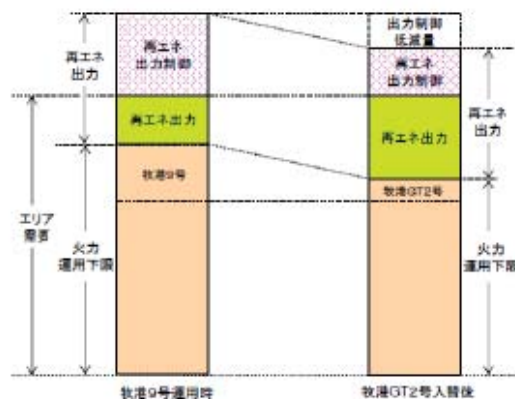
- 第18回系統WGにて、再エネ出力制御量低減のための手段として、牧港9号と牧港GT2号を再エネ出力制御時に安定供給が可能な範囲で入替える対応について説明を行った。
- ガスタービンについては、基本的に緊急時対応用として停止待機しており、今回想定しているような運用実績がないことから、当面の間、再エネ制御時に入替を行い、再エネ出力制御量の低減を図るとともに、本運用による影響およびコストについて確認を行っていく。

(参考) 第18回系統WG 当社プレゼン資料より

#### 4. 緊急時対応用ガスタービンと汽力機の入替による出力制御量の低減

沖縄本島系統は、連系線の無い独立系統のため、電源脱落事故等に備え、緊急時対応用としてガスタービン発電機を有しています。

連系線の活用が不可な沖縄本島系統において、優先給電ルール以外の回避措置の取り組みとして、運用下限の低い緊急時対応用ガスタービン(牧港GT2号)と汽力機(牧港9号)を、再エネ出力制御時に安定供給が可能な範囲で入替えることで、再エネ出力制御量の低減を図って参ります。



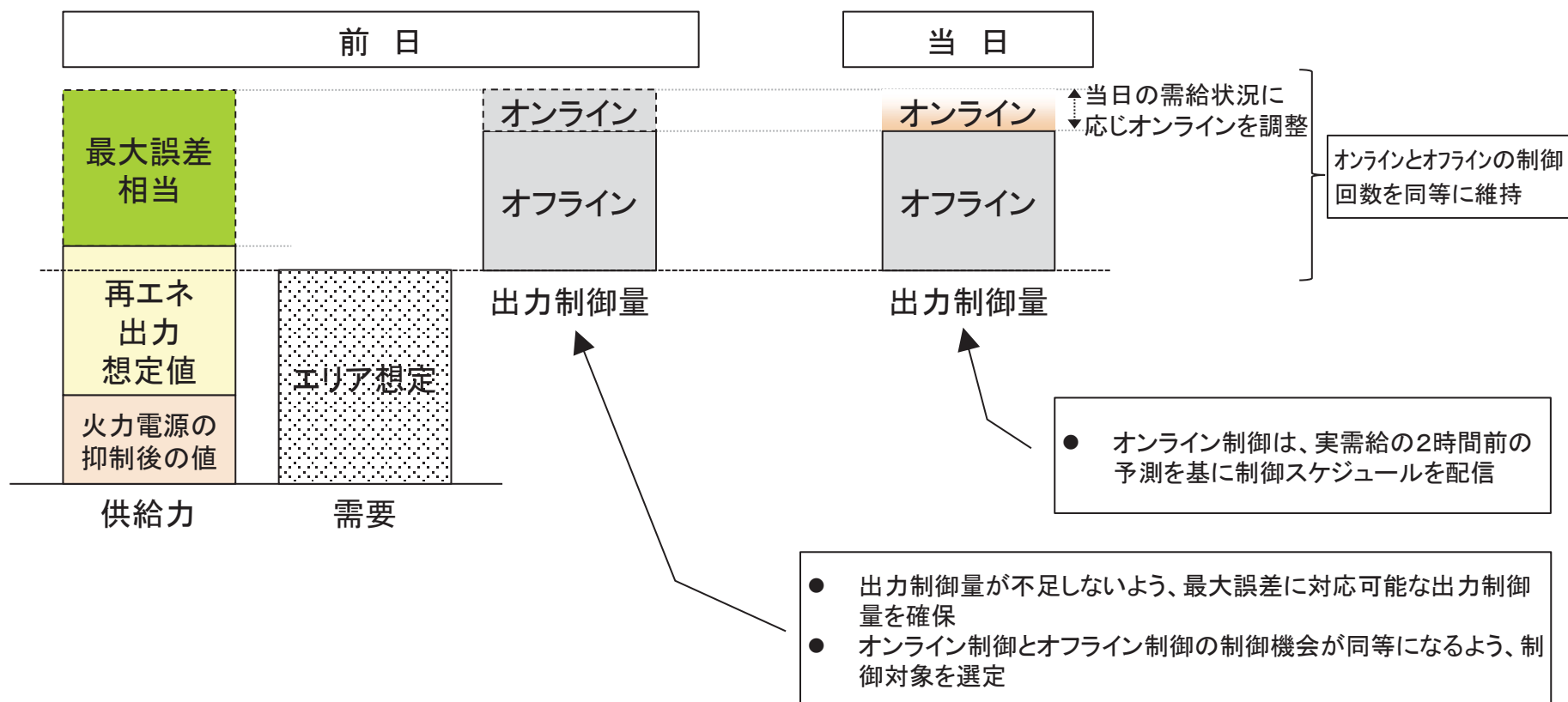
40

### 3. 再エネ出力制御の運用方法見直し

- ✓ 指針の改定に伴い、以下の通り、再エネ出力制御の運用方法を見直す。
- ✓ これまでの運用方法では、下げ調整力が不足しないよう、再エネ出力想定値の余剰分に「最大誤差相当」を加え出力制御量を算出し、オフライン事業者とオンライン事業者の制御回数が同等になるよう、順番に制御する事としていた。
- ✓ 今後は、出力制御量低減を目的に、前日指令を実施する出力制御量は、再エネ出力想定値の余剰分に発生確度が比較的高い「平均誤差相当」を加え出力制御量を算出し、オフライン事業者へ優先して割り当てる。
- ✓ 最大誤差相当と平均誤差相当の差分は、原則オンライン制御に割り当てることとし、当日の再エネ出力が平均誤差を上回る場合に活用。

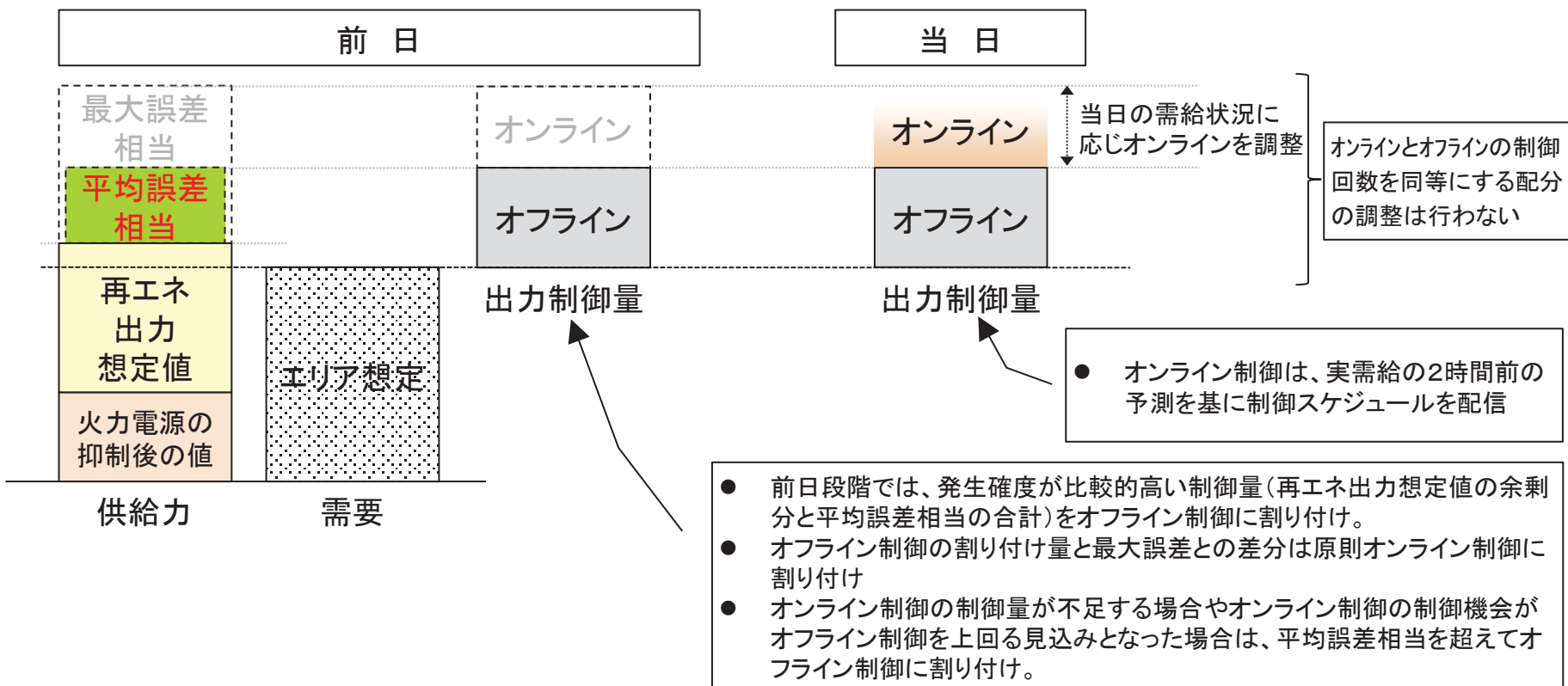
#### これまでの運用イメージ

- ✓ 下げ調整力が不足しないよう、再エネ出力想定値に「最大誤差相当」を加え、出力制御量を算出し、オンライン事業者とオフライン事業者の制御回数が同等になるよう、順番に制御する事としていた。



#### 今後の運用イメージ

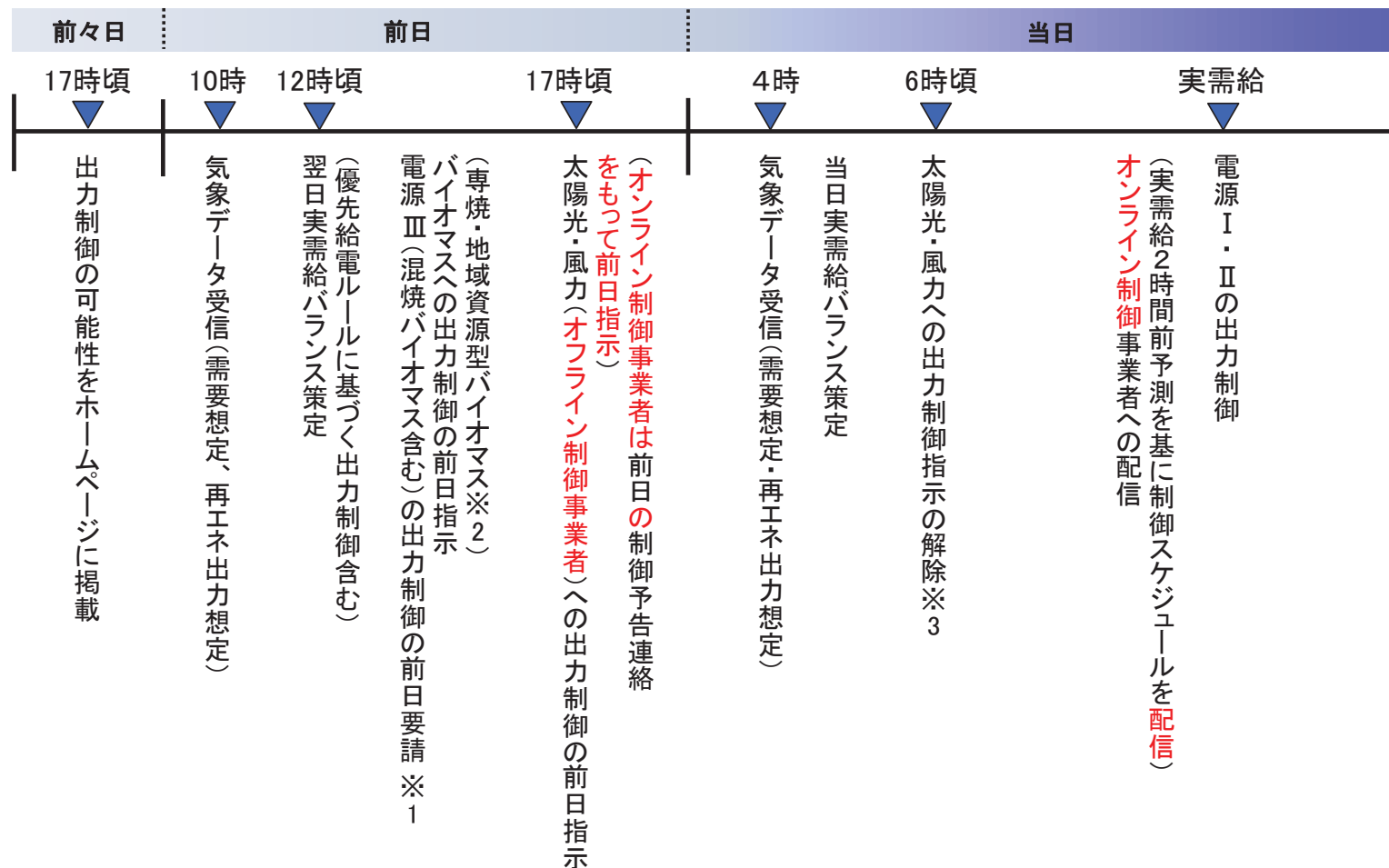
- ✓ 再エネ出力制御量低減の観点から、相対的に抑制される可能性の高い再エネ出力想定値の余剰分と平均誤差相当をオフライン制御に優先して割り付け、最大誤差との残差分を原則オンライン制御に割り付ける。これにより、オンライン制御は、当日の再エネ出力が平均誤差相当を上回る場合に活用する。



(注)「指針」の改定に伴い、出力制御量低減の観点からオンライン事業者の制御回数がオフライン事業者より少ない場合であっても、公平性に反することにはならないものとされた。

### 3. 再エネ出力制御の運用方法見直し(つづき)

- ✓ 指針の見直しにより、当社による制御が可能な「オンライン制御事業者」に対しては、ホームページ等で出力制御の可能性を公表することで前日指示を行う事となった。
- ✓ これに応じて、「旧ルール事業者」から「オフライン制御事業者」へ記載を見直した。



※1 2019年9月末現在、沖縄本島系統においては、電源Ⅲに区分される発電設備はありません。

※2 出力制御対象のみ

※3 出力制御解除可能と判断した場合は、当日に対応可能な特高事業者のみ出力制御指示を解除。

## 4. グループ制御の考え方①

- ✓ 各ルールの事業者をグループ分けし、公平性に配慮しながら出力制御を行う。
- ✓ 出力制御量低減の観点から、グループ制御の実効性を損なわない範囲で、太陽光のグループを極力細分化。

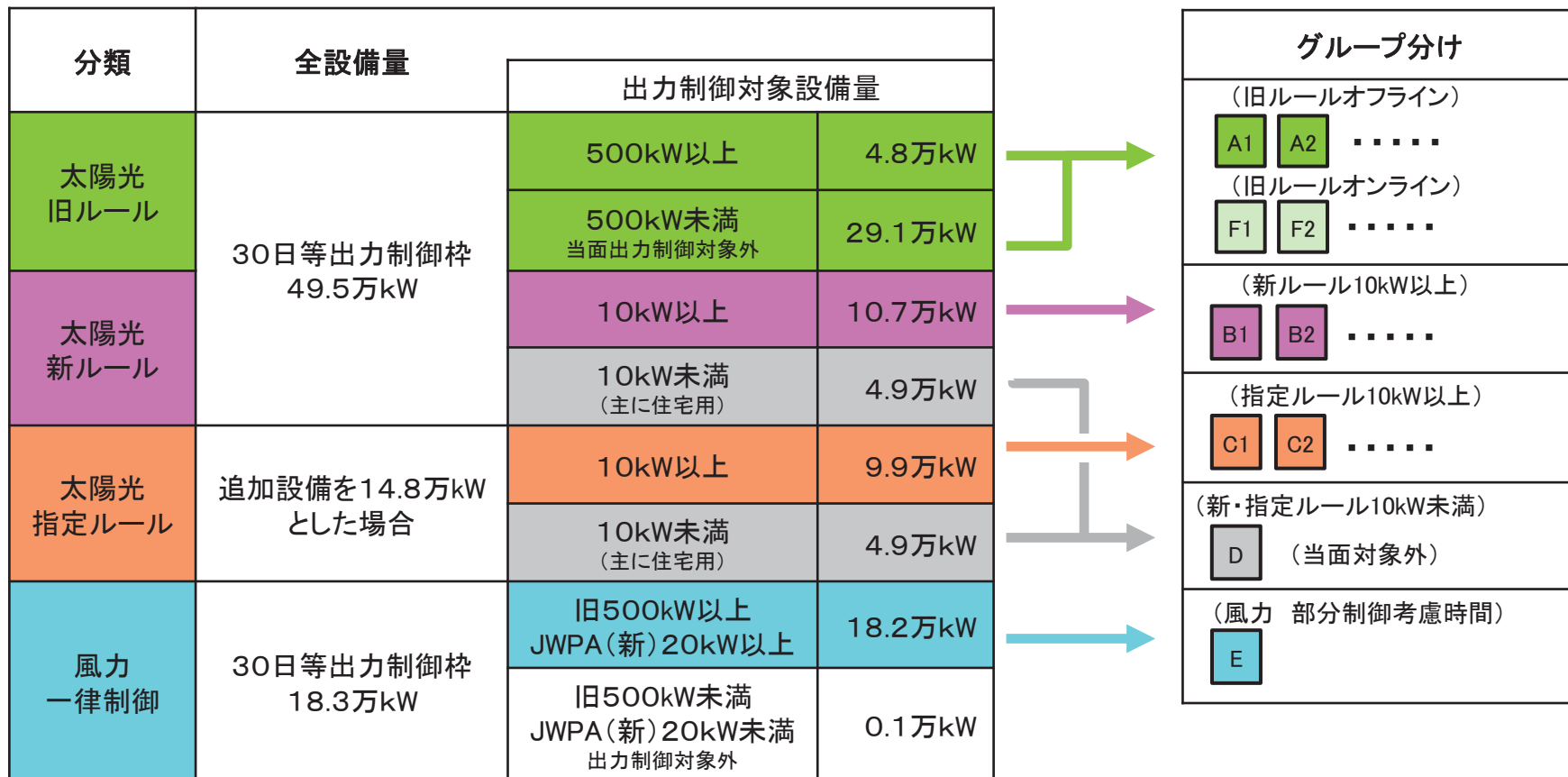


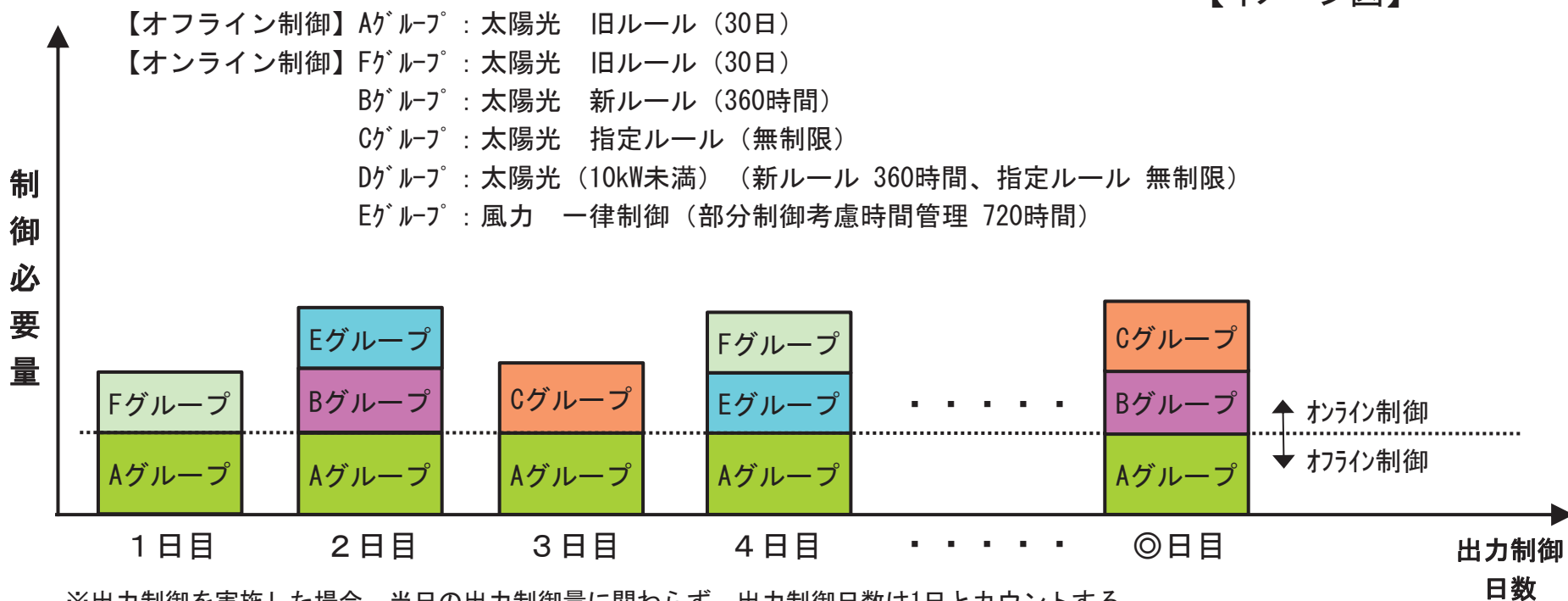
図. グループの分け方(イメージ)

## 4. グループ制御の考え方②

### (1) 各事事業者の出力制御が30日、360時間、720時間を超過しない見込みの場合

- ✓出力制御量低減を目的に、発生確度が比較的高い出力制御量(再エネ出力想定値の余剰分と平均誤差相当)へオフライン制御を優先して割り当て、当日の需給状況に応じてオンライン制御を活用。
- ✓公平性の観点から、オフライン制御同士、オンライン制御同士は、各事業者を区別せず順番に制御する。

#### 【イメージ図】



※出力制御を実施した場合、当日の出力制御量に関わらず、出力制御日数は1日とカウントする。



## 4. グループ制御の考え方③

### (2) 各事事業者の出力制御が30日、360時間、720時間を超過する見込みの場合

- ✓ 指定ルール事業者の出力制御が過剰とならないよう、年間計画段階において旧ルール事業者と新ルール事業者の出力制御をそれぞれ30日、360時間（風力は等価時間管理で720時間まで全事業者一律制御）まで先に割り当てた上で、更なる余剰に対して指定ルール事業者を割り当てる。
- ✓ 運用段階においては、実績を見ながら、年度途中で指定ルールの制御が360時間よりも少なくなるようであれば、旧ルール、新ルールおよび風力の制御を減らし、指定ルールの制御を増やすなどの調整により公平性を図る。

【オフライン制御】Aグループ：太陽光 旧ルール(30日)

【オンライン制御】Fグループ：太陽光 旧ルール(30日)

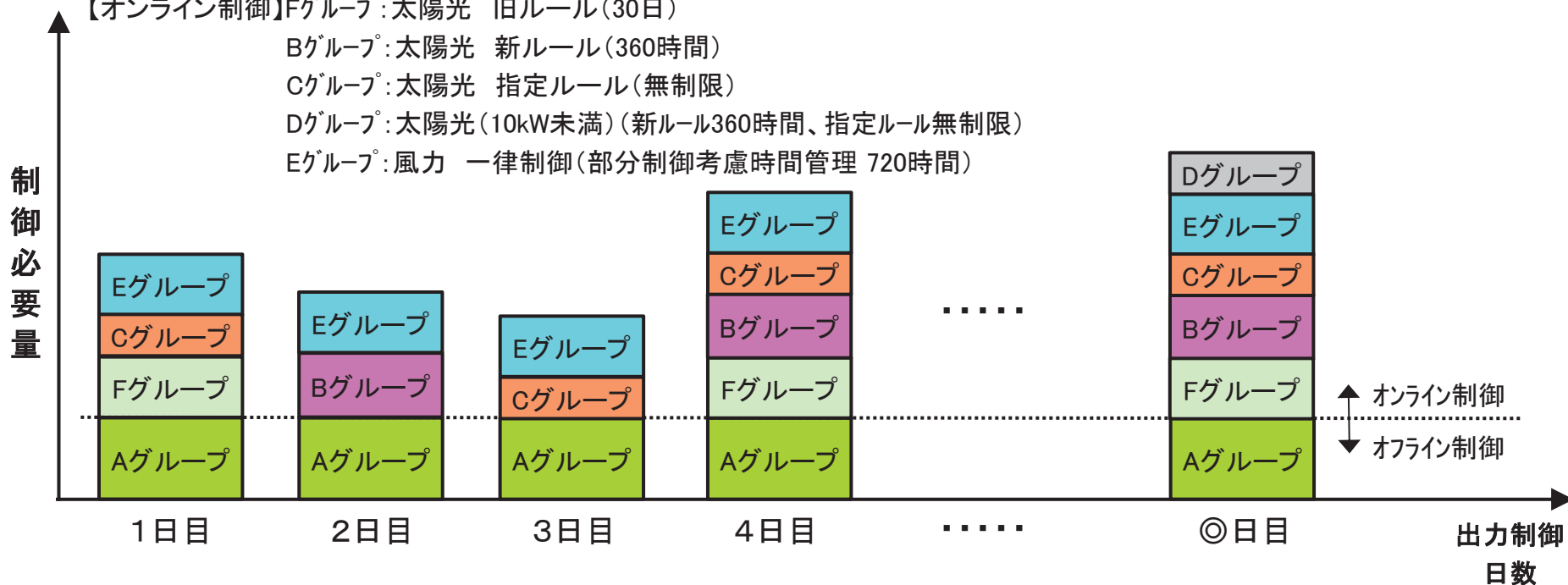
Bグループ：太陽光 新ルール(360時間)

Cグループ：太陽光 指定ルール(無制限)

Dグループ：太陽光(10kW未満)(新ルール360時間、指定ルール無制限)

Eグループ：風力 一律制御(部分制御考慮時間管理 720時間)

【イメージ図】



### 1. 新ルール出力制御に向けた準備状況

- ・ 当社スケジュール配信サーバから制御スケジュールを取得し、それに基づき自動的に制御を実施するため、出力制御機能付PCSへの切り替え依頼を対象となる事業者へ2017年12月より開始。
- ・ 対象となる事業者(1,008件)について、2019年4月にすべて切替完了。

### 2. 再エネ事業者との情報連絡訓練

- ・ 昨年度、再エネ出力制御を確実に実施するため、再エネ事業者（PV:18件、WT:7件）との連絡訓練を実施。（合計3回）

表. 2018年度 情報連絡訓練結果

訓練日	応答結果(応答率)	
	PV事業者	WT事業者
2018.12/5(水)	18件(100%)	7件(100%)
2018.12/22(土)	17件(94%)	7件(100%)
2019.1/27(日)	18件(100%)	7件(100%)

- ・ 今年度も出力制御実施までに、再エネ事業者との連絡訓練を実施予定。  
(2019年12月を予定)

## 5. 出力制御に向けた準備状況について

### 3. 出力制御量低減に向けたオンライン制御化について

- ・ オンライン制御は、再エネ全体の制御量低減に加えて、発電事業者の売電機会損失の低減や人件費削減にも資することから、国の審議会において旧ルール事業者に対する出力制御機能付PCS等への切替が推奨されている。
- ・ これを踏まえ、当社においても特高連系事業者（太陽光）へオンライン制御化を推奨する旨の説明を実施。
- ・ また、今後高圧（500kW以上）の事業者に対しても、出力制御機能付PCS等への切替を促すためにDMを送付予定。

<オンライン制御化推奨対象の太陽光旧ルール事業者（2019年9月末連系分）>

特別高圧：2件（1.9万kW）、高圧（500kW以上）：17件（2.6万kW）

沖縄本島系統の太陽光（接続済）における出力制御ルール別内訳（2019年9月末時点）

		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）			
		（旧ルール事業者）		（新ルール事業者）		（指定ルール事業者）	
		件数	万kW	件数	万kW	件数	万kW
特別高圧		2	1.9	0	0.0	0	0.0
高圧	500kW以上	17	2.6	1	0.2	0	0.0
	500kW未満	148	2.0	45	0.7	0	0.0
低圧	10kW以上	7,944	15.6	1,107	2.5	0	0.0
	10kW未満	15,622	7.4	2,779	1.7	0	0.0

※  は、当面の出力制御の対象

※  は、太陽光のオンライン制御化推奨の対象