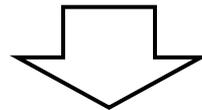


**再生可能エネルギーの接続可能量(2015年度算定値)
算定結果について**

**平成27年11月10日
沖縄電力株式会社**

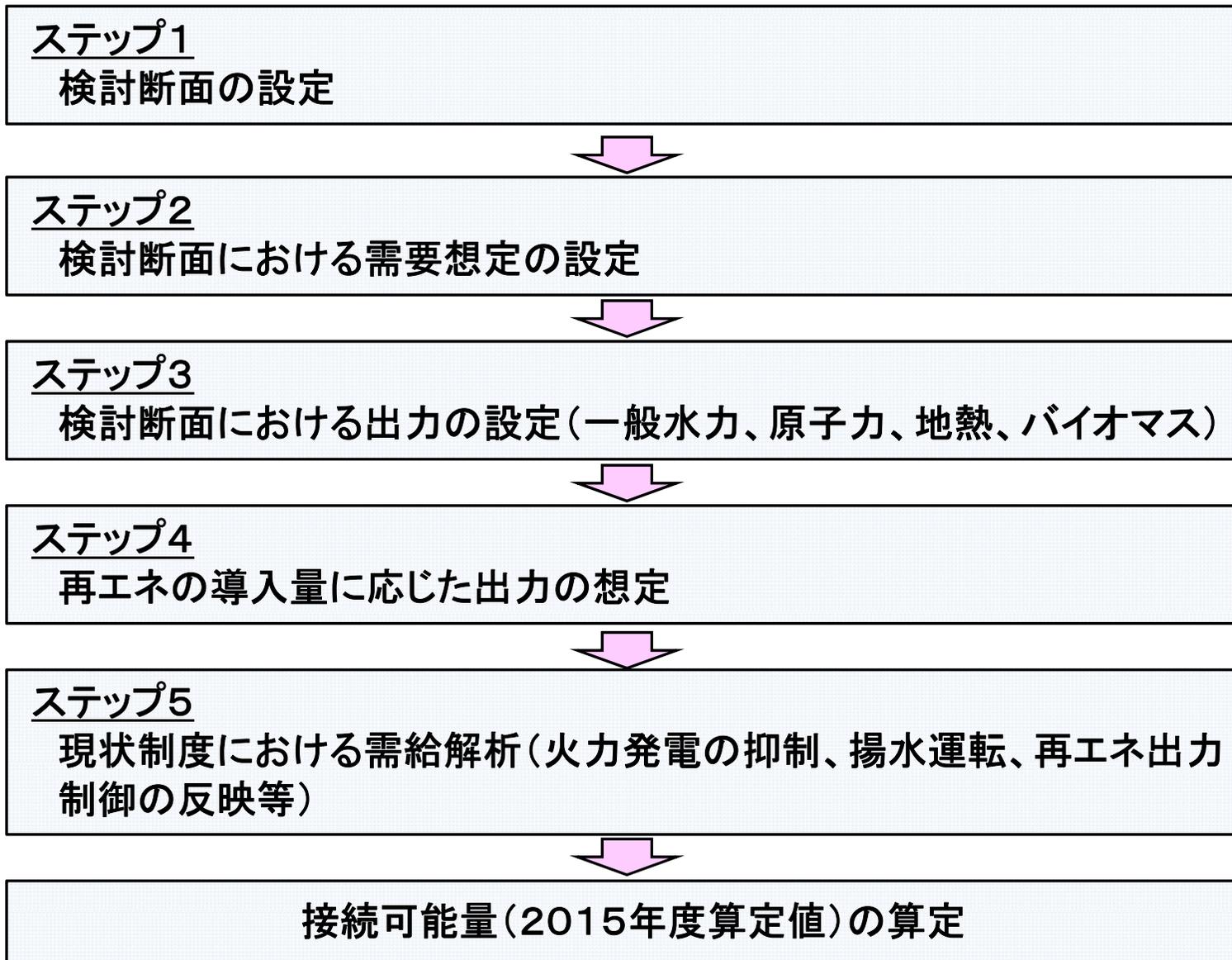
1. はじめに

- 当社は、平成18年2月17日に沖縄本島系統における風力の接続可能量(短周期面)を2.5万kWと公表。
- 平成26年12月18日に開催された新エネ小委において、沖縄本島系統における太陽光の接続可能量を35.6万kWと報告。
- 平成27年1月26日施行の改正省令(新ルール)では、再エネの導入拡大のため、出力制御の対象を500kW未満の小規模設備まで拡大し、出力制御の上限が日単位(30日/年)から時間単位(太陽光360時間/年、風力720時間/年)となった。
- 平成27年3月19日に開催された新エネ小委において、新ルールに基づき、太陽光の接続可能量を算定した結果、35.6万kWから49.5万kWとなることを報告。



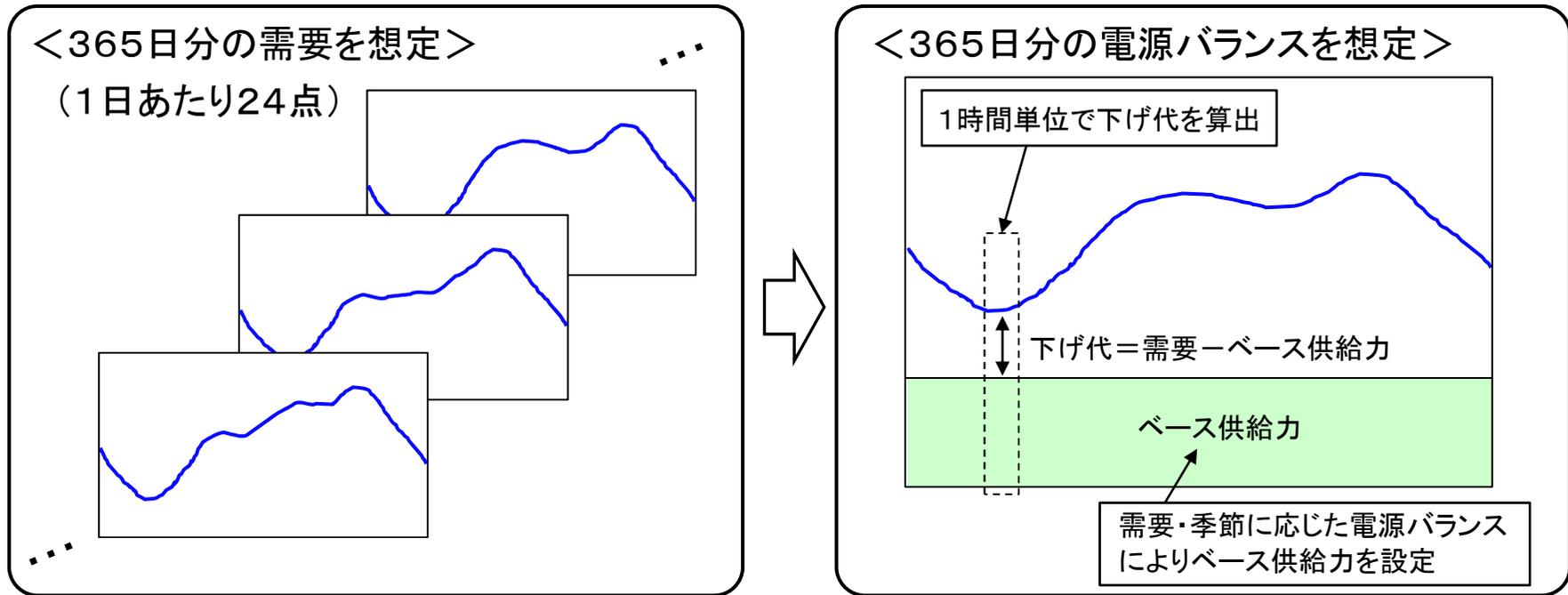
- 今回、FIT省令改正および太陽光の接続量増加に伴う需給バランスの変化を見込み、太陽光および風力の接続可能量の算定を行う。また、昨年度(2014年度)の需要断面、再エネ出力実績を元に、太陽光の出力制御見通し等について算定を行う。

2. 接続可能量算定のフロー



ステップ1 検討断面の設定

○需給解析には、震災後の電力需要カーブを考慮し、1年間(24時間×365日=8760時間)を通じた各時間を検討の対象とする。



下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力制御が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし(出力制御不要)

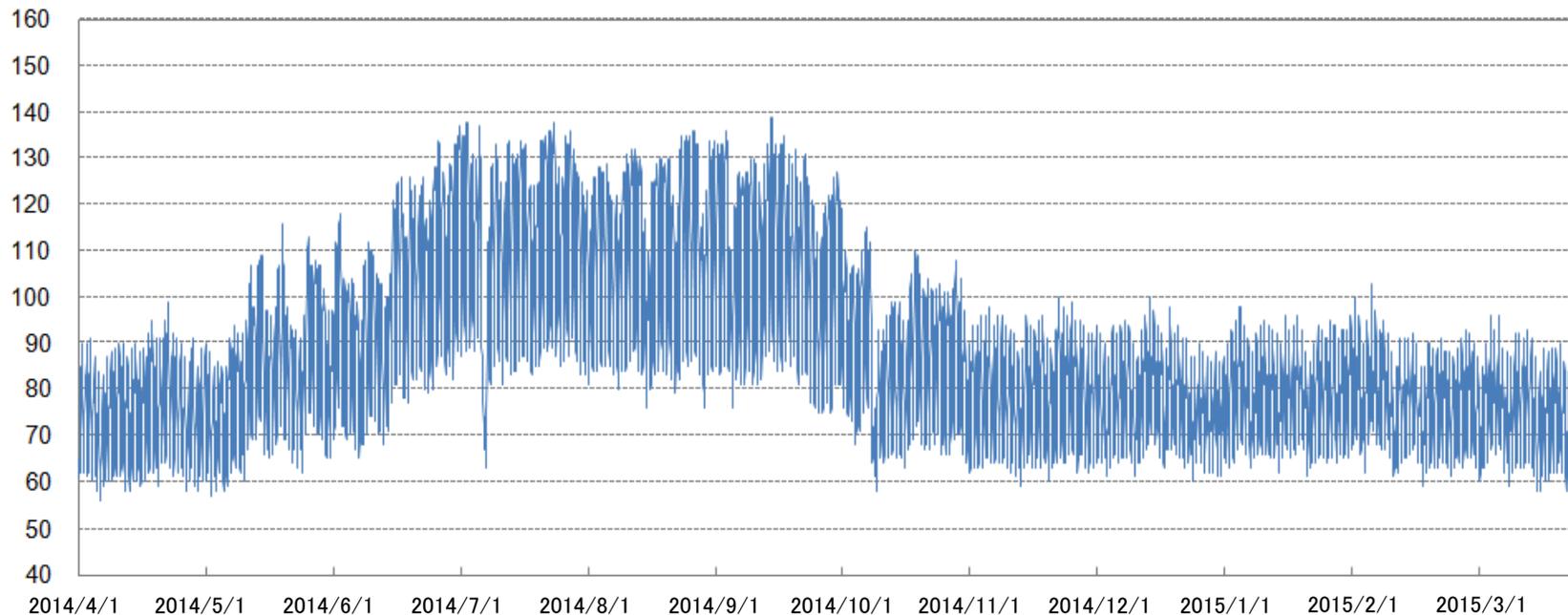
制御日数(または制御時間)により接続可能量を評価

ステップ2 検討断面における需要想定の設定

- 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(2014年度)の自社需要実績を採用することとし、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相当を反映したものにより行う。
- 昨年度(2014年度)の需要は2013年度と比較して、年間平均1.1万kW減少している。

需要(万kW)

昨年度(2014年度)の沖縄本島系統の電力需要実績



ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力・地熱・原子力)

○今回の検討における一般水力(流れ込み式、調整池式、貯水池式)、地熱、原子力については、沖縄本島系統管内における所有設備および対象設備はありません。

ステップ3 検討断面における出力の設定(バイオマス)

○バイオマス発電については、既接続分の設備容量が小さいこともあり、前回までの算定では需要実績に織り込まれているものとして扱った。

○今回も既接続分については、需要実績に織り込まれているものとするが、今後、導入が見込まれる案件0.2万kW(1,820kW)については、今回の算定に織り込むこととした。

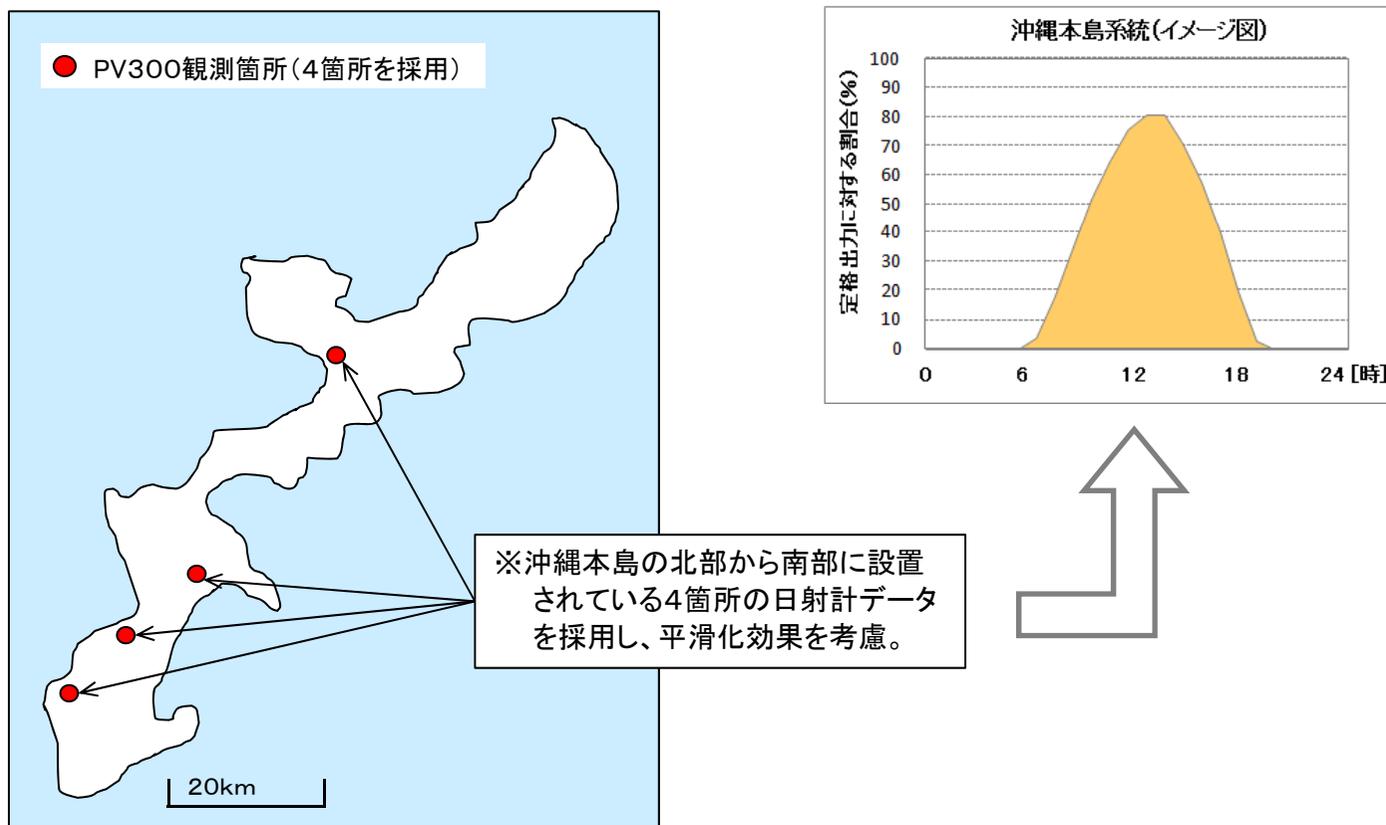
○しかしながら、既接続バイオマスの至近5年間(2010~2014年度)における実績利用率平均 24.2%を考慮した結果、今回織り込むバイオマスの発電想定はゼロ想定として算定を行った。

バイオマス発電の出力設定

設備容量	利用率	出力想定
0.2万kW (1,820kW)	24.2%	$1,820\text{kW} \times 24.2\%$ = 約440kW = 0.04万kW ≒ ゼロ想定

ステップ4 再エネの導入量に応じた出力の想定(太陽光)

- 当社系統に接続される太陽光発電設備については、その多くが家庭用などの低圧及び高圧連系であり発電出力の把握は困難である。
- そのため、分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業(PV300実証事業)で設置した日射計4箇所のデータ(2014年度実績)から、太陽光出力実績(8760時間)を推定した。



ステップ4 再エネ導入量に応じた出力の想定(風力)

- 風況により出力が大きく変動する風力発電については、平成18年2月17日に沖縄本島系統における風力の接続可能量(短周期制約)2.5万kWを公表している。
- 現在、風力の既接続量は約1.4万kWであり、今後の導入見込みについては、沖縄県が台風常襲地域であること、地域住民との離隔確保など、環境面からの課題もあり、現時点では接続申し込みは約0.15万kWに留まっている状況である。
- 既設風力発電設備の出力データ実績および設備容量から出力を想定する。

風力発電の出力設定

データ	サイト数	設備容量(※)	採用期間
既接続の風力	4サイト	約0.7 万kW	2014年4月 ~2015年3月

※データ取得箇所のみを対象

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)

○太陽光と風力の出力は、月単位で時刻毎に、太陽光と風力の合計出力の2σ相当(31日の場合は上から2番目)、太陽光と風力の合計出力の平均値を求める。

【月単位の太陽光・風力の出力算定方法】

(1)ある月のX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)		合計(万kW)	
	出力		出力		出力
1日	11.7	1日	0.4	1日	12.1
2日	19.9	2日	1.4	2日	21.3
3日	9.9	3日	0.7	3日	10.6
⋮		⋮		⋮	
31日	17.8	31日	0.1	31日	17.9

(2)当該月におけるx時の合成出力2σ相当と合成出力平均値を算定

合計(万kW)	
	出力
5日	23.6
6日	22.4
25日	22.2
⋮	
11日	5.5

← 2σ相当

値が大きい順に並べ替え

31日間の平均値 13.1万kW

【風力 2.5万kW、太陽光 49.5万kW時の定格出力に対する割合(%)】

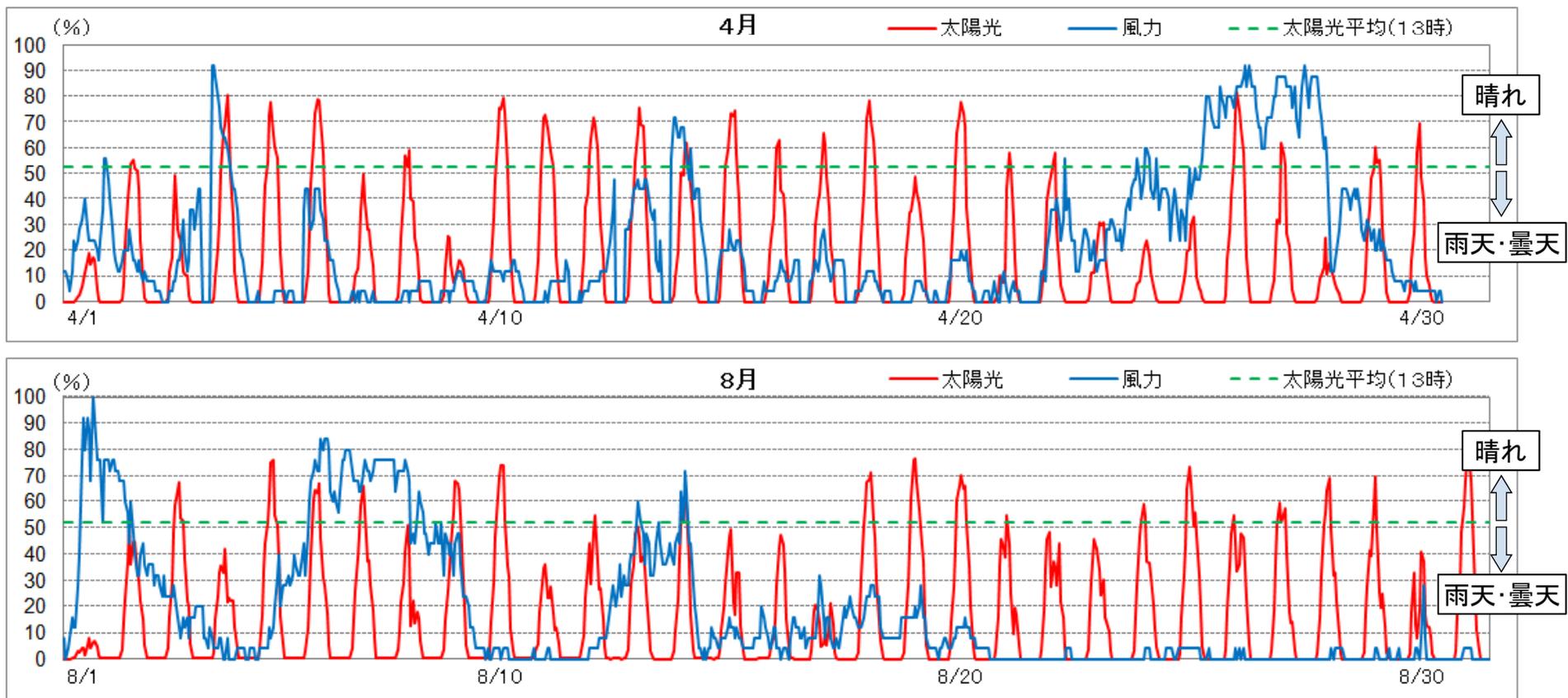
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光	最大値	81.7	79.1	81.2	79.2	76.7	71.8	61.1	56.0	51.8	58.8	63.6	70.5
	2σ相当※	80.5	77.2	80.3	78.0	76.3	71.6	59.4	54.1	49.1	58.1	63.1	69.6
風力	最大値	91.1	91.4	80.7	100.0	98.8	90.9	100.0	99.4	100.0	100.0	98.3	100.0
	2σ相当※	90.8	85.8	79.9	99.6	83.3	66.4	95.0	98.0	99.6	99.1	93.1	95.7
合成	最大値	81.8	77.3	79.1	77.6	74.6	69.4	59.3	57.0	50.0	57.5	61.9	69.9
	2σ相当※	79.7	74.6	79.0	75.4	73.9	69.1	57.6	54.9	49.7	57.5	61.6	67.9
	平均値	53.7	46.0	43.7	59.6	51.0	52.8	40.7	38.8	30.7	29.7	40.1	42.5

※毎日の最大値の2σ相当

ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

- 太陽光、風力の出力特性は季節によって異なる。
- 太陽光と風力の出力が最大となる時間は一致しないことも想定される。
- 13時における太陽光出力想定が太陽光平均(13時)を上回る日は「晴れの日」と想定、下回る日は「雨天・曇天の日」と想定する。

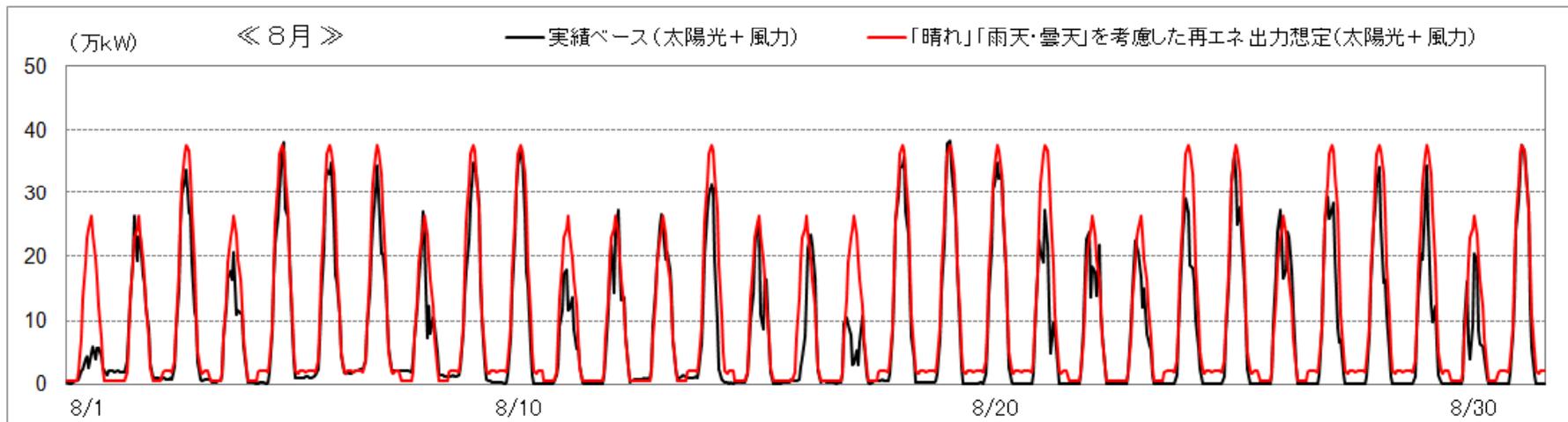
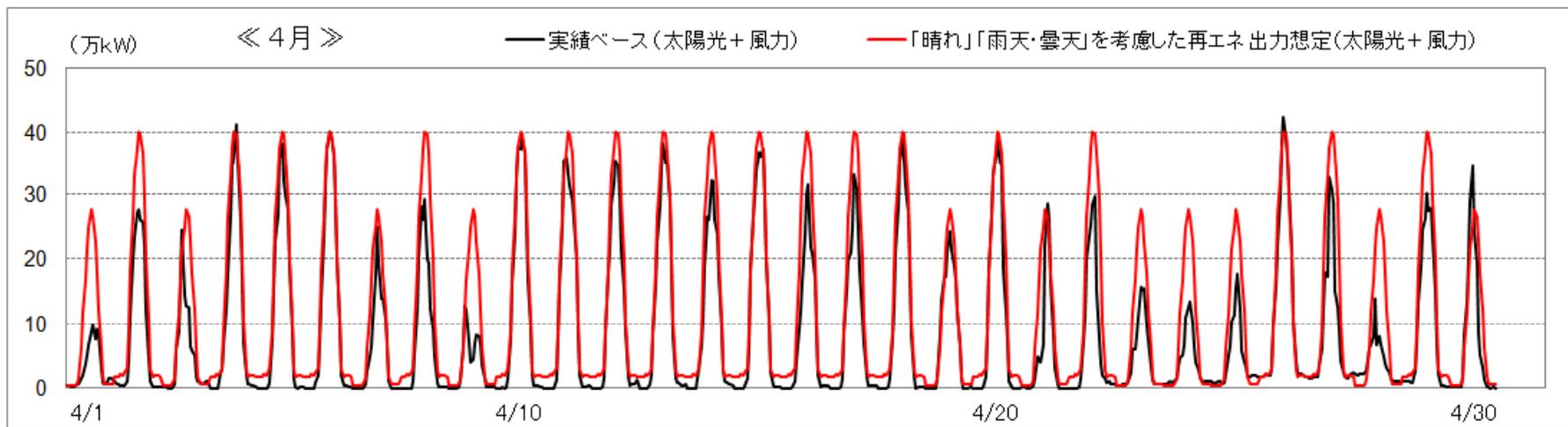
【太陽光と風力の定格出力に対する出力割合】



ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

- 晴れの日：太陽光、風力の合計出力の月毎、時間毎の合成 2σ 相当を想定。
- 雨天・曇天の日：太陽光、風力の合計出力の月毎、時間毎の合成平均値を想定。

【太陽光 49.5万kWと風力 2.5万kWの再エネ合計出力想定】



ステップ5 回避措置(火力発電の抑制)

○自社火力については、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、安定供給に必要な運用下限出力まで抑制、それ以外は給電停止とする。

- ①設備仕様(運用下限出力等)
- ②安定供給に必要なLFC(AFC)調整力として、AFC容量を需要の2%相当確保
- ③ピーク需要に対応できる供給力の確保など
- ④安定供給に必要な下げ代の確保
- ⑤LNGのBOG(Boil off Gas)消費の制約を考慮し、必要な発電機を運転

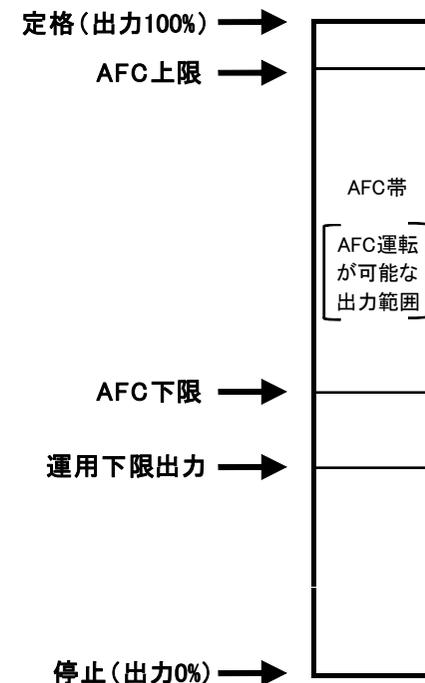
○他社火力についても、安定供給の観点から、自社火力同様な点を考慮する。

【設備仕様】

(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格	AFC 下限	運用下限 出力
自社	石油	牧港	9号	12.5	7.0	6.0
		石川	2号	12.5	7.0	6.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	14.2	12.2
			2号	25.1	14.2	12.2
	石炭	具志川	1号	15.6	-	6.0
			2号	15.6	-	6.0
		金武	1号	22.0	-	8.4
			2号	22.0	-	8.4
他社	石炭	電源 開発	1号	15.6	-	8.6
		2号	15.6	-	8.6	

[AFCの概要]



ステップ5 回避措置(火力発電の抑制)

【最小需要断面(67.8万kW)：2014年4月6日(日)14時】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面

(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格出力	運用下限出力	AFC下限	AFC容量	昼間(14時)	
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	1.0	7.5	
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	1.0	0.0	
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	2.0	14.2	
			2号	25.1	12.2	14.2	2.0	0.0	
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	—	7.5	
			2号	15.6	6.0	—	—	7.5	
		金武	1号	22.0	8.4	—	—	9.9	
			2号	22.0	8.4	—	—	0.0	
	小計				150.4	65.2	42.4	6.0	46.6
	他社	石炭	電源開発	1号	15.6	8.6	—	—	0.0
2号				15.6	8.6	—	—	0.0	
小計				31.2	17.2	0.0	0.0	0.0	
合計				181.6	82.4	42.4	6.0	46.6	

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、需要の少ない夜間で揚水する。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の余剰電力を吸収することが可能。
- この場合、揚水運転時の揚水動力が吸収できる余剰電力(kW面)の上限となる。
- 当社は揚水式水力を保有していない。今回の可能量算定にあたっては試験運転機ではあるが、電源開発(株)殿が所有する沖縄やんばる海水揚水発電設備の活用を想定する。

発電所	発電可能出力	揚水動力	揚水可能量 (動力換算)
沖縄やんばる海水揚水発電所 (試験運転機)	3.0万kW	3.3万kW	約20万kWh [6時間程度]

ステップ5 回避措置(再エネ出力制御)

○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、指定電気事業者制度の下での出力制御ルール(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。

○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、余剰電力の発生時間帯や発生見込量に応じて、各ルールにおける無補償での出力制御の上限を最大限活用した出力制御を実施する。

○旧ルールの制御日数、新ルールの制御時間がそれぞれ上限に達しない見込みの時は、各ルール間や太陽光および風力間の公平性を踏まえて、出力制御を実施する。

昨年の系統WGにおける算定条件との比較

	2014年度算定値(昨年の系統WG)	2015年度算定値(今回の系統WG)
算定断面	1年間(8760時間)	
需要想定 需要カーブ	<ul style="list-style-type: none"> ・2013年度実績 ・余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要 	<ul style="list-style-type: none"> ・2014年度実績 ・余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要
風力・太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ・2013年度発電実績を元に試算 ・太陽光発電と風力発電の各月、各時間帯の合成出力の2σ相当(晴れの日)および平均値(雨天・曇天の日)を想定 	<ul style="list-style-type: none"> ・2014年度発電実績を元に試算 ・太陽光発電と風力発電の各月、各時間帯の合成出力の2σ相当(晴れの日)および平均値(雨天・曇天の日)を想定
一般水力	対象設備なし	
原子力	対象設備なし	
地熱	対象設備なし	
バイオマス	・織り込みなし	・今後導入が見込まれる案件を織込む 設備容量0.2万kW(利用率24.2%)
火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整	
揚水式水力	最大限の活用	
連系線の活用	対象設備なし	

3. 接続可能量(太陽光・風力)、出力制御見通しの算定について

今回、算定を実施する項目は以下のとおり。

(1) 太陽光の接続可能量(2015年度算定値)

- ・2014年度算定値からの算定条件変更による影響を確認する。
- ・風力の接続可能量(短周期制約)は昨年度系統WGと同じく 2.5万kWとして算定する。

(2) 風力の接続可能量(2015年度算定値、2014年度算定値)

- ・今回、下げ代制約の算定を行うとともに、短周期面からの検証も行う。
- ・風力の接続可能量(下げ代面)は2015年度算定値、2014年度算定値を算定する。
- ・事務局から提示された部分制御考慮時間管理の考え方をを用いた場合の接続可能量についても算定する。
- ・太陽光は2014年度算定値である49.5万kWを想定する。

(3) 太陽光の指定ルール事業者の出力制御見通し

- ・太陽光について、接続可能量を超過して申込があった場合における、指定ルール事業者の制御量の見通しを算定する。

(1) 太陽光発電の接続可能量(2015年度算定値)
の算定結果について

(1) 太陽光発電の接続可能量(2015年度算定値)の算定結果

○太陽光の接続可能量(2015年度算定値)の算定結果は以下のとおり。

○2014年度は2013年度と比較して、需要が減少したことから、2015年度算定値は2014年度算定値の49.5万kWから48.3万kWに減少する結果となった。

【最小需要断面(67.8万kW)：2014年4月6日(日)14時】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面

	2014年度 算定値 (30日等出力 制御枠)	2015年度 算定値	備 考
風力接続可能量：(a)(万kW)	2.5	2.5	H18/2/17に風力接続可能量 (短周期制約)2.5万kWを公表。
太陽光接続可能量：(b)(万kW)	49.5	→ 48.3	
合成2σ出力(万kW)	40.1	38.9	
合成最大出力(万kW)	41.8	41.6	
昼間最低負荷※：(c)(万kW)	68.0	→ 67.8	
(a)／(c)(%)	3.7	3.7	
(b)／(c)(%)	72.8	71.2	

昼間最低需要時のバランス

○昼間(14時)およびピーク(20時)の断面バランス

【最小需要断面(67.8万kW)：2014年4月6日(日)】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい日。

需要		昼間(14時) 67.8万kW	ピーク(20時) 82.7万kW
供給力 (万kW)	原子力(万kW)	—	—
	水力(万kW)	—	—
	地熱(万kW)	—	—
	バイオマス(万kW)	0.0	0.0
	火力(万kW)	46.6	78.9
	風力(万kW)	1.1	1.8
	太陽光(万kW)	37.8	0.0
	揚水(万kW)	▲3.3	2.0
	出力制御(万kW)	▲14.4	0.0
	合計(万kW)	67.8	82.7

昼間最低需要時のバランス(火力ユニットの出力想定)

○昼間最低需要※発生日の昼間(14時)およびピーク(20時)における火力ユニットの出力想定

※「最低需要」とは晴れの日のうち、GWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい日〔2014年4月6日(日)〕

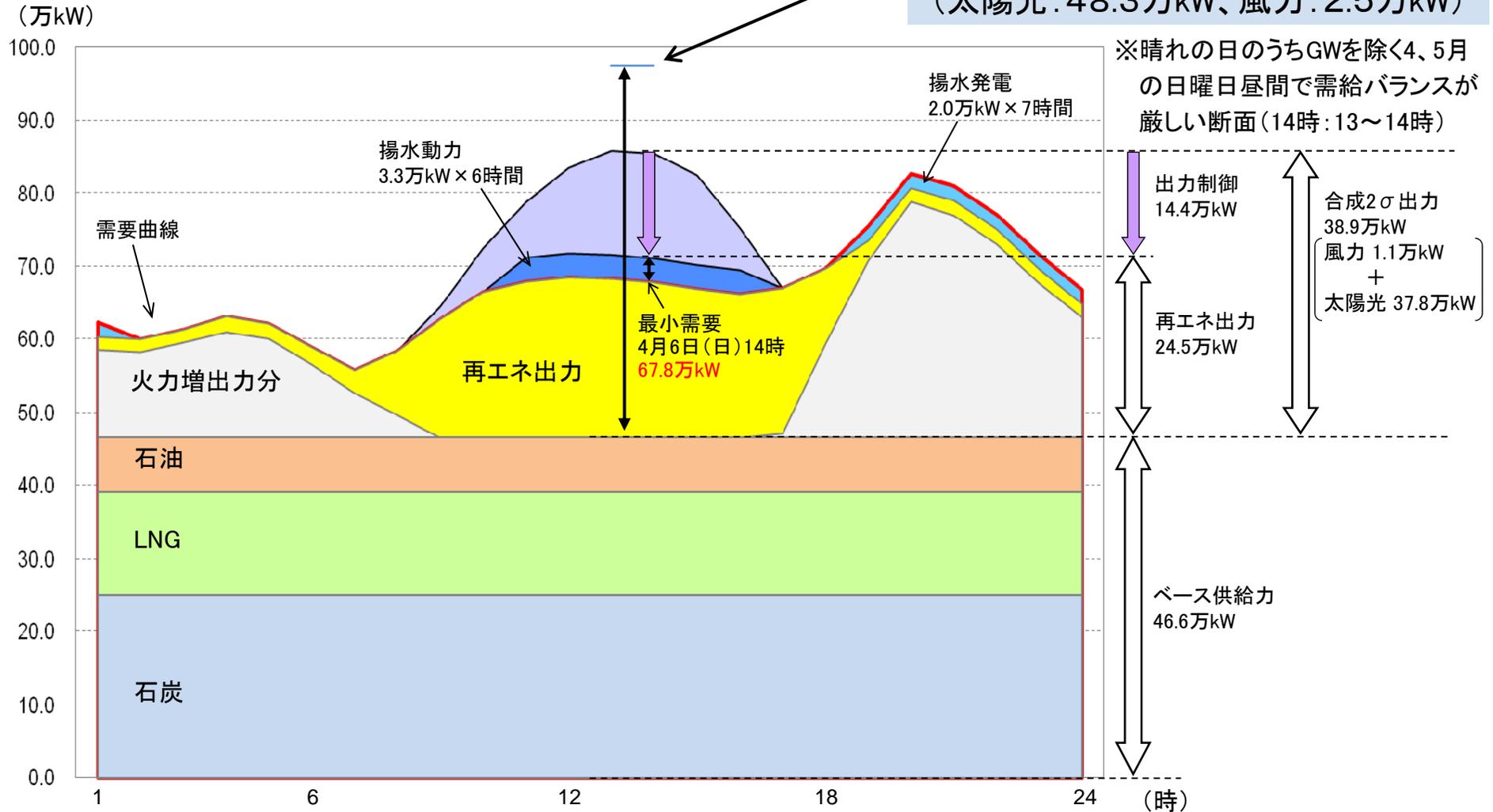
(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格出力	運用下限出力	AFC下限	AFC容量	想定出力		
								昼間(14時)	ピーク(20時)	
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	1.0	7.5	8.9	
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	1.0	0.0	0.0	
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	2.0	14.2	20.2	
			2号	25.1	12.2	14.2	2.0	0.0	0.0	
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	—	7.5	14.8	
			2号	15.6	6.0	—	—	7.5	14.8	
		金武	1号	22.0	8.4	—	—	9.9	20.2	
			2号	22.0	8.4	—	—	0.0	0.0	
	小計				150.4	65.2	42.4	6.0	46.6	78.9
	他社	石炭	電源開発	1号	15.6	8.6	—	—	0.0	0.0
2号				15.6	8.6	—	—	0.0	0.0	
小計				31.2	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0	
合計				181.6	82.4	42.4	6.0	46.6	78.9	

太陽光発電接続可能量の算定結果(2015年度算定値)

- 風力接続可能量は昨年の系統WG算定時と同じ2.5万kW。
- 需給バランスが厳しい断面 2014年4月6日(日)
- 2014年度は2013年度と比較して、需要が減少したことから、49.5万kWから48.3万kWに減少する結果となった。

算定結果
再エネ接続可能量 50.8万kW
 (太陽光:48.3万kW、風力:2.5万kW)



(参考)太陽光発電の短周期面における接続可能量について

再生可能エネルギー発電設備（主に太陽光発電）の短周期変動による沖縄本島系統への影響（主として周波数面）については、下記の検討を実施し接続可能量を算出している。（第3回系統WG（平成26年12月16日）にて報告）

■検討手法

（1）代数的手法を用いた試算

電気学会技術報告（869号）にて報告されている代数的手法を応用し、再エネ発電設備の接続可能量を試算。

（2）シミュレーション（電力系統解析プログラム）による検討

第三者研究機関（電力中央研究所）と共に電力系統解析プログラムを用いて、再エネ発電設備の接続可能量を試算。

■検討結果

代数的手法およびシミュレーション結果より、300kW以上の太陽光発電設備の接続可能量（短周期変動）は下記の通りとなった。

接続可能量試算結果 5.7万kW

(2) 風力発電の接続可能量の算定結果について

- ・2015年度算定値、2014年度算定値(下げ代制約)
- ・周波数変動シミュレーション(短周期制約)

風力発電の接続可能量(下げ代制約)の考え方

○今回、以下①②の2通りの考え方それぞれに対し、風力発電の接続可能量(下げ代制約)を評価する。

○算定にあたり、太陽光の接続量は2014年度算定値である49.5万kWとする。

○風力については以下のとおり

①現行の時間管理

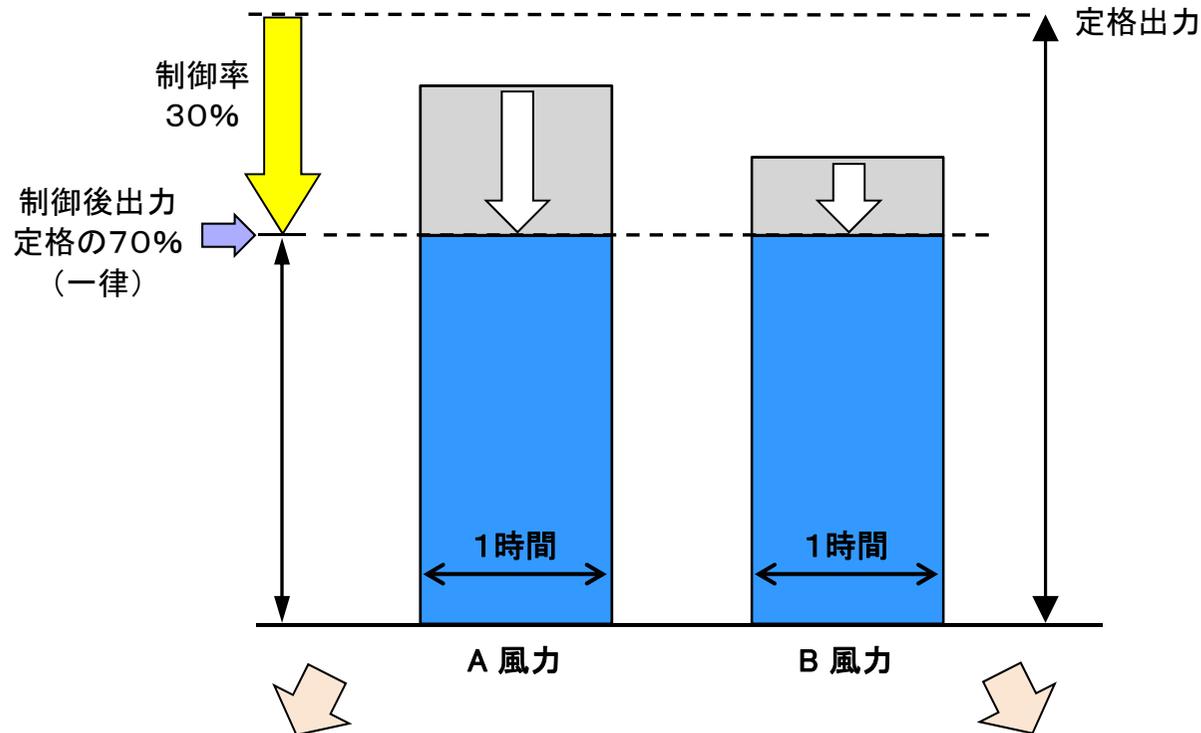
旧ルールで接続する設備は受付済の1.4万kWとし、1年の中で余剰電力量が多い日から30日間について出力制御を行う。その後、新ルールで接続する設備を増加させ、新ルールでの出力制御が720時間に達する量を新ルールによる追加接続可能量と評価。

②部分制御考慮時間管理

事務局から提示された「既存設備を含めた部分制御考慮時間管理」の考え方を用い、部分制御考慮時間(上限比率×制御時間)の合計が720時間に達する量を接続可能量と評価。

風力発電制御時の「部分制御考慮時間管理」の考え方

○事務局から提示された部分制御考慮時間管理の考え方を用いた場合の接続可能量についても検討を行う。



《① 現行の時間管理》

- ・制御を指令した時間で管理。
- ・上記の例ではA風力、B風力ともに1時間となる。

《② 部分制御考慮時間管理》

- ・指令した抑制率で制御時間を割引く。
- ・上記の例ではA風力、B風力ともに0.3時間となる。(1時間×制御率30%)

風力発電の接続可能量(下げ代制約)の算定結果

○風力接続可能量の算定結果(2015年度算定値、2014年度算定値)は以下のとおりとなった。太陽光は2014年度算定値である49.5万kWとした。

●2015年度算定値(2014年度実績ベース)

風力接続可能量(下げ代) 算定結果 (太陽光2014年度算定値 49.5万kW固定)	接続 可能量 (万kW)	制御 日数 (日)	制御 時間 (時間)	部分制御 考慮時間 (時間)	制御 電力量 (万kWh)	発電 可能量 (万kWh)	制御率 (%)
①現行の時間管理	13.5	-	-	-	-	-	-
旧:30日(1日全停止)	1.4	30	-	-	596.7	5,706.4	10.5
新:720時間	12.1	152	720	-	2,398.6	49,320.5	4.9
②部分制御考慮時間管理	18.3	-	-	-	-	-	-
旧:720時間	1.4	172	1,064	720	5,076.2	77,440.7	6.6
新:720時間	16.9						

↪ 次のスライドに需給バランスを示す。

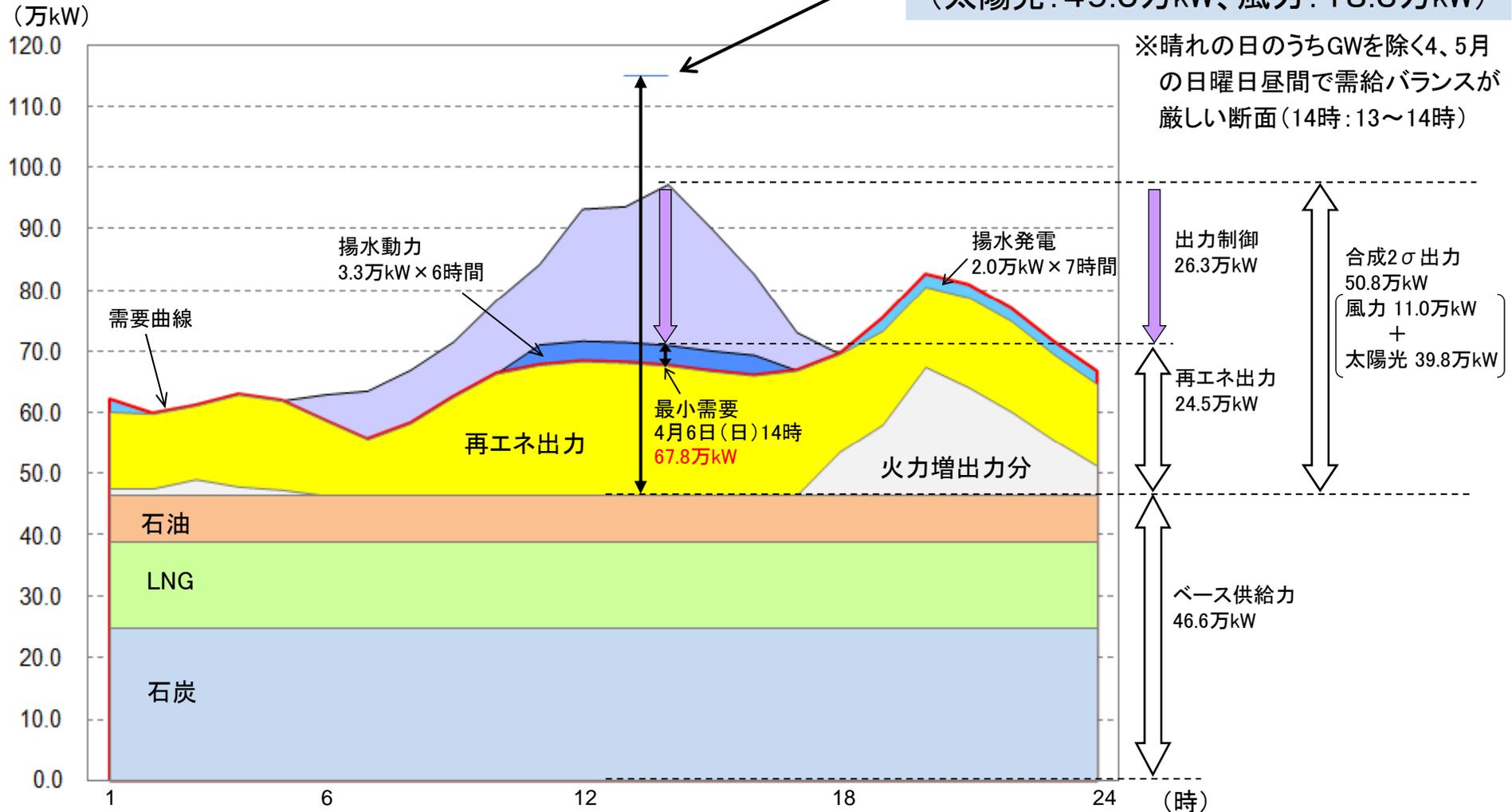
■2014年度算定値(2013年度実績ベース)

風力接続可能量(下げ代) 算定結果 (太陽光2014年度算定値 49.5万kW固定)	接続 可能量 (万kW)	制御 日数 (日)	制御 時間 (時間)	部分制御 考慮時間 (時間)	制御 電力量 (万kWh)	発電 可能量 (万kWh)	制御率 (%)
①現行の時間管理	14.3	-	-	-	-	-	-
旧:30日(1日全停止)	1.4	30	-	-	551.4	6,052.5	9.1
新:720時間	12.9	173	720	-	1,699.0	55,769.3	3.0
②部分制御考慮時間管理	18.9	-	-	-	-	-	-
旧:720時間	1.4	222	1,180	720	4,238.5	85,502.0	5.0
新:720時間	17.5						

風力発電接続可能量(下げ代制約)の算定結果(2015年度算定値)

- 太陽光の接続量は2014年度算定値の49.5万kWで固定。
- 需給バランスが厳しい断面 2014年4月6日(日)
- 事務局から提示された「②部分制御考慮時間管理」に基づき算定。

算定結果
再エネ接続可能量 67.8万kW
 (太陽光:49.5万kW、風力:18.3万kW)



風力発電の接続可能量(短周期制約)の算定について

- 当社の風力発電接続可能量については、2012年(平成24年)のESCJ報告書にて短周期制約から2.5万kWと公表されている(代数的手法により試算)。なお、現時点では短周期制約に到達していない。(平成27年9月末現在の接続量は約1.4万kW)
- しかしながら、当社においても住宅用を含む太陽光発電設備の導入が急増しており、短周期面における影響が無視できない状況となっている。
- 上記を踏まえ、現在の太陽光発電設備の接続状況も考慮し、当社発電機の調整力や実際の応動を詳細に模擬できるシミュレーション手法により、改めて検証を実施した。
- なお、検討にあたっては既に公表を行った、短周期制約2.5万kW全てが接続された場合の影響から確認を行うこととした。

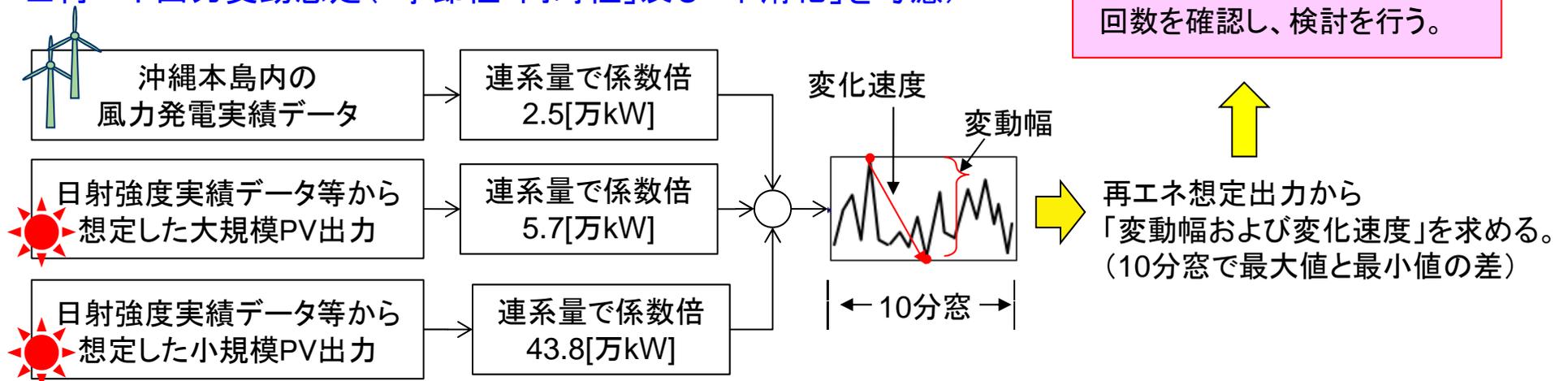
風力発電の接続可能量(短周期制約)の検討方法

- 今回の検討にあたっては、これまでと同様、電力中央研究所と当社で共同開発したシミュレーション手法を使用。また、諸条件については、昨年の太陽光接続可能量算定の考えをもとに算出。
- 周波数変動シミュレーションでは、『需給バランスの変動(変動幅及び変化速度)』と『周波数変化』の関係を示す特性曲線(周波数感度曲線)を作成。
- この曲線に、実測データ(日射量、風力出力)から再エネ出力を推定した結果をあてはめ、周波数逸脱の回数を確認し検討を行う。(確率的手法を考慮)

■周波数変動シミュレーション



■再エネ出力変動想定(「季節性・同時性」及び「平滑化」を考慮)



両方の結果から、周波数逸脱回数を確認し、検討を行う。

風力発電の接続可能量(短周期制約)の算定結果

【算定結果】

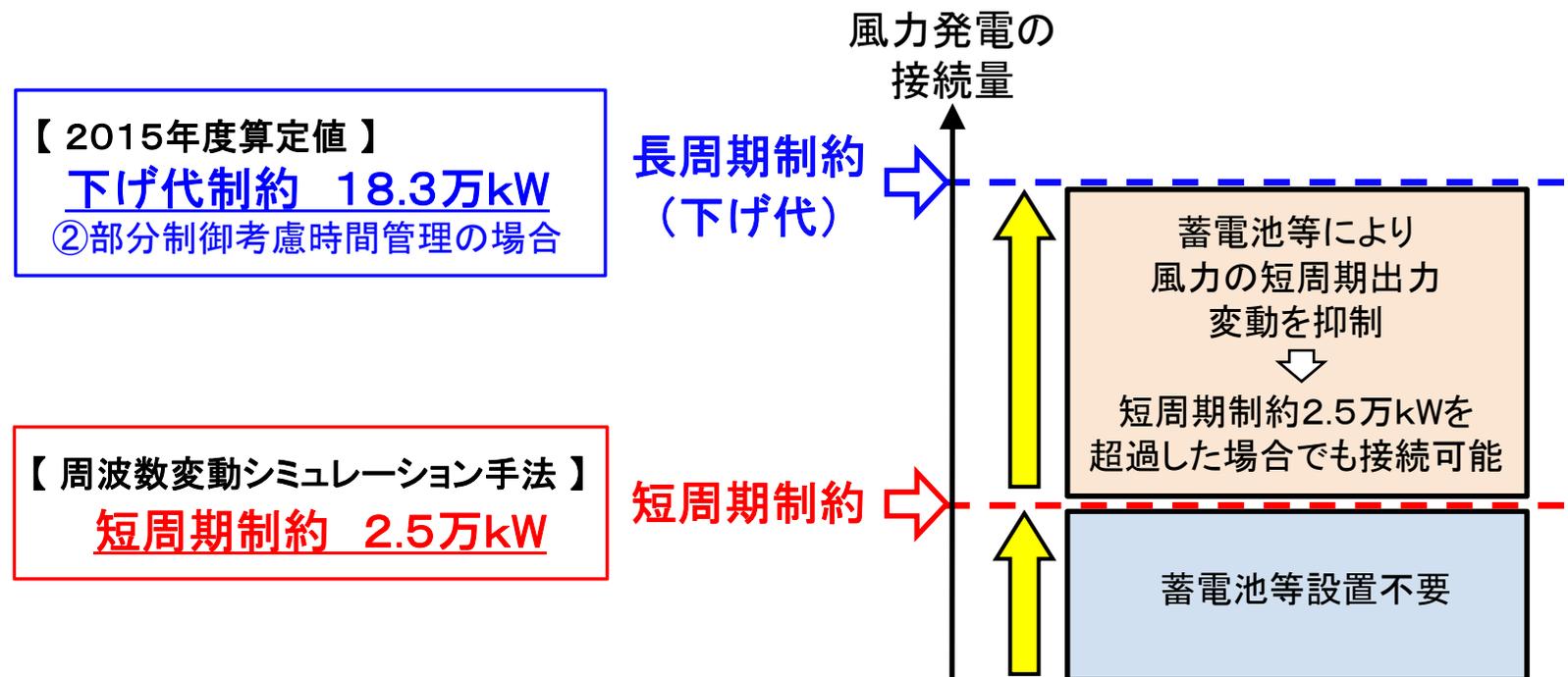
短周期制約の算定結果

2.5万kW

- 算定にあたっては、太陽光の導入を最大限(49.5万kW)考慮している。
- そのため、住宅用を含めた太陽光発電設備の増加により短周期面へ与える影響も無視できなくなっている。よって、風力発電設備の短周期制約については、現在の2.5万kWとなる。
- 現時点では風力発電設備の連系枠に空きがあることを踏まえ、今後のPVの導入状況や需要動向等を見極めながら拡大について検討していく。
- なお、風力発電事業者にて蓄電池等を設置し、短周期出力変動の抑制対策を図ることで、接続量が2.5万kWを超過した場合においても、新ルールの下、接続可能である。

沖縄本島系統における風力発電の接続可能量について

- 沖縄本島系統における風力の短周期制約は、2.5万kWとなっている。
- 風力発電事業者にて蓄電池等を設置し、短周期出力変動の抑制対策を図ることで、接続量が2.5万kWを超過した場合でも接続可能となる。
- 風力の2015年度算定値(下げ代制約)については、18.3万kW (②部分制御考慮時間管理の場合)となった。



(3) 太陽光発電の出力制御見直しについて

出力制御ルール

○当社の場合、旧ルール(30日ルール)、新ルール(360時間(風力は720時間)ルール)、指定電気事業者ルールが存在することになることから一定の運用ルールを定める必要がある。

【省令等の規定による出力制御等の順番】

出力制御等の順番

- 再生可能エネルギーの出力制御の回避措置
 - ・火力発電設備(化石燃料混焼バイオマスを含む)について、安定供給上必要な限度まで出力制御
 - ・揚水式水力発電設備の揚水運転の実施

- バイオマス専焼発電設備

- 地域型バイオマス発電設備(出力制御が困難なものを除く)

- 電気の取引の申込み

- 太陽光発電設備(10kW以上)
 - ・30日ルール対象
 - ・360時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象

- 太陽光発電設備(10kW未満)
 - ・360時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象

- 風力発電設備
 - ・30日ルール対象
 - ・720時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象(現時点で風力発電についての指定は行われていない。)

出力制御の対象外

- 地熱発電設備、水力発電設備
- 改正前のルールが適用となる500kW未満の太陽光発電設備、風力発電設備
- 地域型バイオマス発電設備(出力制御が困難な場合。但し、需給調整が困難な緊急時を除く。)

出力制御グループについて

- 太陽光および風力の出力制御グループについて、天候急変による需要変動や再エネ出力の予測誤差などを考慮し、制御量不足とならないよう各ルールの事業者毎に出力制御を行う。

グループ	全設備量	出力制御対象設備量	
太陽光 旧ルール	2014年度算定値 49.5万kW	500kW以上	4.8万kW
太陽光 新ルール		500kW未満 まで拡大	14.1万kW
太陽光 指定ルール	2014年度算定値である 49.5万kW超えた接続	500kW未満 まで拡大	5万kW～
風力 一律制御	2015年度算定値 18.3万kW ※	既設も含めた 全ての風力	18.3万kW

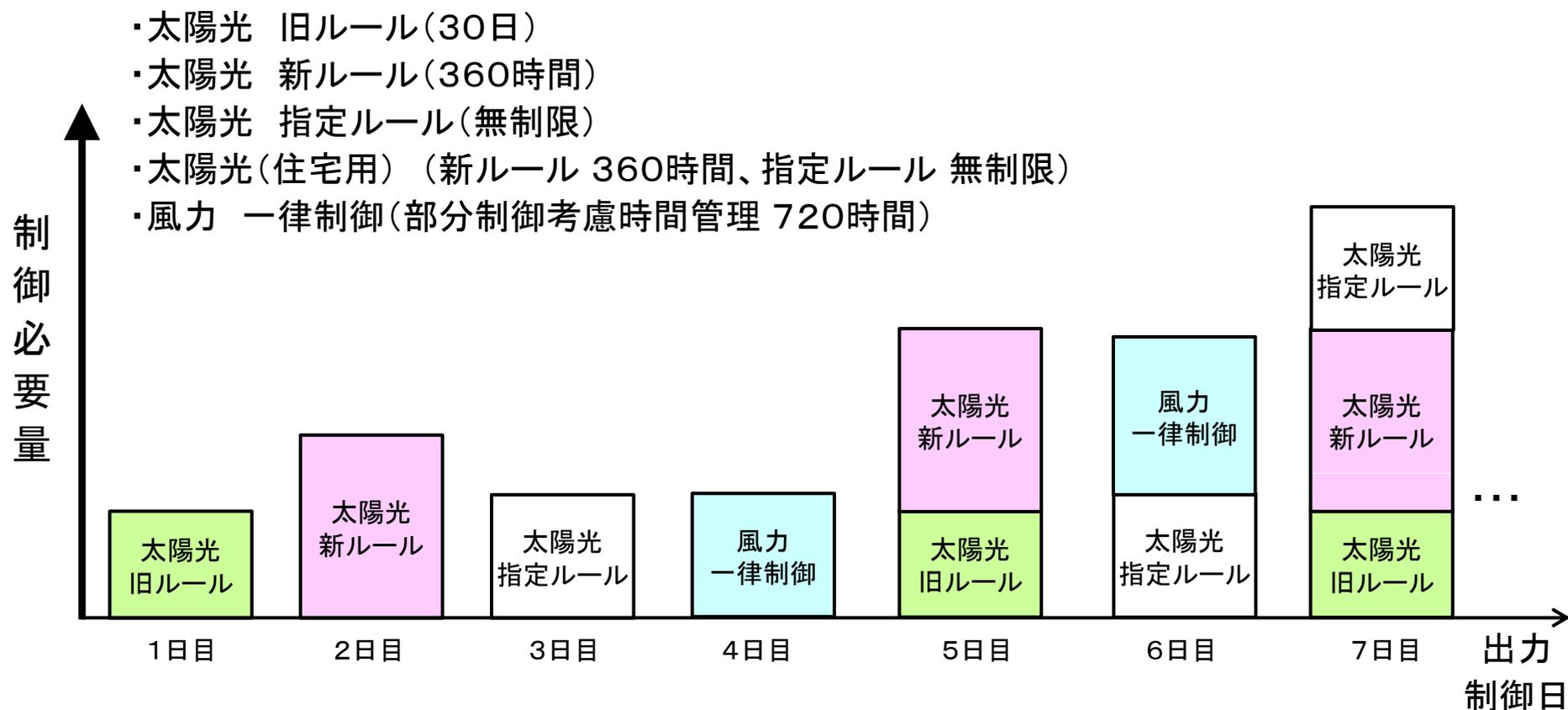
※部分制御考慮時間管理を適用した場合の2015年度算定値。

各ルールの子業者における出力制御

(1) 太陽光(旧・新)、風力(一律制御)子業者の出力制御が30日、360時間、720時間に到達するまで

○各グループの子業者間の公平性確保の観点から、各ルールの子業者を区別せず、出力制御量を考慮しながら制御する。

・10kW未満の太陽光(住宅用)の出力制御は、省令改正の趣旨を踏まえ、10kW以上の太陽光の出力制御を行った上で、制御量が不足する場合に実施する。



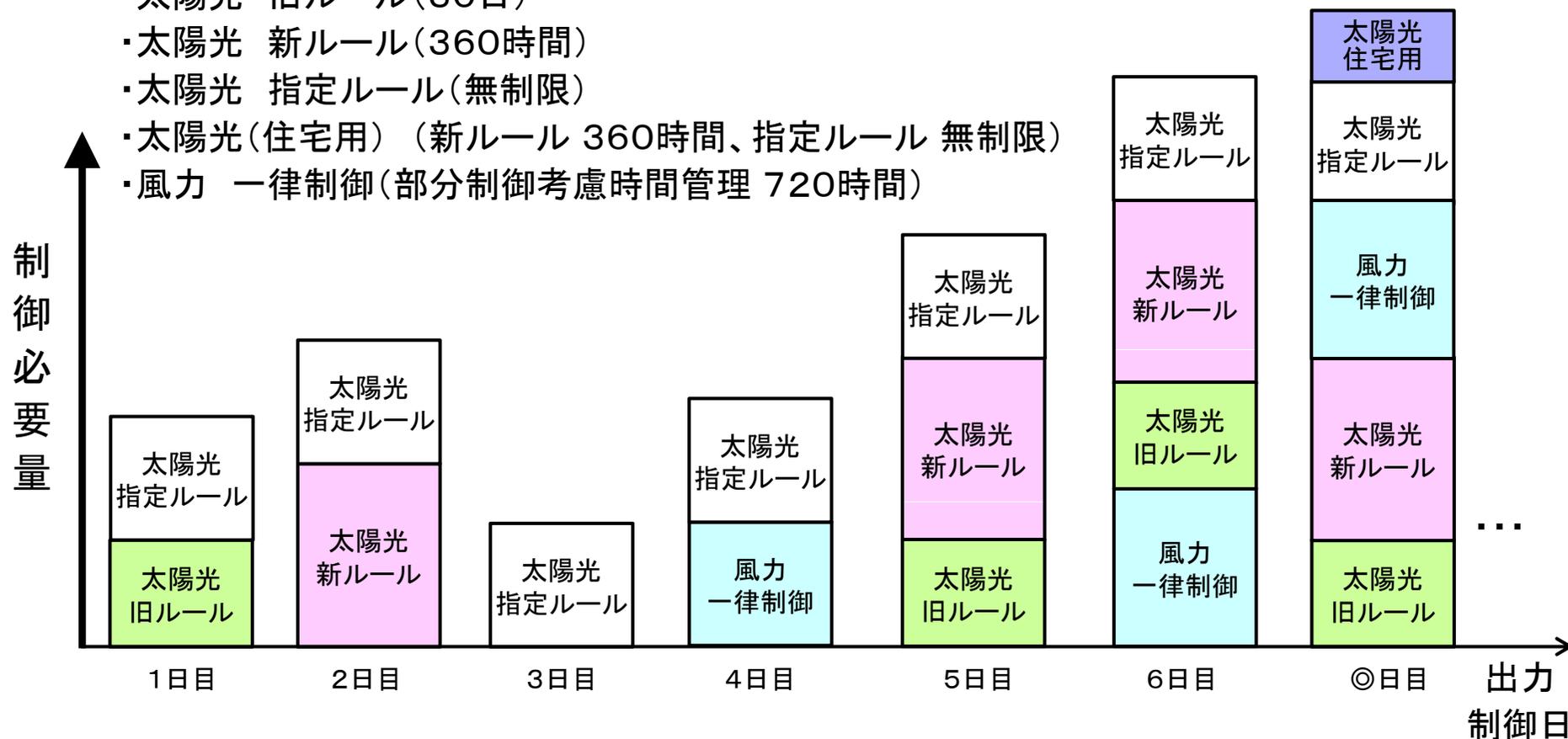
各ルールの事業者における出力制御(つづき)

(2) 太陽光(旧・新)、風力(一律制御)事業者の出力制御が30日、360時間、720時間に到達した以降

○太陽光事業者(旧ルール30日、新ルール360時間)および風力事業者(部分制御考慮時間管理720時間)を最大限活用する。

・10kW未満の太陽光(住宅用)の出力制御は、省令改正の趣旨を踏まえ、10kW以上の太陽光の出力制御を行った上で、制御量が不足する場合に実施する。

- ・太陽光 旧ルール(30日)
- ・太陽光 新ルール(360時間)
- ・太陽光 指定ルール(無制限)
- ・太陽光(住宅用)(新ルール 360時間、指定ルール 無制限)
- ・風力 一律制御(部分制御考慮時間管理 720時間)



太陽光の出力制御見通しの算定結果(実績ベース方式)

【実績ベース方式】 ※太陽光49.5万kW、風力18.3万kWを想定

○2015年度算定値の算定条件において、実績ベース方式(2012年度～2014年度実績)における太陽光の出力制御見通しの試算を行った。

○各年度において、2014年度算定値である49.5万kW に対し、+5万kW、+10万kW、+15万kWまで増加させた場合の算定結果を以下に示す。

実績ベース方式	追加接続量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 A (MWh)	発電可能電力量 B (MWh)	制御率 A/B (%)	【参考】 制御量	
						旧ルール(日)	新ルール(時間)
2014年度 最小需要※ 67.8万kW	+5	746	14,522	57,533	25.2	30	360
	+10	917	35,798	115,076	31.1	30	360
	+15	1,171	67,340	172,628	39.0	30	360
2013年度 最小需要※ 68.0万kW	+5	805	13,688	59,860	22.9	30	360
	+10	1,005	35,347	119,734	29.5	30	360
	+15	1,223	66,743	179,614	37.2	30	360
2012年度 最小需要※ 69.8万kW	+5	693	14,081	55,808	25.2	30	360
	+10	916	36,542	111,629	32.7	30	360
	+15	1,114	65,500	167,467	39.1	30	360

※快晴日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面。

・実績に基づく試算は、事後的な評価による試算であり、実際の制御日数等を保証するものではない。

太陽光の出力制御見通しの算定結果(合成2σ方式)

【合成2σ方式】 ※太陽光49.5万kW、風力18.3万kWを想定

○2015年度算定値の算定条件において、太陽光の出力制御見通しの算定を行った。

○太陽光と風力の合成出力の想定

[晴れの日] 各月の2σ相当の出力と想定

[雨天・曇天の日] 各月の合成平均相当の出力と想定

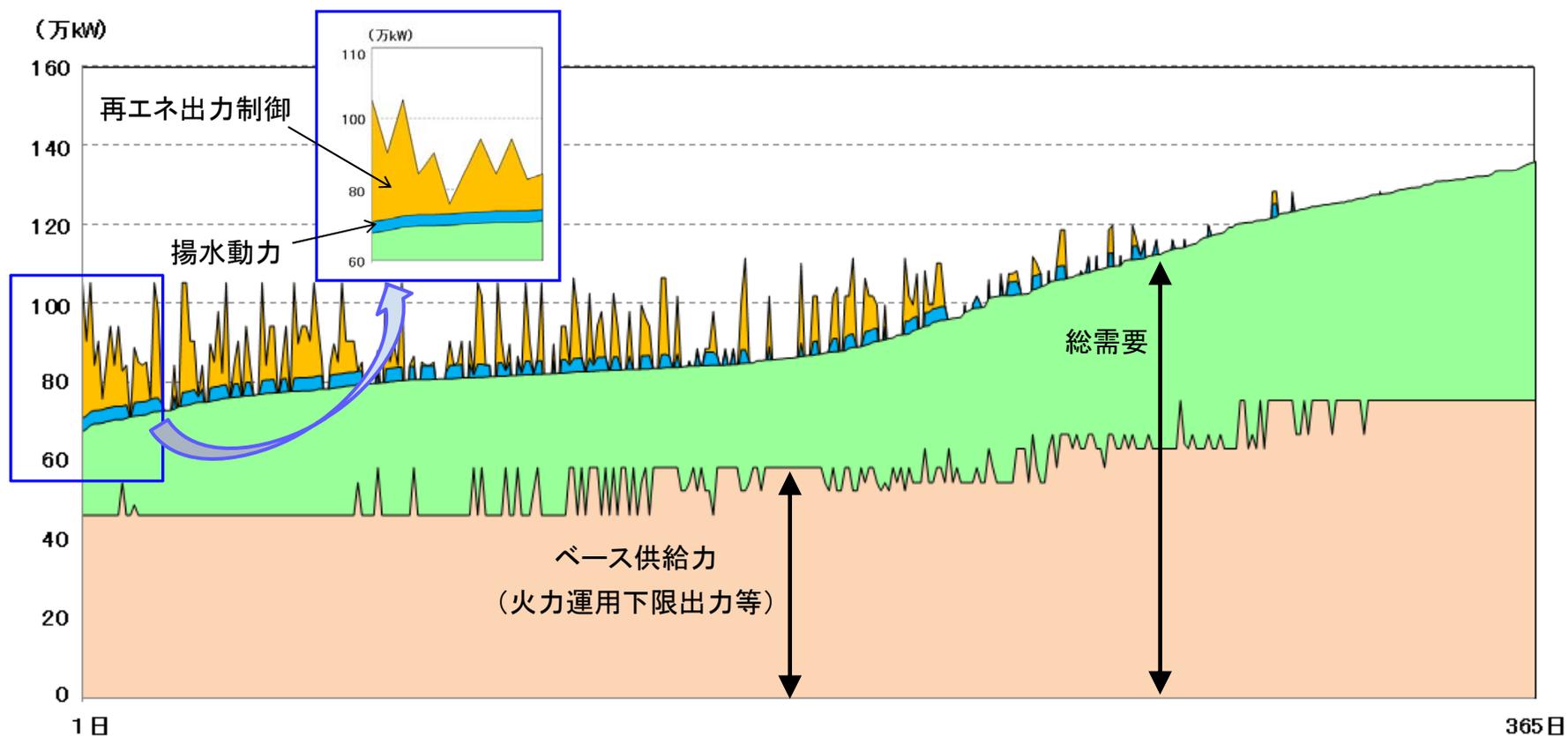
合成2σ方式		制御時間 (時間、日数)	制御電力量 A (MWh)	発電可能電力量 B (MWh)	制御率 A/B (%)
旧ルール	2014年度 算定値 49.5万kW	32日間	8,105	69,194	11.7
新ルール		387時間	31,768	210,193	15.1
指定ルール	+5万kW	1,525時間	29,642	69,815	42.5
	+10万kW	1,739時間	67,512	139,120	48.5
	+15万kW	2,033時間	119,355	211,121	56.5

出力制御の発生状況

- 太陽光 49.5万kW、風力 18.3万kWを想定
- 太陽光の指定ルールによる+10万kWの追加接続時(49.5万kW+10万kW)における出力制御状況(合成2 σ 方式)は下図のとおり。

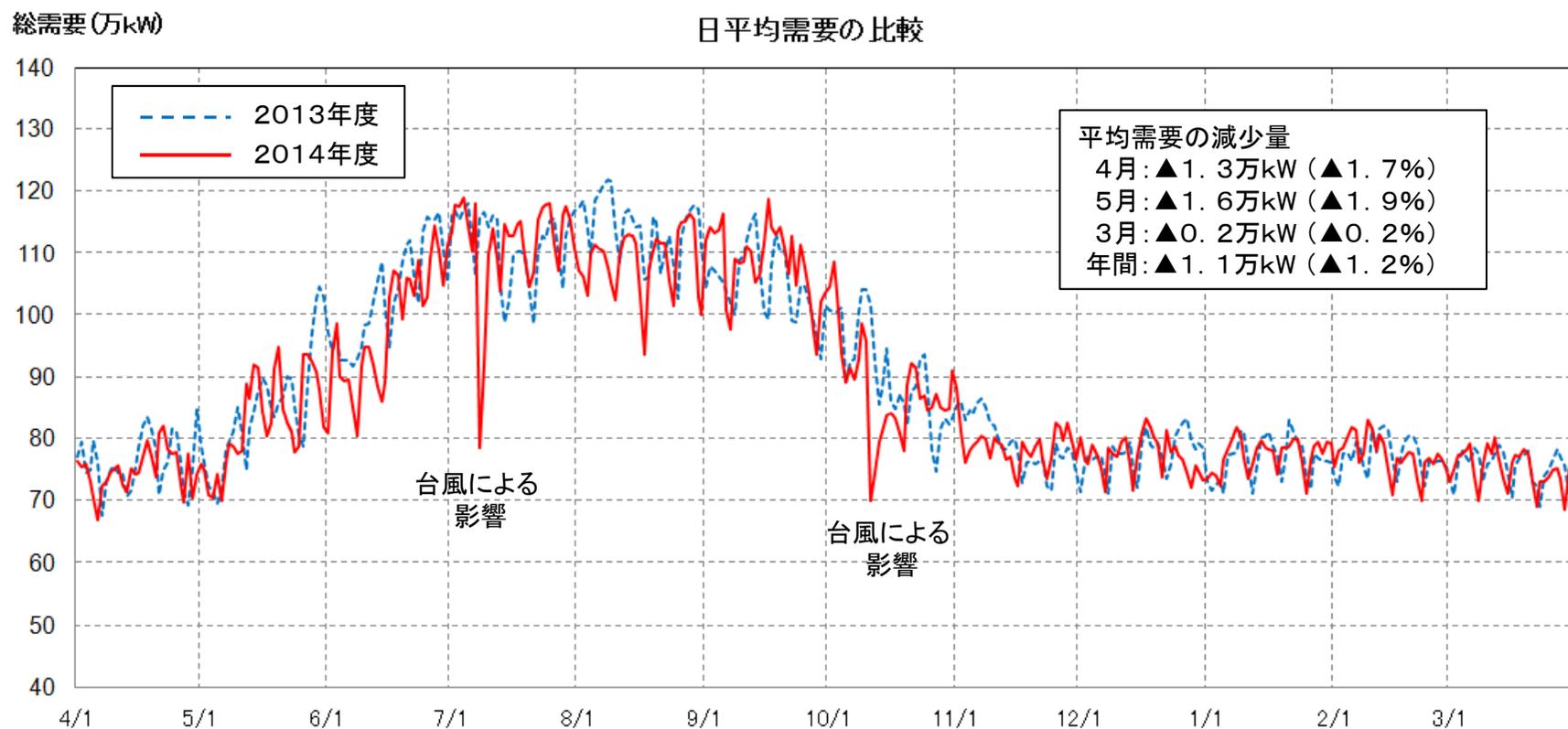
【2014年度デュレーションカーブ(14時断面×365日)】

※ 太陽光 指定ルール +10万kW、風力 18.3万kW



(参考)昨年度系統WGからの変更点

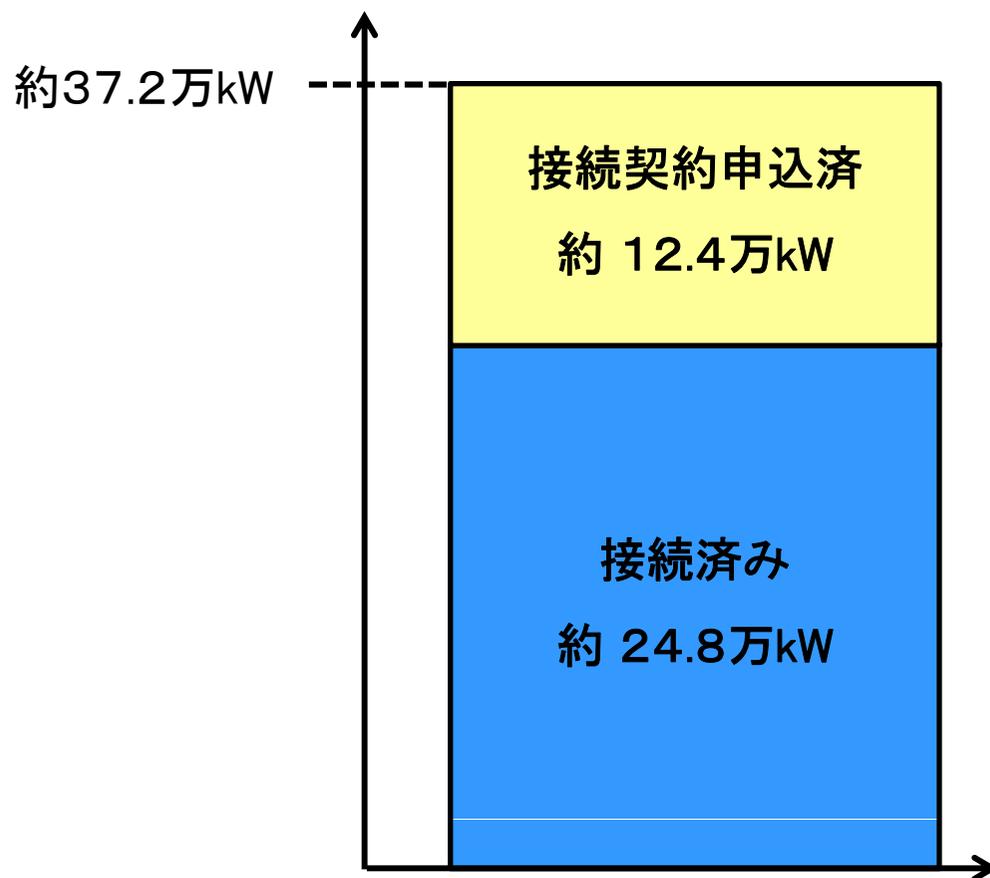
○2014年度は、2013年度と比較して需要が減少したことにより、太陽光の2015年度算定値は2014年度算定値の 49.5万kWから 48.3万kWに減少する結果となった。



(参考) 太陽光発電の接続・申込み状況

○平成27年9月末時点の太陽光発電の申込量は、約37.2万kWに達しており、うち、接続量は、約24.8万kWとなっている。

【太陽光発電の申込み状況(平成27年9月末時点)】



(参考)風力発電の接続・申込み状況

○平成27年9月末時点において、沖縄本島系統における風力接続状況は、接続申込みを含め約1.5万kWであり、短周期制約の2.5万kWに達していない状況である。

【風力発電の申込み状況(平成27年9月末時点)】

