

# 2013年度冬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、基本的に2011年度冬並の厳寒（北海道は2010年度）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年度冬季の需要想定

- 気温影響： 2011年度冬季並の厳寒を想定。(北海道は2010年度冬季並)
- 経済影響： 直近の経済見通しを反映。
- 節電影響： 2012年度冬季からの節電継続率を反映。

P5~

### 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。

P10

## 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。
- 自家発購入、緊急設置電源の設置又は増出力を見込む。

P13~

### 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。

P22~

### 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。

P25

### 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。

P26~

### ⑤融通

- 需給が厳しい電力管内に対して、電力融通を実施。

P34

### 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。

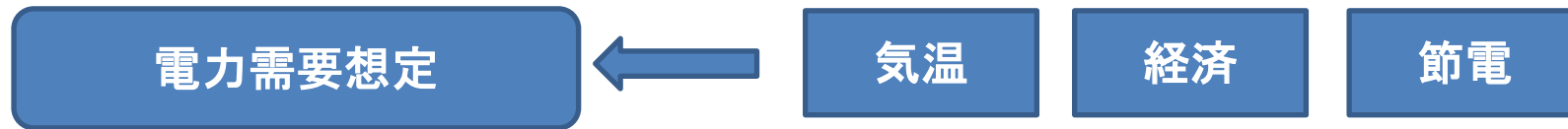
P31

## 2. 需要について

# 1. 2013年度冬季の需要想定について

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

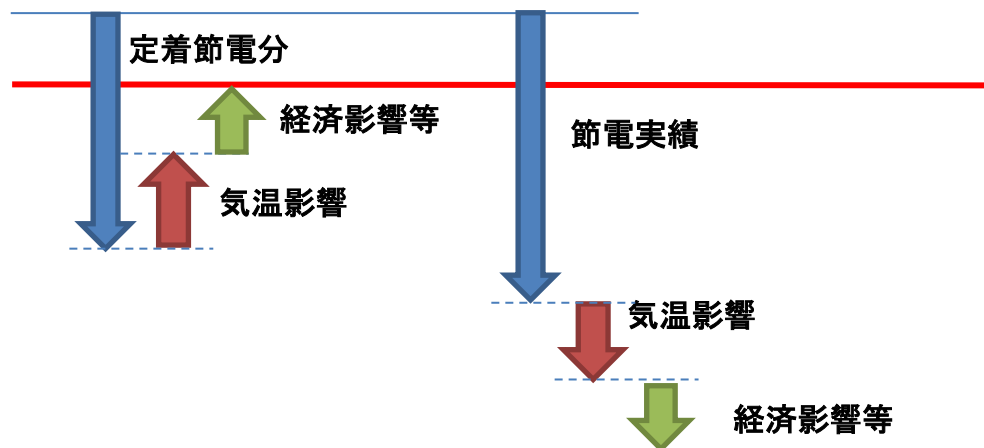
## <変動要因>



## 算出の方法

### 2010年度冬季需要(実績)

- ・気温: やや寒い
- ・経済: 通常
- ・節電: なし(ベース)



### 2013年度冬季需要の前提

- ・気温: 厳寒
- ・経済: 直近の経済見通し
- ・節電: 定着分あり

### 2012年度冬季需要(実績)

- ・気温: 通常
- ・経済: 低迷
- ・節電: あり(実績)

# ①2013年度冬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年度冬季の経済影響については、「平成25年度の経済動向について(内閣府年央試算)」(2013年8月2日内閣府)によれば、緊急経済対策の効果の発現に加え、成長戦略の推進等、引き続き「三本の矢」に一体的に取り組んでいくことにより、民需主導の景気回復が進み、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+165万kWとなる。(2012年度からは+236万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)	512.3 (+3.4%)	513.7 (+0.3%)	519.7 (+1.2%)	533.7 (+2.7%)
IIP (2010年=100)	99.4 (+8.8%)	98.7 (▲0.7%)	95.8 (▲2.9%)	99.2 (+3.6%)

※1 ( )は対前年度増加率

※2 2013年度経済見通しについては、2013年8月12日に内閣府が発表した2013年4-6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、政府の経済動向(8月3日内閣府)においては、2013年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+2.8%、+3.2%(対前年度比)となる。

## ○2013年度冬季の経済影響等(対2010年度冬季差)

(単位:万kW)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2013年度 経済影響等		+8	▲2	+111	+11	0	▲3	▲23	▲8	▲3	+91
内 訳	経済影響	+10	+0	+148	+24	+5	▲3	▲19	▲5	+5	+165
	新電力への 離脱影響	▲2	▲2	▲37	▲13	▲5	0	▲4	▲3	▲8	▲74

## (参考)2012年度冬季の経済影響(対2010年度冬季差)

(単位:万kW)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2012年度 経済影響		+8	▲15	+23	▲30	▲12	▲6	▲31	▲6	▲9	▲71

## ②2013年度冬季の節電影響について(1/2)

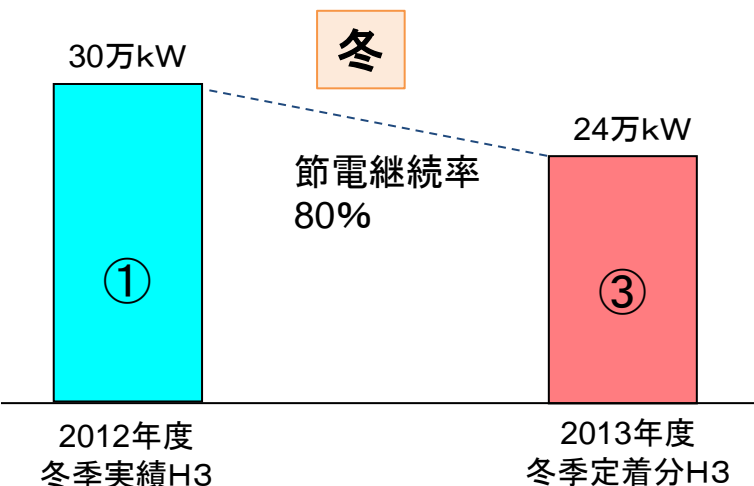
- 2012年度冬季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査※1を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2013年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別(大口、小口、家庭)に2013年度冬季の継続率②※2を算出。
- 2012年度冬季節電実績①に、2013年度冬季の継続率②を乗じて、2013年度冬季の定着節電③を算出。

※1 2013年度冬季において、2012年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:8月中下旬~9月上旬)。

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

### 例) 北海道電力

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



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



## ②2013年度冬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年度冬季の節電影響

(単位:万kW)

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

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

# (参考)節電実績を踏まえた定着節電見込みの考え方について

(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2011年度夏季 節電実績	▲22 [▲4.3%]	▲110 [▲7.4%]	▲870 [▲14.5%]	▲120(114) <sup>注4</sup> [▲4.4%(▲4.2%)]	▲190 [▲6.1%]	▲30(24) <sup>注4</sup> [▲5.2%(▲4.2%)]	▲34 [▲2.8%]	▲16 [▲2.7%]	▲123 [▲7.0%]
②2012年度夏季 節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲80 [▲5.4%]	▲707 [▲11.8%]	▲141 <sup>注2</sup> [▲5.2%]	▲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 → 数値目標を伴わ 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 → 数値目標を伴わ ない節電要請	②数値目標 ▲5%実施 → 数値目標を伴わ 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
継続率	74%	70%	89%	79%	73%	77%	83%	69%	79%
③2013年度夏季 定着節電見込み	▲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%]
④2013年度夏季 節電実績	▲44 [▲8.7%]	▲80 [▲5.4%]	▲764 [▲12.7%]	▲140 [▲5.2%]	▲324 [▲10.5%]	▲30 [▲5.2%]	▲51 [▲4.2%]	▲39 [▲6.5%]	▲185 [▲10.6%]
(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年度夏季は自家発電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 注4)平日平均

- ・2013年度夏季の節電実績は、需給検証小委員会でアンケート調査に基づく継続率を乗じて算出した見込みより、むしろ2012年度夏季の節電実績そのものに近似。このため、2013年度冬季の定着節電量として2012年度冬季の節電実績をそのまま用いる手法が選択肢となりうる。
- ・一方、①夏季と冬季では需要動向が異なること、②5地域で節電実績が2012年度夏季を下回り過大評価リスクがあること等から、今冬の節電見込みについては、従来どおり、アンケートに基づく継続率を乗じて算出することに、一定の合理性はあると考えられる。
- ・今後、2013年度冬季の節電実績等を踏まえた上で、定着節電の算出手法を検証するのも一案。

# 2013年度冬季の需給調整契約

- 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年度冬季の現時点の見込みは、2012年度冬季の見通しと比べ、計画調整契約についてはほぼ同程度、随時調整契約は増加。

## ○2013年度冬季の需給調整契約見込み

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

## (参考)2012年度冬季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	10万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	1万kW	0万kW	0万kW	19万kW	45万kW
随時調整契約電力	7万kW	21万kW	172万kW	70万kW	36万kW	20万kW	115万kW	23万kW	33万kW	497万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年度冬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年度冬季需要(H3)を作成し、冬季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2013年度冬季最大電力需要(H1)を算出。

### ○2013年度冬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年度冬季最大3日平均(H3)	572	1,462 (1,390)注1	5,077	2,327	2,628	525	1,061	513	1,528
②定着節電H3	▲24	▲26	▲384	▲54	▲101	▲16	▲15	▲22	▲63
③経済影響等H3	+8	▲2	+111	+11	0	▲3	▲23	▲8	▲3
④気温影響H3注2	+0	17	+62	+48	+9	+9	+19	13	+53
⑤2013年度冬季最大3日平均(H3) (①+②+③+④)	556	1,379	4,866	2,332	2,536	515	1,042	496	1,515
⑥最大電力需要(H1) / 最大3日平均(H3)比率注3	×1.013	×1.011	×1.012	×1.010	×1.016	×1.008	×1.010	×1.020	×1.014
⑦2013年度冬季最大電力需要(H1) (⑤×⑥)	563	1,394	4,920	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536



注1)震災影響分(▲約70)を考慮後の需要 注2)2011年度を厳寒と想定。ただし、北海道電力は2010年度並みの厳寒を想定。注3)冬季H1/H3比率の過去5カ年平均。

試算例) 関西電力の場合



$$2,628① - 101② - 0③ + 9④ = 2,536⑤$$



$$2,536⑤ \times 1.016⑥ = 2,576⑦$$

### 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年度冬季においても需給ひっ迫を回避する観点から、震災特例等の活用により、可能なものは、火力発電所の定検の繰延べ等を行うが、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69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54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9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(H25.10.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
2年未満	190	66.7%
2年以上3年未満	35	12.3%
3年以上4年未満	25	8.8%
4年以上5年未満	7	2.5%
5年以上	2	0.7%
(定期検査中)	26	9.1%
合計	285	100.0%

## ○震災特例の適用回数(予定を含む)

震災特例の適用回数 (H25.10.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
(適用無し)	231	81.1%
1回繰り延べ	44	15.4%
2回繰り延べ	9	3.2%
3回繰り延べ	0	0.0%
4回繰り延べ	1	0.4%
合計	285	100.0%

※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、9発電所(2013年10月1日時点)

発電所名	出力	種別	前回定検終了日	
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	37.5万kW	石油	H21.2.18
	相生2号機	37.5万kW	石油	H21.8.21
関西電力	御坊2号機	60万kW	石油	H21.7.28
	姫路第二6号機	60万kW	LNG	H21.7.10
	海南4号機	60万kW	石油	H21.4.13
	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	相浦1号機	37.5万kW	石油	H20.12.12

## ①火力の定期検査時期の調整について(2/2)

- 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2013年度冬季における定検等が不可避となる一部の発電所は定期検査を実施(7社計32基)。
- 北海道電力については、設備の信頼度維持を確認した結果、定検を繰延べ、2013年度冬季に定期検査は実施しない。

### ○2013年度冬季(1・2月)に定期事業者検査等に入る予定の火力発電所(7社計32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
東北電力	八戸5号	27万kW	石油	12/1-8/28	コンバインド化工事に伴う停止。
	秋田4号	60万kW	石油	2/8-7/23	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	東新潟1号	60万kW	LNG	2/22-6/20	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
東京電力	千葉2-4号機	36万KW	LNG	1/24-4/1	制御装置等の補修が必要であるため。
	品川1-1号機	38万KW	都市ガス	1/21-4/6	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	横浜5号機	18万KW	LNG	9/20-1/26	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	横浜7-3号機	35万KW	LNG	11/22-2/5	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	袖ヶ浦2号機	100万KW	LNG	9/15-1/22	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	富津1-2号機	17万KW	LNG	10/11-2/14	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	富津2-2号機	17万KW	LNG	10/14-2/6	復水器等の補修が必要であるため。
	富津4-3号機	51万KW	LNG	1/6-4/25	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	東扇島1号機	100万KW	LNG	1/6-5/25	ボイラ再熱管等の補修が必要であるため。
	南横浜2号機	35万KW	LNG	10/4-1/27	ボイラ過熱器等の補修が必要であるため。
	千葉・緊急設置電源	100万KW	LNG	8/12-3/9	コンバインド化工事に伴う停止。
	鹿島・緊急設置電源	80万KW	都市ガス	9/14-1/23	コンバインド化工事に伴う停止。
	姉崎6号機	60万KW	LNG	2/28-7/8	制御装置等の補修が必要であるため。

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
中部電力	四日市3号機	22万kW	LNG	11/21-2/26	蒸気タービン低圧翼等の点検・補修が必要であるため。
	川越3-2号機	24万kW	LNG	11/9-1/17	蒸気タービンダイヤフラム等の点検・補修が必要であるため。
	川越4-2号機	24万kW	LNG	1/7-2/3	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	碧南2号機	70万kW	石炭	9/18-2/27	蒸気タービンロータ等の点検・補修が必要であるため。
	渥美3号機	70万kW	石油	9/21-2/8	蒸気タービンロータ・低圧翼等の点検・補修が必要であるため。
	川越4-6号機	24万kW	LNG	2/22-3/21	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	知多第二1号機	85万kW	LNG	2/22-5/19	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	武豊3号機	38万kW	石油	2/1-4/19	ボイラ煙道・風道等の点検・補修が必要であるため。
	関西電力	南港3号機	60万kW	LNG	1/4-5/25
北陸電力	七尾大田1号機	50万kW	石炭	9/21-1/11	ボイラ・タービンの点検補修が必要であるため。
中国電力	玉島1号機	35万kW	石油	10/20-4/18	制御装置の補修およびLNG燃焼対応工事に伴う停止。
	柳井1-4号機	13万kW	LNG	11/25-3/7	蒸気タービンの取替えが必要であるため。
	柳井1-5号機	13万kW	LNG	9/2-3/25	蒸気タービンの取替えが必要であるため。
	柳井2-3号機	20万kW	LNG	12/14-1/12	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	岩国3号機	50万kW	石油	2/20-7/6	ボイラ・電気集塵器等の補修が必要であるため。
四国電力	西条1号機	16万kW	石炭	12/27-3/31	蒸気タービン低圧翼の点検・補修が必要であるため。



## ②長期停止火力の稼働(1/2)

○ 震災以降、2013年度冬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10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	42年
	横須賀2号GT	14万kW	都市ガス・軽油	6年※
	横須賀3・4号機	各35万kW	石油	49年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	17年
	武豊2号機	38万kW	石油	41年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	43年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	44年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	41年
合計		280万kW		

※設置は平成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。

②稼働までに2年以上かかるため、2013年度冬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	3～9年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事を含めて、2年以上必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	12年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理まで、2年以上必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	5年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
	西名古屋1・2号機	各22万kW	石油	35, 28年	7, 14年 (H25廃止予定)	リプレイス計画に伴い2013年度中に廃止予定。
	西名古屋3, 4号機	各38万kW	石油	40年	1,6ヶ月 (H25廃止予定)	リプレイス計画に伴い2013年度中に廃止予定。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	36年	8年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査、終了までに3年程度必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	24,23年	9～12年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	12年	1年10ヶ月	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	50年	11年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	42,40年	9年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化、コイル更新等により2年程度必要。
合計		671万kW				

### 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2013年度夏季までに全て実施。

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

## ④自家発購入について

- 北海道電力においては、自家発事業者からの電気の購入量を2012年度冬季に比べ、大幅に増加。
- 東京電力においては、新規電源の運開に伴い、2012年度冬季に比べ、自家発事業者からの昼間の電気の購入量を減少。

### ○2013年度冬季(1月)における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

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

※ ( )は夜間

### (参考)2012年度冬季(1月)の見通し

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

※1 ( )は夜間

※2 管外自家発4万kW(11万kW)を含む

## 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。

○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(▲44万kW)するとともに、千葉と鹿島の緊急設置電源についてはコンバインド化を実施(▲181万kW)。東北電力においては、八戸の緊急設置電源についてコンバインド化を実施(▲21万kW)。

### ②火力の増出力

○過負荷運転や炭種変更等による火力の増出力については、2012年度冬季の増出力状況等を踏まえ、多くの電力会社で見込みが増加。ただし、東京電力については、定期検査入りの火力発電の増加により減少。

#### ○緊急設置電源の活用見込み(2013年度冬季(1月))

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

#### (参考)2012年度冬季(1月)における緊急設置電源の活用見込み

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

#### ○火力の増出力見込み(2013年度冬季(1月))

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

#### (参考)2012年度冬季(1月)における火力の増出力見込み

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

## ⑥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、2013年度冬季に試運転予定の東京電力・千葉3号系列1～3軸及び鹿島7号系列1～3軸については、2013年度冬季の供給力としては見込めない。また、上越2号系列第2軸については、試運転工程検討中であるため、現段階において供給力としては見込めない。
- ただし2014年4月運開予定の姫路第二3号機については、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く、10月上旬より試運転を開始することから、試運転出力を2013年度冬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、2012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、2012年夏季に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年度冬季に供給力として計上  
 赤字:2013年度冬季に供給力として未計上  
 黒字:2013年度冬季には試運転を行わないもの

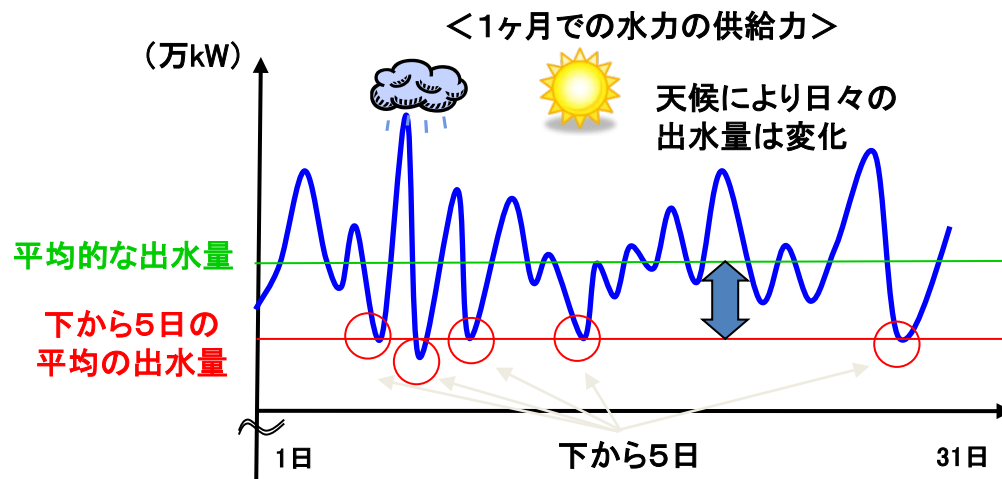
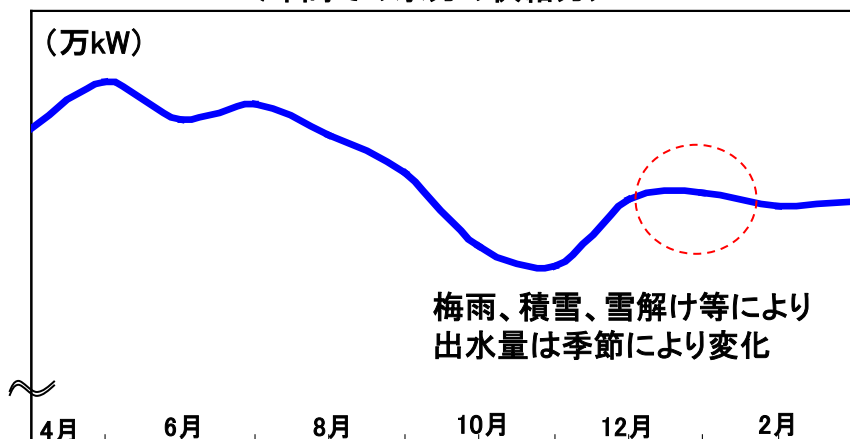
### ＜運転開始時期が近い、建設中の火力発電所＞（9電力管内）

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

## ⑦水力・揚水発電について(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、月毎(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(2014年1月)

(万kW)

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

### (参考)2012年度冬季(1月)の供給力

(万kW)

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

## ⑦水力・揚水発電について(2/2)

○ 2013年度冬季は、一部の発電所が設備の信頼度維持の観点から2013年度冬季における定検が不可欠なため、定期検査を実施(8社計26基)

### ○2013年度冬季(1・2月)に定期事業者検査に入る予定の水力・揚水発電所

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
北海道電力	富村	4万kW	水力	9/11-1/31	水車部品(出口ライナ)が損傷しており9月から修理を実施。
東北電力	第二沼沢1号	23万kW	揚水	H24/9/15-1月下旬	新潟・福島豪雨関連による河川災害復旧工事に伴い停止中。
	第二沼沢2号	23万kW	揚水	H24/9/15-3月中旬	新潟・福島豪雨関連による河川災害復旧工事に伴い停止中。
東京電力	塩原1～3号機	90万KW	揚水	H24.10～H27.7	八汐調整池止水工事を実施中。
	玉原1号機	30万KW	揚水	9/17-1月中旬	水車構成部品に劣化傾向が確認されており、設備の補修を計画的に実施する必要がある。
中部電力	奥矢作2号機	37万kW	揚水	9/24-5/14	経年使用により、冷却配管の減肉等、性能に影響する劣化が進展し、修理時期に達しているため早期に実施する必要がある。
関西電力	奥多々良木1～2号機	61万kW	揚水	11/15-6/30	ケーブルの劣化のため、早期に修理が必要である。
	宇治1～5号機	3万kW	水力	11/20-2/28	主要変圧器の絶縁劣化が進行し絶縁破壊に至るおそれがあるため、早期に修理が必要である。
	読書4号機	7万kW	水力	10/1-3/5	水車部品の摩耗進行により、水車損傷に至るおそれがあるため、早期に修理が必要である。
	鳩谷2号機	4万kW	水力	10/21-3/22	主要変圧器の絶縁破壊および水車部品の摩耗進行により、水車損傷に至るおそれがあるため、早期に修理が必要である。
	下小鳥	14万kW	水力	11/1-3/31	濁水の長期化ならびにそれに伴う発電制約の早期解消を図るため、表面取水設備の新設工事を実施中である。



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
中国電力	南原2号機	31万kW	揚水	11/24-7/15	発電機の回転子コイル取替を行う必要があるため。
四国電力	分水第一～第四	5万kW	水力	11/5-2/28	分水第一～第四の上流部に位置する長沢発電所(0.52万kW)の取水口制水門の改修を実施する必要があるため。
	蔭平1号機	5万kW	揚水	10/23-3/11	水車発電機の部品の磨耗・劣化が進行しており、交換・修理を行う必要があるため。
	本川2号機	30万kW	揚水	10/1-1/6	水車発電機制御盤においては、経年劣化による老朽化が著しいため取替工事を実施する必要があるため。
九州電力	大平2号機	25万kW	揚水	10/15-6/30	水車羽根の取替及び水車・発電機の解体修繕を実施する必要があるため。

## ⑧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年度冬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。

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

## ⑨太陽光発電について

- 冬季はピーク時間帯が夕方となる地域が多いため、太陽光発電は基本的に供給力として見込めない。
- ただし、中部電力管内についてはピーク時間帯が午前中となるため、供給力が計上可能。

(万kW)

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

## ⑩風力発電について

- 風力発電は最大電力需要発生時にも天候の影響により出力がゼロとなることがあり、ピーク時に安定的に供給力として見込むことができないため、これまで供給力として計上しないと整理。
- 一方、2013年4月の需給検証小委員会での指摘を踏まえ、水力発電同様に、1月に供給力が低かった下位5日の平均出力比率を過去の実績データが把握可能な期間(2~7年間)で平均した値を試算した。
  - ・1月の毎日の最大需要発生時の風力出力比率※<sup>1</sup>が低かった下位5日の平均値を過去のデータが存在する期間※<sup>2</sup>で平均。
  - ・2013年度冬季の設備量に上記の出力比率を乗じて、風力発電の供給力を試算。

※1 風力発電は年々拡大傾向にあり出力実績(全体)では過去の実績を過小評価してしまうことになるため、太陽光発電の算定手法同様に、設備量に対する出力比率を用いて過去の発電実績の評価を行った。

※2 各社によって、発電実績データのある期間が異なる(2~7年程度)。

### ○風力発電の供給力を水力発電同様に、下位5日平均で評価した場合の試算結果(2014年1月)

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

### (参考)2012年度冬季の実績

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力実績 (最大需要日)		6	38	9	2	4	6	15	6	4	90

## (参考1)再生可能エネルギー等の算定手法について

### ○従前からの算定手法

	概要	対象期間	対象日	データ処理	データ諸元
水力発電	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	各月の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績(kW)
太陽光発電	各月の上位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	20年間	各月の上位3日の電力需要発生日(3日)	60サンプル中、下位5日で評価(※)	アメダスの日射量データより算出した出力比率

※ 太陽光についても、2013年度春の需給検証委員会で下位10日の試算を行った。ただし、冬季はピーク時間帯が夕方となる地域が多いため、太陽光発電は基本的に供給力として見込めない。

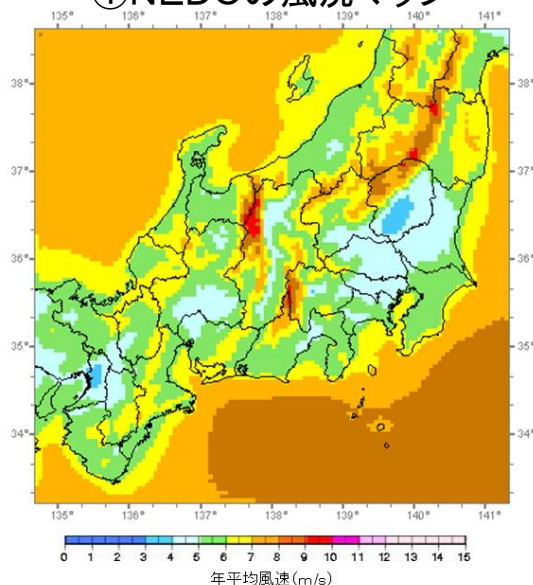
### (参考)2013年度春の需給検証委員会で、参考扱いとして試行的に実施した算定手法(風力発電)

	概要	対象期間	対象日	データ数	データ諸元
風力発電	各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(2~7年間)で平均した値	2~7年間	月毎の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率

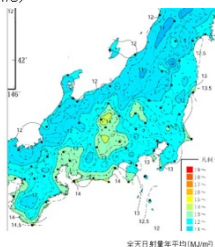
## (参考2) 風力発電についてはアメダスではなく実績データを採用する理由

- ① 日照量には地理的ばらつきが少なく、アメダスの日照量データと発電出力に相関があったため、アメダスを活用。一方、風力発電の風況は地形や傾斜の向き、高さ等により近くでも異なるため、地理的ばらつきがある。
- ② 風向き・風速等を観測するアメダスは全国に約840カ所(約21km間隔)あるが、アメダス地点と風力発電地点は距離が離れており、アメダスデータと発電所の発電実績に相関が見られず、風況からは風力発電出力を予測できない。このため、太陽光発電のように過去20年間のアメダスデータを用いた推計は行わない。
- ③ 以上により、風力発電の供給力算定にあたっては、最大需要発生時の出力実績が把握できる期間(各社により2~7年)を対象に、下位5日の平均で試算した。

①NEDOの風況マップ

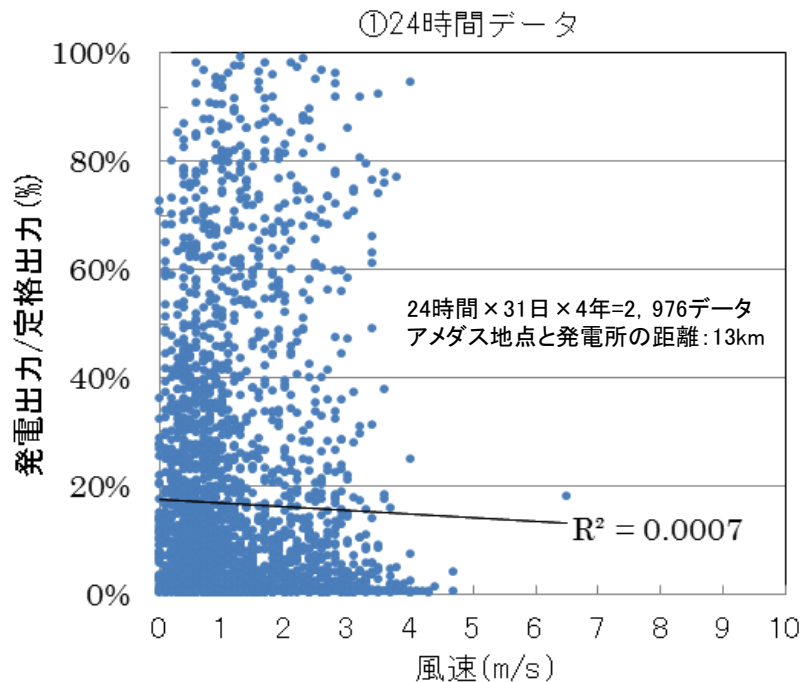


ONEDOの  
日射量マップ



②風力発電出力とアメダス風速データの散布図

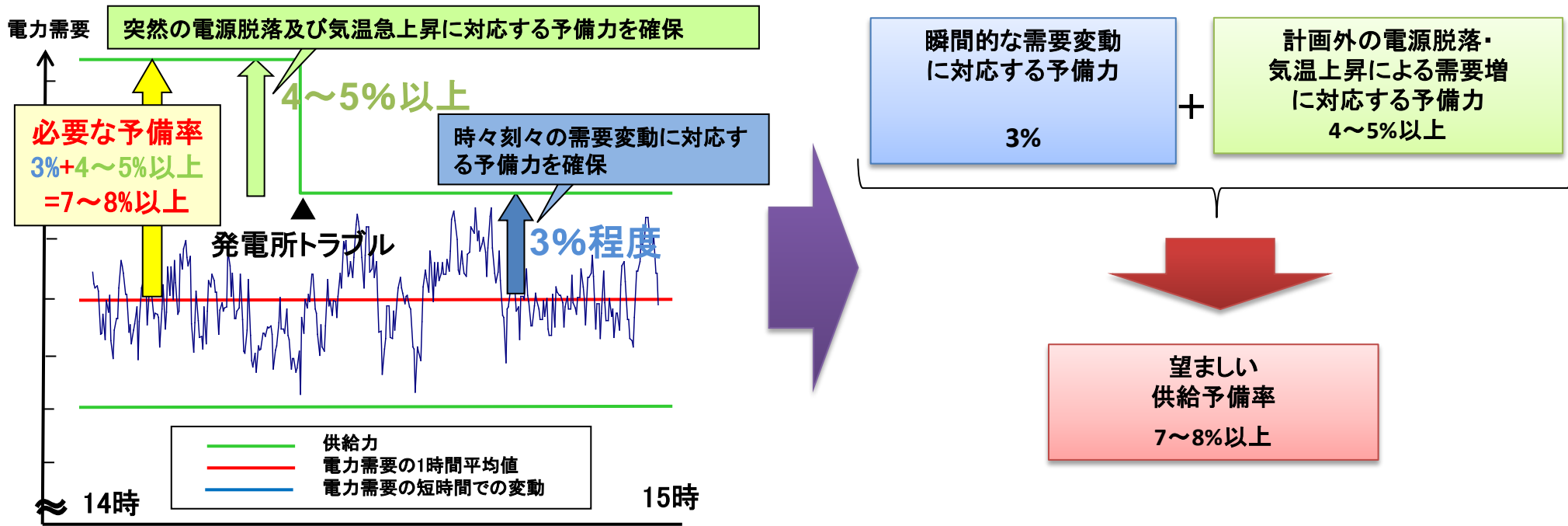
A風力発電所 風速-風力発電出力比率



## 4. 需給ギャップについて (融通と予備率の関係について)

# 1. 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(平均気温) <sup>※1</sup>	▲4万kW/℃	▲21万kW/℃	▲78万kW/℃	▲36万kW/℃	▲40万kW/℃	▲12万kW/℃	▲14万kW/℃	▲7万kW/℃	▲23万kW/℃
過去10年間の平均気温の平均値 <sup>※1</sup>	▲5.1℃	▲1.4℃	4.0℃	1.1℃	3.6℃	1.0℃	1.9℃	6.8℃	6.5℃
2011年度厳寒の平均気温 <sup>※1</sup> <sup>※2</sup>	▲7.6℃	▲2.7℃	3.7℃	0.8℃	1.9℃	0.0℃	0.2℃	5.2℃	3.6℃

※1 東京は発生時気温、四国・九州は最高気温。

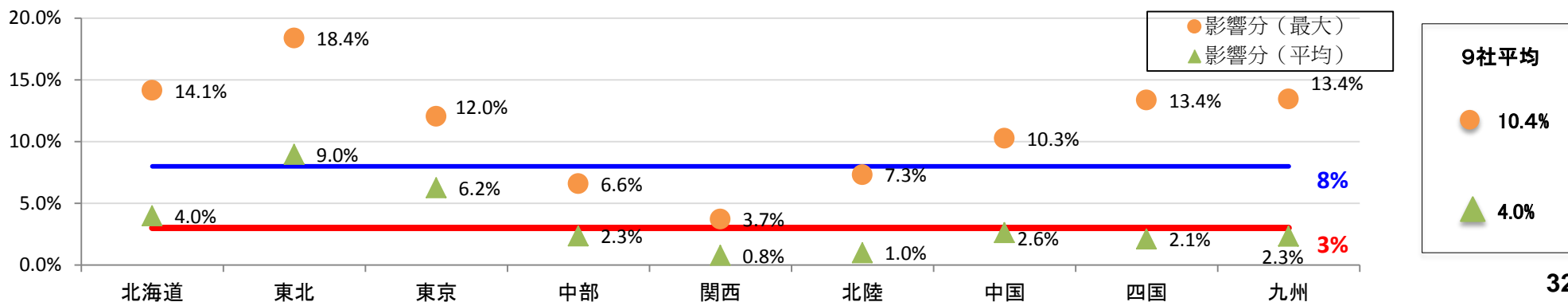
※2 北海道は2010年度を採用。



# (参考1)火力等の2012年度冬季の計画外停止状況

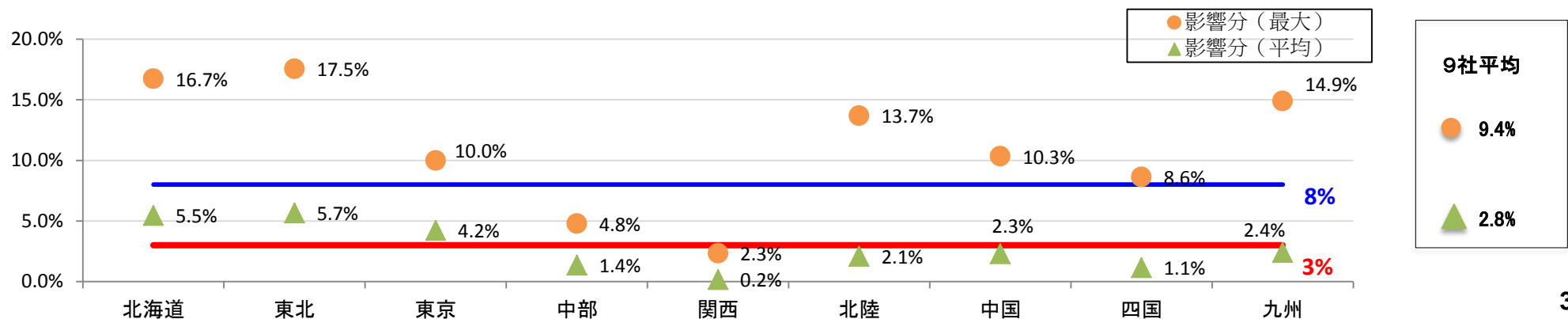
○ 2012年度冬季については、北海道電力管内を中心に巡回点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日にも利用した24時間体制構築による早期復旧を実施。しかし、2011年度冬季に比べ、最大需要日の計画外停止実績は大幅に増加し、計画外停止の期間平均も増加。

(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
①12～3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 (35)  苫小牧火力1号 (25)	東新潟火力4-2号系列(88)  秋田火力4号 (60)  澄川地熱(5)	姉崎火力2号 (60)  鹿島火力3号 (60)  五井火力5号 (35)	渥美火力3号 (70)  武豊火力4号 (38)  他社受電	舞鶴火力1号 (90)	福井火力三国1号(25)  自社水力	下松火力3号 (70)  水島火力3号 (34)	阿南火力3号 (45)  他社受電	新小倉火力4号 (60)  川内火力2号 (50)  相浦火力1号 (38)	-	-	-
②12～3月の計画外停止分の平均	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力への影響	▲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力への影響	▲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が予備力に与える影響	▲2.5%	▲6.2%	▲7.4%	▲0.9%	▲0.7%	▲4.2%	▲1.7%	0.0%	▲0.5%	▲6.8%	▲1.0%	▲3.6%



# (参考2)火力等の2011年度冬季の計画外停止状況

(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
①12～3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	95 (12/30,31)	239 (1/1)	496 (12/4)	113 (1/6～1/8)	60 (12/12,13)	72 (12/2)	108 (3/31)	45 (12/30～1/1, 3/10,11)	229 (2/3)	830 [530] (12/4)	627 [319] (12/4)	1,457 [849] (12/4)
[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。	知内2号機(35)	秋田4号機(60)	鹿島3, 4号機 (120)	武豊2号機(38)								
			広野3号機(100)	武豊3号機(38)	海南3号機(60)	敦賀2号機(70)	下松3号機(70)	坂出3号機 (45)	新大分1～3号 系列(229)	-	-	-
			横浜7-3号機 (35)									
	伊達2号機(35)	能代2号機(60)	富津2-1号機 (17)	武豊4号機(38)								
②12～3月の計画外停止分の平均	31	77	209	32	4	11	24	6	37	317	114	431
③最大需要日の計画外停止実績	12	65	78	0	0	1	6	0	10	155	17	172
2011年度冬季の最大需要	568	1,362	4,966	2,367	2,578	526	1,045	522	1,538	6,896	8,576	15,472
仮に①が発生した時の予備力への影響	▲16.7%	▲17.5%	▲10.0%	▲4.8%	▲2.3%	▲13.7%	▲10.3%	▲8.6%	▲14.9%	▲12.0%	▲7.3%	▲9.4%
仮に最大需要発生日に②が発生した時の予備力への影響	▲5.5%	▲5.7%	▲4.2%	▲1.4%	▲0.2%	▲2.1%	▲2.3%	▲1.1%	▲2.4%	▲4.6%	▲1.3%	▲2.8%
③が予備力に与える影響	▲2.1%	▲4.8%	▲1.6%	0.0%	0.0%	▲0.2%	▲0.6%	0.0%	▲0.7%	▲2.2%	▲0.2%	▲1.1%



## 2. 電力融通の実施予定

○関西電力及び九州電力が他電力から融通受電。

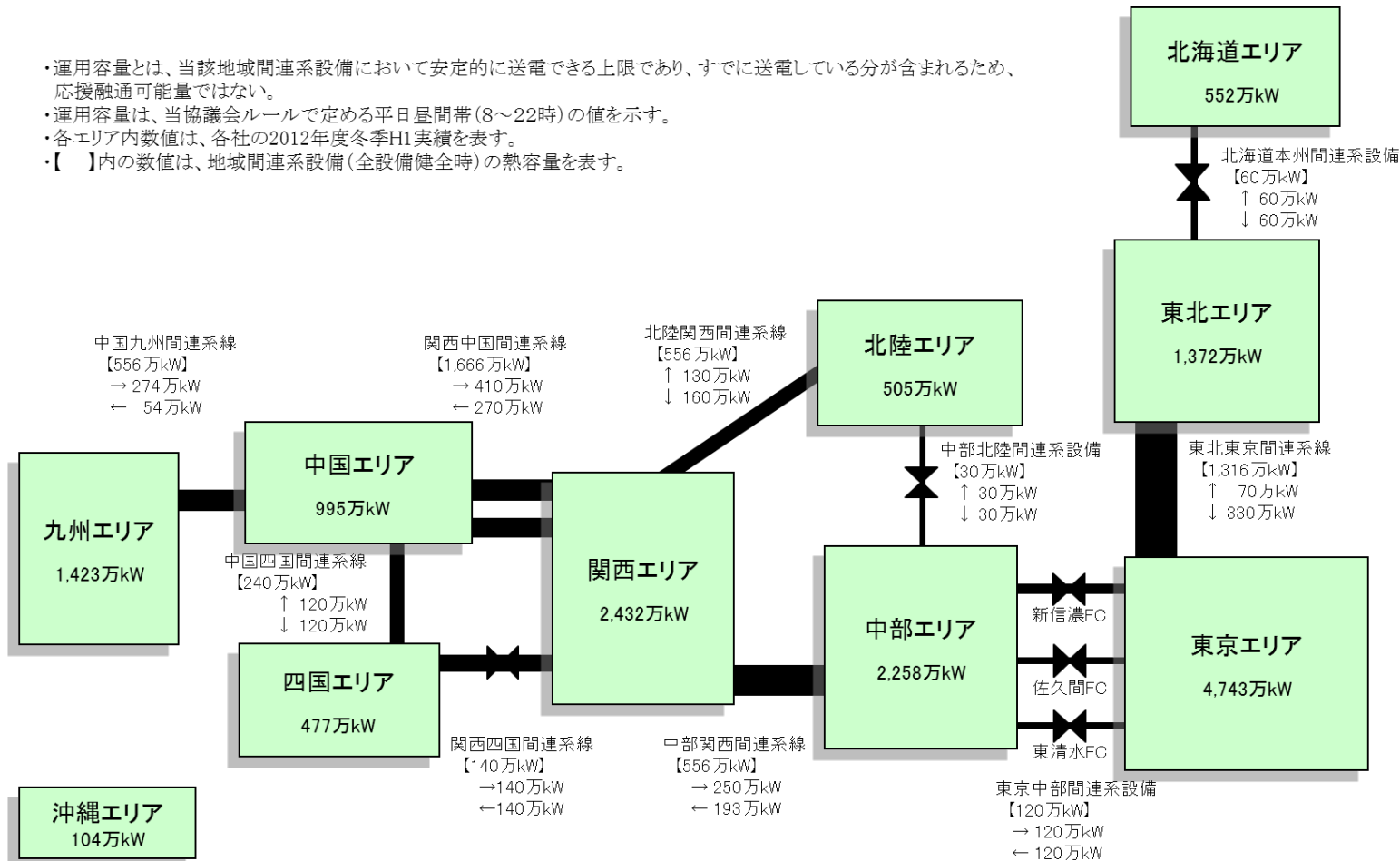
○電力会社から提出された報告における現段階で計画されている電力融通

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

(参考)地域間連系線の現状(2014年1月平日昼間帯)

※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

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



## 5. 2013年度冬季の電力需給バランス表 (9電力会社)

# 1. 2013年度冬季の電力需給見通しについて

(I. 2013年4月の需給検証委員会で採用した手法の場合)

- ①2013年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力管内でも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**。
- ②北海道電力管内も予備率6.9%を確保できる見通しであるが、他社からの電力融通に制約があること等から、昨年に引き続き**電源脱落リスクへの特段の対応を行うことが必要ではないか**。

## 2013年度冬季の見通し ※

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

### ○1月

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,558	605	1,538	5,415	8,957	2,485	2,654	548	1,148	539	1,583	16,515	203
最大電力需要	6,877	563	1,394	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,421	116
供給－需要	681	42	144	495	413	130	78	29	96	33	47	1,094	87
(予備率)	9.9%	7.5%	10.3%	10.1%	4.8%	5.5%	3.0%	5.5%	9.1%	6.5%	3.0%	7.1%	75.3%

### ○2月

※ 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。

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,521	602	1,497	5,422	8,971	2,502	2,654	550	1,140	542	1,583	16,492	207
最大電力需要	6,861	563	1,378	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,405	115
供給－需要	660	39	119	502	427	147	78	31	88	36	47	1,087	92
(予備率)	9.6%	6.9%	8.6%	10.2%	5.0%	6.3%	3.0%	6.0%	8.4%	7.1%	3.0%	7.1%	80.6%

### 北電管内の発電所の計画外停止リスク

年度	年度最大	年度平均
2012年度	88万kW	27万kW
2011年度	96万kW	31万kW

年度	年度最大	年度平均
2010年度	137万kW※	36万kW
2009年度	132万kW	27万kW
2008年度	115万kW	35万kW

※過去16年間の最大値

## 2. 2013年度冬季の電力需給見通しについて(12~3月)

(I. 2013年4月の需給検証委員会で採用した手法の場合)

### 【12月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,518	611	1,476	5,431	8,659	2,408	2,561	516	1,108	548	1,518	16,177	204
最大電力需要	6,584	563	1,361	4,660	8,188	2,291	2,450	494	977	506	1,470	14,772	112
供給一需要	934	48	115	771	471	117	111	22	131	42	48	1,405	92
(予備率)	14.2%	8.5%	8.5%	16.5	5.8%	5.1%	4.5%	4.4%	13.4%	8.2%	3.3%	9.5%	82.1%

### 【1月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,558	605	1,538	5,415	8,957	2,485	2,654	548	1,148	539	1,583	16,515	203
最大電力需要	6,877	563	1,394	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,421	116
供給一需要	681	42	144	495	413	130	78	29	96	33	47	1,094	87
(予備率)	9.9%	7.5%	10.3%	10.1%	4.8%	5.5%	3.0%	5.5%	9.1%	6.5%	3.0%	7.1%	75.3%

### 【2月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,521	602	1,497	5,422	8,971	2,502	2,654	550	1,140	542	1,583	16,492	207
最大電力需要	6,861	563	1,378	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,405	115
供給一需要	660	39	119	502	427	147	78	31	88	36	47	1,087	92
(予備率)	9.6%	6.9%	8.6%	10.2%	5.0%	6.3%	3.0%	6.0%	8.4%	7.1%	3.0%	7.1%	80.6%

### 【3月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,128	591	1,379	5,158	8,340	2,410	2,411	530	1,040	513	1,436	15,468	189
最大電力需要	6,464	536	1,298	4,630	7,755	2,211	2,340	491	967	445	1,301	14,219	111
供給一需要	664	55	81	528	585	199	71	39	73	68	135	1,249	78
(予備率)	10.3%	10.3%	6.3%	11.4%	7.5%	9.0%	3.0%	8.0%	7.6%	15.3%	10.4%	8.8%	69.8%

# (参考)2013年度冬季の電力需給見通しについて(12~3月)

(Ⅱ. 2012年冬季の節電実績がすべて定着すると仮定した場合)

## 【12月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,518	611	1,476	5,431	8,657	2,408	2,561	516	1,109	548	1,515	16,175	204
最大電力需要	6,524	557	1,357	4,610	8,147	2,280	2,440	492	976	501	1,458	14,671	112
供給一需要	994	54	119	821	510	128	121	24	133	47	57	1,504	92
(予備率)	15.2%	9.7%	8.8%	17.8%	6.3%	5.6%	5.0%	4.8%	13.6%	9.3%	3.9%	10.3%	82.1%

## 【1月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,558	605	1,538	5,415	8,948	2,515	2,628	548	1,148	539	1,570	16,506	203
最大電力需要	6,817	557	1,390	4,870	8,486	2,343	2,551	517	1,050	501	1,524	15,303	116
供給一需要	741	48	148	545	462	172	77	31	98	38	46	1,203	87
(予備率)	10.9%	8.6%	10.7%	11.2%	5.4%	7.3%	3.0%	5.9%	9.4%	7.5%	3.0%	7.9%	75.3%

## 【2月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,521	602	1,497	5,422	8,964	2,532	2,629	550	1,141	542	1,570	16,485	207
最大電力需要	6,801	557	1,374	4,870	8,486	2,343	2,551	517	1,050	501	1,524	15,287	115
供給一需要	720	45	123	552	478	189	78	33	91	41	46	1,198	92
(予備率)	10.6%	8.1%	9.0%	11.3%	5.6%	8.1%	3.0%	6.4%	8.7%	8.2%	3.0%	7.8%	80.6%

## 【3月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,128	591	1,379	5,158	8,336	2,415	2,405	530	1,040	513	1,433	15,464	189
最大電力需要	6,374	530	1,294	4,550	7,723	2,201	2,332	489	966	445	1,290	14,097	111
供給一需要	754	61	85	608	613	214	73	41	74	68	143	1,367	78
(予備率)	11.8%	11.6%	6.6%	13.4%	7.9%	9.7%	3.1%	8.4%	7.7%	15.3%	11.1%	9.7%	69.8%

# 全国9社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	3,487	434	246	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,691	13,696
うち常設されている 火力	11,325	12,434	12,107	13,136	13,139
うち長期停止 火力の再稼働	0	195	133	193	193
うち緊急設置電源	0	155	255	130	130
うち自家発電買取	146	309	283	233	236
水力	992	1,167	1,109	1,031	974
揚水	1,642	1,776	1,808	1,835	1,863
地熱・太陽光・風力	28	38	124	36	36
地熱	28	31	30	33	33
太陽光	0	0	13	3	3
風力	0	7	81	0	0
融通	0	19	50	0	0
新電力への供給等	▲ 82	37	0	▲ 78	▲ 78
<b>供給力 計</b>	17,534	16,561	16,114	16,515	16,492
<b>融通前供給力 計</b>	17,534	16,541	16,064	16,515	16,492
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	15,861	15,472	14,757	15,421	15,405
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲ 87	91	91
<b>②定着節電</b>	-	-	▲ 830	▲ 705	▲ 705
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲ 187	174	174
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>	1,674 (10.5%)	1,088 (7.0%)	1,358 (9.2%)	1,094 (7.1%)	1,087 (7.1%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	7.5%	4.0%	6.2%	4.1%	4.1%
<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。

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

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



# 東3社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	1,628	341	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,247	6,215
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,965	5,934
うち長期停止火力の再稼働	0	120	35	35	35
うち緊急設置電源	0	155	248	123	123
うち自家発電買取	72	184	152	124	124
水力	472	470	390	431	395
揚水	690	771	820	922	952
地熱・太陽光・風力	11	15	58	16	16
地熱	11	15	14	16	16
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	44	0	0
融通	0	▲ 1	0	0	0
新電力への供給等	▲ 134	26	▲ 3	▲ 58	▲ 58
<b>供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,437</b>	<b>7,187</b>	<b>7,558</b>	<b>7,521</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,438</b>	<b>7,187</b>	<b>7,558</b>	<b>7,521</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>7,199</b>	<b>6,896</b>	<b>6,667</b>	<b>6,877</b>	<b>6,861</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	13	117	117
<b>②定着節電</b>	-	-	▲ 502	▲ 434	▲ 434
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲ 43	▲ 5	▲ 5
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	720 (10.0%)	540 (7.8%)	520 (7.8%)	681 (9.9%)	660 (9.6%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	7.0%	7.8%	7.8%	9.9%	9.6%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

# 北海道電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	119	95	0	0	0
火力	442	451	476	495	495
うち常設されている火力	442	447	448	456	457
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15
うち自家発電買取	-	4	14	24	24
水力	72	72	65	72	73
揚水	40	30	40	39	34
地熱・太陽光・風力	1	1	8	2	2
地熱	1	1	2	2	2
太陽光	-	-	0	0	0
風力	-	-	6	-	-
融通	0	▲29	0	0	0
新電力への供給等	▲1	2	17	▲3	▲3
<b>供給力 計</b>	<b>674</b>	<b>621</b>	<b>606</b>	<b>605</b>	<b>602</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(674)</b>	<b>(650)</b>	<b>(606)</b>	<b>(605)</b>	<b>(602)</b>

<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	579	568	552	563	563
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	6	8	8
<b>②定着節電</b>	-	-	▲30	▲24	▲24
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲3	0	0
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>	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	42 (7.5%)	39 (6.9%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	13.4%	6.2%	6.9%	4.5%	3.9%
<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。

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

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

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

# 東北電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	270	0	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,360	1,443	1,402
うち常設されている火力	1,176	1,114	1,189	1,308	1,267
うち長期停止火力の再稼働	0	35	35	35	35
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74
うち自家発電買取	9	46	34	26	26
水力	184	(注5) 144	(注5) 134	(注4) (注5) 150	(注4) (注5) 135
揚水	25	25	25	33	48
地熱・太陽光・風力	10	14	50	14	14
地熱	10	14	12	14	14
太陽光	-	-	0	0	0
風力	-	-	38	-	-
融通	0	28	0	0	0
新電力への供給等	▲ 114	22	▲ 53	▲ 102	▲ 102
<b>供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,538</b>	<b>1,497</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,538</b>	<b>1,497</b>
<b>需要想定(①、②、③加味)</b>	<b>1,470</b>	<b>1,362</b>	<b>1,372</b>	<b>1,394</b>	<b>1,378</b>
<b>需要想定(①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲ 14	▲ 2	▲ 2
<b>②定着節電</b>	-	-	▲ 30	▲ 26	▲ 26
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲ 54	▲ 48	▲ 64
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (①、②、③加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	144 (10.3%)	119 (8.6%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	3.1%	2.4%	7.5%	7.3%	5.6%
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

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

(注5) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

# 東京電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	1,239	246	0	0	0
火力	3,624	4,162	4,086	4,309	4,318
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,201	4,210
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0
うち緊急設置電源	0	147	131	34	34
うち自家発電買取	63	134	104	74	74
水力	216	254	191	(注4) 209	(注4) 187
揚水	625	716	755	850	870
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	0
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	0	0	0
融通	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲19	2	33	47	47
<b>供給力 計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,065</b>	<b>5,415</b>	<b>5,422</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,065)</b>	<b>(5,415)</b>	<b>(5,422)</b>

<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	5,150	4,966	4,743	4,920	4,920
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	22	111	111
<b>②定着節電</b>	-	-	▲ 442	▲ 384	▲ 384
<b>③その他(注3)</b>	-	-	13	43	43
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	322 (6.8%)	495 (10.1%)	502 (10.2%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	7.4%	5.3%	3.8%	7.1%	7.2%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

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

(注5) 需要および揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

# 中西6社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	1,859	93	246	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,444	7,481
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,171	7,205
うち長期停止火力の再稼働	0	75	98	158	158
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7
うち自家発電買取	74	125	131	109	112
水力	520	697	719	600	579
揚水	952	1,005	988	913	911
地熱・太陽光・風力	17	23	66	20	20
地熱	17	16	16	17	17
太陽光	0	0	13	3	3
風力	0	7	37	0	0
融通	0	20	50	0	0
新電力への供給等	52	11	3	▲ 20	▲ 20
<b>供給力 計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,124</b>	<b>8,927</b>	<b>8,957</b>	<b>8,971</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,103</b>	<b>8,877</b>	<b>8,957</b>	<b>8,971</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>8,662</b>	<b>8,576</b>	<b>8,090</b>	<b>8,544</b>	<b>8,544</b>
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲ 100	▲ 26	▲ 26
<b>②定着節電</b>	-	-	▲ 328	▲ 271	▲ 271
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲ 144	179	179
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	413 (4.8%)	427 (5.0%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	8.0%	3.4%	7.3%	1.8%	2.0%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

# 中部電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	180	0	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,008	2,286	2,300
うち常設されている火力	1,887	2,135	1,993	2,233	2,247
うち長期停止火力の再稼働	0	53	15	53	53
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	0	0	0	0
水力	111	90	87	(注4) 94	(注4) 81
揚水	314	316	288	304	305
地熱・太陽光・風力	0	0	4	3	3
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	2	3	3
風力	0	0	2	0	0
融通	0	▲63	▲5	▲194	▲180
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲8	▲7
<b>供給力計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,485</b>	<b>2,502</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,679)</b>	<b>(2,683)</b>

<b>需要想定(①、②、③加味)</b>	2,342	2,367	2,258	2,355	2,355
<b>需要想定(①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲38	11	11
<b>②定着節電</b>	-	-	▲65	▲54	▲54
<b>③その他(注3)</b>	-	-	19	56	56
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-

<b>需給ギャップ(予備率)</b> (①、②、③加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	130 (5.5%)	147 (6.3%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.5%	3.3%
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 関西電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	805	93	246	0	0
火力	1,493	1,915	1,803	1,983	1,993
うち常設されている火力	1,436	1,818	1,659	1,856	1,865
うち長期停止火力の再稼働	0	0	45	45	45
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7
うち自家発電買取	57	97	93	75	76
水力	142	283	261	(注1) 215	(注1) 209
揚水(注3)	365	359	361	302	301
地熱・太陽光・風力	0	0	8	0	0
地熱	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	0	0
風力	-	-	4	-	-
融通	0	100	0	152	149
新電力への供給等(注4)	97	20	3	3	3
<b>供給力計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,654</b>	<b>2,654</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>(2,505)</b>
<b>需要想定(①、②、③加味)</b>	<b>2,665</b>	<b>2,578</b>	<b>2,432</b>	<b>2,576</b>	<b>2,576</b>
<b>需要想定(①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲12	0	0
<b>②定着節電</b>	-	-	▲126	▲101	▲101
<b>③その他(注5)</b>	-	-	▲95	12	12
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ(予備率)</b>	<b>236</b>	<b>191</b>	<b>251</b>	<b>78</b>	<b>78</b>
(①、②、③加味)	(8.9%)	(7.4%)	(10.3%)	(3.0%)	(3.0%)
<b>要解消ギャップ</b>	<b>5.9%</b>	<b>4.4%</b>	<b>7.3%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
3%控除予備率					
<b>需給ギャップ(予備率)</b>	-	-	-	-	-
(①、②、③、④加味)					
<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年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日)における実績。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

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

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

(注6) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

# 北陸電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	219	0	0	0	0
火力	360	442	403	425	443
うち常設されている火力	360	440	400	423	441
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	3	3
水力	111	118	135	(注4) 120	(注4) 113
揚水	11	9	11	11	10
地熱・太陽光・風力	0	0	6	0	0
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	6	-	-
融通	0	▲10	0	▲7	▲15
新電力への供給等	▲76	3	0	▲1	▲1
<b>供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>564</b>	<b>555</b>	<b>548</b>	<b>550</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>需要想定 (①、②、③加味)</b>	528	526	505	519	519
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲6	▲3	▲3
<b>②定着節電</b>	-	-	▲18	▲16	▲16
<b>③その他(注3)</b>	-	-	1	10	10
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-

<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	29 (5.5%)	31 (6.0%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	15.1%	4.3%	7.0%	2.5%	3.0%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

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



# 中国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	83	0	0	0	0
火力	966	1,046	964	1,012	1,004
うち常設されている火力	965	1,046	954	1,001	992
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	1	1	11	11	12
水力	40	51	58	(注4) 51	(注4) 56
揚水	79	83	125	110	108
地熱・太陽光・風力	0	7	18	0	0
地熱	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3	0	0
風力	0	7	15	0	0
融通	0	▲47	0	▲22	▲24
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲4	▲4
<b>供給力 計</b>	<b>1,196</b>	<b>1,134</b>	<b>1,162</b>	<b>1,148</b>	<b>1,140</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(1,181)</b>	<b>(1,162)</b>	<b>(1,169)</b>	<b>(1,164)</b>
<b>需要想定(①、②、③加味)</b>	<b>1,074</b>	<b>1,045</b>	<b>995</b>	<b>1,052</b>	<b>1,052</b>
<b>需要想定(①、②、③、④加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>①経済影響等</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>▲33</b>	<b>▲23</b>	<b>▲23</b>
<b>②定着節電</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>▲17</b>	<b>▲15</b>	<b>▲15</b>
<b>③その他(注3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>▲29</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (①、②、③加味)	<b>123</b> (11.4%)	<b>89</b> (8.5%)	<b>167</b> (16.7%)	<b>96</b> (9.1%)	<b>88</b> (8.4%)
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>8.4%</b>	<b>5.5%</b>	<b>13.7%</b>	<b>6.1%</b>	<b>5.4%</b>
<b>需給ギャップ(予備率)</b> (①、②、③、④加味)	<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>

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

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

# 四国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	207	0	0	0	0
火力	412	465	426	476	478
うち常設されている 火力	412	430	412	442	443
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	22	22
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	14	12	13
水力	41	45	61	(注4)44	(注4)44
揚水	38	38	38	32	34
地熱・太陽光・風力	0	0	10	0	0
地熱	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	4	0	0
風力	0	0	6	0	0
融通	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注5)	▲60	▲10	▲11	▲13	▲14
<b>供給力 計</b>	638	538	524	539	542
<b>融通前供給力 計</b>	(638)	(538)	(524)	(539)	(542)
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	520	522	477	506	506
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	—	—	—	—	—
<b>①経済影響等</b>	—	—	▲4	▲8	▲8
<b>②定着節電</b>	—	—	▲27	▲22	▲22
<b>③その他(注3)</b>	—	—	▲12	16	16
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>	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	33 (6.5%)	36 (7.1%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	19.6%	0.0%	6.8%	3.5%	4.1%
<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。

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

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

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5)系統のつながりの関係で、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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季	
				1月	2月
原子力	365	0	0	0	0
火力	1,101	1,220	1,250	1,262	1,263
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,201	1,216	1,217
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4
うち自家発電買取	15	12	11	8	8
水力	75	110	117	76	76
揚水	145	200	165	154	153
地熱・太陽光・風力	17	16	20	17	17
地熱	17	16	16	17	17
太陽光	0	0	0	0	0
風力	0	0	4	0	0
融通	0	40	55	71	70
新電力への供給等	15	6	16	3	3
<b>供給力 計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,583</b>	<b>1,583</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,512)</b>	<b>(1,513)</b>

<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	1,533	1,538	1,423	1,536	1,536
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-
<b>①経済影響等</b>	-	-	▲7	▲3	▲3
<b>②定着節電</b>	-	-	▲75	▲63	▲63
<b>③その他(注3)</b>	-	-	▲28	69	69
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-

<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	47 (3.0%)	47 (3.0%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	9.0%	0.5%	11.1%	0.0%	0.0%
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

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

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