

再生可能エネルギーの接続可能量の算定結果について

関西電力送配電株式会社

2020年 7月 16日



Step1

接続可能量算定の検討断面の設定



Step2

検討断面における需要の設定



Step3

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）



Step4

再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光、風力）



Step5

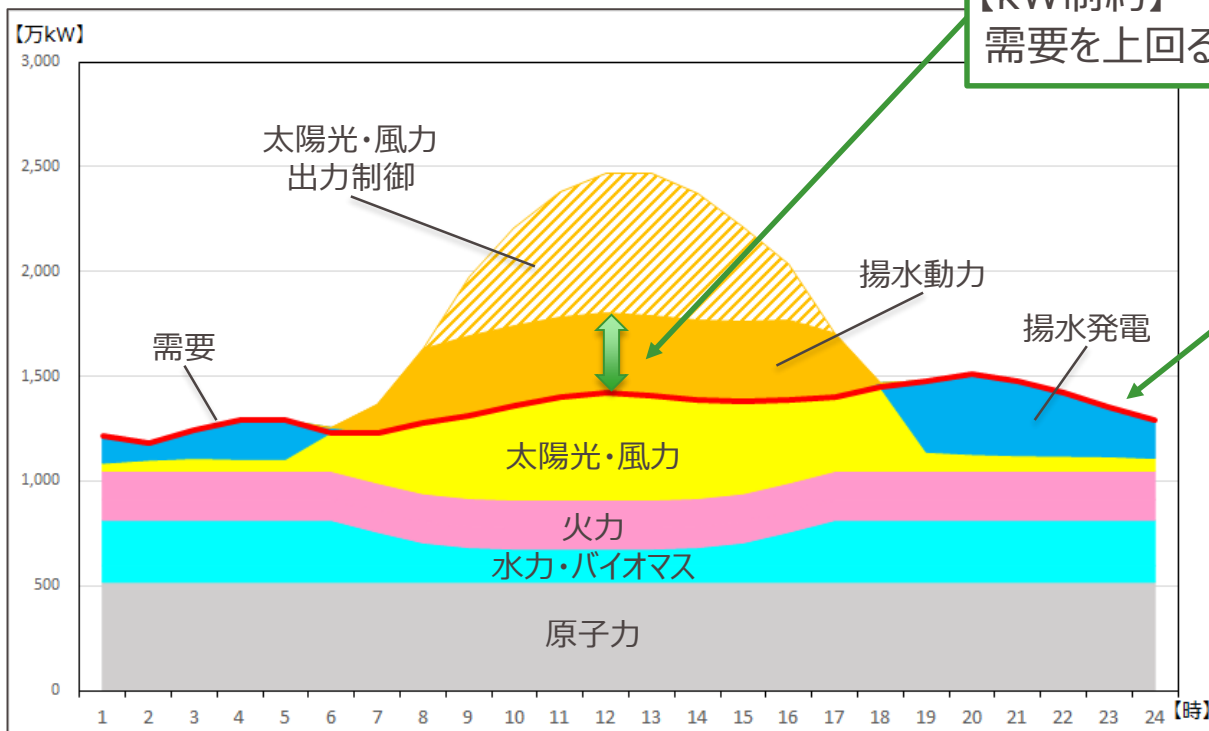
優先給電ルールに基づく需給解析
（火力の抑制、揚水運転、再エネ出力制御の反映等）



接続可能量算定

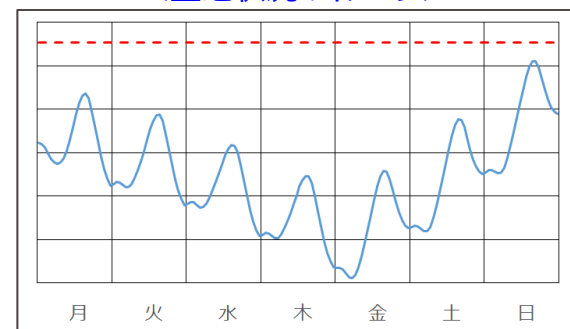
- 1年間の需給バランスを作成し、再エネを導入した場合の「kW制約」および「kWh制約」を確認。
 - kW制約：下げ代が確保できること
 - kWh制約：揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること

< 1日の需給バランスのイメージ >



【kWh制約】
揚水した上池の水を発電により下池へ降ろせるか

< 上池状況のイメージ >



3. 算定条件

- 算定条件は下表のとおり。

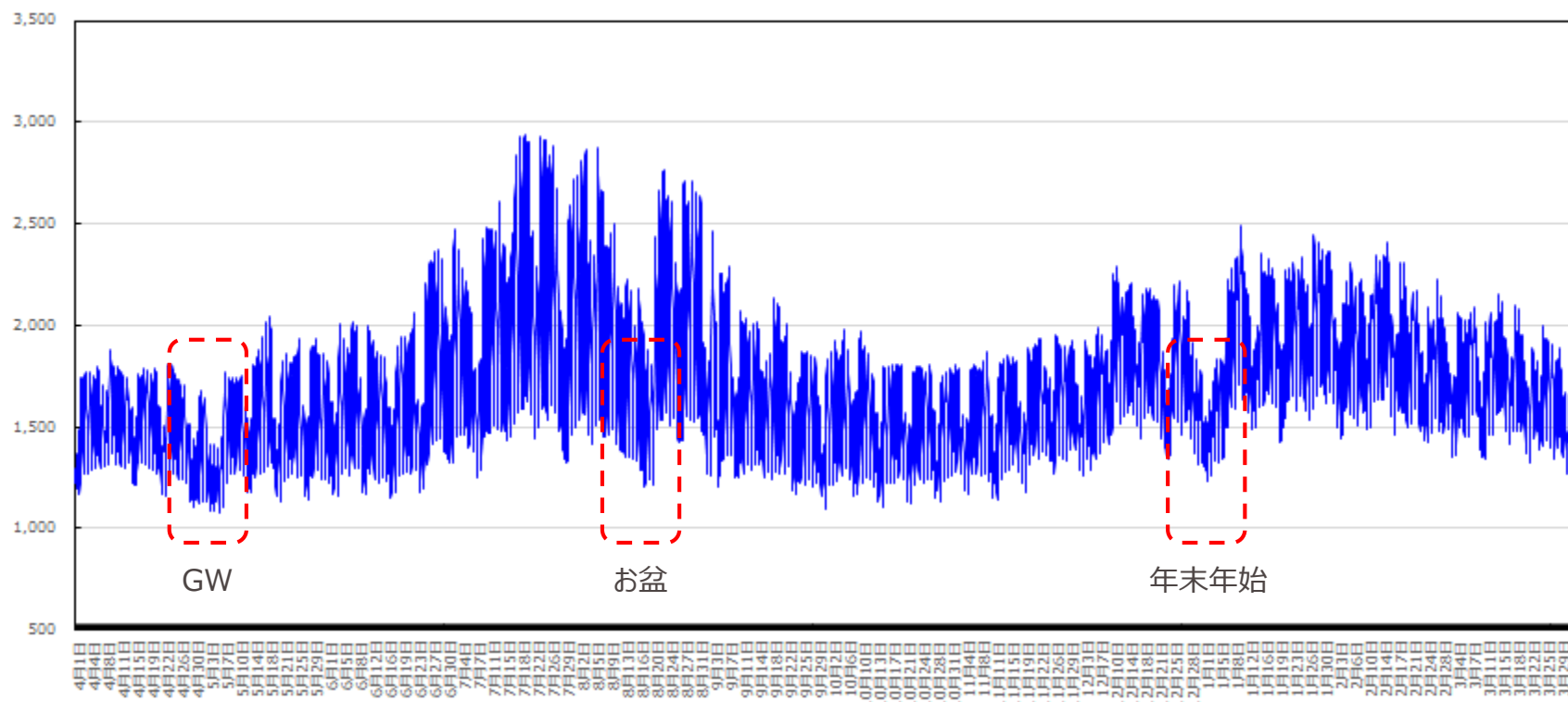
Step	項目	小項目	算定条件
Step1	検討断面	—	8760時間（24時間×365日）
Step2	需要設定	—	2018年度のエリア需要実績 （太陽光余剰契約の自家消費分を加算、淡路島南部需要を控除）
Step3	出力の設定	一般水力	震災前過去30年平均（調整可能な水力は抑制・停止）
		原子力	震災前過去30年の利用率平均に設備容量を乗じて算定
		地熱	該当なし
		バイオマス	- 既連系分 利用率50% - 将来連系分 専焼：利用率50% 地域型：利用率80%
Step4	出力の想定	太陽光	2018年度実績（日射量や風力発電量）に基づく太陽光・風力の合成出力を採用 ✓ 晴天時：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	
Step5	需給解析 （回避措置）	火力の抑制 （電源Ⅰ・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）	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 - 電源脱落等の緊急時のために、貯水池下限に裕度を設定
		連系線の活用	エリア外の送受電は織り込まない
		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

3. 【Step1,2】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余剰契約の自家消費分を加算し、淡路島南部需要を控除したものとする。

【発電端：万kW】

2018年度の電力需要



【最小需要日※】 2018年4月1日 1,359万kW

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

- 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 【%】	9.4	6.6	5.7	9.4	9.4	8.0	7.9	9.5	10.2	11.0	11.0	11.0
自家消費電力 【万kW】	14.0	10.1	9.2	15.3	13.2	11.3	11.2	13.5	14.5	15.7	15.9	15.8

3. 【Step3】検討断面における出力の設定（一般水力）

7

- 一般水力の出力は、平水（震災前過去30年の平均水量）にて算定する。
- 調整池式および貯水池式は、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4月1日）の昼間供給力＞ 【万kW】

	設備容量	供給力
流れ込み式	57.9	43.1
調整池式	259.0	66.7
貯水池式	111.5	0.0
合 計	428.4	109.8

＜月別の水力の最低供給力＞

【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	43.1	42.2	38.8	41.8	34.9	35.0	30.6	28.0	28.7	27.5	29.0	36.2
調整池式	66.7	79.0	77.2	79.5	62.3	57.0	46.0	39.6	39.7	37.7	40.8	51.5
貯水池式	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合 計	109.8	121.2	116.0	121.3	97.2	92.0	76.6	67.6	68.4	65.2	69.8	87.7

※ 将来連系分として、2019年12月時点の接続契約申込分までを加算

3. 【Step3】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年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	729.4	78.7	574.2※

※ 実際の算定においては、ユニット単位で設備容量に利用率を乗じて出力を設定しており、四捨五入により設備容量合計に利用率を乗じた値と一致しない場合があります。

- 地熱の導入実績および申込実績なし。

3. 【Step3】検討断面における出力の設定（バイオマス）

10

- 将来連系分として、2019年度12月末時点の導入見込み設備（接続契約申込まで）を織り込み※1。

		設備容量（万kW）	利用率（％）	出力（万kW）
既連系設備※2		23.8	50※2	11.9
導入見込み設備※3	専焼	38.0	50※3	19.0
	地域型	38.0	80※4	30.4
合計		99.8	—	61.3

※1 バイオマスは混焼バイオマスを含まず、将来分は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 既連系設備の専焼バイオマスと地域型バイオマスの区分および最低出力は、今後調査予定

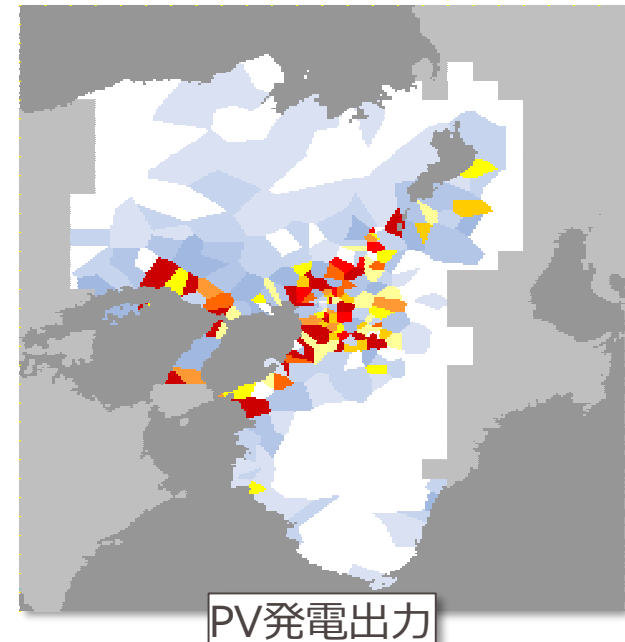
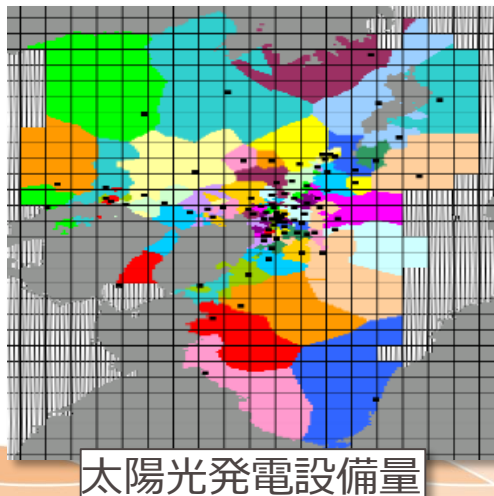
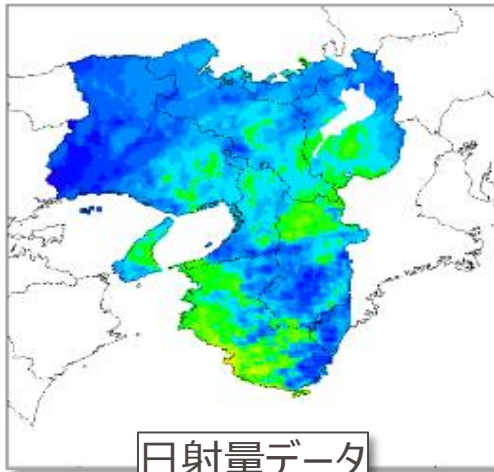
※3 導入見込み設備の専焼バイオマスの供給力は、50%まで抑制した出力として算定

※4 導入見込み設備の地域型バイオマスの利用率は、80%（コスト等検証委）で算定

3. 【Step4】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年度の関西エリアの1kmメッシュ毎の日射量データ※と太陽光発電設備容量をもとに、発電出力を8,760時間分算出する。

※ 日射量データは、「太陽光発電出力予測システム アポロン（株式会社 気象工学研究所）」による推定日射量

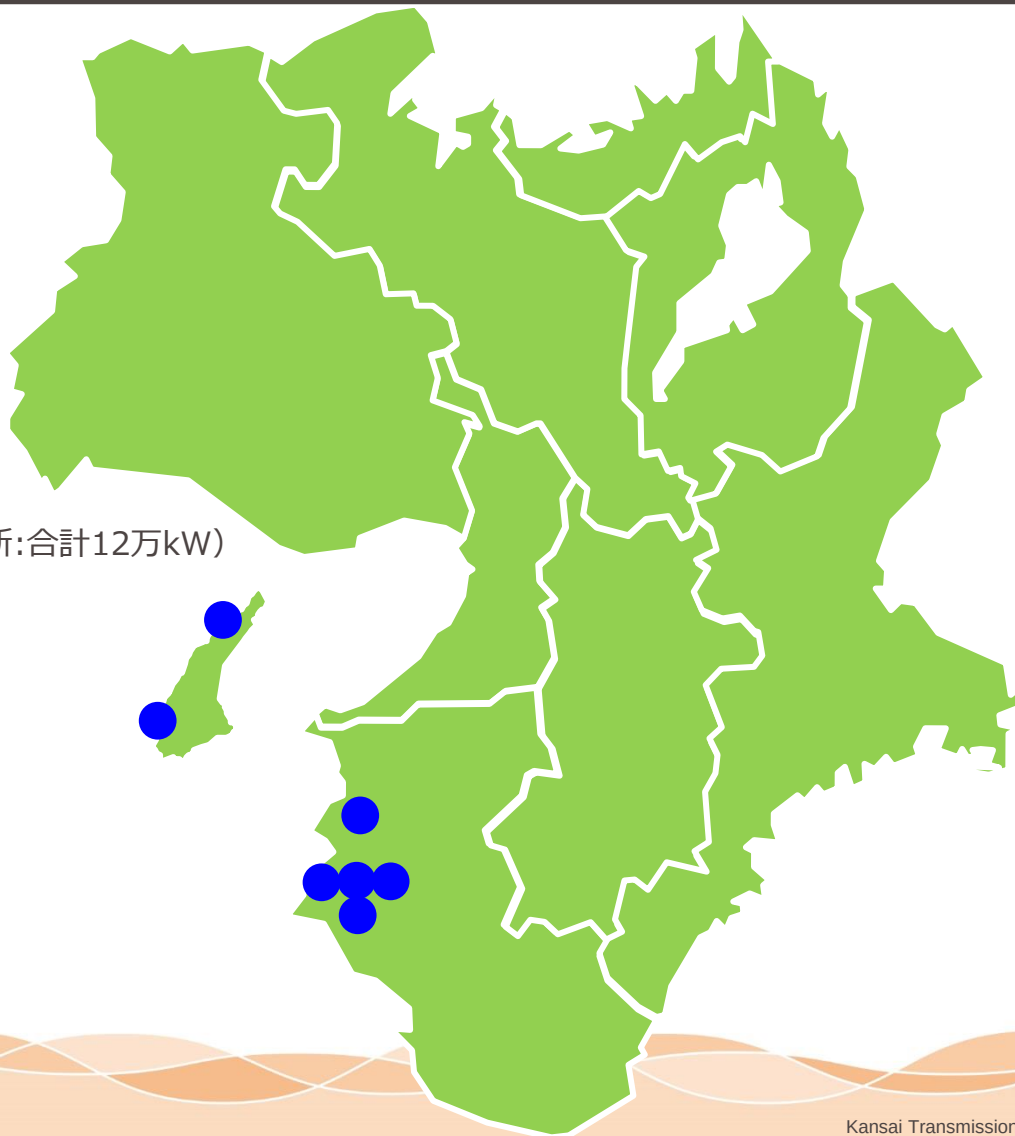


3. 【Step4】再エネ導入量に応じた出力の算出（風力）

12

- 風力については、TMを取得している風力発電所の出力実績データ（2018年度）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TMを受信している発電所（7カ所:合計12万kW）
（エリアの風力発電設備容量の75%）

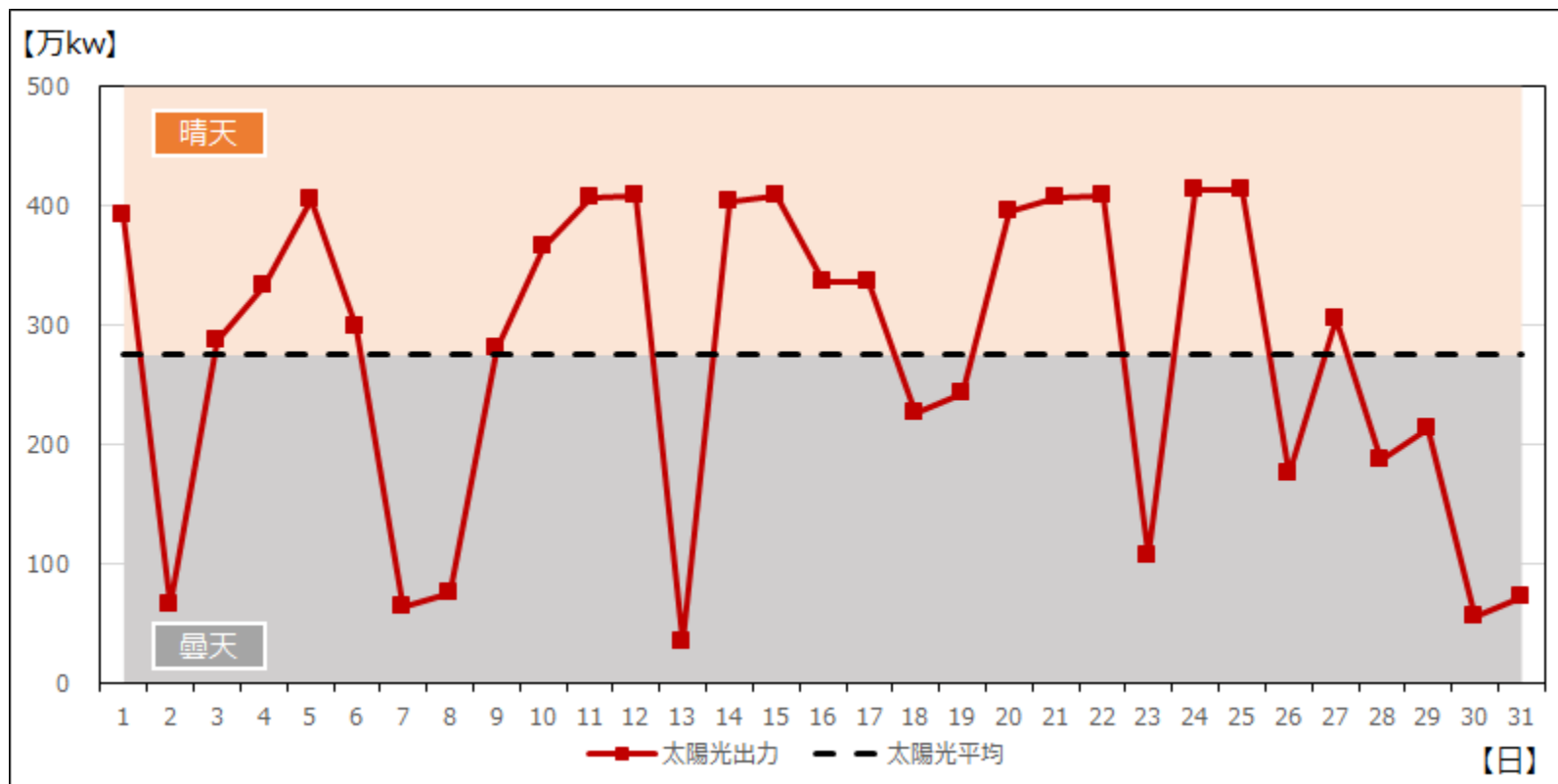


3. 【Step4】再エネ導入量に応じた出力の算出（天候判別）

13

- 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13時の太陽光出力が、各月における13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】

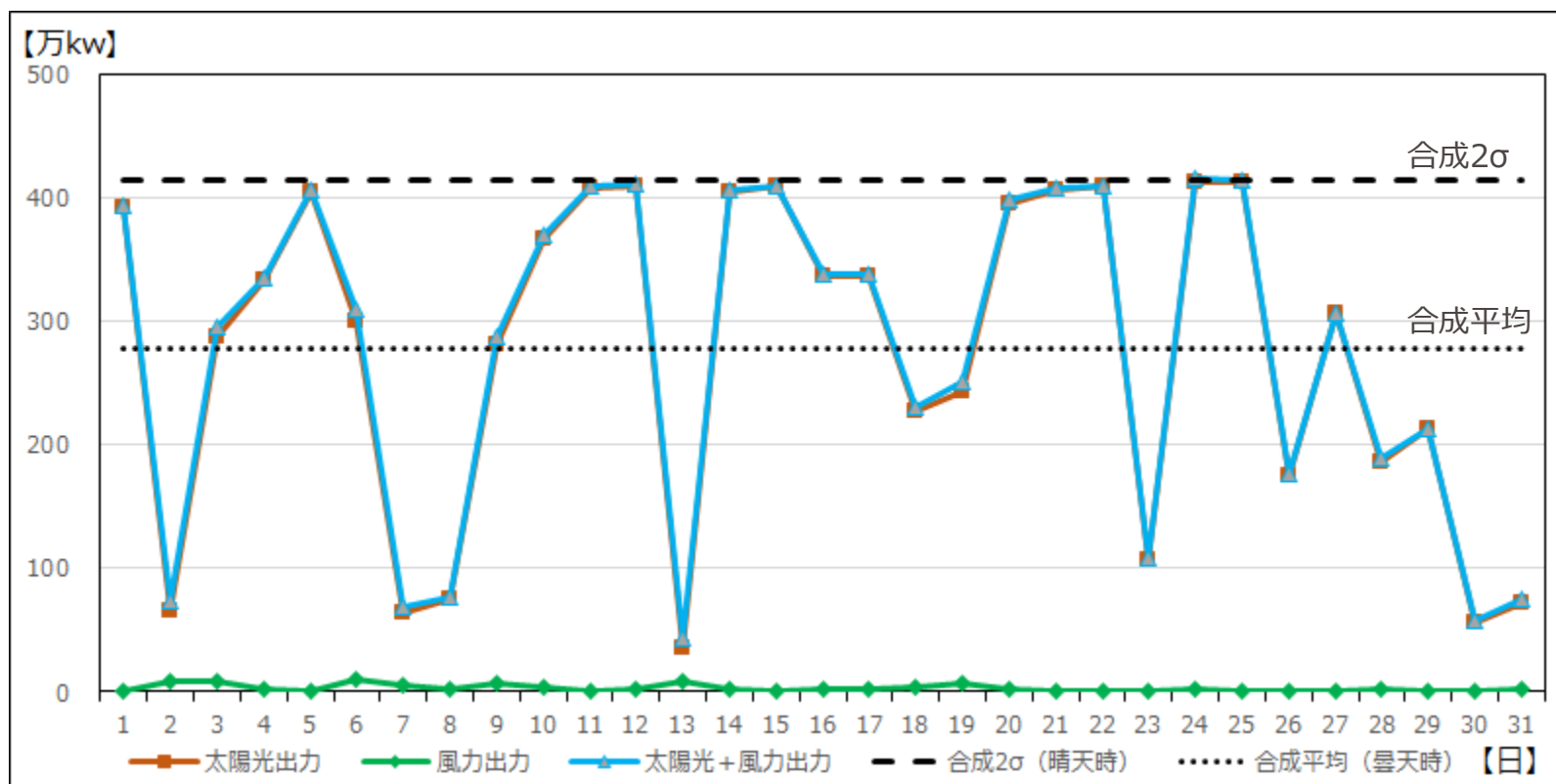


3. 【Step4】再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光・風力合成出力）

14

- 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。

＜太陽光・風力の出力イメージ（5月の各日13時）＞【2018年度実績】



3. 【Step4】再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光・風力合成出力）

15

＜太陽光・風力の各月13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	85.7	83.5	82	77.2	75.1	72	74.4	63.1	56.3	66.1	78.5	83.7
	2σ値	85.6	83.5	81.9	76.8	74.4	71.7	72.7	62.9	55.5	58.5	78.3	82.2
	平均値	59.7	55.6	51.7	58.6	59.3	34.8	50.9	44.1	35.8	37.1	43.2	50.1
風力	最大値	72.9	68.1	59.4	55.9	50	28.8	45.9	36.9	66.7	63.1	71.4	66
	2σ値	72.9	63.9	44.1	54.7	38.2	27.1	45.9	33.9	66.1	57.1	61.9	63.7
	平均値	27	21.8	15.3	17.7	13.2	6.9	20.9	19.2	34.9	38.2	40.5	39.6
太陽光・風力合成	最大値	84.1	81.7	79.4	74.9	73	69.8	72.5	61.7	55.1	64.8	77.3	82.7
	2σ値	83.3	81.4	79.3	74.5	72.2	69.6	71.6	61.4	54.4	57.3	77	80.4
	平均値	58.8	54.7	50.5	57.3	57.8	33.9	49.9	43.3	35.7	37.1	43.1	49.8

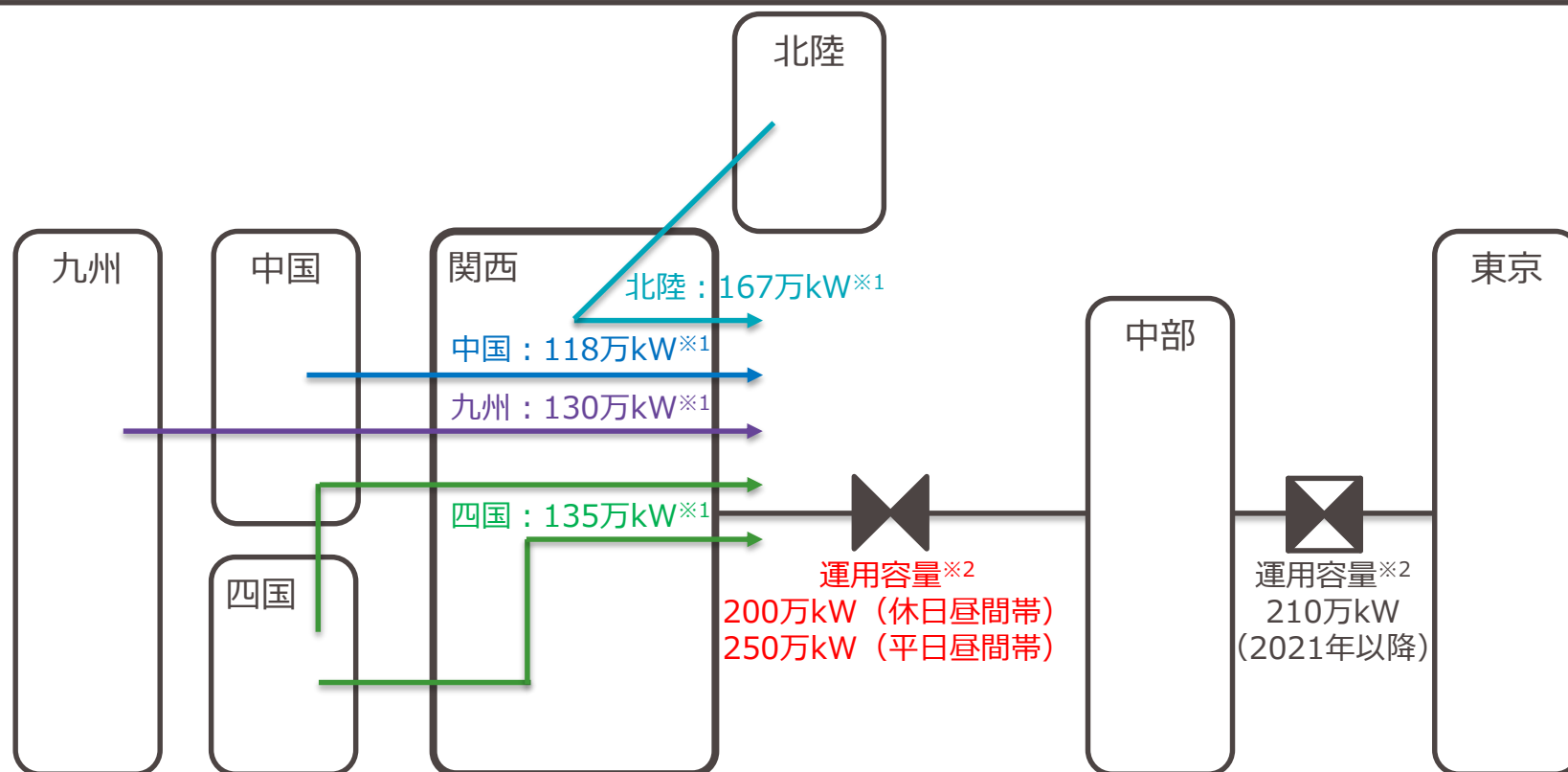
- 電源Ⅰ・Ⅱ火力については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から下記の点を考慮し、安定供給上支障のない範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制する。
 - 予備力として、需要の8%を確保
 - LFC調整力として、需要の2%を確保
 - LNGについては、BOG（Boil off Gas）消費のために必要な発電機を運転
- 電源Ⅲ火力は給電停止として算定する。

	設備容量（万kW）	出力（万kW）
電源Ⅰ・Ⅱ	1,432.6	143.6
電源Ⅲ	501.1	0

- 電源Ⅰ・Ⅱ 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。
- 電源Ⅰ・Ⅱ 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。

	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)
合計	426.1	434.1	5,537.8

- 他エリアが最大限連系線を活用とすることを前提とした場合、関西は立地的に中継会社となりうるため、運用容量から他エリアの送電可能量を控除した値を活用することとなる。
- 中部関西連系線の活用が考えられるが、他エリアの送電可能量の合計が運用容量を超過するため、当社は連系線を活用することができないこととなる。
- よって、関西は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（エリア外からの受電も織り込まない）。



※1 第24回系統WG（2019年12月5日）各社資料の送電可能量

※2 広域機関HP公表値（2020年2月28日）

- 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。

- 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。

① 接続される再エネの発電出力を仮に設定

② 再エネ電源の余剰が発生する日について、出力制御を割り当て、余剰を解消させていく（太陽光は、旧ルール30日/年、新ルール360時間/年、風力は720時間/年を上限）

③ 需給上厳しい日の時間帯において、kWおよびkWhの両面から安定供給可能なことを確認

- 必要な調整力が確保されているか（kW面）
- 上池運用容量の範囲内で揚水運転可能か（kWh面）など

④ 上記で設定された再エネ発電出力にて1年間（8,760時間）の各時間断面について、安定供給確保の面から評価、確認

接続可能量算定値 決定

- 出力制御量に余力があり更なる接続量の拡大が可能
- 出力制御量が不足し、設定した接続量の受け入れが不可

• 安定供給不可

- 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

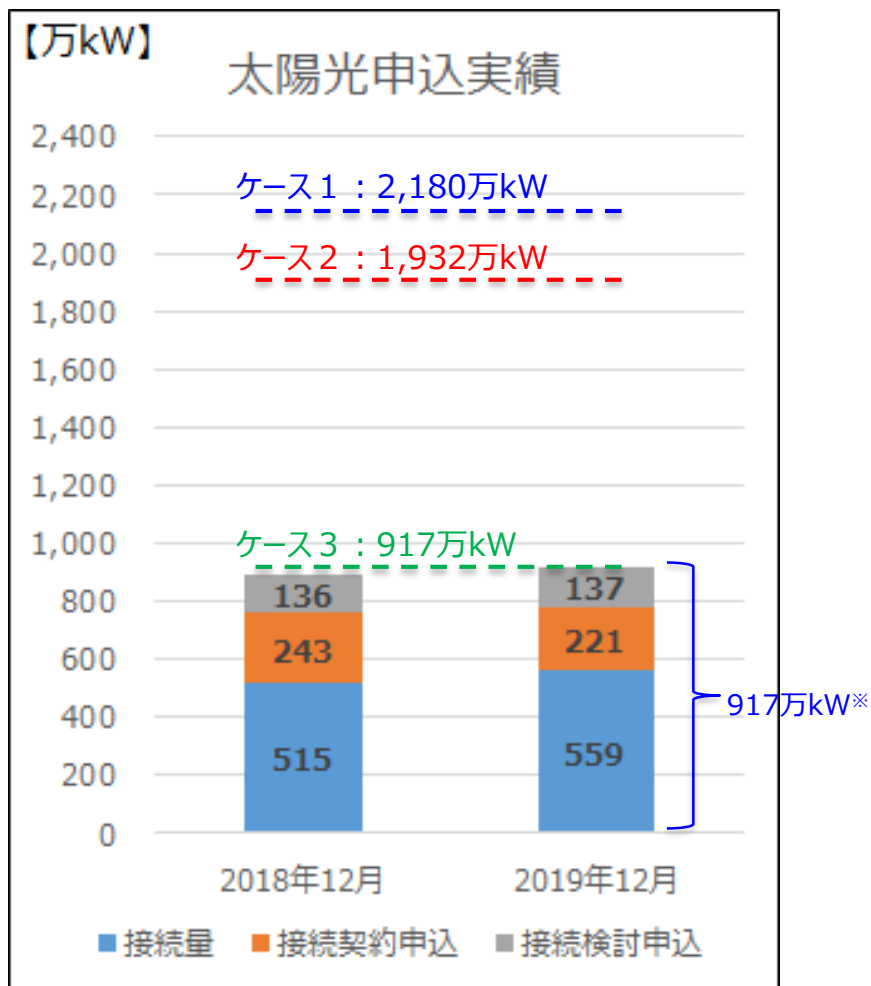
接続可能量（30日等出力制御枠）	
太陽光	風力
2,180万kW	302万kW

ケース2：太陽光・風力の接続量および申込量の比率をもとに、太陽光・風力の接続可能量を算定

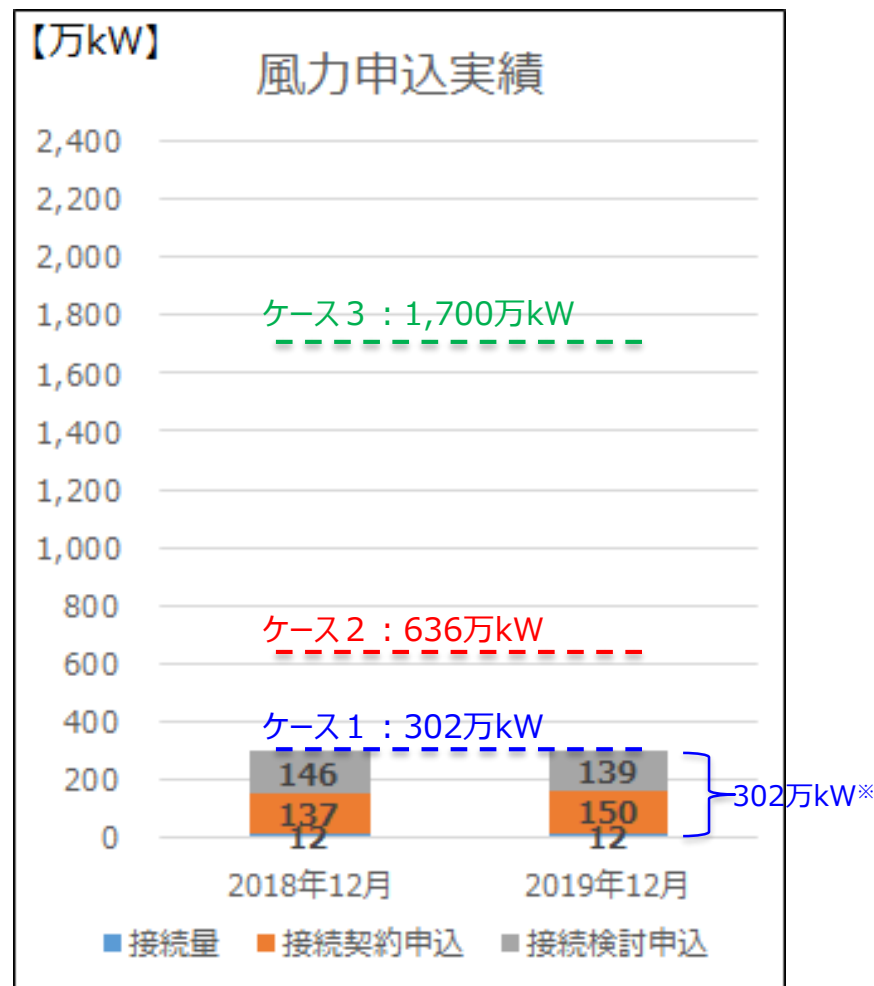
接続可能量（30日等出力制御枠）	
太陽光	風力
1,932万kW	636万kW

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（30日等出力制御枠）	
太陽光	風力
917万kW	1,700万kW



※四捨五入のため、内訳の値と合計とは一致しない場合があります。



※四捨五入のため、内訳の値と合計とは一致しない場合があります。

- 2018年度の最小需要日（2018年4月1日）におけるkWバランスは下表のとおり。

※ 太陽光設備容量：917万kW 風力設備容量：1,700万kW

			【万kW】	
			13時	20時
需要			1,359.7	1,491.7
供給力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	143.6	143.6
		電源Ⅲ	0.0	0.0
		計	143.6	143.6
	再エネ	太陽光	547.9	0.0
		風力	459.6	493.9
		一般水力	109.8	109.8
		地熱	0.0	0.0
		バイオマス	61.3	61.3
		計	1178.6	665.0
	原子力		574.2	574.2
	揚水式水力		▲434.1	108.9
	連系線活用		0.0	0.0
	再エネ出力制御		▲102.6	0.0
	供給力計		1359.7	1491.7