

本資料の内容は2023年12月6日「第49回 総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ」において示したものです。

再生可能エネルギーの出力制御見通し (2023年度算定値) の算定結果について



2023年12月6日

東京電力パワーグリッド株式会社

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抑制、揚水動力を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、旧ルール事業者の制御日数が上限30日に達するまでは、「旧ルール、新ルール、無制限・無補償」間、及び「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月末時点の導入量、太陽光発電1,890万kW及び風力発電43万kWを基準として、今後の見込まれる導入量における出力制御見通しを算定する。

2. 出力制御見通しの算定内容

- 2020～2022年度の需要実績等に基づき、今後連系される事業者の出力制御見通しを算定する。
 - ・ケース① 2022年度供給計画の2032年時点の導入量 程度（1.0倍）
 - ・ケース② 足下の導入量（2023年3月時点）から、2022年度供給計画の2032年までの導入量増分の1.4倍程度

項目	内容
算定年度	2020～2022年度（各年度毎に算定し、3カ年の平均値を採用）
電力需要	2020～2022年度のエリア需要実績
太陽光、風力の出力	時間帯別の各年度発電実績
発電出力（ベース）	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力	余剰電力対策のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保）
地域間連系線	中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため連系線活用量はゼロとして算定



3. 出力制御見通しの算定フロー

Step 1

再エネ出力制御見通し算定の検討断面の設定



Step 2

検討断面における需要想定の設定



Step 3

検討断面における想定出力の設定（一般水力、原子力、地熱、バイオマス）



Step 4

再エネ導入量に応じた想定出力の算出（太陽光、風力）



Step 5

優先給電ルールに基づく需給解析
（火力発電の抑制、揚水運転、再エネ出力制御の反映等）



出力制御の見通しの算定



4. 算定条件（昨年度との比較）

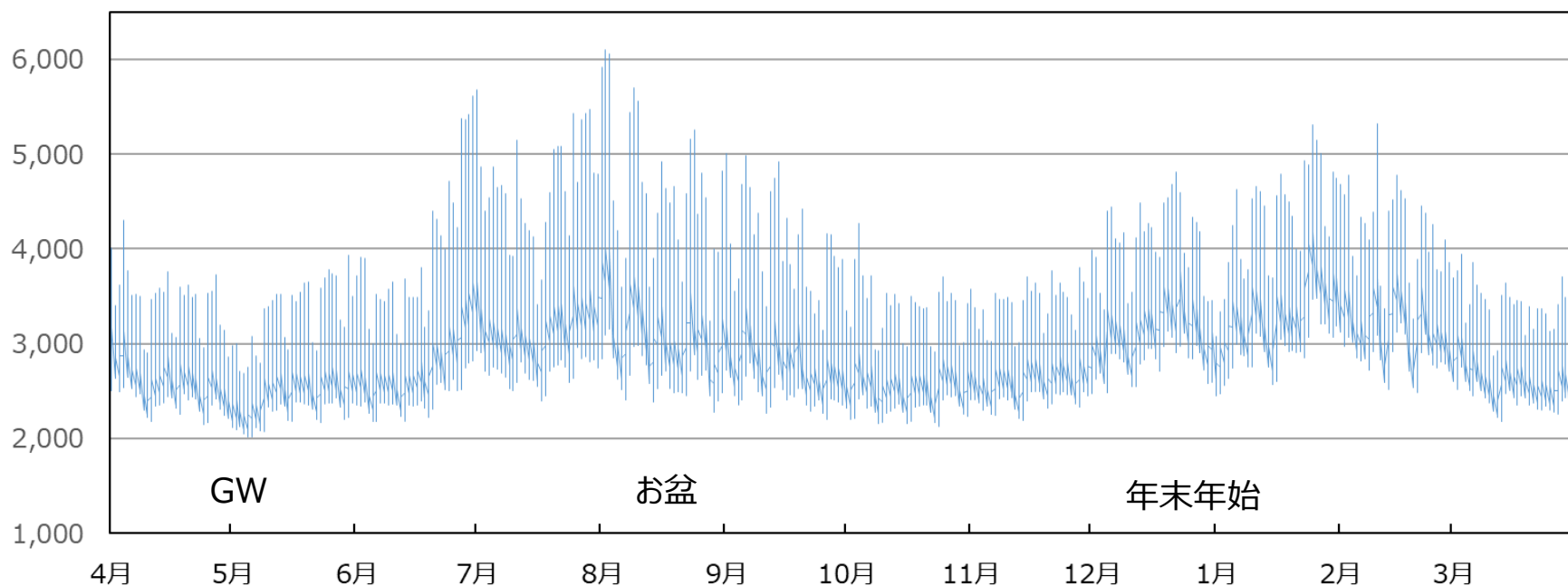
		今回の算定条件	前回の算定条件
1	検討断面	2020年度:24時間×365日=8,760時間 2021年度:24時間×365日=8,760時間 2022年度:24時間×365日=8,760時間	2019年度:24時間×366日=8,784時間 2020年度:24時間×365日=8,760時間 2021年度:24時間×365日=8,760時間
2	需要	2020～2022年度のエリア需要実績 (太陽光余剰契約の自家消費分を加算)	2019～2021年度のエリア需要実績 (太陽光余剰契約の自家消費分を加算)
3	一般水力	震災前過去30ヵ年平均（調整可能な水力は抑制・停止）	
	原子力	震災前過去30ヵ年の利用率平均に設備容量を乗じて算定	
	地熱	設備利用率50%	
	バイオマス	既連系分 専焼：最低出力まで抑制 地域型：実績利用率 将来連系分 専焼：利用率30% 地域型：利用率80%	
4	太陽光	2020～2022年度実績に基づき想定	2019～2021年度実績に基づき想定
	風力		
5	火力の抑制 (電源Ⅱ)	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	
	火力の抑制 (電源Ⅲ)	事業者を確認した最低出力値まで抑制。それ以外は設備の保全維持や保安などの観点から、支障のない出力までの抑制	
	揚水式水力の活用	点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮 電源脱落時等の緊急対応のために、貯水池下限に裕度を設定	
	連系線の活用	エリア外への送電は織り込まない	
	再エネ出力制御	2015年1月25日以前の接続申込には旧ルールを適用 2021年3月31日以前の接続申込には新ルールを適用 それ以降の接続申込には無制限・無補償を適用	

5. 【Step 1～2】検討断面の設定と検討断面における需要設定

- 検討断面は、8,760時間（24時間×365日）とし、各時間において試算を行う。
- 需要については、エリア需要実績に太陽光発電の自家消費分を加算する。

発電端：万kW

2022年度の電力需要



【2022年度の最小需要日※】 2022年4月10日 12時 2,794.4万kW（PVの自家消費分加算後）

※ 4月又は5月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯(11時～12時の1時間平均)の最小需要実績

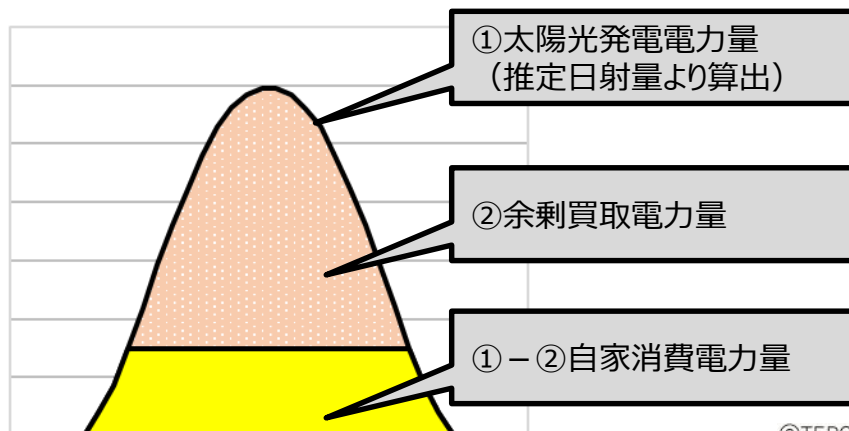
(参考) 太陽光自家消費電力の想定

- 余剰買取である住宅用太陽光（低圧10kW未満）の自家消費電力については、日射量データを基に想定した太陽光発電電力量と余剰買取電力量の差分を自家消費電力量とし、太陽光が発電する時間帯で平均的に消費していると仮定して自家消費率を算定。

<月別の自家消費率および自家消費電力の想定値（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 [%]	17.2	14.7	13.8	13.7	21.0	11.6	7.8	13.4	14.1	16.7	19.8	18.3
自家消費量 [万kW]	66.1	56.1	52.7	53.7	81.2	45	30.4	52.8	56	67.4	79.9	74.8

<自家消費電力量イメージ図>



5. 【Step 3】検討断面における出力の設定（一般水力）

- 一般水力は、平水（震災前過去30年の平均水量）にて算定する。
- 貯水池式・調整池式は、太陽光が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制することを想定。

	設備容量(万kW) ※1	利用率(%) ※2	供給力(万kW) ※2
流れ込み式	85.8	57.8	49.6
調整池式	334.4	41.9	129.7
貯水池式	91.1	44.5	15.2
合計	511.3	45.0	194.5

<月別の一般水力の最低出力（離島を除く）> 2022年度

【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	49.6	55.7	54.8	54.2	49.4	49.3	43.6	35.7	32.2	26.3	25.3	33.8
調整池式	129.7	149.4	134.1	132.4	120	119	103.8	90.2	84.3	71.3	69.7	88.7
貯水池式	15.2	23.1	19.7	19.8	15.6	15.8	10.0	7.0	6.6	9.1	9.1	10.9
合計	194.5	228.2	208.6	206.4	185	184.1	157.4	132.9	123.1	106.7	104.1	133.4

※1 将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込分を加算

※2 最小需要日(2022年4月10日)12時における想定出力



5. 【Step 3】検討断面における出力の設定（原子力）

- 原子力の出力は、震災前過去30ヵ年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の利用率の平均を設備容量に乗じた値とし、8,760時間一定運転を前提とする。

	設備容量(万kW)	利用率(%)	出力(万kW)
合計	1, 1 9 8 . 9	7 0 . 5	8 4 5 . 2

5. 【Step 3】検討断面における出力の設定（地熱）

- 地熱の出力は、設備利用率50%とした。

	設備容量(万kW)	利用率(%)	出力(万kW)
合計	1.474	50	0.737

※将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込分を加算

5. 【Step 3】検討断面における出力の設定（バイオマス）

- バイオマスの出力は、再エネ特措法施行規則の通り、設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力までの抑制とする。

		設備容量(万kW)	利用率(%)	出力(万kW)
既連系設備	専 焼	45.1	63.2 ^{※2}	28.5
	地域資源	42.3	43.2 ^{※3}	18.3
導入見込み設備 ^{※1}	専 焼	45.5	30 ^{※4}	13.7
	地域資源	45.5	80 ^{※5}	36.4
合 計		178.4	—	96.9

※1 バイオマスは混焼バイオマスを含まず、導入見込みは2023年3月末時点の接続契約申込みとし、

専焼バイオマスと地域資源バイオマスが1/2ずつ導入されると想定

※2 既連系設備の利用率は、事業者を確認した最低出力または電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインを参考に50%で算定

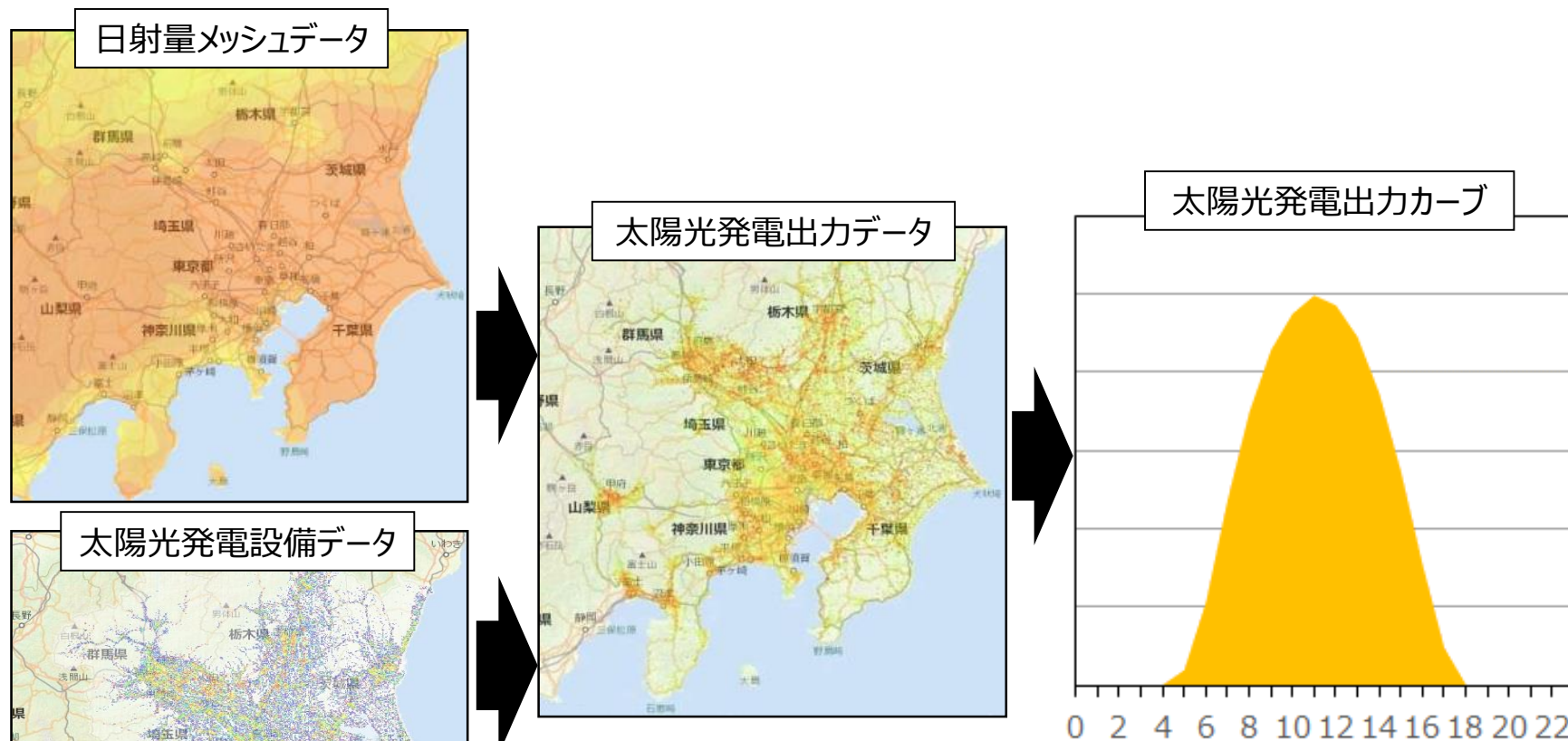
※3 既連系設備の利用率は、把握している過去実績の利用率で算定

※4 導入見込み設備の専焼バイオマスの利用率は、30%で算定

※5 導入見込み設備の地域資源バイオマスの利用率は、コスト等検証委員会の諸元を参考に80%で算定

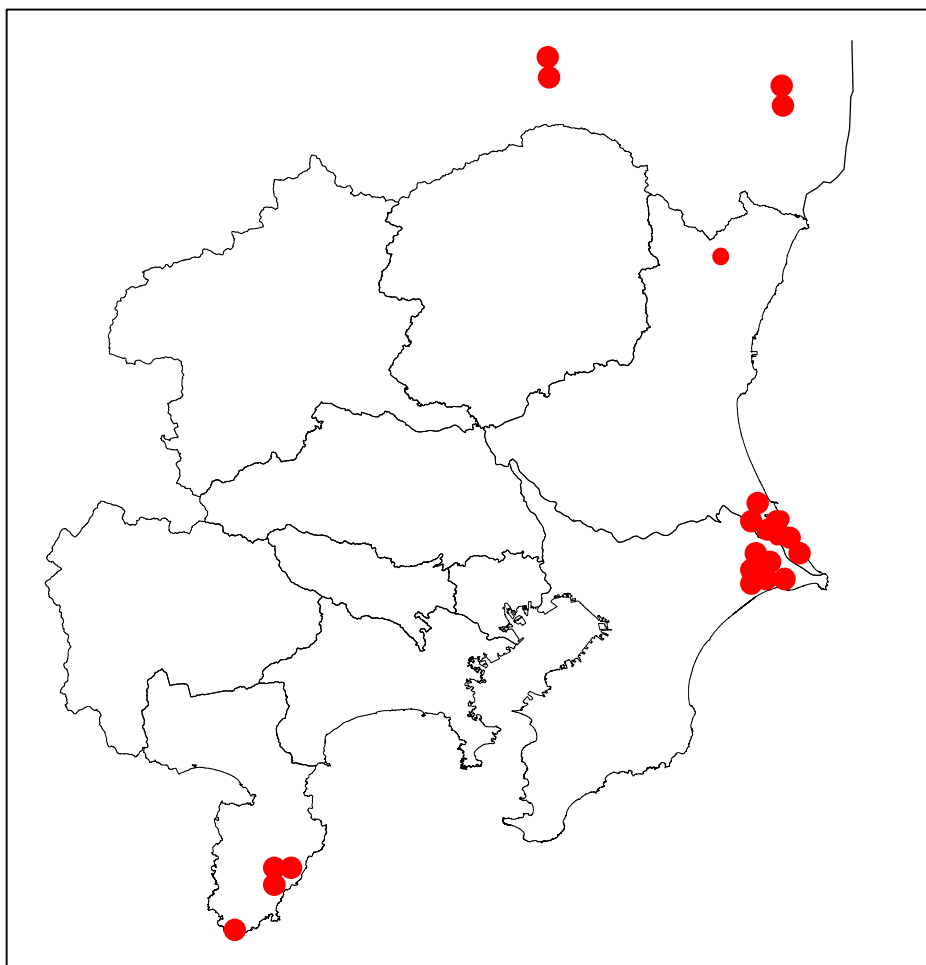
5. 【Step 4】再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光）

- 太陽光については、2020年度、2021年度、2022年度の日照量データと太陽光発電設備データをもとに、発電出力を8,760時間分算出する。



5. 【Step 4】再エネ導入量に応じた出力の算出（風力）

- 風力については、オンラインで取得している風力発電所の2020年度、2021年度、2022年度の実績データと風力発電設備容量をもとに、導入量に応じた発電出力を8,760時間分算出する。



- オンラインで取得している発電所
(23カ所:合計38.5万kW)

5. 【Step 5】優先給電ルールに基づく需給解析（回避措置：火力の抑制）

- 電源Ⅱ火力は以下の点を考慮し、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、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。
 - ・ 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の2%のLFC容量を確保
 - ・ LNGについては、BOG（Boil off Gas）消費のために必要な発電機を運転
 - ・ 最低出力の運転制約を考慮
- 電源Ⅲ火力は、太陽光出力の減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は連続運転とする。出力は、設備の保全維持や保安の観点から支障のない範囲で最低出力まで抑制する。

	設備容量(万kW)	出力(万kW)
電源Ⅱ	2, 9 8 6 . 1	4 7 4 . 0 ^{※1}
電源Ⅲ ^{※2}	1, 5 1 0 . 7	6 2 3 . 8 ^{※3}

※1 昼間最小需要(2022年4月10日)12時における想定出力であり、LFC調整力を需要の2%分を確保。(エリア需要2,794.4万kW)

※2 2023年3月末時点の接続契約申込分を含む。

※3 電源Ⅲは事業者を確認した最低出力値まで抑制。それ以外は設備の保全維持や保安などの観点から、支障のない出力までの抑制。

5. 【Step 5】優先給電ルールに基づく需給解析（回避措置：揚水式水力の活用）

- 揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限活用する。
- 揚水式水力での調整には「kW制約」と「kWh制約」を考慮する。
 - ✓ kW制約：再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か
 - ✓ kWh制約：再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、出力面では調整可能でも、その発電量を受け入れる貯水池に余裕があるか
- 運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による最大ユニット1台停止を考慮する。
- 電源脱落等の緊急時のために、貯水池下限に裕度を設定した運用とする。
- 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の2%のLFC容量を確保する。

	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
合計	1,085.3※	1,095.3※	9,890

※ LFC調整力をエリア需要の2%分を確保

5. 【Step 5】優先給電ルールに基づく需給解析（回避措置：連系線の活用）



- 将来断面における連系線活用については、東京エリアでの再エネ出力制御時には他エリアも既に再エネ出力制御を実施していることが想定されるため、地域間連系線を用いたエリア外への送電は織り込まないこととする。

5. 【Step 5】優先給電ルールに基づく需給解析（回避措置：再エネ出力制御）



- 火力の抑制、揚水式水力の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、無制限・無補償に分類され、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、余剰電力の発生時刻や発生見込み量に応じて各ルール間や太陽光および風力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。
- 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て、出力制御を実施する。

(参考) 昼間最小需要発生日のkWバランス

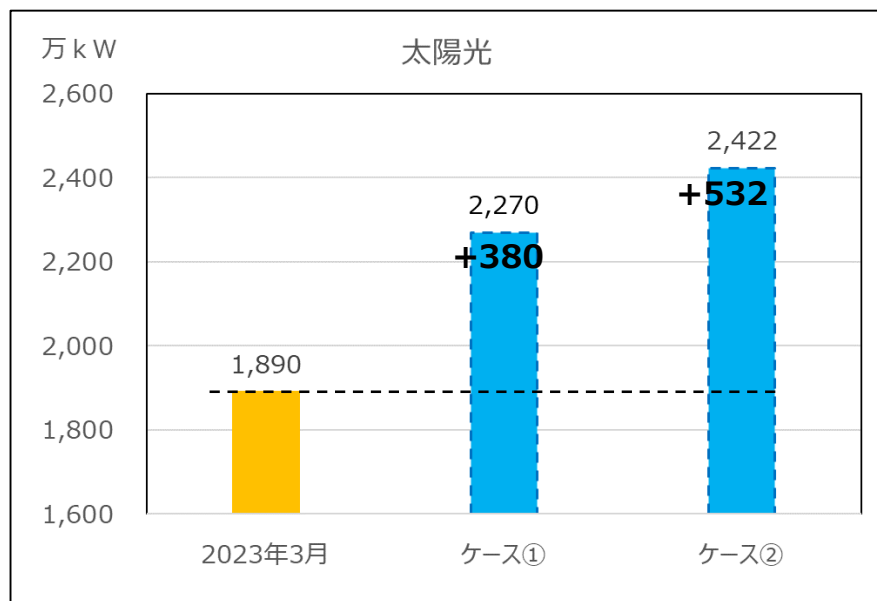
- 2022年4月10日の12時、19時（ピーク需要断面）において太陽光設備容量：2,270万kW、風力設備容量：413万kWとした場合のkWバランス

【万kW】

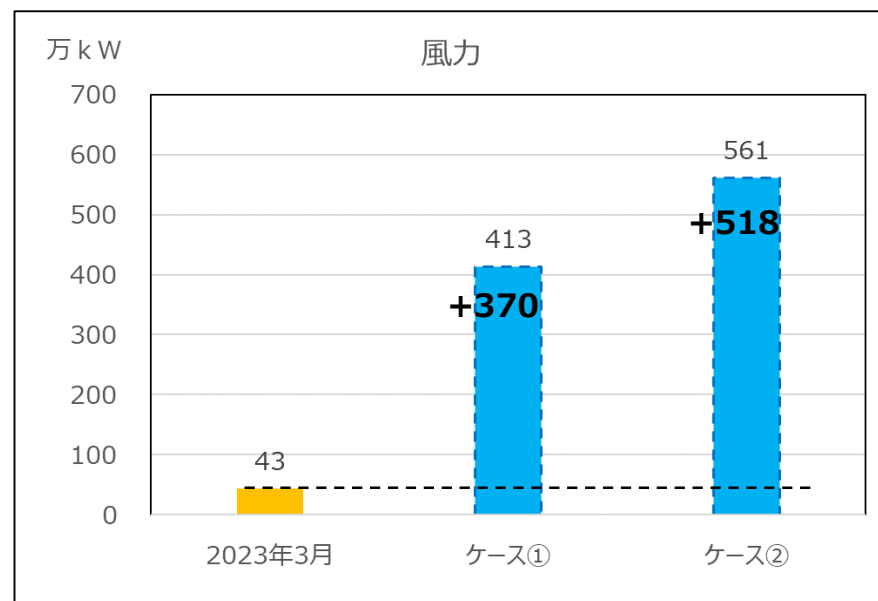
			12時	19時
需要			2,794.4	2,901.8
供給力	火力	電源Ⅱ	474.0	430.0
		電源Ⅲ	623.8	623.8
		計	1,097.8	1,053.8
	再エネ	太陽光	1932.5	0.3
		風力	71.3	45.3
		一般水力	194.5	278.7
		地熱	0.7	0.7
		バイオマス	96.9	96.9
		計	2,295.9	421.9
		原子力	845.2	845.2
	揚水式水力	▲927.4	580.9	
	連系線活用	(-)	(-)	
	再エネ出力制御	▲517.1	▲0.0	
	供給力計		2,794.4	2,901.8

6. 太陽光、風力発電設備の導入量の想定

- 2023年3月末時点の接続済みは、太陽光1,890万kW 風力43万kW
- 2032年度の導入量の想定は、足元の導入量（2023年3月）から
 - ・ケース① 2023年度供給計画 2032年時点の導入量 程度（1.0倍）
 - ・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



2032年度



2032年度

※2032年度の風力発電設備の導入量想定は、接続契約申込状況等を考慮した供給計画潮流図設備量を採用。

7. 太陽光、風力発電の無制限・無補償案件の出力制御見通し（試算結果）

【出力制御見通し：2020～2022年度実績をもとに年度ごと算定し、平均したものの】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光+380万kW 風力+370万kW (※3)	ケース② 太陽光+532万kW 風力+518万kW (※3)
太陽光 1,890万kW 風力 43万kW	2,696万kW	0%	2.6% (190時間) 〔 太陽光：3.2% 風力：2.2% 〕	3.6% (273時間) 〔 太陽光：4.6% 風力：2.9% 〕
		100%		

【(参考) 受電可能量を考慮した出力制御見通し（2022年度分）】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 ※4	連系線 活用量	ケース① 太陽光+380万kW 風力+370万kW (※3)
太陽光 1,890万kW 風力 43万kW	2,794万kW	受電可能量考慮	3.4% (212時間) 〔 太陽光：3.8% 風力：3.1% 〕

※1 最小需要については、GWを除く4月または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おり、2020～2022年度の平均値。

※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合について算定。

※3 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

※4 最小需要については、GWを除く4月または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。(2022年4月10日12時)

(注) 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御時間、制御率を保证するものではない。

7. 太陽光、風力発電の無制限・無補償案件の出力制御見通し（試算結果）

【出力制御見通し：2020年度実績をもとに算定】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光 + 380万kW 風力 + 370万kW (※3)	ケース② 太陽光 + 532万kW 風力 + 518万kW (※3)
太陽光 1,890万 kW 風力 43万 kW	2,522万kW	0%	2.9% (255時間) (太陽光 : 3.8% 風力 : 2.4%)	3.8% (328時間) (太陽光 : 5.2% 風力 : 3.0%)
		100%		

- ※1 最小需要については、GWを除く4月または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。(2020年4月21日13時)
- ※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合について算定。
- ※3 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) 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御時間、制御率を保証するものではない。

7. 太陽光、風力発電の無制限・無補償案件の出力制御見通し（試算結果）

【出力制御見通し：2021年度実績をもとに算定】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光 + 380万kW 風力 + 370万kW (※3)	ケース② 太陽光 + 532万kW 風力 + 518万kW (※3)
太陽光 1,890万 kW 風力 43万 kW	2,773万kW	0%	2.3% (165時間) (太陽光 : 2.6% 風力 : 2.2%)	3.4% (230時間) (太陽光 : 4.1% 風力 : 2.9%)
		100%		

- ※1 最小需要については、GWを除く4月または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。(2021年4月18日13時)
- ※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合について算定。
- ※3 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) 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御時間、制御率を保証するものではない。

7. 太陽光、風力発電の無制限・無補償案件の出力制御見通し（試算結果）

【出力制御見通し：2022年度実績をもとに算定】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光 + 380万kW 風力 + 370万kW (※3)	ケース② 太陽光 + 532万kW 風力 + 518万kW (※3)
太陽光 1,890万 kW 風力 43万 kW	2,794万kW	0%	2.5% (151時間) (太陽光 : 3.3% 風力 : 1.9%)	3.5% (261時間) (太陽光 : 4.5% 風力 : 2.8%)
		100%		

- ※1 最小需要については、GWを除く4月または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。(2022年4月10日12時)
- ※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合について算定。
- ※3 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) 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御時間、制御率を保証するものではない。

8. 出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算結果

- 系統WG等においてとりまとめられた出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえ、以下対策を行った場合のケース②の太陽光・風力の出力制御見通しの試算を実施
- 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
②a 需要対策	蓄電池を279万kW（2022年度最小需要(※1)の10%）、6時間容量の蓄電池を導入した場合
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%(最小需要断面での低減効果は228.7万kW)

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く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たもの。(2022年4月10日12時)

8. 出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算結果

【出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた出力制御見通し：2022年度実績をもとに算定】

2023年3月 導入量	ケース② 太陽光 + 532万kW 風力 + 518万kW (※1)		
	(再掲) ② 基本ケース	②a 蓄電池導入	②b 火力・バイオマスの最低出力引下げ
太陽光 1,890万kW	3.5% (261時間)	3.2% (211時間)	0.8% (55時間)
風力 43万kW	(太陽光 : 4.5% 風力 : 2.8%)	(太陽光 : 4.2% 風力 : 2.5%)	(太陽光 : 1.3% 風力 : 0.5%)

※1 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) 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御時間、制御率を保証するものではない。