

## 第4号議案

電力需給検証結果の取りまとめについて

(案)

2018年度夏季需給実績及び2018年度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これまでの審議を踏まえ、別紙のとおり電力需給検証報告書（以下「本報告書」とする。）として取りまとめ、本機関ウェブサイトにて公表する。ただし、本報告書の決議は、本日開催予定の第34回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での審議において、異議がないことを条件とする。また、委員会での審議を踏まえた字句修正等について、事務局に一任するものとする。

公表日：2018年11月8日（木）

以上

### 【添付資料】

別紙 電力需給検証報告書

(参考)

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る。

# 電力需給検証報告書

2018年11月

電力広域の運営推進機関

## 目 次

はじめに .....	- 1 -
第 1 章 2018 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 .....	- 5 -
3. 供 給 .....	- 8 -
4. 2018 年度夏季の電力需給の結果分析の総括 .....	- 12 -
第 2 章 2018 年度冬季の電力需給の見通し	
1. 基本的な考え方 .....	- 13 -
2. 2018 年度冬季の需要の想定 .....	- 17 -
3. 2018 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. 2018 年度冬季の需給見通しの検証の総括 .....	- 31 -
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 .....	- 32 -
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 .....	- 33 -

## はじめに

この報告書は、2018年度夏季の電力需給実績及び2018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（厳寒）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「厳寒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、以下の表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需要に対して予備率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 ※電力需給検証は、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 2018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、2018年度夏季における全国10エリア合計の最大需要時、表3は、各エリアの最大需要時における電力需給の状況を示したものである。

2018年度夏季の想定にあたっては、厳気象リスクを想定し、過去10年間で最も猛暑だった年度並みの気象条件での需要（以下「猛暑H1需要」）を想定していたが、事前の想定を上回る需要を記録したエリアがあった。

電力需給の状況は、全国の最大需要が発生した日および各エリアの最大需要が発生した日で必要な予備力は確保できていたものの、太陽光発電の出力状況等により、最大需要時以外の時間帯で予備率が低下する傾向が確認された。

以下、2018年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2018年度夏季の需給実績（全国最大需要時）】

（送電端）

エリア	最大需要日	時間※1	実績				猛暑H1想定※3			
			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※2		最大需要 (万kW)	供給力※4,5 (万kW)	予備率※4
				供給力 (万kW)	予備率※1	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	8月3日（金）	14～15時 [16～17時]	401	544	35.8% [30.4%]	544	35.8%	442	519	17.6%
東北			1,291	1,652	27.9% [22.1%]	1,686	30.6%	1,382	1,434 (8)	3.8%
東京			5,600	6,108	9.1% [6.5%]	6,108	9.1%	5,637	5,849 (34)	3.8%
東3エリア			7,292	8,304	13.9% [10.7%]	8,338	14.3%	7,460	7,802 (42)	4.6%
中部			2,584	2,854	10.4% [8.4%]	2,854	10.4%	2,627	2,848 (31)	8.4%
北陸			503	567	12.7% [12.1%]	567	12.7%	524	569	8.4%
関西			2,794	3,084	10.4% [6.8%]	3,089	10.6%	2,718	2,947 (27)	8.4%
中国			1,084	1,181	9.0% [7.7%]	1,181	9.0%	1,081	1,172	8.4%
四国			503	644	27.9% [13.5%]	644	27.9%	529	574	8.4%
九州			1,579	1,927	22.0% [12.0%]	1,927	22.0%	1,639	1,777 (32)	8.4%
中西6エリア	9,047	10,257	13.4% [9.0%]	10,262	13.4%	9,117	9,886 (90)	8.4%		
全国9エリア	16,339	18,561	13.6% [9.7%]	18,600	13.8%	16,578	17,688 (132)	6.7%		
沖縄	134	185	38.1% [35.3%]	188	40.0%	153	208	35.7%		
全国10エリア	16,473	18,746	13.8% [9.9%]	18,787	14.1%	16,731	17,896 (132)	7.0%		

※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。

※2 前回の電力需給検証実施時（2018年春）に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。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）

※3 前回の電力需給検証報告書（2018年5月）における2018年度夏季見通しの値。

※4 連系線活用後（エリア間取引考慮後）の供給力及び予備率。

※5 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示している。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。

DR（ディマンドリスポンス）：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年4月26日）資料6）

※ 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。

※ 本表以降、本報告書の夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

【表3 2018年度夏季の需給実績（エリア別最大需要時）】

(送電端)

エリア	実績							猛暑H1想定 <sup>※3</sup>		
	最大需要日	時間 <sup>※1</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>※2</sup>		最大需要 (万kW)	供給力 <sup>※4,5</sup> (万kW)	予備率 <sup>※4</sup>
				供給力 (万kW)	予備率 <sup>※1</sup>	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	7月31日(火)	16~17時 [17~18時]	442	561	26.8% [26.7%]	561	26.8%	442	519	17.6%
東北	8月23日(木)	14~15時 [16~17時]	1,426	1,691	18.6% [11.1%]	1,691	18.6%	1,382	1,434 (8)	3.8%
東京	7月23日(月)	14~15時 [16~17時]	5,653	6,091	7.7% [4.2%]	6,091	7.7%	5,637	5,849 (34)	3.8%
東3エリア	—	—	7,522	8,343	10.9% [6.8%]	8,343	10.9%	7,460	7,802 (42)	4.6%
中部	8月6日(月)	14~15時 [16~17時]	2,622	2,847	8.6% [6.5%]	2,847	8.6%	2,627	2,848 (31)	8.4%
北陸	8月22日(水)	14~15時 [〃]	521	574	10.2% [〃]	574	10.2%	524	569	8.4%
関西	7月19日(木)	16~17時 [〃]	2,865	3,018	5.3% [〃]	3,020	5.4%	2,718	2,947 (27)	8.4%
中国	7月23日(月)	16~17時 [〃]	1,108	1,229	10.9% [〃]	1,229	10.9%	1,081	1,172	8.4%
四国	7月24日(火)	16~17時 [17~18時]	536	583	8.6% [6.3%]	583	8.6%	529	574	8.4%
九州	7月26日(木)	14~15時 [19~20時]	1,601	1,928	20.4% [11.1%]	2,074	29.5%	1,639	1,777 (32)	8.4%
中西6エリア	—	—	9,253	10,178	10.0% [7.4%]	10,325	11.6%	9,117	9,886 (90)	8.4%
全国9エリア	—	—	16,775	18,521	10.4% [7.1%]	18,669	11.3%	16,578	17,688 (132)	6.7%
沖縄	8月9日(木)	16~17時 [11~12時]	143	187	31.4% [25.4%]	191	33.9%	153	208	35.7%
全国10エリア	—	—	16,917	18,709	10.6% [7.3%]	18,860	11.5%	16,731	17,896 (132)	7.0%

- ※1 括弧内は、各エリアの最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。
- ※2 前回の電力需給検証実施時（2018年春）に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。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）
- ※3 前回の電力需給検証報告書（2018年5月）における2018年度夏季見通しの値。
- ※4 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。
- ※5 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示している。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。  
DR（ディマンドリスポンス）：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年4月26日）資料6）
- ※ 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。

また、2018年度夏季（7～8月）における各エリアの予備率最小時の需給実績を確認したところ、前述した全国最大需要時や各エリア最大需要時以外にも予備率が厳しい断面も見受けられた（表4）。

【表4 2018年度夏季における予備率最小時の需給実績】（送電端）

エリア	日時	需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率 (%)
北海道	8月31日（金）15～16時	374	436	16.6
東北	7月2日（月）17～18時	1,240	1,366	10.2
東京	7月24日（火）16～17時	5,482	5,686	3.7 <sup>※1</sup>
中部	8月1日（水）16～17時	2,457	2,605	6.0
北陸	7月2日（月）15～16時	473	513	8.5
関西	7月17日（火）16～17時	2,763	2,855	3.4 <sup>※2</sup>
中国	8月10日（金）18～19時	888	940	5.8
四国	7月19日（木）18～19時	484	513	6.0
九州	7月23日（月）18～19時	1,463	1,556	6.4
沖縄	8月8日（水）19～20時	133	159	20.0

※1 東京エリアにおいては、一般送配電事業者の調整力（電源Ⅰ、Ⅱ）のバランス停止なし

※2 関西エリアにおいては、一般送配電事業者の調整力（電源Ⅰ、Ⅱ）のうち、115万kWバランス停止中（起動操作中）

※ 調査対象：2018年7月2日（月）～8月31日（金）までの期間における平日

※ 関西エリアについては、本機関指示による需給ひっ迫融通受電時（2018年7月18日（水）16～17時）を除く

## 2. 需 要 ～事前の想定から+187万 kW

各エリアの夏季最大需要時の需要実績の合計は16,917万 kWであり、事前に想定していた猛暑 H1 需要16,731万 kWを187万 kW上回った。

以下、実績と想定を比較する。

### (1) 猛暑 H1 需要の想定と実績

猛暑 H1 需要の想定と実績について表5に示す。

全国的に厳しい暑さとなり、多くのエリアで事前に想定した猛暑 H1 需要を上回った。なお、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは想定以上の猛暑であった。

【表5 猛暑 H1 需要の想定と実績の詳細】

(需要は送電端)

		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		HI/H3比率	HI/H3比率	感応度式※1	HI/H3比率	HI/H3比率	HI/H3比率	HI/H3比率	HI/H3比率	HI/H3比率	HI/H3比率
対象年度(至近10カ年)		2010	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2017
気象感応度 (万kW/℃,万kW/pt)	想定	3	32	132	71	13	85	29	14	42	4
	実績	3	39	157	75	18	103	30	15	48	4
気象考慮要素		・最高気温 ・最低気温	・最高気温 ・前2日最高 気温平均 ・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
H3気温(℃,pt)	想定	・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℃
	HI	・33.9℃ ・23.7℃	・36.8℃ ・33.5℃ ・40.0%	・37.3℃ ・30.4℃	85.7pt	83.7pt	・37.5℃ ・22.5℃	・34.1℃ ・35.7℃ ・67.1%	・36.4℃ ・35.0℃ ・47.8%	・35.3℃ ・34.3℃	・31.9℃ ・29.1℃
	H3平均	・32.7℃ ・23.5℃	・35.4℃ ・32.7℃ ・44.7%	・36.0℃ ・30.4℃	85.2pt	83.7pt	・37.0℃ ・23.4℃	・35.0℃ ・36.0℃ ・65.3%	・36.0℃ ・34.8℃ ・49.1%	・35.0℃ ・34.3℃	・32.0℃ ・29.1℃
H3需要(万kW)	想定	419	1,294	5,316	2,463	500	2,578	1,035	503	1,532	147
	HI	442	1,426	5,653	2,622	521	2,865	1,108	536	1,601	143
	H3平均	431	1,395	5,576	2,600	519	2,858	1,104	524	1,593	141
H3想定気温(再掲)(℃)		・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℃
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) ※1	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想定(万kW)		437	1,366	※1	2,577	519	2,683	1,068	520	1,623	152
HI/H3比率 (5カ年実績平均)		1.01	1.01	※1	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01
猛暑H1想定(万kW)		442	1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153
猛暑H1/H3比率(結果) (2018年度夏季想定)		1.05	1.07	1.06	1.07	1.05	1.05	1.04	1.05	1.07	1.04
HI/H3比率 (2018年度夏季実績)		1.03	1.02	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.02	1.01	1.01

※1 東京エリアは、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。

※ 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その他についてそれぞれ検証を行った（表6、表7）。

【表6 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	+ 187	—
気温影響	+ 210	猛暑H1需要を想定していたが、多くのエリアで前提とした猛暑以上の気象となったことから需要が増加した。
DR <sup>※3</sup>	—	—
その他	▲ 23	2018年度のIIPの伸び率の下方修正等による (IIP:+2.3%→+1.5%、GDP:+1.2%→+1.4%)

※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需要実績値の合計、想定は10エリアそれぞれの事前の猛暑H1需要（DR考慮前）需要想定値の合計。

※3 電源I´発動によるDRの影響量（2018年度夏季の各エリア最大需要発生日に電源I´は発動されていない）

※ 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 +210万kW

猛暑H1需要を想定していたが、多くのエリアで前提とした猛暑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。

### ② DR

2018年度夏季の各エリア最大需要発生日に電源I´は発動されなかった。

### ③ その他 ▲23万kW

2018年度の鉱工業生産指数の伸び率の下方修正（IIP：+2.3%→+1.5%）等の影響により、実績が事前の想定を下回った。（国内総生産GDPの伸び率：+1.2%→+1.4%）

【表7 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
需要想定 <sup>※1,2</sup>	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153	16,731
需要実績 <sup>※1,3</sup>	7,522 (7,292)	442 (401)	1,426 (1,291)	5,653 (5,600)	9,253 (9,047)	2,622 (2,584)	521 (503)	2,865 (2,794)	1,108 (1,084)	536 (503)	1,601 (1,579)	16,775 (16,339)	143 (134)	16,917 (16,473)
差分 <sup>※4</sup>	+ 62	+ 1	+ 44	+ 16	+ 136	▲ 5	▲ 3	+ 147	+ 27	+ 7	▲ 37	+ 197	▲ 10	+ 187
気温影響	+ 101	▲ 3	+ 43	+ 61	+ 120	+ 13	▲ 8	+ 112	+ 23	+ 18	▲ 37	+ 222	▲ 12	+ 210
DR <sup>※5</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	▲ 40	+ 3	+ 2	▲ 45	+ 15	▲ 18	+ 5	+ 35	+ 4	▲ 11	▲ 1	▲ 25	+ 2	▲ 23

※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 括弧内の数値は、全国最大需要時（2018年8月3日14～15時）の需要実績値

※4 実績（10エリアのそれぞれの最大需要発生時における実績値の合計）と前回の電力需給検証報告書（2018年5月）における2018年度夏季需要想定との差分。

※5 電源I'発動によるDRの影響（2018年度夏季の各エリア最大需要発生日に電源I'は発動されていない）

※ 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. 供給 ～事前の想定から+850万kW

表8に示すとおり、2018年度夏季の全国最大需要時（2018年8月3日14時～15時）の供給力の合計（全国10エリアの合計。以下同じ。）は18,746万kWであり、事前の想定である17,896万kWを850万kW上回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

【表8 2018年度夏季全国最大需要時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	18,746	17,896	+ 850	
原子力	544	90	+ 454	・大飯原発3,4号機および玄海原発3,4号機の稼働による増 ・川内原発の定格熱出力一定運転による増
火力	11,917	12,582	▲ 665	計画外停止※2 ▲ 470 需給停止※3 ▲ 41 火力増出力未実施分 ▲ 33 その他※4 ▲ 121 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）等による減
水力	990	1,140	▲ 149	出水状況および貯水池運用による減（計画外停止 ▲7万kW含む）
揚水	2,106	2,139	▲ 32	需給状況を考慮した日々の運用による減（計画外停止 ▲23万kW含む）
太陽光	2,520	1,213	+ 1,307	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	34	4	+ 30	
地熱	24	27	▲ 2	補修差等による減
その他※5	611	702	▲ 91	

※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 補修差等を含む。

※5 電力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▲665 万 kW

全国最大需要時における供給力の合計は 11,917 万 kW であり、事前の想定である 12,582 万 kW を 665 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 9 に示す。全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は 500 万 kW であり、当該日の予備率に与える影響（▲3.0%）は昨夏（▲1.1%）より大きかった。

【表 9 2018 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	681	8月24日	▲4.1%
平均値	461	—	▲2.8%
全国最大需要時の実績値	500	8月3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
	8月3日 15時	16,473	18,746	13.8%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象外※3	老朽火力発電電力量(億kWh)	設備利用率※4[%]
	夏季(7月～8月)	251件	86件		

※1 火力以外も含む。

※2 2018 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や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 2018 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、2018 年度夏季（7 月～8 月）実績について発電事業者 63 者よりデータを収集したところ、発電電力量は 233 億 kWh、設備利用率は 42.4%であった。

## （２）水力発電 ～事前の想定から▲149 万 kW

全国最大需要時における供給力の合計は 990 万 kW であり、事前の想定である 1,140 万 kW を 149 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 88 万 kW 下回った。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 61 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+1,334万kW

① 太陽光発電 ～事前の想定から+1,307万kW

全国最大需要時（8月3日14時～15時）における太陽光供給力<sup>1</sup>の合計は2,520万kWであり、事前の想定である1,213万kWを1,307万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基づき、各月の需要上位3日の出力比率<sup>2</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10 2018年度夏季全国最大需要時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)	317	10	79	229	888	223	19	130	116	68	332	1,205	9	1,213
	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	-
	②最大需要日 の実績	924	76	233	616	1,579	395	53	294	234	129	475	2,503	17	2,520
	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)	+607	+66	+154	+387	+692	+172	+35	+164	+118	+61	+143	+1,299	+8	+1,307
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定 (8月)	-	7.4	18.8	20.8	-	29.4	24.4	27.5	29.9	32.3	42.6	-	25.9	-
	②最大需要日 の実績	-	55.2	54.6	52.3	-	59.4	72.6	47.7	60.1	53.3	58.5	-	51.3	-
	差分 (②-①)	-	+47.8	+35.8	+31.5	-	+30.0	+48.2	+20.2	+30.2	+21.0	+15.9	-	+25.4	-

※ 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 ～事前の想定から+30万kW

全国最大需要時の供給力の合計は34万kWであり、事前の想定である4万kWを30万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計上していた。

【表11 2018年度夏季全国最大需要時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)	3	1	2	0	2	1	0	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	14-15時	-	14-15時	-
	②最大需要日 の実績	24	6	13	5	10	7	0	1	0	1	1	34	0	34
	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)	+21	+5	+11	+5	+9	+6	0	+1	0	+1	0	+29	0	+29
出力比率 (%)	①想定 (8月)	-	2.1	1.5	0.4	-	1.8	0.1	0.1	0.7	0.1	1.3	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績	-	14.8	12.6	8.2	-	20.5	2.7	3.3	0.6	2.8	2.0	-	10.8	-
	差分 (②-①)	-	+12.7	+11.1	+7.8	-	+18.7	+2.6	+3.2	▲0.1	+2.7	+0.7	-	+10.8	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<sup>1</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>2</sup> 発電機の定格出力に対する実績出力の比率をいう。

③ 地熱発電 ～事前の想定から▲2万 kW

全国最大需要時の供給力の合計は24万 kW であり、補修差等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12 2018年度夏季全国最大需要時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)	11	1	9	0	16	0	0	0	0	0	16	27	0	27
	②最大需要日 の実績	10	0	10	0	15	0	0	0	0	0	15	24	0	24
	差分 (②-①)	▲1	▲1	+1	0	▲2	0	0	0	0	0	▲2	▲2	0	▲2

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

#### 4. 2018 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

2018 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、多くのエリアで事前の想定を上回る需要を記録した。想定以上の猛暑となったエリアについては、今後の電力需給検証において夏季の見通しを検討する際には、2018 年度夏季の実績を反映した条件とするよう検討していく。

全国最大需要時の実績は、事前の想定 16,731 万 kW に対し、16,473 万 kW であった。また、全国最大需要時の供給力の合計は 18,746 万 kW であり、予備率は 13.8%<sup>3</sup>であった。なお、同日は計画外停止が 500 万 kW（予備率への影響は ▲3.0%）あったものの、事前の想定と比較すると日射状況や風況、原子力稼働による供給力の増により、安定供給確保に十分な予備率を確保していた。一方で、必要な予備率は確保していたものの、最大需要時以外の時間帯で予備率が低下している傾向が見られた。今後、予備率最小断面も考慮した電力需給検証における評価方法について検討していく<sup>4</sup>。

7 月 18 日に高気温により前日想定以上に需要が増加したことから、関西エリアに向けて本機関指示による融通を実施した。

また、9 月 7 日～9 月 21 日にかけて「平成 30 年北海道胆振東部地震」<sup>5</sup>の影響から北海道エリアに向けて本機関指示による融通を実施するなど、需給状況が厳しい断面もあった。

<sup>3</sup> 火力の需給停止 41 万 kW を除いた予備率

<sup>4</sup> 平成 30 年度供給計画において、冬季に関しては最大需要発生時と予備率最小時は一致していること確認している。  
（本機関 2017 年度第 5 回評議員会（2018 年 3 月 29 日）別紙「平成 30 年度供給計画の取りまとめについて（第 1 号議案ご説明資料）」参照）

[https://www.occto.or.jp/soukaihoka/hyougiinkai/2017/files/2017\\_5\\_besshi.pdf](https://www.occto.or.jp/soukaihoka/hyougiinkai/2017/files/2017_5_besshi.pdf)

<sup>5</sup> 平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証結果（中間報告）を踏まえた 2018 年度冬季の需給見通しについては「第 2 章 2018 年度冬季の電力需給の見通し」参照

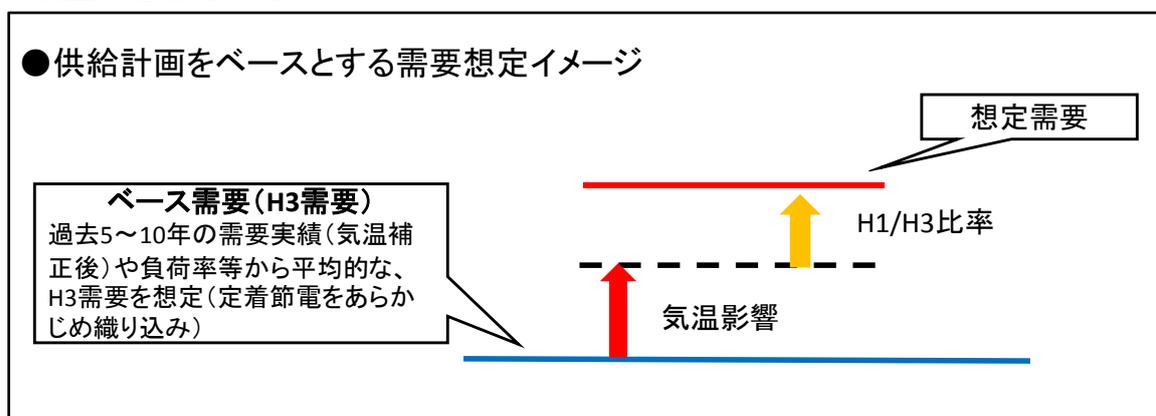
## 第2章 2018年度冬季の電力需給の見通し

### 1. 基本的な考え方

2018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とした需要（以下「厳寒 H1 需要」という。）を想定する（図1）。具体的には、北海道エリアについては2010年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアについては2017年度並み、沖縄エリアについては2015年度並みを想定する。



【図1 需要想定方法のイメージ】

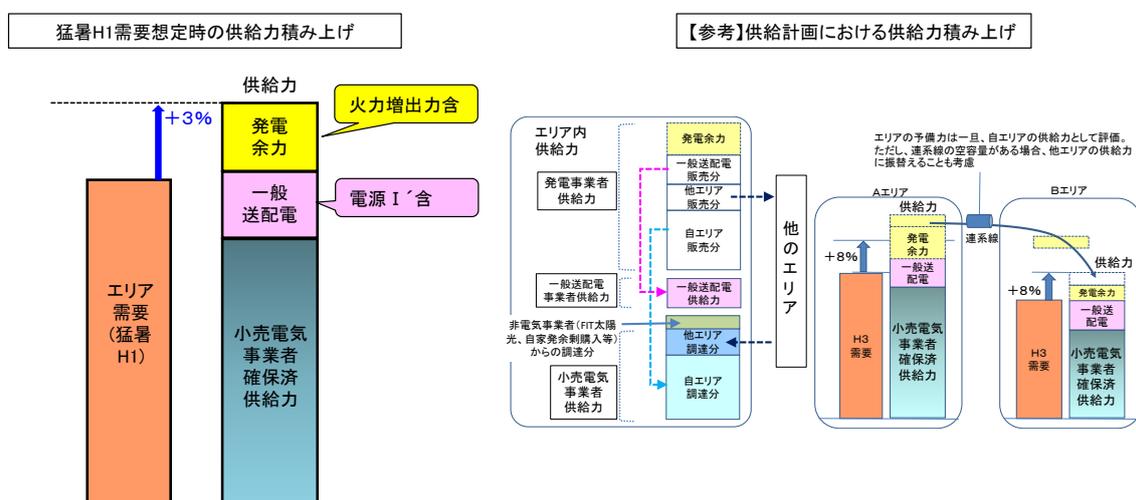
## (2) 供給面

本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び旧一般電気事業者と以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。

- 小売電気事業者（計 78 者）：2017 年度の供給量が 1.5 億 kWh 以上（エリア全体の供給量の約 99%以上をカバー）
- 発電事業者（計 63 者）：2018 年度の供給計画における 2018 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（エリア全体の火力の設備量の約 95%以上をカバー）
- 一般送配電事業者（計 10 者）

エリア内の供給力は、小売電気事業者の供給力・一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）・発電事業者の発電余力を合計したものに、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 2）。

小売電気事業者の供給力は、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。次に、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供給力を振り替えて評価する。



【図 2 供給力の計上方法】

### (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 需要）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。

### (4) 平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証結果（中間報告）を踏まえた 2018 年度冬季電力需給の見直し検討について

国の審議会（第 11 回電力・ガス基本政策小委員会）において、2018 年 9 月 6 日に発生した「平成 30 年北海道胆振東部地震」に伴う大規模停電に関する検証結果（中間報告）を踏まえて電力需給検証の方法について必要に応じて見直しを行う方針が示されている<sup>6</sup>。

上記の検証結果（中間報告）が本機関にて設置した第三者専門家による検証委員会（「平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会」）において 10 月 25 日に取りまとめられた<sup>7</sup>。

中間報告で示されている対策はブラックアウトの再発防止策（セキュリティ対策が中心）である。一方、電力需給検証は主にアデカシーの観点から評価を行っており、必ずしも同様の観点があるわけではない。しかし、中間報告において、当面の間の運用面の備えとして、北本連系線による本州側からの応援を前提とした負荷遮断量の拡大などの対策を講ずることとしている点などを考慮すると、アデカシーの観点から行う評価においても、今冬については、本州側は北海道エリアからの供給力を期待しなくても予備率 3%を確保できることが望まれる。

- 厳気象 H1 需要発生時に、北海道エリアから本州側への供給力移動を考慮しないケースの試算を行い、予備率 3%確保について確認

<sup>6</sup> 第 11 回 電力・ガス基本政策小委員会（2018 年 9 月 18 日）資料 3-2 「近時の電力需給について」参照

<sup>7</sup> 平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会「平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会中間報告」（2018 年 10 月 25 日）参照

(参考) 電源 I' について<sup>8</sup>

10 年に 1 回程度の厳気象（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に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 3）。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。

<2018 年度向けの調整力公募における電源 I' 必要量<sup>9</sup>>

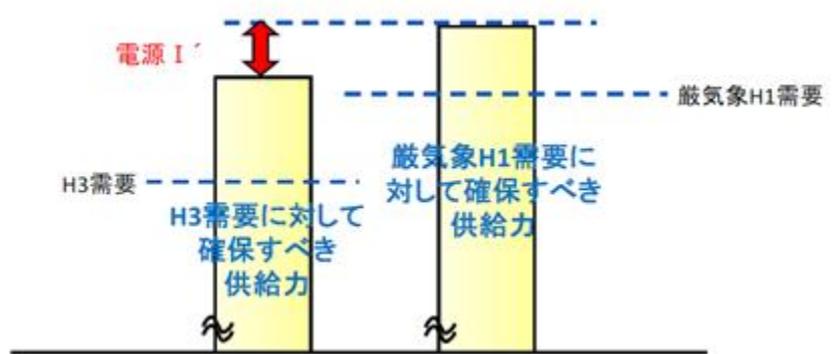
$$\text{電源 I'} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「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、2017 年度の供給計画の第 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 3 電源 I' の必要量】

<sup>8</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。

<sup>9</sup> 「本機関 2018 年度（平成 30 年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の検討結果について」（2017 年 9 月 13 日）より抜粋して一部追記。

## 2. 2018 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 2018 年度冬季（1 月）の需要見通し<sup>10</sup>】

（需要は送電端 万 kW）

2018 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	9-10時	18-19時	9-10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 <sup>※2</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か年)	2010	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015
気温感応度 (万kW/℃,万kW/mm)	・-4 ・-15	-24	・-85 ・-44	-34	-11	-51	-23	-8	・-27 ・-11	-3
気象考慮要素	・日平均気温 ・降水量	日平均気温	・最大時 発生気温 ・前3日 平均気温	日平均気温	日平均気温	日平均気温	日平均気温	日最高気温	・日最高気温 ・前5日最高 気温平均	日平均気温
供給計画 H3前提気温等	・-6.2℃ ・0.51mm	-1.7℃	・2.9℃ ・4.4℃	1.1℃	0.6℃	2.7℃	1.9℃	6.4℃	・5.8℃ ・9.4℃	13.8℃
供給計画 H3需要	498	1,371	4,788	2,268	491	2,376	986	461	1,457	103
厳寒H3 前提気温等	・-7.6℃ ・0.75mm	・-4.4℃	・1.8℃ ・3.0℃ (厳寒H1前提) <sup>※2</sup>	-0.5℃	-1.6℃	1.0℃	-0.5℃	4.7℃	・3.9℃ ・8.1℃	10.7℃
厳寒H3需要	508	1,447	※2	2,354	535	2,534	1,089	498	1,563	113
算定に用いた H1/H3比率	1.01	1.01	※2	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1需要	525 <sup>※1</sup>	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.05	1.07	1.12	1.05	1.11	1.08	1.13	1.10	1.08	1.13

※1 北海道エリアは H1/H3 比率に基づく想定値に加えて、2017 年度冬季最大需要時に発生した需要増分（約 10 万 kW）を個別に考慮。

※2 東京エリアは、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。

※ 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。

<sup>10</sup> 電源 I' (DR 分) は含まない。

### 3. 2018 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<sup>11</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、2 エリア 787 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 12,784 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や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

東日本大震災以降に行われてきた長期停止火力発電設備<sup>12</sup>の再稼働分として、2018 年度冬季は 1 エリア 1 機を供給力として見込む。

【表 14 2018 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】

2018 年 11 月現在（送電端）				
エリア	発電所・号機	定格出力	種別	運転年数
中部	知多第二号GT	15万kW	LNG	22年

##### 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 年度冬季は 10 エリアで 101 万 kW が可能であることを確認した。

【表 15 2018 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	41	10	5	11	1	8	6	0	101

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<sup>11</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>12</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。

#### ④緊急設置電源について

東日本大震災以降導入されてきた緊急設置電源は、2018年度冬季は東北エリアで66万kW、関西エリアで6万kWを見込む。

【表 16 2018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)	0	66	0	0	0	6	0	0	0	0	72

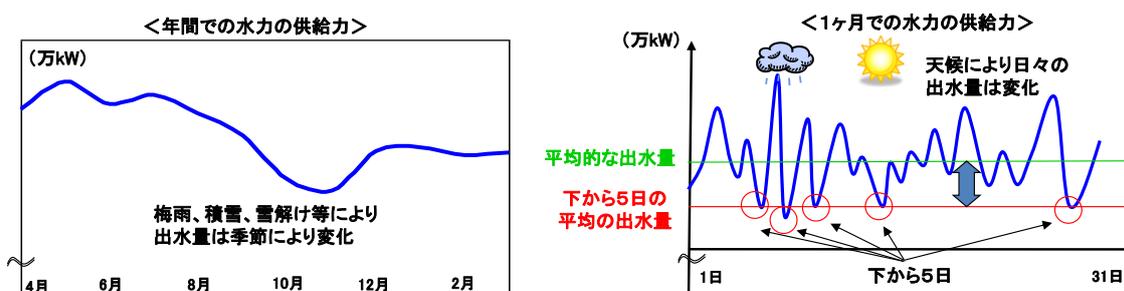
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

### （3）水力発電

水力発電については、9エリア954万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4）。2018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4 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。このことを考慮して、9 エリア 2,047 万 kW（1 月）を見込む。

【表 17 2018 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	揚水供給力 ②	①と②の差の理由
北海道	80	68	・揚水潜在による減
東北	71	71	—
東京	1,065	928	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
中部	418	312	・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減
関西	504	347	・運用水位による減 ・計画補修による減
中国	211	100	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
四国	68	34	・揚水潜在による減
九州	229	177	・計画補修による減
沖縄	—	—	—
合計	2,656	2,047	—

※ 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 87 万 kW を見込む。

### ① 太陽光発電

3 エリア 40 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、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 2018 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	9-10時	18-19時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時	—
太陽光供給力 (万kW)	0	0	0	19	2	0	19	0	0	0	40
出力比率(% (自家消費+供給力))	0	0	0	2.9	2.1	0	5.0	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 18 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 19 2018 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	8	3	1	0	1	1	1	1	0	18
出力比率(%)	4.5	7.8	7.4	3.7	0.9	2.6	1.6	4.1	2.1	0.3	—
発電実績 データ期間	12年	10年	7年	11年	9年	9年	6年	10年	11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 29 万 kW を見込む。

【表 20 2018 年度冬季（1 月）の地熱発電の供給力見込み】

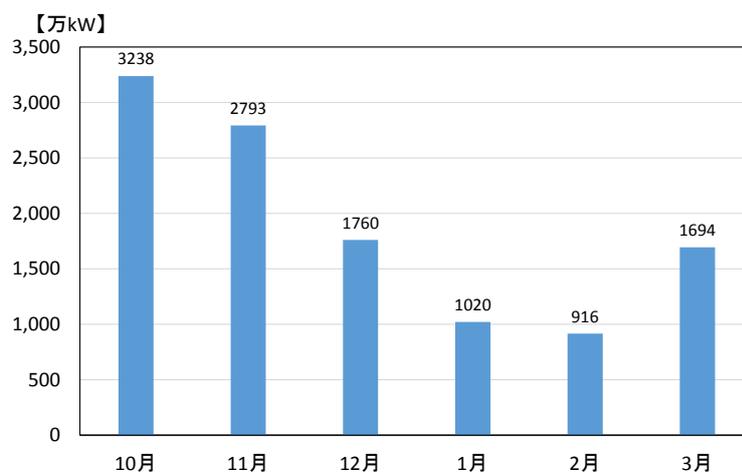
（送電端）

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	17	0	29

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

### （参考）2018 年度下期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 5 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。



【図 5 2018 年度下期の発電機補修に伴う供給力減少量（全国合計）】

※ 2018 年度の供給計画時点からの変化分を反映

#### 4. 電力需給バランスの検証

##### (1) 2018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´・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%（1月）、また全国の各エリアで3%以上の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21 2018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・連系線を活用）】

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I´・火力増出力運転考慮、連系線活用〉													(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 (電源I´)	7,268 (34)	576	1,499	5,193 (34)	9,146 (59)	2,543	545	2,663 (27)	1,143	563	1,690 (32)	16,415 (93)	153	
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112	
供給予備力	644	51	133	460	862	247	25	259	111	55	164	1,506	41	
供給予備率	9.7	9.7	9.7	9.7	10.4	10.8	4.7	10.8	10.8	10.8	10.8	10.1	36.8	
【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 (電源I´)	7,745 (34)	567	1,541	5,636 (34)	9,368 (59)	2,571	572	2,778 (27)	1,197	548	1,702 (32)	17,112 (93)	163	
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116	
供給予備力	400	42	77	281	674	189	28	204	88	40	125	1,074	47	
供給予備率	5.5	8.0	5.3	5.3	7.7	7.9	5.2	7.9	7.9	7.9	7.9	6.7	40.4	
【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 (電源I´)	7,719 (34)	567	1,531	5,621 (34)	9,421 (59)	2,588	565	2,796 (27)	1,205	552	1,714 (32)	17,139 (93)	173	
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117	
供給予備力	380	42	72	266	727	206	22	223	96	44	136	1,107	56	
供給予備率	5.2	7.9	5.0	5.0	8.4	8.6	4.0	8.6	8.6	8.6	8.6	6.9	48.4	
【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 (電源I´)	7,172	574	1,470	5,128	9,107 (44)	2,597	529	2,688 (20)	1,165	530	1,598 (23)	16,279 (44)	158	
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110	
供給予備力	745	93	145	507	1,214	358	33	370	160	73	220	1,959	48	
供給予備率	11.6	19.2	11.0	11.0	15.4	16.0	6.7	16.0	16.0	16.0	16.0	13.7	43.6	

- ※ 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年度の供給計画からの変化分を反映して算出。
- ※ 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

前述の(1)において、電源I´・火力増出力運転・連系線の活用を想定した結果、全エリアで予備率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順に示す。

### 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

まず、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見通しを表22に示す。

この場合、東北・東京・北陸・中国・四国・九州エリアで、予備率が3%を下回る。

【表22 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）】

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I´・火力増出力運転未考慮、連系線未活用〉												(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	9エリア	沖縄
供給力	7,129	610	1,405	5,114	9,101	2,404	474	3,095	1,088	519	1,521	16,229	153	
最大需要電力	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112	
供給予備力	504	85	39	381	817	109	▲46	691	56	11	▲5	1,321	41	
供給予備率	7.6	16.1	2.8	8.0	9.9	4.7	▲8.8	28.7	5.4	2.2	▲0.3	8.9	36.8	
予備力3%確保に対する不足分			2				61			4	50			
【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	7,605	605	1,537	5,462	9,313	2,488	516	3,140	1,093	528	1,548	16,918	163	
最大需要電力	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116	
供給予備力	260	80	73	107	619	105	▲27	566	▲17	20	▲29	880	47	
供給予備率	3.5	15.3	5.0	2.0	7.1	4.4	▲5.0	22.0	▲1.5	4.0	▲1.8	5.5	40.4	
予備力3%確保に対する不足分				53			43		50		76			
【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	7,576	605	1,519	5,453	9,367	2,545	514	3,146	1,086	530	1,545	16,943	173	
最大需要電力	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117	
供給予備力	238	80	60	98	673	163	▲30	573	▲23	22	▲32	911	56	
供給予備率	3.2	15.2	4.1	1.8	7.7	6.8	▲5.4	22.2	▲2.1	4.3	▲2.0	5.7	48.4	
予備力3%確保に対する不足分				63			46		56		79			
【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	7,066	609	1,356	5,101	9,081	2,506	460	3,104	1,051	445	1,515	16,148	158	
最大需要電力	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110	
供給予備力	639	128	31	480	1,189	267	▲36	787	47	▲12	137	1,828	48	
供給予備率	9.9	26.5	2.4	10.4	15.1	11.9	▲7.3	33.9	4.6	▲2.7	10.0	12.8	43.6	
予備力3%確保に対する不足分			8				51			26				

※ 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、各エリアの電源 I´ と火力増出力運転を考慮し、連系線の活用を考慮しない場合の見通しを表 23 に示す。

東北・北陸・中国・四国・九州エリアでは、電源 I´ と火力増出力運転考慮後も予備率が 3%を下回る。

【表 23 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）】

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源 I´ ・火力増出力運転考慮、連系線未活用〉 (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	7,220	615	1,417	5,188	9,195	2,414	478	3,129	1,088	527	1,558	16,415	153
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112
供給予備力	595	90	50	455	911	119	▲42	724	57	19	33	1,506	41
供給予備率	9.0	17.2	3.7	9.6	11.0	5.2	▲8.0	30.1	5.5	3.7	2.2	10.1	36.8
予備力3%確保に対する不足分							57				12		
【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	7,700	612	1,551	5,537	9,413	2,498	521	3,178	1,094	536	1,586	17,112	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	355	87	87	182	719	116	▲22	604	▲16	28	9	1,074	47
供給予備率	4.8	16.5	5.9	3.4	8.3	4.9	▲4.1	23.5	▲1.4	5.6	0.6	6.7	40.4
予備力3%確保に対する不足分							39		49		38		
【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	7,671	611	1,533	5,528	9,468	2,556	519	3,184	1,087	538	1,583	17,139	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	333	86	74	173	774	174	▲25	610	▲22	30	6	1,107	56
供給予備率	4.5	16.4	5.1	3.2	8.9	7.3	▲4.5	23.7	▲2.0	5.9	0.4	6.9	48.4
予備力3%確保に対する不足分							41		55		41		
【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	7,121	615	1,364	5,142	9,158	2,518	464	3,131	1,053	449	1,543	16,279	158
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110
供給予備力	693	133	39	521	1,266	278	▲31	813	49	▲8	165	1,959	48
供給予備率	10.8	27.7	2.9	11.3	16.0	12.4	▲6.3	35.1	4.9	▲1.7	11.9	13.7	43.6
予備力3%確保に対する不足分			1				46			21			

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

なお、この表 23 の需給バランスから、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ると、前述した表 21 の需給バランスとなる。

### (3) 北海道エリアからの供給力移動を考慮しない場合の需給バランス

2018年9月6日に発生した「平成30年北海道胆振東部地震」に伴う大規模停電後の需給状況及びその後の再発防止策に関する検証結果（中間報告）などを踏まえた需給バランスの試算を行った。

具体的には、通常、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ているが、2018年度冬季の評価にあたっては、北海道エリアから本州方向への供給力の振り替えは行わず評価を実施した（表24）。

この場合においても、全国の各エリアで3%以上の予備率を確保できる見通しである。

【表24 2018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・連系線を活用）  
～北海道エリアの供給力移動無し～】

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I'・火力増出力運転考慮、連系線活用〉													(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 (電源I')	7,268 (34)	615	1,490	5,163 (34)	9,146 (59)	2,543	545	2,663 (27)	1,143	563	1,690 (32)	16,415 (93)	153	
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112	
供給予備力	644	90	124	430	862	247	25	259	111	55	164	1,506	41	
供給予備率	9.7	17.2	9.1	9.1	10.4	10.8	4.7	10.8	10.8	10.8	10.8	10.1	36.8	
【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 (電源I')	7,745 (34)	612	1,532	5,601 (34)	9,368 (59)	2,571	572	2,778 (27)	1,197	548	1,702 (32)	17,112 (93)	163	
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116	
供給予備力	400	87	67	246	674	189	28	204	88	40	125	1,074	47	
供給予備率	5.5	16.5	4.6	4.6	7.7	7.9	5.2	7.9	7.9	7.9	7.9	6.7	40.4	
【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 (電源I')	7,719 (34)	611	1,521	5,586 (34)	9,421 (59)	2,588	565	2,796 (27)	1,205	552	1,714 (32)	17,139 (93)	173	
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117	
供給予備力	380	86	63	231	727	206	22	223	96	44	136	1,107	56	
供給予備率	5.2	16.4	4.3	4.3	8.4	8.6	4.0	8.6	8.6	8.6	8.6	6.9	48.4	
【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 (電源I')	7,172	615	1,461	5,096	9,107 (43)	2,597	529	2,688 (20)	1,165	530	1,598 (23)	16,279 (43)	158	
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110	
供給予備力	745	133	136	475	1,214	358	33	370	160	73	220	1,959	48	
供給予備率	11.6	27.7	10.3	10.3	15.4	16.0	6.7	16.0	16.0	16.0	16.0	13.7	43.6	

- ※ 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年度の供給計画からの変化分を反映して算出。
- ※ 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。

（４）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）。

東京エリアにおいて、送電線 N-1 故障による最大脱落（▲191 万 kW）が発生した場合、予備率 3%に対して大きな不足が生じるものの、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、全てのエリアにおいて予備率 3%を確保できることを確認した。（表 26）

中西 6 エリアにおける電源 N-1 故障による最大脱落量は、中部エリアが最も大きいですが、連系線の制約なども踏まえると、七尾大田火力発電所 2 号機（石炭、定格出力 70 万 kW）がトラブル停止<sup>13</sup>している北陸エリアにおいて、N-1 故障が発生した場合の需給バランスが厳しくなる。この場合においても、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、全てのエリアにおいて予備率 3%を確保できることを確認した。（表 27）

また、その他のエリアの N-1 故障発生時においては、連系線の空容量を活用することで予備率 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】

【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	96	114	65	113	95	66	113	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 <sup>※1</sup>	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-32	32	128	65	-56	74	-14	-26	6	13
【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	96	114	65	113	95	66	113	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 <sup>※1</sup>	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-42	-27	-70	3	-53	14	-40	-41	-35	19
【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	96	114	65	113	95	66	113	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 <sup>※1</sup>	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-42	-31	-85	21	-60	32	-32	-37	-24	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	96	114	65	113	95	66	113	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 <sup>※1</sup>	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		10	45	178	176	-47	188	36	-7	66	20

※ 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。

なお、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

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1需要時 エリア予備率3%超過量 <sup>※2</sup>	12月	35	92	318	179	9	187	80	40	119	
	1月	26	33	121	117	12	127	55	25	78	
	2月	26	29	105	135	5	145	63	29	89	
	3月	78	106	368	290	19	301	130	59	179	

※2 電源 I<sup>1</sup> 及び火力増出力運転考慮・エリア予備率を均平化後の値

<sup>13</sup> 北陸電力プレスリリース「七尾大田火力発電所 2 号機における火災の発生について」（2018 年 9 月 23 日）参照  
<http://www.rikuden.co.jp/press/attach/18092301.pdf>

【表 26 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（東京エリアの N-1 故障発生時）】

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I・火力増出力運転考慮、連系線活用〉 (送電端,万kW%)

【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	7,626	548	1,520	5,558	9,296	2,550	572	2,755	1,187	544	1,688	16,922	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	282	23	56	203	602	168	28	181	78	36	111	883	47
供給予備率	3.8	4.3	3.8	3.8	6.9	7.0	5.2	7.0	7.0	7.0	7.0	5.5	40.4
【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	7,600	548	1,510	5,543	9,349	2,567	565	2,774	1,195	547	1,700	16,949	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	262	23	51	188	655	185	22	200	86	39	122	916	56
供給予備率	3.6	4.3	3.5	3.5	7.5	7.8	4.0	7.8	7.8	7.8	7.8	5.7	48.4

※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画からの変化分を反映して算出。連系線のマージンを活用した月の需給バランスを掲載。  
 ※ 北海道本州間連系設備および東京中部間連系設備のマージンを活用した場合の需給バランス。

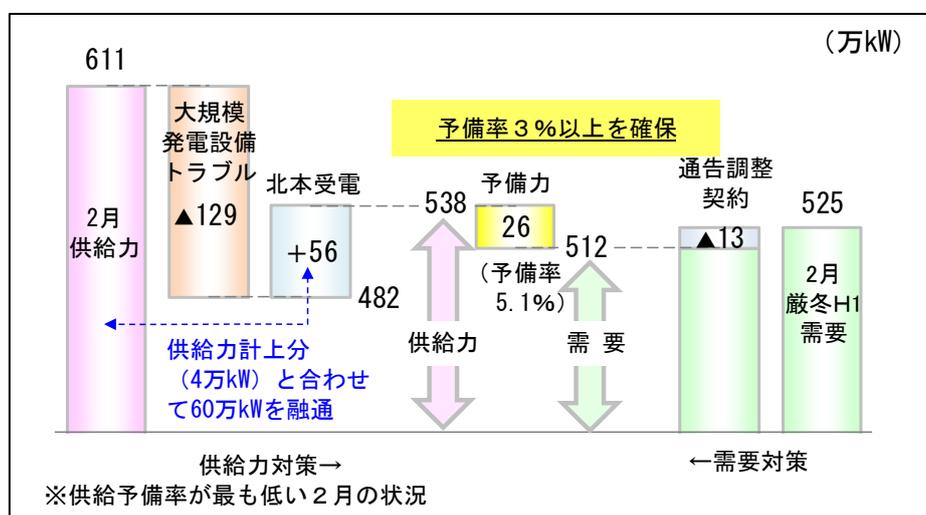
【表 27 厳寒 H1 需要と供給力減少リスク（N-1 故障）の同時発現時の需給バランス（北陸エリアの N-1 故障発生時）】

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I・火力増出力運転考慮、連系線活用〉 (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	7,268	576	1,499	5,193	9,081	2,522	549	2,642	1,134	558	1,676	16,349	153
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112
供給予備力	644	51	133	460	796	227	29	238	102	50	151	1,441	41
供給予備率	9.7	9.7	9.7	9.7	9.6	9.9	5.6	9.9	9.9	9.9	9.9	9.7	36.8
【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	7,745	567	1,541	5,636	9,302	2,550	576	2,755	1,188	544	1,689	17,047	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	400	42	77	281	608	168	33	182	78	36	111	1,009	47
供給予備率	5.5	8.0	5.3	5.3	7.0	7.1	6.1	7.1	7.1	7.1	7.1	6.3	40.4
【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	7,719	567	1,531	5,621	9,355	2,568	570	2,774	1,196	548	1,700	17,074	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	380	42	72	266	661	186	26	201	86	40	123	1,041	56
供給予備率	5.2	7.9	5.0	5.0	7.6	7.8	4.8	7.8	7.8	7.8	7.8	6.5	48.4
【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	7,172	574	1,470	5,128	9,042	2,576	534	2,666	1,155	526	1,585	16,214	158
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110
供給予備力	745	93	145	507	1,149	336	38	348	151	69	207	1,894	48
供給予備率	11.6	19.2	11.0	11.0	14.6	15.0	7.7	15.0	15.0	15.0	15.0	13.2	43.6

※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画からの変化分を反映して算出。連系線のマージンを活用した月の需給バランスを掲載。  
 ※ 北陸フェンス（中部北陸間連系設備と北陸関西間連系設備の合計潮流で管理）のマージンを活用した場合の需給バランス。

なお、北海道エリアについては、厳気象 H1 需要と供給力減少リスク (N-1) が同時に発生した場合においても予備率 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 (北本連系線の設備容量 60 万 kW)、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 (66 万 kW<sup>14</sup>) の停止は、予備率 12.6% 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、2010 年度に発生した大規模な計画外停止<sup>15</sup>と同程度 (129 万 kW<sup>14</sup>) の供給力減少リスクにも、北本連系線からの受電や小売電気事業者の通告調整契約の織り込みなどで、3% の予備率が確保されることを確認した。(図 6)



※ 第 33 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.10.23)資料 2-1 参考資料 3 一部抜粋

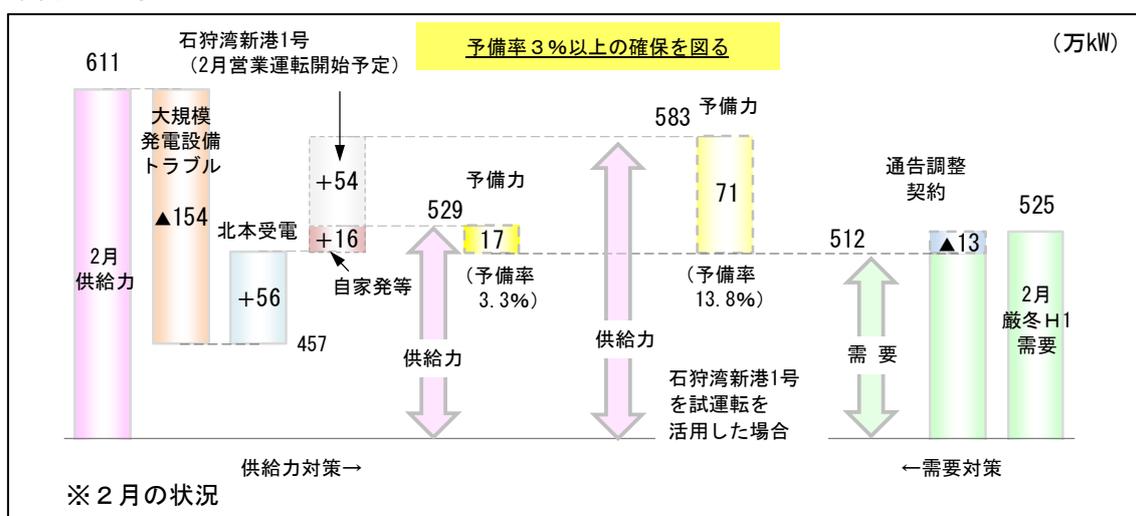
【図 6 北海道エリアの供給力減少リスク確認①】

<sup>14</sup> 送電端の値

<sup>15</sup> 昨年度までの冬季電力需給検証で確認していた計画外停止

また、更に大規模な 154 万 kW<sup>16</sup> (苫東厚真発電所 1,2,4 号機の供給力相当<sup>17</sup>) の計画外停止による供給力減少リスクが発現した際にも、自家発の焚き増し等の協力が得られれば安定供給上最低限必要な予備率 3%が確保されることを確認した。(図 7)

加えて、北海道電力においては 2019 年 2 月の運転開始に向けて総合試運転を進めている石狩湾新港発電所 1 号機 (54 万 kW<sup>16</sup>) について総合試運転工程前倒しの取り組みを進め、緊急時の供給力として活用できるよう努めていくことも確認した。



※ 第 33 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.10.23)資料 2-1 参考資料 3 一部抜粋

【図 7 北海道エリアの供給力減少リスク確認②】

<sup>16</sup> 送電端の値

<sup>17</sup> 苫東厚真発電所全機相当 (3号機は廃止済み)

## 5. 2018 年度冬季の需給見通しの検証の総括

2018 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 〃・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、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、2018 年度夏季においても、複数エリアで事前に想定した厳気象 H1 需要を上回る需要を記録したことを踏まえ、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していく。

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11月8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 33 回委員会（2018 年 10 月 23 日）

（議題）

- ・ 2018 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 34 回委員会（2018 年 11 月 7 日）

（議題）

- ・ 電力需給検証報告書について