

再生可能エネルギーの 出力制御見通しの算定結果について

2023年3月14日

四国電力送配電株式会社

出力制御見通しの前提条件

2022年9月時点で系統に接続されている太陽光発電設備323万kW、風力発電設備31万kWから接続が拡大したケースを想定し、無制限無補償ルールの対象となる太陽光発電および風力発電の出力制御見通しを算定する。

算定諸元（前回の系統WGとの比較）

項目	今回(2022年度算定値)	前回(2021年度算定値)
需要断面	2019年度から2021年度のエリア需要実績に太陽光発電余剰契約の自家消費分等を加算	2018年度から2020年度のエリア需要実績に太陽光発電余剰契約の自家消費分等を加算
一般水力	震災前30ヶ年の平均（調整池式・貯水池式は可能な限り出力を抑制）	
太陽光	2019年度から2021年度の出力推定値	2018年度から2020年度の出力推定値
風力	2019年度から2021年度の風力発電実績を基に想定	2018年度から2020年度の風力発電実績を基に想定
バイオマス	設備容量に利用率を乗じて織込み	
地熱	該当なし	
原子力	設備容量に設備利用率平均を乗じて織込み	
火力	必要な調整力を確保したうえで可能な限り停止 電源Ⅲ火力最低出力を織込み	
揚水等	大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN - 1台	
連系線活用	送電可能量に応じた幅（0%,100%）で算定	

出力制御見通しの算定フロー

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

検討断面における想定出力等の設定
(一般水力、バイオマス、原子力)



ステップ4

再エネ導入量に応じた想定出力の設定



ステップ5

現制度における需給解析
(火力発電の抑制、揚水運転、再エネ出力抑制の反映等)

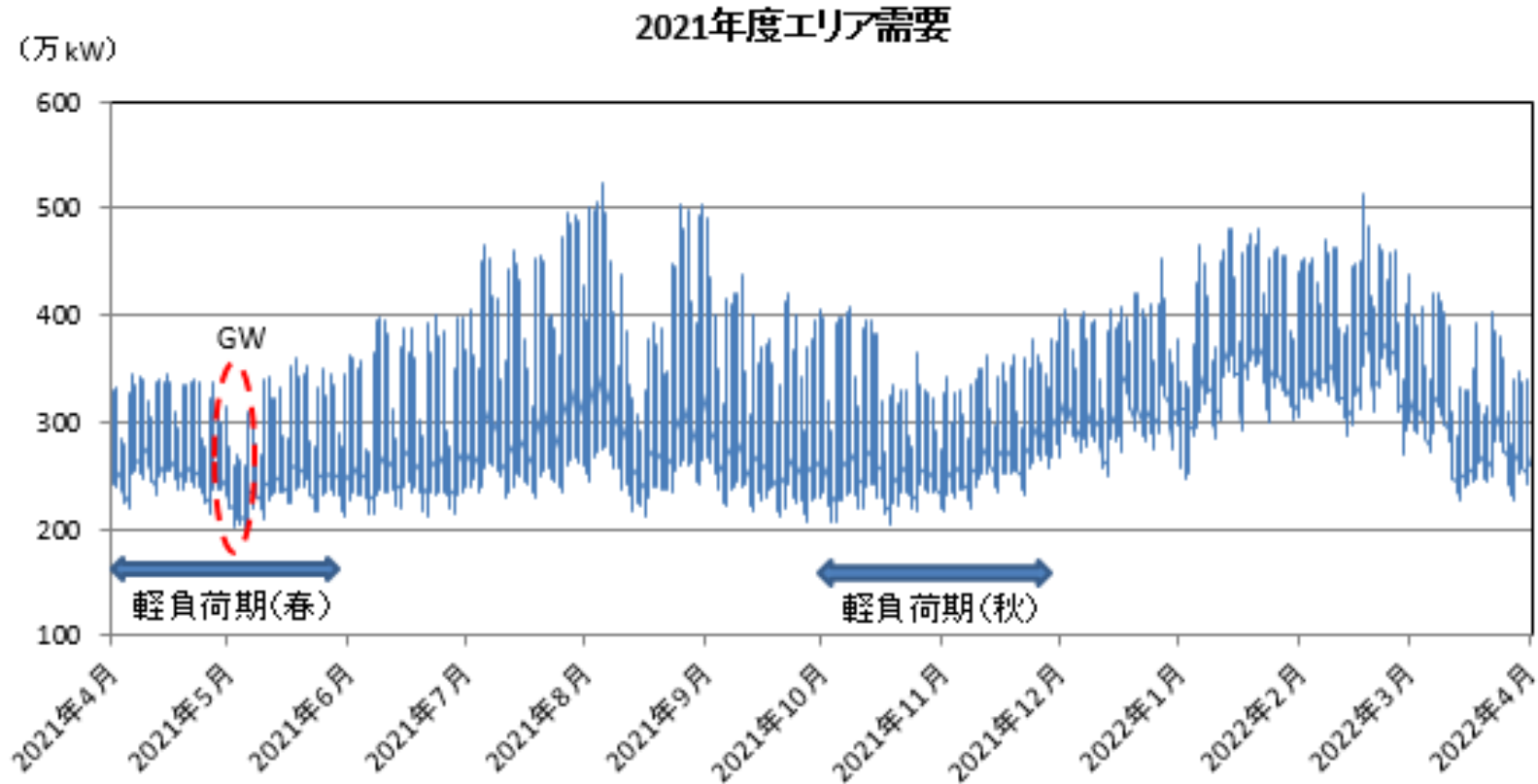


出力制御見通し

ステップ1,2：検討断面の設定と需要想定

検討断面は、1年間(24時間×365日=8,760時間)とし、各時間において試算を行う。
検討に用いる需要については、2019年度から2021年度のエリア需要実績に太陽光発電の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとす。
なお、至近年度(2021年度)の昼間最低需要※は2021年4月25日13時の260.8万kW

※ 快晴日のうちGWを除く4,5月の日曜日13時需要（12～13時の1時間平均）の中で最も小さいもの



【参考】太陽光自家消費の想定

余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）の自家消費量については、日射量データを基に想定した太陽光発電の月間電力量から、余剰買取の月間電力量を差し引くことによって、月毎に自家消費分を想定し、太陽光発電が発電する時間帯の需要に平均的に加算している。

○月別の自家消費量と自家消費率（2021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
自家消費量 (万kW)	7.6	4.9	4.2	6.9	7.7	5.2	5.4	4.0	4.6	7.0	9.6	8.1
自家消費率 (%)	17.9	7.5	13.0	19.4	9.4	14.9	13.4	9.0	10.0	13.5	22.7	15.9

ステップ3：検討断面における一般水力出力

一般水力の出力は、平水（震災前過去30年の平均水量）とする。

※ 調整池・貯水池式は太陽光発電が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制

○水力の月別の最低出力

(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
流れ込み式	8.5	8.4	7.0	17.1	13.7	13.9	6.4	3.8	3.4	3.5	5.4	9.8
調整池式	11.1	11.6	12.3	16.2	13.0	13.0	9.1	6.5	5.6	5.5	7.1	10.8
貯水池式	2.3	2.3	2.9	4.3	3.9	3.7	1.9	1.1	1.0	1.0	1.4	2.1
合計	21.8	22.3	22.3	37.7	30.6	30.6	17.5	11.4	9.9	9.9	13.9	22.7

○昼間最低需要時（2021年4月25日13時）の最低出力

		設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)	備考
再エネ出力 ピーク時の 最低出力	流れ込み式	16.9	50.3	8.5	小水力（0.3万kW） 含む
	調整池式	41.0	27.1※ ¹	11.1	
	貯水池式	22.5	10.2※ ²	2.3	
合計		80.4	27.2	21.8	

※ 1：河川への責任放流や農業・工業用水への供給のため

※ 2：一部の貯水池水力ではダムからの給水だけでなく支流からの流れ込みによる発電を実施している

ステップ3：検討断面におけるバイオマス出力

バイオマスの出力は、接続契約申込み済みの設備のうち、

- 地域資源バイオマスで抑制困難なものに、連系済み設備の設備利用率実績を乗じたものとする。
- 専焼バイオマスは、設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力(定格出力の50%)までの抑制とする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
地域資源バイオマス	7.4	59.8	4.4

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
専焼バイオマス	42.5	50.0	21.3

ステップ3：検討断面における原子力出力

原子力の出力は、震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間） [昭和56年度～平成22年度]の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
原子力	89.0	88.0	78.3

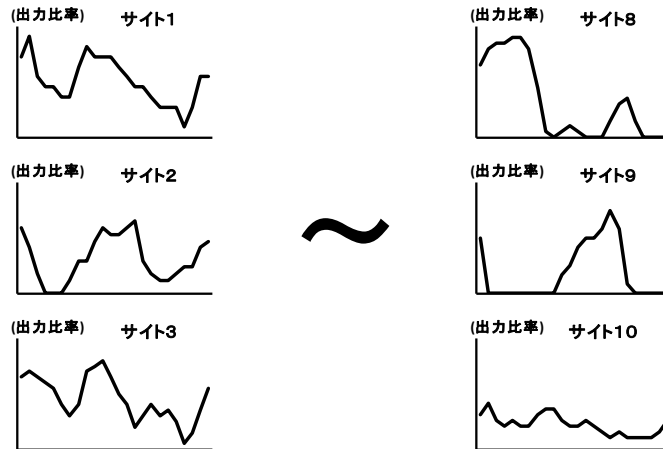
ステップ4：検討断面における風力発電出力

風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績（2019年度から2021年度）をもとに、設備容量に対する出力比率から想定する。

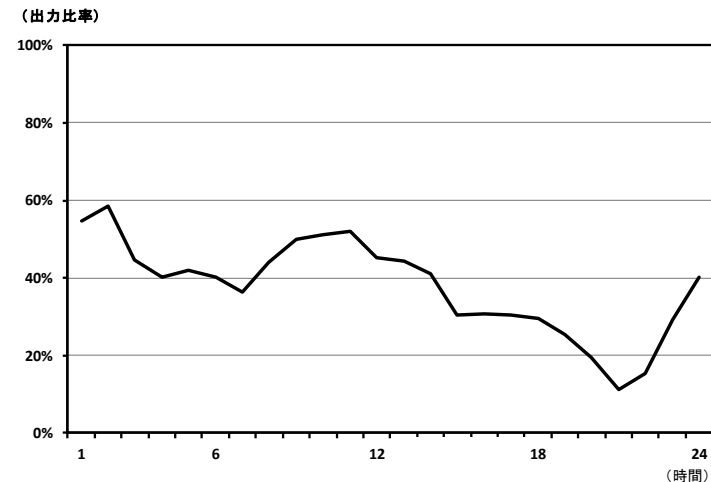
○出力データ実績の評価対象箇所

データ	サイト数	設備容量 (万kW)
既連系の風力	14	23.1

○ある日のサイト毎の出力比率実績

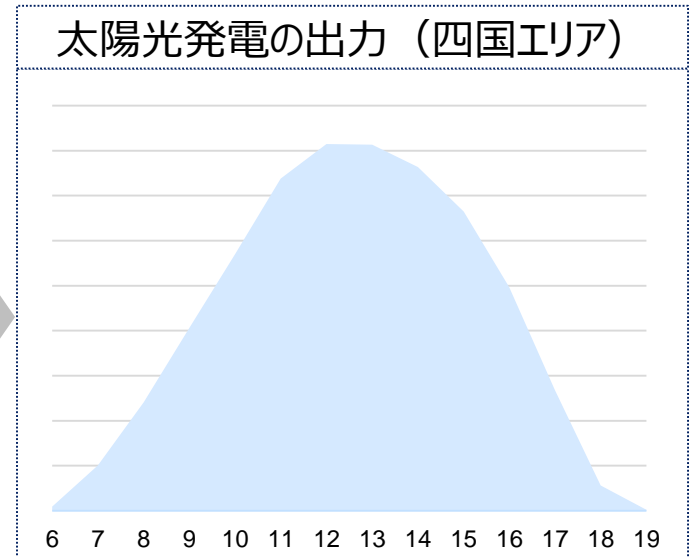
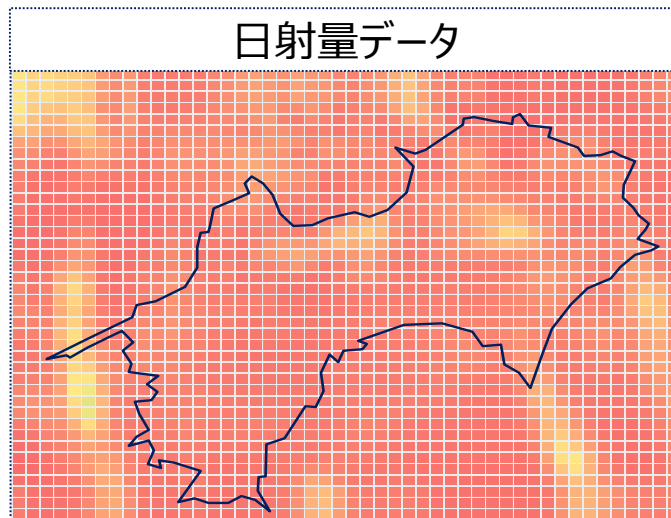
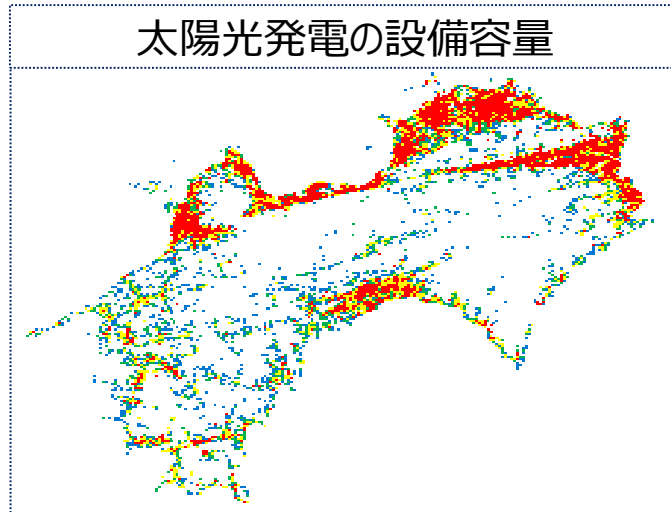


○一日の出力比率(全サイト合計)



ステップ4：検討断面における太陽光発電出力

太陽光発電の出力は、四国エリアの5kmメッシュ毎の太陽光発電の設備容量と日射量データから想定する。



ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）

電源Ⅰ・Ⅱ火力については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する。

- ・ 予備率8%、LFC調整力2%※¹を確保するために必要な火力ユニットを並列（再エネの発電出力がL5相当でもピーク需要等に対応可能な供給力を確保）
- ・ LNG・コークス炉ガス(COG)※²の最低消費制約を考慮

※¹ 再エネ電源などによる短周期変動はLFC調整力により対応する

※² 隣接事業者のコークス生産により発生する副生ガス（コークス炉ガス）を年間、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある

電源Ⅲ火力は設備の保全維持や保安の観点などから支障のない範囲で最低出力まで抑制する。

	燃料種別※ ³	設備容量（万kW）	発電出力（万kW）※ ⁴
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	90.0	14.0
	LNG	93.5	11.8
	石炭	95.0	0.0
電源Ⅲ	石油	18.4	0.0
	LNG	15.0	0.0
	石炭	379.5	7.5

※³ 混焼分は主たる燃料区分に計上

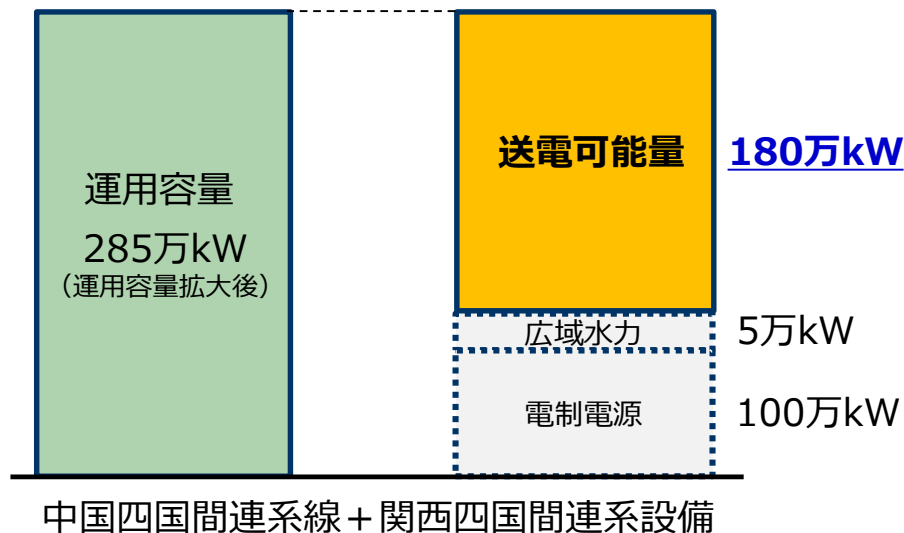
※⁴ 中国四国間連系線ルート断時に電制対象となる電源の発電出力は含まない（連系線活用で考慮）

ステップ5：回避措置（連系線の活用）

今回の算定に当たっては、最大限連系線を活用する前提とし、送電可能量に対して0%、100%の連系線活用を織り込むこととする。

具体的には、中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量から、中国四国間連系線ルート断故障時の電制電源、水力の広域送電分を考慮したうえで、再エネの出力制御量低減策として、中国四国間連系線の運用容量拡大による連系線活用量の増加を織込み、送電可能量を**最大180万kW**とする。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



ステップ5：回避措置（揚水式水力の活用、需給バランス改善用蓄電池の充電）

昼間に揚水運転を行うことで、ロスを伴うものの太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能となるため、下記の点を考慮し、揚水式水力を活用する。

- 揚水の長期間作業やトラブル停止に加え、今回試算では火力運転台数の最小化や連系線活用を織り込んでいることを踏まえN-1台運転を前提
- 上池水位は電源脱落等の緊急時のため下限に裕度を設定し、日々の需給状況を見ながら水位調整するように運用

○大型揚水式水力設備仕様

	発電認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
揚水	61.5 [N-1台:30.0]	60.0 [N-1台:30.0]	745

小規模混合揚水発電所については、ダム水位や流入量などの制約があり、太陽光発電の余剰電力の吸収には活用できないことから、揚水可能量としては見込んでいない。

※需給バランス改善用蓄電池の導入実績なし

ステップ5：回避措置（再エネの出力制御）

火力発電の抑制、揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、太陽光発電および風力発電の出力制御を行う。

太陽光発電および風力発電の出力制御は、旧ルール、新ルール、無制限無補償ルールに分類され、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（太陽光発電）または720時間／年（風力発電）に制限されている。

なお、風力発電については、日本風力発電協会より「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間とする。

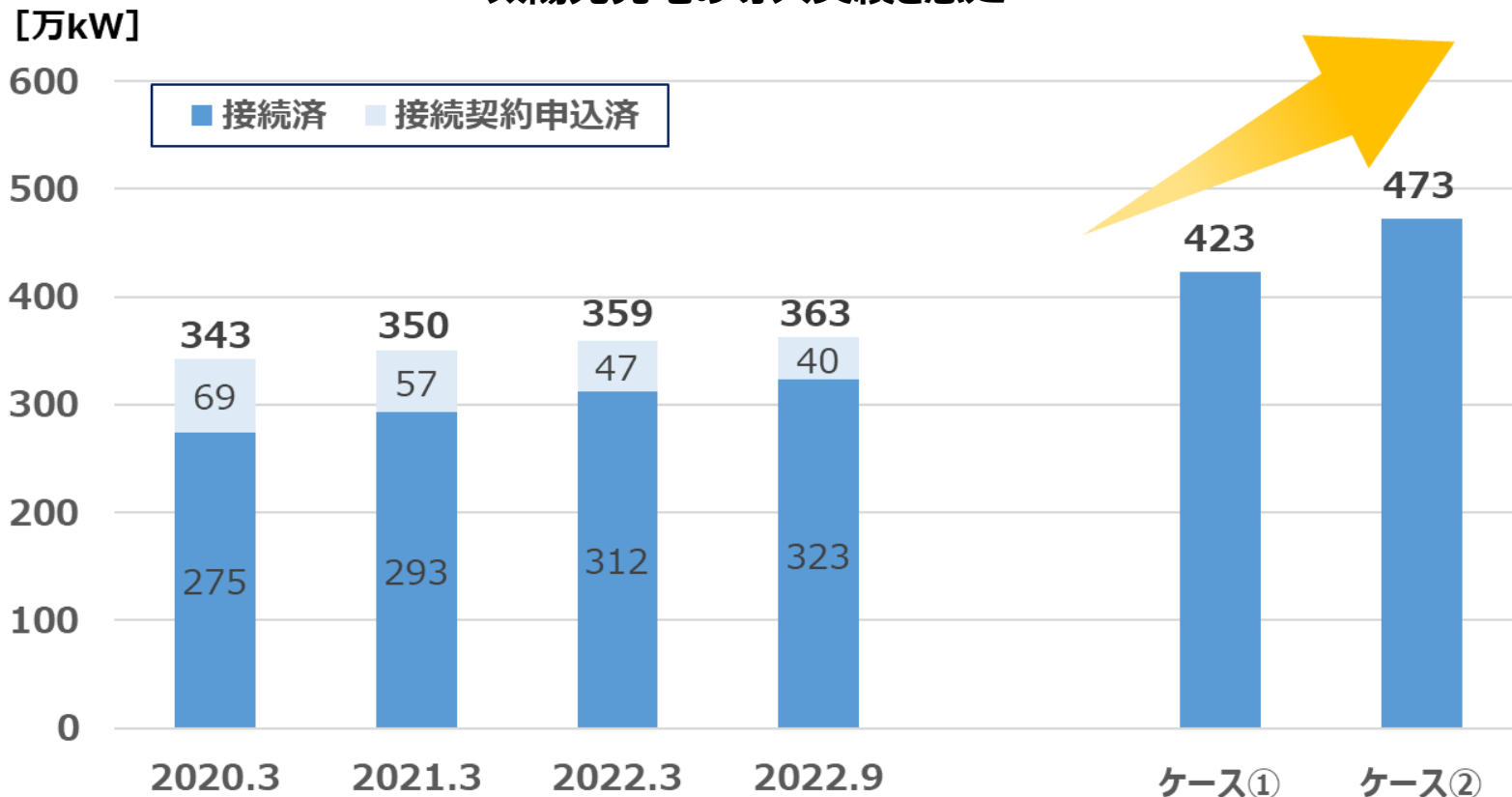
再エネの出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて各ルール間や太陽光発電および風力発電間の制御順位を切り替えることで、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。

太陽光発電設備の導入量想定について

太陽光発電設備の導入量は以下のとおり想定

- ケース① 423万kW（足下323万kW + 増分100万kW）
2022年度供給計画2031年度の導入量程度
- ケース② 473万kW（足下323万kW + 増分150万kW）
足元の導入量から、2022年度供給計画2031年度までの導入量増分の1.5倍程度

太陽光発電の導入実績と想定

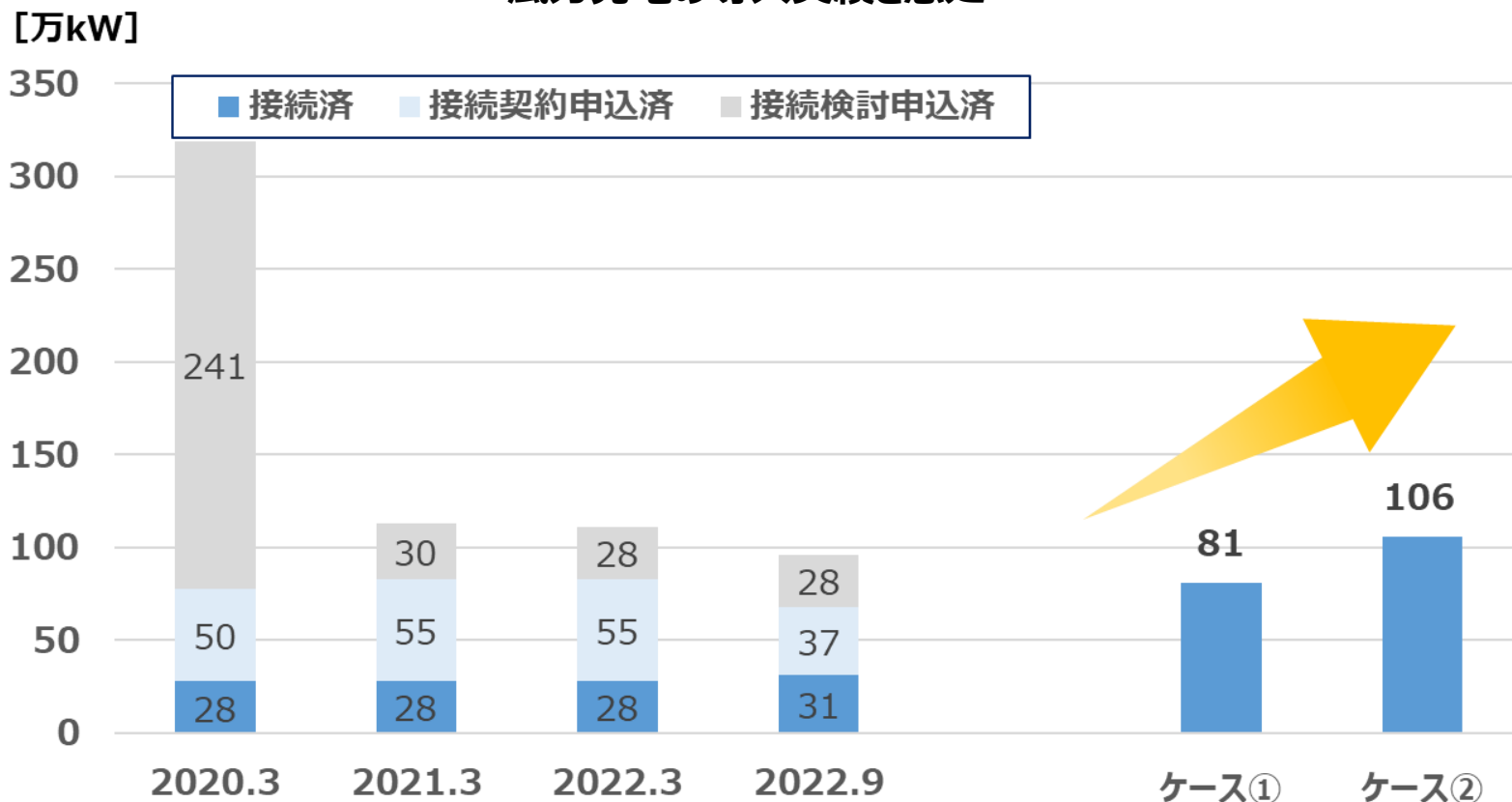


風力発電設備の導入量想定について

風力発電設備の導入量は以下のとおり想定

- ・ ケース① 81万kW（足下31万kW + 増分50万kW）
2022年度供給計画2031年度の導入量程度
- ・ ケース② 106万kW（足下31万kW + 増分75万kW）
足元の導入量から、2022年度供給計画2031年度までの導入量増分の1.5倍程度

風力発電の導入実績と想定



昼間最低需要日のkWバランス

2021年度の昼間最低需要日(4/25)の需要実績において、太陽光発電の設備容量423万kW、風力発電の設備容量81万kWとした場合のkWバランス

項目		連系線活用0%		連系線活用100%		
		13時(万kW)	20時(万kW)	13時(万kW)	20時(万kW)	
発電出力	原子力	78.3	78.3	78.3	78.3	
	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	25.8	40.3	49.7	220.3
		電源Ⅲ	7.5	7.5	7.5	7.5
		小計	33.3	47.8	57.2	227.8
	再エネ	水力	21.8	52.7	21.8	52.7
		風力	20.3	31.9	20.3	31.9
		太陽光	358.3	0.0	358.3	0.0
		バイオマス	25.7	25.7	25.7	25.7
		小計	426.1	110.3	426.1	110.3
	揚水	▲30.0	30.0	▲30.0	30.0	
	再エネ出力制御	▲246.9	0.0	▲90.8	0.0	
	連系線活用	0.0	0.0	▲180.0	▲180.0	
	合計	260.8	266.4	260.8	266.4	
	需要	260.8	266.4	260.8	266.4	

太陽光・風力発電の出力制御見通しの算定結果（3ヶ年平均）

【無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2019～2021年度算定結果平均】

2022年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光 +100万kW 風力 +50万kW	ケース②(※2) 太陽光 +150万kW 風力 +75万kW
太陽光 323万kW 風力 31万kW	252万kW	0万kW <0%>	38.6% (993時間) 太陽光 42.5% 風力 6.3%	42.3% (1,305時間) 太陽光 53.0% 風力 8.9%
		180万kW <100%>	1.3% (26時間) 太陽光 1.4% 風力 0.0%	2.8% (67時間) 太陽光 3.6% 風力 0.1%

【(参考)無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2021年度算定結果】

2022年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光 +100万kW 風力 +50万kW
太陽光 323万kW 風力 31万kW	261万kW	受電会社の 受電可能量考慮	26.7% (720時間) 太陽光 29.1% 風力 5.0%

※1 最小需要については、GWを除く4月又は5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※2 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施
・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

【参考】出力制御見通しの算定結果（2019年度）

【無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2019年度算定結果】

2022年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光 +100万kW 風力 +50万kW	ケース②(※2) 太陽光 +150万kW 風力 +75万kW
太陽光 323万 kW 風力 31万 kW	243万 kW	0万 kW <0%>	33.7% (806時間) 太陽光 37.6% 風力 4.1%	37.2% (1,082時間) 太陽光 47.9% 風力 6.8%
		180万 kW <100%>	0.9% (17時間) 太陽光 1.0% 風力 0.0%	2.0% (47時間) 太陽光 2.7% 風力 0.1%

※1 最小需要については、GWを除く4月又は5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※2 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施
・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

【参考】出力制御見通しの算定結果（2020年度）

【無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2020年度算定結果】

2022年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光 +100万kW 風力 +50万kW	ケース②(※2) 太陽光 +150万kW 風力 +75万kW
太陽光 323万kW 風力 31万kW	251万kW	0万kW <0%>	44.7% (1,191時間) 太陽光 48.8% 風力 9.0%	48.4% (1,549時間) 太陽光 59.9% 風力 11.0%
		180万kW <100%>	1.6% (33時間) 太陽光 1.7% 風力 0.0%	3.5% (87時間) 太陽光 4.5% 風力 0.1%

※1 最小需要については、GWを除く4月又は5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※2 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施
・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

【参考】出力制御見通しの算定結果（2021年度）

【無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2021年度算定結果】

2022年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光 +100万kW 風力 +50万kW	ケース②(※2) 太陽光 +150万kW 風力 +75万kW
太陽光 323万kW 風力 31万kW	261万kW	0万kW <0%>	37.5% (981時間) 太陽光 41.1% 風力 5.7%	41.4% (1,284時間) 太陽光 51.2% 風力 8.9%
		180万kW <100%>	1.4% (29時間) 太陽光 1.6% 風力 0.0%	2.8% (67時間) 太陽光 3.6% 風力 0.1%

※1 最小需要については、GWを除く4月又は5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※2 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施
・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

出力制御見通しの算定結果（追加ケース）

2021年度実績のケース②に対し、以下の出力制御軽減策を適用した場合の出力制御見通しを算定

- ・ ケース②-a : 蓄電池（2021年度の最小需要※¹の10%相当、6時間容量）の導入
- ・ ケース②-b : 最低出力について、電源Ⅰ～Ⅲ火力は20%まで、専焼バイオマスは40%まで引き下げ
（最小需要断面での低減効果：約9.0万kW）

2022年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース②(※2) 太陽光 +150万kW 風力 +75万kW		
			(再掲) ケース②	ケース②-a 蓄電池導入	ケース②-b 最低出力 引き下げ
太陽光 323万 kW 風力 31万 kW	261万 kW	180万 kW <100%>	2.8% (67時間) 太陽光 3.6% 風力 0.1%	1.6% (39時間) 太陽光 2.1% 風力 0.0%	2.3% (56時間) 太陽光 3.0% 風力 0.0%

※1 最小需要については、GWを除く4月又は5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※2 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

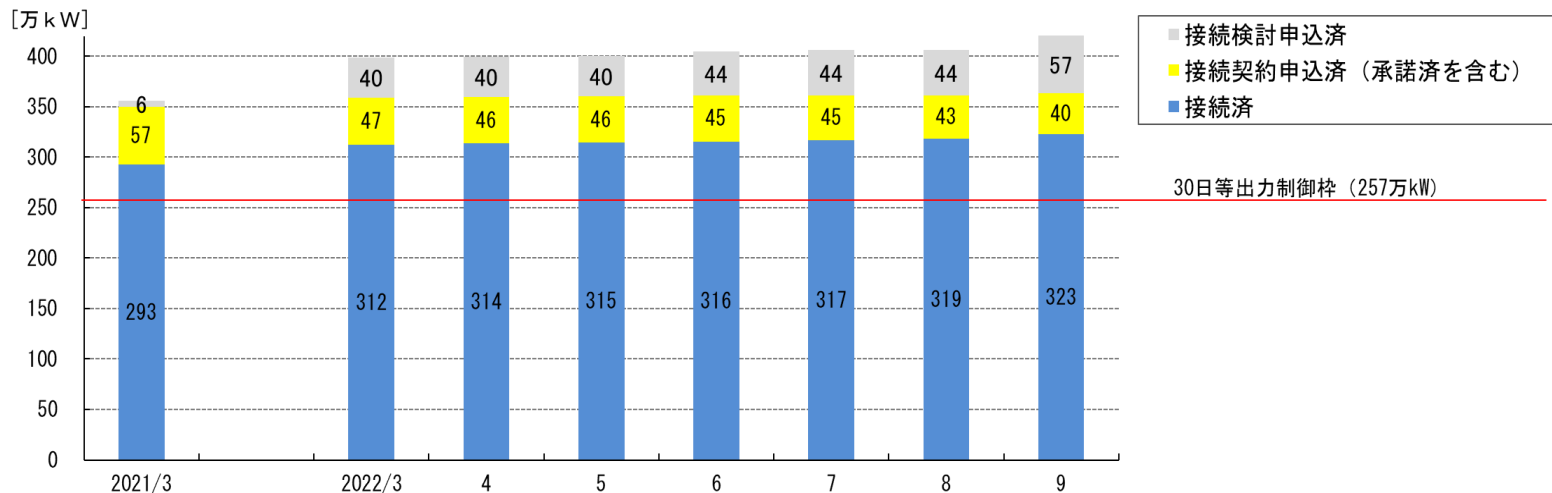
(注) ・無制限無補償ルールは太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施
・出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない

おわりに

今回の算定は、一定の前提条件のもとでのシミュレーションであり、実運用においては、需要や再エネ出力の予測誤差、出水状況、調整力の必要量、電源や連系線の運転状況および融通を受電する他エリアの需給状況等により変動することから、実際の実出力制御率等を保証するものではないことについて、ご理解いただきたい。

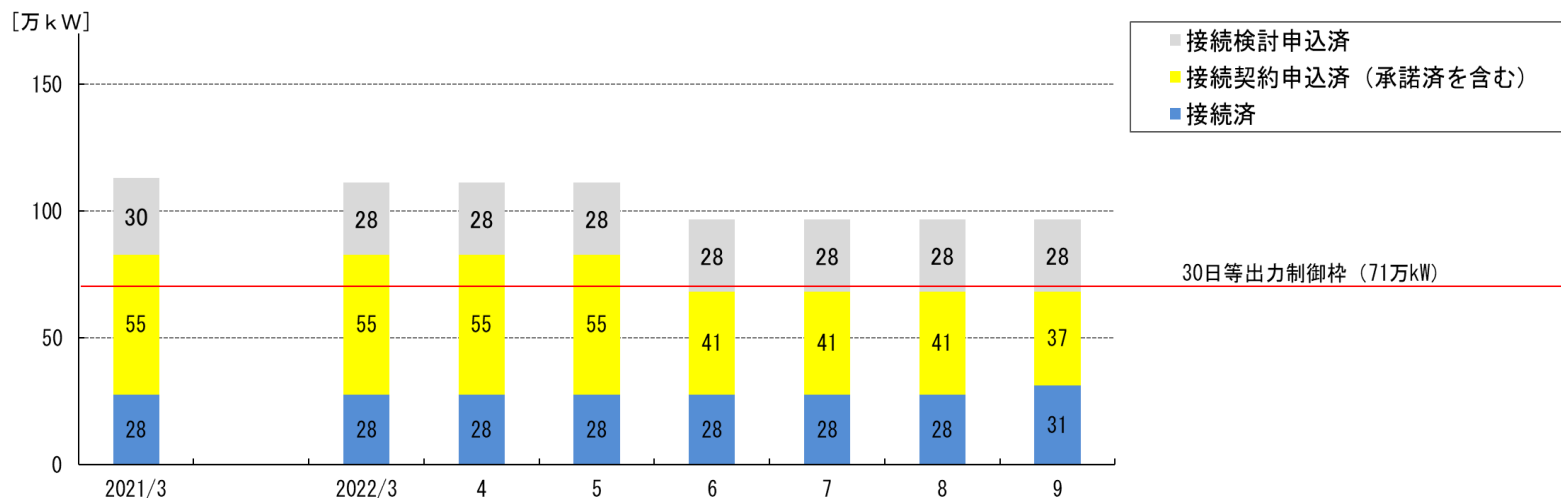
【参考】太陽光・風力発電設備の導入状況

○太陽光発電の導入状況



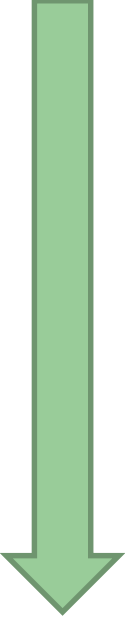
(注) 当社管内および淡路島南部。

○風力発電の導入状況



(注) 当社管内および淡路島南部。

【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