

接続可能量算定の考え方 および算定結果について

平成26年12月16日
東北電力株式会社



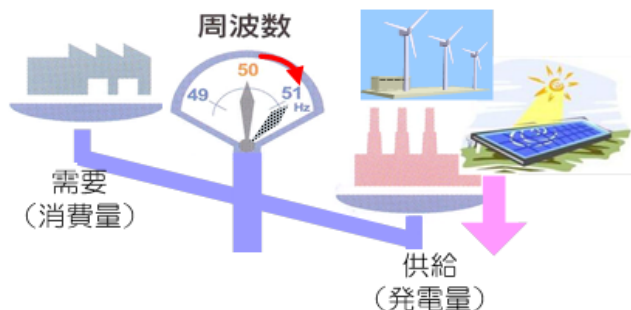
再エネの需給バランスに係わる課題は、主に以下の2つの課題に大別

- ① 短周期面の課題（数十分程度未満）：調整力が不足すれば周波数変動の拡大
- ② 長周期面の課題（数十分程度以上）：軽負荷期の余剰電力の発生

⇒ 系統全体の連系可能量は、需給面の問題だが、短周期面の課題（①）は、広域的に調整することにより相應のレベルまで解消されることが期待されるため、今回は長周期面（②）の課題について検討

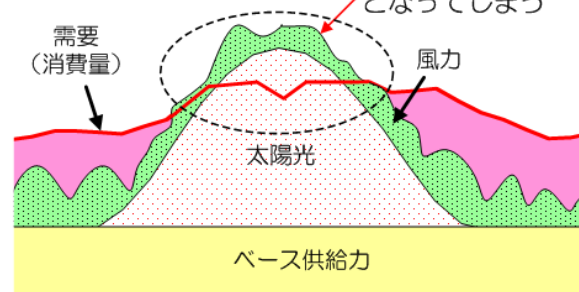
【短周期面の課題】

供給過剰となり、
周波数が上昇



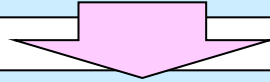
【長周期面の課題】

太陽光発電・風力発電などの出力により「需要<供給」となってしまう

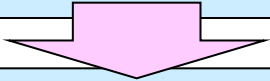


接続可能量算定（長周期）プロセスのフロー図

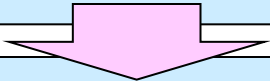
ステップ1：接続可能量算定の検討断面の決定



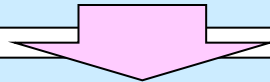
ステップ2：検討断面における需要想定決定



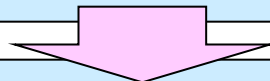
ステップ3：検討断面における想定出力等の決定
（一般水力，原子力，地熱）



ステップ4：再エネ導入量に応じた想定出力の決定



ステップ5：現制度における需給解析（火力発電の抑制，
揚水運転，30日間の再エネ出力抑制の反映等）

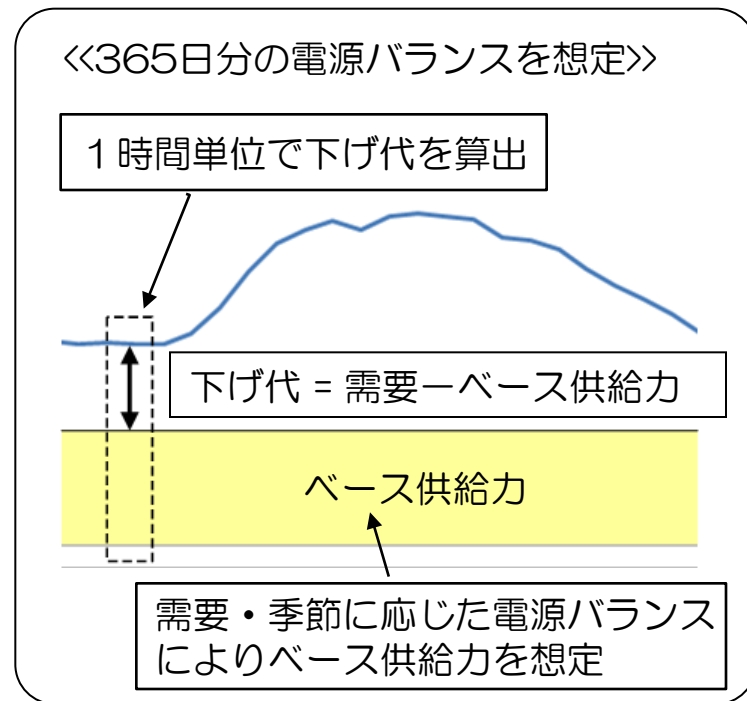
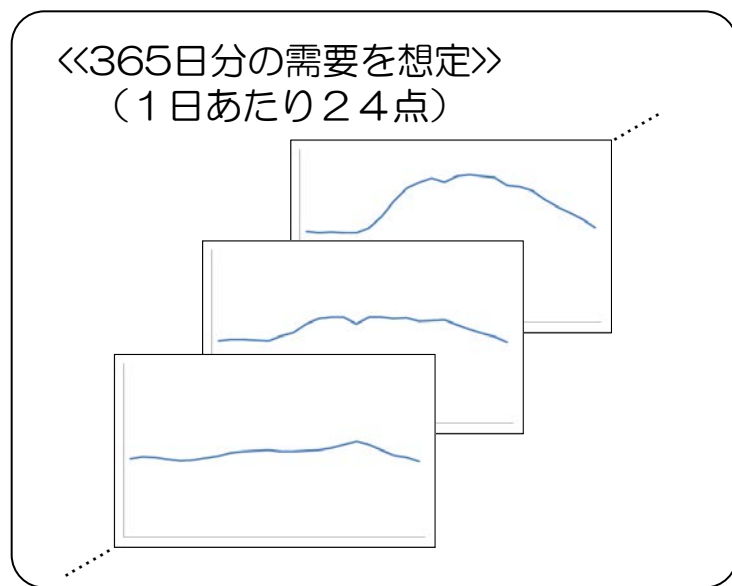


接続可能量の算定



STEP1：検討断面の選定

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



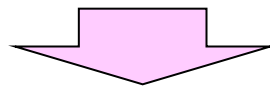
下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

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

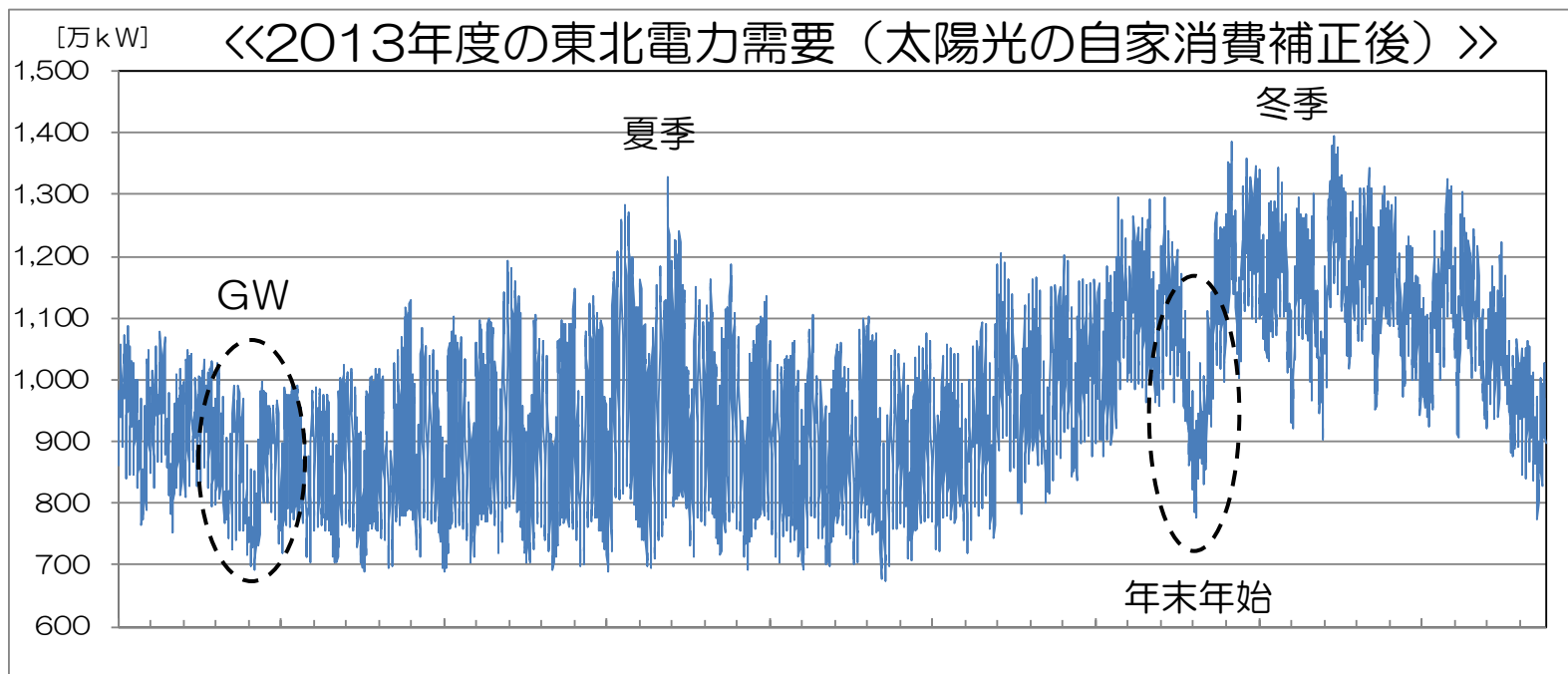
固定価格買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましい



2013年度の自社需要実績（発受電端）を用いる

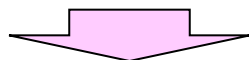
⇒ 太陽光の自家消費電力分加算による補正を実施

✓ 2012年度末の太陽光連系量（39万kW）



STEP3：検討断面における出力の想定：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



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想定：一般水力

一般水力（含 小水力）		
設備容量 (万kW)	流れ込み式	75.6※
	調整池式	223.5
	貯水池式	12.0
合計		311.1

※連系承諾済み案件 4.6万kW含む

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、太陽光のピーク時の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

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	62.5	66.9	54.5	51.1	41.7	38.6	40.5	45.6	41.2	28.8	26.0	35.3
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	183.7	182.7	129.0	117.9	91.8	83.7	73.7	96.7	99.4	69.0	70.9	107.9

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想定：地熱・バイオ

地熱	
供給力 (万kW)	20.0
設備容量 (万kW)	31.0
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
	連系承諾済み : 4.8

バイオマス	
供給力 (万kW)	18.4
設備容量 (万kW)	69.8
利用率 (%)	26.4

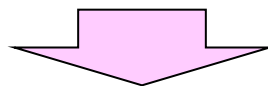
設備一覧 [受電分] (万kW)	
他社	14件 : 4.0
	連系承諾済み : 65.8

バイオマスの利用率は至近実績により想定
(至近3カ年の平均値)



STEP4：検討断面における再エネ出力の想定

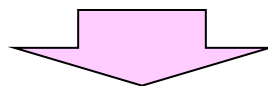
風力発電の導入想定量は、当社が受付可能量として公表している200万kWとする



需要実績を使用する2013年度については、48万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	25サイト※	48.4※	2013年4月 ～2014年3月

※2014年3月末値 (2013年4月～11月：24サイト, 48.2万kW)

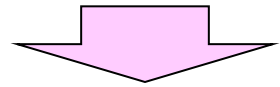


実績データから出力を想定する



STEP4：検討断面における再エネ出力の想定

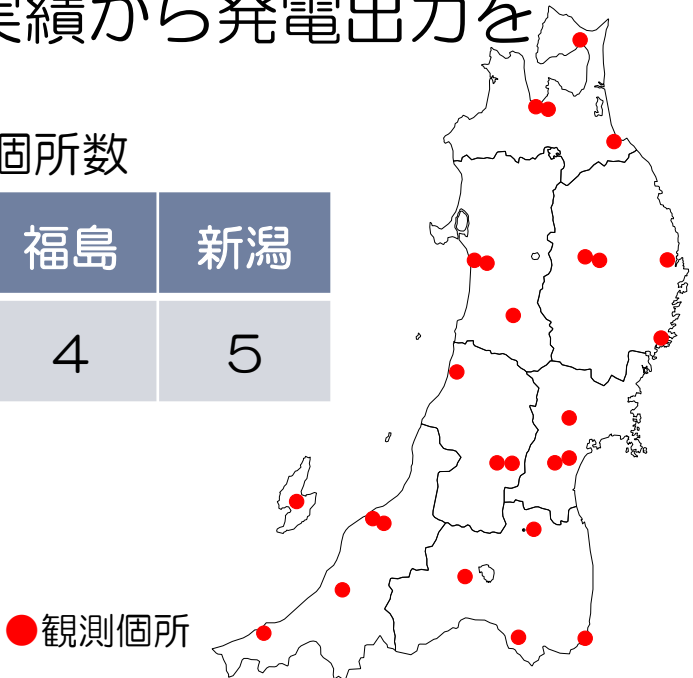
連系済みの太陽光発電の大部分は、低圧および高圧であり、発電出力の把握が困難（発電実績による想定は不可）



国の補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」（PV300）において測定した当社管内26個所の観測点における2013年度の日射量実績から発電出力を想定する

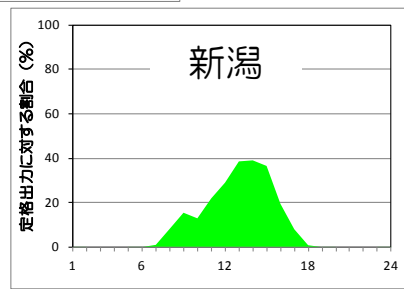
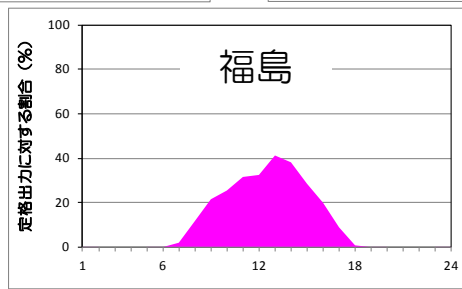
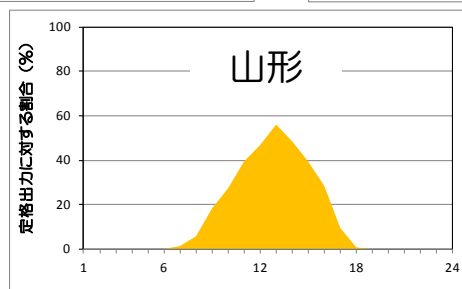
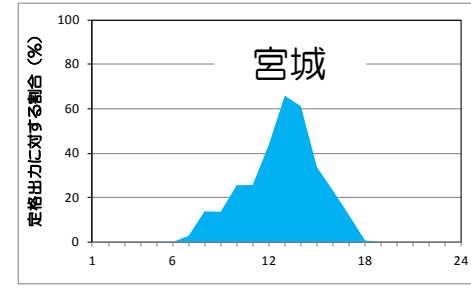
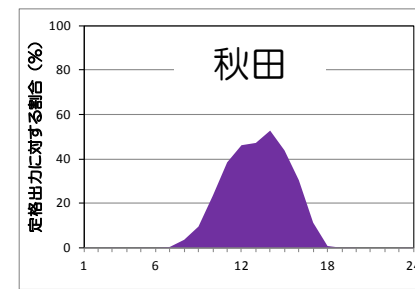
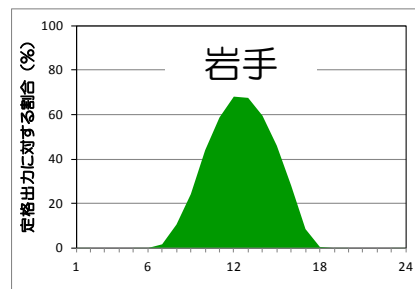
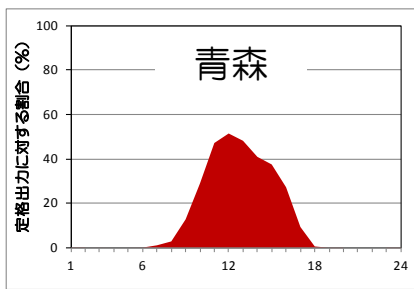
PV300における当社管内の県別観測個所数

	青森	岩手	秋田	宮城	山形	福島	新潟
個所数	4	4	3	3	3	4	5

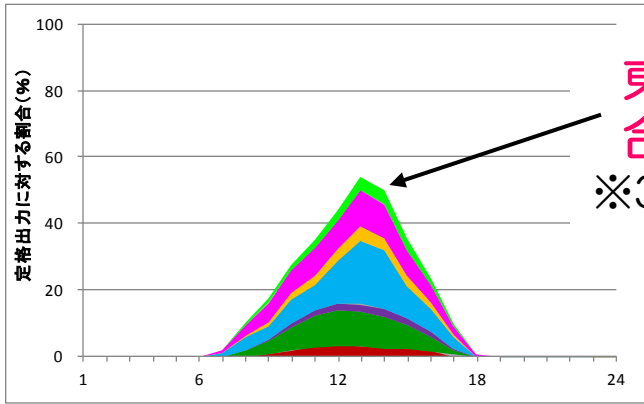
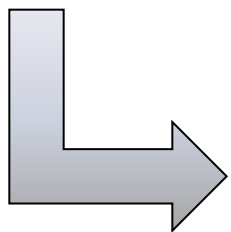


STEP4：検討断面における再エネ出力の想定

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



2014年9月末の各県別の
連系申込量の比率により
重み付けをして合算

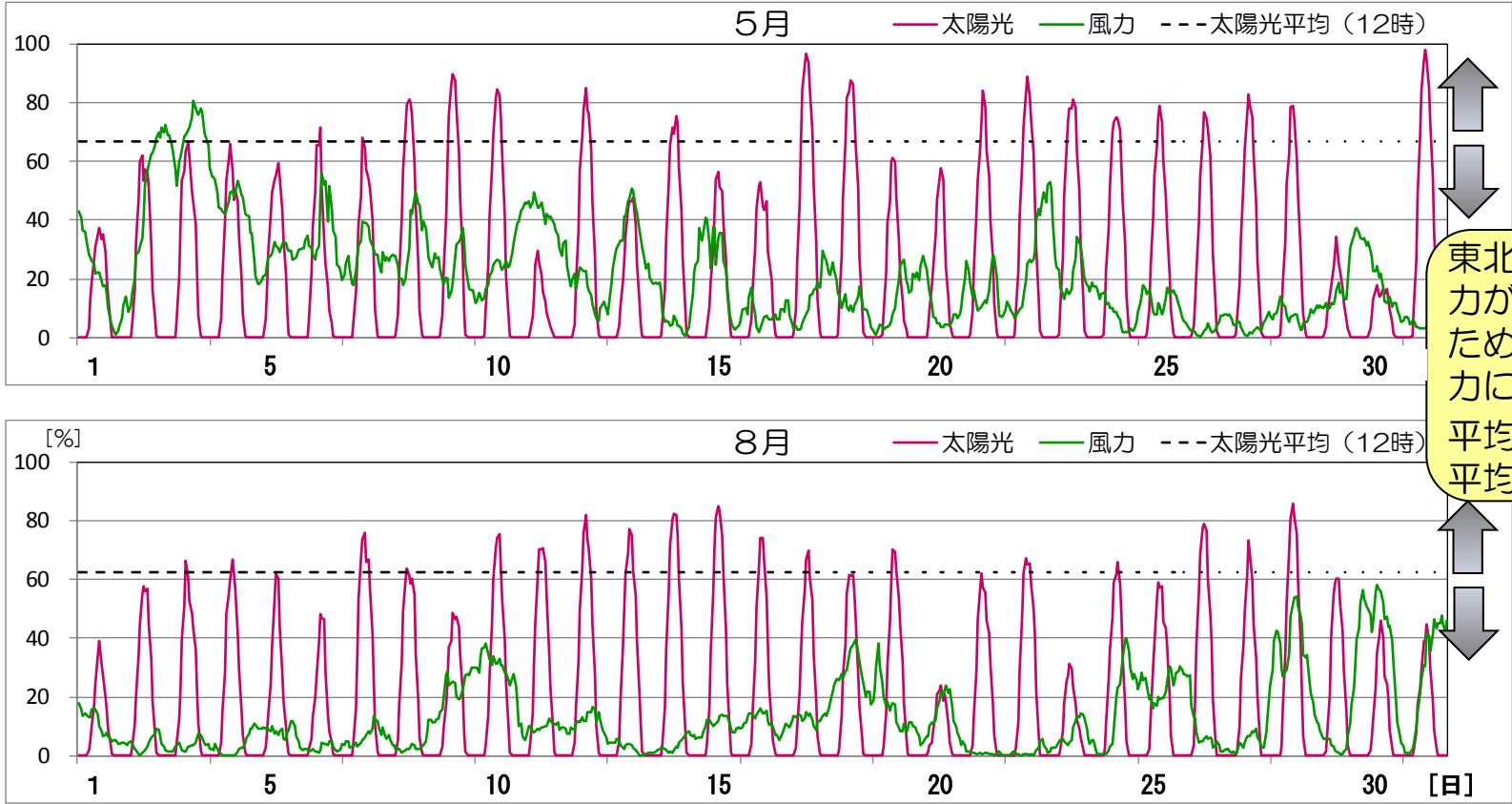


東北エリアの
合計想定出力
※365日分の波形
を作成

STEP4：検討断面における再エネ出力の想定

- 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 ⇒ 風力と太陽光の合計出力を用い，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》



↑ 晴れ
↓ 曇り・雨

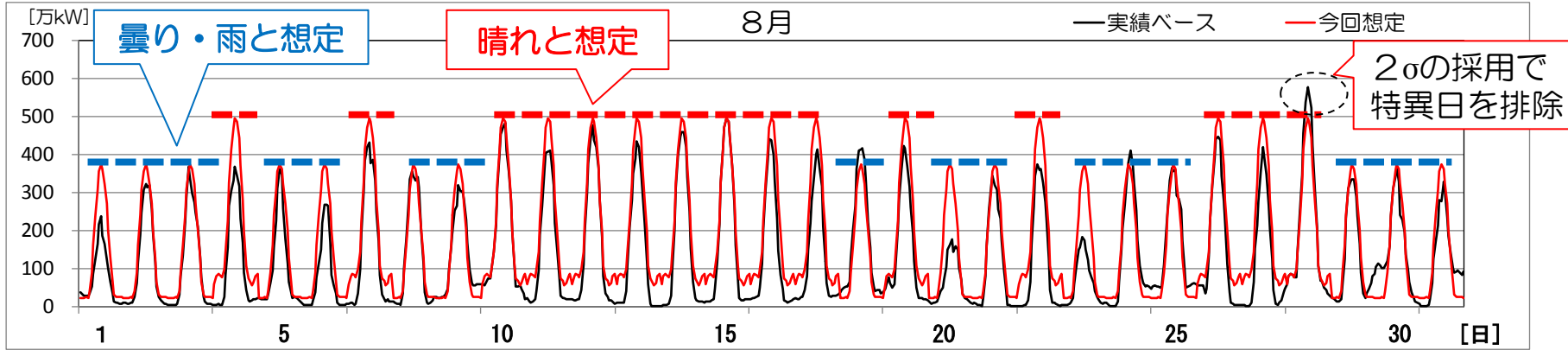
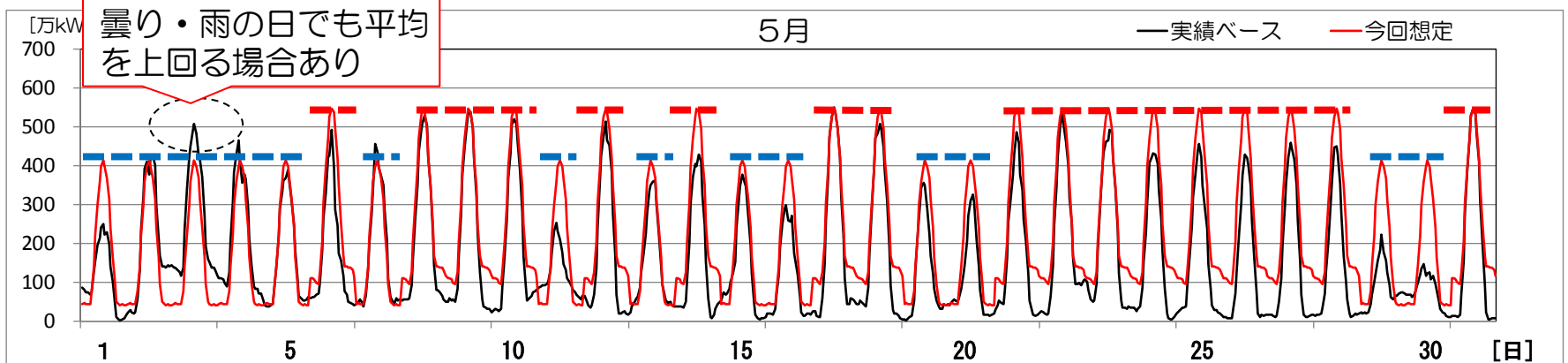
東北地域で太陽光の出力が12時に最大となるため、12時の太陽光出力によりパターン分け
平均値以上：晴れ
平均値以下：曇り・雨

↑ 晴れ
↓ 曇り・雨

STEP4：検討断面における再エネ出力の想定

- ▶ 晴れパターン：風力・太陽光発電の合計出力の月毎・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・太陽光発電の合計出力の月毎・時間毎の平均値を採用

《風力200万kW，太陽光552万kW時の再エネ合計出力想定》



STEP4：検討断面における再エネ出力の想定

《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	79.3	80.5	34.3	47.7	58.1	71.7	81.4	81.5	84.3	83.3	79.4	83.4
風力2σ※	73.4	69.6	27.3	46.4	52.0	45.2	79.5	71.5	80.2	82.8	75.4	81.4
太陽光最大	90.6	97.9	95.7	84.8	86.0	80.6	64.2	55.8	40.5	50.5	67.0	84.7
太陽光2σ※	87.0	96.6	94.1	81.9	85.1	78.8	62.4	53.9	38.4	48.0	61.6	80.1
合成最大	79.7	73.0	70.8	63.2	76.8	69.3	54.9	46.5	45.9	57.3	59.2	79.1
合成2σ※	78.2	72.7	70.8	61.9	65.7	60.1	49.3	44.5	45.0	50.5	57.3	70.3
合成平均	53.9	55.0	48.5	35.4	49.6	41.2	30.0	32.4	30.4	38.8	41.9	46.1

※毎日の最大値の2σ値



STEP5：火力の出力想定

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減必要な出力まで抑制（または停止）する

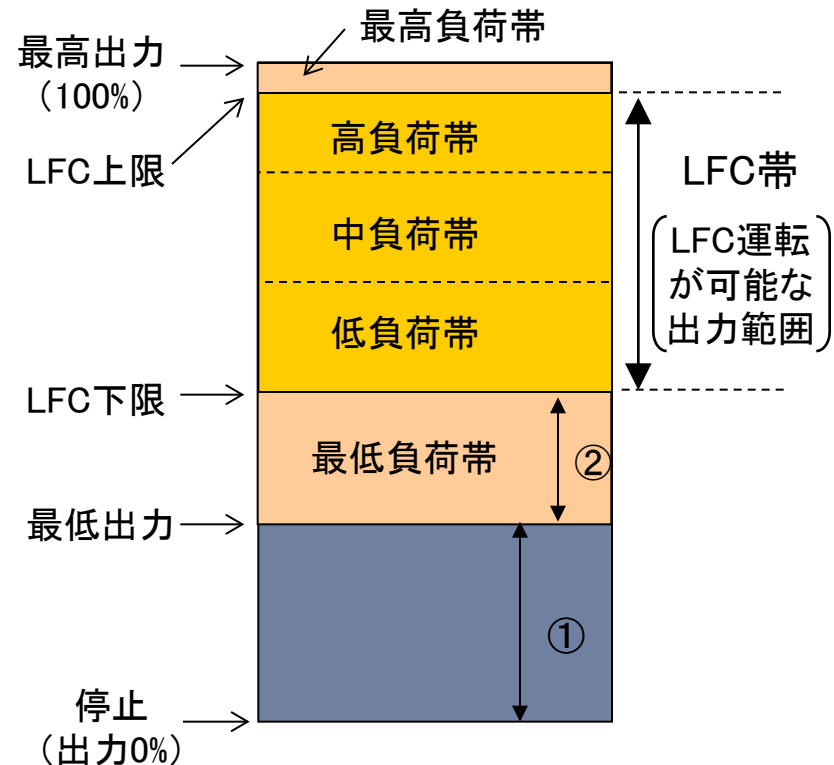
- ピーク時予備力8%を確保するのに必要な火力ユニットを並列
- 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の2%のLFC容量を確保
- LNGの最低消費制約を考慮
- 最低出力の運転制約を考慮

✓ 需要の軽い深夜には、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ができない(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



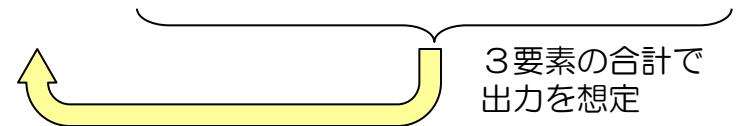
STEP5：火力の出力想定

<最小需要断面（5月12日）13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)
自社火力	石油	全機停止		155	0			
	石炭	全機停止		225.3	0			
	LNG (コバツヨル)	東新潟	2T	60	32		28*1	4
			港1T	35	19		17*1	2
		その他停止機		120	0			
	LNG (コバイト)	新仙台	3-1系	49	27		24.5	2.5
		東新潟	3-1系	60.5	23		20*1	3
			4-1系	82.6	24		20*1	4
		その他停止機		294	0			
	他社	石油	全機停止		4.4	0		
石炭		全機停止*2		273.5	0			
合計				1359.3	125	109.5	15.5	

※1 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。

※2 広域火力は受電量を全て共同開発した会社が受電することが可能と想定



(参考：火力の出力調整範囲)

<<自社火力>>

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
石油	八戸	3T	25	5	16
		秋田	2T	35	6
		3T	35	14	19
		4T	60	9	26
	石炭	能代	1T	60	21
2T			60	18	30
原町※		1T	52.7	15	20
		2T	52.6	17.5	17.5

※広域火力のため、当社受電分のみ記載

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
LNG (Jパソ ヨカ)	新潟	4T	25	5	17
		東新潟	1T	60	9
	2T		60	17	28
	港1T		35	6	17
		港2T	35	6	17
LNG (Jパイ ト)	八戸	5T	41.6	25	25
	仙台	4T	44.6	22.3	22.3
		新仙台	3-1系	49	24.5
	3-2系		49	24.5	24.5
	新潟	5系	10.9	8.34	8.34
	東新潟	3-1系	60.5	12	20
			60.5	12	20
		4-1系	82.6	20	20
			87.4	20	20

【単位：万kW】



(参考：火力の出力調整範囲)

<<他社火力>>

燃種	所名	号機	域内	当社受電 最大	当社受電 最小	当社受電 LFC下限
石油	北沼		○	4.4	0	—
石炭	相馬共同 ※	1T	○	47	14.5	22
		2T	○	47	14.5	17
	常磐共同 ※	7T	○	11.9	5.9	—
		8T	1台 域内	28.2	9.1	21.1
		9T		28.2	9.1	21.1
	酒田共同	1T	○	33	12.7	—
		2T	○	33	11.8	15.9
	磯子※ (電発)	1T		9.4	2.7	—
		2T		8.8	3.2	—
	新日鐵釜石		○	13.6	5.4	—
糸魚川		○	13.4	5.4	—	

※広域火力

【単位：万kW】



STEP5：揚水運転の出力想定

通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に発電するが、昼間に揚水運転を行うことで、太陽光発電の余剰電力を吸収する。ただし、以下の点に留意が必要。

- 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

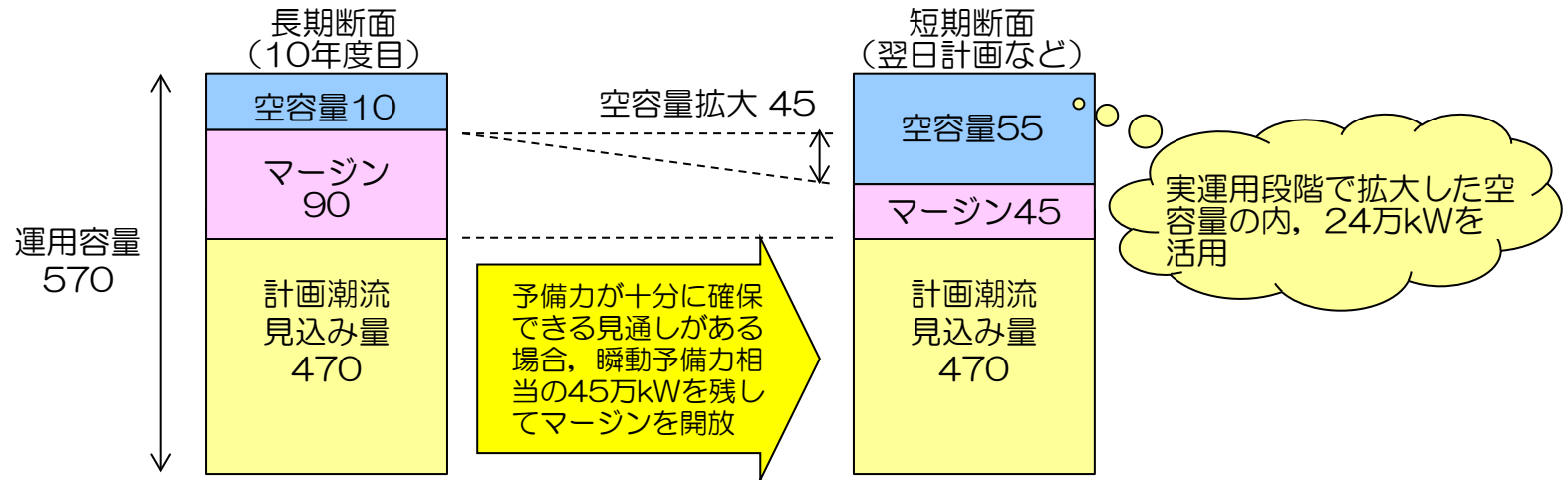
※3 池尻川は、農業用水の調整が中心の池運用となるため、需給バランスには計上できない



STEP5：連系線の活用（予め織込む追加オプション）

- 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を昼間帯にも活用することを見込み、接続可能量の算定条件として予め織込む。

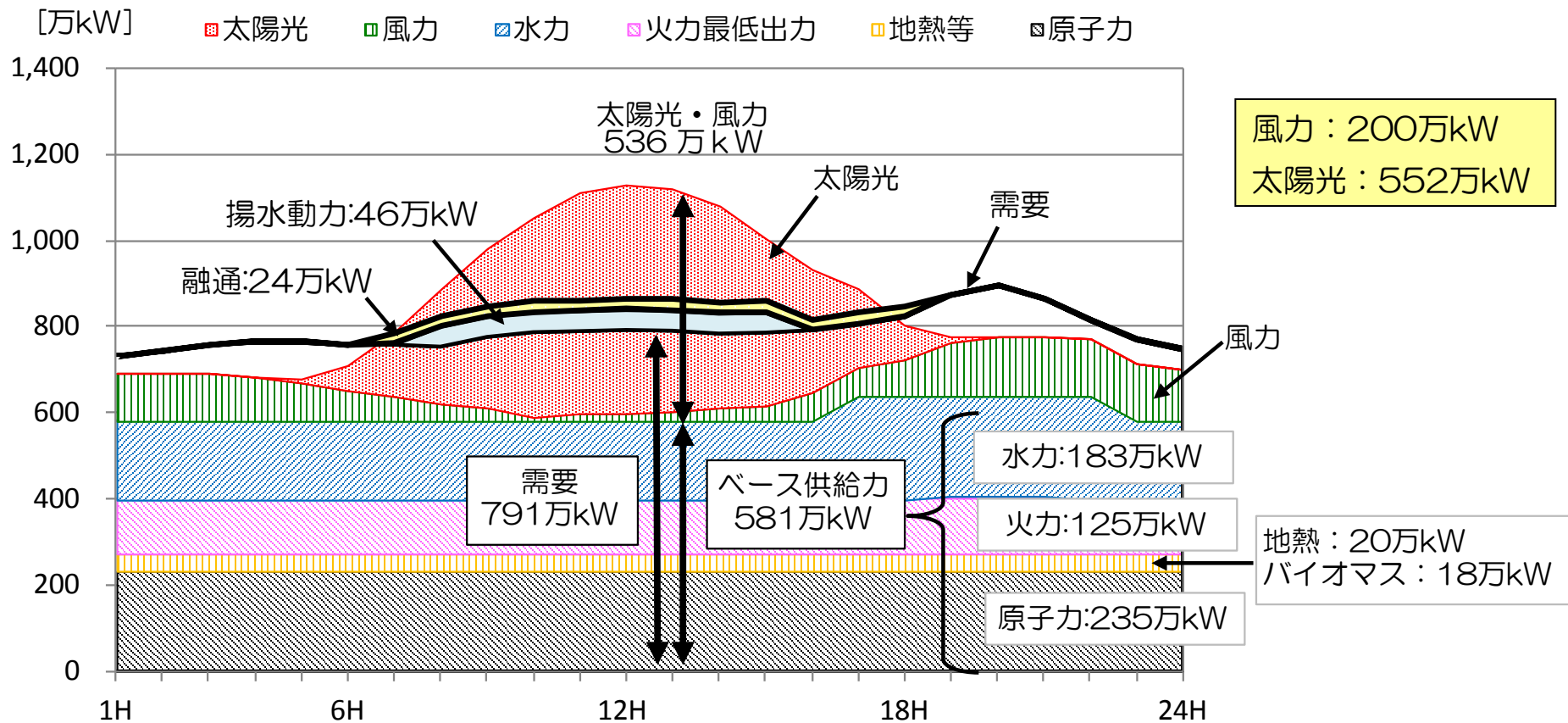
マーシンの開放による相馬双葉幹線の空容量増加イメージ（万kW）



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、太陽光発電の導入量をパラメータとして評価

＜最小需要断面（2013年5月12日）における需給バランス＞



グループ分けによる出力抑制イメージ

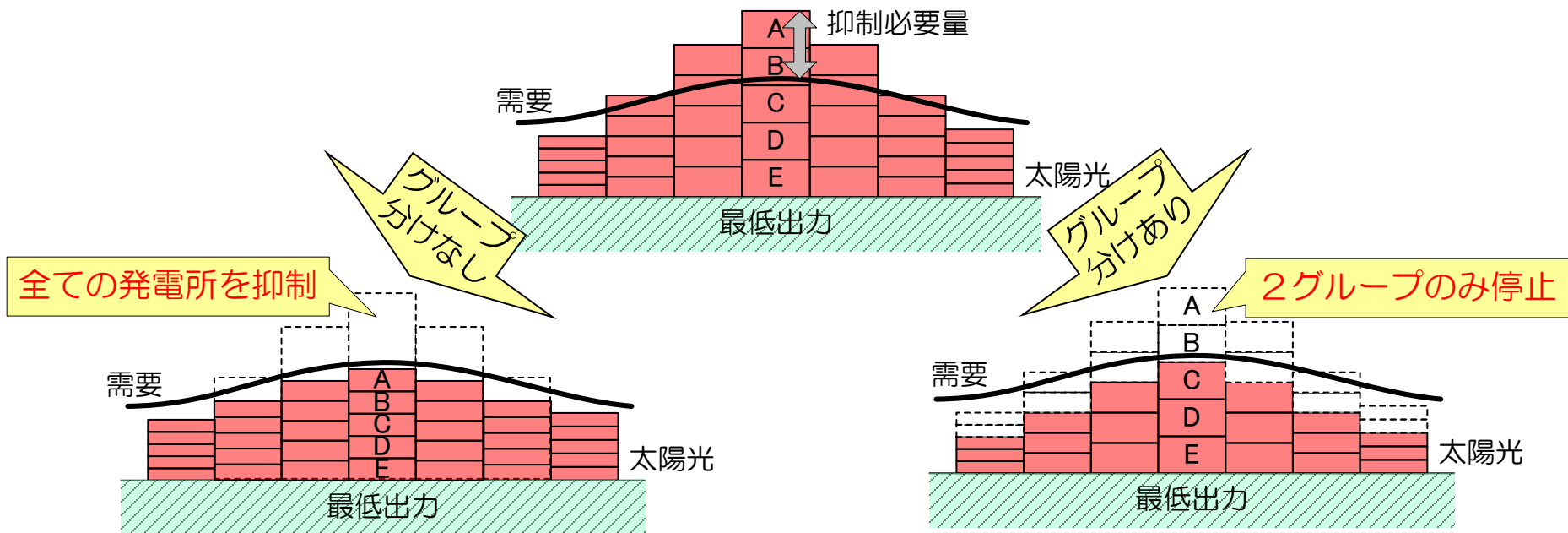
太陽光発電を複数のグループに分けて、必要なグループ数だけ出力を抑制

<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

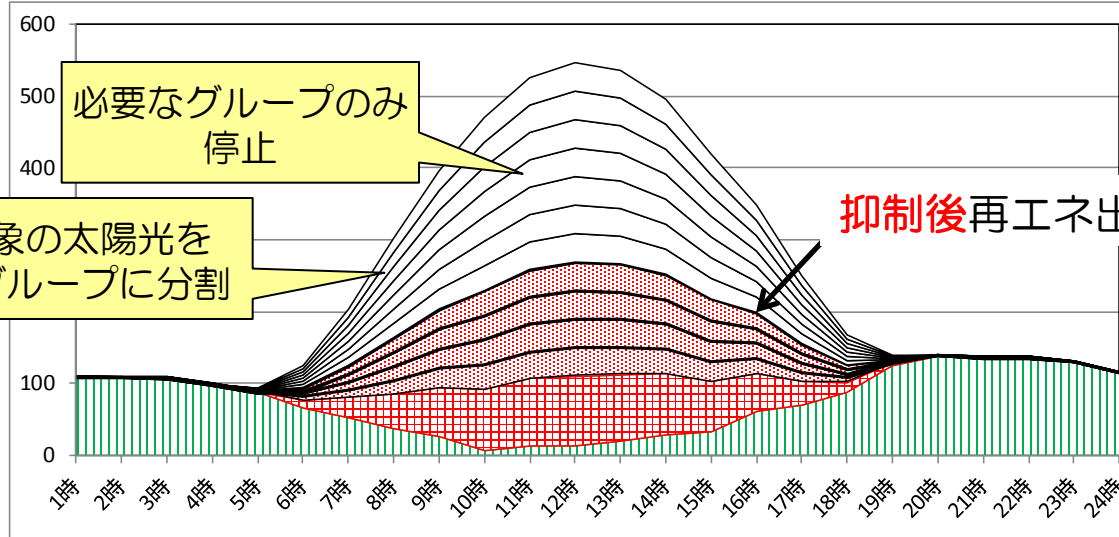
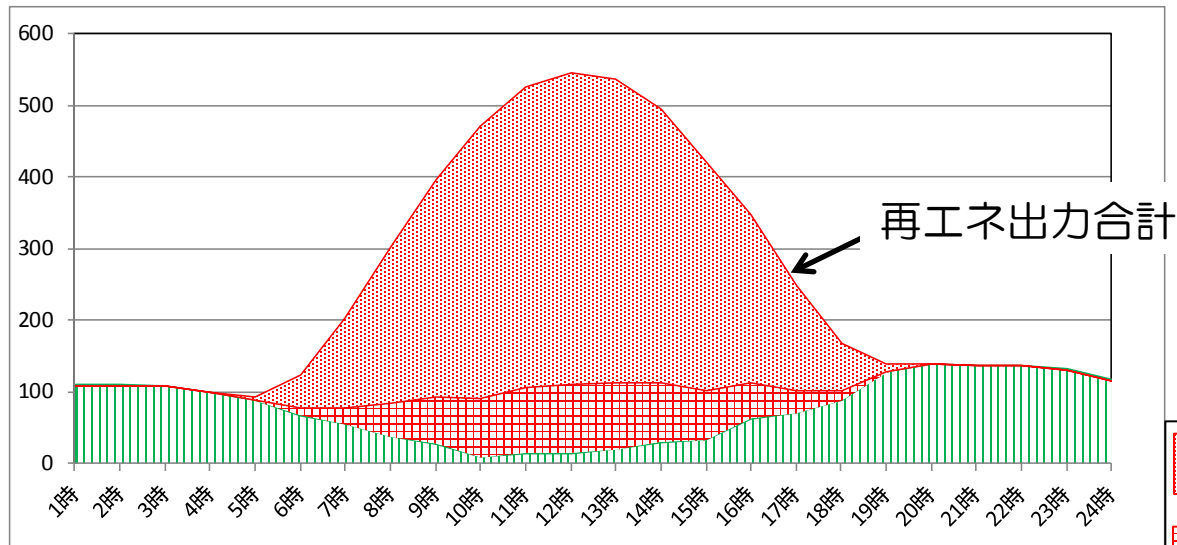


抑制の延べ日数と、各発電所の抑制日数は同じになる

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



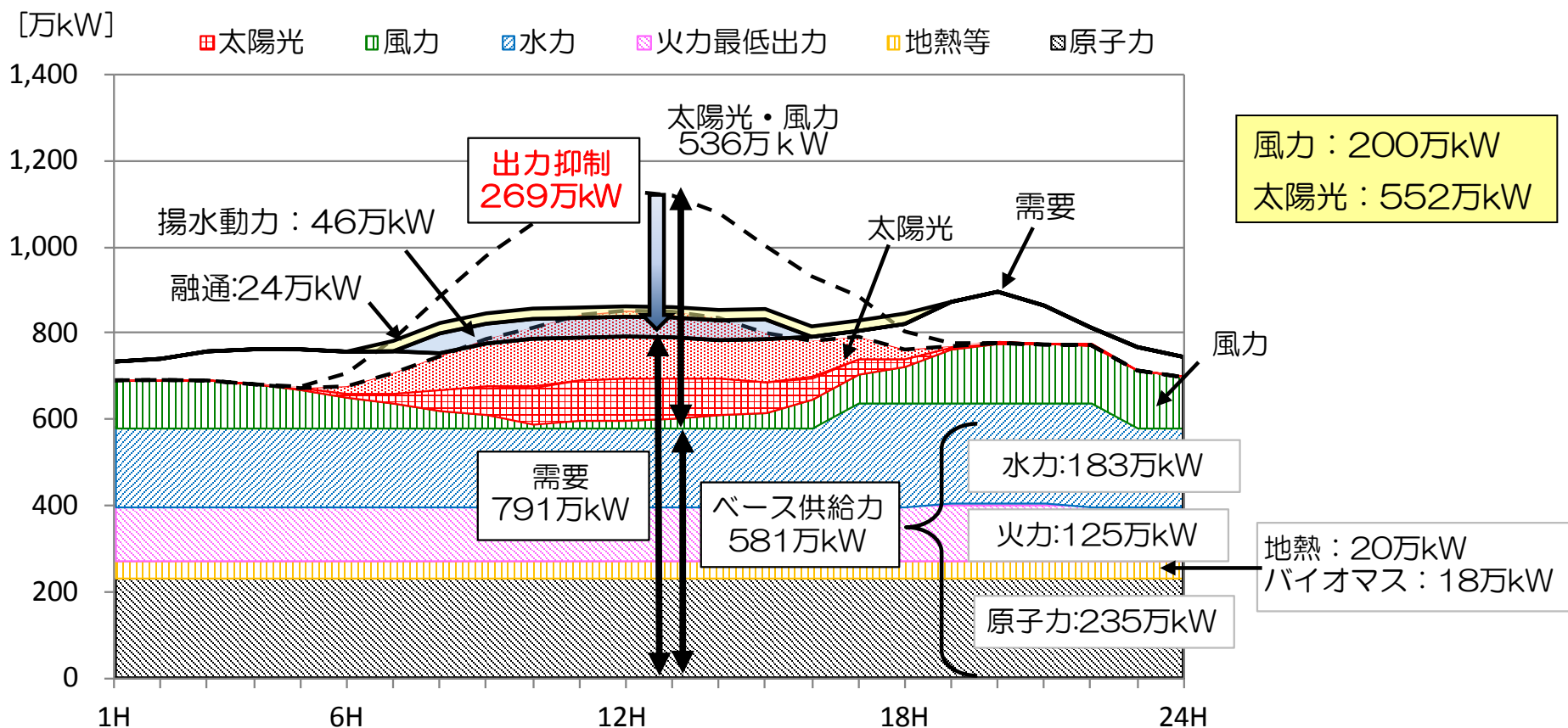
グループ分けによる出力抑制イメージ



需給バランスのイメージ（出力抑制後）

- ✓ 余剰が生じる場合には、太陽光発電を複数のグループに分けて、必要なグループだけ出力抑制

＜最小需要断面（2013年5月12日）における需給バランス（出力抑制後）＞



需給バランスのイメージ（最小需要断面）

<最小需要断面（2013年5月12日13時）における需給バランス（出力抑制後）>

供給力 (万kW)	原子力	234.9
	火力	137.9
	再エネ	757.3
	（内訳）水力	182.7
	地熱	20.0
	バイオ	18.4
	太陽光	517.0
	風力	19.2
	揚水	▲46.0
	融通（連系線活用）	▲24.0
	出力抑制	▲269.4
	合計	790.7
最低需要（万kW）	790.7	

1グループあたり40万kW
に分けて、グループ単位で
出力抑制
⇒抑制後の供給力と需要の差
(12.9万kW)は**火力で調整**



需給バランスのイメージ（ピーク断面との比較）

＜2013年5月12日の13時，20時（ピーク需要断面）の需給バランス比較＞

				13時	20時	20時予備力
供給力 (万kW)	原子力			234.9	234.9	—
	火力			137.9	248.4	—
	(内訳) LNG (LNG)	東新潟	2T	34.0	34.0	26.0
			港1T	21.0	19.0	16.0
	LNG (LNG)	仙台	4T	0.0	22.9	21.7
		新仙台	3-1系	29.0	40.0	9.0
		東新潟	3-1系	25.0	56.0	4.5
			4-1系	28.9	76.5	6.1
	再エネ			757.3	413.0	—
	(内訳) 水力			182.7	235.3	—
	地熱			20.0	20.0	—
	バイオ			18.4	18.4	—
	太陽光			517.0	0.0	—
	風力			19.2	139.3	—
	揚水			▲46.0	0.0	46.0
融通			▲24.0	0.0	—	
出力抑制			▲269.4	0.0	—	
合計			790.7	896.3	129.3	
需要 (万kW)			790.7	896.3	—	



太陽光発電の接続可能量

風力導入見込量 (万kW) : (a)	200
太陽光接続可能量 (万kW) : (b)	552
合成2σ出力 (万kW)	547
合成最大出力 (万kW)	549
昼間最低負荷 (万kW) ※ : (c)	791
(a) / (c) (%)	25.3
(b) / (c) (%)	69.8

※ 晴天日の太陽光発電ピーク時間帯最低需要



太陽光の拡大方策と拡大量

No	条件	連系可能量	拡大量
基本	現行制度（30日の出力抑制） （延べ抑制日数：92日，延べ抑制時間：431時間）	552万kW	—
①-1	最大60日での出力抑制	552万kW	効果なし※1
①-2	//（既承諾分も含めて抑制※2）	716万kW	164万kW
②-1	時間単位での出力抑制	552万kW	効果なし※1
②-2	//（既承諾の特別高圧も含めて抑制※2）	635万kW	83万kW
③	全太陽光の30日出力抑制ケース（新規の500kW未満を抑制）	552万kW	効果なし※1
④	//（既承諾の500kW未満も含め全て抑制※2）	591万kW	39万kW
⑤-1	連系線の活用（24万kW：現行制度での活用， 連系可能量に織り込み済み）	（552万kW）	48万kW
⑤-2	連系線の活用（20万kW：振替供給電源の差替含む）	594万kW	42万kW
参考	太陽光の出力抑制を行わない場合	194万kW	—

※1：既承諾分で，延べ抑制日数・時間が30日，360時間を超過したため効果なし

※2：既承諾分を連系するための，拡大策のアイデアとして追加オプションも検討

基本ケースの接続可能量は，連系確定分（584万kW）を下回る結果となったが，この場合でも，連系確定分は全て現行制度にもとづき連系を承諾する。なお，運用断面での空容量を活用する等により，極力出力抑制日数を30日以内に留めるように努力する。



蓄電池活用による太陽光の拡大方策と拡大量

No	条件	連系可能量	拡大量
基本	現行制度（30日の出力抑制） （延べ抑制日数：92日，延べ抑制時間：431時間）	552万kW	—
①	事業者側に太陽光発電1kWあたり、1kWh分の蓄電池を設置	552万kW	効果なし※1
②	事業者側に太陽光発電1kWあたり、5kWh分の蓄電池を設置	552万kW	効果なし※1
③	系統側に太陽光発電1kWあたり、5kWh分の蓄電池を設置	781万kW	229万kW※2 (22,900万kWh)
④	系統側に5万kW—5万kWhの蓄電池を設置	558万kW	6万kW (47万kWh)
⑤	系統側に25万kW—25万kWhの蓄電池設置	583万kW	31万kW (278万kWh)

（ ）内は年間充放電ロス分

※1：既承諾分で，延べ抑制日数が30日を超過したため効果なし

※2：229万kW—1，145万kWhの蓄電池を設置



実績に基づき試算した出力抑制日数

- 太陽光と風力発電の出力を実績需要に重ねた場合の出力抑制日数
 - 連系可能量算定時の1発電所あたりの抑制日数が30日であるのに対して、17~29日との結果になった。
 - ただし、事後的にみた評価であり、需要および太陽光・風力の予測誤差が全くない場合の推定抑制日数と同じであることに留意する必要あり。

《太陽光552万kW，風力200万kW連系時》

	抑制日数 (日)	太陽光・風力 抑制電力量 (万kWh)	太陽光・風力 発電電力量 (万kWh)	抑制率 (%)
2011年度	29	69,207	1,151,019	6.0
2012年度	17	42,556	1,178,095	3.6
2013年度	20	52,102	1,142,118	4.6



1. 既承諾分も含め、出力抑制頻度を時間管理に見直し（②－2）

(1) 対策の概要

- 既承諾分を含め、特別高圧連系設備の出力抑制に時間管理を適用
- 実効性のある出力抑制を確保するため、各発電所に情報伝送装置を設置し、オンライン出力抑制を実施

(2) 接続可能量の見直し

635万kW（基本ケースに対して83万kW増）

(3) 課題

- 既承諾分の情報伝送装置の費用負担（新規分は連系要件化）
 - ✓ 当社では、連系承諾時に『将来的に発電者の負担で情報伝送装置を設置いただく場合があること』を連系の条件として提示しているが、遡及的な措置になるため制度的な後押しが必要
 - ✓ オンライン制御の条件整備に数千万円を要する可能性があるため、既承諾案件の事業性への影響を勘案し、特高案件だけに適用



2. 振替供給電源の出力抑制による連系線利用の差替（⑤-2）

(1) 対策の概要

- 第9回制度設計WGで提示された『論点4：余剰電力発生時の緊急的な広域融通の在り方』の考え方を適用
- エリア内の優先給電ルールを振替供給電源に適用することに相当

(2) 接続可能量の見通し

594万kW（連系線20万kW活用で42万kW増）

(3) 課題

- 再エネと振替供給電源との差替えに伴う追加費用の扱い負担

(4) 対策(例)

⇒ 再エネ受電会社において余剰が発生した場合は、振替供給電源の出力を抑制した上で、当該余剰分を再エネ受電会社の回避可能費用相当で、振替供給電源の受電会社に対して融通送電
融通受電会社において振替供給電源を出力抑制し、融通受電することにより生じる追加費用については、サーチャージなどで補償



(1) 風力発電の出力抑制の取扱い

- 風力発電の場合，一律の部分抑制が適しているのではないか
 - ✓ 地域によって風況が異なるため，グループ分けの効果は不明
 - ✓ 大規模な事業者が多いため，部分抑制の対応が比較的容易
 - ✓ オンライン部分抑制の方が，抑制量の極小化が可能
 - ✓ 風力事業者も停止でなく部分抑制を希望（機器保守面の理由）

(2) 火力発電のユニットコミットメント見直しの影響

- 最低出力を優先したユニット選定（石炭→LNG）によるコスト増加
 - ✓ ベース電源の燃料費がLNG火力となるため，発電単価が上昇し，国民負担の増加につながるが，国民負担の軽減と再エネの最大導入を同時実現する方策として適切なものか
- ベース電源の運転台数減少（DSS火力の最大限の活用）による発電機追従能力の低下
 - ✓ ベース電源の台数が少ない場合，再エネの出力予測が大きく外れると，DSSの起動が間に合わず，周波数低下に繋がる懸念

