

再生可能エネルギーの出力制御見通しについて

2020年12月11日
中国電力ネットワーク株式会社



今回の系統WGにおける算定内容

■ 指定ルール出力制御見通し

- ✓ 太陽光および風力の30日等出力制御枠を超過した場合の指定ルール事業者に係る出力制御見通しを算定



1. 出力制御見通しの考え方

■ 出力制御見通しの考え方

- ✓ 制御日数が30日相当の上限に達するまでは「旧ルール/新ルール/指定ルール」間、および、「風力/太陽光」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御
- ✓ 需要、日射量、および、風力出力の実績を基に算定
- ✓ 太陽光660万kW（新旧ルール）および風力109万kW（部分制御考慮）の連系を前提として、指定ルール設備が追加となった場合の出力制御時間、制御電力量、制御率を算定

前提条件	
算定年度	2017~2019年度（年度ごとに算定し、3カ年平均値を採用）
需要	2017~2019年度エリア需要実績
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
火力発電の出力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力等の活用	余剰電力対策のため最大限活用
地域間連系線の活用	0%、50%（年平均63万kW）および100%（年平均126万kW）の3ケースを算定



2. 出力制御見通し算定のフロー

ステップ 1

出力制御見通し算定の検討断面の設定（評価対象とする時点の決定）



ステップ 2

検討断面における需要の設定



ステップ 3

検討断面における出力の設定（一般水力，原子力）



ステップ 4

再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光，風力，バイオマス）



ステップ 5

現状制度における需給解析（火力の抑制，揚水運転，再エネ出力制御の反映等）



出力制御見通し

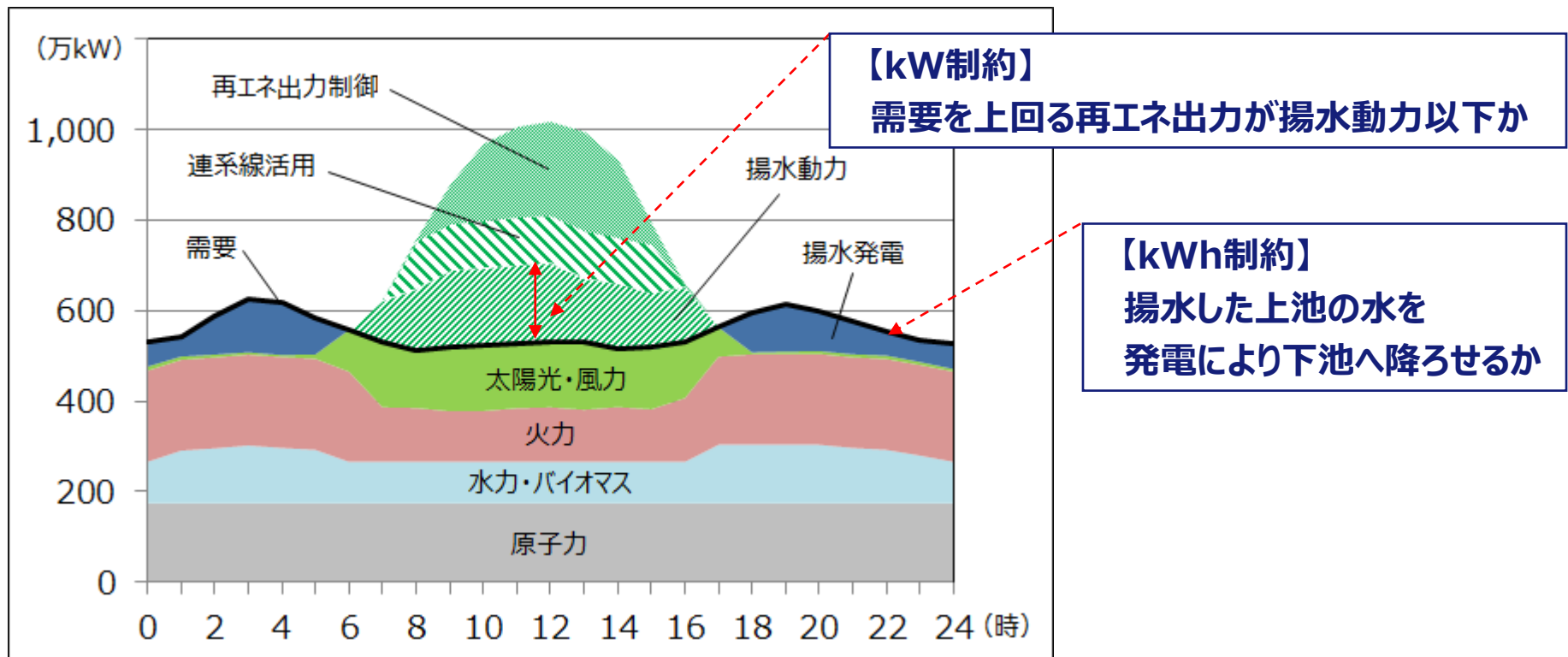


3. 出力制御見通しの算定イメージ

■ 1年間（366日×24時間＝8,784時間※）を対象に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

※ 2019年度（閏年）を例に記載





4. 今回と前回の算定条件の比較(1)

■ 今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

		今回（2020年度算定値）	前回（2019年度算定値）
検討断面		2019年度:24時間×366日＝8,784時間 2018年度:24時間×365日＝8,760時間 2017年度:24時間×365日＝8,760時間	2018年度:24時間×365日＝8,760時間 2017年度:24時間×365日＝8,760時間 2016年度:24時間×365日＝8,760時間
需要		2017～2019年度エリア需要実績 （太陽光余剰契約の自家消費分を加算）	2016～2018年度エリア需要実績 （ 同左 ）
発電出力 （ベース）	原子力	・震災前30年平均利用率に設備容量を乗じて算出	
	一般水力	・震災前30年平均 （調整可能な水力は抑制・停止）	
	地熱	・該当なし	
再エネ 出力	風力	2017～2019年度実績（風力発電量や日射量）に基づく風力・太陽光の実績利用率を採用	2016～2018年度実績（風力発電量や日射量）に基づく風力・太陽光の実績利用率を採用
	太陽光		
	バイオマス	・今後見込まれる量も含む	
回避 措置	火力 （電源Ⅰ・Ⅱ）	・安定供給に支障の無い範囲で、 停止または最低限必要な出力まで抑制	
	火力 （電源Ⅲ）	・事業者と合意した設備の保全維持に問題が生じない出力まで抑制	
	揚水等	・補修作業・計画外停止による1台停止を考慮 ・最大電源脱落時に対応できる上池容量を確保	
	再エネ 出力制御	・2015年1月の省令施行前の申込には旧ルールを適用(10～50kW未満は猶予期間あり) ・それ以降の申込には新ルールを適用	
	連系線	運用容量から他エリアの中継振替分等を控除した量の0， 50， 100%の3パターン	



4. 今回と前回の算定条件の比較(2)

		今回（2020年度算定条件）	前回（2019年度算定条件）
需要（年間）		2019年度エリア実績 615億kWh[▲2.4%] (平均電力：700万kW)	2018年度エリア実績 630億kWh (平均電力：719万kW)
原子力	設備量	219.3万kW	
	利用率	79.6%	
	出力	174.6万kW	
一般水力※1	設備量	103.5万kW	102.7万kW
※2 バイオマス	設備量	51.1万kW	62.9万kW
	利用率	61.5%	61.7%
	出力	31.4万kW	38.8万kW
連系線活用量 (年平均)		0～126万kW	0～118万kW

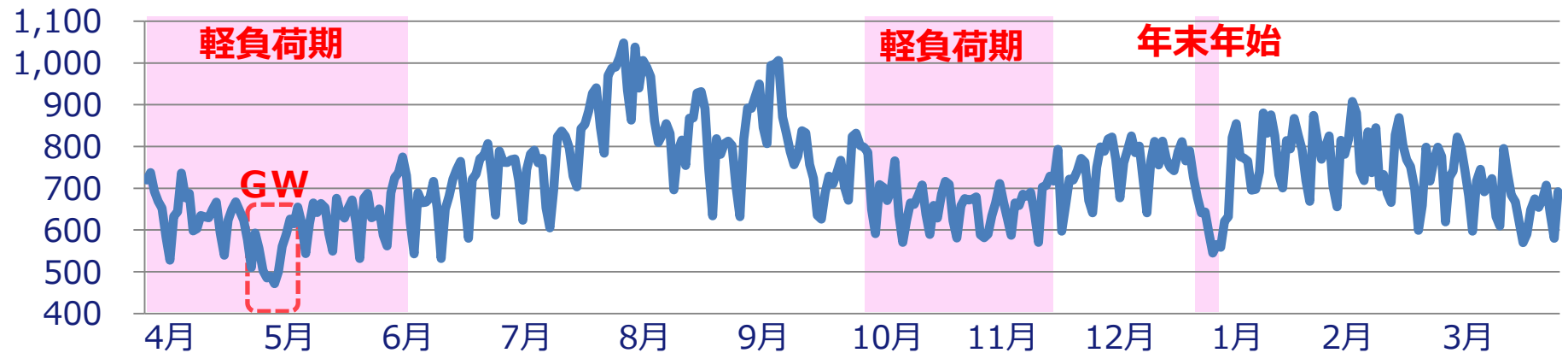
※1 一般水力の出力はP9に記載 ※2 混焼バイオマスを除く



【ステップ1, 2】検討断面の設定と需要想定

- 検討断面は2017～2019年度
- 需要は，エリアの需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算

(万kW) <2019年度 13時のエリア需要>



【最小需要日】2019年4月7日(日) 528万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)

<参考> 余剰買取契約太陽光の自家消費電力想定

- ✓ 余剰買取である住宅用太陽光発電(低圧10kW未満)が対象
- ✓ 日射量データから想定した太陽光発電の月間電力量から，当社が購入した月間電力量を差引くことによって，月毎に自家消費分を想定
- ✓ 太陽光発電の発電時間帯の需要実績に平均的に加算

<2019年度 月別の自家消費量と自家消費率>

	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 (%)	3.7	5.6	4.0	6.7	6.7	4.2	6.2	6.3	3.0	4.9	6.6	8.2
自家消費電力 (万kW)	3.8	5.7	4.1	6.9	7.0	4.4	6.5	6.7	3.2	5.2	7.1	9.0



【ステップ3】 検討断面における出力設定（一般水力）

- 一般水力の出力は，平水（震災前過去30年間の平均水量）
- 調整池式は，太陽光が発電する昼間帯において可能な限り出力を抑制

	設備容量（万 kW）	出力※（万 kW）
流れ込み式	28.4	16.0
調整池式	73.7	26.7
貯水池式	1.5	0.0
合 計	103.5	42.7

※ 最小需要日（2019年4月7日：GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要が最も小さい日）の昼間出力
各月の最低出力（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	16.0 (0.2)	13.0 (0.2)	12.2 (0.2)	15.5 (0.2)	11.2 (0.1)	11.6 (0.2)	9.2 (0.1)	7.7 (0.1)	9.3 (0.2)	10.8 (0.1)	13.1 (0.2)	17.4 (0.3)
調整池式	26.7	18.9	17.9	25.7	12.3	20.9	10.5	9.9	17.1	13.6	19.4	32.1
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	42.7	31.9	30.1	41.2	23.5	32.5	19.7	17.6	26.4	24.4	32.5	49.5

（ ）内の値は、将来の接続見込分であり内数。 調整池式は灌漑・工業用水等の責任放流に必要な最低限の出力値。



【ステップ3】 検討断面における出力設定(原子力・地熱)

■原子力の出力は，震災前過去30年（運開後30年経過していない場合は運開後の期間）の利用率の平均を設備容量に乗じた値

	設備容量（万kW）	利用率（％）	出力（万kW）
合計	219.3	79.6	174.6

■地熱の導入実績および申込実績なし



【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定（風力）

■風力の出力想定

- ✓ 既設風力（特高）の出力実績をもとに，設備容量に対する出力比率を算定
- ✓ 導入想定量に出力比率を乗じて風力の出力を想定

○出力データ評価

発電出力を計測している特別高圧連系で
2,000kW以上の発電所実績をもとに評価

○対象箇所

サンプル数	設備容量
12箇所	33.0万 kW





【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(太陽光)

■太陽光出力の想定

- ✓中国エリアの20地点における日射量実測データまたは日射量推定データから地区ごとの太陽光出力を想定
- ✓各地区の太陽光出力を合成し，中国エリア分を想定

地区別観測地点数

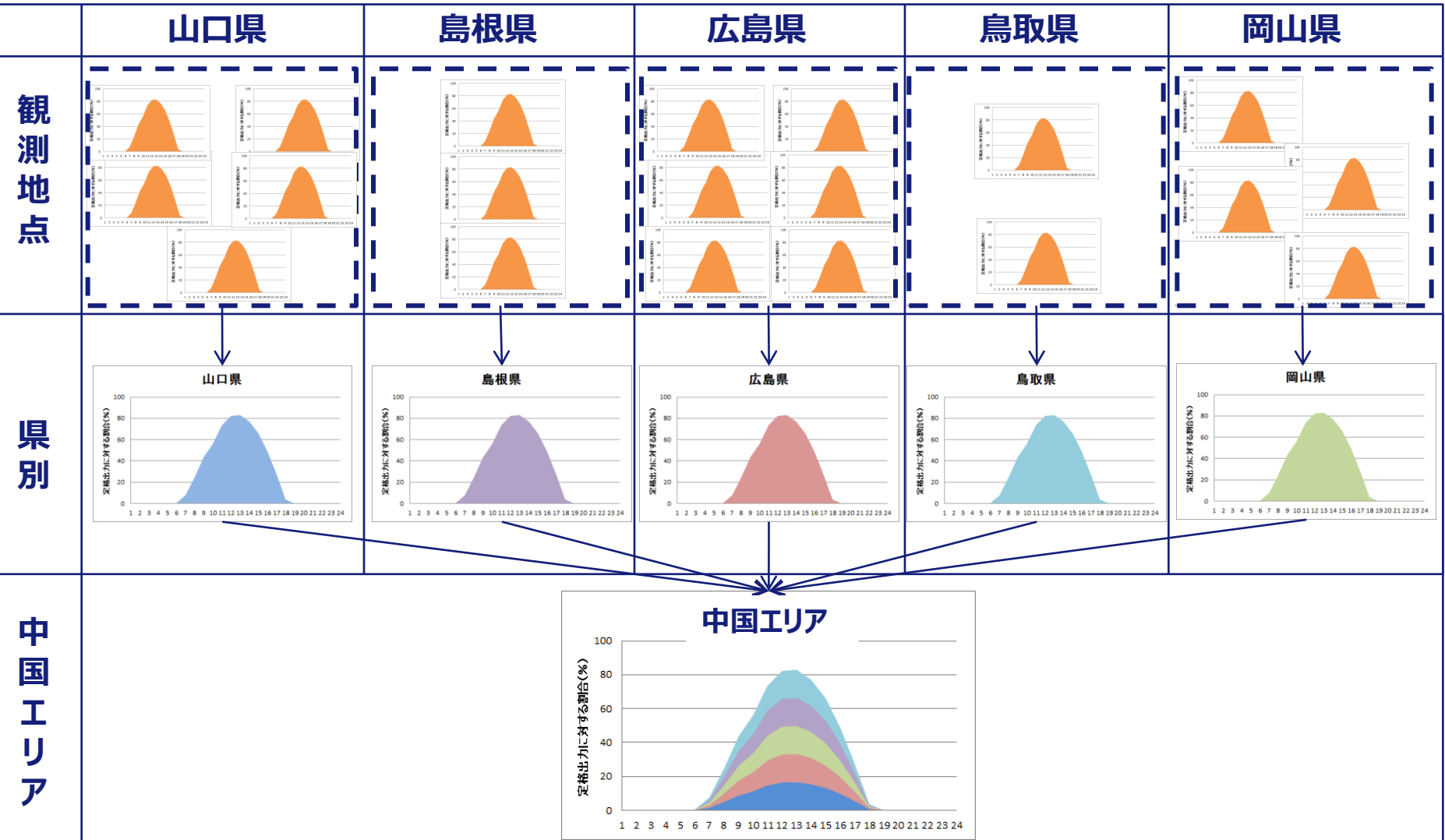
山口	島根	広島	鳥取	岡山
5	3	6	2	4





【ステップ4】 検討断面における太陽光の出力想定イメージ

■観測地点データおよび市町村別導入実績から県別と中国エリア全体の出力を想定





【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(バイオマス)

■将来連系分として、接続契約申込済の案件を考慮することとし、2020年9月末時点の導入見込設備量（接続契約申込済）を織込※1

	接続見込量(万kW)	利用率(%)	出力 (万kW)
専焼※2	22.4	51.6※4	11.6
地域型※3	28.7	69.3	19.8
合計	51.1	61.5	31.4

- ※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 専焼バイオマスの既設設備の出力は事業者と合意した最低出力とし、導入見込設備の出力は50%まで抑制した出力として算定
- ※3 地域資源バイオマスの既設設備の利用率は2019年度の実績利用率を採用し、導入見込設備の利用率は80%（コスト等検証委）で算定
- ※4 事業者と合意した最低出力を踏まえ想定した利用率は50%を超過したものの、50%以下となるよう今後も協議を継続



【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)

- 火力発電については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から下記を考慮し、安定供給に支障の無い範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制

(考慮事項)

- ✓ LFC調整力を確保
- ✓ 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
- ✓ 再エネの出力が想定を下回る場合でも、ピーク需要に対応可能な供給力を確保
- 電源Ⅲ火力は、設備の保全維持の問題が生じない出力※¹まで抑制
- 最小需要日※² (2019年4月7日) 13時の火力発電出力は下記のとおり

	燃料種別※ ³	設備容量(万kW)	出力(万kW)
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	125.0	0.0
	LNG	237.5	48.6
	石炭	233.1	30.0
電源Ⅲ	石油	168.7	13.4
	LNG	1.0	0.0
	石炭	239.3	92.8

※¹ 事業者と合意した最低出力 (ただし自家発電事業者は、軽負荷期の実績から算出した想定出力)

※² 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) が最小となる日

※³ 混焼バイオマスおよび副生ガスについては、混焼する主な燃料の種別に整理



【ステップ 5】 回避措置

（揚水式水力揚水運転，需給バランス改善用蓄電池の充電）

- 発電機の補修作業・計画外停止を考慮し，揚水1台の停止を前提に，揚水動力を最大171万kW織込み
- 揚水の活用にあたっては，以下の制約を考慮
 - ✓【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
- 混合揚水（自流分を含む揚水）については，以下を考慮
 - ✓ 上池に比べて，下池の容量が極端に小さい
 - ✓ 灌漑・工業用水等の確保のため，一定量を河川へ放流することが必要

※需給バランス改善用蓄電池の導入実績なし

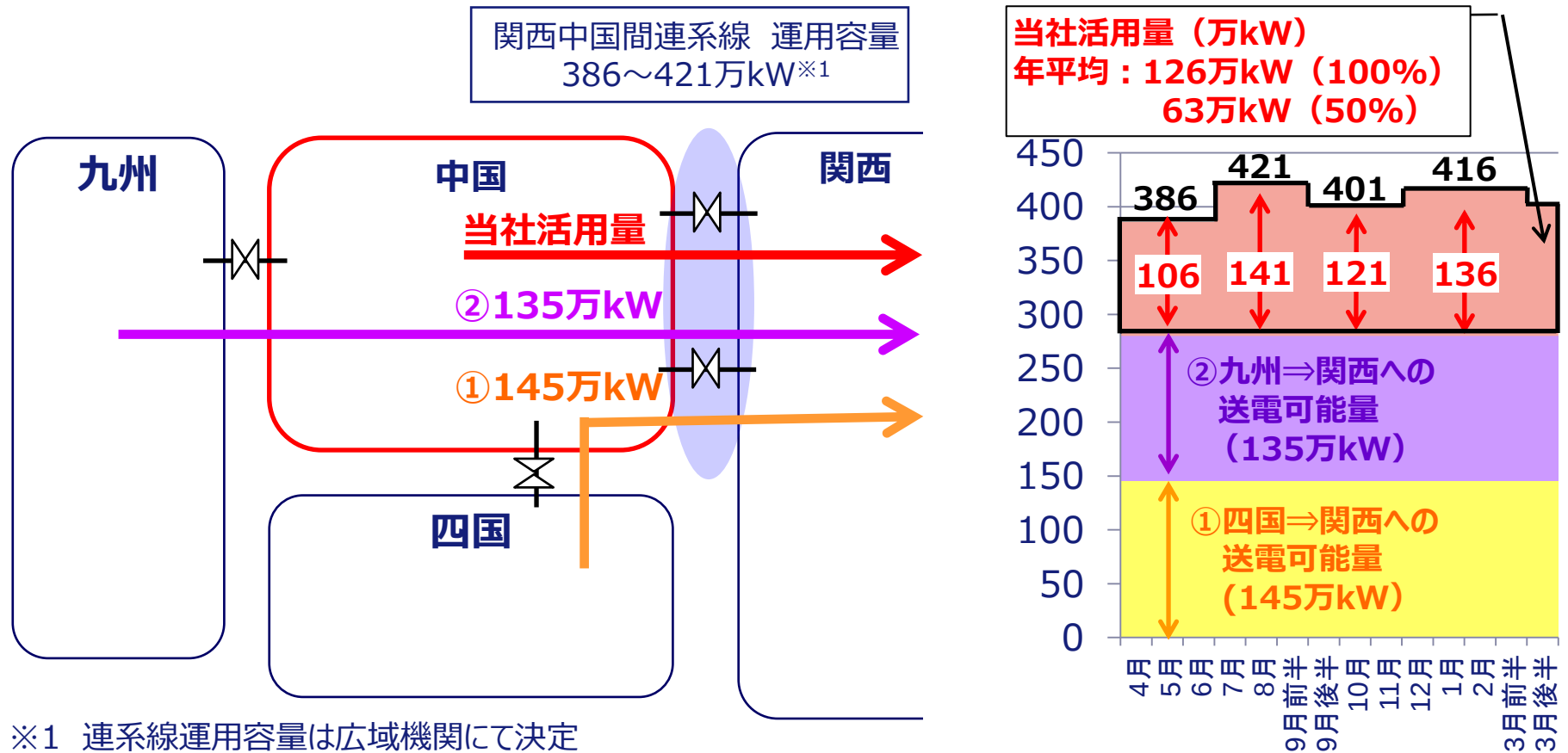
	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水動力換算容量 (万kWh)
合計	1 8 2 . 5	1 7 1 . 0	1 , 7 2 3 ~ 1 , 7 4 2

（注）大型機 1 台（発電：30万kW/揚水：30万kW）停止を前提とした発電出力および揚水動力



【ステップ5】 回避措置(連系線の活用)

- 当社は立地的に中継会社のため、関西中国間連系線の運用容量から、他エリア間の送電可能量を控除した値に対して、0%，50%および100%を当社活用量として算定する。



※1 連系線運用容量は広域機関にて決定

(https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2019/200228_renkeisen_unyouyouryou.html)

注 関西中国連系線フェンス差分については0に設定



【参考】 関西中国連系線の運用「関中フェンス差分の設定見直し」

■ 運用状況を踏まえ、「関西中国連系線フェンス差分」については0に設定。

関中フェンス差分の設定

【出典】2020年度 第2回運用容量検討会 資料3

3

- 関中フェンス差分は、翌々日断面に設定し、空容量の範囲内でスポット市場の約定処理が実施される
- スポット約定を反映した翌日段階における関西中国間連系線のフェンス潮流計算結果に、関中フェンス差分の値を内数として設定する



第2回運用容量検討会【資料2-1抜粋】(2018.9.21)



【参考】 昼間最小需要日の需給バランス

【最小需要日（2019年4月7日）の需給バランス】

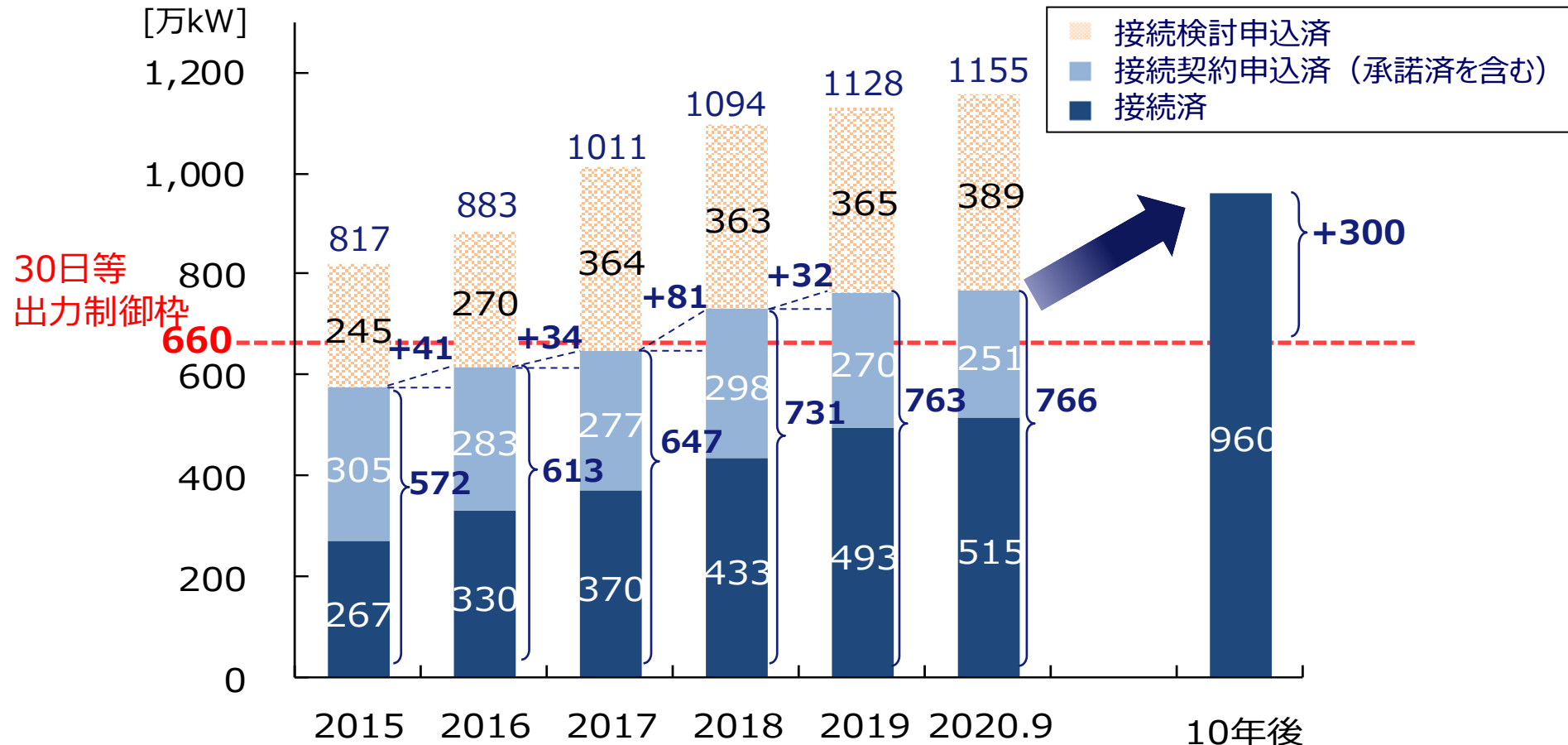
(万kW)

			連系線活用0%		連系線活用100%	
			13時	20時	13時	20時
需要			527.8	629.7	527.8	629.7
発電出力	火力	電源ⅠⅡ	78.6	136.3	78.6	136.3
		電源Ⅲ	106.2	106.2	106.2	106.2
		計	184.8	242.5	184.8	242.5
	再エネ	太陽光	532.7	0.0	532.7	0.0
		風力	15.5	1.7	15.5	1.7
		一般水力	42.7	80.5	42.7	80.5
		地熱	0.0	0.0	0.0	0.0
		バイオマス	31.4	31.4	31.4	31.4
		計	622.3	113.6	622.3	113.6
	原子力		174.6	174.6	174.6	174.6
	揚水		▲ 171.0	99.0	▲ 171.0	99.0
	連系線活用		0.0	0.0	▲ 106.0	0.0
	再エネ出力制御		▲ 282.9	0.0	▲ 176.9	0.0
	発電出力計		527.8	629.7	527.8	629.7



5-1. 太陽光発電設備の導入量想定

- 2020年9月末時点で接続済および接続契約申込済は約766万kW
 - 2015年度からの伸びは、平均48万kW/年程度
- ⇒最近の申込み状況などを考慮し、10年後の導入量を+300万kWとして算定

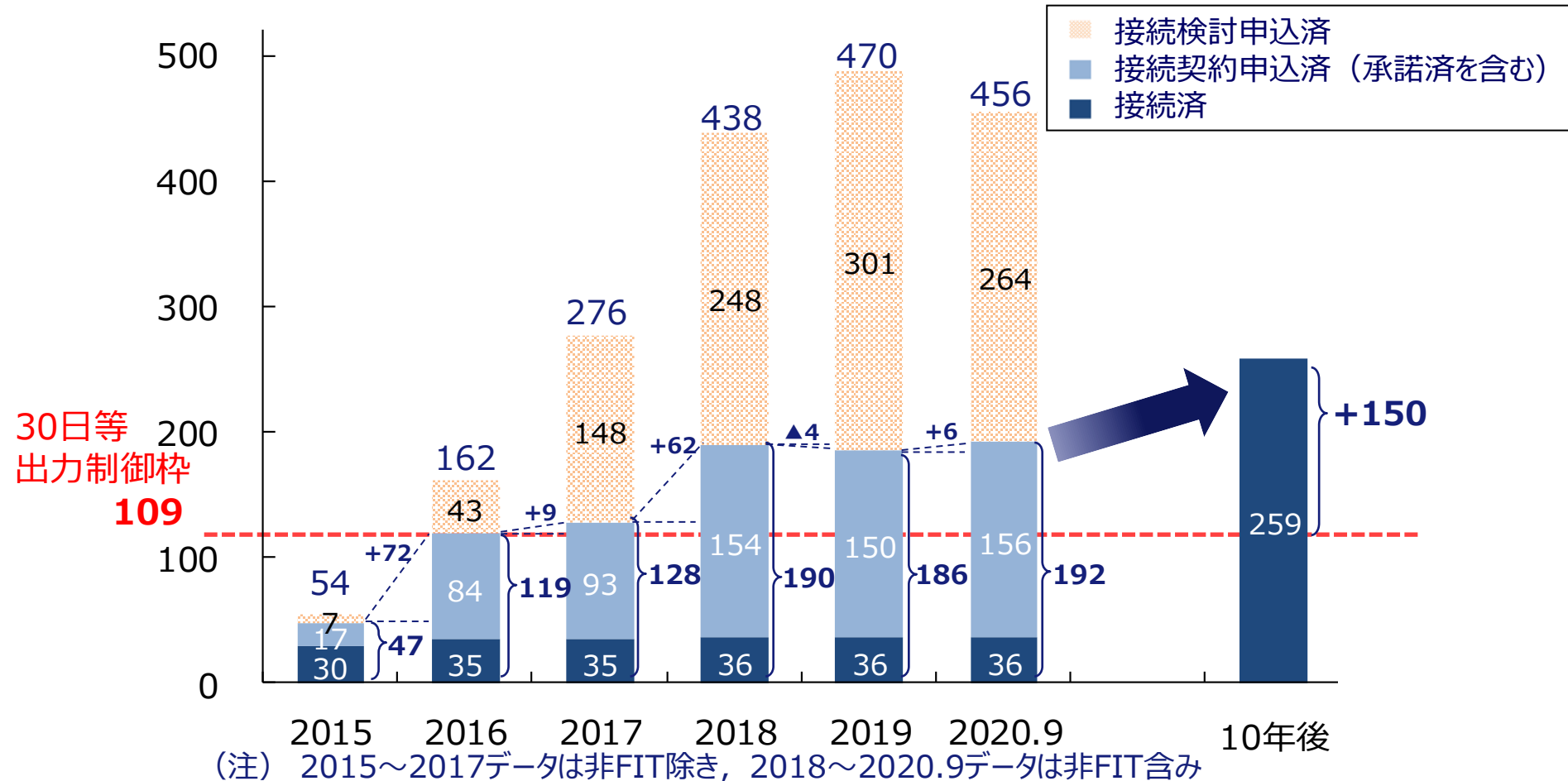


(注) 2015～2017データは非FIT除き、2018～2020.9データは非FIT含み



5-2. 風力発電設備の導入量想定

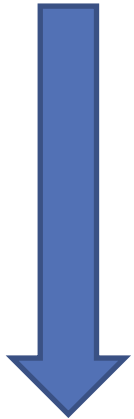
- 2020年9月末時点で接続済および接続契約申込済は約192万kW
 - 2015年度からの伸びは、平均35万kW/年程度
- ⇒最近の申込み状況などを考慮し、10年後の導入量を+150万kWとして算定





【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



6-1. 出力制御見通し 算定結果(太陽光)

■ 指定ルール of 出力制御見通し※1

太陽光 [実績ベース方式 2017～2019年度平均 (至近3カ年実績を基に算定)]

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量※2 (%) (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	1,035	70,285	46.6
	50%	(63)	368	27,306	18.1
	100%	(126)	220	17,069	11.3
+200	0%	(0)	1,191	156,737	51.9
	50%	(63)	683	96,537	32.0
	100%	(126)	319	47,890	15.9
+300	0%	(0)	1,336	257,902	56.9
	50%	(63)	893	182,808	40.3
	100%	(126)	502	109,364	24.1

※1 出力制御見通しは、一定の条件に基づいた試算結果であり、実際に発生する出力制御の時間数等については、需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値であり上限値として保証するものではない。

※2 () 内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す。



6-2. 出力制御見通し 算定結果(風力)

■ 指定ルール of 出力制御見通し※1

風力 [実績ベース方式 2017～2019年度平均 (至近3カ年実績を基に算定)]

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量※2 (%) (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+ 50	0%	(0)	889	5,882	9.0
	50%	(63)	509	3,149	4.8
	100%	(126)	288	1,792	2.7
+ 100	0%	(0)	942	12,619	9.6
	50%	(63)	538	6,601	5.0
	100%	(126)	312	4,104	3.1
+ 150	0%	(0)	1,014	20,540	10.5
	50%	(63)	575	10,662	5.4
	100%	(126)	340	6,703	3.4

※1 出力制御見通しは、一定の条件に基づいた試算結果であり、実際に発生する出力制御の時間数等については、需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値であり上限値として保証するものではない。

※2 () 内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す。



【参考】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し(2019年度データ)

太陽光

【昼間最低負荷：528万kW※】

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	1,109	74,746	153,788	48.6
	50%	(63)	414	30,391		19.8
	100%	(126)	231	17,773		11.6
+200	0%	(0)	1,289	168,216	307,575	54.7
	50%	(63)	790	109,581		35.6
	100%	(126)	338	50,109		16.3
+300	0%	(0)	1,454	277,596	461,363	60.2
	50%	(63)	1,007	203,641		44.1
	100%	(126)	576	123,562		26.8

※ 昼間帯最低負荷については、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



【参考】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し(2018年度データ)

太陽光

【昼間最低負荷：505万kW※】

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	1,020	68,901	151,222	45.6
	50%	(63)	338	24,980		16.5
	100%	(126)	209	16,059		10.6
+200	0%	(0)	1,169	153,195	302,444	50.7
	50%	(63)	625	88,419		29.2
	100%	(126)	302	45,074		14.9
+300	0%	(0)	1,306	251,836	453,666	55.5
	50%	(63)	845	172,668		38.1
	100%	(126)	461	100,185		22.1

※ 昼間帯最低負荷については、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



【参考】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し(2017年度データ)

太陽光

【昼間最低負荷：533万kW※】

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	976	67,209	147,739	45.5
	50%	(63)	351	26,548		18.0
	100%	(126)	220	17,376		11.8
+200	0%	(0)	1,116	148,800	295,477	50.4
	50%	(63)	634	91,610		31.0
	100%	(126)	317	48,487		16.4
+300	0%	(0)	1,248	244,274	443,216	55.1
	50%	(63)	828	172,116		38.8
	100%	(126)	468	104,345		23.5

※ 昼間帯最低負荷については、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



【参考】風力発電の指定ルール分 出力制御見通し(2019年度データ)

風力 【昼間最低負荷：528万kW※】

指定ルール of 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+ 50	0%	(0)	931	5,419	60,863	8.9
	50%	(63)	540	2,938		4.8
	100%	(126)	295	1,569		2.6
+ 100	0%	(0)	982	11,680	121,727	9.6
	50%	(63)	567	6,159		5.1
	100%	(126)	326	3,554		2.9
+ 150	0%	(0)	1,063	19,380	182,590	10.6
	50%	(63)	606	10,115		5.5
	100%	(126)	348	5,893		3.2

※ 昼間帯最低負荷については、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



【参考】風力発電の指定ルール分 出力制御見通し(2018年度データ)

風力 【昼間最低負荷：505万kW※】

指定ルール設備量 (万kW)	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+ 50	0%	(0)	876	6,238	66,192	9.4
	50%	(63)	480	3,213		4.9
	100%	(126)	275	1,806		2.7
+ 100	0%	(0)	929	13,405	132,384	10.1
	50%	(63)	509	6,613		5.0
	100%	(126)	292	4,224		3.2
+ 150	0%	(0)	998	21,659	198,575	10.9
	50%	(63)	544	11,212		5.6
	100%	(126)	317	6,791		3.4

※ 昼間帯最低負荷については、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



【参考】風力発電の指定ルール分 出力制御見通し(2017年度データ)

風力 【昼間最低負荷：533万kW※】

指定ルール of 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+ 50	0%	(0)	860	5,987	69,727	8.6
	50%	(63)	506	3,295		4.7
	100%	(126)	294	2,002		2.9
+ 100	0%	(0)	914	12,772	139,454	9.2
	50%	(63)	538	7,032		5.0
	100%	(126)	319	4,534		3.3
+ 150	0%	(0)	983	20,582	209,181	9.8
	50%	(63)	575	10,659		5.1
	100%	(126)	354	7,425		3.5

※ 昼間帯最低負荷については、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



【参考】出力制御量低減に向けたオンライン制御化の現状

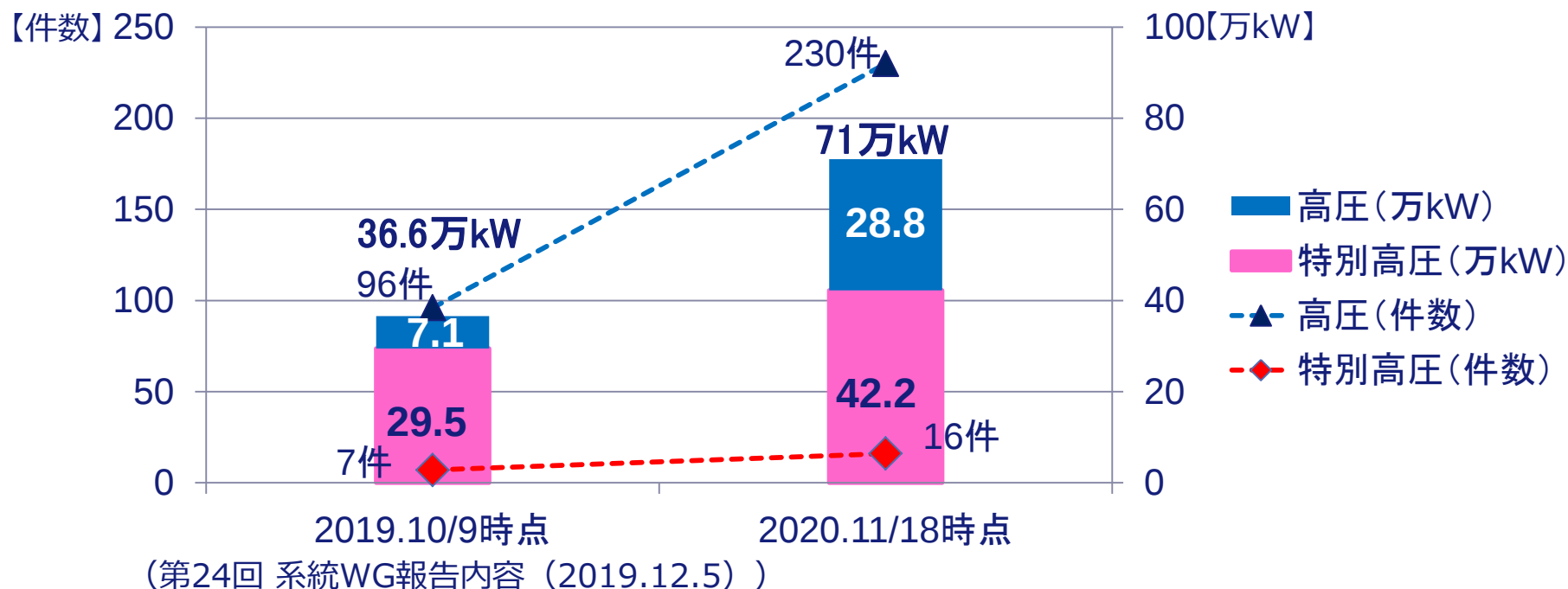
■ 太陽光の旧ルール事業者におけるオンライン化希望状況（未接続分含む）

【2020.11/18時点（速報）】

特別高圧：16件，42.2万kW， 高圧：230件， 28.8万kW

⇒旧ルールの特別高圧の事業者に対して，オンライン化のメリットを説明し，出力制御機能付PCS等への切替の促進活動を実施。

＜旧ルール太陽光事業者のオンライン化希望者の推移（速報値）＞





【参考】出力制御ルール別内訳(太陽光)

＜接続済の太陽光における出力制御ルール別内訳：2020年9月末＞

電圧階級		オフライン制御		オンライン制御			
		(旧ルール)		(新ルール)		(指定ルール)	
		件数	出力	件数	出力	件数	出力
特別高圧		57件※1	89万kW※1	10件	22万kW	0件	0万kW
高圧	500kW以上	0.8千件※1	93万kW※1	0.3千件	29万kW	26件	2万kW
	500kW未満	0.8千件※3	19万kW※3	0.4千件	12万kW	70件	2万kW
低圧	10kW以上	38千件※2,3	92万kW※2,3	16千件	46万kW	4千件	12万kW
	10kW未満	159千件	68万kW	37千件	19万kW	21千件	10万kW
接続量計		198千件	360万kW	54千件	128万kW	25千件	27万kW
うち出力制御対象計 (分)		0.9千件	181万kW	17千件	110万kW	4千件	16万kW
適用の考え方		2015.1.25までに 連系承諾の事業者		2015.1.26から2018.7.11の間に 連系承諾の事業者		2018.7.12以降に 連系承諾の事業者	
出力制御		年間30日まで無補償		年間360時間まで無補償		無制限、無補償	

※1 表中の「オフライン制御」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者（特高：4件,20.9万kW、高圧：181件,22.4万kW）を含む

※2 表中の「オフライン制御」には、2015.1.26から2015.3.31の間に連系承諾した10kW以上50kW未満の新ルール事業者を含む

※3 2022年度の経済的出力制御導入に合わせた制御対象拡大範囲



【参考】出力制御ルール別内訳(風力)

＜接続済の風力における出力制御ルール別内訳：2020年9月末＞

電圧階級		旧ルール		新ルール		指定ルール	
		件数	出力	件数	出力	件数	出力
特別高圧		16件	34万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
高圧	500kW以上	9件	1万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
	500kW未満	0件	0万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
低圧	20kW以上	0件	0万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
	20kW未満	7件	0万kW	0件	0万kW	21件	0万kW
接続量計		32件	36万kW	0件	0万kW	21件	0万kW
うち出力制御対象計 (分)		25件	36万kW	0件	0万kW	21件	0万kW
適用の考え方		2015.1.25までに 連系承諾の事業者		2015.1.26から2017.3.7の間に 連系承諾の事業者		2017.3.8以降に 連系承諾の事業者	
出力制御		年間30日まで無補償		年間720時間まで無補償		無制限，無補償	

【参考】当社の出力制御算定と配分の考え方

＜出力制御量算定の基本的な考え方＞

(第24回系統WG報告内容)

○需給前日

- 再エネの出力制御指示は、FIT法施行規則に基づき、前日に行う。
- 出力制御量については、前日12時時点で想定したエリア需要や再エネ出力をもとに、優先給電ルールに基づき、火力等の出力抑制や揚水発電所の揚水運転、地域間連系線の活用等を最大限考慮し算定。
- 実需給断面において再エネ出力が想定値を上回った場合、出力制御量が不足しないよう、「想定誤差」を考慮したうえで出力制御量を算定。
- 想定誤差は、出力制御量の低減の観点から、過去3年分の「平均誤差相当」を適用。
- 当日、オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、平均誤差以上の値を適用。

○需給当日

- 当日の運用では、適宜、実需給2時間前にエリア需要や再エネ出力の想定値を見直し、出力制御量を更新。

＜太陽光・風力の前日想定と実績との誤差（※1,2）＞ （上振れ方向）

太陽光・風力発電出力および需要の合成誤差
（春季4月～6月）

各月最大値

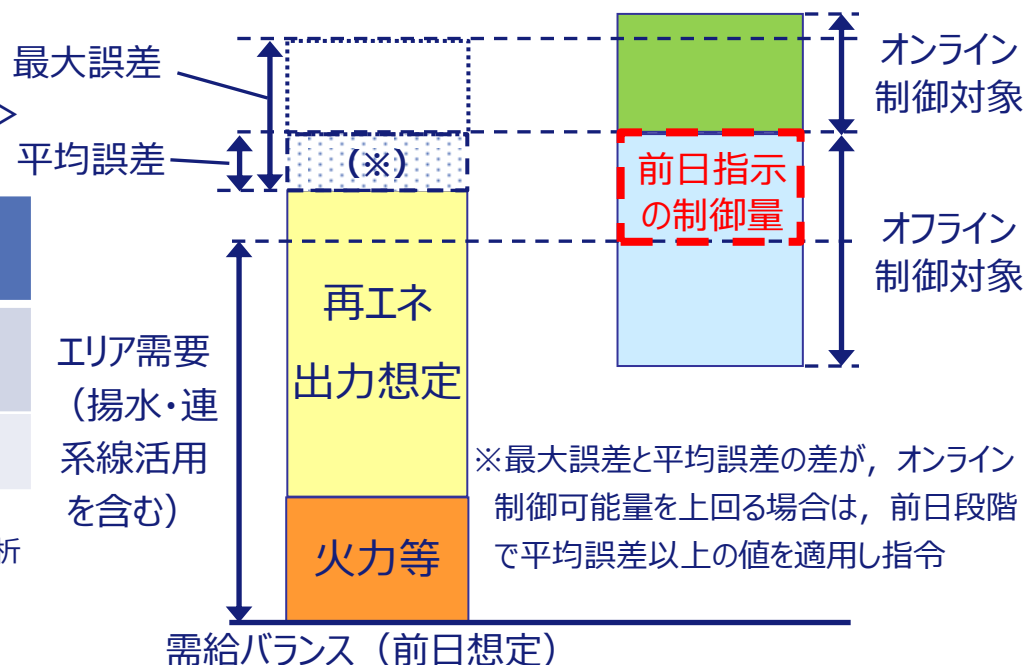
最大誤差－平均誤差
の各月最大値

190～260万kW

100～180万kW

※1 2018年度の前日12時時点における想定値（11～14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析

※2 太陽光660万kWおよび風力109万kW導入時に換算した値
（導入量は30日等出力制御枠の値）





【参考】最小需要日（GW含む）のエリア需給バランス（2019年，2020年）

			2019年 5月4日12時	2020年 5月5日12時	備考欄
			【万kW】		
需要			4 5 1	4 4 1	
発電出力	火力		1 7 1	1 0 2	
	再エネ	太陽光	3 3 5	3 7 4	
		風力	1	1	
		水力	3 3	3 4	
		地熱	—	—	
		バイオマス	1 3	2 3	
		計	3 8 2	4 3 2	
	原子力		—	—	
	揚水		△ 1 4 2	△ 1 3 0	
	連系線		3 9	3 7	
	内訳 (再掲)	中国九州間	1 8 7	1 8 2	九州→中国向きを正
		中国四国間	8 8	△ 1	四国→中国向きを正
		関西中国間 《参考：空容量》	△ 2 3 5 《 1 0 9 》	△ 1 4 4 《 1 9 3 》	関西→中国向きを正（△は関西向き）
	再エネ出力制御		—	—	
	(下げ代余力) 【 】揚水動力分再掲		(9 3) 【 2 6 】	(8 1) 【 7 0 】	・電源Ⅲは，現在の発電事業者との最低出力の 協議結果を過去（2019）にも適用
	発電出力計		4 5 1	4 4 1	

（注）エリア需要に対し再エネ（太陽光，風力）の割合が最も大きい時間を選択

※最小需要日（GW含む）とは，4月又は5月の休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

※バイオマスは，地域資源バイオマスと専焼バイオマスを指す。

※火力には，混焼バイオマス含む。



以上