

2023年度出力制御見通し他について

2023年8月3日

九州電力送配電(株)

[シミュレーションの前提条件]

- ・ 需要、太陽光・風力予測（実績）は、2021年度データを使用
- ・ 太陽光・風力設備量は、2023年5月末設備量に至近の伸びを考慮
- ・ 供給力は、最新の補修計画を織込み
- ・ 調整火力は、需給運用において必要最小限を織込み
- ・ 域外送電は、関門連系線運用容量全てを織込み（連系線活用率100%）

1. 2023年度の九州本土の再エネ出力制御見通し

2

- 前頁記載の前提条件および足元の実績を反映した結果、2023年度九州本土における再エネ（太陽光・風力）の総発電量に占める**出力制御率は6.7%程度となる見通し**。

〈2023年度出力制御見通し〉

	出力制御率（制御電力量）〔太陽光・風力それぞれの出力制御率〕※1					
	旧ルール		新ルール	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備
	オフライン	オンライン				
2023年度 見込み	10.7%※2 (4.6億kWh) 〔太陽光：11.8%〕 〔風力：3.4%〕	7.2% (3.1億kWh) 〔太陽光：7.4%〕 〔風力：1.8%〕	1.8% (0.0億kWh) 〔太陽光：－〕 〔風力：1.8%〕	9.9% (4.0億kWh) 〔太陽光：10.1%〕 〔風力：1.8%〕	9.2%※2 (11.7億kWh) 〔太陽光：9.7%〕 〔風力：2.8%〕	6.7%※3 (10.3億kWh) 〔太陽光：6.9%〕 〔風力：2.8%〕
(参考) 2023年度 I/A全体 のライン化	8.4% (6.8億kWh) 〔太陽光：8.6%〕 〔風力：1.8%〕		1.8% (0.0億kWh) 〔太陽光：－〕 〔風力：1.8%〕	8.4% (3.4億kWh) 〔太陽光：8.6%〕 〔風力：1.8%〕	8.4% (10.3億kWh) 〔太陽光：8.6%〕 〔風力：1.8%〕	6.7% (10.3億kWh) 〔太陽光：6.9%〕 〔風力：1.8%〕

※1 各区分の出力制御量／各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は10kW未満の出力制御対象外設備を含む総発電量（出力制御量含み）に対する出力制御量の割合を示す。

※2 オンライン代理制御分の出力制御率（制御電力量）は、オフライン相当（8～9時間）の制御時間に換算した値で算出。

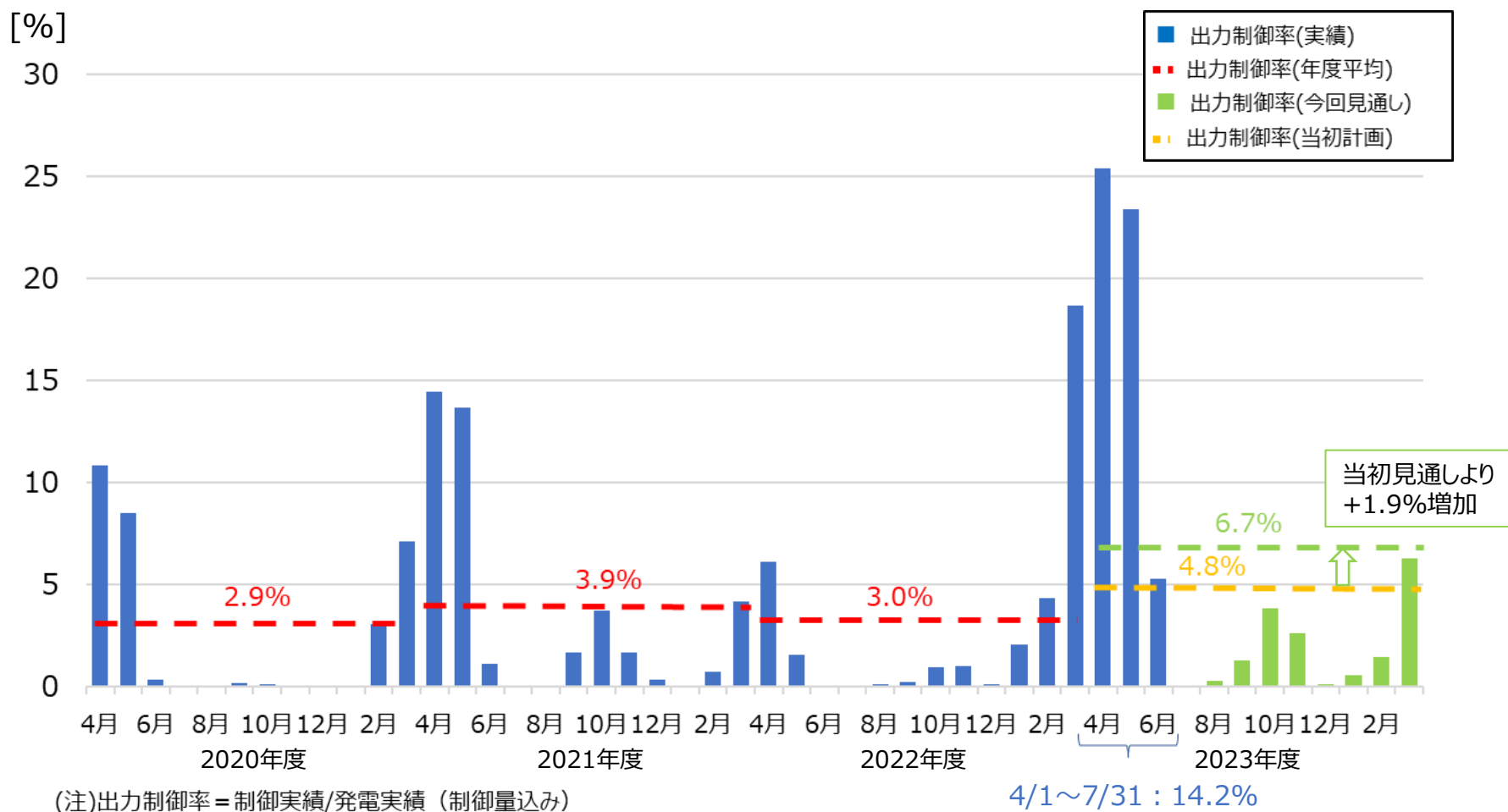
※3 実際の制御時間で評価した値。

〈2023年度出力制御見通し（全設備）の内訳〉

	実績	見通し	
	4～6月	7～3月	年度合計
全設備	18.8% (8.2億kWh) 〔太陽光：19.2%〕 〔風力：10.4%〕	1.9% (2.1億kWh) 〔太陽光：1.9%〕 〔風力：0.8%〕	6.7% (10.3億kWh) 〔太陽光：6.9%〕 〔風力：2.8%〕

- 再エネ出力制御は軽負荷期で太陽光出力が比較的高出力となる3～5月に集中しており、年間においては10%未満で推移。

〈月別・年間の再エネ出力制御率の推移（2020年度～2023年度（推実））〉



- 第43回系統WG（2022.11.30）において2023年度の再エネ（太陽光・風力）出力制御率の見通しを4.8%と報告。2022年度実績（3.0%）と比べ再エネ設備量の増加や需給バランスの違いなどにより、+1.8%となる見通しであった。
- 今回、2023年4～6月の実績を踏まえた見通しを再算定した結果、晴天日の増加に伴う太陽光出力の増加や連系線使用率の減少等により、当初計画に比べ+1.9%となる見通し（今回見通し6.7%）。

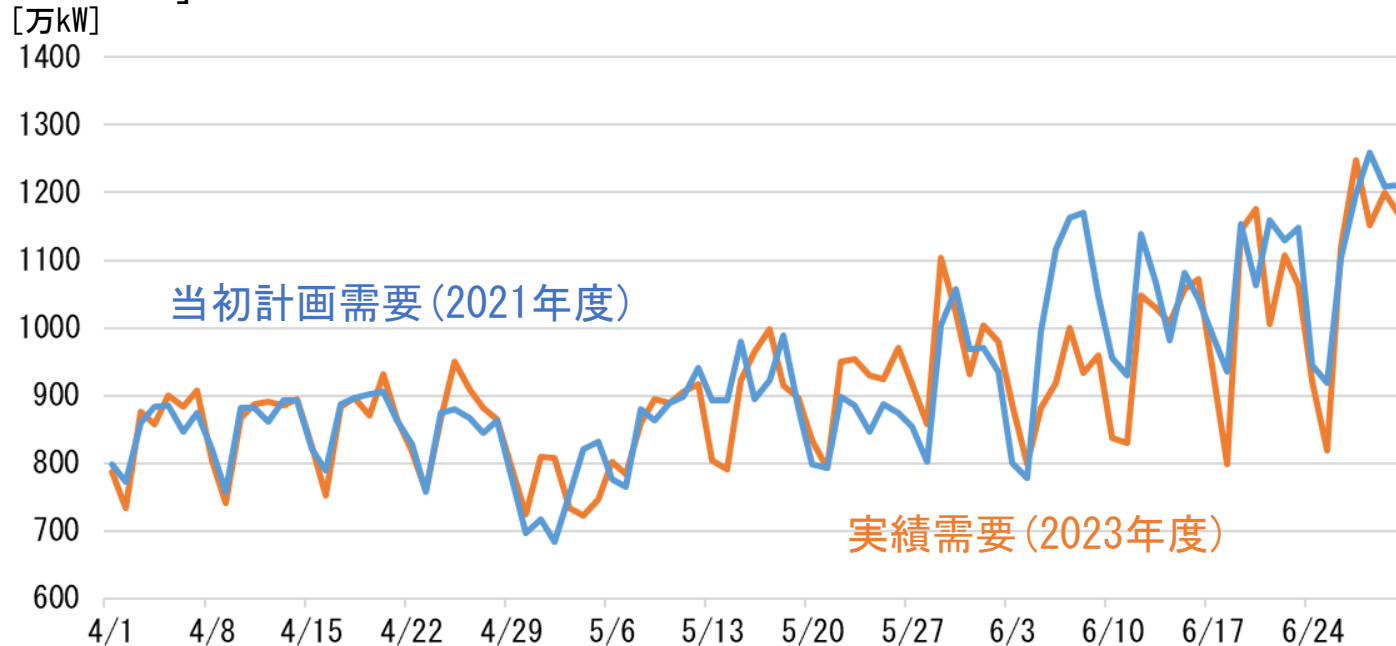
〈影響分析〉

項目		当初計画差の分析（4～6月実績）
需要		・電気料金高騰による節約等による需要減はあったものの、5月の高気温に伴う需要増により4月～6月の平均需要はほぼ計画通り
供給力	太陽光 風力	・4月～5月における晴天日(日射量)の影響などによる太陽光供給力の増加(4月：+2日、5月：+10日)
	揚水、水力 原子力、火力等	・4月～6月における豊水による水力供給力増加(+10万kW程度増加)
連系線活用 (域外送電)		・4月～6月における連系線使用率の減少 (計画100% ⇒ 4～6月実績：92.8%)

※連系線使用率＝潮流実績/（運用容量-マージン）。出力制御実施日のみ。

■ 2023年4～5月のエリア需要は、当初計画（2021年度ベース）とほぼ同等。

[エリア需要推移]



[エリア需要実績]

[万kW]

	4月	5月	計
2021年度	854	818	840
2023年度	836	838	836
増減	▲18	20	▲4

(注) 気温影響が少ない (19～24℃) 日の13時の平均値

[最高気温実績※]

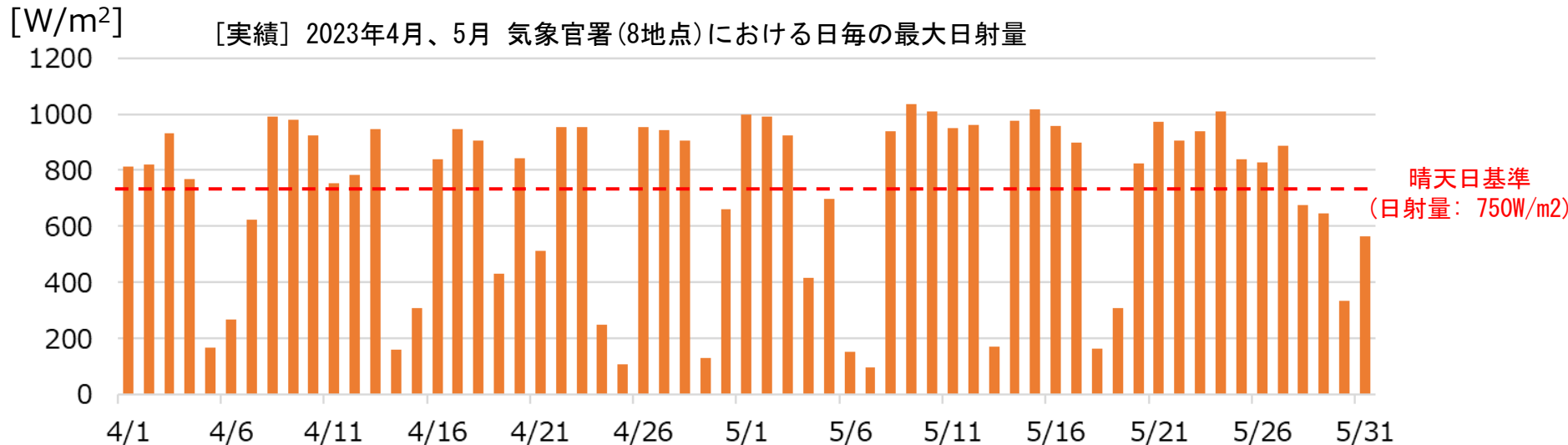
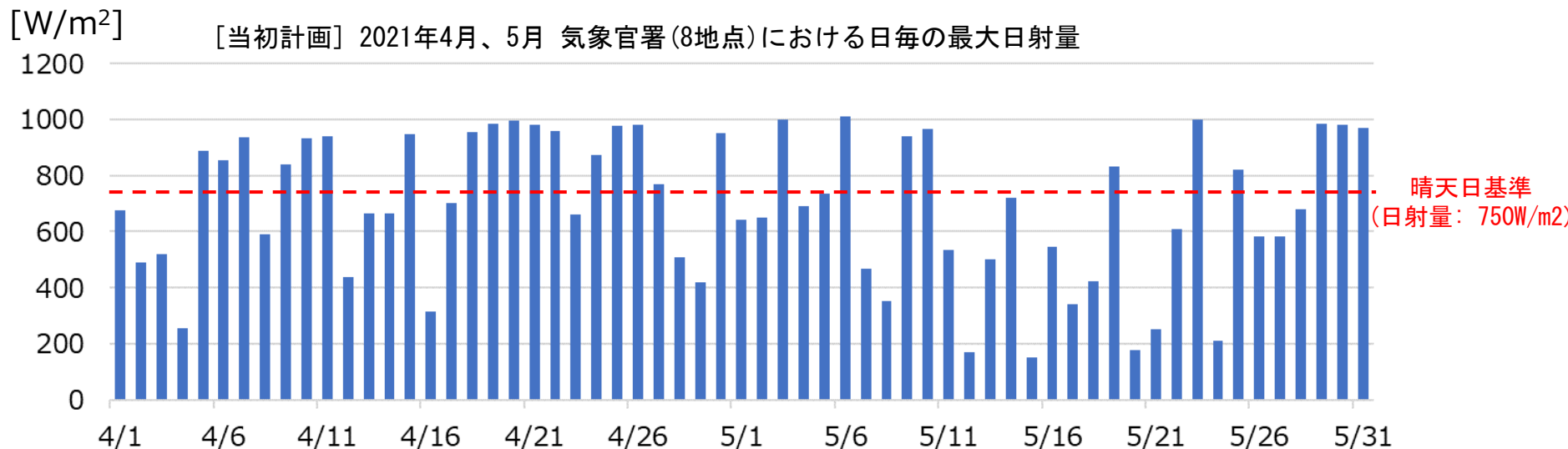
[℃]

	4月	5月
2021年度	22.2	24.8
2023年度	21.6	25.3
増減	▲0.6	0.5

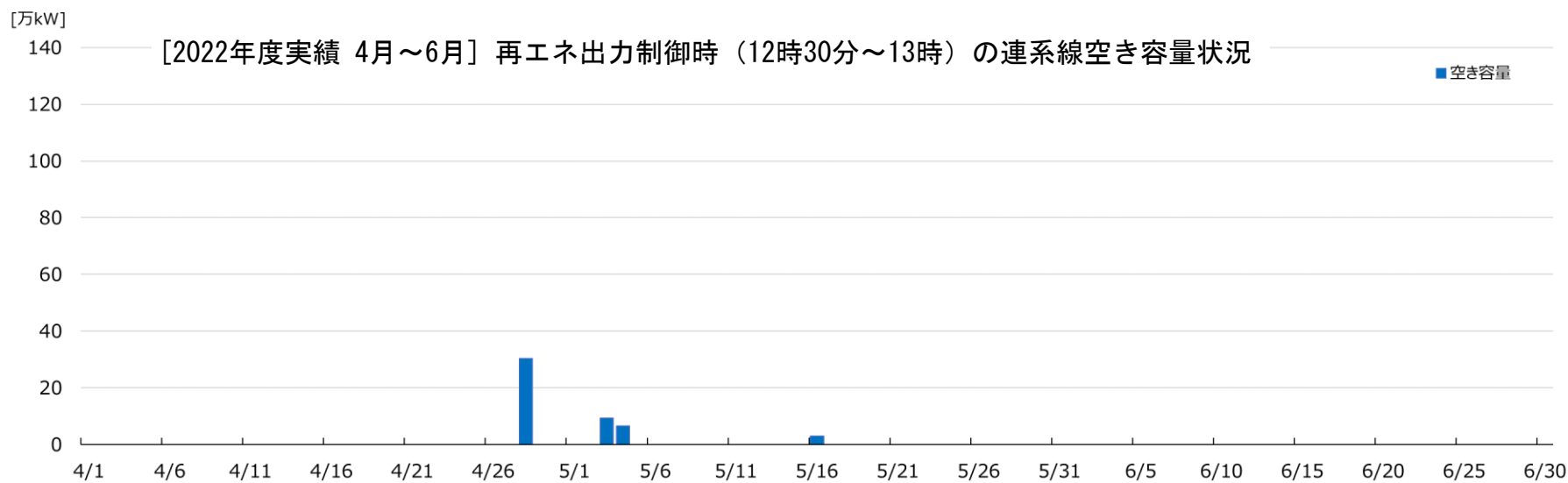
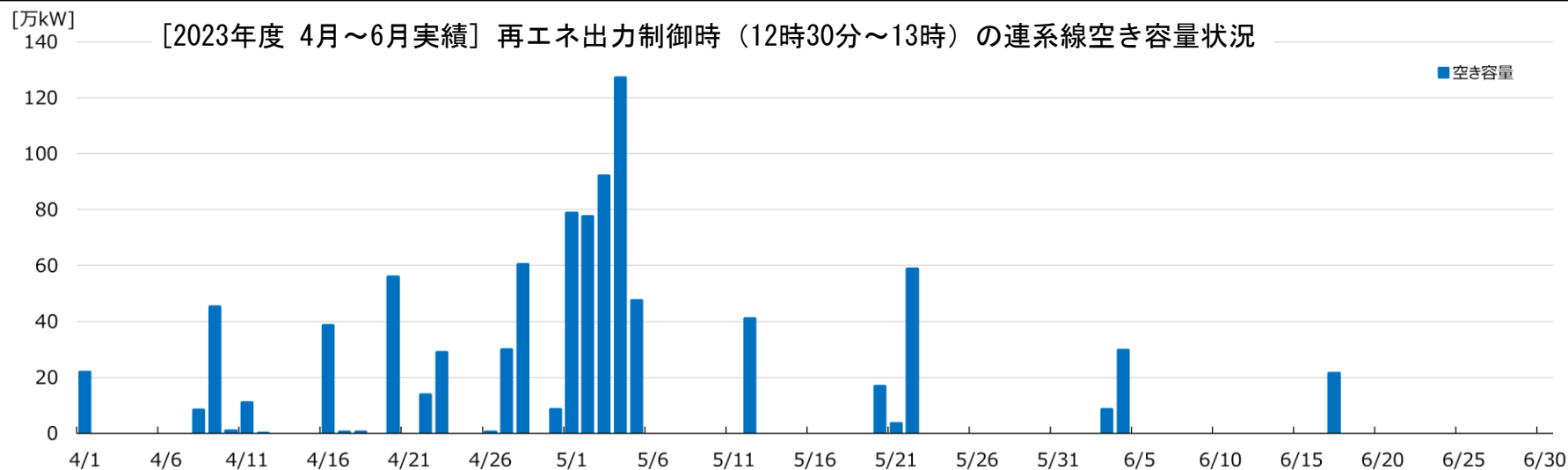
(※) 福岡・熊本・鹿児島の3地点平均値

■ 2023年4～5月は、**当初計画（2021年度実績ベース）**に比べ晴天日が**12日増加**
（4月:+2日、5月:+10日）

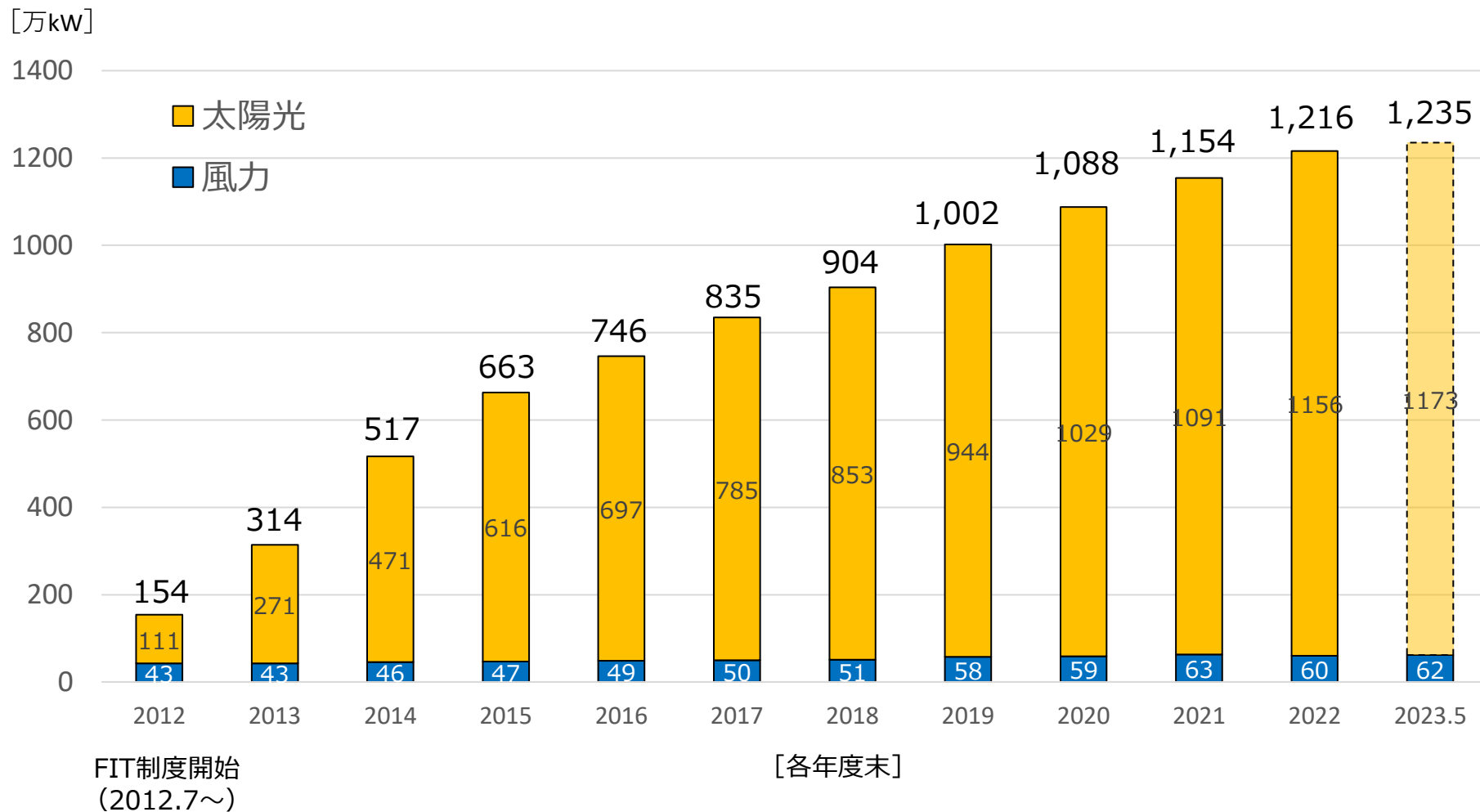
※ 晴天日・・・日射量 750W/m^2 を超過する日として算定（太陽光出力700万kW程度に相当する日射量）



- 全国大で再エネ出力制御が発生しており、2023年度のGWを中心に、卸電力市場取引及び長周期広域周波数調整を行ってもなお、九州エリアの余剰電力の受電エリアがなく、**関門連系線に空容量が発生。**



■ 太陽光・風力の接続量は、2022年度末時点で、**2021年度末から+62万kW増加**。



運用課題と対応策

- 全国大で再エネ出力制御が発生している状況であり、需給状況により、関門連系線に空容量が発生する場合において、比較的早期に対応できる運用対策を優先的に検討を進めている。（対応案①）

なお、数年程度の設備対策が必要となる再エネ電源の電制対象化についても、継続的に検討を行う。

- 実運用においては再エネ出力制御量が不足し、下げ調整力不足となることが懸念されることから、オンライン代理制御の精算対象かつ実制御対象外である旧ルール500kW未満の事業者さま等に対し、オンライン化の更なる推進についてお知らせする。（対応案②）

- また、2023年度については当初計画に比べ制御機会が増加していることから、オンライン代理制御のメリットを最大限活用しつつ、旧ルール事業者さまの制御回数を30日以内（無制限・無補償ルール事業者さまは30日を超過する場合あり）とする運用を9月以降実施。

（具体運用方法）

- ✓ 必要制御量に対し無制限・無補償ルール事業者さまだけでは制御量が不足する場合は、現行どおりオンライン代理制御を実施し、精算を行う。
- ✓ 必要制御量に対し無制限・無補償ルール事業者さまだけで制御量が充足する場合は、オンライン代理制御に伴う精算を行わない※。

※旧ルールオンライン事業者さまの制御、旧ルールオフライン事業者さまの精算を行わないため、旧ルール事業者さまの当該日の制御回数カウントは行わない

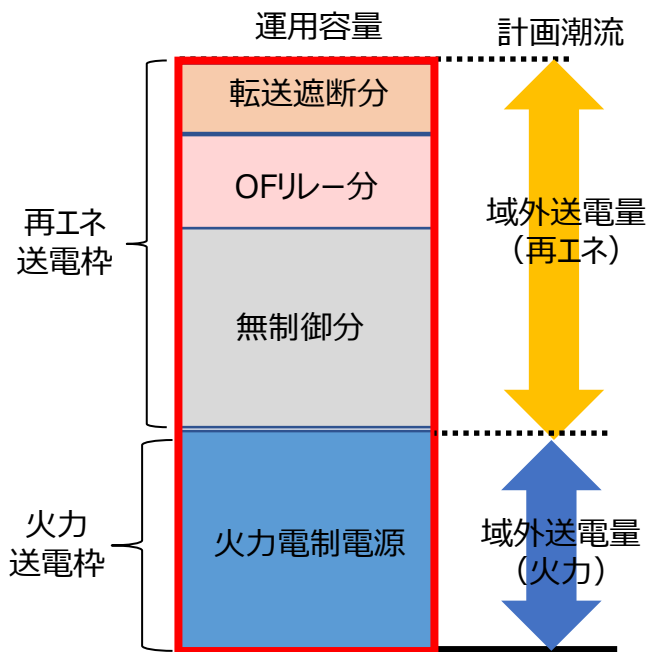
2. 対応案① 関門連系線を活用した再エネ出力制御低減策（運用対策）

- 関門連系線の軽負荷期の運用容量は、周波数限度※で決定されるが、関門2回線事故時の九州エリアの周波数上昇を抑制するための電制電源が一定量必要であり、**前々日に確定した運用容量を維持するように火力電制電源の調整を行う場合がある。**

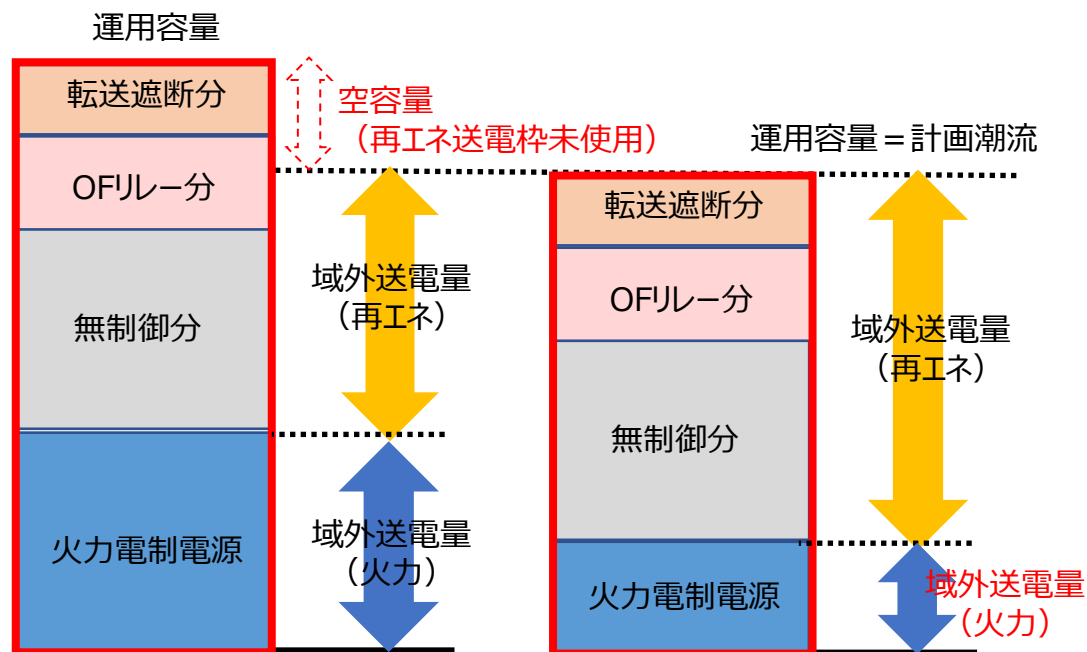
※九州エリアの周波数上昇限度又は中国以東の周波数低下限度のどちらか低い方

- 一方、他エリアが再エネ出力制御により下げ調整力を確保する状況で、前日スポット取引後に関門連系線に空容量がある場合、その後に関門連系線が最大限活用される蓋然性が低いことから、**火力出力を可能な範囲で抑制し再エネに置き換える運用を検討している。**
- 関係箇所と調整のうえ、運用が可能な場合は準備出来次第、運用開始したい。

〔関門連系線を最大限活用する場合〕



〔関門連系線に空き容量がある場合〕



3. 対応案② オンライン制御の拡大

- 実運用における下げ調整力を確実に確保するために、旧ルール500kW未満のオフライン事業者さま（下表A：分）等に対し、オンライン化の更なる推進についてお知らせする。
※当該事業者さまはオンライン代理制御において一律の制御時間(例：8～16時)として精算することとなっている。
- 事業者さまへのお知らせの際は、当社HP等に加えて、資源エネルギー庁殿や太陽光発電協会殿の公開資料も活用予定。

〔表A：太陽光の出力制御ルール別の対象件数・設備容量（本土：2023年5月末時点）〕

電圧階級		旧ルール				無制限・無補償ルール	
		オフライン		オンライン		オンライン	
特別高圧		13件	14万kW	81件	159万kW	44件	79万kW
高圧	500kW以上	0.1万件	76万kW	0.1万件	168万kW	695件	82万kW
	500kW未満	0.2万件	36万kW	37件	1.4万kW	761件	18万kW
低圧	10kW以上	6.4万件	177万kW	381件	1.5万kW	3.9万件	141万kW
	10kW未満	29.6万件	133万kW	—	—	15.4万件	87万kW
接続量計		36.3万件	436万kW	0.2万件	330万kW	19.5万件	407万kW
うち現行の出力制御対象 ( 分)		0.1万件	90万kW	0.2万件	330万kW	4.0万件	321万kW

(出所) 第52回再生可能エネルギー大量導入・
次世代電力ネットワーク小委員会 (2023年6月21日) 資料3

短期対策① 発電設備のオンライン化の更なる推進

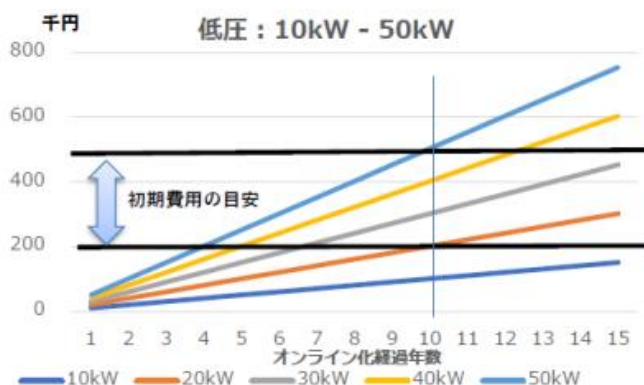
- 出力制御量をできる限り抑制するため、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならないオフライン電源(※)について、需給予測の精度が高まる当日段階で効率的に出力制御が行えるオンライン化を、これまでも系統WGや一般送配電事業者、発電事業者団体を通じ、促進してきた。2022年度からは、オンライン代理制御も導入され、オンラインによる制御が拡大している。

※主に2015年1月25日以前に接続申込

- 一方で、再エネの導入拡大が更に進むと、現状制御できる再エネの出力制御を行ってもなお、供給余剰を回避できない状況も考えられることから、代理制御ではなく、実制御できる電源も増やす必要がある。
- 発電設備のオンライン化は制御時間の短縮や現地操作が不要になる等、発電事業者自身に経済的メリットがあり、具体的メリットも提示しながら、オンライン化を更に進めていく。

＜オンライン化による初期費用回収期間の目安：九州エリアの例＞

(出所) 第37回 系統WG (2022年3月30日) 資料4-2 (JPEA)



※九州エリアを例に売電単価24円/kWhのケースでオンライン化による経済的なメリットを前提条件(設備利用率14.5%、オンライン化に出力制御の削減割合3.3%)で算出し、目安として示した初期費用を何年で回収できるかを算定したもの(金利0%として)。なお、実際の回収期間は売電単価によって異なるため、個別の算定が必要。また、通信費等の初期費用以外のコストは考慮していない。

[九州エリアにおけるオンライン化の状況]

[万kW]

		2023年3月末	(参考)2022年8月末
太陽光	①オンライン比率 ((②+④) / (②+③+④))	86.6%	82.2%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	305	290
	③旧ルール、オフライン事業者	96	124
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	317	284
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④ / (③+④))	76.7%	69.6%
風力	⑥オンライン比率 ((⑦+⑨) / (⑦+⑧+⑨))	33.0%	24.3%
	⑦新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	8.7	7.3
	⑧旧ルール、オフライン事業者	39.8	47.3
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	10.9	7.9
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替率 (⑨ / (⑧+⑨))	21.4%	14.2%

※当面の出力制御対象事業者のうち、「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10kW以上）」について算定。