

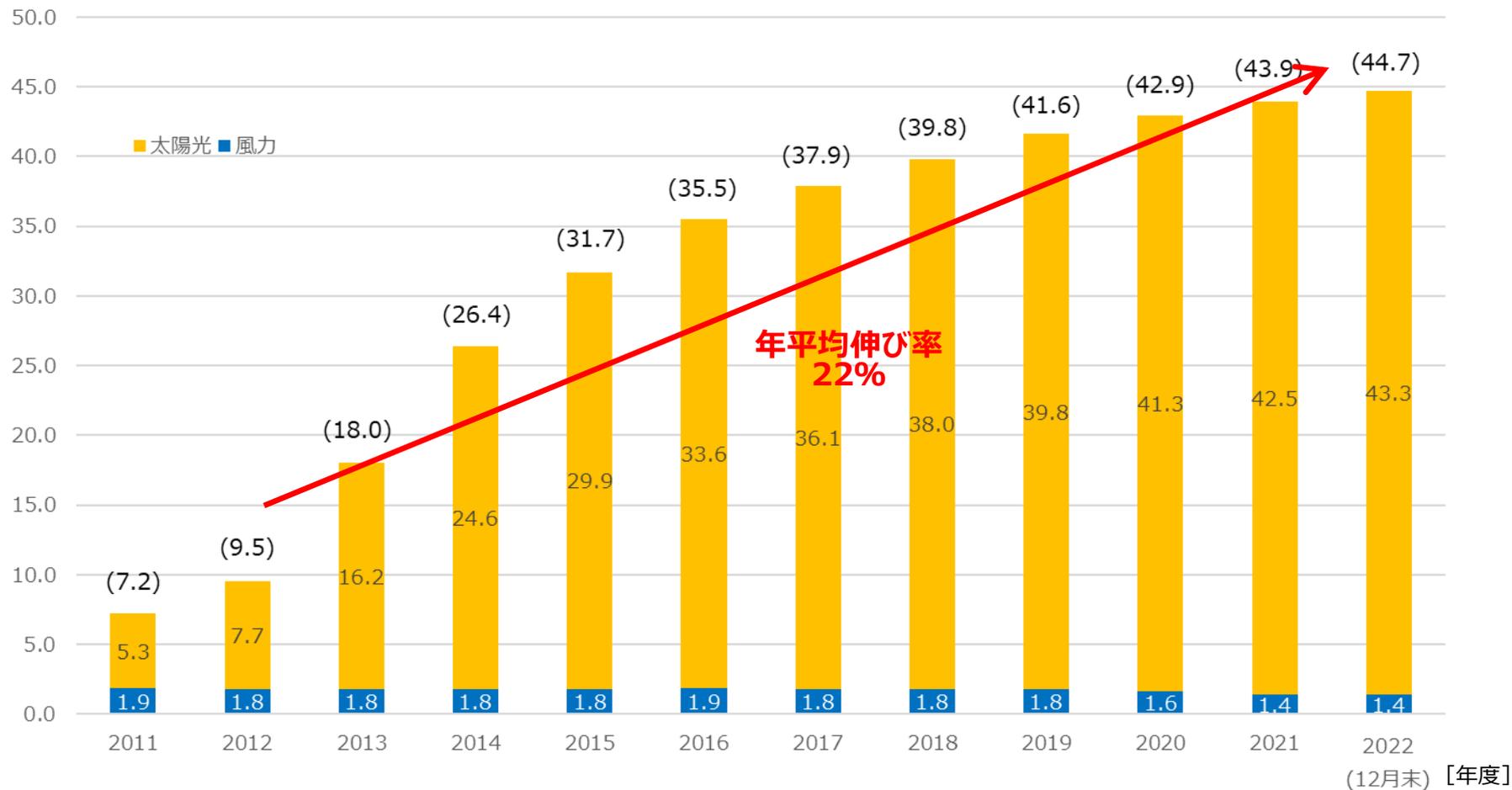
再エネ出力制御の実施状況について

2023年2月28日
沖縄電力株式会社

再エネの導入状況

1. 再エネ導入状況について

[万kW]



年平均伸び率
22%

余剰電力買取制度
RPS制度

FIT制度

再エネ出力制御の実施状況

- 電源Ⅰ・Ⅱ火力の抑制、専焼バイオマスの最低出力運転などの優先給電ルールに基づく対策を実施した後もなお、エリア供給力がエリア需要を上回ることから、1月1日（日）に沖縄エリアで初めて出力制御を実施した。

【1月1日（日）の再エネ出力制御内容と前日予想需給状況】

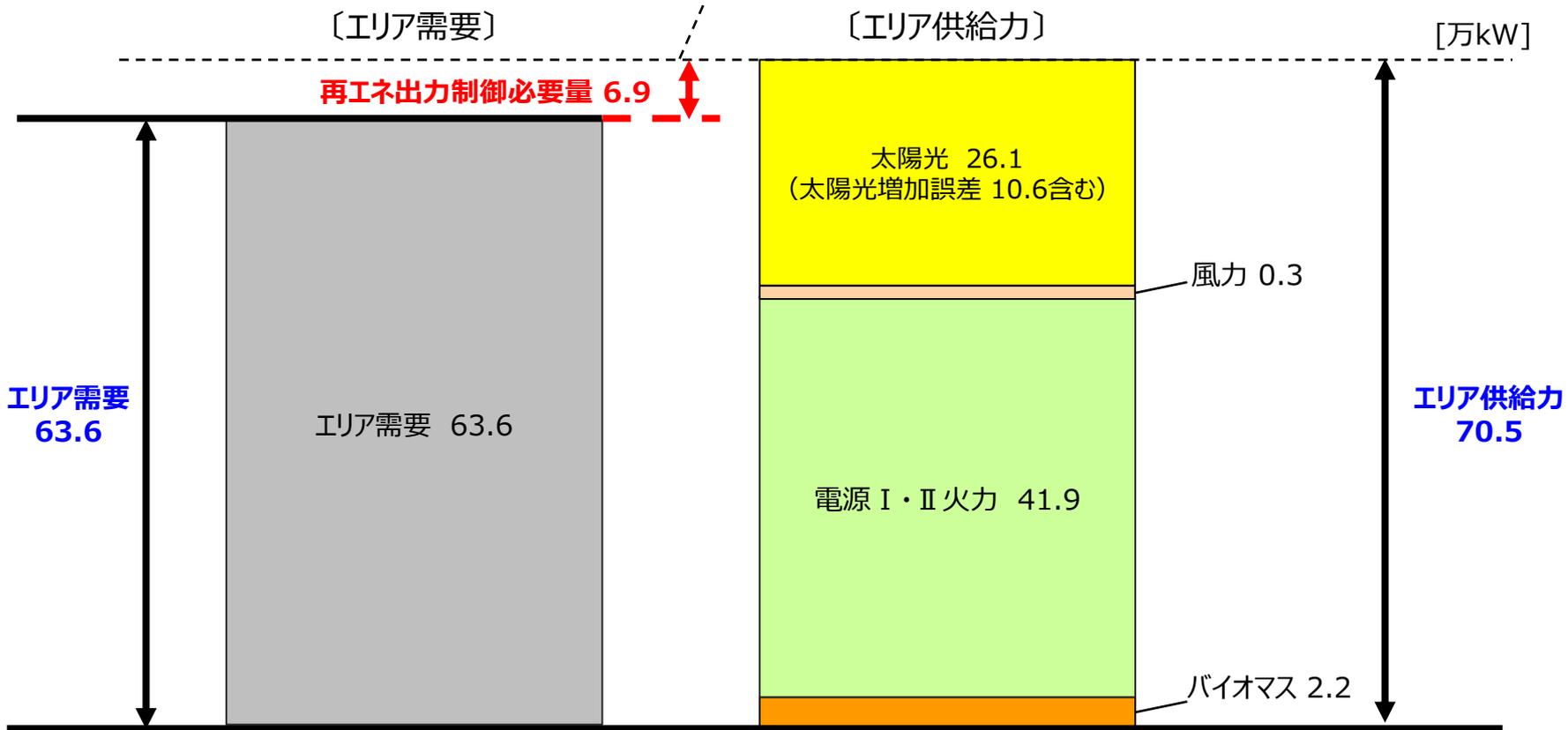
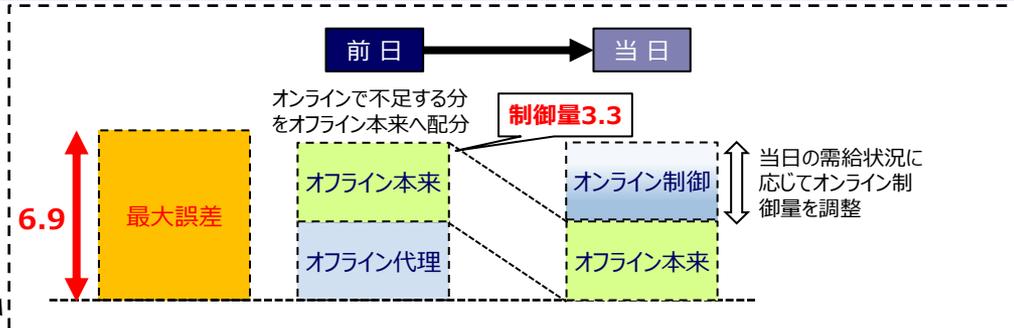
(万kW)

項目		内容
出力 制御 内容	再エネ 出力制御期間	1月1日（日） 8時00分～16時00分
	最大余剰電力 発生時刻	12時00分～12時30分
	再エネ出力制御量	3.3※～6.6
予想 需給 状況	エリア需要	63.6
	供給力	70.5
	(再掲) 再エネ出力	26.4

※オフライン制御で確保する制御量

2. 再エネ出力制御指示内容〔1月1日〕 (1) 前日需給バランス (つづき)

【最大余剰電力発生時刻の需給バランス】
(12時～12時30分)



▶前日段階では、再エネ出力の上振れ（最大誤差分）を見込んだ出力制御量（6.9万kW）を、オフライン事業者・オフライン代理事業者へ配分。

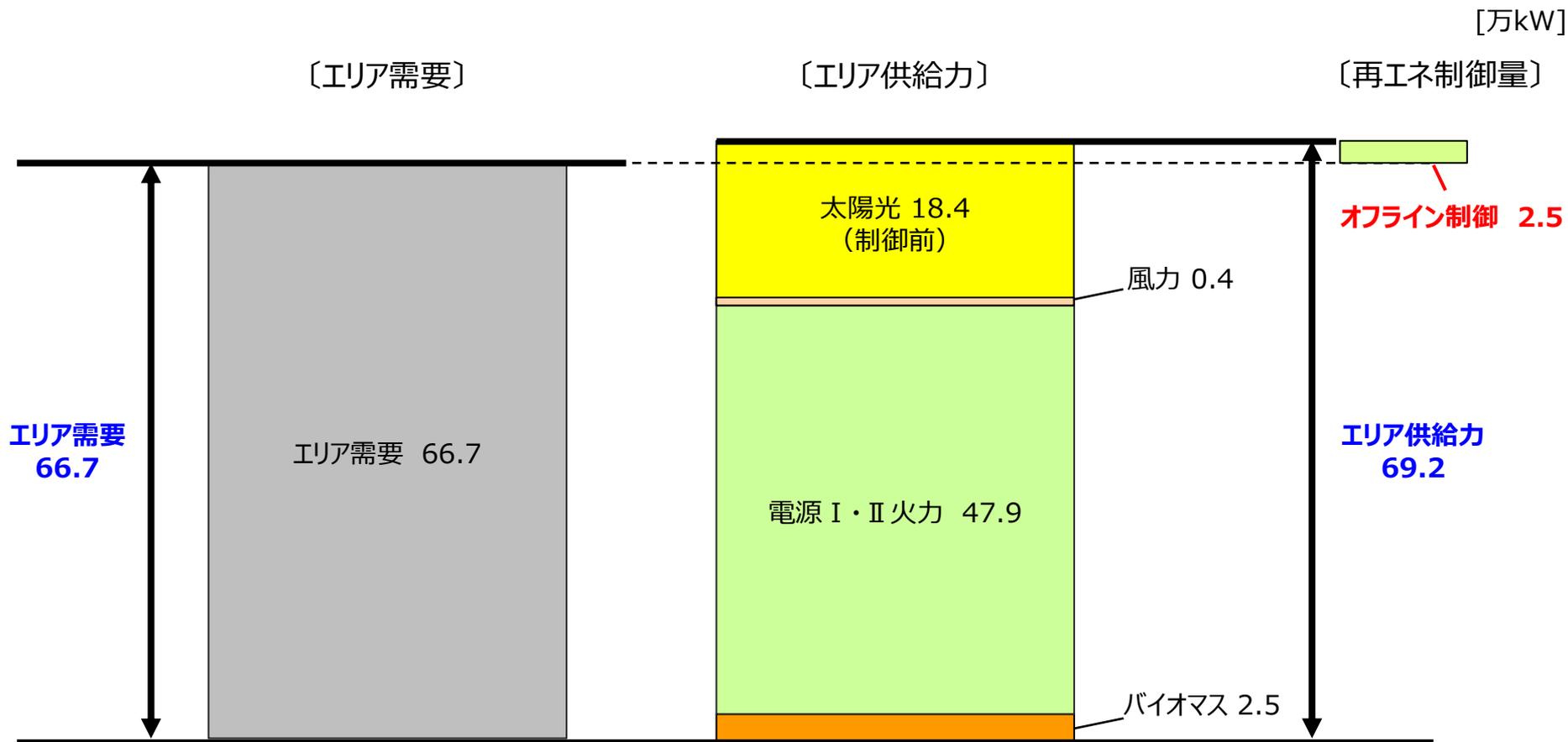
▶このうち、オフライン事業者に対してのみ出力制御を指示（3.3万kW）

【最大余剰発生時刻の需給バランス】

[万kW]

項目			制御量 12:00~12:30	備考	
必要制御量			6.9		
出 量 制 御 配 分 量	太 陽 光	旧ルール	オフライン	3.0	<オフライン> ・前日16時半頃に発電所毎に指示 ・指示内容「8時～16時発電停止」
			オンライン	0.2	
		新ルール	オンライン	3.0	
		無制限・無補償ルール	オンライン	0.1	
	風力	オフライン	0.3	<オンライン> ・前日17時にHPに制御予告を掲載 ・実需給1～2時間前に制御スケジュール 配信により遠隔制御を実施	
		オンライン	-		
	計			6.6	

- ▶ 前日時点における最大誤差を考慮した出力制御量は6.9万kWであったが、実需給では太陽光の上振れが小さかったことなどから、前日に指令したオフライン制御のみで対応できた。



- ▶ 再エネ出力制御が必要な断面において、火力発電機は基本構成の4台としている。
- ▶ しかし、2023年1月1日は牧港（石油）の設備不具合により並列できなかったため、石川（石油）を並列させたものの、安定供給を行う上で最低限必要なGF量を確保できないことから、牧港GT（ガスタービン）を追加並列し5台運転とした。

電源 I・II 火力 発電所		2023年1月1日 並列状況		
		基本構成 (運用下限)	前日計画 (運用下限)	当日実績 (参考)
石炭	金武	10.3	10.3	10.5
	電源開発	10.3	10.3	11.9
LNG	吉の浦	14.7	14.7	15.6
石油	牧港	5.6	×	×
	牧港GT	—	1.0	1.2
	石川	—	5.6	8.7
合計台数 (合計出力)		4台 (40.9)	5台 (41.9)	5台 (47.9)

➤ 今回の再エネ出力制御時の発電機構成が、基本構成の4台ではなく5台となった理由については下記の通り。

● 当社は第31回系統WGにおいて、再エネ出力制御の低減に向けた取組として、再エネ出力制御時の発電機4台構成を基本とし報告。

✓ 具体的には「牧港(石油)、吉の浦(LNG)、金武(石炭)、電源開発(石炭)」※の4台構成

● 1月1日において、牧港(石油)の設備不具合に伴い発電機構成を変更。

● 石川(石油)、吉の浦(LNG)、金武(石炭)、電源開発(石炭)、牧港GT」の計5台での対応とした。

✓ 牧港(石油)の代替として、負荷変動に追従するため制御性の良い石油機である石川(石油)を選定。

✓ しかしながら、「牧港(石油)⇔石川(石油)」では安定供給を行う上で最低限必要なGF量「4.9万kW」※を確保できないことから、「牧港GT」を追加並列とした。

※第74回調整力等委員会（2022年6月28日開催）にて整理された内容

※発電機構成毎のGF量

• 基本4台構成：牧港(0.7万kW)、吉の浦(2.0万kW)、金武(1.4万kW)、電源開発(0.8万kW)

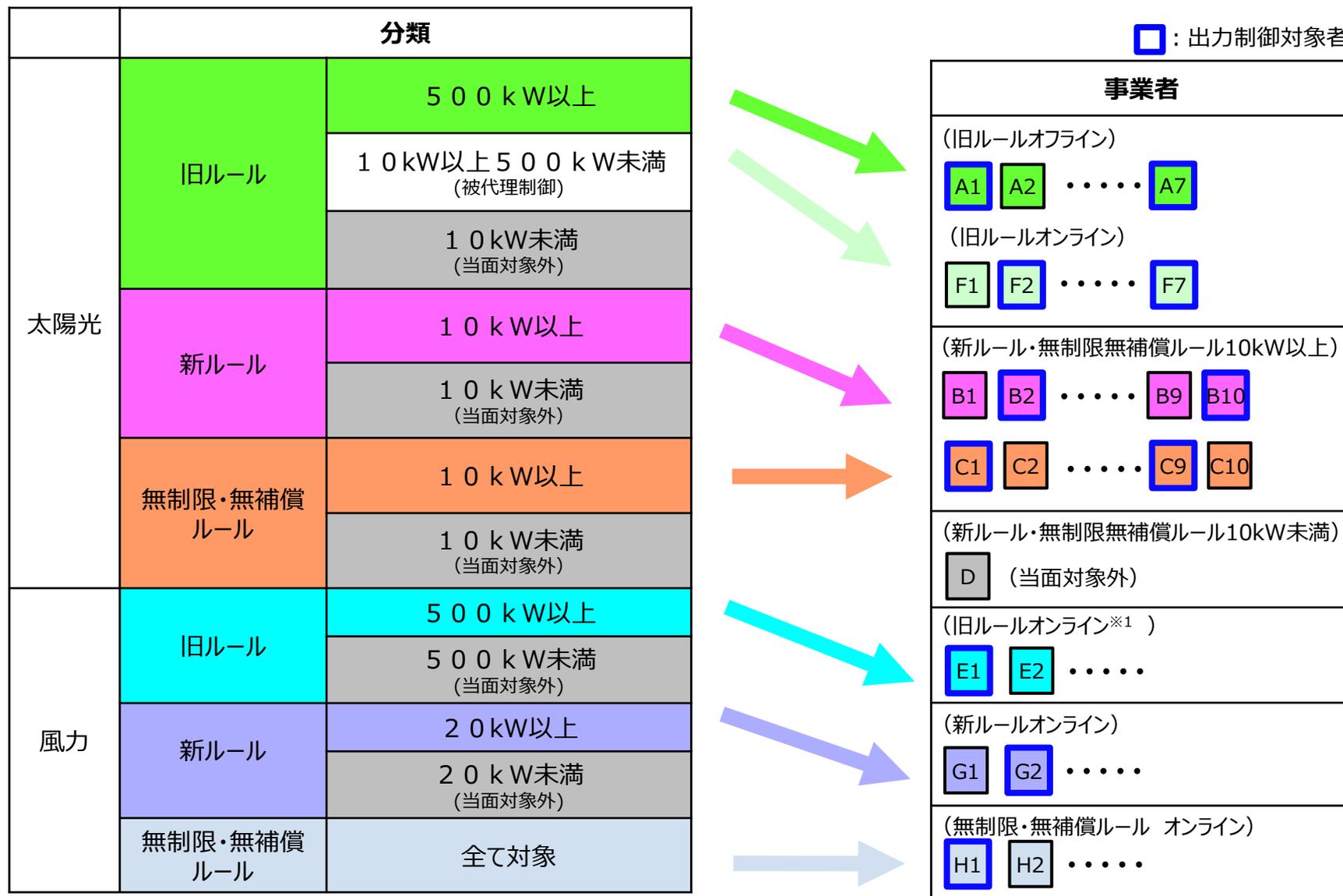
⇒ 合計4.9万kW

• 今回の5台構成：石川(0.5万kW)、吉の浦(2.0万kW)、金武(1.4万kW)、電源開発(0.8万kW)、牧港

GT(0.5万kW) ⇒ 合計5.2万kW

➤ 基本構成（4台）以外の発電機構成において、今回選択した発電機の火力運用下限は最も低く、再エネ出力制御量を低減できる構成としている。

➤ 公平な出力制御を行うため、適用ルール・制御方法別に分類し、事業者単位で輪番に出力制御を実施。



※1JWPA方式(部分負荷制御考慮時間管理)への移行により、全てオンライン化していることを想定

<年間計画(出力制御が30日・360時間を超過する場合)>

➤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は、以下のとおり、出力制御を実施。

- ・無制限・無補償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無制限・無補償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、年度途中で無制限・無補償ルールの制御が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、無制限・無補償ルールの制御を増やすなどの調整により公平性を図る。

<太陽光>

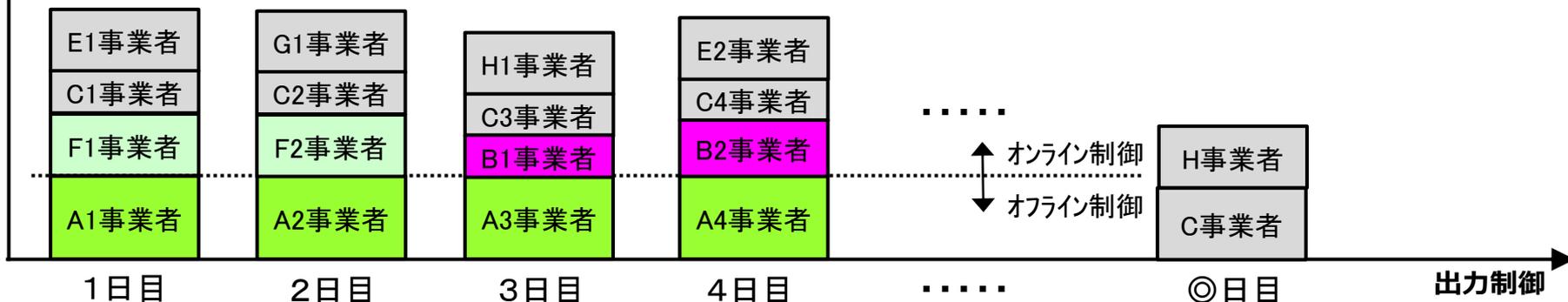
- A：旧ルール（30日、オフライン）
- F：旧ルール（30日、オンライン）
- B：新ルール（360時間、オンライン）
- C：無制限・無補償ルール（無制限、オンライン）
- D：太陽光（10kW未満）
（新ルール 360時間、無制限・無補償ルール）※抑制対象外

<風力>

- E：旧ルール（720時間、オンライン）
- G：新ルール（720時間、オンライン）
- H：無制限・無補償ルール（無制限、オンライン）

【イメージ図】

制御必要量



(注) ※実運用においては、天候や需給状況により、事業者間で出力制御日数や出力制御量が異なる結果となる場合がある。

※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。

優先給電ルールを踏まえた取組状況 (供給対策)

2023年1月末時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①混焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	
②専焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	1 (0.08万kW)	
	31～50%以下	1 (4.46万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	2 (4.54万kW)	
③地域資源 バイオマス	合計	8 (1.80万kW)	

再エネ出力制御量の低減に向けた取組み

- ▶ 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、至近の気象実績および曜日等を考慮した類似日を選定。

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。



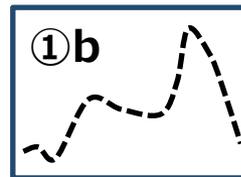
② 至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

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。

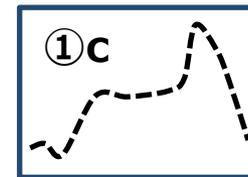
需要想定イメージ図



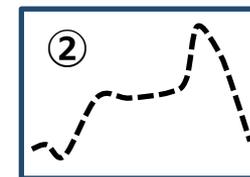
過去の需要a



過去の需要b

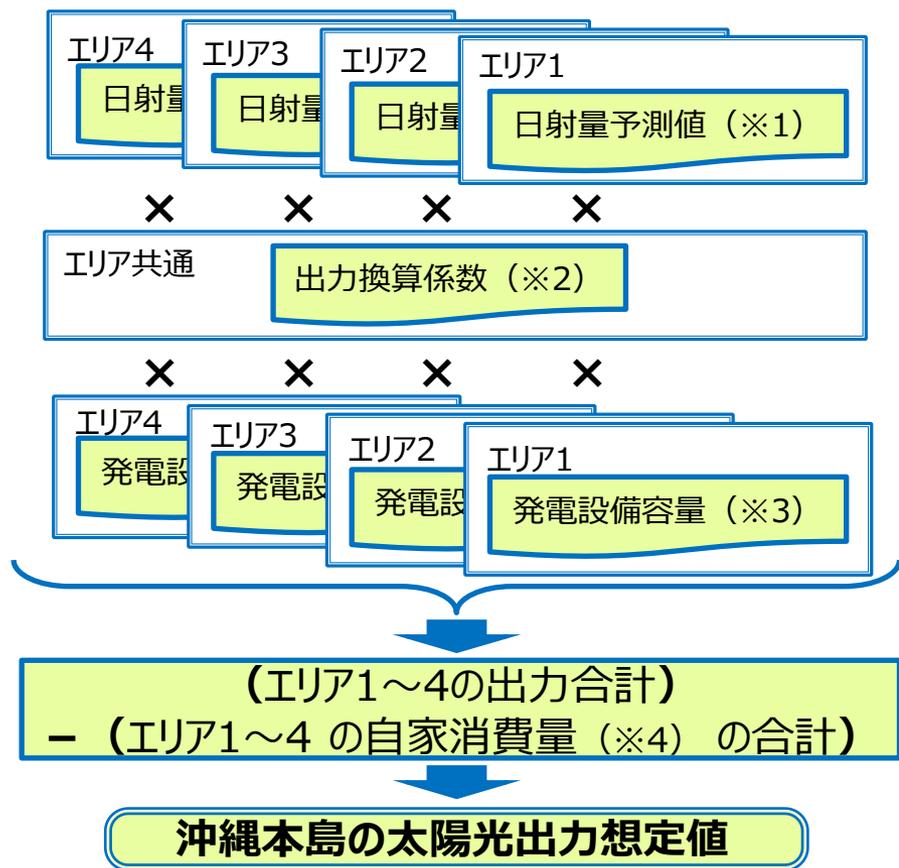


過去の需要c



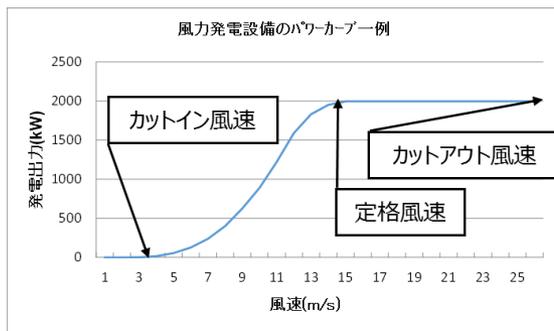
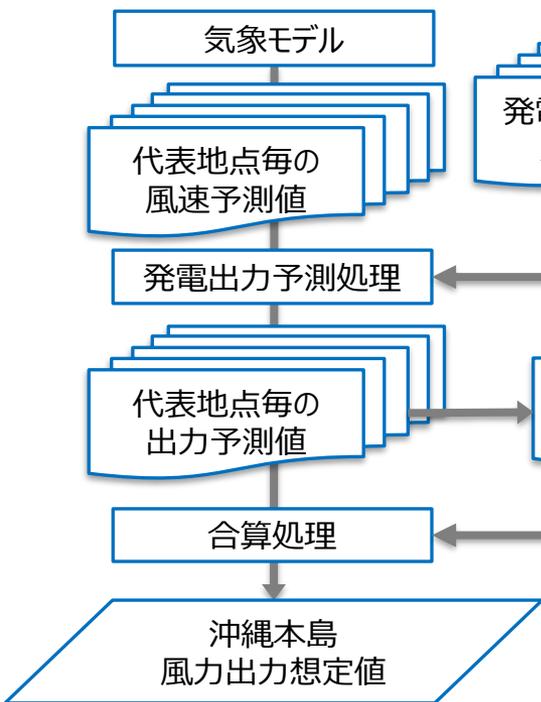
想定日の需要

- ▶最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量想定値）、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、4つのエリア毎（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。

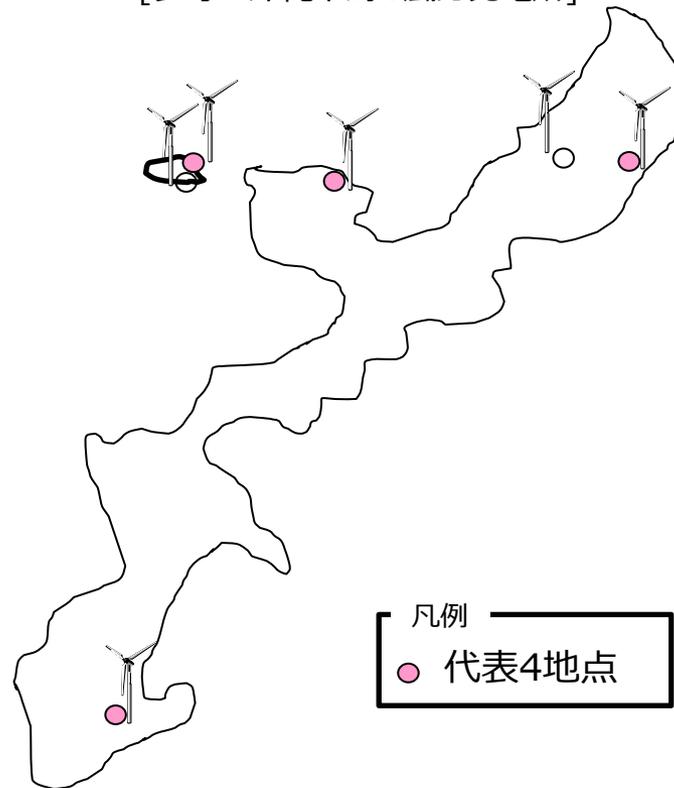


- (※ 1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の 4つのエリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- (※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※ 3) 抑制当日の4つのエリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- (※ 4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

▶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。



[参考：沖縄本島の風力発電所]



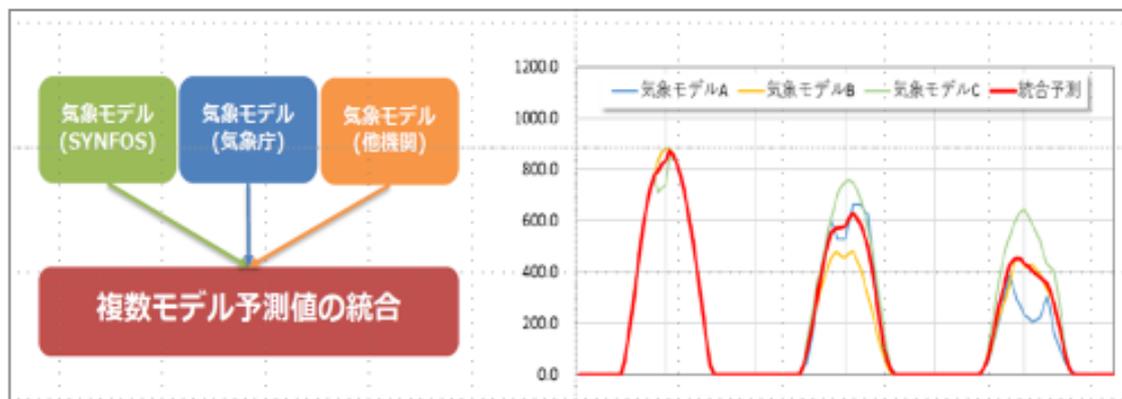
- ▶ 太陽光予測の大外しの低減を図るため、複数の気象モデルを活用する日射量予測手法（統合モデル）を2021年4月より導入している。

予測精度の向上に向けて取り組んでいる事項①：統合モデル導入 14

複数の気象モデルを統合した予測について

- ✓ 複数の気象モデルを統合することにより、個々のモデルが持つ不完全性を相殺し、より精度の高い予測値が可能になる。
- ✓ 平均的な予測誤差低減の他、最大誤差(大外し)の低減にも期待できる。
- ✓ 2021年4月より導入済。

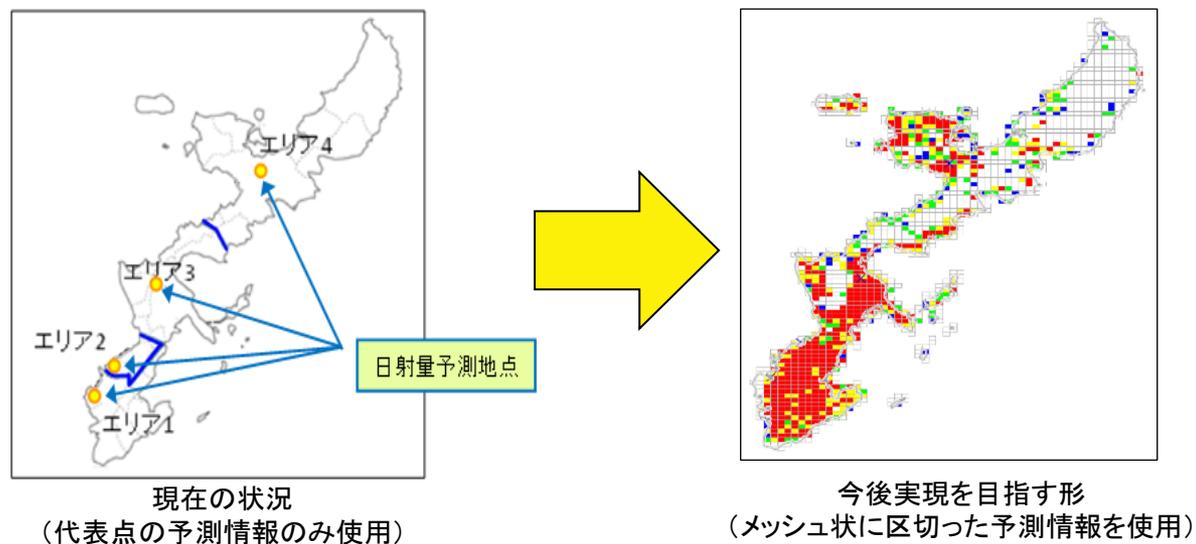
※予測精度実績は現在評価中



複数気象モデルによる日射量予測の統合版イメージ

▶ 予測精度向上に向けて下記の項目について実施予定

- 出力予測地点についてメッシュ方式を採用し、地理的粒度の適正化を図ります。
- NEDO事業にて開発中の技術（複数の気象モデルの活用技術、アンサンブル予報の活用技術、日射量に特化した気象モデル）を活用することで、更なる予測精度向上を図ります。



メッシュ方式の採用イメージ

- ▶ 旧ルール事業者へ、HPでの案内やダイレクトメール発送による説明により、出力制御時にオンラインのメリットをお伝えするなど、切替を促す取組みを継続的に実施している。

(オンライン化の状況)

		2022年12月末	(参考)2022年8月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	52.2%	51.5%
	②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	4.5万kW	4.4万kW
	③旧ルール(30日)、オフライン事業者	4.4万kW	4.4万kW
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.3万kW	0.3万kW
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	6.4%	6.4%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	0%	0%
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	—	—
	⑧旧ルール、オフライン事業者	1.0万kW	1.0万kW
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	—	—
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	0%	0%

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。
新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。