

# 電力需給検証小委員会 報告書

平成 26 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

## 目 次

はじめに .....	- 1 -
第 1 章 2013 年度冬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 113 万 kW .....	- 4 -
3 . 需 要 ~ 事前の想定から 175 万 kW .....	- 9 -
4 . 2013 年度冬季の電力需給の結果分析の総括 .....	- 16 -
第 2 章 2014 年度夏季の電力需給の見通し .....	- 23 -
1 . 基本的な考え方 .....	- 23 -
2 . 2014 年度夏季の供給力の想定 .....	- 24 -
3 . 2014 年度夏季の需要の想定 .....	- 34 -
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 .....	- 39 -
1 . 火力発電所の稼働増に伴う課題について .....	- 39 -
2 . 諸課題に関する取組について .....	- 41 -
おわりに ~ 政府への要請 ~ .....	- 42 -

## はじめに

昨年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（以下、本小委員会）でとりまとめた2013年度冬季の電力需給見通しは、厳寒となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電の取組が継続されれば、いずれの電力管内も、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しであった。ただし、北海道電力管内においては、厳寒であり、かつ他電力からの電力融通を北本連系設備に依存しており、万が一、大規模な電源脱落が発生した場合には、電力需給がひっ迫し、国民の生命・安全が脅かされるリスクがあった。そのため、北海道電力管内においては、数値目標付きの節電要請を含む多重的な対策を行った。

2013年度冬季は、東日本を中心に記録的な寒波に見舞われた。東北電力、東京電力及び中部電力管内では、この見通しを超える最大需要を記録した。また、12月17日から1月13日まで、北海道電力管内では、火力最大機である苫東厚真4号機（70万kW）の計画外停止が発生したが、1月9日には、寒波の影響により電力需要が増加し、冬季の最小予備率を記録した。更なる火力発電機や北本連系設備の計画外停止が発生した場合には、電力需給がひっ迫する可能性があり、正に予断を許さない状況であった。

結果的に、2013年度冬季において、電力の安定供給に必要な予備力は確保されたが、原子力発電所の稼働停止が続く中、2014年度夏季に向けて、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、2013年度冬季の節電期間の終了に合わせ、速やかに、2013年度冬季の電力需給実績及び2014年度夏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 年度夏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 年度夏季の電力需給見通しは、供給面では、大飯原発 3・4 号機（236 万 kW）の停止や、3 月末に発生した電源開発の松浦火力 2 号機（94 万 kW）のトラブル等、需要面では、経済見通しの伸びによる需要見通しの増等の影響により、中部及び西日本管内全体で、昨年度夏季に比べ予備力が約 290 万 kW 低下するなど、非常に厳しい需給状況となる。東西間の周波数変換装置（FC）を通じた電力融通を見込まない場合には、予備率は 3%を下回る 2.7%となる見込みである。
2. FC を含む電力会社間の電力融通を見込むと、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だが、FC による融通を予め見込むことは、さらなる大規模電源の脱落が中部及び西日本で発生した場合に追加的な融通可能量が制約されるなど、リスクへの対応力がその分減じることを意味する。
3. このため、例えば、FC を通じた電力融通に予め頼らずとも、電力の安定供給を確保できることを目指した需給対策の検討が必要である。
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 2013年度冬季の電力需給の結果分析

### 1. 各電力会社管内における電力需給の状況

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

厳寒による大雪等により東北、東京及び中部電力管内の最大需要は、昨年10月に本小委員会が示した想定（以下「事前の想定」という。）を上回った。

このような状況において、数値目標付の節電要請を行った北海道電力管内を含め、いずれの電力管内においても、最大需要日において、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、2013年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表1 2013年度冬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	平均気温(°C)※1	供給力(万kW)	最大需要(万kW)	予備率	供給力(見通し)(万kW)	最大需要(見通し)(万kW)	予備率(見通し)
北海道電力	▲6%以上 ※生産活動等に配慮	1月17日(金) (17~18時)	-6.5	602 (▲0.8%)	540 (▲4.1%)	11.5%	607	563	7.7%
東北電力	数値目標を 伴わない節電	2月5日(水) (17~18時)	-4.7	1,569 (1.8%)	1,395 (0.1%)	12.5%	1,542	1,394	10.6%
東京電力	数値目標を 伴わない節電	2月14日(金) (17~18時)	0.5	5,234 (▲3.4%)	4,943 (0.5%)	5.9%	5,416	4,920	10.1%
中部電力	数値目標を 伴わない節電	2月14日(金) (10~11時)	1.5	2,490 (0.2%)	2,365 (0.4%)	5.3%	2,485	2,355	5.5%
関西電力	数値目標を 伴わない節電	2月14日(金) (10~11時)	1.7	2,692 (1.4%)	2,523 (▲2.1%)	6.7%	2,654	2,576	3.0%
北陸電力	数値目標を 伴わない節電	2月5日(水) (10~11時)	-2.0	564 (2.9%)	516 (▲0.6%)	9.2%	548	519	5.6%
中国電力	数値目標を 伴わない節電	2月6日(木) (18~19時)	1.0	1,176 (2.4%)	1,039 (▲1.2%)	13.2%	1,148	1,052	9.1%
四国電力	数値目標を 伴わない節電	2月6日(木) (18~19時)	4.7	529 (▲1.9%)	487 (▲3.8%)	8.5%	539	506	6.6%
九州電力	数値目標を 伴わない節電	2月13日(木) (18~19時)	7.1	1,554 (▲1.9%)	1,438 (▲6.4%)	8.0%	1,584	1,536	3.1%
沖縄電力※3	なし	2月10日(月) (19~20時)	16.2	154 (▲24.1%)	108 (▲6.9%)	42.8%	203	116	75.3%

※1 東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温

※2 東北、東京及び中部電力においては、最大需要が電力需給検証小委員会の見通しを上回った。

※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。

## 2. 供給 ～事前の想定から▲113万kW

2013年度冬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、16,410万kWであり、事前の想定である16,523万kWを113万kW下回った。以下、電源ごとに実績と事前の想定との差を検証する。

【表2 2013年度冬季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績－ 見通し※ (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲113		
原子力	0	－	－
火力	▲278	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	+97	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	▲42	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	+103	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	+7	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	+2	卸電力取引所からの受電増分	－

※ 9電力の最大需要発生日における値を合計

(1) 火力発電所 ～事前の想定から▲278万kW

2013 年度冬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、13,413 万 kW であり、事前の想定である 13,691 万 kW を 278 万 kW 下回った。以下に、2013 年度冬季の火力発電所の状況について記す。

計画外停止について、2013 年度冬季の計画外停止の状況を表 3 に示す。各電力会社は、2013 年度冬季も引き続き、火力発電所の巡回点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日を利用した 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。これにより、2012 年度に比べ計画外停止の期間平均値及び最大値は減少したものの、9 電力会社の最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は 456 万 kW（予備率に与える影響：▲3.3%）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 3 2013 年度冬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
①12～2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	133 (12/31)	118 (2/23,24)	498 (12/27)	183 (1/28,29)	147 (2/12)	26 (1/10)	151 (12/12)	90 (12/30-1/2)	91 (12/22)	749 [580] (12/21)	688 [339] (12/10)	1437 [816] (12/28)
【主な計画外停止発電所】 ※[]は定格出力	苫東厚真火力4号(70) 旭内火力2号(35)	秋田火力3号(35) 地社発電(火力)	常陸那珂火力1号(100) 鹿島火力5号(100) 姉崎火力3号(60)	川越火力1号(70) 津南火力3号(70)	舞鶴火力1号(90) 相生火力3号(88) 地社発電(火力)	福井火力三国1号(25) 自社水力	三原火力1号(100) 水島火力1号(29)	阿南火力3号(45) 阿南火力4号(45)	豊前火力2号(50) 川内火力1号(50) 河田火力新2号(38)	-	-	-
②12～2月の計画外停止分の平均	31	38	240	66	45	1	53	12	23	310	200	510
③最大需要日の計画外停止実績	1	78	139	90	109	1	30	0	8	218	238	456
今冬の最大需要	540	1,395	4,943	2,365	2,523	516	1,039	487	1,438	6,878	8,368	15,246
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲24.6%	▲8.5%	▲10.1%	▲7.7%	▲5.8%	▲5.0%	▲14.5%	▲18.5%	▲6.3%	▲10.9%	▲8.2%	▲9.4%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲5.7%	▲2.7%	▲4.9%	▲2.8%	▲1.8%	▲0.2%	▲5.1%	▲2.5%	▲1.6%	▲4.5%	▲2.4%	▲3.3%
③が予備率に与える影響	▲0.2%	▲5.6%	▲2.8%	▲3.8%	▲4.3%	▲0.2%	▲2.8%	0.0%	▲0.6%	▲3.2%	▲2.8%	▲3.0%

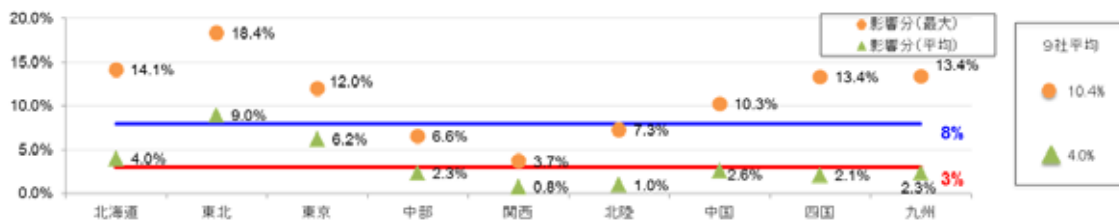
【図 1 2013 年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】



【表 4 2012 年度冬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0社	9電力
①12～3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	78 (12/30)	252 (1/1.2)	571 (3/10)	149 (1/25.26)	90 (3/1～3/10)	37 (3/19)	102 (2/10)	64 (1/19)	191 (12/30～1/1)	901 [714] (3/10)	633 [379] (12/30)	1,534 [1,015] (12/30)
[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。	伊達火力1号 (95)	東新潟火力4-2号系列(88)	結城火力2号 (60)	渥美火力3号 (70)	舞鶴火力1号 (90)	福井火力三國1号(25)	下結火力3号 (70)	阿南火力3号 (45) 他社発電	新小倉火力4号 (60)	-	-	-
	苫小牧火力1号 (95)	秋田火力4号 (80) 湍川(地熱)(8)	鹿島火力3号 (60) 五井火力6号 (35)	武蔵火力4号 (70) 他社発電		目黒水力	水島火力3号 (24)		川内火力2号 (50) 相模火力1号 (28)			
②12～3月の計画外停止分平均	22	123	296	53	19	5	26	10	33	441	146	587
③最大需要日の計画外停止実績	14	85	352	20	16	21	17	0	7	451	81	532
2012年度冬季の最大需要	552	1,372	4,743	2,258	2,432	505	995	477	1,423	6,667	8,090	14,757
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲14.1%	▲18.4%	▲12.0%	▲6.6%	▲3.7%	▲7.3%	▲10.3%	▲13.4%	▲13.4%	▲13.5%	▲7.8%	▲10.4%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲4.0%	▲9.0%	▲6.2%	▲2.3%	▲0.8%	▲1.0%	▲2.6%	▲2.1%	▲2.3%	▲6.6%	▲1.8%	▲4.0%
③が予備率に与える影響	▲2.5%	▲6.2%	▲7.4%	▲0.9%	▲0.7%	▲4.2%	▲1.7%	0.0%	▲0.5%	▲6.8%	▲1.0%	▲3.6%

【図 2 2012 年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】



2013 年度冬季においては、12 月 17 日、北海道電力管内において、管内の火力最大機である苫東厚真 4 号機（70 万 kW）の計画外停止が発生した。さらに 1 月 9 日には、寒波の影響により電力需要が増加し、冬季の最小予備率を記録した。こうした需要の増加と大規模な計画外停止とが重なるリスクも念頭に置いて、需給対策に万全を期す必要がある。

(2) 水力発電所 ～事前の想定から+97 万 kW

2013 年度冬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、1,128 万 kW であり、事前の想定である 1,031 万 kW を 97 万 kW 上回った（表 5）。

2013 年度冬季は、渇水ではなかったため、北海道以外の各電力管内では、最大需要日の供給実績は事前の想定を上回った。ただし、北海道電力においては、平年よりも気温が低い日が続き、9 日連続の真冬日となったため、河川からの流入が減少し、供給減となったことから、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5 2013年度冬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	437	62	184	191	691	92	240	152	65	52	90	1128
(最大需要発生日)	-	1月17日	2月5日	2月14日	-	2月14日	2月14日	2月5日	2月6日	2月6日	2月13日	-
②需給検証小委想定 (1月)	431	72	150	209	600	94	215	120	51	44	76	1031
③需給検証小委想定 (2月)	395	73	135	187	579	81	209	113	56	44	76	974
④差分(「最大需要日の実績」-「最大需要が発生した日の月の想定」)	-	▲9	+49	+4	-	+11	+31	+39	+9	+8	+14	-

### (3) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+103万kW

#### ①太陽光発電所 ～事前の想定から+22万kW

2013年度冬季の最大需要日の太陽光発電所の供給力（実績）を表6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。2013年度冬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、25万kWであり、事前の想定である3万kWを22万kW上回った。

【表6 2013年度冬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	0	0	0	0	25	20	4	1	0	0	0	25
	※カッコ内は時間帯	-	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(10-11時)	(10-11時)	(10-11時)	(18-19時)	(18-19時)	(18-19時)	-
	②需給検証委想定 (1月)	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	3
	※カッコ内は時間帯	-	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(9-10時)	(17-18時)	(10-11時)	(18-19時)	(18-19時)	(18-19時)	-
	差分(①-②)	0	0	0	0	22	17	4	1	0	0	0	22
太陽光設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	423	31	73	319	801	213	155	20	109	59	245	1,224
	②需給検証委想定 (1月)	316	29	62	225	743	198	135	18	98	49	245	1,059
	差分(①-②)	107	2	11	94	58	15	20	2	11	10	0	165
出力比率(%) (自家消費+供給力)	①最大需要日の実績	-	0	0	0	-	18	6	14	0	0	0	-
	②需給検証委想定 (1月)	-	0	0	0	-	4	0	0	0	0	0	-
	差分(①-②)	-	0	0	0	-	14	6	14	0	0	0	-

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出力比率の増加が考えられる。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影響もあり、+165万kW(約16%)増加したこと、また、日射量に恵まれたことによる出力増が、ピーク時供給力の増加要因だと考えられる。ただし、関西電力における出力比率の増加については、事前の想定では17～18時が需要のピーク時間帯であると見込んでいたが、最大需要日の関西電力管内は朝の降雪により、太陽光の出力が見込める午前中にピーク需要が発生したことに伴うものと考えられる。

### 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、31万kWであり、事前の想定である33万kWを2万kW下回ったが、概ね事前の想定どおりであった。

### ③風力発電所 ～事前の想定から+82万kW

2013年度冬季の最大需要日の風力発電所の供給力(実績)を表7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2～7年間)で平均した値を示した。

2013年度冬季の風力発電所の供給力(実績)の合計は、冬季最大需要日が風況に恵まれたことにより、91万kWとなり、事前の想定である9万kWを82万kW上回った。

【表7 2013年度冬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	48	4	38	6	43	6	6	7	5	4	16	91
	②需給検証小委想定	7	1	4	1	2	0.1	0.4	0.2	0.3	0.4	1.0	9
	差分(①-②)	41	3	34	5	41	6	6	6	4	4	15	82
風力設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	127	29	61	37	135	23	12	15	30	12	43	262
	②需給検証小委想定	128	29	62	37	135	23	12	15	30	12	43	263
	差分(①-②)	▲1	0	▲1	0	0	0	0	0	0	0	0	▲1
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	14	61	17	-	27	53	45	16	32	37	-
	②需給検証小委想定	-	5	7	4	-	0.4	3	1	1	3	2	-
	差分(①-②)	-	9	55	14	-	27	50	44	15	29	35	-

### 3. 需 要 ～事前の想定から▲175 万 kW

2013 年度冬季、最大需要日の需要（実績）の合計は、15,246 万 kW であり、事前の想定である 15,421 万 kW を 175 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 8 にこれらの分析結果を示す。

【表 8 需要の主な増減要因の分析】

実績－見通し (万 kW)*		差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲175		
気温影響等	+36	2013 年度冬季は一部地域で厳寒による降雪の影響もあり、気温が想定を下回り、暖房需要等が増加した。	引き続き、今後の需給見通しにおいても、平年並ではなく、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	▲64	2013 年度の GDP 及び IIP の伸び率の下方修正 (GDP:4.2%→3.3%、IIP:▲0.2→▲0.4%) 等の影響	—
節電影響	▲147	照明、空調やテレビ等による節電が幅広く実施された。	震災後の節電意識の向上により、節電の習慣化がみられる。このような定着節電により、数値目標無し電力管内でも、一定の節電効果がみられた。

※ 9 電力の最大需要発生日における値を合計

①気温影響等<sup>1</sup> ～事前の想定から +36 万 kW

2013 年度冬季は、厳寒基準として想定していた 2011 年度と比べ、東北電力、東京電力及び北陸電力管内において、ピーク時間帯の気温が想定を下回った。さらに東北電力及び東京電力においては、大雪の影響から暖房需要が増したことにより、事前の想定を上回る需要増となった。

【表 9 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	▲5	0	▲48	+43	+179	+56	+12	+10	+16	+16	+69	+174
実績	+156	▲12	▲32	+200	+54	+54	+18	+7	+2	+0	▲27	+210
差分	+161	▲12	+16	+157	▲125	▲2	+6	▲3	▲14	▲16	▲96	+36

②経済影響等<sup>2</sup> ～事前の想定から▲64 万 kW

事前の想定よりも経済成長率が低かった（GDP 伸び率の差異：4.2%→3.3%、IIP の伸び率の差異▲0.2%→▲0.4%）こと等により、事前の想定よりも需要が 64 万 kW 減少した。

【表 10 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	117 (▲41)	8 (▲2)	▲2 (▲2)	111 (▲37)	▲26 (▲33)	11 (▲13)	0 (▲5)	▲3 (0)	▲23 (▲4)	▲8 (▲3)	▲3 (▲8)	91 (▲74)
実績	38 (▲62)	7 (▲3)	▲8 (+1)	39 (▲60)	▲11 (▲28)	34 (▲5)	▲11 (▲13)	▲2 (0)	▲21 (▲2)	▲6 (▲1)	▲5 (▲7)	27 (▲90)
差分	▲79	▲1	▲6	▲72	15	23	▲11	1	2	2	▲2	▲64

(注) カッコ内に離脱分を記載

③節電影響 ～事前の想定から▲147 万 kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が 147 万 kW 減少した。表 1-1 に 2013 年度冬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。

ほとんど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。

なお、北海道電力管内では、数値目標付きの節電目標である 6%までの需要減にはわずかに至らなかったが、節電目標と概ね近い水準での実績が得られた。

<sup>1</sup> 気温影響に H3 実績を H1 実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計を「気温影響等」とした。

<sup>2</sup> 経済影響と新電力への離脱影響の合計を「経済影響等」とした。

【表 1 1 2013 年度冬季の節電目標と需要減の実績】

<2013年度冬季の需要減等>

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
<b>節電目標 (12月2日～3月31日)</b>	▲6%以上※2	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電
定着節電 (2013年10月の需給検証委員会想定)	▲4.1%	▲1.9%	▲7.5%	▲2.3%	▲3.8%	▲3.0%	▲1.4%	▲4.2%	▲4.1%
<b>最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ( )は2010年度との気温差</b>	▲6.7% (+0.3℃)	▲5.1% (▲3.2℃)	▲4.0% (▲3.6℃)	1.0% (+1.2℃)	▲5.3% (▲0.1℃)	▲2.3% (▲2.9℃)	▲3.2% (+1.2℃)	▲6.3% (▲0.8℃)	▲6.2% (+1.3℃)
<2013年度冬季>									
①最大需要	① 540	① 1395	① 4,943	① 2,365	① 2,523	① 516	① 1,039	① 487	① 1,438
②最大需要日	② 1/17	② 2/5	② 2/14	② 2/14	② 2/14	② 2/5	② 2/6	② 2/6	② 2/13
③平均気温 <sup>3</sup>	③ -6.5℃	③ -4.7℃	③ 0.5℃	③ 1.5℃	③ 1.7℃	③ -2.0℃	③ 1.0℃	③ 4.7℃	③ 7.1℃
<2010年度冬季>									
①最大需要	① 579	① 1470	① 5,150	① 2,342	① 2,665	① 528	① 1,074	① 520	① 1,533
②最大需要日	② 1/12	② 1/20	② 2/14	② 1/31	② 2/14	② 1/20	② 1/31	② 1/31	② 1/31
③平均気温 <sup>3</sup>	③ -6.8℃	③ -1.5℃	③ 4.1℃	③ 0.3℃	③ 1.8℃	③ 0.9℃	③ -0.2℃	③ 5.5℃	③ 5.8℃
<b>最大需要の対2010年度比 (気温影響、経済影響等を補正後)</b>	▲5.9%	▲2.4%	▲8.7%	▲2.8%	▲5.6%	▲3.2%	▲1.5%	▲5.2%	▲4.1%

(参考) 需要減少の対2010年度比

需要減少の対2010年度比 (期間平均) <sup>4</sup> ( )は需要減少量	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
	▲5.4% (▲29)	▲6.2% (▲83)	▲9.0% (▲427)	▲2.1% (▲50)	▲6.2% (▲146)	▲4.0% (▲19)	▲3.7% (▲36)	▲7.1% (▲33)	▲4.7% (▲65)

※1 北海道電力管内は12月9日(月)から3月7日(金)まで(土日祝日、その他特殊日を除く)が数値目標付きの節電要請期間

※2 生産活動(農業、観光を含む)等に配慮

※3 東京電力は最大需要発生時気温、四国・九州は最高気温

※4 節電要請期間のうち、データの取得が可能であった12月2日(月)から2月28日(金)までの平日(12月30日及び31日並びに1月2日及び3日を除く。)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2013年度冬季の各日の需要値を算出し、これと2013年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

## (2) 需要減のための取組等

### ① 需要家別の需要減の状況

表 1 2 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。

2013 年度冬季の節電の実施内容として、北海道・関西・九州電力管内を抽出して見ると、不要な照明の消灯、テレビは必要なとき以外は消す、長時間使わない機器はプラグを抜く等の取組みが広く行われたことが窺える(図 3)。

【表 1 2 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) ( )は需要減少量	▲5.4% (▲29)	▲6.2% (▲83)	▲9.0% (▲427)	▲2.1% (▲50)	▲6.2% (▲146)	▲4.0% (▲19)	▲3.7% (▲36)	▲7.1% (▲33)	▲4.7% (▲65)
大口 需要家	▲12% (▲11)	▲9% (▲36)	▲12% (▲198)	▲0% (▲3)	▲7% (▲57)	▲4% (▲9)	▲6% (▲20)	▲6% (▲9)	▲6% (▲21)
小口 需要家	▲4% (▲7)	▲4% (▲18)	▲11% (▲162)	▲3% (▲22)	▲6% (▲48)	▲2% (▲3)	▲4% (▲10)	▲6% (▲8)	▲6% (▲26)
家庭	▲5% (▲11)	▲6% (▲29)	▲4% (▲67)	▲5% (▲25)	▲5% (▲41)	▲6% (▲7)	▲2% (▲6)	▲9% (▲16)	▲3% (▲18)

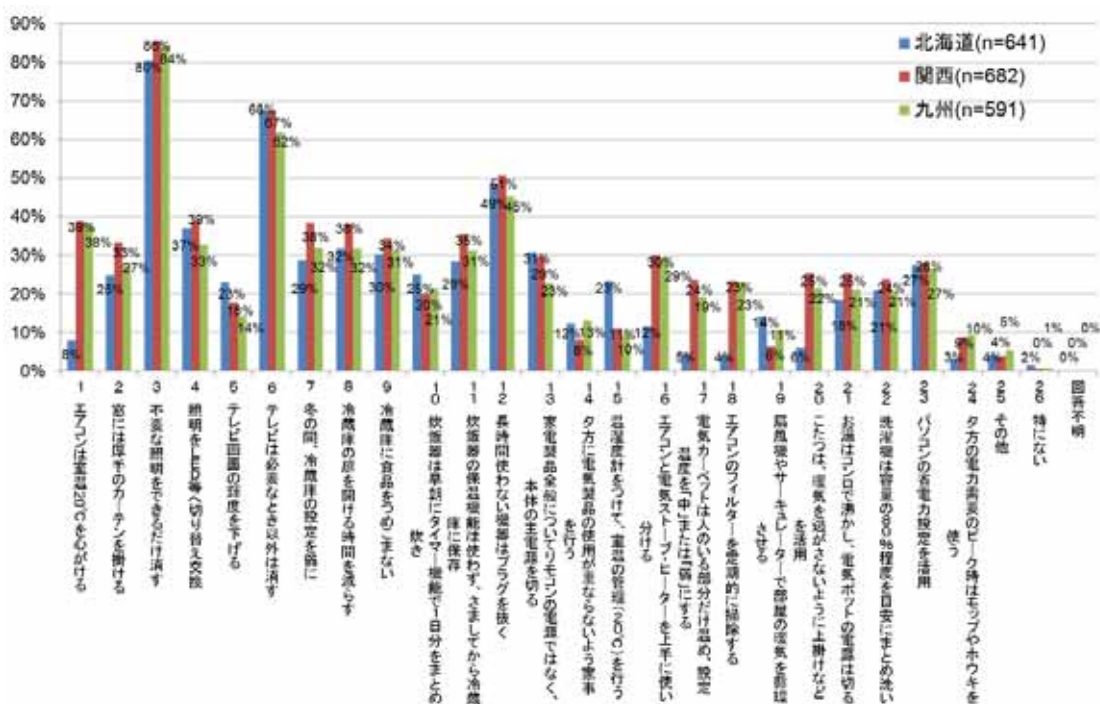
※節電要請期間のうち、データの取得が可能であった12月2日(月)から2月28日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

(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	▲10% (▲12)	▲7% (▲36)	▲10% (▲128)	1% (9)	▲6% (▲45)	▲3% (▲7)	▲6% (▲21)	▲5% (▲8)	▲3% (▲11)
業務	▲4% (▲6)	▲5% (▲18)	▲13% (▲232)	▲7% (▲34)	▲7% (▲60)	▲5% (▲5)	▲3% (▲9)	▲7% (▲9)	▲8% (▲36)
家庭	▲5% (▲11)	▲6% (▲29)	▲4% (▲67)	▲5% (▲25)	▲5% (▲41)	▲6% (▲7)	▲2% (▲6)	▲9% (▲16)	▲3% (▲18)

※節電要請期間のうち、データの取得が可能であった12月2日(月)から2月28日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【図3 実施した節電内容(2013年度冬季・家庭部門)】



②節電が電力量(kWh)に与える影響

表13に2013年度冬季(12月~2月実績)の節電電力量(kWh)を示す。2013年度冬季の電力量(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▲4.6%であり、2012年度冬季▲4.0%と概ね同程度であった。

2013年度冬季についても、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 1 3 2013 年度冬季の節電影響 (kWh) について】

(単位: 億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2013年度 節電電力量	▲5.2	▲4.6	▲60.7	▲8.2	▲16.7	▲1.3	▲1.6	▲2.5	▲7.0	▲107.8
2013年度 節電率 (①/③)	▲5.8%	▲2.0%	▲8.1%	▲2.4%	▲4.3%	▲1.6%	▲1.0%	▲3.3%	▲3.0%	▲4.6%
②2012年度 節電電力量	▲5.2	▲6.7	▲47.3	▲7.0	▲14.1	▲1.3	▲1.8	▲2.5	▲7.0	▲92.9
2012年度 節電率 (②/③)	▲5.8%	▲3.0%	▲6.3%	▲2.1%	▲3.6%	▲1.6%	▲1.1%	▲3.3%	▲3.0%	▲4.0%
③2010年度 電力量	90.1	225.0	752.6	336.8	387.8	79.9	164.6	75.9	230.2	2342.9

※ 12月分から2月分まで(土日祝日含む)の3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 1 4 及び表 1 5 に 2013 年度冬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、道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。その他の電力会社管内においては概ね事前の想定どおりとなった。

【表 1 4 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	5	15	0	0	0	0	0	0	19	39
②需給検証委小想定	9	15	0	0	0	0	0	0	20	44
差分(①-②)	▲4	0	0	0	0	0	0	0	▲1	▲5

【表 1 5 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今冬契約実績	16	29	167	71	42	21	112	35	32	525
②需給検証委小想定	12	29	167	71	36	21	112	36	32	516
差分(①-②)	4	0	0	0	6	0	0	▲1	0	9

### (3) 北海道電力管内において行われた需要対策

北海道電力管内の2013年度冬季の電力需給の事前想定は、予備率7.2%(2014年2月における最大需要日の想定)であり、電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しであった。しかし、北海道電力管内においては、他社からの電力融通に制約があること、寒冷地であり電力不足が国民生活等に甚大な影響を及ぼす可能性があること等の特殊性を踏まえ、政府は、北海道電力管内において、2010年度比6%以上の節電要請を行うとともに、緊急調整プログラム等の需要対策を決定した。

この他にも、需給調整契約の拡大等のデマンドリスポンス<sup>3</sup>の取組が行われた。表16にこれらの取組みの概要を示す。

---

<sup>3</sup> ここでは需給調整契約、アグリゲータ、ネガワット取引等を広く含む概念として用いた。



【表16 北海道電力管内における需給対策の概要】

①万が一の需給ひっ迫時への対策

契約種別	内容	今冬見通し 目標	今冬実績
緊急調整プログラム	需給がひっ迫した際、原則として営業・操業・業務時間外レベルまで負荷調整いただく契約。	約23万kW	約26万kW
通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。恒常的なご負担とならないことから広く加入を要請。	約100口 約7万kW	約230口 約11万kW
瞬時調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	10口 約5万kW	10口 約4万kW
アグリゲータ事業者の活用	中小ビル・工場等の省エネを管理・支援する事業者(アグリゲータ事業者)にご協力いただき電力需要の削減を図る。今冬はこれまでの相対協議から、広く公募とした。	3社 約0.3万kW	3社 約0.3万kW
緊急節電要請スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電(節電の深堀)にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	約4,100口※	約4,800口
ネガワット入札	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	約80口※	約160口

※は2012年度実績

②計画調整契約

契約種別	内容	今冬見通し	今冬実績
操業調整契約	あらかじめ日時を決めて、電気の使用を抑制する契約。	約150口 約8万kW	約80口 約5万kW
休日調整契約 長期休日調整契約	平日の操業を休日に振り替えたり、長期休日を設定したりすることにより、電気の使用を抑制する契約。	約10口 約1万kW	約10口 約1万kW

③夜間の需要抑制に向けた取組み

方策	内容	今冬見通し	今冬実績
自家発の焚き増し	自家発の焚き増しにより、夜間時間における電気の使用を抑制。	約15万kW	約16万kW
夜間通電時間の 変更やしゃ断時間の 追加	深夜のピーク時間帯を避けて通電するように、当社設備(タイムスイッチ)の設定変更や融雪用電力の夜間帯のしゃ断時間の追加。	昨年実施分も含む 約25万kW	昨年実施分も含む 約23万kW

④その他需要抑制に向けた取組み(新たな取組み)

方策	内容	今冬見通し	今冬実績
新たな需要抑制 事業プラン	今冬に向け、事業者さまを中心に募集。デマンド監視装置を新規設置し、需要抑制をおこなうものや、見える化システムを導入している顧客に対し需要抑制をおこなうといったプランをご応募いただいた2社と委託契約を締結。	—	2社 約0.2万kW

#### 4. 2013年度冬季の電力需給の結果分析の総括

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

##### (1) 供給面

- 火力発電については、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。北海道電力管内では、他社からの融通に制約があること、寒冷地であり電力不足が国民生活等に甚大な影響を及ぼす可能性があること等の特殊性がある中で、大規模な発電所のトラブルが重なり、電力需給がひっ迫する可能性が高い時期があった。最大の計画外停止が最大需要発生日に重なった場合、電力需給に多大な影響を与えるリスクがあったことも念頭に置いて、需給対策に万全を期す必要がある。
- 水力発電については、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、地域によっては設備拡大の影響等により実績が事前の想定を上回っているが概ね事前の想定通りであり、従来の評価方法は適切であったと評価される。
- 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、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

- 2013年度冬季は、一部の電力会社管内においてピーク時間帯の実績気温が想定より下がる等の影響により、事前の需要想定を超える最大需要となった。引き続き、今後の需給見通しにおいても、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一部あったものの、全体としてGDP、IIPの伸び率の下方修正により、事前の想定から減少した。
- 2013年度冬季は、北海道電力管内では2010年度比6%以上の数値目標付き、北海道電力管内以外では数値目標を伴わない一般的な節電要請を行ったところ、ほとんどの電力管内で、事前に想定された定着節電の量を上回る需要減となったことから、数値目標無しの節電要請を行った地域でも、一定の節電効果がみられた。

## 5. 震災後の火力発電の稼働状況

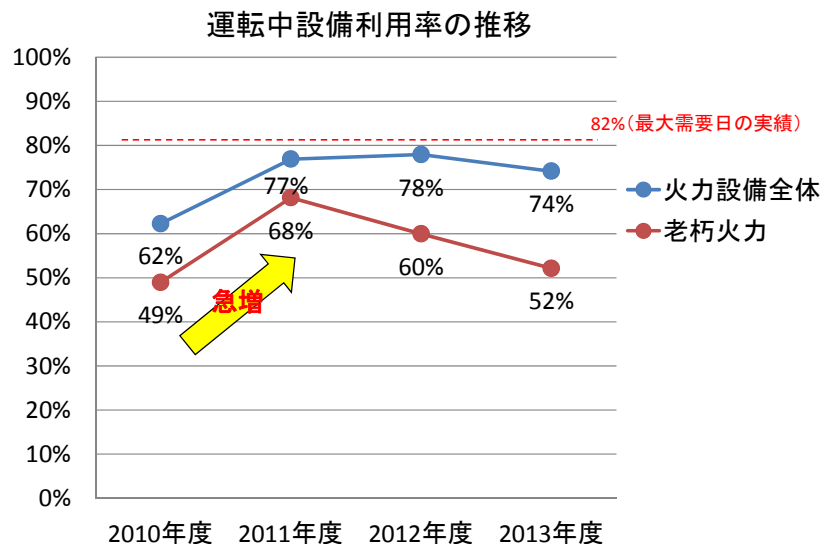
### ①火力発電所の稼働状況

最大需要発生日の火力発電は、各燃料種毎の運用特性（ベースロード・ミドル・ピーク電源）に合わせたフル稼働を行うことにより電力の安定供給を実現してきた。

図4に、震災前後の2010～2013年度の夏季（7～9月）及び冬季（12～2月）を対象とし、その期間における火力発電所全体及び老朽火力の運転中設備利用率の推移を示す。運転中設備利用率は、「発電電力量を『定期検査及び計画外停止による停止期間を除いた時間×発電出力』で除した値」と定義しており、運転可能な状態にあった火力発電の稼働状況をより適切に評価するという観点から分析したものである。

火力設備全体の運転中設備利用率は、震災後、62%から77%まで急増し、その後も2013年度夏季における最大需要発生日の実績（火力全体）である82%に近い運転中設備利用率で推移している。これは、火力発電設備が最大需要発生日以外の日においても最大需要発生日に近い運転中設備利用率で運転していることを示しており、震災後は、火力発電設備の高稼働状態が継続していると結論付けることができる。

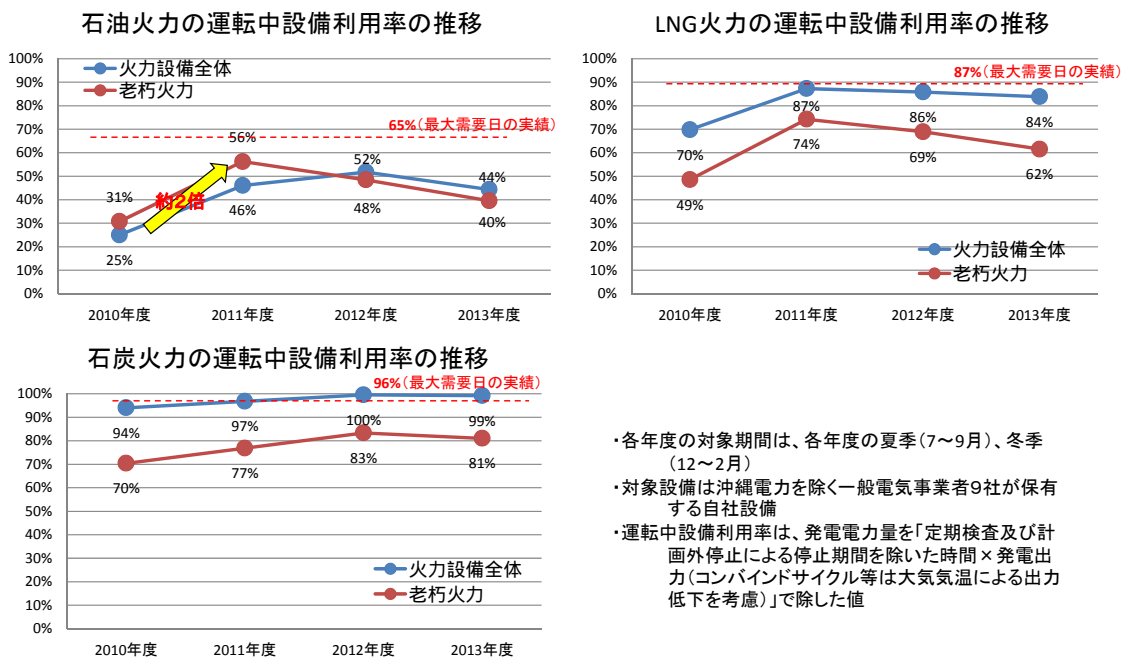
【図4 運転中設備利用率の推移】



- ・各年度の対象期間は、各年度の夏季（7～9月）、冬季（12～2月）
- ・対象設備は沖縄電力を除く一般電気事業者9社が保有する自社設備
- ・運転中設備利用率は、「発電電力量を『定期検査及び計画外停止による停止期間を除いた時間×発電出力（コンバインドサイクル等は大気気温による出力低下を考慮）』で除した値

図5に、燃料種別の火力発電所の稼働状況を示す。いずれの燃料種の火力発電においても、震災後は高い運転中設備利用率で推移している。特にピーク電源である石油火力の運転中設備利用率の増加は最も顕著であり、震災前後で約2倍に増加している。

【図5 火力発電所の運転中設備利用率の推移（燃料種別）】

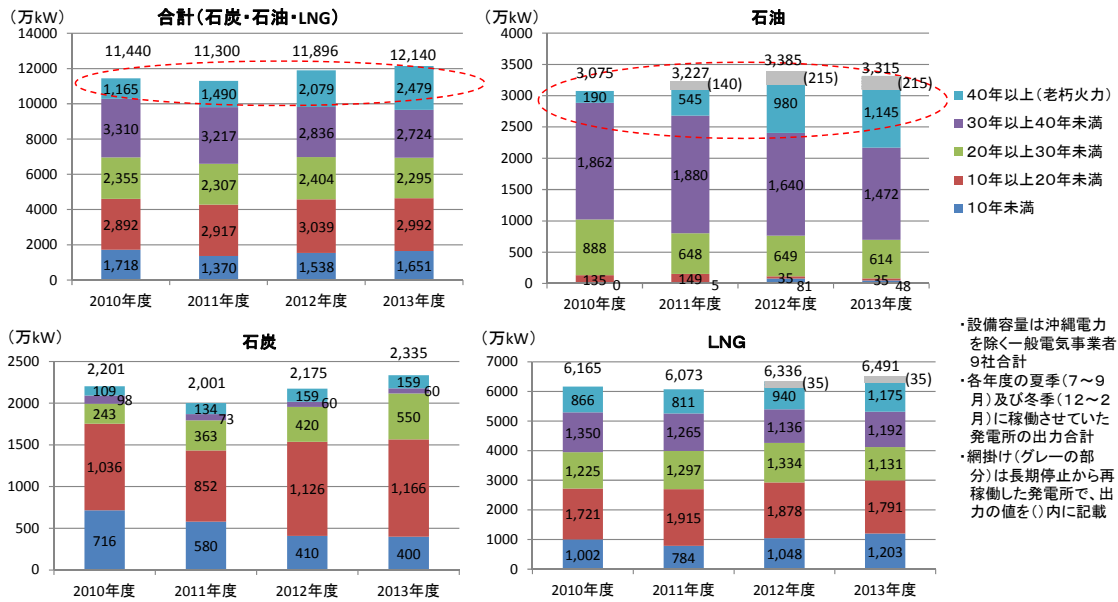


## ②経年別の火力発電設備の推移

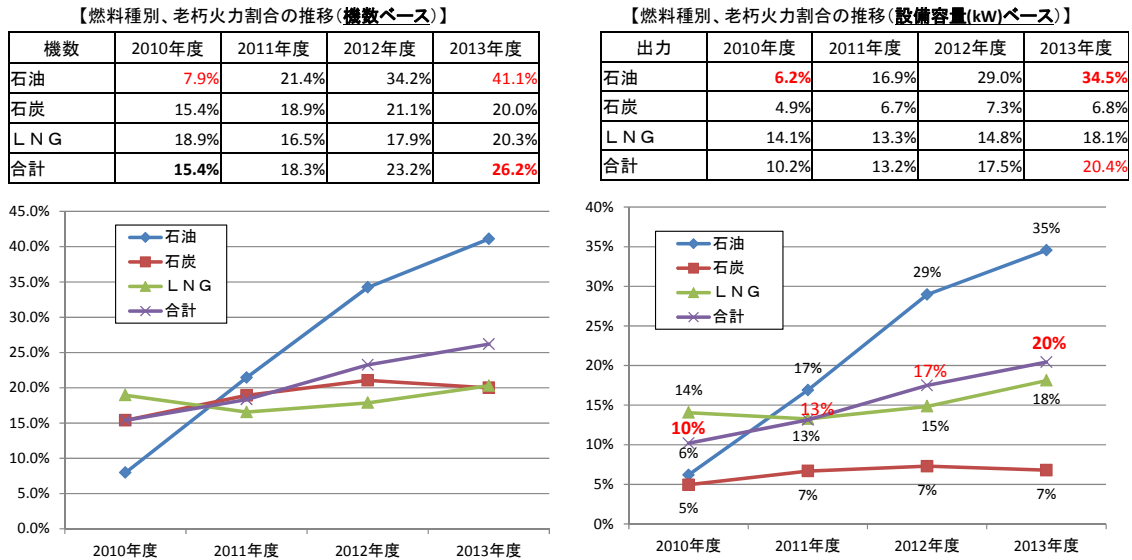
図6に、経年別に分けた火力発電の経年推移を示す。目立った特徴として、火力発電の合計において、老朽火力の設備容量が震災前である2010年度と比較して、2013年度には約2倍(1,165万kW→2,479万kW)に増加している。燃料種毎の経年推移を見ると、石油火力の老朽火力の設備容量が急増(190万kW→1,145万kW)している。

老朽火力の経年推移について詳細に分析するため、図7に火力発電全体に占める老朽火力割合の経年推移を示す。いずれの燃料種においても、震災以降は老朽火力の割合が増加しており、設備容量ベースで、火力発電全体に占める老朽火力の割合は2010年度から2013年度で10.2%から20.4%と約2倍に増加している。石油火力においては2010年度から2013年度にかけて、機数ベースで7.9%から41.1%、設備容量ベースで6.2%から34.5%と、老朽火力の割合が急増している。この原因として、原子力発電所の稼働が停止する中、供給力を確保するため、これまで停止していた長期計画停止火力を再稼働させる等の対策をとったことが老朽火力を増加させる一因と考えられる。

【図6 火力発電（経年別）の設備容量の経年推移（燃料種別）】



【図7 老朽火力の割合の推移】

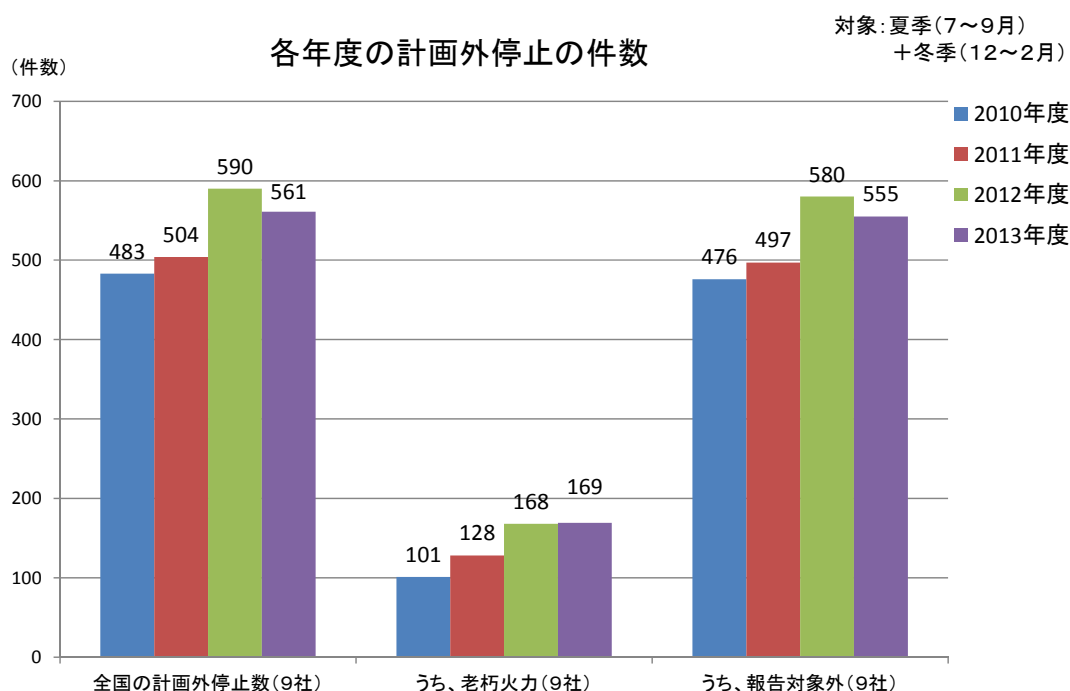


・設備容量は沖縄電力を除く一般電気事業者9社合計  
 ・各年度の夏季(7~9月)又は冬季(12~2月)に稼働させていた発電所を計上  
 ・長期停止中のもの、廃止されたもの、緊急設置電源の休止中のものは、当該年度に計上していない。(ただし、2010年10月に廃止された姫路第二1~3号機(LNG)は2010年度に計上)

### ③火力発電所の計画外停止件数の推移

2010年度から2013年度までの火力発電所の計画外停止の件数の推移を図8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增加する中で、火力発電所の計画外停止の件数は増加傾向を示している。特に運転開始から40年を経過した老朽火力においては年々増加しており、震災前である2010年と比べると約1.7倍に増加している。2013年度において、老朽火力の計画外停止件数は全体の約30%となっており、設備容量ベースでは20%となっていることから、老朽火力における計画外停止の割合は、それ以外の火力の割合と比べて高くなっている。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8 各年度における火力発電所の計画外停止の件数】

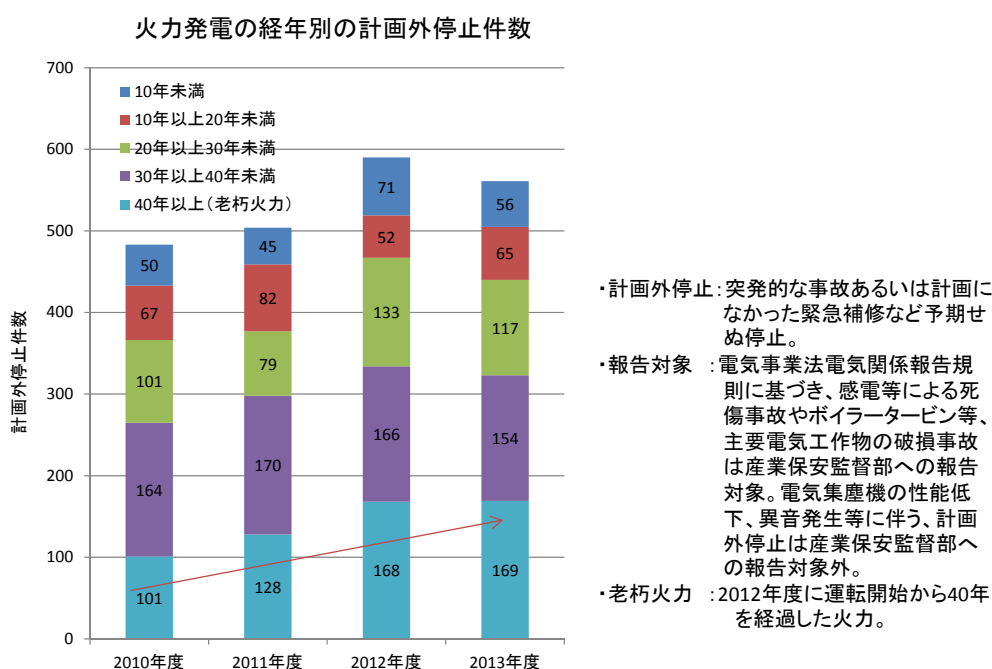


- ・計画外停止: 突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。
- ・報告対象: 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。
- ・老朽火力: 2012年度に運転開始から40年を経過した火力。

#### ④老朽火力の計画外停止

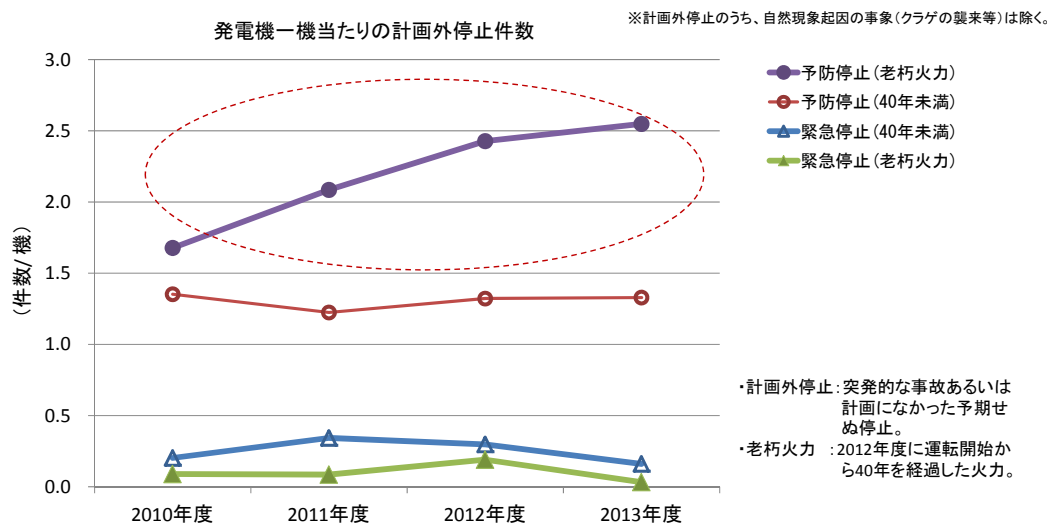
震災以降の火力発電所については、先述のとおり、定期検査の繰り延べ等の厳しい運転状況により、計画外停止の発生件数が増加している。火力発電所の計画外停止件数は全体的に増加傾向を示しており、稼働経過年別で評価した場合、運転開始後40年未満の火力発電においては震災前から目立った傾向は確認されなかったが、老朽火力の計画外停止件数は年々増加している（図9）。

【図9 老朽火力の経年別の計画外停止件数】



次に、計画外停止の要因分析を行うため、計画外停止の事象を「緊急停止」及び「予防停止」に分類し、一機当たりの計画外停止件数として計算した結果を図10に示す。ここで、「緊急停止」とは、ユニットの自動停止等、緊急的に運転を停止したものの、「予防停止」とは発電機補機のトラブル等により出力抑制したものと及び需要の低い週末等に作業を実施したものを指す。緊急停止のような深刻な事態に至るトラブルについては、40年未満の火力発電所においても、老朽火力においても横ばいとなっており、目立った差は見られないが、これは緊急停止による供給力減をさけるため、各社において需要の低い週末等に発電所を停止して補修・修繕作業を行いトラブルの未然防止に努めている（予防停止）ためであると考えられる。この予防停止について見ると、40年未満の火力発電所については横ばいとなっているが、老朽火力については、一機当たりの予防停止件数は年々増加している（図10）。

【図 10 発電機一機当たりの計画外停止件数】



⑥火力発電所の稼働状況：まとめ

以上を踏まえると、電力各社の取組の強化により、緊急停止に至るような深刻なトラブルの件数は抑制されているものの、予防停止を含めた老朽火力の計画外停止の発生リスクは年々高まっていると考えられる。また、こうした老朽火力を含む火力発電全体が平時以上に高稼働を行っている状況は、現場で運転・保守にあたる方々にも大きな負担を与えており、こうした面からも大規模なトラブルが発生する潜在的リスクが高まっている可能性がある。

加えて、老朽火力は一般的に旧式で効率の悪い発電設備を利用しており、こうした低効率の老朽火力をフル稼働させていることによる燃料コストの増加や、追加的な保守・点検等を行わなければいけないことによる維持管理費の増加といったコスト面での悪影響、さらには低効率火力発電の稼働に伴うCO<sub>2</sub>排出の増加にも留意が必要である(表17)。さらに長期的には、老朽火力のリプレイスなど、抜本的な対策を進めていく必要がある。

【表 17 発電方式別の発電効率、CO<sub>2</sub>排出原単位の例】

【発電方式別の発電効率、CO<sub>2</sub>排出原単位の例】

	発電方式	発電効率 〔発電端、HHV〕	CO <sub>2</sub> 排出原単位 〔kg-CO <sub>2</sub> /kWh〕
旧式	石油火力	38.3%	0.66
	石炭火力 (亜臨界圧)	38.7%	0.84
	LNG火力 (従来型)	38.9%	0.46
最新鋭	石炭火力 (超々臨界圧)	42.4%	0.77
	LNG火力 (1500°C級GTCC※)	53.0%	0.33

※GTCC:ガスタービンコンバインドサイクル

出典:石炭火力(亜臨界圧)の発電効率はメーカーヒアリング値。CO<sub>2</sub>排出原単位は資源エネルギー庁による試算値。

上記以外は「日本の発電技術のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量評価」(平成22年7月 電力中央研究所)。



## 第2章 2014年度夏季の電力需給の見通し

### 1. 基本的な考え方

2014年度夏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年度夏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

気温が高くなるリスクを想定し、2010年度夏季並みの猛暑の需要を想定する（中部、関西及び九州電力管内については、2010年度夏季よりも猛暑であった2013年度夏季並みの需要を想定する）。

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年度夏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年度夏季の需給見通しを示す。

## 2. 2014 年度夏季の供給力の想定

2014 年度夏季の供給力の想定に当たっては、各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査しつつ、可能な限り、供給力を積み増す。以下、電源ごとに供給力の見込みを示す。

(1) 原子力発電所 ～2014 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績（最大需要日の供給力（実績）。以下同じ。）から▲236 万 kW

原子力発電所については、2013 年 9 月に大飯発電所 3 号機、4 号機が稼働停止後、具体的な再稼働の見通しが立っていないことから、供給力を見込むに当たっては、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 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績から+180 万 kW

### ①火力発電所の定期検査

火力発電所で稼働可能なものは、稼働させ、最大限供給力として見込む。

ただし、第 1 章にも記したとおり、東日本大震災以降、火力発電所の計画外停止件数は増えている。火力発電所については、電気事業法に基づき、原則として、ボイラーは 2 年毎、タービンは 4 年毎に定期検査を実施する必要がある。前回定期検査の終了から 2 年以上を経過した火力発電所は 78 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 7 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。なお、電源開発の松浦火力発電所 2 号機（94 万 kW<sup>4</sup>）については、2014 年 3 月 28 日（金）に発生した低圧タービンローター落下事故からの復旧の目処が立っていないことから、夏季の供給力としては計上しないこととした。

表 18 に 2014 年度夏季に定期検査等が不可避であると評価したもの（9 社 34 機）を示す。

<sup>4</sup> 定格出力は 100 万 kW であるが、所内損失等により、電源開発から受電する一般電気事業者が供給力として計上できるのは 94 万 kW となる。

【表18 2014年度夏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
北海道電力	砂川3号	13万kW	石炭	6/1～7/31	ボイラー過熱器管等の補修が必要であるため
	苫東厚真2号	60万kW	石炭	4/3～7/10	ボイラー蒸発管等の補修が必要であるため
	苫小牧1号	25万kW	石油	5/5～8/24	煙突内面等の補修が必要であるため
	伊達1号	35万kW	石油	7/24～10/24	ボイラーガス再循環ダクトの補修が必要であるため
	奈井江2号	18万kW	石炭	8/31～11/30	低圧タービンの軸シール部等の補修が必要であるため
東北電力	八戸5号	27万kW	石油	12/1～8/28	コンバインド化工事に伴う停止。
	秋田4号	60万kW	石油	2/8～7/23	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	能代2号	60万kW	石炭	4/1～7/23	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	東新潟港1号	35万kW	LNG	4/22～7/14	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
東京電力	川崎1-3号	50万kW	LNG	5/5～7/16	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	五井5号	35万kW	LNG	3/10～7/4	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	姉崎6号	60万kW	LNG	2/28～7/8	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	富津1-3号	17万kW	LNG	4/2～7/11	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	鹿島6号	100万kW	石油	3/17～7/7	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	広野5号	60万kW	石炭	4/1～7/15	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	中部電力	新名古屋8-4号	40万kW	LNG	6/15～7/7
	知多5号	85万kW	LNG	2/11～7/19	蒸気タービン動静翼取替等の補修が必要であるため。
	川越3-6号	24万kW	LNG	4/12～8/28	発電制御装置関係制御盤取替等の補修が必要であるため。
	碧南1号	70万kW	石炭	3/23～7/12	ボイラ蒸発管修理等の補修が必要であるため。
	四日市4-1号	12万kW	LNG	8/30～11/11	低圧蒸発器管修理等の補修が必要であるため。
	尾鷲三田3号	50万kW	石油	8/30～12/12	過熱低減器修理等の補修が必要であるため。
	川越3-3号	24万kW	LNG	8/9～12/22	発電制御装置関係制御盤取替等の補修が必要であるため。
関西電力	姫路第一5号	73万kW	LNG	6/21～7/13	ガスタービン高温部品の定期取替が必要であるため。
	舞鶴1号	90万kW	石炭	3/1～7/3	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	御坊2号	60万kW	石油	6/4～7/5	ボイラ蒸発管修理等の補修が必要であるため。
北陸電力	敦賀火力2号	70万kW	石炭	3/11～7/13	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	福井三国1号	25万kW	石油	8/30～12/12	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
中国電力	水島3号	34万kW	LNG	3/10～7/11	経年に対応した制御装置等の補修が必要であるため。
	岩国3号	50万kW	石油	2/20～7/6	ボイラ・電気集塵器等の補修が必要であるため。
	柳井1-6号	13万kW	LNG	3/13～9/15	経年に対応した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。
四国電力	阿南4号	45万kW	石油	4/1～7/15	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
九州電力	苓北2号	70万kW	石炭	6/27～7/15	寿命評価に基づく過熱器管等の補修が必要であるため。

## 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<sup>5</sup>の再稼働（6社10機。うち2014年度夏季の稼働は5社6機）が行われ、供給力として計上してきた（表19）。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7機）もある（表20）。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年度夏季の供給力として見込まない（表21）。

【表19 2014年度夏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	43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	41年
合計		193万kW		

【表20 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	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	鹿島1・3・4号	各60万kW	石油	41～43年	0～2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月より長期停止予定
	横須賀1号GT、2号GT、3・4号	3、14、35、35万kW	LNG、石油	21～49年	1～3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月より長期停止予定
合計		267万kW				

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

【表 2 1 2014 年度夏季に再稼働できない長期停止火力発電所】

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	横須賀 5～8号機	各35万kW	石油	43～46年	3～9年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事を含めて、2年以上必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	12年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理まで、2年以上必要。
	尾鷲三田 1号機	38万kW	石油	44年	5年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
関西電力	多奈川第 二1・2号 機	各60万kW	石油	36年	8年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査、終了までに3年程度必要。
	宮津エネ ルギー研 究所1・2 号機	各38万kW	石油	24年	9～12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	50年	11年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津 2・3号機	38,50万kW	石油	42,40年	9年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化、コイル更新等により2年程度必要。
合計		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 2 2 に、2014 年度夏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<sup>6</sup>、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 4 号機（試運転開始 2014 年 3 月）と 5 号機（同 2014 年 5 月）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 年度夏季の供給力として見込むこととする。

<sup>6</sup> 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 2 2013 年度夏季以降に新設等された火力発電所】

	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東 北	八戸5号 (コンバインド化、運転開始)	39.4万kW	2014年8月
東 京	千葉3号系列 1軸 (コンバインド化、運転開始) 2軸 (コンバインド化、運転開始) 3軸 (コンバインド化、運転開始)※	50万kW	2014年4月
		50万kW	2014年6月
		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) 2軸 (コンバインド化、運転開始) 3軸 (コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年5月
		42万kW	2014年7月
		42万kW	2014年6月
関 西	姫路第二1号(運転開始済み)	48.65万kW	2013年8月
	姫路第二2号(運転開始済み)	48.65万kW	2013年11月
	姫路第二3号(運転開始)	48.65万kW	2014年3月
	姫路第二4号(試運転)	48.65万kW	2014年8月
	姫路第二5号(試運転)	48.65万kW	2014年10月
中 部	上越2号系列2号(運転開始)	57.6万kW	2014年5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 年度夏季の増出力状況等を踏まえ、2014 年度夏季の増出力を見込むこととする(表 2 3)。

【表 2 3 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年度夏季(8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	1万kW	9万kW	62万kW	14万kW	7万kW	1万kW	5万kW	2万kW	4万kW	103万kW

(参考)2013年度夏季(8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	1万kW	11万kW	61万kW	14万kW	12万kW	1万kW	5万kW	2万kW	6万kW	113万kW

なお、夏季は気温が上昇し、ガスタービンに吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。この出力低下対策として、吸気冷却装置の導入を 2012 年度夏季から実施しており、引き続き、2014 年度夏季においても、同装置の導入を進める。2013 年度夏季の増出力状況や 2014 年度夏季の吸気冷却装置の導入状況を踏まえ、2014 年度夏季の増出力を見込むこととする。(表 2 4)

【表 2 4 吸気冷却装置の導入による増出力見込み】

○吸気冷却装置の導入見通し(2014年度夏季)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	0万kW	2.8万kW	10万kW	1.6万kW	8万kW	0万kW	2.9万kW	0.7万kW	3.3万kW	29万kW

(参考)2013年度夏季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	0万kW	0.8万kW	10万kW	1.6万kW	6万kW	0万kW	1.6万kW	0.7万kW	3.3万kW	24万kW

#### ④緊急設置電源の設置・自家発電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年度夏季に比べ、9電力合計で198万kW減少することを見込む(表25)。具体的には、緊急設置電源をコンバインド化して火力発電所の供給力として計上することによる緊急設置電源としての減(東北電力23万kW、東京電力153万kW)や、緊急設置電源の廃止等による減(東京電力28万kW)等がある。

【表25 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年度夏季(8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	65万kW	-	-	5万kW	-	-	-	1.0万kW	86万kW

(参考)2013年度夏季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	89万kW	182万kW	-	5万kW	-	-	-	0.7万kW	292万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年度夏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年度夏季よりも40万kWの減少を見込む(表26)。

【表26 自家発電事業者からの電力購入見込み】

○2014年度夏季(8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	19万kW (7万kW)	16万kW (6万kW)	26万kW (5万kW)	0万kW (0万kW)	77万kW (60万kW)	3万kW (2万kW)	14万kW (14万kW)	12万kW (12万kW)	10万kW (9万kW)	177万kW (115万kW)

(参考)2013年度夏季(8月)の見通し

※()は夜間。東京電力については、水力が含まれる。

	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	19万kW (0万kW)	27万kW (7万kW)	57万kW (80万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (62万kW)	2万kW (2万kW)	13万kW (13万kW)	14万kW (14万kW)	10万kW (10万kW)	217万kW (188万kW)

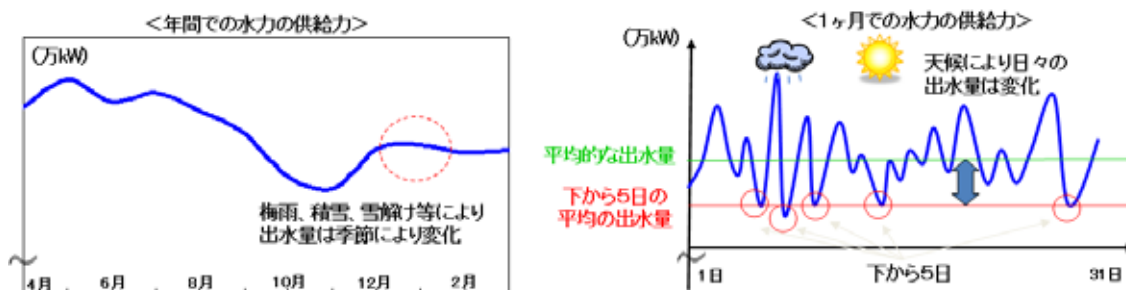
※()は夜間

### (3) 水力発電所 ～2014年度夏季(8月)は2013年度夏季実績から▲13万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(7月～9月)に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値を安定的に見込める供給力として評価してきた。

第1章に記したとおり、広域的な電力融通が行われることを前提として、従来の評価方法は適切であったと評価されるどころ、2014年度夏季においても、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27)。

【図 1 1 水力発電所の供給力の計上方法】



【表 2 7 水力発電所の供給力見込み】

(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	60	166	296	138	260	138	48	59	109	1,274
(参考)2013年度夏季(8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	63	144	298	145	257	139	48	60	109	1,263
供給力実績	70	154	285	126	307	146	52	48	99	1,287

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 2 8 に 2014 年度夏季に定期検査を行う必要があると評価したもの（3 社 10 機）を示す。

【表 2 8 2014 年度夏季に定期検査を行う必要のある水力発電所】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
北海道電力	高見2号	10万kW	水力	4/1～8/31	水車羽根を操作する装置の補修作業が必要であるため。
	春別	3万kW	水力	4/10～9/10	水車本体の補修作業が必要であるため。
	静内1号	2万kW	水力	4/8～9/30	水車発電機の分解修繕が必要であるため。
	真淵別1,2号	2万kW	水力	7/14～9/11	導水路及び水槽側壁の修繕が必要であるため。
	砥山	1万kW	水力	8/4～12/5	水車羽根を操作する装置の補修作業が必要であるため。
東京電力	塩原1～3号	90万kW	揚水式	H24.10～H27.7	八汐調整池止水工事を実施。
中国電力	南原2号	31万kW	揚水式	H25.12.3～H26.7.15	発電電動機回転子コイルの補修作業が必要であるため。

※出力1万kW以上



(4) 揚水発電所 ～2014 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績から+306 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 年度夏季は、豪雨により故障停止した揚水発電所（東北電力第二沼沢揚水発電所、46 万 kW）が復旧したこと等により、揚水供給力は増加する見通しである。

表 29 に 2014 年度夏季の揚水発電所の見込みを示す。

【表 29 2014 年度夏季の揚水発電所の見込み】

(万kW)	設備容量 (①)	2014年度夏季(8月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2013年度夏季 (8月)の供給力見通し
北海道	40	30	・高見2号機(10)が補修停止。	30
東北	71	71		25
東京	1140	890	・塩原発電所(90)が補修停止。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	900
中部	433	381	・昼間放水時間が約12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。	393
関西	506	430	・昼間放水時間が約11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。	437
北陸	11	11		11
中国	212	144	・昼間放水時間が約12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。	157
四国	69	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。 ・昼間放水時間が約11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。	52
九州	230	221	・昼間放水時間が約12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。	166
合計	2712	2230		2171

(5) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力） ～2014 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績から+30 万 kW

①太陽光発電所 ～2014 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績から+48 万 kW  
太陽光発電所は天候によって供給力が変化するが、夏季は気温が上昇し需要が高まる日中に大きな出力が発生する傾向がある。そのため、ピーク需要の発生時間帯を適切に予測しつつ、当該時間帯に確実に見込める供給力を評価することとし、夏季の需要の大きい上位 3 日の太陽光出力を過去 20 年間分集計し、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することとする。

なお、2012 年 7 月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度が始まったことを受け、太陽光の設置が進んだことにより、設備容量は 2013 年度よりも大幅に増加している。

表 3 0 に 2014 年度夏季の太陽光発電所の見込みを示す。

【表 3 0 2014 年度夏季の太陽光発電所の供給力見込み】

○太陽光発電の供給力(2014年8月)

	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(万kW)	0	8	60	61	54	4	31	17	33	268

(参考)2013年度夏季の見通しおよび実績

	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(万kW)	0	2	20	26	21	1	9	7	33	119
供給力実績(万kW)	3	9	56	51	44	7	18	12	20	220

②地熱発電所 ～2014 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績から+3 万 kW  
地熱発電所は、蒸気量の増加等により、2013 年度夏季から 3 万 kW の供給力の増加を見込む。

③風力発電所 ～2014 年度夏季（8 月）は 2013 年度夏季実績から▲22 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）で各月ごとに平均した出力（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 3 1 に 2014 年度夏季の風力発電所の見込みを示す。

【表 3 1 2014 年度夏季の風力発電所の見込み】

○風力発電の供給力(2014年8月)

	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(万kW)	0.4	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2

(参考)2013年度夏季の見通し及び実績

	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(万kW)	0.4	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.8	2.1
供給力実績(万kW)	2	4	2	4	1	1	0	5	5	24

## （6）電力融通

現状、原発の稼働が全て停止していることや、電源開発の松浦火力発電所 2 号機のトラブルに伴い、2014 年度夏季の電力需給は非常に厳しい状況となる。

周波数変換装置（FC）を通じた電力融通を行わない場合、需給バランスが特に厳しくなる関西電力及び九州電力は、60Hz 管内の他電力（中部電力、北陸電

力、中国電力)から、最大限の電力融通(それぞれ121万kW、120万kW(表32))を行ったとしても、後述のとおり、関西電力及び九州電力管内のみならず、中部及び西日本全体でも、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%を確保することが出来なくなる。

東日本からの電力融通を行う場合、関西電力及び九州電力は、FCを通じた電力融通を含め、他電力(東京電力、中部電力、北陸電力、中国電力)から、ともに149万kW(表33)の電力融通を行えば、後述のとおり、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる。

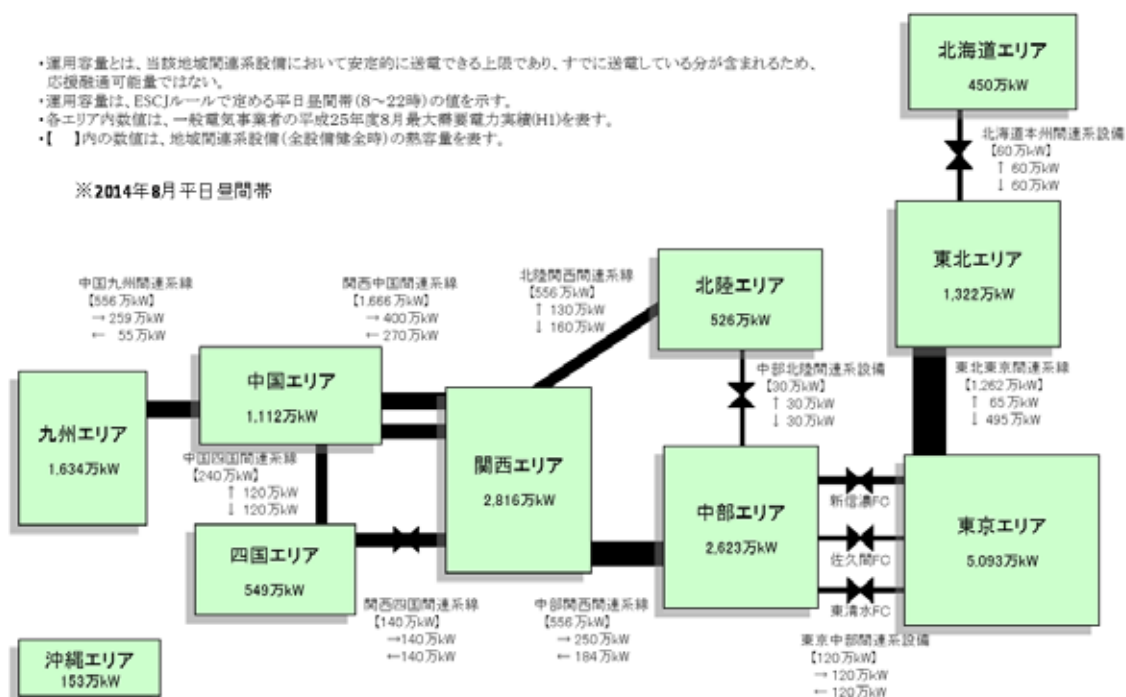
【表32 2014年度夏季における電力融通見込み(FC融通なし)】

(万kW)	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	-	▲174万kW (夜間最大▲254)	+121万kW (夜間最大+231)	▲17万kW (夜間最大▲26)	▲50万kW (夜間最大▲66)	- (夜間最大▲5)	+120万kW (夜間最大+120)

【表33 2014年度夏季における電力融通見込み(FC融通あり)】

(万kW)	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	▲58万kW (夜間最大▲38)	▲174万kW (夜間最大▲214)	+149万kW (夜間最大+219)	▲17万kW (夜間最大▲26)	▲50万kW (夜間最大▲66)	- (夜間最大▲5)	+149万kW (夜間最大+129)

(参考 地域間連系線の現状(日本地図))



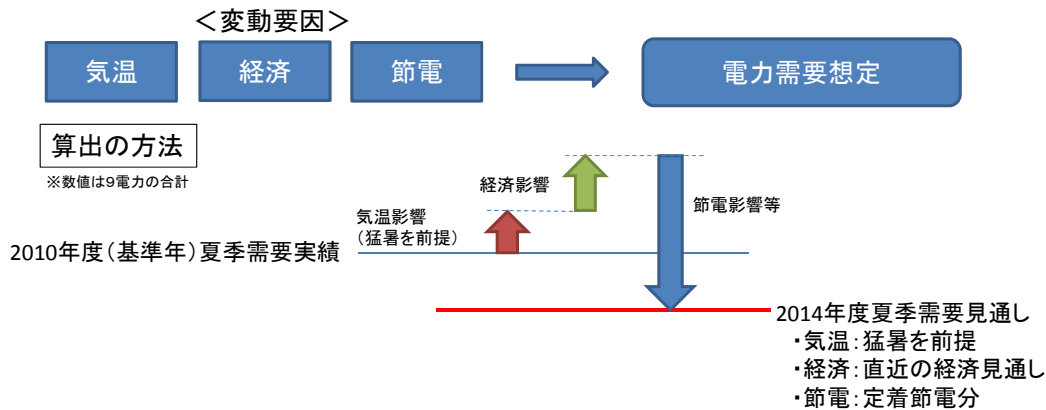
### 3. 2014 年度夏季の需要の想定

2014 年度夏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 1 2）。以下、変動要因ごとに検証結果を記す。

#### 【図 1 2 2014 年度夏季の需要想定について】

- 需要想定にあたっては、猛暑となることを想定しつつ、節電の定着状況、直近の経済見通しを踏まえて想定。
- 2014 年度夏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：2010 年度夏季並みの猛暑を前提。（ただし、中部、関西及び九州電力管内は、2013 年度に猛暑を更新したことから、2013 年度並みの猛暑を前提）
  - ② 経済影響：直近の経済見通しや、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域実情を考慮。
  - ③ 節電影響：2013 年度夏季の節電実績を踏まえ、直近（2014 年 2 月から 3 月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電見込み」を想定。

※過去10年のH3需要日の最高気温が最も高かった年を猛暑の年としている。



#### (1) 気温影響 ～2010 年度夏季から気温影響+142 万 kW

2014 年度夏季において気温が高くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も猛暑だった 2010 年度夏季並みを想定する。ただし、中部、関西及び九州電力管内については、更に猛暑であった 2013 年度夏季並みを想定する。このため、2010 年度と比較して、気温影響による需要は 142 万 kW 増加する見込みとなる。

#### (2) 経済影響等 ～2010 年度夏季から経済影響+197 万 kW、離脱影響▲131 万 kW

2014 年度夏季の経済影響については、直近の経済見通しとして GDP 及び IIP の直近の見通しを反映し、さらに、各電力会社管内における工場・スーパー等の新規出店、撤退等に伴う需要変動を織り込んで電力会社ごとに算出した。

表 3 4 に各電力会社 2014 年度夏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 197 万 kW の増加を見込むこととする（2013 年度実績からは 139 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・評価すべきか今後検討していく必要がある。

【表 3 4 2014 年度夏季の経済影響等】

○2014年度夏季の経済影響等(対2010年度夏季差)

	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	+3	+26	+80	▲2	▲15	▲2	▲24	▲9	+9	+66
内訳 経済影響	+6	+28	+166	+12	▲8	▲1	▲22	▲6	+22	+197
新電力への 離脱影響	▲3	▲2	▲86	▲14	▲7	▲1	▲2	▲3	▲13	▲131

(参考)2013年度夏季の経済影響(対2010年度夏季差)

	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	+5	+2	+115	▲12	▲21	▲3	▲24	▲9	+5	+58

### (3) 節電影響 ～2010 年度夏季から▲1,435 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 年度夏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 2 月から 3 月にかけて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 年度夏季、節電を継続する」と回答した者であって、「2014 年度夏季も 2013 年度夏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 年度夏季の節電実績を乗じて、2014 年度夏季に見込む定着節電を算出した。

表 3 5 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▲1,435 万 kW を見込むこととする。

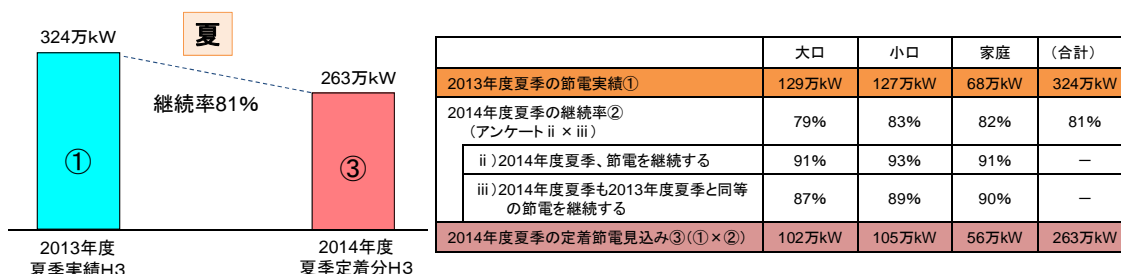
### 【図 1 3 定着節電の算出方法（関西電力の例）】

- 2013年度夏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により「定着節電見込み」を算出。
- 具体的には、2014年度夏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年度夏季の節電継続率②※2を算出。
- 2013年度夏季の節電実績①に、2014年度夏季の継続率②を乗じて、2014年度夏季の定着節電見込み③を算出。

※1 2014年度夏季において、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：2014年2月下旬～3月上旬）。  
 ※2 「2013年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2014年度夏季節電を継続する」×「2014年度夏季に2013年度夏季と同等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) 関西電力

- (1) 2014年度夏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年度夏季の継続率はそれぞれ、79%、83%、82%となる。
- (2) 2013年度夏季節電実績324万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2014年度夏季の定着節電263万kWを算出。



### 【表 3 5 2014 年度夏季の節電影響】

#### ○2014年度夏季の節電影響

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2013年度夏季節電実績	▲44 [▲8.7%]	▲80 [▲5.4%]注2	▲774 [▲12.9%]	▲140 [▲5.2%]	▲324 [▲10.5%]	▲30 [▲5.2%]	▲51 [▲4.2%]	▲39 [▲6.5%]	▲185 [▲10.6%]
備考	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
②継続率	82%	80%	90%	80%	81%	83%	84%	79%	87%
③2014年度夏季定着節電見込み (① × ②)	▲36 [▲7.1%]	▲64 [▲4.3%]注2	▲700 [▲11.7%]	▲112 [▲4.1%]	▲263 [▲8.5%]	▲25 [▲4.4%]	▲43 [▲3.6%]	▲31 [▲5.2%]	▲161 [▲9.2%]
(参考) 2010年度夏季最大電力需要	506	1,557 (1,484)注2	5,999	2,709	3,095	573	1,201	597	1,750

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1,484万kWとの節電率。  
 注3) 平日平均

#### 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 3 6 に 2014 年度夏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 3 6 2014 年度夏季の需給調整契約見込み】

○2014年度夏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	2万kW	25万kW	182万kW	45万kW	111万kW	4万kW	49万kW	19万kW	53万kW	490万kW
随時調整契約電力	14万kW	29万kW	165万kW	70万kW	34万kW	20万kW	113万kW	35万kW	32万kW	512万kW

(参考)2013年度夏季の見通し

	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	2万kW	22万kW	202万kW	45万kW	80万kW	4万kW	52万kW	19万kW	48万kW	474万kW
随時調整契約電力	7万kW	21万kW	174万kW	71万kW	36万kW	20万kW	114万kW	21万kW	33万kW	496万kW

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2014 年度夏季の電力需給の見通し

2014 年度夏季の電力需給は、大飯原発 3・4 号機（236 万 kW）の停止や、3 月末に発生した電源開発の松浦火力発電所 2 号機のトラブルなどがあったことから、昨年の夏季に比べ、中部及び西日本において約 290 万 kW の予備力が減少している。

このような中、周波数変換装置（FC）を通じた東西間の電力融通を行わない場合、中部及び西日本全体で予備率 2.7%と、3%を割り込む見通しとなる。中部及び西日本全体で 3%の予備力を確保するためには 24 万 kW が不足する。特に関西及び九州電力管内においては、予備率がそれぞれ 1.8%、1.3%と、ともに 3%を割り込む見通しとなる。

一方、FC を通じて東西間の電力融通を行った場合については、東日本から中部及び西日本に 58 万 kW の電力融通を行うことにより、中部及び西日本管内では予備率が 3.4%となるなど、いずれの電力管内においても、電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上は確保できる見通しとなる。

【表 3 7 2014 年度夏季の電力需給の見通し】

○2014年度夏季(8月)需給見通し(周波数変換装置(FC)を通じた電力融通を行わない場合)

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
②供給力	7,738	516	1,553	5,669	9,688	2,737	2,924	570	1,181	583	1,693	17,426	216
②供給-①需要 (予備率)	501 (6.9%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	349 (6.6%)	259 (2.7%)	93 (3.5%)	51 (1.8%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	22 (1.3%)	760 (4.6%)	61 (39.2%)

○2014年度夏季(8月)需給見通し(FCを通じた電力融通を行う場合)

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
②供給力	7,681	516	1,553	5,612	9,753	2,737	2,960	570	1,181	583	1,722	17,434	216
②供給-①需要 (予備率)	444 (6.1%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	292 (5.5%)	324 (3.4%)	93 (3.5%)	87 (3.0%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	51 (3.0%)	768 (4.6%)	61 (39.2%)

※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るを得ない面があることに留意する必要がある。

## (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 年度夏季においては、原発の稼働停止や大規模火力のトラブルにより予備力が昨年度よりも低下する中、周波数変換装置（FC）を通じた電力融通を行わない場合には、中部及び西日本全体では予備率が 2.7%となり、電力需給の安定に最低限必要な予備率 3%以上を下回る見通しとなる。また、この際の予備率 3%に対する不足分は、24 万 kW となる見込みである。他方、FC を通じて東日本から中部及び西日本へ 58 万 kW の融通を行うこととした場合、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る。

ただし、FC を通じて予備率 3%を確保しようとする場合、FC の残り容量は約 60 万 kW しか残っておらず、大規模な電源脱落が中部及び西日本で発生した場合には、東日本からの電力融通に制約が生じてしまう。このように、FC による電力融通を見通しの段階で予め織り込むことは、リスクへの対応力がその分喪失するものである。また、予備率 3%は安定供給に最低限必要な予備率であり、大電源脱落や想定外の気温の上昇による需要増のリスクがあることに十分留意する必要がある。

また、第 1 章でみたとおり、東日本大震災以降、老朽火力の割合が震災前後で 1 割から 2 割に増加する中、火力発電の計画外停止についても震災後は 1.7 倍にまで増えており、大規模トラブルを含めた発電所の計画外停止に留意する必要がある。

このような状況を踏まえると、震災以降厳しい電力需給が続いているが、2014 年度夏季の電力需給は、2013 年度夏季以上の非常に厳しい状況に置かれていることを強く認識する必要がある。

## (3) 2014 年度夏季の需給対策の必要性

これらの評価を踏まえ、政府においては、昨年より大幅に厳しい需給状況を想定した特段の電力需給対策を検討する必要がある。例えば、FC を通じた電力融通に予め頼らずとも電力の安定供給を確保できることを目指したさらなる取組とともに、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に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、ディマンドレスポンス等の促進を図ることなども含め、需給両面で適切な対策を講じるべきである。



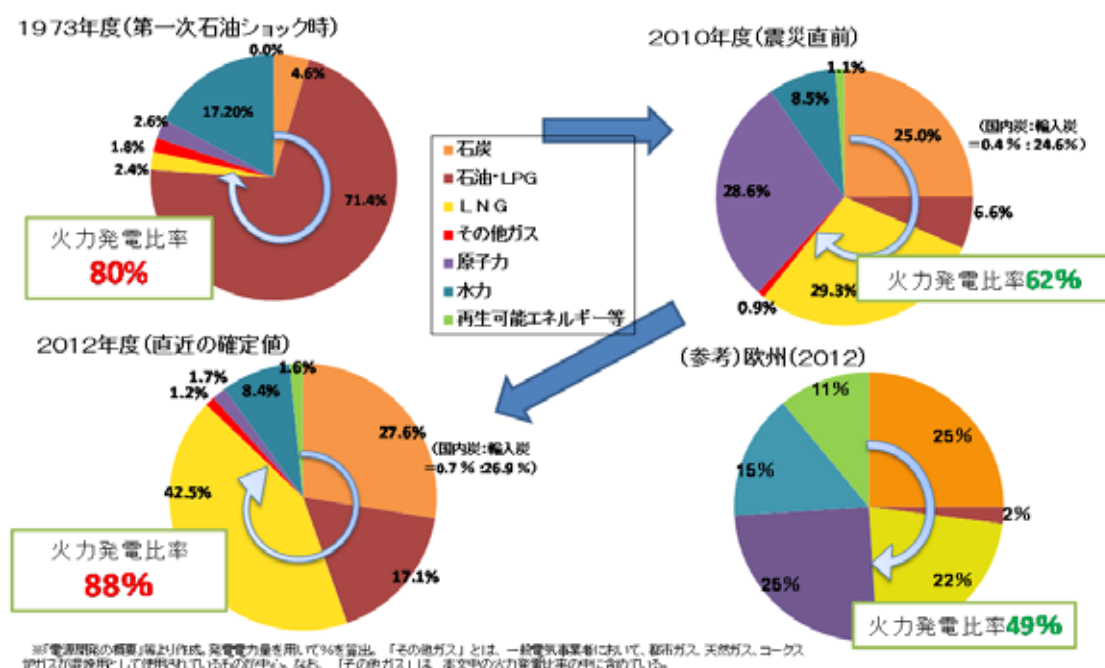
### 第3章 電力コストや温室効果ガス排出等への影響について

#### 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14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2012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14 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39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、火力発電の焼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（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、2013年度の燃料費は約3.6兆円増加（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（9,000億 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39 燃料費の増加の見通し】

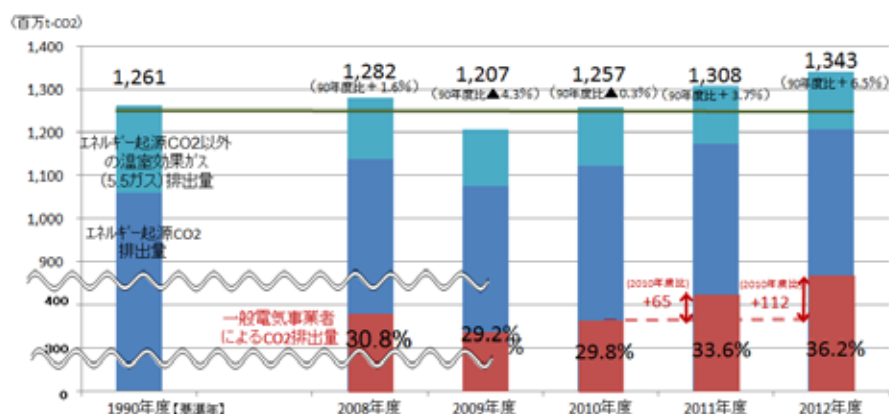
電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	18.6兆円+α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.5兆円+α
原発停止分の火力焚き増しに掛かる燃料費（試算）	—	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.6兆円 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合（%）	—	13.6%	17.1%	19.4%
原子力利用率	67%	25%	4%	2%

### （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-CO<sub>2</sub>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、2012年度は約4.86億t-CO<sub>2</sub>と、2010年度比で約1.12億t-CO<sub>2</sub>（約30%）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-CO<sub>2</sub>から2012年度の13.4億t-CO<sub>2</sub>へと約0.8億t-CO<sub>2</sub>（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15 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（100万kWの原子力発電所が再稼働する場合、燃料調達コストの引き下げ効果は、約900億円と試算される）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、昨年度、米国で日本企業が関与するすべてのLNGプロジェクトについて米国政府の輸出承認を獲得し、合計約1,700万t/年（日本のLNG輸入量の約2割）の引取の契約を締結した。いずれも2017年以降の調達開始予定であるが、天然ガス価格指標に連動したLNG売買契約であり、従来の石油価格連動の契約よりも安価に調達出来ることが期待される。また、燃料費の安価な石炭火力の活用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拡大や、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。なお、節電の取組が合理的な経費節減となる等、中長期的に需要家にとって利益につながる場合もあるが、東日本大震災後の電力需給のひっ迫の状況を踏まえた節電の取組においては、企業を中心に、電力の確保や製品の供給を行うため、一方的なコスト負担となる取組も多数行われていることを忘れてはならない。東日本大震災後、企業を中心に自家発電設備の設置や生産の夜間・休日シフト（人件費の増加）等の取組が行われてきており、機会費用の損失や対策費用を含め、コストの増加を伴う取組が数多く行われていることには留意が必要である。

## おわりに ～政府への要請～

2014年度夏季は、震災以降、すべての原発が停止して迎える初めての夏となる可能性がある。2014年度夏季の電力需給の見通しは、大飯原発3・4号機の停止や電源開発の松浦火力2号機のトラブル等により、2013年度夏季と比較して中部及び西日本全体で予備力が約290万kWほど低下するなど、非常に厳しい需給状況となる。

東西間の周波数変換装置（FC）を通じた電力融通をしなければ、中部及び西日本全体の予備率は2.7%（関西では1.8%、九州では1.3%）となり、最低限必要となる予備率3%を下回る見込みである。東日本から中部及び西日本へFCを通じて約60万kWの電力融通を行うことにより、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上は各電力管内で確保できるものの、大規模な電源脱落が中部及び西日本で発生した場合には、FC容量の残りの60万kW分しか東日本から電力融通できない。このように、FCによる電力融通を予め織り込むことは、リスクへの対応力がその分喪失するものであることを認識しなければならない。

したがって、政府においては、昨年より大幅に厳しい需給状況を想定した特段の電力需給対策を検討する必要がある。例えば、FCを通じた電力融通に予め頼らずとも電力の安定供給を確保できることを目指したさらなる取組とともに、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マンドリスポンス等の促進を図ることなども含め、需給両面で適切な対策を講じるべきである。

電力需給の量的なバランスのみならず、コスト増や温暖化、化石燃料依存度の高まり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（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、2013年度の燃料費は、3.6兆円増加したと試算される。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、2012年度には1.12億トン（約30%）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2012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

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

# 2013年度冬季の需給実績(全国9社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季			
				1月見通し(注5)	2月見通し(注5)	ピーク需要日	-
原子力	3,487	434	246	0	0	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,691	13,696	13,413	278
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	13,136	13,139	12,864	272
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	193	193	171	22
うち緊急設置電源	-	155	255	130	130	130	0
うち自家発電買取	146	309	283	233	236	248	15
水力(注1)	992	1,167	1,109	1,031	974	1,128	97
揚水	1,642	1,776	1,808	1,835	1,863	1,793	42
地熱・太陽光・風力	28	38	133	44	44	147	103
地熱	28	31	30	33	33	31	2
太陽光	-	0	13	3	3	25	22
風力	-	7	90	9	8	91	82
融通	0	19	50	0	0	7	7
新電力への供給等(注4)	82	37	0	78	78	76	2
<b>供給力 計</b>	<b>17,534</b>	<b>16,561</b>	<b>16,123</b>	<b>16,523</b>	<b>16,502</b>	<b>16,410</b>	<b>113</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>17,534</b>	<b>16,541</b>	<b>16,073</b>	<b>16,523</b>	<b>16,503</b>	<b>16,403</b>	<b>120</b>
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	15,861	15,472	14,757	15,421	14,354	15,246	175
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	57	91	91	27	64
定着節電	-	-	227	705	705	852	147
気温影響・その他(注4)	-	-	-78	174	158	210	36
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,102 (7.1%)	1,097 (7.6%)	1,164 (7.6%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 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3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

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

(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(東3社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季			
				1月見通し(注5)	2月見通し(注5)	ピーク需要日	-
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,247	6,215	6,138	109
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,965	5,934	5,855	110
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	35	35	35	35	0
うち緊急設置電源	-	155	248	123	123	123	0
うち自家発電買取	72	184	152	124	124	124	0
水力(注1)	472	470	390	431	395	437	6
揚水	690	771	820	922	952	818	104
地熱・太陽光・風力	11	15	67	23	22	61	38
地熱	11	15	14	16	16	14	2
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	53	6	6	48	41
融通	0	1	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注4)	134	26	3	58	58	49	9
<b>供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,437</b>	<b>7,196</b>	<b>7,565</b>	<b>7,528</b>	<b>7,405</b>	<b>160</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,438</b>	<b>7,196</b>	<b>7,565</b>	<b>7,528</b>	<b>7,405</b>	<b>160</b>
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	<b>7,199</b>	<b>6,896</b>	<b>6,667</b>	<b>6,877</b>	<b>6,861</b>	<b>6,878</b>	<b>1</b>
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	8	117	117	38	79
定着節電	-	-	60	434	434	515	81
気温影響・その他(注4)	-	-	57	5	21	156	161
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>720</b> (10.0%)	<b>541</b> (7.8%)	<b>530</b> (7.9%)	<b>688</b> (10.0%)	<b>667</b> (9.7%)	<b>528</b> (7.7%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 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3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

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

(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。



# 2013年度冬季の需給実績(北海道電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク需要 日(1月17日)	-	備考(差分理由等)
原子力	119	95	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	495	495	493	3	
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457	456	0	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15	0	
うち自家発電買取	-	4	14	24	24	21	3	当日の自家発電購入減
水力(注1)	72	72	65	72	73	62	9	濁水による減
揚水	40	30	40	39	34	40	+1	一時的な運用水位上昇に伴う増
地熱・太陽光・風力	1	1	8	4	4	6	+2	
地熱	1	1	2	2	2	2	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	1	2	3.9	+2.5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	29	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	1	2	17	3	3	1	+4	卸電力取引所からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>674</b>	<b>621</b>	<b>606</b>	<b>607</b>	<b>604</b>	<b>602</b>	<b>4</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(674)</b>	<b>(650)</b>	<b>(606)</b>	<b>(607)</b>	<b>(604)</b>	<b>(602)</b>	<b>( 4)</b>	
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	579	568	552	563	563	540	23	
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	8	8	7	1	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
定着節電	-	-	-	24	24	34	10	数値をとまなう節電をお願いしたことなどによる、節電量の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	0	12	12	2010年度の最大需要日の日平均気温(-6.8 )に対し、今冬の最大需要日の気温(-6.5 )が高かったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) ( 、 、 加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	44 (7.7%)	41 (7.2%)	62 (11.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月12日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(北海道電力)

# 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備 率日(1月 9 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	119	95	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	495	495	421	74	
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457	384	72	ボイラー内部点検(節炭器修繕)による停止(苫東厚真発電所4号機(72万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15	0	
うち自家発電買取	-	4	14	24	24	22	2	当日の自家発電購入減
水力(注1)	72	72	65	72	73	65	7	濁水による減
揚水	40	30	40	39	34	40	+1	一時的な運用水位上昇に伴う増
地熱・太陽光・風力	1	1	8	4	4	11	+7	
地熱	1	1	2	2	2	2	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	1	2	9	+7	風況に恵まれたことによる増
融通	0	29	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	1	2	17	3	3	26	29	卸電力取引所からの受電増
<b>供給力 計</b>	674	621	606	607	604	563	43	
<b>融通前供給力 計</b>	(674)	(650)	(606)	(607)	(604)	(563)	( 43)	
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	579	568	552	563	563	520	43	
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	8	8	7	1	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
定着節電	-	-	-	24	24	34	10	数値をとまなう節電をお願いしたことなどによる、節電量の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	0	32	32	H22の最大需要日の日平均気温(-6.8 )に対し、今冬の最小予備率日の気温(-5.1 )が高かったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) ( 、 、 加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	44 (7.7%)	41 (7.2%)	43 (8.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月12日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5)平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(東北電力)

# 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク需要 日(2月5日)	-	
原子力	270	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,443	1,402	1,389	54	
うち常設されている火力	1,176	1,114	1,189	1,308	1,267	1,250	58	機器不具合による停止(他社火力, 機器不具合による作業終了後の起動途上(秋田2号(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	35	0	
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	74	0	
うち自家発電買取	9	46	34	26	26	30	+4	当日の自家発電購入増
水力(注1)	184	(注6) 144	(注6) 134	(注6) 150	(注6) 135	(注6) 184	+34	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	(注6) 25	(注6) 25	(注6) 33	(注6) 48	48	+15	運転再開(第二沼沢1号(23万kW))
地熱・太陽光・風力	10	14	50	18	17	49	+32	
地熱	10	14	12	14	14	12	2	蒸気量減
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	4.0	3.2	37.5	+33.5	風力発電の実績増
融通	0	28	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	114	22	53	102	102	101	+1	他社への融通送電等の減
<b>供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,542</b>	<b>1,500</b>	<b>1,569</b>	<b>+27</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,542</b>	<b>1,500</b>	<b>1,569</b>	<b>+27</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	1,470	1,362	1,372	1,394	1,378	1,395	+1	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	2	2	8	6	景気影響の見込み差など(一部輸出関連業種における生産回復の遅れなど)
定着節電	-	-	-	26	26	35	9	お客様の節電意識の定着などによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	48	64	32	+16	H25年度の最大需要日の気温(4.7)が低かったことによる増など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	148 (10.6%)	122 (8.9%)	174 (12.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注6) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 2013年度冬季の需給実績(東北電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備率 日(3月10日)	-	備考(差分理由等)
原子力	270	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,443	1,402	1,240	203	
うち常設されている火力	1,176	1,114	1,189	1,308	1,267	1,112	196	点検作業による停止(秋田4号(60万kW), 東新潟1号(60万kW), 他社火力) 機器不具合による停止(他社火力)
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	35	0	
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	74	0	
うち自家発電買取	9	46	34	26	26	19	7	当日の自家発電購入減
水力(注1)	184	(注6) 144	(注6) 134	(注6) 150	(注6) 135	(注6) 151	+1	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	(注6) 25	(注6) 25	(注6) 33	(注6) 48	71	+38	運転再開(第二沼沢1・2号(46万kW))
地熱・太陽光・風力	10	14	50	18	17	40	+22	
地熱	10	14	12	14	14	12	2	蒸気量減
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	4.0	3.2	28.0	+24.0	風力発電の実績増
融通	0	28	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	114	22	53	102	102	101	+1	他社への融通送電等の減
<b>供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,542</b>	<b>1,500</b>	<b>1,401</b>	<b>141</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,542</b>	<b>1,500</b>	<b>1,401</b>	<b>141</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	<b>1,470</b>	<b>1,362</b>	<b>1,372</b>	<b>1,394</b>	<b>1,378</b>	<b>1,303</b>	<b>91</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	2	2	8	6	景気影響の見込み差など(一部輸出関連業種における生産回復の遅れなど)
定着節電	-	-	-	26	26	35	9	お客様の節電意識の定着などによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	48	64	124	76	最小予備率日が3月であり気温が高かったことによる減など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、、加味)	<b>90</b> (6.1%)	<b>74</b> (5.4%)	<b>144</b> (10.5%)	<b>148</b> (10.6%)	<b>122</b> (8.9%)	<b>98</b> (7.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注6) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 2013年度冬季の需給実績(東京電力) 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク需要 日(2月14日)	-	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,309	4,318	4,256	53	
うち常設されている火力	3,561	3,796	3,851	4,201	4,210	4,149	52	機器不具合に伴う補修作業(横須賀3号(35万kW)、富津2-2軸(17万kW)、横須賀2号GT(14万kW))、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	131	34	34	34	0	
うち自家発電買取	63	134	104	74	74	73	1	
水力(注1)	216	254	191	209	187	191	18	出水状況による減
揚水	625	716	755	850	870	730	120	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	9	1	1	6	+5	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	8.7	1.3	1.1	6.3	+5.0	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	19	2	33	47	47	51	+4	
<b>供給力 計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,074</b>	<b>5,416</b>	<b>5,424</b>	<b>5,234</b>	<b>182</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,074)</b>	<b>(5,416)</b>	<b>(5,424)</b>	<b>(5,234)</b>	<b>( 182)</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,920	4,920	4,943	+23	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	111	111	39	72	想定していたGDPの伸び率の差異(2010-2013年度:4.2-3.3%)の影響など
定着節電	-	-	-	384	384	446	62	アンケート結果を上回る節電がみられた影響など
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	43	43	200	+157	2011年厳寒(H3発生日3.7)を想定していたが、今冬のH3発生日の気温が0.5と、想定を下回ったことによる増など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>535</b> (10.4%)	<b>414</b> (8.3%)	<b>331</b> (7.0%)	<b>496</b> (10.1%)	<b>504</b> (10.2%)	<b>292</b> (5.9%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:1月20日、2012年度:2月19日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(東京電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備率 日(1月15日)	-	備考(差分理由等)
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,309	4,318	4,036	273	
うち常設されている火力	3,561	3,796	3,851	4,201	4,210	3,932	269	機器不具合に伴う補修作業(鹿島3号(60万kW)、鹿島4号(60万kW))、他社火力の停止、増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	131	34	34	26	8	機器不具合に伴う補修作業(大井2GT(8万kW))
うち自家発電買取	63	134	104	74	74	78	+4	
水力(注1)	216	254	191	209	187	197	12	出水状況による減
揚水	625	716	755	850	870	743	107	作業停止(神流川1号(47万kW))、日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	9	1	1	2	+1	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	8.7	1.3	1.1	1.9	+0.6	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	19	2	33	47	47	51	+4	
<b>供給力 計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,074</b>	<b>5,416</b>	<b>5,424</b>	<b>5,029</b>	<b>387</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,074)</b>	<b>(5,416)</b>	<b>(5,424)</b>	<b>(5,029)</b>	<b>( 387)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,920	4,920	4,795	125	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	111	111	39	72	想定していたGDPの伸び率の差異(2010-2013年度:4.2-3.3%)の影響など
定着節電	-	-	-	384	384	446	62	アンケート結果を上回る節電がみられた影響など
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	43	43	52	9	2011年厳寒(H3発生日3.7)を想定していたが、最小予備率日の気温が3.5と、想定を下回ったことによる増など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	496 (10.1%)	504 (10.2%)	234 (4.9%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:1月20日、2012年度:2月19日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(中部及び西日本全体6社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季			
				1月見通し(注5)	2月見通し(注5)	ピーク需要日	-
原子力	1,859	93	246	0	0	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,444	7,481	7,275	169
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,171	7,205	7,009	162
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	158	158	136	22
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7	7	0
うち自家発電買取	74	125	131	109	112	124	15
水力(注1)	520	697	719	600	579	691	91
揚水	952	1,005	988	913	911	975	62
地熱・太陽光・風力	17	23	66	21	22	86	65
地熱	17	16	16	17	17	17	0
太陽光	-	0	13	3	3	25	22
風力	-	7	37	2	2	44	42
融通	0	20	50	0	0	7	7
新電力への供給等(注4)	52	11	3	20	20	27	7
<b>供給力 計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,124</b>	<b>8,927</b>	<b>8,958</b>	<b>8,974</b>	<b>9,005</b>	<b>47</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,103</b>	<b>8,877</b>	<b>8,958</b>	<b>8,975</b>	<b>8,998</b>	<b>40</b>
<b>需要想定</b> ( 、 、 加味)	8,662	8,576	8,090	8,544	7,493	8,368	-176
<b>需要想定</b> ( 、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	26	26	11	15
定着節電	-	-	-	271	271	337	66
気温影響・その他(注4)	-	-	-	179	179	54	125
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	414 (4.8%)	430 (5.7%)	636 (7.6%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 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3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

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

(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(中部電力) 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク需要 日(2月14 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	180	0	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,286	2,300	2,233	53	-
うち常設されている火力	1,887	2,135	1,993	2,233	2,247	2,180	53	計画外停止: 90万kW、定期点検差: +24万kW、上越2-2号建設試運転差: +27万kW、増出力未実施他: 14万kW
うち長期停止火力の再稼働	-	53	15	53	53	53	0	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	-
水力	111	90	87	(注1) 94	(注1) 81	92	2	-
揚水	314	316	288	304	305	301	3	-
地熱・太陽光・風力	0	0	4	3	3	26	+23	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	2	3	3	20	+17	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	0	0	6	+6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	63	5	194	180	149	+45	融通送電減(関西電力への送電 19万kW、九州電力への送電 26万kW)
新電力への供給等(注4)	47	3	2	8	7	12	5	-
<b>供給力 計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,485</b>	<b>2,502</b>	<b>2,490</b>	<b>+5</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,679)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,639)</b>	<b>40</b>	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,355	2,355	2,365	+10	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	11	11	34	23	産業用(自動車関連など)の稼働増など
定着節電	-	-	-	54	54	65	11	前年並みに節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加した
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	56	56	54	2	厳寒基準(H23年度、平均気温0.8 )と実績(平均気温1.0 )との差による減など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	130 (5.5%)	147 (6.3%)	126 (5.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月18日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。



# 2013年度冬季の需給実績(中部電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備 率日(2月14 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	180	0	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,286	2,300	2,233	53	-
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,233	2,247	2,180	53	計画外停止: 90万kW、定期点検差: +24万kW、上越2-2号建設試運転差: +27万kW、 増出力未実施他: 14万kW
うち長期停止 火力の稼働	-	53	15	53	53	53	0	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	-
水力	111	90	87	(注1) 94	(注1) 81	92	2	-
揚水	314	316	288	304	305	301	3	-
地熱・太陽光・風力	0	0	4	3	3	26	+23	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	2	3	3	20	+17	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	0	0	6	+6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	63	5	194	180	149	+45	融通送電減(関西電力への送電 19万kW、九州電力への送電 26万kW)
新電力への供給等(注4)	47	3	2	8	7	12	5	-
<b>供給力 計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,485</b>	<b>2,502</b>	<b>2,490</b>	<b>+5</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,679)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,639)</b>	<b>40</b>	-
<b>需要想定</b> (、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,355	2,355	2,365	+10	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	11	11	34	23	産業用(自動車関連など)の稼働増など
定着節電	-	-	-	54	54	65	11	前年並みに節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加した
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	56	56	54	2	厳寒基準(H23年度、平均気温0.8 )と実績(平均気温1.0 )との差による減など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	130 (5.5%)	147 (6.3%)	126 (5.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月18日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(関西電力)

# 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
				1月 見通し (注6)	2月 見通し (注6)	ピーク 需要日 (2月14日)	-	
原子力	805	93	246	0	0	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,983	1,993	1,896	87	
うち常設されている火力	1,436	1,818	1,659	1,856	1,865	1,757	99	循環水ポンプ停止に伴う出力抑制(舞鶴1号(90kW)), 姫路第二3号試運転による増(49kW)、他社火力のトラブル停止等
うち長期停止火力の再稼働	0	0	45	45	45	45	0	
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	0	
うち自家発電買取	57	97	93	75	76	88	+13	当日の自家発電購入増
水力	142	283	261	(注1) 215	(注1) 209	240	+25	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	365	359	361	302	301	390	+88	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	8	0	0	10	+10	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	4	0	0	4	+4	ピーク時間の差
風力	-	-	4	0.4	0.1	6	+6	風力発電実績
融通	0	100	0	152	149	149	3	2月と1月における受電量の差
新電力への供給等(注4)	97	20	3	3	3	7	+4	卸電力取引所からの調達増等
<b>供給力計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,654</b>	<b>2,655</b>	<b>2,692</b>	<b>+38</b>	
<b>融通前供給力計</b>	<b>(2,901)</b>	<b>(2,669)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,502)</b>	<b>(2,506)</b>	<b>(2,543)</b>	<b>+41</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,576	2,576	2,523	53	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	0	0	11	11	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	101	101	149	48	お客様の節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注5)	-	-	-	12	12	18	6	2011年並(1.9)の想定に対して、今冬の最大需要日の平均気温(1.7)が低かったことによる需要増。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	78 (3.0%)	79 (3.0%)	169 (6.7%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2012年度:2月19日、2011年度:2月2日、2010年度: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、開電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。  
(注5) 気温影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注6) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注7) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

# 2013年度冬季の需給実績(関西電力)

# 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注6)	2月 見通し (注6)	最小 予備率日 (2月14日)	-	備考(差分理由等)
原子力	805	93	246	0	0	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,983	1,993	1,896	87	
うち常設されている火力	1,436	1,818	1,659	1,856	1,865	1,757	99	循環水ポンプ停止に伴う出力抑制(舞鶴1号(90万kW))、姫路第二3号試運転による増(49万kW)、他社火力のトラブル停止等
うち長期停止火力の再稼働	0	0	45	45	45	45	0	
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	0	
うち自家発電買取	57	97	93	75	76	88	+13	当日の自家発電購入増
水力	142	283	261	(注1) 215	(注1) 209	240	+25	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	365	359	361	302	301	390	+88	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	8	0	0	10	+10	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	4	0	0	4	+4	ピーク時間の差
風力	-	-	4	0.4	0.1	6	+6	風力発電実績
融通	0	100	0	152	149	149	3	2月と1月における受電量の差
新電力への供給等(注4)	97	20	3	3	3	7	+4	卸電力取引所からの調達増等
<b>供給力計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,654</b>	<b>2,655</b>	<b>2,692</b>	<b>+38</b>	
<b>融通前供給力計</b>	<b>(2,901)</b>	<b>(2,669)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,502)</b>	<b>(2,506)</b>	<b>(2,543)</b>	<b>+41</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,576	2,576	2,523	53	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	0	0	11	11	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	101	101	149	48	お客様の節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注5)	-	-	-	12	12	18	6	2011年並(1.9)の想定に対して、今冬の最小予備率日の平均気温(1.7)が低かったことによる需要増。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	78 (3.0%)	79 (3.0%)	169 (6.7%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2012年度:2月19日、2011年度:2月2日、2010年度: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、開電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。  
(注5) 気温影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注6) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。  
(注7) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 2013年度冬季の需給実績(北陸電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク 需要日 (2月5日)	-	備考(差分理由等)
原子力	219	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	425	443	440	15	
うち常設されている火力	360	440	400	423	441	438	15	定期点検差(七尾大田1号(50万kW))等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	3	3	2	0	当日の自家発電購入減
水力(注1)	111	118	135	120	113	152	32	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	11	10	10	1	上池水位差による減
地熱・太陽光・風力	0	0	6	0	0	8	8	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	0	0	1	1	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	6	0	0	7	7	風況に恵まれたことによる増
融通	0	10	0	7	15	15	8	融通送電の増(関西電力へ6万kW増、九州電力へ2万kW増)
新電力への供給等(注4)	76	3	0	1	1	31	30	卸電力取引所等への送電増
<b>供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>564</b>	<b>555</b>	<b>548</b>	<b>550</b>	<b>564</b>	<b>16</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>573</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>565</b>	<b>579</b>	<b>24</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	528	526	505	519	519	516	3	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	3	3	2	1	電気機械産業等の生産増加
定着節電	-	-	-	16	16	17	1	お客さまの節電意識の高まりによる増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	10	10	7	3	2011年度並の厳冬(0.0 )に対して、今冬の最大需要日の気温( 2.0 )は低かったものの、 その他要因による減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	29 (5.6%)	31 (6.0%)	48 (9.2%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

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

(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(北陸電力)

# 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小 予備率日 (1月16日)	-	備考(差分理由等)
原子力	219	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	425	443	387	38	
うち常設されている火力	360	440	400	423	441	385	38	需給安定に伴う停止(富山新港2号(50万kW)), 定期点検差(七尾大田1号(50万kW))等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	3	3	3	0	
水力(注1)	111	118	135	120	113	139	19	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	11	10	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	6	0	0	1	1	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	0	0	1	1	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	6	0	0	0	0	
融通	0	10	0	7	15	5	2	融通送電の減(関西電力へ1万kW増、九州電力へ3万kW減)
新電力への供給等(注4)	76	3	0	1	1	14	13	卸電力取引所等への送電増
<b>供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>564</b>	<b>555</b>	<b>548</b>	<b>550</b>	<b>519</b>	<b>29</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>573</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>565</b>	<b>524</b>	<b>31</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	<b>528</b>	<b>526</b>	<b>505</b>	<b>519</b>	<b>519</b>	<b>481</b>	<b>39</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	3	3	2	1	電気機械産業等の生産増加
定着節電	-	-	-	16	16	17	1	お客さまの節電意識の高まりによる増
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	10	10	29	39	2011年度並の厳冬(0.0 )に対して、今冬の最小予備率日の気温(2.7 )が高かったことによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	<b>96</b> (18.1%)	<b>38</b> (7.3%)	<b>50</b> (10.0%)	<b>29</b> (5.6%)	<b>31</b> (6.0%)	<b>39</b> (8.1%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

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

(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(中国電力) 最大需要日

供給力内訳	2010年度 冬季実績 (1月31日)	2011年度 冬季実績 (2月2日)	2012年度 冬季実績 (12月25日)	2013年度冬季				備考(差分理由等)
				1月見通し (注5)	2月見通し (注5)	ピーク需要日(2 月6日)		
原子力	83	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	1,012	1,004	1,006	6	
うち常設されている火力	965	1,046	954	1,001	992	995	6	機器不具合による出力抑制(下松3(70万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	1	1	11	11	12	11	1	自家発電の実績減
水力(注1)	40	51	58	51	56	65	14	出水に恵まれたことによる増
揚水	79	83	125	110	108	125	15	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・風力	0	7	18	0	1	5	4	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	
風力	0	7	15	0.3	0.5	4.7	4.4	風況に恵まれたことによる増
融通	0	47	0	22	24	13	9	融通送電の減(関西向け2万kW減,九州向け7万kW減)
新電力への供給等(注4)	29	5	3	4	4	11	7	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,196</b>	<b>1,134</b>	<b>1,162</b>	<b>1,148</b>	<b>1,141</b>	<b>1,176</b>	<b>28</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(1,181)</b>	<b>(1,162)</b>	<b>(1,170)</b>	<b>(1,165)</b>	<b>(1,189)</b>	<b>(20)</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	1,074	1,045	995	1,052	1,052	1,039	13	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	23	23	21	2	離脱実績が想定を下回ったことなどによる。
定着節電	-	-	-	15	15	16	1	お客様の節電意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	16	16	2	14	2011年度厳冬並み(平均気温 0.8 )を想定したが、今冬最大発生日の気温が高かった(1.0 )ことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	

<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	96 (9.1%)	89 (8.5%)	137 (13.2%)	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:12月25日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込みなども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(中国電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (1月31日)	2011年度 冬季実績 (2月2日)	2012年度 冬季実績 (12月25日)	2013年度冬季				
				1月見通し (注5)	2月見通し (注5)	最小予備率日(12 月11日)		備考(差分理由等)
原子力	83	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	1,012	1,004	827	185	
うち常設されている火力	965	1,046	954	1,001	992	805	196	機器不具合に伴う停止(三隅1(100万kW)), 機器不具合等に伴う出力抑制(玉島3(50万kW), 岩国3(50万kW)), 補修作業(下松3(70万kW), 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	1	1	11	11	12	22	11	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	51	56	60	9	出水に恵まれたことによる増
揚水	79	83	125	110	108	91	19	深夜揚水水源資の減
地熱・太陽光・風力	0	7	18	0	1	16	15	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	
風力	0	7	15	0.3	0.5	15.7	15.4	風況に恵まれたことによる増
融通	0	47	0	22	24	0	22	融通送電の減(関西向け15万kW減, 九州向け7万kW減)
新電力への供給等(注4)	29	5	3	4	4	5	2	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,196</b>	<b>1,134</b>	<b>1,162</b>	<b>1,148</b>	<b>1,141</b>	<b>988</b>	<b>160</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(1,181)</b>	<b>(1,162)</b>	<b>(1,170)</b>	<b>(1,165)</b>	<b>(988)</b>	<b>( 182)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	<b>1,074</b>	<b>1,045</b>	<b>995</b>	<b>1,052</b>	<b>1,052</b>	<b>907</b>	<b>145</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	23	23	21	2	離脱実績が想定を下回ったことなどによる。
定着節電	-	-	-	15	15	16	1	お客さまの節電意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	16	16	130	146	2011年度厳冬並み(平均気温 0.8 )を想定したが、今冬最小予備率日の気温が高かった(7.3 )ことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	<b>123</b> (11.4%)	<b>89</b> (8.5%)	<b>167</b> (16.7%)	<b>96</b> (9.1%)	<b>89</b> (8.5%)	<b>81</b> (9.0%)	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:12月25日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(四国電力) 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク 需要日 (2月6日)	-	
原子力	207	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	476	478	457	20	
うち常設されている火力	412	430	412	442	443	443	1	気温低下に伴うガスタービン出力の増等
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))等
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	14	12	13	14	2	当日の自家発電購入増
水力(注1)	41	45	61	44	44	52	8	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	38	32	34	34	2	本川停止作業(～1/5)終了に伴う増
地熱・太陽光・風力	0	0	10	0	0	4	4	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	4	0	0	0	0	
風力	0	0	6	0.4	0.3	4	4	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	60	10	11	13	14	17	4	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	<b>638</b>	<b>538</b>	<b>524</b>	<b>539</b>	<b>542</b>	<b>529</b>	<b>11</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(638)</b>	<b>(538)</b>	<b>(524)</b>	<b>(539)</b>	<b>(542)</b>	<b>(529)</b>	<b>( 11)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	520	522	477	506	506	487	19	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	8	8	6	2	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2013年度: 0.2% 0.4%)や離脱需要の想定実績差等
定着節電	-	-	-	22	22	27	5	アンケートを上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	16	16	0	16	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7 )並の想定に対し、当日最高気温は+1.0 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	33 (6.6%)	36 (7.2%)	41 (8.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。



# 2013年度冬季の需給実績(四国電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備率 日 (2月14日)		備考(差分理由等)
原子力	207	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	476	478	440	36	
うち常設されている火力	412	430	412	442	443	425	17	補修停止(他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))等
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	14	12	13	15	3	当日の自家発電購入増
水力(注1)	41	45	61	44	44	48	5	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	38	32	34	34	2	本川停止作業(~1/5)終了に伴う増
地熱・太陽光・風力	0	0	10	0	0	8	8	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	4	0	0	2	2	9時~10時のピークだったことによる太陽光発電実績分
風力	0	0	6	0.4	0.3	6	5	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	60	10	11	13	14	12	1	淡路島への融通減等
<b>供給力 計</b>	<b>638</b>	<b>538</b>	<b>524</b>	<b>539</b>	<b>542</b>	<b>519</b>	<b>21</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(638)</b>	<b>(538)</b>	<b>(524)</b>	<b>(539)</b>	<b>(542)</b>	<b>(519)</b>	<b>( 21)</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	520	522	477	506	506	484	22	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	8	8	6	2	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2013年度: 0.2% 0.4%)や離脱需要の想定実績差等
定着節電	-	-	-	22	22	27	5	アンケートを上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	16	16	3	19	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7 )並の想定に対し、当日最高気温は+2.2 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	33 (6.6%)	36 (7.2%)	35 (7.2%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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~2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(九州電力) 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク需要 日(2月13日)	-	
原子力	365	0	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,250	1,262	1,263	1,243	19	
うち常設されている火力	1,086	1,208	1,201	1,216	1,217	1,196	20	機器不具合等に伴う出力抑制(川内1(50万kW)、他社火力)など
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買取	15	12	11	8	8	9	1	当日の自家発電購入の増
水力(注1)	75	110	117	76	76	90	14	出水による増
揚水	145	200	165	154	153	115	39	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	17	16	20	18	18	33	15	
地熱	17	16	16	17	17	17	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	1.0	1.1	16	15	風力発電実績
融通	0	40	55	71	70	35	36	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等(注4)	15	6	16	3	3	37	34	市場調達からの増、新電力からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,584</b>	<b>1,584</b>	<b>1,554</b>	<b>30</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,513)</b>	<b>(1,514)</b>	<b>(1,519)</b>	<b>(6)</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,536	1,536	1,438	98	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	3	3	5	2	想定していたIIPの伸び率(2010 2013年度: 0.2% 0.4%)の差異など
定着節電	-	-	-	63	63	63	0	
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	69	69	27	96	2011年度厳寒並み(最高気温2.1 )の想定に対し、当日最高気温は7.1 (+5.0 )となったこと等による需要減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	

<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	48 (3.1%)	48 (3.1%)	115 (8.0%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(九州電力) 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備率 日(2月18日)	-	
原子力	365	0	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,250	1,262	1,263	1,246	16	
うち常設されている火力	1,086	1,208	1,201	1,216	1,217	1,199	17	機器不具合等に伴う出力抑制(川内1(50万kW)、他社火力)など
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買取	15	12	11	8	8	9	1	当日の自家発電購入の増
水力(注1)	75	110	117	76	76	100	24	出水による増
揚水	145	200	165	154	153	118	35	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	17	16	20	18	18	35	17	
地熱	17	16	16	17	17	17	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	1.0	1.1	18	17	風力発電実績
融通	0	40	55	71	70	0	71	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等(注4)	15	6	16	3	3	50	47	市場調達からの増、新電力からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,584</b>	<b>1,584</b>	<b>1,550</b>	<b>34</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,513)</b>	<b>(1,514)</b>	<b>(1,550)</b>	<b>(37)</b>	

<b>需要想定</b> (、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,536	1,536	1,436	100	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	3	3	5	2	想定していたIIPの伸び率(2010 2013年度: 0.2% 0.4%)の差異など
定着節電	-	-	-	63	63	63	0	
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	69	69	29	98	2011年度厳寒並み(最高気温2.1 )の想定に対し、当日最高気温は7.1 (+5.0 )となったこと等による需要減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>184</b> (12.0%)	<b>53</b> (3.5%)	<b>200</b> (14.1%)	<b>48</b> (3.1%)	<b>48</b> (3.1%)	<b>114</b> (7.9%)	-	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。  
(注2) 2010年度～2012年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(沖縄電力)

# 最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	ピーク需要 日(2月10日)	-	備考(差分理由等)
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	144	139	159	203	207	154	53	
うち常設されている 火力	144	139	159	203	207	154	53	需給安定に伴う停止(牧港7/8号、石川2号 27万kW)、定検実績に伴う減(具志川1号、吉の浦2号、石川GT1号、 離島内燃力 26万kW)
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	-	-	-	-	-	-	-	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	-	-	-	-	-	
風力	-	-	-	-	-	-	-	
融通	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等(注4)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>供給力 計</b>	<b>144</b>	<b>139</b>	<b>159</b>	<b>203</b>	<b>207</b>	<b>154</b>	<b>53</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
<b>需要想定</b> (、、加味)	114	108	106	116	115	108	7	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	1	1	3	2	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	1	0	9	9	発生日の最低気温(13.7 )が厳冬見込み気温(最低気温10.4 )より高かったことなどによる需要減。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	87 (75.3%)	92 (80.6%)	46 (42.8%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:1月25日、2012年度:3月23日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2013年度冬季の需給実績(沖縄電力) 最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需 要日)	2013年度冬季				
				1月 見通し (注5)	2月 見通し (注5)	最小予備 率日(2月10 日)	-	備考(差分理由等)
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	144	139	159	203	207	154	53	
うち常設されている 火力	144	139	159	203	207	154	53	需給安定に伴う停止(牧港7/8号、石川2号 27万kW)、定検実績に伴う減(具志川1号、吉の浦2号、石川GT1号、 離島内燃力 26万kW)
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	-	-	-	-	-	-	-	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	-	-	-	-	-	
風力	-	-	-	-	-	-	-	
融通	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等(注4)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>供給力 計</b>	144	139	159	203	207	154	53	
<b>融通前供給力 計</b>	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需要想定</b> (、、加味)	114	108	106	116	115	108	7	
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	1	1	3	2	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	1	0	9	9	発生日の最低気温(13.7 )が厳冬見込み気温(最低気温10.4 )より高かったことなどによる需要減。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	87 (75.3%)	92 (80.6%)	46 (42.8%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 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～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:1月25日、2012年度:3月23日)における実績。  
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。  
(注5) 平成25年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度夏季の需給バランス見通し

# 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	
					7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,522	13,695
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	12,833	13,079	13,249
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	184	184
うち緊急設置電源	-	87	289	272	86	86
うち自家発電買取	144	237	311	225	173	176
水力	1,367	1,380	1,268	1,287	1,368	1,274
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	2,225 (2,227)	2,222 (2,230)
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	292	300
地熱	30	30	30	27	28	30
太陽光	-	-	121	220	261	268
風力	-	-	14	24	2.7	2.3
融通	0	64	36	5	0	0 ( 1)
新電力への供給等	47	82	45	17	65	65
<b>供給力 計</b>	19,518	17,141	17,090	17,206	17,341 (17,342)	17,426 (17,434)
<b>融通前供給力 計</b>	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,341) ((17,342))	(17,426) ((17,434))
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	17,987	15,661	15,743	16,125	16,623	16,666
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	-	-	-	-	(16,574)	(16,617)
<b>経済影響等</b>	-	-	-	39	66	66
<b>定着節電</b>	-	-	-	1,667	1,435	1,435
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	106	5	48
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	49	49
<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	718 (719) (4.3%) ((4.3%))	760 (768) (4.6%) ((4.6%))
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	1.3%	1.6%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 加味)	-	-	-	-	767 (4.6%)	809 (4.9%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注3) 気温影響分、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。

( )の数値はFC融通込みの数値

# 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	
					7月	8月
原子力	1,527	470	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,069	6,207
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,898	6,037
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	30	30
うち緊急設置電源	-	87	287	267	80	80
うち自家発電買取	48	164	169	95	60	60
水力	599	527	420	509	555	522
揚水	926	754	945	775	991	991
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	83	83
地熱	13	14	14	11	12	14
太陽光	-	-	33	68	69	69
風力	-	-	7	8	1.5	1.1
融通	0	65	0	0	0 ( 51)	0 ( 58)
新電力への供給等	38	46	19	33	64	65
<b>供給力 計</b>	<b>8,728</b>	<b>7,321</b>	<b>7,433</b>	<b>7,540</b>	<b>7,633 (7,582)</b>	<b>7,738 (7,681)</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(8,728)</b>	<b>(7,256)</b>	<b>(7,433)</b>	<b>(7,540)</b>	<b>(7,633)</b>	<b>(7,738)</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>8,062</b>	<b>6,653</b>	<b>6,925</b>	<b>6,865</b>	<b>7,194</b>	<b>7,237</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	-	53	109	109
<b>定着節電</b>	-	-	-	898	800	800
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	303	177	134
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>666 (8.3%)</b>	<b>668 (10.0%)</b>	<b>508 (7.3%)</b>	<b>675 (9.8%)</b>	<b>439 (388) (6.1%) ((5.4%))</b>	<b>501 (444) (6.9%) ((6.1%))</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.3%</b>	<b>7.0%</b>	<b>4.3%</b>	<b>6.8%</b>	<b>3.1% (2.4%)</b>	<b>3.9% (3.1%)</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

( )の数値はFC融通込みの数値



# 北海道電力

(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	
					7月	8月
原子力	210	94	0	0	0	0
火力	357	398	378	429	403	427
うち常設されている 火力	357	398	367	407	369	393
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
うち自家発電買取	0	0	4	6	19	19
水力	79	93	83	70	65	60
揚水	25	29	30	30	30	30
地熱・太陽光・風力	1	1	7	4	1	2
地熱	1	1	2	0	0	2
太陽光	-	-	0	3	0	0
風力	-	-	5	2	0.4	0.4
融通	0	57	0	0	0	0
新電力への供給等	14	1	14	12	3	3
<b>供給力 計</b>	<b>658</b>	<b>558</b>	<b>512</b>	<b>544</b>	<b>495</b>	<b>516</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(658)</b>	<b>(615)</b>	<b>(512)</b>	<b>(544)</b>	<b>(495)</b>	<b>(516)</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>506</b>	<b>485</b>	<b>483</b>	<b>450</b>	<b>454</b>	<b>472</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	-	3	3	3
<b>定着節電</b>	-	-	-	44	36	36
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	15	19	1
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>152</b> (29.9%)	<b>73</b> (14.9%)	<b>29</b> (6.0%)	<b>95</b> (21.1%)	<b>41</b> (9.1%)	<b>44</b> (9.2%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>26.9%</b>	<b>11.9%</b>	<b>3.0%</b>	<b>18.1%</b>	<b>6.1%</b>	<b>6.2%</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月31日、2011年9月16日、2012年度夏季:9月18日、2013年度夏季:8月7日)における実績。

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

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

# 東北電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (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	
					7月	8月
原子力	247	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,329	1,397
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,253	1,217	1,286
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	30
うち緊急設置電源	-	0	88	88	65	65
うち自家発電買取	0	25	37	29	16	16
水力	185	(注5) 120	(注5) 134	(注5) 154	185	166
揚水	69	(注5) 25	71	25	71	71
地熱・太陽光・風力	12	13	22	24	22	21
地熱	12	13	12	11	12	12
太陽光	-	-	8	9	9	8
風力	-	-	2	4.1	0.9	0.6
融通	0	162	0	0	0	0
新電力への供給等	49	11	7	101	102	102
<b>供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,303</b>	<b>1,468</b>	<b>1,502</b>	<b>1,505</b>	<b>1,553</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,141</b>	<b>1,468</b>	<b>1,502</b>	<b>1,505</b>	<b>1,553</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>1,557</b>	<b>1,246</b>	<b>1,364</b>	<b>1,322</b>	<b>1,420</b>	<b>1,445</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	-	2	+ 26	+ 26
<b>定着節電</b>	-	-	-	80	64	64
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	157	99	74
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>101 (6.5%)</b>	<b>57 (4.6%)</b>	<b>104 (7.6%)</b>	<b>180 (13.6%)</b>	<b>85 (6.0%)</b>	<b>108 (7.5%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>3.5%</b>	<b>1.6%</b>	<b>4.6%</b>	<b>10.6%</b>	<b>3.0%</b>	<b>4.5%</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月5日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月22日、2013年度夏季:8月19日)における実績。

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

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

(注5) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 東京電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (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	
					7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,337	4,383
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,312	4,358
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0	0
うち緊急設置電源	-	87	192	164	0	0
うち自家発電買取	48	139	128	60	25	25
水力	335	314	203	285	305	296
揚水	832	700	844	720	890	890
地熱・太陽光・風力	0	0	25	58	60	60
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	-	-	25	56	60	60
風力	-	-	0.1	1.8	0.2	0.1
融通	0	40	0	0	0 ( 51)	0 ( 58)
新電力への供給等	25	56	26	56	41	40
<b>供給力 計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,453</b>	<b>5,494</b>	<b>5,633 (5,582)</b>	<b>5,669 (5,612)</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,453)</b>	<b>(5,494)</b>	<b>(5,633)</b>	<b>(5,669)</b>
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	<b>5,999</b>	<b>4,922</b>	<b>5,078</b>	<b>5,093</b>	<b>5,320</b>	<b>5,320</b>
<b>需要想定 ( 、 、 加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>48</b>	<b>80</b>	<b>80</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>774</b>	<b>700</b>	<b>700</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>131</b>	<b>59</b>	<b>59</b>
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 加味)	<b>413 (6.9%)</b>	<b>538 (10.9%)</b>	<b>375 (7.4%)</b>	<b>401 (7.9%)</b>	<b>313 (262) (5.9%) ((4.9%))</b>	<b>349 (292) (6.6%) ((5.5%))</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>3.9%</b>	<b>7.9%</b>	<b>4.4%</b>	<b>4.9%</b>	<b>2.9% (1.9%)</b>	<b>3.6% (2.5%)</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> ( 、 、 加味)	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

( )の数値はFC融通込みの数値

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:7月23日、2011年度夏季:8月18日、2012年度夏季:8月30日、2013年度夏季:8月9日)における実績。

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

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

# 中部及び西日本全体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	
					7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	0	0
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,453	7,488
うち常設されている 火力	6,745	6,854	7,066	7,022	7,181	7,212
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	154	154
うち緊急設置電源	-	0	2	5	6	6
うち自家発電買取	96	73	142	130	113	116
水力	768	853	848	778	813	752
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,234 (1,236)	1,231 (1,239)
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	209	217
地熱	17	16	16	16	16	16
太陽光	-	-	88	152	192	200
風力	-	-	6	16	1.2	1.2
融通	0	1	36	5	0 (51)	0 (57)
新電力への供給等	9	36	26	16	1	0
<b>供給力 計</b>	<b>10,790</b>	<b>9,820</b>	<b>9,657</b>	<b>9,666</b>	<b>9,708 (9,760)</b>	<b>9,688 (9,753)</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(10,790)</b>	<b>(9,821)</b>	<b>(9,621)</b>	<b>(9,671)</b>	<b>(9,708) ((9,709))</b>	<b>(9,688) ((9,696))</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>9,925</b>	<b>9,008</b>	<b>8,818</b>	<b>9,260</b>	<b>9,429</b>	<b>9,429</b>
<b>需要想定 (、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(9,380)</b>	<b>(9,380)</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>92</b>	<b>43</b>	<b>43</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>769</b>	<b>635</b>	<b>635</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>197</b>	<b>182</b>	<b>182</b>
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	49	49
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>864 (8.7%)</b>	<b>811 (9.0%)</b>	<b>839 (9.5%)</b>	<b>405 (4.4%)</b>	<b>279 (331) (3.0%) ((3.5))</b>	<b>259 (324) (2.7%) ((3.4))</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.7%</b>	<b>6.0%</b>	<b>6.5%</b>	<b>1.4%</b>	<b>0% (0.5%)</b>	<b>0.3% (0.4%)</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>328 (3.5%)</b>	<b>308 (3.3%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 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。

( )の数値はFC融通込みの数値

# 中部電力

(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	
					7月	8月
原子力	274	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,340	2,343
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,291	2,294
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	49
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0
水力	147	176	153	126	(注4) 149	(注4) 138
揚水	411	399	382	386	381	381
地熱・太陽光・風力	0	0	22	56	59	61
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	20	51	59	61
風力	-	-	2	4	0	0
融通	0	0	56	125	180	174
新電力への供給等	32	5	25	27	12	12
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,662</b>	<b>2,728</b>	<b>2,737</b>	<b>2,737</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,718)</b>	<b>(2,853)</b>	<b>(2,917)</b>	<b>(2,911)</b>
<b>需要想定(、、加味)</b>	<b>2,709</b>	<b>2,520</b>	<b>2,478</b>	<b>2,623</b>	<b>2,644</b>	<b>2,644</b>
<b>需要想定(、、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>140</b>	<b>112</b>	<b>112</b>
<b>その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>79</b>	<b>49</b>	<b>49</b>
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>278</b> (10.3%)	<b>278</b> (11.0%)	<b>184</b> (7.4%)	<b>105</b> (4.0%)	<b>93</b> (3.5%)	<b>93</b> (3.5%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>7.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>4.4%</b>	<b>1.0%</b>	<b>0.5%</b>	<b>0.5%</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2012年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月24日、2011年度夏季:8月10日、2012年度夏季:7月27日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

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

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

# 関西電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (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	
					7月	8月
原子力	838	337	237	236	0	0
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	2,015	2,049
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,888	1,921
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	93	77	77
水力	232	273	303	307	(注6)280	(注6)260
揚水(注3)	447	465	356	345	424 (426)	422 (430)
地熱・太陽光・風力	0	0	19	44	51	54
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	44	51	54
風力	-	-	0	1	0	0
融通	0	76	160	85	145 (172)	121 (149)
新電力への供給等(注4)	74	41	17	89	17	18
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,992</b>	<b>2,936</b>	<b>2,932 (2,960)</b>	<b>2,924 (2,960)</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,832)</b>	<b>(2,851)</b>	<b>(2,787) ((2,788))</b>	<b>(2,803) ((2,811))</b>
<b>需要想定(、、加味)</b>	<b>3,095</b>	<b>2,784</b>	<b>2,682</b>	<b>2,816</b>	<b>2,873</b>	<b>2,873</b>
<b>需要想定(、、、加味)</b>	-	-	-	-	(2,847)	(2,847)
<b>経済影響等</b>	-	-	-	24	15	15
<b>定着節電</b>	-	-	-	324	263	263
<b>その他(注5)</b>	-	-	-	69	56	56
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	26	26
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>176</b> (5.7%)	<b>163</b> (5.9%)	<b>310</b> (11.6%)	<b>120</b> (4.3%)	<b>59 (87)</b> (2.0%) ((3.0%))	<b>51 (87)</b> (1.8%) ((3.0%))
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>2.7%</b>	<b>2.9%</b>	<b>8.6%</b>	<b>1.3%</b>	<b>1.0% (0.0%)</b>	<b>1.2% (0.0%)</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、、加味)	-	-	-	-	85 (3.0%)	77 (2.7%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	0.3%

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

( )の数値はFC融通込みの数値

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月19日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月3日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

(注3) 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4) 系統のつながりの関係で、関西電力管内の淡路島で四国電力から受電している分等が含まれている。

(注5) 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6) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 北陸電力

(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	
					7月	8月
原子力	162	0	0	0	0	0
火力	435	438	440	433	437	436
うち常設されている 火力	435	436	438	432	435	433
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	1	3	3
水力	152	159	133	146	153	138
揚水	11	11	11	11	11	11
地熱・太陽光・風力	0	0	3	8	4	4
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	2	7	4	4
風力	0	0	1	1	0	0
融通	20	1	10	20	30	17
新電力への供給等	78	7	1	24	2	1
<b>供給力計</b>	<b>662</b>	<b>600</b>	<b>576</b>	<b>553</b>	<b>573</b>	<b>570</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>682</b>	<b>601</b>	<b>586</b>	<b>573</b>	<b>603</b>	<b>587</b>
需要想定(、、加味)	573	533	526	526	548	548
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	3	2	2
定着節電	-	-	-	30	25	25
その他(注3)	-	-	-	14	2	2
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	25 (4.6%)	22 (4.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	1.6%	1.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月5日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月22日、2013年度夏季:8月19日)における実績。

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

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

# 中国電力

(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	
					7月	8月
原子力	0	81	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,021	1,011	1,011
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,005	1,000	997
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	14
水力	56	51	55	52	55	48
揚水	124	148	159	153	145	144
地熱・太陽光・風力	0	0	23	18	31	32
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	20	18	31	31
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2
融通	20	72	104	60	56	50
新電力への供給等	32	9	14	15	4	4
<b>供給力 計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,198</b>	<b>1,168</b>	<b>1,181</b>	<b>1,181</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,302)</b>	<b>(1,228)</b>	<b>(1,237)</b>	<b>(1,231)</b>
需要想定(、、加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,134	1,134
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	27	24	24
定着節電	-	-	-	51	43	43
その他(注3)	-	-	-	11	0	0
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	47 (4.2%)	47 (4.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	1.2%	1.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月3日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

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

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



# 四国電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (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	
					7月	8月
原子力	204	113	0	0	0	0
火力	448	449	489	478	470	470
うち常設されている 火力	448	436	451	445	436	436
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22	22
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	11	12	12
水力	64	69	68	48	62	59
揚水	52	52	52	52	52	52
地熱・太陽光・風力	0	0	7	17	16	17
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	7	12	16	17
風力	-	-	0.2	4.8	0.0	0.0
融通	0	4	0	5	0	0
新電力への供給等(注5)	67	64	13	13	14	15
<b>供給力計</b>	<b>702</b>	<b>615</b>	<b>603</b>	<b>577</b>	<b>587</b>	<b>583</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(702)</b>	<b>(619)</b>	<b>(603)</b>	<b>(582)</b>	<b>(587)</b>	<b>(583)</b>
<b>需要想定(、、、加味)</b>	<b>597</b>	<b>544</b>	<b>526</b>	<b>549</b>	<b>559</b>	<b>559</b>
<b>需要想定(、、、加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	-	10	9	9
<b>定着節電</b>	-	-	-	39	31	31
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	2	2	2
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、、加味)	<b>105</b> (17.6%)	<b>71</b> (13.1%)	<b>77</b> (14.6%)	<b>27</b> (5.0%)	<b>28</b> (4.9%)	<b>24</b> (4.3%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>14.6%</b>	<b>10.1%</b>	<b>11.6%</b>	<b>2.0%</b>	<b>1.9%</b>	<b>1.3%</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月7日、2013年度夏季:8月22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) 系統のつながりの関係で、関西電力管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

# 九州電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (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	
					7月	8月
原子力	478	176	0	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,180	1,179
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,131	1,131
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	38	38
うち緊急設置電源	-	0	1	0.4	1	1
うち自家発電買取	0	0	11	9	11	10
水力	117	125	136	99	114	109
揚水	170	230	165	202	221	221
地熱・太陽光・風力	17	16	36	41	48	49
地熱	17	16	16	16	16	16
太陽光	-	-	20	20	31	33
風力	-	-	0.2	5.1	1	1
融通	0	0	46	120	121 (145)	120 (149)
新電力への供給等	2	2	10	6	14	14
<b>供給力計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,626</b>	<b>1,704</b>	<b>1,698 (1,722)</b>	<b>1,693 (1,722)</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,580</b>	<b>1,584</b>	<b>1,577</b>	<b>1,573</b>
需要想定(、、、加味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,671	1,671
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	(1,648)	(1,648)
経済影響等	-	-	-	3	9	9
定着節電	-	-	-	185	161	161
その他(注3)	-	-	-	72	73	73
随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	23	23
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	27 (51) (1.6%) ((3.0%))	22 (51) (1.3) ((3.0%))
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	1.4% (0%)	1.7% (0%)
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	-	-	-	-	50 (3.0%)	45 (2.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	0.3%

(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年度夏季～2012年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:9月1日、2012年度夏季:7月26日、2013年度夏季:8月20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。

( )の数値はFC融通込みの数値

# 沖縄電力

(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	
					7月	8月
原子力	-	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	179	219	213
うち常設されている 火力	194	220	220	179	219	213
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	-	-	-	-	-	-
水力	-	-	-	-	-	-
揚水	-	-	-	-	-	-
地熱・太陽光・風力	-	-	0.4	1.7	3.4	3.6
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0.4	1.7	3.4	3.6
風力	-	-	-	0.0	0.0	0.0
融通	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-
<b>供給力 計</b>	194	220	220	181	222	216
<b>融通前供給力 計</b>	-	-	-	-	-	-
<b>需要想定(、、加味)</b>	148	144	148	153	155	155
<b>需要想定(、、加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	-	0	0	0
<b>定着節電</b>	-	-	-	-	-	-
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	5	7	7
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	67 (43.2%)	61 (39.2%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	40.2%	36.2%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度夏季～2012年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:7月6日、2011年度夏季:7月22日、2012年度夏季:7月6日、2013年度夏季:8月8日)における実績。

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

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。