

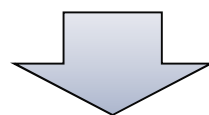
再生可能エネルギーの接続可能量（2015年度算定値）  
算定等の考え方について

平成27年10月9日  
東北電力株式会社



# 1. 背景

- 平成24年11月 風力発電を200万kW程度まで受付可能と公表
  - 連系線の活用による導入拡大見込み分の40万kWを含む
- 平成26年12月 太陽光発電の接続可能量を552万kWと算定
  - 算定にあたり、風力の導入見通しを200万kWとした
- 平成27年1月 FIT省令改正
  - 日数単位（年間30日）から時間単位（年間720時間）へ移行

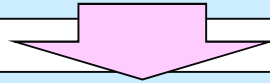


今回、FIT省令改正および太陽光発電の連系量増加に伴う需給バランスの変化を見込み、風力発電の接続可能量の算定を行う。また、2014年度の需要断面、再エネ出力実績を元に、太陽光発電の出力制御見通し等について算定を行う。

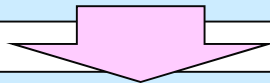


## 2. 接続可能量算定プロセスのフロー図

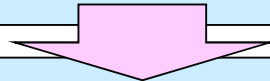
ステップ1：接続可能量算定の検討断面の設定



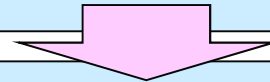
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



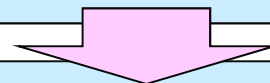
ステップ3：検討断面における出力の設定  
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



ステップ4：再エネ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,  
揚水運転, 再エネ出力抑制の反映等）

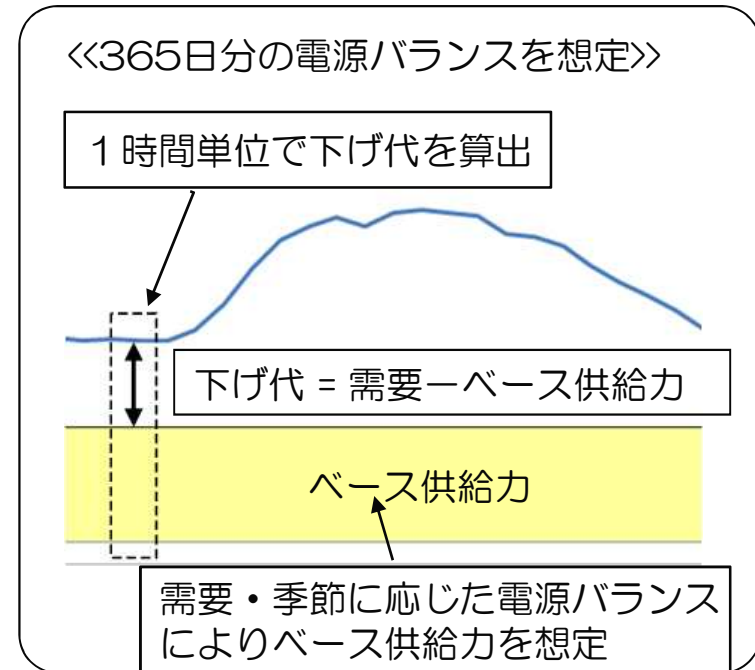
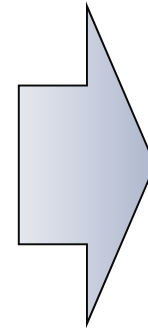
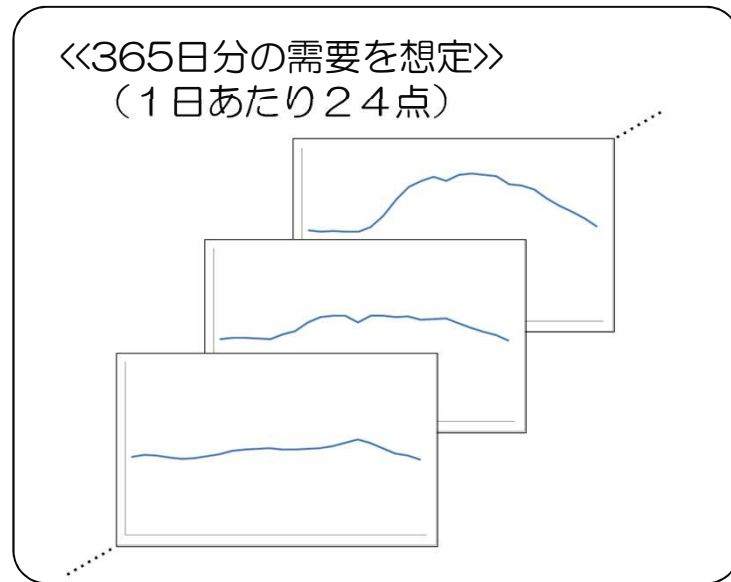


接続可能量(2015年度算定値)の算定



# STEP1：検討断面の設定

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



下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要  
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

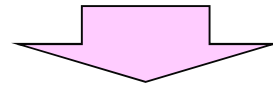


抑制日数（または抑制時間）により接続可能量を評価

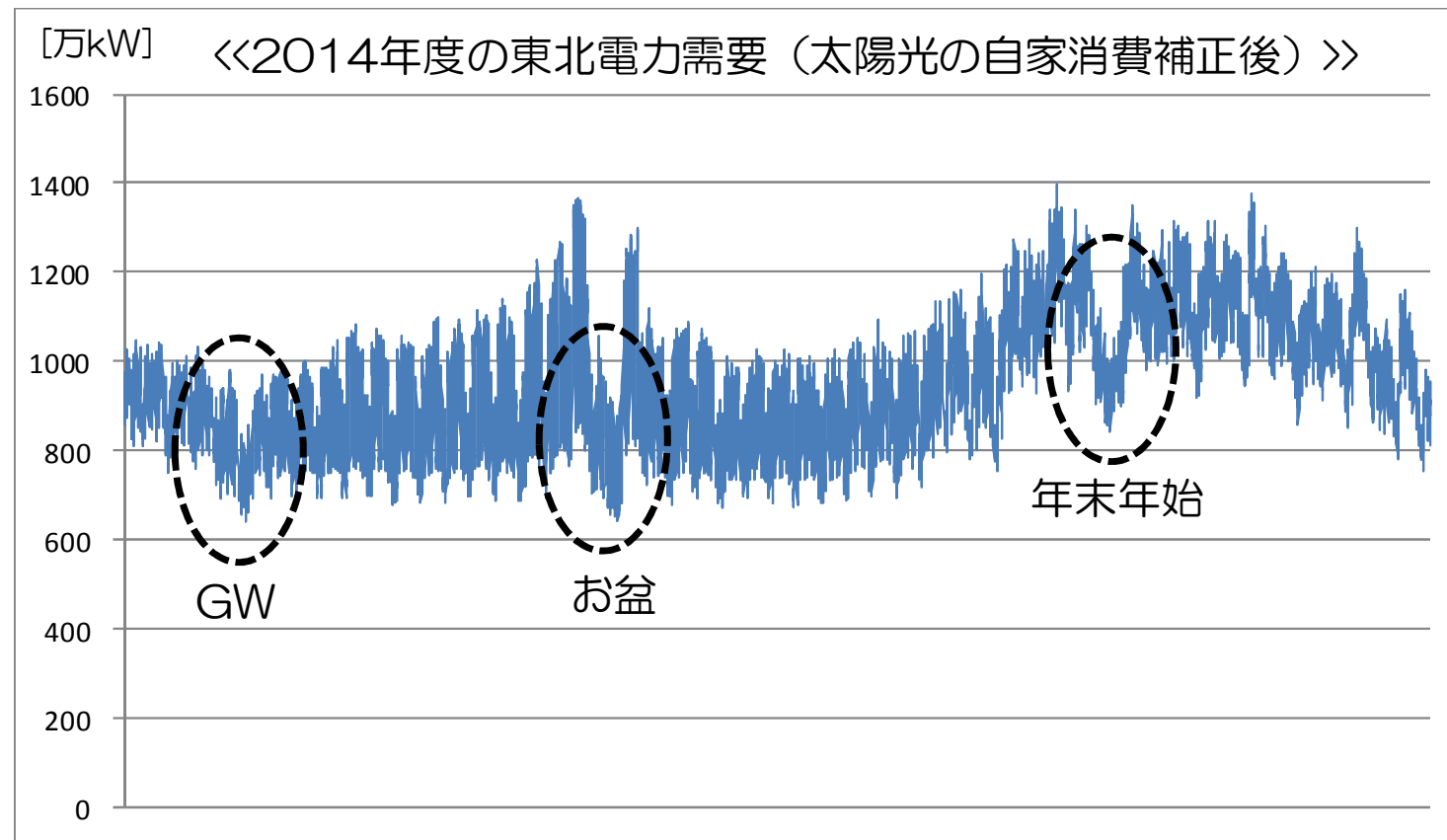


# STEP2：検討断面における需要想定の設定

固定価格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

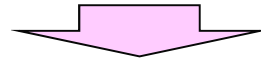


昨年度（2014年度）の自社需要実績（発電端）を用いる



# STEP3：検討断面における出力の設定（原子力）

安定供給のためには、ベースロード電源を一定量確保することが必要



原子力，一般水力，地熱については，長期的な傾向を反映することとし，震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔昭和56年度～平成22年度〕の設備利用率平均を用いる

原子力	
供給力（万kW）	※ 234.9
設備容量（万kW）	389.3
利用率（%）	69.8

設備一覧 [受電分]（万kW）	
東通	: 57.0
女川1	: 52.4
女川2	: 82.5
女川3	: 42.8
柏崎刈羽1	: 52.6
東海第二	: 21.1
大間	: 28.1
福島第二3	: 26.4
福島第二4	: 26.4

※ 福島第二は，東京電力の「新・総合特別事業計画」においても今後の扱いは未定としており，地元のご意向も踏まえて，接続可能量を算定する供給力には織り込んでいない。  
仮に稼働した場合には，連系線に新たな南向き空き容量を確保できるため，その分を活用すれば，接続可能量には影響しない。



# STEP3：検討断面における出力の設定（一般水力）

## ・5月の水力の最低供給力（万kW）

	流れ込み式	調整池式	貯水池式
最低供給力 (万kW)	73.9	108.3	7.5
設備容量 (万kW)	83.5※	223.5	12.0
利用率 (%)	88.5	48.5	62.5

平水ベースで想定  
調整池式および貯水池式は、池容量・貯水量を活用して、太陽光のピーク時に出力を最大限下げることが想定  
なお、貯水池式については、農業用水等に必要な責任放流量分の発電を出力として考慮

※平成27年5月時点の導入見込み量に修正

## ・月別の水力の最低供給力（万kW）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	69.1	73.9	60.2	56.4	46.0	42.7	44.6	50.4	45.5	31.8	28.7	39.1
調整池式	117.3	108.3	68.0	61.0	44.4	42.3	31.2	49.3	56.9	38.3	42.2	70.1
貯水池式	3.9	7.5	6.5	5.8	5.7	2.8	2.0	1.8	1.3	1.9	2.7	2.5
合計	190.3	189.7	134.7	123.2	96.1	87.8	77.8	101.5	103.7	72.0	73.6	111.7

4, 5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる



# STEP3：検討断面における出力の設定（地熱・バイオ）

地熱	
供給力（万kW）	20.2
設備容量（万kW）	31.2
利用率（%）	64.6

設備一覧 [受電分]（万kW）		
自社	葛根田	: 8.0
	上の岱	: 2.9
	澄川	: 5.0
	柳津西山	: 6.5
他社	松川	: 2.3
	鬼首	: 1.5
	設備認定済み※	: 5.0

バイオマス	
供給力（万kW）	22.7
設備容量（万kW）	79.4
利用率（%）	28.6

設備一覧 [受電分]（万kW）		
他社	17件	: 3.5
	連系承諾済み※	: 75.9

バイオマスの利用率は過去実績により想定  
（至近5カ年の平均値）

※平成27年5月末時点の導入見込み量に修正





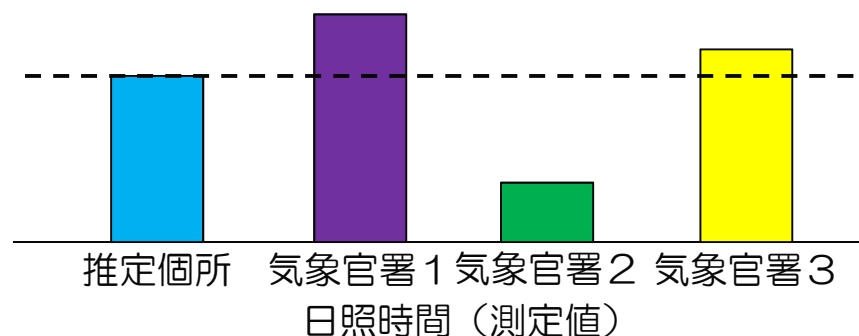
# STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

連系済みの太陽光の大部分は、低圧および高圧であり、発電出力の把握が困難  
（発電実績による想定は不可）

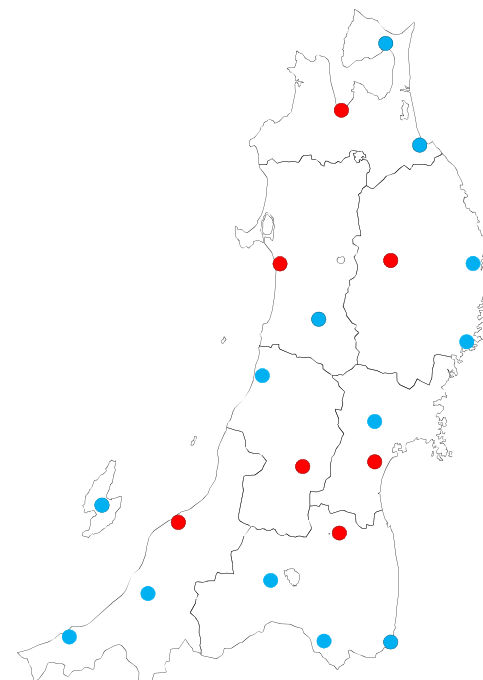
昨年度の検討では、PV300（試験設備：平成26年度までに撤去）の日射量から太陽光の出力を推定した。しかし、当社では、太陽光の面的な広がりを考慮した出力推定システムを開発しており、今年度の検討では、その推定結果を用いた。具体的には、日射量を測定している気象官署（県庁所在地7地点）測定結果と、PV300設置地点に準じた各県1～3個所の日照時間測定結果から日射量実績を次のとおり推定している。

- ①推定地点と事前に設定した気象官署※の日照時間実績の類似度を月ごとに算出。

※PV300のデータを元に、各推定個所ごとに日射量の相関が高い気象官署を最大3個所設定。



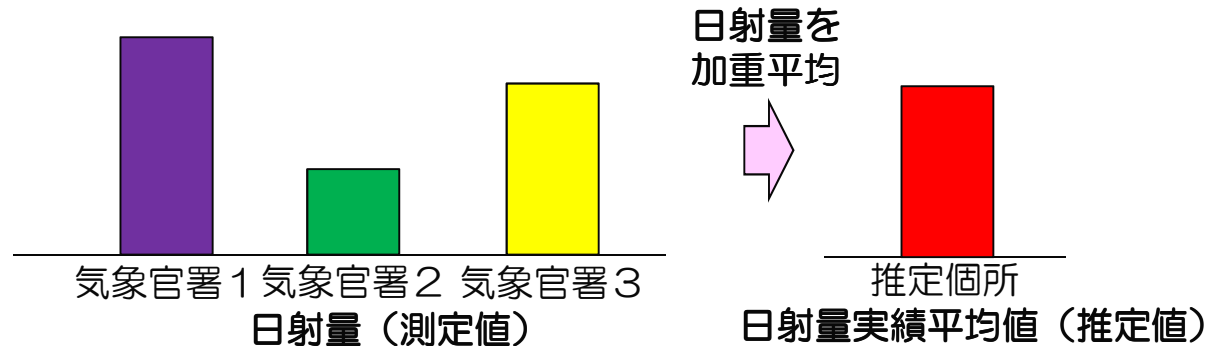
● 気象官署  
● 推定個所



# STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

p 10

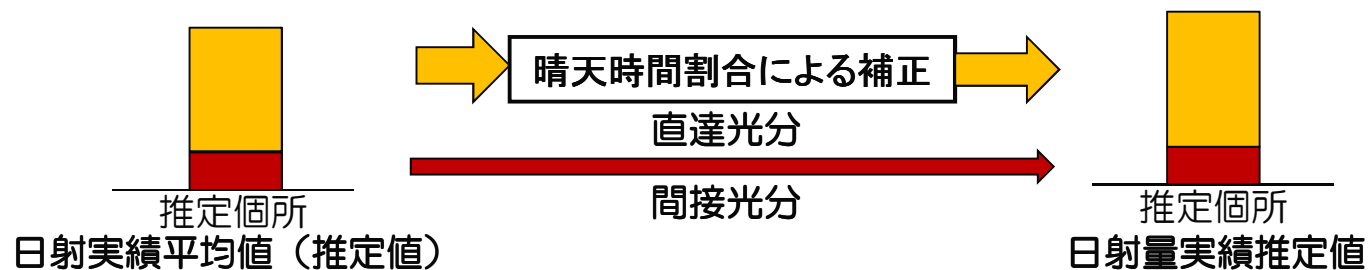
- ②二乗誤差より，気象官署の日射量を加重平均し推定地点の日射量実績平均値を算出。



- ③日射量実績平均値を直達光分と間接光分※に分け，直達光分を晴天時間割合で補正し，日射量実績推定値とした。

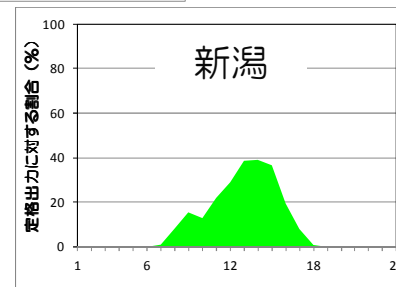
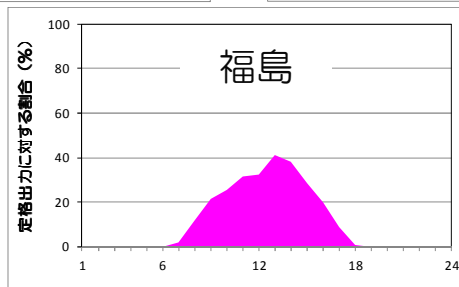
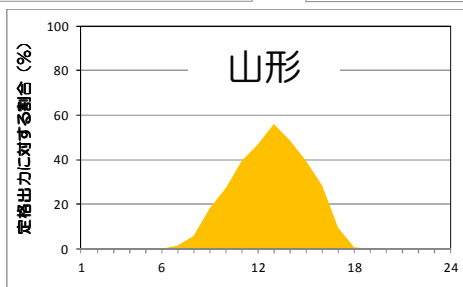
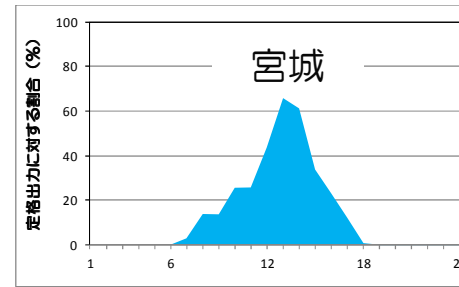
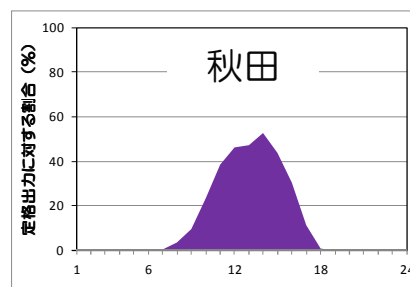
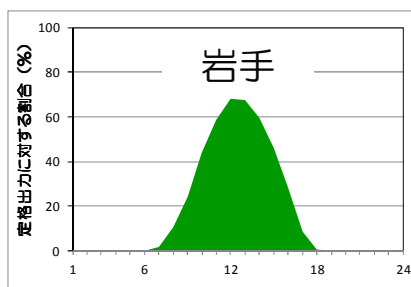
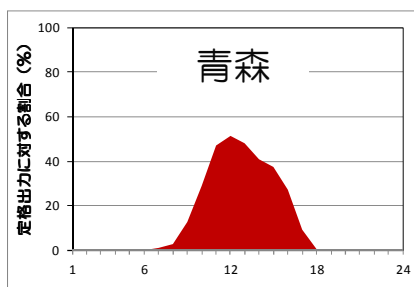
※直達光分：太陽の光球の範囲のみからの日射量。晴天時のみ測定される。

間接光分：太陽の光球以外の範囲からの日射量。晴天によらず測定される。

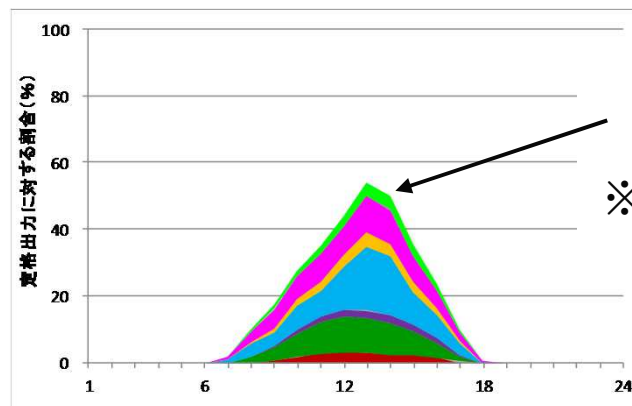
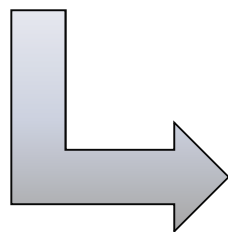


# STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定 - ある1日の出力想定例



東北7県への連系申込量の比率（H26.9末時点）により，各県の日射量に重み付けを行い，東北エリアにおける合成日射量を作成した



東北エリアの  
合計想定出力  
※365日分の波形  
を作成



## STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（風力）

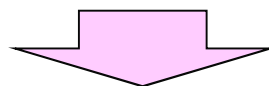
p 12

需要実績を使用する2014年度については、設備容量56.7万kW程度の風力発電設備の発電実績を蓄積

データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
既連系の風力	29サイト※	56.7※	2014年4月 ～2015年3月

※それぞれ2015年3月末時点の値となる。

2014年4月時点では、サイト数は25サイト、設備容量は48.4万kW



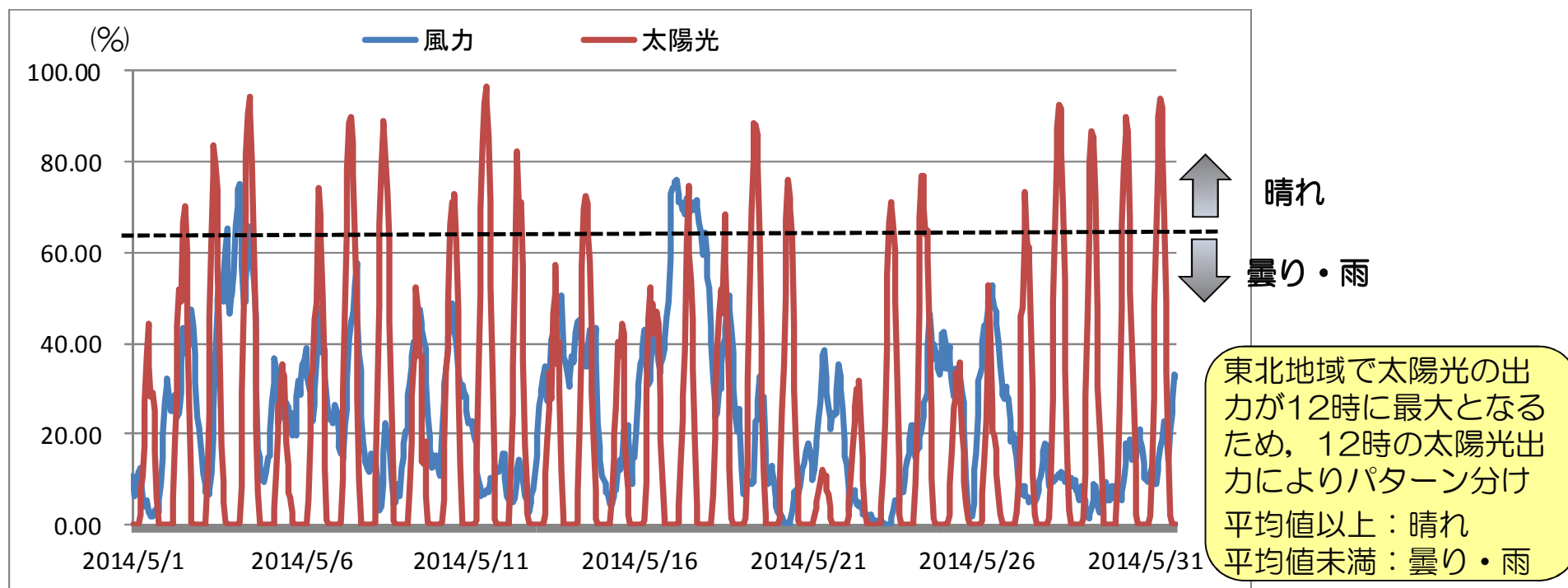
実績データを拡大することで、連系量増加時の出力を想定する



# STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定

- 風力・太陽光の出力特性は季節によって異なる ⇒ 月別に想定する
- 風力と太陽光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 ⇒ 風力と太陽光の合成出力を用い，再エネ発電出力を想定する

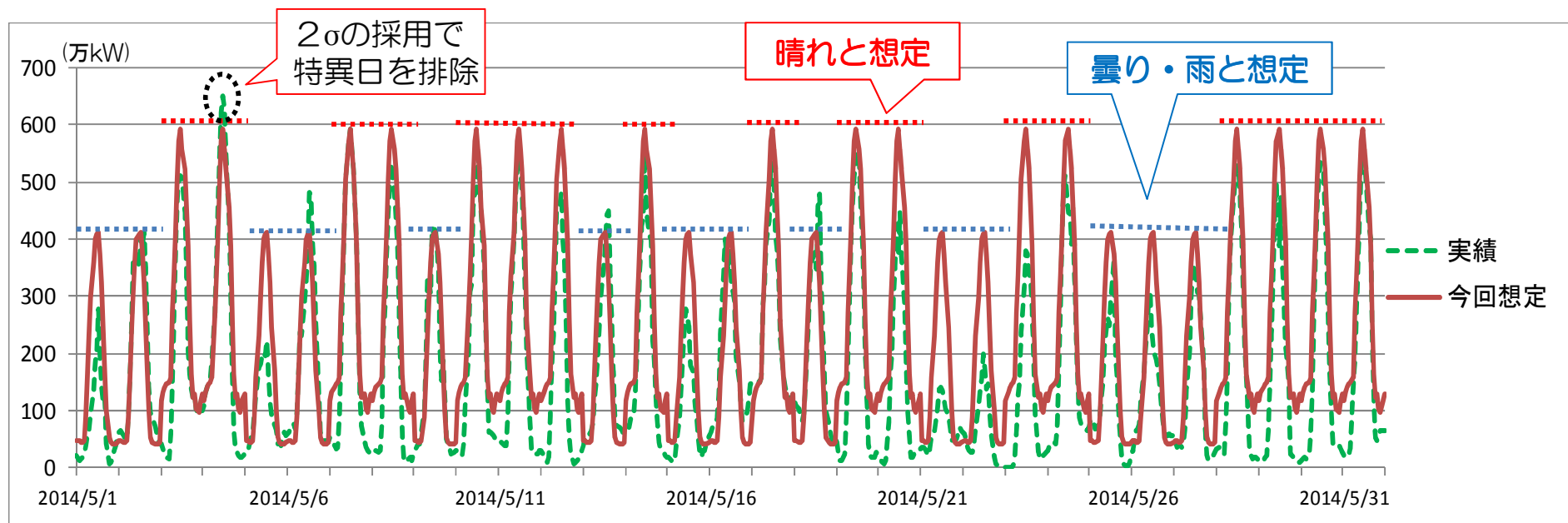
《風力・太陽光の定格出力に対する出力割合》



# STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定

- 晴れパターン：風力・太陽光の合成出力の月毎・時間毎の2σ相当値を採用
  - ✓ データ数は28~31点であるため，2番目に大きい値を2σ相当値として採用
  - ✓ 出水で余剰が多くなる5月では，2σ相当値に近い出力が10日程度発生
- 曇り・雨パターン：風力・太陽光の合成出力の月毎・時間毎の平均値を採用

《風力200万kW，太陽光552万kW時の再エネ合成出力想定》



# STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定

《風力200万kW，太陽光552万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
風力最大	84.2	76.0	66.5	72.9	63.1	58.5	74.5	71.7	80.9	89.0	83.3	85.0
風力2σ※	81.1	73.8	54.0	43.2	52.4	50.5	67.7	66.5	74.3	85.6	81.5	83.3
太陽光最大	92.8	96.5	94.2	93.8	83.0	77.0	69.7	53.6	46.0	47.2	62.2	85.0
太陽光2σ※	92.3	94.2	93.0	89.1	80.2	75.9	69.1	53.4	44.1	47.0	60.7	82.7
合成最大	79.0	86.5	73.9	69.1	66.0	64.0	57.9	50.5	45.2	53.2	63.7	80.5
合成2σ※	77.7	77.8	69.2	67.1	61.6	59.6	57.7	48.3	43.6	50.3	61.8	77.1
合成平均	58.2	53.8	46.4	45.5	39.1	44.6	38.8	29.4	29.2	35.7	39.1	48.2

※毎日の最大値の2σ値



# STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

火力発電については、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、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する

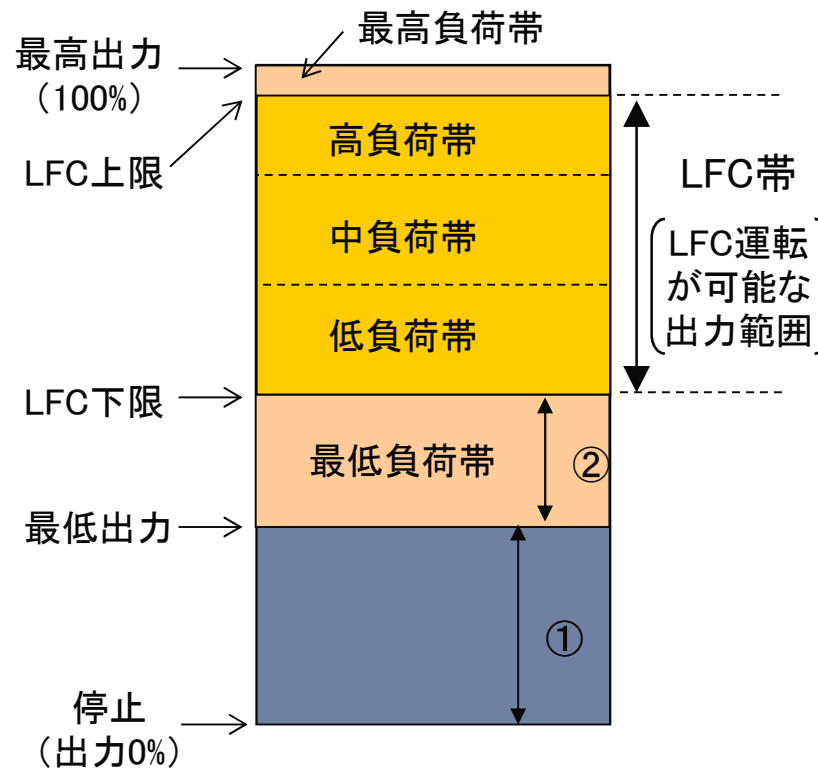
- ピーク時予備力8%を確保するのに必要な火力ユニットを並列
- 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の2%のLFC容量を確保
- LNGの最低消費制約を考慮
- 最低出力の運転制約を考慮

✓ DSS機以外の発電機は、機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力が低下できない (①)

DSS機：1日の中で起動停止が可能なよう特別な対策を行った火力発電機

✓ さらに、最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯 (①+②) まで出力を上昇させる必要がある





# STEP5：回避措置（揚水式水力の活用）

昨年の系統WGでの算定条件と同様，昼間帯に揚水のポンプ運転を行い，余剰電力を吸収する。1日のポンプ運転の可能時間を8時間として，昼間帯で8時間のポンプ運転が不要な場合は，深夜帯においても残時間はポンプ運転を行う，

- 半年以上の長期点検やトラブルリスクも考慮し，全3台中2台（※3）運転を前提とした揚水動力46万kWを考慮
- 第二沼沢発電所においては，下池（※1）の濁度の制約により揚水運転できない場合もあり，リスクを考慮する必要あり  
※1 下池は一般的なダム式水力と同じ構造
- 上池の容量には比較的余裕があるため，必ずしも，揚水した分をその日のうちに発電し，翌日に備える必要はなく，需給状況を見ながら，極力上池の水位を下げるように運用

揚水発電所		発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量※2 (万kWh)
第二 沼沢	1	23	23	3,413 [74時間分]
	2	23	23	
池尻川		(0.234※3)	(0.234※3)	(0.553)
下郷（電発）		25	25	335[13時間分]
合計		71	71	3,748

※2 揚水可能量：揚水動力換算値

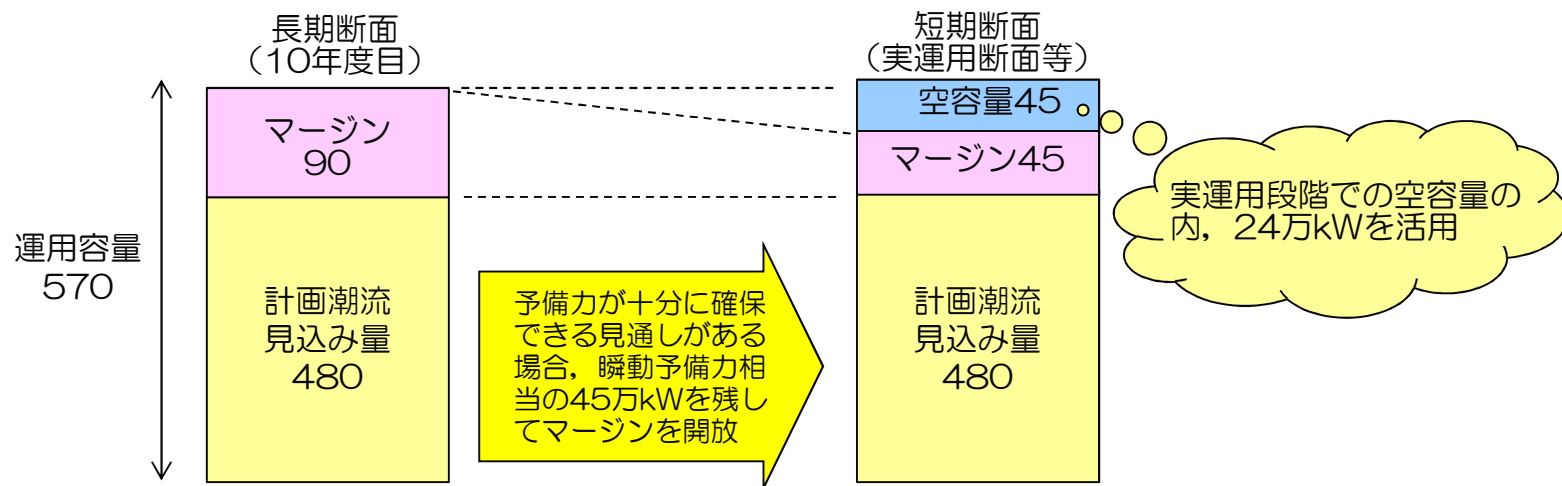
※3 池尻川は，農業用水の調整が中心の池運用となるため，需給バランスには計上できない



# STEP5：回避措置（連系線の活用）

- 将来断面における地域間連系線の活用については、再エネ余剰電力の発生時期・量や他の連系線利用を確定できないことから、現時点において、将来の活用量を確定できない。
- 一方、実需給に近づくとつれて、必要な予備力を十分に確保できる見通しがある場合には、長期断面で確保しているマージンの一部を開放しており、実運用断面では一定の活用を見込むことは可能と評価できる。
- このため、再エネを最大限接続する観点から、風力実証試験で計画していた24万kWを1日を通して活用することを想定する。

マージン開放による相馬双葉幹線の空容量増加イメージ（万kW）



# STEP5：風力・太陽光の出力制御

- 火力抑制，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，風力・太陽光の抑制制御を行う。
- 太陽光・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（以下，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，「新ルール」は720時間（風力）または360時間（太陽光）※に制限されている。※東北管内には新ルールの太陽光は連系されていない
- 再エネの出力抑制にあたっては、制御が必要となる時間帯に発電している事業者すべてを一括制御するのではなく，余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて各ルール間や風力・太陽光間の制御順位を切り替えることで，上記の制限を最大限活用する。
- 風力発電は場所によって風況が異なり，グループ別の出力制御は難しいため，全系一律の出力制御により，事業者間の公平性を担保する。
  - 旧ルールは前日指令で1日を通じて停止し，遠隔制御可能な新ルールは全系一律で上限制御するものとして算定する。
- 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，各ルール間や風力・太陽光間の公平性を踏まえて制御順位を調整する。



# 昨年の系統WGでの算定条件との比較

条件変更箇所

	昨年系統WGでの算定条件	今回の算定条件
需要断面	H25年度実績	H26年度実績
水力想定※	流れ込み式：66.9万kW(利用率88.5%) 調整池式：108.3万kW(利用率48.5%) 貯水池式：7.5万kW(利用率62.5%)	流れ込み式：73.9万kW(利用率88.5%) 調整池式：108.3万kW(利用率48.5%) 貯水池式：7.5万kW(利用率62.5%)
地熱想定	20.0万kW(利用率64.6%)	20.2万kW(利用率64.6%)
バイオマス想定	18.4万kW(利用率26.4%)	22.7万kW(利用率28.6%)
太陽光想定	H25 PV300測定結果を元に出力想定	H26の日射量，日照時間（アメダス）を元に出力想定
風力想定	H25実績を元に出力想定	H26実績を元に出力想定
原子力想定	7基（福二除く，利用率：69.8%）	
火力想定	最低出力の低い順に並列（5月：石炭は全機停止）	
揚水想定	第二沼沢2台のポンプ動力を計上 1日8時間活用（昼間帯の太陽光に優先使用）	
連系線期待	24万kW（24時間ベース送電）	

※水力想定出力は月ごとに異なるが，ここでは5月昼間の最低供給力と利用率を記載

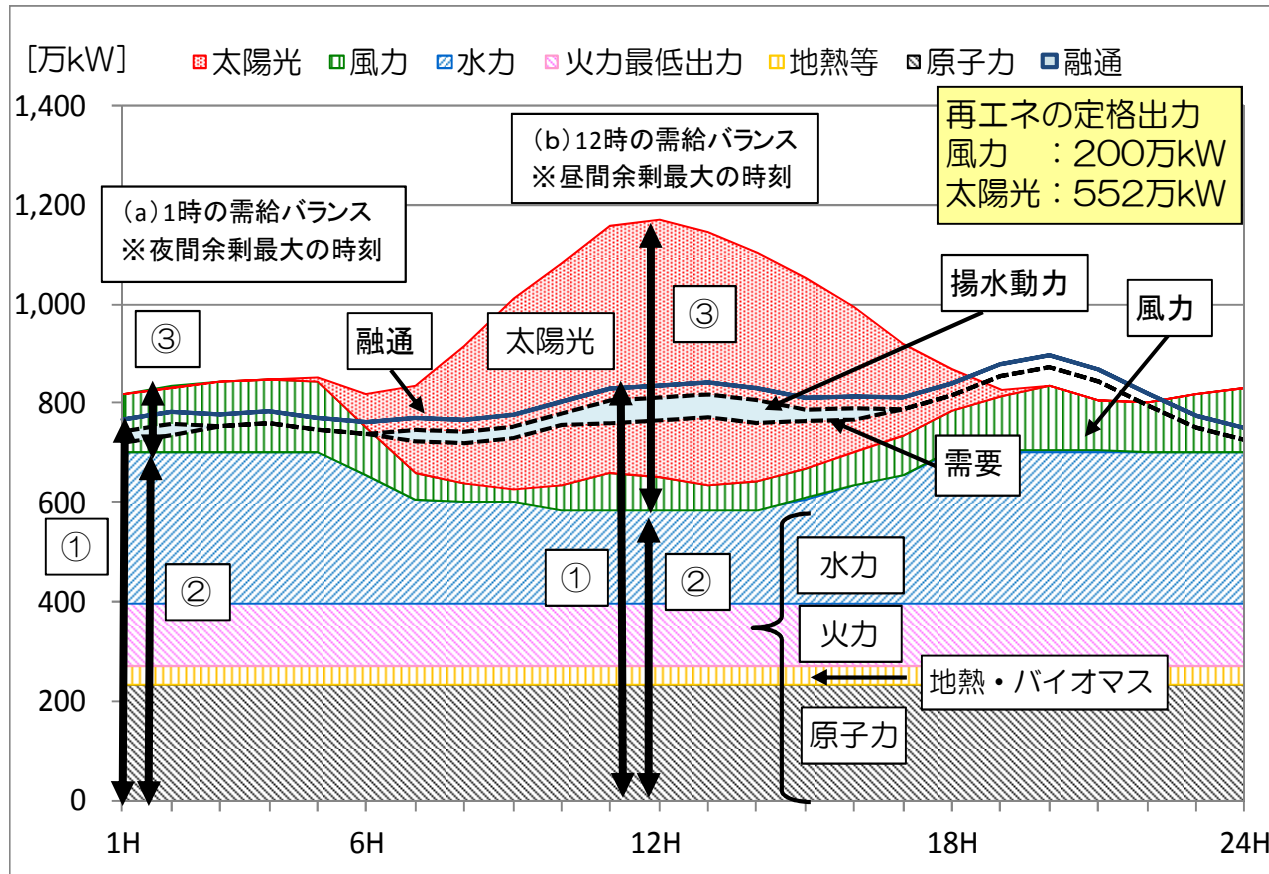


# 需給バランスのイメージ（最小需要断面）

- ✓ STEP1～STEP5に基づき，需給バランス（365日×24点）を作成し，太陽光，風力の導入量をパラメータとして評価

＜最小需要断面（2014年5月11日）における需給バランス＞

単位：万kW



	(a)1時	(b)12時
需要	720.0	765.3
揚水ポンプ	23.0	46.0
融通（連系線期待）	24.0	24.0
<b>①合計</b>	<b>767.0</b>	<b>835.3</b>

水力	304.2	189.7
火力	123.9	124.8
地熱、バイオマス	38.6	38.6
原子力	234.9	234.9
<b>②ベース供給力</b>	<b>701.6</b>	<b>588.0</b>

風力	118.8	64.9
太陽光	0	520.1
<b>③再エネ合成</b>	<b>118.8</b>	<b>585.0</b>

必要制御量 ②+③-①	53.4	337.7
----------------	------	-------



### 3. 接続可能量，制御見通し算定の考え方

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
- 風力の連系量は昨年度系統WGと同じく200万kWとして算定

#### (2) 風力の接続可能量（2015年度算定値，2014年度算定値）

- 2012年の接続可能量公表時からの算定条件変更を踏まえ算定
- 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（詳細は後述）
- 太陽光の連系量は，2014年度算定値である552万kWの連系を想定する

#### (3) 指定ルール事業者の制御見通し

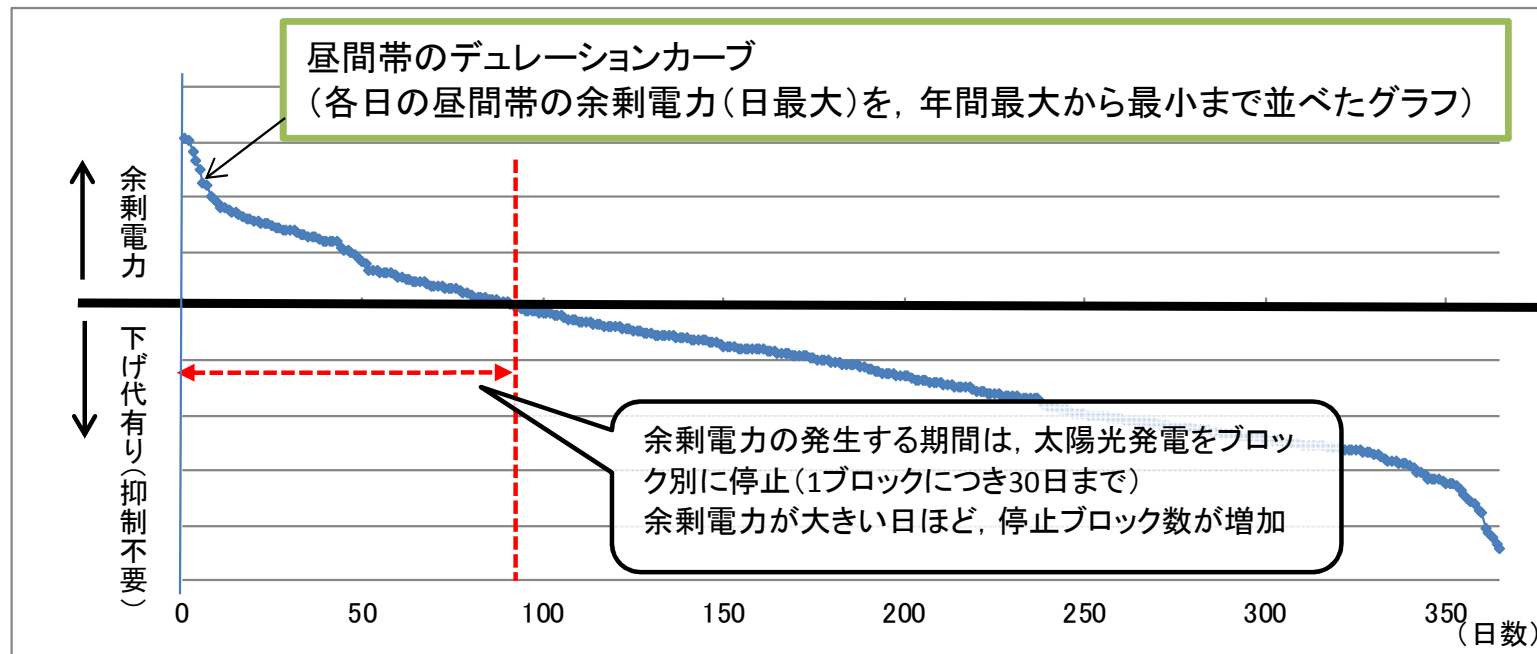
- 風力・太陽光それぞれについて，接続可能量を超過して申込があった場合の指定ルール事業者の制御量の見通しを算定





# (1) 太陽光発電の接続可能量の考え方

- 太陽光を複数のグループに分けて、昼間帯の余剰電力に対して必要なグループ数だけ出力を抑制を行い、各グループの抑制日数が30日に達する量を、太陽光の接続可能量と評価
- 算定に当たり、風力の連系量は既に受付を公表している200万kWに固定



# (参考) グループ分けによる出力抑制イメージ

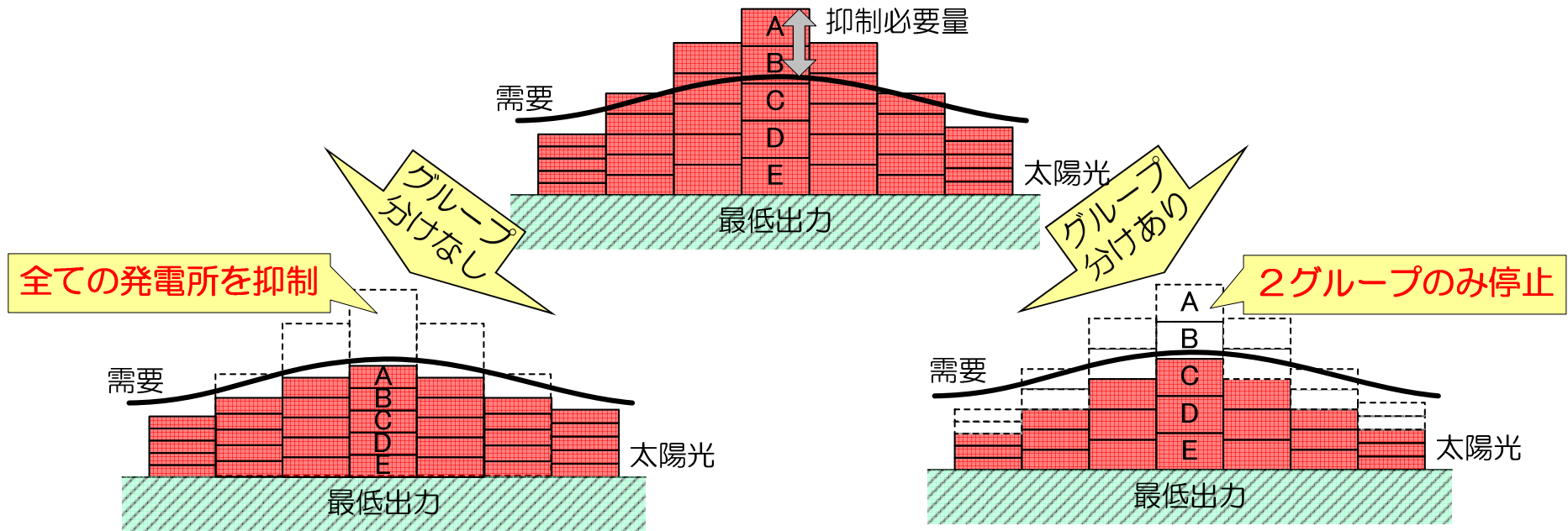
太陽光を複数のグループに分けて、必要なグループ数だけ出力を抑制

＜グループ分けなし＞

下げ代不足時、全ての P V 出力を抑制

＜グループ分けあり＞

グループ分けして管理し、下げ代不足時には、必要なグループ数だけ P V を停止



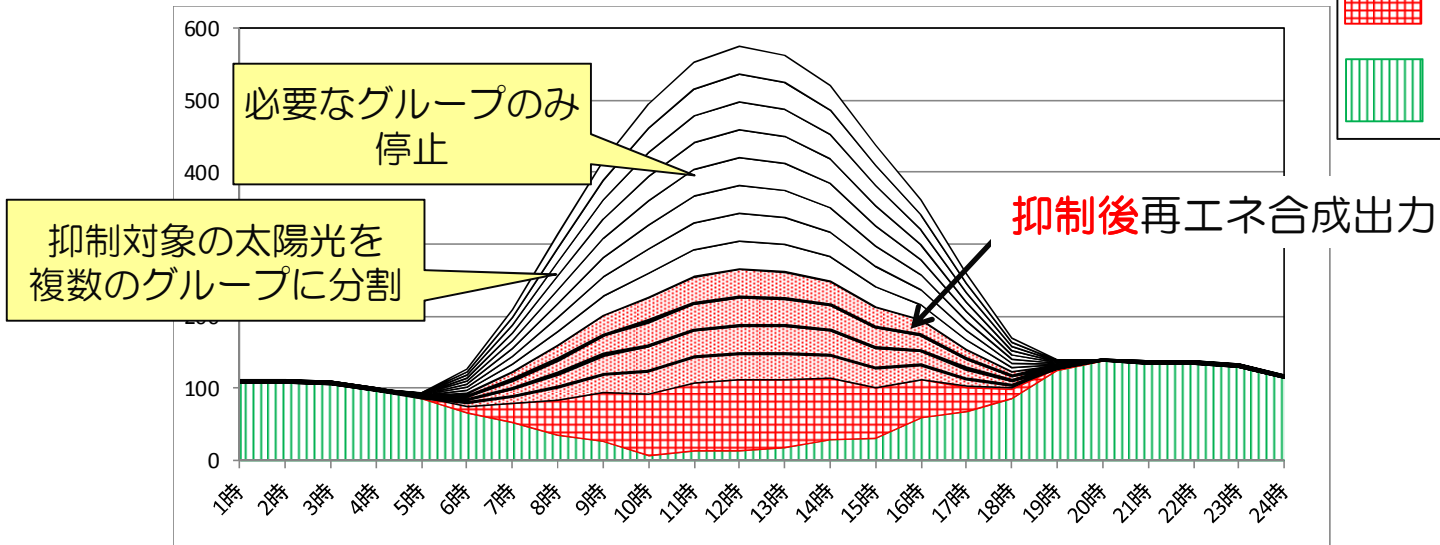
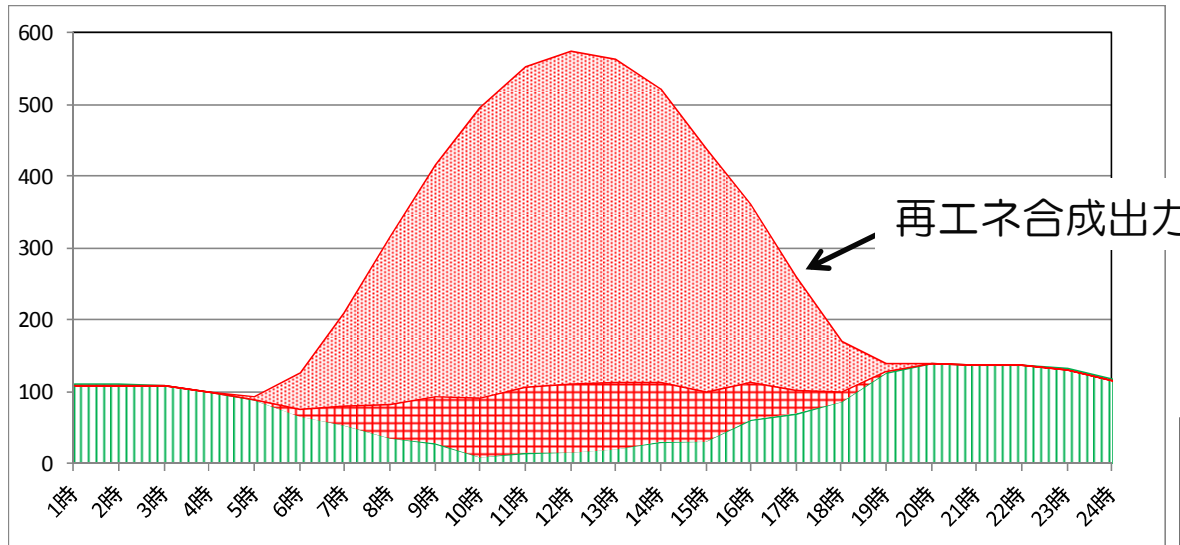
抑制の延べ日数と、各発電所の抑制日数は同じになる

停止したグループの発電所のみ抑制日数  
1日としてカウント  
⇒年間で抑制できる延べ日数を増やせる





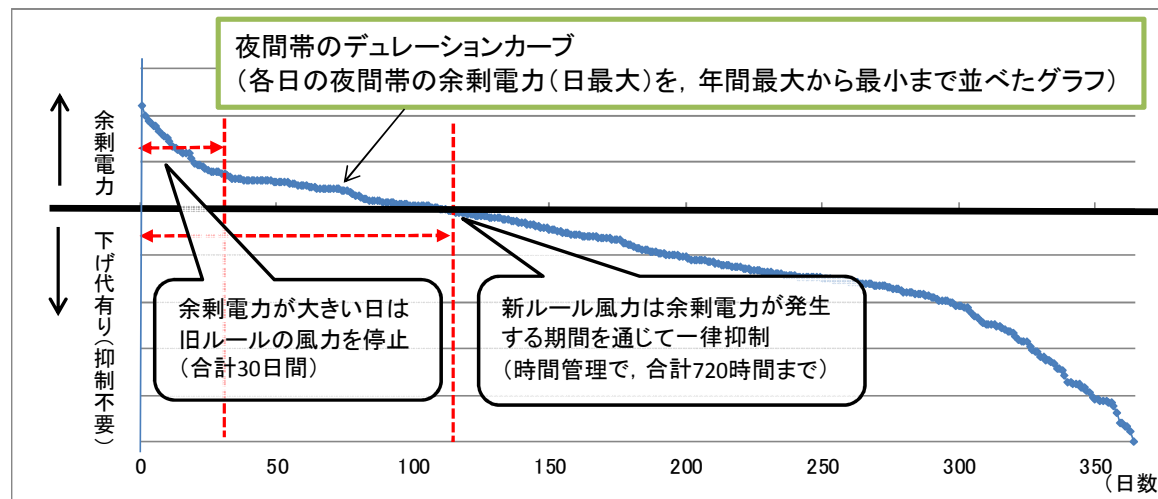
# (参考) グループ分けによる出力抑制イメージ



## (2) 風力発電の接続可能量の考え方

- 既に風力については、新・旧複数のルールで連系承諾している。今回、以下の①と②の2通りの考え方それぞれに対し、風力の接続可能量を評価する。算定に当り、太陽光の連系量は2014年度算定値である552万kWとする。

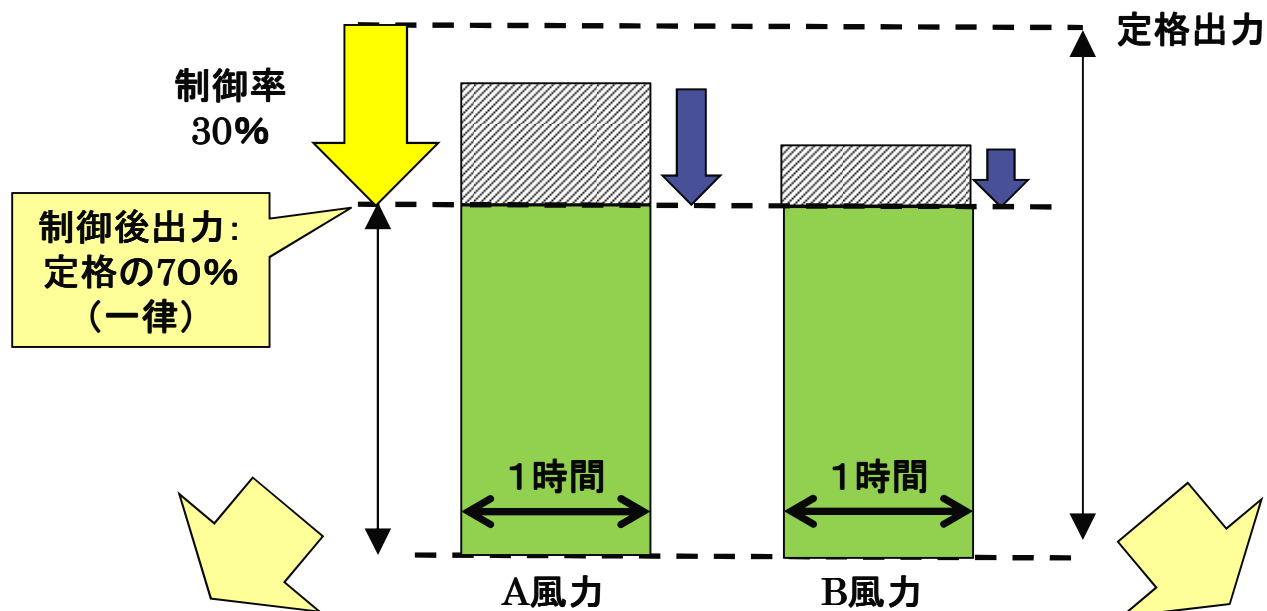
- ① 旧ルールで連系する設備は受付済の112万kWとし、1年の中で夜間帯の余剰電力量が多い日から30日間について出力制御を行う。  
その後、新ルールで連系する設備を増加させ、新ルールでの出力制御が720時間に達する量を新ルールによる追加接続可能量と評価
- ② 事務局から提示された「既存設備を含めた部分制御考慮時間管理」の考え方を  
用い、部分制御考慮時間（上限比率×抑制時間）の合計が720時間に達する量を接続可能量と評価



# 風力発電制御時の「部分制御考慮時間管理」の考え方

p 27

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エネルギーについても検討を行う。



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

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%）



### (3) 指定ルール事業者の出力制御見通しの考え方

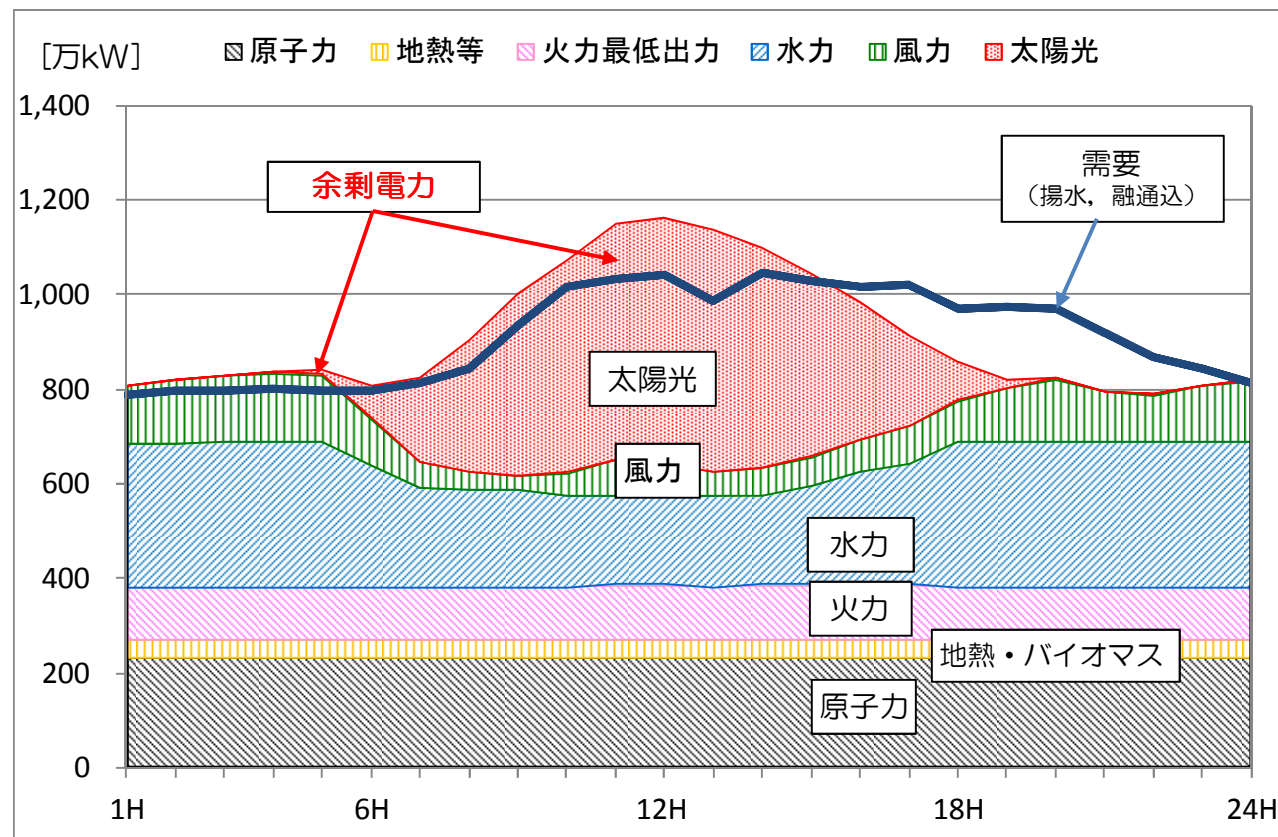
- 余剰電力の発生量が少ないうちは、「新・旧ルール」と「指定ルール」の事業者間の公平性に配慮して出力制御することも可能だが、余剰電力が拡大し、制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達するレベルになれば、「指定ルール」の事業者に対する制御方法を変える必要がある。
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達しない見込みである時は、「新・旧ルール」と「指定ルール」の事業者を極力公平に制御。
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達する見込みである時は、「新・旧ルール」の各事業者の制御日数（制御時間）を最大限活用することを前提として、「指定ルール」の事業者を必要に応じて制御。
- 「指定ルール」の事業者については風力・太陽光を区別せず、一律に必要な時間・量だけを制御する。
- 出力制御見通しは、以下の2種類の方式に対して実施する。
  - 実績ベース方式（過去3年分）：需要や日射量，風力出力の実績を用いて算定
  - 合成2 $\sigma$ 方式（単年度分）：  
需要は実績を用い，再エネ出力は「晴」の日は月間合成2 $\sigma$ 相当，「曇天または雨」の日は月間合成平均出力を適用して算定



# 新・旧ルールのお出力制御のイメージ（制御前）

- 「新・旧ルール」の出力制御について制御前後の需給バランスのイメージを示す。
  - ✓ 始めに「指定ルール」連系前の状況について、「新・旧ルール」の制御イメージを説明する。

＜5月平日断面における需給バランス：「新・旧ルール」のみ発電時＞



風力 : 200万kW  
太陽光 : 552万kW

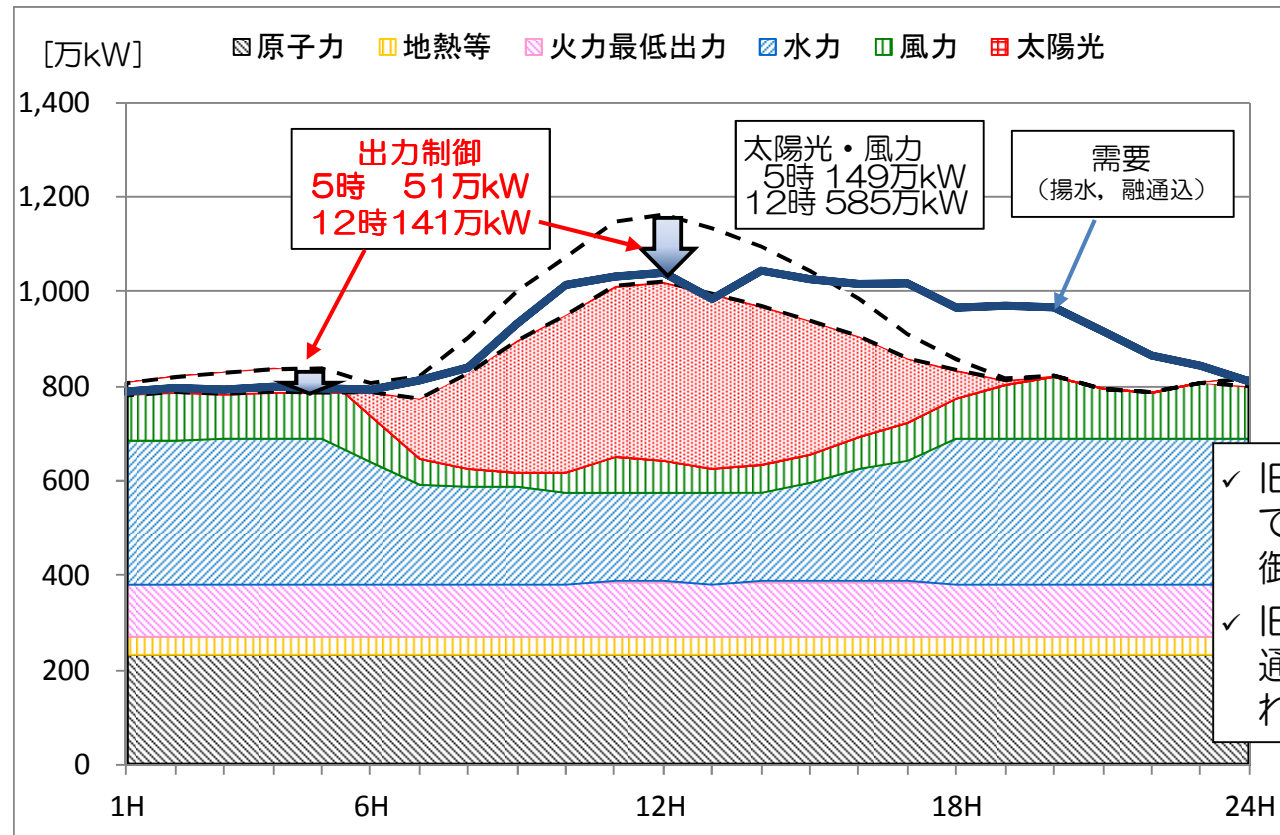
※2σベースの想定出力



# 新・旧ルールのお出力制御のイメージ（制御後）

- 旧ルールの風力・太陽光，新ルール風力の制御実施後は下図のとおりとなる。
  - ✓ 予想される余剰電力に応じて，運用実績に応じて対象日や対象グループ数を調整しながら，旧ルールの事業者の制御日数が30日，新ルールの事業者の制御時間が720時間（風力）になるようにする。

＜5月平日断面における需給バランス：「新・旧ルール」制御後＞



風力 : 200万kW  
 太陽光 : 552万kW

※2σベースの想定出力

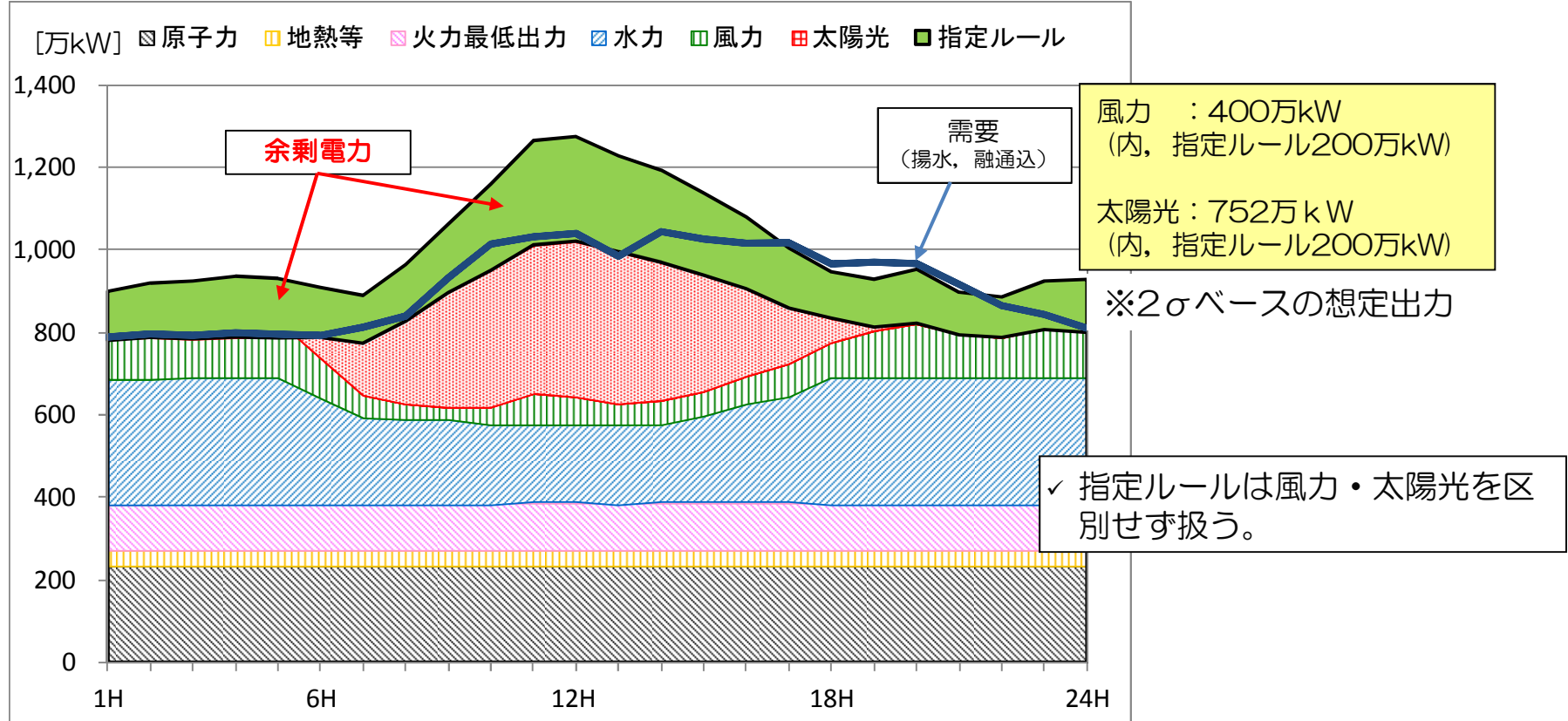
- ✓ 旧ルール太陽光はグループ単位で1日停止するため，朝，夕の制御量は必要量より多くなる。
- ✓ 旧ルール風力の制御日は，1日を通じて必要量より多めに制御される。

# 指定ルールのお出力制御のイメージ（制御前）

- 「新・旧ルール」の風力・太陽光を出力制御した状態で、「指定ルール」で風力・太陽光を連系拡大すると、昼夜を通じて余剰電力が発生。
  - ✓ 指定ルールで風力・太陽光をそれぞれ200万kW接続するものと想定

＜5月平日断面における需給バランス＞

「新・旧ルール」制御後，「指定ルール」制御前＞

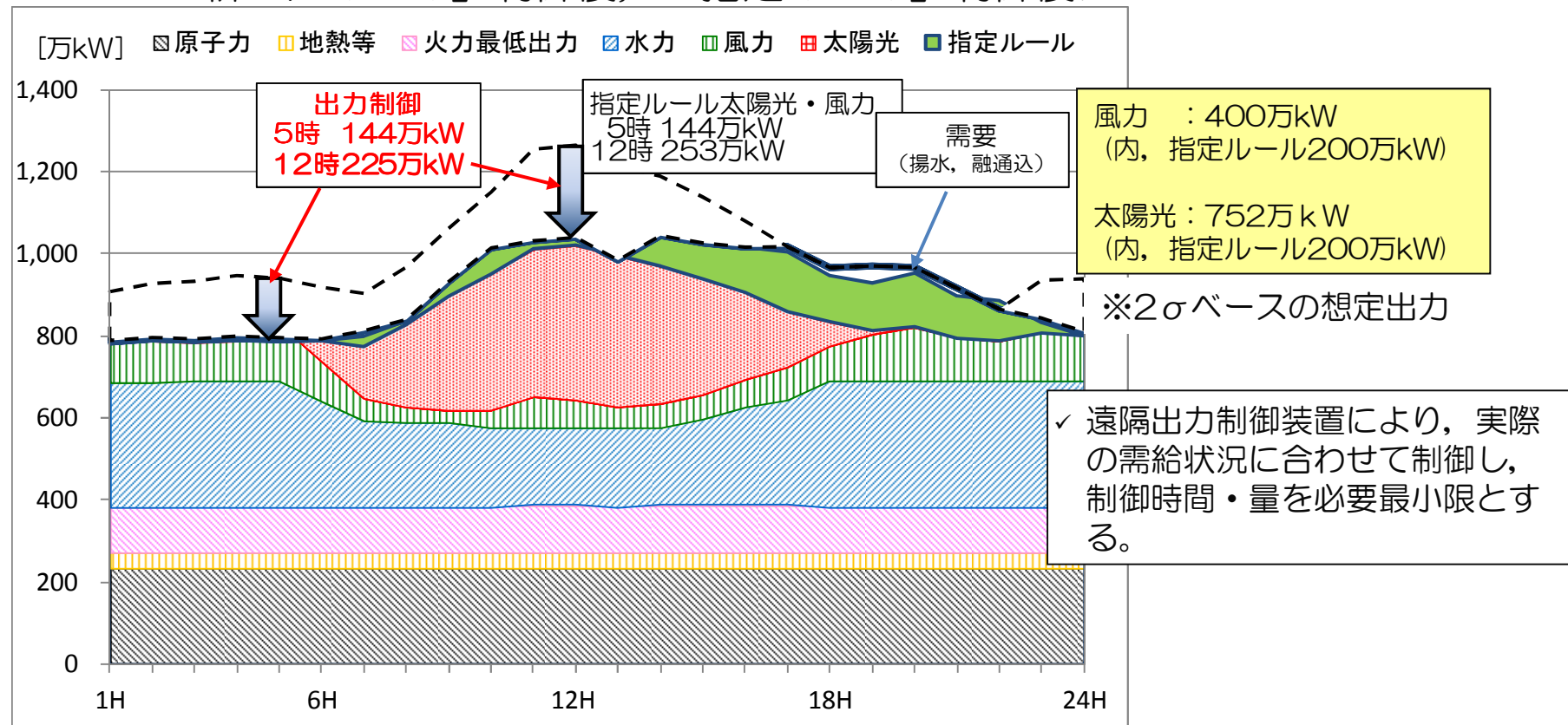




# 指定ルールのお出力制御のイメージ（制御後）

- 「指定ルール」で連系する風力・太陽光の出力制御を考慮
  - ✓ 必要な時間に、必要な量だけ一律で制御。指定ルールでは風力・太陽光間で優先順位は設定しない。

＜5月平日断面における需給バランス：「新・旧ルール」制御後、「指定ルール」制御後＞





# (参考) 「指定ルール」に対する出力制御のイメージ

