

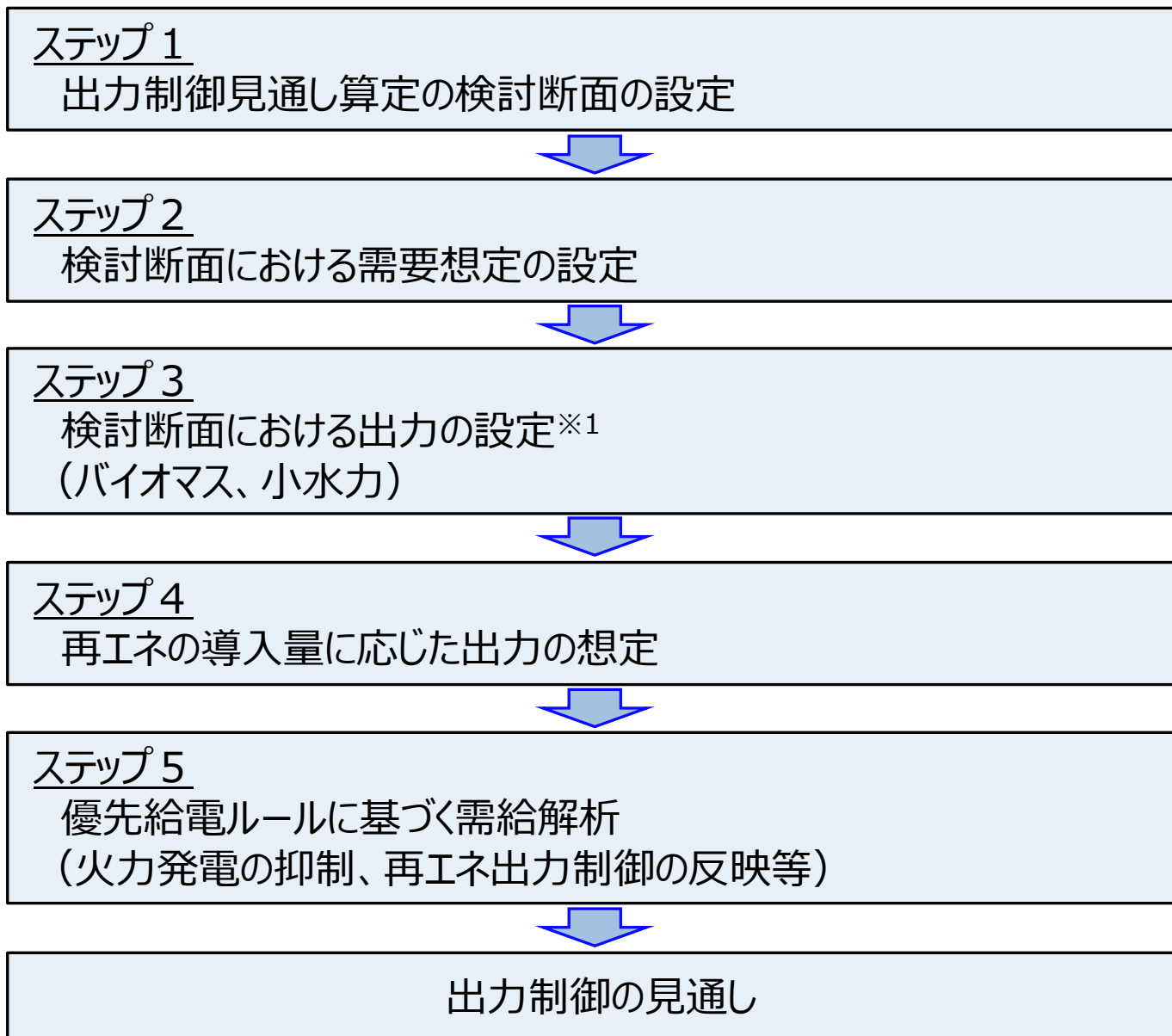
再生可能エネルギー出力制御見通しの 算定結果等について

2023年12月6日
沖縄電力株式会社

- 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）、バイオマスを抑制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・新・無制限無補償ルール」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。
- 具体的には、2023年3月末の再生可能エネルギー導入量（太陽光38.6万kW、風力1.0万kW）を基準として、無制限無補償ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御見通しを算定する。
- また、追加ケースとして、出力制御低減策「需要対策：蓄電池の導入」「供給対策：火力・バイオマスの最低出力引下げ」を実施した場合の出力制御見通しの算定を行う。

○ 今回と前回の算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

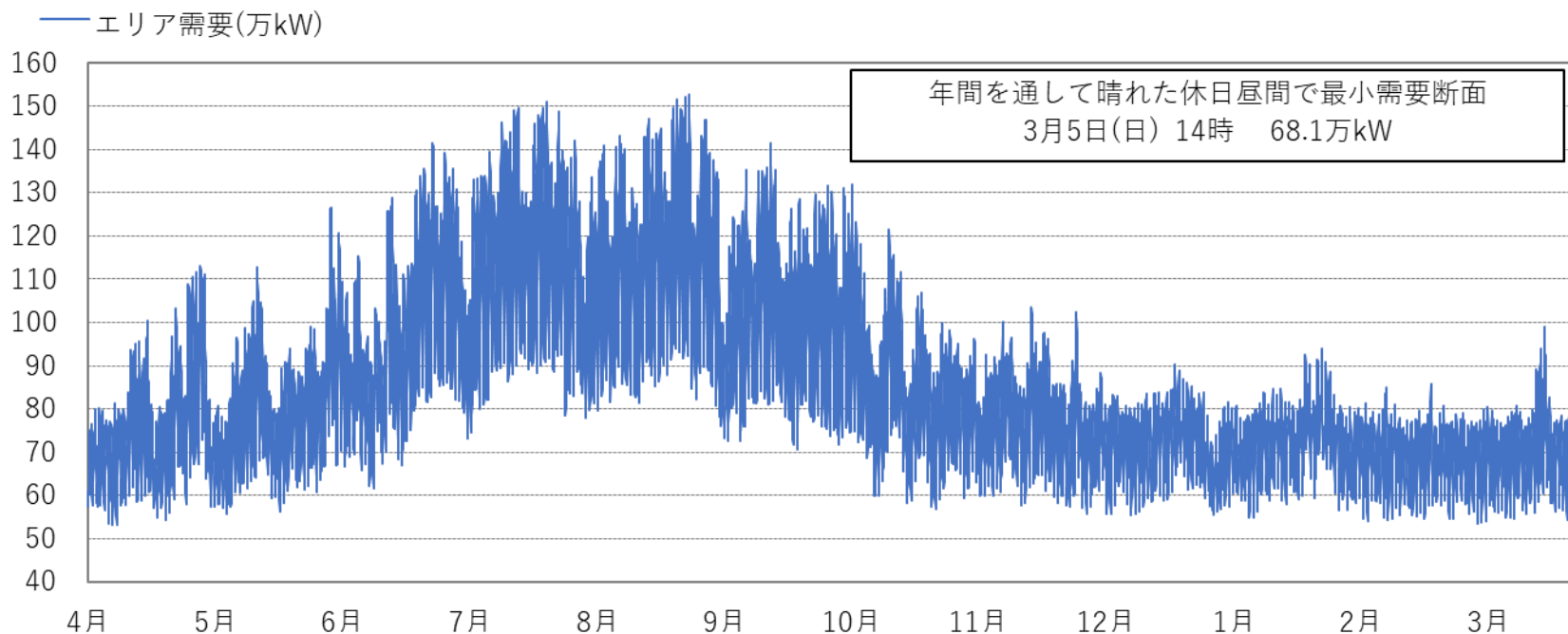
	2023年度算定値 (今年度の系統WG)	2022年度算定値 (昨年度の系統WG)
需要 (エリア需要)	<u>2020～2022年度実績</u>	<u>2019～2021年度実績</u>
一般水力	該当なし	
小水力	前年度（2022年度）における設備利用率実績を元に想定	至近5年間（ <u>2017～2021年度</u> ）における設備利用率実績を元に想定
バイオマス	・地域資源型は、前年度（2022年度）における設備利用率実績を元に想定 ・専焼型は、 事業者と合意した最低出力	・地域資源型は、至近5年間（ <u>2017～2021年度</u> ）における設備利用率実績を元に想定 ・専焼型は、 事業者と合意した最低出力
太陽光 風力	<u>2020～2022年度実績</u> を元に想定	<u>2019～2021年度実績</u> を元に想定
火力	必要な調整力を確保した上で可能な限り停止	
原子力	該当なし	
地熱		
揚水		
蓄電池		
連系線		



※1：一般水力（流れ込み式、調整池式、貯水池式）、地熱、原子力については、沖縄本島系統において対象設備はありません。

- 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、評価・確認を行う。
- 需要実績は、2020~2022年度の沖縄本島系統の需要実績を使用する。なお、需要実績には余剰買取契約の太陽光の自家消費分を加算する。

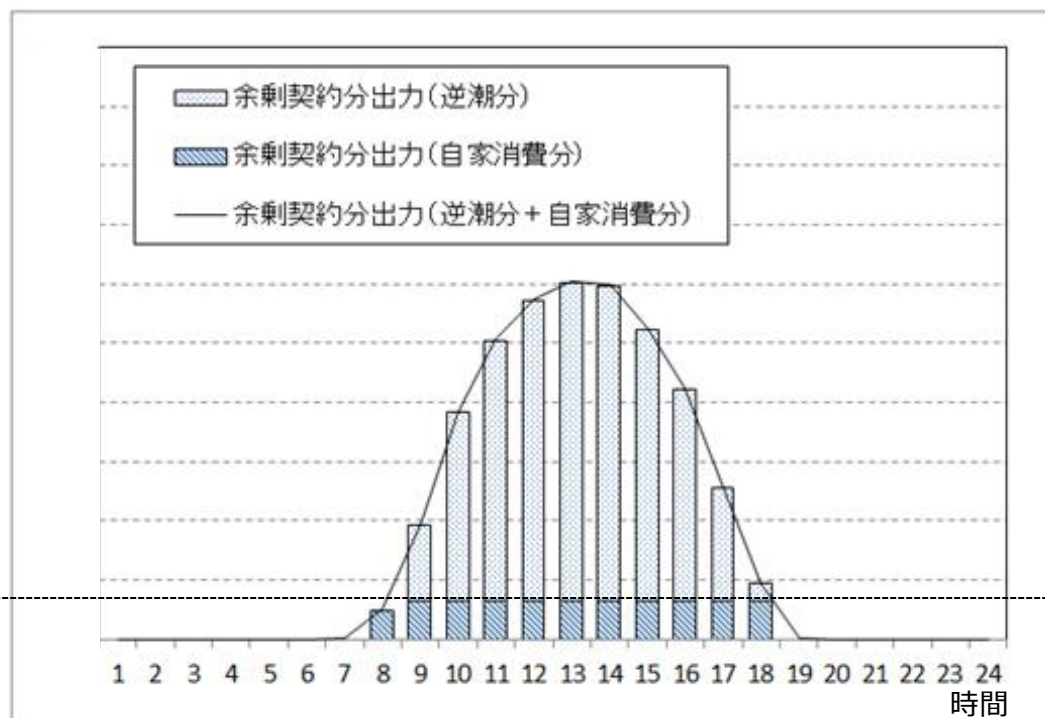
2022年度の沖縄本島系統における電力需要



- 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。

自家消費率と自家消費量（2022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[%]	8.8	8.4	11.4	11.7	15.9	17.4	12.3	11.1	9.8	8.8	7.7	7.5
自家消費量[万kW]	0.9	0.9	1.2	1.2	1.6	1.8	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8



自家消費の上限
(余剰太陽光設備量×自家消費率)

イメージ図

- 将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込量を織込。
- 地域資源バイオマスは、過去実績から算出した利用率を元に出力を想定。
- 専焼バイオマスは、事業者と合意した最低出力とする。
- 小水力設備は、過去実績から算出した利用率を元に出力を想定。

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	2.0万kW	34.0% ^{※1}	0.7万kW
専焼型	4.5万kW	—	2.2万kW ^{※2}
合計	6.5万kW	—	2.9万kW

※1 利用率：過去の発電実績をもとに算定

※2 専焼バイオについては、申合書で合意した最低出力とする。

（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。

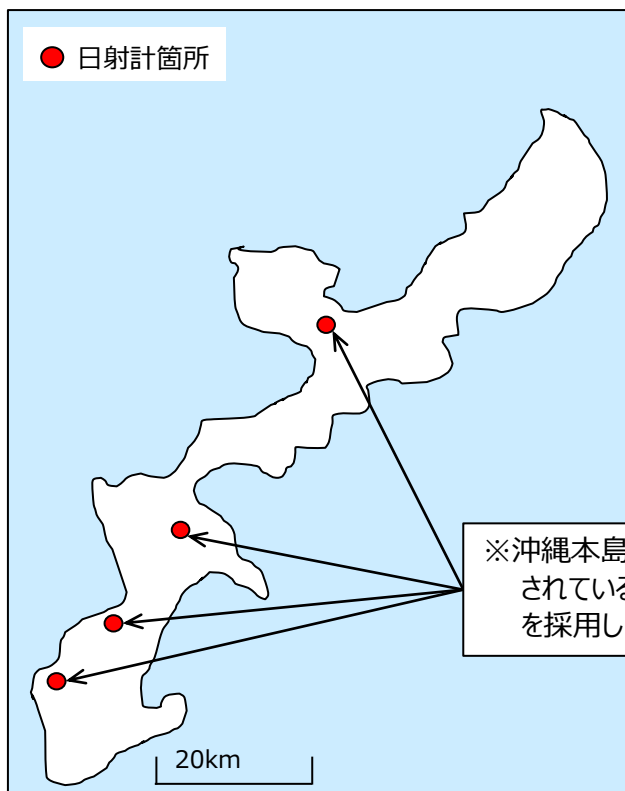
小水力発電の出力設定

設備容量	利用率	出力想定
0.2万kW	63.9% ^{※3}	0.1万kW

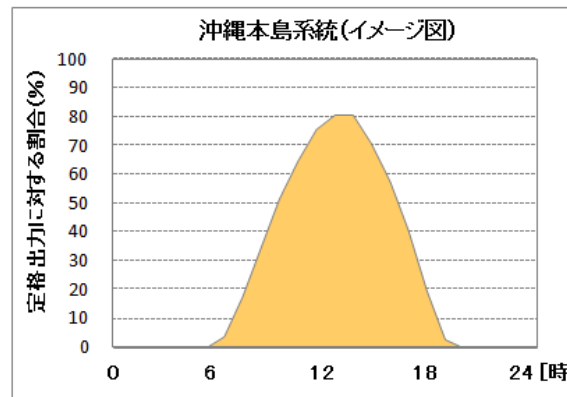
※3 利用率：過去の発電実績をもとに算定

（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。

- 既連系太陽光の大部分が家庭用などの低圧および高圧連系であり、発電出力の把握は困難である。
- そのため、沖縄本島内に設置した4箇所の日射計データ（2020年度～2022年度実績）から、太陽光出力を想定した。



※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	4サイト	0.9万kW	2020～2022年度

※データ取得箇所を対象

- 電源Ⅰ・Ⅱ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、安定供給上支障のない範囲で停止または最低限必要な出力まで抑制する。
 - ✓ 電源Ⅰ・Ⅱとして、安定供給に必要なLFC等調整力を確保
 - ✓ ピーク需要に対応できる供給力の確保など
 - ✓ 安定供給に必要な下げ代の確保
 - ✓ LNGのBOG（Boil off Gas）消費の制約を考慮し、必要な発電機を運転
- 当社エリア内において、現在、出力制御対象となる電源Ⅲ設備は無い。
- 最小需要日※1(2023年3月5日)14時の火力発電出力。

	燃料種別	設備容量(万kW)	出力(万kW)
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	25.0	5.6
	LNG	50.2	14.7
	石炭	106.4	20.6

※1：年間を通して晴れた休日のうち昼間の需要が最小となる日

【2023年3月5日（日）の14時・19時における需給バランス】

単位：万kW

		昼間（14時）	ピーク（19時）
需要		68.1	76.2
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	40.9
		電源Ⅲ	－
		計	40.9
	再エネ	太陽光	27.2
		風力	0.1
		小水力	0.1
		地熱	－
		バイオマス	2.9
		計	30.3
		原子力	－
	揚水式水力	－	
	連系線活用	－	
	再エネ出力制御	▲3.1	
	供給力計	68.1	
		76.2	

※太陽光・風力の出力は2023年度供給計画 2032年度時点の設備導入量程度とした場合の想定値。

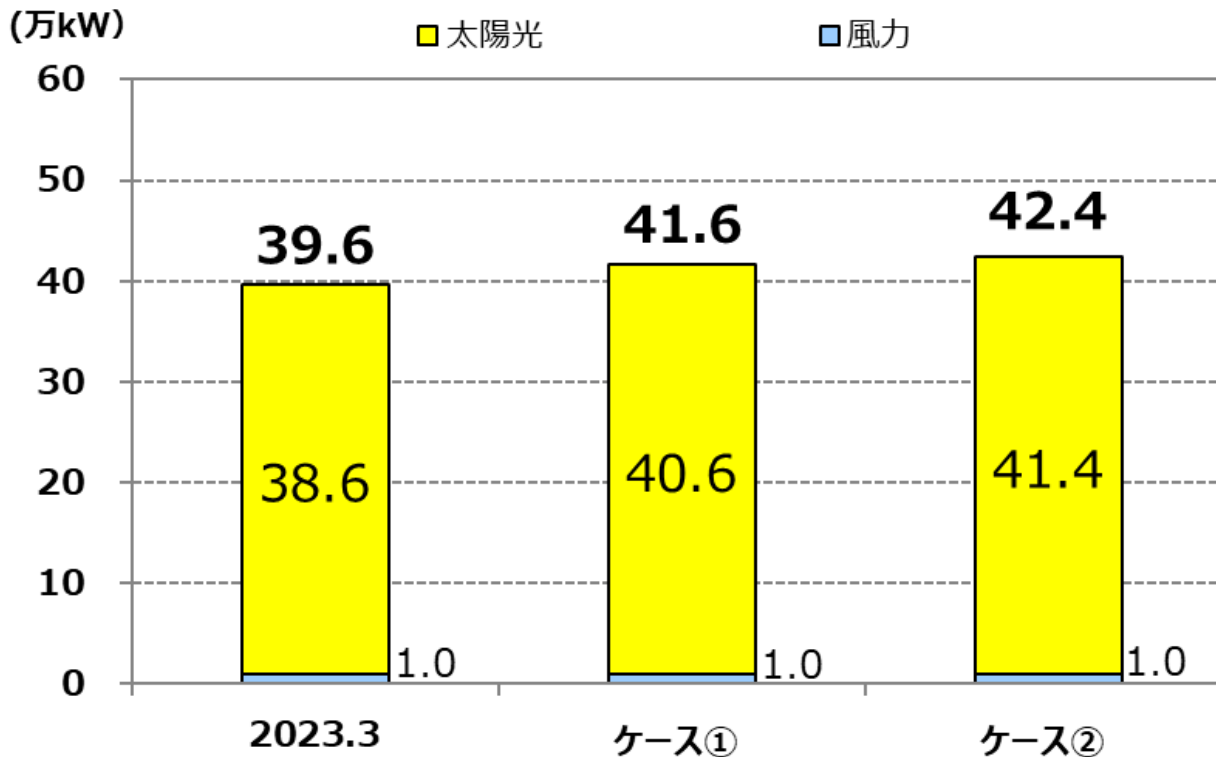
※年間を通して晴れた休日のうち昼間帯需要が最も小さい日。

※四捨五入で値が合わない場合があります。

【出力制御見通しの算定ケース】

足下の導入量（2023年3月）から太陽光・風力の双方が追加で導入された場合の見通しを算定する。追加導入量については、以下2ケースを算定。

- ・ケース①：2023年度供給計画 2032年の導入量程度
- ・ケース②：2023年度供給計画 2032年までの導入量増分の1.4倍程度



※ 2023年度供給計画において、風力の設備量は減少する見込みであるため、見通し算定上では2023年3月末時点設備量と同量の導入見込みとする。

○ 無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し

【2020～2022年度算定結果平均※1】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	① 太陽光 +2.0万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)	② 太陽光 +2.8万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)
太陽光 38.6万kW 風力 1.0万kW	66.3万kW	0.10% (18時間) 〔太陽光：0.10%〕 〔風力：0.00%〕	0.13% (22時間) 〔太陽光：0.13%〕 〔風力：0.00%〕

- ※1 最小需要については、年間を通して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。
- ※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
- ※3 2023年度供給計画において、風力の設備量は減少する見込みであるため、見通し算定上では2023年3月末時点設備量と同量の導入見込みとする。

(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

○ 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※1】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	① 太陽光 +2.0万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)	② 太陽光 +2.6万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)
太陽光 38.6万kW 風力 1.0万kW	65.5万kW	0.12% (26時間) 〔太陽光 : 0.12%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.16% (32時間) 〔太陽光 : 0.16%〕 〔風力 : 0.00%〕

※1 最小需要については、年間を通して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。

※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

※3 2023年度供給計画において、風力の設備量は減少する見込みであるため、見通し算定上では2023年3月末時点設備量と同量の導入見込みとする。

(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

○ 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※1】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	① 太陽光 +2.0万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)	② 太陽光 +2.8万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)
太陽光 38.6万kW 風力 1.0万kW	65.2万kW	0.13% (18時間) 〔太陽光 : 0.13%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.16% (23時間) 〔太陽光 : 0.16%〕 〔風力 : 0.00%〕

※1 最小需要については、年間を通して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。

※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

※3 2023年度供給計画において、風力の設備量は減少する見込みであるため、見通し算定上では2023年3月末時点設備量と同量の導入見込みとする。

(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

○ 無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し

【2022年度算定結果※1】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	① 太陽光 +2.0万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)	② 太陽光 +2.8万kW 風力 +0.0万kW (※2)(※3)
太陽光 38.6万kW 風力 1.0万kW	68.1万kW	0.06% (9時間) 〔太陽光 : 0.06%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.08% (11時間) 〔太陽光 : 0.08%〕 〔風力 : 0.00%〕

※1 最小需要については、年間を通して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。

※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

※3 2023年度供給計画において、風力の設備量は減少する見込みであるため、見通し算定上では2023年3月末時点設備量と同量の導入見込みとする。

(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

- 以下の出力制御低減策を適用した場合の太陽光・風力の出力制御見通しを算定
- 算定にあたっては、2022年度実績をもとに、ケース②の太陽光・風力導入量について試算を実施

【出力制御低減策】

対策	前提条件（エネ庁殿提示）	
②a 需要対策	蓄電池導入	エリア最小需要の10%、6時間容量
②b 供給対策	火力・バイオマスの最低出力引下げ	電源Ⅰ～Ⅲ火力は最低出力30%、 専焼バイオマスは最低出力30%
②c 連系線増強	連系線増強	対象外

ケース②a 系統用蓄電池の導入

- 2022年度昼間帯最小需要である68.1万kWの10%相当にあたる、出力6.8万kWの蓄電池を導入したものと出力制御見通しを試算
- 充電容量は定格出力の6時間分である40.8万kWhと仮定

ケース②b 火力・バイオマスの最低出力引下げ

- 電源Ⅰ～Ⅲ、専焼バイオマスの最低出力を30%まで引き下げたときの出力制御見通しを試算

単位：万kW

	基本ケース	対策後	引き下げ量
電源Ⅰ～Ⅱ火力	40.9	26.3	14.6
電源Ⅲ、専焼バイオマス	2.2	1.4	0.8
合計	43.1	27.7	15.4

○ 無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し

【2022年度実績を基に出力制御低減策を適用した場合の算定結果※1】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	ケース② 太陽光+2.8万kW 風力+0.0万kW (※2)(※3)		
		(再掲) ケース②	②-a 蓄電池導入	②-b 最低出力 引下げ
太陽光 38.6万 kW 風力 1.0万kW	68.1万kW	0.08% (11時間) 〔太陽光：0.08%〕 〔風力：0.00%〕	0% (0時間) 〔太陽光：0%〕 〔風力：0%〕	0% (0時間) 〔太陽光：0%〕 〔風力：0%〕

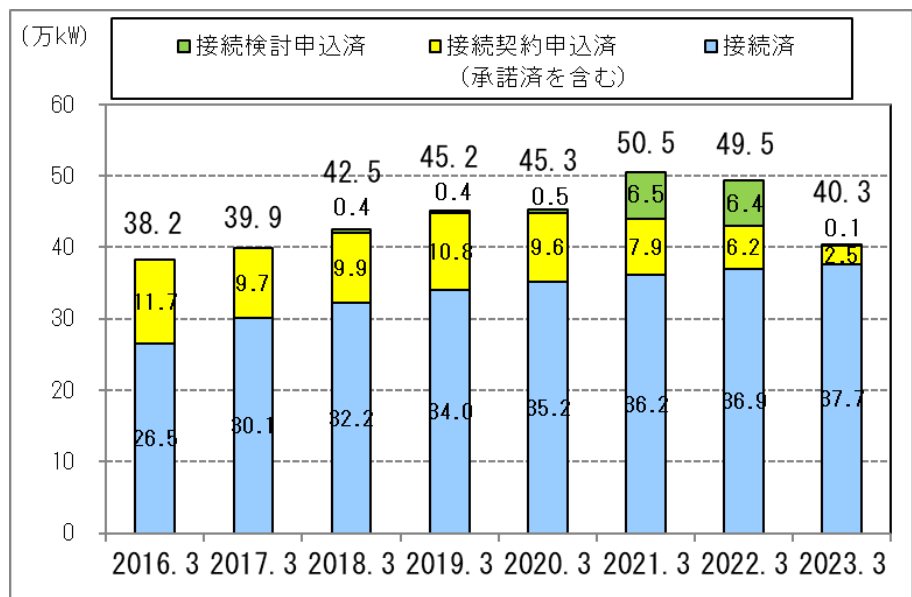
※1 最小需要については、年間を通して晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算。

※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

※3 2023年度供給計画において、風力の設備量は減少する見込みであるため、見通し算定上では2023年3月末時点設備量と同量の導入見込みとする。

(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

【太陽光】



【風力】

