

各社接続可能量（2015年度算定値）の 算定結果

資源エネルギー庁
平成 2 7 年 1 1 月 1 0 日

※接続可能量算定の前提となる数値、算定値については、各電力会社の算定結果を集計したものです。

1. 再生可能エネルギーの接続可能量
（2015年度算定値）の算定方法
2. 「接続可能量」の今後の取扱いについて
3. 各種電源の前提条件等
4. 接続可能量の算定結果（2014年度及び2015年
度算定値）
5. 出力制御見通しの算定

1. 再生可能エネルギーの接続可能量 (2015年度算定値) の算定方法

「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方①

【E】揚水式水力

揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の三点を考慮。

1. kW：再エネの出力（下図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（下図の面積）に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か。

【需給バランス断面のイメージ図】

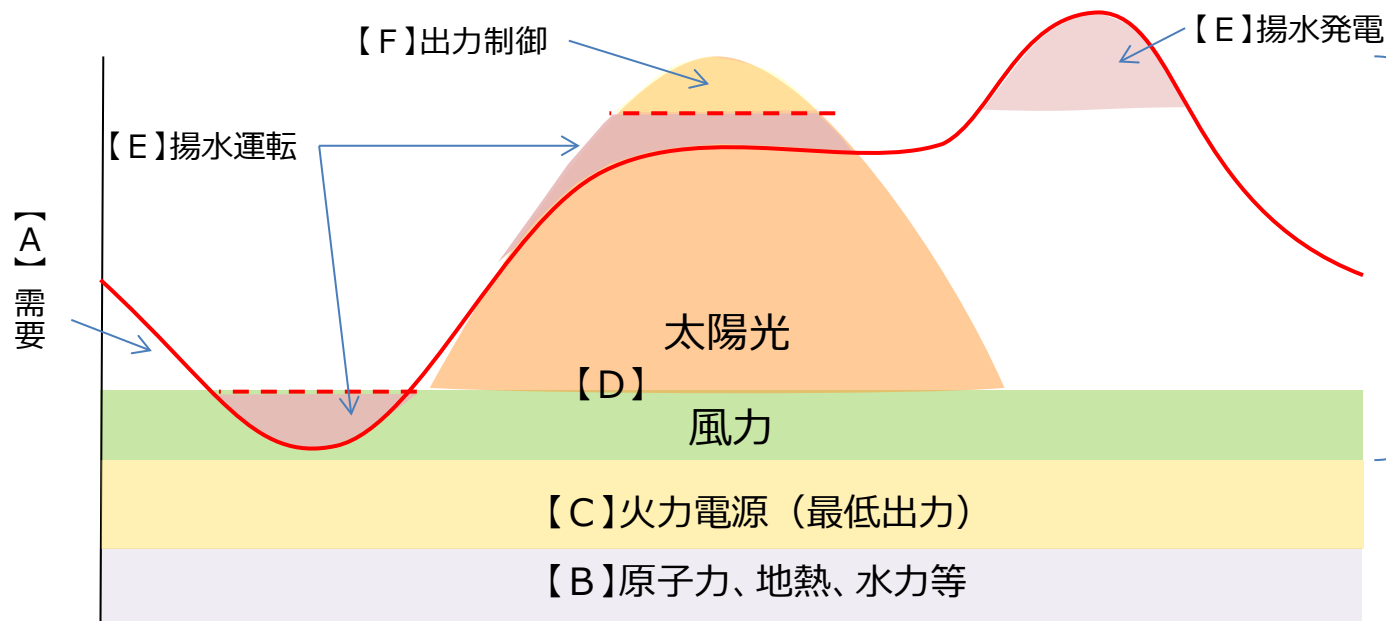
【F】出力制御

年間30日、年間360時間
（太陽光）、年間720時間
（風力）※2までの出力制御による需給調整を織り込み「接続可能量」を算定する。

【D】太陽光・風力発電

太陽光・風力発電の出力については、合成2σ値相当を採用するとともに、発電量が少ない日（曇天・雨天）を考慮する。

※2 風力発電については、JWPA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」が実施されるケースについても算定する（P6参照）。



【A】需要

需要については、2014年度※1の各社需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実需要を用いる。
また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

【B】原子力、地熱、水力等

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価した。なお、バイオマスについては、過去の実績を用いる。
また、地熱、小水力、バイオマスについては、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】火力発電

火力発電の出力については、再エネ特措法のルールを前提として、安定供給上必要な下限値まで制御又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととする。

※1 風力発電については、2013年度の需要実績のケースについても算定する（P6参照）。

「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方②

4

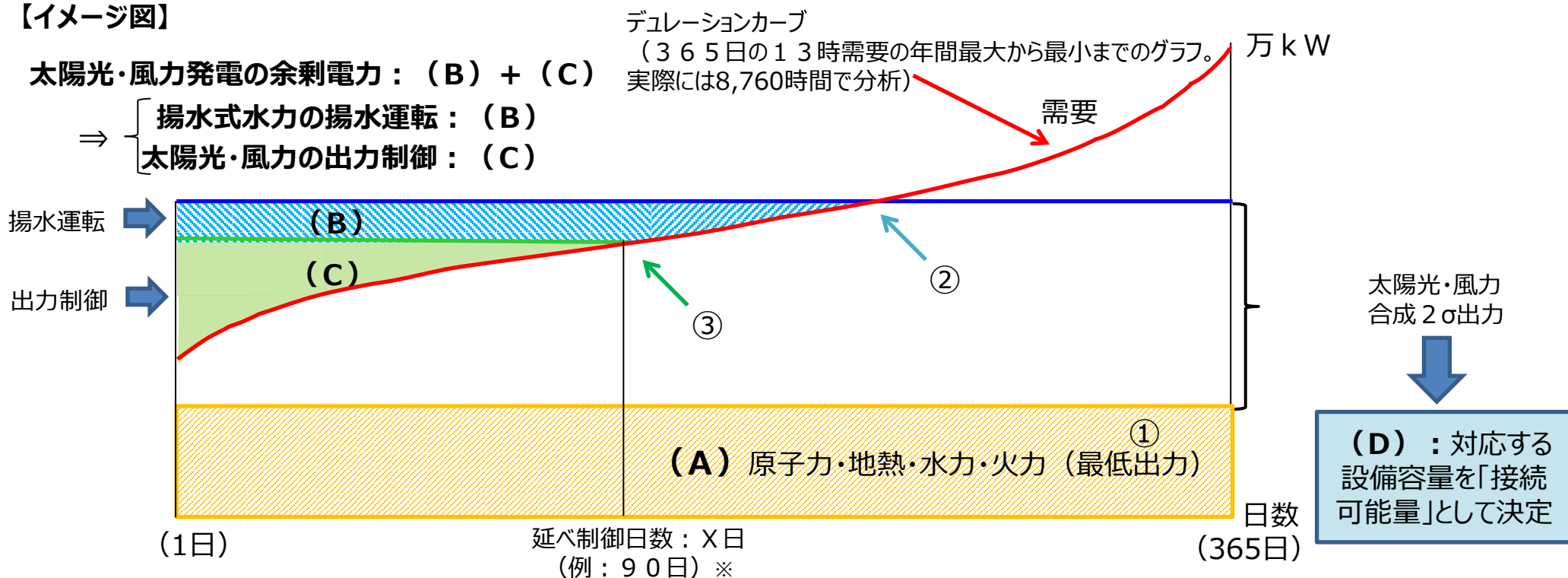
■ 年間を通しての「接続可能量（2015年度算定値）」算定のイメージ

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源を安定供給に必要な最低出力とする。・・・（A）
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・（B）
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）を上限とする出力制御を実施。・・・（C）
- ④ 1発電所当たりの再エネ電気の出力制御日数が年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）まで達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとし、「接続可能量」を算定。（D）

【イメージ図】

太陽光・風力発電の余剰電力：（B）＋（C）

⇒ { 揚水式水力の揚水運転：（B）
太陽光・風力の出力制御：（C）



※ 但し、雨天・曇天は太陽光出力を小さく評価し、区別して制御対象日から除外

「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方③

5

（風力の「接続可能量」の算定にあたって）

- 昨年度の系統WGにおいては、各社が公表している風力発電の「連系可能量」を前提として、太陽光発電の「接続可能量（2014年度算定値）」を算定し、太陽光発電の「接続可能量（30日等出力制御枠）」を設定した。
- 今年度の系統WG（本年10月9日）においては、太陽光発電の「接続可能量（2015年度算定値）」の算定に加え、太陽光発電の「接続可能量（30日等出力制御枠等）」を前提とした、風力の「接続可能量（2015年度算定値）」を算定する。
- また、昨年度の系統WGにおいて算定した太陽光発電の「接続可能量（2014年度算定値）」と同一の前提条件下で、風力の「接続可能量（2014年度算定値）」についても併せて算定し、最終的に風力発電の「接続可能量（30日等出力制御枠）」を決定する。
- なお、第6回の系統WG（本年10月9日）において、JWPAより以下の「風力発電の出力制御の実施における対応方針」が示された。
 - ①既契約の一部見直しにより、既設も含めた全ての風力発電所に新ルール（720時間）を適用
 - ②部分制御を考慮した時間評価（部分制御考慮時間）※の適用
 - ③エリア内の全ての風力発電所に対して一律に部分出力制御を指令し、自動又は手動で制御。
- このため、JWPAの提案が着実に実行されることを前提とした、風力の「接続可能量（2014年度算定値、2015年度算定値）」についても算定を行うこととする。

※ 部分制御考慮時間のイメージ

ケース1：出力制御値の制御指令が定格出力の0%までの全部制御とする場合

→ 出力制御量は最大で定格出力の100%分となるため、出力制御時間は1時間×100%＝1時間とみなす。

ケース2：出力制御値の制御指令が定格出力の70%までの部分制御とする場合

→ 出力制御量は最大で定格出力の30%分となるため、出力制御時間は1時間×30%＝0.3時間とみなす。

「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方④

6

項目		2014年度算定値（昨年の系統WG）	2015年度算定値（今回の系統WG）
評価期間	算定断面	1年（8760時間）	
需要	需要想定・需要カーブ	2013年度実績（余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要。）	2014年度実績※ ¹ （余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要。）
供給（自然変動）	風力・太陽光	・2013年度発電実績を元に試算 ・太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の最大出力で（2σ評価）で評価	・2014年度発電実績※ ¹ を元に試算 ・太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の最大出力で（2σ評価）で評価
	合成最大出力（2σ）の発生日	一部予測 （雨天、曇天の日は太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の平均出力で評価）	
供給（ベース）	一般水力・原子力・地熱	震災前過去30年間の設備利用率平均×設備容量 ・調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネ発電時にはできる限り制御 ・水力、地熱、バイオマスについては、設備容量に今後の導入見込みを考慮	
供給（調整）	火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整	
	揚水式水力	最大限の活用（発電余力として最大発電機相当を確保）	
その他	再エネ出力制御	500kW以上の風力発電、太陽光発電については、年間30日を上限として考慮	500kW未満も含む太陽光発電及び20kW以上の風力発電については、年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）※ ² を上限として考慮
	連系線を利用した取引の活用	現行制度下で各社が自主的な取組みとしてコミットできる分は、「接続可能量」に含める。また、各社の自主的取組を超えるような更なる活用については、拡大策のオプションとして検討。	
	実績ベースによる8760hの需給解析	算出された各社の「接続可能量」について、風力発電と太陽光発電の出力想定を需要と連動した8760時間の実績ベースの出力を使用して需給解析を行った場合の出力制御日数、制御量（kWh）等を参考として示す。	

※1 風力発電については、2013年度需要実績のケース（2014年度算定値）についても算定する。

※2 風力発電については、JWPAの対処方針（①既契約の一部見直しにより、既設も含めた全ての風力発電所に新ルール（720時間）を適用、②部分制御考慮時間）が実行されたケースについても算定する。

出力制御の見通しに関する考え方

- 出力制御の見通しの算定に当たっての前提は、「接続可能量（2015年度算定値）」の算定に用いた前提と同様に置くこととする。
- 出力制御の見通しは、前提と同様の条件が揃った場合に発生するものであり、実際に発生する出力制御の時間数等については、電力需要や電源の稼働状況などによって変動することに留意する必要がある。

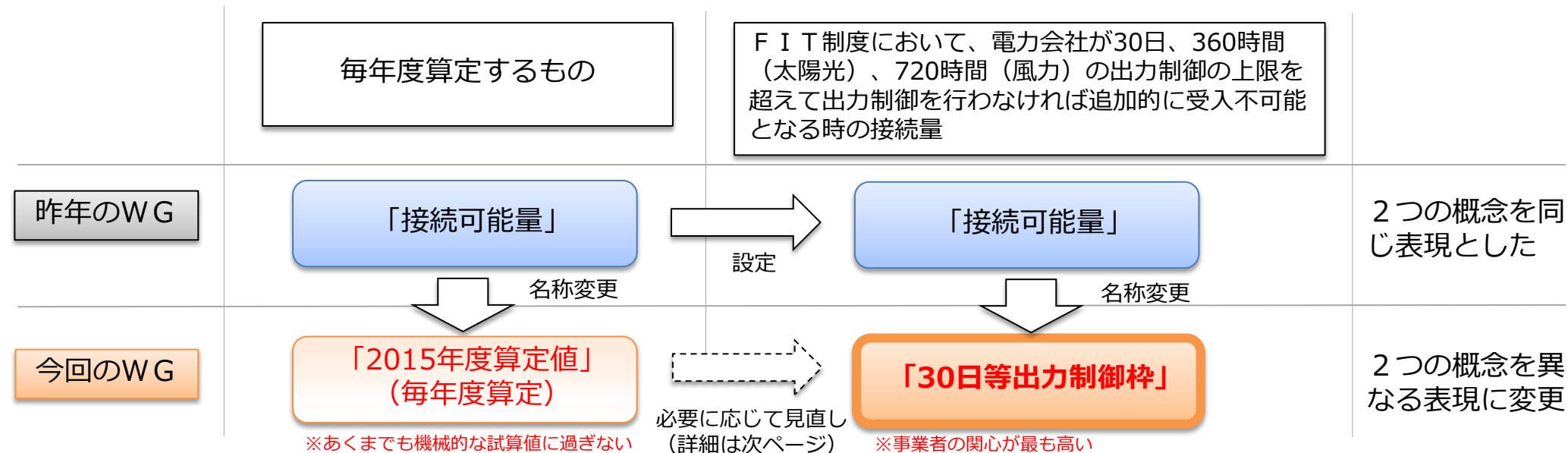
	「8760時間の実績ベース方式」による見通し	「2σ方式」による見通し
算定年度	2012年度～2014年度	2014年度
電力需要	2012年度～2014年度の実績	2014年度の実績
太陽光発電・風力発電の供給力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績で評価	太陽光発電と風力発電の合成出力を、月別、時間帯別の最大2σ相当の出力で評価 （但し、雨天・曇天時は2σ相当出力は発生しないとした）
供給力（ベース）	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定	同左
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力	同左
揚水式水力の活用	再エネの余剰電力を吸収するため、最大限活用 （発電余力として、最大発電機相当を確保）	同左
地域間連系線の活用	安定供給上支障がない範囲で見込める量を最大限活用	同左

2. 「接続可能量」の今後の取扱いについて

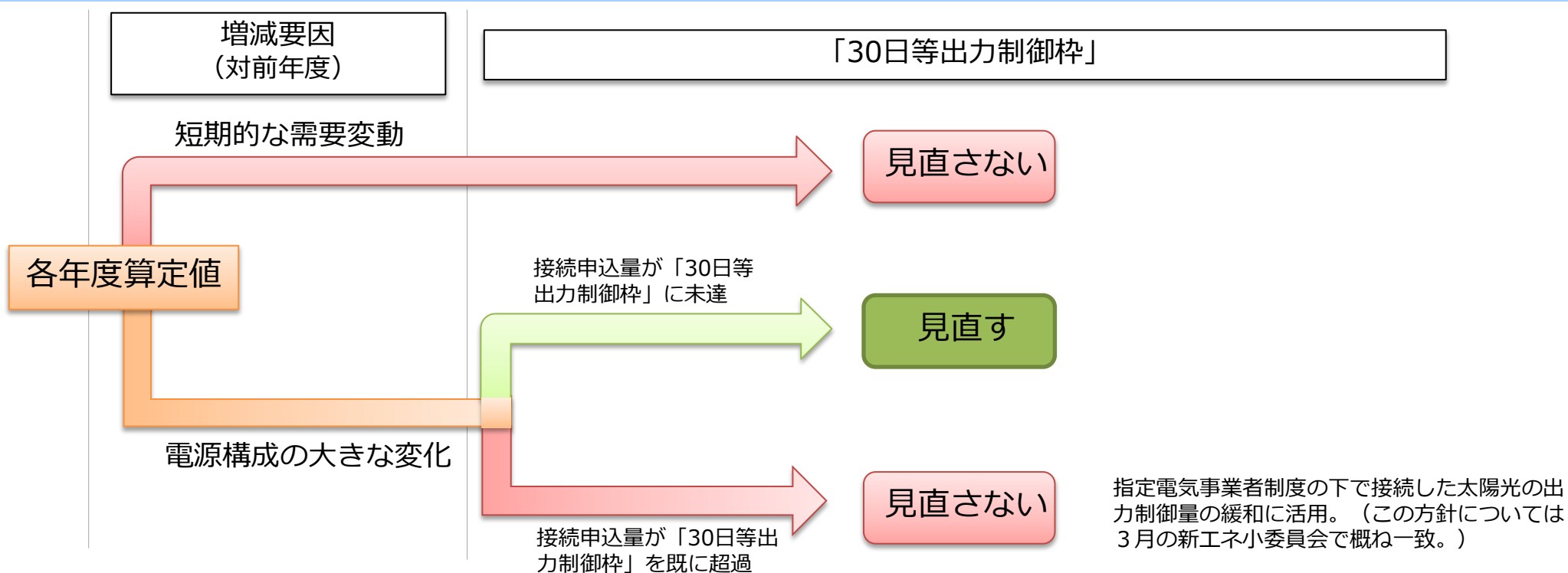
対応①「接続可能量」の名称の見直しについて

- 昨年度の系統WGにおいては、『毎年度算定するもの』と『FIT制度において、電力会社が30日、360時間（太陽光）、720時間（風力）の出力制御の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量』の2つの概念を同じ表現「接続可能量」として用いていた。
- このため、今年度のWGより「接続可能量」については、毎年度算定するものは「〇〇年度算定値」、FIT制度において、電力会社が30日、360時間（太陽光）、720時間（風力）の出力制御の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量を「30日等出力制御枠」と名称変更する。
- また、昨年度の系統WGでは「2014年度算定値」をもとに30日等出力制御枠を設定したが、需要の変化や電源構成の変化等による、「30日等出力制御枠」の見直しの考え方を次ページで整理した。

「接続可能量」の名称の見直し（「30日等出力制御枠」）



対応②「30日等出力制御枠」の見直しの考え方



参考

現状

接続申込量

無補償・無制限の出力制御対象

「30日等出力制御枠」

接続済み

仮に「30日等出力制御枠」を見直す場合

引き続き無制限・無補償の対象となる事業者に出力制御量がより重くかかるおそれ。事業者間の公平性に問題あり。

「2015年度算定値」

引き続き、無制限・無補償の対象

「30日等出力制御枠」に繰り上げ

「30日等出力制御枠」を見直さない。

全体の出力制御量の緩和に活用

3. 各種電源の前提条件等

A 一般水力の供給力

- 一般水力（沖縄以外）については、震災前過去30年間の平均稼働率（平水）をもとに、太陽光発電の出力が大きい、電力需要が小さく、需給調整が厳しい、4月または5月の出力を記載した。なお、設備容量には今後の導入見込みを含んでいる。
- 多少の出力の調整が可能である調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネの出力が大きい時間帯にはできる限り抑制することを前提とした。貯水池式は、農業用水等に必要な責任放流分の制約等があり、出力をゼロまで下げられない場合がある。
- 北海道、東北、北陸地域は春期に融雪により高出力となる傾向が見られた。

		北海道		東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時の出力 最小値 (万kW)	流れ込み式	10.5	他社 24.8	73.9	72	15.0	8.0	30.6	-
	調整池式	44.4		108.3	43	19.7	11.7	25.8	-
	貯水池式	0.0		7.5	10	0.0	2.3	0.0	-
合計 ※1		79.7		189.7	125	34.7	22.0	56.4	-
設備容量 (万kW)	流れ込み式	19.9		83.5	87.0	32.3	16.2	59.8	-
	調整池式	76.8		223.5	60.1	73.2	40.7	99.6	-
	貯水池式	28.0		12.0	122.8	1.5	22.2	39.3	-
合計 ※1		124.7		319.0	269.9	107.0	79.1	198.7	-
昼間最低負荷 ※2 (万kW)		302.5 (5月11日 12時)		765.3 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		26.3%		24.8%	50.0%	6.2%	8.9%	7.1%	—

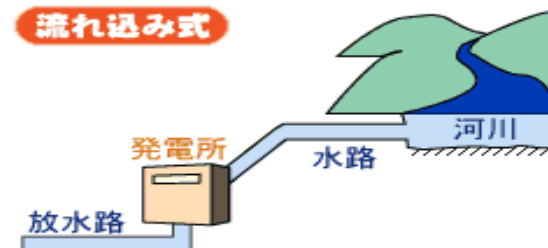
※1 端数により、合計が一致しない場合がある。

※2 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

【参考】一般水力の種類

流れ込み式

河川を流れる水を貯めることなく、そのまま発電に使用する方式。



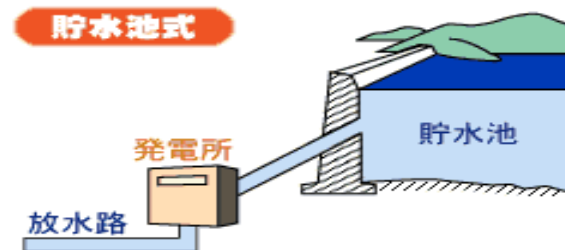
調整池式

夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を調整池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する方式。



貯水池式

水量が豊富で電力の消費量が比較的少ない春先や秋口などに河川水を貯水池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間運用の発電方式。



B 地熱の供給力

- 地熱（北海道、東北、九州のみ）については、震災前過去30年間の平均設備利用率により、出力を評価した。なお、設備容量等には今後の導入見込みを含んでいる。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価出力：(A) (万kW) (= (B) × (C))	3.4	20.2	-	-	-	33.8	-
設備容量：(B) (万kW)	4.8	31.2	-	-	-	40.5	-
設備利用率：(C)	69.5%	64.6%	-	-	-	83.5%	-
設備 (万kW)	森 (2.5) 他社購入 (2.3)	葛根田 (8.0) 上の岱 (2.9) 澄川 (5.0) 柳津西山 (6.5) 他社購入 (8.8)	-	-	-	八丁原1号 (5.5) 八丁原2号 (5.5) 八丁原バイナリー (0.2) 滝上 (2.8) 大岳 (1.3) 山川 (3.0) 大霧 (3.0) 他社購入 (19.3)	-
昼間最低負荷※ (万kW)	302.5 (5月11日 12時)	765.3 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
昼間最低負荷に占める割合	1.1%	2.6%	-	-	-	4.3%	-

※ 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

C バイオマスの供給力

- バイオマスについては、過去の実績を踏まえて出力を評価した。なお、設備容量等には今後の導入見込みを含んでいる。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力：(A) (万kW) (= (B) × (C))	5.6	22.7	1.0	53.0	9.3	28.7	0.0
設備容量：(B) (万kW)	12.3	79.4	2.4	193.8	28.0	61.6	0.2
設備利用率：(C)	45.6%	28.6%	42.5%	27.3%	33.1%	46.6%	24.2%
設備 (万kW)	他社購入 (12.3)	他社購入 (79.4)	他社購入 (2.4)	他社購入 (193.8)	他社購入 (28.0)	他社購入 (61.6)	他社購入 (0.2)
昼間最低負荷※ (万kW)	302.5 (5月11日 12時)	765.3 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
昼間最低負荷に占める割合	1.9%	3.0%	0.4%	9.5%	3.8%	3.6%	0.0%

※ 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

D 原子力の供給力

■ 原子力については、震災前過去30年間の平均稼働率により、出力を評価。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力：(A) (万kW) (= (B) × (C))	175.5	234.9	119.7	174.6	168.0	393.3	-
設備容量：(B) ※1 (万kW)	207.0	389.3	167.4	219.3	202.2	469.9	-
設備利用率：(C)	84.8%	69.8%	71.5%	79.6%	83.1%	83.7%	-
設備※2 (万kW)	泊1 (57.9) 泊2 (57.9) 泊3 (91.2)	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)	志賀1 (54) 志賀2 (75.8) 原電敦賀2 (37.6)	島根2 (82.0) 島根3 (137.3)	伊方1 (56.6) 伊方2 (56.6) 伊方3 (89.0)	玄海2 (55.9) 玄海3 (118.0) 玄海4 (118.0) 川内1 (89.0) 川内2 (89.0)	-
昼間最低負荷※3 (万kW)	302.5 (5月11日 12時)	765.3 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
昼間最低負荷に占める割合	58.0%	30.7%	47.9%	31.2%	67.9%	49.5%	-

※1 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当を記載している。

※2 東北電力は、福島第二を、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いること等から、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 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

E 火力の供給力

- 火力発電については、L F C 調整力の確保や、ピーク時の需要に対応できること等を前提に、最大限出力を抑制することとして算出した。
- 結果として、経済面で有利な石炭火力発電の抑制が大量に発生し、効率的な電源利用の観点からは課題が見られることとなった。

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時 に見込んだ出力 ※1 (万kW)	石油	11.8	0.0	0.0	11.8	14.7	9.0	7.5
	LNG	-	137.8	-	51.2	11.8	75.5	14.2
	石炭	33.2	0.0	33	76.1	0.0	10.5	24.9
合計 ※2		45.0	137.8	33	139.1	26.5	95.0	46.6
設備容量※1,3 (万kW)	石油	221.2	159.4	150.0	349.4	157.0	356.0	25.0
	LNG	-	701.1	-	237.5	93.5	498.1	53.7
	石炭	243.0	498.8	294.7	495.4	222.5	398.3	106.4
合計 ※2		464.2	1359.3	444.7	1082.3	473.0	1252.4	185.1
昼間最低負荷※4 (万kW)		302.5 (5月11日 12時)	765.3 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		14.9%	18.0%	13.2%	24.9%	10.7%	12.0%	68.7%
火力抑制量のうち、連系線の 活用分 (万 kW) ※5		-	46.4	4.7	150.7	47.1	9.4	-

※1 副生ガスについては、火力ユニットの主な燃料の種別に含めて表示している

※2 端数により、合計が一致しない場合がある。

※3 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当分を記載している。

※4 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※5 域外の発電所からの受電分について、最大受電出力から最小需要時に見込んだ出力までの抑制量を記載。

※6 火力発電については、再エネ導入のための出力制御により経済的運用（メリットオーダー）とはなっていない。

F 揚水式水力の揚水動力

- 揚水式水力については、定期点検や事故時対応等を想定し、必要な最低台数（1台）は予備電源として確保。また、安定供給上必要となる上池の貯水量は確保した。混合揚水については、上池及び下池への流入量や放水量の制限についても考慮した。
- その上で、kW（揚水動力）とkWh（蓄電容量）の制約及び週間運用（放水）を確認し、再エネの余剰電力を吸収するため最大限活用することを前提とした。
- 揚水動力可能時間については、最大動力時（想定稼働台数）の値を記載した。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
想定稼働台数／ 全台数	5/6	2/3	1/1	8/9	1/2	7/8	1/1
揚水出力（万kW） 想定稼働/全台数	60.0/80.0	46.0/71.2	11.0/11.0	182/212	31.5/61.5	200.0/230.0	3.0/3.0
揚水動力（万kW） 想定稼働/全台数	67.0/90.0	46.0/71.2	12.0/12.0	171/201	30.0/60.0	219.2/253.2	3.3/3.3
揚水可能量（万 kWh） [揚水動力可能時 間（h）※]	563 [8.4h]	3,413 [74.2h]	57 [4.8h]	1,687 [9.9h]	745 [24.8h]	1,756 [8.0h]	20 [6.1h]
設備一覧 （出力／揚水動 力） （万kW）	新冠1～2 (10/10) 高見1 (10/10) 高見2 (10/14) 京極1～2 (20/23)	第二沼沢1～2 (23.0/23.0) 下郷 (25.0/25.0) ※池尻川は容量が 小さく(0.234)、 農業用水の調整が 必要なため、計上 していない。	電発長野1 (11.0/12.0)	俣野川1～4 (30/30) 南原1～2 (31/30) 新成羽川1 (7.7/—) 新成羽川2～4 (7.6/7) ※新成羽川1Gは 発電専用	本川1 (31.5/30.0) 本川2 (30.0/30.0)	大平1,2 (25.0/26.1) 天山1,2 (30.0/32.5) 小丸川1～4 (30.0/34.0)	沖縄やんばる 海水揚水 （試験運転 機） (3.0/3.3)

※揚水動力可能時間は、揚水可能量÷揚水動力（想定稼働台数）で算定

4. 接続可能量（2014年度及び2015年度算定値） の算定結果

G-① 太陽光発電の2015年度算定値

20

■ 各社が過去に公表している風力発電の接続可能量を前提として算定した太陽光発電の接続可能量

	北海道 ※1	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力接続可能量：(a) ※2 (万kW)	36 ※3	200 ※4	45 ※4	100	60 ※4	100	2.5
太陽光の2015年度算定値： (b) (万kW)	0	505	101	660	230	849	48.3
太陽光+風力：(a)+(b) (万kW)	36	705	146	760	290	949	50.8
合成2σ出力 (万kW)	101.5	543	80	543	175.5	663	38.9
合成最大出力 (万kW)	105.4	606	82	552	181.9	688	41.6
昼間最低負荷：(c) ※5 (万kW)	302.5 (5月11日 12時)	765 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
(a) / (c) (%)	11.9%	26.1%	18.0%	17.9%	24.3%	12.6%	3.7%
(b) / (c) (%)	0%	66.0%	40.4%	118.1%	93.0%	106.9%	71.2%

※1 太陽光発電の2015年度算定値は0となるため、合成出力、再エネ出力抑制量は昨年度の接続可能量117万kWにより算定した結果を記載

※2 昨年度の系統WGで使用された風力接続可能量（平成16年7月の新エネルギー部会・風力発電系統連系対策小委員会におけるに基づく算定結果をESCJが確認）。

※3 風力接続可能量は、地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※4 風力接続可能量は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの（東北：40万kW 北陸：30万kW 四国：20万kW）。

但し、北海道電力では、地域間連系線を用いて、風力発電の出力に相当する電気を東京電力に送電することから、北海道電力の需給バランスに影響しないため、合成出力には含んでいない。

※5 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

G-② 風力発電の2015年度算定値等（日本風力発電協会提案ケース）

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力の30日等出力制御枠： （a）（万kW）	36 ※1	251 ※2	59 ※2	109	64 ※2	180	18.3
太陽光の30日等出力制御枠 ※3：（b）（万kW）	117	552	110	660	257	817	49.5
太陽光＋風力：（a）＋（b） （万kW）	117	803	169	769	321	997	67.8
合成2σ出力（万kW）	101.5	608	90	544	194.4	640	50.8
合成最大出力（万kW）	105.4	684	93	553	202.3	669	52.3
昼間最低負荷：（c）※4 （万kW）	302.5 (5月11日 12時)	765 (5月11日 12時)	250 (5月18日 13時)	559 (5月11日 13時)	247.4 (5月18日 13時)	794 (5月11日 12時)	67.8 (4月6日 14時)
（a）／（c）（％）	11.9％	32.8％	23.6％	19.5％	25.9％	22.7％	27.0％
（b）／（c）（％）	38.7％	72.2％	44.0％	118.1％	103.9％	102.9％	73.0％

8760時間断面における需要実績に基づいた分析（2014年度）

再エネ出力抑制量 （万kWh/年） （抑制率（％））	19,738 (8.3%)	77,100 (6.2%)	6,348 (3.6%)	58,132 (6.3%)	28,054 (6.7%)	48,100 (4.1%)	3,871.6 (4.1%)
太陽光の出力抑制量 （万kWh/年） （抑制率（％））	11,132 (7.0%)	52,000 (7.5%)	3,693 (3.6%)	53,267 (6.7%)	22,851 (8.4%)	43,400 (4.7%)	2,142.0 (3.8%)
風力の出力抑制量 （万kWh/年） （抑制率（％））	8,607 (11.1%)	25,100 (4.5%)	2,655 (3.5%)	4,865 (3.5%)	5,204 (3.5%)	4,700 (1.9%)	1,729.6 (4.5%)

※1 風力の30日等出力制御枠は、地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※2 風力の30日等出力制御枠は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの（東北：40万kW 北陸：30万kW 四国：20万kW）。

但し、北海道電力では、地域間連系線を用いて、風力発電の出力相当の電気を東京電力に送電することから、北海道電力の需給バランスに影響しないため、合成出力には含んでいない。

※3 中国電力については、電源構成の変化等をふまえ、2015年度算定値を使用。

※4 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

G-③ 太陽光・風力の2015年度算定値の算定結果等

○太陽光の2015年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2014年度	117万 kW	552万 kW	110万 kW	558万 kW	257万 kW	817万 kW	49.5万 kW
2015年度	0万 kW	505万 kW	101万 kW	660万 kW	230万 kW	849万 kW	48.3万 kW
増減要因	需要減少	需要減少	需要減少等	電源構成等	需要減少	電源構成等	需要減少

 は30日等出力制御枠

○風力の2014年度及び2015年度算定値の算定結果

① 昨年の系統WGの風力接続可能量（平成16年7月の新エネルギー部会・風力発電系統連系対策小委員会におけるに基づく算定結果をESCJが確認）

算定値	北海道※1	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量	36万 kW※2	200万 kW	45万 kW	100万 kW	60万 kW	100万 kW	2.5万 kW

※1 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※2 接続可能量36万kWを越える接続申込量があることを踏まえ、従来の36万kWに据え置き。

②風力の2015年度算定値

現行ルール	0万 kW	223万 kW	58万 kW	102万 kW	62万 kW	171万 kW	13.5万 kW
風力協会案	0万 kW	251万 kW	59万 kW	109万 kW	64万 kW	180万 kW	18.3万 kW

（参考）風力の2014年度算定値

現行ルール	56万 kW	241万 kW	72万 kW	208万 kW	88万 kW	166万 kW	14.3万 kW
風力協会案	59万 kW	281万 kW	75万 kW	248万 kW	89万 kW	175万 kW	18.9万 kW

5. 出力制御見通しの策定

		最小需要 (※1)	実績ベースの見通し（2012～2014年度の実際の需要、日照等を基礎にした試算）					2σ方式での見 通し（※2） （2014年度）
北海道電力	[117万 kW]							
	2012年度	337万kW	+ 20万 kW 53時間（2%）	+ 40万 kW 94時間（4%）	+ 60万 kW 176時間（7%）	+ 80万kW 307時間（12%）	+ 100万kW 424時間(16%)	+ 100万 kW
	2013年度	308万kW	342時間（11%）	472時間（17%）	572時間（21%）	659時間（24%）	742時間(28%)	
	2014年度	303万kW	880時間（27%）	999時間（31%）	1,093時間（35%）	1,184時間（38%）	1,278時間(42%)	1,506時間 （43%）
東北電力	[552万 kW]							
	2012年度	797万kW	+ 100万kW 330時間(5%)	+ 200万kW 720時間(12%)	+ 300万kW 1,150時間(21%)			+ 300万 kW
	2013年度	791万kW	410時間(6%)	860時間(17%)	1,220時間(27%)			
	2014年度	765万kW	470時間(7%)	970時間(19%)	1,350時間(30%)			2,140時間 （49%）
四国電力	[257万 kW]							
	2012年度	302万kW	+ 30万kW 240時間(10%)	+ 60万kW 357時間(15%)	+ 90万kW 518時間(22%)			+ 90万kW
	2013年度	265万kW	408時間(19%)	642時間(28%)	780時間(33%)			
	2014年度	247万kW	780時間(37%)	861時間(40%)	958時間(43%)			1,552時間 （54%）
九州電力	[817万 kW]							
	2012年度	827万kW	+ 100万 kW 44時間（2%）	+ 200万 kW 135時間（4%）	+ 300万 kW 250時間（10%）	+ 400万kW 353時間（15%）	+ 500万kW 463時間(19%)	+ 500万 kW
	2013年度	788万kW	128時間（3%）	356時間（8%）	561時間（14%）	758時間（19%）	968時間(24%)	
	2014年度	794万kW	189時間（4%）	406時間（10%）	632時間（16%）	875時間（22%）	1,046時間(27%)	1,779時間 （46%）
沖縄電力	[49.5万 kW]							
	2012年度	70万kW	+ 5万kW 693時間(25%)	+ 10万kW 916時間(33%)	+ 15万kW 1,114時間(39%)			+ 15万kW
	2013年度	68万kW	805時間(23%)	1,005時間(30%)	1,223時間(37%)			
	2014年度	68万kW	746時間(25%)	917時間(31%)	1,171時間(39%)			2,033時間 （57%）

（ ）内は出力制御率 []は太陽光の30日等出力制御枠 注）各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。
※2 2σ方式：各月において、太陽光、風力の各時間の出力を合成した値のうち各月における最大値から2番目の値を基礎とした試算。

		最小需要 (※1)	実績ベースの見通し（2012～2014年度の実際の需要、日照等を基礎にした試算）			2σ方式での見通し (※2) (2014年度)
北海道電力	[36万kW] 2012年度 2013年度 2014年度	337万kW 308万kW 303万kW	+20万kW 396時間（1%） 603時間（4%） 1236時間（14%）	+40万kW 483時間（2%） 797時間（5%） 1439時間（15%）	+60万kW 717時間（4%） 973時間（7%） 1720時間（17%）	+60万kW 2331時間 （19%）
東北電力	[251万kW] 2012年度 2013年度 2014年度	797万kW 791万kW 765万kW	+100万kW 720時間(6%) 730時間(6%) 660時間(6%)	+200万kW 1,400時間(14%) 1,490時間(14%) 1,350時間(13%)	+300万kW 2,200時間(24%) 2,240時間(24%) 2,150時間(23%)	+300万kW 4,560時間 （43%）

（ ）内は出力制御率 []は風力の30日等出力制御率 注）各電力の太陽光は30日等出力制御率を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※2 2σ方式：各月において、太陽光、風力の各時間の出力を合成した値のうち各月における最大値から2番目の値を基礎とした試算。