

再生可能エネルギーの 接続可能量（2016年度算定値） 等の算定結果について

平成28年11月25日

四国電力株式会社

1. 接続可能量（2016年度算定値）の算定

<前提条件>

- ・太陽光の算定は、風力64万kW（30日等出力制御枠）を前提とする
- ・風力の算定は、太陽光257万kW（30日等出力制御枠）を前提とする

（2015年度算定との主な差異）

- ・2016年度からエリア需要に見直し（2015年度算定までは自社需要）
- ・伊方1号の廃止を織り込み

接続可能量の算定フロー

ステップ1

2016年度算定の検討断面の設定



ステップ2

検討断面における需要想定の設定



ステップ3

検討断面における想定出力等の設定
(一般水力、バイオマス、原子力、地熱)



ステップ4

再エネ導入量に応じた想定出力の設定



ステップ5

現制度における需給解析（火力発電の抑制、
揚水運転、再エネ出力抑制の反映等）



年度算定値

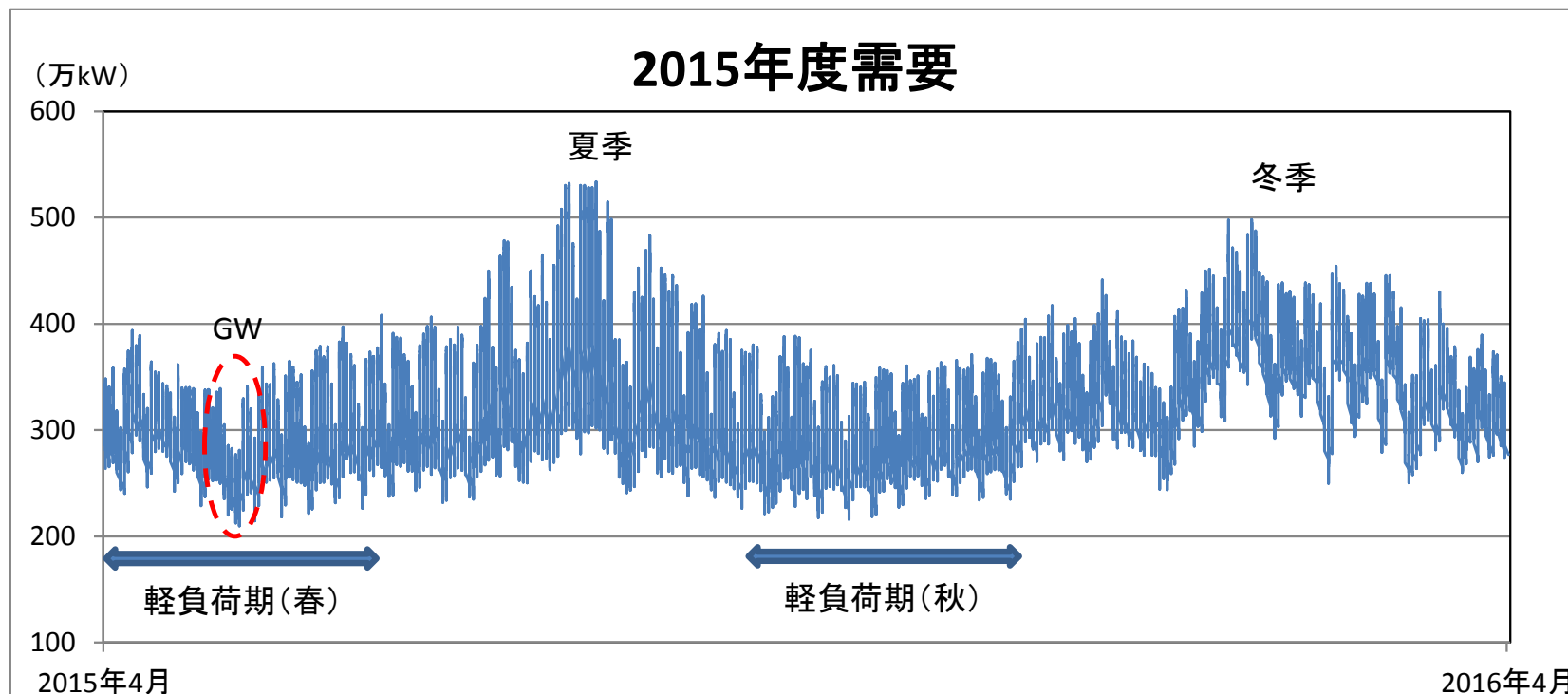
ステップ1,2：検討断面の設定と需要想定

検討断面は、8,784時間(24時間×366日)とし、各時間において試算を行う。

検討に用いる需要については、2015年度のエリア需要実績に太陽光の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとする。

なお、昼間最低需要※は5月24日13時の254.5万kW

※ 快晴日のうちGWを除く4,5月の日曜日13時需要（12～13時の1時間平均）の中で最も小さいもの



ステップ3：検討断面における一般水力出力

一般水力の出力は、平水（震災前過去30年の平均水量）とする。

※ 調整池・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

○昼間最低需要時（2015年5月24日13時）の水力出力

		出 力 (万kW)	備 考
再エネ出力のピーク時 の最低供給力	流れ込み式	8.2	利用率49% 小水力（0.2万kW）含む
	調整池式	11.7	利用率29%※ ¹
	貯水池式	2.3	利用率10%※ ²
合 計		22.2	（利用率＝出力／設備容量）
設備容量	流れ込み式	16.6	小水力（0.4万kW）含む
	調整池式	40.8	
	貯水池式	22.5	
合 計		79.9	

※ 1：河川への責任放流や農業・工業用水への供給のため

※ 2：一部の貯水池水力ではダムからの給水だけでなく支流からの流れ込みによる発電を実施している

ステップ3：検討断面におけるバイオマス出力

バイオマスの出力は、接続検討申込み済みの設備のうち、地域資源バイオマスで抑制困難なものに、連系済み設備の設備利用率実績を乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
地域資源バイオマスで 抑制困難なもの	29.5	53.8	15.9
その他 (抑制可)	11.4	0.0	0.0
計	40.9	38.9	15.9

ステップ3：検討断面における原子力出力

原子力の出力は、震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔昭和56年度～平成22年度〕の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
原子力	145.6 〔伊方2号 56.6 伊方3号 89.0〕	84.9	123.6

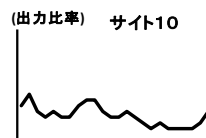
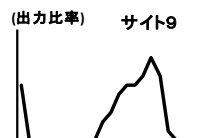
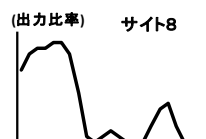
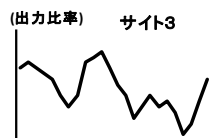
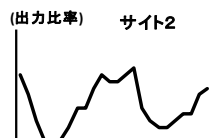
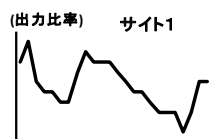
ステップ4：検討断面における風力出力

風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績（2015年度）をもとに設備容量に対する出力比率を算定したうえで、制御枠64万kWにその出力比率を乗じたものとする。

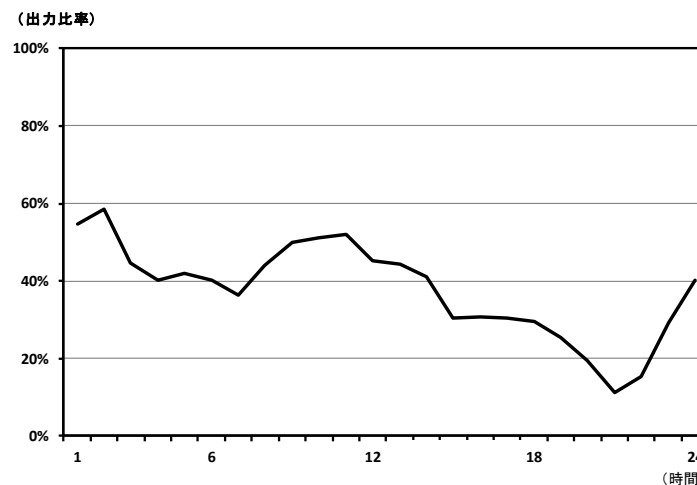
○出力データ実績の評価対象箇所

データ	サイト数	設備容量 (万kW)	期 間
既連系の風力	10	14.8	2015年4月 ～2016年3月

○ある日のサイト毎の出力比率実績



○一日の出力比率(全サイト合計)



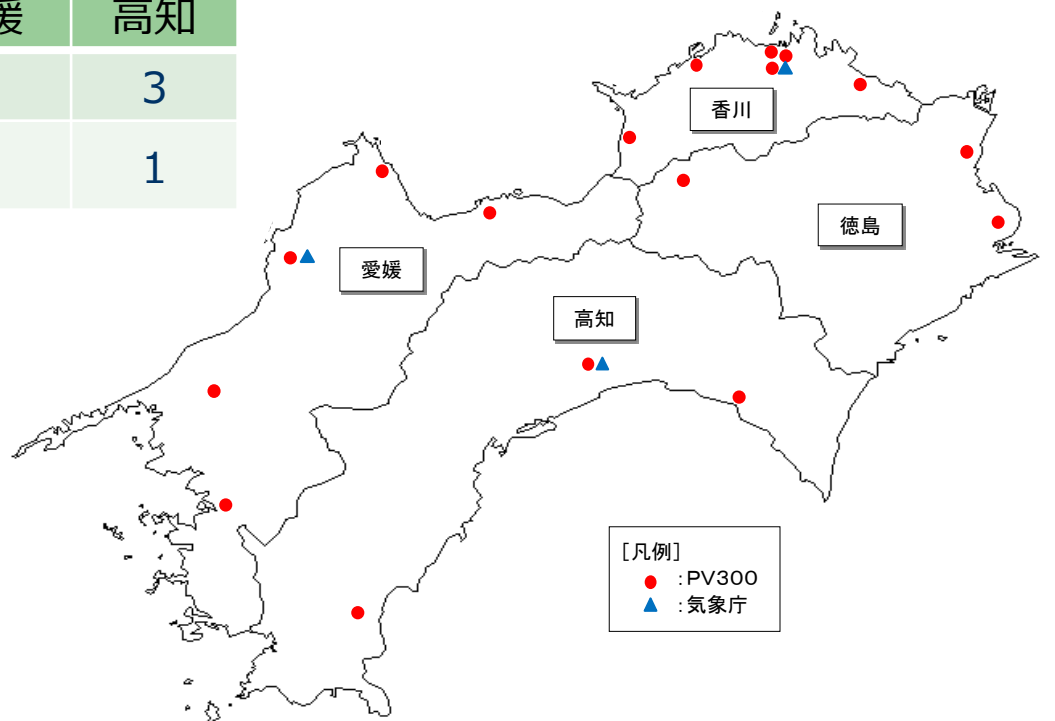
ステップ4：検討断面における太陽光出力①

太陽光発電の出力は、国の補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」（PV300）における当社管内の観測点17箇所および気象庁HP掲載の当社管内3箇所の観測点のデータから想定する。

○PV300，気象庁の県別観測箇所数

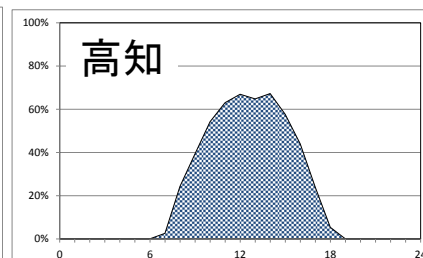
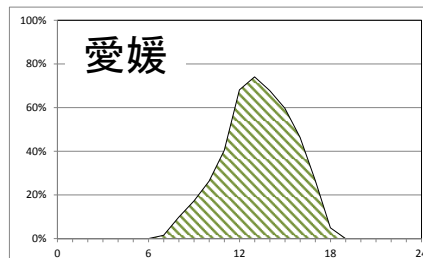
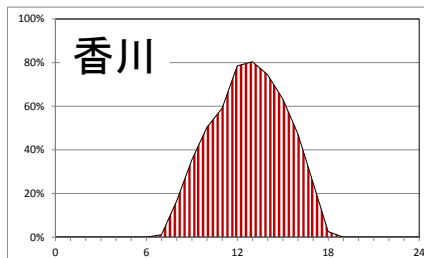
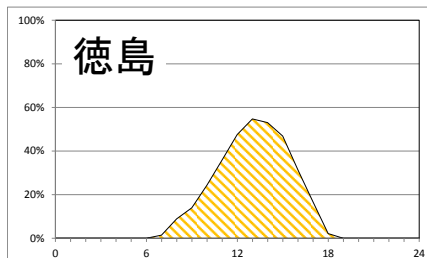
	徳島	香川	愛媛	高知
PV300	3	6	5	3
気象庁	0	1	1	1

気象庁データに徳島の日射データはない

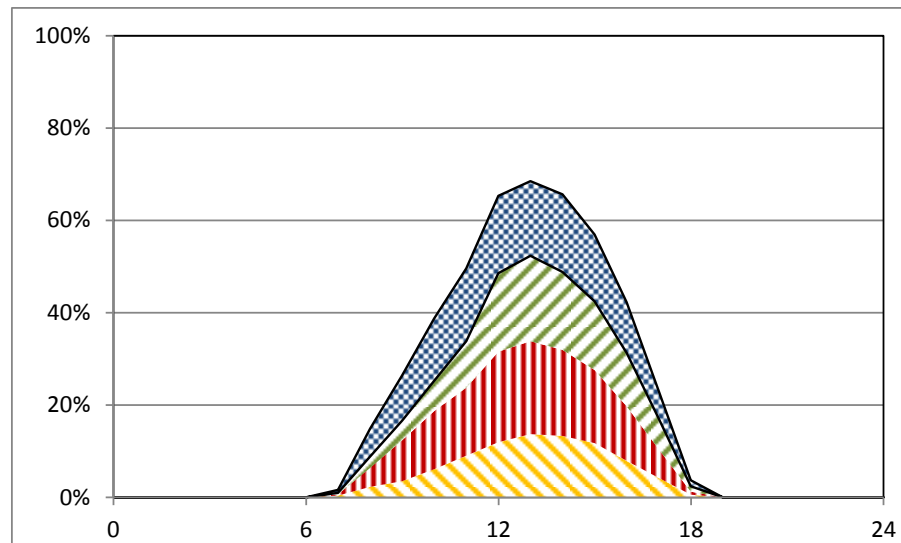


ステップ4：検討断面における太陽光出力②

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定（ある1日の出力想定例）



各県別導入比率（既連系＋既承諾分）
により重み付をして合算



ステップ4：検討断面における風力・太陽光の合成出力①

風力と太陽光の合成出力については、2015年度の実績に応じて

- ・晴天日：各月各時間毎の合成出力の2 σ 相当値（月間第2位）
- ・曇天日：各月各時間毎の合成出力の平均値

とする。

なお、日々の天候は、各日13時※の太陽光出力が、各月における13時の平均出力より高い日を晴天日、低い日を曇天日とする。

※ 四国では晴れた場合、日射量が1日で最も大きくなるのは12～13時の間

13時の太陽光・風力合成出力算出イメージ

○太陽光・風力合成出力

	1時	・・・	13時	・・・	24時
5月1日	0.7%	・・・	62.7%	・・・	3.5%
5月2日	3.3%	・・・	63.5%	・・・	10.9%
5月3日	11.5%	・・・	33.7%	・・・	9.6%
5月4日	9.6%	・・・	50.9%	・・・	11.0%
5月5日	10.6%	・・・	67.5%	・・・	1.1%
5月6日	1.0%	・・・	56.0%	・・・	2.0%
5月7日	1.7%	・・・	27.9%	・・・	0.1%
5月8日	0.1%	・・・	65.3%	・・・	8.4%
5月9日	6.1%	・・・	10.8%	・・・	1.3%
5月10日	2.1%	・・・	63.6%	・・・	0.3%
・	・	・	・	・	・
・	・	・	・	・	・
5月31日	0.0%	・・・	49.5%	・・・	1.1%
2 σ	10.6%	・・・	65.3%	・・・	10.9%
平均	4.2%	・・・	50.1%	・・・	4.5%

13時の2 σ 値と平均値

○天候区分（太陽光出力比率）

	13時	天候
5月1日	78.1%	晴天
5月2日	78.6%	晴天
5月3日	28.6%	曇天
5月4日	58.0%	曇天
5月5日	83.2%	晴天
5月6日	65.1%	晴天
5月7日	34.7%	曇天
5月8日	80.1%	晴天
5月9日	13.5%	曇天
5月10日	77.7%	晴天
・	・	・
・	・	・
5月31日	54.2%	曇天
—	—	—
平均	59.3%	—

当日の太陽光出力比率が月間平均より高い場合は晴天、低い場合は曇天

○合成出力

	13時
5月1日	65.3%
5月2日	65.3%
5月3日	50.1%
5月4日	50.1%
5月5日	65.3%
5月6日	65.3%
5月7日	50.1%
5月8日	65.3%
5月9日	50.1%
5月10日	65.3%
・	・
・	・
5月31日	50.1%
—	—
—	—

ステップ4：検討断面における風力・太陽光の合成出力②

○風力64万kW・太陽光257万kW時の定格出力に対する割合（%）

項目	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
風力 2σ	70.3	75.3	66.1	73.2	56.1	68.2	76.0	71.0	69.6	63.2	71.7	73.8
太陽光 2σ	81.7	81.4	77.6	72.7	75.5	79.8	80.6	70.4	70.2	72.0	79.6	90.2
合成 2σ	66.8	67.8	63.8	64.4	60.6	69.4	73.4	60.5	59.9	59.0	65.8	79.9
合成 平均	42.9	50.4	36.0	39.6	43.8	44.0	55.5	33.7	43.9	38.1	48.2	53.8
(参考) 合成 最大	76.8	69.2	66.6	68.0	63.2	70.0	74.8	65.2	62.9	60.3	67.6	81.8

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）①

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、下記の点を考慮し、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。

- 予備率8%、LFC調整力2%※¹を確保するために必要な火力ユニットを並列（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）
- LNG・コークス炉ガス(COG)※²の最低消費制約を考慮
- 設備仕様による運転制約を考慮

※1：再エネ電源などによる短周期変動はLFC調整力により対応する

※2：隣接事業者のコークス生産により発生する副生ガス（コークス炉ガス）を年間、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）②

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況（電源Ⅰ・Ⅱ）（万kW）

個 所	燃 料	定格出力	最低出力	運転状況	備 考
阿南3号	石 油	45	11	0	停止
阿南4号	石 油	45	13	0	停止
坂出1号	L N G	29.6	9	0	停止
坂出2号	L N G	28.9	14	0	停止
坂出3号	COG 石 油	45	11	15	COG消費のため運転 最低出力(11)+LFC下限まで(1)+LFC容量(3)
坂出4号	COG L N G	35	9	12	LNG消費のため運転 最低出力(9)+LFC下限まで(1)+LFC容量(2)
西条1号	石 炭	15.6	6	0	停止
西条2号	石 炭	25	5	0	停止
橘 湾	石 炭	70	18	0	停止
小 計	—	339.1	96	27	—

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）③

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況（電源Ⅲ）（万kW）

個 所			燃 料	定格出力	最低出力	運転状況	備 考
域内	電発橘湾	1号	石 炭	14.2	4.7	0	停止
		2号	石 炭	14.2	4.7	0	停止
	壬生川火力		石 炭	14.9	4.2	0	停止
	土佐発電		石 炭	15.0	6.0	0	停止
	住友大阪セメント		石 炭	6.5	2.0	0	停止
	その他 （新電力分など）		－	36.0	－	0	停止 混焼バイオマスを含む
域外	電発松島	1号	石 炭	4.7	2.3	0	停止
		2号	石 炭	4.7	2.3	0	停止
	電発松浦	1号	石 炭	18.9	6.9	0	停止
		2号	石 炭	18.9	6.9	0	停止
小計			－	148.0	－	0	－

定格出力は四国エリアの受電最大出力、最低出力は四国エリアの受電最低出力

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）④

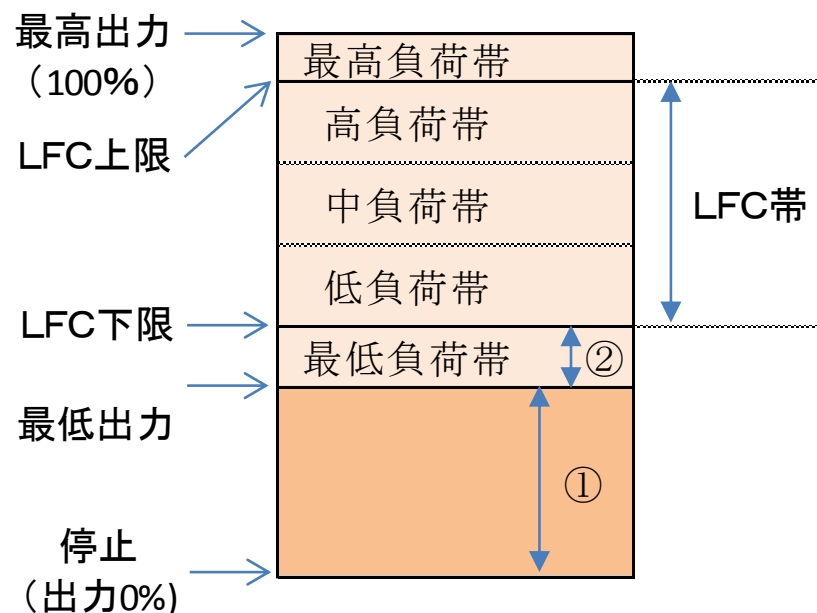
電源バランスの評価にあたっては、以下のような火力発電機の運転制約の考慮が必要

- ✓ 需要の軽い深夜には、DSS機以外の発電機は、機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力を低下できない(①)

DSS機：1日の中で起動停止が可能なよう特別な対策を行った火力発電機

- ✓ さらに、最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯(① + ②)まで出力を上昇させる必要がある。



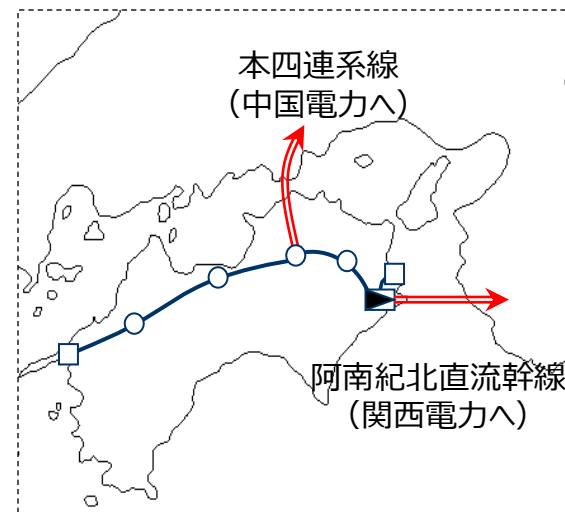
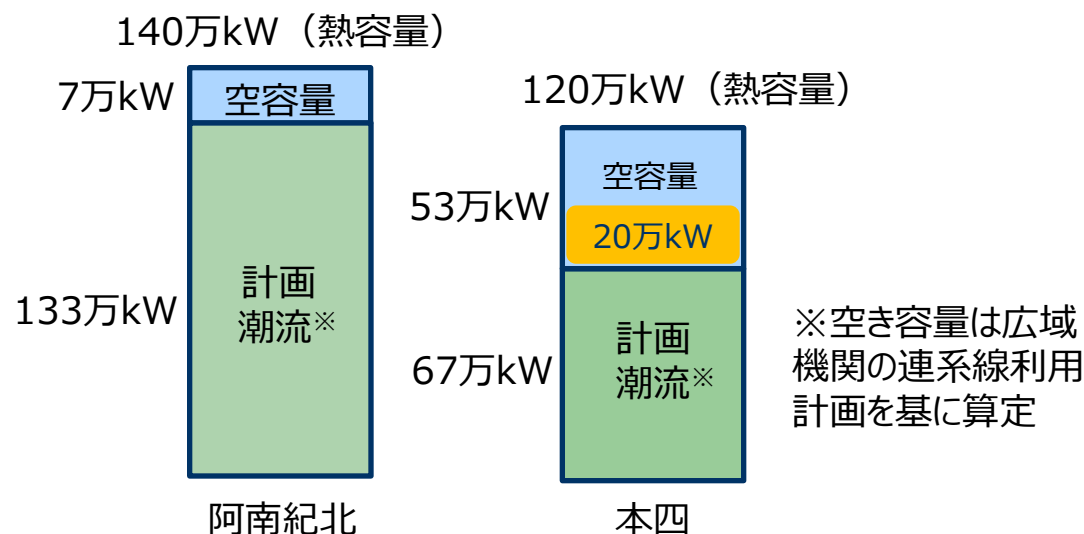
ステップ5：回避措置（連系線の活用）

将来断面における連系線活用については、現時点で、多くを見込むことには不確実性があるものの、再エネの最大限接続の観点から、今回の算定に当たっては、一定量の連系線活用を織り込むこととし、具体的には、

風力の接続可能量拡大における織り込み相当の**20万kW**

をベースとして活用することで算出した。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



ステップ5：回避措置（揚水式水力の活用）

通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に供給力として活用するが、昼間に揚水運転を行うことで、ロスを伴うものの太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能となるため、下記の点を考慮し、揚水式水力を活用する。

- ✓ 本川揚水の長期間作業やトラブル停止に加え、今回試算では火力運転台数の最小化や連系線活用を織り込んでいることを踏まえN－1台運転を前提
- ✓ 上池水位は電源脱落等の緊急時のため下限に裕度（1台最大発電2時間分程度）を設定し、日々の需給状況を見ながら水位調整するように運用

○大型揚水式水力設備仕様

発電所		発電認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
本川	1号	31.5	30.0	745万kWh (1台最大25h)
	2号	30.0	30.0	

小規模混合揚水発電所の大森川(1万kW)、穴内川(1万kW)、蔭平(4万kW)については、河川の制約などを踏まえて織り込み。

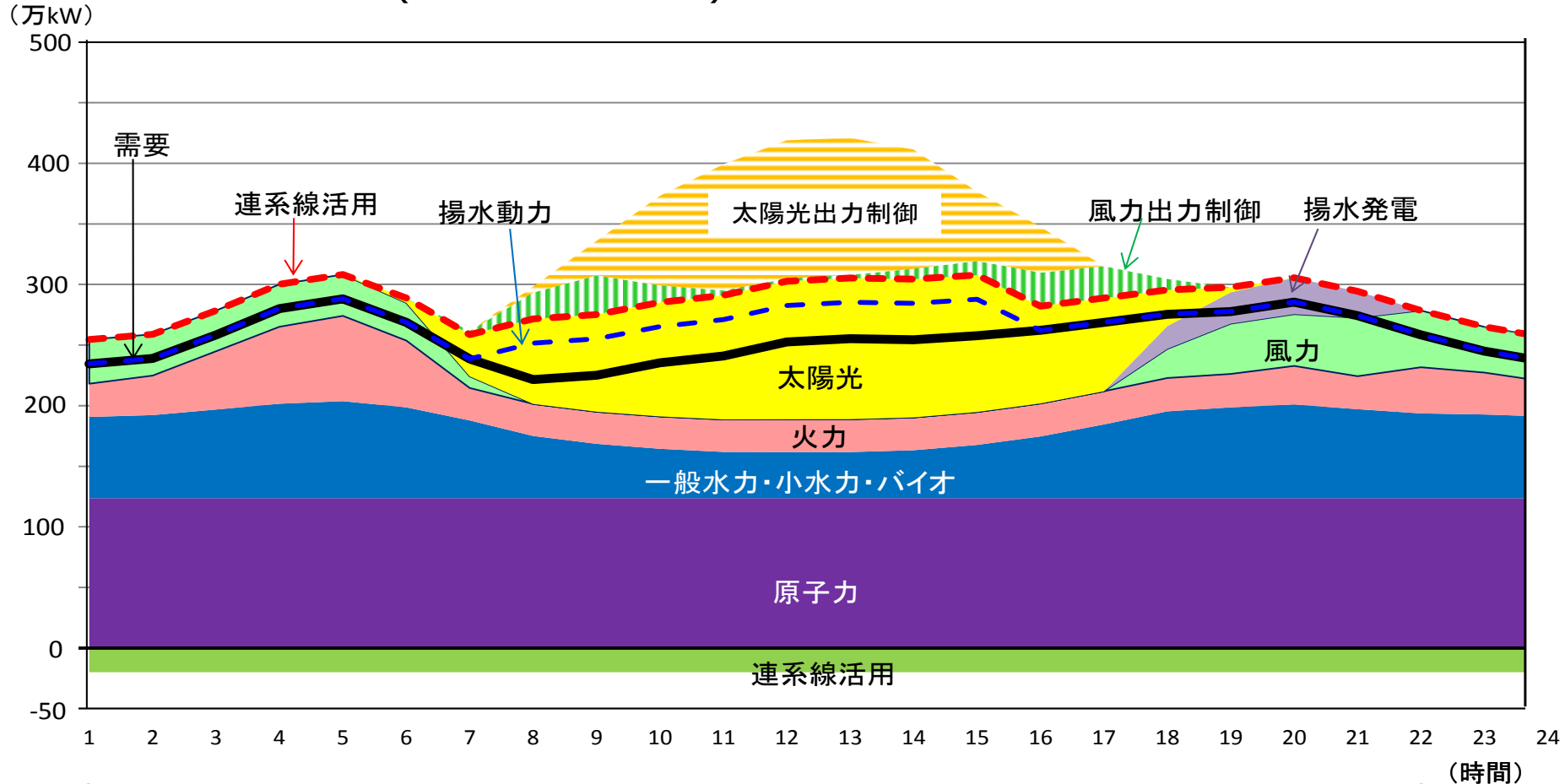
ステップ5：回避措置（再エネの出力制御）

- 火力発電の抑制、揚水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。
なお、風力については、日本風力協会（以下、JWPA）より「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間とする。
- 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。

需給バランスのイメージ

○ ステップ1～5に基づき、需給バランス（24時間×366日）を作成

○ 昼間需要最低日(2015年5月24日)における需給バランスイメージは下図のとおり



- 再エネの出力制御が発生する時間帯において、火力は必要最低限の運転
- 再エネの出力制御が必要となる昼間帯において、風力の出力制御に加え、太陽光の出力制御を実施

昼間最低需要日（5月24日）のkWバランス

項 目		昼間最低需要 13時 (万kW)	点灯ピーク需要 20時 (万kW)	備 考
供給力	原子力	124	124	
	火 力	27	32	
	再 エ ネ	水 力	62	小水力含む
		風 力	43	導入量64万kW
		太陽光	0	導入量257万kW
		バイオ他	16	
		小 計	120	
	揚 水	▲30	30	
	再エネ出力抑制	▲101	0	現行FITに基づく抑制
	連系線活用	▲20	▲20	
	合 計	255	286	
需 要		255	286	

算定諸元（前回の系統WGとの比較）

項 目	前 回(2015年度算定値)	今 回(2016年度算定値)
需要断面	2014年度の自社需要実績(365日)に 太陽光余剰契約の自家消費分を加算	2015年度のエリア需要実績(366日)に 太陽光余剰契約の自家消費分を加算
一般水力	流れ込み式：8.0万kW(利用率49%) 調整池式：11.7万kW(利用率29%) 貯水池式：2.3万kW(利用率10%)	流れ込み式：8.2万kW(利用率49%) 調整池式：11.7万kW(利用率29%) 貯水池式：2.3万kW(利用率10%)
太陽光	PV300および気象庁観測データによる 2014年度の出力推定値を基に想定	PV300および気象庁観測データによる 2015年度の出力推定値を基に想定
風 力	2014年度の風力発電実績を基に想定	2015年度の風力発電実績を基に想定
バイオマス	接続検討申込済み設備まで織込み	
地 熱	該当なし	
原子力	伊方3台 (利用率83.1%：震災前30ヵ年平均)	伊方2台 (利用率84.9%：震災前30ヵ年平均)
火 力	必要な調整力を確保したうえで可能な限り停止	
揚 水	大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN－1台	
連系線活用	20万kW（24時間ベース送電）	

算定諸元における前回との主な差分①

○需要実績

(万kW, 億kWh)

年 度	昼間最低需要	最大需要	年間電力量
2015年度算定値 (自社需要)	247.4 [5月18日13時]	543.4	297.0
2016年度算定値 (エリア需要)	254.5 (+2.9%) [5月24日13時]	533.6 (▲1.8%)	289.6 (▲2.5%)

需要には淡路島南部需要他を含む。昼間最低需要は、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している。2016年度算定値の年間電力量は、
 閏補正後の値

○再エネ発電実績（太陽光257万kW、風力64万kW断面）

(万kW, 億kWh)

年 度	5月2σ出力	5月平均出力	年間電力量
2015年度算定値	194.4	151.9	58.7
2016年度算定値	216.6	159.2	62.1

2016年度算定値の年間電力量は閏補正後の値

算定諸元における前回との主な差分②

○バイオマス

(万kW)

年 度	設備量	利用率	出 力
2015年度算定値	28.0	33.1%	9.3
2016年度算定値	40.9	38.9%	15.9

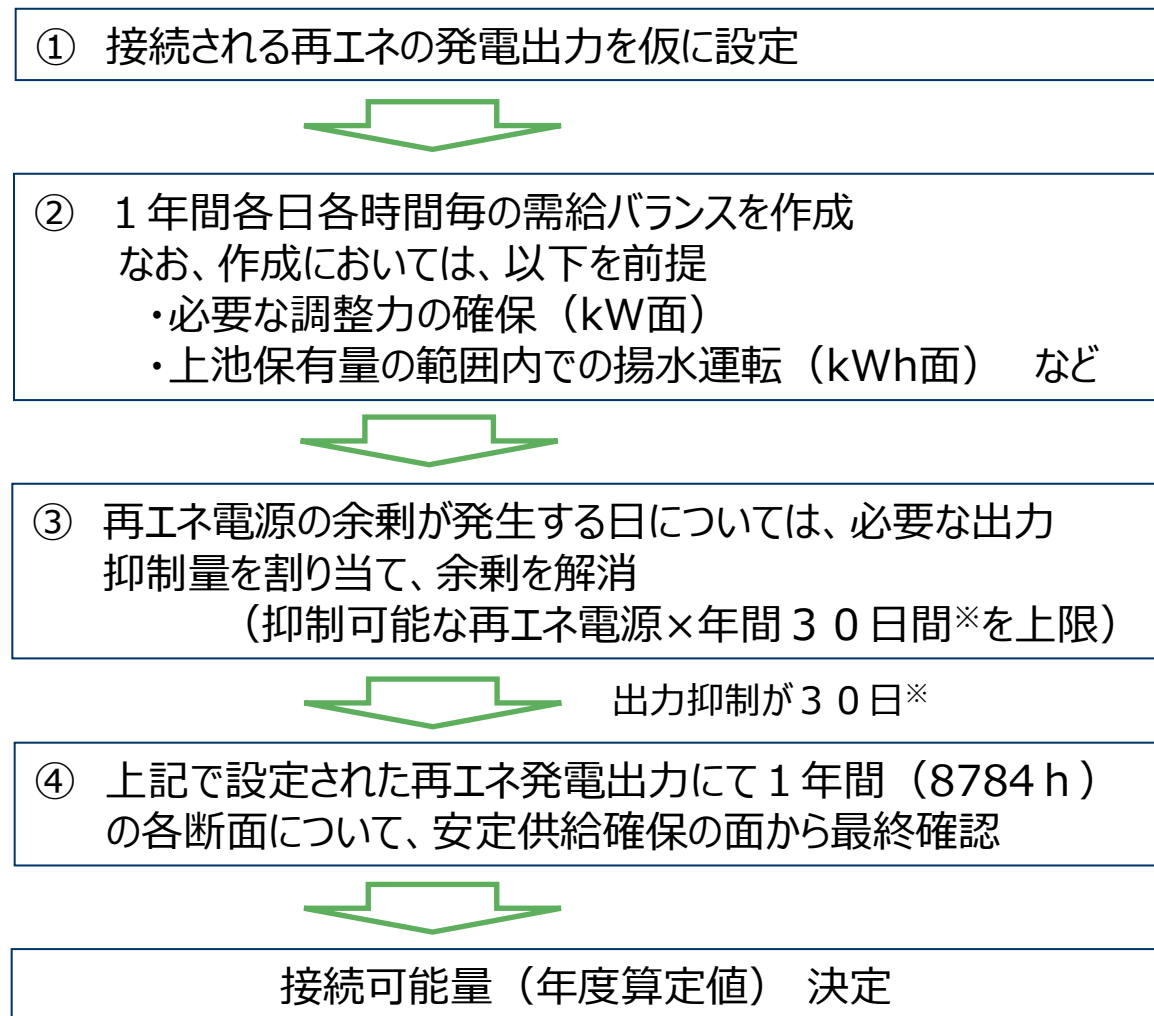
○原子力

(万kW)

年 度	設備量	利用率	出 力
2015年度算定値	202.2	83.1%	168.0
2016年度算定値	145.6	84.9%	123.6

接続可能量(2016年度算定値)の算定方法

- 1 年間（24時間×366日＝8,784時間）を通じ、各日各時間毎に需給解析を実施
- 具体的な算定方法は以下のフローのとおり



・出力抑制日数に余裕あり
↓ 接続量の拡大が可能
・出力抑制日数に余裕なし
↓ 接続量の削減が必要

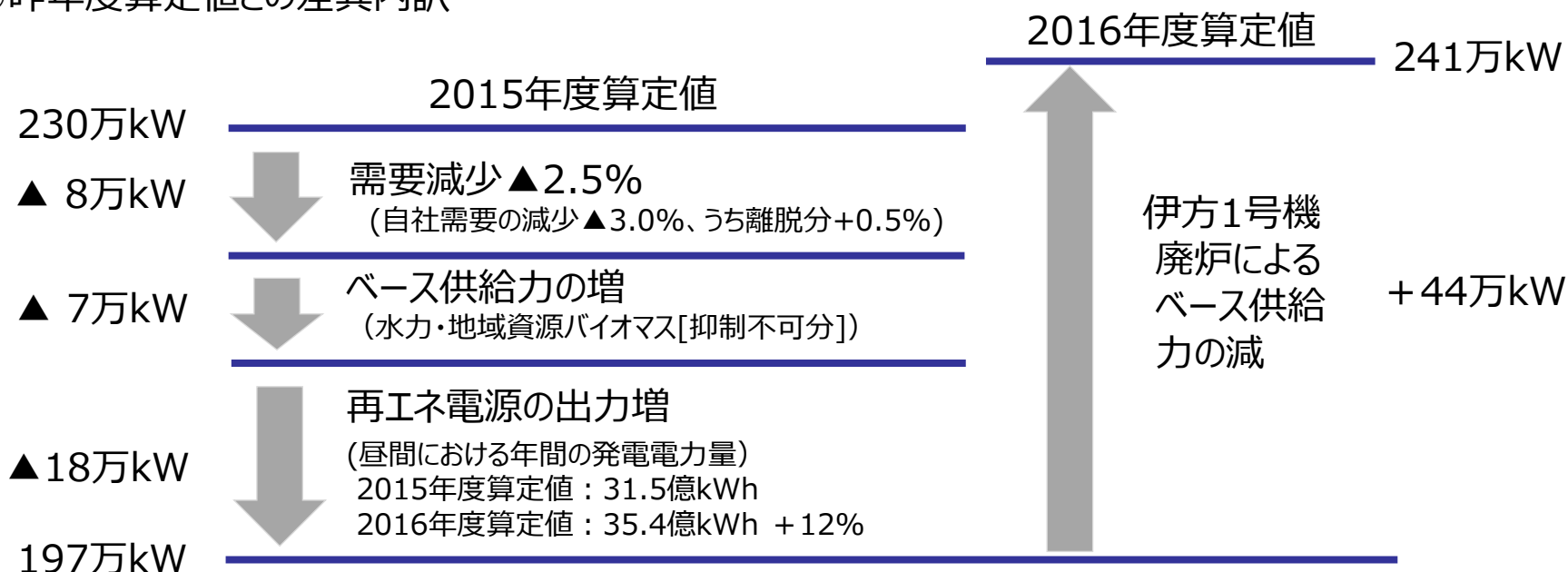
※ 出力抑制が30日の場合
出力抑制が360時間,720時間の場合は
30日を360時間,720時間と読み替える

太陽光の2016年度算定値の算定結果

風力 6 4 万 k Wを前提として算定

算定年度	需要	算定結果
2016年度算定値	エリア需要	241万kW
[参考] 2015年度算定値	自社需要	230万kW
30日等出力制御枠 (2014年度算定値)		257万kW

○昨年度算定値との差異内訳



風力の2016年度算定値の算定結果

太陽光 2 5 7 万 k Wを前提として算定

算定年度	需要	算定結果
2016年度算定値	エリア需要	71万kW
[参考] 2015年度算定値	自社需要	64万kW
30日等出力制御枠 (2015年度算定値)		64万kW

四国エリアの「30日等出力制御枠」について

昨年度の系統WGにおいて、「30日等出力制御枠」の見直しの考え方は下図の通りとなっている。

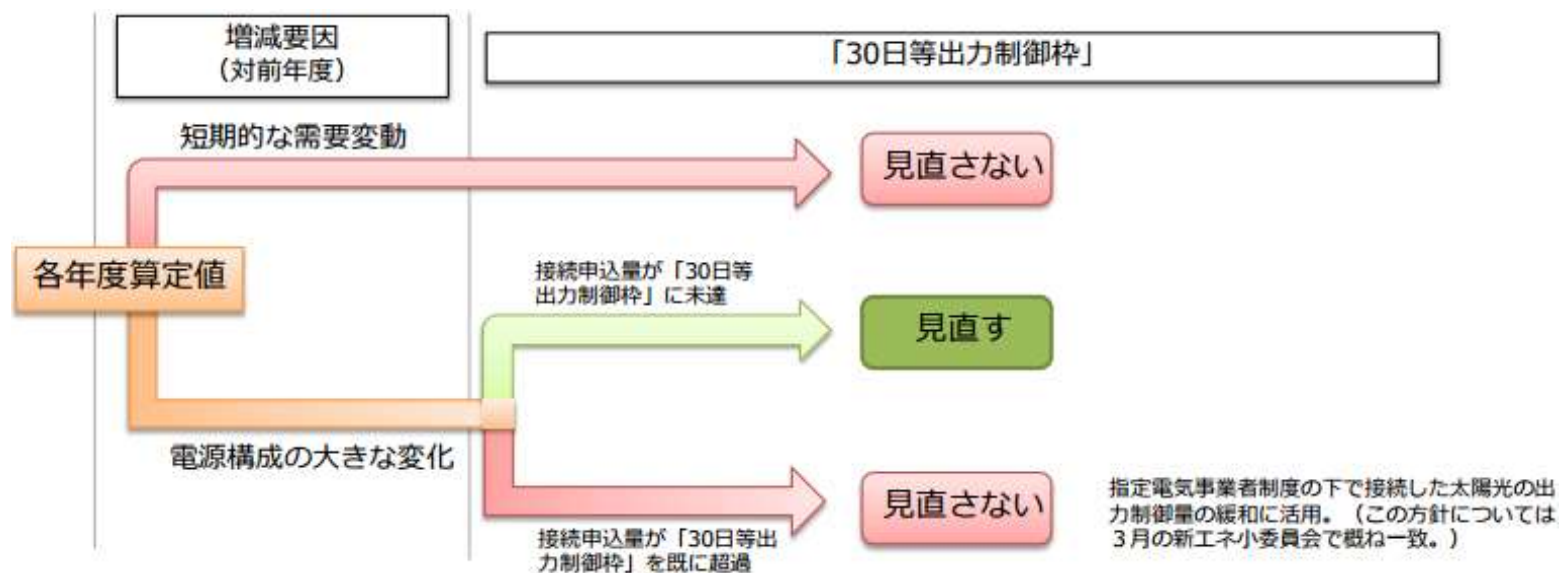
当社は、本年5月に伊方1号を廃止しており、電源構成の大きな変化があったことから、太陽光、風力について、それぞれ以下の対応となる。

- ・太陽光：接続申込量が制御枠を既に超過していることから見直さない
- ・風力：接続申込量が制御枠に未達であることから見直す

このため、30日等制御枠は、

- ・太陽光は、現行の257万kW
- ・風力は、2016年度算定値の71万kW

となる。



2. 指定電気事業者制度下における 太陽光の出力制御見通しの算定

<前提条件>

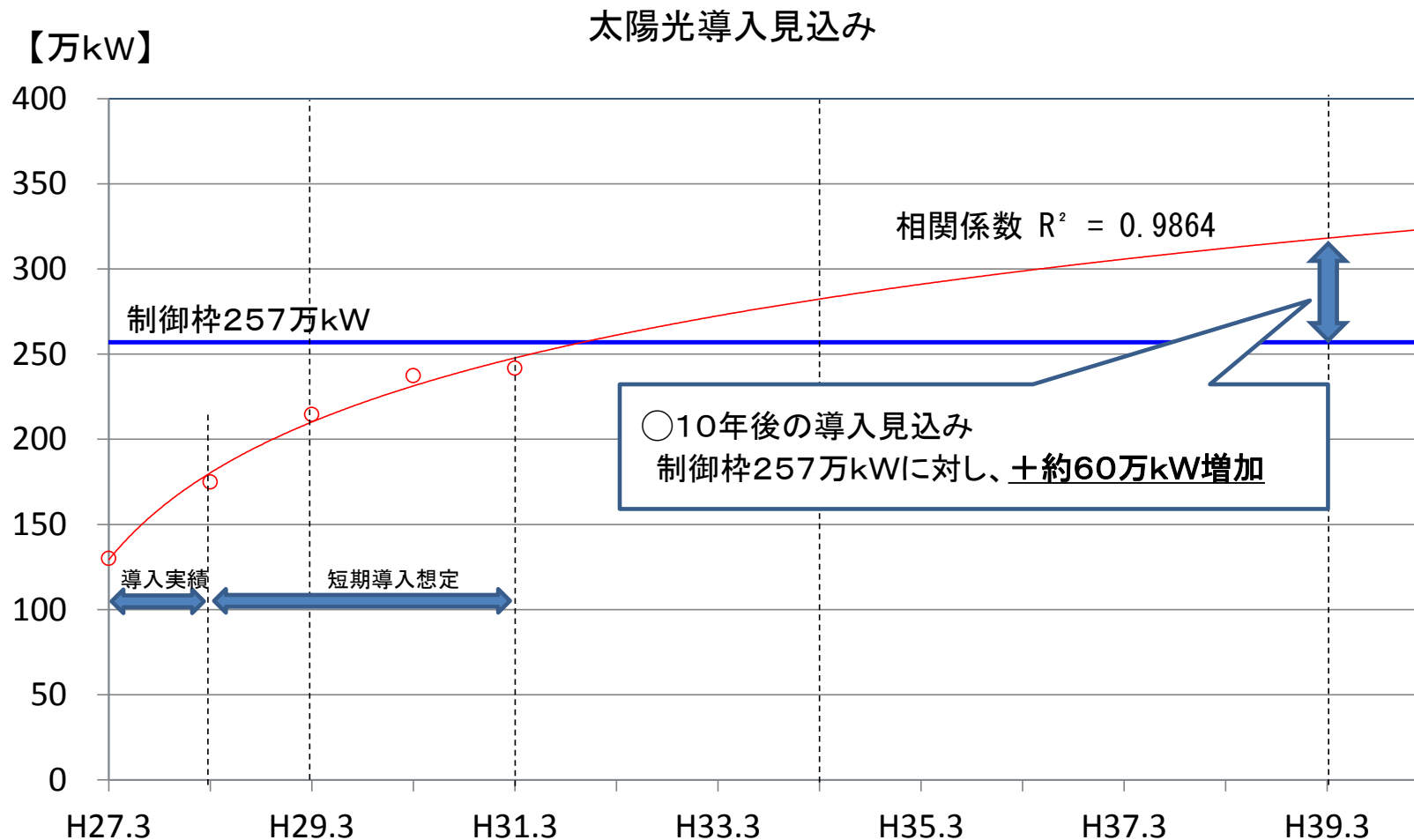
- ・太陽光257万kW（30日等出力制御枠）
- ・風力71万kW（30日等出力制御枠）

（2015年度算定との主な差異）

- ・2013～2015年度の需要および太陽光・風力の出力実績を元に算定し、
3カ年分の算定結果を平均化

出力制御見通しの算定方法について

- 30日等制御枠以降、指定電気事業者制度下で追加的に接続される太陽光の導入量は、足元の導入実績、および短期導入見込みから、10年後で+60万kWと想定した。
- 出力制御見通しの算定は、20万kW刻みとする。



出力制御方法について

○具体的な出力制御の方法（グループ制御）

- ・公平な出力制御を行うべく、各ルールの事業者を以下のようにグループ分けし、出力制御を行う。
- ・風力発電については、エリア全域の発電所に対して、一律部分制御を適用し、部分制御を考慮した時間管理を行う。（例えば上限出力を70%とした場合、0.3時間抑制としてカウント）

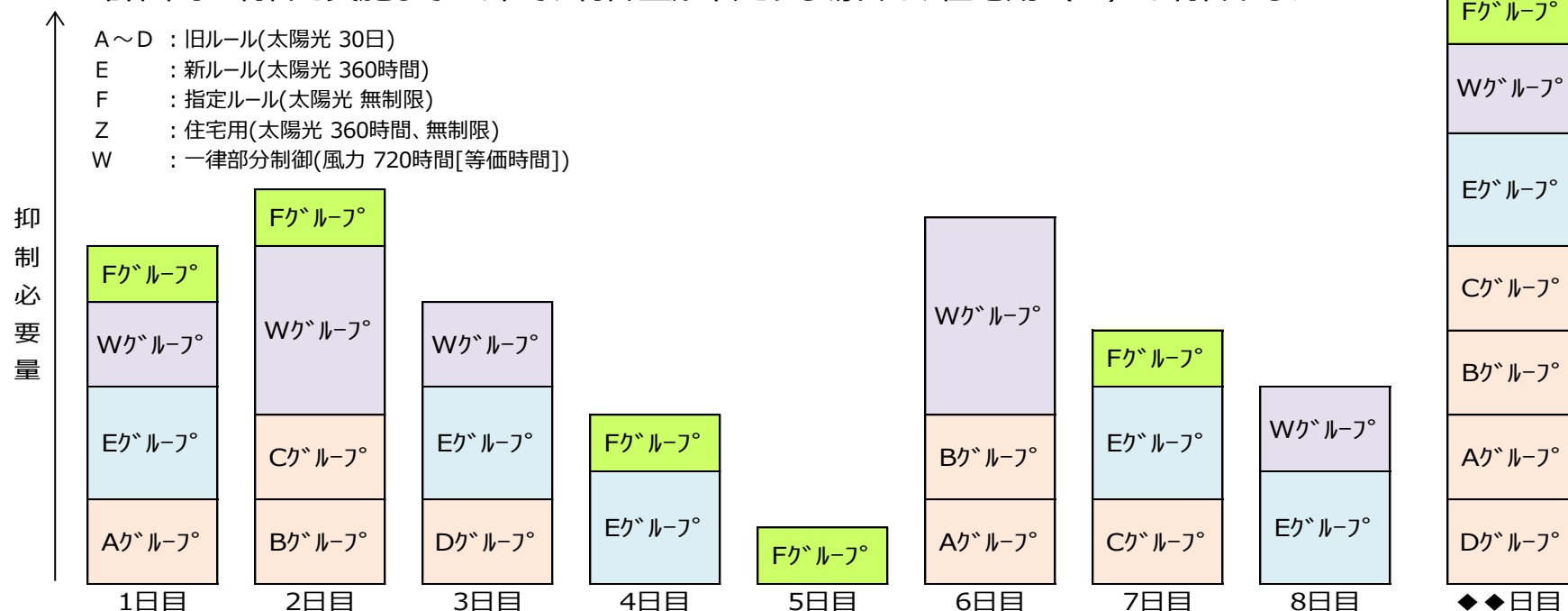
分類		全設備量		内、出力制御対象設備量			グループ分け	
太陽光	旧ルール	219万kW	旧ルールの30日等出力制御枠 219万kW	500kW以上	101万kW	→	(旧ルール) A B C D	
				制御対象外 500kW未満	118万kW			
	新ルール	38万kW	新ルールの30日等出力制御枠 257万kW	10kW以上	34万kW	→	(新ルール) E	
				住宅用 10kW未満	4万kW			
	指定ルール	20万kW	追加設備を20万kW とした場合	10kW以上	18万kW	→	(指定ルール) F	
				住宅用 10kW未満	2万kW			
						→	(住宅用) Z	
						→	(新ルール) W	
風 力		新ルール※	71万kW	30日等出力制御枠 71万kW	既設も含めた 全ての設備 全ての設備	71万kW	→	

※ 部分制御考慮時間管理

出力制御のイメージ（各事業者の出力制御が30日・360時間を超過する場合）

○事業者の公平性を考慮し、以下の通り、出力制御を行う。

- ・ 指定ルール事業者の出力制御が過剰とならないよう、年間計画段階において旧ルールと新ルール事業者の出力制御を30日および360時間(720時間)まで先に割り当てた上で、更なる余剰に対して指定ルール事業者を割り当てる。
- ・ 運用段階においては、実績を見ながら、年度途中において、指定ルール（F）の制御が360時間よりも少なくなるようであれば、旧ルール（A～D）、新ルール（E）および風力（W）の制御を減らし、指定ルール（F）の制御を増やすなどの調整により、公平を図る。
- ・ 風力のWグループに対しては、一律部分制御を適用し、部分制御を考慮した時間管理を行う。
- ・ 計画的に制御を実施していく中で、制御量が不足する場合は、住宅用（Z）も制御する。



(注) 実運用においては、天候や需給状況により、必ずしも公平な抑制にならない場合がある。

太陽光の出力制御見通しの算定結果

太陽光 2 5 7 万 k W、風力 7 1 万 k Wを前提として算定

追加量	出力制御時間	出力制御 電力量 (A)	発電可能 電力量 (B)	出力制御率 (A)/(B)
+ 20 万 k W	552時間	67GWh	253GWh	26.5%
+ 40 万 k W	810時間	187GWh	505GWh	37.0%
+ 60 万 k W	855時間	293GWh	758GWh	38.6%

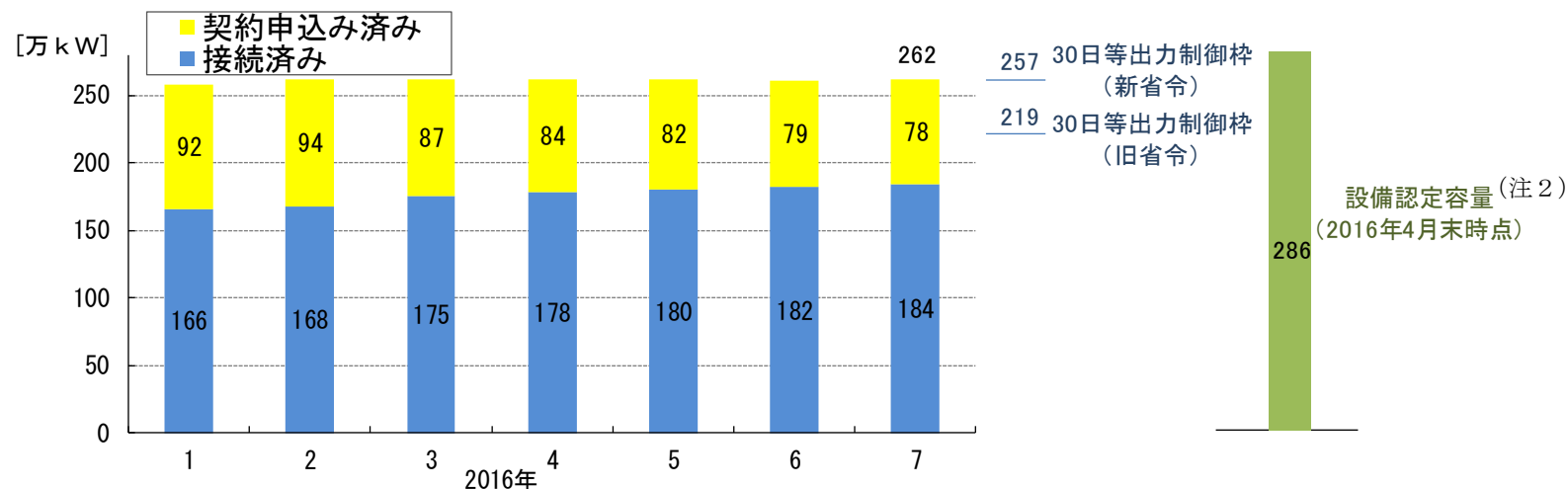
値は2013～2015年度実績ベースにおける算定結果の平均値

おわりに

- 今回の算定は、一定の前提条件のもとでのシミュレーションであるが、実運用では需要や再エネ出力等に予測誤差があるため、抑制率や抑制時間等については、シミュレーションどおりの結果とならない可能性があることについて、ご理解いただきたい。
- また、風力開発が進み、30日等出力制御枠を超過し、風力発電設備に対しても指定電気事業者の指定を受けた場合、出力制御ルールが異なる事業者が増加し、管理がさらに複雑になることも予想されるが、実運用で課題が生じた場合などにおいては適宜、運用方法を見直しつつ、各事業者間で出力制御が不公平とならないよう、適切に対応していきたい。
- なお、四国エリアにおいては、再エネの導入量が急速に増加しており、今後再エネの出力制御が必要となる可能性も考えられることから、発電事業者の皆様に対し、優先給電ルール等について、丁寧に説明していく予定である。

【参考】太陽光・風力発電設備の導入状況

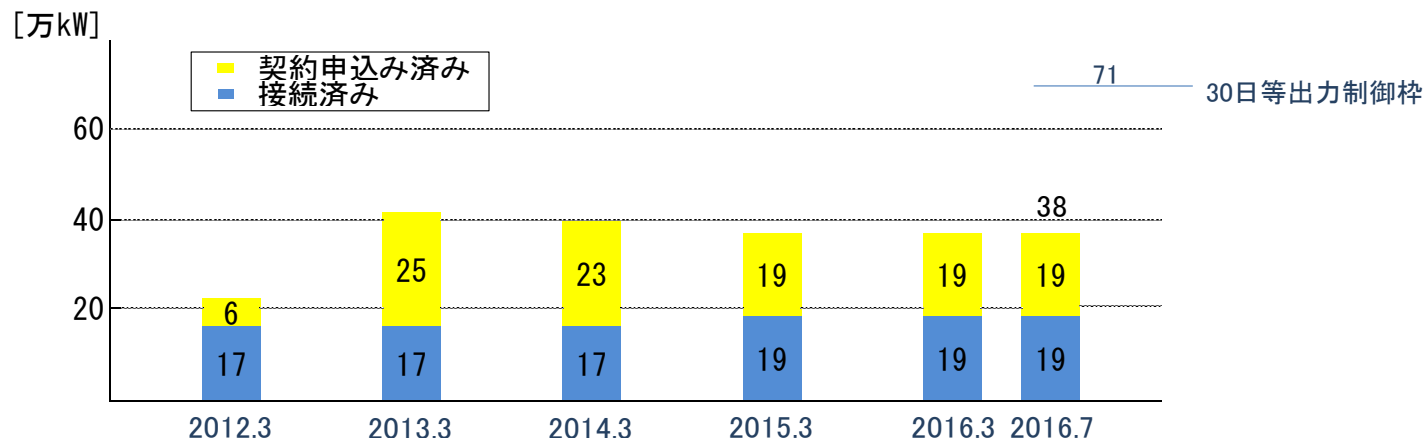
○太陽光の導入状況



(注1) 当社管内および淡路島南部

(注2) 四国4県の合計 (FIT制度開始後の新規認定分であり、移行認定分 (約23万kW) を含んでいない)

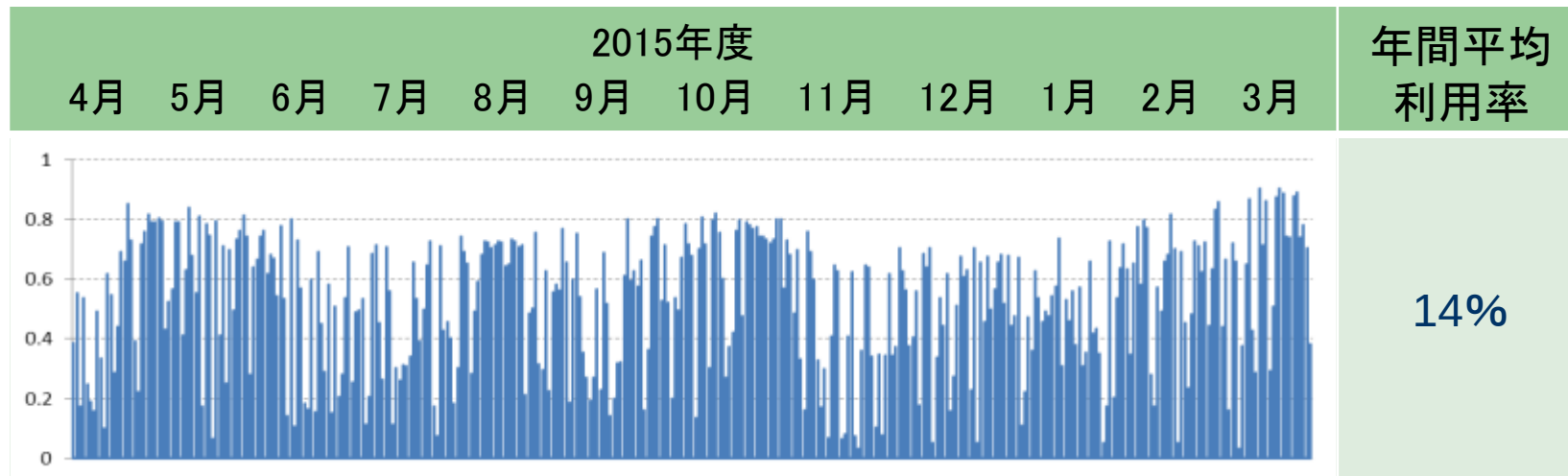
○風力の導入状況



(注) 当社管内および淡路島南部

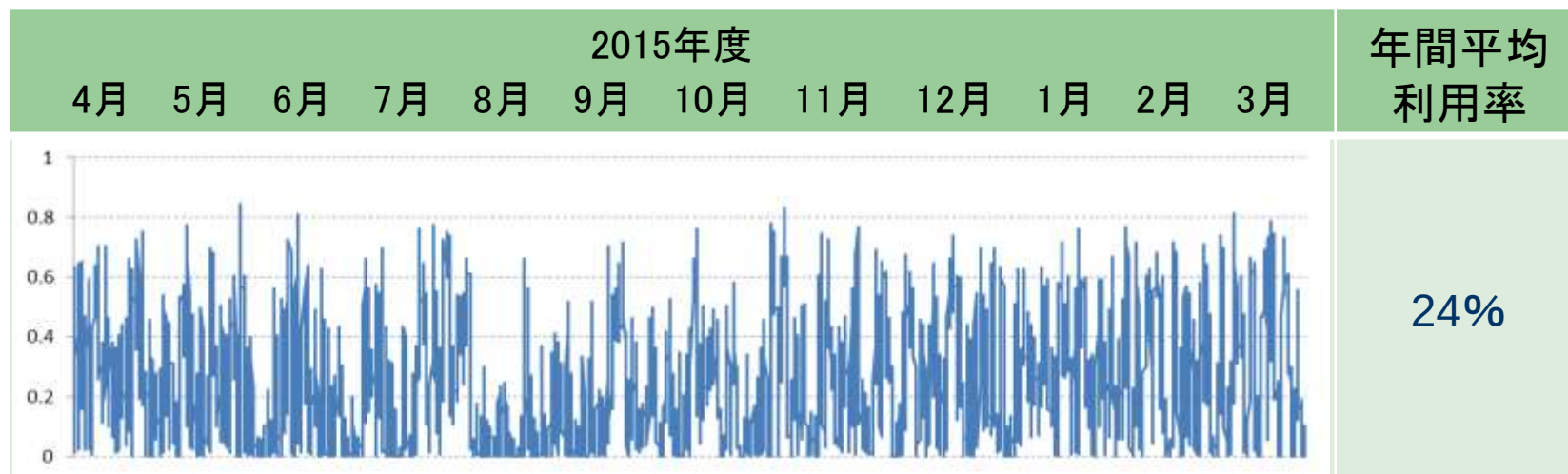
【参考】太陽光・風力発電の出力状況

○太陽光発電の利用率は春季、秋季が高く、夏季、冬季が低く、年間平均は14%程度



管内全ての設備量を1としたときの出力比率

○風力発電の利用率は冬季が高く、夏季が低く、年間平均は24%程度



管内全ての設備量を1としたときの出力比率

【参考】太陽光の出力制御見通しの3ヵ年算定結果

太陽光 2 5 7 万 k W、風力 7 1 万 k Wを前提として算定

項 目	追加量	出力制御時間	出力制御 電力量 (A)	発電可能 電力量 (B)	出力制御率 (A)/(B)
2013年 〔昼間最低需要※ 265万kW〕	+ 20万 k W	396時間	52GWh	263GWh	19.6%
	+ 40万 k W	702時間	164GWh	526GWh	31.2%
	+ 60万 k W	765時間	267GWh	789GWh	33.8%
2014年 〔昼間最低需要 248万kW〕	+ 20万 k W	582時間	71GWh	249GWh	28.3%
	+ 40万 k W	828時間	197GWh	499GWh	39.5%
	+ 60万 k W	852時間	301GWh	748GWh	40.2%
2015年 〔昼間最低需要 255万kW〕	+ 20万 k W	678時間	79GWh	246GWh	32.0%
	+ 40万 k W	900時間	200GWh	492GWh	40.6%
	+ 60万 k W	948時間	311GWh	738GWh	42.2%

※ 昼間最低需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の需要実績