

第2号議案

電力需給検証結果の取りまとめについて

(案)

平成29年度（2017年度）夏季需給実績及び冬季需給見通しの検証結果について、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の結果を踏まえ、別紙1の通り電力需給検証報告書として取りまとめ、本機関ウェブサイトにて公表する。

公表日：平成29年10月24日

以上

【添付資料】

- 別紙1 電力需給検証報告書
- 別紙2 公表文書（お知らせ）

(参考)

電力需給検証については、平成28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合同会議において、本機関に作業の場が移管され、平成28年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通し以降、本機関取りまとめの報告書を公表している。

電力需給検証報告書

2017年10月

電力広域の運営推進機関

電力広域の運営推進機関

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2017 年度夏季の電力需給の結果分析	
1. 電力需給の状況.....	- 2 -
2. 需 要	- 4 -
3. 供 給	- 8 -
4. 2017 年度夏季の電力需給の結果分析の総括	- 12 -
第 2 章 2017 年度冬季の電力需給の見通し	
1. 基本的な考え方.....	- 13 -
2. 2017 年度冬季の需要の想定	- 17 -
3. 2017 年度冬季の供給力の想定.....	- 18 -
4. 電力需給バランスの検証.....	- 23 -
5. 2017 年度冬季の需給見通しの検証の総括.....	- 29 -
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿.....	- 30 -
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過.....	- 31 -

はじめに

この報告書は、2017年度夏季の電力需給実績及び2017年度冬季の電力需給見通しについて、本機関の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専門家による審議を経て、検証結果を取りまとめたものである。

冬季の電力需給見通しの検証においては、供給計画における各エリアの各月最大3日平均電力（以下「H3需要」という。）をベースに厳気象の影響を考慮した需要想定を行った。このように想定した需要に対し、安定的に見込める供給力の積み上げを行い、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ている。

なお、従来と同様に、供給力は保守的に見込むこと、データや分析手法を明らかにすること、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の第三者の専門家による検証を公開し、客観性、透明性を確保することに意を用いている。

今回の電力需給検証の概要は、下の表1のとおりである。

【表 1 2017年度冬季の電力需給検証の概要】

電力需給検証の概要について	
対象	エリア全体の事業者
供給力	送電端ベース
	供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
供給力減少リスクの確認	厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて厳寒H1需要に対するN-1故障影響の確認 ※ 需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前において、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに厳寒H1需要を想定

第1章 2017年度夏季の電力需給の結果分析

1. 電力需給の状況

表2は、2017年度夏季における全国10エリア合計の最大需要日、表3は、各エリアの最大需要日における電力需給状況を示したものである。

最大需要実績は、全国的に見れば4月の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での想定（以下「猛暑H1想定」という。）を下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

以下、2017年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2017年度夏季の需給実績（全国最大需要日）】

（送電端）

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	最大需要 ^{※2} (万kW)	供給力 ^{※3} (万kW)	予備率 ^{※4}
北海道	8月24日(木)	14～15時	391	500	27.9%	446	511	14.7%
東北			1,151	1,465	27.3%	1,381	1,540	11.5%
東京			5,171	5,761	11.4%	5,550 (5,600)	5,744	3.5%
東3エリア			6,713	7,726	15.1%	7,377 (7,427)	7,795	5.7%
中部			2,473	2,740	10.8%	2,568 (2,587)	2,645	3.0%
北陸			478	509	6.4%	522	544	4.3%
関西			2,609	2,866	9.9%	2,671 (2,688)	2,888	8.1%
中国			1,077	1,191	10.6%	1,095	1,347	23.0%
四国			514	604	17.6%	530	632	19.2%
九州			1,548	1,862	20.3%	1,606 (1,616)	1,755	9.3%
中西エリア			8,698	9,772	12.4%	8,991 (9,037)	9,809	9.1%
全国9エリア			15,410	17,498	13.5%	16,369 (16,465)	17,604	7.5%
沖縄			144	224	55.5%	152	218	43.7%
全国10エリア			15,554	17,721	13.9%	16,520 (16,616)	17,821	7.9%

※1 北海道・北陸・中国・四国エリアは2010年度、東北・東京・中部エリアは2015年度、関西・九州エリアは2013年度、沖縄エリアは2009年度の実績をベースに猛暑H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて想定した8月猛暑H1需要。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成29年4月6日）で報告。

※2 括弧内の値は電源I'（DR）考慮前の値。

※3,4 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会を確認。

※ 沖縄エリアについては、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ることを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 本表以降、本資料の夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

【表 3 2017 年度夏季の需給実績（エリア別最大需要日）】

(送電端)

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	最大需要 ^{※2} (万kW)	供給力 ^{※3} (万kW)	予備率 ^{※4}
北海道	7月14日(金)	16～17時	433	521	20.1%	446	511	14.7%
東北	7月21日(金)	16～17時	1,302	1,517	16.6%	1,381	1,540	11.5%
東京	8月9日(水)	13～14時	5,383	6,316	17.4%	5,550 (5,600)	5,744	3.5%
東3エリア	—	—	7,118	8,354	17.4%	7,377 (7,427)	7,795	5.7%
中部	8月24日(木)	14～15時	2,473	2,740	10.8%	2,568 (2,587)	2,645	3.0%
北陸	7月21日(金)	14～15時	502	576	14.7%	522	544	4.3%
関西	8月24日(木)	16～17時	2,638	2,866	8.7%	2,671 (2,688)	2,888	8.1%
中国	8月24日(木)	14～15時	1,077	1,191	10.6%	1,095	1,347	23.0%
四国	8月25日(金)	16～17時	520	577	11.0%	530	632	19.2%
九州	8月1日(火)	14～15時	1,585	2,022	27.5%	1,606 (1,616)	1,755	9.3%
中西エリア	—	—	8,794	9,970	13.4%	8,991 (9,037)	9,809	9.1%
全国9エリア	—	—	15,912	18,325	15.2%	16,369 (16,465)	17,604	7.5%
沖縄	7月31日(月)	11～12時	151	205	36.0%	152	218	43.7%
全国10エリア	—	—	16,063	18,530	15.4%	16,520 (16,616)	17,821	7.9%

※1 北海道・北陸・中国・四国エリアは2010年度、東北・東京・中部エリアは2015年度、関西・九州エリアは2013年度、沖縄エリアは2009年度の実績をベースに猛暑H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて想定した8月猛暑H1需要。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成29年4月6日）で報告。

※2 括弧内の値は電源I'（DR）考慮前の値。

※3,4 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で確認。

※ 沖縄エリアについては、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がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2. 需 要 ～事前の想定から▲554 万 kW

各エリアの夏季最大需要日の需要実績の合計は、16,063 万 kW であり、事前の猛暑を想定した需要 16,616 万 kW を 554 万 kW 下回った。

以下、実績と想定を比較する。

(1) 猛暑 H1 想定的前提条件と実績

猛暑 H1 想定的前提条件と実績について表 4 に示す。

全国的には想定したほどの猛暑とはならず、実績は想定を下回った。なお、沖縄エリアについては、実績は想定を下回ったものの、気象条件は想定以上の厳気象であった。

【表 4 猛暑 H1 想定と実績の詳細】

2017年度夏季実績(送電端)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
猛暑H1想定方法	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	
対象年度(至近10カ年)	2010	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009	
気象感応度 (最高気温・万 kW/℃)	想定	3	35	126	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数 1ptあたり)	80	28	23	43	4
	実績	3	31	157	79	15	75	27	22	48	3
最高気温以外の 考慮要素	最低気温	前2日平均気温、 最小湿度	前3日平均気温	累積不快指数 (最高気温 不使用)	当日不快指数と 前5日不快指数との 合成不快指数 (最高気温不使用)	累積5日最高気温/ 累積5日露点温度	最大電力発生時刻気温、 前5日最高気温平均、当 日平均露点(最高気温 不使用)	前5日最高気温 平均、最小湿度	前5日最高気温 平均	前3日平均気温	
H3気温(℃)	想定	30.6	32.5	34.9	83.9pt	82.9pt	35.6/21.5	33.8	34.4	34.3	33.0
	H1	34.9	34.2	36.1	83.5pt	82.8pt	34.7/21.8	34.7※3	35.4※3	34.9	35.0
	H2	33.1	33.8	35.2	84.1pt	82.2pt	34.7/23.0	34.4	34.6	35.1	33.6
	H3	33.2	34.0	33.9	81.2pt	82.6pt	34.7/24.2	34.5	34.5	34.8	34.3
	H3平均	33.7	34.0	35.1	82.9pt	82.5pt	34.7/23.0	34.5	34.8	34.9	34.3
H3需要 (万kW)	想定	406 426	1,270 1,299	5,253	2,429	498	2,548	1,045	502	1,511	145
	H1	433※2	1,302	5,383	2,473	502	2,638	1,077	520	1,585	151
	H2	426	1,289	5,171	2,431	490	2,621	1,072	519	1,562	148
	H3	408	1,288	5,152	2,383	488	2,619	1,058	512	1,556	147
	H3平均	422	1,293	5,235	2,429	493	2,626	1,069	517	1,568	149
H3気温想定(再掲)(℃)	30.6	32.5	34.9	83.9pt	82.9pt	35.6/21.5	33.8	34.4	34.3	33.0	
猛暑H3想定気温(℃)	33.0	34.9	37.0 (猛暑H1前提)	85.5pt	84.4pt	36.6/20.6	34.6	35.0	36.2	34.0	
猛暑H3想定(万kW)	422 442	1,337 1,366	—	2,543	517	2,653	1,082	520	1,603	150	
H1/H3比率 (5カ年実績平均)	1.01	1.03 1.01	—	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	
猛暑H1想定(万kW)	426 446	1,372 1,381	5,600	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	152	
猛暑H1/H3比率(結果)	1.05	1.08 1.06	1.07	1.07	1.05	1.05	1.05	1.06	1.07	1.05	
H1/H3比率 (2017年度夏季実績)	1.03	1.01	1.03	1.02	1.02	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	

(実績気温について、中国エリアは最大電力発生時刻気温、関西エリアは累積 5 日最高気温および累積 5 日露点温度、その他エリアは最高気温を記載。)

- ※1 東京エリアは、一般送配電事業者が合理的な想定方法として示した「猛暑設定年の H1 発生日の気象条件と供給計画想定値(過去 10 年平均)の差分から直接気象影響を算出」に基づく。
- ※2 北海道エリアは、7月の猛暑 H1 想定を超える需要となったが、最低気温も含めた評価により厳気象対象年度は変更なし。
- ※3 中国エリアは最大電力発生時刻気温以外、四国エリアは最高気温以外の要素も含めた評価により厳気象対象年度は変更なし。
- ※ 7、8月で異なる場合は上段7月、下段8月。
- ※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(2) 需要増減の主な要因

需要変動に影響を与える要素である、①気温影響、②その他（経済影響、節電影響等）についてそれぞれ検証を行った（表5、表6）。

【表 5 需要^{※1}増減の主な要因の分析】

(送電端)

	実績－想定 (万kW) ^{※2}	差の主な要因
合計	▲ 554	
気温影響	▲ 640	猛暑H1需要を想定していたが、一部を除いて前提とした猛暑気象とならなかったことから需要が減少した。
その他 (経済・節電影響等)	87	2017年度のGDP及びIIPの伸び率の上方修正 (GDP:+1.1%→+1.6%、IIP:+2.0%→+4.3%)

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 実績は10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計、想定は10エリアそれぞれの事前の猛暑H1想定（DR考慮前）の値の合計。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

①気温影響 ▲640万kW

猛暑H1需要を想定していたが、全体的には前提とした猛暑気象とならなかったことから、実績が事前の想定を下回った。

②その他（経済、節電影響等） +87万kW

2017年度の国内総生産（GDP）、鉱工業生産指数（IIP）の伸び率の上方修正（GDP：+1.1→+1.6%、IIP：+2.0%→+4.3%）等の影響により、実績が事前の想定を上回った。

【表 6 各エリアにおける需要増減の主な要因の分析】

(送電端)

エリア (万kW)	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	全国 9エリア	沖縄	全国 10エリア
最大需要 ^{※1,2} (想定)	7,427	446	1,381	5,600	9,037	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	16,465	152	16,616
最大需要 ^{※1} (実績)	7,118	433	1,302	5,383	8,794	2,473	502	2,638	1,077	520	1,585	15,912	151	16,063
差分 ^{※3}	▲ 310	▲ 12	▲ 80	▲ 218	▲ 243	▲ 114	▲ 20	▲ 50	▲ 18	▲ 10	▲ 31	▲ 553	▲ 1	▲ 554
気温影響	▲ 275	▲ 6	▲ 62	▲ 207	▲ 367	▲ 142	▲ 21	▲ 118	▲ 18	▲ 12	▲ 56	▲ 642	2	▲ 640
その他(経済・節 電影響等)	▲ 35	▲ 7	▲ 18	▲ 11	124	28	1	67	0	2	26	89	▲ 3	87

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR考慮前の想定値

※3 実績（10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計）と第15回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想定との差分。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績－想定との差分が合わない場合がある。

(3) 需要面（ピーク時間帯）の確認

今夏（7、8月）の各エリアにおける需要の上位3日の最大需要発生時間帯（ピーク時間帯）を表7に示す。

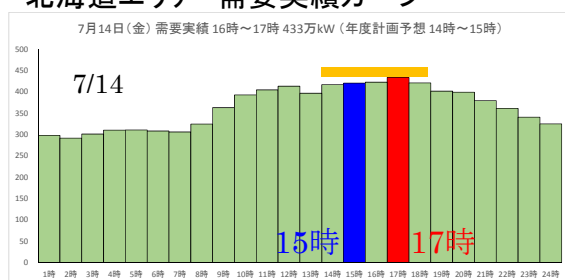
北海道、四国、沖縄エリアについては、最大需要発生時間が上位3日とも、一般送配電事業者が指定する供給計画における記載断面の時間帯と一致しなかった。

【表 7 上位3日のピーク時間帯】

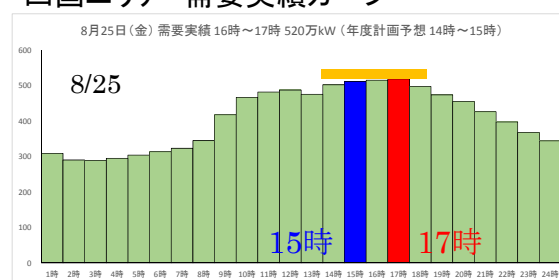
エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載断面	7月	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
	8月	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
最大需要発生時間	第一位	17時 (7/14)	17時 (7/21)	14時 (8/9)	15時 (8/24)	15時 (7/21)	17時 (8/24)	15時 (8/24)	17時 (8/25)	15時 (8/1)	12時 (7/31)
	第二位	17時 (7/13)	15時 (7/14)	15時 (8/24)	15時 (8/25)	15時 (8/4)	17時 (8/25)	15時 (8/23)	16時 (7/31)	16時 (7/31)	16時 (8/1)
	第三位	17時 (7/10)	15時 (7/11)	12時 (8/25)	15時 (8/29)	15時 (7/20)	15時 (7/31)	15時 (8/4)	17時 (8/24)	17時 (8/4)	16時 (8/3)

上位3日のピーク時間帯の実績が、いずれも供給計画の記載断面と異なっていたエリアの需要実績カーブを図1に示す。

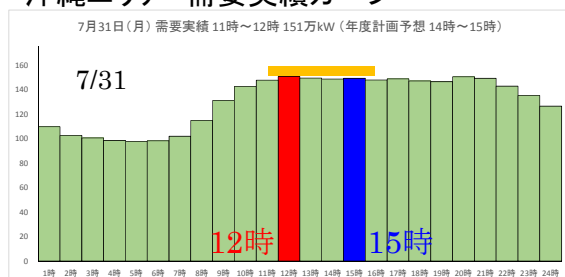
北海道エリア 需要実績カーブ



四国エリア 需要実績カーブ



沖縄エリア 需要実績カーブ



- : 一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯
- : 最大需要発生時間（ピーク時間帯）

【図 1 需要実績ロードカーブ（北海道、四国、沖縄エリア）】

北海道エリアの需要カーブは節電等により比較的平坦な特性があり、また、7月中旬までは17時以降にピークが出る特性であったところ、今夏のH3日については、7月としては高気温となり、冷房需要が重なり17時ピークとなったと考えられる。

四国エリアの今夏のH3日については、いずれも夕刻ごろまで高気温が継続したことから15時以降の時間帯で最大需要を記録した。

沖縄エリアについては需要カーブが平坦なことから、ピーク時間帯が前後したものと考えられる。

3. 供給 ～事前の想定から▲100万kW

表8に示すとおり、2017年度夏季の全国最大需要日の供給力の合計（全国10エリアの合計。以下同じ。）は、17,721万kWであり、事前の想定である17,821万kWを100万kW下回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

なお、実績では、当日の需給状況による火力機の需給停止があること、また、再生可能エネルギーは、供給力を保守的に見込んでおり、実績が想定を上回る傾向となるという構造を踏まえる必要がある。

【表 8 2017 年度夏季全国最大需要日の供給力と事前の想定との差】

(送電端 万kW) ※1

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	17,721	17,821	▲100	
原子力	428	255	+174	・高浜原発3、4号機の稼働および川内原発、伊方原発の定格熱出力一定運転による増
火力	11,098	12,357	▲1,259	計画外停止※2 ▲119 需給停止※3 ▲1,070 その他※4 ▲70 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)による減
水力	1,097	1,136※5	▲39	出水状況および貯水池運用による減(計画外停止 ▲10万kW含む)
揚水	2,016	2,134	▲118	需給状況を考慮した日々の運用による減(計画外停止 ▲33万kW含む)
太陽光	1,901	906	+995	出力比率が想定以上になったことによる増(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)
風力	73	4	+69	
地熱	25	27※6	▲2	計画外停止(▲2万kW)による減
その他※7	1,083	1,002	+81	

※1 実績は全国(10エリア)最大需要発生日(2017年8月24日14時～15時)における実績値。想定は猛暑H1における10エリア合計の供給力想定値。四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※2 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または出力抑制。

※3 需給停止:電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※4 計画外停止における想定時点の供給力(補修等考慮)からの減少量と、当日の供給力減少量との差分、火力増出力運転未実施分等を含む。

※5 実績・想定比較のため前回想定値から、実績データ収集を行った事業者の供給力の想定値に見直し。

※6 事業者提出データに誤りがあったため、前回想定値から数値を修正した。

※7 需給検証において供給計画以外のデータ収集を行わなかった事業者の供給力。

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲1,259万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、11,098万kWであり、事前の想定である12,357万kWを1,259万kW下回った。なお、太陽光発電は想定では下位5日の平均値を安定的に見込める供給力としており、実績では995万kWの増になったこと等から、1,070万kWの火力の需給停止を実施していた。

以下に、計画外停止の状況等について記す。

①計画外停止の状況

計画外停止の状況を表9に示す。

主要な発電事業者は、2017年度夏季も引き続き、巡視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も含む24時間体制での早期復旧等を実施した。また、需要の低い休日に早期補修を実施する等、効率的な補修により、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図った。

こうした取組みにより、全国最大需要日における計画外停止（火力以外も含む）は164万kWとなり、当該日の予備率に与える影響（▲1.1%）は昨冬（▲2.0%）と比べ小さくなった。

【表 9 2017年度夏季の計画外停止の状況】

(送電端)

7月～8月における計画外停止 ^{※1}	全国計(万kW)	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
最大値	508	7月4日	▲ 3.3%
平均値	258	—	▲ 1.7%
全国最大需要日の実績値	164	8月24日	▲ 1.1%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	8月24日 15時	15,554	17,721	13.9%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力 ^{※2}	うち、報告対象外 ^{※3}
夏季(7月～8月)	220件	40件	216件

※1 火力以外も含む

※2 2017年3月31日時点で運転開始から40年を経過した火力。

※3 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。

②老朽火力の状況

2017年度夏季（7月～8月）実績について、2016年度末に40年を経過したものを対象とし、旧一般電気事業者9社に加え、沖縄電力およびその他発電事業者15社からもデータを収集したところ、発電電力量は111億kWhであった¹。

（2）水力発電 ～事前の想定から▲39万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、1,097万kWであり、事前の想定である1,136万kWを39万kW下回った。

自流式水力については、出水状況の影響等により、事前の想定を37万kW上回った。また、貯水池式については、貯水池運用の変更等により、事前の想定を76万kW下回った。

（3）再生可能エネルギー（太陽光、風力、地熱）～事前の想定から+1,062万kW

① 太陽光発電 ～事前の想定から+995万kW

全国最大需要日のピーク時間帯（14時～15時）における太陽光供給力²の合計は、1,901万kWであり、事前の想定である906万kWを995万kW上回った（表10）。

太陽光発電は、天候によって出力が変動することから、事前の想定においては、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方にに基づき、各月の需要上位3日の出力比率³を過去20年分集計し、このうち下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として計上していた。

【表 10 2017年度夏季全国最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）】

		（送電端）													
エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
太陽光 供給力 (万kW)	①想定 (8月)	275	8	73	194	623	191	17	119	96	64	137	898	8	906
	時間帯	-	14-15時	14-15時	14-15時	-	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	16-17時	-	14-15時	-
	②最大需要日 の実績	592	12	30	551	1,290	350	37	187	202	123	391	1,883	18	1,901
	時間帯	-	14-15時	14-15時	14-15時	-	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	-	14-15時	-
	差分 (②-①)	318	4	▲43	356	667	159	20	68	107	59	254	984	10	995
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定 (8月)	-	6.7	21.0	20.8	-	29.4	24.4	27.9	29.9	30.7	20.3	-	25.9	-
	②最大需要日 の実績	-	10.3	9.5	52.8	-	53.5	59.8	47.7	48.6	59.9	52.9	-	46.3	-
	差分 (②-①)	-	3.6	▲11.5	32.0	-	24.1	35.4	19.8	18.7	29.2	32.6	-	20.4	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

¹ 2016年度夏季実績までは、2012年度末に40年を経過したものを対象とし、旧一般電気事業者9社から発電電力量の推移を確認しており、7、8月の実績は51億kWhであった。

² 家庭等における自家消費分（需要の減少として表れる）は含まない。

³ 発電設備の定格出力に対する実績出力の比をいう。

② 風力発電 ～事前の想定から+69万kW

全国最大需要日の供給力の合計は、73万kWとなり、事前の想定である4万kWを69万kW上回った（表11）。

風力発電は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースも存在することから、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、把握可能な期間（過去5～11年間）の出力実績値を集計し、各月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として計上していた。

【表 1 1 2017 年度夏季全国最大需要日の風力発電の供給力（実績）】

（送電端）

エリア	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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
風力 供給力 (万kW)	①想定 (8月)	2	1	1	0	2	1	0	0	0	1	4	0	4
	時間帯	-	14-15時	14-15時	14-15時	-	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	16-17時	-	14-15時
	②最大需要日 の実績	41	1	35	5	32	8	7	0	11	0	6	73	0
	時間帯	-	14-15時	14-15時	14-15時	-	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	-	14-15時
	差分 (②-①)	38	0	34	4	31	8	7	0	11	0	5	69	0
出力比率 (%)	①想定 (8月)	-	2.1	1.3	0.4	-	1.8	0.0	0.1	0.6	0.1	1.3	-	0.0
	②最大需要日 の実績	-	2.5	41.1	8.2	-	24.3	45.6	3.3	33.0	0.7	11.4	-	0.4
	差分 (②-①)	-	0.4	39.8	7.8	-	22.5	45.6	3.2	32.4	0.6	10.1	-	0.4

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

③地熱発電 ～事前の想定から▲2万kW

全国最大需要日の供給力の合計は、25万kWとなり、計画外停止により事前の想定である27万kWを2万kW下回った（表12）。

【表 1 2 2017 年度夏季全国最大需要日の地熱発電の供給力（実績）】

（送電端）

エリア	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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
地熱 供給力 (万kW)	①想定 (8月)	13	2	11	0	15	0	0	0	0	15	27	0	27
	②最大需要日 の実績	10	1	9	0	15	0	0	0	0	14	25	0	25
	差分 (②-①)	▲2	0	▲2	0	0	0	0	0	0	0	▲2	0	▲2

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

4. 2017 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

2017 年度夏季の需要想定にあたっては、猛暑リスクを考慮し、過去 10 年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件を前提としていたが、実際には前提としたほどの猛暑とはならなかった。全国大で需要は想定を下回り、全国最大需要日の実績は、事前の想定 16,616 万 kW に対し、15,554 万 kW であった。

一方、全国最大需要日の供給力の合計は 17,721 万 kW であり、予備率は 13.9% であった。同日は計画外停止が 164 万 kW（予備率への影響は▲1.1%）あったものの、事前の想定と比較すると日射状況や風況、また原子力稼働による供給力の増加と需要が想定を下回ったことから、火力の需給停止を 1,070 万 kW 実施しており、安定した状況であったと言える。

以下に、2017 年度夏季の需給両面での検証結果のポイントを記す。

(1) 需要面

○ほとんどのエリアにおいて、想定した猛暑を下回る気温となったことから、最大需要実績が事前の想定を下回った。

(2) 供給面

○全国最大需要日の供給力（送電端実績）の合計は、17,721 万 kW であり、事前の想定である 17,821 万 kW を 100 万 kW 下回った。

○原子力発電については、高浜原発 3、4 号機の稼働等により、事前の想定である 255 万 kW を 174 万 kW 上回った。

○火力発電については、全国最大需要日における計画外停止の合計は 119 万 kW であった。引き続き、各発電事業者において点検や補修に万全を尽くす必要がある。

○水力発電については、日本全国で見ると最大需要日の供給実績は出水状況の影響や貯水運用の結果等により若干事前の想定を下回った。

○太陽光発電については、安定的に供給力に計上できる分として保守的な想定を行っている。このため、実績においては、出力比率が一部のエリアを除き想定を上回り、供給実績は事前の想定である 906 万 kW を 995 万 kW 上回った。

○風力発電については、ピーク需要発生時に供給力がゼロとなるケースがあることも考慮し、安定的に供給力に計上できる分として保守的な想定を行っている。このため、実績においては、出力比率が全てのエリアにおいて想定を上回り、供給実績は事前の想定である 4 万 kW を 69 万 kW 上回った。

第2章 2017年度冬季の電力需給の見通し

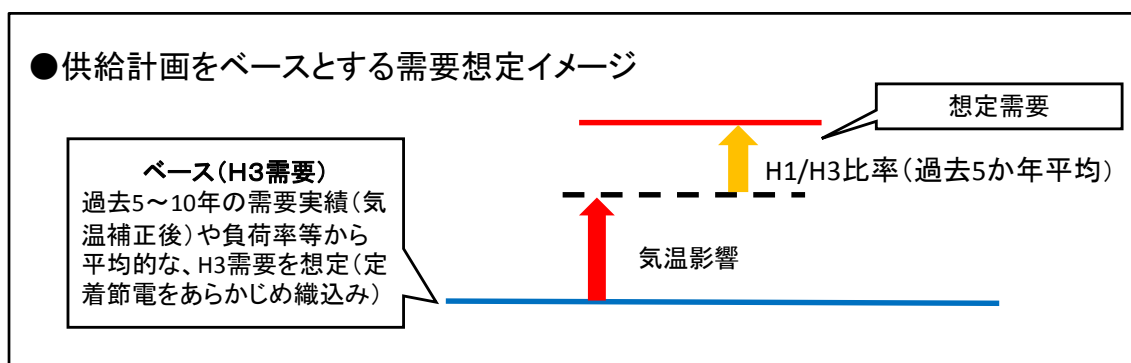
1. 基本的な考え方

2017年度冬季の電力需給見通しの検証に当たっての基本的な考え方を以下に示す。

(1) 需要面

供給計画の需要想定をベースに、これまでの冬季の電力需給検証と同様に、気温が低くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も厳寒だった年度並みの気象を前提に需要を想定する(図2)。具体的には、北海道エリアについては2010年度並み、東北エリア及び東京エリアについては2013年度並み、中部エリア、関西エリア、中国エリア、四国エリア及び九州エリアについては2011年度並み、北陸エリアについては2016年度並み、沖縄エリアについては2015年度並みを想定する。

なお、厳気象 H1 需要対応の調整力として公募した電源 I' のうち、DR(デマンドリスポンス)による需要抑制分についても考慮する。



【図 2 需要想定方法のイメージ】

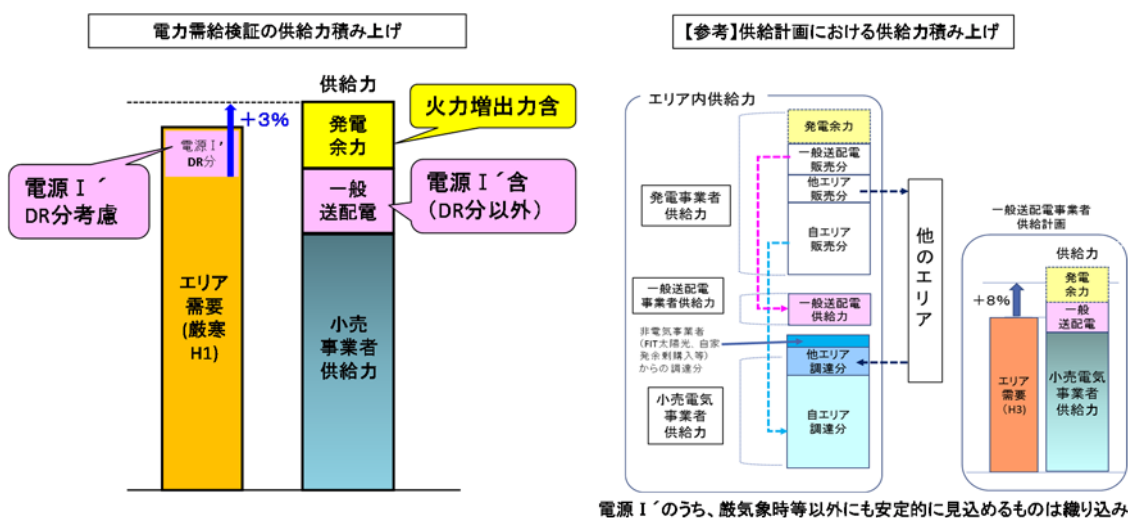
(2) 供給面

本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の事業者に対して報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。

- 旧一般電気事業者⁴及び平成28年度の供給量が2.5億kWh以上の小売電気事業者 計52社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の供給量の約99%をカバー）
- 平成29年度供給計画における平成29年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が35万kW以上の発電事業者 計19社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の火力の設備量の約95%をカバー）

供給力の想定方法としては、各供給エリアにおいて、小売電気事業者が確保した供給力、一般送配電事業者が確保した調整力等及び各発電事業者の発電余力の合計に、電源I'（DR分以外）及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込むこととする（図3）。

小売供給力は相対契約等で確実なもののみ予備力も含めエリア毎に計上し、販売先未定の発電余力は、発電所所在地エリア内の供給力として一旦計上するが、各エリアの供給力確保状況に応じて、これらがエリア間の取引で活用されることも考慮する。



【図 3 供給力の計上方法】

⁴ 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。

(3) 電力需給バランスの検証

以上により想定した各エリアの需要と供給力に基づき、沖縄を除く9エリア全体、東日本（50Hz）の3エリア全体、中部及び西日本（60Hz）の6エリア全体といった広域的な視点を含め、需要に対する必要な供給力の確保すなわち安定供給が可能であるかどうかを検証する。

その際の評価基準としては、総合資源エネルギー調査会の電力需給検証小委員会で採用されていた「冬季における10年に1回程度の厳寒における最大電力需要（厳寒H1）の103%の供給力確保」を踏襲する。

また、追加検証として、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（以下、「N-1故障」という。）が発生した場合の需給バランスについても検証する。

(参考) 電源 I´ について⁵

10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要（以下、「厳気象 H1 需要」）に対して、H3 需要に対応するため確保する供給力では不足する分の量を、原則として、一般送配電事業者が調整力として確保することとし、この供給力等を「電源 I´」としている（図 4）。これには、通常の電源だけではなく、DRによる需要抑制分も含めることができることとしている。

<2016 年度の調整力公募における電源 I´ 必要量>

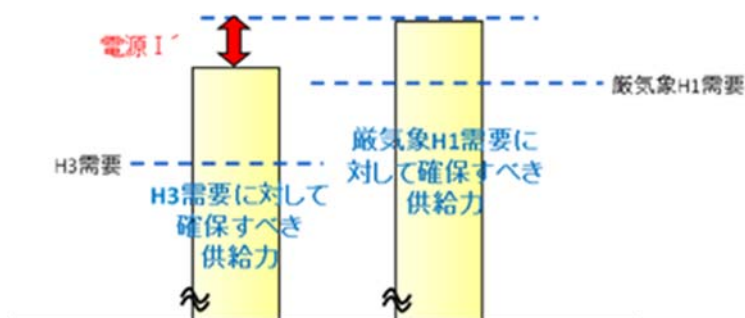
$$\text{電源 I´} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「厳気象 H1 需要」は、国の需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

※「H3 需要」は、2016 年度供給計画の第 2 年度における H3 需要の値を使用する。

また、最終的な電源 I´ の募集量を算定する際には、以下の①、②の補正を行うことができる。

- ① 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源について、過負荷運転等による増出力分が期待できる場合においては、その分を電源 I´ の募集量から控除できる。
- ② 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象 H1 需要に対する供給力と H3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I´ の募集量に反映させる。



【図 4 電源 I´ の必要量】

⁵ 「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成 28 年度（2016 年度）取りまとめ」（平成 29 年 3 月）より抜粋して一部追記。

2. 2017 年度冬季の需要の想定

供給計画における H3 需要想定に対する厳気象時の気温影響及び H1/H3 比率（過去 5 か年実績の平均）等を考慮し、厳寒 H1 需要を想定した。

なお、この H3 需要想定とは、各一般送配電事業者が、送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定したものである。

【表 13 2017 年度冬季（1 月）の需要見通し⁶】

（需要は送電端 万 kW）

2017 年度冬季	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
想定時間帯	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	19-20時
厳寒 H1 想定方法	H1/H3 比率	H1/H3 比率	感応度式 ^{※1}	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率
対象年度（至近 10 か年）	2010	2013	2013	2011	2016	2011	2011	2011	2011	2015
気温感応度（平均気温・万 kW/°C）	-4	-24	-82	-34	-8	-45	-20	-7	-24	-3
平均気温以外の考慮要素	降水量	—	最大発生時気温（日平均気温不使用）	—	—	—	—	日最高気温（日平均気温不使用）	日最高気温、前 5 日最高気温の平均（日平均気温不使用）	—
供給計画 H3 前提気温	-6.1	-1.7	3.4	1.1	0.9	3.3	2.1	6.6	6.2	14.3
供給計画 H3 需要	502	1,341	4,715	2,260	490	2,321	985	458	1,443	104
厳寒 H3 前提気温	-7.6	-3.1	0.4 (厳寒 H1 想定)	0.8	0.0	1.9	0.2	5.2	3.6	10.7
厳寒 H3 需要	512	1,377	—	2,326	503	2,383	1,023	468	1,503	115
算定に用いた H1/H3 比率	1.01	1.01	—	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒 H1 需要	516	1,392	4,960	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	117
厳寒 H1/H3 比率（結果）	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.06	1.04	1.05	1.13

※1 東京エリアは、一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「厳寒設定年の H1 発生日の気象条件と供給計画想定値（過去 10 か年平均）の差分から直接気象影響量を算出」に基づく。

※ 想定需要の 10 エリア計が最大となる 1 月のケースを記載。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

⁶ 電源 I' (DR 分) は含まない。

3. 2017 年度冬季の供給力の想定

各電源について、供給力として確実に見込めることを前提に十分精査しつつ、最大限の供給力⁷を見込む。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

(1) 原子力発電

原子力発電については、既に再稼働しているもののみを計上する。3エリア 350 万 kW（1 月）を見込む。

(2) 火力発電

火力発電については、10 エリア 12,820 万 kW（1 月）を見込む。

①火力発電設備の定期検査

保安の観点から必要な定期点検その他の作業による停止を考慮する（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。

②長期停止から再稼働している火力発電

東日本大震災以降行われてきた長期停止火力発電設備⁸の再稼働分として、2017 年度冬季は2 エリア 2 機を供給力として見込む。

【表 14 2017 年度冬季に稼働している長期停止から再稼働した火力発電設備】

2017 年 10 月 1 日現在（送電端）

エリア	発電所・号機	定格出力	種別	運転年数
東北	東新潟港1号	34万kW	LNG	44年
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	21年
合計		49万kW		

⁷ 自家発電設備設置者からの電力購入についても小売電気事業者の調達分として供給力に織り込んでいる。

⁸ 設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、計画停止しているもの。

③火力発電の増出力

火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2017 年度冬季は 10 エリアで 123 万 kW が可能であることを確認した。

【表 15 2017 年度冬季（1 月）における過負荷運転等による増出力見込み】
(送電端)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力 (万kW)	6	14	50	10	6	15	6	8	9	0	123

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

④緊急設置電源について

東日本大震災以降、東北エリア及び東京エリアを中心に導入されてきた緊急設置電源は、2017 年度冬季は 3 エリア 79 万 kW を見込む。

【表 16 2017 年度冬季（1 月）における緊急設置電源の活用見込み】

(送電端)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
緊急設置電源 (万kW)	7	66	0	0	0	6	0	0	0	0	79

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

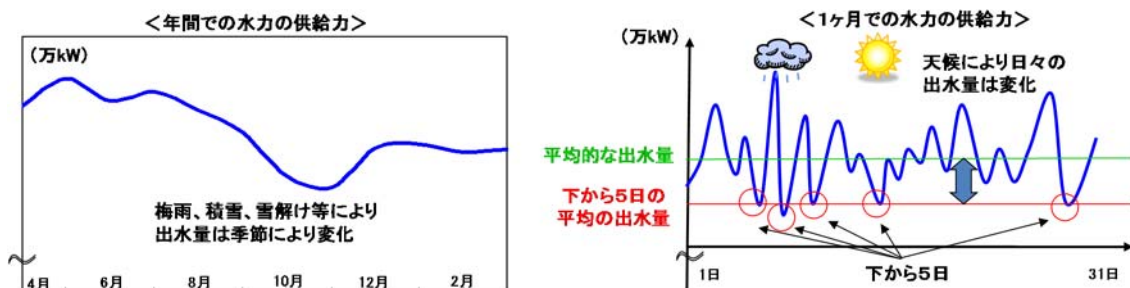
(3) 水力発電

水力発電については、9 エリア 949 万 kW（1 月）を見込む。

水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。

貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。

自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、従来、月毎（1 月～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（L5 評価値）を安定的に見込める供給力としてきた（図 5）。2017 年度冬季においても、同様の評価方法を採用し、水力発電の供給力を見込むこととする。



【図 5 水力発電の供給力の計上方法】

なお、水力発電についても、火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

(4) 揚水発電

揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。このことを考慮し9エリア 1,909 万 kW（1月）を見込む。

【表 17 2017 年度冬季（1月）の揚水発電の供給力見込み】

(送電端,万kW)

エリア	定格出力 (①)	2017年度冬季 (1月)の供給 力見込み(②)	①と②の差の理由
北海道	80	56	・混合揚水の貯水池水位低下による出力減 ・計画補修による減 ・揚水潜在による減
東北	71	71	—
東京	1,065	787	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
中部	418	279	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
北陸	11	10	・混合揚水の貯水池水位低下による出力減
関西	505	362	・運用水位による減 ・計画補修による減
中国	211	126	・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、設備容量並の発電ができないため。
四国	68	40	・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、設備容量並の発電ができないため。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできないため。
九州	229	178	・計画補修による減
沖縄	—	—	—
合計	2,658	1,909	

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 再生可能エネルギー（太陽光、風力、地熱）

再生可能エネルギー発電（太陽光、風力、地熱）については、10エリアで63万kWを見込む。

① 太陽光発電

2エリア17万kWを見込む⁹。

太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、従来と同様に、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、冬季の各月の需要の大きい上位3日における太陽光出力（日射量から推計した発電出力）を過去20年分推計し、このうち、下位5日の平均値を、太陽光発電の安定的に見込める供給力として見込む。

【表 18 2017年度冬季（1月）の太陽光発電の供給力見込み】

（送電端）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
想定最大需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	19-20時	—
太陽光供給力(万kW)	0	0	0	16	1	0	0	0	0	0	17
出力比率(%)(自家消費+供給力)	0	0	0	2.9	1.5	0	0	0	0	0	—

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

② 風力発電

10エリア17万kWを見込む。

風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、従来と同様に、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、把握可能な期間（過去5～11年間）の出力実績値を集計し、各月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として見込む。

【表 19 2017年度冬季（1月）の風力発電の供給力見込み】

（送電端）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力(万kW)	2	7	3	1	0	0	1	1	1	0	17
出力比率(%)	4.9	7.7	6.4	3.8	0.5	2.6	2.1	4.2	2.2	0.3	—
発電実績データ期間	11年	9年	6年	10年	8年	8年	5年	9年	10年	5年	—

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

⁹ 冬季は多くのエリアで電力需要のピーク時間帯を日射が見込めない夕方以降と想定していることから、中部、北陸のみ太陽光供給力を見込んでいる。

③地熱発電

4 エリア 29 万 kW を見込む。

【表 20 2017 年度冬季（1 月）の地熱発電の供給力見込み】

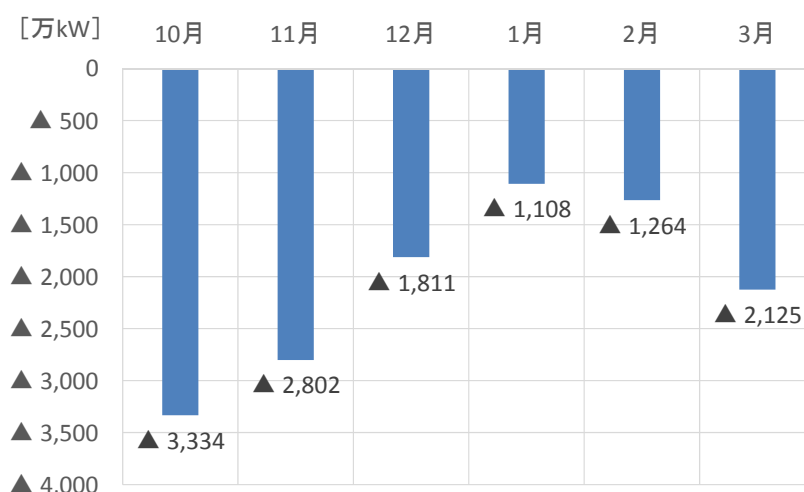
（送電端）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 （万kW）	2	11	0	0	0	0	0	0	16	0	29

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（参考）平成 29 年度下期における発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）

2017 年度下期各月の発電事業者の補修計画（10 万 kW 以上の発電設備について補修による供給力減少分を集計したもの）の全国合計を図 6 に示す。需給が相対的に厳しい冬季は補修量が抑えられる一方、需給に余裕がある中間期は補修量が多く計画されている。



※ 今回データ提出対象発電事業者の供給計画時点からの変化分を反映

【図 6 2017 年度下期の発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）】

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2017年度冬季の電力需給の見通し

至近10か年で最も厳寒となった年と同程度の気象条件が発生した場合であっても、電源Ⅰ'の活用、火力増出力運転、エリア間取引¹⁰の活用により、9エリア合計で10.8%、また全国の各エリアでそれぞれ3%以上の供給予備率を確保できる見通しである。

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おり、この基準を満たしているものと評価できる。

【表 2 1 2017年度厳寒H1 需要発生時の需給バランス (電源Ⅰ'、火力増出力運転及びエリア間取引考慮)】

	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
【12月】													
供給力	7,480	614	1,472	5,394	8,812	2,358	518	2,745	1,137	514	1,540	16,291	163
最大電力需要	6,517 (6,567)	516	1,368	4,633 (4,683)	7,927 (7,951)	2,265	489	2,244 (2,261)	987	477	1,465 (1,472)	14,444 (14,518)	113
供給予備力	962	98	104	760	885	92	29	501	150	37	75	1,847	50
供給予備率	14.8	19.0	7.6	16.4	11.2	4.1	5.9	22.3	15.2	7.8	5.2	12.8	44.2
【1月】													
供給力	7,728	603	1,594	5,530	9,190	2,435	569	2,845	1,187	537	1,616	16,917	163
最大電力需要	6,818 (6,868)	516	1,392	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,130 (15,204)	117
供給予備力	910	87	202	620	878	71	58	441	145	60	103	1,787	46
供給予備率	13.3	16.9	14.5	12.6	10.6	3.0	11.3	18.3	14.0	12.6	6.8	11.8	38.9
【2月】													
供給力	7,554	602	1,605	5,347	9,211	2,435	572	2,835	1,169	598	1,603	16,765	174
最大電力需要	6,813 (6,863)	516	1,386	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,125 (15,199)	117
供給予備力	741	86	219	437	899	71	60	431	127	121	90	1,641	57
供給予備率	10.9	16.6	15.8	8.9	10.8	3.0	11.8	17.9	12.2	25.3	5.9	10.8	48.8
【3月】													
供給力	7,017	575	1,404	5,039	8,709	2,282	531	2,763	1,073	566	1,493	15,726	180
最大電力需要	6,323 (6,372)	479	1,307	4,537 (4,587)	7,578 (7,594)	2,196	485	2,160 (2,172)	947	426	1,365 (1,368)	13,901 (13,967)	111
供給予備力	695	96	97	502	1,130	86	46	604	127	140	129	1,825	68
供給予備率	11.0	20.0	7.4	11.1	14.9	3.9	9.5	27.9	13.4	32.8	9.4	13.1	61.4

※エリア間取引は、中部（1月、2月）において、予備力3%程度確保するまでの量を考慮。

※括弧の値は電源Ⅰ'（DR）考慮前の値。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) エリア間取引等の効果

①電源Ⅰ'活用、火力増出力及びエリア間取引を考慮しない場合の需給バランス

(1)において、中部エリアでは、火力増出力やエリア間取引の活用を想定した結果、予備率3%が確保できる見通しとなった¹¹。

参考として、仮に、これらを考慮しない¹²場合の見通しを表22に示す。

この場合、中部エリアでは、予備率が3%を下回る事となる。

¹⁰ 本機関が各事業者よりデータ収集した時点では、供給力に計上していなかったエリア間市場取引や相対取引。

¹¹ 中部エリアでは今冬の電源Ⅰ'はない。

¹² 電源Ⅰ'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは考慮する。

【表 22 需給バランス（電源 I'、火力増出力及びエリア間取引を考慮しない場合）】

(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	7,421	609	1,462	5,350	8,763	2,348	513	2,733	1,131	506	1,531	16,185	163
最大電力需要	6,567	516	1,368	4,683	7,951	2,265	489	2,261	987	477	1,472	14,518	113
供給予備力	854	92	95	667	813	83	24	473	144	29	60	1,667	50
供給予備率	13.0	17.9	6.9	14.2	10.2	3.7	4.9	20.9	14.6	6.1	4.1	11.5	44.2
予備力3%確保に対する不足分													
【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	7,658	597	1,580	5,480	9,136	2,421	564	2,834	1,181	529	1,608	16,794	163
最大電力需要	6,868	516	1,392	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,204	117
供給予備力	790	81	189	520	801	57	52	413	139	52	87	1,591	46
供給予備率	11.5	15.7	13.5	10.5	9.6	2.4	10.1	17.1	13.4	10.9	5.7	10.5	38.9
予備力3%確保に対する不足分						14							
【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	7,489	595	1,591	5,302	9,156	2,421	566	2,819	1,163	593	1,595	16,645	174
最大電力需要	6,863	516	1,386	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,199	117
供給予備力	626	79	205	342	820	57	54	398	121	116	74	1,446	57
供給予備率	9.1	15.3	14.8	6.9	9.8	2.4	10.6	16.4	11.7	24.3	4.9	9.5	48.8
予備力3%確保に対する不足分						14							
【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	6,958	569	1,394	4,995	8,659	2,271	526	2,752	1,067	558	1,485	15,617	180
最大電力需要	6,372	479	1,307	4,587	7,594	2,196	485	2,172	947	426	1,368	13,967	111
供給予備力	586	90	88	408	1,064	75	41	580	121	132	117	1,650	68
供給予備率	9.2	18.8	6.7	8.9	14.0	3.4	8.4	26.7	12.8	30.9	8.5	11.8	61.4
予備力3%確保に対する不足分													

※電源 I' のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

②電源 I' 及び火力増出力運転のみを考慮した場合の需給バランス

次に、エリア間取引を考慮せず、各エリアの電源 I' と火力増出力運転を考慮した場合の見通しを表 23 に示す。

中部エリアでは、火力増出力運転考慮後も予備率が3%をやや下回る。

【表 23 需給バランス（電源 I'、火力増出力を考慮、エリア間取引を考慮しない場合）】

(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	7,480	614	1,472	5,394	8,812	2,358	518	2,745	1,137	514	1,540	16,291	163
	(7,421)	(609)	(1,462)	(5,350)	(8,763)	(2,348)	(513)	(2,733)	(1,131)	(506)	(1,531)	(16,185)	
最大電力需要	6,517	516	1,368	4,633	7,927	2,265	489	2,244	987	477	1,465	14,444	113
	(6,567)			(4,683)	(7,951)			(2,261)			(1,472)	(14,518)	
供給予備力	962	98	104	760	885	92	29	501	150	37	75	1,847	50
供給予備率	14.8	19.0	7.6	16.4	11.2	4.1	5.9	22.3	15.2	7.8	5.2	12.8	44.2
予備力3%確保に対する不足分													
【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	7,728	603	1,594	5,530	9,190	2,431	569	2,849	1,187	537	1,616	16,917	163
	(7,658)	(597)	(1,580)	(5,480)	(9,136)	(2,421)	(564)	(2,834)	(1,181)	(529)	(1,608)	(16,794)	
最大電力需要	6,818	516	1,392	4,910	8,312	2,364	512	2,404	1,041	477	1,514	15,130	117
	(6,868)			(4,960)	(8,336)			(2,421)			(1,521)	(15,204)	
供給予備力	910	87	202	620	878	67	58	445	145	60	103	1,787	46
供給予備率	13.3	16.9	14.5	12.6	10.6	2.8	11.3	18.5	14.0	12.6	6.8	11.8	38.9
予備力3%確保に対する不足分						4							
【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	7,554	602	1,605	5,347	9,211	2,432	572	2,835	1,169	601	1,603	16,765	174
	(7,489)	(595)	(1,591)	(5,302)	(9,156)	(2,421)	(566)	(2,819)	(1,163)	(593)	(1,595)	(16,645)	
最大電力需要	6,813	516	1,386	4,910	8,312	2,364	512	2,404	1,041	477	1,514	15,125	117
	(6,863)			(4,960)	(8,336)			(2,421)			(1,521)	(15,199)	
供給予備力	741	86	219	437	899	68	60	431	127	124	90	1,641	57
供給予備率	10.9	16.6	15.8	8.9	10.8	2.9	11.8	17.9	12.2	26.0	5.9	10.8	48.8
予備力3%確保に対する不足分						3							
【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	7,017	575	1,404	5,039	8,709	2,282	531	2,763	1,073	566	1,493	15,726	180
	(6,958)	(569)	(1,394)	(4,995)	(8,659)	(2,271)	(526)	(2,752)	(1,067)	(558)	(1,485)	(15,617)	
最大電力需要	6,323	479	1,307	4,537	7,578	2,196	485	2,160	947	426	1,365	13,901	111
	(6,372)			(4,587)	(7,594)			(2,172)			(1,368)	(13,967)	
供給予備力	695	96	97	502	1,130	86	46	604	127	140	129	1,825	68
供給予備率	11.0	20.0	7.4	11.1	14.9	3.9	9.5	27.9	13.4	32.8	9.4	13.1	61.4
予備力3%確保に対する不足分													

※括弧内は、電源 I' 及び火力増出力運転考慮前の値（電源 I' のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上）。

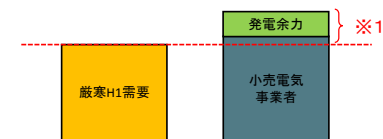
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

③需給バランス見通しにおけるエリア間取引の詳細

各エリアの事業者の余力（発電事業者の発電余力、小売電気事業者の予備力）は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高いことから、電源Ⅰ´、火力増出力運転に加え、エリア間取引も考慮して、中部エリアの予備率がどの程度確保できるかを算出したところ、予備率3%以上を確保できる見通しとなった（図7、8、表24）。これが（1）で示した見通しである。

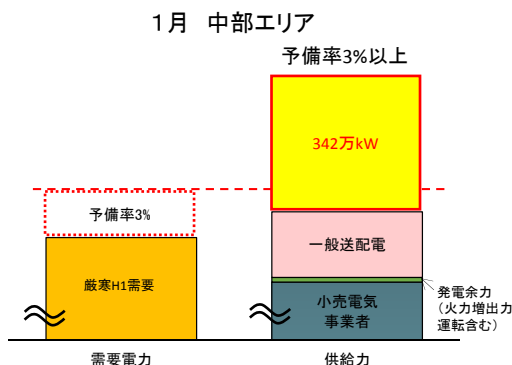
なお、エリア間取引については、各エリアの事業者の余力が連系線の空容量の範囲内で取引されることを想定してその可能量を算出し、不足エリアが予備率3%程度を確保するまでの量を考慮している。

	東エリア	中西5エリア
エリア事業者余力 ^{※1}	381万kW	341万kW
中部向け連系線空容量	82万kW	260万kW
他エリアからの取引で賄う場合の供給力	82万kW	260万kW
	342万kW	



※1 エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分（電源Ⅰ´および火力増出力運転は控除）

【図7 エリア間取引可能量の算出例（厳寒H1、中部1月）】



2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源Ⅰ´、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【1月】	中部	関西	中国	四国
供給力	2,435	2,845	1,169	598
(うちエリア間取引による増減)	(+4)	(-4)		(-3)
最大電力需要	2,364	2,404	1,041	477
供給予備力	71	441	127	121
供給予備率	3.0	18.3	12.2	25.3

応援したエリア

3%に改善したエリア

矢印は、追加的なエリア間取引による潮流の向き

【試算条件】

- ・供給力、最大電力需要は、エリア内の電源Ⅰ´及び火力増出力運転を含む。
- ・エリア間取引は、エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分（電源Ⅰ´及び火力増出力分を控除）を、連系線空容量の範囲で活用。
- ・エリア間取引は、予備率3%確保するまでの量で試算。事業者の余力率の大きいエリアから取引で供給力が移動するとした。
- ・四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

【図8 需給バランス見通しにおけるエリア間取引（厳寒H1）】

【表 24 エリア間取引の（図7，8）の算出諸元】

■厳寒H1需要におけるエリア事業者余力[※] (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
A	エリア小売供給力	7046	569	1361	5115	8055	2183	480	2492	1060	459	1381	15101	116
B	エリア発電余力	41	2	6	33	92	3	0	70	6	11	3	133	0
C	厳寒H1需要	6567	516	1368	4683	7951	2265	489	2261	987	477	1472	14518	113
A+B-C	エリア事業者余力	520	55	-	465	380	-	-	301	79	-	-	900	4
【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
A	エリア小売供給力	7208	558	1474	5177	8410	2249	529	2609	1107	464	1452	15619	116
B	エリア発電余力	41	2	6	33	88	2	0	45	10	28	3	128	0
C	厳寒H1需要	6868	516	1392	4960	8336	2364	512	2421	1041	477	1521	15204	117
A+B-C	エリア事業者余力	381	44	88	249	341	-	18	233	76	15	-	723	-
【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
A	エリア小売供給力	7014	556	1485	4973	8410	2254	531	2625	1099	464	1437	15424	127
B	エリア発電余力	39	2	6	31	132	1	0	28	7	92	3	171	0
C	厳寒H1需要	6863	516	1386	4960	8336	2364	512	2421	1041	477	1521	15199	117
A+B-C	エリア事業者余力	190	42	105	44	395	-	19	232	65	79	-	585	10
【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
A	エリア小売供給力	6657	532	1290	4834	7942	2122	491	2568	1001	413	1347	14599	132
B	エリア発電余力	33	2	4	27	130	3	0	11	6	108	3	163	0
C	厳寒H1需要	6372	479	1307	4587	7594	2196	485	2172	947	426	1368	13967	111
A+B-C	エリア事業者余力	330	55	-	274	567	-	5	406	61	95	-	897	21

※エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分(電源I および火力増出力分は控除)。超過がないエリアは「-」で表示。
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

■地域間連系線の空容量・マージン (中部向き一部抜粋)

平成29年度供給計画等に基づく連系線空容量・マージン

(万kW)

方向	地域間 連系線名称	潮流向	12月		1月		2月		3月	
			空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン
北海道 ⇒中部	北海道本州間	北海道⇒東北	51	18	50	19	50	19	48	21
	東北東京間	東北⇒東京	161	68	196	72	211	72	137	66
	東京中部間	東京⇒中部	79	65	82	69	83	69	87	63
四国 ⇒中部	中部北陸間	北陸⇒中部	33	0	43	0	42	0	34	0
	中部関西間	関西⇒中部	218	33	217	34	210	34	214	32
	関西中国間	中国⇒関西	248	29	241	32	238	32	266	28
	中国四国間	四国⇒中国	101	0	95	0	100	0	113	0

(3) 厳寒 H1 需要と供給力減少リスク (N-1 故障) の同時発現時の需給バランス確認

さらなるリスクケースとして、厳寒 H1 需要発生時において発電機の 1 台停止や送電線 1 回線事故等の 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(表 25)。

予備力 3% に対して不足分が大きなエリアは、中部エリアの 1、2 月であるが、エリア間取引等の追加的な需給対策により予備率 3% を確保できることが確認できた(表 26)。なお、他エリアに関しても同様に、予備率 3% を確保できる見通しである。

【表 25 供給力減少リスク要因と供給予備力（厳寒H1）の比較※1】

		(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	68	60	99	115	65	87	95	66	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	179	-	-	-	-	-	-	-	
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		15	3	443	-91	-51	347	26	-43	-53	22	
【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	68	60	99	115	65	87	95	85	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-	
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		4	101	282	-115	-23	282	19	-40	-27	18	
【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	68	60	98	115	65	87	95	85	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-	
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		2	117	99	-115	-20	271	1	21	-40	29	
【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	68	60	99	115	65	87	95	85	85	24	
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	213	-	-	-	-	-	-	-	
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		14	-2	152	-96	-34	452	4	42	3	41	

※1:各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。最大脱落量には火力増出力分含む。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 ※2: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

他エリアN-1事故時の融通可能余力

		(万kW)									
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
厳寒H1需要時 エリア予備率3%超過量※3	12月	77	54	527	15	9	405	115	15	16	
	1月	66	147	372	0	37	336	108	38	41	
	2月	64	163	193	0	39	325	90	98	28	
	3月	76	48	271	9	26	515	92	119	76	

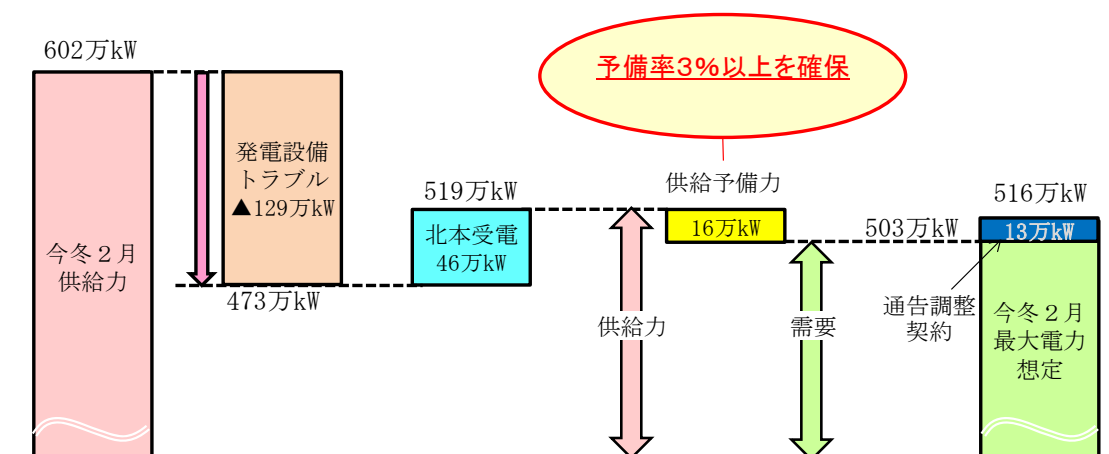
※3:電源I'及び火力増出力運転考慮前の値（電源I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上）

【表 26 中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー】

エリアの運用上の追加的な需給対策※		効果量(万kW)		算定根拠	備考
		中部			
		1月	2月		
エリア間取引	FC活用なし(60Hz内)	260	253	他エリア事業者余力かつ連系線空容量範囲内	平成29年度供給計画に基づく連系線空容量より
	FC活用分(50Hz→60Hz)	82	83		
小計	エリア間取引による需給対策	342	336		
本機関による ひっ迫時の指示	FC活用なし(60Hz内)	34	34	他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの年間段階のマージン分を使用
	FC活用分(50Hz→60Hz)	69	69		
小計	本機関による需給対策	103	103		
合計		445	439		

※各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

なお、北海道エリアについては、このリスクケースにおいても予備率3%が確保できる見込みであるが、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46万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、定格70万kW）の停止は、予備率13.1%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から、さらに、計画外停止の過去最大級のリスク¹³にも対応できることを追加で確認した（図9）。



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22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成29年10月12日)資料2-1 参考資料2 一部抜粋

【図 9 北海道エリアの供給力減少リスク確認】

¹³ 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)

5. 2017年度冬季の需給見通しの検証の総括

2017年度冬季が、至近10か年で最も厳しい気象条件となった場合でも、電源I'の活用、火力増出力運転及びエリア間取引の活用により、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。

さらに、厳寒H1需要発生時にN-1故障が発生した場合においても、追加的なエリア間取引等の対策を行うことにより、全国で予備率3%を確保できることが確認できた。

加えて、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。

本機関としては、需給ひっ迫時対応を担っていること責任を自覚し、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、維持していくこととする。

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

委員長

大山 力 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

委員 (中立者)

大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授

荻本 和彦 東京大学 生産技術研究所 特任教授

合田 忠弘 同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授

松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

委員 (事業者)

沖 隆 (株)F-Power 副社長

加藤 和男 電源開発(株) 経営企画部 部長

塩川 和幸 東京電力パワーグリッド(株) 技監

高橋 容 (株)エネット 取締役 技術本部長

平岩 芳朗 中部電力(株) 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長

増川 武昭 (一社)太陽光発電協会 事務局長

(平成 29 年 10 月 12 日現在 敬称略・五十音順)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

○第 22 回委員会（平成 29 年 10 月 12 日）

（議題）

- ・ 2017 年度夏季の電力需給実績と 2017 年度冬季の電力需給見通しについて

平成 29 年 10 月 24 日
電力広域的運営推進機関

電力需給検証報告書の公表について

2017年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しの検証結果について、当機関の「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、別紙のとおり取りまとめましたので公表いたします。

※電力需給検証については、2016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合同会議において、本機関に作業の場が移管され、2016年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通し以降、本機関取りまとめの報告書を公表しています。

以上

別紙：電力需給検証報告書 ※添付略