

再生可能エネルギーの接続可能量  
(2016年度算定値)等の算定結果について

平成28年11月25日  
東北電力株式会社



# 1. 今年度の算定項目

今年度の算定項目は以下のとおり。

## (1) 風力・太陽光の2016年度算定値

- 2015年度のエリア需要実績等に基づき算定
- 風力の2016年度算定値の算定において、太陽光の連系量は552万kW（太陽光の30日等出力制御枠）に固定
- 太陽光の2016年度算定値の算定において、風力の連系量は251万kW（風力の30日等出力制御枠）に固定

## (2) 指定ルール事業者の出力制御見直し

- 風力・太陽光それぞれについて、30日等出力制御枠を超過して申込があった場合の指定ルール事業者の出力制御見直しを算定



## 2. 算定条件の一覧表

	2015年度算定値の算定条件	2016年度算定値の算定条件
需要断面※1	2014年度自社実績（最小需要765万kW）	2015年度エリア実績（最小需要761万kW）
太陽光想定	2014年度の日射量想定を基に出力想定	2015年度の日射量想定を元に出力想定
風力想定	2014年度実績を元に出力想定	2015年度実績を元に出力想定
バイオマス 想定	22.7万kW （設備容量79.6万kW × 利用率28.6%）	26.1万kW （設備容量104.0万kW × 利用率25.1%）
地熱想定	20.2万kW （設備容量31.2万kW × 利用率64.6%）	17.9万kW （設備容量27.7万kW × 利用率64.6%）
水力想定※2	流れ込み式：73.9万kW （設備容量83.5万kW × 利用率88.5%）	流れ込み式：76.2万kW （設備容量86.1万kW × 利用率88.5%）
	調整池式：108.3万kW（設備容量223.5万kW × 利用率48.5%）	
	貯水池式：7.5万kW（設備容量12.0万kW × 利用率62.5%）	
原子力想定	234.9万kW（福二を除く7基の当社受電分336.5万kW × 利用率69.8%）	
火力想定	安定供給に必要な調整力を確保した上で、可能な限り停止（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：1日8時間活用	
連系線期待	24万kW（24時間ベース送電）	

※1 最小需要は昼間帯の余剰電力最大時の値を記載

※2 5月昼間の最低供給力と利用率を記載

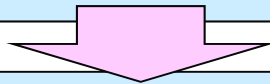


### 3. 2016年度算定値 算定プロセスのフロー図

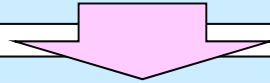
ステップ1：2016年度算定値の検討断面の設定



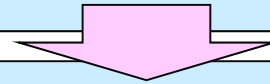
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



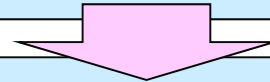
ステップ3：検討断面における出力の設定  
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



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, 再エネ出力制御の反映等）



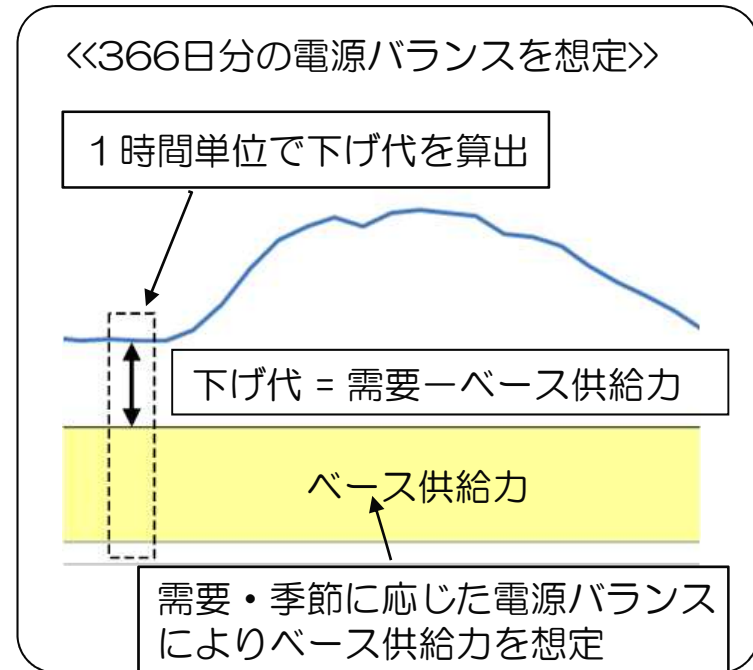
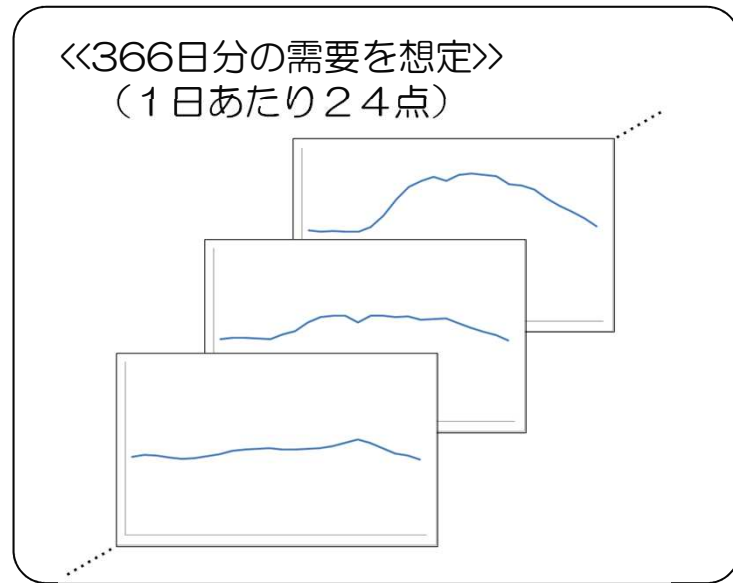
2016年度算定値の算定



### 3. 算定プロセス

#### STEP1：検討断面の設定

1年間（24時間×366日＝8,784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）

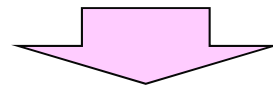
抑制日数（または抑制時間）により2016年度算定値を算定



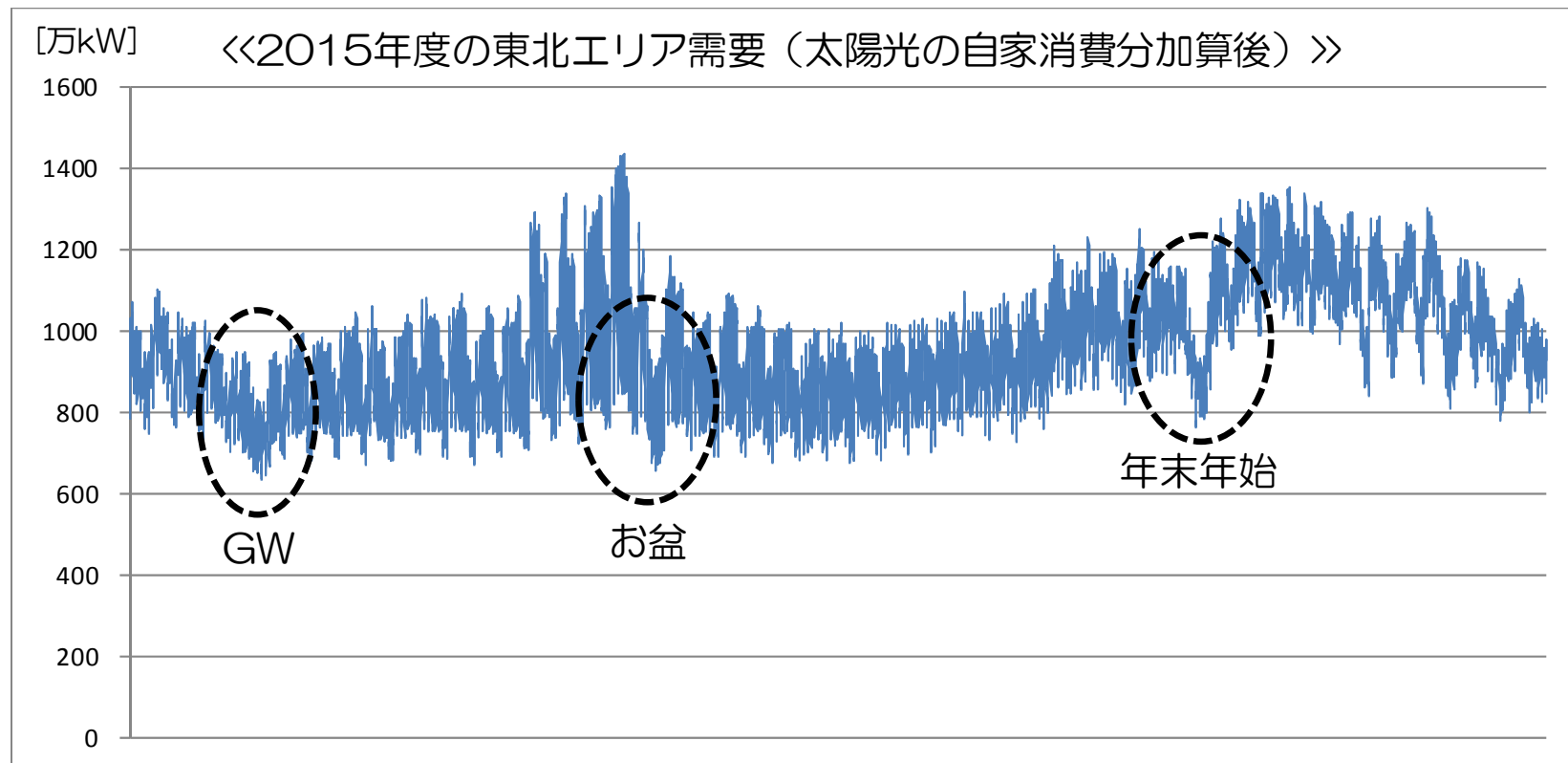
### 3. 算定プロセス

#### 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



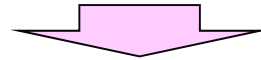
昨年度（2015年度）のエリア需要実績（発電端）を使用



### 3. 算定プロセス

#### 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。



### 3. 算定プロセス

#### 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)	76.2	108.3	7.5
設備容量 (万kW)	86.1※	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を想定  
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

※将来連系分として、平成28年6月末時点の水力の設備認定量（新規認定分）を加算

##### ・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	70.8	76.2	62.5	58.5	47.3	45.5	45.5	52.0	46.7	33.0	30.0	40.6
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	192.0	191.9	137.0	125.3	97.4	90.6	78.7	103.2	104.9	73.2	74.8	113.3

4, 5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる





### 3. 算定プロセス

#### STEP3：検討断面における出力の設定（地熱）

- 地熱については、柳津西山地熱発電所が蒸気量減少による出力変更（6.5万kW→3.0万kW）を予定しているため、検討断面における設備容量を変更。
- 将来連系分として、平成28年6月末時点の地熱の設備認定量（新規認定分）を加算

地熱	
供給力（万kW）	17.9
設備容量（万kW）	27.7
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 : 3.0
他社	松川 : 2.3
	鬼首 : 1.5
	設備認定済み : 5.0



### 3. 算定プロセス

#### STEP3：検討断面における出力の設定（バイオマス）

- 将来連系分として、平成28年8月末時点の導入見込み設備（連系承諾済）を織り込む。
- 既連系設備の利用率は、至近の実績利用率を用いる。稼動前設備の利用率は、80%※1と想定する。
- 地域資源バイオマスで抑制困難と想定される発電所のみを供給力として計上し、その他のバイオマスは利用率0%として算定する。

	区分	供給力 (万kW)	設備容量 (万kW)	利用率 (%)
地域資源 バイオマスで 抑制困難なもの	既連系設備	9.6	16.3	58.9
	導入見込み 設備	16.5	20.7	80.0※1
その他バイオマス※2		0	67.0	0
	合計	26.1	104.0	25.1

※1 コスト等検証委員会報告書（平成23年12月19日）の値を使用。

※2 化石燃料を主燃料とする大型バイオマスは火力発電として整理し、バイオマスの設備容量には含めない。



### 3. 算定プロセス

#### STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（風力）

- 2015年度は，設備容量で約65.4万kW分の風力発電設備の発電実績を蓄積
- 既連系設備の実績データを拡大することで，連系量増加時の合成想定出力を作成

データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	32サイト※	65.4※	2015年4月 ～2016年3月

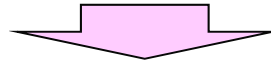
※2016年3月末時点の値



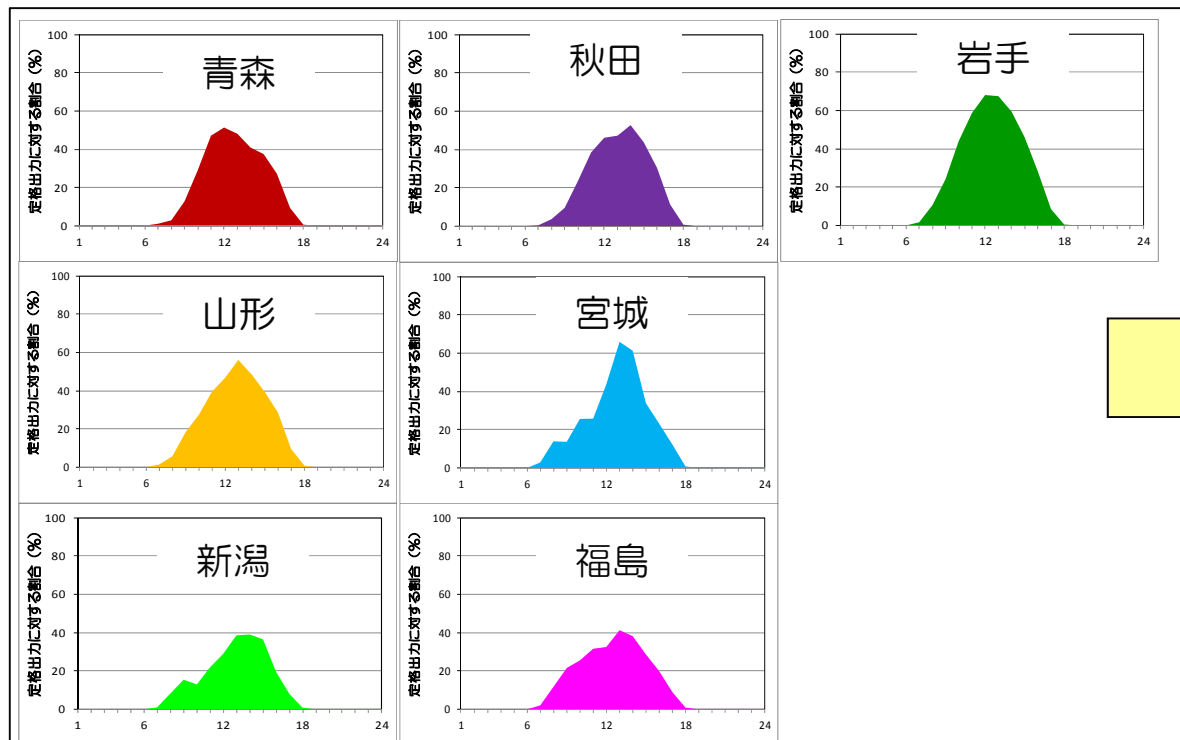
### 3. 算定プロセス

#### STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

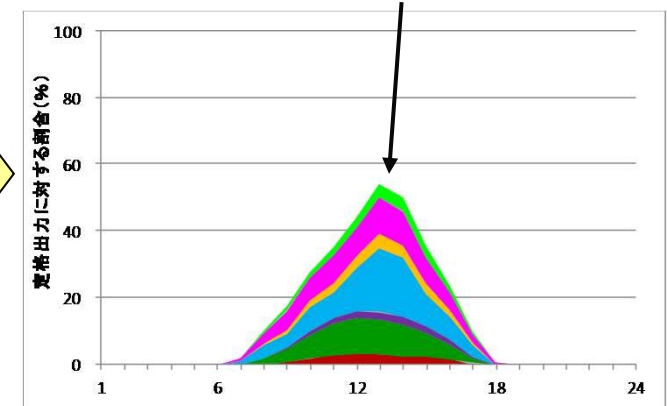
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



- 2015年度における気象官署（県庁所在地7地点）の日射量測定結果，各県1～3個所の日照時間測定結果を用いて，県ごとの日射量実績を推定
- 県ごとの太陽光の連系量（H28年3月実績）により，各県の日射量に重み付けを行い，連系量増加時における太陽光の合計想定出力を作成



東北エリアの  
合計想定出力  
※1年分の波形を作成

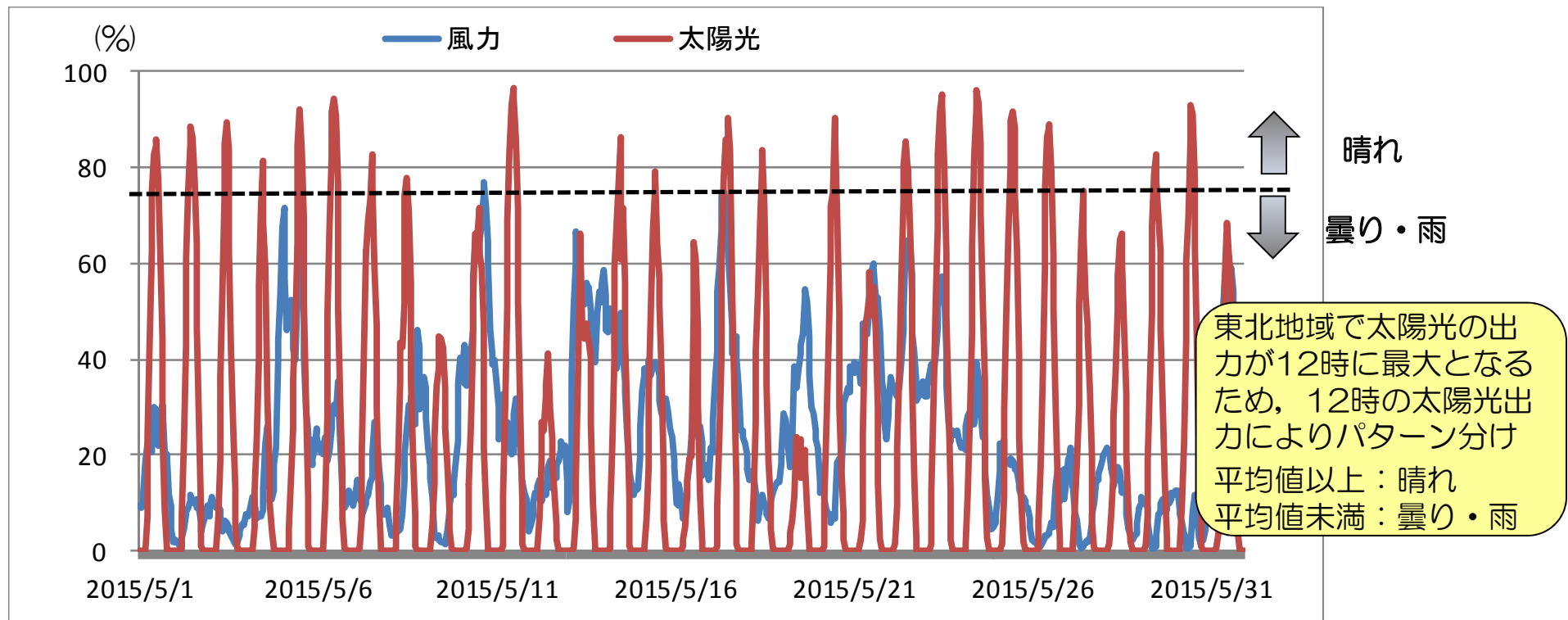


### 3. 算定プロセス

#### STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（合成）

- 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  
⇒ 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

《2015年5月における風力・太陽光の定格出力に対する出力割合》

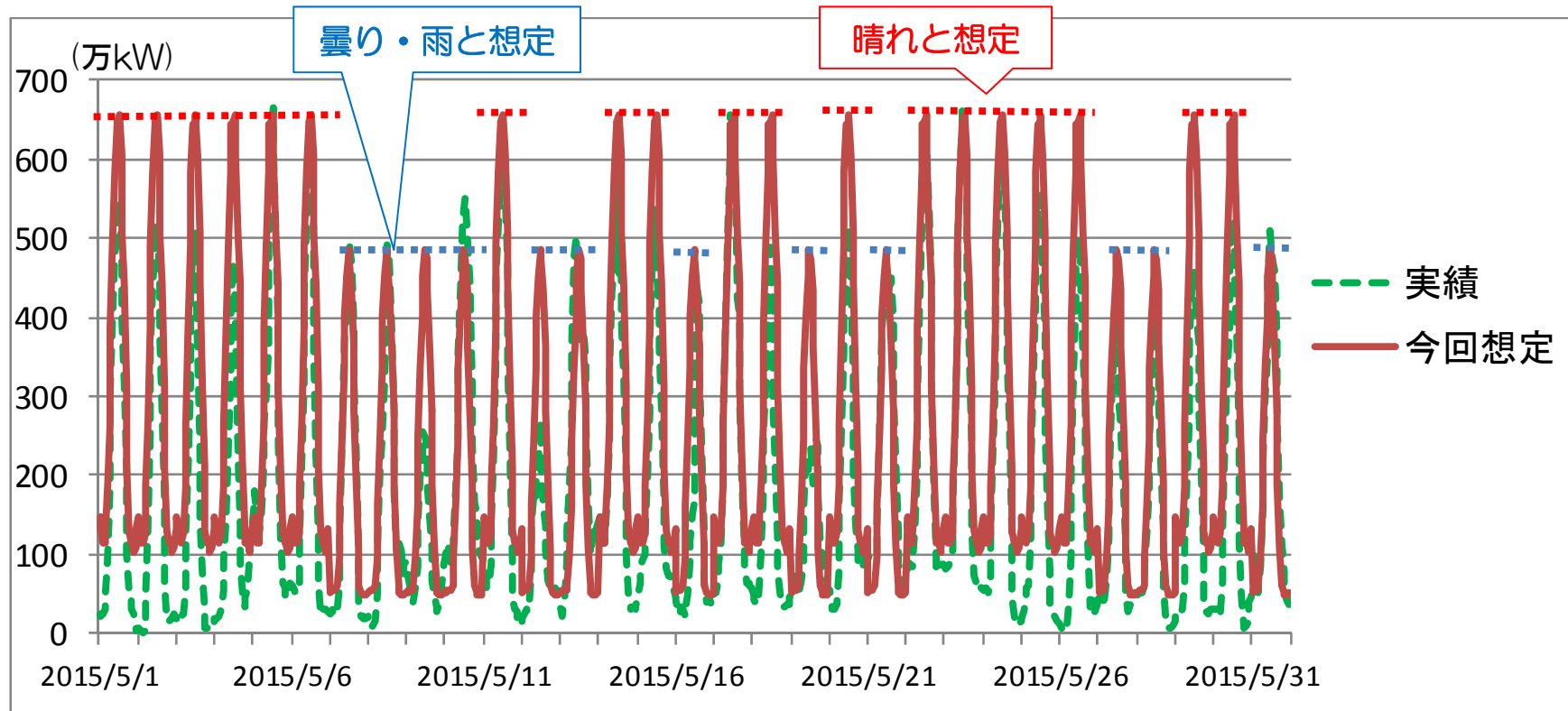


### 3. 算定プロセス

#### STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（合成）

- 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29～31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251万kW，太陽光552万kW時の再エネ合成出力想定》



### 3. 算定プロセス

#### STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（合成）

《各月の12時における風力・太陽光の定格出力に対する出力割合（％）》

	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	63.2	68.9	72.5	36.8	67.5	63.5	82.8	71.9	92	75.2	79	72.9
風力2σ	57.1	64.8	67.5	34.6	51.3	59.4	66.9	68.3	88.5	68.9	75.1	62.3
太陽光最大	92.2	96.4	97.8	95.4	88.6	74.9	67.6	59.5	46.5	44.5	58.7	82.0
太陽光2σ	91.6	96.1	97.1	89.5	85.8	73.2	63.9	57.6	45.6	40.4	57.9	79.6
合成最大	77.6	83.3	74.3	68.6	68.2	57.3	59.5	51.7	52.1	45.6	55.1	65.9
合成2σ	77.0	80.7	69.0	67.4	65.6	56.1	59.2	44.0	51.6	42.0	49.7	60.9
合成平均	48.6	60.4	45.4	42.4	39.1	37.8	43.3	27.0	31.9	33.2	38.0	44.2

（注）合成2σ，合成平均は，風力251万kW，太陽光552万kW連系時の出力割合（％）

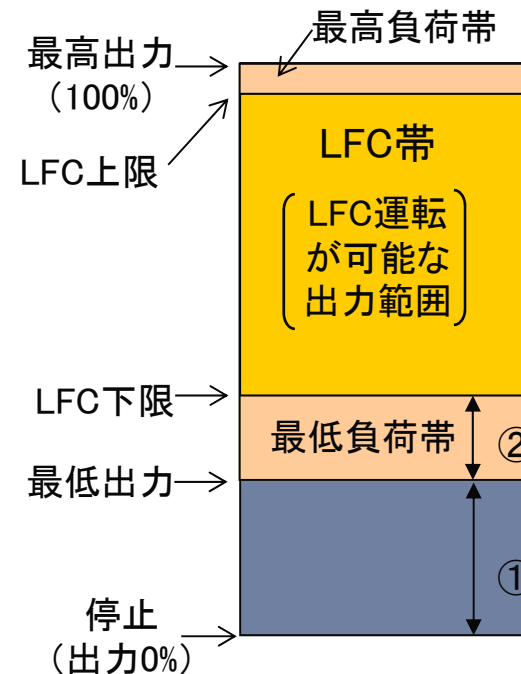


### 3. 算定プロセス

#### 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。

- 当日の最大需要に対する必要な予備力を確保するように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
- ✓ 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  
⇒ L F C 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



- L F C 調整力，予備力の確保は，一般送配電事業者が予め確保する火力（電源Ⅰ）および一般送配電事業者のオンライン制御対象の火力（電源Ⅱ）で行うものとする。
- オンライン制御対象外の火力（電源Ⅲ）は，全て停止可能なものとして算定する。





### 3. 算定プロセス STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

＜最小需要断面（5月17日）12時における火力ユニット想定＞

	燃種	所名	号機	定格出力 (万kW)	想定出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	LFC下限 (万kW)	LFC容量 (万kW)
電源 Ⅰ・Ⅱ	石油	全機停止		130	0			
	石炭	全機停止		408.7	0			
	LNG (コバツヨナル)	東新潟	2T	60	32		28*	4
			港1T	35	19		17*	2
		その他停止機		120	0			
	LNG (コバインド)	新仙台	3-1系	49	27		24.5	2.5
		東新潟	3-1系	60.5	23		20*	3
			4-1系	82.6	24		20*	4
		その他停止機		294.0	0			
	電源 Ⅲ		全機停止		164.0	0		
合計				1403.8	125	109.5	15.5	

※ BOG制約により、東新潟火力については最低出力合計70万kW以上。

3要素の合計で出力を想定



### 3. 算定プロセス (参考) 火力の出力調整範囲

#### <<火力 (電源Ⅰ, Ⅱ想定)>>

【単位：万kW】

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限	燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
石油	秋田	2T	35	6	17.5	LNG (コハクソカ)	新潟	4T	25	5	17
		3T	35	14	17.5		東新潟	1T	60	9	28
		4T	60	9	26			2T	60	17	28
石炭	能代	1T	60	21	30			港1T	35	6	17
		2T	60	18	30			港2T	35	6	17
	原町*	1T	52.7	16.2	21.4			LNG (コハイト)	八戸	5T	41.6
		2T	52.6	18.7	18.7	仙台	4T		44.6	22.3	22.3
	相馬 共同*	1T	47	16.4	22	新仙台	3-1系		49	24.5	24.5
		2T	47	16.4	17		3-2系		49	24.5	24.5
常磐 共同*	8T	28.2	9.1	21.0	新潟	5系	10.9		8.34	8.34	
	9T	28.2	9.1	21.0	東新潟	3-1系	60.5		12	20	
酒田 共同	2T	33	11.8	15.9		3-2系	60.5		12	20	
						4-1系	82.6		20	20	
						4-2系	87.4		20	20	

※広域火力のため、当社受電分のみ記載



### 3. 算定プロセス (参考) 火力の出力調整範囲

#### <<火力 (電源Ⅲ想定) >>

【単位：万kW】

燃種	所名	号機	受電最大	受電最小	LFC下限
石炭	常磐共同※	7T	11.9	5.9	—
	酒田共同	1T	33	12.7	—
	磯子※ (電発)	1T	9.4	3.2	—
		2T	8.8	4.3	—
その他の電源Ⅲ火力	—	—	100.9	—	—

※広域火力のため、当社受電分のみ記載



### 3. 算定プロセス

#### STEP5：回避措置（揚水式水力の活用）

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、深夜帯に残時間分のポンプ運転を行う、

- 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

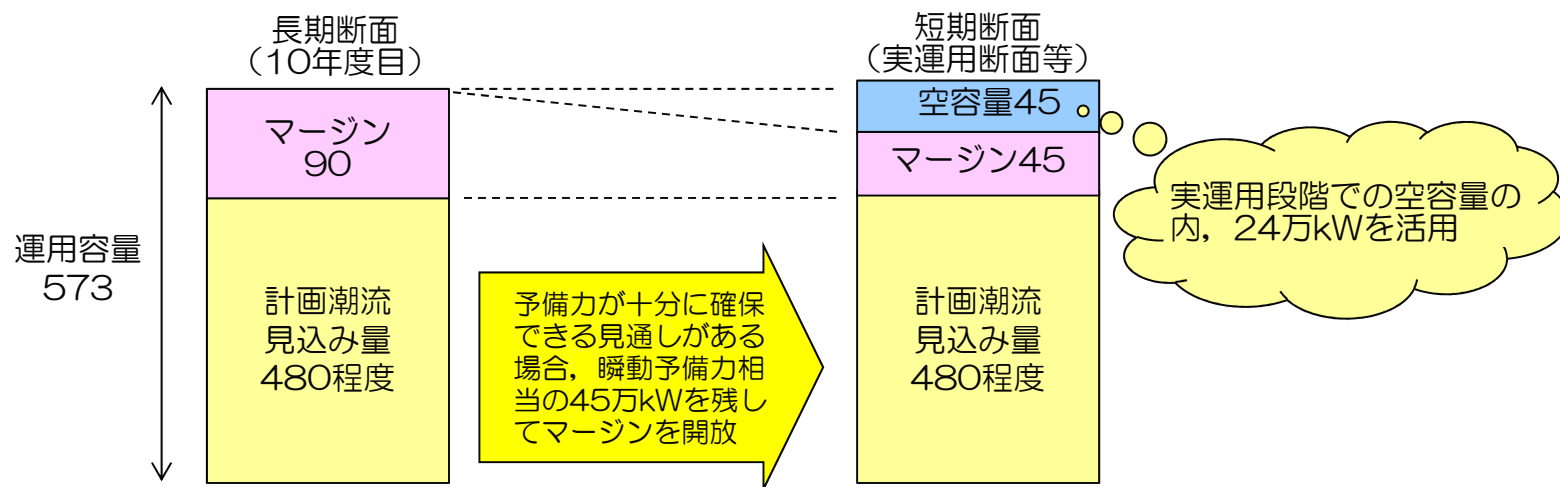


### 3. 算定プロセス

#### 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、実需給に近づくにつれて、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シ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。

マーシンの開放による相馬双葉幹線の空容量増加イメージ（万kW）



### 3. 算定プロセス

#### STEP5：風力・太陽光の出力制御

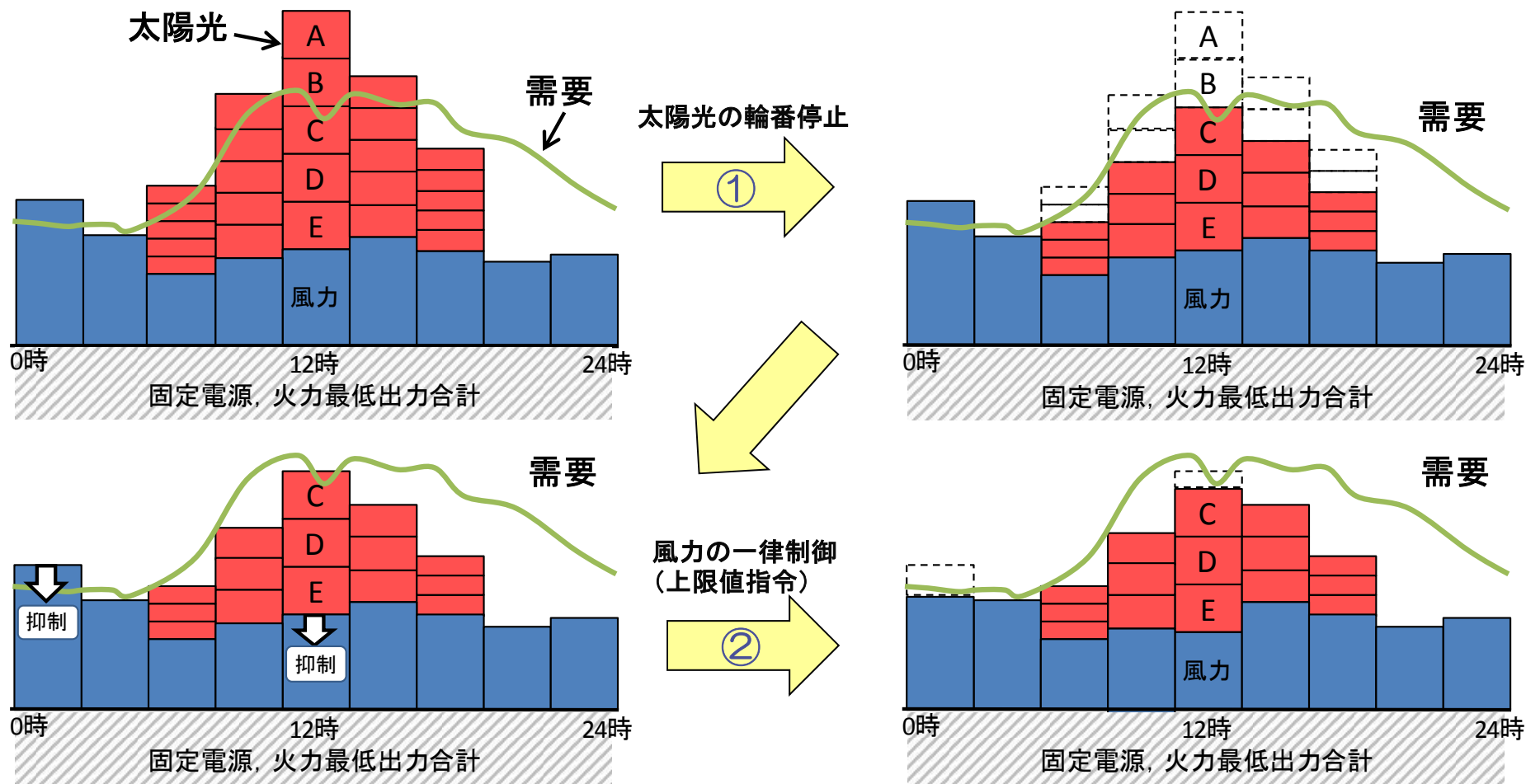
- 火力抑制，揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合，風力・太陽光の出力制御を行う。
- 風力・太陽光の出力制御は，旧ルール，新ルール，指定電気事業者制度の下での出力制御ルール（以下，指定ルール）に分類され，無補償での出力制御は，「旧ルール」は30日，「新ルール」は720時間（風力）または360時間（太陽光）※に制限されている。 ※東北管内には新ルールの太陽光は連系されていない
- 風力・太陽光の出力制御にあたっては，制御が必要となる時間帯に発電している事業者すべてを一括制御するのではなく，余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて風力・太陽光を効率的に制御することで，上記の制限を最大限活用する。
- 太陽光（旧ルール）は輪番抑制（複数のグループに分けて，必要なグループ数だけ停止）とする。
- 風力発電は，全系一律の出力上限指令で抑制を行う。



### 3. 算定プロセス

#### STEP5：風力・太陽光の出力制御

- ①太陽光（旧ルール）は複数グループに分け、必要なグループ数を停止（日単位で制御）
  - ②風力は、全設備に対して一律で出力上限値を指令して制御（時間単位で制御）
- （注）太陽光の制御グループ数，風力の出力上限値は，各電源の制御の公平性を考慮して決定する



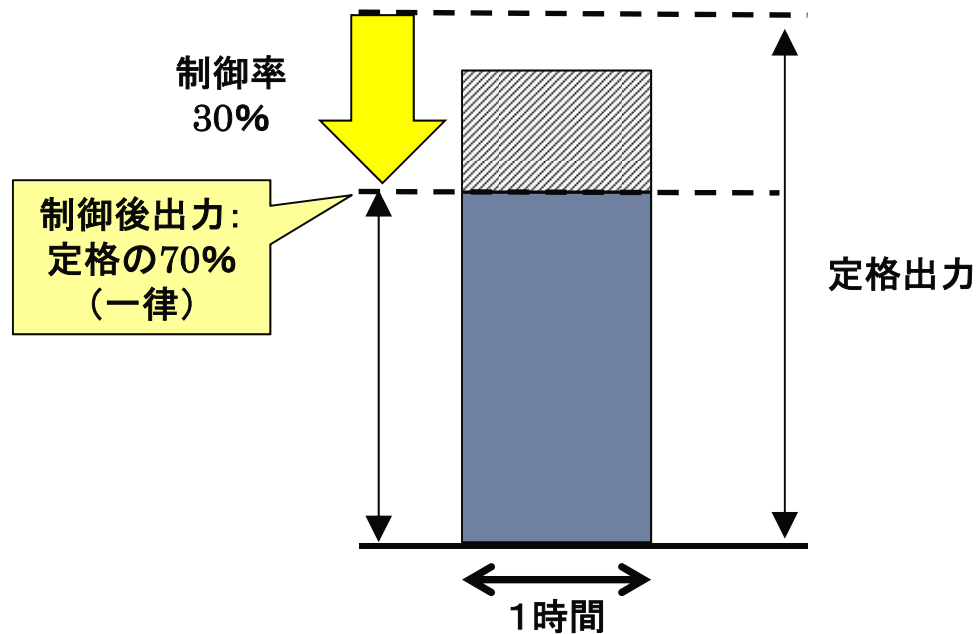
### 3. 算定プロセス

#### STEP5：風力・太陽光の出力制御

##### 【風力の等価時間管理の考え方】

出力上限を指定した場合，定格出力から上限制限值までを出力制御分とし，その大きさを制御時間と見なす。

下記の例では制御時間を0.3時間として扱う。（1時間×制御率30%）



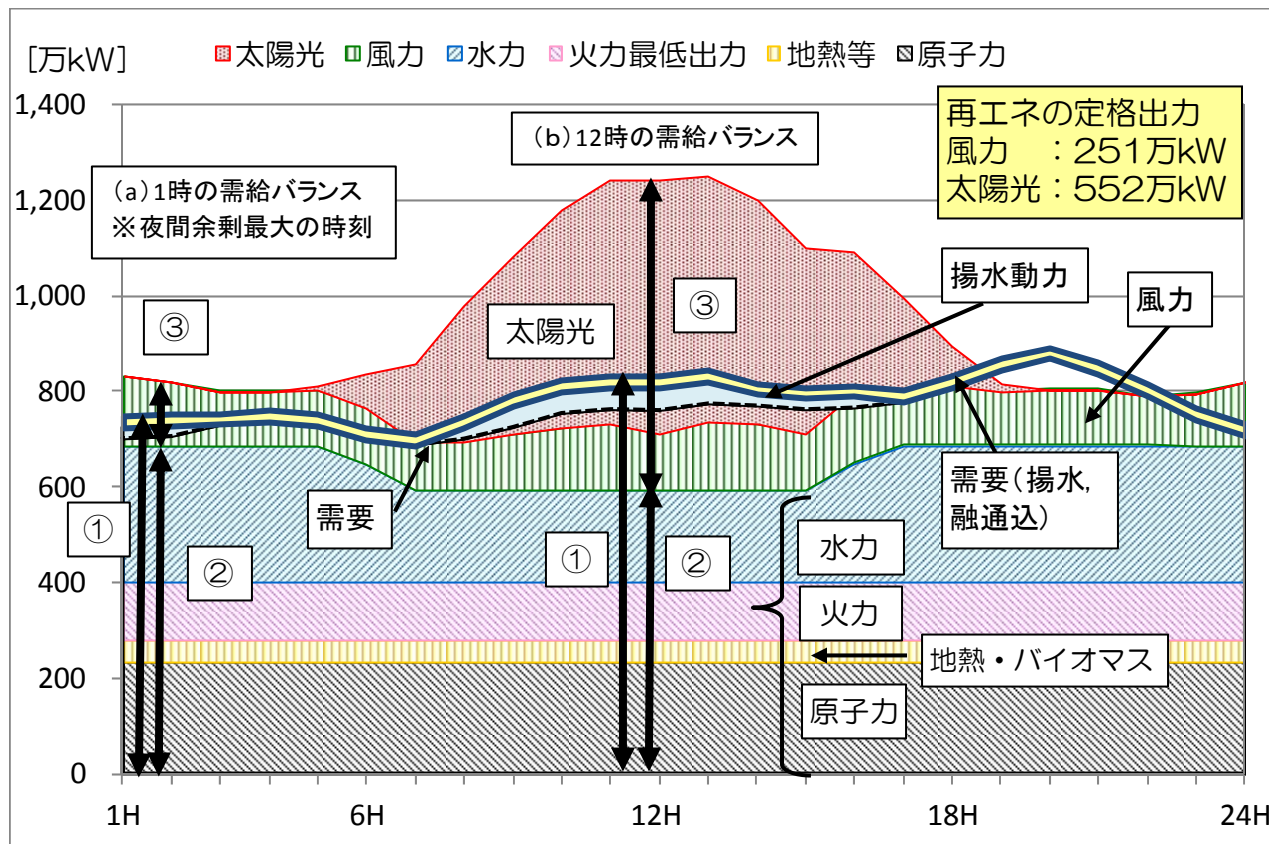


### 3. 算定プロセス

#### (参考) 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（366日×24点）を作成し，風力，太陽光の導入量をパラメータとして評価

＜最小需要断面（2015年5月17日）における需給バランス想定＞ （単位：万kW）



	(a)1時	(b)12時
需要	701.3	760.6
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>748.3</b>	<b>830.6</b>

水力	282.1	191.9
火力	123.5	124.7
地熱, バイオマス	44.0	44.0
原子力	234.9	234.9
<b>②ベース供給力</b>	<b>684.5</b>	<b>595.6</b>

風力	147.6	117.2
太陽光	0	530.4
<b>③再エネ合成</b>	<b>147.6</b>	<b>647.6</b>

必要制御量 ②+③-①	83.8	412.6
----------------	------	-------

## 4. 風力の2016年度算定値

### 【算定における出力制御の織り込み方】

- ①太陽光の連系量は552万kW（30日等出力制御枠）とし、太陽光事業者はグループ別に、各事業者30日ずつ停止。
- ②風力は、①太陽光の停止を考慮した後の余剰電力に対し、一律の出力上限指令により出力制御。  
風力の連系量を増加させていき、1事業者あたりの制御時間（等価時間管理）が720時間となる連系量を算定値とする。

（単位：万kW）

	2016年度算定値 （エリア需要ベース）	2015年度算定値 （自社需要ベース）	30日等出力制御枠
風力算定値	246	251	251



## 5. 太陽光の2016年度算定値

### 【算定における出力制御の織り込み方】

- ①風力の連系量は251万kW（30日等出力制御枠）とし、一律の出力上限指令により、夜間帯の余剰電力解消のために出力制御を実施。その後、制御時間（等価時間管理）が720時間に到達するまで、昼間帯の余剰電力解消のため出力制御を実施。
- ②太陽光は、①風力の停止を考慮した後の昼間帯の余剰電力に対し、事業者をグループ別で制御する。太陽光の連系量を増加させていき、1事業者あたりの制御日数が30日となる連系量を算定値とする。

（単位：万kW）

	2016年度算定値* （エリア需要ベース）	2015年度算定値 （自社需要ベース）	30日等出力制御枠
太陽光算定値	544	505	552

※太陽光の2016年度算定値より、風力の制御時間に等価時間管理を適用して算定

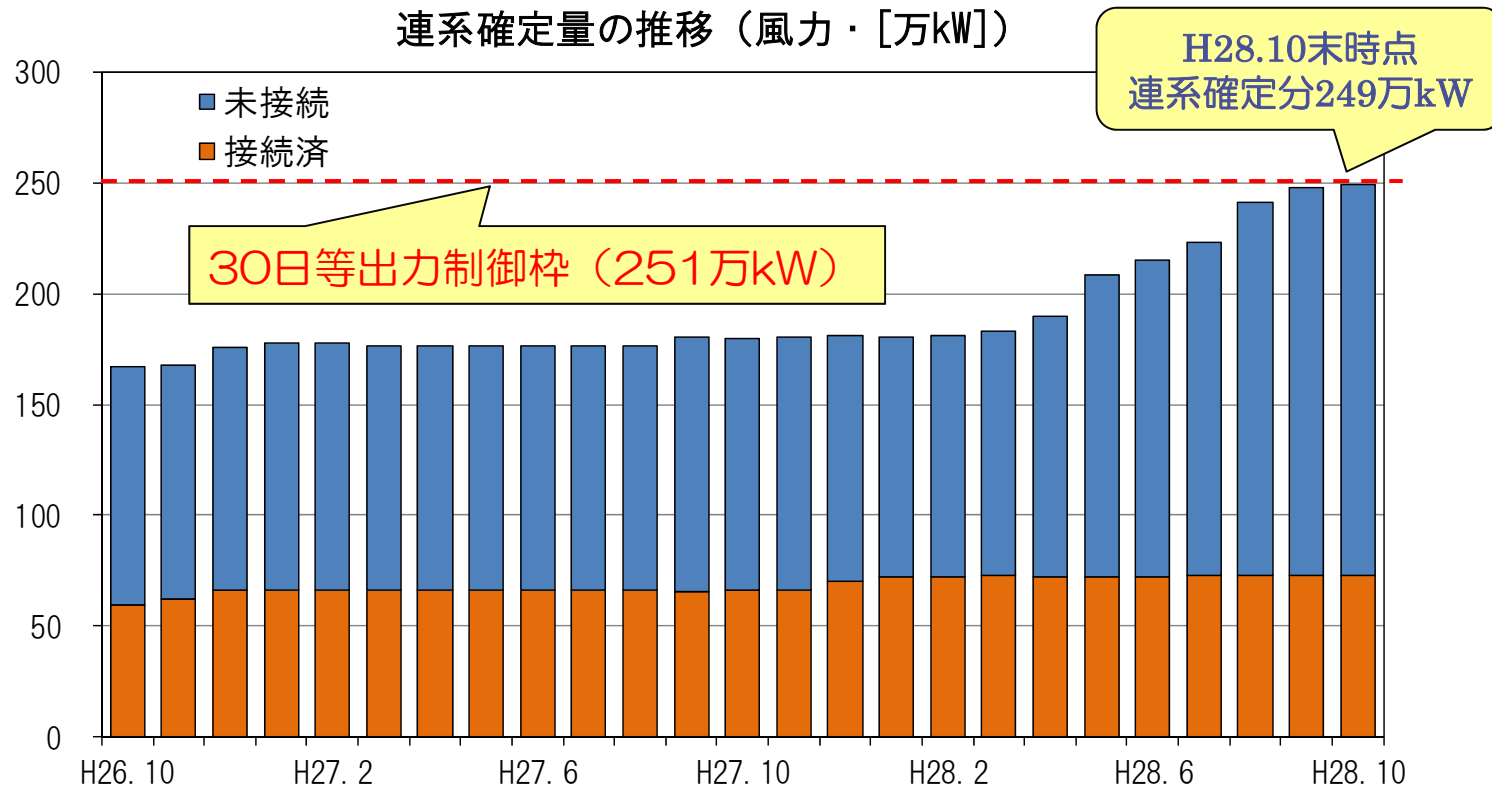


## 6. 指定ルール事業者の出力制御見通しの考え方

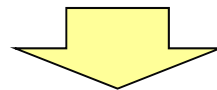
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達しない見込みである時は、「新・旧ルール」・「指定ルール」間および「風力・太陽光」間の各事業者を公平に制御。
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達する見込みである時は、「新・旧ルール」の各事業者の制御日数（制御時間）を最大限活用することを前提とし、「指定ルール」の事業者を必要に応じて制御。
- 制御見通しは、需要や日射量、風力出力の実績を基に算定。なお、至近3カ年（2013年度～2015年度）の各々の実績に基づき算定した値の平均値を示す。
- 制御見通しの算定においては、風力251万kW（新ルール：等価時間管理）、太陽光552万kW（旧ルール）が連系しているものとして、指定ルールの風力・太陽光が連系した場合の出力制御時間、制御量、制御率を算定。



## 6. 指定ルール事業者の出力制御見通しの考え方 風力発電の連系量の想定

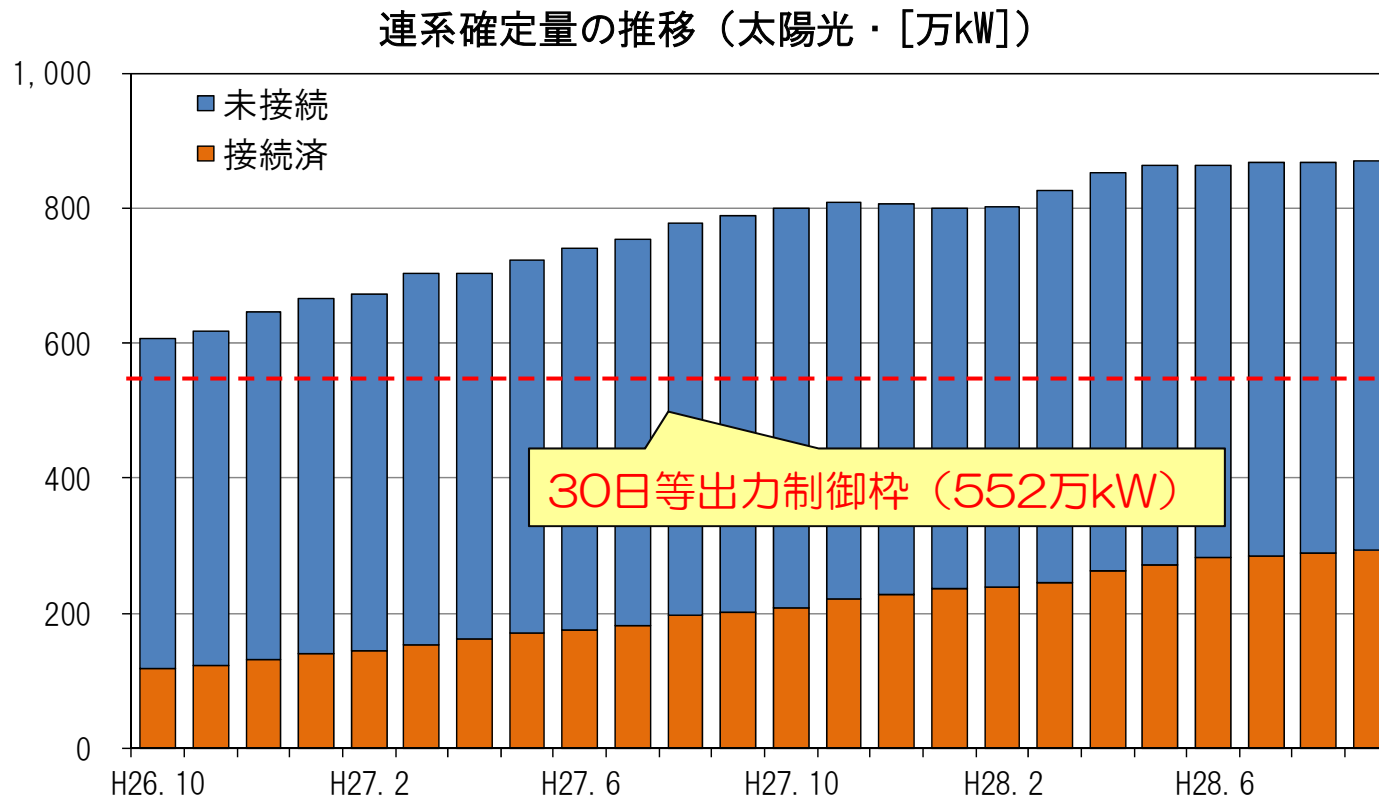


- H28.4以降，設備認定取得前であっても連系申込を受付けることとした影響等から，連系確定量の増加ペースが加速
- 至近の接続済量の増加ペースは緩やかであるものの，今後は，FIT法施行後に開発が始まった風力発電所の連系が進むことで，接続済量の増加ペースも加速すると想定

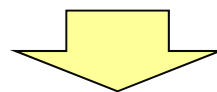


出力制御見通し試算における指定ルール風力の連系量最大値を，150万kW（旧・新ルール風力との合計で約400万kW）に設定

## 6. 指定ルール事業者の出力制御見通しの考え方 太陽光発電の連系量の想定



- 接続済量は、至近2年で約180万kW増加しており、太陽光発電の導入は急速に進んでいる。一方、連系確定量の増加ペースが減速しているため、今後、接続済量の増加ペースも減速すると想定



出力制御見通し試算における指定ルール太陽光の連系量最大値を、450万kW（旧ルール太陽光との合計で約1,000万kW）に設定

## 7. 指定ルール風力・太陽光の出力制御見通し

### 【指定ルール風力の出力制御見通し※（至近3カ年実績を基に試算）】

指定ルール風力の 連系量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 (万kWh) A	制御前発電電力量 (万kWh) B	制御率 (%) A/B
+50	591	5,552	113,262	4.9
+100	792	14,957	226,524	6.6
+150	993	32,450	339,786	9.6

### 【指定ルール太陽光の出力制御見通し※（至近3カ年実績を基に試算）】

指定ルール太陽光の 連系量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 (万kWh) A	制御前発電電力量 (万kWh) B	制御率 (%) A/B
+150	587	25,595	186,435	13.7
+300	1,111	109,339	372,870	29.3
+450	1,508	227,748	559,305	40.7

※出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、電力需要や再エネの予測誤差、電源の稼動状況等の影響を受ける。そのため、実際の制御時間、制御電力量を保証するものではない。

制御時間は、実際に制御した時間数の累計を記載。（等価時間ではない）



## 7. 指定ルール風力・太陽光の出力制御見通し (参考) 指定ルール風力の出力制御見通し(各年度データ)

算定パターン	指定ルール風力の連系量(万kW)	制御時間(時間)	制御電力量(万kWh) A	制御前発電電力量(万kWh) B	制御率(%) A/B
2013年度 最小需要※ 803万kW	+50	495	4,770	116,548	4.1
	+100	654	12,167	233,096	5.2
	+150	876	24,958	349,645	7.1
2014年度 最小需要※ 774万kW	+50	555	5,550	110,120	5.0
	+100	699	13,643	220,239	6.2
	+150	940	27,337	330,359	8.3
2015年度 最小需要※ 761万kW	+50	723	6,337	113,118	5.6
	+100	1,022	19,060	226,237	8.4
	+150	1,164	45,055	339,355	13.3

※ 昼間における再エネの余剰電力最大時の最小需要





## 7. 指定ルール風力・太陽光の出力制御見通し (参考) 指定ルール太陽光の出力制御見通し (各年度データ)

算定パターン	指定ルール太陽光の連系量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 (万kWh) A	制御前発電電力量 (万kWh) B	制御率 (%) A/B
2013年度 最小需要※ 803万kW	+150	427	16,013	183,684	8.7
	+300	965	88,646	367,368	24.1
	+450	1,368	196,155	551,052	35.6
2014年度 最小需要※ 774万kW	+150	650	28,150	189,216	14.9
	+300	1,174	118,186	378,432	31.2
	+450	1,568	243,220	567,649	42.8
2015年度 最小需要※ 761万kW	+150	684	32,622	186,405	17.5
	+300	1,194	121,185	372,810	32.5
	+450	1,588	243,868	559,215	43.6

※ 昼間における再エネの余剰電力最大時の最小需要

