

2018年度夏季の電力需給検証について

2018年5月18日
資源エネルギー庁

1. 電力需給の検証手法

- 電力需給の検証は、広域機関において、全電気事業者から提出された供給計画等を元に技術的な分析をした電力需給の見通しを審議し、該当期間の需給状況をまとめている。
- 具体的には、エリア別に、以下の考え方に基づいて最大需要量・供給力を算定。
- **常に変動する電力需要に対応するため、各月ごとに10年に1回程度の厳気象（猛暑・厳寒）を想定した最大需要量に対して、下記のような方法で算定された供給力が3%以上となっているかどうか（3%以上予備率があるかどうか）を検証。**

最大需要量算定の考え方

過去10年の需要トレンドを基に、10年に1回程度の厳気象を考慮した厳しめの最大需要量を算定。

+ 3%以上

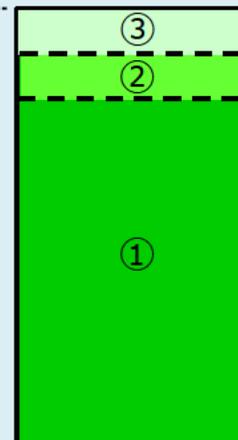
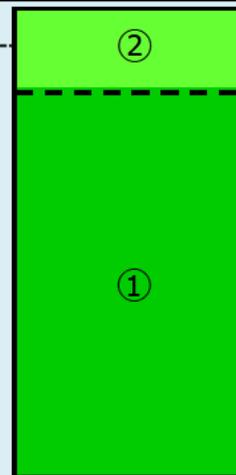
(10年に1回程度の厳気象を考慮)

過去10年の需要実績から推定
※経済状況、節電の傾向等を織り込み

最大需要量

供給力算定の考え方

- ① エリア内で小売電気事業者、一般送配電事業者が確保している供給力、
- ② エリアでの発電事業者の焚き増し、
- ③ エリア間市場取引等により他エリアから得られる供給力、を積み上げてエリア全体の供給力で算定。



①～②で3%以上を確保できるエリアの場合

供給力

①～②に加え、③を考慮することで3%を確保できるエリアの場合

2. 2018年度夏季の電力需給見通しについて

- 広域機関の検証によれば、2018年度夏季の電力需給は、10年に1回程度の猛暑を想定してもなお、エリア間の市場取引等を考慮すれば、**全エリアで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。**
- また、東日本、中西日本のブロック単位での予備率も3%以上と十分にある。

【7月】

(万kw)	東日本3エリア	北海道	東北	東京	中西日本6エリア	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	2,718	524	1,081	529	1,639	16,563	153
②供給力	7,771	496	1,420	5,856	9,980	2,875	2,975	574	1,183	579	1,794	17,751	206
③供給予備力②-①	326	54	53	219	862	248	257	50	102	50	155	1,188	53
供給予備率③÷①	4.4%	12.2%	3.9%	3.9%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	7.2%	34.9%

【8月】

(万kw)	東日本3エリア	北海道	東北	東京	中西日本6エリア	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	2,718	524	1,081	529	1,639	16,578	153
②供給力	7,802	519	1,434	5,849	9,886	2,848	2,947	569	1,172	574	1,777	17,688	208
③供給予備力②-①	342	78	52	212	769	221	229	44	91	45	138	1,111	55
供給予備率③÷①	4.6%	17.6%	3.8%	3.8%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	6.7%	35.7%

【9月】

(万kw)	東日本3エリア	北海道	東北	東京	中西日本6エリア	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①最大電力需要	6,742	428	1,298	5,016	8,168	2,348	2,446	485	918	506	1,464	14,910	146
②供給力	7,403	517	1,415	5,471	9,237	2,656	2,767	548	1,038	572	1,656	16,640	203
③供給予備力②-①	661	88	118	455	1,070	308	320	63	120	66	192	1,731	57
供給予備率③÷①	9.8%	20.7%	9.1%	9.1%	13.1%	13.1%	13.1%	13.1%	13.1%	13.1%	13.1%	11.6%	38.6%

3. 電力需給に係る対応について

- 今夏の需給は安定すると言える蓋然性があることから、昨冬に引き続き、国として特別の節電要請は実施しない方針とする。

年度	夏季	冬季
2011	<ul style="list-style-type: none"> ・電気使用制限令（電事法27条）※ ⇒東北及び東京電力管内（▲15%） ・数値目標付き節電要請※ ⇒ 関西電力管内（▲10%） 	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標付き節電要請※ ⇒関西電力管内（▲10%）、九州電力管内（▲5%）
2012	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標付き節電要請※ ⇒北海道電力管内(▲7%)、関西及び九州電力管内(▲10%)、四国電力管内(▲5%) 	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標付き節電要請※ ⇒北海道電力管内（▲7%）
2013	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標のない節電要請（9電力管内） 	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標付き節電要請※ ⇒北海道電力管内（▲6%）
2014	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標のない節電要請（9電力管内） 	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標のない節電要請（9電力管内）
2015	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標のない節電要請（9電力管内） 	<ul style="list-style-type: none"> ・数値目標のない節電要請（9電力管内）
2016	<ul style="list-style-type: none"> ・節電要請なし ※従来同様に需給ひっ迫時に備えた対策を講じている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・節電要請なし ※従来同様に需給ひっ迫時に備えた対策を講じている。
2017	<ul style="list-style-type: none"> ・節電要請なし ※従来同様に需給ひっ迫時に備えた対策を講じている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・節電要請なし ※従来同様に需給ひっ迫時に備えた対応を講じている。

※数値目標付きの地域以外は、全国的に「数値目標のない節電要請」を実施。沖縄を除く

4. 電力供給に係る現状と課題（新たな環境下での課題）

- 東日本大震災を契機とした需給ひっ迫は、節電の定着や省エネの推進、原子力発電所の再稼働等により、2016年度夏以降、節電要請の必要なレベルには至っていない。
- 他方で、電力供給を取り巻く環境は震災以降大きく変化しており、新たな環境下で以下の様な課題が顕在化しつつあり、これらの課題に対策を講じる必要がある。

①原発停止による燃料費や **F I T 賦課金等の増加**による電力コストの増大 **（震災後計約17.1兆円）**

②**火力発電の割合増加**による**CO2排出量の増加**

③非化石（ゼロエミッション）電源比率の低下（震災後低下、2030年度の非化石電源目標44%）

		2010年度実績 (震災前)	2013年度実績	2015年度実績	2016年度実績
電力 コスト	総コスト(※)	14.6兆円	18.1兆円	16.4兆円	15.6兆円
	単価(円/kWh) (※)	16.2円	21.5円	20.8円	20.1円
	再エネ賦課金	-	0.3兆円	1兆円	1.5兆円
	原発停止による 燃料費増 (試算)	-	+3.6兆円 (震災後影響最大)	+1.8兆円	+1.3兆円
電力由来CO2排出量 (億t-CO2)		4.53	5.73	5.19	5.07 ※確報値
非化石電源比率 (%)		35%	12%	15%	16% ※確報値

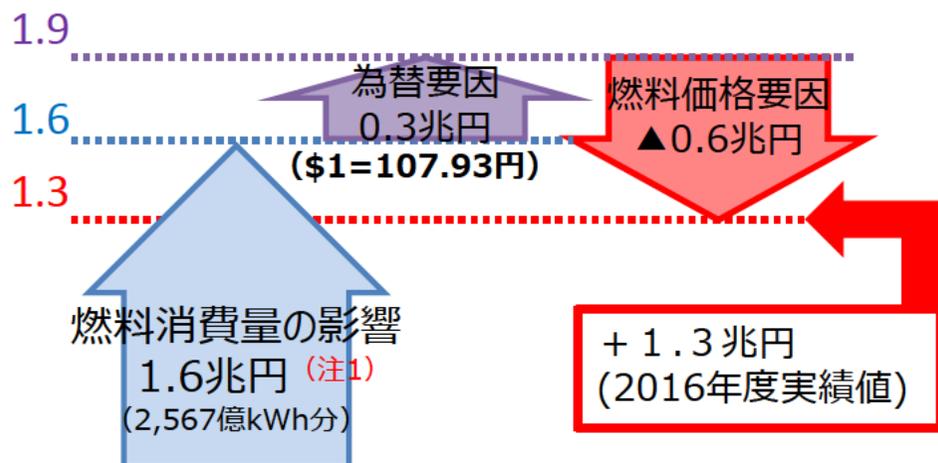
(※)総コスト及び単価は、旧一般電気事業者の実績に基づく試算

(参考) 燃料費増加の影響試算について

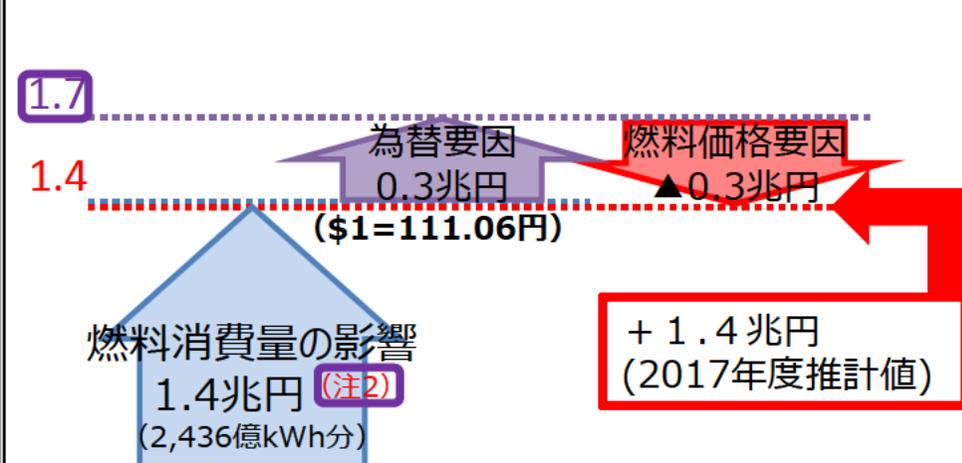
- 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焼き増しによる2017年度の燃料費の増加は、**約1.4兆円 (推計値)**と試算される。(※川内原発1・2号機、伊方原発3号機、高浜3・4号機、玄海3号機が稼働している前提)

電力9社計	2010年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度実績	2016年度実績	2017年度推計 (2018年4月時点)
総コスト	14.6兆円	18.1兆円	18.1兆円	18.4兆円	16.4兆円	15.6兆円	-
うち原発停止による燃料費増(試算)	-	+3.1兆円 (内訳) LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.6兆円 (内訳) LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.4兆円 (内訳) LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.8兆円 (内訳) LNG +0.8兆円 石油 +1.0兆円 石炭 +0.3兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.3兆円 (内訳) LNG +0.9兆円 石油 +0.5兆円 石炭 +0.2兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.4兆円 (内訳) LNG +1.1兆円 石油 +0.2兆円 石炭 +0.3兆円 原子力 ▲0.2兆円

【2010年度 → 2016年度 (実績)】



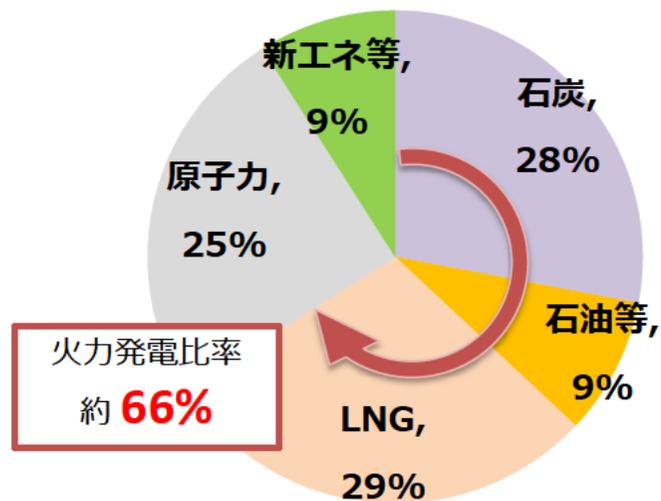
【2010年度 → 2017年度 (推計)】



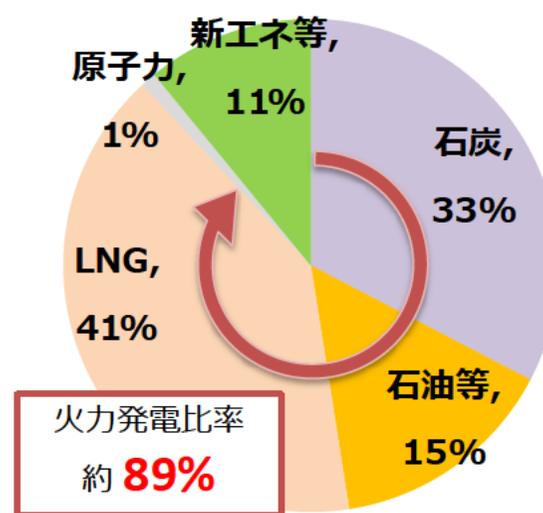
(注1) ウラン燃料費の削減による減少要因が▲0.3兆円を含む。(注2) ウラン燃料費の削減による減少要因が▲0.2兆円を含む。

(参考) わが国の電源構成の推移

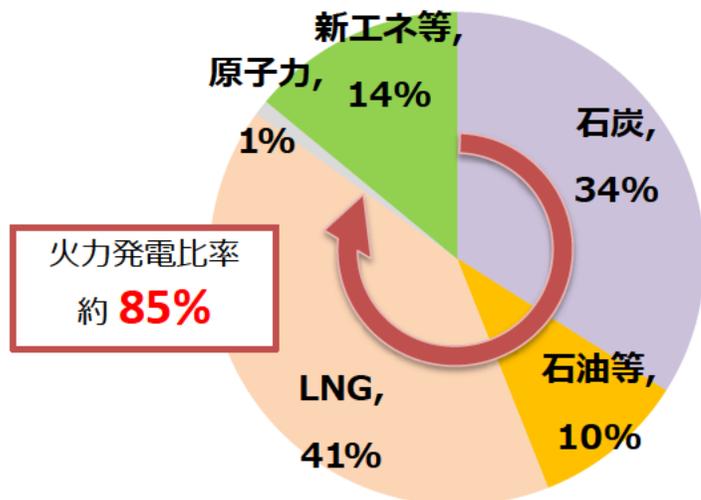
2010年度 (震災直前)



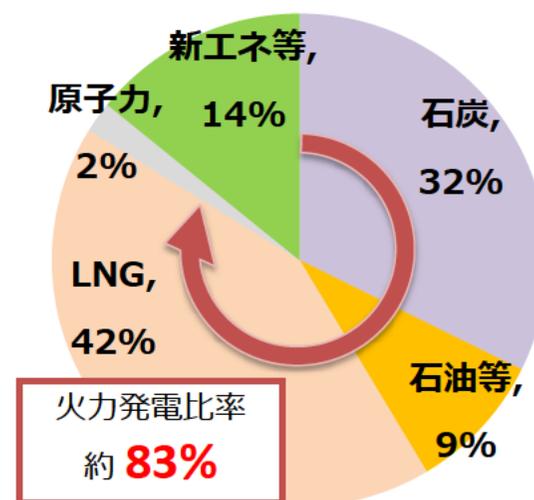
2013年度



2015年度



2016年度 (確報値)



出典：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計
※発電電力量 (単位：kWh) での比較

5. 今回及び今後の電力需給検証について

- 震災直後（2011年3月）は、原子力・火力発電所の停止に伴い供給力が大幅に減少したため、東京電力管内で計画停電を実施。その後、節電要請等を実施したが、需給状況の改善により、2016年度夏以降、節電要請は実施していない状況。
- 2016年度冬以降、広域機関において需給見通しの検証を行ってきており、中立者の専門家も交えた委員会での検討を行っていることから、今後広域機関による需給見通しの妥当性を確認(※1)し、予備率が3%を超えている場合においては、基本的に節電要請等の対応は実施しないこととしてはどうか。
- ただし、他エリアからの電力融通に制約があること、発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きい北海道エリアについては、厳寒時の電力需給の逼迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であることから、引き続き、冬季についてのみ計画外停止の過去最大級リスクにも対応できることを追加で確認するとともに、必要に応じ、緊急時ネガワット入札等の仕組み整備等の対応を審議し、公表することとしてはどうか。
- また、広域機関による電力需給見通しの妥当性の確認にあわせ、長期的な需給状況や、FIT賦課金等の増加による電力コストの状況、火力発電の割合増加によるCO2排出量の増加、自然変動電源の導入拡大に伴う需給構造の変化といった新たな環境下での課題やその対応状況を引き続き確認し、適切に公表することとしてはどうか。(※2)
- なお、電源脱落等の想定外の事態に備え、必要に応じて「需給逼迫警報」を発出できるようにする等、平時からの備えを行うこととしてはどうか。

※1：広域機関による電力需給検証報告書の公表は引き続き行うが、電力・ガス基本政策小委員会名としての報告書（夏冬の年2回）は作成しないこととする。

※2：広域機関においても、毎年度の供給計画の取りまとめに当たり、今後10年間の電力需給バランス見通しも確認している。