

# 再生可能エネルギーの出力制御見通し (2018年度算定値)の算定結果について

2018年11月12日

九州電力株式会社

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力(電源Ⅰ～Ⅲ)、バイオマスを停止又は抑制、揚水動力並びに閘門連系線を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、公平性確保の観点から、旧ルール事業者の制御日数が上限30日に達するまでは、「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、及び「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御することを前提とする。
- 具体的には、太陽光の接続可能量817万kW、及び風力の接続可能量180万kWの連系を前提として、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御時間、制御率、出力制御量を算定する。

- 2015年度～2017年度需要実績等に基づき、指定ルール事業者の出力制御見通しを算定。
  - ・風力接続可能量(180万kW)を前提とした、「指定ルール太陽光発電所」の出力制御見通し
  - ・太陽光接続可能量(817万kW)を前提とした、「指定ルール風力発電所」の出力制御見通し

## 〔前提条件〕

項目	内容
算定年度	2015年度～2017年度(年度毎算定3年間平均)
電力需要	2015年度～2017年度のエリア実績
太陽光、風力	太陽光発電と風力発電の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	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用
地域間連系線	間接オークションの活用の見通しに応じた100%、50%、0%の3ケースを算定

- 出力制御の見通し(年度算定値)は、以下のフローで算定する。

ステップ1: 2018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: 検討断面における出力の設定  
〔一般水力、バイオマス(専焼、地域資源型)、地熱、原子力〕



ステップ4: 再エネ接続量に応じた出力の想定(太陽光、風力)



ステップ5: 優先給電ルールに基づく需給解析  
〔火力発電の抑制、揚水式水力の活用、再エネ出力制御の反映等〕



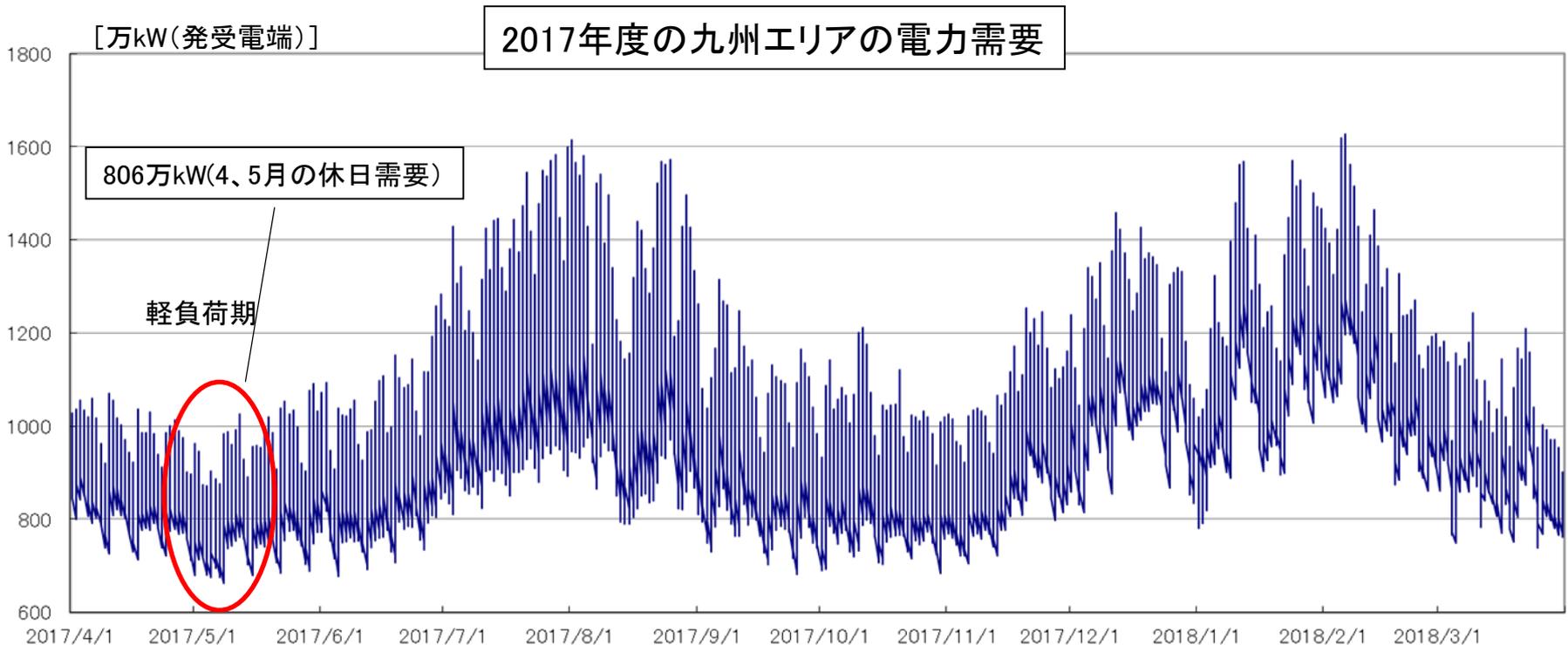
出力制御の見通し(2018年度算定値)の算定

○ 今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

		今回系統WG(2018年)	昨年系統WG(2017年)
需要断面 (エリア需要)		<ul style="list-style-type: none"> <li>・2017年度実績 [8,760時間]</li> <li>・2016年度実績 [8,760時間]</li> <li>・2015年度実績 [8,784時間]</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2016年度実績 [8,760時間]</li> <li>・2015年度実績 [8,784時間]</li> <li>・2014年度実績 [8,760時間]</li> </ul>
供給力	太陽光	・2015～2017年度の年度実績 を元に算定	・2014～2016年度の年度実績 を元に算定
	風力		
	原子力	・設備容量×設備利用率(震災前過去30カ年平均) 469.9万kW×83.3%=393.3万kW	[変更なし]
	地熱	・設備容量×設備利用率(震災前過去30カ年平均) 47.0万kW×83.3%=39.2万kW	[変更なし]
	バイオマス	・設備容量×設備利用率(既設バイオマス発電の平均利用率)	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・既設: 48万kW×43.5%(過去5か年平均)=<u>20.9万kW</u></li> <li>・新規: 67.6万kW<sup>※1</sup>×70%<sup>※2</sup>=<u>47.4万kW</u></li> <li>・専焼: 68.2万kW×50%=<u>34.1万kW</u> [計102.4万kW]</li> </ul> ※1: 連系が見込まれる発電所 ※2: 売電主体の既設バイオマスの平均利用率	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既設: 41.7万kW×39.5%(過去5か年平均)=<u>18.8万kW</u></li> <li>・新規: 38.1万kW<sup>※1</sup>×70%<sup>※2</sup>=<u>26.7万kW</u></li> <li>・専焼: 22.4万kW×50%=<u>11.2万kW</u> [計56.7万kW]</li> </ul> ※1: 連系が見込まれる発電所 ※2: 売電主体の既設バイオマスの平均利用率
一般 水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・調整池式、貯水式は、可能な限り昼間帯の発電を回避</li> <li>・流込式は、平水出力〔設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)〕</li> </ul>		

		今回系統WG(2018年)	昨年系統WG(2017年)
回避措置	火力発電の抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>・安定供給の観点から、運転が必要なユニットは必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は停止</li> <li>・電源Ⅲは設備の保全維持や保安などの観点から、支障のない出力までの抑制(50%以下まで抑制)</li> </ul>	
	揚水運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>・昼間帯の太陽光に優先的に運用</li> <li>・点検、補修または設備トラブル等による停止を考慮(1台)</li> <li>・大規模蓄電池も揚水に準じた運用</li> </ul>	
	地域間連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・間接オークションの対象となる容量を踏まえ、活用の見通しに応じた幅(100、50、0%)で算定</li> <li>・さらに、転送遮断システム構築による新たな電源制限量の確保に伴う運用容量拡大を織込んで算定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・想定される空き容量を活用</li> <li>・周波数上昇リレーによる電源制限量の確保に伴う運用容量拡大を織込み</li> </ul>

- 1年間（24時間×365日＝8,760時間）の全時間断面について、評価・確認を行う。
- 固定買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましいため、至近（2015～2017年度）の九州エリアの需要実績を使用する。  
なお、需要実績には、余剰買取契約の太陽光の自家消費電力分を加算。



- 太陽光発電の自家消費量は、余剰買取契約設備量に自家消費率を乗じて算定。

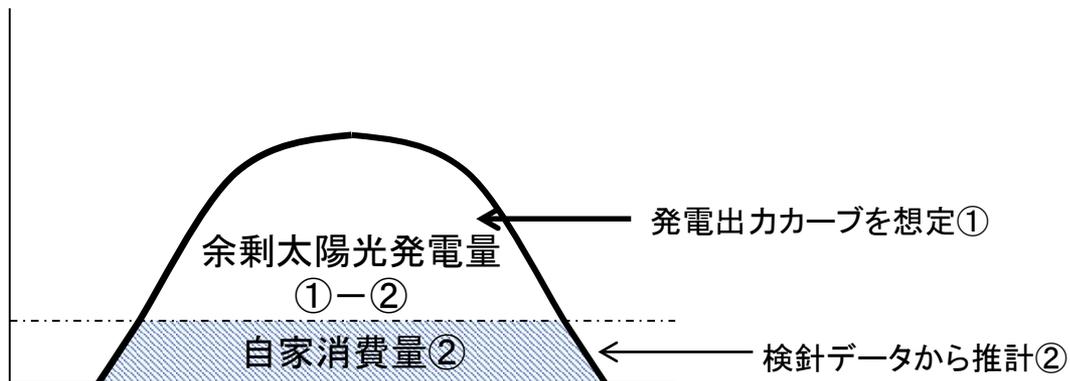
## (自家消費率の算定)

- 各月毎の過去の太陽光発電出力カーブを過去の気象(日射量)データから推定。  
太陽光発電出力カーブから実際に受電した「余剰太陽光発電量」の差分を自家消費量とし、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。

[引用元: 広域的運営推進機関 H30年供給計画届出書記載についての参考資料]

## [太陽光発電自家消費率、自家消費量]

	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 [%]	7.1	11.4	4.1	12.5	12.5	8.3	9.4	7.6	7.1	15.3	12.5	12.3
自家消費量 [万kW]	10.9	17.7	6.3	19.3	19.6	12.9	14.6	11.8	11.1	23.9	19.5	19.1



## 【一般水力】

- 調整池式や貯水池式水力は、河川水を一時貯留し発電時間を多少調整することができることから、可能な限り昼間帯の発電を回避する運用を前提とする。(平水で算定)

分類	流れ込み式	調整池式	貯水池式	合計
概要	河川流量をそのまま利用する発電方式	河川流量を調整池で調整して発電する方式	河川流量を貯水池で調整して発電する方式	—
運用	流れ込む流量に応じ、ほぼ一定の出力で運転	調整池容量見合いで、多少の需要変動に対応し出力を調整	原則、需要のピーク時間帯に発電	—
設備容量 〔万kW〕	65.8	99.6	39.3	204.7
出力 〔万kW〕	32.3	25.8	0	58.1

※15月のGWを除く晴れた休日昼間で最低需要となる昼間帯の供給力

## 〔水力の昼間帯最低供給力(自社・他社合計)〕

〔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	31.3	32.3	36.7	40.5	36.7	35.0	29.9	25.0	24.0	23.6	24.2	29.7
調整池式	24.4	25.8	31.7	36.9	31.8	29.4	22.5	16.0	14.7	14.1	14.9	22.3
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	55.7	58.1	68.4	77.5	68.5	64.4	52.4	41.0	38.7	37.7	39.1	52.0

## 〔地域資源型バイオマス〕

- 設備の保全維持や保安上の問題が生じない出力まで抑制する。  
ただし、燃料貯蔵が困難な場合、燃料調達体制に支障を来す発電所は、出力制御対象外。

## 〔専焼バイオマス〕

- 設備の保全維持や保安上の問題が生じない出力まで抑制する。  
※現在、運開直後に伴う調整運転中のため3年間試験・分析を行い、最低出力を50%まで抑制

	区分	①設備容量 (万kW)	②出力比率(%)	③最低出力(万kW) [①×②]
地域資源 バイオマス	既連系	48.1	43.5※ <sup>1</sup>	20.9
	新規	67.6	70.0※ <sup>2</sup>	47.4
専焼 バイオマス	既連系	10.0	50.0※ <sup>3</sup>	5.0
	新規	58.2	50.0※ <sup>3</sup>	29.1
合計		183.9	55.7	102.4

※1: 至近5か年の購入実績等を用いた設備利用率平均

※2: 売電主体とし、「新エネニッポン(九州編)(資源エネルギー庁発行)」に記載されているバイオマス発電所の平均利用率70%を適用

※3: 設備の保全維持や保安などの観点から支障のない出力まで抑制

- 検討に用いる出力については、震災前過去30年の設備利用率平均を設備容量に乘じたものとし、8,760時間一定運転を前提とする。

## 【地熱】

発電機名	八丁原 1号	八丁原 2号	八丁原 バイナリー	滝上	大岳	山川	大霧	左記以外 の設備	合計
設備容量(万kW) [①]	5.5	5.5	0.2	2.75	1.25	3.0	2.6	27	47.8
設備利用率(%) [②]	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	82	83.1
出力(万kW) [①×②]	4.5	4.9	0.1	2.6	1.0	1.9	2.5	22.2	39.7

## 【原子力】

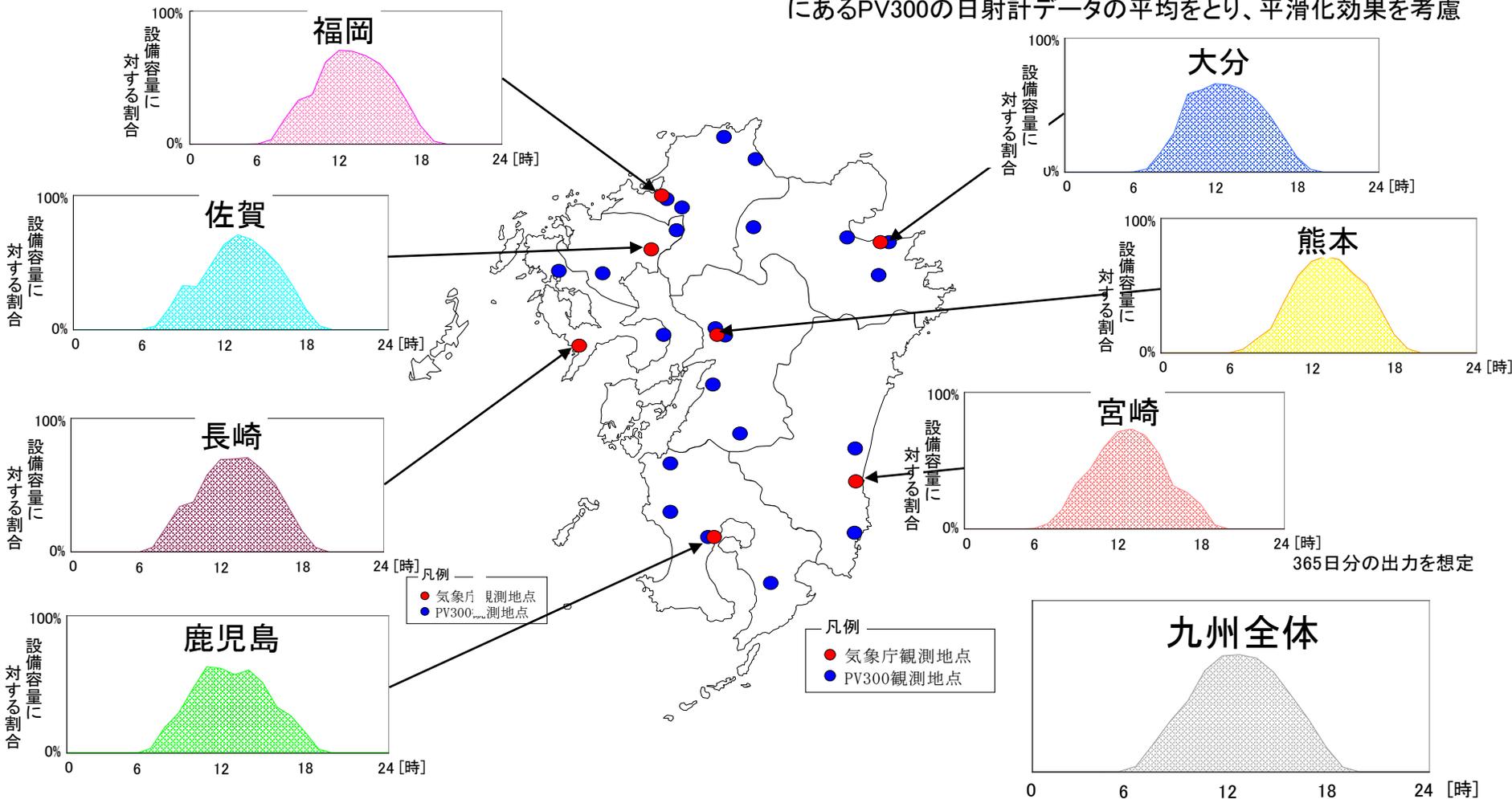
	原子力
設備容量(万kW) ①	469.9
設備利用率(%) ②	83.7
出力(万kW) ①×②	393.3

## 【原子力:内訳】

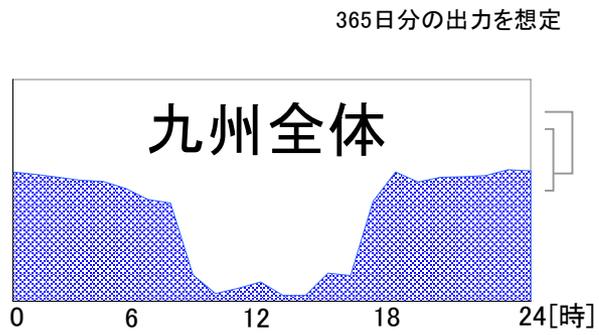
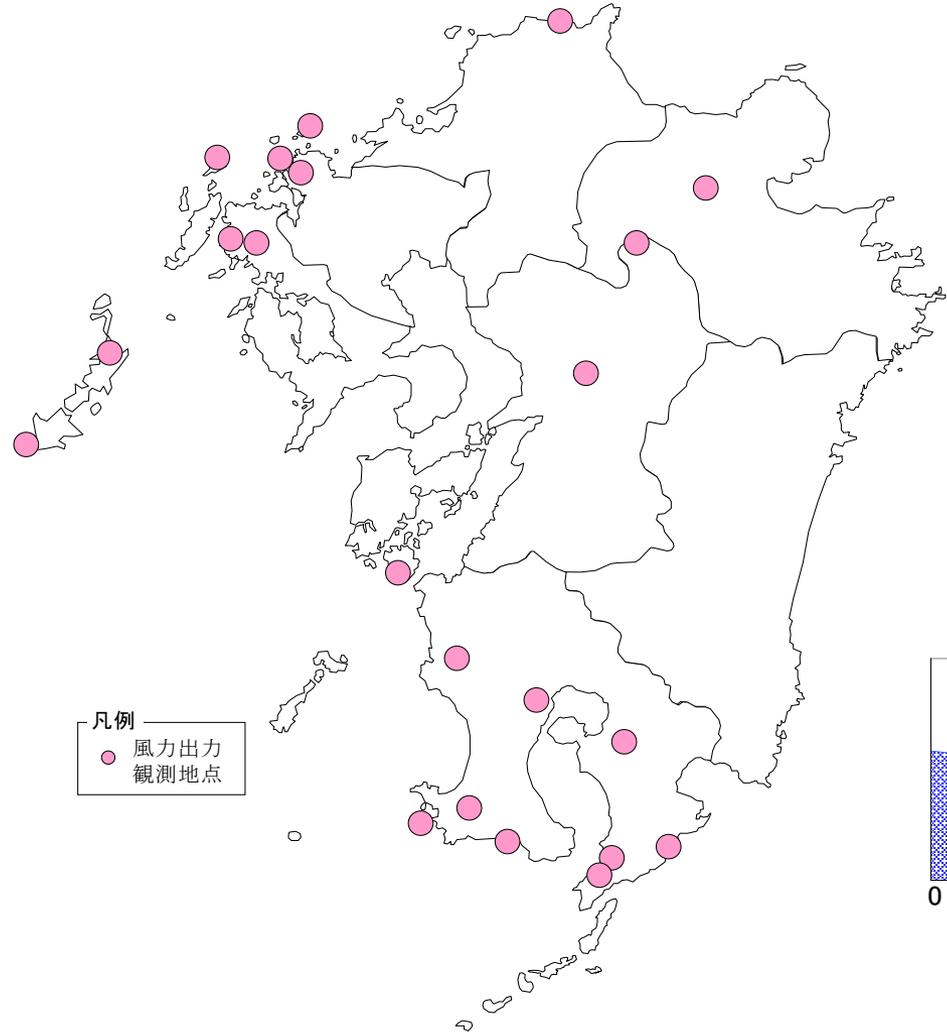
ユニット	玄海			川内	
	2号	3号	4号	1号	2号
設備容量 (万kW)	55.9	118.0	118.0	89.0	89.0

- 太陽光については、2017年度の各県の日射計データ※1をもとに、各県単位の太陽光出力を想定し、これらを県毎の接続済の設備容量比率等により重み付けをして合成することにより、太陽光の総出力を8,760時間分想定する。

※1 日射計データは、県庁所在地にある気象庁の日射計データと、県内にあるPV300の日射計データの平均をとり、平滑化効果を考慮



- 風力については、2017年度の各風力発電所の出力実績データや風力設備容量をもとに、風力発電の総出力を8,760時間分想定する。

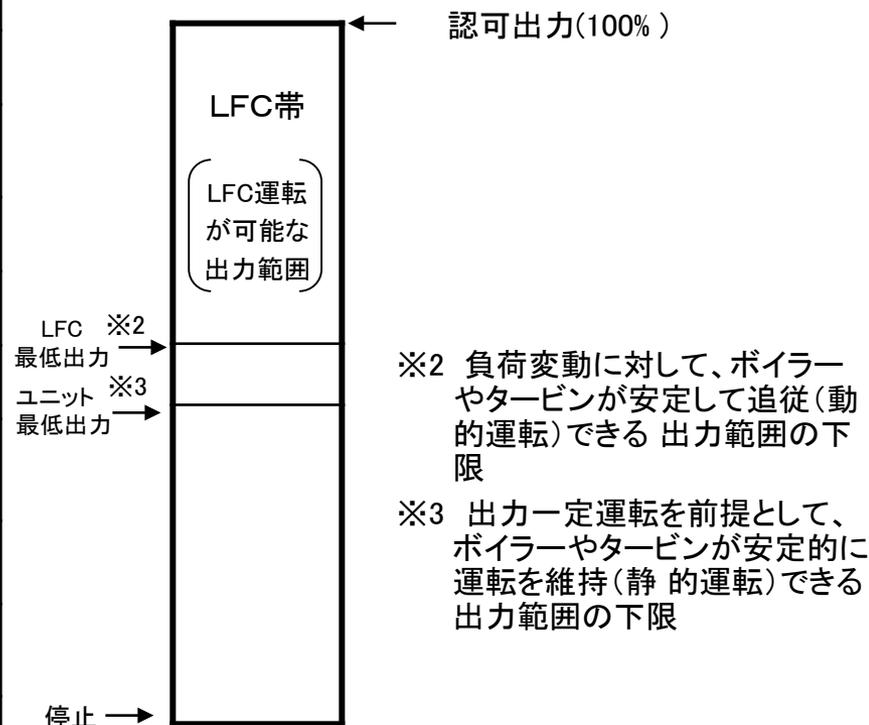


- 電源 I・II については、安定供給の観点から、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保(供給予備力必要量8%を含む)を考慮し、電力品質維持のために必要なLFC調整力2%を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

(万kW)

発電所		認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力	
石炭	松浦	1	70.0	28.0	10.5
	苓北	1	70.0	21.0	10.5
		2	70.0	21.0	10.5
	苅田	新1	36.0	18.0	18.0
LNG	新小倉	3	60.0	22.0	12.0
		4	60.0	22.0	12.0
		5	60.0	15.0	12.0
	新大分	1	69.0 (11.5×6軸)	8.3 (1軸分)	3.5 (1軸分)
		2	92.0 (23.0×4軸)	10.8 (1軸分)	5.4 (1軸分)
		3	73.5 (24.5×3軸)	14.7 (1軸分)	6.1 (1軸分)
			48.0 (48.0×1軸)	19.2 (1軸分)	12.0 (1軸分)

〔火力機の運転範囲〕



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従(動的運転)できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持(静的運転)できる出力範囲の下限

- 電源Ⅲについては、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は最低出力(連続運転)とする。  
最低出力については、設備の保全維持や保安などの観点から支障のない出力までの抑制とし、自家発火力については、自家消費相当(逆潮流なし)まで抑制する

## 【電源Ⅲ】

電源開発			最大出力 (万kW)	最低出力 (万kW)
石炭	松島	1	50	25
		2	50	25
	松浦	1	100	40
		2	100	35

共同火力		最大受電 (万kW)	最低受電 (万kW)
副生ガス /石炭/LNG	戸畑	40.6	0
副生ガス /石油	大分	31.0	9※

※ 大分共同火力の最低受電はガス余剰相当

その他火力等	設備容量 (万kW)	最低受電 (万kW)
火力	71.1※1	29.4
自家発	12.8※2	

※1 混焼バイオマス含む

※2 事業者と合意した最低出力

- 揚水式水力・大容量蓄電池は、太陽光等で発電した電気を吸収するため、昼間帯に揚水・充電を行い、太陽光発電が発電しない点灯帯や早朝に発電・放電する運用を行う。
- 点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮し、全8台中7台運転を前提とした揚水動力(最大ユニットである小丸川1台停止を織込む)

発電所		発電出力(万kW)	揚水動力(万kW)	保有量※1(万kWh)
大平	1	25.0	▲26.1	530 [10H]※2
	2	25.0	▲26.1	
天山	1	30.0	▲32.5	470 [7H]
	2	30.0	▲32.5	
小丸川	1	30.0	▲34.0	1,103 [8H]
	2	30.0	▲34.0	
	3	30.0	▲34.0	
	4	30.0	▲34.0	
豊前蓄電池		5.0	▲5.0	30 [6H]
合計		235.0	▲258.2	2,133

※1 上池保有量は揚水動力量ベースで記載

※2 [ ]内は、揚水の運転可能時間 (上池保有量 ÷ 揚水動力)

- 関門連系線の活用については、間接オークションの導入を踏まえ、出力制御の見通し算定にあたっては、連系線の最大限の活用を前提とし、100%、50%、0%の活用について算定する。

## [関門連系線の運用容量]

- (1)熱容量面 278万kW(1回線)
- (2)周波数面 (東向き)
  - ・九州域外60Hzエリアの周波数維持面: 178万kW

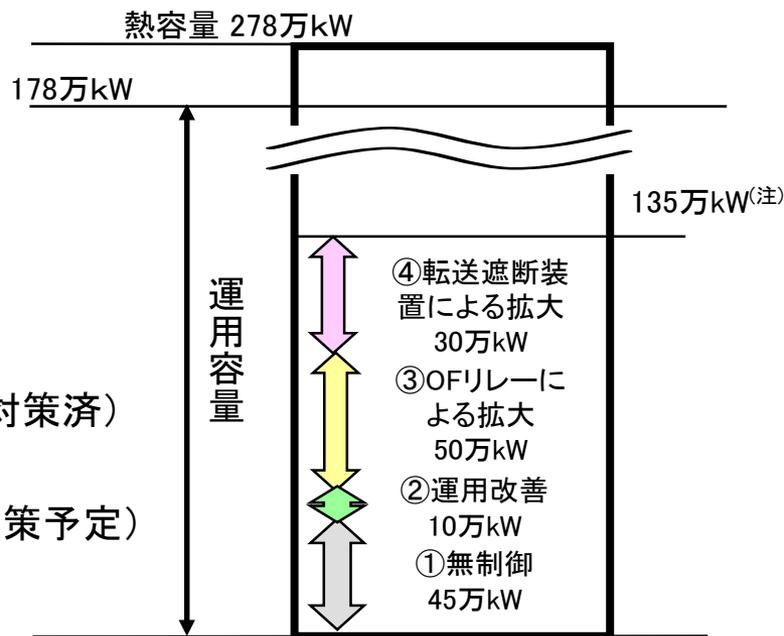
## [関門連系線の更なる活用]

・ 関門連系線の再エネ送電可能量は、以下の取組みを行い、今年度末までに最大135万kW<sup>(注)</sup>へ拡大する見込み。

- ①域外送電できる再エネ量は、従来45万kW(5月休日)
- ②連系線の運用改善(+10万kW:2017年度対策済)
- ③OFリレーを活用した電源制限量確保(+50万kW:2017年度対策済)
- ④転送遮断システムによる電源制限量確保  
(+30万kW:2018年度末対策予定)

(注)一定の前提の下で試算した数値であり、需要動向や電制電源の稼働状況によって変動する

【関門連系線活用のイメージ(5月)】

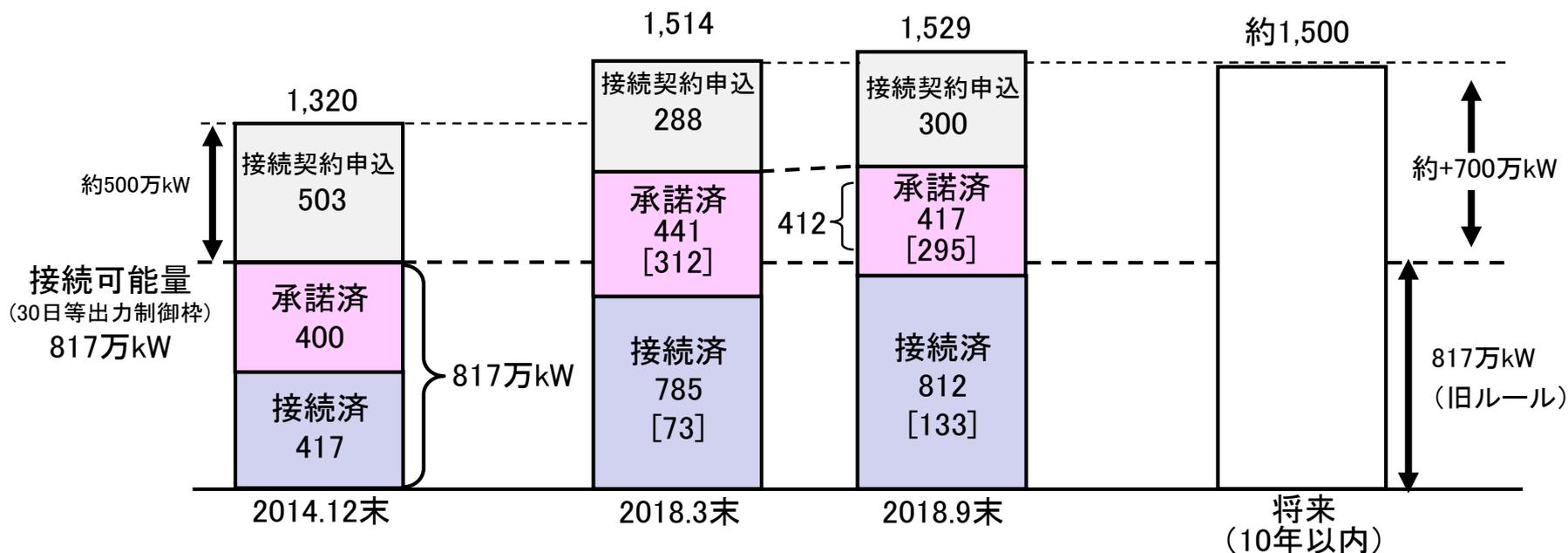


		地域間連系線 100%(135万kW)		地域間連系線 0%(0万kW)		
		5月日曜12時	5月日曜20時	5月日曜12時	5月日曜20時	
電力需要		806.2	903.0	806.2	903.0	
供給力	火力	LNG(新小倉V)	15.0	15.0	15.0	15.0
		LNG(新大分)	[16.2] 54.4	97.0	[16.2] 54.4	56.5
		石炭(苓北II)	10.5	35.0	10.5	10.5
	電源Ⅲ	共同火力	9.0	31.3	9.0	31.3
		電源開発	0.0	0.0	0.0	0.0
		小火力、バイオ	29.4	29.4	29.4	29.4
	原子力		393.3	393.3	393.3	393.3
	再エネ	一般水力	58.1	111.9	58.1	111.9
		太陽光	661.8	0	661.8	0
		風力	13.3	61.9	13.3	61.9
		地熱	39.7	39.7	39.7	39.7
		地域・専焼バイオ	102.4	102.4	102.4	102.4
	再エネ抑制		▲221.5	0	▲356.5	0
	揚水動力、蓄電池		▲224.2	121.1	▲224.2	51.1
	地域間連系線		▲135.0	▲135.0	0	0
計		806.2	903.0	806.2	903.0	

〔 〕内はLFC下げ調整力:電力需要の2%

## 【出力制御の見通しの追加接続量】

- 接続申込(接続契約申込～接続済)は、約1,500万kW程度で推移する傾向が続いており、将来的に817万kW(30日等出力制御枠)に加え700万kWの指定ルール事業者の接続が考えられるため、1,500万kW(+700万kW)まで算定する。
- 承諾済みが既に400万kW程度であることから、+400万kW～+700万kWで算定する。



[ ]は指定ルールの設備量を示す

## 4 太陽光の出力制御見通しの算定結果(つづき)

○太陽光の出力制御見通し〔2015～2017年度実績をもとに算定(至近3か年平均)〕

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,602	2,669	56
	50	1,206	1,738	36
	100	842	1,032	22
+500万kW	0	1,786	3,447	58
	50	1,372	2,421	40
	100	1,028	1,553	26
+600万kW	0	1,922	4,278	60
	50	1,552	3,155	44
	100	1,205	2,157	30
+700万kW	0	2,213	5,739	65
	50	1,674	4,048	49
	100	1,364	2,830	34

(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

## 4 太陽光の出力制御見通しの算定結果(つづき)

○太陽光の出力制御見通し(2017年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,680	3,114	63
	50	1,363	2,175	44
	100	955	1,238	25
+500万kW	0	1,821	3,907	63
	50	1,501	2,873	46
	100	1,153	1,821	29
+600万kW	0	1,946	4,785	64
	50	1,645	3,684	50
	100	1,328	2,484	33
+700万kW	0	2,609	7,410	74
	50	1,757	4,471	52
	100	1,468	3,208	37

(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

## 4 太陽光の出力制御見通しの算定結果(つづき)

### ○太陽光の出力制御見通し(2016年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,662	2,495	51
	50	1,153	1,621	33
	100	807	996	21
+500万kW	0	1,901	3,338	55
	50	1,365	2,385	39
	100	996	1,502	25
+600万kW	0	2,036	4,199	58
	50	1,589	3,126	43
	100	1,183	2,104	29
+700万kW	0	2,148	5,165	61
	50	1,745	3,934	46
	100	1,385	2,790	33

(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

## 4 太陽光の出力制御見通しの算定結果(つづき)

### ○太陽光の出力制御見通し(2015年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,465	2,397	54
	50	1,101	1,419	32
	100	765	862	19
+500万kW	0	1,635	3,097	55
	50	1,249	2,004	36
	100	935	1,337	24
+600万kW	0	1,785	3,851	57
	50	1,422	2,655	40
	100	1,104	1,883	28
+700万kW	0	1,882	4,643	59
	50	1,519	3,739	48
	100	1,238	2,491	32

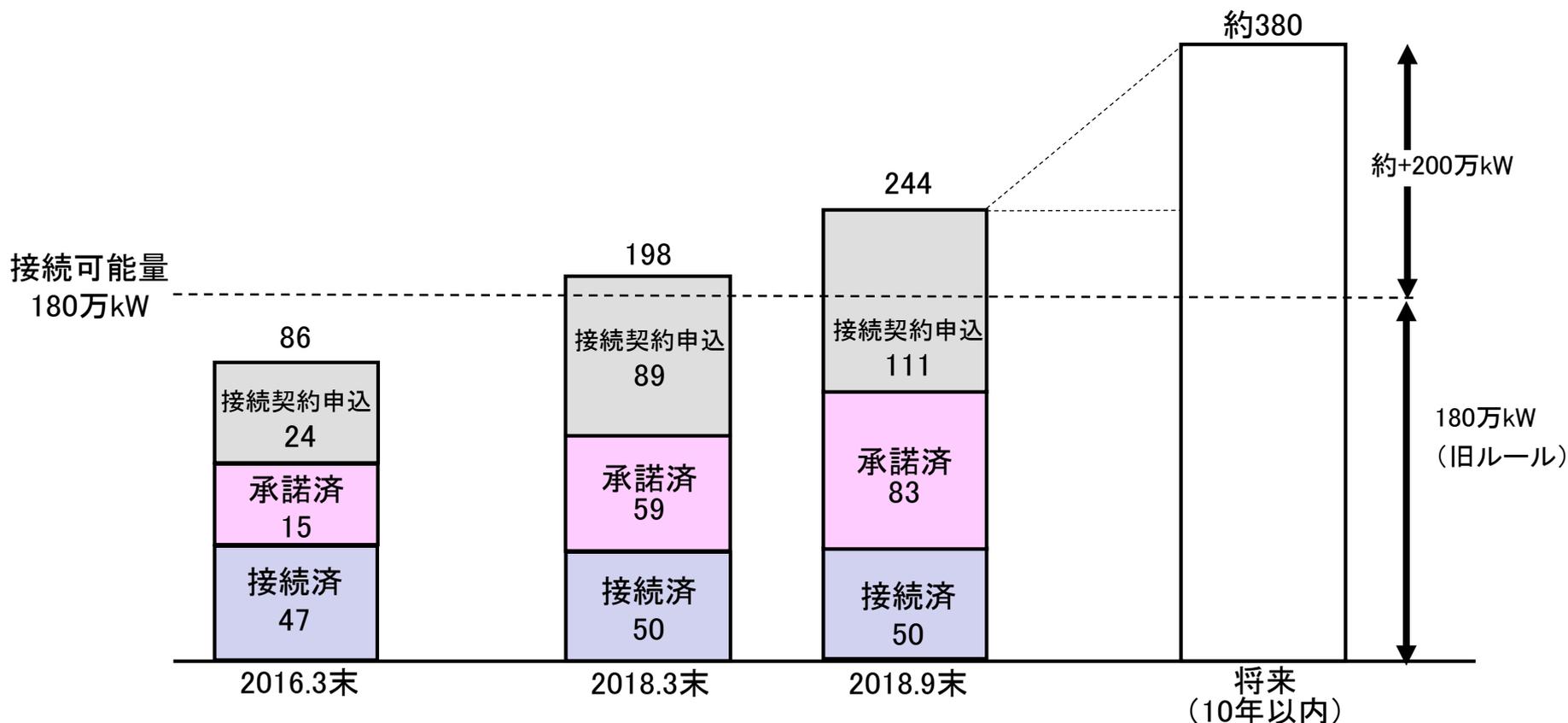
(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

## 5 風力の出力制御見通しの算定結果

### 【出力制御見通しの追加接続量】

- 接続申込(接続契約申込～接続済)は、将来的に180万kW(30日等出力制御枠)に加え200万kW程度の指定ルール事業者の接続を考慮し、380万kW(+200万kW)までの算定とする。
- 承諾済みが既に100万kW程度であることから、+100万kW～+200万kWで算定する。



## ○ 風力の出力制御見直し〔2015～2017年度実績をもとに算定（至近3か年平均）〕

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+100万kW	0	1,360	124	8
	50	749	76	5
	100	212	21	1
+150万kW	0	1,600	204	11
	50	932	129	7
	100	296	42	2
+200万kW	0	1,873	391	15
	50	1,082	255	10
	100	416	94	4

(注1) 出力制御見直しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

○ 風力の出力制御見通し(2017年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+100万kW	0	1,566	129	9
	50	966	87	6
	100	306	32	2
+150万kW	0	1,789	205	12
	50	1,171	141	8
	100	371	55	3
+200万kW	0	2,037	384	15
	50	1,360	270	10
	100	481	113	4

(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

○ 風力の出力制御見通し(2016年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+100万kW	0	1,155	118	8
	50	695	78	5
	100	208	19	1
+150万kW	0	1,396	195	11
	50	844	132	7
	100	283	38	2
+200万kW	0	1,671	379	15
	50	867	258	10
	100	432	93	4

(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

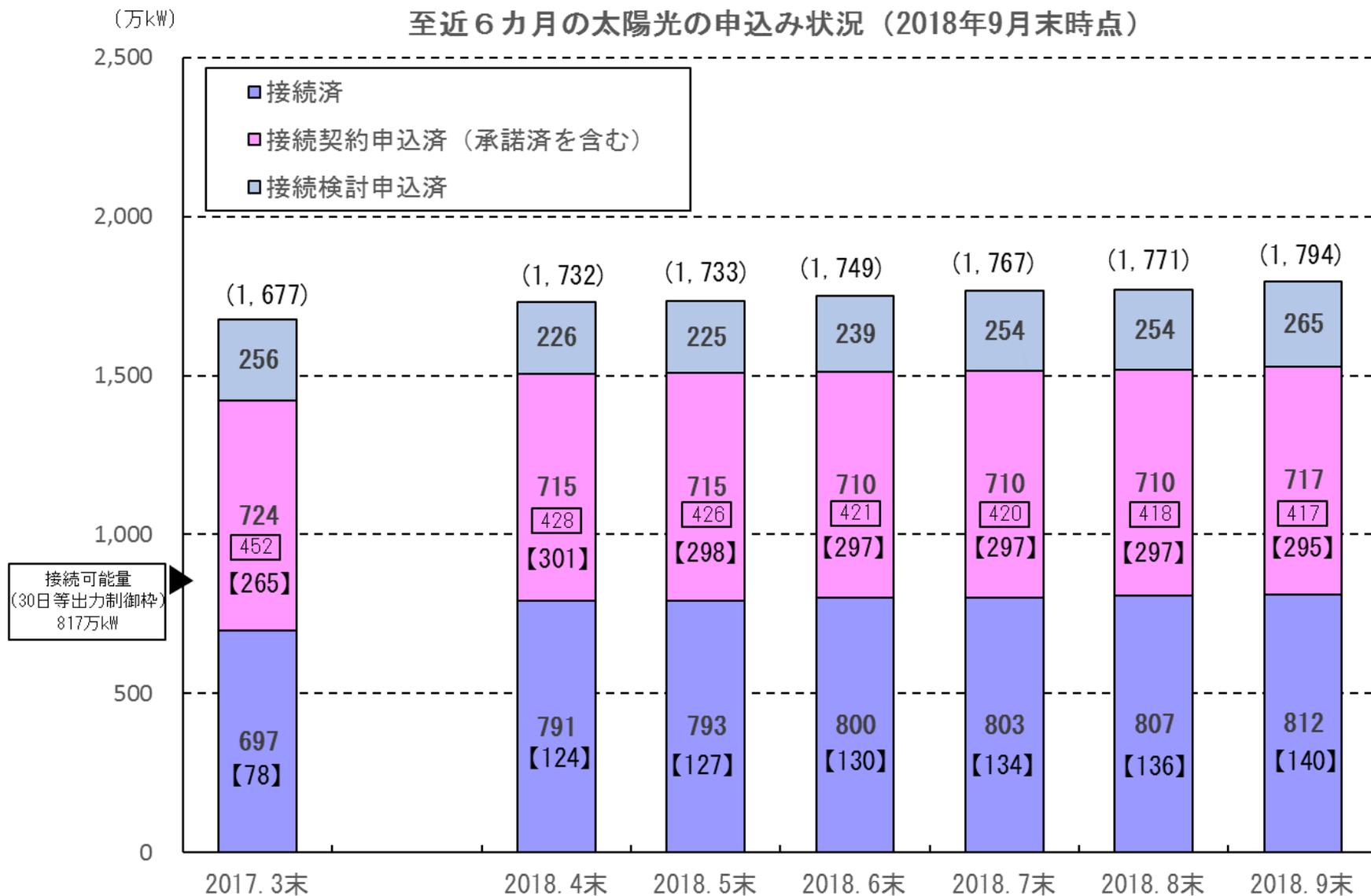
○ 風力の出力制御見通し(2015年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+100万kW	0	1,359	126	8
	50	586	65	4
	100	123	12	1
+150万kW	0	1,614	213	12
	50	782	115	6
	100	234	31	2
+200万kW	0	1,912	410	15
	50	1,019	263	9
	100	336	76	3

(注1) 出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%[135万kW]、50%[67.5万kW]、0%[0万kW]

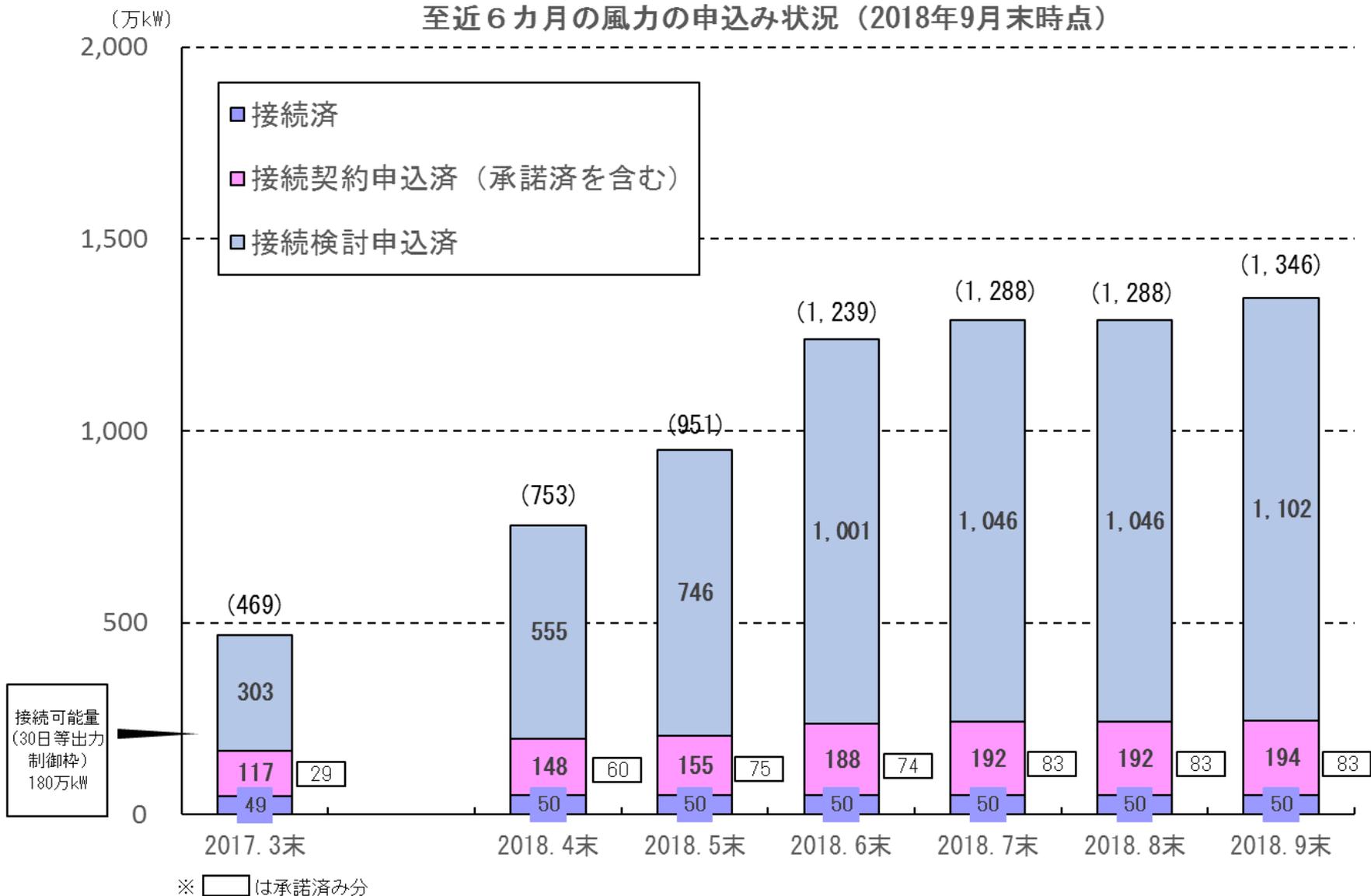
## 至近6カ月の太陽光の申込み状況（2018年9月末時点）



※ □ は承諾済み分

※ 【 】 は指定ルールにおける出力制御対象分

至近6カ月の風力の申込み状況（2018年9月末時点）





	区分定義	システム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