

# 電力需給検証報告書

2018年5月

電力広域の運営推進機関

# 目 次

はじめに .....	- 1 -
第 1 章 2017 年度冬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 .....	- 9 -
4. 2017 年度冬季の電力需給の結果分析の総括 .....	- 13 -
第 2 章 2018 年度夏季の電力需給の見通し	
1. 基本的な考え方 .....	- 16 -
2. 2018 年度夏季の需要の想定 .....	- 20 -
3. 2018 年度夏季の供給力の想定 .....	- 22 -
4. 電力需給バランスの検証 .....	- 27 -
5. 2018 年度夏季の需給見通しの検証の総括 .....	- 30 -
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 .....	- 31 -
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 .....	- 32 -

## はじめに

この報告書は、2017年度冬季の電力需給実績及び2018年度夏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。

夏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（猛暑）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（以下「猛暑H1需要」という。）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。

なお、電力需給検証の概要は、下の表1のとおりである。

【表1 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	猛暑・厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて猛暑・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かを検証するもの
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑・厳寒H1需要を想定

## 第1章 2017年度冬季の電力需給の結果分析

### 1. 電力需給の状況

表2は、2017年度冬季における全国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の状況を示したものである。

2017年度冬季の想定にあたっては、厳気象リスクを想定し、過去10年間で最も厳寒だった年度並みの気象条件での需要（以下「厳寒H1需要」）を想定していたが、沖縄エリアを除き事前の想定を上回る需要を記録した。また、高需要の連続などに伴い、東京エリアに向けて、本機関指示による融通を7日間実施した。<sup>1</sup>

以下、2017年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2017年度冬季の需給実績（全国最大需要日）】

（送電端）

エリア	最大需要日	時間	実績				厳寒H1想定 <sup>※2</sup>			
			最大需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 <sup>※1</sup>		最大需要 <sup>※3</sup> (万kW)	供給力 <sup>※4</sup> (万kW)	予備率 <sup>※5</sup>
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月25日(木)	18~19時	503	574	14.0%	574	14.0%	516	603	16.9%
東北			1,428	1,589	11.3%	1,589	11.3%	1,392	1,594	14.5%
東京			5,110	5,302	3.7%	5,302	3.7%	4,910 (4,960)	5,530	12.6%
東3エリア			7,041	7,465	6.0%	7,465	6.0%	6,818 (6,868)	7,728	13.3%
中部			2,367	2,562	8.2%	2,562	8.2%	2,364	2,435	3.0%
北陸			525	610	16.2%	610	16.2%	512	569	11.3%
関西			2,523	2,724	8.0%	2,786	10.4%	2,404 (2,421)	2,845	18.3%
中国			1,031	1,181	14.5%	1,181	14.5%	1,041	1,187	14.0%
四国			491	532	8.4%	532	8.4%	477	537	12.6%
九州			1,504	1,713	13.9%	1,720	14.4%	1,514 (1,521)	1,616	6.8%
中西エリア			8,442	9,323	10.4%	9,392	11.3%	8,312 8,336	9,190	10.6%
全国9エリア			15,483	16,787	8.4%	16,856	8.9%	15,130 (15,204)	16,917	11.8%
沖縄			91	129	41.2%	168	84.7%	117	163	38.9%
全国10エリア			15,574	16,916	8.6%	17,024	9.3%	15,247 (15,321)	17,080	12.0%

※1 前回(2017年秋)の電力需給検証実施時に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。

需給停止：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)

※2 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017.10.12)で報告した値。

※3 括弧の値は電源I'(DR)考慮前の値。

DR(ダイヤモンドリスポンス)：卸市場価格の高騰時または系統信頼性の低下時において、電気料金の設定またはインセンティブの支払いに応じて需要家側が電力の使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること。(電力・ガス取引監視等委員会 第6回制度設計専門会合(2016.4.26)資料6)

※4.5 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力および予備率。

※ 実績は本機関指示による融通後の供給力・予備率。

※ 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に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。

※ 本表以降、本報告書の冬季実績については速報値や推計値が含まれる。

<sup>1</sup> 詳細は、第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.4.12)資料2参照

【表3 2017年度冬季の需給実績（エリア別最大需要日）】

(送電端)

エリア	実績								厳寒H1想定 <sup>※2</sup>		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 <sup>※1</sup>		最大需要 <sup>※3</sup> (万kW)	供給力 <sup>※4</sup> (万kW)	予備率 <sup>※5</sup>	
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率				
北海道	1月25日(木)	9～10時	525	599	14.1%	599	14.1%	516	603	16.9%	
東北	1月24日(水)	17～18時	1,461	1,545	5.7%	1,545	5.7%	1,392	1,594	14.5%	
東京	2月2日(金)	10～11時	5,266	5,564	5.7%	5,564	5.7%	4,910 (4,960)	5,530	12.6%	
東3エリア	—	—	7,252	7,707	6.3%	7,707	6.3%	6,818 (6,868)	7,728	13.3%	
中部	1月25日(木)	17～18時	2,378	2,563	7.8%	2,563	7.8%	2,364	2,435	3.0%	
北陸	1月25日(木)	9～10時	541	611	12.8%	611	12.8%	512	569	11.3%	
関西	1月24日(水)	18～19時	2,560	2,762	7.9%	2,860	11.7%	2,404 (2,421)	2,845	18.3%	
中国	1月25日(木)	9～10時	1,096	1,256	14.5%	1,256	14.5%	1,041	1,187	14.0%	
四国	1月24日(水)	18～19時	508	542	6.7%	542	6.7%	477	537	12.6%	
九州	2月6日(火)	18～19時	1,575	1,771	12.5%	1,779	13.0%	1,514 (1,521)	1,616	6.8%	
中西エリア	—	—	8,658	9,505	9.8%	9,610	11.0%	8,312 8,336	9,190	10.6%	
全国9エリア	—	—	15,909	17,212	8.2%	17,317	8.8%	15,130 (15,204)	16,917	11.8%	
沖縄	2月5日(月)	19～20時	114	155	35.8%	172	50.3%	117	163	38.9%	
全国10エリア	—	—	16,024	17,367	8.4%	17,489	9.1%	15,247 (15,321)	17,080	12.0%	

※1 前回(2017年秋)の電力需給検証実施時に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。

需給停止：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)

※2 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017.10.12)で報告した値。

※3 括弧の値は電源I'(DR)考慮前の値。

DR(ダイヤモンドリスポンス)：卸市場価格の高騰時または系統信頼性の低下時において、電気料金の設定またはインセンティブの支払いに応じて需要家側が電力の使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること。(電力・ガス取引監視等委員会 第6回制度設計専門会合(2016.4.26)資料6)

※4,5 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力および予備率。

※ 実績は本機関指示による融通後の供給力・予備率。

※ 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+703 万 kW

各エリアの冬季最大需要日の需要実績の合計は、16,024 万 kW であり、事前に想定していた厳寒 H1 需要 15,321 万 kW（DR 考慮前）を 703 万 kW 上回った。

以下、実績と想定を比較する。

### （1）厳寒 H1 需要の想定と実績

厳寒 H1 需要の想定と実績について表 4 に示す。

全国的に厳しい寒さとなり、沖縄エリア以外は事前に想定した厳寒 H1 需要を上回った。なお、北海道・沖縄エリア以外は想定以上の厳寒であった。

【表 4 厳寒 H1 需要の想定と実績の詳細】

2017年度冬季実績(送電端)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
厳寒H1想定方法		H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式 <sup>※1</sup>	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	2013	2013	2011	2016	2011	2011	2011	2011	2015	
気象感応度 (日平均気温・ 万kW/℃)	想定	-4	-24	-82	-34	-8	-45	-20	-7	-24	-3	
	実績	-4	-24	-85	-34	-11	-51	-23	-8	-27	-3	
日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)	—	
H3気温(℃pt)	想定	-6.1	-1.7	3.4	1.1	0.9	3.3	2.1	6.6	6.2	14.3	
	実績	H1	-7.1	-4.7	0.7	-1.1	-2.1	0.9	-0.2	3.6	3.7	11.5
		H2	-3.9	-4.6	0.9	0.2	-1.5	0.8	-1.2	4.2	4.1	12.1
		H3	-7.6	-3.9	-0.1	-0.5	-1.2	1.3	0.0	5.3	4.0	12.7
		H3平均	-6.2	-4.4	0.5	-0.5	-1.6	1.0	-0.5	4.4	3.9	12.1
H3需要(万kW)	想定	502	1,341	4,715	2,260	490	2,321	985	458	1,443	104	
	実績	H1	525	1,461	5,124	2,378	541	2,560	1,096	508	1,575	114
		H2	508	1,444	5,110	2,348	538	2,553	1,092	492	1,565	112
		H3	497	1,423	5,101	2,336	537	2,517	1,074	491	1,540	108
		H3平均	510	1,443	5,112	2,354	539	2,543	1,087	497	1,560	111
H3想定気温(再掲)(℃)		-6.1	-1.7	3.4	1.1	0.9	3.3	2.1	6.6	6.2	14.3	
厳寒H3想定気温(℃)		-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想定(万kW)		512	1,377	—	2,326	503	2,383	1,023	468	1,503	115	
H1/H3比率 (5か年実績平均)		1.01	1.01	—	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02	
厳寒H1想定(万kW)		516	1,392	4,960	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	117	
厳寒H1/H3比率(結果) (2017年度冬季想定)		1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.06	1.04	1.05	1.13	
H1/H3比率 (2017年度冬季実績)		1.03	1.01	1.03	1.01	1.00	1.01	1.01	1.02	1.01	1.03	

※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「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 年平均)の差分から直接気象影響を算出」に基づく。

※ 気温について、東京エリアは最大需要発生時気温、四国・九州エリアは日最高気温、その他のエリアは日平均気温を記載。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

## (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、②DR、③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<sup>※1</sup>増減の主な要因の分析】

(送電端)

	実績-想定 (万kW) <sup>※2</sup>	差の主な要因
合計	+ 703	—
気温影響	+ 492	厳寒H1需要を想定していたが、一部を除いて前提とした厳寒以上の気象となったことから需要が増加した。
DR	▲ 27	電源 I ' 発動によるDRの影響(東京エリア)
その他 (経済・節電影響等)	+ 238	2017年度のGDP及びIIPの伸び率の上方修正等による (GDP:+1.1%→+1.7%、IIP:+2.0%→+4.8%)

※1 需要には太陽光自家消費で賄われた分は含まない。

※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厳寒H1需要(DR考慮前)想定値の合計。

※ 気温影響には日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。

※ 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 +492万kW

厳寒H1需要を想定していたが、一部を除いて前提とした厳寒以上の気象となったことから、実績が事前の想定を上回った。

### ②DR ▲27万kW

東京エリアでの電源 I ' 発動によるDRの影響量は▲27万kWであった。

### ③その他（経済、節電影響等） +238万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%→+1.7%、IIP:+2.0%→+4.8%)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 <sup>※1,2</sup> (想定)	6,868	516	1,392	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,204	117	15,321
最大需要 <sup>※1</sup> (実績)	7,252	525	1,461	5,266	8,658	2,378	541	2,560	1,096	508	1,575	15,909	114	16,024
差分 <sup>※3</sup>	+ 384	+ 9	+ 69	+ 306	+ 322	+ 14	+ 29	+ 139	+ 55	+ 31	+ 54	+ 705	▲ 3	+ 703
気温影響	+ 358	0	+ 43	+ 316	+ 137	+ 9	+ 22	+ 40	+ 21	+ 10	+ 35	+ 496	▲ 4	+ 492
DR <sup>※4</sup>	▲ 27	—	—	▲ 27	—	—	—	—	—	—	—	▲ 27	—	▲ 27
その他(経済・ 節電影響等)	+ 52	+ 9	+ 26	+ 18	+ 185	+ 5	+ 7	+ 99	+ 34	+ 21	+ 19	+ 237	+ 1	+ 238

- ※1 需要には太陽光自家消費で賄われた分は含まない。
- ※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22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。
- ※4 電源I(発電)によるDRの影響(東京エリア)。
- ※ 気温影響には日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。
- ※ 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

2017年度冬季（12,1,2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。

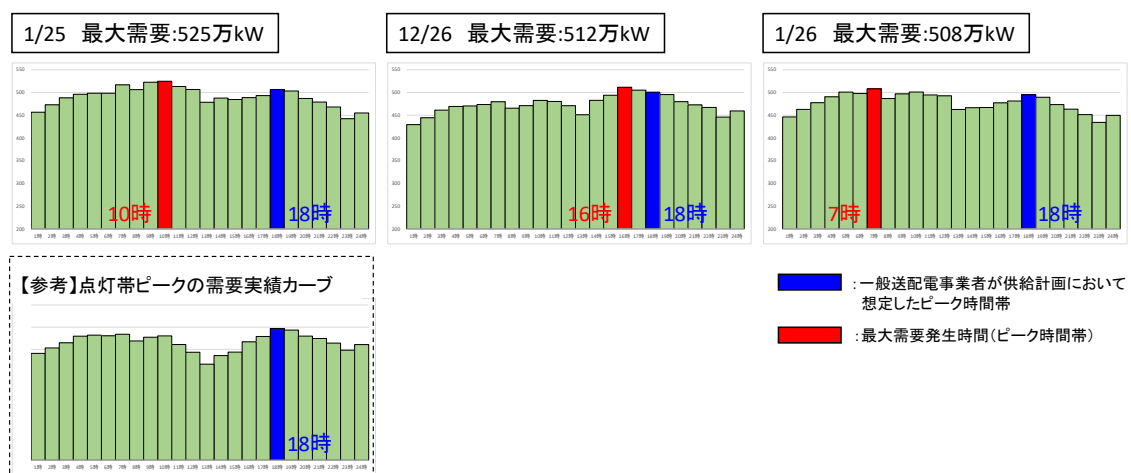
北海道エリアについては、最大需要発生時間が上位3日とも、一般送配電事業者が指定する供給計画における記載断面の時間帯からずれが比較的大きかった。

【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	12月	18時	18時	18時	18時	17時	18時	18時	18時	19時	19時
	1月	18時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
	2月	19時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
最大需要発生時間	第一位	10時 (1/25)	18時 (1/24)	11時 (2/2)	18時 (1/25)	10時 (1/25)	19時 (1/24)	10時 (1/25)	19時 (1/24)	19時 (2/6)	20時 (2/5)
	第二位	16時 (12/26)	18時 (1/25)	19時 (1/26)	18時 (1/24)	11時 (1/26)	10時 (1/25)	19時 (1/24)	19時 (2/6)	19時 (2/5)	20時 (2/6)
	第三位	7時 (1/26)	18時 (1/26)	19時 (1/25)	10時 (2/6)	18時 (1/24)	19時 (2/6)	10時 (1/11)	19時 (2/5)	19時 (1/12)	20時 (2/7)

北海道エリアの需要実績カーブを図1に示す。需要カーブは点灯帯がピークになると想定していたが、実際のピーク時間（上位3日）は午前中となる場合もあった。

北海道エリアでは、東日本大震災以降、一日を通して需要があまり変化しない傾向がみられ、近年その傾向が一層顕著であることから、ピーク需要は点灯帯、昼間帯、夜間帯いずれの時間帯においても発生しやすい状況であった。2017年度冬季は、気温や降雪などの気象要因により、点灯帯以外の夜間帯、昼間帯がピーク時間帯となることが多かったものと推定される。



【図1 需要実績ロードカーブ（北海道）】

#### (4) 北海道エリアにおいて行われた需給対策

北海道エリアにおいては、2017年度冬季見通しの段階において、他エリアからの融通に制約があること、厳寒であり、電力需給のひっ迫が人身の安全に与える影響が大きいことから、過去最大級の供給力減少（129万kW）が発生しても予備率3%を確保できる見通しであることを確認していた。また、北海道電力においては、万が一の需給ひっ迫に備えて、事前の需給対策に取り組むこととしていた。その対策の実績を表8に示す。

需給ひっ迫時に活用を想定している通告調整契約等<sup>2</sup>については、想定時点では16万kWを見込んで需給対策を検討しており、実績においても想定と同程度の16万kWの契約を確保して需給ひっ迫に備えていた。

なお、幸いにして需給ひっ迫の状況には至らなかったことから、「万が一の需給ひっ迫時への対策」による需要抑制の発動の実績はなかった。

【表8 北海道電力による需給対策の概要（北海道電力株式会社作成）】  
 <万が一の需給ひっ迫時への対策>

契約種別	内容	2016年度 冬季実績	【参考】 2017年度 冬季見通し	2017年度 冬季実績
操業調整型・ 自家発対応型 通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。	約220口 約13万kW	約180口 約11万kW	約180口 約11万kW
当日通告型 通告調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	11口 約5万kW	11口 約5万kW	11口 約5万kW
緊急時節電 要請スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電（節電の深堀）にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	約840口	加入依頼中	約820口
ネガワット 入札契約	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	8口	加入依頼中	8口

<sup>2</sup> 表8における操業調整型・自家発対応型通告調整契約、当日通告型通告調整契約。

### 3. 供給 ～事前の想定から▲164万kW

表9に示すとおり、2017年度冬季の全国最大需要日（2018年1月25日18時～19時）の供給力の合計（全国10エリアの合計。以下同じ。）は、16,916万kWであり、事前の想定である17,080万kWを164万kW下回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

【表9 2017年度冬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	16,916	17,080	▲ 164	
原子力	346	350	▲ 4	・伊方原発3号機の運転差し止めによる減 ・川内原発の定格熱出力一定運転による増
火力	12,504	12,820	▲ 316	計画外停止※2 ▲ 415 需給停止※3 ▲ 109 その他※4 208 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	1,040	949	+ 91	出水状況および貯水池運用による増 （計画外停止 ▲3万kW含む）
揚水	1,853	1,909	▲ 56	需給状況を考慮した日々の運用による減 （計画外停止 ▲47万kW含む）
太陽光	0	0※5	0	
風力	160	17	+ 143	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）
地熱	29	29	0	
その他※6	984	1,006	▲ 22	

※1 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 太陽光については、全国最大需要の発生した時間帯が18時-19時であったことから、想定供給力もゼロ評価とした。

※6 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▲316万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、12,504万kWであり、事前の想定である12,820万kWを316万kW下回った。

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10に示す。

全国最大需要日における計画外停止（火力以外も含む）は465万kWとなり、当該日の予備率に与える影響（▲3.0%）は昨冬（▲2.0%）より大きかった。

【表10 2017年度冬季の計画外停止の状況】

(送電端)

1月～2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	737	1月28日	▲4.7%
平均値	306	—	▲2.0%
全国最大需要日の実績値	465	1月25日	▲3.0%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	1月25日19時	15,574	16,916	8.6%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象外※3
冬季(1月～2月)	210件	51件	209件

	老朽火力発電電力量[億kWh]	設備利用率※4[%]
冬季(1月～2月)	163	49.6

※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。

※4 老朽火力の設備利用率は以下に基づき算出。

$$\text{設備利用率}[\%] = \frac{\text{発電電力量(発電端)}[\text{kWh}]}{\text{定格出力(発電端)}[\text{kW}] \times \text{暦日数} \times 24[\text{h}]} \times 100$$

②老朽火力の状況

老朽火力を2017年3月31日時点で運転開始から40年を経過したものとし、2017年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者31者よりデータを収集したところ、発電電力量は163億kWh、設備利用率は49.6%であった。

## (2) 水力発電 ～事前の想定から+91万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、1,040万kWであり、事前の想定である949万kWを91万kW上回った。

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135万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44万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+143万kW

### ① 太陽光発電

全国最大需要日のピーク時間帯（1月25日18時～19時）における太陽光供給力<sup>3</sup>の合計はゼロ<sup>4</sup>であった。（各エリア最大需要日の状況は次頁参照）

### ② 風力発電 ～事前の想定から+143万kW

全国最大需要日の供給力の合計は、160万kWとなり、事前の想定である17万kWを143万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、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11 2017年度冬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 (1月)	9	2	7	0	4	1	0	0	1	1	1	13	0	13
	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	-
	②最大需要日 の実績	102	25	67	9	57	16	8	5	8	13	8	159	1	160
	時間帯	-	18-19時	18-19時	18-19時	-	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	-	18-19時	-
	差分 (②-①)	93	24	60	9	53	14	8	5	7	12	7	146	1	147
出力比率 (%)	①想定 (1月)	-	4.9	7.7	6.4	-	3.8	0.5	2.6	2.1	4.2	2.2	-	0.3	-
	②最大需要日 の実績	-	65.6	74.9	54.4	-	46.4	53.5	31.9	22.4	74.5	15.9	-	25.5	-
	差分 (②-①)	-	60.7	67.2	48.0	-	42.6	53.0	29.3	20.3	70.3	13.7	-	25.2	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<sup>3</sup> 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。

<sup>4</sup> 太陽光については全国最大が18時～19時だったことから想定供給力も0評価とした。

### ③ 地熱発電 ～事前の想定どおり

全国最大需要日の供給力の合計は、29万kWとなり、事前の想定通りであった（表12）。

【表12 2017年度冬季全国最大需要日の地熱発電の供給力（実績）】

エリア		(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 (1月)	13	2	11	0	16	0	0	0	0	0	16	29	0	29
	②最大需要日 の実績	13	2	11	0	16	0	0	0	0	0	15	29	0	29
	差分 (②-①)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲1	0	0	0

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

### （参考）各エリア最大需要日の太陽光発電実績～事前の想定から+305万kW

各エリア最大需要日のピーク時間帯における太陽光供給力の合計は322万kWであり、事前の想定を305万kW上回った（表13）。

北陸エリアでは、需要のピーク時間帯を午前中と想定しており、太陽光を供給力として見込んでいたが、事前の想定を上回る実績となった。中部エリアでは、ピーク時間帯を午前中としていたが、実際は点灯ピークとなったことから太陽光が実績として計上されなかった。北海道・東京・中国エリアでは、ピーク時間帯を点灯帯と想定していたが、実際は午前ピークとなったことから、太陽光が実績として計上された。

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<sup>5</sup>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13 2017年度冬季エリア最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）】

エリア		(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 (1月)	0	0	0	0	17	16	1	0	0	0	0	17	0	17
	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	-
	②最大需要日 の実績	202	9	0	193	119	0	4	0	115	0	0	322	0	322
	時間帯	-	9-10時	17-18時	10-11時	-	17-18時	9-10時	18-19時	9-10時	18-19時	18-19時	-	19-20時	-
差分 (②-①)		202	9	0	193	102	▲16	3	0	115	0	0	305	0	305
出力比率 (%)	①想定 (1月)	-	0.0	0.0	0.0	-	2.9	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績	-	8.3	0.0	19.7	-	0.0	6.2	0.0	36.3	0.0	0.0	-	0.0	-
	差分 (②-①)	-	8.3	0.0	19.7	-	▲2.9	4.7	0.0	36.3	0.0	0.0	-	0.0	-

<sup>5</sup> 発電機の定格出力に対する実績出力の比をいう。

#### 4. 2017 年度冬季の電力需給の結果分析の総括

2017 年度冬季の需要想定にあたっては、厳寒リスクを考慮し、過去 10 年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件を前提としていたが、沖縄エリアを除き事前の想定を上回る需要を記録した。全国最大需要日の実績は、事前の想定 15,247 万 kW に対し、15,574 万 kW であった。

一方、全国最大需要日の供給力の合計は 16,916 万 kW であり、予備率は 8.6% であった。同日は計画外停止が 465 万 kW（予備率への影響は▲3.0%）あり、東京エリアについては、後述の通り本機関指示による融通を実施したが、全国的には安定供給確保に十分な予備率が確保できた<sup>6</sup>。

2017 年度冬季については、低気温の影響等により多くのエリアで想定した以上の厳寒となり、事前の想定を上回る需要を記録した。今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017 年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討を進めていく。

以下に、2017 年度冬季の需給両面での検証結果のポイントを記す。

##### （1）需要面

○北海道・沖縄エリアを除いて、事前の想定を超える厳寒となったことから、最大需要実績が事前の想定を上回った。

##### （2）供給面

○全国最大需要日の供給力（送電端実績）の合計は、16,916 万 kW であり、事前の想定である 17,080 万 kW を 164 万 kW 下回った。

○原子力発電については、伊方原発 3 号機の運転差し止めによる減少や川内原発の定格熱出力一定運転による増加等により、事前の想定である 350 万 kW を 4 万 kW 下回った。

○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 415 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上回った。

○太陽光発電については、全国最大需要日のピーク時間帯が 18 時～19 時であったことから、ピーク需要発生時の供給力はゼロであった。

<sup>6</sup> 全国最大需要日の予備率等は、1.電力需給の状況 表 2 2017 年度冬季の需給実績（全国最大需要日）参照

○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 17 万 kW を 143 万 kW 上回った。

### (3) 東京エリアの需給状況について<sup>7</sup>

本機関は、2018 年 1 月 23 日～25 日、2 月 1 日～2 日および 2 月 22 日、東京エリアの電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給の状況を改善するため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し、融通指示を計 10 回行った（融通指示対象期間：2018 年 1 月 23 日～26 日、2 月 1 日～2 日、2 月 22 日の計 7 日間）。

1 月 23 日～26 日、2 月 1 日～2 日については、火力の計画外停止、FIT 特例制度①の想定誤差と高需要の継続が複合的に影響した結果、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなり、融通指示が必要になったと考えられる。

一方、2 月 22 日については、極めて稀な気象予報の急変により、需要想定が大きすぎるという事象が発生し、これにより不足インバランスが生じたことで、当日に東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなったことから、融通指示が必要になったと考えられる。

これらの事象に関して、共通する主な課題としては以下の点が上げられる。

- ・現状、電源Ⅰ調整力募集量（7%）については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。今後、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」において、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と連携しつつ、2020 年の発送電分離が進んだ状況、電源Ⅱの事前予約の在り方<sup>8</sup>、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。

<sup>7</sup> 詳細は、第 27 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.4.12）資料 2 参照

<sup>8</sup> 電源Ⅱの事前予約についてはエリアによってその実施の有無が異なっている。東京エリアでは、電力システム改革に伴うライセンス制導入の趣旨や卸電力市場の流動性向上に向けた取組等を踏まえ、調整力の必要量を確保できないおそれがあるときであっても、電源Ⅱの事前予約のような対応は、分社化後はとられていない



- ・事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
- ・さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。
- ・なお、今回、電源 I として複数回連続の DR 発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は確実に認められた<sup>9</sup>。

また、主な個別の課題は以下の通り。

- ・今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017 年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討を進めていく。
- ・今回、複数の要因が複合した結果、復水が十分できないまま、調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得ず、十分な予備率が確保できなかったという事象があった。これを踏まえ、冬季に高需要が連続し、かつ、複数の火力発電機の計画外停止が発生するようリスクケースについても、揚水発電可能量を含めた kWh バランスを考慮した評価方法について検討を進めていく。

---

<sup>9</sup> 詳細は、第 26 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.3.22）資料 2 参照

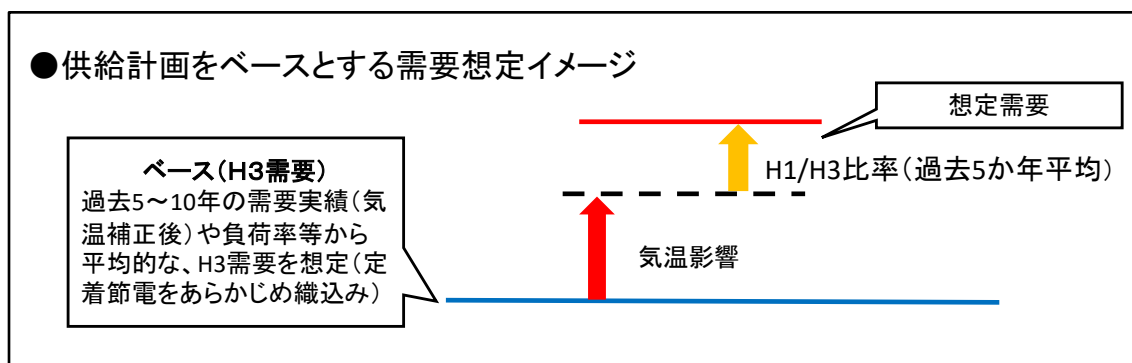
## 第2章 2018年度夏季の電力需給の見通し

### 1. 基本的な考え方

2018年度夏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、これまでの夏季の電力需給検証と同様に、気温が高くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も猛暑だった年度並みの気象を前提とした需要（以下「猛暑 H1 需要」という。）を想定する（図2）。具体的には、北海道・北陸・中国・四国エリアについては2010年度並み、東北・東京・中部エリアについては2015年度並み、関西・九州エリアについては2013年度並み、沖縄エリアについては2017年度並みを想定する。



【図2 需要想定方法のイメージ】

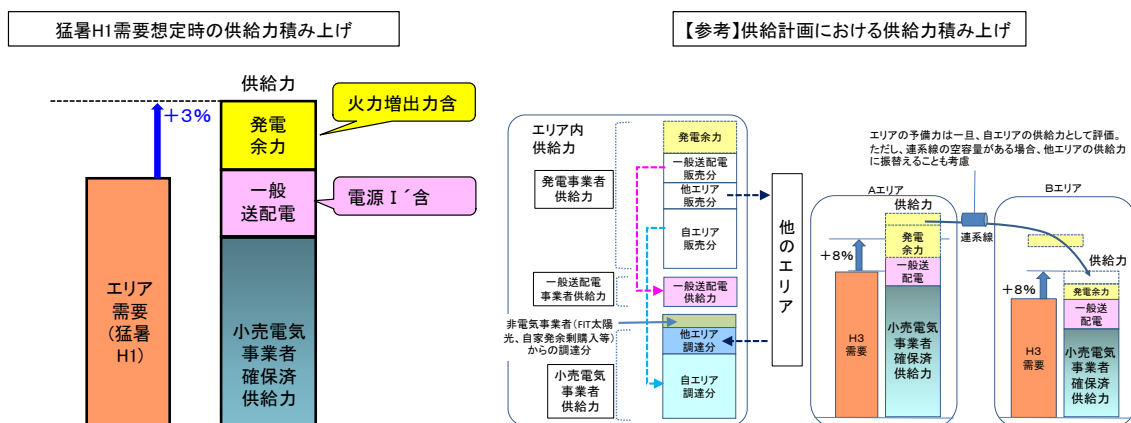
## (2) 供給面

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<sup>10</sup>及び2017年度上期の供給量が1億kWh以上の小売電気事業者 計72者（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%以上をカバー）
- 2018年度の供給計画における2017年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上の発電事業者 計63者（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%以上をカバー）

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'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、発電所所在エリア内の供給力として一旦計上するが、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。



【図3 供給力の計上方法】

<sup>10</sup> 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「夏季における 10 年に 1 回程度の猛暑における最大電力需要（猛暑 H1 需要）の 103%の供給力確保」を踏襲する。

また、追加検証として、猛暑 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<sup>11</sup>

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＞

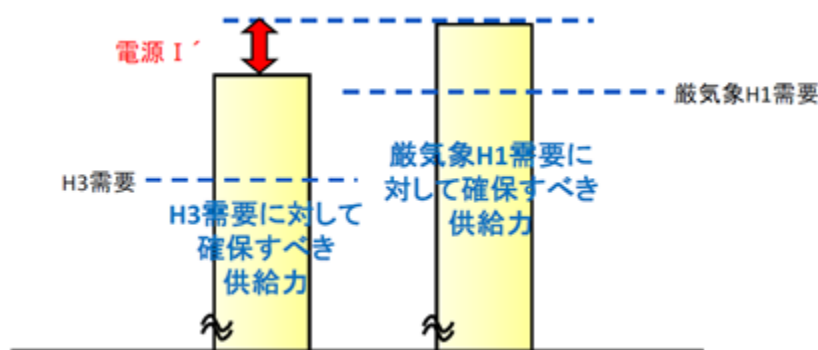
$$\text{電源 I´} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「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】

<sup>11</sup> 「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」（2017 年 3 月）より抜粋して一部追記。

## 2. 2018年度夏季の需要の想定

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、猛暑 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 14 2018 年度夏季（8 月）の需要見通し<sup>12)</sup>】

(需要は送電端 万 kW)

2018年度夏季	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	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
猛暑H1 想定方法	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※2	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	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2017
気温感応度 (最高気温・ 万kW/℃)	3	35	132	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数 1ptあたり)	85	29	23	42	4
気象考慮要素	・最高気温 ・最低気温	・最高気温 ・前2日平均 気温 ・最小湿度	・最高気温 ・前3日平均 気温	累積不快指数	当日不快指数と 前5日不快指数との 合成不快指数	・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3日最高 気温平均 ・当日平均湿度	・最高気温 ・前5日最高 気温平均 ・最小湿度	・最高気温 ・前5日最高 気温平均	・最高気温 ・前3日平均 気温
供給計画 H3前提気温等	・30.3℃ ・22.3℃	・32.5℃ ・32.2℃ ・52.0%	・35.1℃ ・28.6℃	83.9pt	82.9pt	・35.5℃ ・21.8℃	・33.7℃ ・34.5℃ ・66.9%	・34.5℃ ・33.8℃ ・50.0%	・34.4℃ ・33.5℃	・33.3℃ ・30.1℃
供給計画 H3需要	404 419	1,267 1,294	5,316	2,463	500	2,578	1,035	503	1,532	147
猛暑H3 前提気温等	・33.0℃ ・24.2℃	・34.9℃ ・33.9℃ ・43.0%	・37.0℃ ・30.1℃ (猛暑H1前提) ※2	85.5pt	84.4pt	・36.6℃ ・20.6℃	・34.6℃ ・35.7℃ ・63.9%	・35.0℃ ・35.1℃ ・48.8%	・36.2℃ ・35.3℃	・34.3℃ ・30.6℃
猛暑H3需要	—※1 437	1,339 1,366	※2	2,577	519	2,683	1,068	520	1,623	152
算定に用いた H1/H3比率	1.01	1.02 1.01	※2	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01
猛暑H1需要	442※1 442	1,367 1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	1,531
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.09 1.05	1.08 1.07	1.06	1.07	1.05	1.05	1.04	1.05	1.07	1.04

※1 北海道エリアは昨夏の実績を踏まえ、7月と8月を同値で想定。

※2 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「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 か年平均)の差分から直接気象影響量を算出」に基づく。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

※ 7,8月で値が異なる場合は上段7月・下段8月として記載。

<sup>12)</sup> 電源 I' (DR 分) は含まない。

(参考) 2018 年度供給計画における全国計の 8 月 H3 需要想定について

1. 電力需要想定

(1) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し (短期)

① 8 月の最大 3 日平均電力<sup>1</sup>

一般送配電事業者 10 者が届け出たエリア需要<sup>2</sup>を全国合計したもののうち、2017 年度の実績及び 2018 年度の見通し<sup>3</sup>を、表 1-1 に示す。

2018 年度の見通し 15,787 万 kW は、2017 年度の実績 15,708 万 kW に対して 0.5% の増加となった。なお、2017 年度の気温補正後<sup>4</sup>の実績 15,702 万 kW に対して、2018 年度の見通しは 0.5% の増加となった。

表 1-1 8 月の最大 3 日平均電力 (全国の需要、送電端)

2017 年度 実績	2018 年度 見通し
15,708 万 kW (15,702 万 kW)	15,787 万 kW +0.5% (+0.5%) ※

( ) 内は気温補正後の値

※2017 年度実績に対する増加率

- 1 最大 3 日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力 (1 時間平均値) を上位から 3 日とり、それを平均した値をいう。
- 2 エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の流通設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大 3 日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第 23 条第 5 項に基づき公表したものである。
- 3 2018 年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2017 年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。
- 4 気温補正とは、冷夏・暖冬など気象条件による冷暖房機器などの稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

### 3. 2018 年度夏季の供給力の想定

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<sup>13</sup>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、供給計画値にて計上する<sup>14</sup>。2 エリア 90 万 kW（8 月）を見込む。

#### (2) 火力発電

火力発電については、10 エリア 12,582 万 kW（8 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<sup>15</sup>の再稼働分として、2018 年度夏季は 2 エリア 2 機を供給力として見込む。

【表 15 2018 年度夏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】

2018 年 4 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	45年
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	21年
	合計	49万kW		

<sup>13</sup> 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。

<sup>14</sup> 2018 年度の供給計画の提出時点（2018 年 3 月 1 日）で、原子力発電所の稼働状況等を見通せないことに伴い当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

<sup>15</sup> 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。2018 年度夏季は 10 エリアで 76 万 kW が可能であることを確認した。

【表 16 2018 年度夏季（8 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)	2	9	40	9	1	4	4	4	4	0	76

※ 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、2018 年度夏季は 2 エリア 61 万 kW を見込む。

【表 17 2018 年度夏季（8 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)	0	56	0	0	0	5	0	0	0	0	61

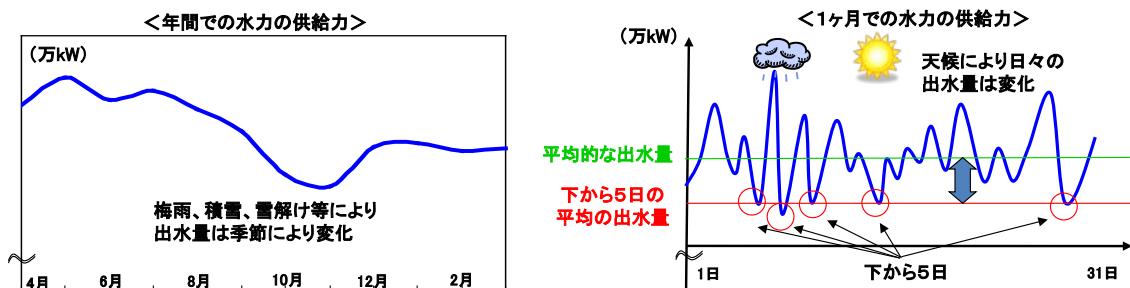
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

## (3) 水力発電

水力発電については、9 エリア 1,140 万 kW（8 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（7 月～8 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）。2018 年度夏季においても、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2,139万kW（8月）を見込む。

【表18 2018年度夏季（8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)	2018年度夏季 (8月)の供給力 見込み(②)	①と②の差の理由
北海道	80	67	・計画補修による減
東北	71	71	—
東京	1,065	934	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
中部	418	376	・揚水潜在による減
北陸	11	11	—
関西	505	366	・運用水位による減 ・計画補修による減
中国	211	137	・昼間放水時間が約12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	38	・昼間放水時間が約12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	139	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
沖縄	—	—	—
合計	2,658	2,139	

※ 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（太陽光、風力、地熱）については、10 エリアで 1,244 万 kW を見込む。

### ① 太陽光発電

10 エリア 1,213 万 kW を見込む。

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、夏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 19 2018 年度夏季（8 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	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	—
太陽光供給力 (万kW)	10	79	229	223	19	130	116	68	332	9	1,213
出力比率(% (自家消費+供給力))	7.4	18.8	20.8	29.4	24.4	27.5	29.9	32.3	42.6	25.9	—

※ 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 4 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 6～12 年間）の出力実績値を集計し、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 20 2018 年度夏季（8 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)	1	2	0	1	0	0	0	0	1	0	4
出力比率(%)	2.1	1.5	0.4	1.8	0.1	0.1	0.7	0.1	1.3	0	—
発電実績 データ期間	12年	11年	7年	11年	10年	10年	7年	11年	12年	6年	—

※ 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

4 エリア 27 万 kW を見込む。

【表 21 2018 年度夏季（8 月）の地熱発電の供給力見込み】

(送電端)

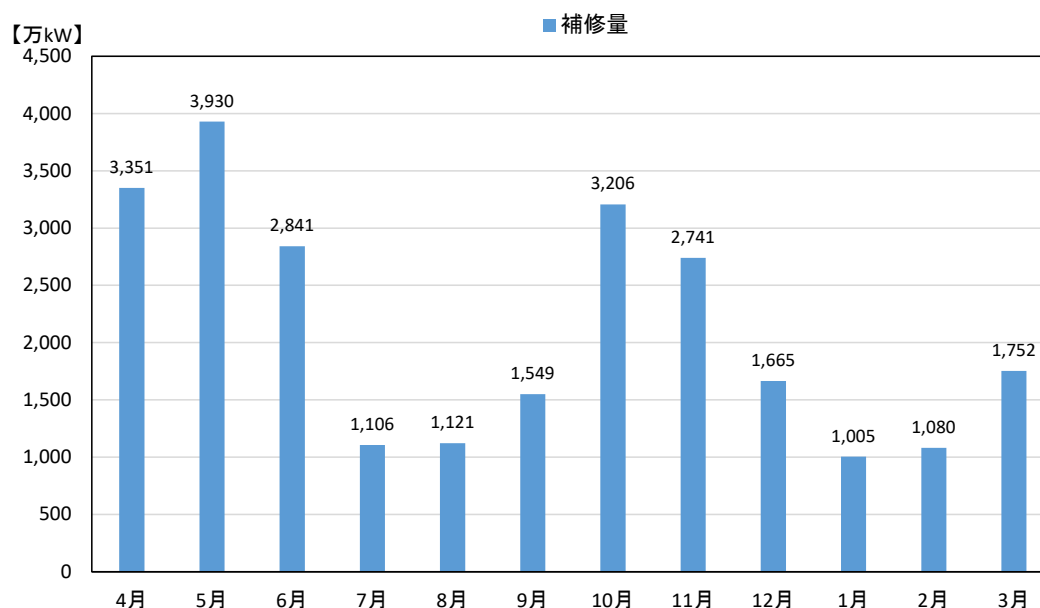
エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 (万kW)	1	9	0	0	0	0	0	0	16	0	27

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

### （参考）2018 年度における発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）

2018 年度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夏季及び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。

2018年度の補修に伴う供給力減少量(全国合計)



【図 6 2018 年度の発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）】

※第 26 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.3.22）資料 3 より抜粋して一部追記

#### 4. 電力需給バランスの検証

##### (1) 2018 年度夏季の電力需給の見通し

至近 10 か年で最も猛暑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´・火力増出力運転・連系線の活用により、9 エリア合計で 6.7% (8 月)、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。

なお、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。

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 22 2018 年度猛暑 H1 需要発生時の需給バランス (電源 I´・火力増出力運転・連系線を活用)】

(送電端、万 kW、%)

【7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 (電源 I´)	7,771 (42)	496	1,420 (8)	5,856 (34)	9,980 (90)	2,875 (31)	574	2,975 (27)	1,183	579	1,794 (32)	17,751 (132)	206
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153
供給予備力	326	54	53	219	862	248	50	257	102	50	155	1,188	53
供給予備率	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】	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 (電源 I´)	7,802 (42)	519	1,434 (8)	5,849 (34)	9,886 (90)	2,848 (31)	569	2,947 (27)	1,172	574	1,777 (32)	17,688 (132)	208
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
供給予備力	342	78	52	212	769	221	44	229	91	45	138	1,111	55
供給予備率	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】	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 (電源 I´)	7,403 (42)	517	1,415 (8)	5,471 (34)	9,237 (90)	2,656 (31)	548	2,767 (27)	1,038	572	1,656 (32)	16,640 (132)	203
最大電力需要	6,742	428	1,298	5,016	8,168	2,348	485	2,446	918	506	1,464	14,910	146
供給予備力	661	88	118	455	1,070	308	63	320	120	66	192	1,731	57
供給予備率	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

※ 電源 I´・火力増出力運転・連系線を活用した供給力移動 (増減両側) を反映。

※ 連系線の活用は、各エリアの予備力を均平化 (予備率 3%以上確保) する量で試算。

※ 連系線の空容量は、2018 年度の供給計画に基づき算出。

※ 括弧内の数値は、供給力の内数として電源 I´の値を示す。なお、電源 I´については電源分・DR 分ともに供給力側でカウントしている。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

##### (2) 連系線活用等の効果

###### ①電源 I´・火力増出力運転・連系線の活用を考慮しない場合の需給バランス

(1) において、東京・中部・四国エリアでは、電源 I´・火力増出力運転・連系線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。

参考として、仮に、これらを考慮しない場合の見通しを表 23 に示す。

この場合、東京・中部・四国エリアでは、予備率が 3%を下回る事となる。

【表 23 需給バランス（電源 I´・火力増出力運転・連系線の活用を考慮しない場合）】

【7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	7,660	506	1,466	5,688	9,878	2,691	574	3,038	1,266	539	1,770	17,538	206
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153
供給予備力	214	65	99	51	761	64	50	320	185	10	131	975	53
供給予備率	2.9	14.6	7.3	0.9	8.3	2.4	9.5	11.8	17.1	1.9	8.0	5.9	34.9
予備力3%確保に対する不足分				118		15				6			
【8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	7,689	532	1,487	5,671	9,791	2,694	561	2,946	1,272	551	1,768	17,480	208
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
供給予備力	229	90	105	34	674	68	37	228	191	22	129	903	55
供給予備率	3.1	20.4	7.6	0.6	7.4	2.6	7.0	8.4	17.7	4.1	7.9	5.4	35.7
予備力3%確保に対する不足分				135		11							
【9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	7,293	530	1,348	5,415	9,144	2,610	517	2,786	1,213	483	1,534	16,437	203
最大電力需要	6,742	428	1,298	5,016	8,168	2,348	485	2,446	918	506	1,464	14,910	146
供給予備力	551	102	50	399	976	262	33	339	295	▲23	70	1,527	57
供給予備率	8.2	23.8	3.8	8.0	12.0	11.1	6.8	13.9	32.2	▲4.5	4.8	10.2	38.6
予備力3%確保に対する不足分										38			

※ 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、連系線の活用を考慮せず、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 24 に示す。

東京・四国エリアでは、火力増出力運転考慮後も予備率が3%をやや下回る。

【表 24 需給バランス（電源 I´・火力増出力運転を考慮、連系線の活用を考慮しない場合）】

(送電端、万 kW%)

【7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	7,753 (7,660)	510 (506)	1,482 (1,466)	5,762 (5,688)	9,998 (9,878)	2,731 (2,691)	577 (574)	3,072 (3,038)	1,270 (1,266)	543 (539)	1,806 (1,770)	17,751 (17,538)	206
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153
供給予備力	308	68	115	125	880	104	53	354	189	14	167	1,188	53
供給予備率	4.1	15.5	8.4	2.2	9.7	4.0	10.1	13.0	17.5	2.6	10.2	7.2	34.9
予備力3%確保に対する不足分				44						2			
【8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	7,782 (7,689)	534 (532)	1,503 (1,487)	5,745 (5,671)	9,906 (9,791)	2,734 (2,694)	562 (561)	2,976 (2,946)	1,276 (1,272)	555 (551)	1,803 (1,768)	17,688 (17,480)	208
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
供給予備力	322	92	122	108	789	108	37	259	195	26	165	1,111	55
供給予備率	4.3	20.8	8.8	1.9	8.7	4.1	7.1	9.5	18.0	4.9	10.1	6.7	35.7
予備力3%確保に対する不足分				61									
【9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	7,381 (7,293)	531 (530)	1,361 (1,348)	5,489 (5,415)	9,259 (9,144)	2,650 (2,610)	519 (517)	2,817 (2,786)	1,217 (1,213)	487 (483)	1,570 (1,534)	16,640 (16,437)	203
最大電力需要	6,742	428	1,298	5,016	8,168	2,348	485	2,446	918	506	1,464	14,910	146
供給予備力	639	103	63	473	1,092	302	34	370	299	▲19	106	1,731	57
供給予備率	9.5	24.0	4.9	9.4	13.4	12.8	7.0	15.1	32.6	▲3.8	7.2	11.6	38.6
予備力3%確保に対する不足分										35			

※ 括弧内の数値は、電源 I´ 及び火力増出力運転考慮前の値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(3) 猛暑 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、猛暑 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)。

予備率 3%に対して不足分が大きなエリアは、東京エリアの 7,8 月であるが、連系線のマージンを含めた活用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 (猛暑 H1) の比較 ※1】

		(送電端 万kW)									
【7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	59	97	109	65	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-25	-47	-125	61	-31	90	-25	-32	21	25
【8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	60	97	109	64	85	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-2	-50	-131	34	-36	62	-36	-37	4	27
【9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	60	97	111	65	85	95	66	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		10	19	130	127	-16	162	-2	-15	63	29

※ 各エリアの予備率均平化後のN-1故障を想定。最大脱落量には火力増出力運転を考慮。

また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※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

他エリアN-1故障時の融通可能余力

		(万kW)									
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
猛暑H1需要時 エリア予備率3%超過量※2	7月	41	12	50	170	34	176	70	34	106	
	8月	65	11	43	143	28	148	59	29	89	
	9月	76	79	304	237	49	247	93	51	148	

※2 電源 I 及び火力増出力運転考慮・エリア予備率を均平化後の値

【表 26 猛暑 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】

【7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	7,677	455	1,409	5,812	9,900	2,852	569	2,951	1,174	574	1,779	17,577	206	
最大電力需要	7,446	442	1,367	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,563	153	
供給予備力	232	14	43	175	782	225	45	233	93	45	141	1,014	53	
供給予備率	3.1	3.1	3.1	3.1	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	6.1	34.9	
【8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	7,708	469	1,425	5,814	9,806	2,820	563	2,918	1,161	568	1,776	17,514	208	
最大電力需要	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153	
供給予備力	248	27	43	177	689	194	39	200	80	39	137	937	55	
供給予備率	3.3	6.1	3.1	3.1	7.6	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	8.4	5.6	35.7	

※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画に基づき算出。また、マージンまで活用して均平化。

## 5. 2018 年度夏季の需給見通しの検証の総括

2018 年度夏季が、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 〃・火力増出力運転・連系線の活用により、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、猛暑 H1 需要発生時に N-1 故障が発生した場合においても、マージンを含めた追加的な連系線の活用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。

本機関としては、2017 年度冬季に厳寒の影響等により複数回融通指示を実施した事例も踏まえ、改めて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していく。併せて、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 愛知工業大学 工学部 客員教授  
馬場 旬平 東京大学大学院 新領域創成科学研究科 准教授  
松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

**委員** (事業者)

加藤 和男 電源開発株式会社 経営企画部 部長  
塩川 和幸 東京電力パワーグリッド株式会社 技監  
高橋 容 株式会社エネット 取締役 技術本部長  
花井 浩一 中部電力株式会社 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長  
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長

(2018年5月17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 26 回委員会（2018 年 3 月 22 日）

（議題）

- ・ 2018 年度夏季の猛暑 H1 発生時の電力需給見通しについて

○第 27 回委員会（2018 年 4 月 12 日）

（議題）

- ・ 2017 年度冬季の電力需給実績について

○第 28 回委員会（2018 年 5 月 16 日）

（議題）

- ・ 電力需給検証報告書について