

# 電力需給検証小委員会 報告書

平成 25 年 10 月

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会

電力需給検証小委員会

## 目 次

はじめに .....	- 1 -
第 1 章 2013 年度夏季の電力需給の結果分析 .....	- 3 -
1. 各電力会社管内における電力需給の状況 .....	- 3 -
2. 供 給 ～事前の想定から▲478 万 kW .....	- 3 -
3. 需 要 ～事前の想定から▲519 万 kW .....	- 11 -
4. 2013 年度夏季の電力需給の結果分析の総括 .....	- 17 -
第 2 章 2013 年度冬季の電力需給の見通し .....	- 19 -
1. 基本的な考え方 .....	- 19 -
2. 2013 年度冬季の供給力の想定 .....	- 19 -
3. 2013 年度冬季の需要の想定 .....	- 32 -
4. 電力需給バランスの検証 .....	- 35 -
第 3 章 電力コストへの影響等 .....	- 39 -
1. 火力発電所の稼働増に伴う燃料費の増加 .....	- 39 -
2. 燃料調達コストの引下げ等に向けた取組 .....	- 40 -
おわりに ～政府への要請～ .....	- 42 -

## はじめに

本年 4 月、総合資源エネルギー調査会総合部会電力需給検証小委員会でとりまとめた 2013 年度夏季の電力需給見通しは、猛暑となるリスクを織り込みつつ、全ての電力管内で電力の安定供給に必要な予備率 3%以上を確保できる見込みであった。実際、2013 年度夏季は、全国各地で記録的な猛暑に見舞われた。中部電力及び九州電力管内では、この見通しを超える最大需要を記録した。また、8 月 22 日、関西電力管内では、2013 年度夏季の最大需要と今季で三番目に大きい電源トラブルとが重なり、日本卸電力取引所からの電力の追加調達、他電力から電力の緊急融通を行うことで、電力の安定供給を図った。

結果的に、2013 年度夏季において、電力の安定供給に必要な予備率は確保されたが、原子力発電所が稼働停止する中で、2013 年度冬季に向けて、電力需給は予断を許さない状況であることを再認識せざるを得ない状況であった。

総合部会電力需給検証小委員会は、審議会等の組織見直しを踏まえ、本年 10 月、基本政策分科会電力需給検証小委員会（以下「本小委員会」という。）として改めて設置された。電力需給の検証の客観性、透明性を確保する観点から、データや分析手法を明らかにしつつ、第三者の専門家が公開の場で検証を行うことを、引き続き基本理念としている。電力需給の検証に当たっては、リスクサイドに立って電力需給を保守的に見込むこととし、東日本大震災後に政府において行われた需給検証の手法を踏まえつつ、その精度を向上させるため、必要な検討を行った上で、新たな手法も取り入れることとする。

本小委員会では、夏季の節電期間が終了した後、直ちに、2013 年度夏季の電力需給実績及び 2013 年度冬季の電力需給見通しの検証に着手し、短期集中的に議論を行った。この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

2013 年度冬季の電力需給見通しのポイントは、以下のとおりである。

1. 2013 年度冬季の電力需給見通しは、2011 年度冬季並み（北海道電力管内については、更に厳寒であった 2010 年度冬季並み）の厳寒となるリスクを織り込んだ上で、電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保できる見通しである。
2. ただし、北海道電力管内については、他電力からの電力融通に制約があること、発電所 1 機のトラブル停止が予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であるため、万一の電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全を脅かす可能性があること等を踏まえ、最近発生している計画外停止の年間最大級のリスク

に備えることは当然として、過去最大級、又はそれを上回る計画外停止にも備え、電力需給に万全を期す必要がある。

3. その他の電力会社管内についても、電力需給のひっ迫を避けるため、本小委員会で見込んだ定着節電が確実に行われるよう促す必要がある。
4. 原子力発電所の稼働停止に伴う火力発電所の焚き増しによる燃料コスト増は、2013年度には2010年度比で3.6兆円増加すると試算される。これは、国民、企業の負担につながるものであり、政府及び電力会社においては、燃料コスト抑制に努めるべきである。

## 第1章 2013年度夏季の電力需給の結果分析

### 1. 各電力会社管内における電力需給の状況

表1は、2013年度夏季に政府が節電要請を行った9電力会社（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、北陸電力、中国電力、四国電力及び九州電力）管内の最大需要日における電力需給を示したものである。

猛暑に見舞われた中部電力及び九州電力管内の最大需要は、本年4月に総合部会電力需給検証小委員会が示した想定（以下「事前の想定」という。）を上回った。また、8月22日、関西電力管内は、気温の上昇によって需要が高く推移したことに加え、電源トラブル（舞鶴発電所1号機の補修停止、南港発電所3号機の出力抑制）が発生し、電力需給がひっ迫する可能性があったため、関西電力は、日本卸電力取引所からの電力の追加調達、中部電力、北陸電力、中国電力及び四国電力から電力の緊急融通等を行い、予備率4.3%を確保した。

以下、2013年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表1 2013年度夏季の各電力会社管内における需給状況（最大需要日）】

電力会社	節電目標	最大需要日	最高気温(°C)	供給力(万kW)	最大需要(万kW)	予備率	供給力(見通し※)(万kW)	最大需要(見通し※)(万kW)	予備率(見通し※)
北海道電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(水) (14~15時)	31.0	544	450	21.1%	524	474	10.5%
東北電力	数値目標を伴わない節電	8月19日(月) (14~15時)	32.6	1,502	1,322	13.6%	1,520	1,441	5.5%
東京電力	数値目標を伴わない節電	8月9日(金) (14~15時)	35.1	5,494	5,093	7.9%	5,813	5,450	6.7%
中部電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14~15時)	38.4	2,728	2,623	4.0%	2,817	2,585	9.0%
関西電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14~15時)	37.0	2,936	2,816	4.3%	2,932	2,845	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	8月19日(月) (14~15時)	36.3	553	526	5.1%	574	546	5.2%
中国電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14~15時)	35.4	1,168	1,112	5.0%	1,250	1,131	10.5%
四国電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14~15時)	35.5	577	549	5.0%	595	562	5.9%
九州電力	数値目標を伴わない節電	8月20日(火) (16~17時)	36.5	1,704	1,634	4.3%	1,659	1,610	3.1%
沖縄電力	なし	8月8日(木) (19~20時)	33.6	206	152	36.2%	238	156	53.1%

注)ただし、関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

※総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(平成25年4月)

### 2. 供給 ~事前の想定から▲478万kW

2013年度夏季の最大需要日の供給力（実績）の合計（9電力会社の合計。以下同じ。）は、17,206万kWであった。事前の想定である17,684万kWを478万kW下回った。以下、電源ごとに実績と事前の想定との差を検証する。

【表 2 2013 年度夏季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績－ 見通し※1 (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲478		
原子力	0	－	－
火力	▲408	需給のひっ迫がなかったため、調整火力を停止したことによる減少※2。	火力発電について、計画外停止は、前年度よりも増加。
水力	+24	一部の地域では降雨量が少なかったが、全国では見通しより実績が多かった。	地域によっては、事前想定を下回ったが広域融通を前提として、概ね想定は妥当。
揚水	▲247	需給のひっ迫がなかったため、上池への汲み上げ量減少に伴う、供給力減。	－
地熱 太陽光 風力	+122	日射量の上昇と設備導入の拡大により、太陽光発電の増加。	一部の地域ではピーク時間帯が想定から外れたことにより、太陽光発電の供給力が減少。来夏の想定を考える際には留意が必要。
融通調整	▲5	（各社の最大需要日が異なっているため、全国ではゼロにならない。）	－
新電力への供給等	+40	卸電力取引所からの受電増。	－

※1 9電力の最大需要発生日における値を合計 ※2 電力需給のひっ迫がない中で、最大需要日に稼働させなかった火力発電及び、火力発電の計画外停止も含む

### （1）火力発電所 ～事前の想定から▲408 万 kW

2013 年度夏季の最大需要日における火力発電所の供給力（実績）の合計は、13,515 万 kW であった。事前の想定である 13,923 万 kW を 408 万 kW 下回った。これは、需給のひっ迫が見込まれない中で、最大需要日に稼働させなかった火力発電所が相当数あったことが要因と考えられる。その他、2013 年度夏季の火力発電所の状況について記す。

#### ①計画外停止の状況

2013 年度夏季の計画外停止の状況を表 3 に示す。各電力会社は、今季も引き続き、火力発電所の巡回点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日にも利用した 24 時間体制による早期復旧等を実施した。しかし、一部の火力発電所の計画外停止の期間が長期化したこと等により、9 電力会社の最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は 333 万 kW となり、2012 年度夏季の 235 万 kW を 98 万 kW 上回った。

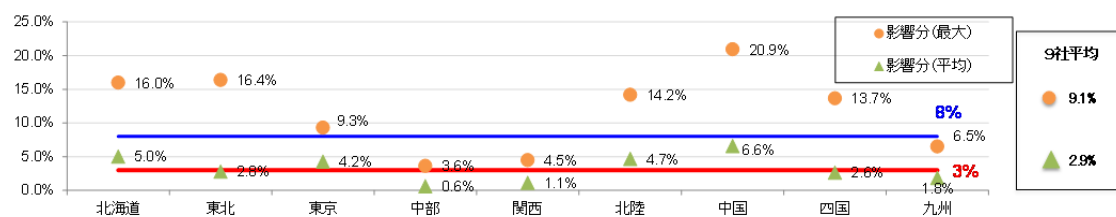
また、9 電力会社の計画外停止による供給力低下分の期間平均は、466 万 kW であり、これも 2012 年度夏季の 391 万 kW を上回った。（なお、9 電力会社の計画外停止による供給力低下が最大になった日の低下分の合計は 1,472 万 kW

となり、2012年度夏季の1,589万kWよりも減少した。)

【表3 2013年度夏季の計画外停止の状況】

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	72 (7/1-10)	216 (7/12)	474 (7/2)	95 (8/30-31)	126 (7/23)	75 (8/24)	233 (7/16)	75 (8/14-15)	106 (8/14)	762 [632] (7/2)	710 [311] (7/14)	1472 [914] (7/14)
【主な計画外停止発電所】 ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫東厚真火力4号(70) 南早来火力	原町火力2号(100) 東新潟火力1号 秋田火力2号	広野火力4号(100) 鹿島火力1号 袖ヶ浦火力2.4号	知多火力4号(70) 知多火力6号GT 知多第二火力GT	御坊火力3号(60) 他社受電(火力)	七尾大田火力2号(50) 馬場島水力	三隅火力1号(100) 下関火力2号	坂出火力3号(45) 阿南火力2号	松浦火力1号(70) 珂田火力新1号	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	23	37	216	16	32	25	73	14	30	276	190	466
③最大需要日の計画外停止実績	0	4	92	52	122	0	55	8	0	96	237	333
今夏の最大需要	450	1,322	5,093	2,623	2,816	526	1,112	549	1,634	6,865	9,260	16,125
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲16.0%	▲16.4%	▲9.3%	▲3.6%	▲4.5%	▲14.2%	▲20.9%	▲13.7%	▲6.5%	▲11.1%	▲7.7%	▲9.1%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲5.0%	▲2.8%	▲4.2%	▲0.6%	▲1.1%	▲4.7%	▲6.6%	▲2.6%	▲1.8%	▲4.0%	▲2.1%	▲2.9%
仮に最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	0.0%	▲0.3%	▲1.8%	▲2.0%	▲4.3%	0.0%	▲4.9%	▲1.5%	0.0%	▲1.4%	▲2.6%	▲2.1%

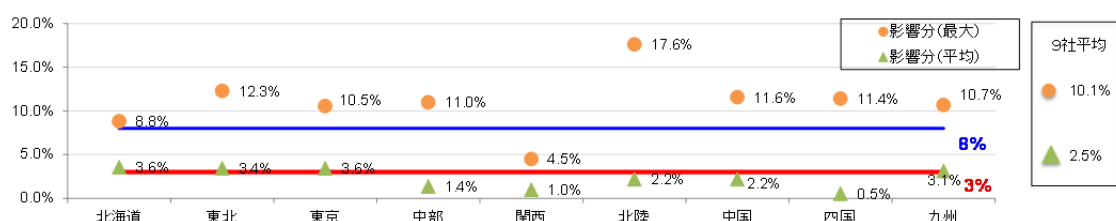
【図1 2013年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】



【表4 2012年度夏季の計画外停止の状況】

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	43 (8/27-30)	167 (7/7)	547 (7/14)	272 (7/13)	120 (8/11)	93 (7/12)	125 (7/14-15)	60 (8/11)	162 (8/27)	757 [613] (7/14)	832 [444] (7/13)	1,589 [928] (7/14)
【主な計画外停止発電所】 ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫小牧火力1号(25) 伊達火力2号	秋田火力4号(60) 八戸火力5号 東新潟火力2号	鹿島火力6号(100) 鹿島火力2.3号 姉崎火力3号	四日市火力4系1軸(10) 奥矢作第一第二(揚水)	赤穂火力1.2号(各60)	富山新港火力1号(50) 福井火力三国1号	下松火力3号(70) 水島火力3号	阿南火力3号(45) 他社受電(火力)	新小倉火力5号(60) 九州北部豪雨等による水力発電停止9基	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	17	47	182	34	26	11	24	3	47	246	145	391
③最大需要日の計画外停止実績	5	23	153	47	0	0	0	0	7	181	54	235
今夏の最大需要	483	1,364	5,078	2,478	2,682	526	1,085	526	1,521	6,925	8,818	15,743
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲8.8%	▲12.3%	▲10.8%	▲11.0%	▲4.5%	▲17.6%	▲11.6%	▲11.4%	▲10.7%	▲10.9%	▲9.4%	▲10.1%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲3.6%	▲3.4%	▲3.6%	▲1.4%	▲1.0%	▲2.2%	▲2.2%	▲0.5%	▲3.1%	▲3.6%	▲1.6%	▲2.5%
仮に最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	▲1.0%	▲1.7%	▲3.0%	▲1.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	▲0.5%	▲2.6%	▲0.6%	▲1.5%

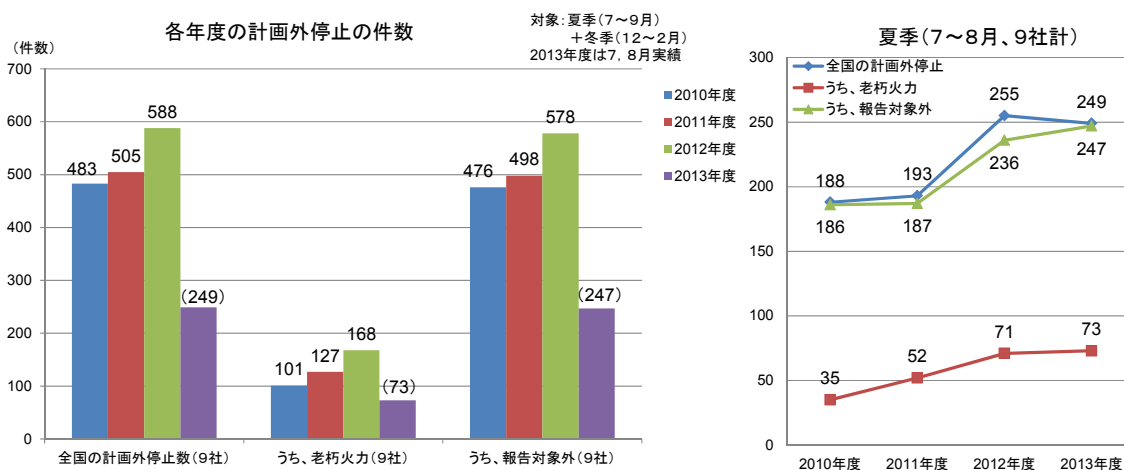
【図2 2012年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】



2010年度から2013年度までの計画外停止の件数の推移を図3に示す。東日本大震災後、原子力発電所が稼働停止し、火力発電所の稼働率が増加する中で、運転開始から40年以上が経過した老朽火力発電所を含め、火力発電所の計画外停止の件数は増加傾向にある。現在のところ、計画外停止の内容は、異音発生に伴う停止等の法令に基づく報告義務がないものが大半を占めるが、電力会社は、不測の事態に備えて、引き続き点検や補修等に万全を尽くす必要がある。

8月22日、関西電力管内では、2013年度夏季の最大需要と今季で三番目に大きい火力発電所の電源トラブルとが重なった。こうしたリスク（最大需要と大規模な電源トラブルとが重なるリスク）も念頭に置いて、需給対策に万全を期す必要がある。

【図3 各年度の計画外停止の件数】



### ②新設火力発電所

試運転時の新設火力発電所は、トラブルの可能性があるため、事前の想定において供給力として見込まなかった。実際、2013年10月に運転開始予定であった関西電力姫路第二発電所1号機(LNG、49万kW)は、2012年11月から試運転を行っていたが、本年8月上旬にガスタービン静翼が損傷し、半月程度停止した。

試運転時の新設火力発電所は、引き続き、同じサイトにある同型機を除き、原則として、ピーク時の供給力としては見込まないことが適切である。

### ③気温上昇による出力低下等

夏季は、気温が上昇し、ガスタービンに吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。2013年度夏季の最大需要日の出力低下(実績)を表5に示す。猛暑による気温上昇に伴い、ガスタービンの出力



低下が想定以上であった電力会社もあったが、全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表5 2013年度夏季最大需要日の気温上昇による火力発電所の出力低下】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①最大需要日の実績	▲275.6	▲0.8	▲71.8	▲203	▲224.9	▲138	▲46.4	0	▲11.6	▲3.9	▲25	▲500.5
②需給検証委想定	▲270.7	▲0.8	▲71.9	▲198	▲227.8	▲144	▲42.0	0	▲12.5	▲4.3	▲25	▲498.5
差分(①-②)	▲4.9	0	+0.1	▲5	+2.9	+6	▲4.4	0	+0.9	+0.4	0	▲2.0

気温上昇による出力低下を抑制するため、各電力会社は、2012年度夏季から吸気冷却装置を導入している。吸気冷却装置の導入による増出力（実績）を表6に示す。事前の想定より少なかった電力会社もあったが、全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表6 2013年度夏季最大需要日の吸気冷却装置による出力増加】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①最大需要日の実績	11.8	0	2.8	9	16.9	1.6	9.2	0	2.2	0.6	3.3	28.7
②需給検証委想定	10.8	0	0.8	10	13.1	1.6	5.9	0	1.6	0.7	3.3	23.9
差分(①-②)	+1	0	+2.0	▲1	+3.8	0	+3.3	0	+0.6	▲0.1	0	+4.8

## （2）水力発電所 ～事前の想定から+24万kW

2013年度夏季の最大需要日における水力発電所の供給力（実績）の合計は、1,287万kWであった。事前の想定である1,263万kWを24万kW上回った（表7）。

東海、四国及び九州地方は、梅雨明けから8月中旬にかけて降水量が少なかったため、中部電力、四国電力及び九州電力の供給力は事前の想定を下回った。また、関東地方は、節水が行われる河川<sup>1</sup>があるなど、渇水となったため、東京電力の供給力は事前の想定を下回った。

水力発電所の供給力の事前の想定は、1ヶ月間のうち下位5日の平均の出水量を過去30年間の平均値等で評価した。地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の合計は、これをやや上回っており、広域での電力融通が適切に行われることを前提として、この評価方法は妥当であったと評価される。

<sup>1</sup> 7月中旬～9月中旬まで、利根川水系で取水制限が行われた。

【表 7 2013 年度夏季最大需要日の水力発電所の供給力（実績）】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①最大需要日の実績	509	70	154	285	778	126	307	146	52	48	99	1,287
②需給検証委想定	505	63	144	298	758	145	257	139	48	60	109	1,263
差分(①-②)	4	+7	+10	▲13	20	▲19	+50	+7	+4	▲12	▲10	24
(最大需要発生日)	-	8月7日	8月19日	8月9日	-	8月22日	8月22日	8月19日	8月22日	8月22日	8月20日	-

(3) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+122 万 kW

①太陽光発電所 ～事前の想定から+101 万 kW

2013 年度夏季の最大需要日における太陽光発電所の供給力(実績)の合計は、220 万 kW であり、事前の想定である 119 万 kW を 101 万 kW 上回った(表 8)。

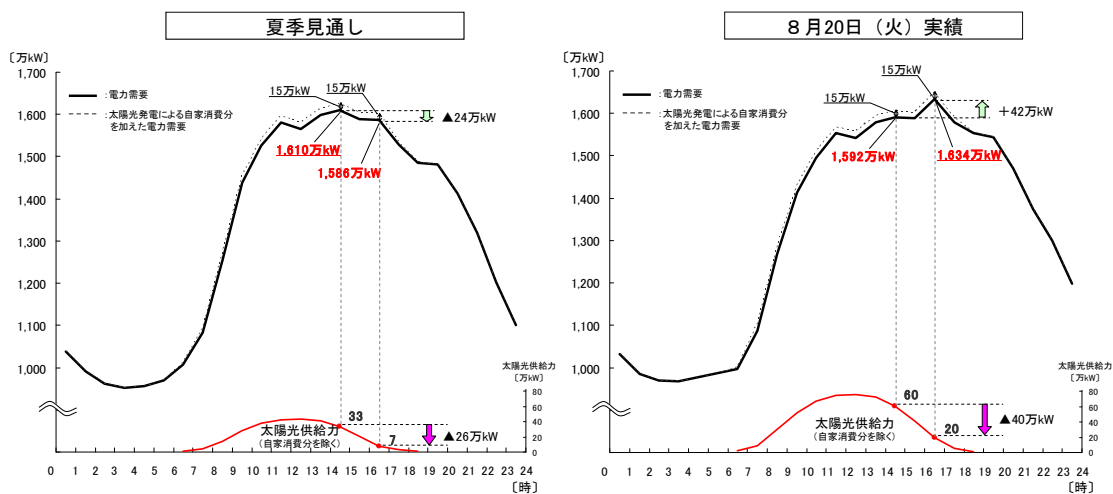
【表 8 2013 年度夏季最大需要日の太陽光発電所の供給力（実績）】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光供給力 (万kW)	①最大需要日の 実績	68	3	9	56	152	51	44	7	18	12	20	220
	②需給検証委想 定	22	0	2	20	97	26	21	1	9	7	33	119
	差分(①-②)	46	3	7	36	55	25	23	6	8	6	▲13	101
太陽光設備量 (万kW)	①最大需要日の 実績	307	17	52	238	569	157	119	15	75	43	160	876
	②需給検証委想 定	243	16	44	183	498	134	100	11	60	34	159	741
	差分(①-②)	64	1	8	55	71	23	19	4	15	9	1	135
出力比率(%) (自家消費+供給 力)	①最大需要日の 実績	-	22%	25%	33%	-	40%	45%	63%	33%	38%	21%	-
	②需給検証委想 定	-	0%	16%	23%	-	29%	30%	22%	27%	30%	31%	-
	差分(①-②)	-	22%	9%	10%	-	11%	15%	41%	6%	8%	▲10%	-

太陽光発電所の設備容量の事前の想定は、合計 741 万 kW であったが、全ての電力会社管内で事前の想定を上回る設備導入が進んだ結果、設備容量の合計（実績）は、876 万 kW となり、事前の想定を 135 万 kW 上回った。

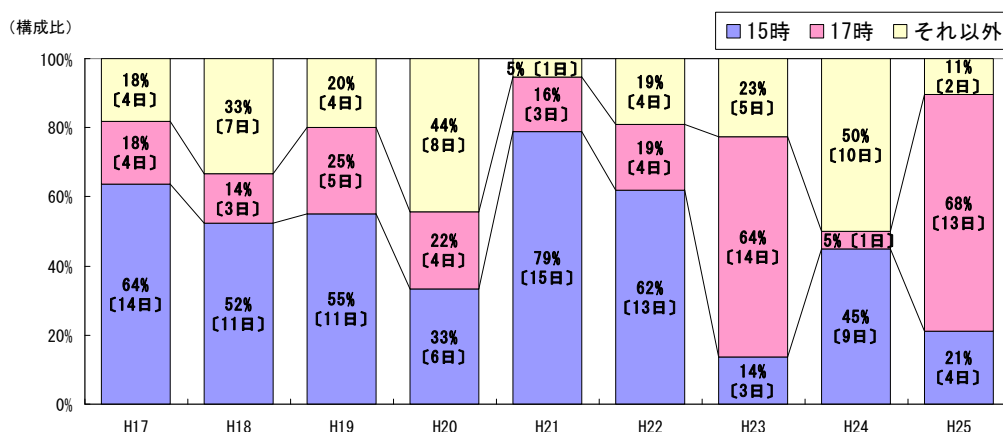
また、日射量に恵まれたことにより、出力比率は事前の想定を上回った。ただし、九州電力管内については、14 時～15 時が需要のピーク時間帯であると見込んでいたが、最大需要日のピーク時間帯は、16 時～17 時であったため、事前の想定を下回る出力となった（図 4）。

【図4 九州電力の最大需要日（8月20日）における太陽光発電所の供給力と電力需要との関係】



需要のピーク時間帯がずれた一因として、これまでに行った累次の節電要請によって、需要家の消費行動が変化してピークシフトしたことがあるのではないかと考えられる。ピーク時間帯が夕方になる場合、日射量が期待できないため、太陽光発電所の出力は低く見込まなければならない。2014年度夏季の需給見通しを行う際には、今季の結果を踏まえ、ピーク時間帯が夕方にシフトすると予測される場合には、それを踏まえて、太陽光発電所の出力を適切に見込む必要がある。また、需要のピークシフト対策の方法や影響についても、適切に検討する必要がある。

【図5 九州電力管内における8月平日のピーク時間帯の推移】



※ H24年夏は午後から天候が崩れる日が多かったため、ピーク時間帯が午前中（11～12時）に発生。

②地熱発電所 ～事前の想定から▲2万kW

地熱発電所の供給力（実績）の合計は、27万kWであり、事前の想定29万kWを2万kW下回ったが、概ね事前の想定どおりであった。

③風力発電所 ～事前の想定から+24万kW（参考値から+22万kW）

2013年度夏季の最大需要日の風力発電所の供給力（実績）を表9に示す。

風力発電所は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースが多数存在することから、事前の想定では、需要のピーク時に確実に見込める供給力としては評価しなかったが、水力発電所と同様に各月の風力発電所の出力が低かった下位5日の平均値を実績データが把握可能な期間（過去2～7年間）で平均した値である2万kWを参考値として示した。

実際、2013年度夏季の風力発電所の供給力（実績）の合計は、24万kWであった（参考値を22万kW上回った。）。

風力発電所については、今後の設備導入の拡大を念頭に、この供給力を合理的に見込む方法を更に深化させる必要がある。これについては、後述の2013年度冬季の需給見通しにおいて更に検討する。

【表9 2013年度夏季最大需要日の風力発電所の供給力（実績）】

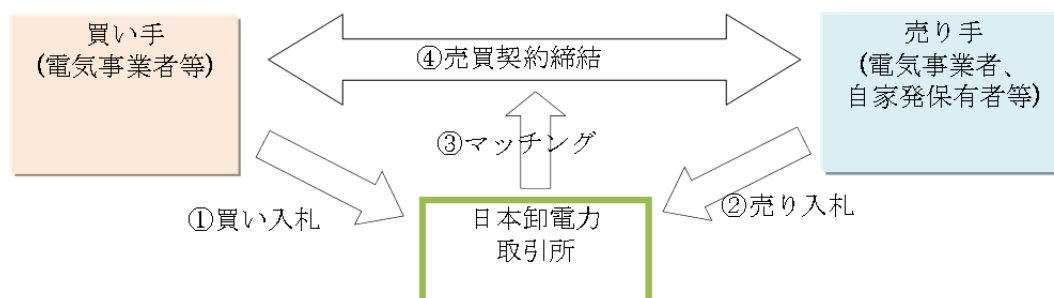
		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力 (万kW)	①最大需要日の実績	7.5	1.6	4.1	1.8	16.4	4.3	0.6	1.3	0.3	4.8	5.1	23.9
	②需給検証小委試算※	1	0.4	0.4	0.2	1.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.8	2.1
	差分(①-②)	6.5	1.2	3.7	1.6	15.3	4.2	0.6	1.3	0.1	4.8	4.3	21.8
風力設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	125.5	29	59.5	37	134	22	12	15	30	12	43	259.5
	②需給検証小委試算	127	29	61	37	134	22	12	15	30	12	43	261
	差分(①-②)	▲1.5	0.0	▲1.5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲1.5
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	5.6%	6.9%	4.9%	-	19.0%	4.9%	8.9%	1.0%	38.8%	11.9%	-
	②需給検証委想定	-	1.4%	0.6%	0.5%	-	0.3%	0.0%	0.1%	0.6%	0.1%	1.9%	-
	差分(①-②)	-	4.2%	6.3%	4.4%	-	18.7%	4.9%	8.8%	0.4%	38.7%	10.0%	-

※ 需給検証委員会試算については、風力発電の供給力を水力発電同様に、下位5日平均で評価した場合の試算結果。

（4）夏季広域融通入札市場

2013年度夏季は、電力需給ひっ迫に備え、幅広い供給者が取引に参加することで広域的かつ機動的な電力調達が可能となるような新しい仕組みとして、日本卸電力取引所に、6月3日～9月30日までの間、「夏季広域融通入札市場」が創設された。

【図6 夏季広域融通入札市場のイメージ】



- 「買い手」は、日本卸電力取引所の取引会員（一般電気事業者、新電力など62社）とし、供給力が不足する又はそのおそれがある場合等において、電力を購入する期間や必要な量等を設定し、本市場において買売の入札を行う。
- 「売り手」は、日本卸電力取引所の会員でなくても、売電可能な設備を有し、電力会社の送電線に送電できる余剰電力であれば、誰でも販売可能。
- 日本卸電力取引所は、取引の斡旋を行い、買い手は、売り手の中から価格等の条件の良いものを選択する。市場の開設期間は、6月3日（月）～9月30日（月）（入会金・手数料不要）。

九州電力管内においては、6月中旬に発生した火力発電所のトラブルや高気温による高需要等により、6月最終週の電力需給が厳しくなる可能性があったため、九州電力は、同市場に必要な供給量として「30万kW」を掲示した。その結果、日本卸電力取引所の会員以外の自家発電所設備保有者を含む計4社から、最大約28万Wを約定した。

なお、8月は中部・西日本を中心に電力需給が厳しかったが、2週間前の段階では、天気予報が猛暑を見込んでいなかったこと等により、その際には同市場は活用されず、直前になってスポット市場からの調達や電力会社の相対での電力融通が行われた。

今季の取組を踏まえ、今後の電力システム改革も睨みつつ、日本卸電力取引所の積極的な活用に向けた方策を検討することが望ましい。

### 3. 需 要 ～事前の想定から▲519万kW

2013年度夏季の最大需要日の需要（実績）の合計は、16,125万kWであった。事前の想定である16,644万kWを519万kW下回った。以下、実績と事前の想定との差の要因を検証する。

#### （1）需要の減少要因

事前の想定では、需要変動に影響を与える要素を、①気温影響等、②経済影響等、③節電影響に分類して評価を行った。表10にこれらの分析結果を示す。

【表 10 需要の主な減少要因の分析】

実績－見通し (万kW)※		差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲519		
気温影響等	▲62	2013年度夏季は猛暑だったが、2010年度夏季と比べると、最大需要日の気温が下回ったエリアもあった。	引き続き、今後の需給見通しにおいても、平年並みではなく、猛暑を想定したリスクサイドで評価する必要。また、猛暑の基準年を2010年度or2013年度とするかは今後の検討課題。
経済影響等	▲139	2013年度IIPの伸び率の下方修正(+0.3%想定から▲0.2%に減少)	—
節電影響	▲317	照明、空調等による節電が幅広く実施された。	節電意識の高まりにより、数値目標を伴わない節電要請においても一定の効果が見られた。

※9電力の最大需要発生日における値を合計

#### ①気温影響等<sup>2</sup> ～事前の想定から▲62万kW

2013年度夏季の気温影響等の実績を表11に示す。中部電力管内、関西電力管内及び九州電力管内では、猛暑となり、事前の想定を大きく上回る気温影響等による需要増となった。

2013年度夏季の最大需要の事前の想定に当たっては、電力需給バランスを保守的に見積もる観点から、近年で最も猛暑となった2010年度夏季の最大需要をベースとした。2014年度夏季以降の需要想定に当たっては、今季の結果に基づいて、気温影響等については、需要想定を上方修正することを検討する必要がある。

<sup>2</sup> 気温影響にH3実績をH1実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計を「気温影響等」とした。

【表 1 1 2013 年度夏季最大需要日における気温影響等（実績）】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
気温影響等	実績	▲ 15	▲ 157	▲ 180	79	69	▲ 14	▲ 11	2	72	▲ 155
	見通し	▲ 1	▲ 78	▲ 39	7	23	1	0	3	▲ 9	▲ 93
	差分	▲ 14	▲ 79	▲ 141	72	46	▲ 15	▲ 11	▲ 2	81	▲ 62
(参考) 最高気温	実績	31.0℃	32.6℃	35.1℃	38.4℃	37.0℃	36.3℃	35.4℃	35.5℃	36.5℃	-
	見通し	32.5℃	35.0℃	35.7℃	35.6℃	36.5℃	36.3℃	36.0℃	35.0℃	34.8℃	-
	差分	▲1.5℃	▲2.4℃	▲0.6℃	+2.8℃	+0.5℃	▲0.0℃	▲0.6℃	+0.5℃	+1.7℃	-

②経済影響等<sup>3</sup> ～事前の想定から▲139 万 kW

2013 年度夏季の経済影響等の実績を表 12 に示す。事前の想定よりも鉱工業生産指数（IIP）の伸び率が低いこと（2013 年度の IIP の伸び率の見通しが+0.3%から▲0.2%に下方修正された）等により、需要は事前の想定から 139 万 kW 押し下げられたと考えられる。

【表 1 2 2013 年度夏季最大需要日における経済影響等（実績）】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
経済影響等	実績	3	2	38	▲ 25	▲ 24	▲ 3	▲ 27	▲ 10	▲ 3	▲ 49
	見通し	1	18	119	▲ 22	▲ 5	▲ 5	▲ 27	▲ 7	18	90
	差分	2	▲ 16	▲ 81	▲ 3	▲ 19	2	0	▲ 3	▲ 21	▲ 139

③節電影響 ～事前の想定から▲317 万 kW

2013 年度夏季は、全ての電力管内において、数値目標を伴わない一般的な節電要請を行った。国民各層の節電努力により、需要は事前の想定から 317 万 kW 押し下げられた。

表 13 に 2013 年度夏季の各電力会社管内における節電目標と需要減の実績を示す。中部電力及び九州電力管内は、2013 年度夏季の最大需要日の気温が 2010 年度夏季のそれを大きく上回ったため、最大需要日の需要減（実績）は、定着節電の事前の想定を下回った。その他の電力管内では、定着節電の事前の想定と同程度、又はそれ以上の需要減となった。

需要減少の夏季期間平均は、全ての電力会社管内において、定着節電の事前の想定と同程度か、それ以上の需要減となった。

需要想定を保守的に見込む観点からは、2013 年度夏季における定着節電の事前の想定は、概ね適切であったと考えられる。

<sup>3</sup> 経済影響と新電力への離脱影響の合計を「経済影響等」とした。

【表 1 3 2013 年度夏季の節電目標と需要減の実績】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
<b>節電目標 (7月1日～9月30日)</b>	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電	数値目標を 伴わない節電
定着節電 (2013年4月の需給検証小 委員会想定)	▲6.3%	▲3.8%	▲10.5%	▲4.0%	▲8.7%	▲4.0%	▲3.6%	▲5.2%	▲8.5%
<b>最大需要の対2010年度比 (ピーク時)</b> (△は2010年度との気温差)	▲11.1% (▲1.5°C)	▲10.9% (▲2.4°C)	▲15.1% (▲0.6°C)	▲3.2% (+2.8°C)	▲9.0% (+0.5°C)	▲8.2% (▲0.0°C)	▲7.4% (▲0.6°C)	▲7.9% (+0.5°C)	▲6.6% (+1.7°C)
<2013年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 450 ② 8/7 ③31.0°C	① 1322 ② 8/19 ③32.6°C	① 5,093 ② 8/9 ③ 35.1°C	① 2,623 ② 8/22 ③38.4°C	① 2,816 ② 8/22 ③ 37.0°C	① 526 ② 8/19 ③36.3°C	① 1,112 ② 8/22 ③35.4°C	① 549 ② 8/22 ③ 35.5°C	①1,634 ②8/20 ③36.5°C
<2010年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 506 ② 8/31 ③ 32.5°C	① 1557 ② 8/5 ③ 35.0°C	① 5,999 ② 7/23 ③ 35.7°C	① 2,709 ② 8/24 ③35.6°C	① 3,095 ② 8/19 ③ 36.5°C	① 573 ② 8/5 ③36.3°C	① 1,201 ② 8/20 ③ 36.0°C	① 597 ② 8/20 ③ 35.0°C	①1,750 ②8/20 ③34.8°C
<b>需要減少の対2010年度比 (期間平均*)</b> (△は需要減少量)	▲9.5% (▲44)	▲10.4% (▲137)	▲14.7% (▲764)	▲5.9% (▲160)	▲9.8% (▲267)	▲7.4% (▲37)	▲7.2% (▲76)	▲9.4% (▲49)	▲9.8% (▲158)

※節電要請期間であった7月1日(月)から8月30日(金)時点まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを、

(2) 需要減のための取組等

①需要家別の需要減の状況

表 14 に各電力会社管内における「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」の需要減の実績(需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いたもの。)を示す。各電力会社管内の産業構造や気象状況等(例えば、冷房需要の少ない北海道電力管内では、「家庭」の需要減が少ない等)によって、各需要家の節電の実績には差がみられるが、概ね国民各層において、節電努力がなされたものと考えられる。

【表 1 4 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) (△は需要減少量)	▲9.5% (▲44)	▲10.4% (▲137)	▲14.7% (▲764)	▲5.9% (▲160)	▲9.8% (▲267)	▲7.4% (▲37)	▲7.2% (▲76)	▲9.4% (▲49)	▲9.8% (▲158)
大口 需要家	▲15% (▲10)	▲11% (▲51)	▲15% (▲299)	▲3% (▲30)	▲10% (▲106)	▲6% (▲14)	▲7% (▲28)	▲10% (▲17)	▲6% (▲29)
小口 需要家	▲11% (▲23)	▲8% (▲41)	▲15% (▲280)	▲6% (▲55)	▲9% (▲105)	▲6% (▲11)	▲7% (▲26)	▲9% (▲15)	▲10% (▲69)
家庭	▲6% (▲11)	▲13% (▲45)	▲14% (▲185)	▲10% (▲75)	▲9% (▲56)	▲12% (▲12)	▲8% (▲22)	▲10% (▲17)	▲14% (▲60)

※節電要請期間であった7月1日(月)から8月30日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを、内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。



(参考 需要減少について産業・業務・家庭の内訳)

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲12% (▲12)	▲8% (▲47)	▲14% (▲233)	▲0% (▲5)	▲9% (▲88)	▲5% (▲14)	▲6% (▲29)	▲8% (▲14)	▲5% (▲25)
業務	▲11% (▲21)	▲12% (▲45)	▲16% (▲346)	▲11% (▲80)	▲11% (▲123)	▲9% (▲11)	▲7% (▲25)	▲11% (▲18)	▲10% (▲73)
家庭	▲6% (▲11)	▲13% (▲45)	▲14% (▲185)	▲10% (▲75)	▲9% (▲56)	▲12% (▲12)	▲8% (▲22)	▲10% (▲17)	▲14% (▲60)

※節電要請期間であった7月1日(月)から8月30(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを、内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

②節電が電力量(kWh)に与える影響

表15に2013年度夏季(7月及び8月実績)の節電電力量(kWh)を示す。2013年度夏季の電力量(kWh)の減少分から、気温影響等及び経済影響等を除いた節電による電力量の減少率は全国で▲5.9%であり、2012年度夏季▲5.7%と同程度であった。

2013年度夏季についても、節電が電力使用量の削減に相当の効果を与えたと考えられる。

【表15 2013年度夏季の節電影響(kWh)について】

(単位:億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2013年度 節電電力量	▲4.2	▲5.2	▲47.8	▲7.9	▲13.8	▲1.3	▲3.7	▲2.6	▲8.5	▲95.0
2013年度 節電率 (①/③)	▲8.3%	▲3.7%	▲8.9	▲3.4%	▲5.0%	▲2.5%	▲3.4%	▲4.9%	▲5.5%	▲5.9%
②2012年度 節電電力量	▲4.1	▲4.2	▲46.9	▲7.4	▲11.9	▲1.2	▲3.7	▲3.0	▲8.6	▲91.0
2012年度 節電率 (②/③)	▲8.2%	▲3.0%	▲8.8%	▲3.2%	▲4.3%	▲2.4%	▲3.4%	▲5.7%	▲5.6%	▲5.7%
③2010年度 電力量	50.3	140.3	535.3	233.8	276.2	51.2	108.3	52.9	155.0	1603.3

※7月分から8月分まで(土日祝日含む)の2ヶ月の販売電力量を対象に2010年度を基準とした節電電力量を算出。

③需給調整契約

表16及び表17に2013年度夏季の計画調整契約及び随時調整契約の状況を示す。北海道電力、中国電力及び四国電力の最大需要日における計画調整契約は、事前の想定よりも少なかったが、結果的に、全電力会社管内では事前の想

定と同量の契約が締結された。

随時調整契約は、東京電力及び九州電力において、事前の想定をわずかに下回ったが、概ね事前の想定を上回る実績であった。

【表 1 6 計画調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①最大需要日の契約実績	0	25	213	49	97	6	23	8	53	474
②需給検証委想定*	2	22	202	45	80	4	52	19	48	474
差分(①-②)	▲2	+3	+11	+4	+17	+2	▲29	▲11	+5	0

※ 需給検証委想定は平均や契約総量等のため、最大需要日の契約実績に比べ高くなる場合がある。

【表 1 7 随時調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①今夏契約実績	8	29	169	71	41	21	114	36	32	521
②需給検証委想定	7	21	174	71	36	20	114	21	33	497
差分(①-②)	+1	+8	▲5	0	+5	+1	0	+15	▲1	+24

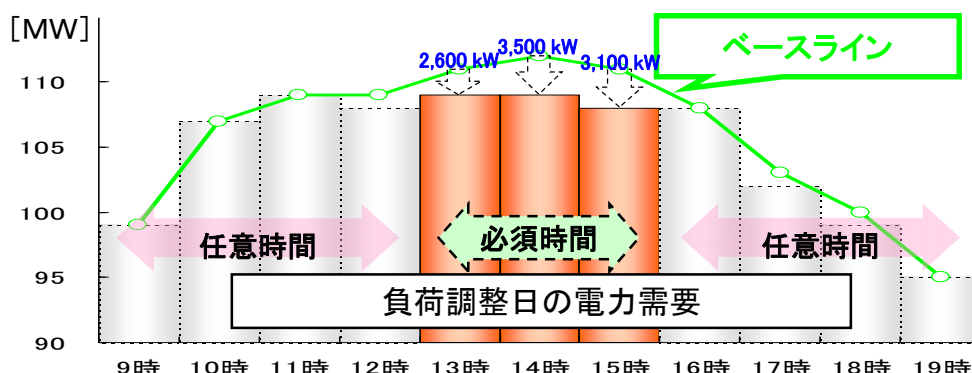
### (3) 関西電力管内において行われた需要対策

2013 年度夏季の事前の想定において、電力需給バランスが厳しかった関西電力では、2012 年度夏季に引き続き、BEMS アグリゲーター<sup>4</sup>との協業による需要削減に取り組んだ(図 7)。2012 年度夏季の結果を踏まえ、負荷調整顧客の拡大(高圧大口の一部に拡大)、負荷調整の時間単位の細分化(負荷調整時間の単位を 3 時間刻みから 1 時間刻みに変更)、基準電力の算定方法の見直し(前週同一曜日ではなく、過去 5 日のデータを基に基準電力を算定)を行った結果、2012 年度夏季よりも負荷調整の確実性、実効性を向上することができた。他方で、負荷調整の実施日が連続すると事業に支障を来す、老健施設では入居者の体調を考慮する必要があるため負荷調整は困難、といった課題も挙げた。

こうした結果を踏まえ、引き続き、需要家の負担と需要削減効果の両面に留意しつつ、デマンドリスポンスの取組を更に改善し、拡大していくべきである。

<sup>4</sup> 事前に契約している複数の需要家の電力需要を一括して制御する事業者(アグリゲーター)を通じ、遠隔操作や手動制御によって、空調、照明等の需要を削減する仕組み。

【図7 関西電力における BEMS アグリゲーターとの協業】



#### 4. 2013 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

以上、事前の想定と実績との差等について検証を行ったが、供給、需要の両面から、そのポイントを総括して以下に記す。

##### (1) 供給面

- 火力発電所については、計画外停止が増加している（期間平均等）。まずは、各電力会社において、引き続き点検や補修に万全を尽くす必要がある。関西電力管内では、2013 年度夏季の最大需要と今季で三番目に大きい電源トラブルとが重なった。こうしたリスクが発生することも念頭に置いて、需給対策に万全を期す必要がある。
- 水力発電所については、地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の合計は、これをやや上回っており、広域での電力融通が適切に行われることを前提として、従来の評価方法は適切であったと評価される。
- 太陽光発電所については、設備導入の拡大と日射量の上昇により、事前の想定を上回る実績であったが、九州電力管内では、ピーク時間帯が夕方になつたことにより、事前の想定を下回る供給力となった。来夏以降の見直しを検討する際には、留意が必要である。
- 風力発電所については、今後の設備導入の拡大を念頭に、この供給力を合理的に見込む方法を更に検討する必要がある。

##### (2) 需要面

- 2013 年度夏季は猛暑となり、一部の電力会社管内では、事前の想定を上回る最大需要となった。2014 年度夏季以降の需要想定に当たっては、今季の結果に基づいて、気温影響等について、需要想定を上方修正することを検討する必要がある。

- 一部の電力管内は、2013 年度夏季の最大需要日の気温が 2010 年度夏季のそれを大きく上回ったため、最大需要日の需要減（実績）は、定着節電の事前の想定を下回ったが、夏季の期間平均は、定着節電の事前の想定と同程度、又はそれ以上の需要減となった。需要想定を保守的に見込む観点からは、2013 年度夏季における定着節電の事前の想定は、適切であったと考えられる。
- ディマンドレスポンスの取組の結果を踏まえ、需要家の負担と需要削減効果の両面に留意しつつ、その実施方法を更に改善し、拡大していくべきである。

## 第2章 2013年度冬季の電力需給の見通し

### 1. 基本的な考え方

2013年度冬季の需給見通しの検証に当たっての基本的な考え方を以下に記す。

#### (1) 供給面

各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査しつつ、可能な限り、供給力を積み上げる。その際、各電力会社間の電力融通も加味する。

原子力発電所については、9月に稼働停止した関西電力大飯発電所3号機、4号機を含め、全原子力発電所が稼働しない前提とする。

#### (2) 需要面

気温が低くなるリスクを想定し、2011年度冬季並の厳寒の需要を想定する(北海道電力管内については、2011年度冬季よりも厳寒であった2010年度冬季並の需要を想定する。)

これに節電の定着状況、直近の経済見通し等を反映して、2013年度冬季の需要想定とする。

#### (3) 電力需給バランスの検証

以上により想定された各電力会社の需給バランスについて、9電力管内全体、東日本電力管内全体、中部・西日本電力管内全体といった広域的な視点を含め、安定供給が可能であるかを検証する。

沖縄電力管内については、他電力管内のように原子力発電所の稼働停止により供給力が大幅に不足するような状況にないこと、他電力管内と連系設備で連結されていないことを踏まえ、沖縄電力管内単体の2013年度冬季の需給見通しを示す。

### 2. 2013年度冬季の供給力の想定

2013年度冬季の供給力の想定に当たっては、各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査しつつ、可能な限り、供給力を積み増す。以下、電源ごとに供給力の見込みを示す。

#### (1) 原子力発電所 ～2013年度冬季(1月)は2012年度冬季実績(最大需

要日の供給力（実績）。以下同じ。）から▲246万kW

原子力発電所については、9月に稼働停止した大飯発電所3号機、4号機を含め、全原子力発電所が稼働しない前提とする。

(2) 火力発電所 ～2013年度冬季（1月）は2012年度冬季実績から+915万kW

①火力発電所の定期検査

火力発電所で稼働可能なものは、稼働させ、最大限供給力として見込む。

ただし、第1章にも記したとおり、東日本大震災以降、火力発電所の計画外停止件数は増えている。火力発電所については、電気事業法に基づき、原則として、ボイラーは2年毎、タービンは4年毎に定期検査を実施する必要がある。前回定期検査の終了から2年以上を経過した火力発電所は69機（全火力発電所の3割程度）に上り、前回定期検査の終了から4年以上を経過したものは9機（全火力発電所の3%程度）に上る。

そのため、保安の観点から定期検査をする必要のあるものを見極めて定期検査を行う（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働させ、供給力として見込むこととする。北海道電力については、火力発電所の設備の信頼度を確認した上で、冬季の供給力を確保するため、全ての火力発電所の定期検査を繰り延べることとした。

表18に2013年度冬季に定期検査をしなければならないと評価したもの（7社32機）を示す。

【表18 2013年度冬季に定期検査を行う必要のある火力発電所】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
東北電力	八戸5号	27万kW	石油	12/1-8/28	コンバインド化工事に伴う停止。
	秋田4号	60万kW	石油	2/8-7/23	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	東新潟1号	60万kW	LNG	2/22-6/20	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
東京電力	千葉2-4号機	36万kW	LNG	1/24-4/1	制御装置等の補修が必要であるため。
	品川1-1号機	38万kW	都市ガス	1/21-4/6	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	横浜5号機	18万kW	LNG	9/20-1/26	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	横浜7-3号機	35万kW	LNG	11/22-2/5	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	袖ヶ浦2号機	100万kW	LNG	9/15-1/22	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	富津1-2号機	17万kW	LNG	10/11-2/14	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	富津2-2号機	17万kW	LNG	10/14-2/6	復水器等の補修が必要であるため。
	富津4-3号機	51万kW	LNG	1/6-4/25	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	東扇島1号機	100万kW	LNG	1/6-5/25	ボイラ再熱管等の補修が必要であるため。
	南横浜2号機	35万kW	LNG	10/4-1/27	ボイラ過熱器等の補修が必要であるため。
	千葉・緊急設置電源	100万kW	LNG	8/12-3/9	コンバインド化工事に伴う停止。
	鹿島・緊急設置電源	80万kW	都市ガス	9/14-1/23	コンバインド化工事に伴う停止。
	姉崎6号機	60万kW	LNG	2/28-7/8	制御装置等の補修が必要であるため。
中部電力	四日市3号機	22万kW	LNG	11/21-2/26	蒸気タービン低圧翼等の点検・補修が必要であるため。
	川越3-2号機	24万kW	LNG	11/9-1/17	蒸気タービンダイヤフラム等の点検・補修が必要であるため。
	川越4-2号機	24万kW	LNG	1/7-2/3	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	碧南2号機	70万kW	石炭	9/18-2/27	蒸気タービンロータ等の点検・補修が必要であるため。
	渥美3号機	70万kW	石油	9/21-2/8	蒸気タービンロータ・低圧翼等の点検・補修が必要であるため。
	川越4-6号機	24万kW	LNG	2/22-3/21	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	知多第二1号機	85万kW	LNG	2/22-5/19	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	武豊3号機	38万kW	石油	2/1-4/19	ボイラ煙道・風道等の点検・補修が必要であるため。
関西電力	南港3号機	60万kW	LNG	1/4-5/25	震災特例適用による法定点検の延長期間が延べ2年となり、震災特例運用上の適用期間上限に到達するため。 また、蒸気タービン車室の取替えが必要であるため。
北陸電力	七尾大田1号機	50万kW	石炭	9/21-1/11	ボイラ・タービンの点検補修が必要であるため。
中国電力	玉島1号機	35万kW	石油	10/20-4/18	制御装置の補修およびLNG燃焼対応工事に伴う停止。
	柳井1-4号機	13万kW	LNG	11/25-3/7	蒸気タービンの取替えが必要であるため。
	柳井1-5号機	13万kW	LNG	9/2-3/25	蒸気タービンの取替えが必要であるため。
	柳井2-3号機	20万kW	LNG	12/14-1/12	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
四国電力	岩国3号機	50万kW	石油	2/20-7/6	ボイラ・電気集塵器等の補修が必要であるため。
	西条1号機	16万kW	石炭	12/27-3/31	蒸気タービン低圧翼の点検・補修が必要であるため。

## ②長期停止火力発電所及び被災火力発電所

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電所<sup>5</sup>の再稼働が行われてきた(表19)。その他の長期停止火力発電所は、主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備、部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、再稼働までに最低でも2年以上を要する見込みであり、2013年度冬季の追加的な再稼働は予定されておらず、供給力として見込まない(表20)。

<sup>5</sup> 運転年数が相当程度経過し、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止しているもの。

【表 19 既に再稼働している長期停止火力発電所】

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	40年
東京電力	横須賀1号GT	3万kW	軽油	42年
	横須賀2号GT	14万kW	都市ガス・軽油	6年※
	横須賀3・4号機	各35万kW	石油	49年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	17年
	武豊2号機	38万kW	石油	41年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	43年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	44年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	41年
合計		280万kW		

※設置は1995年

【表 20 再稼働までに2年以上を要する長期停止火力発電所】

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	43～46年	3～9年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事を含めて、2年以上必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	12年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理まで、2年以上必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	5年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
	西名古屋1・2号機	各22万kW	石油	35, 28年	7, 14年 (2013年度廃止予定)	リブレース計画に伴い2013年度中に廃止予定。
	西名古屋3, 4号機	各38万kW	石油	40年	1, 6ヶ月 (2013年度廃止予定)	リブレース計画に伴い2013年度中に廃止予定。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	36年	8年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査、終了までに3年程度必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	24, 23年	9～12年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	12年	1年10ヶ月	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	50年	11年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津2・3号機	38, 50万kW	石油	42, 40年	9年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化、コイル更新等により2年程度必要。
合計		671万kW				

東日本大震災により被災した火力発電所については、2013年度夏季までに全て再稼働しており、これらを供給力として見込む(表 21)。



【表 2 1 東日本大震災により被災した火力発電所の再稼働】

電力会社名	発電所・号機	出力	種別
東北電力	八戸3号機	25万kW	石油
	仙台4号機	45万kW	LNG
	新仙台1号機	35万kW	石油
	原町1・2号機	各100万kW	石炭
東京電力	常陸那珂1号機	100万kW	石炭
	東扇島1号機	100万kW	LNG
	大井2号機	35万kW	石油
	広野1～4号機	3,4号:各100万kW 1,2号:各60万kW	石油
	広野5号機	60万kW	石炭
	鹿島1～6号機	1～4号:各60万kW 5,6号:各100万kW	石油
合計		1,360万kW	

### ③新設火力発電所・火力発電所の増出力

表 22 に 2013 年度冬季に試運転を行う予定の新設火力発電所等を示す。新設火力発電所は、営業運転開始の 6 ヶ月前から試運転を行うことが多いが、過去に試運転中に不具合を生じることが生じていること<sup>6</sup>、試運転中は出力を変動させる試験を行うため、安定した供給力を見込めないことにより、これを確実な供給力として評価することは不適切である。

そのため、2013 年度冬季に試運転を予定している東京電力千葉発電所 3 号系列 1～3 軸及び鹿島発電所 7 号系列 1～3 軸については、2013 年度冬季の供給力としては見込まない。ただし、2013 年 10 月に試運転を開始した関西電力姫路第二発電所 3 号機については、同サイトの同型機において過去試運転を行ってきており、技術的な蓄積の横展開が可能で、試運転に伴うトラブルの可能性が低いと考え、これは 2013 年度冬季の供給力として見込む。

<sup>6</sup> 2013 年 10 月に運転開始予定であった関西電力姫路第二発電所 1 号機 (LNG、49 万 kW) は、2012 年 11 月から試運転を行っていたが、本年 8 月上旬にガスタービン静翼が損傷し、半月程度停止した。

【表 2 2 運転開始が近い建設中の火力発電所】

青字:2013年度冬季に供給力として計上  
 赤字:2013年度冬季に供給力として未計上  
 黒字:2013年度冬季には試運転を行わないもの

	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東京	常陸那珂2号 (運転開始)	石炭	100万kW
	広野6号 (運転開始)	LNG	60万kW
	千葉3号系列1~3軸 (コンバインド化、試運転)	LNG	各50万kW
	鹿島7号系列1~3軸 (コンバインド化、試運転)	都市ガス	各41.6万kW
中部	上越2号系列第2軸(試運転工程検討中)	LNG	59.5万kW
関西	姫路第二2号(運転開始)	LNG	48.65万kW
	姫路第二3号(試運転)		48.65万kW
	姫路第二4~6号		各48.65万kW

火力発電所の増出力は、過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により行う。2012年度冬季の増出力状況等を踏まえ、表 23 の通り、2013年度冬季の増出力を見込むこととする。東京電力は、定期検査入りの火力発電所が増加するため、増出力は減少する見込みである。

【表 2 3 2013年度冬季の火力発電所の増出力見込み】

○火力の増出力見込み(2013年度冬季(1月))

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	7万kW	15万kW	61万kW	13万kW	22万kW	6万kW	7万kW	3万kW	14万kW	148万kW

(参考)2012年度冬季(1月)における火力の増出力見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	4万kW	12万kW	85万kW	9万kW	20万kW	4万kW	7万kW	2万kW	15万kW	158万kW

④緊急設置電源の設置・自家発事業者からの電力購入

表 24 に緊急設置電源の活用見込みを示す。緊急設置電源の活用は、9電力会社の合計では、2012年度冬季よりも247万kW減少することを見込む。これは、東北電力及び東京電力において、東日本大震災以降に設置された緊急設置電源をコンバインド化して火力発電所の供給力として計上したこと(東北電力21万kW、東京電力181万kW)、東京電力において新設の火力発電所の運転開始に伴い、緊急設置電源の廃止(44万kW分を廃止)を予定していること等による。

【表 2 4 緊急設置電源の活用見込み】

○緊急設置電源の活用見込み(2013年度冬季(1月))

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	74万kW	34万kW	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	130.4万kW

(参考)2012年度冬季(1月)における緊急設置電源の活用見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	95万kW	259万kW	-	7万kW	-	-	-	1万kW	377万kW

表 25 に 2013 年度冬季における自家発電事業者からの電力購入の見込みを示す。北海道電力は、自家発電事業者からの電気の購入量を 2012 年度冬季に比べ約倍増させる見込みである。東京電力は、新規電源の運転開始に伴い、2012 年度冬季よりも自家発電事業者からの電気の購入を減らす見込みである。9 電力会社の合計では、2012 年度冬季よりも 30 万 kW の減少を見込む。

【表 25 自家発電事業者からの電力購入見込み】

○2013年度冬季(1月)における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	24万kW (21万kW)	26万kW (7万kW)	74万kW (149万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	11万kW (11万kW)	12万kW (12万kW)	8万kW (8万kW)	233万kW (274万kW)

※ ( )は夜間

(参考)2012年度冬季(1月)の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	13万kW※2 (17万kW)	25万kW (6万kW)	119万kW (83万kW)	0万kW (0万kW)	74万kW (74万kW)	2万kW (2万kW)	5万kW (5万kW)	13万kW (13万kW)	12万kW (10万kW)	263万kW (210万kW)

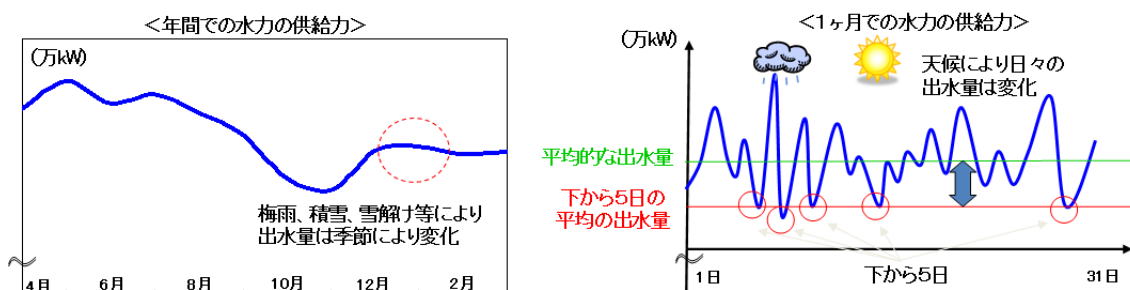
※1 ( )は夜間  
※2 管外自家発4万kW(11万kW)を含む

### (3) 水力発電所 ～2013 年度冬季 (1 月) は 2012 年度冬季実績から▲78 万 kW

水力発電所の供給力については、降雨等によって出水量が日々変化するため、従来、月毎 (1 月～12 月) に供給力が低かった下位 5 日の平均値を、過去 30 年間平均した値を安定的に見込める供給力として評価してきた。

第 1 章に記したとおり、広域的な電力融通が行われることを前提として、従来の評価方法は適切であったと評価されるどころ、2013 年度冬季においても、同様の評価方法を採用し、水力発電所の供給力を見込むこととする。表 26 に水力発電所の供給力の見込みを示す。

【図 8 水力発電所の供給力の計上方法】



【表 2 6 水力発電所の供給力見込み】

○水力の供給力見込み(2013年度冬季(1月))

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	72	150	209	94	215	120	51	44	76	1031

(参考)2012年度冬季(1月)の供給力

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	76	125	198	93	214	117	50	45	84	1002
供給力実績 (最大需要発生日)	65	134	191	87	261	135	58	61	117	1109

なお、火力発電所と同様、水力発電所についても、表 27 に示す発電所は、定期検査が必要であるものと評価し、その他の発電所について、2013 年度冬季の供給力として見込むこととする。

【表 2 7 2013 年度冬季に定期検査を行う必要のある水力発電所】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
北海道電力	富村	4万kW	水力	9/11-1/31	水車部品(出ロライナ)が損傷しており9月から修理を実施。
東北電力	第二沼沢1号	23万kW	揚水	H24/9/15-1月下旬	新潟・福島豪雨関連による河川災害復旧工事に伴い停止中。
	第二沼沢2号	23万kW	揚水	H24/9/15-3月中旬	新潟・福島豪雨関連による河川災害復旧工事に伴い停止中。
東京電力	塩原1~3号機	90万kW	揚水	H24.10~H27.7	八汐調整池止水工事を実施中。
	玉原1号機	30万kW	揚水	9/17-1月中旬	水車構成部品に劣化傾向が確認されており、設備の補修を計画的に実施する必要がある。
中部電力	奥矢作2号機	37万kW	揚水	9/24-5/14	経年使用により、冷却配管の減肉等、性能に影響する劣化が進展し、修理時期に達しているため早期に実施する必要がある。
関西電力	奥多々良木1~2号機	61万kW	揚水	11/15-6/30	ケーブルの劣化のため、早期に修理が必要である。
	宇治1~5号機	3万kW	水力	11/20-2/28	主要変圧器の絶縁劣化が進行し絶縁破壊に至るおそれがあるため、早期に修理が必要である。
	読書4号機	7万kW	水力	10/1-3/5	水車部品の摩耗進行により、水車損傷に至るおそれがあるため、早期に修理が必要である。
	鳩谷2号機	4万kW	水力	10/21-3/22	主要変圧器の絶縁破壊および水車部品の摩耗進行により、水車損傷に至るおそれがあるため、早期に修理が必要である。
	下小島	14万kW	水力	11/1-3/31	濁水の長期化ならびにそれに伴う発電制約の早期解消を図るため、表面取水設備の新設工事を実施中である。
中国電力	南原2号機	31万kW	揚水	11/24-7/15	発電機の回転子コイル取替を行う必要があるため。
四国電力	分水第一~第四	5万kW	水力	11/5-2/28	分水第一~第四の上流部に位置する長沢発電所(0.52万kW)の取水口制水門の改修を実施する必要があるため。
	蔭平1号機	5万kW	揚水	10/23-3/11	水車発電機の部品の磨耗・劣化が進行しており、交換・修理を行う必要があるため。
	本川2号機	30万kW	揚水	10/1-1/6	水車発電機制御盤においては、経年劣化による老朽化が著しいため取替工事を実施する必要があるため。
九州電力	大平2号機	25万kW	揚水	10/15-6/30	水車羽根の取替及び水車・発電機の解体修繕を実施する必要があるため。

(4) 揚水発電所 ~2013 年度冬季(1月)は 2012 年度冬季実績から+27 万 kW

揚水発電所は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。2013 年度冬季は、揚水発電所の設備容量は 2012

年度冬季と同じだが、供給力の増加により、夜間電力を使った汲み上げ水量が増加するため、揚水供給力は増加する見通しである。

表 28 に 2013 年度冬季の揚水発電所の見込みを示す。

【表 28 2013 年度冬季の揚水発電所の見込み】

(万 kW)

○揚水発電の供給力見込み(2013年度冬季(1月))

(万kW)	設備容量 (①)	2013年度冬季(1月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2012年度冬季 (1月)の供給力見通し
北海道	40	39	・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。	39
東北	71	33	・新潟・福島豪雨災害に伴う、河川災害復旧工事開始による第二沼沢発電所(46)が1月下旬まで停止。	25
東京	1100	850	・塩原発電所(90)、玉原発電所(30)が補修停止。 ・昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	790
中部	433	304	・高根第一4号(8.5)長期停止中。奥矢作2号機(37)が補修停止。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	294
関西	506	302	・奥多々良木1,2号機(61)が補修停止。 ・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	313
北陸	11	11		10
中国	212	110	・南原2号機(31)が補修停止。 ・昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	111
四国	69	32	・蔭平1号機(5)が補修停止。本川2号機(30)が1月上旬まで補修停止。 ・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	32
九州	230	154	・大平2号機(25)が補修停止。 ・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	148
合計	2672	1835		1762

(5) 再生可能エネルギー(太陽光、地熱、風力) ~2013 年度冬季(1月)

は 2012 年度冬季実績から▲89 万 kW

①太陽光発電所 ~2013 年度冬季(1月)は 2012 年度冬季実績から▲10 万 kW

冬季は、電力需要のピーク時間帯が夕方となる地域が多く、日射量が見込めないため、太陽光発電所の供給力は基本的に見込まない(中部電力管内については、電力需要のピーク時間帯が午前中となるため、供給力を計上する。)

表 29 に 2013 年度冬季の太陽光発電所の見込みを示す。

【表 29 2013 年度冬季の太陽光発電所の供給力見込み】

○太陽光発電の供給力見込み(2013年度冬季(1月))

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
太陽光発電	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3

②地熱発電所 ~2013 年度冬季(1月)は 2012 年度冬季実績から+3 万 kW

地熱発電所は、蒸気量の増加により、2012 年度冬季から 3 万 kW の供給力の増加を見込む。

③風力発電所 ～2013 年度冬季（1 月）は 2012 年度冬季実績から▲81 万 kW  
従来、風力発電所は、ピーク時間帯に風が吹くとは限らないとの理由から、ピーク時に確実に見込める供給力と評価しなかった。他方で、今後、再生可能エネルギーの導入が拡大することが見込まれる中、これを機械的に、全く見込まないというのではなく、保守的に一定量を見込む手法を採用することが望ましい。

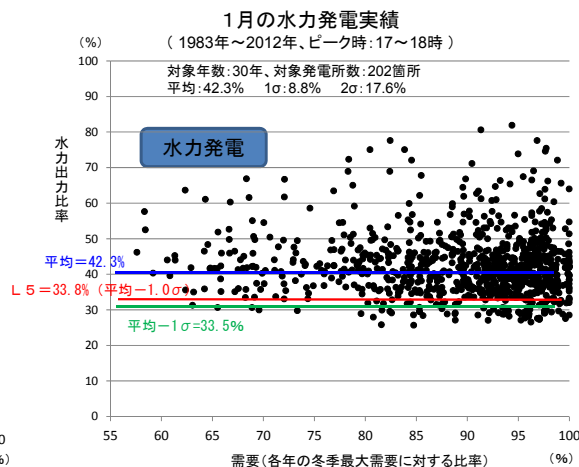
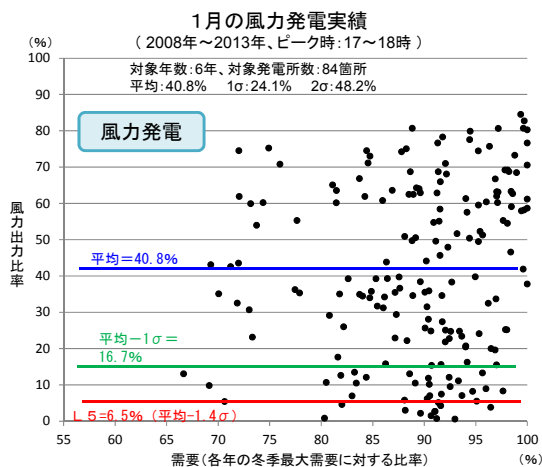
このような観点から、2013 年度夏季の事前の想定に当たっては、水力発電所と同様に、各月の風力発電所の出力が低かった下位 5 日の平均値を実績データが把握可能な期間（過去 2～7 年間）で各月ごとに平均した出力（L5 評価値）を参考値として示した。

2013 年度冬季の風力発電所の供給力を検討するに当たり、この評価方法について、更に議論を深めた。

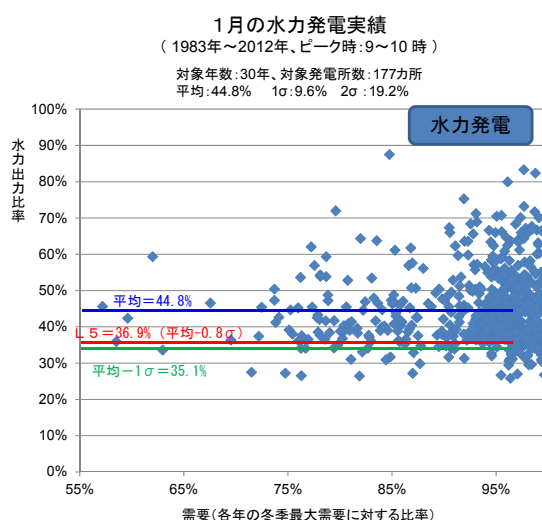
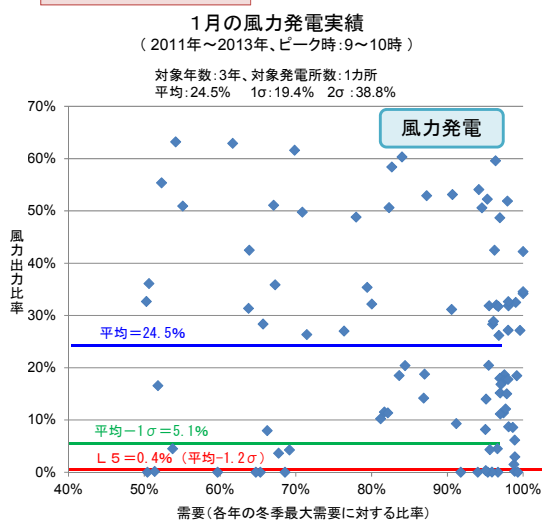
図 9 に、水力発電所及び風力発電所のピーク時の発電所実績を示す。

## 【図9 水力発電所と風力発電所の発電所実績】

### 事例1) 東北電力



### 事例2) 中部電力



水力発電所のL5評価値は、「出力の平均値-1σ（標準偏差）」付近にあるのに対し、風力発電所のL5評価値は、「出力の平均値-1σ」よりも小さく、その点において、風力発電所のL5評価値は水力発電所のL5評価値よりも保守的といえる可能性がある。ただし、風力発電所は、水力発電所に比べてデータの蓄積が少ない（2～7年程度）ことに伴い、誤差が生じる可能性についての懸念も指摘された。

しかし、現状において、2013年度冬季（1月）の風力発電所のL5評価値は、9電力会社の合計で9万kWであり、これによって需給バランスの正確性を損なう可能性は小さいと考え、2013年度冬季の風力発電所の供給力は、適切な説明を付しつつ、L5評価値を計上することとした。

将来的には、設備の導入拡大が見込まれることから、供給力の予想精度を上げることが必要である。そのため、有識者の意見も参考にしつつ、引き続きデータの整備や予測手法の高度化に努めることとする。

表 30 に 2013 年度冬季の風力発電所の見込みを示す。

【表 30 2013 年度冬季の風力発電所の見込み】

○風力発電の供給力(2013年度冬季(1月))

(万kW,%)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力(万kW)		1.4	4.0	1.3	0.1	0.4	0.2	0.3	0.4	1	9.1
内訳	設備容量(万kW)	29	61.9	36.9	23.2	12	14.6	30.1	12	43	262.7
	出力比率(%)	4.8%	6.5%	3.6%	0.4%	3.2%	1.2%	1.1%	3.1%	2.3%	-
	発電実績データ期間	7年	6年	2年	3年	5年	5年	2年	6年	7年	-

## (6) 電力融通

表 31 に 2013 年度冬季の電力融通の見通しを示す。関西電力大飯発電所 3 号機、4 号機の稼働停止によって需給バランスが厳しくなる関西電力及び九州電力は、他電力（中部電力、北陸電力、中国電力）から、それぞれ 152 万 kW、71 万 kW の電力融通を見込む。

【表 31 2013 年度冬季における電力融通見込み】

○電力融通の見込み(2013年度冬季(1月))

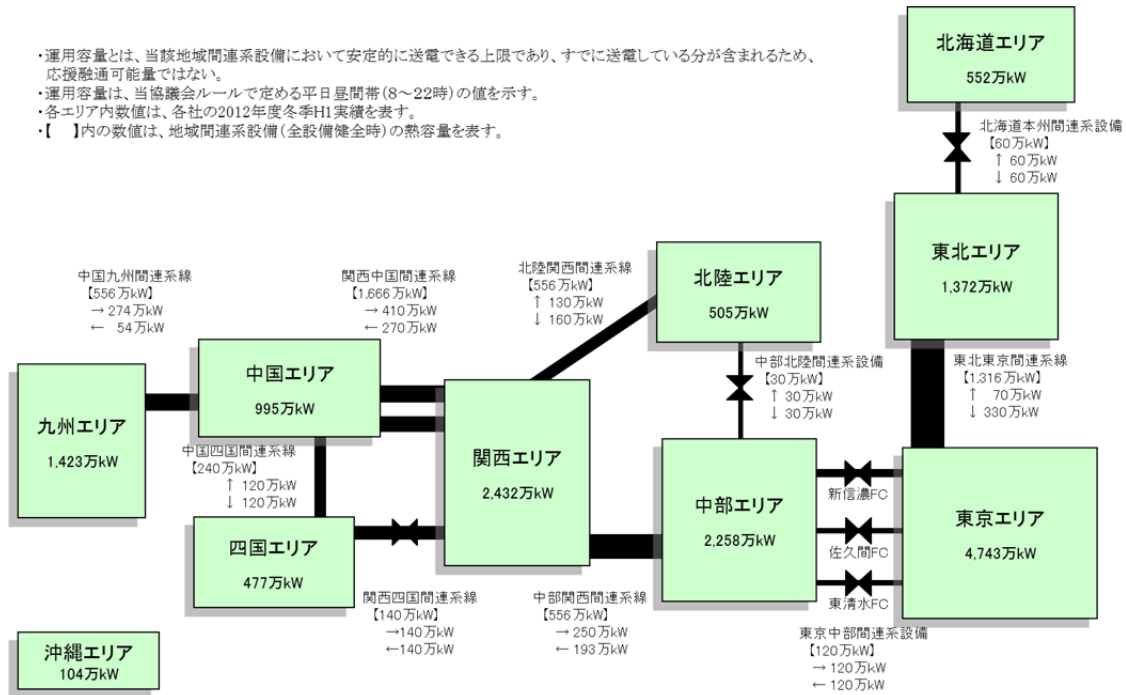
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	-	-	-	▲194万kW (夜間最大▲178)	+152万kW (夜間最大+152)	▲7万kW (夜間最大▲4)	▲22万kW (夜間最大▲15)	-	+71万kW (夜間最大+45)

※ 上記の前提は全地域において最大想定需要となった場合



(参考 地域間連系線の現状 (日本地図))

- ・運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- ・運用容量は、当協議会ルールで定める平日昼間帯(8~22時)の値を示す。
- ・各エリア内数値は、各社の2012年度冬季H1実績を表す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。

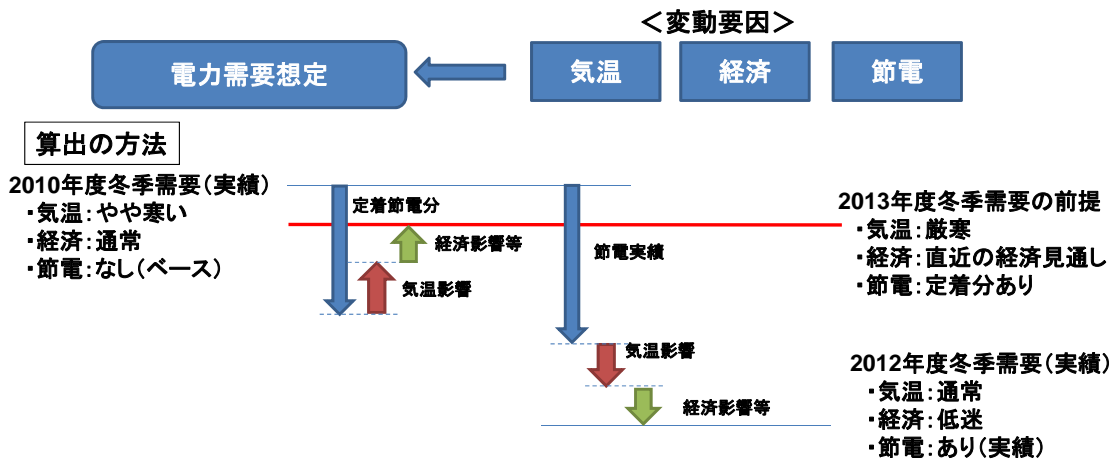


### 3. 2013 年度冬季の需要の想定

2013 年度冬季の需要想定に当たっては、電力需要の変動要因である気温影響、経済影響等、節電影響について、どの程度見込むかを検証した（図 10）。以下、変動要因ごとに検証結果を記す。

【図 10 2013 年度冬季の需要想定について】

- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、節電の定着状況、直近の経済見通しを踏まえて想定。
- 2013 年度冬季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。
  - ① 気温影響：2011 年度冬季並みの厳寒を想定。（北海道電力は2010 年度並の厳寒を想定）
  - ② 経済影響：直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域実情を考慮。
  - ③ 節電影響：2012 年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2013 年 8 月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。



(1) 気温影響 ～2011 年度冬季（北海道電力管内は 2010 年度冬季。以下同じ。）並の厳寒を想定（9 電力会社管内の合計需要で 15,421 万 kW）

2013 年度冬季において気温が低くなるリスクを考慮し、2011 年度冬季並みの厳寒を想定する。北海道電力管内については、更に厳寒であった 2010 年度冬季並を想定する。これらを基に冬季の最大需要（9 電力会社管内の需要の合計 15,421 万 kW）をベースとする。

(2) 経済影響等 ～2010 年度冬季から経済影響+165 万 kW、離脱影響▲74 万 kW

2013 年度冬季の経済影響については、直近の経済見通しとして GDP 及び IIP の直近の見通しを反映し、さらに、各電力会社管内における工場・スーパー等の新規出店、撤退等に伴う需要変動を織り込んで電力会社ごとに算出した。

表 32 に各電力会社 2013 年度冬季の経済影響及び新電力への離脱影響を示す。

政府が行う経済対策、金融政策の効果により、GDP、IIPが増加すること等から、経済影響による需要増は、9電力会社管内の合計では、2010年度比で165万kWの増加を見込むこととする(2012年度実績からは236万kWの増加を見込む)。

【表32 2013年度冬季の経済影響等】

○2013年度冬季の経済影響等(対2010年度冬季差)											(単位:万kW)
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計	
2013年度 経済影響等	+8	▲2	+111	+11	0	▲3	▲23	▲8	▲3	+91	
内訳	経済影響	+10	+0	+148	+24	+5	▲3	▲19	▲5	+165	
	新電力への 離脱影響	▲2	▲2	▲37	▲13	▲5	0	▲4	▲3	▲74	

(参考)2012年度冬季の経済影響(対2010年度冬季差)											(単位:万kW)
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計	
2012年度 経済影響	+8	▲15	+23	▲30	▲12	▲6	▲31	▲6	▲9	▲71	

### (3) 節電影響 ～2010年度冬季から▲705万kW

#### ① 節電影響の算出

2013年度冬季に見込む定着節電については、2013年度夏季と同様の手法を採用した。すなわち、2012年度冬季における各電力会社管内における節電実績をベースとし、これに本年9月に各電力会社が行ったアンケート調査結果を踏まえて算出した。

具体的には、各電力会社管内で「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」を対象に行ったアンケート調査において、「2013年度冬季、節電を継続する」と回答した者であって、「2013年度冬季も2012年度冬季と同等の節電を継続する」と回答した者の割合を、節電の継続率とし、これに2012年度冬季の節電実績を乗じて、2013年度冬季に見込む定着節電を算出した。

表33に以上の方法によって算出された各電力会社管内の定着節電を示す。節電影響による需要減は、9電力会社管内の合計では、2010年度比で▲705万kWを見込むこととする。

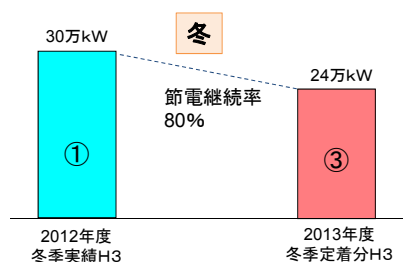
【図 1 1 定着節電の算出方法（北海道電力の例）】

- 2012年度冬季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査※1を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2013年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別（大口、小口、家庭）に2013年度冬季の継続率②※2を算出。
- 2012年度冬季節電実績①に、2013年度冬季の継続率②を乗じて、2013年度冬季の定着節電③を算出。

※1 2013年度冬季において、2012年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査（実施時期：8月中下旬～9月上旬）。  
 ※2 「2012年度冬季節電を実施した」と回答した人のうち、「2013年度冬季節電を継続する」×「2013年度冬季に2012年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

例)北海道電力

- (1) 2013年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、大口、小口、家庭の2013年度冬季の継続率はそれぞれ、74%、84%、76%となる。
- (2) 2012年度冬季節電実績30万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2013年度冬季の定着節電24万kWを算出。



	大口	小口	家庭	(合計)
2012年度冬季節電実績①	9万kW	11万kW	10万kW	30万kW
継続率②(アンケート ii × iii)	74%	84%	76%	80%
ii)2013年度冬季、節電を継続する	90%	95%	88%	—
iii)2013年度冬季も2012年度冬季 と同等の節電を継続する	82%	88%	86%	—
2013年度冬季定着節電(①×②)	7万kW	9万kW	8万kW	24万kW

【表 3 3 2013 年度冬季の節電影響】

○2013年度冬季の節電影響

(単位: 万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2012年度冬季 節電実績	▲30 [▲5.2%]	▲30 [▲2.1%]	▲442 [▲8.6%]	▲65 [▲2.8%]	▲126 [▲4.7%]	▲18 [▲3.4%]	▲17 [▲1.6%]	▲27 [▲5.2%]	▲75 [▲4.9%]
備考	①数値目標 ▲7%実施	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請
②継続率	80%	87%	87%	83%	80%	89%	88%	81%	84%
③2013年度冬季 定着節電 (①×②)	▲24 [▲4.1%]	▲26 [▲1.9%]	▲384 [▲7.5%]	▲54 [▲2.3%]	▲101 [▲3.8%]	▲16 [▲3.0%]	▲15 [▲1.4%]	▲22 [▲4.2%]	▲63 [▲4.1%]
(参考) 2010年度冬季 最大電力需要	579	1,470 (1,398)注1	5,150	2,342	2,665	528	1,074	520	1,533

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。ただし、東北電力については、2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,398万kWとの節電率。

②需給調整契約

節電影響の内数として、計画調整契約（平日の昼間から夜間等に電気の使用を計画的に振り替える（すなわちピークシフトする）契約）を見込む。

表 34 に 2013 年度冬季の各電力会社における需給調整契約の見込みを示す。なお、随時調整契約については、需給のひっ迫時のみ発動する形態のため、需要想定には、あらかじめ織り込まない。

【表 3 4 2013 年度冬季の需給調整契約見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	9万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	20万kW	44万kW
随時調整契約電力	12万kW	29万kW	167万kW	71万kW	36万kW	21万kW	112万kW	36万kW	32万kW	516万kW

## 4. 電力需給バランスの検証

### (1) 2013 年度冬季の電力需給の見通し

以上を踏まえ、表 35 に 2013 年度冬季の電力需給の見通しを示す。2013 年度冬季は、いずれの電力管内においても、予備率は 3%以上を確保できる見通しである。

【表 35 2013 年度冬季の電力需給の見通し】

※ 2011年度並の厳寒を想定し、直近の経済見通し、2012年度冬季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。  
(北海道電力管内及び沖縄電力は厳寒であった2010年度並)

〇1月

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,565	607	1,542	5,416	8,958	2,485	2,654	548	1,148	539	1,584	16,523	203
最大電力需要	6,877	563	1,394	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,421	116
供給-需要	688	44	148	496	414	130	78	29	96	33	48	1,102	87
(予備率)	10.0%	7.7%	10.6%	10.1%	4.8%	5.5%	3.0%	5.6%	9.1%	6.6%	3.1%	7.1%	75.3%

〇2月

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,528	604	1,500	5,424	8,974	2,502	2,655	550	1,141	542	1,584	16,502	207
最大電力需要	6,861	563	1,378	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,405	115
供給-需要	667	41	122	504	430	147	79	31	89	36	48	1,097	92
(予備率)	9.7%	7.2%	8.9%	10.2%	5.0%	6.3%	3.0%	6.0%	8.5%	7.2%	3.1%	7.1%	80.6%

※沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※風力発電については、水力発電同様に、利用可能な実績データをもとに下位 5 日平均で評価したものを供給力として計上。

### (2) 予備率の評価

電力需要は、常に上下最大 3%程度の間で、時々刻々と変動する。これに対応するため、最低でも 3%の予備率を確保する必要がある。2013 年度冬季においては、電力会社間での電力融通を前提として、いずれの電力会社管内も予備率 3%以上を確保できる見通しであり、電力の安定供給に最低限必要な供給力は確保できると評価する。

しかし、北海道電力管内については、予備力の絶対値を見る必要がある。北海道電力管内は、予備率 7.2% (41 万 kW) であるが、他電力からの電力融通に制約があること (北本連系線の設備容量の 60 万 kW まで)、発電所 1 機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと (最大機である苫東厚真発電所 4 号機 70 万 kW の停止は、予備率 12.4%の喪失に相当)、厳寒であり、電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全に与える影響が甚大であること等を踏まえ、特別に検討を行う必要がある。

### (3) 北海道電力管内の電力需給についての検証

#### ①冬季の北海道の電力需要の特殊性

冬季の北海道は、夏季に比べて最大電力需要が約 15%、電力量で 25%程度増



り、2012年度夏季の最大43万kWを上回った。2013年度夏季の計画外停止の平均は23万kWであり、これも2012年度夏季の平均17万kWを上回った。

北海道電力の年間最大の計画外停止（過去5年間の平均）は、114万kWである。また、2009年度には137万kWの計画外停止（過去16年間の最大）が発生しており、この場合、随時調整契約等を発動し（10万kW）、北本連系線により他電力から最大限の電力融通（60万kW）を行っても、予備率は▲4.7%（予備力▲26万kW）となり、電力需給のひっ迫を招く。

そのため、北海道電力は、需給状況が緩和する秋季に可能な限りの設備点検や補修を行うとともに、冬季における現場パトロールの強化、補修作業の24時間体制構築等に引き続き努めるべきである。その上で、大規模な計画外停止が発生した場合にも、電力需給がひっ迫することのないよう、需給両面での対策に万全を期す必要がある。

【表36 北海道電力の計画外停止の最大実績（過去5年間）】

年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	5年平均
年度最大	115万kW	132万kW	137万kW※	96万kW	88万kW	114万kW
年度平均	35万kW	27万kW	36万kW	31万kW	27万kW	31万kW

※過去16年間の最大値

#### （4）需要サイドの対策

以上を踏まえ、まず、需要サイドで必要と考える対策を以下に記す。

北海道電力管内においては、最近発生している計画外停止の年間最大級のリスクに備えることは当然として、過去最大級、又はそれを上回る計画外停止が発生しても、電力需給がひっ迫することのないよう、数値目標付の節電要請や、2012年度冬季に実施した計画停電回避緊急調整プログラムを含め、多重的な需要対策を検討する必要がある。その際、大規模な計画外停止が発生しない限り、電力の安定供給に必要な予備率は確保されていることを踏まえ、リスクに備えつつ、できる限り需要家の負担にならない弾力的な方策を検討すべきである。

他電力管内についても、本小委員会で示した需給見通しは、表37に示す定着節電分の節電が行われることを前提としており、節電がこの水準で行われるよう促す必要がある。

なお、節電要請を行うに当たっては、事業者（各業種）と家庭とでは節電の方法が異なるため、国民各層において効果的かつ適切に節電が行われるよう、2013年度夏季に引き続き、節電メニューや省エネ投資の効果等を分かりやすく示すべきである。その際、ピークカット対策としての節電（kW）と日常の省エネ（kWh）との違いが国民に理解されるよう、留意すべきである。また、でん

き予報による電力需給の状況等の情報提供を引き続き行うべきである。

【表 3 7 各電力会社管内における 2013 年度冬季の定着節電見込み】

(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
定着節電 [ ]は 2010年度比	▲24 [▲4.1%]	▲26 [▲1.9%]	▲384 [▲7.5%]	▲54 [▲2.3%]	▲101 [▲3.8%]	▲16 [▲3.0%]	▲15 [▲1.4%]	▲22 [▲4.2%]	▲63 [▲4.1%]

また、需要家の負担と需要削減効果の両面に留意しつつ、価格メカニズムの下、需要家が積極的に節電に取り組むような仕組み（デマンドリスポンス）の取組を拡大すべきである。

#### （5）供給サイドの対策

計画外停止の件数が増えていることを踏まえ、まずは、各電力会社において、引き続き、発電所の保守・点検を徹底すべきである。

その上で、発電所の計画外停止等が発生した場合に、他の電力会社から電力融通を受けることができるよう、引き続き、電力の広域融通を行う体制を確保する必要がある。また、日本卸電力取引市場の積極的な活用を検討すべきである。

また、自家発事業者からの買電等の供給力を確保するための対策を適切に図るべきである。



### 第3章 電力コストへの影響等

#### 1. 火力発電所の稼働増に伴う燃料費の増加

東日本大震災以降、原子力発電所が稼働停止する中、長期停止させていた火力発電所の再稼働を含め、火力発電所の稼働増等によって供給力を確保してきた。図13に、東日本大震災前後の電源構成を示す。東日本大震災前の2010年度における火力発電所の電源構成割合は約6割であったが、現在は、約9割を占めている。電力需給の量的なバランスのみならず、電源構成の変化による、コスト増についても留意する必要がある。

【図13 電気事業者の電源構成推移】

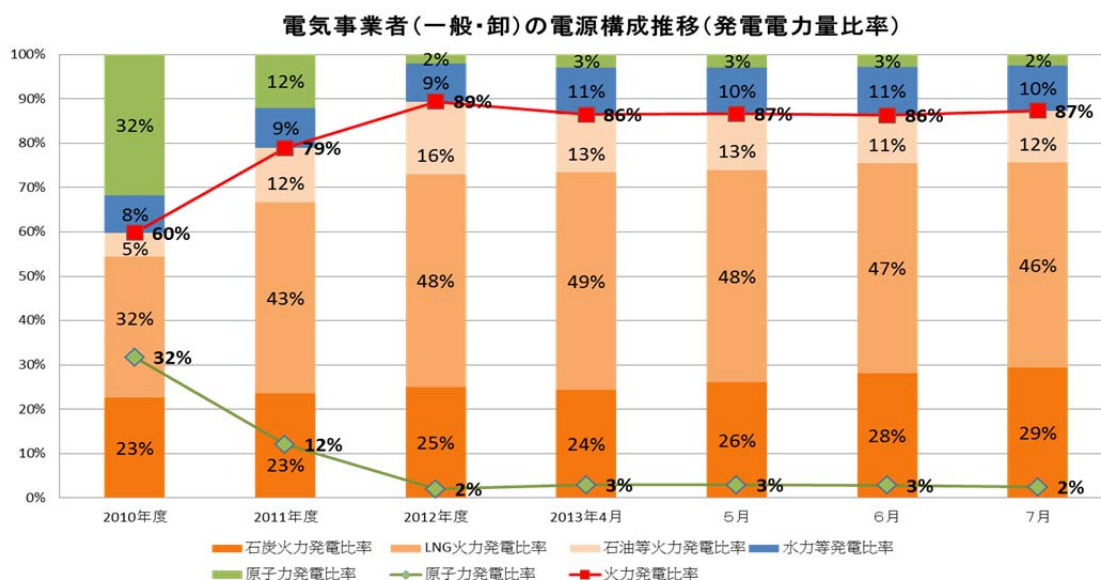


表38に燃料費増加の見通しを示す。東日本大震災前の2010年度の燃料費は約3.6兆円であった。原子力発電所の代替として火力発電所を稼働していることによる燃料費の増加を試算すると、原子力発電所が稼働していた場合に比べ、2011年度は2.3兆円増となり、2012年度では3.1兆円増となる。さらに、直近の燃料価格を踏まえて2013年度の試算を行ったところ、3.6兆円増<sup>7</sup>（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり3万円強の負担増。販売電力量（9,000億kWh）で単純に割り戻すと、4円/kWhの負担増）となる見込みである。

<sup>7</sup> 総合部会電力需給検証小委員会が本年4月に示した試算結果（2010年度比3.8兆円増）から減少した主な要因は、2013年度の燃料価格（円建て）を、直近の実績を踏まえて引き下げたことによるもの。

【表 38 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	18.6兆円+α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.5兆円+α
うち原発停止による燃料費増(試算)	—	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.6兆円 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合(%)	—	13.6%	17.1%	19.4%
原子力利用率	66.8%	25%	3.9%	2.3%

## 2. 燃料調達コストの引下げ等に向けた取組

東日本大震災以降、原子力発電所の停止に伴う燃料調達コストの上昇は、国民、企業の負担につながるものであり、政府及び電力会社においては、燃料調達コスト抑制に努めることが急務である。

そのような中、本年5月及び9月、日本へのLNG輸出が見込まれる米国LNGプロジェクトについて、米国政府の輸出承認を獲得した。いずれも2017年以降の調達開始予定であるが、天然ガス価格指標に連動したLNG売買契約であり、従来の石油価格連動の契約よりも安価に調達出来ることが期待される。また、石炭火力発電所について、2013年末にも新規に稼働するものもあり、燃料費の低減や電力の安定供給に期待される。

電力会社は燃料調達コストの引き下げに向けた努力を行うとともに、政府は、日本企業の資源開発への参画支援を通じた供給源の多角化や、LNG消費国間の連携強化等による買主側のバーゲニングパワーの強化等を図るべきである。

さらに、原子力規制委員会により規制基準に適合していると認められた原子力発電については、その意見を尊重し再稼働を進めることは、燃料調達コストの抑制につながるものである(100万kWの原子力発電所が再稼働する場合、燃料調達コストの引き下げ効果は、約900億円と試算される<sup>8</sup>)。

なお、需要家の節電も燃料調達コストの抑制につながるものである。節電の取組が合理的な経費節減となる等、中長期的に需要家にとって利益につながる場合もあるが、東日本大震災後の電力需給のひっ迫の状況を踏まえた節電の取

<sup>8</sup> 原子力発電所の稼働率を70%と仮定し、その年間発電電力量分(61.3億kWh)が、石油火力とLNG火力に代替されるものとして試算。(代替される石油火力とLNG火力の比率は、石油火力28.8億kWh、LNG火力32.5億kWh(表38の試算において、原子力発電所の代替として焚き増されたとした石油火力とLNG火力の比率で61.3億kWhを案分したもの。)。燃料単価は、石油18円/kWh、LNG13円/kWh、原子力1円/kWh。)

組においては、企業を中心に、電力の確保や製品の供給を行うため、一方的なコスト負担となる取組も多数行われていることを忘れてはならない（東日本大震災後、企業を中心に自家発電設備の設置や生産の夜間・休日シフト（人件費の増加）等の取組が行われてきた。機会費用の損失や探索費用を含め、コストの増加を伴う取組が数多く行われている。）。

## おわりに ～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2013年度冬季の電力需給の見通しは、厳寒となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電の取組が継続されれば、いずれの電力管内も、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。

ただし、火力発電所の計画外停止が増加しており、大規模な電源脱落により電力需給がひっ迫する可能性もあり、引き続き、電力需給は予断を許さない状況である。

特に北海道電力管内では、他電力からの電力融通に制約があること、発電所1機のトラブル停止が予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であり、万一の電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全を脅かす可能性があること等を踏まえた特別の需給対策を講ずる必要がある。

そのため、以下のような需給ひっ迫を回避するための需給両面での対策を政府において早急に検討し、決定すべきである。

### (需要面での対策)

2013年度冬季の需要の想定は、本小委員会で示した定着節電分の需要減少を見込んでおり、国民各層の節電がこの水準で実施されることを前提としている。国民の節電の取組が継続されるよう、節電要請を行うこと等を検討すべきである。また、短期的な需給対策という観点だけでなく、中長期的な観点からも、需要家の負担と需要削減効果の両面に配慮しつつ、デマンドリスポンスの取組を拡大することを目指すべきである。

北海道電力管内については、北海道の生産活動等にも配慮しつつ、最近発生している計画外停止の年間最大級のリスクに備えることは当然として、過去最大級、又はそれを上回る計画外停止が発生しても、電力需給がひっ迫することのないよう、数値目標付の節電要請を含む、多重的な需要対策を講じ、電力需給に万全を期すべきである。

### (供給面での対策)

供給面では、電力会社において発電所の保守・点検を確実に行うことに加え、引き続き、電力の広域融通を行う体制を確保する必要がある。また、日本卸電力取引市場の積極的な活用を検討すべきである。

また、自家発電事業者からの買電等、供給力を確保するための対策を適切に図

るべきである。

電力需給の量的なバランスのみならず、コスト増も深刻な問題である。本小委員会で示したとおり、原子力発電所の稼働停止に伴う火力発電所の焚き増しによる燃料費のコスト増は、2013年度には2010年度比で3.6兆円と試算される。政府と電力会社は、このコスト増を抑えるために最大限の取組を行う必要がある。こうしたことも含め、政府は、責任あるエネルギー政策を早期に構築すべきである。

また、短期のみならず中長期的にも、需要家が貴重な電力を合理的に使用する社会づくりをすすめることも重要な課題である。これは、日本の成長戦略にもつながるものである。

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会  
電力需給検証小委員会  
委員名簿

委員長	柏木 孝夫	東京工業大学特命教授
委員	秋元 圭吾	(公財)地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科教授
	大山 力	横浜国立大学大学院工学研究院教授
	鯉沼 晃	(一社)日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会企画部会長
	清水 宏和	日本商工会議所 中小企業政策専門委員
	辰巳 菊子	(公社)日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会常任顧問
	中上 英俊	(株)住環境計画研究所代表取締役会長
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所教授

# 2013年度夏季の電力会社の最大需要日 及び最小予備率日の需給バランス実績

# 2013年度夏季の需給実績(全国9社)

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季			
				7月見通し(注5)	8月見通し(注5)	ピーク需要日	-
原子力	3,483	1,177	237	236	236	236	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,972	13,923	13,515	408
うち常設されている火力	12,398	12,019	12,525	13,302	13,255	12,833	422
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	160	184	184	0
うち緊急設置電源	-	87	289	293	268	272	4
うち自家発電買取	144	237	311	218	217	225	8
水力(注1)	1,367	1,380	1,268	1,351	1,263	1,287	24
揚水	2,141	2,059	2,070	2,173	2,171	1,924	247
地熱・太陽光・風力	30	30	164	145	148	270	122
地熱	30	30	30	29	29	27	2
太陽光	-	-	121	116	119	220	101
風力	-	-	14	0	0	24	24
融通	0	64	36	0	0	5	5
新電力への供給等(注4)	47	82	45	56	57	17	40
<b>供給力 計</b>	<b>19,518</b>	<b>17,141</b>	<b>17,090</b>	<b>17,821</b>	<b>17,684</b>	<b>17,206</b>	<b>478</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>19,518</b>	<b>17,077</b>	<b>17,054</b>	<b>17,821</b>	<b>17,684</b>	<b>17,211</b>	<b>473</b>
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	17,987	15,661	15,743	16,615	16,644	16,125	519
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	90	90	49	139
定着節電	-	-	-	1,340	1,340	1,657	317
気温影響・その他(注4)	-	-	-	122	93	155	62
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,206 (7.3%)	1,040 (6.2%)	1,080 (6.7%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	4.3%	3.2%	3.7%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。



# 2013年度夏季の需給実績(東3社)

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季			
				7月見通し(注5)	8月見通し(注5)	ピーク需要日	-
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,440	6,401	6,204	197
うち常設されている火力	5,653	5,165	5,459	6,045	6,007	5,811	196
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	6	30	30	0
うち緊急設置電源	-	87	287	287	262	267	5
うち自家発電買取	48	164	169	103	103	95	8
水力(注1)	599	527	420	541	505	509	4
揚水	926	754	945	955	955	775	180
地熱・太陽光・風力	13	14	54	36	35	86	51
地熱	13	14	14	13	13	11	2
太陽光	-	-	33	23	22	68	46
風力	-	-	7	0	0	8	8
融通	0	65	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注4)	38	46	19	38	38	33	5
<b>供給力 計</b>	<b>8,728</b>	<b>7,321</b>	<b>7,433</b>	<b>7,934</b>	<b>7,857</b>	<b>7,540</b>	<b>317</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>8,728</b>	<b>7,256</b>	<b>7,433</b>	<b>7,934</b>	<b>7,857</b>	<b>7,540</b>	<b>317</b>
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	8,062	6,653	6,925	7,336	7,365	6,865	500
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	138	138	43	95
定着節電	-	-	-	717	717	888	171
気温影響・その他(注4)	-	-	-	147	118	352	234
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	598 (8.2%)	492 (6.7%)	675 (9.8%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	5.2%	3.7%	6.8%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(北海道電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要 日(8月7日)	-	備考(差分理由等)
原子力	210	94	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	411	434	429	5	
うち常設されている 火力	357	398	367	377	400	407	7	定検前倒しによる減(砂川発電所4号(13万kW)) 定検中発電所の試運転による増(知内発電所1号機(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15	0	
うち自家発電買取	0	0	4	19	19	6	13	当日の自家発電購入減
水力(注1)	79	93	83	68	63	70	7	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	29	30	30	30	30	0	
地熱・太陽光・風力	1	1	7	0	0	4	4	
地熱	1	1	2	0	0	0	0	
太陽光	-	-	0	0	0	3	3	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	5	0	0	1.6	+1.6	風力発電実績
融通	0	57	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	14	1	14	3	3	12	15	伊達発電所パイプライン改修に伴う燃料輸送停止による卸電力取引所からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>658</b>	<b>558</b>	<b>512</b>	<b>506</b>	<b>524</b>	<b>544</b>	<b>21</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(658)</b>	<b>(615)</b>	<b>(512)</b>	<b>(506)</b>	<b>(524)</b>	<b>(544)</b>	<b>(21)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	506	485	483	462	474	450	24	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	1	1	3	2	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
定着節電	-	-	-	32	32	44	12	お客様の節電意識の高まりを背景に、見通しに比べ節電継続度合いが強まったことによる、節電量の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	13	1	15	14	2012年度夏季の最高気温(32.5 )に対し、最大需要日の最高気温(31.0 )が低いことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	44 (9.6%)	50 (10.5%)	95 (21.1%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	6.6%	7.5%	18.1%	-	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2)2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31日)における実績。  
(注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4)気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5)平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(北海道電力)

# 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備 率日(7月8 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	210	94	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	411	434	363	71	
うち常設されている 火力	357	398	367	377	400	339	61	ボイラー修繕による停止(苫東厚真発電所4号機(70万kW))、定検中断による増(伊達発電所2号機(35万kW))、7月と8月の補修計画の差異(砂川発電所4号機(13万kW)、奈井江発電所1号機(18万kW)、知内発電所1号機(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	13	2	南早来発電所 出力抑制(系統連系変圧器作業)
うち自家発電買取	0	0	4	19	19	11	8	当日の自家発電購入減
水力(注1)	79	93	83	68	63	73	11	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	29	30	30	30	30	0	
地熱・太陽光・風力	1	1	7	0	0	8	8	
地熱	1	1	2	0	0	0	0	
太陽光	-	-	0	0	0	1	1	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	5	0	0	7.0	+7.0	風力発電実績
融通	0	57	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	14	1	14	3	3	7	10	卸電力取引所からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>658</b>	<b>558</b>	<b>512</b>	<b>506</b>	<b>524</b>	<b>482</b>	<b>42</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(658)</b>	<b>(615)</b>	<b>(512)</b>	<b>(506)</b>	<b>(524)</b>	<b>(482)</b>	<b>( 42)</b>	
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	<b>506</b>	<b>485</b>	<b>483</b>	<b>462</b>	<b>474</b>	<b>441</b>	<b>23</b>	
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
経済影響等	-	-	-	1	1	3	2	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
定着節電	-	-	-	32	32	44	12	お客さまの節電意識の高まりを背景に、見通しに比べ節電継続度合いが強まったことによる、節電量の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	13	1	24	23	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> <b>(予備率)</b> ( 、 、 加味)	<b>152</b> (29.9%)	<b>73</b> (14.9%)	<b>29</b> (6.0%)	<b>44</b> (9.6%)	<b>50</b> (10.5%)	<b>41</b> (9.2%)	<b>-</b>	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>26.9%</b>	<b>11.9%</b>	<b>3.0%</b>	<b>6.6%</b>	<b>7.5%</b>	<b>6.2%</b>	<b>-</b>	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

# 2013年度夏季の需給実績(東北電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要 日(8月19日)	-	
原子力	247	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,395	1,438	1,400	38	
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,273	1,293	1,253	40	需給安定に伴う停止(秋田2号(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	6	30	30	0	
うち緊急設置電源	-	0	88	90	89	88	1	気温上昇によるガスタービン出力減少
うち自家発電買取	-	25	37	27	27	29	+3	当日の自家発電購入増
水力(注1)	185	(注6) 120	(注6) 134	(注6) 160	(注6) 144	154	+10	出水に恵まれたことによる増
揚水	69	(注6) 25	71	(注6) 25	(注6) 25	25	0	
地熱・太陽光・風力	12	13	22	17	15	24	+9	
地熱	12	13	12	13	13	11	2	蒸気量減
太陽光	-	-	8	4	2	9	+7	日照に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	0	0	4.1	+4.1	風力発電実績
融通	0	162	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	49	11	7	102	102	101	+1	他社への融通送電等の減
<b>供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,303</b>	<b>1,468</b>	<b>1,495</b>	<b>1,520</b>	<b>1,502</b>	<b>18</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,141</b>	<b>1,468</b>	<b>1,495</b>	<b>1,520</b>	<b>1,502</b>	<b>18</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	1,557	1,246	1,364	1,424	1,441	1,322	119	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	18	18	2	16	復興需要はあるものの、輸出関連企業を中心に稼働減の動きが継続
定着節電	-	-	-	56	56	80	24	お客様の節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	95	78	157	79	H22年の猛暑(34.8 )に対し、H25最大需要日(32.6 )の気温が低かったことによる減など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、、加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	71 (5.0%)	79 (5.5%)	180 (13.6%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	2.0%	2.5%	10.6%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、震災による被害甚大エリアの需要減少に復興需要の見込み差。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

(注6) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 2013年度夏季の需給実績(東北電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備 率日(9月25 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	247	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,395	1,438	1,147	291	
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,273	1,293	1,021	272	点検作業による停止(東新潟4-1号系列(83万kW), 他社火力), 需給安定に伴う停止(八戸3号(25万kW), 秋田3号(35万kW), 新仙台1号(35万kW), 他社火力)
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	6	30	30	0	
うち緊急設置電源	-	0	88	90	89	66	23	点検作業による停止(八戸5号(27万kW))
うち自家発電買取	-	25	37	27	27	30	+4	当日の自家発電購入増
水力(注1)	185	(注6) 120	(注6) 134	(注6) 160	(注6) 144	141	3	出水減
揚水	69	(注6) 25	71	(注6) 25	(注6) 25	19	6	他社揚水の補修停止による減
地熱・太陽光・風力	12	13	22	17	15	16	+1	
地熱	12	13	12	13	13	9	4	点検作業による停止(澄川地熱(5万kW)), 蒸気量減
太陽光	-	-	8	4	2	0	2	ピーク時間が17時であったことによる減
風力	-	-	2	0	0	7.1	+7.1	風力発電実績
融通	0	162	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	49	11	7	102	102	99	+3	他社への融通送電等の減
<b>供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,303</b>	<b>1,468</b>	<b>1,495</b>	<b>1,520</b>	<b>1,224</b>	<b>296</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,141</b>	<b>1,468</b>	<b>1,495</b>	<b>1,520</b>	<b>1,224</b>	<b>296</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	1,557	1,246	1,364	1,424	1,441	1,101	340	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	18	18	2	16	復興需要はあるものの、輸出関連企業を中心に稼働減の動きが継続
定着節電	-	-	-	56	56	80	24	お客様の節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	95	78	378	300	H22年の猛暑(34.8 )に対し、H25最小予備率日(28.7 )の気温が低かったことによる減など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	71 (5.0%)	79 (5.5%)	123 (11.2%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	2.0%	2.5%	8.2%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注6) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 2013年度夏季の需給実績(東京電力) 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要 日(8月9日)	-	
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,634	4,529	4,375	154	
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,395	4,314	4,151	163	増出力運転の不実施、機器不具合に伴う補修作業(富津3-2軸(38万kW))、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	-	87	192	182	158	164	+6	補修作業差による増等
うち自家発電買取	48	139	128	57	57	60	+3	
水力(注1)	335	314	203	313	298	285	13	出水状況による減
揚水	832	700	844	900	900	720	180	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	25	19	20	58	+38	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	25	19	20	56	+36	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.1	0	0	1.8	1.8	風力発電実績
融通	0	40	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	25	56	26	67	67	56	11	新電力への供給増
<b>供給力 計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,453</b>	<b>5,933</b>	<b>5,813</b>	<b>5,494</b>	<b>319</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,453)</b>	<b>(5,933)</b>	<b>(5,813)</b>	<b>(5,494)</b>	<b>( 319)</b>	
<b>需要</b> (、、加味)	5,999	4,922	5,078	5,450	5,450	5,093	357	
<b>需要</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	119	119	38	81	新電力への離脱の影響や、機械産業等の生産の弱含み(IIPIは2010 2012年度:0.3 0.2%)の影響等
定着節電	-	-	-	629	629	764	135	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	39	39	180	141	2010年度並み猛暑(H3発生日:35.7度)を想定していたものの、最大需要日においては、平年並みの気温(H3発生日:35.1度)となった影響等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	483 (8.9%)	363 (6.7%)	401 (7.9%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	3.9%	7.9%	3.4%	5.9%	3.7%	4.9%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(東京電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備 率日(8月1 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,634	4,529	3,768	761	
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,395	4,314	3,711	603	需給安定に伴う停止、機器不具合に伴う補修作業(広野3号(100万kW)、鹿島5号(100万kW))、増出力運転の不実施、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	-	87	192	182	158	0	158	需給安定に伴う停止
うち自家発電買取	48	139	128	57	57	57	0	
水力(注1)	335	314	203	313	298	236	62	出水状況による減
揚水	832	700	844	900	900	680	220	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	25	19	20	31	+11	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	25	19	20	30	+10	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.1	0	0	0.7	0.7	風力発電実績
融通	0	40	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	25	56	26	67	67	57	10	新電力への供給増
<b>供給力 計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,453</b>	<b>5,933</b>	<b>5,813</b>	<b>4,772</b>	<b>1,041</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,453)</b>	<b>(5,933)</b>	<b>(5,813)</b>	<b>(4,772)</b>	<b>( 1,041)</b>	
<b>需要</b> (、、加味)	<b>5,999</b>	<b>4,922</b>	<b>5,078</b>	<b>5,450</b>	<b>5,450</b>	<b>4,457</b>	<b>993</b>	
<b>需要</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	119	119	38	81	新電力への離脱の影響や、機械産業等の生産の弱含み(!!PIは2010 2012年度:0.3 0.2%)の影響等
定着節電	-	-	-	629	629	764	135	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	39	39	816	777	2010年度並み猛暑(H3発生日:35.7度)を想定していたものの、最小予備率日において気温が大幅に下回った(8/1当日:31.5度)影響等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	<b>413</b> (6.9%)	<b>538</b> (10.9%)	<b>375</b> (7.4%)	<b>483</b> (8.9%)	<b>363</b> (6.7%)	<b>315</b> (7.1%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>3.9%</b>	<b>7.9%</b>	<b>4.4%</b>	<b>5.9%</b>	<b>3.7%</b>	<b>4.1%</b>	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(中西6社)

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季			
				7月見通し(注5)	8月見通し(注5)	ピーク需要日	-
原子力	1,956	707	237	236	236	236	0
火力	6,841	6,975	7,327	7,532	7,522	7,311	211
うち常設されている火力	6,745	6,854	7,066	7,257	7,248	7,022	226
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	154	154	0
うち緊急設置電源	-	0	2	6	6	5	1
うち自家発電買取	96	73	142	115	114	130	16
水力(注1)	768	853	848	810	758	778	20
揚水	1,215	1,305	1,125	1,218	1,216	1,149	67
地熱・太陽光・風力	17	16	110	109	113	184	71
地熱	17	16	16	16	16	16	0
太陽光	-	-	88	93	97	152	55
風力	-	-	3	0	0	16	16
融通	0	1	36	0	0	5	5
新電力への供給等(注4)	9	36	26	18	19	16	35
<b>供給力 計</b>	10,790	9,820	9,657	9,887	9,827	9,666	161
<b>融通前供給力 計</b>	10,790	9,821	9,621	9,887	9,827	9,671	156
<b>需要想定</b> (、、加味)	9,925	9,008	8,818	9,279	9,279	9,260	19
<b>需要想定</b> (、、、、加味)	-	-	-	-	-	0	-
経済影響等	-	-	-	48	48	92	44
定着節電	-	-	-	623	623	769	146
気温影響・その他(注4)	-	-	-	25	25	197	172
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (9.5%)	608 (6.6%)	548 (5.9%)	405 (4.4%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	3.6%	2.9%	1.4%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。



# 2013年度夏季の需給実績(中部電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要 日(8月22)	-	備考(差分理由等)
原子力	274	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,383	2,370	2,312	58	-
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,334	2,321	2,263	58	機器不具合に伴う停止(知多第二火力1号GT(15万kW)、知多火力4号(70万kW)、西名古屋火力3号(38万kW))、増出力未実施(13万kW)、他社受電増:5万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	49	0	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	153	145	126	18	湯水による減
揚水	411	399	382	392	393	386	7	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	22	25	26	56	30	-
地熱	-	-	0	0	0	0	0	-
太陽光	-	-	20	25	26	51	25	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	0	0	4.3	4.3	風力発電実績
融通	0	0	56	82	108	125	17	融通送電増(関西電力への送電8万kW増、九州電力への送電9万kW増)
新電力への供給等	32	5	25	9	9	27	18	取引所取引の増
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,662</b>	<b>2,861</b>	<b>2,817</b>	<b>2,728</b>	<b>88</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,718)</b>	<b>(2,943)</b>	<b>(2,925)</b>	<b>(2,853)</b>	<b>72</b>	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	2,709	2,520	2,478	2,585	2,585	2,623	38	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	22	22	25	3	離脱の進展による減など
定着節電	-	-	-	109	109	140	31	前年並みに節電にご協力いただけたことにより、節電量が計画より増加した
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	7	7	79	72	2010年度1点最大発生日の気象:最高気温35.6 に対し、2013年度1点最大発生日の気象:最高気温38.4 と気温が高かったことなどによる需要増など。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	276 (10.7%)	232 (9.0%)	105 (4.0%)	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	7.7%	6.0%	1.0%	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月27日、2011年度:8月10日、2010年度:8月24日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(中部電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備 率日(8月22 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	274	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,383	2,370	2,312	58	-
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,334	2,321	2,263	58	機器不具合に伴う停止(知多第二火力1号GT(15万kW)、知多火力4号(70万kW)、西名古屋火力3号(38万kW))、増出力未実施(13万kW)、他社受電増:5万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	49	0	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	153	145	126	18	湯水による減
揚水	411	399	382	392	393	386	7	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	22	25	26	56	30	-
地熱	-	-	0	0	0	0	0	-
太陽光	-	-	20	25	26	51	25	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	0	0	4.3	4.3	風力発電実績
融通	0	0	56	82	108	125	17	融通送電増(関西電力への送電8万kW増、九州電力への送電9万kW増)
新電力への供給等	32	5	25	9	9	27	18	取引所取引の増
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,662</b>	<b>2,861</b>	<b>2,817</b>	<b>2,728</b>	<b>88</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,718)</b>	<b>(2,943)</b>	<b>(2,925)</b>	<b>(2,853)</b>	<b>72</b>	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	<b>2,709</b>	<b>2,520</b>	<b>2,478</b>	<b>2,585</b>	<b>2,585</b>	<b>2,623</b>	<b>38</b>	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	22	22	25	3	離脱の進展による減など
定着節電	-	-	-	109	109	140	31	前年並みに節電にご協力いただけたことにより、節電量が計画より増加した
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	7	7	79	72	2010年度1点最大発生日の気象:最高気温35.6 に対し、2013年度1点最大発生日の気象:最高気温38.4 と気温が高かったことなどによる需要増など。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	<b>278</b> (10.3%)	<b>278</b> (11.0%)	<b>184</b> (7.4%)	<b>276</b> (10.7%)	<b>232</b> (9.0%)	<b>105</b> (4.0%)	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>7.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>4.4%</b>	<b>7.7%</b>	<b>6.0%</b>	<b>1.0%</b>	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月27日、2011年度:8月10日、2010年度:8月24日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

# 2013年度夏季の需給実績(関西電力) 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要日 (8月22日)	-	備考(差分理由等)
原子力	838	337	237	236	236	236	0	-
火力	1,680	1,754	1,900	1,918	1,915	1,830	85	
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,793	1,789	1,687	102	電気集じん器灰詰まりによる停止(舞鶴1号(90kW))、B複水器連続除貝装置詰まりによる出力抑制(南港3号(60kW))、姫路第二新1号試運転(49万kW)、他社火力の発電差異等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	0	-
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	0	-
うち自家発電買取	91	55	106	75	75	93	+18	当日の自家発電購入増
水力	232	273	303	(注1) 275	(注1) 257	307	+50	出水に恵まれたことによる増
揚水	447	465	356	440	437	345	92	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	19	21	21	44	+23	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	21	21	44	+23	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	0	0	0.6	0.6	風力発電実績
融通	0	76	160	36	60	85	+25	他電力からの融通受電の増
新電力への供給等(注3)	74	41	17	6	6	89	+83	卸電力取引所からの調達増等
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,992</b>	<b>2,932</b>	<b>2,932</b>	<b>2,936</b>	<b>+4</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,832)</b>	<b>(2,896)</b>	<b>(2,872)</b>	<b>(2,851)</b>	<b>21</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	3,095	2,784	2,682	2,845	2,845	2,816	29	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	5	5	24	19	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	268	268	324	56	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	23	23	69	+46	2010年猛暑並(当日最高気温36.6、累積5日最高気温36.5)に対して、今夏の最大需要日(当日最高気温37.2、累積5日最高気温37.0)が暑かったことによる需要増等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	87 (3.0%)	87 (3.0%)	120 (4.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	0.0%	0.0%	1.3%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。  
(注3) 系統のつながりの関係で、開電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 2013年度夏季の需給実績(関西電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備率日 (9月13日)		備考(差分理由等)
原子力	838	337	237	236	236	119	117	点検作業による停止(大飯3号(118万kW))、定格熱出力一定運転による増(+1万kW)
火力	1,680	1,754	1,900	1,918	1,915	1,807	108	
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,793	1,789	1,717	73	点検作業による停止(南港2号(60万kW))、密封油配管フランジからの水素ガス漏れによる停止(御坊3号(60万kW))、姫路第二新1号運用開始(49万kW)、他社火力の発電差異等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	0	45	需給安定見通しに伴う停止(海南2号(45万kW))
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	0	
うち自家発電買取	91	55	106	75	75	85	+10	当日の自家発電購入増
水力	232	273	303	(注1) 275	(注1) 257	285	+28	出水に恵まれたことによる増
揚水	447	465	356	440	437	282	155	点検作業による停止(奥吉野5号(20万kW))、日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	19	21	21	45	+24	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	19	21	21	45	+24	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	0	0	0.3	+0.3	風力発電実績
融通	0	76	160	36	60	38	22	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等(注3)	74	41	17	6	6	9	+3	卸電力取引所からの調達増等
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,992</b>	<b>2,932</b>	<b>2,932</b>	<b>2,584</b>	<b>347</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,832)</b>	<b>(2,896)</b>	<b>(2,872)</b>	<b>(2,546)</b>	<b>325</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	3,095	2,784	2,682	2,845	2,845	2,486	359	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	5	5	24	19	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	268	268	324	56	お客様の節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	23	23	261	284	2010年猛暑並(当日最高気温36.6、累積5日最高気温36.5)に対して、今夏の最小予備率日(当日最高気温34.2、累積5日最高気温33.4)が涼しかったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	87 (3.0%)	87 (3.0%)	98 (4.0%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	0.0%	0.0%	1.0%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。  
(注3) 系統のつながりの関係で、開電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 2013年度夏季の需給実績(北陸電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク 需要日 (8月19日)	-	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	432	438	433	5	
うち常設されている 火力	435	436	438	429	436	432	4	海水温上昇による出力制約(敦賀2号(70万kW)、七尾大田1,2号(120万kW)等)
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	2	2	1	1	当日の自家発電購入の減
水力(注1)	152	159	133	153	139	146	7	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	11	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	3	1	1	8	7	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	1	1	7	6	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	1	0	0	1.3	1.3	風力発電実績
融通	20	1	10	12	13	20	7	融通送電の増(九州10万kW増、関西3万kW減)
新電力への供給等(注4)	78	7	1	2	2	24	23	卸電力取引所等への送電増
<b>供給力 計</b>	<b>662</b>	<b>600</b>	<b>576</b>	<b>583</b>	<b>574</b>	<b>553</b>	<b>21</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(682)</b>	<b>(601)</b>	<b>(586)</b>	<b>(595)</b>	<b>(587)</b>	<b>(573)</b>	<b>( 14)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	573	533	526	546	546	526	20	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	5	5	3	2	電気機械産業等の生産増加
定着節電	-	-	-	23	23	30	7	お客様の節電意識の高まりによる増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	1	1	14	15	2010年並みの猛暑(36.3 )と今夏の最大需要日(36.3 )の気温は同じであったが、湿度が低かったことによる需要減。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	37 (6.8%)	28 (5.2%)	27 (5.1%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	3.8%	2.2%	2.1%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分(他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(北陸電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小 予備率日 (8月22日)	-	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	432	438	385	53	
うち常設されている 火力	435	436	438	429	436	382	53	ボイラー蒸気漏洩に伴う停止(七尾大田1号(50万kW))等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	2	2	3	0	当日の自家発電購入の増
水力(注1)	152	159	133	153	139	159	20	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	11	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	3	1	1	6	5	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	1	1	6	5	日射量に恵まれたことによる
風力	-	-	1	0	0	0	0	風力発電実績
融通	20	1	10	12	13	15	2	関西への融通送電の増
新電力への供給等(注4)	78	7	1	2	2	2	0	
<b>供給力 計</b>	<b>662</b>	<b>600</b>	<b>576</b>	<b>583</b>	<b>574</b>	<b>545</b>	<b>30</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(682)</b>	<b>(601)</b>	<b>(586)</b>	<b>(595)</b>	<b>(587)</b>	<b>(560)</b>	<b>28</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	<b>573</b>	<b>533</b>	<b>526</b>	<b>546</b>	<b>546</b>	<b>521</b>	<b>25</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	5	5	3	2	電気機械産業等の生産増加
定着節電	-	-	-	23	23	30	7	お客様の節電意識の高まりによる増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	1	1	19	20	2010年並みの猛暑(36.3)に比べ今夏の最小予備率日(33.9)の気温が低かったことによる需要減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	<b>89</b> (15.5%)	<b>67</b> (12.5%)	<b>50</b> (9.4%)	<b>37</b> (6.8%)	<b>28</b> (5.2%)	<b>23</b> (4.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>12.5%</b>	<b>9.5%</b>	<b>6.4%</b>	<b>3.8%</b>	<b>2.2%</b>	<b>1.5%</b>	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

# 2013年度夏季の需給実績(中国電力) 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				7月見通し (注5)	8月見通し (注5)	ピーク需要日 (8月22日)		
原子力	0	81	0	0	0	0	-	-
火力	1,039	989	1,078	1,066	1,067	1,021	47	-
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,053	1,054	1,005	49	機器不具合等による出力抑制(玉島1(35万kW), 玉島2(35万kW), 水島3(34万kW), 岩国2(35万kW), 他社火力), 補修作業による停止(他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	5	3	7	13	13	16	3	当日の自家発電購入増
水力	56	51	55	(注1) 54	(注1) 48	52	4	出水に恵まれたことによる増
揚水	124	148	159	157	157	153	4	発電時間が長くなったことによる減
地熱・太陽光・風力	0	0	23	9	9	18	8	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	20	9	9	18	8	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	3	0	0	0.3	0.3	風力発電実績
融通	20	72	104	29	29	60	31	融通送電の増(九州向け送電が21万kW増, 関西向け送電が10万kW増)
新電力への供給等(注4)	32	9	14	3	3	15	12	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,198</b>	<b>1,254</b>	<b>1,250</b>	<b>1,168</b>	<b>82</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,302)</b>	<b>(1,283)</b>	<b>(1,279)</b>	<b>(1,228)</b>	<b>51</b>	-

<b>需要想定</b> (、、加味)	1,201	1,083	1,085	1,131	1,131	1,112	19	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	27	27	27	0	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2013年度:0.3% 0.2%), 鉄鋼や機械等の産業用需要の増加などによる。
定着節電	-	-	-	43	43	51	8	お客様の節電意識が高まったことなどによる
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	0	11	11	2010年猛暑並み(最高気温36.0 )を想定したが, 今夏最大電力発生日の気温は35.4 となり想定を下回ったことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	123 (10.9%)	119 (10.5%)	56 (5.0%)	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	7.9%	7.5%	2.0%	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(中国電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月見通し (注5)	8月見通し (注5)	最小予備率日 (8月22日)	-	備考(差分理由等)
原子力	0	81	0	0	0	0	-	-
火力	1,039	989	1,078	1,066	1,067	1,021	47	-
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,053	1,054	1,005	49	機器不具合等による出力抑制(玉島1(35万kW),玉島2(35万kW),水島3(34万kW),岩国2(35万kW),他社火力),補修作業による停止(他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	5	3	7	13	13	16	3	当日の自家発電購入増
水力	56	51	55	(注1) 54	(注1) 48	52	4	出水に恵まれたことによる増
揚水	124	148	159	157	157	153	4	発電時間が長くなったことによる減
地熱・太陽光・風力	0	0	23	9	9	18	8	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	20	9	9	18	8	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	3	0	0	0.3	0.3	風力発電実績
融通	20	72	104	29	29	60	31	融通送電の増(九州向け送電が21万kW増,関西向け送電が10万kW増)
新電力への供給等(注4)	32	9	14	3	3	15	12	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,198</b>	<b>1,254</b>	<b>1,250</b>	<b>1,168</b>	<b>82</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,302)</b>	<b>(1,283)</b>	<b>(1,279)</b>	<b>(1,228)</b>	<b>51</b>	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	1,201	1,083	1,085	1,131	1,131	1,112	19	-
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	27	27	27	0	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2013年度:0.3% 0.2%),鉄鋼や機械等の産業用需要の増加などによる。
定着節電	-	-	-	43	43	51	8	お客様の節電意識が高まったことなどによる
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	0	11	11	2010年猛暑並み(最高気温36.0 )を想定したが,今夏最大電力発生日の気温は35.4 となり想定を下回ったことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	123 (10.9%)	119 (10.5%)	56 (5.0%)	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	7.9%	7.5%	2.0%	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度~2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。



# 2013年度夏季の需給実績(四国電力) 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要 日(8月22日)	-	備考(差分理由等)
原子力	204	113	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	491	491	478	13	
うち常設されている 火力	448	436	451	455	455	445	10	蒸気タービン加減弁トラブルに伴う出力低下(阿南4号(45万kW))など
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22	22	0	
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	13	16	14	14	11	3	当日の自家発電購入減
水力(注1)	64	69	68	62	60	48	12	濁水による減
揚水	52	52	52	52	52	52	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	7	6	7	17	11	
地熱	-	-	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	7	6	7	12	6	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.2	0	0	4.8	4.8	風力発電実績
融通	0	4	0	0	0	5	5	関西全国融通送電分
新電力への供給等(注4)	67	64	13	14	15	13	1	淡路島への融通減など
<b>供給力 計</b>	<b>702</b>	<b>615</b>	<b>603</b>	<b>598</b>	<b>595</b>	<b>577</b>	<b>18</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(702)</b>	<b>(619)</b>	<b>(603)</b>	<b>(598)</b>	<b>(595)</b>	<b>(582)</b>	<b>( 13)</b>	
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	<b>597</b>	<b>544</b>	<b>526</b>	<b>562</b>	<b>562</b>	<b>549</b>	<b>13</b>	
<b>需要想定 ( 、 、 、 加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
経済影響等	-	-	-	7	7	10	3	想定していたIPPの伸び率の差異(2010年度から2013年度の伸び+0.3% 0.2%)、大口(紙・パルプ や機械等)の操業減など
定着節電	-	-	-	31	31	39	8	想定以上に節電が定着したことによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	3	3	2	2	2010年猛暑並(当日最高気温35.0 、前5日最高気温平均35.3 )の想定に対し、当日最高気温+0.5 となったが、前5日最高気温平均が 0.2 となったほか、当日は15時前から一部地域で気象が崩れた ことなどからマイナスとなった。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 加味)	<b>105 (17.6%)</b>	<b>71 (13.1%)</b>	<b>77 (14.6%)</b>	<b>36 (6.4%)</b>	<b>33 (5.9%)</b>	<b>27 (5.0%)</b>	<b>-</b>	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>14.6%</b>	<b>10.1%</b>	<b>11.6%</b>	<b>3.4%</b>	<b>2.9%</b>	<b>2.0%</b>	<b>-</b>	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2)2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月7日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。  
(注3)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4)気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際が生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5)平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(四国電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備 率日(8月22 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	204	113	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	491	491	478	13	
うち常設されている 火力	448	436	451	455	455	445	10	蒸気タービン加減弁トラブルに伴う出力低下(阿南4号 45)など
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22	22	0	
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	13	16	14	14	11	3	当日の自家発電購入減
水力(注1)	64	69	68	62	60	48	12	濁水による減
揚水	52	52	52	52	52	52	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	7	6	7	17	11	
地熱	-	-	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	7	6	7	12	6	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.2	0	0	4.8	4.8	風力発電実績
融通	0	4	0	0	0	5	5	関西全国融通送電分
新電力への供給等(注4)	67	64	13	14	15	13	1	淡路島への融通減など
<b>供給力 計</b>	<b>702</b>	<b>615</b>	<b>603</b>	<b>598</b>	<b>595</b>	<b>577</b>	<b>18</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(702)</b>	<b>(619)</b>	<b>(603)</b>	<b>(598)</b>	<b>(595)</b>	<b>(582)</b>	<b>( 13)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	597	544	526	562	562	549	13	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	7	7	10	3	想定していたIPPの伸び率の差異(2010年度から2013年度の伸び+0.3% 0.2%)、大口(紙・パルプ や機械等)の操業減など
定着節電	-	-	-	31	31	39	8	想定以上に節電が定着したことによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	3	3	2	2	2010年猛暑並(当日最高気温35.0、前5日最高気温平均35.3)の想定に対し、当日最高気温+0.5 となったが、前5日最高気温平均が 0.2 となったほか、当日は15時前から一部地域で気象が崩れた ことなどからマイナスとなった。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	36 (6.4%)	33 (5.9%)	27 (5.0%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	3.4%	2.9%	2.0%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月7日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

# 2013年度夏季の需給実績(九州電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	ピーク需要 日 (8月20日)	-	備考(差分理由等)
原子力	478	176	0	0	0	0	0	
火力	1,115	1,126	1,234	1,242	1,241	1,237	5	
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,193	1,193	1,190	3	離島需要の減による出力減など
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	-	0	1	1	1	0.4	0.3	
うち自家発電買取	0	0	11	11	10	9	1	当日の自家発電購入の減
水力(注1)	117	125	136	113	109	99	10	湯水による減
揚水	170	230	165	166	166	202	+36	揚水発電の運転時間短縮によるピーク時の供給力増
地熱・太陽光・風力	17	16	36	47	49	41	8	
地熱	17	16	16	16	16	16	0	
太陽光	-	-	20	31	33	20	13	ピーク時間帯が想定15時から実績17時となったことによる減
風力	-	-	0.2	0	0	5.1	+5.1	風力発電実績
融通	0	0	46	87	90	120	+30	他社からの融通受電増
新電力への供給等(注4)	2	2	10	4	4	6	+2	新電力からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,626</b>	<b>1,659</b>	<b>1,659</b>	<b>1,704</b>	<b>+45</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,580</b>	<b>1,572</b>	<b>1,569</b>	<b>1,584</b>	<b>+15</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	1,750	1,544	1,521	1,610	1,610	1,634	+24	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	18	18	3	21	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2013年度: +0.3% 0.2%)や大口(半導体関連)の操業減及び離脱影響などによる減
定着節電	-	-	-	149	149	185	36	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	9	9	72	+81	2010年度H1発生日(8/20最高気温34.8 )並みの想定に対し、当日最高気温は36.5 ( +1.7 )となったことによる増
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	

<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	49 (3.0%)	49 (3.1%)	70 (4.3%)	-	
<b>裏解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	0%	0.1%	1.3%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度夏季の需給実績(九州電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				7月 見通し (注5)	8月 見通し (注5)	最小予備 率日 (8月19日)	-	備考(差分理由等)
原子力	478	176	0	0	0	0	0	
火力	1,115	1,126	1,234	1,242	1,241	1,234	8	
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,193	1,193	1,187	7	離島需要の減による出力減など
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	-	0	1	1	1	0.4	0.3	
うち自家発電買取	0	0	11	11	10	9	1	当日の自家発電購入の減
水力(注1)	117	125	136	113	109	100	9	湯水による減
揚水	170	230	165	166	166	159	7	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	17	16	36	47	49	40	9	
地熱	17	16	16	16	16	16	0	
太陽光	-	-	20	31	33	20	13	ピーク時間帯が想定15時から実績17時となったことによる減
風力	-	-	0.2	0	0	4.5	+4.5	風力発電実績
融通	0	0	46	87	90	100	+10	他社からの融通受電増
新電力への供給等(注4)	2	2	10	4	4	38	+34	市場調達からの増、新電力からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,626</b>	<b>1,659</b>	<b>1,659</b>	<b>1,670</b>	<b>+11</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,580</b>	<b>1,572</b>	<b>1,569</b>	<b>1,570</b>	<b>+1</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	1,750	1,544	1,521	1,610	1,610	1,619	+9	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	18	18	3	21	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2013年度: +0.3% 0.2%)や大口(半導体関連)の操業減及び離脱影響などによる減
定着節電	-	-	-	149	149	185	36	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	9	9	57	+66	2010年度H1発生日(8/20最高気温34.8 )並みの想定に対し、当日最高気温は36.3 (+1.5 )となったことによる増
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	

<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	49 (3.0%)	49 (3.1%)	51 (3.2%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	0%	0%	0.2%	-	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2)2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20日)における実績。  
(注3)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4)気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5)平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の電力各社の需給バランス表

# 全国9社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	3,487	434	246	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,691	13,696
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	13,136	13,139
うち長期停止火力の再稼働	0	195	133	193	193
うち緊急設置電源	0	155	255	130	130
うち自家発電買取	146	309	283	233	236
水力	992	1,167	1,109	1,031	974
揚水	1,642	1,776	1,808	1,835	1,863
地熱・太陽光・風力	28	38	133	44	44
地熱	28	31	30	33	33
太陽光	0	0	13	3	3
風力	0	7	90	9.1	8.2
融通	0	19	50	0	0
新電力への供給等	82	37	0	78	78
<b>供給力 計</b>	<b>17,534</b>	<b>16,561</b>	<b>16,123</b>	<b>16,523</b>	<b>16,502</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>17,534</b>	<b>16,541</b>	<b>16,073</b>	<b>16,523</b>	<b>16,502</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>15,861</b>	<b>15,472</b>	<b>14,757</b>	<b>15,421</b>	<b>15,405</b>
<b>需要想定 (、、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	86	91	91
<b>定着節電</b>	-	-	830	705	705
<b>その他(注3)</b>	-	-	188	174	158
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (、、加味)	1,674 (10.5%)	1,088 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,102 (7.1%)	1,097 (7.1%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	7.5%	4.0%	6.3%	4.1%	4.1%
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 東3社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	1,628	341	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,247	6,215
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5,488	5,965	5,934
うち長期停止 火力の再稼働	0	120	35	35	35
うち緊急設置電源	0	155	248	123	123
うち自家発電買取	72	184	152	124	124
水力	472	470	390	431	395
揚水	690	771	820	922	952
地熱・太陽光・風力	11	15	67	23	22
地熱	11	15	14	16	16
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	53	6.7	6.1
融通	0	1	0	0	0
新電力への供給等	134	26	3	58	58
<b>供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,437</b>	<b>7,196</b>	<b>7,565</b>	<b>7,528</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,438</b>	<b>7,196</b>	<b>7,565</b>	<b>7,528</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>7,199</b>	<b>6,896</b>	<b>6,667</b>	<b>6,877</b>	<b>6,861</b>
<b>需要想定 (、、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	14	117	117
<b>定着節電</b>	-	-	502	434	434
<b>その他(注3)</b>	-	-	44	5	21
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	720 (10.0%)	540 (7.8%)	530 (7.9%)	688 (10.0%)	667 (9.7%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	7.0%	4.8%	4.9%	7.0%	6.7%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 北海道電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	119	95	0	0	0
火力	442	451	476	495	495
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15
うち自家発電買取	-	4	14	24	24
水力	72	72	65	72	73
揚水	40	30	40	39	34
地熱・太陽光・風力	1	1	8	4	4
地熱	1	1	2	2	2
太陽光	-	-	0	0	0
風力	-	-	6	1.4	1.8
融通	0	29	0	0	0
新電力への供給等	1	2	17	3	3
<b>供給力 計</b>	<b>674</b>	<b>621</b>	<b>606</b>	<b>607</b>	<b>604</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(674)</b>	<b>(650)</b>	<b>(606)</b>	<b>(607)</b>	<b>(604)</b>
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	<b>579</b>	<b>568</b>	<b>552</b>	<b>563</b>	<b>563</b>
<b>需要想定 ( 、 、 、 加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>24</b>	<b>24</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) ( 、 、 加味)</b>	<b>95 (16.4%)</b>	<b>52 (9.2%)</b>	<b>55 (9.9%)</b>	<b>44 (7.7%)</b>	<b>41 (7.2%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>13.4%</b>	<b>6.2%</b>	<b>6.9%</b>	<b>4.7%</b>	<b>4.2%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) ( 、 、 、 加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月12日、2011年度:2月2日、2012年度1月18日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。



# 東北電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	270	0	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,360	1,443	1,402
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,189	1,308	1,267
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74
うち自家発電買取	9	46	34	26	26
水力	184	(注5) 144	(注5) 134	(注4) (注5) 150	(注4) (注5) 135
揚水	25	25	25	33	48
地熱・太陽光・風力	10	14	50	18	17
地熱	10	14	12	14	14
太陽光	-	-	0	0	0
風力	-	-	38	4.0	3.2
融通	0	28	0	0	0
新電力への供給等	114	22	53	102	102
<b>供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,542</b>	<b>1,500</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,542</b>	<b>1,500</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>1,470</b>	<b>1,362</b>	<b>1,372</b>	<b>1,394</b>	<b>1,378</b>
<b>需要想定 (、、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>26</b>	<b>26</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>54</b>	<b>48</b>	<b>64</b>
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (、、加味)</b>	<b>90 (6.1%)</b>	<b>74 (5.4%)</b>	<b>144 (10.5%)</b>	<b>148 (10.6%)</b>	<b>122 (8.9%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>3.1%</b>	<b>2.4%</b>	<b>7.5%</b>	<b>7.6%</b>	<b>5.9%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (、、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分の他、震災による被害甚大エリアの需要減少及び復興需要の見込み差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 東京電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	1,239	246	0	0	0
火力	3,624	4,162	4,086	4,309	4,318
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,201	4,210
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0
うち緊急設置電源	0	147	131	34	34
うち自家発電買取	63	134	104	74	74
水力	216	254	191	(注4) 209	(注4) 187
揚水	625	716	755	850	870
地熱・太陽光・風力	0	0	9	1	1
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	-	-	0	0	0
風力	-	-	8.7	1.3	1.1
融通	0	0	0	0	0
新電力への供給等	19	2	33	47	47
<b>供給力 計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,074</b>	<b>5,416</b>	<b>5,424</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,074)</b>	<b>(5,416)</b>	<b>(5,424)</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>5,150</b>	<b>4,966</b>	<b>4,743</b>	<b>4,920</b>	<b>4,920</b>
<b>需要想定 (、、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>111</b>	<b>111</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>442</b>	<b>384</b>	<b>384</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>43</b>	<b>43</b>
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (、、加味)</b>	<b>535 (10.4%)</b>	<b>414 (8.3%)</b>	<b>331 (7.0%)</b>	<b>496 (10.1%)</b>	<b>504 (10.2%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>7.4%</b>	<b>5.3%</b>	<b>4.0%</b>	<b>7.1%</b>	<b>7.2%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (、、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:1月20日、2012年度:2月19日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5) 需要および揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

# 中西6社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	1,859	93	246	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,444	7,481
うち常設されている 火力	6,146	7,077	6,619	7,171	7,205
うち長期停止 火力の再稼働	0	75	98	158	158
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7
うち自家発電買取	74	125	131	109	112
水力	520	697	719	600	579
揚水	952	1,005	988	913	911
地熱・太陽光・風力	17	23	66	21	22
地熱	17	16	16	17	17
太陽光	0	0	13	3	3
風力	0	7	37	2.4	2.1
融通	0	20	50	0	0
新電力への供給等	52	11	3	20	20
<b>供給力 計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,124</b>	<b>8,927</b>	<b>8,958</b>	<b>8,974</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,103</b>	<b>8,877</b>	<b>8,958</b>	<b>8,974</b>
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	<b>8,662</b>	<b>8,576</b>	<b>8,090</b>	<b>8,544</b>	<b>8,544</b>
<b>需要想定 ( 、 、 、 加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	100	26	26
<b>定着節電</b>	-	-	328	271	271
<b>その他(注3)</b>	-	-	144	179	179
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) ( 、 、 、 加味)</b>	<b>954 (11.0%)</b>	<b>548 (6.4%)</b>	<b>837 (10.3%)</b>	<b>414 (4.8%)</b>	<b>430 (5.0%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>8.0%</b>	<b>3.4%</b>	<b>7.3%</b>	<b>1.8%</b>	<b>2.0%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) ( 、 、 、 加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 中部電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	180	0	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,008	2,286	2,300
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,233	2,247
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	53
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	0	0	0	0
水力	111	90	87	(注4) 94	(注4) 81
揚水	314	316	288	304	305
地熱・太陽光・風力	0	0	4	3	3
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	2	3	3
風力	0	0	2	0.1	0.0
融通	0	63	5	194	180
新電力への供給等	47	3	2	8	7
<b>供給力 計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,485</b>	<b>2,502</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,679)</b>	<b>(2,682)</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>2,342</b>	<b>2,367</b>	<b>2,258</b>	<b>2,355</b>	<b>2,355</b>
<b>需要想定 (、、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>38</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>65</b>	<b>54</b>	<b>54</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>19</b>	<b>56</b>	<b>56</b>
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (、、加味)</b>	<b>197 (8.4%)</b>	<b>161 (6.8%)</b>	<b>122 (5.4%)</b>	<b>130 (5.5%)</b>	<b>147 (6.3%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.4%</b>	<b>3.8%</b>	<b>2.4%</b>	<b>2.5%</b>	<b>3.3%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (、、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月18日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 関西電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	805	93	246	0	0
火力	1,493	1,915	1,803	1,983	1,993
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,659	1,856	1,865
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	45
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7
うち自家発電買取	57	97	93	75	76
水力	142	283	261	(注1) 215	(注1) 209
揚水(注3)	365	359	361	302	301
地熱・太陽光・風力	0	0	8	0	0
地熱	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	0	0
風力	-	-	4	0.4	0.1
融通	0	100	0	152	149
新電力への供給等(注4)	97	20	3	3	3
<b>供給力 計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,654</b>	<b>2,655</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,901)</b>	<b>(2,669)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,502)</b>	<b>(2,506)</b>
<b>需要想定(、、加味)</b>	<b>2,665</b>	<b>2,578</b>	<b>2,432</b>	<b>2,576</b>	<b>2,576</b>
<b>需要想定(、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	12	0	0
<b>定着節電</b>	-	-	126	101	101
<b>その他(注5)</b>	-	-	95	12	12
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>236</b> (8.9%)	<b>191</b> (7.4%)	<b>251</b> (10.3%)	<b>78</b> (3.0%)	<b>79</b> (3.0%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.9%</b>	<b>4.4%</b>	<b>7.3%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日)における実績。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

(注5) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注6) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

# 北陸電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	219	0	0	0	0
火力	360	442	403	425	443
うち常設されている 火力	360	440	400	423	441
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	3	3
水力	111	118	135	(注4) 120	(注4) 113
揚水	11	9	11	11	10
地熱・太陽光・風力	0	0	6	0	0
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	6	0.2	0.1
融通	0	10	0	7	15
新電力への供給等	76	3	0	1	1
<b>供給力 計</b>	624	564	555	548	550
<b>融通前供給力 計</b>	624	573	555	555	565
<b>需要想定 (、、加味)</b>	528	526	505	519	519
<b>需要想定 (、、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	6	3	3
<b>定着節電</b>	-	-	18	16	16
<b>その他(注3)</b>	-	-	1	10	10
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (、、加味)</b>	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	29 (5.6%)	31 (6.0%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	15.1%	4.3%	7.0%	2.6%	3.0%
<b>需給ギャップ (予備率) (、、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 中国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	83	0	0	0	0
火力	966	1,046	964	1,012	1,004
うち常設されている 火力	965	1,046	954	1,001	992
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	1	1	11	11	12
水力	40	51	58	(注4) 51	(注4) 56
揚水	79	83	125	110	108
地熱・太陽光・風力	0	7	18	0	1
地熱	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3	0	0
風力	0	7	15	0.3	0.5
融通	0	47	0	22	24
新電力への供給等	29	5	3	4	4
<b>供給力 計</b>	<b>1,196</b>	<b>1,134</b>	<b>1,162</b>	<b>1,148</b>	<b>1,141</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(1,181)</b>	<b>(1,162)</b>	<b>(1,170)</b>	<b>(1,165)</b>
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	<b>1,074</b>	<b>1,045</b>	<b>995</b>	<b>1,052</b>	<b>1,052</b>
<b>需要想定 ( 、 、 、 加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33</b>	<b>23</b>	<b>23</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) ( 、 、 加味)</b>	<b>123 (11.4%)</b>	<b>89 (8.5%)</b>	<b>167 (16.7%)</b>	<b>96 (9.1%)</b>	<b>89 (8.5%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>8.4%</b>	<b>5.5%</b>	<b>13.7%</b>	<b>6.1%</b>	<b>5.5%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) ( 、 、 、 加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:12月25日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 四国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	207	0	0	0	0
火力	412	465	426	476	478
うち常設されている 火力	412	430	412	442	443
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	22	22
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	14	12	13
水力	41	45	61	(注4)44	(注4)44
揚水	38	38	38	32	34
地熱・太陽光・風力	0	0	10	0	0
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	4	0	0
風力	0	0	6	0.4	0.3
融通	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注5)	60	10	11	13	14
<b>供給力 計</b>	<b>638</b>	<b>538</b>	<b>524</b>	<b>539</b>	<b>542</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(638)</b>	<b>(538)</b>	<b>(524)</b>	<b>(539)</b>	<b>(542)</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>520</b>	<b>522</b>	<b>477</b>	<b>506</b>	<b>506</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	4	8	8
<b>定着節電</b>	-	-	27	22	22
<b>その他(注3)</b>	-	-	12	16	16
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (、、加味)</b>	<b>118 (22.6%)</b>	<b>16 (3.0%)</b>	<b>47 (9.8%)</b>	<b>33 (6.6%)</b>	<b>36 (7.2%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>19.6%</b>	<b>0.0%</b>	<b>6.8%</b>	<b>3.6%</b>	<b>4.2%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (、、加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5)系統のつながりの関係で、開電管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。



# 九州電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	365	0	0	0	0
火力	1,101	1,220	1,250	1,262	1,263
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,201	1,216	1,217
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4
うち自家発電買取	15	12	11	8	8
水力	75	110	117	76	76
揚水	145	200	165	154	153
地熱・太陽光・風力	17	16	20	18	18
地熱	17	16	16	17	17
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	4	1.0	1.1
融通	0	40	55	71	70
新電力への供給等	15	6	16	3	3
<b>供給力 計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,584</b>	<b>1,584</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,513)</b>	<b>(1,514)</b>

需要想定(、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,536	1,536
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	7	3	3
定着節電	-	-	75	63	63
その他(注3)	-	-	28	69	69
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (、、加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	48 (3.1%)	48 (3.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	0.1%	0.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 沖縄電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	-	-	-	-	-
火力	144	139	159	203	207
うち常設されている 火力	144	139	159	203	207
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	-	-	-	-	-
水力	-	-	-	-	-
揚水	-	-	-	-	-
地熱・太陽光・風力	-	-	0	0	-
地熱	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	-	-	-
風力	-	-	0	0	-
融通	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-
<b>供給力 計</b>	<b>144</b>	<b>139</b>	<b>159</b>	<b>203</b>	<b>207</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	114	108	106	116	115
<b>需要想定 ( 、 、 、 加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	8	1	1
<b>定着節電</b>	-	-	-	-	-
<b>その他(注3)</b>	-	-	0	1	0
随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	87 (75.3%)	92 (80.6%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	22.6%	25.6%	47.3%	72.3%	77.6%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季1月25日、2012年度3月23日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。