

電力需給検証報告について

平成28年12月13日
電力広域的運営推進機関

電力需給検証報告について

本年8月30日、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第8回電力基本政策小委員会・基本政策分科会第16回電力需給検証小委員会において、電力需給検証の作業の場を同委員会から、当機関に移管することとなった。

これを受け、当機関において、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における審議を経て、電力需給検証報告書を取りまとめ、10月18日、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第1回電力・ガス基本政策小委員会において要点を報告（別紙1参照）するとともに、同日、当機関ウェブサイト※に公表した。

政府としての2016年度冬季の電力需給対策については、10月28日、電力需給に関する検討会合において取りまとめられている（別紙2参照）。

【審議経過】

- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
 - 第8回委員会（平成28年10月6日）
議題 2016年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しについて
 - 第9回委員会（平成28年10月14日）
議題 2016年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しについて
- 第83回理事会（平成28年10月18日）
第5号議案 電力需給検証結果の取りまとめについて

（参考）

- 平成28年度 第3回 北海道地域電力需給連絡会（平成28年11月16日）において「電力広域的運営推進機関」の役割と今冬の需給対策について説明

※電力需給検証報告書については下記に公表

https://www.occto.or.jp/koiki/koukai/2016_denryokujukyuuukenshouhoukokusho.html

2016年度夏季の電力需給実績と 冬季の電力需給見通しについて

平成28年10月18日
電力広域的運営推進機関



主な内容

■ 2016年度夏季の電力需給実績の検証

電力需給検証小委員会による事前想定と今夏の実績を比較検証*した。

*想定時と同様に旧一般電気事業者の需給を対象に検証

■ 2016年度冬季の電力需給見通し

厳寒となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積上げを行い、安定供給が可能かどうか、各エリア全体の需給バランスを検証した。

追加検証として、厳寒時において発電機の停止や送電線1回線事故等の単独故障(N-1故障)が発生した場合の影響も確認した。

従来と今回の電力需給検証(冬季需給見通し)の違い

	従来	今回
対象	旧一般電気事業者の需給	各エリア全体の需給
供給力	発受電端 ^{※1} ベース	送電端ベース
	旧一般電気事業者の供給力を積上げ	小売電気事業者、一般送配電事業者が調達した供給力、発電事業者の発電余力を積上げ
評価基準	厳寒H1需要に対し、供給予備率3%以上を確保できているかどうかを確認	左記に加え、厳寒H1需要発生時に、さらにN-1故障が発生した場合の影響を確認



※1 旧一般電気事業者の発電所の発生電力端の電力、及び他社の発電所で発電された電力のうち一般送配電事業者の流通設備を通じて需要家に供給された電力の受電地点における値を合計したものをいう。

2016年度夏季の電力需給実績の検証

2016夏季：最大需要日の電力需給実績

- 需要は全国大で見れば見通しを下回る実績となり、十分な予備率が確保できたことから、需給状況は安定していた。

旧一般電気事業者	節電目標	実績					見通し※1		
		最大需要日 (ピーク時間帯)	最高気温 (°C)	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
北海道電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	30.4	405	500	23.6%	428	515	20.2%
東北電力	なし	8月5日(金) (14~15時)	32.7	1,228	1,550	26.2%	1,412	1,514	7.3%
東京電力	なし	8月9日(火) (14~15時)	37.2	4,660	5,267	13.0%	4,810	5,201	8.1%
中部電力	なし	8月8日(月) (14~15時)	37.8	2,425	2,690	11.0%	2,567	2,739	6.7%
関西電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	36.3	2,375	2,582	8.7%	2,567	2,778	8.2%
北陸電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	34.2	516	571	10.8%	545	605	11.1%
中国電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	35.1	1,042	1,161	11.5%	1,114	1,259	13.0%
四国電力	なし	8月22日(月) (14~15時)	36.0	535	624	16.8%	543	574	5.8%
九州電力	なし	8月22日(月) (15~16時)	35.1	1,455	1,659	14.0%	1,564	1,782	13.9%
沖縄電力※2	なし	7月4日(月) (14~15時)	33.6	155	215	38.4%	154	224	45.7%

※1 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(2016年4月)

※2 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。

※ 最大需要・供給力は、発受電端電力

2016夏季：最大需要日の需要実績

- 需要実績は全般的に見通しを下回る結果となった(9社計で▲909万kW)。
- 実績と見通しとの差の内訳では、想定ほどの猛暑とならなかったエリアが多かったことによる気温影響(同▲548万kW)が最も大きな割合を占めるが、経済影響(同▲124万kW)、節電影響(同▲237万kW)もそれぞれ需要を押し下げる要因となった。

(発受電端、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社計
最大需要(見通し)	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
最大需要(実績)	6,293	405	1,228	4,660	8,348	2,425	2,375	516	1,042	535	1,455	14,641
実績－見通し	▲ 357	▲ 23	▲ 184	▲ 150	▲ 552	▲ 142	▲ 192	▲ 29	▲ 72	▲ 8	▲ 109	▲ 909
気温影響等	▲ 290	▲ 7	▲ 111	▲ 172	▲ 258	▲ 91	▲ 44	▲ 26	▲ 38	+ 8	▲ 67	▲ 548
経済影響等	+ 20	▲ 2	▲ 62	+ 84	▲ 144	▲ 58	▲ 28	+ 2	▲ 30	▲ 9	▲ 21	▲ 124
節電影響	▲ 87	▲ 14	▲ 11	▲ 62	▲ 150	+ 7	▲ 120	▲ 5	▲ 4	▲ 7	▲ 21	▲ 237

見通しの前提

- ・気温影響：2010年度並みの猛暑を想定。但し、東京及び中部は2015年度、関西及び九州は2013年度並みの猛暑を想定。
- ・経済影響：電力管内毎に直近の経済見通し(GDP、鉱工業生産指数)等を踏まえ想定。離脱による需要減を含む。
- ・節電影響：2015年度の節電実績にアンケート調査で把握した定着率を乗じて想定。



2016夏季：節電実績の推移

- 今夏は、東日本大震災以降、初めて政府による節電要請が行われなかったが、節電の実績は過去3年間と同程度であり、節電が広く定着していることが窺われる。

節電の目標と実績

(発受電端、万kW)

夏季節電	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	
2013年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲44	▲80	▲764	▲140	▲324	▲30	▲51	▲39	▲185
2014年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲43	▲76	▲805	▲155	▲371	▲30	▲52	▲42	▲172
2015年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲49	▲79	▲796	▲175	▲430	▲30	▲55	▲44	▲169
2016年度	目標	(節電要請なし)								
	実績	▲56	▲78	▲797	▲140	▲482	▲30	▲51	▲46	▲169

※ 節電実績＝2010年度需要実績－各年度の需要実績(気温等調整後)



2016夏季：最大需要日の供給力実績

7

- 最大限の需要にも対応できる供給力を見込んでおり、また、当日の需給状況による火力機の運用停止があることから実績合計は想定を下回る結果となった。保守的に見ていた再エネは想定を大きく上回った。

(9社計)	実績 (万kW)	見通し (万kW)	実績－見通し (万kW)	差の主な要因
合計※1	16,604	16,967	▲363	
原子力	273	178	+95	伊方原発3号機の試運転等による
火力※2	12,187	12,962	▲775	計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止(需給停止)による
水力	1,176	1,233	▲57	一部地域の降水量少、ダム水位の低下による運用変更等による
揚水	1,866	2,061	▲195	需給状況を考慮した日々の運用による
地熱 太陽光 風力	1,616	768	+848	太陽光・風力の出力比率が想定以上となったことによる(想定では安定的に見込める量として下位5日の平均値を採用)
融通調整	0	0	0	—
新電力への供給等	▲512	▲238	▲274	卸電力取引所への売電増等

※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

※2 見通しには予備力を含む一方、実績は需給状況に応じ運用停止があるため、基本的には実績が想定を下回る傾向となる。

※ 実績・見通しは発電電端電力。実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは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(2016年4月)による。



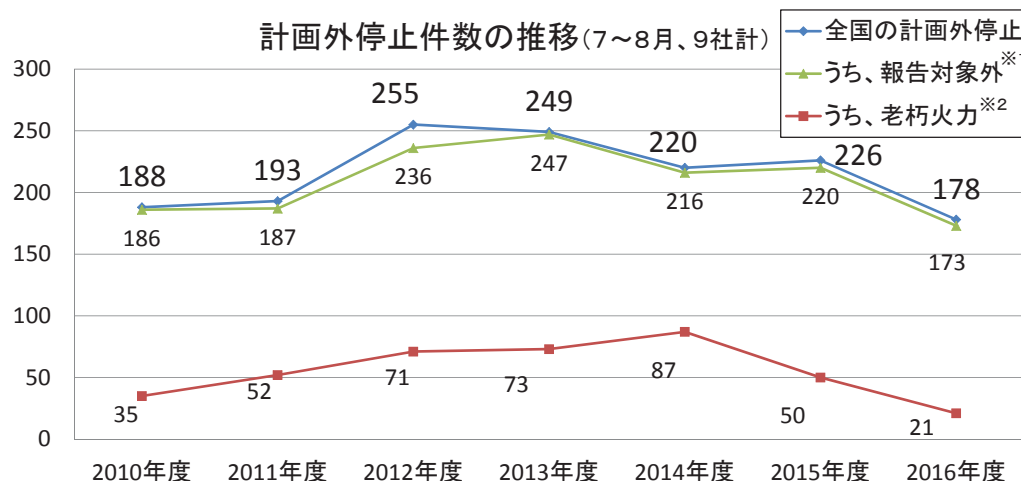
2016夏季：火力発電の計画外停止

8

- 東日本大震災後、火力発電の稼働率が上昇、計画外停止*の件数も増加傾向だったが、今夏の計画外停止の件数は、震災後初めて震災前を下回った。

*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

- 新規火力発電所の運開や原子力発電所の再稼働により、運転開始から40年以上経過した老朽火力の休廃止が進んでいるため、計画外停止は減少傾向にある。



※1 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となる。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は報告対象外である。

※2 2012年年度末に運転開始から40年を経過した火力。



- 供給面では、火力発電の計画外停止件数が震災前を下回るなど、十分な供給力が確保できたこと、需要面では、ほとんどの地域で想定ほどの猛暑とはならず、節電の定着も相俟って、全国大で見れば需要が想定を大きく下回ったことから、今夏の需給は最大需要日においても安定した状況であったといえる。
- これは、発電事業者が、昨年までと同様に巡視点検の強化や定期検査の延期等を行って適切に夏に備えたことに加え、国民が節電の努力を継続していることによって実現したものであり、安定供給の維持のため、今後もこうした取組みが継続されることを期待したい。
- なお、今回の検証を通じ、節電が相当程度定着している状況を確認できたことから、来年以降、実態を踏まえた検証ができるよう、需要想定への反映について検討を進めてまいりたい。

(参考) 最大需要日のエリア全体の電力需給実績

- 旧一般電気事業者以外の電気事業者も含む、エリア全体の需給についても確認した。

エリア	実績					猛暑H1想定※1			
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	想定月	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
北海道	8月8日(月)	16～17時	425	520	22.4%	8月	449	530	18.0%
東北	8月5日(金)	14～15時	1,286	1,606	24.8%	8月	1,409	1,495	6.0%
東京	8月9日(火)	14～15時	5,332	5,985	12.2%	8月	5,627	5,781	2.7%※2
東3エリア	—	—	7,043	8,111	15.1%	—	7,485	7,806	4.3%
中部	8月8日(月)	14～15時	2,491	2,717	9.1%	8月	2,578	2,728	5.8%
関西	8月22日(月)	13～14時	2,657	2,917	9.8%	8月	2,785	2,954	6.0%
北陸	8月25日(木)	14～15時	497	552	11.0%	8月	517	578	11.8%
中国	8月25日(木)	14～15時	1,058	1,180	11.5%	8月	1,108	1,269	14.5%
四国	8月22日(月)	14～15時	532	606	14.1%	8月	531	570	7.3%
九州	8月22日(月)	14～15時	1,550	1,738	12.1%	8月	1,622	1,783	9.9%
中西エリア	—	—	8,785	9,710	10.5%	—	9,141	9,882	8.1%
9エリア計	—	—	15,828	17,821	12.5%	—	16,626	17,688	6.4%
沖縄	8月24日(月)	13～14時	149	206	38.2%	8月	148	214	44.6%
10エリア計	—	—	15,977	18,027	12.8%	—	16,774	17,902	6.7%

※1 当機関の第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成28年6月28日)事務局資料より。供給計画の需要をベースに気温影響を加味した猛暑H3需要を想定、さらにH1/H3比率等を用いて猛暑H1需要を想定したもの。

※2 東京エリアの想定予備力が3%を下回ったが、追加的な需給対策により、3%を確保できることを同委員会で確認済。

※ 最大需要・供給力は、送電端電力。

2016年度冬季の電力需給見通しの検証

2016冬季見通し：検証の前提

■ 需要

- 従来同様、2010年度をベース※1に、厳気象・節電を考慮してエリア別最大需要電力「厳寒H1需要」を想定(送電端電力)。

■ 供給力

- 保守的に見積もることを前提に、十分内容を精査し供給力を積上げ。
- 具体的には、以下①～③を合計したものを供給力として見込む。
 - ①小売電気事業者が調達した供給力※2
 - ②一般送配電事業者が調整力として調達した供給力
 - ③発電事業者が販売未定で保有している供給力(発電余力)
(発電余力は、エリア間取引で活用されることも想定されるが、今回の算定では、発電所所在地の各エリアの供給力として計上)
- 各電気事業者の供給計画の他、以下事業者から報告を求めデータを収集、分析。
 - 旧一般電気事業者※3、及び昨年度供給量5億kWh以上の小売電気事業者 計28社
(全体の供給量の約99%をカバー)
 - 平成28年度供給計画で、昨年度末時点の発電出力合計が50万kW以上の発電事業者 計14社
(旧一般電気事業者分を含め、エリア全体の火力の供給量の約95%をカバー)

■ 評価方法

- 電力の安定供給に最低限必要な供給力として、従来、最低でも3%の予備率を確保する必要があるとされてきた。今回もこの基準を踏襲する。

※1 気温が低くなるリスクを考慮し、過去10年の中で最も厳寒だった2011年度冬季並みを想定する。但し、北海道エリアは更に厳寒であった2010年度、東北及び東京エリアは2013年度、沖縄エリアは2015年度冬季並みを想定する。

※2 常時バックアップや自家発余剰受電については既受給契約に基づき安定的に供給されると見込める分のみを供給力に計上。また、卸電力取引所での取引分は先渡取引において既に約定した分のみ計上。

※3 一般送配電事業者、旧一般電気事業者である発電事業者及び小売電気事業者を含む

- 12月、1月の中部エリア以外は、最大需要発生時においても、安定供給のために最低限確保すべき供給予備率3%を上回っている。
- 中部エリアでは、供給力に計上しなかったエリア間の市場取引分(未契約分)を考慮すれば、予備率3%を確保できる見通し。(⇒次ページ参照)

2016年度冬季需給バランス(厳寒H1)

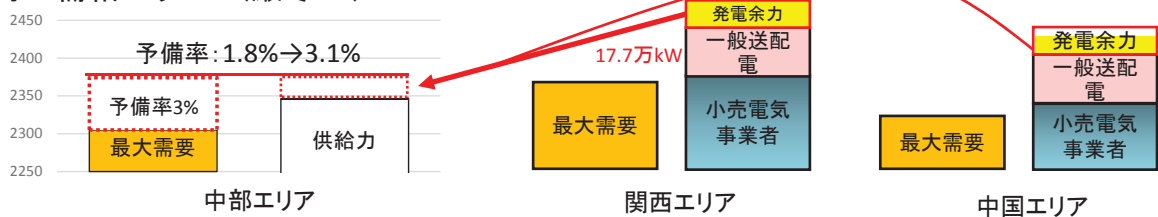
(送電端,万kW%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,346	536	2,737	1,192	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	41	41	228	186	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	10.8	45.5
予備率3%確保に対する不足分						28							
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,446	569	2,823	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	65	54	249	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備率3%確保に対する不足分						7							
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	158	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備率3%確保に対する不足分													
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備率3%確保に対する不足分													

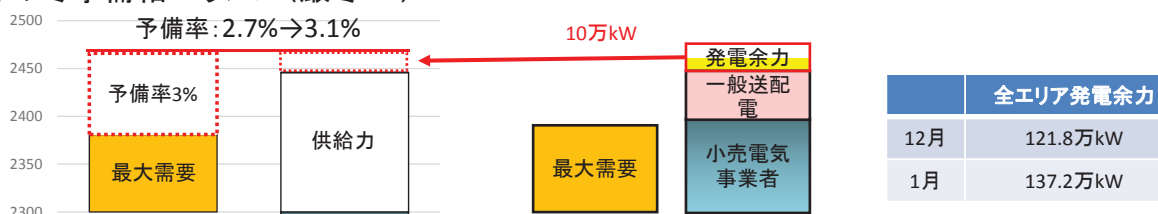
(参考) 中部エリアの供給力確保見通し

- 供給予備率が3%に達しないのは、小売電気事業者が、今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等を通じて調達することとしている「調達先未定分」を供給力として見込んでいないことが影響していると考えられる。
- 下図のとおり、関西、中国エリアに存在する発電余力だけでも、中部エリアで不足している予備力は十分賄える。今後、全国発電余力が卸電力取引市場に投入される蓋然性は高いと考えられることから、最終的に中部エリアの予備率3%は確保できるものと判断できる。なお、こうした余力の扱いについては今後の課題。

12月の需給バランス(厳寒H1)



1月の冬季需給バランス(厳寒H1)



全エリア発電余力	
12月	121.8万kW
1月	137.2万kW

- 厳寒H1需要発生時において、発電機の停止や送電線1回線事故等の単一故障(N-1故障)が発生した場合の需給バランスについても検証した。
- 結果、東京(2月)、中部(12月、1月)の両エリアでは、供給予備力が3%を大きく下回ったが、追加的な需給対策(次頁参照)を行うことにより、両エリアとも予備力3%を確保できることが確認できた。

厳寒H1 + N-1故障発生時の需給バランス (送電端万kW)

【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	1	-3	314	-123	-38	67	61	-55	78	24
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	2	13	-76	-102	-26	86	41	-49	2	20
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	-1	10	-182	-66	-37	73	32	-55	23	33
【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	37	39	-31	-14	-44	272	85	-34	154	33

※1: 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載



(参考) 追加的な需給対策メニュー

- 東京・中部エリアにおける運用上の追加的な対策メニューとその効果量は以下のとおり。

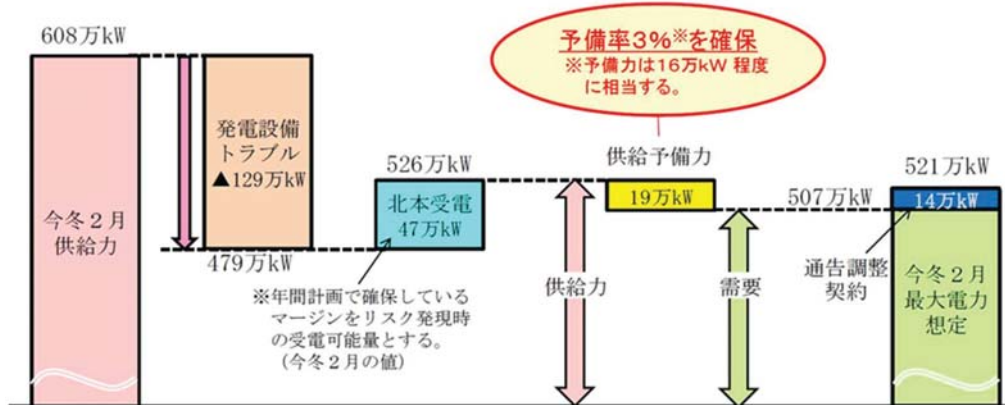
エリアの運用上の需給対策		効果量(万kW)			備考
		中部 12月	中部 1月	東京 2月	
①	エリア間取引等 (FC活用なし)	60Hz		50Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連 系線空容量範囲内で計上
		166	157	93	
②	火力機の過負荷運転	9	14	39	発電事業者からヒアリングにより 当該エリア分のみを計上
①+②市場取引等による需給対策		175	171	132	
③	エリア間取引等 (FC活用)	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連 系線空容量範囲内で計上
		98	93	0	
①+②+③市場取引等による需給対策		273	264	132	
④	当機関による逼迫時の指示	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連 系線マージン範囲内で計上
		67	72		
		33	34	73	
⑤	契約に基づく需要抑制	72	72	92	小売電気事業者からのヒアリング により計上
④+⑤広域機関等による需給対策		172	178	200	
合計		445	442	332	



- 以下の北海道エリアの特質を踏まえ、過去最大級のリスクである計画外停止による供給力減少(129万kW※)にも対応できることを追加で確認した。

※北海道エリアにおける過去10年で最大の供給力減少(129万kW)

- ①他エリアからの電力融通に制約があること（北本連系線のマージン分47万kWまで）
- ②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こと(最大機である苫東厚真発電所4号機(石炭、70万kW)の停止は、予備率12.7%の喪失に相当)
- ③厳寒であり、電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全に及ぼす影響が甚大であること



注：四捨五入の関係で、合計や差引が合わない場合がある。

※第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成28年10月6日)資料2-1 参考資料3 一部抜粋

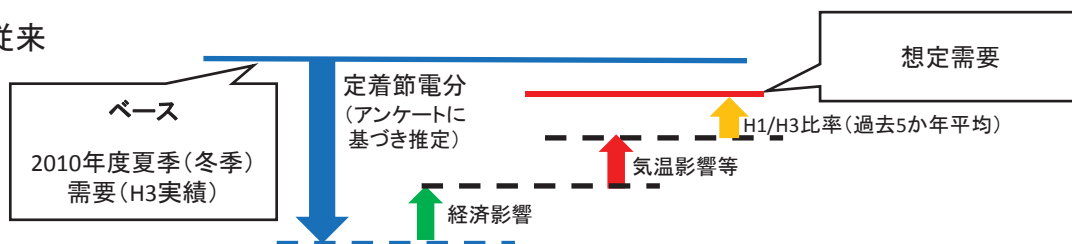
注：供給力には、火力増出力運転分含む

2016冬季見通し：まとめ

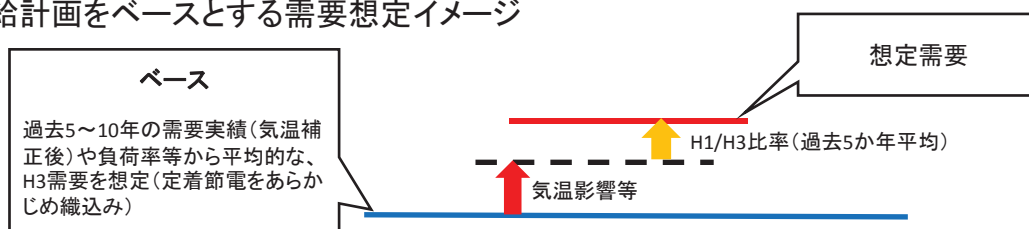
- 今冬が、至近10か年で最も厳寒となった場合でも、市場取引等を考慮すれば全国的に安定的な電力供給に必要な供給予備率3%が確保できる見通しである。
- また、厳寒H1需要発生時において、発電機の停止や送電線1回線事故等の単一故障(N-1故障)が発生した場合においても、火力発電の過負荷運転、当機関による需給ひっ迫時の供給指示等の追加的な対策を行うことにより、全国で予備力3%を確保できることが確認できた。さらに、北海道エリアについては、その特質を踏まえ、計画外停止の過去最大級のリスクにも対応できることを追加で確認した。
- 当機関としては、上記の需給ひっ迫時対応を担っていることの責任を自覚し、24時間体制での需給監視を引き続き適切に遂行するとともに、各エリアにおいて系統運用を担う一般送配電事業者、及びその他の電気事業者と密に連携し、万一の緊急時に即応できる協調体制を構築、維持してまいり所存。

- 今後、当機関が、夏季及び冬季の需給検証の作業を引き続き担っていくに当たっては、需要想定の手法を、当機関が供給計画の取りまとめ等において実施している方法に変更し、需給バランス評価の一貫性を確保することとしたい。
- 具体的には、節電が定着している程度や、経済見通しによる需要の変動など様々な要因について、エリアごとの特性をより適切に織り込めるよう、供給計画を需要想定の基本とする。

●従来



●供給計画をベースとする需要想定イメージ



2016年度冬季の電力需給対策について

2016年10月28日
電力需給に関する検討会合

2016年度冬季の電力需給見通しについては、経済産業省の総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会の下に設置した「電力・ガス基本政策小委員会」において、電力広域的運営推進機関からの報告を踏まえつつ、第三者の専門家による検証を行った。

政府としては、いかなる事態においても、国民生活や経済活動に支障がないよう、エネルギー需給の安定に万全を期すべく、電力・ガス基本政策小委員会による需給見通しを踏まえて、2016年度冬季の電力需給対策を決定する。

1. 2016年度冬季の電力需給見通し

2016年度冬季の電力需給は、2011年度冬期並み(北海道エリアについては2010年度並み、東北及び東京エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2015年度並み)の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、卸電力取引市場の活用等が行われることで、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である。

ただし、北海道エリアについては、他電力からの電力融通に制約があること、発電所1機のトラブル停止が予備率に与える影響が大きいこと、厳寒により万一の電力需給ひっ迫が生じた場合、国民の生命、安全を脅かす可能性があることなどの北海道の特殊性を踏まえ、リスクへの特段の備えが必要である。

<2016年12月の電力需給見通し>

(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	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	2,509	495	1,006	491	1,355	14,723	114
②供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,376	2,720	536	1,179	537	1,558	16,314	166
②供給-①需要 (予備率)	846 (12.9%)	83 (16.0%)	96 (7.1%)	667 (14.2%)	745 (9.1%)	71 (3.1%)	211 (8.4%)	41 (8.3%)	173 (17.2%)	46 (9.3%)	203 (15.0%)	1,591 (10.8%)	52 (45.5%)

<2017年1月の電力需給見通し>

(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	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	2,574	515	1,057	491	1,479	15,449	116
②供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,456	2,813	569	1,225	542	1,610	16,686	165
②供給-①需要 (予備率)	518 (7.5%)	85 (16.2%)	113 (8.0%)	321 (6.4%)	718 (8.5%)	75 (3.1%)	239 (9.3%)	54 (10.5%)	168 (15.9%)	51 (10.4%)	131 (8.9%)	1,237 (8.0%)	48 (41.5%)

2. 2016 年度冬季の電力需給対策

(1) 需給ひっ迫への備え(全国共通の対策)

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として、以下の対策を行う。

- 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・保全を強化することを要請する。
- 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、電力会社管内の需給状況を改善する必要があると認められる時は、他の電力会社に対し、速やかに融通を指示するなど必要な対応を講じることを要請する。
- 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要請する。
- 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) 北海道電力における対策

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、緊急時ネガワット入札等の仕組みを整備する。

(3) 追加的な需給対策の検討

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。特に北海道においては、状況に応じて、計画停電回避緊急調整プログラムの準備や、数値目標付きの節電協力要請を検討する。

(4) ひっ迫に備えた情報発信

- ① 電力会社は、電力需給状況や予想電力需要についての情報発信を自ら行うとともに、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。
- ② 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、政

府は、「需給ひっ迫警報」を発出し、節電の協力を要請する。