

# 2013年度夏季の 電力需給見通しについて

# 1. 需給検証の考え方

## 1. 需給検証の考え方 (①基本的な考え方)

### <需要>

- 需要については、2010年夏並の猛暑を想定。これに節電の定着状況、直近の経済見通し等を反映。

### <供給>

- 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精査しつつ、可能な限り供給力を積み上げ。各電力会社間の電力融通も加味。

### <需給バランス>

- 各電力会社の需給バランスだけではなく、9社、東日本・中西日本といった広域的な視点で安定供給可能か、需給バランスを検証。



### <需給対策>

- データや分析手法を明らかにすることにより、客観性・透明性を確保した需給検証を踏まえ、必要な場合は、政府として数値目標付の節電要請などの電力需給対策を決定。

# 1. 需給検証の考え方 (②需要面、供給面)

## 需要面

- ①2013年度夏季の需要想定
  - 気温影響： 2010年度夏季並の猛暑を想定。
  - 経済影響： 直近の経済見通しを反映。
  - 節電影響： 2012年度夏季からの節電継続率を反映。
- ②需給調整契約状況
  - 計画調整契約の見込み。
  - 随時調整契約の見込み。

P5~

P9

## 供給面

- ①火力発電
  - 保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査の繰り延べ等で供給力を確保。
  - 長期停止火力や被災火力の再稼働の見通しを反映。
  - 自家発電購入、緊急設置電源の設置又は増出力を見込む。
  - 夏季出力低下を考慮し、吸気冷却装置を導入して出力を確保。
- ②水力発電
  - 渇水等を想定し、安定的に見込める出力を評価。
  - 保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査を繰り延べして供給力を確保。
- ③揚水発電
  - 夜間の余剰電力、発電時間の長さ等により供給力を評価。
- ④太陽光発電
  - 天候によって左右されるため、安定的に見込める出力を評価。
    - ※風力発電は天候の影響により出力がゼロとなることがあるため、供給力として計上しない。
    - ※地熱は安定して発電できるため、供給力として計上。
- ⑤融通
  - 需給が厳しい電力管内に対して、電力融通を実施。
- ⑥供給予備率
  - 瞬動的な需要変動や計画外の電源脱落等に対応するための予備率を確保。

P12~

P22~

P24

P25~

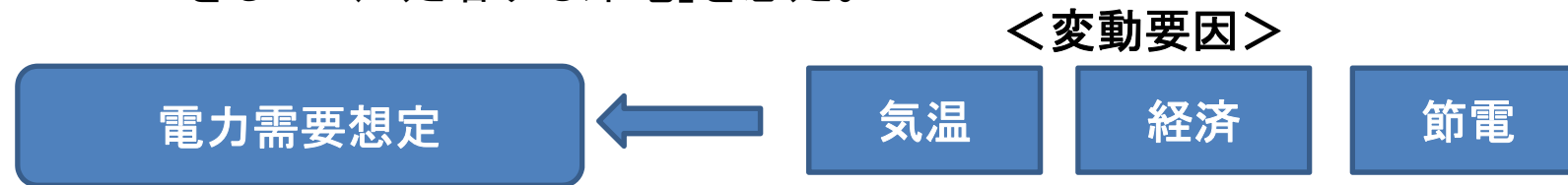
P31

P29

## 2. 需要について

## (1)2013年度夏季の需要想定について

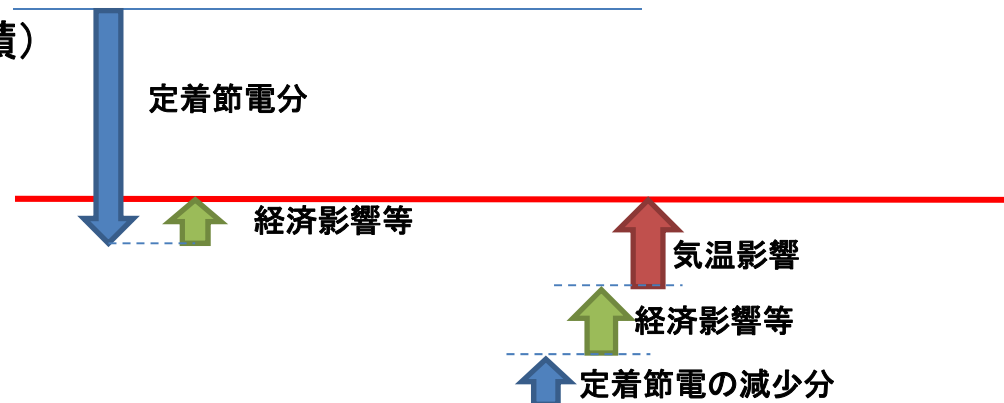
- 需要想定にあたっては、猛暑となることを推定しつつ、節電の定着状況、直近の経済見通しを踏まえて想定。
- 2013年度夏季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。
  - ①気温影響:2010年度夏季並みの猛暑を想定。
  - ②経済影響:直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域実情を考慮。
  - ③節電影響:2012年度夏季の節電実績を踏まえ、直近(2013年2月)に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。



### 算出の方法

#### 2010年度夏季需要(実績)

- ・気温:猛暑
- ・経済:通常
- ・節電:なし(ベース)



#### 2013年度夏季需要の前提

- ・気温:猛暑
- ・経済:直近の経済見通し
- ・節電:定着分あり

#### 2012年度夏季需要(実績)

- ・気温:猛暑(2010年度よりは低い)
- ・経済:低迷
- ・節電:あり(実績)

## ①2013年度夏季の経済影響等について

- 経済影響等については、直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域実情を考慮した上で、新電力への離脱の影響を加味して算出。
- 2013年度夏季の経済影響については、「平成25年度の経済見通しと経済財政運営の基本的態度」(2013年2月28日閣議決定)によれば、緊急経済対策の効果等により、国内需要主導で回復が進み、GDP、IIPの見通しは対前年度成長率が上昇。全国合計では2010年度比で+122万kWとなる。(2012年度からは+183万kW)
- 大規模工場の操業縮小や撤退等により、2010年度比でマイナスとなる電力管内もある。

### ○2013年度の経済見通し

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度
実質GDP (兆円)	512.4 (+3.4%)	513.7 (+0.3%)	518.3 (+0.9%)	529.7 (+2.2%)
IIP (2005年=100)	94.1 (+9.3%)	93.2 (▲1.0%)	90.6 (▲2.8%)	94.4 (+4.2%)

※1 ()は対前年度増加率

※2 2012, 2013年度経済見通しについては、2013年2月14日に内閣府が発表した2012年10-12月期のGDP速報後に、主要シンクタンク17社が試算したデータをもとに推計。  
なお、政府の見通し(1月28日閣議了解)においては、2013年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+2.5%、+3.4%(対前年度比)となる。

### ○2013年度夏季の経済影響等(対2010年度夏季差)

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計	
2013年度 経済影響等	+1	+18	+119	▲22	▲5	▲5	▲27	▲7	+18	+90	
内訳	経済影響	+3	+20	+141	▲11	▲16	▲5	▲24	▲4	+18	+122
	新電力への 離脱影響	▲2	▲2	▲22	▲11	+11	0	▲3	▲3	0	▲32

### (参考)2012年度夏季の経済影響(対2010年度夏季差)

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2012年度 経済影響	+4	▲10	+12	▲2	▲37	▲5	▲22	▲5	+4	▲61

## ②2013年度夏季の節電影響について(1/2)

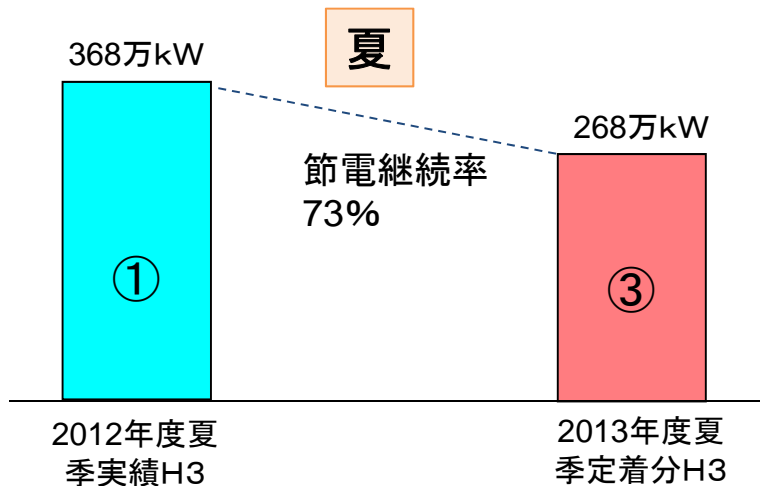
- 2012年度夏季の節電実績を踏まえ、直近(2013年2月)に実施したアンケート調査※1を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2013年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別(大口、小口、家庭)に2013年度夏季の継続率②※2を算出。
- 2012年度夏季節電実績①に、2013年度夏季の継続率②を乗じて、2013年度夏季の定着節電③を算出。

※1 2012年度冬季の節電実績及び2013年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査(実施時期:2月下旬~3月上旬)について、各社間で比較可能な形にするため、アンケートを統一し、2013年度夏季において、2012年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向を調査。

※2 「2012年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2013年度夏季節電を継続する」×「2013年度夏季に2012年度夏季と同様の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

### 例)関西電力

- (1) 2013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2013年度夏季の継続率はそれぞれ、65%、79%、79%となる。
- (2) 2012年度夏季節電実績368万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2013年度夏季の定着節電268万kWを算出。



	大口	小口	家庭	(合計)
2012年度夏季節電実績①	160万kW	141万kW	67万kW	368万kW
継続率②(アンケート ii × iii)	65%	79%	79%	73%
ii) 2013年度夏季、節電を継続する	86%	89%	91%	—
iii) 2013年度夏季も2012年度夏季と同等の節電を継続する	76%	89%	87%	—
2013年度夏季定着節電(①×②)	104万kW	111万kW	53万kW	268万kW



## ②2013年度夏季の節電影響について(2/2)

○ 前ページの算出方法のもと、各社毎に定着節電を算出。

### ○2013年度夏季の節電影響

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2012年度夏季 節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲80 [▲5.4%]	▲707 [▲11.8%]	▲155 [▲5.7%]	▲368 [▲11.9%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲45 [▲7.5%]	▲189 [▲10.8%]
備考	①数値目標 ▲7%実施	③無理のない 節電要請	③無理のない 節電要請	②数値目標 ▲5%実施  → 無理のない節 電要請	①数値目標 ▲15%実施  → 数値目標 ▲10%実施	②数値目標 ▲5%実施  → 無理のない節 電要請	②数値目標 ▲5%実施  → 無理のない節 電要請	①数値目標 ▲7%実施  → 数値目標 ▲5%実施	①数値目標 ▲10%実施
②継続率	74%	70%	89%	79%	73%	77%	83%	69%	79%
③2013年度夏季 定着節電 (①×②)	▲32 [▲6.3%]	▲56 [▲3.8%]	▲629 [▲10.5%]	▲109 <sup>注2</sup> [▲4.0%]	▲268 [▲8.7%]	▲23 [(▲4.0%)]	▲43 [▲3.6%]	▲31 [▲5.2%]	▲149 [▲8.5%]
(参考) 2010年度夏季 最大電力需要	506	1,557 (1,484) <sup>注3</sup>	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。ただし、東北電力については、2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,484万kWとの節電率。

注2)2012年度夏季は自家発焚き増しによる需要減分(▲14万kW)を関西電力に融通。2013年度夏季はこれを取りやめのため、中部電力の定着節電から▲14万kWを控除。

注3)震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の需要

### ③2013年度夏季の需給調整契約

- 需給調整契約には計画調整契約と随時調整契約の2種類があるが、平日の昼間から夜間などに電気の使用を計画的に振り替える計画調整契約の契約見込みを、定着節電として電力需要想定に織り込む。
- 他方、随時調整契約については需給ひっ迫時のみに発動する需給調整契約のため、需給ひっ迫が生じない場合には需要想定に予め織り込まない。
- 2013年度夏季の現時点の見込みは、2012年度夏季の見通しと比べ、増加。

#### ○2013年度夏季の需給調整契約予定

	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

#### (参考)2012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	5万KW	22万KW	179万KW	50万KW	58万KW	3万KW	43万KW	21万KW	48万KW	429万KW
随時調整契約 電力	9万KW	18万KW	166万KW	70万KW	37万KW	20万KW	115万kW	23万KW	33万KW	491万KW

#### (参考)需給調整契約の概要

##### ①計画調整契約

夏季・冬季のピーク期間中、平日の昼間から夜間や休日などに電気の使用を計画的に振り替える契約(契約時期:毎年度春先～)。調整電力及び調整時間の実績により、電気料金が割引かれる。

##### ②随時調整契約

需給の逼迫時に、電力会社からの事前通告(即時、1～3時間前、前日)によって電力の使用を抑制する契約(契約時期:毎年度春先～)。「発動の有無に関わらず毎月割引」及び「発動時の実施割引」により、電気料金が割り引かれる。事前割引のないものも存在。

## (2)2013年度夏季の需要見通しについて

- 需要見通しの作成にあたり、信頼性を高めるため、最大需要日ではなく、最大3日平均(H3)ベースで評価。
- 前述で算出した定着節電(H3)及び経済影響等(H3)から、2013年度夏季需要(H3)を作成し、夏季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2013年度夏季最大電力需要(H1)を算出。

### ○2013年度夏季の需要見通しについて

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2010年度夏季最大3日平均(H3)	503	1,538 (1,466)注1	5,886	2,698	3,089	569	1,191	594	1,730
②定着節電H3	▲32	▲56	▲629	▲109	▲268	▲23	▲43	▲31	▲149
③経済影響等H3	+1	+18	+119	▲22	▲5	▲5	▲27	▲7	+18
④2013年度夏季最大3日平均(H3) (①+②+③)	472	1,428	5,376	2,567	2,816	540	1,121	556	1,599
⑤最大電力需要(H1) /最大3日平均(H3)比率注2	×1.004	×1.009	×1.014	×1.007	×1.010	×1.011	×1.009	×1.010	×1.007
⑥2013年度夏季最大電力需要(H1) (④×⑤)	474	1,441	5,450	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610

注1)震災影響分(▲約70)を考慮後の需要 注2)夏季H1/H3比率の過去5カ年平均。

試算例) 関西電力の場合  $3,089① - 268② - 5③ = 2,816④$

$2,816④ \times 1.010⑤ = 2,845⑥$

### 3. 供給力について

## (1)火力発電について ①火力の定期検査時期の調整について(1/2)

- 電気事業法に基づき、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。
- 震災以降、需給状況が厳しいため、2013年度夏季においても需給ひっ迫を回避する観点から、震災特例等により、可能な限り、火力発電所の定検の繰延べ等に努めるが、一部発電所については設備の信頼度維持の観点から定検が必要。
- 前回定期検査終了から2年以上経過した発電所は79あるが(全体の約3割程度)、このうち、
  - ① 震災特例により定期検査を繰り延べた発電所は合計で56発電所(全体の2割程度)
  - ② 震災特例等により、前回法定点検終了後からの運転期間が4年超の発電所は7発電所(全体の3%程度)。

### ○前回法定定期検査終了後からの運転期間

前回法定定期検査終了後から 運転期間(H25.4.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
2年未満	165	58.1%
2年以上3年未満	43	15.1%
3年以上4年未満	29	10.2%
4年以上5年未満	6	2.1%
5年以上	1	0.4%
(定期検査中)	40	14.1%
合計	284	100.0%

約3割

### ○震災特例の適用回数(予定を含む)

震災特例の適用回数 (H25.4.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
(適用無し)	228	80.3%
1回繰り延べ	46	16.2%
2回繰り延べ	9	3.2%
3回繰り延べ	1	0.4%
合計	284	100.0%

約2割

※震災特例等：震災以降、電力供給力を確保するため、継続運転等が必要な場合に、経済産業局産業保安監督部長が1度に12ヶ月を限度とした定検繰延べの承認を行うもの。このほか、低稼働率の発電所等の定検繰延べに対する承認がある。

### ○前回法定定期検査終了後からの運転期間が4年以上経過する、7発電所(2013年4月1日時点)

発電所名	出力	種別	前回定検終了日
東北電力 東新潟火力4-1ST	27.6万kW	LNG	H20.11.28
東京電力 東扇島1号機	100万kW	LNG	H21.3.30
中部電力 武豊2号機	38万kW	石油	H21.2.18
関西電力 南港3号機	60万kW	LNG	H20.2.25
四国電力 阿南2号機	22万kW	石油	H20.8.22
九州電力	川内1号機	石油	H20.6.28
	相浦1号機	石油	H20.12.12



## ①火力の定期検査時期の調整について(2/2)

- 2013年度夏季において、設備の信頼度維持の観点や定検スケジュールの関係から夏季における定検が不可避となる一部の発電所は定期検査を実施(6社計27基)。
- 中西日本においては、8月に定期検査を行う発電所は3基のみ。
- 関西電力、四国電力及び九州電力については、設備の信頼度維持を確認した結果、定検を繰延べ、2013年度夏季に定期検査は実施しない。

### ○2013年度夏季(7・8月)に定期事業者検査等に入る予定の火力発電所(6社計27基)

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	奈井江1号機	18万kW	石炭	3/23-7/15	ボイラー蒸気管は2013年度中に寿命に到達することから、設備事故防止のため当該部一式の取替が必要。
	伊達2号機	35万kW	石油	6/25-9/27※	頻発している復水器細管漏洩による出力抑制への対策として、復水器細管の一部取替が必要。
	知内1号機	35万kW	石油	4/13-8/11※	頻発している電気集塵器荷電不良による出力抑制への対策として電気集塵器内装部品一式の取替が必要。
	砂川4号機	13万kW	石炭	8/12-10/31※	ボイラー蒸気管は2013年度中に寿命に到達することから、設備事故防止のため当該部一式の取替が必要。
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	6/22-7/28	同一発電所の他号機において、4～7月の定検停止が輻輳しており、全体の需給見通しも踏まえ今回の停止時期にて計画した。
	能代1号機	60万kW	石炭	3/30-7/21	同一発電所の他号機において、2～3月に停止計画があり全体の需給見通しも踏まえ今回の停止時期にて計画した。
東京電力	千葉2-3号機	36万kW	LNG	4/1-7/7	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	千葉3-1号機	36万kW	LNG	8/12-12/1※	2014年4月の運転開始に向けた、コンバインド化工事に伴う停止。
	千葉3-2号機	33万kW	LNG	8/26-1/11※	2014年6月の運転開始に向けた、コンバインド化工事に伴う停止。
	横須賀4号機	35万kW	LNG	5/7-7/5	煙道修理等の補修が必要であるため。
	横浜8-1号機	35万kW	LNG	3/20-7/5	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。

※ 8月の平日に定期検査を行う発電所(10)

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
東京電力	姉崎1号機	60万kW	LNG	3/25-7/10	制御装置等の補修が必要であるため。
	鹿島5号機	100万kW	石油	3/21-7/8	ボイラペントハウス等の補修が必要であるため。
	姉崎4号機	60万kW	LNG	8/10-11/25※	制御装置等の補修が必要であるため。
	南横浜3号機	45万kW	LNG	3/16-7/2	ボイラ過熱器等の補修が必要であるため。
	鹿島2号機	60万kW	石油	4/1-7/17	制御装置等の補修が必要であるため。
	大井2号機	35万kW	石油	3/30-7/13	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	広野3号機	100万kW	石油	2/22-7/11	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	広野4号機	100万kW	石油	7/23-12/9※	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
中部電力	四日市火力4-4号機	12万kW	LNG	8/10-11/9※	四日市火力4-5号機との共通部分(海水導管)の点検補修のため。
	四日市火力4-5号機	12万kW	LNG	7/25-11/30※	経年劣化に伴う発電機回転子コイル巻線等の補修が必要。
	川越火力2号機	70万kW	LNG	8/31-11/17	蒸気タービン中圧翼等の補修。
	川越火力4-4号機	24万kW	LNG	8/31-9/27	ガスタービン部品等の補修。
	川越火力4-5号機	24万kW	LNG	5/2-7/17	発電機回転子等の補修。
北陸電力	富山新港石炭2号機	20万kW	石炭	6/14-7/20	秋には他の火力機の定検等を計画しているため。
中国電力	柳井発電所1-2号機	13万kW	LNG	5/29-7/17	運転時間管理を行なっているガスタービン高温部品の定期取替が必要。
	柳井発電所2-4号機	20万kW	LNG	4/1-9/4※	同型機において、蒸気タービンロータ翼植込部に欠陥が認められ、同様の欠陥の発生が懸念されるため、蒸気タービンの点検修理が必要。

## ②長期停止火力の稼働(1/2)

○ 震災以降、2013年度夏季までに長期停止火力※の稼働を実施(6社10基)。

※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

### ①既に再稼働している長期停止火力

2013年4月1日時点

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	40年
東京電力	横須賀1号GT	3万KW	軽油	41年
	横須賀2号GT	14万KW	都市ガス・軽油	5年※
	横須賀3・4号機	各35万kW	石油	48年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	16年
	武豊2号機	38万kW	石油	40年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	42年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	44年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	40年
合計		280万kW		

※設置は平成4年



## ②長期停止火力の稼働(2/2)

- 残りの発電所は主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備・部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、再稼働までに最低でも2年以上必要。
- なお、中部電力の西名古屋4号機については蒸気タービン内部での異常発生が推定されており、異常部位の特定には開放点検により数ヶ月以上必要であること、また、リプレース計画に伴い、2013年度中に廃止予定のため、4月より停止している。

### ②稼働までに2年以上かかるため、2013年度夏季に再稼働できていないもの

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	3～8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	11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	4年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
	西名古屋1・2号機	各22万kW	石油	35, 28年	7, 14年 (H25廃止予定)	空気予熱器エレメント腐食等の修理に1年以上必要。1～4号機はリプレース計画に伴い2013年度中に廃止。
	西名古屋4号機	38万kW	石油	40年	1ヶ月 (H25廃止予定)	蒸気タービン内部での異常発生が推定されており、異常部位の特定には開放点検として数ヶ月以上必要。リプレース計画に伴い2013年度中に廃止予定のため、4月より停止。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	35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	23年	9～12年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	12年	1年4ヶ月	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	49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	41,39年	8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		547万kW				

### ③被災火力の再稼働

- 震災時に被災した火力(2社19基)の再稼働を今夏までに全て実施。
- 東北電力の原町2号機については3月末に営業運転を再開、1号機については2013年度夏季前までに営業運転再開予定。

#### ①被災火力の稼働

電力会社名	発電所・号機	出力	種別
東北電力	八戸3号機	25万kW	石油
	仙台4号機	45万kW	LNG
	新仙台1号機	35万kW	石油
	原町1・2号機 (2013年度夏季より新たに追加)	各100万kW	石炭
東京電力	常陸那珂1号機	100万kW	石炭
	東扇島1号機	100万kW	LNG
	大井2号機	35万kW	石油
	広野1～4号機	3,4号:各100万kW 1,2号:各60万kW	石油
	広野5号機	60万kW	石炭
	鹿島1～6号機	1～4号:各60万kW 5,6号:各100万kW	石油
合計		1,240万kW	

## ④自家発購入について

- 2012年度夏季については、中西日本を中心に需給が厳しかったため、ピーク時において全国で300万kWを超える自家発事業者から電気を購入。
- 東京電力においては、新規電源の運開に伴い、自家発事業者からの電気の購入量を減少。

### ○2013年度夏季における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	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

### (参考)2012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
自家発の活用	8万kW (9万kW)	29万kW (7万kW)	145万kW (100万kW)	0万kW (0万kW)	89万kW (77万kW)	2万kW (2万kW)	0万kW (0万kW)	13万kW (13万kW)	15万kW (13万kW)	301万kW (221万kW)

※ ( )は夜間

## ⑤緊急設置電源の設置、及び火力の増出力について

### ①緊急設置電源

- 震災以降、東北電力、東京電力管内を中心に、緊急設置電源を大量導入。
- 2013年度夏季においては、2012年度冬季より北海道電力において緊急設置電源+7万kWを追加設置。
- 東京電力においては、新規電源の運開に伴い、袖ヶ浦や横須賀の緊急設置電源を廃止(▲39万kW)。

### ②火力の増出力

- 過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等による火力の増出力については、2012年度夏季の増出力状況等を踏まえ、見込みが増加。

#### ○緊急設置電源の活用見込み(2013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
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

#### (参考)2012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	7万kW	87万kW	221万kW	-	2万kW	-	-	-	0.7万kW	318万kW

#### ○火力の増出力見込み(2013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
火力の増出力	1万kW	11万kW	61万kW	13万kW	12万kW	1万kW	5万kW	3万kW	6万kW	113万kW

#### (参考)2012年度夏季における火力の増出力見込み

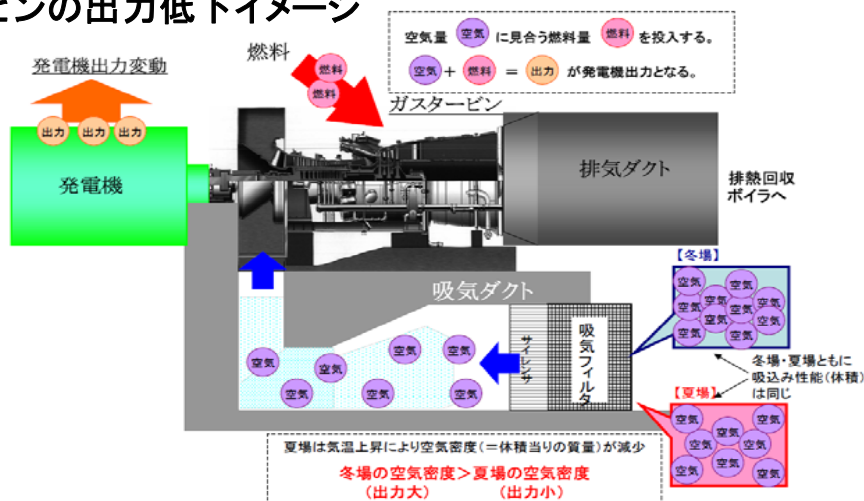
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	1万kW	11万kW	64万kW	10万kW	10万kW	1万kW	6万kW	1万kW	6万kW	110万kW



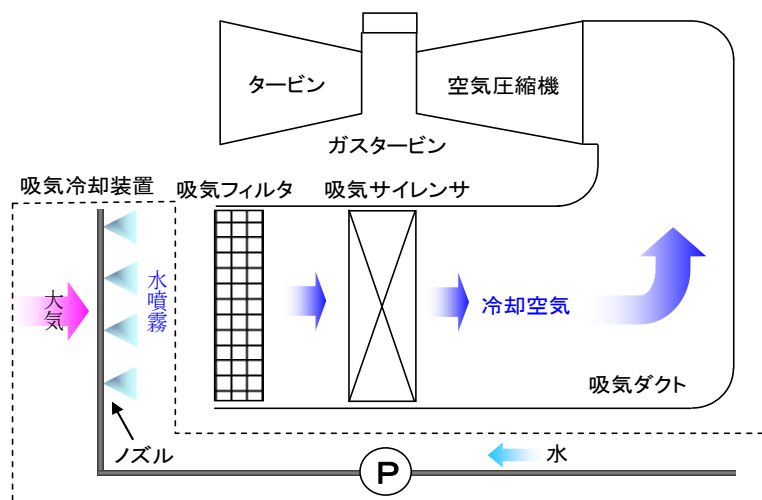
## ⑥ガスタービンの夏季出力低下について

- 夏季は気温が上昇し、タービンに吸入する空気の密度が低下。投入燃料量も空気量で制限されるため、ガスタービンの発電出力が10～20%程度低下。
- このため、タービン翼の破損やコーティング剥離等の故障リスクを評価した上で、吸気ダクト入口で水を噴霧し、吸気温度を下げる事ができる吸気冷却装置の導入を出力低下対策を2012年度夏季より実施。
- 2013年度夏季は、2012年度夏季の導入状況等を踏まえ、吸気冷却装置の導入が増加見込み。

### ○ガスタービンの出力低下イメージ



### ○吸気冷却装置



### ○吸気冷却装置の導入見通し(2013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	0.8万kW	10万kW	1.6万kW	6万kW	0万kW	1.6万kW	0.3万kW	3.3万kW	24万kW

### (参考)2012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	0万kW	8万kW	0万kW	6万kW	0万kW	0万kW	0万kW	1万kW	15万kW

## ⑦新設火力の扱いについて

- 新設火力について運転開始の6ヶ月程度前から試運転を行うことが多いが、出力を変動させる試験を行うことや試運転中に発電機回転子や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・点検が過去に発生しており※、予め安定的な供給力として評価することは困難。
- そのため、現在、試運転中の姫路第二1号については、2013年度夏季の供給力としては見込めない。
- ただし、2013年12月運開予定の常陸那珂2号及び広野6号については、同じサイトにある同型機において過去試運転を行ってきており、技術的な蓄積の横展開が可能で試運転に伴うトラブルの見込みが低いことから、試運転出力を2013年度夏季の供給力として計上している。

※ 2013年1月運開の中部電力上越1号系列第2軸(59.5万kW)は、昨年5月より試運転を行ったが、ガスタービン1台の空気圧縮機が損傷し、1ヶ月程度停止した実績があり、安定した供給力として計上することは困難であった。

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

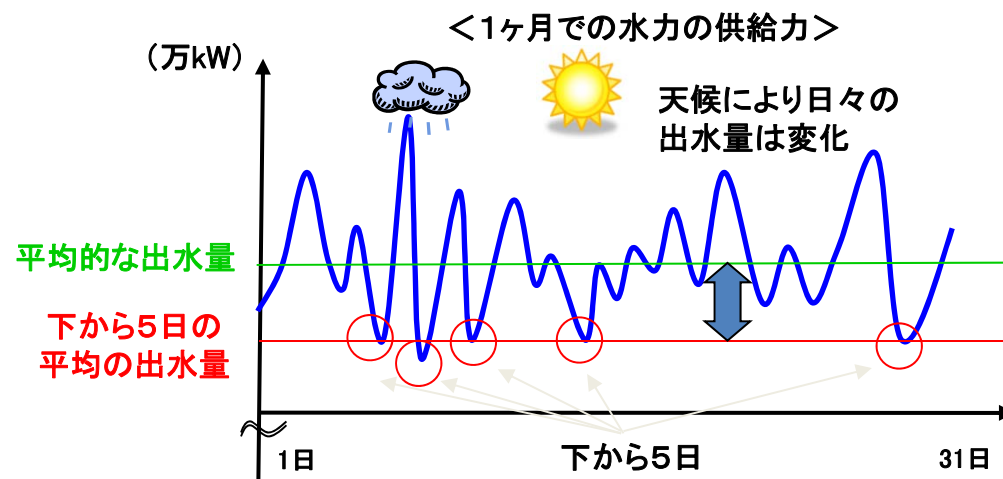
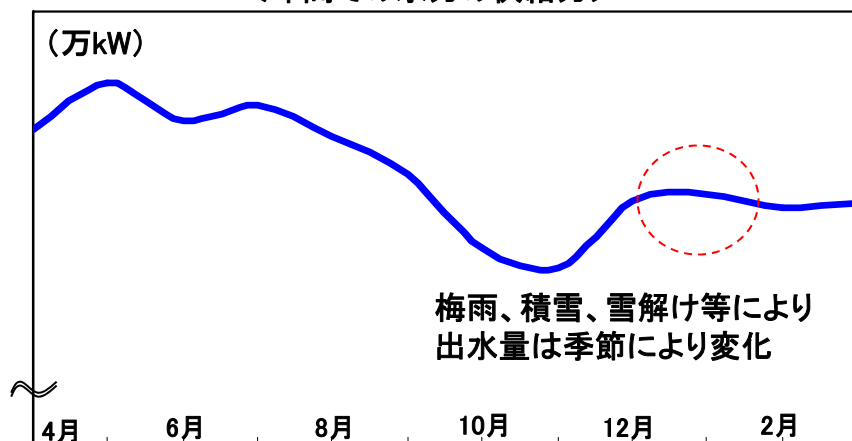
### <運転開始時期が近い、建設中の火力発電所> (9電力管内)

会社名	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東京	常陸那珂2号 (試運転)	100万kW	2013年12月
	広野6号 (試運転)	60万kW	2013年12月
	石炭		
中部	上越2号系列第1軸 (運転開始)	59.5万kW	2013年7月
	上越2号系列第2軸	59.5万kW	2014年5月
	LNG		
関西	姫路第二1号 (試運転)	48.65万kW	2013年10月
	姫路第二2号	48.65万kW	2013年12月
	姫路第二3号	48.65万kW	2014年4月
	姫路第二4号	48.65万kW	2014年9月
	姫路第二5号	48.65万kW	2015年2月
	姫路第二6号	48.65万kW	2015年6月
	LNG		

## (2)水力発電について(1/2)

- 水力発電の供給力については、降雨等により出水量が日々変化するため、毎月(1~12月)に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値を安定的に見込める出力として評価。(30サンプル中、下位5日)

【水力発電の供給力の計上方法】  
 <年間での水力の供給力>



### ○水力の供給力見込み(2013年8月)

	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

(万kW)

### (参考)2012年度夏季の供給力

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	72	144	302	143	254	136	49	60	110	1,270
供給力実績 (最大需要発生日)	83	134	203	153	303	133	55	68	136	1,268

(万kW)

## (2)水力発電について(2/2)

- 2013年度夏季は、一部の発電所が設備の信頼度維持の観点から夏季における定検が不可避なため、定期検査を実施(2社計5基)

### ○2013年度夏季(7・8月)に定期事業者検査に入る予定の水力発電所

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1号機	10	水力	4/15-11/30	水車の可動羽根は2013年度中に寿命に到達することから設備事故防止のため当該部一式の取替が必要。
	静内発電所2号機	2	水力	6/3-11/27	水車羽根可動装置の消耗部品が限界に達しており、河川への油漏れの可能性があるため当該部一式の取替が必要。
	芦別発電所	1	水力	6/18-11/28	水量の流量の調整に使用する部品が使用限界に達しており、設備事故防止のため当外部一式の取替が必要。
	春別発電所	3	水力	8/8-12/13	水車の操作機構が一部変形しており、設備事故防止のため当外部一式の取替が必要。
関西電力	黒部川第三発電所 3号機	3	水力	6/2-10/25	水車の流量調整に使用する部品の摩耗が著しく、前回の補修実績から使用限界に達するため、部品交換による対策が必要。



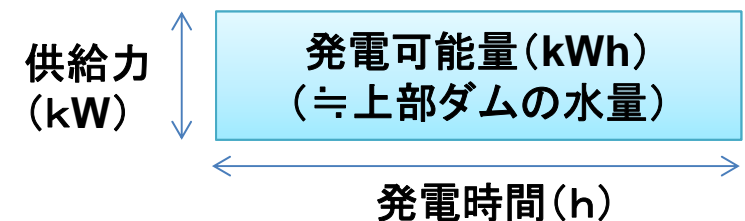
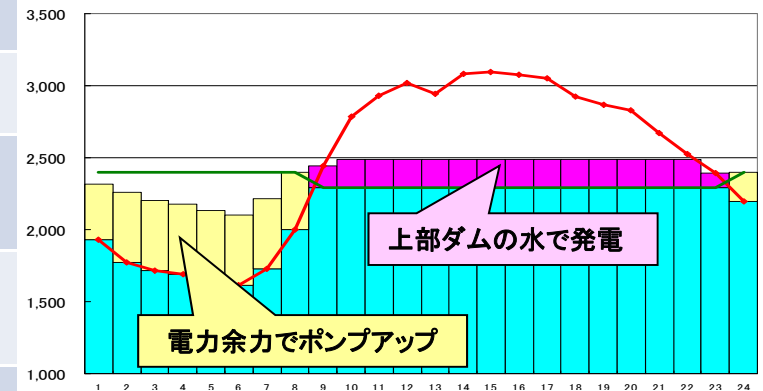
### (3) 揚水発電について

○ 揚水発電については、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化。一般的に、必要なピーク時における揚水発電の供給力(KW)は、以下の2つの要素で決まる。

- ・発電可能量(≡夜間電力を使って汲み上げる水量により決定:kWh)を
- ・発電時間(≡昼間に発電しなければいけない時間:h)で除したもの

○2013年度夏季は設備容量は昨年と同じだが、夜間電力を使った汲上水量の増加により、揚水供給力が増加。

	設備容量(①)	2013年度の供給力見直し(②)	(参考)2012年度夏の供給力見直し	①と②の差の理由
(万)北海道	40	30	30	・高見1号機(10)補修中。
東北	71	25	71	・新潟・福島豪雨災害に伴う、河川災害復旧工事開始による第二沼沢発電所(46)の停止。
東京	1100	900	850	・塩原発電所(90)漏水補修中。 ・昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。
中部	432	393	399	・高根第一4号(8.5)長期停止中。 ・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。
関西	506	437	239	・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8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。
北陸	11	11	11	
中国	212	157	165	・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。
四国	69	52	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9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。
九州	230	166	150	・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。
合計	2671	2171	1967	



## (4) 太陽光発電について(1/2)

- 太陽光発電は天候によって、供給力が大きく左右されるため、高需要が発生した日に確実に見込める分を供給力として計上。具体的には、夏季上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、下位5日の平均を安定的に見込める出力として評価。
- 2013年度夏季は、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スタートしたことなどにより、太陽光発電の設備容量の大幅な増加。これに伴い、供給力も2012年度夏季の見通しから、大幅に増加。

### ○太陽光発電の供給力(2013年度夏季)

(万kW,%)			北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計	
太陽光供給力(万kW)			-	2	20	26	21	1	9	7	33	119	
内訳	I. PV設備量(万kW)	合計	16	44	183	134	100	11	60	34	159	741	
		内訳	余剰買取	9	41	166	110	77	9	54	27	107	600
			全量買取	7	2	14	23	23	1	6	7	51	134
			自社メガソーラー	0.1	0.4	3	0.9	1	0.4	0.3	0.2	0.3	6.6
	II. 出力比率(%)(自家消費+供給力)		-	16%	23%	29%	30%	22%	27%	30%	31%	-	
内訳	自家消費比率(%)		-	11%	14%	11%	12%	13%	12%	13%	15%	-	
	供給力比率(%)		-	5%	9%	18%	18%	10%	15%	17%	16%	-	

※余剰買取分については設備量に出力比率から自家消費比率を控除した供給力比率をかける。全量買取と自社メガソーラーについては出力比率をかける。これらの合計が太陽光供給力となる。

### (参考)2012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	0万kW	1万kW	7万kW	8万kW	5万kW	0万kW	4万kW	2万kW	8万kW	35万kW
供給力実績 (最大需要日)	0万kW	8万kW	25万kW	20万kW	19万kW	2万kW	20万kW	7万kW	20万kW	121万kW

## (4) 太陽光発電について(2/2)

○ 2012年度夏季の太陽光発電の出力について、9社計で最大需要発生日の実績(121万kW)は昨年5月の需給検証委見通し(35万kW)と乖離した。過去20年間のデータでは出力比率が低い日も存在するため※、確実な供給力としては下位5日平均で評価することが必要。 ※九州電力の場合、平均出力:45.2%に対し、1997年度には26.6%を記録

(参考)2012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	0万kW	1万kW	7万kW	8万kW	5万kW	0万kW	4万kW	2万kW	8万kW	35万kW
供給力実績 (最大需要日)	0万kW	8万kW	25万kW	20万kW	19万kW	2万kW	20万kW	7万kW	20万kW	121万kW

### 例)九州電力

○ 2012年度夏季については、昨年5月需給検証委員会の見通しでは8万kWに対し、実績では20万kWとプラス12万kWの増加したが、これは最大需要発生日(7月26日)に出力比率が49%を記録したことが主な要因。  
○ 過去20年間の最大3日平均需要の発生日について、太陽光発電の出力比率の下位5日の平均は30.9%であり、1997年度には出力比率が26.6%を記録した日もあるため、下位5日平均で見込まざるを得ない。

○2012年度、2013年度の太陽光発電の供給力等の比較

		九州
太陽光供給力	①2012年度夏季最大需要日の実績	20万kW
	②2012年度夏季見通し	8万kW
	③2013年度夏季見通し	33万kW
内訳 I. PV設備量(万kW)	①2012年度夏季最大需要日の実績	83万kW
	②2012年度夏季見通し	77万kW
	③2013年度夏季見通し	159万kW
II. 出力比率(%)	①2012年度夏季最大需要日の実績	49%
	②2012年度夏季見通し	27%
	③2013年度夏季見通し	31%

○太陽光発電の出力比率(下位5日、全平均)

年月日	PV出力比率
1993/7/13	29.2% ②
1993/7/12	31.8% ④
1997/8/8	26.6% ① 最下位
2006/8/10	29.9% ③
2012/8/7	36.9% ⑤
下位5日平均	30.9%
全平均	45.2%

## (参考) 過去20年間の太陽光発電出力比率データ(九州電力)

○過去20年間(1993～2012年)において、夏季(7月・8月)上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力(計60データ)

年度	月日	PV出力比率
1993	7/13	29.2%
	7/12	31.8%
	8/26	40.2%
1994	8/5	50.3%
	8/2	42.9%
	8/9	40.9%
1995	8/25	46.4%
	8/24	39.7%
	8/8	46.9%
1996	8/2	42.5%
	8/1	48.4%
	8/5	47.5%
1997	8/20	41.6%
	8/8	26.6%
	8/19	40.2%
1998	8/6	50.1%
	8/7	49.9%
	8/4	44.7%
1999	8/11	46.3%
	8/10	47.3%
	8/9	43.1%

年度	月日	PV出力比率
2000	7/21	51.1%
	8/9	47.6 %
	8/24	43.6 %
2001	8/3	48.1 %
	8/2	50.0 %
	8/1	43.3 %
2002	8/1	53.3 %
	7/30	37.8 %
	8/2	53.2 %
2003	8/22	49.1 %
	8/6	38.7 %
	8/21	46.3 %
2004	7/23	39.1 %
	7/29	51.4 %
	7/30	50.7 %
2005	8/5	46.1 %
	8/4	50.1 %
	8/9	43.1 %
2006	8/9	48.9 %
	8/8	51.9 %
	8/10	29.9 %

年度	月日	PV出力比率
2007	8/24	48.8 %
	8/17	51.5 %
	8/27	47.9 %
2008	8/1	47.1 %
	7/25	50.1 %
	7/31	44.7 %
2009	8/7	45.0 %
	8/20	45.0 %
	8/21	46.7 %
2010	8/20	46.1 %
	8/19	49.5 %
	8/3	42.6%
2011	8/30	51.8 %
	8/9	44.3 %
	7/15	46.9 %
2012	7/26	49.2 %
	8/7	36.9 %
	8/3	46.1 %

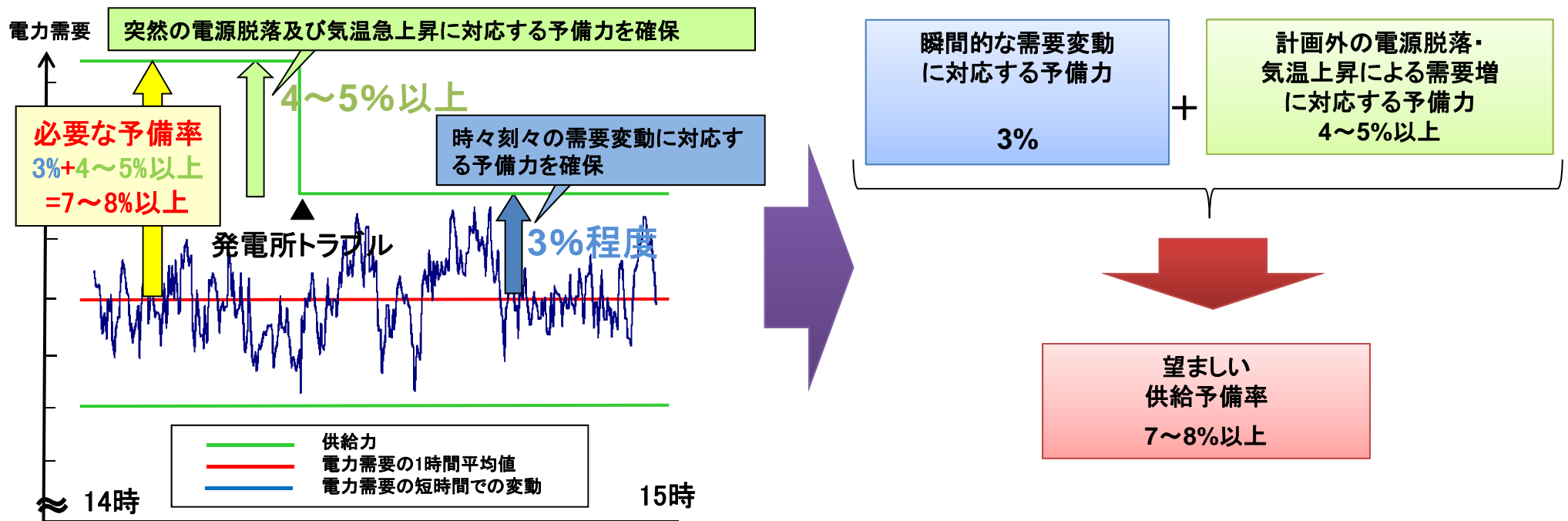
注1) 赤囲は下位5日

注2) PV出力比率は、九州全域(87地点)の気象データ(アメダス)を基に推計

## 4. 需給ギャップについて (融通と予備率の関係について)

# 供給予備率の考え方

- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも**3%**の供給予備率を確保することが必要。
- ①**計画外の電源脱落**、②**予期しない気温上昇による需要増**に対応するためには、更に**4~5%**以上の供給予備率が必要と考えられる。
- よって安定的な電力供給には**7~8%**以上の**予備率確保**が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(最高気温)	6万kW/°C	36万kW/°C	157万kW/°C	83万kW/°C	60万kW/°C	15万kW/°C	29万kW/°C	22万kW/°C	43万kW/°C
過去10年間の最高気温の平均値	30.2°C	31.9°C	34.8°C	35.9°C	35.4°C	34.6°C	35.1°C	34.4°C	34.2°C
2010年度猛暑の最高気温	32.1°C	34.8°C	35.7°C	36.0°C	36.3°C	35.6°C	35.9°C	35.0°C	34.6°C

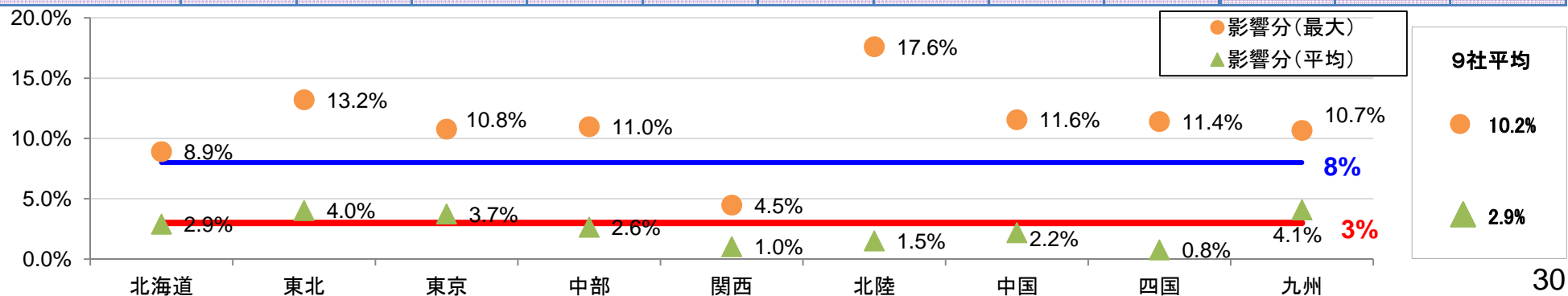
※全てH3ベース。ただし、関西電力は累積5日最高気温。



## (参考)火力等の2012年度夏季の計画外停止状況(2012年度7~9月)

○ 2012年度夏季については、巡回点検の件数を増やすとともに、豊富な知識・経験を持つOB社員等による巡回点検の強化等により、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日・夜間を利用した早期復旧を実施したこと等により2/3の社で、昨年比平均の計画外停止が低下。

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7~9月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	43 (8/27-8/30)	180 (9/28-29)	547 (7/14)	272 (7/13)	120 (8/11)	93 (7/12)	125 (7/14-15)	60 (8/11)	162 (8/27)	770 [613] (7/14)	832 [444] (7/13)	1,602 [928] (7/14)
[主な計画外停止発電所] ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫小牧火力1号 (25)  伊達火力2号 (35)	仙台火力4号機(42)  能代火力2号(60)  第二沼沢揚水(46)	鹿島火力6号(100)  鹿島火力2,3号  姉崎火力3号	四日市火力4系1軸(10)  奥矢作第一・第二(揚水)	赤穂火力1,2号(各60)	富山新港火力1号(50)  福井火力三国1号	下松火力3号(70)  水島火力3号	阿南火力3号(45)  他社受電(火力)	新小倉火力5号(60)  九州北部豪雨等による水力発電停止9基	-	-	-
②7~9月の計画外停止分の平均	14	55	190	65	27	8	24	4	62	259	190	449
③最大需要日の計画外停止実績	5	23	153	47	0	0	0	0	7	181	54	235
2012年度夏季の最大需要	483	1,364	5,078	2,478	2,682	526	1,085	526	1,521	6,925	8,818	15,743
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲8.9%	▲13.2%	▲10.8%	▲11.0%	▲4.5%	▲17.6%	▲11.6%	▲11.4%	▲10.7%	▲11.1%	▲9.4%	▲10.2%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲2.9%	▲4.0%	▲3.7%	▲2.6%	▲1.0%	▲1.5%	▲2.2%	▲0.8%	▲4.1%	▲3.7%	▲2.2%	▲2.9%
③の2012年度夏季の最大需要への影響	▲1.0%	▲1.7%	▲3.0%	▲1.9%	0%	0%	0%	0%	▲0.5%	▲2.6%	▲0.6%	▲1.5%



# 電力融通の実施予定

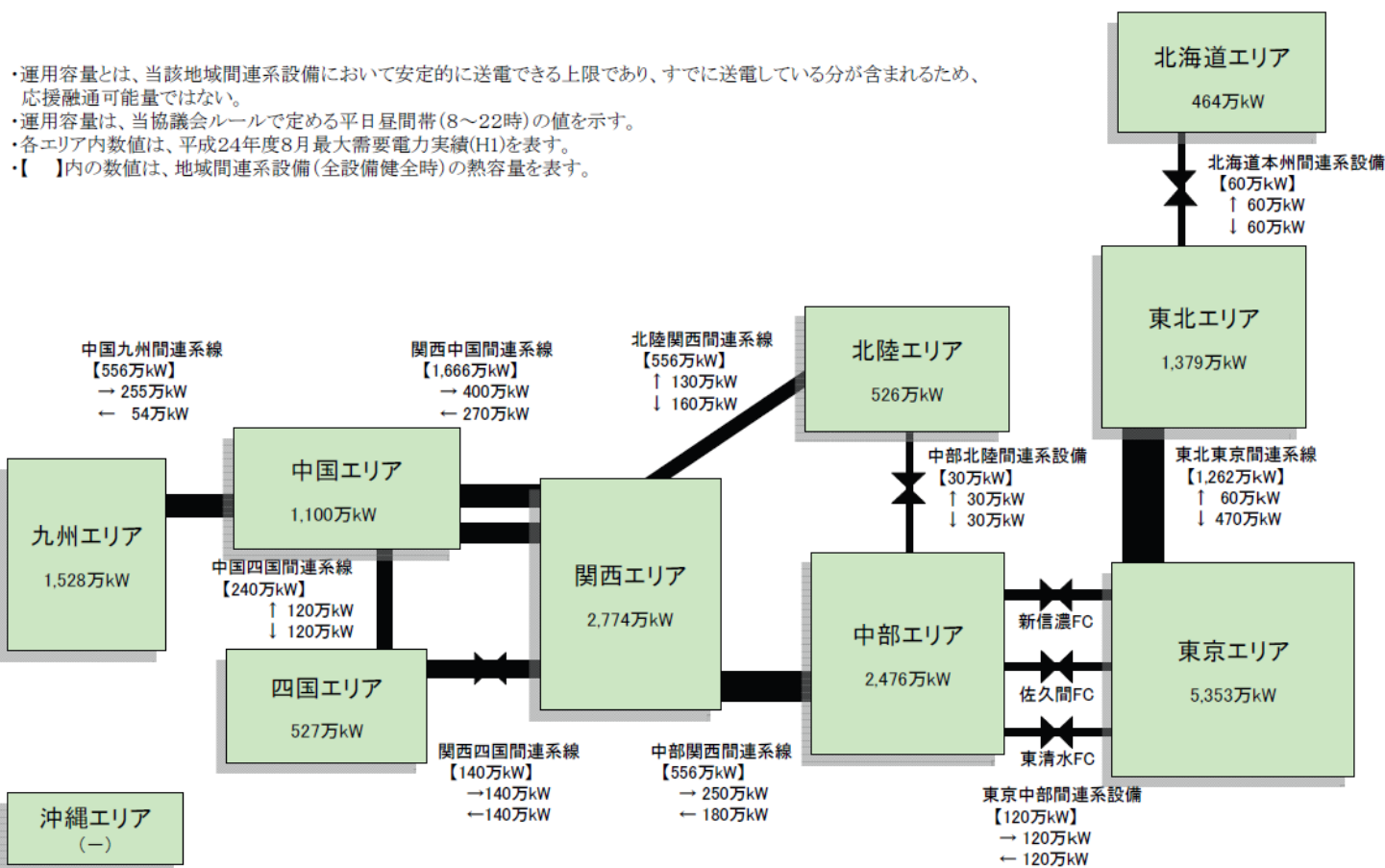
○2013年度夏季においても、需給が厳しい関西電力及び九州電力に対して、中西日本各社は夜間を含め、電力融通を実施。

○電力会社から提出された報告における現段階で計画されている電力融通

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	—	—	—	▲108万kW (夜間最大▲89)	60万kW (夜間最大60)	▲13万kW (夜間最大▲3)	▲29万kW (夜間最大▲10)	—	90万kW (夜間最大42)

※1 上記の前提は全地域において最高想定需要が来た場合

(参考)地域間連系線の現状(2013年8月平日昼間帯)





## 5. 2013年度夏季の 需給バランス

## 2013年度夏季の需給見通し

○ 2012年度冬季に節電がより定着したこと、最新の経済状況を踏まえた等を踏まえると、**2013年度夏季の需給見通しは、各社ともに予備率+3%以上を確保できる見通し。**

2013年度夏季の見通し（2012年度冬季の節電実績を踏まえた定着節電、2013年度の経済影響を織り込み、2010年度並の猛暑を想定）

### ○7月

(万kw)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
供給力	7,934	506	1,495	5,933	9,893	2,867	2,932	583	1,254	598	1,659	17,827
最大電力需要	7,336	462	1,424	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,615
供給－需要	598	44	71	483	614	282	87	37	123	36	49	1,212
(予備率)	8.2%	9.6%	5.0%	8.9%	6.6%	10.9%	3.0%	6.8%	10.9%	6.4%	3.0%	7.3%

### ○8月

(万kw)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
供給力	7,857	524	1,520	5,813	9,832	2,822	2,932	574	1,250	595	1,659	17,689
最大電力需要	7,365	474	1,441	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,644
供給－需要	492	50	79	363	553	237	87	28	119	33	49	1,045
(予備率)	6.7%	10.5%	5.5%	6.7%	6.0%	9.2%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%	6.3%

### ○9月

(万kw)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
供給力	7,521	526	1,439	5,556	9,345	2,642	2,848	549	1,144	567	1,595	16,866
最大電力需要	7,128	474	1,354	5,300	8,816	2,512	2,764	522	1,014	537	1,467	15,944
供給－需要	393	52	85	256	529	130	84	27	130	30	128	922
(予備率)	5.5%	11.0%	6.2%	4.8%	6.0%	5.2%	3.0%	5.2%	12.9%	5.5%	8.7%	5.8%

# 6. 2013年度夏季の 電力需給バランス表 (9電力会社)

# 全国9社

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	236
火力	12,542	12,511	13,360	13,977	13,928
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	13,307	13,260
うち長期停止 火力の再稼働	0	168	236	160	184
うち緊急設置電源	0	87	289	293	268
うち自家発電買取	144	237	311	218	217
水力	1,367	1,380	1,268	1,351	1,263
揚水	2,141	2,059	2,070	2,173	2,171
地熱・太陽光	30	30	159	145	148
融通	0	178	36	0	0
新電力への供給等	▲47	▲80	▲41	▲56	▲57
<b>供給力 計</b>	19,518	17,141	17,090	17,827	17,689

需要想定(①、②、③加味)	17,987	15,661	15,743	16,615	16,644
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲49	90	90
②定着節電	-	-	▲1,669	▲1,340	▲1,340
③その他	-	-	▲526	▲122	▲93
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,530	1,479	1,347	1,212	1,045
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.5%	9.4%	8.6%	7.3%	6.3%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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等が合わない場合がある(他の資料についても同様)。

(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。

# 東3社

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	1527	470	0	0	0
火力	5701	5536	6033	6,440	6,401
うち常設されている 火力	5653	5165	5459	6,045	6,007
うち長期停止 火力の再稼働	0	120	118	6	30
うち緊急設置電源	0	87	287	287	262
うち自家発電買取	48	164	169	103	103
水力	599	527	420	541	505
揚水	926	754	945	955	955
地熱・太陽光	13	14	49	36	35
融通	0	179	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲44	▲15	▲38	▲38
<b>供給力 計</b>	8728	7321	7433	7,934	7,857

需要想定 (①、②、③加味)	8062	6653	6925	7,336	7,365
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	15	138	138
②定着節電	-	-	▲830	▲717	▲717
③その他	-	-	▲322	▲147	▲118
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666	668	508	598	492
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.3%	10.0%	7.3%	8.2%	6.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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等が合わない場合がある(他の資料についても同様)。

(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。

# 北海道電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	210	94	0	0	0
火力	357	398	378	411	434
うち常設されている 火力	357	398	367	377	400
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15
うち自家発電買取	0	0	4	19	19
水力	79	93	83	(注4)68	(注4)63
揚水	25	29	30	30	30
地熱・太陽光	1	1	7	0	0
融通	0	▲57	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	14	▲3	▲3
<b>供給力 計</b>	658	558	512	506	524
<b>融通前供給力 計</b>	(658)	(615)	(512)	(506)	(524)
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	506	485	483	462	474
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	(457)	(469)
<b>①経済影響等</b>	-	-	2	1	1
<b>②定着節電</b>	-	-	▲43	▲32	▲32
<b>③その他(注3)</b>	-	-	18	▲13	▲1
<b>④随時調整契約(実効率等加味 後)</b>	-	-	-	▲5	▲5
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	44 (9.6%)	50 (10.5%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	26.9%	11.9%	3.0%	6.6%	7.5%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	49 (10.8%)	55 (11.7%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	7.8%	8.7%

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 一昨年夏、昨夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月31日、2011年9月16日、2012年9月18日)における実績。

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

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

# 東北電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	247	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,395	1,438
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,273	1,293
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	6	30
うち緊急設置電源	-	0	88	90	89
うち自家発電買取	0	25	37	27	27
水力	185	(注1) 120	(注1) 134	(注1)(注2) 160	144
揚水	69	(注1) 25	71	(注1) 25	25
地熱・太陽光	12	13	(注6) 22	17	15
融通	0	162	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲102	▲102
<b>供給力 計</b>	1,658	1,303	1,468	1,495	1,520
<b>融通前供給力 計</b>	1,658	1,141	1,468	1,495	1,520
<b>需要想定(①、②、③加味)</b>	1,557	1,246	1,364	1,424	1,441
<b>需要想定(①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	1,410	1,427
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲11	18	18
<b>②定着節電</b>	-	-	▲80	▲56	▲56
<b>③その他(注5)</b>	-	-	▲102	▲95	▲78
<b>④随時調整契約 (実効率等加味後)</b>	-	-	-	▲14	▲14
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	71 (5.0%)	79 (5.5%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	3.5%	1.6%	4.6%	2.0%	2.5%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	85 (6.0%)	93 (6.5%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	3.0%	3.5%

(注1)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

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

(注4)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。(他の資料についても同様)

(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)風力からの受電を含む。

(注7)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲9万kW)

# 東京電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,634	4,529
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,395	4,314
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0
うち緊急設置電源	-	87	192	182	158
うち自家発電買取	48	139	128	57	57
水力	335	314	203	(注4)313	(注4)298
揚水	832	700	844	900	900
地熱・太陽光	-	0	25	19	20
融通	-	▲40	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲26	67	67
<b>供給力 計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,453</b>	<b>5,933</b>	<b>5,813</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,453)</b>	<b>5,933</b>	<b>5,813</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>5,999</b>	<b>4,922</b>	<b>5,078</b>	<b>5,450</b>	<b>5,450</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	24	119	119
<b>②定着節電</b>	-	-	▲707	▲629	▲629
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲238	▲39	▲39
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>413 (6.9%)</b>	<b>538 (10.9%)</b>	<b>375 (7.4%)</b>	<b>483 (8.9%)</b>	<b>363 (6.7%)</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>5.9%</b>	<b>3.7%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 一昨年夏、昨夏実績は、最大電力発生日(2010年:7月23日、2011年8月18日、2012年8月30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。



# 中西6社

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	236
火力	6,841	6,975	7,327	7,537	7,527
うち常設されている 火力	6,745	6,854	7,066	7,262	7,253
うち長期停止 火力の再稼働	0	48	118	154	154
うち緊急設置電源	0	0	2	6	6
うち自家発電買取	96	73	142	115	114
水力	768	853	848	810	758
揚水	1,215	1,305	1,125	1,218	1,216
地熱・太陽光	17	16	110	109	113
融通	0	▲1	36	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	▲18	▲19
<b>供給力 計</b>	<b>10,790</b>	<b>9,820</b>	<b>9,657</b>	<b>9,893</b>	<b>9,832</b>

需要想定(①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,279	9,279
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲64	▲48	▲48
②定着節電	-	-	▲839	▲623	▲623
③その他	-	-	▲204	25	25
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	864	811	839	614	553
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.7%	9.0%	9.5%	6.6%	6.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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等が合わない場合がある(他の資料についても同様)。

(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。

# 中部電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	274	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,388	2,375
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,339	2,326
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	0	0	0	0
水力	147	176	153	(注4)153	(注4)145
揚水	411	399	382	392	393
地熱・太陽光	0	0	22	25	26
融通	0	0	▲56	▲82	▲108
新電力への供給等	32	5	▲25	▲9	▲9
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,662</b>	<b>2,867</b>	<b>2,822</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,718)</b>	<b>(2,949)</b>	<b>(2,930)</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>2,709</b>	<b>2,520</b>	<b>2,478</b>	<b>2,585</b>	<b>2,585</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	10	▲22	▲22
<b>②定着節電</b>	-	-	▲155	▲109	▲109
<b>③気温影響・その他(注3)</b>	-	-	▲66	7	7
<b>④随時調整契約(実効率等加味 後)</b>	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>278 (10.3%)</b>	<b>278 (11.0%)</b>	<b>184 (7.4%)</b>	<b>282 (10.9%)</b>	<b>237 (9.2%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>7.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>4.4%</b>	<b>7.9%</b>	<b>6.2%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 一昨年夏、昨夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月24日、2011年8月10日、2012年7月27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年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	838	337	237	236	236
火力	1,680	1,754	1,900	1,918	1,915
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,793	1,789
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	45	45	45
うち緊急設置電源	-	0	1	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	75	75
水力	232	273	303	(注4)275	(注4)257
揚水	447	465	356	440	437
地熱・太陽光	0	0	19	21	21
融通	0	76	160	36	60
新電力への供給等(注5)	74	41	17	6	6
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,992</b>	<b>2,932</b>	<b>2,932</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,832)</b>	<b>(2,896)</b>	<b>(2,872)</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>3,095</b>	<b>2,784</b>	<b>2,682</b>	<b>2,845</b>	<b>2,845</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲23	▲5	▲5
<b>②定着節電</b>	-	-	▲368	▲268	▲268
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲22	23	23
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>176 (5.7%)</b>	<b>163 (5.9%)</b>	<b>310 (11.6%)</b>	<b>87 (3.0%)</b>	<b>87 (3.0%)</b>
<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>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2)2010～2012年度の夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月19日、2011年8月9日、2012年8月3日)における実績。

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

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5)系統のつながりの関係で、関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。

# 北陸電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	162	0	0	0	0
火力	435	438	440	432	438
うち常設されている 火力	435	436	438	429	436
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	2	2
水力	152	159	133	(注4)153	(注4)139
揚水	11	11	11	11	11
地熱・太陽光	0	0	3	1	1
融通	▲20	▲1	▲10	▲12	▲13
新電力への供給等	▲78	▲7	▲1	▲2	▲2
<b>供給力 計</b>	662	600	576	583	574
<b>融通前供給力 計</b>	(682)	(601)	(586)	(595)	(587)
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	573	533	526	546	546
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲5	▲5	▲5
<b>②定着節電</b>	-	-	▲30	▲23	▲23
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲12	1	1
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	37 (6.8%)	28 (5.2%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	12.5%	9.5%	6.4%	3.8%	2.2%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2)一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(2010年:8月5日、2011年8月9日、2012年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。

# 中国電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	0	81	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,066	1,067
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,053	1,054
うち長期停止 火力の再稼働	—	—	—	—	—
うち緊急設置電源	—	—	—	—	—
うち自家発電買取	5	3	7	13	13
水力	56	51	55	(注4)54	(注4)48
揚水	124	148	159	157	157
地熱・太陽光	0	0	23	9	9
融通	20	▲72	▲104	▲29	▲29
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲3	▲3
<b>供給力 計</b>	1,272	1,188	1,198	1,254	1,250
<b>融通前供給力 計</b>	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,283)	(1,279)
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	1,201	1,083	1,085	1,131	1,131
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	—	—	—	—	—
<b>①経済影響等</b>	—	—	▲24	▲27	▲27
<b>②定着節電</b>	—	—	▲52	▲43	▲43
<b>③その他(注3)</b>	—	—	▲40	0	0
<b>④随時調整契約(実効率等加味 後)</b>	—	—	—	—	—
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	123 (10.9%)	119 (10.5%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	2.9%	6.7%	7.4%	7.9%	7.5%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	—	—	—	—	—
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	—	—	—	—	—

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 2010年度、2011年度、2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月20日、2011年:8月9日、2012年:8月3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年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	204	113	0	0	0
火力	448	449	489	491	491
うち常設されている 火力	448	436	451	455	455
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	14	14
水力	64	69	68	(注4)62	(注4)60
揚水	52	52	52	52	52
地熱・太陽光	0	0	7	6	7
融通	0	▲4	0	0	0
新電力への供給等(注6)	▲67	▲64	▲13	▲14	▲15
<b>供給力 計</b>	<b>702</b>	<b>615</b>	<b>603</b>	<b>598</b>	<b>595</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(702)</b>	<b>(619)</b>	<b>(603)</b>	<b>(598)</b>	<b>(595)</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>597</b>	<b>544</b>	<b>526</b>	<b>562</b>	<b>562</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	560	560
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲6	▲7	▲7
<b>②定着節電</b>	-	-	▲45	▲31	▲31
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲20	3	3
<b>④随時調整契約(実効率等加味 後)</b>	-	-	-	▲2	▲2
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>105 (17.6%)</b>	<b>71 (13.1%)</b>	<b>77 (14.6%)</b>	<b>36 (6.4%)</b>	<b>33 (5.9%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>14.6%</b>	<b>10.1%</b>	<b>11.6%</b>	<b>3.4%</b>	<b>2.9%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	<b>38 (6.8%)</b>	<b>35 (6.2%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	<b>3.8%</b>	<b>3.2%</b>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 2010～2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月20日、2011年8月9日、2012年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。

(注5) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常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年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	478	176	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,234	1,242	1,241
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,193	1,193
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	1	1	1
うち自家発電買取	0	0	11	(注5) 11	(注5) 10
水力	117	125	136	(注4) 113	(注4) 109
揚水	170	230	165	166	166
地熱・太陽光	17	16	36	47	49
融通	0	0	46	87	90
新電力への供給等	▲2	▲2	10	4	4
<b>供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,626</b>	<b>1,659</b>	<b>1,659</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,580</b>	<b>1,572</b>	<b>1,569</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>1,750</b>	<b>1,544</b>	<b>1,521</b>	<b>1,610</b>	<b>1,610</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	—	—	—	—	—
<b>①経済影響等</b>	—	—	4	18	18
<b>②定着節電</b>	—	—	▲189	▲149	▲149
<b>③その他(注3)</b>	—	—	▲44	▲9	▲9
<b>④随時調整契約(実効率等加味 後)</b>	—	—	—	—	—
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>145 (8.3%)</b>	<b>127 (8.3%)</b>	<b>106 (6.9%)</b>	<b>49 (3.0%)</b>	<b>49 (3.1%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.3%</b>	<b>5.3%</b>	<b>3.9%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)</b>	—	—	—	—	—
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	—	—	—	—	—

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 2010年～2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月20日、2011年9月1日、2012年7月26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) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲11万kW)