

各社接続可能量（2017年度算定値）の算定結果

平成 2 9 年 1 0 月
資源エネルギー庁

※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（2017年度算定値）の算定方法
2. 30日等出力制御枠の見直しの考え方
3. 各種電源の前提条件等
4. 接続可能量（2017年度算定値）の算定結果
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 (2017年度算定値) の算定方法

「接続可能量(2017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3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】

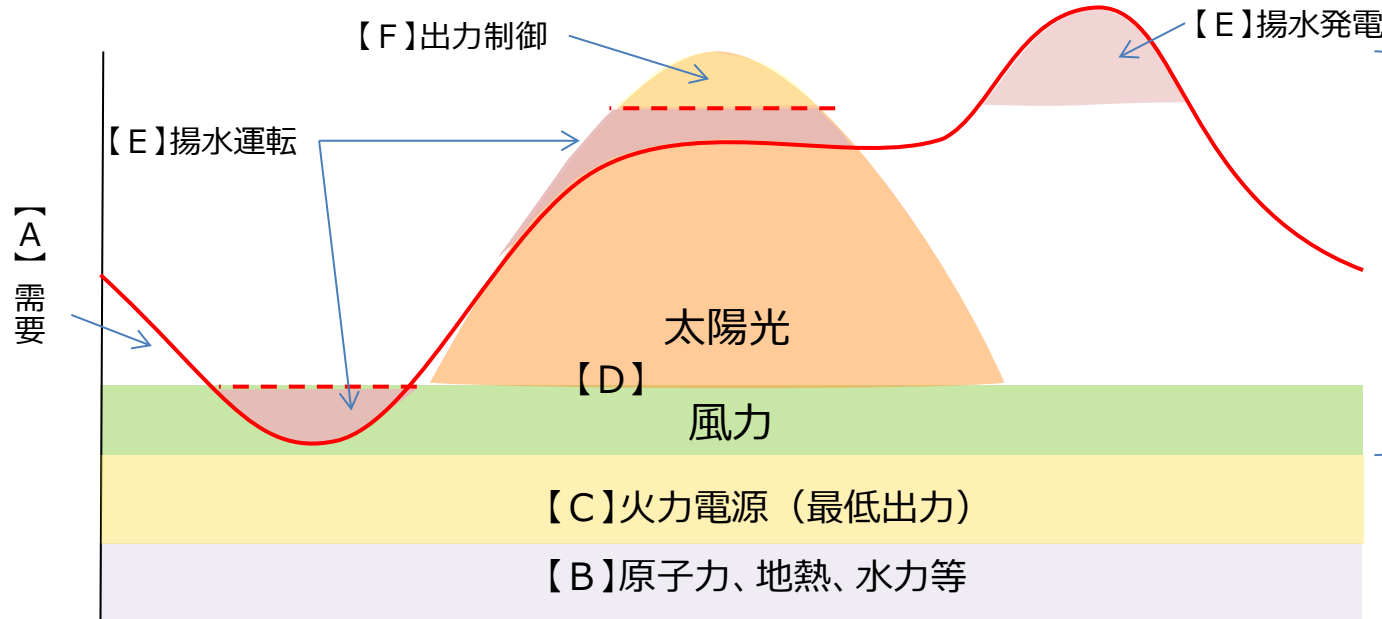
【F】出力制御

年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)[※]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。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。



【A】需要

需要については、2016年度のエリア需要実績に、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。

「接続可能量(2017年度算定値)」の算定方法に関する考え方②

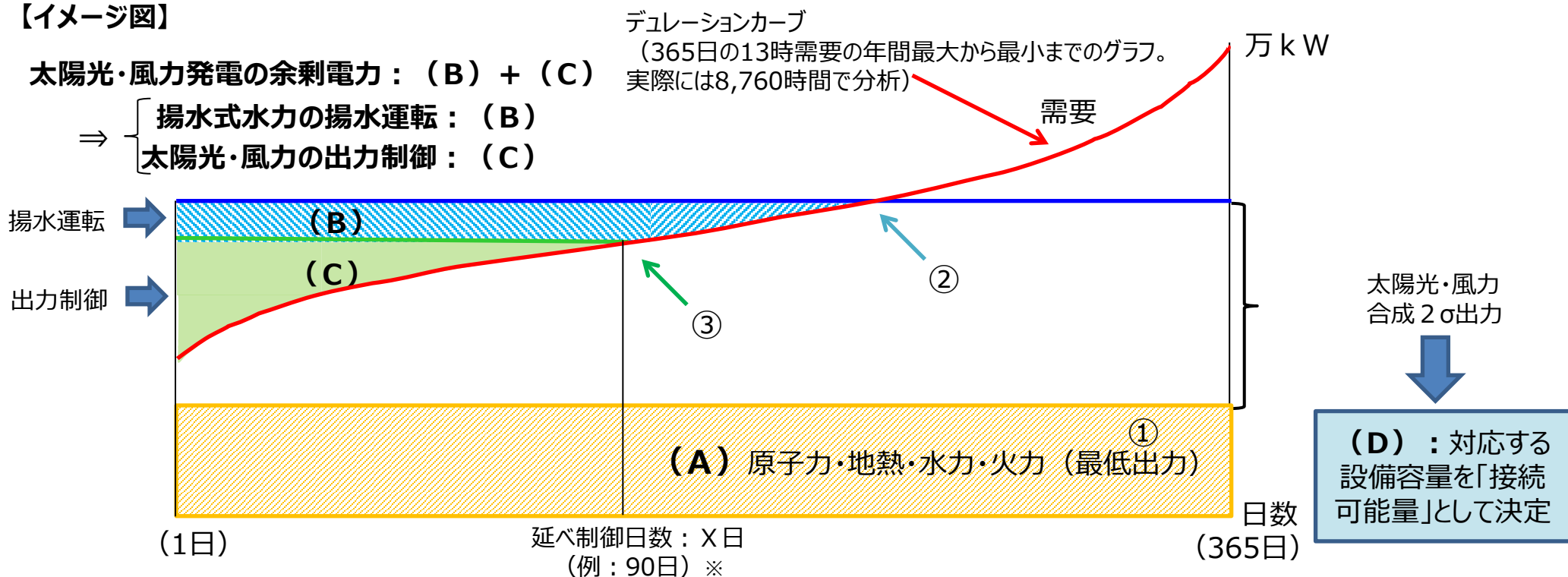
■ 年間を通しての「接続可能量（2017年度算定値）」算定のイメージ

- 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）に達するまで、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(2017年度算定値)」の算定方法に関する考え方③

項目		2016年度算定値（昨年度の系統WG）	2017年度算定値（今回の系統WG）
評価期間	算定断面	1年（8,760時間）	
需要	需要想定・需要カーブ	2015年度エリア実績（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。）	2016年度エリア実績（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。）
供給 (自然変動)	風力・太陽光	・2015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	・2016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
	合成最大出力（2σ）の発生日	一部予測 （雨天、曇天の日は2σ出力は発生しないと予測）	
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）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8,760h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8,760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。	

出力制御の見通しに関する考え方

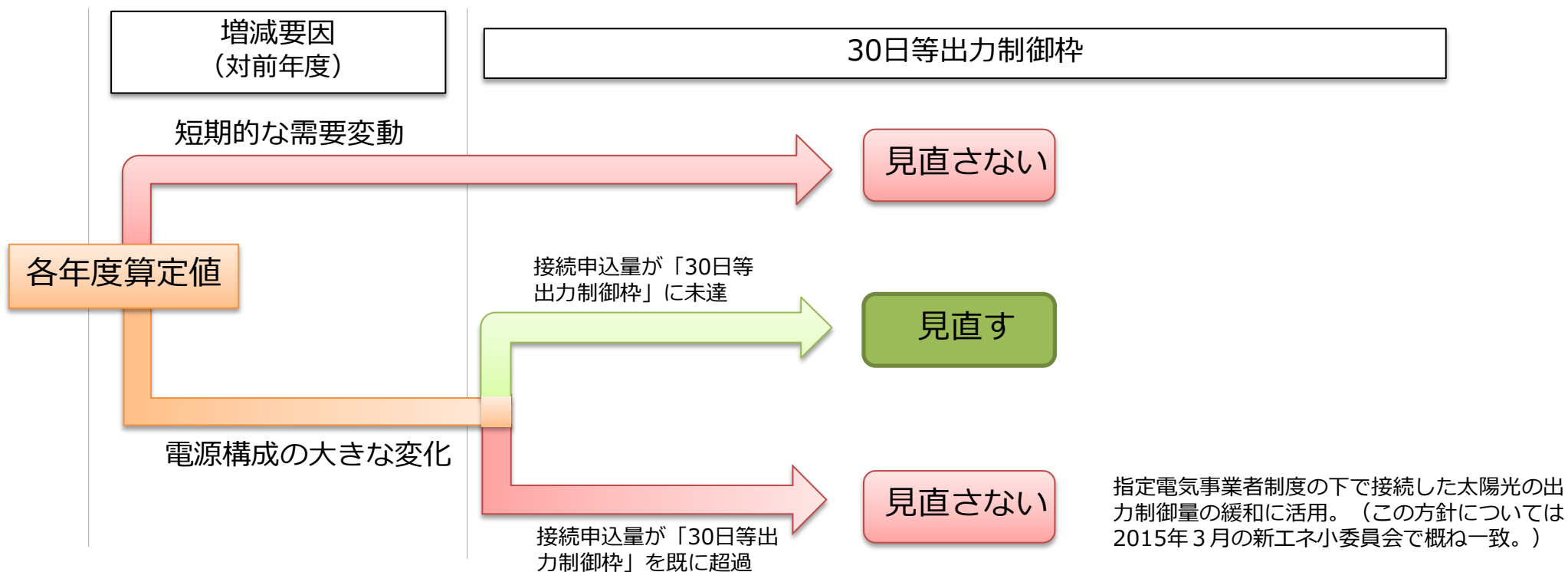
- 出力制御の見通しの算定に当たっての前提は、「接続可能量（2017年度算定値）」の算定に用いた前提と同様に置くこととする。
- 出力制御の見通しの策定に当たっては、より実際の導入実績等に即したものにするため、昨年度同様、以下の考え方を採用する。
 - 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ策定。（「2σ方式」の見通しは策定しない。）
 - 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
 - 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用。
- なお、出力制御の見通しは、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際に発生する出力制御の時間数等については、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値であり電力会社が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

	「8,760時間の実績ベース方式」による見通し
算定年度	2014年度～2016年度（各年度毎に算定後、過去3年間の平均値を採用）
電力需要	2014年度～2016年度のエリア実績
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
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
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力の活用	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保）
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

2. 30日等出力制御枠の見直しの考え方

30日等出力制御枠の見直しの考え方

9



参考

現状

接続申込量

「30日等出力制御枠」

無補償・無制限の出力制御対象

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。

「2017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。

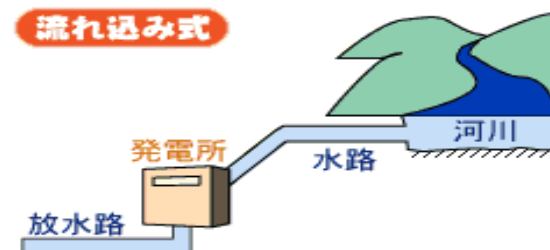
		北海道		東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時の出力 最小値 (万kW)	流れ込み式	10.3	他社 25.5	81.4	65.0	15.4	8.3	31.9	-
	調整池式	42.5		108.3	43.0	19.7	11.7	25.8	-
	貯水池式	0.0		7.5	10.0	0.0	2.3	0.0	-
合計 ※1		78.3		197.1	118.0	35.1	22.3	57.7	-
設備容量 (万kW)	流れ込み式	21.7		92.0	86.8	33.2	16.7	64.6	-
	調整池式	76.9		223.5	60.2	73.2	40.8	99.6	-
	貯水池式	28.0		12.0	122.9	1.5	22.5	39.3	-
合計 ※1		126.6		327.5	269.9	107.9	80.0	203.5	-
昼間最低負荷 ※2 (万kW)		273.7 (5月29日 12時)		786.6 (5月15日 12時)	248 (4月24日 12時)	563.3 (5月8日 13時)	275.4 (5月22日 13時)	823.8 (5月22日 12時)	74.3 (4月3日 13時)
昼間最低負荷に占める割合		28.6%		25.1%	47.6%	6.2%	8.1%	7.0%	-

※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。

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。



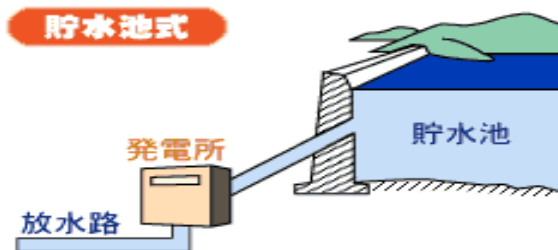
調整池式

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。



- 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））	4.3	18.0	-	-	-	39.2	-
設備容量：（B） （万kW）	6.7	27.9	-	-	-	47.0	-
設備利用率：（C）	64.7%	64.6%	-	-	-	83.3%	-
設備 （万kW）	森（2.5） 他社購入（4.2）	葛根田（8.0） 上の岱（2.9） 澄川（5.0） 柳津西山（3.0） 他社購入（9.0）	-	-	-	八丁原1号（5.5） 八丁原2号（5.5） 八丁原バスター（0.2） 滝上（2.75） 大岳（1.25） 山川（3.0） 大霧（3.0） 他社購入（25.8）	-
昼間最低負荷※ （万kW）	273.7 （5月29日 12時）	786.6 （5月15日 12時）	248 （4月24日 12時）	563.3 （5月8日 13時）	275.4 （5月22日 13時）	823.8 （5月22日 12時）	74.3 （4月3日 13時）
昼間最低負荷に 占める割合	1.6%	2.3%	-	-	-	4.8%	-

※ 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。

- 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））	4.3	26.2	3.3	66.3	17.5	56.7	0.5
設備容量：（B） （万kW）	44.3	107.5	84.4	175.9	65.7	108.2	1.9
設備利用率：（C）	9.7%	24.3%	3.9%	37.7%	26.6%	52.4%	25.4%
設備 （万kW）	他社購入 （44.3）	他社購入 （107.5）	他社購入 （84.4）	他社購入 （175.9）	他社購入 （65.7）	他社購入 （108.2）	他社購入 （1.9）
昼間最低負荷※ （万kW）	273.7 （5月29日 12時）	786.6 （5月15日 12時）	248 （4月24日 12時）	563.3 （5月8日 13時）	275.4 （5月22日 13時）	823.8 （5月22日 12時）	74.3 （4月3日 13時）
昼間最低負荷に占める 割合	1.6%	3.3%	1.3%	11.8%	6.4%	6.9%	0.7%

※ 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。

■ 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	123.6	393.3	-
設備容量：(B) ※1 (万kW)	207.0	336.5	167.4	219.3	145.6	469.9	-
設備利用率： (C)	84.8%	69.8%	71.5%	79.6%	84.9%	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 (54.0) 志賀2 (75.8) 原電敦賀2 (37.6)	島根2 (82.0) 島根3 (137.3)	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)	273.7 (5月29日 12時)	786.6 (5月15日 12時)	248 (4月24日 12時)	563.3 (5月8日 13時)	275.4 (5月22日 13時)	823.8 (5月22日 12時)	74.3 (4月3日 13時)
昼間最低負荷に占める割合	64.1%	29.9%	48.3%	31.0%	44.9%	47.7%	-

※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。

- 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	11.7	0.0	0.0	8.9	15.1	9.0	7.5
	LNG	-	126.0	-	49.6	12.5	78.0	14.2
	石炭	32.8	0.0	33.0	60.0	0.0	10.5	24.9
	その他	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	26.4	-
合計 ※2		44.5	126.0	33.0	118.5	29.1	123.9	46.6
設備容量※1,3 (万kW)	石油	221.2	130.0	150.0	349.4	135.0	231.0	25.0
	LNG	-	701.1	-	237.5	93.5	501.0	53.7
	石炭	243.0	471.8	294.7	493.2	219.6	368.4	106.4
	その他	52.0	137.0	6.7	90.4	97.7	80.5	-
合計 ※2		516.2	1,449.9	451.4	1,170.5	545.8	1180.9	185.1
昼間最低負荷※4 (万kW)		273.7 (5月29日 12時)	786.6 (5月15日 12時)	248 (4月24日 12時)	563.3 (5月8日 13時)	275.4 (5月22日 13時)	823.8 (5月22日 12時)	74.3 (4月3日 13時)
昼間最低負荷に占める割合		16.3%	16.0%	13.3%	21.0%	10.6%	15.0%	62.7%
火力抑制量のうち、連系線の 活用分※5 (万kW)		-	46.4	4.7	150.5	44.2	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、新電力が調達した電源については“その他”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等

- 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※1	沖縄
想定稼働台数／ 全台数	5/6	2/3	1/1	8/9	1/2	8/9	-
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	182.5/212.5	31.5/61.5	205.0/235.0	-
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	171.0/201.0	30.0/60.0	224.2/258.2	-
揚水可能量 （万kWh） [揚水動力可能時 間※2（h）]	563 [8.4h]	3,413 [74.2h]	57 [4.8h]	1,687 [9.9h]	745 [24.8h]	揚 水：1,756 [8.0h] 蓄電池： 30 [6.0h]	- [-h]
設備一覧 （出力／揚水動力） （万kW）	新冠1～2 (10.0/10.0) 高見1 (10.0/10.0) 高見2 (10.0/14.0) 京極1～2 (20.0/23.0)	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 (11.0/12.0)	俣野川1～4 (30.0/30.0) 南原1～2 (31.0/30.0) 新成羽川1 (7.7/-) 新成羽川2～4 (7.6/7.0) ※新成羽川1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) 豊前（蓄電池） (5.0/5.0)	-

※1 九州電力には蓄電池（5万kW×6時間）を含む。

※2 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（2017年度算定値）の算定結果

G-① 太陽光発電の2017年度算定値

■ 風力発電の30日等出力制御枠を前提として算定した太陽光発電の接続可能量（2017年度算定値）

	北海道 ※1	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 ※2	251	59	109	71	180	18.3
太陽光の2017年度算定値： （b）（万kW）	0	549	81	645	233	730	50.9
太陽光+風力：（a）+（b） （万kW）	36	800	140	754	304	910	69.2
合成2σ出力（万kW）	110.4	601.1	88	600.6	221	628	45.7
合成最大出力（万kW）	111.1	661.5	93	605.2	223	657	49.0
昼間最低負荷：（c）※3 （万kW）	273.7 （5月29日 12時）	786.6 （5月15日 12時）	248 （4月24日 12時）	563.3 （5月8日 13時）	275.4 （5月22日 13時）	823.8 （5月22日 12時）	74.3 （4月3日 13時）
（a）／（c）（％）	13.2％	31.9％	23.8％	19.4％	25.8％	21.8％	24.6％
（b）／（c）（％）	0.0％	69.8％	32.7％	114.5％	84.6％	88.6％	68.5％

※1 2017年度算定値は0となるため、合成2σ出力および合成最大出力は30日等出力制御枠により算定した結果を記載

※2 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※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。

■ 太陽光発電の30日等出力制御枠を前提として算定した風力発電の接続可能量（2017年度算定値）

	北海道 ※1	東北	北陸	中国 ※1	四国	九州	沖縄
風力の2017年度算定値： (a)(万kW)	0 ※2	249	45	0	56	70	20.0
太陽光の30日等出力制御枠： (b)(万kW)	117	552	110	660	257	817	49.5
太陽光＋風力：(a)+(b) (万kW)	117	801	155	660	313	887	69.5
合成2σ出力（万kW）	110.4	603.1	111	613.9	236	686	45.2
合成最大出力（万kW）	111.1	663.1	115	618.4	242	690	48.9
昼間最低負荷：(c)※3 (万kW)	273.7 (5月29日 12時)	786.6 (5月15日 12時)	248 (4月24日 12時)	563.3 (5月8日 13時)	275.4 (5月22日 13時)	823.8 (5月22日 12時)	74.3 (4月3日 13時)
(a) / (c) (%)	0.0%	31.7%	18.1%	0.0%	20.3%	8.5%	26.9%
(b) / (c) (%)	42.7%	70.2%	44.4%	117.2%	93.3%	99.2%	66.6%

8,760時間断面における需要実績に基づいた分析（2016年度）・・・太陽光および風力の30日等出力制御枠を前提とした実績ベース方式による算定

再エネ出力制御量 (万kWh/年)(制御率 (%))	31,135 (13.1%)	71,108 (6.1%)	17,605 (7.3%)	55,965 (5.4%)	31,117 (6.2%)	85,978 (6.8%)	2,692.8 (2.7%)
太陽光の出力制御量 (万kWh/年)(制御率 (%))	17,477 (11.4%)	50,592 (8.5%)	9,395 (10.1%)	50,840 (5.6%)	26,488 (7.7%)	75,702 (7.6%)	1,696.2 (2.8%)
風力の出力制御量 (万kWh/年)(制御率 (%))	13,658 (16.2%)	20,515 (3.6%)	8,210 (7.5%)	5,124 (3.6%)	4,629 (2.9%)	10,276 (3.7%)	996.6 (2.6%)

※1 2017年度算定値は0となるため、合成2σ出力および合成最大出力は30日等出力制御枠により算定した結果を記載

※2 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※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。

○太陽光の2017年度算定値の算定結果

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
30日等 出力制御枠	117万 k W	552万 k W	110万 k W	660万 k W	257万 k W	817万 k W	49.5万 k W
2017年度 算定値	0万 k W	549万 k W	81万 k W	645万 k W	233万 k W	730万 k W	50.9万 k W
増減要因	需要減少	需要増加	需要減少	需要増加	需要増加 (電源構成)	需要減少 (電源構成)	需要増加
(参考) 2016年度 算定値	0万 k W	544万 k W	91万 k W	616万 k W	241万 k W	795万 k W	47.0万 k W

○風力の2017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
30日等 出力制御枠	36万 k W	251万 k W	59万 k W	109万 k W	71万 k W	180万 k W	18.3万 k W
2017年度 算定値	0万 k W	249 k W	45万 k W	0万 k W	56万 k W	70万 k W	20.0万 k W
増減要因	需要減少	需要増加	需要減少	需要増加	需要増加 (電源構成)	需要減少 (電源構成)	需要増加
(参考) 2016年度 算定値	0万 k W	246万 k W	50万 k W	0万 k W	71万 k W	168万 k W	17.2万 k W

5. 出力制御見通しの策定

H－①指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し²³

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し（2014～2016年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）（※2）				
北海道	117万kW	288万kW	+20万kW 1,180時間 (35.8%)	+40万kW 1,264時間 (38.7%)	+60万kW 1,359時間 (42.2%)	+80万kW 1,435時間 (45.0%)	+100万kW 1,509時間 (47.6%)
東北	552万kW	774万kW	+150万kW 654時間 (15.8%)	+300万kW 1,172時間 (30.9%)	+450万kW 1,559時間 (42.3%)		
北陸	110万kW	250万kW	+20万kW 307時間 (12.2%)	+40万kW 342時間 (14.2%)	+60万kW 429時間 (17.7%)		
中国	660万kW	563万kW	+100万kW 328時間 (15.0%)	+200万kW 559時間 (24.8%)	+300万kW 772時間 (33.3%)		
四国	257万kW	259万kW	+20万kW 698時間 (33.1%)	+40万kW 916時間 (41.7%)	+60万kW 952時間 (42.9%)		
九州	817万kW	829万kW	+300万kW 948時間 (30%)	+400万kW 1,153時間 (35%)	+500万kW 1,345時間 (39%)	+600万kW 1,513時間 (42%)	
沖縄	49.5万kW	71.4万kW	+2.1万kW 359時間 (9.6%)	+4.2万kW 412時間 (11.1%)	+6.3万kW 489時間 (12.4%)		

（ ）内は出力制御率 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おり、2014～2016年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－②指定電気事業者の下で追加される風力発電と出力制御の見通し

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し（2014～2016年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）（※2）				
北海道	36万kW	288万kW	+40万kW 2,020時間 (19.6%)	+80万kW 2,566時間 (23.4%)	+120万kW 3,088時間 (27.1%)	+160万kW 3,588時間 (30.8%)	+200万kW 4,169時間 (34.8%)
東北	251万kW	774万kW	+50万kW 625時間 (5.3%)	+100万kW 830時間 (7.0%)	+150万kW 1,037時間 (10.0%)		
北陸	59万kW	250万kW	+30万kW 623時間 (7.6%)	+60万kW 836時間 (9.6%)	+90万kW 1,059時間 (12.8%)		
中国	109万kW	563万kW	+50万kW 464時間 (3.7%)	+100万kW 482時間 (3.9%)	+150万kW 510時間 (4.1%)		
九州	180万kW	679万kW	+50万kW 604時間 (3.0%)	+100万kW 750時間 (5.0%)	+150万kW 909時間 (7.0%)		

（ ）内は出力制御率 注）各電力の太陽光は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おり、2014～2016年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

(参考) 需給情報に関する情報の公開

- 一般送配電事業者は、エリア毎の需給実績（電源種別、1時間値）を四半期毎に公表している。
- 各社の「でんき予報（需給見通し）」から需給実績へのリンク掲載や、広域機関の系統情報サービスでの一元的な公表により、系統利用者の利便性の向上を図っている。

<エリア毎の需給実績の公表URL一覧>

北海道電力	北海道エリアの需給実績 http://www.hepco.co.jp/energy/recyclable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html
東北電力	エリア需給実績のダウンロード http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html
東京電力 パワーグリッド	エリアの需給実績公表について http://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html
中部電力	中部エリアの電力需給(送電端)のお知らせ「過去実績データ（2016年4月から）」 http://denki-yoho.chuden.jp/
北陸電力	エリア需給実績について http://www.rikuden.co.jp/rule/area_jisseki.html
関西電力	関西エリアの需給実績の公表について http://www.kepco.co.jp/energy_supply/supply/denkiyoho/area_jisseki.html
中国電力	供給区域の需給実績について http://www.energia.co.jp/retailer/eria_jyukyuu.html
四国電力	需給関連情報（需給実績）の公表について http://www.yonden.co.jp/energy/n_ene_kounyu/renewable/jukyuu_jisseki.html
九州電力	需給関連情報 http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html
沖縄電力	需給関連情報(需給実績)の公表 http://www.okiden.co.jp/business-support/service/supply-and-demand/index.html