

2017年度冬季の電力需給見通しと 電力供給に係る現状と課題について

平成29年10月
資源エネルギー庁

1. 電力需給検証の体制

- 東日本大震災後以降、需給対策に万全を期すため、全国の電力需要が高まる夏（7月～9月）と冬（12月～3月）に電力需給の検証を実施してきたところ。
- 今冬に向け、広域機関による需給見通しを踏まえ、経産省の審議会にて検証結果の妥当性を確認した上で、今冬の需給対策と必要な対応を公表。

電力需給見通し策定
(事後検証を含む)

10/12 (木)
広域機関内の有
識者会合でとりま
とめ

=

電力広域的運営推進機関



電力需給見通し
の確認及び対応の
審議

10/24 (火)
開催

=

総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会

小委員長：山内 弘隆（一橋大学大学院商学研究科 教授）



必要な電力需給に
係る対応を公表

※記者ブリーフィング、ホームページでの公表を実施

2. 電力需給の検証手法

- 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%以上上回っているかどうか（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回程度の厳寒を考慮した厳しめの最大需要量を算定。

+ 3%以上

(10年に1回程度の厳寒を考慮)

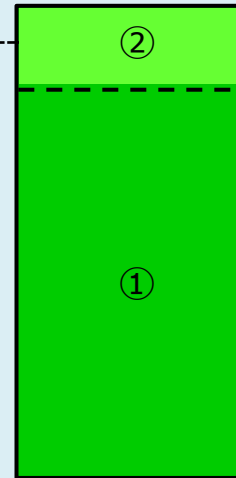
過去10年の需要実績から推定

※経済状況、節電の傾向等を織り込み

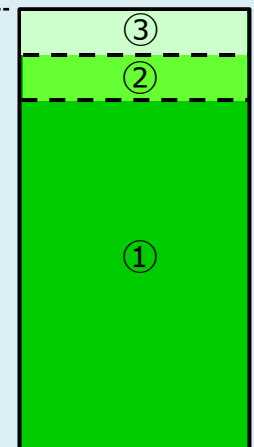
最大需要量

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〕



〔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〕

供給力

3. 2017年度冬季の電力需給見通しについて

- 2017年度冬季の電力需給は、10年に1回程度の厳寒を想定してもなお、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%以上と十分にあり、今冬の需給は安定すると言える蓋然性があることから、**今夏に引き続き、国として特別の節電要請は実施しない方針とする。**

【12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	6,517	516	1,368	4,633	7,927	2,265	2,244	489	987	477	1,465	14,444	113
②供給力	7,480	614	1,472	5,394	8,812	2,358	2,745	518	1,137	514	1,540	16,291	163
③供給予備力②-①	962	98	104	760	885	92	501	29	150	37	75	1,847	50
供給予備率③÷①	14.8%	19.0%	7.6%	16.4%	11.2%	4.1%	22.3%	5.9%	15.2%	7.8%	5.2%	12.8%	44.2%

【1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	6,818	516	1,392	4,910	8,312	2,364	2,404	512	1,041	477	1,514	15,130	117
②供給力	7,728	603	1,594	5,530	9,190	2,435	2,845	569	1,187	537	1,616	16,917	163
③供給予備力②-①	910	87	202	620	878	71	441	58	145	60	103	1,787	46
供給予備率③÷①	13.3%	16.9%	14.5%	12.6%	10.6%	3.0%	18.3%	11.3%	14.0%	12.6%	6.8%	11.8%	38.9%

【2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	6,813	516	1,386	4,910	8,312	2,364	2,404	512	1,041	477	1,514	15,125	117
②供給力	7,554	602	1,605	5,347	9,211	2,435	2,835	572	1,169	598	1,603	16,765	174
③供給予備力②-①	741	86	219	437	899	71	431	60	127	121	90	1,641	57
供給予備率③÷①	10.9%	16.6%	15.8%	8.9%	10.8%	3.0%	17.9%	11.8%	12.2%	25.3%	5.9%	10.8%	48.8%

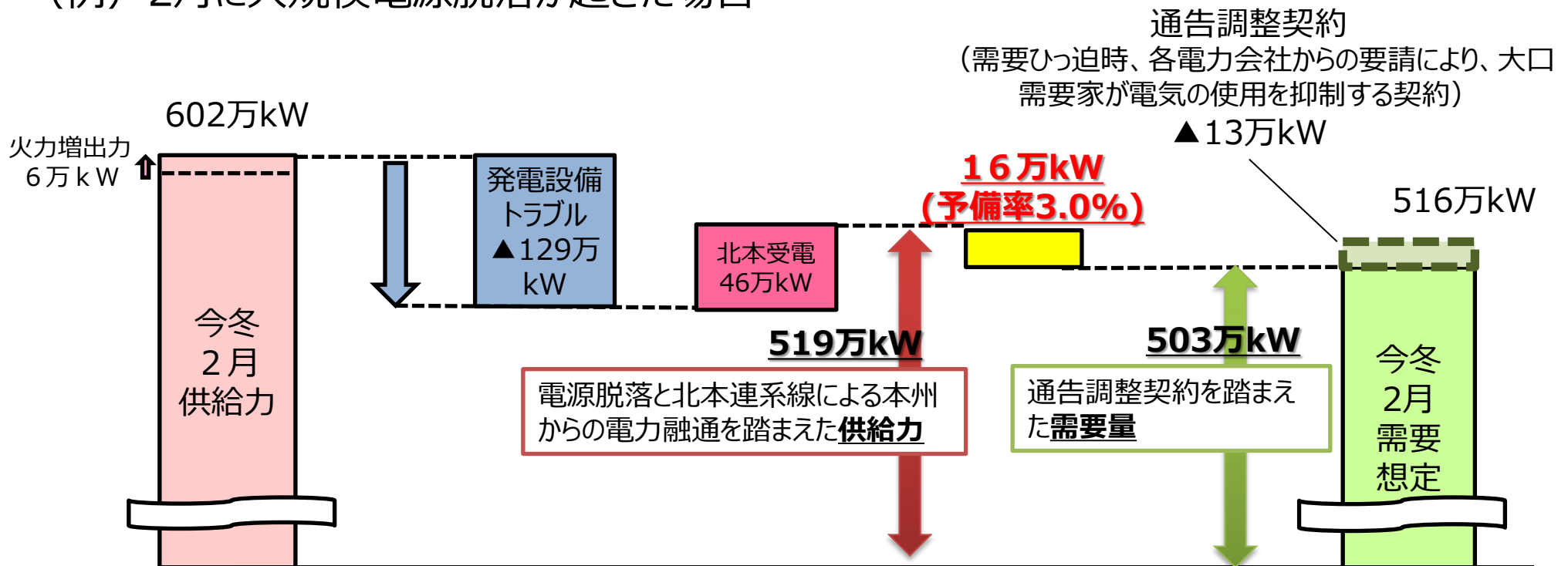
4. 北海道エリアにおける過去最大級の大規模電源脱落が生じた場合の影響について

- 北海道エリアに関しては、他電力からの電力融通に制約があることや、厳寒のため万一の電力需給ひっ迫が国民の生命・安全に関わる可能性があることから、最大需要時（H1※¹）に最大電源脱落（▲129万kW）が生じた場合の需給状況の検証を実施。
- 結果、安定供給に必要な予備率3%（約16万kW）は確保できるものの、万全を期すために追加的に需給対策※²を準備する。

※1：冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度）における最大電力需要

※2：緊急時ネガワット入札（大口需要家が使用抑制する電気を入札により買い取る手法）等の仕組みを整備。

（例）2月に大規模電源脱落が起きた場合



5. 2017年度冬季の電力需給に係る対応について

- 今冬は節電要請は行わないが、電源脱落等の想定外の事態に備え、引き続き以下の対応をとることとする。

(1) 需給ひっ迫への備え

- 大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備え、以下の対応をとる。
- ① 発電所等の計画外停止のリスクを最小限にするため、電力会社に対して、発電設備等の保守・保全の強化を求める。
- ② 電力の安定供給を確保するため、電力広域的運営推進機関に対して、エリア内の需給状況を改善する必要があると認められる時は、他の一般送配電事業者に対し、速やかに融通を指示するなどの対応を求める。
- ③ 電力会社に対して、デマンドリスポンス等、需要面での取組の促進を図ることを求める。
- ④ 産業界や一般消費者と一体となった省エネキャンペーン等を実施し、2030年度に向けた徹底した省エネの取組を進めていく。

(2) 北海道電力による対応

- 冬季の北海道の特殊性を踏まえ、計画停電を含む停電を回避するため、(1)に加え、過去最大級(129万kW)を上回る電源脱落の発生に備え、北海道電力は、大規模な電源脱落時の電力需要の削減のため、引き続き緊急時ネガワット入札^{※1}等の仕組みを整備。
※1:大口需要家が使用抑制する電気を入札により買い取る手法

(3) 需給が悪化した際には追加的な対応を検討

- 政府は、厳寒による需要の急増や、発電所の計画外停止の状況等を不断に監視し、必要に応じて更なる追加的な需給対策を検討する。北海道においては、状況に応じて計画停電回避緊急調整プログラム^{※2}の準備や、数値目標付きの節電協力要請を検討する。
※2 事業者主体による需給調整契約を活用してもひっ迫が予想される場合に、国・道・事業者が一丸となって大口需要家に対し需要抑制を依頼する契約

(4) 需給ひっ迫に備えた情報発信

- 電力需給状況や予想電力需要についての情報発信を行うとともに、民間事業者等（インターネット事業者等）への情報提供を積極的に行う。
- 上記の対策にもかかわらず、電力需給のひっ迫が予想される場合には、「需給ひっ迫警報」を発出し、節電の協力を要請する。

(参考) これまでの電力需給対策

- 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、下記の**節電要請等**を実施。
- **昨年夏以降、節電要請は実施していない。**

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。 	

※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

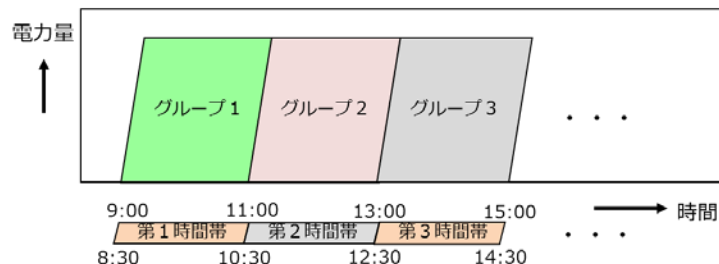
※沖縄を除く

6. 万一の事態に備えた対応

- 2016年夏季以降節電要請を実施しておらず、需給状況は比較的安定しているが、平時においてこそ震災など突発的な事象に備えておくことが重要。
- 震災直後の2011年3月には東京電力管内で計画停電を実施。その後、2011年夏季には東北電力が、2012年夏季には北海道電力、関西電力、四国電力、九州電力の4社が、節電要請を行ってもなお需給がひっ迫する恐れがあったため、ホームページに計画停電の考え方を公表するなど、各社で準備を実施した。
- 計画停電は不実施が原則ではあるが、上記以外を含む各一般送配電事業者において、電力広域的運営推進機関と協力しつつ、万一の際の備えとして運用方法など計画停電の考え方について、改めて確認・検討し、公表するべきではないか。

【公表イメージ】※

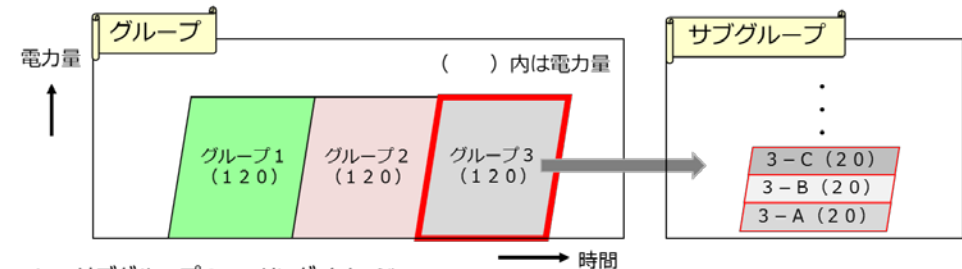
1. 時間帯・グループ・1回当たりの停電時間のイメージ



2. グループのローリングイメージ * 同じグループがいつも同じ時間帯にならないよう配慮

	第1時間帯	第2時間帯	第3時間帯	第4時間帯	第5時間帯	第6時間帯
月曜日	グループ1	グループ2	グループ3	グループ4	グループ5	グループ6
火曜日	グループ2	グループ3	グループ4	グループ5	グループ6	グループ1
水曜日	グループ3	グループ4	グループ5	グループ6	グループ1	グループ2
木曜日	グループ4	グループ5	グループ6	グループ1	グループ2	グループ3
金曜日	グループ5	グループ6	グループ1	グループ2	グループ3	グループ4
土曜日						
日曜日						
月曜日	グループ6	グループ1	グループ2	グループ3	グループ4	グループ5

3. グループ毎に仕分けするサブグループのイメージ



4. サブグループのローリングイメージ

	第1時間帯	第2時間帯	第3時間帯
○月○日			サブグループ 3-A 3-B 3-C
○月×日		サブグループ 3-D 3-E	
○月△日	サブグループ 3-F 3-A 3-B		

※イメージのため、実際に各社のホームページに公表予定のものとは差異あり

7. 電力供給に係る現状と課題①（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、昨夏以降、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15.5兆円）

②**火力発電の割合増加**による **CO2 排出量の増加**

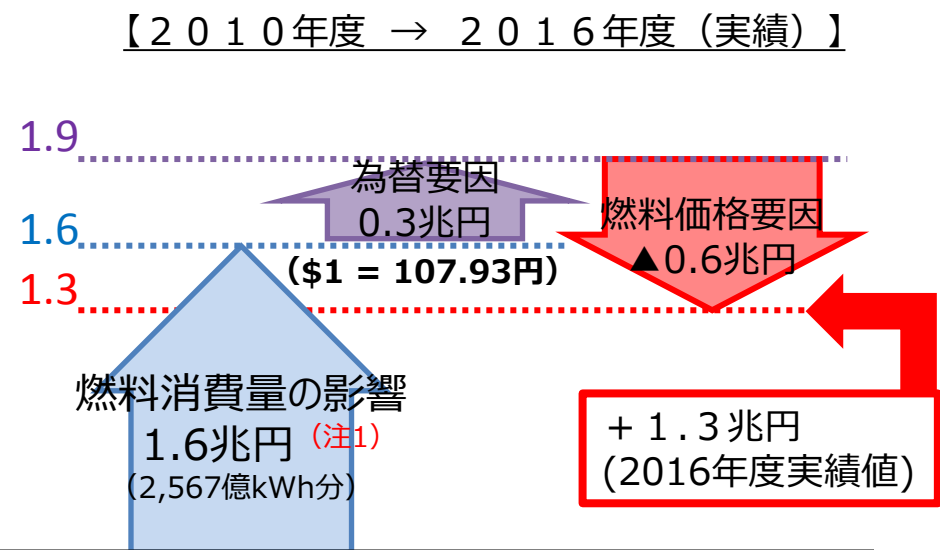
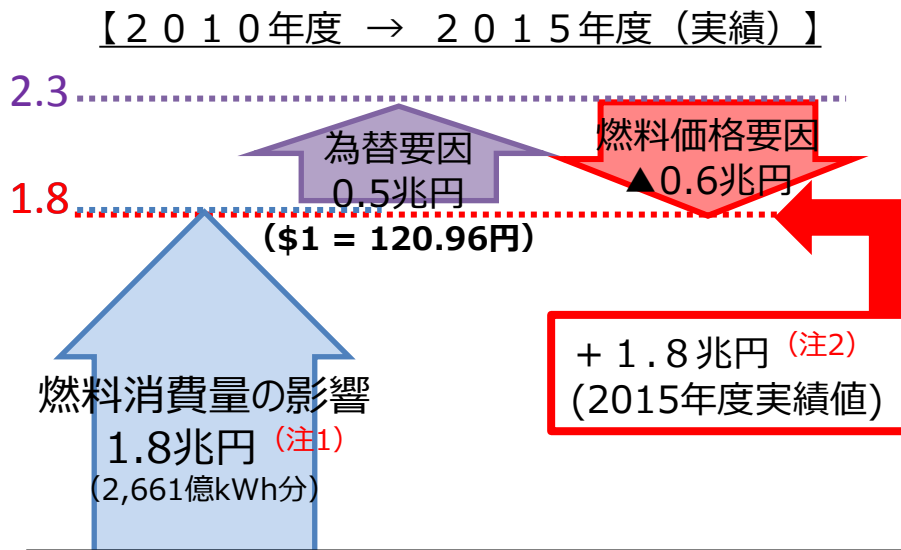
③非化石（ゼロエミッション）電源比率の低下（震災後低下、2030年度の非化石電源目標44%）

		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)		4.38	5.48	4.94	約4.70 ※推計値
非化石電源比率 (%)		35%	12%	15%	17% ※推計値

(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焚き増しによる2016年度の燃料費の増加は、**約1.3兆円**と試算される。(※川内原発1・2号機、伊方原発3号機が稼働している前提)

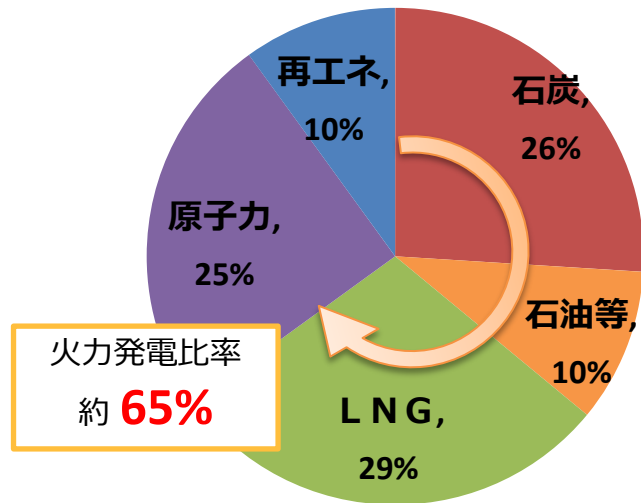
電力9社計	2010年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度実績	2016年度実績
総コスト	14.6兆円	18.1兆円	18.1兆円	18.4兆円	16.4兆円	15.6兆円
うち原発停止による燃料費増(試算)	-	+3.1兆円 (内訳) LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.6兆円 (内訳) LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.4兆円 (内訳) LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.8兆円 (内訳) 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



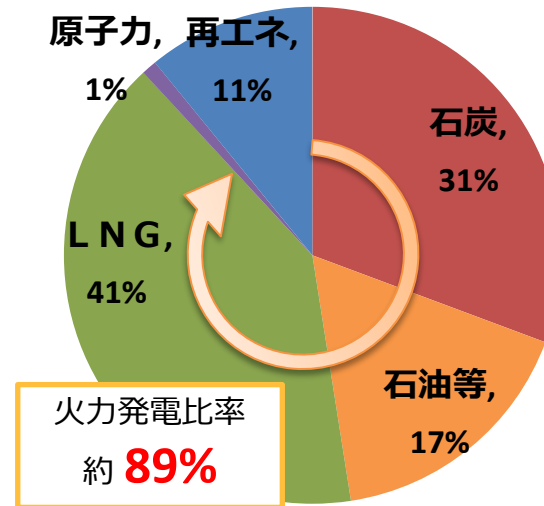
(注1) ウラン燃料費の削減による減少要因が▲0.3兆円を含む。(注2) 四捨五入の関係で単純な加算とはズレが生じている。

(参考) わが国の電源構成の推移

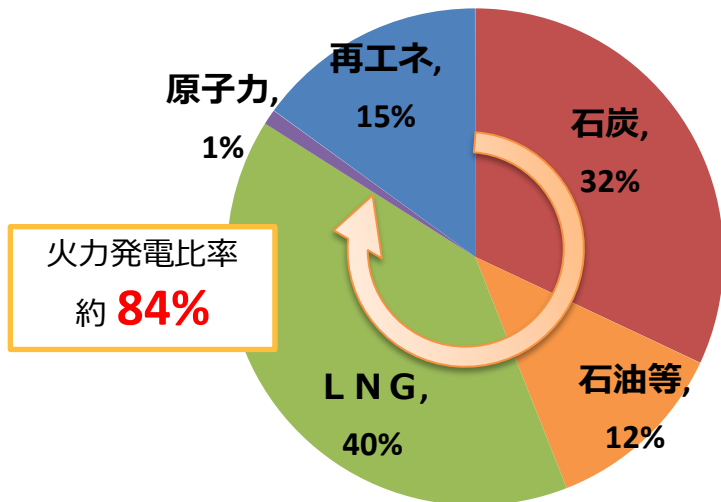
2010年度 (震災直前)



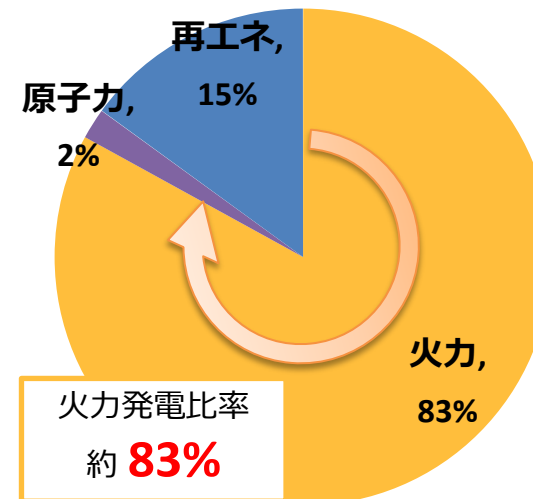
2013年度



2015年度



2016年度 (推計値)



出典：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計等

7. 電力供給に係る現状と課題②（需給構造の変化）

- 日中に発電する自然変動電源（住宅用太陽光等の自家消費される電源を含む）の導入拡大等に伴い、実需要のピークは、従来の昼頃から夕方にシフト。
- また、気象条件等により発電量が大きく変動する電源が大量に系統に接続されることにより、需給が逼迫していない時期（電力量（kWh）が十分に確保されている場合）であっても、自然変動電源の発電量の変動に対応する調整電源を十分に確保する必要が生じる。

一日の需給ロードカーブ（低需要期におけるイメージ）

