

再生可能エネルギーの接続可能量
(2017年度算定値) 等の算定結果について

平成29年10月17日
東北電力株式会社

今年度の算定項目は以下のとおり。

- (1) 2016年度の需要実績等に基づく接続可能量（2017年度算定値）
 - 風力の接続可能量（2017年度算定値）
 - 太陽光の接続可能量（2017年度算定値）

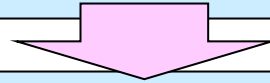
- (2) 2014年度～2016年度の需要実績等に基づく指定ルール事業者の出力制御見通し
 - 指定ルール風力の出力制御見通し
 - 指定ルール太陽光の出力制御見通し

	前回(2016年度算定値)の算定条件	今回(2017年度算定値)の算定条件
需要断面※1	2015年度エリア実績(最小需要761万kW)	2016年度エリア実績(最小需要787万kW)
太陽光想定	2015年度の日射量想定を元に出力想定	2016年度の日射量想定を元に出力想定
風力想定	2015年度実績を元に出力想定	2016年度実績を元に出力想定
バイオマス 想定	26.1万kW (設備容量104.0万kW × 利用率25.1%)	26.2万kW (設備容量107.5万kW × 利用率24.3%)
地熱想定	17.9万kW (設備容量27.7万kW × 利用率64.6%)	18.0万kW (設備容量27.9万kW × 利用率64.6%)
水力想定※2	流れ込み式：76.2万kW (設備容量86.1万kW × 利用率88.5%)	流れ込み式：81.4万kW (設備容量92.0万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)	

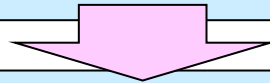
※1 最小需要は昼間帯の余剰電力最大時の値を記載

※2 5月昼間の最低供給力と利用率を記載

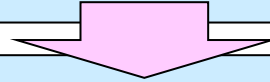
ステップ1：2017年度算定値の検討断面の設定



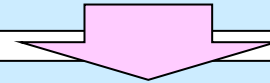
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



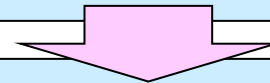
ステップ3：検討断面における出力の設定
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



ステップ4：再エネ導入量に応じた出力の想定

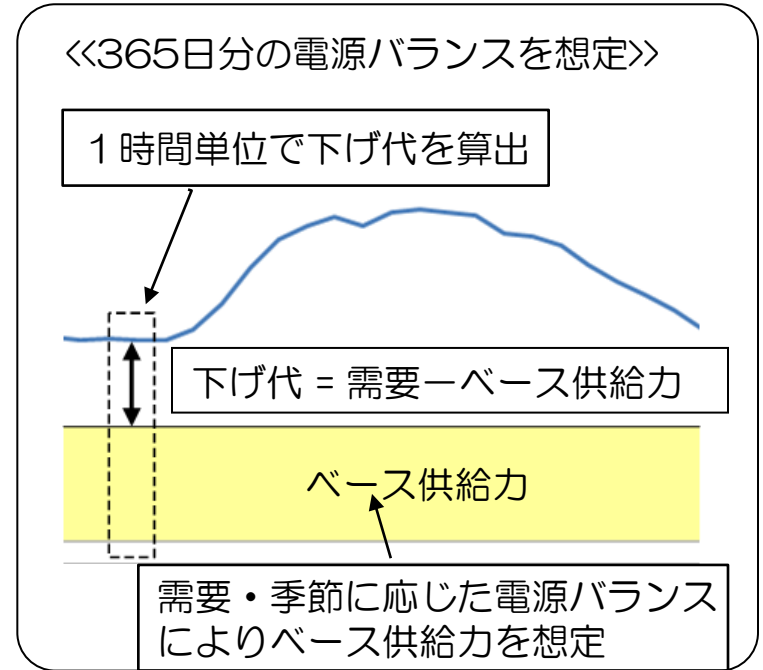
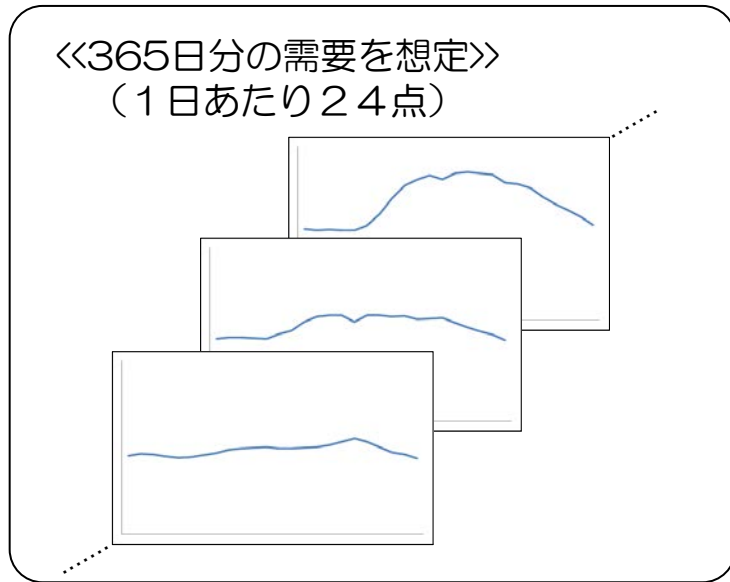


ステップ5：現状制度における需給解析（火力発電の抑制,
揚水運転, 再エネ出力制御の反映等）



2017年度算定値の算定

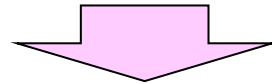
1年間（24時間×365日＝8,760時間）を通じた各時間を検討の対象とする



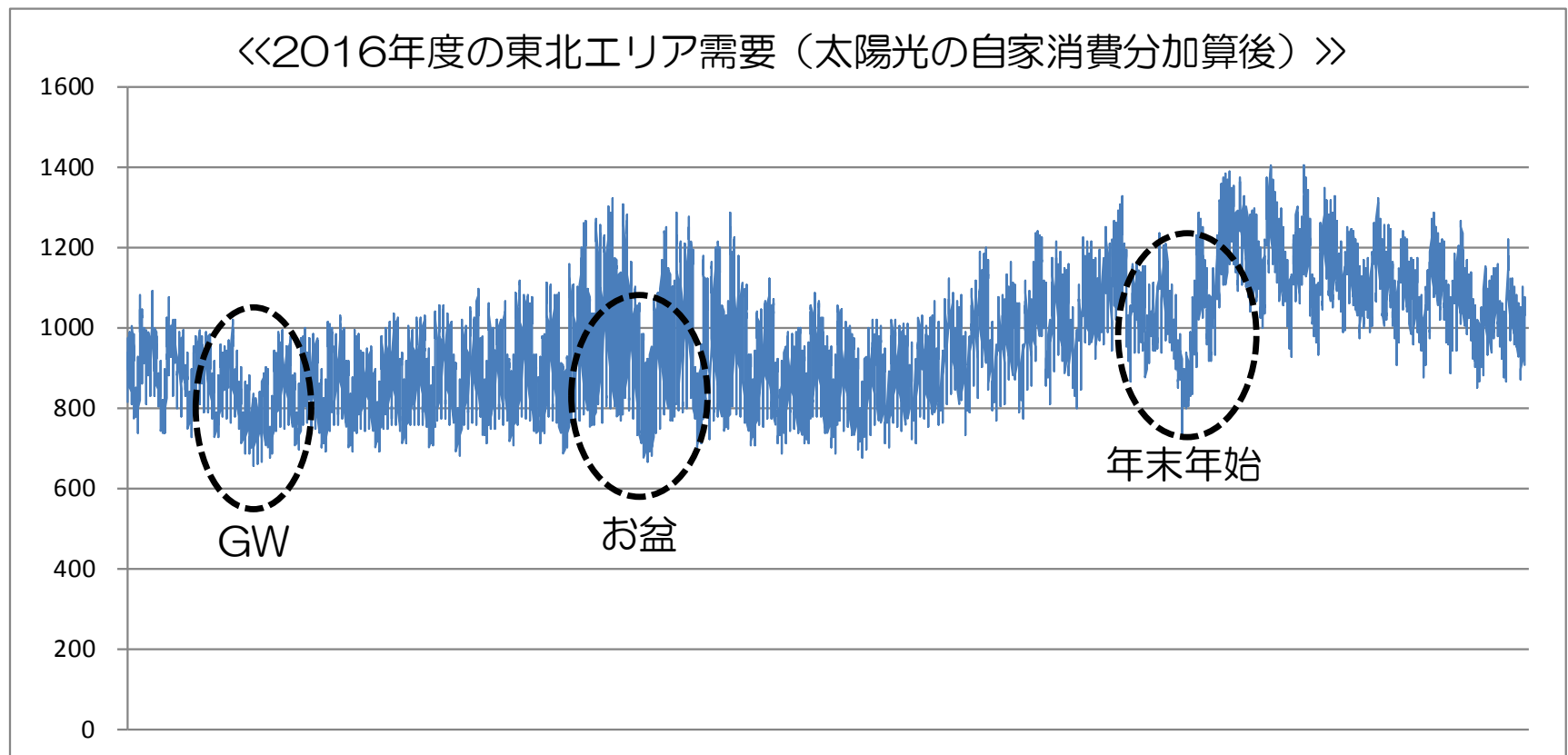
下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

抑制日数（または抑制時間）により2017年度算定値を算定

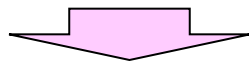
固定価格買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した
需要実績が望ましい



昨年度（2016年度）のエリア需要実績（発電端）を使用



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	
設備容量（万kW）	※ 336.5
利用率（%）	69.8
供給力（万kW）	234.9

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「新々・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，接続可能量算定時の設備容量には含めていない。
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。

- 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
設備容量 (万kW)	92.0※	223.5	12.0
利用率 (%)	88.5	48.5	62.5
最低供給力 (万kW)	81.4	108.3	7.5

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

※将来連系分として、平成29年3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	75.7	81.4	66.8	62.5	50.6	48.6	48.6	55.6	49.9	35.3	32.0	43.4
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	196.9	197.1	141.3	129.3	100.7	93.7	81.8	106.8	108.1	75.6	76.8	116.0

4, 5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる

- 将来連系分として、平成29年3月末時点の地熱の設備認定量（新規認定分）を加算

地熱	
設備容量（万kW）	27.9
利用率（%）	64.6
供給力（万kW）	18.0

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 : 5.2

- 将来連系分として、平成29年6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、過去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
- 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停止可能と仮定

	区分	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
地域資源 バイオマスで 抑制困難なもの	既連系設備	21.5	58.7	12.6
	導入見込み 設備	16.9	80.0※1	13.5
専焼バイオマス※2		69.0	0	0
	合計	107.5	24.3	26.2

※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。

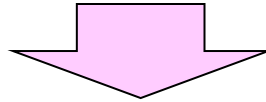
※2 化石燃料を主燃料とするバイオマスは火力発電として整理し、バイオマスの設備容量には含めていない。

- 2016年度は，設備容量で約73.8万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

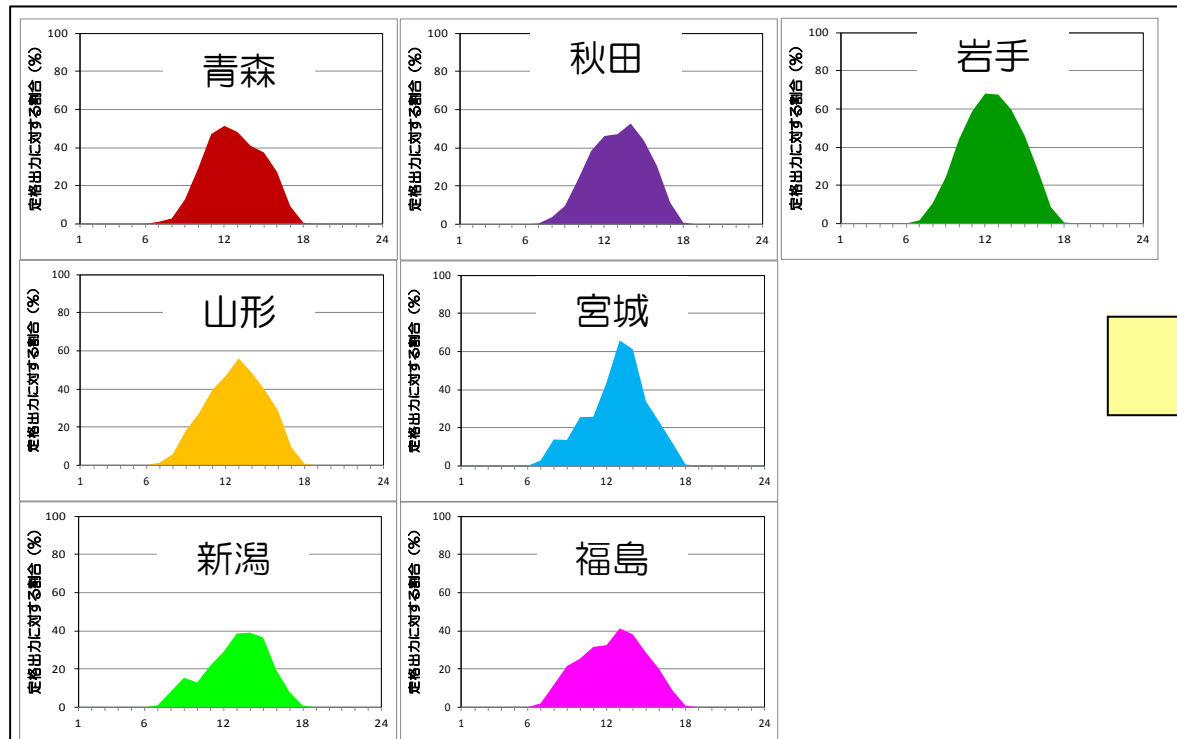
データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	38サイト※	73.8※	2016年4月 ～2017年3月

※2017年3月末時点の値

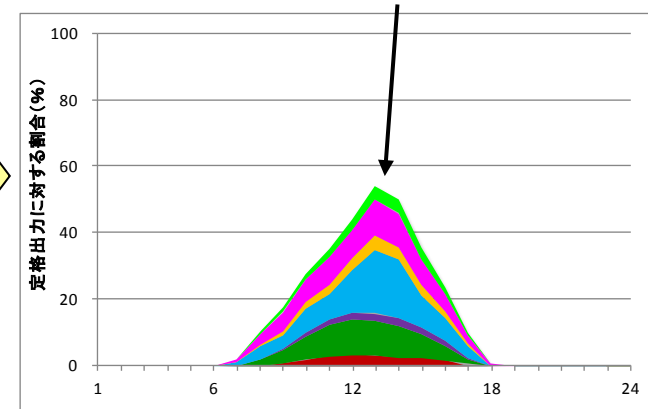
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



- 2016年度における気象官署（県庁所在地7地点）の日射量測定結果と，各アメダス地点の日照時間測定結果を用いて，地域毎の日射量実績を想定
- 想定した日射量実績をもとに，地域毎に太陽光の出力を想定し，集約することで東北エリアの合計想定出力を作成

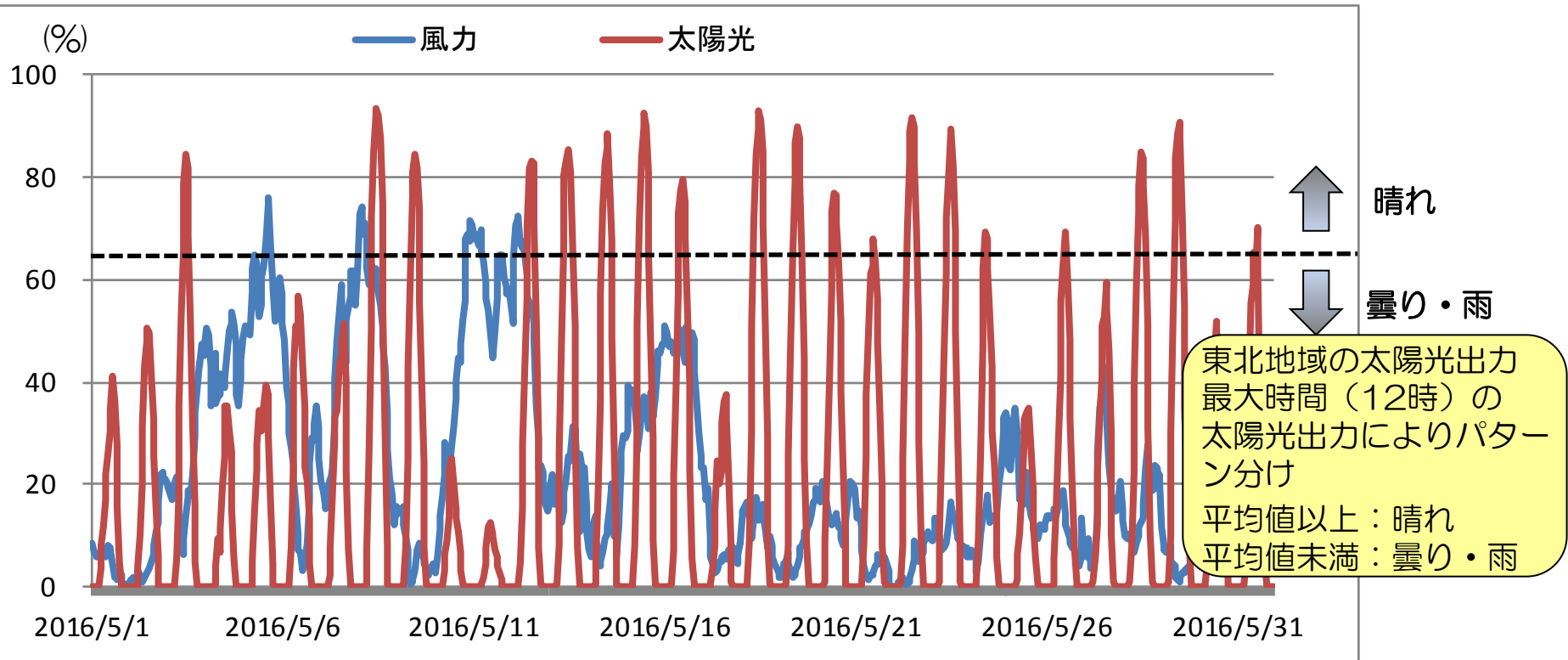


東北エリアの
合計想定出力
※1年分の波形を作成



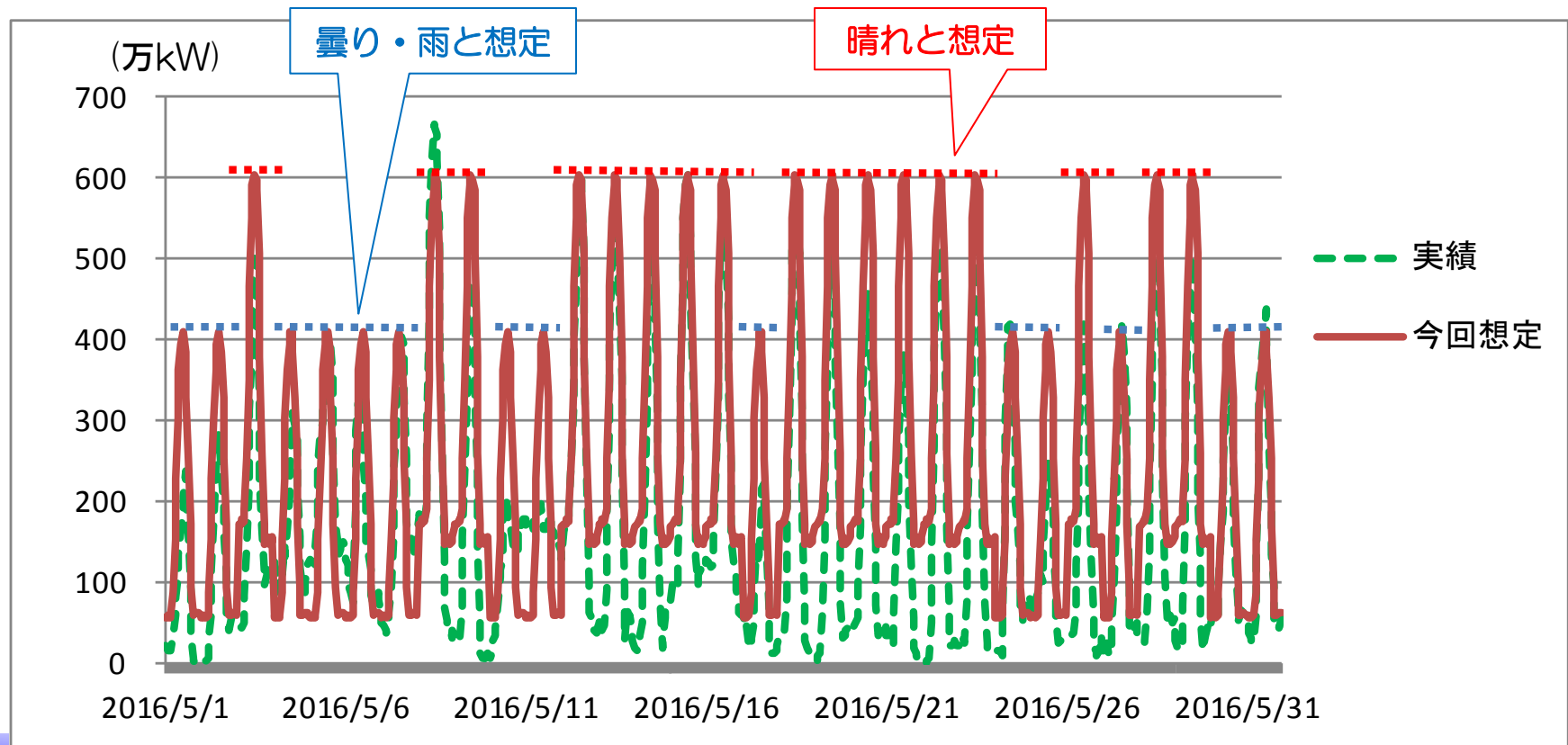
- 風力・太陽光の出力特性は季節によって異なる ⇒ 月別に想定する
- 風力と太陽光の出力が最大となる時間は一致しないことも想定される ⇒ 風力と太陽光の合成出力を用い，再エネ発電出力を想定する

《2016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》



- ▶ 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連系時の再エネ合成出力想定》



《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	80.3	60.5	64.2	47.2	57.9	72.1	85.1	66.2	69.0	84.0	82.2	80.3
風力2σ	72.5	59.2	62.5	36.8	42.9	37.1	74.0	66.0	67.1	82.1	78.3	64.2
太陽光最大	93.4	93.4	91.4	79.6	84.5	73.3	81.3	78.6	70.0	62.3	84.9	93.1
太陽光2σ	90.3	93.0	86.4	77.9	83.6	69.1	81.3	77.1	58.3	57.4	62.2	87.2
合成最大	74.0	82.7	68.6	56.4	61.7	52.6	68.3	57.3	56.5	62.9	62.1	70.4
合成2σ	73.2	75.2	65.9	55.7	60.3	52.3	67.2	57.2	53.0	51.3	62.0	69.3
合成平均	50.0	51.2	43.8	38.0	43.2	33.8	47.2	37.2	37.7	33.6	41.7	46.7

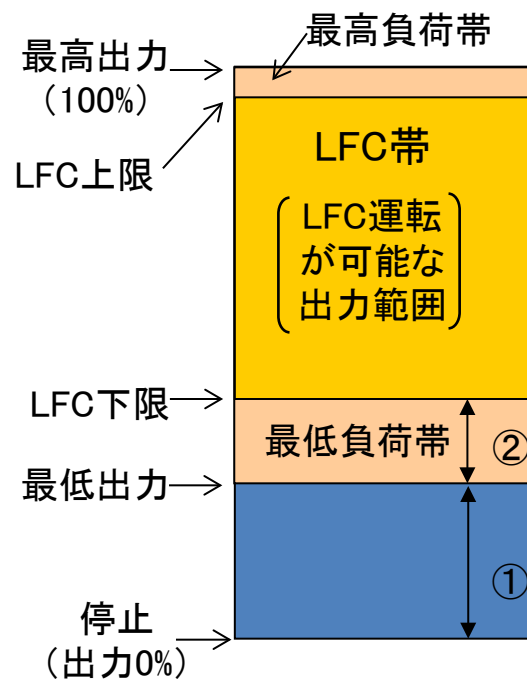
（注）合成2σ，合成平均は，風力251万kW，太陽光552万kW連系時の出力割合（％）

➤ 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

✓ 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



- LFC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，全て停止可能と仮定して算定する。

STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

＜最小需要断面（5月15日）12時における火力ユニット想定＞

【単位：万kW】

	燃種	所名	号機	定格出力	想定出力	備考
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	全機停止		130	0	
	石炭	全機停止		408.7	0	
	LNG (コバニヨル)	東新潟	2T	60	32	LFC下限(28)※ LFC調整力(4)
			港1T	35	19	LFC下限(17)※ LFC調整力(2)
		その他停止機		120	0	
	LNG (コバイト)	新仙台	3-1系	52.3	27	LFC下限(24.5) LFC調整力(2.5)
		東新潟	3-1系	60.5	23	LFC下限(20)※ LFC調整力(3)
			4-1系	82.6	24	LFC下限(20)※ LFC調整力(4)
		その他停止機		299.5	0	
	電源Ⅲ	全機停止		200.1	0	
合計				1449.9	125	LFC下限(109.5) LFC調整力(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。

(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
石油	秋田	2T	35	6	17.5
		3T	35	14	17.5
		4T	60	9	26
石炭	能代	1T	60	21	30
		2T	60	18	30
	原町※	1T	52.7	16.2	21.4
		2T	52.6	18.7	18.7
	相馬共同※	1T	47	16.4	22
		2T	47	16.4	17
	常磐共同※	8T	28.2	9.1	21.0
		9T	28.2	9.1	21.0
	酒田共同	2T	33	11.8	15.9

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
LNG (コバツヨ ル)	新潟	4T	25	5	17
	東新潟	1T	60	9	28
		2T	60	17	28
		港1T	35	6	17
	港2T	35	6	17	
LNG (コバ イ ド)	八戸	5T	41.6	18	18
	仙台	4T	46.8	22.3	22.3
	新仙台	3-1系	52.3	24.5	24.5
		3-2系	52.3	24.5	24.5
	新潟	5系	10.9	8.34	8.34
	東新潟	3-1系	60.5	12	20
		3-2系	60.5	12	20
		4-1系	82.6	20	20
4-2系		87.4	20	20	

《火力（電源Ⅲ想定）》

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※	1T	9.4	3.2	—
		2T	8.8	4.3	—
その他の電源Ⅲ火力	—	137.0	—	—	

※広域火力は、当社受電分のみ記載

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（※¹）運転を前提とした46万kW（最大ユニットである下郷発電所1台停止）を織込む。
- 第二沼沢発電所においては、下池（※²）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
- 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 ^{※3} (万kWh)
第二 沼沢	1	23	23	3,413 [74時間分]
	2	23	23	
池尻川		0.234	0.234	— ^{※1}
下郷（電発）		25	25	335[13時間分]

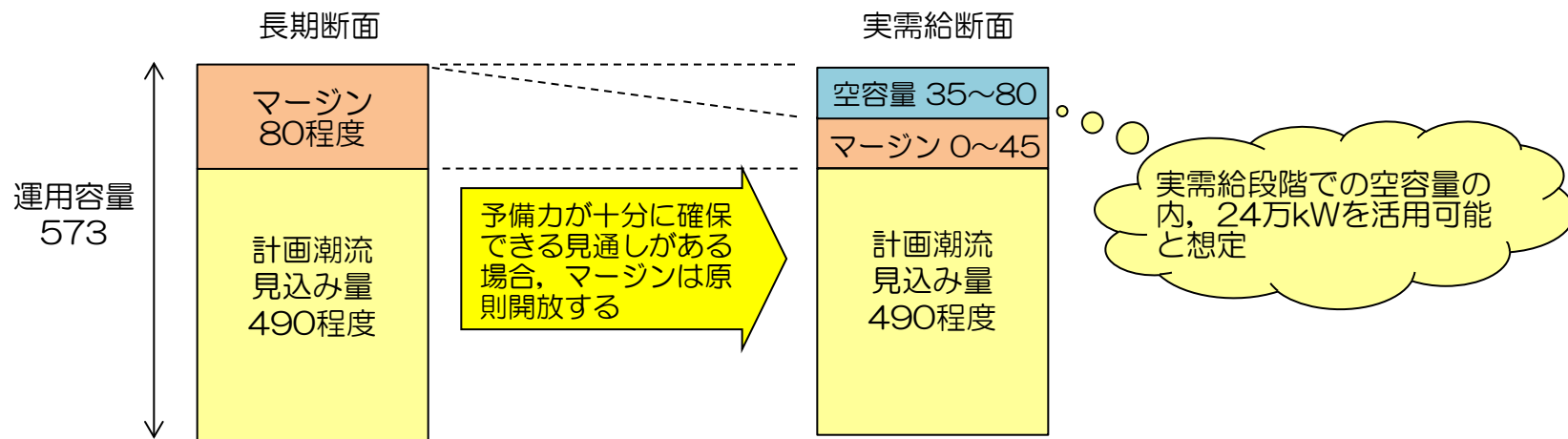
※1 池尻川は、農業用水の調整が中心の池運用となるため、揚水可能量には計上していない

※2 下池は一般的なダム式水力と同じ構造

※3 揚水可能量：揚水動力換算値

- 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，実需給断面では，長期断面で確保しているマージンを原則開放しており，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東北東京間連系線の空容量増加イメージ（万kW）

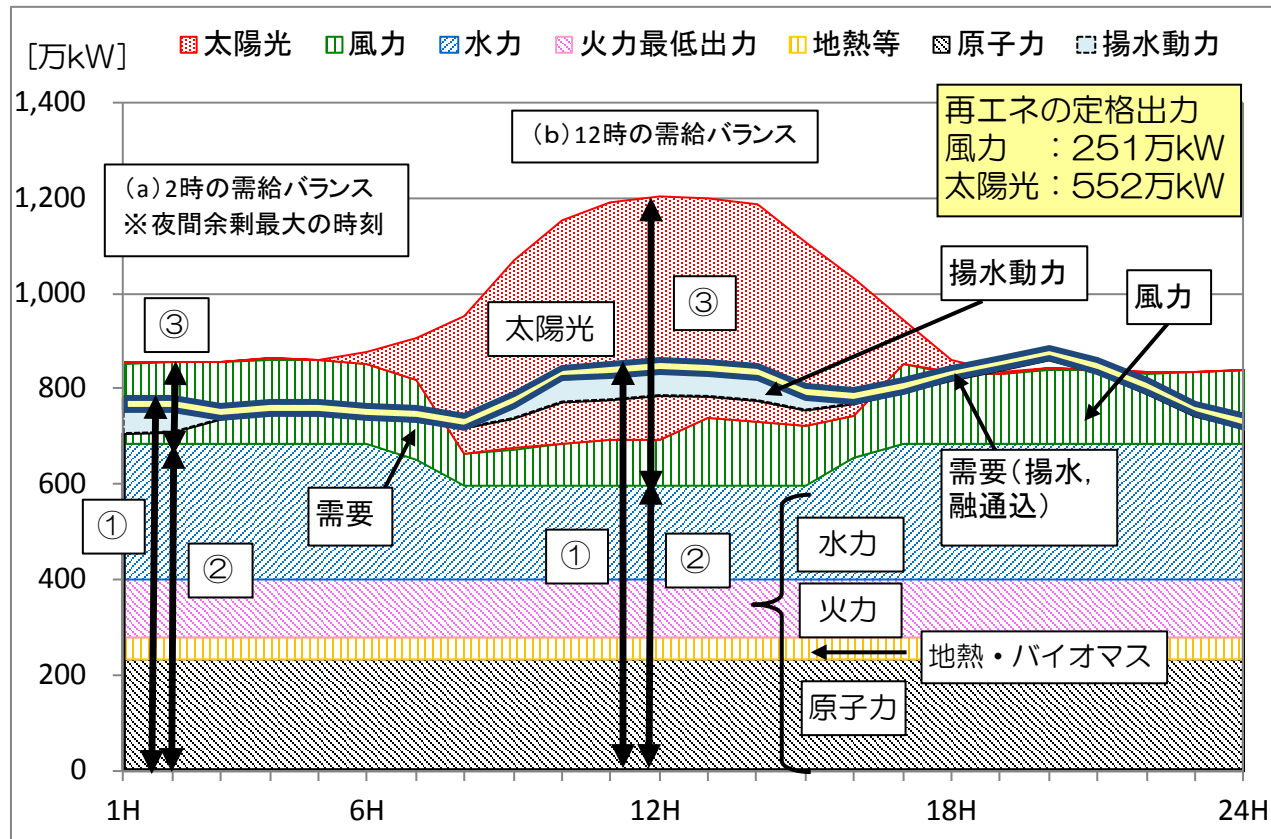


- 火力抑制，揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合，風力・太陽光の出力制御を行う。
- 風力・太陽光の出力制御は，旧ルール，新ルール，指定電気事業者制度の下での出力制御ルール（以下，指定ルール）に分類され，無補償での出力制御は，「旧ルール」は30日，「新ルール」は720時間（風力）または360時間（太陽光）※に制限されている。 ※東北管内には新ルールの太陽光は連系されていない
- 風力・太陽光の出力制御にあたっては，制御が必要となる時間帯に発電している事業者すべてを一括制御するのではなく，余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて風力・太陽光を効率的に制御することで，上記の制限を最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

- ✓ STEP1~STEP5に基づき，需給バランス（365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（2016年5月15日）における需給バランス想定＞

（単位：万kW）



	(a)2時	(b)12時
需要	709.3	786.6
揚水動力	46.0	46.0
融通(連系線期待)	24.0	24.0
①合計	779.3	856.6

水力	280.9	197.1
火力	123.7	125.2
地熱, バイオマス	44.2	44.2
原子力	234.9	234.9
②ベース供給力	683.7	601.4

風力	173.4	92.7
太陽光	0	511.1
③再生能源合成	173.4	603.8

必要制御量 ②+③-①	80.1	348.6
----------------	------	-------

【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）

	2017年度算定値	（参考） 2016年度算定値	（参考） 30日等出力制御枠
風力算定値	249	246	251

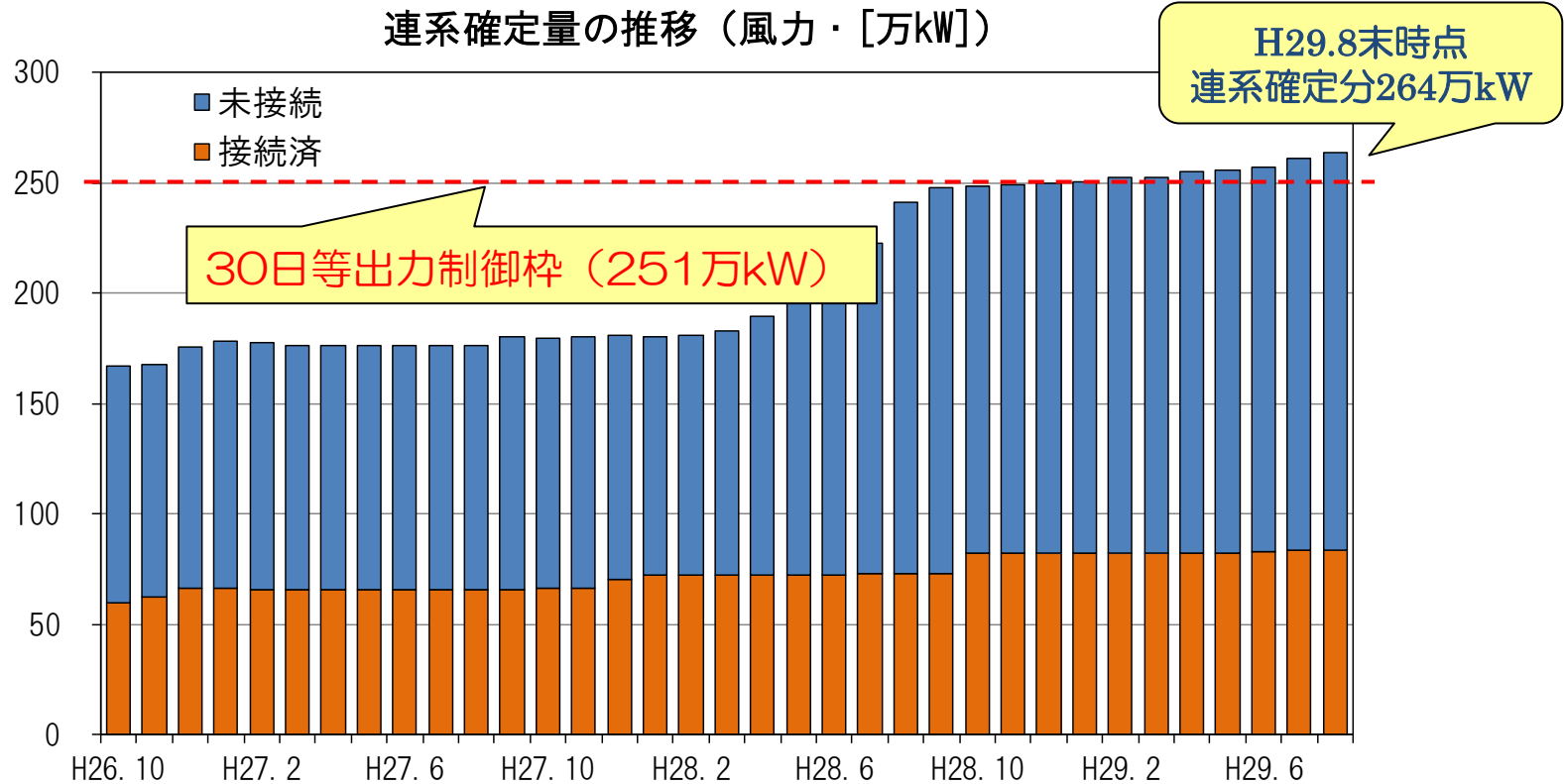
【算定における出力制御の織り込み方】

- 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。

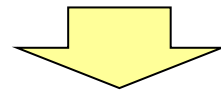
（単位：万kW）

	2017年度算定値	（参考） 2016年度算定値	（参考） 30日等出力制御枠
太陽光算定値	549	544	552

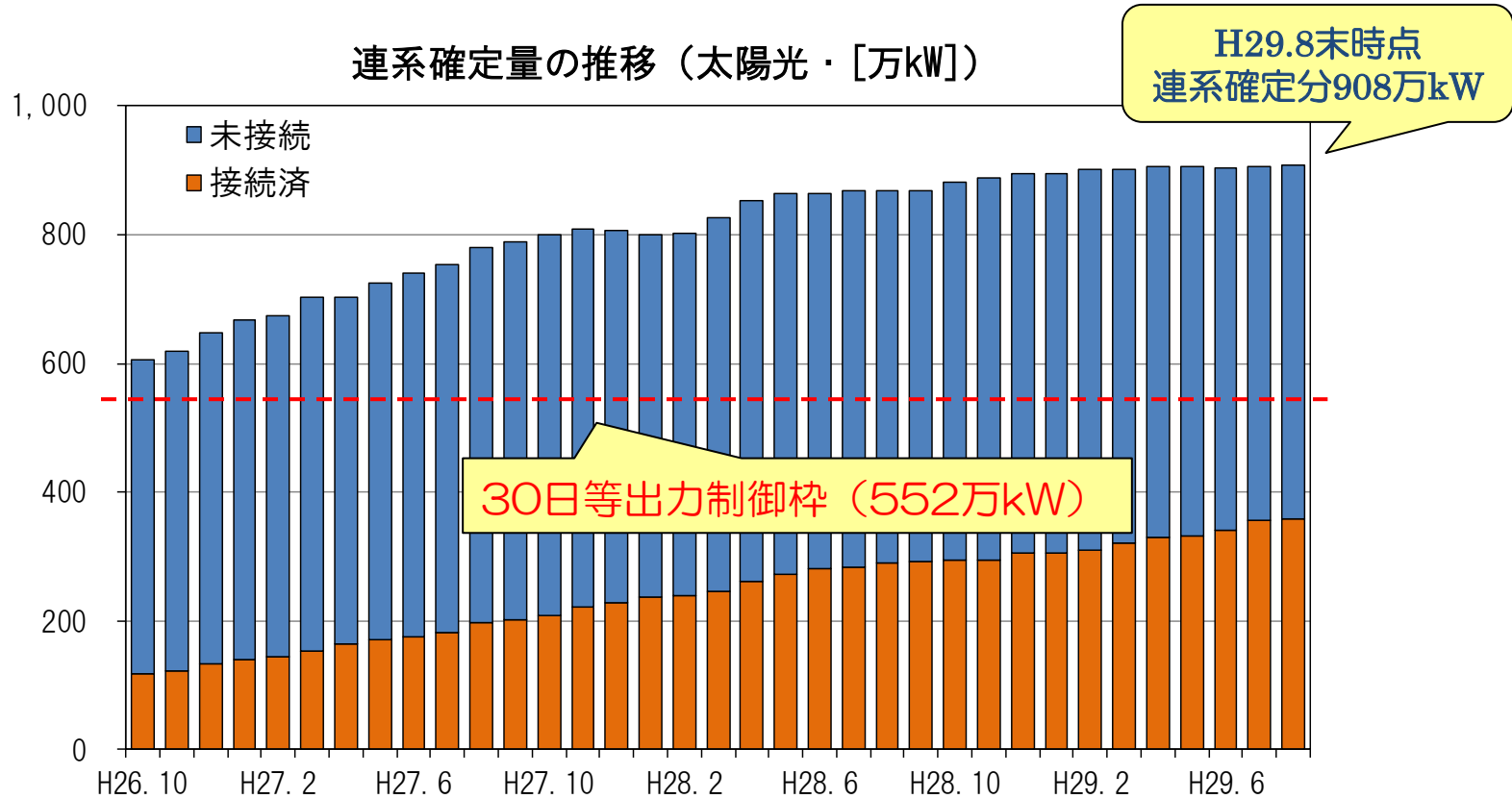
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達しない見込みである時は、「新・旧ルール」・「指定ルール」間および「風力・太陽光」間の各事業者を公平に制御。
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達する見込みである時は、「新・旧ルール」の各事業者の制御日数（制御時間）を最大限活用することを前提とし、「指定ルール」の事業者を必要に応じて制御。
- 制御見通しは、需要や日射量、風力出力の実績を基に算定。なお、至近3カ年（2014年度～2016年度）の各々の実績に基づき算定した値の平均値を示す。
- 制御見通しの算定においては、風力251万kW（新ルール：等価時間管理）、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。



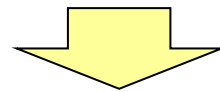
- 至近の接続済量の増加ペースは緩やか。
- 一方、連系確定量は順調に増加しており、今後はFIT法施行後に開発が始まった風力発電所の連系が進むことで、接続済量の増加ペースが加速すると想定。



- 指定ルール風力の連系量を150万kW（旧・新ルール風力との合計で約400万kW）として出力制御見通しを試算。



- 接続済量は、至近1年で約80万kW増加しており、太陽光発電の導入は急速に進展中。
- 一方、至近では連系確定量の増加ペースは鈍化。



- 指定ルール太陽光の連系量を450万kW（旧ルール太陽光との合計で約1,000万kW）として出力制御見通しを試算。

【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	625	5,950	112,471	5.3
+100	830	15,808	224,942	7.0
+150	1,037	33,605	337,413	10.0

【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	654	29,878	189,218	15.8
+300	1,172	116,864	250,542	30.9
+450	1,559	240,087	567,653	42.3

(注) 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、実際の制御時間、制御電力量を保証するものではない。

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
2014年度 最小需要※ 774万kW	+50	569	5,694	110,120	5.2
	+100	716	14,176	220,239	6.4
	+150	963	27,833	330,359	8.5
2015年度 最小需要※ 761万kW	+50	738	6,597	113,118	5.8
	+100	1,035	19,377	226,237	8.6
	+150	1,186	45,679	339,355	13.5
2016年度 最小需要※ 787万kW	+50	567	5,558	114,175	4.9
	+100	738	13,871	228,350	6.1
	+150	962	27,303	342,525	8.0

※ 昼間における再エネの余剰電力最大時の最小需要

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
2014年度 最小需要※ 774万kW	+150	661	28,825	189,216	15.2
	+300	1,194	118,968	378,432	31.4
	+450	1,581	244,372	567,649	43.0
2015年度 最小需要※ 761万kW	+150	700	33,196	186,405	17.8
	+300	1,206	122,339	372,810	32.8
	+450	1,595	245,028	559,215	43.8
2016年度 最小需要※ 787万kW	+150	601	27,612	192,032	14.4
	+300	1,116	109,284	384,064	28.5
	+450	1,501	230,862	576,096	40.1

※ 昼間における再エネの余剰電力最大時の最小需要