

再生可能エネルギーの接続可能量 (2016年度算定値)の算定結果について

平成28年11月25日
中国電力株式会社

<今回の系統WGにおける算定内容>

■ 太陽光の接続可能量

【算定内容①】

- ✓ 風力の30日等出力制御枠109万kWを前提とし、
2015年度エリア需要実績に基づく2016年度算定値を算定

■ 風力の接続可能量

【算定内容②】

- ✓ 太陽光の30日等出力制御枠660万kWを前提とし、
2015年度エリア需要実績に基づく2016年度算定値を算定

1-1. 接続可能量算定のフロー

ステップ1

接続可能量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

再エネの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)



接続可能量

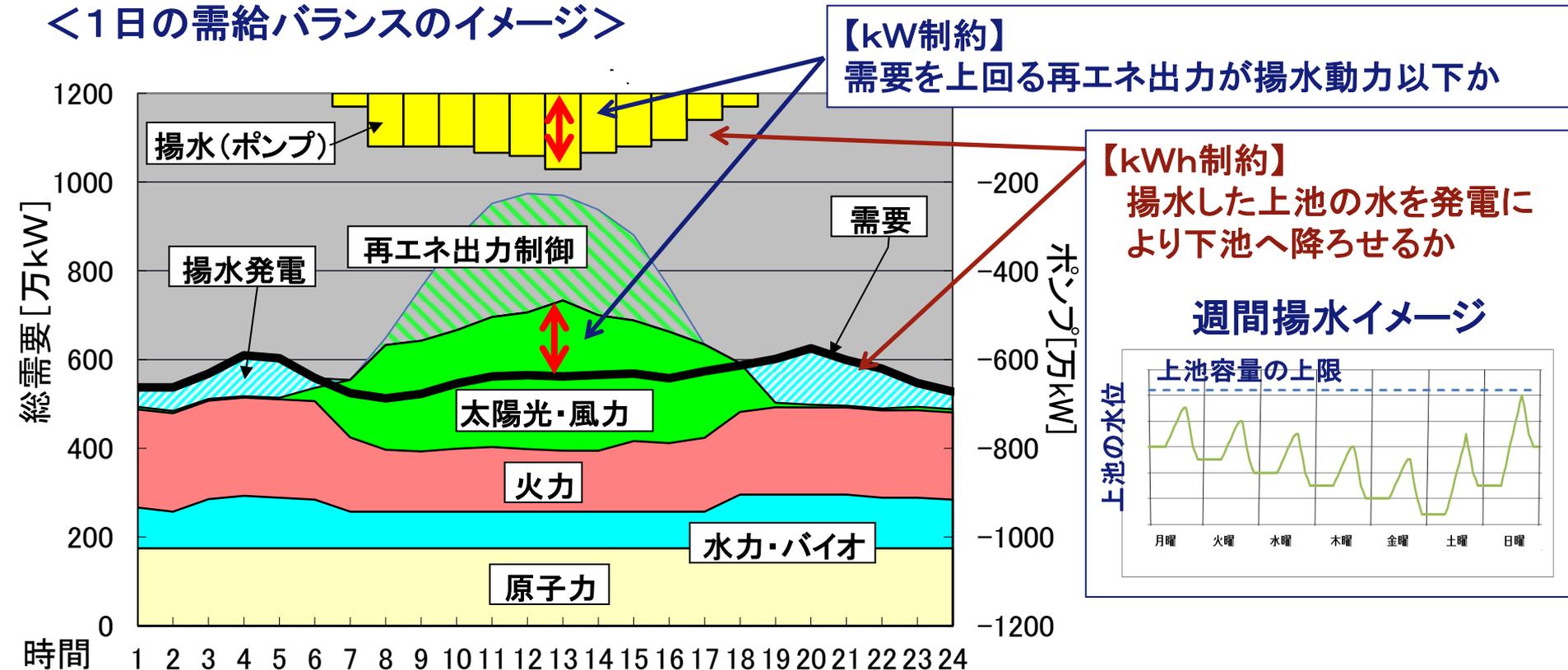
1-2. 接続可能量の算定イメージ

- 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(揚水動力は最大限活用)

【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
(休日の揚水分を平日に発電する週間運用を考慮)

<1日の需給バランスのイメージ>



1-3. 今回と昨年の算定条件の比較(1)

■ 今回と昨年の算定条件の比較は、下表のとおり

	項目	小項目	今回(2016年度算定値)	昨年(2015年度算定値)
ステップ1	検討断面		1年間(24時間×366日=8,784時間)	1年間(24時間×365日=8,760時間)
ステップ2	需要		2015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)	2014年度自社需要実績 (太陽光余剰契約の自家消費分を加算)
ステップ3	供給 (ベース)	原子力	既設設備 島根2, 3号 (利用率は震災前30年平均を採用)	
		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	
ステップ4	再エネ出力	風力	2015年度実績(風力発電量や日射量)に基づく風力・太陽光の合成利用率を採用	2014年度実績(風力発電量や日射量)に基づく風力・太陽光の合成利用率を採用
		太陽光	・各月・各時間帯の2σ値(晴天時) ・各月・各時間帯の平均値(曇天:雨天時) ただしkWh制約検討時には日利用率を採用	・各月・各時間帯の2σ値(晴天時) ・各月・各時間帯の平均値(曇天:雨天時) ただしkWh制約検討時には日利用率を採用
		バイオマス 小水力	・今後見込まれる量も含む	
ステップ5	回避措置	火力	<ul style="list-style-type: none"> ・LFC調整力を確保 ・再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保 ・供給力として必要のない域外の電発火力は受電ゼロ 	
		揚水	<ul style="list-style-type: none"> ・俣野川・南原は5台/6台(長期作業・計画外停止を考慮), 新成羽川は全台考慮 ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・2015年1月の省令施行日以前の申込には旧ルールを適用(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 	
		新電力火力	・原則, 全量停止	・未考慮

1-3. 今回と昨年の算定条件の比較(2)

■ 需要や設備容量・利用率に関する具体的な算定条件の比較は、下表のとおり

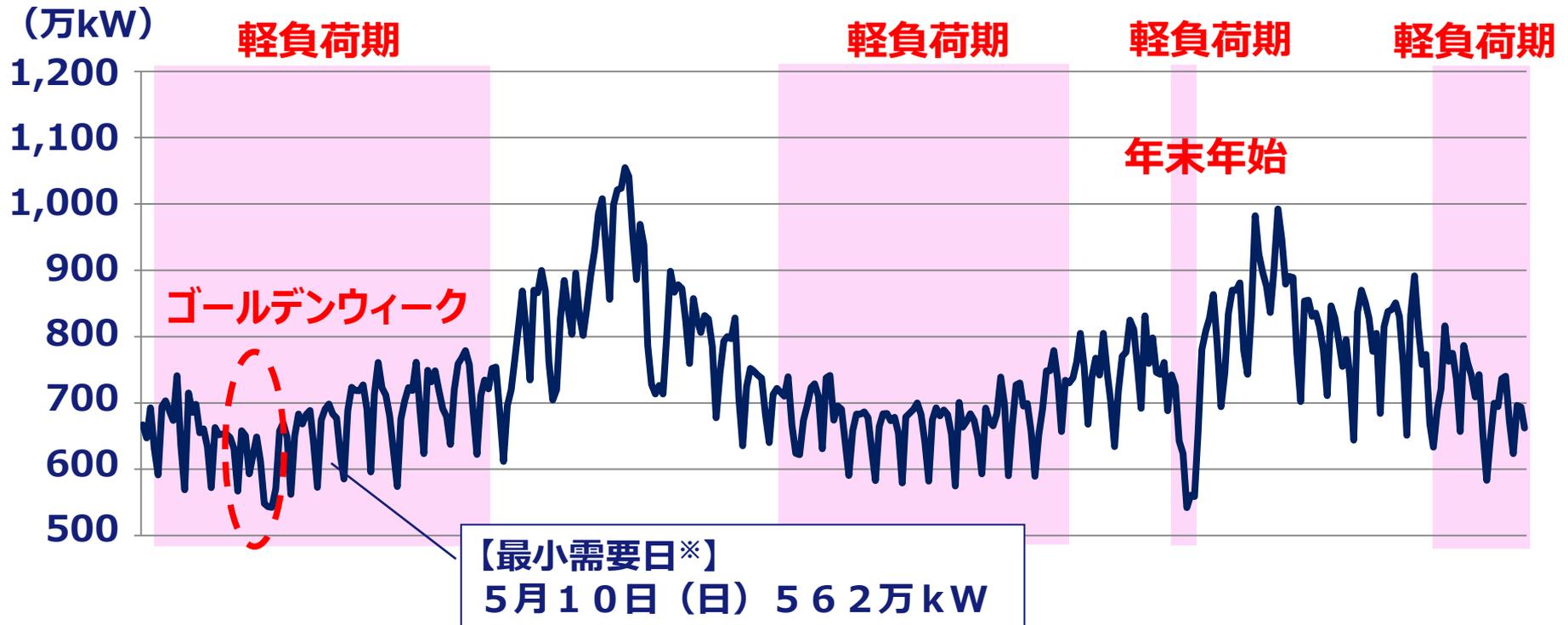
		今回(2016年度算定値)	昨年(2015年度算定値)
需要(年間)		2015年度エリア実績 625億kWh (年間の平均電力712万kW)	2014年度自社実績 629億kWh (年間の平均電力718万kW)
原子力	設備量	219.3万kW	
	利用率	79.6%	
	供給力	174.6万kW	
一般水力※	設備量	100.8万kW	
バイオマス	設備量	241.5万kW	193.8万kW
	利用率	26.7%	27.3%
	供給力	64.4万kW	53.0万kW
小水力	設備量	6.8万kW	6.2万kW
	利用率	57.4%	58.1%
	供給力	3.9万kW	3.6万kW
火力	設備量	1080.5万kW	1082.3万kW

※ 一般水力の供給力はp:7に記載

【ステップ1, 2】検討断面の設定と検討断面における需要設定

- 検討断面は昨年度(2015年度)の8,784時間(24時間×366日)
- 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

＜2015年度 13時のエリア需要(太陽光余剰契約の自家消費分を加算)＞



※ 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

【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

		一般水力 (万kW)	備考
最小需要日※ 13時の供給力 (2015年5月10日)	流れ込み式	11.4	震災前過去30年間の平均水量 出水率:43.7%
	調整池式	19.7	灌漑・工業用水等の責任放流に 必要な最低限の出力値
	貯水池式	0	
合 計		31.1	
設備容量	流れ込み式	26.1	
	調整池式	73.2	
	貯水池式	1.5	
合 計		100.8	

※ 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

【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年経過していない島根2号は運開後の期間)の利用率の平均を設備容量に乗じた値

	原子力 (万kW, %)	備考
供給力(万kW)	174.6	設備容量 × 利用率
設備容量(万kW)	219.3	島根2号(82.0) 島根3号(137.3)
利用率(%)	79.6	島根2号:運開年度の1988年度～2010年度 島根3号:島根2号の利用率を採用

- 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

- 既設の風力(特別高圧連系)の出力実績をもとに, 設備容量に対する出力比率を算出
- 太陽光の接続可能量算定時の風力の導入想定量は109万kW
- 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以上の実績値をもとに評価

○ 対象箇所(サンプル箇所: ●)

サンプル数	設備容量	採用期間
11箇所	28.2万kW	2015年度



【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

- 分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業(PV300)の中国地方測定地点(20地点)と気象庁(3地点)の日射量実測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、中国エリアの太陽光出力を想定
- 今後の接続量は、2016年8月末実績の各県の設備量に比例すると仮定

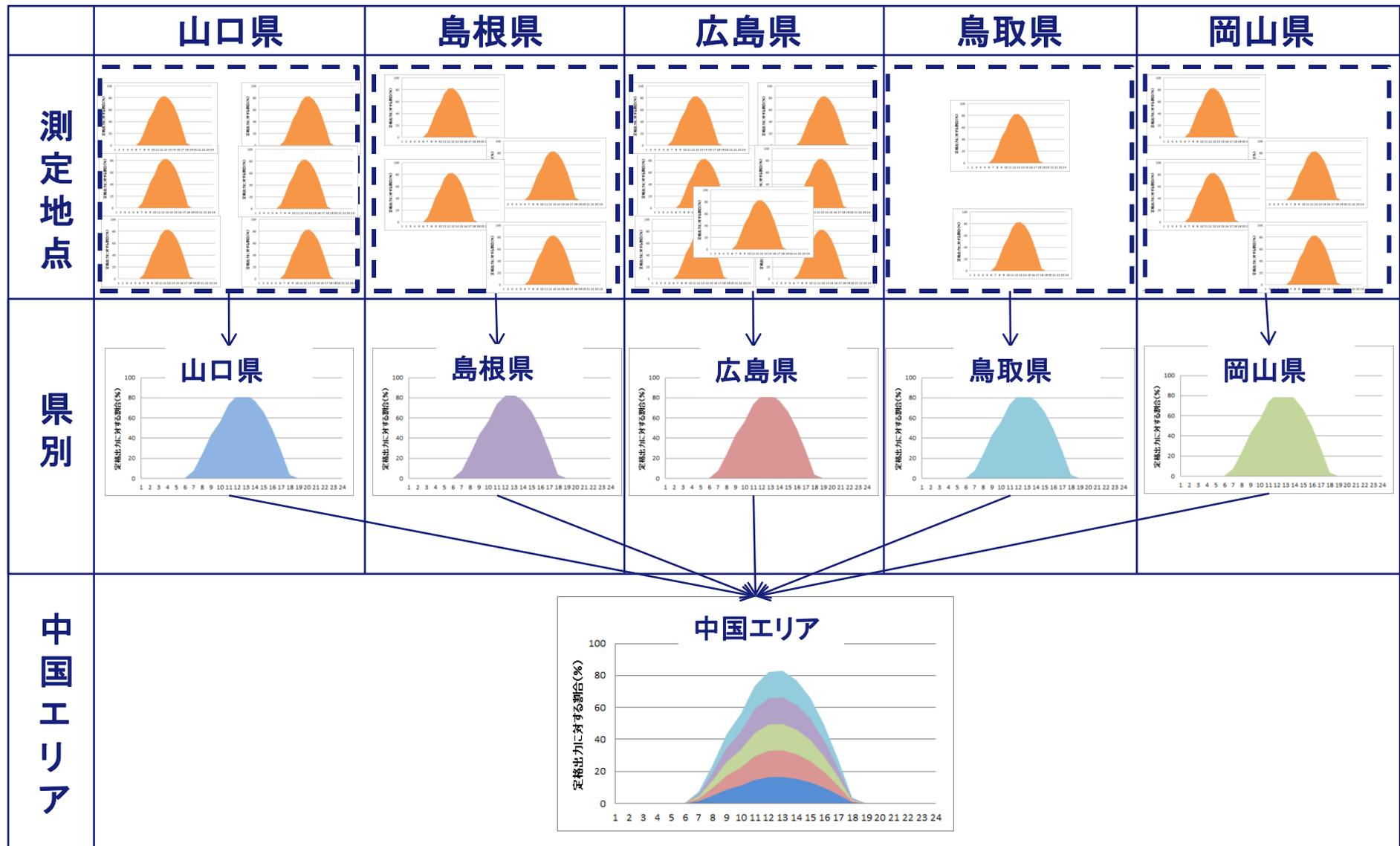
PV300の観測地点数: ●

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出力想定イメージ

■ 測定地点データおよび市町村別の導入実績から各県別と中国エリア全体の出力を想定



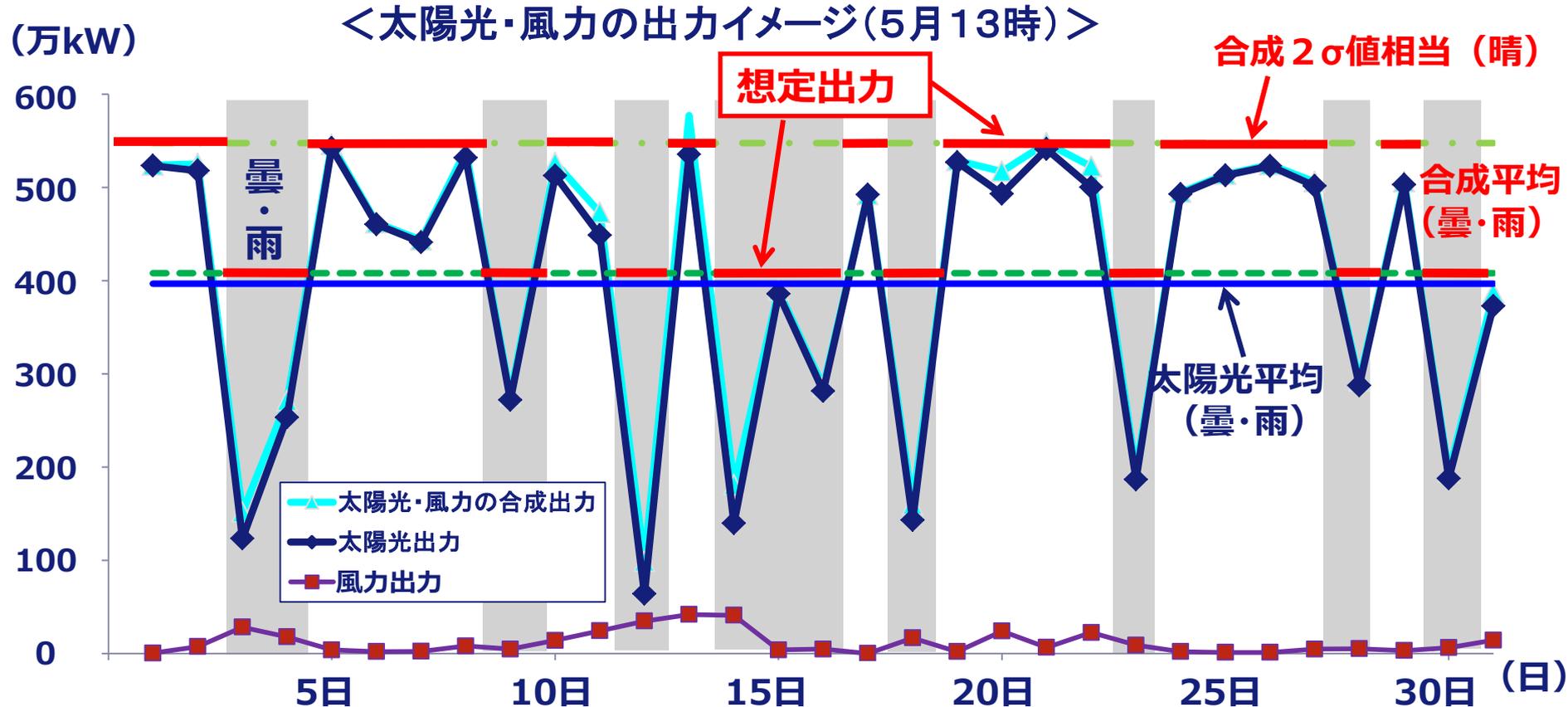
【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(天候考慮)

■①晴と②曇・雨の分け方

- 太陽光発電出力が, ①月平均を上回っている場合を晴
- ② " 下回っている場合を曇・雨 とする

■再エネの出力想定

- ・晴 : 太陽光・風力の合成出力の 2σ 値相当
- ・曇・雨 : 太陽光・風力の合成出力の月平均値



【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・小水力)

- バイオマスの織込みの考え方は昨年のWGと同様であり、接続検討等の実績や2015年1月の省令改正に伴う出力制御ルールの見直し※¹を反映
- 中国地方は民有林が広範囲に分布しており、木材の利用が比較的容易であることから、FIT制度施行以降、バイオマスの申込みが増加しているため、小水力と合わせて248.3万kWと想定
- 利用率については、地域型を除くバイオマスを停止と想定し、26.7%と想定

	接続見込量※ ² (万kW)	利用率(%)	供給力(万kW)
バイオマス	241.5	26.7 ※ ³	64.4
小水力	6.8	57.4	3.9
合計	248.3	—	68.3

※1 2015年1月の省令改正により定められたバイオマスの出力制御順位

- ①化石燃料混焼(地域型バイオマスは除く)
- ②バイオマス専焼(地域型バイオマスは除く)
- ③地域型バイオマス(燃料貯蔵の困難性、技術的制約等により出力制御が困難な場合は出力制御の対象外)

※2 2016年8月末時点の導入見込量に見直し

※3 今後、※1の①～③のバイオマスがそれぞれ1/3ずつ導入され、①、②は余剰発生時に停止、③は利用率80%(コスト等検証委)と想定

【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制の考え方)

- 火力発電(自社・他社)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、下記の内容を考慮し、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
- その結果、再エネの出力制御を行う日は、域外の電発火力、IPP火力および新電力火力は停止

【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
 - 再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保
 - 生産に伴う副生ガスによる発電分は受電(共同火力)
- 最小需要日※(2015年5月10日)13時の火力発電の出力は次ページのとおり

※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

【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制) (電源 I・II)

■ 自社火力発電の設備仕様と最小需要日(2015年5月10日)13時の出力

【単位:万kW】

発電所		自社火力				2015年5月10日13時の出力	
発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	出力	備考
玉島	2	石油	35	10.5	12	0	—
	3		50	12.5	15	0	—
岩国	2		35	7	9	0	—
	3		50	9	12.5	0	—
下松	3		70	21	21	0	—
下関	2		40	8	10	0	—
水島	1※1	LNG (コンバインド)	28.5	14	14	18.0	LFC調整力
柳井	1※1		12.5×6機※2	5.5×6機	8.5×6機	0	—
	2		19.8×4機※2	8.0×4機	12×4機	15.8×2機	LFC調整力 (2機)
水島	3	LNG (コンベンショナル)	34	10.5	14	0	—
玉島	1		35	10.5	12	0	—
三隅	1	石炭	100	30	30	30	最低
水島	2		15.6	6.3	6.3	0	—
新小野田	1		50	15	15	0	—
	2		50	15	15	15	最低
下関	1		17.5	9	—	0	—

※1 BOG消費のため運転が必要な発電機

※2 認可出力は、1号系列・2号系列の合計で140万kW

【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(電源Ⅲ)

■ 他社火力発電の設備仕様と最小需要日(2015年5月10日)13時の出力

【電源開発の火力発電所】

【単位:万kW】

発電所		電源開発の火力発電所				2015年5月10日13時の出力	
発電所		燃料種別	認可出力	当社受電分	当社受電分(最低)	出力	備考
竹原	1	石炭	25	21.0	9.9	0	—
	3		70	65.3	31.4	31.4	最低
松島	1		50	23.4	11.3	0	—
	2		50	23.4	11.3	0	—
松浦	1		100	37.8	14.7	0	—
	2		100	37.7	12.6	0	—
橘湾	1		105	14.2	4.7	0	—
	2		105	14.2	4.7	0	—

【IPPの火力発電所】

【単位:万kW】

発電所		IPP火力		2015年5月10日13時の出力		
発電所		燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	出力	備考
宇部興産	石炭	19.5	4	0	—	
三菱レイヨン		4	1.2	0	—	

【新電力の火力発電所】

新電力		
	最大受電	最低出力
新電力合計	86.4	—

【共同火力】

【単位:万kW】

発電所		共同火力		2015年5月10日13時の出力		
発電所		燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	出力	備考
福山	副生ガス/ 石油/石炭	40.2	9.9	9.9	副生ガス	
倉敷		29.2	0	0	—	

【単位:万kW】

【ステップ5】 回避措置(揚水式水力の活用)

- 補修作業・計画外停止を考慮し、揚水1台(30万kW)の停止を前提に、揚水動力を最大171万kW織込み(201万kW-30万kW)
- 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】 上池容量の範囲内で運転可能であること
(休日の揚水分を平日に発電する週間運用を考慮)

	設備仕様	備考
発電出力合計(万kW)	212	
揚水動力合計(万kW)	201	
揚水動力換算容量(万kWh)	1,687	俣野川 : 1, 170万kWh ÷ 30万kW = 39時間 南原 : 450万kWh ÷ 30万kW = 15時間 新成羽川: 67万kWh ÷ 7万kW = 9時間
設備仕様の内訳(万kW) (発電出力/揚水動力)	俣野川1G~4G (30 / 30) 南原1G~2G (31 / 30) 新成羽川1G (7.7 / 発電専用), 2G~4G(7.6 / 7)	

	揚水稼働台数
稼働台数/全台数	俣野川・南原: 5台/6台, 新成羽川: 3台/3台

1-4. 接続可能量(2016年度算定値):算定結果

■太陽光の接続可能量は、風力109万kWを前提とした場合、以下のとおり

	今回 (2016年度算定値)	昨年 (2015年度算定値)
接続可能量	616万kW	660万kW

■風力の接続可能量は、太陽光660万kWを前提とした場合、以下のとおり

	今回 (2016年度算定値)	昨年 (2015年度算定値)
接続可能量	0万kW	109万kW

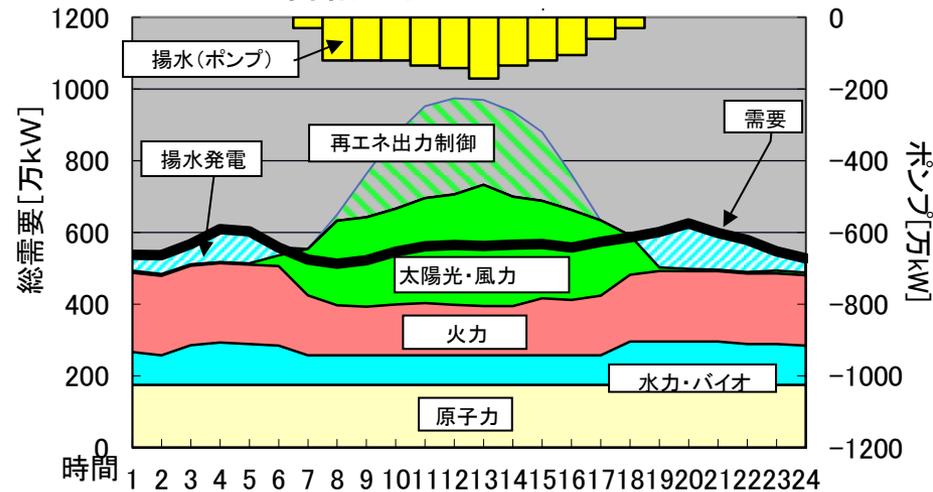
1-4. 昼間最小需要日の需給バランス

【最小需要日(2015年5月10日)13時の需給バランス】

		出力(万kW)	
		13時	20時
自社火力	石油	0	0
	LNG	50	51
	石炭	45	89
	計	95	140
他社火力	地内電発	31	31
	域外電発	0	0
	共同火力	10	10
	IPP	0	0
	計	41	41
再エネ	合成2σ値相当	548	6
	(太陽光)	(541)	(0)
	(風力)	(7)	(6)
	一般水力	31	69
	地熱	0	0
	バイオマス	64	64
	小水力	4	4
	計	647	143

	出力(万kW)	
	13時	20時
自家発	0	0
原子力	175	175
揚水	▲171	126
再エネ出力制御	▲225	0
新電力	0	0
合計	562	625

<需給バランスのイメージ>



風力接続可能量の算定結果(1)

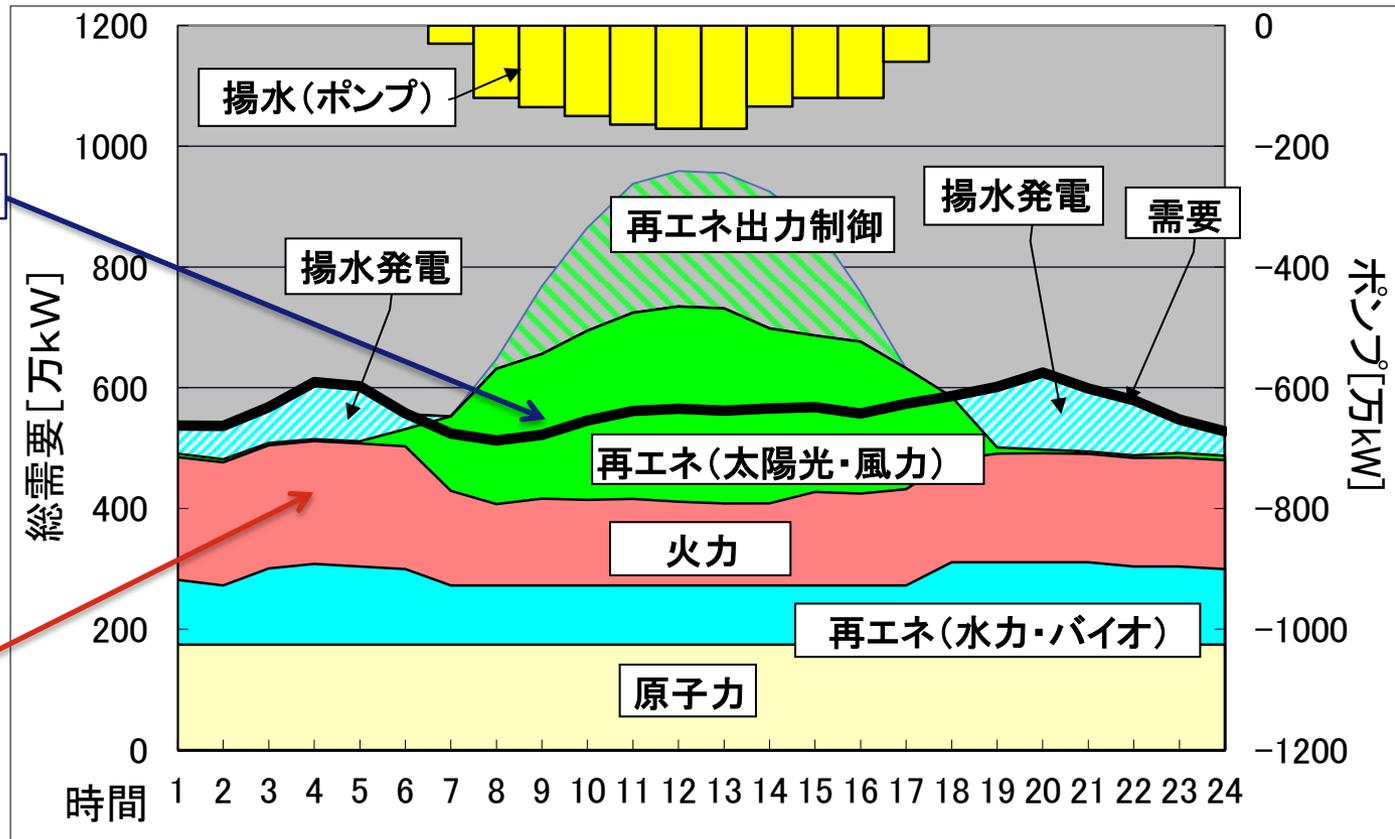
- 太陽光660万kWを前提とすると、風力の接続可能量(2016年度算定値)はゼロ(風力ゼロの場合でも、太陽光の出力制御日数・時間は30日、360時間を超過)
- 「短期的な需要変動」により接続可能量が減少したことから、昨年整理された「30日等出力制御枠の見直しの考え方」に基づき、30日等出力制御枠は現状どおり109万kW

	前提条件		出力制御日数・時間		
	太陽光	風力	太陽光		風力
			旧ルール (30日)	新ルール (360時間)	部分制御 考慮時間 (720時間)
今回 (2016年度算定値)	660万kW	0万kW	36日	421時間	—
		109万kW	37日	438時間	877時間

風力接続可能量の算定結果(2)

- 一般的に、「昼間帯の太陽光・風力の余剰」または「深夜帯の風力の余剰」により、火力の下げ代不足が発生
- 当社は、最低需要に対する太陽光の30日出力制御枠の割合が大きいため、太陽光の出力が大きい昼間帯における下げ代不足が制約となり、風力の接続可能量はゼロ

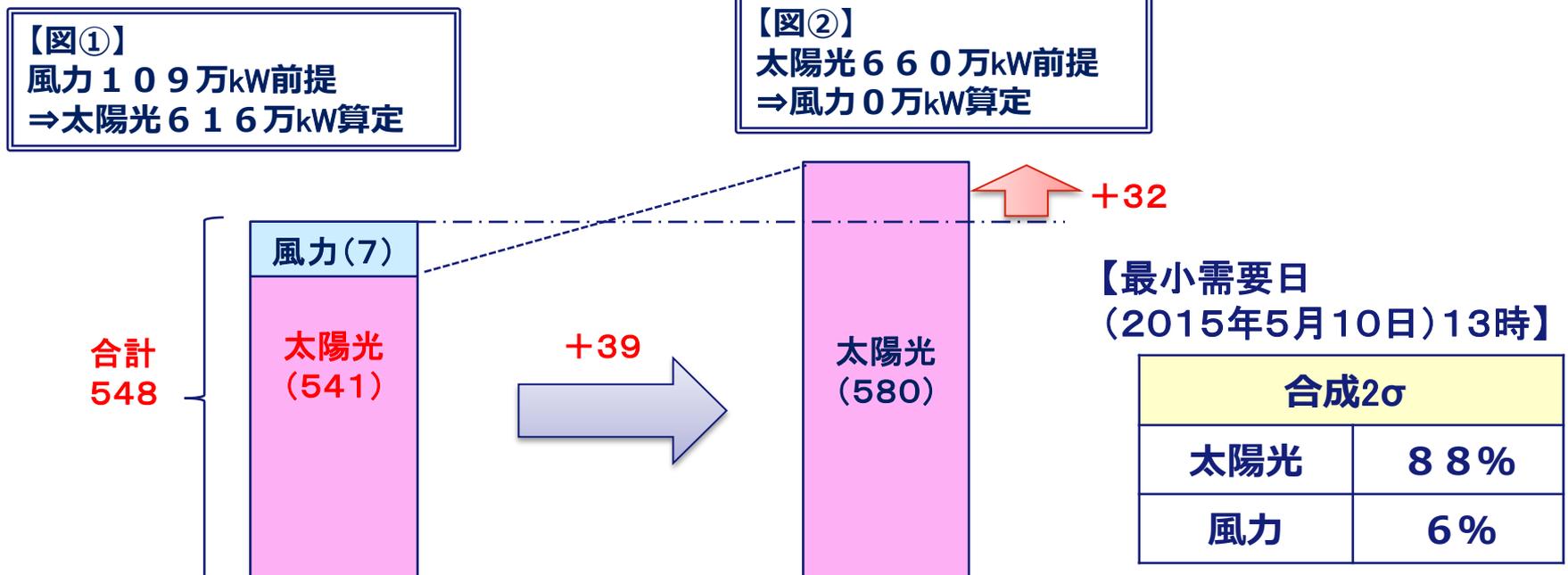
<2015年5月10日 需給バランスイメージ>



参考：合成2σ方式による太陽光と風力の関係

- 風力109万kWを前提とした太陽光の接続可能量(2016年度算定値)は616万kW(図①)
- 合成2σ値は晴天日の値が採用され, 太陽光の出力は大きく, 風力の出力は小さい
- 太陽光660万kWを前提とすると, 図①に対し太陽光の出力が増加し, 増加分が風力の出力を上回る(図②)
⇒ 風力を抑制しても太陽光余剰分を解消できないため, 風力の接続可能量がゼロとなる

<最小需要日(2015年5月10日)13時の再エネ供給力イメージ>



参考：太陽光の接続量・接続申込量

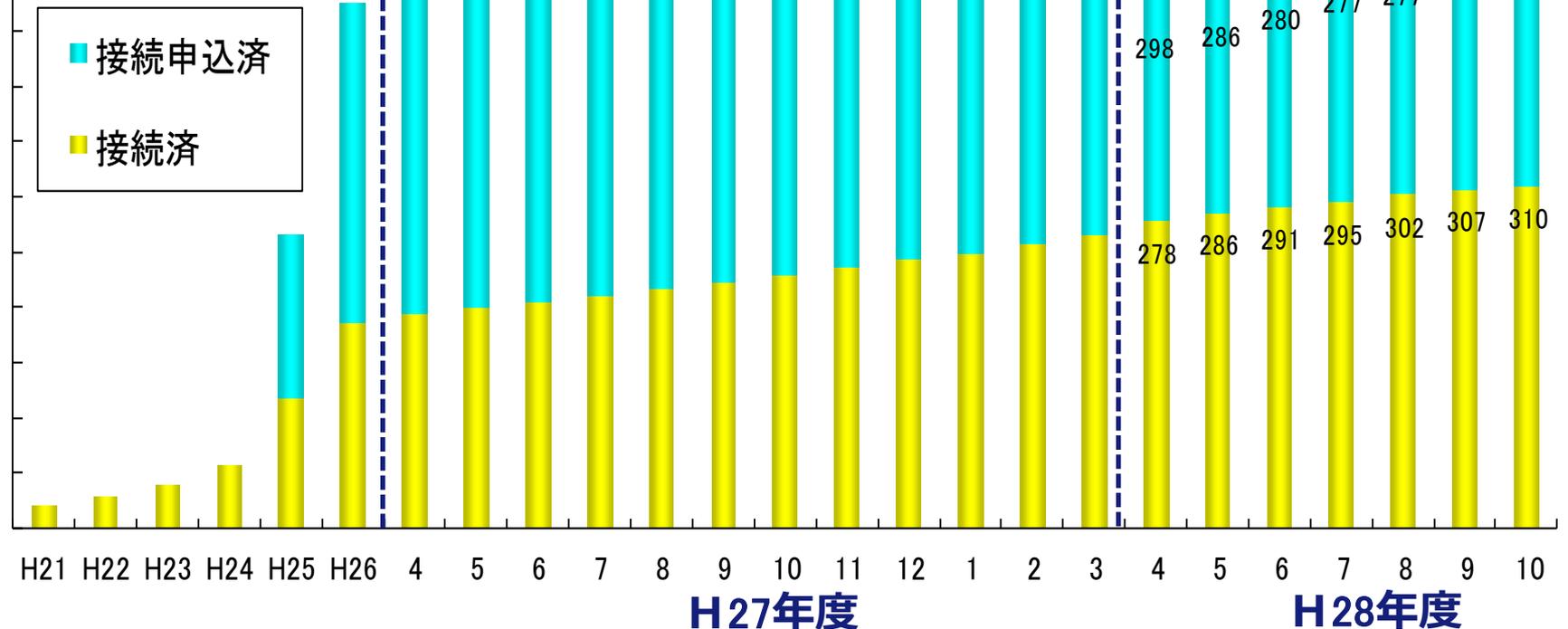
■ 平成28年10月末の接続済・接続申込済の太陽光は588万kW

(万kW)

30日等出力制御枠：660万kW

空き容量72万kW

接続済+接続申込済：588万kW



参考：風力の接続量・接続申込量

■ 平成28年10月末の接続済・接続申込済の風力は47万kW

