平成 30 年 6 月 22 日
沖縄電力株式会社

与那国島系統における 30 日等出力制御枠およびその他 6 離島系統（南大東島、北大東島、渡名喜島、粟国島、多良間島、波照間島）における 30 日等出力制御枠（目安）の算定結果について

太陽光を中心とした再生可能エネルギー（以下、再エネ）の急速な普及拡大に伴い、受付済量（接続済量と接続申込量の合計）が 30 日等出力制御枠（目安）を超過した宮古島系統、石垣島系統、久米島系統の 3 離島系統において、平成 26 年 2 月 20 日以降の受付申込に対する回答を保留させていただいておりました。

その後、当社は、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会の下に設置された系統ワーキンググループにて整理された方法に基づき、宮古島系統・石垣島系統・久米島系統の 3 離島系統の 30 日等出力制御枠算定結果を平成 28 年 6 月 20 日に公表し、他の島についても順次系統ワーキンググループと同じ方法で計算を行ってまいりました。

このたび、再エネ(風力)の接続問合せが増えている与那国島系統における 30 日等出力制御枠を算定し、その他 6 離島系統（南大東島、北大東島、渡名喜島、粟国島、多良間島、波照間島）については 30 日等出力制御枠(目安)を算定し、別紙のとおり取りまとめましたのでお知らせいたします。

当社は、電力の安定供給を前提に、各種再エネの特徴を活かしながら、バランスの取れた再エネの導入に最大限取組んでまいりますので、皆さまのご理解とご協力をお願い申し上げます。

添付：30 日等出力制御枠（与那国島系統）および 30 日等出力制御枠（目安）（南大東島系統、北大東島系統、渡名喜島系統、粟国島系統、多良間島系統、波照間島系統）の算定結果について

以上

30日等出力制御枠（与那国島系統）および30日等出力制御枠（目安）（南大東島系統、北大東島系統、渡名喜島系統、粟国島系統、多良間島系統、波照間島系統）の算定結果について

平成30年6月22日
沖縄電力株式会社

基本的な考え方

○ これまで当社では宮古島系統、石垣島系統、久米島系統以外の7離島系統の30日等出力制御枠（目安）は、簡易的な計算※1で算出していた。今回、30日等出力制御枠および30日等出力制御枠（目安）の算定にあたっての電源の運用や出力制御等のルール※2については、現在の制度を前提として算出する。

※1　簡易的な計算とは、系統ワーキングにて算定方法が定まる前に使われていた(代数的手法)

※2　第12回系統WG資料1-8「１．再生可能エネルギーの接続可能量（2017年度算定値）の算定方法」で示された考え方に基づく

［算定に織込む方策］

・火力発電の制御

・30日間を上限とした再生可能エネルギー（以下、再エネ）の出力制御

○ 算定諸元については、前回（2016年）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み算出する。

30日等出力制御枠および目安（年度算定値）の算定フロー

〇30日等出力制御および目安（年度算定値）は、以下のフローで算定する。

ステップ1： 30日等出力制御枠および目安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、地熱、原子力）

↓

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光、風力）

↓

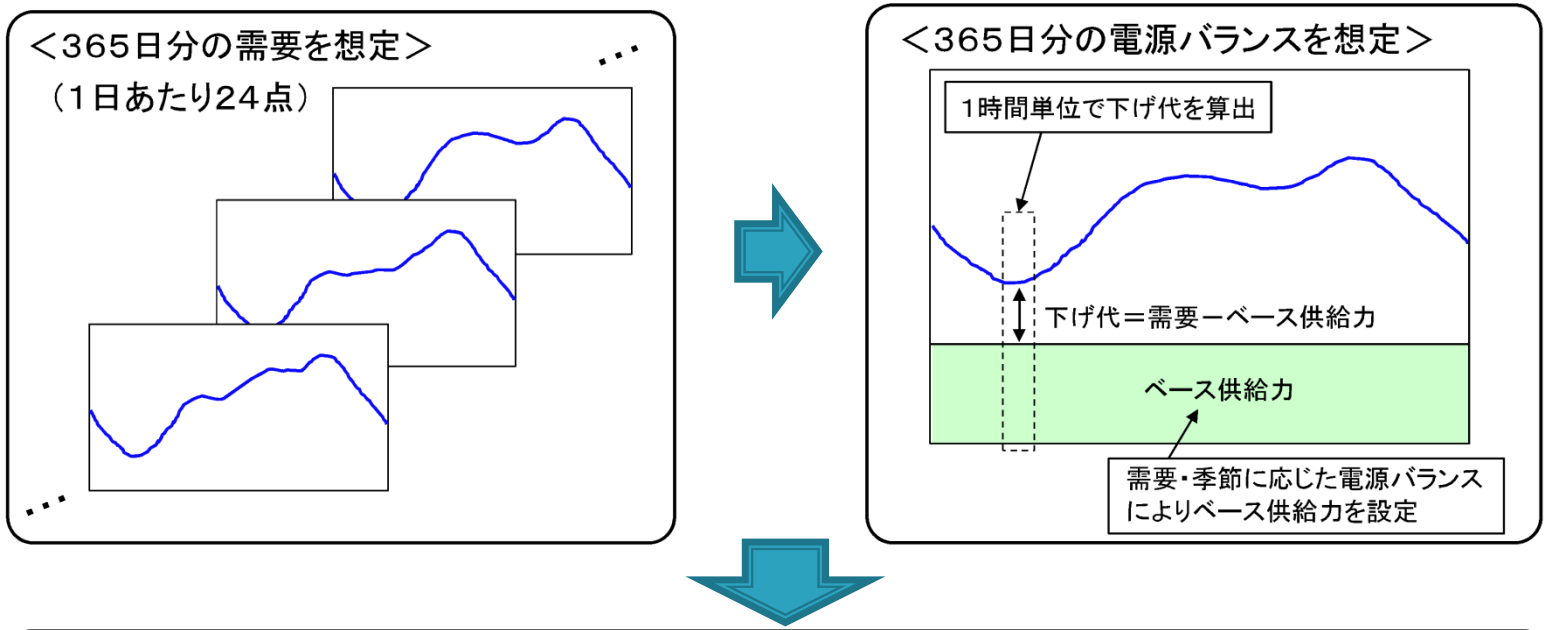
ステップ5： 現状制度における需給解析
（火力発電の制御、揚水式水力の活用、再エネ出力制御の反映等）

↓

30日等出力制御枠および目安（年度算定値）の算定

ステップ1： 30日等出力制御枠および目安算定の検討断面の設定

○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＝8,760時間）を通じた各時間を検討の対象とする。



下げ調整力＜風力・太陽光出力⇒出力制御が必要
下げ調整力≧風力・太陽光出力⇒制約なし（出力制御不要）

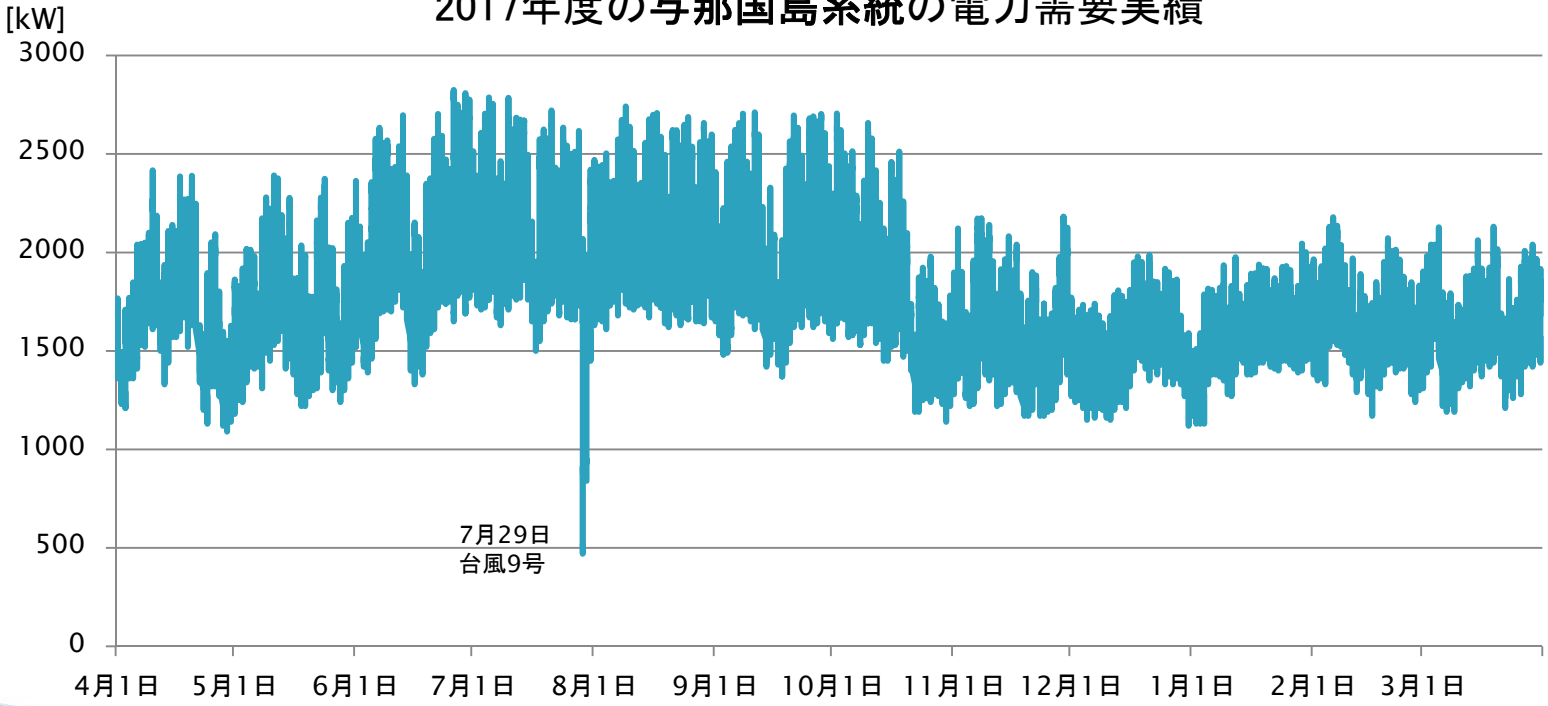
制御日数（または制御時間）により30日等出力制御枠および目安を評価

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30日等出力制御枠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、2017年度の自社需要実績を採用※することとし、具体的な30日等出力制御枠の分析は、この自社需要実績に太陽光の余剰買取分と自家消費電力分相当を反映したものにより行う。

2017年度の**与那国島系統**の電力需要実績



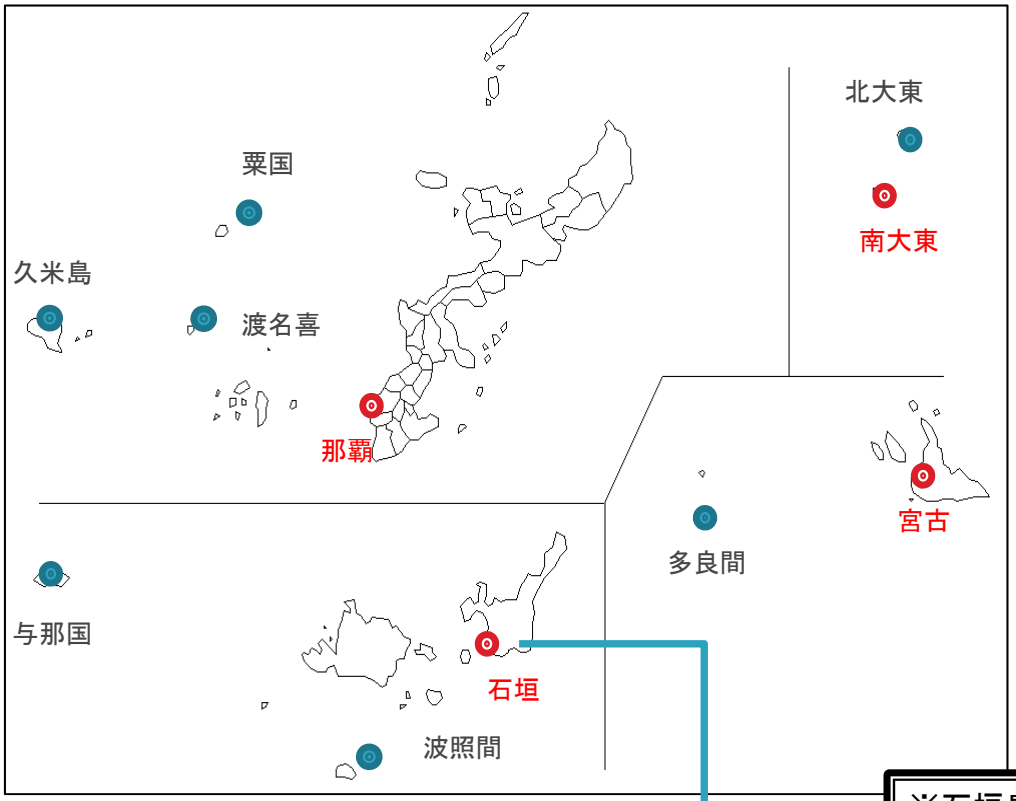
需要については、台風の影響による特異日を除く、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実需要を用いる。
※需要増加のある与那国島系統は2017年度をそれ以外の6離島系統については2016年度需要実績を採用する。

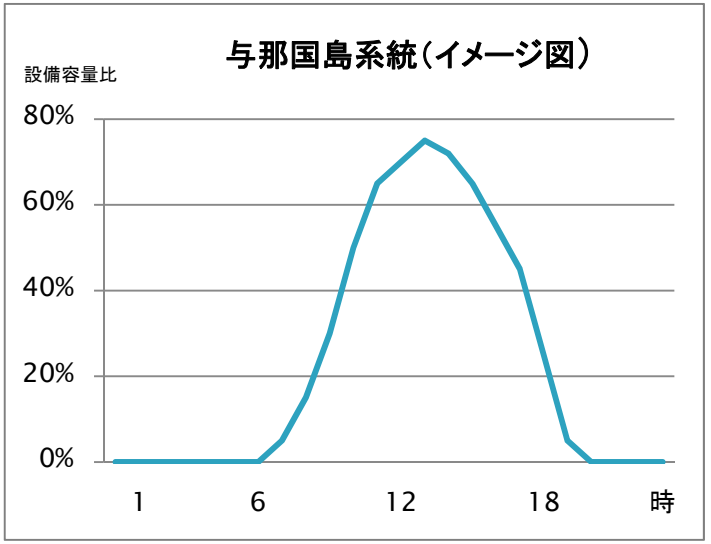
ステップ3： 検討断面における出力の設定（一般水力、バイオマス、地熱、原子力）

○今回の検討にあたり一般水力（流れ込み式、調整池式、貯水池式）、バイオマス、地熱、原子力については、離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4：　自然変動電源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、オンラインで把握していないことから、2017年沖縄気象台石垣島の日射計データと再エネ買取発電量を日射量で案分して想定した。各島と利用した気象台データは以下のとおり。





※石垣島の日射量に
再エネ買取発電量を案分して
再エネ発電量を想定した。

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（風力）

○ 南大東島・粟国島・多良間島・波照間島・与那国島または小規模離島における風力発電については、各風力発電機の発電量データを収集出来ないことから、自社宮古風力設備の実績をもとに、2017年沖縄気象台発表の1時間平均風速より想定した。

○ 与那国島系統については、風力発電設備の接続問い合わせのみとなっていることから、できるだけ風力発電設備の接続量を増やすことをめざし、風力発電の増加分で算定した。
また、30日等出力制御枠に受付済み量が到達していない6離島（南大東島系統、北大東島系統、渡名喜島系統、粟国島系統、多良間島系統、波照間島系統）については、太陽光発電の増加分で算定した。

○ なお、風力発電設備については、設備容量、台数によって系統に与える影響は大きく変動し、太陽光発電設備の接続状況によって接続できる量も変動することから、接続可能であるか個別に検討します。

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）

○ 2017年実績（日射量・風力データ）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（X時※）が月間太陽光平均出力（X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）ある月のX時の太陽光と風力の発電出力を合成

太陽光[kW]

	出力
1日	57
2日	74
3日	36
・・・	
31日	70

＋

風力[kW]

	出力
1日	87
2日	213
3日	24
・・・	
31日	87

＝

合計[kW]

	出力
1日	144
2日	287
3日	66
・・・	
31日	157

（2）ある月のX時の合成2σ相当の出力と合成出力平均値を算定

2σ相当

値が大きい順に並べ替え

合計[kW]

	出力
9日	478
6日	430
17日	388
・・・	
3日	53

（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

31日間の平均 188kW

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）

【太陽光・風力発電の各月における合成出力割合（最大値、合成2σ値、平均値）】
2017年度実績

与那国島系統

（%：設備容量比）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	86%	67%	72%	85%	79%	90%	89%	82%	87%	84%	83%	70%
2σ	69%	47%	47%	48%	76%	81%	87%	80%	84%	83%	79%	63%
平均	24%	19%	17%	18%	21%	21%	44%	34%	41%	37%	37%	28%

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）

【太陽光・風力発電の各月における合成出力割合（最大値、合成2σ値、平均値）】
2016年度実績

南大東島系統

（%：設備容量比）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	74%	74%	76%	80%	72%	68%	67%	56%	51%	57%	65%	68%
2σ	74%	74%	74%	76%	71%	67%	64%	55%	50%	56%	62%	68%
平均	49%	54%	58%	59%	53%	45%	50%	40%	35%	36%	41%	47%

北大東島系統

（%：設備容量比）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	74%	74%	76%	80%	72%	68%	67%	56%	51%	57%	65%	68%
2σ	74%	74%	74%	76%	71%	67%	64%	55%	50%	56%	62%	68%
平均	49%	54%	58%	59%	53%	45%	50%	40%	35%	36%	41%	47%

渡名喜島系統

（%：設備容量比）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	74%	72%	75%	76%	72%	63%	63%	55%	49%	54%	62%	68%
2σ	71%	72%	74%	75%	72%	60%	61%	54%	49%	48%	62%	66%
平均	44%	43%	52%	57%	52%	42%	41%	31%	29%	25%	32%	32%

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）

【太陽光・風力発電の各月における合成出力割合（最大値、合成2σ値、平均値）】
2016年度実績

粟国島系統

（%：設備容量比）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	74%	72%	75%	76%	72%	63%	63%	55%	49%	54%	62%	68%
2σ	71%	72%	74%	75%	72%	60%	61%	54%	49%	48%	62%	66%
平均	44%	43%	52%	57%	52%	42%	41%	31%	29%	25%	32%	32%

多良間系統

（%：設備容量比）

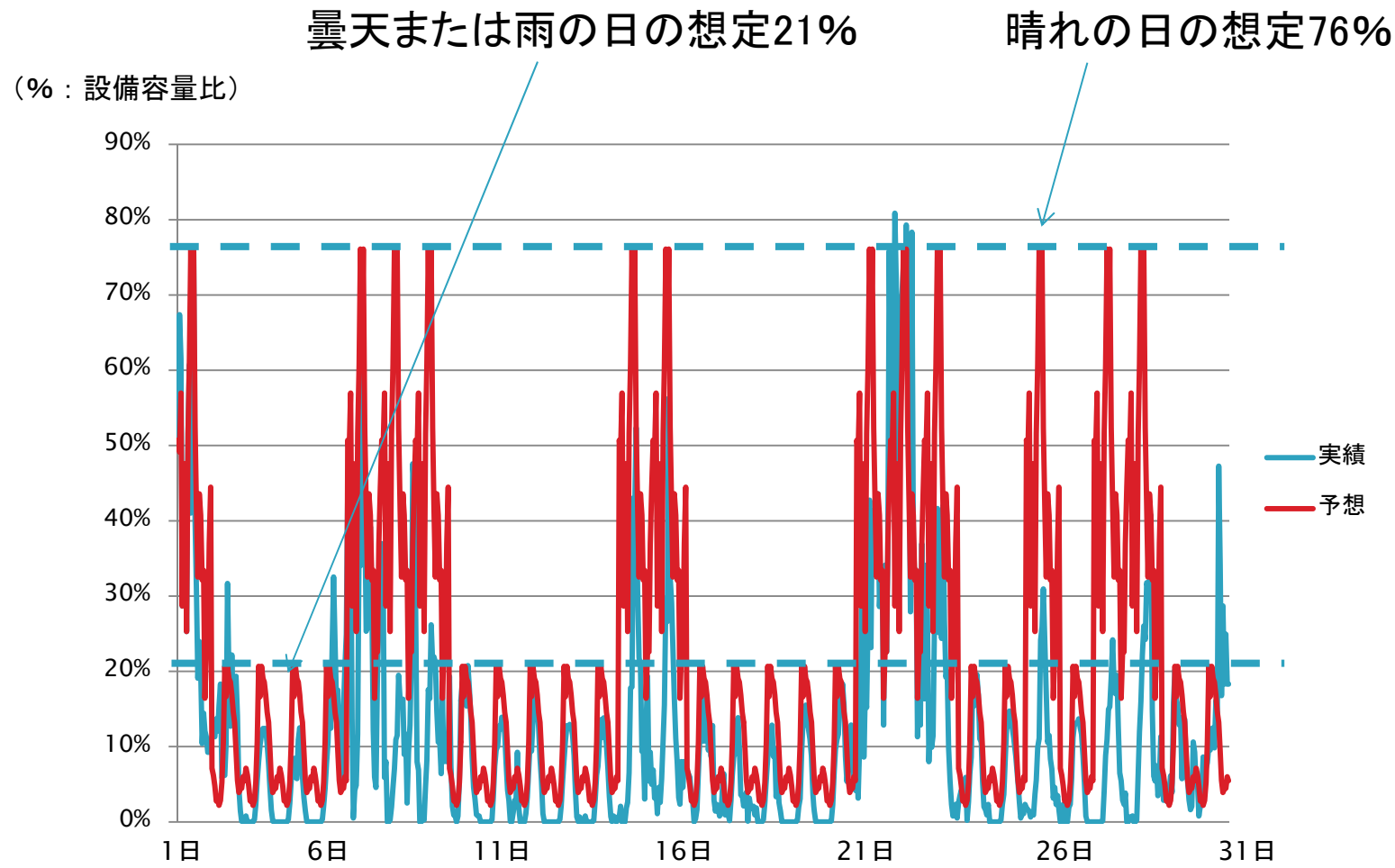
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	71%	75%	75%	75%	74%	71%	64%	57%	51%	57%	66%	72%
2σ	70%	74%	74%	75%	72%	69%	60%	56%	51%	53%	60%	69%
平均	46%	50%	55%	58%	50%	42%	42%	34%	31%	26%	31%	36%

波照間系統

（%：設備容量比）

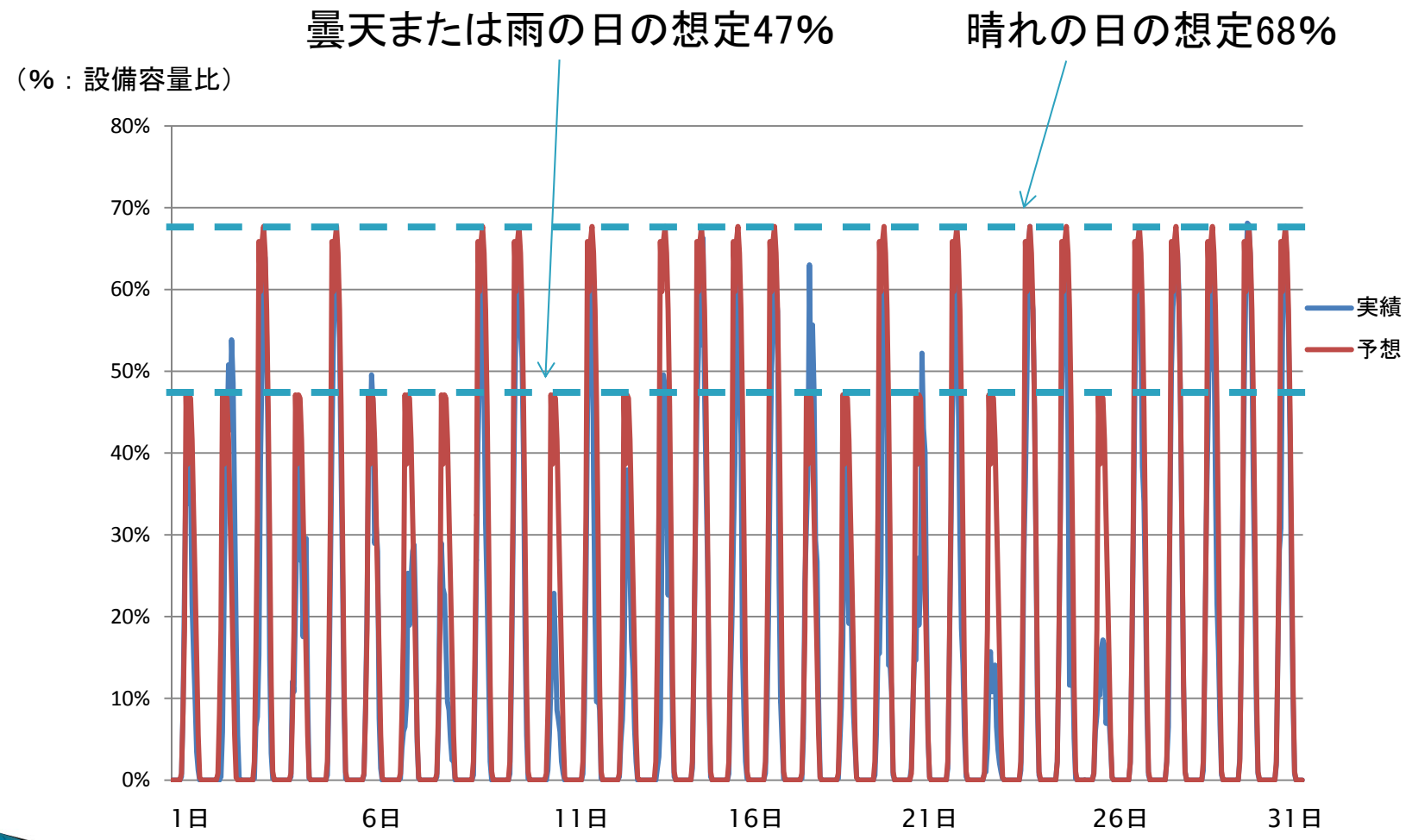
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	77%	77%	76%	74%	78%	72%	68%	58%	51%	58%	62%	71%
2σ	73%	74%	75%	74%	74%	70%	64%	57%	51%	57%	60%	70%
平均	49%	52%	59%	60%	54%	40%	48%	33%	27%	31%	30%	39%

ステップ4：　自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



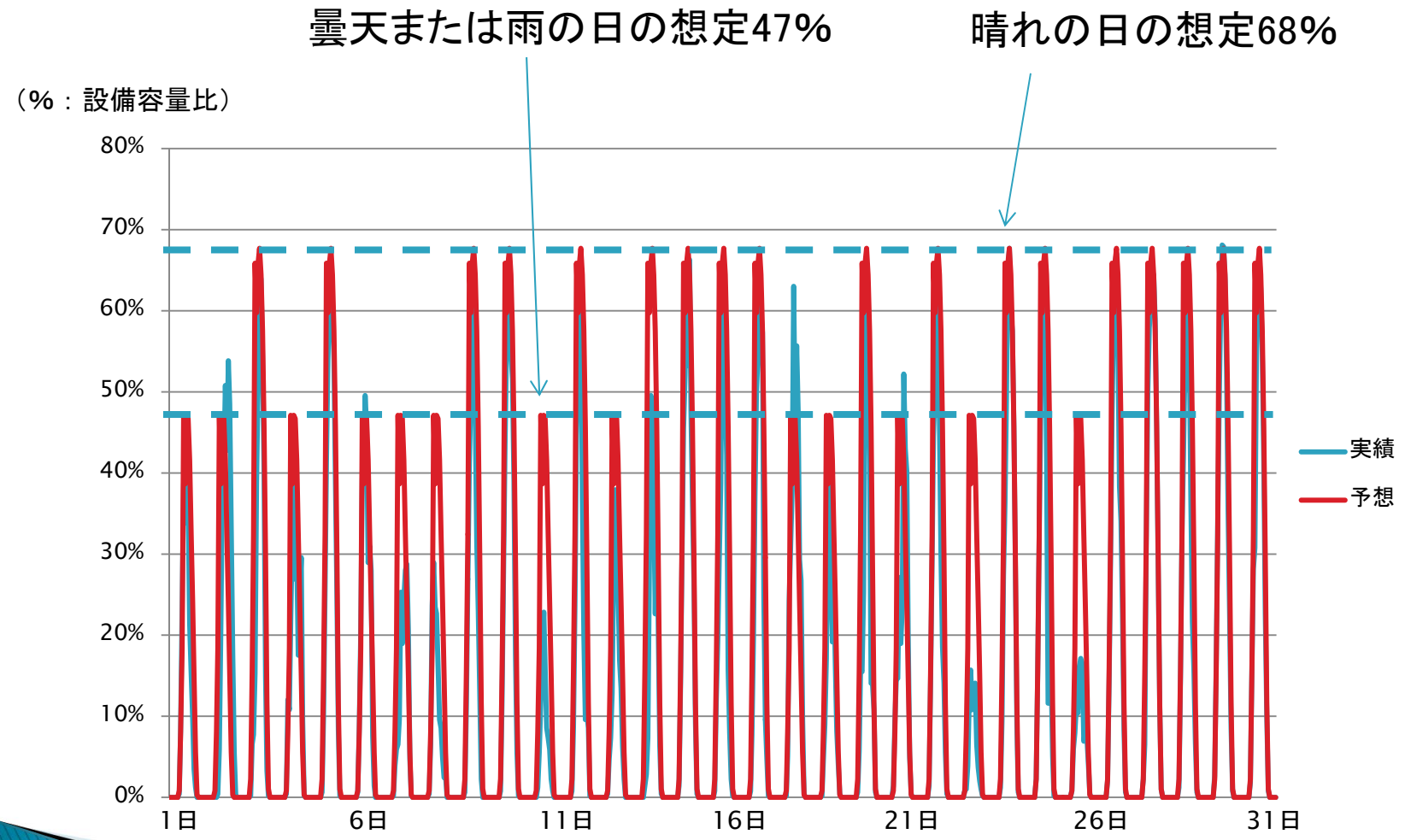
与那国島系統

ステップ4：　自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



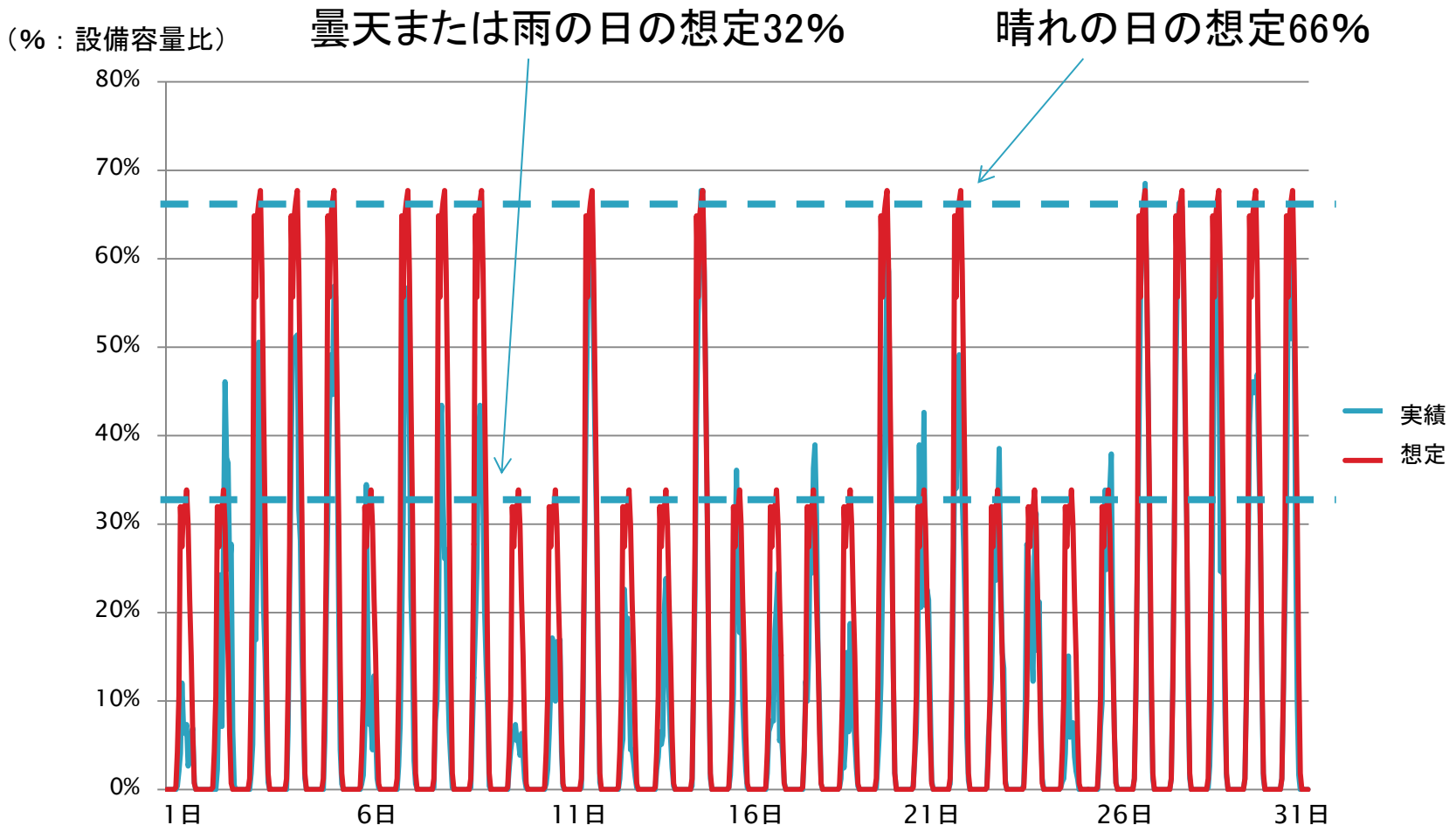
南大東島系統

ステップ4：　自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



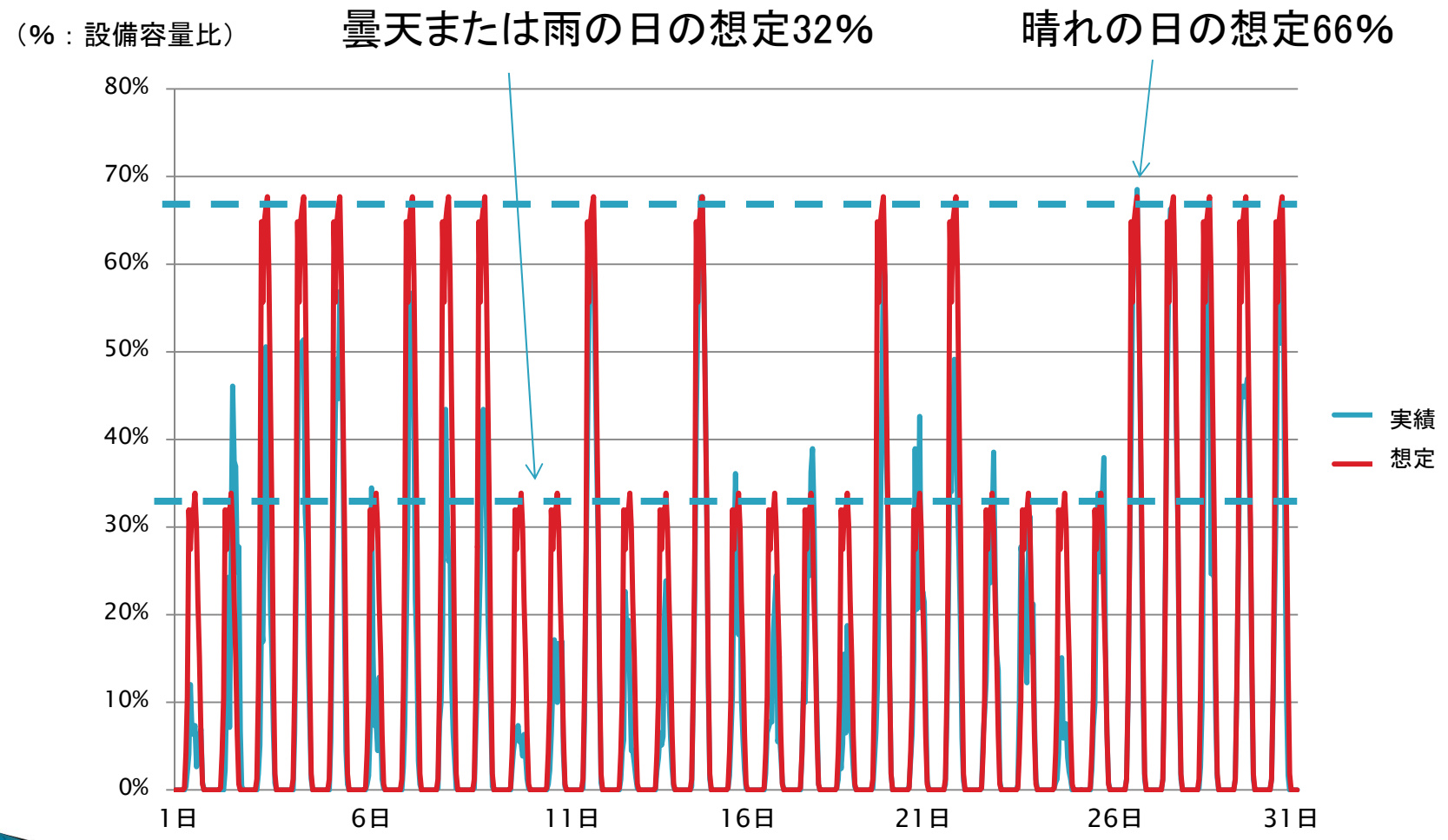
北大東島系統

ステップ4：　自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



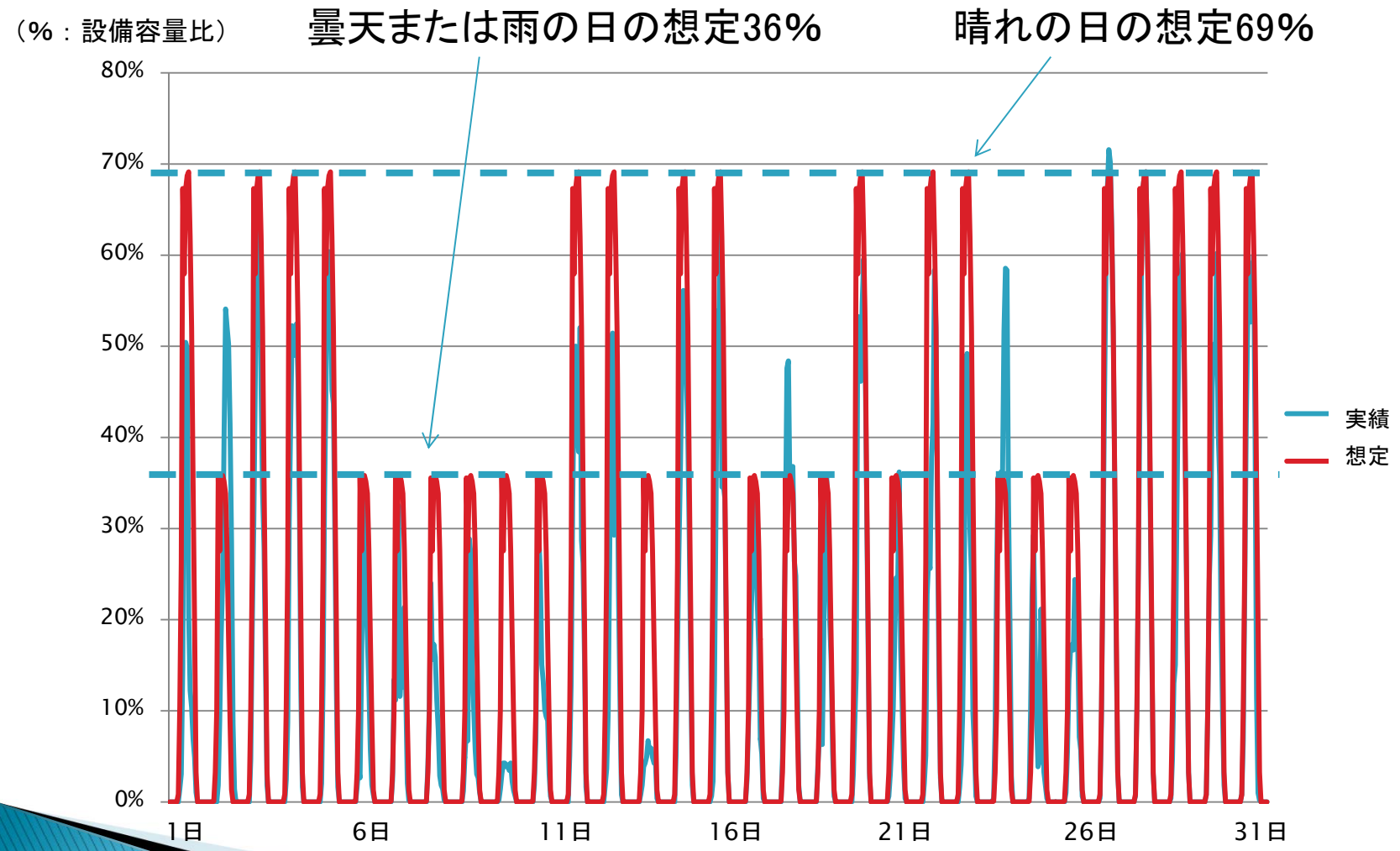
渡名喜島系統

ステップ4：　自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



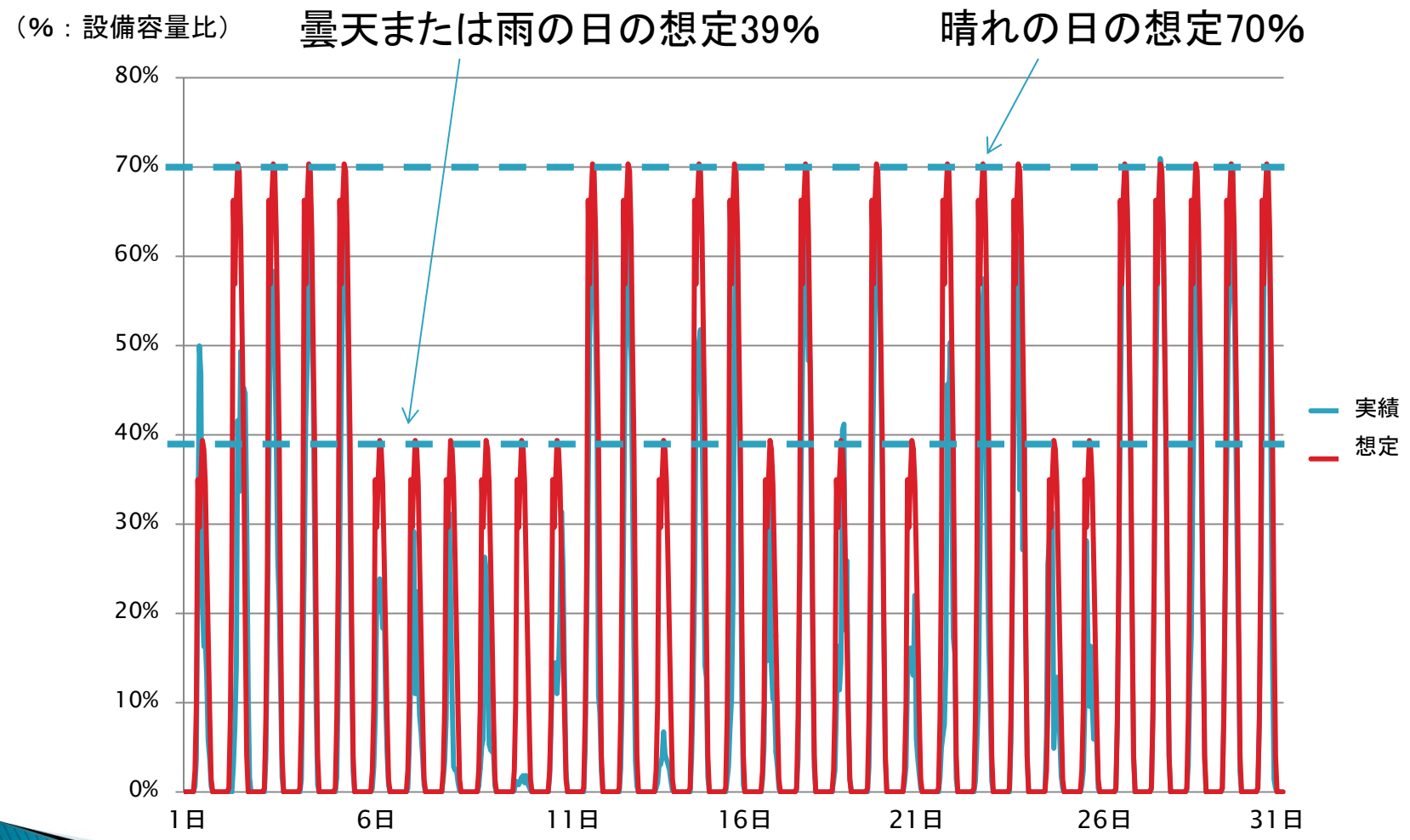
粟国島系統

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



多良間島系統

ステップ4： 自然変動電源接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）



波照間島系統

ステップ5： 現状制度における需給解析

- 自社内燃力については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、安定供給に必要な運用下限出力まで制御し、それ以外は給電停止とする。
  内燃力発電の制御による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）、指定ルールは無制限に制限される。

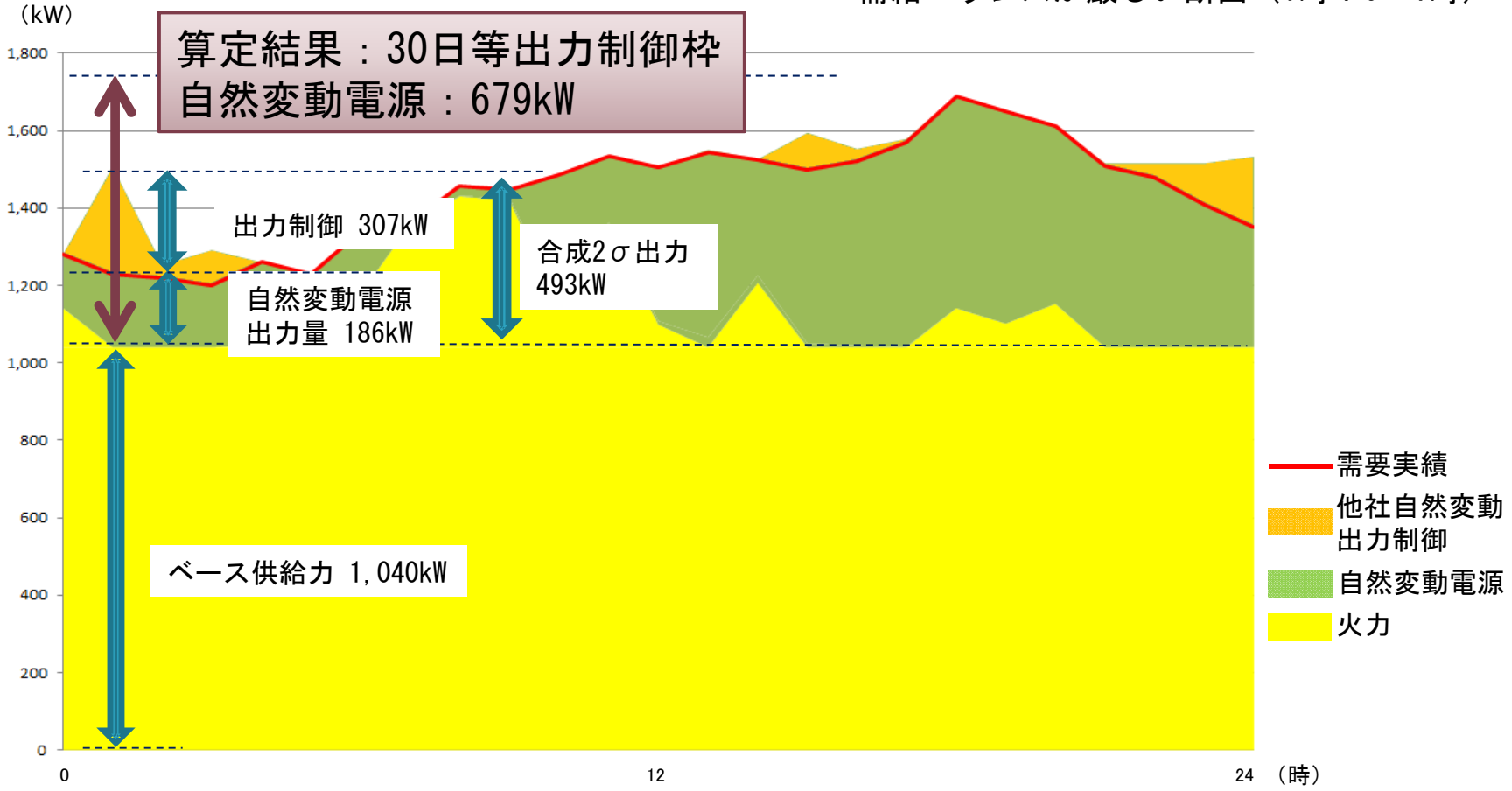
- 再エネの出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時間帯や発生見込量に応じて、各ルールにおける無補償での出力制御の上限を最大限活用した出力制御を実施する。

- 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。

30日等出力制御枠の算定結果(与那国島)

需給バランスが厳しい断面
2017年11月25日（土）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（1時：0～1時）



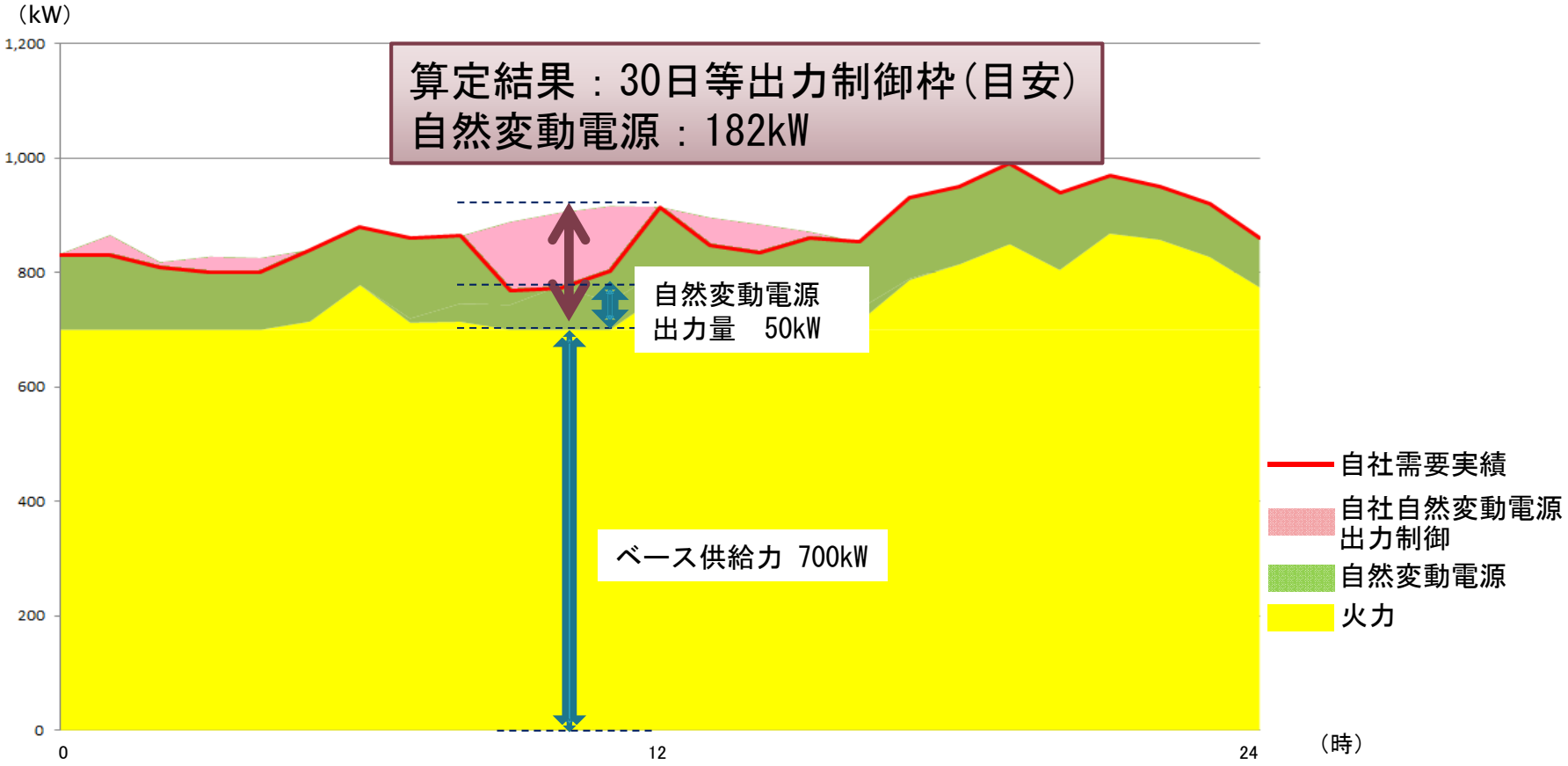
・既設発電機の運用下限出力は、(1,000kW＋880kW)×50%＝940kWに、周波数調整分として100kWを加え、1,040kWを運用下限値の目安としている。

・需要に応じて発電機2～5台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠（目安）の算定結果(南大東島)

需給バランスが厳しい断面
2016年12月30日（金）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（10時：10～11時）

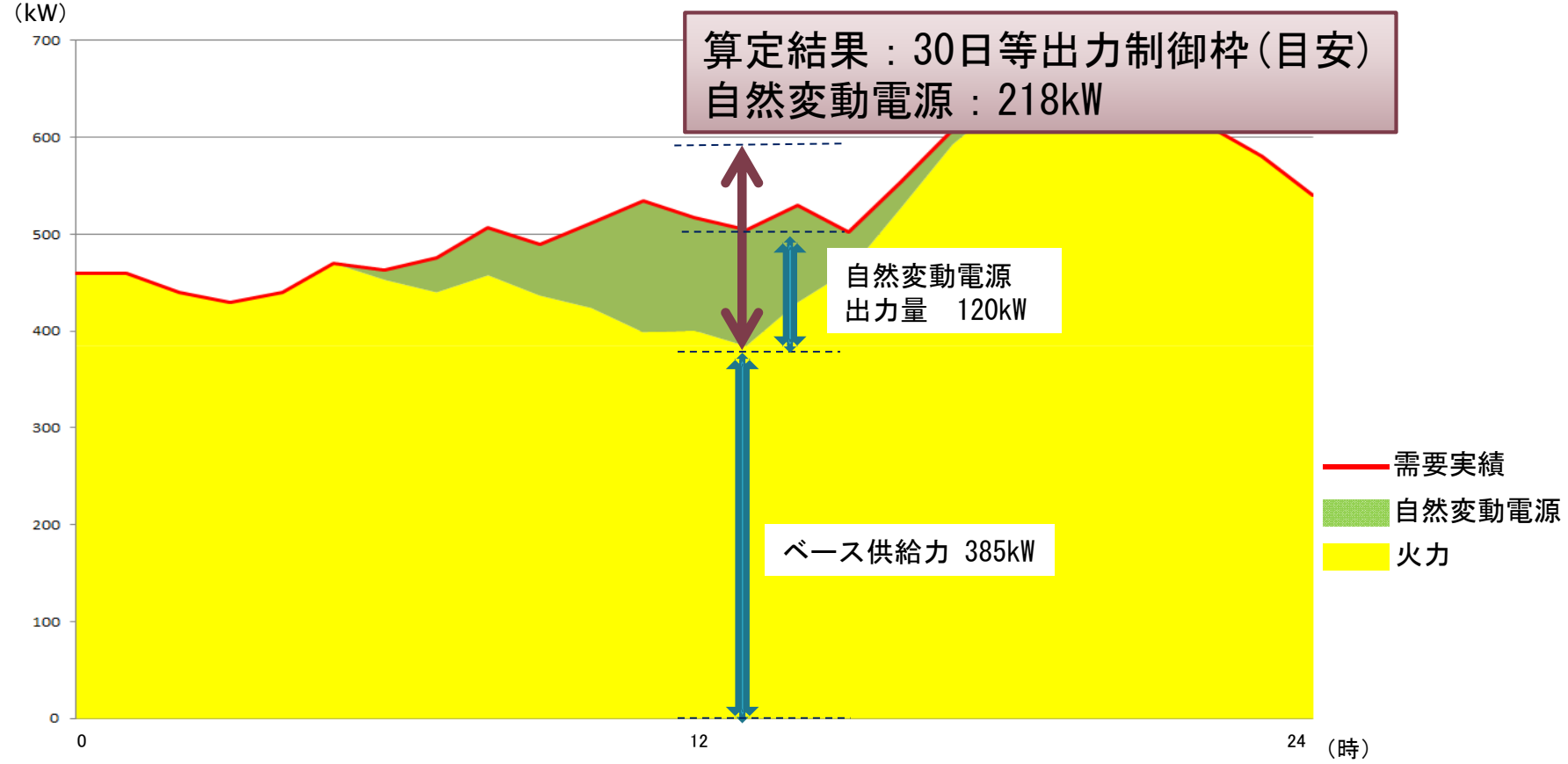


・既設発電機の運用下限出力は、(750kW＋500kW)×50%＝625kWに、周波数調整分として75kWを加え、700kWを運用下限値の目安としている。
・需要に応じて発電機2～5台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠（目安）の算定結果(北大東島)

需給バランスが厳しい断面
2016年5月5日（木）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（13時：12～13時）



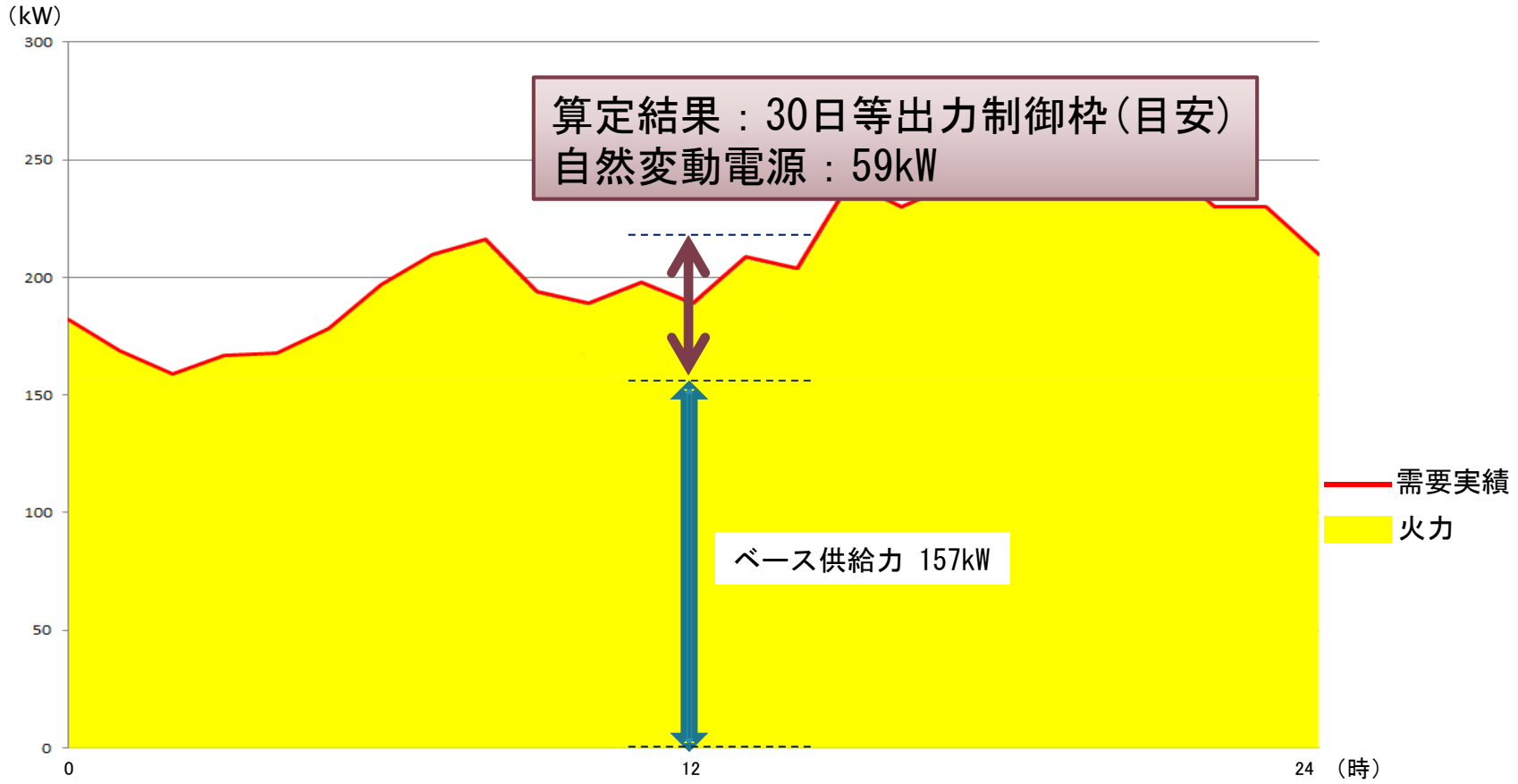
・既設発電機の運用下限出力は、（350kW＋350kW）×50%＝350kWに、周波数調整分として35kWを加え、385kWを運用下限値の目安としている。

・需要に応じて発電機2～6台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠（目安）の算定結果(渡名喜島)

需給バランスが厳しい断面
2017年1月26日（木）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（12時：11～12時）

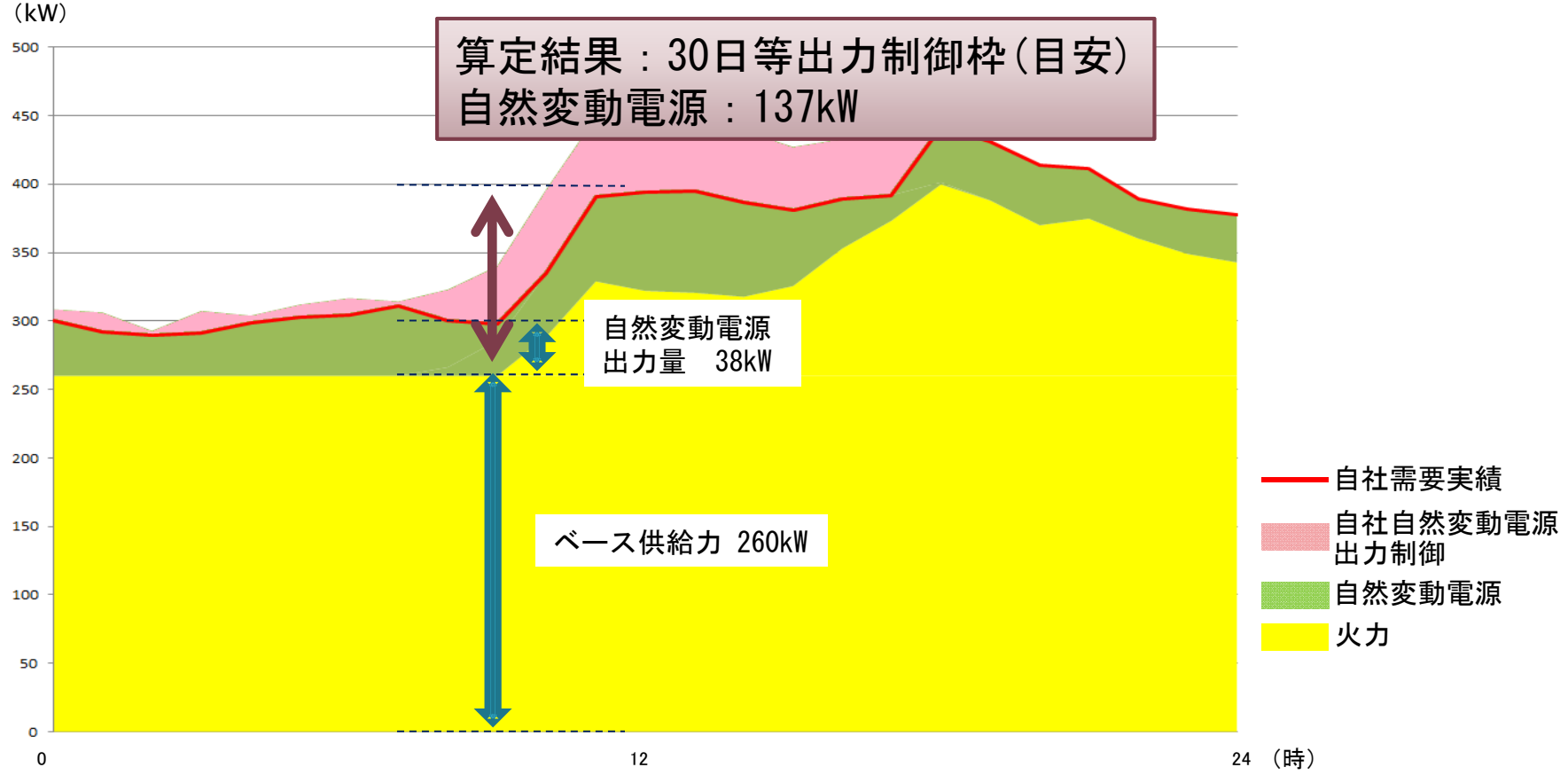


・既設発電機の運用下限出力は、(200kW＋75kW)×50%≒137kWに、周波数調整分として20kWを加え、157kWを運用下限値の目安としている。
・需要に応じて発電機2～5台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠（目安）の算定結果(粟国島)

需給バランスが厳しい断面
2017年1月1日（日）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（9時：8～9時）



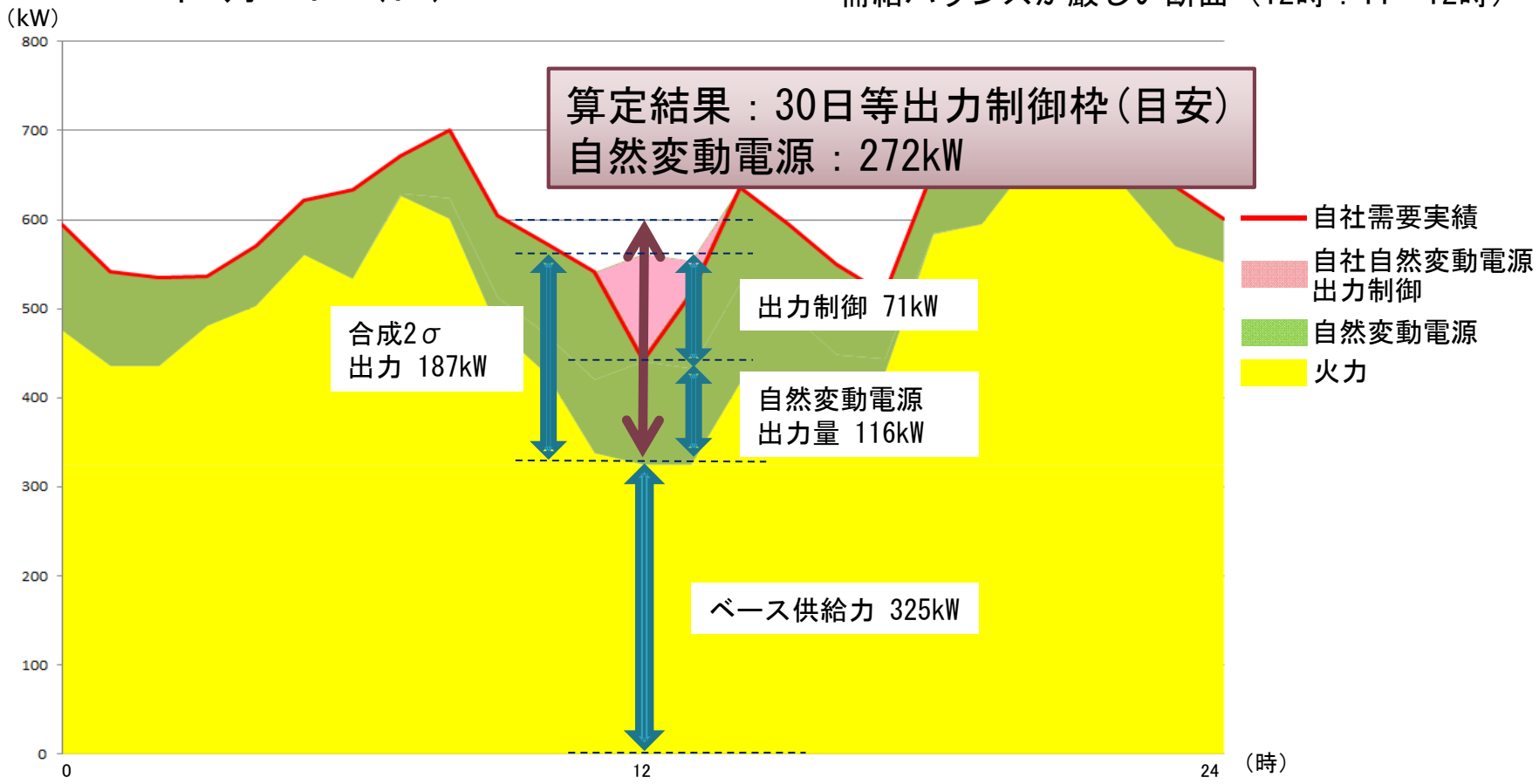
・既設発電機の運用下限出力は、(350kW＋100kW)×50%＝225kWに、周波数調整分として35kWを加え、260kWを運用下限値の目安としている。

・需要に応じて発電機2～5台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠（目安）の算定結果(多良間島)

需給バランスが厳しい断面
2017年1月29日（日）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（12時：11～12時）

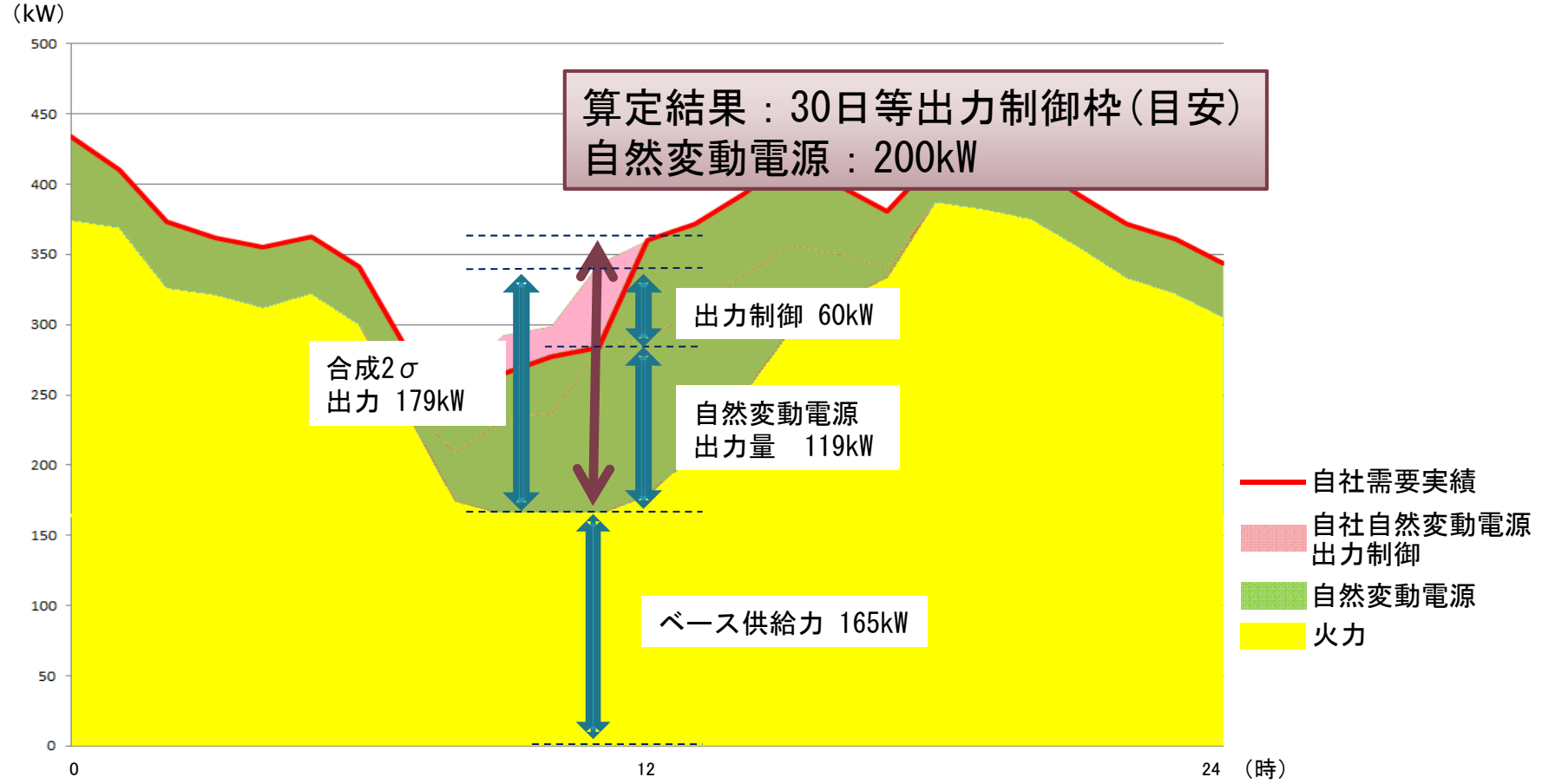


・既設発電機の運用下限出力は、(350kW＋230kW)×50%＝290kWに、周波数調整分として35kWを加え、325kWを運用下限値の目安としている。
・需要に応じて発電機2～5台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠（目安）の算定結果(波照間島)

需給バランスが厳しい断面
2016年11月13日（日）

※晴れの日のうち需要が低い
需給バランスが厳しい断面（11時：10～11時）



・既設発電機の運用下限出力は、150kW+150kW×50%＝150kWに、周波数調整分として15kWを加え、165kWを運用下限値の目安としている。

・需要に応じて発電機2～5台で運用している（全台GFの内１台をAFC）。

30日等出力制御枠および目安（年度算定値）の算定

○自然変動電源の申込および事前相談が30日等出力制御枠に近づいている与那国島系統については、出力制御する可能性があるため30日等出力制御枠とする。
　与那国島系統以外の数値は、系統接続問合せが少なく、30日等出力制御枠が変更となる可能性があることから、引き続き、30日等出力制御枠（目安）とする。系統への接続問合せが30日等出力制御枠（目安）に近づいたときに改めて30日等出力制御枠の公表を行う。

	旧 （簡易的な計算）	新 （系統WG算定方法）		備考 （増減理由）
与那国島系統	284kW	679kW	30日等 出力制御枠	系統WG算定方法 及び需要増加による増
南大東島系統	378kW	182kW	目安	発電機構成の変更による減
北大東島系統	227kW	218kW	目安	需要減少による減
渡名喜島系統	35kW	59kW	目安	系統WG算定方法による増
粟国島系統	157kW	137kW	目安	需要減少による減
多良間島系統	294kW	272kW	目安	需要減少による減
波照間島系統	150kW	200kW	目安	系統WG算定方法による増