

# 再生可能エネルギーの接続可能量(2016年度算定値)等の算定方法に関する考え方について

平成28年10月14日

九州電力株式会社

## 1 基本的な考え方

1

- H28年4月のライセンス制導入に伴い、一般送配電事業者が供給エリア大で再生可能エネルギーの出力変動に対する対応を含め、最終的な需給調整を行うことになり、今回、接続可能量算定にあたり、エリア需給バランスで算定するとともに、優先給電ルールの変更内容を反映する。

具体的には、エリア内の全ての供給力を対象とし、自然変動電源の出力制御の前に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(専焼・地域資源型)を停止又は抑制する。この場合、揚水動力並びに関門連系線の空容量を最大限活用する。

### [算定に織込む方策]

- ・貯水池式・調整池式水力の昼間帯における発電回避
  - ・火力発電の抑制〔電源Ⅰ～Ⅲ(混焼バイオマス含む)の抑制〕
  - ・揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
  - ・長周期広域周波数調整〔連系線を活用した広域的な系統運用〕
  - ・バイオマス(専焼、地域資源型)の抑制
  - ・自然変動電源(太陽光・風力)の出力制御
- 算定諸元については、エリア大となる他は、昨年(2015年度)の算定時と基本的な考え方は同じとし、至近の状況変化を織り込む。

○ 今回の接続可能量(年度算定値)に関する算定を以下のとおり実施する。

①2015年度エリア需要実績に基づく接続可能量(2016年度算定値)の算定

- ・太陽光の接続可能量(2016年度算定値)
- ・風力の接続可能量(2016年度算定値)

②指定ルール出力制御見通しの算定

[太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)に基づく算定:九州]

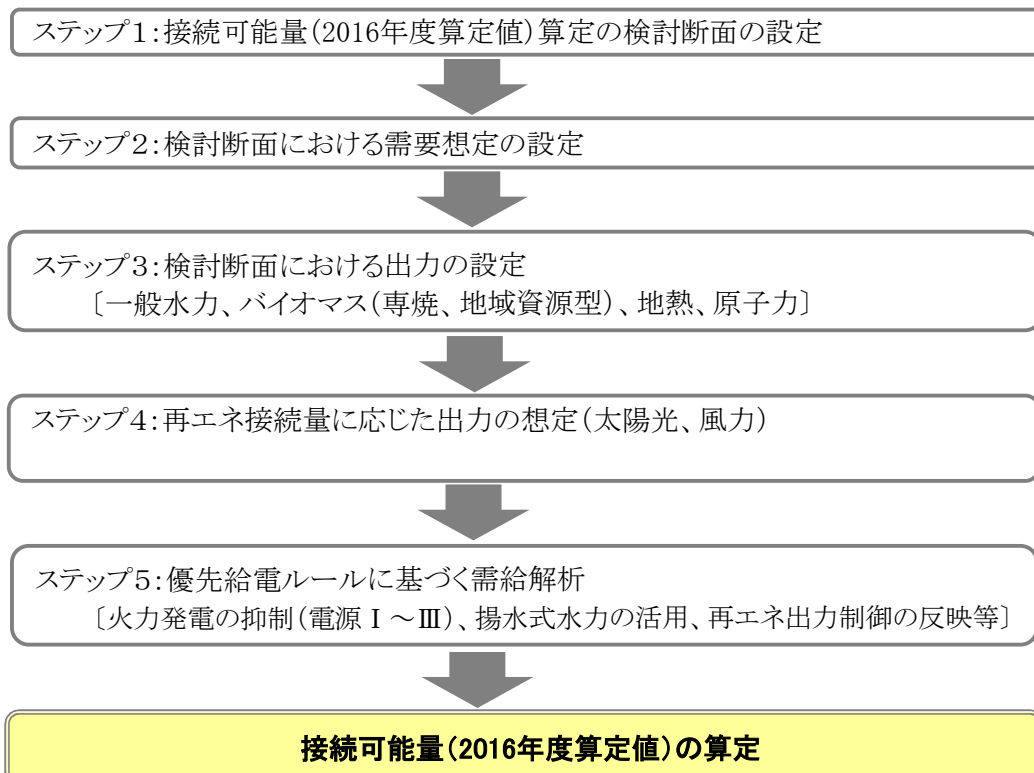
- ・風力の接続可能量(30日等出力制御枠)における太陽光の出力制御見通し

[風力の接続可能量(30日等出力制御枠)に基づく算定]

- ・太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)における風力の出力制御見通し

### 3 接続可能量(2016年度算定値)の算定のフロー

○ 接続可能量(年度算定値)は、以下のフローで算定する。



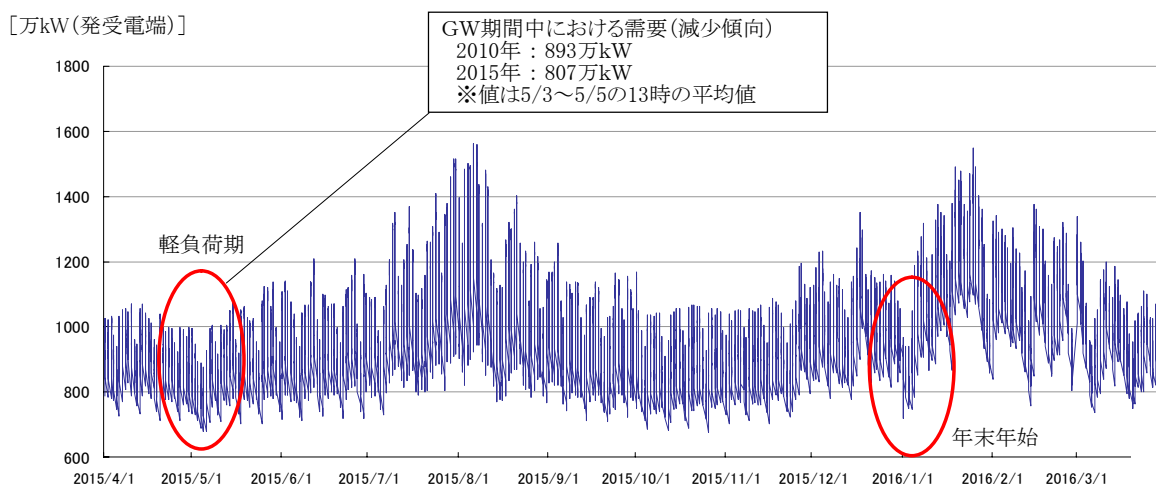
- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間(24時間×365日＝8,760時間)を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行い、接続可能量(2016年度算定値)を算定する。

[主な確認項目]

- ・ 必要な供給力・調整力の確保状況 (kW面)
- ・ 揚水運転時の上池保有量が運用範囲内に収まるかの確認 (kWh面)

- 需要想定は、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定することが一般的であるが、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があることから、より確実な需要実績を採用する。
- また、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、昨年度(2015年度)の九州エリアの需要実績を使用することとし、具体的な接続可能量の分析は、この九州エリア需要実績に余剰買取契約の太陽光の自家消費電力分を加算したものにより行う。

2015年度の九州エリアの電力需要



【一般水力】

- 検討に用いる出力については、流れ込み式は、流量に応じたほぼ一定の出力運転であるが、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（太陽光出力の高い時間帯）の発電を回避する運用を前提とする。
- 河川流量の前提は平水（震災前過去30年間の平均水量）とする。

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 （貯水容量が大きく豊水期に貯水した水を渇水期に使用できる）		
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		
出力※1 (万kW)	32.0	25.8	0		57.8
設備容量 (万kW)	62.5	99.6	39.3		201.4

※1 再エネの出力が最大となる5月13時の供給力

【地域資源型バイオマス】

- 現在受領している全ての申込等（約238万kW）から規模等を考慮して、燃料貯蔵の困難性など出力抑制が困難な地域資源型バイオマスを推定し、新規の設備容量に反映。
- 設備利用率については、既設は至近5か年の購入実績等を用いた設備利用率平均(35%)、新規は売電主体と想定したバイオマス発電所の平均利用率(70%)※を設備容量に乗じたものとし、8,760時間一定出力を前提とする。

	既設	新規	合計
①設備容量(万kW)	48.6	36.1	84.7
②設備利用率(%)	35.4	70.0*	50.1
③出力(万kW)=①×②	17.2	25.3	42.5

※売電主体と考え、「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(9箇所合計出力4万kW)の平均利用率70%を適用

【専焼バイオマス】

- 専焼バイオマスは出力抑制対象であり、最低出力や停止での運用が想定されるが、算定にあたっては、停止で算定する。

○ 検討に用いる出力については、震災前過去30年(30年を経過していない場合は運転開始後の全期間)の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとし、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	3.0	20.0	41.2
設備利用率(%) [②]	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	82.9	83.7
出力(万kW) [①×②]	4.5	4.9	0.1	2.6	1.1	1.9	2.8	16.6	34.5

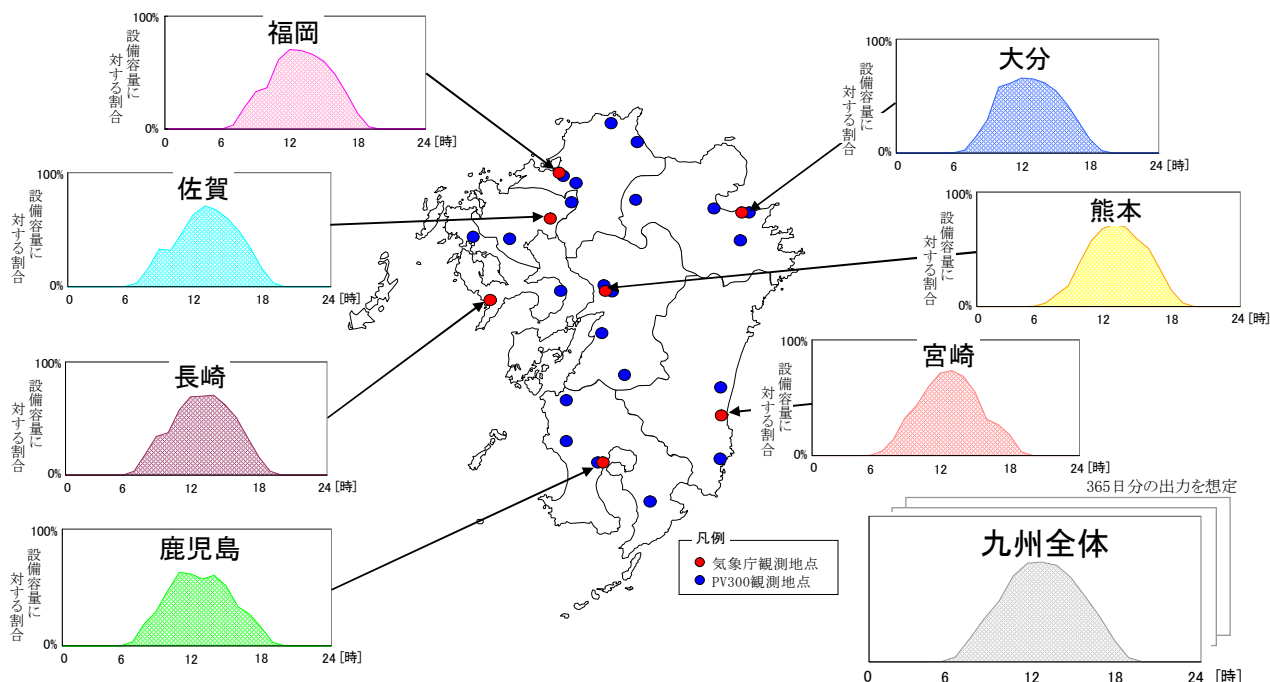
【原子力】

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

発電機名	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

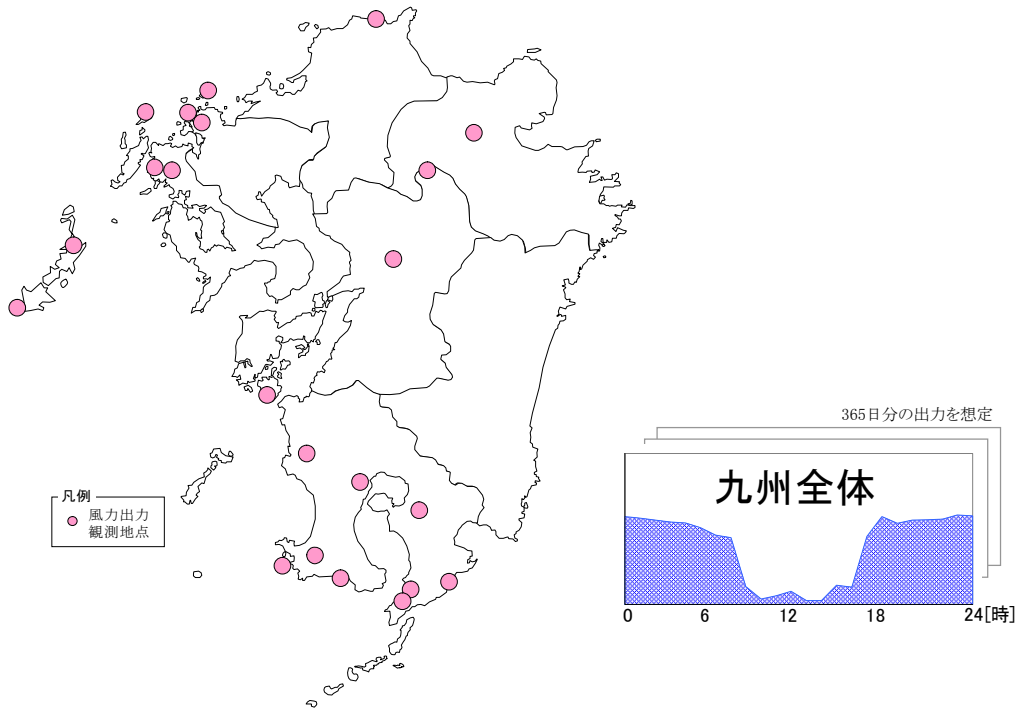
○ 太陽光については、ご家庭の屋根などに設置される太陽光の出力データは、オンラインで受領していないことから、2015年度の各県の日射計データ※1をもとに、各県単位の太陽光出力を想定し、これらを県毎の接続済の設備容量比率等により重み付けをして合成することにより、太陽光の総出力を8,760時間分想定する。

※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



365日分の出力を想定

- 風力については、そのほとんどが大規模であり、出力データをオンラインで受領しているため、2015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。



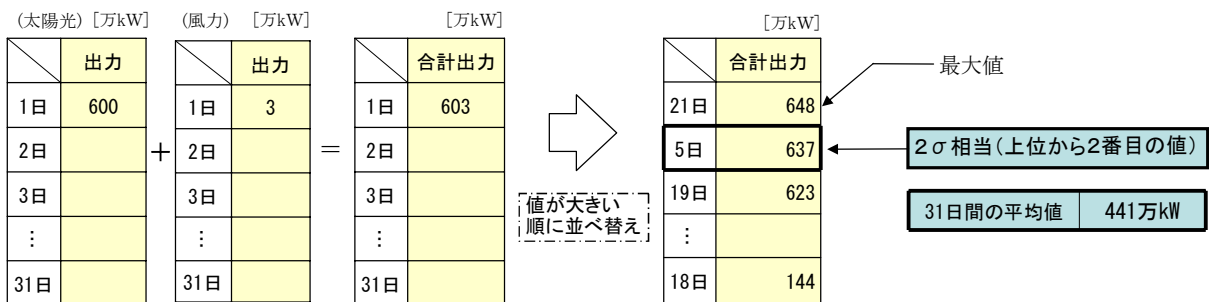
- 2015年度実績（日射計・風力出力データ等）をもとに大量導入時の総出力を想定する。
  - ・ 「晴」の日は太陽光・風力の月間合成2σ相当の出力、「曇天または雨」の日は太陽光・風力の月間合成平均出力を適用。
  - ・ 天気の想定は、太陽光出力(13時※)が月間太陽光平均出力(13時)を上回る場合を「晴」、それ以外を「曇天または雨」とする。

※太陽高度が高く太陽光発電が高出力となる時間を選定

[ 月単位の太陽光・風力の出力算定方法 ]

(1) 5月の13時の太陽光と風力の発電出力を合成

(2) 5月13時の合成2σ相当の出力と合成出力平均値を算定



(3) (2)を毎時分(24点)算定し、当該月の太陽光・風力の合成出力カーブを作成

【太陽光・風力発電の各月における昼間13時の出力（最大値、合成2σ値、平均値）】2015年度実績

(%:設備容量比)

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
太陽光	最大値	60	76	84	83	78	77	72	72	69	74	65	56
	合成2σ値	54	72	81	83	78	75	72	71	69	74	53	56
	平均値	27	46	55	49	51	33	42	50	47	56	33	34
風力	最大値	61	63	77	50	52	56	50	52	35	52	45	60
	合成2σ値	1	43	22	1	2	2	7	1	1	3	45	1
	平均値	20	24	18	17	13	14	17	8	11	10	12	20
太陽光+風力	最大値	49	70	71	70	65	64	63	59	58	61	54	50
	合成2σ値	45	67	70	68	64	61	60	59	57	61	52	46
	平均値	26	42	48	43	44	29	37	43	40	47	29	32

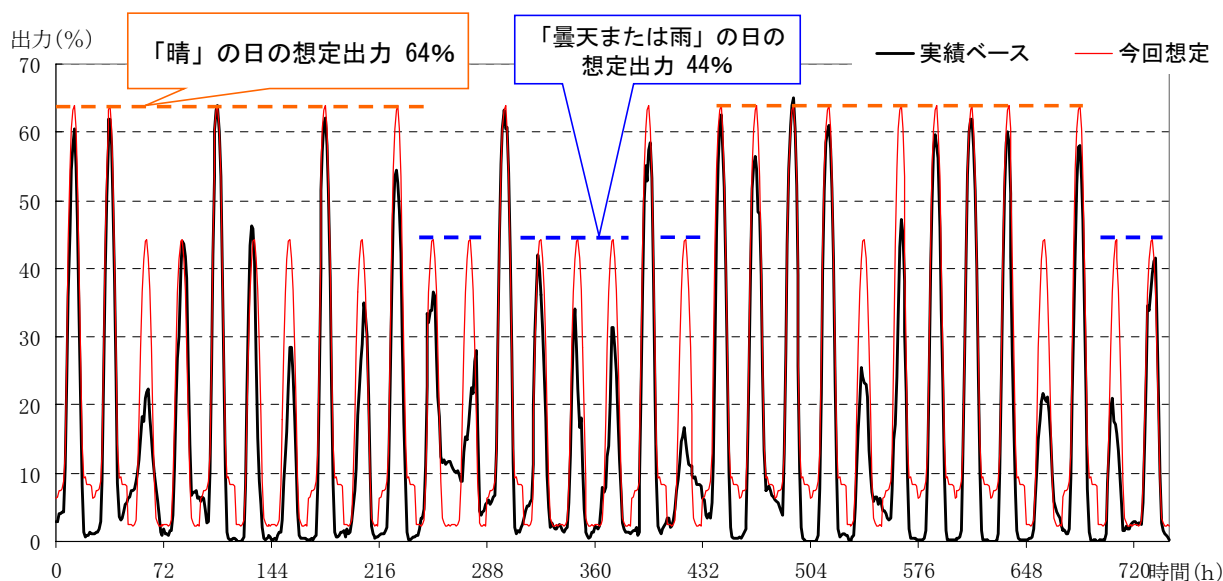
【風力発電の各月における夜間1時の出力（最大値、2σ値、平均値）】2015年度実績

(%:設備容量比)

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
風力	最大値	63	58	52	54	66	62	61	41	58	58	69	67
	2σ値	52	56	48	49	38	53	59	28	46	57	66	60
	平均値	20	26	18	22	15	15	24	8	15	18	18	23

【参考】5月における太陽光+風力の出力想定

- ・「晴」の日は太陽光・風力の月間合成2σ相当値の出力
- ・「曇天または雨」の日は太陽光・風力の月間合成平均値の出力



○ 電源Ⅰ・Ⅱ※1は、安定供給の観点から、設備仕様(最低出力等)やピーク需要に対応するための供給力及び調整力を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは、LFC調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。(調整力については、電力広域的運営推進機関において決定されたものを用いる)

※1 電源Ⅰ：一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、一般送配電事業者が調整力として常時確保する電源

電源Ⅱ：一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなるオンライン電源

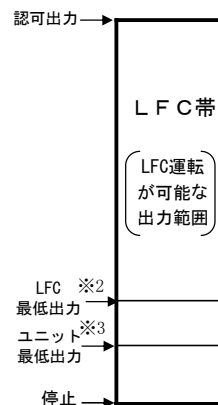
【電源Ⅰ・Ⅱ設備仕様】

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	
	荅北	1	70.0	21.0	
		2	70.0	21.0	
	荻田 新1	36.0	14.4	10.8	
LNG	新小倉	3	60.0	22.0	
		4	60.0	22.0	
		5	60.0	15.0	
	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)
			45.9 (45.9×1軸)	19.2 (1軸分)	12.0 (1軸分)

(万kW)

発電所		認可出力	LFC最低出力	ユニット最低出力
石油	川内	1	50.0	25.0
		2	50.0	12.5
	豊前	1	50.0	17.0
		2	50.0	17.0
	相浦	1	37.5	22.0
		2	50.0	18.0
	荻田 新2	37.5※4	21.0	7.5

〔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

※4 H29年度廃止予定(バランス上の最後発並入ユニット)

○ 電源Ⅲ※1は、設備仕様(最低出力等)や計画値同時同量となるよう需要に対応できる供給力の確保を考慮し、小売電気事業者において並列が必要と判断される発電所のユニットは最低出力、それ以外は停止とする。

なお、旧一般電気事業者以外の小売電気事業者については、設備仕様や供給力確保の考え方の確認ができておらず、また、料金等の整理や事業者との協議も必要であるが、今回の接続可能量の算定にあたっては、停止で算定する。

※1 電源Ⅲは一般送配電事業者からオンラインで制御できない電源



【電発火力当社受電電力】

(万kW)

発電所			最大		最低	
			認可出力	九州受電分	最低出力	九州受電分
石炭	松島	1	50.0	18.7	25.0	9.1
		2	50.0	18.7	25.0	9.1
	松浦	1	100.0	37.8	40.0	14.7
		2	100.0	37.8	35.0	12.7
	橋湾※	1	105.0	4.7	36.8	1.6
		2	105.0	4.7	36.8	1.6

※ 橋湾は域外電源(関門連系線を通じて九州域外から受電)

【IPP火力当社受電電力】

(万kW)

発電所		最大受電	最低受電
石炭	新日鐵住金大分	30.0	9.0

【共同火力当社受電電力】

(万kW)

発電所		最大受電	最低受電
副生ガス/石炭/LNG	戸畑	40.6	0
副生ガス/石油	大分	31.0	0~数万kW

※ 大分共同火力の最低受電はガス余剰相当

【今回織込み電源Ⅲ】

(万kW)

設備容量	最低出力
134.7	—

※ 混焼バイオマス相当含む

ステップ5 回避措置（揚水式水力の活用）

- 揚水式水力は、通常、需要の多い昼間に発電を行い、需要の少ない夜間に揚水運転を行う。この揚水運転を昼間に行い、夜間に発電することで、昼間に発電する太陽光等による余剰電力を吸収することが可能(右下図参照)。
- 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219万kW(最大ユニットである小丸川1台停止)を織込む。

【定期点検状況】

	年間の点検台数[/年]	停止期間[/台]
オーバーホール	1台程度	240日程度

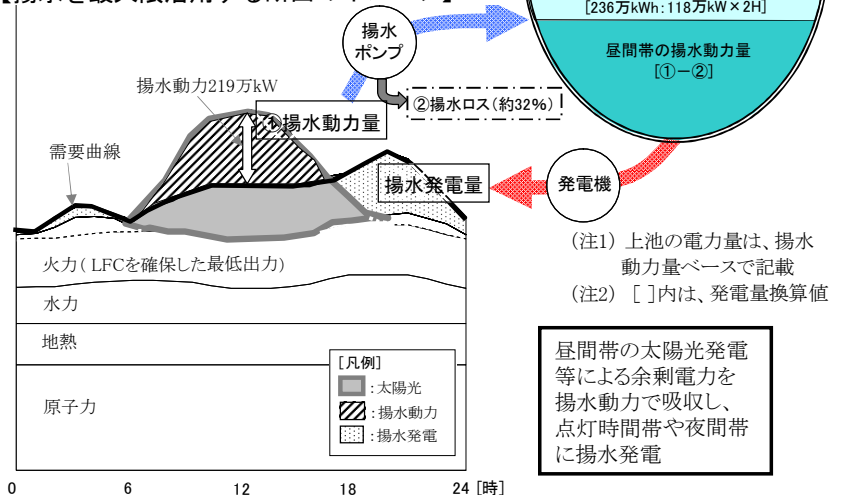
【揚水式水力設備仕様】

発電所	発電認可出力(万kW)	揚水動力(万kW)	上池※1保有量(万kWh)
大平	1	25	530
	2	25	[10H]※2
天山	1	30	470
	2	30	[7H]
小丸川	1	30	1,103
	2	30	
	3	30	
	4	30	
合計	230	253.2	2,103

※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)

【揚水を最大限活用する断面のイメージ】



- 将来断面における地域間連系線の活用については、
  - ・ 将来の再エネ余剰電力の発生時期・量を確定出来ず、他社においても長期的な受入れ量の算定が難しいことから、現時点において、融通契約締結が困難
  - ・ 将来活用可能な空容量を現時点で確定できないなどの課題がある。
- しかしながら、電力取引市場の約定実績、過去の空容量実績等を踏まえ、当面は、電力取引市場を通じた一定の余剰電力販売を見込むことは可能と評価できる量について、予め織込み算定する。

【関門連系線の空容量】

- 運用容量から計画潮流※1を差引いたものが空容量となる。  
 運用容量は、季節・時間帯、運用状況によって、以下のうち、小さい値となる。 ※1 連系線利用計画に計上されたもの

- (1)熱容量面 278万kW(1回線)
- (2)周波数面

①九州域外60Hzエリアの周波数維持面

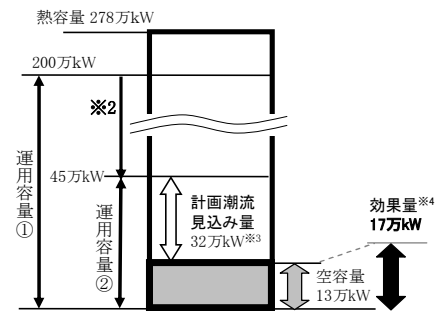
九州域外60Hzエリアの周波数維持面から、関門連系線の運用容量(東向き)は、200万kW。

②九州エリアの周波数維持面

九州エリアの周波数維持面から、連系線潮流45万kWを超える場合は、関門連系線のルート断時に、九州エリア内の電源制限を実施(右図※2)。

再エネ大量接続時、九州エリアの電源制限の対象となる広域電源や当社電源が予め停止している断面では、連系線ルート断時の、九州エリアの周波数維持のため、関門連系線の運用容量(東向き)は45万kW。

【関門連系線活用のイメージ(5月)】



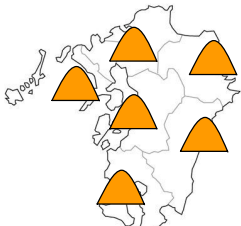
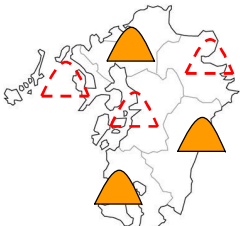
※3 震災前実績(H20～H22)を踏まえ算定

※4 太陽光の設備容量比率で割戻し

【太陽光】

- 旧ルール事業者の出力制御にあたっては、対象事業者すべてを一括停止するのではなく、最低限必要な出力制御量に相当する事業者だけを交替で停止する。(交替制御)
- これにより、出力制御の延べ日数が増加(旧ルール:30日 ⇒ 30日+n日)し、接続可能量の拡大が見込める。

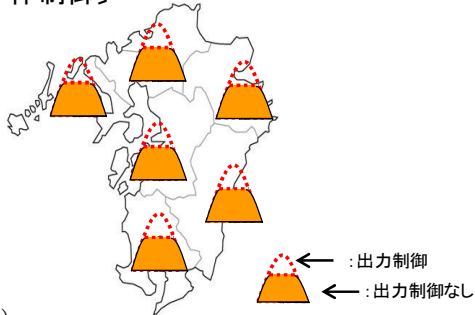
【再エネ出力抑制方法の比較】

一律抑制	必要量に応じ抑制 (算定に使用)
 <ul style="list-style-type: none"> <li>・九州管内の発電所を全て一律に抑制</li> <li>・抑制の日数は、30日に限定される</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>・必要量に応じて抑制量を調整することで、抑制の延べ日数を拡大</li> </ul>

【風力】

- 全ての風力発電事業者を対象とし、出力制御が必要な量(定格からの上限値)を一律に時間単位で制御指示を行う。(等価時間管理による720時間の一律制御)

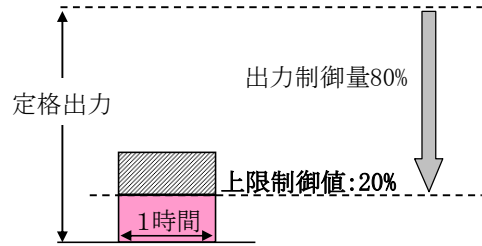
〔一律制御〕



(考え方)

- ・出力制御が必要となる量を必要な時間に一律で出力制御を実施

〔等価時間管理の考え方〕



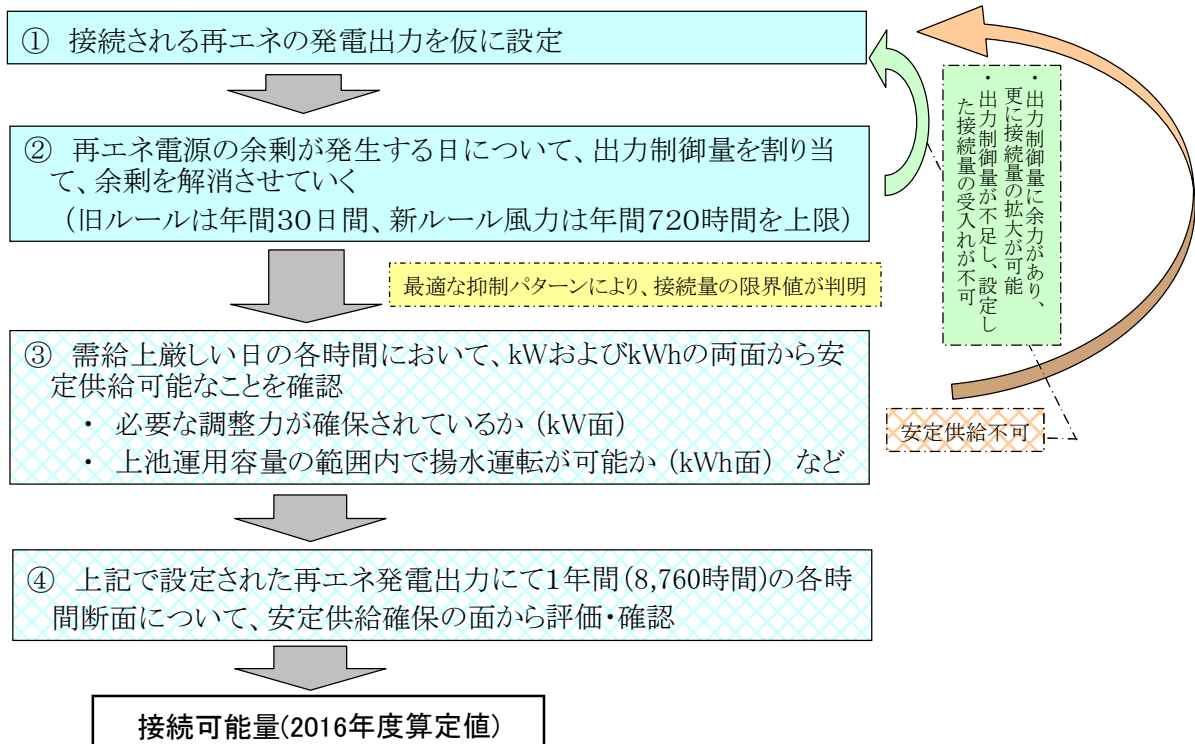
(考え方)

- ・定格出力から上限制御値までを出力制御量とし、その大きさに応じ制御時間に換算  
(上図の例 制御時間:  $80\% \times 1\text{時間} = 0.8\text{時間}$ )

- なお、洋上風力については、風況が陸上型に比べ良いことが想定されることから、今回の接続可能量(30日等出力制御枠)に対して、今後、実績データ等の分析を行ったうえで、洋上風力を接続する場合の接続量換算について整理していく必要がある。

ステップ5 接続可能量(2016年度算定値)の算定方法

- 既述の考え方・条件等に基づき、一般水力・地熱・原子力等のベース供給力を設定し、回避措置(火力機出力抑制、揚水運転、連系線の活用)、ならびに再エネ出力制御を考慮したうえで、接続可能量(年度算定値)を算定。



		昨年の系統WG	今回の系統WG
需要断面		・2014年度実績(自社需要) (24時間×365日=8,760時間)	・2015年度実績(エリア需要) (24時間×366日=8,784時間)
供給力	太陽光	・2014年度実績を元に想定 〔各月・各時間の合成出力の2σ値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)〕	・2015年度実績を元に想定 〔各月・各時間の合成出力の2σ値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)〕
	風力		
	原子力	・設備容量×設備利用率 <sup>※1</sup> =393.3万kW 〔原子力5台:469.9万kW×83.7%=393.3万kW〕 ※1:震災前過去30ヵ年平均	・同左
	地熱	・設備容量×設備利用率 <sup>※1</sup> =33.8万kW 〔 自社 :21.2万kW×84.4%=17.9万kW 他社既設:0.5万kW×1.6%=0 他社新規:18.8万kW×84.4%=15.9万kW ※1:震災前過去30ヵ年平均 〕	・設備容量×設備利用率 <sup>※1</sup> =34.5万kW 〔 自社既設:21.2万kW×84.4%=17.9万kW 他社既設:1.2万kW×58.5%=0.7万kW 他社新規:18.8万kW×84.4%=15.9万kW ※1:震災前過去30ヵ年平均 〕
	バイオマス (混焼除き)	・設備容量(他社設備)×設備利用率=28.7万kW 既設:26.7万kW×16%(過去5ヵ年平均)=4.3万kW 新設:34.9万kW <sup>※1</sup> ×70.0% <sup>※2</sup> =24.4万kW ※1:承諾済～事前相談3万kW以下(地域型専焼相当) ※2:売電主体の既設バイオマス発電の平均利用率	・設備容量×設備利用率=42.5万kW 既設 当社購入:25.8万kW×16%(過去5ヵ年平均)=4.1万kW 他社小売:22.8万kW×57.4%(過去5ヵ年平均)=13.1万kW 新規:36.1万kW <sup>※1</sup> ×70% <sup>※2</sup> =25.3万kW(地域型専焼相当) ※1:承諾済～事前相談3万kW以下(地域型専焼相当) ※2:売電主体の既設バイオマス発電の平均利用率
	一般水力	・調整池式、貯水式は可能な限り昼間帯の発電を回避 ・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)〕	・同左
回避措置	火力発電の抑制	・安定供給の観点から、並列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	・電源Ⅰ・Ⅱは昨年度と同じ(同左) ・電源Ⅲ(混焼バイオマス含む)は停止
	揚水運転	・点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮 ・昼間帯の太陽光に優先使用	・同左
	連系線活用	・想定される空容量(13万kW)を活用	・同左

(参考) 接続可能量(2016年度算定値)算定内容

〔太陽光〕

・前提となる風力は、接続可能量(30日等出力制御枠):180万kWで算定。

	2015年度算定値 (第7回系統WG算定値)	2016年度算定値
接続可能量の算定値	849万kW (前提:風力可能量100万kW)	<b>今回算定</b>

〔風力〕

・前提となる太陽光は、接続可能量(30日等出力制御枠):817万kWで算定。

・風力は等価時間管理(制御量に応じて時間換算し720時間まで制御)を用いて算定。

	2015年度算定値 (第7回系統WG算定値)	2016年度算定値
接続可能量の算定値	180万kW	<b>今回算定</b>

- 算定にあたっては、旧ルール・新ルール事業者と指定ルール事業者間の公平性確保の観点から、旧ルール・新ルール事業者に対して、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう、旧ルール事業者の制御日数上限30日(新ルール事業者:720時間)を最大限活用することを前提とする。

**【算定条件】**

- ・ 太陽光・風力の日射計実績等に基づく出力実績を元に算定（実績ベース方式※）
  - ※ 至近3ヵ年の実績に基づく各々の算定値の平均とする
- 具体的には、太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)を817万kWとし、今回の接続可能量(2016年度算定値)の算定条件の下で、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日数(時間)、出力制御量、出力制御率を算定する。

なお、追加的に接続される最大想定量については、至近の接続申込状況等を踏まえ、必要に応じて見直す。
- 出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のおおとなった場合(実績ベース方式)であり、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。