

電力需給検証小委員会報告書について (概要)

平成25年10月
資源エネルギー庁

報告書の主な内容

○ 2013年度夏季の電力需給の結果分析

2013年度夏季電力需給の事前想定と実績とを比較・検証。

○ 2013年度冬季の電力需給の見通し

需要面と供給面の精査を行い、各電力会社の需給バランスについて安定供給が可能であるかを検証。

○ 電力需給検証小委員会としての要請

2013年度冬季の電力需給の安定化のために取り組むべき需給対策の検討を政府に要請。

2013年度夏季の需給検証【全体】

○いずれの電力会社管内においても、最大需要日において、瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率3%を超えており、需給ひっ迫に至ることはなかった。

○2013年度夏季の各電力会社管内における需給状況(最大需要日)

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

注)ただし、関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

※総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(平成25年4月) 2

(参考1)2013年度夏季の需給検証※ 【需要面について】

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

※節電要請を行った9電力の最大需要発生日における値を合計

(参考2)2013年度夏季の需給検証※1 【供給面について】

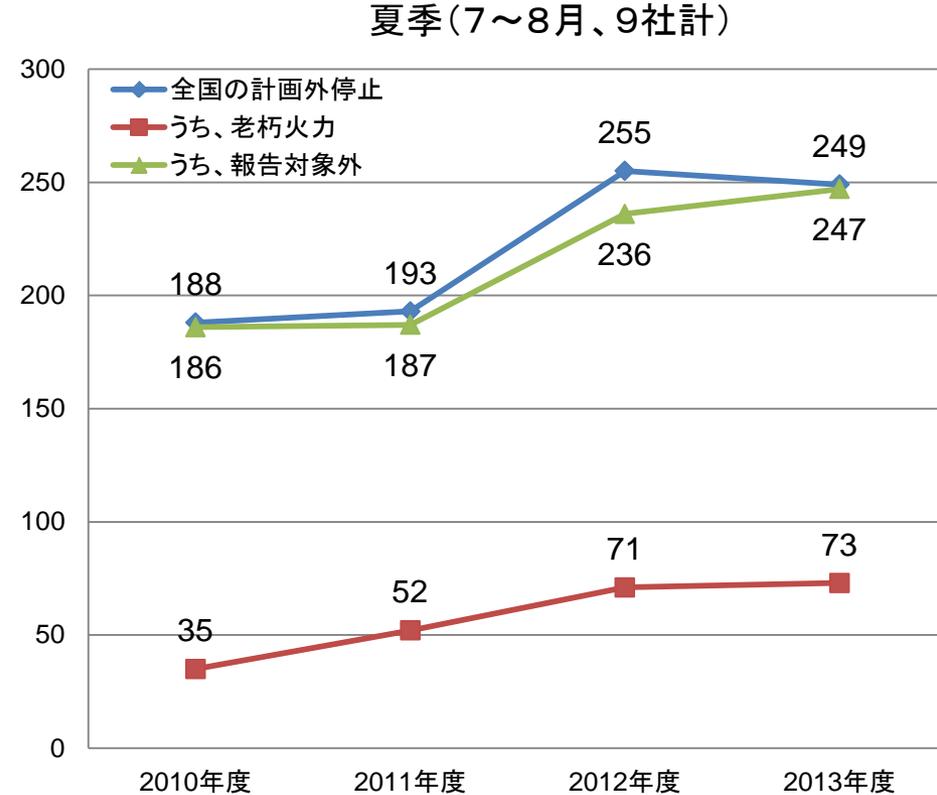
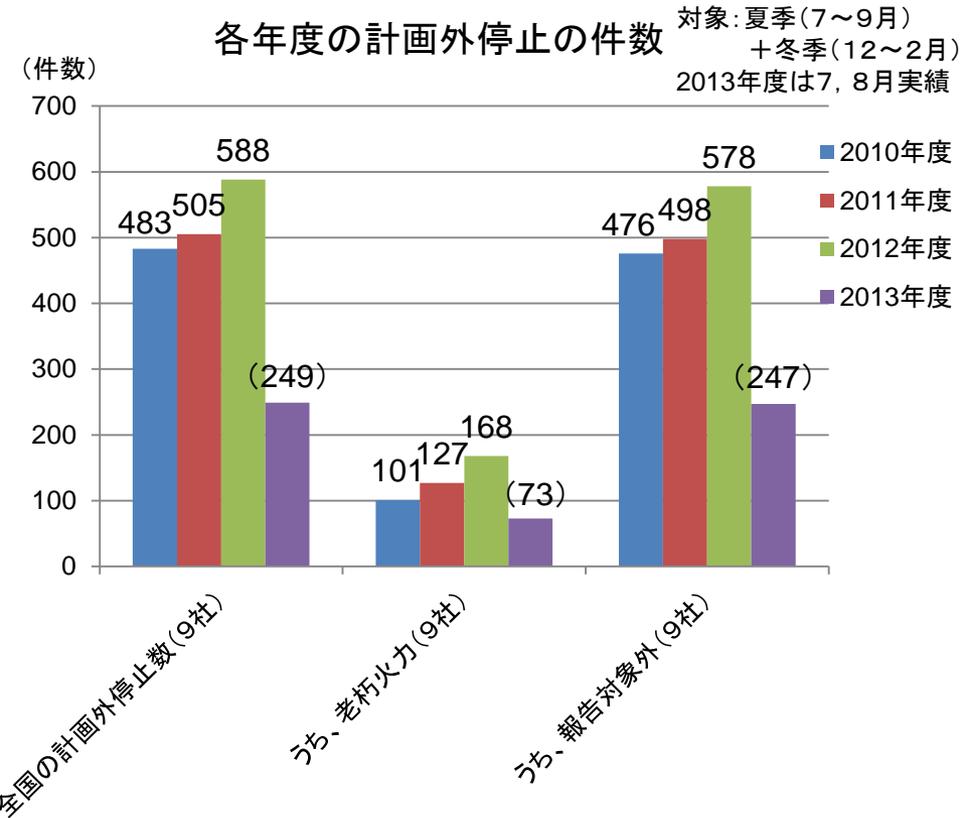
電源	実績－ 見通し (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲478		
原子力	0	—	—
火力	▲408	需給のひっ迫がなかったため、調整火力を停止したことによる減少※2。	火力発電について、計画外停止は、前年度よりも増加。
水力	+24	一部の地域では降雨量が少なかったが、全国では見通しより実績が多かった。	地域によっては、事前想定を下回ったが広域融通を前提として、概ね想定は妥当。
揚水	▲247	需給のひっ迫がなかったため、上池への汲み上げ量減少に伴う、供給力減。	—
地熱 太陽光 風力	+122	日射量の上昇と設備導入の拡大により、太陽光発電の増加。	一部の地域ではピ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

※1 節電要請を行った9電力の最大需要発生日における値を合計

※2 電力需給のひっ迫がない中で、最大需要日に稼働させなかった火力発電及び、火力発電の計画外停止も含む

(参考3) 震災以降の、火力発電所の計画外停止の推移(2010年度～2013年度)

- 震災後は原子力発電所が停止し、火力発電の稼働率が増加。計画外停止の件数は、老朽火力を含め増加傾向。
- ただし、異音発生に伴う停止等、産業保安監督部に報告義務がない、未然防止のための早期対応を含む。



注1) 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。

注2) 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。

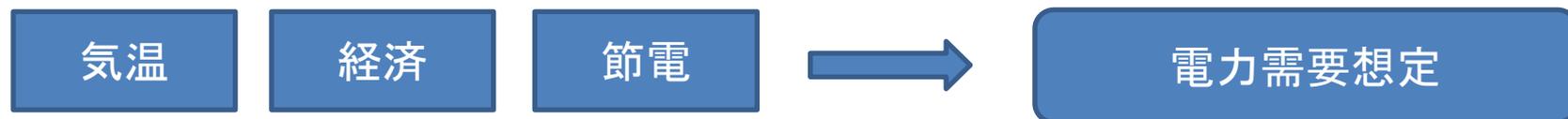
注3) 老朽火力: 2012年に運転開始から40年を経過した火力。

2013年度冬季の需給検証に当たっての基本的な考え方(①需要)

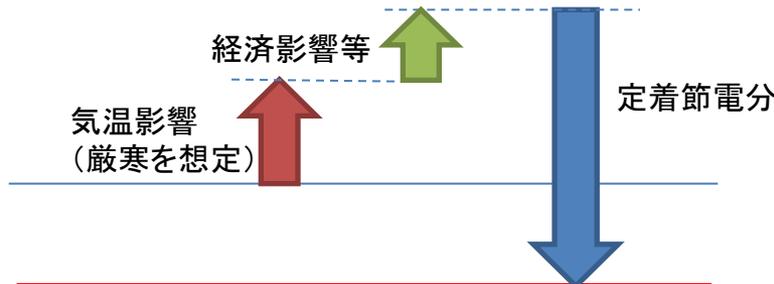
需要面

項目	想定の方
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)
経済影響	○直近の経済見通しを反映し、地域実情を考慮。
節電影響	○2012年度冬季からの節電継続率を反映。

<変動要因>



算出の方法



2010年度(基準年)冬季需要実績

- ・気温: やや寒い
- ・経済: 通常
- ・節電: なし(ベース)

2013年度冬季需要見通し

- ・気温: 厳寒を想定
- ・経済: 直近の経済見通し
- ・節電: 定着節電分

2013年度冬季の需給検証に当たっての基本的な考え方(②供給)

供給面

項目	想定の方
原子力	○全原子力発電が稼働しない前提。
火力	○保安上、定期検査せざるを得ないものを除き、稼働させて供給力を確保。 ○被災火力の再稼働等を折り込み。 等
水力	○リスクサイドに立って濁水等を想定。
揚水	○夜間の余剰電力等を踏まえ可能な限り活用。
再生可能 エネルギー (太陽光、風力)	○太陽光発電は、冬季はピーク時間帯が夕方となる地域が多いため、一部の地域を除き供給力として計上しない。 ○風力発電は水力発電同様に、利用可能な実績データをもとに下位5日平均で評価したものを供給力として計上。

2013年度冬季の電力需給見通しについて

- 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7.2%を確保できる見通しであるが、他電力からの電力融通に制約があること等から、昨年と同様に、電源脱落リスクへの特段の対応を行うことが必要。

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)

また、2013年度冬季から、風力をピーク時の供給力として一定量見込む。(これにより、北海道は予備力39万kW(予備率6.9%)→41万kW(予備率7.2%))

〇2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	7,528	604	1,500	5,424	8,974	2,502	2,655	550	1,141	542	1,584	16,502	207
最大電力需要	6,861	563	1,378	4,920	8,544	2,355	2,576	519	1,052	506	1,536	15,405	115
予備力(供給-需要)	667	41	122	504	430	147	79	31	89	36	48	1,097	92
予備率	9.7%	7.2%	8.9%	10.2%	5.0%	6.3%	3.0%	6.0%	8.5%	7.2%	3.1%	7.1%	80.6%

北電管内の発電所の計画外停止リスク
(電源脱落(最大)の過去5年平均: 114万kW)

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

燃料費増加の見通し

- 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる2013年度の燃料費の増加は、**約3.6兆円**と試算される。 ※(前回試算の3.8兆円より減少した主な要因は、2013年度の燃料価格(円建て)の想定を、直近の実績を踏まえ引き下げたため。)
- なお、今後一年間、原発全機停止が続いた場合には、燃料費の増加は**約3.8兆円**と試算される。

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

【参考】コストの諸元	LNG	石油	石炭	原子力
燃料費(2012年度)	11円/kWh	16円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
燃料費(2013年度)	13円/kWh	18円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
焚き増し分の発電電力量(2012年度)	1,250億kWh	1,186億kWh	153億kWh	—
焚き増し分の発電電力量(2013年度)	1,327億kWh	1,175億kWh	153億kWh	—

まとめ

1. 2013年度冬季は、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。
2. 但し、北海道電力管内では、他電力からの電力融通に制約があること、厳寒であり、万が一の電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全を脅かす可能性があることから、特段の対策が必要。
3. したがって、次の需給対策を講ずる必要があると考えられる。
 - ①国民の節電の取組が継続されるよう、沖縄電力を除き、引き続き節電要請を行う
 - ②特に北海道電力管内については、北海道の生産活動等に配慮しつつ、大規模な電源脱落時に電力需給がひっ迫することのないよう、数値目標付きの節電要請を含む、多重的な需要対策を講じる
 - ③需要家が積極的に節電に取り組むような仕組み(デマンドレスポンス)の取組拡大や発電所の保守・点検の確実な実施を図る 等
4. 原発の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる燃料費のコスト増は、2013年度には2010年度比で3.6兆円増の予想。コスト低減の取組が必要。