

## 系統WGにおける各社接続可能量の算定結果について

1. 再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法
2. 各種電源の前提条件等
3. 接続可能量の算定結果
4. 接続可能量の拡大方策と拡大量

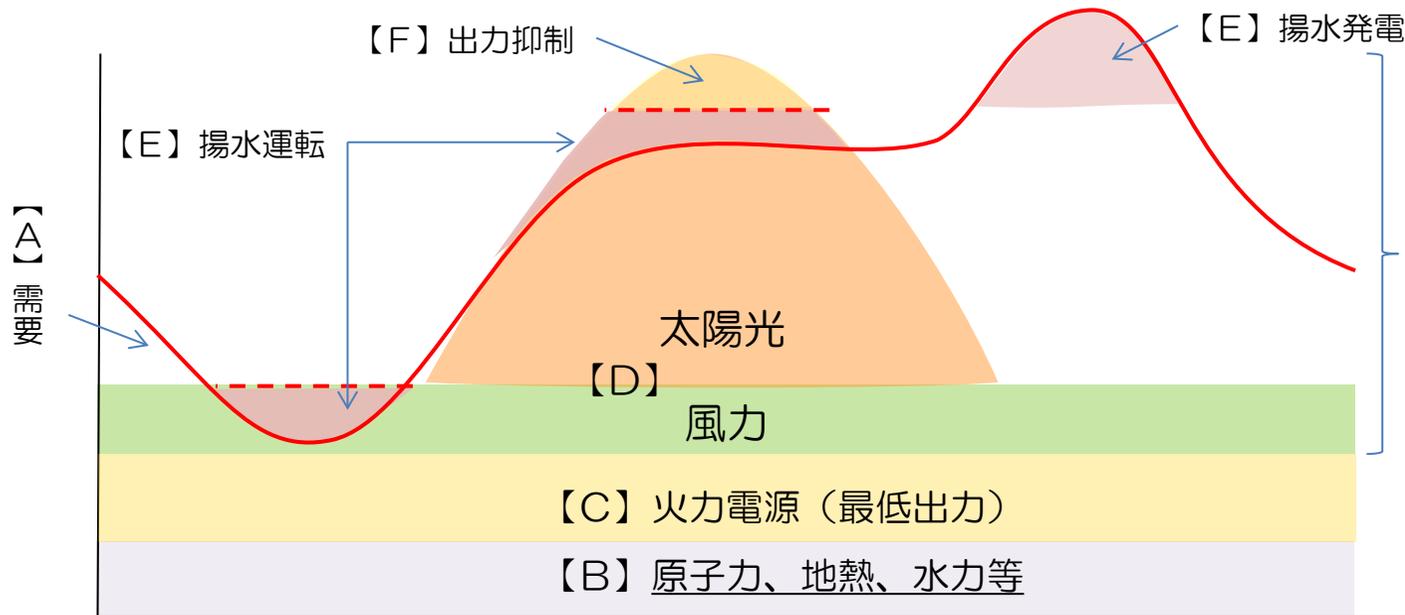
# 1. 再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法

## 【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こととした。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】出力抑制

年間30日までの出力抑制による需給調整を織り込み接続可能量を算定した。

## 【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）を考慮した。

## 【A】需要

需要については、2013年度の各社需要実績に、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た。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した。

## 【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、過去の実績を用いた。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んだ。

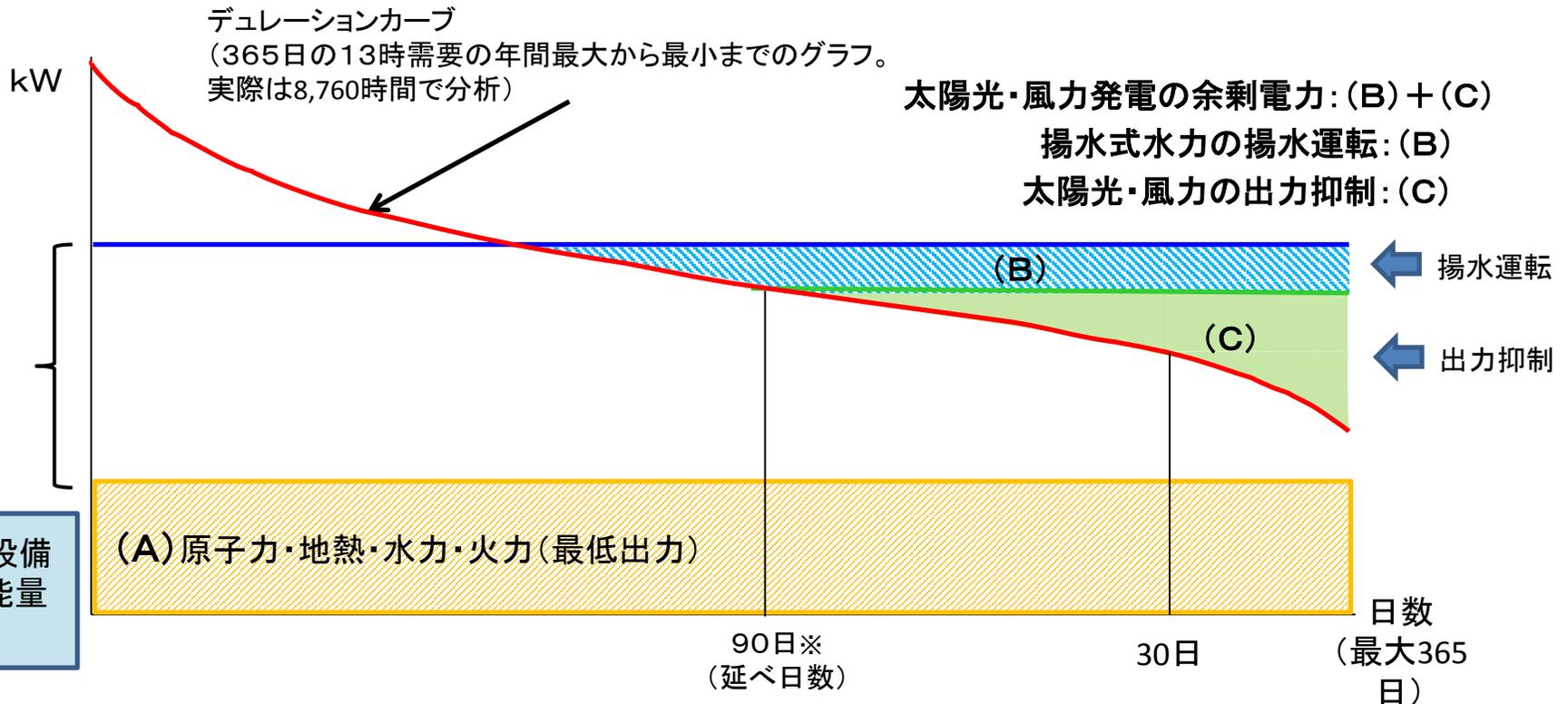
## 【C】火力発電

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抑制又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととした。

■ 年間を通しての接続可能量算定のイメージ

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日を上限とする出力抑制を実施。出力抑制の実施にあたっては、グループ単位での最適な運用を行う。…(C)
4. 一つの発電所平均の再エネ電気の出力抑制日数が年間30日まで達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとして、接続可能量を算定。…(D)

【イメージ図】



(D): 対応する設備容量を接続可能量として決定

※但し、雨天・曇天は太陽光出力を小さく評価し、区別して抑制対象日から除外

項目		基本的考え方
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。)
供給 (自然変動)	風力・太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2013年度発電実績を元に試算</li> <li>・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</li> </ul>
	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 <ul style="list-style-type: none"> <li>・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抑制</li> <li>・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</li> </ul>
供給 (調整)	火力	安定的な供給が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	再エネ出力抑制	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
	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り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抑制日数、抑制量(kWh)等を参考として示す。

## 2. 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	10.2	他社 24.6	66.9	72	13.0	8.0	26.5	-
	調整池式	43.4		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		78.2		182.7	125	32.7	22.0	52.3	-
設備容量 (万kW)	流れ込み式	19.5		75.6	87.0	29.0	16.2	51.2	-
	調整池式	76.0		223.5	60.1	73.4	40.7	99.6	-
	貯水池式	27.6		12.0	122.8	1.5	21.8	39.3	-
合計		123.2		311.1	269.9	103.9	78.7	190.1	-
昼間最低負荷 ※1 (万kW)		308.4 (5月26日 12時)		790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		25.4%		23.1%	49.6%	5.9%	8.3%	6.6%	-

※1 端数により、合計が一致しない場合がある。

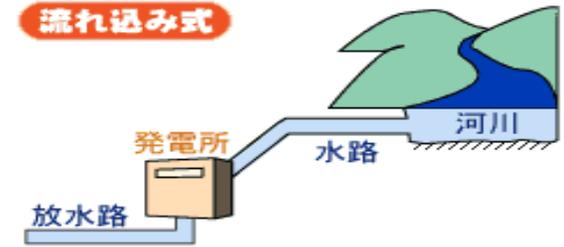
※2 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

## 【参考】一般水力の種類

- 流れ込み式水力については、調整が困難であるため。一方で、貯水池式水力は、貯水可能量が多く、検討断面においては、大分部の出力を抑制するものとして、接続可能量の算定に織り込んだ。

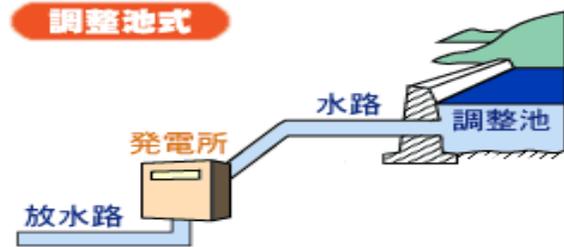
### 流れ込み式

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。



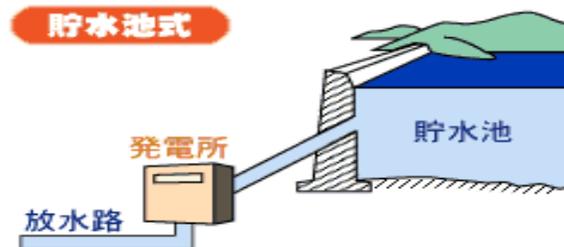
### 調整池式

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))	1.9	20.0	-	-	-	19.2	-
設備容量：(B) (万kW)	3.0	31.0	-	-	-	22.9	-
設備利用率：(C)	65.5%	64.6%	-	-	-	84.0%	-
設備 (万kW)	森 (2.5) 他社購入 (0.5)	葛根田 (8.0) 上の岱 (2.9) 澄川 (5.0) 柳津西山 (6.5) 他社購入 (8.6)	-	-	-	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 (1.7)	-
昼間最低負荷※ (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
昼間最低負荷に 占める割合	0.6%	2.5%	-	-	-	2.4%	-

※ 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。

## 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))	5.2	18.4	0.9	51.0	0.6	5.2	—
設備容量: (B) (万kW)	11.9	69.8	2.4	97.1	3.7	33.5	—
設備利用率: (C)	43.7%	26.4%	38.4%	52.5%	16.2%	15.5%	—
設備 (万kW)	他社購入 (11.9)	他社購入 (69.8)	他社購入 (2.4)	他社購入 (97.1)	他社購入 (3.7)	他社購入 (33.5)	—
昼間最低負荷※ (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
昼間最低負荷に占める 割合	1.7%	2.3%	0.4%	9.2%	0.2%	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。

## 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	121.8	201.9	168.0	438.7	-
設備容量：(B)※1 (万kW)	207.0	389.3	170.8	265.3	202.2	525.8	-
設備利用率：(C)	84.8%	69.8%	71.3%	76.1%	83.1%	83.4%	-
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1 (3.4) 原電敦賀2 (37.6)	島根1(46.0) 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1(55.9) 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)	308.4 (5月26日 12時)	790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
昼間最低負荷に 占める割合	56.9%	29.7%	48.3%	36.4%	63.5%	55.7%	-

※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・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、LFC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	12.7	15.0	9.0	7.5
	LNG	-	137.9	-	51.1	12.0	72.9	14.2
	石炭	33.4	0.0	33	78.1	0.0	10.5	24.9
合計 ※2		45.2	137.9	33	141.9	27.0	92.4	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	50.2
	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	181.6
昼間最低負荷※4(万kW)		308.4	790.7	252	554	264.5	788	68.0
昼間最低負荷に占める割合		14.7%	17.4%	13.1%	25.6%	10.2%	11.7%	68.5%
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を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、蓄電容量等

- 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。
- 揚水可能時間については、最大動力時の値を記載した。

	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

### 3. 接続可能量の算定結果

# G-① 太陽光発電の接続可能量（風力導入見込みケース）

## ■ 各社が想定している風力発電の導入見込み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	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力導入見込量:(a) (万kW)	56 ※1	200 ※1	27 ※1	47	60 ※1	58	1.7
太陽光接続可能量:(b) (万kW)	117	552	83	560	219	819	35.6
太陽光・風力接続可能量 (a)+(b)	173	752	110	607	279	877	37.3
合成2σ出力 (万kW)	105.6	547	64	450	171.5	622	28.8
合成最大出力 (万kW)	106.7	549	64	474	190.3	628	30.1
昼間最低負荷:(c)※2 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	791 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
(a)／(c) (%)	18.2%	25.3%	10.7%	8.5%	22.7%	7.4%	2.5%
(b)／(c) (%)	37.9%	69.8%	32.9%	101.1%	82.8%	103.9%	52.4%

※1 風力導入見込量は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの（北海道：20万kW 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。

※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。

## G-② 太陽光発電の接続可能量（風力接続可能量ケース）

### ■ 各社が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	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力接続可能量：(a) (万kW)	56 ※1	200 ※1	45 ※1	100	60 ※1	100	2.5
太陽光接続可能量：(b) (万kW)	117	552	70	558	219	817	35.6
太陽光・風力接続可能量 (a)+(b)	173	752	115	658	279	917	38.1
合成2σ出力(万kW)	105.6	547	62	463	171.5	622	28.8
合成最大出力(万kW)	106.7	549	64	490	190.3	629	30.1
昼間最低負荷：(c)※2 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	791 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
(a)／(c)(%)	18.2%	25.3%	17.9%	18.1%	22.7%	12.7%	3.7%
(b)／(c)(%)	37.9%	69.8%	27.8%	100.7%	82.8%	103.7%	52.4%

### 8760時間断面における需要実績に基づいた分析(2013年度)

再エネ出力抑制量 (万kWh/年) (抑制率(%))	4,943 (2.9%)	52,102 (4.6%)	4,400 (3.3%)	11,236 (1.3%)	16,400 (4.5%)	46,446 (4.2%)	-
----------------------------------	-----------------	------------------	-----------------	------------------	------------------	------------------	---

※1 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(北海道:20万kW 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。

※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。

# G-③ 昼間の最低需要時の需給バランス（風力接続可能量ケース）

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
供給力 (万kW)	原子力	175.5	234.9	122	202	168.0	439	-
	火力	45.2	137.9	33	142	26.7	92	46.6
	水力	78.2	182.7	125	33	22.0	52	-
	地熱	1.9	20.0	-	-	-	19	-
	バイオマス	5.2	18.4	0	51	0.6	5	-
	風力	11.6 ※1	19.2	20	28	20.1	3	0.0
	太陽光	94.0	517.0	44	435	151.4	619	28.8
	揚水	▲23.0	▲46.0	0	▲171	▲30.0	▲219	▲3.3
	出力抑制	▲75.2	▲269.4	▲41	▲166	▲74.3	▲209	▲4.1
	連系線活用	▲5.0 ※1	▲24.0	▲51	-	▲20	▲13	-
	合計	308.4	790.7	252	554	264.5	788	68.0
昼間最低負荷 ※2 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)	
再生可能エネルギー 合計(万kW) (再エネ比率(%))	190.9 (61.9%)	757.3 (95.8%)	189 (75.0%)	547 (98.7%)	194.1 (73.4%)	698 (88.6%)	28.8 (42.4%)	

※1 北海道電力については、地域間連系線20万kWを風力発電送電実証により活用するが、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、上記の表には含めていない。

※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。

## 4. 接続可能量の拡大方策と拡大量

- 出力抑制のルールを変更した場合や、連系線を活用した場合の接続可能量の拡大量は各社の状況によって異なる。風力接続可能量ケースに対して、拡大量を算定した結果は以下のとおり。
  - 現在のルールで接続承諾をした量が接続可能量に近づいている電気事業者（東北電力や九州電力等）については、出力抑制ルールを変更しても、接続可能量の拡大の余地が少ない。
  - 出力抑制日数を60日に拡大することは、再エネ事業者の負担が大きい。これに対して、時間単位での出力抑制は事業者の負担が比較的小さく、効果が高いという算定結果であった。
  - 出力抑制に関する技術的な課題を解決することが前提となるが、再生可能エネルギーの導入拡大及び公平性の観点から、500kW未満についても出力抑制の対象としたケースも算定したところ、一定の効果があるという算定結果であった。
  - 地域間連系線については、各社の自主的な取り組み分を計上した。

出力抑制のルール等	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
現行制度 500kW以上の太陽光、風力発電について、年間最大30日実施	117	552	70	558	219	817	35.6
①出力抑制日数の拡大(最大60日) 今後の500kW以上の太陽光、風力発電について、年間最大で60日実施	0	0	+32	+24	+30	0	0
①'同上(既接続済みも含めた500kW以上の太陽光、風力発電について適用)	+54	+164	+40	+95	+30	+226	0
②出力抑制の時間管理 今後の500kW以上の太陽光、風力発電について、時間単位(年間最大で太陽光360時間、風力720時間)で実施	0	0	+22	+64	+30	0	0
③出力抑制の範囲拡大(新規の500kW未満) 今後の太陽光、風力発電について、設備容量に関係なく年間最大で30日実施	0	0	0	+18	+9	0	+9.4
④出力抑制の範囲拡大(既接続含むすべて) 既接続済みも含めた全ての太陽光、風力発電について、年間最大で30日実施	+14	+39	0	+55	+41	+96	+15.4
⑤連系線の活用(既に接続可能量に織り込み済み) 現行制度で連系線を活用(活用する連系線容量)	+18 (25)※	+48 (24)※	- (25)※	-	+34 (20)※	+17 (13)	-
(参考) 出力抑制を実施しない場合	(47)	(194)	0	(299)	(93)	(512)	(30.5)

※ 地域間連系線活用による実証分を含んでいる(北海道:20万kW(※風力発電の出力変動対応) 東北:24万kW 北陸:25万kW 四国:20万kW)。  
北陸電力については、風力送電実証による連系線活用25万kWによる接続可能量の増加量は算定していないが、拡大オプションとして、連系線を30万kW活用した場合の算定を行っている。

■ 蓄電池を導入する場合、導入する蓄電池のkWとkWh、各社の系統の状況及び設置を発電所側にするか、系統側にするかによってその効果が異なる。そのため、下記のように場合分けを行い、それぞれの場合の効果について算定した結果は以下のとおり。

具体的な拡大方策	接続可能量の拡大量(万kW)						
	北海道	東北	北陸※1	中国※1	四国	九州	沖縄
現在の太陽光接続可能量	117	552	70	558	219	817	35.6
①発電設備1kWに対して、1kWhの蓄電池を発電設備に設置 回答保留以降の太陽光発電設備について、太陽光発電1kW当たり、1kWh分の蓄電池を事業者側に設置	0	0	+1 (68万 kWh)	+53 (7,629万 kWh)	+4 (425万 kWh)	0	0
②発電設備1kWに対して、5kWhの蓄電池を発電設備に設置 回答保留以降の太陽光発電設備について、太陽光発電1kW当たり、5kWh分の蓄電池を事業者側に設置	0	0	+2 (260万 kWh)	+271 (38,032万 kWh)	+6 (684万 kWh)	0	0
③発電設備1kWに対して、5kWhの蓄電池を系統設備に設置 回答保留以降の太陽光発電設備について、太陽光発電1kW当たり、5kWh分の蓄電池を系統側に設置	0	+229 (22,900万 kWh)	+32 (303万 kWh)	+442以上 (30,658万 kWh以上)	+24 (144万 kWh)	0	0

( )内は、年間充放電ロス分。

※1 今後(平成26年12月末以降)に申込が行われる太陽光発電設備の想定量に対して蓄電池を設置することを前提に算定

- 地域間連系線については、各社が自主的にコミットして接続可能量に加える分の他、空き容量がありそれを活用できた場合の、太陽光発電の接続可能量の増加を感度分析。

【地域間連系線を利用した場合の太陽光発電の接続可能量の増加分(各社の自主的取組を超える分)】

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量拡大量 (地域間連系線の活用分)	(接続可能量 に織込済)	+42 (20)	+40 (30)	+21 (20)	+26 (15)	(接続可能量 に織込済)	—

※上段:太陽光連系可能量増分、下段:連系線活用量

- 中長期的には、以下の課題を検討していく必要があるのではないか。

(検討課題の例)

- 電力会社単位ではなく、日本全体で最も効率的に再生可能エネルギーを受け入れる観点から、広域的な系統システムをいかに構築するか。その際、優先給電指令や地域間連系線の利用ルールをどのように見直すか。
- 固定価格買取制度全体の見直しの中で、広域的な再生可能エネルギーの受入れに伴う電力会社相互間の新たな精算ルールをどのように構築していくか。
- エネルギーのベストミックスの検討と併せ、地域間連系線や地域内系統の増強方針等をどのようにするか。また、地域内系統及び地域間連系線の強化に必要な費用の新たな分担方法をどのように構築するか。さらに、その検討結果を踏まえ、広域的運営推進機関等の場において、いかに具体化を図るか。

# I 再生可能エネルギー電源間の比較（感度分析①）

- 水力発電、地熱発電、バイオマス発電を+10万kW導入した場合に、減少する太陽光発電の接続可能量と年間の再エネ発電量（kWh）の増減を感度分析。
- 稼働率の高い電源を導入することで、再エネの発電量（kWh）を増加させることが可能。

導入する再エネ電源	算定した電力会社	太陽光発電の接続可能量の減少量	再エネの発電量(kWh)の増減量
水力発電(+10万kW) 利用率44%	九州電力	▲7万kW (817万kW→810万kW)	+3.1億kWh
地熱発電(+10万kW) 利用率84%	九州電力	▲15万kW (817万kW→802万kW)	+5.7億kWh
バイオマス発電(+10万kW) 3.3万kW分:利用率80% 3.3万kW分:利用率50% 3.3万kW分:出力抑制可	中国電力	▲4万kW (558万kW→554万kW)	+3.3億kWh

# I 再生可能エネルギー電源間の比較（感度分析②）

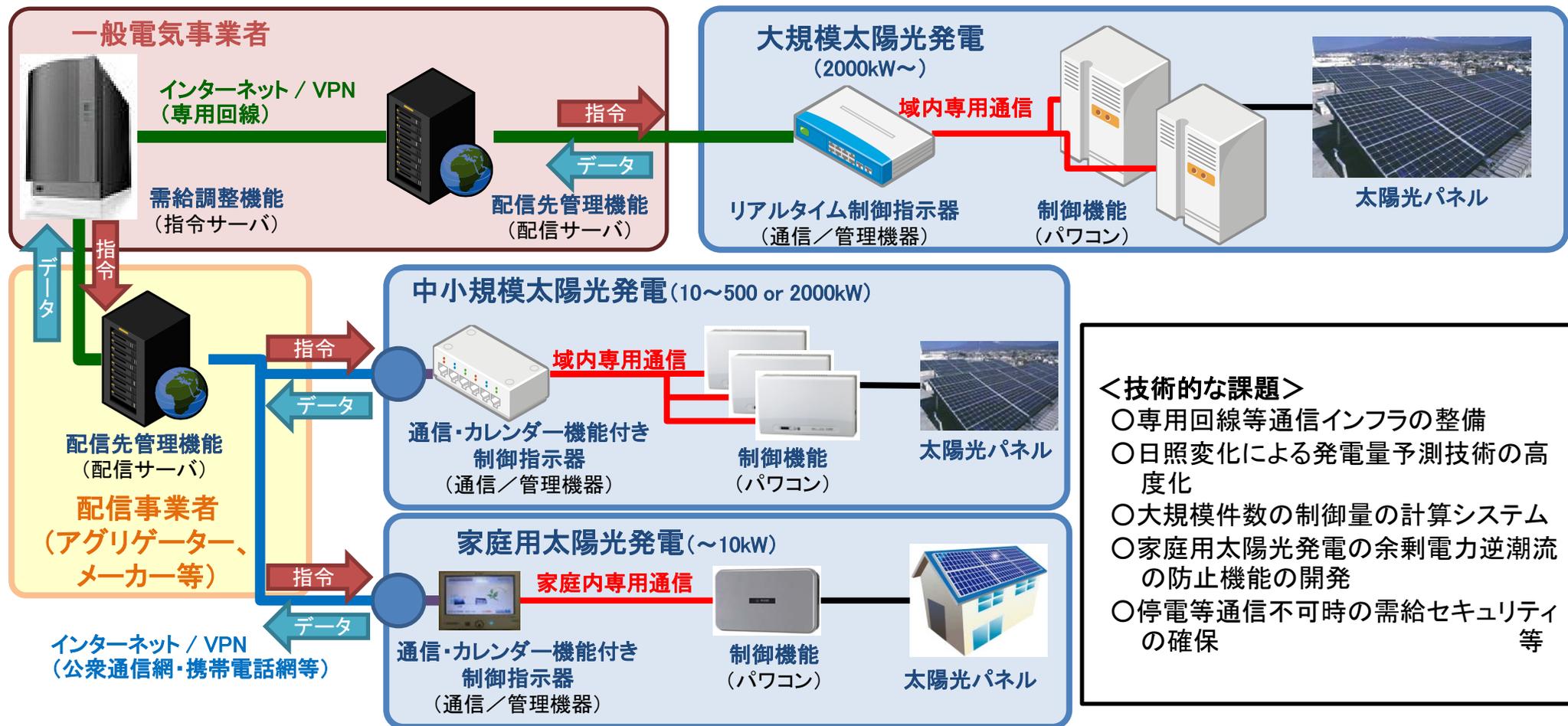
- 風力発電の導入想定量は、各社が公表している接続可能量と各社の導入見込量の2パターンとしたが、接続可能量と導入見込量に差異があったのは、北陸電力、中国電力、九州電力、沖縄電力の4社であった。
- この4社について、2パターンの風力発電導入想定量、太陽光発電の接続可能量及び再生可能エネルギー発電量については以下のとおりであった。
- 風力発電の導入量を増やしても、太陽光発電の接続可能量は大きくは減らず、風力発電の導入量を増やした方が、再生可能エネルギーの発電量（kWh）が増えるとの結果となった。

	風力導入見込量ケース			風力接続可能量ケース		
	風力導入見込量 (万kW)	太陽光接続可能量 (万kW)	発電量 (太陽光・風力合計) (億KWh)	風力接続可能量 (万kW)	太陽光接続可能量 (万kW)	発電量 (太陽光・風力合計) (億KWh)
北陸電力	27	83	15.09	45 (+18)	70 (▲13)	17.75 (+2.66)
中国電力	47	560	72.25	100 (+53)	558 (▲2)	78.75 (+6.50)
九州電力	58	819	98.88	100 (+42)	817 (▲2)	104.85 (+5.97)
沖縄電力	1.7	35.6	4.66	2.5 (+0.8)	35.6 (▲0)	4.86 (+0.19)

- 2011年度、2012年度、2013年度の需要実績と、太陽光発電と風力発電の発電実績を元に、今回算定した接続可能量まで再生可能エネルギーが導入された際、各年度において出力抑制を行う必要があった日数、その場合の抑制量を試算。
- なお、下記の数値は、あくまで事後的な試算であり、接続可能量まで再生可能エネルギーを導入した場合の出力抑制日数が、当該年度に30日以内に収まっていたことを示すが、接続可能量に余裕があることを示すものではないことに留意。

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2011年度	日数	1日	29日	23日	10日	11日	8日	1日
	抑制量 (万kWh)	173	69,207	5,800	5,156	10,600	25,631	12.1
	抑制率	0.1%	6.0%	4.4%	0.7%	3.0%	2.5%	0.03%
2012年度	日数	7日	17日	28日	14日	10日	10日	0日
	抑制量 (万kWh)	1,072	42,556	5,400	7,755	8,900	28,771	-
	抑制率	0.6%	3.6%	4.2%	0.9%	2.5%	2.7%	-
2013年度	日数	26日	20日	23日	17日	19日	16日	0日
	抑制量 (万kWh)	4,943	52,102	4,400	11,236	16,400	46,446	-
	抑制率	2.9%	4.6%	3.3%	1.3%	4.5%	4.2%	-

# 【参考】太陽光発電遠隔出力制御システムのイメージ（参考）



太陽光発電	一台当たり追加費用	製品開発期間	備考
10kW未満向け	5,000円*	10~12ヶ月	・JIS等の標準化の検討が必要。 ・遠隔出力制御システムの導入のために必要なガイドライン等の改定が必要。 ・メーカー各社の製品開発費用(数千万円程度)も必要となる。
10-500kW向け	5~10万円	9~11ヶ月	
500kW以上向け	70~100万円	10~18ヶ月	

※PCSの機能や通信インターフェースは既に導入が始まっており、この場合は通信機能及びソフトウェア面の対応で遠隔制御が可能。  
(出典) 事業者団体によるメーカーへのアンケート結果を元に資源エネルギー庁作成

**第五条** 電気事業者（特定規模電気事業者を除く。以下この条において同じ。）は、前条第一項の規定により特定契約の申込みをしようとする特定供給者から、当該特定供給者が用いる認定発電設備と当該電気事業者がその事業の用に供する変電用、送電用又は配電用の電気工作物（中略）とを電氣的に接続することを求められたときは、次に掲げる場合を除き、当該接続を拒んではならない。

- 一 当該特定供給者が当該接続に必要な費用であって経済産業省令で定めるものを負担しないとき。
  - 二 当該電気事業者による電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき。
  - 三 前二号に掲げる場合のほか、経済産業省令で定める正当な理由があるとき。
- 2 経済産業大臣は、電気事業者に対し、前項に規定する接続が円滑に行われるため必要があると認めるときは、当該接続に関し必要な指導及び助言をすることができる。
- 3 経済産業大臣は、正当な理由がなくて第一項に規定する接続を行わない電気事業者があるときは、当該電気事業者に対し、当該接続を行うべき旨の勧告をすることができる。
- 4 経済産業大臣は、前項に規定する勧告を受けた電気事業者が、正当な理由がなくてその勧告に係る措置をとらなかつたときは、当該電気事業者に対し、その勧告に係る措置をとるべきことを命ずることができる。

第六条 法第五条第一項第三号の経済産業省令で定める正当な理由は、次のとおりとする。

一～二 （省略）

三 当該特定供給者が当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項（第七号に掲げる場合にあっては、ロから二に掲げる事項）を当該接続に係る契約の内容とすることに同意しないこと。

イ 接続請求電気事業者が、次の（１）及び（２）に掲げる措置（以下「回避措置」という。）を講じたとしてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量はその需要量を上回ることが見込まれる場合において、当該特定供給者（太陽光発電設備又は風力発電設備であってその出力が五百キロワット以上のものを用いる者に限る。イ、第七号及び第八号において同じ。）は、当該接続請求電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと（原則として当該指示が出力の抑制を行う前日までに行われ、かつ、自ら用いる太陽光発電設備及び風力発電設備の出力も当該特定供給者の認定発電設備の出力と同様に抑制の対象としている場合に行われるものである場合に限る。）、当該抑制により生じた損害（年間三十日を超えない範囲内で行われる当該抑制により生じた損害に限る。）の補償を求めないこと（当該接続請求電気事業者が当該特定供給者に書面により、当該指示を行う前に当該回避措置を講じたこと、当該回避措置を講じてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量はその需要量を上回ると見込んだ合理的な理由及び当該指示が合理的なものであったことを、当該指示をした後遅滞なく示した場合に限る。）及び当該抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。

（１） 当該接続請求電気事業者が所有する発電設備（太陽光発電設備、風力発電設備、原子力発電設備、水力発電設備（揚水式発電設備を除く。）及び地熱発電設備を除く。以下この（１）において同じ。）及び接続請求電気事業者が調達している電気の発電設備の出力の抑制（安定供給上支障があると判断される限度まで行われる出力の抑制をいう。）、並びに水力発電設備（揚水式発電設備に限る。）の揚水運転

（２） 当該接続請求電気事業者の電気の供給量はその需要量を上回ることが見込まれる場合における当該上回ることが見込まれる量の電気の取引の申込み

ロ～二 （省略）

四～八 （省略）

2 接続請求電気事業者は、前項第三号イ及び第七号イに規定する認定発電設備の出力の抑制の指示を行おうとする場合には、あらかじめその方法を公表しなければならない。

3 接続請求電気事業者は、第一項第三号イ及び第七号イに規定する認定発電設備の出力の抑制が行われたときには、当該出力の抑制が行われた日の属する月の翌月に、当該出力の抑制が行われた日及び時間帯並びにその時間帯ごとに抑制の指示を行った出力の合計を公表しなければならない。

4 （省略）