

**再生可能エネルギーの出力制御見通し  
(2018年度算定値)の算定結果について**

**平成30年11月12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、公平性確保の観点から、制御日数が旧ルール30日、新ルール360時間の上限に達するまでは、「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。
- 太陽光接続可能量（49.5万kW）および風力接続可能量（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。
- 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。

## 2. 出力制御見通しの算定内容

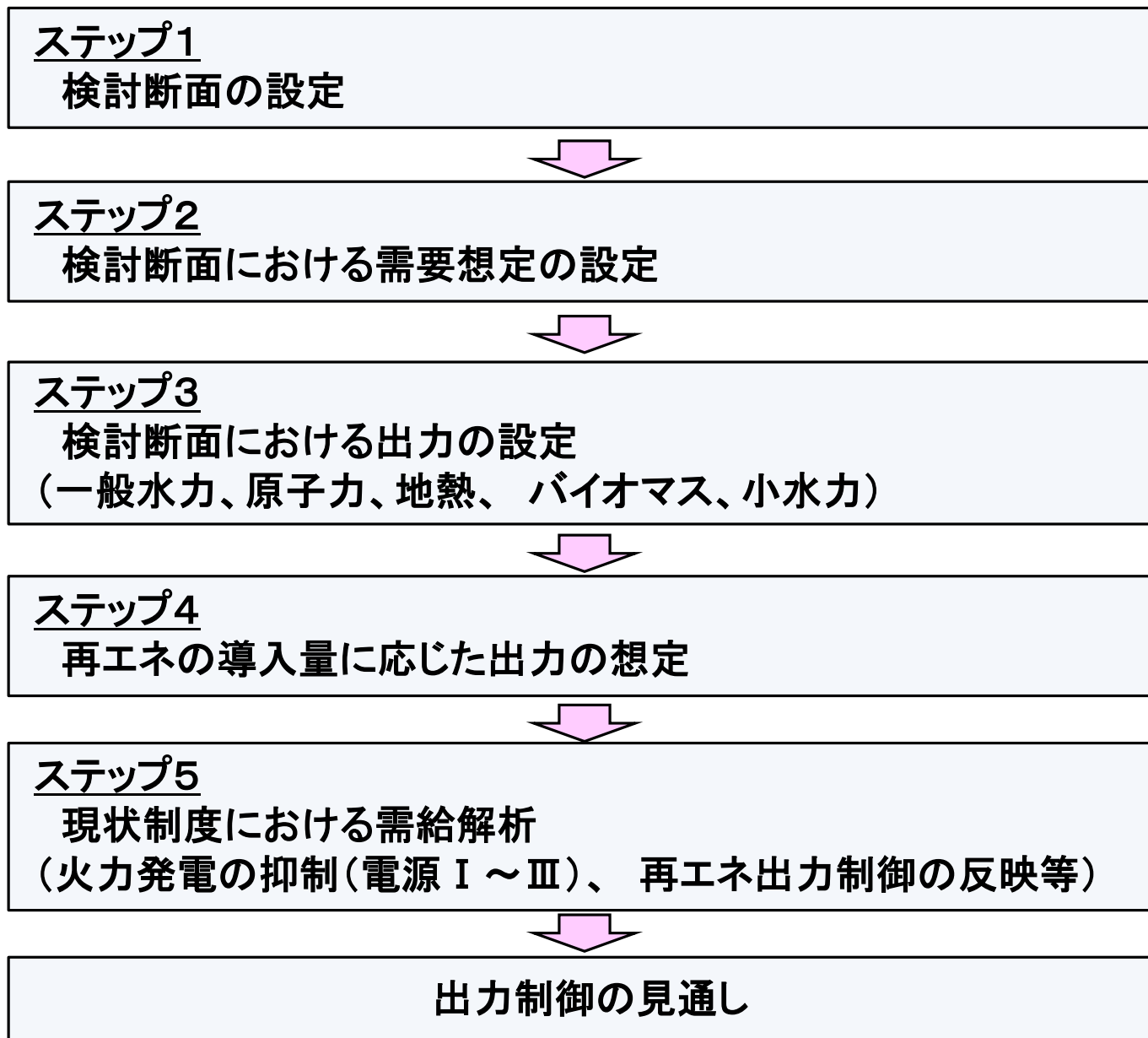
○ 2015年度～2017年度需要実績等に基づき、指定ルール事業者の出力制御見通しを算定。

- ・ 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	2015～2017年度（年度毎算定、3年間平均）
電力需要	2015年度～2017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	対象設備なし
連系線の活用	対象設備なし

### 3. 出力制御見通し(2018年度算定値)の算定フロー



## 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

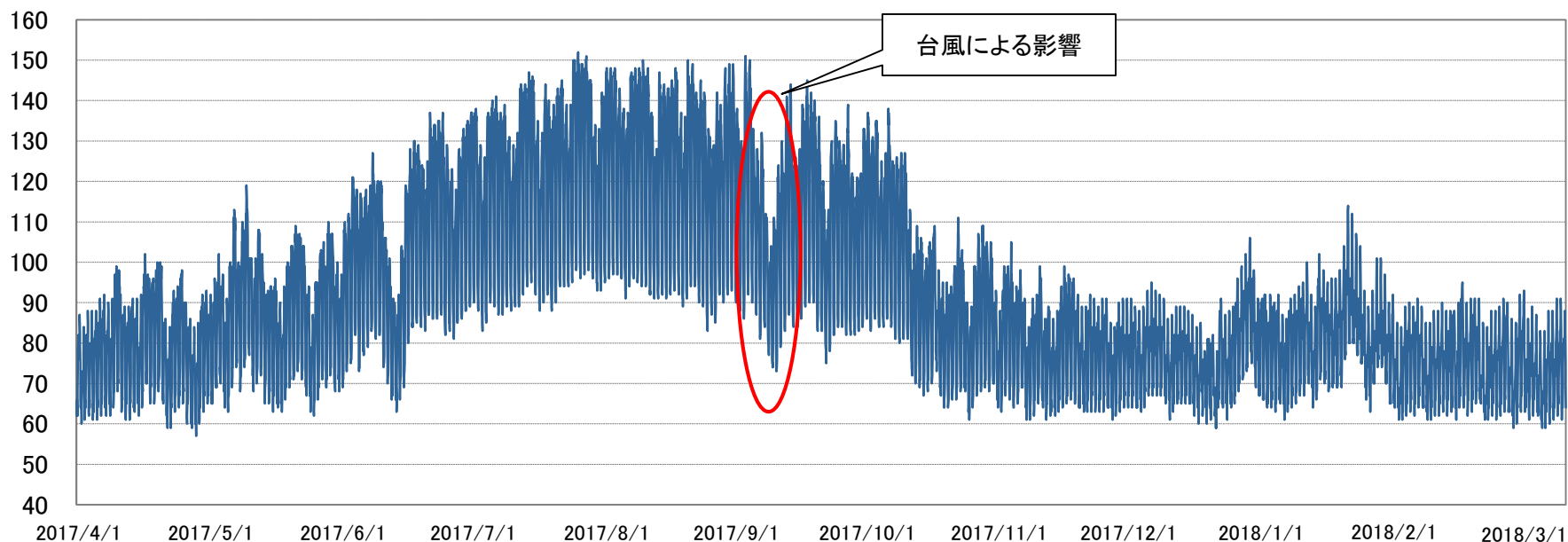
	2018年度算定値(今回の系統WG)	2017年度算定値(昨年の系統WG)
需要断面 (エリア需要)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>2017年度実績</u>(8,760時間)</li> <li>・<u>2016年度実績</u>(8,760時間)</li> <li>・<u>2015年度実績</u>(8,784時間)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2016年度実績(8,760時間)</li> <li>・2015年度実績(8,784時間)</li> <li>・2014年度実績(8,760時間)</li> </ul>
太陽光 風力	・ <u>2015～2017年度</u> 発電実績を元に試算	・2014～2016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>2013～2017年度</u> )における実績利用率平均を元に試算	至近5年間(2012～2016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	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、2015年度～2017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。

昨年度(2017年度)の沖縄本島系統の電力需要実績

エリア需要(万kW)

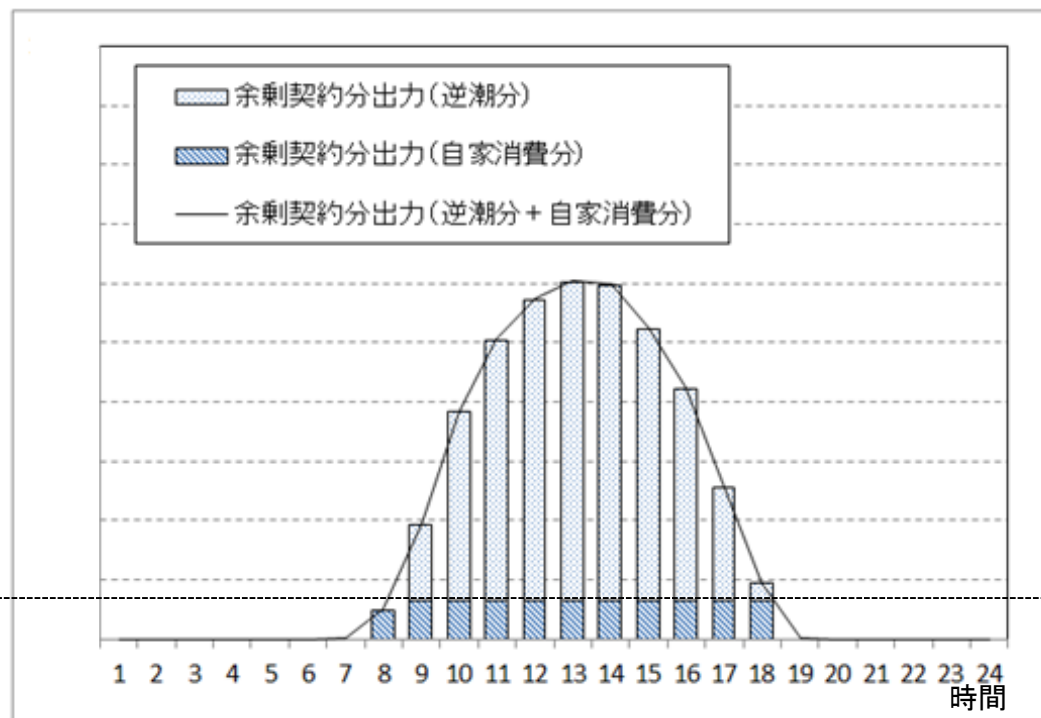


## (参考)余剰買取契約の自家消費算定

○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。

	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[%]	6.3	7.1	7.7	9.6	11.8	10.8	8.7	7.4	5.8	9.2	7.7	7.7
自家消費量[万kW]	0.5	0.6	0.6	0.8	0.9	0.9	0.7	0.6	0.5	0.7	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)

○出力制御困難となる地域資源型バイオマス設備（2.1万kW）の出力を0.6万kWと想定し、専焼バイオマス等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	2.1万kW	27.0%※	0.6万kW
専焼型	4.5万kW	0.0%	0.0万kW
合計	6.6万kW	9.1%	0.6万kW

※利用率：至近5年間（2013～2017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	39.8%※	0.1万kW

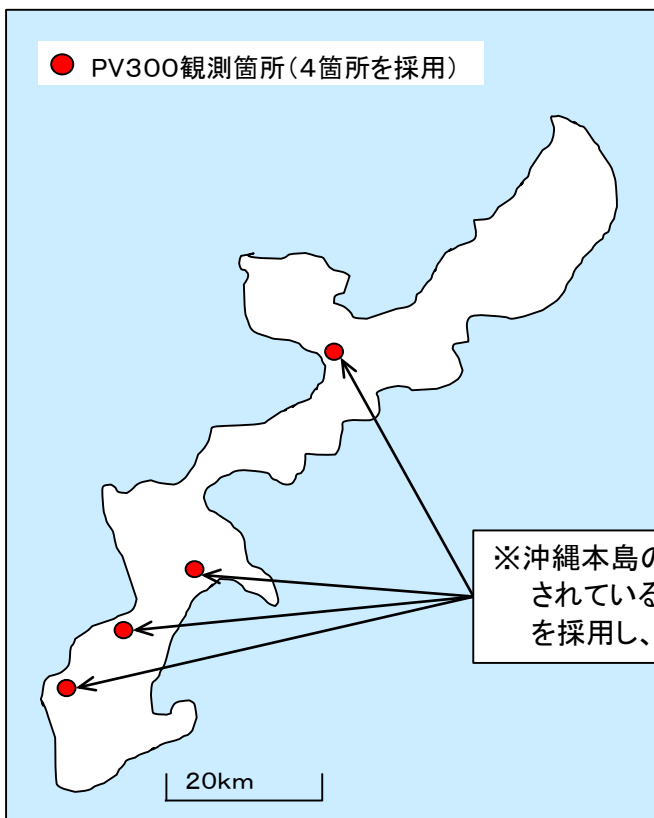
※利用率：至近5年間（2013～2017年度）における実績利用率平均。

（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。

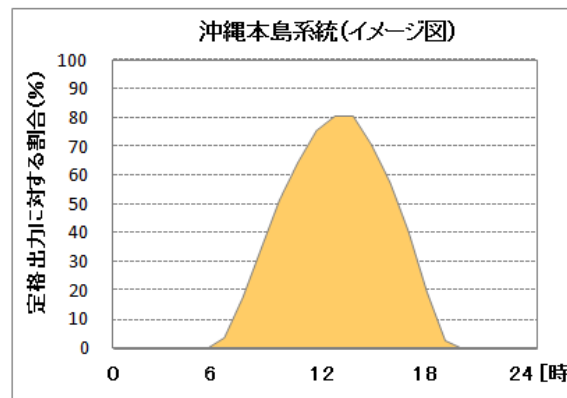


## ステップ4 再エネの導入量に応じた出力の想定(太陽光)

- 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（2015年度～2017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。



## ステップ4 再エネ導入量に応じた出力の想定(風力)

○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	2015年度～ 2017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（72.9万kW）：2017年4月2日（日）13時】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	LFC下限	昼間(13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	—
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（13時）およびピーク（20時）の断面バランス

【最小需要断面（72.9万kW）：2017年4月2日（日）】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい日。

需要		昼間（13時） 72.9万kW	ピーク（20時） 84.0万kW
供給力 (万kW)	原子力（万kW）	—	—
	水力（万kW）	—	—
	地熱（万kW）	—	—
	バイオマス（万kW）	0.6	0.6
	小水力（万kW）	0.1	0.1
	火力（万kW）	46.6	75.2
	風力（万kW）	14.4	8.1
	太陽光（万kW）	40.2	0.0
	揚水（万kW）	—	—
	出力制御（万kW）	▲ 29.0	0.0
	合計（万kW）	72.9	84.0

## 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（13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、GWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい日〔2017年4月2日（日）〕

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	LFC下限	想定出力		
							昼間 (13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	17.5	
			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	75.2
	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	75.2	

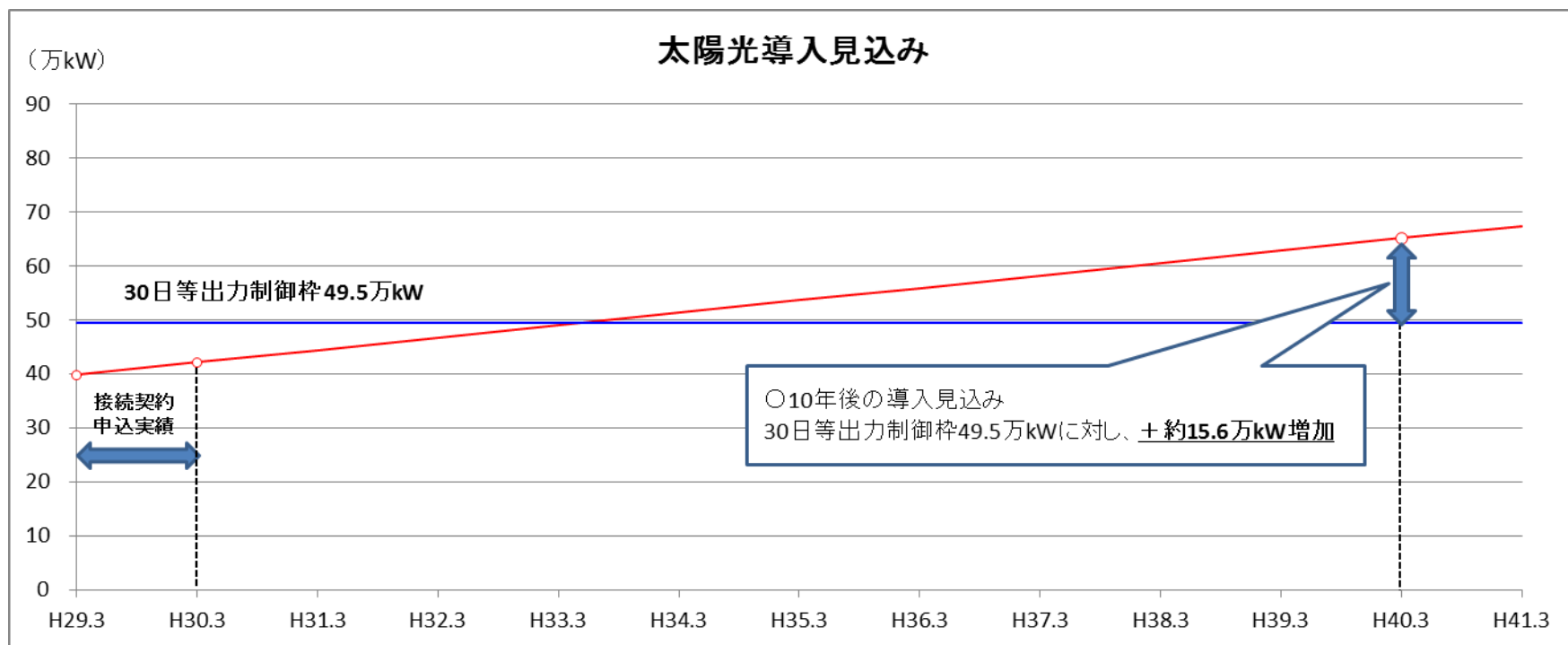
---

## 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65.1万kW(=49.5万kW+15.6万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5.2万kW刻みで+5.2万kW、+10.4万kW、+15.6万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+5.2万kW、+10.4万kW、+15.6万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	5.2	345	5,994	64,300	9.3
	10.4	466	15,498	129,554	12.0
	15.6	743	30,455	192,859	15.8

- (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。
- (注2) 当社は、第3回電力レジリエンスワーキンググループ(2018年11月5日開催)において、ブラックアウト回避策として安定化装置の機能向上を図ることとし、当該対応が完了するまでの間は、回避策として電源持替などによる対策を図ることを一案として示している。当該電源持替を前提に試算を行う場合、出力制御見通しの前提となる制御後の火力発電所の出力が異なるため、安定化装置の機能向上対策完了時期を踏まえ、必要に応じて出力制御見通しの再算定することを検討する。

## (参考)太陽光の出力制御見通しの算定結果(至近3カ年)

○2015年度から2017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	制御時間	制御電力量	制御前発電電力量	制御率
	(万kW)	(時間)	A (MWh)	B (MWh)	A/B (%)
2017年度 最小需要※ 72.9万kW	5.2	383	5,958	65,020	9.2
	10.4	458	15,790	130,962	12.1
	15.6	828	33,630	194,965	17.2
2016年度 最小需要※ 74.3万kW	5.2	289	5,364	64,308	8.3
	10.4	385	12,863	129,601	9.9
	15.6	575	24,788	192,935	12.8
2015年度 最小需要※ 72.0万kW	5.2	364	6,661	63,572	10.5
	10.4	555	17,842	128,098	13.9
	15.6	825	32,946	190,677	17.3

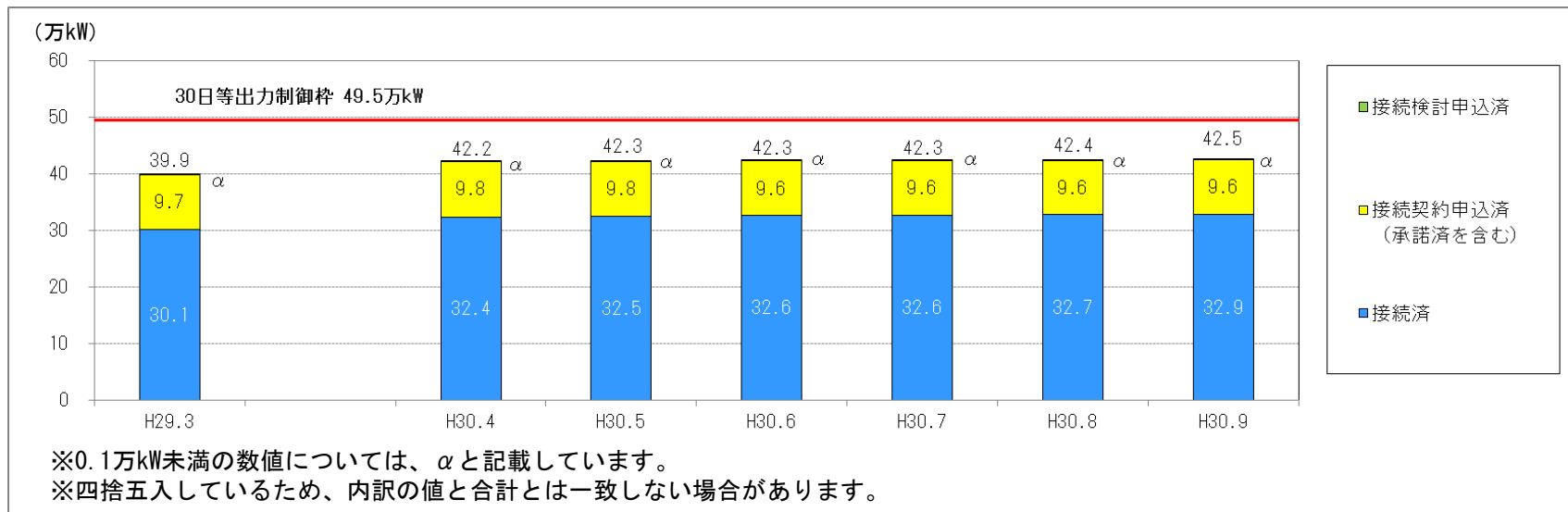
※快晴日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面。

(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。

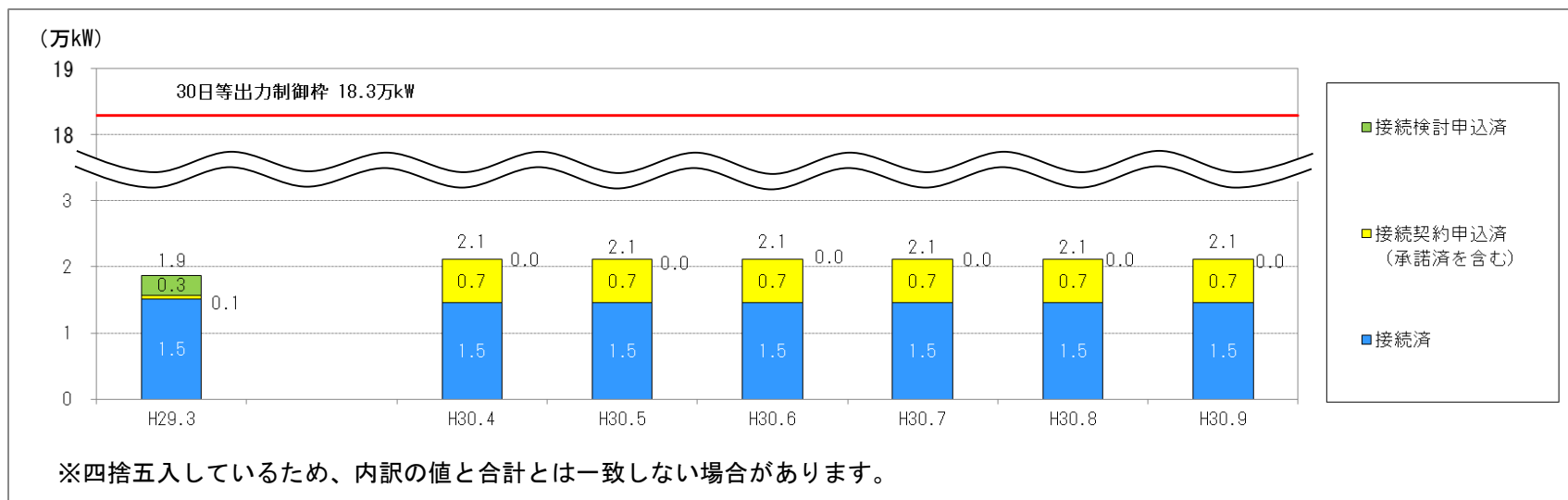
(注2) 当社は、第3回電力レジリエンスワーキンググループ(2018年11月5日開催)において、ブラックアウト回避策として安定化装置の機能向上を図ることとし、当該対応が完了するまでの間は、回避策として電源持替などによる対策を図ることを一案として示している。当該電源持替を前提に試算を行う場合、出力制御見通しの前提となる制御後の火力発電所の出力が異なるため、安定化装置の機能向上対策完了時期を踏まえ、必要に応じて出力制御見通しの再算定することを検討する。

# (参考)太陽光・風力発電設備の導入状況

## ○太陽光の導入状況



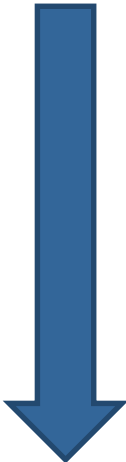
## ○風力の導入状況



## (参考)各ステータスの定義について

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

**再生可能エネルギーの出力制御に係る  
運用の基本的考え方について**

**平成30年11月12日  
沖縄電力株式会社**

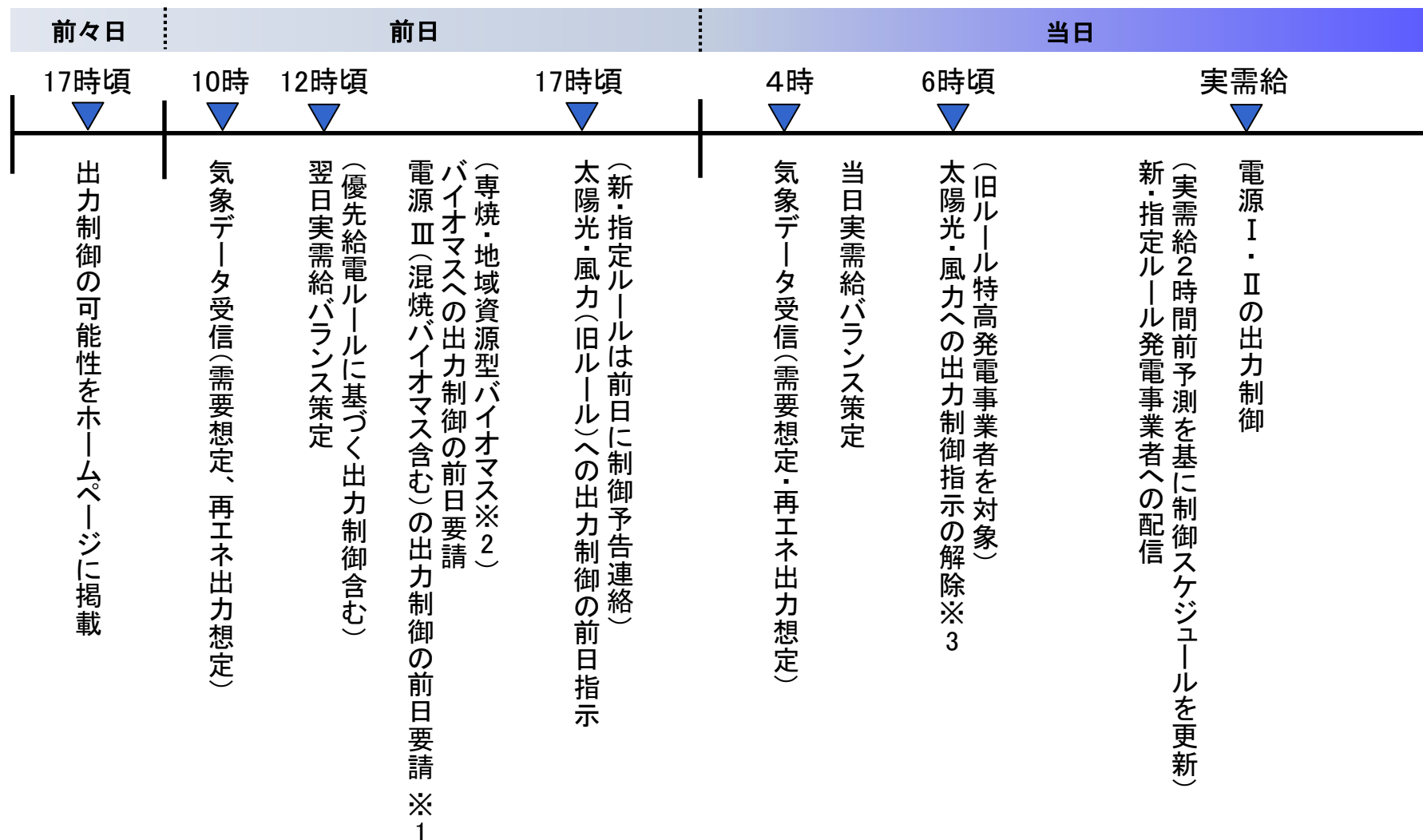
---

# 説明内容

---

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール
2. 想定誤差を考慮した運用方策
3. グループ制御の考え方

# 1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール



※1 H30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。

H30年9月末現在、沖縄本島系統においては、特高(22kV以上)の風力発電設備はありません。



## 2. 想定誤差を考慮した運用方策①

- 再エネの出力制御指示については、FIT法に基づき前日に行う必要があり、出力制御量については、前日における需要や再エネの出力想定値を元に、優先給電ルールに基づく火力等の出力抑制を最大限考慮したうえで策定する。
- 前日における再エネや需要の想定値と実績との誤差については、気象予報の誤差の影響等により、最大で25.8万kWとなる場合があります、当日の再エネ出力が想定値を上回った場合には、下げ調整力が不足する場合があります。

<太陽光出力が想定を上回る方向（下げ調整）の前日想定との誤差実績>

太陽光出力・需要の合成誤差	
春季（1月～5月）	年度平均
18.4～25.8万kW (26.3～36.9%)	19.7万kW

※2016年度と2017年度における11～14時の各時間帯平均値の前日想定と実績値との差を分析

※各月の各出力帯における最大値を採用。

※太陽光を30日等出力制御枠49.5万kW導入時に換算した値

※（ ）は軽負荷期昼間最低需要相当値70万kWで割った値を示す。[太陽光出力想定誤差（月別最大値）/70万kW]

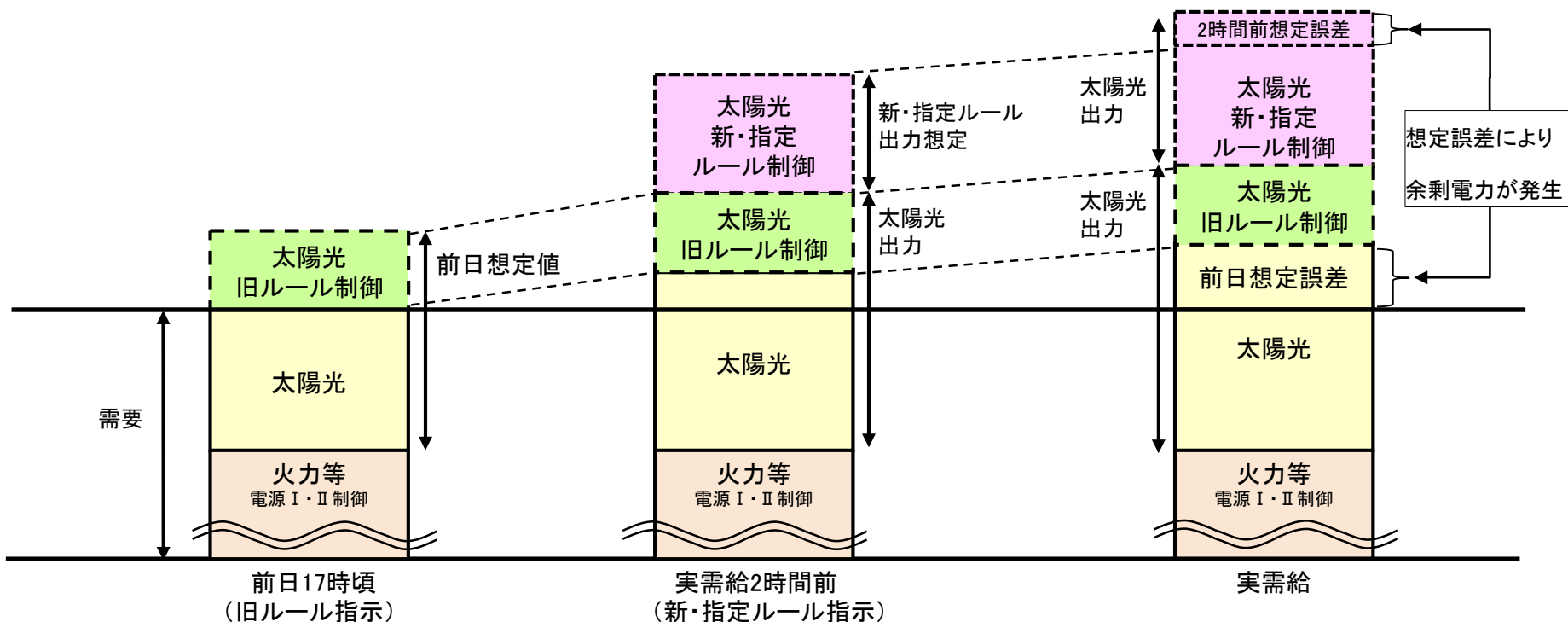
## 2. 想定誤差を考慮した運用方策②

＜想定誤差を考慮しない場合の問題点＞

○再エネの出力制御想定値を基に、優先給電ルールに基づき回避措置（火力等の制御）を行っても、発生する余剰電力を出力制御量として設定した場合、実需給段階において、再エネ出力が想定を上回ると下げ調整力が不足する。

○なお、再エネ出力が想定を下回る場合には、火力の増出力や追加並列等により対応する。

### ■ 想定誤差の影響による余剰電力発生イメージ



## 2. 想定誤差を考慮した運用方策③

＜想定誤差を考慮した運用方策＞

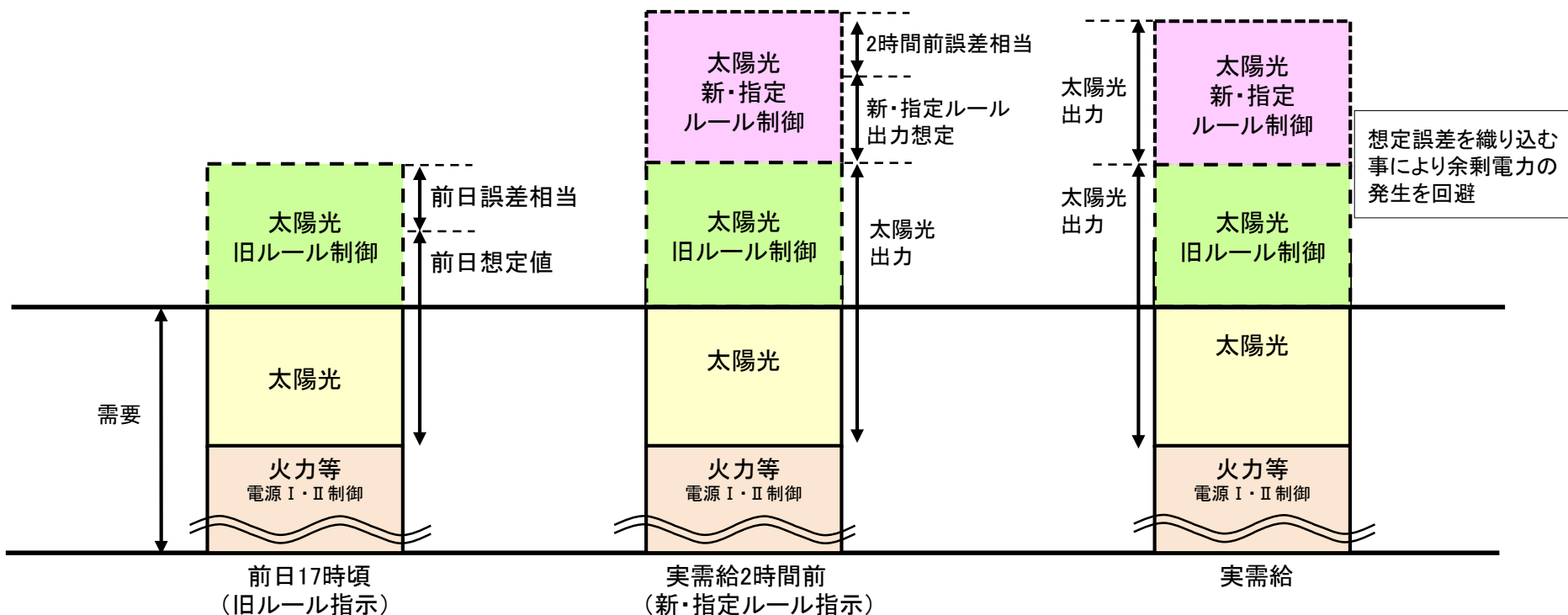
○再エネの出力想定値に、再エネの出力想定誤差相当量を加え、算定される余剰電力を出力制御量とし、実需給における下げ調整力を確保する。

○出力実績誤差相当量については、

■旧ルールは前日指示であるため、前日出力想定からの誤差実績相当量

■新・指定ルールは実需給1時間前に出力制御送信（遠隔制御）を行うが、需給バランス作成に要する時間等を考慮し、実需給2時間前の誤差実績相当量を織り込む。

■ 想定誤差考慮時の運用イメージ（前日および当日2時間前に織り込んだ誤差量相当の上振れ誤差が発生した場合）



## 2. 想定誤差を考慮した運用方策④

---

＜想定誤差の織り込み量＞

- 出力制御量の算定時に織り込む想定誤差（前日および実需給2時間前）については、データ数が十分確保できていない事から、当面は最大値を用いるが、今後のデータ蓄積をふまえ、見直しを検討する。
- 前日想定と実需給2時間前想定における誤差については、月別・想定出力帯別にきめ細やかに分析し、設定する。
- なお、再エネの出力予測の精度向上についても、引き続き取り組んでいく。

# (参考) 前日および実需給2時間前想定と実績差 (各年最大値)

## ○前日想定との誤差実績

上段:最大誤差、下段:データ数 [万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
高出力帯 <90% ~ 100%>	5.6 (4)	0.1 (1)	3.1 (0)	6.1 (7)	3.7 (13)	4.2 (0)	4.2 (0)	4.7 (1)	4.0 (0)	4.0 (0)	4.0 (0)	3.3 (4)
中出力帯① <68% ~ 90%>	10.2 (16)	6.3 (8)	9.6 (23)	7.8 (30)	11.9 (29)	18.1 (38)	9.6 (29)	19.4 (25)	13.0 (21)	13.5 (6)	13.2 (17)	10.7 (21)
中出力帯② <45% ~ 68%>	13.2 (29)	18.4 (33)	21.9 (21)	10.6 (13)	11.7 (23)	15.0 (30)	15.2 (34)	21.1 (33)	13.4 (36)	19.0 (20)	16.6 (23)	18.5 (43)
低出力帯① <23% ~ 45%>	20.6 (14)	16.7 (20)	12.2 (20)	16.0 (4)	21.0 (7)	23.9 (15)	12.9 (17)	15.8 (18)	12.4 (19)	15.1 (24)	25.8 (28)	13.5 (8)
低出力帯② <0% ~ 23%>	12.9 (5)	9.4 (8)	9.0 (12)	11.8 (0)	11.8 (0)	14.5 (9)	5.1 (3)	16.5 (4)	4.5 (5)	21.1 (24)	14.7 (8)	9.1 (5)

- ・ <>は月間最大出力に対する出力率を示す。
- ・ 太陽光出力・需要の合成誤差で、太陽光の誤差は30日等出力制御枠49.5万kWで換算。
- ・ データ収集期間：2016年度、2017年度の11～14時
- ・ データ数が0の場合は、各出力帯毎の前後月の平均値を使用

## ○実需給2時間前との想定誤差実績

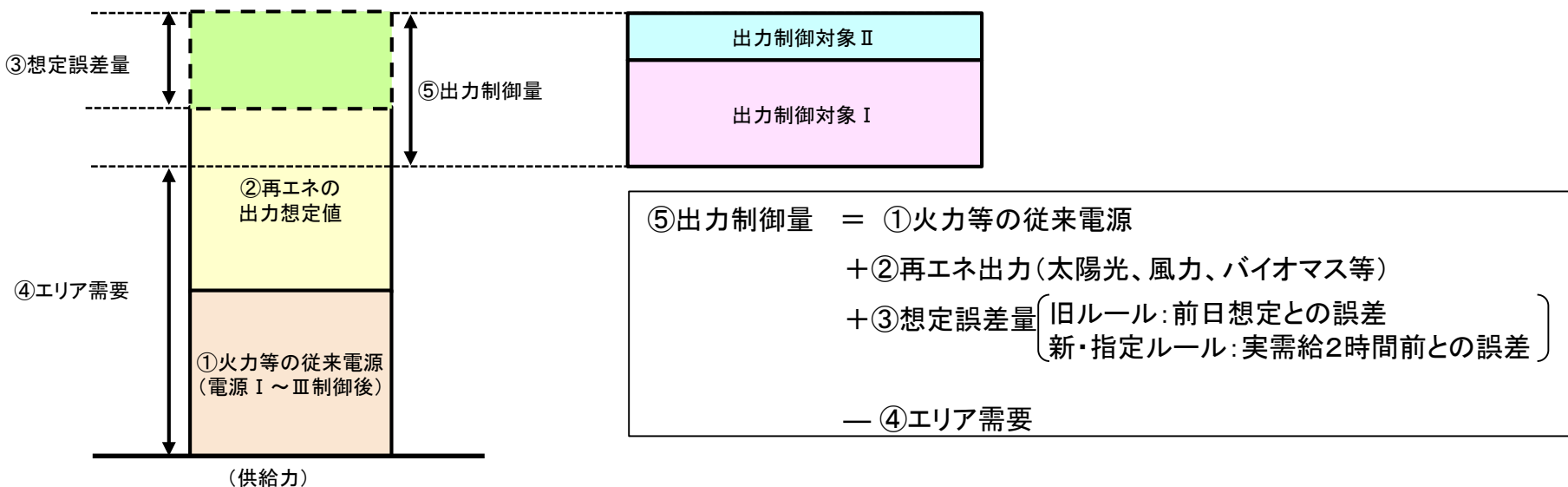
上段:最大誤差、下段:データ数 [万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
高出力帯 <90% ~ 100%>	6.8 (4)	3.8 (0)	0.8 (1)	2.0 (6)	6.4 (4)	11.6 (1)	7.1 (2)	6.9 (3)	0.7 (1)	2.1 (0)	3.4 (1)	4.1 (5)
中出力帯① <68% ~ 90%>	11.6 (15)	4.6 (8)	3.8 (10)	8.6 (44)	15.4 (31)	9.0 (16)	12.2 (14)	18.2 (12)	8.9 (17)	13.7 (5)	11.6 (16)	8.1 (18)
中出力帯② <45% ~ 68%>	12.4 (12)	21.9 (14)	16.0 (10)	13.9 (13)	19.3 (13)	13.5 (21)	10.6 (14)	22.6 (15)	21.7 (24)	16.0 (17)	13.1 (22)	9.6 (17)
低出力帯① <23% ~ 45%>	16.9 (9)	23.6 (22)	28.3 (7)	21.1 (12)	27.1 (12)	15.6 (6)	16.4 (7)	17.6 (17)	10.4 (21)	21.4 (28)	16.8 (14)	16.7 (14)
低出力帯② <0% ~ 23%>	18.2 (15)	12.2 (19)	35.8 (28)	24.7 (3)	26.7 (10)	29.1 (18)	8.7 (6)	8.5 (2)	4.2 (4)	7.2 (3)	13.2 (4)	9.1 (5)

- ・ <>は月間最大出力に対する出力率を示す。
- ・ 太陽光出力・需要の合成誤差で、太陽光の誤差は30日等出力制御枠49.5万kWで換算。
- ・ データ収集期間：2016年度、2017年度の11～14時
- ・ データ数が0の場合は、各出力帯毎の前後月の平均値を使用

## 2. 想定誤差を考慮した運用方策⑤（旧ルール事業者）

＜想定誤差を考慮した出力制御量の算定＞



○出力制御対象Ⅰ：旧ルールの高圧事業者及び特高事業者のうち当日操作に対応できない発電事業者。

○出力制御対象Ⅱ：旧ルールの特高事業者のうち当日の出力制御解除指示に対応できる発電事業者。

○前日計画時点で誤差を織り込んだ必要制御量に対し、出力制御対象Ⅱを先取りして配分、残りの必要制御量を出力制御対象Ⅰに配分する。

○当日運用では、当日4時の気象予報に基づき、可能な場合には、出力制御対象Ⅱの制御指示を解除する。

○出力制御対象Ⅱの事業者は、出力制御対象Ⅰに対し、当日解除による制御日数の減少があるが、必要制御量の配分を調整すること等により、年度単位で旧ルール事業者間の公平性を確保する。

### 3. 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、制御量不足とならないよう出力制御を行う。

分類	全設備量	出力制御対象設備量		グループ分け(例)
		出力制御対象	出力制御対象外	
太陽光 旧ルール	30日等出力制御枠 49.5万kW	500kW以上	4.8万kW	(旧ルール) A1グループ A2グループ A3グループ
		出力制御対象外 500kW未満	29.1万kW	
太陽光 新ルール		10kW以上	10.7万kW	(新ルール 10kW以上) B1グループ B2グループ ...
		10kW未満	4.9万kW	
太陽光 指定ルール	追加設備を10.4万kW とした場合	10kW以上	7.2万kW	(指定ルール 10kW以上) Cグループ ...
		10kW未満	3.2万kW	
風力 一律制御	30日等出力制御枠 18.3万kW	旧500kW以上 JWPA(新)20kW以上	18.2万kW	(新、指定ルール 10kW未満 ※) Dグループ
		出力制御対象外 旧500kW未満 JWPA(新)20kW未満	0.1万kW	
				(風力 部分制御考慮時間) Eグループ

※10kW未満の太陽光の出力制御は、10kW以上の太陽光の出力制御を行った上で、制御量が不足する場合に実施する。

### 3. グループ制御の考え方②

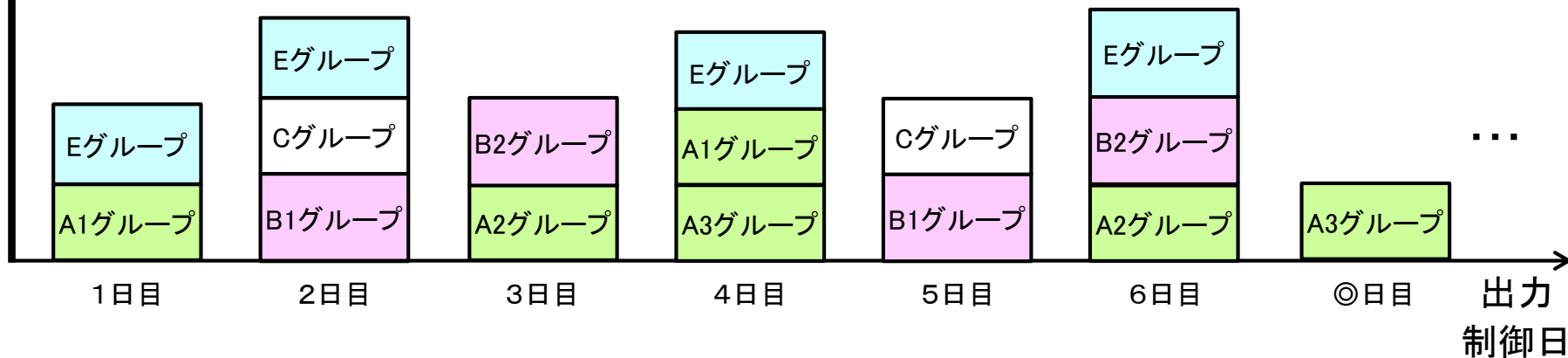
(1) 各事事業者の出力制御が30日、360時間、720時間を超過しない見込みの場合

○各グループの事業者間の公平性確保の観点から、各ルール of 事業者を区別せず、出力制御量を考慮しながら制御する。

○10kW未満の太陽光の出力制御は、10kW以上の太陽光の出力制御を行った上で、制御量が不足する場合に実施する。

- A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)

制御必要量





### 3. グループ制御の考え方③

(2) 各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

○太陽光事業者（旧ルール30日、新ルール360時間）および風力事業者（部分制御考慮時間管理720時間）を最大限活用した上で、更なる余剰に対して、太陽光事業者（指定ルール無制限）の出力制御を必要に応じて実施する。

○10kW未満の太陽光の出力制御は、10kW以上の太陽光の出力制御を行った上で、制御量が不足する場合に実施する。

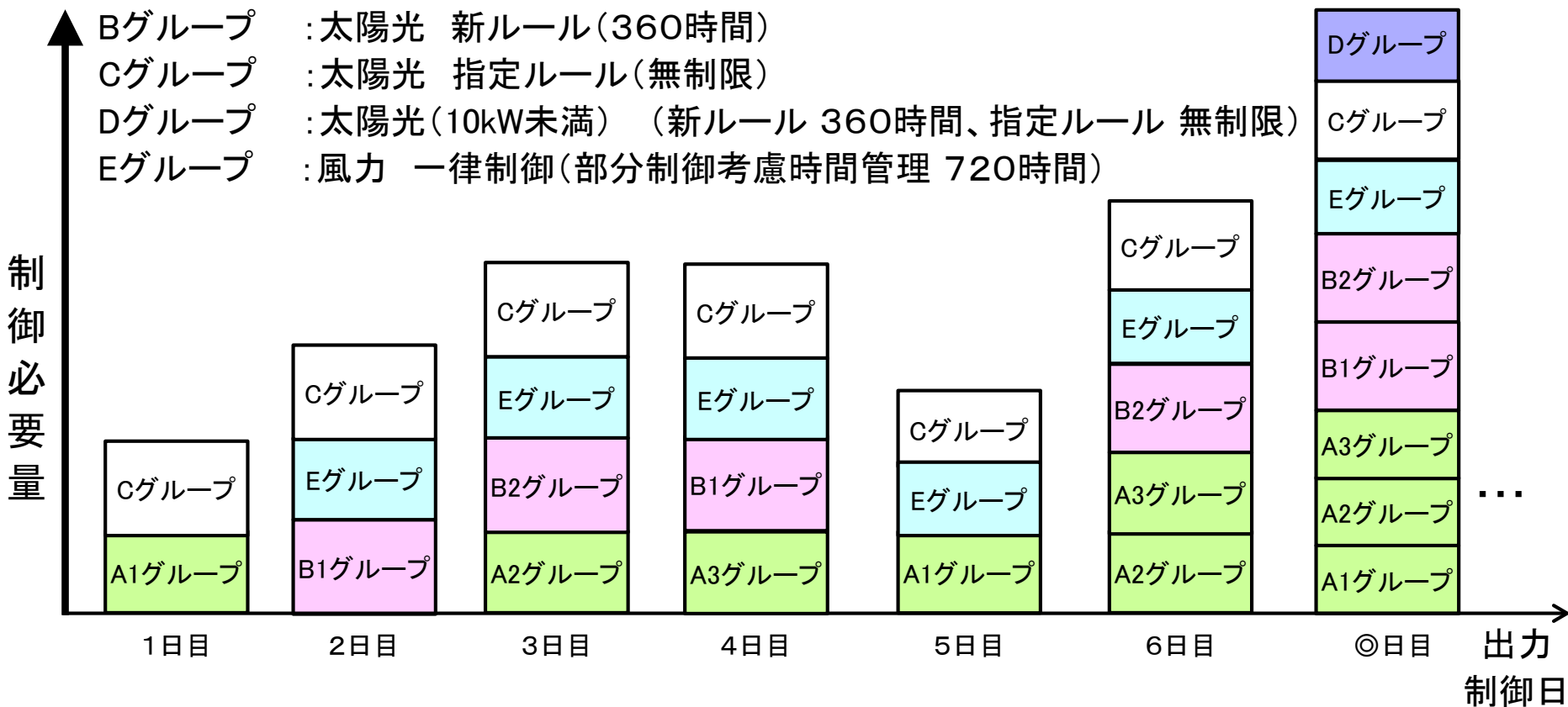
Aグループ : 太陽光 旧ルール(30日)

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)



## 再エネ出力制御に向けた対応状況について

平成30年11月12日  
沖縄電力株式会社

---

## はじめに

---

再エネ接続が拡大するなか、沖縄本島系統においては、下げ代確保の厳しい断面が徐々に顕在化してきております。

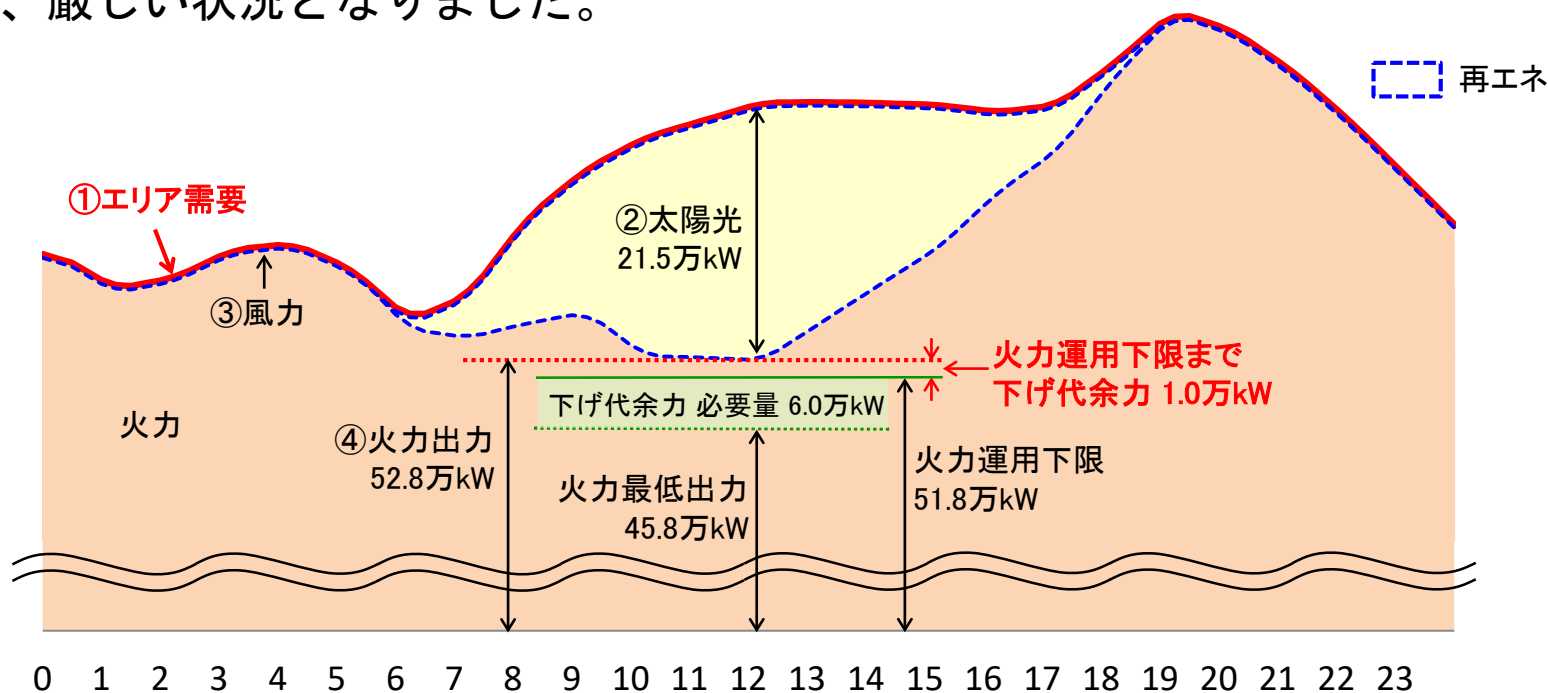
今春の需給バランスを踏まえると、空調等の需要が少ない気温で、かつ快晴といった気象条件等が重なった場合、平成31年2月以降、再エネの出力制御が必要となる可能性があります。

そのため、当社では、公平性を確保した出力制御を確実に実施できるよう、以下の項目について検討し、再エネ出力制御に向けた準備に取り組んでいる状況です。

- 優先給電ルールの確実な運用
- 太陽光発電出力予測精度の向上による出力制御量低減に向けた取り組み
- 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について
- 出力制御の確実な実施に向けた取り組み
  - (1)再エネ出力制御システムの構築
  - (2)各ルール毎の出力制御に向けた準備および周知
  - (3)再エネ事業者との情報連絡訓練

# 1. 最近の電力需給状況

平成30年5月5日（土）における太陽光発電の最大出力は、21.5万kW(12時～13時)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29%となりました。また、下げ代余力必要量6.0万kWを確保した火力運用下限まで残り1.0万kWとなり、厳しい状況となりました。



(単位: 万kW)

		平成30年5月5日12時～13時
供給力	①エリア需要	74.4
	②太陽光	21.5 (29%)
	③風力	0.1
	④火力	52.8
	(内)下げ代余力	1.0
	(内)下げ代余力必要量	6.0
	(内)火力最低出力	45.8

## 【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

①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するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。

発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。

②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。

- ・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
- ・ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
- ・ 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には、慣性が大きい大容量火力機を3台。

③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について

系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。

下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。

④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のガスタービン発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

## 2. 優先給電ルールの確実な運用

### (1) 火力発電等の出力制御

再エネを含めた供給力が需要を上回った場合、需要と供給のバランスを一致させるために、優先給電ルールに基づき、a～eの措置を行っても、沖縄エリア（本島系統および各離島系統）の余剰が解消されないことが見込まれる場合には、各系統毎に、自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御を行います。

※沖縄エリアにおいては、電源Ⅲ（オンラインで調整できない火力電源等）に区分される発電設備が無く、本土との連系線がない独立系統のためbおよびcを除く

出力制御等の順番

a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力(火力等)(電源Ⅰ)及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転

b. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力抑制

c. 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）

d. バイオマスの専焼電源の出力抑制（地域資源バイオマス電源※を除く）

e. 地域資源バイオマス電源の出力抑制  
（燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く）

f. 自然変動電源(太陽光・風力)の出力抑制

g. 電気事業法に基づく電力広域的運営推進機関の指示（緊急時の広域系統運用）

h. 長期固定電源（原子力、水力（揚水式を除く）および地熱発電所）の出力抑制

※地域に賦存する資源（未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物）を活用する発電設備

## 2. 優先給電ルールの確実な運用(つづき)

### (2) バイオマス（専焼、地域資源型）の出力制御

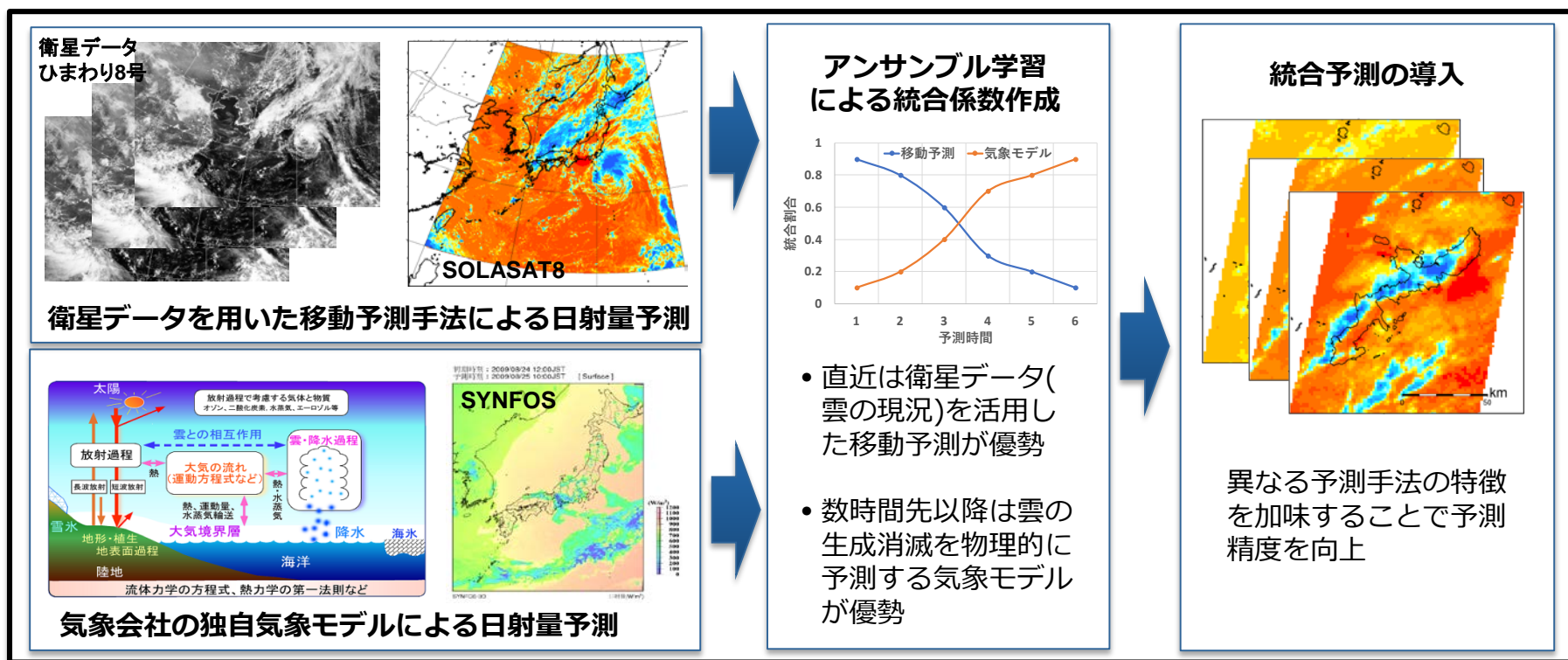
バイオマス事業者（バイオマス専焼および地域資源バイオマス）のうち、設備実態等に関する聞き取りを行った事業者については、以下のとおり分類を行いました。

燃料区分	事業者数	設備容量	バイオマス類型	出力制御対応	理由
一般廃棄物	3	1.6万kW	地域資源型	不可	燃料貯蔵困難
メタン発酵ガス	2	0.2万kW	地域資源型	不可	燃料貯蔵困難
その他 (廃食油)	1	0.1万kW	専焼	可 (全停止)	燃料貯蔵可能

### 3. 太陽光発電出力予測精度の向上による出力制御量低減に向けた取り組み

日射量の当日短時間先予測について、従来の衛星画像に加え気象モデルを組み合わせた予測手法へ平成30年7月より変更し、予測精度の向上に取り組んでおります。

- ・ 気象衛星ひまわり8号の観測データを活用した日射量予測と、雲の生成・消滅を物理的に予測する気象モデルによる日射量予測を組合せることで高精度化を図る。
- ・ 気象モデルベース予測は、数時間先以降において高精度である。
- ・ 両者の特徴を生かして、数時間先までは衛星ベースの利用比率を高め、以降は気象モデルの利用比率を高めた重み付平均による複数予測値の統合手法へ変更を行った。







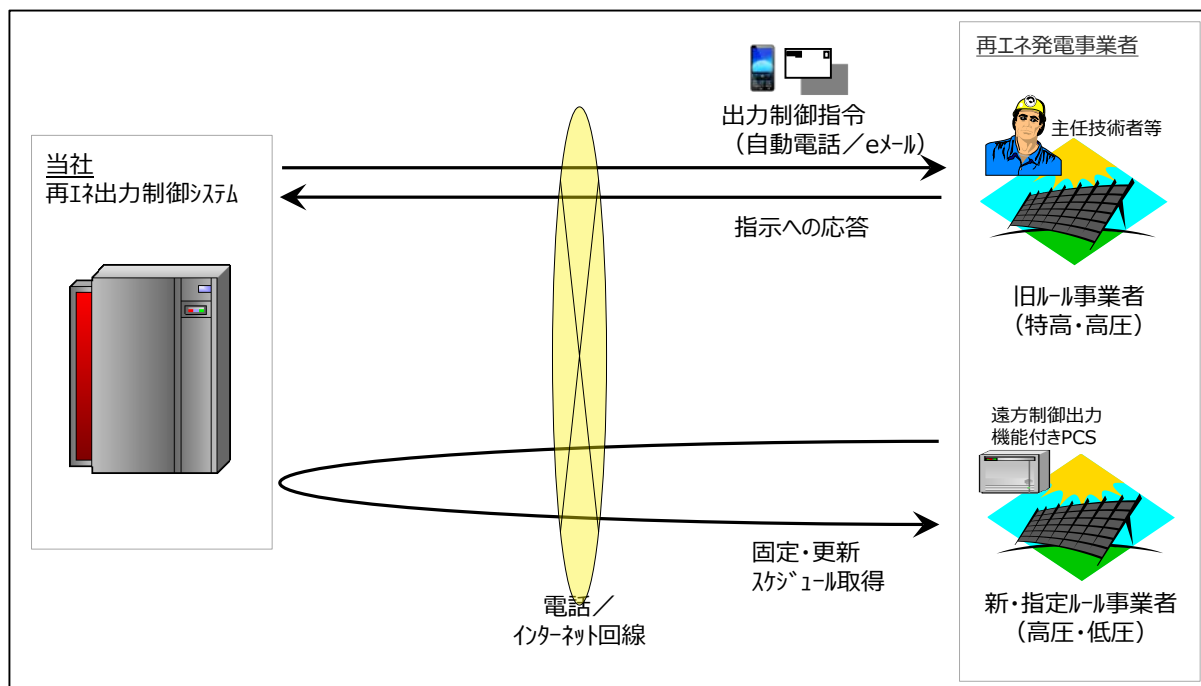
## 5. 出力制御に向けた取り組みについて

### (1) 再エネ出力制御システムの構築

需給バランスの維持および電力安定供給に向け、出力制御を効率的、公平かつ確実に実施するため、再エネ出力制御システムを構築。(平成30年11月1日運開)

#### 【システムの基本機能】

- ・ 出力制御の対象として選定した事業者(旧ルール)へ自動電話・メールによる出力制御指令の発令
- ・ 出力制御機能付PCSへ制御指令値の配信(新ルール事業者)
- ・ 出力制御指令実績の管理



## 5. 出力制御に向けた取り組みについて

### (2) 各ルール毎の出力制御に向けた準備および周知

#### ①旧ルールの出力制御に向けた準備状況

- ・原則、前日17時頃、一般送配電事業者から、自動電話・メールによる発令。
- ・受令後、旧ルール事業者の操作者(主任技術者等)は、出力制御開始前までに、現地で出力制御操作を実施。
- ・対象となる事業者へ平成29年11月より事業者説明を開始。

	対象事業者数 (H30.10末現在)
特別高圧	2件
高圧	16件

#### ②新ルールの出力制御に向けた準備状況

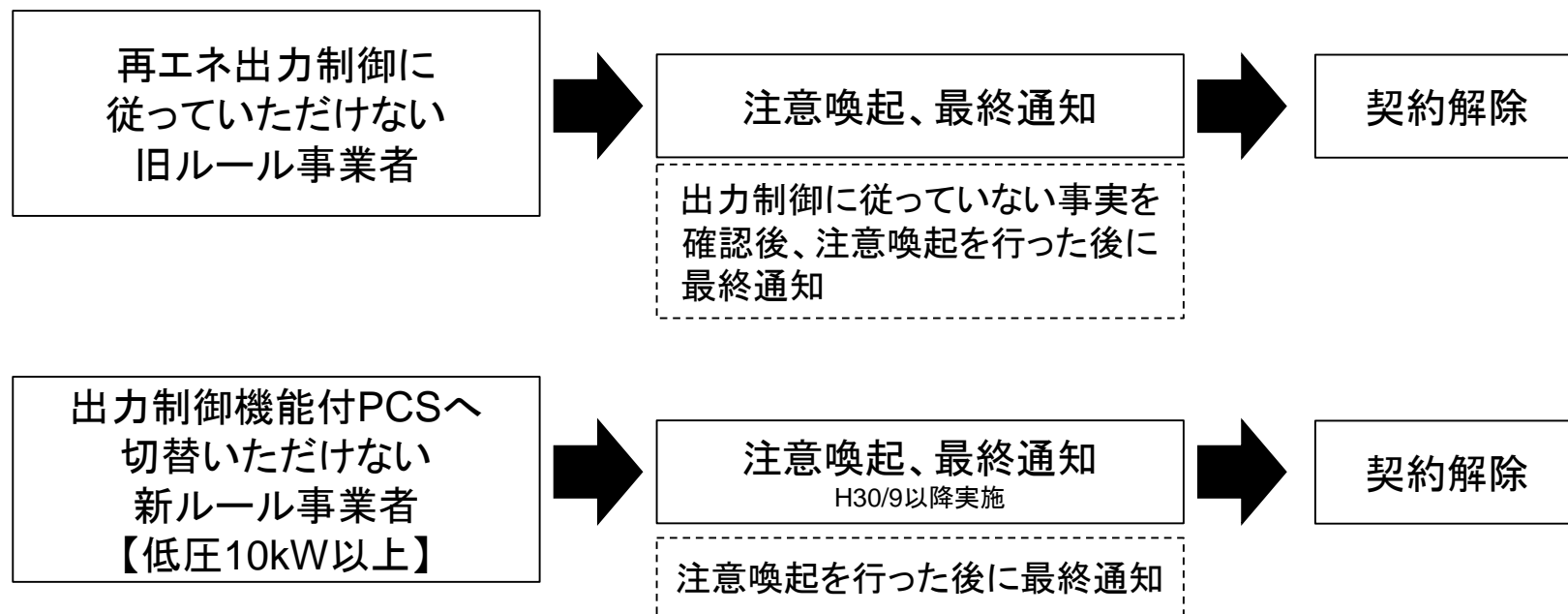
- ・当社スケジュール配信サーバから制御スケジュールを取得し、それに基づき自動的に制御を実施するため、出力制御機能付PCSへの切り替え依頼を、対象となる事業者へ平成29年12月より開始。

	事業者数 (H30.10末現在)	PCS切替率 (H30.10末現在)
特別高圧	—	—
高圧	20件	45%(9件)
低圧10kW以上	929件	23%(217件)

## 5. 出力制御に向けた取り組みについて

### ③出力制御に応じていただけない事業者対応

安定供給の維持および事業者間の公平性確保の観点から、各事業者は確実に出力制御に応じていただく必要があるが、これに応じていただけない場合、契約解除を視野に入れた厳正な対応が必要。



## 5. 出力制御に向けた取り組みについて

(参考) 各ルールの対応スケジュール

			平成29年度	平成30年度	
旧 ルール ( 手 動 制 御 )	特別高圧 /高圧 500kW以上	18 件	▲ 事業者説明 依頼文 送付 H29/11	締結 → 確認書	★ 確認書 締結完了 H30/12 → 情報連絡訓練 H30/11以降
	高圧	20 件	▲ 依頼文 送付 H29/12	PCS切替工事	▲ PCS切替 完了期限 H30/10
新 ルール ( 自 動 制 御 )	低圧 10kW以上	929 件			注意喚起 H30/9~  解除 通知

## 5. 出力制御に向けた取り組みについて

---

### ④出力制御に向けた周知について

再エネ出力制御の実施にあたり、事前に、社外プレスやマスコミへのレク、自社ホームページ等を活用し、周知を行います。

また、引き続き、関係団体や出力制御対象事業者（旧ルール事業者及び新ルール事業者）へは、出力制御を確実に実施していただけるよう、別途、出力制御の具体的内容等について、丁寧に説明いたします。

## 5. 出力制御に向けた取り組みについて

### (3) 再エネ事業者との情報連絡訓練

再エネ出力制御を確実に実施するため、出力制御実施までに、再エネ事業者（旧ルール事業者18件）との連絡訓練を実施致します。

なお、土日祝日の出力制御実施を考慮した日程で、年度内に数回程度の連絡訓練の実施を予定しております。

#### [訓練内容]

- ・再エネ事業者に模擬の出力制御指令（自動電話、メール）を実施。
  - ・発電事業者（制御責任者）は、電話での受信確認操作を実施。
- ※再エネ事業者へは、実際の切操作を行わないように事前に周知を行う。

(連絡イメージ)

