

再生可能エネルギーの接続可能量の算定結果について

2020年7月16日



東京電力パワーグリッド株式会社



1. 接続可能量算定のフロー

Step 1

再エネ接続可能量算定の検討断面の設定



Step 2

検討断面における需要の設定



Step 3

検討断面における出力の設定（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）

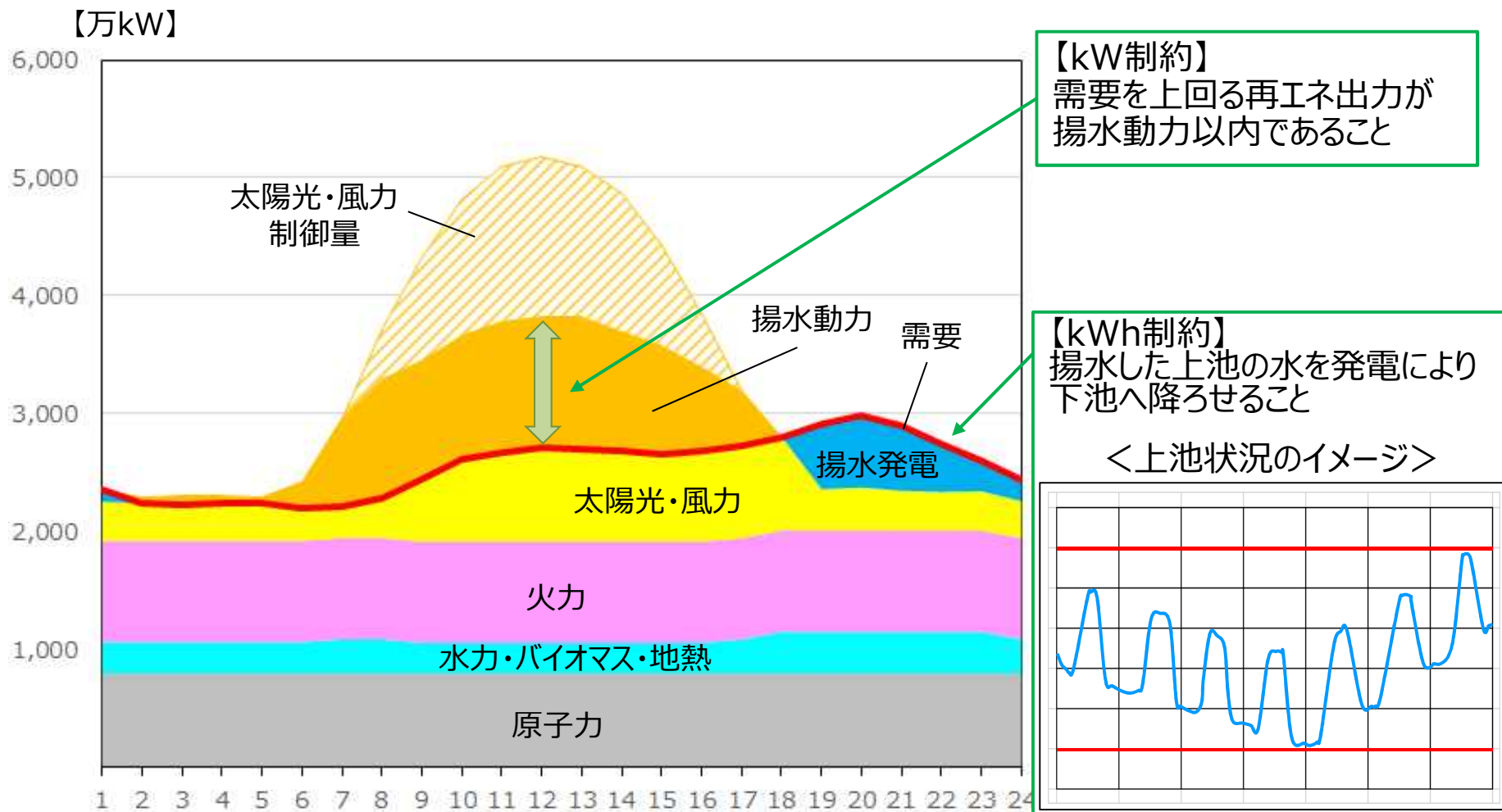


接続可能量算定



2. 接続可能量の算定イメージ

- ✓ 1年間の需給バランスを作成し、再エネを導入した場合の「kW制約」および「kWh制約」を確認。
 - kW制約：下げ代が確保できること
 - kWh制約：揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること





3. 算定条件

Step	項目	小項目	算定条件
1	検討断面	—	8760時間（24時間×365日）
2	需要設定	—	2018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	出力設定	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	利用率50%
		バイオマス	既連系分 利用率50% 将来連系分 専焼：利用率50% 地域型：利用率80%
4	出力想定	太陽光	2018年度実績(日射量や風力発電量)に基づく太陽・風力の合成出力を採用 晴天時：各月・各時間帯の2σ値相当 曇天時：各月・各時間帯の平均値
		風力	
5	需給解析 (回避措置)	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)	事業者へのアンケート結果に基づく最低出力、未確認箇所は給電停止
		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日以前の申込には旧ルールを適用 それ以降の申込には新ルールを適用

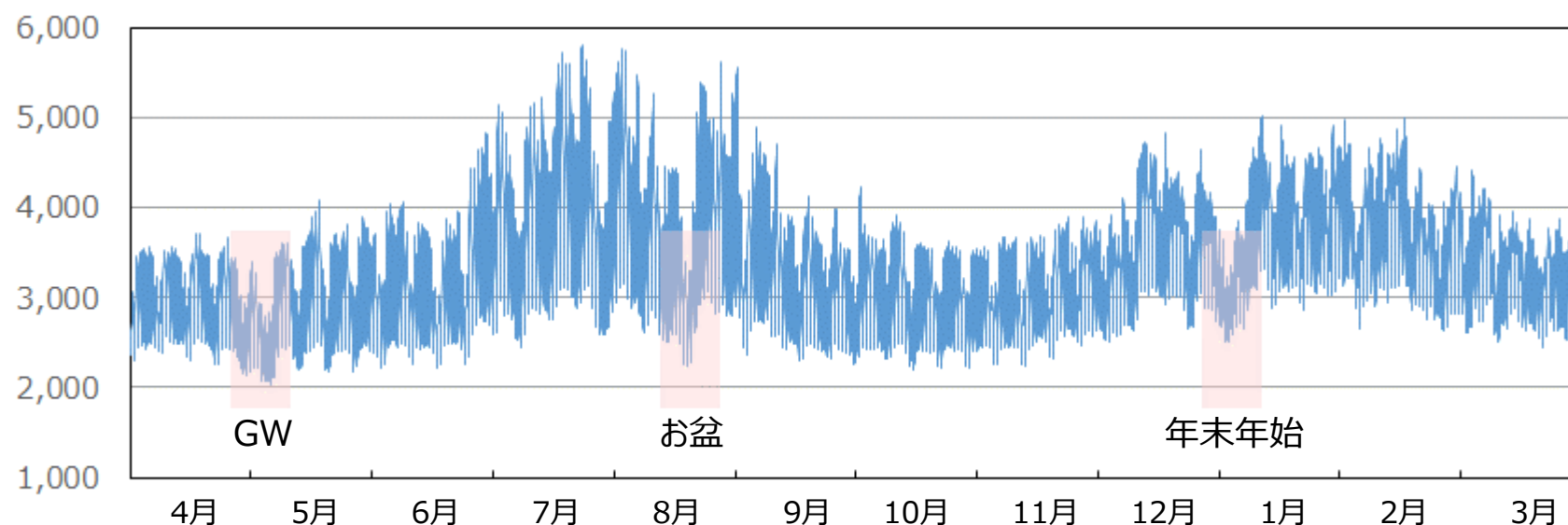


4. 【Step 1～2】検討断面の設定と検討断面における需要設定

- ✓ 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、2018年度の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】

2018年度の電力需要



【最小需要日※】 2018年5月20日 13時 2,699.4万kW

※GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち、13時需要（12時～13時の1時間平均）が最も小さい日



(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（2018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 [%]	12.0	11.9	6.5	13.0	13.0	9.3	9.6	7.6	10.9	14.8	13.5	12.8
自家消費量 [万kW]	35.7	35.6	19.6	39.1	39.1	28.2	29.3	23.5	33.8	46.3	42.6	41.0



4. 【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。

<最小需要日（2018年5月20日）の昼間供給力（離島を除く）>

	設備容量(万kW)	供給力(万kW)
流れ込み式	76.0	49.4
調整池式	266.8	118.7
貯水池式	72.2	22.1
合計	415.0	190.2

<一般水力の月別の最低供給力（離島を除く）>

【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	44.2	49.4	48.2	48.4	43.3	43.4	38.7	32.2	28.9	23.3	23.1	30.1
調整池式	103.2	118.7	103.8	101.9	93.1	92.0	81.8	74.7	72.1	64.3	63.2	75.3
貯水池式	14.4	22.1	18.7	18.8	14.7	14.9	9.3	6.7	6.4	9.1	9.1	10.7
合計	161.8	190.2	170.7	169.1	151.1	150.3	129.8	113.6	107.4	96.7	95.4	116.1

※将来連系分として、2019年12月末時点の接続契約申込分を加算



4. 【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カ年（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, 198. 0	66. 2	793. 1



4. 【Step 3】検討断面における出力の設定（地熱）

✓ 地熱の出力は、利用率50%とした。

	設備容量(万kW)	利用率(%)	出力(万kW)
合計	0.009	50	0.0

※将来連系分として、2019年12月末時点の接続契約申込分を加算

4. 【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		9.2	50 ^{※2}	4.6
導入見込み設備 ^{※1}	専 焼	48.6	50 ^{※2}	24.3
	地域型	48.6	80 ^{※3}	38.9
合 計		106.4	—	67.8

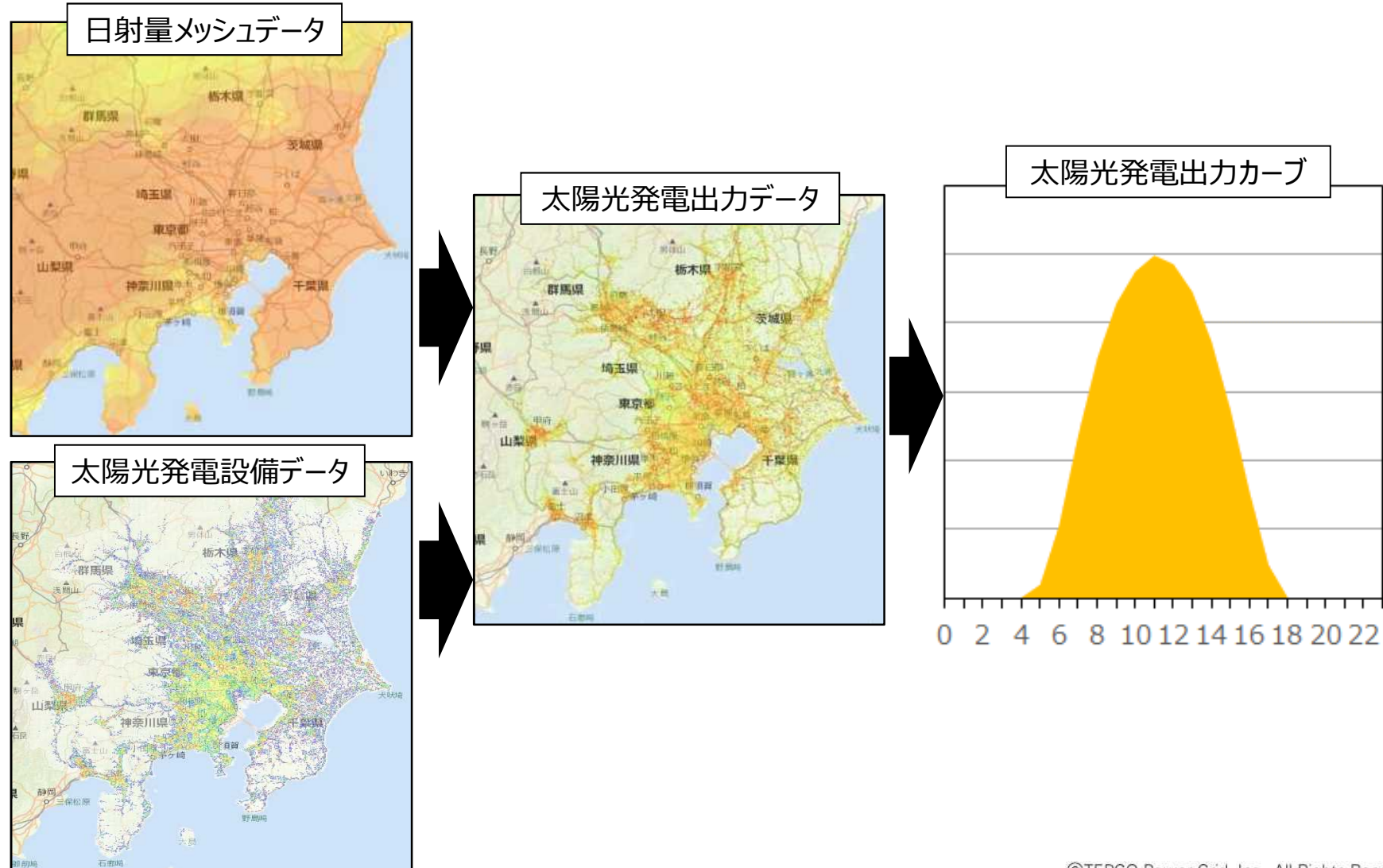
※1 バイオマスは混焼バイオマスを含まず、導入見込みは2019年12月末時点の接続契約申込みとし、専焼バイオマスと地域型バイオマスが1/2ずつ導入されると想定

※2 既連系設備および導入見込み設備の専焼バイオマスの利用率は、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 導入見込み設備の地域型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

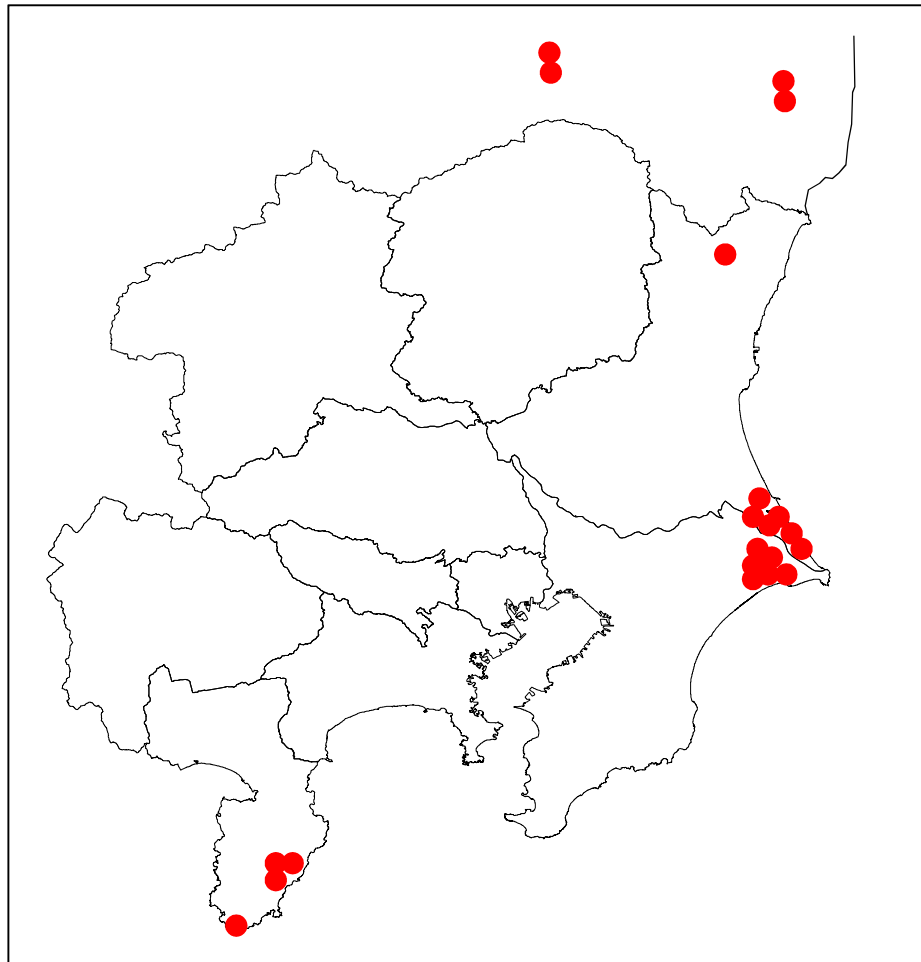
4. 【Step 4】再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光）

- ✓ 太陽光については、2018年度の日射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。



4. 【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2018年度の出力実績データと風力発電設備容量をもとに、発電出力を8,760時間分算出する。



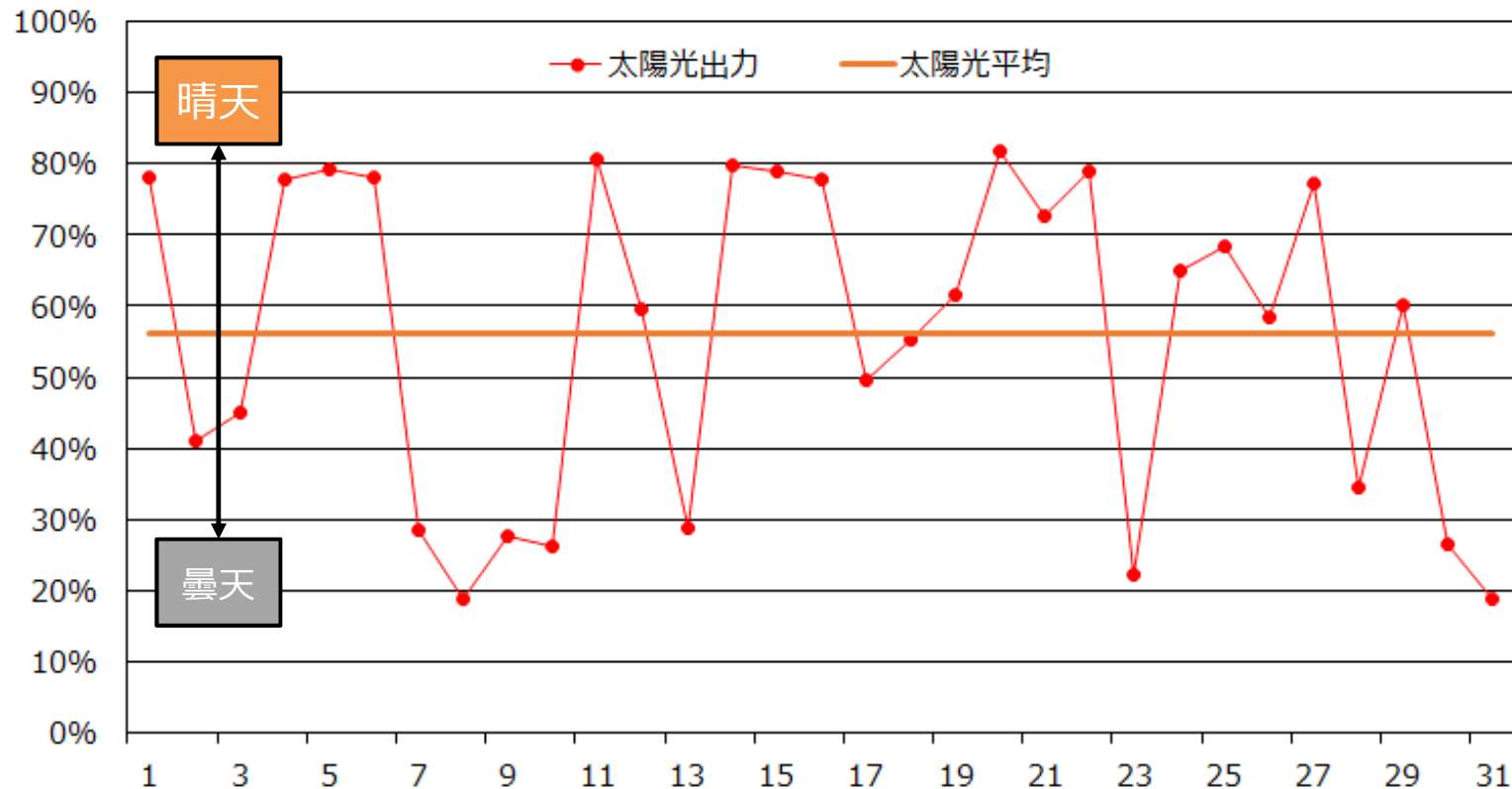
- オンラインで取得している発電所
(21カ所:合計38.1万kW)
(風力発電設備容量の89%)

4. 【Step 4】再エネ導入量に応じた出力の算出（天候判別）

- ✓ 太陽光発電出力を用いて、日別に「晴天日」と「曇天日」を判別する。
- ✓ 各日12時の太陽光出力が、各月における12時の太陽光平均出力を上回っている場合は「晴天日」、下回っている場合は「曇天日」と判別する。

＜5月における天候判別の例＞【2018年度実績】

[設備量比率]



4. 【Step 4】再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光・風力合成出力）

✓ 2018年度の太陽光・風力の発電実績をもとに、月別時間別に合成最大値（2σ値相当※）および合成平均値を算出する。

晴天日：合成最大値（2σ値相当※）を再エネ出力とする。

曇天日：合成平均値を再エネ出力とする。

※ 各月の実績のうち2番目に大きな値

＜太陽光・風力の出力イメージ（5月の各日12時）＞【2018年度実績】

[設備量比率]



4. 【Step 4】再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光・風力合成出力）

＜太陽光・風力の各月12時の出力（設備容量比）＞【2018年度実績】

【%】

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光	最大値	82.4	81.9	78.1	73.7	77.7	70.6	74.9	68.0	55.9	60.2	67.1	72.7
	2σ値相当※	82.2	80.5	77.0	70.7	76.0	69.2	70.7	63.9	55.2	59.2	66.8	72.5
	平均値	60.6	56.0	50.9	57.7	58.1	39.0	47.2	46.7	40.8	52.0	46.0	50.9
風力	最大値	59.9	56.5	52.3	54.1	57.5	50.7	44.7	39.7	49.7	48.9	59.9	62.9
	2σ値相当※	56.2	53.1	50.4	52.3	54.7	45.7	38.6	39.2	47.0	46.8	43.4	61.0
	平均値	24.3	23.9	18.7	16.7	18.3	19.6	18.8	16.2	24.5	29.7	24.2	26.4
太陽光・風力合成	最大値	80.7	80.7	75.9	71.8	76.6	69.6	73.5	66.3	55.2	59.3	66.9	71.7
	2σ値相当※	<u>80.0</u>	<u>78.5</u>	<u>74.8</u>	<u>69.3</u>	<u>74.0</u>	<u>67.5</u>	<u>68.9</u>	<u>62.6</u>	<u>54.5</u>	<u>58.8</u>	<u>65.1</u>	<u>70.8</u>
	平均値	<u>59.5</u>	<u>55.0</u>	<u>50.0</u>	<u>56.5</u>	<u>56.9</u>	<u>38.4</u>	<u>46.4</u>	<u>45.8</u>	<u>40.3</u>	<u>51.4</u>	<u>45.4</u>	<u>50.3</u>

※ 各月の実績のうち2番目に大きな値

4. 【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。
 - ・ ピーク時予備力 8 %を確保するのに必要な火力ユニットを並列
 - ・ 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	3, 389. 1	618. 8 ^{※1}
電源Ⅲ	1, 282. 2	241. 8 ^{※2}

※ 1 昼間最小需要(2018年5月20日)13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

※ 2 事業者確認した最低出力、未確認箇所は停止

4. 【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」を考慮し、接続可能量を算定する。
 - 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, 0 8 5. 3	1, 1 1 1. 4※	9, 5 6 8

※ LFC調整力を需要の2%分を確保

4. 【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） 18

- ✓ 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抑制時には他エリアも既に再エネ抑制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。

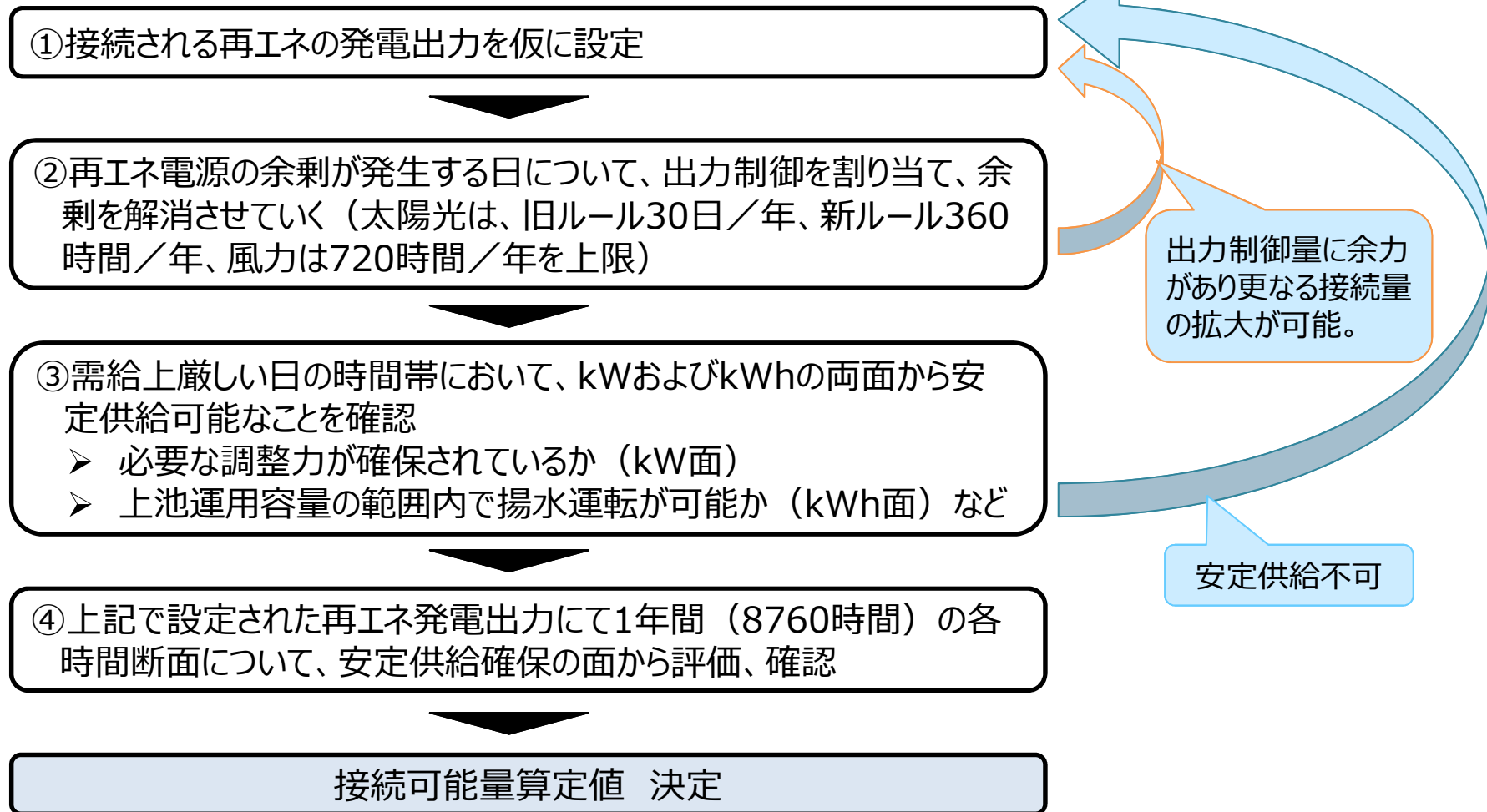
4. 【Step 5】優先給電ルールに基づく需給解析（回避措置：再エネ出力制御）



- ✓ 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、指定ルールに分類され、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）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。
- ✓ 風力の出力制御は、日本風力発電協会より示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」に基づき、全発電所を一律制御する。制御時間は等価時間管理により算出し、720時間/年を上限とする。

【ステップ5】 接続可能量の算定方法

- ✓ Step1～Step5の考え方および条件等に基づき、ベース供給力を設定し、回避措置を考慮したうえで接続可能量を算定。
- ✓ 具体的な算定方法は下記のフローのとおり。



5. 再エネの接続可能量算定結果（太陽光・風力）

✓ 以下の3ケースにおいて、太陽光・風力の接続可能量を算定。

ケース1：風力の導入見込量を固定し、太陽光の接続可能量を算定

接続可能量	
太陽光	風力
0万kW	3,412万kW

ケース2：太陽光・風力の接続量及び申込量の比率を基に、太陽光・風力の接続可能量を算定

接続可能量	
太陽光	風力
2,058万kW	1,928万kW

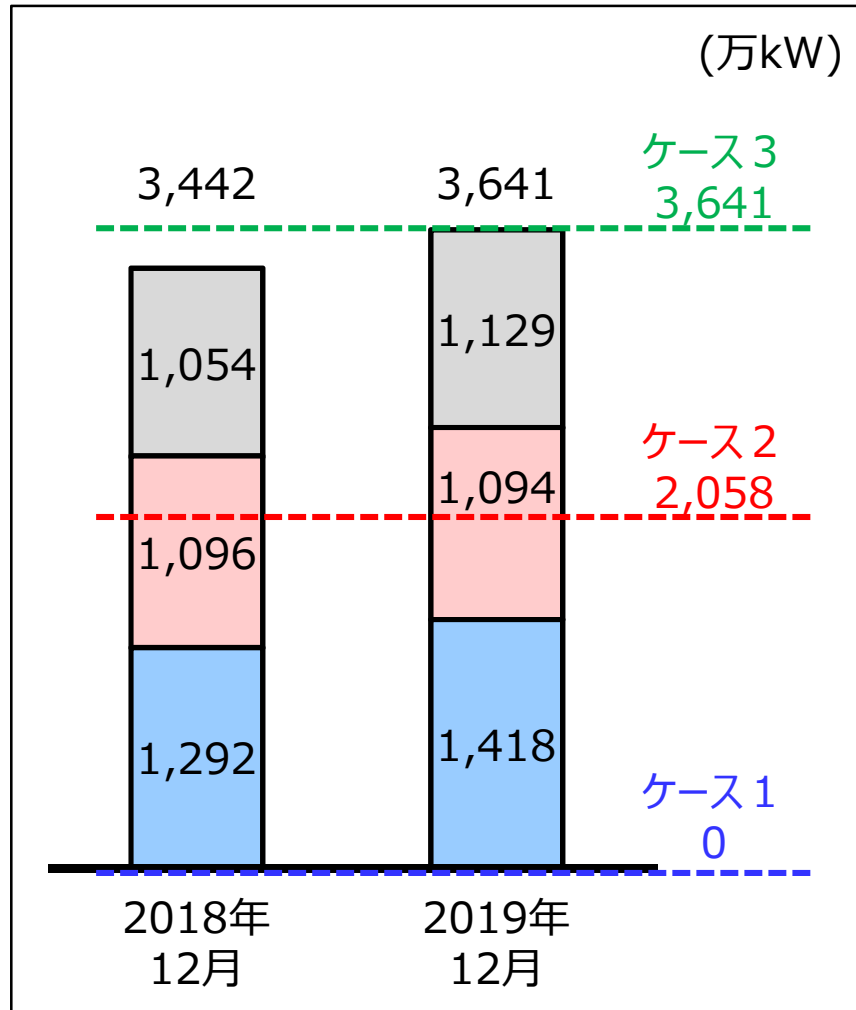
ケース3：太陽光の導入見込量を固定し、風力の接続可能量を算定

接続可能量	
太陽光	風力
3,641万kW	634万kW

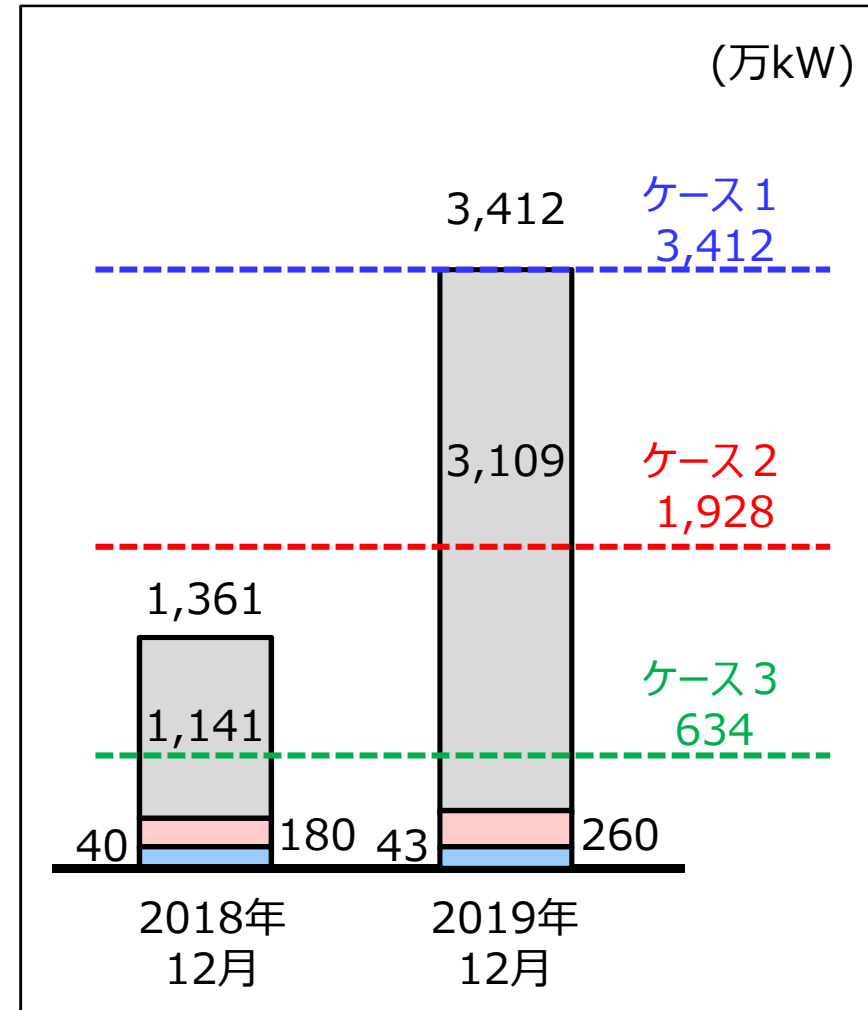
6. 太陽光および風力発電の申込実績と接続可能量

■ 接続量
 ■ 接続契約申込
 ■ 接続検討申込

太陽光



風力



(参考) 最小需要日のkWバランス

- ✓ 2018年度の最小需要日（2018年5月20日）におけるkWバランスは下表のとおり。
 ※ 太陽光設備容量：3,641万kW、風力設備容量：634万kW

			【万kW】	
			13時	20時
需要			2,699.4	2,979.3
供給力	火力	電源Ⅱ	618.8	707.4
		電源Ⅲ	241.8	241.8
		計	860.6	949.2
	再エネ	太陽光	2,852.4	0.0
		風力	321.5	366.5
		一般水力	190.2	283.4
		地熱	0.0	0.0
		バイオマス	67.8	67.8
		計	3,431.9	717.7
	原子力		793.1	793.1
	揚水式水力		▲1,111.4	519.3
	連系線活用		0.0	0.0
	再エネ出力制御		▲1,274.8	0.0
	供給力計		2,699.4	2,979.3