



再生可能エネルギーの出力制御見通しについて

2018年11月12日

中国電力株式会社

■ 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	2015～2017年度（年度ごとに算定し、3カ年平均値を採用）
需要	2015～2017年度エリア需要実績
太陽光、風力の供給力	時間帯別の各年度発電実績
供給力（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
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力の活用	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56万kW）および100%（年平均112万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

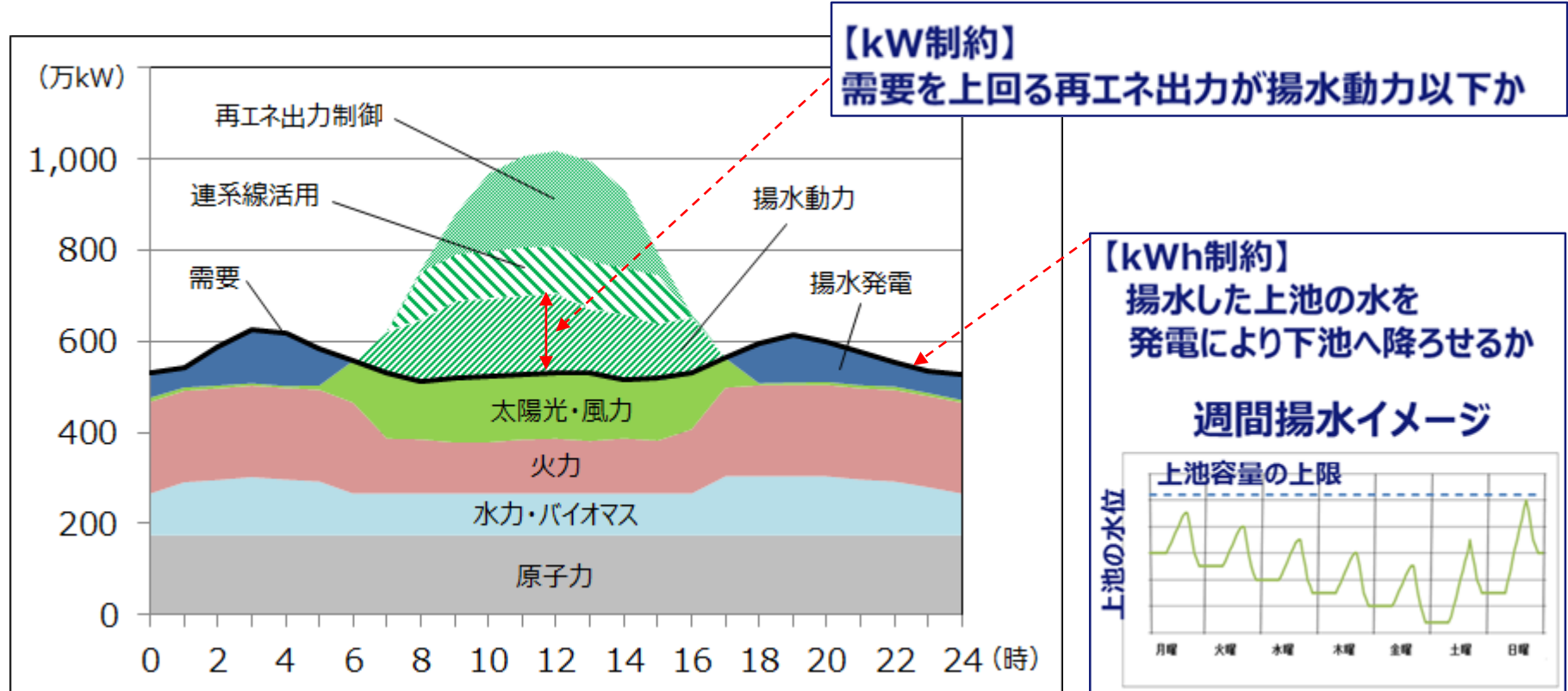
現状制度における需給解析
（火力の抑制，揚水運転，再エネ出力制御の反映等）



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（365日×24時間＝8,760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
（週間運用を考慮（休日の揚水分を平日に発電））



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（2017年度算定値）	前回（2016年度算定値）
検討断面		2017年度:24時間×365日＝8,760時間 2016年度:24時間×365日＝8,760時間 2015年度:24時間×366日＝8,784時間	2016年度:24時間×365日＝8,760時間 2015年度:24時間×366日＝8,784時間 2014年度:24時間×365日＝8,760時間
需要		2015～2017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）	2014～2016年度エリア需要実績 （ 同左 ）
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	
再エネ 出力	風力	2015～2017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	2014～2016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	・LFC調整力を確保 ・再エネ供給力がL 5 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	・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	・2015年1月の省令施行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	
	電源Ⅲ 火力等	・原則, 停止	

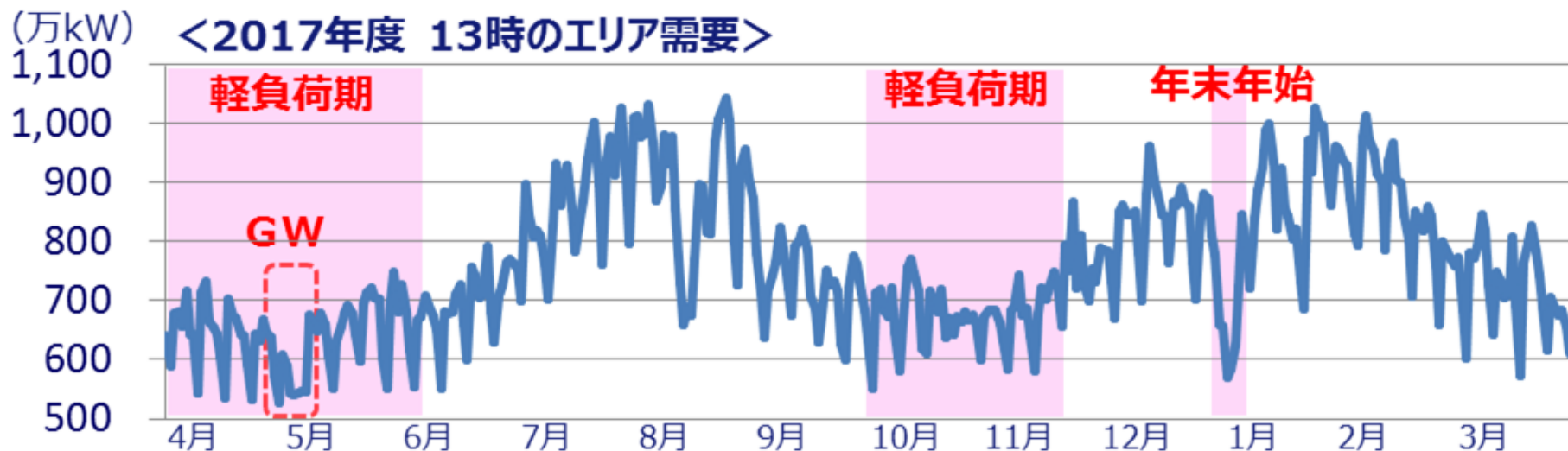
4. 今回と前回の算定条件の比較（2）

		今回（2018年度算定条件）	前回（2017年度算定条件）
需要（年間）		2017年度エリア実績 638億kWh [△0.3%] (平均電力：728万kW)	2016年度エリア実績 640億kWh (平均電力：731万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※1	設備量	103.2万kW	107.9万kW
バイオマス※2	設備量	125.0万kW	175.9万kW
	利用率	38.9%	37.7%
	供給力	48.6万kW	66.3万kW

※1 一般水力の供給力はP8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2015～2017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



【最小需要日】2017年4月23日(日) 533万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

	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(%)	4.1	7.2	3.2	7.2	7.2	5.7	7.3	5.2	3.3	6.0	5.7	9.2
自家消費電力(万kW)	3.6	6.4	2.9	6.4	6.5	5.2	6.7	4.8	3.0	5.6	5.3	8.6

【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	流れ込み式	28.6
	調整池式	73.2
	貯水池式	1.5
合 計		103.2

各月の最低供給力

(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	15.7 (1.0)	12.5 (0.7)	11.8 (0.7)	15.2 (1.0)	10.9 (0.6)	11.3 (0.8)	9.0 (0.5)	7.4 (0.4)	9.1 (0.7)	10.6 (0.6)	12.8 (0.8)	17.0 (1.2)
調整池式	26.9	19.3	18.3	26.0	12.6	21.2	10.7	10.2	17.3	13.8	19.7	32.5
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	42.6	31.8	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	備考
供給力 (万kW)	1 7 4 . 6	設備容量×利用率
設備容量 (万kW)	2 1 9 . 3	島根2号 (82.0) 島根3号 (137.3)
利用率 (%)	7 9 . 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
- ✓ 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



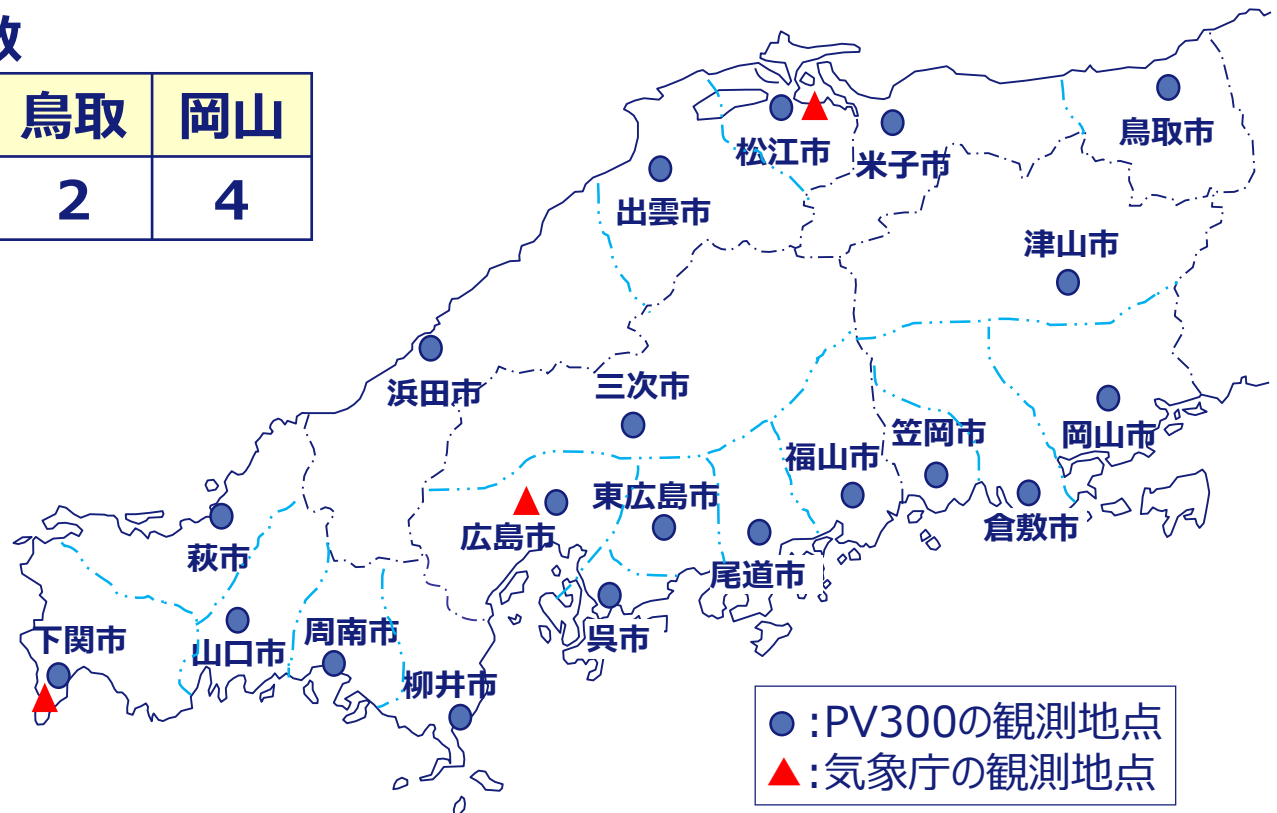
【ステップ°4】 検討断面における再エネ出力想定（太陽光）

■太陽光出力の想定

- ✓分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業（PV300）の中国地方測定地点（20地点），および，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（今後はSOLASATデータの活用についても検討）
- ✓各地区の太陽光出力を合成し，中国エリア分を想定

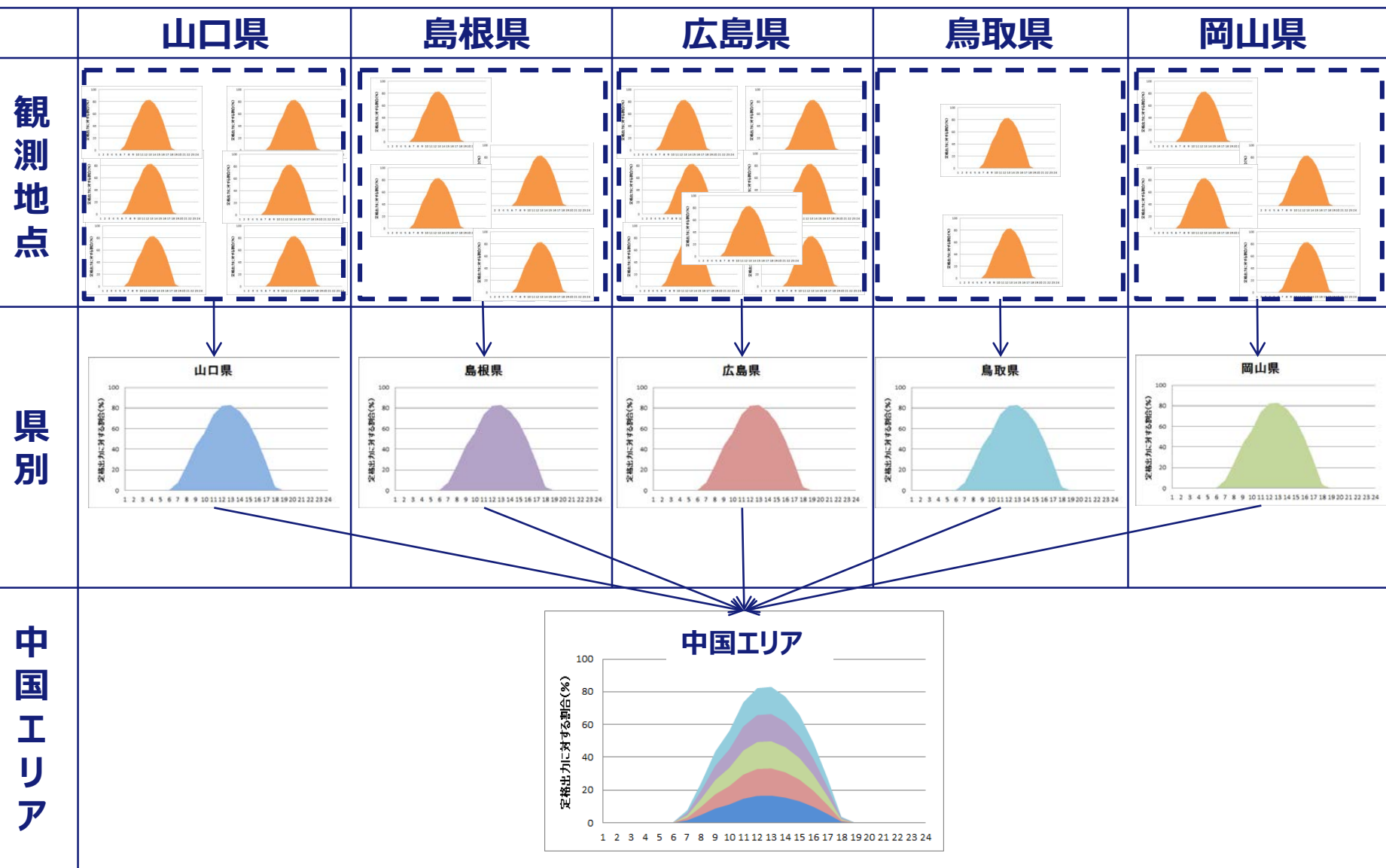
PV300の観測地点数

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の出力想定イメージ

■測定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）

- バイオマス織込みの考え方は昨年と同様であり，接続検討実績や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。

	接続見込量(万kW) ※1	利用率(%)	供給力(万kW)
専焼	60.6	0.0	0.0
地域型	64.4	75.5 ※2	48.6
合計	125.0	38.9	48.6

※1 2018年7月末時点の導入見込量（バイオマスは混焼バイオマスを含まない）

※2 既設分は2017年度実績利用率を採用

将来分は①専焼バイオマスと②地域型バイオマスが1/2ずつ導入されると想定し，再エネ出力制御が生じる断面では，①は停止，②は利用率80%(コスト等検証委)で算定

【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
- その結果、再エネの出力制御を行う日は、域外の電発、IPPおよび新電力などの電源Ⅲ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※（2017年4月23日）13時の火力発電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）が最小となる日

【ステップ5】 回避措置（火力発電の抑制）[電源Ⅰ・Ⅱ]

■ 設備仕様と最小需要日（2017年4月23日）13時の想定出力

(万kW)

発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	想定出力	備考
玉 島	2	石油	35	10.5	12	0	－
	3		50	12.5	15	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 ※2	1		12.5×6機	4.0×6機	8.5×6機	0	－
	2		19.8×4機	8.0×4機	12.0×4機	15.8×2機	LFC調整力
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	－
下 関	1		17.5	9.0	9.0	0	－
新小野田	1		50	15	15	15	最低
	2		50	15	15	15	最低

※ 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]

■ 設備仕様と最小需要日（2017年4月23日）13時の想定出力

【自社】		(万kW)					
発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	想定出力	備考
岩国	2	石油	35	7	—	0	—
	3	石油	50	9	—	0	—

【電源開発】							
発電所		燃料種別	認可出力	当社受電分	当社受電分(最低)	想定出力	備考
竹原	3	石炭	70	65.1	31.1	0	—

【IPPの火力発電所】					【新電力】			
発電所	燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	想定出力		最大受電	最低出力	想定出力
宇部興産	石炭	19.5	4	0				
三菱ケミカル		4	1.2	0	計	300.1	—	0

【共同火力】					
発電所	燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	想定出力	備考
福山	副生ガス/	40.2	1.8	1.8	副生ガス
倉敷	石油/石炭	29.2	0	0	—

【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】 揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること
（週間運用を考慮（休日の揚水分を平日に発電））

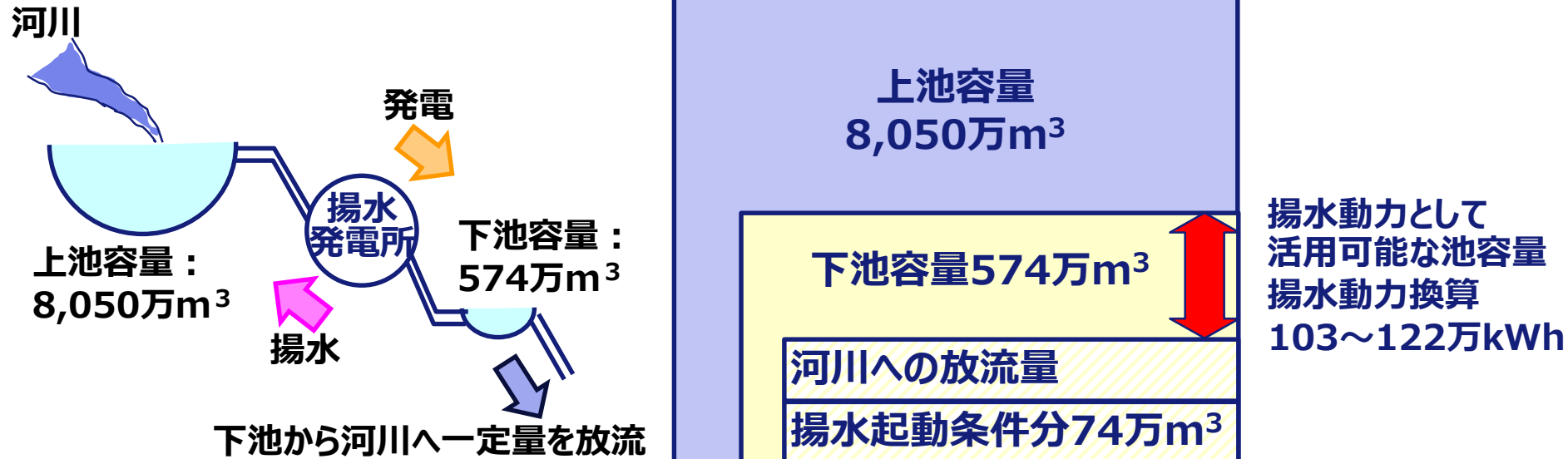
	設備仕様	備考
発電出力合計（万kW）	212.5	
揚水動力合計（万kW）	201	
揚水動力換算容量 （万kWh）	1,723～ 1,742	俣野川 : 1,170万kWh÷30万kW=39h 南原 : 450万kWh÷30万kW=15h 新成羽川 : 103～122万kWh÷ 7万kW=15～17h
設備仕様の内訳（万kW） （発電出力／揚水動力）	俣野川 1G～4G（30 / 30） 南原 1G～2G（31 / 30） 新成羽川 2G～4G（7.6 / 7）（1G：発電専用（7.7 / ー））	

	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

【参考】回避措置（揚水式水力の活用） 新成羽川発電所

- 新成羽川発電所は、混合揚水（自流分を含む揚水）であり、以下を考慮した運用が必要【運用にあたり考慮すべき事項】
 - 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
- 短時間であれば揚水動力として期待できるものの、下池容量の全量を揚水動力として期待することはできない
 - ⇒使用できる新成羽川揚水の池容量は、河川への放流分等を控除

【新成羽川揚水発電所の概要】



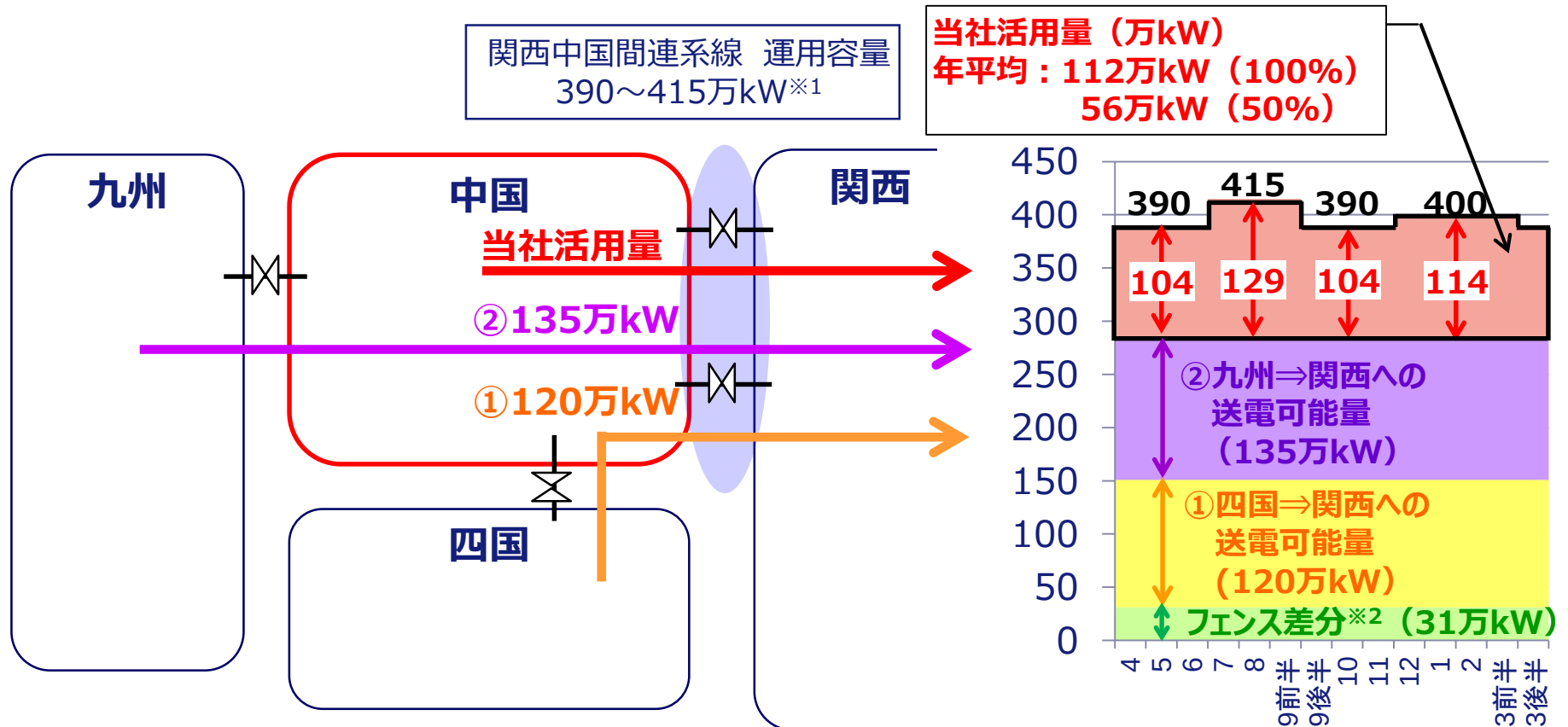
新成羽川揚水発電所の各月の揚水動力換算容量

(万kWh)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
122	122	122	122	114	116	113	105	103	104	112	122

【ステップ5】 回避措置（連系線の活用）

- 間接オークションの対象となる容量を踏まえ、関西中国間連系線の運用容量から、フェンス差分を控除した値とする。
- ただし、当社は立地的に中継会社のため、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/2017/180301_2018_2027_unyoyouryou.html)

※2 関中フェンス潮流に影響を与える中国エリア内の潮流変動分

【参考】関西中国間連系線の運用

【出典】2018年度 第2回運用容量検討会 資料2-1

関中フェンス潮流の管理方法の見直し案（まとめ）

6

- 間接オークション導入（平成30年10月1日）以降は、前々日～実受給まで、フェンス潮流が運用容量を超過しないよう、フェンス差分の枠を事前に確保した運用とする
- フェンス差分の設定値（31万kW）は、実運用開始後に過不足がなかったか、運用容量検討会において、定期的に検証し、必要により見直しする
- 長期～週間断面については、同様の対応ができるよう今後検討

	前々日	前日～実受給	
フェンス差分の設定先	フェンス差分欄 ※広域機関システム新設	—	中国電力が実施するフェンス潮流計算結果の内数として設定
設定値	31万kW（西播東岡山線作業時には18万kW）		
空容量	運用容量－フェンス差分		運用容量－フェンス潮流計算結果
	運用容量 フェンス差分 31万kWを事前設定 この範囲内で経過措置計画策定 この範囲内でスポット約定処理 空容量 フェンス差分 前々日	空容量 フェンス差分 前日10時頃	空容量 フェンス潮流計算結果（内数） フェンス差分 前日15時頃 空容量 以降のフェンス潮流計算のベース値 前日17時以降 実受給

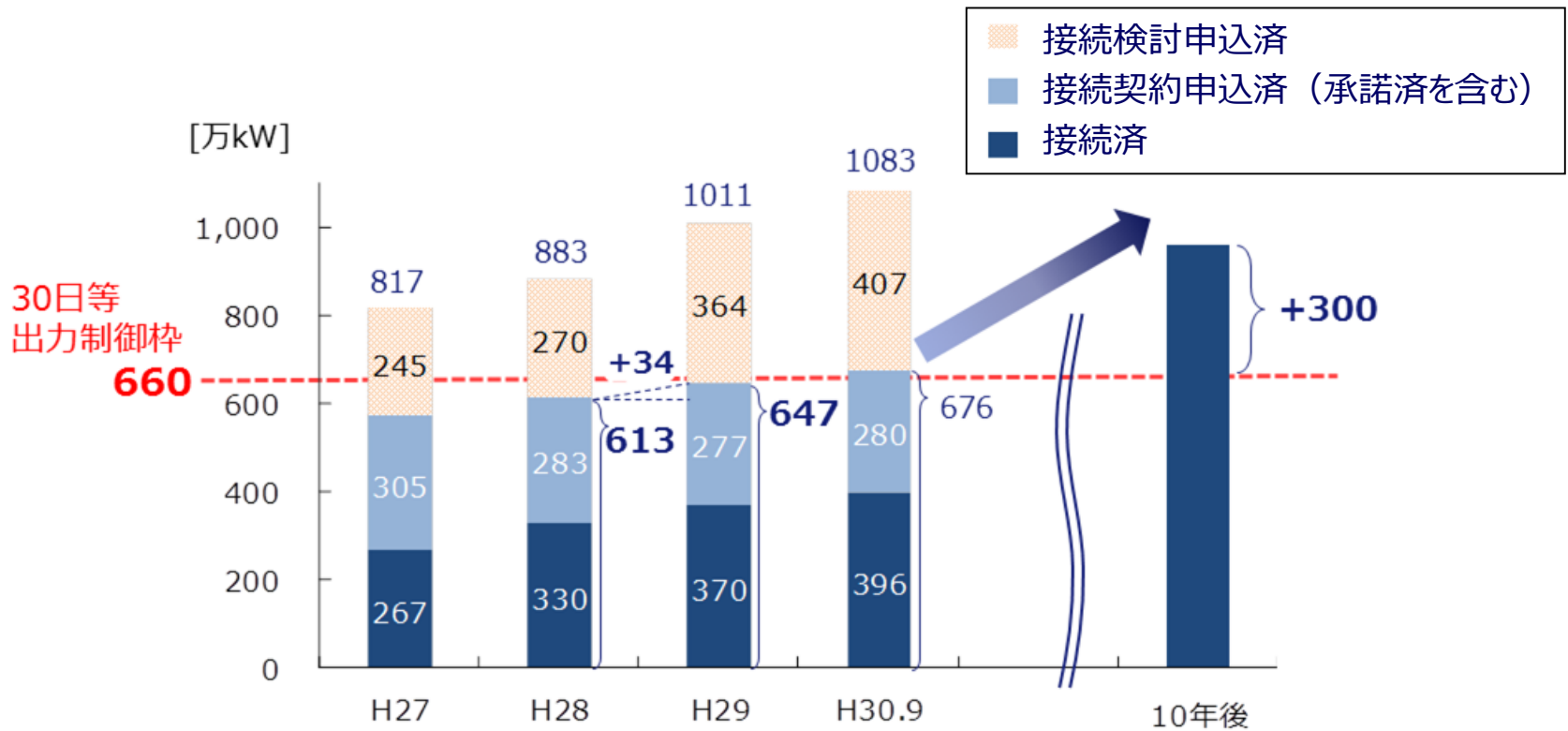
【参考】 昼間最小需要日の需給バランス

【最小需要日（2017年4月23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				532.6	615.6	532.6	615.6
供給力	電源Ⅰ・Ⅱ	石油	-	0.0	0.0	0.0	0.0
		LNG	水島1	18.0	18.0	18.0	18.0
			柳井2	15.8×2	15.8×2	15.8×2	15.8×2
		石炭	三隅	30.0	87.6	30.0	87.6
			新小野田1	15.0	30.5	15.0	30.5
			新小野田2	15.0	30.5	15.0	30.5
		計		109.6	198.2	109.6	198.2
	電源Ⅲ	地内電発	竹原3	0.0	0.0	0.0	0.0
		共同火力	福山共同火力	1.8	1.8	1.8	1.8
			倉敷共同火力	0.0	0.0	0.0	0.0
		IPP	-	0.0	0.0	0.0	0.0
		計		1.8	1.8	1.8	1.8
	再エネ	太陽光	-	620.9	0.0	620.9	0.0
		風力	-	9.2	5.9	9.2	5.9
		一般水力	-	42.6	80.5	42.6	80.5
		地熱	-	0.0	0.0	0.0	0.0
		バイオマス	-	48.6	48.6	48.6	48.6
		計		721.3	135.0	721.3	135.0
	原子力			174.6	174.6	174.6	174.6
	揚水			▲ 171.0	106.0	▲ 171.0	106.0
	連系線活用			0.0	0.0	▲ 104.0	0.0
	再エネ出力制御			▲ 303.7	0.0	▲ 199.7	0.0
	供給力計			532.6	615.6	532.6	615.6

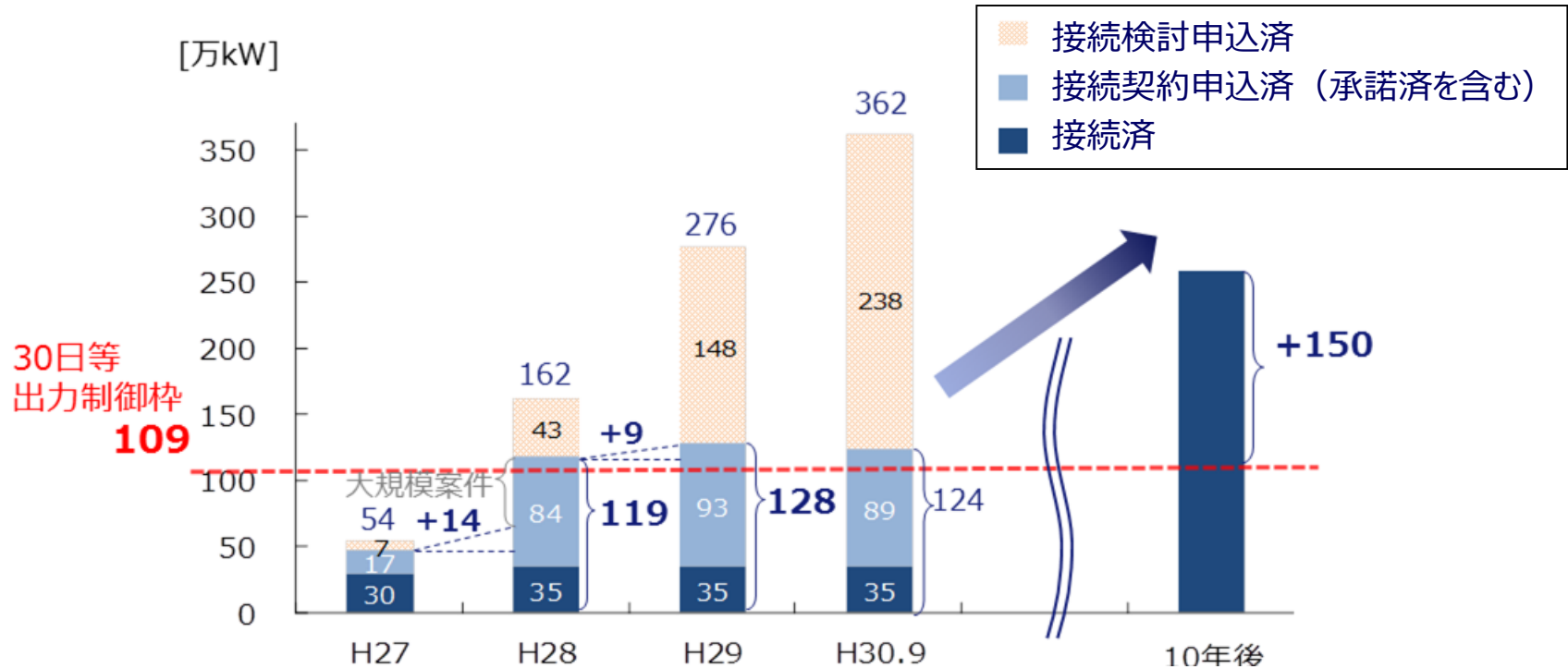
2-2. 太陽光発電設備の導入量想定

- H29年度末時点で接続済および接続契約申込済は約647万kW
- H29年度における伸び率は、34万kW/年程度であることから、10年後の指定ルール導入量を+300万kWとして算定



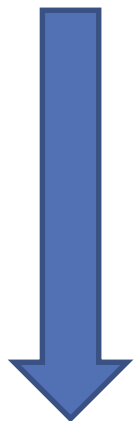
2-2. 風力発電設備の導入量想定

- H29年度末時点で接続済および接続契約申込済は約128万kW
- H29年度における伸び率は、9万kW/年程度であるが、昨年の伸び率が14万kW程度であることと、接続検討申込量が引続き増加傾向であることを考慮し、10年後の指定ルール導入量を+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

2-3. 出力制御見通し 算定結果①（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 2015～2017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)	304	19,724	141,591	13.9
	50%	(56)	191	12,949		9.2
	100%	(112)	116	8,103		5.7
+200	0%	(0)	492	62,381	283,183	22.0
	50%	(56)	276	36,835		13.0
	100%	(112)	185	25,438		9.0
+300	0%	(0)	698	129,090	424,774	30.3
	50%	(56)	389	75,927		17.8
	100%	(112)	259	52,372		12.3

※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。

2-3. 出力制御見通し 算定結果②（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 2015～2017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)	431	2,288	64,936	3.5
	50%	(56)	241	1,359		2.1
	100%	(112)	120	737		1.1
+ 100	0%	(0)	451	4,820	129,871	3.7
	50%	(56)	257	2,952		2.3
	100%	(112)	140	1,620		1.2
+ 150	0%	(0)	474	7,850	194,807	4.0
	50%	(56)	277	4,743		2.4
	100%	(112)	151	2,806		1.4

※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（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)	343	22,286	145,957	15.3
	50%	(56)	222	15,109		10.4
	100%	(112)	140	9,876		6.8
+200	0%	(0)	611	78,053	291,913	26.7
	50%	(56)	311	41,905		14.4
	100%	(112)	214	29,648		10.2
+300	0%	(0)	790	146,763	437,870	33.5
	50%	(56)	455	90,258		20.6
	100%	(112)	290	59,241		13.5

※ 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】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し（2016年度データ）

太陽光

【昼間最低負荷：563万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)	253	16,369	139,686	11.7
	50%	(56)	156	10,548		7.6
	100%	(112)	89	6,225		4.5
+200	0%	(0)	341	43,268	279,373	15.5
	50%	(56)	234	31,077		11.1
	100%	(112)	154	21,008		7.5
+300	0%	(0)	560	103,119	419,059	24.6
	50%	(56)	316	60,792		14.5
	100%	(112)	217	43,614		10.4

※ 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】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し（2015年度データ）

太陽光

【昼間最低負荷：562万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)	317	20,517	139,131	14.7
	50%	(56)	196	13,190		9.5
	100%	(112)	118	8,209		5.9
+200	0%	(0)	524	65,821	278,262	23.7
	50%	(56)	284	37,524		13.5
	100%	(112)	186	25,658		9.2
+300	0%	(0)	745	137,389	417,393	32.9
	50%	(56)	395	76,730		18.4
	100%	(112)	269	54,261		13.0

※ 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 (%)
+ 50	0%	(0)	496	2,967	69,727	4.3
	50%	(56)	284	1,817		2.6
	100%	(112)	154	1,118		1.6
+ 100	0%	(0)	520	6,370	139,454	4.6
	50%	(56)	317	4,135		3.0
	100%	(112)	188	2,313		1.7
+ 150	0%	(0)	557	10,188	209,181	4.9
	50%	(56)	339	6,870		3.3
	100%	(112)	194	4,187		2.0

※ 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（2016年度データ）

風力

【昼間最低負荷：563万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 (%)
+ 50	0%	(0)	362	1,892	65,220	2.9
	50%	(56)	196	1,132		1.7
	100%	(112)	94	658		1.0
+ 100	0%	(0)	376	3,891	130,440	3.0
	50%	(56)	206	2,339		1.8
	100%	(112)	106	1,438		1.1
+ 150	0%	(0)	398	6,695	195,661	3.4
	50%	(56)	226	3,658		1.9
	100%	(112)	117	2,510		1.3

※ 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（2015年度データ）

風力

【昼間最低負荷：562万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 (%)
+ 50	0%	(0)	436	2,005	59,860	3.3
	50%	(56)	244	1,127		1.9
	100%	(112)	111	434		0.7
+ 100	0%	(0)	458	4,198	119,719	3.5
	50%	(56)	248	2,381		2.0
	100%	(112)	127	1,108		0.9
+ 150	0%	(0)	466	6,667	179,579	3.7
	50%	(56)	266	3,700		2.1
	100%	(112)	141	1,721		1.0

※ 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

おわりに

- 中国エリアにおいては、再エネの導入量が増加しており、今後再エネ出力制御の可能性があり、必要な準備を進めていきます。
- 発電事業者の皆様に対しては、先行他社を参考に、優先給電ルールについてのご説明や、ご対応いただく内容について、丁寧にお知らせいたします。
(今後の予定)
 - ✓ PCS切替等のお願いについて、ダイレクトメールの発送
 - ✓ PCSの技術審査
 - ✓ 出力制御訓練の実施