

電力需給検証小委員会 報告書 (案)

平成 26 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 2014 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▲386 万 kW	- 4 -
3. 需 要 ～事前の想定から▲1,121 万 kW	- 12 -
4. 2014 年度夏季の電力需給の結果分析の総括	- 21 -
第2章 2014 年度冬季の電力需給の見通し	- 24 -
1. 基本的な考え方	- 24 -
2. 2014 年度冬季の供給力の想定	- 25 -
3. 2014 年度冬季の需要の想定	- 35 -
4. 電力需給バランスの検証	- 38 -
第3章 電力コストや温室効果ガス排出等への影響について	- 45 -
1. 火力発電所の稼働増に伴う課題について	- 45 -
2. 諸課題に関する取組について	- 47 -
おわりに ～政府への要請～	- 48 -

はじめに

本年4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（以下、本小委員会）でとりまとめた2014年度夏季の電力需給見通しは、東日本大震災以降初めて全ての原発の稼働が見込まれないことや電源開発の松浦火力2号機のトラブル等の影響により、東日本から中部及び西日本への周波数変換装置（FC）を通じた電力融通を行わなければ、中部及び西日本全体で予備率2.7%となり、電力の安定供給に最低限必要となる予備率3%を下回る厳しい見込みであった。

2014年度夏季は、需給が厳しい見込みであった西日本において、8月としては2009年以来5年ぶりに低温となった。2014年度の日最高気温の月平均値は、特に需給が厳しい見込みであった関西で前年比約3℃、九州で同約4℃低い等、西日本を中心に気温が低く、冷房需要が伸びなかった。また、節電が着実に実施された結果、全ての電力管内において見通しを上回る節電がなされたことから、結果的に、2014年度夏季において、電力の安定供給に必要な予備力は確保された。

しかし、原子力発電所が完全に稼働停止し、火力発電所の稼働率が増加する中、老朽火力を含む発電所の計画外停止の件数は増加傾向にあり、2014年度冬季に向けて電力需給は引き続き予断を許さない状況である。

本小委員会においては、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基本理念としている。

電力需給の検証に当たっては、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している。

本小委員会では、2014年度夏季の節電期間の終了に合わせ、速やかに、2014年度夏季の電力需給実績及び2014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。

2014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. 2014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年度並み、東北及び東京電力管内に

については 2013 年度並み) 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、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。なお、北海道電力の電気料金の値上げが需要に与える影響についても適切に考慮すべきである。
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. また、原子力発電所の稼働停止に伴い、エネルギー効率や環境性能の劣る老朽火力等を含め、火力発電所の稼働が増加している。その結果、燃料コストの増加、温室効果ガスの排出増加、安定供給上のリスク増大が生じている。そのため、政府及び電力会社においては、引き続き、燃料コスト抑制やエネルギー源・燃料調達源の多角化、合理的な節電や省エネ、温暖化に対する対策などにも併せて努めるべきである。

第1章 2014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、2014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）管内及び沖縄電力管内の最大需要日における電力需給状況を示したものである。

2014年度夏季は、需給が厳しい見込みであった西日本において、例年最大需要が発生することが多い8月において2009年以来5年ぶりに低温となる等、西日本を中心に気温が低く、冷房需要が伸びなかったこと等から、各電力管内の最大需要は、7月から8月初旬に記録した。特に中部及び西日本では北陸電力管内を除き、最大需要日は7月25日に集中した。

結果的に、各電力管内の最大需要は4月に本小委員会が示した想定（以下「事前の想定」という。）を下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

以下、2014年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表1 2014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 (℃)※1	供給力 (万kW)	最大需要 (万kW)	予備率	供給力 (見直し) (万kW)	最大需要 (見直し※2) (万kW)	予備率 (見直し※3)
北海道電力	数値目標を伴わない節電	8月4日(月) (13～14時)	31.7	510	459	11.1%	516	472	9.2%
東北電力	数値目標を伴わない節電	8月5日(火) (14～15時)	33.2	1,586	1,360	16.7%	1,553	1,445	7.5%
東京電力	数値目標を伴わない節電	8月5日(火) (14～15時)	35.7	5,444	4,980	9.3%	5,612	5,320	5.5%
中部電力	数値目標を伴わない節電	7月25日(金) (14～15時)	38.2	2,647	2,452	8.0%	2,737	2,644	3.5%
関西電力	数値目標を伴わない節電	7月25日(金) (14～15時)	35.9	2,843	2,667	6.6%	2,960	2,873	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	8月1日(金) (14～15時)	35.4	572	518	10.4%	570	548	4.1%
中国電力	数値目標を伴わない節電	7月25日(金) (15～16時)	36.3	1,160	1,061	9.3%	1,181	1,134	4.1%
四国電力	数値目標を伴わない節電	7月25日(金) (14～15時)	35.7	572	526	8.8%	583	559	4.3%
九州電力	数値目標を伴わない節電	7月25日(金) (16～17時)	34.2	1,714	1,522	12.7%	1,722	1,671	3.0%
沖縄電力※3	なし	7月4日(金) (11～12時)	32.8	209	150	39.3%	216	155	39.2%

※1 関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

※2 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(2014年4月)

※3 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。

1

【表 2 2014 年度夏季の日最高気温の月平均値】

(°C)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
7 月	2013 年度	27.1	26.9	31.4	33.0	32.9	30.1	32.2	32.8	33.4
	2014 年度	27.0	28.6	30.5	32.3	32.1	29.8	30.8	31.2	30.7
	差分	▲ 0.1	+1.7	▲ 0.9	▲ 0.7	▲ 0.8	▲ 0.3	▲ 1.4	▲ 1.6	▲ 2.7
8 月	2013 年度	27.1	30.3	33.2	34.5	34.8	31.3	33.6	33.7	34.3
	2014 年度	26.5	28.8	31.2	31.5	31.7	30.4	30.3	30.4	29.9
	差分	▲ 0.6	▲ 1.5	▲ 2.0	▲ 3.0	▲ 3.1	▲ 0.9	▲ 3.3	▲ 3.3	▲ 4.4

2. 供 給 ～事前の想定から▲386 万 kW

2014 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、17,048 万 kW であり、事前の想定である 17,434 万 kW を 386 万 kW 下回った。以下、電源毎に実績と事前の想定との差を検証する。

【表 3 2014 年度夏季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績※1ー 見通し※2 (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲386		
原子力	0	—	—
火力	▲367	発電所の計画外停止、及び需給のひっ迫が生じなかったことによる調整火力の停止	—
水力	+49	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上回った。	地域によっては、事前想定を下回ったが、概ね想定は妥当。
揚水	▲375	需給の状況を考慮した日々の運用による供給力減。	—
地熱 太陽光 風力	+399	設備導入の拡大等による太陽光の供給力の増加及び、最大需要日において風況が良好であったための風力の増加	—
融通調整	+15	電力各社間の融通合計。ゼロとまらないのは、各社で最大需要発生時間帯が異なることによる	—
新電力への供給等	▲105	卸電力取引所への売電増分	—

※1 9 電力の最大需要発生日における実績値を合計

※2 事前の見通しにおける 9 電力の値を合計

（１）火力発電所 ～事前の想定から▲367 万 kW

2014 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、13,328 万 kW であり、事前の想定である 13,695 万 kW を 367 万 kW 下回った。

以下に、2014 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

2014 年度夏季の計画外停止の状況を表 4 に示す。各電力会社は、2014 年度夏季も引き続き、火力発電所の巡回点検の回数を増やすとともに総点検を実施することにより、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日を利用した 24 時間体制での早期復旧等を実施した。また、需要の低い休日に早期補修を実施する等、効率的な補修の実行で、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図ったが、2013 年度に比べ計画外停止の期間平均値及び最大値は増加した。また、今夏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 9 電力合計は 342 万 kW（予備率に与える影響：▲2.2%）と、予備率に与える影響は引き続き無視できない水準となっている。

【表 4 2014 年度夏季の計画外停止の状況】

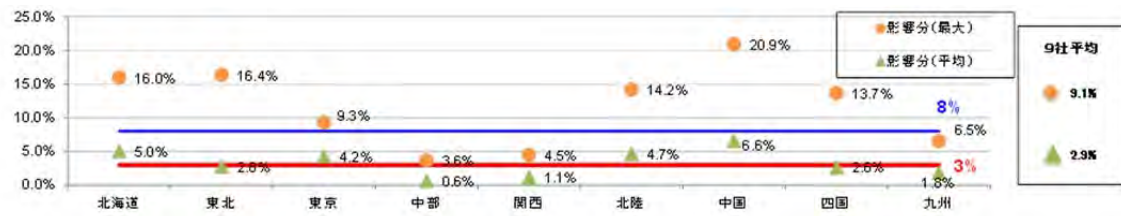
（単位：万kW）	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	68 (8/28)	148 (8/30)	361 (8/9)	142 (7/10)	379 (8/10)	67 (8/17)	144 (8/18)	82 (8/3)	162 (7/12)	577 [533] (8/9)	976 [525] (7/20)	1,553 [837] (7/19)
【主な計画外停止発電所】 ※ ()は停止分が最も多い発電所の定格出力。 コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。 ※ []は火力発電所の運転開始年	伊達火力2号 [S55] ※ [S55] ※ [S55]	秋田火力4号 [S60] [S55]	鹿島火力5号 [S100] [S49]	碧南火力4号 [S100] [H13]	御坊火力1～3号 [S180] [S59-60] [S53]	福井三国火力1号 [S25] [S53]	新小野田火力1、2 [S100] [S61,62]	阿南火力3号 [S45] [S50]	茶北火力1号 [S70] [H7]	-	-	-
※ []は火力発電所の運転開始年	砂川火力4号 [S57]	他社受電火力	富津火力4-1、4-2号 [H21]	馬瀬川第一水力	南港火力1～3号 [H2-3]	鹿谷水力	柳井火力2-4号 [H6]	藤平水力1号	相浦火力2号 [S51]	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	22	46	182	53	75	9	76	26	66	250	305	555
③最大需要日の計画外停止実績	15	4	89	0	96	0	59	37	42	108	234	342
今夏の最大需要	459	1,360	4,980	2,452	2,667	518	1,061	526	1,522	6,799	8,746	15,545
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲14.8%	▲10.9%	▲7.2%	▲5.8%	▲14.2%	▲12.9%	▲13.5%	▲15.6%	▲10.6%	▲8.5%	▲11.2%	▲10.0%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲4.8%	▲3.4%	▲3.7%	▲2.2%	▲2.8%	▲1.7%	▲7.2%	▲4.9%	▲4.3%	▲3.7%	▲3.5%	▲3.6%
最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	▲3.2%	▲0.3%	▲1.8%	0%	▲3.6%	0%	▲5.6%	▲7.1%	▲2.8%	▲1.6%	▲2.7%	▲2.2%



【図 1 2014 年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

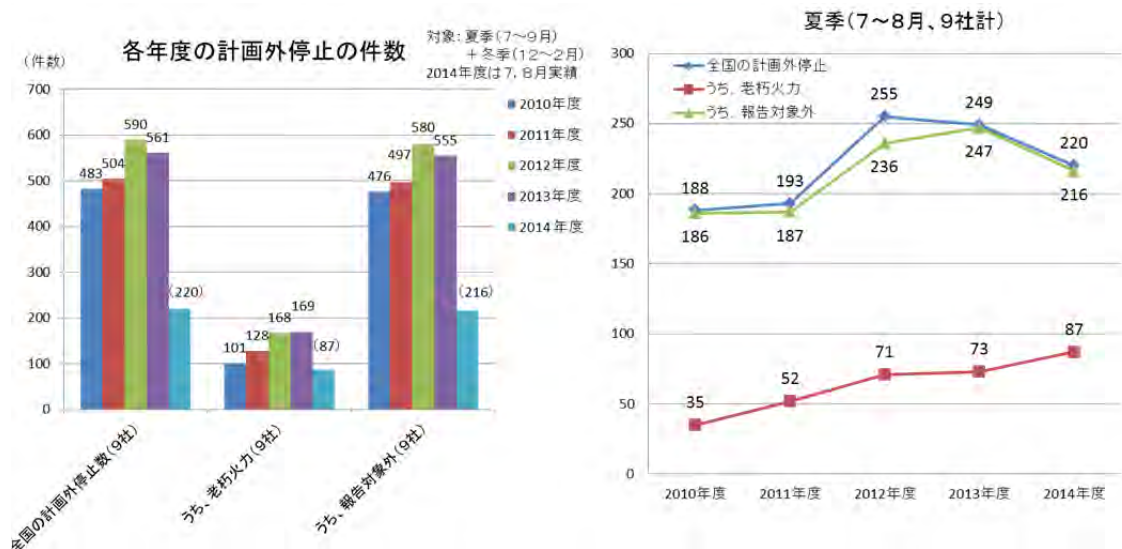
【表5 2013 年度夏季の計画外停止の状況】

(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(機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) 苅田火力新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2 2013 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 2014 年度夏季（7～8 月）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の計画外停止の件数は今夏も増加傾向にある。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。

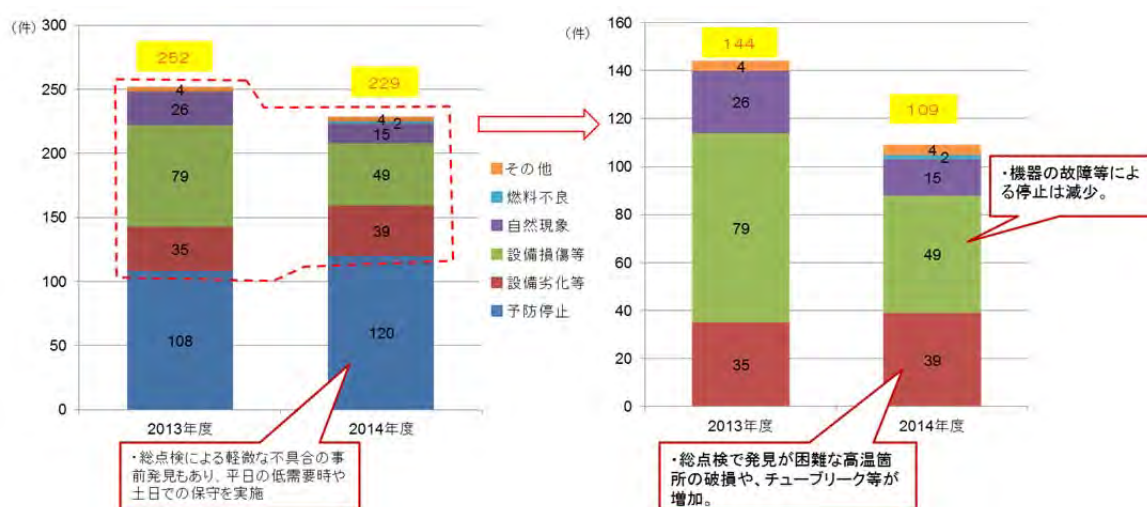


【図3 各年度の計画外停止の件数】

②計画外停止の要因について

図4に火力発電所の計画外停止件数（発電機数ベース）の2013年度、2014年度の実績比較を示す。全体の件数では、2013年度夏季（7月及び8月）の252件に比べ、2014年度は229件と減少している。

緊急停止による供給力への影響を未然に防ぐための予防停止は若干増加しているが、緊急停止件数は減少。中でも、機器の故障等による計画外停止は減少しているが、火力発電所の高稼働に伴う機器や部品の劣化が要因とみられる停止が増加している。



注1）電源開発分を含む。

注2）計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。予防停止と緊急停止を含む。なお、出力抑制も1件と数える。

- ・ 予防停止：発電機補機のトラブル等により出力抑制したものや需要の低い週末等に作業を実施したもの等、緊急停止に至る前に補修を行うため、予防的に停止したもの。
- ・ 緊急停止：ユニットの自動停止等、緊急的に運転を停止したもの。
- ・ 設備劣化等：高稼働により設備が劣化しチューブリークや蒸気漏れに至ったもの。点検等の保守の不完全によるものも含む。
- ・ 設備損傷等：機器や部品の損傷や不正動作等。
- ・ 自然現象：海水温の上昇、くらげや漂流物の発生等。
- ・ 燃料不良：湿炭等。

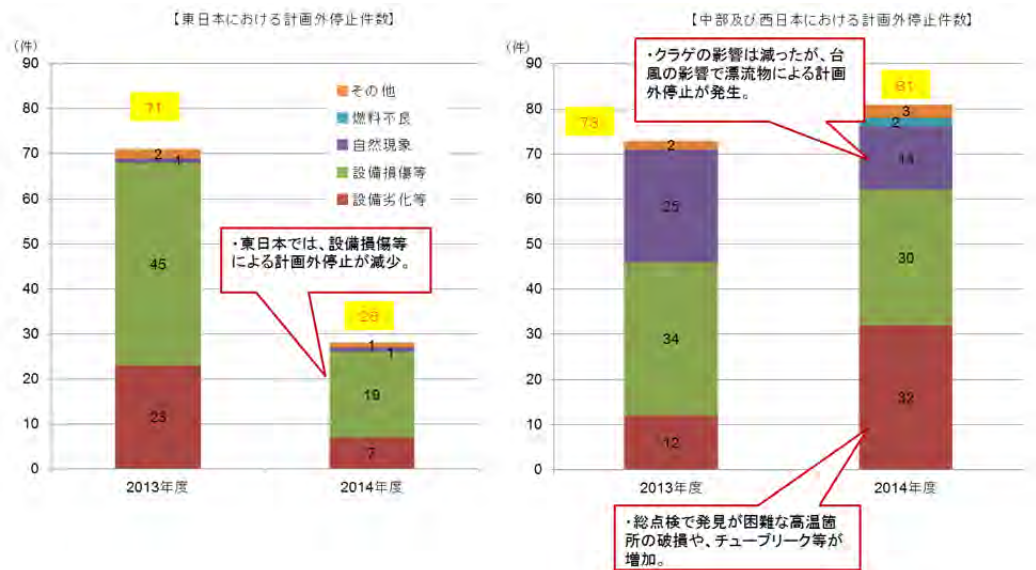
【図4 火力発電所の要因別計画外停止件数】

図5に計画外停止の東西エリア別の件数比較を示す。

東日本（北海道、東北及び東京電力管内）エリアでは、2013年度の計画外停止（予防停止を除く）件数71件から2014年度には28件と減少している。特に、設備損傷及び劣化等による計画外停止が減少している。

逆に今夏の需給が厳しい見込みであった中部及び西日本（中部、北陸、関西、中国、四国及び九州電力管内）エリアでは、2013年度から2014年度に計画外

停止が増加（73件から81件）している。設備の劣化等による停止が増加しており、火力発電所の高稼働によるものと考えられる。



【図5 火力発電所の要因別計画外停止件数（東西比較）】

③今夏の計画外停止期間について

図6に今夏の高需要期に計画外停止となった火力発電所のうち主なもの※を示す。

電力	発電所	7月	8月	9月	直近の定期検査
東北	○ 能代2号 (60万kW: 石炭)	定期検査(7/23) 延長 7/30			定検中に発生
東京	○ 富津4-1号 (50.7万kW: LNG)		8/8		H24.1.31
	○ 富津4-2号 (50.7万kW: LNG)			9/6	H25.3.14
	○ 鹿島1号 (60万kW: 石油)		8/6 8/11		H23.5.25
中部	○ 碧南4号 (100万kW: 石炭)	7/1 7/22			H24.6.9
	○ 上越1-2号 (57.6万kW: LNG)		8/22		H26.6.12
関西	○ 御坊1.2.3号 (60万kWx3機: 石油)		8/10-11		H23.7.12(1号) H21.7.28(2号)
	○ 姫路第二機6号 (60万kW: LNG)		8/20 8/30		H26.6.26(3号)
	○ 南港2号 (60万kW: LNG)		8/11 8/17		H21.7.10(短6) H25.10.17
中国	○ 老国3号 (50万kW: 石油)	定期検査(7/14) 延長 7/22			定検中に発生
	○ 新小野田1.2号 (50万kWx2機: 石炭)		8/17		H25.7.5 H23.7.3
九州	○ 幸北1号 (70万kW: 石炭)	7/6			定検中に発生
	○ 相浦2号 (50万kW: 石油)	7/15			H25.7.6
電発	○ 磯子新1号 (60万kW: 石炭)	7/9			H26.4.27
	○ 橘湾1号 (105万kW: 石炭)	7/9	8/3		H26.7.3
	○ 橘湾2号 (105万kW: 石炭)		8/6 8/17		H26.3.21
	○ 松浦2号 (100万kW: 石炭)				
		40万kWによる部分運転(8/6) 100万kWによる本格復旧(H27.6月末予定)			定検中に発生

【図6 今夏の計画外停止の期間】

※出力 50 万 kW 以上で、需要の低下するお盆時期(8/13～8/19)を除いた期間に1週間以上計画外停止となった火力発電所。(例年の高需要期であるお盆の前後時期(8/11～12、8/20～22)に短期間でも停止した発電所は含む。)

④火力の計画外停止の再発防止策

法定点検終了日から3ヶ月以内に計画外停止に至った発電所については、今後に向けた再発防止対策を講じている。表6に電力各社の対策を示す。

【表6 計画外停止の再発防止について】

原因	設備劣化等及び設備損傷等			自然現象
発電所	上越火力発電所1-2号機	礪子火力発電所新1号機	橋湾火力発電所1号機	御坊発電所3号機
出力(燃種)	57.6kW(LNG)	60kW(石炭)	105kW(石炭)	60kW(石油)
計画外停止期間	8月22日～9月15日	6月29日～7月9日	7月9日～8月3日	8月10日～11日
前回の計画外停止	H25年12月25日～12月27日	5月29日～5月30日	2月11日～2月19日	H25年9月17日～9月20日
直近の法定点検終了日	H26年6月12日	H26年4月27日	H26年7月3日	H26年6月26日
停止の原因	排熱回収ボイラー(B)煙突入口温度指示値の低下が認められたことから、点検のためユニットを停止。点検結果中圧一次節炭器管3本から漏洩を確認。	押込通風機用電動機の電気故障により発電停止。 直近の定検では電動機ケーブルの絶縁測定値に異常はなかったが、電動機ケーブル端子箱への外気湿分の侵入による絶縁劣化の進行により電氣的に短絡しケーブルの溶断に至った。	ボイラー上部からの蒸気漏れにより点検のため、発電停止。ボイラ内部点検の結果、4次過熱器管に経年的な損傷を確認。 直近の定検において当該4次過熱器管の劣化進行箇所を点検・補修し問題ないと判断していたが、今回の損傷箇所は想定外であった。	定検時にスクリーンや復水器連続除貝装置等の清掃作業を実施していたが、台風11号の影響で漂流物(海藻)が大量に流入し、スクリーンで除去しきれない細かな海藻が復水器連続除貝装置フィルターに詰り、発電に必要な海水が十分取水できなくなり起動不可に至った。
復旧対策	・中圧一次節炭器全5パネル中、漏洩が認められた最後流1パネルと予防措置として最後流から2パネル目をバイパスし復旧。 ・予防措置として高圧一次節炭器全4パネル中、中圧一次節炭器と同配列にある2パネルをバイパス。	電動機端子ケーブルを新品に取替補修し復旧。	損傷管の取替及び、類似箇所を予防的に点検・補修し復旧。	復水器連続除貝装置フィルターに詰まった海藻などの漂流物の除去を行い復旧。
再発防止策	・定検時、法定検査に基づき外観目視点検を実施し異常は認められず、漏えい部の断面観察および管外面付着物調査から、応力腐食割れにより漏洩に至ったと推定されるが、建設試験を含め短時間の運転時間にて発生しており、原因調査を進め恒久対策を策定する。	絶縁劣化対策のため、電動機ケーブル端子箱への外気湿分流入防止対策と、発熱監視のためのケーブル端子箱の温度監視(サーモテープ貼付)を実施。	今後は4次過熱器管の点検範囲を拡大し、劣化進行管の補修を行うとともに、余寿命評価により予防的な補修を行う。	定検時には問題がなかったため、台風来襲時における復旧の迅速化等につとめる。

⑤気温上昇による出力低下等

夏季は、気温が上昇し、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。2014年度夏季の最大需要日の出力低下(実績)を表7に示す。全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表7 2014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	▲281.8	▲0.8	▲73.0	▲208	▲256.3	▲148	▲67.9	0	▲11.3	▲4.1	▲25	▲538.1
②典型検証小案想定	▲266.5	▲0.8	▲72.7	▲193	▲265.8	▲148	▲76.2	0	▲11.9	▲4.7	▲25	▲532.3
差分(①-②)	▲15.3	0	▲0.3	▲15	+9.5	0	+8.3	0	+0.6	+0.6	0	▲5.8

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8に示す。全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表 8 2014 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	13.3	0	3.3	10	16.2	1.6	9.8	—	1.8	0.0	3	29.5
②需給検証小案想定	12.8	0	2.8	10	16.1	1.6	7.9	—	2.9	0.7	3	28.9
差分(①-②)	+0.5	0	+0.5	0	+0.1	0	+1.9	—	▲1.1	▲0.7	0	+0.6

(2) 水力発電所 ～事前の想定から+49 万 kW

2014 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、1,324 万 kW であり、事前の想定である 1,274 万 kW を 49 万 kW 上回った（表 9）。

2014 年度夏季は、全国的には渇水ではなかったため、日本全国で見ると水力の供給実績は事前の想定を上回った。しかし、東京電力管内においては、梅雨明けの 7 月上旬から 8 月上旬にかけての降水量が少なく、水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。

【表 9 2014 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	506	60	171	275	818	163	283	149	45	58	120	1,324
②需給検証小案想定 (8月)	522	60	166	296	752	138	260	138	48	59	109	1,274
④差分	▲16	0	+5	▲21	+65	+25	+23	+10	▲3	▲1	+11	+49
(最大需要発生日)	-	8月4日	8月5日	8月5日	-	7月25日	7月25日	8月1日	7月25日	7月25日	7月25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+399 万 kW

①太陽光発電所 ～事前の想定から+364 万 kW

2014 年度夏季の最大需要日の太陽光発電所の供給力（実績）を表 10 に示す。太陽光発電所は、天候によって出力が変動することから、各月の需要上位 3 日の出力比率を過去 20 年分集計し、このうち下位 5 日の平均値を安定的に見込める供給力として評価している。2014 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、633 万 kW であり、結果として、事前の想定である 268 万 kW を 364 万 kW 上回った。

【表 10 2014 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	239	16	31	192	394	115	89	13	44	39	94	633
	②需給検証小委 想定	69	0	8	60	200	61	54	4	31	17	33	268
	差分(①-②)	+170	+16	+23	+132	+194	+54	+35	+9	+13	+22	+61	+364
太陽光設備 量 (万kW)	①最大需要日の 実績	561	40	106	435	1,070	275	204	27	142	83	339	1,631
	②需給検証小委 想定	525	53	90	382	1,054	265	235	22	137	68	327	1,579
	差分(①-②)	+36	▲13	+16	+53	+16	+10	▲31	+5	+5	+15	+12	+52
出力比率(%) (自家消費+ 供給力)	①最大需要日の 実績	-	43	34	51	-	47	49	55	34	51	32	-
	②需給検証小委 想定	-	0	18	23	-	29	28	23	30	31	15	-
	差分(①-②)	-	+43	+16	+28	-	+18	+21	+32	+4	+21	+17	-

太陽光の供給力の主な増加要因は、①設備導入量の増加、②出力比率の増加が挙げられる。設備容量の増加は、2012 年 7 月より開始した再生可能エネルギーの固定価格買取制度導入の効果が継続していることもあり、事前の想定より 52 万 kW（約 3 %）増加した。また、日射量に恵まれたことによる出力増が、出力比率増加の要因である。

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、28 万 kW であり、事前の想定である 30 万 kW を 2 万 kW 下回った。

③風力発電所 ～事前の想定から+36 万 kW

2014 年度夏季の最大需要日の風力発電所の供給力（実績）を表 11 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、保守的に評価する手法として、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 3 ～ 8 年間）で平均した値を示した。

2014 年度夏季の風力発電所の供給力（実績）の合計は、夏季の最大需要日が風況に恵まれたことにより、38 万 kW となり、結果として、事前の想定である 2 万 kW を 36 万 kW 上回った。

【表 1 1 2014 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	28.6	10.5	17.5	0.6	9.5	1.0	0.0	0.0	0.2	2.3	6.0	38.1
	②需給検証小委想定	1.1	0.4	0.6	0.1	1.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2.1
	差分(①-②)	+27.5	+10.1	+16.9	+0.5	+8.5	+0.9	0.0	0.0	0.0	+2.3	+5.3	+36.0
風力設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	129.6	31.5	61.4	36.7	138.2	23.8	11.7	14.4	30.1	12.4	45.8	267.8
	②需給検証小委想定	133.0	31.5	63.3	38.2	135.4	23.8	11.5	14.4	30.2	12.4	43.1	268.4
	差分(①-②)	▲3.4	0.0	▲1.9	▲1.5	+2.8	0	+0.2	0.0	▲0.1	0.0	+2.7	▲0.6
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	33.3	28.5	1.6	-	4.3	0.0	0.0	0.7	18.6	13	-
	②需給検証小委想定	-	1.4	0.9	0.3	-	0.3	0.1	0.0	0.6	0.2	1.7	-
	差分(①-②)	-	+31.9	+27.6	+1.3	-	+4.0	▲0.1	0.0	+0.1	+18.4	+11.3	-

3. 需 要 ～事前の想定から▲1,121 万 kW

2014 年度夏季、最大需要日の需要（実績）の合計は、15,545 万 kW であり、事前の想定である 16,666 万 kW を 1,121 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 12 にこれらの分析結果を示す。

【表 1 2 需要の主な増減要因の分析】

実績※ ¹ —見通し※ ² (万 kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計 ▲1,121		
気温影響等 ▲520	2014 年度夏季は猛暑ではなかったため。	2014 年度夏季の結果のみに着目するのではなく、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、猛暑や厳寒などのリスクサイドで評価することが必要。
経済影響等 ▲290	2014 年度の IIP の伸び率の修正（1.8→0.4%）等が需要を押し下げたため。	—
節電影響 ▲311	照明、空調やテレビ等による節電が幅広く実施されたため。	9 電力管内において、数値目標無しの節電要請を行い、一定の節電効果がみられた。

※1 9 電力の最大需要発生日における実績値を合計

※2 事前の見通しにおける 9 電力の値を合計

①気温影響等¹ ～事前の想定から ▲520 万 kW

2014 年度夏季は、猛暑ではなかったため、全ての電力管内において最大電力需要は事前の想定を下回った。

【表 1 3 電力各社における気温影響等実績】

(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
見通し	▲134	▲1	▲74	▲59	+182	+49	+56	+2	0	+2	+73	+48
実績	▲293	▲7	▲142	▲144	▲179	▲69	+11	▲21	▲56	▲16	▲28	▲472
差分	▲159	▲6	▲68	▲85	▲361	▲118	▲45	▲23	▲56	▲18	▲101	▲520

②経済影響等² ～事前の想定から▲290 万 kW

事前の想定よりも IIP の伸び率が小さかったこと（1.8%→0.4%）や、離脱需要の拡大等により、事前の想定よりも需要が 290 万 kW 減少した。

【表 1 4 電力各社における経済影響等実績】

(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
見通し	109 (▲91)	3 (▲3)	26 (▲2)	80 (▲86)	▲46 (▲40)	▲2 (▲14)	▲15 (▲7)	▲2 (▲1)	▲24 (▲2)	▲9 (▲3)	9 (▲13)	63 (▲131)
実績	▲46 (▲159)	3 (▲3)	21 (▲4)	▲70 (▲152)	▲178 (▲89)	▲33 (▲22)	▲68 (▲36)	▲4 (▲0)	▲32 (▲5)	▲13 (▲4)	▲28 (▲22)	▲224 (▲248)
差分	▲155	0	▲5	▲150	▲135	▲31	▲53	▲2	▲8	▲4	▲37	▲290

(注) カッコ内に離脱分を記載

③節電影響 ～事前の想定から▲311 万 kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が 311 万 kW 減少した。表 15 に 2014 年度夏季の各電力管内における節電目標と需要減の実績を示す。

全ての電力会社において、事前に想定した定着節電以上の需要減となった。

¹ 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。

² 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 5 2014 年度夏季の節電目標と需要減の実績】

＜2014年度夏季の需要減等＞										単位(万kW)	
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州		
節電目標 (7月1日～8月29日)	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 (2014年4月の需給検証委 員会想定)	▲7.1%	▲4.3%	▲11.7%	▲4.1%	▲8.5%	▲4.4%	▲3.6%	▲5.2%	▲9.2%		
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ()は2010年度との気温差	▲9.3% (▲0.8℃)	▲8.4% (▲1.8℃)	▲17.0% (+0.0℃)	▲9.5% (+2.6℃)	▲13.8% (▲0.6℃)	▲9.6% (▲0.9℃)	▲11.7% (+0.3℃)	▲11.9% (+0.7℃)	▲13.0% (▲0.6℃)		
＜2014年度夏季＞ ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 459 ② 8/4 ③ 31.7℃	① 1360 ② 8/5 ③ 33.2℃	① 4,980 ② 8/5 ③ 35.7℃	① 2,452 ② 7/25 ③ 38.2℃	① 2,667 ② 7/25 ③ 35.9℃	① 518 ② 8/1 ③ 35.4℃	① 1,061 ② 7/25 ③ 36.3℃	① 526 ② 7/25 ③ 35.7℃	① 1,522 ② 7/25 ③ 34.2℃		
＜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℃	① 1557 ② 8/5 ③ 35.0℃	① 5,999 ② 7/23 ③ 35.7℃	① 2,709 ② 8/24 ③ 35.6℃	① 3,095 ② 8/19 ③ 36.5℃	① 573 ② 8/5 ③ 36.3℃	① 1,201 ② 8/20 ③ 36.0℃	① 597 ② 8/20 ③ 35.0℃	① 1,750 ② 8/20 ③ 34.8℃		
最大需要の対2010年度比 (気温影響、経済影響等 を補正後)	▲8.5%	▲5.1%	▲13.4%	▲5.7%	▲12.0%	▲5.2%	▲4.3%	▲7.0%	▲9.8%		
(参考) 需要減少の対2010年度比										単位(万kW)	
需要減少の対2010年度比 (期間平均※) ()は需要減少量	▲9.5% (▲46)	▲10.3% (▲135)	▲17.2% (▲883)	▲7.0% (▲190)	▲11.9% (▲312)	▲7.6% (▲37)	▲8.9% (▲94)	▲10.5% (▲55)	▲10.4% (▲150)		

※ 節電要請期間であった7月1日(火)から8月29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、

④要因分析のまとめ

表 16 に 2014 年夏季の需要見通しと実績との比較について、差分の要因分析のまとめを示す。

実績が見通しを下回った要因として、東日本においては、気温が低かったことによる影響が 36%、経済が想定よりも伸びなかったことや離脱が増えたことによる影響が 35%、節電の進展による影響が 28%を占めた。

また、中部及び西日本においては、気温が低かったことによる影響が 53%、経済が想定よりも伸びなかったことや離脱が増えたことによる影響が 19%、節電の進展による影響が 27%を占めた。

【表 1 6 2014 年度夏季の需要の見通しと実績との比較 (要因分析)】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
最大需要(見通し)	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666
最大需要(実績)	6,799	459	1,360	4,980	8,746	2,452	2,667	518	1,061	526	1,522	15,545
差分	▲ 438	▲13	▲85	▲340	▲683	▲192	▲206	▲30	▲73	▲33	▲149	▲1,121
気温影響等※1	▲ 159	▲ 6	▲ 68	▲ 85	▲ 361	▲ 118	▲ 45	▲ 23	▲ 56	▲ 18	▲ 101	▲520
経済影響等※2	▲ 155	0	▲ 5	▲ 150	▲ 135	▲ 31	▲ 53	▲ 2	▲ 8	▲ 4	▲ 37	▲290
節電影響	▲ 124	▲ 7	▲ 12	▲ 105	▲ 187	▲ 43	▲ 108	▲ 5	▲ 9	▲ 11	▲ 11	▲311

（２）需要減のための取組等

①需要家別の需要減の状況

表 17 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。

2014 年度夏季の節電の実施内容として、関西及び九州電力管内を抽出して見ると、エアコンは室温 28℃を心がける、無理のない範囲でエアコンを消して、扇風機を使う、テレビは必要なとき以外は消す等の取組みが広く行われたことが窺える（図 7）。

【表 17 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

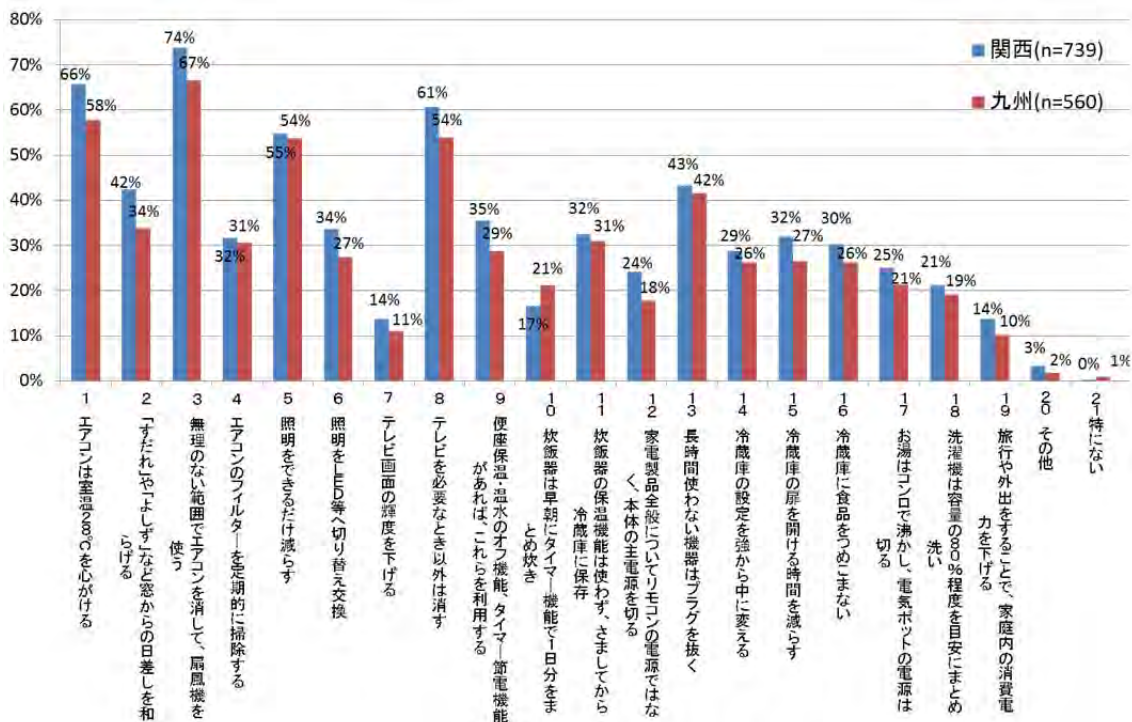
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) ()は需要減少量	▲9.5% (▲46)	▲10.3% (▲135)	▲17.2% (▲883)	▲7.0% (▲190)	▲11.9% (▲312)	▲7.6% (▲37)	▲8.9% (▲94)	▲10.5% (▲55)	▲10.4% (▲150)
大口 需要家	▲15% (▲10)	▲9% (▲44)	▲16% (▲311)	▲4% (▲44)	▲13% (▲131)	▲6% (▲14)	▲9% (▲38)	▲12% (▲22)	▲8% (▲40)
小口 需要家	▲11% (▲23)	▲8% (▲38)	▲18% (▲339)	▲8% (▲66)	▲11% (▲113)	▲7% (▲11)	▲9% (▲33)	▲9% (▲15)	▲12% (▲77)
家庭	▲7% (▲13)	▲15% (▲53)	▲18% (▲233)	▲11% (▲80)	▲12% (▲68)	▲12% (▲12)	▲9% (▲23)	▲11% (▲18)	▲8% (▲33)

※節電要請期間であった7月1日（火）から8月29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。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

（参考 産業・業務・家庭別の需要減の実績）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲12% (▲12)	▲6% (▲37)	▲14% (▲241)	▲2% (▲25)	▲11% (▲109)	▲5% (▲14)	▲10% (▲43)	▲10% (▲18)	▲7% (▲31)
業務	▲11% (▲21)	▲12% (▲45)	▲19% (▲409)	▲12% (▲85)	▲12% (▲135)	▲9% (▲11)	▲8% (▲28)	▲11% (▲19)	▲14% (▲86)
家庭	▲7% (▲13)	▲15% (▲53)	▲18% (▲233)	▲11% (▲80)	▲12% (▲68)	▲12% (▲12)	▲9% (▲23)	▲11% (▲18)	▲8% (▲33)

※節電要請期間であった7月1日（火）から8月29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。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。



【図7 実施した節電内容（2014年度夏季・家庭部門）】

②節電が電力量（kWh）に与える影響

表18に2014年度夏季（7月～8月実績）の節電電力量（kWh）を示す。2014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▲6.3%であり、2013年度夏季▲5.9%と概ね同程度であった。

2014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18 2014年度夏季の節電電力量について】

(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
①2014年度 節電電力量※	▲4.1	▲6.8	▲45.9	▲9.0	▲16.5	▲1.3	▲4.0	▲3.7	▲9.3	▲100.6
2014年度 節電率 (①/③)	▲8.2%	▲4.8%	▲8.6%	▲3.8%	▲6.0%	▲2.6%	▲3.7%	▲7.0%	▲6.0%	▲6.3%
②2013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 (②/③)	▲8.3%	▲3.7%	▲8.9%	▲3.4%	▲5.0%	▲2.5%	▲3.4%	▲4.9%	▲5.5%	▲5.9%
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月から8月まで(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 19 及び表 20 に 2014 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。北海道電力については、管内の経済活動への影響を小さくするため、計画調整契約から随時調整契約に移行を図った。東北、関西、中国、四国及び九州電力については、最大需要日の契約が事前の想定よりも少なかったことにより減少した。

【表 19 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	1	21	193	89	89	4	24	15	49	485
②需給検証小委想定	2	25	182	45	111	4	49	19	53	490
差分(①-②)	▲1	▲4	+11	+44	▲22	0	▲25	▲4	▲4	▲5

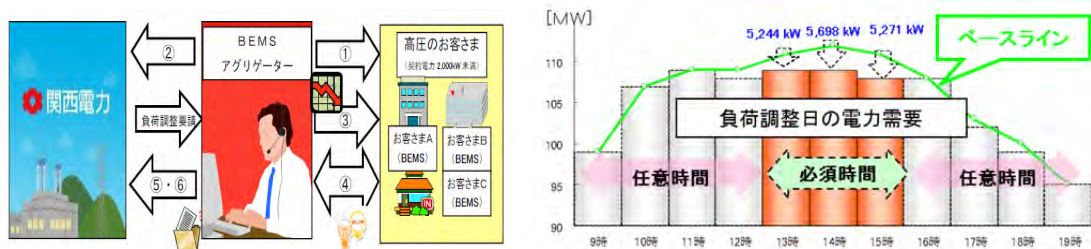
【表 20 随時調整契約の状況】

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	18	31	162	73	46	20	113	36	36	535
②需給検証小委想定	14	29	165	70	34	20	113	35	32	512
差分(①-②)	+4	+2	▲3	+3	+12	0	0	+1	+4	+23

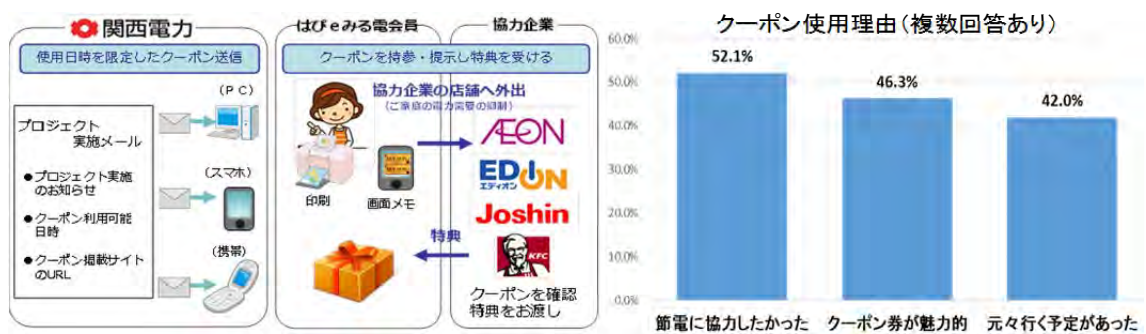
(3) 電力会社において行われた需要対策(関西電力の例)

2014 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、2013 年度夏季に引き続き、BEMS アグリゲーターとの協業による需要抑制に取り組んだ(図 8)他、管内に店舗が所在する企業と協力し、「みる電出かけて COOL プロジェクト」によりクールスポットへの外出を促し、ご家庭の電力需要を抑制する取り組み(図 9)を実施した。BEMS アグリゲーターとの協業による需要抑制では、2013 年度夏季の結果を踏まえ、負荷調整対象顧客の拡大(契約電力 2,000kW 未満に拡大)を行い、2013 年度夏季よりも負荷調整の対象顧客および契約調整電力を積み増すことができた。また、実施結果についても、契約調整電力に対して約 7 割のピーク抑制効果を確認することができた。他方で、食品スーパー・娯楽施設において、体制の不備があったことや、工場等において、生産ラインの稼働を優先したことにより、目標未達の日が発生するなどの課題も挙げた。

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。



【図8 関西電力における BEMS アグリゲーターとの協業（9月3日の実施結果例）】



【図9 関西電力における「みる電出かけて COOL プロジェクト」】

(参考) 2014 年度夏季の電力需給対策について

①対策

全国（沖縄電力管内を除く）で「数値目標を伴わない」一般的な節電の協力を要請することに加え、中部及び西日本において、昨年よりも厳しい電力需給状況が見込まれることを踏まえ、政府において以下の特段の対策を講じた。

1. 中部及び西日本の電力各社に対し、需給調整契約などで予備力を積み増すことを要請する。特に電力需給が厳しい関西電力及び九州電力に対しては、FC を通じた電力融通に頼らずとも予備率 3 % 以上を確保できるよう、合計で 24 万 kW 以上の予備力を 6 月末までに積み増すことを要請する。
2. 火力発電所の計画外停止を最大限回避するため、電力会社に対して、6 月末までに全国で「火力発電所の総点検」を行い、その結果を政府に報告するよう要請する。
3. 自家発電設備の活用を図るため、中部及び西日本において設備の増強等を行う事業者に対して補助を行う。
4. 中部及び西日本を中心として、大規模な「節電・省エネキャンペーン」を行い、具体的で分かりやすい節電メニューの周知、デマンドリスponsなどの取組促進、節電・省エネ診断事業の集中実施等を行う。

②対策の結果

対策のうち、電力会社の取組について、以下に記す。

1. 予備力の積み増しの結果

表 21 に、2014 年度夏季に向けた、中部及び西日本の電力各社による予備力積み増しの実績を示す。

夏季の節電協力要請期間が始まる 6 月末までに、関西電力及び九州電力の 2 社で 43.4 万 kW、2 社を含む中部及び西日本 6 社全体で 55.3 万 kW の積み増しを確認した。

【表 2 1 予備力積み増しの実績】

中部及び西日本6社合計	関西電力及び九州電力合計 (目標24万kW)	関西電力	九州電力	中部電力	北陸電力	中国電力	四国電力
55.3万kW	43.4万kW	20.1万kW	23.3万kW	6.7万kW	0.9万kW	3.0万kW	1.3万kW

2. 総点検の結果

電力各社（沖縄除き、電源開発を含む）に対し、86 箇所の火力発電所につい

て、保守・保安点検を行い、その結果について報告を求めた。

夏季の需給に影響を及ぼす異常はなく、軽微な不具合に対してもリスク低減のため、適切な処置がなされていた。

経済産業省として、夏季における電力の安定供給に万全を期すよう各社に依頼した。点検概要及び点検結果は次のとおり。

a.点検概要

1. 夏季前の発電所の保守・保安点検

電力各社に対し、86 箇所の火力発電所について保守・保安点検を行い、その結果について報告を求めた。

2. 各電力事業者の火力発電所の管理状況調査

電力会社から提出された上記 86 箇所の火力発電所の調査票を参考に過去の計画外停止事象への対応や今夏における運転管理、巡視点検の強化状況、万が一のトラブル補修対応体制等についてヒアリングを実施。

3. 火力発電所への立入調査

電力各社へのヒアリングで確認した保守・保安管理状況について、現場での実態を確認する目的から、老朽火力や昨年度にトラブルが発生したもの、また、定期点検が繰り延べされていることを考慮して選定した火力発電所 31 箇所への立入調査を実施。

4. 火力発電所への巡察

今夏の電力需給が厳しい見通しである中部及び西日本を中心に、電力需給対策の状況確認の観点から、経済産業局長による火力発電所への巡察を実施。

b.点検結果

1. 夏季前の発電所の保守・保安点検

夏季の需給に影響を及ぼす異常は見つからなかったが、一部、経年劣化による配管の腐食等、軽微な不具合に対しては、適切な処置を実施し、今夏における供給支障のリスク低減の活動が実施されていることを確認。

発電所の燃料確保状況、冷却水の取水の妨げとなるクラゲの被害への対策等についても確実に実施されることを確認。

2. 各電力事業者の火力発電所の管理状況調査

電力各社において適切な体制構築と管理を実施していることを確認。

3. 火力発電所への立入調査

保守・保安管理については、現場において適切に実施されており、特段の改善が必要な発電所はないことを確認。

4. 火力発電所への巡察

保守・保安管理が適切に行われていることを確認したうえで、電力各社に対し、安定供給及び設備の安全の観点から、今夏の高需要期における大きなトラブルリスクを低減するため、点検を強化して安定供給に万全を期すよう依頼。

4. 2014 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、需給両面から総括して、ポイントを以下に記す。

(1) 供給面

- 火力発電については、震災後のフル稼働が続いている影響から、計画外停止による供給力低下は引き続き無視できない水準となっている。現状では電力各社による効率的な補修点検等により、需給ひっ迫につながる緊急的なトラブルは避けられている状況ではあるが、引き続き、各電力会社において点検や補修に万全を尽くす必要がある。
- 水力発電については、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。
- 太陽光発電について、設備導入の拡大と日射量の上昇により、実績が事前の想定を大幅に上回った。
- 風力発電については、ピーク時に供給力がゼロとなるケースがあることも考慮し、確実に供給力に計上できる分として保守的な想定を行っているところであり、最大需要日の実績が想定を下回る地域がなかったことから、現時点までの実績からは、本委員会における想定手法は適切であったと評価される。

(2) 需要面

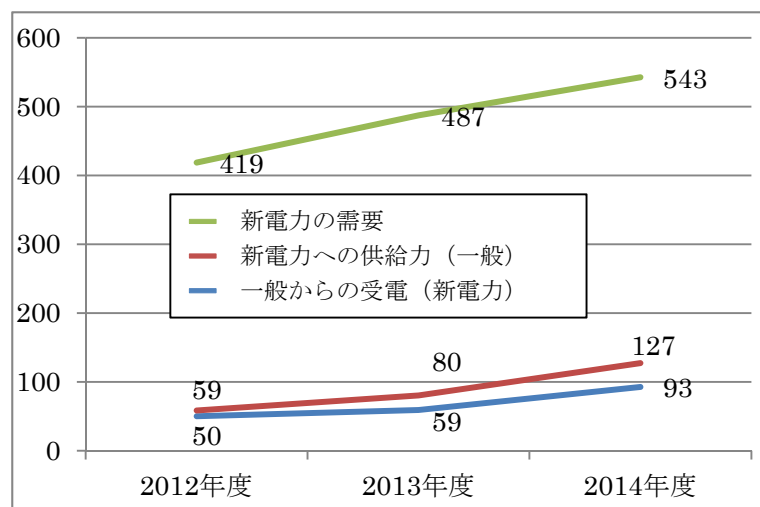
- 2014 年度夏季は、全ての電力会社において最大需要実績が事前の想定を下回った。しかし、老朽火力のフル稼働等、楽観視できる状況ではないため、引き続き、今後の需給見通しにおいても、猛暑及び厳寒などのリスクサイドで評価を行う必要がある。
- 産業の活性化等による需要の伸びはあったものの、IIP の伸び率の下方修正や離脱需要の拡大等により、事前の想定から減少した。
- デマンドリスポンスの取組の結果を踏まえ、需要家の負担と需要削減効果の両面に留意しつつ、その実施方法を更に改善し、拡大していくべきである。

(参考) 離脱影響の評価について

図 10 に、新電力の需要と、一般電気事業者からの供給力調達の推移を示す。
2012 年度から 2014 年度にかけて新電力の需要は増加しており、あわせて、一般電気事業者から新電力への電力供給も増加傾向にある。

新電力の需要のうち、一般電気事業者からの調達で供給している割合は、2012 年度は 12%程度、2014 年度は 17%程度となっている。

自家発やその他発電事業者及び市場からのスポット調達等により、供給力をカバーしている。



【図 10 全国（9 電力エリア）での新電力需要と、一般電気事業者からの調達比較（万 kW）】

表 22 において、新電力の需要と一般電気事業者のピーク需要の割合を、表 23 において、一般電気事業者から新電力への供給電力と一般電気事業者のピーク時供給力の割合を示す。

【表 22 一般電気事業者の需要と新電力の需要の割合】

(万kW)		9エリア計
一般電気事業者のピーク需要	2012年度	15,743
	2013年度	16,125 (参考)
	2014年度	15,545 9電力の予備率
新電力の需要割合	2012年度	2.66% (8.6%)
	2013年度	3.02% (6.7%)
	2014年度	3.49% (9.7%)

※新電力の需要／一般電気事業者の需要

【表 2 3 一般電気事業者の供給力に占める新電力への供給量割合】

(万kW)		9エリア計
一般電気事業者のピーク供給力	2012年度	17,090
	2013年度	17,206
	2014年度	17,048
新電力への供給力割合	2012年度	0.34%
	2013年度	0.47%
	2014年度	0.75%

※新電力への供給量／一般電気事業者の供給力合計

第2章 2014年度冬季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2014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、2014年度冬季に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、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年度冬季並みの厳寒の需要を想定する（ただし、北海道電力管内については、2010年度が2011年度よりも厳寒であったため2010年度並みを想定する。また、東京電力及び東北電力管内については、2013年度に2011年度の厳寒を更新したことから、2013年度並みを想定する。）。

これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映して、2014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、東日本の3電力管内全体、中部及び西日本の6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ことを検証する。

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2014年度冬季の需給見通しを示す。

2. 2014 年度冬季の供給力の想定

2014 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、電源毎に供給力の見込みを示す。

(1) 原子力発電所

原子力発電所については、今冬の供給力として確実に見込むことはできないことから、供給力を見込むにあたっては、全原子力発電所が稼働しない前提とする。

(2) 火力発電所 ～2014 年度冬季（1 月）は 2013 年度冬季実績から+270 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、老朽火力を含む火力発電所の計画外停止件数は増加傾向にある。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 81 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 10 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。

表 24 に 2014 年度冬季に定期検査等が不可避であると評価したもの（7 社 33 機）を示す。

【表 2 4 2014 年度冬季に定期検査等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号機	39万kW	石油	12/1-6/30	燃料転換(LNG)に伴う停止。
	秋田2号機	35万kW	石油	11/3-4/9	ボイラー等の補修が必要であるため。
	東新潟4-2GT	28万kW	LNG	1/7-2/10	ガスタービン等の補修が必要であるため。
東京電力	千葉2-1号機	36万kW	LNG	12/1-3/2	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	袖ヶ浦3号機	100万kW	LNG	9/15-2/12	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	川崎2-1号機	50万kW	LNG	1/31-3/22	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	品川1-1号機	38万kW	都市ガス	1/16-1/23	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	常陸那珂1号機	100万kW	石炭	9/19-1/20	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	富津1-6号機	16.5万kW	LNG	2/12-6/20	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	富津2-6号機	16.5万kW	LNG	2/28-6/9	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	東扇島2号機	100万kW	LNG	2/12-7/9	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	広野2号機	60万kW	石油	2/28-7/8	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	知多2号機	53万kW	LNG	1/24-5/29	発電機等の点検が必要であるため。
中部電力	知多4号機	70万kW	LNG	2/21-7/4	蒸気タービンロータの取替等が必要であるため。
	武豊4号機	38万kW	石油	12/20-3/3	ボイラー給水ポンプ等の補修が必要であるため。
	渥美4号機	70万kW	石油	9/13-1/12	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	知多第二2号機	85万kW	LNG	1/31-7/3	蒸気タービン低圧ロータの取替等が必要であるため。
	川越3-1号機	24万kW	LNG	2/14-7/2	発電制御装置関係制御盤取替等が必要であるため。
	川越3-4号機	24万kW	LNG	11/15-4/4	発電制御装置関係制御盤取替等が必要であるため。
	川越4-1号機	24万kW	LNG	11/29-3/16	蒸気タービンラビリンスパッキン修理等が必要であるため。
	川越4-4号機	24万kW	LNG	2/18-6/13	蒸気タービンラビリンスパッキン修理等が必要であるため。
	川越4-5号機	24万kW	LNG	12/17-1/6	ガスタービン部品等の点検・補修等が必要であるため。
	碧南4号機	100万kW	石炭	9/9-1/18	ボイラ蒸気管修理等が必要であるため。
	四日市3号機	22万kW	LNG	12/20-1/2	データ処理装置修理が必要であるため。
	渥美3号機	70万kW	石油	1/23-1/25	煙突ライニングの点検修理が必要であるため。
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	9/25-5/5	バーナー改造等の補修が必要であるため。
	海南4号機	60万kW	石油	11/9-4/14	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
北陸電力	富山新港2号機	50万kW	石油	9/20-1/14	冬季において特に需要の高まる1月下旬～2月を避けて定検を計画。
中国電力	岩国2号機	35万kW	石油	12/13-1/12	ボイラ煙道および電気集塵器等の補修が必要であるため。
	柳井1-3号機	13万kW	LNG	9/22-3/27	蒸気タービンの取替等が必要であるため。
	柳井2-3号機	20万kW	LNG	1/12-7/25	制御装置の補修および、運転時間管理によるガスタービン高温部品の定期取替が必要であるため。
	下関1号機	18万kW	石炭	12/18-3/13	経年に対応した制御装置の補修および、電気集塵器等の補修が必要であるため。
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	12/19-2/27	ボイラ蒸気管修理等が必要であるため。

②長期停止火力発電所

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電所³の再稼働（6社 10機。うち2014年度冬季の稼働は5社6機）が行われ、供給力として計上してきた（表25）。一方で、被災からの復帰や長期停止からの再稼働を行ったが、設備の劣化が著しいため、再び長期停止となった火力発電所（1社8機）もある（表26）。これらの、再び長期停止に入った火力発電所を含めた長期停止火力発電所については、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、すぐには再稼働できないため、2014年度冬季の供給力として見込まない（表27）。

【表25 2014年度冬季に稼働している長期停止から再稼働した火力発電所】

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	41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	44年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	45年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	42年
合計		193万kW		

【表26 設備の劣化が著しいため長期停止となる火力発電所】

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1～4号	各60万kW	石油	41～43年	被災から復帰した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月(3,4号)、9月(1号)より長期停止中。2号については10月1日から長期停止中。
	横須賀1号GT、2号GT、3・4号	3、14、35、35万kW	LNG、石油	21～49年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止中。
合計		327万kW			

³ 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 2 7 2014 年度冬季に再稼働できない長期停止火力発電所】

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	機須賀5～8号機	各35万kW	石油	44～47年	4～10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	13年	ボイラ内部の免錆が進み、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	6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。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	37年	9年	主蒸気タービンロータ等の腐食、免錆が進み、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	25,24年	13,10年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	13年	2年	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	51年	12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	各38,50万kW	石油	43,41年	10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		551万kW				

③新設火力発電所の扱い及び火力発電所の増出力

表 28 に、2014 年度冬季に試運転を含め運転開始時期に近い火力発電所を示す。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、試運転中は出力を変動させる試験を行うことや、過去に試運転中にガスタービン回転体の不具合等により長期間の停止を要する修理・点検が発生しており⁴、安定した供給力を見込めないことから、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。

ただし、関西電力姫路第二発電所の 6 号機（2014 年 10 月試運転開始）については、同サイトにある同型機において既に営業運転が開始済みであり、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見込みが低いと考え、これを 2014 年度冬季の供給力として見込むこととする。

⁴ 2013 年 1 月に運転開始した中部電力上越火力 1 号系列第 2 軸（59.5 万 kW）は、2012 年 5 月より試運転を行ったが、試運転中にガスタービン 1 台の空気圧縮機が損傷し、2012 年度夏季に 1 ヶ月程度停止した。

【表 2 8 2013 年度冬季以降に新設等された火力発電所等】

電力会社名	発電所名等	出力	運開開始(予定)
北海道電力	京極1号(運転開始)	20.0万kW	2014年10月
東北電力	第二沼沢(運転開始)	46.0万kW	2014年1月
東京電力	千葉3号系列 1軸(コンバインド化、運転開始)	50万kW	2014年4月
	2軸(コンバインド化、運転開始)	50万kW	2014年6月
	3軸(コンバインド化、運転開始)	50万kW	2014年7月
	鹿島7号系列 1軸(コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年5月
	2軸(コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年6月
	3軸(コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年6月
中部電力	上越2号系列2号(運転開始)	57.6万kW	2014年5月
関西電力	姫路第二3号機(運転開始)	48.65万kW	2014年3月
	姫路第二4号機(運転開始)	48.65万kW	2014年7月
	姫路第二5号機(運転開始)	48.65万kW	2014年9月
	姫路第二6号機(試運転)	48.65万kW	2015年3月
中国電力	玉島1号機(燃料転換)	35.0万kW	2014年4月

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われる。2013 年度冬季の増出力状況等を踏まえ、2014 年度冬季の増出力を見込むこととする（表 29）。

【表 2 9 過負荷運転等による増出力見込み】

○火力の増出力見込み(2014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	14万kW	87万kW	14万kW	20万kW	6万kW	7万kW	3万kW	14万kW	172万kW

(参考)2013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	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

④緊急設置電源の設置・自家発事業者からの電力購入

東日本大震災以降、東北電力及び東京電力を中心に緊急設置電源を導入してきたが、新設の火力発電所の稼働等に伴い、2013 年度冬季に比べ、9 電力合計で 34 万 kW 減少することを見込む（表 30）。具体的には、東京電力による緊急設置電源の廃止等による減（34 万 kW）である。

【表 3 0 緊急設置電源の活用見込み】

○緊急設置電源の活用見込み(2014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	0万kW	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	96.4万kW

(参考)2013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	74万kW	34万kW	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	130.4万kW

自家発電事業者からの電力購入について、新規電源の運転開始等に伴い、2013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の電力管内があり、9電力会社の合計では、2013年度冬季よりも32万kWの減少を見込む（表31）。

【表31 自家発電事業者からの電力購入見込み】

○2014年度冬季（1月）における自家発電の活用見込み（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
自家発電の活用	23万kW (19万kW)	15万kW (4万kW)	49万kW (163万kW)	0万kW (0万kW)	78万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	14万kW (14万kW)	12万kW (12万kW)	7万kW (7万kW)	201万kW (285万kW)

※（）は夜間

（参考）2013年度冬季（1月）の見通し

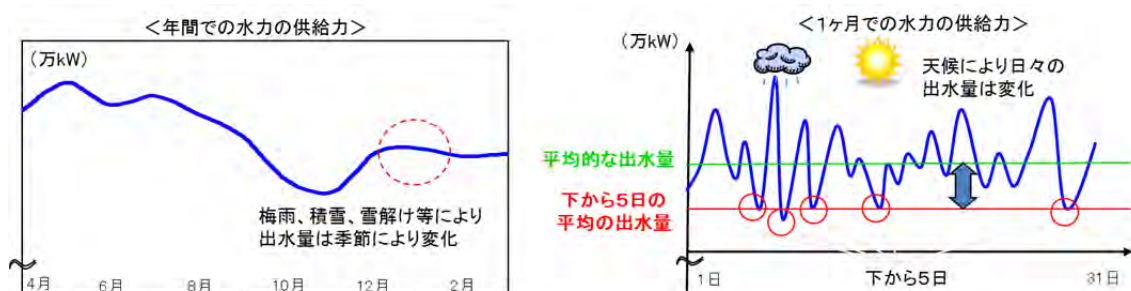
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発電の活用	24万kW (21万kW)	26万kW (7万kW)	74万kW (149万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	11万kW (11万kW)	12万kW (12万kW)	8万kW (8万kW)	233万kW (274万kW)

※（）は夜間

（3）水力発電所 ～2014年度冬季（1月）は2013年度冬季実績から▲110万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ところ、2014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32）。



【図11 水力発電所の供給力の計上方法】

【表 3 2 2014 年度冬季の水力発電所の供給力見込み】

○水力発電の供給力見込み(2014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	158	211	88	215	117	45	43	69	1,018

(参考)2013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	72	150	209	94	215	120	51	44	76	1,031
供給力実績 (最大需要発生日)	62	184	191	92	240	152	65	52	90	1,128

なお、水力発電所についても、火力発電所と同様に、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。

表 33 に 2014 年度冬季に定期検査を行う必要があると評価したもの（6 社 24 機）を示す。

【表 3 3 2014 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
東京電力	塩原1～3号機	90万kW	揚水	H24-H27/7	八汐調整池止水工事を実施中。
中部電力	奥美濃1号機	25万kW	揚水	9/12-5/5	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。
	奥美濃2号機	25万kW	揚水	9/27-2/24	1号機との共通変圧器のリレー盤取替実施による停止。
	奥美濃3～6号機	25万kW	揚水	1/27、1/28、1/29、1/30	12号機共通変圧器との共用部分のリレー動作試験実施による停止。
	畑薙第一1号機	5万kW	揚水	2/19-2/24	水車外観点検および配電盤の取替が必要であるため。
	馬瀬川第一2号機	14万kW	揚水	2/28-3/18	水門修繕に伴う停止。年間に一番水位が低い時期に行う必要がある。
関西電力	奥吉野6号機	20万kW	揚水	9/2-H27/6	経年使用による改修・部品取替が必要であるため。
	大河内3号機 4号機	66万kW	揚水	10/11-H27/5 1/31-H27/7	経年使用による監視制御装置の取替が必要であるため。
	天ヶ瀬1,2号機	9万kW	水力	11/4-3/18	天ヶ瀬ダム放流設備工事に伴う停止。
	三尾1号機	4万kW	水力	10/4-H27/4	封水装置からの漏水増加に伴う補修が必要であるため。
	下小島	14万kW	水力	H24-H28/6	地元の要望により濁水解消のための表面取水設備の新設工事を実施する必要があるため。
中国電力	俣野川3、4号機	60万kW	揚水	12/1-H27/6	経年による水車入口弁の補修等が必要であるため。
	新成羽川3号	8万kW	揚水	10/6-H27/4	経年による水車等の細密点検が必要であるため。
四国電力	平山	4万kW	水力	11/25-3/15	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。
九州電力	小丸川4号機	30万kW	揚水	10/25-H27/6	水車及び発電機部品の磨耗・劣化が進展しており、解体修繕工事を実施する必要があるため。
	一ツ瀬2号機	9万kW	水力	1/8-H27/6	水車及び発電機部品の磨耗・劣化が進展しており、解体修繕工事を実施する必要があるため。

(4) 揚水発電所 ～2014 年度冬季（1月）は 2013 年度冬季実績から+72 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。2014 年度冬季は、揚水発電所（北海道電力京極揚水発電所 1 機、20 万 kW）が新設されたこと等により、揚水供給力は増加する見通しである。

表 34 に 2014 年度冬季の揚水発電所の見込みを示す。

【表 3 4 2014 年度冬季の揚水発電所の見込み】

電力会社名	設備容量 (①)	2014年度冬季(1月) の供給力見込み(②)	①と②の差の理由	(万kW) (参考) 2013年度冬季 (1月)の供給力見込み
北海道	60	59	・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。	39
東北	71	71		33
東京	1140	860	・塩原発電所(90)が補修停止。 ・放水時間が約16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	850
中部	433	287	・奥美濃1,2号機(計50)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、設備容量並の発電ができないため。	304
関西	506	268	・奥吉野6号機(20)、大河内3,4号機(計33)が補修停止 ・ポンプ能力、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ない。 ・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、設備容量並みの発電はできない。	302
北陸	11	5	・長野1号機(11)が補修停止。	11
中国	212	103	・保野川3,4号機(計60)および新成羽川3号機(7.6)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。 ・ポンプ能力、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ない。	110
四国	69	37	・穴内川1号機(1.25)が補修に伴う停止 ・ポンプ能力、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ない。 ・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ため。	32
九州	230	175	・小丸川4号機(30)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、設備容量並みの発電は出来ない。	154
合計	2,732	1,862		1,835

(5) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力） ～2014 年度冬季（1月）は 2013 年度冬季実績から▲95 万 kW

①太陽光発電所 ～2014 年度冬季（1月）は 2013 年度冬季実績から▲18 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 35 に 2014 年度冬季の太陽光発電所の見込みを示す。

【表 3 5 2014 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(2014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
2013年度実績	0	0	0	20	4	1	0	0	0	25
2014年度見込み	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7
差分	0	0	0	▲13	▲4	▲1	0	0	0	▲18

②地熱発電所 ～2014 年度冬季（1 月）は 2013 年度冬季実績から+1 万 kW
地熱発電所は、蒸気量の増加等により、2013 年度冬季から 1 万 kW の供給力の増加を見込む。

③風力発電所 ～2014 年度冬季（1 月）は 2013 年度冬季実績から▲79 万 kW
風力発電所は、ピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、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 3～8 年間）で月毎に平均した出力（L5 評価値）を供給力として評価することとしている。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（過去 3～8 年）ことに伴い、誤差が生じる可能性についての懸念もあり、将来的には、設備の導入拡大が見込まれることから、供給力の予測精度を上げていくことが必要であり、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 36 に 2014 年度冬季の風力発電所の見込みを示す。

【表 3 6 2014 年度冬季の風力発電所の供給力見込み】

○風力発電の供給力見込み(2014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)		1.6	5.6	2.0	0.1	0.4	0.1	0.5	0.7	1.1	12.1
内訳	設備容量(万kW)	32	71	37	24	14	15	30	15	47	285
	出力比率(%)	4.9%	7.8%	5.3%	0.4%	3.0%	0.4%	1.5%	4.9%	2.3%	-
	発電実績データ期間	8年	7年	3年	3年	6年	6年	3年	7年	8年	-

(参考)2013年度冬季の見通し試算および実績

(万kW)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算(万kW)		1.4	4	1.3	0.1	0.4	0.2	0.3	0.4	1.0	9.1
供給力実績 (最大需要日)		4 (1/17)	38 (2/5)	6 (2/14)	6 (2/14)	6 (2/14)	7 (2/5)	5 (2/6)	4 (2/6)	16 (2/13)	91

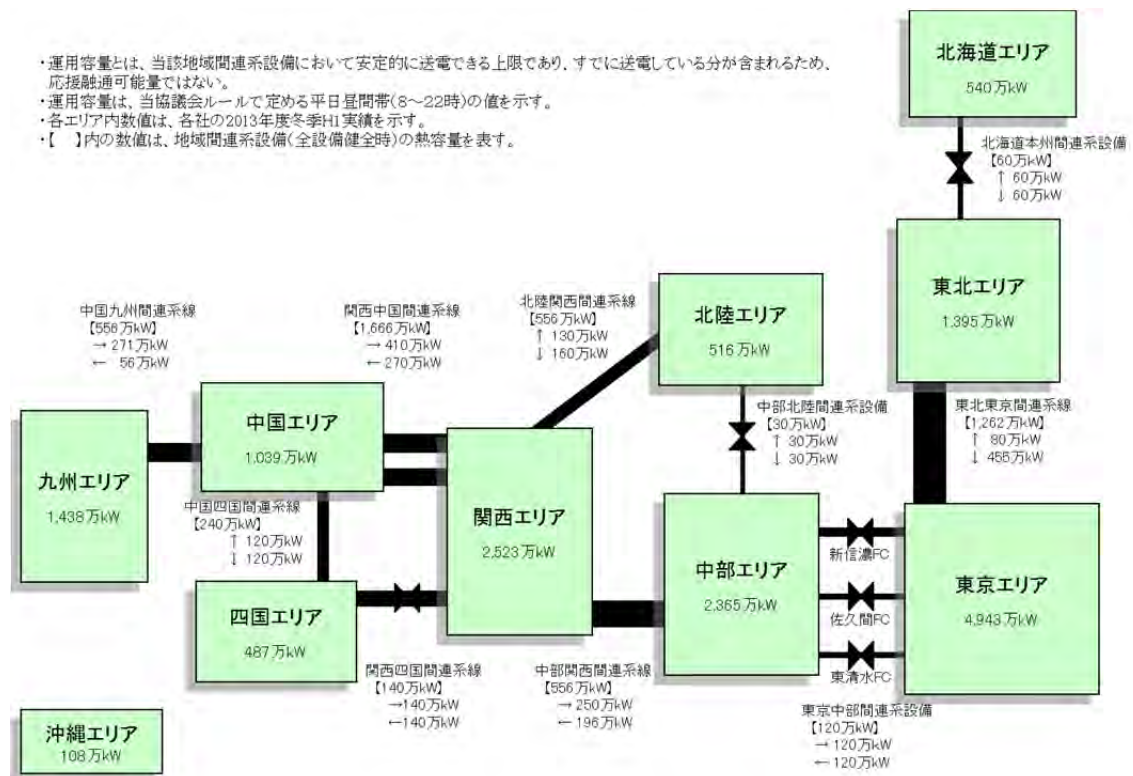
(6) 電力融通

表 37 に 2014 年度冬季の電力融通の見通しを示す。需給バランスの厳しい関西電力及び九州電力は、他電力（中部電力及び中国電力）から、それぞれ 41 万 kW、93 万 kW の融通を見込む。

【表 3 7 2014 年度冬季における電力融通見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	—	—	—	▲122万kW (夜間最大▲131)	+41万kW (夜間最大+41)	—	▲12万kW (夜間最大▲12)	—	+93万kW (夜間最大+93)

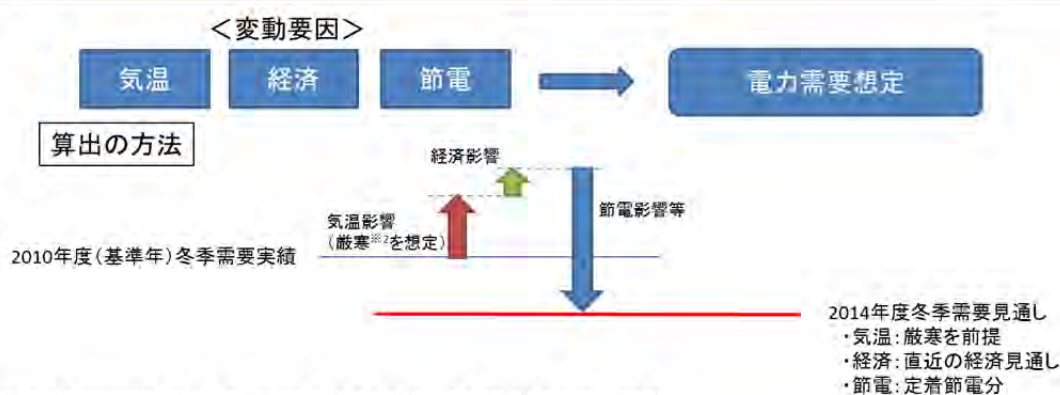
(参考 地域間連系線の現状 (日本地図))



3. 2014 年度冬季の需要の想定

2014 年度冬季の需要想定にあたっては、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 12）。以下、変動要因毎に検証結果を記す。

- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2014 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、東北電力及び東京電力は2013年度並みの厳寒を想定）
 - 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・撤退等の地域の実情を考慮。
 - ③ 節電影響：2013 年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2014 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。



※2 北海道は2010年度、東北・東京は2013年度の気温影響と2010年度の気温影響との差分の合計。

【図 12 2014 年度冬季の需要想定について】

（1）気温影響 ～2010 年度冬季から気温影響+438 万 kW

2014 年度冬季において気温が低くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も厳寒だった 2011 年度冬季並みを想定する。ただし、北海道電力管内については更に厳寒であった 2010 年度、東北及び東京電力管内については 2013 年度冬季並みを想定する。このため、2010 年度と比較して、気温影響による需要は 438 万 kW 増加する見込みとなる。

（2）経済影響等 ～2010 年度冬季から経済影響+124 万 kW、離脱影響▲225 万 kW

2014 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毎に算出した。

表 38 に各電力会社 2014 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 124 万 kW

の増加を見込むこととする（2013 年度実績からは 7 万 kW の増加を見込む。）。
 なお、離脱影響については、電力システム改革も見据えつつ、離脱分の需要や
 これに対応する供給力を含めてどのように把握・評価するべきか今後検討して
 いく必要がある。

【表 3 8 2014 年度冬季の経済影響等】

○2014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
2014年度 経済影響等	+5	+5	▲52	+40	▲25	▲3	▲31	▲12	▲28	▲101
内訳	経済影響	+9	+9	+72	+62	+10	▲3	▲24	▲9	+124
	新電力への 離脱影響	▲4	▲4	▲124	▲22	▲35	0	▲7	▲3	▲225
(参考)2013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
2013年度 経済影響	+10	▲9	+99	+39	+2	▲2	▲19	▲5	+2	+117

（３）節電影響 ～2010 年度冬季から▲746 万 kW

①節電影響の算出

定着節電については、従来と同様に、2013 年度冬季の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 8 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、「2014 年度冬季、節電を継続する」と回答した者であって、「2014 年度冬季も 2013 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 2013 年度冬季の節電実績を乗じて、2014 年度冬季に見込む定着節電を算出した。

表 39 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▲746 万 kW を見込むこととする。

- 2013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、2014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2014年度冬季の継続率②※2を算出。
- 2013年度冬季の節電実績①に、2014年度冬季の継続率②を乗じて、2014年度冬季の定着節電③を算出。

※1 2014年度冬季において、2013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月下旬～9月上旬）。

※2 「2013年度冬季節電を実施した」と回答した人のうち、「2014年度冬季節電を継続する」×「2014年度冬季に2013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) 2014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2014年度冬季の継続率はそれぞれ、80%、83%、78%となる。
- (2) 2013年度冬季節電実績34万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2014年度冬季の定着節電27万kWを算出。



【図 1 3 定着節電の算出方法（北海道電力の例）】

【表 3 9 2014 年度冬季の節電影響】

○2014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
①2013年度冬季節電実績	▲34 [▲5.9%]	▲35 [▲2.5%]※2	▲446 [▲8.7%]	▲65 [▲2.8%]	▲149 [▲5.6%]	▲17 [▲3.2%]	▲16 [▲1.5%]	▲27 [▲5.2%]	▲63 [▲4.1%]
備考	①数値目標▲6%以上実施	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	79%	83%	89%	85%	87%	88%	88%	89%	89%
③2014年度冬季定着節電(①×②)	▲27 [▲4.7%]	▲29 [▲2.1%]	▲397 [▲7.7%]	▲55 [▲2.3%]	▲129 [▲4.8%]	▲15 [▲2.8%]	▲14 [▲1.3%]	▲24 [▲4.6%]	▲56 [▲3.7%]
(参考) 2010年度冬季最大電力需要	579	1,470 (1,398)※2	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。

注2) 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 40 に 2014 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契約のため、需要想定には、あらかじめ織り込まない。

【表 4 0 2014 年度冬季の需給調整契約見込み】

○2014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	5万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	17万kW	37万kW
随時調整契約電力	15万kW	31万kW	160万kW	73万kW	35万kW	21万kW	113万kW	35万kW	36万kW	519万kW

(参考)2013年度冬季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
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) 2014 年度冬季の電力需給の見通し

以上を踏まえ、表 41 に 2014 年度冬季の電力需給の見通しを示す。2014 年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力管内においても、予備率 3 %以上を確保できる見通しである。

【表 4 1 2014 年度冬季の電力需給の見通し】

【12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	7,411	633	1,444	5,334	8,573	2,429	2,512	519	1,111	520	1,482	15,984	168
最大電力需要	6,419	557	1,352	4,510	8,092	2,316	2,406	495	975	500	1,400	14,511	113
供給－需要	992	76	92	824	481	113	106	24	136	20	82	1,473	55
(予備率)	15.5%	13.6%	6.8%	18.3%	5.9%	4.9%	4.4%	4.8%	14.0%	4.0%	5.8%	10.2%	48.9

【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	7,608	625	1,528	5,455	8,920	2,553	2,612	542	1,125	525	1,562	16,528	173
最大電力需要	6,939	557	1,402	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,452	117
供給－需要	669	68	126	475	407	160	77	21	77	25	46	1,076	56
(予備率)	9.6%	12.3%	9.0%	9.5%	4.8%	6.7%	3.0%	4.0%	7.4%	5.1%	3.0%	7.0%	48.2

【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	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,928	557	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,441	115
供給－需要	583	63	125	395	412	137	77	38	87	27	46	995	61
(予備率)	8.4%	11.4%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.4%	53.4%

【3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	7,219	609	1,436	5,174	8,095	2,352	2,375	534	1,034	460	1,340	15,314	172
最大電力需要	6,375	530	1,295	4,550	7,702	2,229	2,305	493	956	433	1,286	14,077	112
供給－需要	844	79	141	624	393	123	70	41	78	27	54	1,237	59
(予備率)	13.2%	14.9%	10.9%	13.7%	5.1%	5.5%	3.0%	8.3%	8.2%	6.3%	4.2%	8.8%	52.9

(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。2014 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 11.4%⁵（63 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である 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（石炭、70 万 kW）の停止は、予備率 12.6%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、特別に検討する必要がある。

（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、暖房（約 242 万世帯）、オール電化住宅（約 21 万世帯）、水道管等の凍結防止ヒーター、鉄道ポイントヒーター（約 400 箇所）、積雪対策のためのルーフヒーティング（約 3 万箇所）、ロードヒーティング（約 8 万箇所）等に電力を使用するため、夏季に比べて最大電力需要が約 15%、電力量で 25%程度増加する。万一、電力需給がひっ迫すれば、暖房器具の停止、水道管の凍結、路面凍結等を引き起こし、国民の生命やライフライン機能の維持に重大な支障を来すおそれがある。

②北海道電力管内における計画外停止のリスク

北海道電力においては、火力発電所の計画外停止を避けるため、パトロールや運転監視の強化による発電所設備の異常兆候の早期発見、資機材の在庫確保や 24 時間体制での補修作業等に努めている。

しかし、原子力発電所の稼働停止に伴い、従前のように定期検査を実施できていない状況にあり、供給力確保のため、図 14 の通り、震災特例措置により定期検査の実施を繰り延べることにより、冬季の供給力を確保している。

⁵ 北海道における需給対策を検討するときは、需給バランスが最も厳しい 2 月をもとに検討している。



【図 1 4 震災特例による定期点検の繰り延べ状況】

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、117 万 kW である。また、2010 年度には 137 万 kW の計画外停止（過去 17 年間の最大）が発生しており、仮に同規模の計画外停止が 2014 年度冬季（2 月）に発生した場合、随時調整契約等を発動し（12 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▲0.2%（予備力▲1 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 4 2 北海道電力の計画外停止の最大実績（過去 5 年間）】

年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度	2012 年度	2013 年度	5 年平均
年度最大	132 万 kW	137 万 kW※	96 万 kW	88 万 kW	133 万 kW	117 万 kW
年度平均	27 万 kW	36 万 kW	31 万 kW	27 万 kW	30 万 kW	30 万 kW

※過去 17 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、多重的な需要対策を検討する必要がある。その際、北海道電力の電気料金値上げ幅の大きさに鑑み、これが需要に与える影響について、慎重かつ現実的な視点から考慮するとともに、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 43 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、2014 年度夏季に引き続き、節電メニュー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 4 3 各電力会社管内における 2014 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	▲27 [▲4.7%]	▲29 [▲2.1%]	▲397 [▲7.7%]	▲55 [▲2.3%]	▲129 [▲4.8%]	▲15 [▲2.8%]	▲14 [▲1.3%]	▲24 [▲4.6%]	▲56 [▲3.7%]

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。

(参考) 北海道電力の電気料金の値上げが需要に与える影響 (試算)

北海道電力が申請していた電気料金改定は、厳正な審査の結果、①規制部門で 15.33%の値上げとすることに加え、②冬に需要ピークを迎えるにあたり、急激な料金上昇への激変緩和措置として、2014 年 11 月 1 日から 2015 年 3 月 31 日まで、値上げ幅を更に圧縮し 12.43%とすることで認可された。また、激変緩和措置の実施期間における自由化部門の値上げ幅は、規制部門と同じ考え方で試算すると 16.48% (実際には相対取引のため個別に異なる) となり、規制部門・自由化部門全体での値上げ幅は 14.20%となる。この値上げ幅は、東日本大震災以降、一般電気事業者による電気料金の値上げで最大のものであり、需要家の節電行動に少なからぬ影響を与える可能性を否定できず、電力需給の観点からも検討を加える意義がある。

電気料金と電力需要量 (kWh) との関係については、これまで複数の研究機関から報告されている (表 44)。これら研究成果によれば、電力需要量 (kWh) の価格弾性値は、概ね 0.17~0.35 程度となっている。これを手がかりとして、今般の北海道電力の値上げが電力需要 (kW) にどの程度の影響を及ぼす可能性があるか、下記に記すように保守的な価格弾性値を採用し、ひとつの試算とすることとした。

なお、次のような点にも留意することが必要である。まず、表 44 の価格弾性値の計測は、東日本大震災前の期間における計測であり、東日本大震災以降、節電が進展したため、価格弾性がどう変化しているかは不透明な面はある。また、今回の電力料金上昇幅は大きく、大きな価格変化に対する価格弾性は、過去計測された弾性とは異なる可能性もあり、この面でも不透明である。加えて、北海道の最大電力は厳寒・降雪となる場合に発生するため、このような場合においては、値上げによる需要減影響がみられない可能性がある。

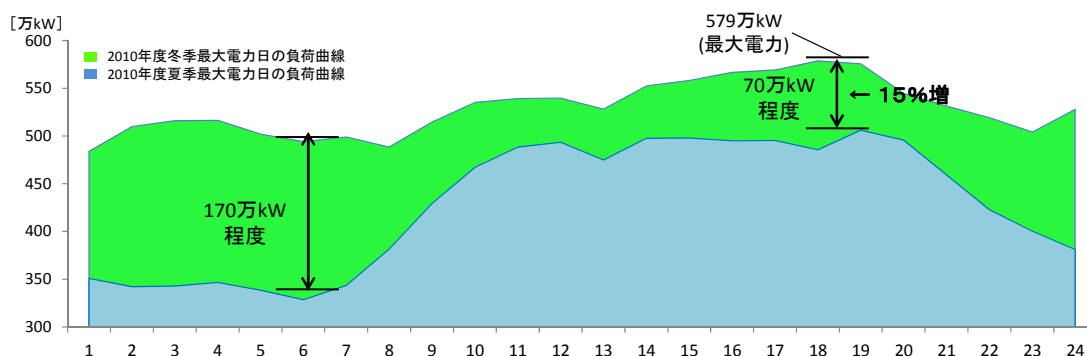
【表 4 4 電気料金と電力量に関する分析結果】

分析機関	論文名	項目	価格弾性値
電力中央研究所	地域別電灯・電力需要の価格弾性性の分析 (2013年)	北海道の電灯需要 (短期)	0.172
		北海道の電力需要 (短期)	0.354
経済産業研究所	電力需要関数の地域別推定 (2007年)	北海道の電力需要 (短期)	0.295

試算において、第一に、表 44 に掲げた各研究は電力需要量 (kWh) の価格弾性値を計算したものであるが、電力需給の観点からは電力 (kW) の価格弾性値が必要となる。この点については、図 15 に示したように、北海道における冬季

の電力需要の特徴、具体的には昼夜の電力需要の差が小さく一日を通じてほぼ一定であることから、電力量（kWh）の変化量と電力（kW）の変化量が比例関係にあるとみなすことに一定の合理性があると考えられる。

したがって、本試算では電力需要量（kWh）の価格弾性値を電力（kW）の価格弾性値として適用している。



【図 15 北海道電力管内における夏季と冬季のロードカーブ】

第二に、価格弾性値は電灯需要の値を用いることとした。これは、電気料金が高い水準にある場合、家庭部門よりも産業部門、業務部門の方がコストに対する意識が高く、電気料金の変化に対して感度が高いすなわち価格弾性値が高いとの想定から、電灯需要の価格弾性値（0.17）を適用することにより需要減を堅めに評価することができると考えたためである。

これらを踏まえ、今般の北海道電力の電気料金値上げが管内の電力需要に与える影響を試算すると以下のようになり、需給バランスは表 45 のとおりとなる。

（試算）電力料金の値上げによる需要抑制効果

電力需要減少率＝価格弾性値（0.17）×価格上昇率（14.20％）＝2.4％

電力需要減少量＝最大需要（557 万 kW）×電力需要減少率（2.4％）＝13 万 kW

【表４５ 電力料金の値上げによる需要抑制効果を見込んだ場合の 2014 年度
冬季の電力需給の見通し】

【12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	7,411	633	1,444	5,334	8,573	2,429	2,512	519	1,111	520	1,482	15,984	168
最大電力需要	6,406	544	1,352	4,510	8,092	2,316	2,406	495	975	500	1,400	14,498	113
供給－需要	1005	89	92	824	481	113	106	24	136	20	82	1,486	55
(予備率)	15.7%	16.3%	6.8%	18.3%	5.9%	4.9%	4.4%	4.8%	14.0%	4.0%	5.8%	10.2%	48.9%

【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	7,608	625	1,528	5,455	8,920	2,553	2,612	542	1,125	525	1,562	16,528	173
最大電力需要	6,926	544	1,402	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,439	117
供給－需要	682	81	126	475	407	160	77	21	77	25	46	1,089	56
(予備率)	9.9%	14.9%	9.0%	9.5%	4.8%	6.7%	3.0%	4.0%	7.4%	5.1%	3.0%	7.1%	48.2%

【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	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,915	544	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,428	115
供給－需要	596	76	125	395	412	137	77	38	87	27	46	1,008	61
(予備率)	8.6%	14.0%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.5%	53.4%

【3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	7,219	609	1,436	5,174	8,095	2,352	2,375	534	1,034	460	1,340	15,314	172
最大電力需要	6,363	518	1,295	4,550	7,702	2,229	2,305	493	956	433	1,286	14,065	112
供給－需要	856	91	141	624	393	123	70	41	78	27	54	1,249	59
(予備率)	13.5%	17.5%	10.9%	13.7%	5.1%	5.5%	3.0%	8.3%	8.2%	6.3%	4.2%	8.9%	52.9%

(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。

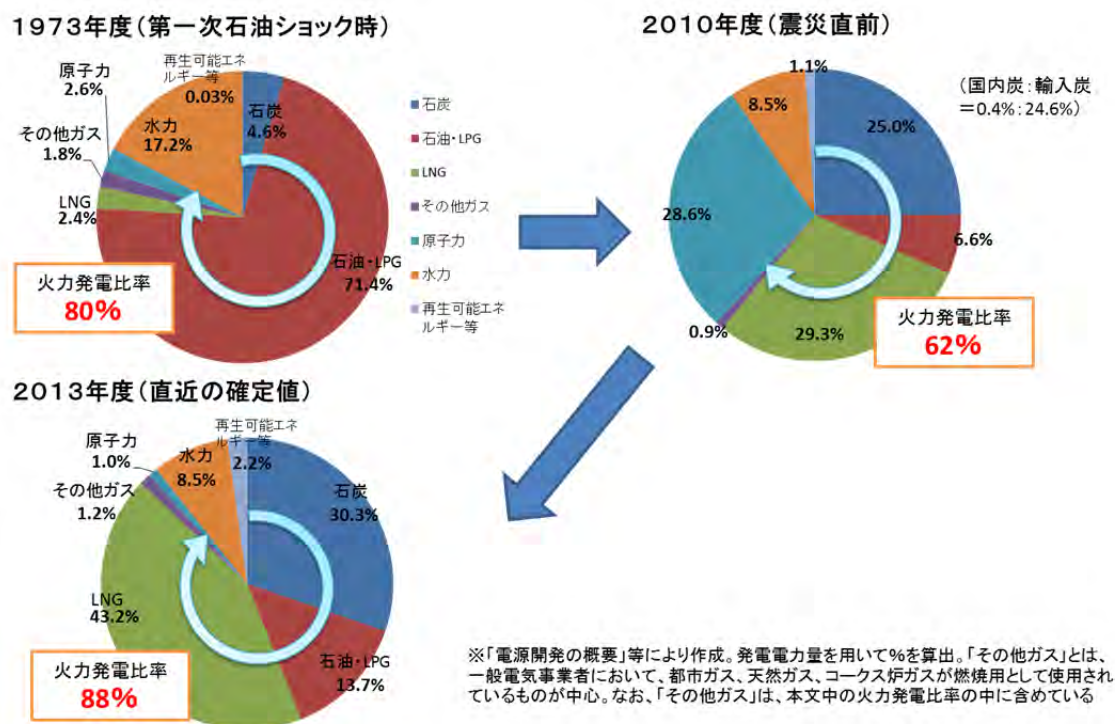
その上で、発電所の計画外停止等が発生した場合に、他の電力会社から電力融通を受けることができるよう、引き続き、電力の広域融通を行う体制を確保する必要がある。また、自家発電事業者からの追加的な電力購入等の供給力を確保するための対策を適切に図るべきである。

第3章 電力コストや温室効果ガス排出等への影響について

1. 火力発電所の稼働増に伴う課題について

(1) 火力発電の稼働増に伴う化石燃料への依存度の増加について

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16に東日本大震災前後の電源構成を示す。電源構成に占める火力発電比率は、東日本大震災前の2010年度には約62%であったが、震災後の2013年度には88%を超え、オイルショック時（1973年度：80%）を上回っている。資源のない我が国は、火力発電の燃料である化石燃料の大部分を海外からの輸入に依存しており、資源調達における交渉力の限界等の課題や、資源調達国やシーレーンにおける情勢変化の影響による、供給不安に直面するリスクを常に抱えている。東日本大震災以降、こういったエネルギー供給構造の脆弱性が非常に高まっている。



【図16 電気事業者の電源構成推移】

(2) 火力発電の稼働増に伴う燃料費の増加について

表46に燃料費増加の見通しを示す。原子力発電所の停止分の発電電力量を、火力発電の焚き増しにより代替していると仮定し、直近の燃料価格等を踏まえて試算すると、東日本大震災前並み（2008～2010年度の平均）にベースロード

電源として原子力を利用した場合に比べ、2014 年度の燃料費は約 3.7 兆円増加（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり 3 万円強の負担増加。販売電力量（10 社 8,485 億 kWh）で単純に割り戻すと、4 円/kWh の負担増加）したと試算される。

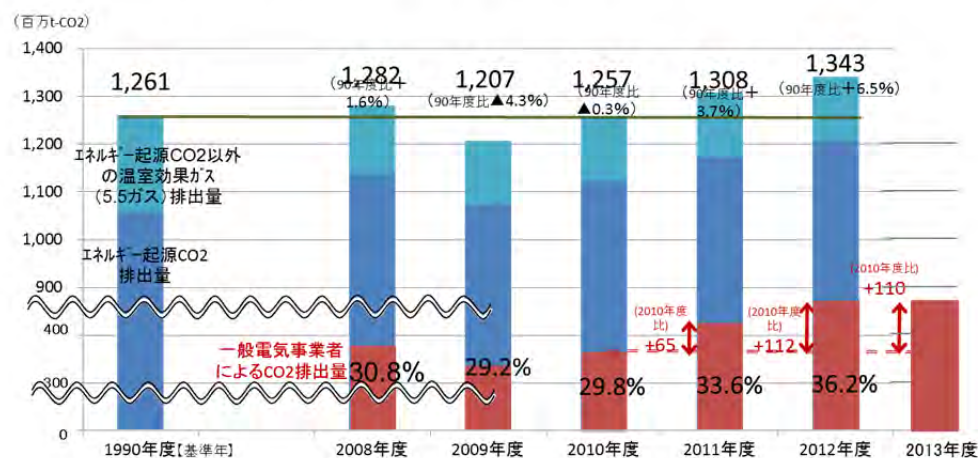
【表 4 6 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.1兆円+α
燃料費	3.6兆円	5.9 兆円	7.0 兆円	7.7兆円	7.8兆円+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 +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.7兆円 内訳 LNG +2.1兆円 石油 +1.8兆円 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%	19.4%
原子力利用率	66.8%	25%	3.9%	2.3%	0%

（３）火力発電の稼働増に伴う温室効果ガス排出の増加について

火力発電の稼働増による発電部門における温室効果ガスの排出量の大幅な増加が、我が国の地球温暖化問題への対応について困難をもたらしている。

一般電気事業者の温室効果ガス排出量は、震災前の 2010 年度は約 3.74 億 t-CO₂ であったが、震災後、原発停止に伴う火力発電の焚き増しにより、2013 年度は約 4.84 億 t-CO₂ と、2010 年度比で約 1.10 億 t-CO₂（約 29%）増加している。その間、我が国全体の温室効果ガス排出量は 2010 年度の 12.6 億 t-CO₂ から 2012 年度の 13.4 億 t-CO₂ へと約 0.8 億 t-CO₂（約 6%）増加しており、発電部門の排出量の増加が大きな要因となっている。



【図 1 7 温室効果ガス排出の推移】

2. 諸課題に関する取組について

原子力発電所の稼働停止に伴う燃料調達コストの増加、電気料金の上昇は、国民、企業の負担増につながるものであり、政府及び電力会社においては、対策を着実かつ迅速に進めていく必要がある。

原子力発電所については、政府は、いかなる事情よりも安全性を全てに最優先し、その安全性については、原子力規制委員会の専門的な判断に委ね、原子力規制委員会により規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し再稼働を進めることとしている。また、その際、国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るように取り組むとしている。原子力発電所が再稼働すれば、その分の火力発電の稼働を低減することが可能となり、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながる。

また、米国で日本企業が関与する全ての LNG プロジェクトについて、米国政府の輸出承認を獲得し、いずれも 2016 年度以降の供給開始予定である。これらは、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、燃料調達先や価格決定方式の多様化等による燃料調達コストの低減も期待される。

このような電力会社の燃料調達コストの引き下げに向けた努力とともに、政府においては、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。また、供給源の多角化を進めることによる資源供給国の分散は、エネルギーセキュリティのリスク分散にもつながる。

その他、再生可能エネルギーの導入や、需要家の節電による省エネなども、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながるものである。

おわりに ～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2014 年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電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。

但し、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、昨年より予備率は改善しているものの、引き続き、他電力からの電力融通に制約があること、発電所 1 機の計画外停止の予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であり、万一、電力需給がひっ迫した場合には、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じる必要がある。

また、北海道電力が申請していた電気料金改定は、審査の結果、2014 年度冬季は激変緩和措置が採られ、平均して 14.20%の値上げとなったが、この水準の料金変化は需要家の行動に影響を及ぼす可能性がある。政府は、報告書に記載した参考値も参考にしつつ、慎重かつ現実的な視点から、これを適切に考慮すべきである。なお、電気料金の値上げによる需要の変化については、電金料金の値上げ後の結果を踏まえる必要があり、今後もフォローしていく必要がある。

こうした状況を総合的に勘案し、政府においては、全国で火力発電設備の保守・保安の一層の強化、需要家に対して具体的で分かりやすい節電メニューを示しつつ必要な節電要請を行うこと、需給調整契約等のディマンドリスポンス等の促進を図ること等も含め、需給両面で適切な対策を講じるべきである。

また、北海道電力管内については、これまでの節電要請の効果や電気料金の値上げが需要に与える影響も勘案し、計画外停止の年間最大級のリスクにも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、多重的な需給対策を講じ、安定した電力需給の実現に万全を期すべきである。

電力需給の量的なバランスのみならず、コスト増や CO2 排出量の増加も深刻な問題である。本小委員会で示してきたとおり、原子力発電所の稼働停止に伴う火力発電の増加により、東日本大震災前並み（2008～2010 年度の平均）にベースロード電源として原子力を利用した場合に比べ、2014 年度の燃料費は、3.7 兆円増加すると試算される。また、一般電気事業者のエネルギー起源 CO2 排出量は、2010 年度と比較して、2013 年度には 1.10 億トン（約 29%）増加している。さらに、発電電力量に占める火力発電の割合についても、震災前（2010 年度）の 62%から 2013 年度には 88%と大幅に上昇しており、第一次石油ショッ

ク時（80%）を上回っている。こうした中、海外情勢が不安定化すると、我が国のエネルギー供給構造は甚大な影響を受ける可能性がある。こうした点も踏まえた、コスト抑制策やエネルギー源の多様化、調達源の多角化、合理的な節電や省エネなどの総合的な対策を長期的、計画的に講じていく必要がある。

また、こうした総合的な需給対策を進めていくことは、我が国の成長戦略における重要な契機であるとともに、エネルギー問題、地球温暖化問題の解決に向けた国際的貢献としても重要である。

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

2014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

51

2014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 夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季						
					①7月見通し ④ (FC有り)	②7月見通し ④ (FC無し)	③8月見通し ④ (FC有り)	④8月見通し ④ (FC無し)	⑤ピーク需要日	⑤-③	⑤-④
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	0	0	0	0	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,522	13,522	13,695	13,695	13,328	▲367	▲367
うち常設されている火力	12,398	12,019	12,525	12,833	13,079	13,079	13,249	13,249	12,810	▲439	▲439
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	184	184	184	184	217	+33	+33
うち緊急設置電源	-	87	289	272	86	86	86	86	85	▲1	▲1
うち自家発電買取	144	237	311	225	173	173	176	176	213	+37	+37
水力(注1)	1,367	1,380	1,268	1,287	1,368	1,368	1,274	1,274	1,324	+49	+49
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	2,227	2,225	2,230	2,222	1,855	▲375	▲367
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	292	292	300	300	699	+399	+399
地熱	30	30	30	27	28	28	30	30	28	▲2	▲2
太陽光	-	-	121	220	261	261	268	268	633	+364	+364
風力	-	-	14	24	2.7	2.7	2.3	2.3	38.3	+36.0	+36.0
融通	0	64	36	▲5	0	0	▲1	0	14	+15	+14
新電力への供給等	▲47	▲82	▲45	▲17	▲65	▲65	▲65	▲65	▲170	▲105	▲105
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,206	17,342	17,341	17,434	17,426	17,048	▲386	▲378
融通前供給力 計	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,342)	(17,341)	(17,434)	(17,426)	(17,034)	▲400	▲392
需要想定 (①、②、③加味)	17,987	15,661	15,743	16,125	16,623	16,623	16,666	16,666	15,545	▲1,121	▲1,121
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(16,574)	(16,574)	(16,617)	(16,617)	-	-	-
① 経済影響等	-	-	-	▲39	66	66	66	66	▲224	▲290	▲290
② 定着節電	-	-	-	▲1,667	▲1,435	▲1,435	▲1,435	▲1,435	▲1,746	▲311	▲311
③ 気温影響・その他(注3)	-	-	-	▲106	5	5	48	48	▲472	▲520	▲520
④ 随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲49	▲49	▲49	▲49	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	719 (4.3%)	718 (4.3%)	768 (4.6%)	760 (4.6%)	1,503 (9.7%)	-	-
要削減ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	1.3%	1.3%	1.6%	1.6%	-	-	-

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

(注2) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気象影響等の他、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) 平成26年4月の電力需給調整小委員会における見込み値。

52

2014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 夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季							
					①7月見通し ^{注4)} (FC有り)	②7月見通し ^{注4)} (FC無し)	③8月見通し ^{注4)} (FC有り)	④8月見通し ^{注4)} (FC無し)	⑤ピーク需要日	⑤-③	⑤-④	
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,069	6,069	6,207	6,207	6,085	▲122	▲122	▲122
うち常設されている火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,898	5,898	6,037	6,037	5,834	▲203	▲203	▲203
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	30	30	30	30	85	+55	+55	+55
うち緊急設置電源	-	87	287	267	80	80	80	80	79	▲1	▲1	▲1
うち自家発電買取	48	164	169	95	60	60	60	60	85	+25	+25	+25
水力 ^{注1)}	599	527	420	509	555	555	522	522	506	▲16	▲16	▲16
揚水	926	754	945	775	991	991	991	991	781	▲210	▲210	▲210
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	83	83	83	83	280	+197	+197	+197
地熱	13	14	14	11	12	12	14	14	12	▲2	▲2	▲2
太陽光	-	-	33	68	69	69	69	69	239	+170	+170	+170
風力	-	-	7	8	1.5	1.5	1.1	1.1	29.1	+28.0	+28.0	+28.0
融通	0	65	0	0	▲51	0	▲58	0	0	+58	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲19	▲33	▲64	▲64	▲65	▲65	▲112	+47	+47	+47
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,540	7,582	7,633	7,681	7,738	7,540	▲141	▲198	▲198
融通前供給力 計	(8,728)	(7,256)	(7,433)	(7,540)	(7,633)	(7,633)	(7,738)	(7,738)	(7,540)	▲198	▲198	▲198
需要想定 (①、②、③加味)	8,062	6,653	6,925	6,865	7,194	7,194	7,237	7,237	6,799	▲438	▲438	▲438
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	53	109	109	109	109	▲46	▲155	▲155	▲155
②定着節電	-	-	-	▲898	▲800	▲800	▲800	▲800	▲924	▲124	▲124	▲124
③気温影響・その他 ^{注3)}	-	-	-	▲303	▲177	▲177	▲134	▲134	▲293	▲159	▲159	▲159
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	388 (5.4%)	439 (6.1%)	444 (6.1%)	501 (6.9%)	741 (10.9%)	-	-	-
要削減ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	2.4%	3.1%	3.1%	3.9%	7.9%	-	-	-

^{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)} 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
^{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)} 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

53

2014年度夏季の需給実績 (北海道電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (8月4日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	429	403	403	427	427	395	▲33	▲33		
うち常設され ている火力	357	398	367	407	369	369	393	393	375	▲18	▲18	中間点検延長による減 (砂川発電所3号機 (13万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	15	15	15	0	0		
うち自家発電 買取	0	0	4	6	19	19	19	19	4	▲15	▲15	当日の自家発電余剰電力購入減	
水力 (注1)	79	93	83	70	65	65	60	60	60	+1	+1		
揚水	25	29	30	30	30	30	30	30	30	0	0		
地熱・太陽 光・風力	1	1	7	4	1	1	2	2	27	+25	+25		
地熱	1	1	2	0	0	0	2	2	0	▲2	▲2		
太陽光	-	-	0	3	0	0	0	0	16	+16	+16	日射に恵まれたことによる増	
風力	-	-	5	2	0.4	0.4	0.4	0.4	11	+10	+10	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲14	▲1	14	12	▲3	▲3	▲3	▲3	▲2	+2	+2	当日の新電力への供給減	
供給力 計	658	558	512	544	495	495	516	516	510	▲6	▲6		
融通前供給 力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(495)	(495)	(516)	(516)	(510)	(▲6)	(▲6)		
需要想定 (①、②、③加 味)	506	485	483	450	454	454	472	472	459	▲13	▲13		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	(443)	(443)	(461)	(461)	—	—	—		
①経済影響等	-	-	2	3	3	3	3	3	3	0	0	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映	
②定着節電	-	-	▲43	▲44	▲36	▲36	▲36	▲36	▲43	▲7	▲7	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	
③気温影響・その 他 (注4)	-	-	18	▲15	▲19	▲19	▲1	▲1	▲7	▲6	▲6	2010年度の最大需要日の最高気温 (32.5℃) に対し、今夏の最大需要日の気温 (31.7℃) が低かつ たことなどによる減	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	—	—	—		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	41 (9.1%)	41 (9.1%)	44 (9.2%)	44 (9.2%)	51 (11.1%)	-	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	6.1%	6.1%	6.2%	6.2%	8.1%	-	-		

^{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)} 過去の実績は、夏峰電力発生日(2013年度:8月7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)} 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
^{注4)} 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5)} 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

54

2014年度夏季の需給実績 (北海道電力) ②最小予備率日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日 (8月4日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	363	403	403	427	427	395	▲33	▲33		
うち常設され ている火力	-	398	367	339	369	369	393	393	375	▲18	▲18	中間点検延長による減 (砂川発電所3号機 (13万kW))	
うち長期停止 火力の再稼 働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
うち緊急設置 電源	-	0	7	13	15	15	15	15	15	0	0		
うち自家発電 買取	0	0	4	11	19	19	19	19	4	▲15	▲15	当日の自家発電剰余電力購入減	
水力 (注1)	79	93	83	73	65	65	60	60	60	+1	+1		
揚水	25	29	30	30	30	30	30	30	30	0	0		
地熱・太陽 光・風力	1	1	7	8	1	1	2	2	27	+25	+25		
地熱	1	1	2	0	0	0	2	2	0	▲2	▲2		
太陽光	-	-	0	1	0	0	0	0	16	+16	+16	日射に恵まれたことによる増	
風力	-	-	5	7	0.4	0.4	0.4	0.4	11	+10	+10	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲14	▲1	14	7	▲3	▲3	▲3	▲3	▲2	+2	+2	当日の新電力への供給減	
供給力 計	658	558	512	482	495	495	516	516	510	▲6	▲6		
融通前供給 力 計	(658)	(615)	(512)	(482)	(495)	(495)	(516)	(516)	(510)	(▲6)	(▲6)		
需要想定 (①、②、③加 味)	506	485	483	441	454	454	472	472	459	▲13	▲13		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	(443)	(443)	(461)	(461)	-	-	-		
①経済影響等	-	-	2	3	3	3	3	3	3	0	0	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映	
②定着節電	-	-	▲43	▲44	▲36	▲36	▲36	▲36	▲43	▲7	▲7	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	
③気温影響・そ の他 (注4)	-	-	18	▲24	▲19	▲19	▲1	▲1	▲7	▲6	▲6	2010年度の最大需要日の最高気温 (32.5℃) に対し、今夏の最小予備率日の気温 (31.7℃) が低 かったことなどによる減	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	41 (9.2%)	41 (9.1%)	41 (9.1%)	44 (9.2%)	44 (9.2%)	51 (11.1%)	-	-		
要削減ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	6.2%	6.1%	6.1%	6.2%	6.2%	8.1%	-	-		

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 7月8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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

55

2014年度夏季の需給実績 (東北電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (8月5日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,329	1,329	1,397	1,397	1,397	1,397	0	0	
うち常設され ている火力	1,194	912	1,088	1,253	1,217	1,217	1,286	1,286	1,285	▲1	▲1	需給安定による停止(八戸3号(25万kW))、試運転差(八戸5号(39万kW))	
うち長期停止 火力の再稼 働	-	35	35	30	30	30	30	30	30	0	0		
うち緊急設置 電源	-	0	88	88	65	65	65	65	64	▲1	▲1	気温上昇に伴うガスタービン出力の減等	
うち自家発電 買取	-	25	37	29	16	16	16	16	18	+2	+2	当日の自家発電購入増	
水力 (注1)	185	120	134	154	185	185	166	166	171	+5	+5	出水に恵まれたことによる増	
揚水	69	25	71	25	71	71	71	71	71	0	0		
地熱・太陽 光・風力	12	13	22	24	22	22	21	21	60	+39	+39		
地熱	12	13	12	11	12	12	12	12	12	0	0		
太陽光	-	-	8	9	9	9	8	8	31	+23	+23	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	2	4.1	0.9	0.9	0.6	0.6	17.5	+16.9	+16.9	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲102	▲102	▲102	▲102	▲113	▲11	▲11	卸電力取引所への売電増等	
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,505	1,505	1,553	1,553	1,586	+33	+33		
融通前供給 力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,505	1,505	1,553	1,553	1,586	+33	+33		
需要想定 (①、②、③加 味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,420	1,420	1,445	1,445	1,360	▲85	▲85		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	+26	+26	+26	+26	+21	▲5	▲5	景気影響の見込み差など(消費増税の影響による一部での生産調整など)	
②定着節電	-	-	-	-	▲64	▲64	▲64	▲64	▲76	▲12	▲12	お客さまの節電意識の定着などによる影響	
③気温影響・そ の他 (注4)	-	-	-	-	▲99	▲99	▲74	▲74	▲142	▲68	▲68	H26年度の最大需要日の実績気温(33.2℃)が見通しより低かったことによる減など	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	85 (6.0%)	85 (6.0%)	108 (7.5%)	108 (7.5%)	226 (16.7%)	-	-		
要削減ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	3.0%	3.0%	4.5%	4.5%	13.7%	-	-		

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 8月19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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

56

2014年度夏季の需給実績 (東北電力) ②最小予備率日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日 (8月22日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,329	1,329	1,397	1,397	1,246	▲151	▲151		
うち常設され ている火力	1,194	912	1,088	1,253	1,217	1,217	1,286	1,286	1,133	▲153	▲153	需給安定による停止(八戸3号(25万kW), 八戸5号(39万kW), 秋田2号(35万kW), 秋田3号(35万kW)) 機器不具合に伴う補修作業(他社2台)	
うち長期停止 火力の再稼 働	-	35	35	30	30	30	30	30	30	0	0		
うち緊急設置 電源	-	0	88	88	65	65	65	65	64	▲1	▲1	気温上昇に伴うガスタービン出力の減等	
うち自家発電 買取	-	25	37	29	16	16	16	16	19	+3	+3	当日の自家発電購入増	
水力 (注1)	185	(注6) 120	(注6) 134	(注6) 154	185	185	166	166	191	+25	+25	出水に恵まれたことによる増	
揚水	69	(注6) 25	71	25	71	71	71	71	71	0	0		
地熱・太陽 光・風力	12	13	22	24	22	22	21	21	62	+41	+41		
地熱	12	13	12	11	12	12	12	12	12	0	0		
太陽光	-	-	8	9	9	9	8	8	46	+38	+38	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	2	4.1	0.9	0.9	0.6	0.6	3.2	+2.6	+2.6	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲102	▲102	▲102	▲102	▲118	▲16	▲16	卸電力取引所への売電増等	
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,505	1,505	1,553	1,553	1,452	▲101	▲101		
融通前供給 力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,505	1,505	1,553	1,553	1,452	▲101	▲101		
需要想定 (①、②、③加 味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,420	1,420	1,445	1,445	1,295	▲150	▲150		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	+26	+26	+26	+26	+21	▲5	▲5	景気影響の見込み差など(消費増税の影響による一部での生産調整など)	
②定着節電	-	-	-	-	▲64	▲64	▲64	▲64	▲76	▲12	▲12	お客さまの節電意識の定着などによる影響	
③気温影響・その 他 (注4)	-	-	-	-	▲99	▲99	▲74	▲74	▲207	▲133	▲133	H26年度の最小予備率日の実績気温(31.6℃)が見通しより低かったことによる減など	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (呼称) (①、②、③加 味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	85 (6.0%)	85 (6.0%)	108 (7.5%)	108 (7.5%)	157 (12.1%)	-	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	3.0%	3.0%	4.5%	4.5%	9.1%	-	-		

(注1) 過去30年間のうち出水がなかった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度:8月19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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26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停止に伴う減。

2014年度夏季の需給実績 (東京電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (8月5日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,337	4,337	4,383	4,383	4,293	▲90	▲90		
うち常設され ている火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,312	4,312	4,358	4,358	4,174	▲184	▲184	増出力運転の不実施、機器不具合に伴う補修作業 (富津4-1軸 (51万kW)、富津4-2軸 (51万kW)) 等	
うち長期停止 火力の再稼 働	—	85	83	0	0	0	0	0	55	+55	+55	鹿島1号	
うち緊急設置 電源	—	87	192	164	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電 買取	48	139	128	60	25	25	25	25	63	+39	+39	自家発電購入増	
水力 (注1)	335	314	203	285	305	305	296	296	275	▲21	▲21	出水状況による減	
揚水	832	700	844	720	890	890	890	890	680	▲210	▲210	日々の運用状況による減	
地熱・太陽 光・風力	0	0	25	58	60	60	60	60	193	+133	+133		
地熱	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	—	—	25	56	60	60	60	60	192	+132	+132	日射量に恵まれたことによる増	
風力	—	—	0.1	1.8	0.2	0.2	0.1	0.1	0.6	+0.5	+0.5	風力発電実績	
融通	0	▲40	0	0	▲51	0	▲58	0	0	+58	0	西日本への融通不実施	
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	41	41	40	40	3	▲37	▲37	前日スポット(▲30万kW)	
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,582	5,633	5,612	5,669	5,444	▲168	▲225		
融通前供給 力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,633)	(5,633)	(5,669)	(5,669)	(5,444)	(▲225)	(▲225)		
需要想定 (①、②、③加 味)	5,999	4,922	5,078	5,093	5,320	5,320	5,320	5,320	4,980	▲340	▲340		
需要想定 (①、②、③、あ ④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	-	-	-		
①経済影響等	—	—	—	—	80	80	80	80	▲70	▲150	▲150	新電力への離脱の影響や、機械産業等の生産の弱含みの影響	
②定着節電	—	—	—	—	▲700	▲700	▲700	▲700	▲805	▲105	▲105	アンケート結果を上回る定着節電がみられた影響等 (アンケート結果による定着節電率: 90%)	
③気温影響・そ 他 (注4)	—	—	—	—	▲59	▲59	▲59	▲59	▲144	▲85	▲85	2010年度並み猛暑 (H3発生日: 35.7度) を想定していたものの、今夏のH3発生日の気温が、35.4度と想定を下回った影響等	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	262 (4.9%)	313 (5.9%)	292 (5.5%)	349 (6.6%)	464 (9.3%)	—	—		
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	1.9%	2.9%	2.5%	3.6%	6.3%	—	—		

(注1) 過去30年間のうち出水がなかった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度:8月9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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度夏季の需給実績 (東京電力) ②最小予備率日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日 (7月16日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,337	4,337	4,383	4,383	3,722	▲661	▲661		
うち常設され ている火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,312	4,312	4,358	4,358	3,657	▲701	▲701	需給安定に伴う停止、増出力運転の不実施、機器不具合に伴う補修作業 (富津4-1軸 (51万kW) 富津4-2軸 (51万kW)) 等	
うち長期停止 火力の再稼 働	—	85	83	0	0	0	0	0	0	0	0		
うち緊急設置 電源	—	87	192	164	0	0	0	0	0	0	0		
うち自家発電 買取	48	139	128	60	25	25	25	25	65	+40	+40	自家発電購入増	
水力 (注1)	335	314	203	285	305	305	296	296	286	▲10	▲10	出水状況による減	
揚水	832	700	844	720	890	890	890	890	660	▲230	▲230	日々の運用状況による減	
地熱・太陽 光・風力	0	0	25	58	60	60	60	60	56	▲4	▲4		
地熱	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
太陽光	—	—	25	56	60	60	60	60	55	▲5	▲5		
風力	—	—	0.1	1.8	0.2	0.2	0.1	0.1	1.3	+1.2	+1.2	風力発電実績	
融通	0	▲40	0	0	▲51	0	▲58	0	0	+58	0	西日本への融通不実施	
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	41	41	40	40	13	▲27	▲27	前日スポット(▲21万kW)	
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,582	5,633	5,612	5,669	4,737	▲875	▲932		
融通前供給 力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,633)	(5,633)	(5,669)	(5,669)	(4,737)	(▲932)	(▲932)		
需要想定 (①、②、③加 味)	5,999	4,922	5,078	5,093	5,320	5,320	5,320	5,320	4,485	▲835	▲835		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	-	-	-		
①経済影響等	—	—	—	—	80	80	80	80	▲70	▲150	▲150	新電力への離脱の影響や、機械産業等の生産の弱含みの影響	
②定着節電	—	—	—	—	▲700	▲700	▲700	▲700	▲805	▲105	▲105	アンケート結果を上回る定着節電がみられた影響等 (アンケート結果による定着節電 率: 90%)	
③気温影響・その 他 (注4)	—	—	—	—	▲59	▲59	▲59	▲59	▲639	▲580	▲580	2010年度並み猛暑 (H3発生日: 35.7度) を想定していたものの、最小予備率日の気温 が、32.4度と想定を下回った影響等	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
需給ギャップ (呼称) (①、②、③加 味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	262 (4.9%)	313 (5.9%)	292 (5.5%)	349 (6.6%)	253 (5.6%)	-			
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	1.9%	2.9%	2.5%	3.6%	2.6%	-			

(注1) 過去30年間のうち出水がなかった下位5日の平均値 (月単位) で評価。
(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 8月9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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014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 夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季							
					①7月見通し (注4) (FC有り)	②7月見通し (注4) (FC無し)	③8月見通し (注4) (FC有り)	④8月見通し (注4) (FC無し)	⑤ピーク需要日	⑤-③	⑤-④	
原子力	1,956	707	237	236	0	0	0	0	0	0	0	
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,453	7,453	7,488	7,488	7,243	▲245	▲245	
うち常設されている火力	6,745	6,854	7,066	7,022	7,181	7,181	7,212	7,212	6,976	▲236	▲236	
うち長期停止火力の再稼働	—	48	118	154	154	154	154	154	132	▲22	▲22	
うち緊急設置電源	—	0	2	5	6	6	6	6	6	0	0	
うち自家発電買取	96	73	142	130	113	113	116	116	128	+12	+12	
水力 (注1)	768	853	848	778	813	813	752	752	818	+65	+65	
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,236	1,234	1,239	1,231	1,054	▲165	▲167	
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	209	209	217	217	419	+202	+202	
地熱	17	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	
太陽光	—	—	88	152	192	192	200	200	394	+194	+194	
風力	—	—	6	16	1.2	1.2	1.2	1.2	9.2	+8.0	+8.0	
融通	0	▲1	36	▲5	51	0	57	0	14	▲43	+14	
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	16	▲1	▲1	0	0	▲58	▲58	▲58	
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,666	9,760	9,708	9,753	9,688	9,508	▲245	▲180	
融通前供給力 計	(10,790)	(9,821)	(9,621)	(9,671)	(9,709)	(9,708)	(9,696)	(9,688)	(9,494)	▲202	▲194	
需要想定 (①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,260	9,429	9,429	9,429	9,429	8,746	▲683	▲683	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	(9,380)	(9,380)	(9,380)	(9,380)	—	—	—	
①経済影響等	—	—	—	▲92	▲43	▲43	▲43	▲43	▲178	▲135	▲135	
②定着節電	—	—	—	▲769	▲635	▲635	▲635	▲635	▲822	▲187	▲187	
③気温影響・その他 (注3)	—	—	—	197	182	182	182	182	▲179	▲361	▲361	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	▲49	▲49	▲49	▲49	—	—	—	
279 (3.1%) (3.0%) ((3.5))	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (9.5%)	405 (4.4%)	331 (3.5)	279 (3.0%)	324 (3.4%)	259 (2.7%)	762 (8.7%)	—	—	
0% (0.5%)	5.7%	6.0%	6.5%	1.4%	0.5%	0%	0.4%	▲0.3%	5.7%	—	—	

(注1) 過去30年間のうち出水がなかった下位5日の平均値 (月単位) で評価。
(注2) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
(注3) 気象影響等の他、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) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度夏季の需給実績(中部電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (7月25日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,340	2,340	2,343	2,343	2,248	▲95	▲95	-
うち常設され ている火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,291	2,291	2,294	2,294	2,199	▲95	▲95	需給安定に伴う停止(バランス停止): ▲106kW、定期点検差: +18万kW、 増出力未実施他: ▲7万kW
うち長期停止 火力の再稼 働	-	48	13	49	49	49	49	49	49	0	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	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	126	149	149	138	138	163	25	25	出水に恵まれたことによる増
揚水	411	399	382	386	381	381	381	381	326	▲55	▲55	日々の運用状況による減
地熱・太陽 光・風力	0	0	22	56	59	59	61	61	116	56	56	-
地熱	0	0	0	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	22	51	59	59	61	61	115	55	55	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	4	0	0	0	0	1	1	1	風力発電実績分
融通	0	0	▲56	▲125	▲180	▲180	▲174	▲174	▲167	8	8	融通送電減(関西電力への送電: +49万kW、九州電力への送電: ▲57万kW)
新電力への供給等	32	5	▲25	▲27	▲12	▲12	▲12	▲12	▲40	▲28	▲28	-
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,737	2,737	2,737	2,737	2,647	▲90	▲90	-
融通前供給 力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,917)	(2,917)	(2,911)	(2,911)	(2,814)	▲98	▲98	-
需要想定 (①、②、③加 味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,644	2,644	2,644	2,644	2,452	▲192	▲192	-
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲10	▲25	▲2	▲2	▲2	▲2	▲33	▲31	▲31	離脱の進展による減など
②定着節電	-	-	▲155	▲140	▲112	▲112	▲112	▲112	▲155	▲43	▲43	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
③気温影響・そ 他(注4)	-	-	▲66	79	49	49	49	49	▲69	▲118	▲118	2010年度ピーク需要日の気象: 累積不快指数84.7(最高気温35.6℃)に対し、2014年度ピーク需 要日の気象: 累積不快指数84.1(最高気温38.2℃)と累積不快指数が低かったことによる需要減など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)	195 (8.0%)	-	-	-
要解消ギャップ 3%解除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	5.0%	-	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水がなかった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度: 8月22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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

61

2014年度夏季の需給実績(中部電力) ②最小予備率日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日(8月5日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,340	2,340	2,343	2,343	2,073	▲271	▲271	-
うち常設され ている火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,291	2,291	2,294	2,294	2,023	▲271	▲271	需給安定に伴う停止(バランス停止): ▲283kW、定期点検差: +18万kW、 増出力未実施他: ▲5万kW
うち長期停止 火力の再稼 働	-	48	13	49	49	49	49	49	49	0	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	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	126	149	149	138	138	154	16	16	出水に恵まれたことによる増
揚水	411	399	382	386	381	381	381	381	379	▲3	▲3	日々の運用状況による減
地熱・太陽 光・風力	0	0	22	56	59	59	61	61	93	32	32	-
地熱	0	0	0	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	22	51	59	59	61	61	90	29	29	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	4	0	0	0	0	3	3	3	風力発電実績分
融通	0	0	▲56	▲125	▲180	▲180	▲174	▲174	▲182	▲8	▲8	融通送電増(関西電力への送電: +37万kW、九州電力への送電: ▲29万kW)
新電力への供給等	32	5	▲25	▲27	▲12	▲12	▲12	▲12	▲45	▲33	▲33	-
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,737	2,737	2,737	2,737	2,472	▲266	▲266	-
融通前供給 力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,917)	(2,917)	(2,911)	(2,911)	(2,654)	▲258	▲258	-
需要想定 (①、②、③加 味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,644	2,644	2,644	2,644	2,346	▲298	▲298	-
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲10	▲25	▲2	▲2	▲2	▲2	▲33	▲31	▲31	離脱の進展による減など
②定着節電	-	-	▲155	▲140	▲112	▲112	▲112	▲112	▲155	▲43	▲43	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
③気温影響・そ 他(注4)	-	-	▲66	79	49	49	49	49	▲175	▲224	▲224	2010年度ピーク需要日の気象: 累積不快指数84.7(最高気温35.6℃)に対し、2014年度最小予備 率日の気象: 累積不快指数83.3(最高気温34.9℃)と累積不快指数が低かったことによる需要減など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)	126 (5.4%)	-	-	-
要解消ギャップ 3%解除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	2.4%	-	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水がなかった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度: 8月22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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。
(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

62

2014年度夏季の需給実績 (関西電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注7) (FC有り)	②7月見 通し (注7) (FC無し)	③8月見 通し (注7) (FC有り)	④8月見 通し (注7) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (7月25日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	2,015	2,015	2,049	2,049	1,971	▲77	▲77	
うち常設され ている火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,888	1,888	1,921	1,921	1,834	▲87	▲87	復水器細管の点検に伴う出力抑制 (姫二既設5号 (60万kW))、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼 働	-	-	45	45	45	45	45	45	45	0	0	
うち緊急設置 電源	-	-	1	5	5	5	5	5	5	0	0	
うち自家発電 買取	91	55	106	93	77	77	77	77	87	+10	+10	当日の自家発電購入増
水力	232	273	303	307	(注1) 280	(注1) 280	(注1) 260	(注1) 260	283	+23	+23	出水による増
揚水 (注4)	447	465	356	345	426	424	430	422	351	▲79	▲71	日々の需給状況による減
地熱・太陽 光・風力	0	0	19	44	51	51	54	54	89	+35	+35	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	19	44	51	51	54	54	89	+35	+35	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
融通	0	76	160	85	172	145	149	121	140	▲9	+19	他電力からの融通受電の増減
新電力への供給等 (注3)	74	41	17	89	17	17	18	18	9	▲9	▲9	新電力への供給増
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,960	2,932	2,960	2,924	2,843	▲118	▲81	
融通前供給 力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,788)	(2,787)	(2,811)	(2,803)	(2,703)	▲108	▲101	
需要想定 (①、②、③加 味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,873	2,873	2,873	2,873	2,667	▲206	▲206	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲15	▲15	▲15	▲15	▲68	▲53	▲53	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	-	▲263	▲263	▲263	▲263	▲371	▲108	▲108	お客さまの節電意識の高まりなどによる
③気温影響・そ の他 (注6)	-	-	-	-	56	56	56	56	11	▲45	▲45	2013年猛暑並 (当日最高気温37.2℃、累積5日最高気温37.0℃) の想定に対して、今夏の最大需要日 (当日最高気温37.1℃、累積5日最高気温35.9℃) と気温が低かったことによる需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	87 (3.0%)	59 (2.0%)	87 (3.0%)	51 (1.8%)	175 (6.6%)	-	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	0.0%	▲1.0%	0.0%	▲1.2%	3.6%	-	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 8月22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) 四捨五入の誤差で合計等が含まない場合がある。
(注4) 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。
(注5) 需要および揚水を除く供給力に応じて、新電力供給力は増減する。
(注6) 気温影響等の他、随時調整契約、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7) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

63

2014年度夏季の需給実績 (関西電力) ②最小予備率日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注7) (FC有り)	②7月見 通し (注7) (FC無し)	③8月見 通し (注7) (FC有り)	④8月見 通し (注7) (FC無し)	⑤最小予備率 日 (7月25日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	2,015	2,015	2,049	2,049	1,971	▲77	▲77	
うち常設され ている火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,888	1,888	1,921	1,921	1,834	▲87	▲87	復水器細管の点検に伴う出力抑制 (姫二既設5号 (60万kW))、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼 働	-	-	45	45	45	45	45	45	45	0	0	
うち緊急設置 電源	-	-	1	5	5	5	5	5	5	0	0	
うち自家発電 買取	91	55	106	93	77	77	77	77	87	+10	+10	当日の自家発電購入増
水力	232	273	303	307	(注1) 280	(注1) 280	(注1) 260	(注1) 260	283	+23	+23	出水による増
揚水 (注4)	447	465	356	345	426	424	430	422	351	▲79	▲71	日々の需給状況による減
地熱・太陽 光・風力	0	0	19	44	51	51	54	54	89	+35	+35	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	19	44	51	51	54	54	89	+35	+35	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
融通	0	76	160	85	172	145	149	121	140	▲9	+19	他電力からの融通受電の増減
新電力への供給等 (注3)	74	41	17	89	17	17	18	18	9	▲9	▲9	新電力への供給増
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,960	2,932	2,960	2,924	2,843	▲118	▲81	
融通前供給 力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,788)	(2,787)	(2,811)	(2,803)	(2,703)	▲108	▲101	
需要想定 (①、②、③加 味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,873	2,873	2,873	2,873	2,667	▲206	▲206	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲15	▲15	▲15	▲15	▲68	▲53	▲53	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	-	▲263	▲263	▲263	▲263	▲371	▲108	▲108	お客さまの節電意識の高まりなどによる
③気温影響・そ の他 (注6)	-	-	-	-	56	56	56	56	11	▲45	▲45	2013年猛暑並 (当日最高気温37.2℃、累積5日最高気温37.0℃) の想定に対して、今夏の最小予備率日 (当日最高気温37.1℃、累積5日最高気温35.9℃) と気温が低かったことによる需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	87 (3.0%)	59 (2.0%)	87 (3.0%)	51 (1.8%)	175 (6.6%)	-	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	0.0%	▲1.0%	0.0%	▲1.2%	3.6%	-	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 8月22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) 四捨五入の誤差で合計等が含まない場合がある。
(注4) 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。
(注5) 需要および揚水を除く供給力に応じて、新電力供給力は増減する。
(注6) 気温影響等の他、随時調整契約、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7) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

64

2014年度夏季の需給実績(北陸電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (8月1日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	433	437	437	436	436	436	1	1	
うち常設されている火力	435	436	438	432	435	435	433	433	434	1	1	8月見通しにおいては福井火力 三国1号(25万kW)が8/30から定期点検のため増
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	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	1	3	3	3	3	2	0	0	当日の自家発電購入減
水力(注1)	152	159	133	146	153	153	138	138	149	10	10	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	11	11	11	11	11	11	11	11	0	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	3	8	4	4	4	4	13	9	9	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	7	4	4	4	4	13	9	9	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲30	▲30	▲17	▲17	▲17	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲78	▲7	▲1	▲24	▲2	▲2	▲1	▲1	▲19	▲18	▲18	卸電力取引所等への送電増
供給力 計	662	600	576	553	573	573	570	570	572	2	2	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(573)	(603)	(603)	(587)	(587)	(589)	(2)	(2)	
需要想定 (①、②、③加味)	573	533	526	526	548	548	548	548	518	▲30	▲30	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲2	▲2	▲2	▲2	▲4	▲2	▲2	電気機械産業等の生産減少
②定着節電	-	-	-	-	▲25	▲25	▲25	▲25	▲30	▲5	▲5	お客さまの節電意識の高まりによる増
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	-	2	2	2	2	▲21	▲23	▲23	2010年並みの猛暑(36.3℃)に比べ今夏の最大需要日(35.4℃)の気温が低かったことによる需要減
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	25 (4.6%)	25 (4.6%)	22 (4.1%)	22 (4.1%)	54 (10.4%)	32 (6.3%)	32 (6.3%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	1.6%	1.6%	1.1%	1.1%	7.4%	6.3%	6.3%	

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度:8月19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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

65

2014年度夏季の需給実績(北陸電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要日) (注2)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日(7月25日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	433	437	437	436	436	343	▲93	▲93	
うち常設されている火力	435	436	438	432	435	435	433	433	340	▲93	▲93	需給安定に伴う停止(富山新港1.2号(100万kW))による減ほか
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	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	1	3	3	3	3	3	0	0	
水力(注1)	152	159	133	146	153	153	138	138	171	32	32	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	11	11	11	11	11	11	11	11	0	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	3	8	4	4	4	4	13	9	9	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	7	4	4	4	4	13	9	9	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲30	▲30	▲17	▲17	▲9	8	8	融通量の変化(関西電力11万kW減、九州電力3万kW増)
新電力への供給等(注4)	▲78	▲7	▲1	▲24	▲2	▲2	▲1	▲1	▲5	▲4	▲4	卸電力取引所等への送電増
供給力 計	662	600	576	553	573	573	570	570	523	▲47	▲47	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(573)	(603)	(603)	(587)	(587)	(532)	(▲55)	(▲55)	
需要想定 (①、②、③加味)	573	533	526	526	548	548	548	548	491	▲57	▲57	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲2	▲2	▲2	▲2	▲4	▲2	▲2	電気機械産業等の生産減少
②定着節電	-	-	-	-	▲25	▲25	▲25	▲25	▲30	▲5	▲5	お客さまの節電意識の高まりによる増
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	-	2	2	2	2	▲48	▲50	▲50	2010年並みの猛暑(36.3℃)に比べ今夏の最小予備率日(33.2℃)の気温が低かったことによる需要減
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	25 (4.6%)	25 (4.6%)	22 (4.1%)	22 (4.1%)	33 (6.7%)	10 (2.6%)	10 (2.6%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	1.6%	1.6%	1.1%	1.1%	3.7%	2.6%	2.6%	

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度:8月19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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

66

2014年度夏季の需給実績(中国電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (7月25日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,039	989	1,078	1,021	1,011	1,011	1,011	1,011	978	▲33	▲33	
うち常設され ている火力	1,034	986	1,071	1,005	1,000	1,000	997	997	968	▲29	▲29	機器不具合に伴う出力抑制 (水島3▲3万kW)、機器不具合に伴う停止 (他社火力)、 需給安定に伴う停止(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	16	10	10	14	14	10	▲5	▲5	自家発電の補修による減
水力 (注1)	56	51	55	52	55	55	48	48	45	▲3	▲3	渇水による減
揚水	124	148	159	153	145	145	144	144	129	▲15	▲15	機器不具合による停止, 需要カーブ差による減
地熱・太陽 光・風力	0	0	23	18	31	31	32	32	44	13	13	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	20	18	31	31	31	31	44	13	13	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲56	▲56	▲50	▲50	▲8	42	42	融通送電の減 (FCあり: 関西向け送電が9万kW減, 九州向け送電が32万kW減) (FCなし: 関西向け送電が19万kW減, 九州向け送電が23万kW減)
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲15	▲4	▲4	▲4	▲4	▲28	▲24	▲24	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,181	1,181	1,181	1,181	1,160	▲21	▲21	
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,237)	(1,237)	(1,231)	(1,231)	(1,168)	(▲63)	(▲63)	
需要想定 (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,134	1,134	1,134	1,134	1,061	▲73	▲73	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲24	▲24	▲24	▲24	▲32	▲8	▲8	想定していたIPの伸び率の差異 (2010→2014年度:1.8%→0.4%) や離脱実績が想定を上回ったこと などによる。
②定着節電	-	-	-	-	▲43	▲43	▲43	▲43	▲52	▲9	▲9	お客さまの節電・省エネ意識が高まったことなどによる。
③気温影響・そ 他 (注4)	-	-	-	-	0	0	0	0	▲56	▲56	▲56	2010年猛暑並み (最高気温36.0℃, 前3日最高気温平均35.7℃) を想定したが, 今夏最大電力発 生日の最高気温は36.3℃ (+0.3℃) となったものの, 前3日最高気温平均は33.7℃ (▲2.0℃) となっ たことによる。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	47 (4.2%)	47 (4.2%)	47 (4.1%)	47 (4.1%)	99 (9.3%)	-	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

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

(注2) 過去の実績は、夏期最大電力発生日(2013年度:8月22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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

67

2014年度夏季の需給実績(中国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日 (8月7日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,039	989	1,078	1,021	1,011	1,011	1,011	1,011	884	▲126	▲126		
うち常設され ている火力	1,034	986	1,071	1,005	1,000	1,000	997	997	874	▲123	▲123	機器不具合に伴う停止 (他社火力)、 需給安定に伴う停止 (下松3▲70万kW, 玉島2▲35万kW, 岩国2▲34万kW)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	16	10	10	14	14	11	▲4	▲4	自家発電の補修による減	
水力 (注1)	56	51	55	52	55	55	48	48	77	29	29	出水が多かったことによる増	
揚水	124	148	159	153	145	145	144	144	115	▲29	▲29	需給カーブ差による減	
地熱・太陽 光・風力	0	0	23	18	31	31	32	32	24	▲7	▲7		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
太陽光	0	0	20	18	31	31	31	31	24	▲7	▲7	日射量の減少による減	
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0		
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲56	▲56	▲50	▲50	▲36	14	14	融通送電の減 (FCあり:関西向け送電が9万kW減, 九州向け送電が4万kW減) (FCなし:関西向け送電が19万kW減, 九州向け送電が5万kW増)	
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲15	▲4	▲4	▲4	▲4	▲39	▲35	▲35	卸電力取引所への売電増	
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,181	1,181	1,181	1,181	1,026	▲155	▲155		
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,237)	(1,237)	(1,231)	(1,231)	(1,062)	(▲168)	(▲168)		
需要想定 (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,134	1,134	1,134	1,134	955	▲179	▲179		
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	▲24	▲24	▲24	▲24	▲32	▲8	▲8	想定していたIIPの伸び率の差異 (2010→2014年度:1.8%→0.4%)や離脱実績が想定を上回ったこと などによる。	
②定着節電	-	-	-	-	▲43	▲43	▲43	▲43	▲52	▲9	▲9	お客さまの節電・省エネ意識が高まったことなどによる。	
③気温影響・そ 他 (注4)	-	-	-	-	0	0	0	0	▲162	▲162	▲162	2010年猛暑並み (最高気温36.0℃, 前3日最高気温平均35.7℃)を想定したが, 今夏最小予備率日 の最高気温が32.8℃ (▲3.2℃) となったことや, 前3日最高気温平均が30.1℃ (▲5.6℃) となったこと などによる。	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	47 (4.2%)	47 (4.2%)	47 (4.1%)	47 (4.1%)	71 (7.5%)	-	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

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

(注2) 過去の実績は、夏期最大電力発生日(2013年度:8月22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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

68

2014年度夏季の需給実績 (四国電力) ①最大需要日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (7月25日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	478	470	470	470	470	437	▲33	▲33		
うち常設され ている火力	448	436	451	445	436	436	436	436	418	▲17	▲17	補修停止 (他社火力) 等	
うち長期停止 火力の再稼 働	—	0	22	22	22	22	22	22	0	▲22	▲22	需給安定に伴う停止 (阿南2号 (22万kW))	
うち緊急設置 電源	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
うち自家発電 買取	0	13	16	11	12	12	12	12	18	6	6	当日の自家発購入増	
水力 (注1)	64	69	68	48	62	62	59	59	58	▲1	▲1	出水状況による減など	
揚水	52	52	52	52	52	52	52	52	48	▲4	▲4	補修停止 (薩平1号 (4万kW))	
地熱・太陽 光・風力	0	0	7	17	16	16	17	17	41	24	24		
地熱	0	0	0	0	—	—	—	—	—	—	—		
太陽光	0	0	7	12	16	16	17	17	39	22	22	日射量に恵まれたことによる増	
風力	0	0	0	5	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	風力発電実績分	
融通	0	▲4	0	▲5	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲67	▲64	▲13	▲13	▲14	▲14	▲15	▲15	▲11	3	3	淡路島への融通減等	
供給力 計	702	615	603	577	587	587	583	583	572	▲11	▲11		
融通前供給 力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(587)	(587)	(583)	(583)	(572)	(▲11)	(▲11)		
需要想定 (①、②、③加 味)	597	544	526	549	559	559	559	559	526	▲33	▲33		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
①経済影響等	—	—	—	▲10	▲9	▲9	▲9	▲9	▲13	▲4	▲4	想定していたIIPの伸び率の差異 (2010 → 2014年度: +1.8% → +0.4%) や離脱需要の想定実績差等	
②定着節電	—	—	—	▲39	▲31	▲31	▲31	▲31	▲42	▲11	▲11	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響	
③気温影響・そ 他 (注4)	—	—	—	2	2	2	2	2	▲16	▲18	▲18	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+0.7℃、 となったが、高気温の累積効果を評価する前5日最高気温平均が▲2.7℃となったことによる需要減等	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	28 (4.9%)	28 (4.9%)	24 (4.3%)	24 (4.3%)	46 (8.8%)	22 (4.3%)	22 (4.3%)		
要解消ギャップ 3%解除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	—	1.9%	1.9%	1.3%	1.3%	—	—	—		

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 8月22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) 四国五入の需要で合計等が含まない場合がある。

(注4) 気温影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

69

2014年度夏季の需給実績 (四国電力) ②最小予備率日

(供給力内 訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季								備考 (差分理由等)
					①7月見 通し (注5) (FC有り)	②7月見 通し (注5) (FC無し)	③8月見 通し (注5) (FC有り)	④8月見 通し (注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日 (7月10日)	⑤-③	⑤-④		
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	478	470	470	470	470	324	▲146	▲146		
うち常設され ている火力	448	436	451	445	436	436	436	436	309	▲127	▲127	定期点検差 (阿南4号試運転中 (21万kW)、補修停止 (他社火力) 等 需給安定に伴う停止 (阿南3号 (45万kW)、坂出3号 (45万kW))	
うち長期停止 火力の再稼 働	—	0	22	22	22	22	22	22	0	▲22	▲22	需給安定に伴う停止 (阿南2号 (22万kW))	
うち緊急設置 電源	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
うち自家発電 買取	0	13	16	11	12	12	12	12	15	3	3	当日の自家発購入増	
水力 (注1)	64	69	68	48	62	62	59	59	58	▲1	▲1	出水状況による減など	
揚水	52	52	52	52	52	52	52	52	7	▲46	▲46	台風8号の大雨による運用制約 (本川1・2号(46万kW))	
地熱・太陽 光・風力	0	0	7	17	16	16	17	17	28	12	12		
地熱	0	0	0	0	—	—	—	—	—	—	—		
太陽光	0	0	7	12	16	16	17	17	27	11	11	日射量に恵まれたことによる増	
風力	0	0	0	5	0.0	0.0	0.0	0.0	1	1	1	風力発電実績分	
融通	0	▲4	0	▲5	0	0	0	0	30	30	30	全国融通受電による増	
新電力への供給等	▲67	▲64	▲13	▲13	▲14	▲14	▲15	▲15	▲10	4	4	淡路島への融通減等	
供給力 計	702	615	603	577	587	587	583	583	436	▲147	▲147		
融通前供給 力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(587)	(587)	(583)	(583)	(406)	(▲177)	(▲177)		
需要想定 (①、②、③加 味)	597	544	526	549	559	559	559	559	409	▲150	▲150		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
①経済影響等	—	—	—	▲10	▲9	▲9	▲9	▲9	▲13	▲4	▲4	想定していたIIPの伸び率の差異 (2010 → 2014年度: +1.8% → +0.4%) や離脱需要の想定実績差等	
②定着節電	—	—	—	▲39	▲31	▲31	▲31	▲31	▲42	▲11	▲11	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響	
③気温影響・そ 他 (注4)	—	—	—	2	2	2	2	2	▲133	▲135	▲135	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▲4.2℃、 前5日最高気温平均が▲6.9℃となったことによる需要減等	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	28 (4.9%)	28 (4.9%)	24 (4.3%)	24 (4.3%)	27 (6.5%)	3 (0.7%)	3 (0.7%)		
要解消ギャップ 3%解除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	—	1.9%	1.9%	1.3%	1.3%	—	—	—		

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日 (2013年度: 8月22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) 四国五入の需要で合計等が含まない場合がある。

(注4) 気温影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

70

2014年度夏季の需給実績(九州電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (7月25日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	478	176	0	0	0	0	0	0	0			
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,180	1,180	1,179	1,179	1,173	▲7	▲7	
うち常設され ている火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,131	1,131	1,131	1,131	1,123	▲7	▲7	他社火力トラブルによる減、火力増出力の減など
うち長期停止 火力の再稼 働	—	0	38	38	38	38	38	38	38	0	0	
うち緊急設置 電源	—	0	1	0.4	1	1	1	1	1	0	0	
うち自家発電 買取	0	0	11	9	11	11	10	10	11	+1	+1	当日の自家発電購入増
水力(注1)	117	125	136	99	114	114	109	109	120	+11	+11	出水に恵まれたことによる増
揚水	170	230	165	202	221	221	221	221	209	▲13	▲12	日々の運用状況による減
地熱・太陽 光・風力	17	16	36	41	48	48	49	49	116	+67	+67	
地熱	17	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	
太陽光	—	—	20	20	31	31	33	33	94	+61	+61	日射量に恵まれたことによる増
風力	—	—	0.2	5.1	1	1	1	1	6	+5	+5	風況による増
融通	0	0	46	120	145	121	149	120	66	▲83	▲54	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	▲2	▲2	10	6	14	14	14	14	31	+17	+17	卸電力取引所からの調達増など
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,722	1,698	1,722	1,693	1,714	▲7	+22	
融通前供給 力 計	1,895	1,671	1,580	1,584	1,577	1,577	1,573	1,573	1,648	+76	+76	
需要想定 (①、②、③加 味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,671	1,671	1,671	1,671	1,522	▲149	▲149	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	+4	▲3	+9	+9	+9	+9	▲28	▲37	▲37	想定していたH/Pの伸び率の差異(2010年度比: +1.8%→+0.4%)や離脱影響などによる減
②定着節電	—	—	▲189	▲185	▲161	▲161	▲161	▲161	▲172	▲11	▲11	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
③気温影響・その他(注4)	—	—	▲44	+72	+73	+73	+73	+73	▲28	▲101	▲101	2013年度H1発生日(8/20最高気温36.5℃)並みの想定に対し、当日最高気温は34.2℃(▲2.3℃)となったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	▲23	—	▲23	—	—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	51 (3.0%)	27 (1.6%)	51 (3.0%)	22 (1.3%)	193 (12.7%)	—	—	
要解凍ギャップ 3%解除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	0%	▲1.4%	0%	▲1.7%	9.7%	—	—	

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度: 8月20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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気温影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

71

2014年度夏季の需給実績(九州電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日) (注2)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日(7月8日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	478	176	0	0	0	0	0	0	0			
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,180	1,180	1,179	1,179	1,054	▲125	▲125	
うち常設され ている火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,131	1,131	1,131	1,131	1,004	▲127	▲127	補修差による減、火力増出力の減など
うち長期停止 火力の再稼 働	—	0	38	38	38	38	38	38	38	0	0	
うち緊急設置 電源	—	0	1	0.4	1	1	1	1	1	0	0	
うち自家発電 買取	0	0	11	9	11	11	10	10	12	+2	+2	当日の自家発電購入増
水力(注1)	117	125	136	99	114	114	109	109	129	+19	+19	出水に恵まれたことによる増
揚水	170	230	165	202	221	221	221	221	163	▲58	▲58	日々の運用状況による減
地熱・太陽 光・風力	17	16	36	41	48	48	49	49	107	+58	+58	
地熱	17	16	16	16	16	16	16	16	16	+1	+1	
太陽光	—	—	20	20	31	31	33	33	80	+47	+47	日射量に恵まれたことによる増
風力	—	—	0.2	5.1	1	1	1	1	11	+11	+11	風況による増
融通	0	0	46	120	145	121	149	120	26	▲123	▲94	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	▲2	▲2	10	6	14	14	14	14	21	+7	+7	卸電力取引所からの調達増など
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,722	1,698	1,722	1,693	1,501	▲221	▲192	
融通前供給 力 計	1,895	1,671	1,580	1,584	1,577	1,577	1,573	1,573	1,475	▲98	▲98	
需要想定 (①、②、③加 味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,671	1,671	1,671	1,671	1,373	▲298	▲298	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	+4	▲3	+9	+9	+9	+9	▲28	▲37	▲37	想定していたH/Pの伸び率の差異(2010年度比: +1.8%→+0.4%)や離脱影響などによる減
②定着節電	—	—	▲189	▲185	▲161	▲161	▲161	▲161	▲172	▲11	▲11	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
③気温影響・その他(注4)	—	—	▲44	+72	+73	+73	+73	+73	▲177	▲250	▲250	2013年度H1発生日(8/20最高気温36.5℃)並みの想定に対し、当日最高気温は33.5℃(▲3.0℃)となったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	▲23	—	▲23	—	—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	51 (3.0%)	27 (1.6%)	51 (3.0%)	22 (1.3%)	128 (9.3%)	—	—	
要解凍ギャップ 3%解除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	0%	▲1.4%	0%	▲1.7%	6.3%	—	—	

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度: 8月20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) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気温影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

72

2014年度夏季の需給実績(沖縄電力) ①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 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤ピーク需要日 (7月4日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	194	220	220	179	-	219	-	213	199	-	▲14	需給安定に伴う停止(石川2号 13万kW)
うち常設され ている火力	194	220	220	179	-	219	-	213	199	-	▲14	
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(注1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
地熱・太陽 光・風力	-	-	0.4	1.7	-	3.4	-	3.6	9.9	-	6.3	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	0.4	1.7	-	3.4	-	3.6	9.9	-	6.3	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0.0	-	0.0	-	0.0	0.1	-	0.1	風力発電実績
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等 (注4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
供給力 計	194	220	220	181	-	222	-	216	209	-	▲8	
融通前供給 力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需要想定 (①、②、③加 味)	148	144	148	153	-	155	-	155	150	-	▲5	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	0	-	0	-	0	0	-	0	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
③気温影響・そ 他(注4)	-	-	-	5	-	7	-	7	2	-	▲5	発生日の最高気温(32.8℃)が猛暑見込み気温(最高気温34.0℃)より低かったことなどによる需要減。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	-	67 (43.2%)	-	61 (39.3%)	59 (39.3%)	-	-	
要削減ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	-	40.2%	-	36.2%	36.3%	-	-	

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度:6月8日、2012年度:7月6日、2011年度:7月22日、2010年度:7月6日)における実績。

(注3) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

73

2014年度夏季の需給実績(沖縄電力) ②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 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度夏季							備考(差分理由等)
					①7月見 通し(注5) (FC有り)	②7月見 通し(注5) (FC無し)	③8月見 通し(注5) (FC有り)	④8月見 通し(注5) (FC無し)	⑤最小予備率 日(7月24日)	⑤-③	⑤-④	
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	194	220	220	179	-	219	-	213	185	-	▲28	需給安定に伴う停止(石川2号、吉浦2号 36万kW)、定検実績に伴う増(牧港GT2号 10万kW)
うち常設され ている火力	194	220	220	179	-	219	-	213	185	-	▲28	
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(注1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
地熱・太陽 光・風力	-	-	0.4	1.7	-	3.4	-	3.6	7.7	-	4.1	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	0.4	1.7	-	3.4	-	3.6	7.7	-	4.1	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0.0	-	0.0	-	0.0	0.1	-	0.1	風力発電実績
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等 (注4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
供給力 計	194	220	220	181	-	222	-	216	192	-	▲24	
融通前供給 力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需要想定 (①、②、③加 味)	148	144	148	153	-	155	-	155	143	-	▲12	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	0	-	0	-	0	0	-	0	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
③気温影響・そ 他(注4)	-	-	-	5	-	7	-	7	▲5	-	▲12	発生日の最高気温(32.9℃)が猛暑見込み気温(最高気温34.0℃)より低かったことなどによる需要減。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	-	67 (43.2%)	-	61 (39.3%)	49 (34.4%)	-	-	
要削減ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	-	40.2%	-	36.2%	31.4%	-	-	

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

(注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2013年度:6月8日、2012年度:7月6日、2011年度:7月22日、2010年度:7月6日)における実績。

(注3) 四捨五入の誤差で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響等の他、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5) 平成26年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

74

2014年度冬季の需給バランス見通し

75

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	3,487	434	246	0	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,683	13,642
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	12,864	13,264	13,240
うち長期停止火力の再稼働	-	195	133	171	125	105
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96	96
うち自家発電買取	146	309	283	248	201	203
水力(注3)	992	1,167	1,109	1,128	1,018	974
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,865	1,866
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	52	52
地熱	28	31	30	31	32	32
太陽光	-	0	13	25	7	8
風力	-	7	90	91	11.7	11.5
融通	0	19	50	7	0	0
新電力への供給等	▲82	37	0	▲76	▲93	▲95
供給力 計	17,534	16,561	16,123	16,410	16,528	16,436
融通前供給力 計	17,534	16,541	16,073	16,403	16,528	16,436
需要推定 (①、②、③加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	15,452	15,441
需要推定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲57	27	▲101	▲101
②定着節電	-	-	▲227	▲852	▲746	▲746
③その他(注2)	-	-	-78	210	+438	+427
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,076 (7.0%)	995 (6.4%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	4.0%	3.4%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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) 気運影響分の他、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3) 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。

76

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	1,628	341	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,233	6,169
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,855	6,024	5,959
うち長期停止火力の再稼働	—	120	35	35	35	35
うち緊急設置電源	—	155	248	123	89	89
うち自家発電買取	72	184	152	124	87	87
水力(注3)	472	470	390	437	441	416
揚水	690	771	820	818	990	985
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	25	24
地熱	11	15	14	14	15	15
太陽光	—	—	0	0	0	0
風力	—	—	53	48	9.2	9.0
融通	0	▲1	0	0	0	0
新電力への供給等	▲134	26	▲3	▲49	▲82	▲82
供給力 計	7,919	7,437	7,196	7,405	7,608	7,511
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,196	7,405	7,608	7,511
需要想定(①、②、③加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,939	6,928
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	▲8	38	▲42	▲42
②定着節電	—	—	▲60	▲515	▲453	▲453
③その他(注2)	—	—	▲57	156	235	224
④随時調整契約(実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	669 (9.6%)	583 (8.4%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	6.6%	5.4%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 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) 気温影響分、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3) 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。

77

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	119	95	0	0	0	0
火力	442	451	476	493	494	493
うち常設されている火力	442	447	448	456	457	456
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15
うち自家発電買取	-	4	14	21	23	23
水力(注4)	72	72	65	62	72	73
揚水	40	30	40	40	59	54
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	4	4
地熱	1	1	2	2	2	2
太陽光	-	-	0	0	0	0
風力	-	-	6	4	1.6	2.2
融通	0	▲29	0	0	0	0
新電力への供給等	▲1	2	17	1	▲4	▲4
供給力 計	674	621	606	602	625	620
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(625)	(620)
需要想定(①、②、③加味)	579	568	552	540	557	557
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	545	545
①経済影響等	-	-	6	7	+5	+5
②定着節電	-	-	▲30	▲34	▲27	▲27
③その他(注3)	-	-	▲3	▲12	0	0
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	68 (12.3%)	63 (11.4%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	9.3%	8.4%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 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～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季: 1月12日、2011年度冬季: 2月2日、2012年度冬季: 1月18日、2013年度: 1月17日)における実績。

(注3) 気温影響分、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。

78

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	270	0	0	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,385	1,380
うち常設されている火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,262	1,256
うち長期停止火力の再稼働	0	35	35	35	35	35
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	74
うち自家発電買取	9	46	34	30	15	15
水力(注4)	184	(注5) 144	(注5) 134	(注5) 184	158	152
揚水	25	(注5) 25	25	48	71	71
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	19	18
地熱	10	14	12	12	13	13
太陽光	-	-	0	0	0	0
風力	-	-	38	37.5	5.6	4.6
融通	0	28	0	0	0	0
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲105	▲105
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,528	1,516
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,528	1,516
需要想定(①、②、③加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,402	1,391
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲8	+5	+5
②定着節電	-	-	-	▲35	▲29	▲29
③その他(注3)	-	-	-	▲32	▲44	▲55
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	126 (9.0%)	125 (9.0%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	3.1%	2.4%	7.5%	9.5%	6.0%	6.0%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 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～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:1月18日、2013年度2月5日)における実績。

(注3) 気温影響分その他、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) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

79

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	1,239	246	0	0	0	0
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,354	4,296
うち常設されている火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,305	4,247
うち長期停止火力の再稼働	0	85	0	0	0	0
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0
うち自家発電買取	63	134	104	73	49	49
水力(注4)	216	254	191	191	211	191
揚水	625	716	755	730	860	860
地熱・太陽光・風力	0	0	9	6	2	2
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	-	-	0	0	0	0
風力	-	-	8.7	6.3	2.0	2.2
融通	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲19	2	33	51	27	27
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,455	5,375
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,455)	(5,375)
需要想定(①、②、③加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,980	4,980
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	▲52	▲52
②定着節電	-	-	-	-	▲397	▲397
③その他(注3)	-	-	-	-	+279	+279
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	475 (9.5%)	395 (7.9%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	6.5%	4.9%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 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～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:2月14日、2011年度冬季:1月20日、2012年度冬季:2月19日、2013年度2月14日)における実績。

(注3) 気温影響分その他、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。

80

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	1,859	93	246	0	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,450	7,473
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,009	7,240	7,281
うち長期停止火力の再稼働	-	75	98	136	90	70
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7	7
うち自家発電買取	74	125	131	124	114	116
水力(注3)	520	697	719	691	577	558
揚水	952	1,005	988	975	875	881
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	27	28
地熱	17	16	16	17	17	17
太陽光	-	0	13	25	7	8
風力	-	7	37	44	2.5	2.5
融通	0	20	50	7	0	0
新電力への供給等	52	11	3	▲27	▲11	▲13
供給力 計	9,615	9,124	8,927	9,005	8,920	8,925
融通前供給力 計	9,615	9,103	8,877	8,998	8,920	8,925
需要想定(①、②、③加味)	8,662	8,576	8,090	8,368	8,513	8,513
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲11	▲59	▲59
②定着節電	-	-	-	▲337	▲293	▲293
③その他(注2)	-	-	-	54	+203	+203
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	407 (4.8%)	412 (4.8%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	1.8%	1.8%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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) 気温影響分、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3) 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。

81

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	180	0	0	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,309	2,244
うち常設されている火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,257	2,212
うち長期停止火力の再稼働	0	53	15	53	52	31
うち緊急設置電源	0	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0
水力(注4)	111	90	87	92	(注4) 88	(注4) 79
揚水	314	316	288	301	287	290
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	7	8
地熱	0	-	-	-	-	-
太陽光	0	-	2	20	7	8
風力	0	-	2	6	0	0
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲122	▲76
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲17	▲15
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,553	2,530
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,675)	(2,606)
需要想定(①、②、③加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,393	2,393
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲38	34	+40	+40
②定着節電	-	-	▲65	▲65	▲55	▲55
③その他(注3)	-	-	19	54	+66	+66
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	160 (6.7%)	137 (5.7%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	3.7%	2.7%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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～2013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:2月2日、2012年度冬季:2月18日、2013年度冬季:2月14日)における実績。

(注3) 気温影響分、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。

82

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	805	93	246	0	0	0
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	2,071	2,080
うち常設されている火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,986	1,995
うち長期停止火力の再稼働	0	0	45	45	0	0
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7
うち自家発電買取	57	97	93	88	78	79
水力(注1)	142	283	261	240	(注1) 215	(注1) 208
揚水(注3)	365	359	361	390	268	265
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	0	0
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	4	0	0
風力	-	-	4	6	0	0
融通	0	100	0	149	41	46
新電力への供給等(注4)	97	20	3	7	17	14
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,612	2,612
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,571)	(2,566)
需要想定(①、②、③加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,535	2,535
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲11	▲25	▲25
②定着節電	-	-	-	▲149	▲129	▲129
③その他(注5)	-	-	-	18	+24	+24
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	77 (3.0%)	77 (3.0%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	0.0%	0.0%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(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年度冬季:2月14日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月19日、2013年度冬季:2月14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、同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。

83

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	219	0	0	0	0	0
火力	360	442	403	440	420	443
うち常設されている火力	360	440	400	438	418	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	0
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	3
水力(注4)	111	118	135	152	(注4) 117	(注4) 114
揚水	11	9	11	10	5	7
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	0	0
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	1	0	0
風力	0	0	6	7	0	0
融通	0	▲10	0	▲15	0	▲5
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	▲1	▲1
供給力 計	624	564	555	564	542	559
融通前供給力 計	624	573	555	579	542	564
需要想定(①、②、③加味)	528	526	505	516	521	521
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	▲2	▲3	▲3
②定着節電	-	-	▲18	▲17	▲15	▲15
③その他(注3)	-	-	1	7	+11	+11
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	21 (4.0%)	38 (7.2%)
要削減ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	1.0%	4.2%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要削減ギャップ 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～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月8日、2013年度冬季:2月5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。

84

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	83	0	0	0	0	0
火力	966	1,046	964	1,006	992	1,019
うち常設されている 火力	965	1,046	954	995	978	1,005
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	14	14
水力(注4)	40	51	58	65	(注4) 45	(注4) 49
揚水	79	83	125	125	103	106
地熱・太陽光・風力	0	7	18	5	0.5	0.5
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3	0	0	0
風力	0	7	15	4.7	0.5	0.5
融通	0	▲47	0	▲13	▲12	▲35
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲11	▲4	▲4
供給力 計	1,196	1,134	1,162	1,176	1,125	1,135
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(1,189)	(1,137)	(1,170)
需要想定(①、②、③加味)	1,074	1,045	995	1,039	1,048	1,048
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲21	▲31	▲31
②定着節電	-	-	-	▲16	▲14	▲14
③その他(注3)	-	-	-	2	+19	+19
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	77 (7.4%)	87 (8.3%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	4.4%	5.3%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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～2013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:2月2日、2012年度冬季:12月25日、2013年度2月6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。

85

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	207	0	0	0	0	0
火力	412	465	426	457	457	462
うち常設されている 火力	412	430	412	443	445	449
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	1
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	14	14	12	12
水力(注4)	41	45	61	52	43	41
揚水	38	38	38	34	37	37
地熱・太陽光・風力	0	0	10	4	1	1
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	4	0	0	0
風力	0	0	6	4	1	1
融通	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注5)	▲60	▲10	▲11	▲17	▲12	▲13
供給力 計	638	538	524	529	525	527
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(525)	(527)
需要想定(①、②、③加味)	520	522	477	487	500	500
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲6	▲12	▲12
②定着節電	-	-	-	▲27	▲24	▲24
③その他(注3)	-	-	-	0	+16	+16
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)2	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	25 (5.1%)	27 (5.5%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	2.1%	2.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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～2013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:2月2日、2012年度2月19日、2013年度2月6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、関西電力の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。

86

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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	365	0	0	0	0	0
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,201	1,225
うち常設されている 火力	1,088	1,208	1,201	1,196	1,156	1,179
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4
うち自家発電買取	15	12	11	9	7	8
水力(注4)	75	110	117	90	69	67
揚水	145	200	165	115	175	176
地熱・太陽光・風力	17	16	20	33	18	18
地熱	17	16	16	17	17	17
太陽光	0	0	0	0	0	0
風力	0	0	4	16	1	1
融通	0	40	55	35	93	70
新電力への供給等	15	6	16	37	6	6
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,554	1,562	1,562
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,519)	1,469	1,492

需要想定(①、②、③加味)	1,533	1,538	1,423	1,438	1,516	1,516
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲7	▲5	▲28	▲28
②定着節電	-	-	▲75	▲63	▲56	▲56
③その他(注3)	-	-	▲28	▲27	+67	+67
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	115 (8.0%)	46 (3.0%)	46 (3.0%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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～2013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:2月2日、2012年度2月8日、2013年度2月13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。

87

沖縄電力

(供給力内訳)	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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
				1月	2月
原子力	-	-	-	-	-
火力	139	159	154	173	176
うち常設されている 火力	139	159	154	173	176
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	-	-	-	-	-
地熱	-	-	-	-	-
太陽光	-	0	0	0	0
風力	-	-	0	0	0
融通	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-
供給力 計	139	159	154	173	176
融通前供給力 計	-	-	-	-	-

需要想定(①、②、③加味)	108	106	108	117	115
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	2	2
②定着節電	-	-	-	-	-
③その他(注3)	-	-	0	1	▲1
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6)	56 (48.2%)	61 (53.4%)
要綱需ギャップ 3%控除予備率	25.6	47.3%	39.6%	45.2%	50.4%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要綱需ギャップ 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) 2011年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2011年度冬季:1月25日、2012年度冬季:3月23日、2013年度2月10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。

88