

再生可能エネルギー接続可能量の 算定結果について

平成26年12月16日

九州電力株式会社

- 接続可能量の算定にあたり、電源の運用や出力抑制等のルールについては、現在の制度を前提とする。
- 運用や制度の見直しを伴う接続可能量拡大方策については、追加オプションとして分けて検討する。

[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
- ・ 揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
- ・ 30日間を上限とした再エネ出力抑制

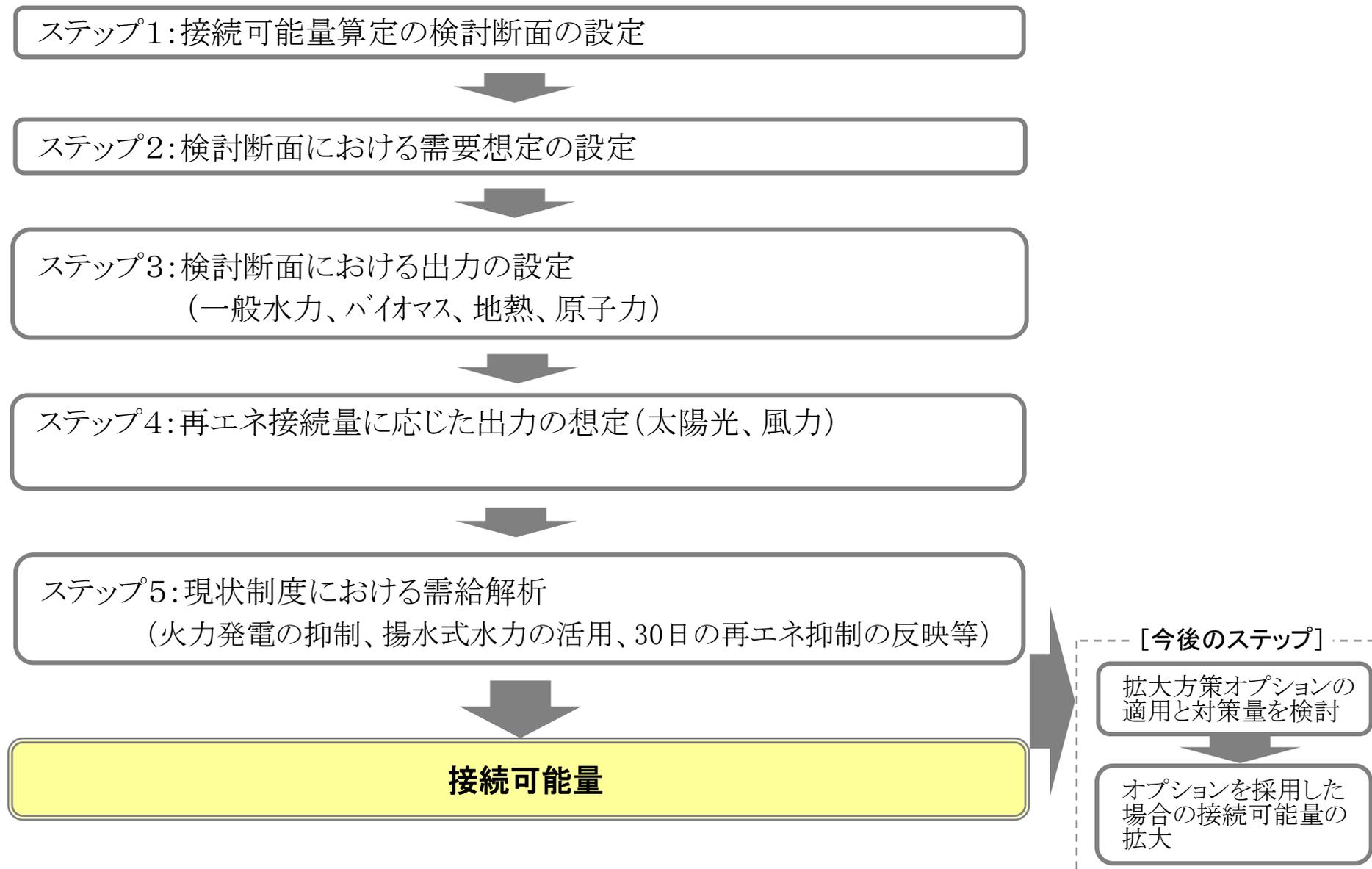
[接続可能量拡大方策としての追加オプション]

- ・ 地域間連系線の活用
- ・ 蓄電池の活用 など

2 接続可能量算定のフロー

2

- 接続可能量は、以下のフローで算定する。

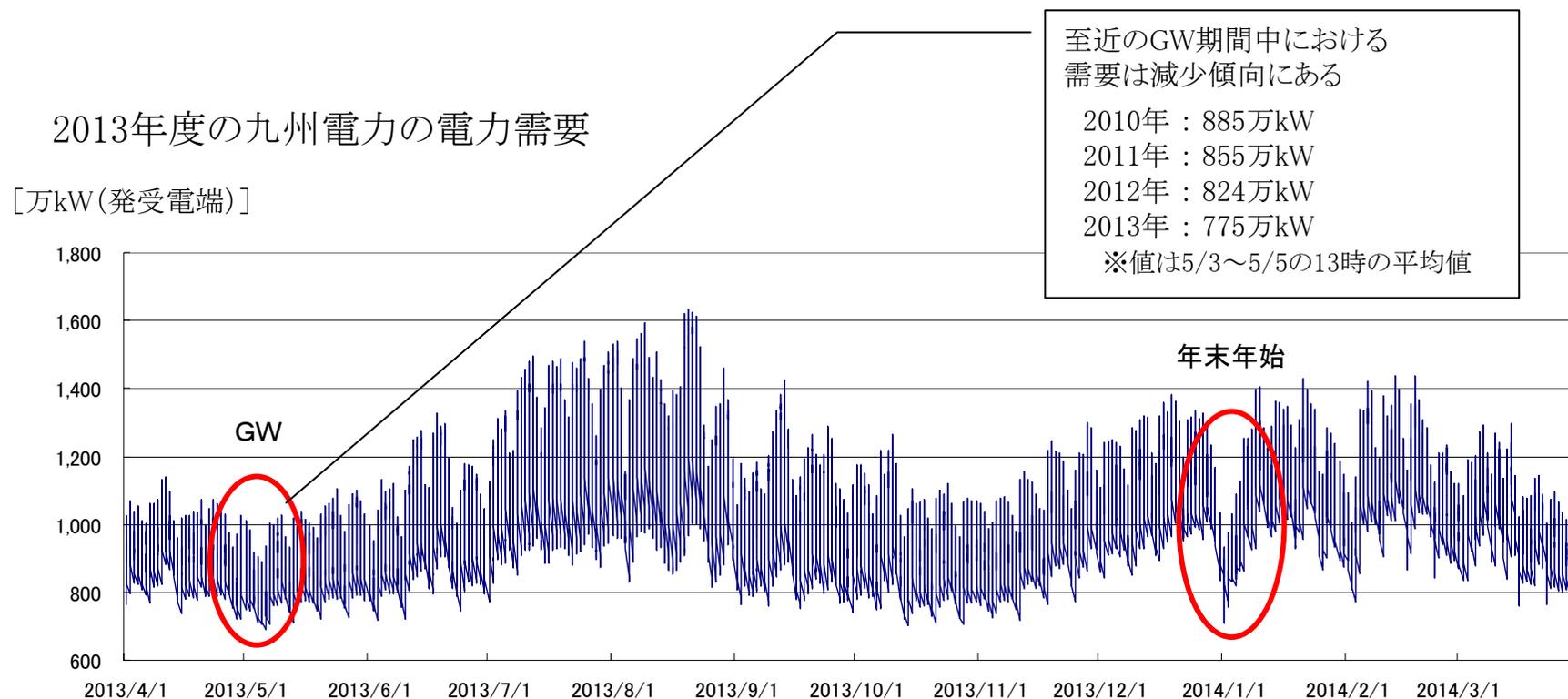


- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間(24時間×365日=8,760時間)を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行い、接続可能量を算定する。

[主な確認項目]

- ・ 必要な調整力の確保状況 (kW面)
(ピーク需要に応じた火力の運転台数の確認など)
- ・ 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)
(必要に応じ週間運用も考慮)
- ・ 予備力確保状況 (kW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（2013年度）の自社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、この自社需要実績に余剰契約の太陽光の自家消費電力分を反映したものにより行う。
- なお、将来において需要実績が変化し、接続可能量の算定に反映する必要がある場合には、その都度、接続可能量を見直す。



【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	
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	合計
出力※1 (万kW)	26.5 (自社:17.2、他社:9.3※2)	25.8 (自社:14.4、他社:11.4)	0	52.3
設備容量 (万kW)	51.2 (自社:30.2、他社:21.0※2)	99.6 (自社:70.4、他社:29.2)	39.3 (自社:27.3、他社:12.0)	190.1

※1 再エネの出力が最大となる5月13時の供給力

※2 他社購入契約分（小水力）含む

【バイオマス】

- バイオマス発電は他社購入契約分のみであるため、検討に用いる出力については、至近5か年の購入実績を用いた設備利用率平均を設備容量に乗じたものとし、8,760時間一定出力を前提とする。

設備容量(万kW) 〔①〕	33.5
設備利用率(%) 〔②〕	15.5
出力(万kW) 〔①×②〕	5.2

ステップ3 検討断面における出力の設定（地熱・原子力）

6

- 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	他社購入 契約分	合計
設備容量(万kW) [①]	5.5	5.5	0.2	2.8	1.3	3.0	3.0	1.7	22.9
設備利用率(%) [②]	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	75.0	84.0
出力(万kW) [①×②]	4.5	4.9	0.1	2.6	1.1	1.9	2.8	1.3	19.2

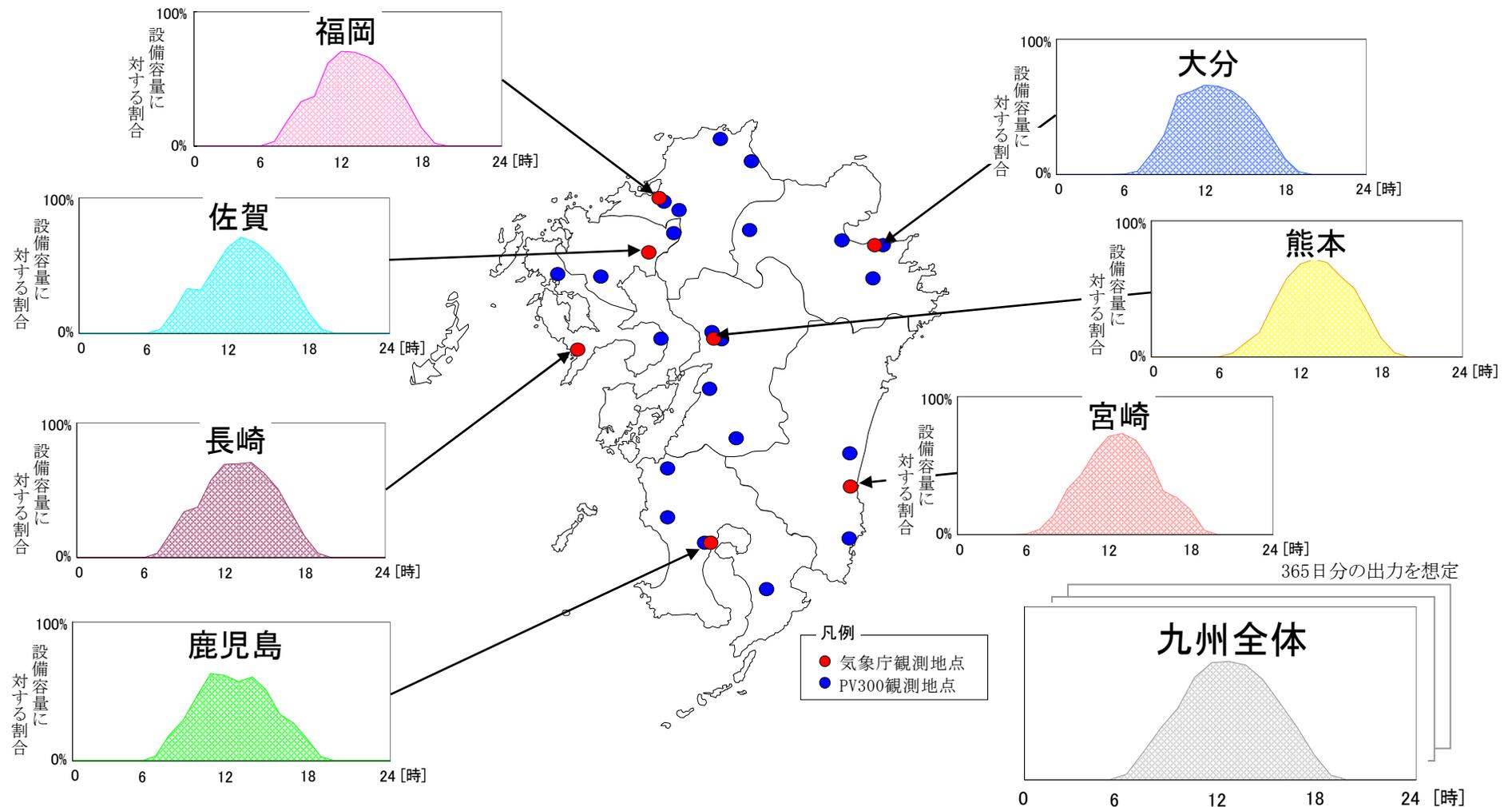
【原子力】

発電機名	玄海				川内		合計
	1号	2号	3号	4号	1号	2号	
設備容量(万kW) [①]	55.9	55.9	118.0	118.0	89.0	89.0	525.8
設備利用率(%) [②]	74.5	81.4	85.5	86.5	82.7	84.3	83.4
出力(万kW) [①×②]	41.6	45.5	100.9	102.1	73.6	75.0	438.7

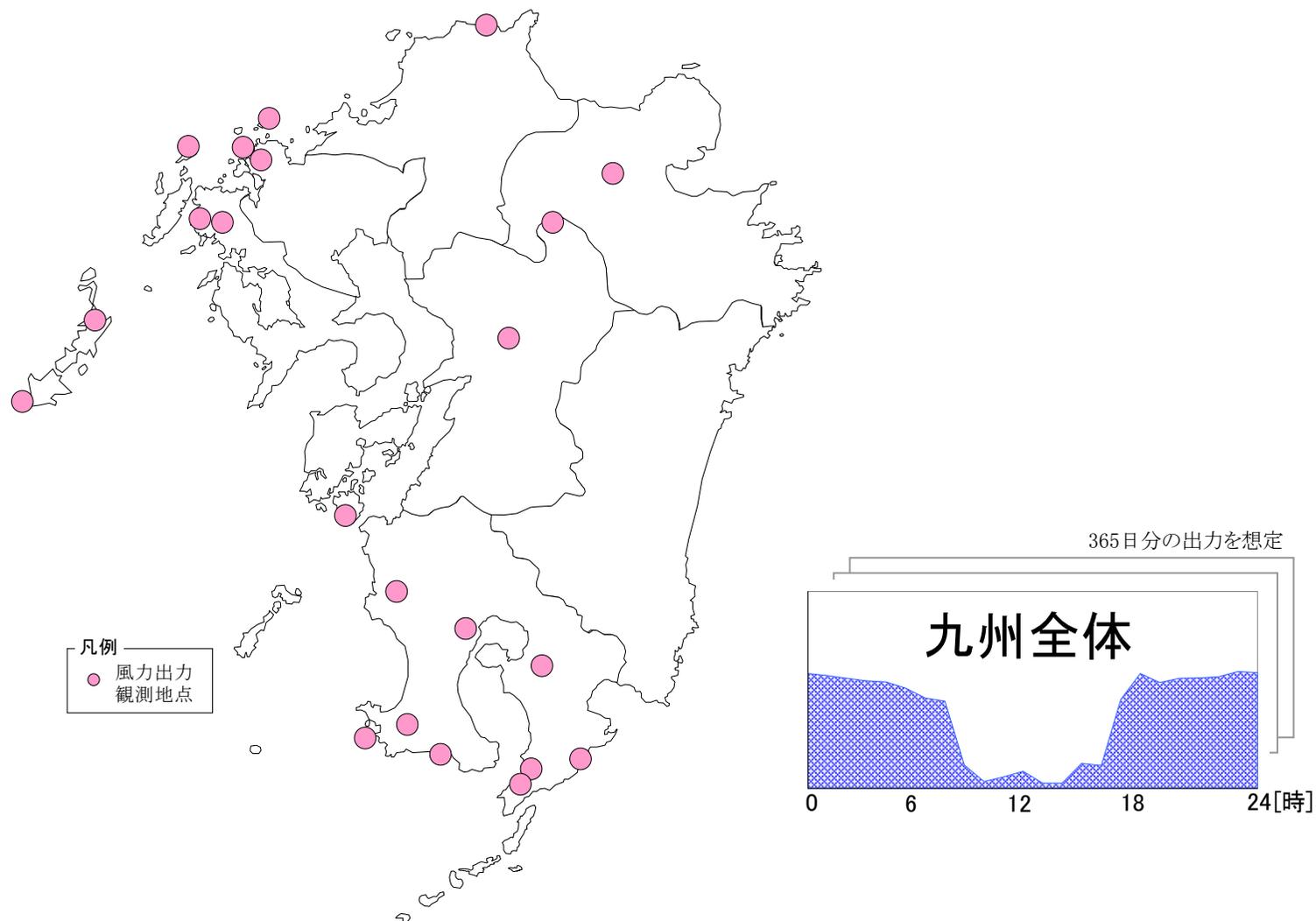
ステップ4 再エネの接続量に応じた出力の想定（太陽光）

○ 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、2013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、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、2013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。



- 2013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

(太陽光) [万kW]		(風力) [万kW]		[万kW]	
	出力		出力		合計出力
1日	460	1日	25	1日	485
2日		2日		2日	
3日		3日		3日	
⋮		⋮		⋮	
31日		31日		31日	

(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

[万kW]	
	合計出力
14日	629
12日	622
6日	620
⋮	
19日	122

値が大きい順に並べ替え

→ 最大値

→ 2 σ 相当(上位から2番目の値)

→ 31日間の平均値 466万kW

(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13時の出力（最大値、合成2σ値、平均値）】

※設備容量:太陽光817万kW、風力100万kW の場合

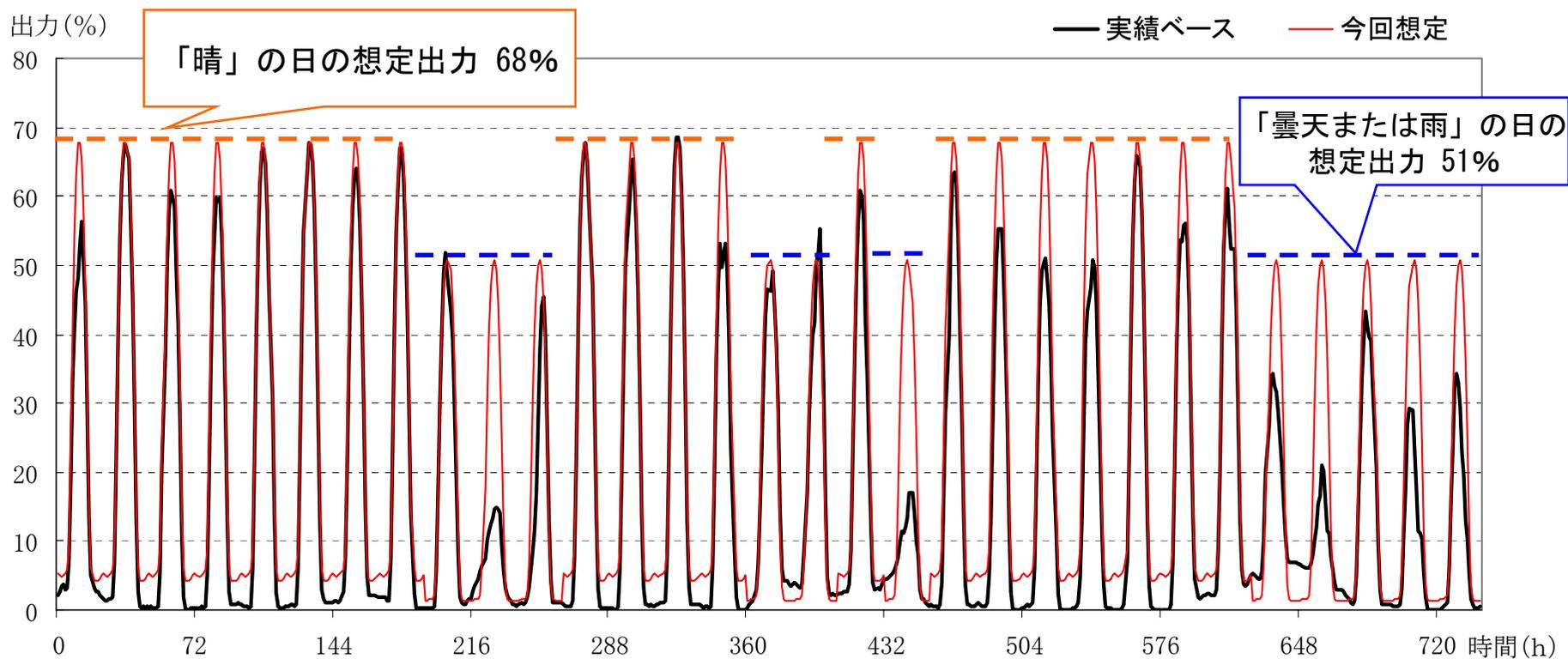
(%:設備容量比)

		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	62	67	75	77	76	74	70	69	72	67	59	52
	合成2σ値	62	65	74	70	76	64	67	68	72	65	59	52
	平均値	40	38	48	53	56	38	50	53	52	44	37	31
風力	最大値	60	54	53	57	53	53	59	37	52	66	65	64
	合成2σ値	4	1	4	57	3	4	9	2	12	11	3	1
	平均値	17	22	20	22	12	14	17	9	12	21	20	23
太陽光+風力	最大値	56	60	67	73	68	66	62	62	68	64	53	47
	合成2σ値	56	58	66	69	68	57	61	61	66	59	52	46
	平均値	38	36	45	50	51	35	46	48	47	41	35	30

【参考】5月における太陽光+風力の出力想定

※設備容量: 太陽光817万kW、風力100万kWの場合

- ・「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



○ 自社火力については、安定供給の観点から、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

- ① 設備仕様(最低出力等)
- ② 安定供給に必要なLFC調整力※1として下げ代、上げ代ともに需要の2%を確保
- ③ ピーク需要に対応できる供給力の確保など

※1 数分～20分程度の短周期の周波数変動に対する調整力

【自社火力設備仕様】

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	
	荅田 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	87.0 (21.75×4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)		

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
荅田 新2	37.5	21.0	7.5	

【火力機の運転範囲】



※2 コンバインドサイクル発電(新大分)は、最高出力は、大気温度によって認可出力と異なる値となる。

※3 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

※4 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

- 他社火力についても、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できる供給力の確保を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは最低受電、それ以外は停止とする。

【電発火力受電電力】

(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	37.7	35.0	12.6
	橘湾※	1	105.0	4.7	36.8	1.6
		2	105.0	4.7	36.8	1.6

※ 橘湾は域外電源（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

- 前述のLFC調整力確保等を考慮した火力発電の抑制状況は以下のとおり。

【最低需要※1発生日（5月12日：788万kW）】

※1 「最低需要」とは、晴天日のうち、GWを除く4、5月の日曜日13時（12～13時1時間平均）の中で最も小さいもの

（万kW）

		認可出力※	出力	稼働ユニットと出力
自社火力	石炭	246.0	10.5	苓北2 10.5(最低出力)
	LNG	457.5	72.9	新小倉5 LFC下限(15.0) + LFC容量(4.5) 新大分1(2軸/6軸) LFC下限(16.6) + LFC容量(2.6) 新大分2(1軸/4軸) LFC下限(10.8) + LFC容量(4.7) 新大分3(1軸/4軸) LFC下限(14.7) + LFC容量(4.0)
	石油	325.0	0	—
	その他	101.6	9.0	大分共同火力：新日鐵住金大分製鐵所の生産活動によって生じる副生ガスを発生量に応じて発電
他社火力	広域	122.3	0	—
	域内	112.9	0	—
	域外	9.4	0	—
	その他	101.6	9.0	大分共同火力：新日鐵住金大分製鐵所の生産活動によって生じる副生ガスを発生量に応じて発電
合計		1252.4	92.4	—

LFC調整力
15.8万kW
(788×0.02)^{※2}

※2 他社火力分は、当社の受電相当分を記載。

(注) 現時点で確認できている既設再エネ設備による平滑化効果等から、導入量時点での影響を想定した結果、LFC2%で短周期変動の問題なし。

ステップ5 回避措置（揚水式水力の活用）

- 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。
- 昼間帯の余剰揚水分は、その日のうちに発電し、揚水運転時の上池保有量が運用容量範囲内に収まることを確認した。

【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

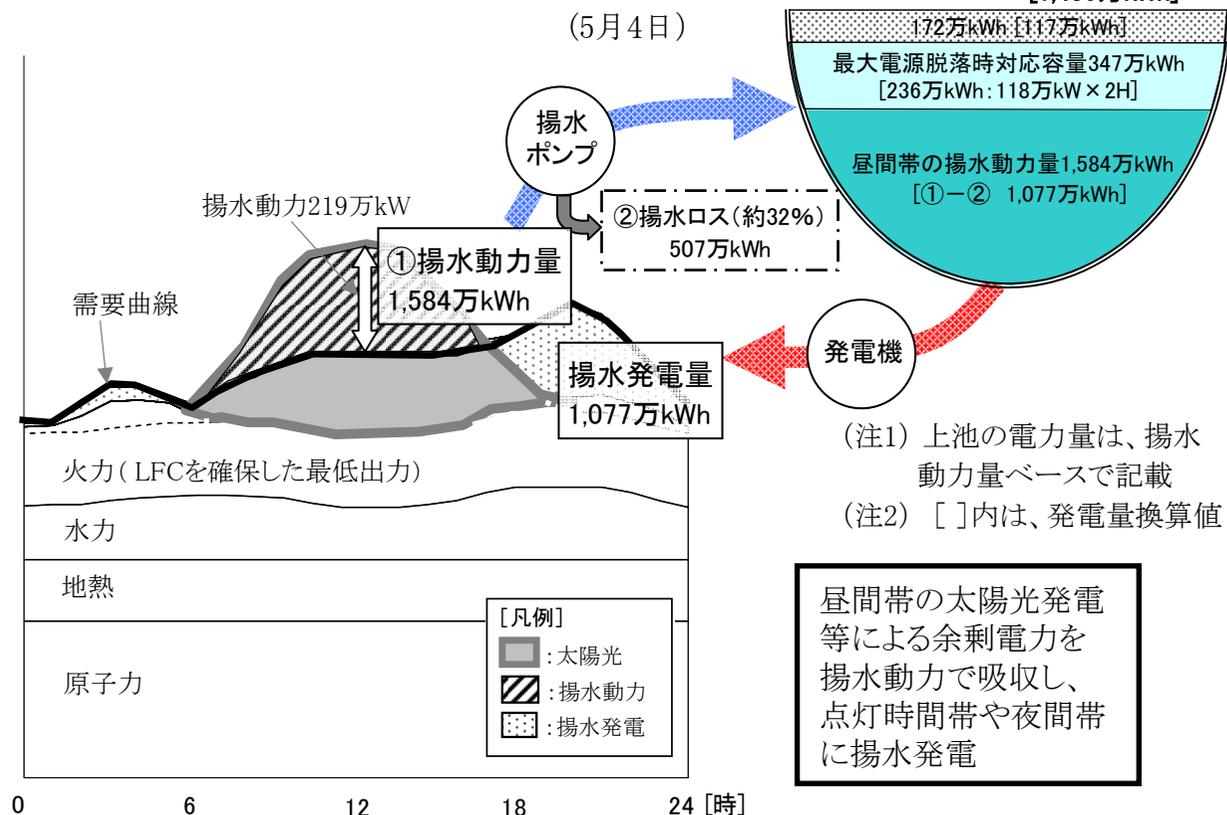
【揚水式水力設備仕様】

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 [8H]
	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ため、再エネを最大限接続する観点から、接続可能量算定の拡大オプションとして、想定される空容量13万kW(効果量17万kW)を全て活用することとして、予め織込み。

【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 ESCJの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

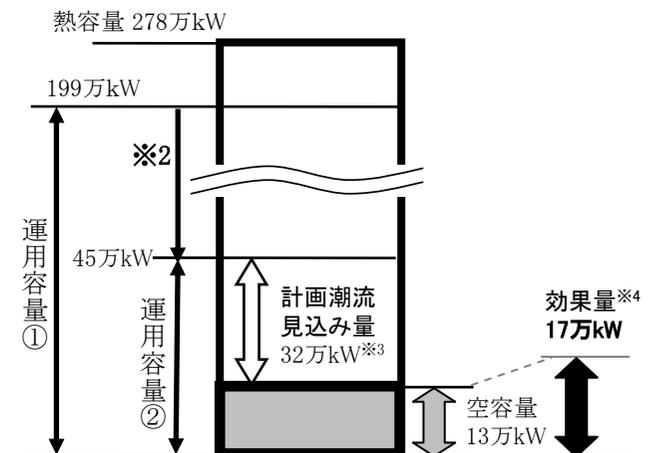
九州域外60Hzエリアの周波数維持面から、関門連系線の運用容量(東向き)は、199万kW。

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(※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)】



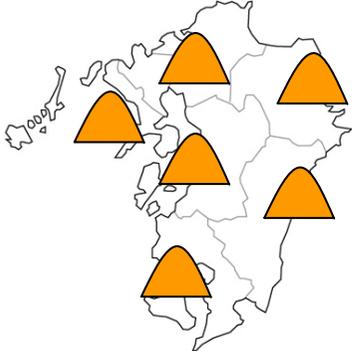
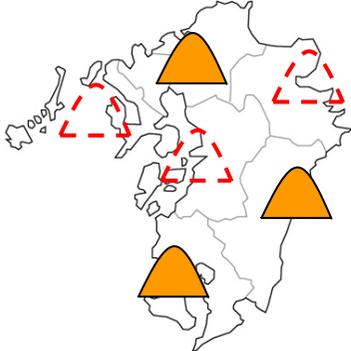
※3 震災前実績(H20～H22)を踏まえ算定

※4 太陽光の設備容量比率で割戻し

【効果的な出力抑制方法の採用】

- 実際の再エネの出力抑制にあたっては、対象事業者すべてを一括して抑制するのではなく、最低限必要な出力抑制量に相当する事業者だけを抑制する。
- これにより、出力抑制実施の延べ日数が増加(30日 ⇒ 30日 + n日)し、再エネの接続可能量が拡大する。

【再エネ出力抑制方法の比較】

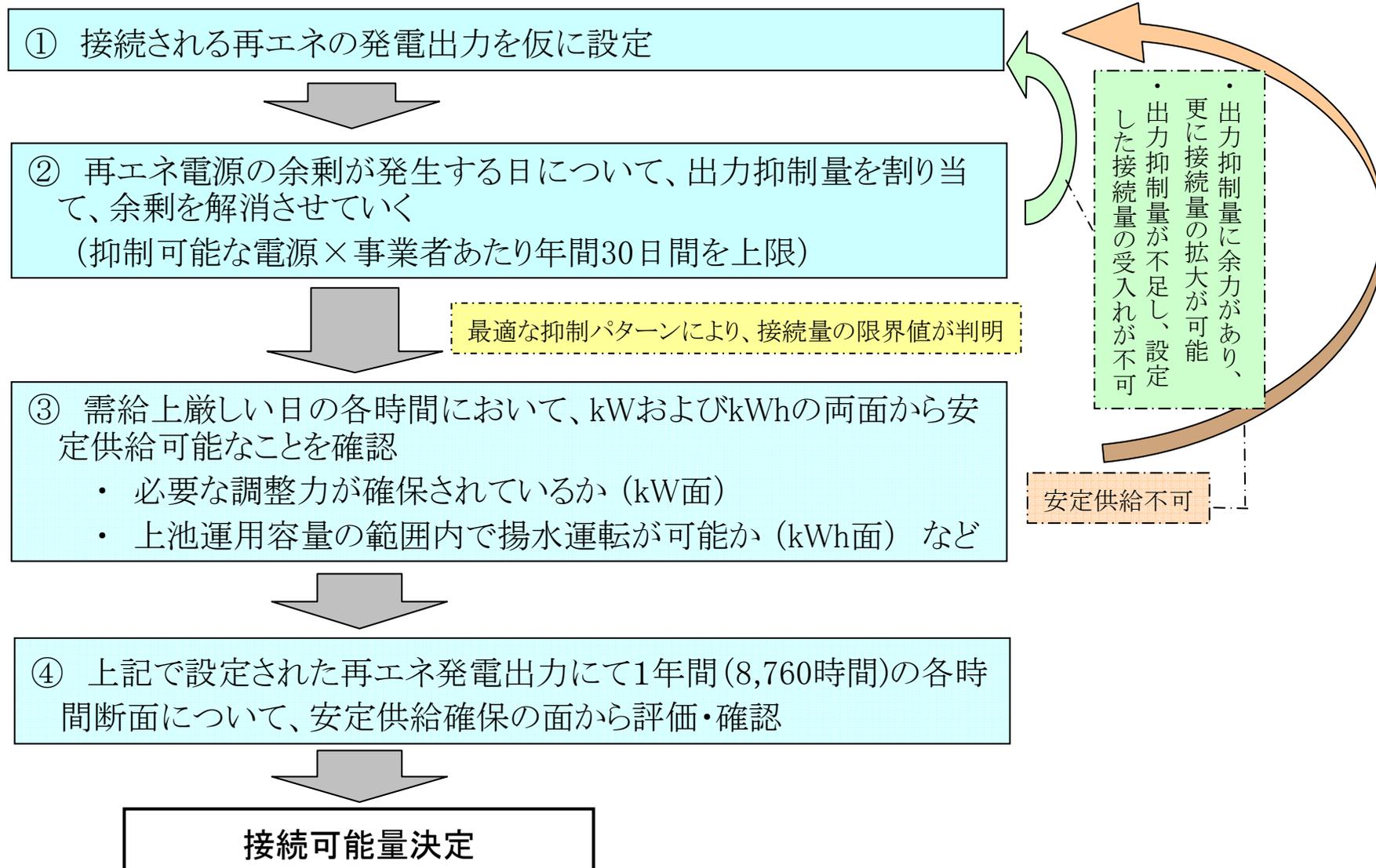
一律抑制	必要量に応じ抑制 (今回採用)
 <p>・九州管内の発電所を全て一律に抑制 ・抑制の日数は、30日に限定される</p>	 <p>・必要量に応じて抑制量を調整することで、抑制の延べ日数を拡大</p>

〔参考：再エネ特措法〕

- ・ 自社発電設備(太陽光、風力、原子力、一般水力、地熱を除く)及び調達している電気の発電設備の出力抑制
- ・ 自社揚水発電設備の揚水運転
- ・ 卸電力取引所の活用

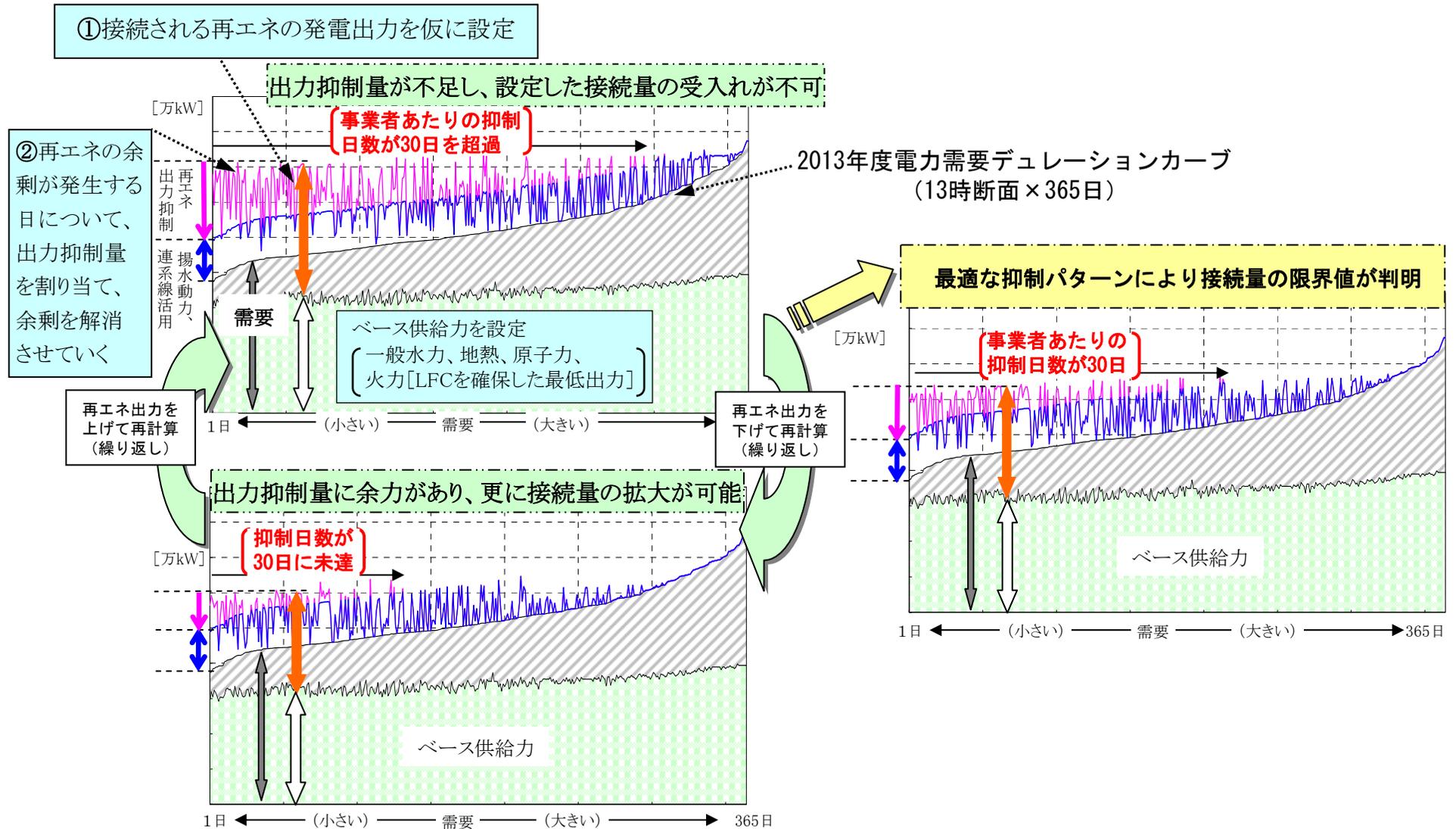
を行った上でなお、太陽光・風力の発電出力を加えた供給力が需要を上回ることが見込まれる場合に、500kW以上の太陽光または風力について、年間最大30日間の無償による出力抑制を行うことが可能。

○ 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、再エネ出力抑制回避措置(火力機出力抑制、揚水運転、連系線の活用)を実施のうえ、500kW以上の太陽光・風力発電の30日間抑制を考慮し、接続可能量を算定した。



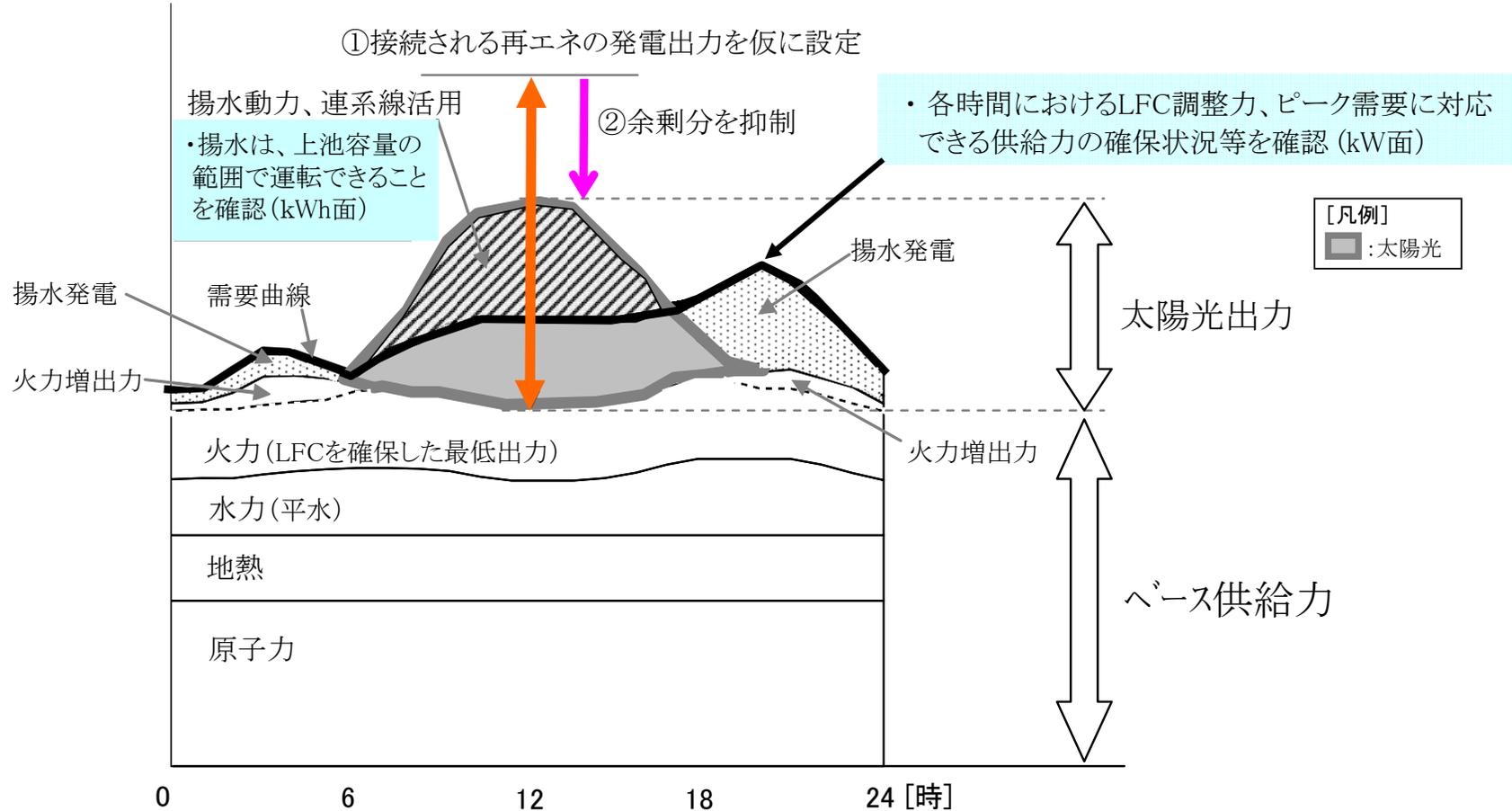
具体的な接続可能量の算定手順

- ベース供給力として、一般水力・地熱・原子力、火力(LFCを確保した最低出力)を設定し、前頁の①②を以下のように繰り返し実施することにより、接続量の限界値が判明。



③ 需給上厳しい日の各時間において、kWおよびkWhの両面から安定供給可能なことを確認

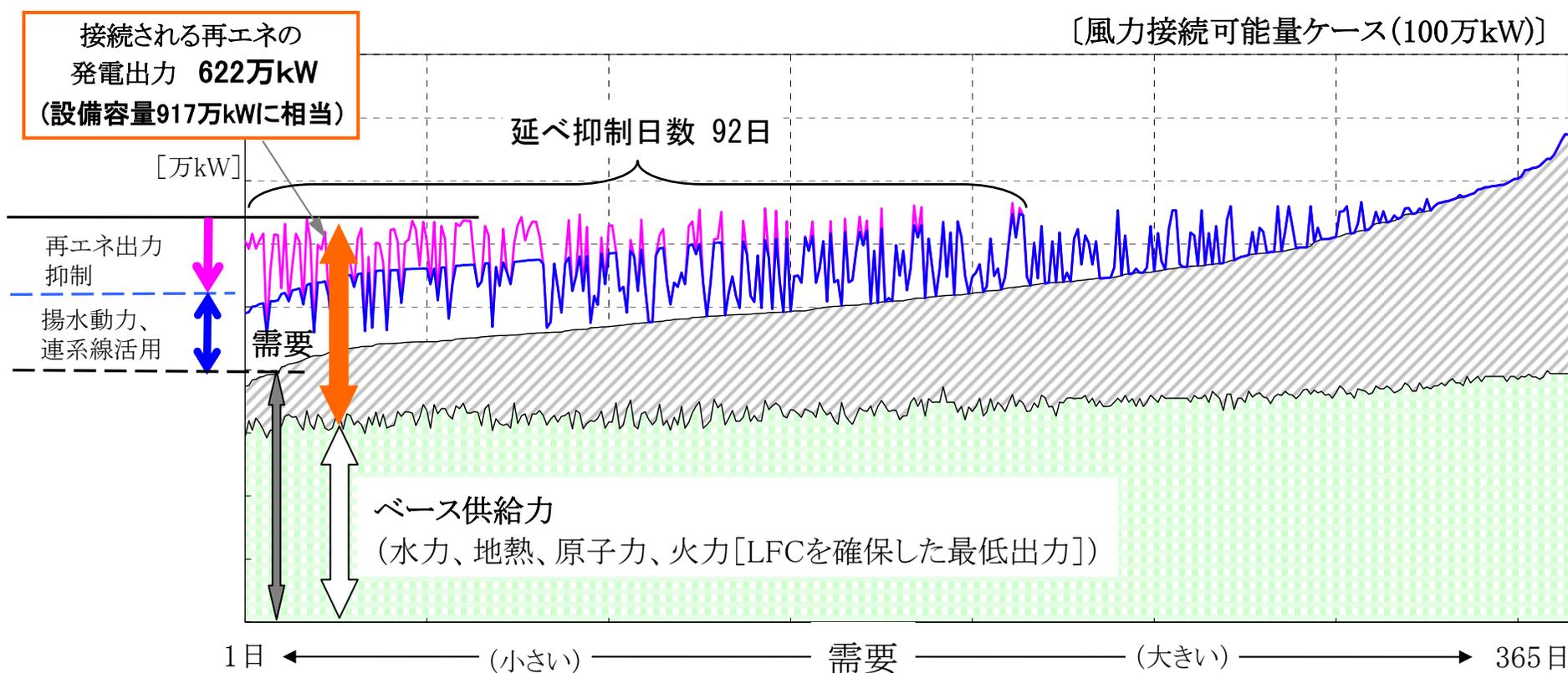
[需給バランスのイメージ]



④ 再エネ発電出力(接続量の限界値)をもとに、1年間(8,760時間)の各断面について、安定供給確保の面から評価・確認

- ①～④を実施した結果、風力100万kW接続時に、関門連系線の活用を前提とした場合、500kW以上（設備量556万kW）の太陽光・風力発電出力の年間の延べ抑制日数は92日となり、接続される再エネの発電出力は、622万kW（設備容量917万kWに相当）となった。

【2013年度 デュレーションカーブ（13時断面×365日）】

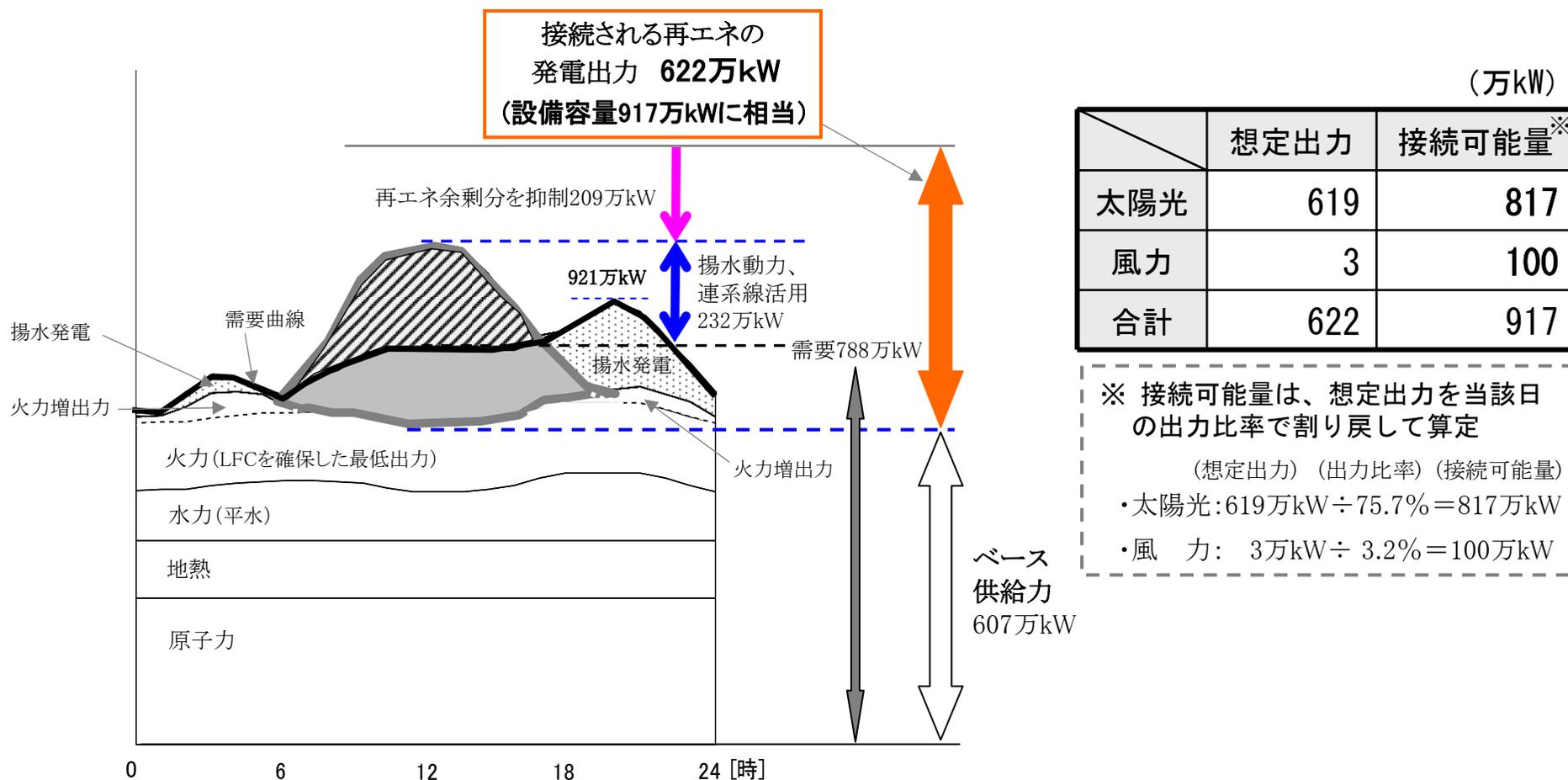


【参考：接続可能量を超えた接続を行う場合の抑制日数試算】

仮に、追加して100万kWを接続する場合、年間最大で、当該事業者は 120日程度の抑制が必要となる。

- この再エネ発電出力622万kWに対応する1年間(8,760時間)の需給バランスについて、電力の安定供給確保面から評価・確認を行い、問題がないことを確認した。
- 需給バランスの例として、最低需要発生日の場合を以下に示す。

【最低需要発生日（5月12日）における需給バランス】〔風力接続可能量ケース(100万kW)〕



【最低需要発生日（5月12日）における昼間及びピーク断面の需給バランス】〔風力接続可能量ケース（100万kW）〕

需 要	昼間（13時）				ピーク（20時）								
	788万kW				921万kW								
バ ラ ン ス	(万kW)				(万kW)				[供給力]				
	需要（本土）		788	LFC容量		需要（本土）		921		LFC容量			
				下げ	上げ					下げ	上げ		
	自 社 火 力	石油	0	0	0	自 社 火 力	石油	0		0	0		
		L N G	新小倉5	20	5		5	L N G		新小倉5	15	0	9
			新大分1 (2軸/6軸)	19	3		2			新大分1 (2軸/6軸)	17	0	5
			新大分2 (1軸/4軸)	16	5		6			新大分2 (3軸/4軸)	32	0	31
			新大分3 (1軸/4軸)	19	4		4			新大分3 (4軸/4軸)	94	31	22
		小計		73	16		16	小計		158	31	66	
	石炭 荅北2	11	0	0	石炭 荅北2	70	35	0		70			
	計		83	16	16	計		228		66	66		
	他 社 火 力	戸畑共火	0	2.0%	2.1%	他 社 火 力	戸畑共火	16		7.2%	7.2%		
		大分共火	9				大分共火	9					
		電発火力	0				電発火力	0					
		I P P	0				I P P	0					
原子力		439			原子力		439						
再 エ ネ	一般水力	52			再 エ ネ	一般水力	106						
	太陽光	619				太陽光	0						
	風力	3				風力	36						
	地熱	19				地熱	19						
	バイオマス	5				バイオマス	5						
	小計		698				小計		167				
	太陽光抑制量	▲ 206				太陽光抑制量	0						
風力抑制量	▲ 3			風力抑制量	▲ 36								
計		489			計		131						
揚水式水力		▲ 219			揚水式水力		98						
連系線の活用		▲ 13			連系線の活用		0						
発電電力計		788			発電電力計		921						
									供給力計				
									997				
									予備力				
									76				
									予備率				
									8.2%				

[供給力の考え方]

- 天気の変化による再エネ出力増減にも対応できるように、予備力を確保。
- 自社及び他社火力の供給力は、運転しているユニットの最高出力まで見込む
- 風力は抑制している日のため供給力に見込めない

※ 揚水式水力の供給力は、晴れと予測したものの、曇天または雨となり、上池に下池の水を汲み上げられない場合の供給力として、電源脱着時対応用として上池に確保している容量(118万kW×2時間分:236万kWh)をピーク時間帯5時間において活用

※

(注)四捨五入により合計が合わない場合がある

3 接続可能量 算定結果

- 風力について、導入見込み量(58万kW)または接続可能量(100万kW [公表値])を前提とした場合の関門連系線の活用を織込んだ太陽光接続可能量の算定結果は以下のとおり。

	風力導入見込み ケース(58万kW)	風力接続可能量 ケース(100万kW)
風力接続可能量：(a) (万kW)	58	100
太陽光接続可能量：(b) (万kW)	819	817
合成2σ出力 (万kW)	622	622
合成最大出力 (万kW)	628	629
昼間最低需要※:(c) (万kW)	788	788
(a) / (c) (%)	7.4	12.7
(b) / (c) (%)	103.9	103.7

※ 昼間最低需要は、晴天日のうち、GWを除く4、5月の日曜日13時(12～13時1時間平均)の中で最も小さいもの

4 拡大方策オプション及び拡大量（風力100万kWケース）

拡大方策	接続可能量(万kW)
①現行制度 出力抑制30日ケース	風力 (100) 太陽光 (817) ⑦の連系線 活用を織込 んだもの
②回答保留以降の太陽光発電、風力発電については、出力抑制日数を年間最大で60日とした場合(500kW以上に限る)の接続可能量の増加量	0 ※1
③回答保留以降の太陽光発電、風力発電については、時間単位(太陽光360時間、風力720時間)で出力抑制日数を行った場合(500kW以上に限る)の接続可能量の増加量	0 ※1
④回答保留以降の太陽光発電、風力発電については、全て出力抑制日数を年間最大で30日とした場合の接続可能量の増加量 ※2	0 ※1
⑤既接続設備(含む低圧)も含めた全ての太陽光発電、風力発電について、出力抑制日数を年間最大で30日とした場合の接続可能量の増加量 ※2	+96
⑥出力抑制30日ケースで蓄電池の活用をした場合 電力系統に大容量蓄電池(5万kW[数十万kWh級]を想定)を配置し、下げ代が不足する軽負荷期昼間帯における再生可能エネルギーの発電電力を蓄えることで、需給バランスを維持することが可能。 (費用負担については検討が必要)	+6
⑦出力抑制30日ケースで連系線の活用をした場合 [接続可能量に織込み済み]	+17
(参考)出力抑制0日の場合	風力 (100) 太陽光 (512) ⑦の連系線 活用を織込 んだもの

※1 当社における「回答保留以降の太陽光発電」は、接続可能量を超えた範囲の申込み分となるため、当該方策では、接続可能量への拡大効果は得られない。

※2 500kW未満の出力抑制については、制度の見直しに加え、高圧、低圧は、設備量が膨大であることから、電力からの集中制御による出力抑制の仕組みやカレンダー機能を具備したPCSの開発・普及が必要と考えられるが、現時点では未整備であり、実現性も含めて今後検討が必要。

蓄電池の活用による拡大方策	接続可能量(万kW)
①太陽光発電接続可能量	817
②回答保留以降の太陽光発電設備について、太陽光発電1kW当たり、1kWh分の蓄電池を事業者側に入れた場合の接続可能量の増加量	0 ※1
③回答保留以降の太陽光発電設備について、太陽光発電1kW当たり、5kWh分の蓄電池を事業者側に入れた場合の接続可能量の増加量	0 ※1
④回答保留以降の太陽光発電設備について、太陽光発電1kW当たり、5kWh分の蓄電池を系統側に入れた場合の接続可能量の増加量	0 ※1

※1 当社における「回答保留以降の太陽光発電設備」は、接続可能量を超えた範囲の申込み分となるため、接続可能量の拡大効果は得られない。

- 風力100万kWケースにおいて、水力または地熱を10万kW接続した場合に、減少する太陽光発電の接続可能量と年間の再エネ発電量の増減に関する感度分析の結果は以下のとおり。

導入する再エネ電源	太陽光発電接続可能量の減少量(万kW)	再エネ発電量の増加量(万kWh/年)	年間発電電力量比(%)
水力発電(+10万kW) (利用率44%)	▲7 (817→810)	+31,115	+0.3
地熱発電(+10万kW) (利用率84%)	▲15 (817→802)	+57,664	+0.6

- 風力について、導入見込み量(58万kW)または接続可能量(100万kW[公表値])を前提とした場合の太陽光接続可能量及び再エネ発電量の算定結果は以下のとおり。

風力発電の導入量を増やしても、太陽光発電の接続可能量は大きくは減らず、風力発電の導入量を増やした方が、再生可能エネルギーの発電量が増えるとの結果となった。

風力導入想定量ケース				風力接続可能量ケース			
風力導入見込量(万kW)	太陽光接続可能量(万kW)	発電量(太陽光・風力合計)(万kWh/年)	年間発電電力量比(%)	風力導入見込量(万kW)	太陽光接続可能量(万kW)	発電量(太陽光・風力合計)(万kWh/年)	年間発電電力量比(%)
58	819	988,835	11.0	100 (+42)	817 (▲2)	1,048,508 (+59,673)	11.6 (+0.6)

- 今回算定した接続可能量(太陽光817万kW、風力100万kW)が実際に接続された場合の出力抑制日数等に関する示唆を得るため、既述(2頁)の接続可能量の算定フローに準じた以下のフローにより、再エネの出力予測が完全にできた場合の出力抑制日数等の試算を行った。
 - ・ステップ1、3：既述(2頁)のとおりとした。
 - ・ステップ2： 需要は、2011、2012、2013年度実績を用いた。
 - ・ステップ4： 再エネ出力は、当該年度の日射計出力実績、風力発電実績を基に、接続可能量に応じた実際の太陽光・風力発電出力を用いた。
 - ・ステップ5： ステップ1～4を踏まえ、需給解析を行い、出力抑制日数、出力抑制電力量等を算定。
- 本試算値は、あくまで、需要想定や再エネの出力予測が完全にできた場合のケースであり参考値である。実運用においては、予測外れがあり、出力抑制日数は、本試算値より増加する。

	1事業者あたりの 出力抑制日数 (日)	延べ抑制日数 (日)	再エネ出力 抑制電力量:① (万kWh/年)	仮に出力抑制しなかった 場合の再エネ 発電電力量:② (万kWh/年)	①/② (%)
2011年度	8	34	25,631	1,037,218	2.5
2012年度	10	46	28,771	1,047,168	2.7
2013年度	16	51	46,446	1,102,762	4.2

- 運用や制度の見直し、または他社やお客さまとの交渉を要するなど、短期間では効果を見込むことができない接続可能量拡大の追加オプションについても検討していく。

【今後検討していく追加オプション】

- ・ 軽負荷期昼間帯の需要創出

〔 ・ 自家発事業者さまへ昼間の発電抑制の協力依頼
・ 蓄熱空調システムの制御スケジュールの見直し など 〕

- ・ 「広域調整スキーム※の拡大」による関門連系線を活用したエリア外への送電 など

※ 第9回制度設計WG(平成26年10月30日)において、余剰電力発生時の緊急的な広域融通の在り方が提案された。

また、エリア内の余剰電力を地域間連系線を活用してエリア外へ送電することを前提として、エリア内の再エネを買い取ることについては、エリア外の受電会社の義務や費用負担のあり方等、FIT制度の見直しが必要であり、更なる検討が必要と整理されている。