

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
北海道電力株式会社

I． 接続可能量（2017年度算定値）の算定

II． 指定ルール案件の出力制御見通し

【 I . 接続可能量（2017年度算定値）の算定】

1. 接続可能量算定のフロー

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の想定



ステップ3

検討断面における出力等の想定（一般水力、原子力、地熱、バイオマス）



ステップ4

再エネの導入量に応じた出力等の想定



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）



接続可能量（年度算定値）

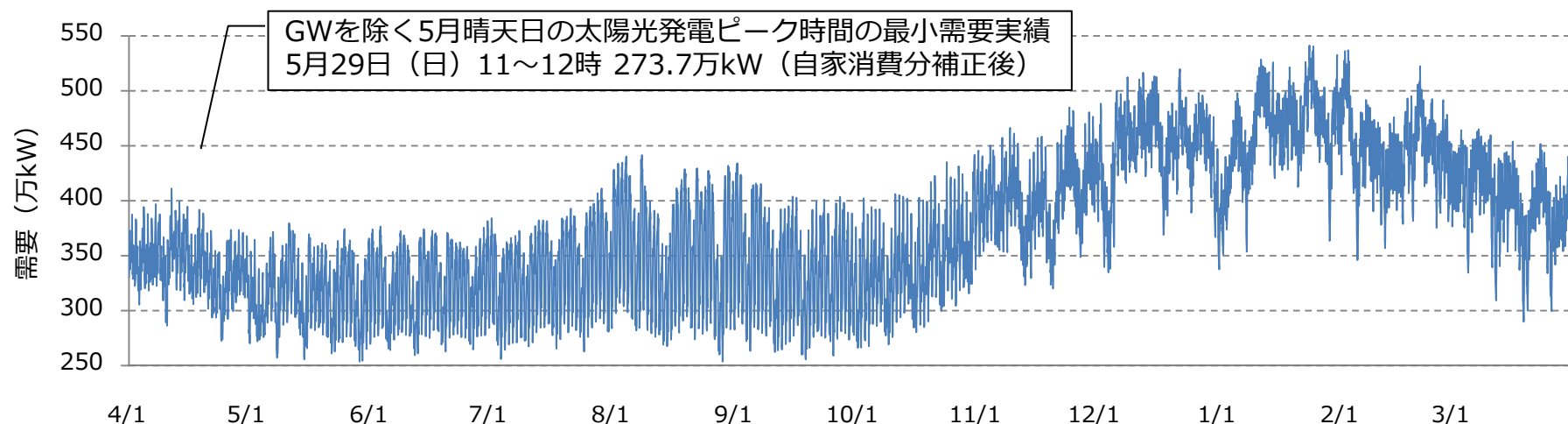
<ステップ1> 検討断面の設定

- 再エネ特措法に基づく調整（回避措置と年間30日等を上限とした太陽光・風力の出力制御）を考慮するため、8,760時間（24時間×365日）の各時間において試算を行う。

<ステップ2> 需要の想定

- 需要想定は、2016年度のエリア需要実績を用いる。
- 接続可能量の算定にあたっては、太陽光発電の自家消費分を補正する。

【2016年度のエリア需要実績（離島を除く）】



＜ステップ3＞ 一般水力・原子力・地熱出力の想定

- 当社管内の各電源の特性や長期的な傾向を反映することとし、震災前30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の設備利用率平均を用い、設備容量を乗じる（設備利用率×設備容量）こととする。
- ただし、一般水力のうち、貯水池式・調整池式水力については、多少の出力調整が可能であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用をする前提により算定を行う。

《水力》

- 一般水力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

【一般水力の設備利用率と出力の想定（離島を除く）】

	分類		設備利用率	実績算定期間	設備容量※1	出力想定※2
一般水力	自社	流れ込み式	44.8%	1981～2010年度 （震災前30年）	11.3万kW	10.3万kW
		調整池式			66.9万kW	42.5万kW
		貯水池式			7.7万kW	0万kW
	他社※3		49.6%		40.7万kW	25.5万kW
	計		46.1%		126.6万kW	78.3万kW

※1 接続検討申込済みおよび平成29年度供給計画に個別計上済みに相当する分を含む。

※2 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要実績発生時（5月29日11～12時）の想定値であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用（出力調整）を考慮。

※3 震災前30カ年の発電所別実績が一部確認できず、分類毎に設備利用率を算定できないことから、一括で出力を想定。

＜ステップ3＞ 一般水力・原子力・地熱出力の想定

《原子力》

○原子力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

【原子力の設備利用率実績と出力の想定】

	発電所	号機	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
原子力	泊	1	57.9万kW	84.8%	1989～2010年度※ (震災前21年)	175.5万kW
		2	57.9万kW			
		3	91.2万kW			

※1989年6月に泊発電所が営業運転を開始。

《地熱》

○地熱については、道内の主要設備である森発電所において、認可出力の変更を伴う改修工事（2012年9月、5万kW→2.5万kW）を実施していることから、これを運転開始に準じて扱い、2013～2016年度の設備利用率実績を用いる。

【地熱の設備利用率実績と出力の想定】

	発電所	号機	設備容量	設備利用率※2	実績算定期間	出力想定
地熱	森	－	2.5万kW	64.7%	2013～2016年度	4.3万kW
	他社	－	4.2万kW※1			

※1 接続検討申込済みに相当する分を含む。

※2 設備利用率は、森発電所の実績。

<ステップ3> バイオマス出力の想定

- 地域資源バイオマスに該当するメタン発酵ガス発電設備および一般廃棄物発電設備は、至近年の設備利用率実績平均を用いて、出力を想定。
- また、地域資源バイオマスは安定的に発電可能でkWhでの最大導入にも資すること、酪農等が盛んな北海道では地域活性化に果たす役割も大きいことから、事前検討の一部に相当する分を設備容量に織り込み想定。
- 地域資源バイオマスに該当しないと想定される案件は、給電停止とする。

【バイオマス発電の出力想定】

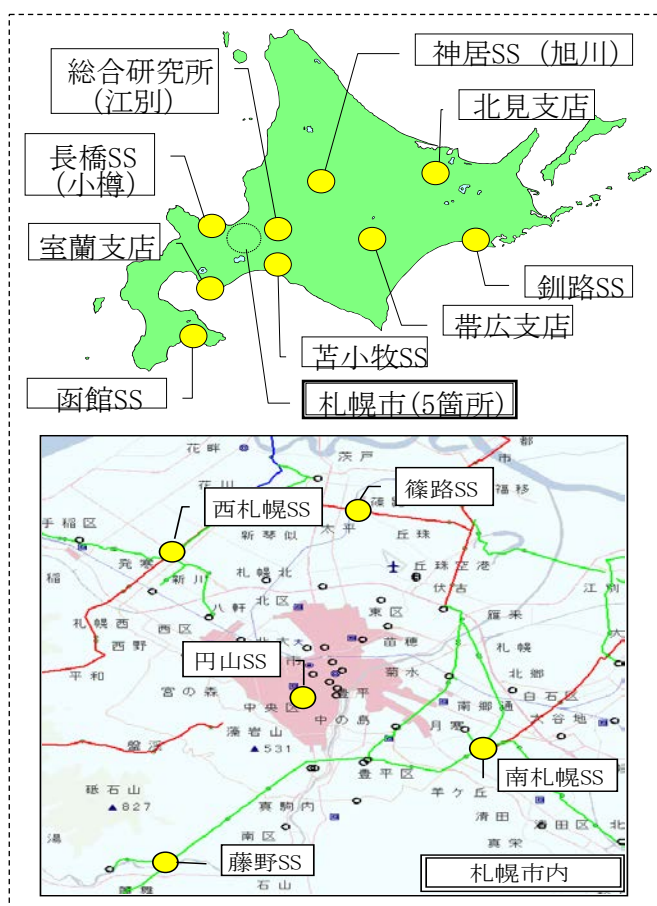
		設備容量※1	設備利用率	実績算定期間	出力想定
地域資源 バイオマス (抑制困難)	メタン発酵ガス発電設備	4.3万kW	69.5%	2011～ 2016年度	3.0万kW
	一般廃棄物発電設備 (メタン発酵ガスを除く)	6.1万kW	21.1%		1.3万kW
専焼バイオマス		33.9万kW	0.0%		0.0万kW
計		44.3万kW	9.7%		4.3万kW

※1 接続検討申込済みおよび事前検討の一部に相当する分を含む。

<ステップ4> 再エネ出力の想定

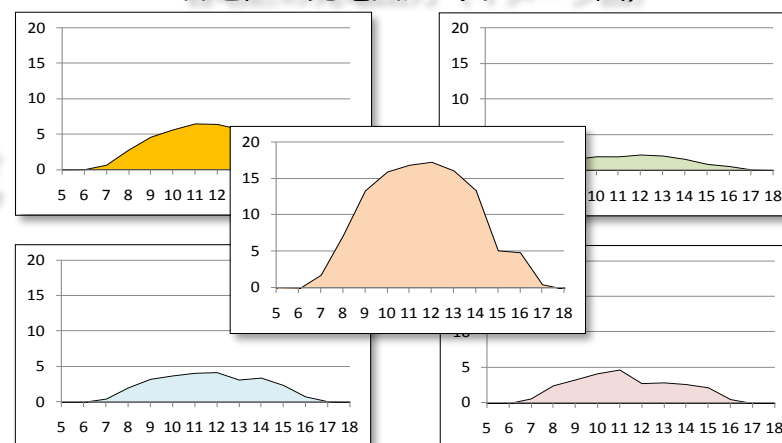
《太陽光》

- 分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（PV300実証事業）で設置した北海道内各地区の日射量計の日射計データから、月別に各地区（14地区）の太陽光発電の出力を推定。
- 系統連系申込み等の状況から、太陽光発電の導入量を地区別に想定し、各地区の出力を加算平均することによって、北海道エリア全体の太陽光発電の出力を想定。
- 特別高圧連系のうち2016年4月以前に連系済みの発電所については、発電出力実績を使用。

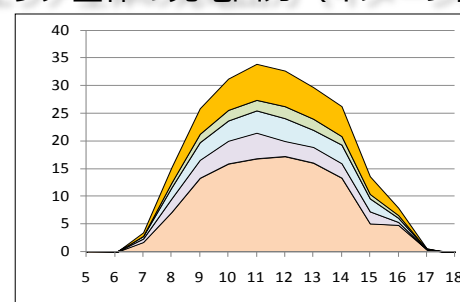


日射計
データ

各地区の発電出力（イメージ図）



エリア全体の発電出力（イメージ図）



<ステップ4> 再エネ出力の想定

《風力》

○リアルタイムで実績を収集している北海道内の特別高圧連系発電所（発電所数19箇所、設備容量29.6万kW）の発電実績合計から、北海道エリア全体の風力発電の出力を想定。

《太陽光、風力の発電実績》

【北海道エリア全体の太陽光発電出力実績（1時間平均値）※1】

	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	89%	91%	87%	85%	85%	83%	84%	74%	70%	74%	90%	91%
2σ値※2	87%	91%	84%	85%	82%	80%	84%	66%	66%	72%	89%	87%
平均値	59%	63%	45%	49%	52%	49%	55%	44%	36%	49%	59%	69%

※1 2016年度の日射量実績による推計値であり、各月の代表的な太陽光発電ピーク時間（11～12時）の値。

※2 各月の2σ値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日の実績のうち2番目に大きな値）。

【北海道エリア全体の風力発電出力実績（1時間平均値）※3】

	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	76%	71%	66%	56%	65%	64%	72%	71%	79%	82%	83%	80%
2σ値※4	64%	56%	54%	43%	54%	49%	67%	66%	72%	76%	72%	73%
平均値	30%	29%	22%	19%	16%	19%	37%	33%	36%	27%	31%	22%

※3 2016年度の特別高圧連系発電所の発電実績の合計。

※4 各月の2σ値 に相当する値（月の日数が30日の場合、30日×24時間の実績のうち33番目に大きな値）。

<ステップ4> 再エネ出力の想定

《太陽光と風力の合成》

- 太陽光発電と風力発電が同時に最大出力となる可能性は極めて低く、それぞれの最大出力を2 σ 評価し合計する方法では、再エネ電源の出力を過大に評価している可能性があるため、太陽光発電と風力発電の8760時間の合成出力を算定し、月毎に各時間帯（24時間）の最大出力を抽出し、太陽光発電と風力発電の合成最大出力モデルとする。なお、最大出力については、過大評価とならないよう2 σ 評価を行う。
- また、少なくとも雨天や曇天の日は、太陽光発電が出力制御が必要となるような高出力を発生する頻度は少ないと予測されるため、「天気による区別」を行う。
- 太陽光発電と風力発電の8760時間の合成出力を算定し、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値（晴天日）および平均値（雨天・曇天日）を計算した結果は、下表のとおり。

【北海道エリア全体の太陽光発電と風力発電の合成出力想定（1時間平均値）※1,2,3】

	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	72%	73%	56%	61%	62%	66%	76%	56%	55%	61%	74%	78%
2 σ 値※4	71%	72%	56%	59%	55%	54%	71%	53%	54%	60%	59%	73%
平均値	53%	55%	40%	42%	44%	42%	51%	41%	36%	43%	52%	59%

※1 2016年度実績による合成出力であり、kWh制約を評価するため、日電力量が最大値または2 σ 値となるように合成した値。太陽光発電は日射量計による推計値、風力発電は特別高圧連系発電所の発電実績を用いて試算。

※2 太陽光発電と風力発電の設備容量は、以下のとおり仮定。

・太陽光発電：117万kW（30日等出力制御枠）

・風力発電：36万kW（30日等出力制御枠、東京電力との実証試験案件を除く）

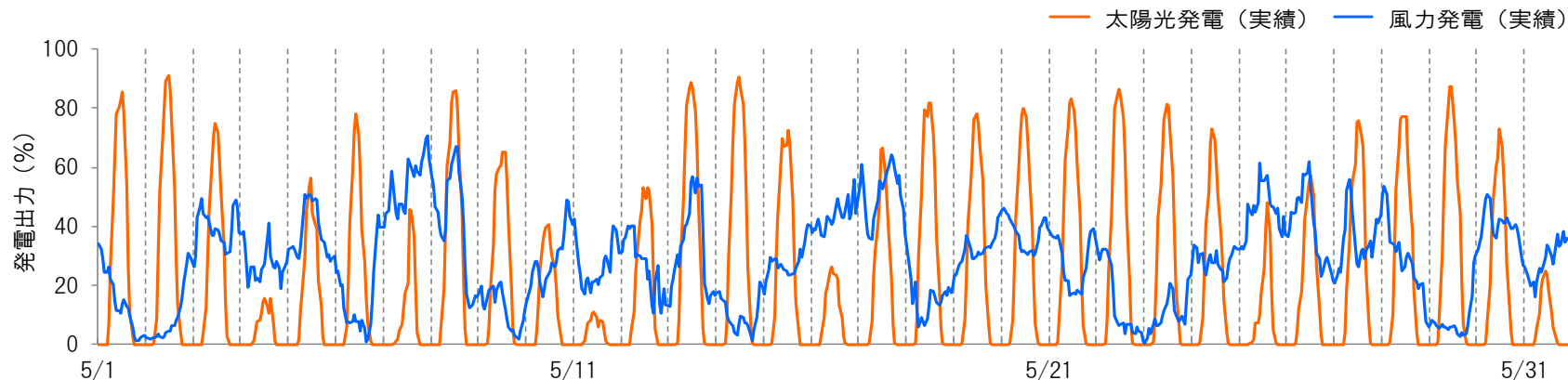
※3 各月の代表的な太陽光発電ピーク時間（11～12時）の値。

※4 各月の2 σ 値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日の実績のうち2番目に大きな値）。

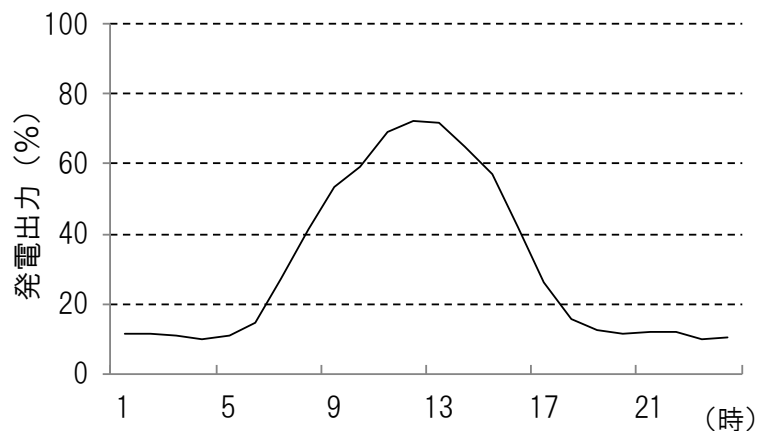
（参考）太陽光と風力の合成出力の想定 ①

○太陽光発電と風力発電の8760時間の合成出力を算定し、各月の各時間帯の合成出力の 2σ 値および平均値を計算。

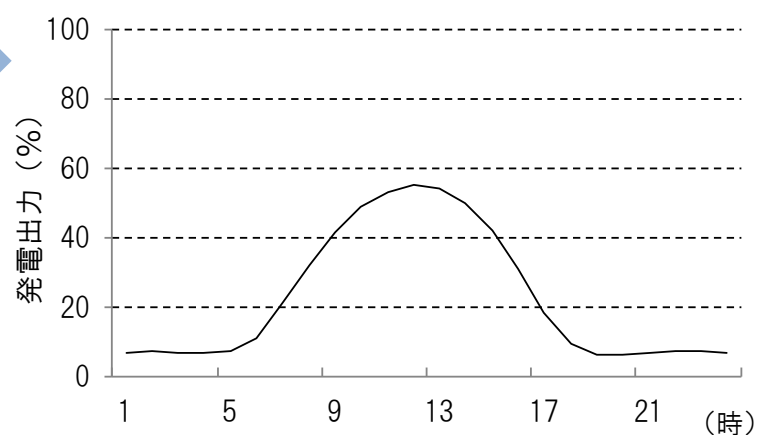
【太陽光発電と風力発電の出力実績（2016年5月）】



【合成出力の 2σ 値（晴天日）】



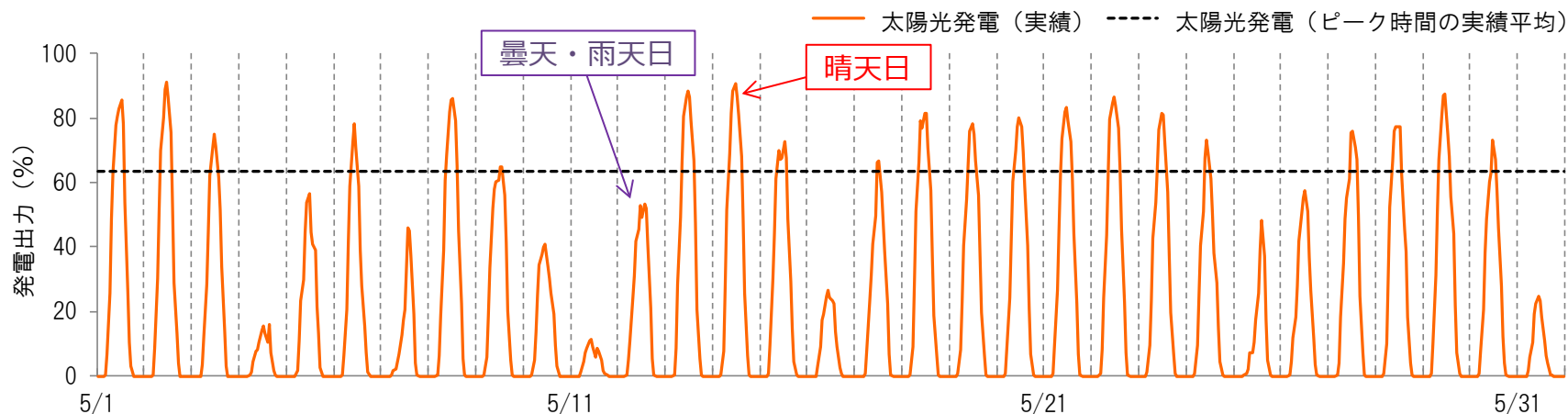
【合成出力の平均値（曇天・雨天日）】



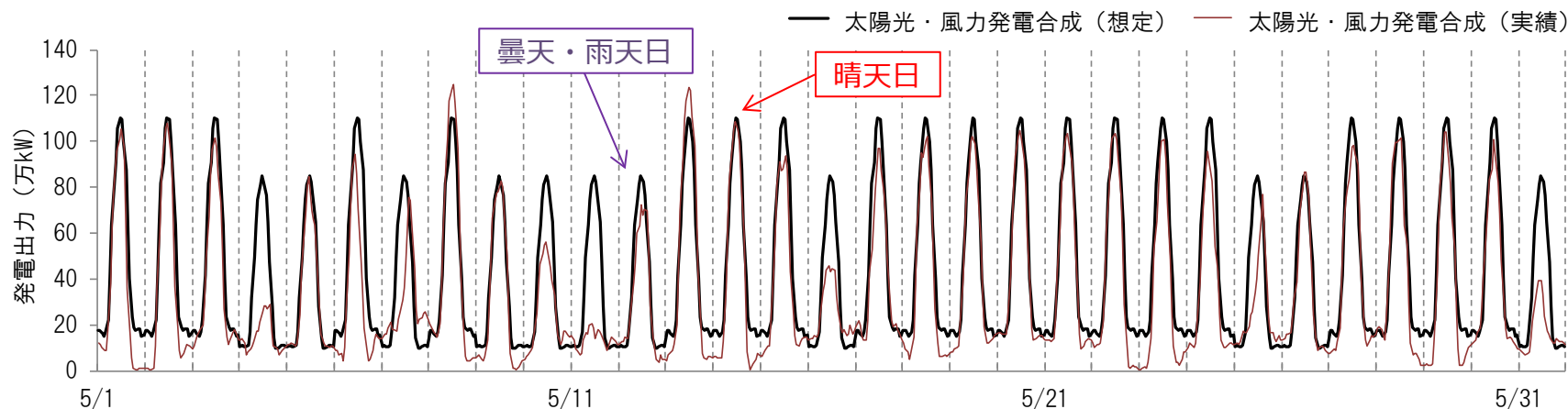
(参考) 太陽光と風力の合成出力の想定 ②

○太陽光発電のピーク時間（11～12時）において、太陽光発電出力が月平均値を下回る日を「曇天・雨天」の日として区分し、「晴天」の日は 2σ 値、「曇天・雨天」の日は平均値と想定。

【太陽光発電の出力実績（2016年5月）】



【太陽光と風力の合成出力想定】



<ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅰ・Ⅱ）〕

○火力出力の想定にあたっては、以下の点を考慮し、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。

- ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
- ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保する（運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮）。
- ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する（北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）。

【火力発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ）の仕様（内燃力・ガスタービンを除く）※1,2】

発電所			号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	出力想定※3 (万kW)
自社	石炭火力	苫東厚真	1	35.0	10.5	10.5	0
			2	60.0	18.0	9.0	20.0
			4	70.0	10.5	10.5	12.8
	石油火力	苫小牧	1	25.0	5.0	5.0	0
			伊達	1	35.0	7.5	7.5
		2		35.0	7.5	7.5	0
		知内	1	35.0	9.0	4.0	0
			2	35.0	10.5	5.3	11.7
		他社	苫小牧共同		3	25.0	12.5

※1 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

※2 苫東厚真2号機および4号機、知内2号機を最低限運転が必要なユニットと想定（最低出力の合計39万kW）。

※3 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要実績発生時（5月29日11～12時）の想定値。

<ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅲ）〕

- 自社電源、自社受電の火力については、停止で算定する。
- 旧一般電気事業者以外の小売電気事業者については、設備仕様や供給力確保の考え方の確認ができておらず、また、料金等の整理や事業者との協議も必要であるが、今回の接続可能量の算定にあたっては、停止で算定する。

【火力発電設備（電源Ⅲ）の仕様】

発電所			最大出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	出力想定※2 (万kW)
自社電源	奈井江	1号機	17.5	停止	0
		2号機	17.5		
	砂川	3号機	12.5		
		4号機	12.5		
自社受電	新日鐵住金室蘭製鉄所※1		10.0	停止	0
	日本製紙釧路工場		8.0		
	出光興産北海道製油所		1.5		
その他（新電力分など）			52.0	停止	0

※1 他社の受電分を含む

※2 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要実績発生時（5月29日11～12時）の想定値。

<ステップ5> 回避措置（揚水式水力の揚水運転）

- 揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限運転する。
- 揚水式水力での調整にはkWとkWhの制約がある。従って、再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、
①超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か（kWの制約）、②出力面では調整可能な場合でも、その発電量を受け入れる貯水池に余裕があるか（kWhの制約）の二つを考慮し、接続可能量を算定する。
- 運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮して、6台のうち5台（最大機の京極1台を除く揚水動力67万kW）を織り込む。

【揚水式水力発電設備の仕様】

発電所	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)	揚水可能時間 (時間)
新冠 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	20.0 (10.0+10.0)	76※1	3.8
高見 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	24.0 (10.0+14.0)	87※1	3.6
京極 1・2号機	40.0 (20.0+20.0)	46.0 (23.0+23.0)	400※2	8.7

※1 混合揚水（新冠・高見）の揚水可能量は、下流の発電状況により変化することから、2009～2010年度（泊3号機試運転開始～震災前）の日量実績の2σ値から算出。

※2 電源脱落時の供給力対策として最低限必要な発電量を確保。

＜ステップ5＞ 地域間連系線の活用

- 地域間連系線を活用し、より広域的な運用を行うことで、再エネの接続可能量を増加させることが可能。
- 現時点で長期的に活用が可能と見込まれる量として、5万kWの地域間連系線の活用を想定し、接続可能量の算定条件として織り込む。

地域間連系線の活用量（5万kW）＝ 北本連系設備の運用容量（60万kW）

- － マージン（50万kW）
- － 他の事業者による利用（2013～2015年度最大実績：5万kW）

<ステップ5> 再エネの出力制御

- 火力発電の抑制、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、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）に制限されている。
- 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、余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じてグループ毎に出力制御することにより、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。
- 風力の出力制御にあたっては、日本風力発電協会より示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」に基づき、全発電所を一律制御し、部分制御考慮時間により制御時間を計算する※。

※ 旧ルール（30日ルール）の既存設備についても新ルール（720時間ルール）を遡及適用したうえで、全ての制御対象を一律に同じ制御率で制御。制御時間については、例えば、設備容量に対して70%に制御する場合、制御時間を0.3時間とカウント。

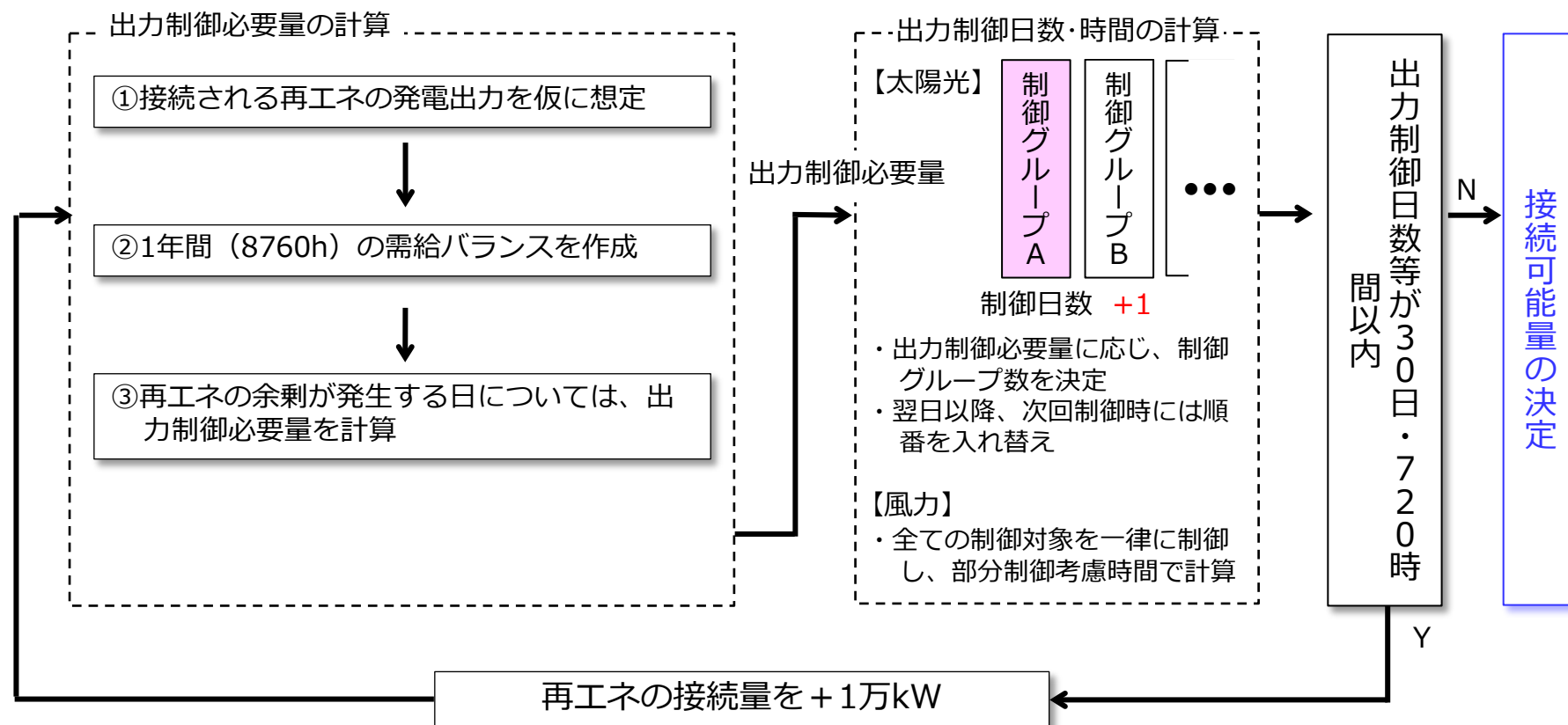
【出力制御方法の比較】

太陽光	風力
・日ごとに順番を入れ替えて、対象発電所を全量制御	・出力制御必要量に応じて、全ての制御対象を一律で部分制御

接続可能量の算定

- ステップ1～5の内容に基づき、各時間の太陽光発電及び風力発電の出力制御必要量を算出し、太陽光は制御グループ毎の制御日数を計算、風力は部分制御考慮時間を計算。
- 再エネの接続量を変数とし、制御グループ毎の年間出力制御日数が30日（風力発電は部分制御考慮時間が720時間）以内となる接続量の最大値を探索し、接続可能量を算定。

【接続可能量算定の流れ】



2. 算定条件の比較 ①

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（供給力算定根拠）】

	2016年度算定値 (昨年WG)	2017年度算定値（今回のWG）
需要	・ 2015年度実績 (エリア需要)	・ 2016 年度実績 (エリア需要)
一般水力	・ 1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・ 1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・ 2013～2015年度の設備利用率実績	・ 2013～ 2016 年度の設備利用率実績
太陽光	・ 2015年度実績に基づく、各月の各時間 帯の合成出力の2 σ 値	・ 2016 年度実績に基づく、各月の各時間帯の 合成出力の2 σ 値
風力		
バイオマス	・ 2011～2015年度の設備利用率実績	・ 2011～ 2016 年度の設備利用率実績
火力	・ 周波数調整能力として、系統容量の2%を確保 ・ 需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保 ・ 当日の最大需要に対する必要な予備力を確保	
揚水運転	・ 点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮（全6台のうち京極1台を除く揚水動力67万kWを織り込む）	
地域間連系線の活用	・ 長期的に活用が可能と見込まれる量（5万kW）	

2. 算定条件の比較 ②

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（出力、設備容量、利用率）】

	2016年度算定値 (昨年WG)	2017年度算定値 (今回のWG)
一般水力	出力84.2万kW※1 設備容量126.6万kW 利用率46.1%	出力78.3万kW※1 設備容量126.6万kW 利用率46.1%
原子力	出力175.5万kW 設備容量207.0万kW 利用率84.8%	
地熱	出力4.2万kW 設備容量6.3万kW 利用率 65.9%	出力4.3万kW 設備容量6.7万kW 利用率 64.7%
バイオマス	出力4.3万kW 設備容量10.8万kW 利用率39.7%	出力4.3万kW 設備容量10.4万kW 利用率41.1%

※1 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要発生時の想定値

3. 算定結果（接続可能量の2017年度算定値）

《太陽光》

○風力発電の設備量36万kW（30日等出力制御枠）を前提とし、太陽光発電の接続可能量（2017年度算定値）を算定。

【太陽光発電の接続可能量】

算定年度	接続可能量の算定結果
2017年度算定値	0万kW
（参考）2016年度算定値	0万kW
（参考）30日等出力制御枠	117万kW

《風力》

○太陽光発電の設備量117万kW（30日等出力制御枠）を前提とし、風力発電の接続可能量（2017年度算定値）を算定。

【風力発電の接続可能量】

算定年度	接続可能量の算定結果
2017年度算定値	0万kW
（参考）2016年度算定値	0万kW
（参考）30日等出力制御枠	36万kW

4. 出力制御日数等の算定結果

- 昨年度までの系統WGで決定した30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提に、出力制御日数等を試算した結果は下表のとおり。

【月別の出力制御日数、制御時間】

月		4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	年間
2017年度算定値	太陽光[日]	11	31	27	5	5	1	4	0	0	0	0	1	85日
	風力[時間]※	236	739	646	112	118	117	76	0	0	0	0	0	2044時間

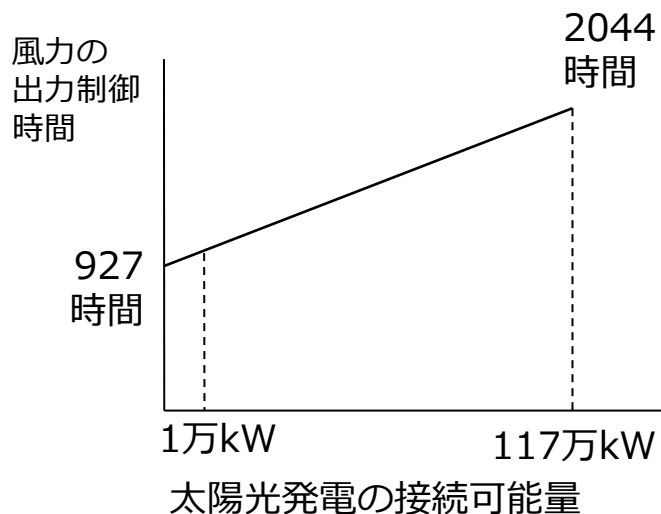
※ 風力は、JWPA提案方式による部分制御考慮時間

- 今回の試算結果では、2016年度のエリア需要が30日等出力制御枠の前提となった2013年度の自社需要と比較して減少した影響等により、30日ルール・720時間ルールの太陽光発電・風力発電の出力制御日数が30日・720時間を超過する見通しとなり、30日・720時間を超える出力制御による補償費用の発生が懸念される状況である。
- 今後、地熱やバイオマスの導入量が増加すると、出力制御日数が今年度の算定値以上に増加する可能性がある。
- 出力制御に伴う補償費用の負担について、再生可能エネルギーの導入が進む地域の事業者のみがリスクを負うことがないよう、補償費用の全国サーチャージ化など制度面での対応について議論をお願いしたい。

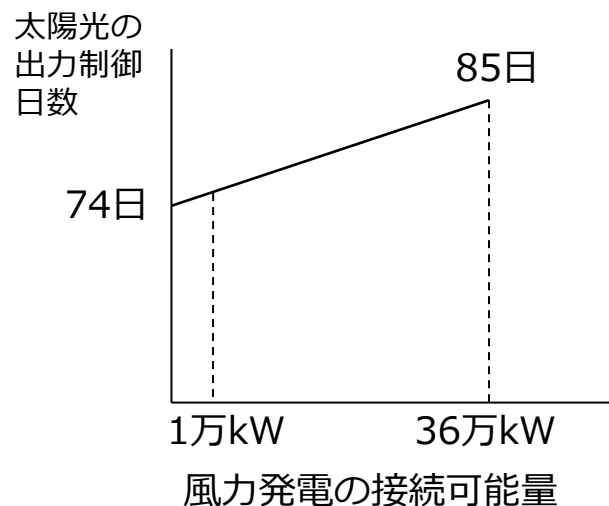
(参考) 太陽光発電、風力発電の接続可能量と出力制御日数の関係

- 2017年度算定値では、需要の減少等に伴い、左図のように、風力発電36万kWを前提として太陽光発電の接続可能量を増加させると、太陽光発電がゼロの時点でも風力発電の出力制御日数は927時間となる。太陽光発電の接続可能量を117万kWまで増加させると出力制御日数は2044時間に増加する。(太陽光発電が1万kWでも出力制御時間は720時間以上となる。)
- 同様に、右図のように、太陽光発電117万kWを前提として風力発電の接続可能量を増加させると、風力発電がゼロの時点でも太陽光発電の出力制御日数は74日となる。風力発電の接続可能量を36万kWまで増加させると出力制御日数は85日に増加する。(風力発電が1万kWでも出力制御日数は30日以上となる。)
- 太陽光、風力を公平に出力制御する観点から、太陽光発電の接続可能量117万kW、風力発電の接続可能量36万kWの場合には、それぞれ85日、2044時間の出力制御となる。

【風力の出力制御時間】
(風力発電36万kWを前提)



【太陽光の出力制御日数】
(太陽光発電117万kWを前提)



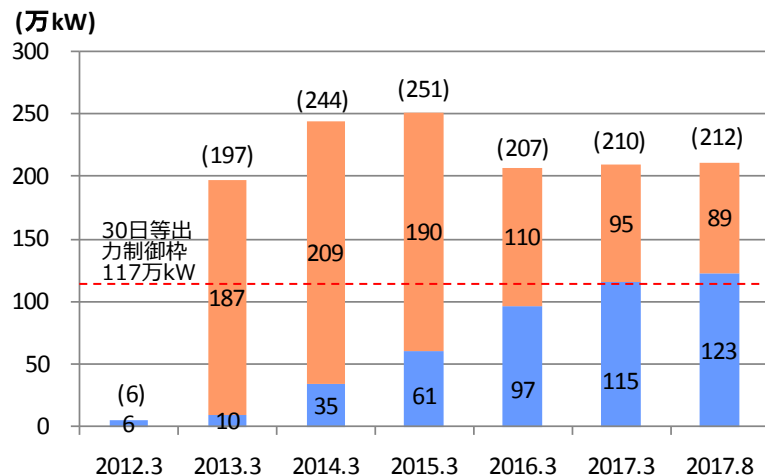
【Ⅱ． 指定ルール案件の出力制御見通し】

1. 太陽光・風力発電の導入状況

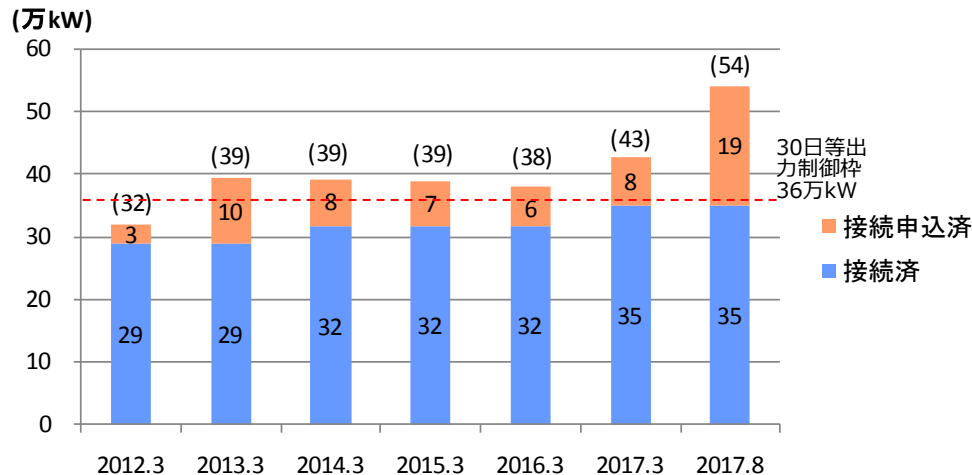
《導入状況》

○太陽光・風力発電の接続済と接続申込済設備量の推移は以下のとおり。

【太陽光発電】



【風力発電】



※ 2016.3以前は自社買取、2017.3以降は北海道エリア全体の集計値。

※ 太陽光発電は、2014.3以前の低圧連系の接続申込量データが無いため参考値。

※ 風力発電は、東京電力との実証試験分（20万kW）および系統側蓄電池による募集分（100万kW）を除く。

《導入見通し》

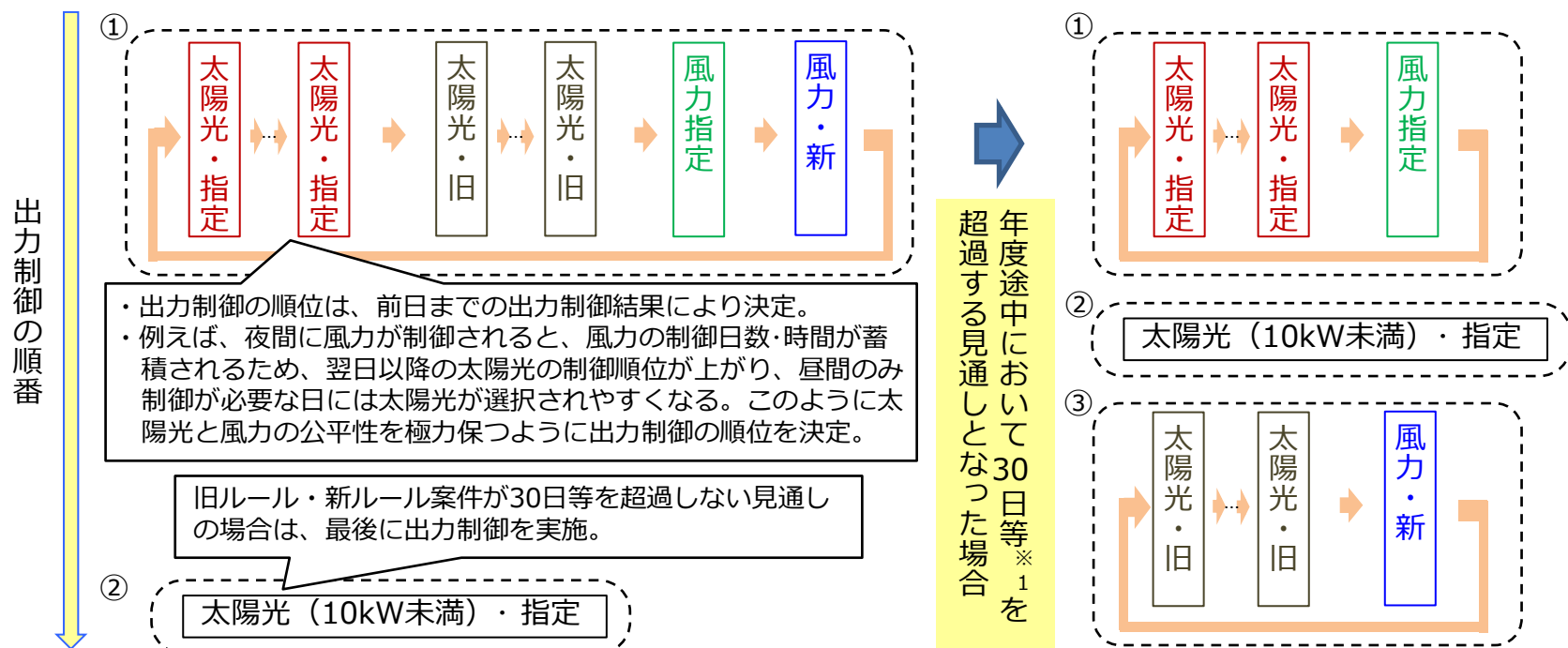
○太陽光発電については、至近の導入、申込状況を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+100万kWまでに設定した。

○風力発電については、至近の導入、申込状況および現在までの協議状況等を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+200万kWまでに設定した。

2. 出力制御の運用方法

- 年度当初の見通しにおいて、旧ルール・新ルール案件の出力制御日数が30日等^{※1}を超過しないものと想定される場合、各グループの事業者間の公平性の観点から、出力制御日数等が同じとなるよう順番に出力制御を実施する。
- ただし、年度途中において、旧ルール・新ルール案件の出力制御日数が30日等^{※1}を超過する見通しとなった場合には、指定ルール案件の出力制御を先行して実施する運用に切り替え。
- なお、太陽光発電や風力発電による供給量の増減に加え、需要や出水の増減等、不確実性を常に伴っている実際の運用においては、机上での検討とは異なり、出力制御日数を正確に見通しながら運用することは難しいことから、完全に公平な出力制御を実現することは技術的にも困難であるため、公平な出力制御の運用にあたっては、関係者の方々にご理解いただくことが必要。

【出力制御の運用方法（昼間帯）】



※1 風力の場合、部分制御考慮時間が720時間



(空白)

3. 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2014～2016年度平均※1,2,3】

指定ルール案件 の導入量%%	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+ 20万kW	1180	271	97	35.8
+ 40万kW	1264	541	209	38.7
+ 60万kW	1359	812	342	42.2
+ 80万kW	1435	1082	487	45.0
+ 100万kW	1509	1353	644	47.6

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 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、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。

4. 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2014～2016年度平均※1,2,3】

指定ルール案件 の導入量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+ 40万kW	2020	919	180	19.6
+ 80万kW	2566	1837	431	23.4
+ 120万kW	3088	2756	747	27.1
+ 160万kW	3588	3674	1132	30.8
+ 200万kW	4169	4593	1600	34.8

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 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、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。

(参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し（各年度データ）

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式※1,2,3,4】

	指定ルール案件の導入量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
2016年度 〔最小需要 273.7万kW〕	+20万kW	1300	262	101	38.6
	+40万kW	1404	525	218	41.6
	+60万kW	1464	787	347	44.1
	+80万kW	1533	1050	488	46.5
	+100万kW	1588	1312	637	48.6
2015年度 〔最小需要 287.7万kW〕	+20万kW	1280	277	106	38.8
	+40万kW	1353	554	226	40.8
	+60万kW	1465	831	373	44.9
	+80万kW	1532	1108	524	47.3
	+100万kW	1602	1385	690	49.8
2014年度 〔最小需要 302.5万kW〕	+20万kW	961	272	83	30.4
	+40万kW	1034	545	184	33.7
	+60万kW	1147	817	308	37.6
	+80万kW	1241	1090	448	41.1
	+100万kW	1336	1362	605	44.4

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 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、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。

(参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し（各年度データ）

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式※1,2,3,4】

	指定ルール案件の導入量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
2016年度 〔最小需要 273.7万kW〕	+40万kW	2430	938	216	23.0
	+80万kW	3103	1876	515	27.5
	+120万kW	3606	2813	893	31.8
	+160万kW	4048	3751	1339	35.7
	+200万kW	4662	4689	1873	39.9
2015年度 〔最小需要 287.7万kW〕	+40万kW	2238	954	194	20.4
	+80万kW	2677	1908	462	24.2
	+120万kW	3275	2861	794	27.8
	+160万kW	3807	3815	1202	31.5
	+200万kW	4470	4769	1702	35.7
2014年度 〔最小需要 302.5万kW〕	+40万kW	1392	864	129	15.0
	+80万kW	1919	1729	314	18.2
	+120万kW	2383	2593	552	21.3
	+160万kW	2909	3457	854	24.7
	+200万kW	3375	4321	1224	28.3

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 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、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。