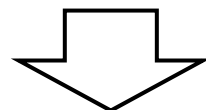


再生可能エネルギーの接続可能量(2016年度算定値) 算定結果について

平成28年11月25日
沖縄電力株式会社

1. はじめに

- 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。
- 平成27年11月10日に開催された系統WG(第7回)において、風力の接続可能量(下げ代制約)を算定した結果、18.3万kWとなることを報告。



- 今回、平成28年4月のライセンス制導入に伴う、優先給電ルールの変更や他社設備の廃止(沖縄やんばる海水揚水発電所)を反映した沖縄本島系統における太陽光および風力の接続可能量の算定を行う。また、太陽光の出力制御見通しの算定見直しを行った。

2. 接続可能量算定のフロー

ステップ1

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、原子力、地熱、
バイオマス、小水力）



ステップ4

再エネの導入量に応じた出力の想定



ステップ5

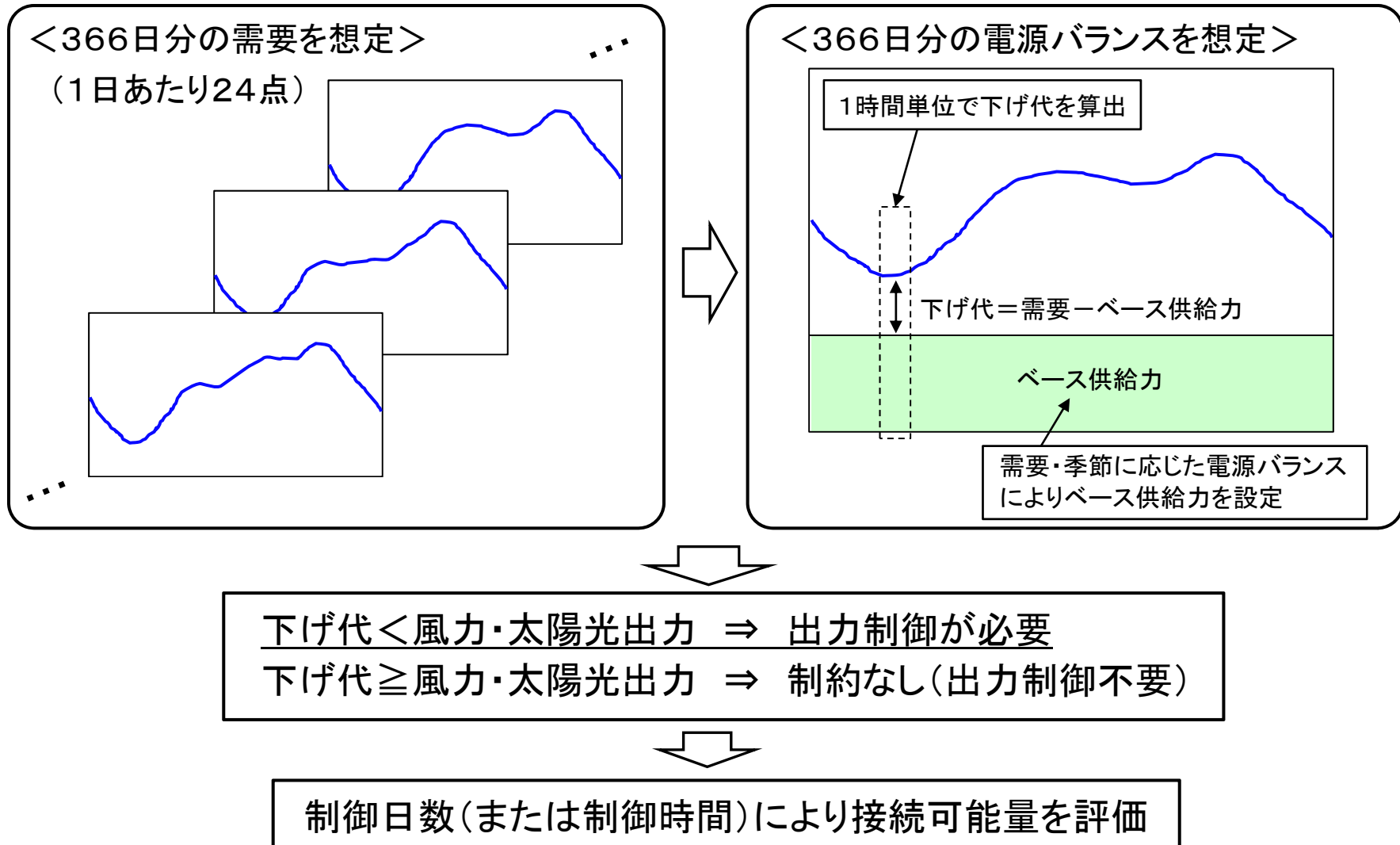
現状制度における需給解析（火力発電の抑制（電源Ⅰ～Ⅲ）、
再エネ出力制御の反映等）



接続可能量（年度算定値）の算定

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×366日=8784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(年度算定値)を算定する。

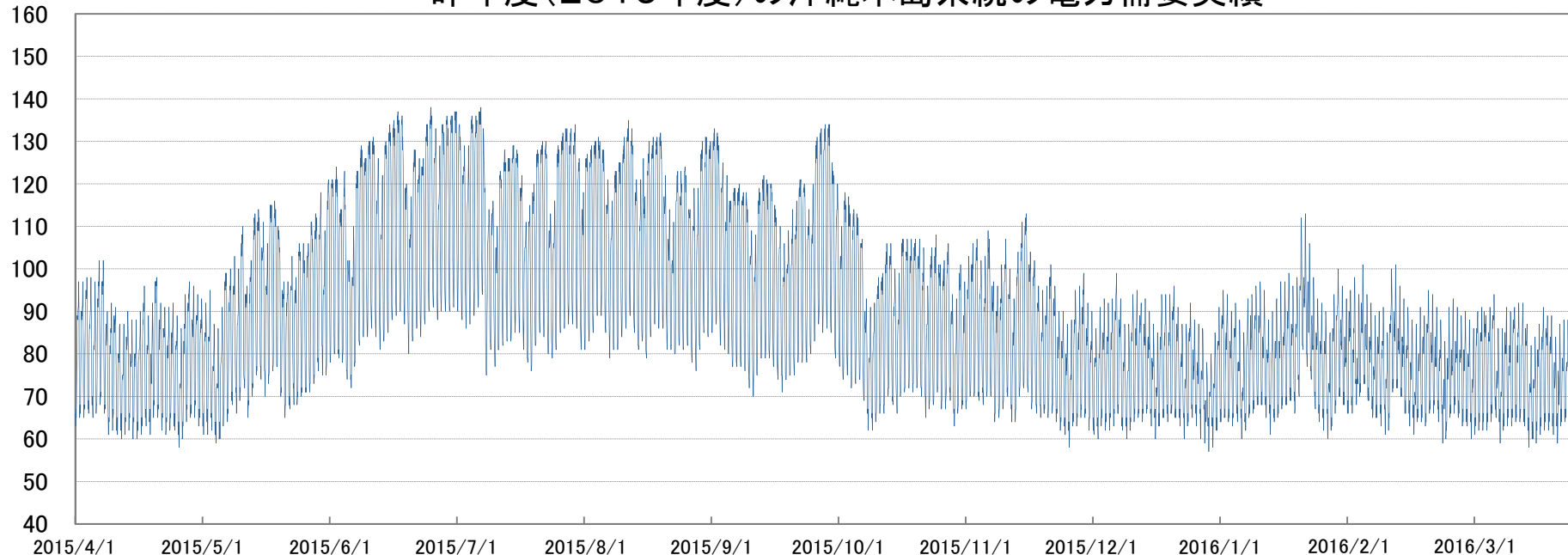


ステップ2 検討断面における需要想定の設定

- 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(2015年度)のエリア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、このエリア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(2015年度)の需要は2014年度と比較して、年間平均1.4万kW増加している。

エリア需要(万kW)

昨年度(2015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)

○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、小水力)

○出力制御困難となる地域資源型バイオマス設備1.6万kWの出力を想定し、その他設備は停止として算定した。また、小水力設備については、0.1万kWの出力を想定した。

バイオマス発電の出力設定

設備容量	抑制対象外設備容量	利用率※	出力想定
1.8万kW (18,130kW)	1.6万kW (15,990kW)	24.3%	$15,990\text{kW} \times 24.3\%$ =約3,886kW =0.4万kW

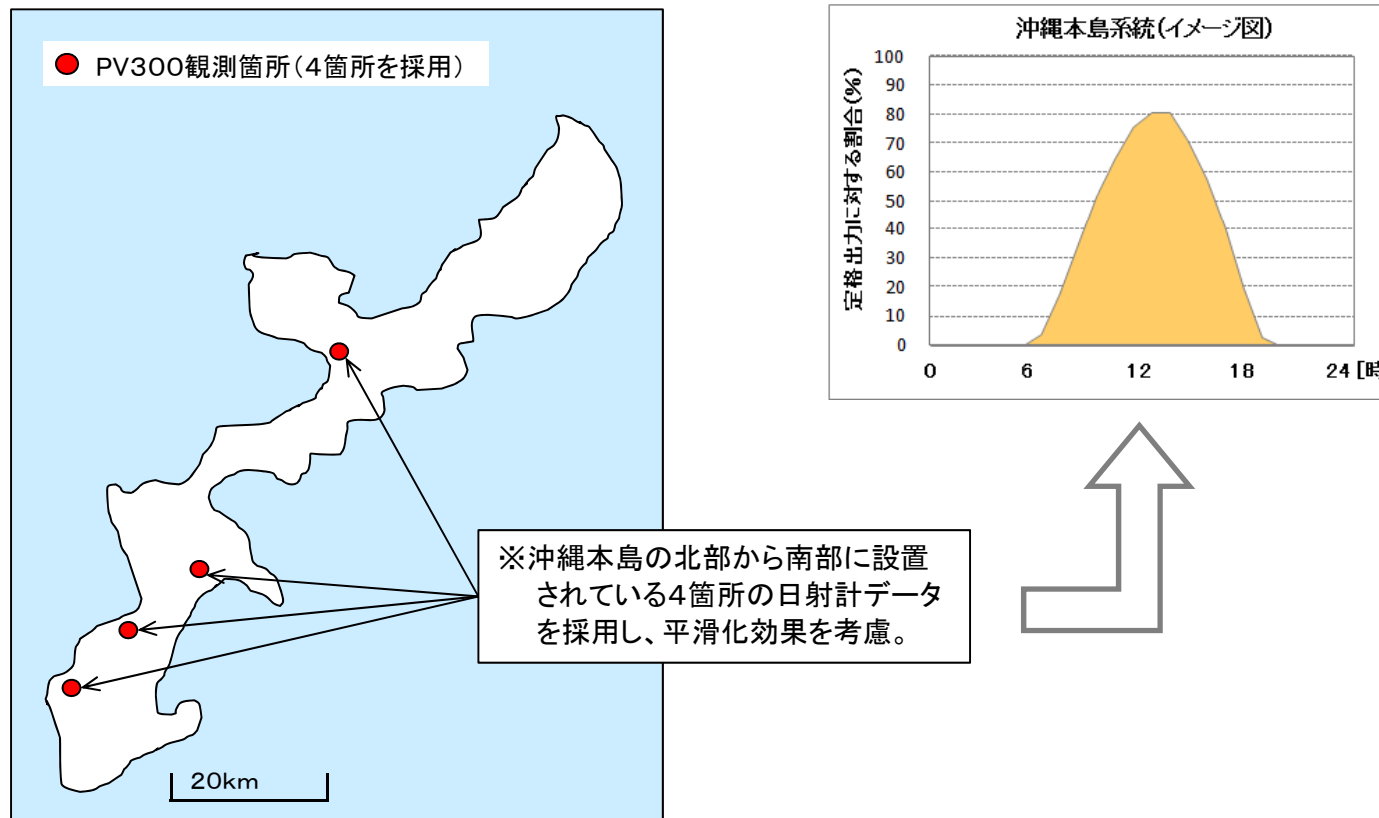
小水力発電の出力設定

設備容量	利用率※	出力想定
0.1万kW (1,357kW)	45.8%	$1,357\text{kW} \times 45.8\%$ =約622kW =0.1万kW

※利用率:至近5年間(2011～2015年度)における実績利用率平均。

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(2015年度実績)から、太陽光出力実績を推定した。



ステップ4 再エネ導入量に応じた出力の想定(風力)

○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風力発電の出力を想定する。

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	2015年4月 ～2016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2 σ 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(例)】

(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2 σ 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

値が大きい順
に並べ替え

2 σ 相当

31日間の平均値 13.1万kW

【風力 18.3万kW、太陽光 49.5万kW時の定格出力に対する割合(%)】

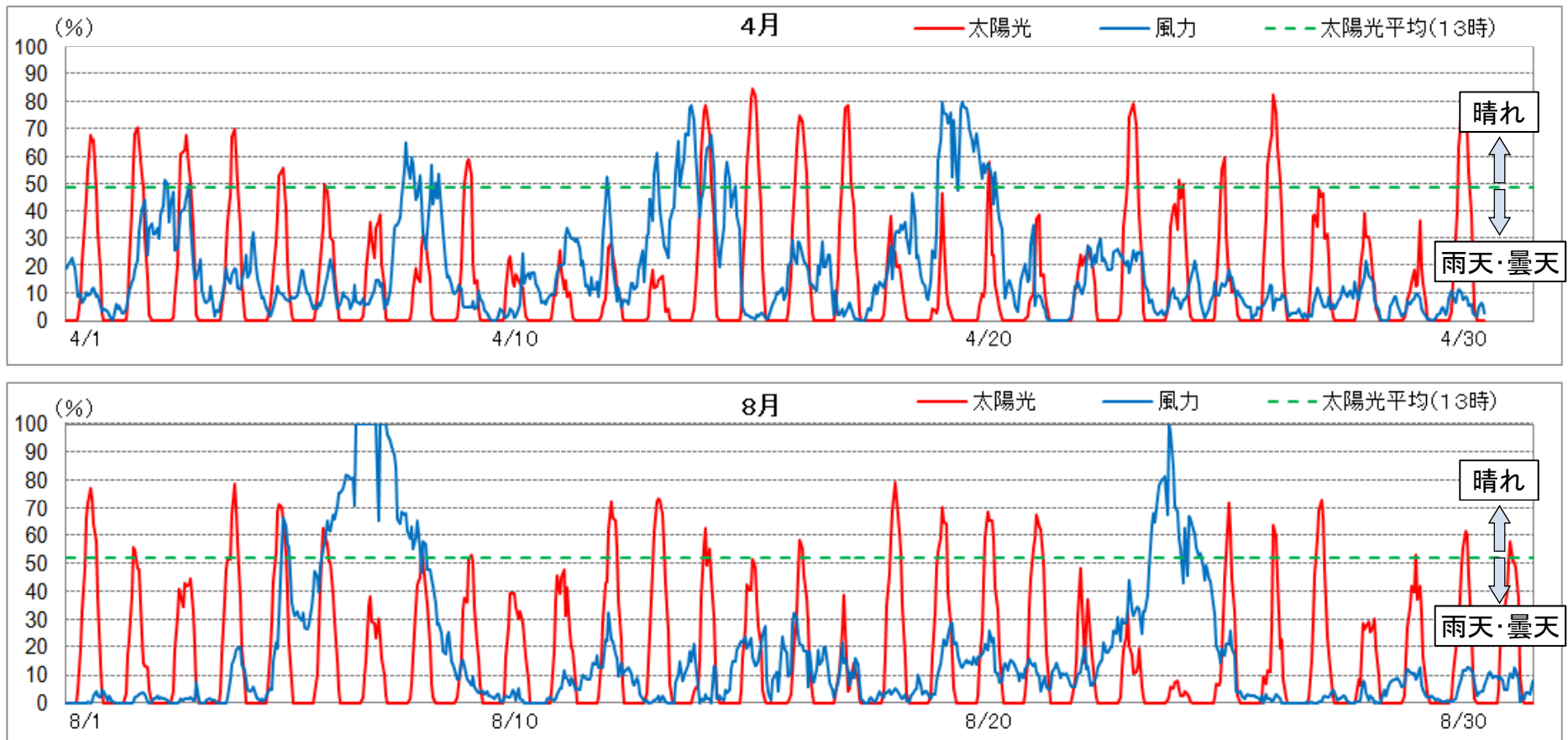
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光	最大値	84.6	79.8	77.2	76.8	79.2	76.8	73.1	67.3	66.1	67.5	72.9	82.2
	2 σ 相当※	82.6	76.4	77.0	76.0	78.6	76.4	72.5	65.9	62.6	64.2	72.3	79.0
風力	最大値	79.6	80.4	61.6	100.0	100.0	68.5	77.1	85.8	99.4	92.6	87.1	92.1
	2 σ 相当※	78.5	65.0	61.2	100.0	100.0	68.4	69.0	84.4	95.1	86.8	86.8	88.8
合成	最大値	73.3	69.6	70.4	65.6	66.1	60.5	62.5	56.2	57.7	65.3	72.7	71.7
	2 σ 相当※	64.9	61.2	66.4	59.3	61.8	59.6	60.5	52.7	56.3	50.4	66.8	64.2
	平均値	41.6	41.9	47.5	45.0	43.1	45.9	44.0	38.9	34.8	30.5	38.3	38.5

※毎日の最大値の2 σ 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】

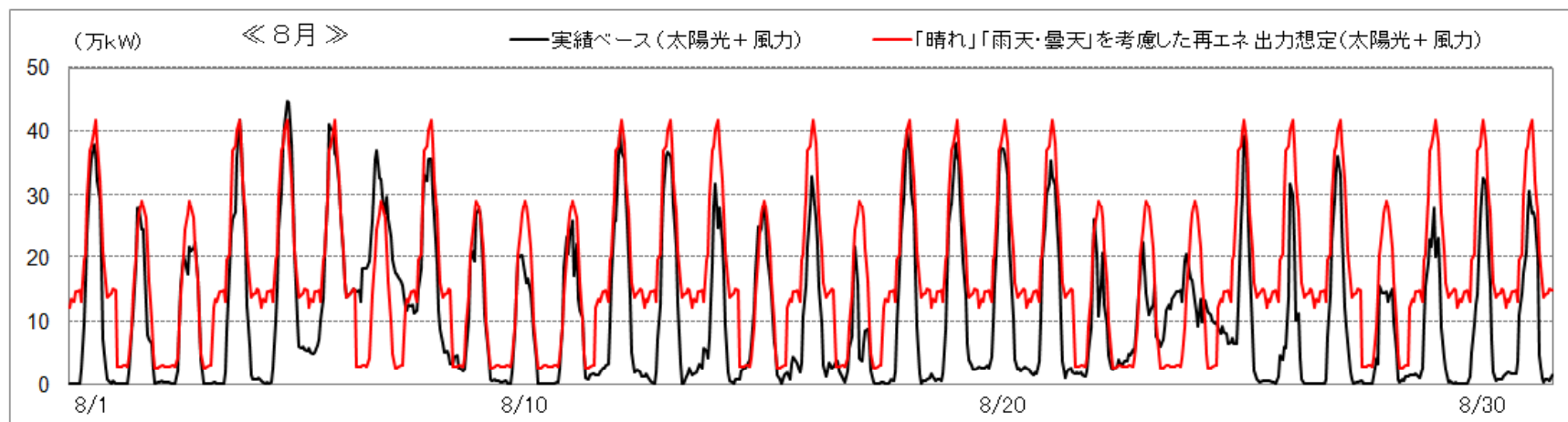
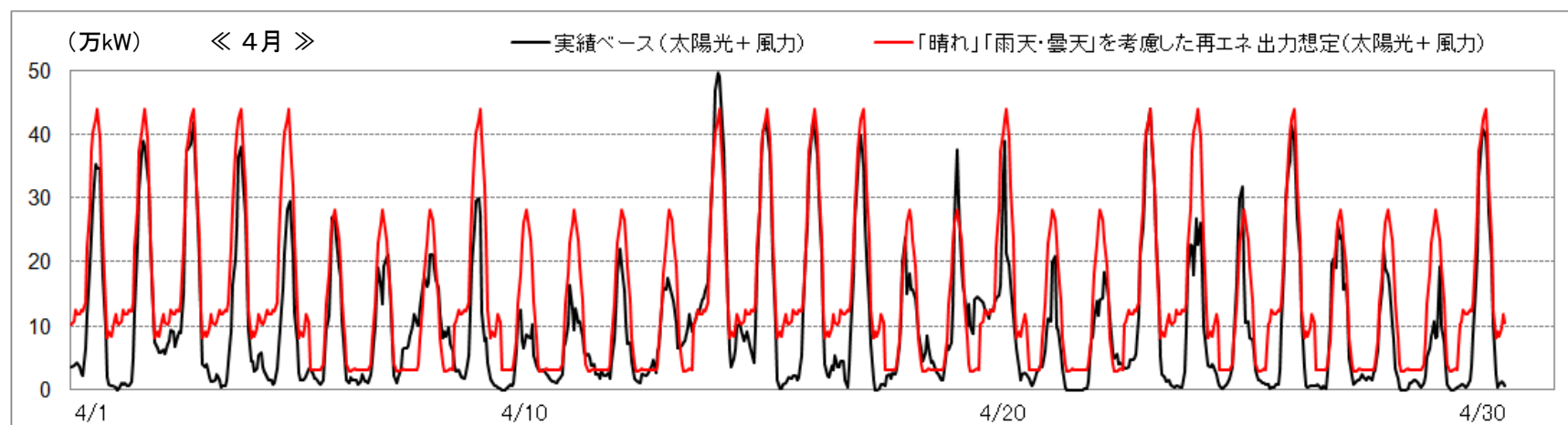


ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

○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 18.3万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(電源Ⅰ・Ⅱ))

- 電源Ⅰ・Ⅱ※¹は、安定供給の観点から、設備仕様やピーク需要に対応するための供給力および調整力等、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは、調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

※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

- ①設備仕様
- ②電源Ⅰ・Ⅱとして、安定供給に必要なLFC(AFC)等調整力を確保
- 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

【電源Ⅰ・Ⅱ 設備仕様】

(単位: 万kW)

電源	燃料	発電所		定格	AFC 下限	最低 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	14.2
			2号	25.1	14.2	14.2
	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

ステップ5 回避措置(火力発電の抑制(電源Ⅲ))

- 電源Ⅲ※¹は、設備仕様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。

※1 電源Ⅲ：一般送配電事業者からオンラインで制御できない電源

- 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。
- 当社エリア内において、現在、電源Ⅲに区分される発電設備はない。

ステップ5 回避措置(火力発電(電源Ⅰ・Ⅱ)の抑制)

【最小需要断面(72.0万kW)：2015年4月26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

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	AFC 下限	昼間 (14時)
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	7.5
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	0.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	14.2	14.2	14.2
			2号	25.1	14.2	14.2	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	69.2	42.4	46.6
	他社	石炭	電源 開発	1号	15.6	8.6	—
2号				15.6	8.6	—	0.0
小計			31.2	17.2	0.0	0.0	
合計				181.6	86.4	42.4	46.6

ステップ5 回避措置(再エネ出力制御)

- 火力発電の抑制等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、優先給電ルールに基づき、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。

3. 昨年の系統WGの算定条件との比較(当社)

	2015年度算定値(昨年の系統WG)	2016年度算定値(今回の系統WG)
算定断面	1年間(8760時間)	1年間(8784時間、うるう年)
需要想定 需要カーブ	・2014年度自社需要実績 ・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。	・2015年度エリア需要実績 ・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	・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	・2015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 小水力	既設分は需要実績へ織込まれているものとして想定。今後導入が見込まれるバイオマス案件 0.2万kWは、利用率考慮のうえ、実質ゼロ想定(利用率 24.2%)	○バイオマス出力想定 0.4万kW (設備容量 1.8万kWのうち、抑制対象外1.6万kW、利用率 24.3%) ○小水力出力想定 0.1万kW (設備容量 0.1万kW、利用率 45.8%) ※利用率: 至近5年間(2011~2015年度)における実績利用率平均。
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	対象設備なし
連系線の活用	対象設備なし	
新電力分	未考慮	対象設備なし

4. 2016年度算定値(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) 2015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) 太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠: 49.5万kW)に基づく出力制御見通しの算定

- ・風力の接続可能量(30日等出力制御枠: 18.3万kW)における太陽光の出力制御見通し

太陽光発電の接続可能量(2016年度算定値)
の算定結果について

太陽光発電の接続可能量(2016年度算定値)の算定結果

○風力は接続可能量(30日等出力制御枠)18.3万kWを想定。

○2015年度需要は2014年度需要と比較して、年平均需要が増加したものの、他社設備の廃止に伴う影響により、2016年度算定値は、2015年度算定値の48.3万kWから47.0万kWに減少する結果となった。

	2015年度算定値 (第7回系統WG算定値)	2016年度算定 エリア需要(今回算定)
太陽光接続可能量の算定値	48.3 万kW	47.0 万kW

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(72.0万kW)：2015年4月26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) 72.0万kW	ピーク(20時) 85.9万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)	0.4	0.4
	小水力(万kW)	0.1	0.1
	火力(万kW)	46.6	76.1
	風力(万kW)	4.7	9.3
	太陽光(万kW)	37.3	0.0
	揚水(万kW)	—	—
	出力制御(万kW)	▲ 17.1	0.0
	合計(万kW)	72.0	85.9

昼間最低需要時のバランス(火力ユニット(電源Ⅰ・Ⅱ)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〔2015年4月26日(日)〕

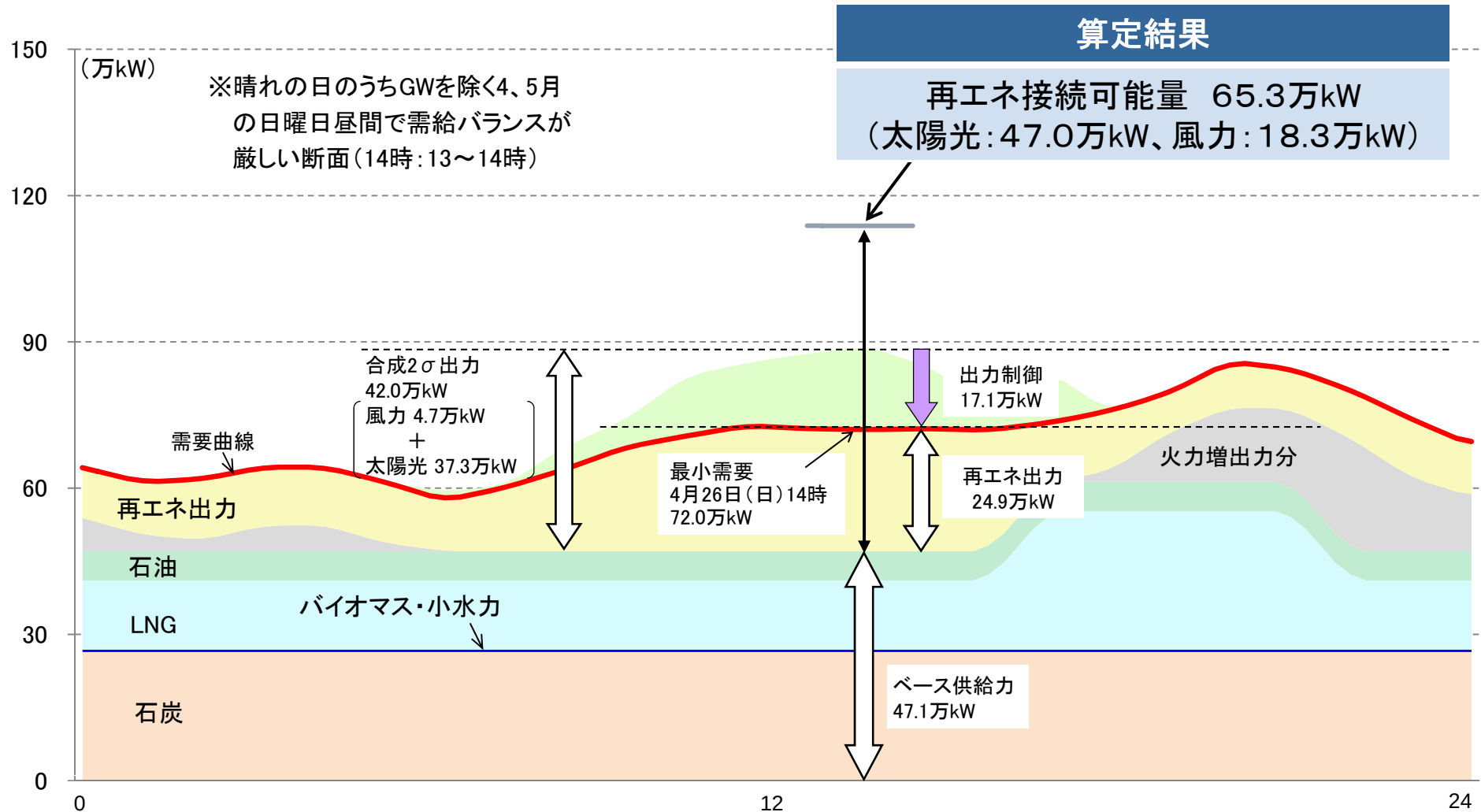
(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	AFC下限	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	7.5	7.5
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	0.0	0.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	14.2	14.2	14.2	14.2
			2号	25.1	14.2	14.2	0.0	14.2
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	7.5	13.4
			2号	15.6	6.0	—	7.5	13.4
		金武	1号	22.0	8.4	—	9.9	13.4
			2号	22.0	8.4	—	0.0	0.0
	小計			150.4	69.2	42.4	46.6	76.1
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
合計				181.6	86.4	42.4	46.6	76.1

太陽光発電接続可能量の算定結果(2016年度算定値)

○風力の接続可能量は30日等出力制御枠18.3万kWを想定。

○需給バランスが厳しい断面 2015年4月26日(日)



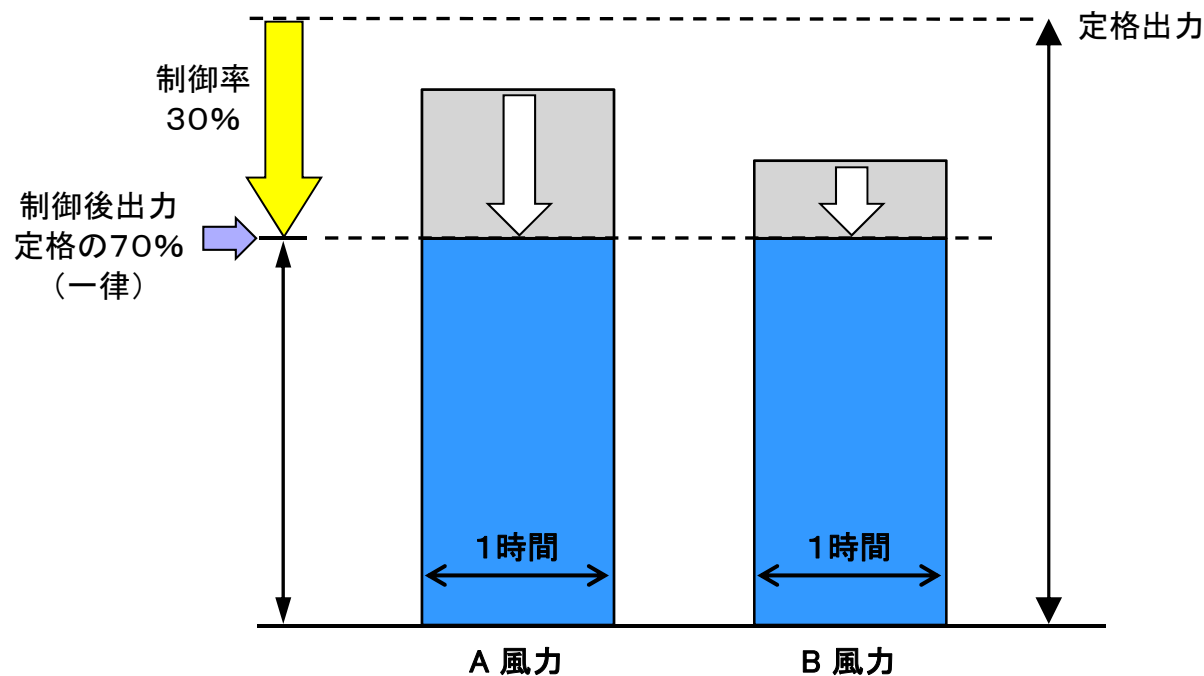
風力発電の接続可能量(2016年度算定値)
の算定結果について

風力発電の接続可能量(下げ代制約)の考え方

○太陽光の設備量は現在公表している30日等出力制御枠(49.5万kW)を前提として、風力の2016年度算定値を試算した。

○風力の部分制御考慮時間管理については以下のとおり

- ・指令した制御(抑制)率で制御時間を割引く。
- ・下記の例では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(2016年度算定値)の算定結果

- 太陽光は接続可能量(30日等出力制御枠)49.5万kWを想定。
- 2015年度需要は2014年度需要と比較して、年平均需要が増加したものの、他社設備の廃止に伴う影響により、2016年度算定値は、2015年度算定値の18.3万kWから17.2万kWに減少する結果となった。

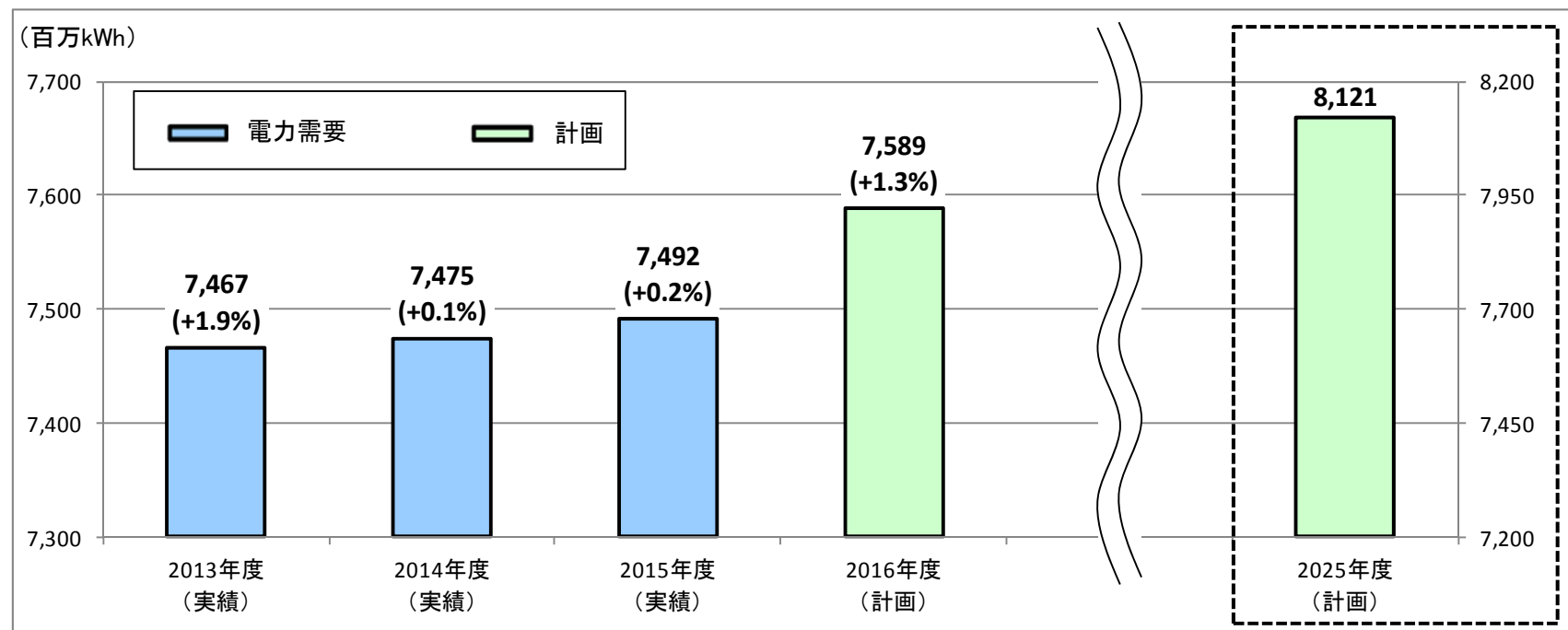
	2015年度算定値 (第7回系統WG算定値)	2016年度算定 エリア需要(今回算定)
風力接続可能量の算定値	18.3 万kW	17.2 万kW

太陽光および風力の30日等出力制御枠について

○当社においては、電源構成の変化（他社設備の廃止）により30日等出力制御枠の見直しを要するが、人口の伸びに伴う家庭用需要の増加や人口・観光客数の増加による商業・観光関連施設（ホテルなど）の需要増など、ここ数年、短期的な電力需要の増加が見込まれることから、30日等出力制御枠については、現行の太陽光49.5万kW、風力18.3万kWを維持する。

(参考)電力需要の推移

○人口の伸びに伴う家庭用需要の増や、人口・観光客数の増加による商業・観光関連施設(ホテルなど)の増などにより、電力需要は増加傾向にある。



出所:平成28年度供給計画

注1:気温うるう補正後

注2:()は対前年伸び率

(単位:%)

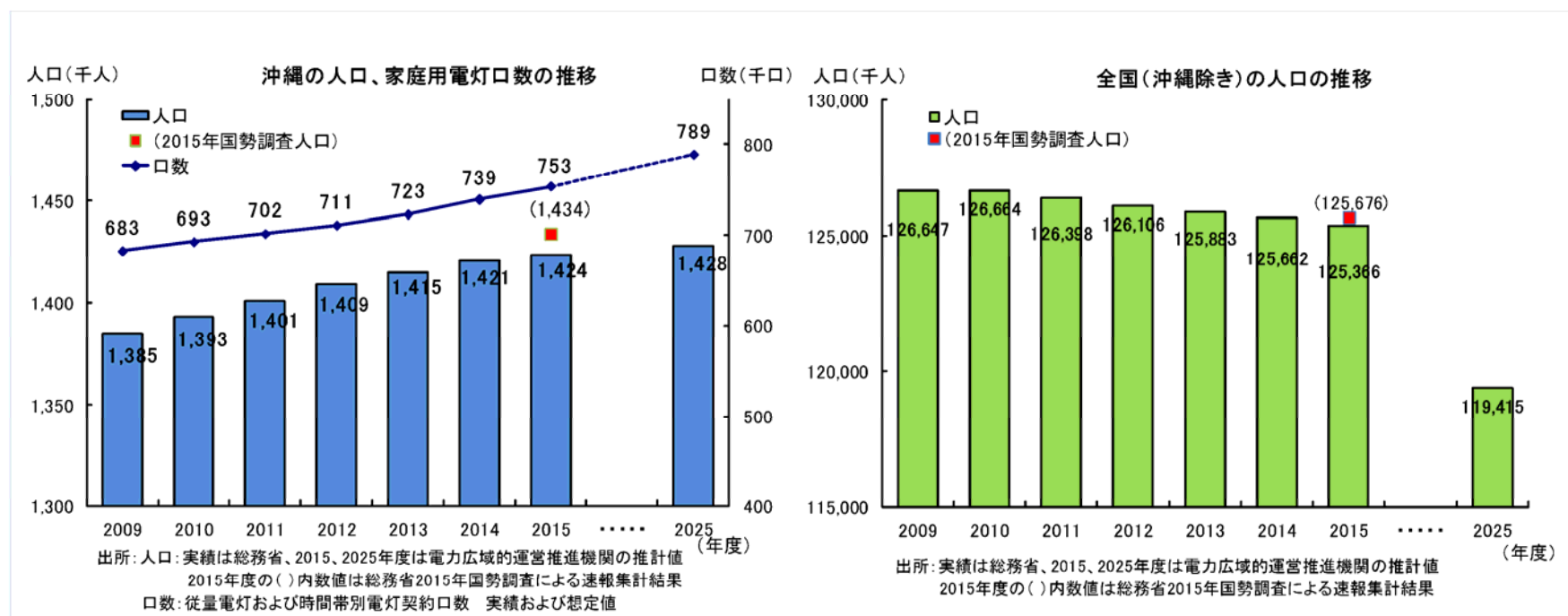
年平均伸び率		2014-2025
電力需要	家庭用その他	0.6
	業務用	1.4
	産業用その他	▲ 0.1
合計		0.8

注:気温補正後

(参考) 沖縄の人口、家庭用電灯口数の推移

○人口の増加に伴い、世帯数(口数)が伸びていくことにより、電灯需要の増加が見込まれる。

■ 全国の人口が減少に転じているのに対し、沖縄の人口は増加しており、今後も緩やかな増加傾向が続くと見込まれる。

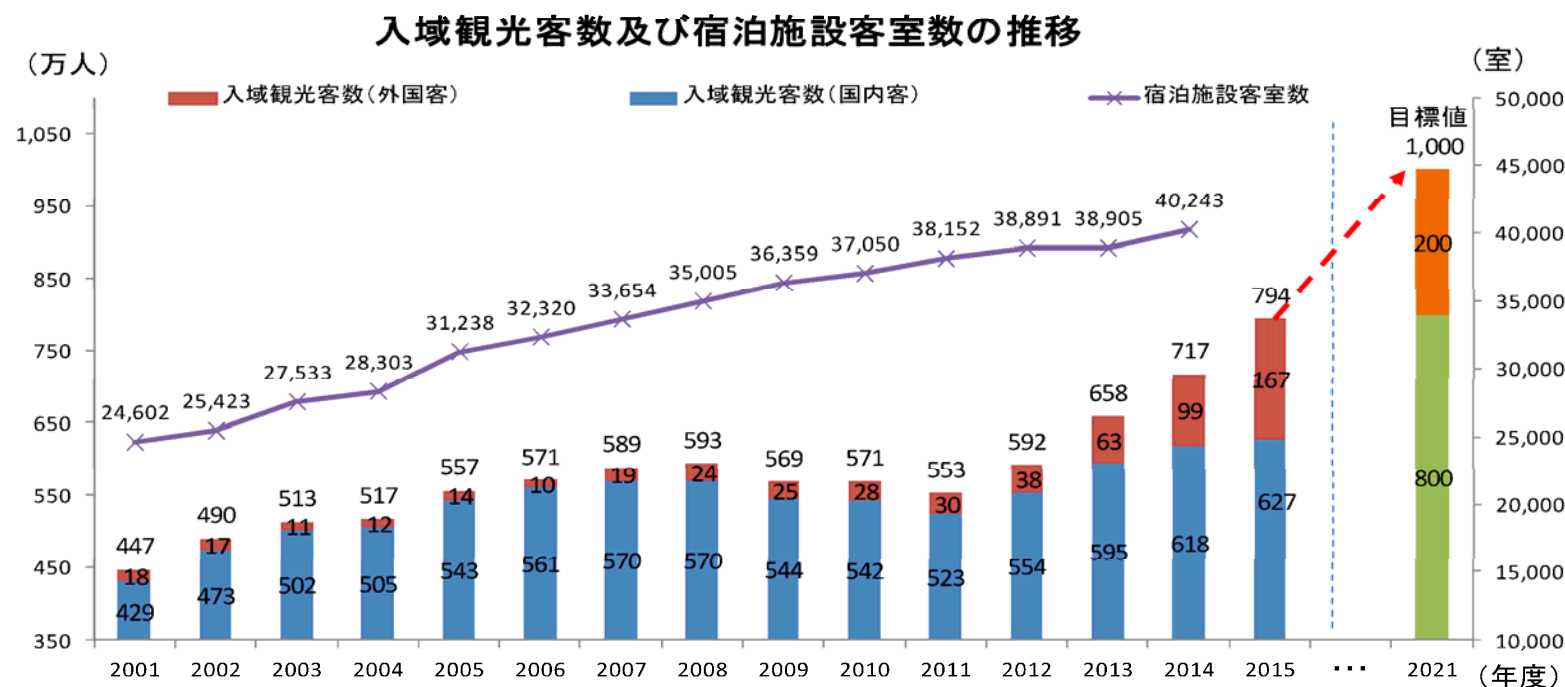


(参考)入域観光客数および宿泊施設客室数の推移

○入域観光客数の増加に伴い、観光関連施設(ホテル等)が増加していくことにより、電力需要の増加が見込まれる。

■2014年度 入域観光客数:717万人 対前年伸び率 9.0%

■2015年度 入域観光客数:794万人 対前年伸び率 10.7%



出所: 沖縄県「観光要覧」、「平成27年度 沖縄県入域観光客統計概況」、「平成26年宿泊施設実態調査結果」
「沖縄観光推進ロードマップ(2016年3月改定版)」

太陽光発電の出力制御見通しについて

出力制御グループについて

○各ルールの事業者をグループ分けし、制御量不足とならないよう出力制御を行う。

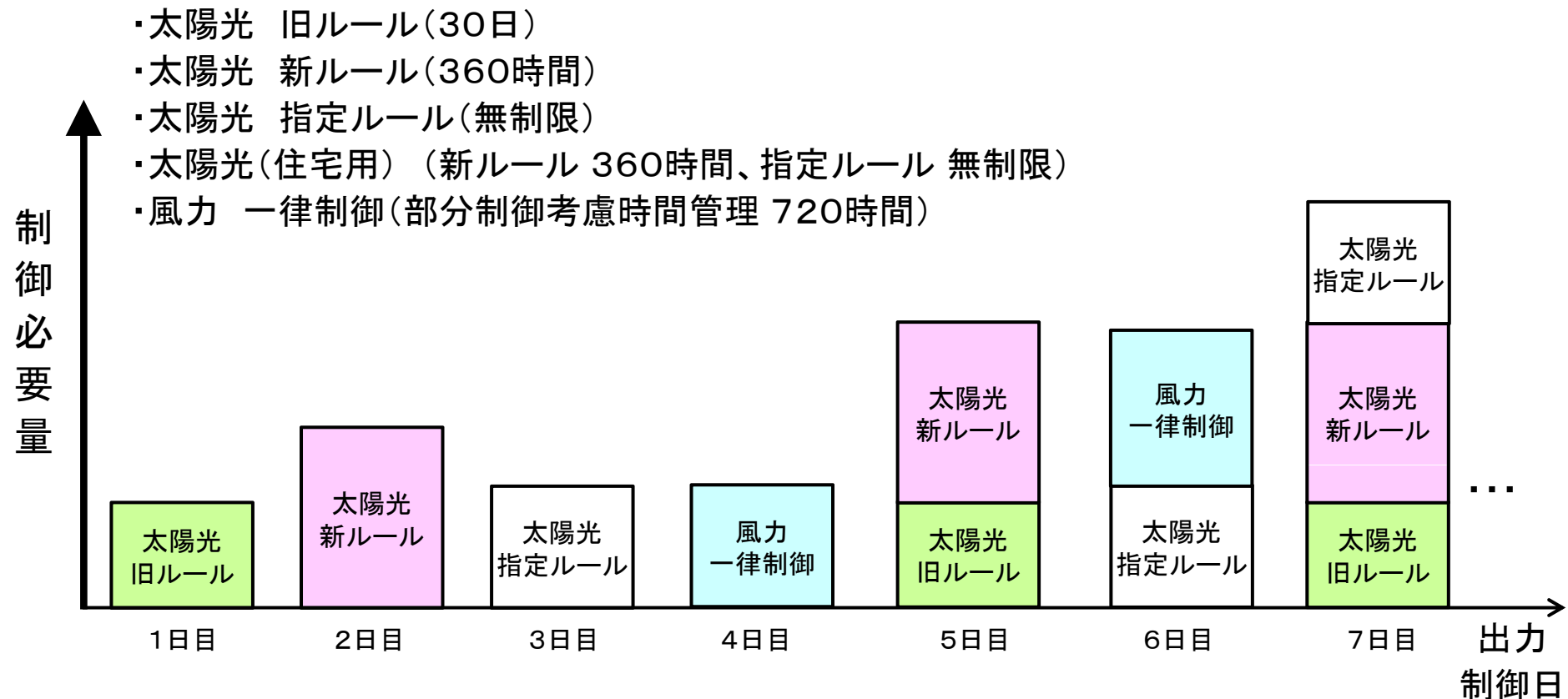
グループ	全設備量	出力制御対象設備量	
太陽光 旧ルール	30日等出力制御枠 49.5万kW	500kW以上	4.8万kW
太陽光 新ルール		500kW未満 まで拡大	14.1万kW
太陽光 指定ルール	30日等出力制御枠となる 49.5万kWを超えた接続	500kW未満 まで拡大	2.8万kW～
風力 一律制御	30日等出力制御枠 18.3万kW	既設も含めた 20kW以上の風力	18.3万kW

各ルールの事業者における出力制御

(1) 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時間に到達するまで

○各グループの事業者間の公平性確保の観点から、各ルールの事業者を区別せず、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、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。



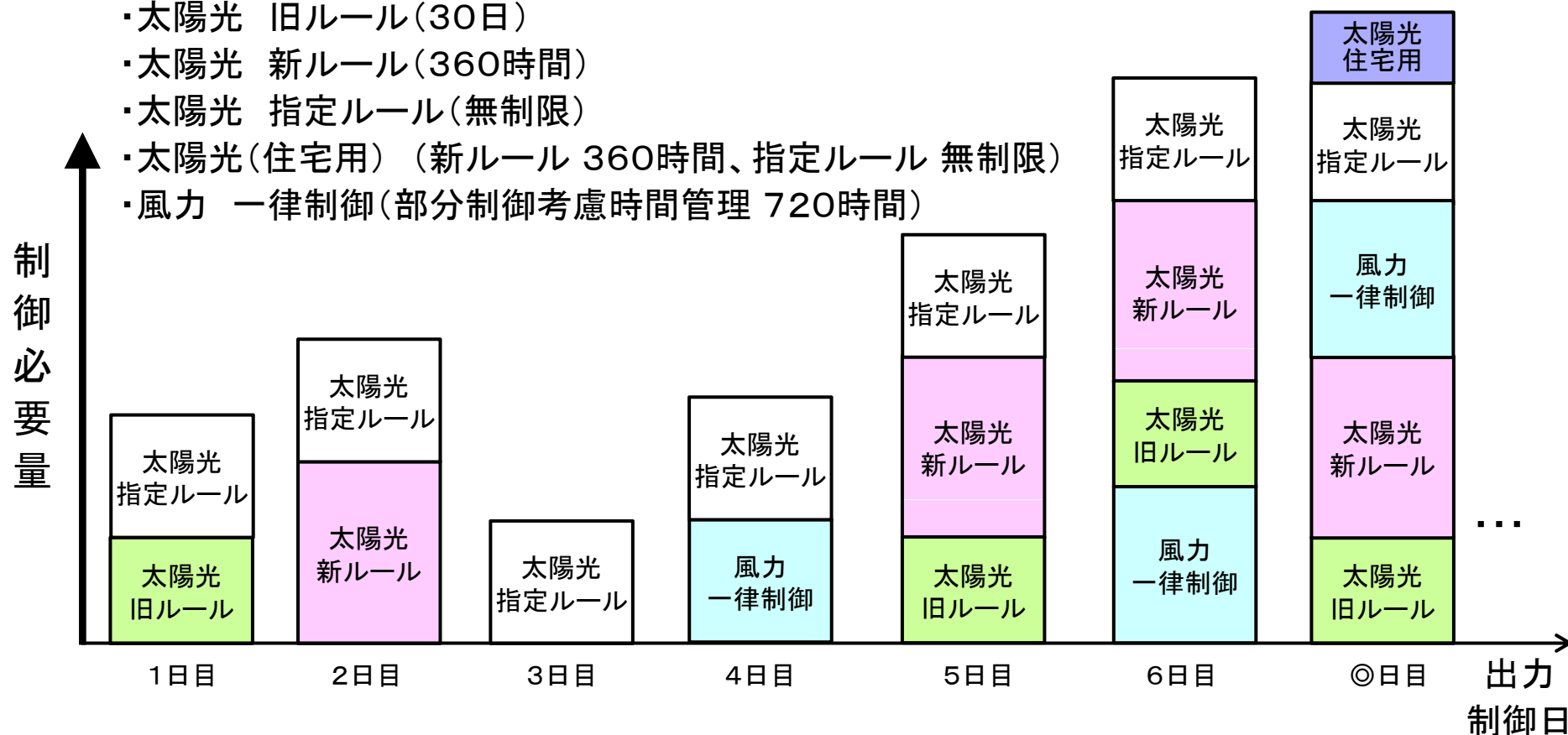
各ルールの事業者における出力制御(つづき)

(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)を最大限活用した上で、更なる余剰に対して、太陽光事業者(指定ルール無制限)の出力制御を必要に応じて実施する。

・10kW未満の太陽光(住宅用)の出力制御は、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。

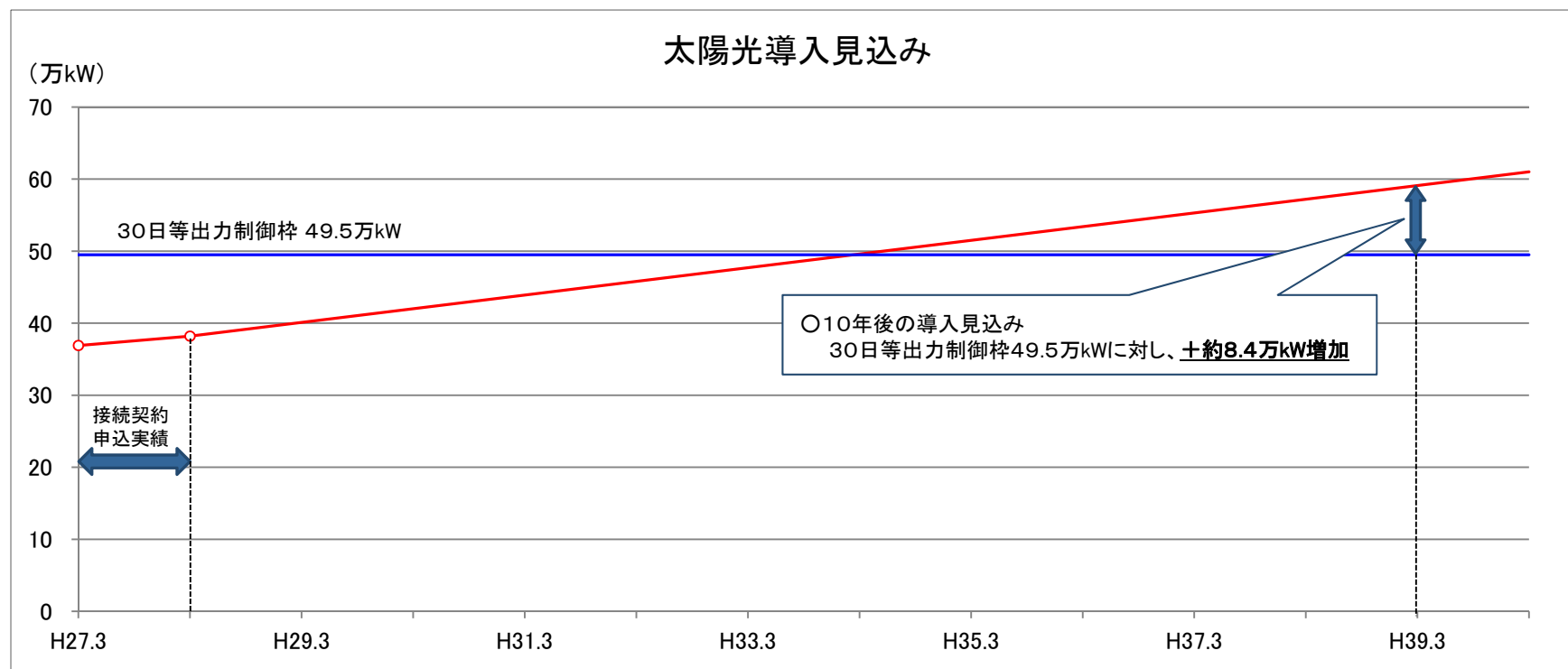
- ・太陽光 旧ルール(30日)
- ・太陽光 新ルール(360時間)
- ・太陽光 指定ルール(無制限)
- ・太陽光(住宅用)(新ルール 360時間、指定ルール 無制限)
- ・風力 一律制御(部分制御考慮時間管理 720時間)



太陽光の出力制御見通しの算定方法について

○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、足元における太陽光接続契約申し込みの増加量から、10年後の太陽光接続契約申し込み量を約57.9万kW(=49.5万kW+8.4万kW)と想定した。

○算定においては、太陽光の30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量を2.8万kW刻みで+2.8万kW、+5.6万kW、+8.4万kWの3ケースとする。



太陽光の出力制御見通しの算定結果(実績ベース方式:3年間平均)

【実績ベース方式】 ※太陽光49.5万kW、風力18.3万kWを想定

○2016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。

○太陽光の30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量を+2.8万kW、+5.6万kW、+8.4万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(%)
過去3年平均	+2.8	640	7,944	36,965	21.5
	+5.6	728	16,913	71,570	23.7
	+8.4	803	26,961	106,179	25.4

・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・日射量予測のとおりとなった場合(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るため、実際の制御時間等を保証するものではない。

(参考)太陽光の出力制御見通しの算定結果(実績ベース方式:過去3年)

【実績ベース方式】 ※太陽光49.5万kW、風力18.3万kWを想定

○2016年度算定値の算定条件における、実績ベース方式(2013年度から2015年度)による太陽光の出力制御見通しの算定結果は、以下のとおり。

太陽光30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量に対する算定結果

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(%)
2015年度 最小需要※ 72.0万kW	+2.8	504	7,020	36,786	19.1
	+5.6	573	14,519	71,233	20.4
	+8.4	648	22,980	105,675	21.7
2014年度 最小需要※ 67.8万kW	+2.8	745	8,886	36,452	24.4
	+5.6	836	19,401	70,562	27.5
	+8.4	905	31,055	104,702	29.7
2013年度 最小需要※ 68.0万kW	+2.8	672	7,926	37,658	21.0
	+5.6	776	16,820	72,916	23.1
	+8.4	857	26,847	108,159	24.8

※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。

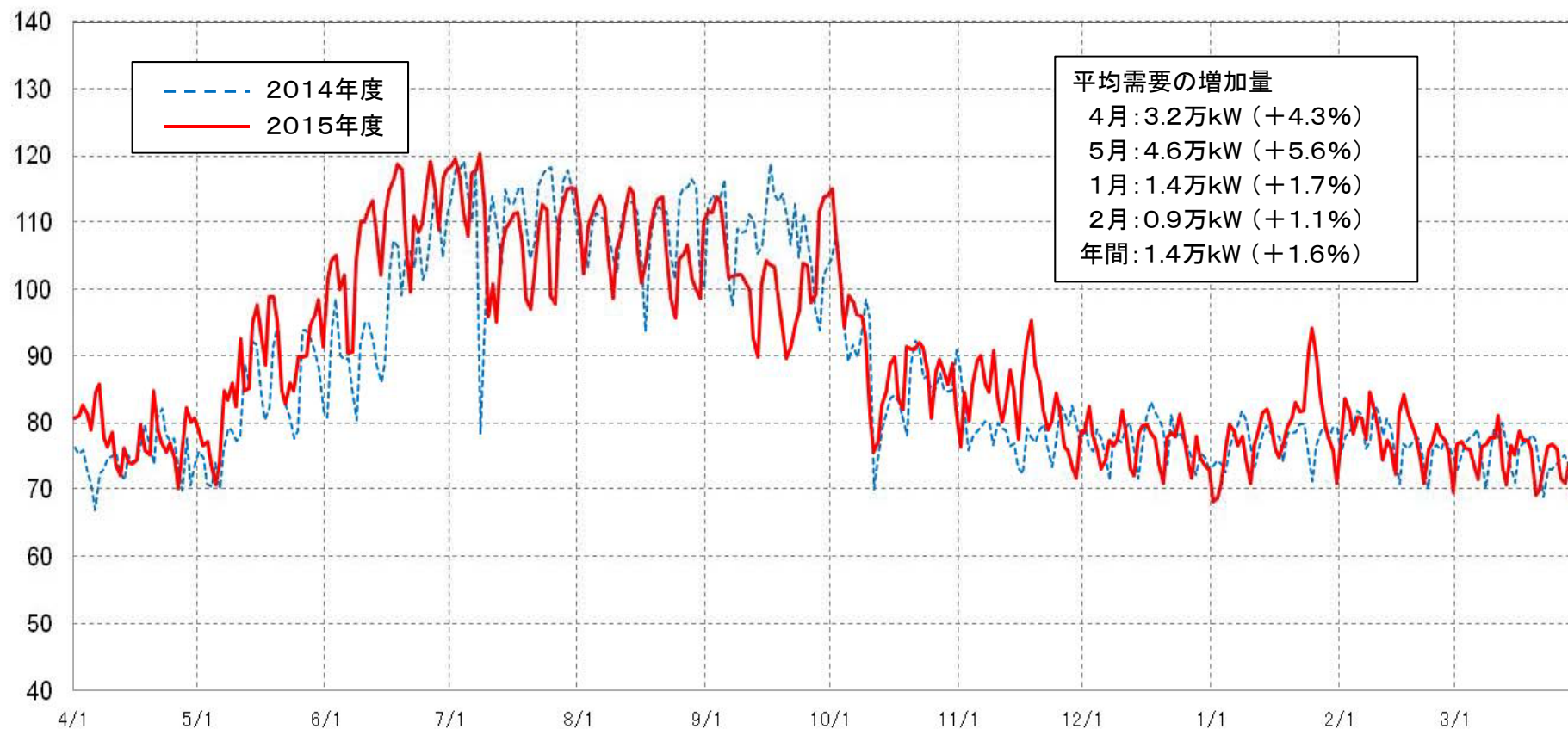
- ・出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合(実績ベース方式)であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

(参考)電力需要の比較

○ 2015年度は、気温が前年度よりも高く推移したことなどにより、2014年度と比較して年平均1.4万kWの需要増加となった。

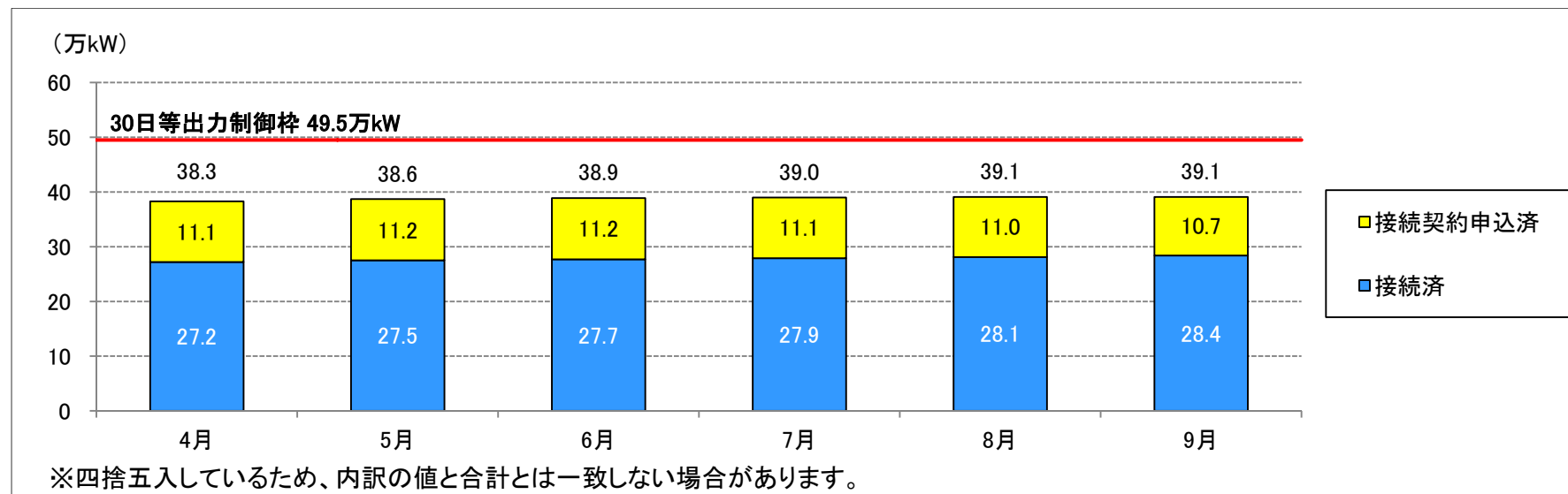
総需要(万kW)

日平均需要の比較



(参考)太陽光・風力発電設備の導入状況

○太陽光の導入状況



○風力の導入状況

