

2023年11月29日

第431回理事会

第4号議案

電気の質に関する報告書（2017年度から2021年度の実績）  
の実績値の一部修正及び公表について

業務規程第181条の規定に基づく年次報告書の一部を構成する、

- ① 第175回理事会（2018年10月31日）において取りまとめ公表された電気の質に関する報告書（2017年度の実績）、
- ② 第229回理事会（2020年1月29日）において取りまとめ公表された電気の質に関する報告書（2018年度の実績）、
- ③ 第271回理事会（2020年12月9日）において取りまとめ公表された電気の質に関する報告書（2019年度の実績）、
- ④ 第322回理事会（2021年11月17日）において取りまとめ公表された電気の質に関する報告書（2020年度の実績）及び
- ⑤ 第380回理事会（2022年11月24日）において取りまとめ公表された電気の質に関する報告書（2021年度の実績）

について、2023年3月23日、関西電力送配電株式会社から実績データ訂正の報告があったことを踏まえ、上記報告書の実績値の一部を修正する。

また、上記報告書を合冊した形で取りまとめ公表された年次報告書（2019年度から2022年度分）についても、それぞれ同じく修正を行う。

これらについて、公表済のものを修正後のものに差し替える形で、改めて本機関ウェブサイトで公表する。

（公表日：2023年11月29日）

以上

【参考】

関西電力送配電株式会社に対して電気事業法に基づく報告を求めました(経済産業省ニュースリリース)

<https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230314002/20230314002.html>

定期電圧測定の未実施に係る経済産業省からの報告徴収への報告について（関西電力送配電プレスリリース）

[https://www.kansai-td.co.jp/corporate/press-release/2023/pdf/0322\\_1j\\_01.pdf](https://www.kansai-td.co.jp/corporate/press-release/2023/pdf/0322_1j_01.pdf)

関西電力送配電株式会社、関西電力株式会社、九州電力送配電株式会社、九州電力株式会社及び中国電力ネットワーク株式会社に対して業務改善命令を発出しました(経済産業省ニュースリリース)

<https://www.meti.go.jp/press/2023/04/20230417005/20230417005.html>

関西電力送配電株式会社、関西電力株式会社、九州電力送配電株式会社、九州電力株式会社及び中国電力ネットワーク株式会社から業務改善計画を受領しました(経済産業省ニュースリリース)

<https://www.meti.go.jp/press/2023/05/20230512004/20230512004.html>

関西電力送配電株式会社 業務改善計画書(P27～)

<https://www.meti.go.jp/press/2023/05/20230512004/20230512004-1.pdf>

【添付資料】

別紙1：「電気の質に関する報告書（2017年度の実績）」

別紙2：「電気の質に関する報告書（2018年度の実績）」

別紙3：「電気の質に関する報告書（2019年度の実績）」

別紙4：「電気の質に関する報告書（2020年度の実績）」

別紙5：「電気の質に関する報告書（2021年度の実績）」

別紙6：「2019年度年次報告書」

別紙7：「2020年度年次報告書」

別紙8：「2021年度年次報告書」

別紙9：「2022年度年次報告書」

（注）2018年度年次報告書については、「電気の質に関する報告書（2017年度の実績）」を合冊した形での公表はされていない。

(別紙1)

# 電気の質に関する報告書

-2017 年度実績-

2018 年 10 月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2017 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2017 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I.	周波数に関する実績	3
1.	標準周波数	3
2.	時間滞在率	3
3.	標準周波数に対する調整目標範囲	3
4.	周波数時間滞在率の実績（同期エリア別、2013～2017年度）	4
II.	電圧に関する実績	5
1.	電圧の維持すべき値	5
2.	電圧の測定方法	5
3.	電圧測定実績（全国、2013～2017年度）	5
III.	停電に関する実績	6
1.	事故発生箇所別供給支障件数	6
(1)	停電の状況に関する指標	6
(2)	供給支障件数の実績（全国及び供給区域別、2013～2017年度）	7
2.	原因別供給支障件数	10
(1)	一定規模以上の供給支障の実績	10
(2)	一定規模以上の供給支障の原因分類	11
(3)	一定規模以上の供給支障の原因別件数実績（全国及び供給区域別、2013～2017年度）	12
3.	低圧電灯需要家停電実績	14
(1)	低圧電灯需要家停電実績の指標	14
(2)	低圧電灯需要家停電実績（全国及び供給区域別、2013～2017年度）	15
IV.	まとめ（2017年度 電気の質に関する評価）	18
(参考)	欧米諸国との需要家停電実績の比較（2013～2017年）	19

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7(全国、2013～2017 年度)電圧測定実績	2017 年度の実績値を遡及修正
----------	----	----------------------------	------------------

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数は、供給区域別に見ると、図1のとおりとなっている。

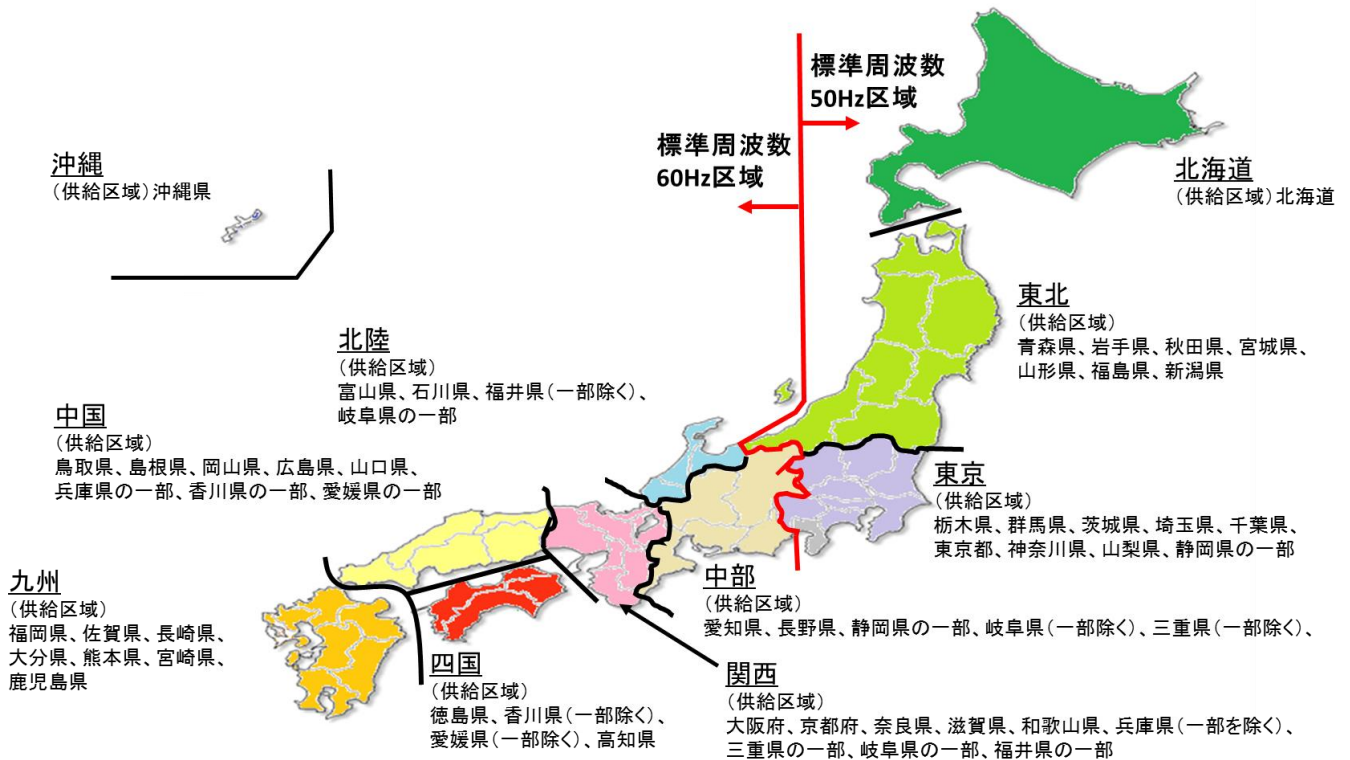


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2013～2017年度)

2013～2017年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2017年度、各同期エリアの周波数は、表1に示す調整目標範囲内で適切に維持されていた。また、変動幅0.1Hz以内の実績の5年間推移をみると、滞在率はおおよそ過去水準並みだった。

【表1に基づく各同期エリアの評価基準】		
	(調整目標範囲)	… 100.00%
	(±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2013～2017年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
0.1Hz以内	99.84	99.91	99.83	99.96	99.97
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

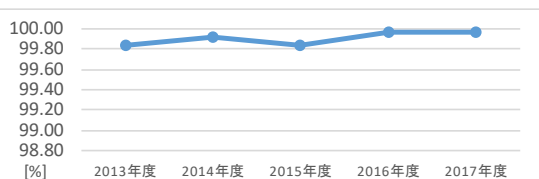


図2 (北海道、2013～2017年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>1</sup>、2013～2017年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
0.1Hz以内	99.83	99.84	99.85	99.78	99.80
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

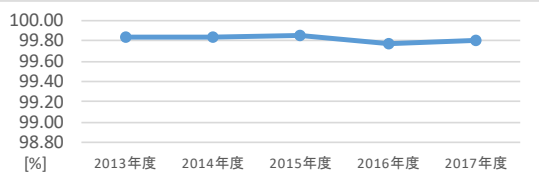


図3 (東地域、2013～2017年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>2</sup>、2013～2017年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
0.1Hz以内	99.21	99.17	99.22	99.08	99.17
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

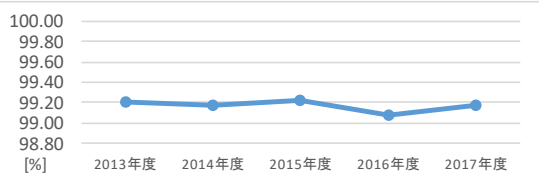


図4 (中西地域、2013～2017年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2013～2017年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
0.1Hz以内	99.65	99.87	99.89	99.94	99.92
0.2Hz以内	99.99	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

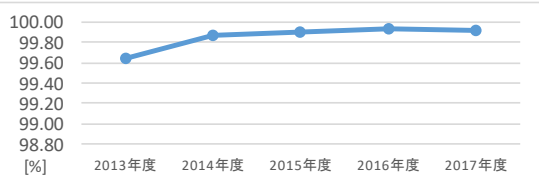


図5 (沖縄、2013～2017年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>1</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>2</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

## Ⅱ. 電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は、表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条に基づき、一般送配電事業者は、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回、測定箇所ごとに24時間連続的に電圧を測定している。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2013～2017年度）

2013～2017年度全国の電圧測定実績について、測定地点数、逸脱地点数を表7に示す。  
2017年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていた。

表7（全国 2013～2017年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
100V	測定地点数	6,553	6,561	6,554	6,590	6,565
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,480	6,483	6,508	6,532	6,506
	逸脱地点数	0	0	0	0	0



### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備種別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>3</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、または電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>4</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。

---

<sup>3</sup> 発電、変電、送電、配電または電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条によって定義される。

<sup>4</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2013～2017年度)

2013～2017年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表8及び図6に、供給区域別の実績を表9～18及び図7～16に示す<sup>5</sup>。なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。

2017年度、供給支障件数実績に関する分析としては、以下のことが言える。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、およそ5ヶ年平均値並みの水準であった。
- ・ 事故発生箇所別の内訳としては、高压配電線路における事故に伴う供給支障が大部分を占めた。

表8 (全国、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	56	42	45	70	45	51.6	
	送電線路及び特別高压配電線路	架空	314	186	204	230	278	242.4
		地中	11	9	13	9	14	11.2
		計	325	195	217	239	292	253.6
	高压配電線路	架空	11,928	11,532	10,370	10,235	12,679	11,348.8
		地中	198	189	198	215	216	203.2
		計	12,126	11,721	10,568	10,450	12,895	11,552.0
需要設備					1	0.2		
その他設備における事故	476	460	333	269	343	376.2		
合計	12,983	12,418	11,163	11,028	13,576	12,233.6		

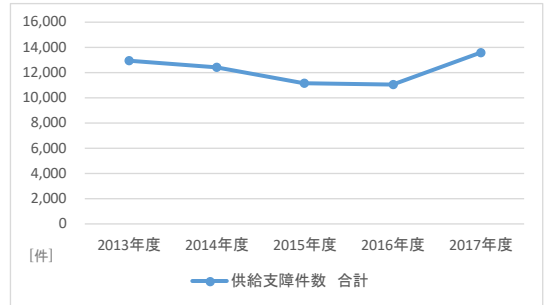


図6 (全国、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

表9 (北海道、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	4	2	1	1		1.6	
	送電線路及び特別高压配電線路	架空	20	15	20	24	30	21.8
		地中		2				0.4
		計	20	17	20	24	30	22.2
	高压配電線路	架空	1,053	1,119	1,145	1,289	1,144	1,150.0
		地中	10	13	10	13	19	13.0
		計	1,063	1,132	1,155	1,302	1,163	1,163.0
需要設備								
その他設備における事故	24	34	24	28	17	25.4		
合計	1,111	1,185	1,200	1,355	1,210	1,212.2		

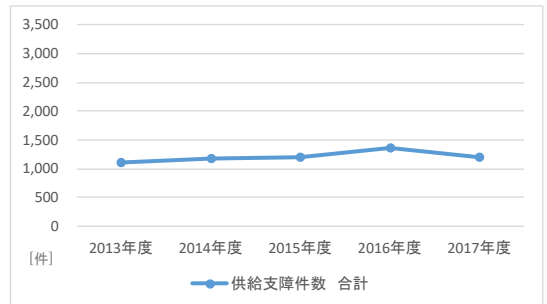


図7 (北海道、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

表10 (東北、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	5	5	5	8	4	5.4	
	送電線路及び特別高压配電線路	架空	19	19	7	11	16	14.4
		地中					1	0.2
		計	19	19	7	11	17	14.6
	高压配電線路	架空	2,141	1,912	1,327	1,403	1,957	1,748.0
		地中	9	6	5	12	5	7.4
		計	2,150	1,918	1,332	1,415	1,962	1,755.4
需要設備								
その他設備における事故	28	43	22	22	26	28.2		
合計	2,202	1,985	1,366	1,456	2,009	1,803.6		

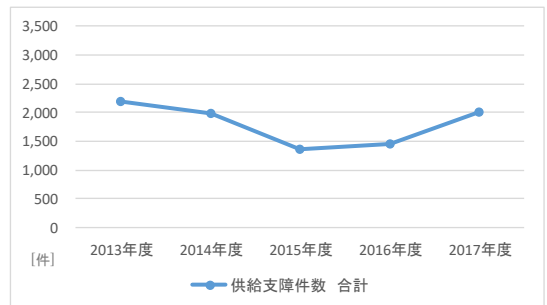


図8 (東北、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

<sup>5</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。

表11 (東京、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	10	10	14	17	11.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	95	26	30	16	24	38.2
		地中	3	2	5	2	4	3.2
		計	98	28	35	18	28	41.4
	高圧配電線路	架空	3,075	1,854	1,755	2,204	2,311	2,239.8
		地中	72	67	74	75	65	70.6
		計	3,147	1,921	1,829	2,279	2,376	2,310.4
需要設備								
その他設備における事故	196	118	125	93	96	125.6		
合計	3,447	2,077	1,999	2,404	2,517	2,488.8		

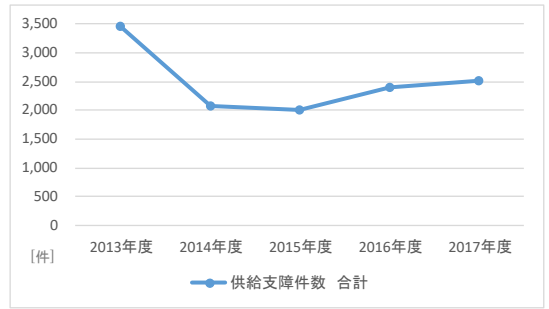


図9 (東京、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

表12 (中部、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	2	5	6	3	4.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	33	12	8	16	9	15.6
		地中						
		計	33	12	8	16	9	15.6
	高圧配電線路	架空	1,621	1,592	1,066	1,069	1,607	1,391.0
		地中	8	8	7	5	11	7.8
		計	1,629	1,600	1,073	1,074	1,618	1,398.8
需要設備								
その他設備における事故	65	86	38	40	49	55.6		
合計	1,733	1,700	1,124	1,136	1,679	1,474.4		

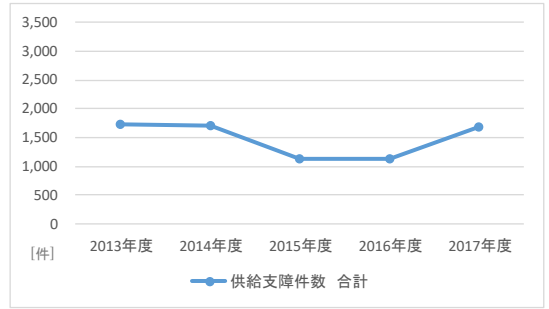


図10 (中部、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

表13 (北陸、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1	4		3	1	1.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3	6	5	7	4	5.0
		地中			1			0.2
		計	3	6	6	7	4	5.2
	高圧配電線路	架空	271	364	258	303	542	347.6
		地中	6	4	7	10	5	6.4
		計	277	368	265	313	547	354.0
需要設備								
その他設備における事故	17	18	10	17	15	15.4		
合計	298	396	281	340	567	376.4		

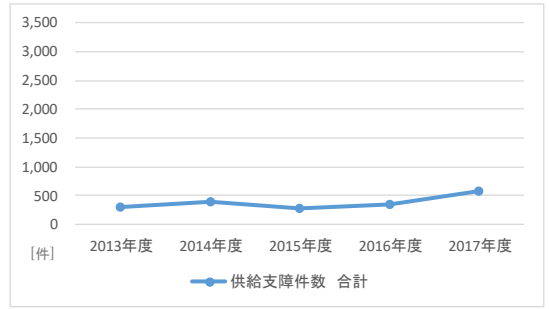


図11 (北陸、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

表14 (関西、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	2	7	13	9	7.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	59	44	42	80	102	65.4
		地中	4	4	6	3	7	4.8
		計	63	48	48	83	109	70.2
	高圧配電線路	架空	1,040	1,127	943	1,171	1,695	1,195.2
		地中	61	45	51	63	48	53.6
		計	1,101	1,172	994	1,234	1,743	1,248.8
需要設備								
その他設備における事故	57	59	43		65	44.8		
合計	1,227	1,281	1,092	1,330	1,926	1,371.2		

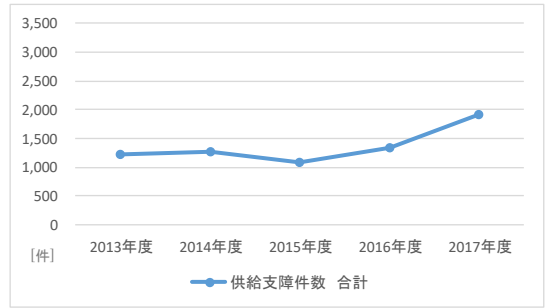


図12 (関西、2013～2017年度)事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	18	11	10	7	2	9.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	11	13	14	16	16	14.0
		地中	2	1			1	0.8
		計	13	14	14	16	17	14.8
	高圧配電線路	架空	1,172	1,122	1,211	960	1,066	1,106.2
		地中	11	23	23	13	24	18.8
		計	1,183	1,145	1,234	973	1,090	1,125.0
	需要設備						1	0.2
	その他設備における事故	46	36	37	25	33	35.4	
	合計		1,260	1,206	1,295	1,021	1,143	1,185.0

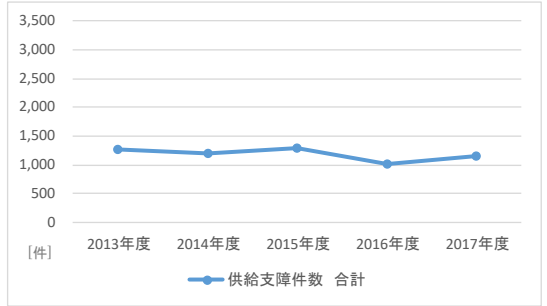


図13 (中国、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	3	1	3		6	2.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	2	4	3	5	3	3.4
		地中	1					0.2
		計	3	4	3	5	3	3.6
	高圧配電線路	架空	356	673	425	357	630	488.2
		地中	4	3	5	4	9	5.0
		計	360	676	430	361	639	493.2
	需要設備							
	その他設備における事故	8	14	8	6	5	8.2	
	合計		374	695	444	372	653	507.6

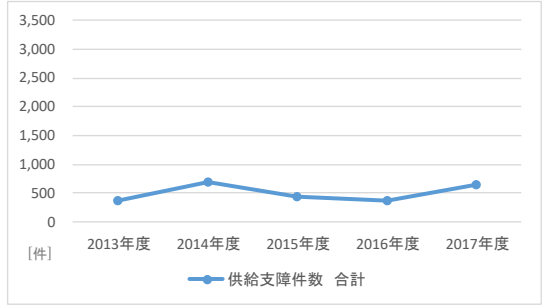


図14 (四国、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	4	3	15	3	6.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	22	12	24	21	32	22.2
		地中			1	4		1.0
		計	22	12	25	25	32	23.2
	高圧配電線路	架空	889	1,088	1,751	1,237	1,349	1,262.8
		地中	16	18	15	18	30	19.4
		計	905	1,106	1,766	1,255	1,379	1,282.2
	需要設備							
	その他設備における事故	30	31	18	20	23	24.4	
	合計		963	1,153	1,812	1,315	1,437	1,336.0

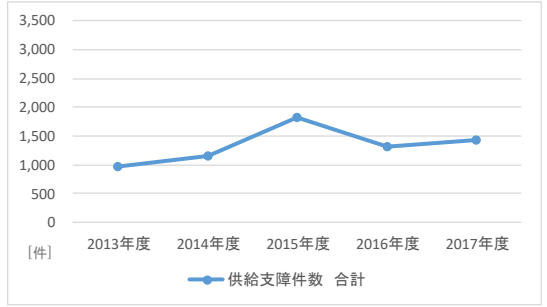


図15 (九州、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1	1	1	3		1.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	50	35	51	34	42	42.4
		地中	1				1	0.4
		計	51	35	51	34	43	42.8
	高圧配電線路	架空	310	681	489	242	378	420.0
		地中	1	2	1	2		1.2
		計	311	683	490	244	378	421.2
	需要設備							
	その他設備における事故	5	21	8	18	14	13.2	
	合計		368	740	550	299	435	478.4

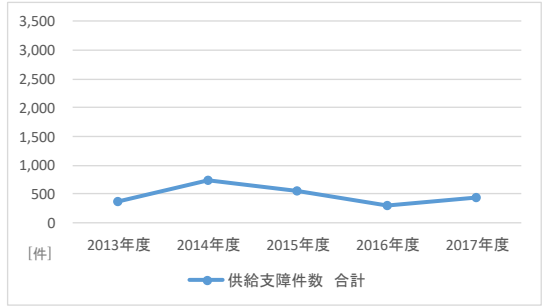


図16 (沖縄、2013~2017年度) 事故発生箇所別供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で件数の実績を示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障とは、以下のものを指す。概要を図 17 に示し、件数の実績を表 19 に示す<sup>6</sup>。

- ・供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

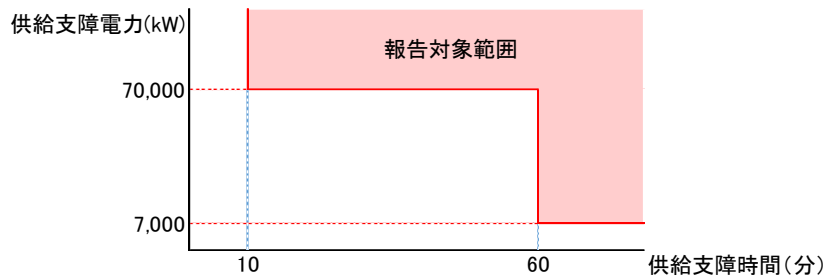


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2017 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満		3時間以上		総 件 数
		70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	
		100,000kW 未満		100,000kW 未満		70,000kW 未満	100,000kW 未満		70,000kW 未満	100,000kW 未満		
一般送配電事業者の設備における事故	変電所			1		2		1				4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空					2			6		8
		地中								1		1
		計					2			7		13
	高圧配電線路	架空					1					1
		地中										
		計					1					1
需要設備									1		1	
その他設備における事故												
合計				1		5		1	7	1		15

<sup>6</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。

<sup>7</sup> 電気関係報告規則第三条において、供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類	内容	
設備不備	製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。	
保守不備	保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。	
故意・過失	作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。	
他物接触	樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。	
腐しよく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。	
震動	重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。	
他社事故波及	自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。	
燃料不良	設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。	
電気火災	設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。	
感電(作業者)	作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。	
感電(公衆)	電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。	
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。
	塩、ちり、ガス	塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明	調査しても原因が明らかでないもの。	
その他	上記いずれの分類にもはまらないもの。	

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2013～2017年度)

2013～2017年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>8 9</sup>

2017年度、一定規模以上の供給支障の原因別件数の実績に関する分析として、以下のことが言える。

- ・一定規模以上の供給支障の原因は全国で15件と、おおよそ5ヶ年平均値並みであった。

表21 (全国、2013～2017年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	2	1	1	1	1	1.2
	保守不備	4	2	1	3	4	2.8
	故意・過失				1	1	0.4
	他物接触	3			3	2	1.6
	他社事故波及	1		1	1		0.6
	感電(作業者)		1	1			0.4
	計	10	4	4	9	8	7.0
自然現象	雷	7	2		3	2	2.8
	風雨	2	1		3	3	1.8
	氷雪	10	2		2	2	3.2
	地震				6		1.2
	塩、ちり、ガス				2		0.4
	計	19	5		16	7	9.4
	不明		1	1			0.4
その他				1		0.2	
合計	29	10	5	26	15	17.0	

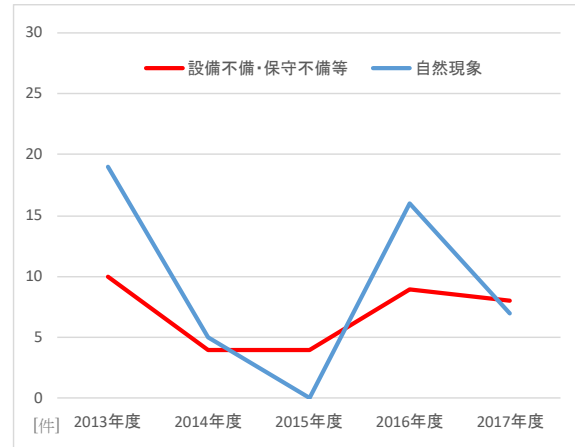


図18 (全国、2013～2017年度) 供給支障原因

表22 (北海道、2013～2017年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備				1		0.2
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計				1		0.2
自然現象	雷	1					0.2
	風雨				2		0.4
	氷雪					1	0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1			2	1	0.8
	不明						
その他							
合計	1			3	1	1.0	

表23 (東北、2013～2017年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失				1		0.2
	他物接触	1			2		0.6
	他社事故波及						
	感電(作業者)			1			0.2
	計	1		1	3		1.0
自然現象	雷	2					0.4
	風雨						
	氷雪					1	0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	2				1	0.6
	不明		1				0.2
その他							
合計	3	1	1	3	1	1.8	

<sup>8</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>9</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。





### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。 ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>10</sup> され電気が再び供給された場合を除く。
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>10</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2013～2017年度)

2013～2017年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2017年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>11</sup>

2017年度、全国計で見ると、一需要家あたりの停電回数、一需要家あたりの停電時間ともに、おおよそ5ヶ年平均値並みの水準となった。

表33 (全国、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.13	0.10	0.14	0.11	0.12
	作業停電	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03
	合計●	0.16	0.16	0.13	0.18	0.14	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	12	16	18	21	12	16
	作業停電	4	4	4	4	3	4
	合計●	16	20	21	25	16	20

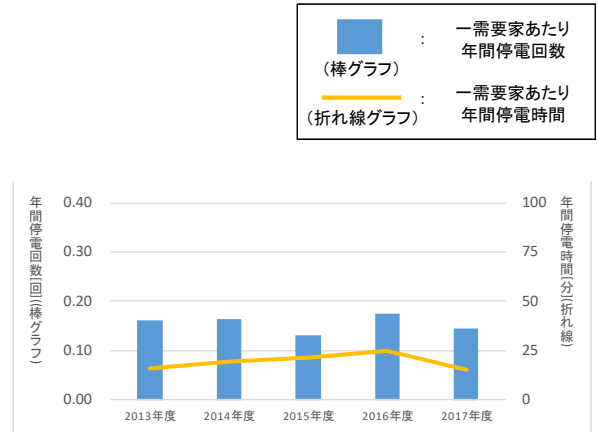


図19 (全国、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.15	0.13	0.15	0.17	0.13	0.15
	作業停電	0.01	α	α	α	0.01	0.01
	合計●	0.16	0.13	0.15	0.17	0.14	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	9	8	10	35	10	14
	作業停電	1	α	α	1	α	1
	合計●	9	9	10	36	10	15

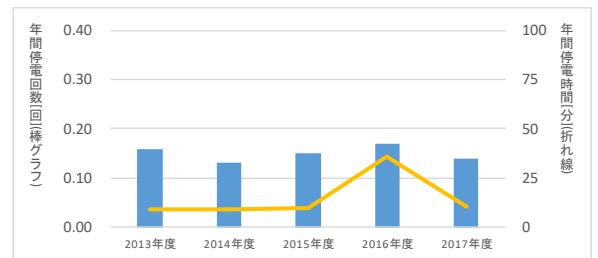


図20 (北海道、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.14	0.12	0.08	0.11	0.13	0.12
	作業停電	0.05	0.04	0.04	0.03	0.02	0.04
	合計●	0.19	0.16	0.12	0.14	0.15	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	19	9	11	24	10	15
	作業停電	7	5	4	4	3	5
	合計●	25	14	15	28	13	19

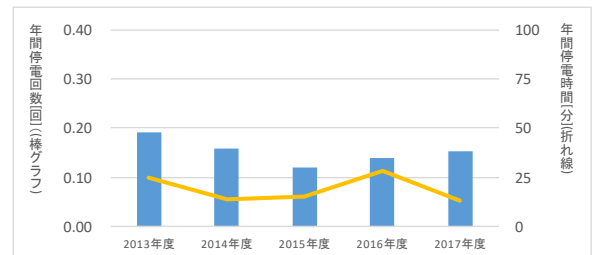


図21 (東北、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

<sup>11</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは0<α<0.005の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは0<α<0.5の値である。

表36 (東京、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.14	0.07	0.06	0.13	0.09	0.10
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
	合計●	0.15	0.08	0.07	0.15	0.10	0.11
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	15	4	6	7	6	8
	作業停電	1	α	1	1	1	1
	合計●	16	4	6	8	7	8

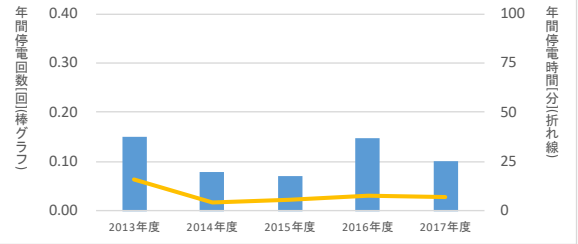


図22 (東京、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.13	0.16	0.07	0.17	0.08	0.12
	作業停電	0.06	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06
	合計●	0.19	0.23	0.13	0.23	0.14	0.18
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	13	18	4	5	10	10
	作業停電	8	9	7	7	7	8
	合計●	21	27	11	12	17	18

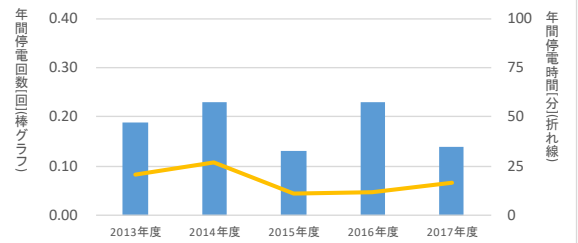


図23 (中部、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.11	0.09	0.04	0.06	0.09	0.08
	作業停電	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.10
	合計●	0.21	0.20	0.14	0.16	0.17	0.18
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	5	4	4	11	6
	作業停電	16	17	16	17	15	16
	合計●	20	22	20	21	26	22

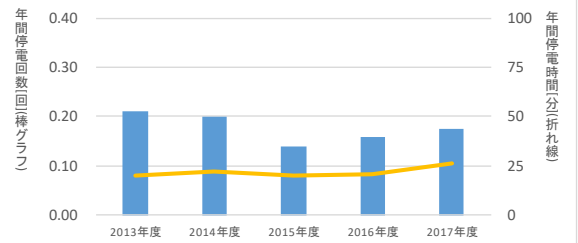


図24 (北陸、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.06	0.07	0.07	0.12	0.08
	作業停電	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.07	0.08	0.08	0.09	0.13	0.09
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	4	3	4	14	6
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	5	5	4	5	15	7

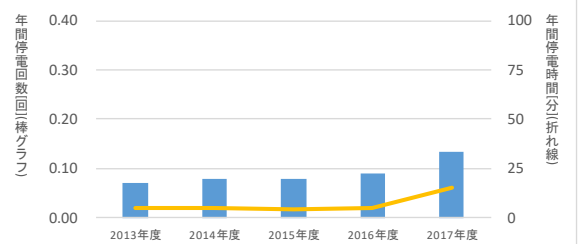


図25 (関西、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.19	0.19	0.18	0.15	0.12	0.17
	作業停電	0.13	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	合計●	0.32	0.31	0.29	0.26	0.23	0.28
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	9	10	17	6	7	10
	作業停電	12	11	12	12	12	12
	合計●	21	21	29	18	19	22

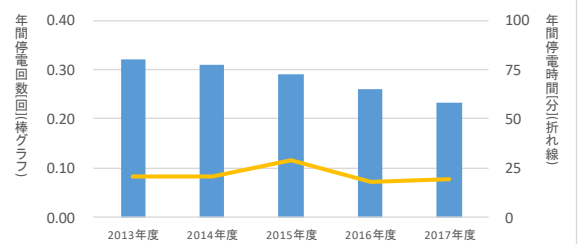


図26 (中国、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.11	0.21	0.12	0.09	0.19	0.14
	作業停電	0.18	0.20	0.19	0.18	0.16	0.18
	合計●	0.29	0.40	0.31	0.27	0.36	0.33
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	7	27	13	6	21	15
	作業停電	19	20	21	20	17	19
	合計●	25	47	34	26	38	34

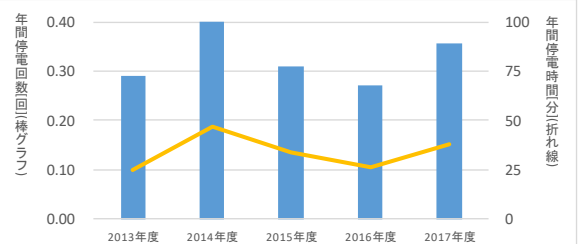


図27 (四国、2013~2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.05	0.09	0.16	0.24	0.08	0.12
	作業停電	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00
	合計●	0.05	0.09	0.16	0.24	0.08	0.12
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	12	45	101	128	25	62
	作業停電	0	0	0	-	-	0
	合計●	12	45	101	128	25	62

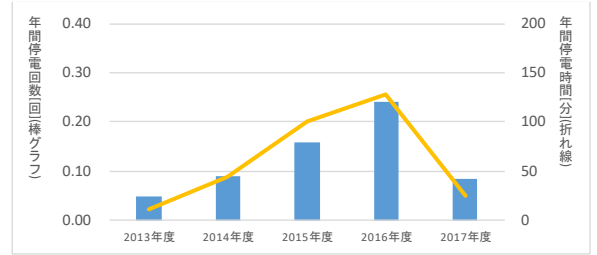


図28 (九州、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.74	2.58	1.04	0.57	0.98	1.18
	作業停電	0.09	0.08	0.08	0.08	0.07	0.08
	合計●	0.83	2.67	1.12	0.65	1.05	1.26
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	67	437	150	35	117	161
	作業停電	8	8	8	8	7	8
	合計●	75	445	158	43	124	169

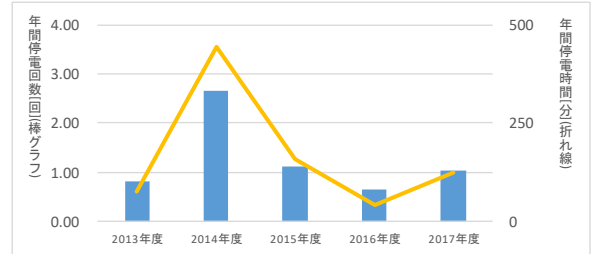


図29 (沖縄、2013～2017年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各供給区域、2017年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間 一 需要家 あたり 「回」	事故 停電	電源側 <sup>12</sup>	0.04	0.02	0.05	α	0.01	0.04	0.01	0.02	0.02	0.09	
		高圧配電線	0.09	0.11	0.04	0.08	0.08	0.08	0.11	0.17	0.06	0.88	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.13	0.13	0.09	0.08	0.09	0.12	0.12	0.19	0.08	0.98	0.11
	作業 停電	電源側 <sup>12</sup>	0.01	α	0.00	α	α	0.00	α	α	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.02	0.01	0.04	0.07	0.00	0.09	0.10	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.02	0.01	0.00	0.02	0.06	0.00	0.05	
		計	0.01	0.02	0.01	0.06	0.09	0.00	0.11	0.16	0.00	0.07	0.03
	合計	電源側 <sup>12</sup>	0.05	0.02	0.05	α	0.01	0.04	0.01	0.02	0.02	0.09	
		高圧配電線	0.09	0.13	0.05	0.12	0.15	0.08	0.20	0.27	0.06	0.90	
		低圧配電線	α	α	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.07	α	0.06	
		計	0.14	0.15	0.10	0.14	0.17	0.13	0.23	0.36	0.08	1.05	0.14
年間 一 需要家 あたり 「分」	事故 停電	電源側 <sup>12</sup>	3	α	α	α	α	2	α	1	α	1	
		高圧配電線	7	9	6	10	9	12	6	19	25	112	
		低圧配電線	α	1	α	α	1	1	1	1	α	4	
		計	10	10	6	10	11	14	7	21	25	117	12
	作業 停電	電源側 <sup>12</sup>	α	α	0	0	α	α	α	α	0	α	
		高圧配電線	α	3	1	5	13	1	11	13	0	3	
		低圧配電線	α	α	α	2	2	1	1	4	0	4	
		計	α	3	1	7	15	1	12	17	0	7	3
	合計	電源側 <sup>12</sup>	3	α	α	α	α	2	α	1	α	1	
		高圧配電線	7	12	7	15	23	12	17	32	25	115	
		低圧配電線	α	1	α	2	3	1	2	5	α	8	
		計	10	13	7	17	26	15	19	38	25	124	16

<sup>12</sup> 発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。

## IV. まとめ(2017 年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。すべての同期エリアの周波数は、各供給区域にて設定された調整目標範囲内で適切に維持されていた。さらに、変動幅 0.1Hz 以内の周波数時間滞在率の過去 5 年間の推移をみると、滞在率はおおよそ過去の水準並みであった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。すべての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1 需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。供給支障件数及び低圧電灯需要家停電実績はおおよそ過去 5 ヶ年の平均値並みの水準であった。

また、一定規模以上<sup>13</sup>の供給支障について原因別に件数を確認したところ、設備不備、保守不備等の原因による供給支障件数は前年の実績と比較して増加していなかった。自然現象の原因による一定規模以上の供給支障件数も、過去 5 ヶ年の平均値を下回る実績だった。

以上を踏まえると、電気の質は適切に維持されていた。

---

<sup>13</sup> (再掲) 以下の条件で定義している。

- ・供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2013~2017年)

2013~2017年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表45と図30、停電回数の比較を表46と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会(Council of European Energy Regulators: CEER)の公表資料<sup>14</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会(Public Utilities Commission)の公表資料<sup>15</sup>から作成した<sup>16</sup>。

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月(1月又は4月)<sup>17</sup>、自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

表45 (2013~2017年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域	年 <sup>17</sup>					対象事象 自動再閉路は 除く	集計条件			
	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年		計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		16	20	21	25	16	低圧	含		
	事故停電	12	16	18	21	12				
	作業停電	4	4	4	4	3				
米国	カリフォルニア州		112	122	122	219	5分以上 の停電	全電圧	含	
		事故停電	105	115	115	124				-
	作業停電	8	7	7	95	-				
	テキサス州	事故停電	199	214	277	214				522
		作業停電	192	207	268	205				509
	ニューヨーク州	事故停電	165	162	130	137				270
作業停電		-	-	-	-	-				
欧州	ドイツ	事故停電	40	21	22	24	3分以上 の停電	全電圧	含	
		作業停電	33	14	15	13				-
	イタリア	事故停電	7	8	7	10		-	全電圧	含
		作業停電	161	153	196	144		-		
	フランス	事故停電	105	94	129	65		-	全電圧	含
		作業停電	55	60	67	79		-		
	スペイン	事故停電	100	67	74	71		-	全電圧	含
		作業停電	84	52	58	53		-		
	イギリス	事故停電	16	16	16	18		-	全電圧	除
		作業停電	108	63	69	66		-		
	スウェーデン	事故停電	99	53	56	54		-	全電圧	含
		作業停電	9	11	13	12		-		
	フィンランド	事故停電	73	104	61	55		-	除く低圧	含
		作業停電	61	93	51	47		-		
	ノルウェー	事故停電	12	11	10	8		-	全電圧	含
		作業停電	171	102	135	94		-		
	スウェーデン	事故停電	152	84	118	76		-	全電圧	含
		作業停電	19	18	17	19		-		
フィンランド	事故停電	187	80	169	81	-	除く低圧	含		
	作業停電	171	67	158	68	-				
ノルウェー	事故停電	15	13	12	13	-	全電圧	含		
	作業停電	181	161	173	129	-				
ノルウェー	事故停電	144	118	129	88	-	全電圧	含		
	作業停電	36	43	44	41	-				

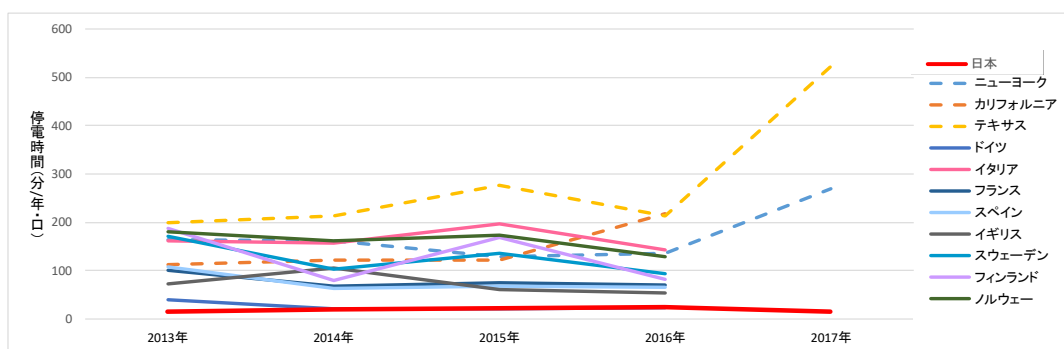


図30 (2013~2017年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 46 (2013~2017年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域	年 <sup>17</sup>					集計条件				
	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本	0.16	0.16	0.13	0.18	0.14	自動再閉路は 除く	低圧	含		
	事故停電	0.13	0.13	0.10	0.14					
	作業停電	0.03	0.04	0.03	0.03				0.03	
米国	カリフォルニア州	0.96	1.00	0.94	1.31	5分以上 の停電	全電圧	含		
		事故停電	0.92	0.97	0.91				1.05	
		作業停電	0.04	0.03	0.03				0.26	
	テキサス州	1.54	1.59	1.91	1.55				1.61	
		事故停電	1.46	1.51	1.82				1.48	1.51
		作業停電	0.08	0.08	0.09				0.07	0.15
	ニューヨーク州	0.73	0.68	0.67	0.79				0.85	
		事故停電	-	-	-				-	-
		作業停電	-	-	-				-	-
欧州	ドイツ	0.58	0.45	0.91	0.59	3分以上 の停電	全電圧	含		
		事故停電	0.50	0.37	0.83				0.51	
		作業停電	0.08	0.08	0.08				0.08	
	イタリア	2.57	2.35	2.81	2.17		全電圧	含		
		事故停電	2.20	1.99	2.43				1.76	
		作業停電	0.37	0.36	0.37				0.41	
	フランス	0.23	0.20	0.22	0.22		全電圧	含		
		事故停電	0.10	0.07	0.09				0.08	
		作業停電	0.13	0.13	0.13				0.14	
	スペイン	1.19	1.29	1.31	1.18		全電圧	含		
		事故停電	1.04	1.13	1.21				1.09	
		作業停電	0.15	0.16	0.10				0.09	
	イギリス	0.65	0.76	0.60	0.57		全電圧	除		
		事故停電	0.61	0.72	0.56				0.53	
		作業停電	0.04	0.04	0.04				0.04	
	スウェーデン	1.48	1.46	1.36	1.33		全電圧	含		
		事故停電	1.33	1.30	1.22				1.17	
		作業停電	0.15	0.16	0.14				0.16	
フィンランド	2.35	1.76	2.78	1.58	除く低圧	含				
	事故停電	2.16	1.60	2.64			1.42			
	作業停電	0.19	0.15	0.14			0.15			
ノルウェー	2.22	2.44	2.17	1.89	全電圧	含				
	事故停電	1.96	2.15	1.87			1.59			
	作業停電	0.26	0.29	0.30			0.30			

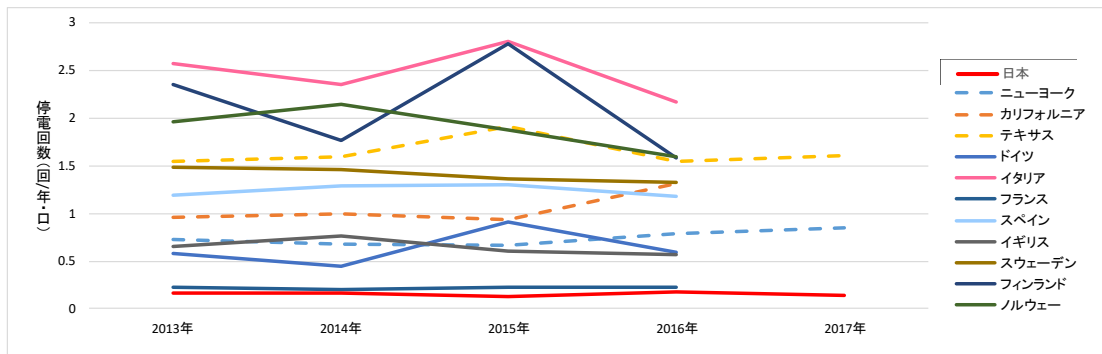


図31 (2013~2017年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>14</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>15</sup> 以下の各資料より引用。

カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州: Public Utility Commission of Texas

「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule §25.81」

<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」

<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/D82A200687D96D3985257687006F39CA?OpenDocument>

<sup>16</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>17</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。

電力広域の運営推進機関  
総務部

電話 : 03-6632-0902

<http://www.occto.or.jp/>



(別紙2)

# 電気の質に関する報告書

-2018 年度実績-

2020 年 1 月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2018 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2018 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I.	周波数に関する実績	3
1.	標準周波数	3
2.	時間滞在率	3
3.	標準周波数に対する調整目標範囲	3
4.	周波数時間滞在率の実績（同期エリア別、2014～2018年度）	4
II.	電圧に関する実績	7
1.	電圧の維持すべき値	7
2.	電圧の測定方法	7
3.	電圧測定実績（全国、2014～2018年度）	7
III.	停電に関する実績	8
1.	事故発生箇所別供給支障件数	8
(1)	停電の状況に関する指標	8
(2)	供給支障件数の実績（全国及び供給区域別、2014～2018年度）	9
2.	原因別供給支障件数	12
(1)	一定規模以上の供給支障の実績	12
(2)	一定規模以上の供給支障の原因分類	13
(3)	一定規模以上の供給支障の原因別件数実績（全国及び供給区域別、2014～2018年度）	14
3.	低圧電灯需要家停電実績	16
(1)	低圧電灯需要家停電実績の指標	16
(2)	低圧電灯需要家停電実績（全国及び供給区域別、2014～2018年度）	17
IV.	まとめ（2018年度 電気の質に関する評価）	19
(参考)	欧米諸国との需要家停電実績の比較（2014～2018年）	21

（訂正箇所）

20231129	P7	表 7(全国、2014～2018 年度) 電圧測定実績	2018 年度の実績値を遡及修正
20211117	P9, P11	表 8・図 9(全国)および 表 14・図 15(関西) (2014～2018 年度)事故発生箇所別 供給支障件数	2018 年度の実績値を遡及修正

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

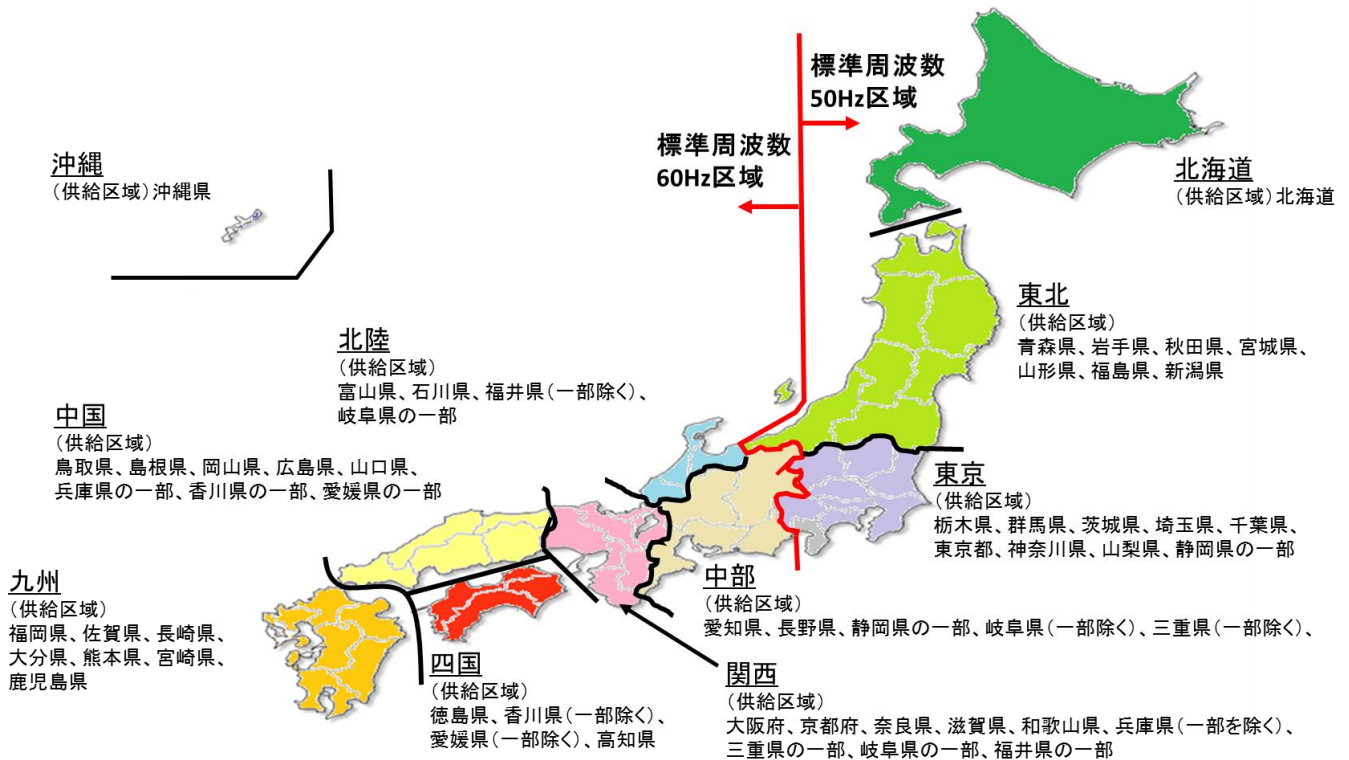


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2014～2018年度)

2014～2018年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

0.1Hz以内に対する周波数時間滞在率は、前年比では北海道、中西地域及び沖縄の3地域で低下しており、またそれらエリアは過去5年で下から2番目の滞在率となった。

次いで、調整目標範囲に対する周波数時間滞在率は、北海道が前年より低下、また過去5年で初めて100%を下回った。

北海道の調整目標範囲に対する時間滞在率を月別及び日別に図6～7に示す。図6のとおり、北海道は9月のみ時間滞在率が100%を下回った。また、図7のとおり9月の時間滞在率低下は9月6日に生じており、北海道胆振東部地震に伴うエリア全域に及ぶ大規模停電（以下「ブラックアウト」とする）の影響が大きい。9月6日の周波数変動を時間帯別に示したものが図8である。ブラックアウト後、中央給電指令所の指令によりブラックスタートの1回目は高見発電所1号発電機より、2回目は新冠発電所1号、2号発電機により行われた。そこでそれらの母線周波数の推移を確認したところ、午前6時30分のブラックスタート2回目以降しばらく周波数が目標範囲を超える場面があったが、供給能力の増加に従い50Hz近辺に安定していった。

##### 【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

(調整目標範囲) … 100.00%  
(±0.1Hz以内滞在率目標) … 95.00%以上

表2 (北海道、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.91	99.83	99.96	99.97	99.86
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	99.95
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	99.98
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02

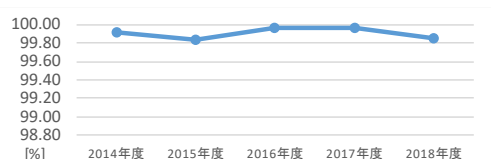


図2 (北海道、2014～2018年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>1</sup>、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.84	99.85	99.78	99.80	99.84
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

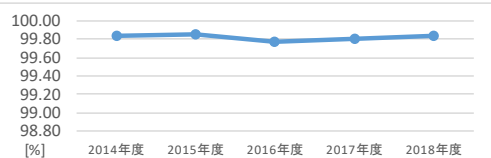


図3 (東地域、2014～2018年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>2</sup>、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.17	99.22	99.08	99.17	99.13
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

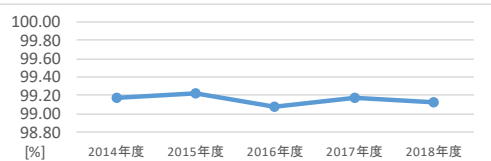


図4 (中西地域、2014～2018年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.87	99.89	99.94	99.92	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

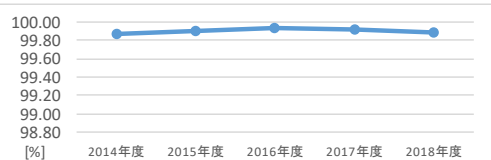


図5 (沖縄、2014～2018年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>1</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>2</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

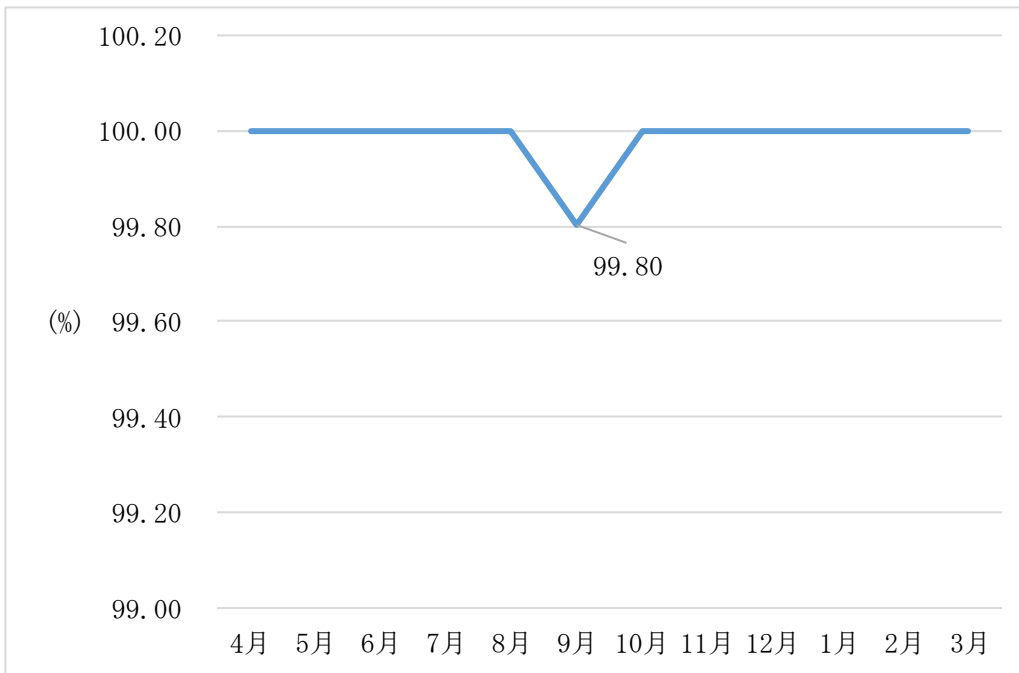


図6 (北海道 2018年度月別) 調整目標範囲に対する周波数滞在率

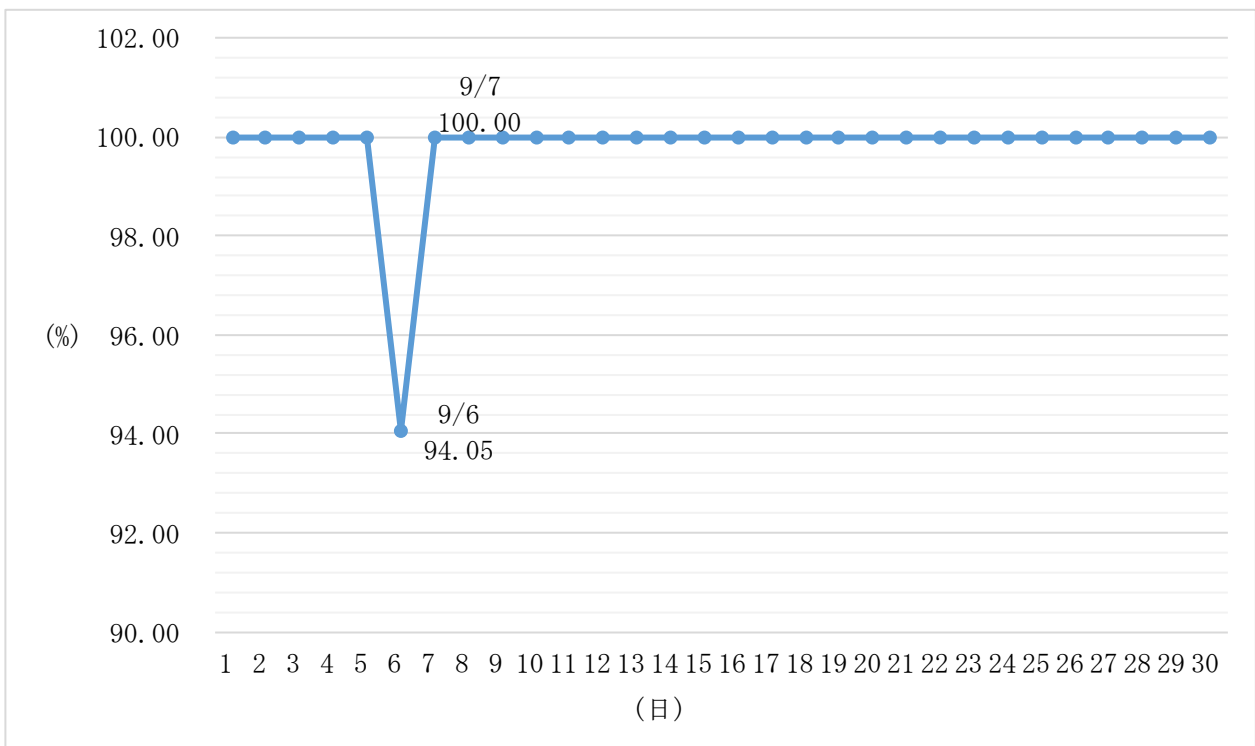


図7 (北海道 2018年度9月日別) 調整目標範囲に対する周波数滞在率

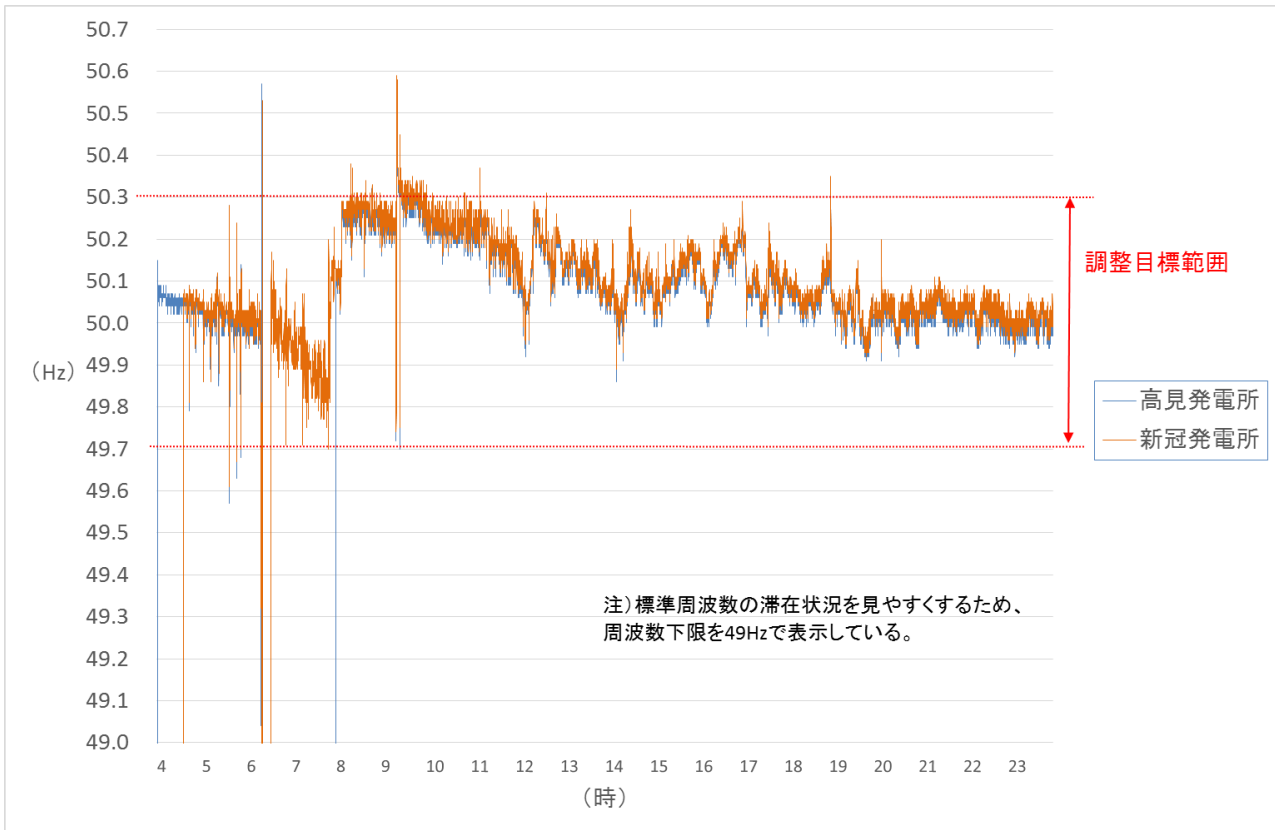


図8 2018年9月6日北海道電力高見発電所、新冠発電所 母線周波数(Hz, 3秒サンプリング、4:00~24:00)  
平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会から本機関作成

なお、ブラックアウトについては、本機関が行った「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委員会」を参照されたい。<sup>3</sup>

<sup>3</sup> [http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido\\_kensho/index.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/index.html)

## Ⅱ. 電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2014～2018年度）

2014～2018年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。2018年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていた。

表7（全国 2014～2018年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
100V	測定地点数	6,561	6,554	6,590	6,565	6,575
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,483	6,508	6,532	6,506	6,505
	逸脱地点数	0	0	0	0	0



### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備種別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、または電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 発電、変電、送電、配電または電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

## (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2014～2018 年度)

2014～2018 年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表 8 及び図 9 に、供給区域別の実績を表 9～18 及び図 10～19 に示す。なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2018 年度の供給支障件数実績は以下のとおりである。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年平均値よりおよそ 1 万件増加した。エリア別では、北海道と東北を除く 8 エリアで 5 ヶ年平均値を上回る供給支障件数となった。
- ・ 事故発生箇所別では、高圧配電線路（架空）における事故に伴う供給支障が件数増加の大部分を占めた。
- ・ 高圧配電線路（架空）での供給支障件数の大幅な増加の理由として 2018 年度の自然災害があげられる。具体的には 5 月から 7 月にかけて激甚災害に指定された豪雨及び暴風雨（「平成 30 年 7 月豪雨」など梅雨前線による豪雨、台風第 5 号、第 6 号、第 7 号および第 8 号による一連の気象現象）、9 月には 1993 年以來 25 年ぶりに非常に強い勢力で徳島県南部に上陸し近畿を横断した台風 21 号（激甚災害に指定）、また同じく 9 月に非常に強い勢力を保ったまま和歌山県に上陸し、その後急速に加速しながら日本列島を縦断した台風 24 号（激甚災害に指定）等、前年を上回る台風の数に加えて、複数の非常に強い勢力の台風に見舞われたことから、高圧配電線路（架空）での供給支障が全国的に増加した。
- ・ また、ブラックアウトは供給支障であるものの、複合的な要因により事故発生箇所を特定できないため、供給支障件数に含まれていない点に注意されたい。

表8 (全国、2014～2018年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	42	45	70	45	65	53.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	186	204	230	278	409	261.4
		地中	9	13	9	14	10	11.0
	計	195	217	239	292	419	272.4	
	高圧配電線路	架空	11,532	10,370	10,235	12,679	20,729	13,109.0
		地中	189	198	215	216	265	216.6
計	11,721	10,568	10,450	12,895	20,994	13,325.6		
需要設備				1		0.2		
その他設備における事故		460	333	269	343	359	352.8	
合計		12,418	11,163	11,028	13,576	21,837	14,004.4	

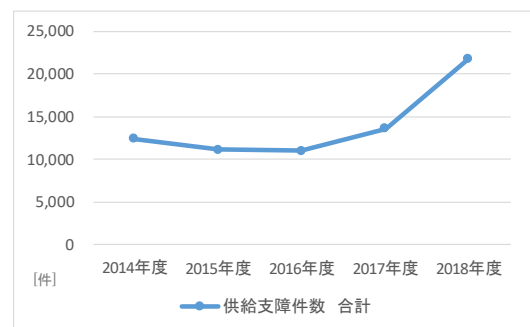


図9 (全国、2014～2018年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表9 (北海道、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	2	1	1		5	1.8	
送電線路及び特別高圧配電線路	架空	15	20	24	30	25	22.8
	地中	2					0.4
計	17	20	24	30	25	23.2	
高圧配電線路	架空	1,119	1,145	1,289	1,144	1,139	1,167.2
	地中	13	10	13	19	13	13.6
計	1,132	1,155	1,302	1,163	1,152	1,180.8	
需要設備							
その他設備における事故	34	24	28	17	12	23.0	
合計	1,185	1,200	1,355	1,210	1,194	1,228.8	

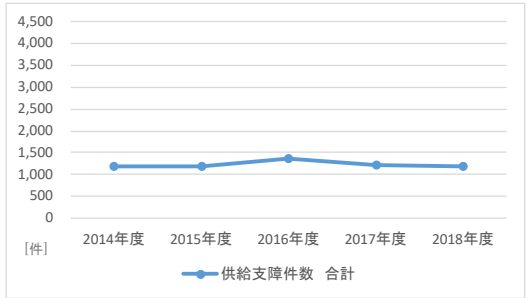


図10 (北海道、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表10 (東北、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	5	5	8	4	9	6.2	
送電線路及び特別高圧配電線路	架空	19	7	11	16	11	12.8
	地中				1		0.2
計	19	7	11	17	11	13.0	
高圧配電線路	架空	1,912	1,327	1,403	1,957	1,478	1,615.4
	地中	6	5	12	5	11	7.8
計	1,918	1,332	1,415	1,962	1,489	1,623.2	
需要設備							
その他設備における事故	43	22	22	26	20	26.6	
合計	1,985	1,366	1,456	2,009	1,529	1,669.0	

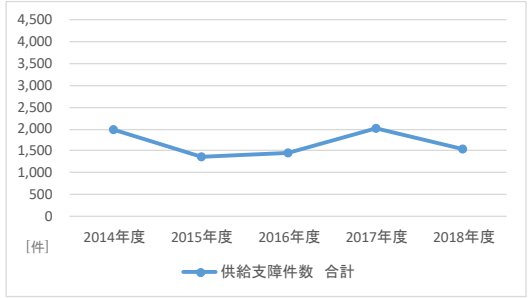


図11 (東北、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表11 (東京、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	10	10	14	17	16	13.4	
送電線路及び特別高圧配電線路	架空	26	30	16	24	38	26.8
	地中	2	5	2	4		2.6
計	28	35	18	28	38	29.4	
高圧配電線路	架空	1,854	1,755	2,204	2,311	3,841	2,393.0
	地中	67	74	75	65	100	76.2
計	1,921	1,829	2,279	2,376	3,941	2,469.2	
需要設備							
その他設備における事故	118	125	93	96	107	107.8	
合計	2,077	1,999	2,404	2,517	4,102	2,619.8	

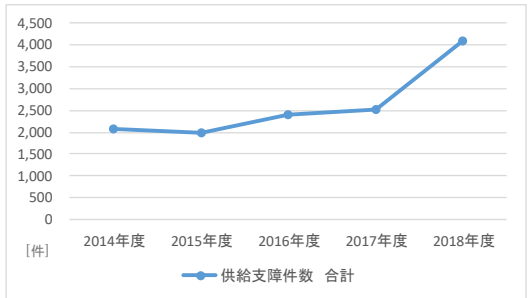


図12 (東京、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表12 (中部、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	2	5	6	3	6	4.4	
送電線路及び特別高圧配電線路	架空	12	8	16	9	26	14.2
	地中						
計	12	8	16	9	26	14.2	
高圧配電線路	架空	1,592	1,066	1,069	1,607	4,053	1,877.4
	地中	8	7	5	11	39	14.0
計	1,600	1,073	1,074	1,618	4,092	1,891.4	
需要設備							
その他設備における事故	86	38	40	49	66	55.8	
合計	1,700	1,124	1,136	1,679	4,190	1,965.8	

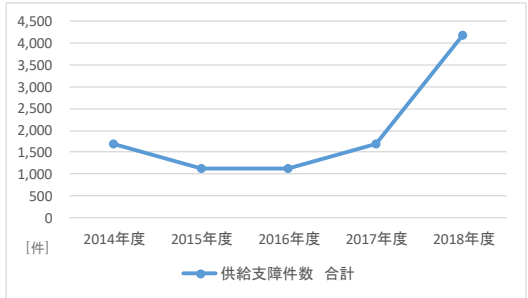


図13 (中部、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表13 (北陸、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	4		3	1		1.6	
送電線路及び特別高圧配電線路	架空	6	5	7	4	7	5.8
	地中		1			2	0.6
計	6	6	7	4	9	6.4	
高圧配電線路	架空	364	258	303	542	385	370.4
	地中	4	7	10	5	3	5.8
計	368	265	313	547	388	376.2	
需要設備							
その他設備における事故	18	10	17	15	21	16.2	
合計	396	281	340	567	418	400.4	

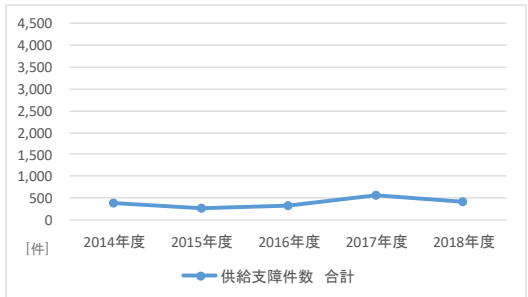


図14 (北陸、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表14 (関西、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	2	7	13	9	8	7.8	
送電線路及び特別高压配電線路	架空	44	42	80	102	190	91.6
	地中	4	6	3	7	6	5.2
計	48	48	83	109	196	96.8	
高压配電線路	架空	1,127	943	1,171	1,695	5,270	2,041.2
	地中	45	51	63	48	56	52.6
計	1,172	994	1,234	1,743	5,326	2,093.8	
需要設備							
その他設備における事故	59	43		65	70	47.4	
合計	1,281	1,092	1,330	1,926	5,600	2,245.8	

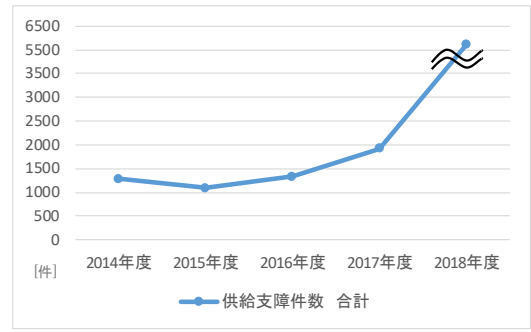


図15 (関西、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	11	10	7	2	8	7.6	
送電線路及び特別高压配電線路	架空	13	14	16	16	14	14.6
	地中	1			1	1	0.6
計	14	14	16	17	15	15.2	
高压配電線路	架空	1,122	1,211	960	1,066	1,172	1,106.2
	地中	23	23	13	24	20	20.6
計	1,145	1,234	973	1,090	1,192	1,126.8	
需要設備				1		0.2	
その他設備における事故	36	37	25	33	31	32.4	
合計	1,206	1,295	1,021	1,143	1,246	1,182.2	

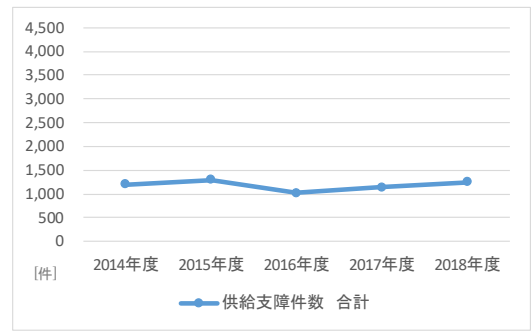


図16 (中国、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	1	3		6	4	2.8	
送電線路及び特別高压配電線路	架空	4	3	5	3	4	3.8
	地中						
計	4	3	5	3	4	3.8	
高压配電線路	架空	673	425	357	630	616	540.2
	地中	3	5	4	9	8	5.8
計	676	430	361	639	624	546.0	
需要設備							
その他設備における事故	14	8	6	5	5	7.6	
合計	695	444	372	653	637	560.2	

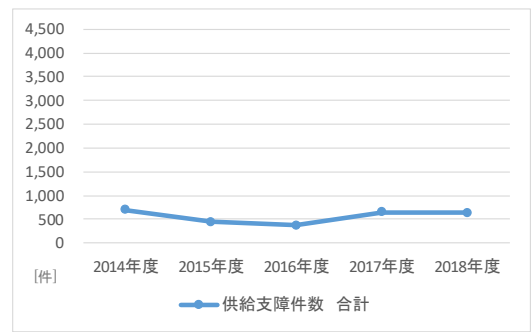


図17 (四国、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	4	3	15	3	1	5.2	
送電線路及び特別高压配電線路	架空	12	24	21	32	42	26.2
	地中		1	4		1	1.2
計	12	25	25	32	43	27.4	
高压配電線路	架空	1,088	1,751	1,237	1,349	1,888	1,462.6
	地中	18	15	18	30	15	19.2
計	1,106	1,766	1,255	1,379	1,903	1,481.8	
需要設備							
その他設備における事故	31	18	20	23	16	21.6	
合計	1,153	1,812	1,315	1,437	1,963	1,536.0	

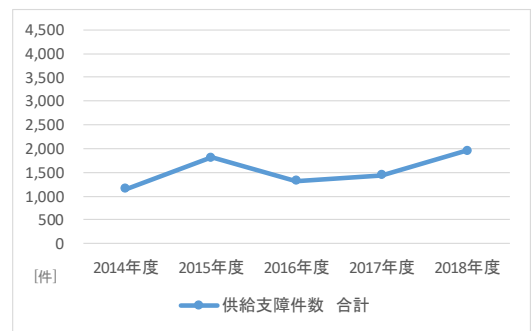


図18 (九州、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
変電所	1	1	3		8	2.6	
送電線路及び特別高压配電線路	架空	35	51	34	42	52	42.8
	地中				1		0.3
計	35	51	34	43	52	43.0	
高压配電線路	架空	681	489	242	378	887	535.4
	地中	2	1	2			1.3
計	683	490	244	378	887	536.4	
需要設備							
その他設備における事故	21	8	18	14	11	14.4	
合計	740	550	299	435	958	596.4	

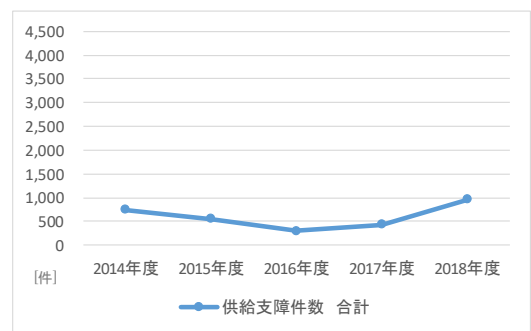


図19 (沖縄、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 20 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・供給支障電力が7千kW以上7万kW未満の供給支障事故であって、その支障時間が1時間以上のもの。
- ・供給支障電力が7万kW以上の供給支障事故であって、その支障時間が10分以上のもの。

なお、ブラックアウトに伴う供給支障件数のうち、事故発生箇所を特定できないものは取りまとめ件数に含まれていないことに注意されたい。

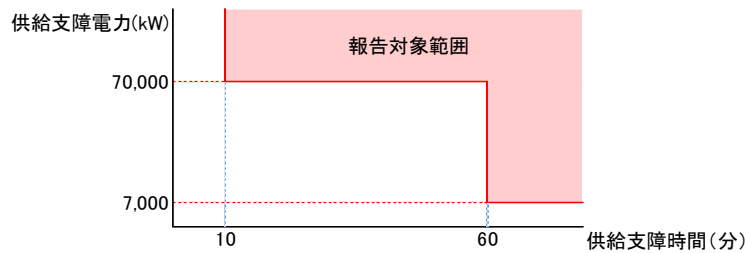


図 20 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2018 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満		3時間以上		総 件 数
		70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	
		100,000kW 未満		100,000kW 未満		70,000kW 未満	100,000kW 未満		70,000kW 未満	100,000kW 未満		
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		1					3			2	6
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空					6	1		11		18
		地中	1							1		2
		計	1				6	1		12		20
	高圧配電線路	架空								3		3
地中						1			1		2	
計						1			4		5	
需要設備												
その他設備における事故												
合計		1	1			10	1		18			31

<sup>7</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が7万kW以上10万kW未満の供給支障事故であってその支障時間が10分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が10万kW以上の供給支障事故であってその支障時間が10分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では10万kW以上の供給支障事故の件数を、7万kW以上10万kW未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類	内容	
設備不備	製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。	
保守不備	保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。	
故意・過失	作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。	
他物接触	樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。	
腐しよく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。	
震動	重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。	
他社事故波及	自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。	
燃料不良	設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。	
電気火災	設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。	
感電(作業者)	作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。	
感電(公衆)	電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。	
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。 塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明	調査しても原因が明らかでないもの。	
その他	上記いずれの分類にもはまらないもの。	

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2014～2018年度)

2014～2018年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図21に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>8 9</sup>

2018年度、一定規模以上の供給支障の原因別件数の実績について、一定規模以上の供給支障の件数は全国で31件と過去5ヶ年で最多であった。

とりわけ、7月の平成30年7月豪雨、8月の台風20号、9月の台風21号、台風24号等により<sup>10</sup>、風雨による供給支障件数は年間の支障件数の過半数を占めて過去5ヶ年で最多となった。

また、ブラックアウトに伴う供給支障件数のうち、事故発生箇所を特定できないものは報告件数に含まれていない点に注意されたい。

表21 (全国、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	1	1	3	1.4
	保守不備	2	1	3	4	1	2.2
	故意・過失			1	1	2	0.8
	他物接触			3	2	2	1.4
	他社事故波及		1	1		1	0.6
	感電(作業員)	1	1				0.4
	計	4	4	9	8	9	6.8
自然現象	雷	2		3	2	1	1.6
	風雨	1		3	3	17	4.8
	氷雪	2		2	2		1.2
	地震			6			1.2
	塩、ちり、ガス			2		2	0.8
計	5		16	7	20	9.6	
不明	1	1				0.4	
その他			1		2	0.6	
合計	10	5	26	15	31	17.4	

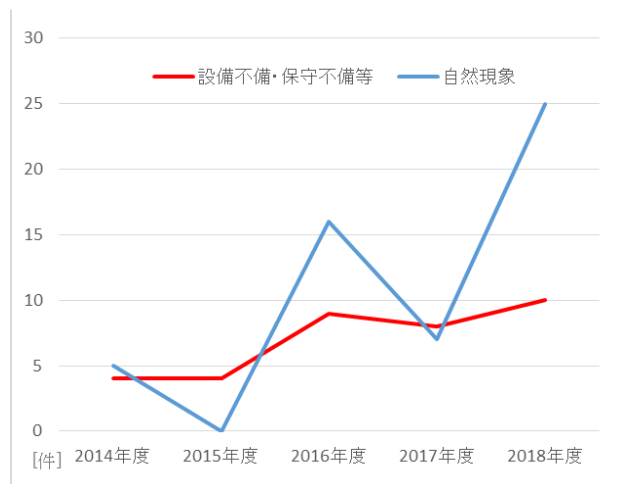


図21 (全国、2014～2018年度) 供給支障原因

表22 (北海道、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備				1	0.2	
	保守不備			1		1	0.4
	故意・過失						
	他物接触					1	0.2
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
計			1		3	0.8	
自然現象	雷						
	風雨			2			0.4
	氷雪				1		0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計			2	1		0.6	
不明							
その他					1	0.2	
合計			3	1	4	1.6	

表23 (東北、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失			1			0.2
	他物接触			2			0.4
	他社事故波及						
	感電(作業員)		1				0.2
計		1	3			0.8	
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪				1		0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計				1		0.2	
不明	1					0.2	
その他							
合計	1	1	3	1		1.2	

<sup>8</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>9</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。

<sup>10</sup> [https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/pdf/002\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/pdf/002_02_00.pdf)

表24 (東京、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	1	1	0.8
	保守不備		1			0.2
	故意・過失				1	0.2
	他物接触			1	1	0.6
	他社事故波及		1			0.2
	感電(作業)					
	計	1	3	2	2	2
自然現象	雷			1	1	0.6
	風雨					
	氷雪					
	地震					
	塩、ちり、ガス					
	計			1	1	1
不明		1				0.2
その他					1	0.2
合計	1	4	3	3	4	3.0

表25 (中部、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備	1				0.2	
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)						
	計	1					0.2
自然現象	雷			1		0.2	
	風雨				1	0.2	
	氷雪	2		2		0.8	
	地震						
	塩、ちり、ガス					2	0.4
	計	2		3		3	1.6
不明							
その他							
合計	3		3		3	1.8	

表26 (北陸、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備					
	故意・過失					
	他物接触					
	他社事故波及					
	感電(作業)					
	計					
自然現象	雷					
	風雨					
	氷雪					
	地震					
	塩、ちり、ガス					
	計					
不明						
その他						
合計						

表27 (関西、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備				3	0.6	
	保守不備				3	0.6	
	故意・過失				1	0.2	
	他物接触				1	0.2	
	他社事故波及			1		0.4	
	感電(作業)						
	計			1	5	4	2.0
自然現象	雷	1				0.2	
	風雨			1	3	10	2.8
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1		1	3	10	3.0
不明							
その他							
合計	1		2	8	14	5.0	

表28 (中国、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備	1				0.2	
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)	1					0.2
	計	2					0.4
自然現象	雷			1		0.2	
	風雨				2	0.4	
	氷雪						
	地震			1		0.2	
	塩、ちり、ガス						
	計			1	1	2	0.8
不明							
その他				1		0.2	
合計	2		2	1	2	1.4	

表29 (四国、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備				1	0.2
	故意・過失					
	他物接触					
	他社事故波及					
	感電(作業)					
	計				1	
自然現象	雷					
	風雨	1				0.2
	氷雪					
	地震					
	塩、ちり、ガス					
	計	1				
不明						
その他						
合計	1			1		0.4

表30 (九州、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備			1		0.2
	保守不備					
	故意・過失					
	他物接触			1		0.2
	他社事故波及					
	感電(作業)					
	計			2		
自然現象	雷	1				0.2
	風雨				2	0.4
	氷雪					
	地震			5		1.0
	塩、ちり、ガス			2		0.4
	計	1		7		2
不明						
その他						
合計	1		9		2	2.4

表31 (沖縄、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備					
	故意・過失					
	他物接触					
	他社事故波及					
	感電(作業)					
	計					
自然現象	雷			1		0.2
	風雨				2	0.4
	氷雪					
	地震					
	塩、ちり、ガス					
	計			1	2	
不明						
その他						
合計			1	2		0.6



### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$
$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>11</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>12</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>11</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>12</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2014～2018年度)

2014～2018年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図22に、供給区域別の実績を表34～43及び図23～32に示す。また、2018年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>13</sup>

2018年度、全国計でみると一需要家あたりの停電回数及び停電時間（いずれも事故停電）とも過去5ヶ年で最多になった。

エリア別にみると、過去5ヶ年で一需要家あたりの停電回数（事故停電）が最多だったのは北海道、中部、関西、沖縄の4エリア、また事故停電による一需要家あたりの停電時間が最多だったのは北海道、東京、中部、関西、中国、四国、沖縄の7エリアであった。

エリア別では、北海道では1需要家あたりの年間停電時間が2017年度の10分から2018年度には2,154分（およそ36時間）と大きく増加した。この停電時間はブラックアウトに伴う供給支障も含めて算出しており、このブラックアウトが大規模で一定の時間であったことを示すものとなった。また、中西地域及び沖縄では、激甚災害指定となった非常に強い勢力を保ったまま上陸した複数の台風や梅雨前線に伴う豪雨等の影響が大きいと考えられる。

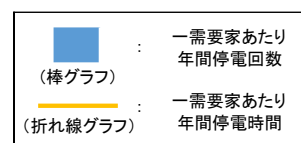


表33 (全国、2014～2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.10	0.14	0.11	0.28	0.15
	作業停電	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	合計●	0.16	0.13	0.18	0.14	0.31	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	16	18	21	12	221	58
	作業停電	4	4	4	3	4	4
	合計●	20	21	25	16	225	61

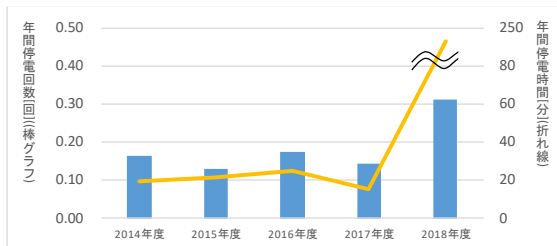


図22 (全国、2014～2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2014～2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.15	0.17	0.13	1.19	0.35
	作業停電	α	α	α	0.01	α	0.01
	合計●	0.13	0.15	0.17	0.14	1.19	0.36
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	8	10	35	10	2,154	443
	作業停電	α	α	1	α	α	1
	合計●	9	10	36	10	2,154	444

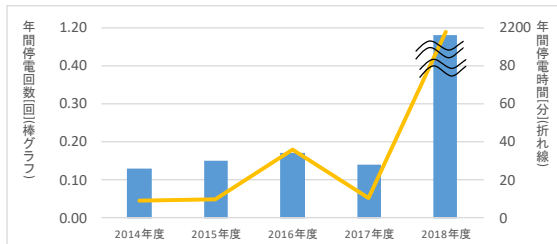


図23 (北海道、2014～2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2014～2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.08	0.11	0.13	0.09	0.10
	作業停電	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02	0.03
	合計●	0.16	0.12	0.14	0.15	0.11	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	9	11	24	10	7	12
	作業停電	5	4	4	3	2	4
	合計●	14	15	28	13	10	16

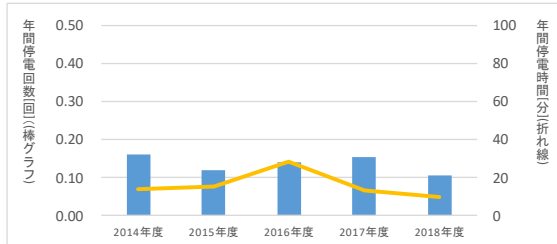


図24 (東北、2014～2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

<sup>13</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは0<α<0.005の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは0<α<0.5の値である。

表36 (東京、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.06	0.13	0.09	0.13	0.10
	作業停電	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.08	0.07	0.15	0.10	0.14	0.11
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	6	7	6	19	8
	作業停電	α	1	1	1	3	1
	合計●	4	6	8	7	22	9

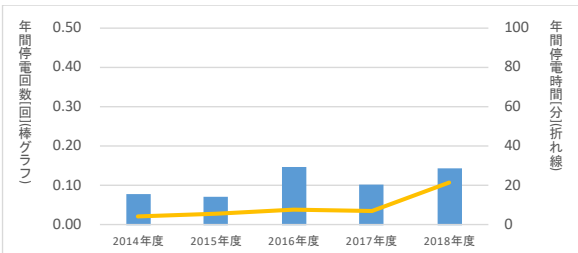


図25 (東京、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.16	0.07	0.17	0.08	0.39	0.17
	作業停電	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	合計●	0.23	0.13	0.23	0.14	0.45	0.24
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	18	4	5	10	348	77
	作業停電	9	7	7	7	8	8
	合計●	27	11	12	17	356	85

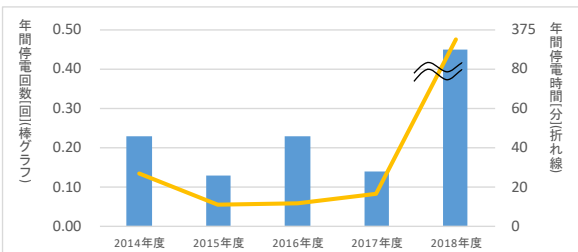


図26 (中部、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.09	0.04	0.06	0.09	0.06	0.07
	作業停電	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.10
	合計●	0.20	0.14	0.16	0.17	0.15	0.17
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	5	4	4	11	9	7
	作業停電	17	16	17	15	15	16
	合計●	22	20	21	26	24	23

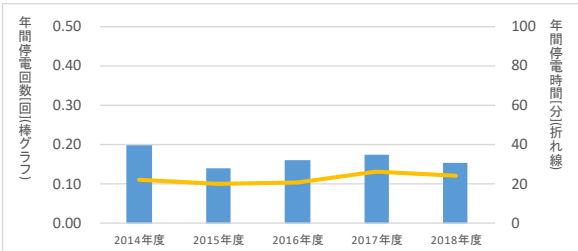


図27 (北陸、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.07	0.07	0.12	0.40	0.14
	作業停電	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.08	0.08	0.09	0.13	0.41	0.16
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	3	4	14	396	84
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	5	4	5	15	397	85

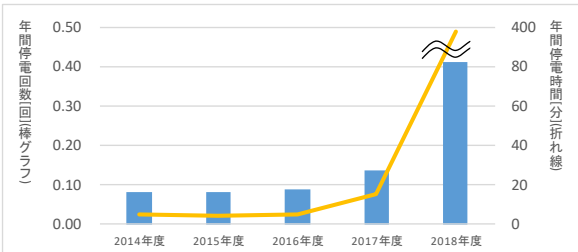


図28 (関西、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.19	0.18	0.15	0.12	0.14	0.16
	作業停電	0.11	0.11	0.11	0.11	0.09	0.11
	合計●	0.31	0.29	0.26	0.23	0.23	0.26
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	10	17	6	7	24	13
	作業停電	11	12	12	12	10	11
	合計●	21	29	18	19	33	24

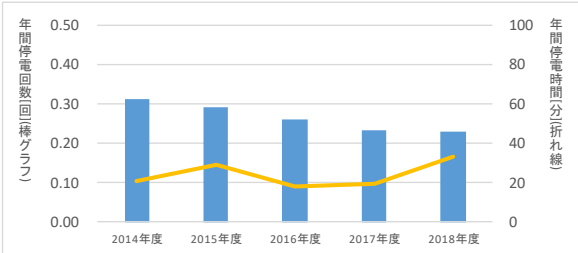


図29 (中国、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.21	0.12	0.09	0.19	0.20	0.16
	作業停電	0.20	0.19	0.18	0.16	0.14	0.18
	合計●	0.40	0.31	0.27	0.36	0.34	0.34
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	27	13	6	21	32	20
	作業停電	20	21	20	17	15	19
	合計●	47	34	26	38	47	38

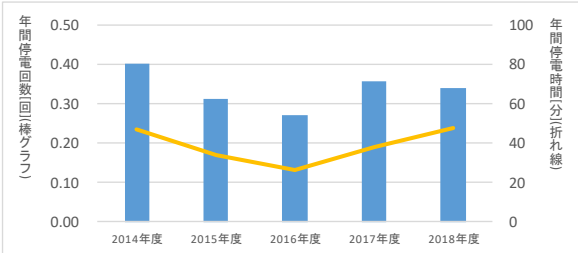


図30 (四国、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.16	0.24	0.08	0.14	0.14
	作業停電	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00
	合計●	0.09	0.16	0.24	0.08	0.14	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	45	101	128	25	103	80
	作業停電	0	0	-	-	0	0
	合計●	45	101	128	25	103	80

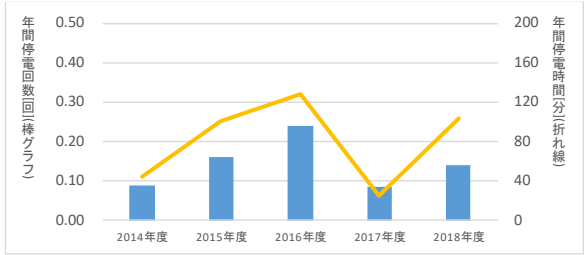


図31 (九州、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	2.58	1.04	0.57	0.98	3.62	1.76
	作業停電	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.08
	合計●	2.67	1.12	0.65	1.05	3.69	1.84
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	437	150	35	117	1,269	402
	作業停電	8	8	8	7	6	8
	合計●	445	158	43	124	1,275	409

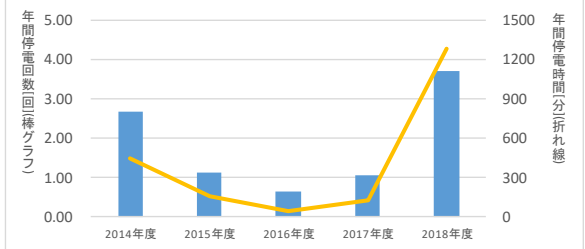


図32 (沖縄、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2018年度)原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>14</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間一 需要家あたり 「回数」	事故停電	電源側	1.09	α	0.05	0.04	α	0.05	0.02	0.01	0.02	0.22	
		高圧配電線	0.10	0.09	0.08	0.35	0.06	0.34	0.12	0.18	0.11	3.39	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	α	0.01	0.00	α	α	0.01	
		計	1.19	0.09	0.13	0.39	0.06	0.40	0.14	0.20	0.14	3.62	0.28
	作業停電	電源側	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.02	0.01	0.04	0.07	0.01	0.07	0.08	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	0.00	0.05	
		計	α	0.02	0.01	0.06	0.09	0.01	0.09	0.14	0.00	0.07	0.03
	合計	電源側	1.09	α	0.05	0.04	α	0.05	0.02	0.01	0.02	0.22	
		高圧配電線	0.10	0.11	0.09	0.39	0.13	0.35	0.19	0.26	0.11	3.41	
		低圧配電線	α	α	0.01	0.03	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.06	
		計	1.19	0.11	0.14	0.45	0.15	0.41	0.23	0.34	0.14	3.69	0.31
年間一 需要家あたり 「分」	事故停電	電源側	2,127	α	1	3	α	5	5	8	8	11	
		高圧配電線	27	6	17	344	8	378	18	23	95	1,236	
		低圧配電線	α	1	1	1	1	13	0	1	1	22	
		計	2,154	7	19	348	9	396	24	32	103	1,269	221
	作業停電	電源側	α	α	0	0	α	α	0	0	0	α	
		高圧配電線	α	2	3	5	13	1	8	11	0	2	
		低圧配電線	α	α	α	2	2	1	2	4	0	4	
		計	α	2	3	8	15	1	10	15	0	6	4
	合計	電源側	2,127	α	1	3	α	5	5	8	8	11	
		高圧配電線	27	8	20	349	21	379	25	34	95	1,238	
		低圧配電線	α	1	1	4	3	13	2	5	1	26	
		計	2,154	10	22	356	24	397	33	47	103	1,275	225

※全国は各エリアの加重平均で算出

<sup>14</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。またデータが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2018 年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、北海道を除き各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して 100%となった。なお、北海道における周波数時間滞在率の低下は、北海道胆振東部地震による一時的なもので、地震発生後の供給能力の増加に伴い周波数は安定していった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。すべての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1 需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年平均値よりおよそ 1 万件増加した。エリア別では、北海道と東北を除く 8 エリアで 5 ヶ年平均値を上回る供給支障件数となった。事故発生箇所別の内訳としては、高圧配電線路（架空）における事故に伴う供給支障が件数増加の大部分を占め、その件数増加の主因は台風・豪雨等の自然災害によるものと考えられる。

一定規模以上の供給支障件数は、2017 年度の 15 件から 16 件増加し 31 件と過去 5 ヶ年で最多であった。うち風雨を原因とする件数は、2017 年度の 3 件から 14 件増加し 17 件であった。

低圧電灯需要家停電実績では、1 需要家あたりの停電回数は 4 エリアで、また 1 需要家あたりの停電時間は 7 エリアでいずれも過去 5 ヶ年で最多となった。エリア別では、北海道の停電時間増はブラックアウトが主因と考えられる。また、中西地域及び沖縄では非常に強い勢力の複数の台風や梅雨前線・豪雨が主因と考えられる。

国は 2018 年度夏以降に発生した一連の災害が大規模停電等、電力供給に大きな支障をもたらしたことを踏まえ、電力インフラにおけるレジリエンスの重要性とともに、レジリエンスの高い電力システム・インフラの在り方について検討することの必要性を改めて認識し、電力レジリエンスワーキンググループを設置、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が行われてきたところである。

については、本機関においても、電気の質が適切に保たれているかについて継続して情報を収集及び公表していくこととする。

(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2014~2018年)

2014~2018年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表45と図33、停電回数の比較を表46と図34に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会(Council of European Energy Regulators: CEER)の公表資料<sup>15</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会(Public Utilities Commission)の公表資料<sup>16</sup>から作成した<sup>17</sup>。

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月(1月又は4月)<sup>18</sup>、自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

表45 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域		年					集計条件			
		2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除	
日本		20	21	25	16	225	自動再開路は除く	低圧	含	
	事故停電	16	18	21	12	221				
	作業停電	4	4	4	3	4				
米国	カリフォルニア州		122	122	219	308	266	5分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	115	115	124	244	201			
		作業停電	7	7	95	64	65			
	テキサス州		214	277	214	522	175			
		事故停電	207	268	205	509	158			
		作業停電	7	10	9	13	17			
	ニューヨーク州		162	130	137	270	409			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			
欧州	ドイツ		21	22	24	-	-	3分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	14	15	13	-	-			
		作業停電	8	7	10	-	-			
	イタリア		153	196	144	-	-			
		事故停電	94	129	65	-	-			
		作業停電	60	67	79	-	-			
	フランス		67	74	71	-	-			
		事故停電	52	58	53	-	-			
		作業停電	16	16	18	-	-			
	スペイン		63	69	66	-	-			
		事故停電	53	56	54	-	-			
		作業停電	11	13	12	-	-			
	イギリス		104	61	55	-	-			
		事故停電	93	51	47	-	-			
		作業停電	11	10	8	-	-			
	スウェーデン		102	135	94	-	-			
		事故停電	84	118	76	-	-			
		作業停電	18	17	19	-	-			
フィンランド		80	169	81	-	-				
	事故停電	67	158	68	-	-				
	作業停電	13	12	13	-	-				
ノルウェー		161	173	129	-	-				
	事故停電	118	129	88	-	-				
	作業停電	43	44	41	-	-				

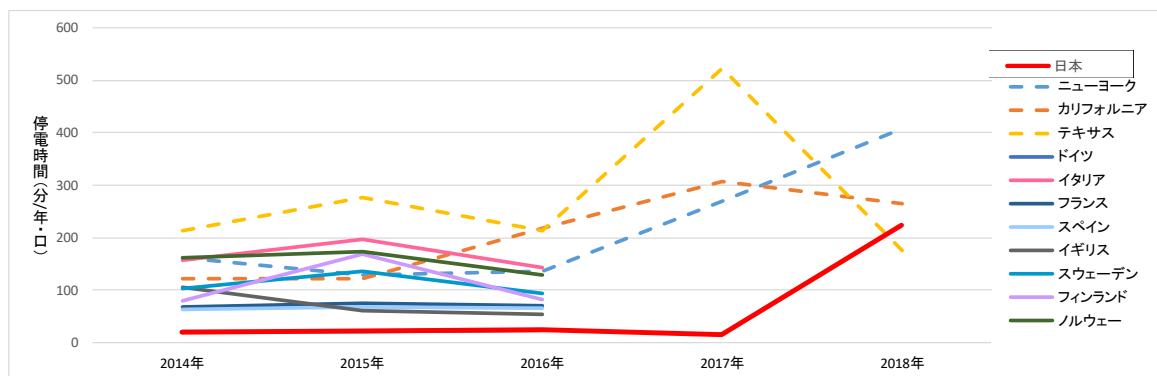


図33 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 46 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域		年				集計条件				
		2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除	
日本		0.16	0.13	0.18	0.14	0.31	自動再開路は 除く	低圧	含	
	事故停電	0.13	0.10	0.14	0.11	0.28				
	作業停電	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03				
米国	カリフォルニア州		1.00	0.94	1.31	1.46	1.45	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	0.97	0.91	1.05	1.26	0.94			
		作業停電	0.03	0.03	0.26	0.20	0.50			
	テキサス州		1.59	1.91	1.55	1.61	1.54			
		事故停電	1.51	1.82	1.48	1.51	1.40			
		作業停電	0.08	0.09	0.07	0.15	0.13			
	ニューヨーク州		0.68	0.67	0.79	0.85	1.01			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			
欧州	ドイツ		0.45	0.91	0.59	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	0.37	0.83	0.51	-	-			
		作業停電	0.08	0.08	0.08	-	-			
	イタリア		2.35	2.81	2.17	-	-			
		事故停電	1.99	2.43	1.76	-	-			
		作業停電	0.36	0.37	0.41	-	-			
	フランス		0.20	0.22	0.22	-	-			
		事故停電	0.07	0.09	0.08	-	-			
		作業停電	0.13	0.13	0.14	-	-			
	スペイン		1.29	1.31	1.18	-	-			
		事故停電	1.13	1.21	1.09	-	-			
		作業停電	0.16	0.10	0.09	-	-			
	イギリス		0.76	0.60	0.57	-	-			
		事故停電	0.72	0.56	0.53	-	-			
		作業停電	0.04	0.04	0.04	-	-			
	スウェーデン		1.46	1.36	1.33	-	-			
		事故停電	1.30	1.22	1.17	-	-			
		作業停電	0.16	0.14	0.16	-	-			
	フィンランド		1.76	2.78	1.58	-	-			
		事故停電	1.60	2.64	1.42	-	-			
		作業停電	0.15	0.14	0.15	-	-			
ノルウェー		2.44	2.17	1.89	-	-				
	事故停電	2.15	1.87	1.59	-	-				
	作業停電	0.29	0.30	0.30	-	-				

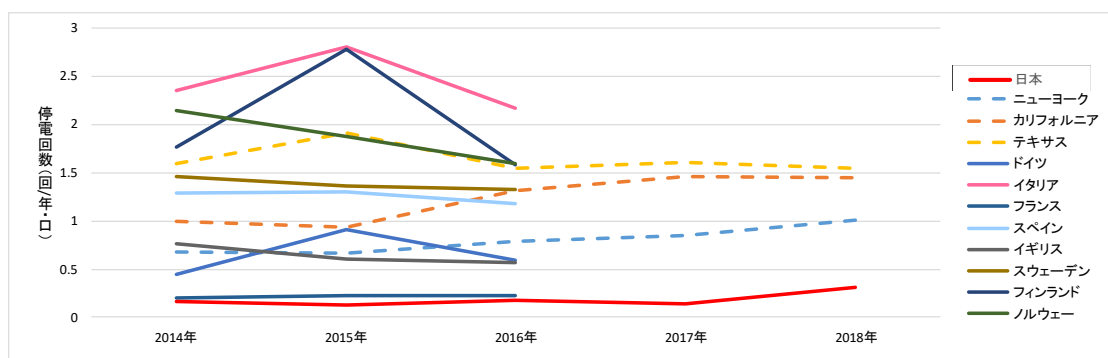


図34 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>15</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>16</sup> 以下の各資料より引用。

カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州: Public Utility Commission of Texas

「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」

<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」

<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/D82A200687D96D3985257687006F39CA?OpenDocument>

<sup>17</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>18</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。

電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp/>



(別紙3)

# 電気の質に関する報告書

-2019 年度実績-

2020 年 12 月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2019 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2019 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I. 周波数に関する実績.....	3
1. 標準周波数 .....	3
2. 時間滞在率 .....	3
3. 標準周波数に対する調整目標範囲.....	3
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2015～2019 年度) .....	4
II. 電圧に関する実績.....	5
1. 電圧の維持すべき値.....	5
2. 電圧の測定方法 .....	5
3. 電圧測定実績(全国、2015～2019 年度) .....	5
III. 停電に関する実績.....	6
1. 事故発生箇所別供給支障件数 .....	6
(1) 停電の状況に関する指標 .....	6
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度).....	7
2. 原因別供給支障件数 .....	10
(1) 一定規模以上の供給支障の実績.....	10
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類 .....	11
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度).....	12
3. 低圧電灯需要家停電実績 .....	14
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標.....	14
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度).....	15
IV. まとめ(2019 年度 電気の質に関する評価).....	18
(参考1) 東京エリアにおける台風 15 号による停電に関する実績への影響.....	19
(参考2) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2015～2019 年).....	20

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7 (全国、2015～2019 年度) 電圧測定実績	2017～2019 年度の実績値を遡及修正
20211117	P7, P9	表 8・図 6(全国)および 表 14・図 12(関西) (2015～2019 年度)事故発生箇所別供給支障件数	2018 年度の実績値を遡及修正
	P15	表 34 (北海道、2015～2019 年度)低圧電灯需要家停電実績	記載の適正化を実施

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

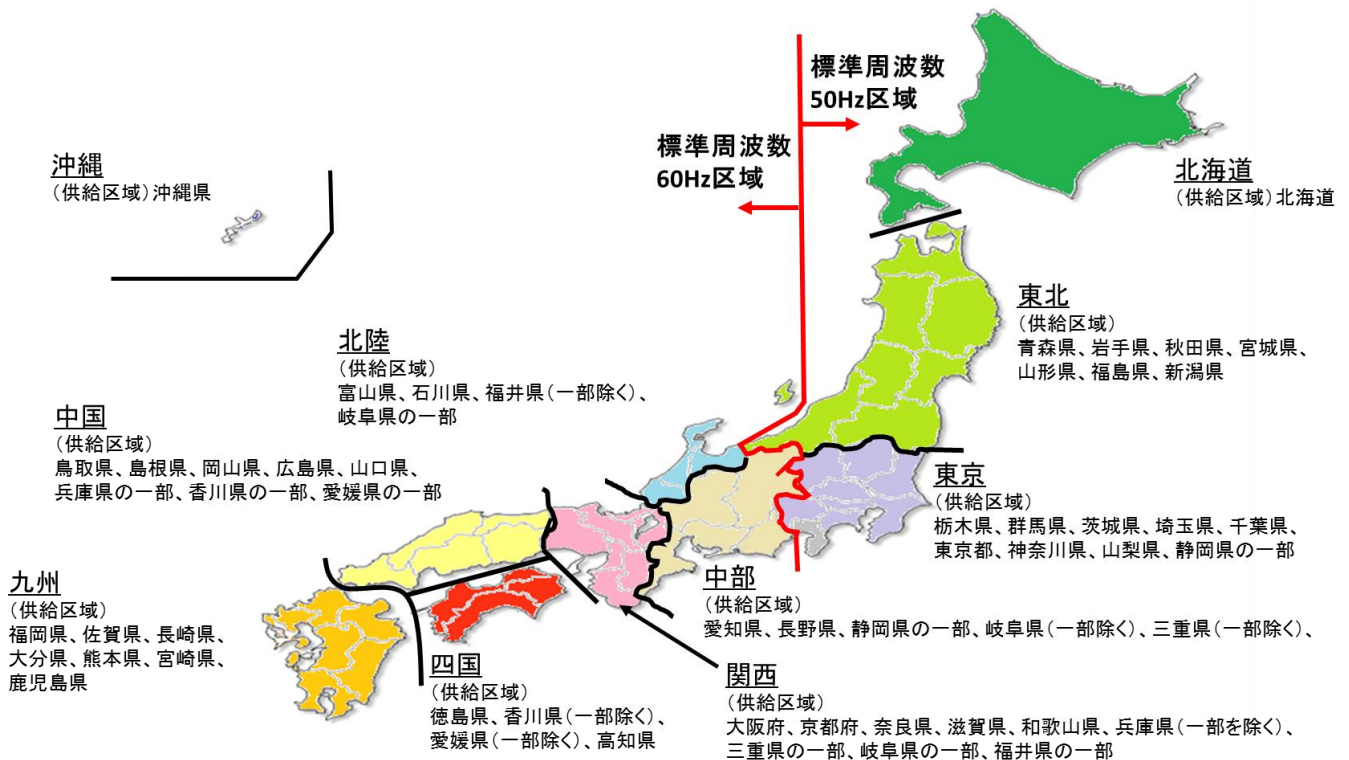


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲<sup>1</sup>

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

<sup>1</sup> 電気事業法施行規則第三十八条第2項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2015～2019年度)

2015～2019年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2019年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった。0.1Hz以内の滞在率は、中西エリアで99.02%(対前年度△0.11%)と前年度より若干低下したが、滞在率目標の95%は上回った。

【表1に基づく各同期エリアの評価基準】		
	(調整目標範囲)	… 100.00%
	(±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.83	99.96	99.97	99.86	99.98
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	99.95	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	99.98	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00

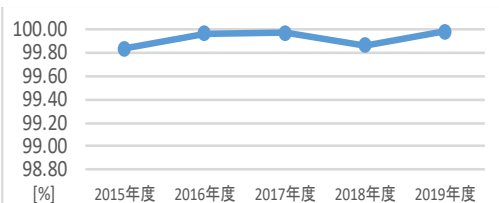


図2 (北海道、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>2</sup>、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.85	99.78	99.80	99.84	99.83
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

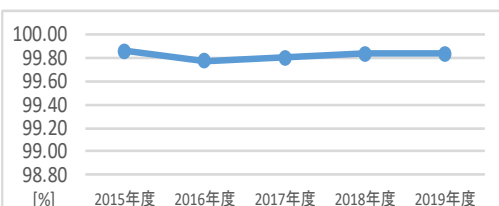


図3 (東地域、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>3</sup>、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.22	99.08	99.17	99.13	99.02
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

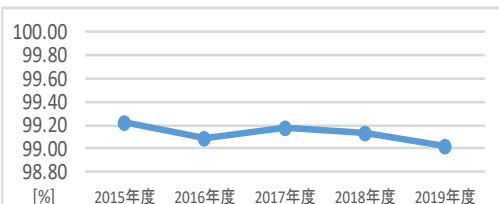


図4 (中西地域、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.89	99.94	99.92	99.89	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

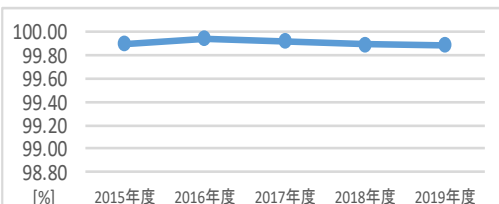


図5 (沖縄、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>2</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>3</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

## Ⅱ．電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2015～2019年度）

2015～2019年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2019年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていたとの報告が一般送配電事業者からなされた。

表7（全国 2015～2019年度）電圧測定実績

電圧		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
100V	測定地点数	6,554	6,590	6,565	6,575	6,567
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,508	6,532	6,506	6,505	6,502
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、または電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 発電、変電、送電、配電または電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

## (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度)

2015～2019 年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表 8 及び図 6 に、供給区域別の実績を表 9～18 及び図 7～16 に示す。さらに、東京エリアにおける事故発生箇所別の供給支障件数の台風 15 号の影響について、参考 1 として 19 ページ表 45 に示す。

なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2019 年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年では自然災害が多かった 2018 年度に次ぐ件数となった。エリア別では、東京が平年に比べ大幅に増加したことが影響した。
- ・ 東京エリアの事故発生箇所別では、高圧配電線路（架空）における事故に伴う供給支障が件数増加の大部分を占めており、主な理由として自然災害<sup>7</sup>があげられる。具体的には、9 月に過去最強クラスの勢力で関東に上陸した台風 15 号は、猛烈な風を伴い千葉県を中心とした広域に甚大な被害をもたらした。また、10 月に大型で強い勢力のまま伊豆半島に上陸した台風 19 号では、東京・中部・東北エリアを中心に記録的な大雨となった。こうした自然現象により高圧配電線路（架空）に折損・倒壊や傾斜等の大きな被害を及ぼし供給支障が発生したと考えられる。

表8 (全国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	45	70	45	65	56	56.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	204	230	278	409	246	273.4
		地中	13	9	14	10	13	11.8
		計	217	239	292	419	259	285.2
	高圧配電線路	架空	10,370	10,235	12,679	20,729	13,958	13,594.2
		地中	198	215	216	265	227	224.2
	計	10,568	10,450	12,895	20,994	14,185	13,818.4	
	需要設備			1			0.2	
その他設備における事故		333	269	343	359	372	335.2	
合計		11,163	11,028	13,576	21,837	14,872	14,495.2	

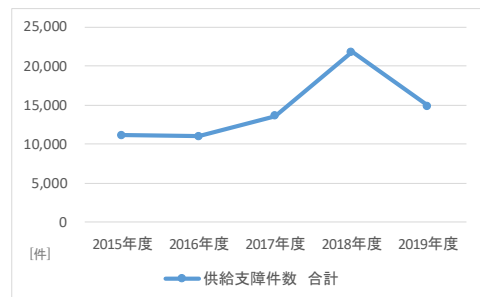


図6 (全国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

<sup>7</sup> [https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/denryoku\\_anzen/pdf/021\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/pdf/021_01_00.pdf)

「令和元年に発生した災害の概要と対応」令和元年 12 月 5 日 経済産業省 産業保安グループ 電力安全課



表9 (北海道、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	1	1		5	2	1.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	20	24	30	25	12	22.2
		地中					1	0.2
	計	20	24	30	25	13	22.4	
	高圧配電線路	架空	1,145	1,289	1,144	1,139	600	1,063.4
		地中	10	13	19	13	15	14.0
	計	1,155	1,302	1,163	1,152	615	1,077.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	24	28	17	12	11	18.4	
	合計	1,200	1,355	1,210	1,194	641	1,120.0	

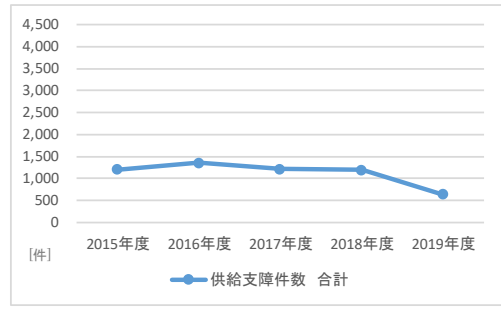


図7 (北海道、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表10 (東北、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	5	8	4	9	8	6.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	7	11	16	11	16	12.2
		地中			1			0.2
	計	7	11	17	11	16	12.4	
	高圧配電線路	架空	1,327	1,403	1,957	1,478	1,646	1,562.2
		地中	5	12	5	11	7	8.0
	計	1,332	1,415	1,962	1,489	1,653	1,570.2	
	需要設備							
	その他設備における事故	22	22	26	20	29	23.8	
	合計	1,366	1,456	2,009	1,529	1,706	1,613.2	

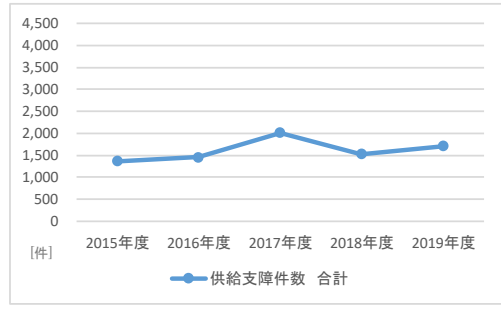


図8 (東北、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表11 (東京、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	10	14	17	16	17	14.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	16	24	38	21	25.8
		地中	5	2	4		4	3.0
	計	35	18	28	38	25	28.8	
	高圧配電線路	架空	1,755	2,204	2,311	3,841	5,186	3,059.4
		地中	74	75	65	100	97	82.2
	計	1,829	2,279	2,376	3,941	5,283	3,141.6	
	需要設備							
	その他設備における事故	125	93	96	107	134	111.0	
	合計	1,999	2,404	2,517	4,102	5,459	3,296.2	

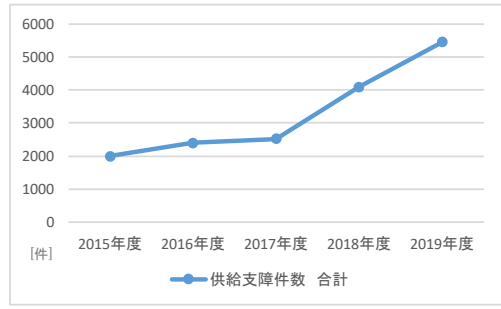


図9 (東京、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表12 (中部、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	5	6	3	6	10	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	8	16	9	26	19	15.6
		地中						
	計	8	16	9	26	19	15.6	
	高圧配電線路	架空	1,066	1,069	1,607	4,053	1,570	1,873.0
		地中	7	5	11	39	6	13.6
	計	1,073	1,074	1,618	4,092	1,576	1,886.6	
	需要設備							
	その他設備における事故	38	40	49	66	60	50.6	
	合計	1,124	1,136	1,679	4,190	1,665	1,958.8	

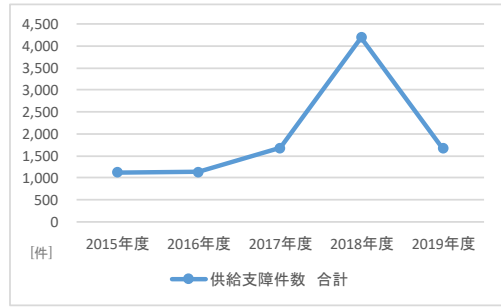


図10 (中部、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表13 (北陸、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所		3	1		2	1.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	5	7	4	7	2	5.0
		地中	1			2	2	1.0
	計	6	7	4	9	4	6.0	
	高圧配電線路	架空	258	303	542	385	199	337.4
		地中	7	10	5	3	1	5.2
	計	265	313	547	388	200	342.6	
	需要設備							
	その他設備における事故	10	17	15	21	10	14.6	
	合計	281	340	567	418	216	364.4	

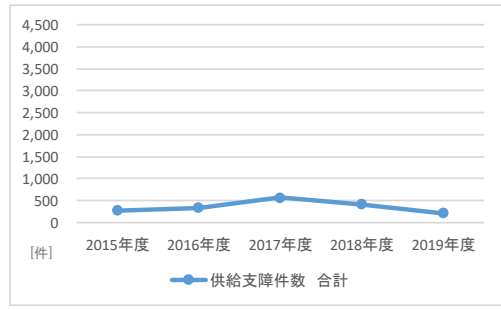


図11 (北陸、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表14 (関西、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	7	13	9	8	3	8.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	80	102	190	82	99.2
		地中	6	3	7	6	3	5.0
	計	48	83	109	196	85	104.2	
	高圧配電線路	架空	943	1,171	1,695	5,270	1,300	2,075.8
		地中	51	63	48	56	50	53.6
	計	994	1,234	1,743	5,326	1,350	2,129.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	43		65	70	64	48.4	
	合計	1,092	1,330	1,926	5,600	1,502	2,290.0	

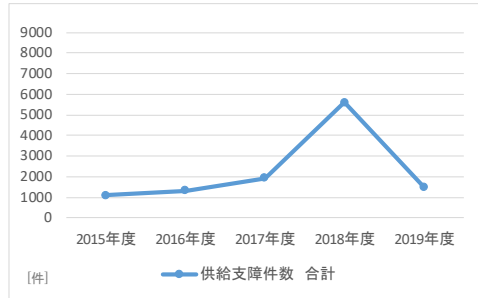


図12 (関西、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	10	7	2	8	6	6.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	14	16	16	14	17	15.4
		地中			1	1	1	0.6
	計	14	16	17	15	18	16.0	
	高圧配電線路	架空	1,211	960	1,066	1,172	1,015	1,084.8
		地中	23	13	24	20	16	19.2
	計	1,234	973	1,090	1,192	1,031	1,104.0	
	需要設備			1			0.2	
	その他設備における事故	37	25	33	31	35	32.2	
	合計	1,295	1,021	1,143	1,246	1,090	1,159.0	

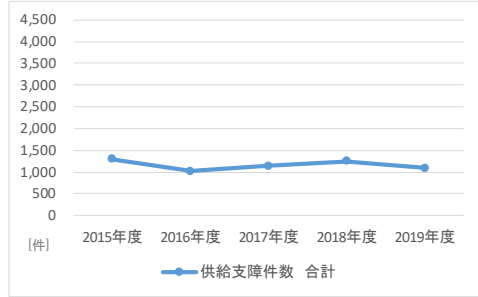


図13 (中国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	3		6	4	2	3.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3	5	3	4	4	3.8
		地中						
	計	3	5	3	4	4	3.8	
	高圧配電線路	架空	425	357	630	616	439	493.4
		地中	5	4	9	8	6	6.4
	計	430	361	639	624	445	499.8	
	需要設備							
	その他設備における事故	8	6	5	5	7	6.2	
	合計	444	372	653	637	458	512.8	

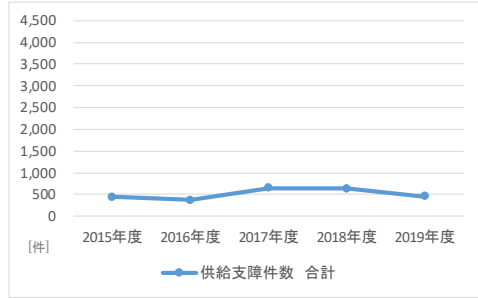


図14 (四国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	3	15	3	1	4	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	21	32	42	38	31.4
		地中	1	4		1		1.2
	計	25	25	32	43	38	32.6	
	高圧配電線路	架空	1,751	1,237	1,349	1,888	1,547	1,554.4
		地中	15	18	30	15	22	20.0
	計	1,766	1,255	1,379	1,903	1,569	1,574.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	18	20	23	16	19	19.2	
	合計	1,812	1,315	1,437	1,963	1,630	1,631.4	

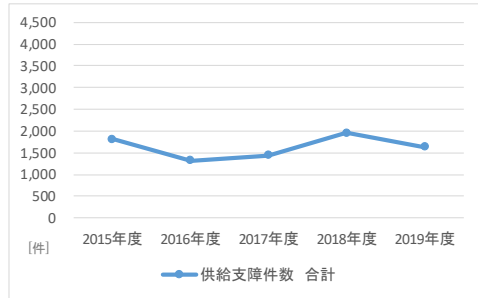


図15 (九州、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	1	3		8	2	2.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	51	34	42	52	35	42.8
		地中			1		2	0.6
	計	51	34	43	52	37	43.4	
	高圧配電線路	架空	489	242	378	887	456	490.4
		地中	1	2			7	2.0
	計	490	244	378	887	463	492.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	8	18	14	11	3	10.8	
	合計	550	299	435	958	505	549.4	

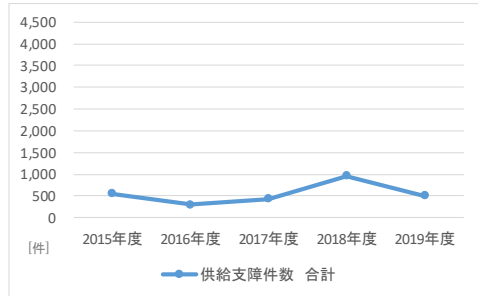


図16 (沖縄、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 17 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

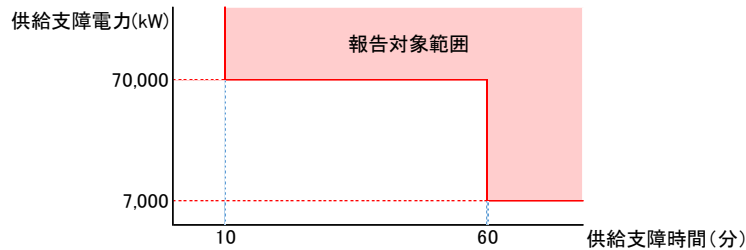


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2019 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数

[件]

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総 件 数	
		70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上		100,000kW 以上 <sup>8</sup>
		100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 未満	100,000kW 未満		100,000kW 以上 <sup>8</sup>
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		2					2		1	1			6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	1	2					3			5		1	12
		地中													
		計	1	2					3			5		1	12
	高圧配電線路	架空													
		地中													
計															
需要設備															
その他設備における事故															
合計		1	4					5		1	6		1	18	

<sup>8</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類	内容	
設備不備	製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。	
保守不備	保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。	
故意・過失	作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。	
他物接触	樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。	
腐しよく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。	
震動	重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。	
他社事故波及	自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。	
燃料不良	設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。	
電気火災	設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。	
感電(作業者)	作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。	
感電(公衆)	電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。	
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。
	塩、ちり、ガス	塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明	調査しても原因が明らかでないもの。	
その他	上記いずれの分類にもはまらないもの。	

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2015～2019年度)

2015～2019年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>9 10</sup>

2019年度、全国の一定規模以上の供給支障の発生件数は、2018年度の31件から減少し18件となった。このうち、風雨や雷等の自然現象に起因する一定規模以上の供給支障件数は11件であった。特に東京エリアでは過去5ヶ年で最多の5件となった。

表21 (全国、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	2	1	4	1.6	
	保守不備	1	1	4	1	1.4	
	故意・過失		1	1	1	0.8	
	他物接触		4	2	2	2.6	
	他社事故波及	1	1		1	0.6	
	感電(作業)	1				0.2	
計	4	9	8	9	6	7.2	
自然現象	雷		3	2	1	5	2.2
	風雨		3	3	17	5	5.6
	氷雪		2	2			0.8
	地震		6				1.2
	塩、ちり、ガス		2		2	1	1.0
計		16	7	20	11	10.8	
不明	1					0.2	
その他				2	1	0.6	
合計	5	25	15	31	18	18.8	

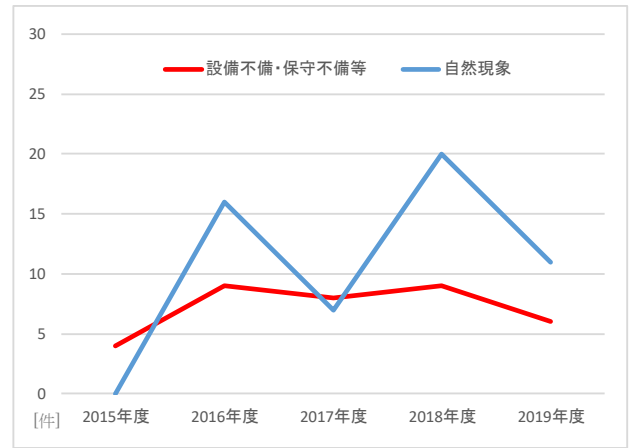


図18 (全国、2015～2019年度)供給支障原因

表22 (北海道、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備			1		0.2	
	保守不備		1		1	0.4	
	故意・過失						
	他物接触				1		0.2
	他社事故波及						
	感電(作業)						
計		1		3		0.8	
自然現象	雷				1	0.2	
	風雨		2			0.4	
	氷雪			1		0.2	
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計		2	1		1	0.8	
不明							
その他				1		0.2	
合計		3	1	4	1	1.8	

表23 (東北、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失		1				0.2
	他物接触		2				0.4
	他社事故波及						
	感電(作業)	1					0.2
計	1	3				0.8	
自然現象	雷				1	0.2	
	風雨						
	氷雪			1			0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計			1		1	0.4	
不明							
その他							
合計	1	3	1		1	1.2	

<sup>9</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>10</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。



### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$
$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>11</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>12</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>11</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>12</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2015～2019年度)

2015～2019年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2019年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>13</sup>さらに、東京エリアにおける低圧電灯需要家停電実績の台風15号の影響について、参考1として表46に示す。

2019年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

- ・全国の1需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも過去5ヶ年で2018年度に次ぐ多さとなった。
- ・エリア別では東京における2つの台風による被害<sup>14</sup>の影響が大きく、台風15号では千葉県を中心とした東京エリアで最大約93万戸が停電。鉄塔や電柱の倒壊等設備被害が多く発生し、停電解消までに約2週間を要した。
- ・なお、東京エリアにおける台風15号の影響を除けば、全国的には平年と比べ大きな変動はなかった。

表33 (全国、2015～2019年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.10	0.14	0.11	0.28	0.19	0.17
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.03
	合計●	0.13	0.18	0.14	0.31	0.23	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	18	21	12	221	82	71
	作業停電	4	4	3	4	3	4
	合計●	21	25	16	225	86	74

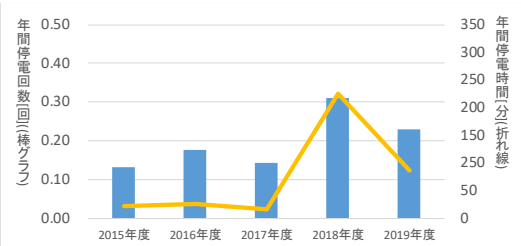


図19 (全国、2015～2019年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2015～2019年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.15	0.17	0.13	1.19	0.11	0.35
	作業停電	α	α	0.01	α	α	0.01
	合計●	0.15	0.17	0.14	1.19	0.11	0.35
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	35	10	2,154	4	443
	作業停電	α	1	α	α	α	1
	合計●	10	36	10	2,154	4	443

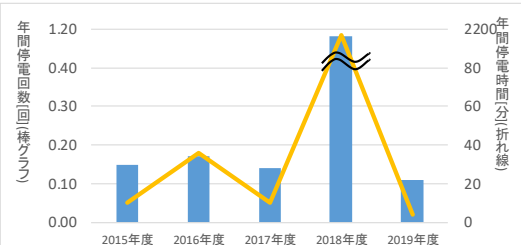


図20 (北海道、2015～2019年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2015～2019年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.11	0.13	0.09	0.11	0.10
	作業停電	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.03
	合計●	0.12	0.14	0.15	0.11	0.12	0.13
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	11	24	10	7	15	14
	作業停電	4	4	3	2	2	3
	合計●	15	28	13	10	17	17

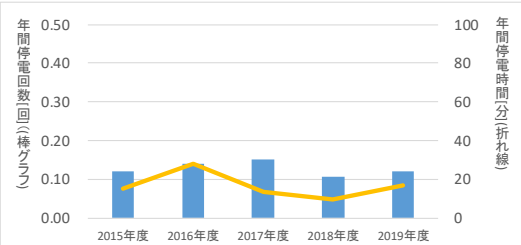


図21 (東北、2015～2019年度)低圧電灯需要家停電実績

<sup>13</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは0<α<0.005の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは0<α<0.5の値である。

<sup>14</sup> (再掲) [https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/denryoku\\_anzen/pdf/021\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/pdf/021_01_00.pdf)  
「令和元年に発生した災害の概要と対応」令和元年12月5日 経済産業省 産業保安グループ 電力安全課



表36 (東京、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.13	0.09	0.13	0.33	0.15
	作業停電	0.01	0.02	0.01	0.01	0.03	0.02
	合計●	0.07	0.15	0.10	0.14	0.36	0.16
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	6	7	6	19	200	47
	作業停電	1	1	1	3	1	1
	合計●	6	8	7	22	201	49

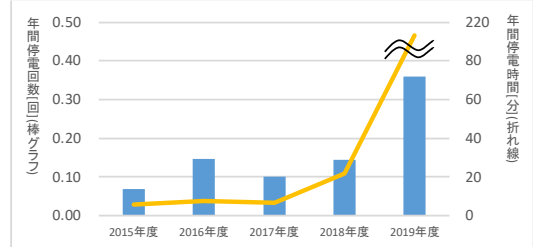


図22 (東京、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.17	0.08	0.39	0.11	0.16
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	合計●	0.13	0.23	0.14	0.45	0.17	0.22
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	5	10	348	32	80
	作業停電	7	7	7	8	8	7
	合計●	11	12	17	356	40	87

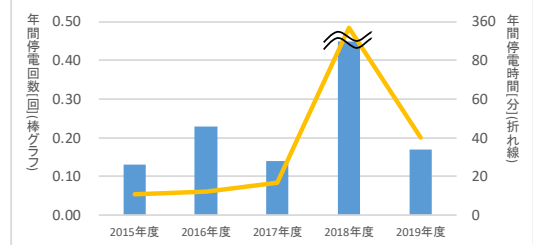


図23 (中部、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.04	0.06	0.09	0.06	0.03	0.06
	作業停電	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09
	合計●	0.14	0.16	0.17	0.15	0.13	0.15
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	4	11	9	3	6
	作業停電	16	17	15	15	16	16
	合計●	20	21	26	24	19	22

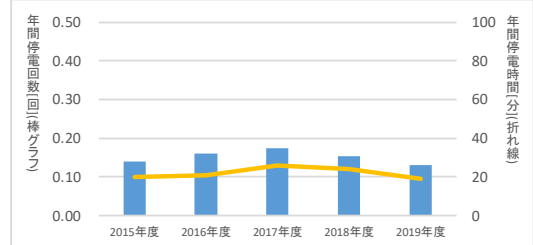


図24 (北陸、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.07	0.12	0.40	0.10	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.08	0.09	0.13	0.41	0.11	0.17
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	3	4	14	396	5	84
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	4	5	15	397	6	86

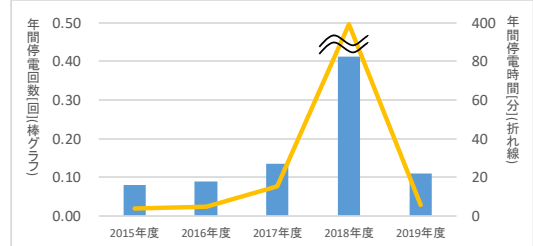


図25 (関西、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.18	0.15	0.12	0.14	0.13	0.15
	作業停電	0.11	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10
	合計●	0.29	0.26	0.23	0.23	0.21	0.24
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	17	6	7	24	10	13
	作業停電	12	12	12	10	9	11
	合計●	29	18	19	33	19	24

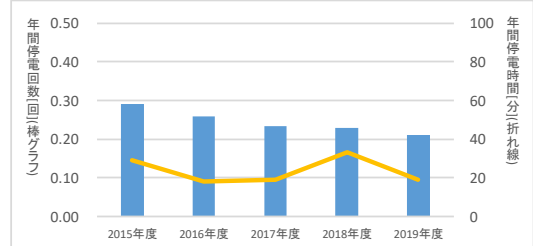


図26 (中国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.12	0.09	0.19	0.20	0.13	0.15
	作業停電	0.19	0.18	0.16	0.14	0.14	0.16
	合計●	0.31	0.27	0.36	0.34	0.27	0.31
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	13	6	21	32	8	16
	作業停電	21	20	17	15	15	18
	合計●	34	26	38	47	23	34

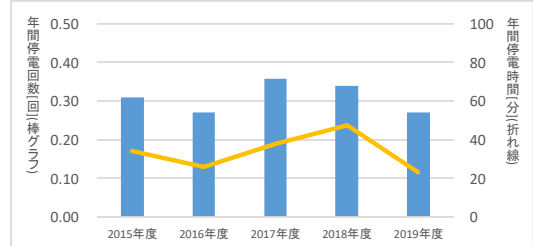


図27 (四国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.16	0.24	0.08	0.14	0.08	0.14
	作業停電	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00
	合計●	0.16	0.24	0.08	0.14	0.08	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	101	128	25	103	15	74
	作業停電	0	-	-	0	0	0
	合計●	101	128	25	103	15	74

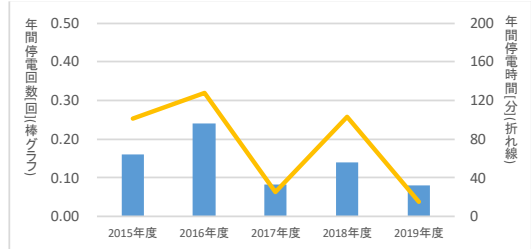


図28 (九州、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	1.04	0.57	0.98	3.62	1.11	1.46
	作業停電	0.08	0.08	0.07	0.07	0.05	0.07
	合計●	1.12	0.65	1.05	3.69	1.17	1.54
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	150	35	117	1,269	215	357
	作業停電	8	8	7	6	6	7
	合計●	158	43	124	1,275	221	364

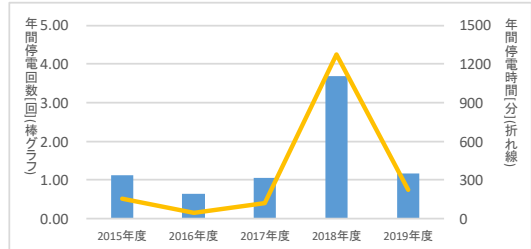


図29 (沖縄、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2019年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>15</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間1 停電回数 あたり 「回」	事故 停電	電源側	0.06	0.01	0.10	0.02	α	0.04	0.01	0.01	0.02	0.15	
		高圧配電線	0.05	0.09	0.23	0.08	0.03	0.06	0.12	0.11	0.06	0.95	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.11	0.11	0.33	0.11	0.03	0.10	0.13	0.13	0.08	1.11	0.19
	作業 停電	電源側	α	α	0.00	α	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.01	0.03	0.04	0.08	α	0.06	0.09	0.00	0.01	
		低圧配電線	α	α	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.05	0.00	0.04	
		計	α	0.02	0.03	0.06	0.09	0.01	0.09	0.14	0.00	0.05	0.04
	合計	電源側	0.06	0.01	0.10	0.03	α	0.04	0.01	0.01	0.02	0.15	
		高圧配電線	0.06	0.10	0.26	0.12	0.11	0.07	0.18	0.20	0.06	0.96	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.05	
		計	0.11	0.12	0.36	0.17	0.13	0.11	0.21	0.27	0.08	1.17	0.23
年間1 停電時間 あたり 「分」	事故 停電	電源側	1	2	7	7	α	1	α	α	1	8	
		高圧配電線	3	12	193	25	2	4	9	7	14	201	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	1	α	6	
		計	4	15	200	32	3	5	10	8	15	215	82
	作業 停電	電源側	α	α	0	α	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	2	1	6	14	α	8	12	0	2	
		低圧配電線	α	α	α	2	2	α	1	3	0	4	
		計	α	2	1	8	16	1	9	15	0	6	3
	合計	電源側	1	2	7	7	α	1	α	α	1	8	
		高圧配電線	3	14	194	31	16	5	17	19	14	203	
		低圧配電線	α	1	α	3	2	1	2	4	α	10	
		計	4	17	201	40	19	6	19	23	15	221	86

※全国は各エリアの加重平均で算出

<sup>15</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。またデータが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2019 年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、全エリアで各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して 100%となった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。すべての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1 需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年では自然災害が多かった昨年度に次ぐ件数となった。エリア別では、東京が平年に比べ大幅に増加したことが影響した。東京では 2 つの大型台風を主因とした高压配電線路（架空）の事故が件数に大きく影響したと考えられる。

一定規模以上の供給支障の発生件数は、全国で 2018 年度の 31 件から減少し 18 件となった。このうち、風雨や雷等の自然現象に起因する一定規模以上の供給支障件数は 11 件であった。特に東京エリアでは過去 5 ヶ年で最多の 5 件となった。

低圧電灯需要家停電実績は、全国の 1 需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも過去 5 ヶ年で 2018 年度に次ぐ多さとなった。東京エリアにおける台風被害による影響が大きく、特に 15 号では停電時間において平年に比べ大幅な増加がみられた。

2019 年度は、周波数、電圧の実績については大きな変動はなく維持すべき範囲内であったことから、これらの電気の質は適切に保たれていたと評価できる。停電の実績については、2 つの大型台風を主因とした自然現象により電気設備に大きな被害が発生し、東京エリアを中心に停電実績の変動・悪化が見られたが、同エリア・全国においても自然現象を除く設備不備等の要因による停電実績の悪化は認められなかった。

本報告書においては、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し公表していく。

(参考1) 東京エリアにおける台風 15 号による停電に関する実績への影響

2019 年度 千葉県を中心とした東京エリアにおいて、電気設備にとりわけ甚大な被害をもたらした台風 15 号の影響を除外した場合の参考データを表 45～46 に示す。

・事故発生個所別供給支障件数における影響の検証

2019 年度において、台風 15 号の影響を除外した場合との比較から、特に、高圧配電線路(架空)に 2 千件を超える大きな被害をもたらしていることが確認された。

表 45 (東京、2015～2019 年度) 事故発生個所別供給支障件数(8 ページ表 11 における比較と全国への影響)

[件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度		2019年度(全国)		
						影響含む	影響除外	影響含む	影響除外	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	10	14	17	16	17	17	56	56	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	16	24	38	21	19	246	244
		地中	5	2	4	0	4	3	13	12
		計	35	18	28	38	25	22	259	256
	高圧配電線路	架空	1,755	2,204	2,311	3,841	5,186	3,139	13,958	11,911
		地中	74	75	65	100	97	82	227	212
		計	1,829	2,279	2,376	3,941	5,283	3,221	14,185	12,123
需要設備	0	0	0	0	0	0	0	0		
その他設備における事故		125	93	96	107	134	134	372	372	
合計		1,999	2,404	2,517	4,102	5,459	3,394	14,872	12,807	

・低圧電灯需要家停電実績における影響の検証

2019 年度において、台風 15 号の影響を除外した場合との比較から、1 需要家あたり年間停電時間において、2019 年度実績の大半を占めていることが確認された。全国的には、この影響を除外すれば平年と比べ大きな変動はなかった。

表 46 (東京、2015～2019 年度)低圧電灯需要家停電実績(16 ページ表 36 における比較と全国への影響)

[回、分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度		2019年度(全国)	
						影響含む	影響除外	影響含む	影響除外
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.13	0.09	0.13	0.33	0.23	0.19	0.16
	作業停電	0.01	0.02	0.01	0.01	0.03	0.03	0.04	0.04
	合計	0.07	0.15	0.10	0.14	0.36	0.26	0.23	0.19
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	6	7	6	19	200	26	82	21
	作業停電	1	1	1	3	1	1	3	3
	合計	6	8	7	22	201	27	86	24

(参考2) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2015～2019年)

2015～2019年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表47と図30、停電回数の比較を表48と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会 (Council of European Energy Regulators: CEER) の公表資料<sup>16</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料<sup>17</sup>から作成した。<sup>18</sup>

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月 (1月又は4月)、<sup>19</sup>自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

表47 (2015～2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域	年					集計条件				
	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除		
日本	21	25	16	225	86	自動再開路は除く	低圧	含		
	事故停電	18	21	12	221				82	
	作業停電	4	4	4	4				3	
米国	カリフォルニア州	122	219	308	266	737	5分以上の停電	全電圧	含	
		事故停電	115	124	244	201				690
		作業停電	7	95	64	65				48
	テキサス州	277	214	522	175	335				
		事故停電	268	205	509	158				319
		作業停電	10	9	13	17				15
	ニューヨーク州	130	137	270	409	228				
		事故停電	-	-	-	-				-
		作業停電	-	-	-	-				-
欧州	ドイツ	22	24	-	-	-	3分以上の停電	全電圧	含	
		事故停電	15	13	-	-				-
		作業停電	7	10	-	-				-
	イタリア	196	144	-	-	-				
		事故停電	129	65	-	-				-
		作業停電	67	79	-	-				-
	フランス	74	71	-	-	-				
		事故停電	58	53	-	-				-
		作業停電	16	18	-	-				-
	スペイン	69	66	-	-	-				
		事故停電	56	54	-	-				-
		作業停電	13	12	-	-				-
	イギリス	61	55	-	-	-				
		事故停電	51	47	-	-				-
		作業停電	10	8	-	-				-
	スウェーデン	135	94	-	-	-				
		事故停電	118	76	-	-				-
		作業停電	17	19	-	-				-
	フィンランド	169	81	-	-	-				
		事故停電	158	68	-	-				-
		作業停電	12	13	-	-				-
	ノルウェー	173	129	-	-	-				
		事故停電	129	88	-	-				-
		作業停電	44	41	-	-				-

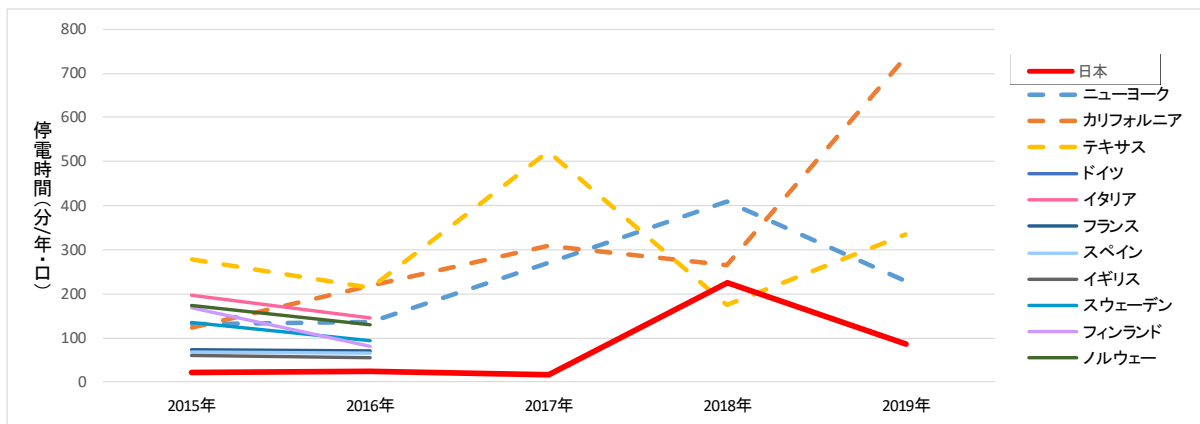


図30 (2015～2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 48 (2015~2019 年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域	年					集計条件				
	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		0.13	0.18	0.14	0.31	0.23	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.10	0.14	0.11	0.28	0.19				
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04				
米国	カリフォルニア州		0.94	1.31	1.46	1.45	1.53	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	0.91	1.05	1.26	0.94	1.37			
		作業停電	0.03	0.26	0.20	0.50	0.16			
	テキサス州		1.91	1.55	1.61	1.54	1.82			
		事故停電	1.82	1.48	1.51	1.40	1.68			
		作業停電	0.09	0.07	0.15	0.13	0.14			
	ニューヨーク州		0.67	0.79	0.85	1.01	0.88			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			
欧州	ドイツ		0.91	0.59	-	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	0.83	0.51	-	-	-			
		作業停電	0.08	0.08	-	-	-			
	イタリア		2.81	2.17	-	-	-			
		事故停電	2.43	1.76	-	-	-			
		作業停電	0.37	0.41	-	-	-			
	フランス		0.22	0.22	-	-	-			
		事故停電	0.09	0.08	-	-	-			
		作業停電	0.13	0.14	-	-	-			
	スペイン		1.31	1.18	-	-	-			
		事故停電	1.21	1.09	-	-	-			
		作業停電	0.10	0.09	-	-	-			
	イギリス		0.60	0.57	-	-	-			
		事故停電	0.56	0.53	-	-	-			
		作業停電	0.04	0.04	-	-	-			
	スウェーデン		1.36	1.33	-	-	-			
		事故停電	1.22	1.17	-	-	-			
		作業停電	0.14	0.16	-	-	-			
	フィンランド		2.78	1.58	-	-	-			
		事故停電	2.64	1.42	-	-	-			
		作業停電	0.14	0.15	-	-	-			
	ノルウェー		2.17	1.89	-	-	-			
		事故停電	1.87	1.59	-	-	-			
		作業停電	0.30	0.30	-	-	-			

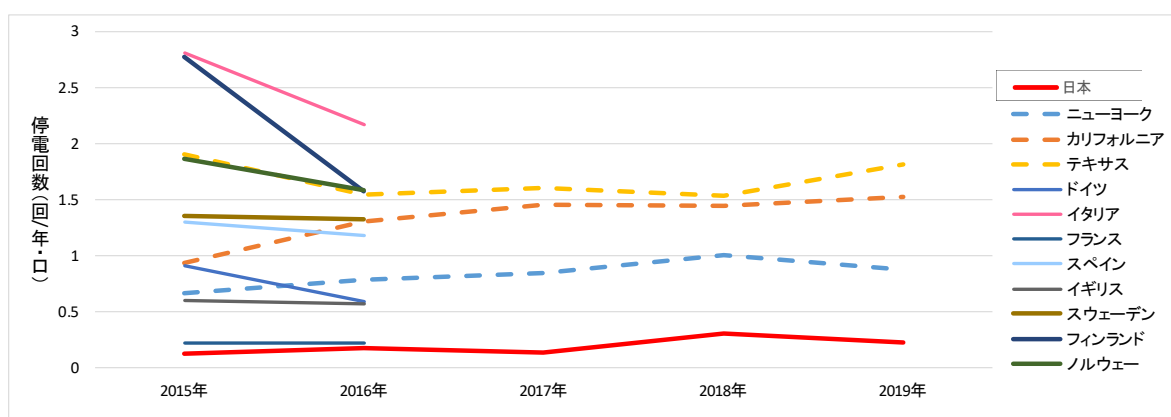


図31 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>16</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>17</sup> 以下の各資料より引用。  
 カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」  
<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州: Public Utility Commission of Texas  
 「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」  
<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」  
<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=20-E-0045&submit=Search>

<sup>18</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>19</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。

電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp/>

(別紙4)

# 電気の質に関する報告書

-2020 年度実績-

2021 年 11 月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN



- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2020 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2020 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I. 周波数に関する実績	3
1. 標準周波数	3
2. 時間滞在率	3
3. 標準周波数に対する調整目標範囲	3
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2016～2020 年度)	4
II. 電圧に関する実績	5
1. 電圧の維持すべき値	5
2. 電圧の測定方法	5
3. 電圧測定実績(全国、2016～2020 年度)	5
III. 停電に関する実績	6
1. 事故発生箇所別供給支障件数	6
(1) 停電の状況に関する指標	6
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)	7
2. 原因別供給支障件数	10
(1) 一定規模以上の供給支障の実績	10
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類	11
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)	12
3. 低圧電灯需要家停電実績	14
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標	14
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)	15
IV. まとめ(2020 年度 電気の質に関する評価)	18
(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2016～2020 年)	19

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7 (全国、2016～2020 年度)電圧測定実績	2017～2020 年度の実績値を遡及修正
----------	----	-----------------------------	-----------------------

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

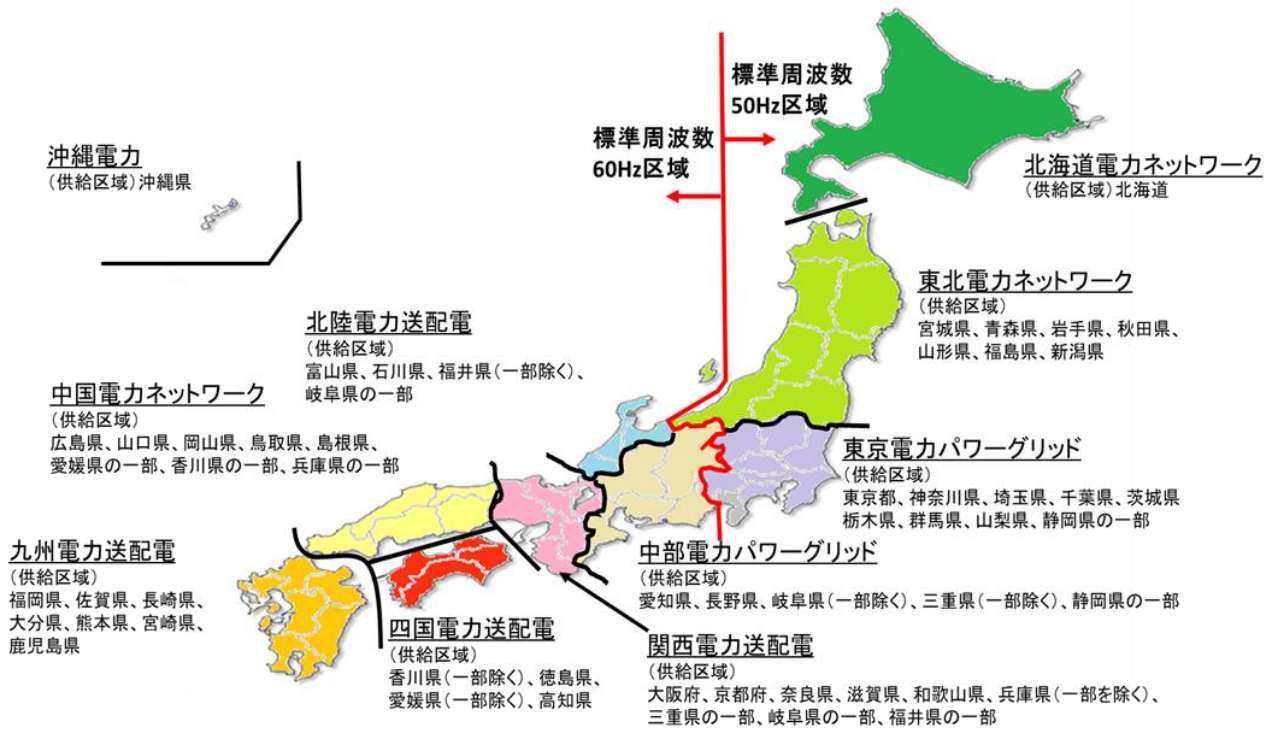


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲<sup>1</sup>

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

<sup>1</sup> 電気事業法施行規則第三十八条第二項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2016～2020年度)

2016～2020年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2020年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった。0.1Hz以内の滞在率は、中西エリアで98.50%(対前年度△0.52%)と前年度よりわずかに低下したが、滞在率目標の95%は上回った。

##### 【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

	(調整目標範囲) … 100.00%
	(±0.1Hz以内滞在率目標) … 95.00%以上

表2 (北海道、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.96	99.97	99.86	99.98	99.93
0.2Hz以内	100.00	100.00	99.95	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	99.98	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00

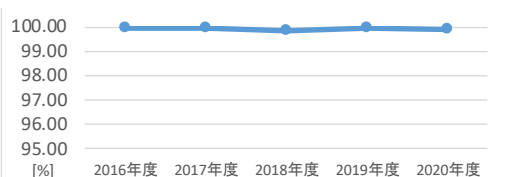


図2 (北海道、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>2</sup>、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.78	99.80	99.84	99.83	99.71
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

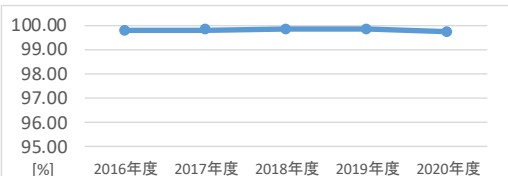


図3 (東地域、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>3</sup>、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.08	99.17	99.13	99.02	98.50
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

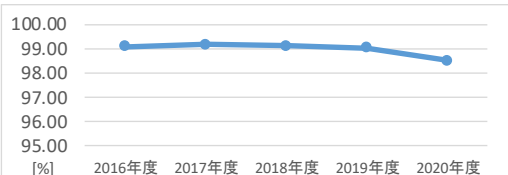


図4 (中西地域、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.94	99.92	99.89	99.89	99.92
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

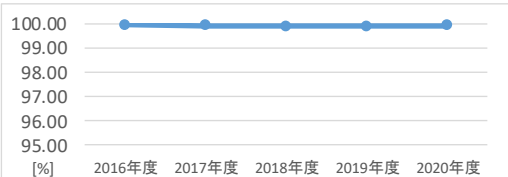


図5 (沖縄、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>2</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>3</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

## Ⅱ. 電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2016～2020年度）

2016～2020年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2020年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていたとの報告が一般送配電事業者からなされた。

表7（全国 2016～2020年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
100V	測定地点数	6,590	6,565	6,575	6,567	6,562
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,532	6,506	6,505	6,502	6,498
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、又は電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 発電、変電、送電、配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条の規定によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号の規定に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

## (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)

2016～2020 年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表 8 及び図 6 に、供給区域別の実績を表 9～18 及び図 7～16 に示す。

なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2020 年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、2019 年度と概ね同程度であった。
- ・ 2019 年度に台風第 15 号と台風第 19 号で甚大な被害を受けた東京エリアでは、高圧配電線路（架空）の支障が 2020 年度は概ね半減しているものの、東北や九州の架空高圧配電線路で顕著に増加している。これは東北エリアでは 2020 年 12 月～翌年 1 月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪<sup>7</sup>、2021 年 2 月 13 日の福島沖地震<sup>8</sup>の影響、九州エリアでは令和 2 年 7 月豪雨<sup>9</sup>や 9 月に東シナ海を北上した台風第 10 号<sup>10</sup>による影響が大きいと推測される。

表8 (全国、2016～2020年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	70	45	65	56	48	56.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	230	278	409	246	274	287.4
		地中	9	14	10	13	9	11.0
	計	239	292	419	259	283	298.4	
	高圧配電線路	架空	10,235	12,679	20,729	13,958	13,539	14,228.0
		地中	215	216	265	227	201	224.8
	計	10,450	12,895	20,994	14,185	13,740	14,452.8	
需要設備			1				0.2	
その他設備における事故		269	343	359	372	277	324.0	
合計		11,028	13,576	21,837	14,872	14,348	15,132.2	

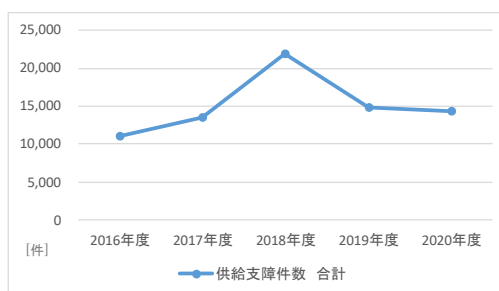


図6 (全国、2016～2020年度) 事故発生箇所別供給支障件数

<sup>7</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r2oyuki12/pdf/r2\\_oyuki12\\_05.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r2oyuki12/pdf/r2_oyuki12_05.pdf)

[http://www.bousai.go.jp/updates/r3oyuki01/pdf/r3\\_oyuki01\\_06.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r3oyuki01/pdf/r3_oyuki01_06.pdf)

<sup>8</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r3fukushima\\_eq\\_0213/pdf/r3fukushima\\_eq\\_higai01.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r3fukushima_eq_0213/pdf/r3fukushima_eq_higai01.pdf)

<sup>9</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r2\\_07ooame/pdf/r20703\\_ooame\\_08.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r2_07ooame/pdf/r20703_ooame_08.pdf)

<sup>10</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r2typhoon10/pdf/r2\\_typhoon10\\_08.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r2typhoon10/pdf/r2_typhoon10_08.pdf)

表9 (北海道、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1		5	2	2	2.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	30	25	12	21	22.4
		地中				1	1	0.4
		計	24	30	25	13	22	22.8
	高圧配電線路	架空	1,289	1,144	1,139	600	801	994.6
		地中	13	19	13	15	15	15.0
計		1,302	1,163	1,152	615	816	1,009.6	
需要設備								
その他設備における事故	28	17	12	11	10	15.6		
合計		1,355	1,210	1,194	641	850	1,050.0	

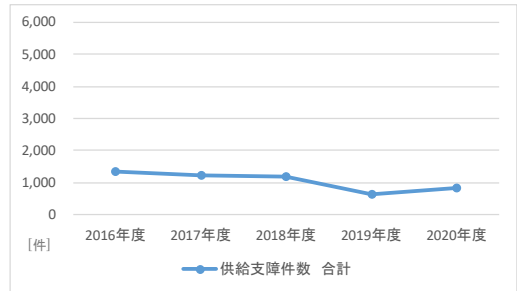


表10 (東北、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	8	4	9	8	9	7.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	11	16	11	16	31	17.0
		地中		1				0.2
		計	11	17	11	16	31	17.2
	高圧配電線路	架空	1,403	1,957	1,478	1,646	2,528	1,802.4
		地中	12	5	11	7	13	9.6
計		1,415	1,962	1,489	1,653	2,541	1,812.0	
需要設備								
その他設備における事故	22	26	20	29	17	22.8		
合計		1,456	2,009	1,529	1,706	2,598	1,859.6	

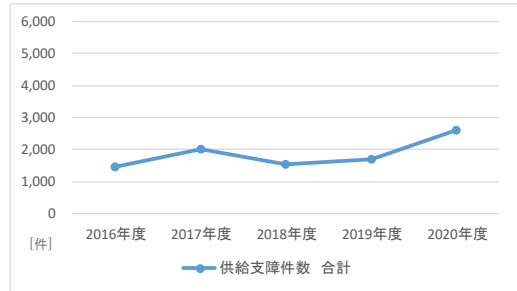


表11 (東京、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	14	17	16	17	5	13.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	24	38	21	10	21.8
		地中	2	4		4	3	2.6
		計	18	28	38	25	13	24.4
	高圧配電線路	架空	2,204	2,311	3,841	5,186	2,472	3,202.8
		地中	75	65	100	97	75	82.4
計		2,279	2,376	3,941	5,283	2,547	3,285.2	
需要設備								
その他設備における事故	93	96	107	134	74	100.8		
合計		2,404	2,517	4,102	5,459	2,639	3,424.2	

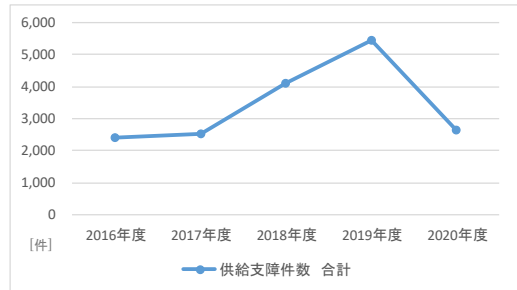


表12 (中部、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	3	6	10	4	5.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	9	26	19	15	17.0
		地中					1	0.2
		計	16	9	26	19	16	17.2
	高圧配電線路	架空	1,069	1,607	4,053	1,570	1,359	1,931.6
		地中	5	11	39	6	4	13.0
計		1,074	1,618	4,092	1,576	1,363	1,944.6	
需要設備								
その他設備における事故	40	49	66	60	71	57.2		
合計		1,136	1,679	4,190	1,665	1,454	2,024.8	

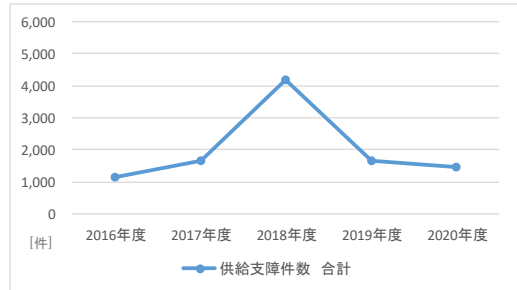


表13 (北陸、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	3	1		2	3	1.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	7	4	7	2	3	4.6
		地中			2	2		0.8
		計	7	4	9	4	3	5.4
	高圧配電線路	架空	303	542	385	199	444	374.6
		地中	10	5	3	1	4	4.6
計		313	547	388	200	448	379.2	
需要設備								
その他設備における事故	17	15	21	10	10	14.6		
合計		340	567	418	216	464	401.0	

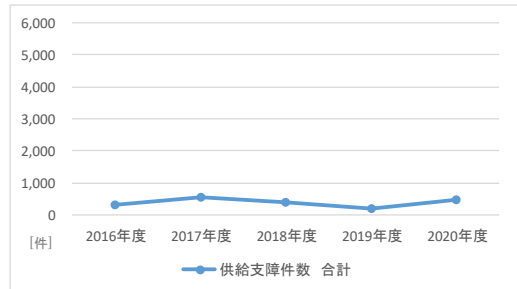




表14 (関西、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	13	9	8	3	6	7.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	80	102	190	82	84	107.6
		地中	3	7	6	3	4	4.6
		計	83	109	196	85	88	112.2
	高圧配電線路	架空	1,171	1,695	5,270	1,300	1,254	2,138.0
		地中	63	48	56	50	50	53.4
		計	1,234	1,743	5,326	1,350	1,304	2,191.4
	需要設備							
その他設備における事故		65	70	64	44	48.6		
合計		1,330	1,926	5,600	1,502	1,442	2,360.0	

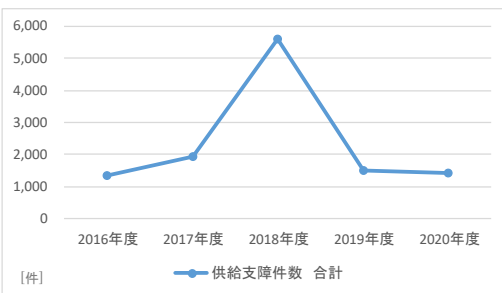


図12 (関西、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	7	2	8	6	3	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	16	14	17	11	14.8
		地中		1	1	1		0.6
		計	16	17	15	18	11	15.4
	高圧配電線路	架空	960	1,066	1,172	1,015	1,163	1,075.2
		地中	13	24	20	16	12	17.0
		計	973	1,090	1,192	1,031	1,175	1,092.2
	需要設備		1				0.2	
その他設備における事故	25	33	31	35	32	31.2		
合計		1,021	1,143	1,246	1,090	1,221	1,144.2	

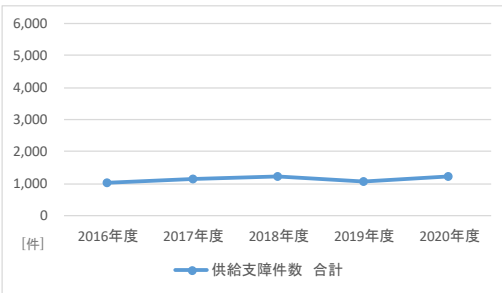


図13 (中国、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所		6	4	2	5	3.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	5	3	4	4	1	3.4
		地中						
		計	5	3	4	4	1	3.4
	高圧配電線路	架空	357	630	616	439	447	497.8
		地中	4	9	8	6	6	6.6
		計	361	639	624	445	453	504.4
	需要設備							
その他設備における事故	6	5	5	7	6	5.8		
合計		372	653	637	458	465	517.0	

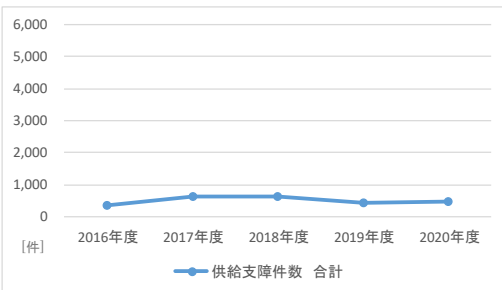


図14 (四国、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	15	3	1	4	7	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	21	32	42	38	42	35.0
		地中	4		1			1.0
		計	25	32	43	38	42	36.0
	高圧配電線路	架空	1,237	1,349	1,888	1,547	2,614	1,727.0
		地中	18	30	15	22	17	20.4
		計	1,255	1,379	1,903	1,569	2,631	1,747.4
	需要設備							
その他設備における事故	20	23	16	19	13	18.2		
合計		1,315	1,437	1,963	1,630	2,693	1,807.6	

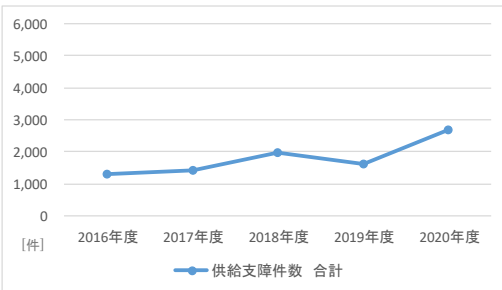


図15 (九州、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	3		8	2	4	3.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	34	42	52	35	56	43.8
		地中		1		2		0.6
		計	34	43	52	37	56	44.4
	高圧配電線路	架空	242	378	887	456	457	484.0
		地中	2			7	5	2.8
		計	244	378	887	463	462	486.8
	需要設備							
その他設備における事故	18	14	11	3		9.2		
合計		299	435	958	505	522	543.8	

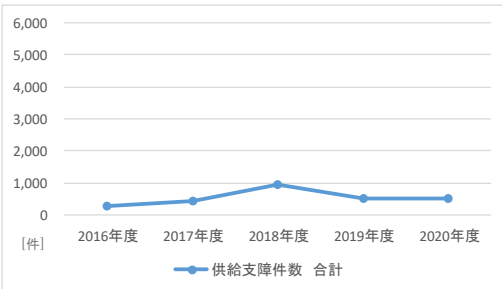


図16 (沖縄、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 17 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

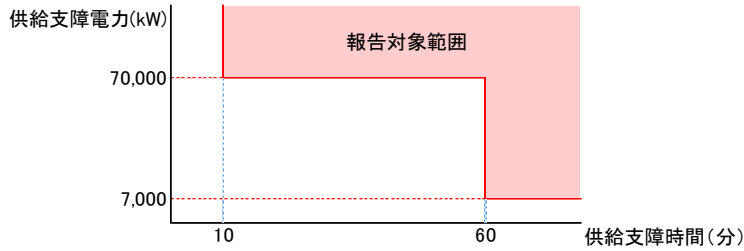


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2020 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数<sup>11</sup>

[件]

供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満		3時間以上			総 件 数		
		70,000kW 以上 100,000kW 未満	100,000kW 以上	70,000kW 以上 100,000kW 未満	100,000kW 以上	7,000kW 以上 70,000kW 未満	70,000kW 以上 100,000kW 未満	100,000kW 以上	7,000kW 以上 70,000kW 未満	70,000kW 以上 100,000kW 未満		100,000kW 以上	
事故発生箇所	変電所					2		1	1			4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空					7			6			13
		地中								2			2
		計					7			8			15
	高圧配電線路	架空											
		地中											
計													
需要設備													
その他設備における事故													
合計						9		1	9			19	

<sup>11</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類		内容
設備不備		製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。
保守不備		保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。
故意・過失		作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。
他物接触		樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。
腐しよく		直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。
震動		重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。
他社事故波及		自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。
燃料不良		設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。
電気火災		設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。
感電(作業者)		作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。
感電(公衆)		電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。 塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明		調査しても原因が明らかでないもの。
その他		上記いずれの分類にも該当しないもの。

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2016～2020年度)

2016～2020年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>12 13</sup>

2020年度、全国の一定規模以上の供給支障の発生件数は19件で、2019年度実績の18件、5か年平均の21.8件と概ね同程度となっており、突出した件数を記録した地域はなかった。

表21 (全国、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	3	1	1	1.4
	保守不備	3	4	1	1	1	2.0
	故意・過失	1	1	2	4	4	2.4
	他物接触	3	2	2	5	6	3.6
	他社事故波及	1		1	1		0.8
	感電(作業者)						
計	9	8	9	12	12	10.0	
自然現象	雷	3	2	1	2	2	2.0
	風雨	3	3	17			4.6
	氷雪	2	2				0.8
	地震	6			3	3	2.4
	塩、ちり、ガス	2		2			0.8
	計	16	7	20	5	5	10.6
	不明				1	1	0.4
その他	1		2	1	1	1.0	
合計	26	15	31	18	19	21.8	

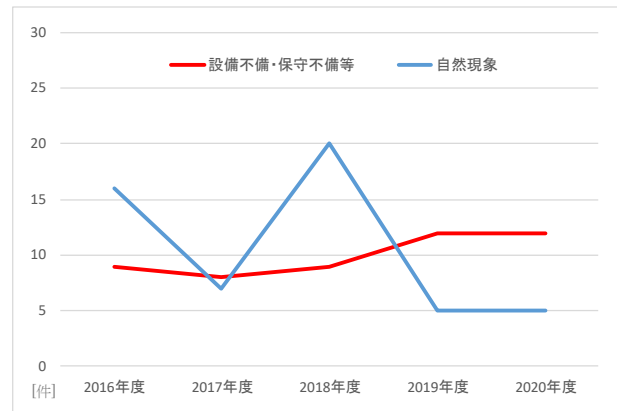


図18 (全国、2016～2020年度)供給支障原因

表22 (北海道、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備			1		0.4	
	保守不備	1		1		0.4	
	故意・過失						
	他物接触			1			0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計	1		3		1	1.0	
自然現象	雷			1		0.2	
	風雨	2				0.4	
	氷雪		1			0.2	
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	2	1		1		0.6
	不明						
その他			1			0.2	
合計	3	1	4	1	1	2.0	

表23 (東北、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失	1					0.2
	他物接触	2					0.4
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計	3					0.6	
自然現象	雷			1		0.2	
	風雨						
	氷雪		1				0.2
	地震					3	0.6
	塩、ちり、ガス						
	計		1		1	3	1.0
	不明						
その他							
合計	3	1		1	3	1.6	

<sup>12</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>13</sup> 値が0の箇所、又は該当するデータがない箇所は空白としている。



### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$
$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>14</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>15</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>14</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>15</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号の規定で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2016～2020年度)

2016～2020年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2020年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>16</sup>

2020年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

- ・ 全国の1需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも2019年度実績および過去5ヶ年平均値より低下している。
- ・ これは2020年度の自然災害のうち、台風については、接近数は平年の11.4個を下回る7個<sup>17</sup>、日本本土への上陸数は、2008年以来12年ぶりに0個（平年は2.7個）<sup>18</sup>だったことが寄与しているものと推測される。
- ・ 東北および九州エリアで停電回数と停電時間の増加がみられるが、東北エリアでは2020年12月～翌年1月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪、2021年2月13日の福島沖地震の影響、九州エリアでは令和2年7月豪雨や9月の台風第10号の接近による影響が大きいと推測される。

表33 (全国、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.14	0.11	0.28	0.19	0.13	0.17
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03
	合計●	0.18	0.14	0.31	0.23	0.17	0.21
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	21	12	221	82	24	72
	作業停電	4	3	4	3	3	3
	合計●	25	16	225	86	27	76

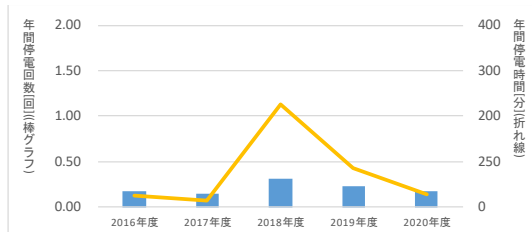


図19 (全国、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.17	0.13	1.19	0.11	0.09	0.34
	作業停電	α	0.01	α	α	α	0.01
	合計●	0.17	0.14	1.19	0.11	0.09	0.34
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	35	10	2,154	4	5	441
	作業停電	1	α	α	α	α	1
	合計●	36	10	2,154	4	5	442

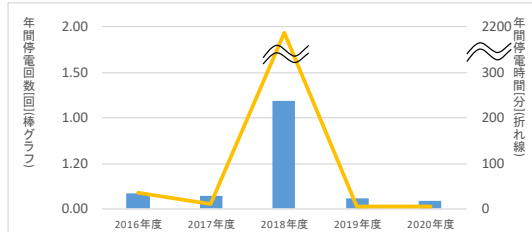


図20 (北海道、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.11	0.13	0.09	0.11	0.16	0.12
	作業停電	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.14	0.15	0.11	0.12	0.18	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	24	10	7	15	25	16
	作業停電	4	3	2	2	4	3
	合計●	28	13	10	17	29	19

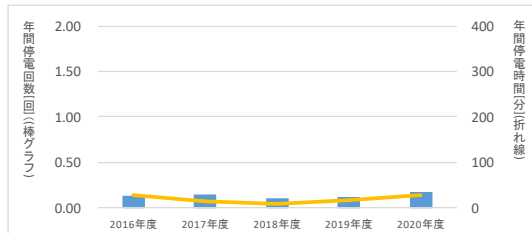


図21 (東北、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績

<sup>16</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは0<α<0.005の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは0<α<0.5の値である。

<sup>17</sup> <https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/typhoon/statistics/accesion/accesion.html>

<sup>18</sup> <https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/typhoon/statistics/landing/landing.html>

表36 (東京、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.09	0.13	0.33	0.11	0.16
	作業停電	0.02	0.01	0.01	0.03	0.06	0.02
	合計●	0.15	0.10	0.14	0.36	0.17	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	7	6	19	200	7	48
	作業停電	1	1	3	1	1	1
	合計●	8	7	22	201	8	49

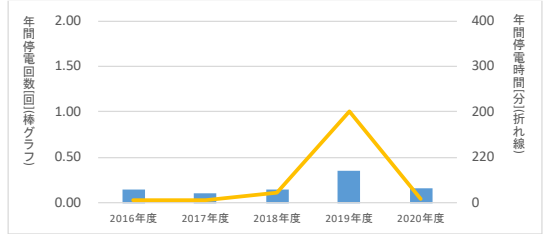


図22 (東京、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.17	0.08	0.39	0.11	0.07	0.16
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.06
	合計●	0.23	0.14	0.45	0.17	0.13	0.22
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	5	10	348	32	6	80
	作業停電	7	7	8	8	7	7
	合計●	12	17	356	40	12	87

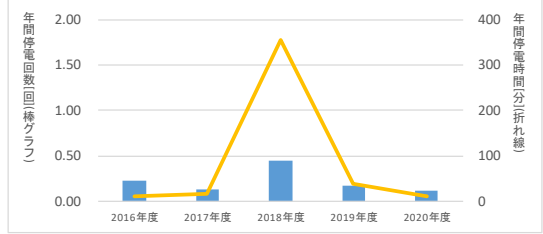


図23 (中部、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.06	0.09	0.06	0.03	0.06	0.06
	作業停電	0.10	0.09	0.09	0.09	0.08	0.09
	合計●	0.16	0.17	0.15	0.13	0.14	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	4	11	9	3	7	7
	作業停電	17	15	15	16	15	15
	合計●	21	26	24	19	22	22

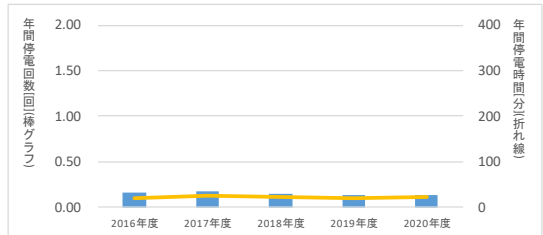


図24 (北陸、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.07	0.12	0.40	0.10	0.09	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.09	0.13	0.41	0.11	0.10	0.17
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	4	14	396	5	7	85
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	5	15	397	6	8	86

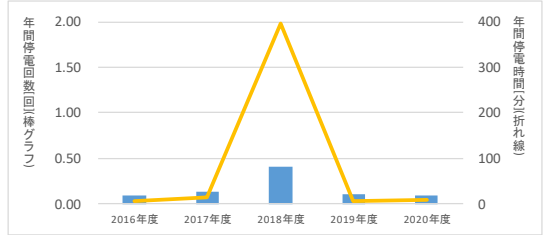


図25 (関西、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.15	0.12	0.14	0.13	0.15	0.14
	作業停電	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10	0.10
	合計●	0.26	0.23	0.23	0.21	0.25	0.24
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	7	24	10	20	13
	作業停電	12	12	10	9	11	11
	合計●	18	19	33	19	31	24

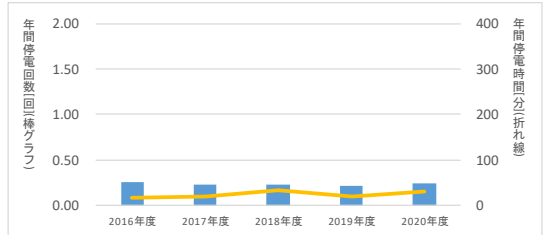


図26 (中国、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.19	0.20	0.13	0.14	0.15
	作業停電	0.18	0.16	0.14	0.14	0.14	0.15
	合計●	0.27	0.36	0.34	0.27	0.28	0.30
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	21	32	8	10	15
	作業停電	20	17	15	15	15	16
	合計●	26	38	47	23	24	32

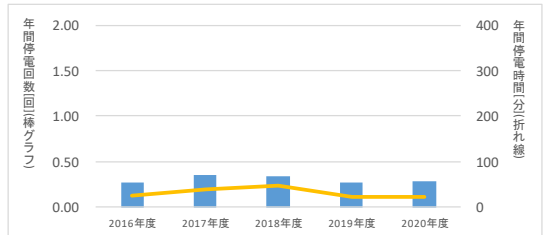


図27 (四国、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績



表42 (九州、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.24	0.08	0.14	0.08	0.21	0.15
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.24	0.08	0.14	0.08	0.21	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	128	25	103	15	139	82
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	128	25	103	15	139	82

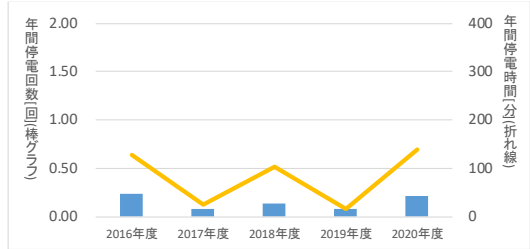


図28 (九州、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.57	0.98	3.62	1.11	1.12	1.48
	作業停電	0.08	0.07	0.07	0.05	0.06	0.07
	合計●	0.65	1.05	3.69	1.17	1.18	1.55
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	35	117	1,269	215	90	345
	作業停電	8	7	6	6	11	8
	合計●	43	124	1,275	221	101	353

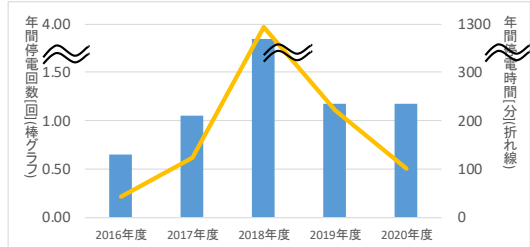


図29 (沖縄、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2020年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>19</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間 停電回数 〔回〕 あたり	事故 停電	電源側	0.02	0.02	0.06	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.19	
		高圧配電線	0.06	0.14	0.05	0.06	0.05	0.06	0.12	0.11	0.20	0.92	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.09	0.16	0.11	0.07	0.06	0.09	0.15	0.14	0.21	1.12	0.13
	作業 停電	電源側	α	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.02	0.05	0.04	0.07	0.01	0.08	0.09	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.05	0.00	0.04	
		計	α	0.02	0.06	0.05	0.08	0.01	0.10	0.14	0.00	0.06	0.04
	合計	電源側	0.02	0.02	0.06	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.19	
		高圧配電線	0.06	0.16	0.10	0.10	0.12	0.06	0.20	0.20	0.20	0.94	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.05	
		計	0.09	0.18	0.17	0.13	0.14	0.10	0.25	0.28	0.21	1.18	0.17
年間 停電時間 〔分〕 あたり	事故 停電	電源側	1	4	4	α	α	1	1	α	1	7	
		高圧配電線	4	20	4	5	6	5	18	8	137	79	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	1	1	4	
		計	5	25	7	6	7	7	20	10	139	90	24
	作業 停電	電源側	α	α	α	0	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	3	1	5	13	1	10	11	0	8	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	3	0	3	
		計	α	4	1	7	15	1	11	15	0	11	3
	合計	電源側	1	4	4	α	α	1	1	α	1	7	
		高圧配電線	4	23	4	10	19	6	28	20	137	87	
		低圧配電線	α	2	α	2	3	1	2	4	1	7	
		計	5	29	8	12	22	8	31	24	139	101	27

※全国は各エリアの加重平均で算出

<sup>19</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。また、データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2020年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、全エリアで各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して100%となった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。全ての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数は、前年度と概ね同程度となった。2019年度に台風第15号と台風第19号で甚大な被害を受けた東京エリアでは、架空高圧配電線路の支障が2020年度は概ね半減しているものの、東北や九州の架空高圧配電線路で顕著に増加している。これは東北エリアでは2020年12月～翌年1月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪、2021年2月13日の福島沖地震の影響、九州エリアでは令和2年7月豪雨や9月に東シナ海を北上した台風第10号による影響が大きいと推測される。

一定規模以上の供給支障の発生件数は19件で、2019年度実績の18件、5か年平均の21.8件と概ね同程度となっており、突出した件数を記録した地域もなかった。

低圧電灯需要家停電実績は、全国の1需要家あたりの停電回数と停電時間は、前年度からは大きく減少している。一部の地域では、地震や豪雨・台風の被害があったものの、台風の本土上陸がなかったことが大きく寄与しているものと思われる。

2020年度は、周波数、電圧の実績については大きな変動はなく維持すべき範囲内であったことから、これらの電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

本報告書においては、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し公表していく。

(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2016~2020年)

2016~2020年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表47と図30、停電回数の比較を表48と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会(Council of European Energy Regulators: CEER)の公表資料<sup>20</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会(Public Utilities Commission)の公表資料<sup>21</sup>から作成した。<sup>22</sup>

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月(1月又は4月)、<sup>23</sup>自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

今年度の報告書作成にあたってデータ収集を行うも、テキサス州とニューヨーク州のみデータを入手できたが、カリフォルニア州および欧州については「データ公表時期は未定」とのことであった。

表47 (2016~2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域	年					集計条件										
	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除								
日本	25	16	225	86	76	自動再閉路は除く	低圧	含								
	事故停電	21	12	221	82				72							
	作業停電	4	4	4	3				3							
米国	カリフォルニア州	219	308	266	737	-	5分以上の停電	全電圧	含							
		事故停電	124	244	201	690				-						
		作業停電	95	64	65	48				-						
	テキサス州	214	522	175	335	356				事故停電	205	509	158	319	343	
		作業停電	9	13	17	15										13
		事故停電	137	270	409	228										538
	ニューヨーク州	137	270	409	228	538				作業停電	-	-	-	-	-	
		事故停電	-	-	-	-										-
		作業停電	-	-	-	-										-
欧州	ドイツ	24	-	-	-	-	3分以上の停電	全電圧	含							
		事故停電	13	-	-	-				-						
		作業停電	10	-	-	-				-						
	イタリア	144	-	-	-	-				事故停電	65	-	-	-	-	
		作業停電	79	-	-	-										-
		事故停電	71	-	-	-										-
	フランス	53	-	-	-	-				事故停電	18	-	-	-	-	
		作業停電	66	-	-	-										-
		事故停電	54	-	-	-										-
	スペイン	12	-	-	-	-				事故停電	12	-	-	-	-	
		作業停電	55	-	-	-										-
		事故停電	47	-	-	-										-
	イギリス	8	-	-	-	-				事故停電	8	-	-	-	-	
		作業停電	94	-	-	-										-
		事故停電	76	-	-	-										-
	スウェーデン	19	-	-	-	-				事故停電	19	-	-	-	-	
		作業停電	81	-	-	-										-
		事故停電	68	-	-	-										-
フィンランド	13	-	-	-	-	事故停電	13	-	-	-	-					
	作業停電	129	-	-	-							-				
	事故停電	88	-	-	-							-				
ノルウェー	41	-	-	-	-	事故停電	41	-	-	-	-					
	作業停電	-	-	-	-							-				
	事故停電	-	-	-	-							-				

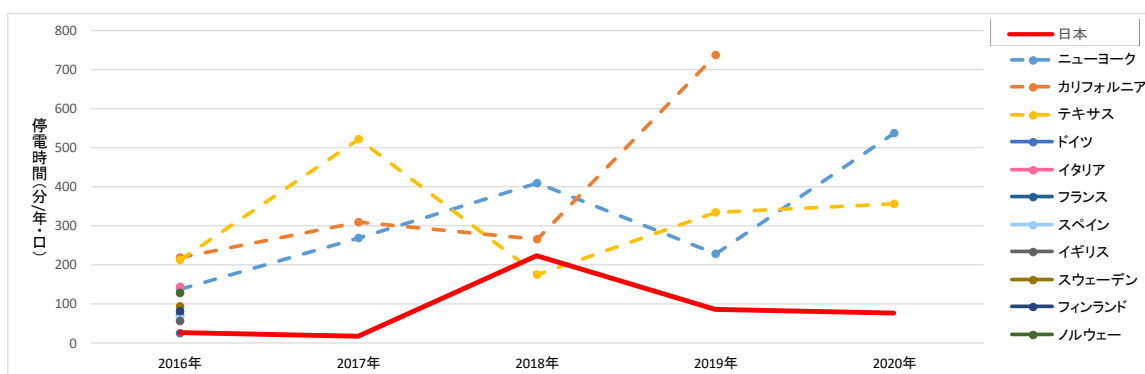


図30 (2016~2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 48 (2016~2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域		年					集計条件			
		2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除	
日本		0.18	0.14	0.31	0.23	0.21	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.14	0.11	0.28	0.19	0.17				
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.04	0.03				
米国	カリフォルニア州		1.31	1.46	1.45	1.53	5分以上 の停電	全電圧	含	
		事故停電	1.05	1.26	0.94	1.37				-
		作業停電	0.26	0.20	0.50	0.16				-
	テキサス州		1.55	1.61	1.54	1.82				1.69
		事故停電	1.48	1.51	1.40	1.68				1.57
		作業停電	0.07	0.15	0.13	0.14				0.12
	ニューヨーク州		0.79	0.85	1.01	0.88				1.06
		事故停電	-	-	-	-				-
		作業停電	-	-	-	-				-
欧州	ドイツ		0.59	-	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含	
		事故停電	0.51	-	-	-				-
		作業停電	0.08	-	-	-				-
	イタリア		2.17	-	-	-				-
		事故停電	1.76	-	-	-				-
		作業停電	0.41	-	-	-				-
	フランス		0.22	-	-	-				-
		事故停電	0.08	-	-	-				-
		作業停電	0.14	-	-	-				-
	スペイン		1.18	-	-	-				-
		事故停電	1.09	-	-	-				-
		作業停電	0.09	-	-	-				-
	イギリス		0.57	-	-	-				-
		事故停電	0.53	-	-	-				-
		作業停電	0.04	-	-	-				-
	スウェーデン		1.33	-	-	-				-
		事故停電	1.17	-	-	-				-
		作業停電	0.16	-	-	-				-
	フィンランド		1.58	-	-	-				-
		事故停電	1.42	-	-	-				-
		作業停電	0.15	-	-	-				-
	ノルウェー		1.89	-	-	-				-
		事故停電	1.59	-	-	-				-
		作業停電	0.30	-	-	-				-

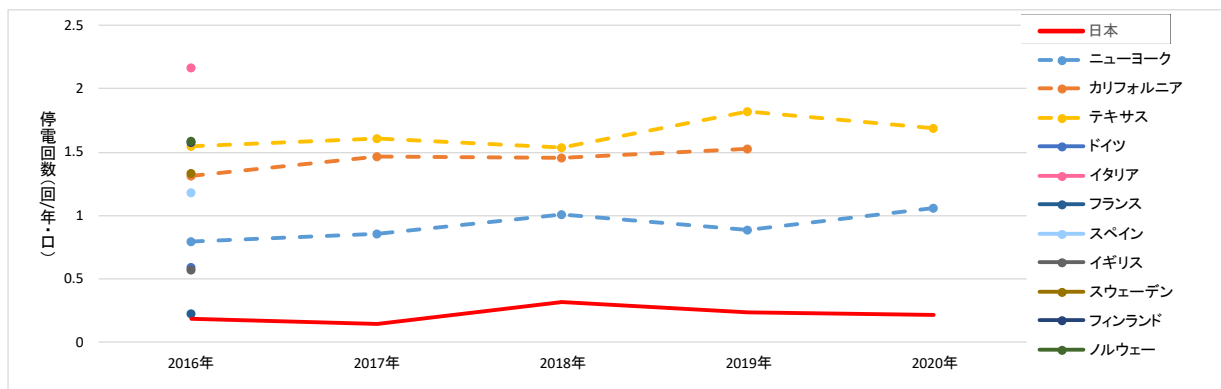


図31 (2016~2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>20</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>21</sup> 以下の各資料より引用。  
 カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」  
<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州: Public Utility Commission of Texas  
 「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」  
<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」  
<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=20-E-0045&submit=Search>

<sup>22</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>23</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。

電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp/>

(別紙5)

# 電気の質に関する報告書

-2021 年度実績-

2022 年 11 月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2021 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2021 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I.	周波数に関する実績	3
1.	標準周波数	3
2.	時間滞在率	3
3.	標準周波数に対する調整目標範囲	3
4.	周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2017～2021 年度)	4
II.	電圧に関する実績	5
1.	電圧の維持すべき値	5
2.	電圧の測定方法	5
3.	電圧測定実績(全国、2017～2021 年度)	5
III.	停電に関する実績	6
1.	事故発生箇所別供給支障件数	6
(1)	停電の状況に関する指標	6
(2)	供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	6
2.	原因別供給支障件数	9
(1)	一定規模以上の供給支障の実績	9
(2)	一定規模以上の供給支障の原因分類	10
(3)	一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	11
3.	低圧電灯需要家停電実績	13
(1)	低圧電灯需要家停電実績の指標	13
(2)	低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	14
IV.	まとめ(2021 年度 電気の質に関する評価)	17
(参考)	米国主要州との需要家停電実績の比較 (2017～2021 年)	18

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7 (全国、2017～2021 年度)電圧測定実績	2017～2021 年度の実績値を遡及修正
----------	----	-----------------------------	-----------------------



# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

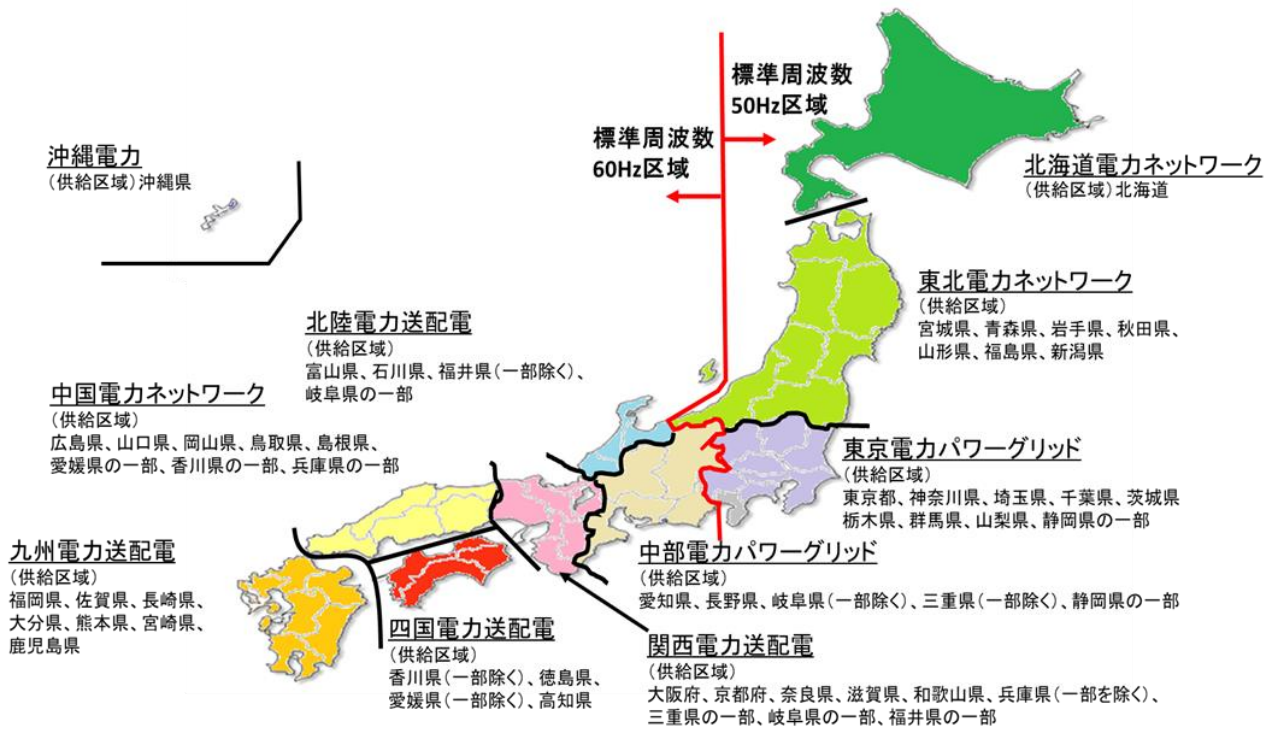


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲<sup>1</sup>

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

<sup>1</sup> 電気事業法施行規則第三十八条第二項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2017～2021年度)

2017～2021年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2021年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった(なお、直近3か年度において逸脱した実績はない)。また、中西エリアにおける0.1Hz以内の滞在率は、98.12%と前年度(98.50%)よりわずかに低下したが、滞在率目標95%は上回った。

##### 【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

(調整目標範囲)	… 100.00%
(±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.97	99.86	99.98	99.93	99.87
0.2Hz以内	100.00	99.95	100.00	100.00	99.99
0.3Hz以内	100.00	99.98	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00

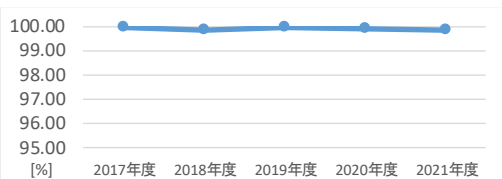


図2 (北海道、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>2</sup>、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.80	99.84	99.83	99.71	99.50
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

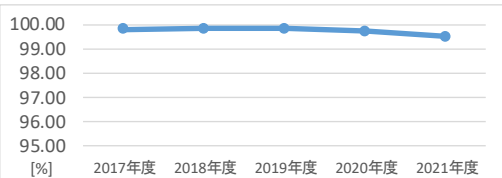


図3 (東地域、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>3</sup>、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.17	99.13	99.02	98.50	98.12
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

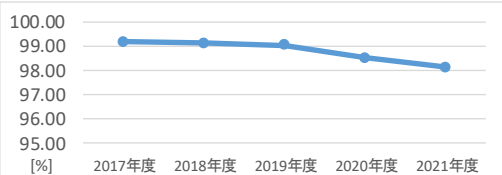


図4 (中西地域、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.92	99.89	99.89	99.92	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

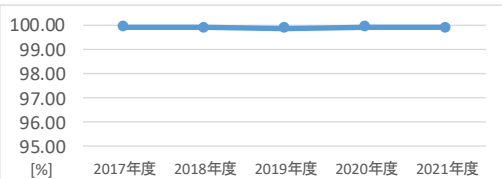


図5 (沖縄、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>2</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>3</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

## Ⅱ．電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2017～2021年度）

2017～2021年度全国の電圧測定実績について、電気事業法施行規則の規定に基づく測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2021年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績はなかった（なお、直近5か年度において逸脱した実績はない）。

表7（全国 2017～2021年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
100V	測定地点数	6,565	6,575	6,567	6,562	6,589
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,506	6,505	6,502	6,498	6,523
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、又は電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

##### (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表8及び図6に、供給区域別の実績を表9～18及び図7～16に示す。

なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2021年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

全国の供給支障の合計件数（11,563件）は、前年度を下回る水準であり、3年連続で減少した。いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

表8 (全国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	45	65	56	48	65	55.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	278	409	246	274	260	293.4
		地中	14	10	13	9	17	12.6
	計	292	419	259	283	277	306.0	
	高圧配電線路	架空	12,679	20,729	13,958	13,539	10,775	14,336.0
		地中	216	265	227	201	201	222.0
	計	12,895	20,994	14,185	13,740	10,976	14,558.0	
	需要設備	1					0.2	
	その他設備における事故	343	359	372	277	245	319.2	
	合計	13,576	21,837	14,872	14,348	11,563	15,239.2	

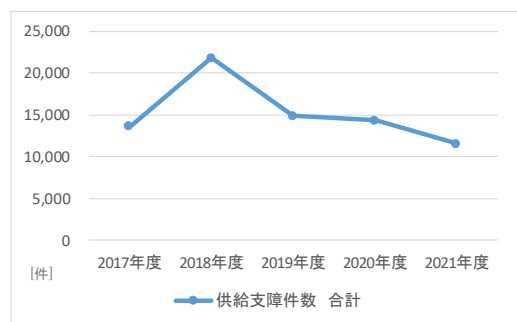


図6 (全国、2017～2021年度) 供給支障件数

<sup>4</sup> 発電、蓄電、変電、送電、配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第二条第一項第十八号の規定によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

表9 (北海道、2017~2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		5	2	2	3	2.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	25	12	21	20	21.6
		地中			1	1		0.4
	計	30	25	13	22	20	22.0	
	高圧配電線路	架空	1,144	1,139	600	801	848	906.4
		地中	19	13	15	15	12	14.8
計	1,163	1,152	615	816	860	921.2		
需要設備								
その他設備における事故		17	12	11	10	14	12.8	
合計		1,210	1,194	641	850	897	958.4	

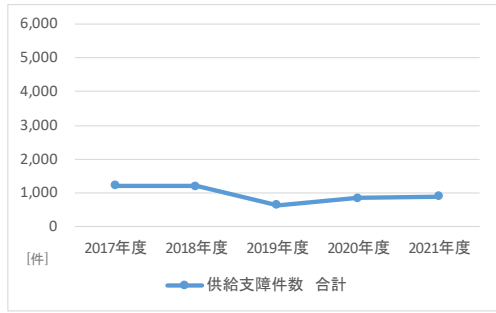


表10 (東北、2017~2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	4	9	8	9	9	7.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	11	16	31	31	21.0
		地中	1					0.2
	計	17	11	16	31	31	21.2	
	高圧配電線路	架空	1,957	1,478	1,646	2,528	1,686	1,859.0
		地中	5	11	7	13	7	8.6
計	1,962	1,489	1,653	2,541	1,693	1,867.6		
需要設備								
その他設備における事故		26	20	29	17	18	22.0	
合計		2,009	1,529	1,706	2,598	1,751	1,918.6	

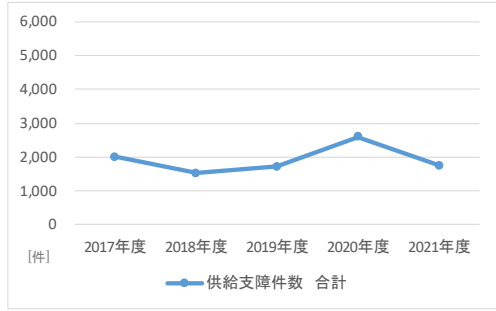


表11 (東京、2017~2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	17	16	17	5	10	13.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	38	21	10	10	20.6
		地中	4		4	3	5	3.2
	計	28	38	25	13	15	23.8	
	高圧配電線路	架空	2,311	3,841	5,186	2,472	2,316	3,225.2
		地中	65	100	97	75	87	84.8
計	2,376	3,941	5,283	2,547	2,403	3,310.0		
需要設備								
その他設備における事故		96	107	134	74		82.2	
合計		2,517	4,102	5,459	2,639	2,428	3,429.0	

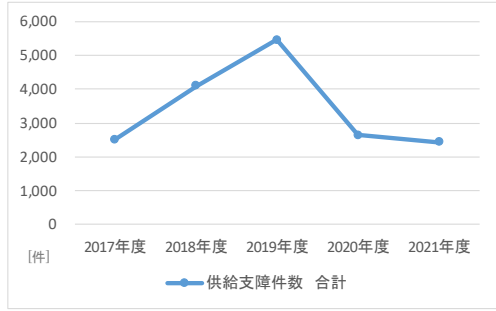


表12 (中部、2017~2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	3	6	10	4	7	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	9	26	19	15	9	15.6
		地中				1		0.2
	計	9	26	19	16	9	15.8	
	高圧配電線路	架空	1,607	4,053	1,570	1,359	1,338	1,985.4
		地中	11	39	6	4	10	14.0
計	1,618	4,092	1,576	1,363	1,348	1,999.4		
需要設備								
その他設備における事故		49	66	60	71	64	62.0	
合計		1,679	4,190	1,665	1,454	1,428	2,083.2	

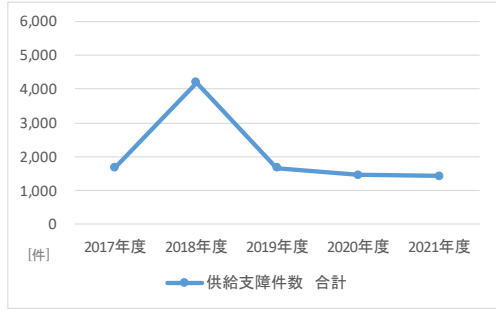


表13 (北陸、2017~2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1		2	3	4	2.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	4	7	2	3		3.2
		地中		2	2			0.8
	計	4	9	4	3	0	4.0	
	高圧配電線路	架空	542	385	199	444	215	357.0
		地中	5	3	1	4	1	2.8
計	547	388	200	448	216	359.8		
需要設備								
その他設備における事故		15	21	10	10	14	14.0	
合計		567	418	216	464	234	379.8	

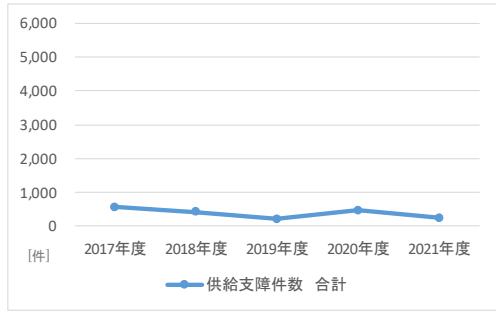


表14 (関西、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	9	8	3	6	10	7.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	102	190	82	84	86	108.8
		地中	7	6	3	4	8	5.6
		計	109	196	85	88	94	114.4
	高圧配電線路	架空	1,695	5,270	1,300	1,254	1,384	2,180.6
		地中	48	56	50	50	33	47.4
	計	1,743	5,326	1,350	1,304	1,417	2,228.0	
	需要設備							
その他設備における事故		65	70	64	44	56	59.8	
合計		1,926	5,600	1,502	1,442	1,577	2,409.4	

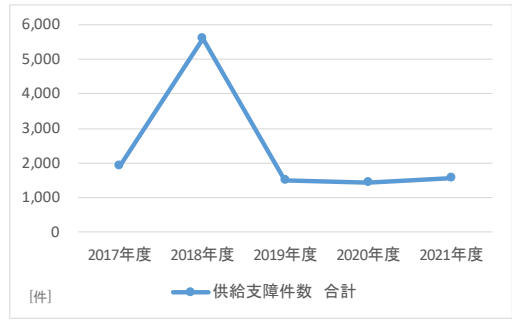


図12 (関西、2017～2021年度) 供給支障件数

表15 (中国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	2	8	6	3	6	5.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	14	17	11	25	16.6
		地中	1	1	1		1	0.8
		計	17	15	18	11	26	17.4
	高圧配電線路	架空	1,066	1,172	1,015	1,163	1,193	1,121.8
		地中	24	20	16	12	15	17.4
	計	1,090	1,192	1,031	1,175	1,208	1,139.2	
	需要設備	1					0.2	
その他設備における事故		33	31	35	32	37	33.6	
合計		1,143	1,246	1,090	1,221	1,277	1,195.4	

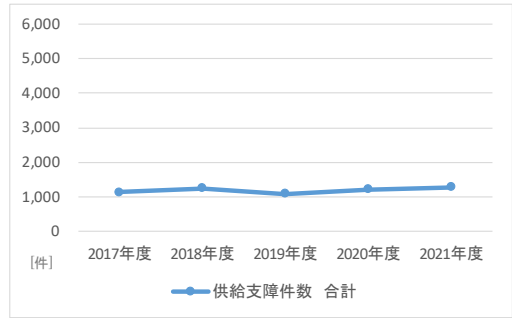


図13 (中国、2017～2021年度) 供給支障件数

表16 (四国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	4	2	5	3	4.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3	4	4	1	10	4.4
		地中						
		計	3	4	4	1	10	4.4
	高圧配電線路	架空	630	616	439	447	393	505.0
		地中	9	8	6	6	10	7.8
	計	639	624	445	453	403	512.8	
	需要設備							
その他設備における事故		5	5	7	6	10	6.6	
合計		653	637	458	465	426	527.8	

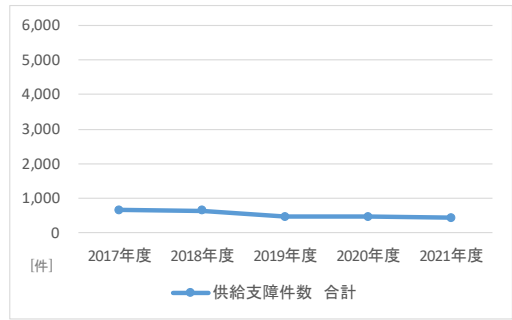


図14 (四国、2017～2021年度) 供給支障件数

表17 (九州、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	3	1	4	7	11	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	32	42	38	42	24	35.6
		地中		1			1	0.4
		計	32	43	38	42	25	36.0
	高圧配電線路	架空	1,349	1,888	1,547	2,614	1,088	1,697.2
		地中	30	15	22	17	22	21.2
	計	1,379	1,903	1,569	2,631	1,110	1,718.4	
	需要設備							
その他設備における事故		23	16	19	13	18	17.8	
合計		1,437	1,963	1,630	2,693	1,164	1,777.4	

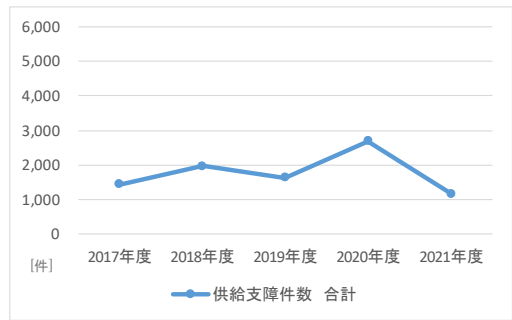


図15 (九州、2017～2021年度) 供給支障件数

表18 (沖縄、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		8	2	4	2	3.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	52	35	56	45	46.0
		地中	1		2		2	1.0
		計	43	52	37	56	47	47.0
	高圧配電線路	架空	378	887	456	457	314	498.4
		地中			7	5	4	3.2
	計	378	887	463	462	318	501.6	
	需要設備							
その他設備における事故		14	11	3		14	8.4	
合計		435	958	505	522	381	560.2	

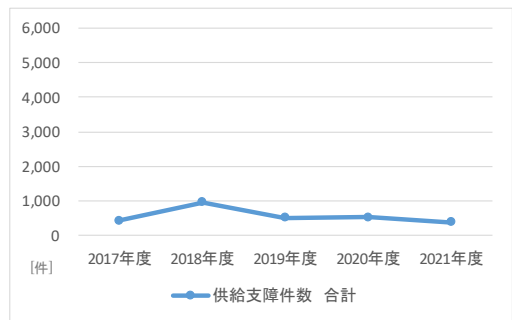


図16 (沖縄、2017～2021年度) 供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 17 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・ 供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・ 供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

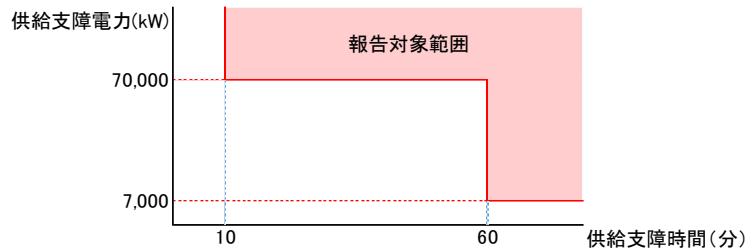


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2021 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数<sup>7</sup>

[件]

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総 件 数	
		70,000kW 以上	100,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上				
		100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満				
一般送配電事業者の設備における事故	変電所							5			3		1	9	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空		1					5		1	11			18
		地中													
		計		1					5		1	11			18
	高圧配電線路	架空													
		地中													
計															
需要設備															
その他設備における事故															
合計			1					10		1	14		1	27	

<sup>7</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類		内容
設備不備		製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。
保守不備		保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。
故意・過失		作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。
他物接触		樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。
腐しよく		直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。
震動		重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。
他社事故波及		自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。
燃料不良		設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。
電気火災		設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。
感電(作業者)		作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。
感電(公衆)		電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。 塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明		調査しても原因が明らかでないもの。
その他		上記いずれの分類にも該当しないもの。



(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>8 9</sup>

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計27件と、前年度より8件増加した。原因別では、自然現象によるものが17件と、前年度より12件増加した。大きな要因として、地震が挙げられ、地震による供給支障9件のうち8件が東北エリアにおける2022年3月の福島県沖地震によるものであった。一方、設備不備・保守不備等によるものは減少した。

表21 (全国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	3	1	1	2	1.6
	保守不備	4	1	1	1	1	1.6
	故意・過失	1	2	4	4	1	2.4
	他物接触	2	2	5	6	4	3.8
	他社事故波及		1	1			0.4
	感電(作業員)						
	感電(公衆)					1	0.2
	計	8	9	12	12	9	10.0
	雷	2	1	2	2	4	2.2
	風雨	3	17			2	4.4
自然現象	氷雪	2				2	0.8
	地震				3	9	3.0
	嵐、ちり、ガス						0.4
	計	7	20	5	5	17	10.8
	不明				1	1	0.6
	その他			1	1		0.8
	合計	15	31	18	19	27	22.0

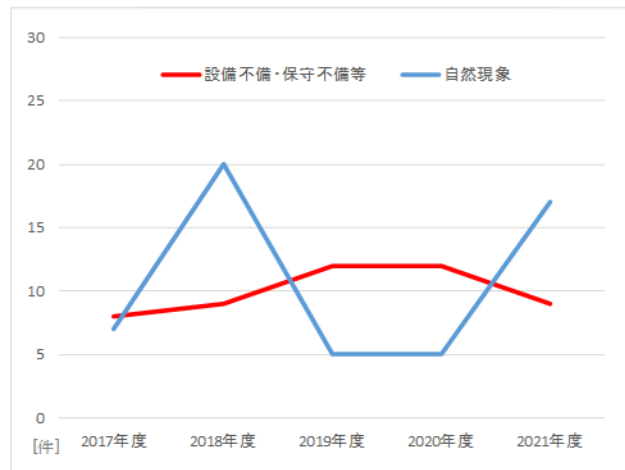


図18 (全国、2017～2021年度)供給支障の原因別件数

表22 (北海道、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備		1				0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
	感電(公衆)						
	計		1				0.2
	雷						
	風雨					1	0.2
自然現象	氷雪						
	地震						
	嵐、ちり、ガス						
	計	1		1		1	0.6
	不明					1	0.2
	その他						0.2
	合計	1	1	1		2	1.0

表23 (東北、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失					1	0.2
	他物接触					1	0.2
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
	感電(公衆)						
	計					2	0.4
	雷			1			0.2
	風雨						
自然現象	氷雪	1					0.2
	地震				3	8	2.2
	嵐、ちり、ガス						
	計	1		1	3	8	2.6
	不明						
	その他						
	合計	1		1	3	10	3.0

<sup>8</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>9</sup> 値が0の箇所、又は該当するデータがない箇所は空白としている。



### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>10</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>11</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>10</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>11</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者(当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。)に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2021年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>12</sup>

2021年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

全国の1需要家あたりの年間停電回数(0.13回)と年間停電時間(10分)は、いずれも前年度実績より減少した(いずれも過去5か年度で最小となった)。風雨等の影響がみられた北海道を除き、いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

表33 (全国、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.11	0.28	0.19	0.13	0.10	0.16
	作業停電	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03
	合計●	0.14	0.31	0.23	0.17	0.13	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	12	221	82	24	7	69
	作業停電	3	4	3	3	3	3
	合計●	16	225	86	27	10	73

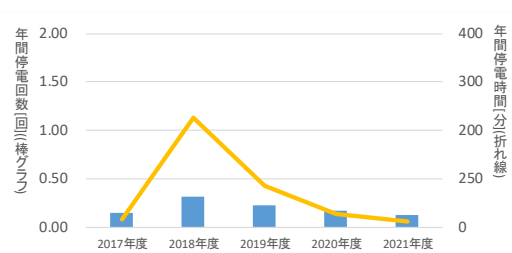


図19 (全国、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	1.19	0.11	0.09	0.14	0.33
	作業停電	0.01	α	α	α	α	0.01
	合計●	0.14	1.19	1.19	0.09	0.14	0.55
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	2,154	4	5	12	437
	作業停電	0	α	α	α	α	0
	合計●	10	2,154	4	5	12	437

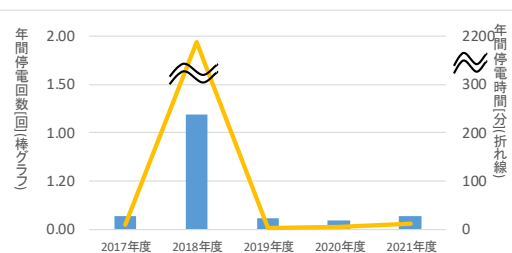


図20 (北海道、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.09	0.11	0.16	0.11	0.12
	作業停電	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.15	0.11	0.12	0.18	0.13	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	7	15	25	15	15
	作業停電	3	2	2	4	2	3
	合計●	13	10	17	29	18	17

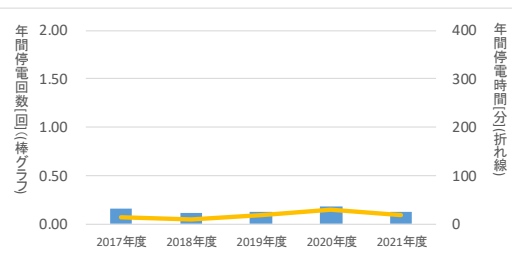


図21 (東北、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績

<sup>12</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは $0 < \alpha < 0.005$ の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは $0 < \alpha < 0.5$ の値である。

表36 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.13	0.33	0.11	0.10	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.03	0.06	0.01	0.02
	合計●	0.10	0.14	0.36	0.17	0.11	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	19	200	7	6	48
	作業停電	1	3	1	1	1	1
	合計●	7	22	201	201	7	87

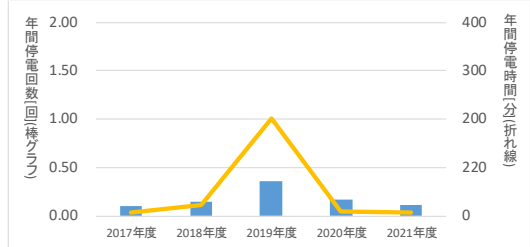


図22 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.39	0.11	0.07	0.09	0.15
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.06
	合計●	0.14	0.45	0.17	0.13	0.14	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	348	32	6	5	80
	作業停電	7	8	8	7	7	7
	合計●	17	356	40	12	12	87

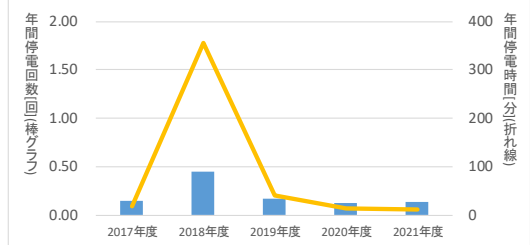


図23 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.06	0.03	0.06	0.04	0.05
	作業停電	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09
	合計●	0.17	0.15	0.13	0.14	0.12	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	11	9	3	7	3	7
	作業停電	15	15	16	15	14	15
	合計●	26	24	19	22	17	21

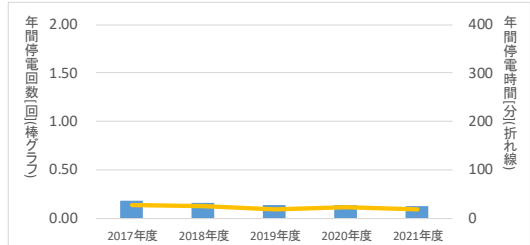


図24 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.40	0.10	0.09	0.08	0.16
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.13	0.41	0.11	0.10	0.10	0.17
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	14	396	5	7	6	85
	作業停電	1	1	1	1	2	1
	合計●	15	397	6	8	7	87

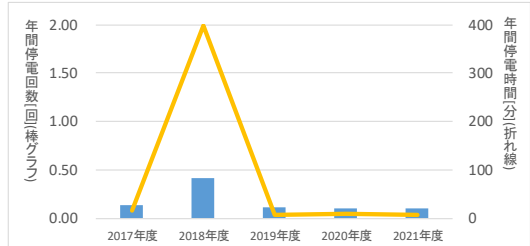


図25 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.14	0.13	0.15	0.15	0.14
	作業停電	0.11	0.09	0.09	0.10	0.08	0.09
	合計●	0.23	0.23	0.21	0.25	0.23	0.23
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	7	24	10	20	10	14
	作業停電	12	10	9	11	9	10
	合計●	19	33	19	31	19	24

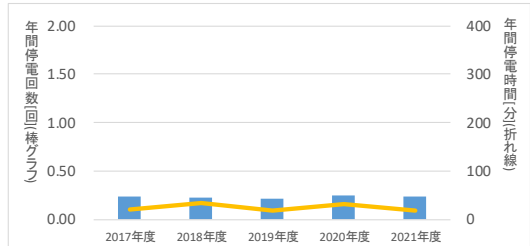


図26 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.19	0.20	0.13	0.14	0.12	0.16
	作業停電	0.16	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15
	合計●	0.36	0.34	0.27	0.28	0.26	0.30
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	21	32	8	10	7	16
	作業停電	17	15	15	15	15	15
	合計●	38	47	23	24	23	31

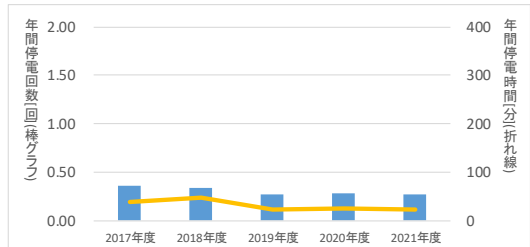


図27 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.14	0.08	0.21	0.07	0.12
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.08	0.14	0.08	0.21	0.07	0.12
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	25	103	15	139	3	57
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	25	103	15	139	3	57

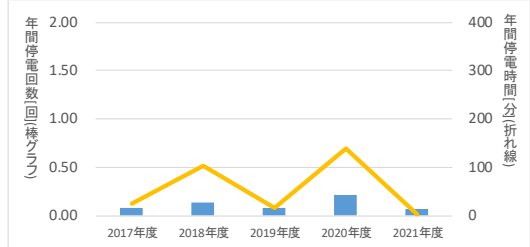


図28 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.98	3.62	1.11	1.12	0.57	1.48
	作業停電	0.07	0.07	0.05	0.06	0.05	0.06
	合計●	1.05	3.69	1.17	1.18	0.61	1.54
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	117	1,269	215	90	40	346
	作業停電	7	6	6	11	5	7
	合計●	124	1,275	221	101	45	353

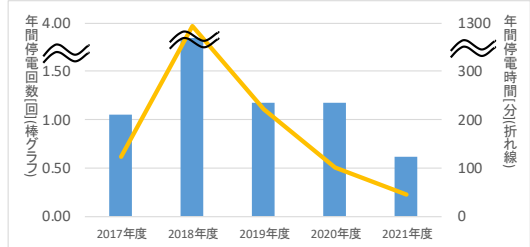


図29 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2021年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>13</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間 1需要家あたり 回数「回」	事故停電	電源側	0.07	0.02	0.07	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.15	
		高圧配電線	0.07	0.08	0.04	0.05	0.03	0.06	0.11	0.10	0.04	0.40	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.14	0.11	0.10	0.09	0.04	0.08	0.15	0.12	0.07	0.56	0.10
	作業停電	電源側	0.00	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.01	0.01	0.04	0.07	0.01	0.06	0.08	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.02	0.01	0.02	0.06	0.00	0.03	
		計	α	0.02	0.01	0.05	0.08	0.01	0.08	0.14	0.00	0.05	0.03
	合計	電源側	0.07	0.02	0.07	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.15	
		高圧配電線	0.07	0.10	0.04	0.09	0.10	0.07	0.17	0.19	0.04	0.42	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.04	
		計	0.14	0.13	0.11	0.14	0.12	0.10	0.23	0.26	0.07	0.61	0.13
年間 1需要家あたり 時間「分」	事故停電	電源側	5	6	2	α	α	1	1	α	1	4	
		高圧配電線	7	8	3	4	2	4	8	6	2	32	
		低圧配電線	α	2	α	1	1	α	1	1	α	4	
		計	12	15	6	5	3	6	10	7	3	40	7
	作業停電	電源側	0	α	α	0	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	2	1	5	12	1	8	11	0	2	
		低圧配電線	α	1	α	2	2	α	1	4	0	3	
		計	α	2	1	7	14	2	9	15	0	5	3
	合計	電源側	5	6	2	α	α	1	1	α	1	4	
		高圧配電線	7	9	4	9	14	6	16	18	2	34	
		低圧配電線	α	2	α	3	3	1	2	5	α	7	
		計	12	18	7	12	17	7	19	23	3	45	10

※全国値の集約については、停電時間は各エリア毎に加重平均し、全国停電時間合計値で割った値としており、その値から、全国の一軒あたりの回数及び停電時間を算出している。

<sup>13</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。また、データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2021 年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、全エリアで各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して 100%となった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、電気事業法施行規則の規定に基づく電圧の測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。全ての供給区域において維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1 需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数（11,563 件）は、前年度を下回る水準であり、3 年連続で減少した。いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計 27 件と、前年度より 8 件増加した。原因別では、自然現象によるものが 17 件と、前年度より 12 件増加した。大きな要因として、地震が挙げられ、地震による供給支障 9 件のうち 8 件が東北エリアにおける 2022 年 3 月の福島県沖地震によるものであった。一方、設備不備・保守不備等によるものは減少した。

全国の 1 需要家あたりの年間停電回数（0.13 回）と年間停電時間（10 分）は、いずれも前年度実績より減少した（いずれも過去 5 か年度で最小となった）。風雨等の影響がみられた北海道を除き、いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

以上から、2021 年度において、周波数、電圧及び停電に関する電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し、年 1 回公表していく。

## (参考) 米国主要州との需要家停電実績の比較 (2017~2021 年)

2017~2021 年の日本及び米国主要州需要家停電時間の比較を表 45 と図 30、停電回数の比較を表 46 と図 31 に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会 (Council of European Energy Regulators: CEER) の公表資料<sup>14</sup>から作成していたが、近年公表を見送られているため今回は掲載しない。また、米国主要州のデータは各州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料<sup>15</sup>から作成した。<sup>16</sup>

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月<sup>17</sup> (1 月又は 4 月)、自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は米国主要州と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

<sup>14</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね 3 年に一度程度、過去 3 年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<参考>・欧州の需要家停電時間(事故及び作業停電合計 2016 年 [分/年・口]) : ドイツ 24 分、イタリア 144 分、フランス 71 分、スペイン 66 分、イギリス 55 分、スウェーデン 94 分、フィンランド 81 分、ノルウェー 129 分  
・欧州の需要家停電回数(事故及び作業停電合計 2016 年 [回/年・口]) : ドイツ 0.59 回、イタリア 2.17 回、フランス 0.22 回、スペイン 1.18 回、イギリス 0.57 回、スウェーデン 1.33 回、フィンランド 1.58 回、ノルウェー 1.89 回

<sup>15</sup> 以下の各資料より引用。

カリフォルニア州 : California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州 : Public Utility Commission of Texas

「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」

<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州 : State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」

<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=20-E-0045&submit=Search>

<sup>16</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社、PacifiCorp 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>17</sup> 日本は 4 月 1 日から翌年 3 月 31 日、欧米各国は 1 月 1 日から当年 12 月 31 日のデータを集計。



表 45 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域		年					集計条件			
		2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除	
日本			16	225	86	76	10	自動再閉路 は除く	低圧	含
		事故停電	12	221	82	72	7			
		作業停電	4	4	3	3	3			
米国	カリフォルニア州		308	266	737	327	355	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	244	201	690	310	330			
		作業停電	64	65	48	18	25			
	テキサス州		522	175	335	356	1136			
		事故停電	509	158	319	343	1121			
		作業停電	13	17	15	13	15			
	ニューヨーク州		270	409	228	538	167			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			

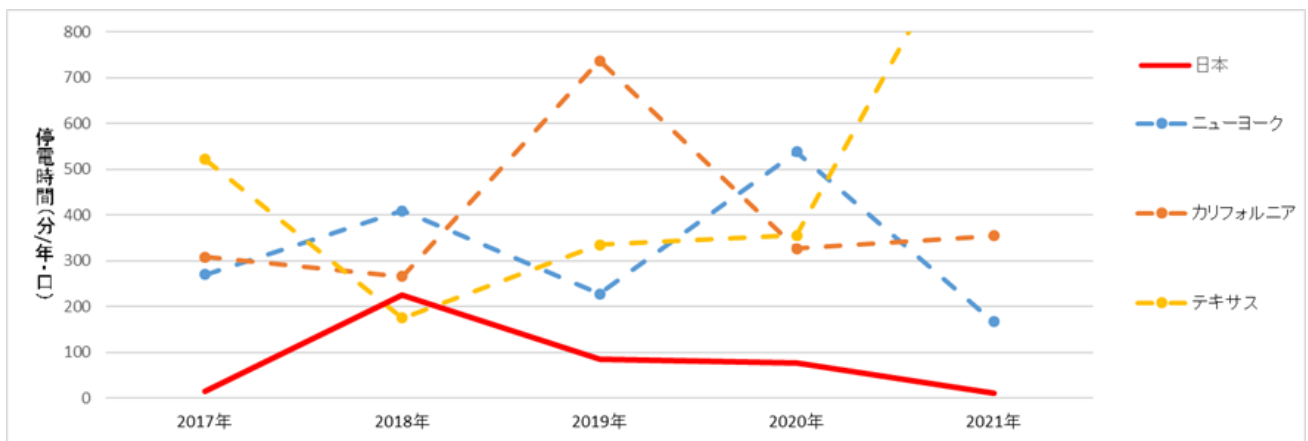


図 30 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電時間

表 46 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域	年					集計条件				
	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		0.14	0.31	0.23	0.21	0.13	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.11	0.28	0.19	0.17	0.10				
	作業停電	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03				
米国	カリフォルニア州		1.46	1.45	1.53	1.26	1.35	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	1.26	0.94	1.37	1.19	1.20			
		作業停電	0.20	0.50	0.16	0.07	0.14			
	テキサス州		1.61	1.54	1.82	1.69	3.01			
		事故停電	1.51	1.40	1.68	1.57	2.88			
		作業停電	0.15	0.13	0.14	0.12	0.13			
	ニューヨーク州		0.85	1.01	0.88	1.06	0.85			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			

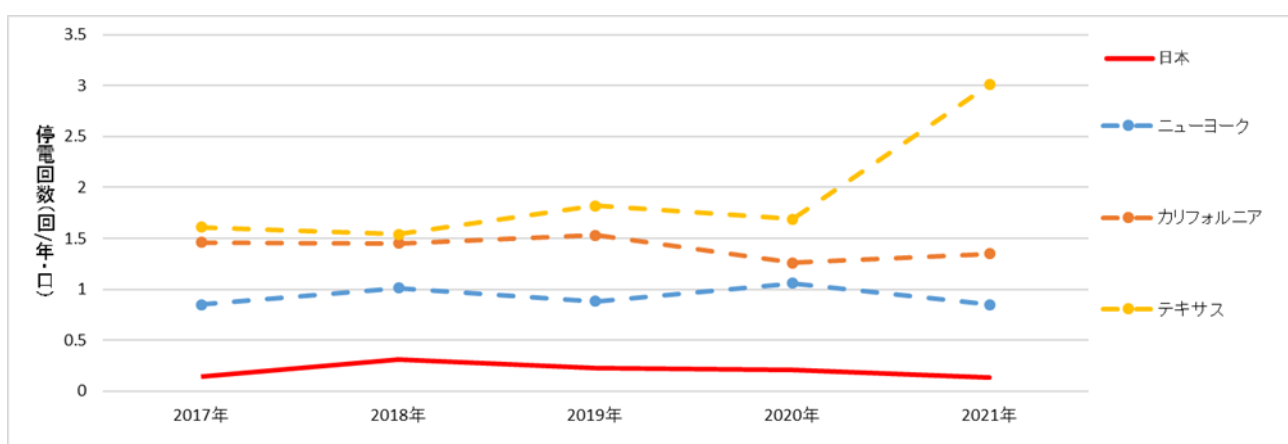


図 31 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電回数

(blank)

(別紙6)

# 電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2019年度版 -

2020年1月



電力広域の運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN



## はじめに

本機関は、電気事業の広域的運営を推進するため、安定供給の確保や電力系統の公平、効率的な利用環境の整備等、幅広い業務を担っている。その一環として、本機関は業務規程第181条に基づき、本機関が本年度公表してきた個別の報告書等の要点を取りまとめ、年次報告書として公表する。

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2018年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する報告、電力系統に関する概況を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、2018年度の系統アクセス業務に関する実績を掲載する。

中長期の安定供給の確保に関しては、2019～2028年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する2020年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

本報告書が、電気事業に携わる関係者の皆さま、加えて電気事業や電気の安定供給にご関心をお持ちの皆さまのご参考となれば幸いです。

## 目次

### I. 電力需給

電力需給（2018 年度実績）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokuiyukyu\\_denryokukeitou\\_gaikyo.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokuiyukyu_denryokukeitou_gaikyo.pdf)

電気の質に関する報告書（2018 年度実績；2023 年 11 月 29 日一部訂正）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denki\\_no\\_shitsu\\_2018\\_231129.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denki_no_shitsu_2018_231129.pdf)

### II. 電力系統の状況

電力系統に関する概況（2018 年度実績；電力需給及び電力系統に関する概況の後半部分）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokuiyukyu\\_denryokukeitou\\_gaikyo.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokuiyukyu_denryokukeitou_gaikyo.pdf)

### III. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ（2018 年度受付・回答分）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/190530\\_accessjisseki.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/190530_accessjisseki.pdf)

### IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に関する見通し及び課題

2019 年度供給計画の取りまとめ

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/nenjihoukokusho\\_2019\\_kyokyuukeikaku\\_190329.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/nenjihoukokusho_2019_kyokyuukeikaku_190329.pdf)

### V. 各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等の評価及び検証並びに必要な応じた見直しの内容

2020 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/20190724\\_chousei\\_hitsuyoryo\\_kentoukekka.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/20190724_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf)

### VI. 調査研究

需給調整市場に関する諸外国調査

「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」（18. 7. 19）

[http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei\\_kaigaicyousa\\_houkokusyo.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf)

広域系統整備方針に関する諸外国調査

平成 30 年度海外調査「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査」（19. 3. 29）

<http://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する系統シミュレーション

「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最終報告」（18. 12. 19）

[http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido\\_kensho/files/181219\\_hokkaido\\_saishu\\_honbun.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/files/181219_hokkaido_saishu_honbun.pdf)

# I . 電力需給

## 電力需給

- 2018 年度実績 -

2019年8月

電力広域的運営推進機関



## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給・電力系統・系統アクセス業務に関する前年度までの実績、供給計画の取りまとめ結果等に基づく翌年度・中長期の電力需給や電力系統に関する見通しと課題等について、年次報告書に取りまとめ、毎年公表することとしている。

電力需給に関する 2018 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を取りまとめ、年次報告書として公表する。

## 目 次

電力需給の実績 .....	4
1. 供給区域と季節断面 .....	4
2. 気象概況 .....	5
3. 最大需要電力 .....	6
4. 需要電力量 .....	8
5. 負荷率 .....	10
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況 .....	12
7. 最小需要電力の発生状況 .....	14
8. 日最大需要電力量の発生状況 .....	15
9. 広域機関による指示・調整の実績 .....	16
10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績	21
まとめ .....	24

(備考)

- ・業務規程に関する記述は、平成 31 年 4 月 1 日変更認可版を参照している。
- ・第1章に掲載の数値は、「送電端値(発電所から送配電系統に送電される電力量)」で表している。

# 電力需給の実績

## 1. 供給区域と季節断面

### (1) 供給区域

一般送配電事業者が託送供給を行う区域のこと。全国に10の供給区域があり、図1-1のように区分される。沖縄以外の供給区域は地域間連系線で結ばれている。

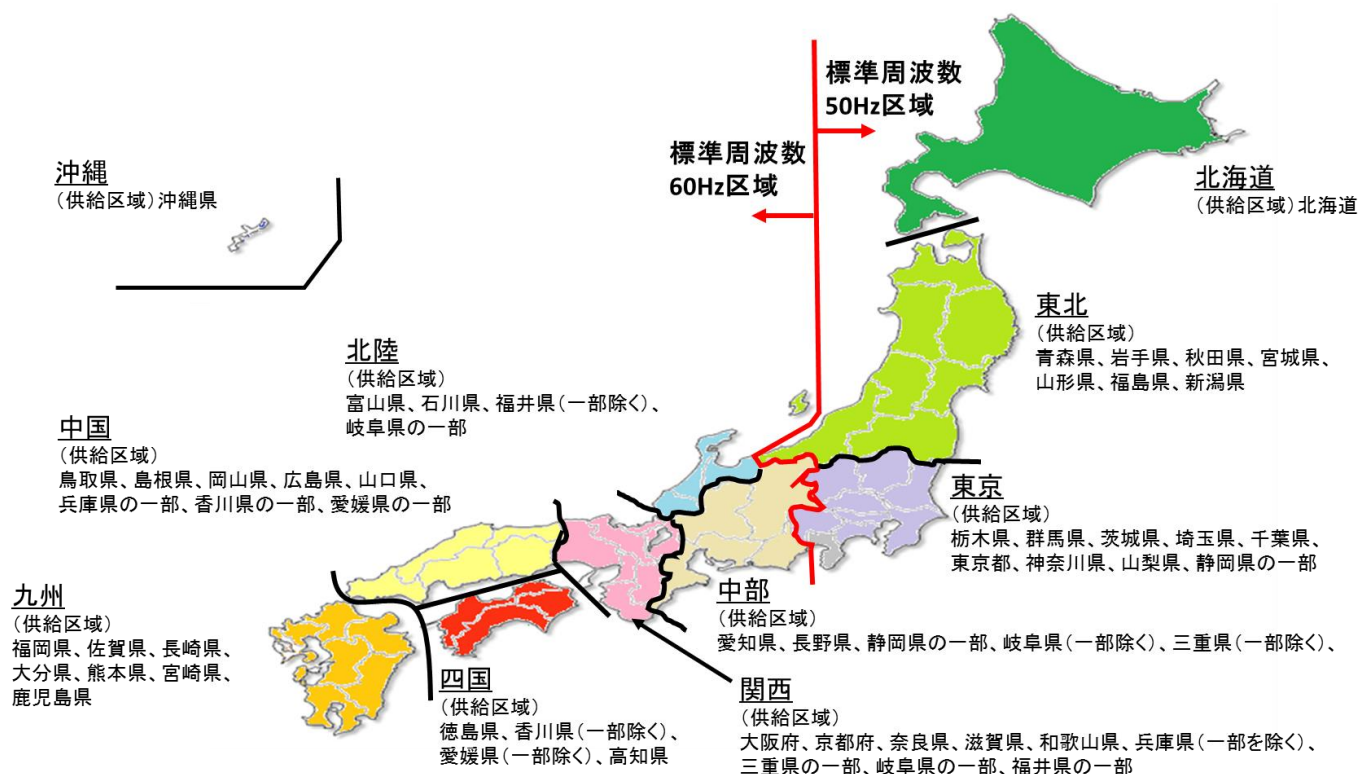


図 1-1 供給区域の区分

### (2) 季節断面

本報告書では以下のとおり、季節断面を定義して使用する。

夏季 : 7月～9月を指す。

冬季 : 12月～2月を指す。

## 2. 気象概況

### (1) 夏(6～8月)の天候

2018年6月～8月の気温平年差及び降水量平年比を表1-1に示す。

- ▶ 太平洋高気圧とチベット高気圧の張り出しがともに強く、晴れて気温が顕著に上昇する日が多かったため、東・西日本は夏の平均気温がかなり高かった。夏の平均気温は東日本で+1.7℃と1946年の統計開始以降で最も高くなり、全国の気象官署153地点のうち48地点で最も高い値を記録した(最も高い値が同じで複数の場合を含む)。
- ▶ 6月終わりから7月はじめにかけて、活動の活発な梅雨前線や台風第7号の影響を受けて西日本を中心に全国の広い範囲で記録的な大雨となり、「平成30年7月豪雨」が発生した。このほかにも、台風や前線などにより全国各地で大雨が発生した。
- ▶ 北日本日本海側は梅雨前線や秋雨前線の影響で、西日本太平洋側と沖縄・奄美は台風や梅雨前線の影響で記録的な大雨の日があったため、夏の降水量がかなり多かった。沖縄・奄美の夏の降水量は、1946年の統計開始以降で最も多くなった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2018年6月～8月)

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]
北日本	+0.6	+43
東日本	+1.7	-7
西日本	+1.1	+16
沖縄・奄美	±0.0	+77

### (2) 冬(12月～2月)の天候

2018年12月～2019年2月の気温平年差、降水量平年比、及び降雪量平年比を表1-2に示す。

- ▶ 東・西日本と沖縄・奄美では、北からの寒気の影響は弱く、冬の平均気温はかなり高くなった。特に、沖縄・奄美では冬の平均気温の平年差が+1.8℃となり、冬の平均気温として最も高くなった。
- ▶ 北・東日本では、発達した低気圧や湿った空気の影響を受けにくく、冬の降水量は少なく、北日本太平洋側ではかなり少なくなった。一方、沖縄・奄美では、暖かく湿った空気の影響で、冬の降水量は多くなった。
- ▶ 北・東・西日本日本海側の冬の降雪量はかなり少なく、西日本日本海側は記録的な少雪となった。

表1-2 地域平均平年差(比)(2018年12月～2019年2月)

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	+0.4	-24	-36
東日本	+1.1	-26	-74
西日本	+1.3	+4	-89
沖縄・奄美	+1.8	+19	-

参考: 気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(平成30年9月3日): [http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko180608\\_besshi.pdf](http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko180608_besshi.pdf)

冬(12～2月)の天候(平成31年3月1日): [http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko191202\\_besshi.pdf](http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko191202_besshi.pdf)

### 3. 最大需要電力

最大需要電力とは、ある期間(日、月、年)に最も多く使用した電力のことをいう。2018年度の月別・供給区域別の最大需要電力を表1-3に、月別の全国最大需要電力を図1-2に、供給区域別の年度最大需要電力を図1-3に示す。なお、本資料では1時間単位の電力量の最大値を最大需要電力としている。

なお、表1-3につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

表1-3 月別・供給区域別の最大需要電力<sup>1</sup>

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	407	362	364	442	416	383	396	447	504	517	542	431
東北	1,049	1,014	1,178	1,357	1,426	1,173	1,034	1,143	1,303	1,367	1,361	1,185
東京	3,638	3,971	4,727	5,653	5,614	4,766	4,123	3,824	4,702	4,918	4,868	4,303
中部	1,777	1,936	2,130	2,607	2,622	2,248	1,911	1,833	2,148	2,345	2,230	2,034
北陸	404	395	440	517	521	455	375	399	468	494	503	433
関西	1,831	1,993	2,315	2,865	2,801	2,400	1,932	1,904	2,231	2,432	2,346	2,084
中国	772	769	875	1,106	1,086	960	787	818	971	999	964	852
四国	332	354	426	536	525	443	368	359	422	448	426	395
九州	1,085	1,145	1,273	1,601	1,588	1,394	1,156	1,129	1,319	1,336	1,311	1,166
沖縄	104	131	150	144	145	151	114	106	115	96	94	95
全国	10,969	11,967	13,584	16,432	16,482	13,871	11,541	11,819	13,768	14,603	14,417	12,457

<sup>1</sup> 表中の「全国」は、全国単位の最大需要電力を表す。(供給区域別の最大需要電力の合計ではない。)

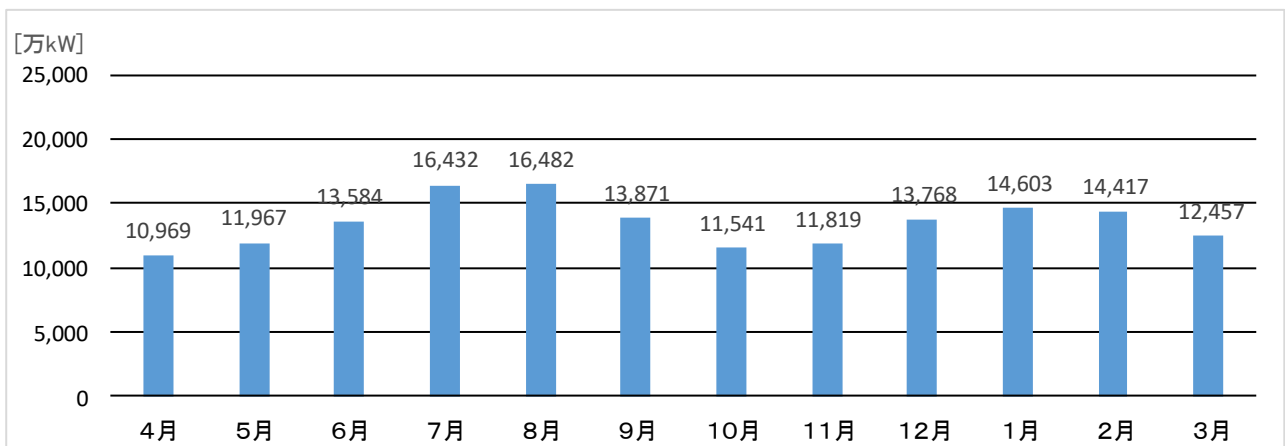


図 1-2 月別の全国最大需要電力

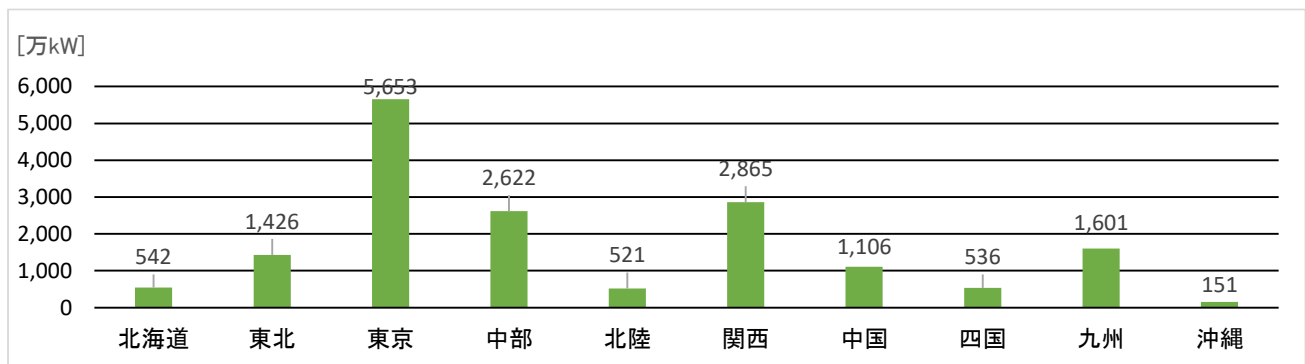


図 1-3 供給区域別の年度最大需要電力

## 4. 需要電力量

2018年度の月別・供給区域別の需要電力量を表1-4に、月別の全国需要電力量を図1-4に、供給区域別の年度計需要電力量を図1-5に示す。

なお、表1-4につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

表1-4 月別・供給区域別の需要電力量<sup>2</sup>

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,383	2,276	2,195	2,396	2,368	2,051	2,314	2,532	3,146	3,246	2,914	2,762	30,583
東北	6,240	6,109	6,233	7,235	6,963	6,093	6,311	6,645	7,906	8,369	7,434	7,250	82,787
東京	20,762	21,348	22,570	28,795	28,083	22,928	22,040	21,700	25,794	27,320	24,290	23,758	289,387
中部	9,947	10,053	10,753	13,143	12,782	10,922	10,611	10,487	11,837	12,537	11,375	11,509	135,957
北陸	2,263	2,200	2,268	2,739	2,648	2,267	2,303	2,377	2,763	2,914	2,618	2,592	29,953
関西	10,514	11,000	11,299	14,331	14,187	11,462	10,872	11,015	12,668	13,465	12,084	12,100	144,997
中国	4,501	4,458	4,665	5,735	5,840	4,818	4,688	4,795	5,530	5,775	5,183	5,084	61,073
四国	1,994	2,033	2,134	2,640	2,668	2,199	2,110	2,086	2,414	2,538	2,272	2,294	27,382
九州	6,283	6,506	6,827	8,450	8,702	7,001	6,466	6,572	7,663	7,905	6,991	7,064	86,431
沖縄	571	692	780	811	836	784	631	587	590	567	519	556	7,924
全国	65,458	66,677	69,723	86,276	85,076	70,524	68,345	68,795	80,311	84,636	75,681	74,970	896,473

<sup>2</sup> 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

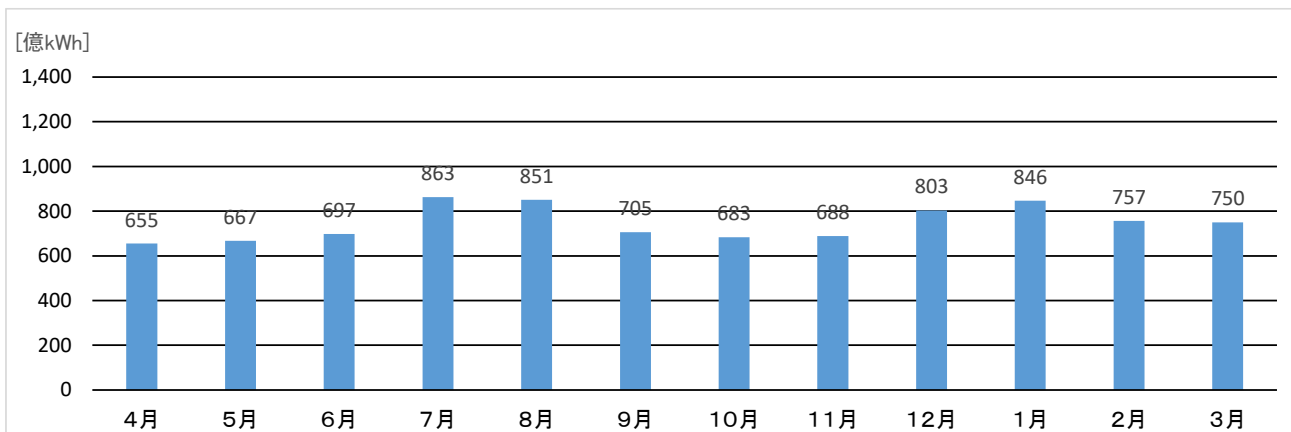


図 1-4 月別の全国需要電力量

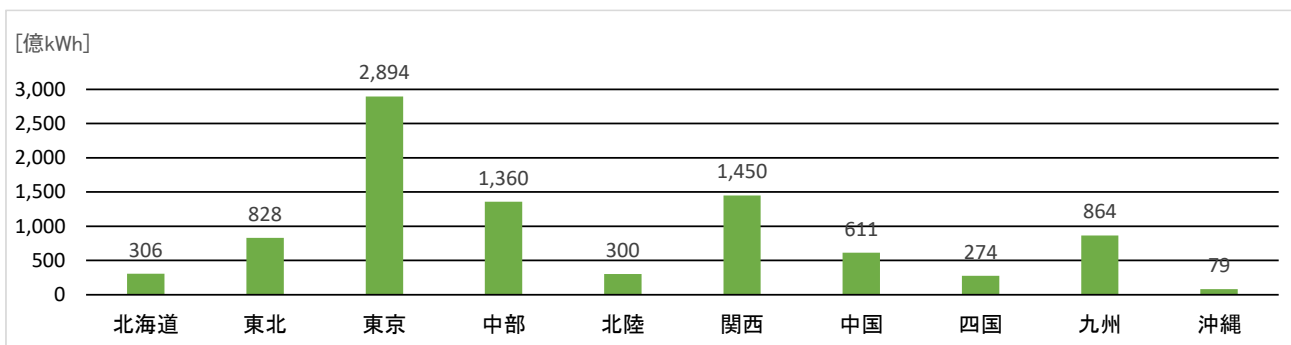


図 1-5 供給区域別の年度計需要電力量



## 5. 負荷率

負荷率とは、一定期間の最大需要電力に対する、平均需要電力の比率のことをいう。2018年度の月別・供給区域別の負荷率を表1-5に、月別の全国負荷率を図1-6に、供給区域別の負荷率を図1-7に示す。

なお、表1-5につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

表1-5 月別・供給区域別の負荷率<sup>3</sup>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	81.4	84.5	83.7	72.8	76.4	80.0	78.5	78.7	83.9	84.4	80.0	86.2	65.0
東北	82.6	80.9	73.5	71.7	65.6	72.1	82.1	80.8	81.6	82.3	81.3	82.2	66.3
東京	79.3	72.3	66.3	68.5	67.2	66.8	71.8	78.8	73.7	74.7	74.3	74.2	58.4
中部	77.7	69.8	70.1	67.8	65.5	67.5	74.6	79.4	74.1	71.9	75.9	76.0	59.2
北陸	77.8	74.9	71.5	71.2	68.3	69.2	82.5	82.7	79.4	79.2	77.4	80.5	65.6
関西	79.8	74.2	67.8	67.2	68.1	66.3	75.7	80.3	76.3	74.4	76.7	78.0	57.8
中国	81.0	77.9	74.1	69.7	72.3	69.7	80.1	81.5	76.6	77.7	80.0	80.2	63.1
四国	83.5	77.1	69.6	66.2	68.3	68.9	77.1	80.6	77.0	76.1	79.4	78.0	58.3
九州	80.4	76.4	74.5	70.9	73.7	69.8	75.2	80.8	78.1	79.6	79.3	81.4	61.6
沖縄	76.3	71.2	72.4	75.5	77.3	72.3	74.1	77.2	68.9	79.5	81.9	78.5	60.1
全国	82.9	74.9	71.3	70.6	69.4	70.8	79.6	80.8	78.4	77.9	78.1	80.9	62.1

北海道区域及び全国:北海道胆振東部地震に伴い、地震発生以降、「できる限りの節電」をお願いした期間(9月6日～19日)を除き算出している。<sup>4</sup>

なお、上記期間も含めた北海道及び全国の負荷率は

- ・9月:北海道74.3%、全国70.6%
  - ・年度:北海道64.4%、全国62.1%
- である。

<sup>3</sup> 表中の「全国」は、全国単位の負荷率を表す。(供給区域別の数値の平均ではない。)

$$\text{月負荷率} = \frac{\text{月間電力量}}{\text{月間最大電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{月間日数})}$$

$$\text{年負荷率} = \frac{\text{年間電力量}}{\text{年間最大電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{年間日数})}$$

<sup>4</sup> 北海道電力苫東厚真1号機の定格運転が可能な状態が確保されたことにより、9月20日以降、例年のように冬に向けて「無理のない範囲での節電」へ変更された。

参考:資源エネルギー庁 平成30年9月21日 北海道における節電の取組について

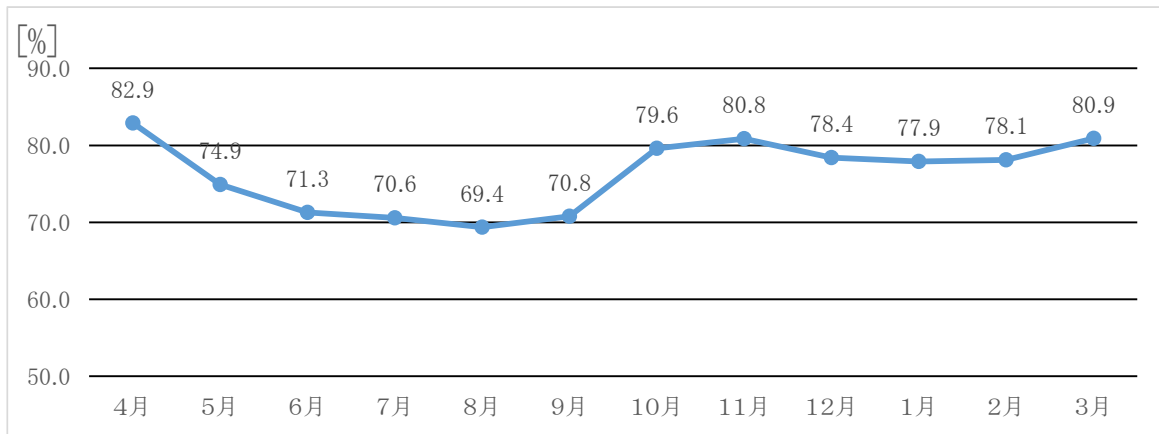


図 1-6 月別の全国負荷率



図 1-7 供給区域別の負荷率

## 6. 最大需要電力発生時の電力需給状況

### (1) 夏季(7～9月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2018年度夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表 1-6 に示す。

表 1-6 夏季最大需要電力<sup>5</sup>

	2018年度									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [°C]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	442	7/31	火	17	33.9	561	118	26.8	8,779	82.7%
東北	1,426	8/23	木	15	34.3	1,691	265	18.6	27,301	79.8%
東京	5,653	7/23	月	15	39.0	6,091	438	7.7	107,220	79.0%
中部	2,622	8/6	月	15	39.4	2,847	225	8.6	48,120	76.5%
北陸	521	8/22	水	15	39.5	574	53	10.2	10,048	80.4%
関西	2,865	7/19	木	17	38.0	3,018	153	5.3	54,187	78.8%
中国	1,106	7/23	月	17	35.4	1,228	122	11.0	20,855	78.6%
四国	536	7/24	火	17	37.7	583	46	8.6	9,820	76.3%
九州	1,601	7/26	木	15	35.3	1,928	327	20.4	31,402	81.7%
沖縄	151	9/21	金	12	32.1	204	53	35.2	2,900	80.2%
全国	16,482	8/3	金	15	-	18,749	2,267	13.8	315,434	79.7%

<sup>5</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地における気象庁データによる。(ただし沖縄是那覇市におけるデータ。)

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{日最大電力} \times 24[\text{h}]}$$

表中の「供給力」とは、最大需要電力発生時に発電できる最大電力であり、発電設備量の合計から、メンテナンスなどによる発電機停止、河川の水量減少などによる出力低下、その他発電機の計画外停止などを差し引いたものをいう。

(2) 冬季(12~2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2018年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表1-7に示す。

表1-7 冬季最大需要電力<sup>4</sup>

	2018年度									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [°C]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	542	2/8	金	10	-11.5	600	58	10.7	12,193	93.7%
東北	1,367	1/24	木	18	0.3	1,616	248	18.2	29,905	91.1%
東京	4,918	1/10	木	19	2.0	5,212	294	6.0	102,477	86.8%
中部	2,345	1/10	木	10	1.8	2,440	96	4.1	48,097	85.5%
北陸	503	2/1	金	10	1.2	601	97	19.3	10,700	88.6%
関西	2,432	1/10	木	10	4.8	2,536	104	4.3	49,708	85.2%
中国	999	1/10	木	10	4.6	1,065	67	6.7	20,873	87.1%
四国	448	1/10	木	10	5.6	475	26	5.9	9,166	85.2%
九州	1,336	1/17	木	19	6.1	1,451	115	8.6	28,243	88.1%
沖縄	115	12/4	火	14	24.8	150	35	30.1	2,222	80.4%
全国	14,603	1/10	木	10	-	16,104	1,501	10.3	308,436	88.0%

## 7. 最小需要電力の発生状況

最小需要電力の発生状況について表1-8 に示す。

表1-8 最小需要電力<sup>6</sup>

	2018年度					
	最小需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [°C]	日量 [万kWh]
北海道 (震災期間除き)	246	6/10	日	8	12.5	6,481
東北	632	5/6	日	1	18.1	16,986
東京	1,984	5/6	日	7	21.0	57,874
中部	880	5/4	金	2	15.6	23,701
北陸	208	5/6	日	1	19.2	5,590
関西	1,053	5/6	日	8	19.3	29,372
中国	439	5/6	日	1	15.7	12,254
四国	195	5/6	日	8	16.7	5,491
九州	653	5/6	日	1	18.2	18,309
沖縄	45	9/30	日	3	26.3	1,620
全国	6,496	5/6	日	2	-	179,863

北海道区域については、地震発生以降、政府が「できる限りの節電」をお願いした期間を除き記載している。

<sup>6</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地における気象庁データによる。  
(ただし沖縄は那覇市におけるデータ)

## 8. 日最大需要電力量の発生状況

2018年度夏季(7～9月)の日最大需要電力量の発生状況について表1-9に、冬季(12～2月)について表1-10に示す。<sup>7</sup>

表1-9 夏季日最大需要電力量

	2018年度(送電端)			
	日最大需要電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	8,779	7/31	火	27.9
東北	27,301	8/23	木	28.3
東京	107,652	8/2	木	31.2
中部	49,618	7/18	水	32.0
北陸	10,084	8/2	木	30.3
関西	54,187	7/19	木	31.9
中国	21,341	7/24	火	32.0
四国	10,110	7/24	火	32.6
九州	31,402	7/26	木	31.0
沖縄	2,932	7/31	火	29.3
全国	316,457	7/24	火	-

表1-10 冬季日最大需要電力量

	2018年度(送電端)			
	日最大需要電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	12,193	2/8	金	-11.5
東北	29,931	2/8	金	-0.4
東京	102,477	1/10	木	2.0
中部	48,097	1/10	木	1.8
北陸	10,759	2/14	木	0.9
関西	49,708	1/10	木	4.8
中国	20,873	1/10	木	4.6
四国	9,175	2/15	金	4.3
九州	28,243	1/17	木	6.1
沖縄	2,222	12/4	火	24.8
全国	308,436	1/10	木	-

<sup>7</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地における気象庁データによる。(ただし沖縄は那覇市におけるデータ。)

## 9. 広域機関による指示・調整の実績

### 指示

本機関は、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項の規定に基づき、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、会員（電気事業者）に対し、需給状況を改善するための指示を行うことができる。2018 年度、業務規程第 111 条第 1 項第 1～3 号の規定に基づき、表 1-11 のとおり電力融通の指示を実施した。<sup>8 9</sup> なお、本機関は他にも、同項第 4、5 号の規定に基づき電気工作物の貸し渡し等及びその他必要な措置について指示を行うことができるが実績が無かった。

### 調整

9 月 30 日に初めて九州電力株式会社より下げ調整力不足時の対応として長周期広域周波数調整の要請を受け、対象連系線の未利用領域（空容量）を活用して、九州エリアの再生可能エネルギー発電設備の発生電力を中国以東のエリアへ送電するため、長周期広域周波数調整<sup>10</sup>を実施した。<sup>11</sup> なお、2018 年度の長周期広域周波数調整は計 56 回であった。

表 1-11 広域機関による指示の実施

①	日時	7 月 18 日 15 時 41 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、関西電力に 16 時～17 時の間、7 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・中部電力は、関西電力に 16 時～17 時の間、50 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・北陸電力は、関西電力に 16 時～17 時の間、10 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・中国電力は、関西電力に 16 時～17 時の間、20 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、関西電力に 16 時～17 時の間、13 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・関西電力は、東京電力パワーグリッド、中部電力、北陸電力、中国電力、四国電力から 16 時～17 時の間、100 万 kW の電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
②	日時	9 月 7 日 4 時 44 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に 5 時 30 分～24 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に 15 時 00 分～17 時の間と 22 時～24 時の間、10 万 kW の電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから 5 時 30 分～24 時の間、最大 30 万 kW の電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018 年 9 月 6 日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため

<sup>8</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/index.html>

<sup>9</sup> 表 1-11 左端の丸付番号は、本機関 HP の公表形式に準ずる <http://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/index.html>

<sup>10</sup> 供給区域の下げ調整力が不足し又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整のこと。

<sup>11</sup> [https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2018/181001\\_sagechouseiryoku\\_yousei.html](https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2018/181001_sagechouseiryoku_yousei.html)

③	日時	9月7日 19時54分
	指示 内容	・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に21時～24時の間、最大28万kWの電気を供給すること ・北海道電力は、東京電力パワーグリッドから21時～24時の間、最大28万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
④	日時	9月7日 22時36分
	指示 内容	・東北電力は、北海道電力に9月8日0時～24時の間、20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月8日0時～24時の間、40万kWの電気を供給すること ・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月8日0時～24時の間、60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑤	日時	9月8日 20時31分
	指示 内容	・東北電力は、北海道電力に9月9日0時～24時の間、20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月9日0時～24時の間、40万kWの電気を供給すること ・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月9日0時～24時の間、60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑥	日時	9月9日 19時45分
	指示 内容	・東北電力は、北海道電力に9月10日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月10日7時～23時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月10日0時～24時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑦	日時	9月10日 22時20分
	指示 内容	・東北電力は、北海道電力に9月11日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月11日7時～23時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月11日0時～24時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため



⑧	日時	9月11日 19時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月12日3時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月12日9時～23時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月12日3時～24時の間、最大40万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑨	日時	9月12日 19時26分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月13日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月13日13時～21時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月13日0時～24時の間、最大30万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑩	日時	9月13日 21時2分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月14日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月14日14時～22時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月14日0時～24時の間、最大30万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑪	日時	9月14日 21時20分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月15日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月15日14時～21時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月15日0時～24時の間、最大30万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑫	日時	9月15日 18時30分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月16日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月16日16時～23時の間、最大5万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月16日0時～24時の間、最大25万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため

⑬	日時	9月16日 19時7分
	指示 内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月17日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力に9月17日15時～22時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力、東京電力パワーグリッドから9月17日0時～24時の間、最大30万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑭	日時	9月17日 18時47分
	指示 内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月18日0時～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力から9月18日0時～24時の間、最大20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑮	日時	9月18日 19時52分
	指示 内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月19日16時～22時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力から9月19日16時～22時の間、最大20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑯	日時	9月19日 19時50分
	指示 内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月20日16時～22時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力から9月20日16時～22時の間、最大20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑰	日時	9月20日 18時49分
	指示 内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、北海道電力に9月21日16時～22時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北海道電力は、東北電力から9月21日16時～22時の間、最大20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震による、北海道電力管内の供給力減少に対し、広域的な融通により供給力の増加をはかるため
⑱ 及び ⑲	日時	10月17日 15時38分 及び 19時30分
	指示 内容	<p>15時38分</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力は、四国電力に10月17日16時30分～21時の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、関西電力から10月17日16時30分～21時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> <p>19時30分</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力は、四国電力に10月17日21時～24時の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、関西電力から10月17日21時～24時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	電源トラブルに伴い、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

⑳ 及び ㉑	日時	10月17日 22時43分 及び 10月18日 10時39分
	指示内容	22時43分 <ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力は、四国電力に10月18日午前0時～12時の間、最大70万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、関西電力から10月18日午前0時～12時の間、最大70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> 10時39分 <ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力は、四国電力に10月18日12時～23時の間、最大70万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、関西電力から10月18日12時～23時の間、最大70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	電源トラブルに伴い、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
㉒	日時	1月10日 8時41分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力は、中部電力に1月10日9時～10時の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力に1月10日9時～12時の間、最大100万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力は、中部電力に1月10日9時～12時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力は、東北電力、東京電力パワーグリッド、北陸電力から1月10日9時～12時の間、105万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
㉓、 ㉔ 及び ㉕	日時	1月10日 12時50分 13時4分 及び 13時41分
	指示内容	12時50分 <ul style="list-style-type: none"> <li>・中国電力は、中部電力に1月10日13時～13時30分の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力は、中国電力から1月10日13時～13時30分の間、20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> 13時4分 <ul style="list-style-type: none"> <li>・中国電力は、中部電力に1月10日13時30分～14時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、中部電力に1月10日13時30分～14時の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力は、中国電力、四国電力から1月10日13時30分～14時の間、50万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> 13時41分 <ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力は、中部電力に1月10日14時～20時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力は、中部電力に1月10日17時～20時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力に1月10日14時～20時の間、50万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力は、中部電力に1月10日14時～20時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力は、中部電力に1月10日14時～17時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力は、中部電力に1月10日14時～16時の間、最大15万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力は、中部電力に1月10日14時30分～20時の間、最大15万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力は、北海道電力、東北電力、東京電力パワーグリッド、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力から1月10日14時～20時の間、105万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

## 10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績

再生可能エネルギー以外の電源を抑制してもなお電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合には、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制の指令が行われることがある。

2018年度の再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績を表1-12から表1-19に示す<sup>12</sup>。表中の本土とは九州本土を指している。また、表中の－は出力抑制の指令が無かったことを示す。

なお、出力抑制の理由は、下げ調整力不足の発生が想定されたためであった。<sup>13</sup> また、抑制時間は9時から16時であった。

表1-12 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2018年4月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
4月1日	120	120	—	—
4月2日	570	—	—	—
4月3日	1,650	—	—	—
4月5日	1,160	—	—	—
4月8日	1,610	650	—	—
4月9日	1,790	—	—	—
4月10日	1,580	420	—	—
4月11日	840	—	—	—
4月13日	2,470	—	—	—
4月15日	640	900	—	—
4月16日	2,170	—	—	—
4月18日	2,510	120	—	—
4月19日	3,250	1,220	—	—
4月20日	3,560	450	—	—
4月21日	3,630	710	—	—
4月22日	1,490	—	—	—
4月25日	650	—	—	—
4月27日	1,490	—	—	—
4月28日	4,120	1,160	—	—
4月29日	2,570	760	—	—

<sup>12</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

<sup>13</sup> 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることのできる余地をいう。

再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

表 1-13 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2018年5月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
5月3日	120	1,440	—	—
5月4日	3,320	1,450	—	—
5月5日	1,140	960	—	—
5月10日	2,710	270	—	—
5月11日	2,860	—	—	—
5月12日	1,520	—	—	—
5月13日	500	—	—	—
5月14日	2,450	420	—	—
5月15日	400	—	—	—

表 1-14 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2018年6月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
6月2日	760	—	—	—
6月12日	370	—	—	—

表 1-15 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2018年10月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
10月13日	—	—	—	42.7
10月14日	—	—	—	61.8
10月18日	210	—	—	—
10月20日	—	—	—	70.3
10月21日	780	—	—	117.6
10月27日	610	—	—	—
10月28日	200	—	—	—

表 1-16 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2018年11月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
11月3日	—	—	—	55.1
11月4日	—	680	—	120.7
11月10日	—	—	—	63.4
11月11日	—	—	—	100.2
11月20日	700	—	—	—
11月23日	400	—	—	—
11月25日	410	—	—	—

表 1-17 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年1月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
1月3日	1,190	—	—	63.1
1月14日	530	—	—	—
1月18日	910	—	—	—
1月21日	470	—	—	—
1月23日	810	—	—	—
1月24日	1,540	—	—	—
1月25日	100	—	—	—
1月27日	1,290	—	—	—
1月29日	160	—	—	—

表 1-18 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年2月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
2月2日	490	—	—	—
2月4日	520	—	—	—
2月6日	780	—	—	—
2月24日	—	—	—	138.4
2月26日	1,880	—	—	—

表 1-19 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年3月)

実施日	場所・抑制量(離島 kW、本土 万kW)			
	種子島	壱岐	徳之島	本土
3月1日	2,860	—	—	—
3月2日	—	—	—	110.6
3月5日	2,300	—	—	78.6
3月8日	2,290	—	—	124.3
3月11日	2,770	—	—	52.7
3月12日	2,690	—	—	121.3
3月13日	2,890	—	370	104.7
3月14日	720	—	—	—
3月15日	—	—	—	37.4
3月16日	3,520	—	—	125.6
3月17日	4,050	750	—	179.8
3月18日	780	—	—	—
3月19日	—	410	—	—
3月20日	1,910	—	—	98.2
3月23日	620	—	—	144.4
3月24日	4,370	830	—	194.0
3月26日	4,120	—	—	132.1
3月27日	4,360	—	240	102.4
3月30日	—	—	—	75.4
3月31日	2,730	340	410	183.2

## まとめ

### 電力需給

電力需給の実績に関しては、最大需要電力、需要電力量、負荷率、最大需要電力発生時の電力需給状況、最小需要電力の発生状況、日最大需要電力の発生状況といった項目に分け取りまとめた。あわせて、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための指示や、一般送配電事業者が「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」に基づき実施した、再生可能エネルギーの出力抑制指令の実施状況も取りまとめた。

# 電気の質に関する報告書

-2018 年度実績-

2020 年 1 月

電力広域的運営推進機関



- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2018 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2018 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I.	周波数に関する実績	28
1.	標準周波数	28
2.	時間滞在率	28
3.	標準周波数に対する調整目標範囲	28
4.	周波数時間滞在率の実績（同期エリア別、2014～2018年度）	29
II.	電圧に関する実績	32
1.	電圧の維持すべき値	32
2.	電圧の測定方法	32
3.	電圧測定実績（全国、2014～2018年度）	32
III.	停電に関する実績	33
1.	事故発生箇所別供給支障件数	33
(1)	停電の状況に関する指標	33
(2)	供給支障件数の実績（全国及び供給区域別、2014～2018年度）	34
2.	原因別供給支障件数	12
(1)	一定規模以上の供給支障の実績	12
(2)	一定規模以上の供給支障の原因分類	13
(3)	一定規模以上の供給支障の原因別件数実績（全国及び供給区域別、2014～2018年度）	39
3.	低圧電灯需要家停電実績	41
(1)	低圧電灯需要家停電実績の指標	41
(2)	低圧電灯需要家停電実績（全国及び供給区域別、2014～2018年度）	42
IV.	まとめ（2018年度 電気の質に関する評価）	44
(参考)	欧米諸国との需要家停電実績の比較（2014～2018年）	46

（訂正箇所）

20231129	P7	表 7(全国、2014～2018 年度) 電圧測定実績	2018 年度の実績値を遡及修正
20211117	P9, P11	表 8・図 9(全国)および 表 14・図 15(関西) (2014～2018 年度)事故発生箇所別 供給支障件数	2018 年度の実績値を遡及修正

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

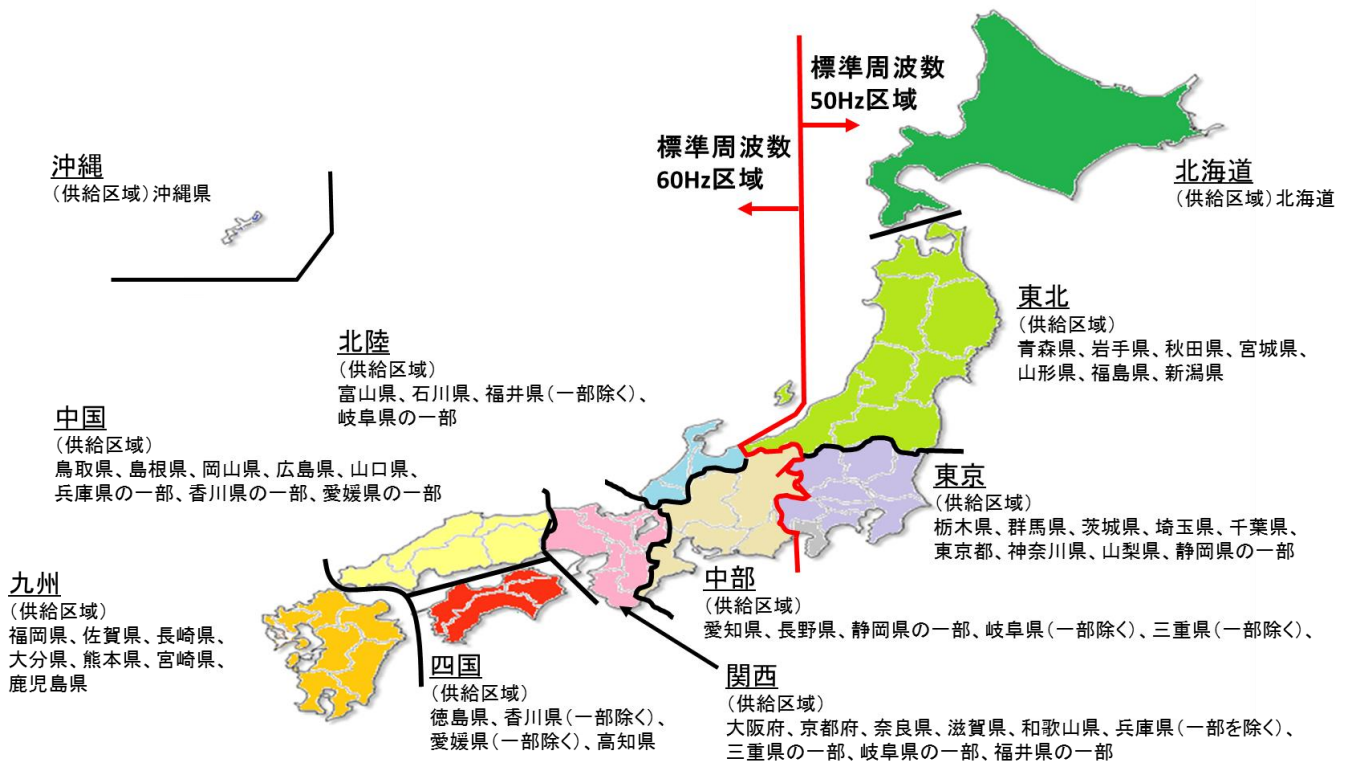


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2014～2018年度)

2014～2018年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

0.1Hz以内に対する周波数時間滞在率は、前年比では北海道、中西地域及び沖縄の3地域で低下しており、またそれらエリアは過去5年で下から2番目の滞在率となった。

次いで、調整目標範囲に対する周波数時間滞在率は、北海道が前年より低下、また過去5年で初めて100%を下回った。

北海道の調整目標範囲に対する時間滞在率を月別及び日別に図6～7に示す。図6のとおり、北海道は9月のみ時間滞在率が100%を下回った。また、図7のとおり9月の時間滞在率低下は9月6日に生じており、北海道胆振東部地震に伴うエリア全域に及ぶ大規模停電（以下「ブラックアウト」とする）の影響が大きい。9月6日の周波数変動を時間帯別に示したものが図8である。ブラックアウト後、中央給電指令所の指令によりブラックスタートの1回目は高見発電所1号発電機より、2回目は新冠発電所1号、2号発電機により行われた。そこでそれらの母線周波数の推移を確認したところ、午前6時30分のブラックスタート2回目以降しばらく周波数が目標範囲を超える場面があったが、供給能力の増加に従い50Hz近辺に安定していった。

##### 【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

(調整目標範囲) … 100.00%

(±0.1Hz以内滞在率目標) … 95.00%以上

表2 (北海道、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.91	99.83	99.96	99.97	99.86
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	99.95
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	99.98
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02

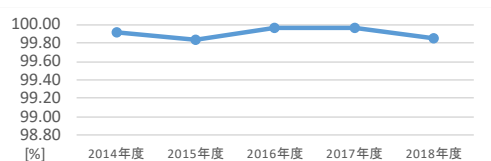


表3 (東地域<sup>1</sup>、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.84	99.85	99.78	99.80	99.84
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

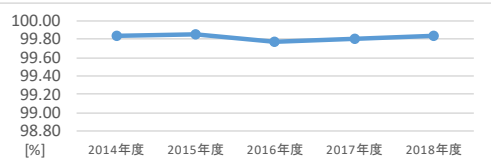


表4 (中西地域<sup>2</sup>、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.17	99.22	99.08	99.17	99.13
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

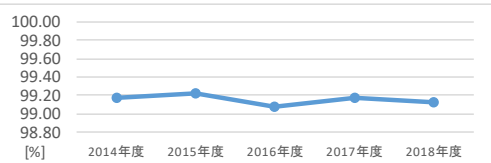
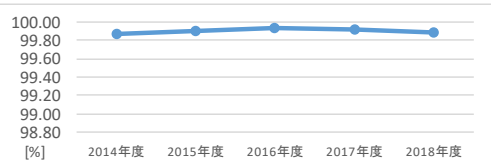


表5 (沖縄、2014～2018年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
0.1Hz以内	99.87	99.89	99.94	99.92	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



<sup>1</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>2</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

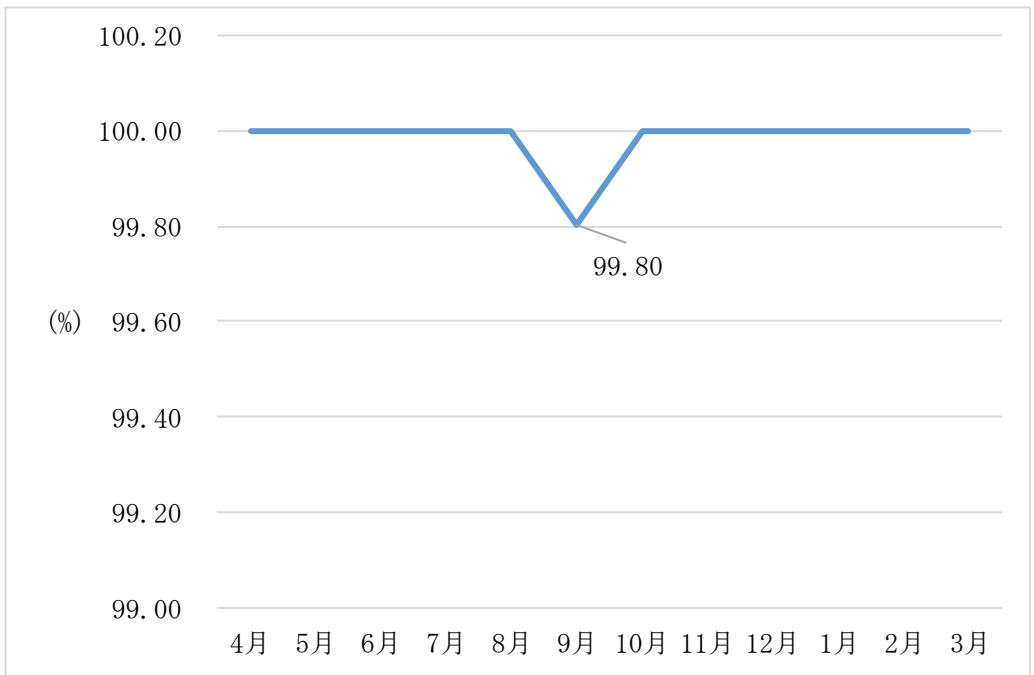


図6 (北海道 2018年度月別) 調整目標範囲に対する周波数滞在率

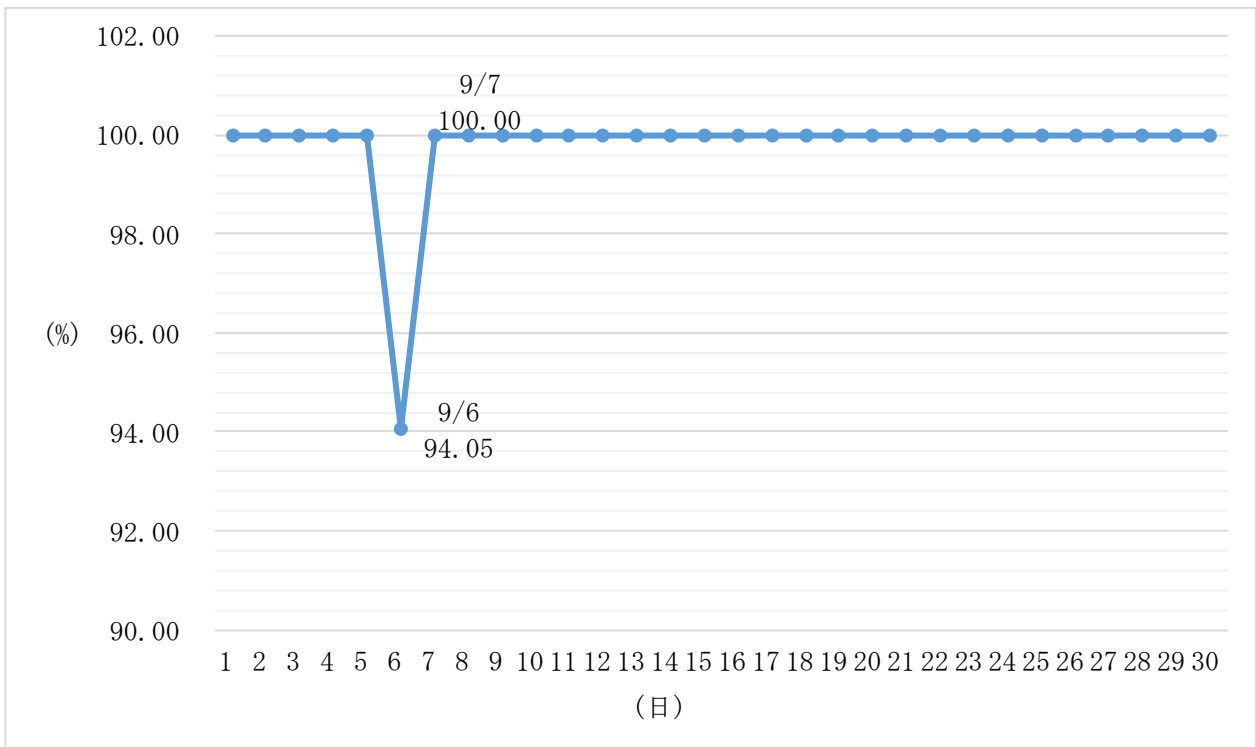


図7 (北海道 2018年度9月日別) 調整目標範囲に対する周波数滞在率

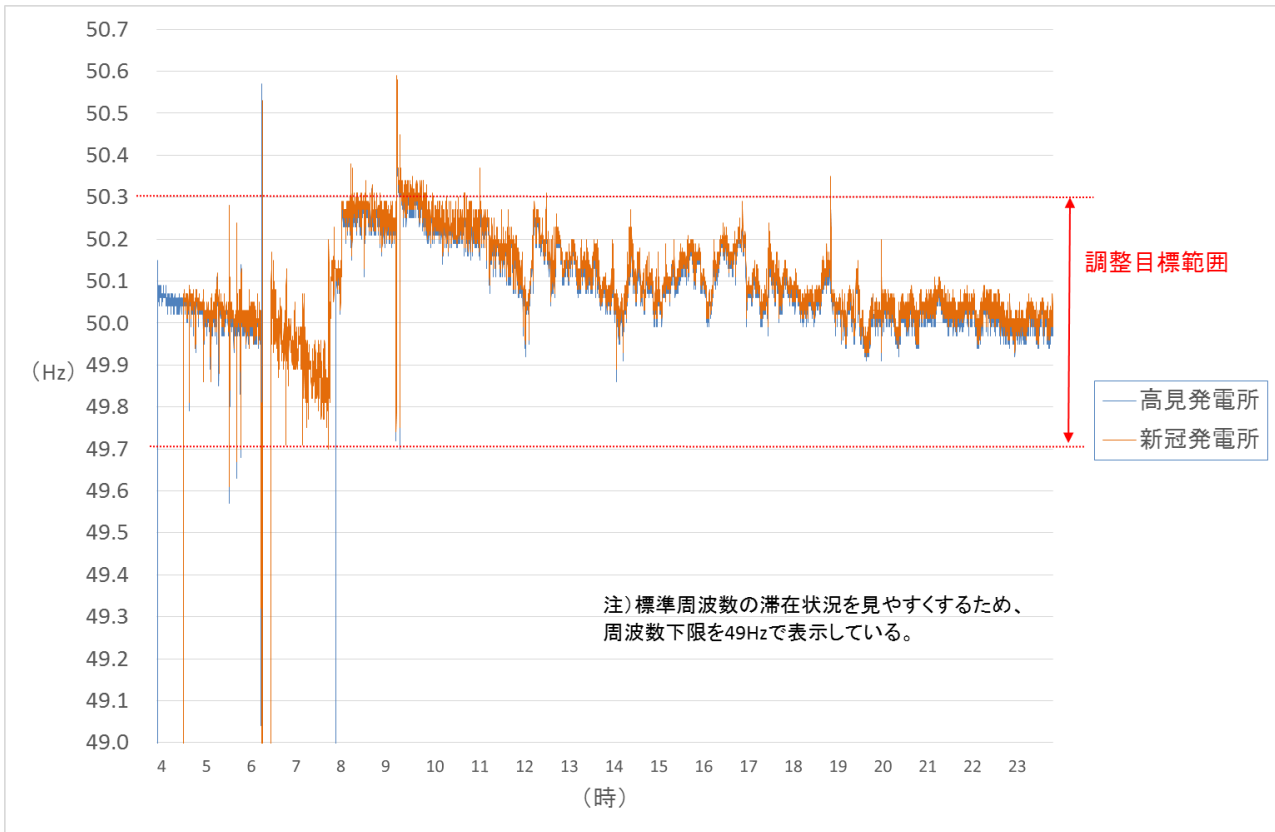


図8 2018年9月6日北海道電力高見発電所, 新冠発電所 母線周波数(Hz, 3秒サンプリング、4:00~24:00)  
平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会から本機関作成

なお、ブラックアウトについては、本機関が行った「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委員会」を参照されたい。<sup>3</sup>

<sup>3</sup> [http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido\\_kensho/index.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/index.html)

## Ⅱ. 電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2014～2018年度）

2014～2018年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。2018年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていた。

表7（全国 2014～2018年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
100V	測定地点数	6,561	6,554	6,590	6,565	6,575
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,483	6,508	6,532	6,506	6,505
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備種別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、または電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 発電、変電、送電、配電または電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。



## (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2014～2018 年度)

2014～2018 年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表 8 及び図 9 に、供給区域別の実績を表 9～18 及び図 10～19 に示す。なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2018 年度の供給支障件数実績は以下のとおりである。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年平均値よりおよそ 1 万件増加した。エリア別では、北海道と東北を除く 8 エリアで 5 ヶ年平均値を上回る供給支障件数となった。
- ・ 事故発生箇所別では、高圧配電線路（架空）における事故に伴う供給支障が件数増加の大部分を占めた。
- ・ 高圧配電線路（架空）での供給支障件数の大幅な増加の理由として 2018 年度の自然災害があげられる。具体的には 5 月から 7 月にかけて激甚災害に指定された豪雨及び暴風雨（「平成 30 年 7 月豪雨」など梅雨前線による豪雨、台風第 5 号、第 6 号、第 7 号および第 8 号による一連の気象現象）、9 月には 1993 年以來 25 年ぶりに非常に強い勢力で徳島県南部に上陸し近畿を横断した台風 21 号（激甚災害に指定）、また同じく 9 月に非常に強い勢力を保ったまま和歌山県に上陸し、その後急速に加速しながら日本列島を縦断した台風 24 号（激甚災害に指定）等、前年を上回る台風の数に加えて、複数の非常に強い勢力の台風に見舞われたことから、高圧配電線路（架空）での供給支障が全国的に増加した。
- ・ また、ブラックアウトは供給支障であるものの、複合的な要因により事故発生箇所を特定できないため、供給支障件数に含まれていない点に注意されたい。

表8 (全国、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	42	45	70	45	65	53.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	186	204	230	278	409	261.4
		地中	9	13	9	14	10	11.0
	計	195	217	239	292	419	272.4	
	高圧配電線路	架空	11,532	10,370	10,235	12,679	20,729	13,109.0
		地中	189	198	215	216	265	216.6
計	11,721	10,568	10,450	12,895	20,994	13,325.6		
需要設備				1		0.2		
その他設備における事故		460	333	269	343	359	352.8	
合計		12,418	11,163	11,028	13,576	21,837	14,004.4	

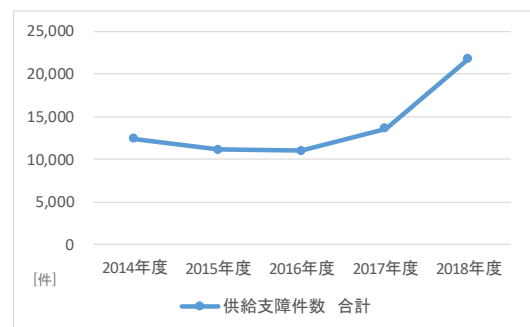


図9 (全国、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表9 (北海道、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	2	1	1		5	1.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	15	20	24	30	25	22.8
		地中	2					0.4
	計	17	20	24	30	25	23.2	
	高圧配電線路	架空	1,119	1,145	1,289	1,144	1,139	1,167.2
		地中	13	10	13	19	13	13.6
	計	1,132	1,155	1,302	1,163	1,152	1,180.8	
	需要設備							
	その他設備における事故	34	24	28	17	12	23.0	
	合計	1,185	1,200	1,355	1,210	1,194	1,228.8	

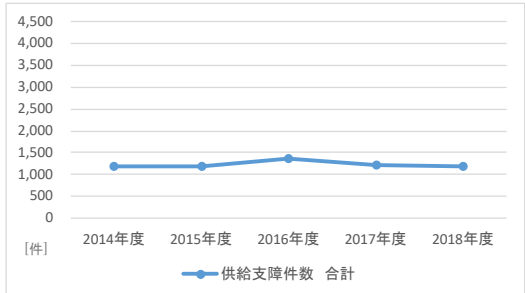


図10 (北海道、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表10 (東北、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	5	5	8	4	9	6.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	19	7	11	16	11	12.8
		地中				1		0.2
	計	19	7	11	17	11	13.0	
	高圧配電線路	架空	1,912	1,327	1,403	1,957	1,478	1,615.4
		地中	6	5	12	5	11	7.8
	計	1,918	1,332	1,415	1,962	1,489	1,623.2	
	需要設備							
	その他設備における事故	43	22	22	26	20	26.6	
	合計	1,985	1,366	1,456	2,009	1,529	1,669.0	

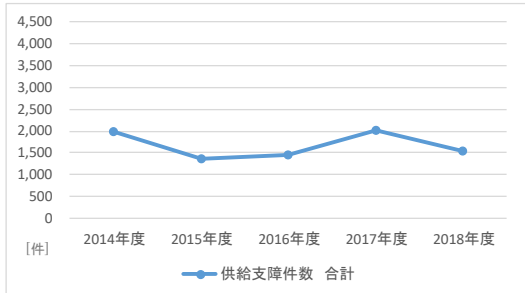


図11 (東北、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表11 (東京、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	10	10	14	17	16	13.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	26	30	16	24	38	26.8
		地中	2	5	2	4		2.6
	計	28	35	18	28	38	29.4	
	高圧配電線路	架空	1,854	1,755	2,204	2,311	3,841	2,393.0
		地中	67	74	75	65	100	76.2
	計	1,921	1,829	2,279	2,376	3,941	2,469.2	
	需要設備							
	その他設備における事故	118	125	93	96	107	107.8	
	合計	2,077	1,999	2,404	2,517	4,102	2,619.8	

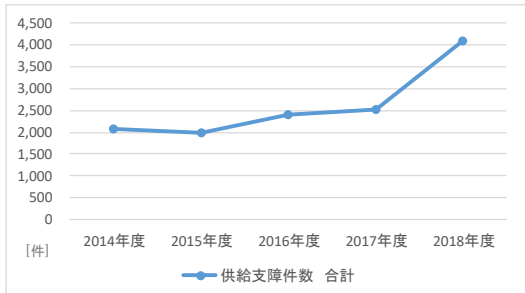


図12 (東京、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表12 (中部、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	2	5	6	3	6	4.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	12	8	16	9	26	14.2
		地中						
	計	12	8	16	9	26	14.2	
	高圧配電線路	架空	1,592	1,066	1,069	1,607	4,053	1,877.4
		地中	8	7	5	11	39	14.0
	計	1,600	1,073	1,074	1,618	4,092	1,891.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	86	38	40	49	66	55.8	
	合計	1,700	1,124	1,136	1,679	4,190	1,965.8	

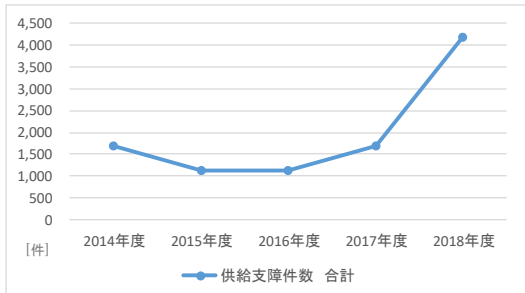


図13 (中部、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表13 (北陸、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	4		3	1		1.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	6	5	7	4	7	5.8
		地中		1			2	0.6
	計	6	6	7	4	9	6.4	
	高圧配電線路	架空	364	258	303	542	385	370.4
		地中	4	7	10	5	3	5.8
	計	368	265	313	547	388	376.2	
	需要設備							
	その他設備における事故	18	10	17	15	21	16.2	
	合計	396	281	340	567	418	400.4	

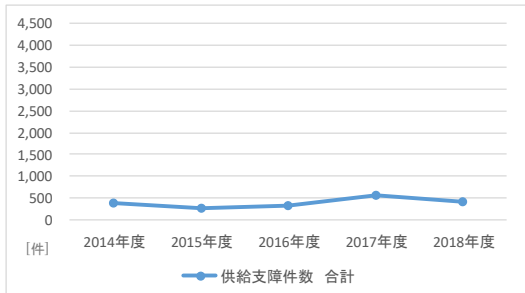


図14 (北陸、2014～2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表14 (関西、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	2	7	13	9	8	7.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	44	42	80	102	190	91.6
		地中	4	6	3	7	6	5.2
	計	48	48	83	109	196	96.8	
	高圧配電線路	架空	1,127	943	1,171	1,695	5,270	2,041.2
		地中	45	51	63	48	56	52.6
	計	1,172	994	1,234	1,743	5,326	2,093.8	
	需要設備							
	その他設備における事故	59	43		65	70	47.4	
	合計	1,281	1,092	1,330	1,926	5,600	2,245.8	

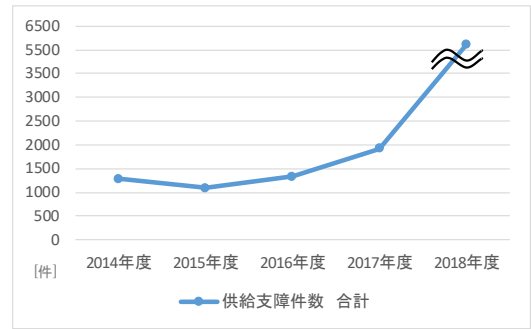


図15 (関西、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	11	10	7	2	8	7.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	13	14	16	16	14	14.6
		地中	1			1	1	0.6
	計	14	14	16	17	15	15.2	
	高圧配電線路	架空	1,122	1,211	960	1,066	1,172	1,106.2
		地中	23	23	13	24	20	20.6
	計	1,145	1,234	973	1,090	1,192	1,126.8	
	需要設備				1		0.2	
	その他設備における事故	36	37	25	33	31	32.4	
	合計	1,206	1,295	1,021	1,143	1,246	1,182.2	

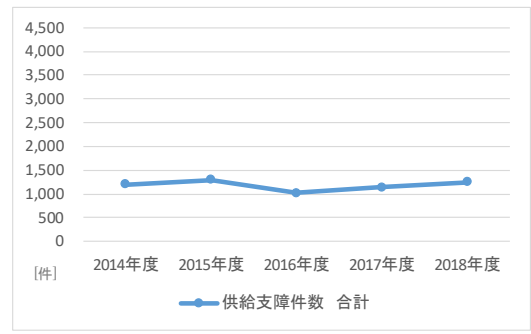


図16 (中国、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	1	3		6	4	2.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	4	3	5	3	4	3.8
		地中						
	計	4	3	5	3	4	3.8	
	高圧配電線路	架空	673	425	357	630	616	540.2
		地中	3	5	4	9	8	5.8
	計	676	430	361	639	624	546.0	
	需要設備							
	その他設備における事故	14	8	6	5	5	7.6	
	合計	695	444	372	653	637	560.2	

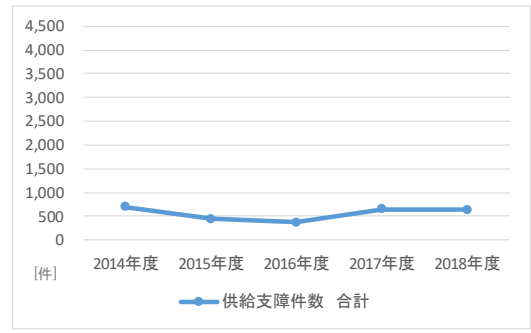


図17 (四国、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	4	3	15	3	1	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	12	24	21	32	42	26.2
		地中		1	4		1	1.2
	計	12	25	25	32	43	27.4	
	高圧配電線路	架空	1,088	1,751	1,237	1,349	1,888	1,462.6
		地中	18	15	18	30	15	19.2
	計	1,106	1,766	1,255	1,379	1,903	1,481.8	
	需要設備							
	その他設備における事故	31	18	20	23	16	21.6	
	合計	1,153	1,812	1,315	1,437	1,963	1,536.0	

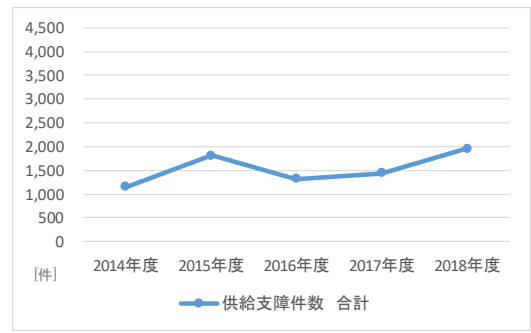


図18 (九州、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	1	1	3		8	2.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	35	51	34	42	52	42.8
		地中				1		0.3
	計	35	51	34	43	52	43.0	
	高圧配電線路	架空	681	489	242	378	887	535.4
		地中	2	1	2			1.3
	計	683	490	244	378	887	536.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	21	8	18	14	11	14.4	
	合計	740	550	299	435	958	596.4	

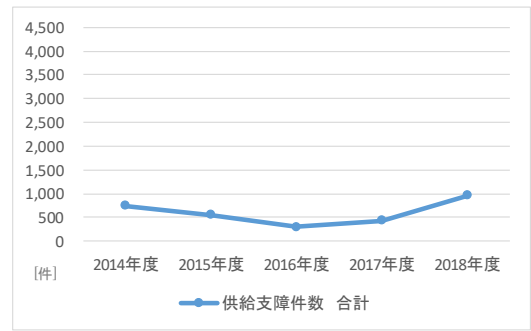


図19 (沖縄、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 20 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

なお、ブラックアウトに伴う供給支障件数のうち、事故発生箇所を特定できないものは取りまとめ件数に含まれていないことに注意されたい。

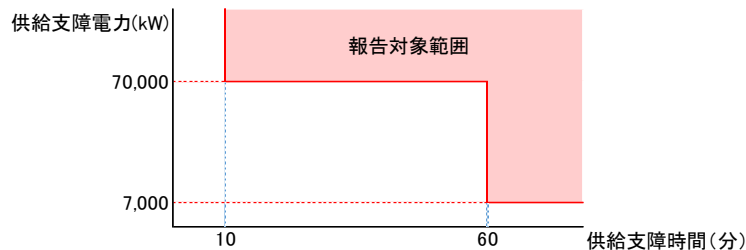


図 20 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2018 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満		3時間以上		総 件 数
		70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>7</sup>	
		100,000kW 未満		100,000kW 未満		70,000kW 未満	100,000kW 未満		70,000kW 未満	100,000kW 未満		
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		1			3			2			6
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空				6	1		11			18
		地中	1						1			2
		計	1				6	1	12			20
	高圧配電線路	架空								3		3
地中						1		1			2	
計						1		4			5	
需要設備												
その他設備における事故												
合計		1	1			10	1		18			31

<sup>7</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類	内容	
設備不備	製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。	
保守不備	保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。	
故意・過失	作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。	
他物接触	樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。	
腐しよく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。	
震動	重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。	
他社事故波及	自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。	
燃料不良	設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。	
電気火災	設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。	
感電(作業者)	作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。	
感電(公衆)	電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。	
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。 塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明	調査しても原因が明らかでないもの。	
その他	上記いずれの分類にもはまらないもの。	

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2014～2018年度)

2014～2018年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図21に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>8 9</sup>

2018年度、一定規模以上の供給支障の原因別件数の実績について、一定規模以上の供給支障の件数は全国で31件と過去5ヶ年で最多であった。

とりわけ、7月の平成30年7月豪雨、8月の台風20号、9月の台風21号、台風24号等により<sup>10</sup>、風雨による供給支障件数は年間の支障件数の過半数を占めて過去5ヶ年で最多となった。

また、ブラックアウトに伴う供給支障件数のうち、事故発生箇所を特定できないものは報告件数に含まれていない点に注意されたい。

表21 (全国、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	1	1	3	1.4
	保守不備	2	1	3	4	1	2.2
	故意・過失			1	1	2	0.8
	他物接触			3	2	2	1.4
	他社事故波及		1	1		1	0.6
	感電(作業員)	1	1				0.4
	計	4	4	9	8	9	6.8
自然現象	雷	2		3	2	1	1.6
	風雨	1		3	3	17	4.8
	氷雪	2		2	2		1.2
	地震			6			1.2
	塩、ちり、ガス			2		2	0.8
計	5		16	7	20	9.6	
不明	1	1				0.4	
その他			1		2	0.6	
合計	10	5	26	15	31	17.4	

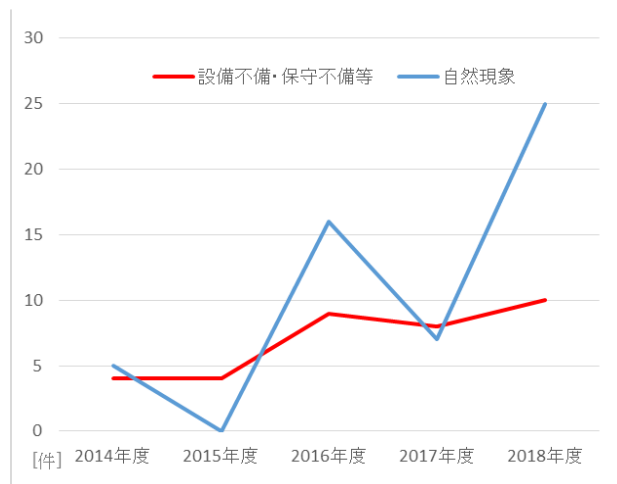


図21 (全国、2014～2018年度) 供給支障原因

表22 (北海道、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備				1	0.2
	保守不備			1		0.4
	故意・過失					
	他物接触				1	0.2
	他社事故波及					
	感電(作業員)					
計			1	3		0.8
自然現象	雷					
	風雨			2		0.4
	氷雪				1	0.2
	地震					
	塩、ちり、ガス					
計			2	1		0.6
不明						
その他					1	0.2
合計			3	1	4	1.6

表23 (東北、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備					
	故意・過失			1		0.2
	他物接触			2		0.4
	他社事故波及					
	感電(作業員)		1			0.2
計		1	3			0.8
自然現象	雷					
	風雨					
	氷雪				1	0.2
	地震					
	塩、ちり、ガス					
計				1		0.2
不明	1					0.2
その他						
合計	1	1	3	1		1.2

<sup>8</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>9</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。

<sup>10</sup> [https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/pdf/002\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/pdf/002_02_00.pdf)

表24 (東京、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	1	1		0.8
	保守不備		1				0.2
	故意・過失					1	0.2
	他物接触			1	1	1	0.6
	他社事故波及		1				0.2
	感電(作業)						
計		1	3	2	2	2	2.0
自然現象	雷			1	1	1	0.6
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計			1	1	1	0.6	
不明			1				0.2
その他					1		0.2
合計		1	4	3	3	4	3.0

表25 (中部、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備	1					0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)						
計		1					0.2
自然現象	雷			1			0.2
	風雨					1	0.2
	氷雪	2		2			0.8
	地震						
	塩、ちり、ガス					2	0.4
計		2		3		3	1.6
不明							
その他							
合計		3		3		3	1.8

表26 (北陸、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)						
計							
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計							
不明							
その他							
合計							

表27 (関西、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					3	0.6
	保守不備				3		0.6
	故意・過失				1		0.2
	他物接触				1		0.2
	他社事故波及			1		1	0.4
	感電(作業)						
計				1	5	4	2.0
自然現象	雷	1					0.2
	風雨			1	3	10	2.8
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計	1		1	3	10	3.0	
不明							
その他							
合計		1		2	8	14	5.0

表28 (中国、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備	1					0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)	1					
計		2					0.4
自然現象	雷				1		0.2
	風雨					2	0.4
	氷雪						
	地震			1			0.2
	塩、ちり、ガス						
計			1	1	2	0.8	
不明							
その他				1			0.2
合計		2		2	1	2	1.4

表29 (四国、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備				1		0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)						
計					1		0.2
自然現象	雷						
	風雨	1					0.2
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計	1						0.2
不明							
その他							
合計		1				1	0.4

表30 (九州、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備			1			0.2
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触			1			0.2
	他社事故波及						
	感電(作業)						
計				2			0.4
自然現象	雷	1					0.2
	風雨				2		0.4
	氷雪						
	地震			5			1.0
	塩、ちり、ガス			2			0.4
計	1		7		2	2.0	
不明							
その他							
合計		1		9		2	2.4

表31 (沖縄、2014～2018年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業)						
計							
自然現象	雷			1			0.2
	風雨					2	0.4
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計				1		2	0.6
不明							
その他							
合計				1		2	0.6

### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>11</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>12</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>11</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>12</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。



## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2014～2018年度)

2014～2018年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図22に、供給区域別の実績を表34～43及び図23～32に示す。また、2018年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>13</sup>

2018年度、全国計でみると一需要家あたりの停電回数及び停電時間（いずれも事故停電）とも過去5ヶ年で最多になった。

エリア別にみると、過去5ヶ年で一需要家あたりの停電回数（事故停電）が最多だったのは北海道、中部、関西、沖縄の4エリア、また事故停電による一需要家あたりの停電時間が最多だったのは北海道、東京、中部、関西、中国、四国、沖縄の7エリアであった。

エリア別では、北海道では1需要家あたりの年間停電時間が2017年度の10分から2018年度には2,154分（およそ36時間）と大きく増加した。この停電時間はブラックアウトに伴う供給支障も含めて算出しており、このブラックアウトが大規模で一定の時間であったことを示すものとなった。また、中西地域及び沖縄では、激甚災害指定となった非常に強い勢力を保ったまま上陸した複数の台風や梅雨前線に伴う豪雨等の影響が大きいと考えられる。

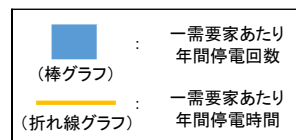


表33 (全国、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.10	0.14	0.11	0.28	0.15
	作業停電	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	合計●	0.16	0.13	0.18	0.14	0.31	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	16	18	21	12	221	58
	作業停電	4	4	4	3	4	4
	合計●	20	21	25	16	225	61

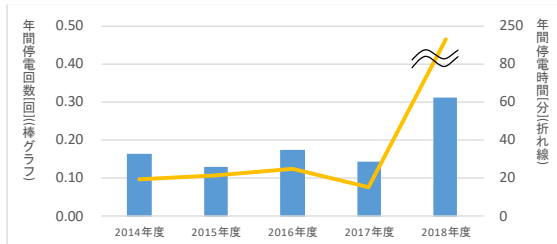


図22 (全国、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.15	0.17	0.13	1.19	0.35
	作業停電	α	α	α	0.01	α	0.01
	合計●	0.13	0.15	0.17	0.14	1.19	0.36
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	8	10	35	10	2,154	443
	作業停電	α	α	1	α	α	1
	合計●	9	10	36	10	2,154	444

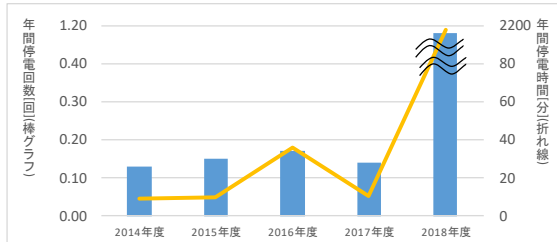


図23 (北海道、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.08	0.11	0.13	0.09	0.10
	作業停電	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02	0.03
	合計●	0.16	0.12	0.14	0.15	0.11	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	9	11	24	10	7	12
	作業停電	5	4	4	3	2	4
	合計●	14	15	28	13	10	16

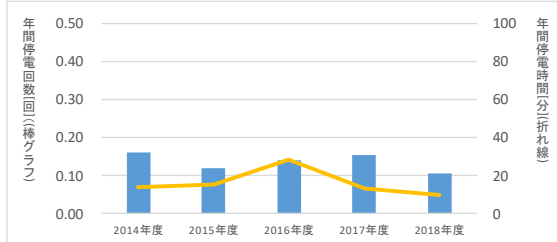


図24 (東北、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

<sup>13</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは0<α<0.005の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは0<α<0.5の値である。

表36 (東京、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.06	0.13	0.09	0.13	0.10
	作業停電	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.08	0.07	0.15	0.10	0.14	0.11
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	6	7	6	19	8
	作業停電	α	1	1	1	3	1
	合計●	4	6	8	7	22	9

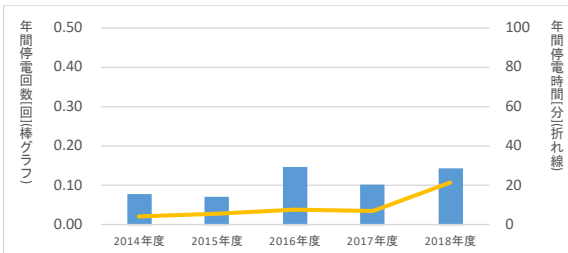


図25 (東京、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.16	0.07	0.17	0.08	0.39	0.17
	作業停電	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	合計●	0.23	0.13	0.23	0.14	0.45	0.24
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	18	4	5	10	348	77
	作業停電	9	7	7	7	8	8
	合計●	27	11	12	17	356	85

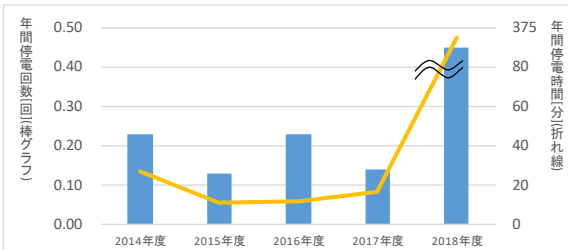


図26 (中部、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.09	0.04	0.06	0.09	0.06	0.07
	作業停電	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.10
	合計●	0.20	0.14	0.16	0.17	0.15	0.17
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	5	4	4	11	9	7
	作業停電	17	16	17	15	15	16
	合計●	22	20	21	26	24	23

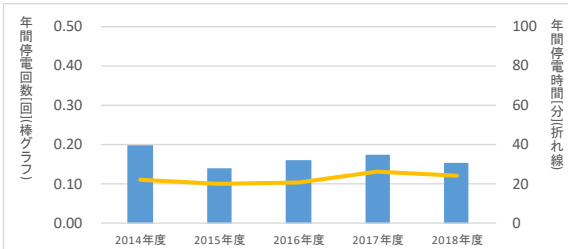


図27 (北陸、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.07	0.07	0.12	0.40	0.14
	作業停電	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.08	0.08	0.09	0.13	0.41	0.16
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	3	4	14	396	84
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	5	4	5	15	397	85

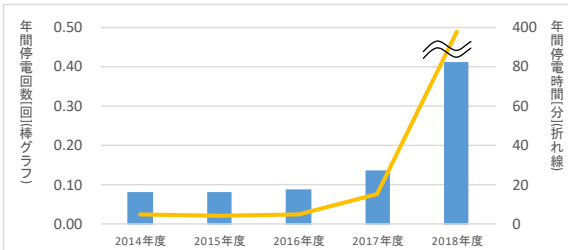


図28 (関西、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.19	0.18	0.15	0.12	0.14	0.16
	作業停電	0.11	0.11	0.11	0.11	0.09	0.11
	合計●	0.31	0.29	0.26	0.23	0.23	0.26
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	10	17	6	7	24	13
	作業停電	11	12	12	12	10	11
	合計●	21	29	18	19	33	24

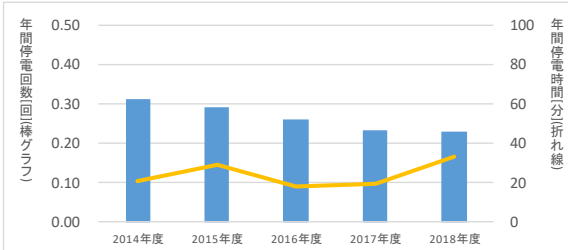


図29 (中国、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.21	0.12	0.09	0.19	0.20	0.16
	作業停電	0.20	0.19	0.18	0.16	0.14	0.18
	合計●	0.40	0.31	0.27	0.36	0.34	0.34
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	27	13	6	21	32	20
	作業停電	20	21	20	17	15	19
	合計●	47	34	26	38	47	38

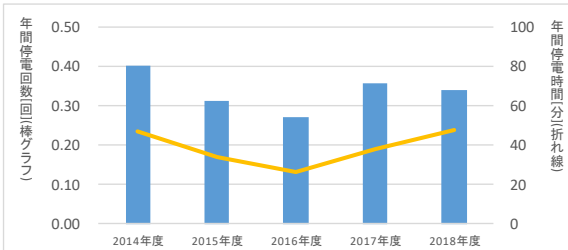


図30 (四国、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.16	0.24	0.08	0.14	0.14
	作業停電	0.00	0.00	-	-	0.00	0.00
	合計●	0.09	0.16	0.24	0.08	0.14	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	45	101	128	25	103	80
	作業停電	0	0	-	-	0	0
	合計●	45	101	128	25	103	80

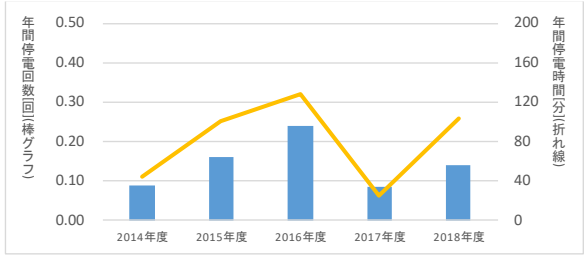


図31 (九州、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	2.58	1.04	0.57	0.98	3.62	1.76
	作業停電	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.08
	合計●	2.67	1.12	0.65	1.05	3.69	1.84
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	437	150	35	117	1,269	402
	作業停電	8	8	8	7	6	8
	合計●	445	158	43	124	1,275	409

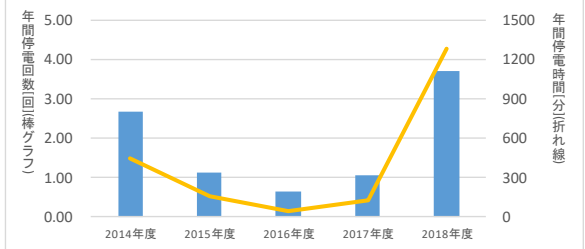


図32 (沖縄、2014～2018年度)低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2018年度)原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>14</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間一 需要家あたり 「回数」	事故停電	電源側	1.09	α	0.05	0.04	α	0.05	0.02	0.01	0.02	0.22	
		高圧配電線	0.10	0.09	0.08	0.35	0.06	0.34	0.12	0.18	0.11	3.39	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	α	0.01	0.00	α	α	0.01	
		計	1.19	0.09	0.13	0.39	0.06	0.40	0.14	0.20	0.14	3.62	0.28
	作業停電	電源側	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.02	0.01	0.04	0.07	0.01	0.07	0.08	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	0.00	0.05	
		計	α	0.02	0.01	0.06	0.09	0.01	0.09	0.14	0.00	0.07	0.03
	合計	電源側	1.09	α	0.05	0.04	α	0.05	0.02	0.01	0.02	0.22	
		高圧配電線	0.10	0.11	0.09	0.39	0.13	0.35	0.19	0.26	0.11	3.41	
		低圧配電線	α	α	0.01	0.03	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.06	
		計	1.19	0.11	0.14	0.45	0.15	0.41	0.23	0.34	0.14	3.69	0.31
年間一 需要家あたり 「分」	事故停電	電源側	2,127	α	1	3	α	5	5	8	8	11	
		高圧配電線	27	6	17	344	8	378	18	23	95	1,236	
		低圧配電線	α	1	1	1	1	13	0	1	1	22	
		計	2,154	7	19	348	9	396	24	32	103	1,269	221
	作業停電	電源側	α	α	0	0	α	α	0	0	0	α	
		高圧配電線	α	2	3	5	13	1	8	11	0	2	
		低圧配電線	α	α	α	2	2	1	2	4	0	4	
		計	α	2	3	8	15	1	10	15	0	6	4
	合計	電源側	2,127	α	1	3	α	5	5	8	8	11	
		高圧配電線	27	8	20	349	21	379	25	34	95	1,238	
		低圧配電線	α	1	1	4	3	13	2	5	1	26	
		計	2,154	10	22	356	24	397	33	47	103	1,275	225

※全国は各エリアの加重平均で算出

<sup>14</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。またデータが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2018年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、北海道を除き各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して100%となった。なお、北海道における周波数時間滞在率の低下は、北海道胆振東部地震による一時的なもので、地震発生後の供給能力の増加に伴い周波数は安定していった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。すべての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数は、過去5ヶ年平均値よりおよそ1万件増加した。エリア別では、北海道と東北を除く8エリアで5ヶ年平均値を上回る供給支障件数となった。事故発生箇所別の内訳としては、高圧配電線路（架空）における事故に伴う供給支障が件数増加の大部分を占め、その件数増加の主因は台風・豪雨等の自然災害によるものと考えられる。

一定規模以上の供給支障件数は、2017年度の15件から16件増加し31件と過去5ヶ年で最多であった。うち風雨を原因とする件数は、2017年度の3件から14件増加し17件であった。

低圧電灯需要家停電実績では、1需要家あたりの停電回数は4エリアで、また1需要家あたりの停電時間は7エリアでいずれも過去5ヶ年で最多となった。エリア別では、北海道の停電時間増はブラックアウトが主因と考えられる。また、中西地域及び沖縄では非常に強い勢力の複数の台風や梅雨前線・豪雨が主因と考えられる。

国は2018年度夏以降に発生した一連の災害が大規模停電等、電力供給に大きな支障をもたらしたことを踏まえ、電力インフラにおけるレジリエンスの重要性とともに、レジリエンスの高い電力システム・インフラの在り方について検討することの必要性を改めて認識し、電力レジリエンスワーキンググループを設置、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が行われてきたところである。

については、本機関においても、電気の質が適切に保たれているかについて継続して情報を収集及び公表していくこととする。

(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2014~2018年)

2014~2018年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表45と図33、停電回数の比較を表46と図34に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会(Council of European Energy Regulators: CEER)の公表資料<sup>15</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会(Public Utilities Commission)の公表資料<sup>16</sup>から作成した<sup>17</sup>。

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月(1月又は4月)<sup>18</sup>、自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

表45 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域		年					集計条件			
		2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除	
日本		20	21	25	16	225	自動再開路は除く	低圧	含	
	事故停電	16	18	21	12	221				
	作業停電	4	4	4	3	4				
米国	カリフォルニア州		122	122	219	308	266	5分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	115	115	124	244	201			
		作業停電	7	7	95	64	65			
	テキサス州		214	277	214	522	175			
		事故停電	207	268	205	509	158			
		作業停電	7	10	9	13	17			
	ニューヨーク州		162	130	137	270	409			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			
欧州	ドイツ		21	22	24	-	-	3分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	14	15	13	-	-			
		作業停電	8	7	10	-	-			
	イタリア		153	196	144	-	-			
		事故停電	94	129	65	-	-			
		作業停電	60	67	79	-	-			
	フランス		67	74	71	-	-			
		事故停電	52	58	53	-	-			
		作業停電	16	16	18	-	-			
	スペイン		63	69	66	-	-			
		事故停電	53	56	54	-	-			
		作業停電	11	13	12	-	-			
	イギリス		104	61	55	-	-			
		事故停電	93	51	47	-	-			
		作業停電	11	10	8	-	-			
	スウェーデン		102	135	94	-	-			
		事故停電	84	118	76	-	-			
		作業停電	18	17	19	-	-			
フィンランド		80	169	81	-	-				
	事故停電	67	158	68	-	-				
	作業停電	13	12	13	-	-				
ノルウェー		161	173	129	-	-				
	事故停電	118	129	88	-	-				
	作業停電	43	44	41	-	-				

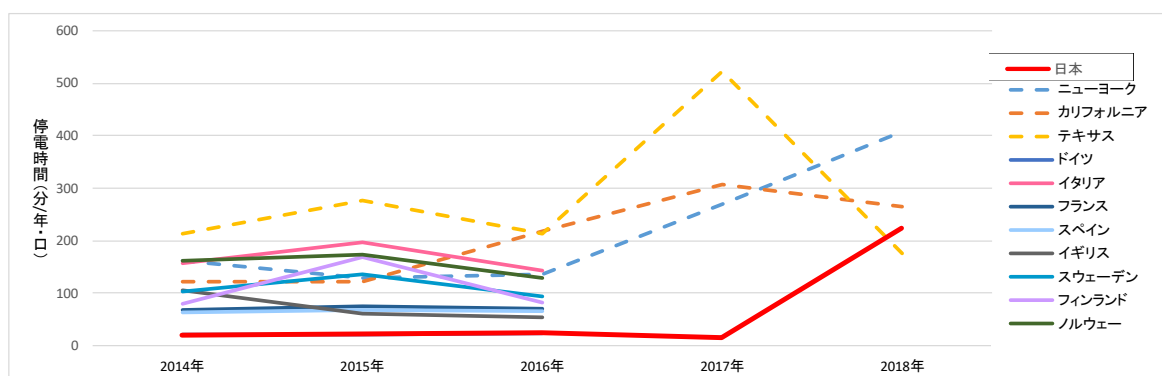


図33 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 46 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域		年				集計条件				
		2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除	
日本		0.16	0.13	0.18	0.14	0.31	自動再開路は 除く	低圧	含	
	事故停電	0.13	0.10	0.14	0.11	0.28				
	作業停電	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03				
米国	カリフォルニア州	1.00	0.94	1.31	1.46	1.45	5分以上の 停電	全電圧	含	
		事故停電	0.97	0.91	1.05	1.26				0.94
		作業停電	0.03	0.03	0.26	0.20				0.50
	テキサス州	1.59	1.91	1.55	1.61	1.54				
		事故停電	1.51	1.82	1.48	1.51				1.40
		作業停電	0.08	0.09	0.07	0.15				0.13
	ニューヨーク州	0.68	0.67	0.79	0.85	1.01				
		事故停電	-	-	-	-				-
		作業停電	-	-	-	-				-
欧州	ドイツ	0.45	0.91	0.59	-	-	3分以上の 停電	全電圧	含	
		事故停電	0.37	0.83	0.51	-				-
		作業停電	0.08	0.08	0.08	-				-
	イタリア	2.35	2.81	2.17	-	-				
		事故停電	1.99	2.43	1.76	-				-
		作業停電	0.36	0.37	0.41	-				-
	フランス	0.20	0.22	0.22	-	-				
		事故停電	0.07	0.09	0.08	-				-
		作業停電	0.13	0.13	0.14	-				-
	スペイン	1.29	1.31	1.18	-	-				
		事故停電	1.13	1.21	1.09	-				-
		作業停電	0.16	0.10	0.09	-				-
	イギリス	0.76	0.60	0.57	-	-				
		事故停電	0.72	0.56	0.53	-				-
		作業停電	0.04	0.04	0.04	-				-
	スウェーデン	1.46	1.36	1.33	-	-				
		事故停電	1.30	1.22	1.17	-				-
		作業停電	0.16	0.14	0.16	-				-
	フィンランド	1.76	2.78	1.58	-	-				
		事故停電	1.60	2.64	1.42	-				-
		作業停電	0.15	0.14	0.15	-				-
ノルウェー	2.44	2.17	1.89	-	-					
	事故停電	2.15	1.87	1.59	-	-				
	作業停電	0.29	0.30	0.30	-	-				

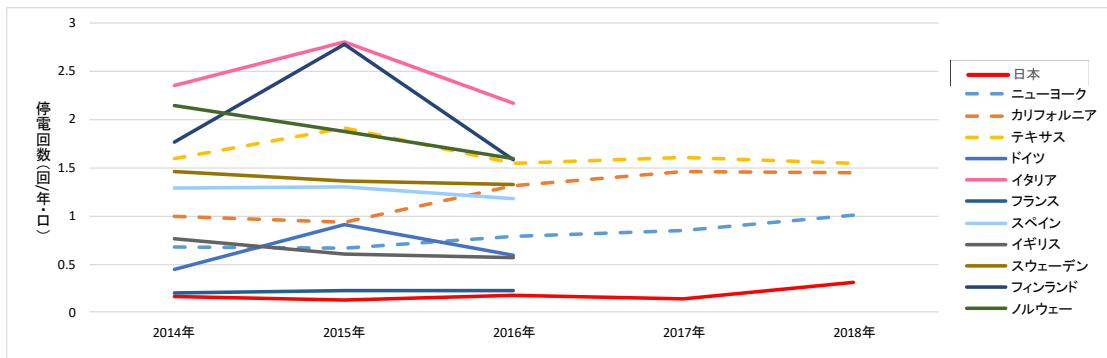


図34 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>15</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>16</sup> 以下の各資料より引用。

カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州: Public Utility Commission of Texas

「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」

<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」

<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/D82A200687D96D3985257687006F39CA?OpenDocument>

<sup>17</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>18</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。

電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp/>

## Ⅱ．電力系統の状況

### 電力系統に関する概況

- 2018 年度実績 -

2019年8月

電力広域的運営推進機関



## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給・電力系統・系統アクセス業務に関する前年度までの実績、供給計画の取りまとめ結果等に基づく翌年度・中長期の電力需給や電力系統に関する見通しと課題等について、年次報告書に取りまとめ、毎年公表することとしている。

電力系統に関する 2018 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を取りまとめ、年次報告書として公表する。

## 目 次

電力系統に関する概況	52
1. 地域間連系線とその管理	52
2. 連系線の利用状況	54
3. 連系線の混雑処理状況	59
4. 連系線の作業停止状況	63
5. 連系線の故障状況	65
6. マージン利用の実績	66
7. マージン使用の実績	67
8. 連系線別の利用実績	68
9. 広域連系系統の空容量の状況	74
まとめ	75

(備考)

業務規程に関する記述は、平成 31 年 4 月 1 日変更認可版を参照している。

(訂正箇所)

20210825	P38	表 2-14 マージン使用の実績	発生日 9月6日→9月7日に訂正
----------	-----	------------------	------------------

# 電力系統に関する概況

## 1. 地域間連系線とその管理

### (1) 地域間連系線とは

地域間連系線とは、一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する 250 キロボルト以上の送電線及び交直変換設備のこと。これにより供給区域を超えた電力の供給が可能となる。各供給区域内での供給力不足時等には、本機関の指示による地域間連系線(以下連系線)を利用した電力供給により、電力需給バランスの確保を図る。連系線の概要を図 2-1、表 2-1 に示す。

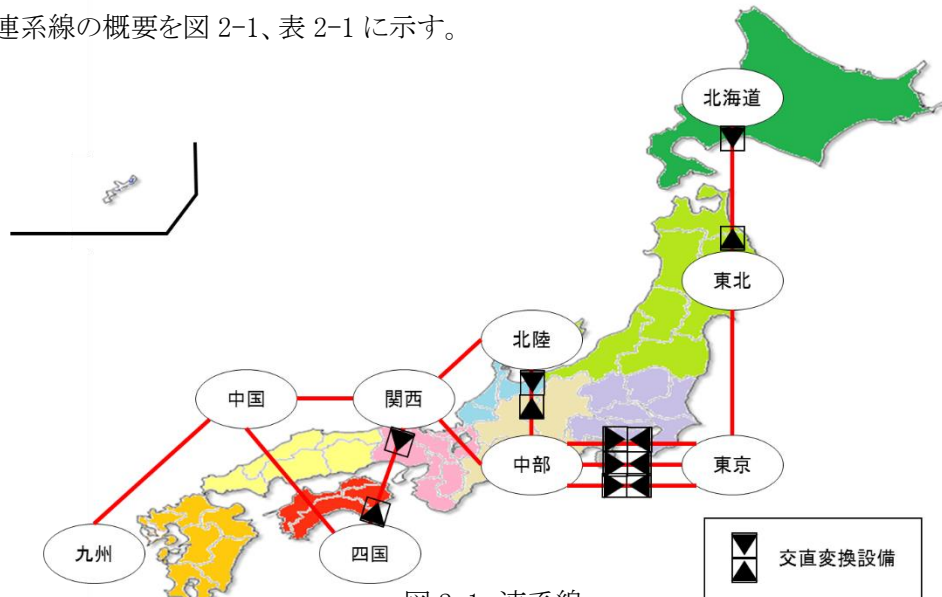


表 2-1 連系線の概要

連系線	区間・方向			対象設備	直流・交流
北海道本州間連系設備	順方向	北海道	→ 東北	北海道・本州間電力連系設備 新北海道本州間連系設備	直流
	逆方向	東北	→ 北海道		
東北東京間連系線	順方向	東北	→ 東京	相馬双葉幹線 いわき幹線	交流
	逆方向	東京	→ 東北		
東京中部間連系設備	順方向	東京	→ 中部	佐久間周波数変換設備 新信濃周波数変換設備 東清水周波数変換設備	直流
	逆方向	中部	→ 東京		
中部関西間連系線	順方向	中部	→ 関西	三重東近江線	交流
	逆方向	関西	→ 中部		
中部北陸間連系設備	順方向	中部	→ 北陸	南福光連系所、南福光変電所の 連系設備	直流
	逆方向	北陸	→ 中部		
北陸関西間連系線	順方向	北陸	→ 関西	越前嶺南線	交流
	逆方向	関西	→ 北陸		
関西中国間連系線	順方向	関西	→ 中国	西播東岡山線 山崎智頭線	交流
	逆方向	中国	→ 関西		
関西四国間連系設備	順方向	関西	→ 四国	紀北変換所、阿南変換所間の 連系設備	直流
	逆方向	四国	→ 関西		
中国四国間連系線	順方向	中国	→ 四国	本四連系線	交流
	逆方向	四国	→ 中国		
中国九州間連系線	順方向	中国	→ 九州	関門連系線	交流
	逆方向	九州	→ 中国		

※2019年3月末時点

## (2) 連系線の管理

本機関は、業務規程に基づき、連系線の管理を行う。なお、本機関は昨年 10 月に連系線利用ルールを連系線の効率的利用、公平性・透明性の確保及び市場環境の整備の観点から先着優先から間接オークションへ変更した。<sup>1</sup> 間接オークションとは、連系線を利用する地位又は権利をオークションにより直接的に割り当てを行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場を介して行う仕組みである。連系線利用ルールを変更したことに伴う主な相違点は以下のとおり。

### 連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

図 2-2 のとおり、間接オークション導入前は、先着優先で容量割当を積み重ねた上で、前日 10 時の段階でなお空容量となっている部分を活用して、前日スポット取引を実施。対して、間接オークション導入後は、原則、全ての連系線容量(マージン分は控除)を前日スポット取引市場に割り当てて実施。

これにより、連系線利用が現行の「先着優先」から、卸電力取引を介して行う「間接オークション」へと変更することから、連系線の利用計画はなくなり、容量登録は前日スポット取引以降に実施される。

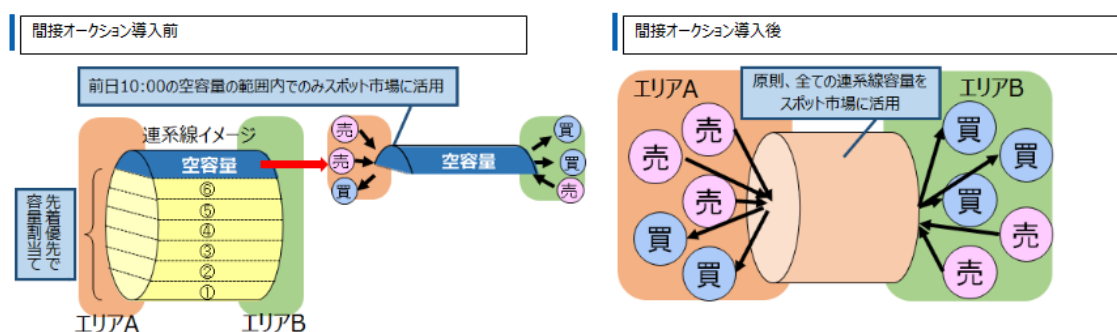


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

<sup>1</sup> [http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu\\_auction/kansetsu\\_auction\\_gaiyou.html](http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu_auction/kansetsu_auction_gaiyou.html)

## 2. 連系線の利用状況

業務規程第 124 条の規定に基づき管理する連系線について、利用状況を以下の通り示す。

### (1) 月別の連系線利用状況

2018 年度の月別連系線利用状況について表 2-2、図 2-3 に示す。

表 2-2 月別連系線利用状況

[百万 kWh]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道 本州間	東北向き (順方向)	3	2	3	52	62	6	0	0	0	1	0	1	130
	北海道向き (逆方向)	79	53	63	69	78	101	66	71	107	110	99	109	1,005
東北 東京間	東京向き (順方向)	2,294	2,330	2,372	3,143	3,217	2,430	1,679	1,641	1,899	2,237	2,215	1,840	27,298
	東北向き (逆方向)	428	384	371	583	627	692	8	8	17	8	6	7	3,139
東京 中部間	中部向き (順方向)	266	204	258	366	352	155	46	42	8	13	1	0	1,711
	東京向き (逆方向)	435	376	476	598	627	539	233	208	407	450	404	364	5,116
中部 関西間	関西向き (順方向)	735	534	444	662	670	474	42	44	21	18	15	15	3,675
	中部向き (逆方向)	663	713	861	1,159	1,131	1,282	786	786	809	667	591	533	9,980
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	49	10	26	38	12	0	0	0	0	0	0	0	134
	中部向き (逆方向)	17	17	12	14	6	5	0	0	0	1	1	2	76
北陸 関西間	関西向き (順方向)	263	334	111	311	317	523	70	8	10	17	2	67	2,033
	北陸向き (逆方向)	117	90	198	132	160	126	249	383	277	347	363	99	2,540
関西 中国間	中国向き (順方向)	1,222	1,014	549	557	815	447	25	11	27	21	23	22	4,734
	関西向き (逆方向)	1,206	1,202	1,182	1,532	1,670	1,393	1,155	1,129	807	876	554	683	13,388
関西 四国間	四国向き (順方向)	17	46	0	1	1	0	17	0	0	0	0	0	82
	関西向き (逆方向)	450	476	475	588	967	939	796	893	971	960	885	441	8,840
中国 四国間	四国向き (順方向)	364	318	413	525	549	385	6	3	3	6	3	6	2,579
	中国向き (逆方向)	252	290	324	429	523	601	302	308	300	257	292	146	4,023
中国 九州間	九州向き (順方向)	565	451	223	180	231	305	3	4	8	15	4	10	1,998
	中国向き (逆方向)	1,453	1,368	1,553	1,778	1,801	1,714	1,592	1,554	1,616	1,450	1,283	1,117	18,280

※ 連系線の計画潮流を基に作成。値は相殺前のものである。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

[百万 kWh]

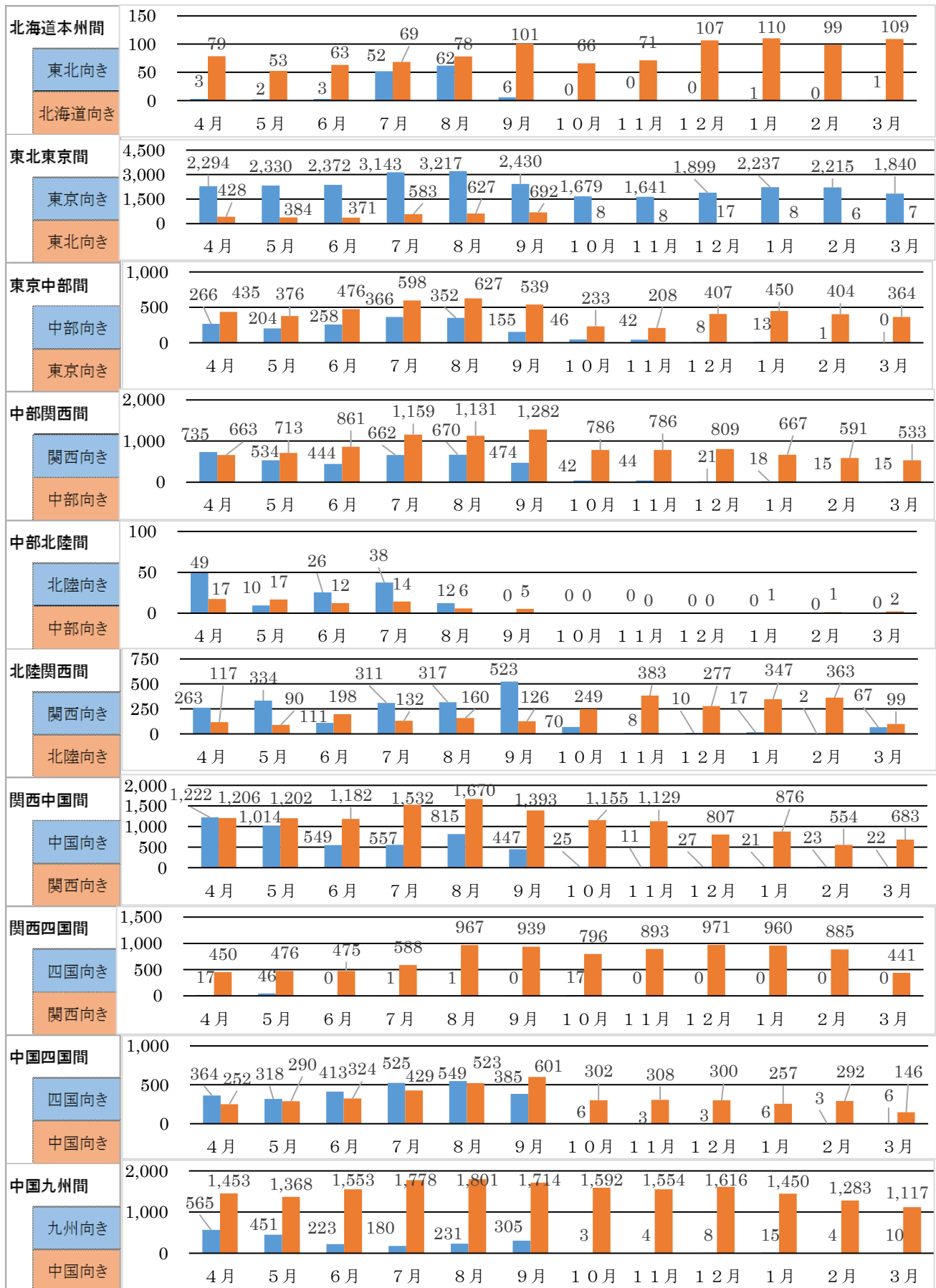


図 2-3 月別連系線利用状況

## (2) 年度別の連系線利用状況

2010～2018 年度の年度別連系線利用状況について表 2-3、図 2-4 に示す。

表 2-3 年度別連系線利用状況

[百万 kWh]

		2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	972	3,925	214	182	143	146	237	340	130
	北海道向き (逆方向)	12	7	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005
東北 東京間	東京向き (順方向)	27,519	9,454	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298
	東北向き (逆方向)	12,219	5,674	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139
東京 中部間	中部向き (順方向)	188	1,151	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711
	東京向き (逆方向)	1,271	2,426	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116
中部 関西間	関西向き (順方向)	943	3,734	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675
	中部向き (逆方向)	10,721	8,403	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	117	169	452	170	231	108	241	353	134
	中部向き (逆方向)	2,310	130	183	310	296	172	59	108	76
北陸 関西間	関西向き (順方向)	4,957	1,127	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033
	北陸向き (逆方向)	2,850	730	464	587	491	502	640	1,260	2,540
関西 中国間	中国向き (順方向)	1,423	1,483	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734
	関西向き (逆方向)	7,916	10,520	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	0	208	0	1	2	2	1	82
	関西向き (逆方向)	9,299	9,810	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840
中国 四国間	四国向き (順方向)	2,502	3,475	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579
	中国向き (逆方向)	7,496	6,727	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023
中国 九州間	九州向き (順方向)	903	2,582	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998
	中国向き (逆方向)	13,095	13,905	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280

※ 連系線の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の9ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

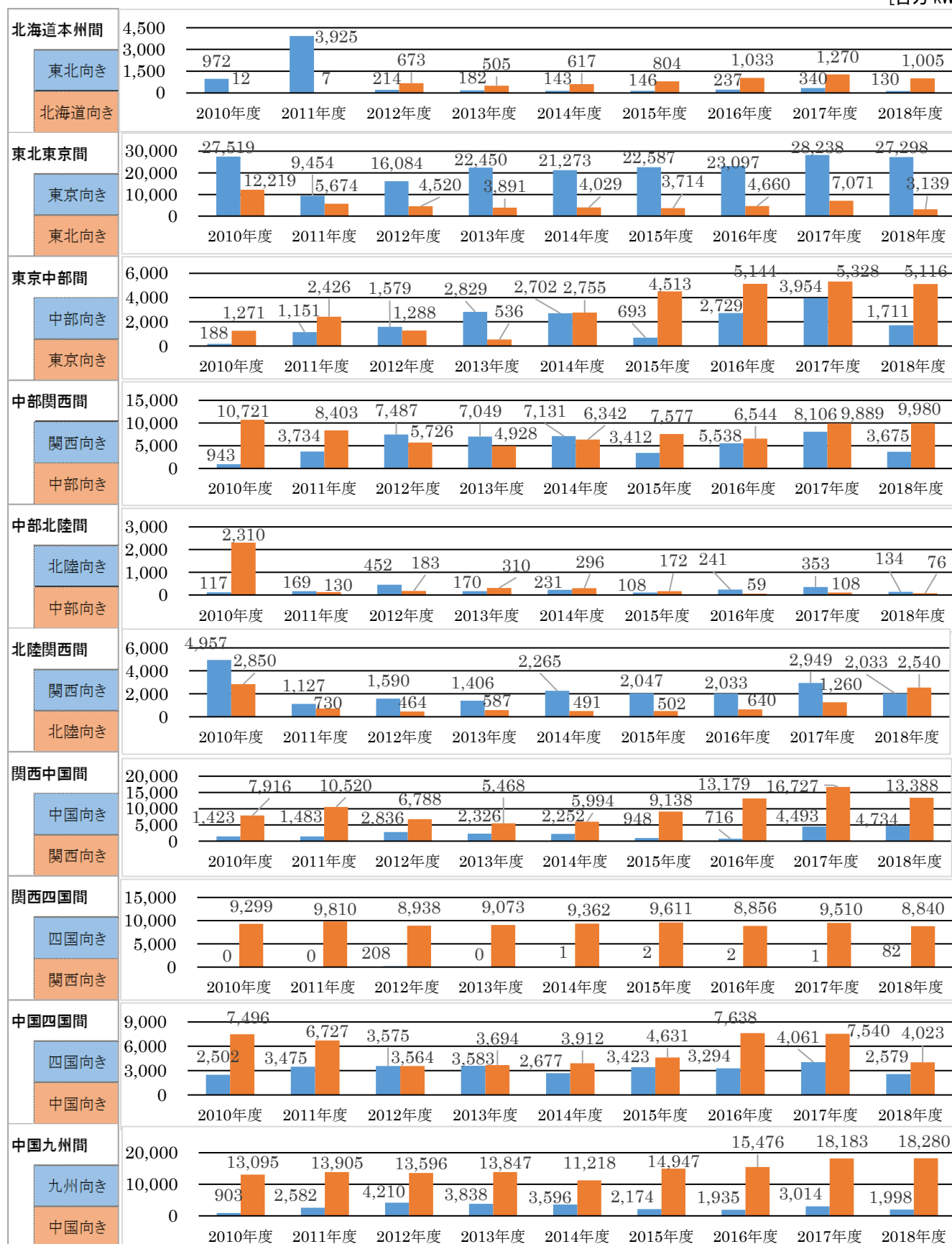


図 2-4 年度別連系線利用状況



### (3) 月別・取引別の連系線利用状況

2018年度の月別・取引別の連系線利用状況について、表2-4に示す。

表2-4 月別・取引別の連系線利用状況

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
相対取引・その他	8,273	7,952	8,283	10,412	11,604	9,961	38	11	0	14	16	144	56,710
前日スポット取引	2,374	2,040	1,425	1,948	1,818	1,819	6,737	6,761	7,087	7,278	6,618	5,215	51,120
時間前取引	232	219	205	357	394	337	298	321	198	161	105	103	2,932

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 10月より間接オークション開始

### (4) 年度別・取引別の連系線利用状況

2010～2018年度の年度別・取引別の連系線利用状況について、表2-5、及び図2-5から図2-7に示す。

表2-5 年度別・取引別の連系線利用状況

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
相対取引・その他	100,444	79,693	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710
前日スポット取引	6,251	5,718	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120
時間前取引	2	22	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932

※ 「時間前取引」について、2010～2015年度までは4時間前取引である一方、2016年度以降は1時間前取引である。

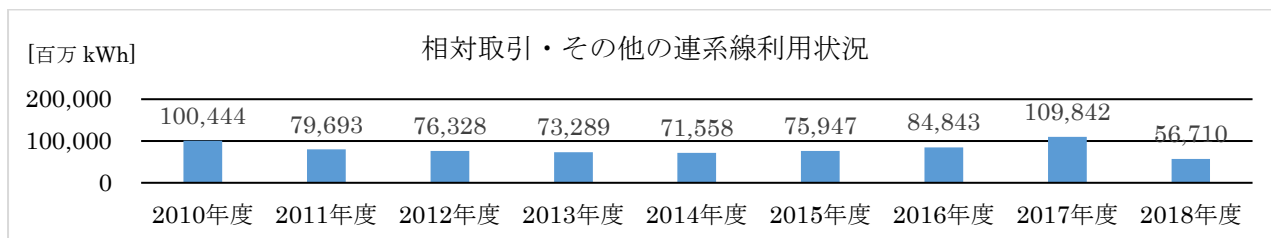


図2-5 年度別・取引別の連系線利用状況(相対取引・その他)



図2-6 年度別・取引別の連系線利用状況(前日スポット取引)

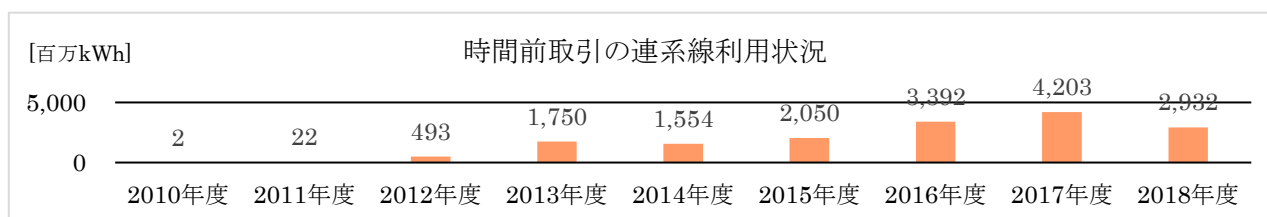


図2-7 年度別・取引別の連系線利用状況(時間前取引)

### 3. 連系線の混雑処理状況

業務規程第 143 条の規定に基づき実施した連系線の混雑処理について、以下の通り実績を示す。

#### (1) 月別・計画断面別の抑制時間

2018 年度の月別・計画断面別の抑制時間について、表 2-6 に示す。

表 2-6 月別・計画断面別の抑制時間

[h]

連系線		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道 本州間	合計	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	週間計画より前	0	864	1,146	942	1,054	622	0	0	0	0	0	0	4,628
	週間計画以降	768	744	1,224	848	522	1,488	0	0	0	0	0	0	5,594
東北 東京間	合計	24	0	768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	792
	週間計画より前	24	0	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154
	週間計画以降	0	0	638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	638
東京 中部間	合計	3,053	4,099	3,362	3,446	4,441	3,549	0	0	0	0	0	0	21,949
	週間計画より前	96	1,432	182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,710
	週間計画以降	2,957	2,667	3,180	3,446	4,441	3,549	0	0	0	0	0	0	20,239
中部 関西間	合計	1	0	63	84	1	0	0	0	0	0	0	0	148
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	1	0	63	84	1	0	0	0	0	0	0	0	148
中部 北陸間	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸 関西間	合計	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293
関西 中国間	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西 四国間	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中国 四国間	合計	105	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	187
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	105	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	187
中国 九州間	合計	868	889	1,203	1,715	1,535	2,315	0	0	0	0	0	0	8,524
	週間計画より前	852	748	712	1,054	1,334	2,130	0	0	0	0	0	0	6,830
	週間計画以降	16	141	491	661	201	185	0	0	0	0	0	0	1,694
合計		5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	週間計画より前	972	3,044	2,170	1,996	2,388	2,752	0	0	0	0	0	0	13,322
	週間計画以降	4,139	3,633	5,595	5,039	5,165	5,221	0	0	0	0	0	0	28,791

※ 抑制時間は 30 分単位で集計し、1時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更に起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 10 月から間接オークションの開始に伴い抑制時間はゼロになる。

## (2) 年度別・計画断面別の抑制時間

2010～2018 年度の年度別・計画断面別の抑制時間について表 2-7、図 2-8 に示す。

表 2-7 月別・計画断面別の抑制時間

[h]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
2018年度	合計	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	週間計画より前	972	3,044	2,170	1,996	2,388	2,752	0	0	0	0	0	0	13,322
	週間計画以降	4,139	3,633	5,595	5,039	5,165	5,221	0	0	0	0	0	0	28,791
2017年度	合計	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	週間計画より前	1,000	1,694	1,288	1,764	1,758	1,222	1,798	1,124	762	1,714	636	722	15,482
	週間計画以降	1,210	2,064	1,501	1,221	924	1,629	1,226	3,309	4,426	3,549	3,883	4,937	29,876
2016年度	合計	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	週間計画より前	533	763	0	144	130	310	582	208	476	506	0	431	4,083
	週間計画以降	0	243	123	77	6	112	121	259	23	2	12	110	1,085
2015年度	合計	1,175	3,858	1,293	761	791	996	1,396	854	946	774	723	1,275	14,840
	週間計画より前	1,076	3,778	1,257	744	744	766	772	734	884	744	696	1,216	13,410
	週間計画以降	99	80	36	17	47	231	624	120	62	30	27	59	1,430
2014年度	合計	1,132	1,820	411	18	48	250	101	21	49	76	108	44	4,075
	週間計画より前	898	1,701	256	0	12	82	30	0	0	0	0	0	2,978
	週間計画以降	234	120	155	18	36	168	71	21	49	76	108	44	1,097
2013年度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16	4,121
	週間計画より前	736	476	100	0	0	32	814	0	5	196	0	0	2,359
	週間計画以降	370	713	34	3	19	62	59	0	5	278	205	16	1,762
2012年度	合計	458	1,237	502	620	727	1,025	299	1,039	795	1	667	469	7,836
	週間計画より前	234	1,032	0	0	0	447	198	808	698	0	667	420	4,503
	週間計画以降	224	205	502	620	727	578	101	231	97	1	0	49	3,333
2011年度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622	10,114
	週間計画より前	84	541	144	224	1,178	384	302	1	0	0	1,543	1,488	5,889
	週間計画以降	58	230	850	380	58	373	355	295	524	444	528	134	4,226
2010年度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120	1,721
	週間計画より前	420	0	0	0	0	0	0	0	0	504	0	0	924
	週間計画以降	133	13	277	52	144	2	5	1	4	48	0	120	798

※ 赤字部分は年度内最大値を表す。

※ 抑制時間は 30 分単位で集計し、1 時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 広域機関システムにおける連系線利用計画変更機能の運用開始時期は以下のとおり。

- ・週間計画における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2016 年 9 月
- ・月間変更における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2017 年 2 月
- ・2018 年 10 月 1 日より間接オークション開始

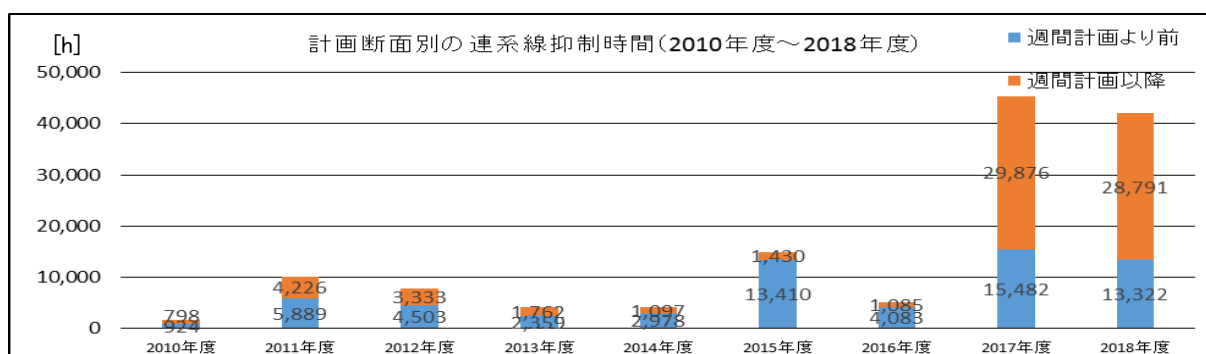


図 2-8 年度別・計画断面別の抑制時間

### (3) 月別・制約別の抑制時間

2018年度の月別・制約別の抑制時間について、表2-8に示す。

表2-8 月別・制約別の抑制時間

[h]

連系線		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道 本州間	合計	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	容量超過	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東北 東京間	合計	24	0	768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	792
	容量超過	24	0	768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	792
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東京 中部間	合計	3,053	4,099	3,362	3,446	4,441	3,549	0	0	0	0	0	0	21,949
	容量超過	3,053	4,099	3,362	3,446	4,441	3,549	0	0	0	0	0	0	21,949
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中部 関西間	合計	1	0	63	84	1	0	0	0	0	0	0	0	148
	容量超過	1	0	63	84	1	0	0	0	0	0	0	0	148
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中部 北陸間	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	容量超過	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸 関西間	合計	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293
	容量超過	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西 中国間	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	容量超過	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西 四国間	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	容量超過	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中国 四国間	合計	105	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	187
	容量超過	105	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	187
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中国 九州間	合計	868	889	1,203	1,715	1,535	2,315	0	0	0	0	0	0	8,524
	容量超過	868	889	1,203	1,715	1,535	2,315	0	0	0	0	0	0	8,524
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	合計	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	容量超過	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

※ 抑制時間は30分単位で集計し、1時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 容量超過による抑制とは、潮流が空容量の上限に達した場合に行う抑制をいう。

※ 最低潮流による抑制とは、潮流が設備の通過電力最低値を下回る場合に行う抑制をいう。

#### (4) 年度別・制約別の抑制時間

2010～2018 年度の年度別・制約別の抑制時間について表 2-9、図 2-9 に示す。

表 2-9 月別・制約別の抑制時間

[h]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
2018年度	合計	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	容量超過	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017年度	合計	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	容量超過	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016年度	合計	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	容量超過	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015年度	合計	1,175	3,858	1,293	761	791	996	1,396	854	946	774	723	1,275	14,840
	容量超過	1,175	2,437	1,293	761	791	863	1,233	854	946	774	723	1,275	13,123
	最低潮流	0	1,421	0	0	0	133	163	0	0	0	0	0	1,717
2014年度	合計	1,132	1,820	411	18	48	250	101	21	49	76	108	44	4,075
	容量超過	990	1,661	411	18	48	192	73	21	49	76	108	44	3,688
	最低潮流	142	160	0	0	0	58	28	0	0	0	0	0	387
2013年度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16	4,121
	容量超過	928	853	134	3	19	94	324	0	10	474	205	16	3,058
	最低潮流	178	336	0	0	1	0	549	0	0	0	0	0	1,063
2012年度	合計	458	1,237	502	620	727	1,025	299	1,039	795	1	667	469	7,836
	容量超過	457	1,160	496	324	511	928	0	325	675	0	667	469	6,010
	最低潮流	1	77	6	296	217	97	299	715	120	1	0	0	1,826
2011年度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622	10,114
	容量超過	114	613	144	9	10	143	124	36	496	434	2,069	1,621	5,810
	最低潮流	29	158	850	595	1,226	614	534	260	28	10	2	1	4,304
2010年度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120	1,721
	容量超過	500	4	2	49	0	2	5	1	2	19	0	97	680
	最低潮流	53	9	276	3	144	0	0	0	2	532	0	24	1,042

※ 赤字部分は年度内最大値を表す。

※ 抑制時間は 30 分単位で集計し、1 時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 広域機関システムにおける連系線利用計画変更機能の運用開始時期は以下のとおり。

・週間計画における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2016 年 9 月

・月間変更における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2017 年 2 月

・2018 年 10 月 1 日より間接オークション開始

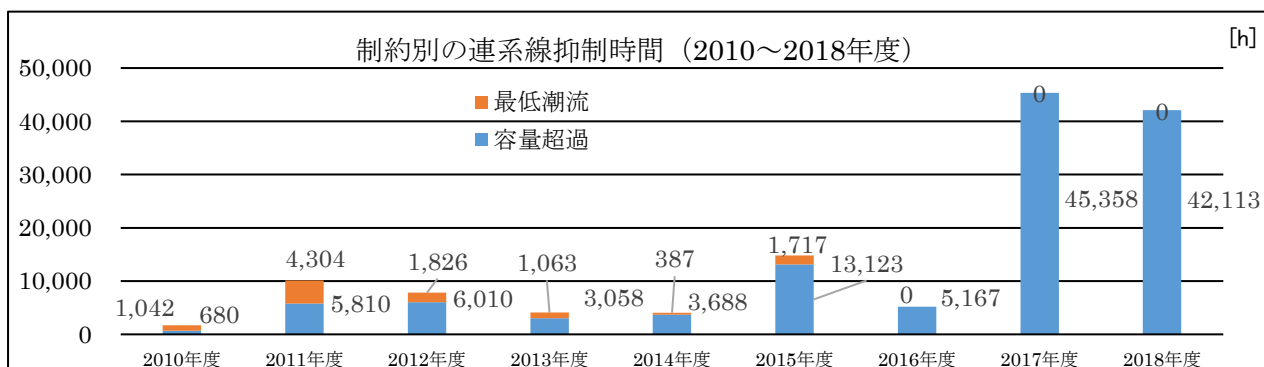


図 2-9 年度別・制約別の抑制時間

#### 4. 連系線の作業停止状況

業務規程第 167 条の規定に基づき一般送配電事業者から報告を受けた連系線の作業停止について、以下の通り実績を示す。

##### (1) 月別の連系線作業停止状況

2018 年度の月別・連系線別の連系線作業停止状況について表 2-10 に、月別の全国連系線作業停止率について、図 2-10 に示す。

表 2-10 月別の連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計		
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備			12	8							2	3			1	2			3	2					18	15	
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線					15	11																	4	7	19	18	
東京中部間	佐久間周波数変換設備	4	4	2	2									2	12	5	30	2	5								15	53
	新信濃周波数変換設備	2	2	2	10	3	8			1	3			4	13	1	2	2	2								15	40
	東清水周波数変換設備	1	1																						8	12	9	13
中部関西間	三重東近江線					1	1																	2	1	3	2	
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備											8	19														8	19
北陸関西間	越前嶺南線	6	13	7	26	1	4									1	1										15	44
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線			13	30	6	25					13	25	7	23	1	1	1	1								41	105
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	9	18			3	3	1	2			1	1	6	11									4	16	24	51	
中国四国間	本四連系線	5	12	5	29									2	2									5	14	17	57	
中国九州間	関門連系線													5	10	13	17				2	1	1	1			21	29
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		27	50	41	105	29	52	1	2	1	3	24	48	26	71	22	53	5	8	5	3	1	1	23	50	205	446	

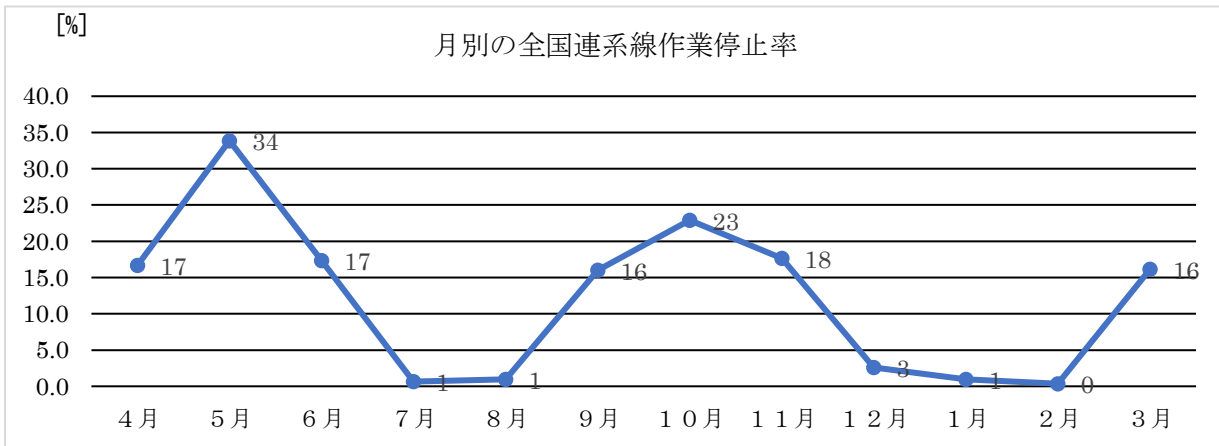


図 2-10 月別の連系線作業停止率

※ 作業停止率 =  $\frac{\text{連系線作業停止延べ日数}}{10 \times \text{連系線} \times \text{暦日数}}$

## (2) 年度別連系線作業停止状況

2010～2018 年度の年度別の連系線作業停止状況について、表 2-11 に示す。

表 2-11 年度別連系線作業停止状況

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	計	9ヶ年平均
件数	64	56	58	38	63	91	218	267	205	1,060	118

※ 2015 年度から 2016 年度にかけて実績が大きく増加しているのは、2016 年度から、広域機関システムが導入されたことにより詳細な実績管理が可能となったためである。

## 5. 連系線の故障状況

### (1) 連系線の故障状況

2018年度の連系線の故障状況について、表 2-12 に示す。

表 2-12 年度別連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
8月27日	新信濃2号FC	サイリスタバルブの不良
9月4日	阿南紀北直流幹線	不明
9月6日	北本直流幹線	北海道エリア地震に伴う事故波及
9月10日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
9月30日	佐久間FC	倒木
10月1日	新信濃2号FC	他送電線事故波及

※運用容量に影響のある故障実績を記載。

### (2) 年度別の連系線故障件数

2010～2018年度の年度別の連系線の故障状況について、表 2-13 に示す。

表 2-13 年度別連系線故障状況

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	計	9ヶ年平均
件数	9	5	6	9	1	3	3	3	6	45	5



## 6. マージン利用の実績

マージン利用とは、連系線利用申込者が利用を希望する連系線の空容量がない場合等に、連系線のマージンの一部を利用することをいう。業務規程第 151 条の規定に基づくマージンの利用について、2018 年度は実績が無かった。なお、間接オークションの開始に伴い相対契約による連系線利用計画が無くなることから、次年度以降本件の報告は削除となる。

## 7. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生し、又は発生するおそれのある場合において、連系線に設定したマージンを使って電気を供給することをいう。業務規程第 152 条の規定に基づくマージンの使用について、2018 年度の実績は、表 2-14 のとおり。

表 2-14 マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
9 月 7 日 ～21 日	北海道本州間連系設備 (逆方向)	北海道胆振東部地震に伴う北海道エリアの供給力減少に対して、広域的融通により供給力の増加をはかる必要があり、融通指示量を充足するため。

## 8. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績は次ページ以降の図 2-13 から 2-22 のとおり。なお、利用実績の見方は図 2-11 及び 2-12 のとおりである。

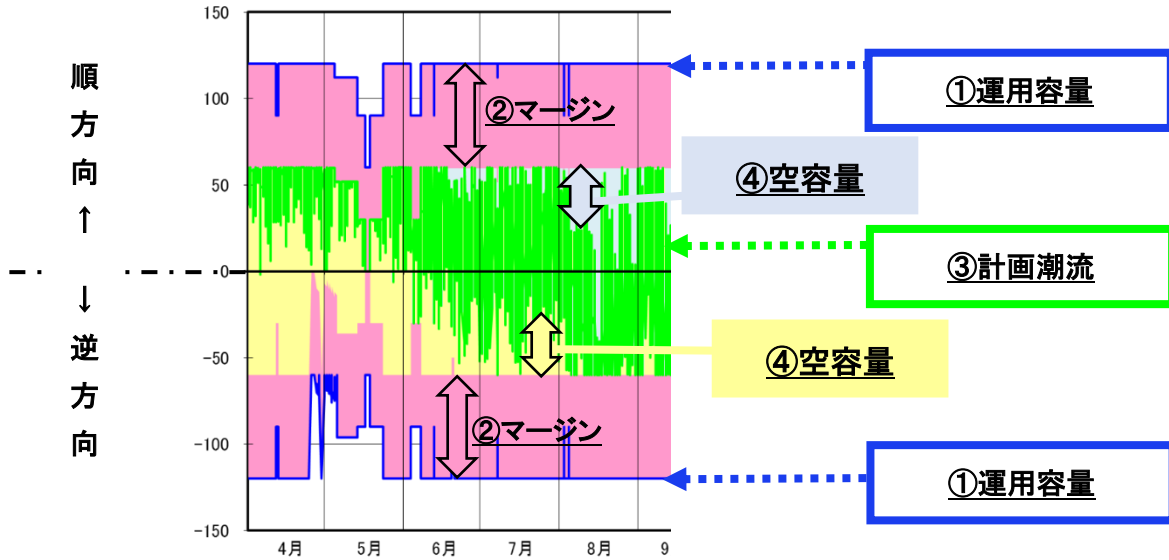


図 2-11 連系線 実績の見方

構成要素	2018年9月まで	2018年10月から(間接オークション導入後)
①運用容量	流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値。	同左
②マージン	マージンとは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、又は電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。「マージンを利用した連系線利用計画及びマージンを使用した連系線利用計画」の連系線利用量は控除。	「マージン」とは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。「マージンを使用する計画潮流」は控除。
③計画潮流	先着優先による連系線利用計画、前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。	前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。
④空容量	④=①-②-③ なお、広域周波数調整に必要となる容量については、その実施を決定した時点で、空容量から控除。	同左

図 2-12 連系線 実績の見方

(注:計画潮流について)

順方向と逆方向の利用計画は相殺される。そのため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値として記載する。

【参考】空容量実績の公表について

空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

URL: [http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN\\_login#](http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#)

図 2-13 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2018 年度)

※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

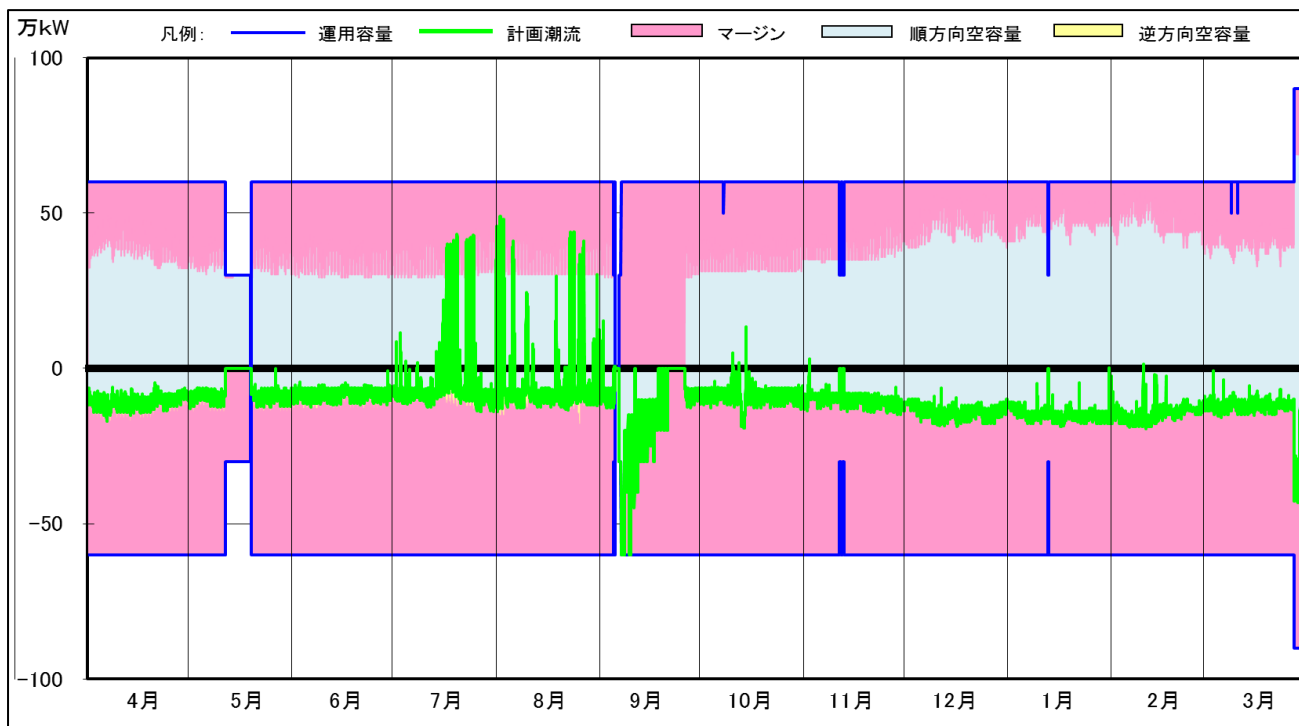
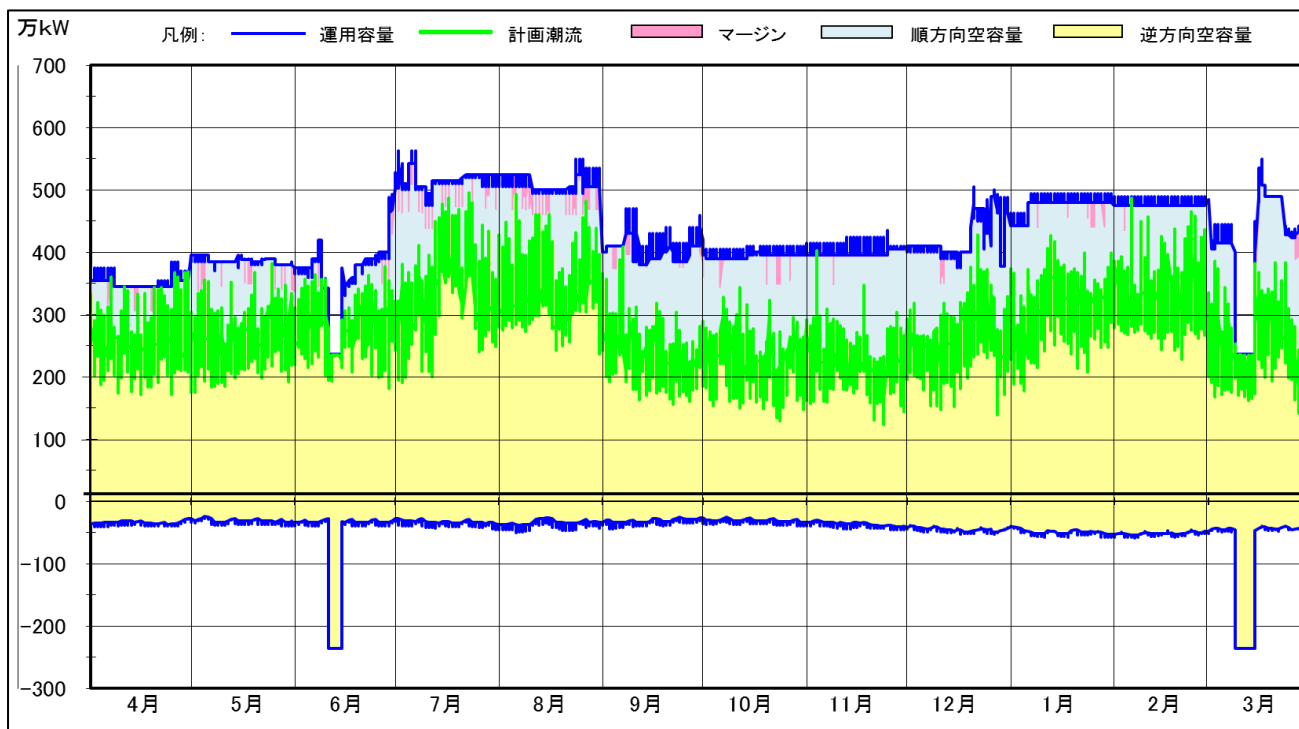
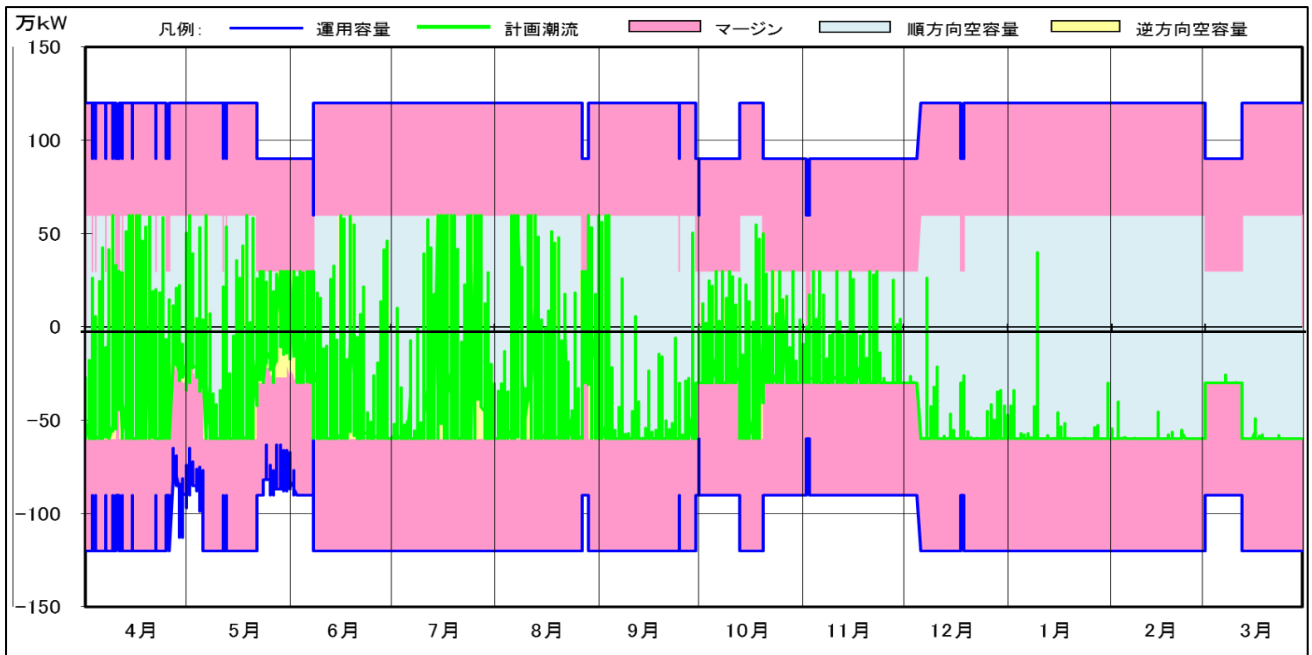


図 2-14 東北東京間連系線(相馬双葉幹線・いわき幹線)の空容量実績(2018 年度)



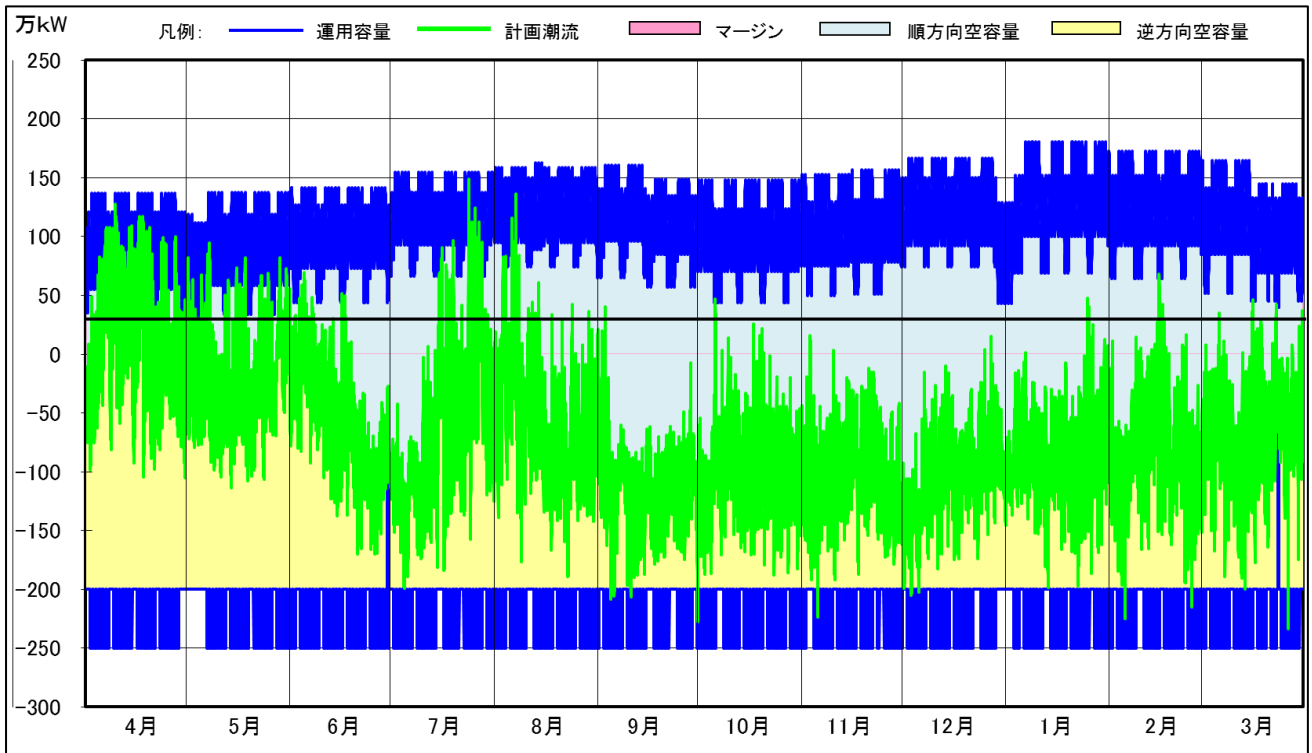
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図 2-15 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水周波数変換設備)の空容量実績(2018 年度)



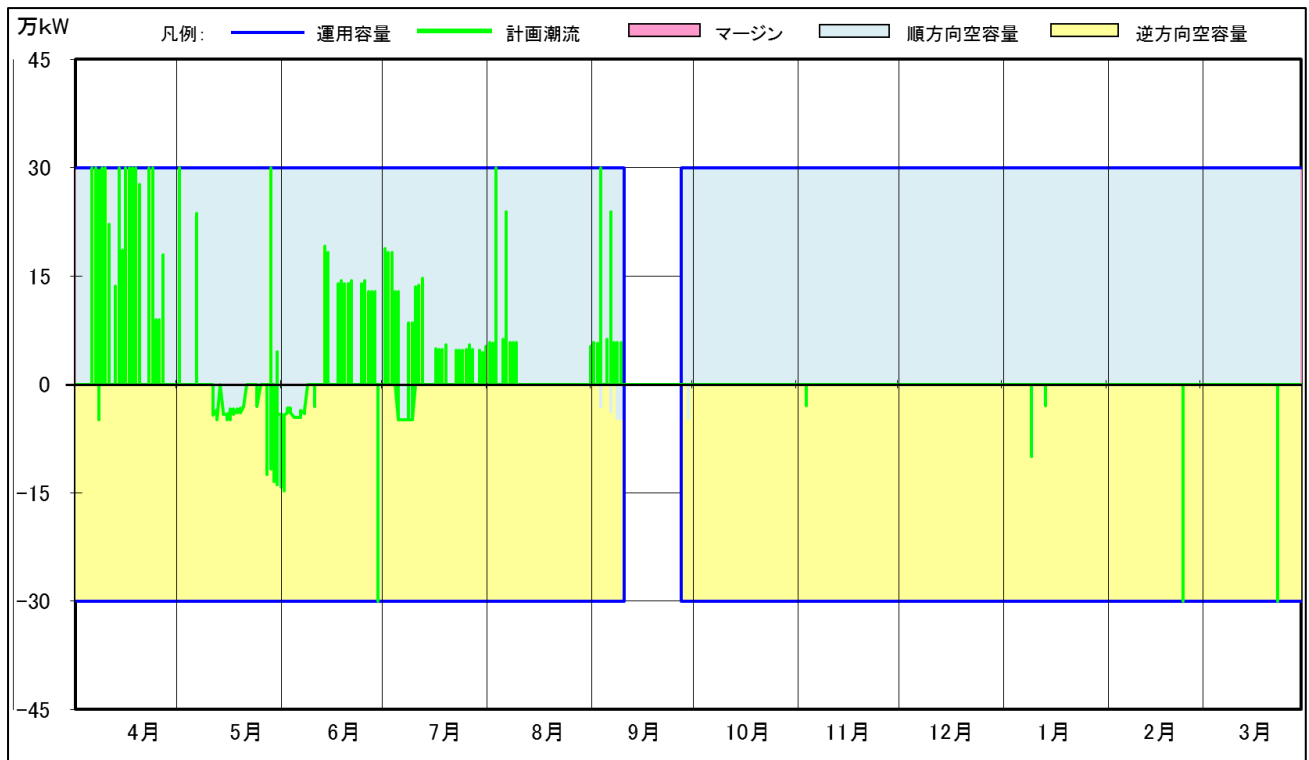
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図 2-16 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2018 年度)



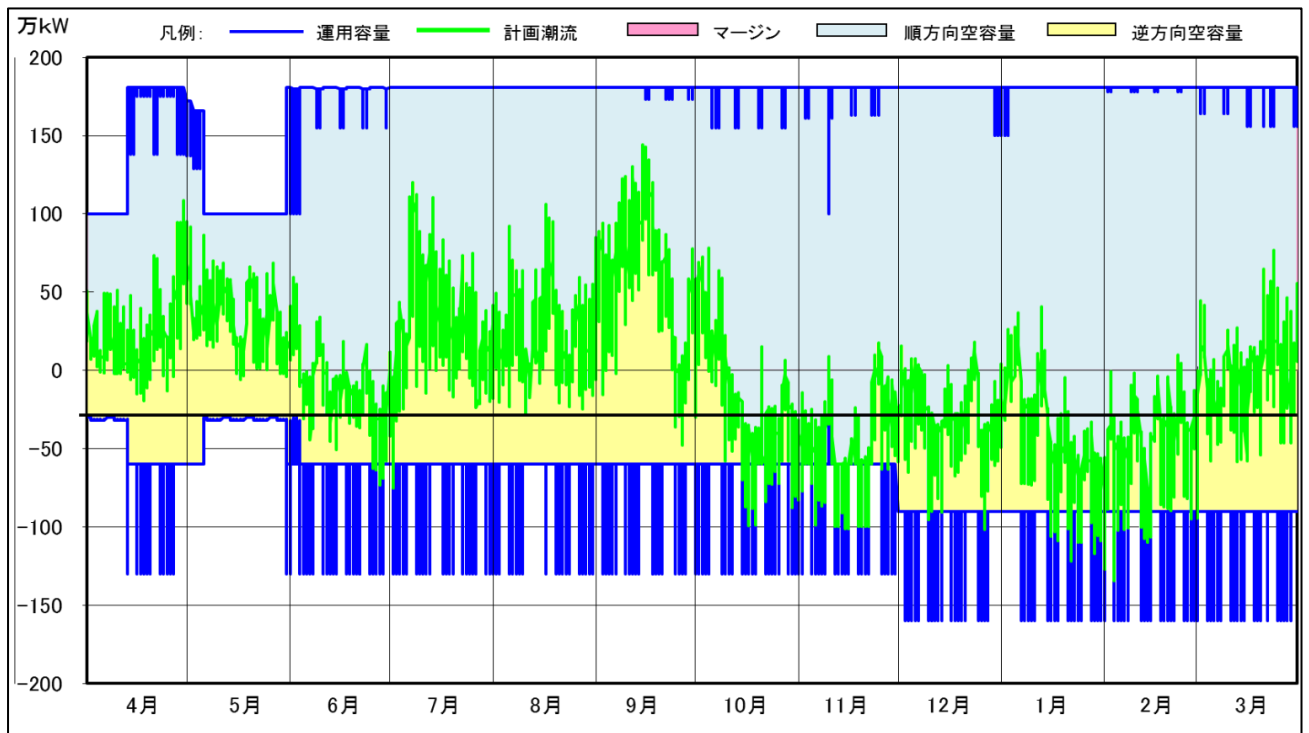
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-17 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2018 年度)



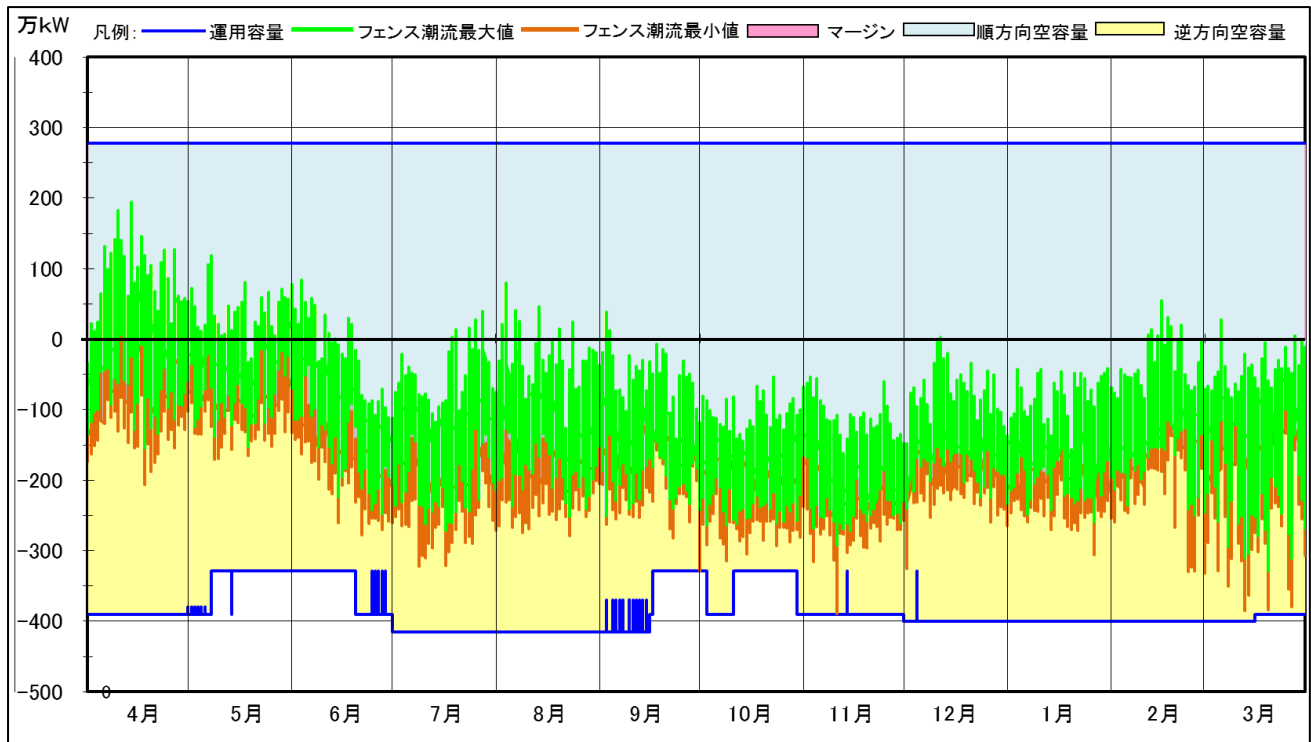
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-18 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2018 年度)



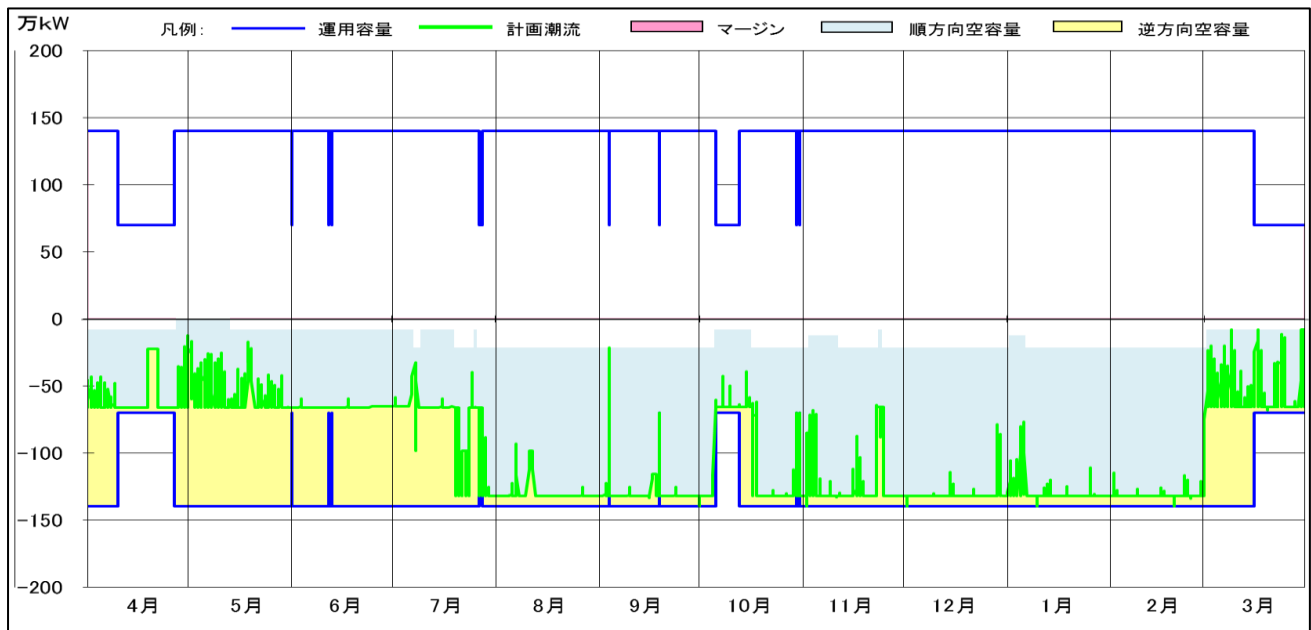
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図 2-19 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2018 年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図 2-20 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(2018 年度)

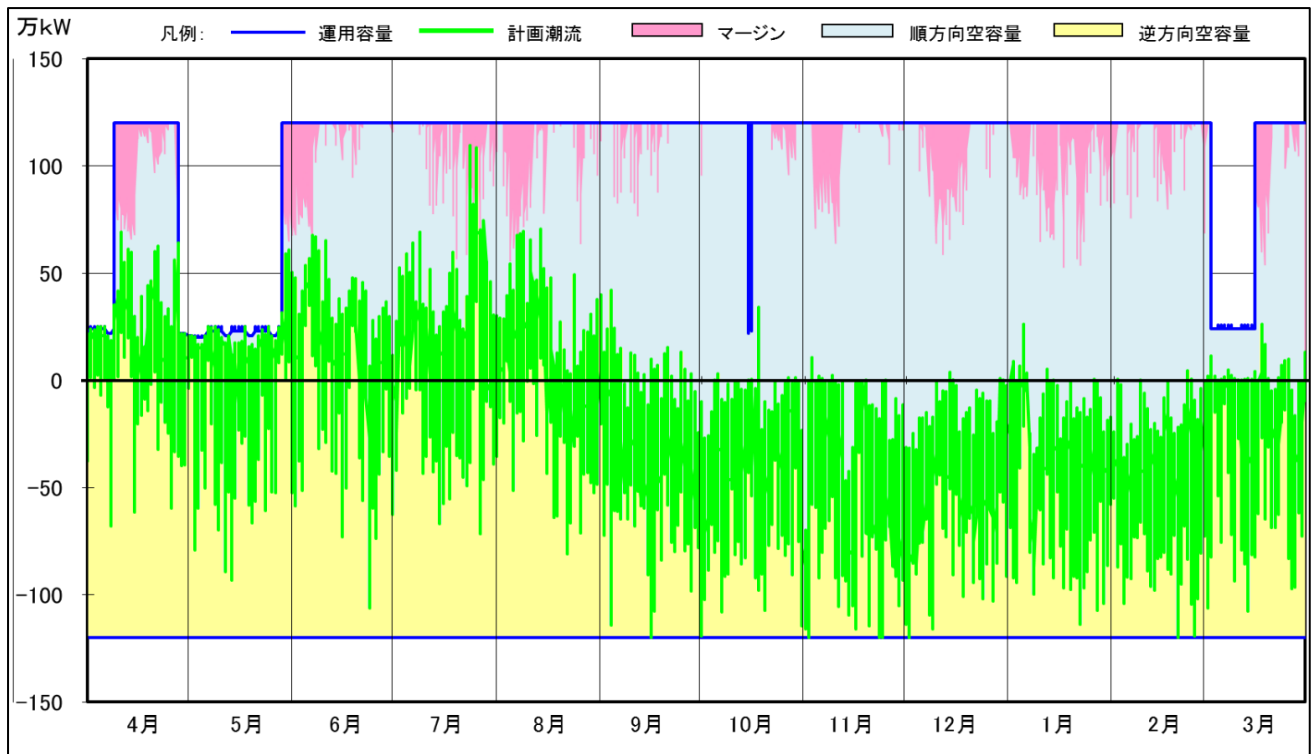


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は以下のうち小さい方で算出。

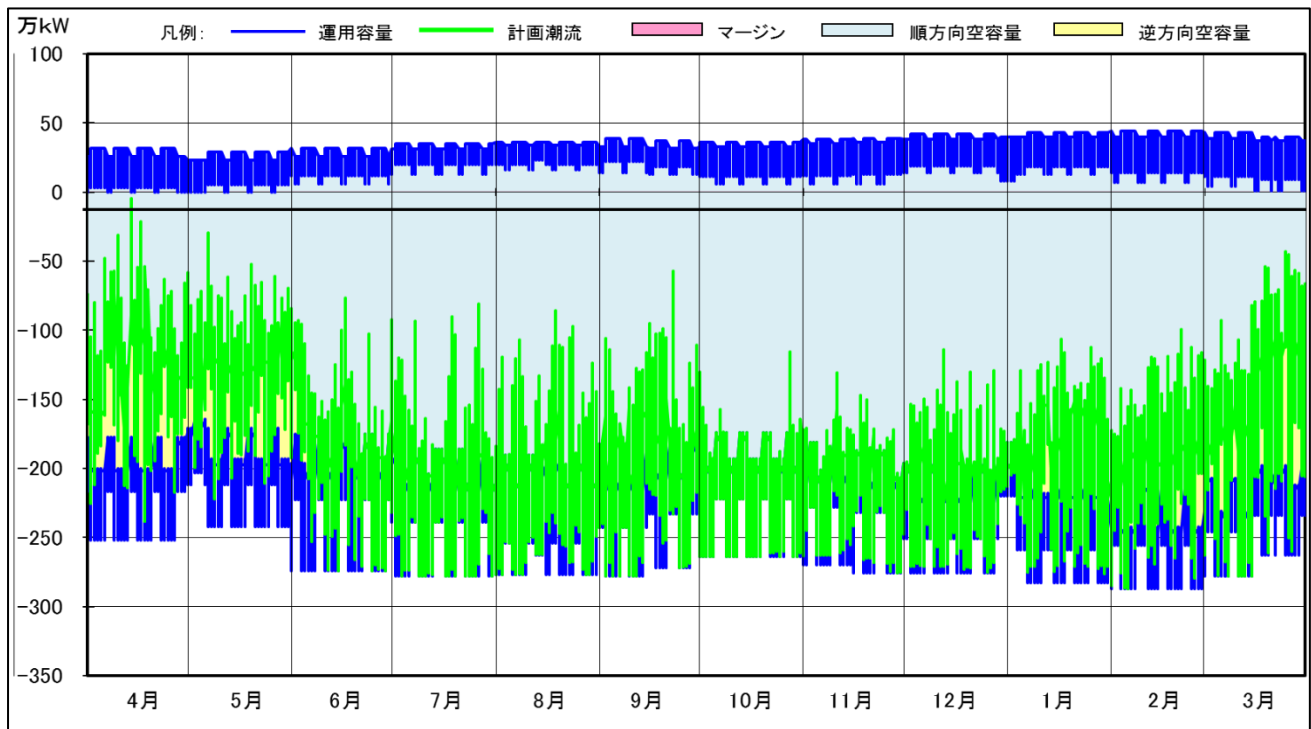
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図 2-21 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2018 年度)



※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-22 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2018 年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。



## 9. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況について、各一般送配電事業者が公表している系統連系制約は以下 URL で参照されたい。

---

※ 以下のウェブサイトにて公表されている

- ・北海道電力株式会社 : [http://www.hepco.co.jp/corporate/con\\_service/bid\\_info.html](http://www.hepco.co.jp/corporate/con_service/bid_info.html)
- ・東北電力株式会社 : <http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/04.htm>
- ・東京電力株式会社 : <http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
- ・中部電力株式会社 : <http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
- ・北陸電力株式会社 : [http://www.rikuden.co.jp/rule/U\\_154seiyaku.html](http://www.rikuden.co.jp/rule/U_154seiyaku.html)
- ・関西電力株式会社 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
- ・中国電力株式会社 : <http://www.energia.co.jp/retailer/keitou/access.html>
- ・四国電力株式会社 : <http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
- ・九州電力株式会社 : [http://www.kyuden.co.jp/wheeling\\_disclosure](http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure)
- ・沖縄電力株式会社 : <http://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

## まとめ

### 電力系統

電力系統の実績としては、地域間連系線の利用、混雑処理、作業停止、故障、マージン利用・マージン使用、空容量に係る状況を取りまとめた。

電力広域の運営推進機関

総務部

<http://www.occto.or.jp/>

### Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

#### 発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ

(2018年度の受付・回答分)

2019年5月

電力広域的運営推進機関

## 目次

1. 対象電源 .....	79
2. 集計結果 .....	80
3. まとめ .....	101
別 紙 .....	102
参 考 資 料 .....	133

電力広域的運営推進機関(以下、広域機関という。)にて規定している業務規程第 181 条において、系統アクセス業務に関する前年度までの実績について取りまとめ、公表することを定めている。

今回、2018 年度(2018 年 4 月～2019 年 3 月)の系統アクセス業務に関する実績(受付及び回答状況)を取りまとめたので、公表する。

なお、本資料は 2018 年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針(以下、規程等という。)の条文は、同年度末日時点で適用される規程等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、2018 年度末日時点で施行されている電気事業法(昭和三十九年七月十一日法律第七十号)に規定される定義を用いる記載としている。

また、本資料における「東京電力パワーグリッド株式会社」の事業者名称は、「東京電力PG」と記載する。

## 1. 対象電源

2015 年 4 月 1 日以降に広域機関及び一般送配電事業者において系統アクセス業務に係る受付または回答を行った最大受電電力 500 キロワット以上の発電設備等の案件を対象とする。なお、発電容量の増加を伴わない改修等も含む。

ただし、調査期限末日時点(2019 年 3 月 31 日)において回答予定日を超過して継続検討中(未回答)である接続検討の案件の総数に限り、2015 年 3 月以前に受付を行った案件も含め集計している。

## 2. 集計結果

### 2-1. 事前相談

#### (1) 受付件数(受付会社別)【事前相談】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った事前相談の件数は以下のとおり。

なお、広域機関及び各一般送配電事業者における受付件数の月別推移については、別紙1に示す。

表1 事前相談受付件数 及び 昨年度との比較

受付会社	2018年度 [件]			(参考) 2017年度 [件]			増減[件] 2018年度- 2017年度
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関	76	—※1	76	111	—※1	111	▲ 35
北海道電力	97	549	646	214	1,378	1,592	▲ 946
東北電力	562	2,291	2,853	650	1,879	2,529	324
東京電力PG	384	2,275	2,659	567	4,829	5,396	▲ 2737
中部電力	384	3,726	4,110	454	3,682	4,136	▲ 26
北陸電力	129	493	622	145	333	478	144
関西電力	503	3,815	4,318	552	2,976	3,528	790
中国電力	391	2,014	2,405	689	2,055	2,744	▲ 339
四国電力	80	724	804	124	422	546	258
九州電力	290	1,713	2,003	312	1,484	1,796	207
沖縄電力	8	30	38	29	43	72	▲ 34
	2,904	17,630	20,534	3,847	19,081	22,928	▲ 2394

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

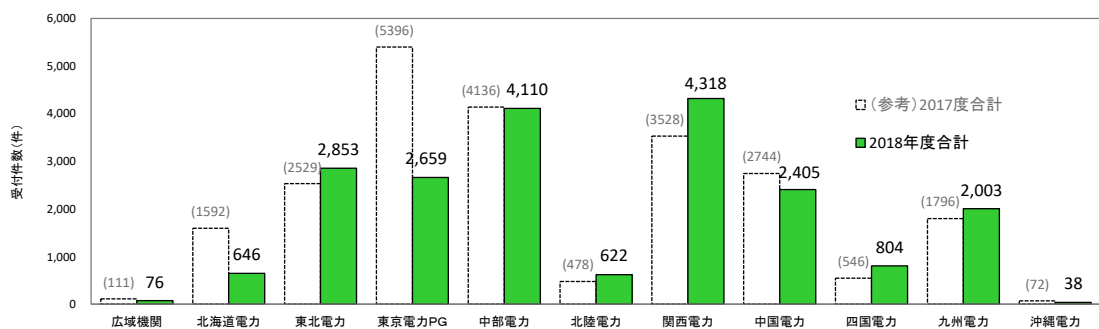


図1 事前相談 受付件数(広域機関、一般送配電事業者別) [2018年度]

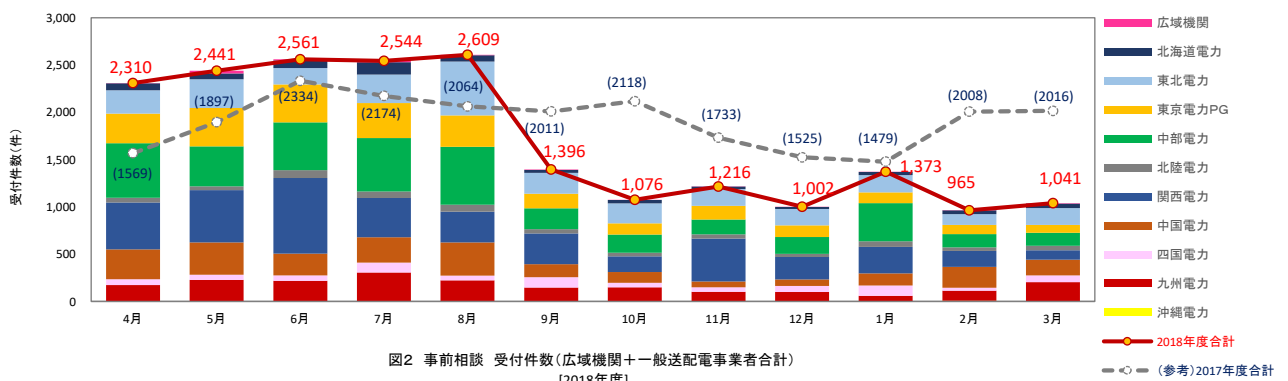


図2 事前相談 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計) [2018年度]

## 2-2. 接続検討

### (1) 受付件数(受付会社別)【接続検討】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った接続検討の件数は以下のとおり。

なお、広域機関及び各一般送配電事業者における受付件数の月別推移については別紙2に示す。

表2 接続検討 受付件数 及び 昨年度との比較

受付会社	2018年度 [件]			(参考) 2017年度 [件]			増減[件] 2018-2017
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関	58	—※1	58	53	—※1	53	5
北海道電力	45	184	229	156	167	323	▲ 94
東北電力	192	423	615	166	277	443	172
東京電力PG	88	765	853	95	990	1,085	▲ 232
中部電力	57	528	585	88	397	485	100
北陸電力	47	68	115	39	79	118	▲ 3
関西電力	62	266	328	73	281	354	▲ 26
中国電力	64	367	431	61	254	315	116
四国電力	22	88	110	23	116	139	▲ 29
九州電力	50	265	315	85	206	291	24
沖縄電力	2	6	8	0	2	2	6
合計	687	2,960	3,647	839	2,769	3,608	39

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

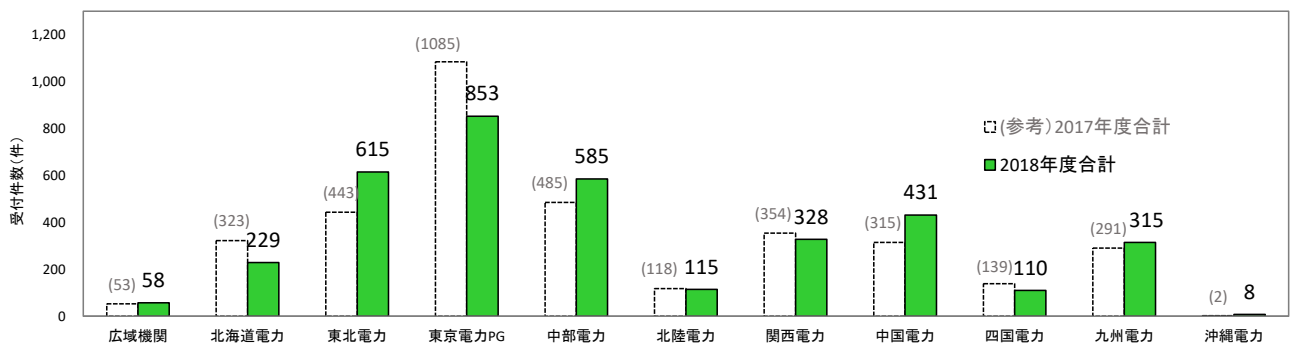


図3 接続検討 受付件数(広域機関、一般送配電事業者別)  
[2018年度]

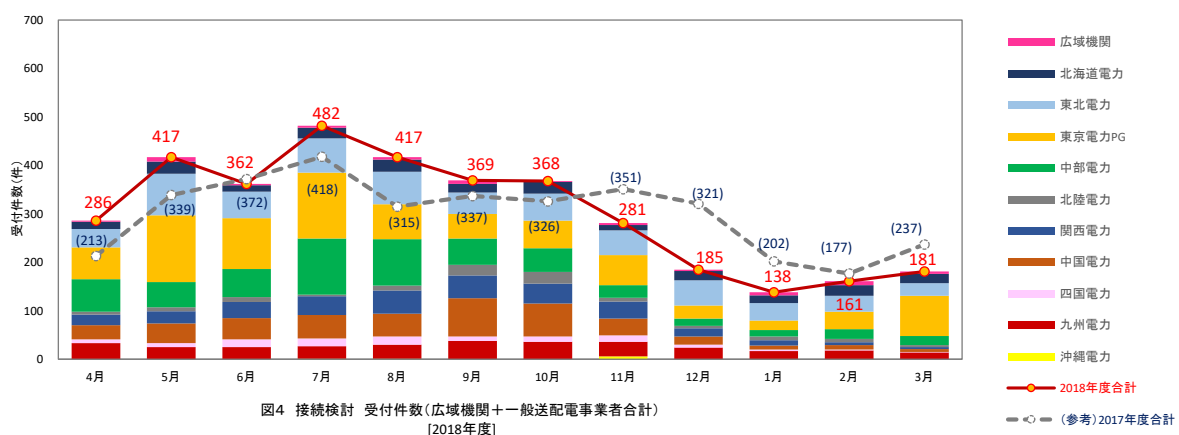


図4 接続検討 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)  
[2018年度]



## (2) 電源種別件数(一般送配電事業者エリア別。以下、エリア別)【接続検討】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った接続検討の電源種別の件数は以下のとおり。広域機関にて受付を行った案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。

なお、各エリアの電源種別件数の月別推移および電源種別割合については別紙3に示す。

※1 接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、接続検討の受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

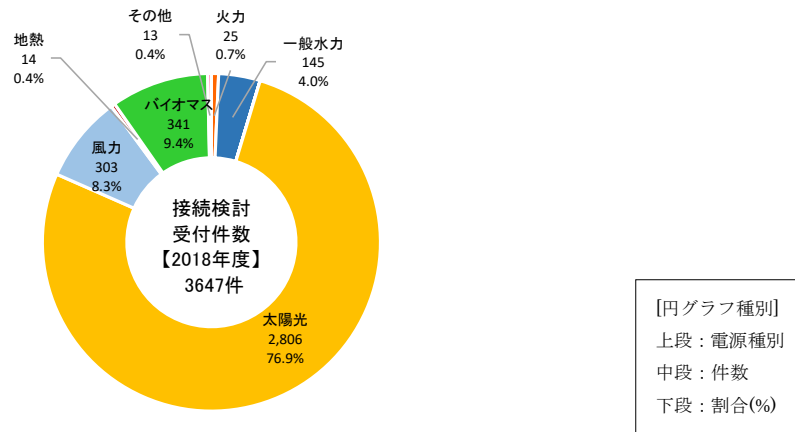


図5 接続検討 電源種別割合(全エリア合計) [2018年度]

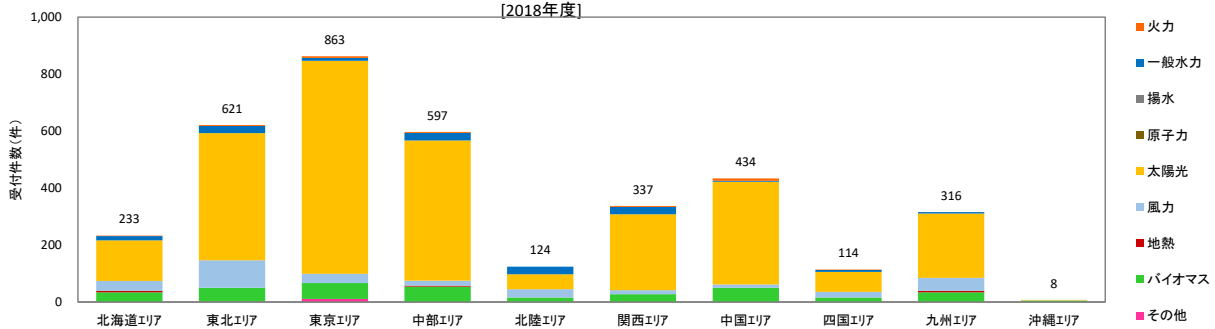


図6 接続検討 電源種別件数(エリア別) [2018年度]

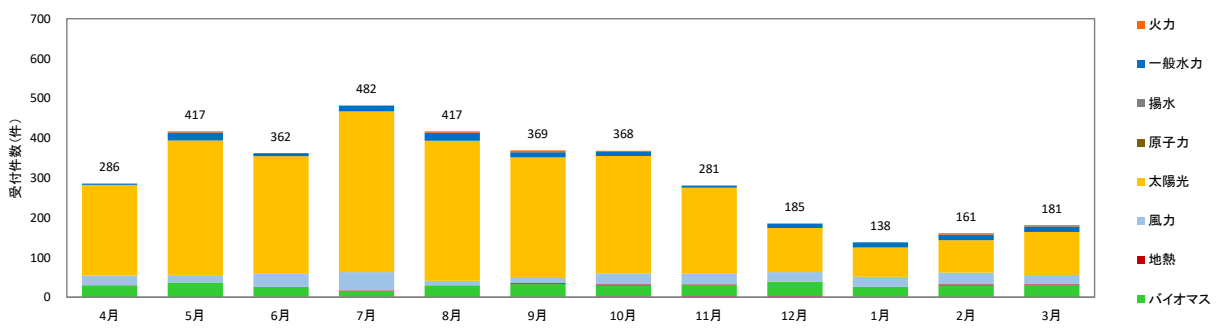


図7 接続検討 電源種別件数(月別合計) [2018年度]

### (3) エリア別連系希望容量及び供給希望先【接続検討】

2018年4月以降に受付を行った接続検討のエリア別連系希望容量とその供給希望先は以下のとおり。

なお、広域機関にて受付を行った案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。

※同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合、異なる申込みとしてそれぞれの容量を計上している。

また、連系希望容量全てが系統に連系されるものではない。

表3 2018年度 連系希望容量(エリア別)

対象エリア	連系希望容量 (MW)
北海道	9,002
東北	10,626
東京	22,852
中部	10,043
北陸	2,178
関西	5,105
中国	6,832
四国	1,780
九州	3,590
沖縄	104
合計	72,112

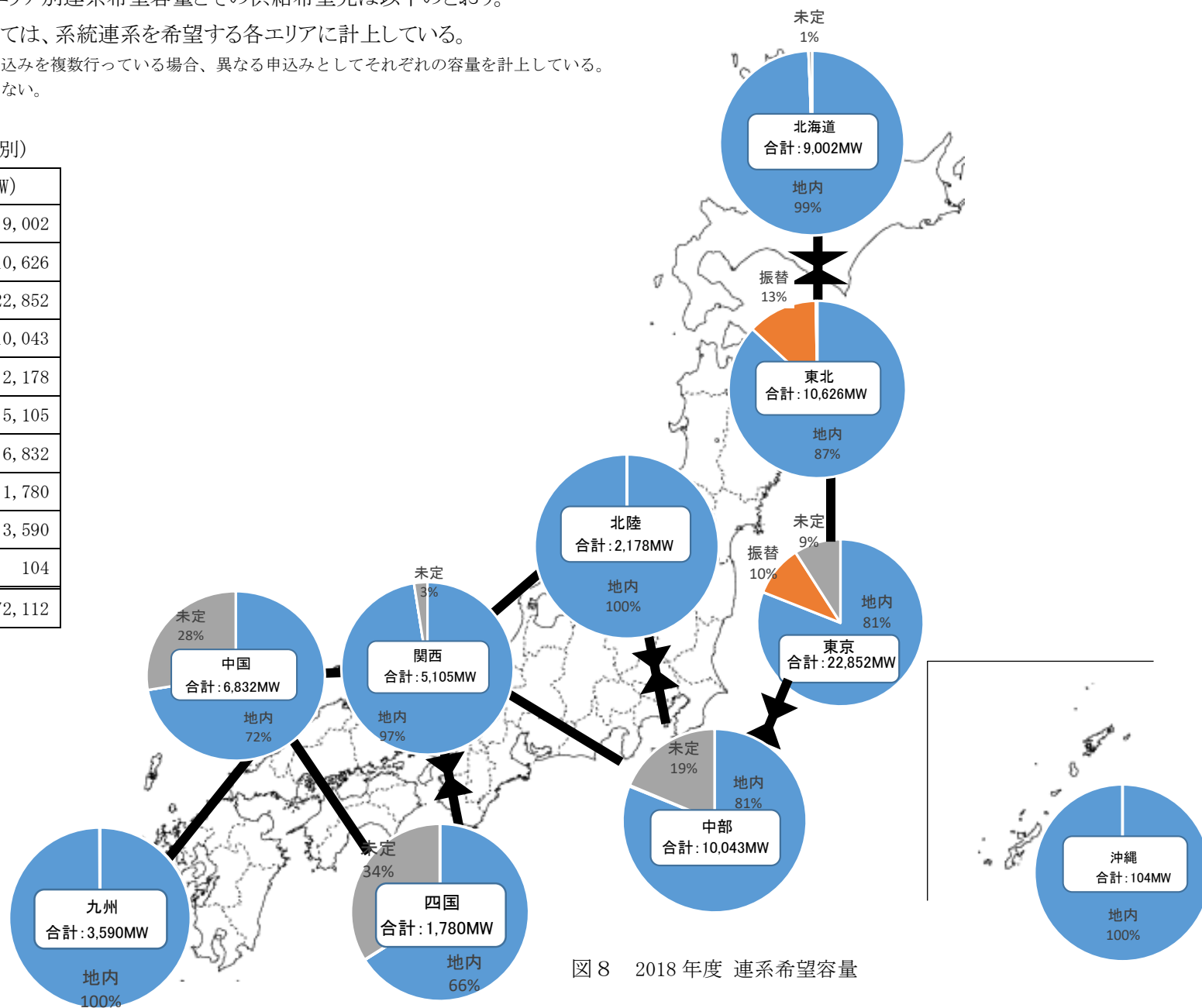


図8 2018年度 連系希望容量

#### (4) 回答件数及び検討期間【接続検討】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に回答を行った接続検討の件数及び検討期間は以下のとおり。なお、広域機関及び各一般送配電事業者における回答件数及び検討期間の実績については別紙4に示す。

また、参考として申込み件数の上位を占める電源の月別申込みに対する月別回答実績についても集計した。(参考1参照)

※ 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

##### 【用語の定義】

○契約の分類については、一般送配電事業者を一送と略し、以下の区分ごとに集計した。

「一送関連電源」：当該一般送配電事業者が親子法人等である発電事業者が接続検討の申込者であるもの

「一送関連購入」：当該一般送配電事業者が親子法人等である発電事業者‘以外’が接続検討の申込者であり、全量を当該一般送配電事業者が親子法人等である小売電気事業者にて購入する予定のもの。

「託送」：上記以外。すなわち、当該一般送配電事業者が親子法人等である発電事業者‘以外’が接続検討の申込者であり、一般送配電事業者が親子法人等である小売電気事業者‘以外’が売り先となるもの、またはその可能性のあるもの

「売先未定」：売り先となる未定のもの

○検討期間については、送配電等業務指針第86条に基づき、3ヶ月を標準期間として調査した。

(接続検討の回答期間)

第86条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、接続検討の回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 系統連系希望者が高圧の送電系統への発電設備等(但し、逆変換装置を使用し、容量が500キロワット未満のものに限る。)の連系等を希望する場合 接続検討の申込みの受付日から2か月
- 二 前号に該当しない場合 接続検討の申込みの受付日から3か月

○回答期間超過理由の分類については、以下の区分ごとに集計した。

##### A. 申込者都合(申込書不備)

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

##### B. 申込者都合(申込内容変更)

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

##### C. 受付者都合(申込集中)

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

##### D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)

特殊検討が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

##### E. 受付者都合(受付・検討不備)

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

##### F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

##### G. 電源募集Pによる保留

電源接続案件募集プロセス<sup>\*1</sup>の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

##### H. 計画策定Pによる保留

計画策定プロセス<sup>\*2</sup>の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

##### I. その他(複数要因含む)

上記以外の理由によるもの

- ※1 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続き。
- ※2 広域系統整備計画の策定に当たって必要となる手続き。

表4 接続検討 月別回答件数 [件]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
2018年度	186	244	236	253	367	356	488	402	456	262	223	144	3,617
(参考)2017年度	220	195	242	195	264	405	387	340	401	317	364	256	3,586

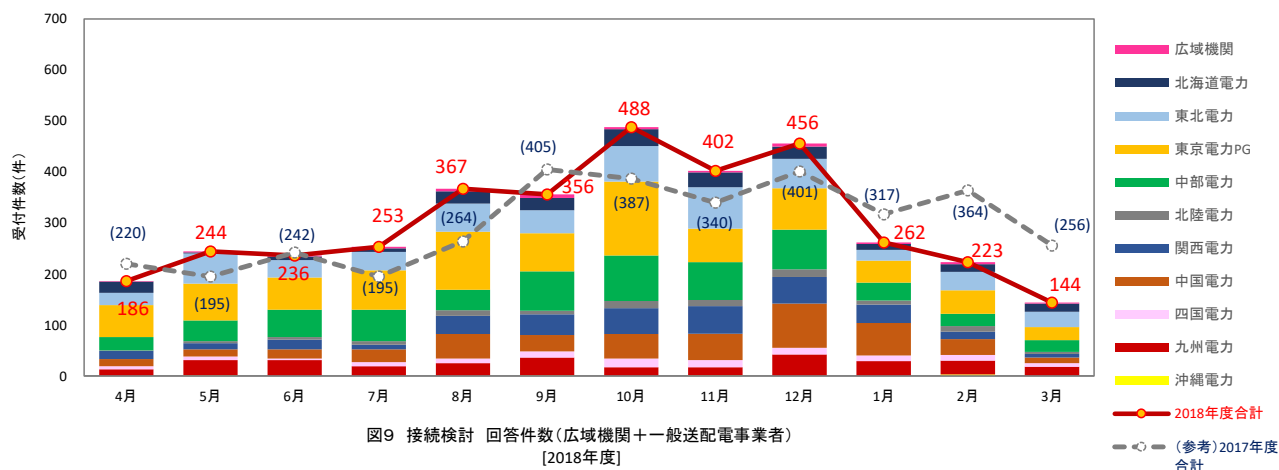


表5 接続検討 回答件数及び検討期間実績 [2018.4~2019.3]

			一送関連 電源	一送関連 購入	託送	売先未定	合計 <比率>
検討 期間	標準 期間 以内	1ヶ月以内	1	95	2	1	99 <2.7%>
		1ヶ月超~2ヶ月以内	3	324	2	2	331 <9.2%>
		2ヶ月超~3ヶ月以内	26	2446	17	20	2509 <69.4%>
	標準 期間 以上	3ヶ月超	11	648	8	11	678 <18.7%>
合計			41	3513	29	34	3617

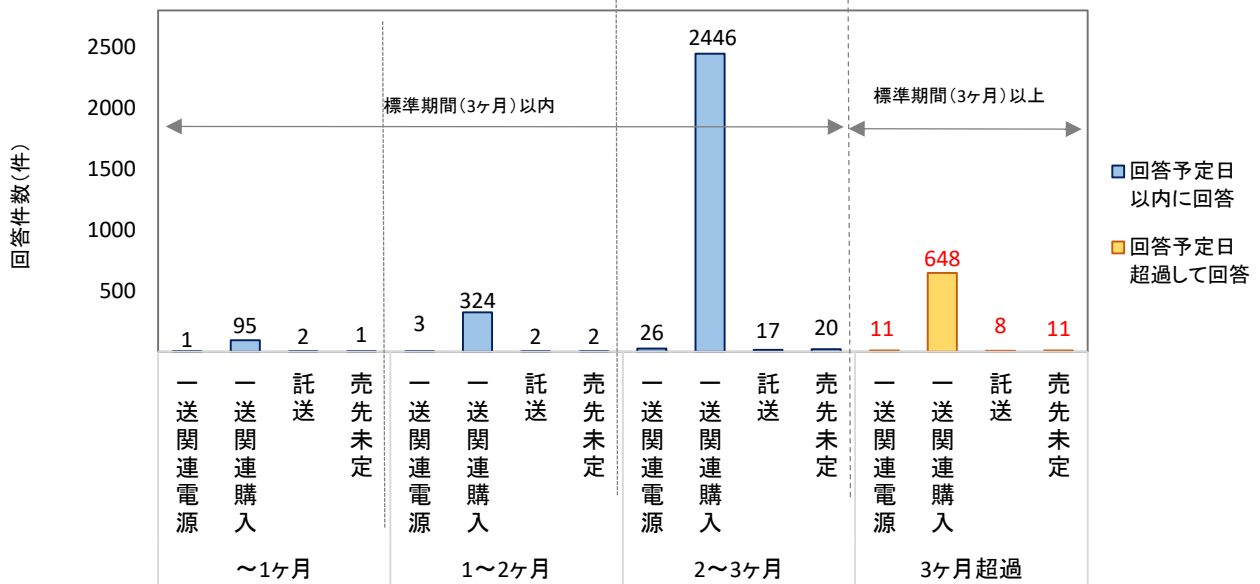


図10 接続検討 回答件数及び検討期間実績（広域機関＋一般送配電事業者合計）  
[2018年度]

表6 接続検討 回答予定日超過の理由 [2018.4～2019.3]

回答件数(件)		一送関連電源	一送関連購入	託送	売先未定	合計
超過理由	A. 申込者都合（申込書不備）	0	27	0	0	27
	B. 申込者都合（申込内容変更）	2	36	2	2	42
	C. 受付者都合（申込集中）	3	102	0	0	105
	D. 受付者都合（特殊検討、検討量大）	5	355	4	4	368
	E. 受付者都合（受付・検討不備）	1	17	0	0	18
	F. 申込者並びに受付者都合	0	15	0	1	16
	G. 電源募集Pによる保留	0	6	1	0	7
	H. 計画策定Pによる保留	0	0	0	0	0
	I. その他（複数要因含む）	0	90	1	4	95
合計		11	648	8	11	678

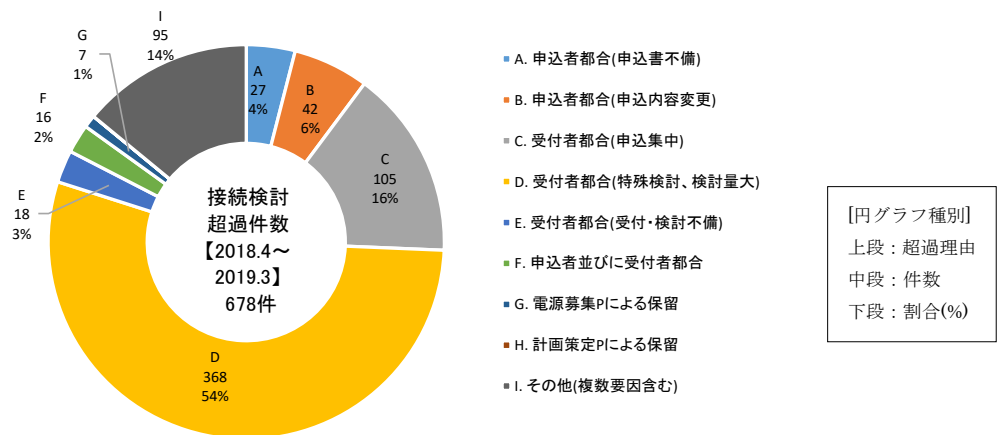


図11 接続検討 回答予定日超過理由（広域機関＋一般送配電事業者合計）  
[2018年度]

(5) 回答予定日超過案件(検討継続中(未回答))の状況【接続検討】

2019年3月末時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中(未回答)である件数は以下の通り。  
 なお、ここでは2015年3月以前に受付を行った接続検討の案件を含め調査した。  
 各都道府県別の状況については別紙5に示す。

【回答予定日超過(検討継続中(未回答))の主な要因】

- ・一般送配電事業者において検討事項が多岐に亘り、検討に時間を要しているため
- ・申込集中により、受付者の業務量が膨大になったため
- ・申込者において申込後に申込内容の変更等を行ったため

表7 接続検討 回答予定日超過件数※1(検討継続中※2)

受付会社	2018年度末時点	2017年度末時点
広域機関	11	3
北海道電力	23	10
東北電力	73	6
東京電力PG	37	52
中部電力	8	7
北陸電力	12	1
関西電力	1	5
中国電力	7	2
四国電力	2	2
九州電力	43	16
沖縄電力	3	0
合計	220	104

※1 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

※2 検討継続中案件：2015年3月以前受付及び2015年4月以降受付の案件のうち、調査時点で未回答となっている案件。

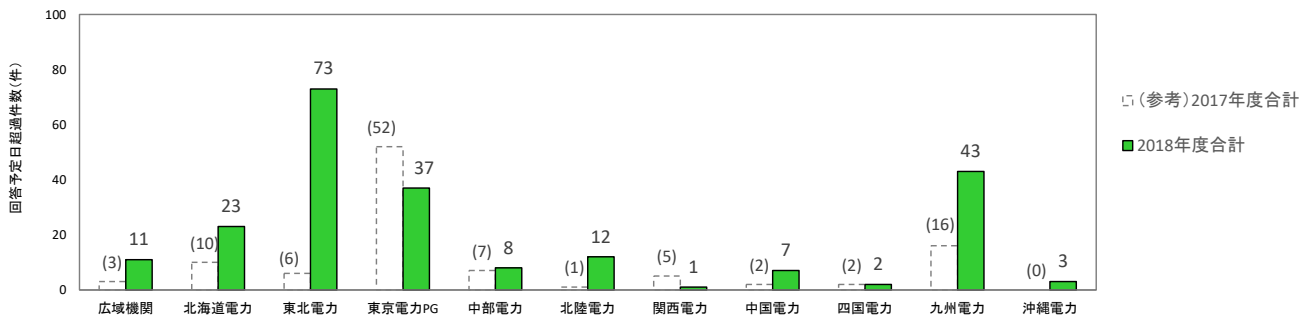


図12 接続検討 回答予定日超過(未回答)件数(2019年3月末時点)

(6) 電源接続案件募集プロセスの実施状況

2019年3月末時点における電源接続案件募集プロセスの実施状況(2015年4月からの累積値)は以下のとおり。なお、募集要綱が決定された案件については、募集対象エリア(市町村)を別紙6に示す。

【実施中案件】

表8-1 電源接続案件募集プロセス 実施案件一覧

対象エリア	件数※1	募集対象	主宰者	開始決定日	募集要綱決定日	プロセス完了予定
東北	2件	東北北部エリア	広域機関	2016年10/13	2017年3/9	2019年12月下旬頃
		福島県会津エリア	広域機関	2017年9/1	2017年10/25	2019年6月中旬頃
東京	1件	北関東東部エリア	広域機関	2018年10/31	2019年2/6	2019年12月上旬頃
九州	6件	宮崎県日向・一ツ瀬エリア	広域機関	2016年7/20	2016年8/31	2019年4月下旬頃
		大分県西大分エリア	広域機関	2016年7/20	2016年10/12	2019年7月中旬頃
		大分県日田エリア	広域機関	2016年7/20	2016年10/12	2019年5月下旬頃
		鹿児島県霧島エリア	広域機関	2016年7/20	2016年11/9	2019年6月下旬頃
		鹿児島県大隅エリア	広域機関	2016年7/20	2016年11/9	2019年5月中旬頃
		福岡県北九州市若松響灘エリア	広域機関	2016年12/21	2017年6/30	2019年7月中旬頃
合計	9件					

※1 電源接続案件募集プロセスの申込み受付件数ではなく、電源接続案件募集プロセスが開始された案件を集計。

## 【完了案件】

表 8-2 電源接続案件募集プロセス 完了案件一覧

対象エリア	件数※1	募集対象	主宰者	開始決定日	募集要綱決定日	プロセス完了日
東北	11件	福島県相馬エリア	東北電力	2016年 1/19	2016年 4/22	2017年 8/31
		宮城県鳴子岩出山エリア	東北電力	2016年 3/15	2016年 6/30	2017年 4/14
		岩手県宮古久慈エリア	東北電力	2016年 3/29	2016年 8/24	2017年 6/30
		福島県南エリア	東北電力	2016年 6/1	2016年 11/2	2018年 1/16
		福島県白河エリア	広域機関	2016年 6/17	2016年 8/24	2018年 2/14
		福島県矢吹石川エリア	東北電力	2016年 7/19	2016年 11/25	2017年 10/16
		青森県八戸エリア	東北電力	2016年 7/19	2017年 1/18	2019年 2/28
		新潟県村上エリア	東北電力	2016年 9/30	2016年 12/7	2017年 10/16
		福島県浜通り南部エリア	広域機関	2017年 2/13	2017年 4/12	2018年 2/14
		福島県沢上エリア	広域機関	2017年 7/14	2017年 9/6	2018年 2/28
		宮城県白石丸森エリア	広域機関	2017年 2/13	2017年 4/12	2018年 6/20
東京	5件	群馬県西部エリア	東京電力 P G	2015年 10/27	2015年 12/25	2017年 2/27
		山梨県北西部エリア	東京電力 P G	2015年 10/27	2016年 1/14	2017年 10/10
		千葉県南部エリア	東京電力 P G	2015年 10/27	2016年 1/14	2017年 10/25
		千葉県中西部エリア	東京電力 P G	2015年 10/27	2016年 1/14	2016年 12/14
		栃木県北部・中部エリア	東京電力 P G	2015年 10/27	2015年 12/25	2018年 4/27
中部	1件	岐阜県北エリア	広域機関	2017年 3/6	2017年 5/10	2018年 8/10
中国	1件	岡山県北東部エリア	中国電力	2016年 3/31	2016年 7/14	2017年 6/1



四国	1 件	高知県東部エリア	広域 機関	2017 年 6/2	2017 年 12/13	2018 年 11/7
九州	8 件	長崎市琴海エリア	九州 電力	2016 年 7/6	2016 年 10/7	2017 年 7/19
		大分県速見エリア	広域 機関	2016 年 7/20	2016 年 10/12	2018 年 11/28
		宮崎県都城エリア	広域 機関	2016 年 7/20	2016 年 8/31	2018 年 8/22
		熊本県人吉エリア	広域 機関	2016 年 7/20	2016 年 12/7	2018 年 10/17
		鹿児島県入来エリア	広域 機関	2016 年 10/26	2016 年 11/9	2017 年 10/25
		熊本県御船・山都エリア	広域 機関	2016 年 7/20	2016 年 12/7	2019 年 3/20
		宮崎県紙屋エリア	広域 機関	2016 年 12/21	2017 年 2/22	2018 年 3/7
		熊本県阿蘇・大津エリア	広域 機関	2017 年 2/15	2017 年 5/31	2018 年 8/8
合計	27 件					

※1 電源接続案件募集プロセスの申込み受付件数ではなく、電源接続案件募集プロセスが開始された案件を集計。

## 2-3. 契約申込み

### (1) 受付件数(受付会社別)【契約申込み】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。

なお、各一般送配電事業者における受付件数の月別推移については別紙7に示す。

表9 2018年度 契約申込み 受付件数 及び昨年度との比較

[件]

受付会社	特別高圧	高圧	合計	2017年度合計	2018年度－ 2017年度
北海道電力	9	37	46	187	▲ 141
東北電力	120	209	329	211	118
東京電力PG	32	586	618	277	341
中部電力	31	369	400	267	133
北陸電力	17	33	50	86	▲ 36
関西電力	40	211	251	256	▲ 5
中国電力	27	215	242	196	46
四国電力	9	60	69	79	▲ 10
九州電力	42	190	232	210	22
沖縄電力	2	2	4	6	▲ 2
合計	329	1,912	2,241	1,775	466

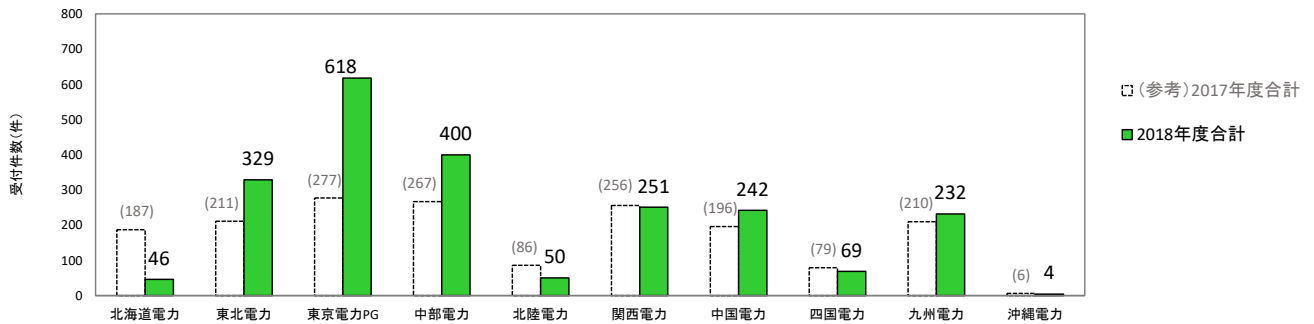


図13 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別) [2018年度]

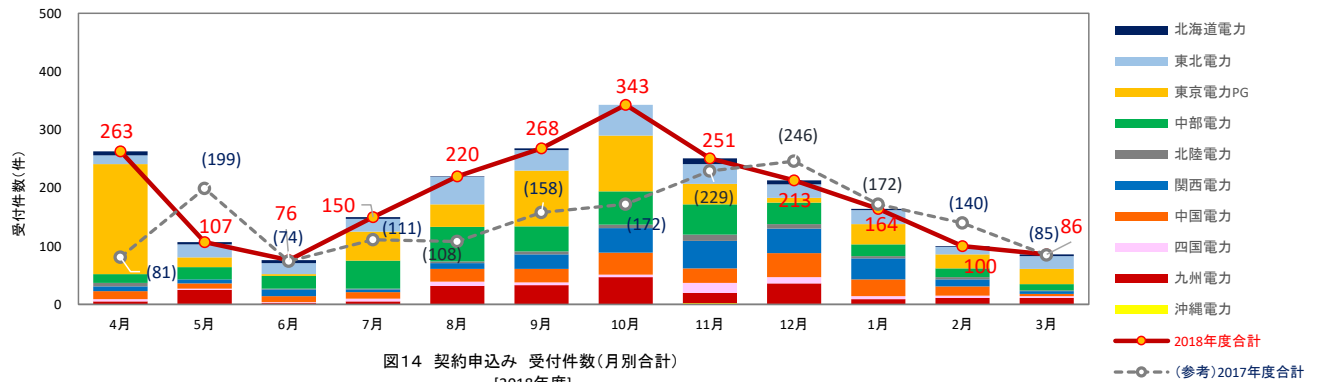


図14 契約申込み 受付件数(月別合計) [2018年度]

## (2) 電源種別件数(エリア別)【契約申込み】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおり。

なお、各エリアの電源種別件数の月別推移及び電源種別割合については別紙8に示す。

※契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

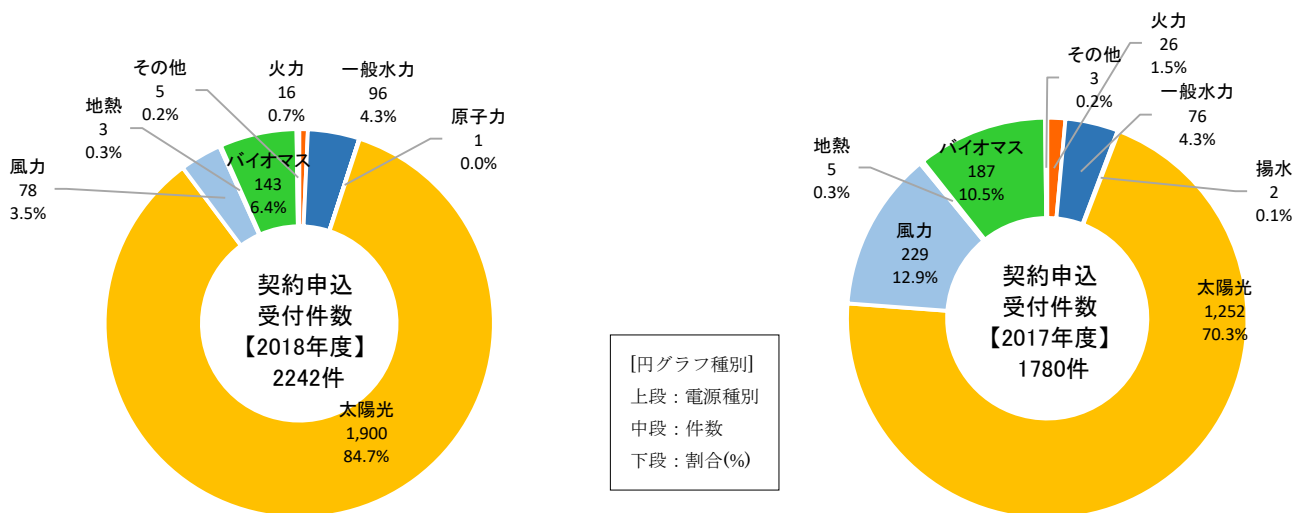
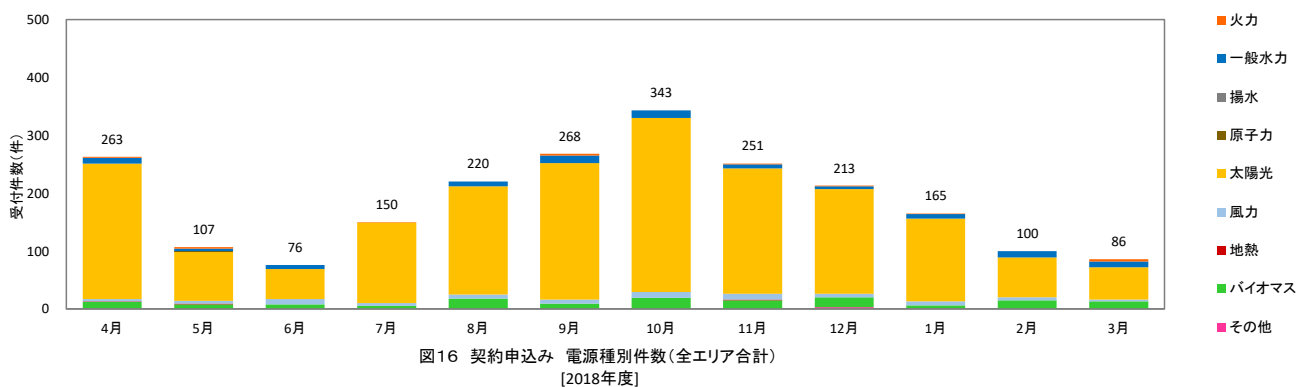
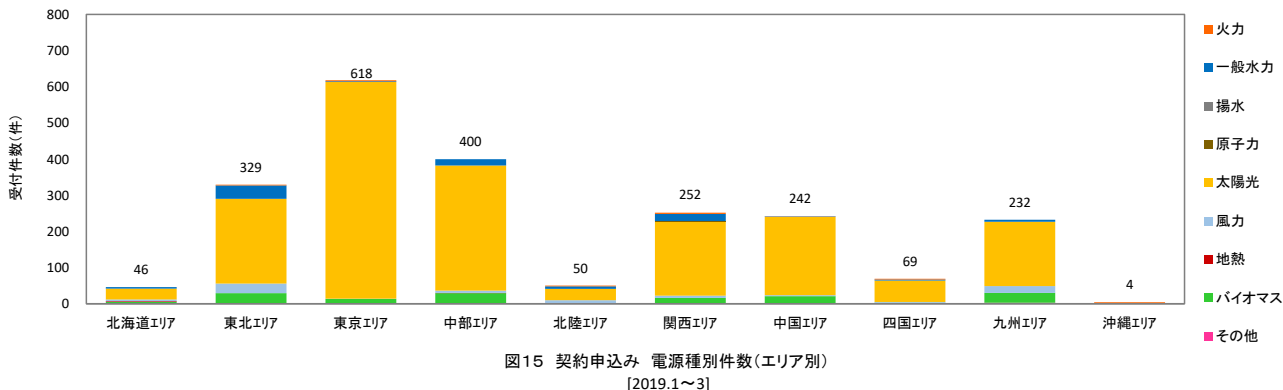


図17 契約申込み 電源種別割合(全エリア合計) [2018年度]

(参考) 契約申込み 電源種別割合(全エリア合計) [2017年度]

※発電容量の増加を伴わない改修等の契約申込みを含んでいる。

### (3) 電源種別連系容量(エリア別)【契約申込み】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った契約申込みの電源種別の連系容量は以下のとおり。  
 なお、各エリアの電源種別連系容量の月別推移及び電源種別割合については別紙9に示す。

※端数調整の関係から、エリア別の合計値と電源種別割合の合計値は一致しない場合がある。

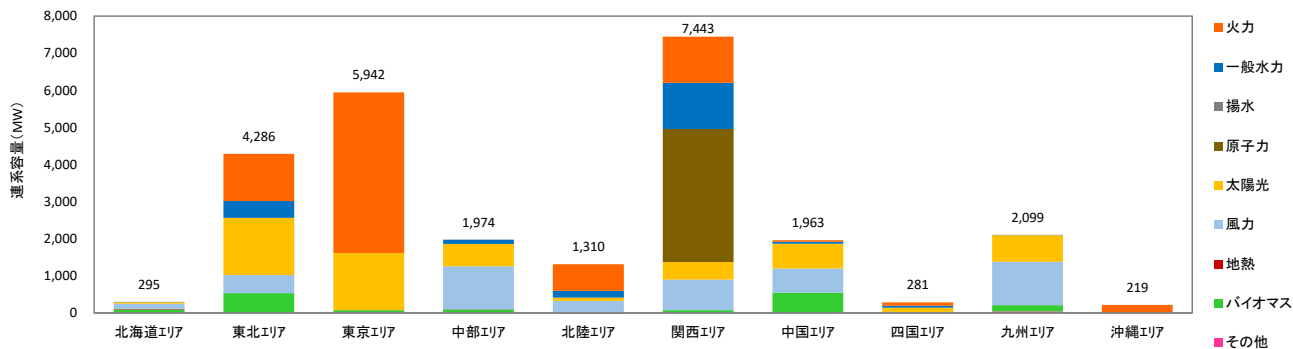


図18 契約申込み 電源種別連系容量(エリア別)  
[2018年度]

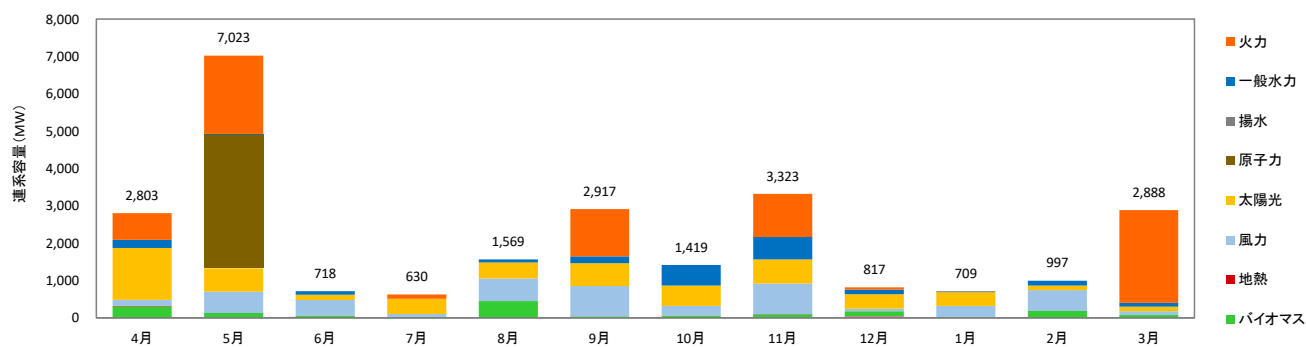


図19 契約申込み 電源種別連系容量(月別合計)  
[2018年度]

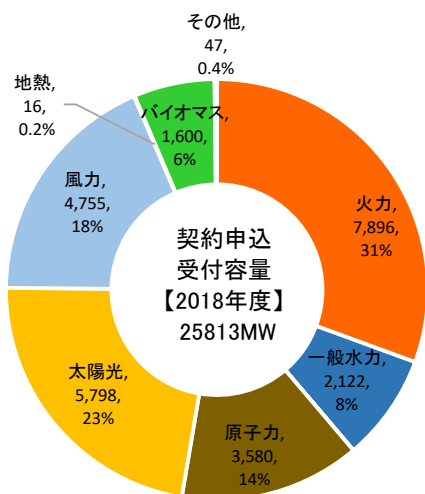
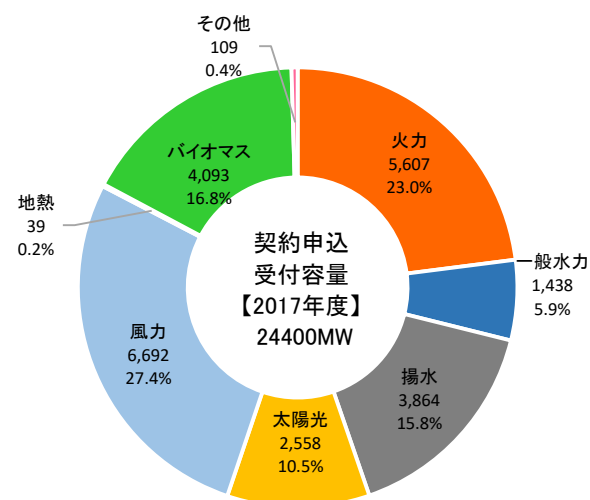


図20 契約申込み 連系容量 電源種別割合(全エリア合計)  
[2018年度]



(参考)契約申込み 連系容量 電源種別割合(全エリア合計)  
[2017年度]

※発電容量の増加を伴わない改修等の契約申込みを含んでおり、新規連系電源の発電容量の合計を表すものではない。

#### (4) エリア別連系容量及び供給先【契約申込み】

2018年4月以降に受付を行った契約申込みのエリア別連系容量とその供給先は以下のとおり。

表10 2018年度 連系容量(エリア別)

対象エリア	連系容量 (MW)
北海道	295
東北	4,286
東京	5,942
中部	1,974
北陸	1,310
関西	7,443
中国	1,963
四国	281
九州	2,099
沖縄	219
合計	25,813

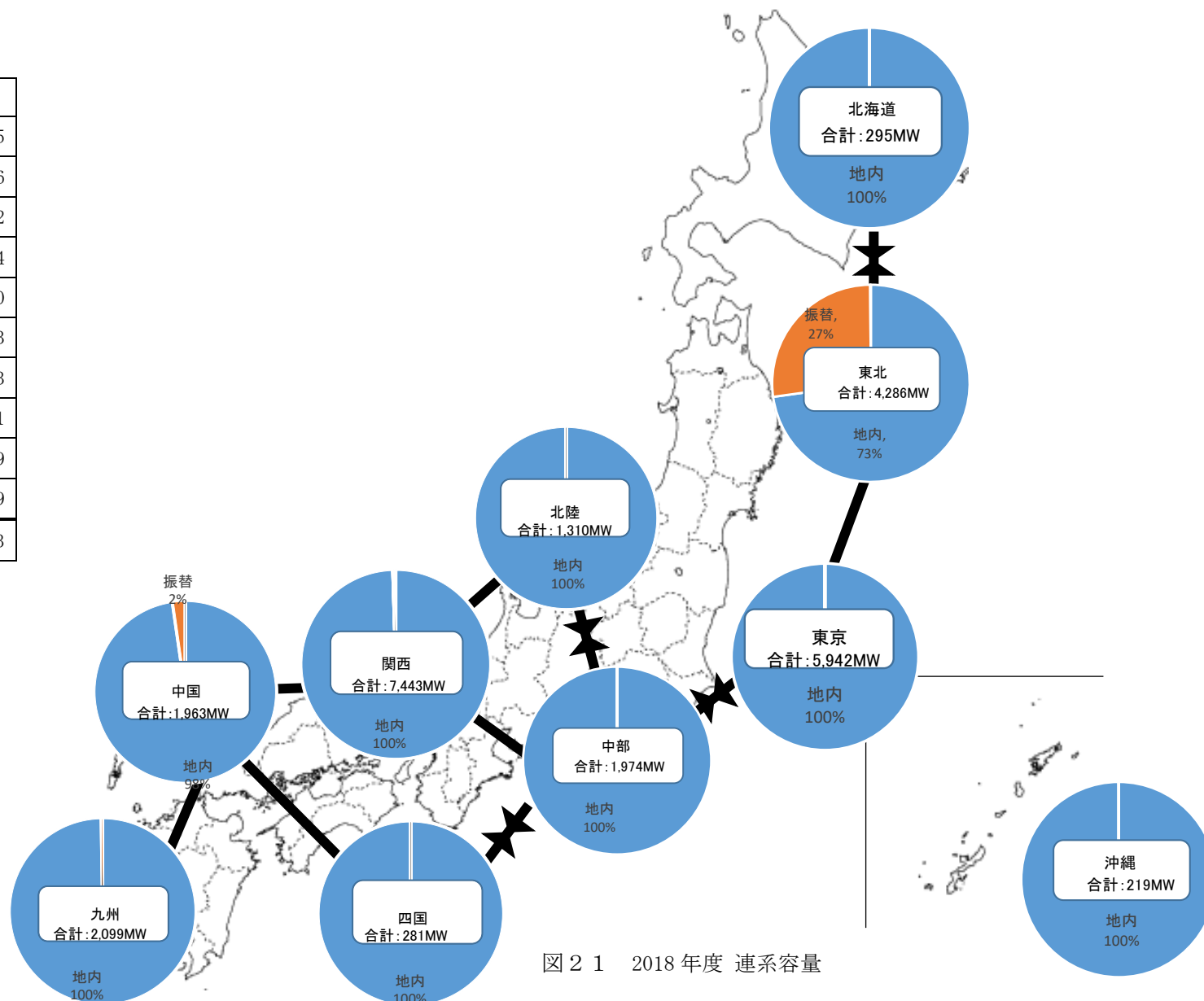


図21 2018年度 連系容量

## (5) 回答件数及び検討期間【契約申込み】

2018年度(2018年4月～2019年3月)に回答を行った契約申込みの件数及び検討期間は以下のとおり。なお、各一般送配電事業者における回答件数及び検討期間の実績については別紙10に示す。

また、参考として申込み件数の上位を占める電源の月別申込みに対する月別回答実績についても集計した。(参考2、参考3参照)

### 【用語の定義】

○契約申込みについては、FIT法に定める特定供給者に該当する場合において、接続検討の申込みと同時、あるいは接続検討の回答受領前に契約申込みを行うことができる「同時申込み」があり、通常の契約申込みとは標準回答期間が異なることから、【通常申込み】と【同時申込み】を区分して示す。

○契約の分類については、「2-2(4) 検討期間【接続検討】」と同様。

○検討期間については、送配電等業務指針第98条並びに第100条に基づき、【通常申込み】の標準検討期間を6ヶ月あるいは発電設備等系統連系希望者と合意した期間、【同時申込み】の標準検討期間を9ヶ月あるいは発電設備等系統連系希望者と合意した期間として調査した。

(発電設備等契約申込みの回答期間)

第98条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、発電設備等契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 発電設備等系統連系希望者が低圧の送電系統への連系等を希望する場合 発電設備等契約申込みの受付日から1か月
- 二 前号に該当しない場合 発電設備等契約申込みの受付日から6か月又は発電設備等系統連系希望者と合意した期間

(同時申込み)

第100条 第89条第1項第1号にかかわらず、系統連系希望者がFIT法に定める特定供給者に該当する場合において、高圧又は特別高圧の送電系統とFIT電源との連系等を希望するときには、接続検討の申込みと同時に又は接続検討の回答受領前に、発電設備等に関する契約申込みを行うことができる(以下「同時申込み」という。)。但し、接続検討の申込みと発電設備等に関する契約申込みの申込内容は統一しなければならない。

2 一般送配電事業者は、系統連系希望者から同時申込みを受け付けた場合は、発電設備等に関する契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとし、回答期間内の日を回答予定日として、系統連系希望者に速やかに通知する。

- 一 認定発電設備が太陽光発電設備の場合 発電設備等に関する契約申込みの受付日から9か月
- 二 前号に掲げる以外の場合 発電設備等に関する契約申込みの受付日から9か月又は系統連系希望者と合意した期間

3 一般送配電事業者は、前項の回答予定日までに回答できない可能性が生じたときは、その事実が判明次第速やかに、系統連系希望者に対し、その理由、進捗状況、今後の見込み(延長後の回答予定日を含む。)を通知し、系統連系希望者の要請に応じ、個別の説明を行う。延長後の回答予定日までに回答できない可能性が生じたときも同様とする。

4 一般送配電事業者は、第2項に定める回答予定日及び回答期間にかかわらず、可能な限り早期に発電設備等に関する契約申込みの回答を行うよう努めなければならない。

○回答期間超過理由の分類については、「2-2(4) 検討期間【接続検討】」と同様。

### 【通常申込み】

表11 契約申込み(通常申込み) 月別回答件数 [件]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
2018年度	78	66	76	64	67	69	275	147	325	438	208	62	1,875
(参考)2017年度	19	40	56	50	55	95	81	131	157	231	234	66	1,215

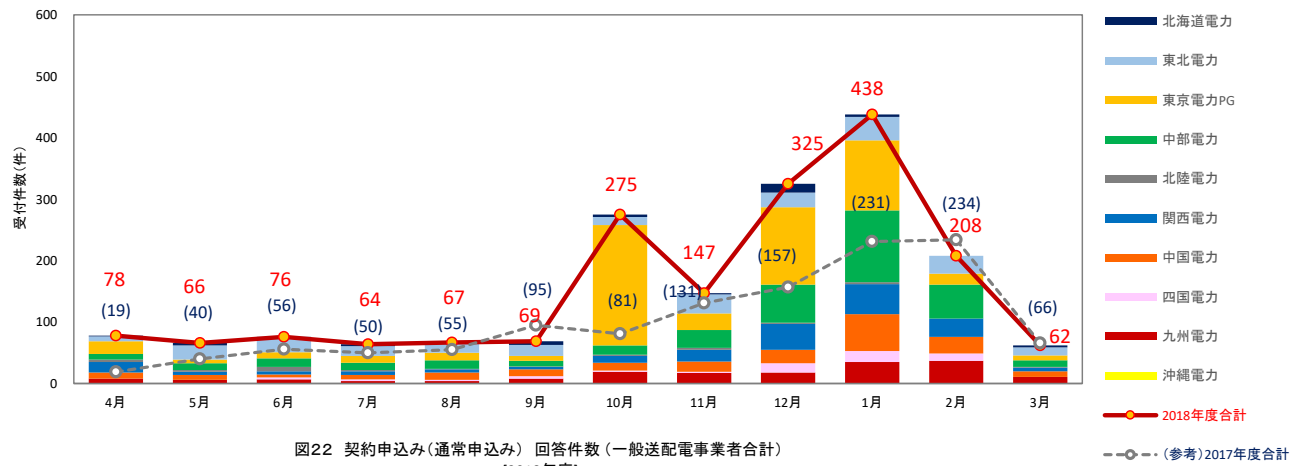


図22 契約申込み(通常申込み) 回答件数(一般送配電事業者合計)  
[2018年度]

表1-2 契約申込み 検討期間実績(通常申込み) [2018.4~2019.3]

		一送関連電源	一送関連購入	託送	売先未定	合計 <比率>
検討期間	標準期間以内	13	673	10	6	702 <37.5%>
	3ヶ月超~6ヶ月以内	8	960	7	4	979 <52.2%>
	標準期間以上	2	114	3	0	119 <6.3%>
	合意期間※1	1	69	3	2	75 <4.0%>
合計		24	1816	23	12	1875

※1 回答予定日を設定する際、申込者と合意して検討期間を標準検討期間以上(6ヶ月以上)に設定した期間。

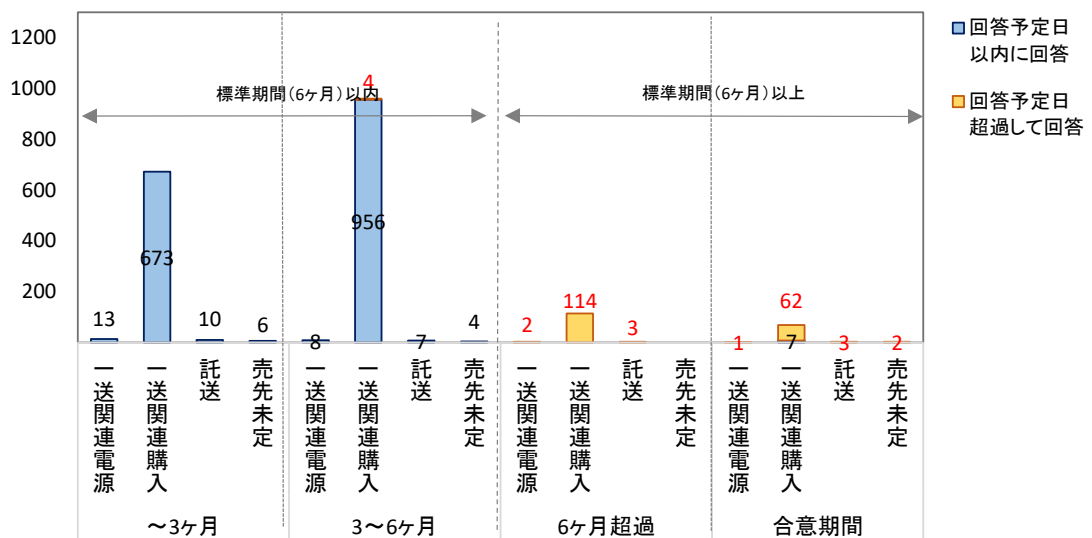


図23 契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(一般送配電事業者合計)  
[2018年度]

表 1 3 契約申込み回答案件 回答予定日超過の理由（通常申込み）[2018.4~2019.3]

		一送関連 電源	一送関連 購入	託送	売先未定	合計
超 過 理 由	A. 申込者都合（申込書不備）	0	19	0	0	19
	B. 申込者都合（申込内容変更）	0	45	0	1	46
	C. 受付者都合（申込集中）	1	48	0	0	49
	D. 受付者都合（特殊検討、検討量大）	1	39	4	0	44
	E. 受付者都合（受付・検討不備）	0	6	0	0	6
	F. 申込者並びに受付者都合	0	4	1	0	5
	G. 電源募集Pによる保留	0	0	0	0	0
	H. 計画策定Pによる保留	0	0	0	0	0
	I. その他（複数要因含む）	1	19	1	1	22
合 計		3	180	6	2	191

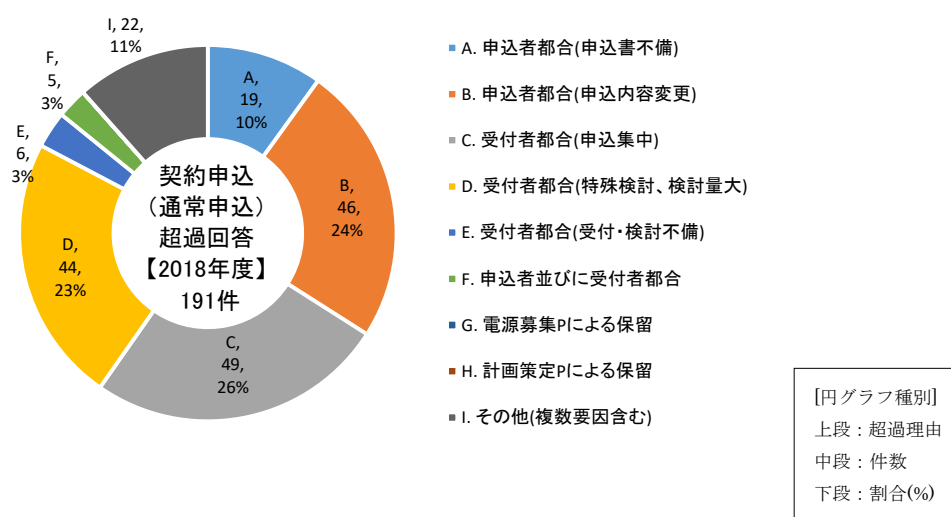


図24 契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由（一般送配電事業者合計）  
[2018年度]

【同時申込み】

表 1 4 契約申込み（同時申込み） 月別回答件数 [件]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
2018年度	0	7	3	9	9	2	6	21	10	20	22	0	109
(参考)2017年度	3	5	4	16	47	26	29	36	34	15	44	4	263



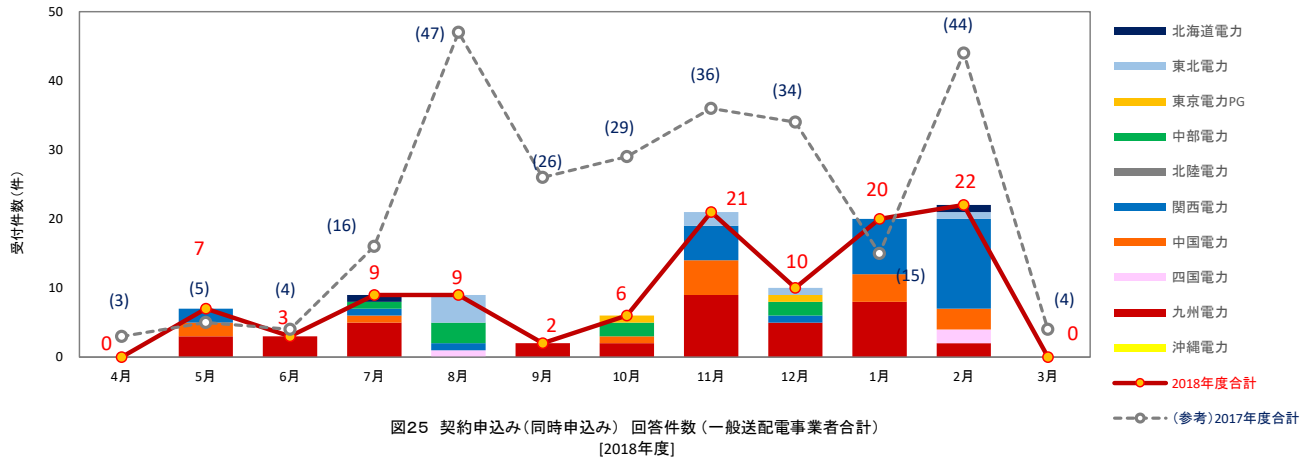


表15 契約申込み 検討期間実績 (同時申込み) [2018.4~2019.3]

			一送関連 電源	一送関連 購入	託送	売先未定	合計 <比率>
検討 期間	標準 期間 以内	3ヶ月以内	0	37	0	1	38 <34.9%>
		3ヶ月超~6ヶ月以内	0	29	0	0	29 <26.6%>
		6ヶ月超~9ヶ月以内	0	20	0	0	20 <18.3%>
	標準 期間 以上	9ヶ月超	0	21	0	0	21 <19.3%>
		合意期間※1	0	1	0	0	1 <0.9%>
合計			0	108	0	1	109

※1 回答予定日を設定する際、申込者と合意して検討期間を標準検討期間以上（9ヶ月以上）に設定した期間。

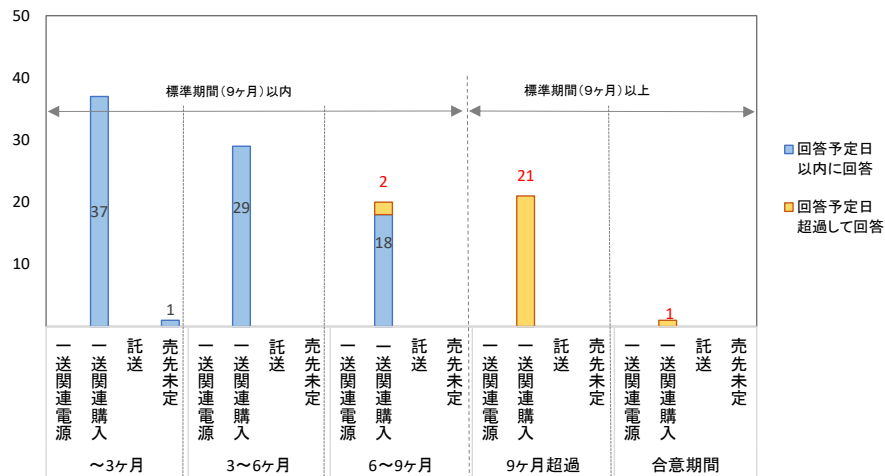


図26 契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検討期間実績 (一般送配電事業者合計) [2018年度]

表 1 6 契約申込み回答案件 回答予定日超過の理由（同時申込み）[2018.4～2019.3]

		一送関連 電源	一送関連 購入	託送	売先未定	合計
超 過 理 由	A. 申込者都合（申込書不備）	0	10	0	0	10
	B. 申込者都合（申込内容変更）	0	6	0	0	6
	C. 受付者都合（申込集中）	0	2	0	0	2
	D. 受付者都合（特殊検討、検討量大）	0	2	0	0	2
	E. 受付者都合（受付・検討不備）	0	0	0	0	0
	F. 申込者並びに受付者都合	0	0	0	0	0
	G. 電源募集Pによる保留	0	0	0	0	0
	H. 計画策定Pによる保留	0	0	0	0	0
	I. その他（複数要因含む）	0	4	0	0	4
合 計		0	24	0	0	24



図27 契約申込み（同時申込み）回答予定日超過理由（一般送配電事業者合計）  
[2018年度]

## (6) 回答予定日超過案件(検討継続中(未回答))の状況【契約申込み】

2019年3月末時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中(未回答)である件数は以下の通り。

### 【回答予定日超過(検討継続中(未回答))の主な要因】

- ・申込者において申込後に申込内容の変更等を行ったため

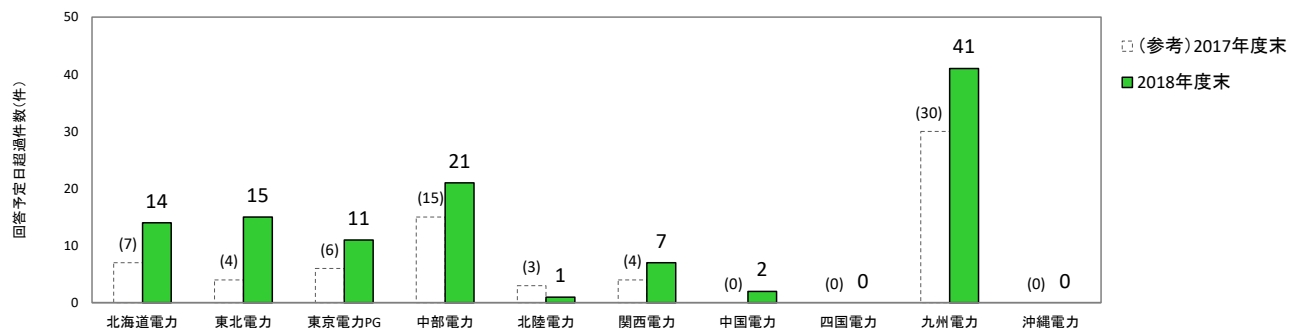


図28 契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過(未回答)件数

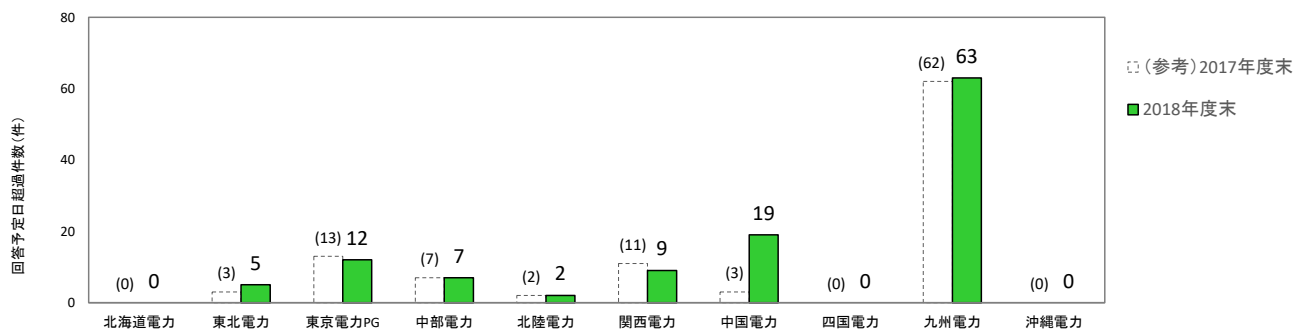


図29 契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過(未回答)件数

表17 契約申込み 回答予定日超過件数(検討継続中(未回答))\*1

受付会社	2018年度末			2017年度末		
	通常申込	同時申込	合計	通常申込	同時申込	合計
北海道電力	14	0	14	7	0	7
東北電力	15	5	20	4	3	7
東京電力PG	11	12	23	6	13	19
中部電力	21	7	28	15	7	22
北陸電力	1	2	3	3	2	5
関西電力	7	9	16	4	11	15
中国電力	2	19	21	0	3	3
四国電力	0	0	0	0	0	0
九州電力	41	63	104	30	62	92
沖縄電力	0	0	0	0	0	0
合計	112	117	229	69	101	170

\*1 検討継続中案件：2015年4月以降受付の案件について調査時点で未回答となっている案件。

### 3. まとめ

2018年度(2018年4月～2019年3月)における広域機関並びに一般送配電事業者において実施した系統アクセス業務に関する実績(「事前相談」、「接続検討」、「契約申込み」に係る受付及び回答状況)について取りまとめを行った。主な結果は以下の通り。

- ・事前相談、接続検討、契約申込みの受付・回答件数は表18の通り。

表18 事前相談、接続検討、契約申込み受付・回答件数

	受付件数			回答件数		
	2018年度	2017年度	増減	2018年度	2017年度	増減
事前相談	20,534	22,928	▲2,394	—	—	
接続検討	3,647	3,608	39	3,617	3,586	31
契約申込み	2,241	1,775	466	1,894	1,215	679

- ・接続検討、契約申込みにおける回答予定日を超過し、かつ継続検討中(未回答)の件数は表19の通り。

表19 接続検討、契約申込み回答予定日超過件数(検討継続中(未回答))

	接続検討			契約申込み		
	2018年度	2017年度	増減	2018年度	2017年度	増減
合計	220	104	116	229	170	59

また、2018年度末時点における電源接続案件募集プロセスについて実施状況の取りまとめを行った。実施中および完了した案件数は表20の通り。

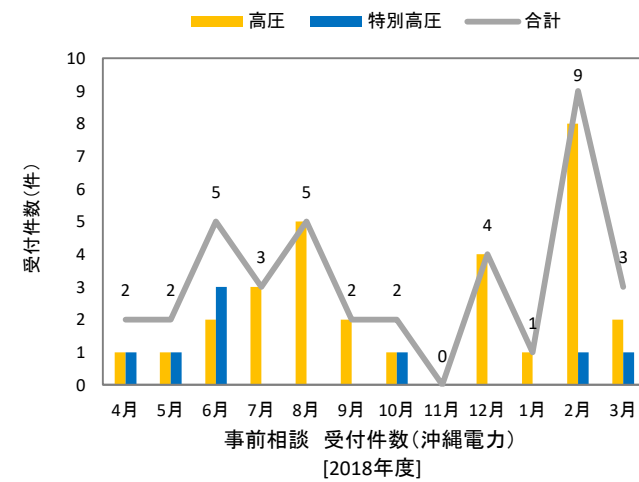
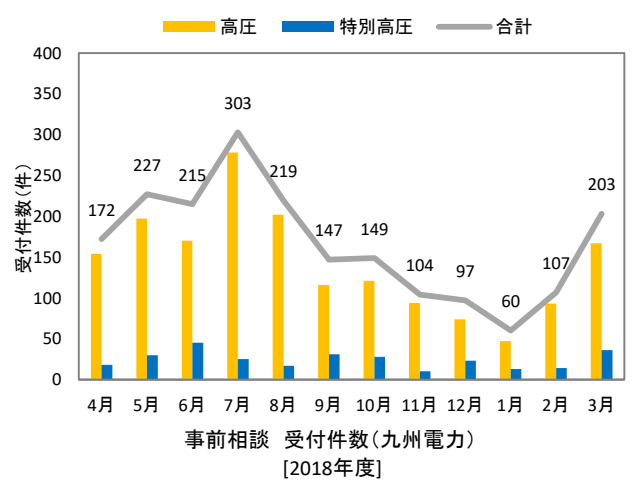
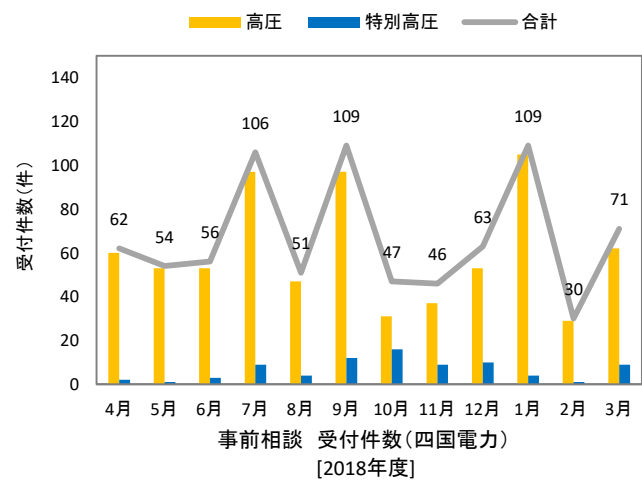
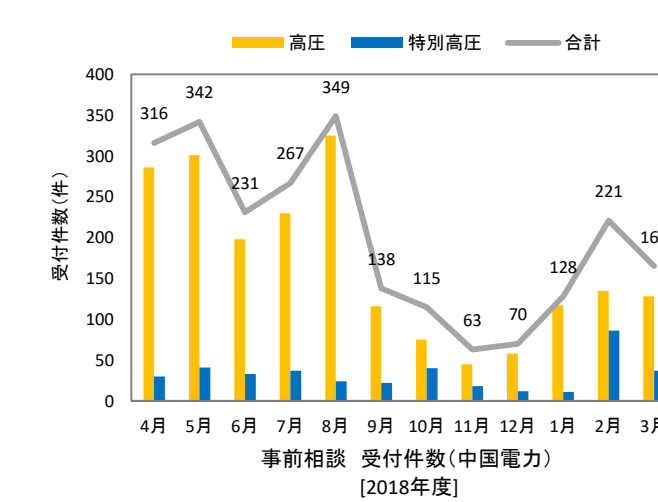
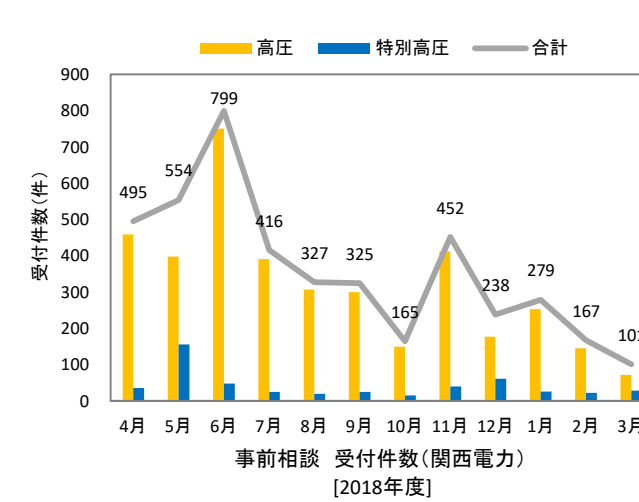
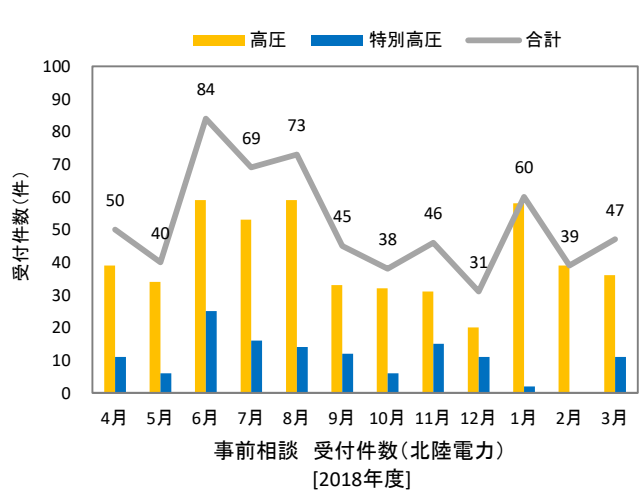
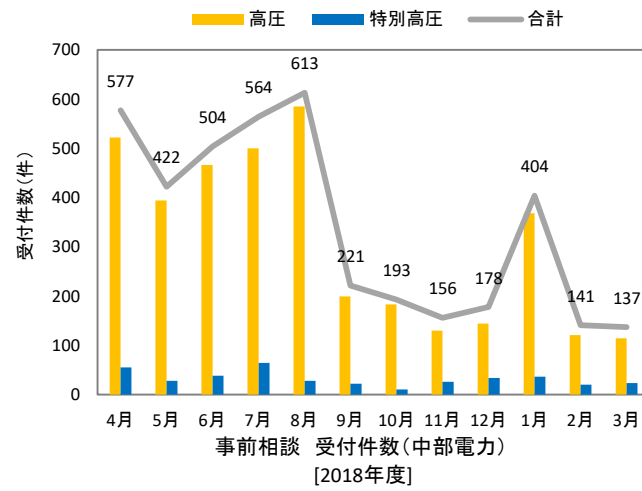
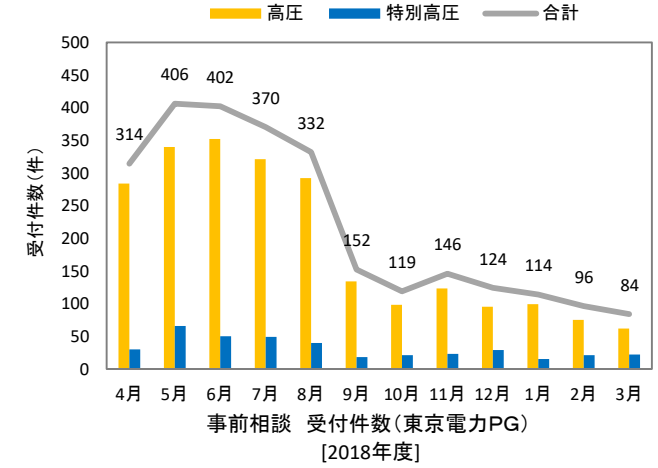
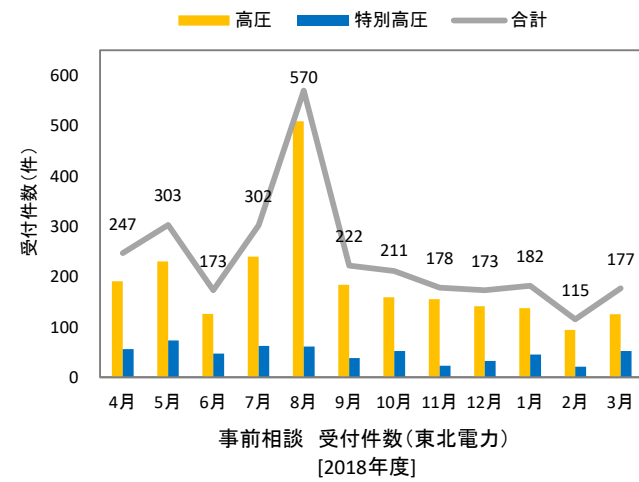
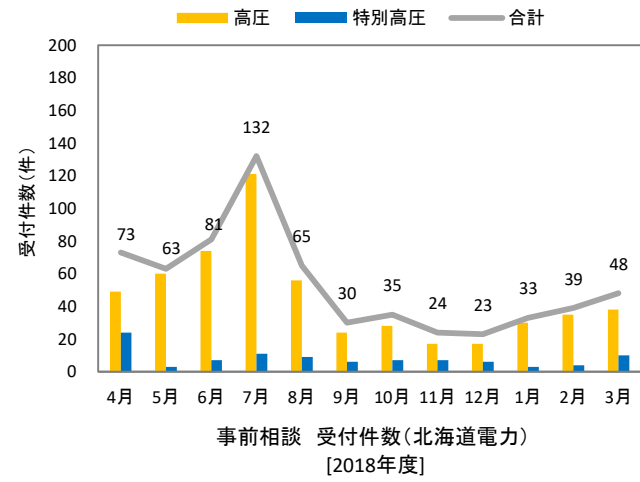
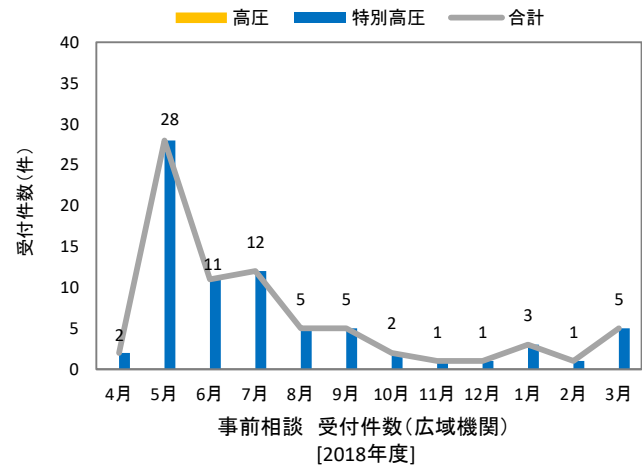
表20 実施中電源接続案件募集プロセス件数

	実施中案件			完了案件		
	2018年度	2017年度	増減	2018年度	2017年度	増減
合計	9	18	▲9	27	17	10

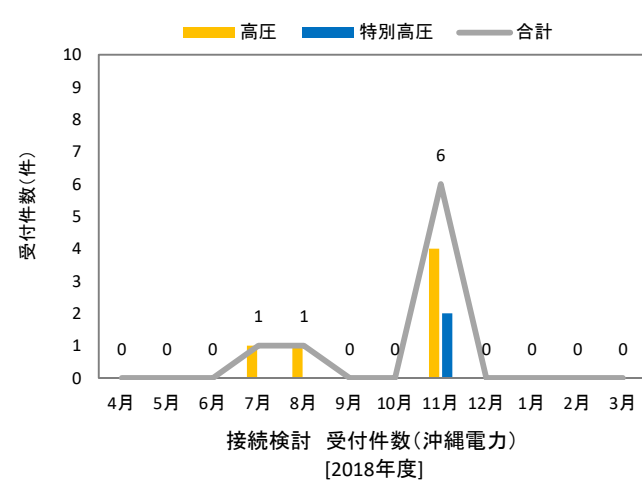
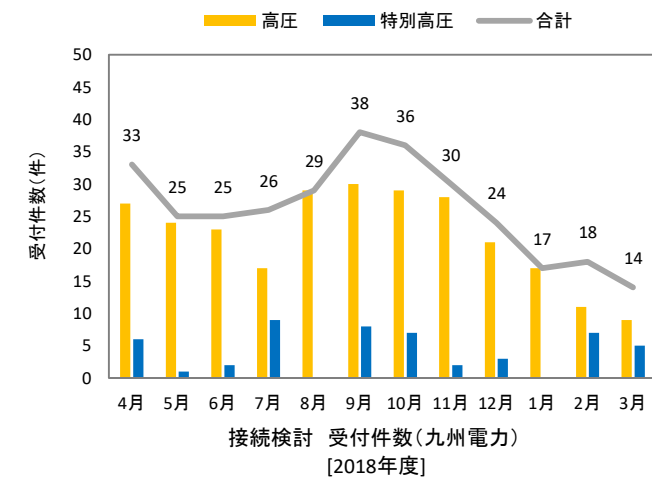
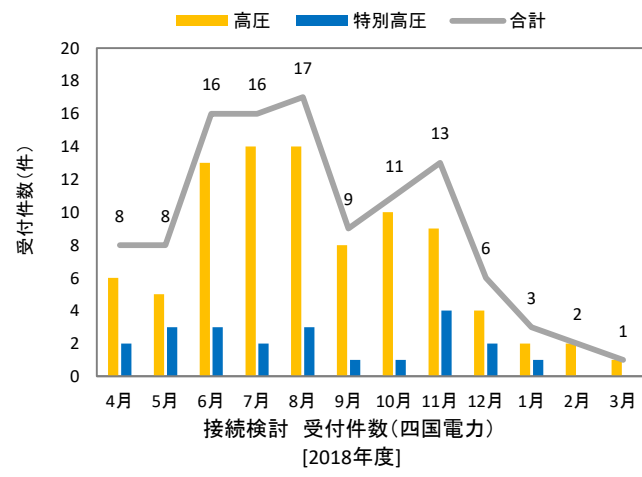
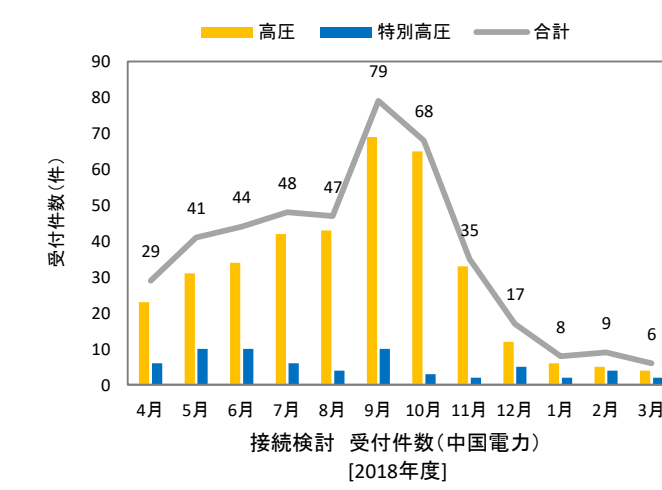
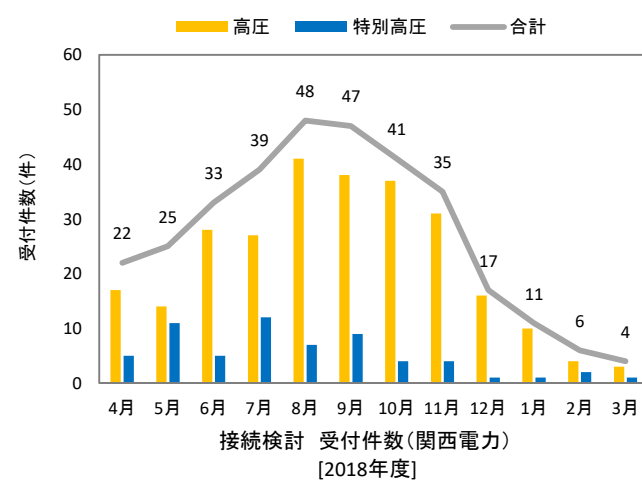
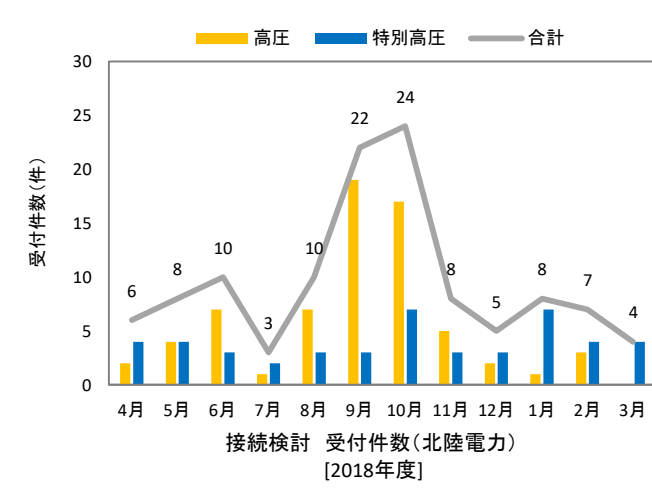
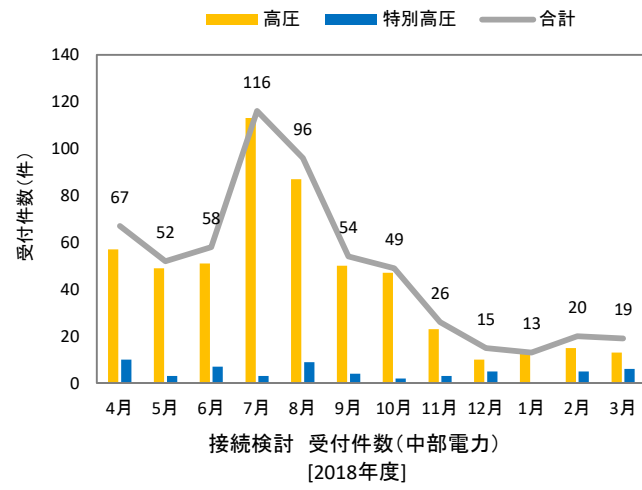
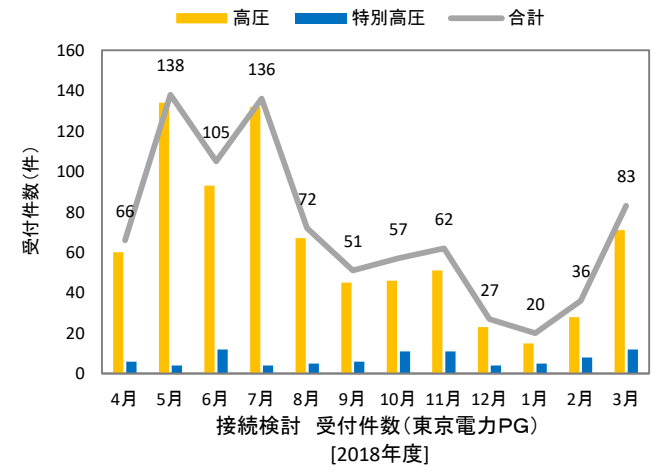
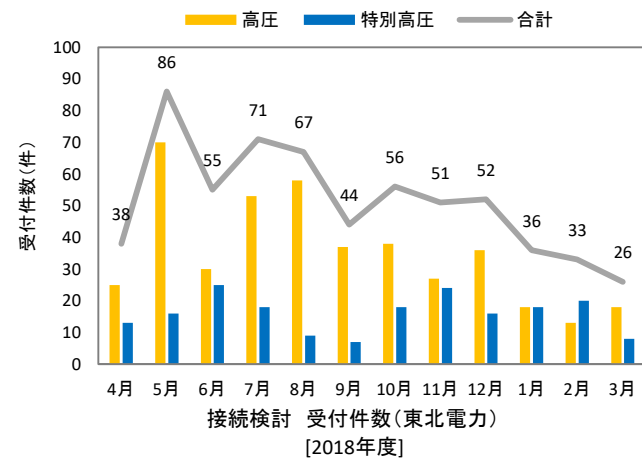
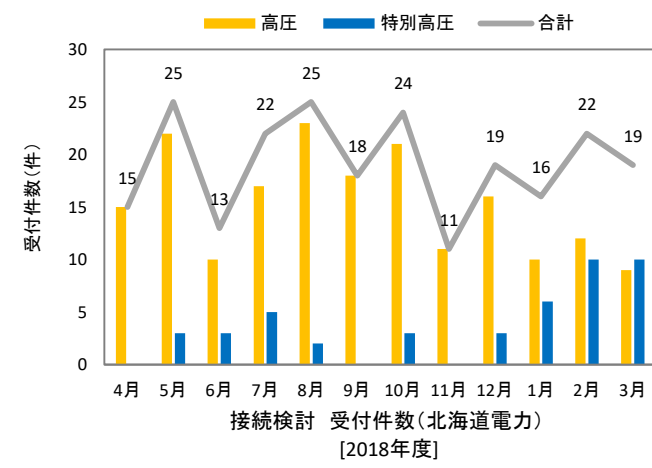
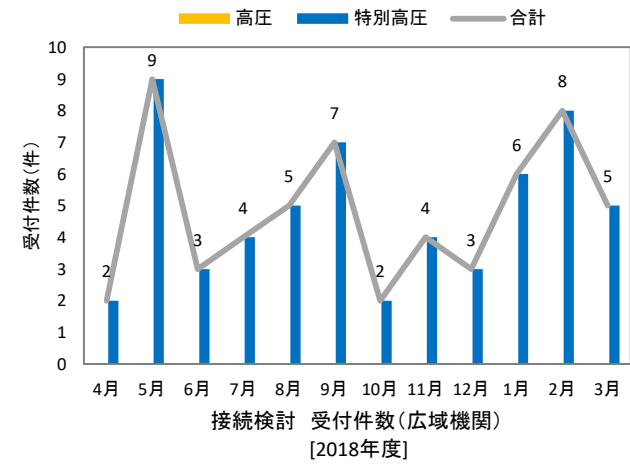
以上

別 紙

別紙1 事前相談 受付件数月別推移（広域機関、一般送配電事業者別）

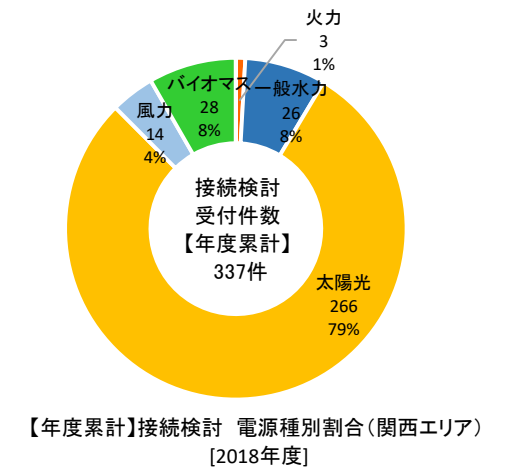
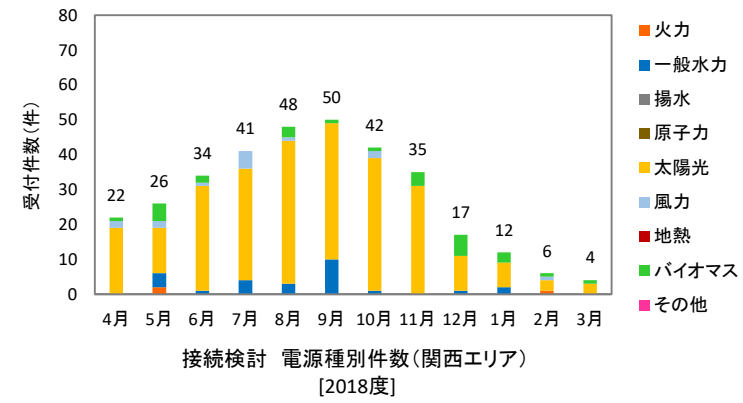
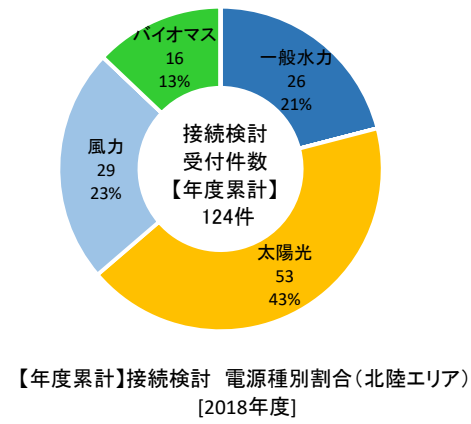
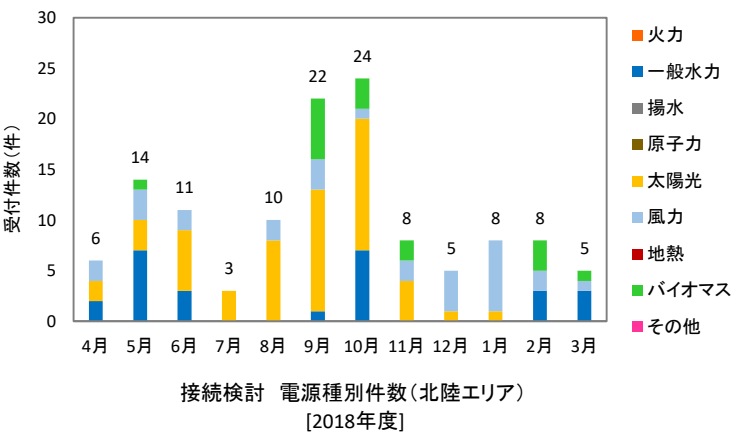
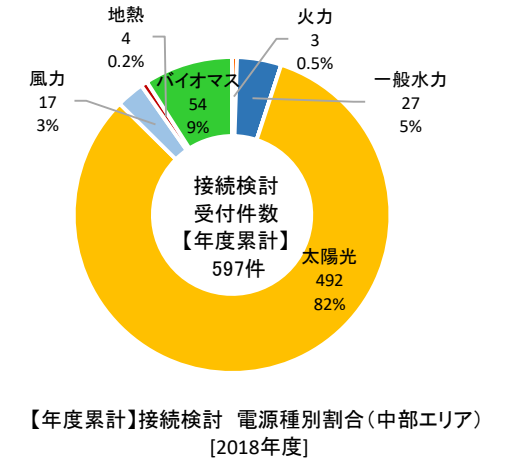
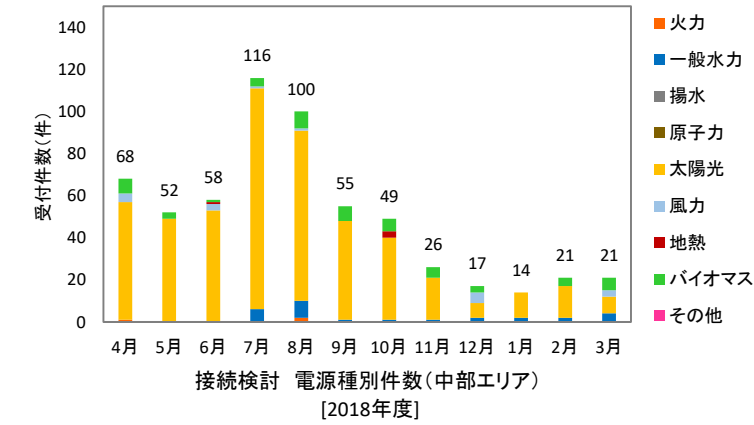
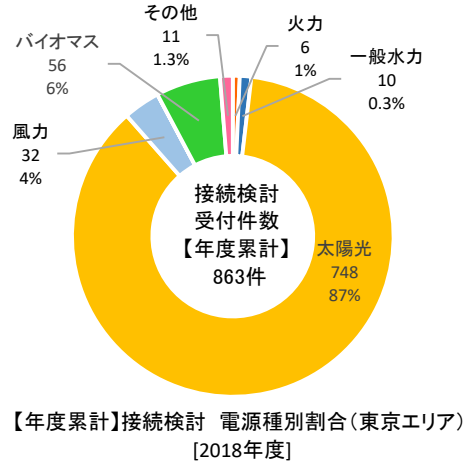
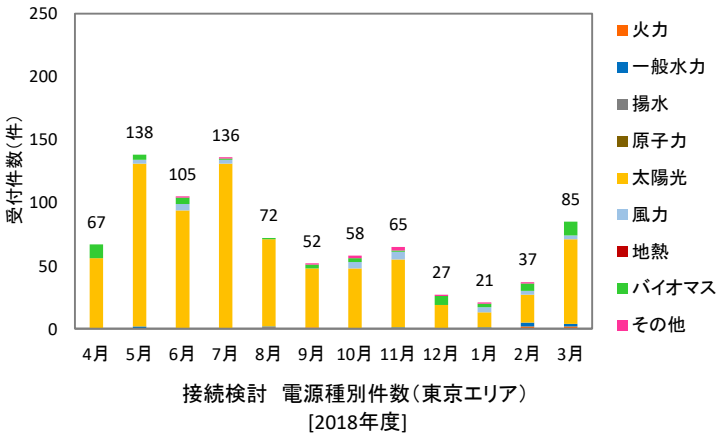
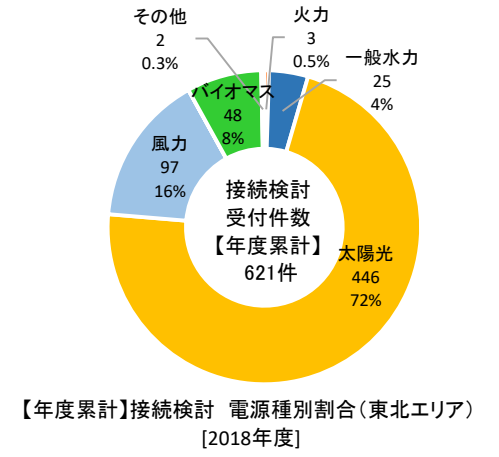
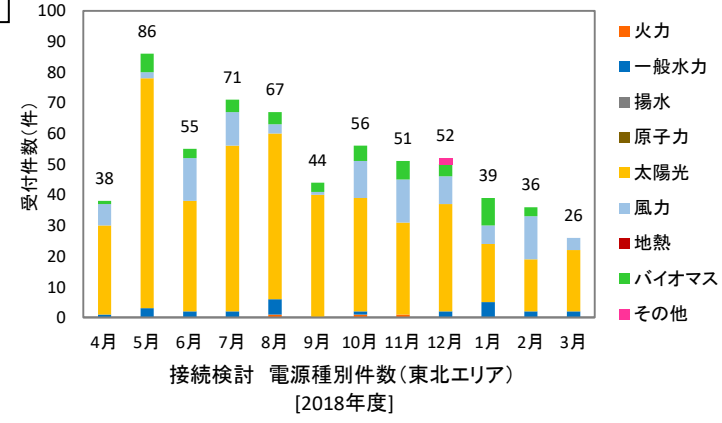
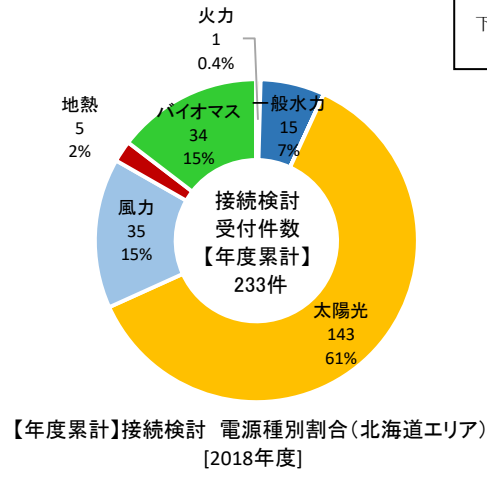
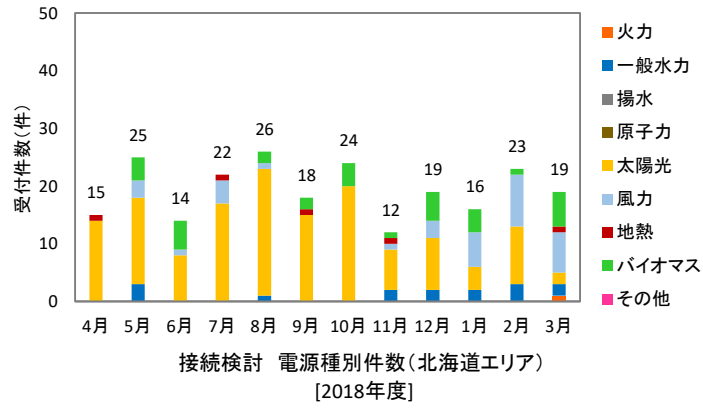


別紙2 接続検討 受付件数月別推移（広域機関、一般送配電事業者別）

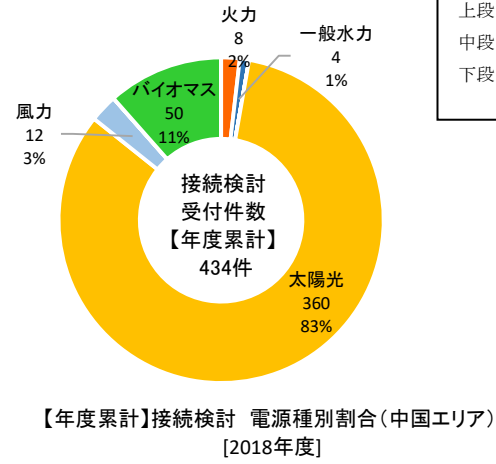
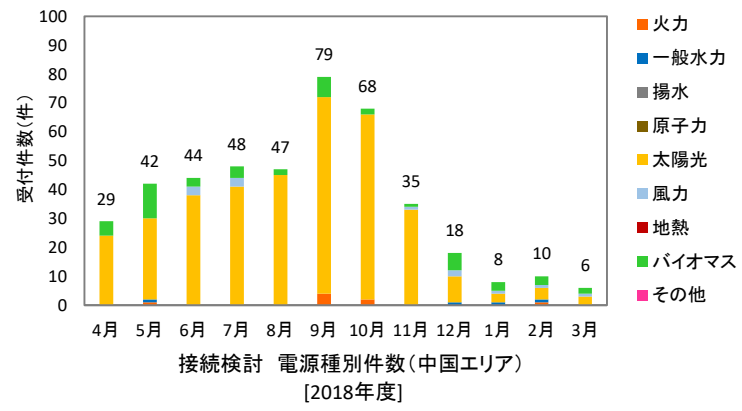


別紙3 接続検討 電源種別件数の月別推移および電源種別割合 (エリア別)

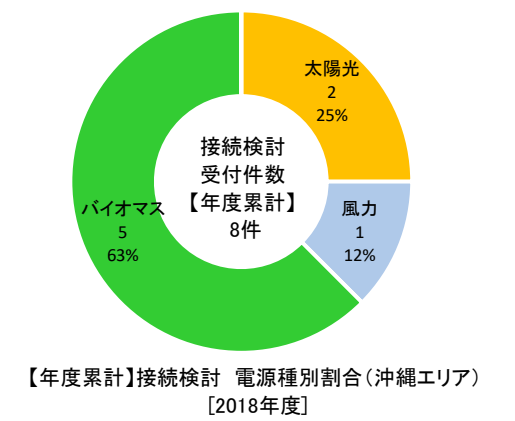
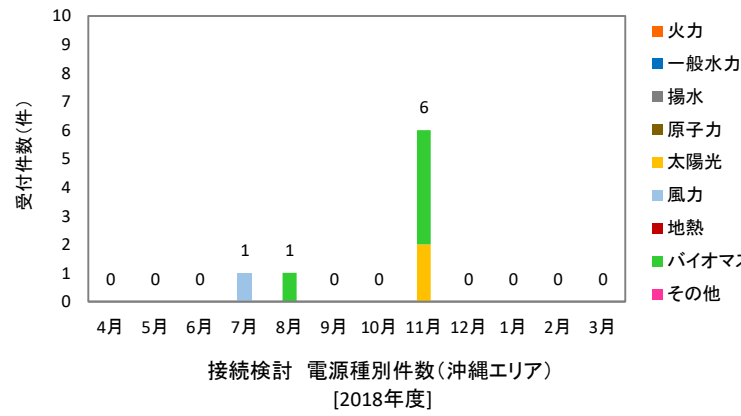
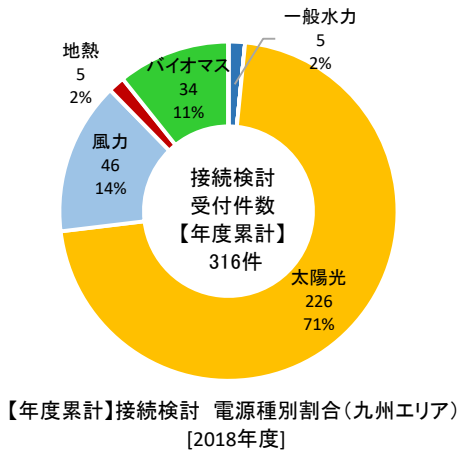
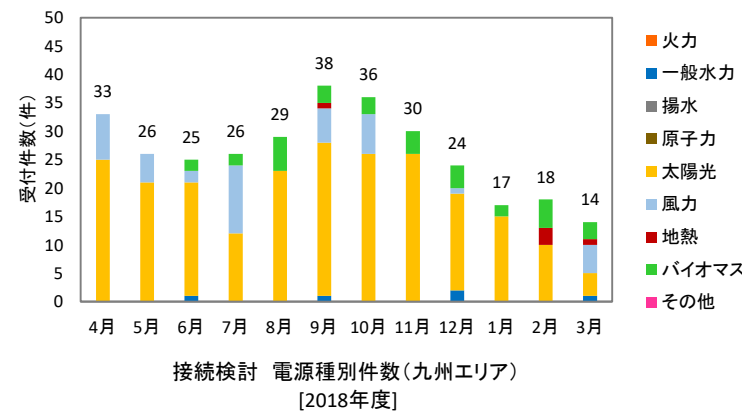
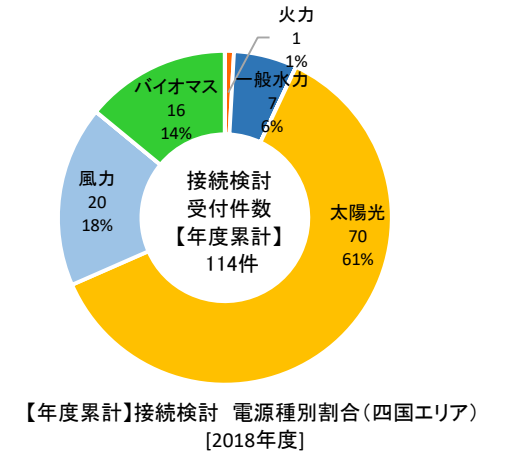
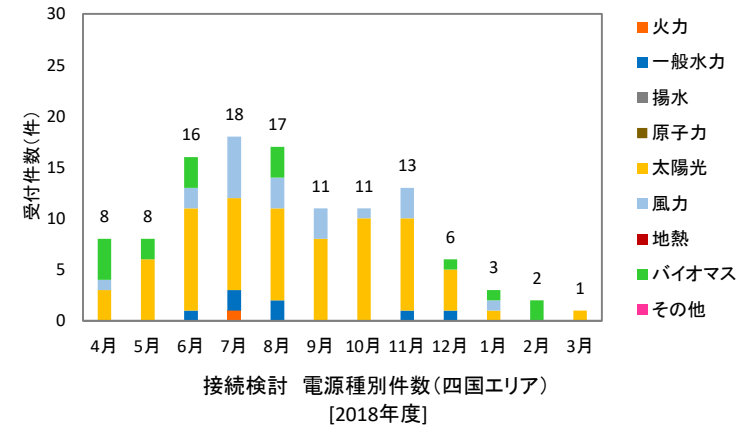
[円グラフ種別]  
上段: 電源種別  
中段: 件数  
下段: 割合(%)





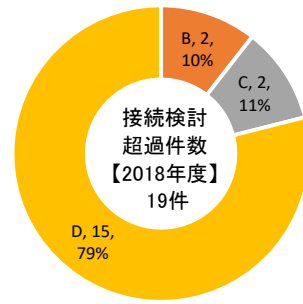
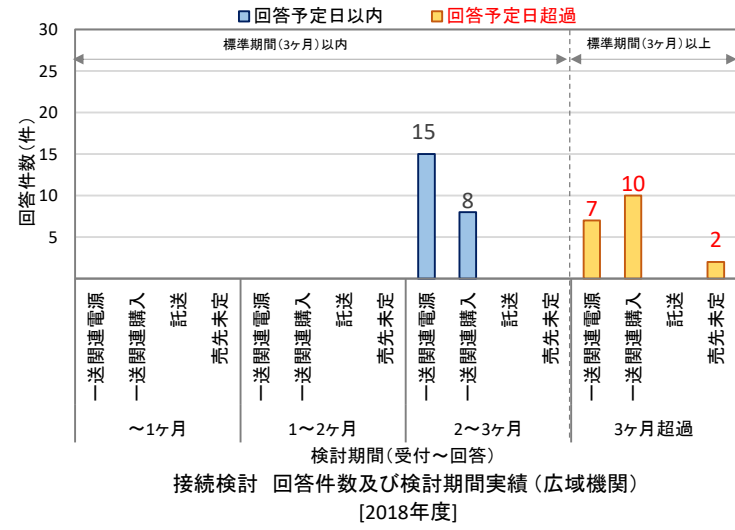


[円グラフ種別]  
 上段：電源種別  
 中段：件数  
 下段：割合(%)

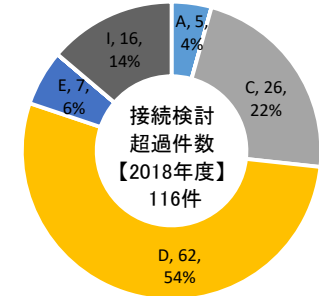
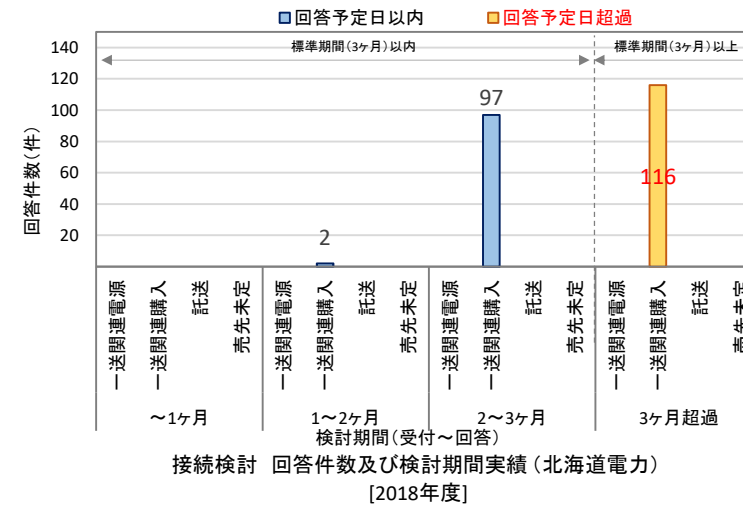


別紙4 接続検討 回答件数及び検討期間実績（広域機関、一般送配電事業者別）

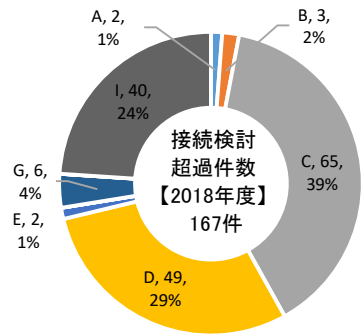
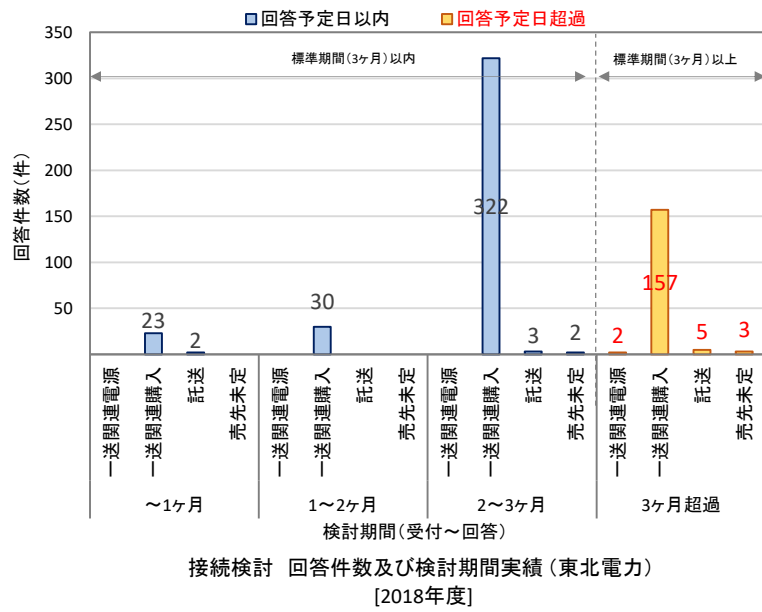
[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)



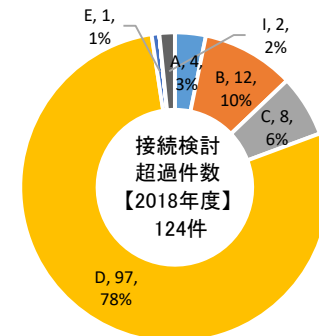
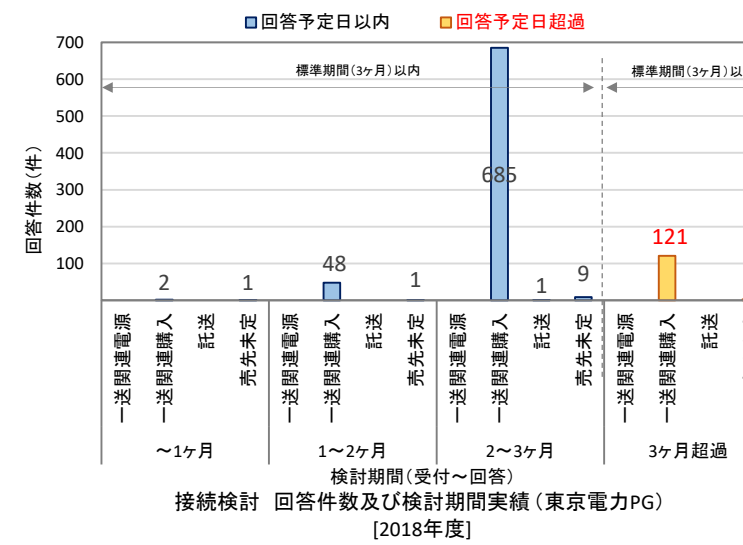
- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)



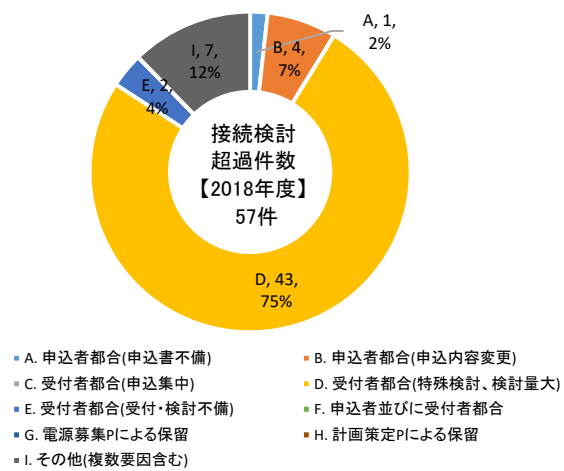
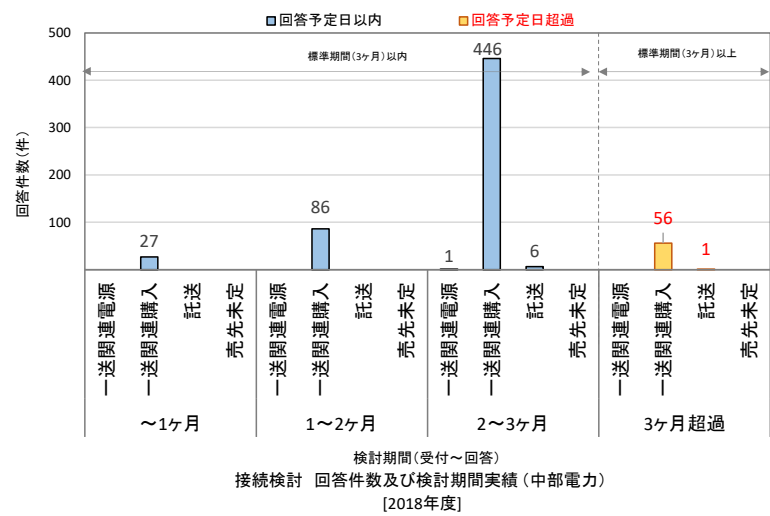
- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)



- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)

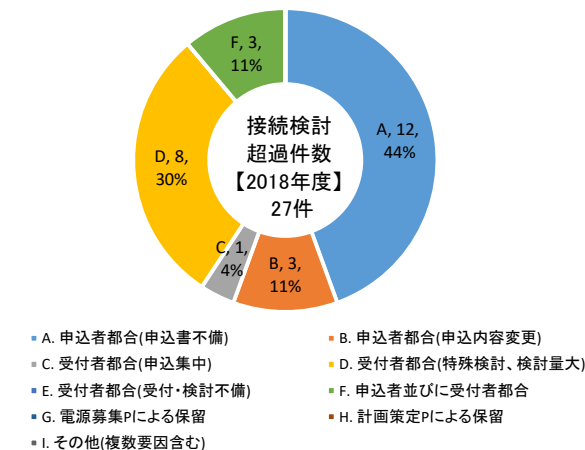
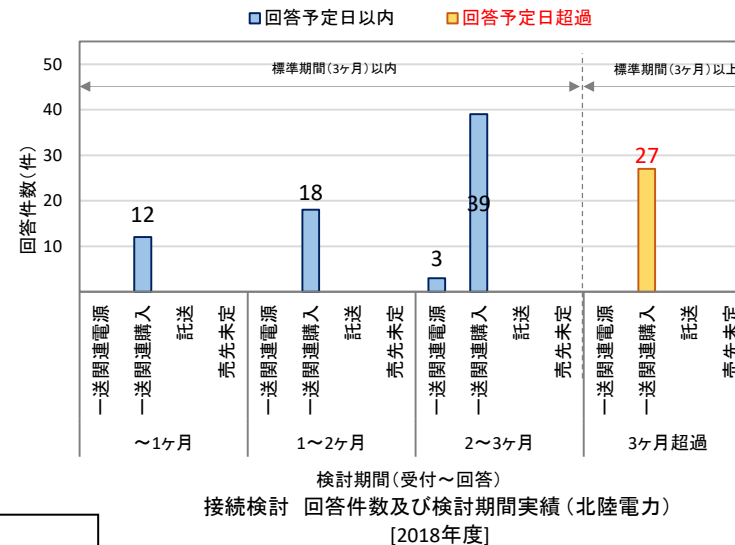


- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)

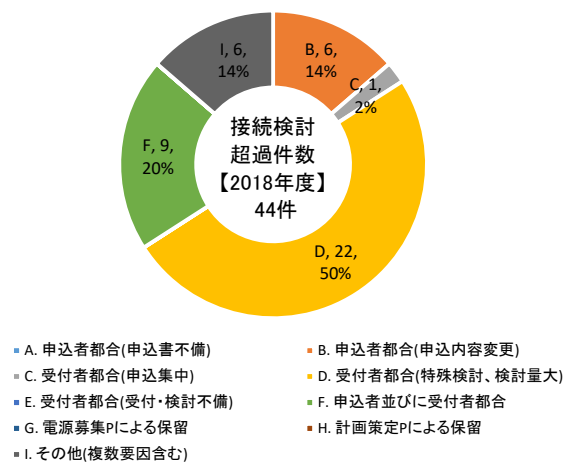
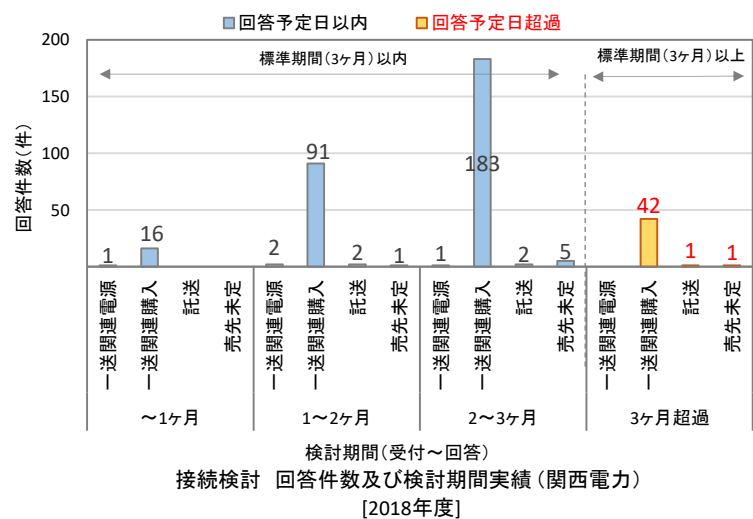


接続検討 回答予定日超過理由(中部電力) [2018年度]

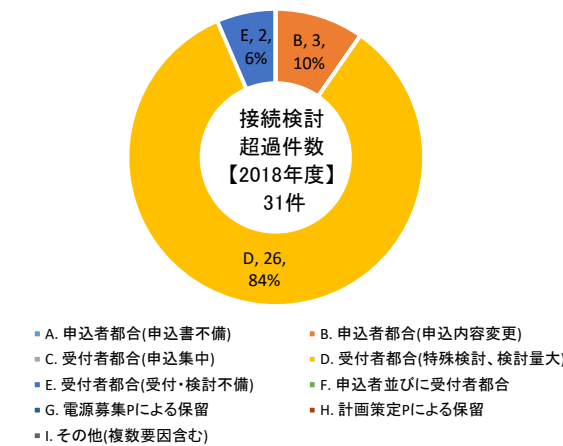
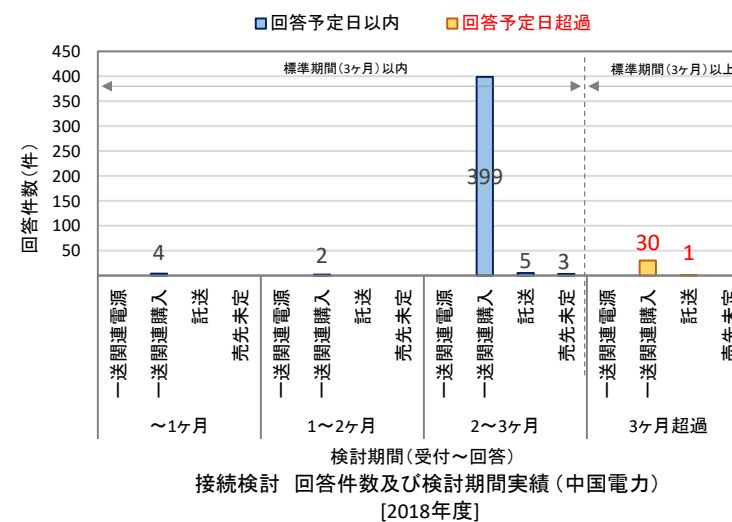
[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)



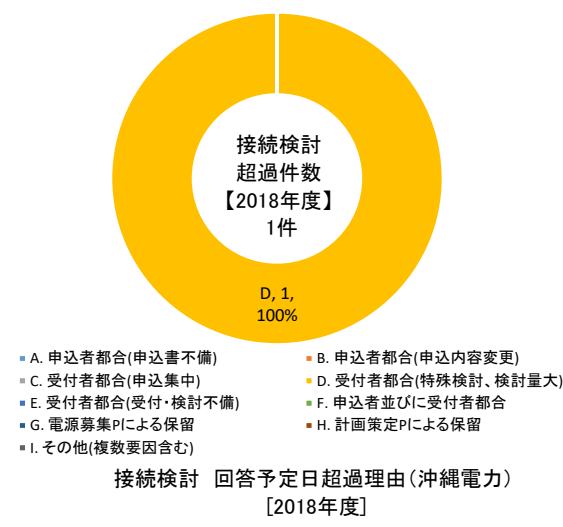
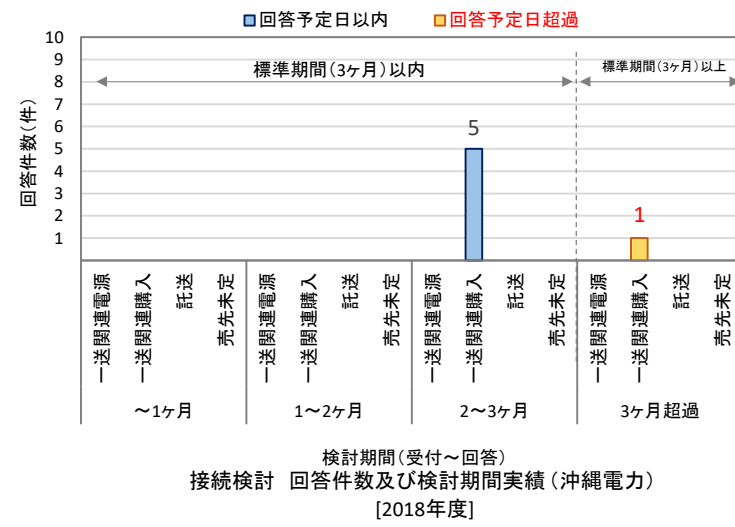
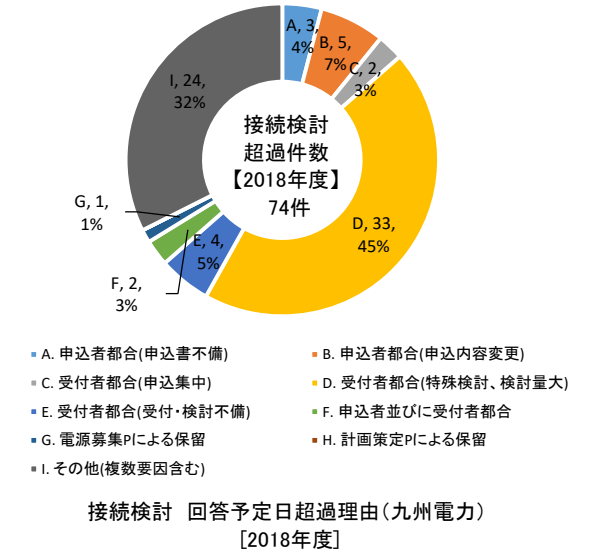
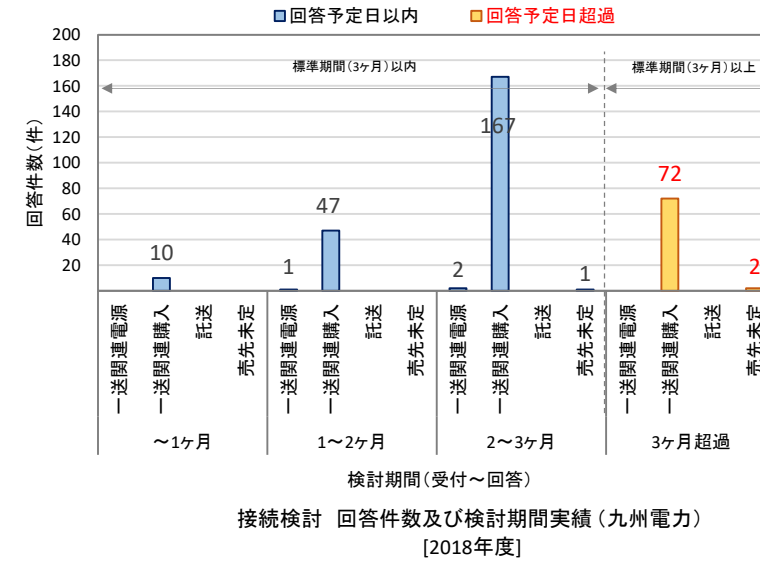
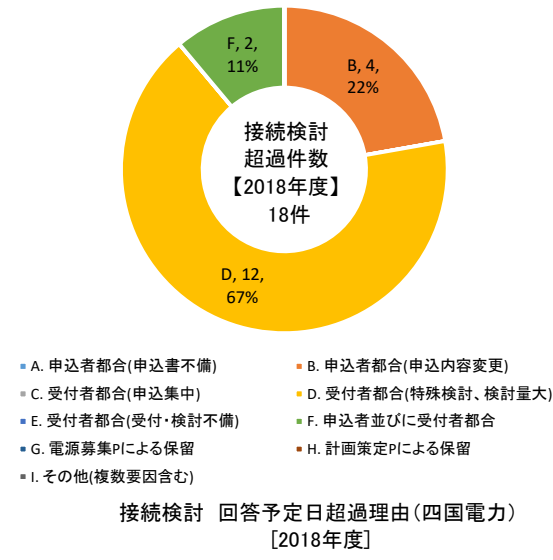
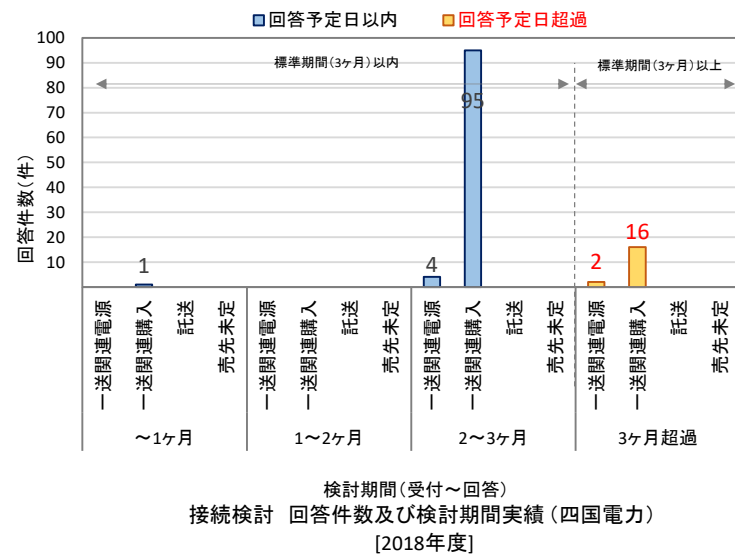
接続検討 回答予定日超過理由(北陸電力) [2018年度]



接続検討 回答予定日超過理由(関西電力) [2018年度]



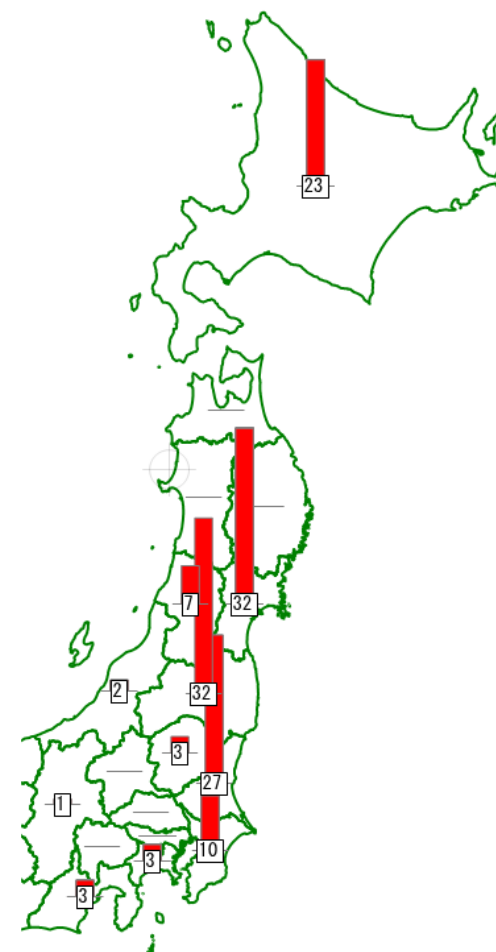
接続検討 回答予定日超過理由(中国電力) [2018年度]



別紙5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）件数（2019年3月時点）

① 50Hzエリア

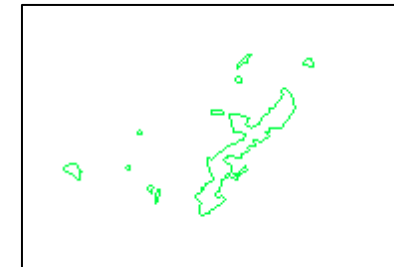
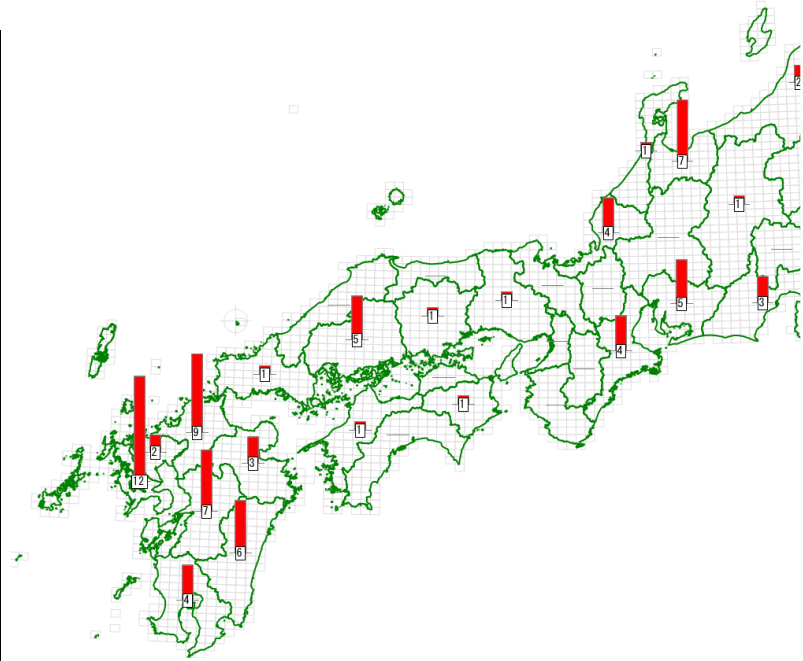
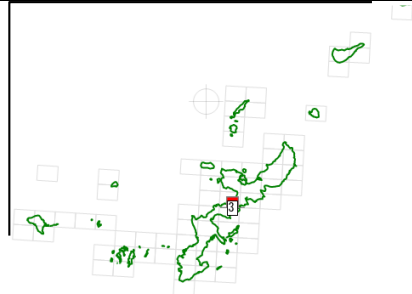
都道府県	検討継続中件数	主な要因
北海道	23	基幹系統増強や他接続検討の考慮が必要
青森	0	—
岩手	0	—
宮城	32	申込み輻輳による遅延 / 上位系統増強工事検討量大のため
秋田	0	—
山形	7	東北北部募集プロセスに係る増強工事分を加味した回答が必要となり、関係箇所との調整が必要のため
福島	32	申込み輻輳による遅延
新潟	2	想定潮流の合理化およびN-1電制適用のため
茨城	27	申込み後に申込内容の変更等を行ったため
栃木	3	事業者による不足資料のため / 配電線容量超過のため検討規模大
群馬	0	—
埼玉	0	—
千葉	10	特殊検討による検討量大
東京	0	—
神奈川	3	特殊検討による検討量大
山梨	0	—
静岡	3	申込書に不備 / 上位系統対策工事の検討に時間を要するため
合計	142	



※静岡県については、50Hzエリアと60Hzエリアの合計値を表示

② 60Hzエリア

都道府県	検討継続中件数	主な要因
富山	7	申込書不備の提出待ち
石川	1	系統状況の変化により再検討が必要となったため
福井	4	申込書不備の提出待ち
長野	1	系統状況の変化により再検討が必要となったため
岐阜	0	—
愛知	5	申込み後に申込内容の変更等を行ったため
三重	4	申込書不備等により、検討に時間を要しているため
滋賀	0	—
京都	0	—
大阪	0	—
兵庫	1	申込み取下げ検討中のため、先方からの要望により検討保留
奈良	0	—
和歌山	0	—
鳥取	0	—
島根	0	—
岡山	1	検討途中で最大受電電力の変更があり検討中断
広島	5	複数の他事業者による連系申込に伴う系統状況の変化により
山口	1	検討途中での大規模電源の連系申込に伴い検討に時間を要するため
徳島	1	申込み後に申込内容の変更等を行ったため
香川	0	—
愛媛	1	申込み後に申込内容の変更等を行ったため
高知	0	
福岡	9	
佐賀	2	
長崎	12	
熊本	7	
大分	3	
宮崎	6	
鹿児島	4	
沖縄	3	
合計	78	



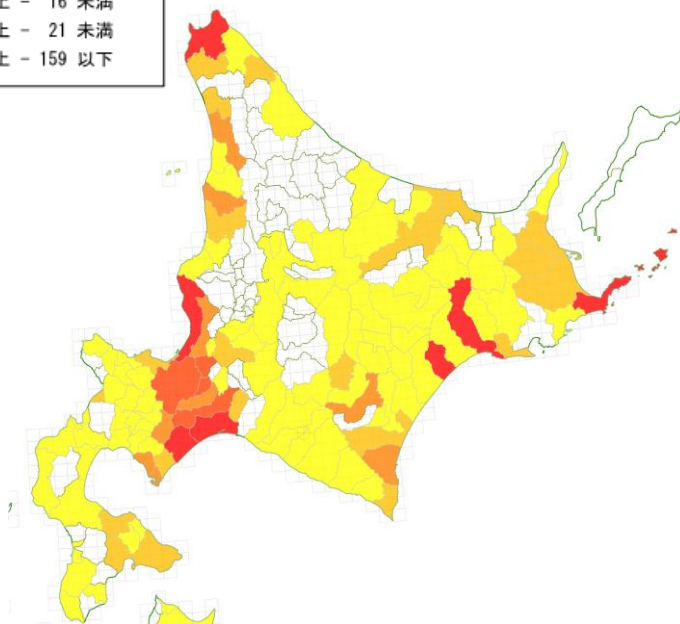
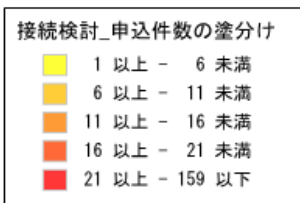
別紙6 電源接続案件募集プロセス エリア別市町村の状況

① 北海道エリア

【接続検討の申込件数マップ】

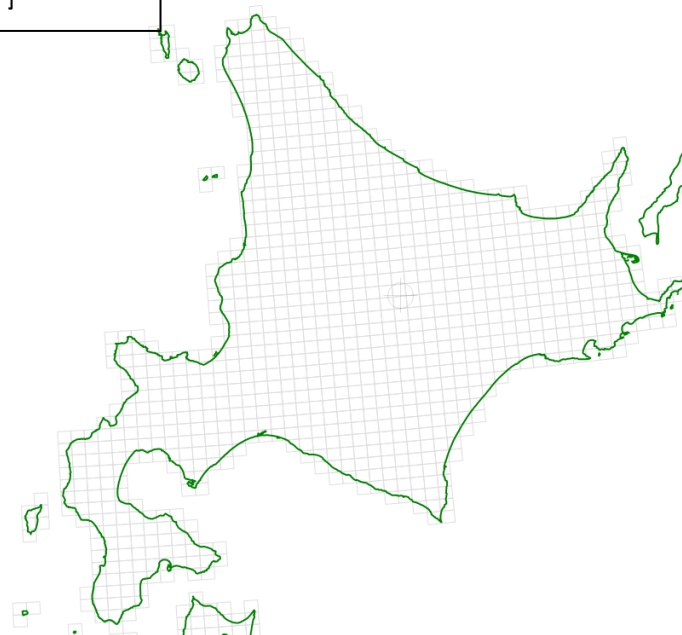
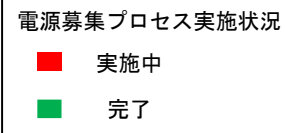
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

② 東北エリア

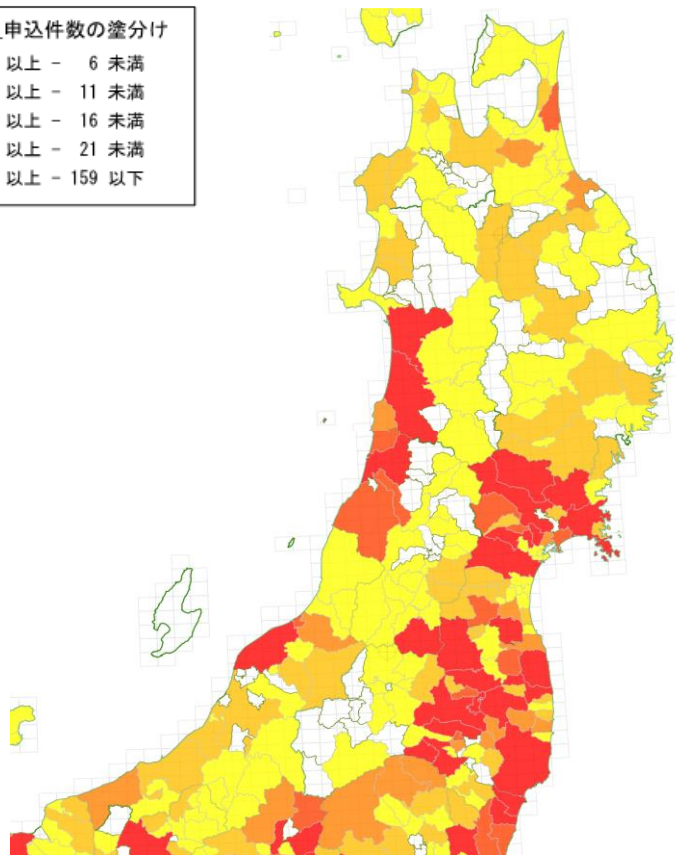
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

- 1 以上 - 6 未満
- 6 以上 - 11 未満
- 11 以上 - 16 未満
- 16 以上 - 21 未満
- 21 以上 - 159 以下

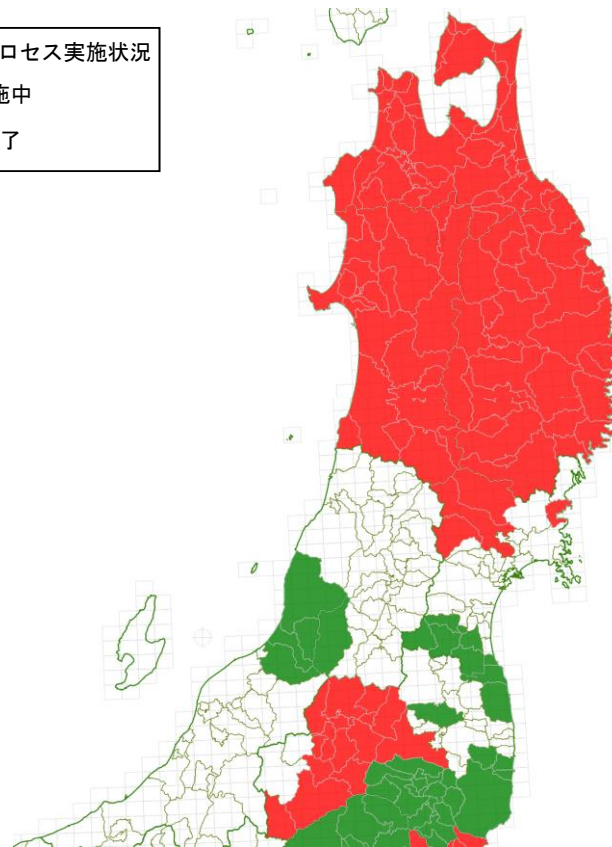


【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

電源募集プロセス実施状況

- 実施中
- 完了



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。



③東京エリア

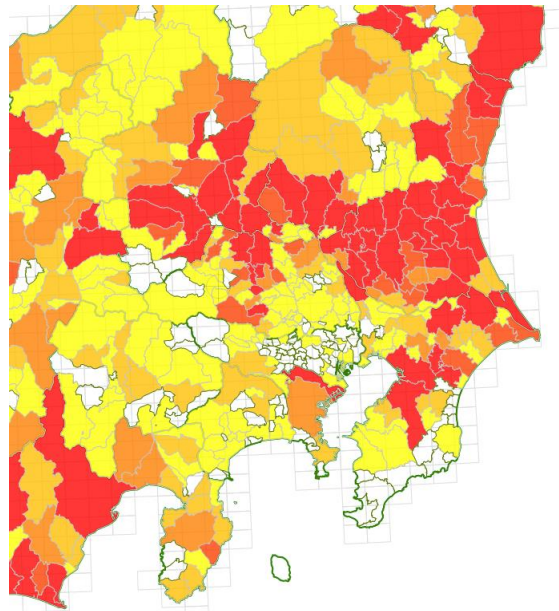
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

- 1 以上 - 6 未満
- 6 以上 - 11 未満
- 11 以上 - 16 未満
- 16 以上 - 21 未満
- 21 以上 - 159 以下

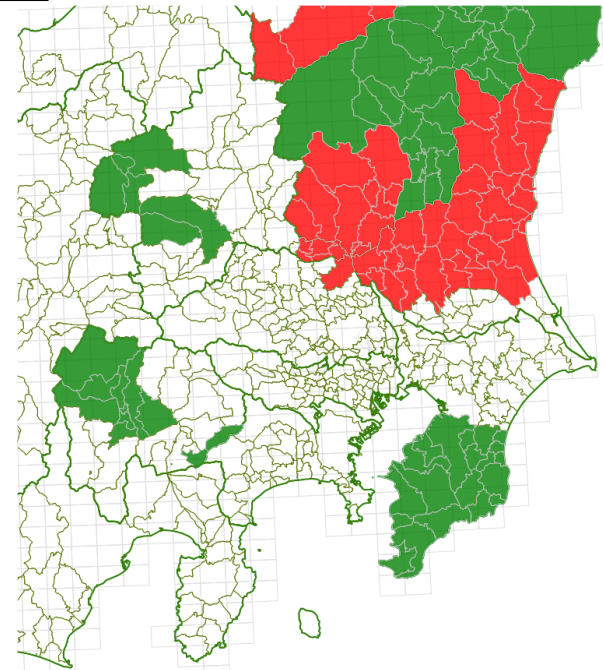


【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

電源募集プロセス実施状況

- 実施中
- 完了



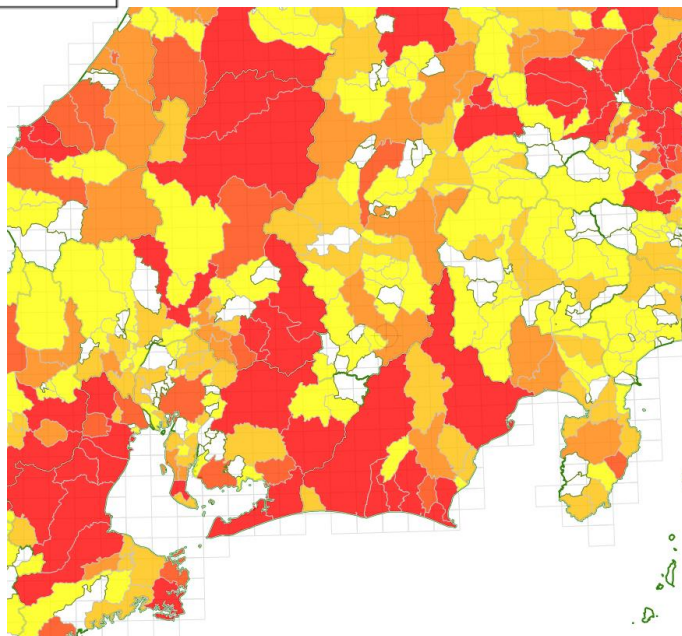
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

④中部エリア

【接続検討の申込件数マップ】

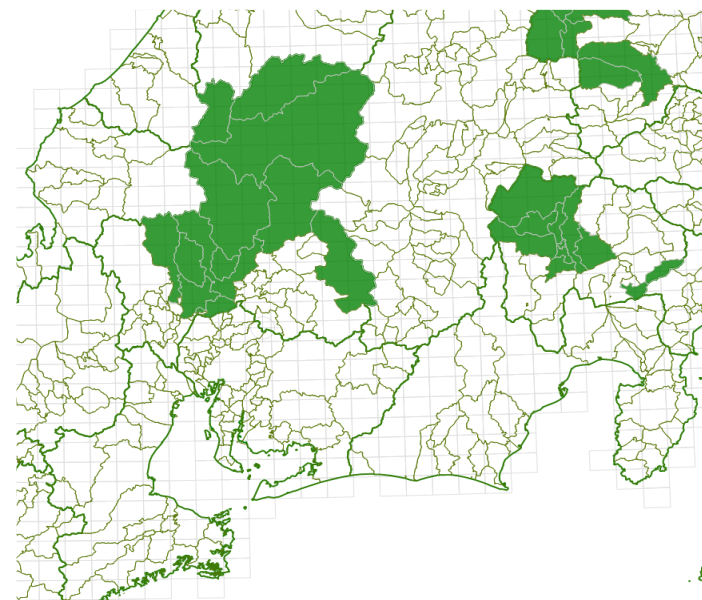
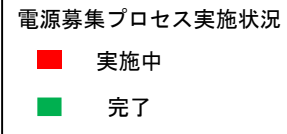
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。



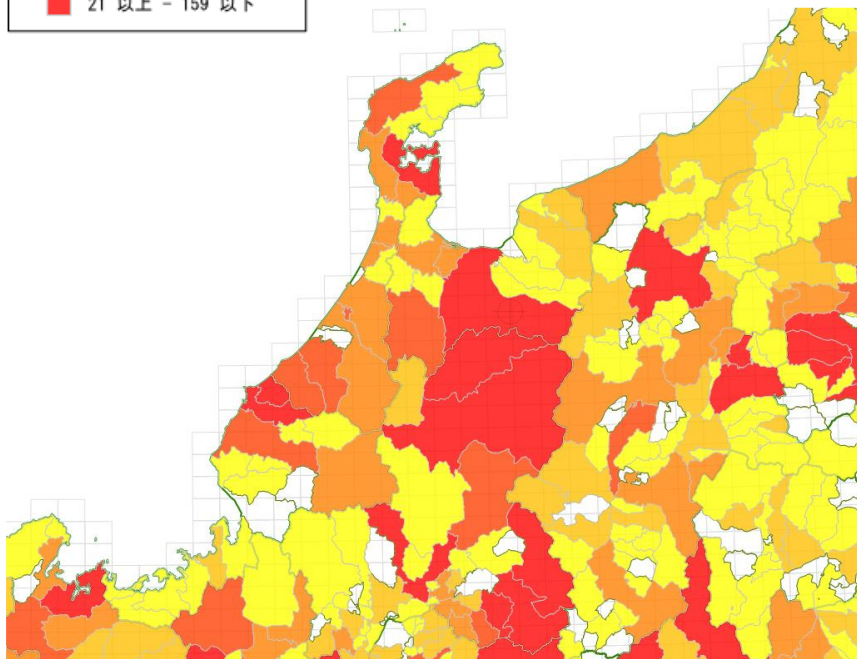
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

⑤北陸エリア

【接続検討の申込件数マップ】

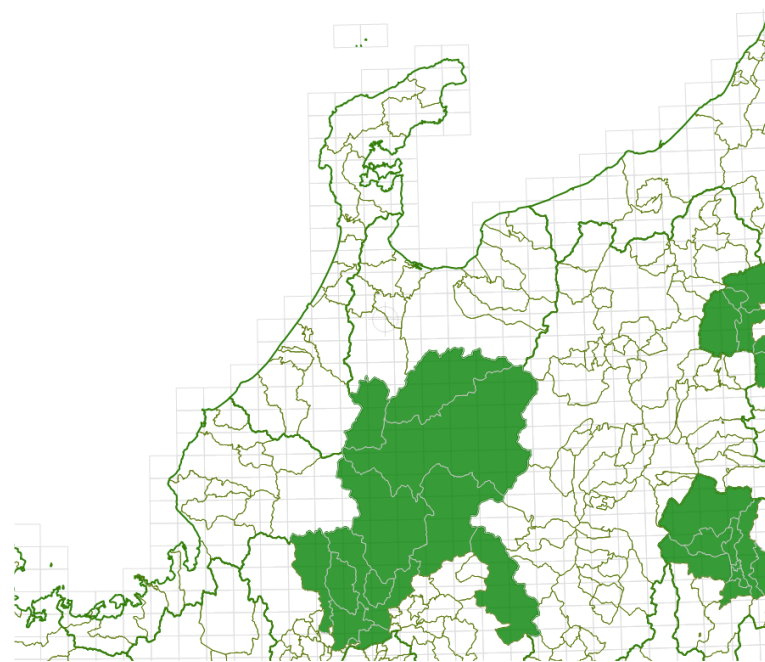
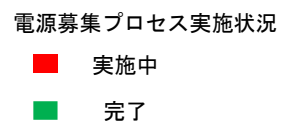
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

⑥ 関西エリア

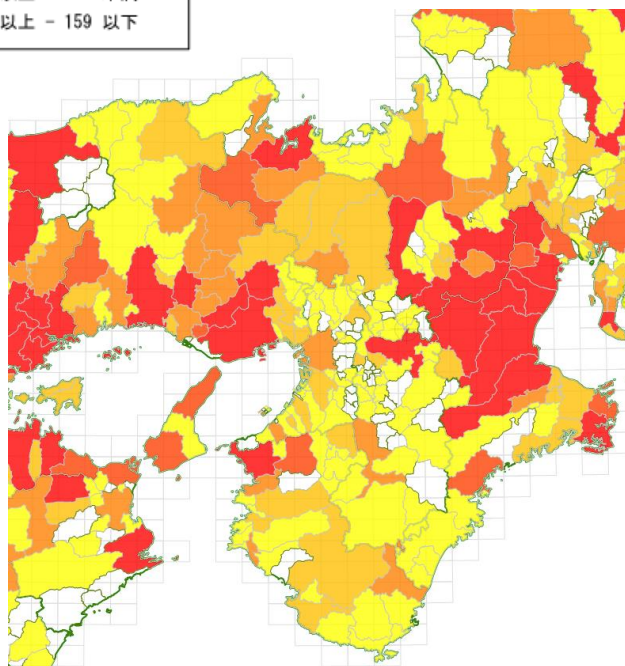
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

■	1 以上 - 6 未満
■	6 以上 - 11 未満
■	11 以上 - 16 未満
■	16 以上 - 21 未満
■	21 以上 - 159 以下

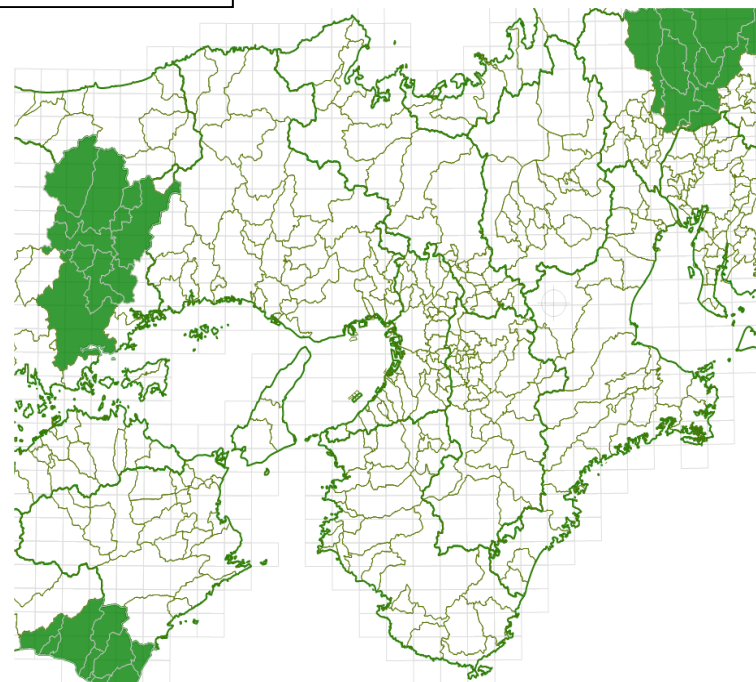


【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

電源募集プロセス実施状況

■	実施中
■	完了



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

⑦中国エリア

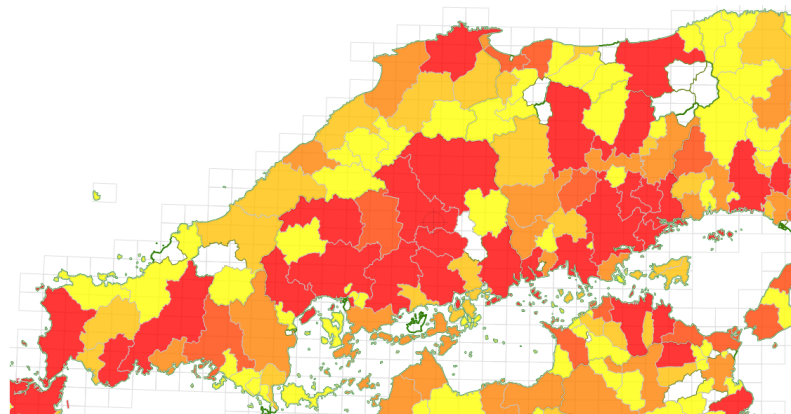
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

- 1 以上 - 6 未満
- 6 以上 - 11 未満
- 11 以上 - 16 未満
- 16 以上 - 21 未満
- 21 以上 - 159 以下

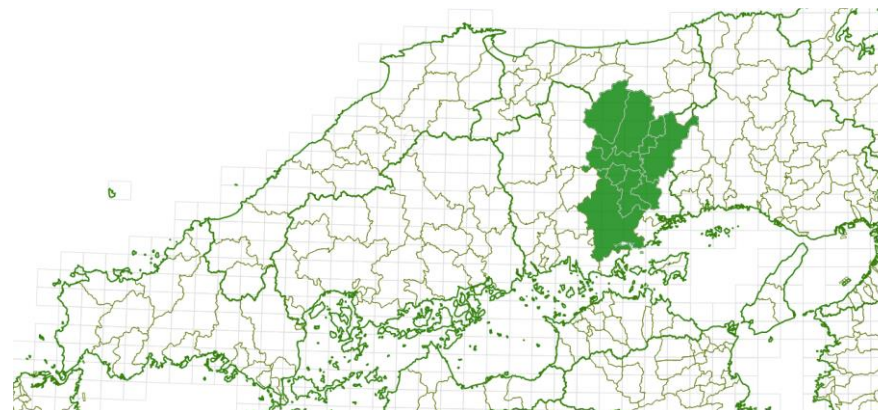


【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

電源募集プロセス実施状況

- 実施中
- 完了



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

⑧四国エリア

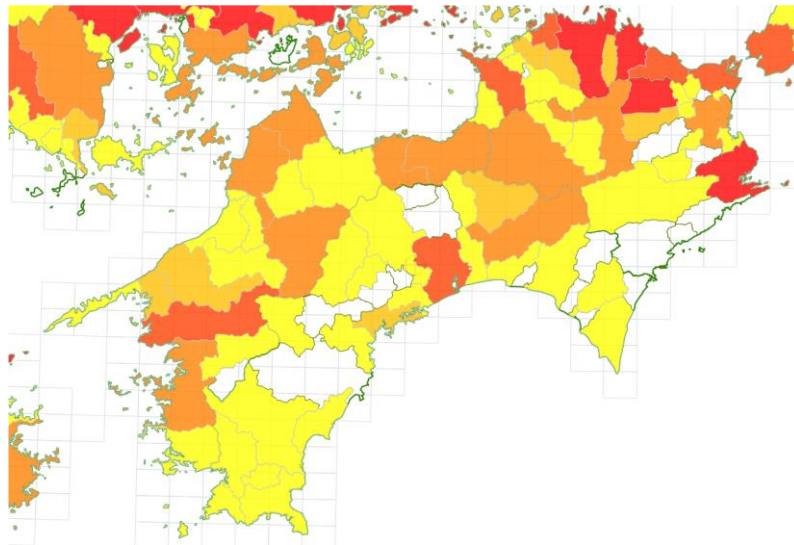
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

- 1 以上 - 6 未満
- 6 以上 - 11 未満
- 11 以上 - 16 未満
- 16 以上 - 21 未満
- 21 以上 - 159 以下



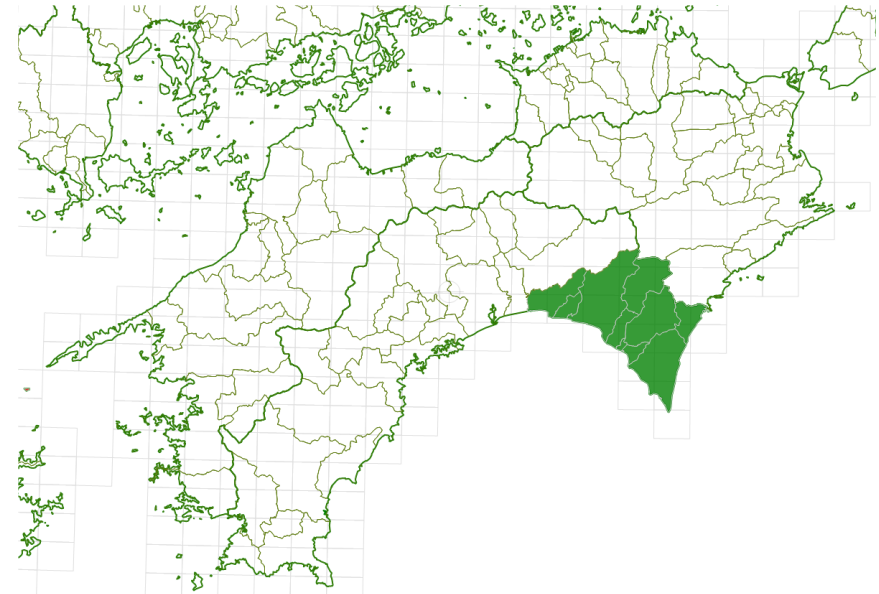
【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

示。

電源募集プロセス実施状況

- 実施中
- 完了



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。詳細については、各募集要綱を参照。

⑨九州エリア

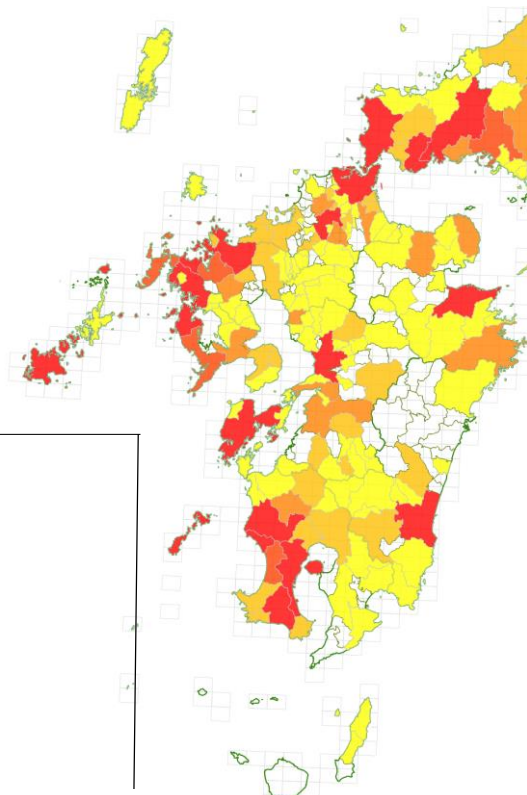
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

- 1 以上 - 6 未満
- 6 以上 - 11 未満
- 11 以上 - 16 未満
- 16 以上 - 21 未満
- 21 以上 - 159 以下

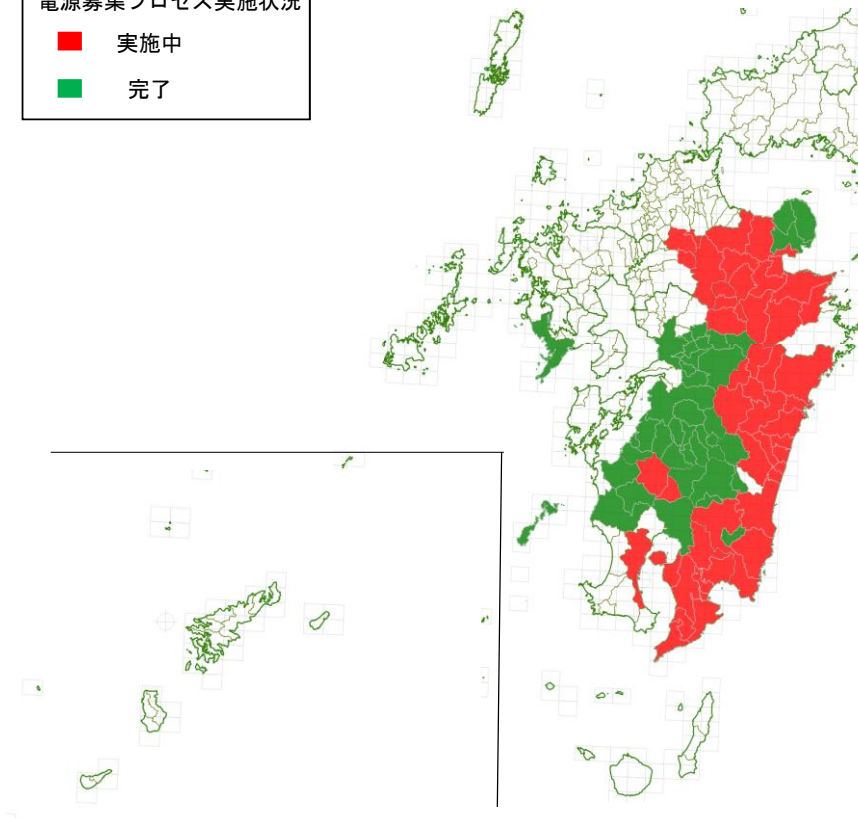


【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

電源募集プロセス実施状況

- 実施中
- 完了



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

⑩ 沖縄エリア

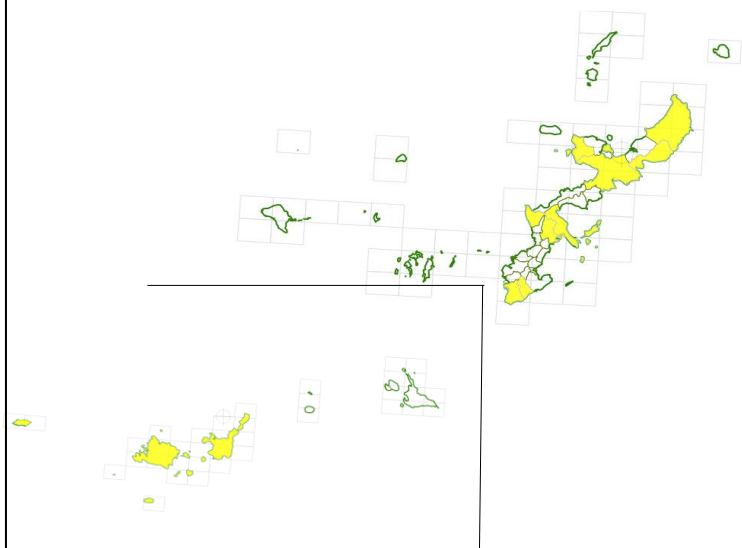
【接続検討の申込件数マップ】

※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。

接続検討\_申込件数の塗分け

- 1 以上 - 6 未満
- 6 以上 - 11 未満
- 11 以上 - 16 未満
- 16 以上 - 21 未満
- 21 以上 - 159 以下



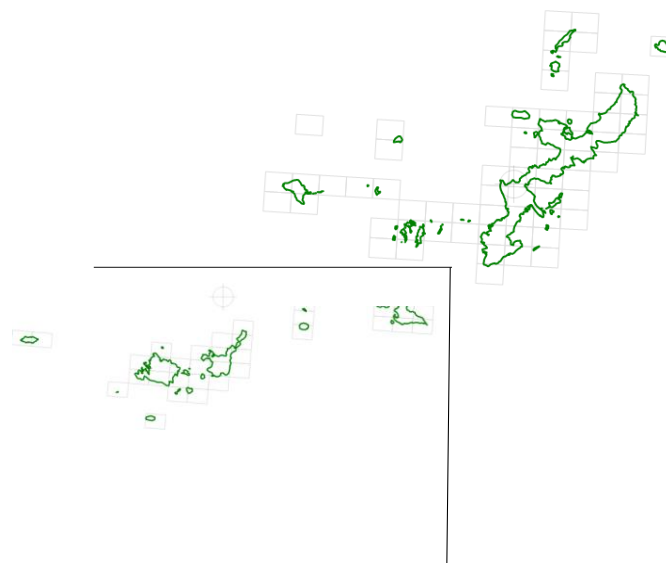
【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表示。

示。

電源募集プロセス実施状況

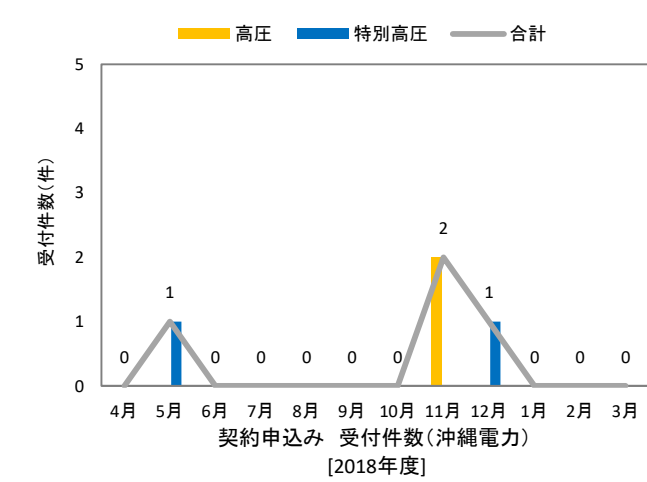
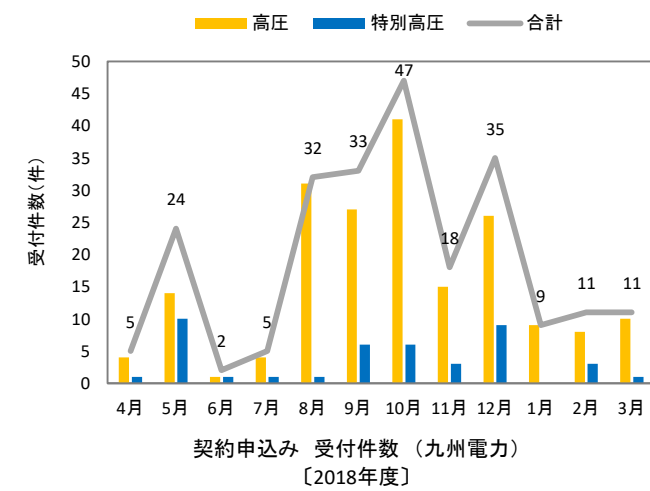
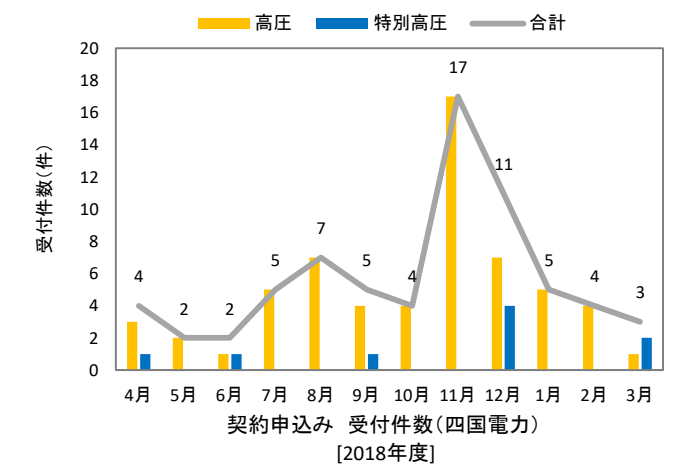
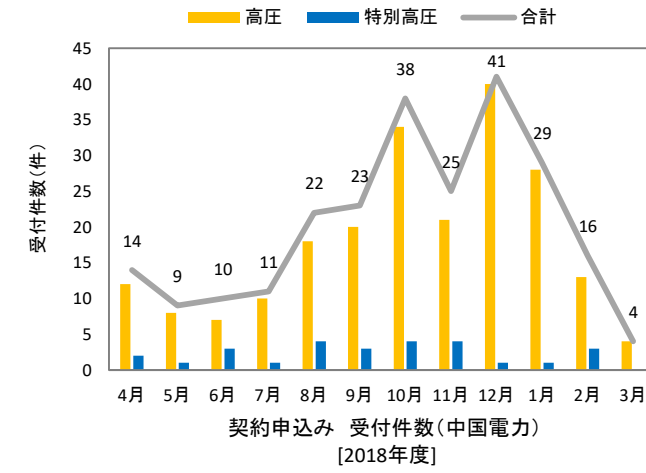
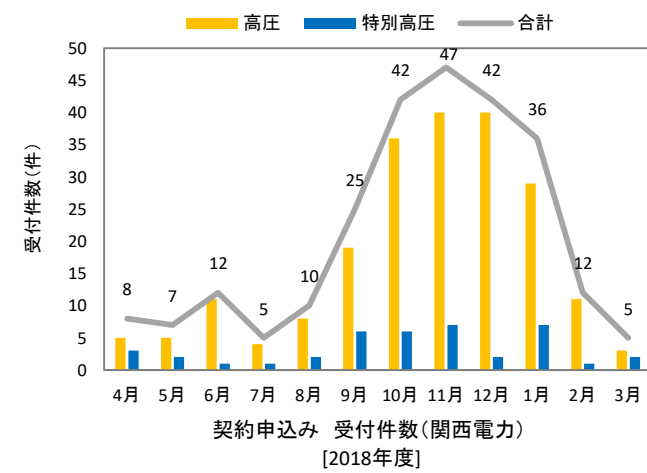
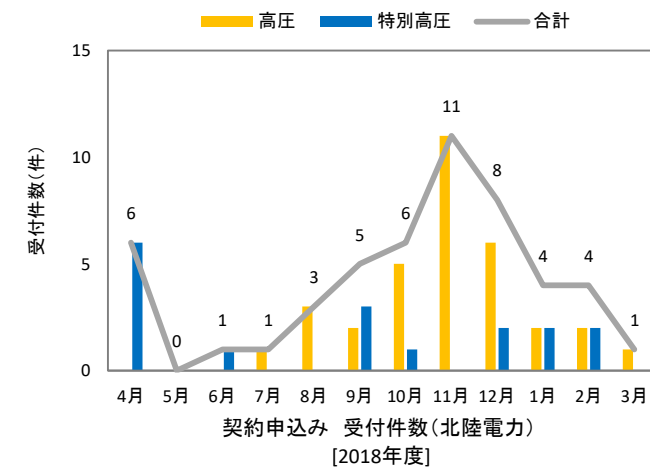
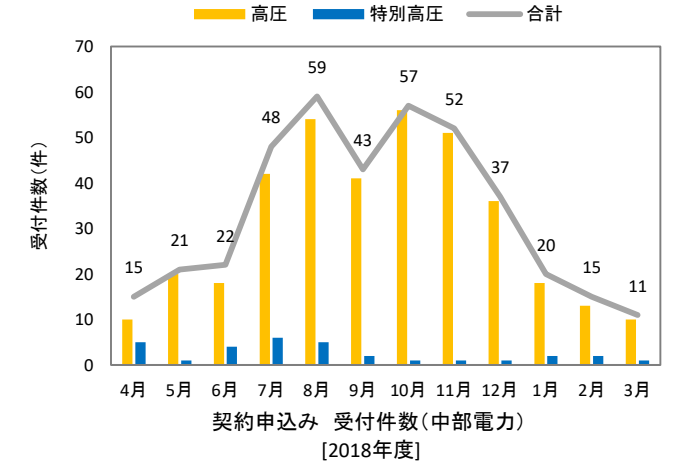
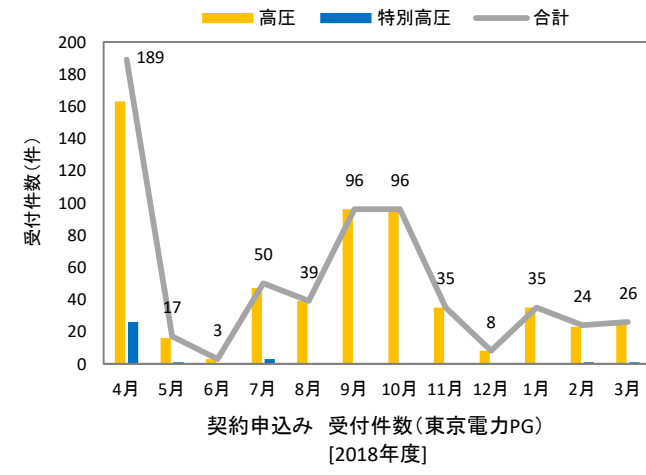
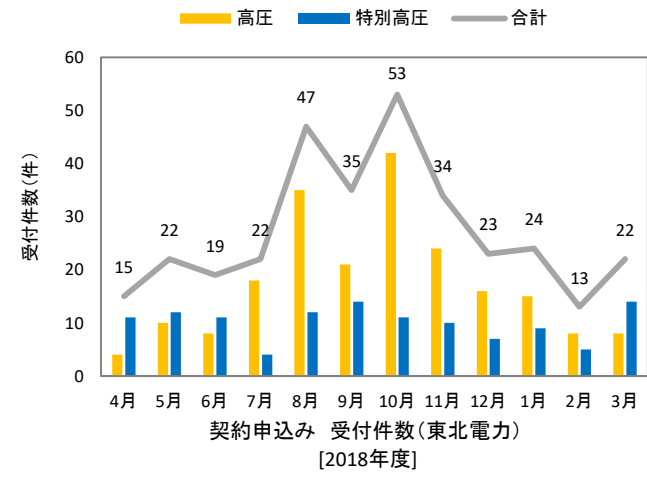
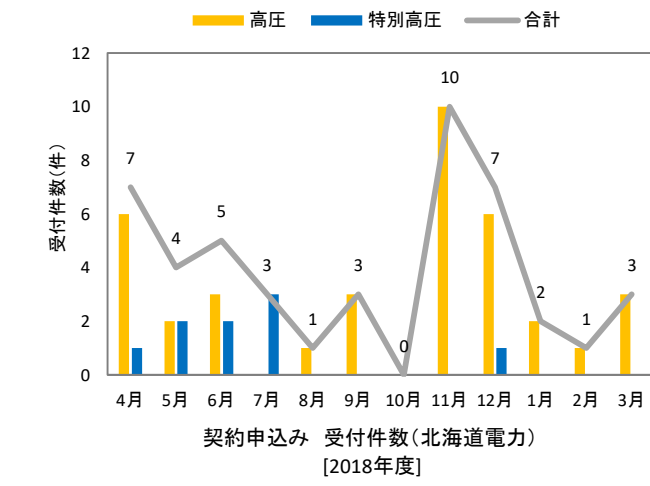
- 実施中
- 完了



※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

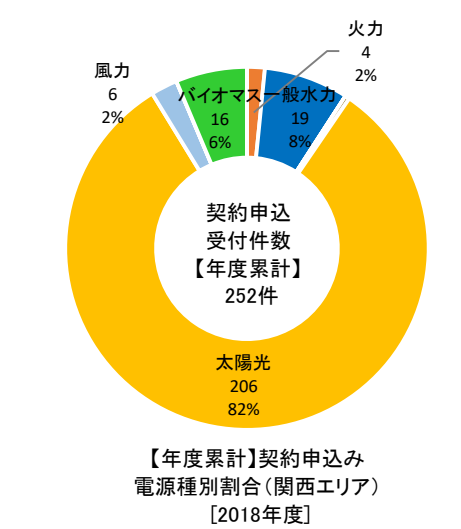
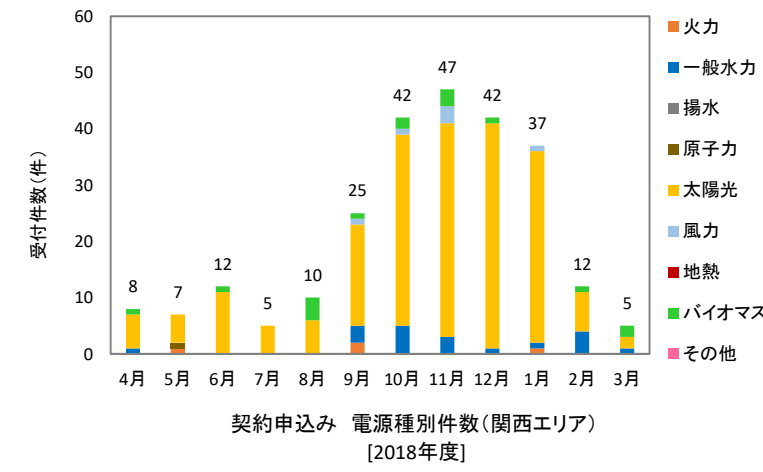
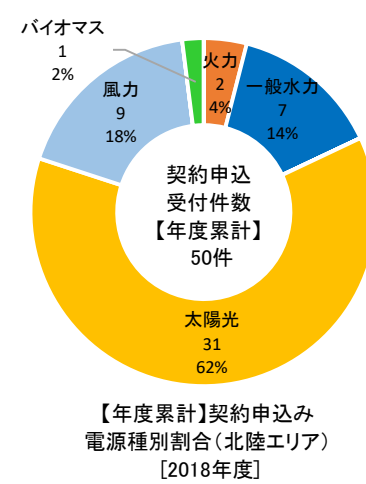
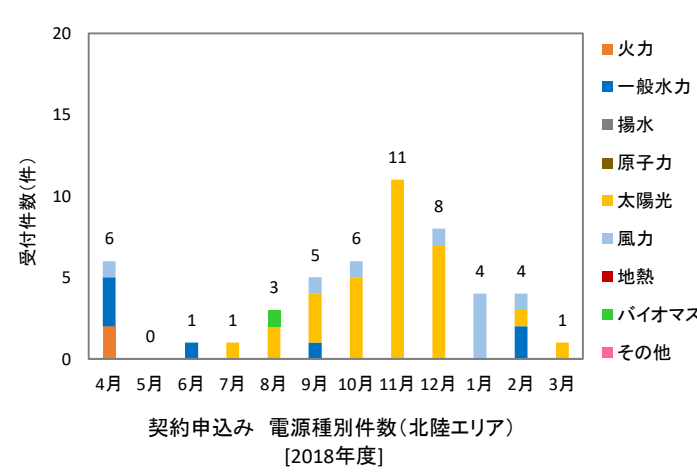
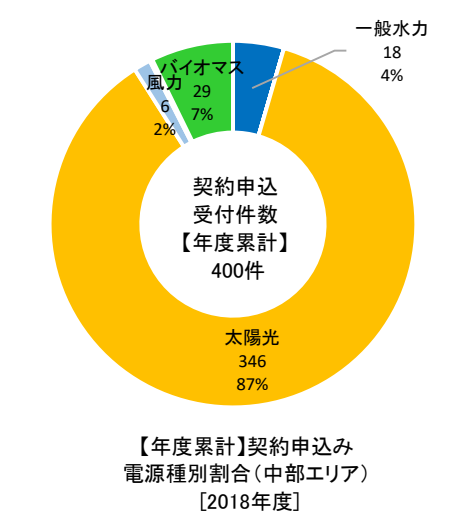
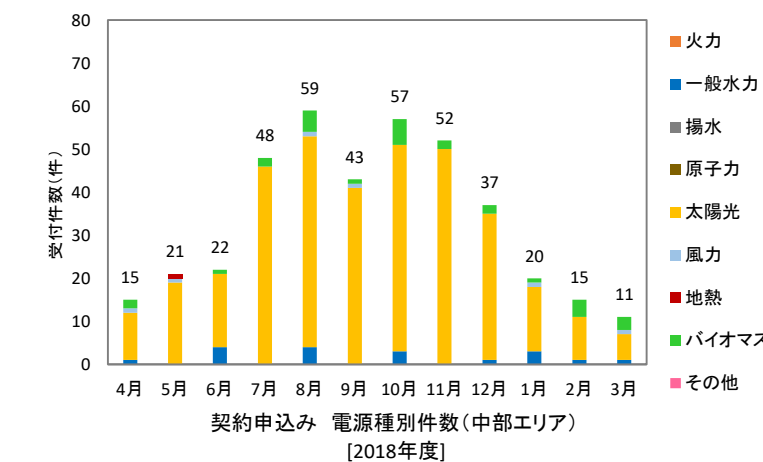
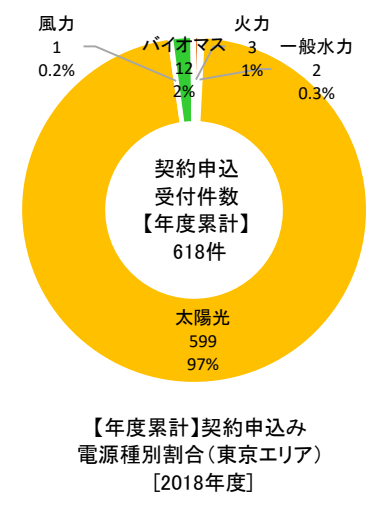
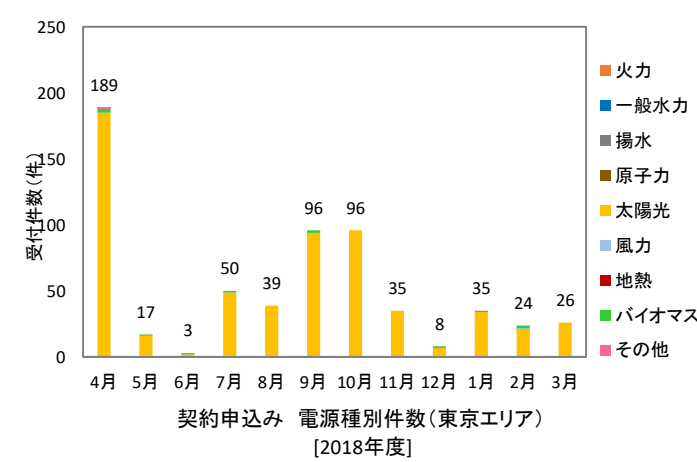
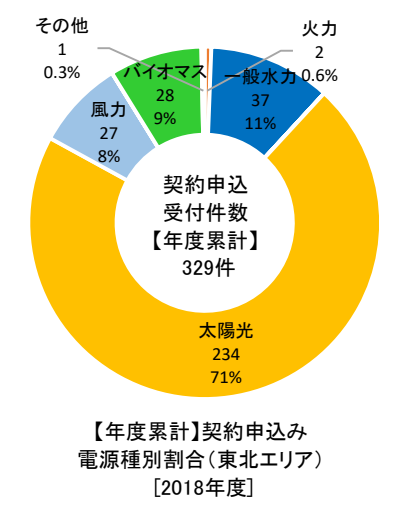
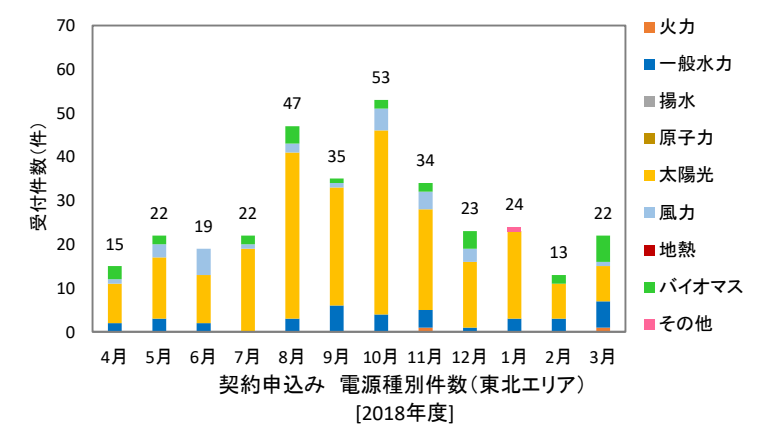
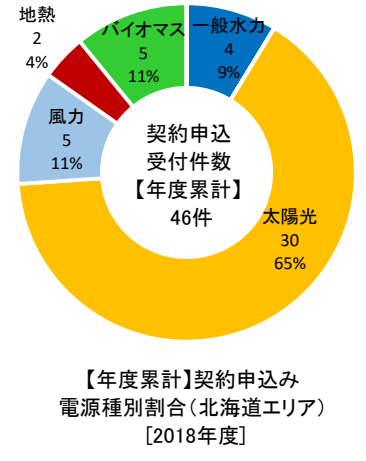
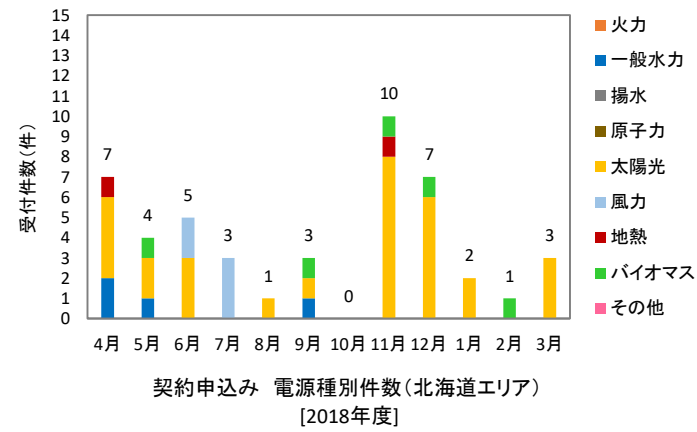


別紙7 契約申込み 受付件数月別推移（一般送配電事業者別）

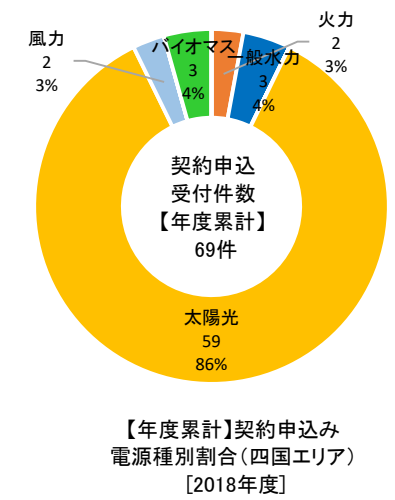
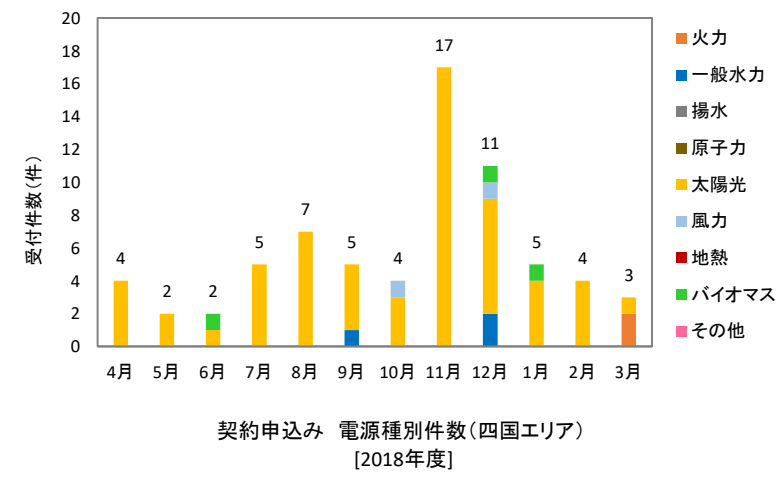
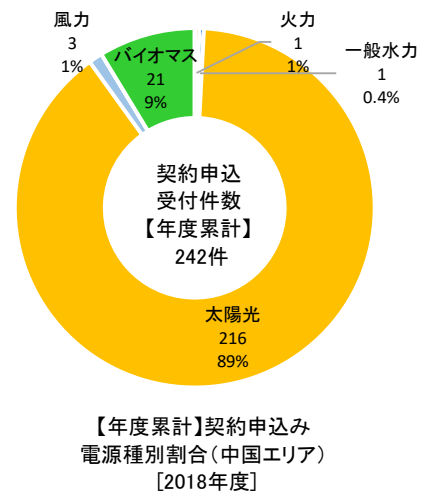
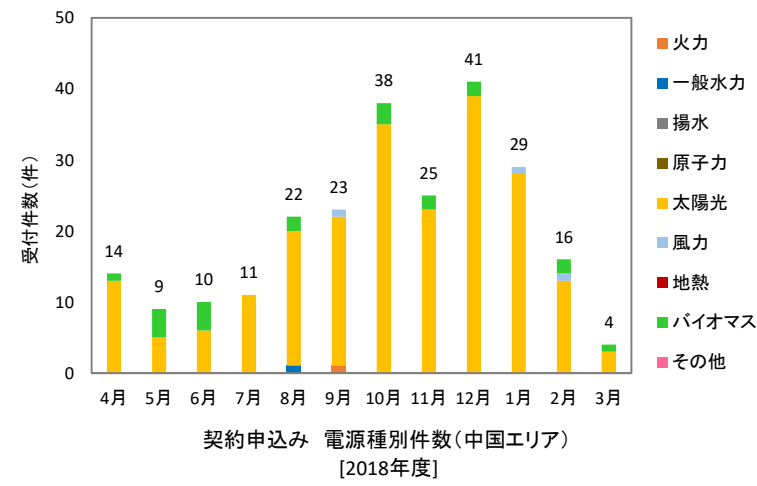


別紙8 契約申込み 電源種別件数の月別推移および電源種別割合（エリア別）

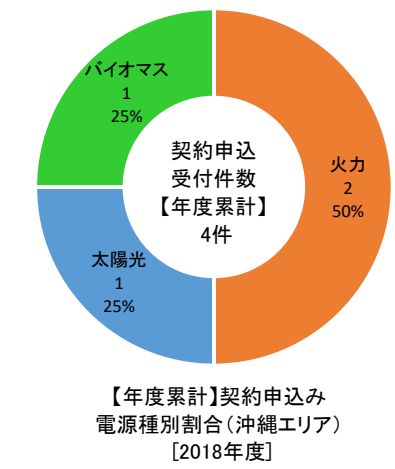
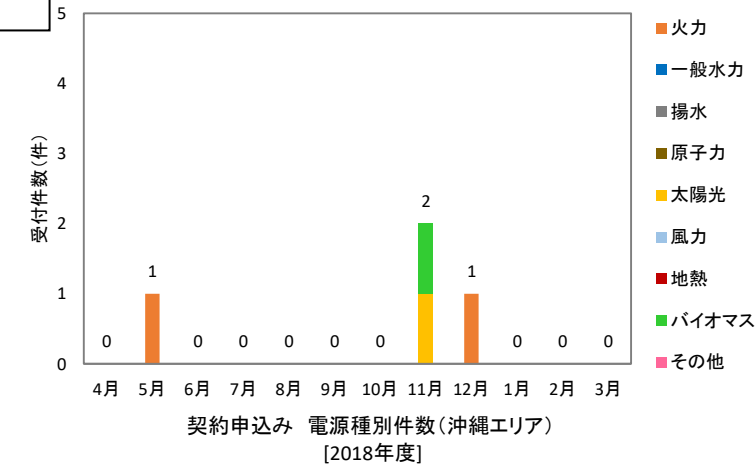
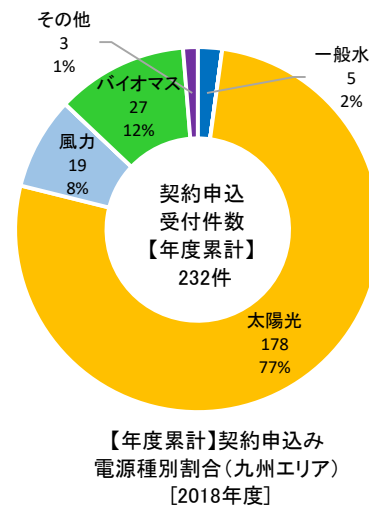
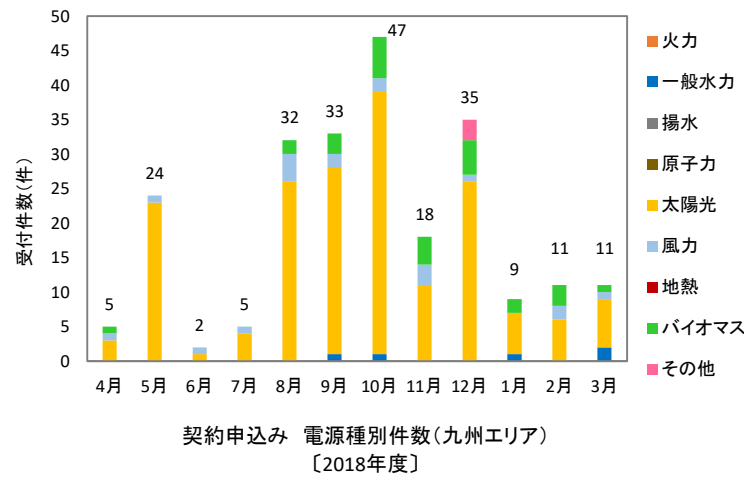
[円グラフ種別]  
 上段：電源種別  
 中段：件数  
 下段：割合(%)



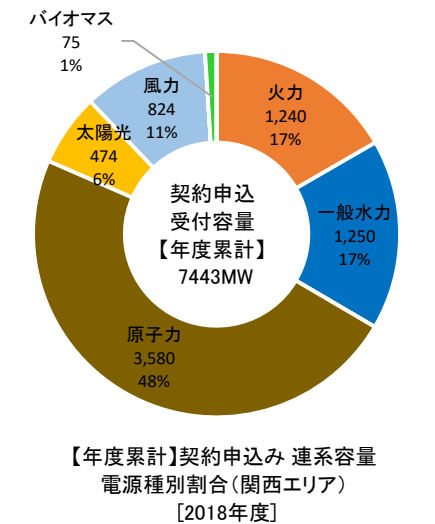
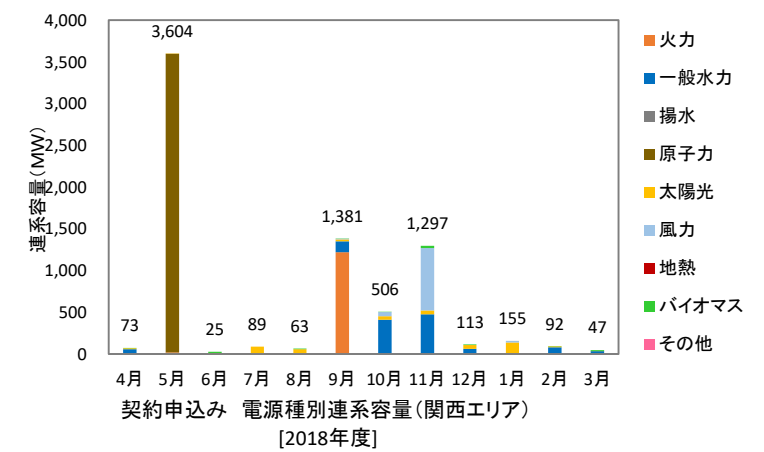
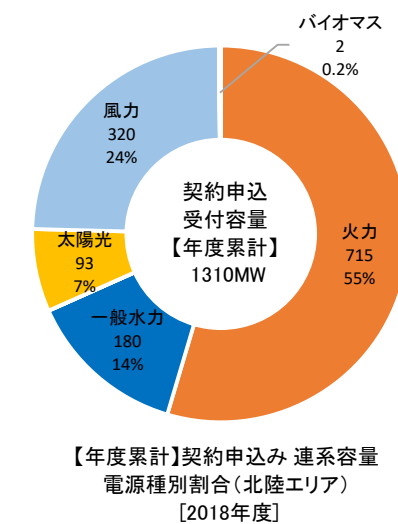
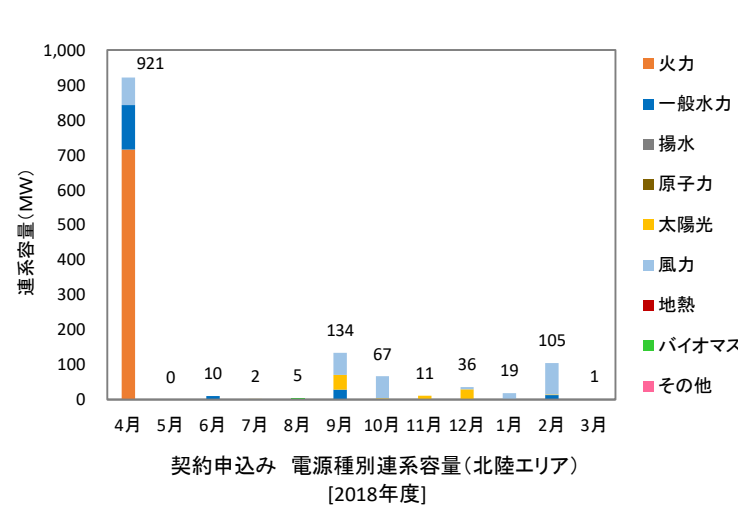
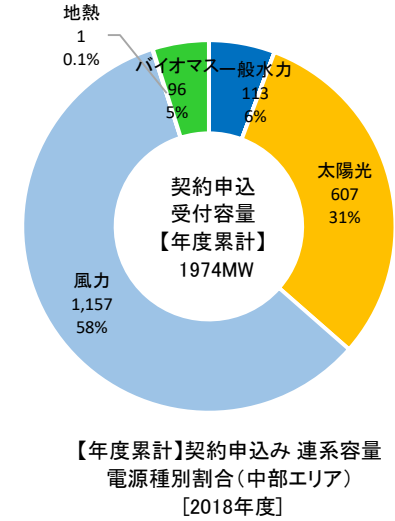
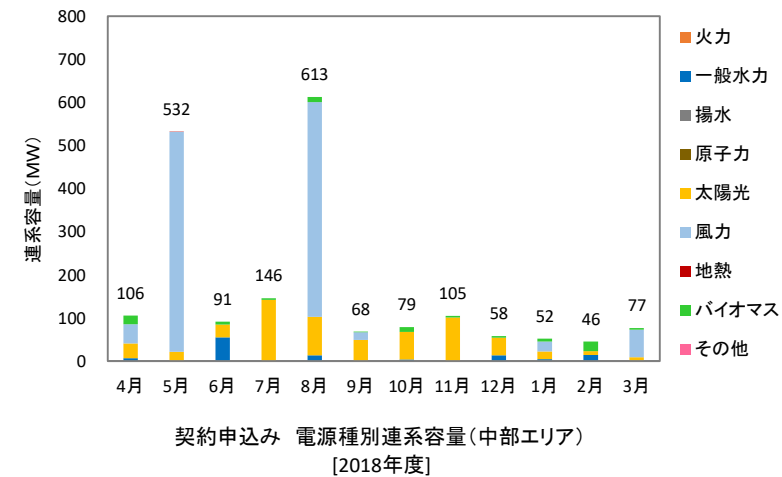
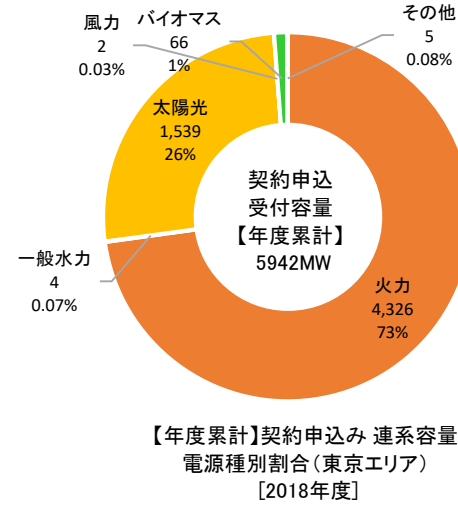
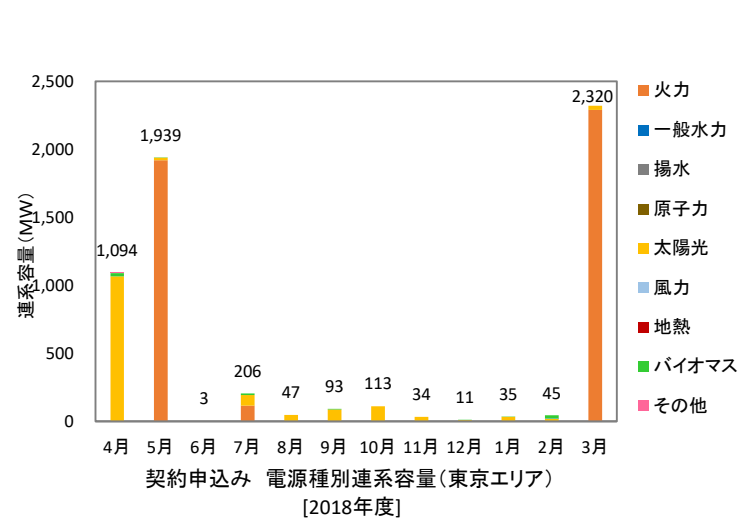
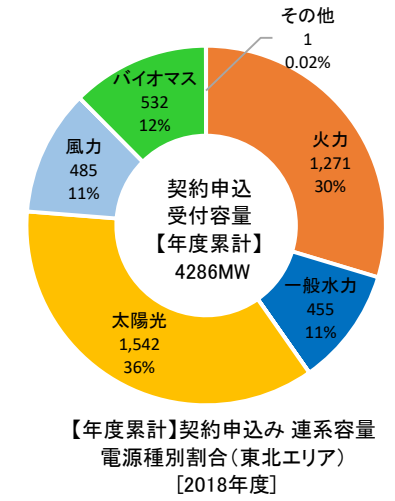
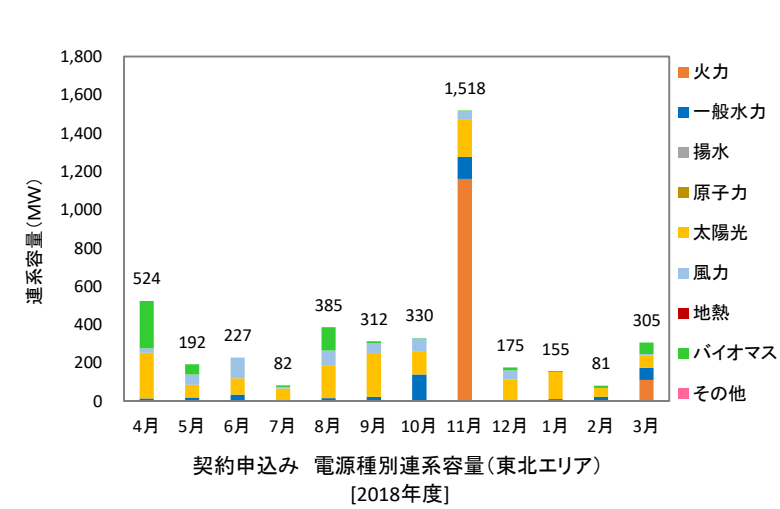
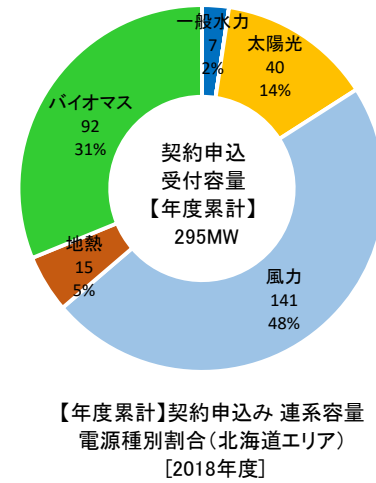
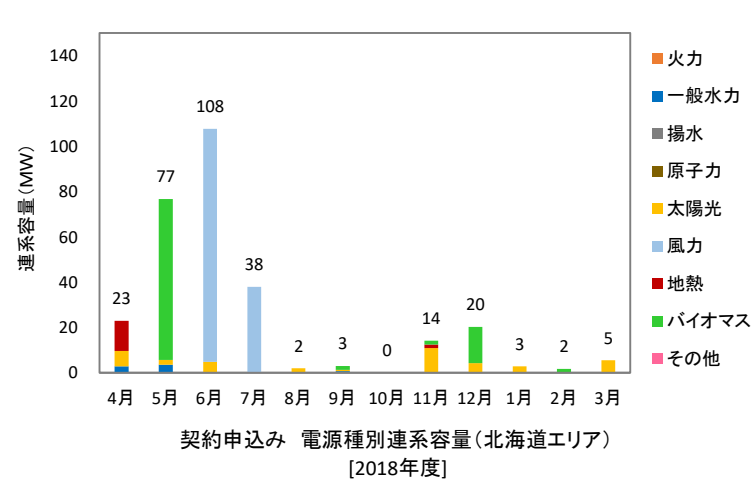
[円グラフ種別]  
 上段：電源種別  
 中段：件数  
 下段：割合(%)



[円グラフ種別]  
 上段：電源種別  
 中段：連系容量(MW)  
 下段：割合(%)

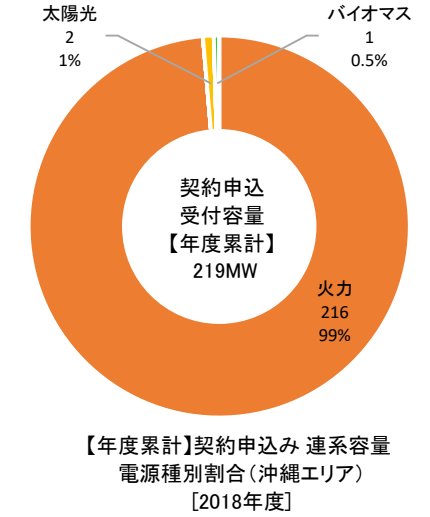
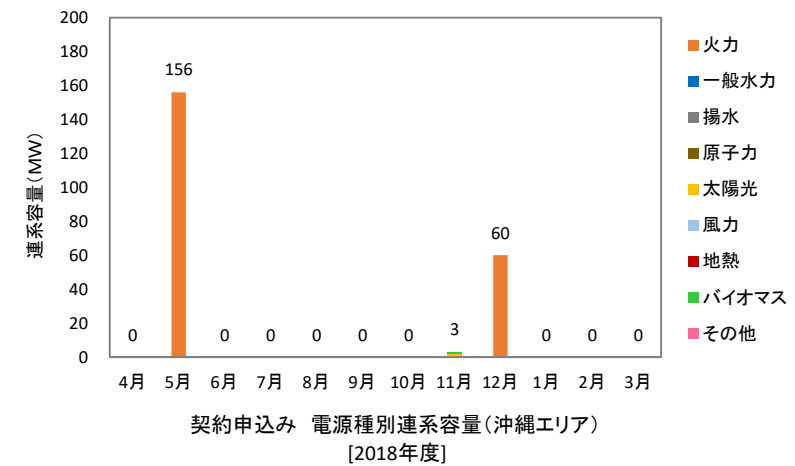
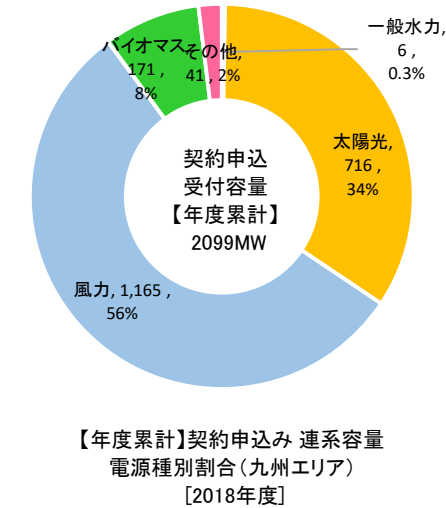
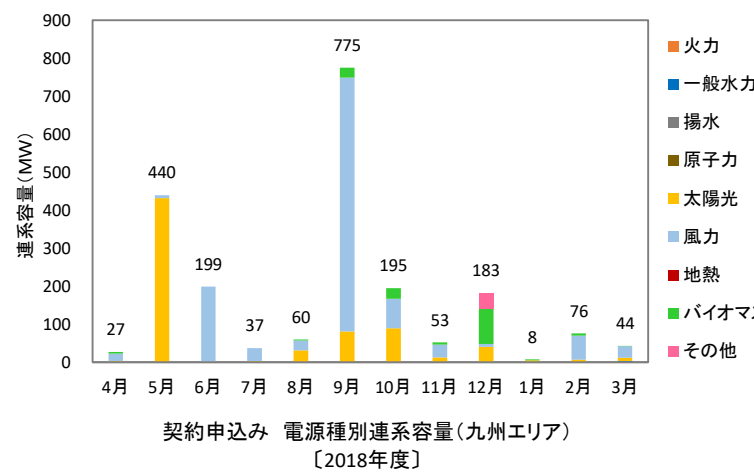
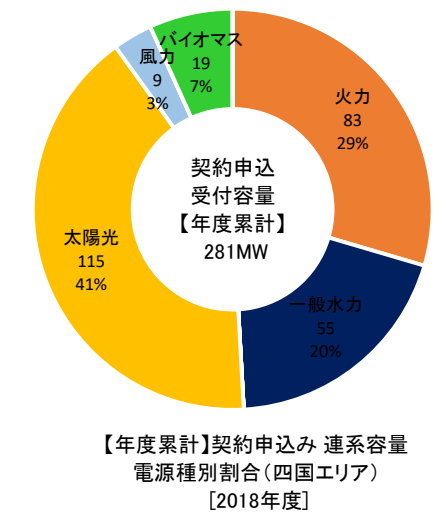
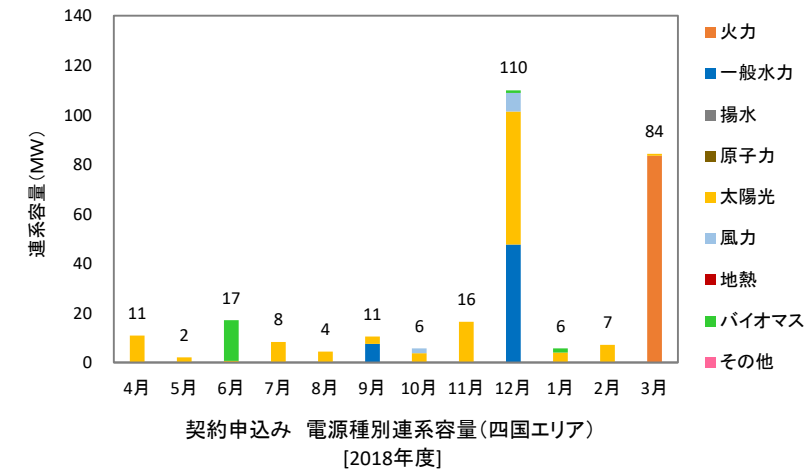
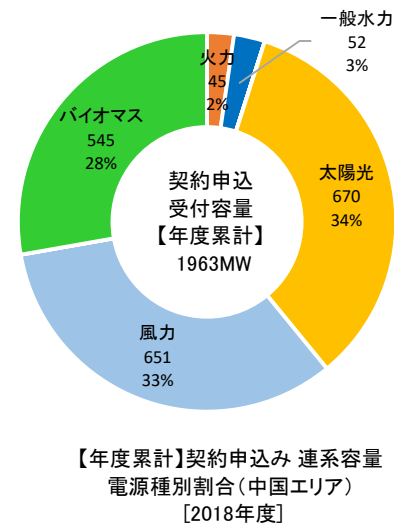
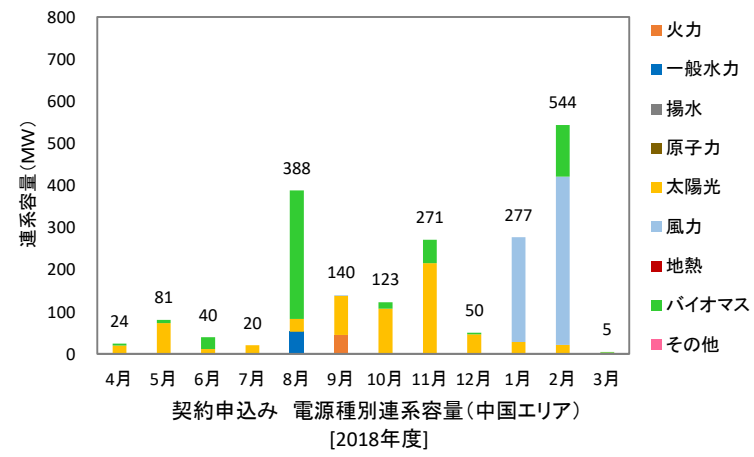


別紙9 契約申込み 電源種別連系容量の月別推移および電源種別割合（エリア別）



※ 端数の関係から棒グラフの年間合計値と円グラフの合計値は異なる。

[円グラフ種別]  
 上段：電源種別  
 中段：連系容量(MW)  
 下段：割合(%)

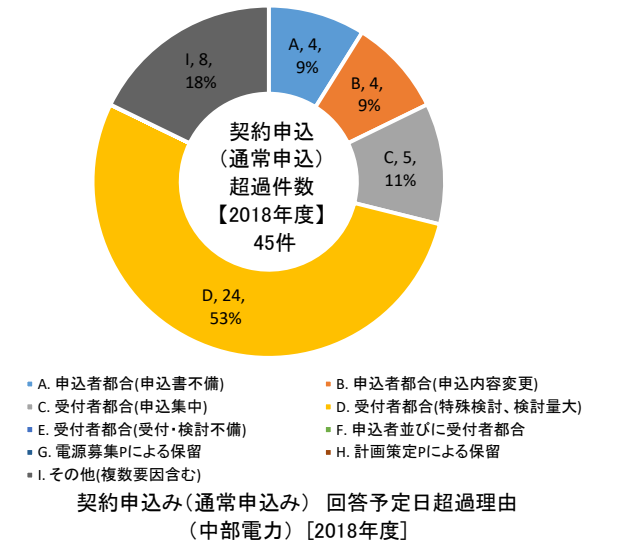
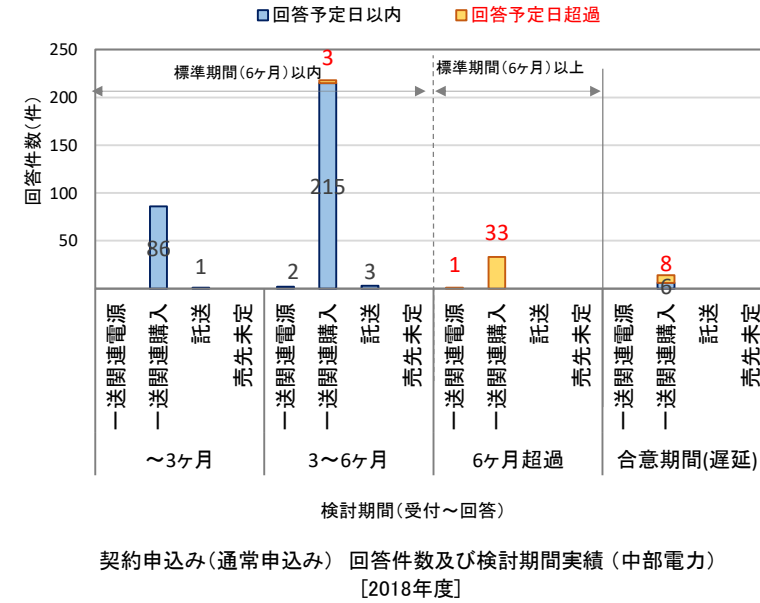
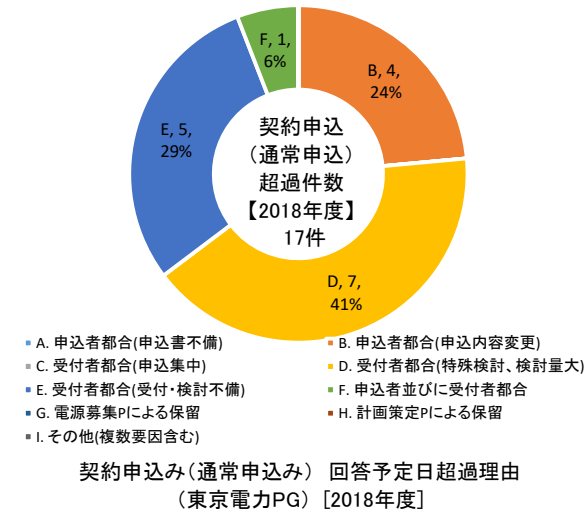
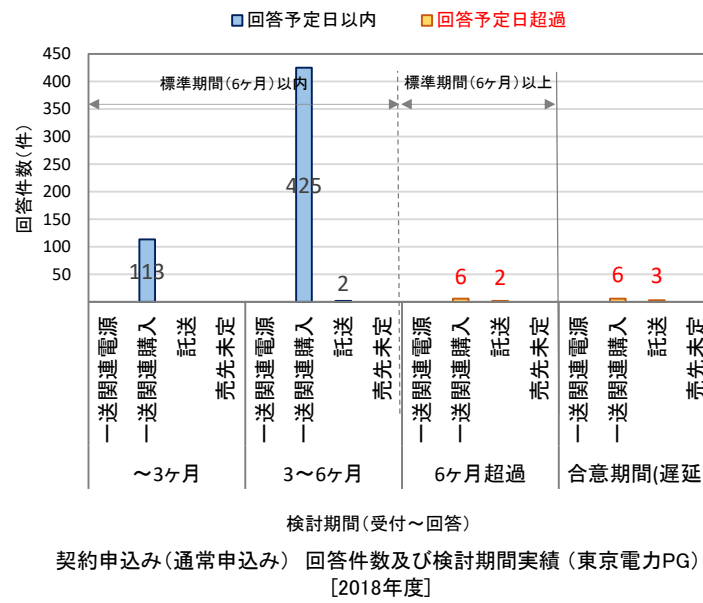
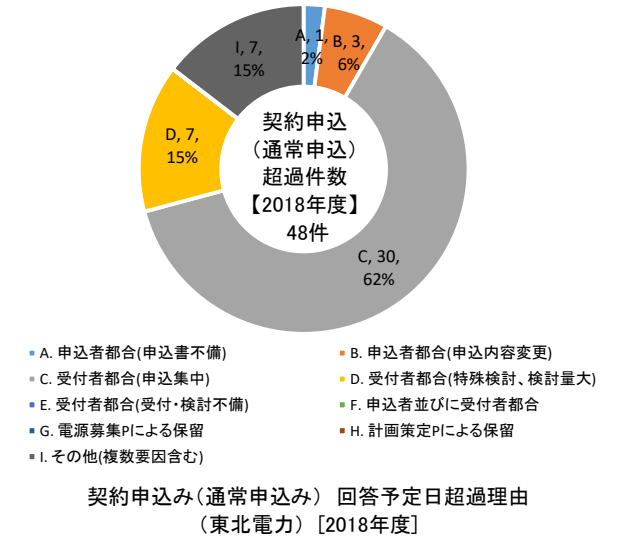
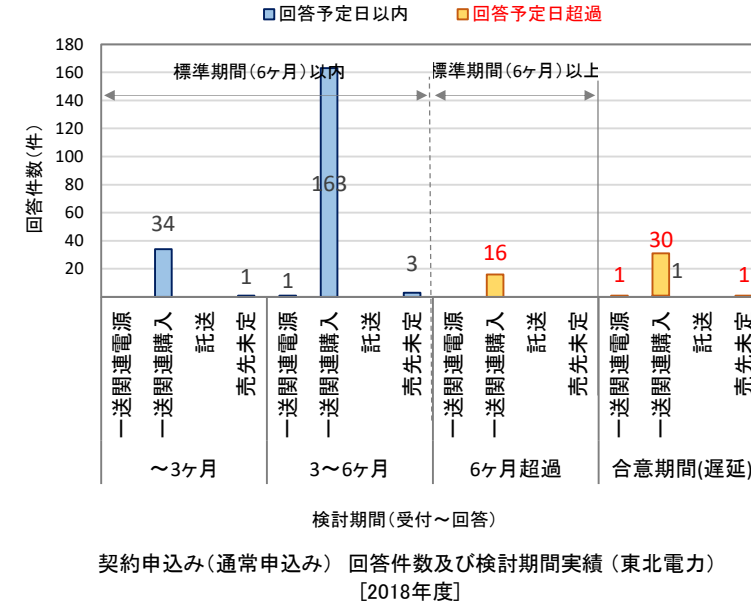
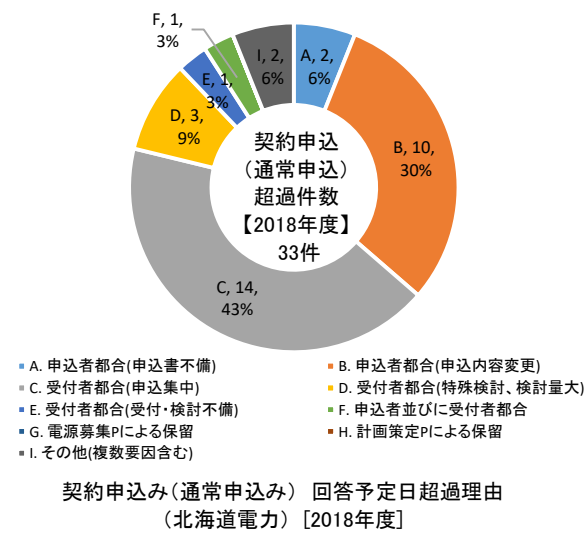
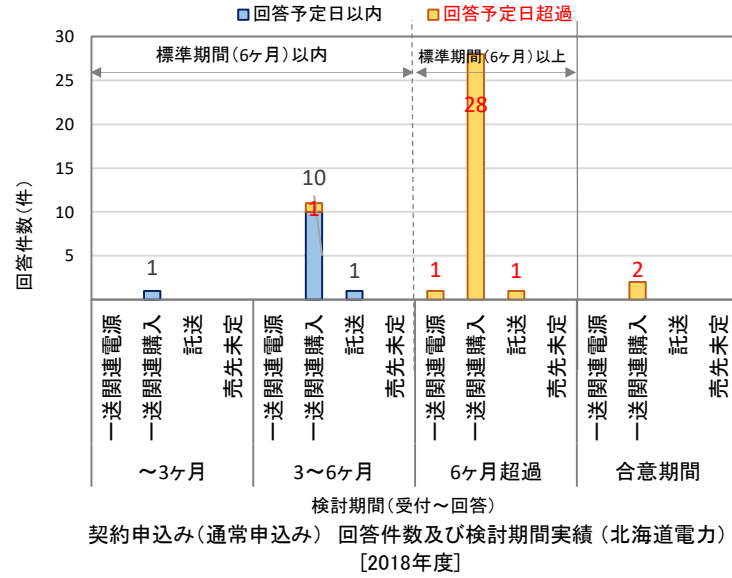


※ 端数の関係から棒グラフの年間合計値と円グラフの合計値は異なる。

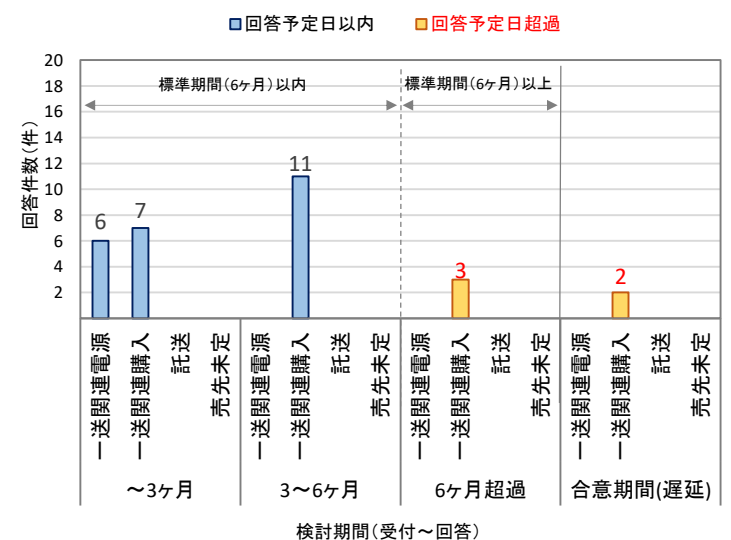
別紙10 契約申込み 回答件数及び検討期間実績（一般送配電事業者別）

① 通常申込み

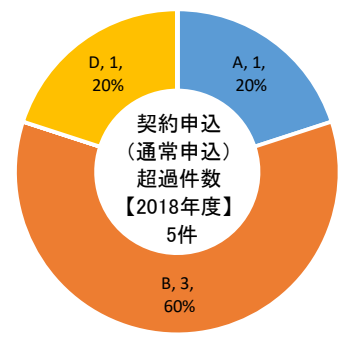
[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)



[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)

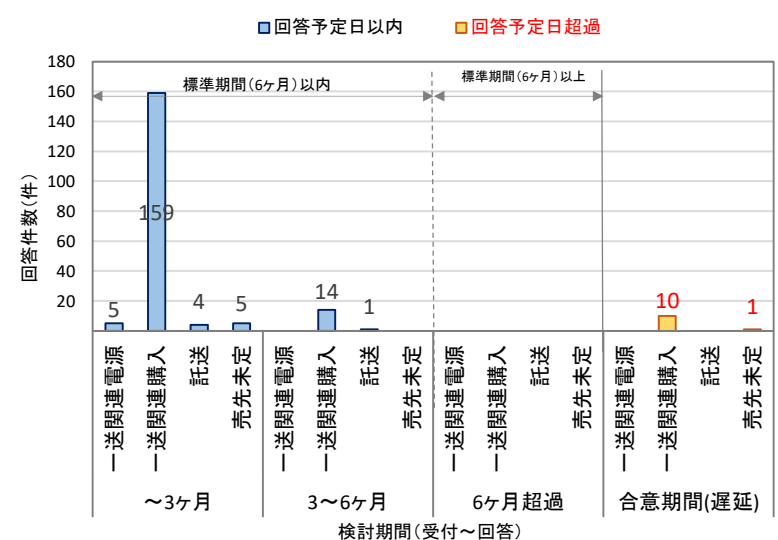


契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(北陸電力) [2018年度]

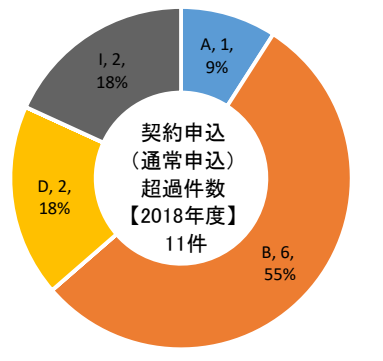


- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)

契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由(北陸電力) [2018年度]

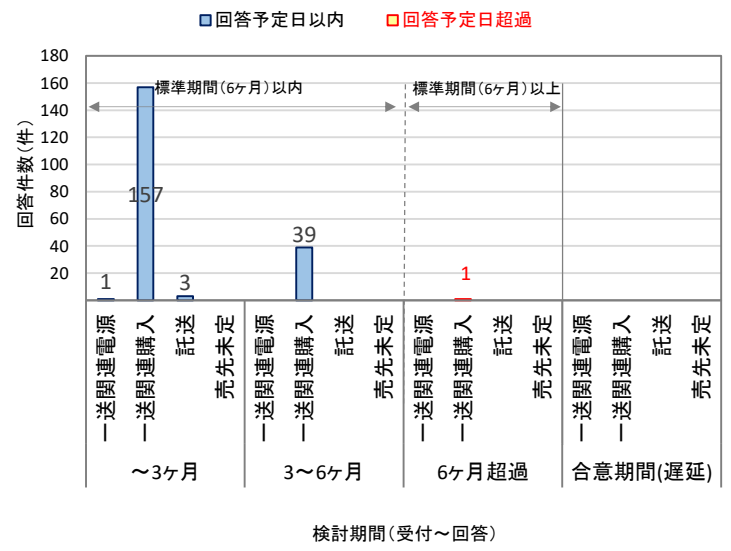


契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(関西電力) [2018年度]

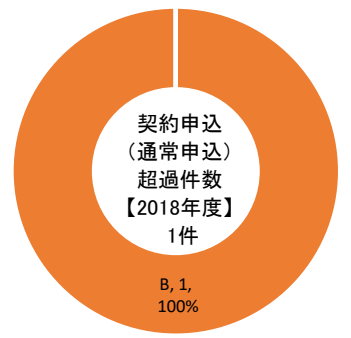


- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)

契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由(関西電力) [2018年度]

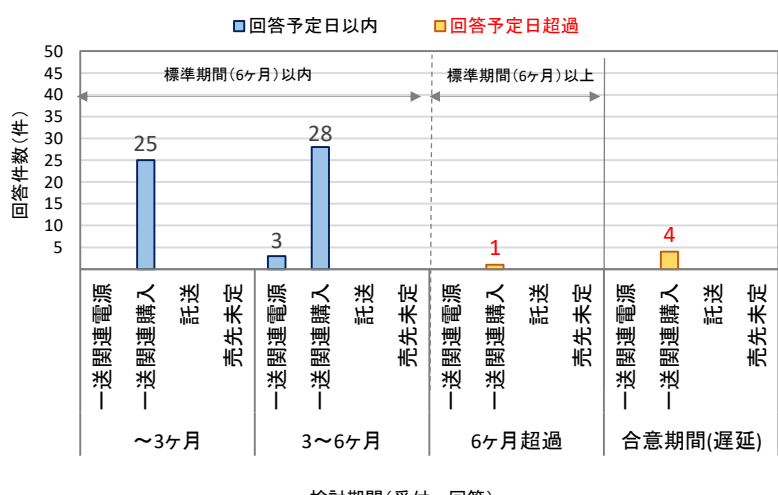


契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(中国電力) [2018年度]

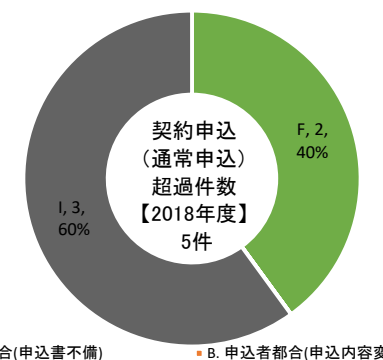


- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)

契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由(中国電力) [2018年度]



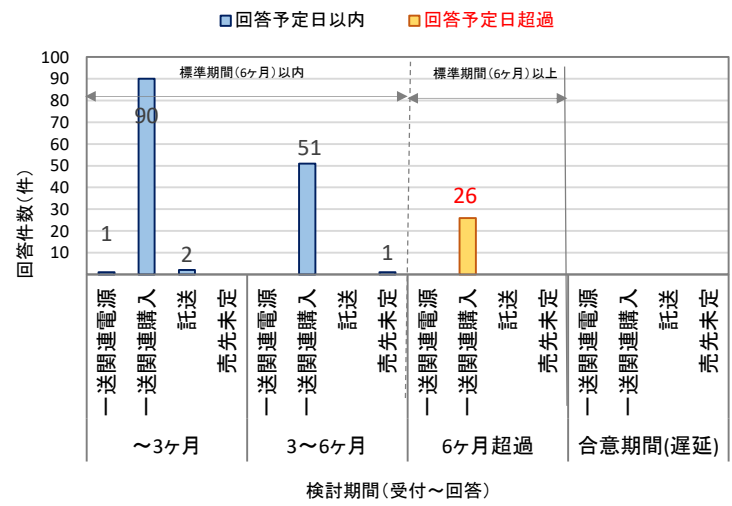
契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(四国電力) [2018年度]



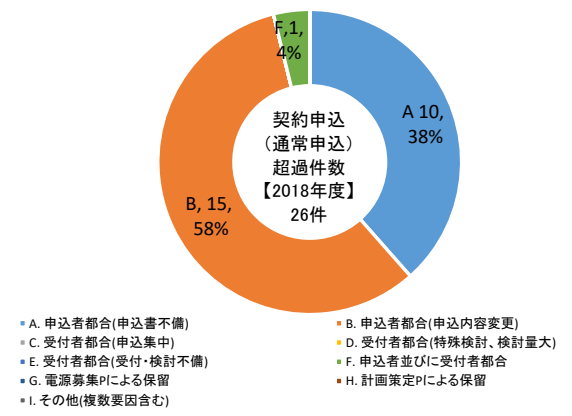
- A. 申込者都合(申込書不備)
- B. 申込者都合(申込内容変更)
- C. 受付者都合(申込集中)
- D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)
- E. 受付者都合(受付・検討不備)
- F. 申込者並びに受付者都合
- G. 電源募集Pによる保留
- H. 計画策定Pによる保留
- I. その他(複数要因含む)

契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由(四国電力) [2018年度]

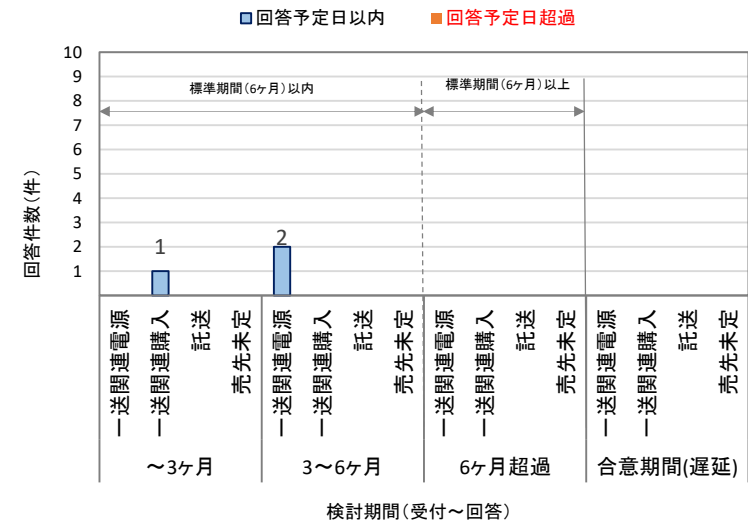
[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)



契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(九州電力) [2018年度]



契約申込み(通常申込み)回答遅延理由(九州電力)[2018年度]



契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(沖縄電力) [2018年度]

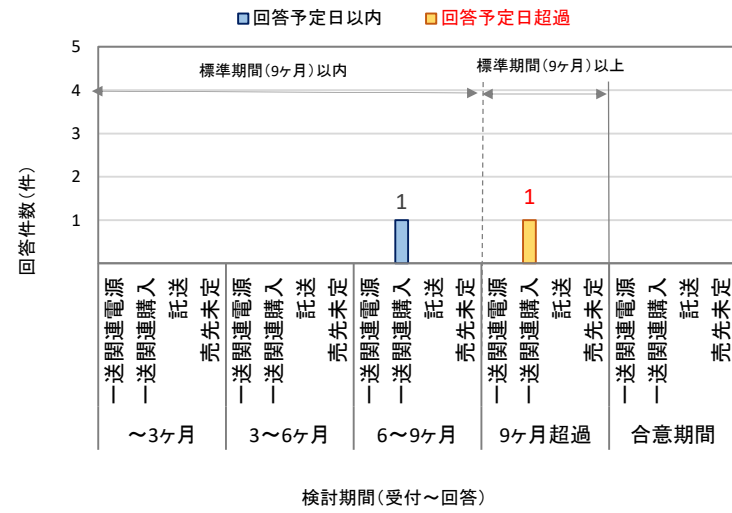


契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由(沖縄電力) [2018年度]

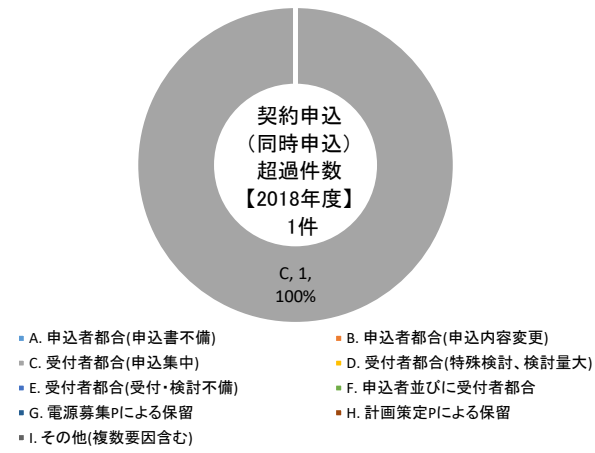


[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)

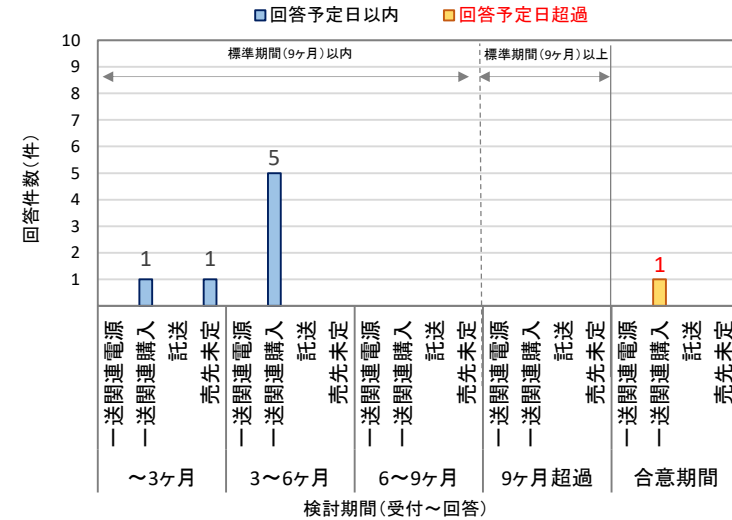
② 同時申込み



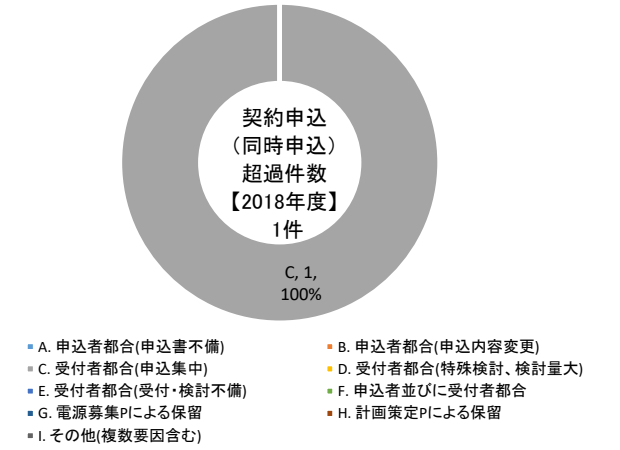
契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(北海道電力) [2018年度]



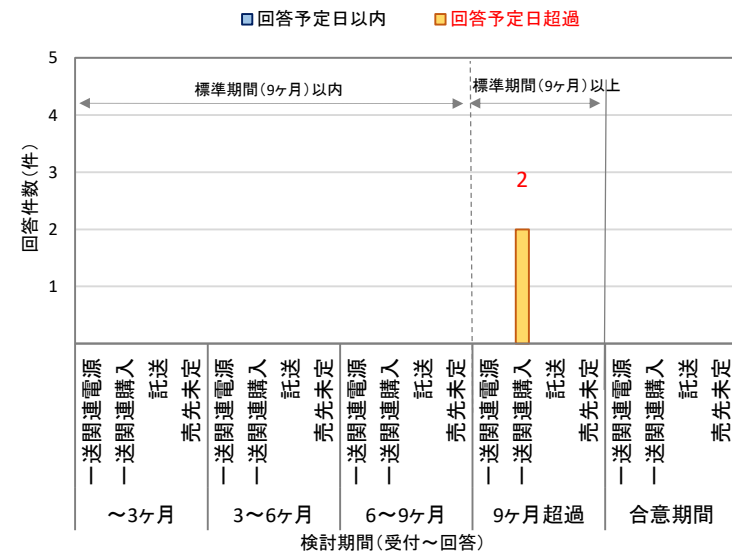
契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由(北海道電力) [2018年度]



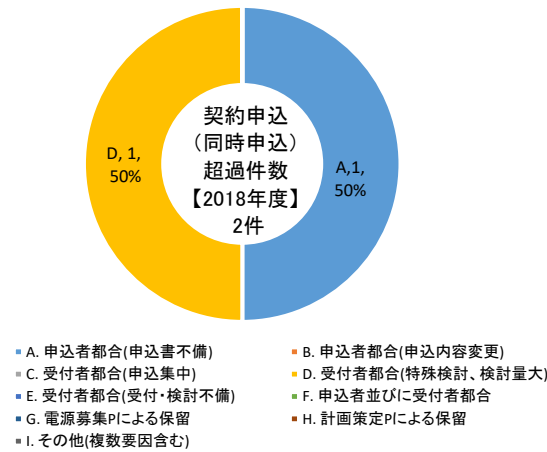
契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(東北電力) [2018年度]



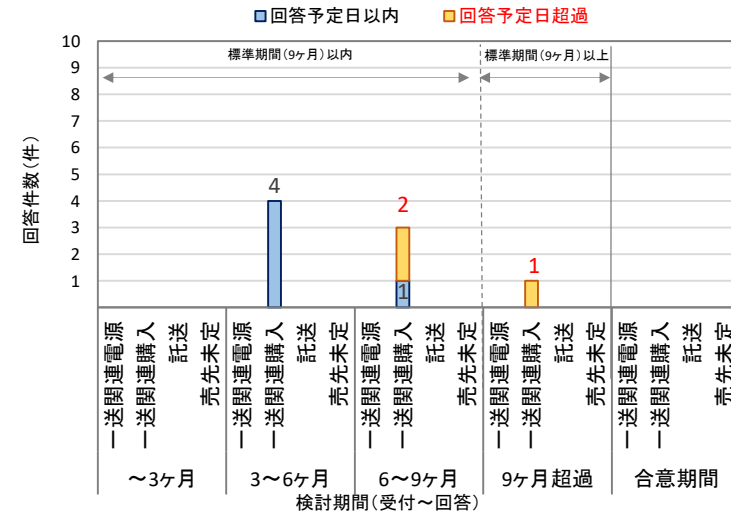
契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由(東北電力) [2018年度]



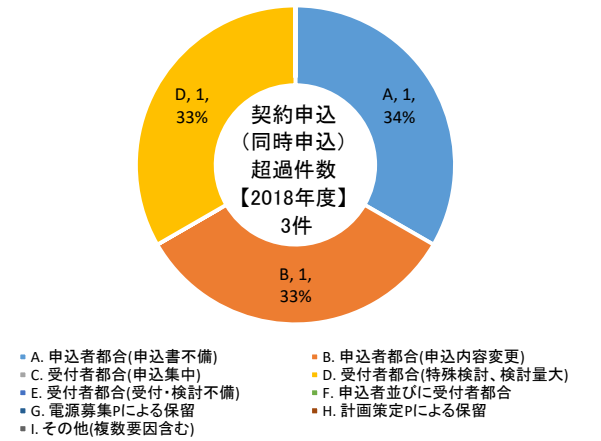
契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(東京電力PG) [2018年度]



契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由(東京電力PG) [2018年度]

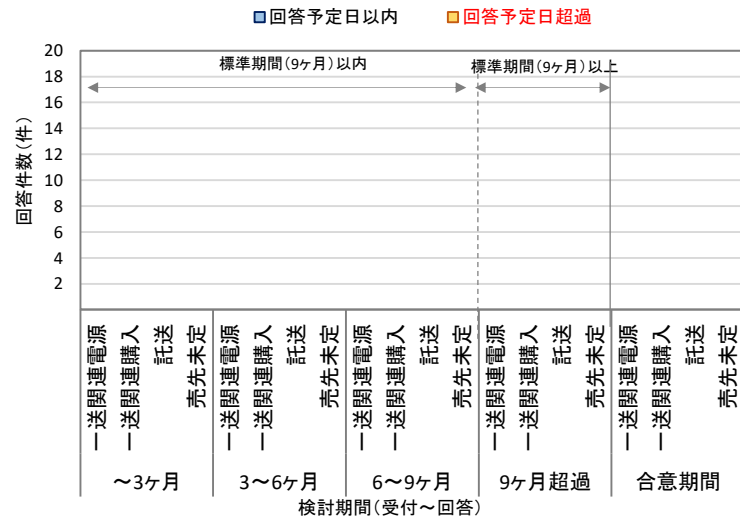


契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(中部電力) [2018年度]

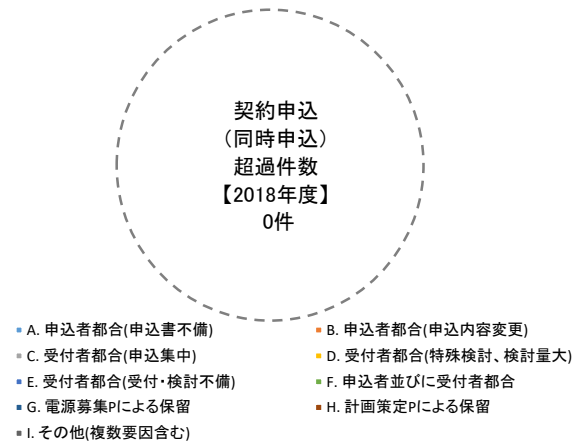


契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由(中部電力) [2018年度]

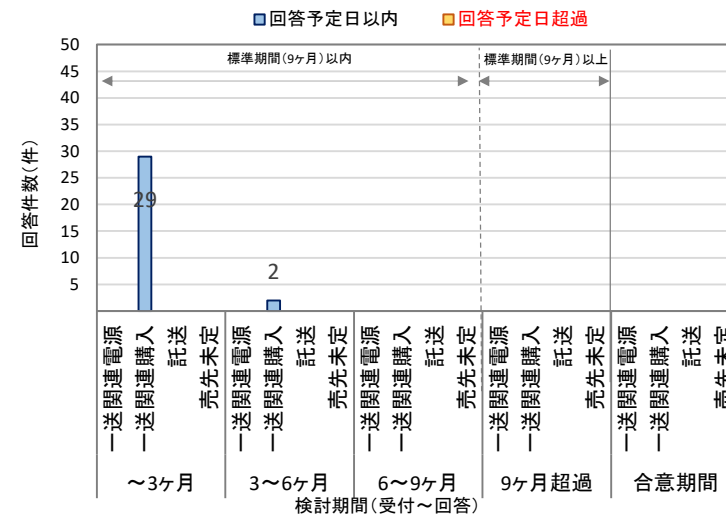
[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)



契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(北陸電力)  
 [2018年度]



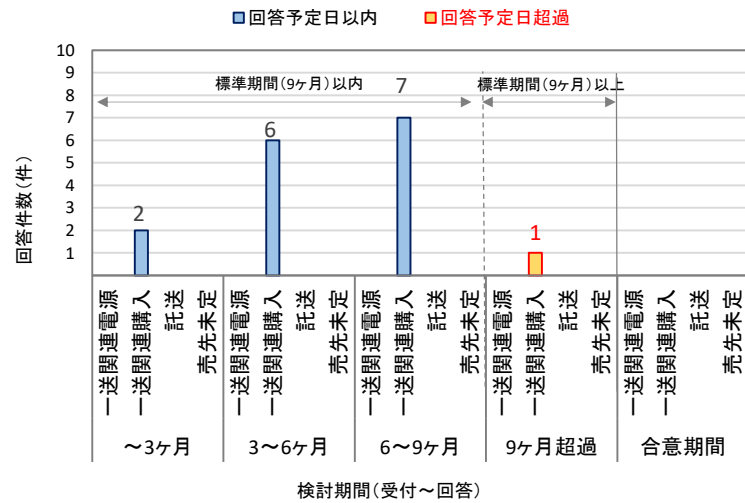
契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由  
 (北陸電力) [2018年度]



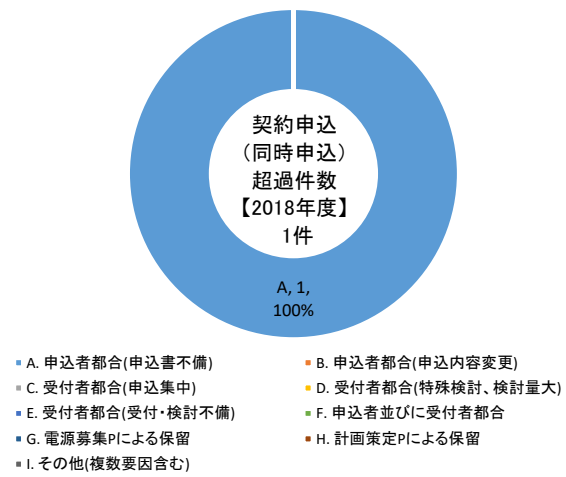
契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(関西電力)  
 [2018年度]



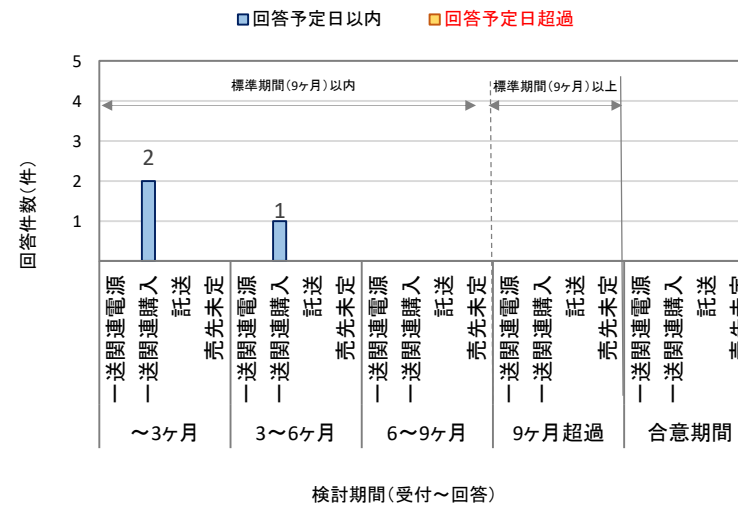
契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由  
 (関西電力) [2018年度]



契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(中国電力)  
 [2018年度]



契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由  
 (中国電力) [2018年度]

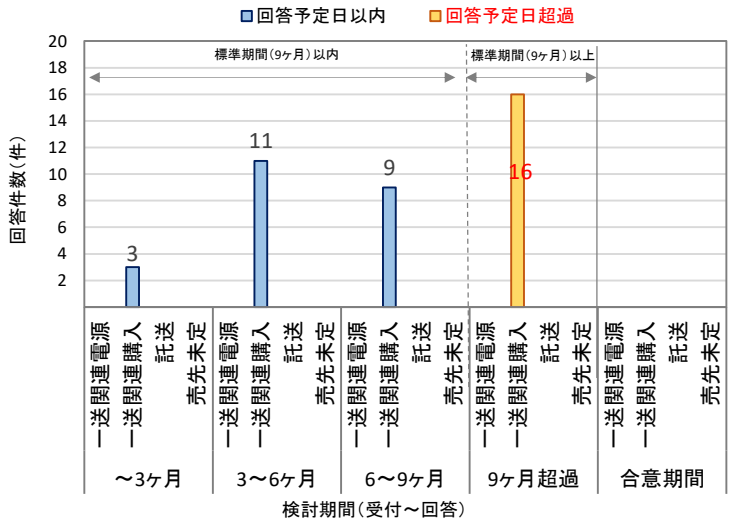


契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検査期間実績(四国電力)  
 [2018年度]

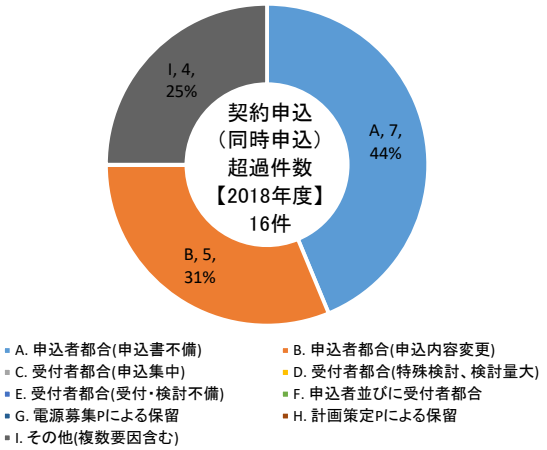


契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由  
 (四国電力) [2018年度]

[円グラフ種別]  
 上段左：超過理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)



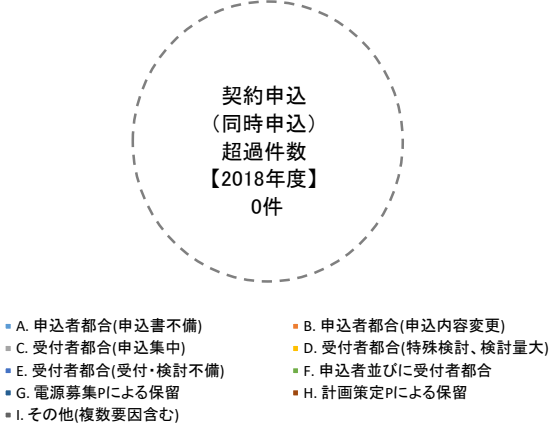
契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検討期間実績(九州電力) [2018年度]



契約申込み(同時申込み)回答予定日超過理由(九州電力)[2018年度]



契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検討期間実績(沖縄電力) [2018年度]



契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過理由(沖縄電力) [2018年度]

## 参 考 資 料

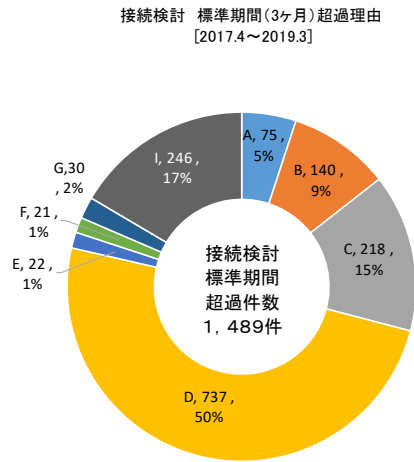
参考1 接続検討 月別回答実績（広域機関＋一般送配電事業者合計）

[凡例]  
 □ : 標準期間(3ヶ月)超過  
 □ : 左側 標準期間(3ヶ月)以内、右側 標準期間(3ヶ月)超過  
 □ : 本報告対象の範囲

① 全電源種合計

受付月/受付数	回答月	回答件数																												検討継続中件数		合計(回答済+検討継続中)			期限内 回答率			
		2017年度														2018年度														標準期間 (3ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (3ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (d)	標準期間 (3ヶ月) 以内 (e)=(a)+(c)		標準期間 (3ヶ月) 以上 (f)=(b)+(d)	合計 (g)=(e)+(f)	
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月													
2017年度	4月	213	1	6	63	98	11	17	0	7	2	2	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	168	44	0	1	168	45	213	78.9%			
	5月	338	1	18	54	103	10	132	9	5	1	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	161	0	1	176	162	338	52.1%				
	6月	372		4	13	91	162	16	32	25	11	5	1	6	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	270	98	0	4	270	102	372	72.6%					
	7月	416			2	26	77	200	37	35	23	7	1	1	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	305	110	0	1	305	111	416	73.3%					
	8月	315				1	14	73	141	16	19	12	6	9	9	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229	84	0	2	229	86	315	72.7%					
	9月	336					0	18	80	177	17	18	9	11	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	275	58	0	3	275	61	336	81.8%					
	10月	326						6	27	109	144	10	15	6	4	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	286	37	0	3	286	40	326	87.7%					
	11月	350							3	25	82	186	15	24	4	6	0	0	0	0	1	1	0	0	0	296	51	0	3	296	54	350	84.6%					
	12月	320								9	30	106	130	21	7	6	3	2	0	3	1	0	0	0	0	275	43	0	2	275	45	320	85.9%					
	1月	199								1	20	42	90	12	12	7	2	2	0	4	2	0	0	0	2	153	43	1	2	154	45	199	77.4%					
	2月	180									2	6	44	72	16	11	5	8	5	3	2	0	0	0	0	124	50	1	5	125	55	180	69.4%					
	3月	239									1	12	71	93	12	13	15	8	3	3	0	1	0	1	1	177	56	4	2	181	58	239	75.7%					
2018年度	4月	286													2	22	88	118	10	11	10	5	12	4	2	0	230	54	0	2	230	56	286	80.4%				
	5月	417														20	18	89	229	16	18	11	6	4	2	0	356	57	0	4	356	61	417	85.4%				
	6月	362															3	9	70	192	12	35	12	10	2	0	274	72	0	16	274	88	362	75.7%				
	7月	482																5	11	88	299	14	26	21	3	4	403	71	0	8	403	79	482	83.6%				
	8月	417																	4	16	93	217	30	38	5	2	330	78	1	8	331	86	417	79.4%				
	9月	369																		2	14	68	215	11	22	12	6	299	51	0	19	299	70	369	81.0%			
	10月	368																			5	20	129	145	11	23	5	299	39	7	23	306	62	368	83.2%			
	11月	281																				3	24	56	130	16	9	213	25	1	42	214	67	281	76.2%			
	12月	185																								0	9	32	77	9	118	9	11	47	129	56	185	69.7%
	1月	138																								3	2	20	25	—	113	—	138	—	138	—		
	2月	161																								2	7	9	—	152	—	161	—	161	—			
	3月	181																								1	1	—	180	—	181	—	181	—	181	—		
	合計	7,251	1	7	85	178	248	401	382	334	393	316	362	258	186	244	236	253	367	356	488	402	456	262	223	144	5,291	1,291	471	198	5,762	1,489	7,251	79.5% <sup>※1</sup>				

※1 標準検討期間内の回答件数が確定した月までを対象に期限内回答率を算出。  
 ※2 接続検討1件に対し複数の電源種別が混在している案件は集計対象外。  
 ※3 接続検討、契約申込みを申込者が取り下げた案件や電源接続案件募集プロセスが開始され、申込者が当該プロセスへ応募した案件については集計から取り除いて再集計しており、前回報告書の集計データから案件数が減少する可能性がある。



[円グラフ種別]  
 上段左: 申込理由、上段右: 件数  
 下段: 割合(%)

接続検討 標準期間(3ヶ月)超過理由  
[2017.4~2019.3]

超過理由	件数
A. 申込者都合(申込書不備)	75
B. 申込者都合(申込内容変更)	140
C. 受付者都合(申込集中)	218
D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)	737
E. 受付者都合(受付・検討不備)	22
F. 申込者並びに受付者都合	21
G. 電源募集Pによる保留	30
H. 計画策定Pによる保留	0
I. その他(複数要因含む)	246
合計	1,489









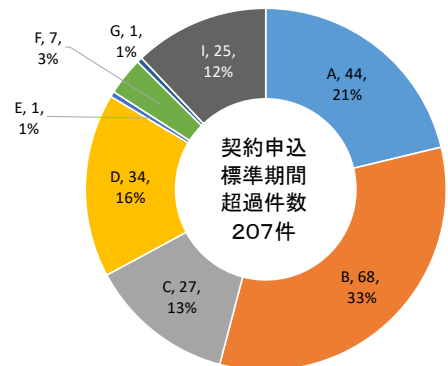
[凡例]	
■	: 標準期間(6ヶ月)超過
□	: 左側 標準期間(6ヶ月)以内、右側 標準期間(6ヶ月)超過
□	: 本報告対象の範囲

参考2 契約申込み（通常申込み） 月別回答実績（一般送配電事業者合計）

① 全電源種合計

受付月/受付数	回答月	回答済件数																								標準期間 (6ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (b)	検討継続中件数				合計(回答済+検討継続中)			期限内 回答率 (e)/(g)							
		2017年度												2018年度														標準期間 (6ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (d)	標準期間 (6ヶ月) 以内 (e)=(a)+(c)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (f)=(b)+(d)	合計 (g)=(e)+(f)										
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月																	
2017年度	4月	62	0	4	9	10	4	9	7	1	3	3	1	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	13	0	6	43	19	62	69.4%
	5月	70		4	13	7	12	11	9	5	0	2	2	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	8	0	1	61	9	70	87.1%	
	6月	63			4	3	9	19	6	9	6	2	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	6	0	1	56	7	63	88.9%		
	7月	101				7	8	12	15	18	29	7	0	1	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	4	0	1	96	5	101	95.0%		
	8月	99					6	16	11	20	16	15	11	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	3	0	1	95	4	99	96.0%		
	9月	140						8	13	37	30	29	14	2	1	1	1	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133	6	0	1	133	7	140	95.0%		
	10月	151							4	26	22	38	23	12	15	2	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	140	4	0	6	140	10	150	93.3%		
	11月	190								5	25	51	53	8	14	14	3	4	0	0	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	170	14	0	6	170	20	190	89.5%		
	12月	207									12	61	60	13	4	15	22	4	2	1	1	1	2	1	2	1	0	0	0	0	0	0	187	15	0	5	187	20	207	90.3%		
	1月	128										20	43	11	9	4	14	10	4	4	0	2	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	111	13	0	4	111	17	128	86.7%		
	2月	103											27	16	8	7	6	7	18	1	3	1	4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	89	13	0	1	89	14	103	86.4%		
	3月	69												4	10	7	6	6	8	12	4	0	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	53	11	0	5	53	16	69	76.8%		
2018年度	4月	251																			9	12	5	9	4	14	185	2	1	4	2	0	0	238	9	1	3	239	12	251	95.2%	
	5月	91																				0	9	8	5	4	12	25	2	5	3	8	0	63	18	0	8	63	26	89	70.8%	
	6月	59																					1	7	7	7	6	7	16	4	2	0	1	51	7	0	1	51	8	59	86.4%	
	7月	140																					2	6	4	10	16	59	37	1	0	0	134	1	0	1	134	2	136	98.5%		
	8月	193																						5	13	17	23	30	74	17	0	0	179	0	0	6	179	6	185	96.8%		
	9月	244																								1	23	23	75	69	27	16	0	234	0	1	5	235	5	240	97.9%	
	10月	330																									5	31	74	68	49	8	8	235	-	95	-	330	-	330	-	
	11月	228																										4	29	61	27	5	5	126	-	102	-	228	-	228	-	
	12月	200																											6	89	21	9	9	125	-	75	-	200	-	200	-	
	1月	144																												21	37	4	62	-	82	-	144	-	144	-		
2月	96																													3	12	15	-	81	-	96	-	96	-			
3月	81																														3	3	-	78	-	81	-	81	-			
合計	3,440	0	8	26	27	39	75	66	123	147	225	239	70	74	64	73	56	59	66	268	141	314	434	191	59	2,699	145	515	62	3,214	207	3,421	93.9%	※1								

※1 標準検討期間内の回答件数が確定した月までを対象に期限内回答率を算出。  
 ※2 契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在している案件は集計対象外。  
 ※3 回答予定日を発電設備等系統連系希望者と合意した日に設定した案件については集計対象外。



契約申込み(通常申込み) 標準期間(6ヶ月)超過理由 [2017.4~2019.3]

[円グラフ種別]  
 上段左: 申込理由、上段右: 件数  
 下段: 割合(%)

契約申込み(通常申込み) 標準期間(6ヶ月)超過理由 [2017.4~2019.3]

超過理由	件数
A. 申込者都合(申込書不備)	44
B. 申込者都合(申込内容変更)	68
C. 受付者都合(申込集中)	27
D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)	34
E. 受付者都合(受付・検討不備)	1
F. 申込者並びに受付者都合	7
G. 電源募集Pによる保留	1
H. 計画策定Pによる保留	0
I. その他(複数要因含む)	25
合計	207







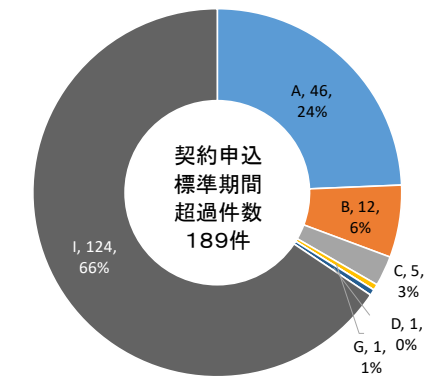
[凡例]  
 : 標準期間(9ヶ月)超過  
 : 左側 標準期間(9ヶ月)以内、右側 標準期間(9ヶ月)超過  
 : 本報告対象の範囲

参考3 契約申込み(同時申込み) 月別回答実績(一般送配電事業者合計)

① 全電源種合計

回答月	受付月/受付数	回答済件数																								検討継続中件数				合計(回答済+検討継続中)		期限内 回答率 (e)/(g)		
		2017年度												2018年度												標準期間 (9ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (9ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (d)	標準期間 (9ヶ月) 以内 (e)=(a)+(c)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (f)=(b)+(d)		合計 (g)=(e)+(f)	
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月									
2017年度	4月	15	0	0	0	1	0	0	0	2	2	0	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6	0	4	5	10	15	33.3%
	5月	126	0	0	0	1	0	1	3	1	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	116	10	116	126	7.9%
	6月	9	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	4	3	6	9	33.3%
	7月	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1	0	0	6	1	7	85.7%
	8月	7	0	0	0	0	0	1	1	0	2	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	1	0	0	6	1	7	85.7%
	9月	9	0	0	0	0	0	0	0	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	7	2	0	0	7	2	9	77.8%
	10月	12	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	9	1	0	2	9	3	12	75.0%
	11月	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	5	10	5	15	66.7%
	12月	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	1	0	0	2	2	0	0	0	0	3	1	1	0	10	5	0	5	10	10	20	50.0%
	1月	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	1	1	0	2	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	17	2	0	3	17	5	22	77.3%
	2月	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	3	0	1	6	2	1	0	0	12	3	0	8	12	11	23	52.2%
	3月	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	1	2	2	0	0	0	0	9	0	0	5	9	5	14	64.3%
2018年度	4月	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	3	1	4	75.0%	
	5月	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	9	2	9	11	18.2%	
	6月	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0	0	4	2	4	6	33.3%	
	7月	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	3	-	2	-	5	-	5	-	
	8月	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	3	-	9	-	12	-	12	-	
	9月	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	5	2	0	9	-	6	-	15	-	15	-	
	10月	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	3	-	7	-	10	-	10	-	
	11月	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1	3	0	7	-	8	-	15	-	15	-	
	12月	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	1	0	0	8	-	2	-	10	-	10	-	
1月	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	12	0	0	14	-	6	-	20	-	20	-		
2月	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	-	2	-	4	-	4	-		
3月	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	5	-	5	-	5	-	
合計	396	0	0	0	1	1	1	3	6	14	10	38	5	0	7	3	9	8	1	5	21	9	20	22	0	160	24	47	165	207	189	396	52.3% ※1	

※1 標準検討期間内の回答件数が確定した月までを対象に期限内回答率を算出。  
 ※2 契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在している案件は集計対象外。  
 ※3 回答予定日を発電設備等系統連系希望者と合意した日に設定した案件については集計対象外。



契約申込み(同時申込み) 標準期間(9ヶ月)超過理由 [2017.4~2019.3]

[円グラフ種別]  
 上段左：申込理由、上段右：件数  
 下段：割合(%)

契約申込み(同時申込み) 標準期間(9ヶ月)超過理由 [2017.4~2019.3]

超過理由	件数
A. 申込者都合(申込書不備)	46
B. 申込者都合(申込内容変更)	12
C. 受付者都合(申込集中)	5
D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)	1
E. 受付者都合(受付・検討不備)	0
F. 申込者並びに受付者都合	0
G. 電源募集Pによる保留	1
H. 計画策定Pによる保留	0
I. その他(複数要因含む)	124
合計	189





[凡例]  
 ■ : 標準期間(9ヶ月)超過  
 ■ : 左側 標準期間(9ヶ月)以内、右側 標準期間(9ヶ月)超過  
 □ : 本報告対象の範囲

[円グラフ種別]  
 上段左: 申込理由、上段右: 件数  
 下段 : 割合(%)

⑥ 地熱

回答月/受付数	回答月	回答済件数																								検討継続中件数				合計(回答済+検討継続中)		期限内 回答率 (e)/(g)					
		2017年度												2018年度												標準期間 (9ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (9ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (d)	標準期間 (9ヶ月) 以内 (e)=(a)+(c)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (f)=(b)+(d)		合計				
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月												
2017 年度	4月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	5月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	6月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	7月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	8月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	9月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	10月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	11月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	2月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
	3月	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	
2018 年度	4月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	5月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	6月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	7月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	8月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	9月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	10月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	11月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	2月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	3月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
合計	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0% ※1			



契約申込み(同時申込み) 標準期間(9ヶ月)超過理由  
[2017.4~2019.3]

契約申込み(同時申込み)  
標準期間(9ヶ月)超過理由 [2017.4~2019.3]

超過理由	件数
A. 申込者都合(申込書不備)	0
B. 申込者都合(申込内容変更)	0
C. 受付者都合(申込集中)	0
D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)	0
E. 受付者都合(受付・検討不備)	0
F. 申込者並びに受付者都合	0
G. 電源募集PIによる保留	0
H. 計画策定PIによる保留	0
I. その他(複数要因含む)	0
合計	0

※1 標準検討期間内の回答件数が確定した月までを対象に期限内回答率を算出。  
 ※2 契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在している案件は集計対象外。  
 ※3 回答予定日を発電設備等系統連系希望者と合意した日に設定した案件については集計対象外。

以上



# **IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく 翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に 関する見通し及び課題**

## **供給計画の取りまとめ**

2019年3月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

電力広域的運営推進機関（以下、本機関）は、電気事業法第29条第1項に基づき電気事業者が国に届け出た2019年度供給計画について、業務規程第29条及び第181条に基づきこれを取りまとめたため、公表する。

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出た2019年度供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、2019年度供給計画取りまとめでは、2018年11月30日までに電気事業者となった者（1,296者）と、2018年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（3者）の合計1,299者を対象に取りまとめを行った。

2019年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	725
小売電気事業者	535
登録特定送配電事業者	22
特定送配電事業者	5
送電事業者	2
一般送配電事業者	10
合計	1,299

# 目次

ページ

I. 電力需要想定	149
1. 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	149
2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）	151
II. 需給バランス	153
1. 需給バランス評価方法について	153
2. 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	154
3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）	158
(参考①) 当該年度及び当該年度以降10年間の需給バランス評価	163
(参考②) 今後見込まれる供給力を加算した場合	166
III. 電源構成の変化に関する分析	168
1. 電源構成（kW）の推移	168
2. 発電端電力量（kWh）の推移	170
3. 電源別設備利用率の推移	172
4. エリア別電源構成および発電電力量	174
5. 電源開発計画	175
IV. 送配電設備の増強計画	176
1. 主要送電線路の整備計画	179
2. 主要変電所の整備計画	182
3. 送変電設備の整備計画（総括）	184
V. 広域的運営の状況	186
VI. 電気事業者の特性分析	188
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	188
2. 小売電気事業者のエリア展開	190
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	191

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	194
5. 発電事業者のエリア展開	197
<b>VII. その他</b>	<b>199</b>
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	199
<b>VIII. まとめ（2019年度供給計画の取りまとめ）</b>	<b>205</b>
別紙1. 当該年度の需給見通し（短期）	207
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	209

— 改訂履歴 —

改訂日	内容	
2019(平成31)年 4月10日	P 6 別 5	表2-1の予備力の単位訂正 表(別)2-5の赤枠位置を訂正
5月7日	P 11/6行目 P 19 P 35 P 56	参照表記訂正 表番号訂正 表4-7 容量・台数表記訂正 <参考6>出典訂正

## I. 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、2018年度の実績及び2019年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

2019年度の見通し15,907万kWは、2018年度の気温補正<sup>4</sup>後の実績15,970万kWに対して、0.4%の減少となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2018年度 実績 (気温補正後)	2019年度 見通し
15,970万kW	15,907万kW (▲0.4%*)

※2018年度実績に対する増加率

#### ② 当該年度の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た各月別のエリア需要を全国合計したものを、表1-2に示す。

夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を1千万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,641	11,446	12,748	15,872	15,907	13,899
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,887	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536

<sup>1</sup> 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。

<sup>2</sup> 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。

<sup>3</sup> 2019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、2018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。

<sup>4</sup> 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 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2018年度の推定実績<sup>5</sup>及び2019年度の見通しを、表1-3に示す。

2019年度の見通し8,905億kWhは、2018年度の気温補正後の推定実績8,869億kWhに対して、0.4%の増加となっている。

表1-3 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2018年度 推定実績 (気温補正後)	2019年度 見通し
8,869 億 kWh	8,905 億 kWh (+0.4% <sup>※</sup> )

※2018年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては2018年4～11月の実績値及び2018年12月～2019年3月の推定値を合算している。

## 2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2018年11月28日公表）の主なものを、表1-4に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、2018年度は538.3兆円、2028年度は572.5兆円となり、年平均0.6%の増加、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、2018年度は104.3、2028年度は108.5となり、年平均0.4%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	2018年度	2028年度
国内総生産（実質GDP）	538.3兆円	572.5兆円 [+0.6%] <sup>*</sup>
鉱工業生産指数（IIP）	104.3	108.5 [+0.4%] <sup>*</sup>

※2018年度見通しに対する年平均増加率

### ① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したものうち、2019年度、2023年度及び2028年度の見通しを、表1-5に示す。また、過去実績と2028年度までの見通しを図1-1に示す。

2023年度の見通しは15,814万kW、2028年度の見通しは15,735万kWとなり、2018年度から2028年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2018年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

なお、昨年度供給計画に比べ年平均増加率が低下しているのは、経済指標の水準低下及び至近の省エネ進展等による需要実績の減少傾向の反映が主な要因である。

表1-5 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2019年度 [再掲]	2023年度	2028年度
15,907万kW	15,814万kW [▲0.2%] <sup>*</sup>	15,735万kW [▲0.1%] <sup>*</sup>

※2018年度見通しに対する年平均増加率

<sup>6</sup> GDPは2011暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは2015暦年を100とした指数である。

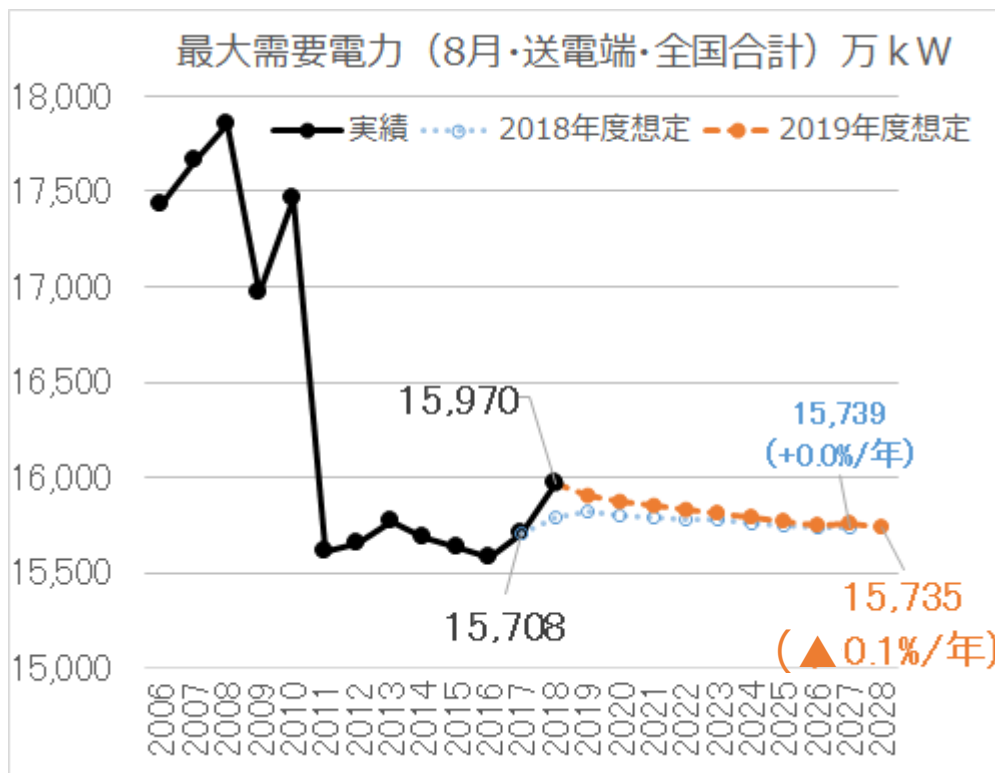


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2019年度、2023年度及び2028年度の見通しを、表1-6に示す。

2023年度の見通しは8,846億kWh、2028年度の見通しは8,821億kWhとなり、2018年度から2028年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2018年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-6 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2019年度 [再掲]	2023年度	2028年度
8,905 億 kWh	8,846 億 kWh [▲0.1%] <sup>※</sup>	8,821 億 kWh [▲0.1%] <sup>※</sup>

※2018年度見通しに対する年平均増加率



## II. 需給バランス

### 1. 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力<sup>8</sup>とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。

なお、本機関の「第37回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年3月20日開催）」での審議を踏まえ、エリアごとに予備率<sup>9</sup>が8%以上あること、なお、予備率最小時刻が最大3日平均電力発生時刻以外の場合は、予備率最小時刻でも予備率が8%以上であることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>10</sup>を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの<sup>11</sup>も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2019年度供給計画届出書の記載要領（2018年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が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。

なお、2019年度供給計画では、提出時点（2019年3月1日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

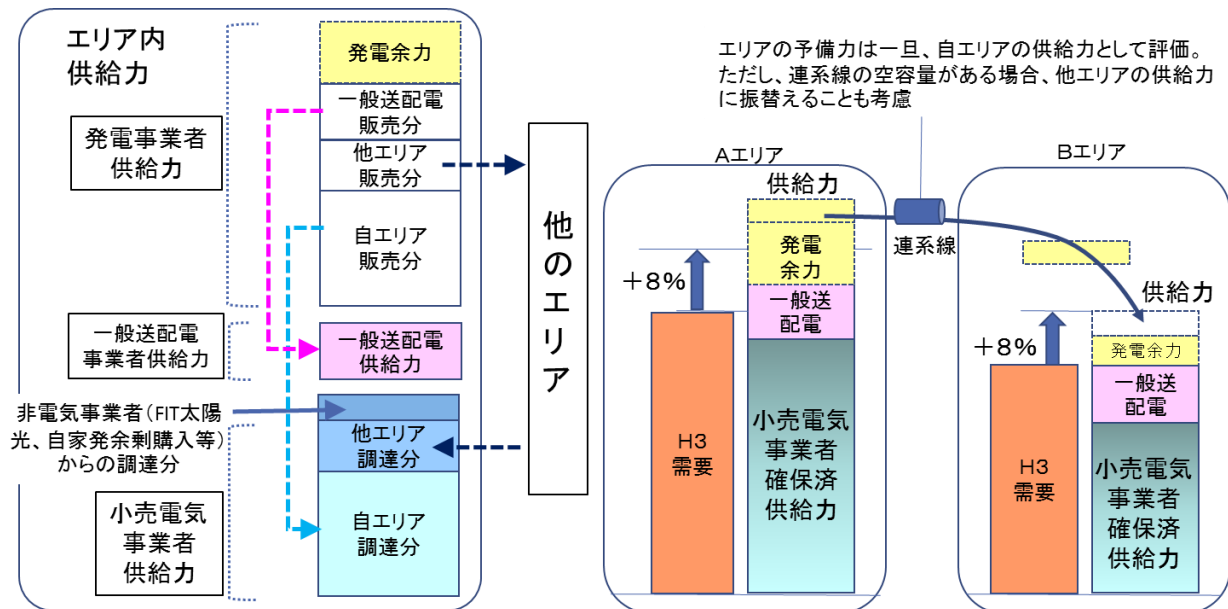


図2-1 需給バランス評価の概要

<sup>8</sup> 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

<sup>9</sup> 予備率とは、予備力（供給力－最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

<sup>10</sup> エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

<sup>11</sup> 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

## 2. 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

### ① 前年度の推定実績

2018年8月の供給力（全国合計）と最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。

全国合計の需給バランス実績としては、安定供給の基準とする予備率8%を確保していた。

表2-1 2018年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気温補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,970 万 kW	17,891 万 kW	1,921 万 kW	10.7%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。東京エリアにて予備率8%を下回ったものの、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-2 2018年8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	419	1,297	5,377	2,473	504	2,639	1,028	504	1,552	150
供給力	550	1,603	5,697	2,736	582	2,886	1,222	551	1,877	187
予備率	31.4%	23.6%	6.0%	10.6%	15.4%	9.4%	19.0%	9.2%	20.9%	24.7%

② 当該年度の需給見通し

2019年度各月別の全国合計での需給バランス見通し（予備率最小時刻）を、表2-3及び図2-2に示す。

全国合計では、各月ともに、予備率8%以上となっている。

表2-3 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,623	11,389	12,640	15,661	15,680	13,826
供給力	14,679	14,535	15,016	17,253	17,141	16,303
予備率	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,861	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536
供給力	14,218	14,668	16,130	16,893	16,836	16,228
予備率	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

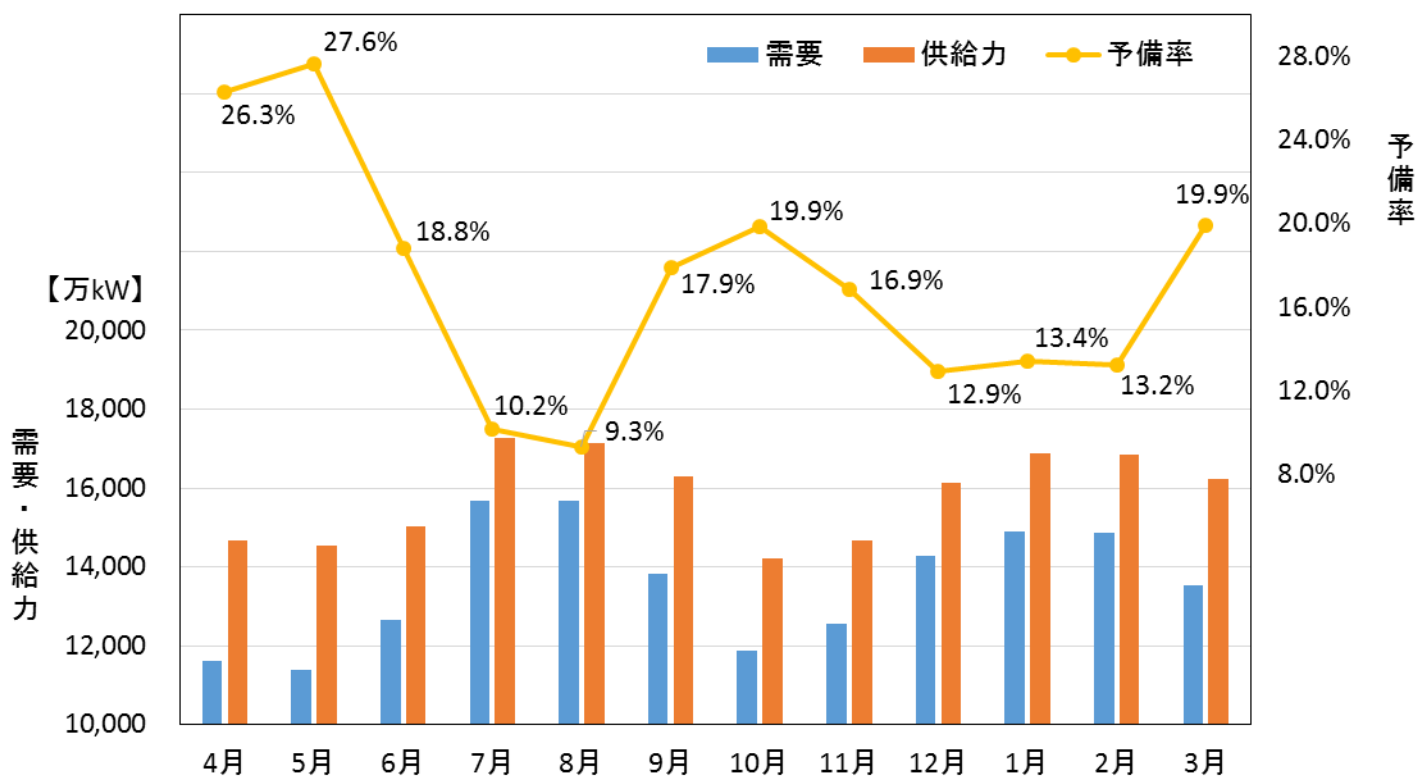


図2-2 各月別の需給バランス見通し（予備率最小時刻 全国合計、送電端）

エリア別の予備率見通し（予備率最小時刻）を、表2-4に示す。また、予備率が8%に満たないエリア・月について、連系線空容量<sup>12</sup>を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率<sup>13</sup>を表2-5に示す。

各エリアの予備率は、一部のエリア・月で8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻 エリア別、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	36.2%	47.4%	57.0%	21.1%	22.2%	24.9%	19.7%	19.5%	25.0%	19.6%	21.5%	23.8%
東北	19.8%	26.8%	16.9%	14.3%	11.5%	13.1%	9.8%	12.0%	11.3%	10.9%	12.0%	12.4%
東京	20.2%	30.8%	18.7%	8.5%	8.7%	22.6%	23.8%	16.5%	20.0%	18.4%	16.7%	23.8%
東3社計	21.3%	31.2%	20.9%	10.3%	10.0%	20.9%	20.6%	15.8%	18.6%	16.9%	16.1%	21.4%
中部	26.9%	21.1%	19.7%	8.4%	10.1%	17.8%	19.0%	17.2%	8.7%	10.1%	11.8%	17.6%
北陸	28.1%	24.0%	15.0%	16.1%	11.0%	15.6%	13.3%	8.1%	13.7%	9.4%	9.3%	16.2%
関西	30.6%	25.3%	14.0%	6.5%	5.5%	16.0%	19.9%	19.9%	8.7%	11.8%	10.4%	17.3%
中国	24.1%	21.9%	16.8%	12.6%	11.2%	14.8%	19.3%	12.6%	0.6%	8.4%	9.8%	16.6%
四国	42.9%	39.9%	30.1%	20.2%	16.1%	14.9%	23.8%	26.0%	15.8%	4.2%	5.3%	2.4%
九州	35.5%	26.0%	12.7%	9.6%	4.8%	9.3%	16.3%	15.9%	5.4%	9.6%	9.1%	25.7%
中西6社計	30.1%	24.5%	16.8%	9.7%	8.3%	15.1%	18.8%	17.1%	7.8%	9.9%	10.1%	17.8%
9社合計	26.0%	27.5%	18.6%	9.9%	9.1%	17.7%	19.6%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	41.9%	35.7%	33.1%	33.5%	38.1%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

8%未満

表2-5 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻）  
（連系線活用後、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	21.3%	29.8%	45.2%	11.3%	12.4%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	22.3%
東北	21.3%	28.9%	17.8%	11.3%	9.0%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
東京	21.3%	28.9%	17.8%	9.8%	9.0%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
中部	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.8%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
北陸	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
関西	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
中国	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
四国	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
九州	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.5%
9社合計	26.0%	27.5%	18.6%	9.9%	9.1%	17.7%	19.6%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	41.9%	35.7%	33.1%	33.5%	38.1%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

     : 8%以上に改善したエリア

<sup>12</sup> 供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算出した。

<sup>13</sup> 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なるが、各エリアを予備率最小時刻で評価した中で他エリアへ振替できる量を算定しているため、振替可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積もられる評価）となっている。

また、沖縄エリア<sup>14</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源Ⅰ」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-6に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-6 沖縄エリアにおける電源Ⅰ控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	26.4%	17.1%	14.0%	12.7%	13.1%	17.1%	24.2%	27.0%	43.4%	41.3%	48.8%	53.4%

<sup>14</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

### 3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

#### ① 需給バランス

2019年度以降10年間の需給バランス見通し（8月17時）を表2-7及び図2-3に示す。

全国合計では、各年度ともに、予備率8%以上となっている。

表2-7 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

【万kW】

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
需要電力	15,556	15,526	15,504	15,483	15,463
供給力	17,088	17,575	17,113	16,980	17,303
供給予備率	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
需要電力	15,441	15,421	15,399	15,406	15,385
供給力	17,365	17,480	17,476	17,530	17,537
供給予備率	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

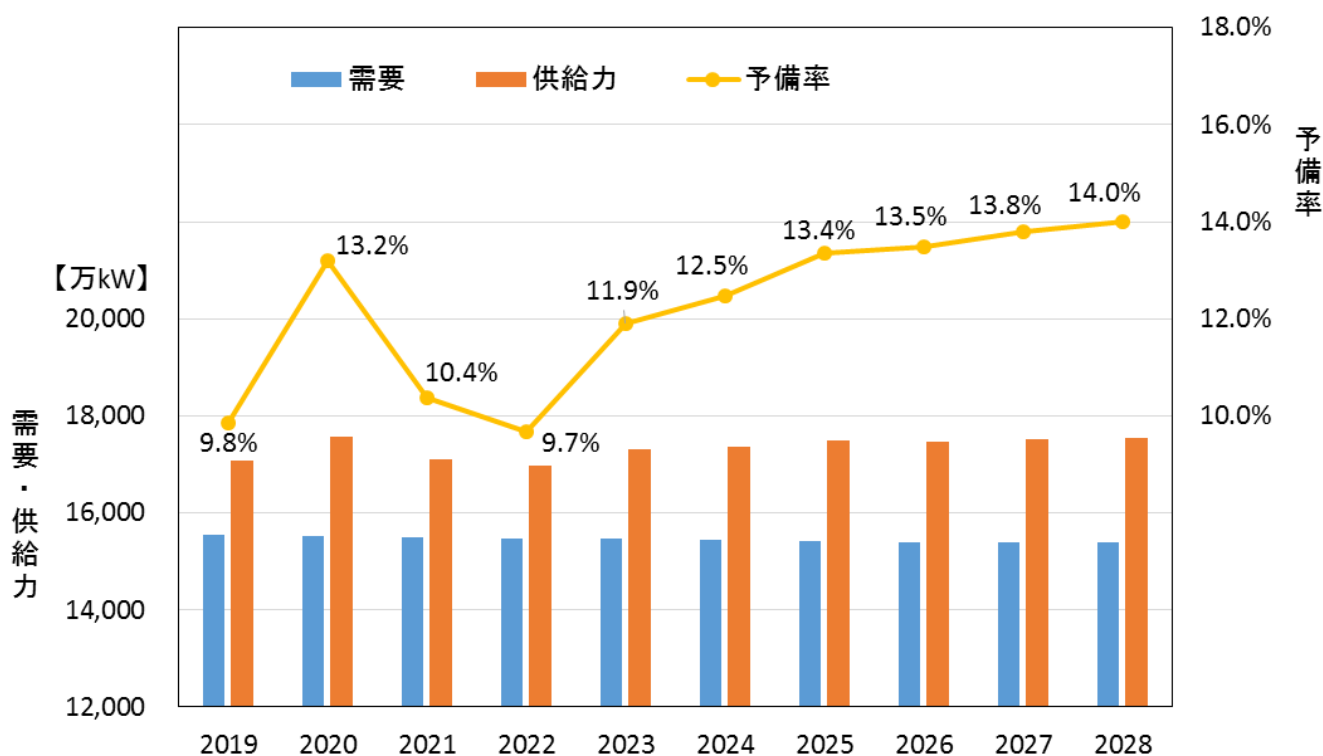


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

各エリアの8月の予備率最小時刻は、東京・四国<sup>15</sup>エリアが15時、北海道・東北・中部・北陸・関西・中国エリアが17時、九州エリアが19時、沖縄エリアが20時である。その全ての時間断面のエリア別予備率見通しは、予備率が8%に満たないエリア・年度があるものの、連系線空容量を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合、全エリア・全年度において、安定供給の基準とする予備率8%以上を確保できる見通しとなった（「参考①」参照）。

特に全国的に最も厳しい17時でのエリア別の予備率見通しを、表2-8に示す。

また、予備率が8%に満たないエリア・年度について、連系線空容量を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率を表2-9に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2022年度）、中部エリア（2021～28年度）、関西エリア（2019，21～28年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-8 中長期の予備率見通し（8月17時 エリア別、送電端）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	22.2%	21.3%	36.8%	37.4%	38.5%	39.0%	39.3%	38.7%	50.0%	50.1%
東北	11.5%	8.7%	18.5%	20.0%	20.3%	21.3%	21.8%	24.6%	25.1%	25.7%
東京	9.0%	12.4%	9.8%	6.6%	9.9%	12.1%	16.5%	15.8%	15.5%	15.5%
東3社計	10.3%	12.3%	13.1%	11.0%	13.6%	15.4%	18.9%	18.8%	19.3%	19.5%
中部	10.1%	9.2%	1.0%	4.2%	4.8%	5.4%	5.6%	6.3%	6.2%	6.7%
北陸	11.0%	11.7%	10.2%	9.9%	9.9%	9.8%	8.8%	8.6%	8.4%	8.3%
関西	5.5%	11.5%	3.3%	4.6%	7.1%	7.5%	3.4%	4.3%	4.7%	4.9%
中国	11.2%	16.2%	19.3%	11.0%	14.6%	15.0%	15.6%	16.0%	15.8%	16.1%
四国	16.1%	30.2%	13.6%	11.5%	21.2%	21.2%	21.7%	22.1%	22.5%	22.8%
九州	9.1%	16.7%	15.5%	16.5%	17.3%	12.1%	12.1%	10.9%	11.0%	11.0%
中西6社計	9.1%	13.4%	7.8%	8.1%	10.2%	9.6%	8.4%	8.7%	8.8%	9.1%
9社合計	9.6%	12.9%	10.1%	9.4%	11.7%	12.2%	13.1%	13.2%	13.5%	13.7%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

8%未満

<sup>15</sup> 第3年度目以降は17時。

表2-9 中長期の予備率見通し（8月17時）  
（連系線活用後、送電端）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	12.4%	12.3%	27.6%	27.2%	28.3%	28.8%	29.0%	29.0%	40.4%	40.4%
東北	9.5%	12.3%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.2%
東京	9.5%	12.3%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.2%
中部	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
北陸	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
関西	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
中国	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
四国	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
九州	9.5%	13.4%	9.9%	10.5%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
9社合計	9.6%	12.9%	10.1%	9.4%	11.7%	12.2%	13.1%	13.2%	13.5%	13.7%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

：8%以上に改善したエリア

なお、供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源や、提出義務のある事業者においても供給計画に記載していない新規開発電源などは、供給力として捕捉されていない。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込みがなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の届出がなされている電源を、国の協力を得て調査した。

その結果、全国で約130万kWの電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-10に示す。

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	12.4%	13.8%	30.1%	29.7%	30.7%	31.3%	31.5%	31.5%	42.9%	42.9%
東北	9.6%	13.7%	13.2%	14.5%	14.8%	15.5%	16.2%	16.8%	17.3%	14.8%
東京	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	16.2%	16.2%	15.8%	14.8%
中部	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
北陸	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
関西	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
中国	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
四国	9.6%	13.7%	10.2%	9.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
九州	9.6%	13.7%	10.3%	11.0%	11.8%	12.2%	11.4%	11.5%	11.6%	13.0%
9社合計	9.6%	13.7%	11.0%	10.2%	12.5%	13.0%	13.9%	14.1%	14.4%	14.6%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.9%	14.0%	11.2%	10.5%	12.7%	13.3%	14.2%	14.3%	14.6%	14.8%



また、沖縄エリアについて、2019年度の電源I相当分（30.1万kW）を除いた場合の予備率を表2-11に示す。全ての年次で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-11 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
沖縄	13.1%	19.6%	13.6%	16.0%	11.4%	18.7%	18.3%	17.6%	17.2%	16.7%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-12に示す。全ての年次で安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-12 中長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	19.6%	20.1%	14.7%	16.5%	16.8%	17.0%	17.1%	27.2%	27.2%	27.2%
東北	10.9%	9.8%	11.2%	12.5%	12.8%	13.3%	13.7%	16.0%	16.5%	16.9%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2019年度については、公募によりエリア需要の7%程度<sup>16</sup>の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力を、表2-13に示す。

表2-13 一般送配電事業者の確保済調整力<sup>17</sup>

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.2%	7.0%	7.0%	7.2%	6.9%	7.0%	7.0%	30.1

<sup>16</sup> 調整力公募は、前年度（平成30年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

<sup>17</sup> エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

③ 需給バランス評価のまとめ

○短期（2019年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・月において、安定供給の基準とする予備率8%を確保できる見通し。

○中長期（2020年度～2028年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・時間帯において、安定供給の基準とする予備率8%を確保できる見通し。

今後とも、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

(参考①) 当該年度及び当該年度以降10年間の需給バランス評価

(1) 2019年度各エリア月別の最大需要発生時の評価を、参考までに以下に記載する。

<参考1> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 連系線活用前)

融通前												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	36.2%	47.4%	59.1%	21.1%	24.0%	24.9%	19.7%	19.5%	25.0%	19.6%	21.5%	23.8%
東北	19.8%	28.5%	19.4%	17.5%	14.7%	14.9%	9.8%	12.0%	11.3%	10.9%	12.0%	12.4%
東京	20.2%	30.8%	18.7%	8.5%	8.7%	22.6%	23.8%	16.5%	20.0%	18.4%	16.7%	23.8%
東3社計	21.3%	31.6%	21.5%	10.8%	10.7%	21.3%	20.6%	15.8%	18.6%	16.9%	16.1%	21.4%
中部	26.9%	21.1%	19.7%	9.4%	11.3%	17.8%	19.0%	17.2%	8.7%	10.1%	11.8%	17.6%
北陸	28.3%	24.0%	15.0%	17.2%	12.3%	15.6%	15.9%	8.1%	13.7%	9.4%	9.3%	16.2%
関西	30.6%	25.3%	14.8%	9.2%	8.2%	16.9%	19.9%	19.9%	8.7%	11.8%	10.4%	17.3%
中国	24.1%	21.9%	16.8%	14.6%	13.2%	14.8%	19.3%	12.6%	0.6%	8.4%	9.8%	16.6%
四国	42.9%	39.9%	30.1%	20.2%	16.1%	14.9%	23.8%	26.0%	15.8%	4.2%	5.3%	2.4%
九州	35.5%	26.3%	13.4%	18.8%	14.5%	10.9%	16.3%	15.9%	5.4%	9.6%	9.1%	25.7%
中西6社計	30.1%	24.5%	17.1%	12.7%	11.5%	15.6%	18.9%	17.1%	7.8%	9.9%	10.1%	17.8%
9社合計	26.0%	27.6%	19.0%	11.9%	11.1%	18.1%	19.7%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	42.7%	38.7%	37.1%	38.0%	41.5%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.8%	19.3%	12.1%	11.4%	18.4%	20.0%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

8%未満

<参考2> 各月別の予備率見通し (最大需要発生時刻 送電端 連系線活用後)

融通後												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	21.3%	29.8%	47.3%	13.7%	14.1%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	22.3%
東北	21.3%	29.3%	18.2%	13.7%	10.5%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
東京	21.3%	29.3%	18.2%	10.0%	10.5%	19.6%	19.7%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
中部	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
北陸	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
関西	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
中国	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
四国	30.1%	26.3%	18.2%	12.4%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
九州	30.1%	26.3%	18.2%	14.1%	11.5%	17.0%	19.7%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.5%
9社合計	26.0%	27.6%	19.0%	11.9%	11.1%	18.1%	19.7%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	42.7%	38.7%	37.1%	38.0%	41.5%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.8%	19.3%	12.1%	11.4%	18.4%	20.0%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

上に改善したエリア

(2) 2019年度以降10年間の8月15時、19時での需給バランス評価結果は、以下の通り。

<参考3> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 連系線活用前)

融通前

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	24.0%	23.4%	39.1%	39.7%	40.8%	41.3%	41.6%	41.1%	52.4%	52.5%
東北	14.7%	12.9%	23.1%	25.0%	25.6%	26.9%	27.7%	30.8%	31.6%	32.5%
東京	8.7%	12.0%	9.5%	6.4%	9.5%	11.7%	16.0%	15.2%	14.9%	15.0%
東3社計	10.7%	12.8%	13.8%	11.8%	14.3%	16.2%	19.6%	19.6%	20.2%	20.4%
中部	11.3%	10.7%	2.8%	6.0%	6.7%	7.3%	7.5%	8.2%	8.2%	8.7%
北陸	12.3%	13.1%	12.0%	11.9%	12.1%	12.3%	11.5%	11.4%	11.4%	11.5%
関西	8.2%	14.3%	6.3%	7.8%	10.3%	10.8%	6.8%	7.9%	8.3%	8.6%
中国	13.2%	16.9%	20.6%	14.6%	19.5%	20.0%	20.8%	21.3%	20.4%	20.7%
四国	16.1%	30.2%	14.4%	16.3%	26.3%	26.6%	27.4%	28.1%	28.7%	29.3%
九州	14.5%	26.6%	24.3%	25.5%	26.6%	21.0%	21.0%	19.7%	19.8%	19.9%
中西6社計	11.5%	16.6%	11.1%	12.0%	14.3%	13.8%	12.7%	13.1%	13.2%	13.5%
9社合計	11.1%	14.9%	12.3%	11.9%	14.3%	14.9%	15.8%	16.0%	16.3%	16.6%
沖縄	38.0%	44.4%	38.6%	41.1%	36.5%	43.8%	43.4%	42.8%	42.4%	42.0%
10社合計	11.4%	15.2%	12.5%	12.2%	14.6%	15.1%	16.1%	16.3%	16.6%	16.9%

8%未満

<参考4> 中長期の予備率見通し (8月15時 送電端 連系線活用後)

融通後

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	14.1%	13.5%	29.9%	29.5%	30.6%	31.1%	31.4%	31.4%	42.7%	42.8%
東北	10.5%	12.8%	11.0%	11.8%	12.9%	14.4%	15.4%	15.6%	16.1%	15.9%
東京	10.5%	12.8%	11.0%	10.4%	12.9%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
中部	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	12.9%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
北陸	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
関西	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
中国	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
四国	11.5%	15.3%	11.0%	10.4%	13.6%	14.4%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
九州	11.5%	22.7%	18.7%	19.6%	20.5%	14.9%	15.4%	15.6%	15.5%	15.9%
9社合計	11.1%	14.9%	12.3%	11.9%	14.3%	14.9%	15.8%	16.0%	16.3%	16.6%
沖縄	38.0%	44.4%	38.6%	41.1%	36.5%	43.8%	43.4%	42.8%	42.4%	42.0%
10社合計	11.4%	15.2%	12.5%	12.2%	14.6%	15.1%	16.1%	16.3%	16.6%	16.9%

：8%以上に改善したエリア

<参考5> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 連系線活用前）

融通前

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	24.6%	23.5%	39.3%	39.9%	41.0%	41.5%	41.8%	41.2%	52.9%	52.9%
東北	18.3%	14.9%	25.1%	26.6%	26.7%	27.6%	28.0%	30.8%	31.2%	31.6%
東京	9.6%	13.2%	10.5%	7.0%	10.5%	12.9%	17.6%	16.8%	16.5%	16.5%
東3社計	12.2%	14.2%	15.0%	12.7%	15.4%	17.4%	21.0%	20.9%	21.4%	21.6%
中部	12.8%	12.1%	3.2%	6.8%	7.6%	8.3%	8.5%	9.3%	9.3%	9.8%
北陸	13.8%	13.1%	11.3%	17.0%	10.9%	16.6%	11.1%	15.2%	9.0%	14.8%
関西	10.2%	16.7%	8.0%	9.8%	12.5%	13.0%	8.5%	9.5%	9.8%	10.0%
中国	13.6%	17.1%	20.7%	12.2%	15.9%	16.1%	16.6%	16.8%	16.5%	16.7%
四国	16.1%	30.3%	14.4%	12.4%	22.3%	22.6%	23.0%	23.3%	23.6%	23.7%
九州	4.8%	12.3%	10.6%	11.3%	11.4%	5.7%	5.6%	4.2%	4.1%	4.1%
中西6社計	10.9%	15.2%	9.2%	10.1%	11.8%	11.5%	9.9%	10.4%	10.1%	10.7%
9社合計	11.4%	14.8%	11.8%	11.3%	13.4%	14.1%	14.9%	15.1%	15.2%	15.6%
沖縄	38.4%	44.9%	38.6%	41.0%	36.2%	43.6%	43.1%	42.3%	41.9%	41.3%
10社合計	11.7%	15.1%	12.1%	11.6%	13.7%	14.4%	15.2%	15.4%	15.5%	15.8%

8%未満

<参考6> 中長期の予備率見通し（8月19時 送電端 連系線活用後）

融通後

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	14.5%	14.2%	29.9%	29.4%	30.6%	31.1%	31.4%	31.3%	43.0%	43.0%
東北	11.4%	14.2%	11.3%	12.1%	12.9%	13.6%	16.5%	16.6%	16.3%	14.9%
東京	11.4%	14.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	16.5%	16.6%	16.3%	14.9%
中部	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
北陸	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
関西	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
中国	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
四国	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
九州	11.4%	15.2%	11.3%	10.6%	12.9%	13.6%	12.8%	13.2%	12.9%	14.7%
9社合計	11.4%	14.8%	11.8%	11.3%	13.4%	14.1%	14.9%	15.1%	15.2%	15.6%
沖縄	38.4%	44.9%	38.6%	41.0%	36.2%	43.6%	43.1%	42.3%	41.9%	41.3%
10社合計	11.7%	15.1%	12.1%	11.6%	13.7%	14.4%	15.2%	15.4%	15.5%	15.8%

九州 : 8%以上に改善したエリア

(参考②) 今後見込まれる供給力を加算した場合

これまでの中長期需給バランス（8月17時、連系線活用、工事計画書提出電源加算後）に、適切な時期に準備すれば供給力として積み増せる可能性がある休止電源（図2-4）を追加の供給力として計上し、更に今回と同等の最大限の補修調整が実施されたと仮定した場合の予備率を試算した結果は以下のとおり（図2-5）。

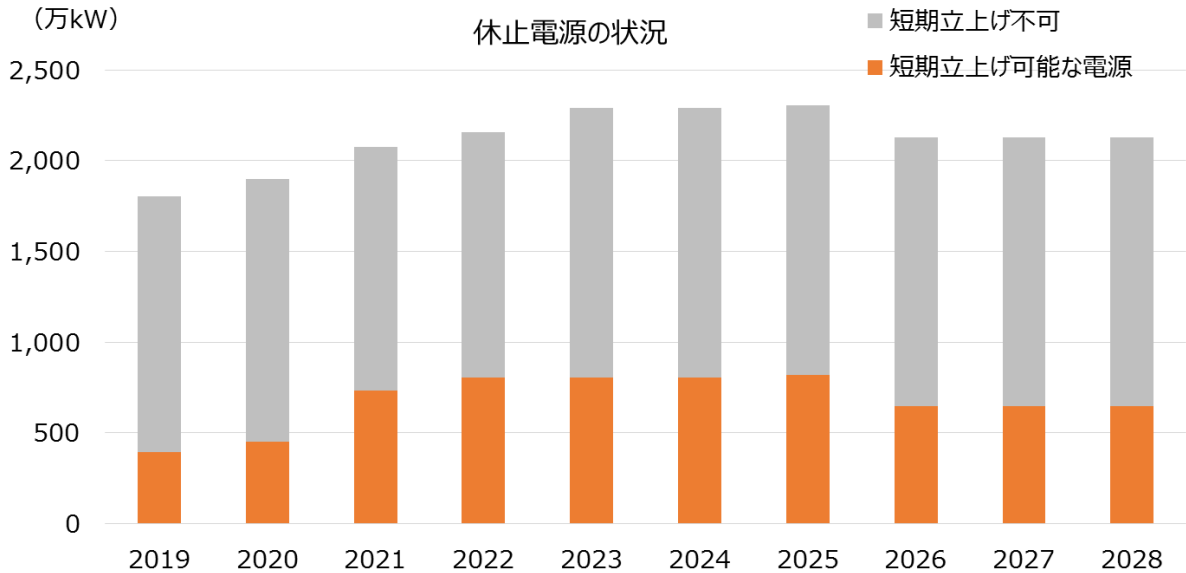


図2-4 休止電源の状況

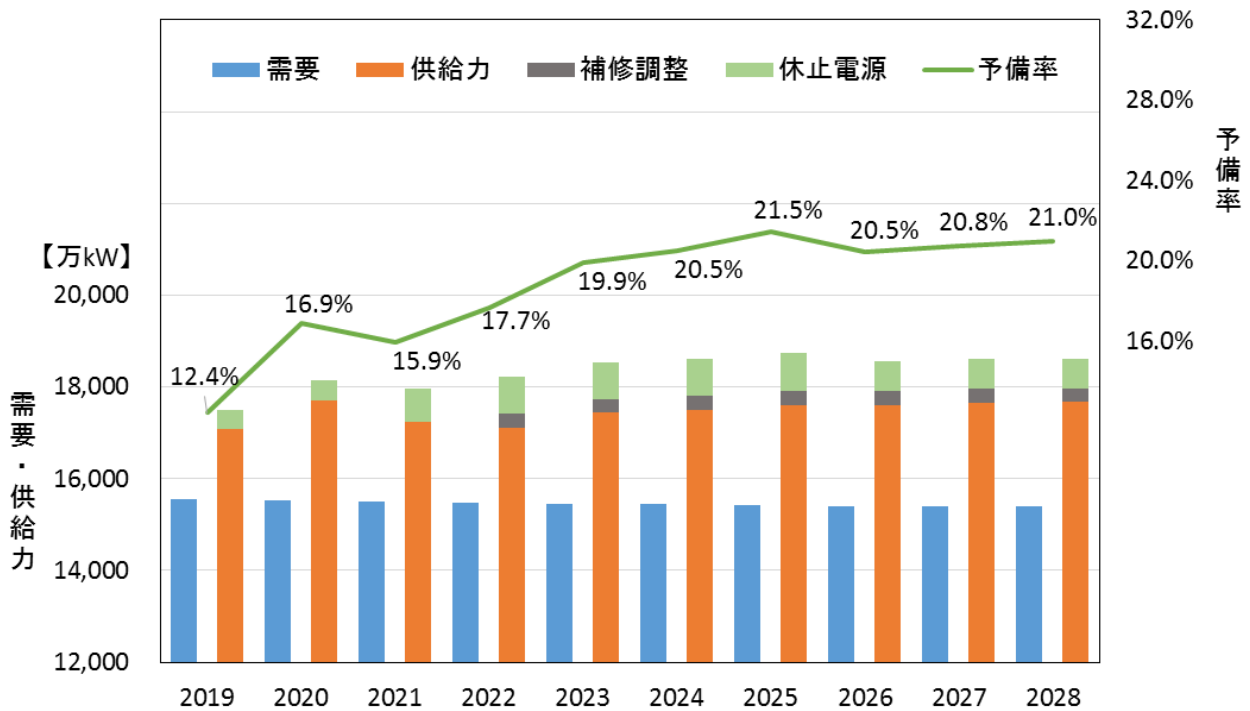


図2-5 中長期の予備率見通し（8月17時）

（連系線活用、工事計画書提出電源及び今後見込まれる供給力の加算後、送電端）

一方、再生可能エネルギーの供給力（kW価値）の評価方法見直し後は、▲2～5%程度\*予備率は低下することが想定される。

※第3回電力レジリエンス等に関する小委員会資料3P.37の再エネ供給力（EUE評価）の8月値を用いて算出

また、厳気象や稀頻度リスクに備えた必要供給力の見直しも検討されているが、現時点においては、適切な補修調整や休止電源の有効活用が図れば、最低限必要な供給力の確保は可能と考えられる。

表2-14 再エネ供給力（EUE評価）

[ ]は設備量 ( )は出力比率 【単位 万kW、%】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光 [6,252]	135 (2%)	650 (10%)	764 (12%)	838 (13%)	1,119 (18%)	630 (10%)	407 (7%)	29 (0%)	104 (2%)	172 (3%)	83 (1%)	70 (1%)
風力 [488]	105 (22%)	89 (18%)	64 (13%)	59 (12%)	55 (11%)	63 (13%)	98 (20%)	111 (23%)	145 (30%)	136 (28%)	147 (30%)	121 (25%)
水力 [1,828]	1,049 (57%)	1,095 (60%)	1,006 (55%)	1,011 (55%)	855 (47%)	819 (45%)	695 (38%)	708 (39%)	695 (38%)	618 (34%)	649 (35%)	777 (42%)
再エネ計 [8,569]	1,289 (15%)	1,834 (21%)	1,833 (21%)	1,908 (22%)	2,029 (24%)	1,512 (18%)	1,200 (14%)	847 (10%)	944 (11%)	927 (11%)	878 (10%)	968 (11%)

### Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

#### 1. 電源構成（kW）の推移

電気事業者の保有発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が「その他事業者」からの調達分として計上した電気事業者以外の者の保有発電設備を集計している。

上記により、各年度の電源構成を合計したものを表3-1及び図3-1に示す。

太陽光設備量の増加が顕著であること、また今後予定されている電源開発に伴い、石炭、LNGは、リプレース計画等による増減はあるものの増加している。石油は、廃止が進み減少している。

表3-1 電源構成の推移（全国合計）<sup>18</sup>

【万kW】

種類	2018	2019	2023	2028
水力	4,905	4,911	4,922	4,928
一般水力	2,158	2,164	2,175	2,181
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力	16,064	15,858	16,630	16,754
石炭	4,312	4,455	5,240	5,189
LNG	8,201	8,307	8,310	8,485
石油他 <sup>19</sup>	3,551	3,096	3,081	3,081
原子力	3,804	3,804	3,804	3,804
新エネルギー等	5,740	6,351	7,853	8,703
風力	380	442	811	1,039
太陽光	4,955	5,491	6,553	7,182
地熱	49	53	53	53
バイオマス	267	287	367	361
廃棄物	90	79	70	67
その他	35	19	19	20
合計	30,548	30,944	33,228	34,209

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

<sup>18</sup> 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの。

<sup>19</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・瀝青質混合物の合計値。



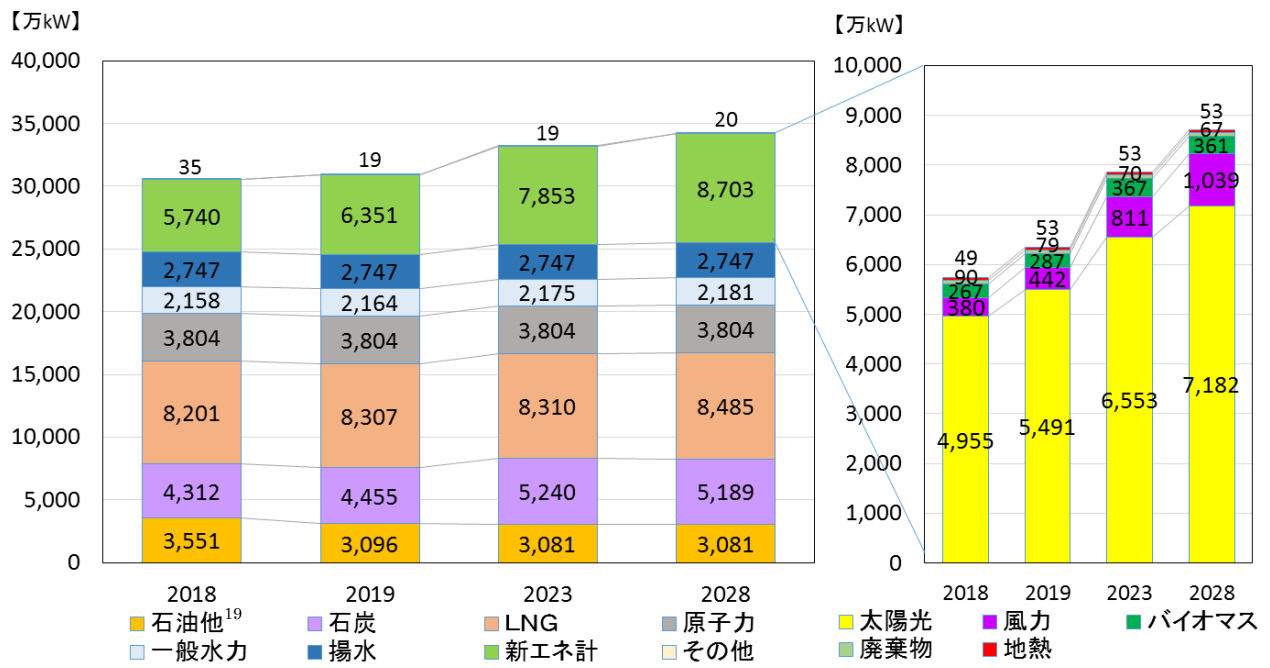


図3-1 電源構成の推移（全国合計）<sup>18</sup>

## 2. 発電端電力量（kWh）の推移

発電事業者が届け出た各年度の発電端電力量の合計に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が電気事業者以外の者から調達する発電端電力量を集計したものを表3-2及び図3-2に示す。

なお、原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして算定しているため、今後の原子力発電の稼働状況や、将来取り引きされる電力で未確定なものがいずれの電源種となるのか、また省エネ法による発電効率の規制措置により、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要。

表3-2 発電端電力量の推移（全国合計）<sup>20</sup>

【億 kWh】

種類	2018	2019	2023	2028
水力	852	817	847	896
一般水力	791	777	795	806
揚水	61	40	52	90
火力	6,924	6,740	6,110	5,939
石炭	2,764	2,857	3,067	3,160
LNG	3,810	3,471	2,756	2,497
石油他 <sup>19</sup>	350	411	287	282
原子力	614	579	593	364
新エネルギー等	846	938	1,234	1,354
風力	76	88	154	194
太陽光	566	627	778	851
地熱	23	27	29	29
バイオマス	148	171	250	258
廃棄物	33	25	23	23
その他	84	47	65	36
合計	9,319	9,121	8,849	8,588

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

<sup>20</sup> 各電源は事業者から提出された数字を積み上げたもの。原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして計上。今後の原子力の稼働状況によっては発電端電力量の構成は異なるものとなる。

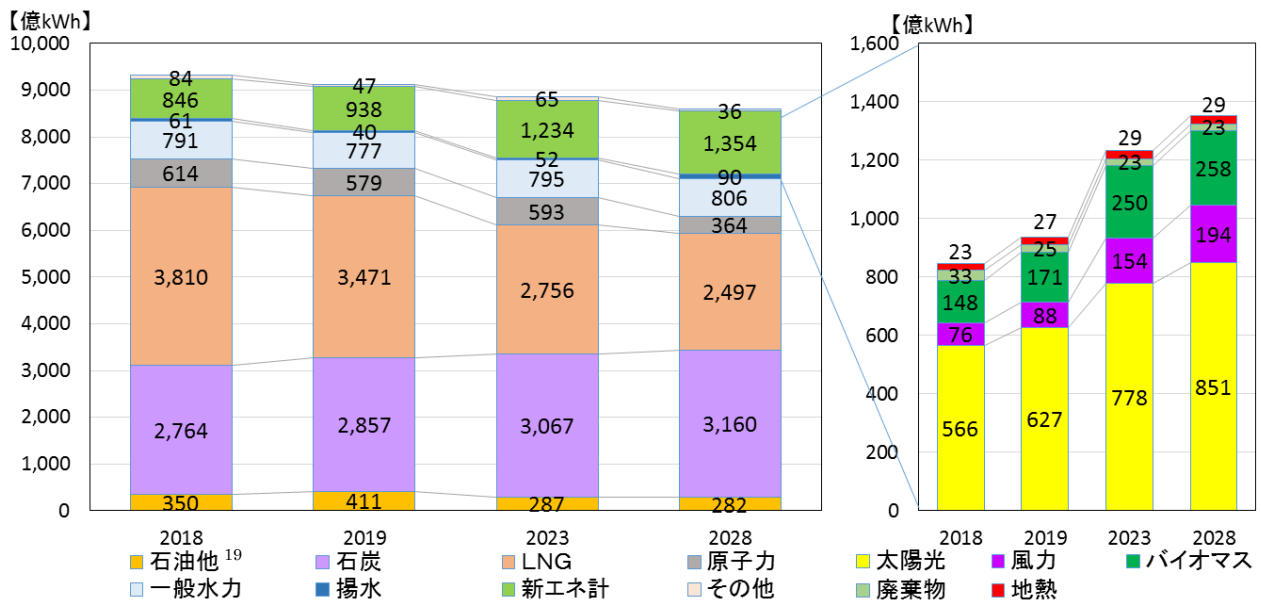


図3-2 電源別発電電力量の推移（全国合計）<sup>20</sup>

### 3. 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-3及び図3-3に示す。この、電源別の設備利用率は、前述の各電源構成(kW)と発電端電力量(kWh)から本機関にて算定したものである。

火力発電は、設備量が増加する一方で、新エネルギーの大幅な増加のもと発電電力量は減少しており、設備利用率は低下している。

なお、原子力については、供給力「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

表3-3 設備利用率の推移(全国合計)<sup>21</sup>

種類	2018	2019	2023	2028
水力	19.8%	18.9%	19.6%	20.8%
一般水力	41.8%	40.9%	41.7%	42.2%
揚水	2.5%	1.7%	2.2%	3.7%
火力	49.2%	48.4%	41.9%	40.5%
石炭	73.2%	73.0%	66.8%	69.5%
LNG	53.0%	47.6%	37.9%	33.6%
石油他 <sup>19</sup>	11.3%	15.1%	10.6%	10.4%
原子力	18.4%	17.3%	17.8%	10.9%
新エネルギー等	16.8%	16.8%	17.9%	17.8%
風力 <sup>22</sup>	22.7%	22.6%	21.7%	21.3%
太陽光 <sup>22</sup>	13.0%	13.0%	13.6%	13.5%
地熱	55.0%	57.3%	61.6%	61.6%
バイオマス	63.3%	68.0%	77.9%	81.6%
廃棄物	41.8%	36.9%	37.9%	38.3%

<sup>21</sup> 原子力は、「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

<sup>22</sup> 太陽光および風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

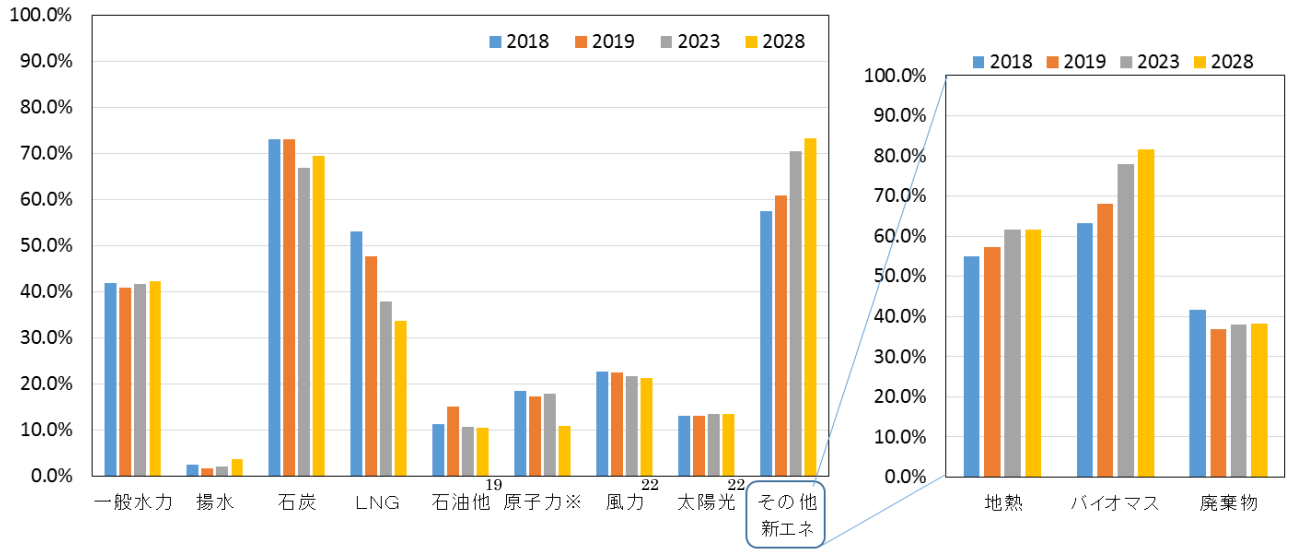


図 3 - 3 電源別設備利用率の推移（全国合計）<sup>21</sup>

#### 4. エリア別電源構成および発電電力量

2018年度末のエリア別の電源構成比を図3-4に示す。また、2018年度のエリア別の発電電力量構成比を図3-5に示す。

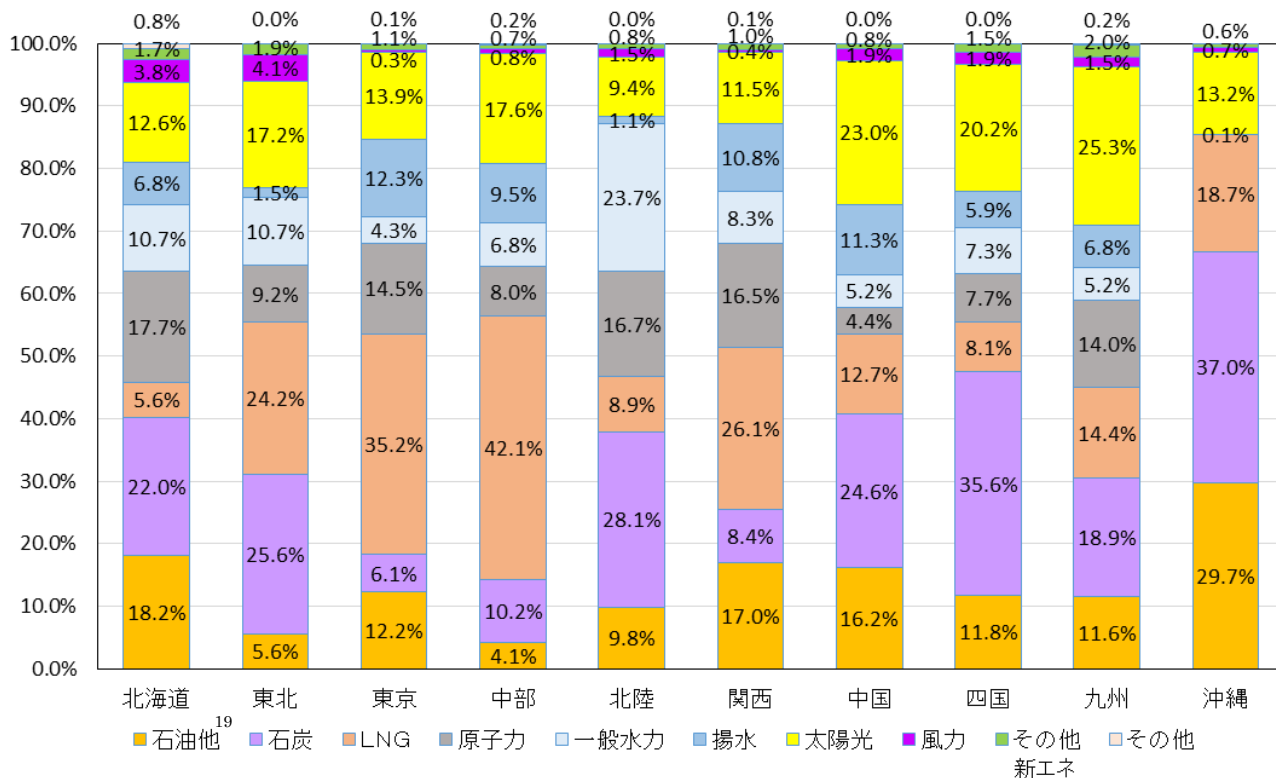


図3-4 2018年度末のエリア別の電源（kW）構成比

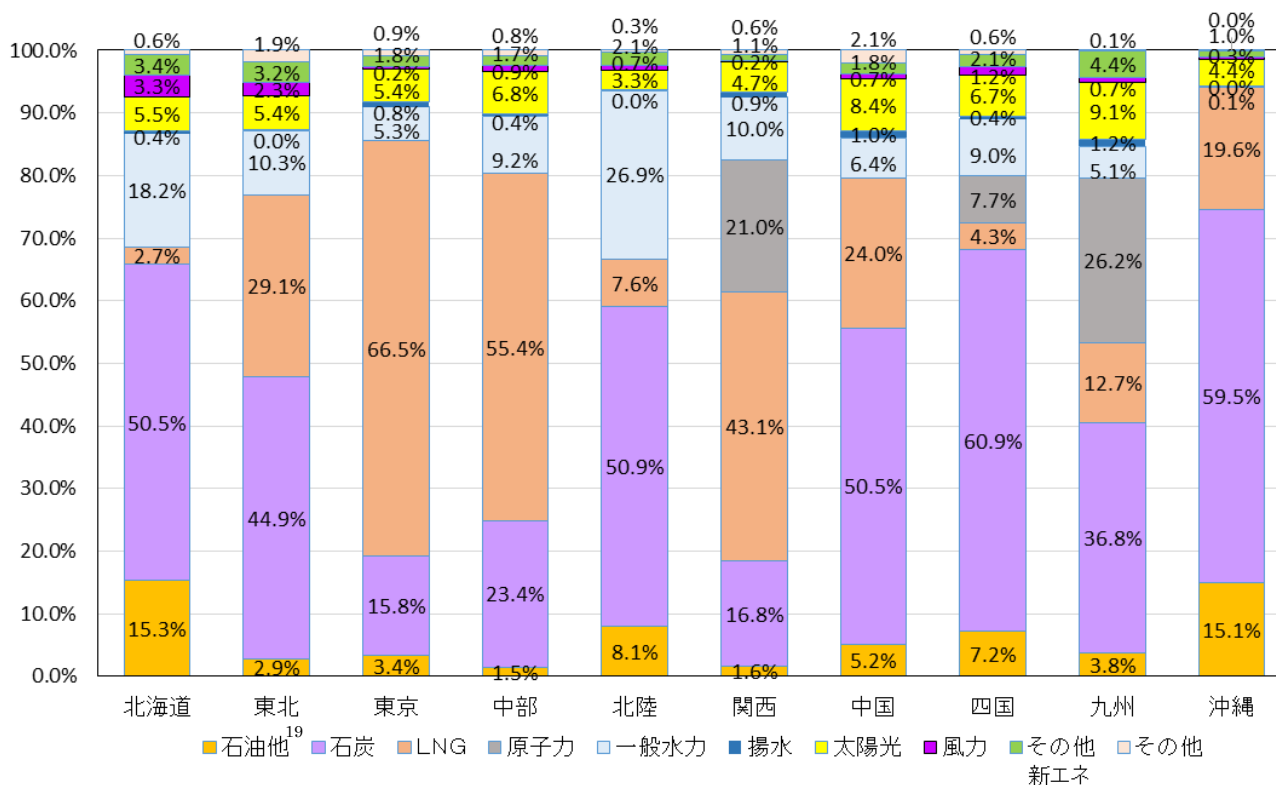


図3-5 2018年度のエリア別の発電電力量（kWh）構成比

## 5. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2028年度末までの電源開発計画<sup>23</sup>について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-4に示す。

表3-4 2028年度末までの電源開発計画（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	32.6	41	5.2	47	△ 20.0	26
一般水力	32.6	41	5.2	47	△ 20.0	26
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,611.8	41	△ 24.0	1	△ 1,009.6	45
石炭	824.1	13	-	-	△ 75.6	3
LNG	781.7	16	-	-	△ 528.7	10
石油	6.0	12	△ 24.0	1	△ 405.3	32
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	△ 55.9	1
新エネルギー等	665.8	379	0.6	2	△ 32.4	45
風力	185.9	62	-	-	△ 17.0	33
太陽光	378.0	285	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.6	1	0.6	2	-	-
バイオマス	90.9	26	-	-	△ 6.9	5
廃棄物	6.4	5	-	-	△ 8.3	6
合計	3,328.2	468	△ 2.9	51	△ 1,117.9	117

<sup>23</sup> 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

#### IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画<sup>24</sup>を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画

送電線路の増加こう長 <sup>25</sup> ※ <sup>26</sup>	549km
架空送電線路※	542km
地中送電線路	6km
変圧器の増加容量	17,400MVA
交直変換所の増加容量 <sup>27</sup>	1,800MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△108km
変圧器の減少容量（廃止）	△2,700MVA

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下の通り。

##### ○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・(仮)広域連系北幹線:81km</li> <li>・(仮)広域連系南幹線:62km</li> <li>・相馬双葉幹線接続変更:15km</li> <li>・新地火力線(仮)広域連系開閉所引込:1km</li> <li>・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km</li> </ul>
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

##### ○東京中部間連系設備等概要：120万kW→210万kW（使用開始：2021年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新信濃交直変換所:90万kW</li> <li>・飛驒変換所:90万kW</li> </ul>
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・飛驒信濃直流幹線:89km</li> <li>・飛驒分岐線:0.4km</li> </ul>

<sup>24</sup> 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあっては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>25</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

<sup>26</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

<sup>27</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。



○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（使用開始：2027年度）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新佐久間周波数変換所(仮称):30万kW</li> <li>・東清水変電所:30万kW→90万kW</li> </ul>
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東清水線(仮称):20km</li> <li>・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km</li> <li>・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km</li> <li>・新豊根東栄線:1km</li> <li>・佐久間西幹線:11km, 2km</li> <li>・佐久間東幹線:123km</li> </ul>
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新富士変電所 1500MVA×1</li> <li>・静岡変電所 1000MVA×1</li> <li>・東栄変電所 800MVA×1</li> <li style="text-align: right;">→1,500MVA×2</li> </ul>

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原北近江線:2km</li> <li>・三岐幹線関ヶ原(開)π引込:1km</li> <li>・北近江線北近江(開)π引込:1km</li> </ul>
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> <li>関ヶ原開閉所:6回線</li> <li>北近江開閉所:6回線</li> </ul>

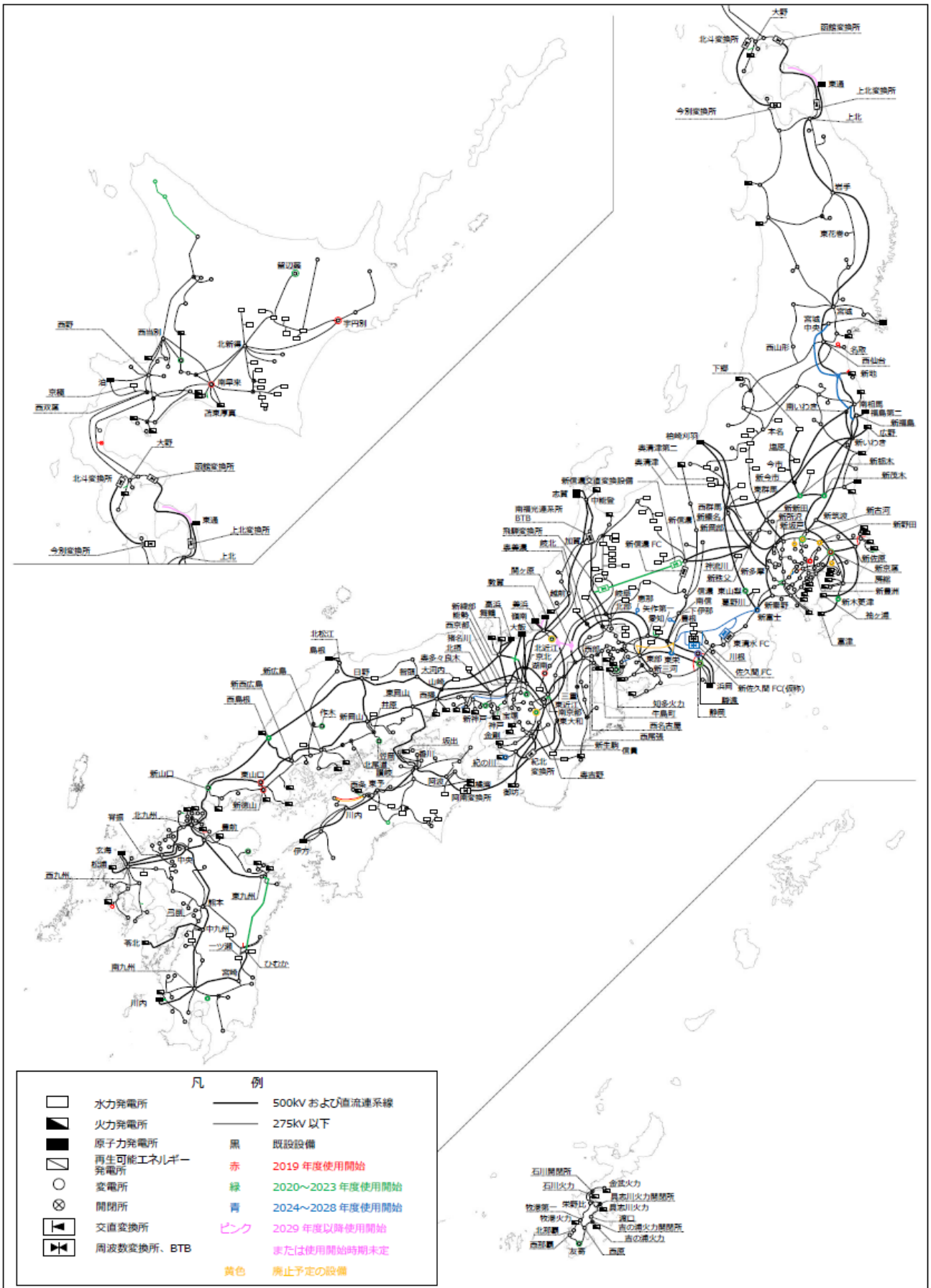


図 4-1 電力系統の状況

1. 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>28, 29</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
北海道電力株式会社	上八雲開閉所	187kV	-	2	2018年8月	2019年10月	電源対応
	上八雲支線	187kV	0.2km	1	2019年3月	2019年11月	電源対応
東北電力株式会社	1408G02 支線新設	500kV	3km	2	2017年9月	2019年7月	電源対応
	需要家線名取変電所Dπ引込	275kV	0.4km	2	2018年5月	2019年6月	需要対策
東京電力パワーグリッド株式会社	G3060006 アクセス線 (仮称)	275kV	5.6km	2	2017年1月	2019年4月	電源対応
	飛騨信濃直流幹線	DC±200kV	89km	双極1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※3
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※1※2	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※1※2 23.4km→ 5.3km (3番線) ※1※2	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力株式会社	静岡東分岐線	275kV	2km	2	2001年7月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	静岡西分岐線	275kV	3km	2	2001年7月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※3
関西電力株式会社	コベルコパワー神戸第二火力線新設	275kV	4.4km※1	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2022年2月 (2,3号線)	電源対応
四国電力株式会社	松山東線	187kV	47.8km※2	1→2	2018年8月	2019年11月	高経年化対策 系統対策
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	苅田火力日産線	220kV	4km※1※2	1	2017年10月	2019年5月	高経年化対策
	GNE 東郷カソーラー支線	220kV	0.3km	1	2018年10月	2019年10月	電源対応
電源開発	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応

28 こう長欄に※1があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

29 こう長欄に※2があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

30 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※3があるものは、地域間連系線増強関連。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

株式会社							
届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>28,29</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電豊富中川 幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>28,29</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
北海道電力 株式会社	(仮称)苫小牧バイ オマス連系線	187kV	0.2km	1	2021年4月	2022年10月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 風力連系線	187kV	0.1km	1	2021年5月	2021年8月	電源対応
	100kV北幌延線一 部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年4月	2022年7月	電源対応
東北電力 株式会社	(仮)広域連系北 幹線新設	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系南 幹線新設	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※3
	相馬双葉幹線接続 変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※3
	新地火力線 (仮)広域連系開 閉所引込	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※3
	常磐幹線 (仮)広域連系開 閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系開 閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※3
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセ ス線 (仮称)	275kV	1km※1	1	2020年9月	2022年4月	電源対応
	MS18GHZ051500 ア クセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2021年3月	2021年9月	電源対応
	京浜線1,2号接続 変更	275kV	22.7km→ 23.1km※2	2	2021年5月	2022年4月	電源対応
	東清水線 (仮称)	275kV	13km 7km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km 2号線: 0.1km	2→3	2022年11月	2023年10月	需要対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※1※2 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※1※2	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>28,29</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
中部電力株式会社	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年8月	2021年2月	高経年化対策 系統対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	1km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※2	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※3
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	三岐幹線 関ヶ原(開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※3
関西電力株式会社	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※2	2	2020年度以降	2023年度以降	高経年化対策
	大飯幹線・新綾部 線系統変更	500kV	1.9km	2	2019年6月	2020年1月	系統対策
	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km	2	2021年8月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※3
	新神戸線増強	275kV	20.2km→ 21.5km※2	2	2019年4月	2020年7月	電源対応 高経年化対策
	姫路天然ガス発電 所線(仮称)新設	275kV	0.9km※1	1	2021年2月	2024年6月	電源対応
新加古川線(仮称) 増強	275kV	25.3km→ 25.3km※2	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策	
四国電力株式会社	西条火力線	187kV	6.5km※2	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年7月	2021年4月	需要対策
	西部ガスひびき火 力線	220kV	4km	2	2021年2月	2023年2月	電源対応
	新鹿児島線 川内原子力(発)π 引込	220kV	2km→ 5km※2	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線新佐 久間FC分岐線(仮 称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線新佐 久間FC分岐線(仮 称)	275kV	1km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※2	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※2	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※3

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 <sup>30</sup>
四国電力株式会社	北松山線	187kV	△47.5km	1	2019年11月	高経年化対策 系統対策
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	△58.0km	2	2026年度	系統対策

## 2. 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>31</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
北海道電力株式会社	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	2018年8月	2019年9月	電源対応
	宇円別変電所	187/66kV	75MVA→100MVA	1→1	2019年2月	2019年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	名取変電所※4	275/154kV	450MVA×2	2	2017年2月	2019年6月	需要対策
東京電力パワーグリッド株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年9月(5B) 2021年4月(6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換設備※4	—	—	—	2016年3月	2021年3月	安定供給対策※3
	上野変電所	275/66kV	300MVA	1	2019年2月	2019年12月	系統対策
中部電力株式会社	静岡変電所※4	500/275kV	1,000MVA	1	2001年8月	2019年6月	高経年化対策 系統対策
	飛騨変換所※4	—	—	—	2017年8月	2021年3月	安定供給対策※3
	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 → 300MVA×1	1→1	2019年2月	2020年5月	高経年化対策
関西電力株式会社	湖南変電所	275/77kV	300MVA→200MVA	1→1	2018年12月	2019年10月	高経年化対策
中国電力株式会社	東山口変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2017年5月	2019年4月	需要対策 電源対応
	新徳山変電所	220/110kV	150MVA→300MVA	1→1	2018年7月	2019年4月	高経年化対策 電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→200MVA×2	2→2	2017年10月	2020年6月 2023年10月	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※4	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>31</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	(仮称)西中川変電所※4	187/100kV	100MVA×2	2	2020年7月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→150MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
東京電力パワーグリッド株式会社	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019年11月	2021年3月	電源対応
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年6月	2022年4月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年4月	2023年1月	電源対応
	新富士変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※3
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2020年9月	2022年6月	系統対策

<sup>31</sup> 名称欄に※4があるものは、地点を新設する変電所または変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

届出事業者	名称 <sup>31</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>30</sup>
中部電力株式会社	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月 (新1B) 2021年8月 (新2B)	電源対応
	恵那変電所※4	500/154kV	200MVA×2	2	2020年12月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所 ※4	500/154kV	300MVA×2	2	2020年12月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2020年11月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※3
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※3
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2021年2月	2027年度	安定供給対策※3
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019年9月	2020年6月	高経年化対策
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年10月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2021年6月	2024年6月	高経年化対策
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年4月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2019年11月	2021年9月	電源対応
	松島変電所	220/66kV	150MVA	1	2019年4月	2020年3月	系統対策
電源開発株式会社	新佐久間周波数 変換所(仮称) ※4	—	—		2021年度	2027年度	安定供給対策※3

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 <sup>30</sup>
東京電力パワーグリッド株式会社	新野田変電所	275/154kV	△300MVA	△1	2020年3月	需要対策
	花見川変電所	275/66kV	△300MVA	△1	2021年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	△300MVA	△1	2020年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	△300MVA	△1	2023年2月	系統対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	500/275kV	△1,000MVA	△1	2019年6月	高経年化対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	△300MVA	△1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	△100MVA×2	△2	2022年9月	高経年化対策

その他(供給計画届出対象外)

供給計画届出対象には該当しないものの、地域間連系線の機能向上に係る工事として、中部電力株式会社及び北陸電力株式会社にて、以下の工事を行う。

◇ 南福光連系所・変電所 500kV 交流連絡母線増設(使用開始年月:2019年10月)

### 3. 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 <sup>32</sup>	こう長の総延長 <sup>33</sup>	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	291 km※ <sup>34</sup>	583 km※	291 km※	583 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	36 km	66 km	42 km	81 km
		地中	6 km	15 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	121 km	241 km	121 km	241 km
		地中	0 km	0 km		
	132kV	架空	0 km	0 km	0 km	0 km
		地中	0 km	0 km		
直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km	
	地中	0 km	0 km			
合計	架空	542 km	989 km	549 km	1,004 km	
	地中	6 km	15 km			
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	△48 km	△48 km	△48 km	△48 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△108 km	△166 km	△108 km	△166 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>35</sup>

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	311 km	702 km
220kV	9 km	14 km
187kV	54 km	109 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	375 km	825 km

<sup>32</sup> こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>33</sup> 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

<sup>34</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、こう長およびこう長の総延長へ計上していない。

<sup>35</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長および総延長を集計した。



表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 <sup>36</sup>	電圧階級 <sup>37</sup>	増加台数	増加容量
新增設	500kV	13 [5]	11,700MVA [2,000MVA]
	275kV	5 [2]	3,000MVA [900MVA]
	220kV	6 [0]	1,500MVA [0MVA]
	187kV	5 [5]	1,050MVA [695MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	29 [12]	17,400MVA [3,595MVA]
廃止	500kV	△ 1	△ 1,000 MVA
	275kV	△ 7	△ 1,700 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	0	0 MVA
	廃止計	△ 8	△ 2,700 MVA

※ [ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4 - 1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 <sup>38</sup>
新增設	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

<sup>36</sup> 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

<sup>37</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。

<sup>38</sup> 直流送電線の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

## V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2019年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2019年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・四国・九州エリアが多い。

エリア外からの調達電力量の比率は、東京・関西・中国・四国エリアが高い（10%以上）。

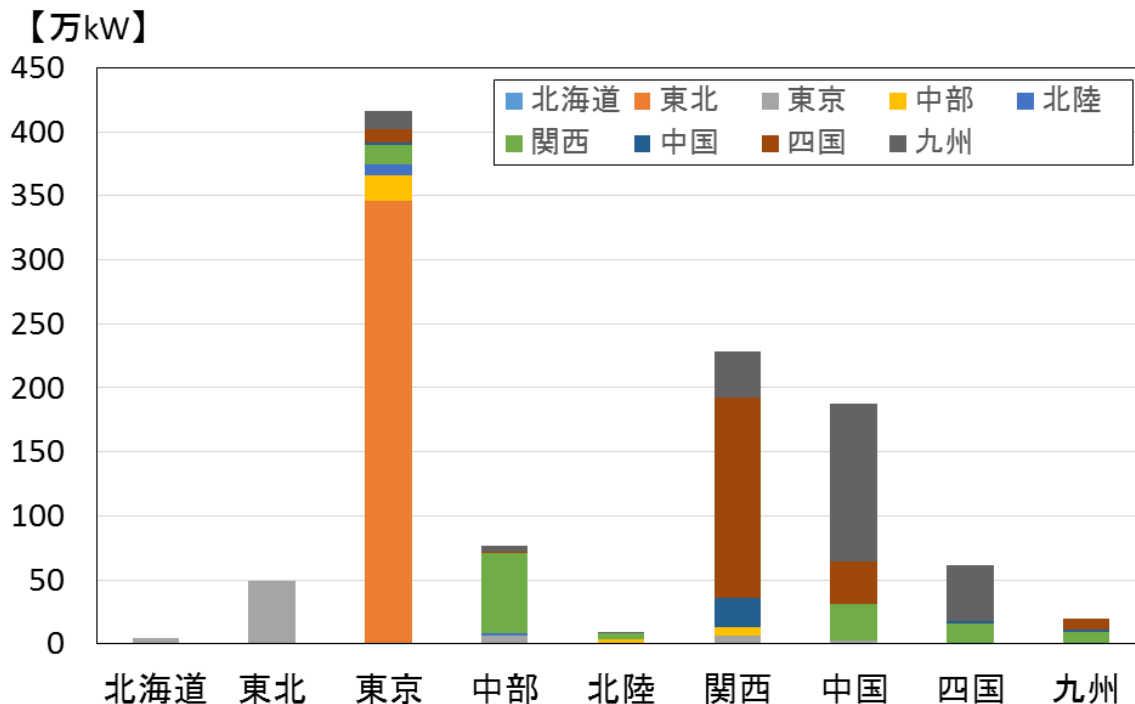


図5-1 エリア外調達電力

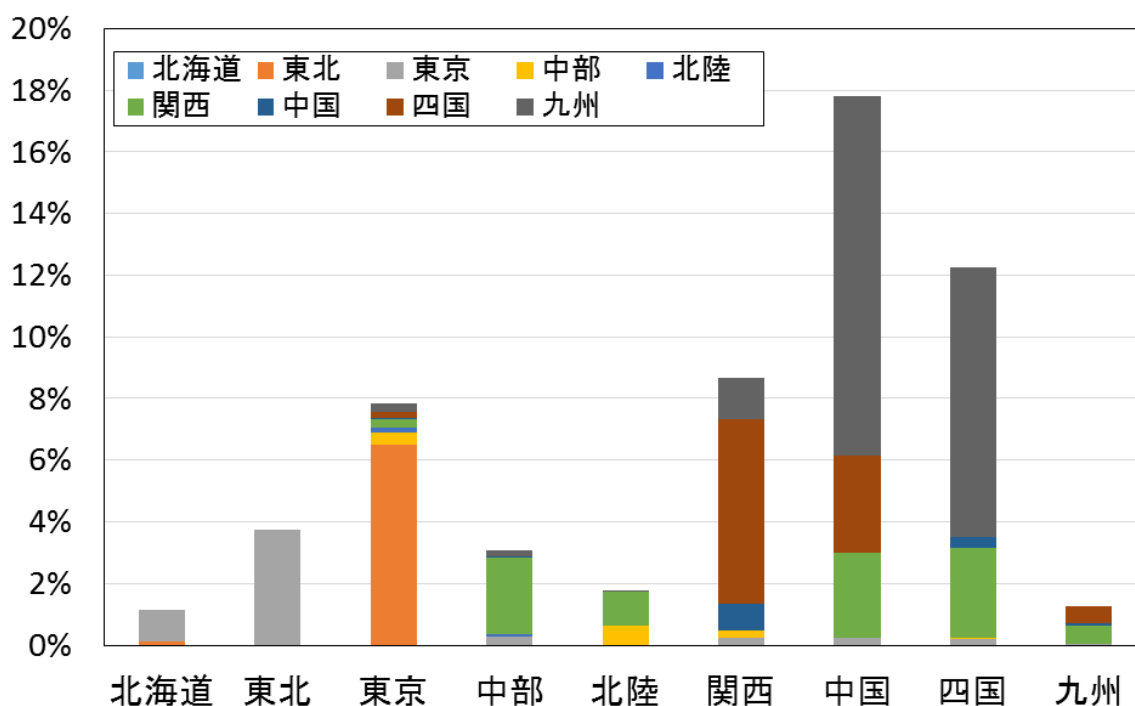


図5-2 エリア外調達電力比率

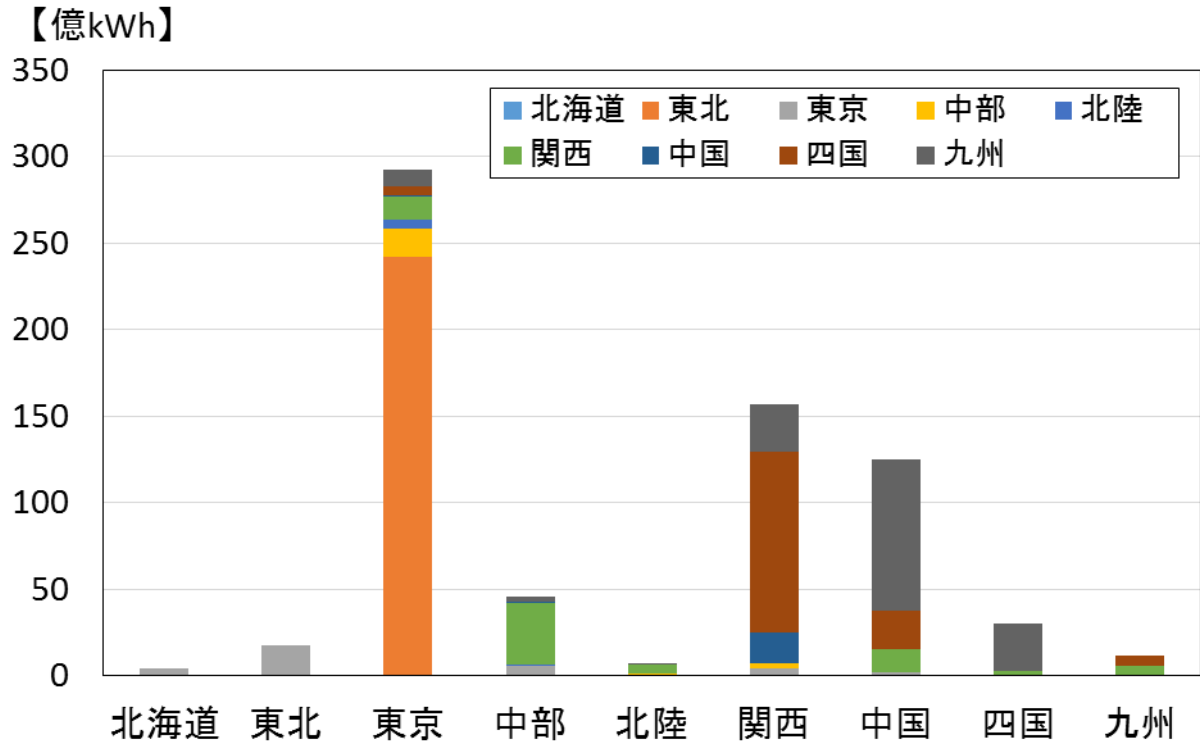


図5-3 エリア外調達電力量

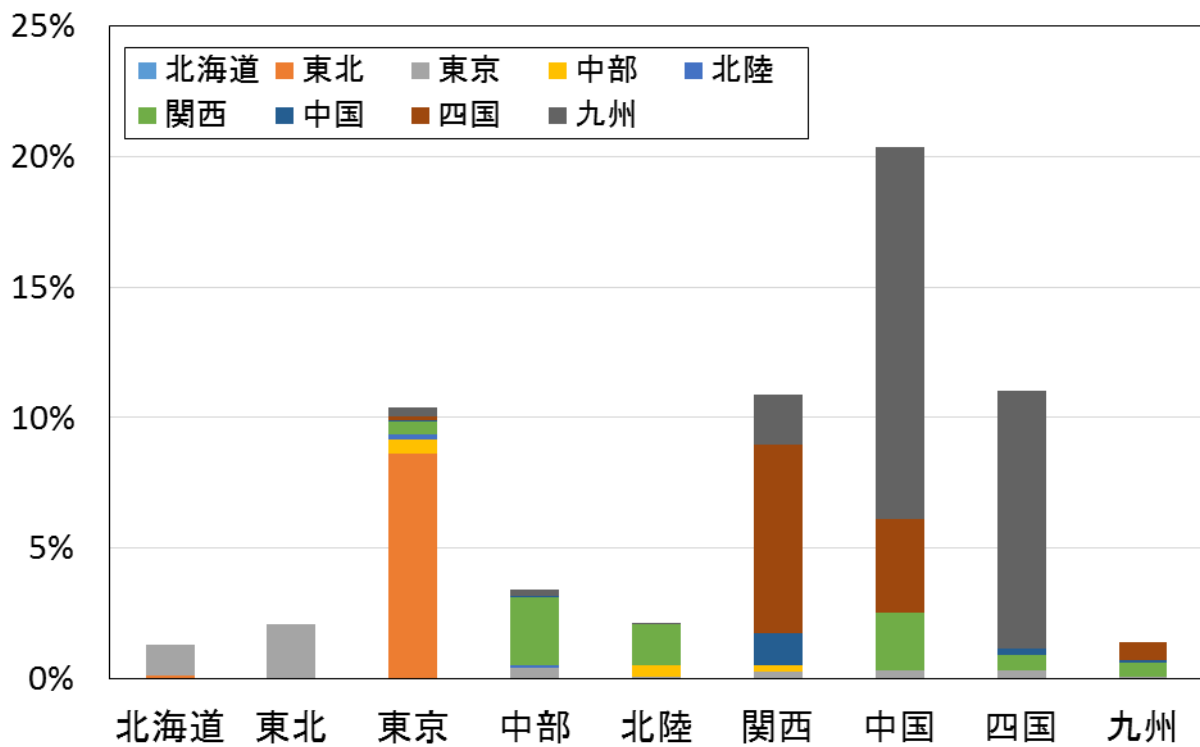


図5-4 エリア外調達電力量比率

## VI. 電気事業者の特性分析

### 1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者535者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

中小規模（100万kW以下）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

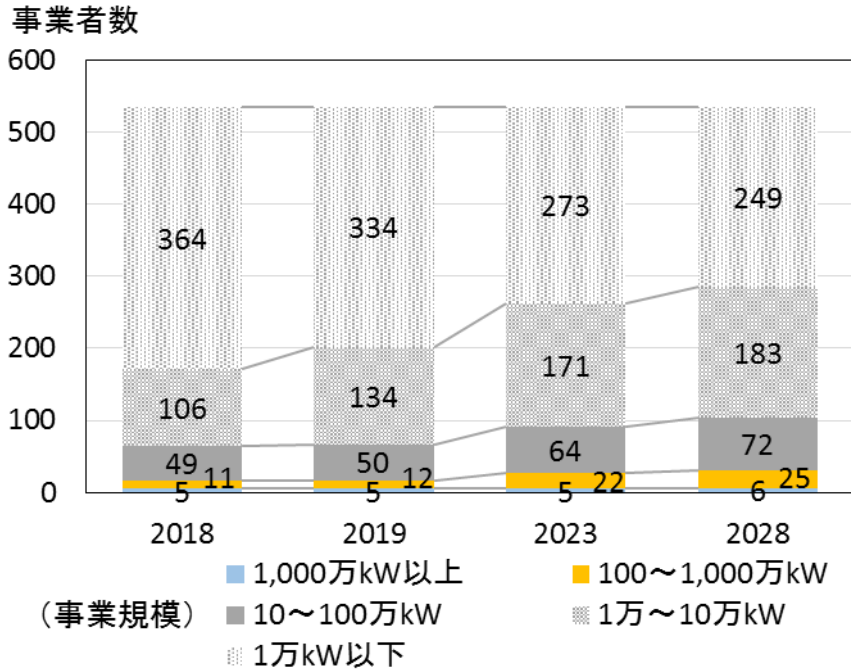


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

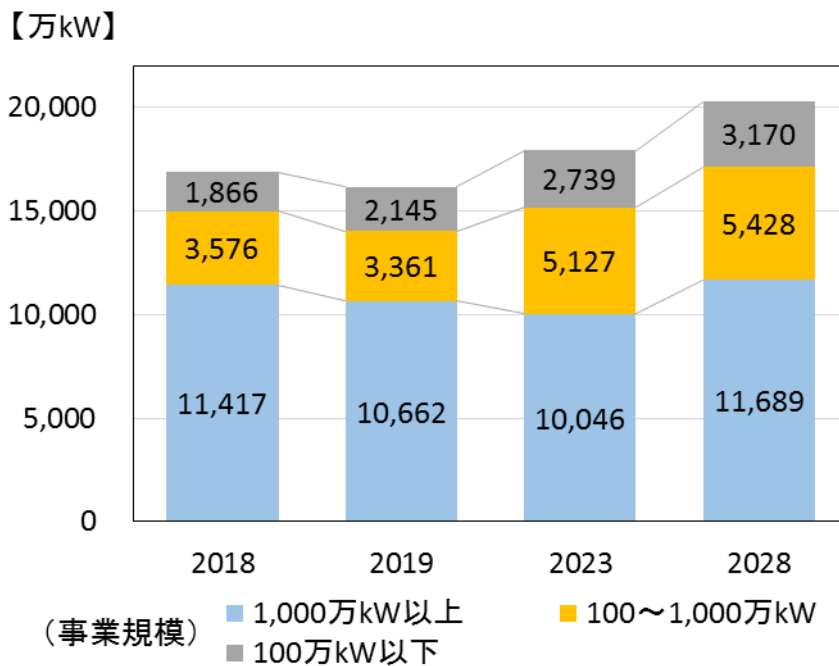


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

中小規模（100万kW以下）の事業者が規模を拡大する計画としている。

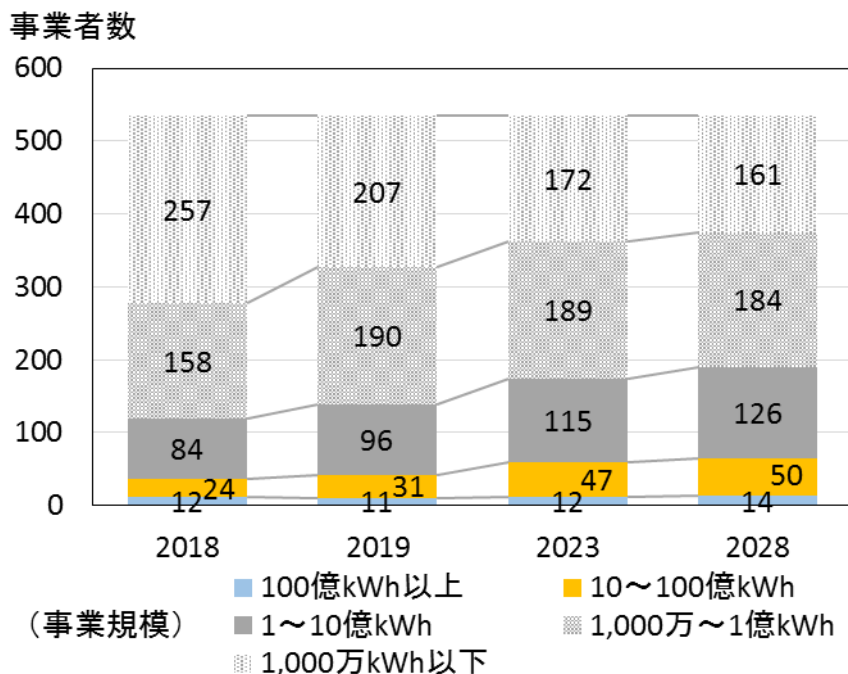


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

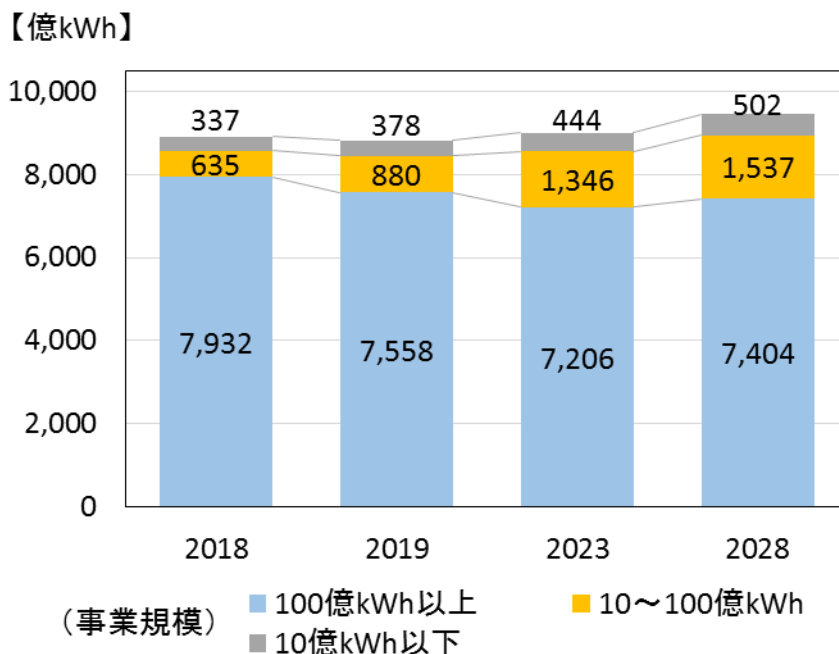


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

## 2. 小売電気事業者のエリア展開

2019年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2019年度時点で小売計画を計上していない事業者（68者）を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

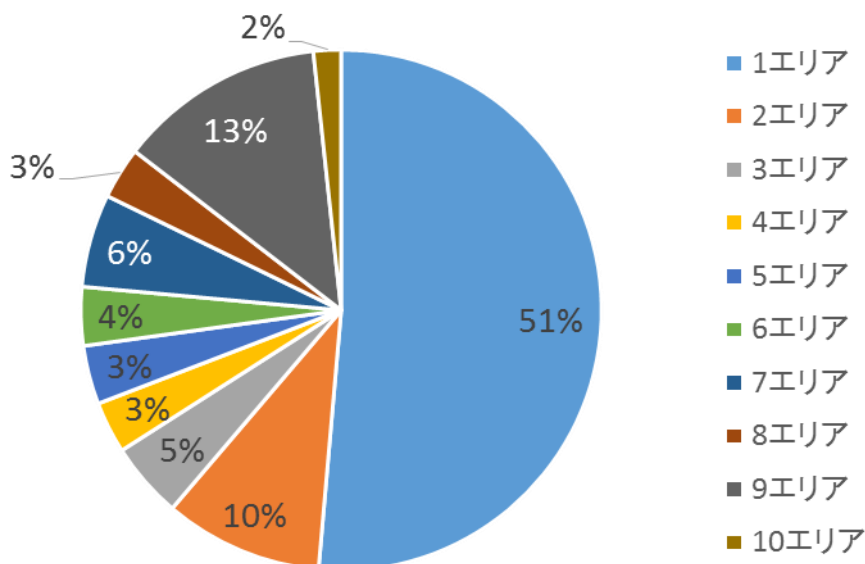


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

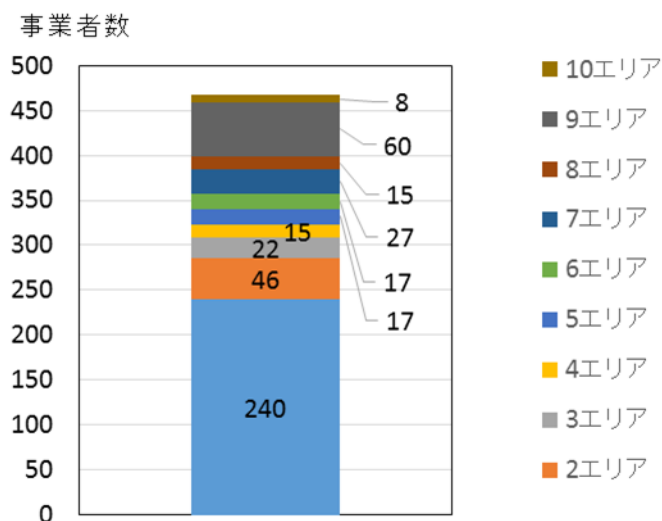


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2019年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要を図6-7に示す。概ね、各エリアの電力需要規模に応じた事業者数となっている。

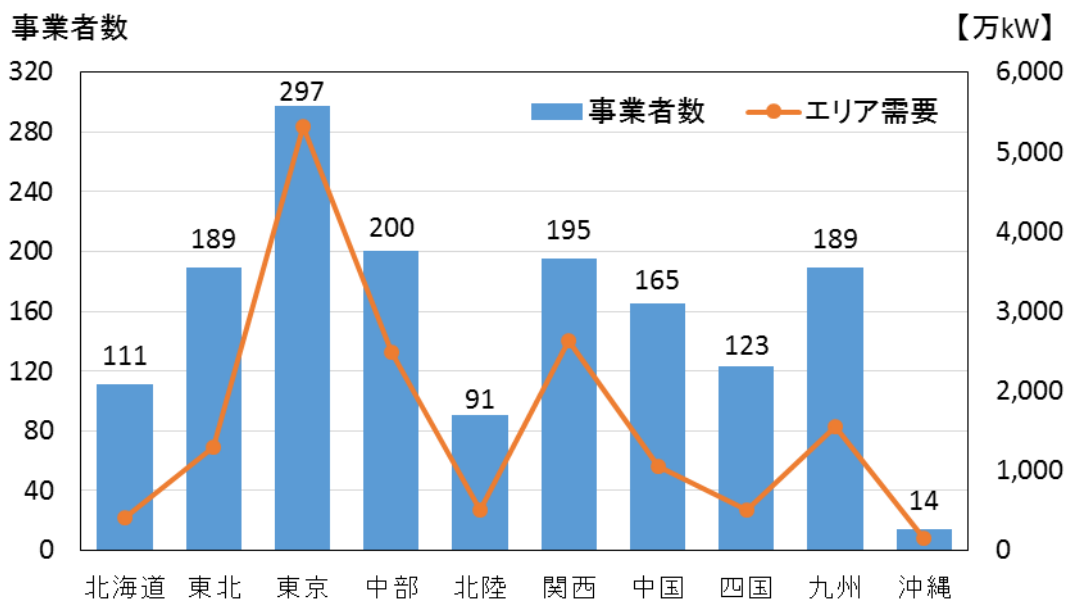


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

### 3. 小売電気事業者の供給力確保状況

2019年度以降10年間の小売電気事業者の確保済供給力の比率（エリア確保済供給力比率<sup>39)</sup>）の推移を、表6-1及び図6-8に示す。特に中長期断面では、現時点で供給力を「調達先未定<sup>40)</sup>」として計画していることがわかる。

表6-1 全小売電気事業者の確保済供給力の状況（8月15時、送電端）

【万kW %】

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
需要電力 (エリア計)	15,907	15,877	15,855	15,833	15,814
確保済供給力	15,334	15,368	14,721	14,453	14,239
比率 <sup>39)</sup>	96.4%	96.8%	92.8%	91.3%	90.0%
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
需要電力 (エリア計)	15,792	15,771	15,749	15,757	15,735
確保済供給力	14,110	14,015	12,112	12,105	12,048
比率 <sup>39)</sup>	89.3%	88.9%	76.9%	76.8%	76.6%

<sup>39)</sup> エリア確保済供給力比率＝全小売電気事業の確保済み供給力÷エリア需要（全国計）×100%

<sup>40)</sup> 調達先未定とは、供給計画届出書様式に記載されているもので、小売電気事業者が市場調達等も含め、今後調達を予定しているものをいう。

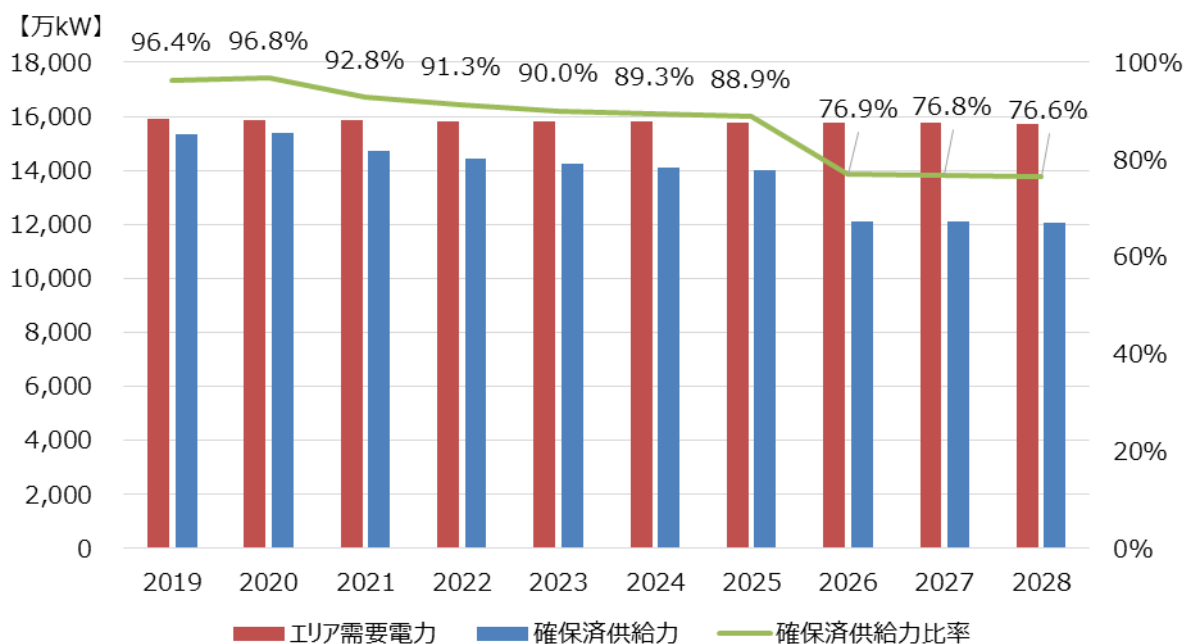


図6-8 エリア需要に対する小売電気事業者の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

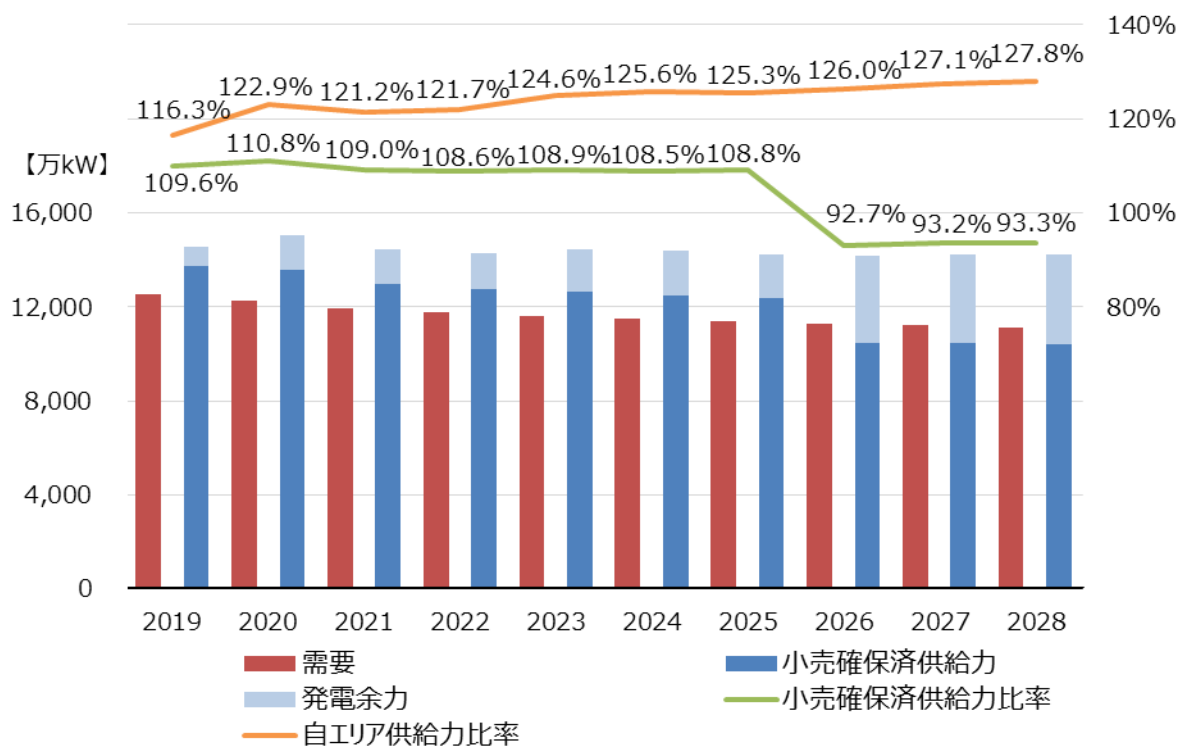


図6-9 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率<sup>41</sup>（8月15時、送電端）

<sup>41</sup> 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。



ただし、みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要（旧一電が過半の資本を占める事業者分を含む）に対する確保済供給力比率を確認したところ、その他新電力と同様に供給力を調達先未定とする傾向が見られた。また、その他新電力については、全国の自社需要に対する確保済供給力比率は中長期的に低下していく（図6-10）。

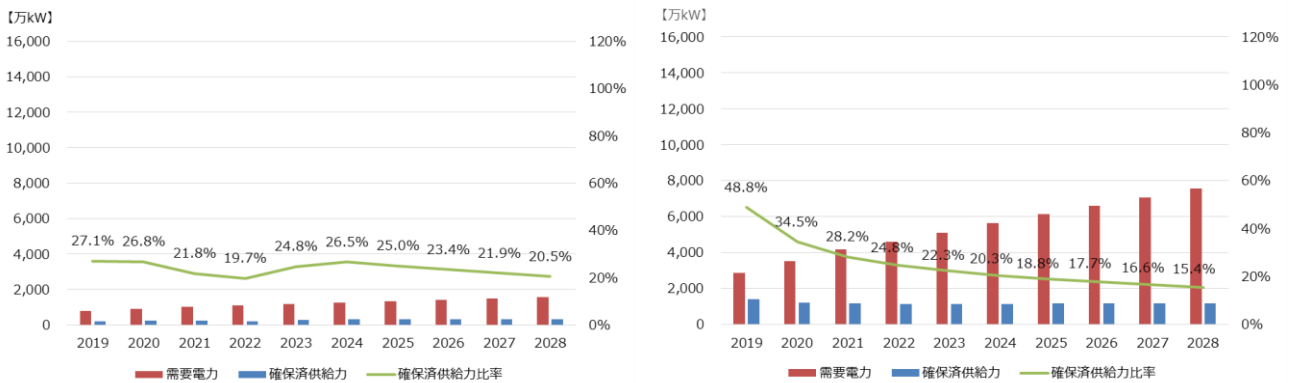


図6-10 旧一電・他エリア（左図）とその他新電力（右図）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

旧一般電気事業者の小売部門（旧一電が過半の資本を占める事業者分を含む）の全国における確保済供給力（発電余力を含む）の推移について図6-11に示す。

旧一般電気事業者の小売部門としては、他エリアを含めても十分な供給力を確保している。

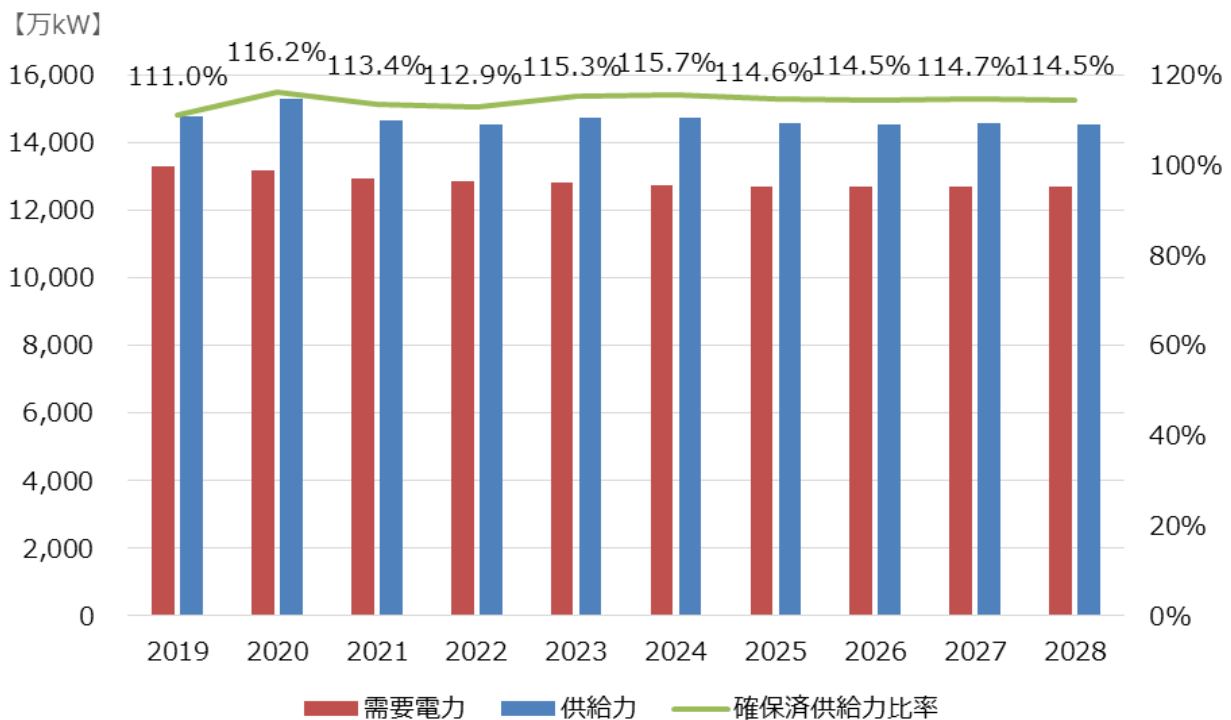


図6-11 旧一電および旧一電が過半の資本を占める事業者の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

#### 4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者725者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-13に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

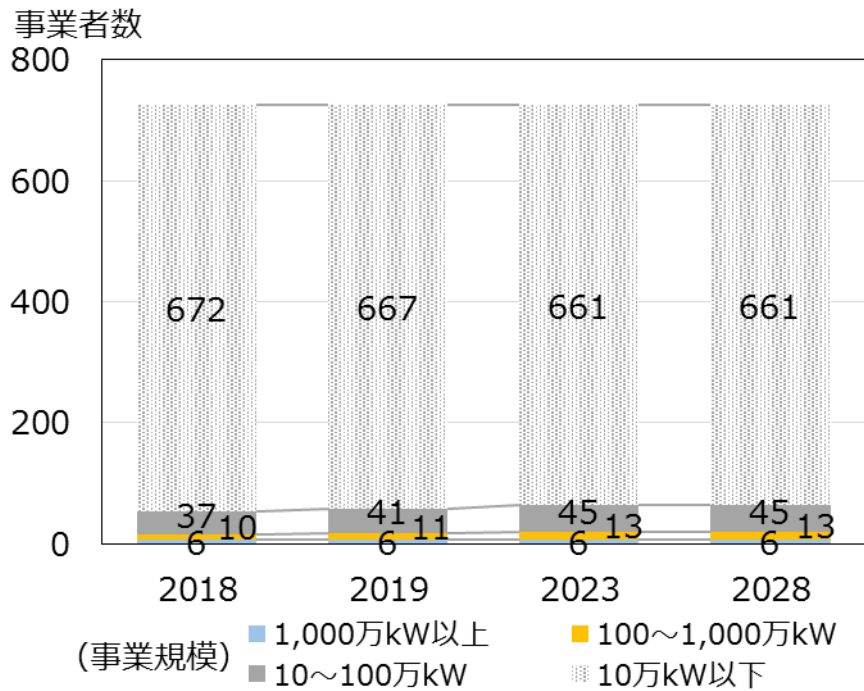


図6-12 供給電力別の発電事業者数

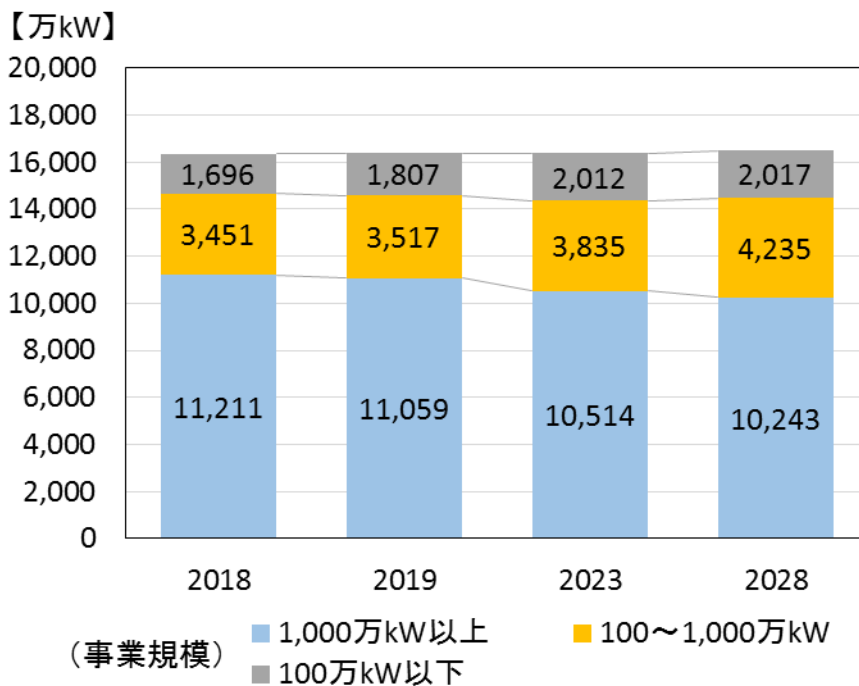


図6-13 各規模別の供給電力（積算）

同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-14、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-15に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

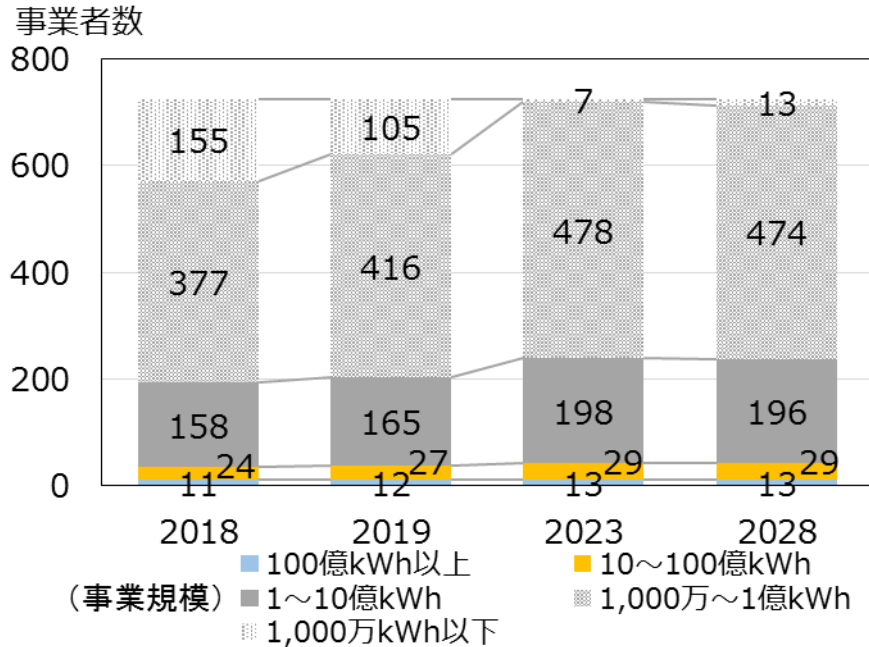


図6-14 供給電力量別の発電事業者数

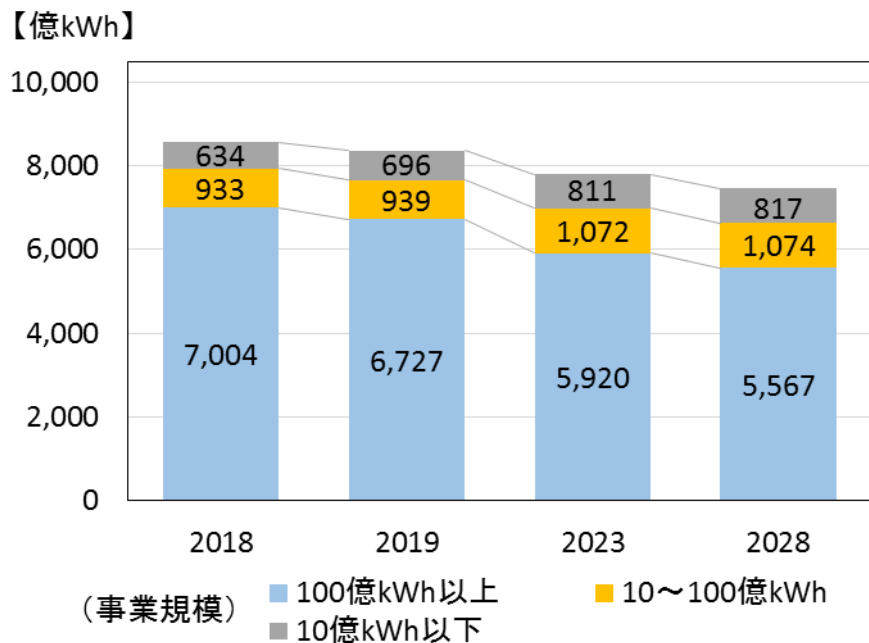


図6-15 各規模別の供給電力量 (積算)

また、当該発電事業者が2019年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-16に示す。なお、2019年度内に発電設備を計上していない事業者（84者）を除いて集計している。

再生可能エネルギー発電のみを保有する事業者が全体の4分の3を占めている。

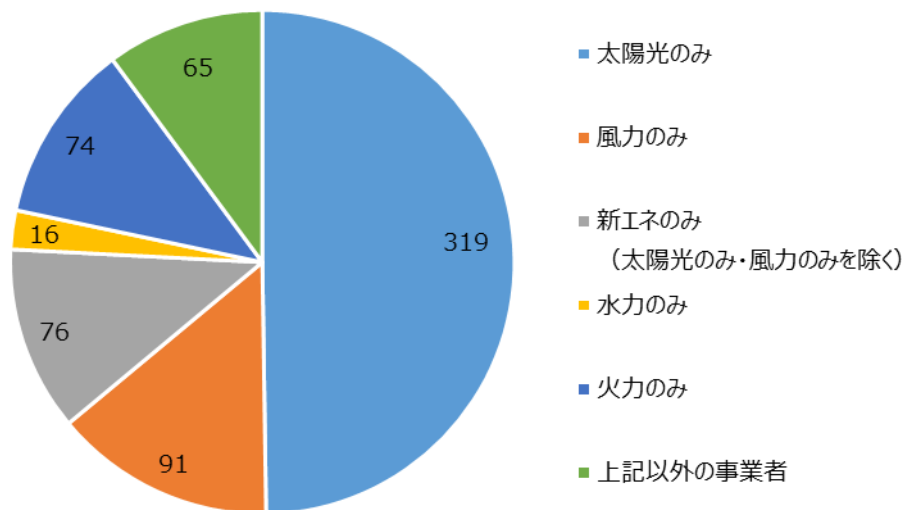


図6-16 発電種別毎の発電事業者数

## 5. 発電事業者のエリア展開

2019年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-17、事業者数を図6-18に示す。なお、2019年8月時点で保有設備を計上していない事業者（117者）を除いて集計している。

全体の4分の3程度の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

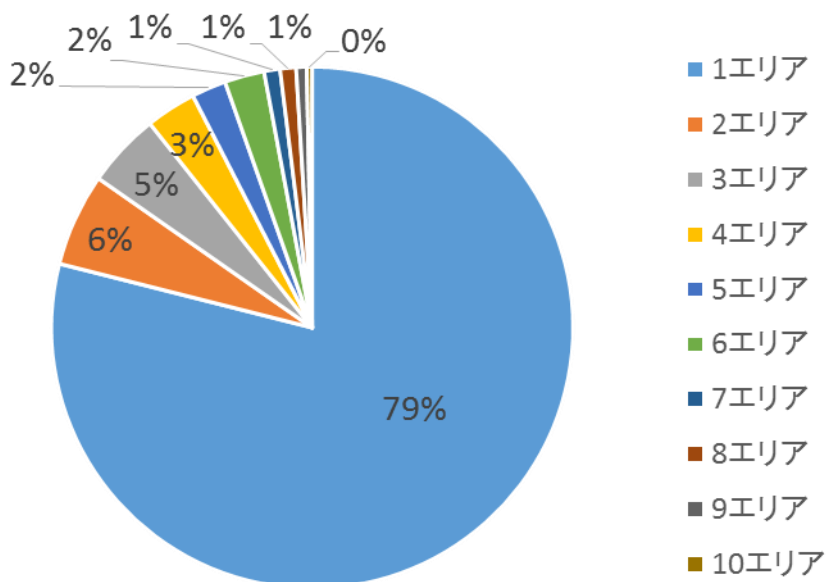


図6-17 事業エリア数毎の発電事業者比率

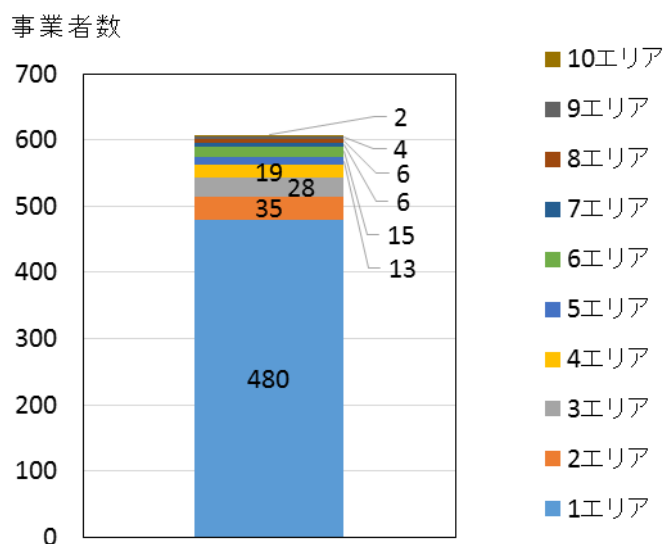


図6-18 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2019年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-19に示す。特に北海道・東北・中国・四国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。

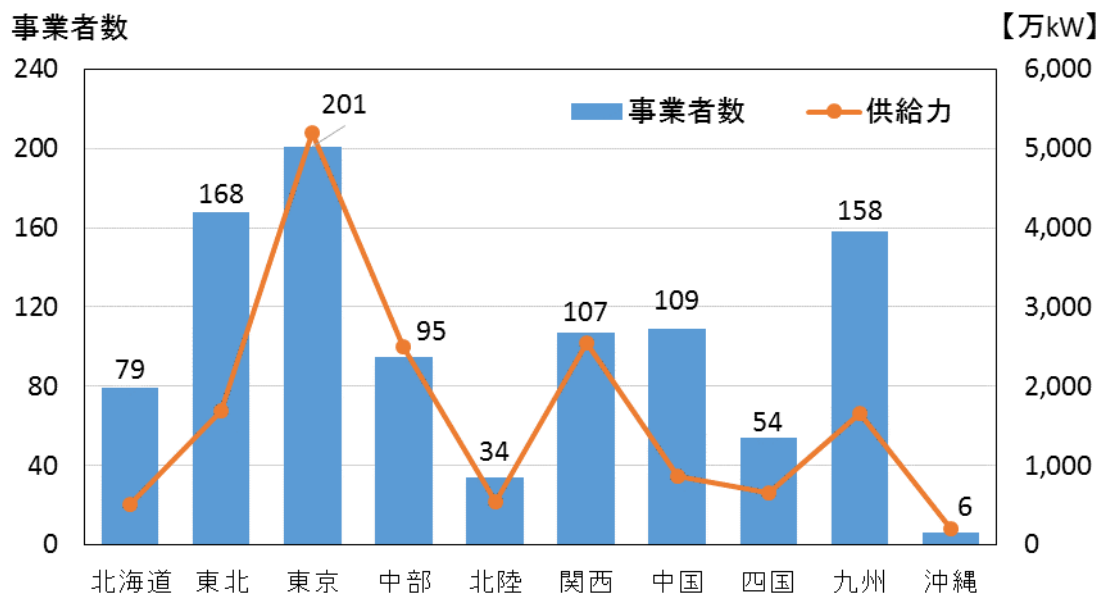


図6-19 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

## VII. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### I. 容量市場が機能するまでの間の確実な供給力の確保に向けて

○本機関は、昨年度の供給計画の取りまとめにおいて、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少しており、この傾向が今後も進むものと想定した。2019年度供給計画の取りまとめにおいても、この傾向が続いていることが改めて確認された。

○加えて、2019年度供給計画において、新たに以下の傾向及び実態が確認された。

＜供給力を積み増す動き＞

- ・本機関からすべての電気事業者への協力要請文の発出、並びに主要な電気事業者への個別要請及びヒアリングの結果、夏季・冬季の電源補修量の抑制が図られた。ただし、事業者の実情やヒアリングを踏まえると、作業員の制約や経済的な理由により、今後は本機関からの要請だけではこれ以上の大幅な補修量の抑制は期待できないと考えられる。
- ・50Hz地域は昨年度の厳寒時の需給状況を受け、一部の休止計画を見直し、需給に万全を期す動きがあった。

＜供給力を減らす動き＞

- ・旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は、自エリア内では大きくシェアを落とすと想定し、これに合わせて電源の新たな休止を計画している。ただし、容量市場の創設も見据え、短期で立ち上げ可能な状態を維持する計画としているとともに、今後は電源の休廃止を社内決定する前の段階で、本機関が本年4月に設置する「発電設備等の情報に関する掲示板」を積極的に活用する意向を示している。
- ・みなし小売電気事業者（旧一般電気事業者の小売部門）間での競争が激化する中、みなし小売電気事業者（旧一般電気事業者が過半の資本を占める事業者を含む）も自エリア外では、他の新電力と同様、供給力を調達先未定とする傾向が見られた。

○以上のような傾向の下で需給バランスを集計したところ、2019年度供給計画の取りまとめでは、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。

○また、電力レジリエンス強化の観点で、厳気象や稀頻度リスクに備えた必要供給力の見直し及び再エネ供給力（kW価値）の評価方法見直しが議論されているが、現時点では、適切な補修調整や休止電源の有効活用が図れれば、必要な供給力は確保できると考えられる。

○しかし、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、今後電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できず、小売電気事業者が必要な供給力を

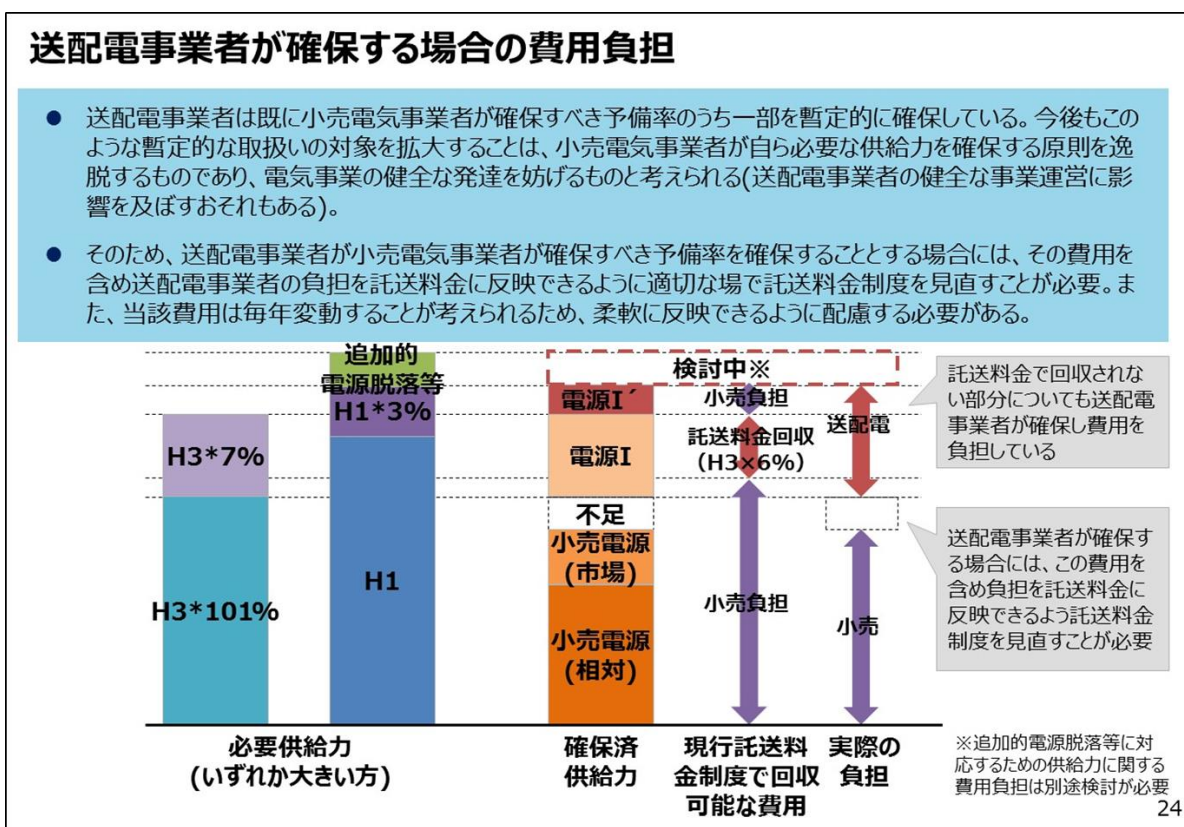
確保できない見通しになった際には、移行期のやむを得ない対応として、一般送配電事業者が主体となって供給力を確保せざるを得ない。

○本機関としては、適切なタイミングで電源の補修調整や休止時期の後ろ倒し、再立ち上げなどの供給力確保が確実かつ機動的に実施できるよう、電源のリクワイアメントをはじめ、供給力の確保に向けた仕組みの詳細について検討していく。国においては、電源確保に伴う費用負担なども含めた制度的措置のあり方について検討願いたい。

○こうした取組と並行して、今後は供給力確保状況をきめ細かく逐次把握していくことが重要となることから、本機関としては、電源の休廃止予定の事前把握などに注力するとともに、休廃止予定前の電源の有効活用に向けた「発電設備等の情報に関する掲示板」の活用などの取組を徹底していく。

### <参考1> 国の制度検討作業部会での検討内容

出典：第29回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（2019.2.28）から抜粋





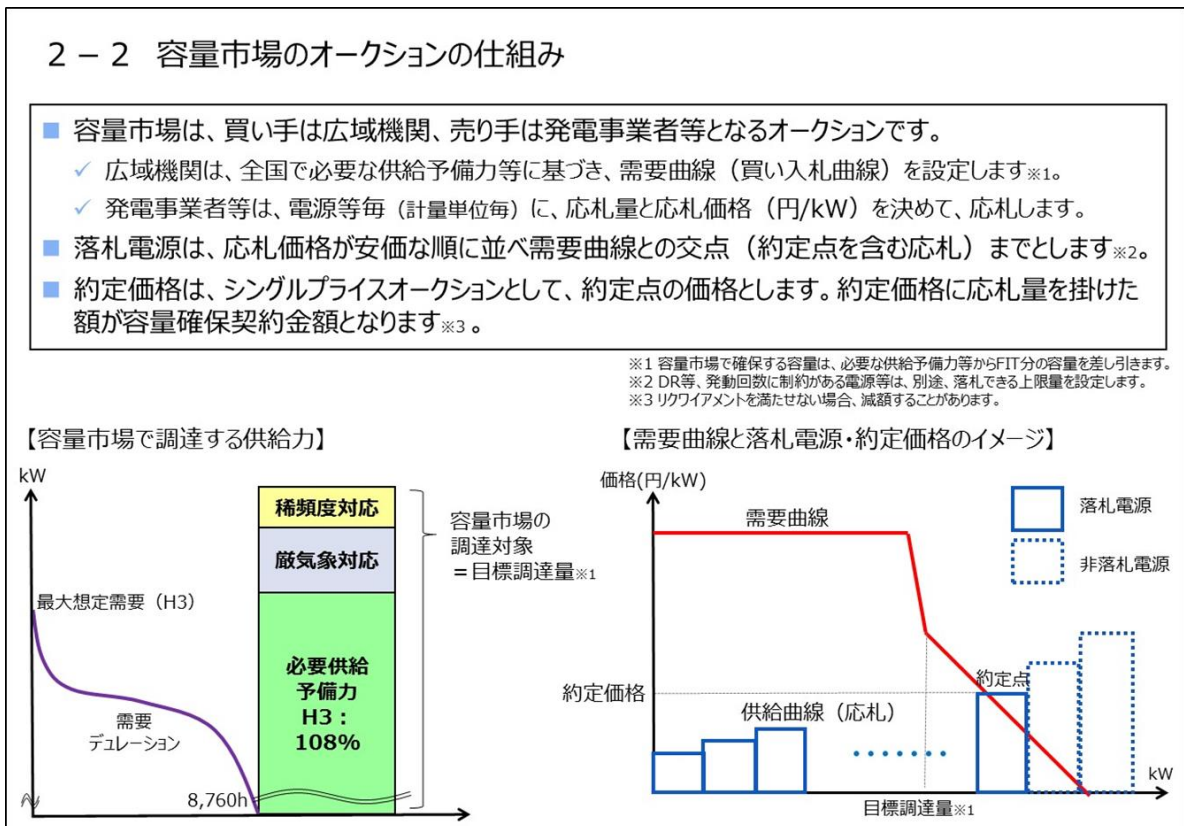
## II. 容量市場創設後の供給計画のあり方

- これまで供給力（kW）については、供給計画の中で必要量が確保されているかを確認してきた。他方、現在、詳細検討が進められている容量市場の創設後は、その仕組みの中で必要な供給力が確保されることとなり、現在のように調達先未定や販売先未定の供給力が増える傾向の下では、その確実な実施が求められているものである。
- また、容量市場が創設された後の供給計画においては、その目的・役割が重複するところがあり、電気事業者（小売電気事業者・発電事業者・一般送配電事業者）ごとに求められる計画内容や確認すべき事項が異なってくることから、それぞれの目的・役割を整理しつつ、今後の供給計画のあり方としてより効率的・効果的な仕組みへ変えていく必要がある。
- 本機関としては、容量市場の仕組みの中で担保すべき情報を整理した上で、需給調整市場や、国の審議会（総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合）で検討されているインバランス料金制度の見直しの検討状況等を踏まえつつ、供給計画において把握すべき情報やその目的について検討していく。国においても容量市場創設後の供給計画のあり方について、本機関と連携して検討を進められたい。

### <参考2> 容量市場で調達する供給力

出典：「容量市場概要説明会（3月公表資料）」資料から抜粋

（ご参考：広域機関ホームページURL [http://www.occto.or.jp/kaiin/oshirase/files/youryou\\_setsumei0311.pdf](http://www.occto.or.jp/kaiin/oshirase/files/youryou_setsumei0311.pdf)）



### Ⅲ. 再エネ大量導入の下でのレジリエンス強化に向けた調整力について

- 国の電力レジリエンスワーキンググループの中間とりまとめを受けて、本機関では容量市場での供給力の対象範囲を、厳気象、稀頻度リスク等への対応も含めたものにするべく検討中であるが、これらはいわゆるアデカシー（必要な設備容量）の観点のものである。
- 一方、本年1月の中部エリアでの厳寒による需要増と曇天による太陽光発電の供給力減少により需給がひっ迫した事象については、アデカシーの確保が十分になされているだけでは不十分であり、調整力の確保および運用も重要であることを考えさせられるものであった。
- これら事象に関連して、国の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、今後のあり方について議論されているところであるが、当面は電源Ⅰの通年運用への見直しによる確保、需給調整市場創設後は三次調整力②のΔkW調達による確保を行い、これら確保した調整力を運用していくことになる。
- 本機関としては、需給調整市場創設に向けて再生可能エネルギーの大量導入を踏まえた調整力の確保および運用のあり方について引き続き検討していくが、国においても、インバランス制度、費用負担のあり方など関連する制度見直しについて、引き続き検討願いたい。

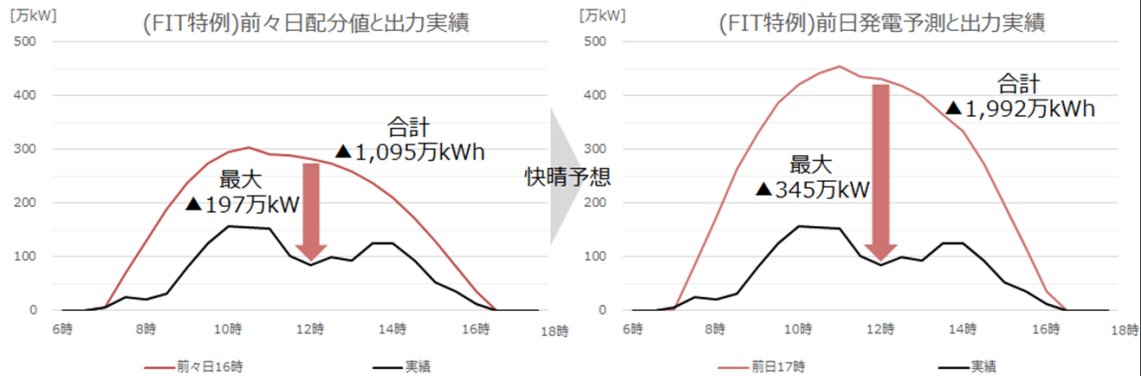
<参考3> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

出典：第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.2.19）資料2-1から抜粋

## FIT特例の出力予測状況

- 1月10日分の前々日16時の太陽光発電予測(FIT特例①配分量)に対して、当日の出力実績は最大で約200万kW(電力量で約1,100万kWh)の下振れ(出力低下誤差)であった
- また、前々日16時以降の出力予測では、気象は快晴となる予測であったため、前日17時の出力予測に対して、当日の出力実績は最大約350万kW(電力量で約2,000万kWh)の下振れ(出力低下誤差)であった

※FIT特例③は前日に配分値を作成するため、便宜上、前々日16時段階の想定値にFIT特例③の前日配分値を加算している



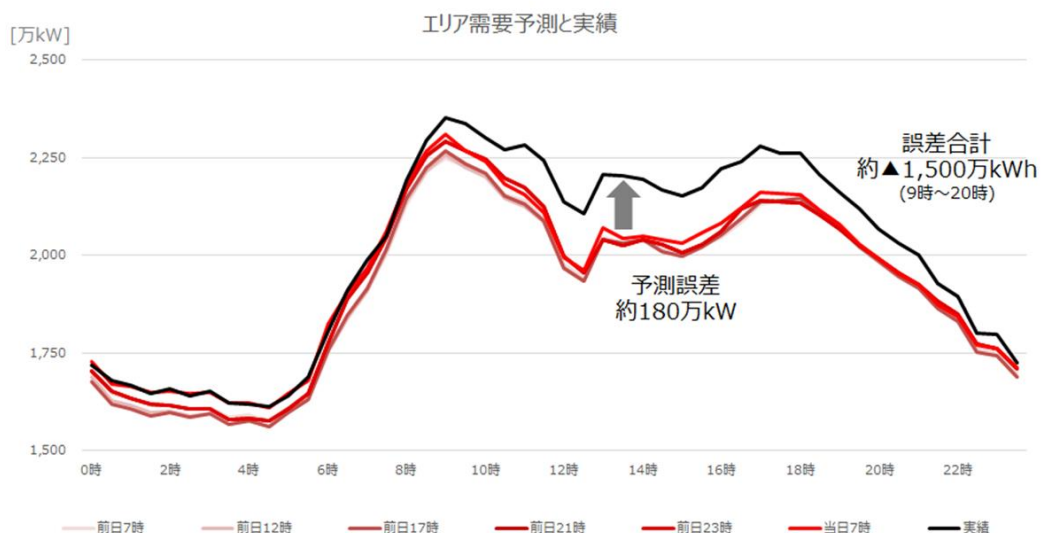
	前々日16時	前日7時	前日12時	前日17時	前日21時	前日23時	当日7時
最大誤差[万kW]	197	278	345	345	340	316	276
予測誤差[万kWh]	1,095	1,537	1,992	1,992	1,820	1,608	1,401

## <参考4> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

出典：第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.2.19）資料2-1から抜粋

## 需要予測と需要実績

- 1月10日分の一般送配電事業者による前日～当日朝の予測に対して、需要実績は平均で5～6%の上振れをしており、最大で約180万kW、電力量では約1,500万kWhの予測誤差となった
- 前日朝以降、当日朝を含めて5回の見直しをしたが、予測と比較して大きな需要が出る結果となった



### 必要な調整力の具備についての検討の方向性

73

- 自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、**適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要。**
- かかる問題意識から、第4回の本小委において、現在の「**ピーク需要の7%**」という**調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要**ではないか、という問題提起をしたところ。
- この点、別途、レジリエンス強化の観点から、別の審議会において「**暫定的に追加確保すべき予備力**」の議論を進めているところであるが、**再エネ主力電源化に向けて必要な調整力を具備するために、どのような検討を進めるべきか。**
- また、**再生可能エネルギー主力電源化、及びレジリエンス強化双方の観点から、グリッドコードの整備の在り方について検討を深化**させるべきではないか。

出典：第11回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会  
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2018.12.26）から抜粋  
＜参考6＞国の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会での検討内容

### Ⅲ－2. 適切な調整力の確保

#### 3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方

##### (2) 再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担

#### 【アクションプラン】

- 一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。  
【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者（2019年度中目途）】
- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働くようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT交付金により負担する仕組みを構築する。  
【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2020年度を目途に具体化）】

出典：総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第2次）（2019.1.28）から抜粋

## Ⅷ. まとめ（2019年度供給計画の取りまとめ）

### 1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）および年間需要電力量（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。年平均が減少に転じたのは、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などが主な要因となる。

### 2. 需給バランス

向う10年におけるエリア別の需給バランス評価は、連系線の空容量を使ってエリア間の供給力移動を考慮することにより、全てのエリア・年度において評価基準（沖縄エリア以外は供給予備率8%以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを満たす見通しとなった。今後も、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行うこととした。

### 3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における電源構成（kW）及び発電端電力量（kWh）の推移は、太陽光など新エネルギーは大幅に増加する見通し。一方、石炭・LNG火力は、電源構成（kW）は増加するものの、発電端電力量（kWh）は概ね横ばいか、減少する傾向である。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

### 4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画のうち、連系線に関する計画については、昨年の計画から変更が無かった。

### 5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

### 6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、中長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

### 7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された供給計画・需給バランス評価の在り方及び電気事業における現状の課題について、当該3件の課題を2019年度供給計画の取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 当該年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 207

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・ 209

## 別紙 1. 当該年度の需給見通し（短期）

2019年度エリア別の予備率最小時刻の需要電力を表（別）1-1、供給力を表（別）1-2、供給予備力を表（別）1-3、供給予備率を表（別）1-4に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）1-5に示す。

表（別）1-1 各月別の需要電力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	403	369	365	407	420	401	415	456	486	499	493	459
東北	1,060	975	1,047	1,262	1,270	1,145	1,067	1,187	1,312	1,375	1,360	1,268
東京	3,848	3,649	4,081	5,311	5,311	4,512	3,695	4,026	4,382	4,698	4,698	4,312
東3社計	5,311	4,993	5,493	6,980	7,001	6,058	5,177	5,669	6,180	6,572	6,551	6,039
中部	1,837	1,905	2,056	2,416	2,416	2,188	1,961	1,964	2,215	2,311	2,311	2,149
北陸	373	372	410	495	495	458	373	424	476	499	499	471
関西	1,847	1,842	2,141	2,607	2,607	2,308	1,913	1,993	2,367	2,420	2,420	2,176
中国	756	757	842	1,028	1,028	911	779	837	998	1,016	1,016	909
四国	350	355	402	503	503	441	364	375	464	464	464	414
九州	1,044	1,044	1,157	1,484	1,482	1,320	1,162	1,179	1,486	1,506	1,506	1,281
中西6社計	6,207	6,274	7,008	8,533	8,531	7,625	6,551	6,772	8,006	8,216	8,216	7,400
9社合計	11,518	11,267	12,501	15,513	15,532	13,683	11,728	12,441	14,186	14,788	14,767	13,439
沖縄	104	121	139	148	148	143	132	112	99	104	103	97
10社合計	11,623	11,389	12,640	15,661	15,680	13,826	11,861	12,552	14,285	14,892	14,870	13,536

表（別）1-2 各月別の供給力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	549	544	573	493	513	501	497	545	608	597	599	568
東北	1,270	1,236	1,224	1,443	1,416	1,294	1,171	1,330	1,460	1,525	1,523	1,425
東京	4,624	4,773	4,846	5,761	5,773	5,531	4,574	4,692	5,260	5,561	5,481	5,336
東3社計	6,442	6,553	6,643	7,697	7,702	7,326	6,243	6,566	7,327	7,683	7,603	7,329
中部	2,332	2,306	2,461	2,618	2,660	2,577	2,335	2,301	2,409	2,545	2,584	2,527
北陸	478	461	471	575	550	529	422	458	541	546	545	547
関西	2,412	2,308	2,441	2,778	2,751	2,678	2,293	2,390	2,573	2,706	2,673	2,553
中国	938	923	984	1,157	1,143	1,045	929	942	1,004	1,102	1,116	1,060
四国	500	497	523	605	584	507	450	472	537	483	489	424
九州	1,415	1,315	1,304	1,627	1,553	1,443	1,351	1,366	1,566	1,650	1,644	1,610
中西6社計	8,075	7,809	8,184	9,359	9,241	8,778	7,781	7,930	8,631	9,033	9,049	8,719
9社合計	14,517	14,362	14,827	17,056	16,944	16,105	14,023	14,496	15,958	16,716	16,652	16,049
沖縄	162	172	188	197	197	198	194	172	172	177	184	179
10社合計	14,679	14,535	15,016	17,253	17,141	16,303	14,218	14,668	16,130	16,893	16,836	16,228

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	146	175	208	86	93	100	82	89	122	98	106	109
東北	210	261	177	181	146	150	104	143	148	150	163	157
東京	776	1,124	765	450	462	1,019	879	666	878	863	783	1,024
東3社計	1,131	1,560	1,150	717	701	1,269	1,066	897	1,147	1,111	1,052	1,290
中部	495	401	405	202	244	389	374	337	194	234	273	378
北陸	105	89	61	79	55	71	50	34	65	47	46	76
関西	565	466	300	170	144	370	380	397	206	286	253	377
中国	182	166	142	129	115	134	150	105	6	86	100	151
四国	150	142	121	102	81	66	86	97	73	19	25	10
九州	371	271	147	142	72	123	189	187	80	144	138	329
中西6社計	1,867	1,535	1,176	826	710	1,153	1,229	1,158	625	817	833	1,320
9社合計	2,998	3,095	2,326	1,543	1,411	2,422	2,295	2,056	1,772	1,928	1,885	2,610
沖縄	58	51	50	49	50	55	62	60	73	73	80	82
10社合計	3,056	3,146	2,376	1,592	1,461	2,477	2,357	2,116	1,846	2,001	1,966	2,692

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	36.2%	47.4%	57.0%	21.1%	22.2%	24.9%	19.7%	19.5%	25.0%	19.6%	21.5%	23.8%
東北	19.8%	26.8%	16.9%	14.3%	11.5%	13.1%	9.8%	12.0%	11.3%	10.9%	12.0%	12.4%
東京	20.2%	30.8%	18.7%	8.5%	8.7%	22.6%	23.8%	16.5%	20.0%	18.4%	16.7%	23.8%
東3社計	21.3%	31.2%	20.9%	10.3%	10.0%	20.9%	20.6%	15.8%	18.6%	16.9%	16.1%	21.4%
中部	26.9%	21.1%	19.7%	8.4%	10.1%	17.8%	19.0%	17.2%	8.7%	10.1%	11.8%	17.6%
北陸	28.1%	24.0%	15.0%	16.1%	11.0%	15.6%	13.3%	8.1%	13.7%	9.4%	9.3%	16.2%
関西	30.6%	25.3%	14.0%	6.5%	5.5%	16.0%	19.9%	19.9%	8.7%	11.8%	10.4%	17.3%
中国	24.1%	21.9%	16.8%	12.6%	11.2%	14.8%	19.3%	12.6%	0.6%	8.4%	9.8%	16.6%
四国	42.9%	39.9%	30.1%	20.2%	16.1%	14.9%	23.8%	26.0%	15.8%	4.2%	5.3%	2.4%
九州	35.5%	26.0%	12.7%	9.6%	4.8%	9.3%	16.3%	15.9%	5.4%	9.6%	9.1%	25.7%
中西6社計	30.1%	24.5%	16.8%	9.7%	8.3%	15.1%	18.8%	17.1%	7.8%	9.9%	10.1%	17.8%
9社合計	26.0%	27.5%	18.6%	9.9%	9.1%	17.7%	19.6%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	41.9%	35.7%	33.1%	33.5%	38.1%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

8%未満

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率【再掲】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	21.3%	29.8%	45.2%	11.3%	12.4%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	22.3%
東北	21.3%	28.9%	17.8%	11.3%	9.0%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
東京	21.3%	28.9%	17.8%	9.8%	9.0%	19.2%	19.6%	16.0%	16.9%	15.4%	14.6%	19.3%
中部	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.8%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
北陸	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
関西	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
中国	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
四国	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.3%
九州	30.1%	26.3%	17.8%	9.8%	9.0%	16.4%	19.6%	17.0%	9.1%	11.1%	11.3%	19.5%
9社合計	26.0%	27.5%	18.6%	9.9%	9.1%	17.7%	19.6%	16.5%	12.5%	13.0%	12.8%	19.4%
沖縄	55.3%	41.9%	35.7%	33.1%	33.5%	38.1%	46.9%	53.9%	73.8%	70.3%	78.0%	84.3%
10社合計	26.3%	27.6%	18.8%	10.2%	9.3%	17.9%	19.9%	16.9%	12.9%	13.4%	13.2%	19.9%

：8%以上に改善したエリア



## 別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2019 年度以降 10 年間のエリア別の需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4 に示す。また、連系線空容量と他エリアの 8% を上回るエリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）2-5 に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの 1 月断面の需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9 に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8月17時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	420	420	419	419	419	418	418	418	418	418
東北	1,270	1,268	1,267	1,263	1,259	1,254	1,249	1,244	1,239	1,234
東京	5,132	5,109	5,112	5,115	5,118	5,122	5,127	5,131	5,148	5,152
東3社計	6,822	6,797	6,798	6,797	6,796	6,794	6,794	6,793	6,805	6,804
中部	2,416	2,419	2,407	2,397	2,386	2,375	2,365	2,354	2,357	2,346
北陸	495	495	495	495	495	495	494	494	494	494
関西	2,607	2,597	2,588	2,581	2,574	2,567	2,560	2,552	2,545	2,538
中国	1,028	1,030	1,029	1,027	1,025	1,024	1,022	1,020	1,019	1,017
四国	496	495	494	492	491	490	488	487	486	485
九州	1,544	1,544	1,544	1,544	1,545	1,545	1,546	1,546	1,547	1,547
中西6社計	8,586	8,579	8,556	8,536	8,516	8,496	8,475	8,453	8,448	8,427
9社合計	15,408	15,377	15,354	15,332	15,312	15,289	15,269	15,246	15,253	15,231
沖縄	148	149	150	150	151	152	152	153	153	154
10社合計	15,556	15,526	15,504	15,483	15,463	15,441	15,421	15,399	15,406	15,385

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8月17時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	513	509	573	576	580	581	582	580	627	627
東北	1,416	1,379	1,500	1,515	1,514	1,521	1,521	1,549	1,550	1,551
東京	5,594	5,743	5,614	5,452	5,623	5,740	5,975	5,940	5,944	5,951
東3社計	7,523	7,631	7,688	7,543	7,717	7,842	8,077	8,069	8,121	8,129
中部	2,660	2,642	2,432	2,498	2,501	2,504	2,496	2,501	2,503	2,503
北陸	550	553	545	544	544	543	537	536	535	535
関西	2,751	2,895	2,674	2,700	2,756	2,759	2,646	2,662	2,663	2,663
中国	1,143	1,196	1,227	1,140	1,175	1,177	1,181	1,183	1,180	1,181
四国	576	645	561	549	595	594	594	595	595	595
九州	1,684	1,801	1,783	1,799	1,813	1,733	1,734	1,715	1,718	1,718
中西6社計	9,364	9,732	9,222	9,229	9,384	9,310	9,189	9,193	9,195	9,194
9社合計	16,887	17,364	16,910	16,772	17,102	17,151	17,266	17,262	17,316	17,323
沖縄	201	211	204	208	202	214	214	214	214	214
10社合計	17,088	17,575	17,113	16,980	17,303	17,365	17,480	17,476	17,530	17,537

表（別） 2－3 中長期の供給予備力見通し（8月17時）

[万kW]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	93	89	154	157	161	163	164	162	209	209
東北	146	111	234	253	256	267	272	305	311	317
東京	462	634	502	337	505	618	848	809	796	799
東3社計	701	834	890	746	922	1,048	1,284	1,276	1,316	1,325
中部	244	223	25	101	115	129	131	147	146	157
北陸	55	58	50	49	49	48	44	43	42	41
関西	144	298	85	119	182	192	86	110	119	125
中国	115	166	198	113	150	153	159	163	161	164
四国	80	150	67	57	104	104	106	108	109	110
九州	140	258	240	255	268	188	188	169	170	170
中西6社計	778	1,153	666	693	868	814	714	740	747	767
9社合計	1,479	1,987	1,556	1,440	1,790	1,862	1,997	2,016	2,063	2,092
沖縄	53	63	54	58	51	62	62	61	61	60
10社合計	1,532	2,050	1,610	1,498	1,841	1,924	2,059	2,077	2,123	2,152

表（別） 2－4 中長期の供給予備率見通し（8月17時）【再掲】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	22.2%	21.3%	36.8%	37.4%	38.5%	39.0%	39.3%	38.7%	50.0%	50.1%
東北	11.5%	8.7%	18.5%	20.0%	20.3%	21.3%	21.8%	24.6%	25.1%	25.7%
東京	9.0%	12.4%	9.8%	6.6%	9.9%	12.1%	16.5%	15.8%	15.5%	15.5%
東3社計	10.3%	12.3%	13.1%	11.0%	13.6%	15.4%	18.9%	18.8%	19.3%	19.5%
中部	10.1%	9.2%	1.0%	4.2%	4.8%	5.4%	5.6%	6.3%	6.2%	6.7%
北陸	11.0%	11.7%	10.2%	9.9%	9.9%	9.8%	8.8%	8.6%	8.4%	8.3%
関西	5.5%	11.5%	3.3%	4.6%	7.1%	7.5%	3.4%	4.3%	4.7%	4.9%
中国	11.2%	16.2%	19.3%	11.0%	14.6%	15.0%	15.6%	16.0%	15.8%	16.1%
四国	16.1%	30.2%	13.6%	11.5%	21.2%	21.2%	21.7%	22.1%	22.5%	22.8%
九州	9.1%	16.7%	15.5%	16.5%	17.3%	12.1%	12.1%	10.9%	11.0%	11.0%
中西6社計	9.1%	13.4%	7.8%	8.1%	10.2%	9.6%	8.4%	8.7%	8.8%	9.1%
9社合計	9.6%	12.9%	10.1%	9.4%	11.7%	12.2%	13.1%	13.2%	13.5%	13.7%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月17時）【再掲】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	12.4%	12.3%	27.6%	27.2%	28.3%	28.8%	29.0%	29.0%	40.4%	40.4%
東北	9.5%	12.3%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.2%
東京	9.5%	12.3%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.2%
中部	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
北陸	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
関西	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
中国	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
四国	9.5%	13.4%	9.6%	8.7%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
九州	9.5%	13.4%	9.9%	10.5%	11.2%	11.7%	11.1%	11.3%	11.4%	12.8%
9社合計	9.6%	12.9%	10.1%	9.4%	11.7%	12.2%	13.1%	13.2%	13.5%	13.7%
沖縄	35.7%	42.1%	36.1%	38.5%	33.9%	41.1%	40.7%	40.0%	39.5%	39.0%
10社合計	9.8%	13.2%	10.4%	9.7%	11.9%	12.5%	13.4%	13.5%	13.8%	14.0%

9.5% : 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 中長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	499	499	498	498	497	497	497	496	496	496
東北	1,375	1,373	1,371	1,368	1,364	1,360	1,356	1,352	1,348	1,344

表（別） 2－7 中長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	597	599	571	580	580	581	582	631	631	631
東北	1,525	1,508	1,524	1,539	1,538	1,541	1,542	1,568	1,571	1,572

表（別） 2－8 中長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	98	100	73	82	83	84	85	135	135	135
東北	150	135	153	171	174	181	186	216	223	228

表（別） 2－9 中長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	19.6%	20.1%	14.7%	16.5%	16.8%	17.0%	17.1%	27.2%	27.2%	27.2%
東北	10.9%	9.8%	11.2%	12.5%	12.8%	13.3%	13.7%	16.0%	16.5%	16.9%



# **V. 各供給区域の予備力及び調整力の 適切な水準等の評価及び検証並びに必 要に応じた見直しの内容**

2020 年度向け調整力の公募にかかる  
必要量等の考え方について

2019年7月

電力広域的運営推進機関



# 2020年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2019年7月24日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及び透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2020年度を調整力の提供対象期間として、2019年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

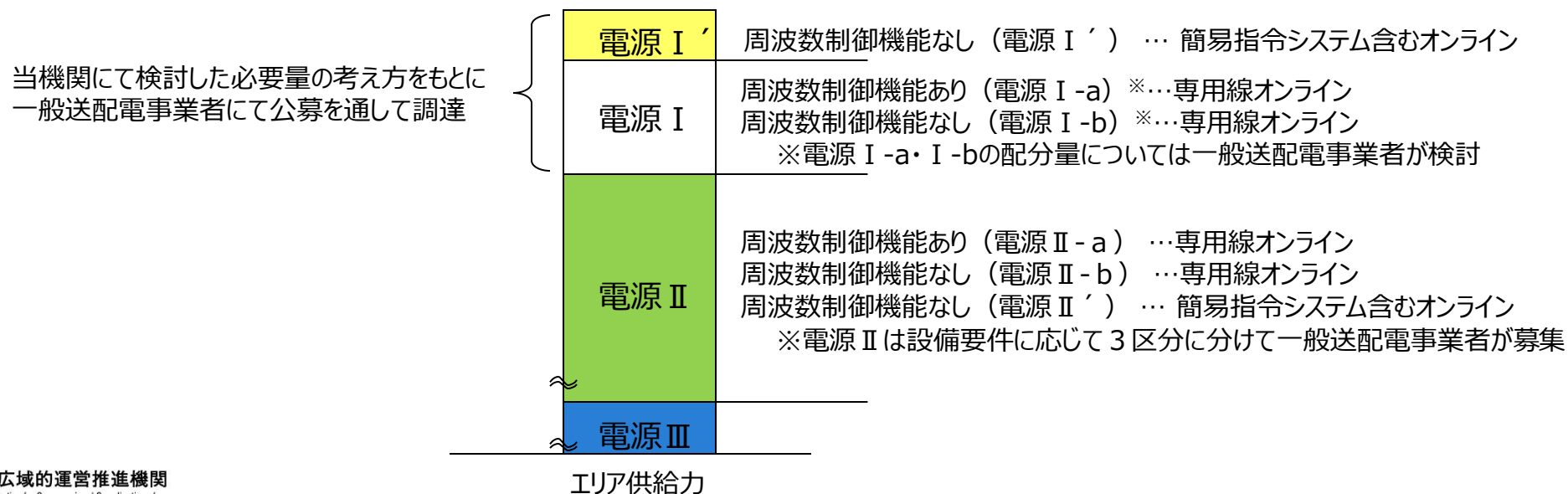
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、後述（p.4）のとおり、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ′」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

※ 電源Ⅰ′は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ′として区別して記載する。





## ■ 電源 I 必要量は次式による。

## &lt;沖縄エリア以外&gt;

$$\text{電源 I} = \text{最大 3 日平均電力} \times 7\%$$

- ※ 「最大 3 日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては 2019 年度供給計画の第 2 年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2020 年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、最大 3 日平均電力を 2020 年度供給計画の第 1 年度における想定需要に置き換える。

## &lt;沖縄エリア&gt;

$$\text{電源 I} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量}$$

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域（エリア）内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※1。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

- 電源 I ' 必要量は、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定する。

$$\text{電源 I ' 必要量} = \text{厳気象 H 1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大 3 日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大 3 日平均電力（以下、「H 3 需要」という）が最大ではない季節（夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季）については、以下のとおり算定する。
  - a. H 3 需要が最大となる季節の H 3 需要×101%に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
  - b. 評価した供給力が当該季節の H 3 需要×101%を上回る場合は、上式の「最大 3 日平均電力×101%」をその値に置き換える。
  - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
    - (a) 計画停止量の差
    - (b) 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）の供給力の差
    - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は 8 月、冬季は 1 月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

※上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

- 上式の各値は以下による。
  - a. 厳気象 H 1 需要は国の電力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。
  - b. 最大需要発生の不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
    - 北海道・東北・東京：夏季 2.47%、冬季 2.64%
    - 中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
    - 北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西 6 エリアからの供給力移動に期待できる量を電源 I ' の募集量から控除する。 北海道 0.5万kW、東北 1.8万kW、東京 7.5万kW
  - c. 厳気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3%とする。
  - d. 最大 3 日平均電力 ( H 3 需要 ) については、以下の需要を用いる。
    - H 3 需要については 2 0 1 9 年度供給計画の第 2 年度の想定需要を用いることを原則とする。
    - 第 2 年度における冬季の H 3 需要を供給計画において算出していないエリアについては、第 1 年度の想定需要をもとにして夏季の想定需要の推移を踏まえた補正等を行い、冬季の H 3 需要を算出する。
    - 2 0 2 0 年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、H 3 需要を 2 0 2 0 年度供給計画の第 1 年度における想定需要に置き換える。
  - e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
  - f. 稀頻度リスク分は、H 3 需要が最大となる季節の H 3 需要の 1 %とする。  
 ※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは単独系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 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おいて、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。
- b. 「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 H 1 需要に対する供給力と H 3 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。

(余白)

# 参考資料

(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議論資料)

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配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

(余白)



# 電源 I 必要量の考え方について

(参考) 年間公募にかかる契約の変更時期

■ 需給調整市場および容量市場の開設により、年間公募の契約は以下のように順次変更される。

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場 の商品				三次② (広域)	需給調整市場		
				三次① (広域)	需給調整市場		
						二次② (広域)	需給調整市場
						二次① (エリア内)	需給調整市場
						一次	需給調整市場 (開始時期検討中)
電源 I -a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 I -b (kW)		エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源 I' (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 II		エリア内公募 (随時)					余力活用
電源 II'		エリア内公募 (随時)					余力活用
ブラックスタート		電源 I 公募時に公募					公募

今回の  
公募対象年度

※国の審議会において容量市場の初回受渡を2024年度から2023年度に見直すことが議論されている。この検討結果を踏まえて需給調整市場のスケジュールを見直す可能性がある。

- 電源 I はkW価値とΔkW価値を同時に調達するものであることから、電源 I 必要量は「必要予備力確保の観点」と「実需給断面で必要となる調整力の観点」から、これまでご議論いただいていた。
- 必要予備力確保の観点では、本年3月に取りまとめた供給計画では、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%※を確保できる見通しとなった。  
※一般送配電事業者が確保した電源 I を含めた予備率
- しかし、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低い傾向は続いており、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できない。したがって、確実に供給力を確保していくことが重要であり、小売電気事業者の供給力が不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理したところ。
- そのため、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」（＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量）を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。
- ただし、電源 I で不足する分の調整力を電源 II の余力に期待するだけでなく、確実に確保できるよう電源 II 事前予約の仕組みがあることを踏まえつつ、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の検討を行うことでどうか。

- 容量市場開設後（2024年度以降）の必要供給力については、電力レジリエンス等に関する小委員会でご議論いただき、厳気象対応分および稀頻度リスク対応分を考慮し、以下のとおり算定した。
  - ✓ 必要供給力 = 平年H3需要 × (100 + 1 [持続的需要変動対応] + 7 [偶発的需給変動対応] + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %
- この必要供給力に相当するEUE（年間停電量の期待値）を、確率論的<sup>1</sup>必要供給予備力算定方法により算定し、新たな供給信頼度基準として管理していくことと整理した。
  - ※EUEの算定は、必要供給力のうち、持続的需要変動対応分を除いて行う
- 容量市場開設後は、全国市場で連系線制約を考慮した上で、安価な電源から約定処理を行い、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす電源を確保する方向で検討が進められている。
- 容量市場においては、EUEを用いた全国での供給信頼度基準の評価に基づいて、広域機関が全国で必要な供給力を一括して確保していくことになるものの、それまでは供給力の確保主体が発電・小売電気事業者と一般送配電事業者に分かれており、**当面※は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する必要があるのではないか。**
  - ※容量市場開設前であっても、供給信頼度基準評価の検討状況にあわせて見直しを検討する
- なお、必要供給力のうち、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分は発動回数に制約のある電源等でも対応可能と考えられることから、電源 I'として確保することで良いのではないかと（詳細は後述）。

# H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

- 実需給断面で必要な量のうち、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース等は昨年度と同様）。
  - ✓ 対象データ：2018年4月～2019年3月
  - ✓ 「時間内変動+3σ相当値」、「残余需要予測誤差+2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前計画値を使用
  - ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例③の予測値は前日予測値を使用
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
  - ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用  
 ※単機最大ユニット容量は昨年と同じだが、系統容量が変わったため60Hzエリアで1.38%、50Hzエリアで1.45%に変更

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000～4,000	730	約300	72

- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力で対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。
- ※ 北海道エリアは北海道胆振東部地震時の地震発生から再エネ接続復帰まで（9/6 3:00～9/14 23:30）のデータを除外している。

# H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2018年度のデータによる算定結果～

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- エリア別で見るとH3需要の7%を下回る結果も出ているが、大半はH3需要の7%を上回る結果となっている。
- 9エリア単純平均では、各ケースでH3需要の7～10%という算定結果となった。
- エリア別で見ると、北海道、中国、四国エリアは他エリアと比べると量が大きくなる傾向となっており、主に、北海道エリアは小売需要予測誤差による影響、中国、四国エリアは再エネ出力予測誤差による影響と考えられる。

	対象日	対象ワ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	11.9	8.9	7.1	9.1	8.1	8.2	11.4	13.4	10.1	10.0
ケース2	365日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	11.2	7.4	5.6	7.4	7.0	6.6	9.6	12.0	7.3	8.9
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	12.4	8.3	5.9	8.8	8.5	7.1	13.2	13.8	8.5	9.6
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	10.2	6.6	5.5	6.4	5.9	5.3	8.7	10.3	5.7	7.2
【参考】	365日	全時間帯	12.9	9.9	8.3	9.6	8.6	8.5	12.9	15.1	13.9	11.2

※1 残余需要ピーク

※ 2018年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

# H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2018年度と2017年度のデータによる算定結果～

- 今回算定した2018年度データと、昨年度算定した2017年度データの算定結果を比較すると、9エリア単純平均では2018年度の結果の方が値が若干大きくなっている。
- エリア別で見ると、中国、四国エリアでは2018年度の結果の方が値が大きくなる傾向となっており、再エネ出力予測誤差による影響が要因の一つと考えられる。
- エリアや算定ケースによってバラつきがある結果となっていることから、引き続きデータの蓄積・分析を行い、算定結果の推移を確認するとともに、運用への影響有無を確認していくことが必要ではないか。

## 2018年度データと2017年度データによる算定結果の差異

	対象日	対象コマ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	▲ 1.2	▲ 0.3	0.1	0.2	0.4	▲ 0.8	1.7	2.8	0.9	0.6
ケース2	365日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	▲ 0.5	▲ 0.6	0.1	▲ 0.2	▲ 0.7	▲ 0.4	0.3	2.6	▲ 1.7	0.5
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	▲ 4.0	▲ 1.5	▲ 0.9	▲ 0.2	1.1	▲ 0.7	4.8	2.2	0.0	0.1
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	▲ 4.4	▲ 0.8	1.0	▲ 1.5	0.0	▲ 0.7	1.5	1.8	▲ 1.4	▲ 0.5
【参考】	365日	全時間帯	0.3	▲ 0.1	0.7	▲ 0.4	0.3	0.3	2.0	2.6	1.2	0.9

※1 残余需要ピーク

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、H3需要の7%を超える値も見られ、前年度と比べると、上げ調整力必要量が増加する傾向が出ているエリアも見られる。
- しかし、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことを踏まえると、電源Ⅱ余力が生じにくい時間帯が対象となるように分析を行っているものの、この上げ調整力必要量の中には電源Ⅱ余力に期待できる量も含まれていると考えられる。
- つまり、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用し、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているのではないか。
- したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、上げ調整力必要量が増加する傾向が見られるものの、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。



- 前回の本委員会（2019年5月13日）において、当面は、一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源Iとして確保することが必要と整理した。
- 今回の実需給断面で必要となる調整力の観点からは、エリアごとにバラつきがあるが、残余需要が高い時間帯においてH3需要の7～10%程度の上げ調整力が必要との結果となり、H3需要の7%を超える値も見られる結果となった。
- 昨年度も同様の傾向が見られたことから、電源IをH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法についてご議論いただき、一般送配電事業者が電源IIの事前予約をすることを認めることとした。
- 一方で、2018年8月以降に、電源II事前予約を行ったエリアは中部エリアと四国エリアの2エリアであるが、毎日のように電源II事前予約をしなければ上げ調整力の不足が懸念されるような状況とはなっておらず、一般送配電事業者の専有電源となる電源Iを増加させてまで、実需給断面で必要となる上げ調整力を確保しなければならない状況とは言えないのではないかと。
- **したがって、2020年度向けの調整力公募においても、必要予備力の観点から確保することが必要としたH3需要の7%を電源I必要量とし、必要に応じ、電源II事前予約を活用することでどうか。**

(余白)

# 電源 I ' 必要量の考え方について

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、容量市場開設後の厳気象条件更新時の対応について、以下のとおりEUE算定により評価することとした。
  - 容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定し、「需要1kWあたりのEUE」を算定する。初回オークション以降に厳気象更新となるエリアがあった場合、その気象条件はその後のEUEを算定する諸元に反映されるため、更新された厳気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定する。
  - 仮に、算定したEUEが供給信頼度として定めた値以下に収まらない場合は、供給信頼度基準を満足するように、次回容量市場における目標調達量に反映させるとともに、足元では追加オークションや特別オークションの実施を判断することになる。
- 2020年度に行われる容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定することとしているものの、メインオークションは2020年7月に開催し、その需要曲線の設定を2020年4月～5月に行うスケジュールであることから、それまでの間は、**電源Ⅰ´必要量検討にあたっては、これまでどおり最新の厳気象条件を反映した厳気象H1需要を用いることとしてはどうか。**
- 今回の電源Ⅰ´必要量の算定以降に厳気象更新があり、厳気象H1需要を用いて計算される電源Ⅰ´必要量が増加する場合の次年度以降の公募量への反映方法については、電力需給検証等の方法も含め、引き続き検討していくこととしてはどうか。

- 電源 I ' 必要量はこれまで以下の式にて算定しており、「厳気象 H 1 需要対応に必要な供給力」から「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」を控除した量としている。

➤ これまでの電源 I ' 必要量算定式

$$\text{電源 I '} = \underbrace{(\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%)}_{\text{厳気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} - \left( \underbrace{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}_{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \underbrace{\text{電源 I 必要量}}_{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$

- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、需給検証においては、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価することとし、主要電源である火力発電の計画外停止率2.6%を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除している。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」が計画段階で確保される供給力に相当することから、**これらの供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。**

■ 具体的には、電源 I ' 必要量の算定において、計画外停止率を以下のとおり織り込むことでどうか。

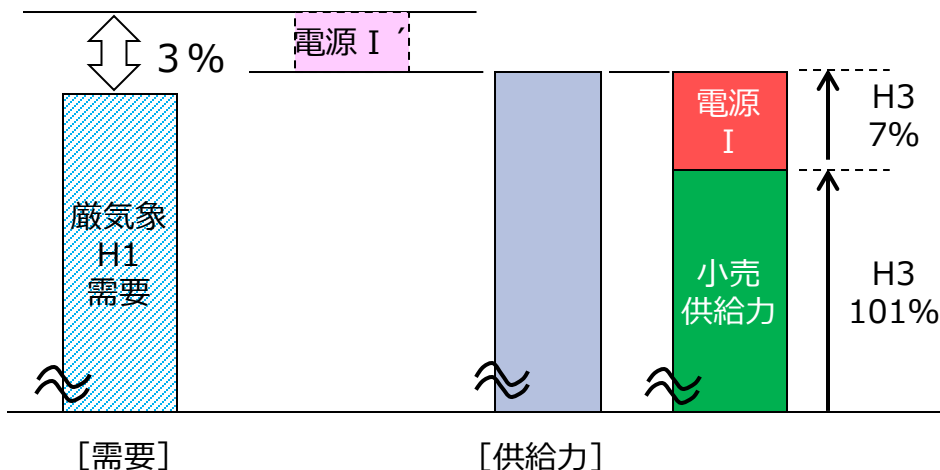
➤ 計画外停止率を考慮した電源 I ' 必要量算定式

$$\text{電源 I '} = (\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%)$$

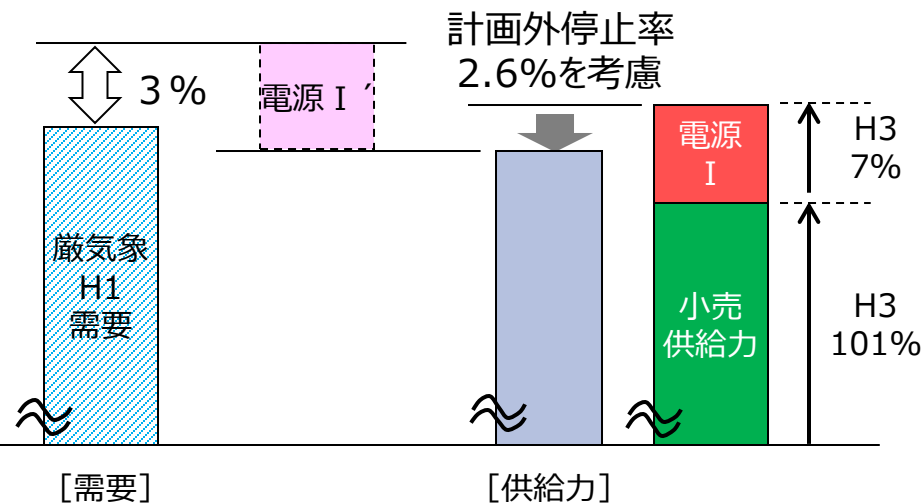
$$- (\text{平年 H 3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率})$$

## 【計画外停止率の考慮イメージ】

(これまでのイメージ)



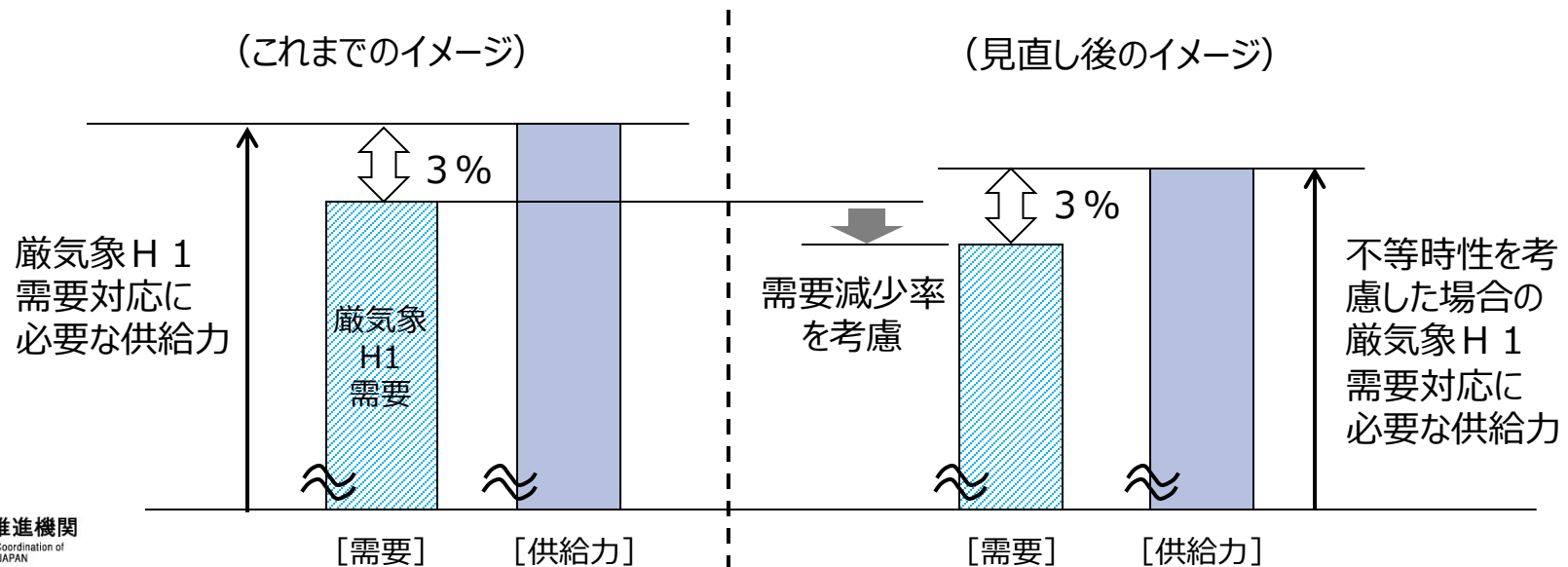
(見直し後のイメージ)



# 最大需要発生時の不等時性の考慮（1）

- 最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時帯の需要を想定する必要があるが、需給検証においては、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から以下のような方法で不等時性を考慮している。
  - ✓ 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめ（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価。
- 電源 I' 必要量においても同様の考えで算出した需要減少率を考慮することとする。
  - 電源 I' = 厳気象H1需要 ×  $\frac{(1 - \text{需要減少率})}{103\%}$  × 103%  
 - (平年H3需要 × 101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率)

## 【不等時性の考慮イメージ】



- ブロック分けを決定するにあたって、どのように連系線の空容量を考えるかが課題となる。
- 各エリアの需給状況や卸電力市場での取引状況によって、連系線の潮流とともに空容量は変わるものであるが、供給計画および需給検証においては、供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算定し、評価している。
- 電源 I ' 必要量の算定において、不等時性を考慮するブロック分けを決定するにあたっては、供給計画および需給検証と同様に、連系線の空容量は供給計画に計上されたエリア間取引により算定してはどうか。
- また、供給計画においては、マージン（A, B, C）分を除いた空容量を活用することとしており、需給検証においては、マージン（B, C）分を除いた空容量を活用することとしている。電源 I ' 必要量を考えるにあたっては、厳気象断面における需給バランス評価を行っている需給検証の空容量の考え方に合わせることで、どうか。

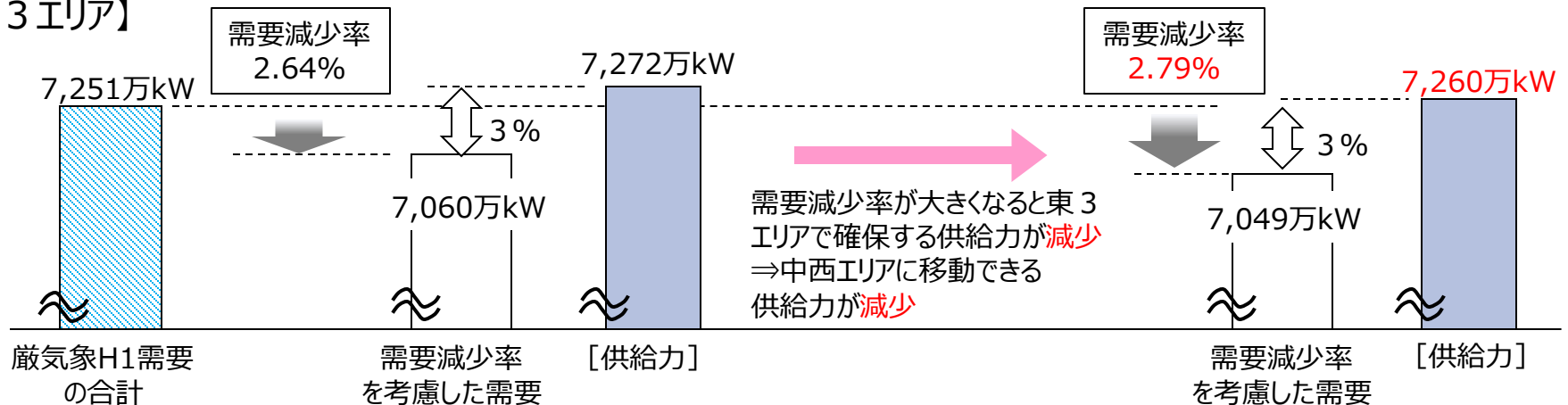


- 供給力を移動できるためには、連系線に空容量があるとともに、自エリアで必要な予備力を確保したうえで、他エリアに移動できるだけの余力があることが必要になる。
- 電源 I ' の公募調達を通じて、少なくとも各エリアで需要減少率を考慮した需要に対して3%の予備力を確保できるだけの供給力を確保していることを前提として、エリアの供給力の過不足を計算することでどうか。
- 具体的には、以下のように各エリアの供給力の過不足を計算し、空容量の範囲内で移動できるかを評価することでどうか。
  - 1つのエリアが厳気象H1需要になると想定する。
  - 不等時性を考慮するブロックの合成需要は「厳気象H1需要の合計×(1-需要減少率)」となることから、ブロック内のエリアの需要の合計が合うように、厳気象H1需要になったエリア以外の需要を、厳気象H1需要の比率で按分して設定する。
  - この需要に対して3%の予備力を確保することを基準として各エリアの供給力の過不足を評価し、この過不足分をもとに各連系線に流れる潮流を計算する。
  - 各エリアが厳気象H1需要になるケースをそれぞれ計算し、連系線潮流が空容量の範囲内に収まるかどうかでブロック分けを決定する。

## ブロック分けと採用する需要減少率

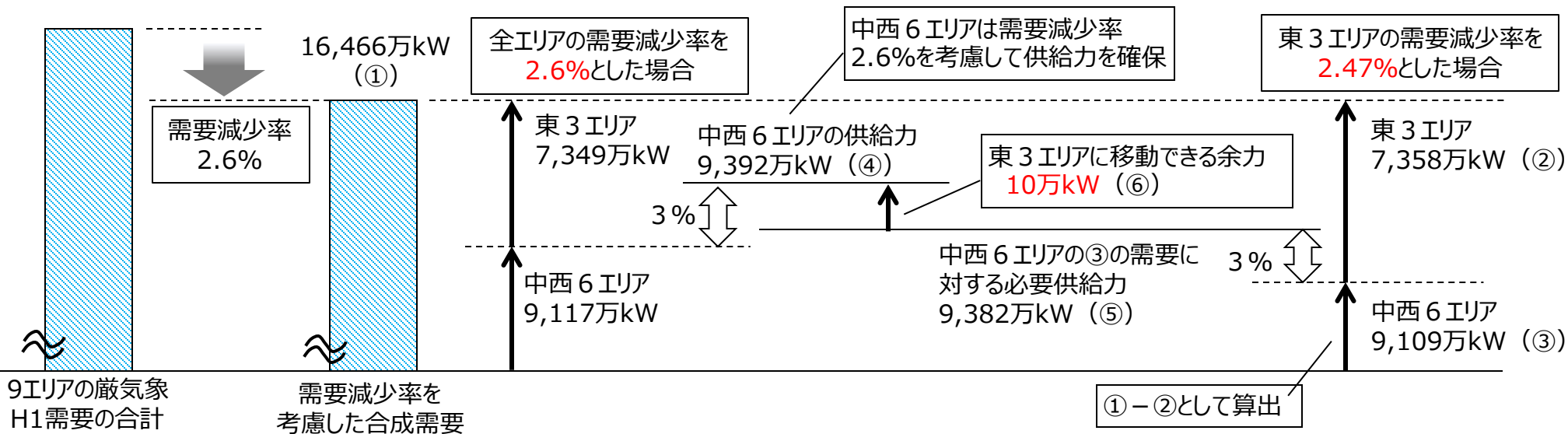
- この考え方により検討した結果、東京中部間連系線（中部→東京向け）の空容量が夏季・冬季ともに不足していた。そのため、ブロック分けを行い、東3エリアのブロックで検討した結果、夏季・冬季ともに連系線潮流は空容量の範囲内となった。
- したがって、2020年度向け公募においては、中西6エリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.6%、冬季2.64%）を採用し、東3エリアは東3エリアの需要減少率（夏季2.47%、冬季2.79%）を採用することが考えられる。
- しかし、通常、不等時性を考慮するブロックが小さくなると、不等時性の効果が小さくなり、需要減少率は小さくなると考えられるが、冬季については、全国9エリア→東3エリアにした場合、需要減少率が大きく（2.64%→2.79%）なっていることから、このままの値を採用して東3エリアが供給力を確保した場合、中西6エリアに移動できる供給力が減少することになり、必要供給力を確保できない恐れがある。
- そのため、冬季の東3エリアで考慮する需要減少率は全国9エリアの需要減少率2.64%と同じ値を採用する必要があるのではないか。

## 【冬季の東3エリア】



- 東京中部間連系線（中部→東京向け）においては、東 3 エリアのいずれかで H1 需要が発生したときに、中西 6 エリアの供給力余力の全量を送ることができないため、東 3 エリアと中西 6 エリアでブロックを分けることとした。
- しかし、全量を送ることができなくても、空容量の範囲内では、中西 6 エリアからの供給力移動に期待して、東 3 エリアの電源 I' 必要量を算定することも考えられる。
- 夏季については、東 3 エリアでは需要減少率 2.47% を採用し、その場合に東京中部間連系線の空容量の範囲で中西 6 エリアからの供給力移動に期待できる量として 10 万 kW（考え方は次頁参照）を考慮することでどうか。
- この 10 万 kW を東 3 エリアの厳気象 H 1 需要の比率で按分し、電源 I' 必要量からの控除量とすることでどうか。  
※ 冬季については、中西 6 エリアと東 3 エリアで考慮する需要減少率が同じため、同様の計算を行った場合に供給力移動に期待できる量は 0 となる

(参考) 中西6エリアから東3エリアへの供給力移動が期待できる量の考え方



(算出手順)

- ① 夏季の9エリアの不等時性(2.6%)を考慮した場合の全国の合成需要を算出。  
 $9 \text{ エリアの厳気象 H1 需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) = 16,466 \text{ kW}$
- ② 東3エリアの不等時性(2.47%)を考慮した場合の東3エリアの合成需要を算出。  
 $東3 \text{ エリアの厳気象 H1 需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) = 7,358 \text{ kW}$
- ③ 9エリアの合成需要の最大は①の値となることから、東3エリアが②の需要になった時の中西6エリアの合成需要を算出。  
 $① \text{ の値} - ② \text{ の値} = 9,109 \text{ kW}$
- ④ 中西6エリアでは、需要減少率2.6%を考慮した需要に対して3%の予備力を確保していることを前提として供給力を算出。  
 $中西6 \text{ エリアの厳気象 H1 需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\% = 9,392 \text{ kW}$
- ⑤ ③の需要に対する中西6エリアの必要供給力を算出。  
 $③ \text{ の値} \times 103\% = 9,382 \text{ kW}$
- ⑥ ④と⑤の値の差分を中西6エリアから東3エリアに移動できる余力として算出。これを供給力移動に期待できる量とする。  
 $④ \text{ の値} - ⑤ \text{ の値} = 10 \text{ kW}$

- これまでの内容を踏まえて、以下のとおり最大需要発生時の不等時性を考慮することでどうか。
  - 2020年度向け公募においては、**中西6エリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.6%、冬季2.64%）**を採用し、**東3エリアは東3エリアの需要減少率（夏季2.47%、冬季2.64%\*）**を採用する。
    - ※ 東3エリアの冬季の需要減少率は2.79%であるが、全国9エリアの需要減少率より大きいため、全国9エリアの需要減少率と同値とする。
  - 夏季の東3エリアの電源 I ' 必要量算定においては、中西エリアからの供給力移動に期待できる量として、10万kWを考慮することとし、厳気象H1需要の比率で按分した以下の量を電源 I ' 必要量から控除する。
    - 北海道0.5万kW、東北1.8万kW、東京7.5万kW
    - ※ 2019年度夏季の需要見通し（需給検証報告書（2019年4月））における厳気象H1需要をもとに算出した値。小数第2位以下切り捨て。

■ 前回の本員会（2019年5月23日）において、電源 I ' 必要量に稀頻度リスク分として「H3 需要の 1%※を織り込んで算定する」こととした。

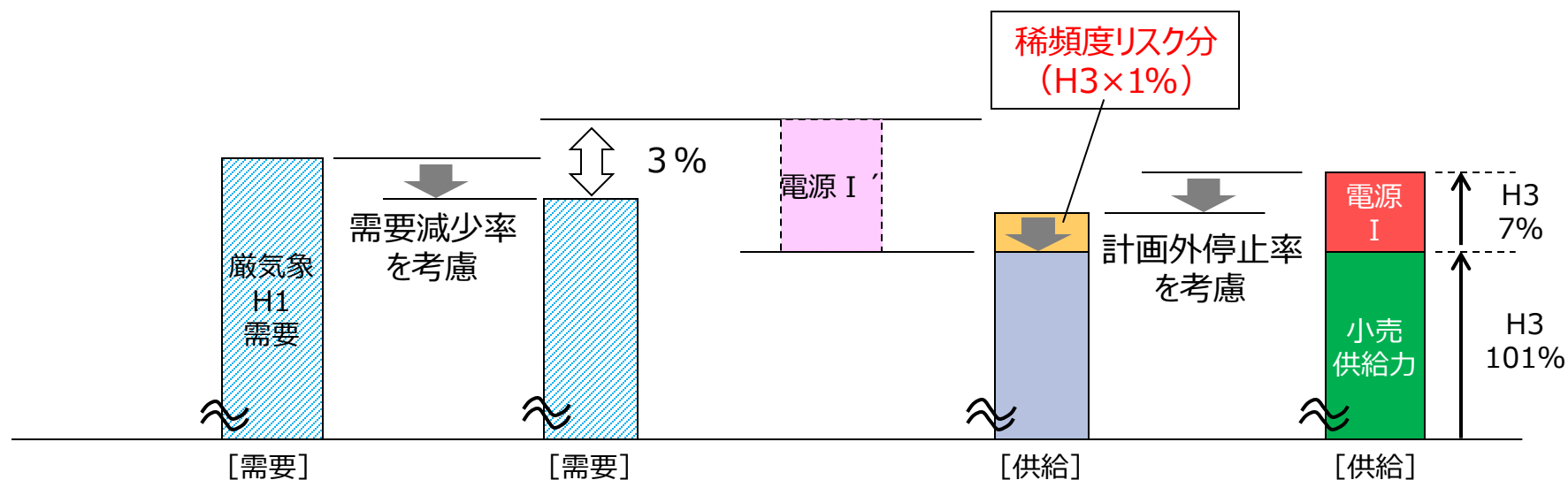
■ 電源 I ' 必要量の算定において、稀頻度リスク分を以下のとおり織り込むことでどうか。

➢ 電源 I ' 必要量

$$= \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する



- 夏季と冬季のどちらの電源 I ' 必要量が多くなるかは、必要量算定において、小売電気事業者が確保する供給力を、どのように見込むかによって変わり得る。
- 具体的には、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の H 3 需要に応じて減少すると見込む場合には、厳気象 H 1 需要が最大ではない季節であっても、厳気象 H 1 需要と平年 H 3 需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、電源 I ' 必要量が多くなる。
- H 3 需要が最大ではない季節において、H 3 需要に基づいてのみ小売電気事業者の供給力を評価すると、電源 I ' 必要量が過大に評価される恐れもあるため、極力、実態に見合った評価となるように、**夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していなくても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）とガスタービン発電設備の供給力の差を考慮することとした。**
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、**一般送配電事業者が算定することでどうか。**

## 夏季と冬季の火力発電の計画停止量の差

- 至近4ヶ年（2016～2019年度）の供給計画における火力発電所の補修計画をもとに、エリア別の月ごとの計画停止量を調査した。
- 月ごとに計画停止量にバラつきがあることから、7・8月を夏季、1・2月冬季とし、2ヶ月間の平均値をもとに夏季と冬季の計画停止量の差を確認した結果は以下のとおりであった。
- 冬季にH3需要が最大となる北海道・東北エリアについては夏季の方が計画停止が多くなっている。一方、夏季にH3需要が最大となる、その他のエリアについては、必ずしも冬季の方が計画停止が多いとは限らず、また、夏季と冬季の計画停止量の差が小さくなる傾向も見られる。  
※2019年度供給計画策定にあたり、当機関から各事業者に対して、電源の計画停止を夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けていただくよう要請を行った
- こうした至近の実績をもとに、夏季と冬季の計画停止量の差を考慮する方法が考えられるのではないか。

## ○夏季と冬季の計画停止量の差

(単位：万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016年度	▲ 67	3	▲ 317	▲ 119	5	▲ 10	62	▲ 11	▲ 40	▲ 31.5
2017年度	▲ 103	▲ 88	▲ 138	▲ 104	11	25	▲ 60	21	4	▲ 27.8
2018年度	▲ 66	▲ 115	▲ 151	▲ 8	▲ 13	▲ 92	17	76	▲ 29	▲ 38.6
2019年度	▲ 95	▲ 61	▲ 114	10	15	▲ 68	2	68	4	▲ 15.8
4年平均	▲ 83	▲ 65	▲ 180	▲ 55	5	▲ 36	5	38	▲ 15	▲ 28.4
2年平均※	▲ 80	▲ 88	▲ 133	1	1	▲ 80	10	72	▲ 12	▲ 27.2
	冬季－夏季		夏季－冬季							

※2018年度・2019年度の平均



- 現状、供給計画および需給検証においては、再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）の供給力は、「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、2018年12月）」及び「2019年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁、2018年12月）」に基づき算出したL5評価値※により需給バランスを評価している。

※再エネの供給力評価については、L5評価から火力代替価値（kW）への見直しを検討しているところ

- そのため、こうした電源の夏季と冬季の供給力の差はL5評価値により考慮する方法が考えられるのではないか。

#### 4-2-1. 需給バランス評価の方法（供給力の計上）

22

供給力及び発電余力の算出方法は、「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、2018年12月）」及び「2019年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁、2018年12月）」に記載の方法による。以下にその概要と今年度の供給計画における特記すべき事項を記載する。

≈ (中略)

##### (3) 水力発電

自流式について、降雨等によって出水量が変化するため、月ごと（1～12月）に供給力が低かった下位5日の平均値（L5）を過去30年間平均した値を供給力として計上している。

##### (4) 太陽光発電

過去20か年の最大3日平均電力の該当日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時間における発電推計データ（計60データ）から、下位5日平均値（L5）を算出し、これより自家消費分（算定対象期間は直近の5年間）を減じて算出したものを供給力として計上している。

##### (5) 風力発電

過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法を参考に、最大需要発生時における発電実績の下位5日平均値（L5）により評価した値を供給力として計上している。

出所) 2019年度供給計画取りまとめ  
[2018年度第3回評議員会資料  
(2019年3月25日)]

[https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/190329\\_kyokyukeikaku\\_torimatome.html](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/190329_kyokyukeikaku_torimatome.html)

## ○太陽光発電 (2019年度供給計画 第1年度)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
夏季 (8月)	太陽光供給力 (万kW)	10	99	252	218	24	147	127	73	343	9
	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
冬季 (1月)	太陽光供給力 (万kW)	0	0	0	19	1	15	21	0	0	0
	想定最大 需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時
供給力差分		10	99	▲ 252	▲ 199	▲ 22	▲ 132	▲ 106	▲ 73	▲ 343	▲ 9
		夏季－冬季			冬季－夏季						

## ○風力発電 (2019年度供給計画 第1年度)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
夏季 (8月)	風力供給力 (万kW)	1	2	0	1	0	0	0	0	1	0
冬季 (1月)	風力供給力 (万kW)	3	13	3	2	0	0	1	1	1	0
供給力差分		▲ 1	▲ 10	3	1	0	0	1	1	0	0
		夏季－冬季			冬季－夏季						

○水力発電 (自流式) (2018年度の需給検証において事業者に調査した値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
夏季 (8月)	水力供給力 (万kW)	37	122	211	136	36	181	33	34	61	0
冬季 (1月)	水力供給力 (万kW)	31	126	157	98	29	154	32	17	48	0
供給力差分 (万kW)		5	▲ 4	▲ 54	▲ 38	▲ 8	▲ 27	▲ 1	▲ 17	▲ 13	0
		夏季 - 冬季			冬季 - 夏季						

## 夏季と冬季のガスタービン発電設備の供給力の差

- 供給計画における旧一般電気事業者のデータから、夏季と冬季の火力発電設備の発電能力から供給力の差分を評価すると、以下ようになる。
- 旧一般電気事業者以外にもガスタービン発電設備を有しているものの、代表して、このような値を考慮することが考えられるのではないか。
- また、一般送配電事業者が、電源Ⅰまたは電源Ⅱ契約している電源等について、こうした夏季と冬季の供給力の差を把握できる場合には、その値を考慮することも考えられるのではないか。

○火力発電※<sup>1</sup>の発電能力※<sup>2</sup>の差分（2019年度供給計画 第1年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 18	▲ 50	176	121	10	76	2	6	32	2
	夏季－冬季		冬季－夏季							

※ 夏季は8月、冬季は1月の値（新設・廃止時期を考慮して一部データを補正）

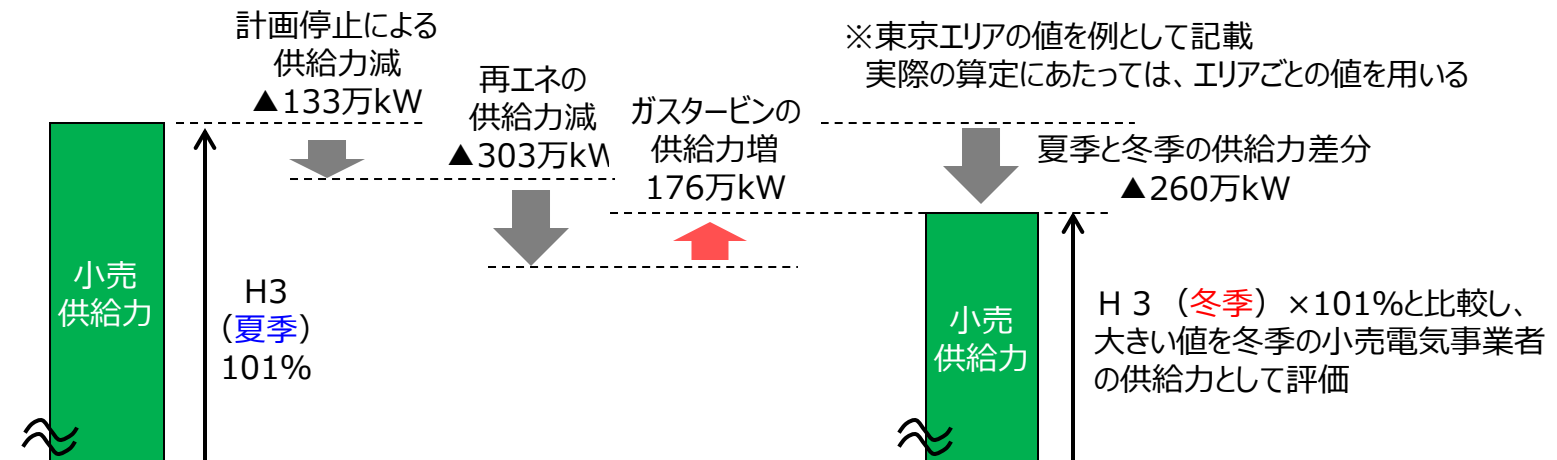
※ 1 旧一般電気事業者の火力発電設備

※ 2 安定して発電し得る最大の能力を示し、設備容量から、コンバインドサイクルなどでは、大気温の影響による能力減分を差し引いたもので示す。（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による）

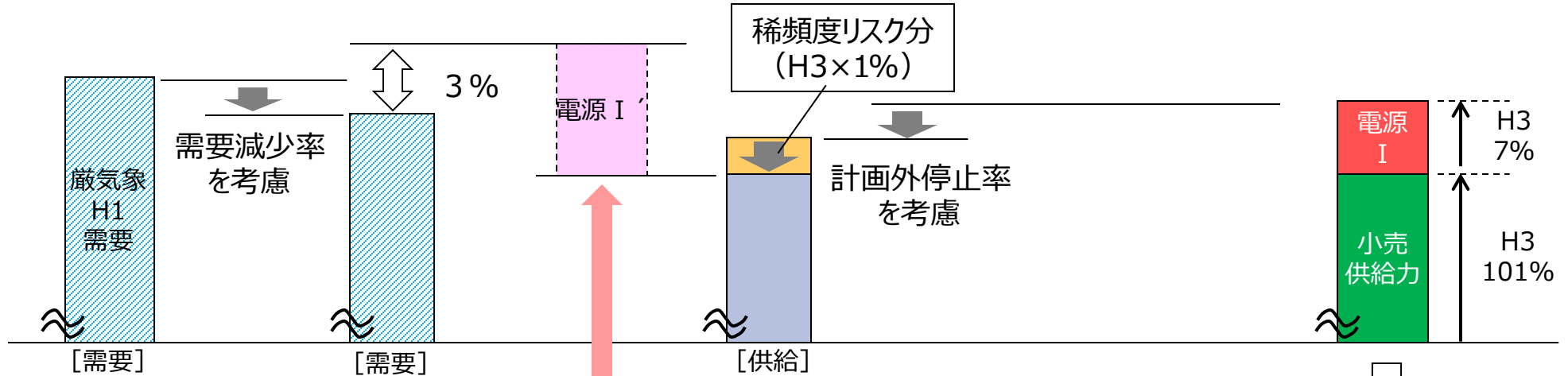
- 夏季と冬季の供給力の差分を合算すると、下表のとおりとなる。
- H3 需要が最大ではない月については、このような値を考慮して、小売電気事業者の供給力確保見込み分を評価することどうか。
- ただし、H3 需要が最大ではない月においても、小売電気事業者が、少なくとも H3 需要×101%の供給力を確保することを前提とし、H3 需要×101%といずれか大きい方の値を採用することどうか。
- このような方法により、**夏季と冬季の電源 I' 必要量を算定し、いずれか大きい方を、当該エリアの電源 I' 必要量とすることどうか。**

## ○夏季と冬季の供給力の差分

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 85	▲ 53	▲ 260	▲ 114	▲ 19	▲ 162	▲ 95	▲ 11	▲ 336	▲ 85
	夏季－冬季		冬季－夏季							

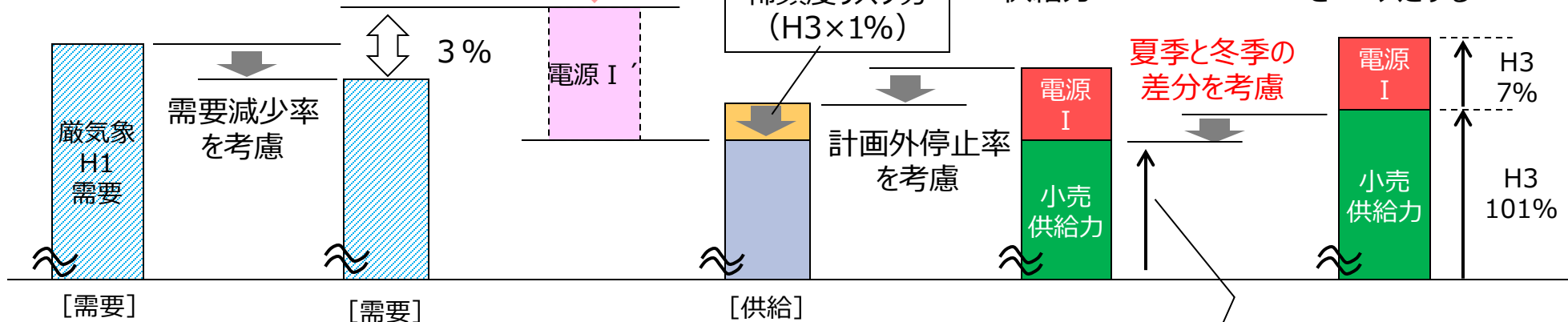


(H3 需要が最大となる季節)



比較し、大きい方を電源 I' 必要量とする

(H3 需要が最大ではない季節)



- これまで述べてきたように電源 I ' はアデカシーの観点から確保しているものではあるが、要件として発動回数や継続時間の制約が設けられている一方で、指令から3時間以内に発動可能であることを求めており、バランス停止した発電機の起動が間に合わないようなタイミングでも発動できるといった特徴がある。
- 必要量は猛暑や厳寒といった状況に対応できるように評価するものの、発動をそのような状況に限定しているものではなく、天候急変などにより大きな変動が生じた場合の需要予測誤差や再エネ予測誤差に対応するために活用できるものである。
- 第36回の本委員会（2019年2月19日）における中部エリアの需給ひっ迫時の需給状況の分析の中においても、3時間程度前に発動を判断できる需給状況に対しては、電源 II 運用の補完的な対応として、電源 I ' のDRなどを活用することも考えられるのではないかと整理した。
- これまで猛暑・厳寒時に活用することを主目的として、調整力の調達期間を限定して、夏季のみ、あるいは夏季・冬季のみ活用する契約としていた電源 I ' について、調達の際に年間を通じて可能な限り発動に応じるように求めていくことどうか。

【第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年2月19日）議事録抜粋】

『出来る限り年間に対応できる、春や秋でも有り得るのは、確かにその通りで、**予想外れや太陽光発電の出力予測外れに対して電源 I ' に対応できることはあると思う。出来得る限りと記載してあるので大丈夫だとは思いますが**、供給力として見込む形にして年間いつでも発動できる形とするのが良いのか、あるいは夏と冬に限定し、春や秋に発動する場合には、例えばkWh価格で割増して回数の枠外で発動できるような契約を予め締結しておく等、様々な方法があると思うので、**1つに決め打ちせず、どのような方法が、一番コストが低く、かつ供給安定に資するのかを考えていく必要があると思う。**』（松村委員）

(余白)



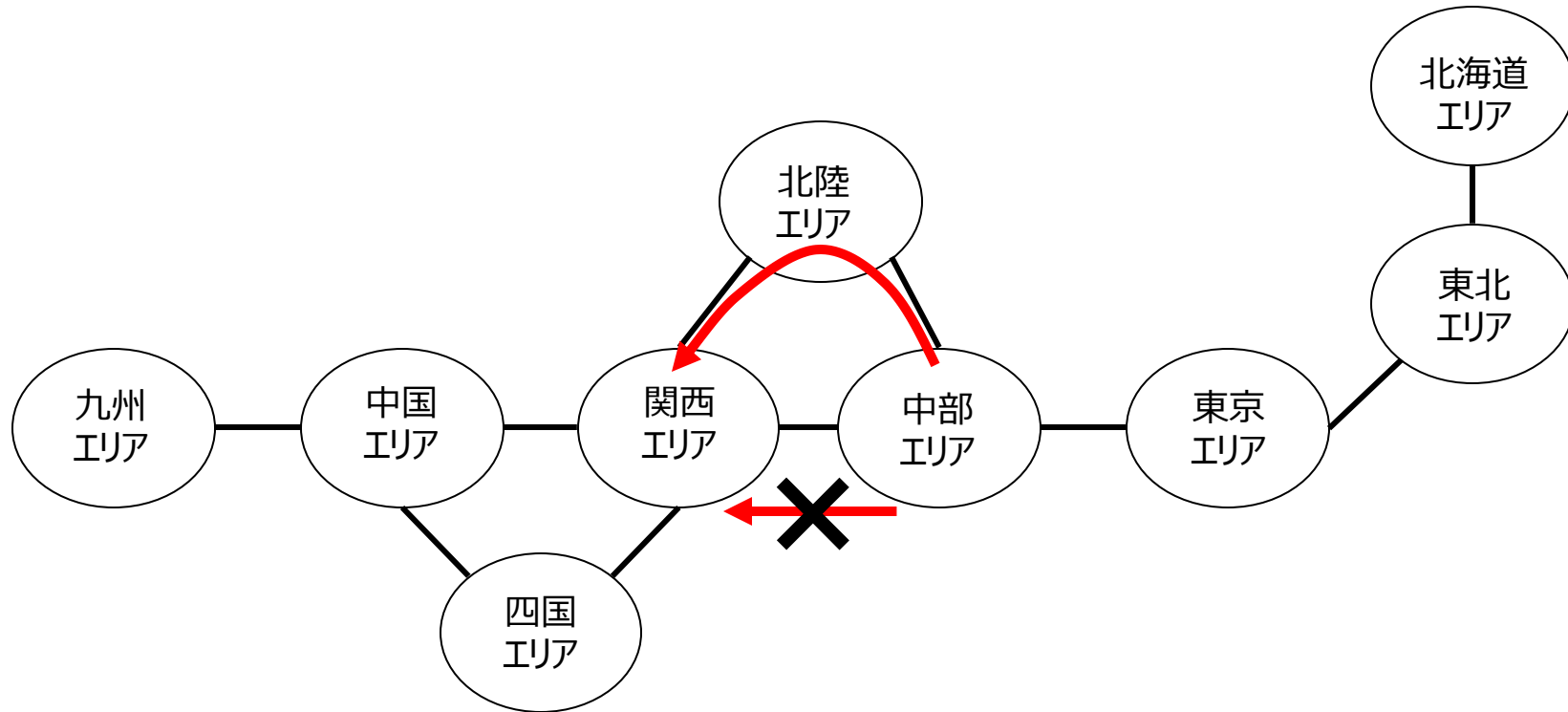
# 電源 I ' のエリア外調達について

## 電源 I ' のエリア外調達について

- 電源 I ' については、30分コマ内での細かい出力調整を求めるものではなく、GCより一定時間前に発動指令を行うものであり、今年度4月から実施している「調整力の広域的運用」のように、一般送配電事業者と広域機関が連携して運用することにより、エリア外で調達しても運用可能※なことが考えられる。  
※具体的な公募方法、システム対応等については引き続き一般送配電事業者と広域機関にて連携して検討
- 上記を踏まえ、2020年度向け調整力公募に向けて、**電源 I ' のエリア外調達に関して検討を進めていくこととしてどうか**。なお、エリア外調達とは、電源 I ' の必要量はエリアごとに算定し、その必要量を満たすための電源 I ' を自エリア + 他エリアから募集することである。
- 電源 I ' はアデカシーの観点から確保するものであり、確保した一般送配電事業者が発動することが必要と判断した需給状況において、発動した調整力を確実に受電し、当該エリアの需給状況を改善することが必要であるため、エリア外調達した場合には地域間連系線の容量確保は必須となる。
- したがって、電源 I ' のエリア外調達をする場合、地域間連系線に「調整力のエリア外調達のためのマージン」を設定する必要があり、その分だけ空容量が減少することから、卸電力市場に影響を与え、経済損失が発生する場合もあり得るため、その在り方について検討を行う必要がある。
- 電源 I ' のエリア外調達に伴う地域間連系線容量確保において、卸電力市場との関係の中で、対象とする連系線やその容量の考え方については、国でも議論いただきたい。

- 今回のメリット評価にあたり、第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）で示された「2018年度の連系線の最小空容量を上限とする案」に対し、以下の考え方によりどこまでエリア外調達できるか検討した。
  - 2019年度向け電源 I ' 公募実績における各エリア調達価格を参照（公募未実施エリアについては全国平均価格を参照）し、隣接エリアからエリア外調達した場合の調達価格を推定し、電源 I ' エリア外調達による調達コスト削減見込みをメリットとして評価する。
  - 連系線の最小空容量実績としては、フェンス潮流を参照するなど市場取引における連系線の活用実態を踏まえて評価する。
  - 卸電力市場への影響を最大限考慮し、連系線混雑時には、発電コストがスポット市場のエリアプライス最高価格まで上昇すると仮定し、発電コスト増加分を保守的に評価する。
- 社会コスト最小化の観点からは、上記考え方等により電源 I ' のエリア外調達によるメリットを評価し、エリア外調達に伴う連系線確保量の上限値を最小空容量実績以上に増加させる方が良いと考えられるが、どうか。
- 具体的な評価内容を次ページ以降に記載する。

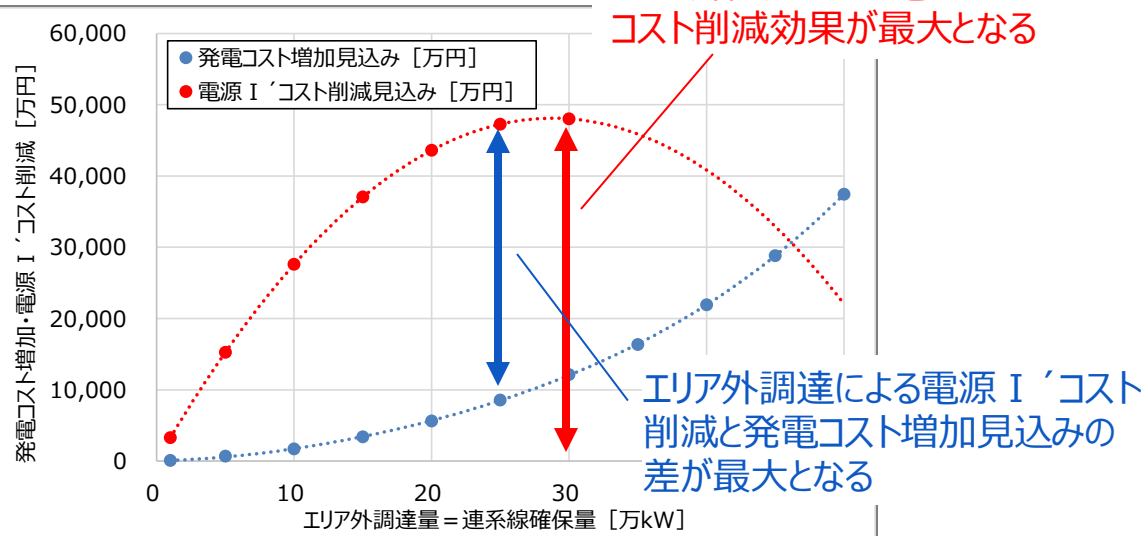
- 前回の本委員会では、個々の地域間連系線の空容量実績のみを示したが、電源 I' のエリア外調達による卸電力市場への影響という観点で考えた場合、例えば、中部関西間連系線（中部→関西向き）に電源 I' のエリア外調達のためのマージンを設定した結果として、仮に当該連系線が混雑したとしても、中部→北陸→関西のルートで電気を流すことにより市場分断には至らないことから、複数ルートがある場合には、フェンス潮流を考慮して検討を行う。



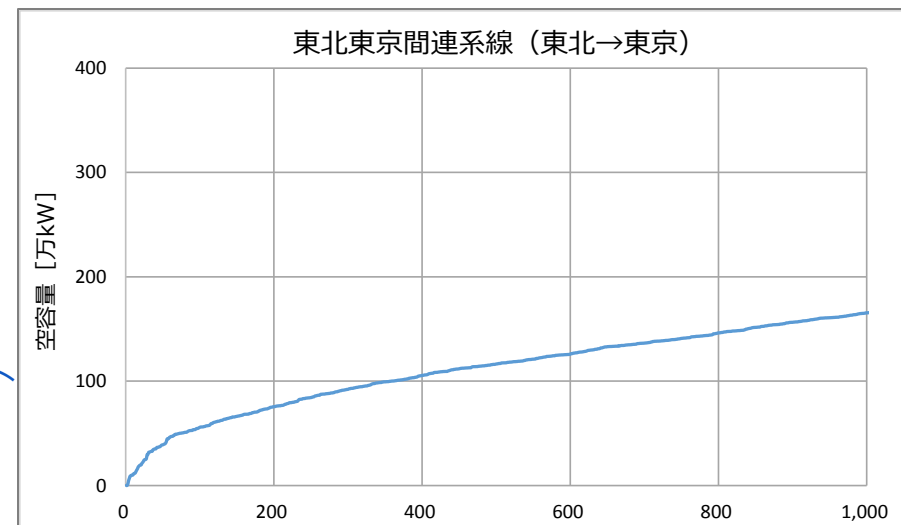
# 東北→東京向きに連系線容量を確保した場合の影響

- 東北・東京間については、東北東京間連系線（東北→東京向き）の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※については0万kWであった。
- ※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、最小空容量実績を上限とすると、電源 I ' のエリア外調達のために連系線を確保できないこととなるが、東北東京間連系線（東北→東京向き）に連系線容量を確保した場合の発電コスト増加見込みと、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みとを比較すると、下図のような関係になるとの試算となった。
- 社会コスト最小化の観点からは、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。

東北東京間連系線（東北→東京向き）の容量確保した場合の影響

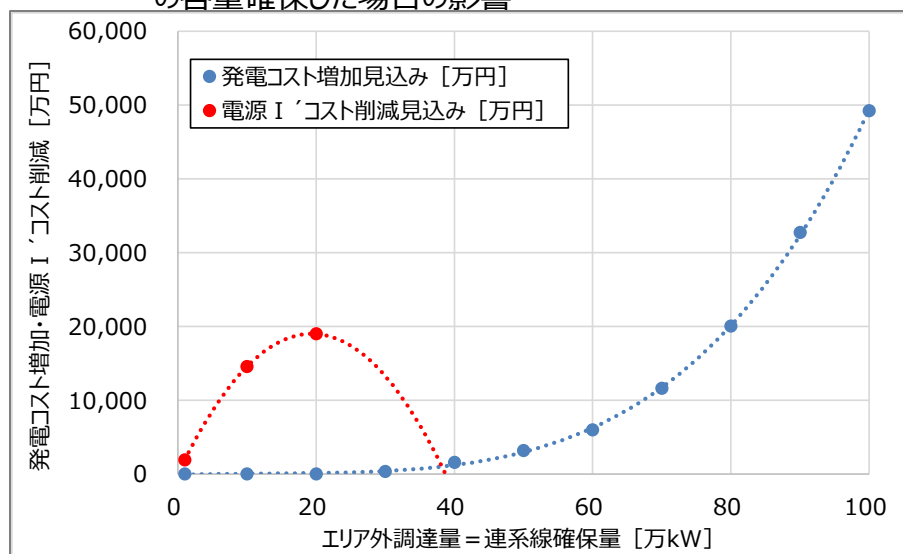


東北東京間連系線（東北→東京向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）

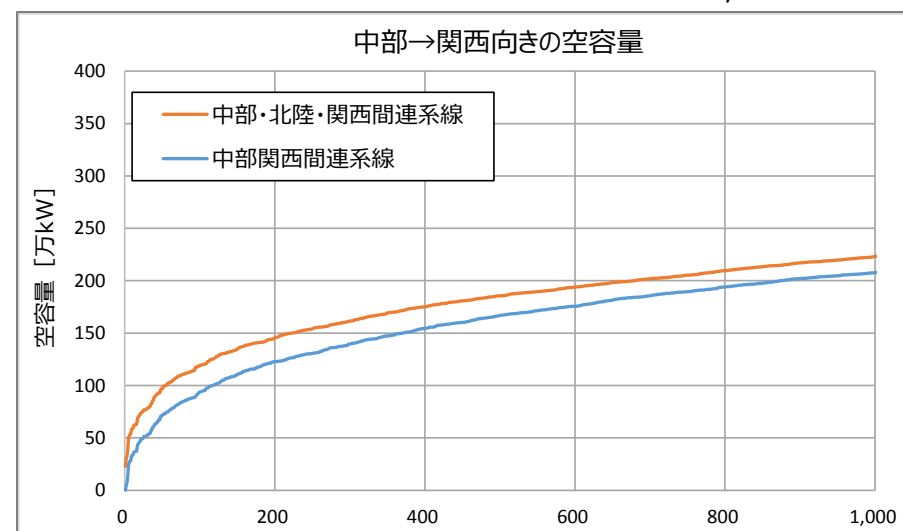


- 中部→関西向きについては、中部→北陸→関西のルートも考慮した場合の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※は、22万kW程度であった。  
 ※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、22万kW程度までは、中部関西間連系線（中部→関西向き）に連系線容量を確保しても発電コストの増分はなく、それ以上に連系線容量を確保した場合には、確保量を増やすにつれ、発電コストの増加見込み量が多くなる。一方で、電源 I ' 調達コストの低減も20万kW程度のエリア外調達量までしか見込めないため、結果的に最小空容量実績の22万kW程度までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。（下図参照）
- このように、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量の方が、最小空容量実績を上回るのであれば、メリットが最大となる量を上限とすることが考えられる。
- 以降のページに全連系線に関する試算結果を示す。

中部関西間連系線（中部→関西向き）の容量確保した場合の影響



中部関西間連系線（中部→関西向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



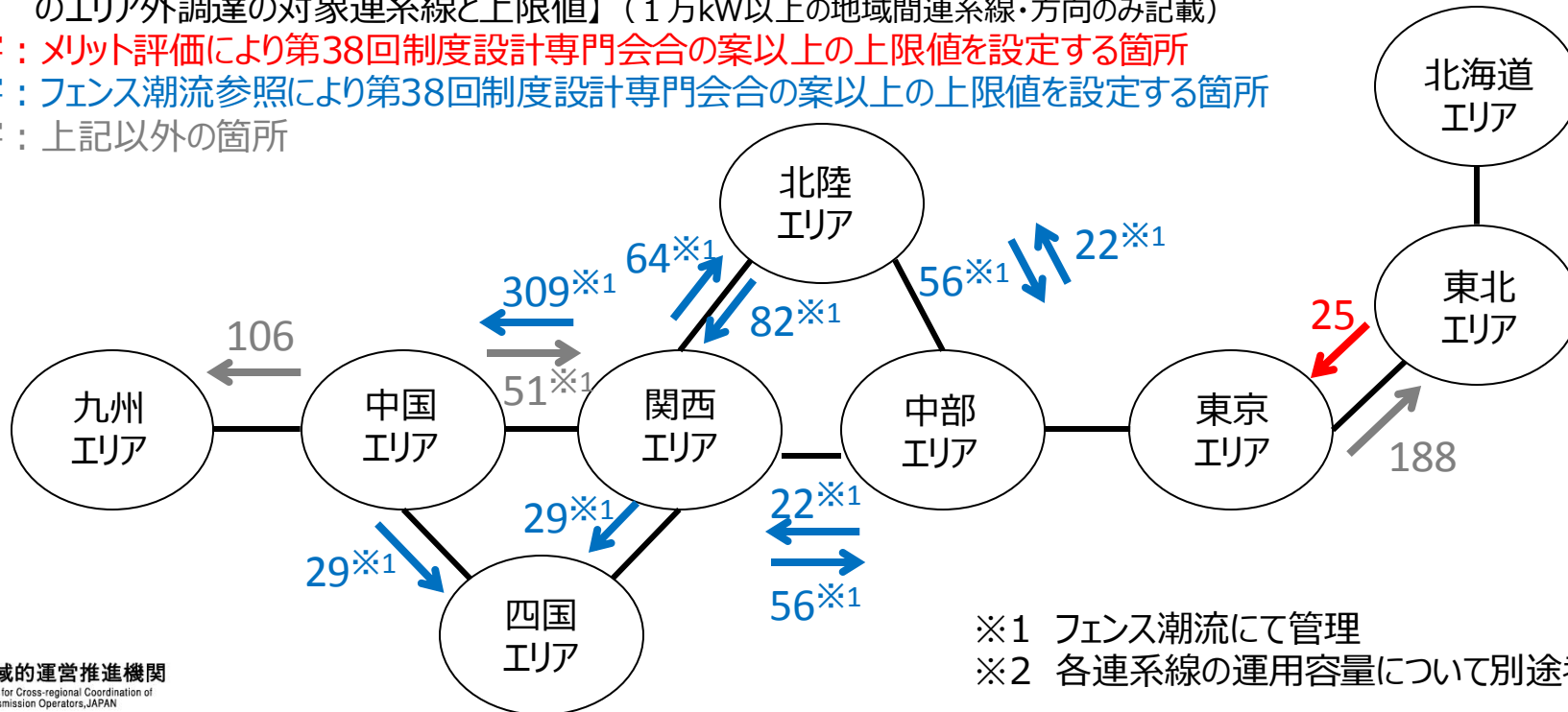
- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I ' 公募状況）をもとに、電源 I ' をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I ' の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I ' をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量をエリア外調達の上限とすることが考えられるのではないか。【東北東京間連系線（東北→東京向き）】
- 今回の検討結果に基づき設定する場合の、エリア外調達（連系線確保容量）の上限値を下図※2に示す。これにより、2018年度実績からは、東北→東京および中部→関西においてエリア外調達されることが期待される。

【電源 I ' のエリア外調達の対象連系線と上限値】（1万kW以上の地域間連系線・方向のみ記載）

赤字：メリット評価により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

青字：フェンス潮流参照により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

黒字：上記以外の箇所



※1 フェンス潮流にて管理

※2 各連系線の運用容量について別途考慮

- 第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、2020年度向け公募における電源 I ' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限については、本委員会の検討結果を用いることとなった。

## まとめ

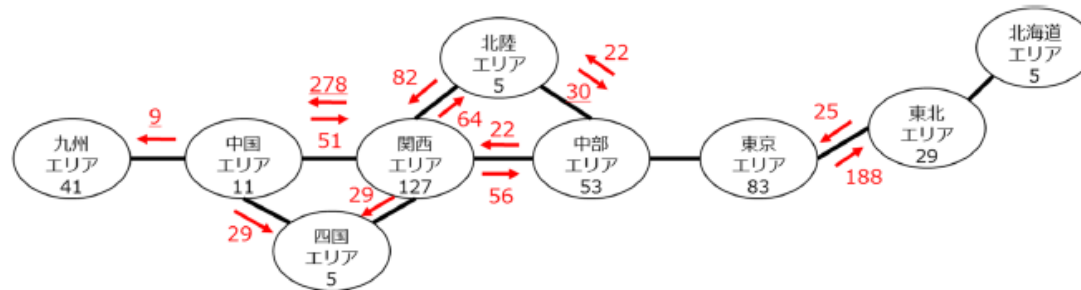
- 2020年度向け電源 I ' の調達について、広域的調達により隣接エリアの電源等と契約する場合、それが確実に活用できるよう、それと同量の連系線容量を確保することとする。その連系線確保量の上限は、広域機関から示された値（2020年度連系線運用容量考慮後）を用いることとする。
- 広域的調達における落札者の選定において、域外からの応札については、それを落札することによるコスト削減効果が連系線の容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるケースのみ落札することとする。（連系線の容量を確保することによるコスト増については、広域機関の手法により試算する。）
  - ※大規模電源や系統等の状況変化により、前提となる連系線の潮流に大きな変化が生じることが具体的に想定されることとなった場合には別途対応を検討する。
- 2021年度以降については、運用実績等の関連するデータを基に電源 I ' の広域的調達の経済メリット等を評価し、連系線確保量のあり方を検討する。
  - ※市場分断がエリアの小売市場の競争に与える影響も考慮する必要がある。

### 電源 I ' のエリア外調達の対象連系線と上限値（単位：万kW）【再掲】

赤字：広域機関が示した連系線確保量の上限値：2020年度運用容量考慮後

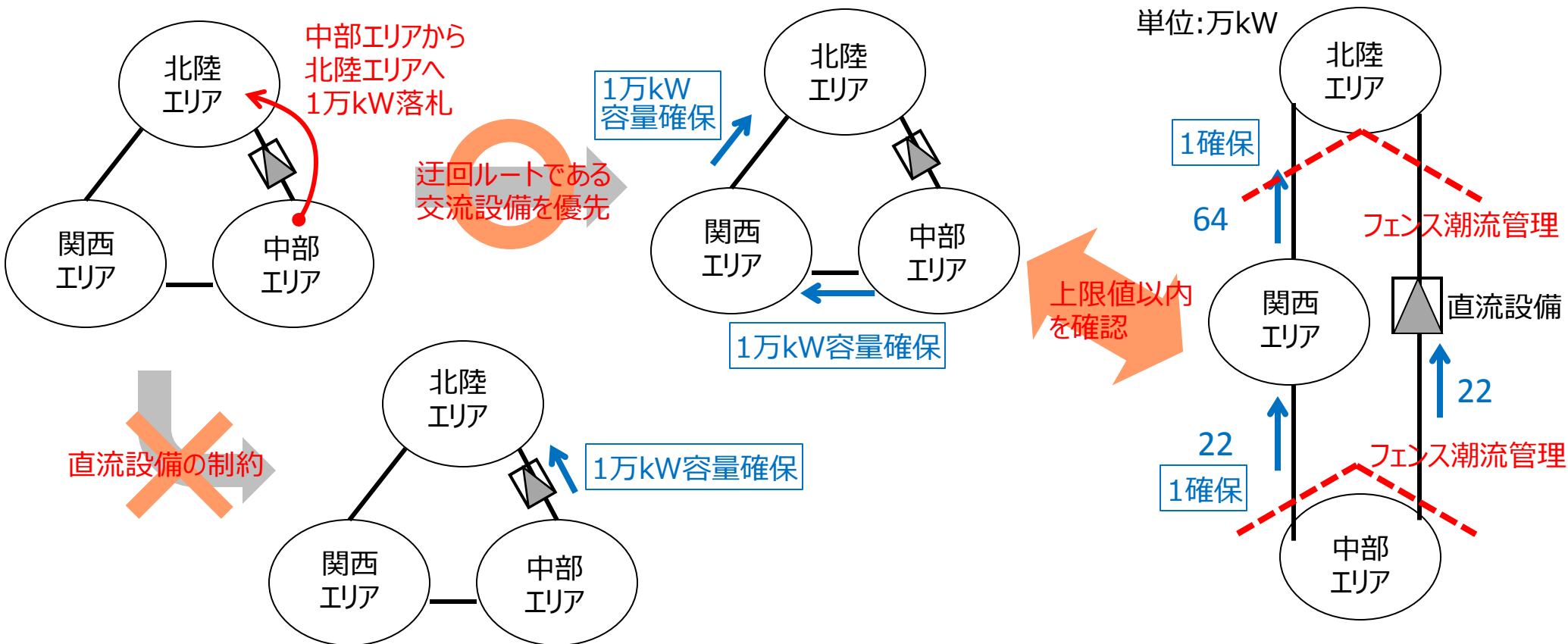
黒字：2020年度の電源 I ' 募集量の推計値（電力・ガス取引監視等委員会が推計。実際の募集量は未定）

※東北東京間及び中国九州間連系線以外はフェンス潮流にて管理。複数ルートの合計値で管理されるので各連系線の上限値はこれより小さい場合がある。





- 例えば、中部エリアから北陸エリアへ電源 I ' が1万kW落札した場合、中部北陸間連系設備に1万kWの連系線容量を確保することが考えられるが、直流設備の制約を踏まえ、迂回ルートである中部関西間連系線および関西北陸間連系線にそれぞれ1万kWの連系線容量を確保することとしてはどうか。
- そして、落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間（中部・北陸・関西間）にてフェンス潮流で管理している各連系線の上限値を超えていないことを確認することとしてはどうか。
- これにより、実需給にて北陸エリアの一般送配電事業者が中部エリアの電源 I ' を発動するときは、中部→関西→北陸の迂回ルートである交流設備にて、電気を供給することとなる。



- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限值を超えていないことを確認する。（迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。）
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定することとする。

# 沖縄エリアの電源 I、電源 I' 必要量の考え方について

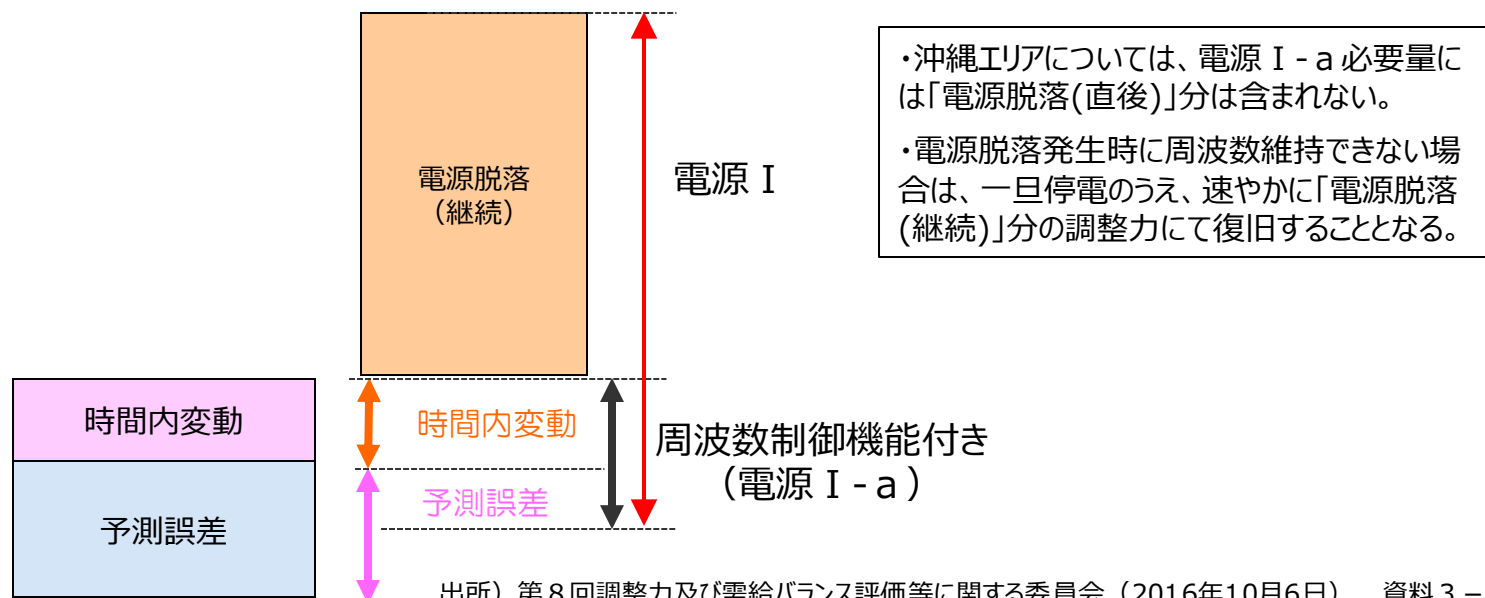
- 沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量としている。



- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで考慮すべき状況の変化はなく、2020年度向けの調整力公募においても以下のとおりとすることでどうか。

**電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量**

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。



- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。

※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている

➤ 電源 I ' 必要量

= 厳気象H1需要×103%

- { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }

- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。



## VI. 調査研究

- ・ 需給調整市場に関する諸外国調査

「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」(18. 7. 19)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei\\_kaigaicyousa\\_houkokusyo.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf)

- ・ 広域系統整備方針に関する諸外国調査

平成 30 年度海外調査「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査」(19. 3. 29)

<http://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

- ・ 北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する系統シミュレーション

「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最終報告」(18. 12. 19)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido\\_kensho/files/181219\\_hokkaido\\_saishu\\_honbun.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/files/181219_hokkaido_saishu_honbun.pdf)





(別紙7)

# 電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2020年度版 -

2020年12月



電力広域の運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN



## はじめに

本機関は、電気事業の広域的運営を推進するため、安定供給の確保や電力系統の公平、効率的な利用環境の整備等、幅広い業務を担っている。その一環として、本機関は業務規程第181条に基づき、本機関が本年度公表してきた個別の報告書等の要点を取りまとめ、年次報告書として公表する。

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2019年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する報告、電力系統に関する概況を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、2019年度の系統アクセス業務に関する実績を掲載する。

中長期の安定供給の確保に関しては、2020～2029年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する2021年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

本報告書が、電気事業に携わる関係者の皆さま、加えて電気事業や電気の安定供給にご関心をお持ちの皆さまのご参考となれば幸いです。

## 目次

### I. 電力需給

電力需給（2019 年度実績）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denryokuiyukyuu\\_2019\\_200805.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denryokuiyukyuu_2019_200805.pdf)

電気の質に関する報告書（2019 年度実績；2023 年 11 月 29 日一部修正）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denki\\_no\\_shitsu\\_2019\\_231129.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denki_no_shitsu_2019_231129.pdf)

### II. 電力系統の状況

電力系統に関する概況（2019 年度実績；電力需給及び電力系統に関する概況の後半部分）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denryokuiyukyuu\\_2019\\_200805.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denryokuiyukyuu_2019_200805.pdf)

### III. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ（2019 年度受付・回答分）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/200624\\_access\\_toukei.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/200624_access_toukei.pdf)

### IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に関する見通し及び課題

2020 年度供給計画の取りまとめ

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/nenjihoukokusho\\_2020\\_kyoukyuukeikaku\\_200331.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/nenjihoukokusho_2020_kyoukyuukeikaku_200331.pdf)

### V. 各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等の評価及び検証並びに必要な応じた見直しの内容

2021 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/20200715\\_chousei\\_hitsuyoryo\\_kentoukekka.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/20200715_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf)

### VI. 調査研究

Capacity Market and its Evolution; SUMMARY OF DISCUSSIONS WITH OCCTO STAFF FOR DEVELOPING THE CAPACITY MARKET IN JAPAN (The Brattle Group, Inc.)

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/report\\_2020.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/report_2020.pdf)

# I . 電力需給

## 電力需給

- 2019 年度実績 -

2020年8月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年次報告書に取りまとめ毎年公表することとしている。

今回、電力需給及び電力系統に関する概況について 2019 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を取りまとめ、年次報告書として公表する。

## 目次

第1章 電力需給の実績	4
1. 供給区域と季節の定義	4
2. 気象概況	5
3. 最大需要電力	6
4. 需要電力量	8
5. 負荷率	10
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況	12
7. 最小需要電力の発生状況	14
8. 日最大電力量の発生状況	15
9. 広域機関による指示・調整の実績	16
10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績	18
まとめ	23

(備考)

第1章に掲載の数値は、「送電端値(発電所から送配電系統に送電される電力量)」で表している。

# 第1章 電力需給の実績

## 1. 供給区域と季節の定義

### (1) 供給区域

一般送配電事業者が託送供給を行う区域のこと。全国に10の供給区域があり、図1-1のように区分される。沖縄以外の供給区域は地域間連系線で結ばれている。

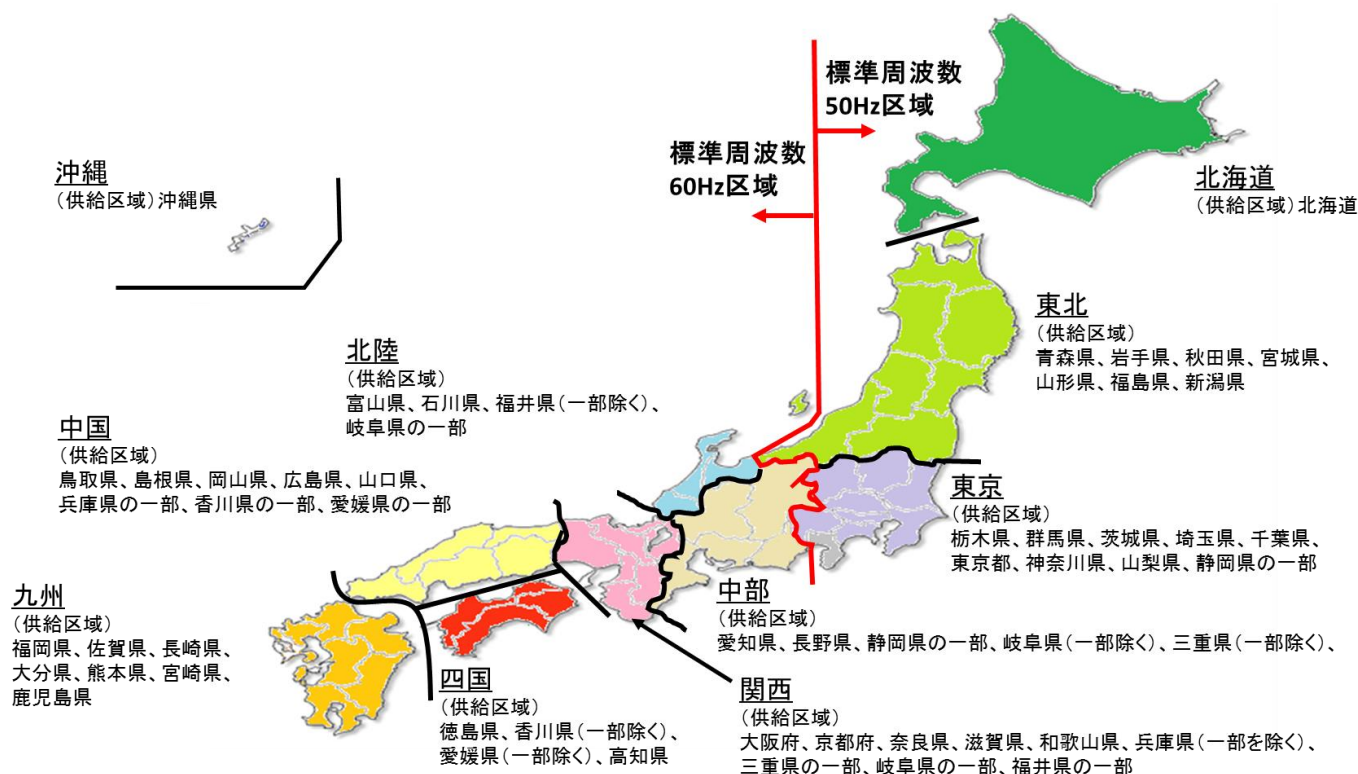


図 1-1 供給区域の区分

### (2) 季節の定義

本報告書では、季節の期間を以下のとおり定義して使用する。

夏季：7月～9月を指す。

冬季：12月～2月を指す。

なお、次頁で紹介する気象概況における季節の期間は、気象庁では夏季を6月～8月と定義しているため、電力の高需要期となる本報告書の夏季と一致しないことにご留意いただきたい。



## 2. 気象概況

### (1) 夏（6～8月）の天候

2019年6月～8月の気温平年差及び降水量平年比を表1-1に示す。

- 梅雨前線の北上が平年より遅かったため、梅雨明けは平年より遅れた地方が多くなった。また、8月後半は低気圧や前線の影響を受けやすくなった。西日本を中心にたびたび大雨となり、西日本太平洋側の夏の降水量はかなり多く、東日本太平洋側と西日本の日本海側の降水量は多くなった。また、東日本太平洋側と西日本の夏の日照時間は少なくなった。
- 暖かい空気に覆われる時期が多かった北日本および沖縄・奄美と、7月末から8月前半にかけて太平洋高気圧に覆われて晴れて厳しい暑さが続いた東日本では、夏の気温は高くなった。
- 梅雨前線や台風および湿った空気の影響を受けやすかったため、沖縄・奄美の夏の降水量はかなり多く、夏の日照時間はかなり少なくなった。

表 1-1 地域平均平年差(比) (2019年6月～8月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+0.8	104	99
東日本	+0.5	119	94
西日本	+0.0	128	89
沖縄・奄美	+0.2	152	81

### (2) 冬（12月～2月）の天候

2019年12月～2020年2月の気温平年差、降水量平年比、及び降雪量平年比を表1-2に示す。

- 冬型の気圧配置が続かず、全国的に寒気の流入が弱かったため高温となる時期が多く、東日本以西の冬の気温はかなり高くなった。特に、東・西日本では最も高い記録を更新した。
- 寒気の影響を受けにくかったため、全国的に冬の降雪量はかなり少なく、北・東日本の日本海側では最も少ない記録を更新した。
- 低気圧や前線の影響を受けやすかったため、東日本太平洋側で日照時間がかなり少なく、西日本の日本海側で降水量がかなり多くなった。

表 1-2 地域平均平年差(比) (2019年12月～2020年2月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	+1.2	95	104	44
東日本	+2.2	116	95	13
西日本	+2.0	139	96	6
沖縄・奄美	+1.3	73	133	-

出所: 気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(2019年9月2日発表): <http://www.jma.go.jp/jma/press/1909/02b/tenko190608.html>

冬(12～2月)の天候(2020年3月2日発表): <http://www.jma.go.jp/jma/press/2003/02b/tenko201202.html>

### 3. 最大需要電力

最大需要電力とは、ある期間(日、月、年)に最も多く使用した電力のことをいう。2019年度の月別・供給区域別の最大需要電力を表1-3に、月別の全国最大需要電力を図1-2に、供給区域別の年度最大需要電力を図1-3に示す。なお、本資料では1時間単位の電力量の最大値を最大需要電力としている。

なお、表1-3につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。<sup>1</sup>

表1-3 月別・供給区域別の最大需要電力<sup>2</sup>

	[万kW]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	409	365	356	433	446	417	378	468	485	488	516	461
東北	1,169	1,107	1,070	1,348	1,448	1,266	1,073	1,202	1,243	1,264	1,380	1,166
東京	4,313	4,229	4,186	5,340	5,543	5,390	4,219	4,291	4,482	5,042	4,852	4,162
中部	1,986	1,980	2,006	2,486	2,565	2,568	2,160	1,929	2,034	2,161	2,266	2,014
北陸	450	397	404	492	521	489	401	409	451	450	512	455
関西	2,032	1,995	2,136	2,666	2,816	2,725	2,326	1,960	2,090	2,254	2,414	2,097
中国	809	746	853	1,034	1,080	1,048	882	854	949	1,014	1,045	893
四国	364	348	398	486	501	500	411	377	399	431	439	392
九州	1,102	1,073	1,212	1,526	1,573	1,466	1,227	1,100	1,260	1,338	1,393	1,186
沖縄	117	115	145	145	151	151	137	112	98	97	101	95
全国	12,237	12,163	12,553	15,936	16,461	15,914	13,063	12,597	13,127	13,916	14,619	12,545

<sup>1</sup> 表中の同じ数字の一つが最大・最小値となっているのは、小数点第1位で四捨五入しているため。以降も同様。

<sup>2</sup> 表中の「全国」は、全国単位の最大需要電力を表す。(供給区域別の最大需要電力の合計ではない。)

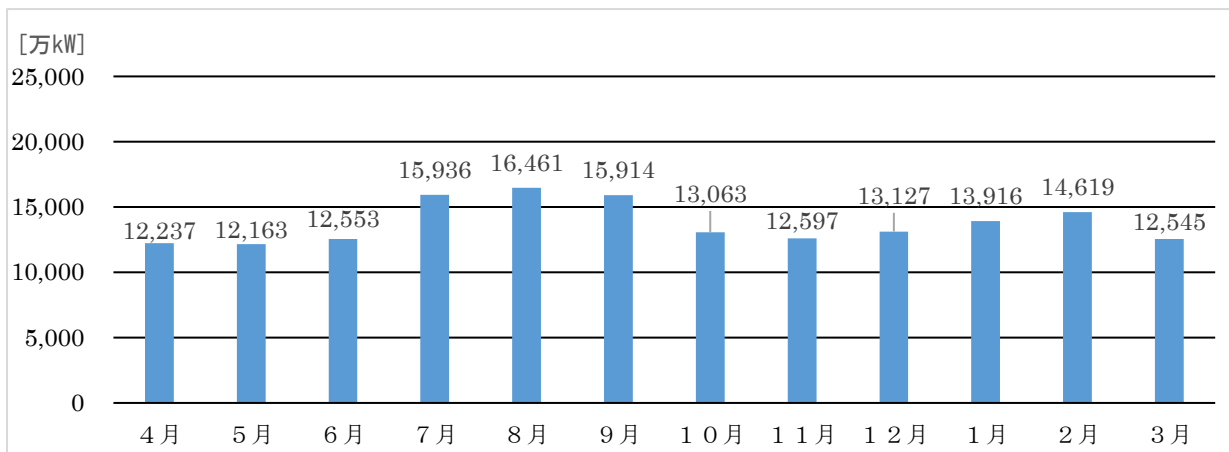


図 1-2 月別の全国最大需要電力

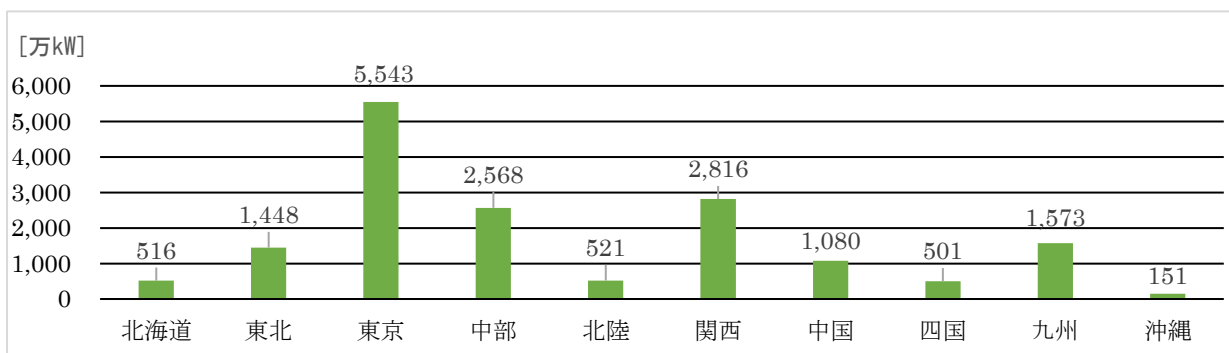


図 1-3 供給区域別の年度最大需要電力

#### 4. 需要電力量

2019年度の月別・供給区域別の需要電力量を表1-4に、月別の全国需要電力量を図1-4に、供給区域別の年度計需要電力量を図1-5に示す。

なお、表1-4につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

表1-4 月別・供給区域別の需要電力量<sup>3</sup>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,365	2,199	2,123	2,339	2,385	2,215	2,310	2,588	3,071	3,138	2,945	2,728	30,407
東北	6,432	6,036	5,972	6,652	7,156	6,179	6,106	6,540	7,543	7,760	7,402	7,072	80,849
東京	21,382	20,903	21,655	24,608	27,921	24,048	21,896	21,961	25,567	26,228	23,946	23,559	283,673
中部	10,278	10,007	10,469	11,838	12,422	11,595	10,456	10,278	11,456	11,746	11,485	11,211	133,241
北陸	2,318	2,133	2,169	2,474	2,596	2,314	2,193	2,287	2,595	2,653	2,619	2,541	28,891
関西	10,844	10,616	11,132	12,763	13,775	12,206	11,065	10,740	12,356	12,548	12,142	11,605	141,793
中国	4,560	4,367	4,636	5,241	5,536	5,022	4,727	4,801	5,514	5,506	5,251	4,976	60,138
四国	2,017	1,966	2,080	2,389	2,512	2,322	2,136	2,101	2,400	2,429	2,334	2,264	26,947
九州	6,306	6,337	6,641	7,728	7,990	7,293	6,572	6,369	7,468	7,610	7,141	6,929	84,383
沖縄	582	640	747	847	871	784	703	688	545	536	579	538	8,061
全国	67,084	65,203	67,624	76,879	83,165	73,977	68,164	68,353	78,515	80,155	75,843	73,424	878,383

<sup>3</sup> 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

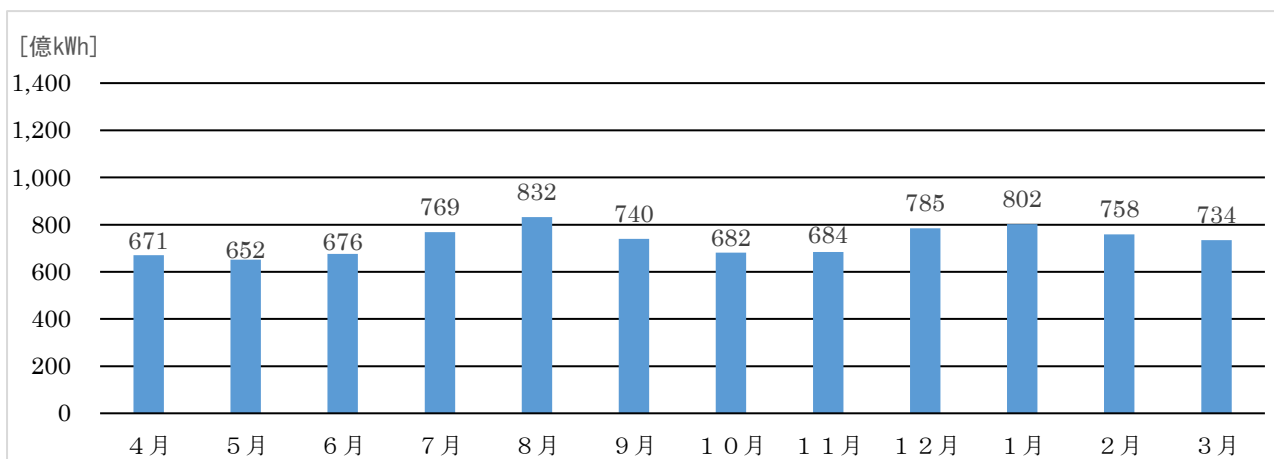


図 1-4 月別の全国需要電力量

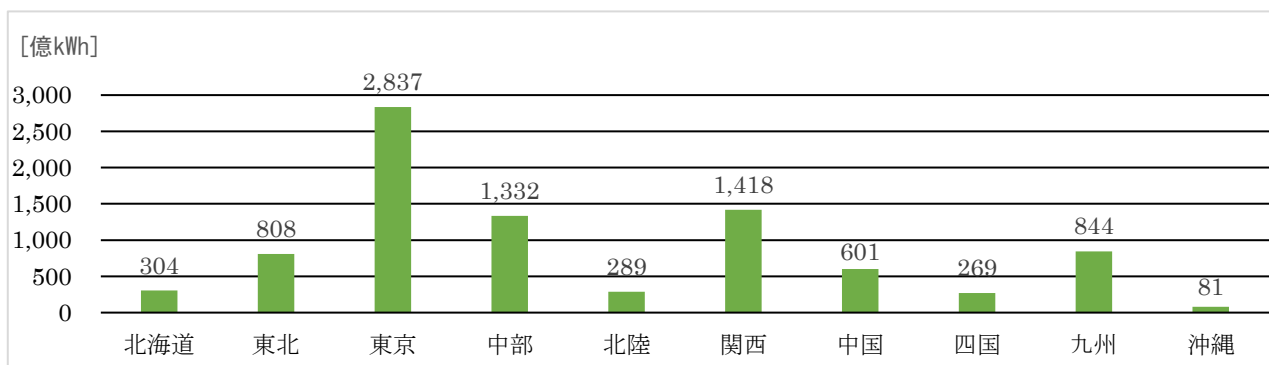


図 1-5 供給区域別の年度計需要電力量

## 5. 負荷率

負荷率とは、一定期間の最大需要電力に対する、平均需要電力の比率のことをいう。2019年度の供給区域別の月別負荷率を表1-5に、全国の月別負荷率を図1-6に、供給区域別の年負荷率を図1-7に示す。

なお、表1-5につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

表1-5 供給区域別の月別負荷率<sup>4</sup>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	80.3	81.1	82.8	72.6	71.8	73.8	82.2	76.8	85.0	86.4	82.0	79.6	67.1
東北	76.4	73.3	77.5	66.3	66.4	67.8	76.5	75.6	81.6	82.5	77.0	81.5	63.6
東京	68.9	66.4	71.9	61.9	67.7	62.0	69.8	71.1	76.7	69.9	70.9	76.1	58.3
中部	71.9	67.9	72.5	64.0	65.1	62.7	65.1	74.0	75.7	73.1	72.8	74.8	59.1
北陸	71.5	72.2	74.5	67.6	67.0	65.7	73.4	77.6	77.3	79.2	73.6	75.1	63.1
関西	74.1	71.5	72.4	64.4	65.7	62.2	63.9	76.1	79.5	74.8	72.3	74.4	57.3
中国	78.3	78.7	75.5	68.1	68.9	66.6	72.0	78.1	78.1	73.0	72.2	74.9	63.4
四国	76.9	76.0	72.6	66.1	67.4	64.5	69.9	77.4	80.8	75.7	76.4	77.5	61.2
九州	79.5	79.4	76.1	68.1	68.3	69.1	72.0	80.4	79.7	76.4	73.7	78.5	61.1
沖縄	69.0	74.6	71.7	78.6	77.7	72.2	69.1	84.9	74.6	74.7	82.1	76.5	60.9
全国	76.1	72.0	74.8	64.8	67.9	64.6	70.1	75.4	80.4	77.4	74.5	78.7	60.7

<sup>4</sup> 表中の「全国」は、全国単位の負荷率を表す。(供給区域別の数値の平均ではない。)

$$\text{月負荷率} = \frac{\text{月間電力量}}{\text{月間最大需要電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{月間日数})}$$

$$\text{年負荷率} = \frac{\text{年間電力量}}{\text{年間最大需要電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{年間日数})}$$

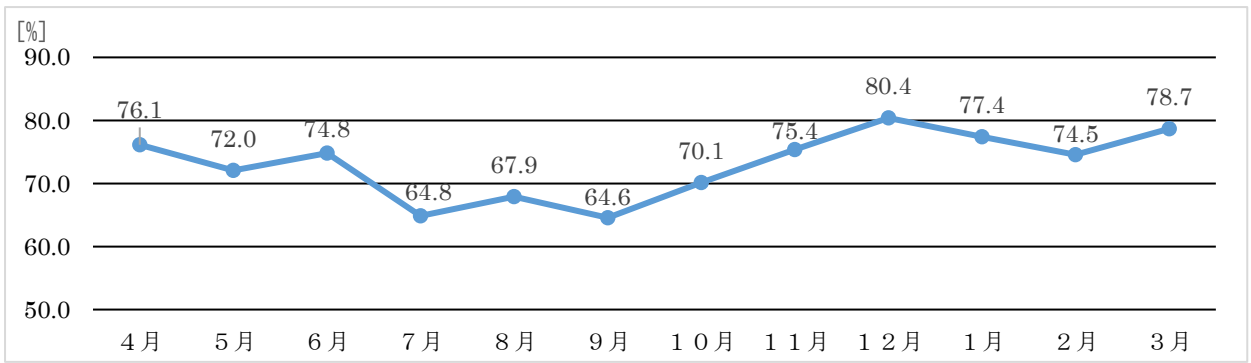


図 1-6 全国の月別負荷率

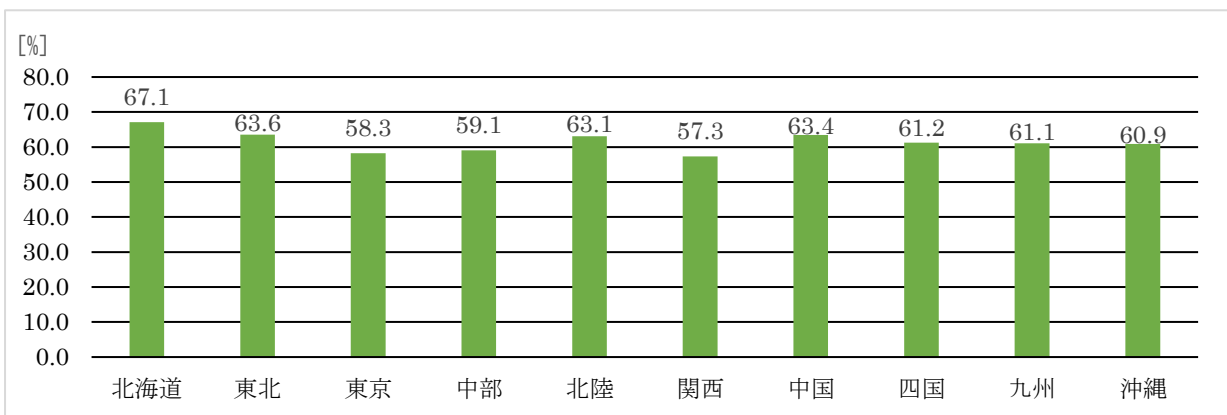


図 1-7 供給区域別の年負荷率

## 6. 最大需要電力発生時の電力需給状況

(1) 夏季（7～9月）最大需要電力発生時の電力需給状況

2019年度夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表 1-6 に示す。

表 1-6 夏季最大需要電力<sup>5</sup>

	2019年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	446	8/1	木	12	33.0	534	87	19.6	8,999	84.1%
東北	1,448	8/8	木	14	32.5	1,749	301	20.8	26,891	77.4%
東京	5,543	8/7	水	15	35.6	6,126	582	10.5	103,938	78.1%
中部	2,568	9/10	火	15	36.6	2,804	236	9.2	48,437	78.6%
北陸	521	8/7	水	15	35.3	586	65	12.4	10,116	80.9%
関西	2,816	8/2	金	15	37.5	3,146	330	11.7	53,080	78.5%
中国	1,080	8/5	月	15	37.0	1,257	177	16.4	20,721	79.9%
四国	501	8/2	金	15	36.3	620	119	23.8	9,510	79.1%
九州	1,573	8/2	金	16	34.9	1,829	256	16.3	30,429	80.6%
沖縄	151	9/12	木	12	32.9	209	58	38.3	2,940	81.1%
全国	16,461	8/2	金	15	-	18,584	2,122	12.9	314,988	79.7%

<sup>5</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地における気象庁データによる。(ただし沖縄は那覇市におけるデータ。)

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]} \quad (\text{※日負荷率は、最大需要電力発生日における負荷率})$$

表中の「供給力」とは、最大需要電力発生時に発電できる最大電力であり、発電設備量の合計から、メンテナンスなどによる発電機停止、河川の水量減少などによる出力低下、その他発電機の計画外停止などを差し引いたものをいう。



(2) 冬季(12~2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2019年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表1-7に示す。

表1-7 冬季最大需要電力

	2019年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [°C]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	516	2/6	木	7	-7.2	575	59	11.4	11,628	93.9%
東北	1,380	2/6	木	10	-1.7	1,638	257	18.6	30,211	91.2%
東京	5,042	1/28	火	10	4.4	5,749	707	14.0	100,472	83.0%
中部	2,266	2/7	金	10	2.8	2,515	248	10.9	45,652	83.9%
北陸	512	2/6	木	10	-1.6	565	54	10.5	11,087	90.2%
関西	2,414	2/7	金	10	3.4	2,669	255	10.5	48,869	84.3%
中国	1,045	2/7	金	10	5.1	1,145	101	9.6	21,128	84.2%
四国	439	2/7	金	10	3.8	484	45	10.3	9,193	87.3%
九州	1,393	2/18	火	10	4.8	1,483	90	6.4	29,101	87.0%
沖縄	101	2/18	火	20	13.2	137	36	35.4	2,030	83.7%
全国	14,619	2/7	金	10	-	16,808	2,189	15.0	303,347	86.5%

## 7. 最小需要電力の発生状況

最小需要電力の発生状況について表1-8に示す。

表1-8 最小需要電力<sup>6</sup>

	2019年度(送電端)					
	最小需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	日電力量 [万kWh]
北海道	228	5/5	日	8	16.8	6,153
東北	621	10/13	日	2	18.4	16,833
東京	1,984	5/4	土	6	18.4	56,185
中部	882	5/5	日	7	19.8	24,810
北陸	198	5/4	土	1	14.0	5,186
関西	1,017	5/5	日	2	19.8	28,390
中国	442	5/4	土	9	20.2	11,586
四国	183	5/5	日	8	19.4	5,169
九州	633	5/5	日	2	20.7	17,460
沖縄	57	4/1	月	2	16.6	1,747
全国	6,398	5/5	日	2	-	174,027

<sup>6</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地における気象庁データによる。  
(ただし沖縄は那覇市におけるデータ)

## 8. 日最大電力量の発生状況

2019年度夏季(7～9月)における、一日の需要電力量の最大値を夏季・日最大電力量として表1-9に、冬季(12～2月)について表1-10に示す。

表1-9 夏季・日最大電力量<sup>7</sup>

	2019年度(送電端)			
	日最大電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	8,999	8/1	木	28.7
東北	27,573	8/6	火	28.7
東京	104,831	8/2	金	30.2
中部	48,437	9/10	火	31.3
北陸	10,130	8/8	木	31.1
関西	53,080	8/2	金	31.4
中国	20,812	8/2	金	31.2
四国	9,510	8/2	金	31.1
九州	30,429	8/2	金	30.5
沖縄	3,049	8/28	水	29.6
全国	314,988	8/2	金	-

表1-10 冬季・日最大電力量

	2019年度(送電端)			
	日最大電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	11,628	2/6	木	-7.2
東北	30,211	2/6	木	-1.7
東京	100,472	1/28	火	4.4
中部	46,194	2/6	木	2.3
北陸	11,087	2/6	木	-1.6
関西	48,869	2/7	金	3.4
中国	21,380	2/6	木	4.0
四国	9,193	2/7	金	3.8
九州	29,101	2/18	火	4.8
沖縄	2,030	2/18	火	13.2
全国	304,091	2/6	木	-

<sup>7</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地における気象庁データによる。(ただし沖縄は那覇市におけるデータ。)

## 9. 広域機関による指示・調整の実績

### 指示

本機関は、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項の規定に基づき、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、会員(電気事業者)に対し、需給状況を改善するための指示を行うことができる。2019 年度、業務規程第 111 条第 1 項第 1～3 号の規定に基づき、表 1-11 のとおり電力融通の指示を実施した。<sup>8</sup> なお、本機関は他にも、同項第 4、5 号の規定に基づき電気工作物の貸し渡し等及びその他必要な措置について指示を行うことができるが実績は無かった。

### 調整

本機関は、業務規程第 132 条の規定に基づき、九州電力株式会社、中国電力株式会社、四国電力株式会社より下げ調整力<sup>9</sup> 不足時の対応として長周期広域周波数調整<sup>10</sup> の要請を受け、対象連系線の未利用領域(空容量)を活用して、再生可能エネルギー発電設備の発生電力を他エリアへ送電するため、長周期広域周波数調整を実施した。なお、2019 年度の長周期広域周波数調整は計 58 回であった。

表 1-11 広域機関による指示の実施

①	日時	7月9日 18時8分
	指示内容	・関西電力は、九州電力に18時30分～19時30分の間、50万kWの電気を供給すること ・九州電力は、関西電力から18時30分～19時30分の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	九州電力管内の電源脱落に伴い、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
②、③	日時	1回目:9月9日 15時7分、2回目:9月9日 15時39分
	指示内容	1回目 ・関西電力は、中国電力に9月9日15時30分～16時の間、20万kWの電気を供給すること ・中国電力は、関西電力から9月9日15時30分～16時の間、20万kWの電気の供給を受けること 2回目 ・中部電力は、中国電力に9月9日16時～17時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力は、中国電力に9月9日17時～20時の間、最大20万kWの電気を供給すること ・四国電力は、中国電力に9月9日16時～20時30分の間、最大20万kWの電気を供給すること ・中国電力は、中部電力、関西電力、四国電力から9月9日16時～20時30分の間、最大30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

<sup>8</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/index.html>

<sup>9</sup> 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることをいいう。

再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

<sup>10</sup> 供給区域の下げ調整力が不足し又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整のこと。

④	日時	9月10日 14時27分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力は、東京電力パワーグリッドに16時～17時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力は、東京電力パワーグリッドに16時～17時の間、60万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力、関西電力から16時～17時の間、70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
⑤	日時	9月10日 16時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力は、中部電力に16時30分～18時30分の間、50万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力は、関西電力から16時30分～18時30分の間、50万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
⑥	日時	9月10日 17時2分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力は、九州電力に17時30分～19時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力は、九州電力に17時30分～19時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力は、関西電力、中国電力から17時30分～19時の間、最大40万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

## 10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績

再生可能エネルギー以外の電源を抑制してもなお電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合には、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制の指令が行われることがある。

2019年度の再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(最大抑制量)を表1-12から表1-20に示す。<sup>11</sup> また、表中の「－」は出力抑制の指令が無かったことを示す。

なお、出力抑制の理由は、下げ調整力不足の発生が想定されたためであった。また、抑制時間は九州本土が8時から16時、九州離島は9時から16時であった。

本機関は、九州電力が実施した再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、業務規程第180条の規定に基づき、実施された出力抑制指令が適切であったかどうかの検証を実施し、結果は全て適切であったと判断する。

表1-12 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年4月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
4月1日	630	－	－	115.1
4月2日	－	－	－	128.9
4月3日	2,340	－	－	138.1
4月4日	3,970	－	－	168.9
4月6日	3,490	1,780	－	248.2
4月7日	3,860	－	－	253.3
4月8日	3,150	－	－	195.5
4月9日	2,340	－	－	128.6
4月12日	－	410	－	152.3
4月13日	－	－	－	68.7
4月15日	－	1,530	－	155.2
4月16日	－	－	－	73.3
4月18日	－	240	－	132.5
4月19日	－	－	－	154.7
4月20日	－	1,450	－	240.5
4月21日	－	1,370	－	250.3
4月22日	－	660	－	164.0
4月26日	1,340	－	－	30.3
4月27日	4,580	1,440	－	210.0
4月28日	610	－	－	97.1

<sup>11</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

表 1-13 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年5月)

単位 場所	kW			万kW
	種子島	壱岐	徳之島	九州本土
5月2日	3,620	1,630	—	226.3
5月3日	3,570	1,640	—	208.3
5月4日	3,300	1,350	—	207.6
5月5日	3,050	530	—	216.9
5月6日	—	1,660	—	143.5
5月7日	2,460	370	—	95.6
5月8日	150	—	—	66.4
5月10日	270	—	—	57.3
5月11日	310	1,290	—	122.3
5月12日	3,190	1,860	—	193.6
5月15日	—	510	—	—
5月21日	2,950	140	—	—
5月22日	1,990	—	—	—
5月23日	2,670	—	—	—
5月24日	2,570	—	—	—
5月25日	2,840	—	—	—
5月26日	990	—	—	—
5月30日	1,910	—	—	—

表 1-14 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年6月)

単位 場所	kW			万kW
	種子島	壱岐	徳之島	九州本土
6月5日	2,010	—	—	—
6月9日	—	630	—	—
6月10日	900	—	—	—
6月11日	1,310	—	—	—
6月12日	590	—	—	—
6月15日	190	—	—	—
6月16日	590	—	—	—
6月20日	990	—	—	—
6月23日	—	150	—	—
6月24日	1,120	—	—	—

表 1-15 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019 年 10 月)<sup>12</sup>

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
10月12日	230	—	—	—
10月13日	—	880	—	62.2
10月14日	—	1,150	—	29.3
10月20日	—	660	—	—
10月22日	—	450	—	—
10月27日	—	1,230	—	26.7
10月28日	—	—	—	53.0
10月30日	330	—	—	58.6
10月31日	10	490	—	24.9

表 1-16 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019 年 11 月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
11月1日	—	610	—	8.1
11月2日	—	430	—	115.3
11月4日	—	380	—	101.8
11月5日	—	—	—	12.8
11月6日	1,390	—	—	55.0
11月9日	1,170	450	—	110.5
11月10日	850	—	—	109.9
11月12日	1,130	—	—	86.1
11月14日	410	—	—	—
11月15日	430	—	—	90.1
11月16日	2,040	—	—	71.6
11月17日	1,830	—	—	123.0
11月21日	—	—	—	28.2
11月23日	—	890	—	80.1
11月29日	160	—	—	—
11月30日	—	—	—	107.3

<sup>12</sup> 10 月以降、再生可能エネルギー出力抑制の運用方法見直しによって、抑制量低減の観点から、実需給 2 時間前の状況に応じて柔軟な調整が可能なオンライン発電設備を効果的に活用できるようになった。



表 1-17 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年12月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
12月4日	220	—	—	—
12月15日	—	—	—	157.7
12月23日	280	—	—	—

表 1-18 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2020年1月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
1月1日	1,320	—	—	161.2
1月2日	—	—	—	125.6
1月3日	—	—	—	59.7
1月4日	500	—	—	178.0
1月5日	700	—	—	146.7
1月9日	—	—	—	111.7
1月10日	—	—	—	66.2
1月13日	—	—	—	45.0
1月21日	170	—	—	—

表 1-19 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2020年2月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
2月1日	170	—	—	51.2
2月2日	230	—	—	204.8
2月5日	1,420	—	—	106.6
2月6日	1,550	—	—	—
2月8日	970	—	—	46.1
2月9日	840	—	—	—
2月11日	—	—	—	186.7
2月13日	—	—	—	104.3
2月14日	—	—	—	41.9
2月19日	—	—	—	129.5
2月20日	—	—	—	146.3
2月21日	—	—	—	183.5
2月22日	—	—	—	175.1
2月23日	2,880	—	600	262.7
2月24日	3,830	—	—	224.0
2月26日	360	—	—	87.9
2月27日	2,300	—	—	53.3

表 1-20 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2020年3月)

単位	kW			万kW
場所	種子島	壱岐	徳之島	九州本土
3月2日	3,370	—	—	197.2
3月3日	—	—	—	97.9
3月5日	2,230	—	—	227.8
3月6日	—	—	—	243.1
3月8日	3,380	—	—	363.9
3月9日	—	—	—	140.4
3月11日	3,350	—	—	244.9
3月12日	—	—	—	254.8
3月14日	2,570	—	—	277.6
3月15日	—	680	—	355.7
3月16日	3,910	—	—	—
3月17日	590	—	—	96.0
3月18日	990	220	—	88.6
3月19日	410	590	—	115.6
3月20日	4,740	1,010	1,150	154.5
3月21日	4,590	1,640	710	164.7
3月23日	2,650	200	—	76.4
3月24日	4,820	500	—	78.6
3月25日	620	1,110	—	96.5
3月29日	—	—	—	257.3

## まとめ

### 電力需給

電力需給の実績に関しては、最大需要電力、需要電力量、負荷率、最大需要電力発生時の電力需給状況、最小需要電力の発生状況、日最大需要電力の発生状況といった項目に分けて取りまとめた。あわせて、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための指示や、一般送配電事業者が「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」に基づき実施した、再生可能エネルギーの出力抑制指令の実施状況も取りまとめた。

(blank)

# 電気の質に関する報告書

-2019 年度実績-

2020 年 12 月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2019 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2019 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I. 周波数に関する実績.....	28
1. 標準周波数 .....	28
2. 時間滞在率 .....	28
3. 標準周波数に対する調整目標範囲.....	28
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2015～2019 年度) .....	29
II. 電圧に関する実績.....	30
1. 電圧の維持すべき値.....	30
2. 電圧の測定方法 .....	30
3. 電圧測定実績(全国、2015～2019 年度) .....	30
III. 停電に関する実績.....	31
1. 事故発生箇所別供給支障件数 .....	31
(1) 停電の状況に関する指標 .....	31
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度).....	32
2. 原因別供給支障件数 .....	35
(1) 一定規模以上の供給支障の実績.....	35
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類 .....	36
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度).....	37
3. 低圧電灯需要家停電実績 .....	39
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標.....	39
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度).....	40
IV. まとめ(2019 年度 電気の質に関する評価).....	43
(参考1) 東京エリアにおける台風 15 号による停電に関する実績への影響.....	44
(参考2) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2015～2019 年).....	45

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7 (全国、2015～2019 年度) 電圧測定実績	2017～2019 年度の実績値を遡及修正
2021117	P7, P9	表 8・図 6(全国)および 表 14・図 12(関西) (2015～2019 年度)事故発生箇所別供給支障件数	2018 年度の実績値を遡及修正
	P15	表 34 (北海道、2015～2019 年度)低圧電灯需要家停電実績	記載の適正化を実施

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

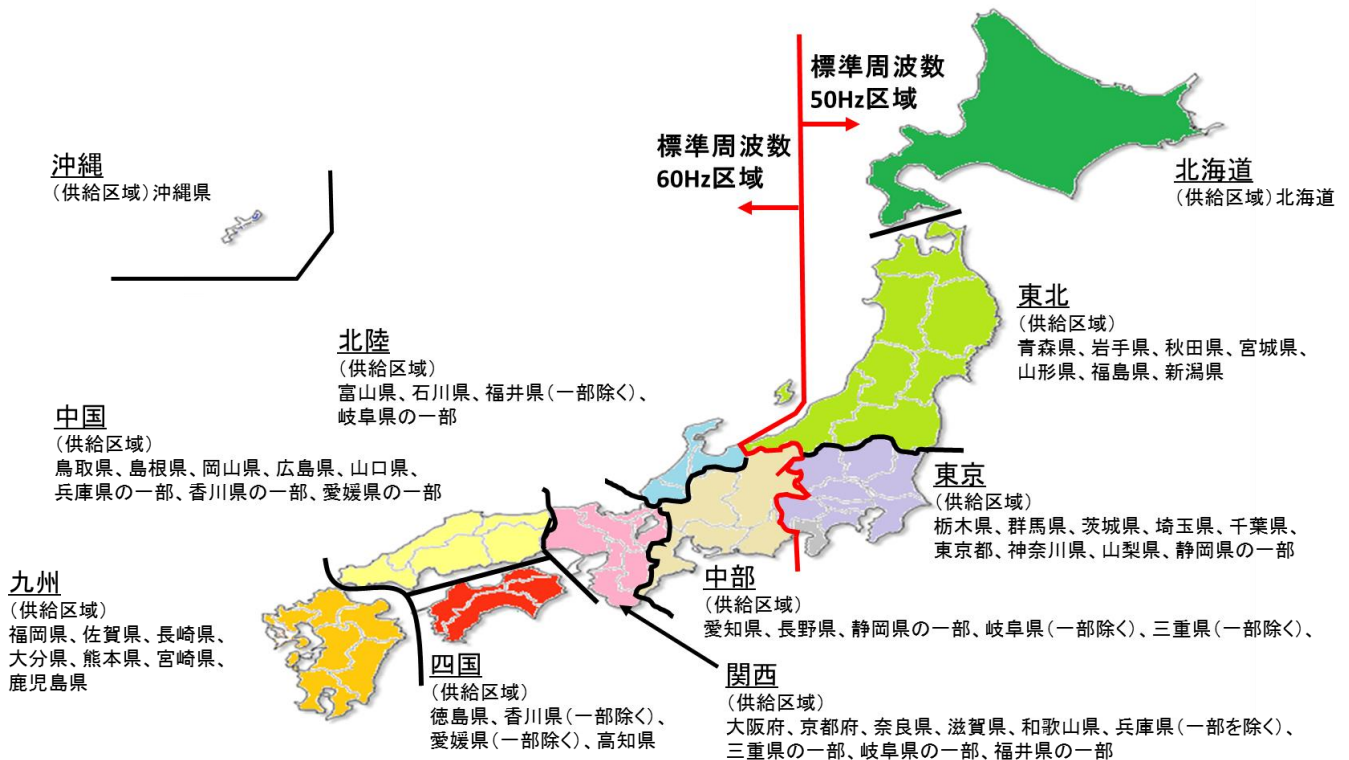


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲<sup>1</sup>

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

<sup>1</sup> 電気事業法施行規則第三十八条第2項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。



#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2015～2019年度)

2015～2019年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2019年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった。0.1Hz以内の滞在率は、中西エリアで99.02%(対前年度△0.11%)と前年度より若干低下したが、滞在率目標の95%は上回った。

【表1に基づく各同期エリアの評価基準】		
	(調整目標範囲)	… 100.00%
	(±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.83	99.96	99.97	99.86	99.98
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	99.95	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	99.98	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00

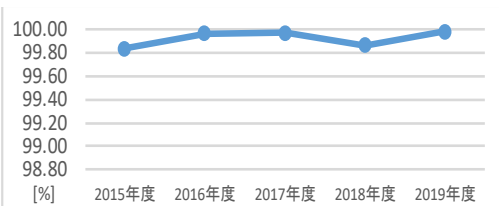


図2 (北海道、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>2</sup>、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.85	99.78	99.80	99.84	99.83
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

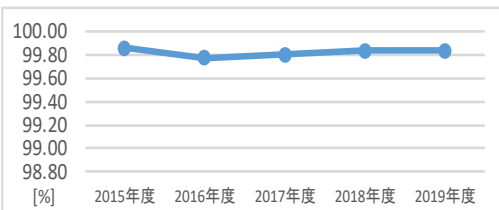


図3 (東地域、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>3</sup>、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.22	99.08	99.17	99.13	99.02
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

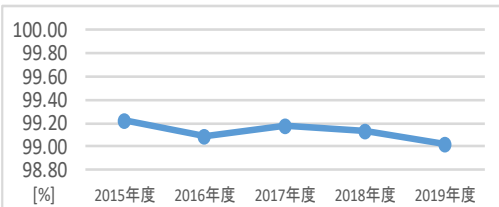


図4 (中西地域、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
0.1Hz以内	99.89	99.94	99.92	99.89	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

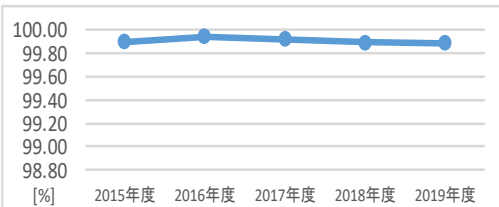


図5 (沖縄、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>2</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>3</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

## Ⅱ．電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2015～2019年度）

2015～2019年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2019年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていたとの報告が一般送配電事業者からなされた。

表7（全国 2015～2019年度）電圧測定実績

電圧		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
100V	測定地点数	6,554	6,590	6,565	6,575	6,567
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,508	6,532	6,506	6,505	6,502
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、または電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 発電、変電、送電、配電または電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

## (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度)

2015～2019 年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表 8 及び図 6 に、供給区域別の実績を表 9～18 及び図 7～16 に示す。さらに、東京エリアにおける事故発生箇所別の供給支障件数の台風 15 号の影響について、参考 1 として 19 ページ表 45 に示す。

なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2019 年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年では自然災害が多かった 2018 年度に次ぐ件数となった。エリア別では、東京が平年に比べ大幅に増加したことが影響した。
- ・ 東京エリアの事故発生箇所別では、高圧配電線路（架空）における事故に伴う供給支障が件数増加の大部分を占めており、主な理由として自然災害<sup>7</sup>があげられる。具体的には、9 月に過去最強クラスの勢力で関東に上陸した台風 15 号は、猛烈な風を伴い千葉県を中心とした広域に甚大な被害をもたらした。また、10 月に大型で強い勢力のまま伊豆半島に上陸した台風 19 号では、東京・中部・東北エリアを中心に記録的な大雨となった。こうした自然現象により高圧配電線路（架空）に折損・倒壊や傾斜等の大きな被害を及ぼし供給支障が発生したと考えられる。

表8 (全国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	45	70	45	65	56	56.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	204	230	278	409	246	273.4
		地中	13	9	14	10	13	11.8
		計	217	239	292	419	259	285.2
	高圧配電線路	架空	10,370	10,235	12,679	20,729	13,958	13,594.2
		地中	198	215	216	265	227	224.2
	計	10,568	10,450	12,895	20,994	14,185	13,818.4	
	需要設備			1			0.2	
その他設備における事故		333	269	343	359	372	335.2	
合計		11,163	11,028	13,576	21,837	14,872	14,495.2	

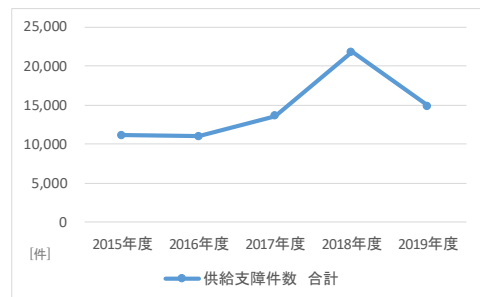


図6 (全国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

<sup>7</sup> [https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/denryoku\\_anzen/pdf/021\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/pdf/021_01_00.pdf)

「令和元年に発生した災害の概要と対応」令和元年 12 月 5 日 経済産業省 産業保安グループ 電力安全課

表9 (北海道、2015~2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	1	1		5	2	1.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	20	24	30	25	12	22.2
		地中					1	0.2
	計	20	24	30	25	13	22.4	
	高圧配電線路	架空	1,145	1,289	1,144	1,139	600	1,063.4
		地中	10	13	19	13	15	14.0
	計	1,155	1,302	1,163	1,152	615	1,077.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	24	28	17	12	11	18.4	
	合計	1,200	1,355	1,210	1,194	641	1,120.0	

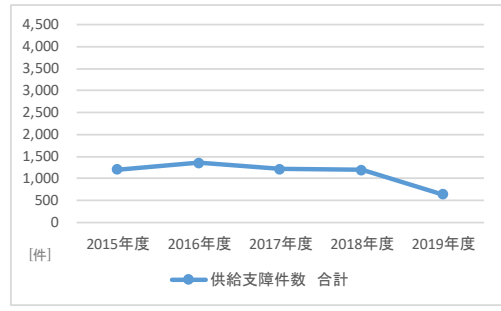


表10 (東北、2015~2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	5	8	4	9	8	6.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	7	11	16	11	16	12.2
		地中			1			0.2
	計	7	11	17	11	16	12.4	
	高圧配電線路	架空	1,327	1,403	1,957	1,478	1,646	1,562.2
		地中	5	12	5	11	7	8.0
	計	1,332	1,415	1,962	1,489	1,653	1,570.2	
	需要設備							
	その他設備における事故	22	22	26	20	29	23.8	
	合計	1,366	1,456	2,009	1,529	1,706	1,613.2	

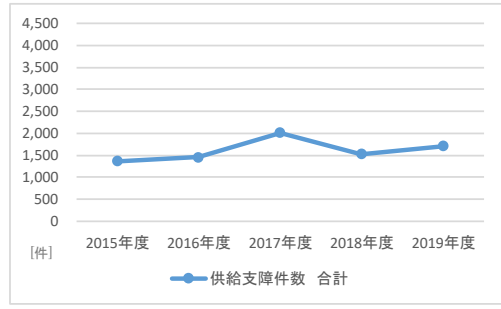


表11 (東京、2015~2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	10	14	17	16	17	14.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	16	24	38	21	25.8
		地中	5	2	4		4	3.0
	計	35	18	28	38	25	28.8	
	高圧配電線路	架空	1,755	2,204	2,311	3,841	5,186	3,059.4
		地中	74	75	65	100	97	82.2
	計	1,829	2,279	2,376	3,941	5,283	3,141.6	
	需要設備							
	その他設備における事故	125	93	96	107	134	111.0	
	合計	1,999	2,404	2,517	4,102	5,459	3,296.2	

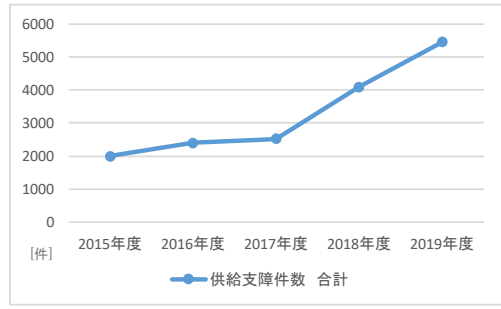


表12 (中部、2015~2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	5	6	3	6	10	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	8	16	9	26	19	15.6
		地中						
	計	8	16	9	26	19	15.6	
	高圧配電線路	架空	1,066	1,069	1,607	4,053	1,570	1,873.0
		地中	7	5	11	39	6	13.6
	計	1,073	1,074	1,618	4,092	1,576	1,886.6	
	需要設備							
	その他設備における事故	38	40	49	66	60	50.6	
	合計	1,124	1,136	1,679	4,190	1,665	1,958.8	

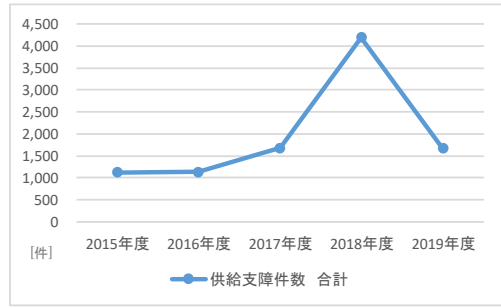


表13 (北陸、2015~2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所		3	1		2	1.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	5	7	4	7	2	5.0
		地中	1			2	2	1.0
	計	6	7	4	9	4	6.0	
	高圧配電線路	架空	258	303	542	385	199	337.4
		地中	7	10	5	3	1	5.2
	計	265	313	547	388	200	342.6	
	需要設備							
	その他設備における事故	10	17	15	21	10	14.6	
	合計	281	340	567	418	216	364.4	

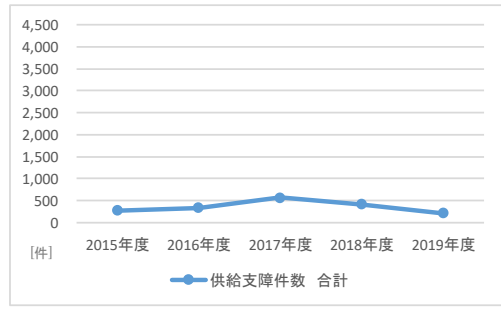


表14 (関西、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	7	13	9	8	3	8.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	80	102	190	82	99.2
		地中	6	3	7	6	3	5.0
	計	48	83	109	196	85	104.2	
	高圧配電線路	架空	943	1,171	1,695	5,270	1,300	2,075.8
		地中	51	63	48	56	50	53.6
	計	994	1,234	1,743	5,326	1,350	2,129.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	43		65	70	64	48.4	
	合計	1,092	1,330	1,926	5,600	1,502	2,290.0	

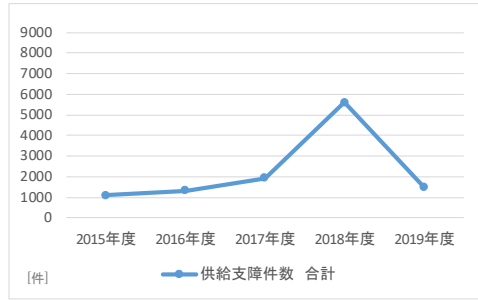


図12 (関西、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	10	7	2	8	6	6.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	14	16	16	14	17	15.4
		地中			1	1	1	0.6
	計	14	16	17	15	18	16.0	
	高圧配電線路	架空	1,211	960	1,066	1,172	1,015	1,084.8
		地中	23	13	24	20	16	19.2
	計	1,234	973	1,090	1,192	1,031	1,104.0	
	需要設備			1			0.2	
	その他設備における事故	37	25	33	31	35	32.2	
	合計	1,295	1,021	1,143	1,246	1,090	1,159.0	

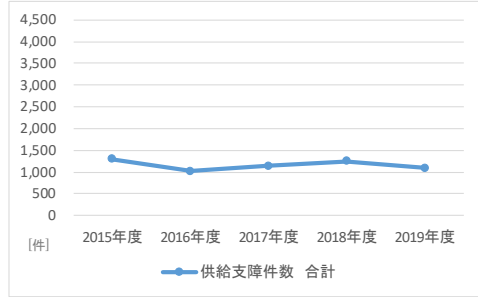


図13 (中国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	3		6	4	2	3.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3	5	3	4	4	3.8
		地中						
	計	3	5	3	4	4	3.8	
	高圧配電線路	架空	425	357	630	616	439	493.4
		地中	5	4	9	8	6	6.4
	計	430	361	639	624	445	499.8	
	需要設備							
	その他設備における事故	8	6	5	5	7	6.2	
	合計	444	372	653	637	458	512.8	

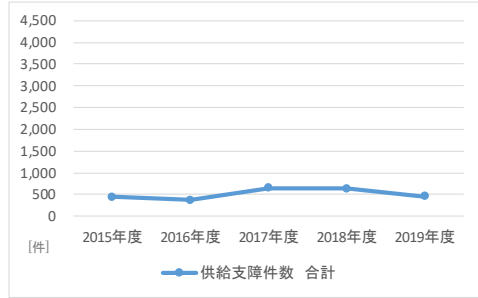


図14 (四国、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	3	15	3	1	4	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	21	32	42	38	31.4
		地中	1	4		1		1.2
	計	25	25	32	43	38	32.6	
	高圧配電線路	架空	1,751	1,237	1,349	1,888	1,547	1,554.4
		地中	15	18	30	15	22	20.0
	計	1,766	1,255	1,379	1,903	1,569	1,574.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	18	20	23	16	19	19.2	
	合計	1,812	1,315	1,437	1,963	1,630	1,631.4	

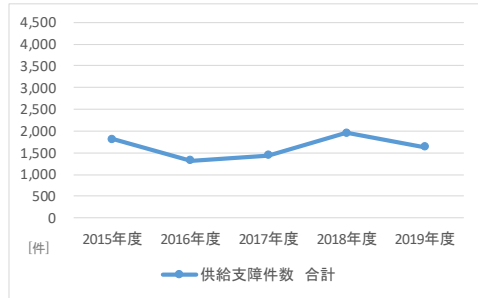


図15 (九州、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	1	3		8	2	2.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	51	34	42	52	35	42.8
		地中			1		2	0.6
	計	51	34	43	52	37	43.4	
	高圧配電線路	架空	489	242	378	887	456	490.4
		地中	1	2			7	2.0
	計	490	244	378	887	463	492.4	
	需要設備							
	その他設備における事故	8	18	14	11	3	10.8	
	合計	550	299	435	958	505	549.4	

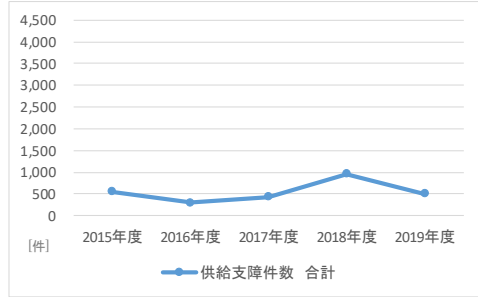


図16 (沖縄、2015～2019年度) 事故発生箇所別供給支障件数

## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 17 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

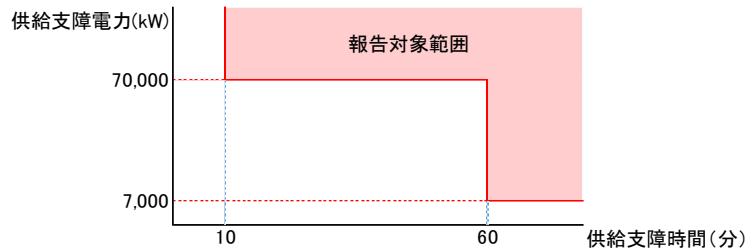


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2019 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数

[件]

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総 件 数	
		70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	7,000kW 以上	70,000kW 以上		100,000kW 以上 <sup>8</sup>
		100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 以上 <sup>8</sup>	70,000kW 未満	100,000kW 未満		100,000kW 以上 <sup>8</sup>
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		2			2		1	1					6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	1	2			3			5			1	12	
		地中													
		計	1	2			3			5			1	12	
	高圧配電線路	架空													
		地中													
計															
需要設備															
その他設備における事故															
合計		1	4			5		1	6			1	18		

<sup>8</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類	内容	
設備不備	製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。	
保守不備	保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。	
故意・過失	作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。	
他物接触	樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。	
腐しよく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。	
震動	重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。	
他社事故波及	自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。	
燃料不良	設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。	
電気火災	設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。	
感電(作業者)	作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。	
感電(公衆)	電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。	
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。 塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明	調査しても原因が明らかでないもの。	
その他	上記いずれの分類にもはまらないもの。	



(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2015～2019年度)

2015～2019年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>9 10</sup>

2019年度、全国の一定規模以上の供給支障の発生件数は、2018年度の31件から減少し18件となった。このうち、風雨や雷等の自然現象に起因する一定規模以上の供給支障件数は11件であった。特に東京エリアでは過去5ヶ年で最多の5件となった。

表21 (全国、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	2	1	4	1.6	
	保守不備	1	1	4	1	1.4	
	故意・過失		1	1	1	0.8	
	他物接触		4	2	2	2.6	
	他社事故波及 感電(作業)	1	1		1	0.6	
計	4	9	8	9	6	7.2	
自然現象	雷		3	2	1	5	2.2
	風雨		3	3	17	5	5.6
	氷雪		2	2			0.8
	地震		6				1.2
	塩、ちり、ガス		2		2	1	1.0
計		16	7	20	11	10.8	
不明	1					0.2	
その他				2	1	0.6	
合計	5	25	15	31	18	18.8	

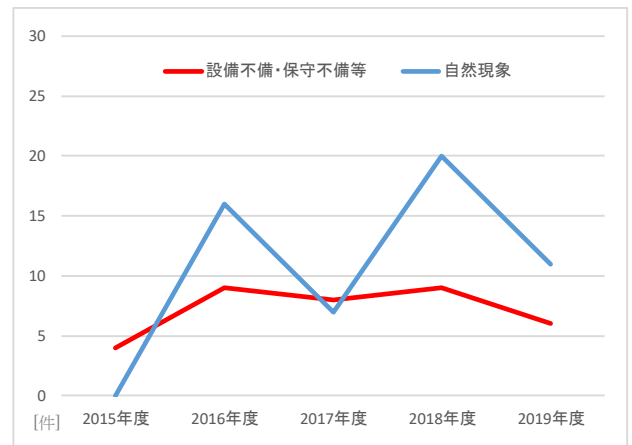


図18 (全国、2015～2019年度)供給支障原因

表22 (北海道、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備			1		0.2
	保守不備		1		1	0.4
	故意・過失					
	他物接触				1	0.2
	他社事故波及 感電(作業)					
計		1		3		0.8
自然現象	雷				1	0.2
	風雨		2			0.4
	氷雪			1		0.2
	地震					
	塩、ちり、ガス					
計		2	1		1	0.8
不明						
その他				1		0.2
合計		3	1	4	1	1.8

表23 (東北、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備					
	故意・過失		1			0.2
	他物接触		2			0.4
	他社事故波及 感電(作業)	1				0.2
計	1	3				0.8
自然現象	雷				1	0.2
	風雨					
	氷雪			1		0.2
	地震					
	塩、ちり、ガス					
計			1		1	0.4
不明						
その他						
合計	1	3	1		1	1.2

<sup>9</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>10</sup> 値が0の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。

表24 (東京、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	1		0.6	
	保守不備	1				0.2	
	故意・過失				1	0.4	
	他物接触		1	1	1	0.8	
	他社事故波及	1				0.2	
	感電(作業者)						
計	3	2	2	2	2	2.2	
自然現象	雷		1	1	1	2	1.0
	風雨					3	0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1	1	1	1	5	1.6
不明						0.2	
その他				1		0.2	
合計	4	3	3	4	7	4.2	

表26 (北陸、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備					
	故意・過失					
	他物接触					
	他社事故波及					
	感電(作業者)					
計						
自然現象	雷					
	風雨					
	氷雪					
	地震					
	塩、ちり、ガス					
	計					
不明						
その他						
合計						

表28 (中国、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計							
自然現象	雷			1		0.2	
	風雨				2	0.4	
	氷雪						
	地震		1			0.2	
	塩、ちり、ガス					1	0.2
	計		1	1	2	1	1.0
不明							
その他							
合計		1	1	2	1	1.0	

表30 (九州、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備		1			0.2
	保守不備					
	故意・過失					
	他物接触		1			0.2
	他社事故波及					
	感電(作業者)					
計		2			0.4	
自然現象	雷					
	風雨				2	0.4
	氷雪					
	地震			5		1.0
	塩、ちり、ガス		2			0.4
	計		7		2	1.8
不明						
その他						
合計		9		2		2.2

表25 (中部、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触					2	0.4
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計					2	0.4	
自然現象	雷		1			0.2	
	風雨				1	0.2	
	氷雪		2			0.4	
	地震						
	塩、ちり、ガス				2	0.4	
	計		3		3	1.2	
不明							
その他					1	0.2	
合計		3		3	3	1.8	

表27 (関西、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備				3	0.6	
	保守不備				3	0.6	
	故意・過失			1		0.2	
	他物接触			1		2	0.6
	他社事故波及		1		1	0.4	
	感電(作業者)						
計		1	5	4	2	2.4	
自然現象	雷				1	0.2	
	風雨		1	3	10	1	3.0
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計		1	3	10	2	3.2
不明							
その他							
合計		2	8	14	4	5.6	

表29 (四国、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備					
	保守不備				1	0.2
	故意・過失					
	他物接触					
	他社事故波及					
	感電(作業者)					
計				1	0.2	
自然現象	雷					
	風雨					
	氷雪					
	地震					
	塩、ちり、ガス					
	計					
不明						
その他						
合計				1		0.2

表31 (沖縄、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計							
自然現象	雷		1			0.2	
	風雨				2	1	0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計		1		2	1	0.8
不明							
その他							
合計		1		2	1	0.8	

### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>11</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>12</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>11</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>12</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2015～2019年度)

2015～2019年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2019年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>13</sup>さらに、東京エリアにおける低圧電灯需要家停電実績の台風15号の影響について、参考1として表46に示す。

2019年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

- ・全国の1需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも過去5ヶ年で2018年度に次ぐ多さとなった。
- ・エリア別では東京における2つの台風による被害<sup>14</sup>の影響が大きく、台風15号では千葉県を中心とした東京エリアで最大約93万戸が停電。鉄塔や電柱の倒壊等設備被害が多く発生し、停電解消までに約2週間を要した。
- ・なお、東京エリアにおける台風15号の影響を除けば、全国的には平年と比べ大きな変動はなかった。

表33 (全国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.10	0.14	0.11	0.28	0.19	0.17
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.03
	合計●	0.13	0.18	0.14	0.31	0.23	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	18	21	12	221	82	71
	作業停電	4	4	3	4	3	4
	合計●	21	25	16	225	86	74

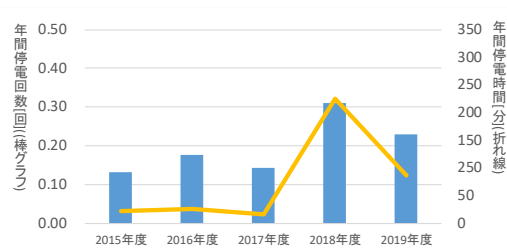


図19 (全国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.15	0.17	0.13	1.19	0.11	0.35
	作業停電	α	α	0.01	α	α	0.01
	合計●	0.15	0.17	0.14	1.19	0.11	0.35
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	35	10	2,154	4	443
	作業停電	α	1	α	α	α	1
	合計●	10	36	10	2,154	4	443

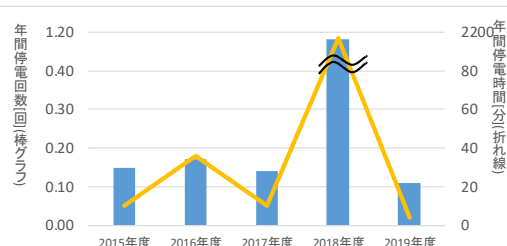


図20 (北海道、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.11	0.13	0.09	0.11	0.10
	作業停電	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.03
	合計●	0.12	0.14	0.15	0.11	0.12	0.13
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	11	24	10	7	15	14
	作業停電	4	4	3	2	2	3
	合計●	15	28	13	10	17	17

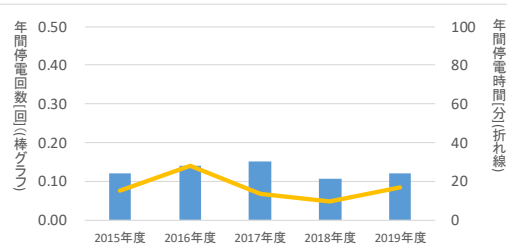


図21 (東北、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

<sup>13</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは $0 < \alpha < 0.005$ の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは $0 < \alpha < 0.5$ の値である。

<sup>14</sup> (再掲) [https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/denryoku\\_anzen/pdf/021\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/pdf/021_01_00.pdf)  
「令和元年に発生した災害の概要と対応」令和元年12月5日 経済産業省 産業保安グループ 電力安全課

表36 (東京、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.13	0.09	0.13	0.33	0.15
	作業停電	0.01	0.02	0.01	0.01	0.03	0.02
	合計●	0.07	0.15	0.10	0.14	0.36	0.16
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	6	7	6	19	200	47
	作業停電	1	1	1	3	1	1
	合計●	6	8	7	22	201	49

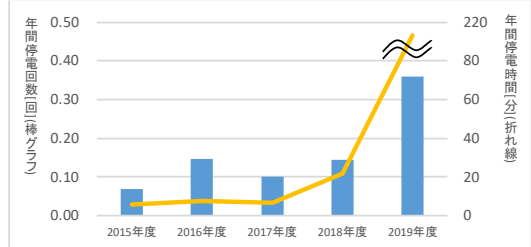


図22 (東京、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.17	0.08	0.39	0.11	0.16
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	合計●	0.13	0.23	0.14	0.45	0.17	0.22
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	5	10	348	32	80
	作業停電	7	7	7	8	8	7
	合計●	11	12	17	356	40	87

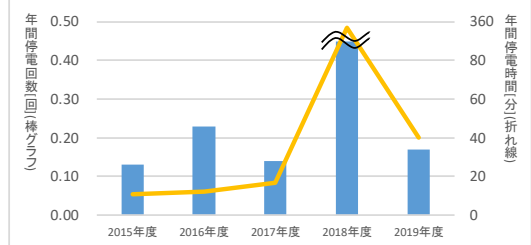


図23 (中部、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.04	0.06	0.09	0.06	0.03	0.06
	作業停電	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09
	合計●	0.14	0.16	0.17	0.15	0.13	0.15
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	4	11	9	3	6
	作業停電	16	17	15	15	16	16
	合計●	20	21	26	24	19	22

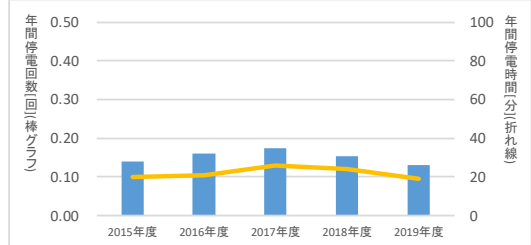


図24 (北陸、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.07	0.12	0.40	0.10	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.08	0.09	0.13	0.41	0.11	0.17
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	3	4	14	396	5	84
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	4	5	15	397	6	86

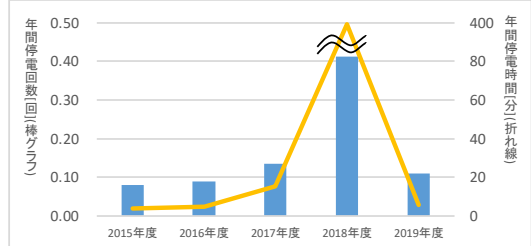


図25 (関西、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.18	0.15	0.12	0.14	0.13	0.15
	作業停電	0.11	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10
	合計●	0.29	0.26	0.23	0.23	0.21	0.24
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	17	6	7	24	10	13
	作業停電	12	12	12	10	9	11
	合計●	29	18	19	33	19	24

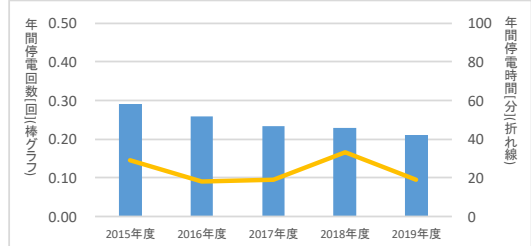


図26 (中国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.12	0.09	0.19	0.20	0.13	0.15
	作業停電	0.19	0.18	0.16	0.14	0.14	0.16
	合計●	0.31	0.27	0.36	0.34	0.27	0.31
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	13	6	21	32	8	16
	作業停電	21	20	17	15	15	18
	合計●	34	26	38	47	23	34

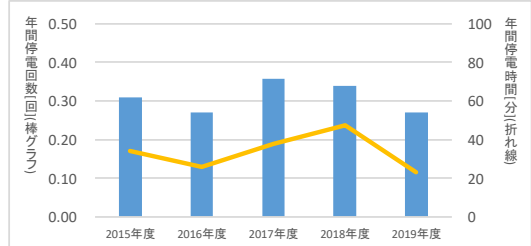


図27 (四国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.16	0.24	0.08	0.14	0.08	0.14
	作業停電	0.00	-	-	0.00	0.00	0.00
	合計●	0.16	0.24	0.08	0.14	0.08	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	101	128	25	103	15	74
	作業停電	0	-	-	0	0	0
	合計●	101	128	25	103	15	74

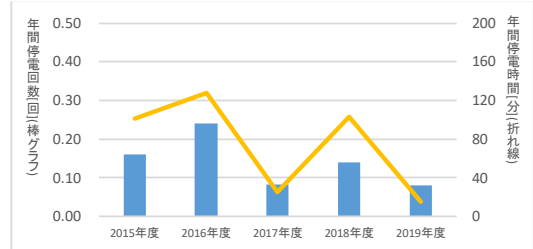


図28 (九州、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	1.04	0.57	0.98	3.62	1.11	1.46
	作業停電	0.08	0.08	0.07	0.07	0.05	0.07
	合計●	1.12	0.65	1.05	3.69	1.17	1.54
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	150	35	117	1,269	215	357
	作業停電	8	8	7	6	6	7
	合計●	158	43	124	1,275	221	364

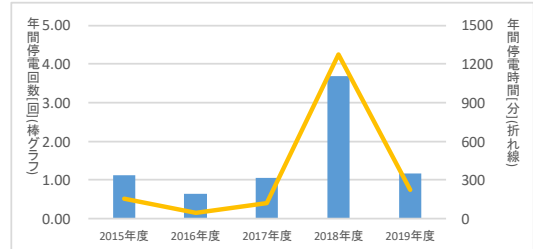


図29 (沖縄、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2019年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>15</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間1 停電回数 あたり 「回」	事故停電	電源側	0.06	0.01	0.10	0.02	α	0.04	0.01	0.01	0.02	0.15	
		高圧配電線	0.05	0.09	0.23	0.08	0.03	0.06	0.12	0.11	0.06	0.95	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.11	0.11	0.33	0.11	0.03	0.10	0.13	0.13	0.08	1.11	0.19
	作業停電	電源側	α	α	0.00	α	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.01	0.03	0.04	0.08	α	0.06	0.09	0.00	0.01	
		低圧配電線	α	α	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.05	0.00	0.04	
		計	α	0.02	0.03	0.06	0.09	0.01	0.09	0.14	0.00	0.05	0.04
	合計	電源側	0.06	0.01	0.10	0.03	α	0.04	0.01	0.01	0.02	0.15	
		高圧配電線	0.06	0.10	0.26	0.12	0.11	0.07	0.18	0.20	0.06	0.96	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.05	
		計	0.11	0.12	0.36	0.17	0.13	0.11	0.21	0.27	0.08	1.17	0.23
年間1 停電時間 あたり 「分」	事故停電	電源側	1	2	7	7	α	1	α	α	1	8	
		高圧配電線	3	12	193	25	2	4	9	7	14	201	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	1	α	6	
		計	4	15	200	32	3	5	10	8	15	215	82
	作業停電	電源側	α	α	0	α	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	2	1	6	14	α	8	12	0	2	
		低圧配電線	α	α	α	2	2	α	1	3	0	4	
		計	α	2	1	8	16	1	9	15	0	6	3
	合計	電源側	1	2	7	7	α	1	α	α	1	8	
		高圧配電線	3	14	194	31	16	5	17	19	14	203	
		低圧配電線	α	1	α	3	2	1	2	4	α	10	
		計	4	17	201	40	19	6	19	23	15	221	86

※全国は各エリアの加重平均で算出

<sup>15</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。またデータが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2019 年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、全エリアで各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して 100%となった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。すべての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1 需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数は、過去 5 ヶ年では自然災害が多かった昨年度に次ぐ件数となった。エリア別では、東京が平年に比べ大幅に増加したことが影響した。東京では 2 つの大型台風を主因とした高压配電線路（架空）の事故が件数に大きく影響したと考えられる。

一定規模以上の供給支障の発生件数は、全国で 2018 年度の 31 件から減少し 18 件となった。このうち、風雨や雷等の自然現象に起因する一定規模以上の供給支障件数は 11 件であった。特に東京エリアでは過去 5 ヶ年で最多の 5 件となった。

低圧電灯需要家停電実績は、全国の 1 需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも過去 5 ヶ年で 2018 年度に次ぐ多さとなった。東京エリアにおける台風被害による影響が大きく、特に 15 号では停電時間において平年に比べ大幅な増加がみられた。

2019 年度は、周波数、電圧の実績については大きな変動はなく維持すべき範囲内であったことから、これらの電気の質は適切に保たれていたと評価できる。停電の実績については、2 つの大型台風を主因とした自然現象により電気設備に大きな被害が発生し、東京エリアを中心に停電実績の変動・悪化が見られたが、同エリア・全国においても自然現象を除く設備不備等の要因による停電実績の悪化は認められなかった。

本報告書においては、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し公表していく。

(参考1) 東京エリアにおける台風 15 号による停電に関する実績への影響

2019 年度 千葉県を中心とした東京エリアにおいて、電気設備にとりわけ甚大な被害をもたらした台風 15 号の影響を除外した場合の参考データを表 45～46 に示す。

・事故発生個所別供給支障件数における影響の検証

2019 年度において、台風 15 号の影響を除外した場合との比較から、特に、高圧配電線路(架空)に 2 千件を超える大きな被害をもたらしていることが確認された。

表 45 (東京、2015～2019 年度) 事故発生個所別供給支障件数(8 ページ表 11 における比較と全国への影響)

[件]

事故発生箇所		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度		2019年度(全国)		
						影響含む	影響除外	影響含む	影響除外	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	10	14	17	16	17	17	56	56	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	16	24	38	21	19	246	244
		地中	5	2	4	0	4	3	13	12
		計	35	18	28	38	25	22	259	256
	高圧配電線路	架空	1,755	2,204	2,311	3,841	5,186	3,139	13,958	11,911
		地中	74	75	65	100	97	82	227	212
		計	1,829	2,279	2,376	3,941	5,283	3,221	14,185	12,123
需要設備	0	0	0	0	0	0	0	0		
その他設備における事故		125	93	96	107	134	134	372	372	
合計		1,999	2,404	2,517	4,102	5,459	3,394	14,872	12,807	

・低圧電灯需要家停電実績における影響の検証

2019 年度において、台風 15 号の影響を除外した場合との比較から、1 需要家あたり年間停電時間において、2019 年度実績の大半を占めていることが確認された。全国的には、この影響を除外すれば平年と比べ大きな変動はなかった。

表 46 (東京、2015～2019 年度)低圧電灯需要家停電実績(16 ページ表 36 における比較と全国への影響)

[回、分]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度		2019年度(全国)	
						影響含む	影響除外	影響含む	影響除外
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.13	0.09	0.13	0.33	0.23	0.19	0.16
	作業停電	0.01	0.02	0.01	0.01	0.03	0.03	0.04	0.04
	合計	0.07	0.15	0.10	0.14	0.36	0.26	0.23	0.19
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	6	7	6	19	200	26	82	21
	作業停電	1	1	1	3	1	1	3	3
	合計	6	8	7	22	201	27	86	24



(参考2) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2015~2019年)

2015~2019年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表47と図30、停電回数の比較を表48と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会(Council of European Energy Regulators: CEER)の公表資料<sup>16</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会(Public Utilities Commission)の公表資料<sup>17</sup>から作成した。<sup>18</sup>

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月(1月又は4月)、<sup>19</sup>自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

表47 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域	年					集計条件			
	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除	
日本	21	25	16	225	86	自動再開路は除く	低圧	含	
	事故停電	18	21	12	221				82
	作業停電	4	4	4	4				3
米国	カリフォルニア州	122	219	308	266	737	5分以上の停電	全電圧	含
	事故停電	115	124	244	201	690			
	作業停電	7	95	64	65	48			
	テキサス州	277	214	522	175	335			
	事故停電	268	205	509	158	319			
	作業停電	10	9	13	17	15			
	ニューヨーク州	130	137	270	409	228			
	事故停電	-	-	-	-	-			
	作業停電	-	-	-	-	-			
欧州	ドイツ	22	24	-	-	-	3分以上の停電	全電圧	含
	事故停電	15	13	-	-	-			
	作業停電	7	10	-	-	-			
	イタリア	196	144	-	-	-			
	事故停電	129	65	-	-	-			
	作業停電	67	79	-	-	-			
	フランス	74	71	-	-	-			
	事故停電	58	53	-	-	-			
	作業停電	16	18	-	-	-			
	スペイン	69	66	-	-	-			
	事故停電	56	54	-	-	-			
	作業停電	13	12	-	-	-			
	イギリス	61	55	-	-	-			
	事故停電	51	47	-	-	-			
	作業停電	10	8	-	-	-			
	スウェーデン	135	94	-	-	-			
	事故停電	118	76	-	-	-			
	作業停電	17	19	-	-	-			
フィンランド	169	81	-	-	-				
事故停電	158	68	-	-	-				
作業停電	12	13	-	-	-				
ノルウェー	173	129	-	-	-				
事故停電	129	88	-	-	-				
作業停電	44	41	-	-	-				

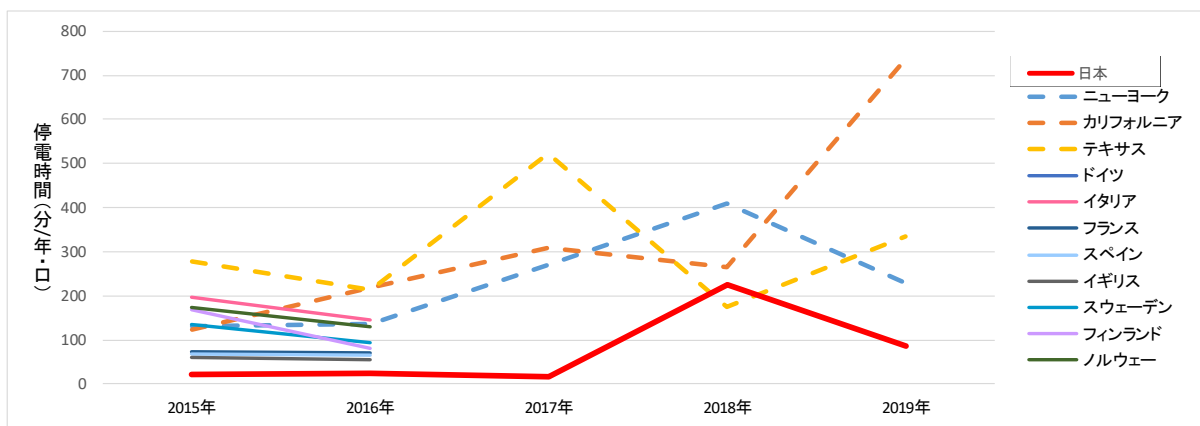


図30 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 48 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域	年					集計条件				
	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		0.13	0.18	0.14	0.31	0.23	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.10	0.14	0.11	0.28	0.19				
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04				
米国	カリフォルニア州		0.94	1.31	1.46	1.45	1.53	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	0.91	1.05	1.26	0.94	1.37			
		作業停電	0.03	0.26	0.20	0.50	0.16			
	テキサス州		1.91	1.55	1.61	1.54	1.82			
		事故停電	1.82	1.48	1.51	1.40	1.68			
		作業停電	0.09	0.07	0.15	0.13	0.14			
	ニューヨーク州		0.67	0.79	0.85	1.01	0.88			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			
欧州	ドイツ		0.91	0.59	-	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	0.83	0.51	-	-	-			
		作業停電	0.08	0.08	-	-	-			
	イタリア		2.81	2.17	-	-	-			
		事故停電	2.43	1.76	-	-	-			
		作業停電	0.37	0.41	-	-	-			
	フランス		0.22	0.22	-	-	-			
		事故停電	0.09	0.08	-	-	-			
		作業停電	0.13	0.14	-	-	-			
	スペイン		1.31	1.18	-	-	-			
		事故停電	1.21	1.09	-	-	-			
		作業停電	0.10	0.09	-	-	-			
	イギリス		0.60	0.57	-	-	-			
		事故停電	0.56	0.53	-	-	-			
		作業停電	0.04	0.04	-	-	-			
	スウェーデン		1.36	1.33	-	-	-			
		事故停電	1.22	1.17	-	-	-			
		作業停電	0.14	0.16	-	-	-			
	フィンランド		2.78	1.58	-	-	-			
		事故停電	2.64	1.42	-	-	-			
		作業停電	0.14	0.15	-	-	-			
	ノルウェー		2.17	1.89	-	-	-			
		事故停電	1.87	1.59	-	-	-			
		作業停電	0.30	0.30	-	-	-			

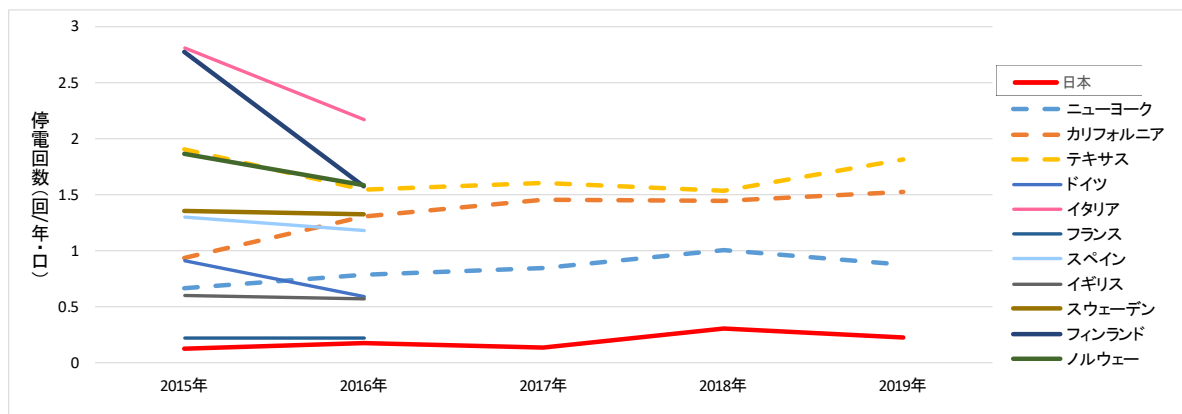


図31 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>16</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>17</sup> 以下の各資料より引用。

カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」  
<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州: Public Utility Commission of Texas

「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」

<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」

<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=20-E-0045&submit=Search>

<sup>18</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>19</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。



## Ⅱ．電力系統の状況

### 電力系統に関する概況

- 2019 年度実績 -

2020年8月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年次報告書に取りまとめ毎年公表することとしている。

今回、電力需給及び電力系統に関する概況について 2019 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を取りまとめ、年次報告書として公表する。

## 目次

第2章 電力系統の実績	50
1. 地域間連系線とその管理	50
2. 連系線の利用状況	52
3. 連系線の混雑処理状況	57
4. 連系線の作業停止状況	60
5. 連系線の故障状況	62
6. マージン使用の実績	63
7. 連系線別の利用実績	64
8. 広域連系系統の空容量の状況	70
まとめ	71

## 第2章 電力系統の実績

### 1. 地域間連系線とその管理

#### (1) 地域間連系線とは

地域間連系線(以下連系線)とは、一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する 250 キロボルト以上の送電線及び交直変換設備のこと。これにより供給区域を超えた電力の供給が可能となる。各供給区域内での供給力不足時等には、本機関の指示による連系線を利用した電力供給により、電力需給バランスの確保を図る。連系線の概要を図 2-1、表 2-1 に示す。

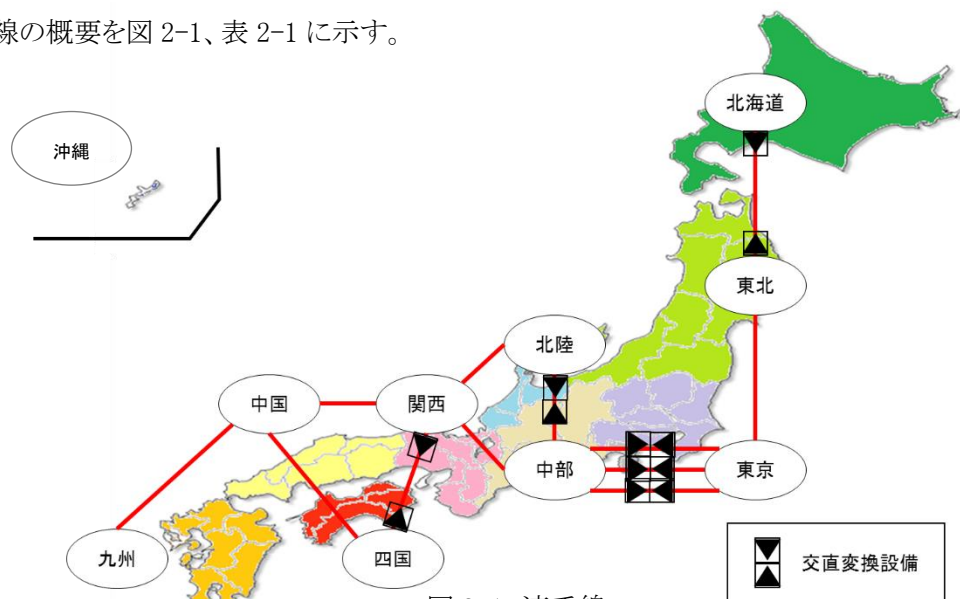


図 2-1 連系線

表 2-1 連系線の概要

連系線	区間・方向	対象設備	直流・交流
北海道本州間連系設備	順方向 北海道 → 東北	北海道・本州間電力連系設備 新北海道本州間電力連系設備	直流
	逆方向 東北 → 北海道		
東北東京間連系線	順方向 東北 → 東京	相馬双葉幹線 いわき幹線	交流
	逆方向 東京 → 東北		
東京中部間連系設備	順方向 東京 → 中部	佐久間周波数変換設備 新信濃周波数変換設備 東清水周波数変換設備	直流
	逆方向 中部 → 東京		
中部関西間連系線	順方向 中部 → 関西	三重東近江線	交流
	逆方向 関西 → 中部		
中部北陸間連系設備	順方向 中部 → 北陸	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	直流
	逆方向 北陸 → 中部		
北陸関西間連系線	順方向 北陸 → 関西	越前嶺南線	交流
	逆方向 関西 → 北陸		
関西中国間連系線	順方向 関西 → 中国	西播東岡山線 山崎智頭線	交流
	逆方向 中国 → 関西		
関西四国間連系設備	順方向 関西 → 四国	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	直流
	逆方向 四国 → 関西		
中国四国間連系線	順方向 中国 → 四国	本四連系線	交流
	逆方向 四国 → 中国		
中国九州間連系線	順方向 中国 → 九州	関門連系線	交流
	逆方向 九州 → 中国		

※2020年3月末時点

## (2) 連系線の管理

本機関は、業務規程第 124 条から第 155 条の規定に基づき、連系線の管理を行う。なお、本機関は 2018 年 10 月に連系線利用ルールを連系線の効率的利用、公平性・透明性の確保及び市場環境の整備の観点により、先着優先から間接オークションへ変更した。<sup>1</sup> 間接オークションとは、連系線を利用する地位又は権利をオークションにより直接的に割当てを行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場を介して行う仕組みである。連系線利用ルールを変更したことに伴う主な相違点は以下のとおり。

### 連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

図 2-2 のとおり、間接オークション導入前は、先着優先で容量割当てを積み重ねた上で、前日 10 時の段階でなお空容量となっている部分を活用して、前日スポット取引を実施。対して、間接オークション導入後は、原則、全ての連系線容量(マージン分は控除)を前日スポット取引市場に割当てて実施する。

これにより、連系線利用が「先着優先」から、卸電力取引を介して行う「間接オークション」へと変更することから、連系線の利用計画はなくなり、容量登録は前日スポット取引以降に実施される。

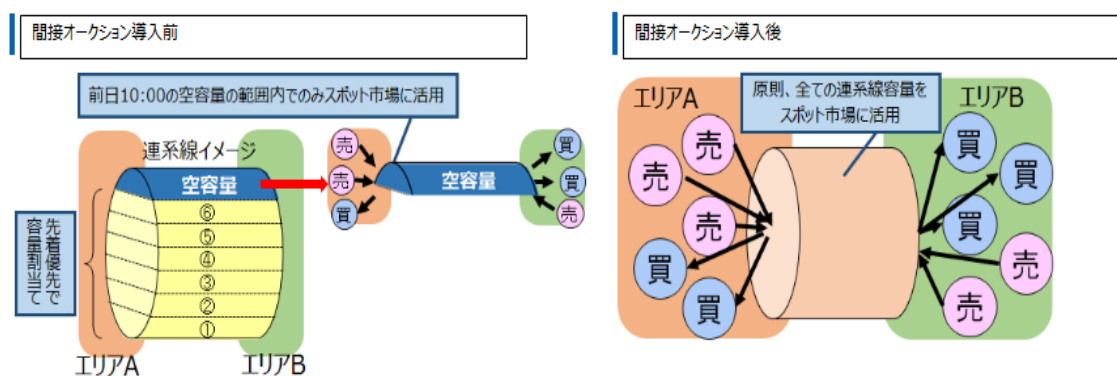


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

<sup>1</sup> [http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu\\_auction/kansetsu\\_auction\\_gaiyou.html](http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu_auction/kansetsu_auction_gaiyou.html)



## 2. 連系線の利用状況

業務規程第 124 条の規定に基づき、管理する連系線について利用状況を以下のとおり示す。

### (1) 月別の連系線利用状況

2019 年度の月別連系線利用状況について表 2-2、図 2-3 に示す。

表 2-2 月別連系線利用状況

[百万 kWh]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道 本州間	東北向き (順方向)	35	69	82	23	25	3	5	10	8	2	1	17	279
	北海道向き (逆方向)	137	84	73	102	230	129	203	214	287	305	287	66	2,117
東北 東京間	東京向き (順方向)	1,842	2,156	1,998	2,877	2,800	2,186	1,717	2,086	2,482	2,360	2,573	2,498	27,575
	東北向き (逆方向)	29	9	10	16	31	13	54	19	20	27	17	7	252
東京 中部間	中部向き (順方向)	32	13	34	23	7	40	28	27	40	52	52	5	354
	東京向き (逆方向)	303	303	361	412	440	403	401	203	330	360	367	264	4,147
中部 関西間	関西向き (順方向)	41	39	68	74	144	164	77	72	125	68	64	43	980
	中部向き (逆方向)	638	625	724	803	414	350	669	596	276	527	786	768	7,175
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	0	1	0	0	1	4	1	0	0	0	0	0	7
	中部向き (逆方向)	0	12	12	2	0	2	6	2	0	0	2	2	40
北陸 関西間	関西向き (順方向)	139	172	312	153	165	164	208	197	307	569	282	249	2,918
	北陸向き (逆方向)	32	24	18	92	46	136	98	38	23	4	20	15	547
関西 中国間	中国向き (順方向)	62	30	68	35	32	62	45	30	67	47	47	52	578
	関西向き (逆方向)	754	1,106	572	1,091	1,054	784	936	949	731	707	559	549	9,793
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	0	11	0	0	0	0	20	0	0	0	0	31
	関西向き (逆方向)	448	501	861	1,025	1,040	998	1,029	596	859	914	867	819	9,956
中国 四国間	四国向き (順方向)	6	5	29	7	7	15	7	5	6	20	9	15	131
	中国向き (逆方向)	341	559	325	575	511	365	361	539	354	86	70	56	4,143
中国 九州間	九州向き (順方向)	4	7	15	23	22	17	16	3	5	3	19	2	138
	中国向き (逆方向)	1,088	1,087	851	1,306	1,441	1,278	1,380	1,485	1,598	1,703	1,599	1,497	16,311

※ 連系線の計画潮流を基に作成。値は相殺前のものである。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第 1 位を四捨五入している。

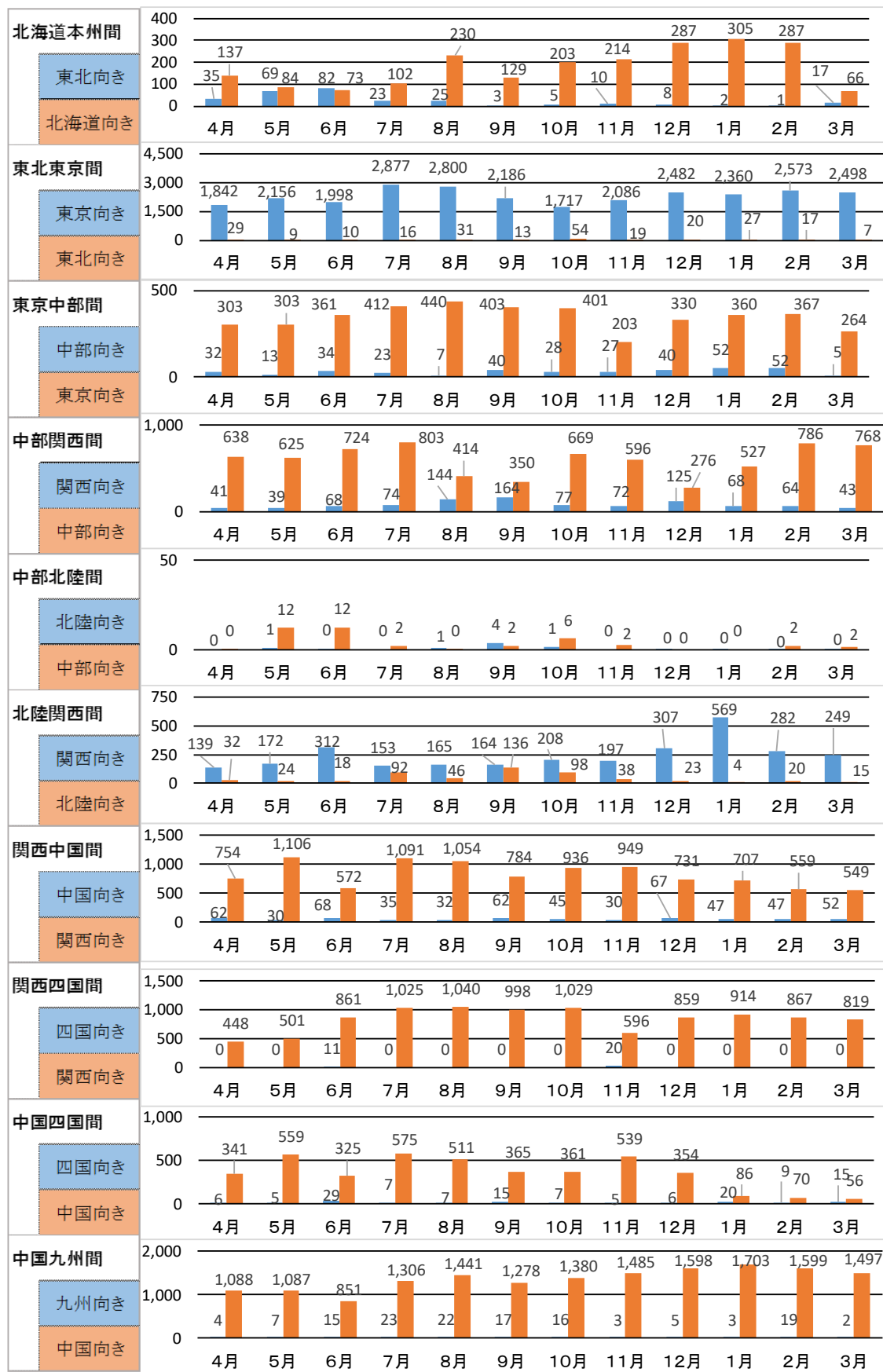


図 2-3 月別連系線利用状況

(2) 年度別の連系線利用状況

2010～2019年度の年度別連系線利用状況について表2-3、図2-4に示す。

表2-3 年度別連系線利用状況

[百万 kWh]

		2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	972	3,925	214	182	143	146	237	340	130	279
	北海道向き (逆方向)	12	7	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117
東北 東京間	東京向き (順方向)	27,519	9,454	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575
	東北向き (逆方向)	12,219	5,674	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252
東京 中部間	中部向き (順方向)	188	1,151	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354
	東京向き (逆方向)	1,271	2,426	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147
中部 関西間	関西向き (順方向)	943	3,734	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980
	中部向き (逆方向)	10,721	8,403	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	117	169	452	170	231	108	241	353	134	7
	中部向き (逆方向)	2,310	130	183	310	296	172	59	108	76	40
北陸 関西間	関西向き (順方向)	4,957	1,127	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918
	北陸向き (逆方向)	2,850	730	464	587	491	502	640	1,260	2,540	547
関西 中国間	中国向き (順方向)	1,423	1,483	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578
	関西向き (逆方向)	7,916	10,520	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	0	208	0	1	2	2	1	82	31
	関西向き (逆方向)	9,299	9,810	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956
中国 四国間	四国向き (順方向)	2,502	3,475	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131
	中国向き (逆方向)	7,496	6,727	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143
中国 九州間	九州向き (順方向)	903	2,582	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138
	中国向き (逆方向)	13,095	13,905	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311

※ 連系線の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の10ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第1位を四捨五入している。

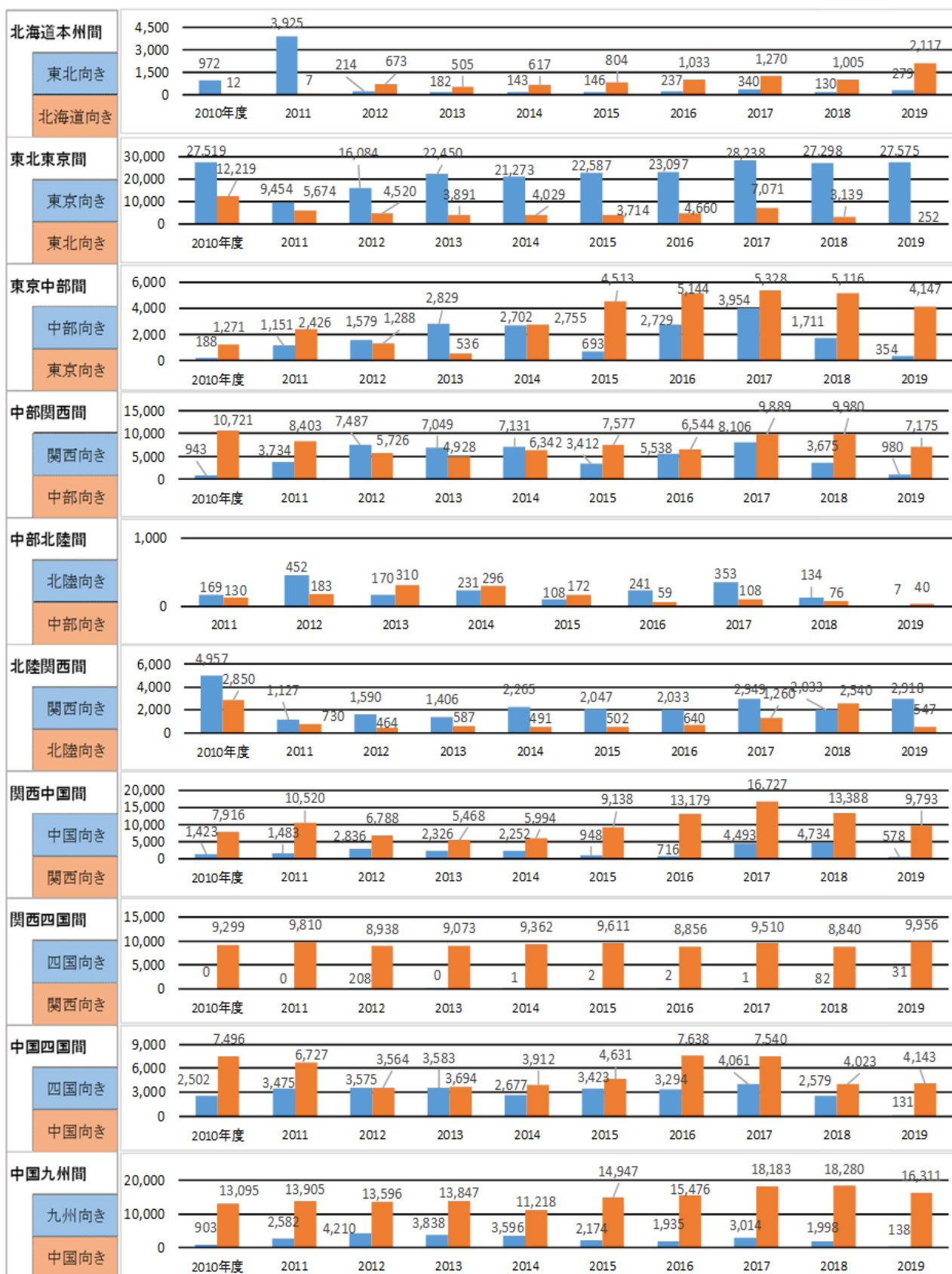


図 2-4 年度別連系線利用状況

### (3) 月別・取引別の連系線利用状況

2019年度の月別・取引別の連系線利用状況について、表2-4に示す。

表2-4 月別・取引別の連系線利用状況

	[百万kWh]												年度計
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
相対取引・その他	99	55	14	10	2	4	6	32	7	1	4	20	255
前日スポット取引	5,624	6,535	6,060	8,322	8,036	6,706	6,844	6,706	7,181	7,400	7,211	6,592	83,216
時間前取引	209	213	351	308	371	402	390	353	330	354	405	314	4,000

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

### (4) 年度別・取引別の連系線利用状況

2010～2019年度の年度別・取引別の連系線利用状況について、表2-5、及び図2-5から図2-7に示す。

表2-5 年度別・取引別の連系線利用状況

	[百万kWh]										2019
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
相対取引	100,444	79,693	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710		255
前日スポット取引	6,251	5,718	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120		83,216
時間前取引	2	22	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932		4,000

※ 「時間前取引」について、2010～2015年度までは4時間前取引である一方、2016年度以降は1時間前取引である。

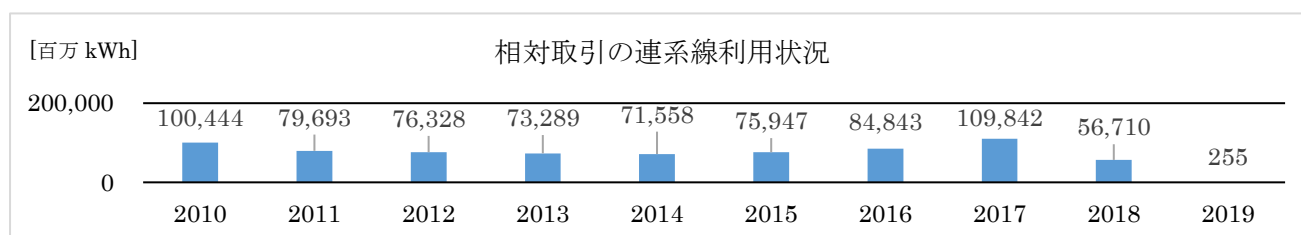


図2-5 年度別・取引別の連系線利用状況(相対取引・その他)

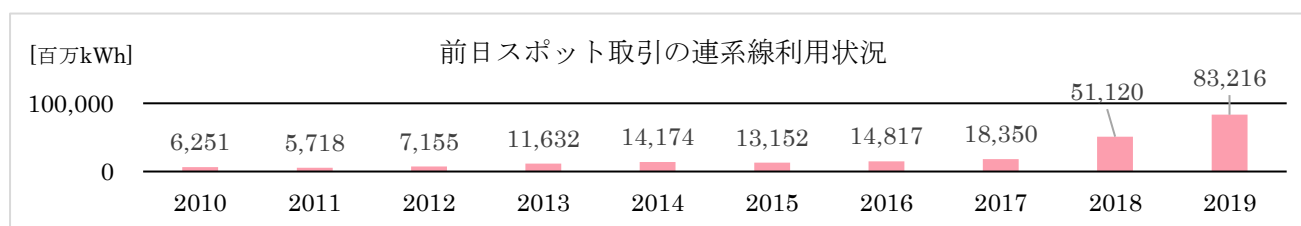


図2-6 年度別・取引別の連系線利用状況(前日スポット取引)

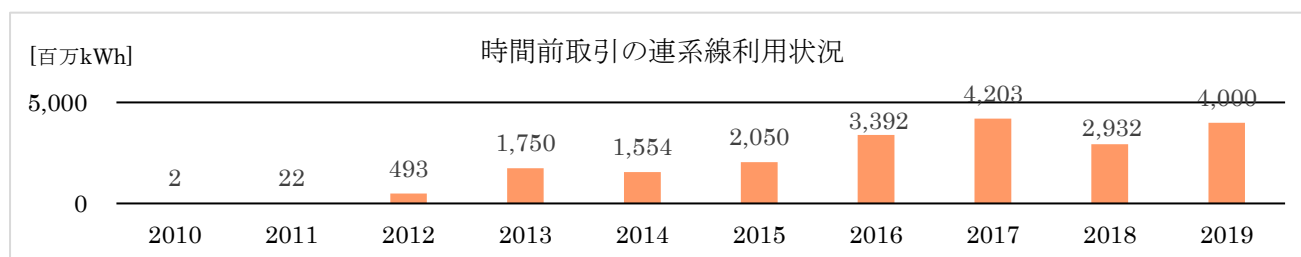


図2-7 年度別・取引別の連系線利用状況(時間前取引)

### 3. 連系線の混雑処理状況

業務規程第 143 条の規定に基づき実施した連系線の混雑処理について、以下のとおり実績を示す。

#### (1) 月別・計画断面別の抑制時間

2018 年 10 月 1 日から間接オークション導入により混雑処理は行われていないため、2019 度の月別・計画断面別の抑制実績はなかった。

#### (2) 年度別・計画断面別の抑制時間

2010～2019 年度の年度別・計画断面別の抑制時間について表 2-6、図 2-8 に示す。

表 2-6 月別・計画断面別の抑制時間

[h]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
2019年度	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018年度	合計	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	週間計画より前	972	3,044	2,170	1,996	2,388	2,752	0	0	0	0	0	0	13,322
	週間計画以降	4,139	3,633	5,595	5,039	5,165	5,221	0	0	0	0	0	0	28,791
2017年度	合計	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	週間計画より前	1,000	1,694	1,288	1,764	1,758	1,222	1,798	1,124	762	1,714	636	722	15,482
	週間計画以降	1,210	2,064	1,501	1,221	924	1,629	1,226	3,309	4,426	3,549	3,883	4,937	29,876
2016年度	合計	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	週間計画より前	533	763	0	144	130	310	582	208	476	506	0	431	4,083
	週間計画以降	0	243	123	77	6	112	121	259	23	2	12	110	1,085
2015年度	合計	1,175	3,858	1,293	761	791	996	1,396	854	946	774	723	1,275	14,840
	週間計画より前	1,076	3,778	1,257	744	744	766	772	734	884	744	696	1,216	13,410
	週間計画以降	99	80	36	17	47	231	624	120	62	30	27	59	1,430
2014年度	合計	1,132	1,820	411	18	48	250	101	21	49	76	108	44	4,075
	週間計画より前	898	1,701	256	0	12	82	30	0	0	0	0	0	2,978
	週間計画以降	234	120	155	18	36	168	71	21	49	76	108	44	1,097
2013年度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16	4,121
	週間計画より前	736	476	100	0	0	32	814	0	5	196	0	0	2,359
	週間計画以降	370	713	34	3	19	62	59	0	5	278	205	16	1,762
2012年度	合計	458	1,237	502	620	727	1,025	299	1,039	795	1	667	469	7,836
	週間計画より前	234	1,032	0	0	0	447	198	808	698	0	667	420	4,503
	週間計画以降	224	205	502	620	727	578	101	231	97	1	0	49	3,333
2011年度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622	10,114
	週間計画より前	84	541	144	224	1,178	384	302	1	0	0	1,543	1,488	5,889
	週間計画以降	58	230	850	380	58	373	355	295	524	444	528	134	4,226
2010年度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120	1,721
	週間計画より前	420	0	0	0	0	0	0	0	0	504	0	0	924
	週間計画以降	133	13	277	52	144	2	5	1	4	48	0	120	798

※ 赤字部分は年度内最大値を表す。

※ 抑制時間は 30 分単位で集計し、1 時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 広域機関システムにおける連系線利用計画変更機能の運用開始時期は以下のとおり。

・週間計画における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2016 年 9 月

・月間変更における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2017 年 2 月

・2018 年 10 月 1 日より間接オークション開始

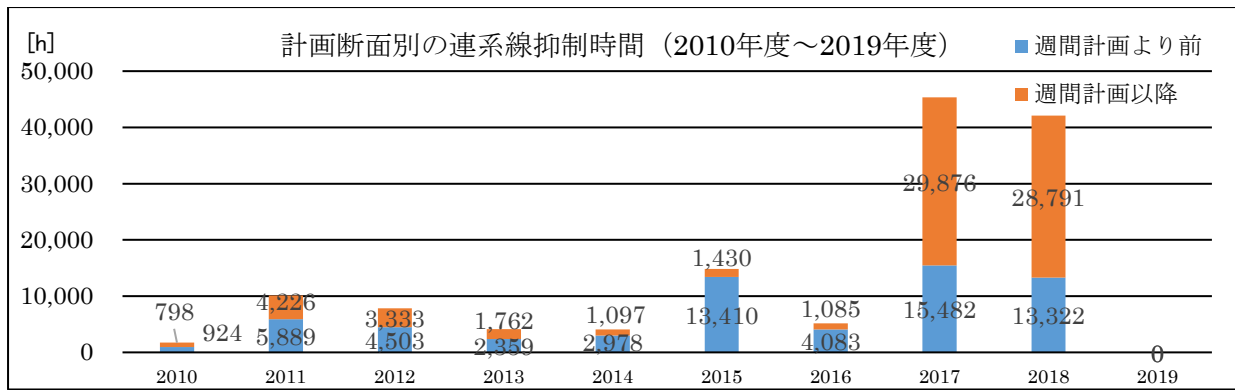


図 2-8 年度別・計画断面別の抑制時間

(3) 月別・制約別の抑制時間

2018年10月1日から間接オークション導入により混雑処理は行われていないため、2019年度の月別・制約別の抑制実績はなかった。

(4)年度別・制約別の抑制時間

2010～2019年度の年度別・制約別の抑制時間について表2-7、図2-9に示す。

表2-7 月別・制約別の抑制時間

[h]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
2019年度	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	容量超過	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018年度	合計	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	容量超過	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017年度	合計	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	容量超過	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016年度	合計	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	容量超過	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015年度	合計	1,175	3,858	1,293	761	791	996	1,396	854	946	774	723	1,275	14,840
	容量超過	1,175	2,437	1,293	761	791	863	1,233	854	946	774	723	1,275	13,123
	最低潮流	0	1,421	0	0	0	133	163	0	0	0	0	0	1,717
2014年度	合計	1,132	1,820	411	18	48	250	101	21	49	76	108	44	4,075
	容量超過	990	1,661	411	18	48	192	73	21	49	76	108	44	3,688
	最低潮流	142	160	0	0	0	58	28	0	0	0	0	0	387
2013年度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16	4,121
	容量超過	928	853	134	3	19	94	324	0	10	474	205	16	3,058
	最低潮流	178	336	0	0	1	0	549	0	0	0	0	0	1,063
2012年度	合計	458	1,237	502	620	727	1,025	299	1,039	795	1	667	469	7,836
	容量超過	457	1,160	496	324	511	928	0	325	675	0	667	469	6,010
	最低潮流	1	77	6	296	217	97	299	715	120	1	0	0	1,826
2011年度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622	10,114
	容量超過	114	613	144	9	10	143	124	36	496	434	2,069	1,621	5,810
	最低潮流	29	158	850	595	1,226	614	534	260	28	10	2	1	4,304
2010年度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120	1,721
	容量超過	500	4	2	49	0	2	5	1	2	19	0	97	680
	最低潮流	53	9	276	3	144	0	0	0	2	532	0	24	1,042

※ 赤字部分は年度内最大値を表す。

※ 抑制時間は30分単位で集計し、1時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 広域機関システムにおける連系線利用計画変更機能の運用開始時期は以下のとおり。

- ・週間計画における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2016年9月
- ・月間変更における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2017年2月
- ・2018年10月1日より間接オークション開始

[h]

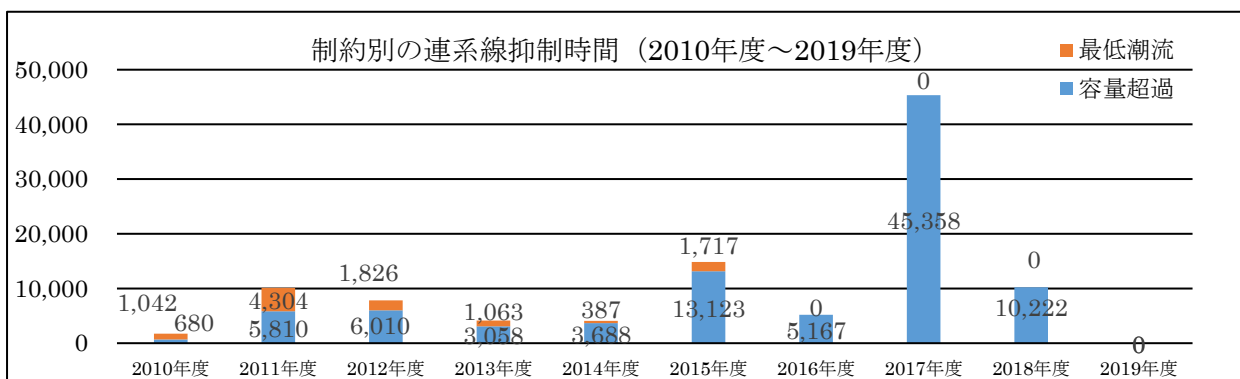


図2-9 年度別・制約別の抑制時間



#### 4. 連系線の作業停止状況

業務規程第 167 条の規定に基づき一般送配電事業者から報告を受けた連系線の作業停止について、以下のとおり実績を示す。

##### (1) 月別の連系線作業停止状況

2019 年度の月別・連系線別の連系線作業停止状況について表 2-8 に、月別の全国連系線作業停止率について、図 2-10 に示す。

表 2-8 月別の連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計			
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数		
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	24	11	10	8	8	11	10	31	7	2	7	28	7	7	4	3	2	2						11	31	90	134	
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線			3	12	5	7			3	20	6	30	1	4	4	30	6	31	2	31	2	27					32	192
東京中部間	佐久間周波数変換設備	5	4			1	1									9	6											15	11
	新信濃周波数変換設備	2	2	6	4	2	1			1	1			1	1	16	19	7	8						5	13	40	49	
	東清水周波数変換設備	1	1			4	4																		5	12	10	17	
中部関西間	三重東近江線			11	5	7	4					1	1	2	1													21	11
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備					1	1							13	16													14	17
北陸関西間	越前嶺南線			1	1	1	1							1	1													3	3
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	18	8									33	20	10	7	11	8											72	43
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	22	5			2	4					1	2			2	26	2	9									29	46
中国四国間	本四連系線	3	25	3	27									1	1													7	53
中国九州間	関門連系線	10	12	10	11																							20	23
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		85	68	44	68	31	34	10	31	11	23	48	81	36	38	46	92	17	50	2	31	2	27	21	56	353	599		

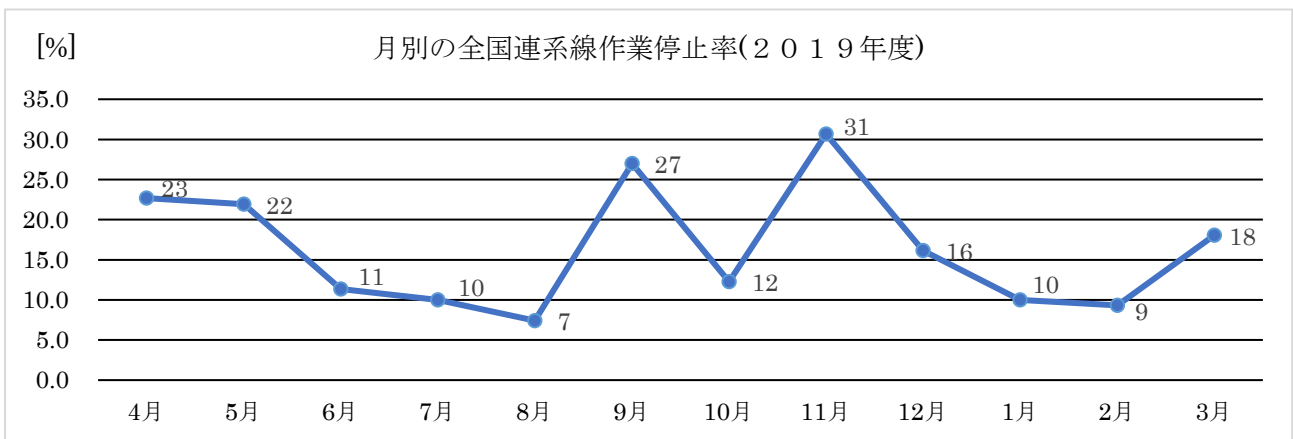


図 2-10 月別の連系線作業停止率

※ 作業停止率 =  $\frac{\text{連系線作業停止延べ日数}}{10 \times \text{連系線} \times \text{暦日数}}$

(2)年度別連系線作業停止状況

2010～2019年度の年度別の連系線作業停止状況について、表 2-9 に示す。

表 2-9 年度別連系線作業停止状況

[件]

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	計	10ヶ年平均
件数	64	56	58	38	63	91	218	267	205	353	1,413	141

※ 2015年度から2016年度にかけて実績が大きく増加しているのは、2016年度から、広域機関システムが導入されたことにより詳細な実績管理が可能となったためである。

## 5. 連系線の故障状況

### (1) 連系線の故障状況

2019年度の連系線の故障状況について、表 2-10 に示す。

表 2-10 年度別連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
5月7日	北斗今別直流幹線	275kV今別幹線1・2号線事故波及 推定原因:雷撃
5月19日	北斗今別直流幹線	北斗変換所変換器冷却装置故障
6月9日	阿南紀北直流幹線	阿南変換所側 1群バルブ冷却系の漏水
6月11日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
8月20日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
9月10日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
10月12日	新信濃1号FC/佐久間FC/北斗今別直流幹線	275kV北千葉線1,2号事故での千葉火力脱落に伴う周波数低下 推定原因:風雨(飛来物接触)
11月26日	北斗今別直流幹線	他社変電所事故波及
12月12日	北斗今別直流幹線	他社送電線事故波及

※運用容量に影響のある故障実績を記載。

### (2) 年度別の連系線故障件数

2010～2019年度の年度別の連系線の故障状況について、表 2-11 に示す。

表 2-11 年度別連系線故障状況

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	計	10ヶ年平均
件数	9	5	6	9	1	3	3	3	6	9	54	5

[件]

## 6. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生、又は発生するおそれのある場合において、連系線に設定したマージンを使って電気を供給することをいう。業務規程第 152 条の規定に基づくマージンの使用について、2019 年度の実績は、表 2-12 のとおり。

表 2-12 マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
9 月 10 日	東京中部間連系設備 (逆方向)	東京電力パワーグリッド供給区域において、高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況の悪化が見込まれ、電気の需給悪化状況改善に伴う融通指示に際し、当該連系線の空き容量が不足していたため

## 7. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績の見方は、図 2-11 及び表 2-13 に示すとおりであり、利用実績は次ページ以降の図 2-12 から 2-21 のとおり。

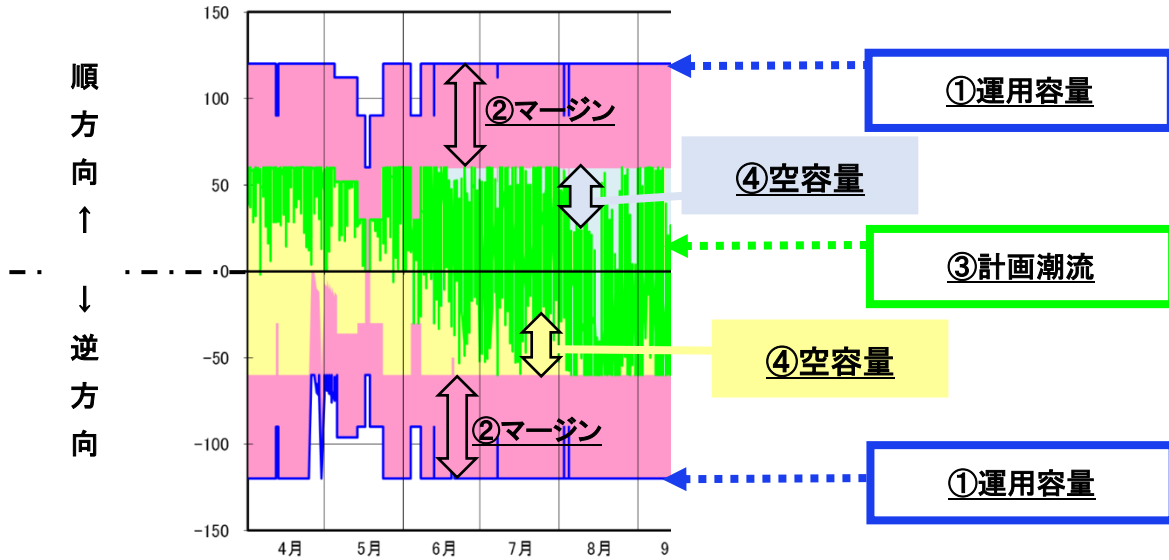


図 2-11 連系線 実績の見方

表 2-13 連系線 実績の見方

構成要素	2018年9月まで	2018年10月から(間接オークション導入後)
①運用容量	流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値。	同左
②マージン	マージンとは、電力系統の異常時又は受給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、または電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを利用した連系線利用計画及びマージンを使用した連系線利用計画の連系線利用量は控除。	マージンとは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用する計画潮流は控除。
③計画潮流	先着優先による連系線利用計画、前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合	前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。
④空容量	④＝①－②－③ なお、広域周波数調整に必要となる容量については、その実施を決定した時点で、空容量から控除。	同左

(注:計画潮流について)

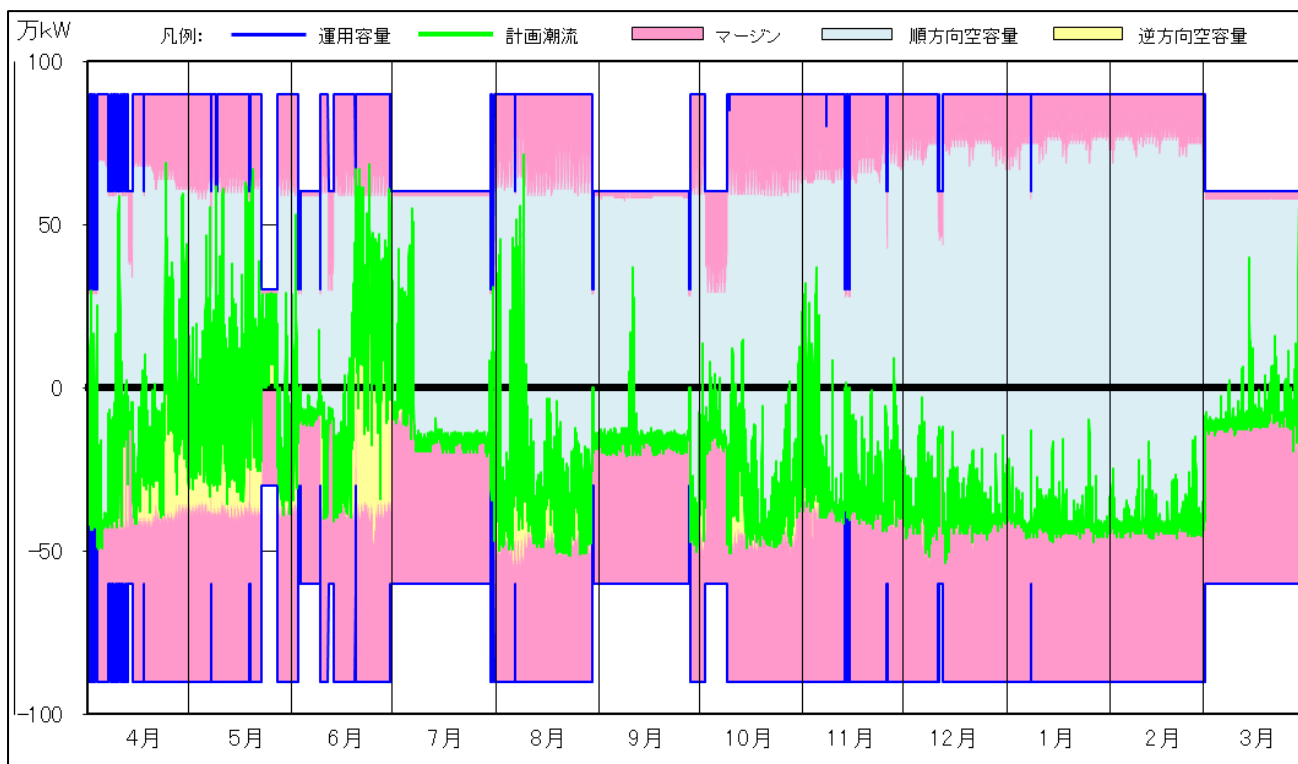
順方向と逆方向の利用計画は相殺される。そのため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値として記載する。

【参考】空容量実績の公表について

空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

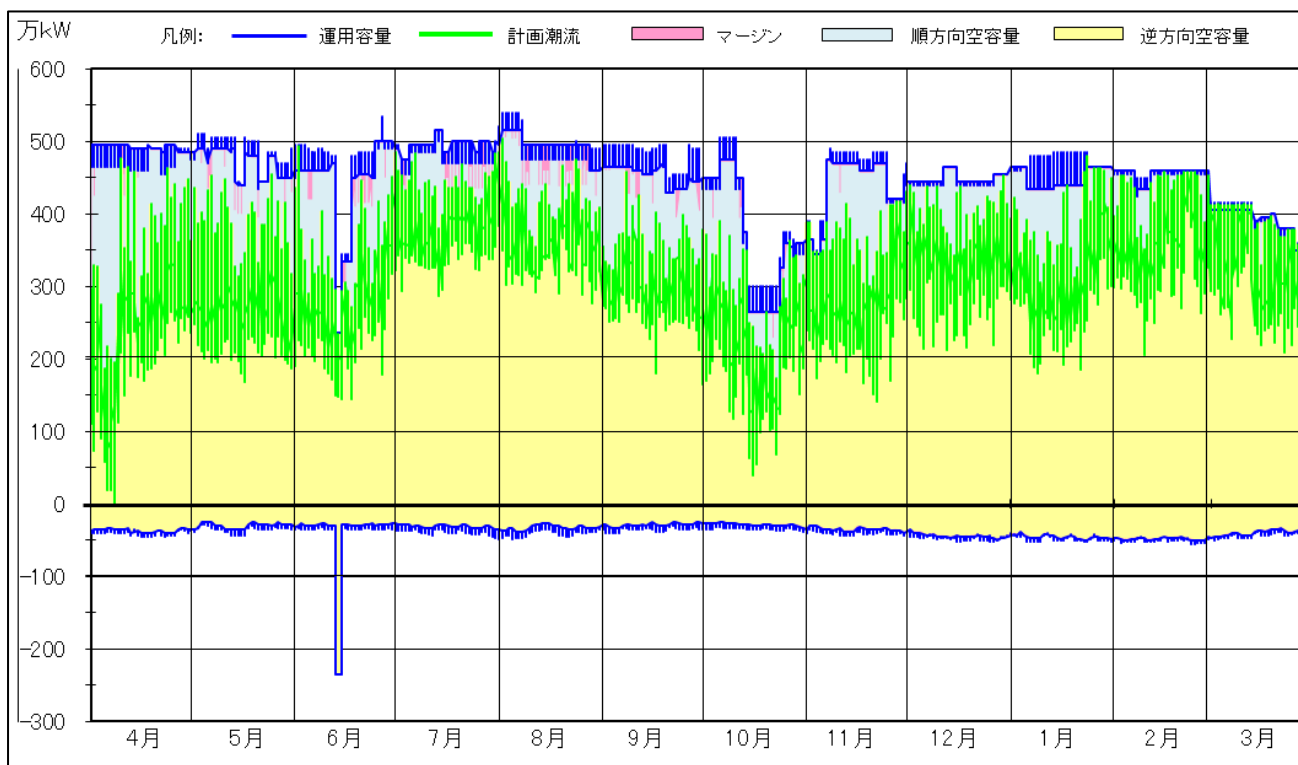
URL: [http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN\\_login#](http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#)

図 2-12 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2019年度)



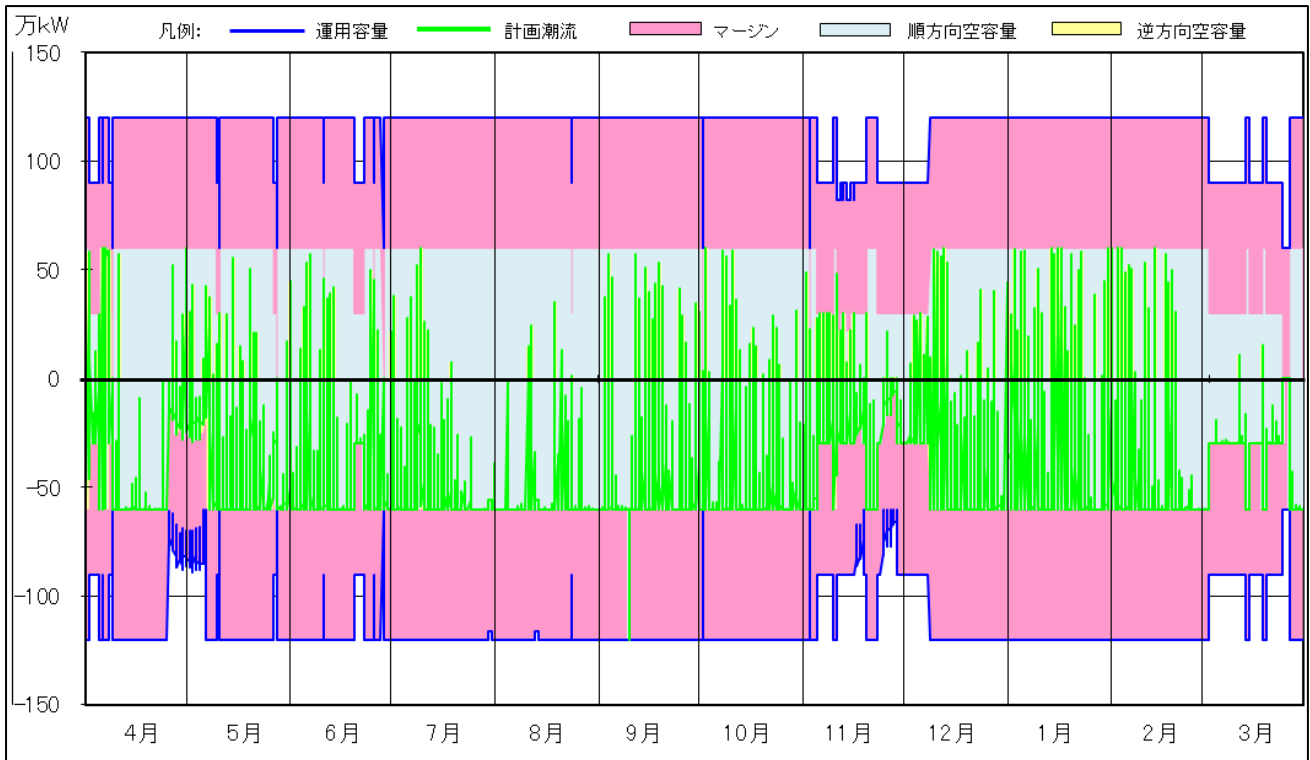
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図 2-13 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2019年度)



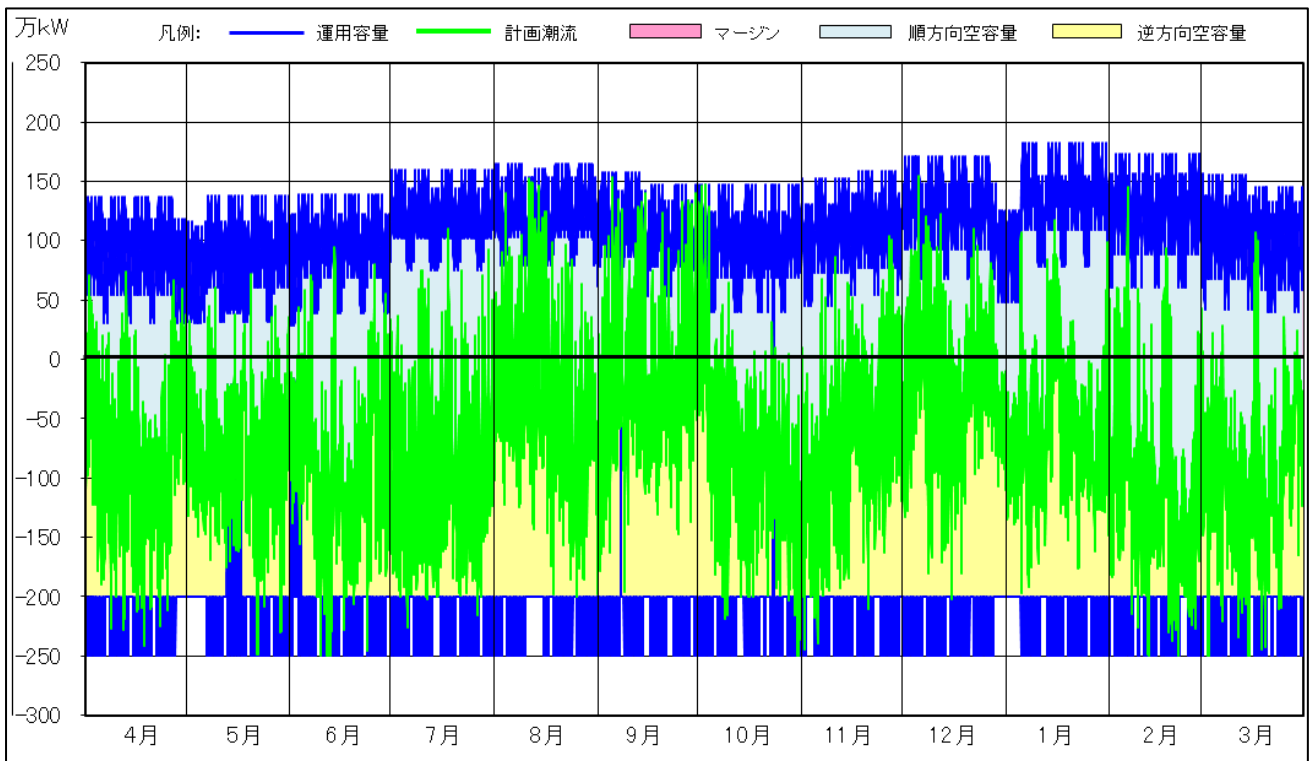
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図 2-14 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水周波数変換設備)の空容量実績(2019 年度)



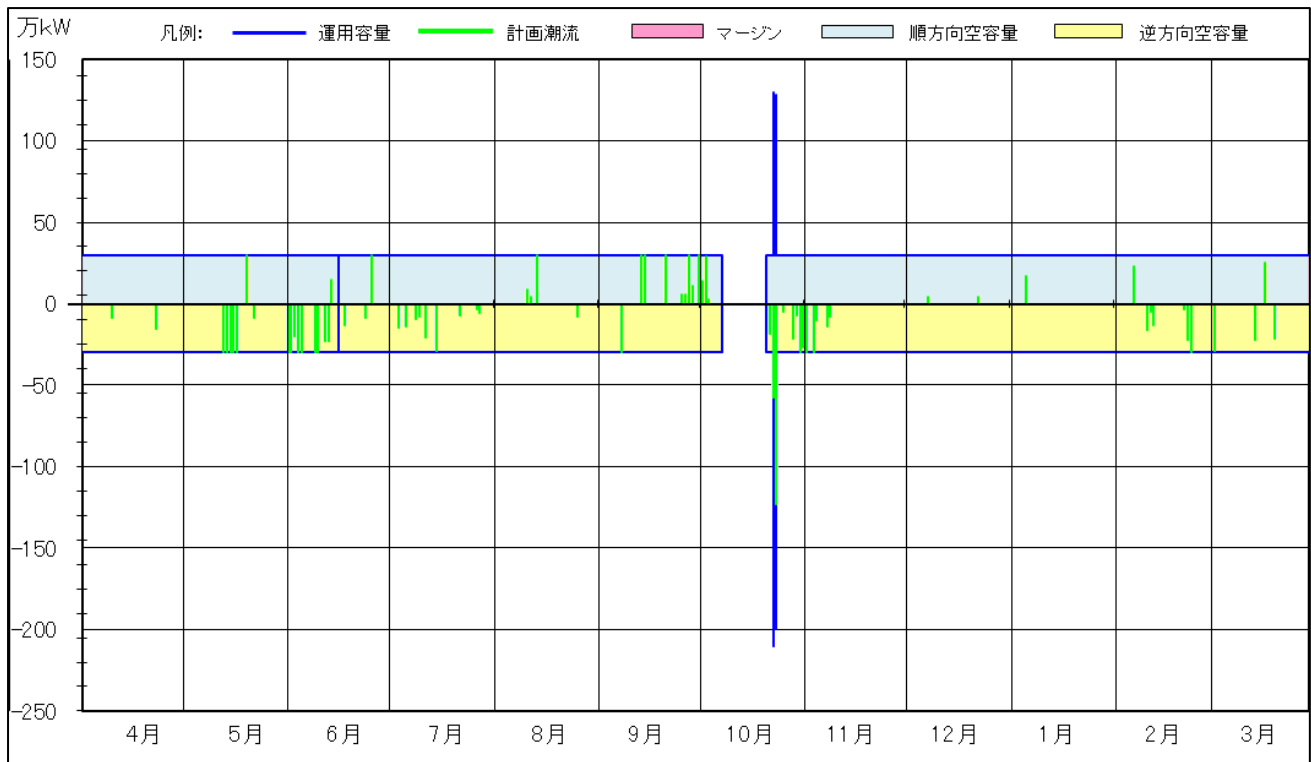
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図 2-15 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2019 年度)



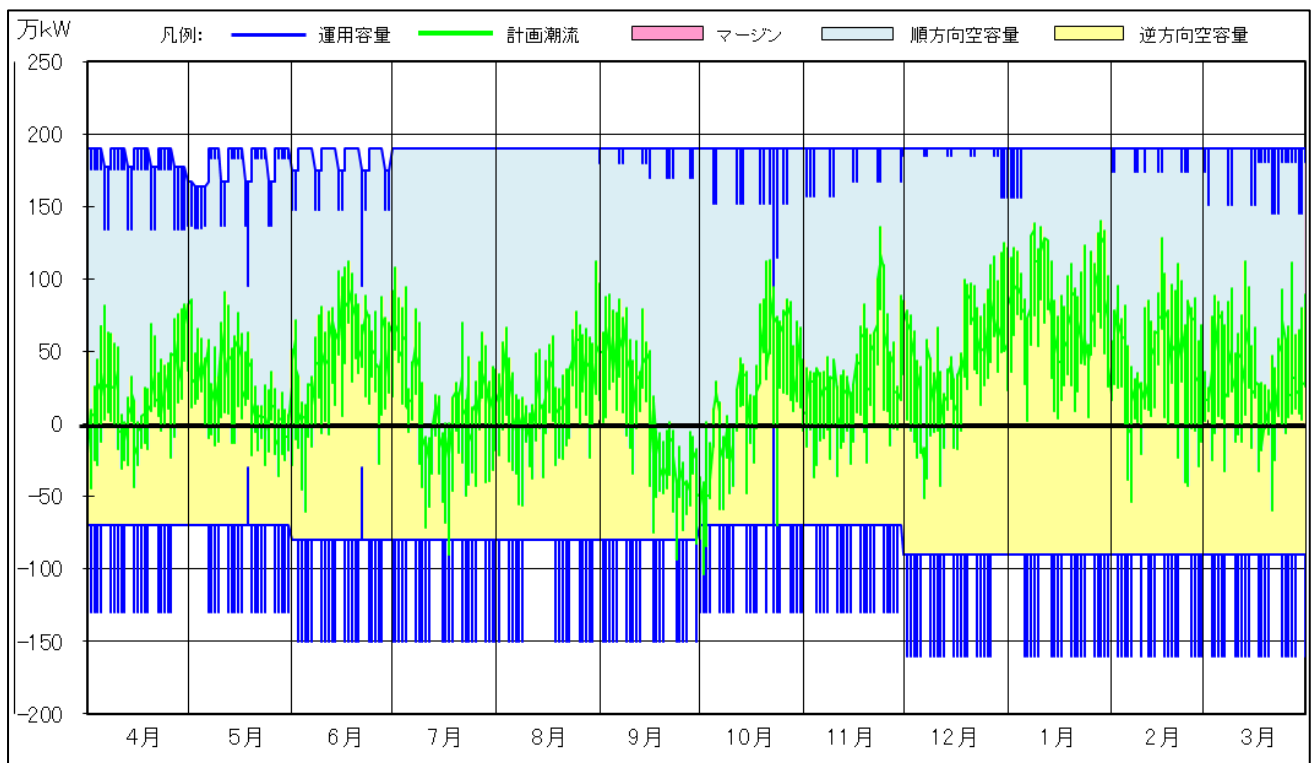
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-16 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2019 年度)



※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

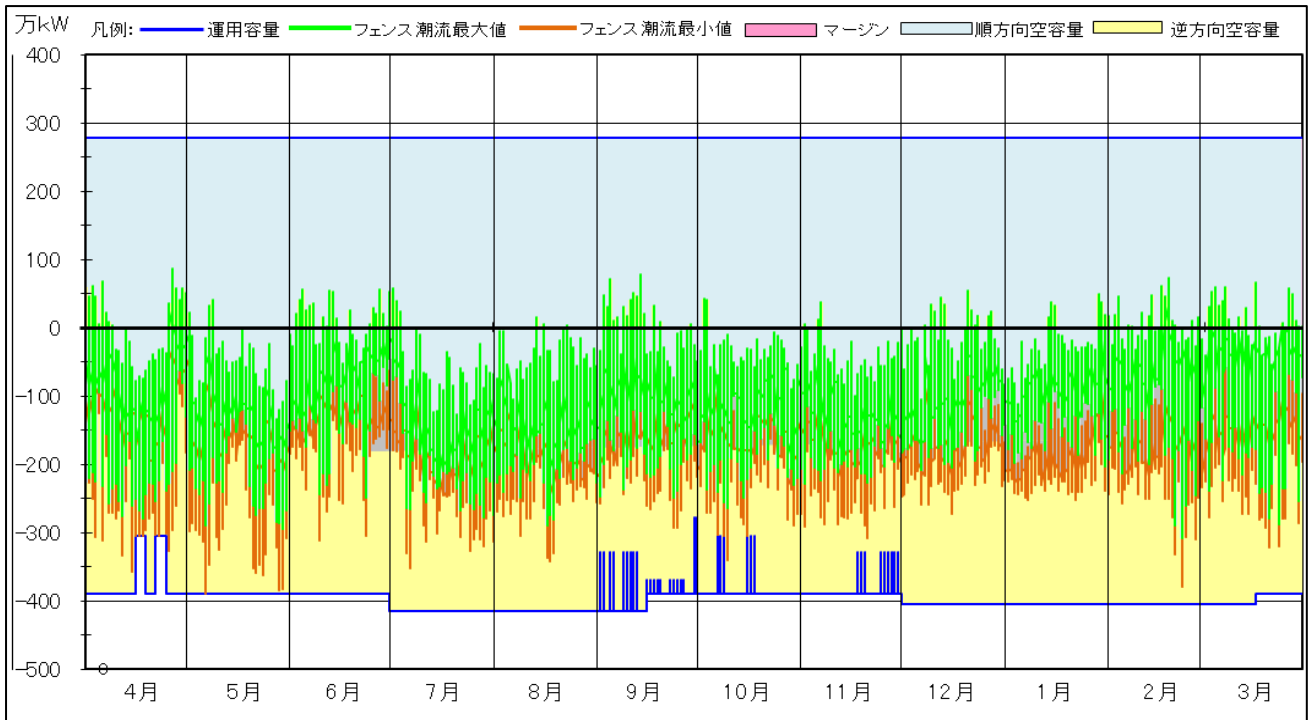
図 2-17 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2019 年度)



※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

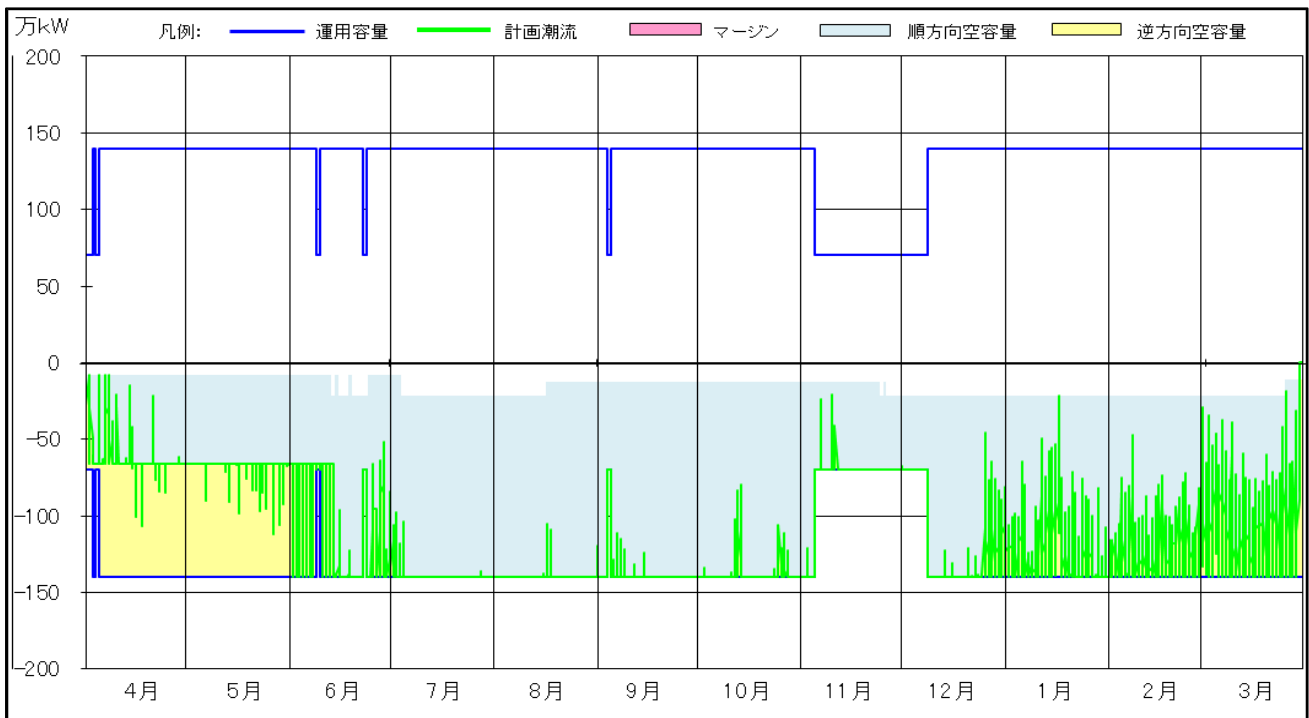


図 2-18 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2019 年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図 2-19 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(2019 年度)

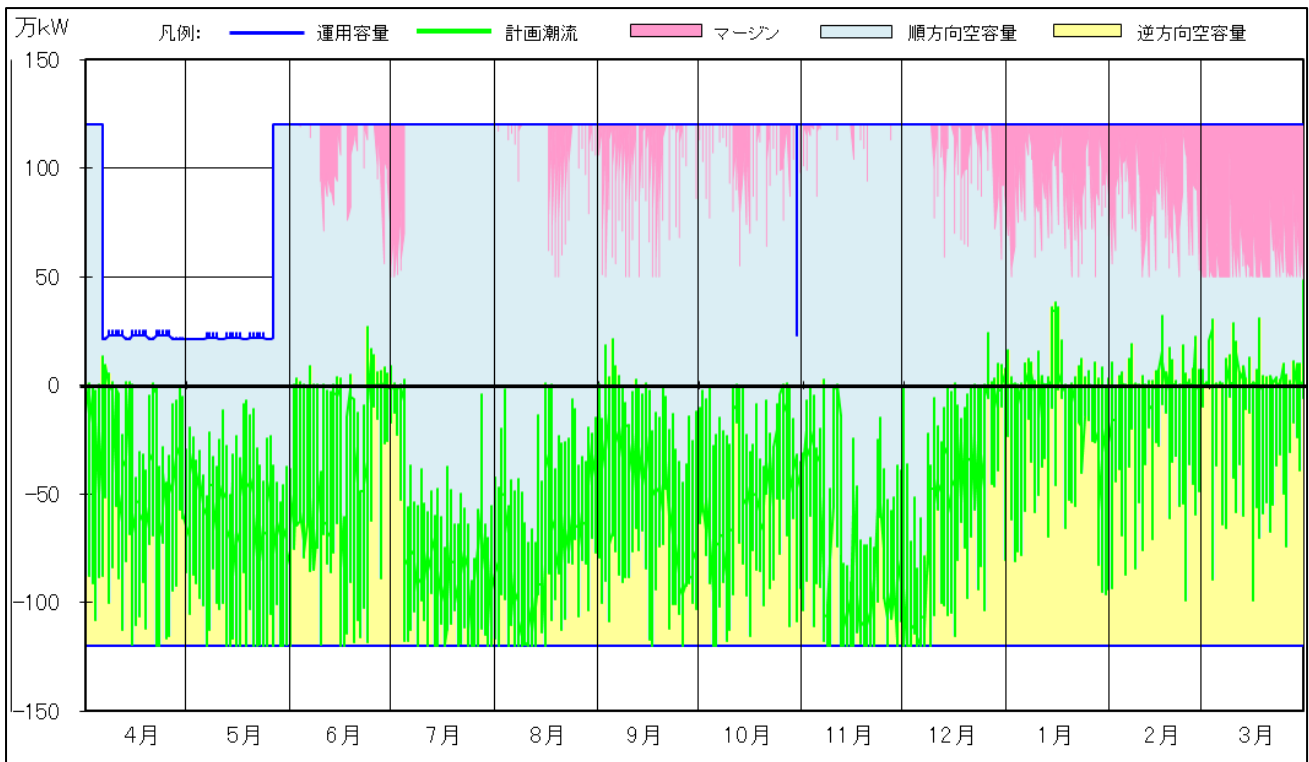


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は以下のうち小さい方で算出。

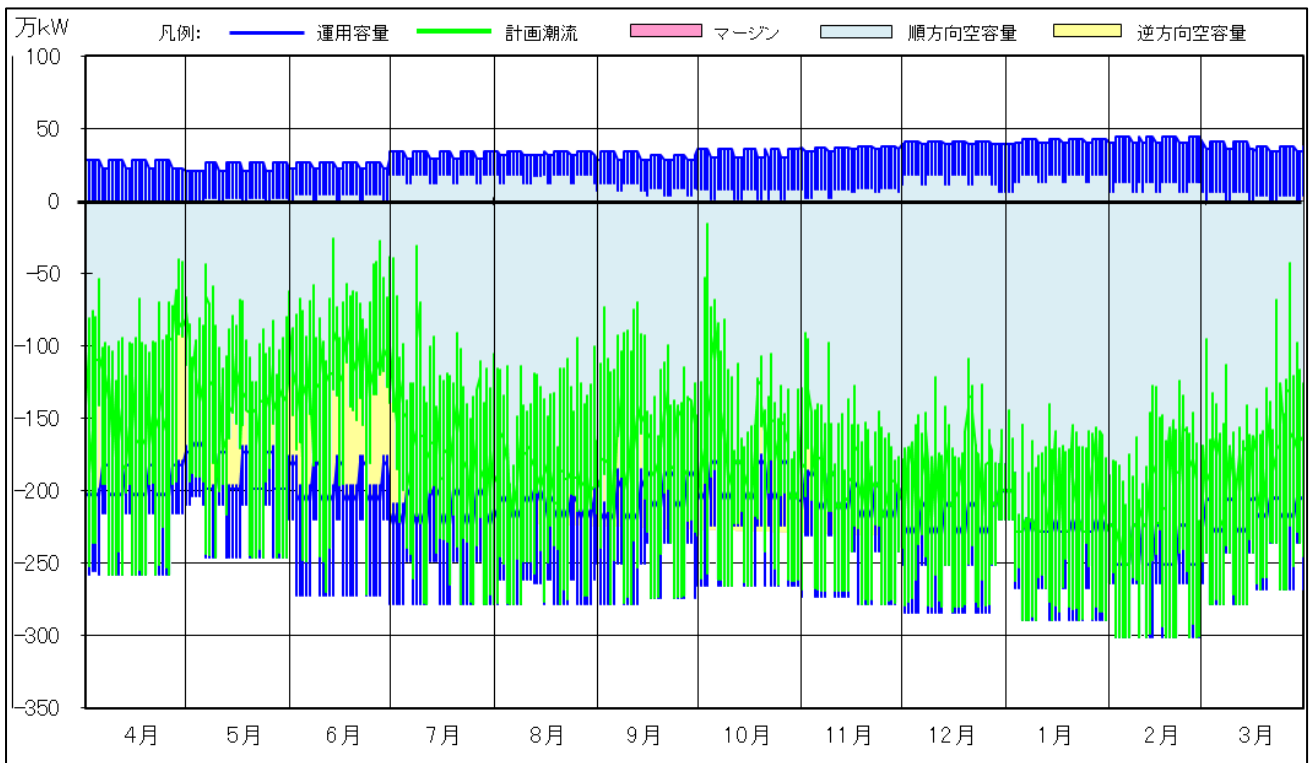
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図 2-20 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2019 年度)



※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-21 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2019 年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

## 8. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況について、各一般送配電事業者が公表している系統連系制約は以下 URL で参照されたい。

- 
- ・北海道電力ネットワーク株式会社 : [http://www.hepco.co.jp/network/con\\_service/public\\_document/bid\\_info.html](http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html)
  - ・東北電力ネットワーク株式会社 : <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>
  - ・東京電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
  - ・中部電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
  - ・北陸電力送配電株式会社 : [http://www.rikuden.co.jp/nw\\_notification/U\\_154seiyaku.html#akiyouryu](http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html#akiyouryu)
  - ・関西電力送配電株式会社 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
  - ・中国電力ネットワーク株式会社 : <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>
  - ・四国電力送配電株式会社 : <http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
  - ・九州電力送配電株式会社 : [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure)
  - ・沖縄電力株式会社 : <http://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

## まとめ

### 電力系統

電力系統の実績としては、地域間連系線の利用、混雑処理、作業停止、故障、マージン使用、空容量に係る状況を取りまとめた。

電力広域の運営推進機関

総務部

<http://www.occto.or.jp>

### Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

#### 発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ

(2019年度の受付・回答分)

2020年6月

電力広域的運営推進機関

## 目次

1. 対象電源.....	75
2. 集計結果.....	76

電力広域的運営推進機関（以下、広域機関という。）にて規定している業務規程第181条において、系統アクセス業務に関する前年度までの実績について公表することを定めている。

今回、2019年度（2019年4月～2020年3月）の系統アクセス業務に関する実績（受付及び回答状況）を取りまとめたので、公表する。

なお、本資料は2019年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規程等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規程等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、2019年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

また、本資料における「東京電力パワーグリッド株式会社」の事業者名称は、「東京電力PG」と記載する。

## 1. 対象電源

2015年4月1日以降に広域機関及び一般送配電事業者において系統アクセス業務に係る受付または回答を行った最大受電電力500キロワット以上の発電設備等の案件を対象とする。なお、発電容量の増加を伴わない改修等も含む。

ただし、調査期限末日時点（2020年3月31日）において回答予定日を超過して継続検討中（未回答）である接続検討の案件の総数に限り、2015年3月以前に受付を行った案件も含め集計している。



## 2. 集計結果

### 2.1. 事前相談

#### 2.1.1. 受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおりである。

表1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	(前年度) 2018年度			(当年度) 2019年度			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関	76	—※1	76	41	—※1	41	▲ 35
北海道電力	97	549	646	85	152	237	▲ 409
東北電力	562	2,291	2,853	283	1,219	1,502	▲ 1,351
東京電力PG	384	2,275	2,659	167	1,020	1,187	▲ 1,472
中部電力	384	3,726	4,110	239	1,601	1,840	▲ 2,270
北陸電力	129	493	622	85	177	262	▲ 360
関西電力	503	3,815	4,318	263	1,865	2,128	▲ 2,190
中国電力	391	2,014	2,405	419	1,101	1,520	▲ 885
四国電力	80	724	804	51	206	257	▲ 547
九州電力	290	1,713	2,003	506	2,978	3,484	▲ 1,481
沖縄電力	8	30	38	6	15	21	▲ 17
	2,904	17,630	20,534	2,145	10,334	12,479	▲ 8,055

※1 広域機関は出力の合計値が1万キロワット以上の発電設備のみを受け付けており、電圧階級は特別高圧のみである。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

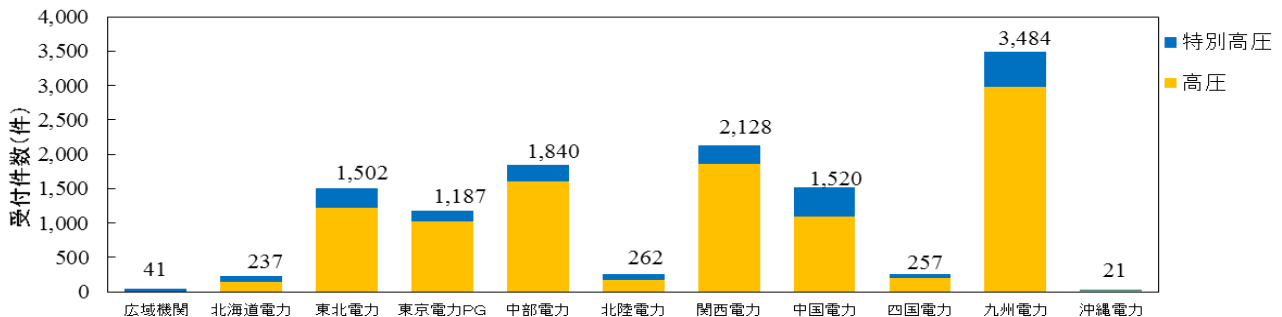


図1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) [2019年度]

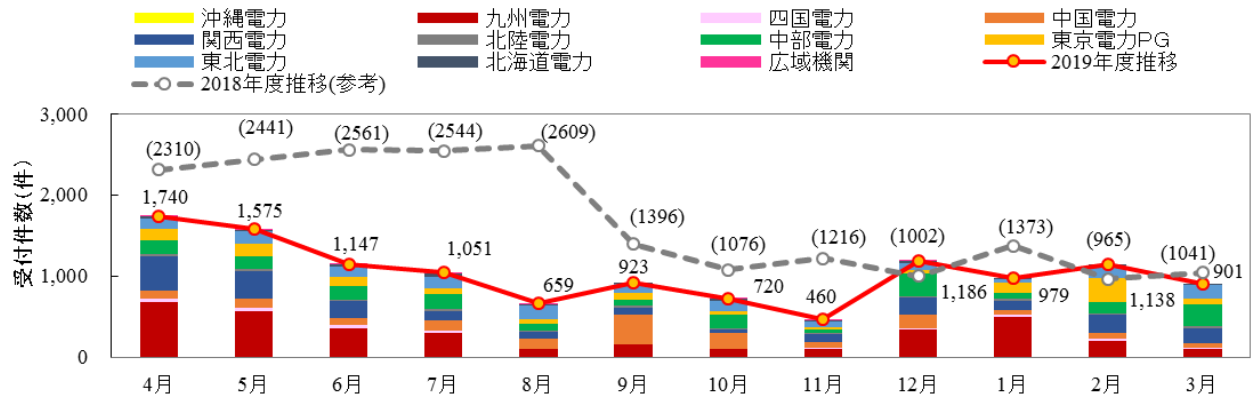


図2 事前相談の受付件数(広域機関と一般送配電事業者の合計) [2019年度]

## 2.2. 接続検討

### 2.2.1. 受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った接続検討の件数は以下のとおりである。

表2 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	(前年度) 2018年度			(当年度) 2019年度			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関	58	—※1	58	83	—※1	83	25
北海道電力	45	184	229	35	30	65	▲ 164
東北電力	192	423	615	245	118	363	▲ 252
東京電力PG	88	765	853	87	200	287	▲ 566
中部電力	57	528	585	57	106	163	▲ 422
北陸電力	47	68	115	57	22	79	▲ 36
関西電力	62	266	328	43	48	91	▲ 237
中国電力	64	367	431	51	40	91	▲ 340
四国電力	22	88	110	24	18	42	▲ 68
九州電力	50	265	315	78	60	138	▲ 177
沖縄電力	2	6	8	1	4	5	▲ 3
	687	2,960	3,647	761	646	1,407	▲ 2,240

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

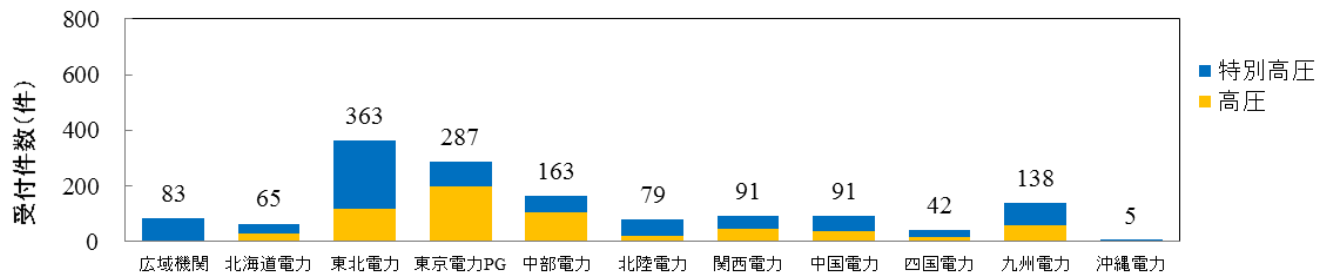


図3 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)  
[2019年度]

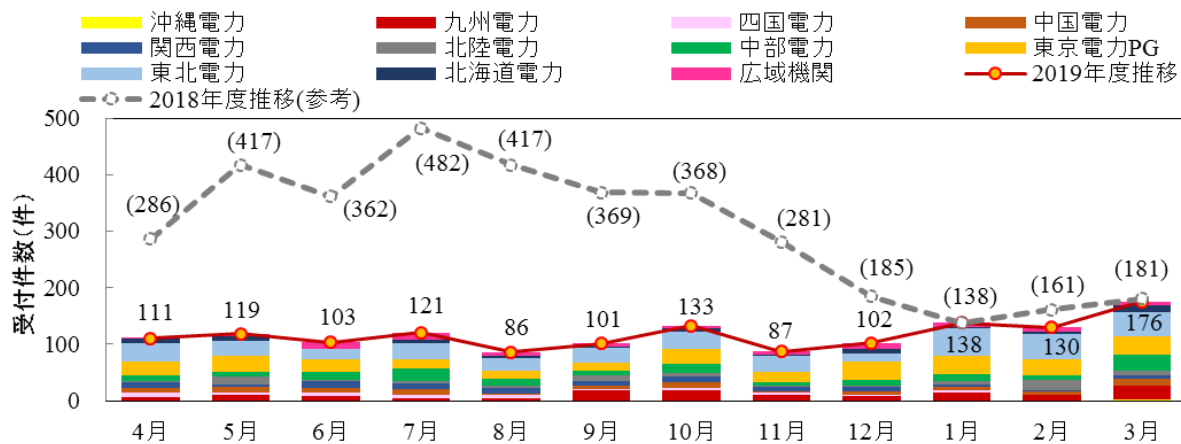


図4 接続検討の受付件数(広域機関と一般送配電事業者の合計)  
[2019年度]

## 2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおりである。なお、広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。

※1 接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、接続検討の受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

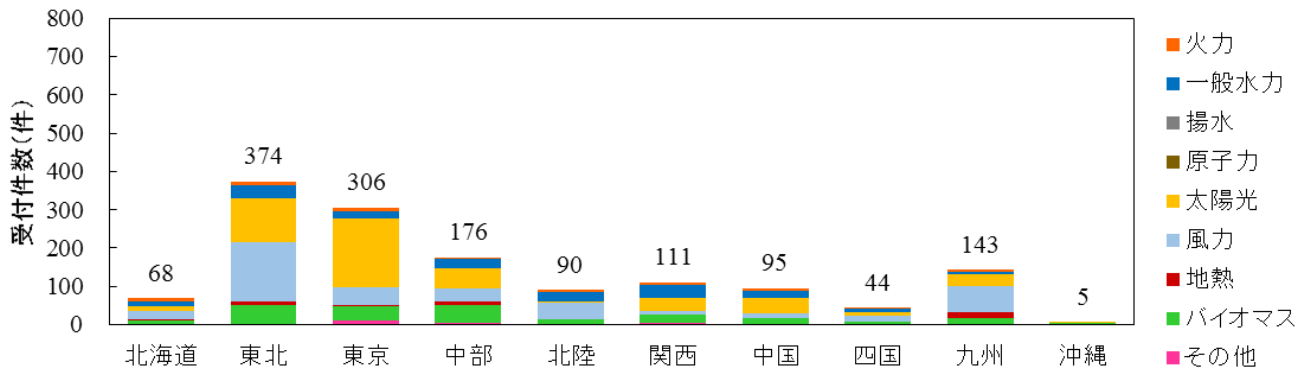


図5 接続検討の電源種別毎の受付件数(エリア別)  
[2019年度]

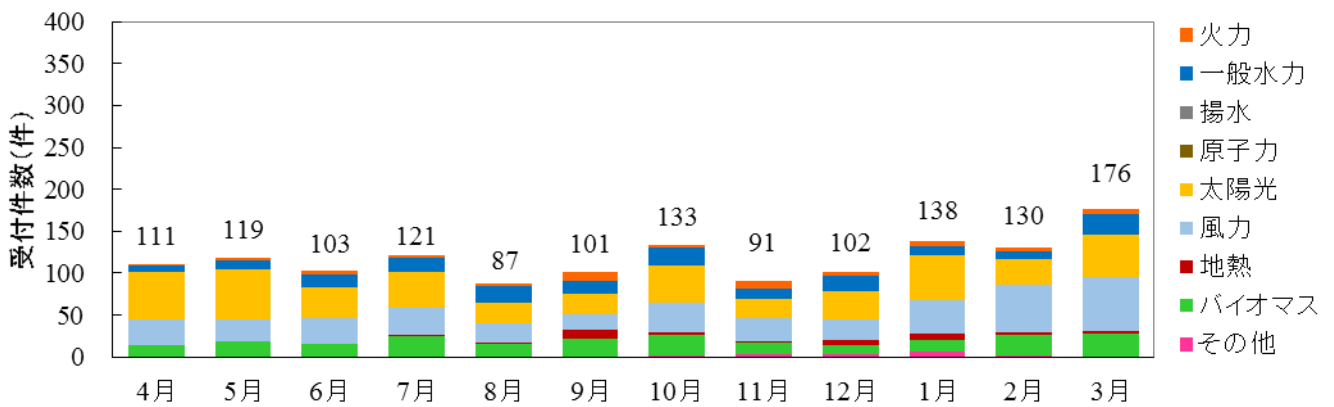


図6 接続検討の電源種別毎の受付件数(全エリア合計)  
[2019年度]

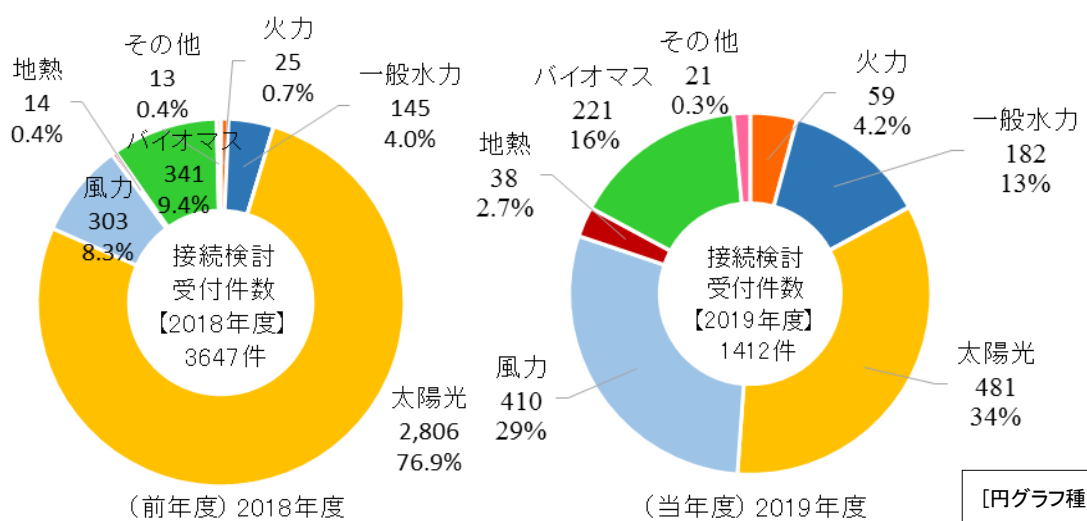


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

[円グラフ種別]  
上段:電源種別  
中段:件数  
下段:割合(%)

### 2.2.3. 回答件数および検討期間

2019年度（2019年4月～2020年3月）に回答を行った接続検討の件数および検討期間は以下のとおりである。

※ 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

#### 【用語の定義】

○検討期間は、送配電等業務指針第86条に基づき、3ヶ月を標準期間として調査した。

（接続検討の回答期間）

第86条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、接続検討の回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 系統連系希望者が高圧の送電系統への発電設備等（但し、逆変換装置を使用し、容量が500キロワット未満のものに限る。）の連系等を希望する場合 接続検討の申込みの受付日から2か月
- 二 前号に該当しない場合 接続検討の申込みの受付日から3か月

○回答期間超過理由の分類については、以下の区分ごとに集計した。

#### A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

#### B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

#### C. 受付者都合（申込集中）

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

#### D. 受付者都合（特殊検討、検討量大）

特殊検討が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

#### E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

#### F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

#### G. 電源募集Pによる保留

電源接続案件募集プロセス<sup>※1</sup>の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

#### H. 計画策定Pによる保留

計画策定プロセス<sup>※2</sup>の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

#### I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続きのこと

※2 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

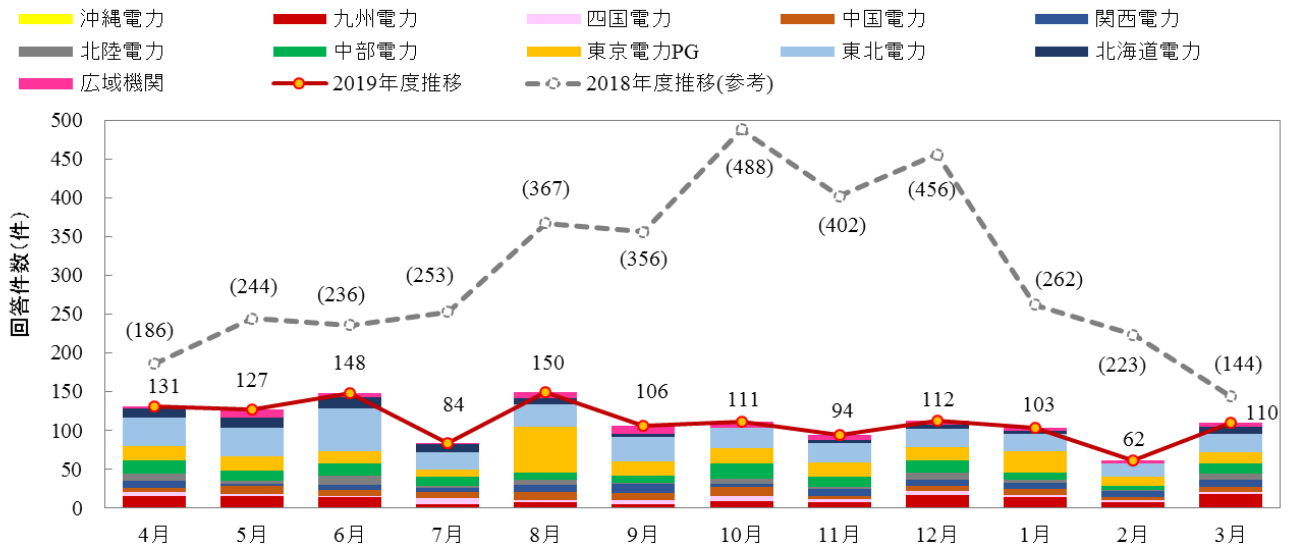


図8 接続検討の回答件数(広域機関と一般送配電事業者の合計) [2019年度]

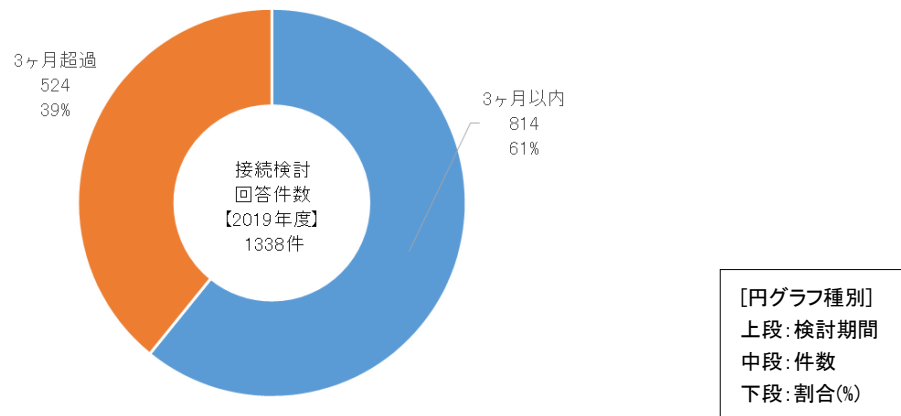


図9 接続検討の回答件数および検討期間実績 (広域機関と一般送配電事業者の合計)

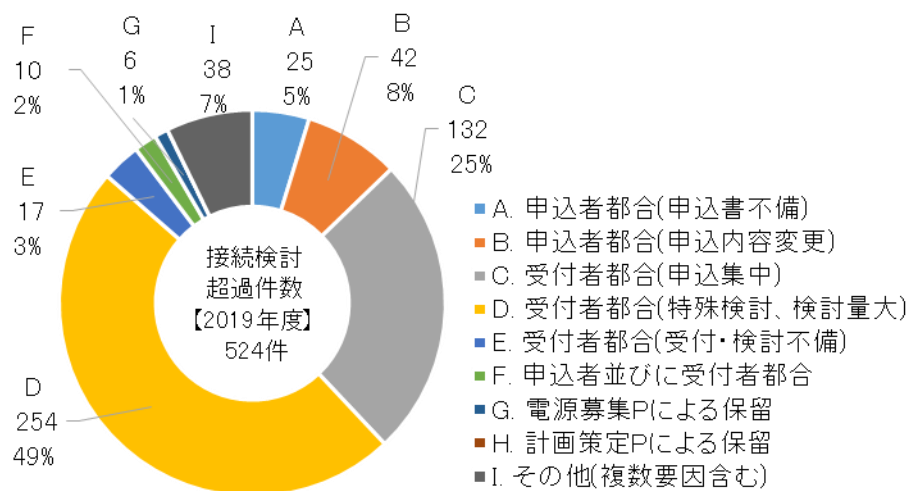


図10 接続検討の回答予定日超過理由 (広域機関と一般送配電事業者の合計)

## 2.2.4. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2019年度末（2020年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおりである。なお、ここでは2015年3月以前に受付を行った接続検討の案件を含め調査した。

表3 接続検討の回答予定日超過件数※1（検討継続中※2）（広域機関および一般送配電事業者の合計）

受付会社	2018年度末時点	2019年度末時点	増減
広域機関	11	12	1
北海道電力	23	31	8
東北電力	73	28	▲ 45
東京電力 PG	37	28	▲ 9
中部電力	8	11	3
北陸電力	12	11	▲ 1
関西電力	1	3	2
中国電力	7	0	▲ 7
四国電力	2	0	▲ 2
九州電力	43	31	▲ 12
沖縄電力	3	0	▲ 3
合計	220	155	▲ 65

※1 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

※2 検討継続中案件：2015年3月以前受付及び2015年4月以降受付の案件のうち、調査時点で未回答となっている案件のこと

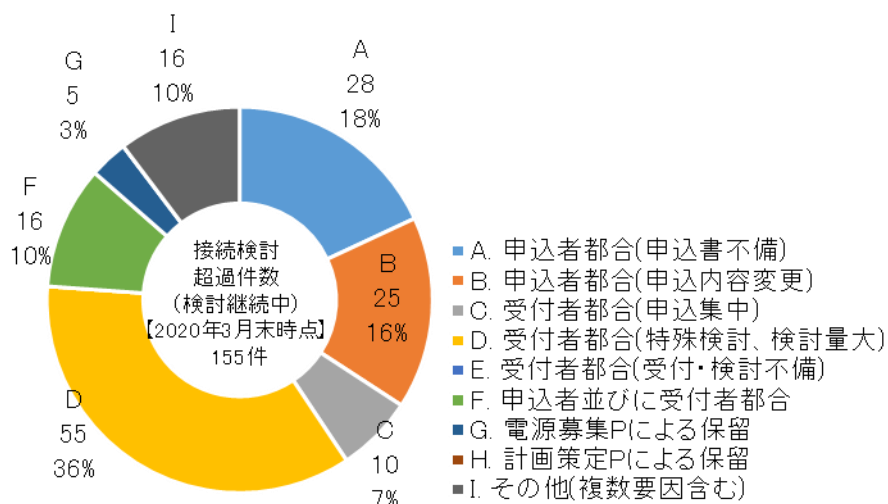


図11 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)  
（広域機関＋一般送配電事業者合計）  
【2020年3月末時点】

【円グラフ種別】  
上段：超過理由  
中段：件数  
下段：割合(%)

## 2.3. 契約申込み

### 2.3.1. 受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおりである。

表4 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	(前年度) 2018年度			(当年度) 2019年度			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道電力	9	37	46	8	17	25	▲ 21
東北電力	120	209	329	153	79	232	▲ 97
東京電力PG	32	586	618	28	146	174	▲ 444
中部電力	31	369	400	29	65	94	▲ 306
北陸電力	17	33	50	18	8	26	▲ 24
関西電力	40	211	251	37	20	57	▲ 194
中国電力	27	215	242	22	23	45	▲ 197
四国電力	9	60	69	10	10	20	▲ 49
九州電力	42	190	232	49	61	110	▲ 122
沖縄電力	2	2	4	2	0	2	▲ 2
合計	329	1,912	2,241	356	429	785	▲ 1,456

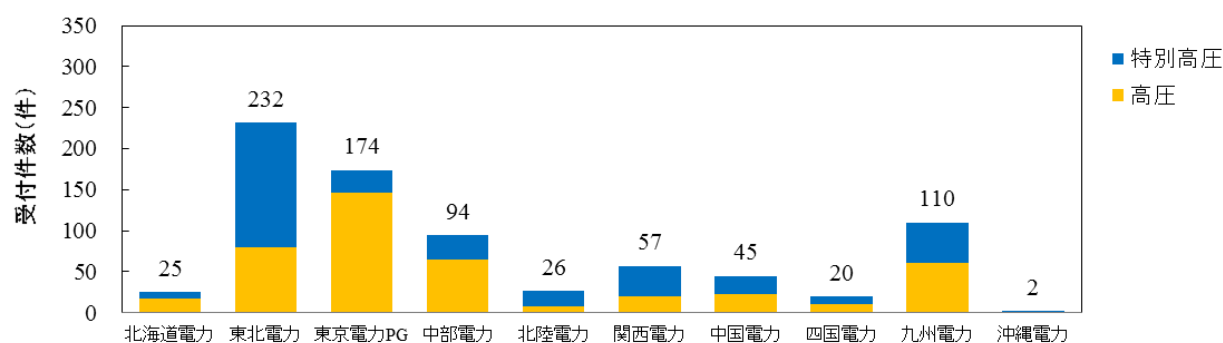


図12 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別)  
[2019年度]

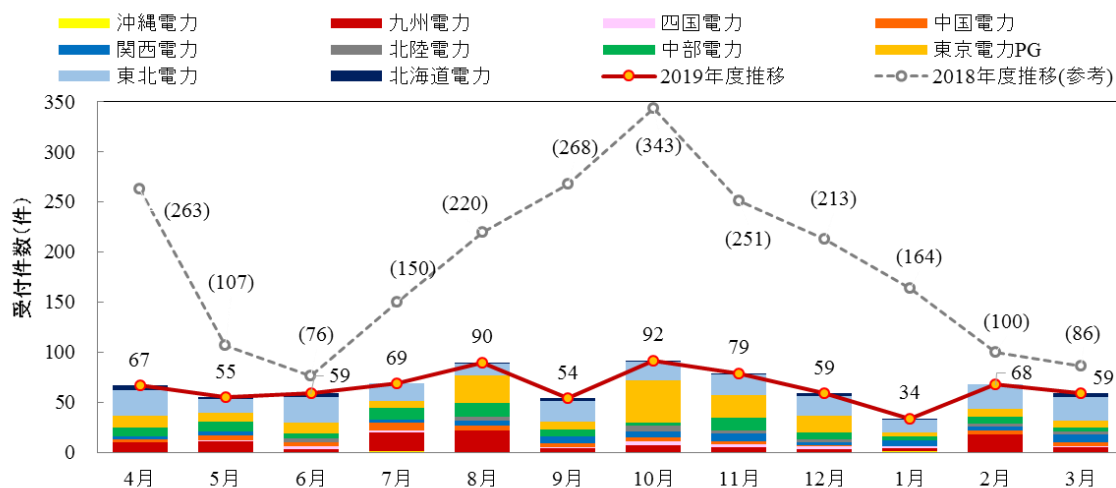


図13 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)  
[2019年度]

### 2.3.2. 電源種別件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおりである。

※契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

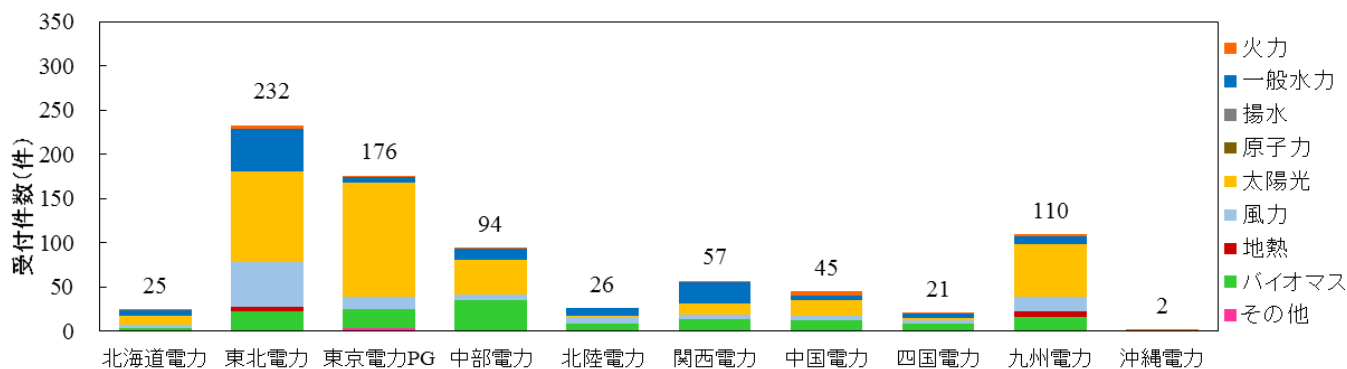


図14 契約申込み 電源種別毎の受付件数(エリア別)  
[2019年度]

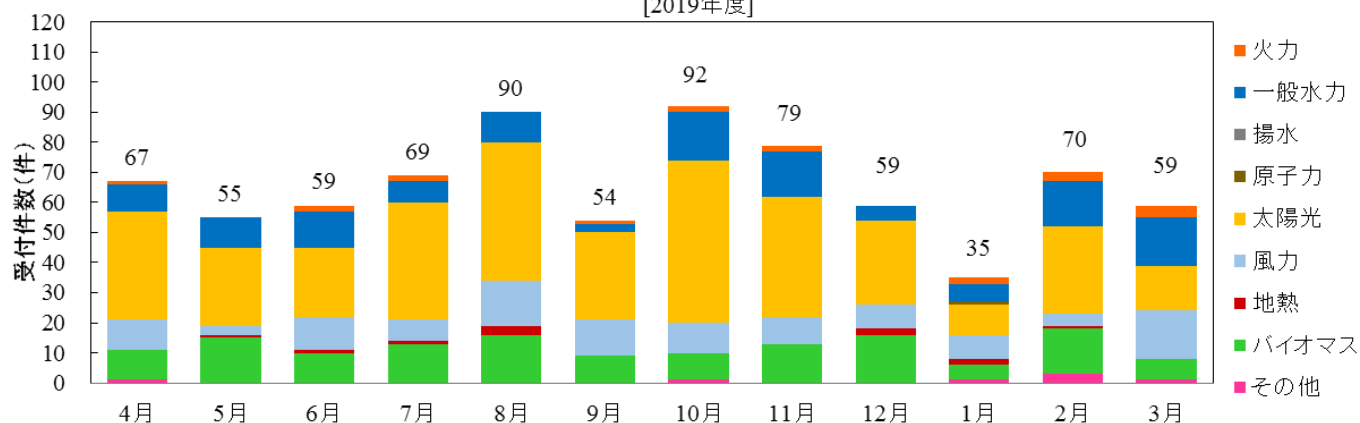


図15 契約申込みの電源種別毎の受付件数(全エリア合計)  
[2019年度]

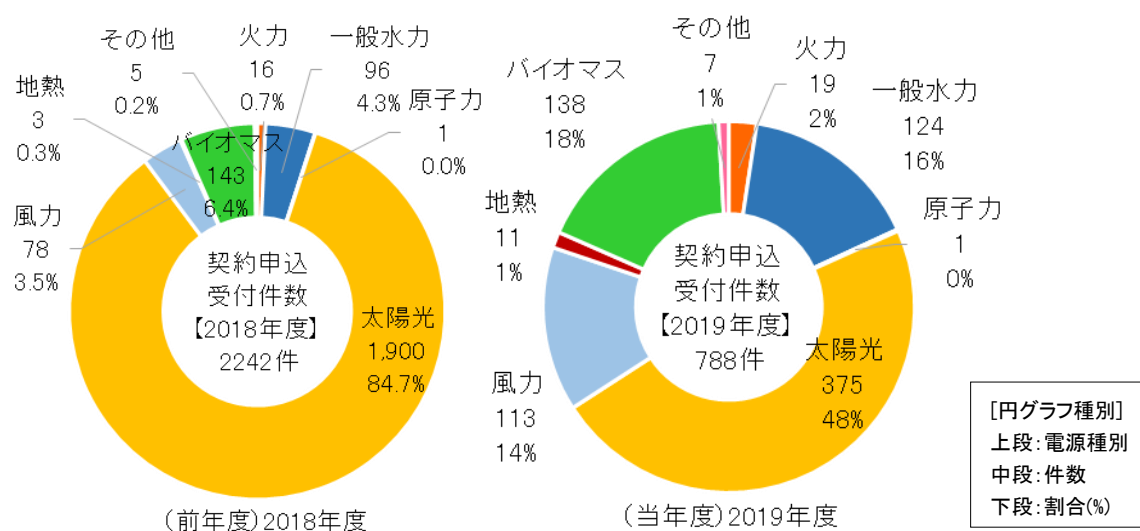


図16 契約申込みの電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)



### 2.3.3. 回答件数および検討期間

2019年度(2019年4月～2020年3月)に回答を行った契約申込みの件数および検討期間は以下のとおりである。

#### 【用語の定義】

- 契約申込みについては、FIT法に定める特定供給者に該当する場合において、接続検討の申込みと同時、あるいは接続検討の回答受領前に契約申込みを行うことができる「同時申込み」があり、通常の契約申込みとは標準回答期間が異なるが、両者を合算して集計した。
- 検討期間については、送配電等業務指針第98条並びに第100条に基づき、【通常申込み】の標準検討期間を6ヶ月、【同時申込み】の標準検討期間を9ヶ月として調査した。

(発電設備等契約申込みの回答期間)

第98条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、発電設備等契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

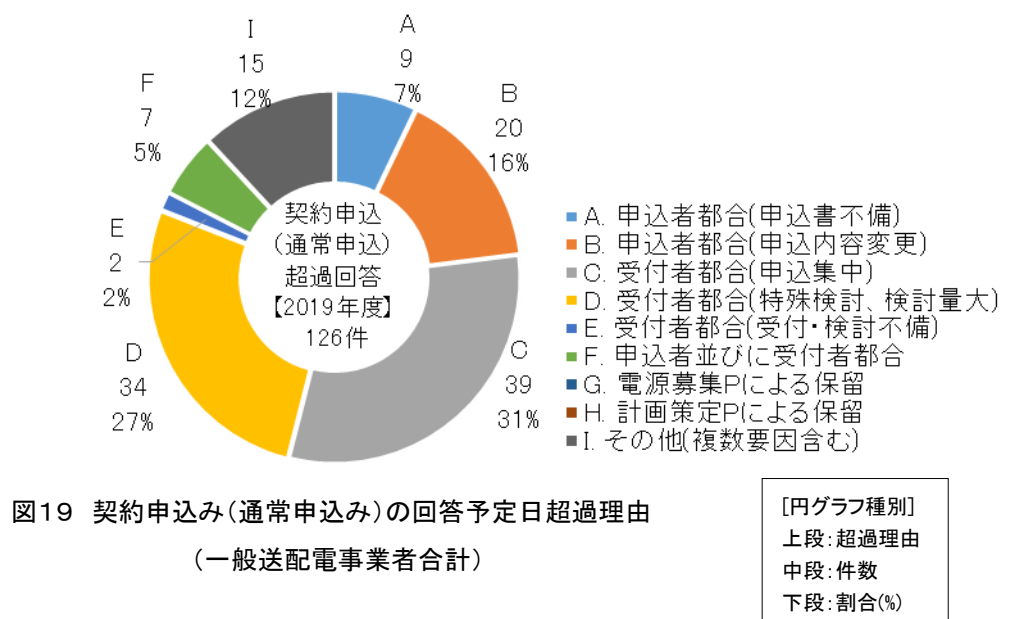
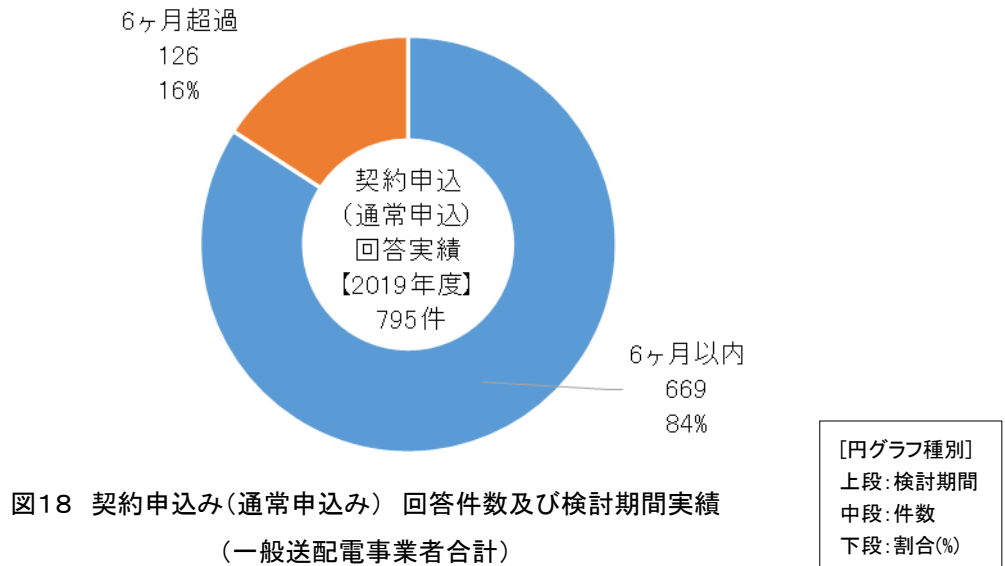
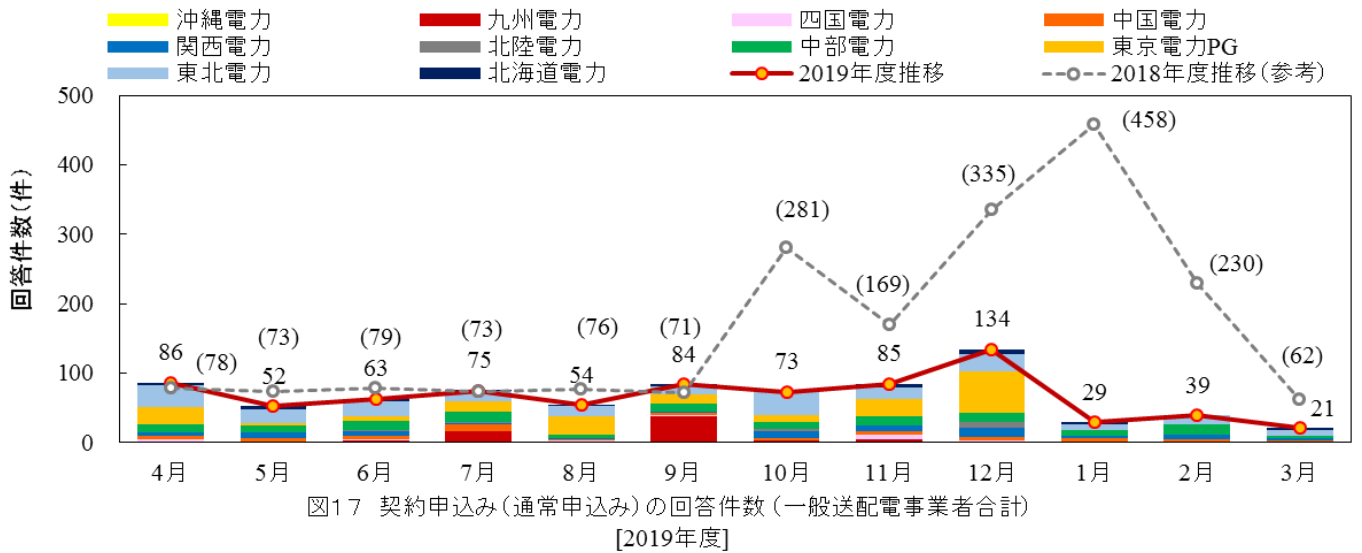
- 一 発電設備等系統連系希望者が低圧の送電系統への連系等を希望する場合 発電設備等契約申込みの受付日から1か月
- 二 前号に該当しない場合 発電設備等契約申込みの受付日から6か月又は発電設備等系統連系希望者と合意した期間

(同時申込み)

第100条 第89条第1項第1号にかかわらず、系統連系希望者がFIT法に定める特定供給者に該当する場合において、高圧又は特別高圧の送電系統とFIT電源との連系等を希望するときには、接続検討の申込みと同時に又は接続検討の回答受領前に、発電設備等に関する契約申込みを行うことができる(以下「同時申込み」という。)。但し、接続検討の申込みと発電設備等に関する契約申込みの申込内容は統一しなければならない。

- 2 一般送配電事業者は、系統連系希望者から同時申込みを受け付けた場合は、発電設備等に関する契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとし、回答期間内の日を回答予定日として、系統連系希望者に速やかに通知する。
  - 一 認定発電設備が太陽光発電設備の場合 発電設備等に関する契約申込みの受付日から9か月
  - 二 前号に掲げる以外の場合 発電設備等に関する契約申込みの受付日から9か月又は系統連系希望者と合意した期間
- 3 一般送配電事業者は、前項の回答予定日までに回答できない可能性が生じたときは、その事実が判明次第速やかに、系統連系希望者に対し、その理由、進捗状況、今後の見込み(延長後の回答予定日を含む。)を通知し、系統連系希望者の要請に応じ、個別の説明を行う。延長後の回答予定日までに回答できない可能性が生じたときも同様とする。
- 4 一般送配電事業者は、第2項に定める回答予定日及び回答期間にかかわらず、可能な限り早期に発電設備等に関する契約申込みの回答を行うよう努めなければならない。

- 回答期間超過理由の分類については、2.2.3. 回答件数および検討期間と同様である。



### 2.3.4. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2019年度末（2020年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおりである。

表5 契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)<sup>※1</sup>） (件)

受付会社	2018年度末			2019年度末			増減
	通常申込	同時申込	合計	通常申込	同時申込	合計	
北海道電力	14	0	14	9	9	18	4
東北電力	15	5	20	14	3	17	▲3
東京電力P G	11	12	23	26	13	39	16
中部電力	21	7	28	12	7	19	▲9
北陸電力	1	2	3	8	0	8	5
関西電力	7	9	16	9	9	18	2
中国電力	2	19	21	2	24	26	5
四国電力	0	0	0	0	0	0	0
九州電力	41	63	104	45	59	104	0
沖縄電力	0	0	0	0	0	0	0
合計	112	117	229	125	124	249	20

※1 検討継続中案件：2015年4月以降受付の案件について調査時点で未回答となっている案件。

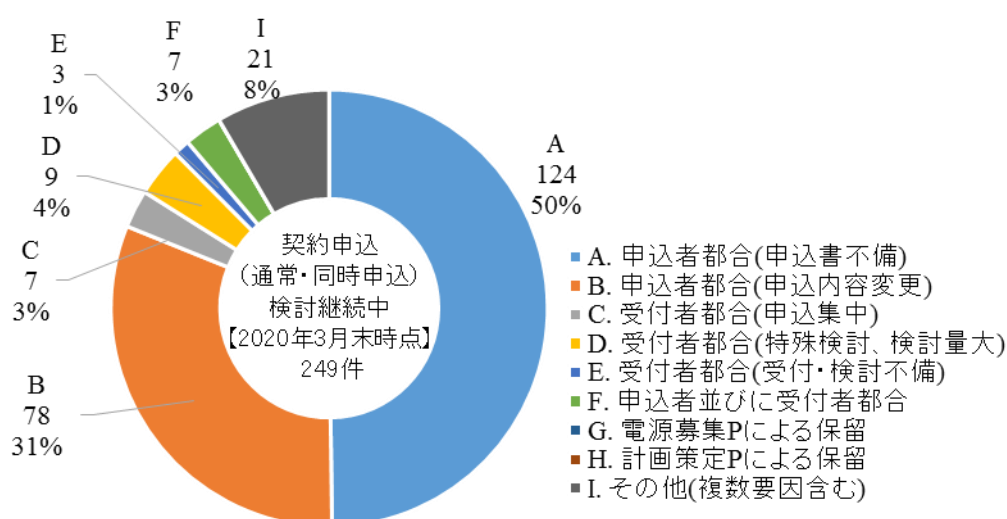


図20 契約申込み(通常・同時申込み) 回答予定日超過理由(検討継続中)  
(一般送配電事業者合計)  
[2020年3月末時点]

[円グラフ種別]  
上段: 超過理由  
中段: 件数  
下段: 割合(%)

<参考> 年度推移

広域機関発足（2015年4月）以降における広域機関並びに一般送配電事業者において実施した系統アクセス業務に関する実績（「事前相談」、「接続検討」、「契約申込み」の受付状況）の推移は以下のとおりである。

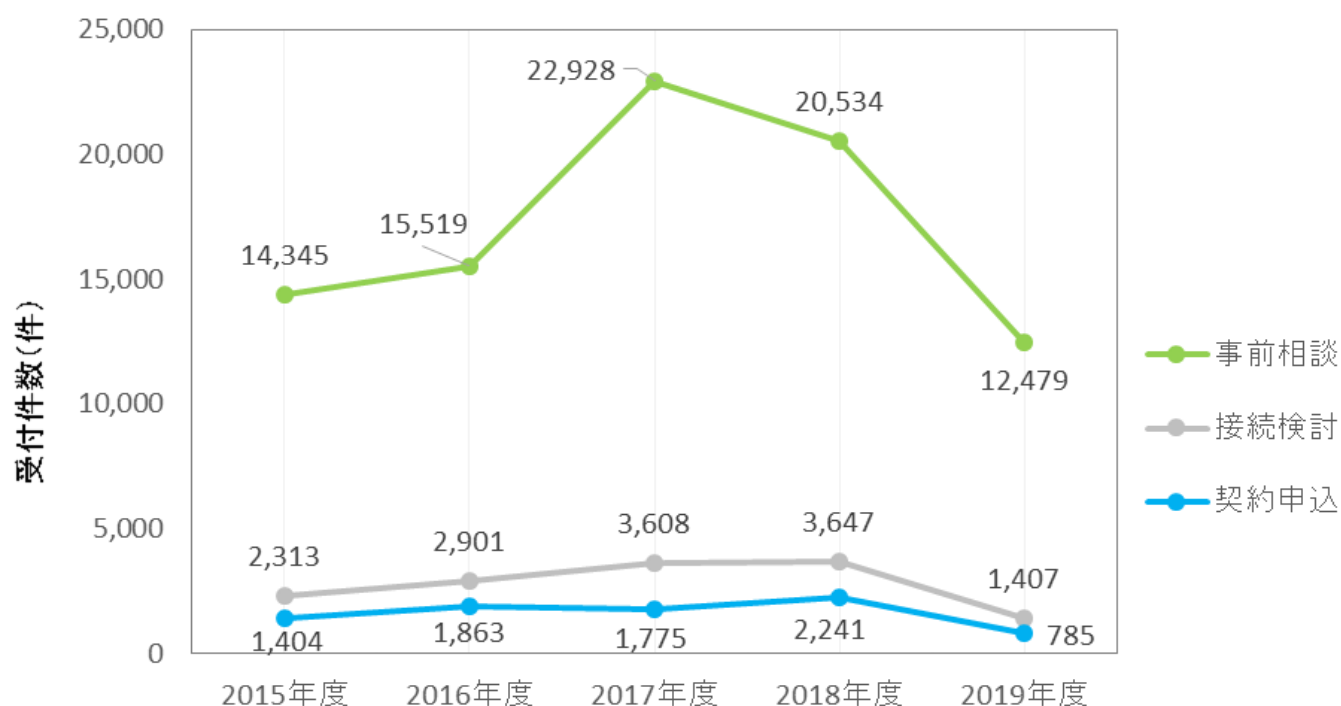


図21 年度別 事前相談・接続検討・契約申込の受付件数の推移

(1) 事前相談

表6 事前相談の各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
広域機関	100	333	111	76	41
北海道電力	396	637	1,592	646	237
東北電力	2,300	1,705	2,529	2,853	1,502
東京電力P G	4,629	3,882	5,396	2,659	1,187
中部電力	2,059	3,472	4,136	4,110	1,840
北陸電力	332	425	478	622	262
関西電力	1,930	2,076	3,528	4,318	2,128
中国電力	1,123	1,256	2,744	2,405	1,520
四国電力	425	390	546	804	257
九州電力	1,038	1,256	1,796	2,003	3,484
沖縄電力	13	87	72	38	21
合計	14,345	15,519	22,928	20,534	12,479

## (2) 接続検討

表7 接続検討の各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
広域機関	70	83	53	58	83
北海道電力	43	106	323	229	65
東北電力	369	415	443	615	363
東京電力P G	638	811	1,085	853	287
中部電力	290	453	485	585	163
北陸電力	56	102	118	115	79
関西電力	262	312	354	328	91
中国電力	191	243	315	431	91
四国電力	92	134	139	110	42
九州電力	300	238	291	315	138
沖縄電力	2	4	2	8	5
合計	2,313	2,901	3,608	3,647	1,407

表8 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
火力	118	66	41	25	59
一般水力	107	106	132	145	182
揚水	0	0	0	0	0
原子力	0	0	0	0	0
太陽光	1,731	2,005	2,602	2,806	481
風力	165	368	340	303	410
地熱	16	17	17	14	38
バイオマス	175	335	469	341	221
その他	6	7	11	13	21
合計	2,318	2,904	3,612	3,647	1,412

※接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

(3) 契約申込み

表9 契約申込みの各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
北海道電力	26	37	187	46	25
東北電力	217	215	211	329	232
東京電力P G	161	538	277	618	174
中部電力	209	357	267	400	94
北陸電力	38	83	86	50	26
関西電力	190	233	256	251	57
中国電力	64	147	196	242	45
四国電力	51	71	79	69	20
九州電力	447	177	210	232	110
沖縄電力	1	5	6	4	2
合計	1,404	1,863	1,775	2,241	785

表10 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
火力	31	30	26	16	19
一般水力	58	70	76	96	124
揚水	0	0	2	0	0
原子力	0	0	0	1	1
太陽光	1,212	1,462	1,252	1,900	375
風力	44	168	229	78	113
地熱	7	8	5	3	11
バイオマス	56	123	187	143	138
その他	0	2	3	5	7
合計	1,408	1,863	1,780	2,242	788

※契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

(blank)

# **IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく 翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に 関する見通し及び課題**

## **供給計画の取りまとめ**

2020年3月

電力広域的運営推進機関



## はじめに

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2020年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針の規定に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、2020年度供給計画取りまとめでは、2019年11月30日までに電気事業者となった者（1,483者）と、2019年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、2月28日までに供給計画を本機関へ提出した者（1者）の合計1,484者を対象に取りまとめを行った。

2020年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	821
小売電気事業者	620
登録特定送配電事業者	26
特定送配電事業者	4
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,484

(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないとき、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限	
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	2月28日 (2月10日)
②一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

( ) 内は本機関への供給計画(案)の提出期限

(参考) 取りまとめ項目

供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施。

電気事業法施行規則 (供給計画の取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一、二年度の電力需要の実績及び見通し
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一、二年度の電力需給バランスを評価
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発(廃止)計画等から全国大の電源構成の変化等を取りまとめ
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の状況を取りまとめ
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題など

# 目次

ページ

I. 電力需要想定	96
1. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	96
2. 当該年度以降10年間の見通し(長期)	98
II. 需給バランス	100
1. 需給バランス評価方法について	100
2. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	103
3. 当該年度以降10年間の見通し(長期)	110
(参考) 取りまとめ結果の詳細	115
III. 電源構成の変化に関する分析	117
1. 設備容量(kW)	117
2. エリア別設備容量(kW)の比率	119
3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移	120
4. 電源開発計画	121
(参考) 送電端電力量(kWh)	122
(参考) エリア別発電電力量(送電端)の比率	124
(参考) 電源別設備利用率の推移	125
IV. 送配電設備の増強計画	127
1. 主要送電線路の整備計画	130
2. 主要変電所の整備計画	133
3. 送変電設備の整備計画(総括)	137
4. 既設設備の高経年化の課題	139
V. 広域的運営の状況	141

VI. 電気事業者の特性分析	143
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	143
2. 小売電気事業者のエリア展開	145
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	146
4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	148
5. 発電事業者のエリア展開	151
VII. その他	153
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	153
VIII. まとめ（2020年度供給計画の取りまとめ）	157
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	159
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	165

## I. 電力需要想定

### 1. 前年度の推定実績及び第1, 2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、2019年度の実績及び2020, 2021年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

2020年度の見通し15,896万kWは、2019年度の気象補正<sup>4</sup>後の実績15,874万kWに対して、0.1%の増加となった。

また、2021年度の見通し15,880万kWは、2019年度の気象補正<sup>4</sup>後の実績に対して、若干（6万kW：0.0%）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）

2019年度 実績 (気象補正後)	2020年度 見通し	2021年度 見通し
15,874万kW	15,896万kW (+0.1%*)	15,880万kW (+0.0%*)

※2019年度実績（気象補正後）に対する増加率

#### ② 2020年度及び2021年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2020年度及び2021年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2020年度）、表1-3（2021年度）に示す。

2020年度及び2021年度ともに夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を約900万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2020年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,607	11,467	12,683	15,856	15,896	13,931
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

<sup>1</sup> 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。

<sup>2</sup> 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送配電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項の規定に基づき公表したもの。

<sup>3</sup> 2020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、2019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。

<sup>4</sup> 気象補正とは、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。

表1-3 2021年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,599	11,458	12,671	15,840	15,880	13,918
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

③ 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2019年度の推定実績<sup>5</sup>及び2020年度の見通しを、表1-4に示す。

2020年度の見通し8,818億kWhは、2019年度の気象閏補正後の推定実績8,799億kWhに対して、0.2%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2019年度 推定実績 (気象閏補正後)	2020年度 見通し
8,799 億 kWh	8,818 億 kWh (+0.2% <sup>※</sup> )

※2019年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては2019年4～10月の実績値及び2019年12月～2020年3月の推定値を合算している。

## 2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2019年11月27日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、2019年度は539.1兆円、2029年度は575.9兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、2019年度は102.4、2029年度は109.8となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は2019年度は1億2,604万人、2029年度は1億2,010万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2019年度	2029年度
国内総生産（実質GDP）	539.1兆円	575.9兆円 [+0.7%] <sup>※</sup>
鉱工業生産指数（IIP）	102.4	109.8 [+0.7%] <sup>※</sup>
人口	1億2,604万人	1億2,010万人 [▲0.5%] <sup>※</sup>

※2019年度見通しに対する年平均増加率

### ① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2029年度までの見通しを図1-1に示す。

2024年度の見通しは15,787万kW、2029年度の見通しは15,666万kWとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
15,896万kW	15,787万kW [▲0.1%] <sup>※</sup>	15,666万kW [▲0.1%] <sup>※</sup>

※2019年度見通しに対する年平均増加率

<sup>6</sup> GDPは2011暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは2015暦年を100とした指数である。

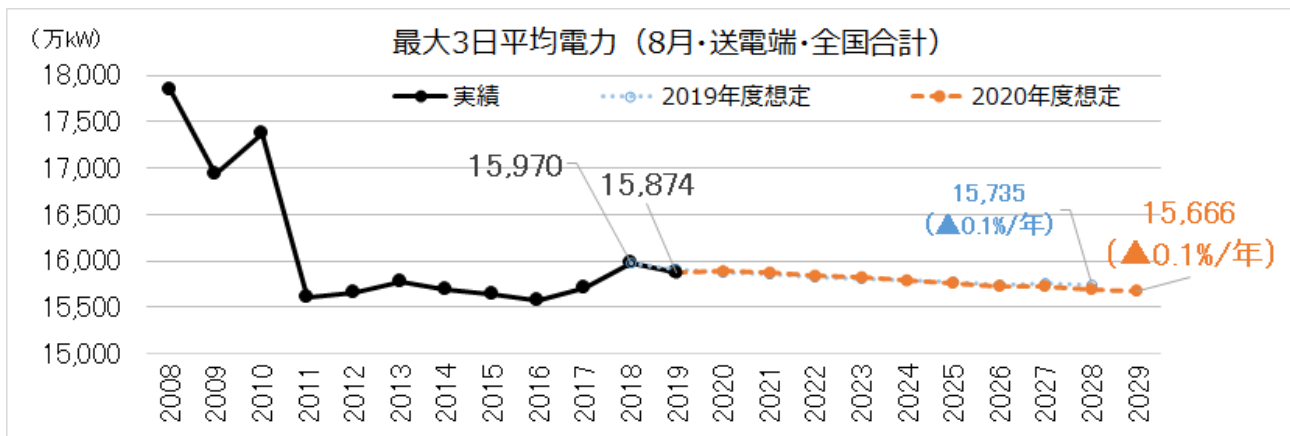


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-7に示す。

2024年度の見通しは8,769億kWh、2029年度の見通しは8,721億kWhとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
8,818 億 kWh	8,769 億 kWh [▲0.1%]*	8,721 億 kWh [▲0.1%]*

\*2019年度見通しに対する年平均増加率



## II. 需給バランス

### 1. 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力<sup>8</sup>とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。  
 なお、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率<sup>9</sup>が8%以上あることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>10</sup>を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの<sup>11</sup>も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2020年度供給計画届出書の記載要領（2019年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が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。

そのため、2020年度供給計画では、提出時点（2020年2月28日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

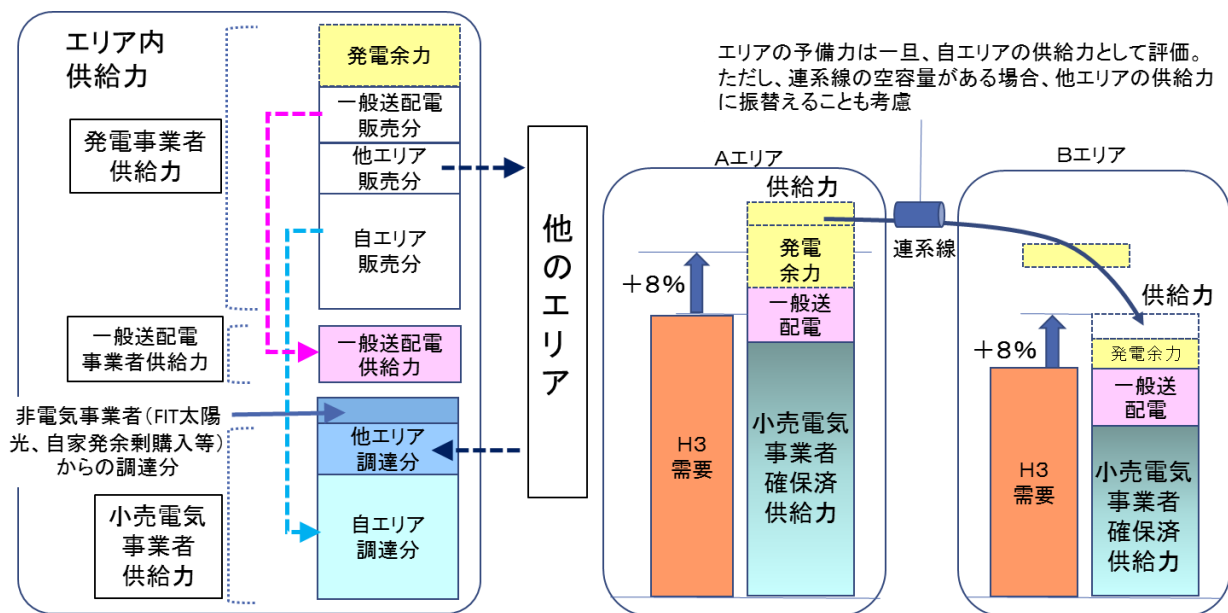


図2-1 需給バランス評価の概要

<sup>8</sup> 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

<sup>9</sup> 予備率とは、予備力（供給力-最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

<sup>10</sup> エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

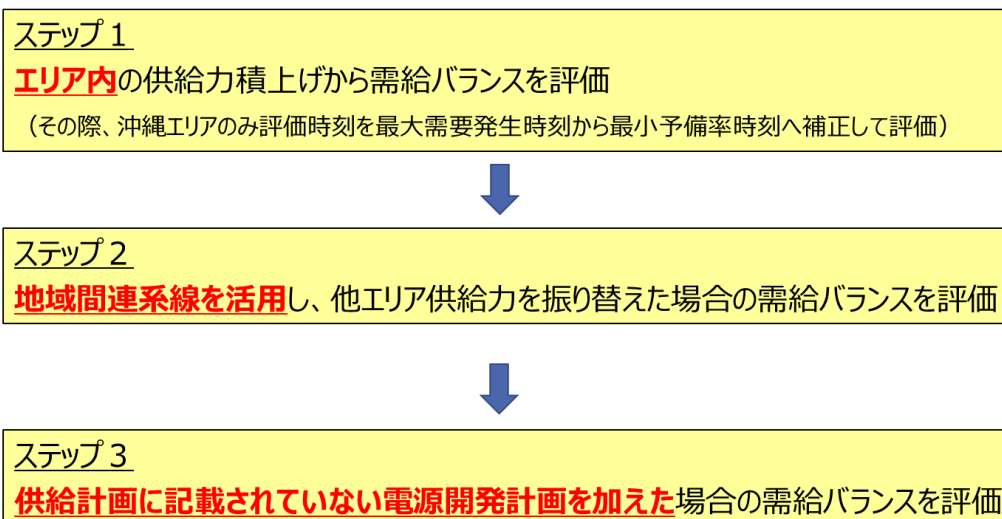
<sup>11</sup> 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「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<sup>12</sup> (資源エネルギー庁、2019年12月)」及び「2020年度供給計画届出書の記載要領<sup>13</sup> (資源エネルギー庁、2019年12月)」に記載の方法による。

(参考) 需給バランス評価の検討ステップ

短期及び長期の需給バランス評価の検討ステップは以下のとおり。



<sup>12</sup> 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 [https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/guideline.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf)

<sup>13</sup> 2020年度供給計画届出書の記載要領 [https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf)

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

$$\text{○空容量} = \text{① (運用容量)} - \text{② (マージン)} \\ - \text{③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)}$$

(短期断面)

- ①: 「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)<sup>14</sup>」による。
- ②: 「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)<sup>15</sup>」による<sup>16</sup>。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表)」に記載されている月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)<sup>14</sup>」による。
- ②: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2022～2029年度の連系線のマージン (長期計画) (2019年3月1日:本機関)」による。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

---

<sup>14</sup> 参考: 第5回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2019/unyouyouryou\\_2019\\_5\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2019/unyouyouryou_2019_5_haifu.html)

<sup>15</sup> 参考: 第4回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2019/margin\\_kentoukai\\_2019\\_4.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2019/margin_kentoukai_2019_4.html)

<sup>16</sup> 2021年度のマージンは、「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

## 2. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し（短期）

### ① 前年度の推定実績

供給計画の届出書に記載された各電気事業者の2019年8月の供給力（全国合計）と、最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。全国合計の需給バランス実績としては、安定供給できる目安である予備率8%を確保していた。

表2-1 2019年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気象補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,874 万 kW	17,835 万 kW	1,961 万 kW	12.4%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。関西エリアにて予備率3%を下回ったものの、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替えた結果、予備率8%以上を確保できていた。

表2-2 2019年8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	423	1,303	5,289	2,454	497	2,691	1,042	488	1,538	150
供給力	468	1,500	5,858	2,771	591	2,769	1,229	587	1,841	222
予備率	10.6%	15.1%	10.7%	12.9%	18.9%	2.9%	18.0%	20.4%	19.7%	47.8%
予備率 均平化後	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	16.6%	47.8%

### （参考）実需給断面の需給バランス

実需給断面の需給バランス（表2-3）については、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-3 2019年8月の実需給断面の需給バランス

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	438	1,440	5,510	2,539	521	2,751	1,067	494	1,546	145
供給力	469	1,509	5,990	2,847	584	3,081	1,172	600	1,814	206
予備率	7.2%	4.8%	8.7%	12.1%	12.1%	12.0%	9.8%	21.6%	17.3%	42.4%

② 短期の需給見通し

○ 2020年度

2020年度各月別の全国合計<sup>17</sup>での需給バランス見通しを、表2-4及び図2-2に示す。

全国合計では、最も予備率が低い12月で11.8%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の需給バランス見通し（全国合計<sup>17</sup>、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927
供給力	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047
予備率	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480
供給力	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226
予備率	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

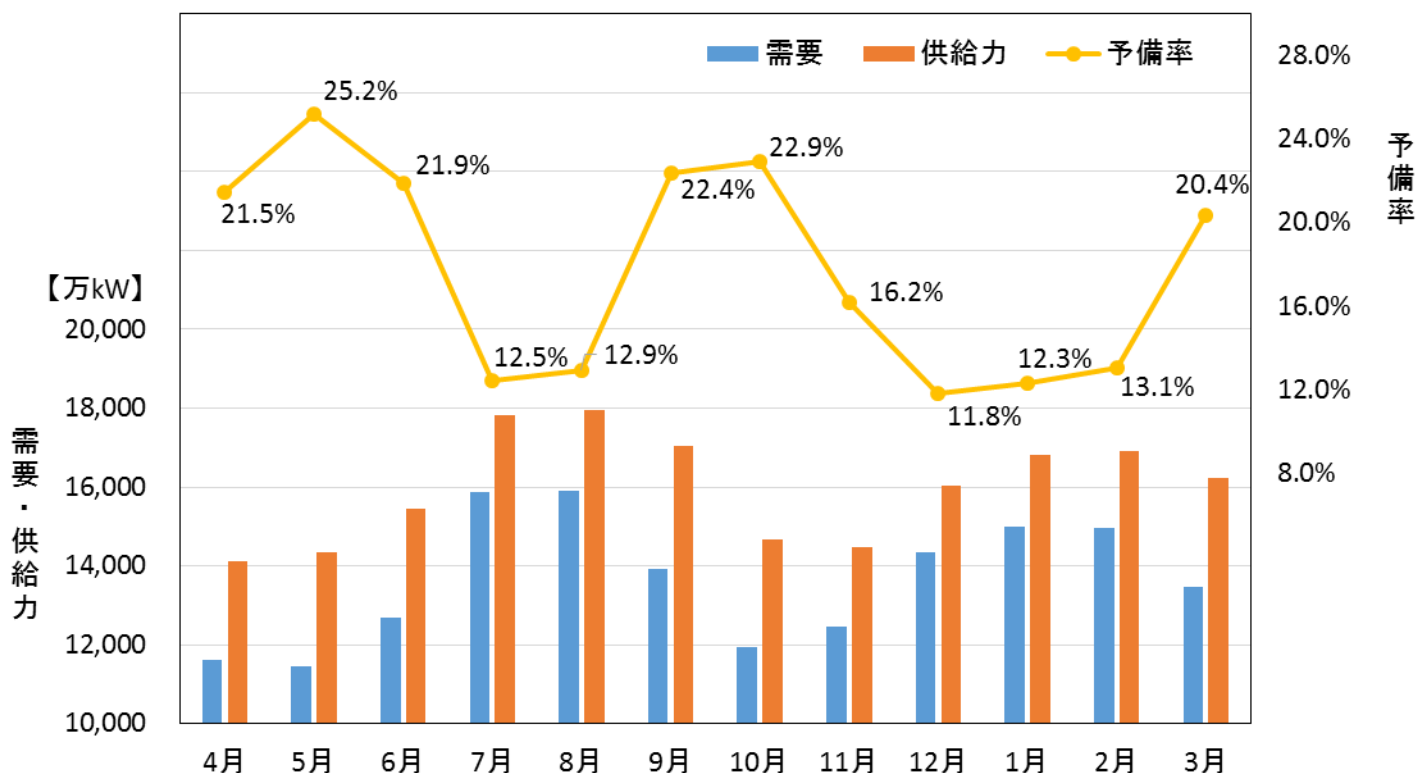


図2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計<sup>17</sup>、送電端）

<sup>17</sup> 各エリアの最小予備率断面の需要と供給力を全国合計したもの。

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。また、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替えた予備率<sup>18</sup>を表2-6に示す。

各エリアの予備率は、北陸エリア（12月）、関西エリア（12～2月）、九州エリア（12, 1月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である8%を確保できる見通しとなった。

表2-5 各月別の予備率見通し（エリア別、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表2-6 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	19.9%	23.1%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	17.4%	13.6%	11.2%	12.6%	21.3%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

：8%以上に改善したエリア

<sup>18</sup> 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替える量を算定しているため、振替える可能な量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積もられる評価）となっている。

なお、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件<sup>19</sup>）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者が系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

その結果、2020年度末時点では、全国で約25万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-7に示す。

表2-7 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

また、沖縄エリア<sup>20</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力<sup>21</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-8に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-8 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	44.8%	30.8%	10.0%	8.1%	7.3%	10.4%	21.7%	22.4%	33.1%	28.4%	38.5%	54.0%

<sup>19</sup> 参考：火力発電所環境アセスメント情報（METI ウェブサイト）

[http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html)

<sup>20</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

<sup>21</sup> 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

○2021年度<sup>22</sup>

2021年度各月別の全国合計<sup>17</sup>での需給バランス見通しを、表2-9及び図2-3に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2月で9.9%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-9 各月別の需給バランス見通し（全国合計<sup>17</sup>、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914
供給力	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814
予備率	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466
供給力	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355
予備率	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

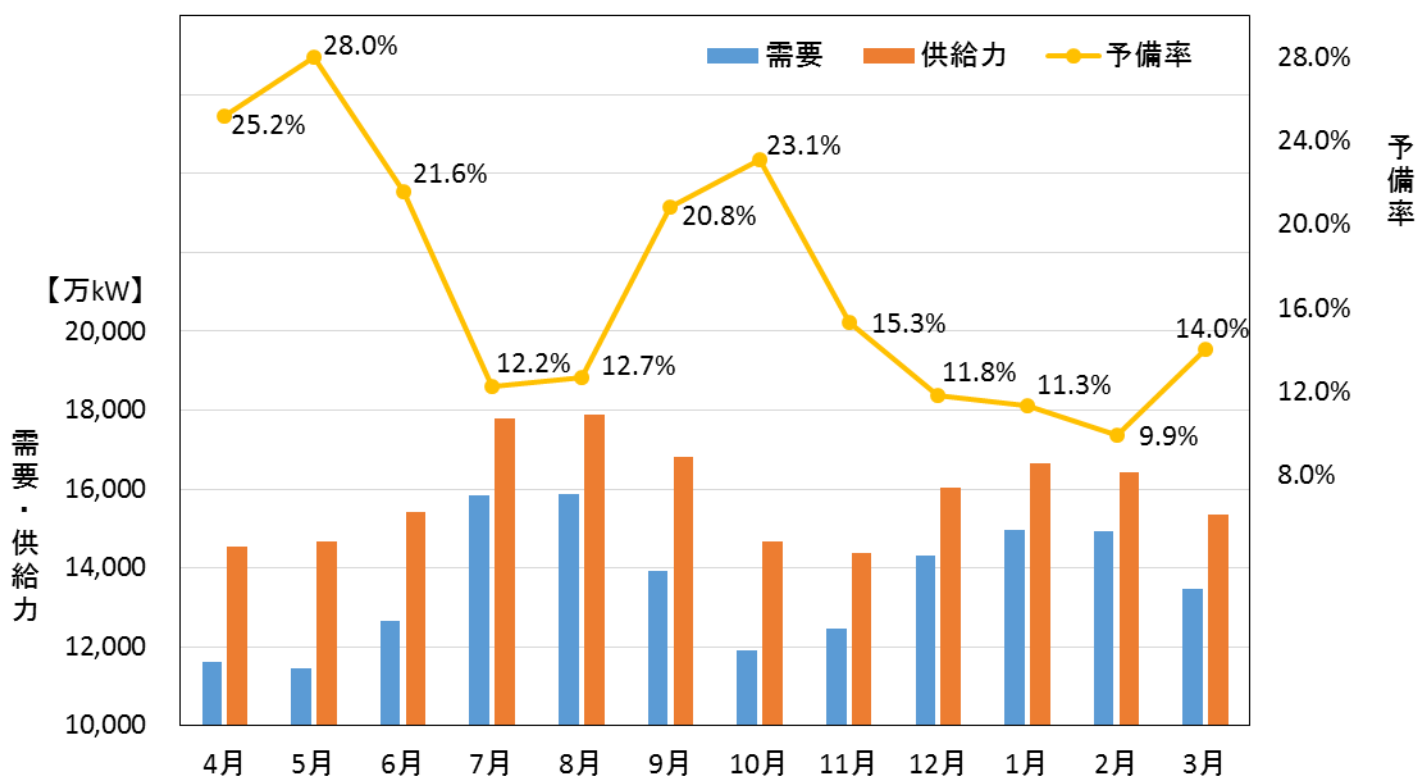


図2-3 各月別の需給バランス見通し（全国合計<sup>17</sup>、送電端）

<sup>22</sup> 供給力が不足する場合に、休止中や休廃止予定の電源を供給力として公募・活用するための仕組み（特別調達電源）を構築した。これに伴い、電気事業施行規則の改正を行い、供給計画の届出内容についても月別の需給バランス評価期間を第2年度まで拡大するといった変更を行った。



エリア別の予備率見通しを表2-10に示す。また、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替えた予備率<sup>18</sup>を表2-11に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（7，8，11，1～3月）、中部エリア（7，8，12～2月）、関西エリア（12月）、中国エリア（12月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-10 各月別の予備率見通し（エリア別、送電端）


	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表2-11 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	26.6%	41.2%	49.8%	22.9%	20.0%	36.9%	19.1%	19.5%	17.9%	14.1%	15.3%	13.5%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	13.5%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.2%	10.7%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.5%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
九州	41.3%	28.6%	22.5%	14.7%	20.2%	33.4%	29.5%	17.8%	11.2%	10.7%	9.5%	16.1%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

 : 8%以上に改善したエリア

なお、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件<sup>19</sup>）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者へ系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

その結果、2021年度末時点では、全国で約32万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-12に示す。

表2-12 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

また、沖縄エリア<sup>20</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力<sup>21</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-13に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-13 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	31.1%	30.9%	27.0%	22.3%	24.5%	19.7%	26.7%	29.0%	38.4%	31.7%	29.8%	40.7%

### 3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

#### ① 需給バランス

2020年度以降10年間の需給バランス見通し（8月15時<sup>23</sup>）を表2-14及び図2-4に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2021年度で12.7%であり、各年度ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-14 長期の需給バランス見通し（8月15時<sup>23</sup>全国合計、送電端）

【万kW】

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
需要電力	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783
供給力	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275
供給予備率	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%
	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
需要電力	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662
供給力	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440
供給予備率	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

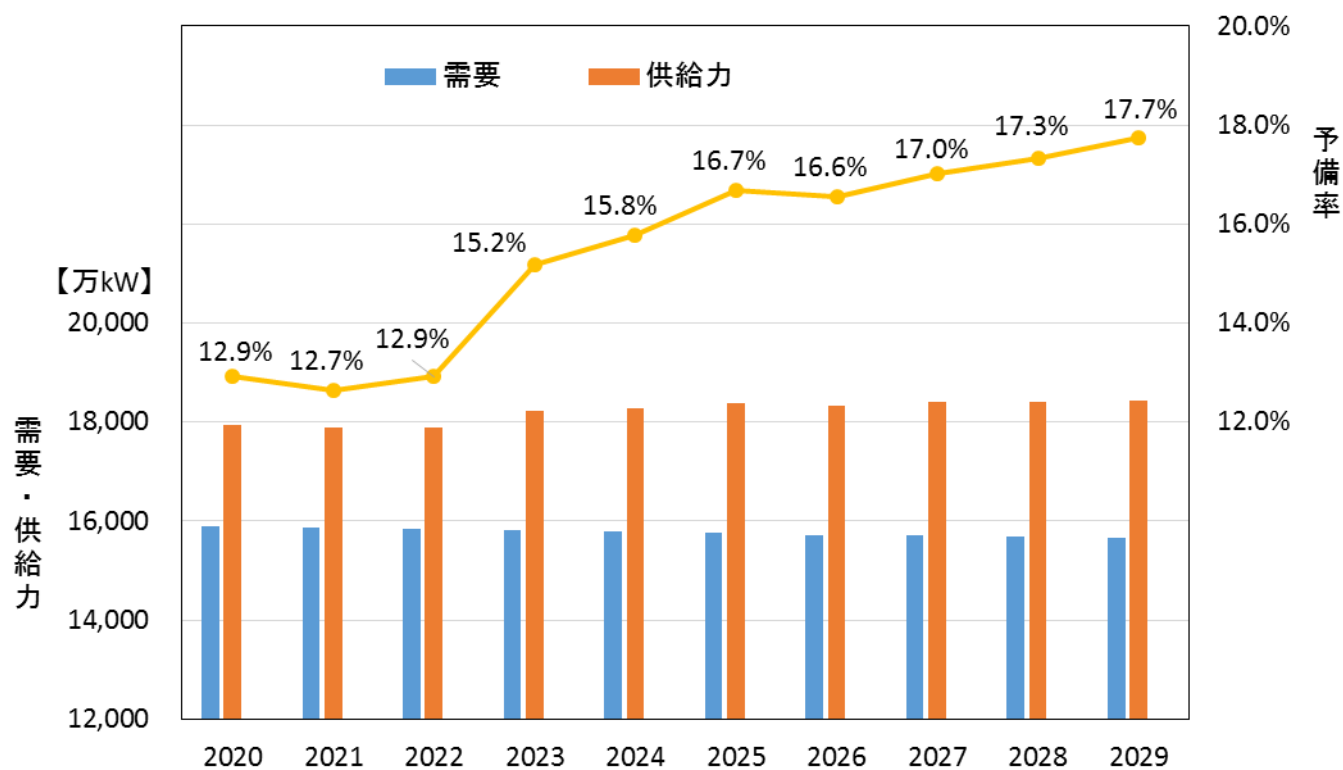


図2-4 長期の需給バランス見通し（8月15時<sup>23</sup>全国合計、送電端）

<sup>23</sup> 沖縄エリアのみ20時。

エリア別の予備率見通しを表2-15に示す。また、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替えた予備率<sup>18</sup>を表2-16に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2021、22年度）、中部エリア（2021年度）、関西エリア（2025～29年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-15 長期の予備率見通し（8月15時<sup>23</sup>エリア別、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表2-16 長期の予備率見通し（8月15時<sup>23</sup>）  
（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	20.0%	17.4%	40.2%	40.0%	40.8%	40.4%	51.8%	51.7%	51.8%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.2%	16.6%
東京	11.6%	9.7%	8.9%	12.4%	12.9%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中部	13.1%	10.3%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
北陸	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
関西	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
四国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
九州	13.1%	20.2%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

□ : 8%以上に改善したエリア

なお、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件<sup>19)</sup>）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

その結果、2029年度末時点では、約39万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-17に示す。

表2-17 長期の予備率見通し（8月15時<sup>23)</sup>  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

また、沖縄エリア<sup>20)</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力<sup>21)</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-18に示す。全ての年度で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-18 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
沖縄	7.3%	24.5%	14.1%	23.0%	25.3%	21.0%	20.2%	19.6%	19.1%	18.5%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-19に示す。全ての年度で安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。また、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替えた予備率を表2-20に示す。

表2-19 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表2-20 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）  
（連系線活用後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	15.3%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%
東北	16.0%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%

なお、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者へ系統アクセス契約申請がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源は全国で約39万kW存在。これら電源を供給力として計上した予備率を表2-21に示す。

表2-21 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2020年度については、公募によりエリア需要の7%程度<sup>24</sup>の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力<sup>25</sup>を、表2-22に示す。

表2-22 一般送配電事業者の確保済調整力<sup>25</sup>

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.0%	7.0%	7.1%	7.3%	7.1%	30.1

③ 需給バランス評価のまとめ

○短期（2020，2021年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・月において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、需要ピーク期（特に冬季）において予備率に余裕のないエリア・月も存在しており、今後の突発的な電源トラブルや休廃止の追加等に注意が必要。

○長期（2022年度～2029年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・年度において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、特に直近3ヶ年（2020～2022年度）の需給バランスが厳しくなると想定される。今後とも、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

<sup>24</sup> 調整力公募は、前年度（2019年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

<sup>25</sup> エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

①電源別供給力の年度ごとの推移

2029年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時<sup>26</sup>・全国計）の見通しを図2-5に示す。

新エネルギー等発電の供給力<sup>27</sup>は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリブレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、2021・2022年度を底に、更新・新規案件により増加するトレンドとなっている。

これらにより、供給力全体として、直近年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

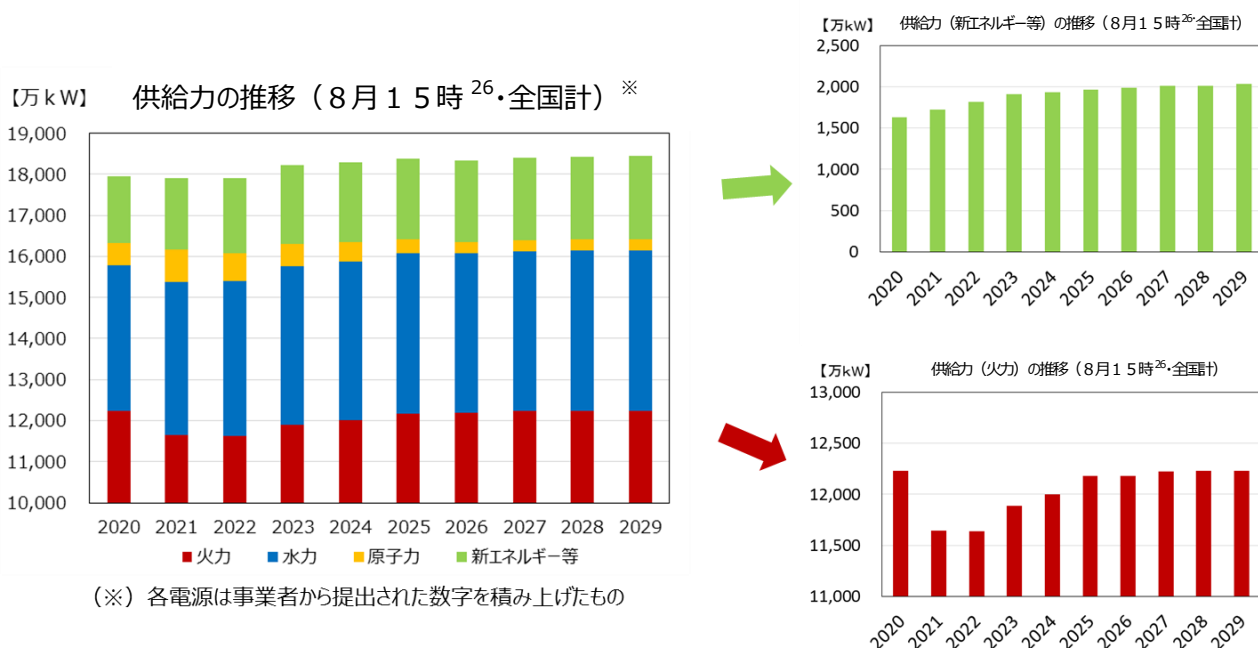


図2-5 電源別供給力の推移

<sup>26</sup> 沖縄エリアのみ12時。

<sup>27</sup> 沖縄エリアでは、新エネルギー等発電のうち太陽光・風力発電の供給力はL5算出値。



## ②立上げ可能な休止電源の年度ごとの推移

今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源（約1,900～2,300万kW）を図2-6に示す。

そのうち、適切な時期に判断・準備すれば、休止の延期や1年程度での再立上げが可能な電源を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、600～1,300万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があると想定できる。

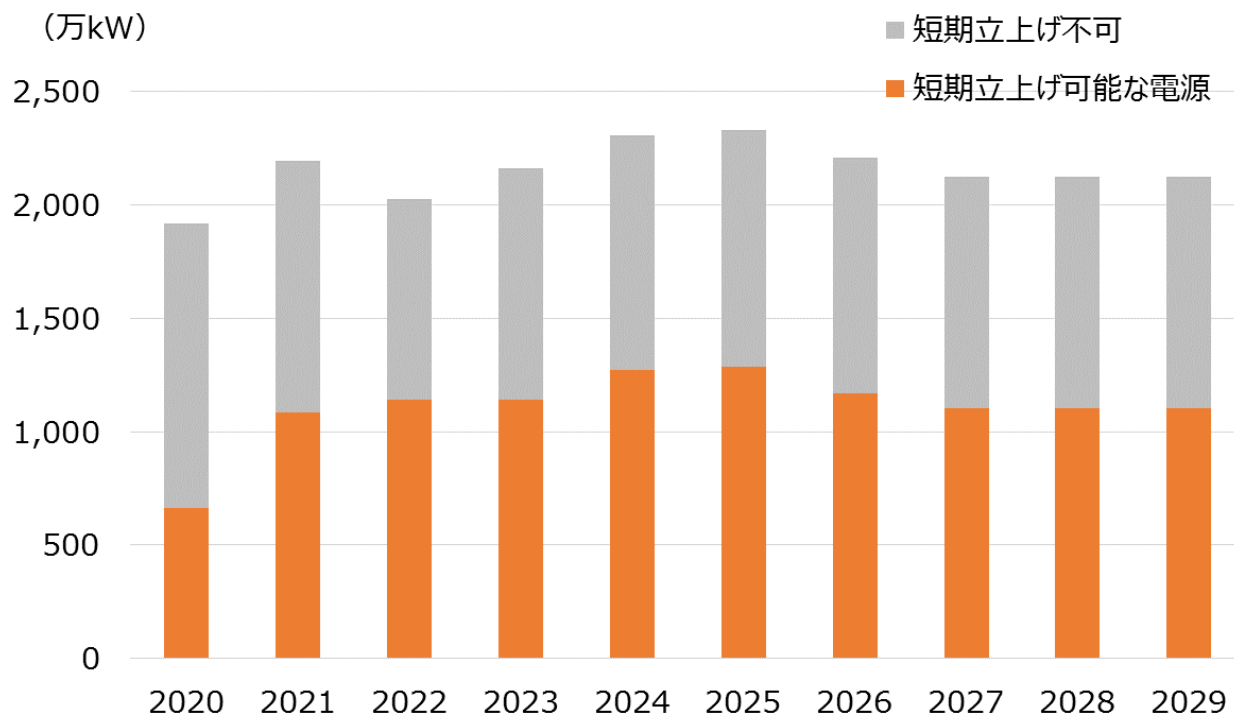


図2-6 休止電源の状況

### Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

本分析は、事業者から提出された数字を機械的に計上したものであり、今後の発電所の稼働状況や政策的措置への対応状況次第で、実際の将来の数字とは異なるものとなることに留意が必要である。

#### 1. 設備容量 (kW)

各年度において、各発電事業者が一定の前提の下で保有していると予測する発電設備と、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備 (FIT 電源等) の設備容量の合計値を機械的に積み上げたものである。事業者の計画については、一定の蓋然性があるものだけを計上しているが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。

事業者から提出された電源種ごとの設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

##### ○水力・火力\*

発電事業者自らが保有する設備を積み上げ。新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していることや、対外的に運転することが公表されていること等を基準としている。

##### ○原子力

発電事業者自らが保有する設備のうち、過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基) を積み上げ。

##### ○太陽光・風力

一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に、設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

上記の考え方に基づいて、各事業者から提出された数字について各年度の設備容量を機械的に計上したものを表 3-1 及び図 3-1 に示す。

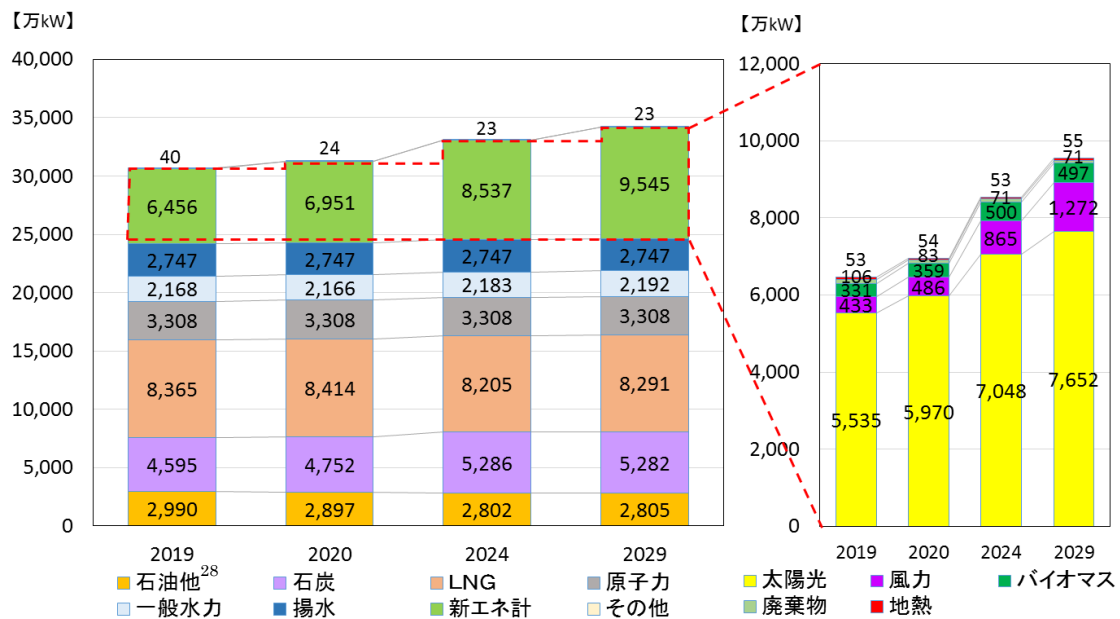
※ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。  
 ※2 過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基)  
 ※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上【万 kW】

種類	2019	2020	2024	2029
水力※1	4,915	4,913	4,930	4,940
一般水力	2,168	2,166	2,183	2,192
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力※1	15,950	16,062	16,293	16,378
石炭	4,595	4,752	5,286	5,282
LNG	8,365	8,414	8,205	8,291
石油他 <sup>28</sup>	2,990	2,897	2,802	2,805
原子力※2	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	6,456	6,951	8,537	9,545
風力※3	433	486	865	1,272
太陽光※3	5,535	5,970	7,048	7,652
地熱※1	53	54	53	55
バイオマス※1	331	359	500	497
廃棄物※1	106	83	71	71
その他	40	24	23	23
合計	30,671	31,259	33,092	34,194

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。



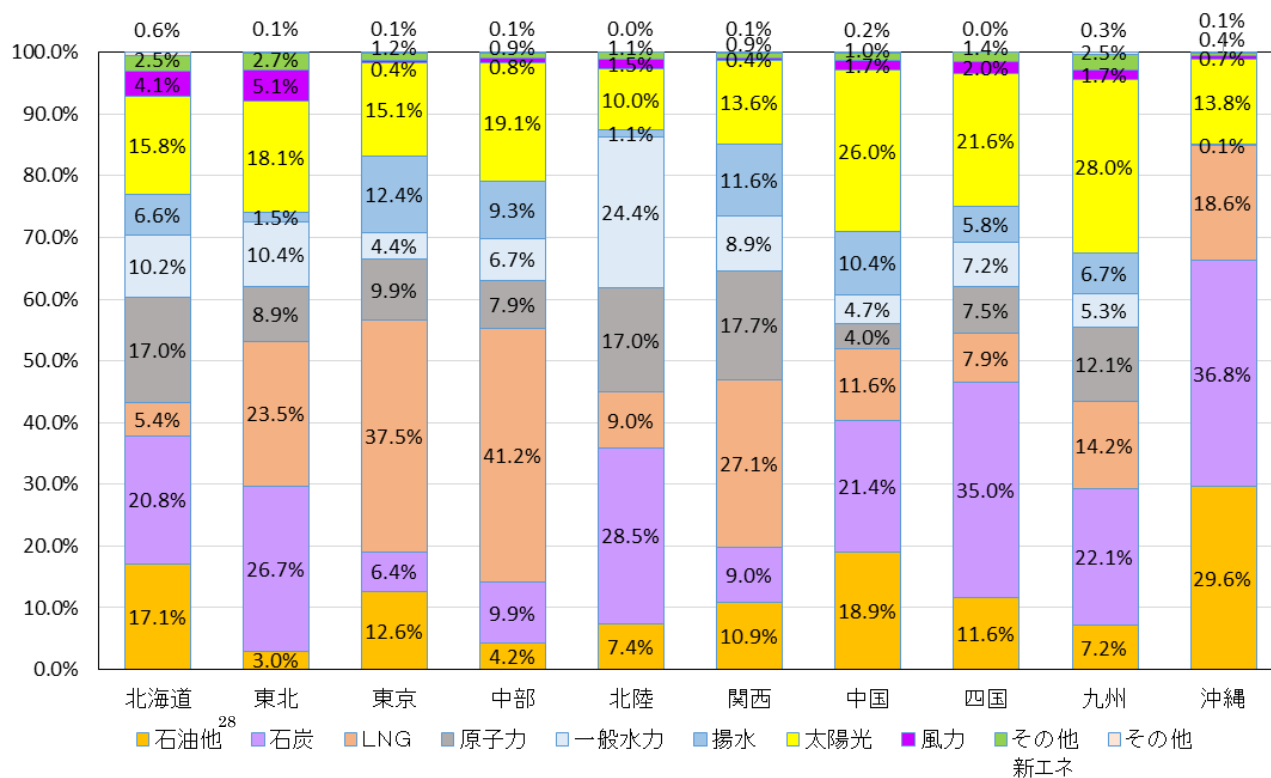
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

<sup>28</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

## 2. エリア別設備容量（kW）の比率

2019年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 2019年度末のエリア別設備容量（kW）の比率

### 3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し（年度末基準）<sup>29</sup>を図3-3に示す。

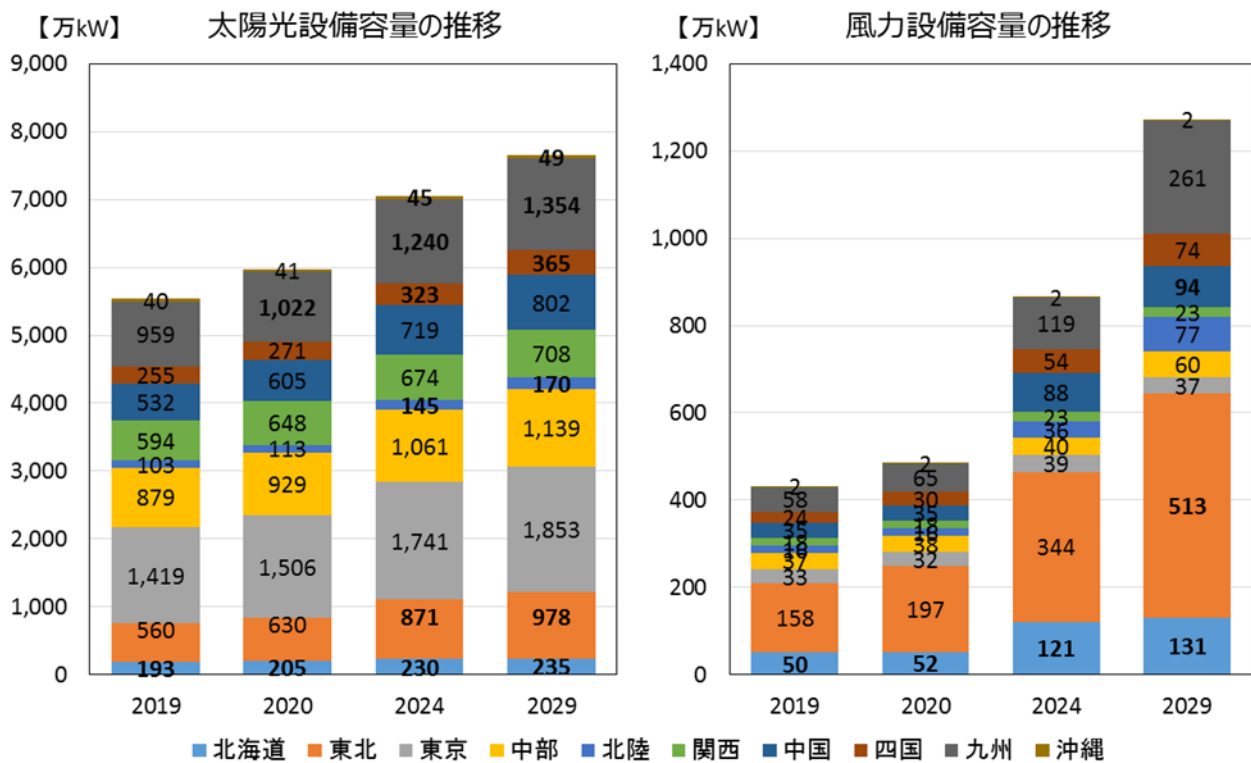


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

<sup>29</sup> エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

#### 4. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2029年度末までの電源開発計画<sup>30</sup>について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2029年度末までの電源開発計画<sup>30</sup>（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
一般水力	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,447.6	34	5.2	1	△ 958.6	42
石炭	685.1	10	-	-	△ 51.8	3
LNG	757.4	15	5.2	1	△ 763.5	16
石油	5.1	9	-	-	△ 143.3	23
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	735.3	345	0.8	3	△ 31.1	49
風力	179.2	54	-	-	△ 14.7	36
太陽光	404.0	253	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.4	3	0.6	2	△ 2.4	1
バイオマス	140.5	30	-	-	△ 8.4	6
廃棄物	7.2	5	0.2	1	△ 5.6	5
合計	3,238.7	437	28.0	51	△ 1,012.0	123

注) 小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

<sup>30</sup> 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)を合計した試算<sup>\*</sup>であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

各発電事業者は、将来の契約や過去の実績等から自らの将来の販売電力量を予想した上で、現時点で事業者がそれぞれの年度において稼働可能な状態にあると想定する電源について、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、運転コストが安いものから機械的に発電量を積み上げて、それらを計上している。

なお、原子力発電の今後の稼働状況、将来取引される電力に電源種が未確定なものが含まれていること、省エネ法に基づく発電効率に関する規制的措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていないといった要因があるため、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要であり、実際には、エネルギーミックスの目標に近づいていくことが想定される。

電源種ごとの送電端電力量(kWh)とその具体的な計算方法は以下のとおりである。

※発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

①新エネルギー等（表3-3）

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去実績（伸び率）を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し、それらを計上している。また、地熱、バイオマス及び廃棄物については、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
新エネルギー等	937	1,023	1,362	1,504
風力	82	93	166	237
太陽光	634	684	842	912
地熱	25	25	28	29
バイオマス	167	197	305	305
廃棄物	28	23	22	21

②水力・火力（表3-4）

発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。火力については、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、事業者単位で運転コストが安いものから順に発電量を積み上げているため、運転コストが相対的に安価な石炭火力の発電電力量が多く見積もられている。

表3-4 水力・火力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
水力	822	819	839	875
一般水力	757	769	780	802
揚水	65	49	60	73
火力	6,553	6,539	5,890	5,782
石炭	2,681	2,884	3,070	3,128
LNG	3,594	3,370	2,563	2,403
石油他 <sup>28</sup>	278	284	256	251

③原子力（表3-5）

2020年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。ただし、稼働年数が40年を超える設備の運転については、原子力規制委員会における認可が必要となるため、電力量をゼロとして算定している。また、今後の原子力発電所の再稼働の見込みについても加味されていない。

表3-5 原子力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
原子力	604	419	475	303

①～③の発電電力量に、電源種が特定できない設備の発電電力量を加えた送電端電力量の合計値を表3-6に示す。

表3-6 送電端電力量（合計） 【億 kWh】

	2019	2020	2024	2029
合計	9,030	8,853	8,597	8,491



(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2019年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

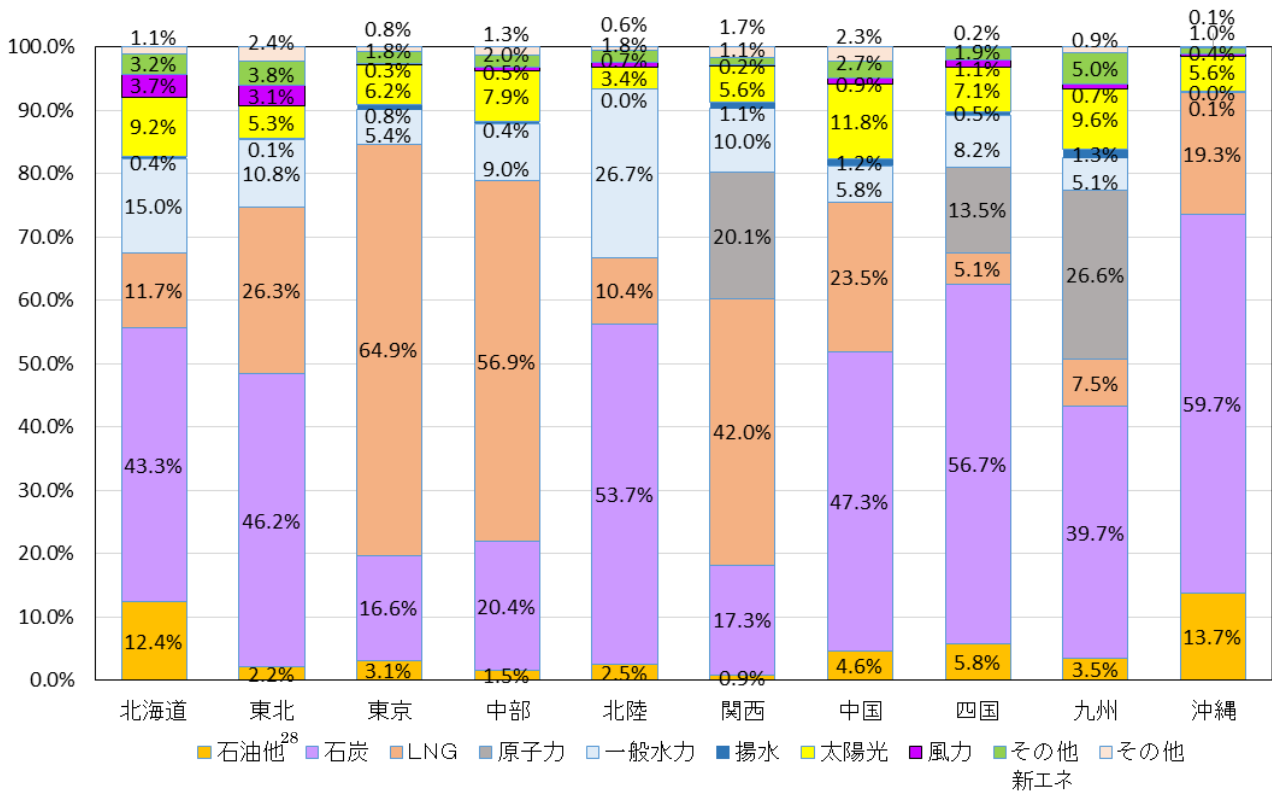


図3-4 2019年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-7及び図3-5に示す。この、電源別の設備利用率は、設備容量(kW)と送電端電力量(kWh)から機械的に算定したものである。

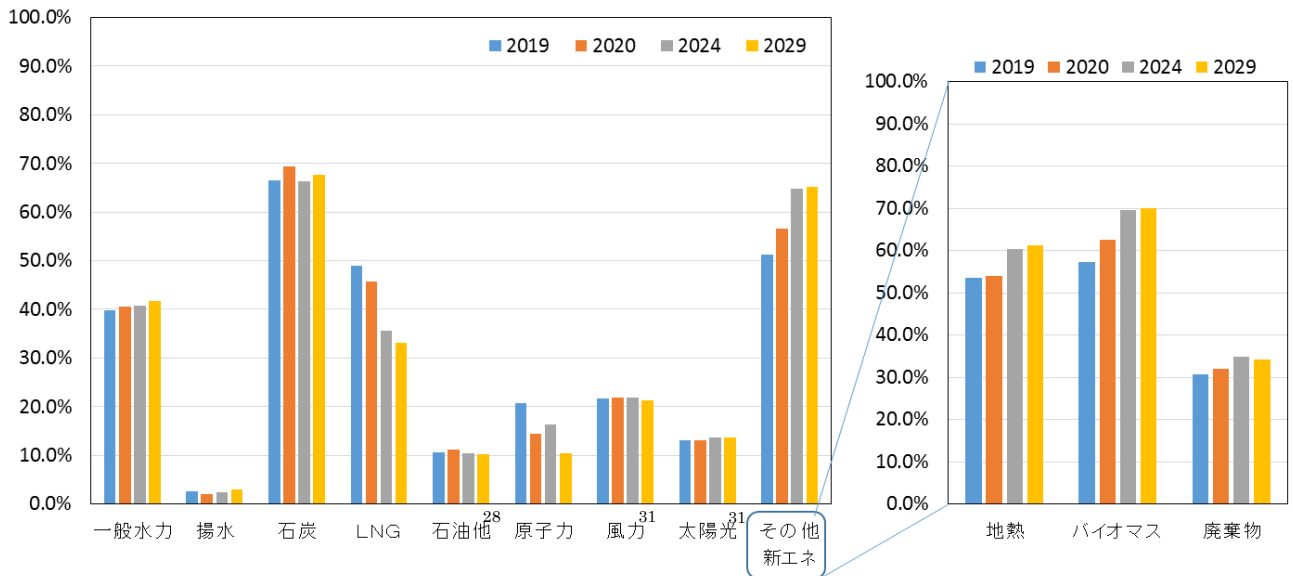
前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

種類	2019	2020	2024	2029
水力	19.0%	19.0%	19.4%	20.2%
一般水力	39.8%	40.6%	40.8%	41.8%
揚水	2.7%	2.0%	2.5%	3.0%
火力	46.8%	46.5%	41.3%	40.3%
石炭	66.4%	69.3%	66.3%	67.6%
LNG	48.9%	45.7%	35.7%	33.1%
石油他 <sup>28</sup>	10.6%	11.2%	10.4%	10.2%
原子力	20.8%	14.5%	16.4%	10.5%
新エネルギー等	16.5%	16.8%	18.2%	18.0%
風力 <sup>31</sup>	21.6%	21.9%	21.9%	21.3%
太陽光 <sup>31</sup>	13.0%	13.1%	13.6%	13.6%
地熱	53.6%	54.1%	60.3%	61.2%
バイオマス	57.4%	62.6%	69.5%	70.0%
廃棄物	30.7%	32.1%	34.8%	34.3%

<sup>31</sup> 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。



※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

図 3 - 5 電源別設備利用率の推移 (全国合計)

#### IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画<sup>32</sup>を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

再生可能エネルギーを中心とした新規電源は、需要の大消費地から遠く離れた地点に計画される傾向にあった。このため、新規で長距離送電線網の整備が計画されている。

地域間連系線は、広域的運営に必要な整備が計画されている。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画<sup>33</sup>

送電線路の増加こう長 <sup>34</sup> ※ <sup>35</sup>	726km (549km)
架空送電線路※	687km (542km)
地中送電線路	39km (6km)
変圧器の増加容量	28,290MVA (17,400MVA)
交直変換所の増加容量 <sup>36</sup>	1,800MW (1,800MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 61km (△108km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 2,700MVA (△2,700MVA)

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

<sup>32</sup> 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>33</sup> （ ）内は昨年値を記載した。

<sup>34</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

<sup>35</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

<sup>36</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・(仮)広域連系北幹線:81km</li> <li>・(仮)広域連系南幹線:62km</li> <li>・相馬双葉幹線接続変更:15km</li> <li>・新地アクセス線(仮)広域連系開閉所引込:1km</li> <li>・常磐幹線(仮)広域連系開閉所D<math>\pi</math>引込:1km</li> </ul>
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：120万kW→210万kW（使用開始：2021年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新信濃交直変換所:90万kW</li> <li>・飛驒変換所:90万kW</li> </ul>
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・飛驒信濃直流幹線:89km</li> <li>・飛驒分岐線:0.4km</li> </ul>

○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（使用開始：2027年度）

FC増設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新佐久間周波数変換所(仮称):30万kW</li> <li>・東清水変電所:30万kW→90万kW</li> </ul>
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東清水線:20km</li> <li>・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km</li> <li>・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km</li> <li>・新豊根東栄線:1km</li> <li>・佐久間西幹線:11km, 2km</li> <li>・佐久間東幹線:123km</li> </ul>
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新富士変電所：750MVA×1</li> <li>・静岡変電所：1,000MVA×1</li> <li>・東栄変電所：800MVA×1 → 1,500MVA×2</li> </ul>

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン<sup>37</sup>にて検討

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原北近江線:2km</li> <li>・三岐幹線関ヶ原(開)<math>\pi</math>引込:1km</li> <li>・北近江線北近江(開)<math>\pi</math>引込:1km</li> </ul>
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原開閉所:6回線</li> <li>・北近江開閉所:6回線</li> </ul>

<sup>37</sup> 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

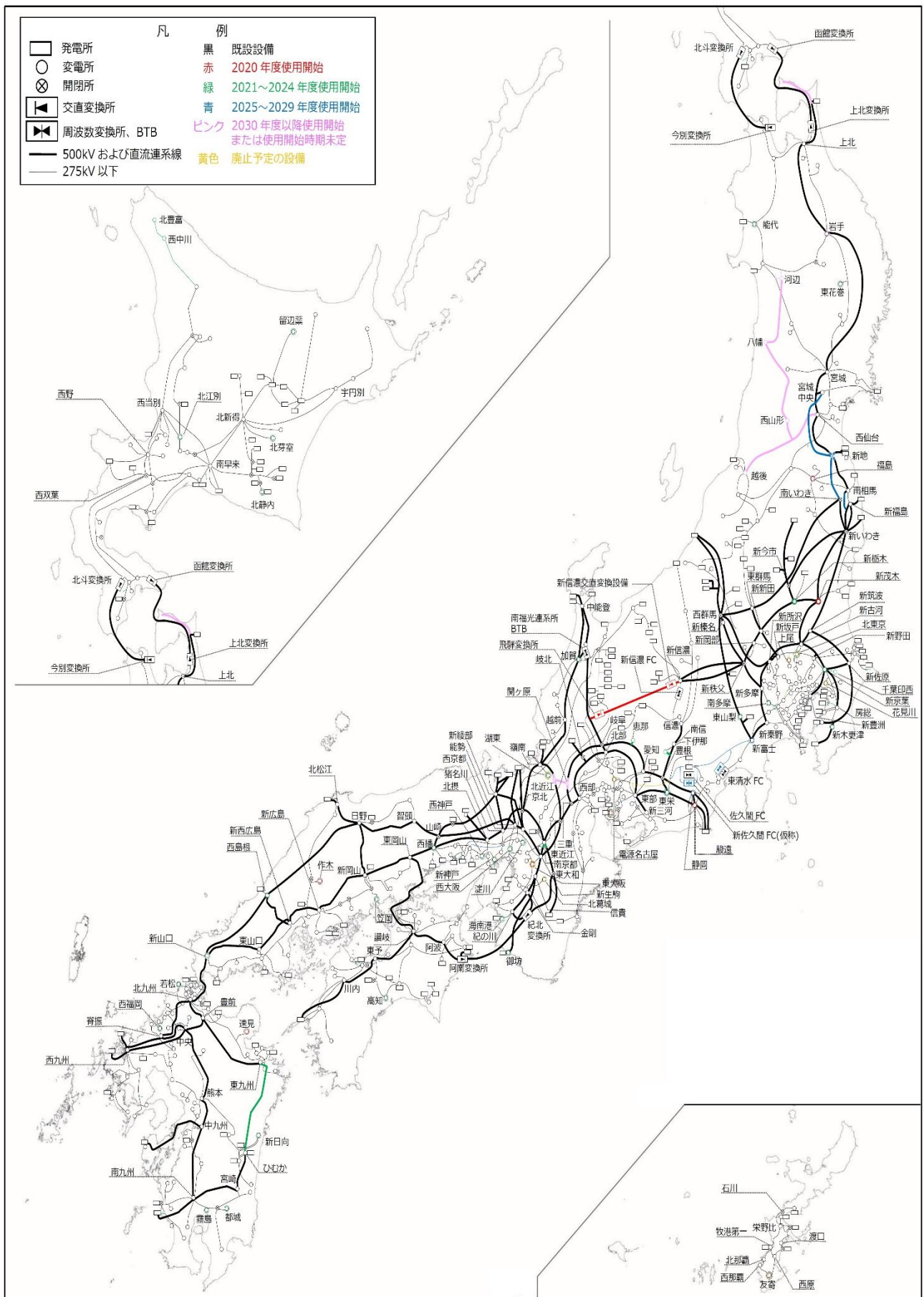


図 4 - 1 電力系統の状況

## 1. 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39, 40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
東京電力 パワーグリッド 株式会社	飛驒信濃直流幹線	DC± 200kV	89km	双極 1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※4
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※2※3	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km (3番線) ※2※3	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※2※3	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力 株式会社	飛驒分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※4
	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年7月	2021年3月	高経年化対策 系統対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力 株式会社	コベルコパワー 神戸第二アクセス 線※1	275kV	4.4km※2	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2021年5月 (2号線) 2022年2月 (3号線)	電源対応
	新神戸線	275kV	20.2km→ 21.5km※3	2	2019年5月	2020年7月	電源対応 高経年化対策

<sup>38</sup> 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別が入っているため、分からないように見直した。

<sup>39</sup> こう長欄に※2があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

<sup>40</sup> こう長欄に※3があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

<sup>41</sup> 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4があるものは、地域間連系線増強関連。※5があるものは、マスタープランにて検討するもの。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
四国電力株式会社	西条アクセス線 ※1	187kV	7km※3	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年5月	2021年4月	需要対策
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部風力送電株式会社	北部送電豊富 中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力株式会社	(仮称)苫小牧 アクセス線※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 アクセス線※1	187kV	0.1km	1	2021年1月	2021年7月	電源対応
	100kV北幌延線 一部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
東北電力株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年5月	2022年度	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2022年5月	2022年度	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系 開閉所引込※1	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系 開閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 開閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	秋田幹線河辺 変電所D T引込	275kV	5km	2	2022年度以降	2029年度以降	電源対応
	秋盛幹線河辺 変電所D T引込	275kV	0.2km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV → 500kV	139km→ 138km	2	2026年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV → 500kV	23km→23km	2	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
出羽幹線	500kV	97km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応	



届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
東北電力株式会社	山形幹線昇圧延長	275kV → 500kV	53km→99km	2	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセス線 (仮称)	275kV	1km※2	1	2021年7月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2021年7月	2022年6月	電源対応
	京浜線1,2号 接続変更	275kV	22.7km→ 23.1km※3	2	2021年10月	2022年4月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年3月	安定供給対策※4
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km※3 2号線: 0.1km※3	2→3	2022年5月	2022年11月	需要対策
	五井アクセス線 ※1	275kV	11km	2	2021年8月	2024年2月	電源対応
	千葉印西変電所 (仮称)引込線	275kV	11km※2	2	2023年2月	2024年4月	需要対策
中部電力株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線関ヶ原 (開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力株式会社	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km→ 0.2km	2	2021年6月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
	姫路アクセス線 (仮称)※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	新加古川線	275kV	25.3km→ 25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス西 支線※1	275kV	1.2km→ 1.2km※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2022年3月	2024年7月	電源対応
	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線 新佐久間FC 分岐線 (仮称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
電源開発株式会社	佐久間西幹線 新佐久間FC 分岐線（仮称）	275kV	1km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
福島送電株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020年4月	2023年6月	電源対応

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 <sup>41</sup>
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026年度	系統対策

## 2. 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>38,42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
東北電力株式会社	能代変電所	275/66kV	100MVA	1	2019年10月	2021年6月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年9月(5B) 2021年4月(6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換 設備※6	—	—	—	2016年3月	2021年3月	安定供給対策※4
	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019年5月	2021年3月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 →300MVA×1	1→1	2019年2月	2020年11月	高経年化対策
	飛騨変換所※6	—	—	—	2017年8月	2021年3月	安定供給対策※4
	知多電源 変電所※1	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多電源 変電所※1	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月 (新1B) 2021年8月 (新2B)	電源対応
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019年11月	2020年7月	高経年化対策

<sup>42</sup> 名称欄に※6があるものは、地点を新設する変電所又は変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

届出事業者	名称 <sup>38,42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年5月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12月	電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2017年10月	2021年1月(1B) 2024年5月(2B)	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>38,42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年5月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年3月	2022年7月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66kV /11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2021年12月	2023年2月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年2月	2023年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	福島変電所	275/66kV	100MVA	1	2020年4月	2021年1月	電源対応
	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年7月	2024年12月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度 以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度 以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所	500/154kV	750MVA	1	2027年度 以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025年度 以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV → 500/154kV	300MVA×2 →450MVA×2	2→2	2024年度 以降	2031年度以降	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年9月	2022年4月	電源対応
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2021年12月	2023年6月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2021年10月	2023年2月	需要対策

届出事業者	名称 <sup>38,42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西(仮称) 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年4月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年1月	2022年6月	需要対策
中部電力 株式会社	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2024年10月	需要対策
	下伊那 変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年10月	2027年度	安定供給対策※4
北陸電力 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2020年6月	2023年9月	安定供給対策
関西電力 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2021年7月	2024年7月	電源対応
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年1月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年8月	2024年6月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
	西播変電所	275/77kV	300MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2022年1月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2022年8月	2024年1月	高経年化対策
中国電力 株式会社	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年12月	2024年3月	電源対応
	新日向変電所	220/110 /66kV	250/150 /200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年5月	2024年4月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
電源開発 株式会社	新佐久間 周波数変換所 (仮称) ※6	—	—	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 <sup>38,42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
福島送電株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66 /33kV	170MVA	1	2020年4月	2023年6月	電源対応

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 <sup>41</sup>
東京電力 パワーグリッド 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年7月	系統対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策
電源開発株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

### 3. 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 <sup>43</sup>	こう長の総延長 <sup>44</sup>	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	643 km※	1,286 km※	643 km※	1,286 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△171 km	△350 km	△153 km	△312 km
		地中	17 km	38 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	120 km	240 km	120 km	240 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
	直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	687 km	1,275 km	726 km	1,335 km
		地中	39 km	60 km		
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>45</sup>

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	254 km	535 km
220kV	4 km	8 km
187kV	7 km	14 km
合計	265 km	557 km

<sup>43</sup> こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>44</sup> 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

<sup>45</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 <sup>46</sup>	電圧階級 <sup>47</sup>	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22, 100MVA [1, 000MVA]
	275kV	7 [2]	3, 150MVA [600MVA]
	220kV	7 [0]	1, 790MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	930MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	42 [12]	28, 290MVA [2, 465MVA]
廃止	275kV	△11	△2, 700 MVA
	廃止計	△11	△2, 700 MVA

※[ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4 - 1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 <sup>48</sup>
新增設	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

<sup>46</sup> 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

<sup>47</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。

<sup>48</sup> 直流送電線の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

#### 4. 既設設備の高経年化の課題

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した高経年設備の更新に対応する案件が今後増加傾向にあり、これらの設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針時にとりまとめた既設設備の建設年度毎の物量分布を図4-2～5に示す。

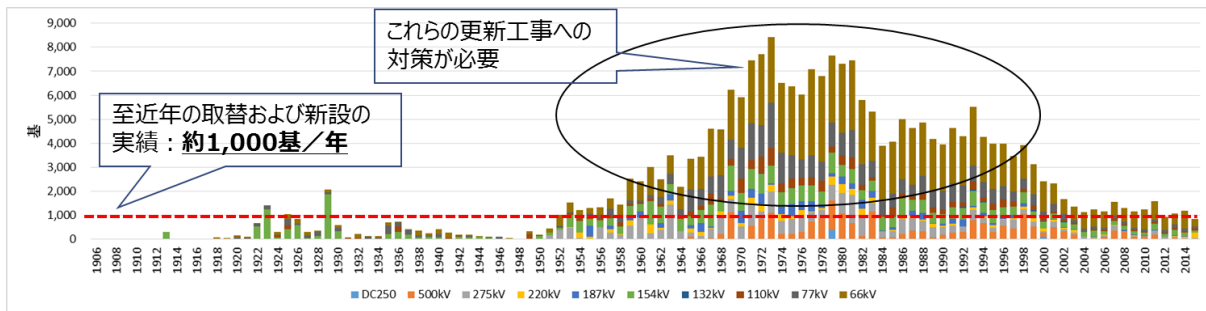


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

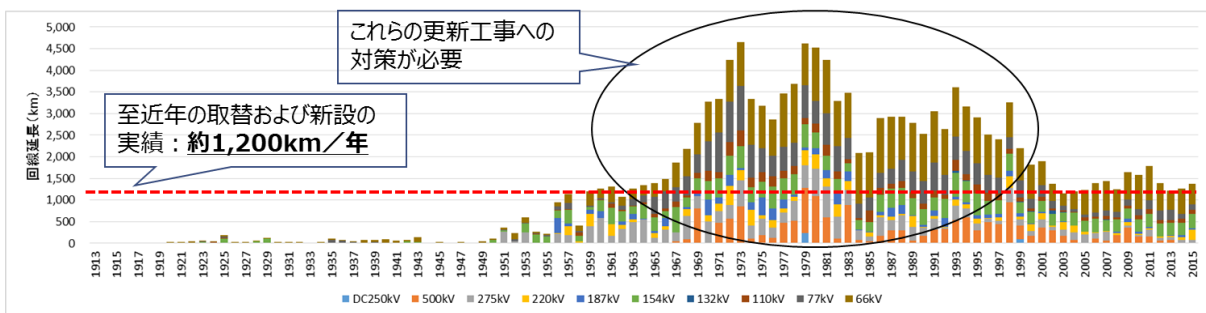


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)

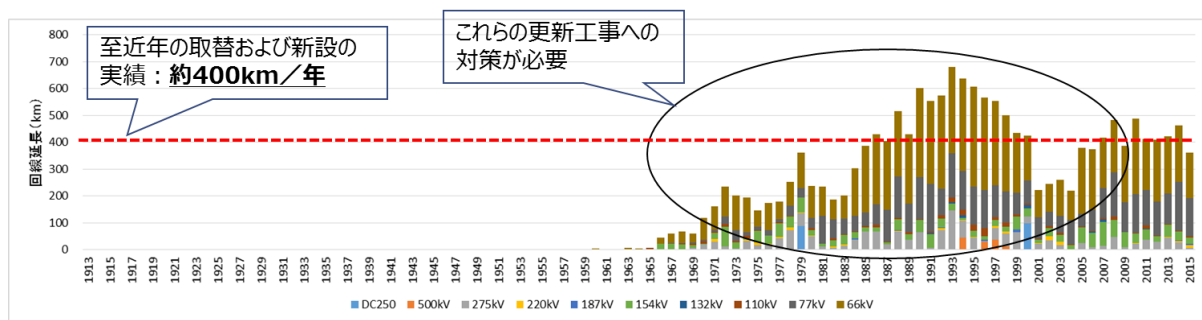


図4-4 地中線の物量分布 (66kV～500kV)

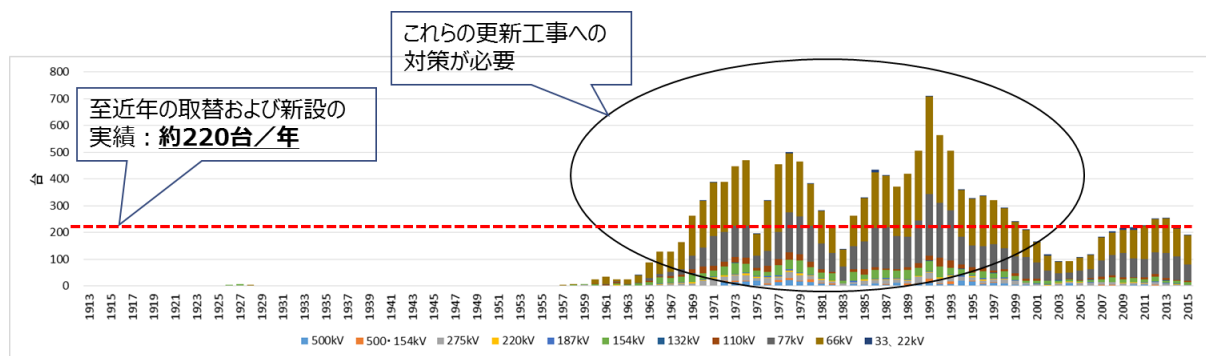


図4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部22kV)～500kV)



また、工事に従事する作業員数が近年減少傾向にあり、昨今は現場施工能力が不足傾向にある。参考に送電線工事に従事する高所作業員数の年度推移<sup>49</sup>を図4-6に示す。

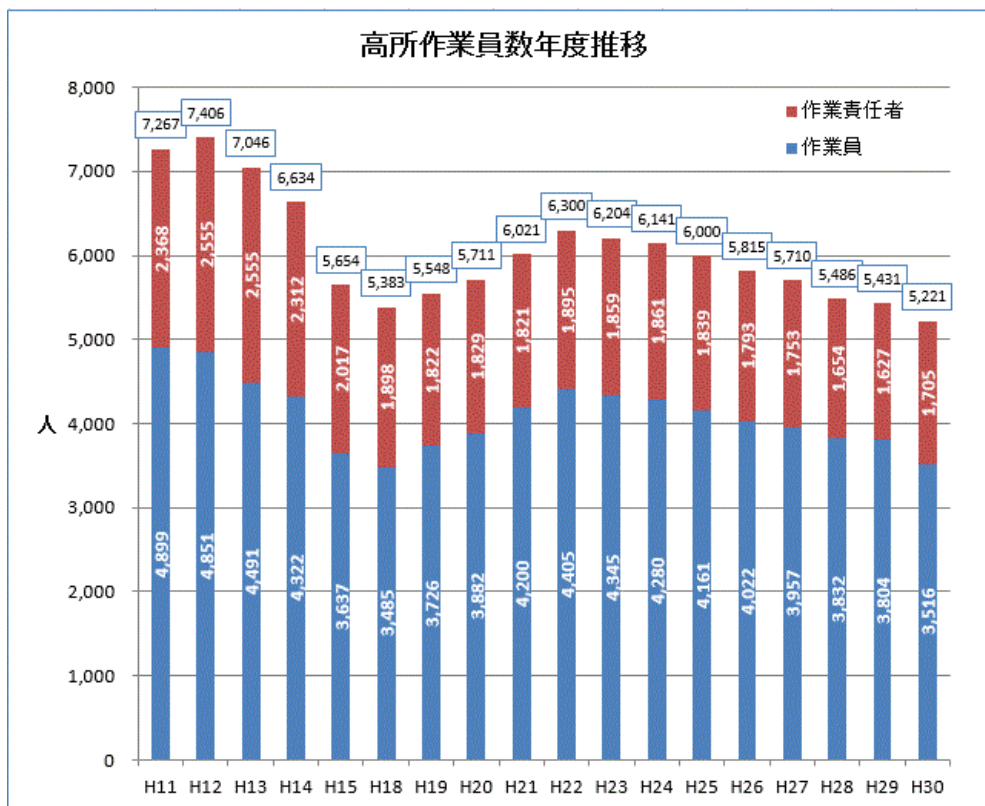


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移<sup>49</sup>

<sup>49</sup> 出典元：送電線建設技術研究会HP

## V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2020年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2020年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・四国・九州エリアが多い。

なお、主要な相対契約に変化が見られなかったため、例年と同様の傾向となっている。

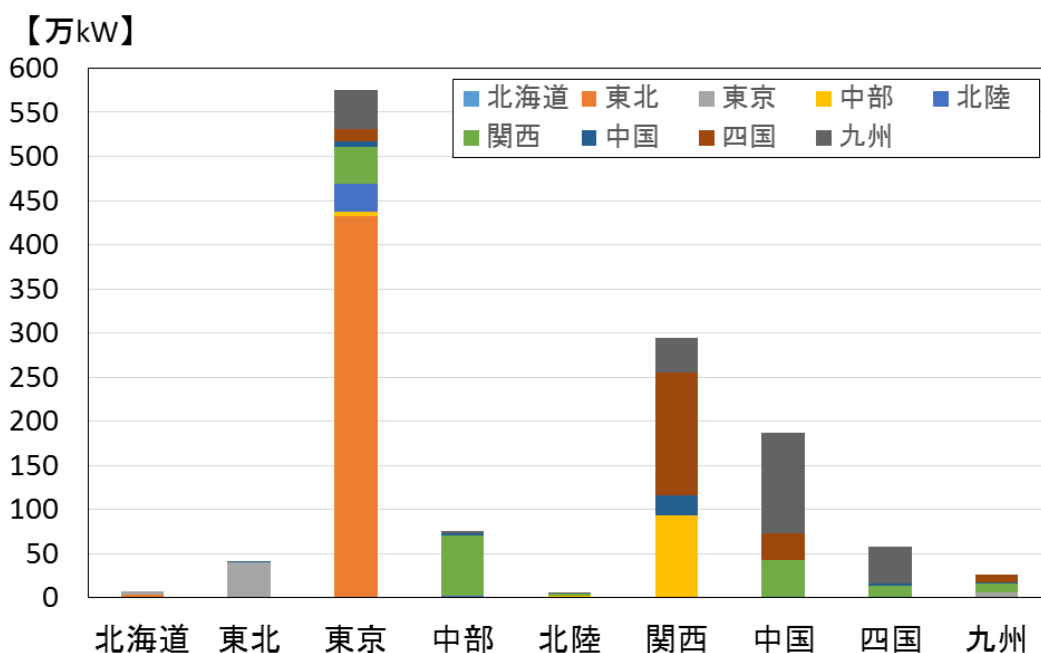


図5-1 エリア外調達電力

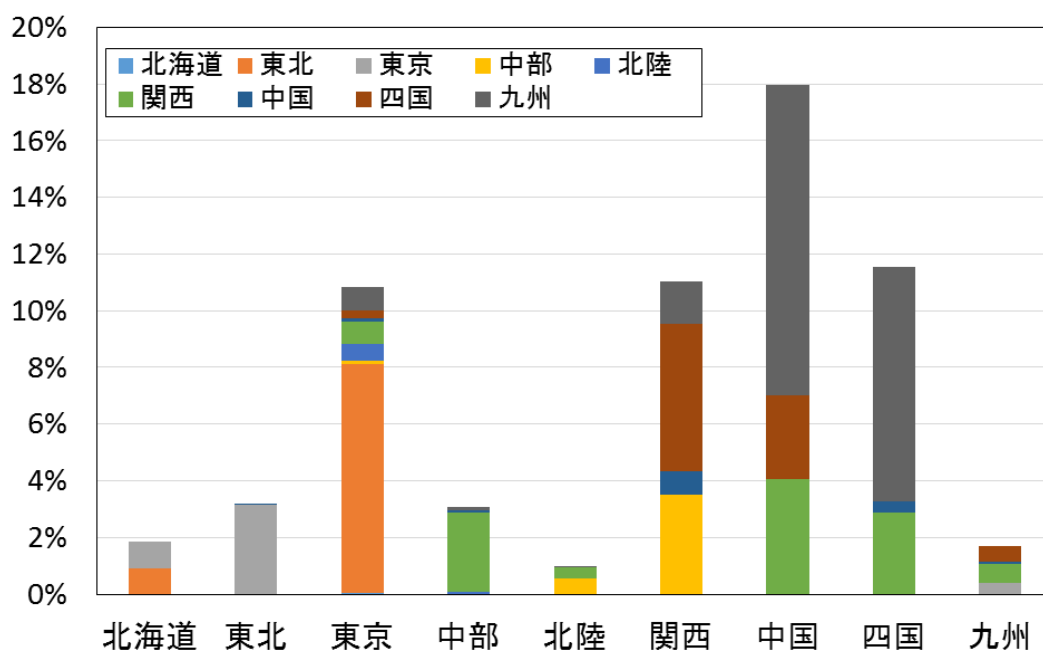


図5-2 エリア外調達電力比率

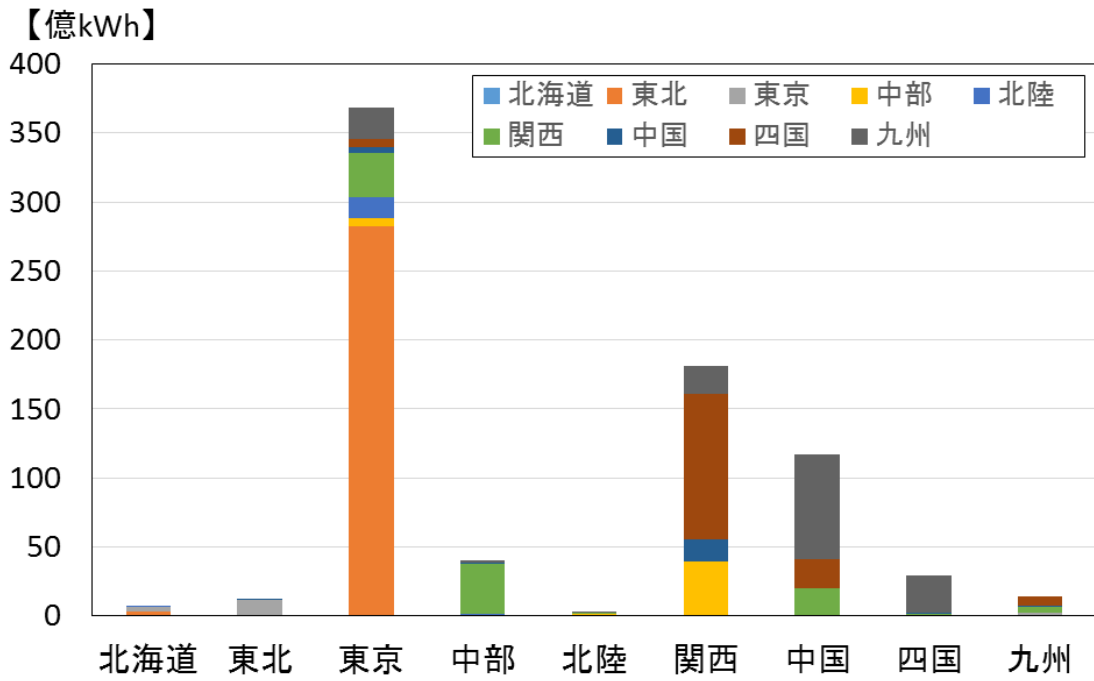


図5-3 エリア外調達電力量

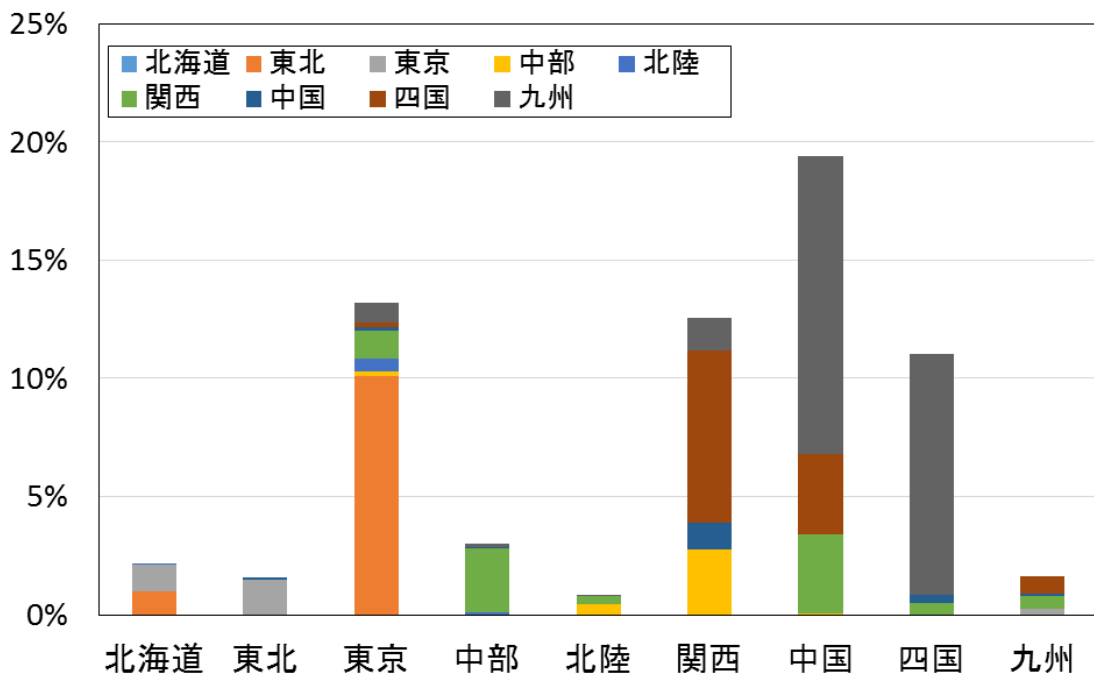


図5-4 エリア外調達電力量比率

## VI. 電気事業者の特性分析

### 1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者620者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

中小規模（1,000万kW未満）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

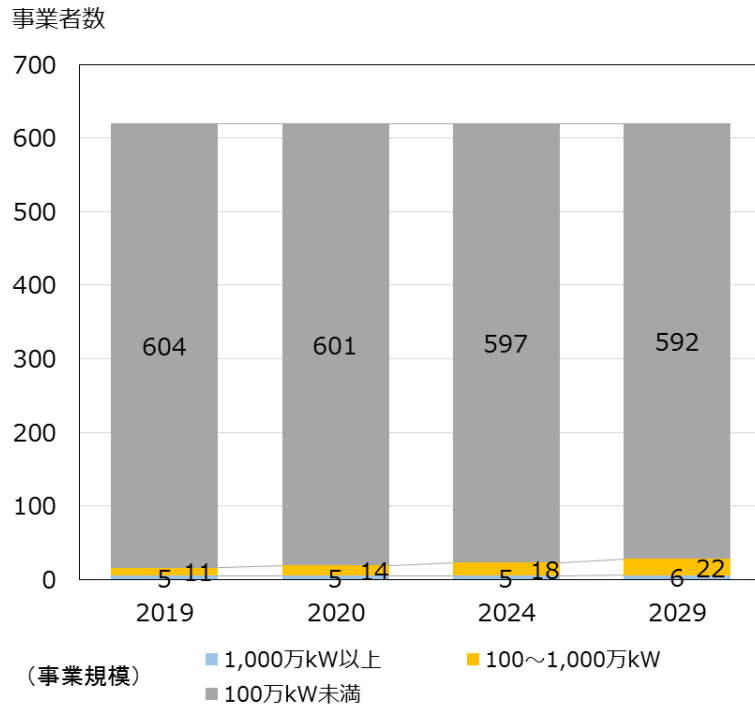


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

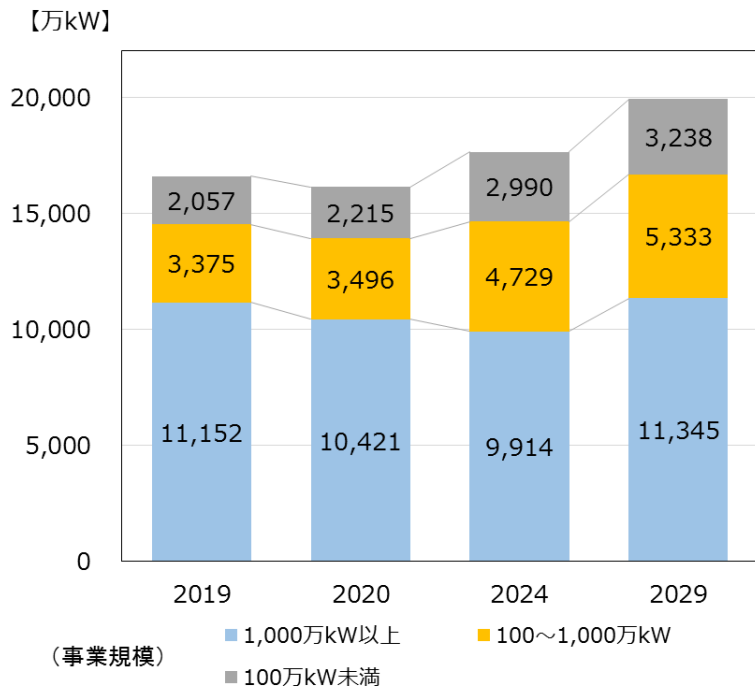


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

中小規模（100億kWh未満）の事業者が規模を拡大する計画としている。

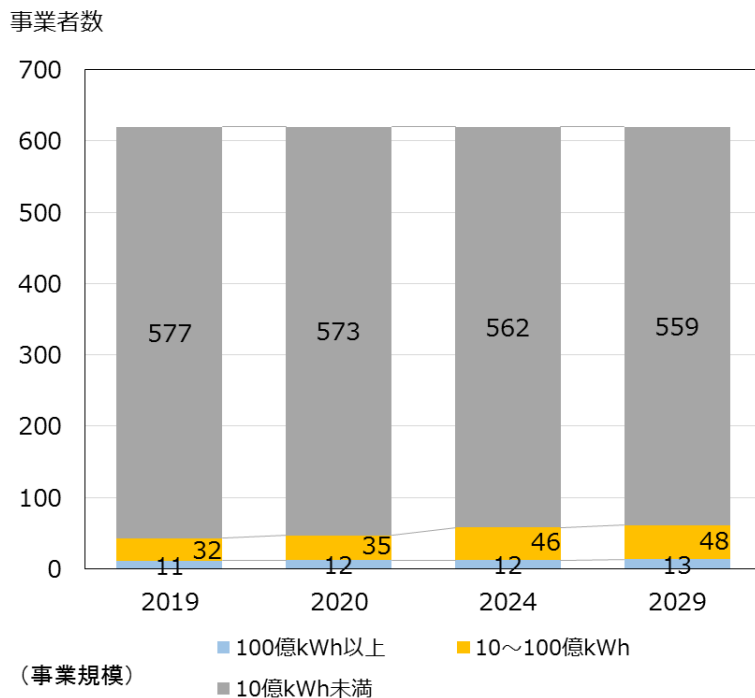


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

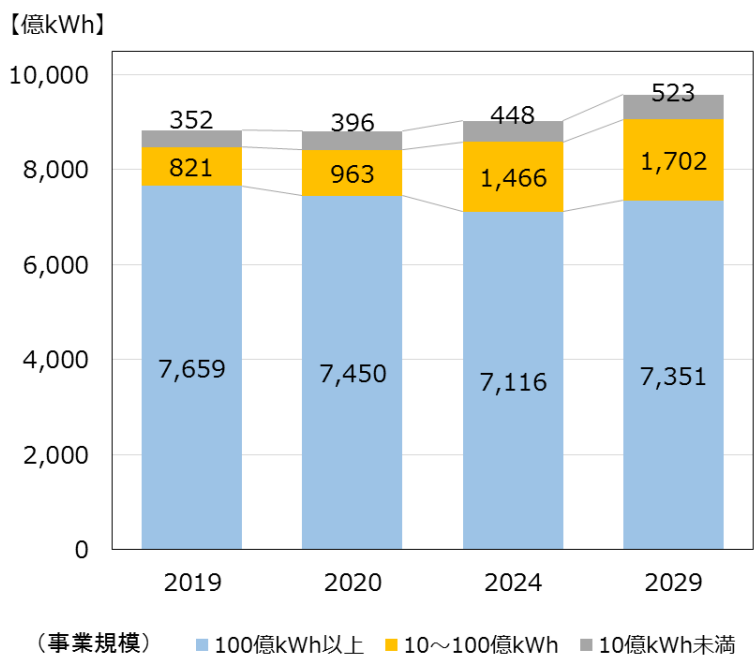


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

## 2. 小売電気事業者のエリア展開

2020年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2020年度時点で小売計画を計上していない事業者（96者）を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

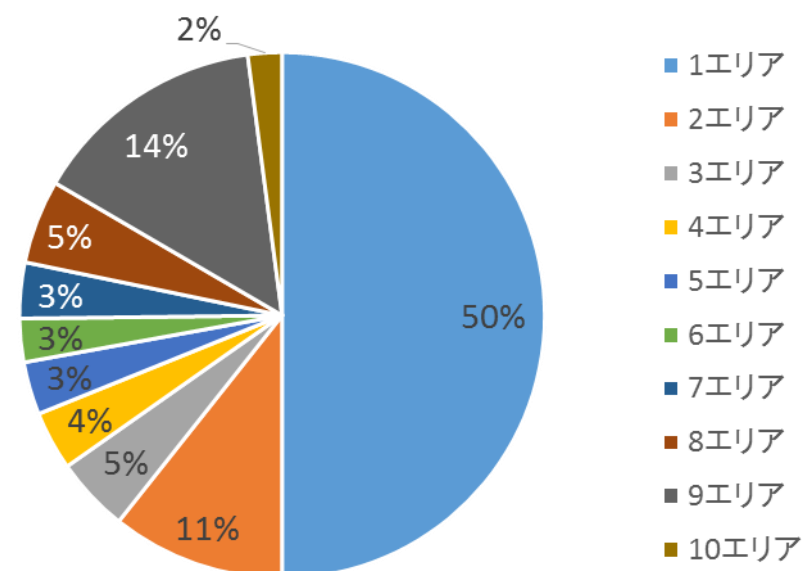


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

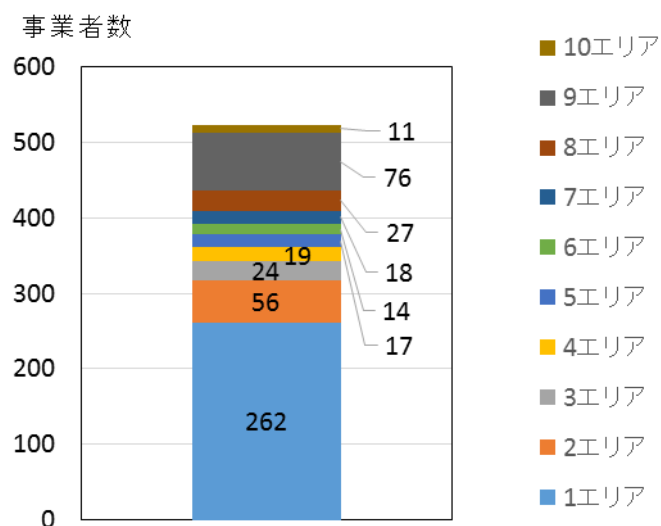


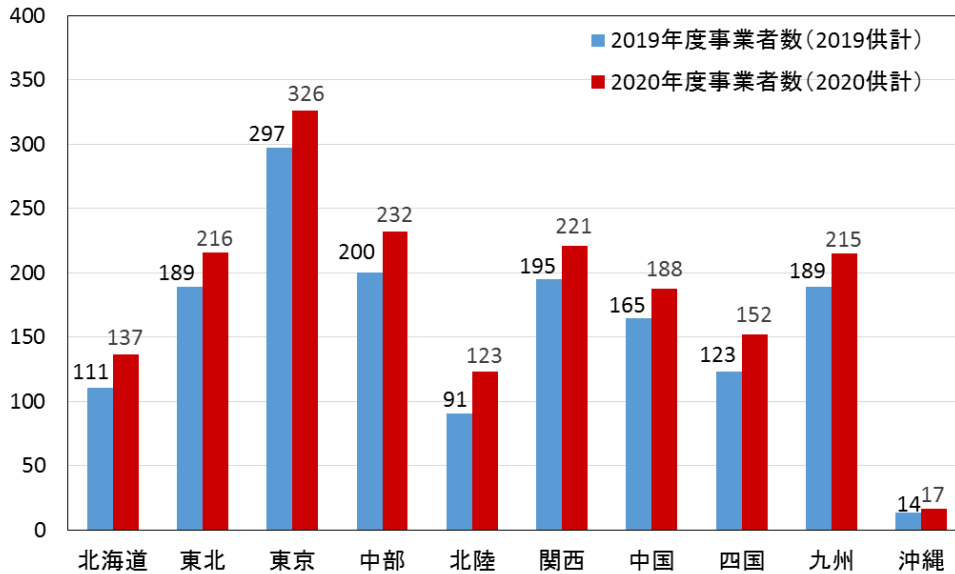
図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2020年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

すべてのエリアで小売電気事業者数は増加しており、消費者の選択肢は拡大している。

事業者数

【万kW】



2020年度のエリア需要

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
419	1,295	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

### 3. 小売電気事業者の供給力確保状況

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-8に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

旧一般電気事業者（小売・発電）自エリアの供給力比率

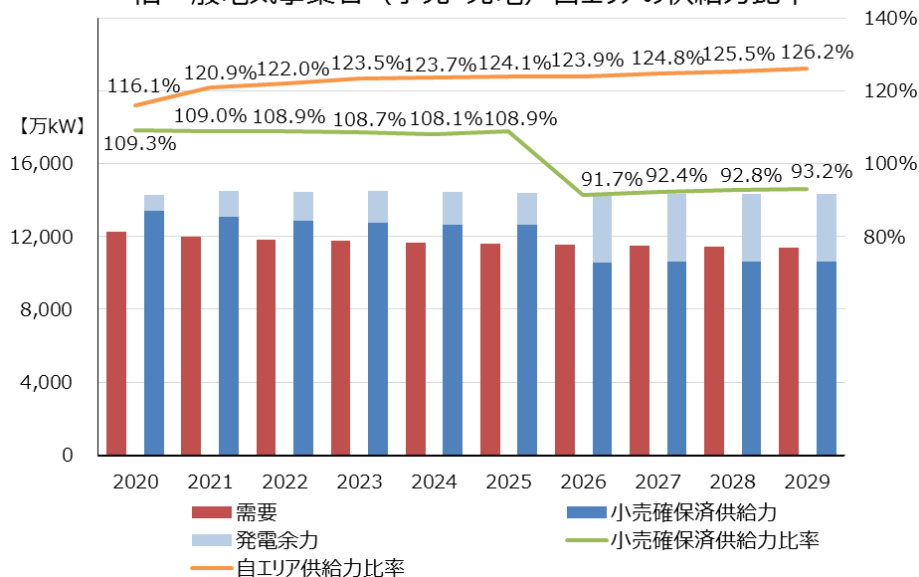


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率<sup>50</sup>（8月15時<sup>26</sup>、送電端）

<sup>50</sup> 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。

みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について以下に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく（図6-9）。

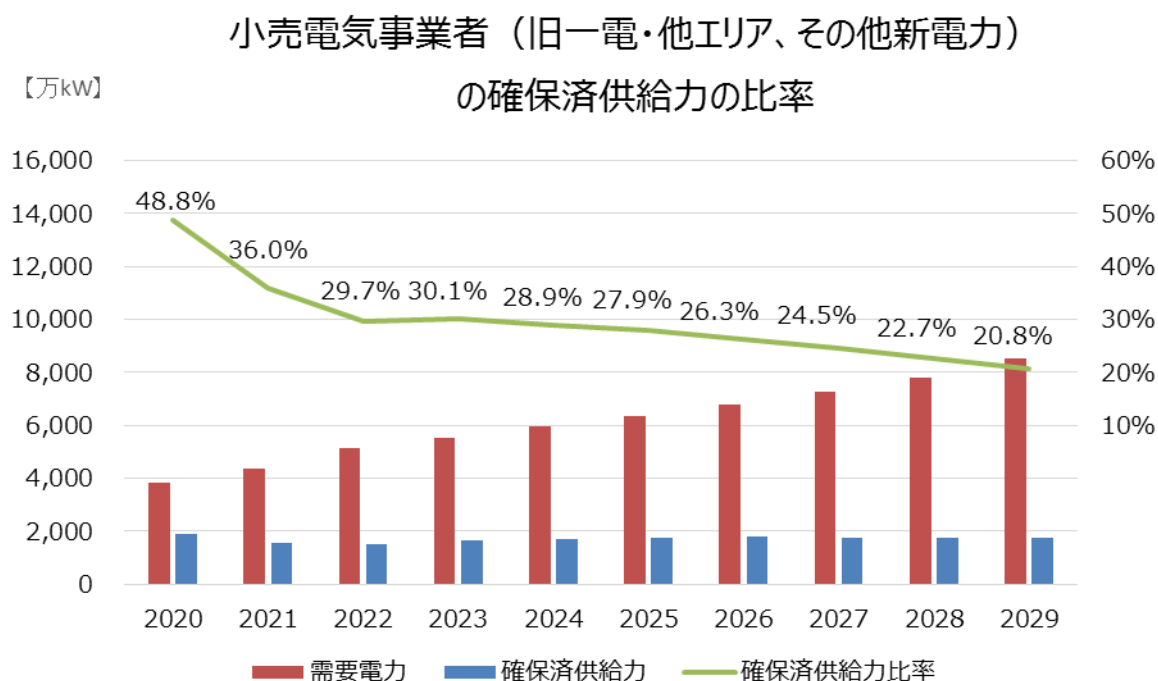


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時<sup>26</sup>、送電端）



#### 4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者821者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-10、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

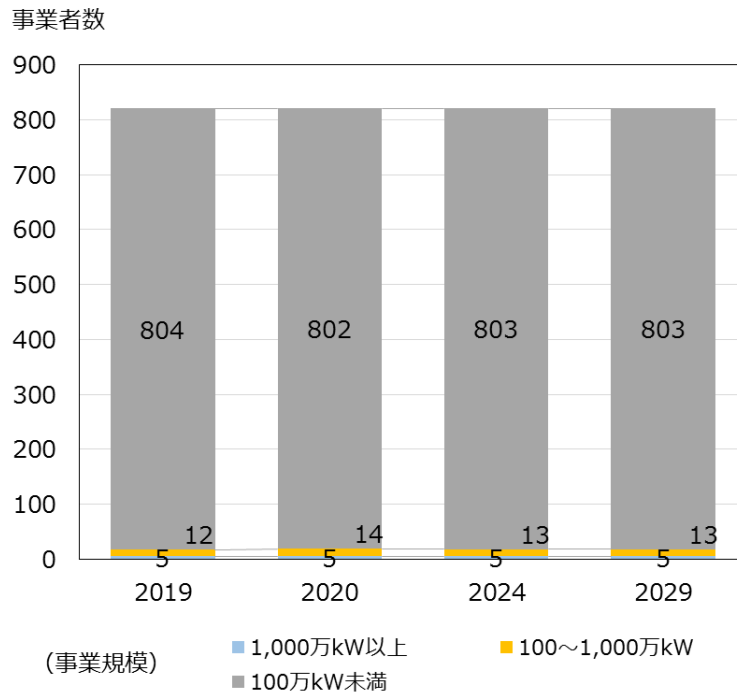


図6-10 供給電力別の発電事業者数

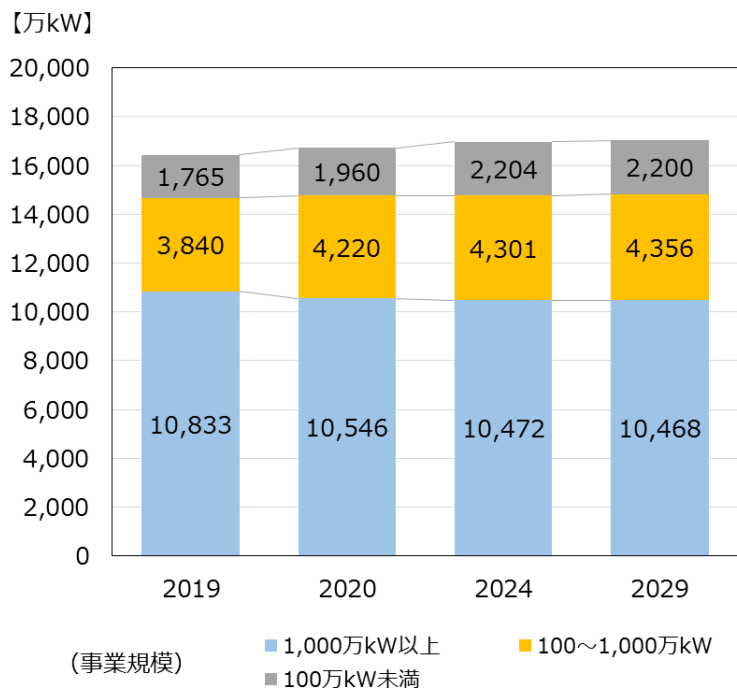


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-13に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

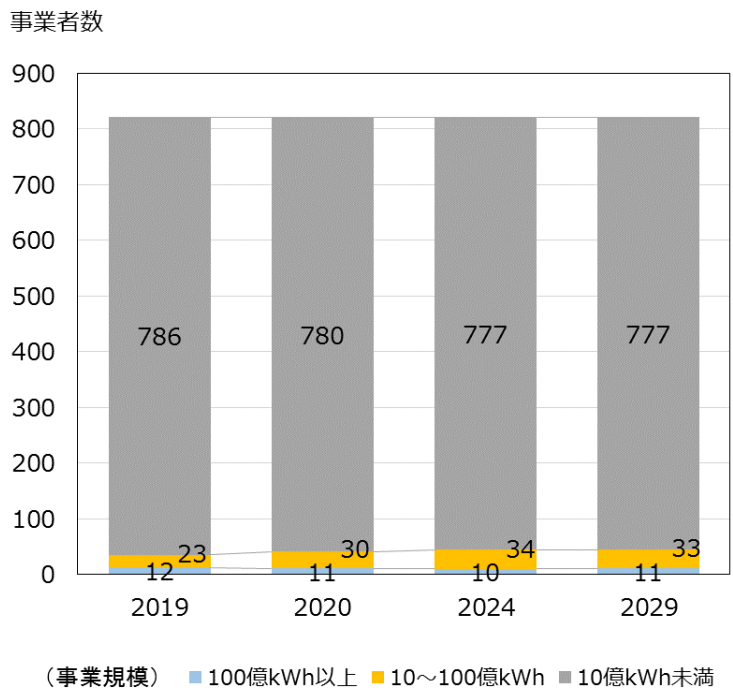


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

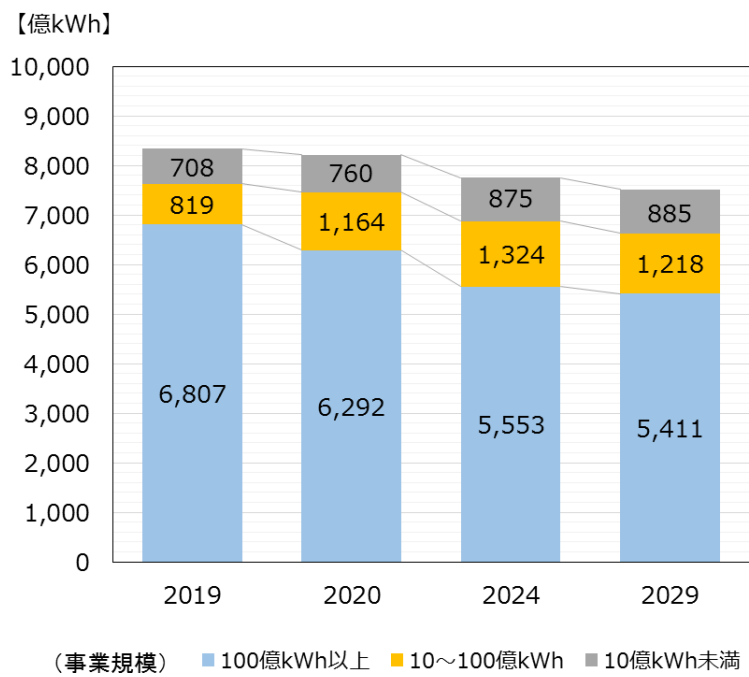


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2020年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2020年度内に発電設備を計上していない事業者（107者）を除いて集計している。

太陽光発電事業者の増加が顕著で、太陽光発電のみを保有する事業者だけで全体の過半数を占めている。

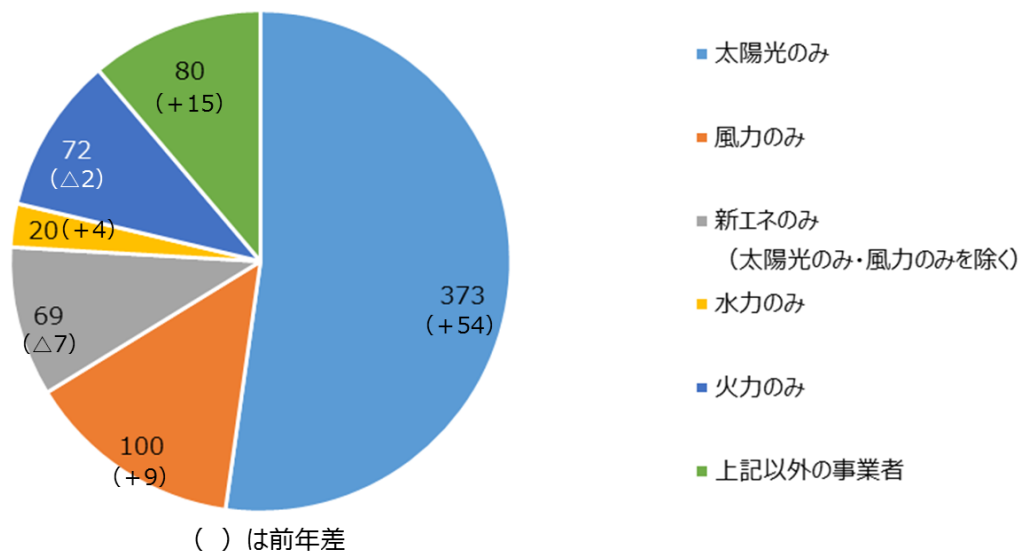


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

## 5. 発電事業者のエリア展開

2020年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2020年8月時点で保有設備を計上していない事業者（134者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

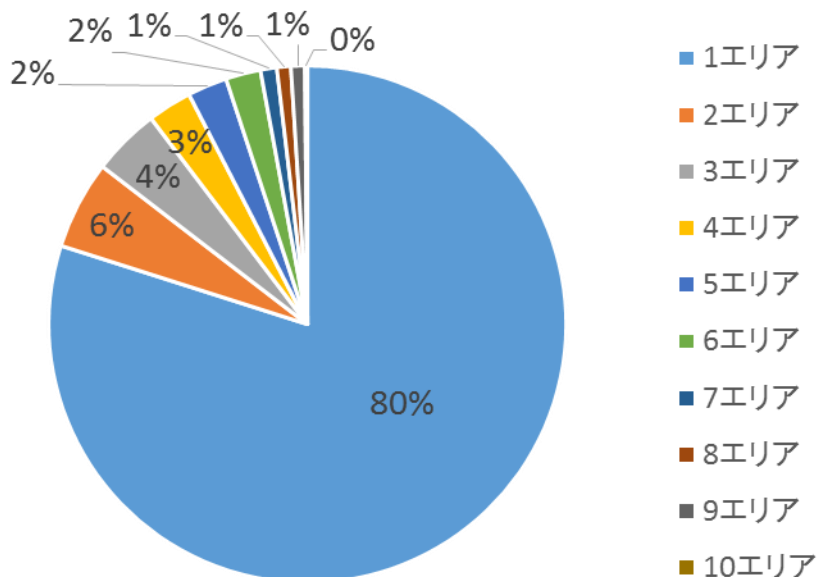


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

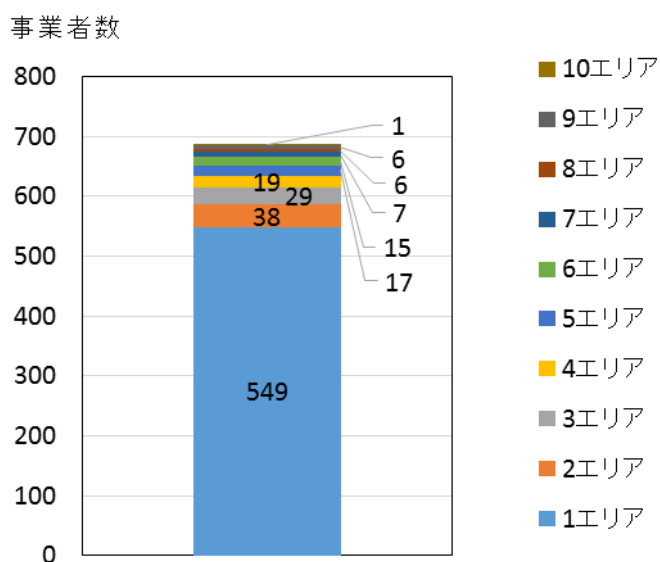
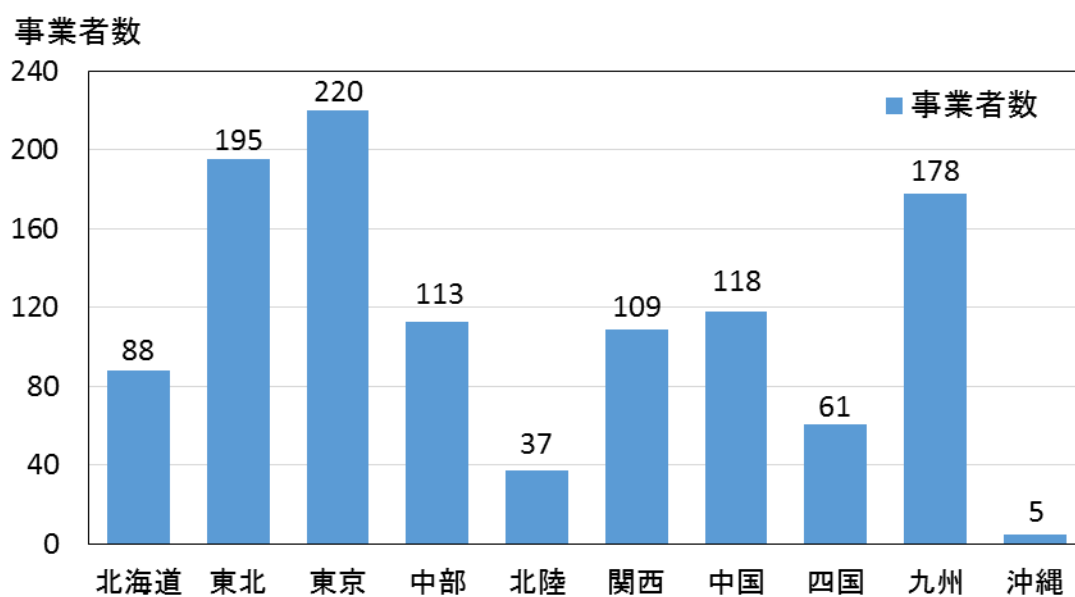


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2020年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。



2020年度の供給力

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
531	1,796	5,068	2,516	595	2,604	985	680	1,759	192

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

## VII. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### 1. 安定供給の確保へ向けた電源の補修停止調整の重要性

2020年度供給計画の取りまとめにおいては、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。その一方で、新たな休廃止計画の計上により火力発電の供給力が減少するため、特に直近3ヶ年(2020~2022年度)の需給バランスが厳しくなる見通しとなった。第1年度、第2年度については、月別需給バランス評価の結果としても適正予備率は確保できたが、第3年度である2022年度については、次回の取りまとめにおいて月別需給バランスを評価することになる。その際、電気の安定供給に必要な供給力を確保すべく、月別需給バランス評価において、需要ピーク期に補修停止が重なることのないよう適切に調整することが必要となる。

万一必要な供給力が確保できない場合には、本機関としては、容量市場における供給力確保がなされる前であることから、やむを得ず特別調達電源として供給力を公募調達する仕組みを活用し、関連する一般送配電事業者と連携して必要な供給力の確保に万全を期す所存である。

その際には「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)」に基づき、その費用負担と託送料金上の扱いについての整理が必要となることを改めて申し添える。

#### 【参考/脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理) / P33 抜粋】

⑥個別論点(一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性)

現行の託送料金制度上、一般送配電事業者が確保する調整力にかかる固定費はH3需要\*6%のみ原価算入することが認められている。

一方で、偶発的需給変動対応に必要な調整力7%のうちの1%と、電源I<sup>1</sup>相当量は、現状では原価算入が認められていないが、一般送配電事業者が確保すべきとされてきた。

更に、今般のレジリエンス・供給力確保に係る議論の中で、容量市場創設までの間、H1需要と電源脱落が同時発生した際に備えるための予備力を一般送配電事業者が確保することや、小売電気事業者が本来確保すべき供給力(H3需要\*101%)を確保せず供給力が不足する際には、やむを得ず不足分を一般送配電事業者が確保することとされている。

現状、一般送配電事業者が確保すべきとされる調整力及び予備力の範囲と託送料金上原価算入できる調整力及び予備力の範囲が乖離してきており、改めて、一般送配電事業者が確保すべき調整力及び予備力の範囲と、その託送料金上での扱いについて整理することの必要性が確認された。

### ＜再生可能エネルギーの更なる有効利用の観点＞

容量市場にて供給力確保がなされた後は、実需給の2年前に行う電源の「容量停止計画の調整」のメカニズム（調整に応じるリクワイアメント）の仕組みの中で、冬季を含めた需要ピーク期の補修停止の調整が円滑に、かつ効率的に行われることが期待されている。

そのような中、オフピーク期においては、CO<sub>2</sub>低減に寄与する再生可能エネルギーの発電を抑制せず、より有効利用する観点から、揚水発電設備の補修停止を避けようとしている実態もある。その一方で、容量市場の調整メカニズムではオフピーク期の補修停止を促す仕組みとなり、結果的に再生可能エネルギーの出力が抑制されることで、当該発電電力の有効利用量が減少してしまうことがあり得るといふ点にも留意が必要である。

再生可能エネルギーの導入拡大が進展するなか、その有効利用のためにオフピーク期の補修停止を避ける電源の価値を評価する必要性についても検討が求められるものと考ええる。

## 2. 容量市場開設後の供給計画のあり方

供給計画は、電気事業法の規定に基づき、今後10年間の安定供給の確保状況や設備形成状況を確認するものであり、容量市場開設後であってもその基本的な目的・役割は変わらないと考える。また、容量市場開設後においては、毎年の供給計画の取りまとめ時に、今後10年間にわたって容量市場を通じて必要な供給力が調達され得るだけの発電設備（供給力）が存在しているかを確認することが重要となる。そのため、本機関としては一般送配電事業者と連携し、新規電源開発の動向や、既存の発電事業者による電源の休廃止計画、更には休止中電源の活用可能性の把握などに傾注することになると考える。

特に、電源の休廃止という観点では、供給計画の取りまとめ時に相当量の休廃止計画が計上された場合でも、送配電設備の送電能力も含め必要な供給力を確保することが求められる。そのような将来の見通しや必要な対策の検討に資するために、電源の休廃止に関する動向を事前に把握し、国や本機関、一般送配電事業者で連携をとって対応することがより一層重要となる。

他方、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者の供給力調達行動を見ると、卸取引市場などからの調達比率が高い傾向が継続している。今後、小売電気事業者の長期的に確保すべき供給力が容量市場を通じて確保される仕組みが整っていくが、それとともに、旧一般電気事業者の小売部門も含め、小売電気事業者が卸取引市場や短期の相対契約などから供給力を調達する傾向も、継続あるいは増加すると想定される。

このような小売電気事業者による供給力の確保手段の多様化や、インバランス料金制度の見直しといった環境変化も踏まえ、今後の供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況の確認のあり方について、あらためて精査する時期に来ていると考える。



### 3. 送配電設備の高経年化に対応する更新計画の立案について

本機関にて、今後10年間の送配電設備の新設や更新計画の適切性について確認した結果、将来にわたり設備が的確に更新されていくために、以下の4点に留意して検討を行っていく必要があると考える。

- ・更新時期の的確な見極め

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設された高経年設備の更新に対応する案件が今後増加する傾向にあるが、送配電設備を適切に維持管理していくためには、設備の更新時期を的確に見極める必要がある。

- ・工事施工力の確保

地域間連系線や再生可能エネルギー電源の接続に対応した工事が増加していく中でも、設備を更新するために必要となる工事施工力も確保する必要がある。

- ・作業停止調整の実施

更新するために必要な作業停止期間や停止頻度が増加することから、電力を安定的に供給しながら工事を行うために、計画的に作業停止調整を実施する必要がある。

- ・国民負担抑制と信頼度維持の両立

国民負担を抑制しつつ、電力系統の信頼度を維持するために必要な投資を行っていく必要がある。

本機関としては、これらの点を踏まえつつ、設備の劣化状況や故障時の影響度合いを適切に評価し、全国大での優先順位を見据えた的確な更新計画の立案が必要と考える。

これについては「電力系統に関するマスタープラン<sup>37</sup>」の一環として、客観的な評価の下で適切に高経年設備の改修が行われる仕組みについて検討する予定である。

併せて、電力の安定供給を支える重要インフラ設備の更新を効率的に遂行すべく、託送料金改革においても必要な投資確保の措置が求められると考える。

## Ⅷ. まとめ（2020年度供給計画の取りまとめ）

### 1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）及び年間需要電力量（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。年平均を減少傾向の見通しとしている理由は、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などが主な要因となる。

### 2. 需給バランス

向う10年におけるエリア別の需給バランス評価は、連系線の空容量を使ってエリア間の供給力移動を考慮することにより、全てのエリア・年度において評価基準（沖縄エリア以外は供給予備率8%以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを満たす見通しとなった。今後も、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

### 3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における設備容量（kW）及び送電端電力量（kWh）の推移は、太陽光・風力など新エネルギーが増加する見通し。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

### 4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画は、新規で長距離送電線網の整備が計画された。地域間連系線の整備計画は、昨年から変更はなかった。

### 5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

### 6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の事業者分布の状況をとりまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

### 7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された現状の課題について、3件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 第1, 2年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 159

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・ 165

## 別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2020年度

エリア別の需給バランス<sup>17</sup>(需要電力を表(別)1-1、供給力を表(別)1-2、供給予備力を表(別)1-3、供給予備率を表(別)1-4)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条(工事計画)の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表(別)1-5に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス(需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率)を表(別)1-6に示す。

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	400	362	364	410	419	394	437	455	490	500	493	455
東北	1,057	985	1,062	1,267	1,295	1,159	1,058	1,180	1,316	1,369	1,354	1,258
東京	3,852	3,728	4,120	5,319	5,319	4,552	3,781	4,019	4,454	4,775	4,775	4,335
東3社計	5,309	5,075	5,546	6,996	7,033	6,105	5,276	5,654	6,260	6,644	6,622	6,048
中部	1,868	1,887	2,034	2,464	2,464	2,258	1,967	1,945	2,190	2,297	2,297	2,098
北陸	386	367	403	497	497	442	374	412	468	492	492	456
関西	1,810	1,863	2,135	2,672	2,672	2,306	1,908	1,984	2,384	2,459	2,459	2,191
中国	745	750	823	1,043	1,043	912	781	836	1,009	1,033	1,033	912
四国	346	348	397	498	498	435	359	370	459	459	459	410
九州	1,040	1,056	1,202	1,539	1,539	1,327	1,131	1,154	1,473	1,493	1,493	1,270
中西6社計	6,195	6,271	6,994	8,713	8,713	7,680	6,520	6,701	7,983	8,233	8,233	7,337
9社合計	11,504	11,346	12,540	15,709	15,746	13,785	11,796	12,355	14,243	14,877	14,855	13,385
沖縄	103	120	138	145	146	142	130	112	98	103	101	95
10社合計	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	596	615	587	528	553	566	541	631	573	570	561	577
東北	1,300	1,310	1,307	1,452	1,504	1,366	1,244	1,369	1,529	1,595	1,573	1,541
東京	4,281	4,402	4,958	5,808	5,851	5,463	4,541	4,484	5,018	5,361	5,410	5,032
東3社計	6,176	6,327	6,852	7,787	7,909	7,395	6,326	6,484	7,119	7,526	7,544	7,150
中部	2,185	2,292	2,492	2,687	2,726	2,741	2,500	2,398	2,637	2,663	2,657	2,588
北陸	550	519	503	629	601	541	421	453	494	539	547	549
関西	2,199	2,147	2,323	2,903	2,909	2,781	2,170	2,152	2,437	2,586	2,624	2,486
中国	961	997	1,138	1,295	1,285	1,220	1,109	1,050	1,140	1,183	1,169	1,160
四国	467	450	508	610	614	557	551	464	539	555	542	516
九州	1,382	1,436	1,457	1,731	1,716	1,625	1,394	1,317	1,509	1,607	1,656	1,601
中西6社計	7,745	7,840	8,420	9,855	9,852	9,465	8,145	7,834	8,755	9,131	9,196	8,900
9社合計	13,921	14,167	15,272	17,642	17,761	16,860	14,471	14,318	15,875	16,657	16,740	16,049
沖縄	180	187	182	187	187	187	189	167	161	162	170	177
10社合計	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	196	253	223	118	134	172	104	176	83	70	68	122
東北	243	325	245	185	209	207	186	189	213	226	219	283
東京	429	674	838	489	532	911	760	465	564	586	635	697
東3社計	867	1,252	1,306	791	876	1,290	1,050	830	859	882	922	1,102
中部	317	405	458	223	262	483	533	453	447	366	360	490
北陸	164	152	100	132	104	99	48	41	26	47	55	94
関西	389	284	188	231	237	475	262	168	53	127	165	295
中国	216	247	315	252	242	308	328	214	131	150	136	248
四国	121	102	111	112	116	122	192	94	80	96	83	106
九州	342	380	255	192	177	298	263	163	36	114	163	331
中西6社計	1,550	1,569	1,426	1,142	1,139	1,785	1,625	1,133	773	898	963	1,563
9社合計	2,417	2,821	2,732	1,933	2,015	3,075	2,676	1,963	1,632	1,780	1,885	2,665
沖縄	76	67	44	42	41	45	58	55	63	59	69	82
10社合計	2,493	2,888	2,776	1,975	2,055	3,120	2,734	2,018	1,695	1,839	1,955	2,746

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

□ : 8%以上に改善したエリア

表（別） 1－6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	103	121	143	147	150	146	130	112	98	103	101	95
供給力	180	190	190	195	200	198	189	167	161	162	170	177
供給予備力	76	69	47	48	50	52	58	55	63	59	69	82
供給予備率	74.0%	56.6%	32.9%	32.5%	33.5%	35.6%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%

○2021年度

エリア別の需給バランス<sup>17</sup>（需要電力を表（別）1－7、供給力を表（別）1－8、供給予備力を表（別）1－9、供給予備率を表（別）1－10）を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）1－11に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）1－12に示す。

表（別）1－7 各月別の需要電力見通し

	[万kW]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	399	361	363	409	418	393	436	453	488	498	491	453
東北	1,055	984	1,060	1,265	1,293	1,157	1,056	1,177	1,313	1,366	1,351	1,255
東京	3,845	3,720	4,112	5,307	5,307	4,542	3,774	4,010	4,443	4,762	4,762	4,326
東3社計	5,299	5,065	5,535	6,981	7,018	6,092	5,266	5,640	6,244	6,626	6,604	6,034
中部	1,875	1,894	2,041	2,473	2,473	2,266	1,974	1,952	2,198	2,305	2,305	2,106
北陸	385	366	402	495	495	440	372	411	466	490	490	454
関西	1,805	1,858	2,129	2,663	2,663	2,300	1,903	1,978	2,378	2,449	2,449	2,186
中国	747	752	825	1,046	1,046	914	783	839	1,011	1,036	1,036	914
四国	345	347	395	496	496	433	358	368	457	457	457	408
九州	1,040	1,055	1,201	1,538	1,538	1,326	1,130	1,154	1,472	1,492	1,492	1,269
中西6社計	6,197	6,272	6,993	8,711	8,711	7,679	6,520	6,702	7,982	8,229	8,229	7,337
9社合計	11,496	11,337	12,528	15,692	15,729	13,771	11,786	12,342	14,226	14,855	14,833	13,371
沖縄	104	121	141	146	147	143	131	112	99	103	102	96
10社合計	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

表（別）1－8 各月別の供給力見通し

	[万kW]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	573	558	570	541	533	547	535	607	647	639	636	556
東北	1,325	1,356	1,357	1,586	1,613	1,395	1,309	1,394	1,564	1,657	1,643	1,537
東京	4,491	4,549	4,663	5,545	5,584	5,283	4,410	4,327	4,910	5,082	4,989	4,623
東3社計	6,389	6,462	6,589	7,672	7,730	7,225	6,253	6,328	7,120	7,378	7,269	6,716
中部	2,261	2,272	2,439	2,632	2,637	2,533	2,310	2,230	2,367	2,453	2,397	2,320
北陸	475	488	495	568	542	511	481	475	535	534	536	528
関西	2,317	2,267	2,503	2,889	2,899	2,702	2,318	2,266	2,513	2,652	2,693	2,455
中国	945	1,017	1,078	1,320	1,328	1,212	1,046	973	1,072	1,165	1,179	1,109
四国	473	510	527	617	612	582	533	444	530	545	536	495
九州	1,497	1,462	1,562	1,869	1,924	1,848	1,531	1,468	1,712	1,758	1,648	1,567
中西6社計	7,967	8,016	8,605	9,896	9,941	9,388	8,218	7,857	8,730	9,108	8,989	8,473
9社合計	14,356	14,478	15,194	17,568	17,671	16,612	14,471	14,185	15,850	16,485	16,257	15,190
沖縄	166	188	209	209	213	202	196	175	167	166	162	165
10社合計	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	174	197	207	132	115	154	99	154	159	141	145	103
東北	270	372	297	321	320	238	253	217	251	291	292	282
東京	646	829	551	238	277	741	636	317	467	320	227	297
東3社計	1,090	1,397	1,054	691	712	1,133	987	688	876	752	665	682
中部	386	378	398	159	164	267	336	278	169	148	92	214
北陸	90	122	94	73	47	71	109	65	70	44	46	74
関西	512	409	374	226	236	402	415	288	135	203	244	269
中国	198	265	253	274	282	298	263	134	61	129	143	195
四国	128	163	132	121	116	149	175	76	73	88	79	87
九州	457	407	361	331	386	522	401	314	240	266	156	298
中西6社計	1,771	1,745	1,612	1,185	1,230	1,709	1,698	1,155	749	879	760	1,137
9社合計	2,860	3,142	2,666	1,876	1,942	2,841	2,685	1,843	1,625	1,630	1,424	1,819
沖縄	62	67	68	63	66	58	65	63	68	63	60	69
10社合計	2,923	3,209	2,734	1,938	2,008	2,900	2,750	1,906	1,693	1,693	1,485	1,888

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表（別） 1－11 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

  : 8%以上に改善したエリア



表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	104	122	144	148	151	147	131	112	99	103	102	96
供給力	166	191	214	217	227	212	196	175	167	166	162	165
供給予備力	62	69	70	69	76	66	65	63	68	63	60	69
供給予備率	60.1%	56.6%	49.0%	46.6%	50.2%	44.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%

## 別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2020年度以降10年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4）を以下に示す。また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）2-5に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）2-10）を、沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）2-11に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8月15時<sup>23</sup>）

	【万kW】									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	419	418	418	419	419	419	419	420	420	420
東北	1,295	1,293	1,289	1,283	1,277	1,271	1,265	1,258	1,251	1,244
東京	5,319	5,307	5,304	5,302	5,298	5,295	5,291	5,302	5,298	5,295
東3社計	7,033	7,018	7,011	7,004	6,994	6,985	6,975	6,980	6,969	6,959
中部	2,464	2,473	2,462	2,451	2,440	2,429	2,418	2,421	2,411	2,401
北陸	497	495	493	491	491	491	491	490	490	490
関西	2,672	2,663	2,653	2,643	2,634	2,626	2,617	2,608	2,600	2,591
中国	1,043	1,046	1,046	1,045	1,043	1,042	1,041	1,040	1,038	1,037
四国	498	496	494	492	491	490	488	487	485	484
九州	1,539	1,538	1,538	1,539	1,540	1,541	1,543	1,544	1,545	1,546
中西6社計	8,713	8,711	8,686	8,661	8,639	8,619	8,598	8,590	8,569	8,549
9社合計	15,746	15,729	15,697	15,665	15,633	15,604	15,573	15,570	15,538	15,508
沖縄	146	147	148	149	150	151	152	152	153	154
10社合計	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時<sup>23</sup>）

	【万kW】									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	553	533	533	629	629	632	627	676	676	676
東北	1,504	1,613	1,647	1,674	1,692	1,701	1,740	1,747	1,755	1,763
東京	5,851	5,584	5,595	5,784	5,805	6,018	5,998	6,003	6,046	6,050
東3社計	7,909	7,730	7,775	8,088	8,126	8,351	8,365	8,427	8,477	8,489
中部	2,726	2,637	2,732	2,739	2,824	2,815	2,814	2,821	2,821	2,824
北陸	601	542	552	564	565	559	563	564	562	564
関西	2,909	2,899	2,903	2,872	2,870	2,756	2,766	2,771	2,756	2,757
中国	1,285	1,328	1,346	1,299	1,306	1,311	1,312	1,309	1,302	1,305
四国	614	612	558	605	611	611	615	617	611	614
九州	1,716	1,924	1,826	1,834	1,755	1,766	1,682	1,678	1,669	1,673
中西6社計	9,852	9,941	9,917	9,914	9,931	9,819	9,751	9,760	9,722	9,738
9社合計	17,761	17,671	17,692	18,002	18,057	18,170	18,116	18,187	18,199	18,227
沖縄	187	213	199	214	218	213	212	213	213	213
10社合計	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440

表(別) 2-3 長期の供給予備力見通し(8月15時<sup>23)</sup>)

	[万kW]									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	134	115	115	210	210	213	208	256	256	256
東北	209	320	358	391	415	430	475	489	504	519
東京	532	277	291	482	507	723	707	701	748	755
東3社計	876	712	764	1,084	1,132	1,366	1,390	1,447	1,508	1,530
中部	262	164	270	288	384	386	396	400	410	423
北陸	104	47	59	73	74	68	72	74	72	74
関西	237	236	250	229	236	130	149	163	156	166
中国	242	282	300	255	262	269	271	270	264	268
四国	116	116	64	113	120	121	127	130	126	130
九州	177	386	288	295	215	225	139	134	124	127
中西6社計	1,139	1,230	1,231	1,253	1,292	1,200	1,153	1,170	1,153	1,189
9社合計	2,015	1,942	1,995	2,337	2,424	2,566	2,543	2,617	2,660	2,719
沖縄	41	66	51	64	68	62	61	60	59	59
10社合計	2,055	2,008	2,046	2,402	2,492	2,628	2,604	2,677	2,720	2,777

表(別) 2-4 長期の供給予備率見通し(8月15時<sup>23)</sup>【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月15時<sup>23</sup>）  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

: 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	500	498	499	499	499	499	500	500	500	501
東北	1,369	1,366	1,362	1,358	1,354	1,350	1,346	1,342	1,338	1,334

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	570	639	665	640	643	644	693	693	693	693
東北	1,595	1,657	1,659	1,686	1,701	1,718	1,759	1,771	1,795	1,811

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	70	141	166	141	144	145	193	193	193	192
東北	226	291	297	328	347	368	413	429	457	477

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）  
 （連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
需要電力	150	151	152	153	154	155	156	156	157	158
供給力	200	227	213	228	232	227	227	228	228	229
供給予備力	50	76	61	75	79	73	72	71	71	70
供給予備率	33.5%	50.2%	40.2%	48.9%	51.1%	46.9%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%

# **V. 各供給区域の予備力及び調整力の 適切な水準等の評価及び検証並びに 必要に応じた見直しの内容**

2021 年度向け調整力の公募にかかる  
必要量等の考え方について

2020年7月

電力広域的運営推進機関



## 2021年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2020年7月15日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性かつ透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2021年度を調整力の提供対象期間として、2020年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。



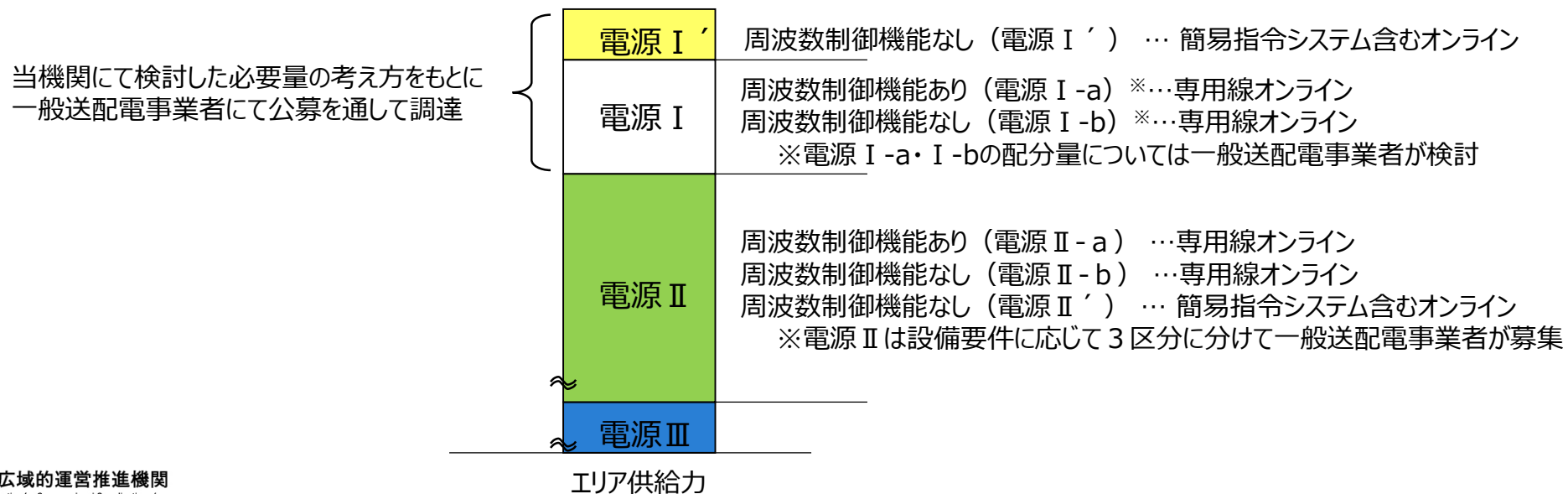
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、後述（p.4）のとおり、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

※ 電源Ⅰ'は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ'として区別して記載する。



■ 電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア以外>

$$\text{電源 I} = \text{最大3日平均電力} \times 7\%$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2020年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2021年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2021年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

<沖縄エリア>

$$\text{電源 I} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量}$$

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域（エリア）内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は現在、見直しを検討中であることから、暫定的に昨年度の57MWとする。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※<sup>1</sup>。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※ 1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

- 電源 I ' 必要量は夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定し、いずれか大きい方を電源 I ' 必要量とする。

$$\text{電源 I ' 必要量} = \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大 3 日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大 3 日平均電力 (以下、「H3 需要」という) が最大ではない季節 (夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季) については、以下のとおり算定する。
  - a. H3 需要が最大となる季節の H3 需要  $\times 101\%$  に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
  - b. 評価した供給力が当該季節の H3 需要  $\times 101\%$  を上回る場合は、上式の「最大 3 日平均電力  $\times 101\%$ 」をその値に置き換える。
  - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
    - (a) 計画停止量の差
    - (b) 再エネ (太陽光発電、風力発電、一般水力) および揚水の供給力の差  
※調整係数を用いる (沖縄エリア以外)
    - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は 8 月、冬季は 1 月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

- 上式の各値は以下による。
  - a. 廠気象 H 1 需要は国の電力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。
  - b. 最大需要発生<sup>1)</sup>の不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
    - 東京：夏季 2.43%、冬季 2.64%
    - 北海道・東北・中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
    - 東京エリアの夏季において、中西エリアからの供給力移動できる量として、10万kWを電源 I ' の募集量から控除する。
  - c. 廠気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3 %とする。
  - d. 最大 3 日平均電力 ( H 3 需要 ) については、以下の需要を用いる。
    - H3需要については2020年度供給計画の第2年度の想定需要を用いることを原則とする。
    - 2021年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、H3需要を2021年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
  - e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
  - f. 稀頻度リスク分は、H3需要が最大となる季節のH3需要の1%とする。  
※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは独立系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 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おいて、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。
- b. 「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 H 1 需要に対する供給力と H 3 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。

# 参考資料

(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議論資料)

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配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

# 電源 I 必要量の考え方について



2021年度向け調整力公募に係る状況変化

4

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の開設に向けて準備が進められているところであり、開設以降、段階的に広域化が進められる予定である。
- 需給調整市場の商品において、三次調整力②は2021年度からの広域調達・広域運用が予定されている。
- 2021年度においては、需給調整市場で調達される三次調整力②以外の調整力は、電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱを公募にて確保し、運用していく必要がある。
- なお、三次調整力①相当の調整力については2021年度からの広域運用が予定されている。広域運用との関係性については、次回委員会にて整理することとする。

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場	三次② (広域)			需給調整市場			
	三次① (広域)			需給調整市場			
	二次② (広域)					需給調整市場	
	二次① (エリア内)					需給調整市場	
	一次					需給調整市場 (開始時期検討中)	
電源Ⅰ-a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源Ⅰ-b (kW)		エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源Ⅰ' (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源Ⅱ		エリア内公募 (随時)					余力活用
電源Ⅱ'		エリア内公募 (随時)					余力活用

今回の  
公募対象年度

出所)第16回需給調整市場検討小委員会 (2020年1月29日) 資料2 一部追記  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019\\_jukyuchousei\\_16\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html)

- 2020年度の取りまとめを踏まえると供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるため、昨年度と同様に、今回も、「当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)の必要供給予備力を電源 I として確保する必要がある」と考えられるか。

## 必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量 (1)

13

- 電源 I はkW価値とΔkW価値を同時に調達するものであることから、電源 I 必要量は「必要予備力確保の観点」と「実需給断面で必要となる調整力の観点」から、これまでご議論いただいた。
- 必要予備力確保の観点では、本年3月に取りまとめた供給計画では、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%※を確保できる見通しとなった。  
※一般送配電事業者が確保した電源 I を含めた予備率
- しかし、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低い傾向は続いており、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できない。したがって、確実に供給力を確保していくことが重要であり、小売電気事業者の供給力が不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理したところ。
- そのため、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」(＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量) を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。
- ただし、電源 I で不足する分の調整力を電源 II の余力に期待するだけでなく、確実に確保できるよう電源 II 事前予約の仕組みがあることを踏まえつつ、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の検討を行うことかどうか。

# 上げ調整力必要量のうち電源 I に対応する量の考え方

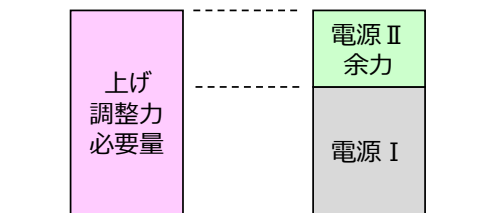
- 昨年度と同様、今回も、実需給断面では、一般送配電事業者は確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応することとなるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくいことから、一般送配電事業者が電源 II 余力に期待できないと考えられる残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を分析に用いることが適切と考えられる。
- したがって、これまで同様に今回も、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

## 上げ調整力必要量のうち電源 I に対応する量の考え方

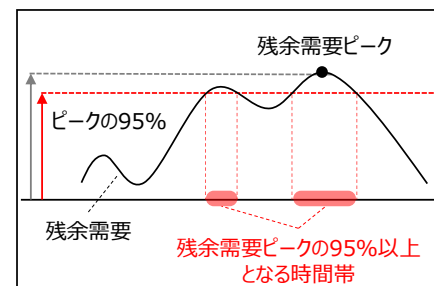
11

- 現在、こうした事象に対して、実需給断面においては、一般送配電事業者は年初段階で確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応している。
- 電源 II は小売電気事業者の供給力等と相乗りする電源等であり、残余需要の低い時間帯などには電源 II 余力が生じることがあるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくく、一般送配電事業者は電源 II 余力に期待できないと考えられる。そのため、一般送配電事業者は「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」を年間を通じて確保しておく必要がある。
- こうした必要な量を分析するためには、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を用いることが適切と整理してきた。
- そのため、今回もこれまで同様に、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

上げ調整力必要量のうち  
電源 I と電源 II 余力に対応するイメージ



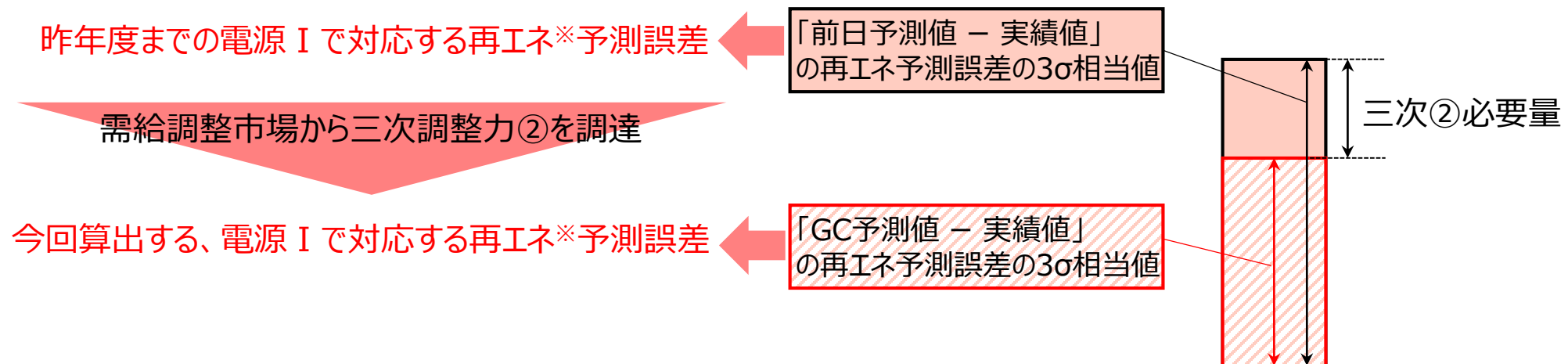
残余需要が残余需要ピークの95%以上  
となる時間帯のイメージ



## 2021年度において電源 I に対応する再エネ予測誤差

- 昨年度までは、電源 I に対応する再エネ予測誤差は、FIT特例制度①③の予測誤差含む全ての再エネ予測誤差であり、具体的には「(前日予測値－実績値)の3σ」を上げ調整力必要量として算定してきた。
- 2021年度から需給調整市場が開設され、一般送配電事業者はFIT特例制度①③の予測誤差に対応する上げ調整力として三次調整力②を需給調整市場から調達する。
- 三次調整力②の必要量の算定式は「(前日予測値－実績値)の3σ－(GC予測値－実績値)の3σ」となる。
- 電源 I では、三次調整力②によって対応するFIT特例制度①③の予測誤差以外の再エネ\*予測誤差に対応することとなる。
- したがって、今回算出する上げ調整力必要量における、2021年度における電源 I に対応する再エネ\*予測誤差は、「(GC予測値－実績値)の3σ」となる。

※FIT特例制度①③とそれ以外の再エネすべてを示す



- 実需給断面での調整力必要量のうち、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース等は昨年度と同様）。
  - ✓ 対象データ：2019年4月～2020年3月
  - ✓ 「時間内変動 + 3σ相当値」、「残余需要予測誤差 + 2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前(GC時点)計画値を使用
  - ✓ 昨年度までFIT特例制度①③太陽光・風力出力であったものを再エネ合算値とし、予測値は1時間前計画値を使用
    - ※昨年度まではFIT特例制度①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例制度③の予測値は前日予測値を使用
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
  - ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用
    - ※単機最大ユニット容量は昨年と同じだが、系統容量が変わったため60Hzエリアで1.37%、50Hzエリアで1.42%に変更

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	366日	366日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000～4,000	732	約300	72

- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力で対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。

# H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2019年度のデータによる算定結果～

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- エリア別で見るとH3需要の7%を下回る結果も出ているが、大半はH3需要の7%を上回る結果となっている。
- 9エリア単純平均では、各ケースでH3需要の8～9%という算定結果となった。
- エリア別で見ると、北海道、中国、四国エリアは他エリアと比べると量が大きくなる傾向となっており、主に、北海道エリアは小売需要予測誤差による影響、中国、四国エリアは再エネ出力予測誤差による影響と考えられる。

	対象日	対象ワ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	366日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	10.8	9.0	6.0	7.5	7.5	7.2	9.7	9.1	8.0	8.3
ケース2	366日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	9.4	9.3	5.4	7.6	7.4	7.1	10.1	7.8	7.6	8.0
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	9.8	8.9	6.5	7.5	8.6	8.0	9.9	10.6	8.9	8.8
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	9.9	7.7	6.1	7.1	8.9	7.2	9.5	12.3	8.0	8.5
【参考】	366日	全時間帯	12.0	10.0	6.7	8.0	8.7	7.5	10.7	11.8	11.0	9.6

※1 残余需要ピーク

※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

## 実需給断面で必要となる調整力の観点からの電源 I 必要量

- 今回算出した「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、三次調整力②にて対応する再エネ予測誤差分が控除され、必要量は減少するものの、H3需要の7%を超える値も見られた。
- 一方で、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できていると考えられる。
- したがって、昨年度と同様に、今回も、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。

## 実需給断面で必要となる調整力の観点からの電源 I 必要量

28

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、H3需要の7%を超える値も見られ、前年度と比べると、上げ調整力必要量が増加する傾向が出ているエリアも見られる。
- しかし、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことを踏まえると、電源Ⅱ余力が生じにくい時間帯が対象となるように分析を行っているものの、この上げ調整力必要量の中には電源Ⅱ余力に期待できる量も含まれていると考えられる。
- つまり、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用し、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているのではないか。
- したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、上げ調整力必要量が増加する傾向が見られるものの、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。

- 以上のことから、昨年度と同様に、今回も、**2021年度向けの調整力公募においても、必要予備力の観点から確保することが必要とした偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)を電源 I 必要量とすることでどうか。**
- 2020年度を取りまとめを踏まえると供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるため、昨年度と同様に、今回も、「当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)の必要供給予備力を電源 I として確保する必要がある」と考えられる。
  - 「実需給段面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、三次調整力②にて対応する再エネ予測誤差分が控除され、必要量は減少するものの、H3需要の7%を超える値も見られた。
  - 一方で、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。
  - したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、一般送配電事業者が確実に活用できる電源 I を、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えない。
  - なお、「電源 II の事前予約」の仕組みは、需給調整市場から三次調整力②を調達する2021年度以降は不要となると考えられる。



# 電源 I ' 必要量の考え方について

## 電源 I ' の主な確保目的

- 昨年度と同様に、今回も、電源 I ' の主な確保目的は、「過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすること」となると考えられるか。

### 電源 I ' の主な確保目的

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※1。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

出所) 第40回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019年6月14日) 資料2 一部改変  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019\\_chousei\\_jukyu\\_40\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html)

## 最大需要発生時の不等時性の考慮

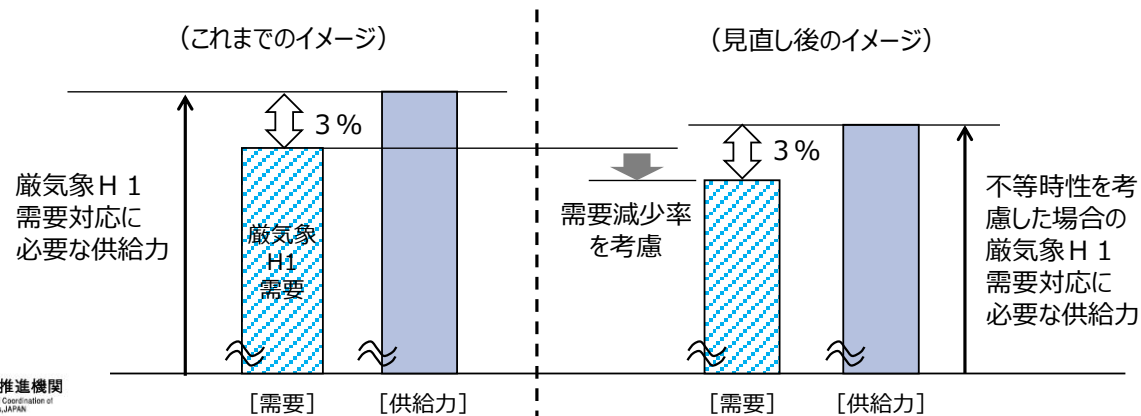
- 昨年度と同様に、今回も、最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめ（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価することとしてはどうか。

## 最大需要発生時の不等時性の考慮（1）

44

- 最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時間帯の需要を想定する必要があるが、需給検証においては、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から以下のような方法で不等時性を考慮している。
  - ✓ 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめ（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価。
- 電源I'必要量においても同様の考えで算出した需要減少率を考慮することとする。
  - 電源I' = 厳気象H1需要 ×  $\frac{(1 - \text{需要減少率})}{103\%}$   
 - (平年H3需要 × 101% + 電源I必要量) × (1 - 計画外停止率)

## 【不等時性の考慮イメージ】



## 不等時性を考慮するブロックの考え方

- 昨年度と同様に、今回も、一定の考え方により、断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価する。
- 具体的には、ある1つのエリアが厳気象H1需要となるときには、その他のエリア需要が不等時性によって厳気象H1需要よりも低くなるとする場合に、そのときの他エリアの供給余力を融通受電することができる連系線の空容量があるかどうかを確認する。

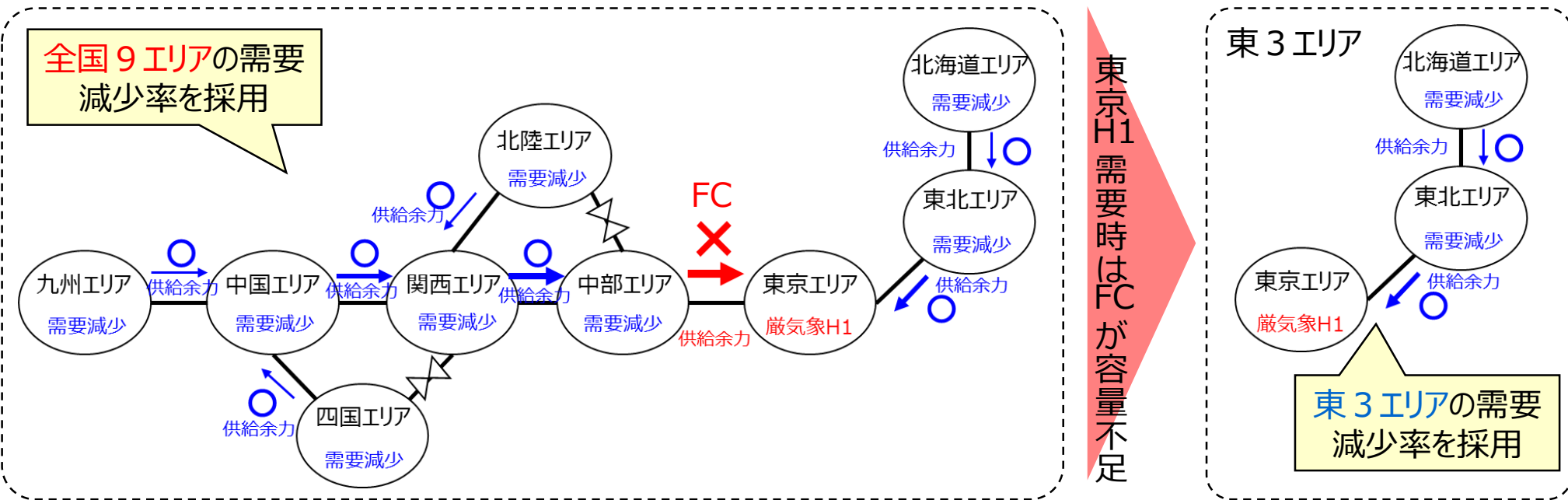
## 不等時性を考慮するブロックの考え方（1）

50

- 最大需要発生時の不等時性を考慮し、エリアごとに需要減少率を考慮した需要に対して予備率3%を確保する場合、エリアごとには厳気象H1需要に対して予備率3%を確保しないことになる。
- そのため、厳気象H1需要となったエリアは他エリアからの供給力の移動に期待することとなり、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があることが必要となる。したがって、連系線を活用できるかどうかで、どのようなブロックで不等時性を考慮するかが変わってくる。
- 容量市場開設後は、確率論的必要供給予備力算定手法において連系線制約を考慮した上で、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たすように全国にて安価な電源から約定処理を行い、電源を確保する方向で検討が進められていることから、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の評価においては全国9エリアブロックの需要減少率を採用した。
- しかし、現状では、各エリアにて必要供給力を確保することとしているから、一定の考え方により断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価することとしたい。

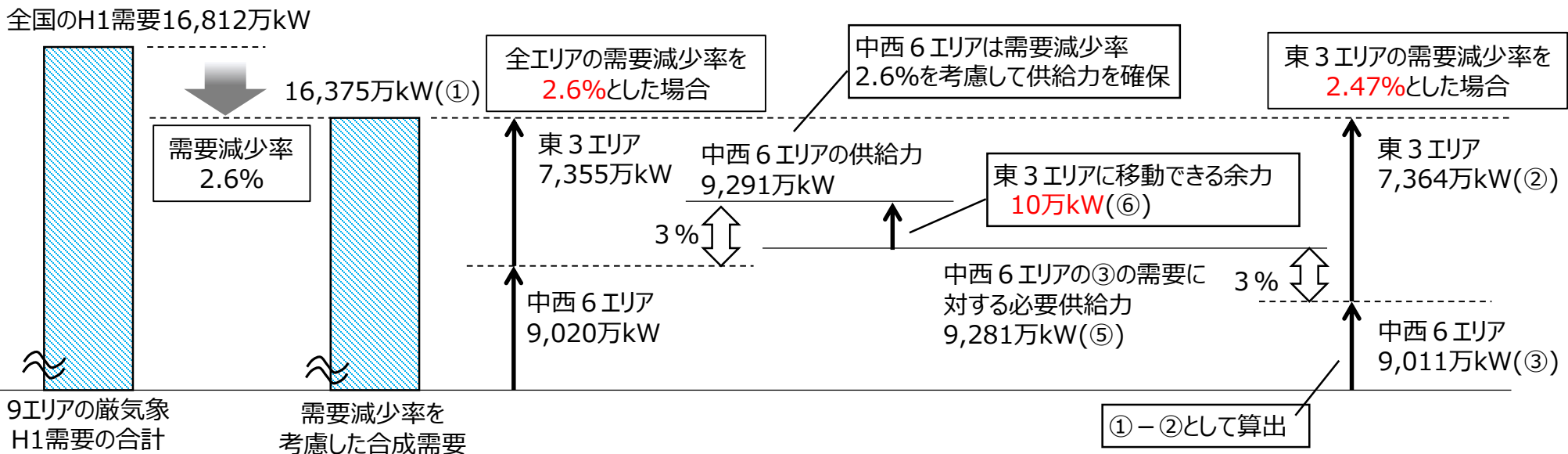
# 2021年度向け公募における各エリアのブロック分けと採用する需要減少率

- ブロック分けについて具体的に検討した結果、東京エリア以外のエリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、各連系線の空容量の範囲内で供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリア以外のエリアでは、全国9エリアの需要減少率(夏季2.6%、冬季2.64%)を採用してはどうか。
- 一方で、東京エリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、中西エリアの供給余力が東京中部間連系設備(FC)の空容量を超過していた。次に、東エリアの需要減少率を考慮した場合には、各連系線の空容量の範囲内で北海道エリア・東北エリアの供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリアは、東エリアの需要減少率(夏季2.47%、冬季2.79%)を考慮することとなるか。詳細には次ページ以降で検討する。



# 2021年度向け公募における東京エリアで採用する夏季の需要減少率

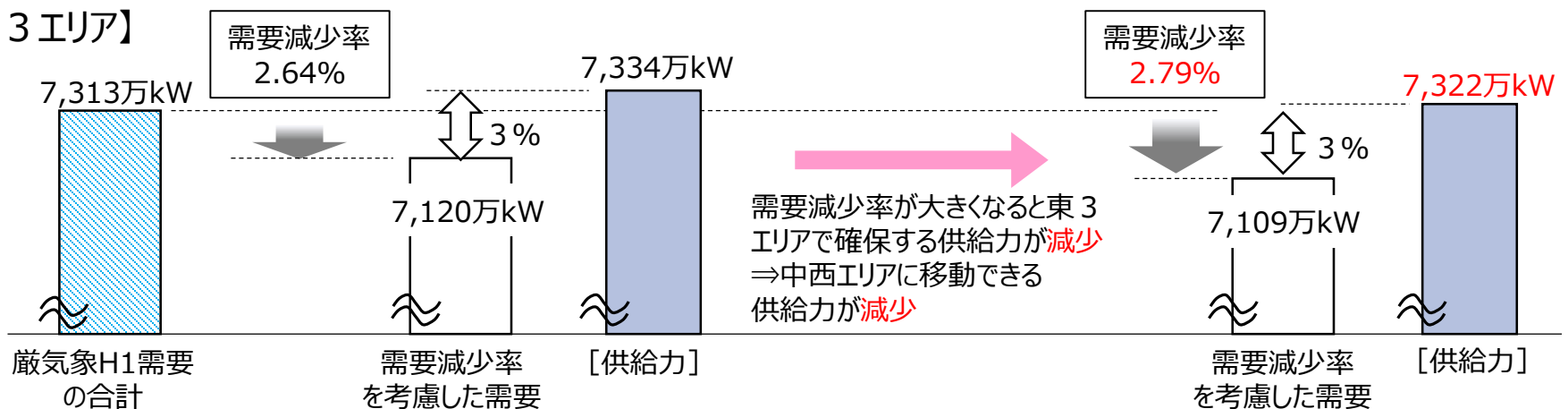
- 東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を東京エリアへ移動するためには、東京中部間連系設備(FC)の空容量が不足している。
- そのため、東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合は、中部→東京向けで分断とし、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用せず、東エリアの需要減少率(夏季:2.47%)を用いて検討を行うこととなるか。
- 一方で、FCについては、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を夏季の厳気象H1需要となる東京エリアへ移動することはできないが、空容量の範囲内での供給余力の移動が少なからず考慮可能である。
- 具体的には、東エリアの需要減少率(夏季:2.47%)を採用した場合、中西エリアから移動できる供給余力は10万kWと算出され、FCには10万kW以上の空容量があることから、東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合は、この中西エリアからの10万kWの供給余力の移動を考慮することとしてはどうか。



## 2021年度向け公募における東京エリアで採用する冬季の需要減少率

- 東京エリアを冬季の厳気象H1需要とする場合、全国の需要減少率(冬季:2.64%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を東京エリアへ移動するためには、東京中部間連系設備(FC)の空容量が不足している。
- そのため、東京エリアを冬季の厳気象H1需要とする場合は、中部→東京向けで分断とし、全国の需要減少率(冬季:2.64%)を採用せず、東エリアの需要減少率(冬季:2.79%)を用いて検討を行うこととなるか。
- 一方で、冬季は、東エリアの需要減少率(2.79%)の方が全国の需要減少率(2.64%)より大きい。通常、不等時性を考慮するブロックが小さくなると、不等時性の効果が小さくなり、需要減少率は小さくなると考えられるが、冬季については、全国9エリア→東3エリアにした場合、需要減少率が大きく(2.64%→2.79%)なることから、このままの値を採用して東3エリアが供給力を確保した場合、中西エリアのある1つのエリアで冬季の厳気象H1需要とする場合に、東3エリアから中西エリアへ移動できる供給余力が減少することとなり、中西エリアの必要供給力を確保することができなくなる。
- したがって、昨年度と同様に、今回も、東3エリアで考慮する冬季の需要減少率は全国9エリアの冬季の需要減少率2.64%と同じ値を採用する必要があるのではないか。

## 【冬季の東3エリア】



- 検討結果より、最大需要発生時の不等時性を、下記のとおり、東京エリア以外のエリアと東京エリアとで分けて評価することとしてはどうか。
  - 2021年度向け公募においては、**東京エリア以外のエリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.60%、冬季2.64%）**を採用する。※詳細計算は参考スライドによる
  - **東京エリアにおいては、個別検討結果、需要減少率 夏季※2.43%、冬季2.64%**を採用する。  
なお、夏季の電源 I ' 必要量算定においては中西エリアからの供給力移動できる量として10万kWを考慮する。



# 計画外停止率の考慮

- 昨年度と同様に、今回も、計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」の供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。

## 計画外停止率の考慮（1）

- 電源 I ' 必要量はこれまで以下の式にて算定しており、「廠気象 H 1 需要対応に必要な供給力」から「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」を控除した量としている。
  - これまでの電源 I ' 必要量算定式
 
$$\text{電源 I '} = \frac{\text{廠気象 H 1 需要} \times 103\%}{\text{廠気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} - \left( \frac{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$
- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、需給検証においては、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価することとし、主要電源である火力発電の計画外停止率2.6%を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除している。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」が計画段階で確保される供給力に相当することから、**これらの供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。**

## 夏季と冬季の小売電気事業者の供給力確保見込みの考え方

- 昨年度と同様に、今回も、電源 I ' の必要量算定においては夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)とガスタービン発電設備などの供給力の差を考慮することとしてはどうか。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、昨年度と同様に、今回も、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、一般送配電事業者が算定することとしてはどうか。

## 夏季と冬季の小売電気事業者の供給力確保見込みの考え方

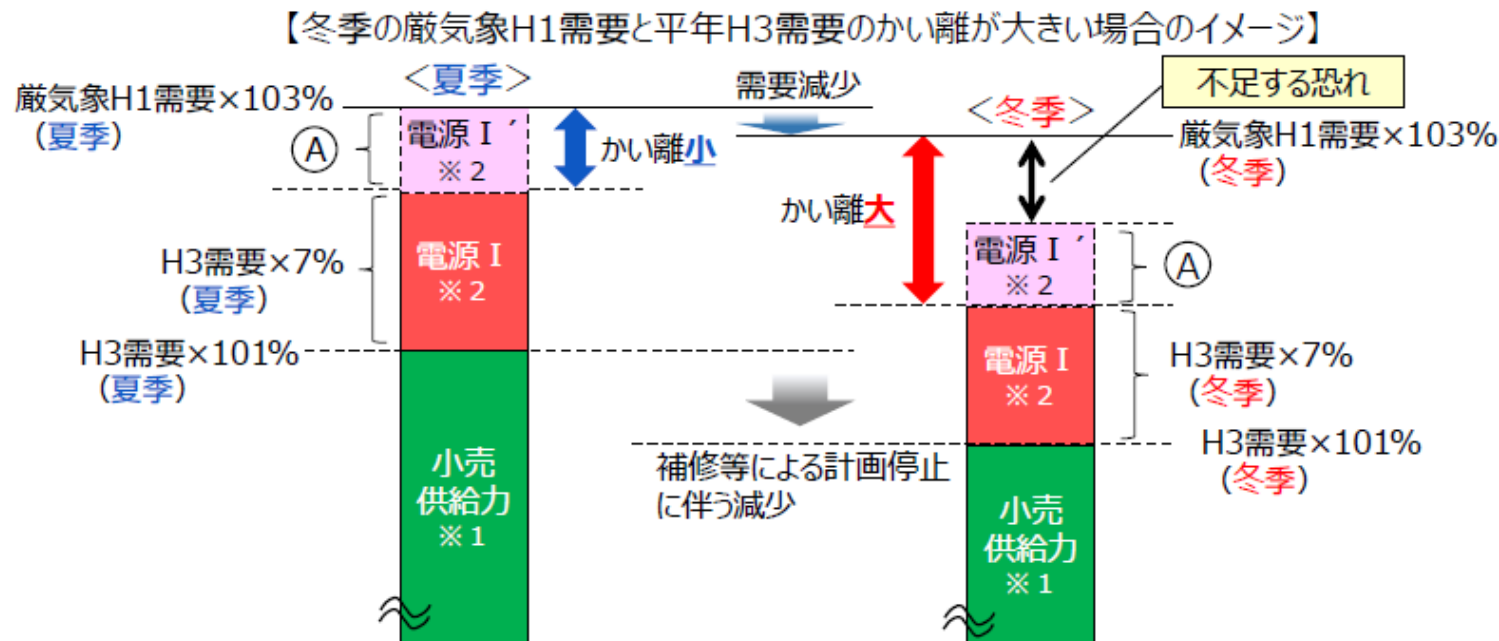
81

- 夏季と冬季のどちらの電源 I ' 必要量が多くなるかは、必要量算定において、小売電気事業者が確保する供給力を、どのように見込むかによって変わり得る。
- 具体的には、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の H 3 需要に応じて減少すると見込む場合には、厳気象 H 1 需要が最大ではない季節であっても、厳気象 H 1 需要と平年 H 3 需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、電源 I ' 必要量が多くなる。
- H 3 需要が最大ではない季節において、H 3 需要に基づいてのみ小売電気事業者の供給力を評価すると、電源 I ' 必要量が過大に評価される恐れもあるため、極力、実態に見合った評価となるように、**夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)とガスタービン発電設備の供給力の差を考慮**することとした。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、**一般送配電事業者が算定すること**でどうか。

### 厳気象に対応するための供給力確保における課題

34

- 現状、厳気象H1需要が最大となる月における需給バランスを保つことを目的に、一般送配電事業者が電源 I' を確保している。
- 一方で、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、どのように対応すべきかが課題となる。



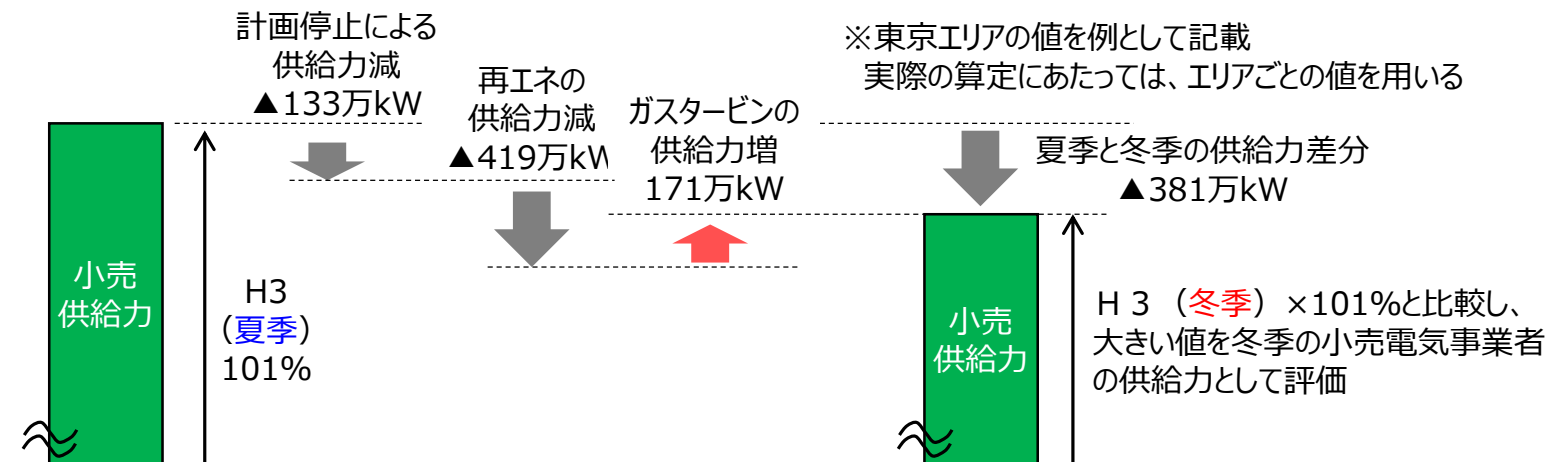
※1 エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む  
※2 補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能

(参考) 夏季と冬季の供給力差分の考慮

- 夏季と冬季の供給力の差分を合算することで、H3需要が最大ではない月については、このような値を考慮して、小売電気事業者の供給力確保見込み分を評価することでどうか。
- ただし、H3需要が最大ではない月においても、小売電気事業者が、少なくともH3需要×101%の供給力を確保することを前提とし、H3需要×101%といずれか大きい方の値を採用することでどうか。
- 昨年度と同様に、今回も、このような方法により、**夏季と冬季の電源I'必要量を算定し、いずれか大きい方を、当該エリアの電源I'必要量とすることでどうか。**

○夏季と冬季の供給力の差分

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 98	▲ 75	▲ 381	▲ 14	▲ 5	▲ 82	▲ 100	▲ 5	▲ 74	▲ 28
	夏季 - 冬季			冬季 - 夏季						



## 電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

- 昨年度と同様に、今回も、厳気象時に、平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えるための供給力(稀頻度リスク対応分)として、H3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年4月26日)において整理されていることから、電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。
- なお、北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。

## 電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

50

- 容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の検討や需給検証に用いた火力発電の計画外停止率2.6%は2014～2016年度の8,760時間の計画外停止実績から算定した平均的な値※である。厳気象時に、こうした平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えたるための供給力(稀頻度リスク対応分)としてH3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年4月26日)において整理された。  
※「第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年3月5日) 資料4 参考資料」参照
- また、容量市場開設前の供給力確保策として、特別調達電源の仕組みに加え、稀頻度リスク対応分を電源 I ' 公募にて調達することにより、「容量市場早期開設」を実施せず、安定供給を維持することが整理された。
- そのため、**電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。**  
※必要供給力の費用負担については、引き続き、国の審議会にて議論いただくこととした。

# 電源 I ' のエリア外調達について

# 国での議論状況 ～電源 I ' エリア外調達時の連系線確保量上限値について

第51回委員会 資料2-1

- 第48回制度設計専門会合(2020年6月30日)において、2021年度向け調整力公募における電源 I ' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限値について示されたところ。
- 今後、上限値の範囲内で公募を行い、公募結果に基づき、エリア外で落札された電源 I ' の容量と同量の連系線容量を確保することとする。

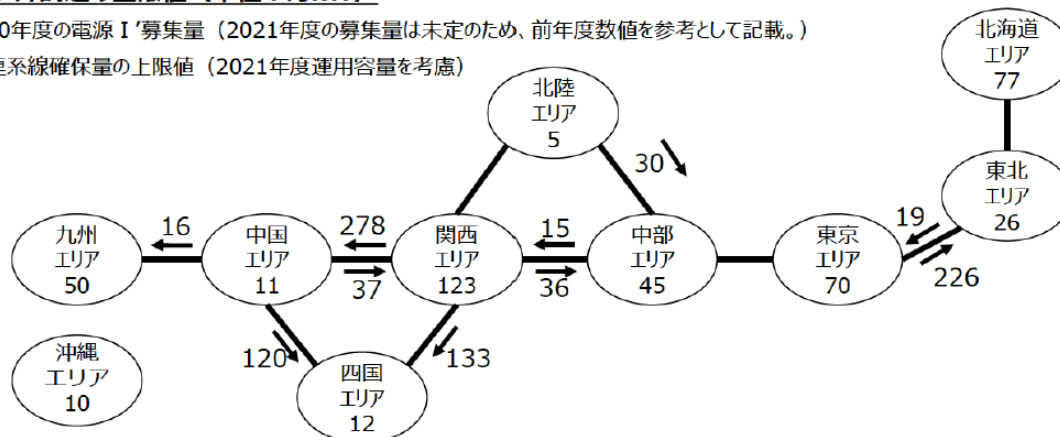
## 算出結果まとめ：2021年度の電源 I ' の連系線確保量の上限値

- 電源 I ' を広域的に調達することによるメリットとスポット・時間前のデメリットを考慮し、各連系線の、2021年度向け電源 I ' のエリア外調達上限値の算出結果は以下のとおり。2020年度の公募調達では、この値を上限値として公募を行うことでよいと考えるがどうか。
  - なお、昨年度の電源 I ' 募集量に対して上限値が大きくなっている連系線があるが、実際の連系線確保量は約定量となるため、約定した量以上に確保されることはない。
  - なお、公募後の落札者の選定においては、域外からの応札については、改めて価格差を考慮し、それを落札することによるメリットがスポット・時間前に与えるデメリットを上回ると評価されるケースのみ落札されることになる。

### 電源 I ' のエリア外調達の上限値 (単位：万kW)

円内数値：2020年度の電源 I ' 募集量 (2021年度の募集量は未定のため、前年度数値を参考として記載。)

黒字：電源 I ' 連系線確保量の上限値 (2021年度運用容量を考慮)



※域外からの応札の評価方法については、電力・ガス取引監視等委員会事務局から一般送配電事業者へに通知する。(昨年と同様)

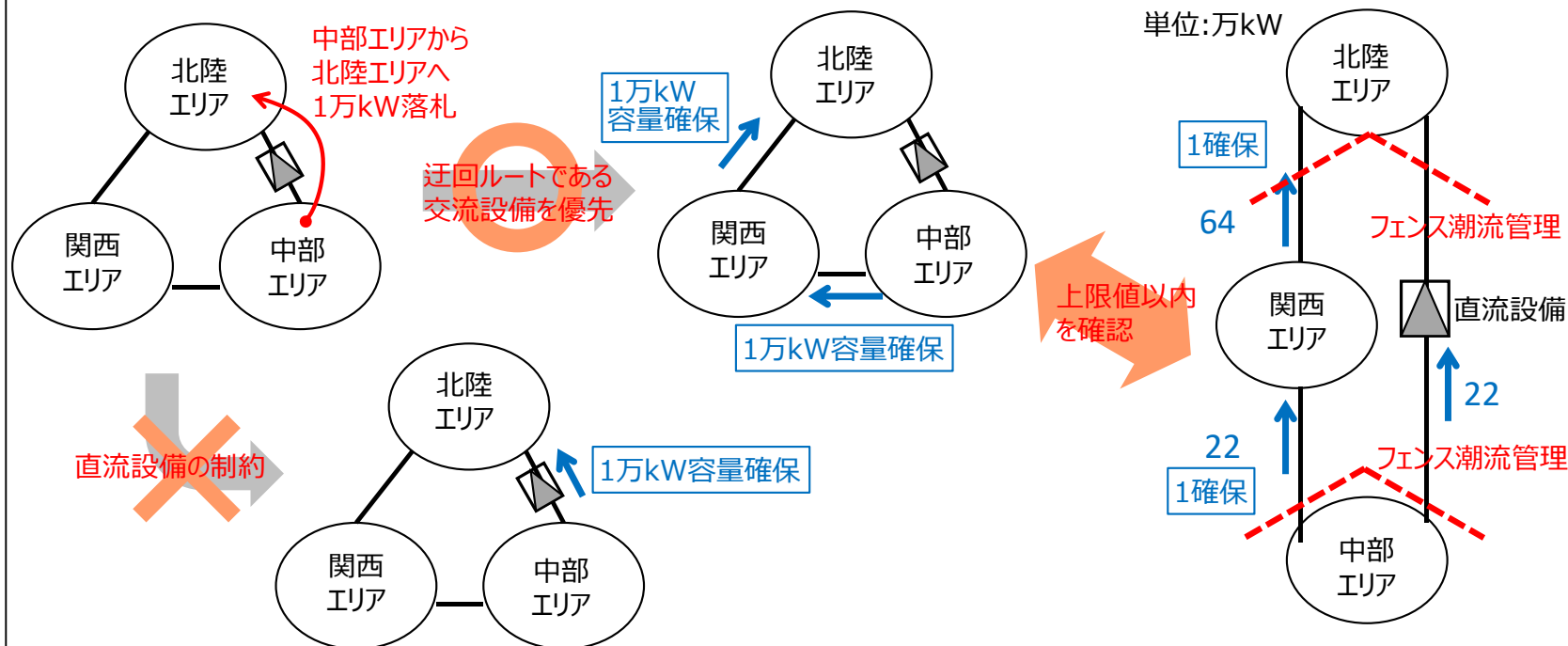
フェンス潮流で管理している連系線については、直流設備の制約を踏まえた上で落札者選定において、一般送配電事業者間で連系線利用量を確認し、合計値を超えないようにする。(昨年と同様)

14

(参考) 直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達方法

直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達方法

- 例えば、中部エリアから北陸エリアへ電源 I ' が1万kW落札した場合、中部北陸間連系設備に1万kWの連系線容量を確保することが考えられるが、直流設備の制約を踏まえ、迂回ルートである中部関西間連系線および関西北陸間連系線にそれぞれ1万kWの連系線容量を確保することとしてはどうか。
- そして、落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間（中部・北陸・関西間）にてフェンス潮流で管理している各連系線の上限值を超えていないことを確認することとしてはどうか。
- これにより、実需給にて北陸エリアの一般送配電事業者が中部エリアの電源 I ' を発動するときは、中部→関西→北陸の迂回ルートである交流設備にて、電気を供給することとなる。





## 直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達方法

14

- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限值を超えていないことを確認する。(迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。)
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定することとする。

## 沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

## 2020年度向け調整力公募までの沖縄エリアの電源 I、電源 I -a必要量の考

第51回委員会 資料2-1

- 2020年度向け調整力公募まで、沖縄エリアについては、独立系統であることを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に、単機最大ユニット相当量を加算した量を電源 I 必要量としている。
- 具体的には、電源 I -a必要量は、2017年度向け調整力公募より変わらず、57MWとしている。

沖縄エリアの電源 I の考え方（他エリア；各月最大3日平均電力（離島除く）×7%）

**電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量**

沖縄の2020年度電源 I 確保量；301MW（年間一定）

### 沖縄エリアの電源 I -aの必要量・・・57MW

#### 【沖縄エリアの考え方】

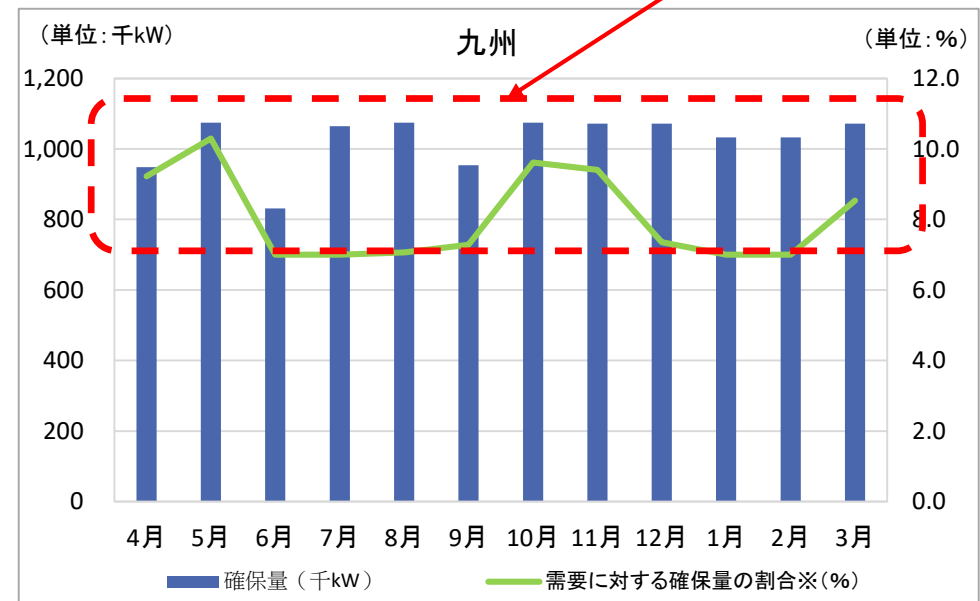
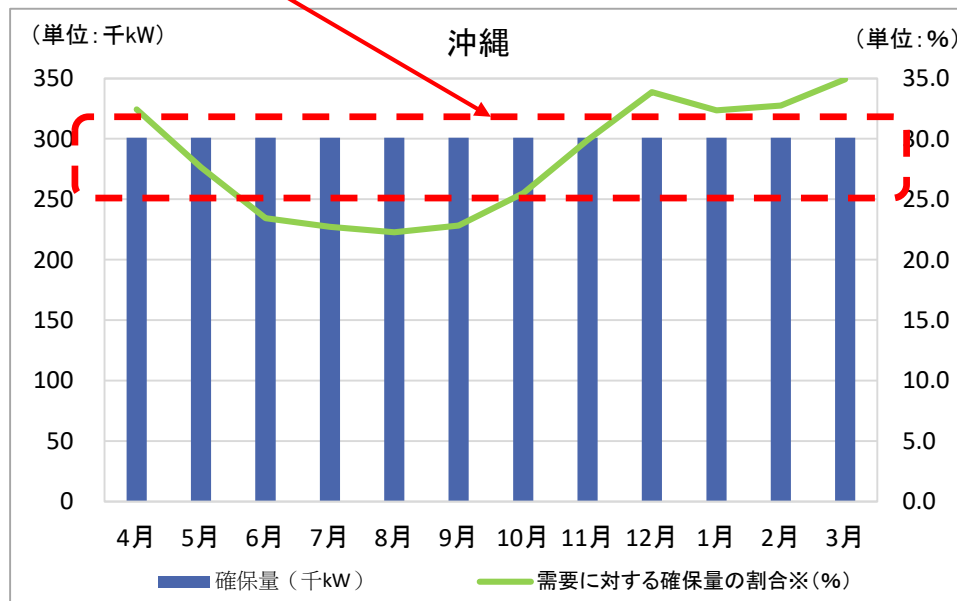
第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（資料3-2）において、「沖縄エリアは独立系統であるため、供給力（電源Ⅱの余力を含む）がエリア外に流出することはない、当面の間はGC前に見込んでいた電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できる。よって、実需給運用実績を踏まえ、年間をとおして最低限必要な調整力となる57MW（送電端）を募集する。」ことを示した。今年度の募集においてもこれまでの実需給運用実績を踏まえ、昨年と同様に57MWを募集量とする。（57MWは送電端値。発電端は60MW。）

- 前回本委員会における2020年度調整力確保計画の取りまとめ報告において、沖縄エリアの電源 I 確保量は年間一定となっていることを報告したところ。その理由としては、沖縄エリアでは、供給力(電源 II の余力を含む)がエリア外に流出することはなく、電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できるため、年間を通して最低限必要な調整力として年間一定の電源 I を確保していると確認している。
- 他方で、沖縄エリア以外の他エリアでは、各月の需要等に応じて必要量を変化させている状況である。
- また、前述の通り、沖縄エリアの電源 I の必要量は補正料金算定インデックスの参考値として用いられているところ。
- 以上のことから、沖縄エリアにおいても、電源 I 確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくことが必要ではないか。

沖縄は年間通じて確保量は一定

【2020年度調整力確保計画】

他エリアは需要(月)によって確保量は変動



# 沖縄エリアの電源 I の必要量の考え方について

第51回委員会 資料2-1

- 沖縄エリアにおいて、電源 I 確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくにあたり、「電源脱落時周波数低下対応の調整力」と「30分内残余需要予測誤差および時間内変動対応の調整力」の検討にあたっては、周波数シミュレーションなどにより詳細に確認することが必要であり、一定程度の時間を要することから、検討スケジュールとしては、今年度中に検討を実施し、その結果を本委員会に報告することとしてはどうか。
- 上記を踏まえ、2021年度向け調整力公募においては、暫定的に、昨年度と同様な考え方を継続することとし、電源 I -a必要量は57MWとし、電源 I 必要量は電源 I -aに単機最大発電機容量の244MWを加算した301MWとしてはどうか。

沖縄エリアの調整力必要量の再検討スケジュール (案)

	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
第51回本委員会	★本日の委員会								
電源脱落時周波数低下対応の調整力検討 (周波数シミュレーション)	ケース検討 (各月・需要・運転台数・UFR他) →データ設定→シミュレーション→結果分析								
30分残余需要誤差と時間内変動対応の調整力との突き合わせ									
条件再整理・追加検討									
公募方法の検討									
検討結果を本委員会へ報告									★

# 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

- 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方については、昨年度と同様に、計画外停止率および稀頻度リスク分を考慮することとしてはどうか。
  - 電源 I ' 必要量
    - = 厳気象H1需要×103%
    - { (H3需要×101%+ 電源 I 必要量) × ( 1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}

## 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでしょうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
  - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量
  - = 厳気象H1需要×103%
  - { (H3需要×101%+ 電源 I 必要量) × ( 1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果として H 3 需要の 1 %程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでしょうか。



## VI. 調査研究

Capacity Market and its Evolution  
SUMMARY OF DISCUSSIONS WITH OCCTO  
STAFF FOR DEVELOPING THE CAPACITY  
MARKET IN JAPAN (The Brattle Group, Inc.)

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/report\\_2020.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/report_2020.pdf)





(別紙8)

# 電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2021年度版 -

2021年11月



電力広域の運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN



## はじめに

本機関は、電気事業の広域的運営を推進するため、安定供給の確保や電力系統の公平、効率的な利用環境の整備等、幅広い業務を担っている。その一環として、本機関は業務規程第181条の規定に基づき、本機関が本年度公表してきた個別の報告書等の要点を取りまとめ、年次報告書として公表する。

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2020年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する報告、電力系統に関する概況を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、2020年度の系統アクセス業務に関する実績を掲載する。

中長期の安定供給の確保に関しては、2021～2030年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する2022年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

本報告書が、電気事業に携わる関係者の皆さま、加えて電気事業や電気の安定供給にご関心をお持ちの皆さまのご参考となれば幸いです。

## 目次

### I. 電力需給

電力需給（2020 年度実績）

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu\\_2020\\_230803.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu_2020_230803.pdf)

電気の質に関する報告書（2020 年度実績；2023 年 11 月 29 日一部修正）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denki\\_no\\_shitsu\\_2020\\_231129.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denki_no_shitsu_2020_231129.pdf)

### II. 電力系統の状況

電力系統に関する概況（2020 年度実績；電力需給及び電力系統に関する概況の後半部分）

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu\\_2020\\_230803.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu_2020_230803.pdf)

### III. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ（2020 年度受付・回答分）

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/hatsudensetsubi\\_kouhyou.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/hatsudensetsubi_kouhyou.pdf)

### IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に関する見通し及び課題

2021 年度供給計画の取りまとめ

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/nenjihoukokusho\\_2021\\_kyoukyuukeikaku\\_210331\\_2.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/nenjihoukokusho_2021_kyoukyuukeikaku_210331_2.pdf)

### V. 各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等の評価及び検証並びに必要な応じた見直しの内容

2022 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/20210630\\_chousei\\_hitsuyoryo\\_kentoukekka.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/20210630_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf)

### VI. 調査研究

欧米におけるグリッドコードに関する調査委託—調査報告書

[https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode\\_06\\_11.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_11.pdf)

[https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode\\_06\\_12.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_12.pdf)

# I . 電力需給

## 電力需給

- 2020 年度実績 -

2021年8月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年1回、年次報告書として取りまとめ、公表することとしている。

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について 2020 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

## 目次

第1章 電力需給の実績	4
1. 供給区域と季節の定義	4
2. 気象概況	5
3. 最大需要電力	6
4. 需要電力量	8
5. 負荷率	10
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況	12
7. 最小需要電力の発生状況	14
8. 日最大需要電力量の発生状況	15
9. 広域機関による指示・要請・調整の実績	16
10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績	18
まとめ	21
<参考> 広域機関による指示・要請の実績の詳細	22

(備考)

第1章に掲載の数値は、「送電端値(発電所から送配電系統に送電される電力量)」で表している。



# 第1章 電力需給の実績

## 1. 供給区域と季節の定義

### (1) 供給区域

供給区域とは、一般送配電事業者が託送供給を行う区域のことをいう。全国に 10 の供給区域(北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電及び沖縄電力)があり、図 1-1 のように区分される。沖縄電力以外の供給区域は、地域間連系線で結ばれている。

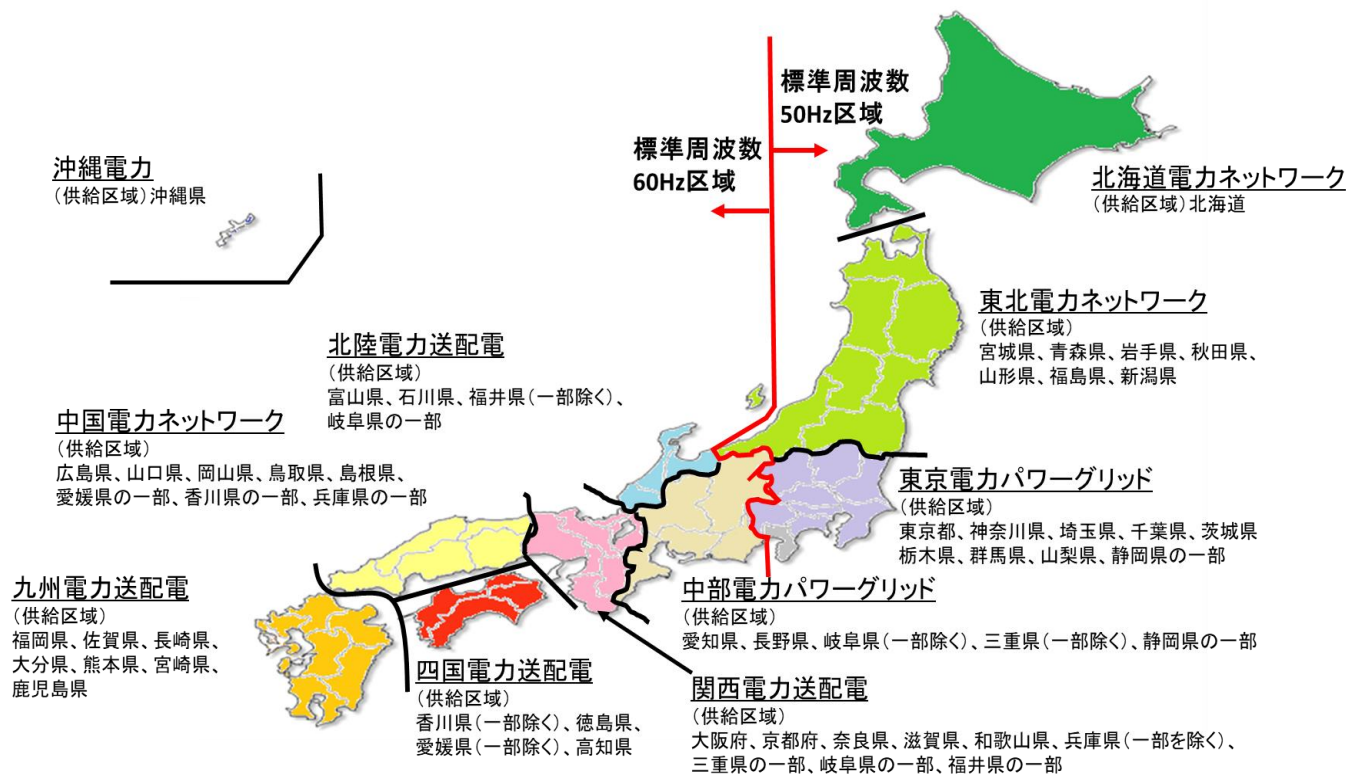


図 1-1 供給区域の区分

### (2) 季節の定義

本報告書では、季節の期間を以下のとおり定義して使用する。

夏季 : 7月～9月を指す。

冬季 : 12月～2月を指す。

なお、次頁で紹介する気象概況における季節の期間は、気象庁では夏季を6月～8月と定義しているため、電力の高需要期となる本報告書の夏季と一致しないことにご留意いただきたい。

## 2. 気象概況

### (1) 夏（6～8月）の天候

2020年6月～8月の天候の特徴は、以下のとおり。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比及び日照時間平年比を表1-1に示す。

- 7月は活発な梅雨前線の影響で、東・西日本を中心に各地で長期間にわたって大雨となった（「令和2年7月豪雨」）。このため、東・西日本の夏の降水量はかなり多かった。特に、沖縄・奄美地方では、期間を通して前線や湿った空気の影響を受けやすかったため、降水量はかなり多くなった。
- 暖かい空気に覆われる時期が多かったため、全国的に夏の気温は高くなった。特に、8月に太平洋高気圧に覆われて厳しい暑さが続いた東日本と、期間を通して暖かい空気に覆われやすかった沖縄・奄美地方ではかなり高くなった。
- 7月に梅雨前線や湿った空気の影響を受けやすかった東日本の日本海側と、期間を通して前線や湿った空気の影響を受けやすかった沖縄・奄美地方では、夏の日照時間は少なくなった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2020年6月～8月)

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+1.2	110	99
東日本	+1.1	137	98
西日本	+0.6	146	98
沖縄・奄美	+0.8	162	97

### (2) 冬（12月～2月）の天候

2020年12月～2021年2月の天候の特徴は、以下のとおり。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比、日照時間平年比及び降雪量平年比を表1-2に示す。

- 冬の前半に強い寒気が流れ込んだ時期があったが、後半は寒気の南下が弱く、また、北日本付近を通過する低気圧に向かって暖かい空気が流れ込んだ時期もあったことから、冬の気温は東日本でかなり高く、西日本と沖縄・奄美地方で高くなった。冬の前半と後半で気温の変動が大きかった。
- 冬の前半に強い寒気が流れ込んだ影響で、記録的な大雪となった所もあり、冬の降雪量は西日本の日本海側でかなり多くなった。また、冬の後半には北日本付近を低気圧が通過することが多かったため、冬の降水量は東日本の日本海側でかなり多く、北日本の日本海側で多くなった。
- 冬の後半を中心に、冬型の気圧配置が長続きせず寒気の南下が弱かったことや、高気圧に覆われやすかったため、西日本の日本海側と西日本の太平洋側では、平年比がそれぞれ126%、118%と統計開始以来1位の多照となった（統計開始は1946/47年冬）。

表1-2 地域平均平年差(比)(2020年12月～2021年2月)

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	-0.1	102	96	82
東日本	+1.0	87	108	42
西日本	+0.8	88	121	107
沖縄・奄美	+0.4	133	106	-

出所: 気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(2020年9月1日発表): <http://www.jma.go.jp/jma/press/2009/01b/tenko200608.html>

冬(12～2月)の天候(2021年3月1日発表): <https://www.jma.go.jp/jma/press/2103/01b/tenko211202.html>

### 3. 最大需要電力

最大需要電力とは、ある期間(日、月、年)に最も多く使用した電力のことをいう。なお、本報告書では1時間単位の電力量の最大値を最大需要電力としている。

2020年度の供給区域別の月間最大需要電力を表1-3に、全国の月間最大需要電力を図1-2に、供給区域別の年間最大需要電力を図1-3に、2016年度～2020年度の全国の年間最大需要電力実績を表1-4に示す。なお、各供給区域の名称は、単に「北海道」、「東北」、「東京」、「中部」、「北陸」、「関西」、「中国」、「四国」、「九州」、「沖縄」と記載している。また、表1-3につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の月間最大需要電力の最大値は2020年8月(16,645万kW)であり、送電端値で集計を行った過去5年間(2016年度以降)で最大を記録した。

表1-3 供給区域別の月間最大需要電力<sup>1</sup>

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	404	356	362	390	431	420	384	445	490	541	510	504
東北	1,054	944	1,104	1,089	1,412	1,384	988	1,115	1,409	1,480	1,430	1,198
東京	4,055	3,335	4,345	4,497	5,604	5,570	3,661	3,943	4,722	5,094	4,862	4,337
中部	1,775	1,666	1,958	2,272	2,624	2,439	1,821	1,831	2,330	2,409	2,349	2,054
北陸	397	338	401	442	513	513	350	394	499	534	523	426
関西	1,899	1,731	2,238	2,553	2,910	2,771	1,837	1,886	2,353	2,595	2,399	2,103
中国	842	691	815	965	1,102	1,094	734	814	996	1,124	1,041	851
四国	383	327	402	488	533	524	341	363	452	507	473	384
九州	1,098	1,002	1,283	1,498	1,637	1,534	1,078	1,204	1,443	1,606	1,526	1,143
沖縄	90	117	151	156	158	151	131	125	97	119	103	98
全国	11,833	10,281	12,431	14,009	16,645	15,141	11,075	11,953	14,489	15,607	14,605	12,626

<sup>1</sup> 表中の「全国」は、全国単位の最大需要電力を表す(供給区域別の最大需要電力の合計ではない。)

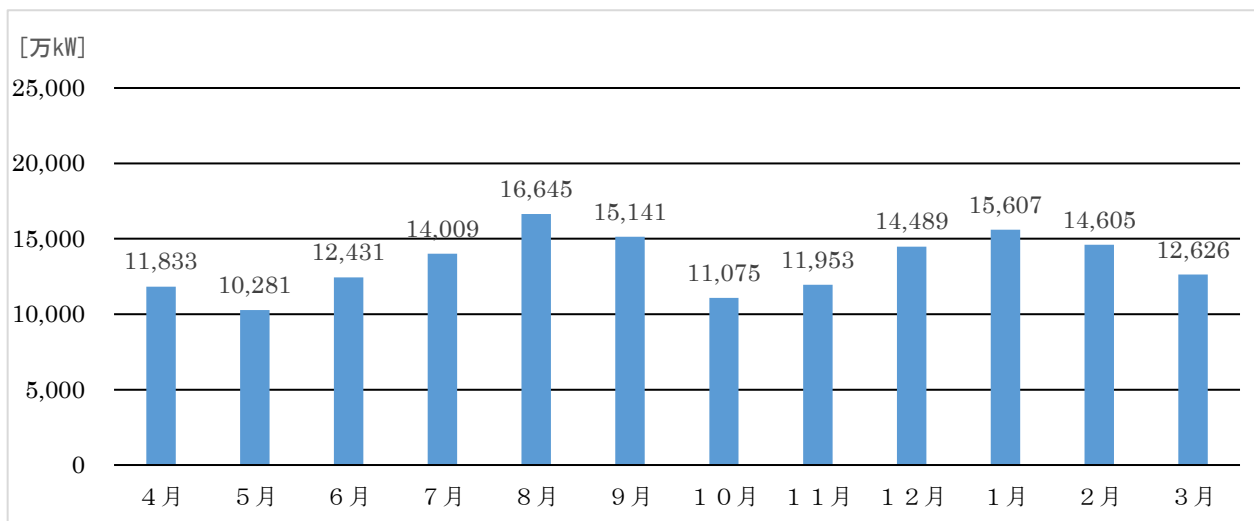


図 1-2 全国の月間最大需要電力

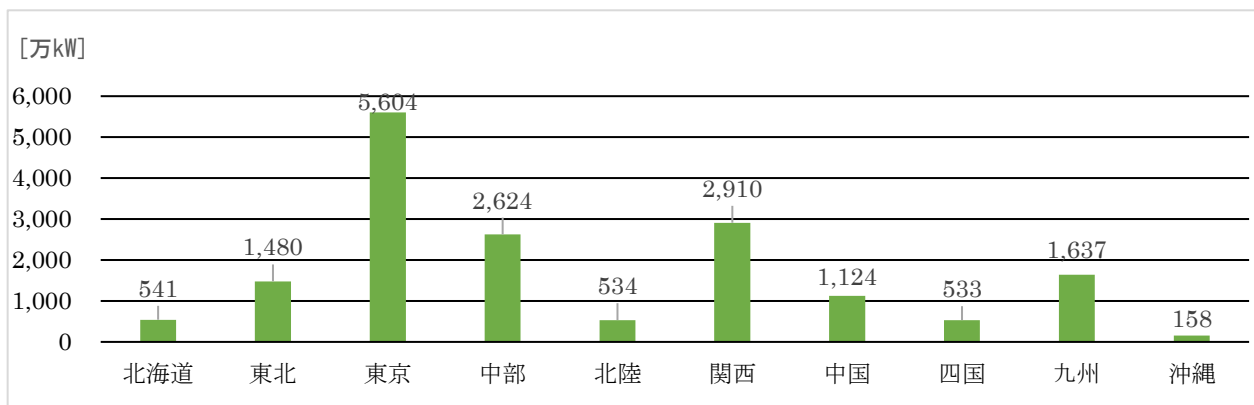


図 1-3 供給区域別の年間最大需要電力

表 1-4 年間最大需要電力実績(2016 年度～2020 年度)

	[万 kW]				
	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
全国	15,589	15,577	16,482	16,416	16,645

#### 4. 需要電力量

2020年度の供給区域別の月間及び年間需要電力量を表1-5に、全国の月間需要電力量を図1-4に、供給区域別の年間需要電力量を図1-5に、2016年度～2020年度の全国の年間需要電力量実績を表1-6に示す。なお、表1-5につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年間需要電力量は867,842百万kWhであり、送電端値で集計を行った過去5年間(2016年度以降)で最小を記録した。

表1-5 供給区域別の月間及び年間需要電力量<sup>2</sup>

	[百万kWh]												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,338	2,116	2,096	2,250	2,338	2,203	2,303	2,548	3,122	3,353	2,894	2,819	30,380
東北	6,307	5,631	5,797	6,146	6,926	6,248	6,121	6,459	8,047	8,695	7,542	7,210	81,129
東京	20,539	18,997	21,406	23,370	28,253	23,655	21,223	21,334	26,268	27,772	23,511	23,153	279,481
中部	9,729	8,677	9,874	11,011	12,460	11,166	10,244	10,215	11,970	12,606	11,179	11,172	130,303
北陸	2,263	1,919	2,079	2,245	2,526	2,276	2,156	2,255	2,758	3,002	2,597	2,531	28,606
関西	10,432	9,622	10,932	12,092	14,350	11,847	10,611	10,637	12,821	13,590	11,651	11,702	140,287
中国	4,475	4,010	4,455	4,908	5,542	4,918	4,497	4,626	5,647	5,969	5,020	5,029	59,096
四国	2,030	1,903	2,104	2,311	2,697	2,173	2,002	2,024	2,476	2,650	2,234	2,226	26,828
九州	6,192	5,879	6,692	7,328	8,554	6,764	6,296	6,343	7,921	8,231	6,786	6,727	83,714
沖縄	524	624	787	885	883	764	683	604	597	601	501	565	8,020
全国	64,827	59,379	66,223	72,545	84,529	72,013	66,137	67,045	81,627	86,470	73,915	73,134	867,842

<sup>2</sup> 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

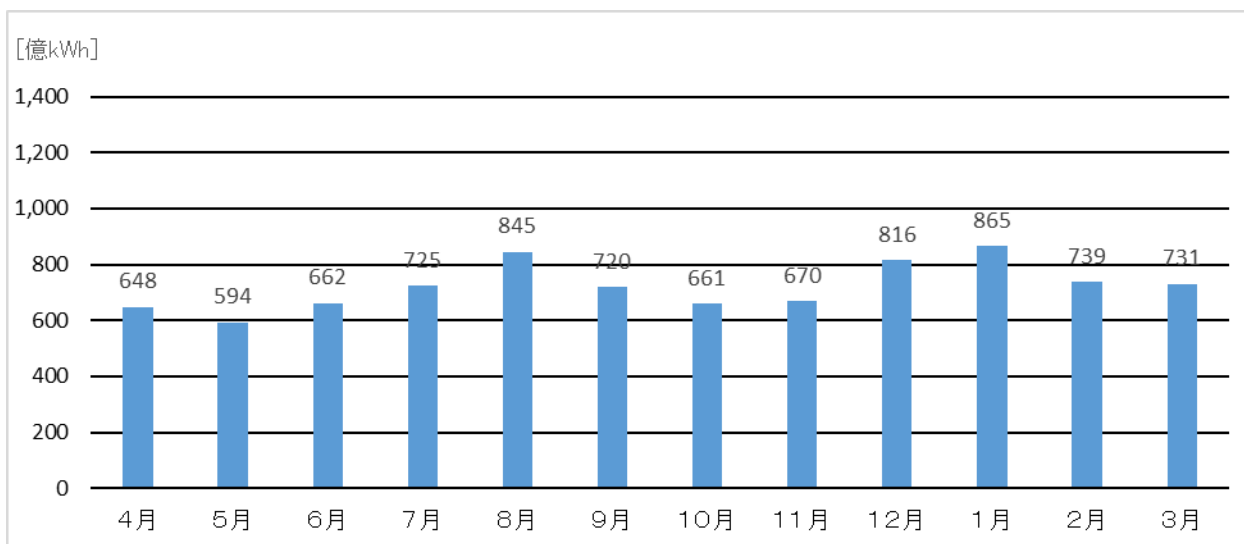


図 1-4 全国の月間需要電力量

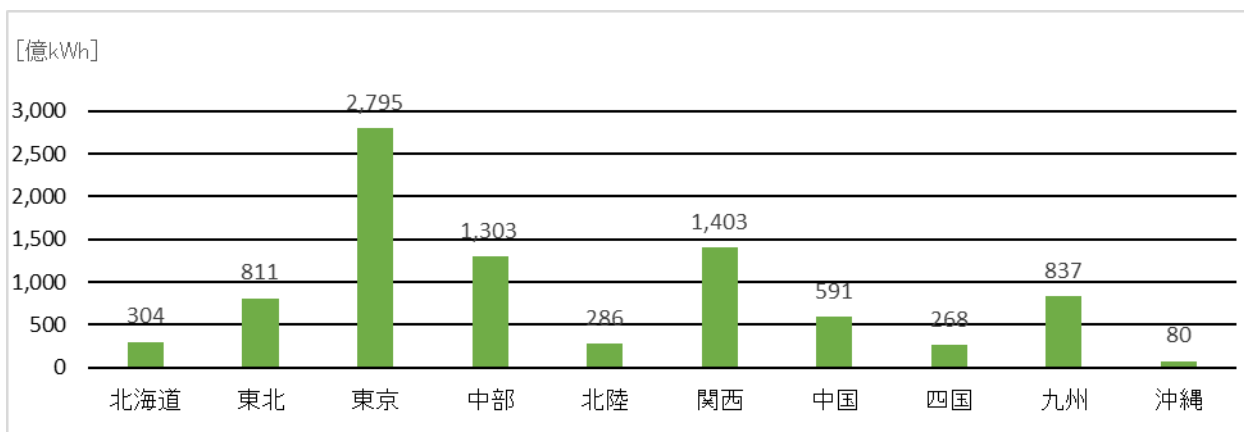


図 1-5 供給区域別の年間需要電力量

表 1-6 年間需要電力量実績(2016 年度～2020 年度)

	[百万 kWh]				
	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
全国	890,451	900,902	896,473	878,383	867,842

## 5. 負荷率

負荷率とは、一定期間の最大需要電力に対する、平均需要電力の比率のことをいう。

2020年度の供給区域別の月負荷率及び年負荷率を表1-7に、全国の月負荷率を図1-6に、供給区域別の年負荷率を図1-7に、2016年度～2020年度の全国の年負荷率実績を表1-8に示す。なお、表1-7につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年負荷率は59.5%であり、送電端値で集計を行った過去5年間(2016年度以降)で最小を記録した。

表1-7 供給区域別の月負荷率及び年負荷率<sup>3</sup>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	80.4	79.8	80.5	77.6	72.9	72.9	80.6	79.5	85.6	83.3	84.5	75.2	64.1
東北	83.1	80.2	72.9	75.8	65.9	62.7	83.3	80.5	76.8	79.0	78.5	80.9	62.6
東京	70.3	76.6	68.4	69.9	67.8	59.0	77.9	75.1	74.8	73.3	72.0	71.8	56.9
中部	76.1	70.0	70.1	65.1	63.8	63.6	75.6	77.5	69.0	70.3	70.8	73.1	56.7
北陸	79.2	76.3	72.0	68.2	66.2	61.7	82.8	79.5	74.3	75.6	73.9	79.9	61.2
関西	76.3	74.7	67.9	63.7	66.3	59.4	77.7	78.3	73.2	70.4	72.3	74.8	55.0
中国	73.8	78.0	75.9	68.3	67.6	62.5	82.4	78.9	76.2	71.4	71.8	79.5	60.0
四国	73.5	78.3	72.8	63.7	68.1	57.6	78.9	77.3	73.6	70.3	70.2	78.0	57.5
九州	78.3	78.9	72.5	65.8	70.2	61.3	78.5	73.2	73.8	68.9	66.2	79.1	58.4
沖縄	80.6	71.4	72.3	76.0	75.1	70.3	70.0	67.1	82.5	68.0	72.8	77.4	58.0
全国	76.1	77.6	74.0	69.6	68.3	66.1	80.3	77.9	75.7	74.5	75.3	77.9	59.5

[%]

<sup>3</sup> 表中の「全国」は、全国単位の負荷率を表す(供給区域別の数値の平均ではない。)

$$\text{月負荷率} = \frac{\text{月間電力量}}{\text{月間最大需要電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{月間日数})}$$

$$\text{年負荷率} = \frac{\text{年間電力量}}{\text{年間最大需要電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{年間日数})}$$

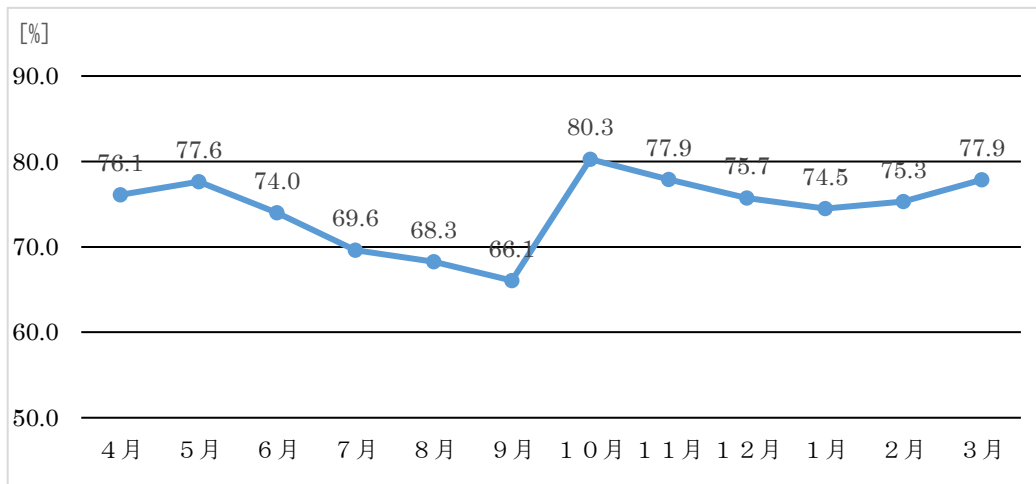


図 1-6 全国の月負荷率

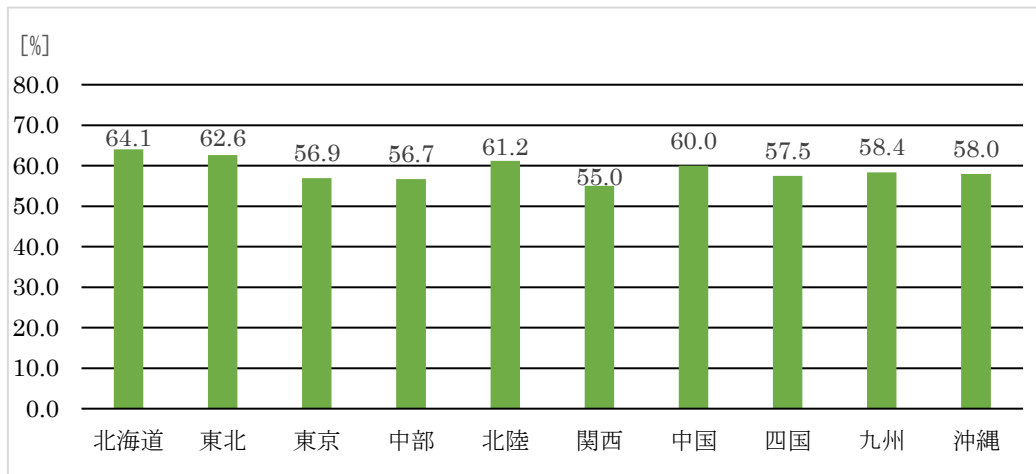


図 1-7 供給区域別の年負荷率

表 1-8 年負荷率実績(2016 年度～2020 年度)

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
全国	65.8	66.0	62.1	60.7	59.5



## 6. 最大需要電力発生時の電力需給状況

### (1) 夏季（7～9月）最大需要電力発生時の電力需給状況

2020年度夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-9に、2016年度～2020年度の年間夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-10に示す。

2020年度夏季全国最大需要時(2020年8月20日14時～15時)の全国最大需要電力実績は16,645万kW(予備率は11.8%)であり、送電端値で集計を行った過去5年間(2016年度以降)で最大を記録した。

表1-9 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況<sup>4</sup>

	2020年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	431	8/28	金	16:00～17:00	33.1	477	46	10.7	8,543	82.6
東北	1,412	8/28	金	14:00～15:00	33.8	1,527	115	8.2	26,660	78.7
東京	5,604	8/21	金	14:00～15:00	36.0	6,198	594	10.6	103,413	76.9
中部	2,624	8/20	木	14:00～15:00	37.6	2,845	220	8.4	48,099	76.4
北陸	513	8/20	木	13:00～14:00	36.8	549	36	7.1	9,550	77.6
関西	2,910	8/21	金	14:00～15:00	38.6	3,104	193	6.6	53,236	76.2
中国	1,102	8/21	金	14:00～15:00	37.1	1,215	114	10.3	20,409	77.2
四国	533	8/20	木	14:00～15:00	35.8	613	80	15.0	9,832	76.9
九州	1,637	8/21	金	13:00～14:00	34.3	1,855	218	13.3	30,670	78.0
沖縄	158	8/18	火	14:00～15:00	33.9	202	44	27.9	3,106	82.0
全国	16,645	8/20	木	14:00～15:00	-	18,608	1,964	11.8	310,303	77.7

表1-10 年間夏季最大需要電力発生時の電力需給状況(2016年度～2020年度)

年度	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
2016	15,589	8/9	火	14:00～15:00	-	17,764	2,176	14.0	297,969	79.6
2017	15,550	8/24	木	14:00～15:00	-	17,716	2,165	13.9	300,493	80.5
2018	16,482	8/3	金	14:00～15:00	-	18,749	2,267	13.8	315,434	79.7
2019	16,461	8/2	金	14:00～15:00	-	18,584	2,122	12.9	314,988	79.7
2020	16,645	8/20	木	14:00～15:00	-	18,608	1,964	11.8	310,303	77.7

<sup>4</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]} \quad (\text{※日負荷率は、最大需要電力発生日における負荷率})$$

表中の「供給力」とは、最大需要電力発生時に発電できる最大電力であり、発電設備量の合計から、メンテナンスなどによる発電機停止、河川の水量減少などによる出力低下、その他発電機の計画外停止などを差し引いたものをいう。

(2) 冬季(12~2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2020年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表1-11に、2016年度~2020年度の年間冬季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-12に示す。

2020年度冬季全国最大需要時(2021年1月8日9時~10時)の全国最大需要電力実績は15,607万kW(予備率は9.0%)であり、送電端値で集計を行った過去5年間(2016年度以降)で最大を記録した。

なお、北陸、関西、中国、四国、九州の各エリアの冬季最大需要電力発生時における予備率が3%を下回った(北陸:2.2%(2021年1月8日10時~11時)、関西:1.5%(2021年1月12日10時~11時)、中国:1.3%(2021年1月8日9時~10時)、四国:2.3%(2021年1月8日18時~19時)、九州:2.4%(2021年1月7日18時~19時))。

表1-11 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況<sup>5</sup>

	2020年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	541	1/19	火	11:00~12:00	-7.2	615	74	13.6	11,865	91.3
東北	1,480	1/8	金	09:00~10:00	-2.8	1,534	54	3.7	32,248	90.8
東京	5,094	1/12	火	16:00~17:00	3.4	5,405	311	6.1	103,519	84.7
中部	2,409	1/8	金	09:00~10:00	0.0	2,558	148	6.2	49,287	85.2
北陸	534	1/8	金	10:00~11:00	-1.5	546	12	2.2	11,604	90.6
関西	2,595	1/12	火	10:00~11:00	3.2	2,635	40	1.5	51,234	82.3
中国	1,124	1/8	金	09:00~10:00	-1.6	1,138	14	1.3	23,932	88.7
四国	507	1/8	金	18:00~19:00	-0.5	519	12	2.3	10,717	88.1
九州	1,606	1/7	木	18:00~19:00	1.3	1,645	39	2.4	32,493	84.3
沖縄	119	1/9	土	18:00~19:00	11.6	156	37	31.3	2,394	83.9
全国	15,607	1/8	金	09:00~10:00	-	17,012	1,406	9.0	329,833	88.1

表1-12 年間冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(2016年度~2020年度)

年度	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
2016	14,914	1/24	火	18:00~19:00	-	16,354	1,440	9.7	314,968	88.0
2017	15,577	1/25	木	18:00~19:00	-	16,915	1,339	8.6	330,605	88.4
2018	14,603	1/10	木	09:00~10:00	-	16,104	1,501	10.3	308,436	88.0
2019	14,619	2/7	金	09:00~10:00	-	16,808	2,189	15.0	303,347	86.5
2020	15,607	1/8	金	09:00~10:00	-	17,012	1,406	9.0	329,833	88.1

<sup>5</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]} \quad (\text{※日負荷率は、最大需要電力発生日における負荷率})$$

表中の「供給力」とは、最大需要電力発生時に発電できる最大電力であり、発電設備量の合計から、メンテナンスなどによる発電機停止、河川の水量減少などによる出力低下、その他発電機の計画外停止などを差し引いたものをいう。

## 7. 最小需要電力の発生状況

2020年度における最小需要電力の発生状況について表1-13に示す。

表1-13 最小需要電力の発生状況<sup>6</sup>

	2020年度(送電端)					
	日最小需要 電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [℃]	日需要 電力量 [万kWh]
北海道	227	8/31	月	01:00~02:00	17.4	6,992
東北	596	5/5	火	00:00~01:00	17.6	15,925
東京	1,877	5/3	日	06:00~07:00	20.7	52,843
中部	826	5/6	水	06:00~07:00	17.8	22,762
北陸	182	5/4	月	07:00~08:00	22.1	4,841
関西	941	5/3	日	06:00~07:00	19.5	26,114
中国	408	5/4	月	00:00~01:00	20.2	10,819
四国	191	9/28	月	01:00~02:00	21.7	6,445
九州	623	5/4	月	00:00~01:00	20.3	16,898
沖縄	56	4/26	日	06:00~07:00	18.3	1,611
全国	6,065	5/3	日	06:00~07:00	-	162,845

<sup>6</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地（ただし、沖縄は那覇市）における気象庁データによる。

## 8. 日最大需要電力量の発生状況

2020年度夏季(7～9月)における一日の需要電力量の最大値を夏季・日最大需要電力量として表1-14に、冬季(12～2月)における一日の需要電力量の最大値を冬季・日最大需要電力量として表1-15に示す。

表1-14 夏季・日最大需要電力量<sup>7</sup>

	2020年度(送電端)			
	日最大需要電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	8,543	8/28	金	27.3
東北	26,660	8/28	金	29.1
東京	103,413	8/21	金	30.1
中部	48,099	8/20	木	31.5
北陸	9,650	9/3	木	31.9
関西	53,236	8/21	金	31.8
中国	20,546	8/20	木	31.0
四国	9,832	8/20	木	30.7
九州	30,936	8/20	木	30.6
沖縄	3,132	7/14	火	29.8
全国	310,303	8/20	木	-

表1-15 冬季・日最大需要電力量<sup>8</sup>

	2020年度(送電端)			
	日最大需要電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	11,865	1/19	火	-7.2
東北	32,248	1/8	金	-2.8
東京	103,519	1/12	火	3.4
中部	49,287	1/8	金	0.0
北陸	11,604	1/8	金	-1.5
関西	53,602	1/8	金	0.2
中国	23,932	1/8	金	-1.6
四国	10,717	1/8	金	-0.5
九州	34,099	1/8	金	-0.5
沖縄	2,394	1/9	土	11.6
全国	329,833	1/8	金	-

<sup>7</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

<sup>8</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

## 9. 広域機関による指示・要請・調整の実績

### 指示・要請

本機関は、電気事業法(昭和39年法律第170号)第28条の44第1項の規定に基づき、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、会員(電気事業者)に対し、需給状況を改善するための指示を行うことができる。また、本機関は、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、業務規程第111条第2項の規定に基づき、会員以外の電気供給事業者に対し、需給状況を改善するための要請を行うことができる。

2020年度、本機関は、2020年度冬季の需給ひっ迫対応などのため、業務規程第111条第1項の規定に基づき、表1-16のとおり、一般送配電事業者に対する電力融通の指示を226回実施したが、本機関設立来過年度(2015年度～2019年度)の延べ回数をはるかに超える実績を記録することとなった。また、2020年度冬季において、燃料在庫の減少による火力発電の出力抑制が発生し、全国的な供給力不足となったため、同項及び第2項の規定に基づき、表1-17の一般送配電事業者に対する指示の他、本機関は設立来初めて、発電事業者、小売電気事業者及び電気供給事業者に対する追加供給力対策の指示・要請を3回実施した。(指示・要請の内容については巻末の<参考>広域機関による指示・要請の実績の詳細を参照のこと。)<sup>9</sup> 具体的には、以下のとおり。

#### (1) 電力需給状況改善のための指示(2020年4月～11月及び2021年2月)

想定以上の需要増加や太陽光出力減少、地震による発電機停止等に伴い当該エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電力需給の状況が悪化するおそれがあったため、一般送配電事業者に対し電力を受電する指示を行った。

##### ① 東北電力ネットワーク

8月28日:最大40万kW(高気温による想定以上の需要増加) 指示回数1回

##### ② 九州電力送配電

9月24日:最大160万kW(想定以上の太陽光出力の減少) 指示回数3回

##### ③ 四国電力送配電

11月25日:最大40万kW(想定以上の太陽光出力の減少) 指示回数1回

##### ④ 東北電力ネットワーク

2月14日:最大344万kW(地震による複数の発電機停止による供給力不足) 指示回数3回

#### (2) 2020年度冬季の電力需給状況改善のための指示等(2020年12月～2021年1月)

寒冷な気候条件が続いたこと等により、例年よりも高めに推移した今冬の需要に対し、主にLNG火力を焼き増し対応したこと等により、LNG在庫が枯渇するリスクが生じたことから、火力発電の出力抑制が発生し、全国的な供給力不足となった。さらに、低気温による需要の増加に伴い、エリアによっては需給を一致させるためにインバランスを補う一般送配電事業者の調整力が不足したことから、広域的な需給運用を行う必要があった。具体的には、電力需給状況の改善のための一般送配電事業者に対する電力融通の指示、発電事業者や小売電気事業者に対する追加供給力対策の指示等を行った。

##### ① 一般送配電事業者に対する指示

今回、不足していたエリアが複数に及んだこと、1日の中で供給力不足が長時間に及んだこと、他エリアの

<sup>9</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/index.html>

余剰供給力も十分でなかったことから、1日の中でも受電エリアと送電エリアを時間帯で入れ替えるなど、きめ細かな融通対応を行った。(表 1-17 のとおり、12 月 15 日から 1 月 16 日までの間で 218 回の指示)

② 発電事業者及び小売電気事業者に対する指示並びに電気供給事業者に対する要請

火力発電の出力抑制が発生し、全国的な供給力不足となったことから、非調整電源を保有する発電事業者及び小売電気事業者に対し、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項第 5 号及び業務規程第 111 条第 1 項第 5 号の規定に基づき、焚き増し指示を行うとともに、非調整電源を保有する会員以外の電気供給事業者に対し、業務規程第 111 条第 2 項の規定に基づき、焚き増し要請を行った。

- ・指示期間 1 月 6 日(水)準備出来次第～1 月 26 日(火)24 時  
(※上記期間において 2 回の延長指示を含め 3 回実施)
- ・1 回目 85 会員、2 回目 101 会員、3 回目 103 会員に対し指示を行った。
- ・1 回目 6 者、2 回目 69 者、3 回目 71 者に対し要請を行った。

表 1-16 広域機関による一般送配電事業者に対する指示の年間実績

[回]

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
全国	2	10	25	6	226

表 1-17 広域機関による一般送配電事業者に対する指示実績(12 月 15 日～1 月 16 日、エリア別)

[回]

東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全体
1	9	1	22	94	42	25	24	218

## 調整

2020 年度、本機関は、業務規程第 132 条の規定に基づき、九州電力送配電及び四国電力送配電より下げ調整力<sup>10</sup> 不足時の対応として長周期広域周波数調整<sup>11</sup> の要請を受け、対象連系線の未利用領域(空容量)を活用して、再生可能エネルギー発電設備の発生電力を他エリアへ送電するよう、長周期広域周波数調整を計 57 回実施した。

<sup>10</sup> 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げる事ができる余地をいう。再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

<sup>11</sup> 供給区域の下げ調整力が不足し又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整のこと。

## 10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績

再生可能エネルギー以外の電源を抑制してもなお電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合には、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則(平成 24 年経済産業省令第 46 号)に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制の指令が行われることがある。

2020 年度の再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく最大抑制量及び抑制実績について、九州本土の実績を表 1-18 に、九州離島の実績を表 1-19 に示す。<sup>12</sup> 表 1-18 の最大抑制量とは前日に行われた出力抑制指令に基づく抑制量(オフライン制御で確保する制御量+オンライン制御で当日対応する制御量)であり、当日の抑制実績をカッコ書きで示した。また、表中の「-」は出力抑制の指令が無かったことを示す。表 1-19 の九州離島については抑制必要量を示す。抑制必要量は、供給力から需要を差し引いた値であり、オフライン制御で確保される。

なお、出力抑制の理由は、下げ調整力不足の発生が想定されたためであった。また、抑制時間は九州本土が一部の指令を除き 8 時から 16 時まで、九州離島は 9 時から 16 時までであった。

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績は九州電力送配電管内のみであった。九州本土では、自然変動電源(太陽光・風力)の接続量が増加する中、出力抑制指令の実績は前年度 93 日に対し 77 日に減少した。なお、そのうち、当日、出力抑制に至らなかった日は 17 日であった。

本機関は、九州電力送配電が実施した再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、業務規程第 180 条の規定に基づき、実施された出力抑制指令が適切であったかどうかの検証を実施し、結果は全て適切であったと判断した。

---

<sup>12</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

表 1-18 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく最大抑制量及び抑制実績(九州本土; 万 kW)<sup>13</sup>

抑制年月日(曜日)	最大抑制量(抑制実績)	抑制年月日(曜日)	最大抑制量(抑制実績)
2020.4.2(木)	133.7(92.0)	2020.6.7(日)	26.1(42.2)
2020.4.3(金)	126.0(38.0)	2020.6.20(土)	41.5(-)
2020.4.4(土)	192.7(196.7)	2020.6.22(月)	28.9(41.4)
2020.4.5(日)	185.8(186.5)	2020.7.19(日)	62.4(-)
2020.4.6(月)	129.2(104.7)	2020.9.27(日)	110.9(23.4)
2020.4.7(火)	138.3(97.9)	2020.10.18(日)	58.3(-)
2020.4.8(水)	119.2(96.5)	2020.10.24(土)	68.2(-)
2020.4.9(木)	96.0(56.2)	2020.10.25(日)	85.7(35.4)
2020.4.10(金)	151.0(54.1)	2020.10.31(土)	55.0(-)
2020.4.11(土)	100.5(106.1)	2021.1.3(日)	36.8(9.5)
2020.4.14(火)	154.6(142.9)	2021.1.31(日)	24.1(-)
2020.4.15(水)	35.9(45.8)	2021.2.7(日)	151.4(88.8)
2020.4.16(木)	195.9(144.7)	2021.2.10(水)	53.6(-)
2020.4.18(土)	227.9(186.8)	2021.2.16(火)	65.2(-)
2020.4.20(月)	148.7(55.9)	2021.2.20(土)	122.0(76.2)
2020.4.22(水)	190.3(186.4)	2021.2.21(日)	195.2(192.7)
2020.4.24(金)	80.3(111.3)	2021.2.23(火)	126.4(88.9)
2020.4.25(土)	245.2(230.1)	2021.2.24(水)	100.8(75.0)
2020.4.26(日)	56.6(-)	2021.3.3(水)	94.3(-)
2020.4.27(月)	152.5(109.9)	2021.3.10(水)	85.5(50.8)
2020.4.28(火)	140.3(93.5)	2021.3.11(木)	25.3(-)
2020.4.29(水)	209.3(179.2)	2021.3.13(土)	97.7(-)
2020.4.30(木)	135.7(137.4)	2021.3.14(日)	189.0(75.2)
2020.5.1(金)	84.2(78.7)	2021.3.15(月)	57.5(21.6)
2020.5.2(土)	156.3(87.5)	2021.3.17(水)	54.4(51.1)
2020.5.4(月)	236.2(65.5)	2021.3.18(木)	120.5(-)
2020.5.5(火)	252.2(148.7)	2021.3.22(月)	166.4(24.5)
2020.5.6(水)	258.1(140.5)	2021.3.23(火)	167.1(197.8)
2020.5.7(木)	170.5(171.1)	2021.3.24(水)	140.1(74.9)
2020.5.8(金)	189.0(136.7)	2021.3.25(木)	216.3(214.6)
2020.5.10(日)	138.7(-)	2021.3.26(金)	272.3(266.0)
2020.5.11(月)	151.7(175.3)	2021.3.27(土)	385.7(297.5)
2020.5.12(火)	213.8(18.3)	2021.3.28(日)	187.9(-)
2020.5.13(水)	183.3(163.1)	2021.3.29(月)	227.4(193.7)
2020.5.14(木)	164.8(116.6)	2021.3.31(水)	212.9(200.1)
2020.5.17(日)	243.1(193.1)		
2020.5.19(火)	184.8(139.5)		
2020.5.20(水)	109.0(67.0)		
2020.5.21(木)	172.0(70.2)		
2020.5.22(金)	123.3(-)		
2020.5.23(土)	111.5(-)		
2020.5.24(日)	203.5(125.3)		

<sup>13</sup> 抑制指令の時間帯は、一部(4月11日:11時~15時、4月15日:12時~14時30分)を除き、全日8時~16時。  
 青字:当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日



表 1-19 再生可能エネルギー発電設備の抑制必要量の実績(九州離島;kW)

抑制年月日(曜日)	種子島	杵岐	徳之島	対馬	抑制年月日(曜日)	種子島	杵岐	徳之島	対馬
2020.4.4(土)	590	1,420			2020.10.1(木)	1,100			
2020.4.5(日)	4,450	730			2020.10.4(日)	500			
2020.4.6(月)		130			2020.10.6(火)	1,340			
2020.4.7(火)		700			2020.10.10(土)	500			
2020.4.8(水)		510	510		2020.10.13(火)		810		
2020.4.9(木)		700			2020.10.14(水)		1,450		
2020.4.10(金)			380		2020.10.15(木)		310		
2020.4.13(月)	4,990				2020.10.20(火)		1,060		
2020.4.14(火)	4,870	1,320			2020.10.23(金)	300	1,460		
2020.4.16(木)	4,560	950	300		2020.10.24(土)		1,470		
2020.4.17(金)			450		2020.10.25(日)	1,520	400		
2020.4.18(土)	3,640	2,810		890	2020.10.26(月)	1,070			
2020.4.20(月)	3,470	1,350			2020.10.27(火)	510			
2020.4.21(火)		2,350			2020.10.31(土)	380	720		
2020.4.22(水)	1,100	2,280			2020.11.3(火)	1,370	370		
2020.4.23(木)	1,550				2020.11.4(水)	580			
2020.4.24(金)	4,550	2,060			2020.11.8(日)		630		
2020.4.25(土)	3,300	2,950	210		2020.11.9(月)	710	450		
2020.4.26(日)	1,160	2,270			2020.11.13(金)		300		
2020.4.27(月)	2,150	820			2020.11.14(土)		1,430		
2020.4.28(火)	4,120	1,320			2020.11.21(土)		360		
2020.4.29(水)	4,980	2,810	1,680		2020.12.23(水)	660			
2020.4.30(木)	3,760	1,270	110		2021.1.3(日)	570			
2020.5.1(金)	1,700	290			2021.1.30(土)	160			
2020.5.2(土)	170				2021.1.31(日)	1,680			
2020.5.4(月)	2,280	130			2021.2.5(金)	340			
2020.5.5(火)	3,520				2021.2.7(日)	2,860	630		
2020.5.6(水)	1,040	2,240			2021.2.8(月)	1,520			
2020.5.7(木)	4,080	2,220			2021.2.9(火)	1,370			
2020.5.8(金)	1,530	540			2021.2.15(月)	1,030			
2020.5.11(月)	2,330	1,710			2021.2.20(土)	3,530	1,730	190	
2020.5.12(火)	520	1,550			2021.2.21(日)	3,320	1,550	560	
2020.5.13(水)	3,900	1,790			2021.2.22(月)	1,020	140		
2020.5.14(木)	3,370				2021.2.23(火)	3,320			
2020.5.19(火)	2,610	2,680			2021.2.24(水)	2,680			
2020.5.20(水)	2,710	1,570			2021.2.28(日)		270		
2020.5.21(木)		1,490			2021.3.5(金)	1,710			
2020.5.22(金)		1,360			2021.3.8(月)		300		
2020.5.23(土)		1,100			2021.3.10(水)	1,730	840		
2020.5.24(日)	1,040	470			2021.3.11(木)	710			
2020.5.25(月)	1,460				2021.3.13(土)	3,800			
2020.5.27(水)		870			2021.3.14(日)	4,240	830		
2020.5.28(木)	3,970	1,740			2021.3.15(月)	3,470		150	
2020.5.29(金)	2,550				2021.3.16(火)	1,640			
2020.6.2(火)	1,180	1,240			2021.3.17(水)		840		
2020.6.7(日)		1,400			2021.3.18(木)		1,660		
2020.6.21(日)		910			2021.3.22(月)	970	210		
2020.6.22(月)		260			2021.3.23(火)	4,140	850		
2020.6.23(火)	200				2021.3.25(木)		850		
2020.9.20(日)		1,100			2021.3.26(金)	4,260	1,000	780	
2020.9.21(月)	1,550	650			2021.3.27(土)	3,220			
2020.9.22(火)		1,210			2021.3.28(日)		1,180		
2020.9.27(日)	990	660			2021.3.29(月)	4,700	1,480		
					2021.3.31(水)		2,370		
抑制指令の時間帯	9時～16時				抑制指令の時間帯	9時～16時			

## まとめ

### 電力需給

電力需給の実績に関しては、最大需要電力、需要電力量、負荷率、最大需要電力発生時の電力需給状況、最小需要電力の発生状況、日最大需要電力の発生状況といった項目に分けて取りまとめた。あわせて、電気事業法第28条の44第1項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための指示、業務規程第111条第2項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための要請や、一般送配電事業者が電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則に基づき実施した再生可能エネルギーの出力抑制指令の実施状況も取りまとめた。

なお、取りまとめに当たっては、2020年度冬季の需給ひっ迫における、本機関による指示・要請・調整などの対応について、重点的に記載した。

## <参考>広域機関による指示・要請の実績の詳細

2020年度冬季の電力需給状況改善のための指示等（2020年12月～2021年1月）を含む、2020年度の広域機関による指示・要請について、下記にその詳細を示す。

### 広域機関による電力需給状況改善のための指示の実施

1	日時	2020年8月28日 15時13分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに8月28日16時～17時30分の間、最大40万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから8月28日16時～17時30分の間、最大40万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
2	日時	2020年9月24日 9時24分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、九州電力送配電に9月24日10時～12時の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に9月24日10時～12時の間、40万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワークから9月24日10時～12時の間、70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少及び需要増加が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
3	日時	2020年9月24日 10時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力送配電は、九州電力送配電に9月24日11時～12時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電から9月24日11時～12時の間、最大50万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少及び需要増加が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
4	日時	2020年9月24日 11時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、九州電力送配電に9月24日13時～16時の間、最大80万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、九州電力送配電に9月24日12時～15時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に9月24日12時～17時の間、最大70万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電、中国電力ネットワークから9月24日12時～17時の間、最大160万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少及び需要増加が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
5	日時	2020年11月25日 9時22分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中国電力ネットワークは、四国電力送配電に10時～11時30分の間、最大40万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、中国電力ネットワークから10時～11時30分の間、最大40万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少及び需要増加が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
6	日時	2020年12月15日 9時6分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に9時30分～12時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に9時30分～12時の間、50万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に9時30分～12時の間、40万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に9時30分～12時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から9時30分～12時の間、100万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

7	日時	2020年12月15日 11時41分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に15時～16時の間、最大35万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に13時30分～14時の間、0.9万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に12時～16時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に12時～16時の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に12時～15時30分の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に12時～16時の間、最大80万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から12時～16時の間、最大130万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
8	日時	2020年12月15日 15時40分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に16時～19時30の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に19時30分～20時の間、0.2万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に16時～20時30分の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に16時～20時30分の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に16時～20時30分の間、最大19万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に16時～20時30分の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から16時～20時30分の間、最大100万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
9	日時	2020年12月15日 19時37分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に20時30分～24時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に20時30分～21時30分の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に20時30分～24時の間、最大40万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に20時30分～23時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から20時30分～24時の間、最大90万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
10	日時	2020年12月15日 22時23分(12月16日対象分)
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に0時～8時の間、最大149万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に0時～3時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に0時～0時30分の間、最大4万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に3時～8時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から0時～8時の間、最大150万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	一部の発電所の供給力が低下したことから、広域的な融通の実施により、本日の供給力を確保する必要があったため
11	日時	2020年12月16日 7時00分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に8時～11時の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に8時～12時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に11時～12時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に10時～12時の間、最大15万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に8時～11時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から8時～12時の間、最大87万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	一部の発電所の供給力が低下したことから、広域的な融通の実施により、本日の供給力を確保する必要があったため

12	日時	2020年12月16日 16時2分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッドに16時30分～18時の間、最大43万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、中部電力パワーグリッドに16時30分～18時30分の間、最大15万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、中部電力パワーグリッドに17時～18時30分の間、最大6万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワークから16時30分～18時30分の間、最大60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	供給区域の送電線事故に伴い、発電が停止していることから、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
13	日時	2020年12月27日 11時41分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に16時30分～17時30分の間、最大3万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に12時～24時の間、最大150万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に12時～24時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に12時～24時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に12時～23時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から12時～24時の間、最大200万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。また、今後も調整力電源の供給力が継続的に維持できるまで、追加的な融通を実施する。
14	日時	2020年12月27日 20時11分(12月28日対象分)
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に8時～12時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に0時～14時の間、最大175万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に0時～14時の間、25万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に10時～14時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、関西電力送配電に12時～14時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、関西電力送配電に0時30分～11時30分の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から0時～14時の間、最大200万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
15	日時	2021年1月3日 1時36分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに2時～8時の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに7時30分～10時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに9時～10時の間、3万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに7時30分～9時30分の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から2時～10時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
16	日時	2021年1月3日 11時5分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに11時30分～22時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに11時30分～16時30分の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに11時30分～22時の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに11時30分～21時30分の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに11時30分～12時30分の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに11時30分～12時30分の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに16時30分～21時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から11時30分～22時の間、最大90万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

17	日時	2021年1月3日 21時8分(1月4日対象分)
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに0時～14時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに0時～1時30分の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに0時～14時の間、最大90万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに7時～10時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時～14時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
18	日時	2021年1月4日 13時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに18時～24時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに14時～24時の間、最大60万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに21時30分～24時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに14時30分～22時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに15時30分～16時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに15時30分～21時30分の間、最大25万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から14時～24時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
19	日時	2021年1月5日 20時39分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に22時～23時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、関西電力送配電に22時30分～24時の間、最大15万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電に21時30分～24時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、北陸電力送配電から21時30分～24時の間、最大35万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
20	日時	2021年1月5日 23時13分(1月6日対象分)
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは関西電力送配電に3時～5時30分の間、最大35万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に0時～6時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は関西電力送配電に0時～4時30分の間、14万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は関西電力送配電に0時～2時30分の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から0時～6時の間、最大69万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
21	日時	2021年1月6日 4時17分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に6時～8時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は北陸電力送配電から6時～8時の間、5万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
22	日時	2021年1月6日 7時12分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・九州電力送配電は東北電力ネットワークに8時～9時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは九州電力送配電から8時～9時の間、10万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	東北エリアの低気温による需要の増加等により広域的な融通をしなければ電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

23	日時	2021年1月6日 10時21分
	指示内容	・中国電力ネットワークは関西電力送配電に11時～16時の間、3万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に11時～13時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中国電力ネットワーク、九州電力送配電から11時～16時の間、最大13万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
24	日時	2021年1月6日 15時43分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に16時30分～20時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は関西電力送配電に17時～20時の間、11万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に16時～20時の間、最大10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から16時～20時の間、最大31万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
25	日時	2021年1月6日 18時50分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に20時～22時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北海道電力ネットワークから20時～22時の間、最大14万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
26	日時	2021年1月6日 22時29分(1月7日対象分)
	指示内容	・東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに3時～4時の間、10万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは東京電力パワーグリッドに0時～6時の間、21万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから0時～6時の間、最大31万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
27	日時	2021年1月7日 4時38分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは東京電力パワーグリッドに6時～11時の間、最大10万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは中部電力パワーグリッドから6時～11時の間、最大10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
28	日時	2021年1月7日 10時18分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に11時～14時の間、最大18万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから11時～14時の間、最大18万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
29	日時	2021年1月7日 11時22分
	指示内容	・九州電力送配電は関西電力送配電に12時～13時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は九州電力送配電から12時～13時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
30	日時	2021年1月7日 11時58分
	指示内容	・九州電力送配電は関西電力送配電に13時～14時30分の間、最大10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は九州電力送配電から13時～14時30分の間、最大10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
31	日時	2021年1月7日 13時46分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に14時～15時の間、18万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから14時～15時の間、18万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

32	日時	2021年1月7日 14時28分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に15時～16時の間、21万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから15時～16時の間、21万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
33	日時	2021年1月7日 15時37分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは北陸電力送配電に16時～17時の間、5万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に16時～17時の間、25万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから16時～17時の間、30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
34	日時	2021年1月7日 16時26分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに17時～18時の間、19万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワークから17時～18時の間、19万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
35	日時	2021年1月7日 16時35分
	指示内容	・関西電力送配電は北陸電力送配電に17時～18時の間、35万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電から17時～18時の間、35万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
36	日時	2021年1月7日 16時39分
	指示内容	・関西電力送配電は四国電力送配電に17時～18時の間、5万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は関西電力送配電から17時～18時の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
37	日時	2021年1月7日 17時39分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に18時～19時の間、25万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから18時～19時の間、25万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
38	日時	2021年1月7日 17時39分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに18時～19時の間、19万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに18時～19時の間、40万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから18時～19時の間、59万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
39	日時	2021年1月7日 17時39分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に18時～19時の間、10万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中部電力パワーグリッドから18時～19時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
40	日時	2021年1月7日 18時38分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは北陸電力送配電に19時～20時の間、最大19万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は北海道電力ネットワークから19時～20時の間、最大19万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。



41	日時	2021年1月7日 18時38分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに19時～20時の間、60万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに19時～20時の間、70万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから19時～20時の間、130万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
42	日時	2021年1月7日 19時41分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは北陸電力送配電に20時～21時の間、5万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は北海道電力ネットワークから20時～21時の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
43	日時	2021年1月7日 19時41分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに20時～21時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに20時～21時の間、70万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから20時～21時の間、最大84万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
44	日時	2021年1月7日 20時32分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに21時～24時の間、最大19万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに21時～24時の間、100万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから21時～24時の間、最大119万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
45	日時	2021年1月7日 22時25分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに23時～24時の間、14万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワークから23時～24時の間、14万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
46	日時	2021年1月7日 23時35分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに0時～4時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに3時～4時の間、最大25万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに0時～4時の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに0時～4時の間、3万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時～4時の間、最大55万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
47	日時	2021年1月8日 0時36分
	指示内容	・東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに1時～2時の間、最大68万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークから1時～2時の間、最大68万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
48	日時	2021年1月8日 1時15分
	指示内容	・東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに2時～4時の間、最大126万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークから2時～4時の間、最大126万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

49	日時	2021年1月8日 3時16分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに4時～5時30分の間、14万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに4時～5時30分の間、40万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから4時～5時30分の間、54万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
50	日時	2021年1月8日 3時25分
	指示内容	・東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに4時～5時30分の間、最大157万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークから4時～5時30分の間、最大157万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
51	日時	2021年1月8日 4時34分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに5時～6時30分の間、50万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから5時～6時30分の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
52	日時	2021年1月8日 5時4分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに5時30分～8時の間、14万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに5時30分～8時の間、最大59万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから5時30分～8時の間、最大73万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
53	日時	2021年1月8日 6時40分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に8時～10時の間、120万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから8時～10時の間、120万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
54	日時	2021年1月8日 8時17分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに9時～11時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワークから9時～11時の間、最大14万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
55	日時	2021年1月8日 9時39分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に10時～11時の間、70万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから10時～11時の間、70万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
56	日時	2021年1月8日 9時39分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに10時～11時の間、100万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから10時～11時の間、100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
57	日時	2021年1月8日 9時44分
	指示内容	・四国電力送配電は中国電力ネットワークに10時～11時の間、5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは四国電力送配電から10時～11時の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

58	日時	2021年1月8日 10時40分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に11時～12時の間、15万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから11時～12時の間、15万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
59	日時	2021年1月8日 10時40分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に11時～12時の間、5万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に11時～12時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから11時～12時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
60	日時	2021年1月8日 10時40分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに11時～12時の間、170万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中国電力ネットワークに11時～12時の間、5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から11時～12時の間、175万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
61	日時	2021年1月8日 11時43分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に12時～13時の間、15万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから12時～13時の間、15万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
62	日時	2021年1月8日 11時43分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に12時～13時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから12時～13時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
63	日時	2021年1月8日 11時43分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに12時～13時の間、最大165万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中国電力ネットワークに12時～13時の間、5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から12時～13時の間、最大170万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
64	日時	2021年1月8日 12時32分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に13時～14時の間、15万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから13時～14時の間、15万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
65	日時	2021年1月8日 12時32分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に13時～14時の間、20万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから13時～14時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

66	日時	2021年1月8日 12時32分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに13時～14時の間、5万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに13時～14時の間、135万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中国電力ネットワークに13時～14時の間、5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から13時～14時の間、145万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
67	日時	2021年1月8日 13時37分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に14時～15時の間、25万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから14時～15時の間、25万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
68	日時	2021年1月8日 13時37分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に14時～15時の間、5万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に14時～15時の間、25万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから14時～15時の間、30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
69	日時	2021年1月8日 13時37分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに14時～15時の間、50万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中国電力ネットワークに14時～15時の間、5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から14時～15時の間、55万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
70	日時	2021年1月8日 14時2分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に14時30分～15時の間、70万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから14時30分～15時の間、70万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
71	日時	2021年1月8日 14時41分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に15時～16時の間、10万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に15時～16時の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから15時～16時の間、30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
72	日時	2021年1月8日 14時41分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に15時～16時の間、150万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから15時～16時の間、150万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
73	日時	2021年1月8日 14時41分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに15時～16時の間、最大56万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中国電力ネットワークに15時～16時の間、5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、四国電力送配電から15時～16時の間、最大61万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

74	日時	2021年1月8日 14時41分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に15時30分～16時の間、20万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから15時30分～16時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
75	日時	2021年1月8日 15時36分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に16時～17時の間、25万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから16時～17時の間、25万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
76	日時	2021年1月8日 15時36分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に16時～17時の間、最大15万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に16時～17時の間、最大45万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから16時～17時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
77	日時	2021年1月8日 15時36分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに16時～17時の間、最大30万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから16時～17時の間、最大30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
78	日時	2021年1月8日 15時36分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは九州電力送配電に16時～17時の間、5万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に16時～17時の間、最大45万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから16時～17時の間、最大50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
79	日時	2021年1月8日 16時39分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に17時～18時の間、10万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから17時～18時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
80	日時	2021年1月8日 16時39分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に17時～18時の間、最大45万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に17時～18時の間、最大30万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから17時～18時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
81	日時	2021年1月8日 16時39分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに17時～18時の間、40万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから17時～18時の間、40万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

82	日時	2021年1月8日 16時39分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは九州電力送配電に17時～18時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に17時～18時の間、最大35万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから17時～18時の間、最大44万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
83	日時	2021年1月8日 17時41分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に18時～19時の間、最大32万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に18時～19時の間、最大17万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから18時～19時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
84	日時	2021年1月8日 17時41分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに18時～19時の間、40万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから18時～19時の間、40万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
85	日時	2021年1月8日 17時41分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは九州電力送配電に18時～19時の間、最大17万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に18時～19時の間、50万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから18時～19時の間、最大67万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
86	日時	2021年1月8日 18時31分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に19時～20時の間、20万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから19時～20時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
87	日時	2021年1月8日 18時31分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに19時～20時の間、最大90万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに19時～20時の間、10万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから19時～20時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
88	日時	2021年1月8日 18時31分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは九州電力送配電に19時～20時の間、最大19万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは九州電力送配電に19時～20時の間、最大22万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に19時～20時の間、最大19万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから19時～20時の間、最大50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
89	日時	2021年1月8日 19時26分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に20時～21時の間、50万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから20時～21時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

90	日時	2021年1月8日 19時26分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに20時～21時の間、最大24万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに20時～21時の間、最大63万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから20時～21時の間、最大67万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
91	日時	2021年1月8日 19時26分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは九州電力送配電に20時～21時の間、最大19万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは九州電力送配電に20時～21時の間、0.2万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから20時～21時の間、最大20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
92	日時	2021年1月8日 20時39分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に21時～22時の間、最大66万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから21時～22時の間、最大66万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
93	日時	2021年1月8日 20時39分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに21時～22時の間、最大19万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに21時～22時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに21時～22時の間、最大99万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに21時～22時の間、最大36万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに21時～22時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から21時～22時の間、最大180万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
94	日時	2021年1月8日 21時41分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに22時～23時の間、最大12万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに22時～23時の間、最大75万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに22時～23時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から22時～23時の間、最大92万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
95	日時	2021年1月8日 22時22分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに23時～24時の間、19万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに23時～24時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに23時～24時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から23時～24時の間、50万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
96	日時	2021年1月8日 23時21分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに0時～1時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは北陸電力送配電から0時～1時の間、10万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

97	日時	2021年1月9日 0時29分
	指示内容	・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに1時～1時30分の間、15万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは北陸電力送配電から1時～1時30分の間、15万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
98	日時	2021年1月9日 0時52分
	指示内容	・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに1時30分～2時30分の間、最大50万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに1時30分～3時の間、最大100万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから1時30分～3時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
99	日時	2021年1月9日 2時29分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに3時～4時の間、最大150万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから3時～4時の間、最大150万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
100	日時	2021年1月9日 3時31分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに4時～5時の間、最大100万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに4時～5時の間、50万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから4時～5時の間、最大150万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
101	日時	2021年1月9日 4時20分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に5時～6時の間、最大63万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから5時～6時の間、最大63万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
102	日時	2021年1月9日 4時20分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに5時～6時の間、50万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから5時～6時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
103	日時	2021年1月9日 4時20分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に5時～6時の間、50万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は中部電力パワーグリッドから5時～6時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
104	日時	2021年1月9日 5時8分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に10時30分～11時の間、12万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に6時～9時の間、最大66万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～11時の間、最大50万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから6時～11時の間、最大66万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。



105	日時	2021年1月9日 5時8分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに9時～11時の間、最大32万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに6時～10時の間、最大45万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに9時～10時30分の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから6時～11時の間、最大50万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
106	日時	2021年1月9日 5時8分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは九州電力送配電に6時～11時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に6時～9時の間、最大37万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから6時～11時の間、最大61万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
107	日時	2021年1月9日 6時25分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に7時～9時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は関西電力送配電に8時～9時の間、最大6万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は北陸電力送配電、四国電力送配電から7時～9時の間、最大26万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
108	日時	2021年1月9日 8時13分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に9時～10時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は北陸電力送配電から9時～10時の間、10万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
109	日時	2021年1月9日 9時20分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に10時～11時の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は北陸電力送配電から10時～11時の間、5万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
110	日時	2021年1月9日 11時5分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは関西電力送配電に14時～15時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に11時30分～15時の間、50万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから11時30分～15時の間、最大70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
111	日時	2021年1月9日 11時5分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは九州電力送配電に11時30分～15時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に13時～13時30分の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に11時30分～14時の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから11時30分～15時の間、最大38万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
112	日時	2021年1月9日 11時11分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・四国電力送配電は関西電力送配電に11時30分～15時の間、最大7万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は四国電力送配電から11時30分～15時の間、最大7万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

113	日時	2021年1月9日 13時41分
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に15時～17時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電から15時～17時の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
114	日時	2021年1月9日 14時19分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に15時～17時の間、最大77万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に15時～16時の間、50万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから15時～17時の間、最大90万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
115	日時	2021年1月9日 14時19分
	指示内容	・東北電力ネットワークは九州電力送配電に15時～17時の間、最大50万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に15時～17時の間、最大65万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから15時～17時の間、最大90万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
116	日時	2021年1月9日 16時8分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に17時～19時の間、最大52万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから17時～19時の間、最大52万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
117	日時	2021年1月9日 16時8分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に17時～19時の間、最大57万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから17時～19時の間、最大57万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
118	日時	2021年1月9日 18時39分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に19時～21時の間、最大57万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから19時～21時の間、最大57万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
119	日時	2021年1月9日 18時39分
	指示内容	・東北電力ネットワークは九州電力送配電に20時～21時の間、最大33万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に19時～21時の間、最大57万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから19時～21時の間、最大57万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
120	日時	2021年1月9日 20時42分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に21時～24時の間、最大45万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に21時～24時の間、最大35万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に21時～24時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から21時～24時の間、最大85万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

121	日時	2021年1月9日 20時42分
	指示内容	・東北電力ネットワークは九州電力送配電に21時～24時の間、最大43万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東北電力ネットワークから21時～24時の間、最大43万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
122	日時	2021年1月9日 23時25分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～6時の間、最大60万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に0時～6時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時～6時の間、最大70万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
123	日時	2021年1月9日 23時25分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に3時～6時の間、最大25万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから3時～6時の間、最大25万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
124	日時	2021年1月10日 3時15分
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に5時～6時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電から5時～6時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
125	日時	2021年1月10日 5時38分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に6時～9時の間、最大41万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に7時～9時の間、55万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に6時～9時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から6時～9時の間、最大97万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
126	日時	2021年1月10日 5時38分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に6時～9時の間、最大44万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから6時～9時の間、最大44万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
127	日時	2021年1月10日 6時23分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に8時～9時の間、最大37万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に8時～9時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から8時～9時の間、最大42万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
128	日時	2021年1月10日 6時23分
	指示内容	・北陸電力送配電は九州電力送配電に7時～8時の間、5万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北陸電力送配電から7時～8時の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

129	日時	2021年1月10日 7時43分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～9時30分の間、18万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～10時の間、最大55万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に9時～9時30分の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から9時～10時の間、最大93万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
130	日時	2021年1月10日 7時43分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に9時～12時の間、最大69万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に9時30分～12時の間、最大55万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は九州電力送配電に9時30分～12時の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から9時～12時の間、最大144万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
131	日時	2021年1月10日 8時20分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・四国電力送配電は関西電力送配電に9時30分～10時の間、14万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は四国電力送配電から9時30分～10時の間、14万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
132	日時	2021年1月10日 9時2分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸電力送配電は九州電力送配電に11時～12時の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は北陸電力送配電から11時～12時の間、10万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
133	日時	2021年1月10日 11時
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に12時～15時の間、最大34万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に12時～15時の間、55万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は九州電力送配電に12時～15時の間、25万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から12時～15時の間、最大114万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
134	日時	2021年1月10日 12時5分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・四国電力送配電は関西電力送配電に14時30分～16時の間、最大14万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は四国電力送配電から14時30分～16時の間、最大14万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
135	日時	2021年1月10日 14時13分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に15時～16時の間、最大67万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に15時～16時の間、55万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は九州電力送配電に15時～16時の間、35万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から15時～16時の間、最大157万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

136	日時	2021年1月10日 15時10分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に16時～18時の間、最大29万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に16時～17時の間、55万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に16時～18時の間、最大35万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から16時～18時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
137	日時	2021年1月10日 15時10分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に16時～18時の間、最大109万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから16時～18時の間、最大109万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
138	日時	2021年1月10日 17時22分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に18時～21時の間、最大64万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから18時～21時の間、最大64万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
139	日時	2021年1月10日 17時22分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に18時～21時の間、最大59万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから18時～21時の間、最大59万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
140	日時	2021年1月10日 20時38分
	指示内容	・北陸電力送配電は九州電力送配電に22時～24時の間、5万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北陸電力送配電から22時～24時の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
141	日時	2021年1月10日 22時51分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に23時30分～24時の間、60万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから23時30分～24時の間、60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
142	日時	2021年1月10日 23時9分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～1時の間、60万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから0時～1時の間、60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
143	日時	2021年1月11日 0時8分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に1時～2時の間、60万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワークから1時～2時の間、60万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
144	日時	2021年1月11日 0時47分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に2時～8時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北海道電力ネットワークから2時～8時の間、最大14万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

145	日時	2021年1月11日 0時55分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に1時30分～2時の間、47万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから1時30分～2時の間、47万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
146	日時	2021年1月11日 1時26分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に2時～3時の間、45万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に2時～3時の間、最大66万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから2時～3時の間、最大111万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
147	日時	2021年1月11日 1時53分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に3時～6時の間、最大45万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に3時～4時の間、最大30万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に3時～6時の間、最大79万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから3時～6時の間、最大124万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
148	日時	2021年1月11日 4時54分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に6時～8時の間、最大72万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に8時～9時の間、最大90万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に6時～9時の間、最大117万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから6時～9時の間、最大167万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
149	日時	2021年1月11日 5時
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に5時30分～7時30分の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電から5時30分～7時30分の間、5万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
150	日時	2021年1月11日 8時1分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に9時30分～12時の間、最大28万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～12時の間、最大119万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～12時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから9時～12時の間、最大159万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
151	日時	2021年1月11日 11時38分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に12時～15時の間、最大95万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に12時～14時の間、最大79万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に12時～15時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から12時～15時の間、最大134万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

152	日時	2021年1月11日 12時51分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に13時30分～15時の間、最大25万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワークから13時30分～15時の間、最大25万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
153	日時	2021年1月11日 14時20分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に15時～18時の間、最大80万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に15時～16時の間、40万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に15時～17時の間、最大20万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから15時～18時の間、最大140万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
154	日時	2021年1月11日 16時52分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に18時～21時の間、最大25万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に20時～21時の間、55万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから18時～21時の間、最大75万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
155	日時	2021年1月11日 19時47分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に21時～24時の間、最大78万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に22時～23時の間、最大63万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に21時～24時の間、55万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから21時～24時の間、最大159万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
156	日時	2021年1月11日 23時21分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～0時30分の間、132万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～0時30分の間、50万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に0時～0時30分の間、7万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時～0時30分の間、189万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
157	日時	2021年1月11日 23時21分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に0時～0時30分の間、41万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから0時～0時30分の間、41万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
158	日時	2021年1月11日 23時54分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時30分～3時の間、最大64万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時30分～3時の間、50万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に0時30分～2時の間、7万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時30分～3時の間、最大121万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

159	日時	2021年1月11日 23時54分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に0時30分～3時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから0時30分～3時の間、最大40万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
160	日時	2021年1月12日 0時56分
	指示内容	・中国電力ネットワークは四国電力送配電に1時30分～3時の間、最大13万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中国電力ネットワークから1時30分～3時の間、最大13万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
161	日時	2021年1月12日 1時16分
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に2時～3時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電から2時～3時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
162	日時	2021年1月12日 2時4分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に3時～6時の間、最大83万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に3時～6時の間、50万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に3時～6時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から3時～6時の間、最大143万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
163	日時	2021年1月12日 2時4分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に3時～6時の間、最大19万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから3時～6時の間、最大19万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
164	日時	2021年1月12日 2時4分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに4時30分～6時の間、最大13万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから4時30分～6時の間、最大13万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
165	日時	2021年1月12日 4時16分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に6時～8時の間、最大43万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワークから6時～8時の間、最大43万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
166	日時	2021年1月12日 4時16分
	指示内容	・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに6時～8時の間、50万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東北電力ネットワークから6時～8時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
167	日時	2021年1月12日 4時16分
	指示内容	・東北電力ネットワークは四国電力送配電に6時～8時の間、最大54万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東北電力ネットワークから6時～8時の間、最大54万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。



168	日時	2021年1月12日 8時52分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時30分～11時の間、30万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから9時30分～11時の間、30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
169	日時	2021年1月12日 9時51分
	指示内容	・東北電力ネットワークは四国電力送配電に10時30分～12時の間、最大13万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東北電力ネットワークから10時30分～12時の間、最大13万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
170	日時	2021年1月12日 11時20分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に12時～14時の間、15万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は四国電力送配電に12時～14時の間、30万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から12時～14時の間、45万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
171	日時	2021年1月12日 11時33分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に12時～13時30分の間、最大11万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワークから12時～13時30分の間、最大11万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
172	日時	2021年1月12日 13時10分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に14時～16時の間、50万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから14時～16時の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
173	日時	2021年1月12日 13時22分
	指示内容	・東北電力ネットワークは四国電力送配電に14時～16時の間、最大16万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東北電力ネットワークから14時～16時の間、最大16万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
174	日時	2021年1月12日 14時5分分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に14時30分～16時の間、最大38万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワークから14時30分～16時の間、最大38万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
175	日時	2021年1月12日 15時19分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に16時～20時の間、最大14万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは関西電力送配電に16時～16時30分の間、40万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから16時～20時の間、最大45万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
176	日時	2021年1月12日 15時19分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは四国電力送配電に20時～24時の間、14万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は北海道電力ネットワークから20時～24時の間、14万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

177	日時	2021年1月12日 16時16分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは関西電力送配電に17時～19時の間、最大3万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に17時～19時の間、50万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に17時～19時の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから17時～19時の間、最大83万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
178	日時	2021年1月12日 18時23分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに20時～22時の間、最大41万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに19時～22時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから19時～22時の間、最大71万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
179	日時	2021年1月12日 18時23分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは四国電力送配電に19時～22時の間、最大13万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に19時～20時の間、最大8万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから19時～22時の間、最大19万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
180	日時	2021年1月12日 21時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに22時～24時の間、最大101万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに22時～24時の間、最大83万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに22時～24時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに23時～24時の間、11万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から22時～24時の間、最大188万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
181	日時	2021年1月12日 21時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは四国電力送配電に22時～24時の間、最大40万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は東北電力ネットワークから22時～24時の間、最大40万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
182	日時	2021年1月12日 23時34分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～6時の間、最大80万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～6時の間、最大50万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は関西電力送配電に0時～1時30分の間、5万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時～6時の間、最大135万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
183	日時	2021年1月12日 23時34分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに0時～6時の間、最大100万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから0時～6時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

184	日時	2021年1月12日 23時34分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは四国電力送配電に0時～6時の間、最大70万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に0時30分～6時の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから0時～6時の間、70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
185	日時	2021年1月13日 5時11分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に6時～9時の間、最大41万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから6時～9時の間、最大41万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
186	日時	2021年1月13日 5時11分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに6時～8時の間、最大47万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに6時～9時の間、最大124万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに6時～9時の間、最大55万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから6時～9時の間、最大150万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
187	日時	2021年1月13日 5時11分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは四国電力送配電に6時～8時の間、最大70万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に8時～9時の間、最大15万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから6時～9時の間、最大70万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
188	日時	2021年1月13日 5時44分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に8時～9時の間、15万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから8時～9時の間、15万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
189	日時	2021年1月13日 8時1分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に10時～12時の間、最大81万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～12時の間、最大80万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから9時～12時の間、最大121万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
190	日時	2021年1月13日 8時1分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに9時～10時30分の間、最大136万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに9時～10時の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから9時～10時30分の間、最大150万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
191	日時	2021年1月13日 8時1分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に9時～12時の間、最大46万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから9時～12時の間、最大46万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

192	日時	2021年1月13日 8時53分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に10時30分～12時の間、最大34万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから10時30分～12時の間、最大34万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
193	日時	2021年1月13日 10時20分
	指示内容	・九州電力送配電は関西電力送配電に11時30分～12時の間、40万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は九州電力送配電から11時30分～12時の間、40万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
194	日時	2021年1月13日 11時16分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に12時～15時の間、最大132万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に12時～14時30分の間、最大128万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に12時～13時30分の間、最大35万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から12時～15時の間、最大204万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
195	日時	2021年1月13日 11時16分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に14時30分～15時の間、6万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に12時～15時の間、最大20万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は四国電力送配電に12時～14時の間、最大47万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から12時～15時の間、最大47万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
196	日時	2021年1月13日 14時10分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に16時～18時の間、最大13万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に15時～16時の間、最大47万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから15時～18時の間、最大47万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
197	日時	2021年1月13日 14時10分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に15時～18時の間、最大158万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に15時～16時の間、最大10万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから15時～18時の間、最大160万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
198	日時	2021年1月13日 19時28分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに21時～23時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに21時～24時の間、最大100万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は中国電力ネットワークに22時～23時の間、最大5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から21時～24時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

199	日時	2021年1月13日 19時28分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に20時30分～24時の間、最大46万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから20時30分～24時の間、最大46万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
200	日時	2021年1月13日 19時54分
	指示内容	・東北電力ネットワークは関西電力送配電に20時30分～24時の間、最大80万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に20時30分～24時の間、最大78万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから20時30分～24時の間、最大113万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
201	日時	2021年1月13日 22時32分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～8時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に0時～1時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から0時～8時の間、最大45万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
202	日時	2021年1月14日 1時54分
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に2時30分～6時の間、最大10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電から2時30分～6時の間、最大10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
203	日時	2021年1月14日 8時12分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に9時～11時30分の間、最大74万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に9時～12時の間、最大104万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から9時～12時の間、最大168万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
204	日時	2021年1月14日 11時22分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に12時～16時の間、最大74万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に12時30分～13時30分の間、5万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は関西電力送配電に12時～13時の間、20万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に12時～16時の間、最大81万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から12時～16時の間、最大152万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
205	日時	2021年1月14日 14時37分
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に15時30分～16時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電から15時30分～16時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
206	日時	2021年1月14日 15時28分
	指示内容	・北陸電力送配電は関西電力送配電に16時～21時の間、最大10万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に16時～17時の間、最大85万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は北陸電力送配電、九州電力送配電から16時～21時の間、最大95万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

207	日時	2021年1月14日 19時58分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に22時30分～24時の間、最大80万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は関西電力送配電に21時～23時の間、5万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から21時～24時の間、最大80万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
208	日時	2021年1月14日 22時17分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～6時の間、60万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に0時～6時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから0時～6時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
209	日時	2021年1月14日 22時17分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに3時～6時の間、30万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は中国電力ネットワークに0時～3時の間、50万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から0時～6時の間、最大50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
210	日時	2021年1月15日 7時34分
	指示内容	・九州電力送配電は関西電力送配電に9時～11時30分の間、最大97万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は九州電力送配電から9時～11時30分の間、最大97万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
211	日時	2021年1月15日 11時13分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に12時～13時の間、100万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は関西電力送配電に14時30分～16時の間、最大69万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、九州電力送配電から12時～16時の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
212	日時	2021年1月15日 20時47分
	指示内容	・九州電力送配電は北陸電力送配電に1月15日22時～24時の間、30万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は九州電力送配電から1月15日22時～24時の間、30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
213	日時	2021年1月15日 20時47分
	指示内容	・九州電力送配電は四国電力送配電に1月15日22時～24時の間、20万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は九州電力送配電から1月15日22時～24時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
214	日時	2021年1月15日 22時29分
	指示内容	・九州電力送配電は北陸電力送配電に1月16日0時～3時の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は九州電力送配電から1月16日0時～3時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

215	日時	2021年1月15日 22時29分
	指示内容	・九州電力送配電は四国電力送配電に1月16日0時～3時の間、最大15万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は九州電力送配電から1月16日0時～3時の間、最大15万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
216	日時	2021年1月16日 4時14分
	指示内容	・九州電力送配電は北陸電力送配電に1月16日8時30分～9時の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は九州電力送配電から1月16日8時30分～9時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
217	日時	2021年1月16日 6時49分
	指示内容	・九州電力送配電は北陸電力送配電に1月16日8時～9時の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は九州電力送配電から1月16日8時～9時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
218	日時	2021年1月16日 8時3分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に1月16日10時30分～12時の間、最大25万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は北陸電力送配電に1月16日9時～10時30分の間、最大30万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は東京電力パワーグリッド、九州電力送配電から1月16日9時～12時の間、最大30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
219	日時	2021年1月16日 11時1分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に1月16日12時～16時の間、最大40万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は東京電力パワーグリッドから1月16日12時～16時の間、最大40万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
220	日時	2021年1月16日 14時48分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に17時～20時の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は東京電力パワーグリッドから17時～20時の間、20万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
221	日時	2021年1月16日 14時48分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に16時～20時の間、30万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから16時～20時の間、30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
222	日時	2021年1月16日 20時17分
	指示内容	・九州電力送配電は北陸電力送配電に21時30分～24時の間、最大25万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は九州電力送配電から21時30分～24時の間、最大25万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
223	日時	2021年1月16日 20時17分
	指示内容	・九州電力送配電は四国電力送配電に21時30分～24時の間、10万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は九州電力送配電から21時30分～24時の間、10万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

224	日時	2021年2月14日 1時36分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは東北電力ネットワークに2時～6時の間、最大25万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは東北電力ネットワークに2時～6時の間、最大100万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は東北電力ネットワークに2時30分～5時の間、最大49万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から2時～6時の間、最大144万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
225	日時	2021年2月14日 2時23分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークに3時～6時の間、200万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから3時～6時の間、200万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
226	日時	2021年2月14日 4時51分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークに6時～8時30分の間、最大175万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから6時～8時30分の間、最大175万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	実施理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。



広域機関による発電事業者および小売電気事業者への指示・要請の実施

①	発出日	2021年1月6日
	対象エリア	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワーク株式会社</li> <li>・東北電力ネットワーク株式会社</li> <li>・東京電力パワーグリッド株式会社</li> <li>・中部電力パワーグリッド株式会社</li> <li>・北陸電力送配電株式会社</li> <li>・関西電力送配電株式会社</li> <li>・中国電力ネットワーク株式会社</li> <li>・四国電力送配電株式会社</li> <li>・九州電力送配電株式会社</li> </ul>
	対象日	1月6日(水)(準備整い次第)～1月8日(金)24時(指示時刻について延長する場合は個別に連絡)
①	対象事業者	対象エリア(沖縄を除く9エリア)における発電事業者および小売電気事業者(本機関より別途連絡した事業者)
	指示内容	<p>&lt;東京電力パワーグリッドエリアおよび関西電力送配電エリアの対象事業者&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電設備を最大出力で運転すること。</li> <li>・(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。</li> </ul> <p>なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・東京電力パワーグリッドエリアおよび関西電力送配電エリアの実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。</li> </ul> <p>&lt;その他エリアの対象事業者&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。</li> </ul>
②	発出日	2021年1月8日
	対象エリア	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワーク株式会社</li> <li>・東北電力ネットワーク株式会社</li> <li>・東京電力パワーグリッド株式会社</li> <li>・中部電力パワーグリッド株式会社</li> <li>・北陸電力送配電株式会社</li> <li>・関西電力送配電株式会社</li> <li>・中国電力ネットワーク株式会社</li> <li>・四国電力送配電株式会社</li> <li>・九州電力送配電株式会社</li> </ul>
	対象日	1月8日(金)(準備整い次第)～1月15日(金)24時(指示時刻について延長する場合は個別に連絡)
②	対象事業者	対象エリア(沖縄を除く9エリア)における発電事業者および小売電気事業者(本機関より別途連絡した事業者)
	指示内容	<p>&lt;東京電力パワーグリッドエリア、北陸電力送配電エリア、関西電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリアおよび九州電力送配電エリアの対象事業者&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電設備を最大出力で運転すること。</li> <li>・(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。</li> </ul> <p>なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。</li> </ul> <p>&lt;その他エリアの対象事業者&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。</li> </ul>

	発出日	2021年1月14日
	対象エリア	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワーク株式会社</li> <li>・東北電力ネットワーク株式会社</li> <li>・東京電力パワーグリッド株式会社</li> <li>・中部電力パワーグリッド株式会社</li> <li>・北陸電力送配電株式会社</li> <li>・関西電力送配電株式会社</li> <li>・中国電力ネットワーク株式会社</li> <li>・四国電力送配電株式会社</li> <li>・九州電力送配電株式会社</li> </ul>
③	対象日	1月15日(金)(準備整い次第)～1月31日(日)24時 <sup>14</sup> (指示時刻について延長する場合は個別に連絡)
	対象事業者	対象エリア(沖縄を除く9エリア)における発電事業者および小売電気事業者(本機関より別途連絡した事業者)
	指示内容	<p>&lt;東京電力パワーグリッドエリア、北陸電力送配電エリア、関西電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリア、四国電力送配電エリアおよび九州電力送配電エリアの対象事業者&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電設備を最大出力で運転すること。</li> <li>・(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。</li> <li>・実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。</li> </ul> <p>&lt;その他エリアの対象事業者&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。</li> </ul>

<sup>14</sup> 全国的に需給状況が改善しつつあることから、1月31日24時までの対象期間を前倒し変更し、1月26日(火)24時をもって指示及び要請を終了した。

[https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2021\\_0126\\_jukyushiji.html](https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2021_0126_jukyushiji.html)

電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp>

# 電気の質に関する報告書

-2020 年度実績-

2021 年 11 月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2020 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2020 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I. 周波数に関する実績	58
1. 標準周波数	58
2. 時間滞在率	58
3. 標準周波数に対する調整目標範囲	58
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2016～2020 年度)	59
II. 電圧に関する実績	60
1. 電圧の維持すべき値	60
2. 電圧の測定方法	60
3. 電圧測定実績(全国、2016～2020 年度)	60
III. 停電に関する実績	61
1. 事故発生箇所別供給支障件数	61
(1) 停電の状況に関する指標	61
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)	62
2. 原因別供給支障件数	65
(1) 一定規模以上の供給支障の実績	65
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類	66
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)	67
3. 低圧電灯需要家停電実績	69
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標	69
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)	70
IV. まとめ(2020 年度 電気の質に関する評価)	73
(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2016～2020 年)	74

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7 (全国、2016～2020 年度)電圧測定実績	2017～2020 年度の実績値を遡及修正
----------	----	-----------------------------	-----------------------

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

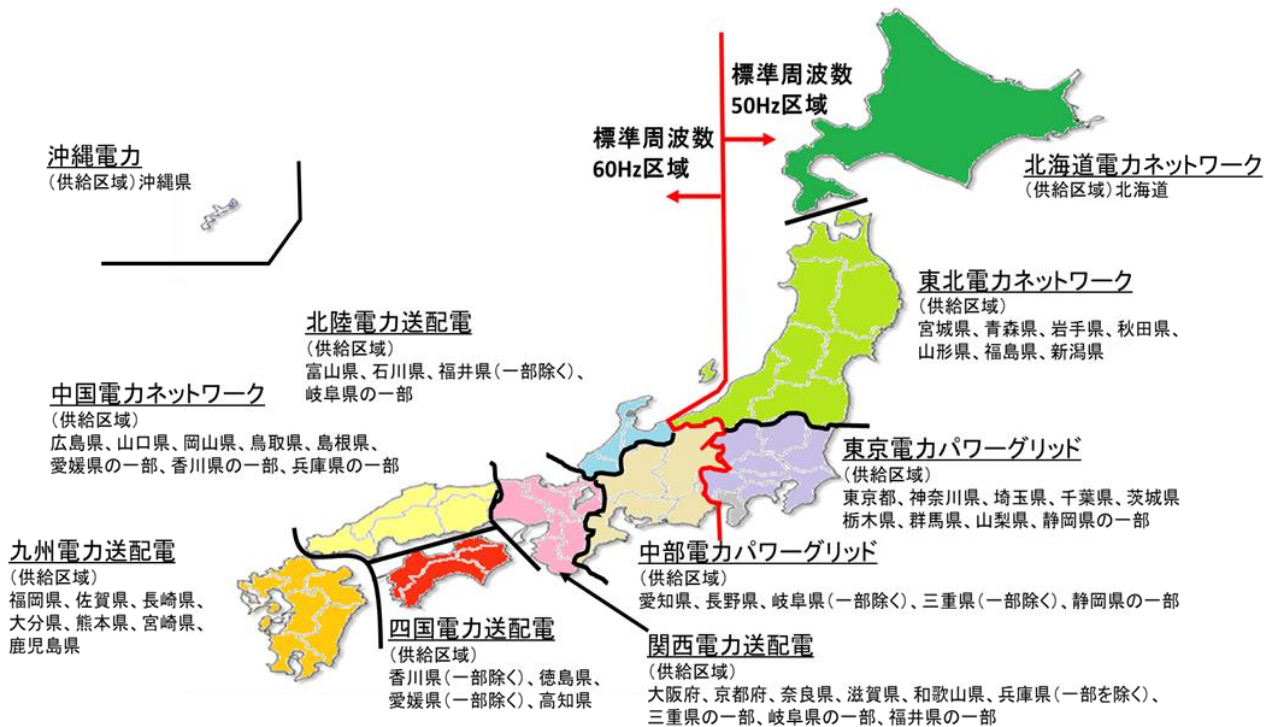


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲<sup>1</sup>

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

<sup>1</sup> 電気事業法施行規則第三十八条第二項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2016～2020年度)

2016～2020年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2020年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった。0.1Hz以内の滞在率は、中西エリアで98.50%(対前年度△0.52%)と前年度よりわずかに低下したが、滞在率目標の95%は上回った。

##### 【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

	(調整目標範囲) … 100.00%
	(±0.1Hz以内滞在率目標) … 95.00%以上

表2 (北海道、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.96	99.97	99.86	99.98	99.93
0.2Hz以内	100.00	100.00	99.95	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	99.98	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00

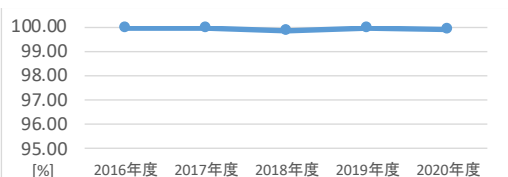


図2 (北海道、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>2</sup>、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.78	99.80	99.84	99.83	99.71
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

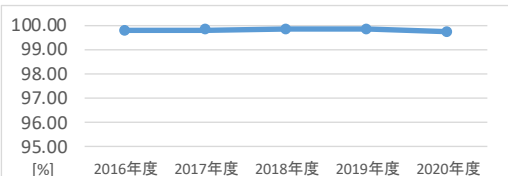


図3 (東地域、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>3</sup>、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.08	99.17	99.13	99.02	98.50
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

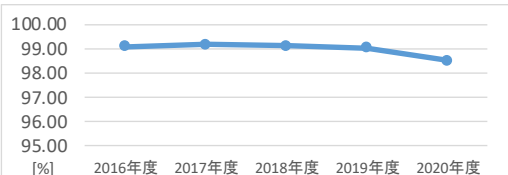


図4 (中西地域、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2016～2020年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.94	99.92	99.89	99.89	99.92
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

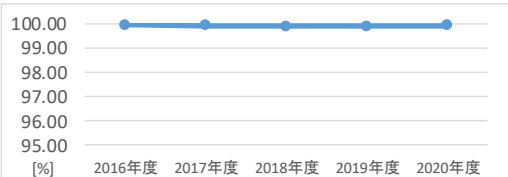


図5 (沖縄、2016～2020年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>2</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>3</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。



## Ⅱ. 電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2016～2020年度）

2016～2020年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2020年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていたとの報告が一般送配電事業者からなされた。

表7（全国 2016～2020年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
100V	測定地点数	6,590	6,565	6,575	6,567	6,562
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,532	6,506	6,505	6,502	6,498
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、又は電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> 発電、変電、送電、配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第三十八条の規定によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号の規定に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2016～2020 年度)

2016～2020 年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表 8 及び図 6 に、供給区域別の実績を表 9～18 及び図 7～16 に示す。

なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2020 年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

- ・ 全国の供給支障の合計件数は、2019 年度と概ね同程度であった。
- ・ 2019 年度に台風第 15 号と台風第 19 号で甚大な被害を受けた東京エリアでは、高圧配電線路（架空）の支障が 2020 年度は概ね半減しているものの、東北や九州の架空高圧配電線路で顕著に増加している。これは東北エリアでは 2020 年 12 月～翌年 1 月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪<sup>7</sup>、2021 年 2 月 13 日の福島沖地震<sup>8</sup>の影響、九州エリアでは令和 2 年 7 月豪雨<sup>9</sup>や 9 月に東シナ海を北上した台風第 10 号<sup>10</sup>による影響が大きいと推測される。

表 8 (全国、2016～2020年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	70	45	65	56	48	56.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	230	278	409	246	274	287.4
		地中	9	14	10	13	9	11.0
	計	239	292	419	259	283	298.4	
	高圧配電線路	架空	10,235	12,679	20,729	13,958	13,539	14,228.0
		地中	215	216	265	227	201	224.8
	計	10,450	12,895	20,994	14,185	13,740	14,452.8	
	需要設備		1				0.2	
	その他設備における事故	269	343	359	372	277	324.0	
	合計	11,028	13,576	21,837	14,872	14,348	15,132.2	

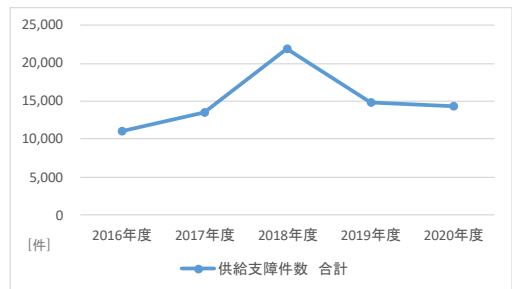


図 6 (全国、2016～2020年度) 事故発生箇所別供給支障件数

<sup>7</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r2oyuki12/pdf/r2\\_oyuki12\\_05.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r2oyuki12/pdf/r2_oyuki12_05.pdf)

[http://www.bousai.go.jp/updates/r3oyuki01/pdf/r3\\_oyuki01\\_06.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r3oyuki01/pdf/r3_oyuki01_06.pdf)

<sup>8</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r3fukushima\\_eq\\_0213/pdf/r3fukushima\\_eq\\_higai01.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r3fukushima_eq_0213/pdf/r3fukushima_eq_higai01.pdf)

<sup>9</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r2\\_07ooame/pdf/r20703\\_ooame\\_08.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r2_07ooame/pdf/r20703_ooame_08.pdf)

<sup>10</sup> [http://www.bousai.go.jp/updates/r2typhoon10/pdf/r2\\_typhoon10\\_08.pdf](http://www.bousai.go.jp/updates/r2typhoon10/pdf/r2_typhoon10_08.pdf)

表9 (北海道、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1		5	2	2	2.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	30	25	12	21	22.4
		地中				1	1	0.4
		計	24	30	25	13	22	22.8
	高圧配電線路	架空	1,289	1,144	1,139	600	801	994.6
		地中	13	19	13	15	15	15.0
計		1,302	1,163	1,152	615	816	1,009.6	
需要設備								
その他設備における事故		28	17	12	11	10	15.6	
合計		1,355	1,210	1,194	641	850	1,050.0	

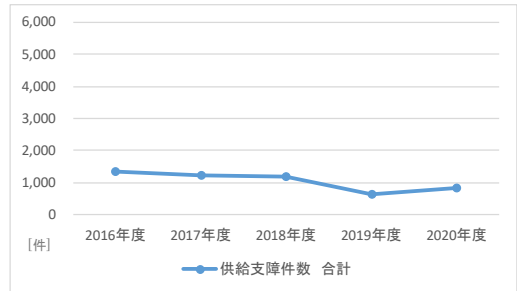


表10 (東北、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	8	4	9	8	9	7.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	11	16	11	16	31	17.0
		地中		1				0.2
		計	11	17	11	16	31	17.2
	高圧配電線路	架空	1,403	1,957	1,478	1,646	2,528	1,802.4
		地中	12	5	11	7	13	9.6
計		1,415	1,962	1,489	1,653	2,541	1,812.0	
需要設備								
その他設備における事故		22	26	20	29	17	22.8	
合計		1,456	2,009	1,529	1,706	2,598	1,859.6	

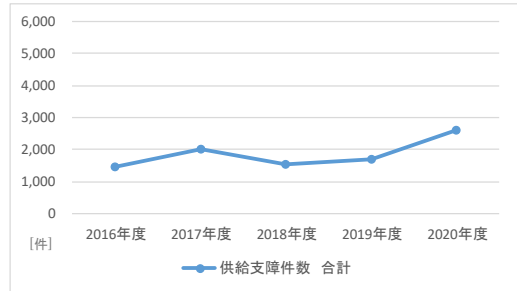


表11 (東京、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	14	17	16	17	5	13.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	24	38	21	10	21.8
		地中	2	4		4	3	2.6
		計	18	28	38	25	13	24.4
	高圧配電線路	架空	2,204	2,311	3,841	5,186	2,472	3,202.8
		地中	75	65	100	97	75	82.4
計		2,279	2,376	3,941	5,283	2,547	3,285.2	
需要設備								
その他設備における事故		93	96	107	134	74	100.8	
合計		2,404	2,517	4,102	5,459	2,639	3,424.2	

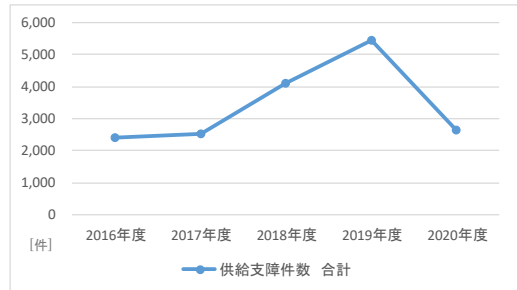


表12 (中部、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	3	6	10	4	5.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	9	26	19	15	17.0
		地中					1	0.2
		計	16	9	26	19	16	17.2
	高圧配電線路	架空	1,069	1,607	4,053	1,570	1,359	1,931.6
		地中	5	11	39	6	4	13.0
計		1,074	1,618	4,092	1,576	1,363	1,944.6	
需要設備								
その他設備における事故		40	49	66	60	71	57.2	
合計		1,136	1,679	4,190	1,665	1,454	2,024.8	

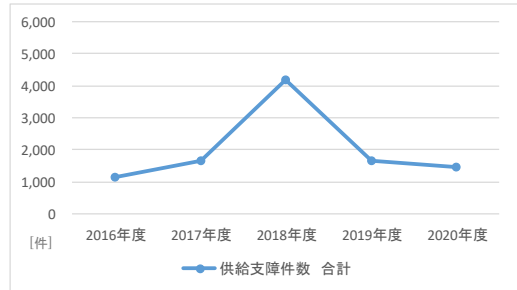


表13 (北陸、2016～2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	3	1		2	3	1.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	7	4	7	2	3	4.6
		地中			2	2		0.8
		計	7	4	9	4	3	5.4
	高圧配電線路	架空	303	542	385	199	444	374.6
		地中	10	5	3	1	4	4.6
計		313	547	388	200	448	379.2	
需要設備								
その他設備における事故		17	15	21	10	10	14.6	
合計		340	567	418	216	464	401.0	

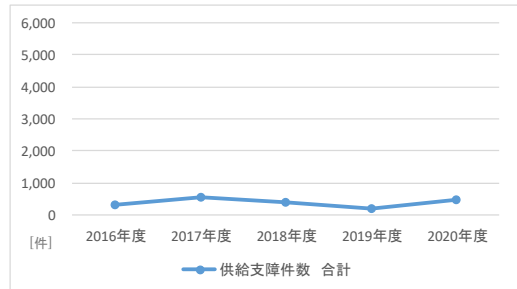


表14 (関西、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	13	9	8	3	6	7.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	80	102	190	82	84	107.6
		地中	3	7	6	3	4	4.6
		計	83	109	196	85	88	112.2
	高圧配電線路	架空	1,171	1,695	5,270	1,300	1,254	2,138.0
		地中	63	48	56	50	50	53.4
		計	1,234	1,743	5,326	1,350	1,304	2,191.4
	需要設備							
	その他設備における事故		65	70	64	44	48.6	
	合計	1,330	1,926	5,600	1,502	1,442	2,360.0	

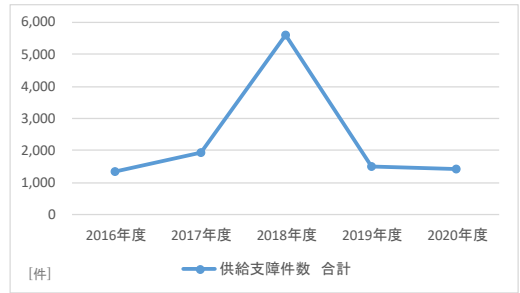


表15 (中国、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	7	2	8	6	3	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	16	14	17	11	14.8
		地中		1	1	1		0.6
		計	16	17	15	18	11	15.4
	高圧配電線路	架空	960	1,066	1,172	1,015	1,163	1,075.2
		地中	13	24	20	16	12	17.0
		計	973	1,090	1,192	1,031	1,175	1,092.2
	需要設備		1				0.2	
	その他設備における事故	25	33	31	35	32	31.2	
	合計	1,021	1,143	1,246	1,090	1,221	1,144.2	

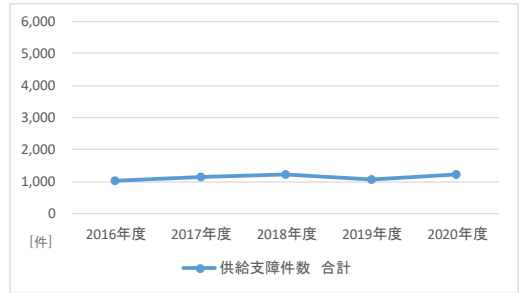


表16 (四国、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所		6	4	2	5	3.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	5	3	4	4	1	3.4
		地中						
		計	5	3	4	4	1	3.4
	高圧配電線路	架空	357	630	616	439	447	497.8
		地中	4	9	8	6	6	6.6
		計	361	639	624	445	453	504.4
	需要設備							
	その他設備における事故	6	5	5	7	6	5.8	
	合計	372	653	637	458	465	517.0	

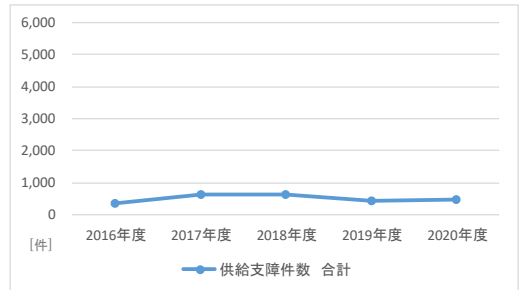


表17 (九州、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	15	3	1	4	7	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	21	32	42	38	42	35.0
		地中	4		1			1.0
		計	25	32	43	38	42	36.0
	高圧配電線路	架空	1,237	1,349	1,888	1,547	2,614	1,727.0
		地中	18	30	15	22	17	20.4
		計	1,255	1,379	1,903	1,569	2,631	1,747.4
	需要設備							
	その他設備における事故	20	23	16	19	13	18.2	
	合計	1,315	1,437	1,963	1,630	2,693	1,807.6	

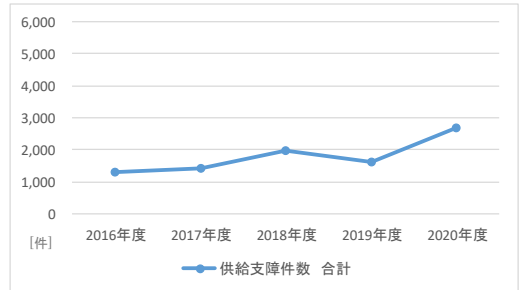
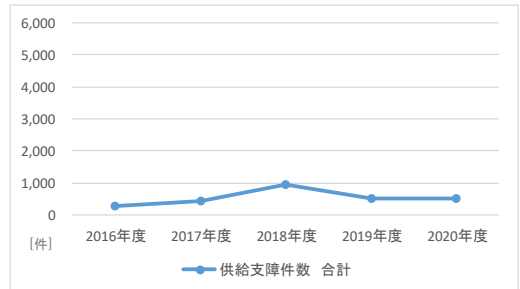


表18 (沖縄、2016~2020年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	3		8	2	4	3.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	34	42	52	35	56	43.8
		地中		1		2		0.6
		計	34	43	52	37	56	44.4
	高圧配電線路	架空	242	378	887	456	457	484.0
		地中	2			7	5	2.8
		計	244	378	887	463	462	486.8
	需要設備							
	その他設備における事故	18	14	11	3		9.2	
	合計	299	435	958	505	522	543.8	



## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 17 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・ 供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・ 供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

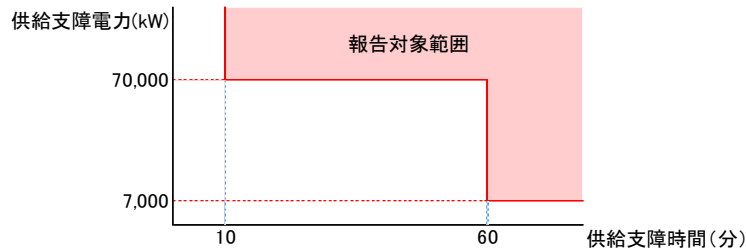


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2020 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数<sup>11</sup>

[件]

供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満		3時間以上		総 件 数	
		70,000kW 以上 100,000kW 未満	100,000kW 以上	70,000kW 以上 100,000kW 未満	100,000kW 以上	7,000kW 以上 70,000kW 未満	70,000kW 以上 100,000kW 未満	7,000kW 以上 70,000kW 未満	70,000kW 以上 100,000kW 未満		
事故発生箇所	変電所					2	1	1		4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空					7		6		13
		地中							2		2
		計					7		8		15
	高圧配電線路	架空									
		地中									
計											
需要設備											
その他設備における事故											
合計						9	1	9		19	

<sup>11</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

## (2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類	内容	
設備不備	製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。	
保守不備	保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。	
故意・過失	作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。	
他物接触	樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。	
腐しよく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。	
震動	重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。	
他社事故波及	自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。	
燃料不良	設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。	
電気火災	設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。	
感電(作業者)	作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。	
感電(公衆)	電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。	
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。 塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明	調査しても原因が明らかでないもの。	
その他	上記いずれの分類にも該当しないもの。	

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2016～2020年度)

2016～2020年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>12 13</sup>

2020年度、全国の一定規模以上の供給支障の発生件数は19件で、2019年度実績の18件、5か年平均の21.8件と概ね同程度となっており、突出した件数を記録した地域はなかった。

表21 (全国、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	3	1	1	1.4
	保守不備	3	4	1	1	1	2.0
	故意・過失	1	1	2	4	4	2.4
	他物接触	3	2	2	5	6	3.6
	他社事故波及	1		1	1		0.8
	感電(作業者)						
計	9	8	9	12	12	10.0	
自然現象	雷	3	2	1	2	2	2.0
	風雨	3	3	17			4.6
	氷雪	2	2				0.8
	地震	6			3	3	2.4
	塩、ちり、ガス	2		2			0.8
	計	16	7	20	5	5	10.6
	不明				1	1	0.4
その他	1		2	1	1	1.0	
合計	26	15	31	18	19	21.8	

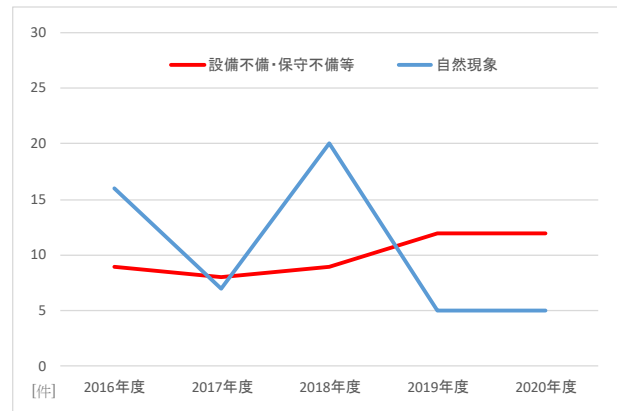


図18 (全国、2016～2020年度)供給支障原因

表22 (北海道、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備			1		0.4	
	保守不備	1		1		0.4	
	故意・過失						
	他物接触			1			0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計	1		3		1	1.0	
自然現象	雷			1		0.2	
	風雨	2				0.4	
	氷雪		1			0.2	
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	2	1		1		0.6
	不明						
その他			1			0.2	
合計	3	1	4	1	1	2.0	

表23 (東北、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失	1					0.2
	他物接触	2					0.4
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
計	3					0.6	
自然現象	雷				1		0.2
	風雨						
	氷雪			1			0.2
	地震					3	0.6
	塩、ちり、ガス						
	計			1		3	1.0
	不明						
その他							
合計	3	1		1	3	1.6	

<sup>12</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>13</sup> 値が0の箇所、又は該当するデータがない箇所は空白としている。



表24 (東京、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備	1	1				0.4
保守不備						
故意・過失			1	1	2	0.8
他物接触	1	1	1	1	1	1.0
他社事故波及						
感電(作業者)						
計	2	2	2	2	3	2.2
雷	1	1	1	2		1.0
風雨				3		0.6
氷雪						
地震						
塩、ちり、ガス						
計	1	1	1	5		1.6
不明					1	0.2
その他			1		1	0.4
合計	3	3	4	7	5	4.4

表25 (中部、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失					1	0.2
他物接触					2	0.4
他社事故波及						
感電(作業者)						
計					2	1
雷	1				1	0.4
風雨			1			0.2
氷雪	2					0.4
地震						
塩、ちり、ガス				2		0.4
計	3			3	1	1.4
不明						
その他					1	0.2
合計	3		3	3	2	2.2

表26 (北陸、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
計						
雷						
風雨						
氷雪						
地震						
塩、ちり、ガス						
計						
不明						
その他						
合計						

表27 (関西、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備			3			0.6
保守不備		3			1	0.8
故意・過失		1			1	0.5
他物接触		1		2	4	1.4
他社事故波及	1		1			0.5
感電(作業者)						
計	1	5	4	2	6	3.6
雷				1	1	0.4
風雨	1	3	10	1		3.0
氷雪						
地震						
塩、ちり、ガス						
計	1	3	10	2	1	3.4
不明						
その他						
合計	2	8	14	4	7	7.0

表28 (中国、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
計						
雷		1				0.2
風雨			2			0.4
氷雪						
地震	1					0.2
塩、ちり、ガス				1		0.2
計	1	1	2	1		1.0
不明						
その他	1					0.2
合計	2	1	2	1		1.2

表29 (四国、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備						
保守不備		1				0.2
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
計		1				0.2
雷						
風雨						
氷雪						
地震						
塩、ちり、ガス						
計						
不明						
その他						
合計		1				0.2

表30 (九州、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備	1					0.2
保守不備						
故意・過失						
他物接触	1					0.2
他社事故波及						
感電(作業者)						
計	2					0.4
雷						
風雨			2			0.4
氷雪						
地震	5					1.0
塩、ちり、ガス	2					0.4
計	7		2			1.8
不明						
その他						
合計	9		2			2.2

表31 (沖縄、2016～2020年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失						
他物接触					1	0.2
他社事故波及						
感電(作業者)						
計					1	0.2
雷	1					0.2
風雨			2	1		0.6
氷雪						
地震						
塩、ちり、ガス						
計	1		2	1		0.8
不明						
その他						
合計	1		2	1	1	1.0

### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>14</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>15</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>14</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>15</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第八号の規定で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者(当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。)に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2016～2020年度)

2016～2020年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2020年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>16</sup>

2020年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

- ・全国の1需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも2019年度実績および過去5ヶ年平均値より低下している。
- ・これは2020年度の自然災害のうち、台風については、接近数は平年の11.4個を下回る7個<sup>17</sup>、日本本土への上陸数は、2008年以来12年ぶりに0個(平年は2.7個)<sup>18</sup>だったことが寄与しているものと推測される。
- ・東北および九州エリアで停電回数と停電時間の増加がみられるが、東北エリアでは2020年12月～翌年1月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪、2021年2月13日の福島沖地震の影響、九州エリアでは令和2年7月豪雨や9月の台風第10号の接近による影響が大きいと推測される。

表33 (全国、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.14	0.11	0.28	0.19	0.13	0.17
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03
	合計●	0.18	0.14	0.31	0.23	0.17	0.21
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	21	12	221	82	24	72
	作業停電	4	3	4	3	3	3
	合計●	25	16	225	86	27	76

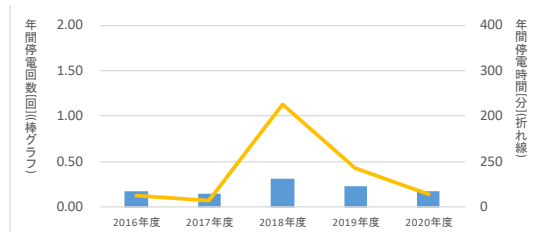


図19 (全国、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.17	0.13	1.19	0.11	0.09	0.34
	作業停電	α	0.01	α	α	α	0.01
	合計●	0.17	0.14	1.19	0.11	0.09	0.34
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	35	10	2,154	4	5	441
	作業停電	1	α	α	α	α	1
	合計●	36	10	2,154	4	5	442

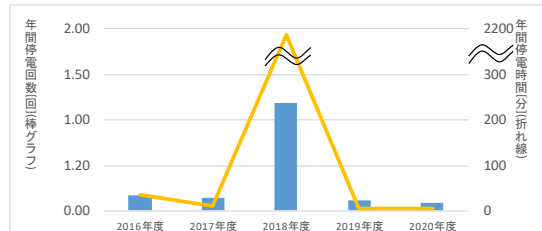


図20 (北海道、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.11	0.13	0.09	0.11	0.16	0.12
	作業停電	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.14	0.15	0.11	0.12	0.18	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	24	10	7	15	25	16
	作業停電	4	3	2	2	4	3
	合計●	28	13	10	17	29	19

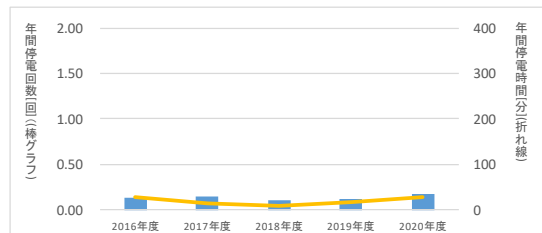


図21 (東北、2016～2020年度)低圧電灯需要家停電実績

<sup>16</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは0<α<0.005の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは0<α<0.5の値である。

<sup>17</sup> <https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/typhoon/statistics/accesion/accesion.html>

<sup>18</sup> <https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/typhoon/statistics/landing/landing.html>

表36 (東京、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.09	0.13	0.33	0.11	0.16
	作業停電	0.02	0.01	0.01	0.03	0.06	0.02
	合計●	0.15	0.10	0.14	0.36	0.17	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	7	6	19	200	7	48
	作業停電	1	1	3	1	1	1
	合計●	8	7	22	201	8	49

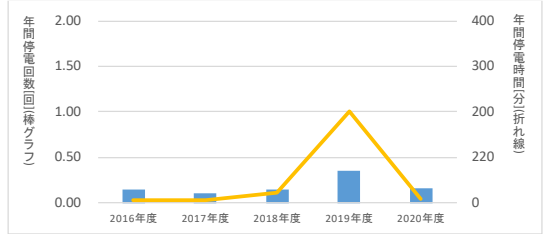


図22 (東京、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.17	0.08	0.39	0.11	0.07	0.16
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.06
	合計●	0.23	0.14	0.45	0.17	0.13	0.22
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	5	10	348	32	6	80
	作業停電	7	7	8	8	7	7
	合計●	12	17	356	40	12	87

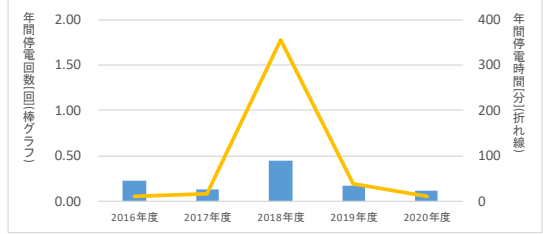


図23 (中部、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.06	0.09	0.06	0.03	0.06	0.06
	作業停電	0.10	0.09	0.09	0.09	0.08	0.09
	合計●	0.16	0.17	0.15	0.13	0.14	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	4	11	9	3	7	7
	作業停電	17	15	15	16	15	15
	合計●	21	26	24	19	22	22

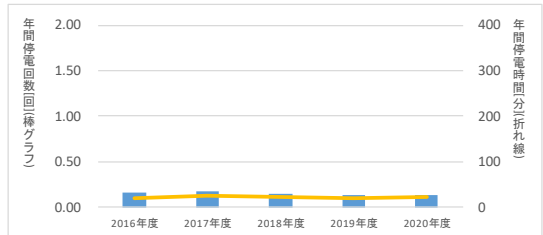


図24 (北陸、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.07	0.12	0.40	0.10	0.09	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.09	0.13	0.41	0.11	0.10	0.17
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	4	14	396	5	7	85
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	5	15	397	6	8	86

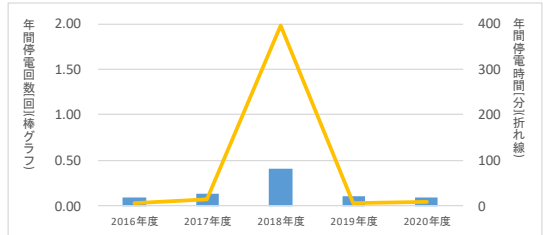


図25 (関西、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.15	0.12	0.14	0.13	0.15	0.14
	作業停電	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10	0.10
	合計●	0.26	0.23	0.23	0.21	0.25	0.24
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	7	24	10	20	13
	作業停電	12	12	10	9	11	11
	合計●	18	19	33	19	31	24

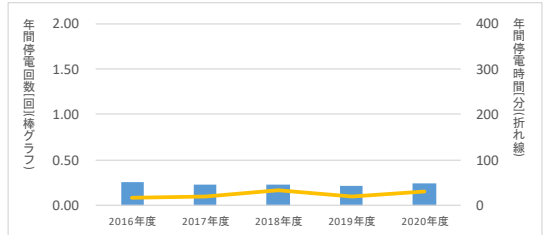


図26 (中国、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.19	0.20	0.13	0.14	0.15
	作業停電	0.18	0.16	0.14	0.14	0.14	0.15
	合計●	0.27	0.36	0.34	0.27	0.28	0.30
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	21	32	8	10	15
	作業停電	20	17	15	15	15	16
	合計●	26	38	47	23	24	32

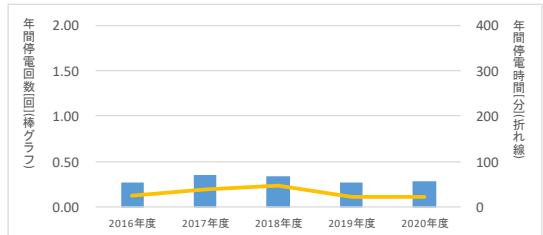


図27 (四国、2016～2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.24	0.08	0.14	0.08	0.21	0.15
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.24	0.08	0.14	0.08	0.21	0.15
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	128	25	103	15	139	82
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	128	25	103	15	139	82

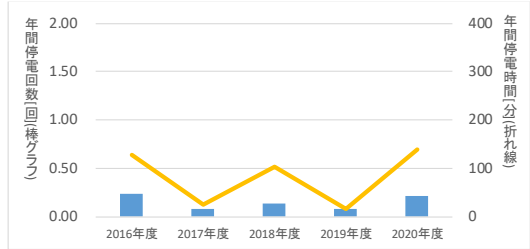


図28 (九州、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.57	0.98	3.62	1.11	1.12	1.48
	作業停電	0.08	0.07	0.07	0.05	0.06	0.07
	合計●	0.65	1.05	3.69	1.17	1.18	1.55
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	35	117	1,269	215	90	345
	作業停電	8	7	6	6	11	8
	合計●	43	124	1,275	221	101	353

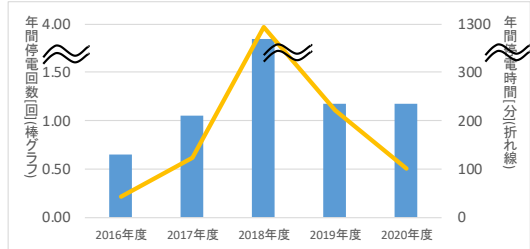


図29 (沖縄、2016~2020年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2020年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>19</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間 停電回数 〔あたり 1回〕	事故 停電	電源側	0.02	0.02	0.06	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.19	
		高圧配電線	0.06	0.14	0.05	0.06	0.05	0.06	0.12	0.11	0.20	0.92	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.09	0.16	0.11	0.07	0.06	0.09	0.15	0.14	0.21	1.12	0.13
	作業 停電	電源側	α	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.02	0.05	0.04	0.07	0.01	0.08	0.09	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.05	0.00	0.04	
		計	α	0.02	0.06	0.05	0.08	0.01	0.10	0.14	0.00	0.06	0.04
	合計	電源側	0.02	0.02	0.06	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.19	
		高圧配電線	0.06	0.16	0.10	0.10	0.12	0.06	0.20	0.20	0.20	0.94	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.05	
		計	0.09	0.18	0.17	0.13	0.14	0.10	0.25	0.28	0.21	1.18	0.17
年間 停電時間 〔あたり 1分〕	事故 停電	電源側	1	4	4	α	α	1	1	α	1	7	
		高圧配電線	4	20	4	5	6	5	18	8	137	79	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	1	1	4	
		計	5	25	7	6	7	7	20	10	139	90	24
	作業 停電	電源側	α	α	α	0	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	3	1	5	13	1	10	11	0	8	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	3	0	3	
		計	α	4	1	7	15	1	11	15	0	11	3
	合計	電源側	1	4	4	α	α	1	1	α	1	7	
		高圧配電線	4	23	4	10	19	6	28	20	137	87	
		低圧配電線	α	2	α	2	3	1	2	4	1	7	
		計	5	29	8	12	22	8	31	24	139	101	27

※全国は各エリアの加重平均で算出

<sup>19</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。また、データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

## IV. まとめ(2020年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、全エリアで各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して100%となった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。全ての供給区域において、維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数は、前年度と概ね同程度となった。2019年度に台風第15号と台風第19号で甚大な被害を受けた東京エリアでは、架空高圧配電線路の支障が2020年度は概ね半減しているものの、東北や九州の架空高圧配電線路で顕著に増加している。これは東北エリアでは2020年12月～翌年1月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪、2021年2月13日の福島沖地震の影響、九州エリアでは令和2年7月豪雨や9月に東シナ海を北上した台風第10号による影響が大きいと推測される。

一定規模以上の供給支障の発生件数は19件で、2019年度実績の18件、5か年平均の21.8件と概ね同程度となっており、突出した件数を記録した地域もなかった。

低圧電灯需要家停電実績は、全国の1需要家あたりの停電回数と停電時間は、前年度からは大きく減少している。一部の地域では、地震や豪雨・台風の被害があったものの、台風の本土上陸がなかったことが大きく寄与しているものと思われる。

2020年度は、周波数、電圧の実績については大きな変動はなく維持すべき範囲内であったことから、これらの電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

本報告書においては、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し公表していく。

(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2016～2020年)

2016～2020年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表47と図30、停電回数の比較を表48と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会 (Council of European Energy Regulators: CEER) の公表資料<sup>20</sup>から、米国主要州のデータは各州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料<sup>21</sup>から作成した。<sup>22</sup>

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月 (1月又は4月)、<sup>23</sup> 自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

今年度の報告書作成にあたってデータ収集を行うも、テキサス州とニューヨーク州のみデータを入手できたが、カリフォルニア州および欧州については「データ公表時期は未定」とのことであった。

表47 (2016～2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域	年					集計条件										
	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除								
日本	25	16	225	86	76	自動再閉路は除く	低圧	含								
	事故停電	21	12	221	82				72							
	作業停電	4	4	4	3				3							
米国	カリフォルニア州	219	308	266	737	-	5分以上の停電	全電圧	含							
		事故停電	124	244	201	690				-						
		作業停電	95	64	65	48				-						
	テキサス州	214	522	175	335	356				事故停電	205	509	158	319	343	
		作業停電	9	13	17	15										13
		事故停電	137	270	409	228										538
	ニューヨーク州	-	-	-	-	-				作業停電	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-										
		-	-	-	-	-										
欧州	ドイツ	24	-	-	-	-	3分以上の停電	全電圧	含							
		事故停電	13	-	-	-				-						
		作業停電	10	-	-	-				-						
	イタリア	144	-	-	-	-				事故停電	65	-	-	-		
		作業停電	79	-	-	-									-	
		事故停電	71	-	-	-									-	
	フランス	53	-	-	-	-				事故停電	18	-	-	-		
		作業停電	66	-	-	-									-	
		事故停電	54	-	-	-									-	
	スペイン	12	-	-	-	-				事故停電	12	-	-	-		
		作業停電	55	-	-	-									-	
		事故停電	47	-	-	-									-	
	イギリス	8	-	-	-	-				事故停電	8	-	-	-		
		作業停電	94	-	-	-									-	
		事故停電	76	-	-	-									-	
	スウェーデン	19	-	-	-	-				事故停電	19	-	-	-		
		作業停電	81	-	-	-									-	
		事故停電	68	-	-	-									-	
フィンランド	13	-	-	-	-	事故停電	13	-	-	-						
	作業停電	129	-	-	-						-					
	事故停電	88	-	-	-						-					
ノルウェー	41	-	-	-	-	事故停電	41	-	-	-						
	作業停電	-	-	-	-						-					
	事故停電	-	-	-	-						-					

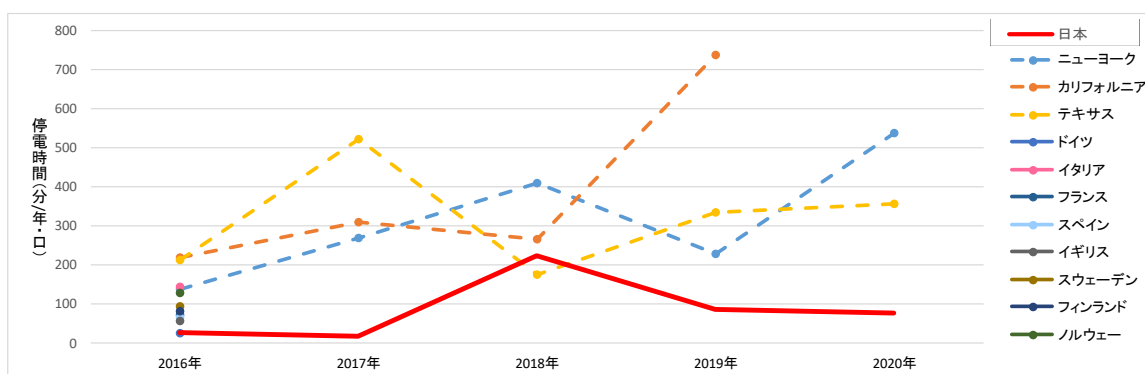


図30 (2016～2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 48 (2016~2020 年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域		年					集計条件			
		2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除	
日本		0.18	0.14	0.31	0.23	0.21	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.14	0.11	0.28	0.19	0.17				
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.04	0.03				
米国	カリフォルニア州		1.31	1.46	1.45	1.53	5分以上 の停電	全電圧	含	
		事故停電	1.05	1.26	0.94	1.37				-
		作業停電	0.26	0.20	0.50	0.16				-
	テキサス州		1.55	1.61	1.54	1.82				1.69
		事故停電	1.48	1.51	1.40	1.68				1.57
		作業停電	0.07	0.15	0.13	0.14				0.12
	ニューヨーク州		0.79	0.85	1.01	0.88				1.06
		事故停電	-	-	-	-				-
		作業停電	-	-	-	-				-
欧州	ドイツ		0.59	-	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含	
		事故停電	0.51	-	-	-				-
		作業停電	0.08	-	-	-				-
	イタリア		2.17	-	-	-				-
		事故停電	1.76	-	-	-				-
		作業停電	0.41	-	-	-				-
	フランス		0.22	-	-	-				-
		事故停電	0.08	-	-	-				-
		作業停電	0.14	-	-	-				-
	スペイン		1.18	-	-	-				-
		事故停電	1.09	-	-	-				-
		作業停電	0.09	-	-	-				-
	イギリス		0.57	-	-	-				-
		事故停電	0.53	-	-	-				-
		作業停電	0.04	-	-	-				-
	スウェーデン		1.33	-	-	-				-
		事故停電	1.17	-	-	-				-
		作業停電	0.16	-	-	-				-
	フィンランド		1.58	-	-	-				-
		事故停電	1.42	-	-	-				-
		作業停電	0.15	-	-	-				-
	ノルウェー		1.89	-	-	-				-
		事故停電	1.59	-	-	-				-
		作業停電	0.30	-	-	-				-

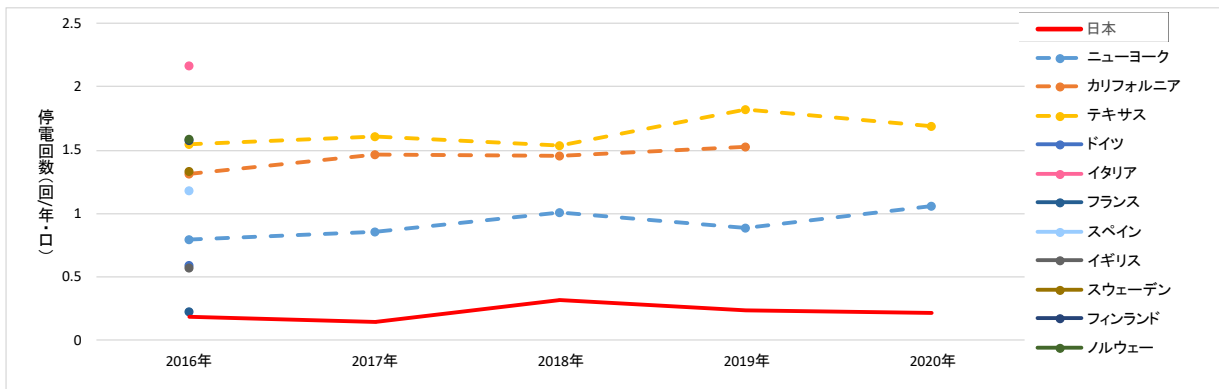


図31 (2016~2020年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<sup>20</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね3年に一度程度、過去3年分のデータを追加して発行されている。  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<sup>21</sup> 以下の各資料より引用。  
 カリフォルニア州: California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」  
<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>  
 テキサス州: Public Utility Commission of Texas  
 「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」  
<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>  
 ニューヨーク州: State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」  
<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=20-E-0045&submit=Search>

<sup>22</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>23</sup> 日本は4月1日から翌年3月31日、欧米各国は1月1日から当年12月31日のデータを集計。



電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp/>

## Ⅱ．電力系統の状況

### 電力系統に関する概況

- 2020 年度実績 -

2021年8月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年1回、年次報告書として取りまとめ、公表することとしている。

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について 2020 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

## 目次

第2章 電力系統の実績	80
1. 地域間連系線とその管理	80
2. 連系線の利用状況	82
3. 連系線の作業停止状況	87
4. 連系線の故障状況	89
5. マージン使用の実績	90
6. 連系線別の利用実績	91
7. 広域連系系統の空容量の状況	98
まとめ	99

## 第2章 電力系統の実績

### 1. 地域間連系線とその管理

#### (1) 地域間連系線とは

地域間連系線(以下「連系線」という。)とは、一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する250キロボルト以上の送電線及び交直変換設備のことをいう。これにより、供給区域を超えた電力の供給が可能となる。各供給区域内での供給力不足時等には、本機関の指示による連系線を利用した電力供給により、電力需給バランスの確保を図る。連系線の概要を図2-1、表2-1に示す。

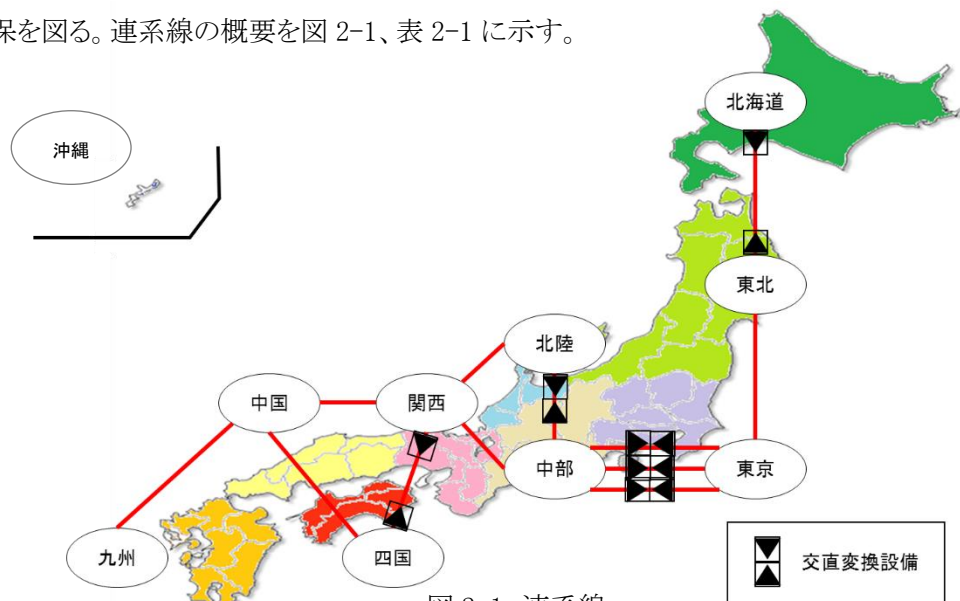


図2-1 連系線

表2-1 連系線の概要

連系線	区間・方向	対象設備	直流・交流
北海道本州間連系設備	順方向 北海道 → 東北	北海道・本州間電力連系設備 新北海道本州間電力連系設備	直流
	逆方向 東北 → 北海道		
東北東京間連系線	順方向 東北 → 東京	相馬双葉幹線 いわき幹線	交流
	逆方向 東京 → 東北		
東京中部間連系設備	順方向 東京 → 中部	佐久間周波数変換設備 新信濃周波数変換設備 東清水周波数変換設備 飛騨信濃周波数変換設備	直流
	逆方向 中部 → 東京		
中部関西間連系線	順方向 中部 → 関西	三重東近江線	交流
	逆方向 関西 → 中部		
中部北陸間連系設備	順方向 中部 → 北陸	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	直流
	逆方向 北陸 → 中部		
北陸関西間連系線	順方向 北陸 → 関西	越前嶺南線	交流
	逆方向 関西 → 北陸		
関西中国間連系線	順方向 関西 → 中国	西播東岡山線 山崎智頭線	交流
	逆方向 中国 → 関西		
関西四国間連系設備	順方向 関西 → 四国	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	直流
	逆方向 四国 → 関西		
中国四国間連系線	順方向 中国 → 四国	本四連系線	交流
	逆方向 四国 → 中国		
中国九州間連系線	順方向 中国 → 九州	関門連系線	交流
	逆方向 九州 → 中国		

※2021年3月末時点

## (2) 連系線の管理

本機関は、業務規程第 124 条から第 155 条までの規定に基づき、連系線の管理を行う。なお、本機関は 2018 年 10 月に連系線利用ルールを連系線の効率的利用、公平性・透明性の確保及び市場環境の整備の観点により、先着優先から間接オークションへ変更した。<sup>1</sup> 間接オークションとは、連系線を利用する地位又は権利をオークションにより直接的に割当てを行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場を介して行う仕組みである。連系線利用ルールを変更したことに伴う主な相違点は、以下のとおり。

### 連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

図 2-2 のとおり、間接オークション導入前は、先着優先で容量割当てを積み重ねた上で、前日 10 時の段階でなお空容量となっている部分を活用して、前日スポット取引を実施。対して、間接オークション導入後は、原則、全ての連系線容量(マージン分は控除)を前日スポット取引市場に割り当てて実施する。

これにより、連系線利用が「先着優先」から、卸電力取引を介して行う「間接オークション」へと変更することから、連系線の利用計画はなくなり、容量登録は前日スポット取引以降に実施される。

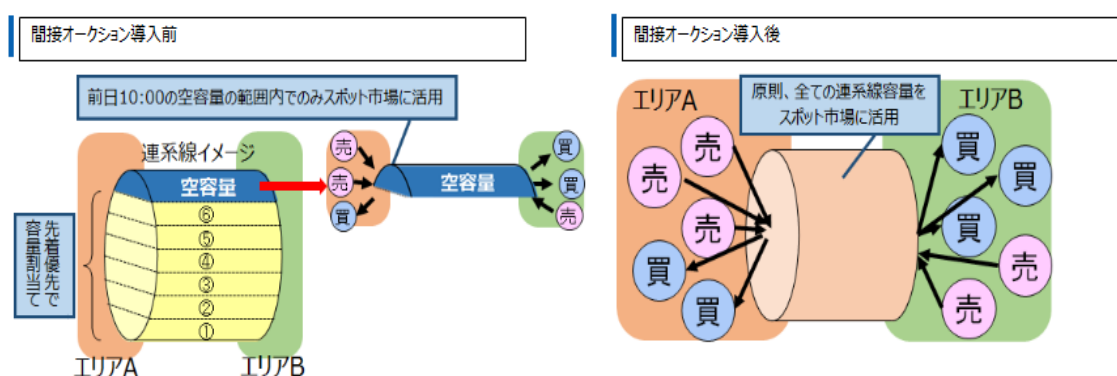


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

<sup>1</sup> [http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu\\_auction/kansetsu\\_auction\\_gaiyou.html](http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu_auction/kansetsu_auction_gaiyou.html)

## 2. 連系線の利用状況

業務規程第 124 条の規定に基づき、本機関が管理する連系線の利用状況を以下のとおり示す。

### (1) 月間連系線利用状況

2020 年度の月間及び年間連系線利用状況について表 2-2、図 2-3 に示す。

表 2-2 2020 年度の月間及び年間連系線利用状況<sup>2</sup>

[百万 kWh]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道 本州間	東北向き (順方向)	121	207	136	65	39	28	32	48	71	157	27	18	947
	北海道向き (逆方向)	28	7	7	111	96	74	124	143	144	61	142	217	1,154
東北 東京間	東京向き (順方向)	2,580	2,761	2,992	3,357	3,881	2,473	2,525	2,202	2,395	3,217	1,653	1,361	31,396
	東北向き (逆方向)	20	14	30	32	34	48	25	34	76	45	106	77	541
東京 中部間	中部向き (順方向)	5	14	60	78	129	272	203	164	225	237	64	47	1,497
	東京向き (逆方向)	334	398	305	423	336	148	87	62	97	271	240	314	3,016
中部 関西間	関西向き (順方向)	55	72	293	135	414	238	362	373	993	949	354	176	4,413
	中部向き (逆方向)	796	1,972	1,197	2,273	1,359	1,688	1,202	586	246	432	641	892	13,285
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	4	1	13	0	5	9	11	0	18	24	1	4	91
	中部向き (逆方向)	1	17	228	27	11	70	43	5	0	3	0	54	458
北陸 関西間	関西向き (順方向)	338	330	80	490	549	206	67	55	85	263	217	543	3,223
	北陸向き (逆方向)	8	11	18	27	14	29	61	131	234	31	50	6	620
関西 中国間	中国向き (順方向)	55	38	38	62	38	24	26	22	50	161	37	32	584
	関西向き (逆方向)	826	943	861	980	1,174	1,566	971	1,118	1,102	767	978	1,131	12,416
関西 四国間	四国向き (順方向)	8	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	10
	関西向き (逆方向)	761	589	801	904	886	983	947	945	654	283	377	494	8,623
中国 四国間	四国向き (順方向)	13	18	29	29	15	9	15	14	29	58	7	8	245
	中国向き (逆方向)	108	52	100	126	117	349	273	202	31	25	42	19	1,445
中国 九州間	九州向き (順方向)	5	4	7	17	19	18	5	8	12	50	11	20	177
	中国向き (逆方向)	1,091	1,217	1,098	1,123	1,520	1,464	1,260	1,264	1,532	1,288	1,403	1,604	15,864

※ 連系線の計画潮流を基に作成。値は相殺前のものである。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第 1 位を四捨五入している。

<sup>2</sup> 表中の同じ数字の一部が最小値となっているのは、小数点第 1 位で四捨五入しているため。

[百万 kWh]

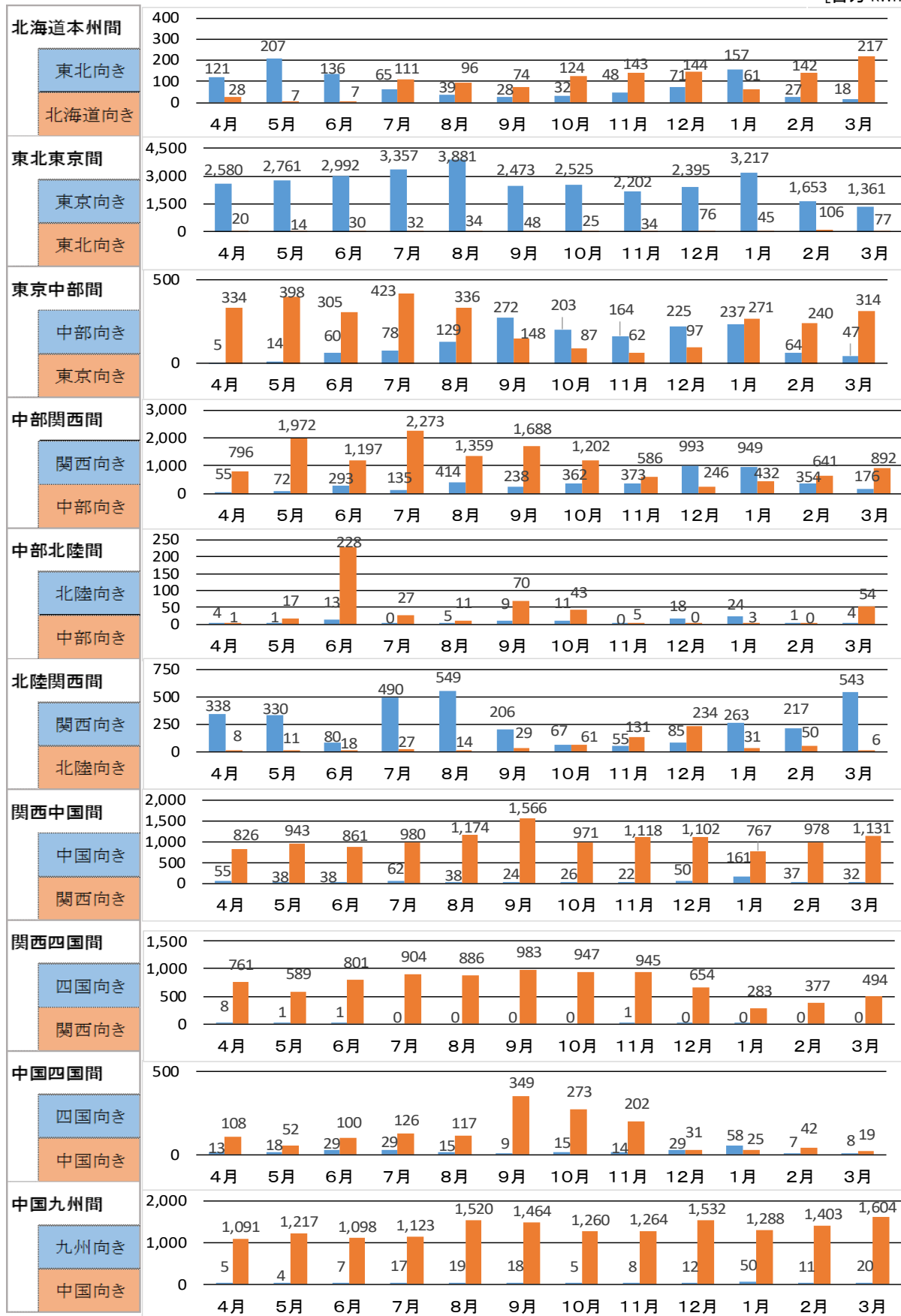


図 2-3 月間連系線利用状況



(2) 年間連系線利用状況

2011年度～2020年度の年間連系線利用状況を表2-3、図2-4に示す。

表2-3 年間連系線利用状況(2011年度～2020年度)

[百万 kWh]

		2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	3,925	214	182	143	146	237	340	130	279	947
	北海道向き (逆方向)	7	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154
東北 東京間	東京向き (順方向)	9,454	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396
	東北向き (逆方向)	5,674	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541
東京 中部間	中部向き (順方向)	1,151	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497
	東京向き (逆方向)	2,426	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016
中部 関西間	関西向き (順方向)	3,734	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413
	中部向き (逆方向)	8,403	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	169	452	170	231	108	241	353	134	7	91
	中部向き (逆方向)	130	183	310	296	172	59	108	76	40	458
北陸 関西間	関西向き (順方向)	1,127	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223
	北陸向き (逆方向)	730	464	587	491	502	640	1,260	2,540	547	620
関西 中国間	中国向き (順方向)	1,483	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578	584
	関西向き (逆方向)	10,520	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	208	0	1	2	2	1	82	31	10
	関西向き (逆方向)	9,810	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623
中国 四国間	四国向き (順方向)	3,475	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245
	中国向き (逆方向)	6,727	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445
中国 九州間	九州向き (順方向)	2,582	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177
	中国向き (逆方向)	13,905	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864

※ 連系線の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の10ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第1位を四捨五入している。

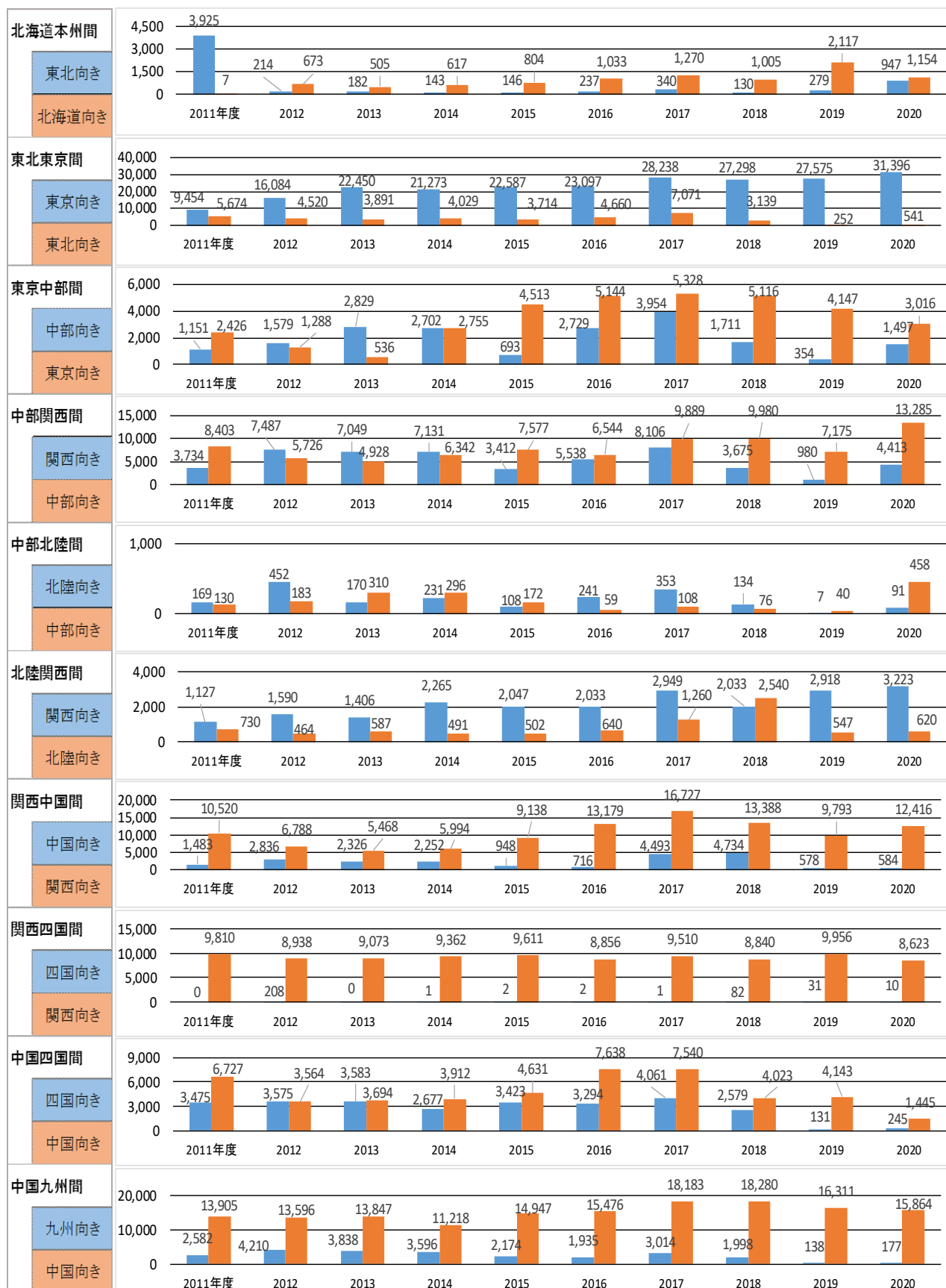


図 2-4 年間連系線利用状況 (2011 年度～2020 年度)

(3) 取引別の月間連系線利用状況

2020年度の取引別の月間連系線利用状況を表2-4に示す。

表2-4 2020年度の取引別の月間連系線利用状況

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
相対取引・その他	40	79	18	19	7	20	11	2	112	757	27	9
前日スポット取引	6,798	8,017	7,301	9,389	9,921	8,695	7,812	6,977	7,116	6,820	5,858	6,525
時間前取引	318	571	975	850	707	982	416	397	767	744	464	483

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

(4) 取引別の年間連系線利用状況

2011年度～2020年度の取引別の年間連系線利用状況を表2-5及び図2-5～図2-7に示す。

2018年10月から間接オークションが導入され、原則全ての連系線容量をスポット市場に活用することになったことに加え、スポット市場取引の活性化により、2020年度、前日スポット取引による連系線利用実績が過去10年間(2011年度～2020年度)で最大を記録した。(スポット市場は、2021年度より「翌日市場」に名称変更。)

表2-5 取引別の年間連系線利用状況(2011年度～2020年度)

[百万kWh]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
相対取引・その他	79,693	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103
前日スポット取引	5,718	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229
時間前取引	22	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675

※ 「時間前取引」について、2010～2015年度までは4時間前取引である一方、2016年度以降は1時間前取引である。

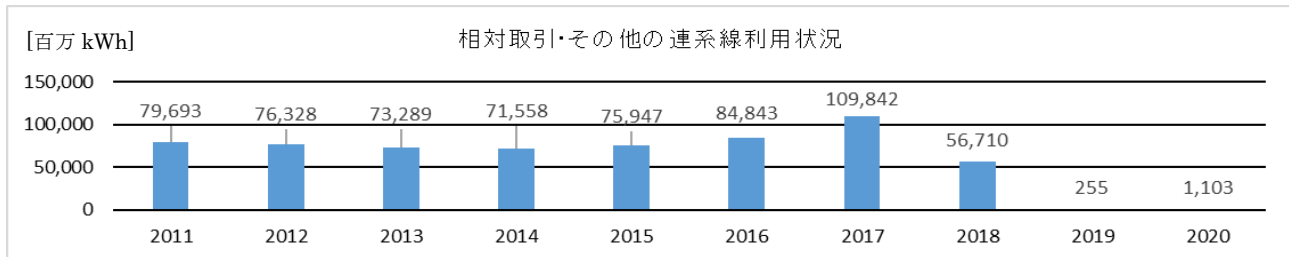


図2-5 取引別の年間連系線利用状況(2011年度～2020年度/相対取引・その他)

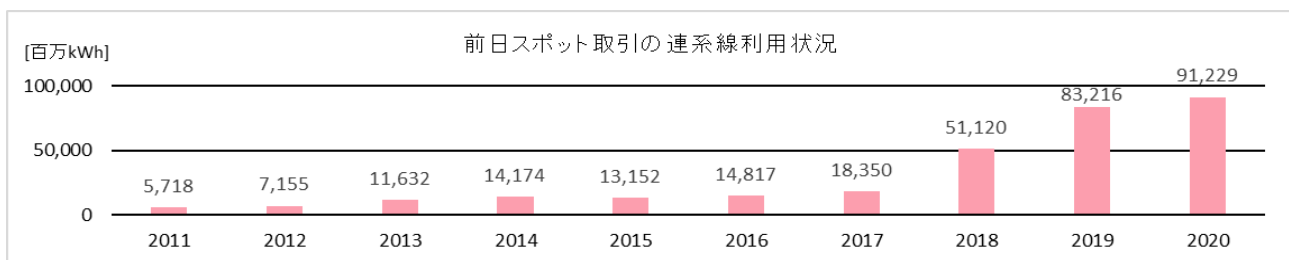


図2-6 取引別の年間連系線利用状況(2011年度～2020年度/前日スポット取引)

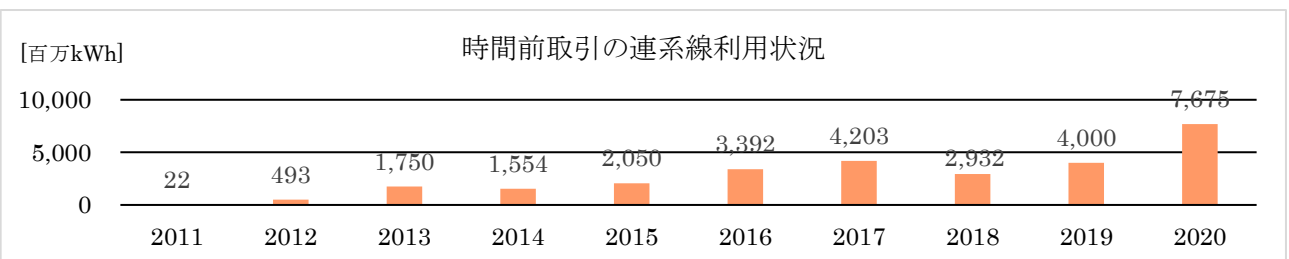


図2-7 取引別の年間連系線利用状況(2011年度～2020年度/時間前取引)

### 3. 連系線の作業停止状況

業務規程第167条の規定に基づき、本機関が一般送配電事業者から報告を受けた連系線の作業停止の実績を以下のとおり示す。

#### (1) 月間連系線作業停止状況

2020年度の連系線別の月間及び年間連系線作業停止状況を表2-6に、2020年度の月間全国連系線作業停止率を図2-8に示す。

表2-6 2020年度の月間及び年間連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計			
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数		
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	12	30	7	31	32	30	0	0	14	18	12	11	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	121
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4
東京中部間	佐久間周波数変換設備	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	8	11	
	新信濃周波数変換設備	0	0	8	4	11	15	0	0	0	0	4	4	11	9	22	21	13	12	8	8	13	10	9	6	99	89		
	東清水周波数変換設備	1	1	0	0	0	0	2	2	0	0	2	5	4	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	10	17	
中部関西間	三重東近江線	0	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	8	3	
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	0	0	0	0	2	23	0	0	0	0	9	14	15	28	14	14	12	12	0	0	10	9	6	4	68	104		
北陸関西間	越前嶺南線	0	0	0	0	4	22	0	0	0	0	5	8	6	9	2	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	19	42	
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	14	7	5	7	1	1	0	0	0	0	5	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	31	26	54	
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	2	7	5	4	8	5	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	7	10	0	0	24	28	
中国四国間	本四連系線	2	1	12	26	2	6	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	18	36	
中国九州間	関門連系線	8	12	9	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	18	25	
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		44	60	46	84	64	103	2	2	14	18	38	57	49	62	38	36	26	25	9	10	32	31	23	46	385	534		

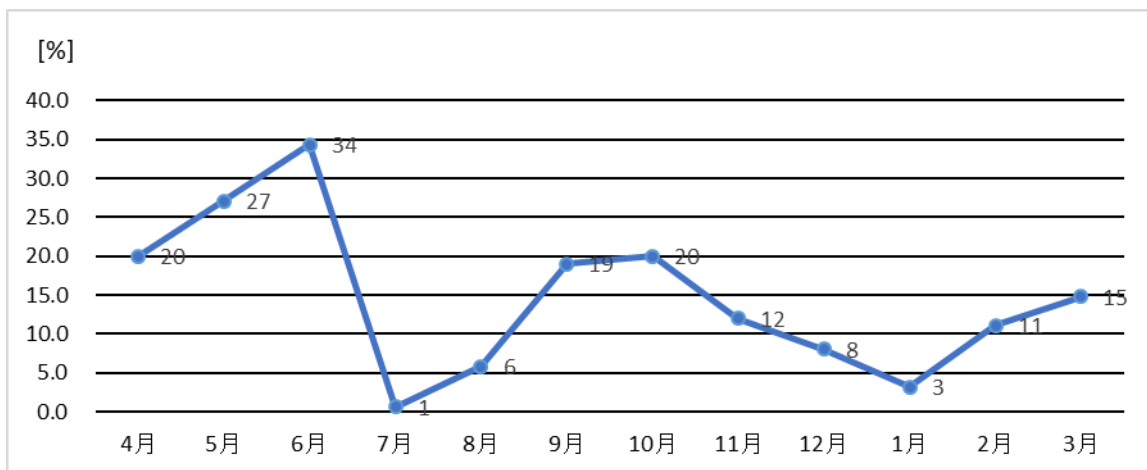


図2-8 連系線の2020年度月間作業停止率

※ 作業停止率 =  $\frac{\text{連系線作業停止延べ日数}}{10 \times \text{連系線} \times \text{暦日数}}$

## (2)年間連系線作業停止状況

2011年度～2020年度の年間連系線作業停止状況を表2-7に示す。

新信濃周波数変換設備、南福光連系所、南福光変電所の連系設備の連系線作業停止年間合計件数が例年に比べ大幅に増加し過去10年間(2011年度～2020年度)で最多を記録したことなどにより、2020年度の連系線作業停止件数は385件であり、過去10年間(2011年度～2020年度)で最多を記録した。

表2-7 年間連系線作業停止状況(2011年度～2020年度)

[件]

年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	計	10ヶ年平均
件数	56	58	38	63	91	218	267	205	353	385	1,734	173

※ 2015年度から2016年度にかけて実績が大きく増加しているのは、2016年度から、広域機関システムが導入されたことにより詳細な実績管理が可能となったためである。

#### 4. 連系線の故障状況

##### (1) 連系線の故障状況

2020年度の連系線の故障状況を表2-8に示す。

表2-8 2020年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
4月9日	阿南紀北直流幹線	阿南変換所側 1群サイスタバール <sup>3</sup> 冷却系の漏水によるトリップ
7月26日	東清水 F C	他送電線事故波及と推定
7月28日	新信濃 1号 F C / 新信濃 2号 F C	他送電線事故波及と推定
8月22日	新信濃 2号 F C	他送電線事故波及と推定
9月3日	佐久間 F C	他送電線事故波及と推定
9月3日	東清水 F C	他送電線事故波及と推定
9月19日	新信濃 2号 F C	制御盤 1系列の異常と推定
3月2日	新信濃 1号 F C	原因不明

※運用容量に影響のある連系線の故障実績を記載。その他、運用容量に影響のある電源の故障が2件発生。<sup>3</sup>

##### (2) 年間連系線故障件数

2011年度～2020年度の年間連系線の故障状況を表2-9に示す。

表2-9 年間連系線故障状況

											[件]	
年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	計	10ヶ年平均
件数	5	6	9	1	3	3	3	6	9	8	53	5

<sup>3</sup> 発生日 2021年2月13日 連系線名称：相馬双葉幹線 原因等：地震発生による電源トラブル  
 発生日 2021年3月20日 連系線名称：相馬双葉幹線 原因等：地震発生による発電機停止  
 なお、電源トラブルとは、複数の発電機停止のことをいう。

## 5. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生、又は発生するおそれのある場合において、連系線に設定したマージンを使って電気を供給することをいう。

業務規程第 152 条(需給ひっ迫又は下げ代不足時のマージンの使用)の規定に基づき、ひっ迫エリアからの申し入れによる連系線のマージン使用の必要性を認め使用した実績について、2020 年度は表 2-10 のとおり。

2020 年度のマージン使用の実績は 16 日であり、2020 年度冬季の需給ひっ迫対応のため、本機関設立来(2015 年度以降)、過去最多日数を記録した。

表 2-10 2020 年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
12 月 15 日 12 月 16 日	東京中部間連系設備 (東京→中部向き)	[冬季の電力需給ひっ迫対応] 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
1 月 3 日 1 月 4 日 1 月 6 日 1 月 7 日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	[冬季の電力需給ひっ迫対応] 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
1 月 8 日 1 月 9 日 1 月 10 日 1 月 11 日 1 月 12 日 1 月 13 日 1 月 15 日 1 月 16 日	東京中部間連系設備 (東京→中部向き)	[冬季の電力需給ひっ迫対応] 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
1 月 13 日	中国四国間連系線 (中国→四国向き)	[冬季の電力需給ひっ迫対応] 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
2 月 14 日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	福島県沖を震源とする最大震度 6 強の地震が発生したことに伴い、東北電力ネットワークエリアの供給力不足が発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため

表 2-11 マージン使用の年間実績

[日]

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
全国	0	3	15	1	16

## 6. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績の見方は、図 2-9 及び表 2-12 に示すとおりであり、利用実績は次頁以降の図 2-10～2-19 のとおり。

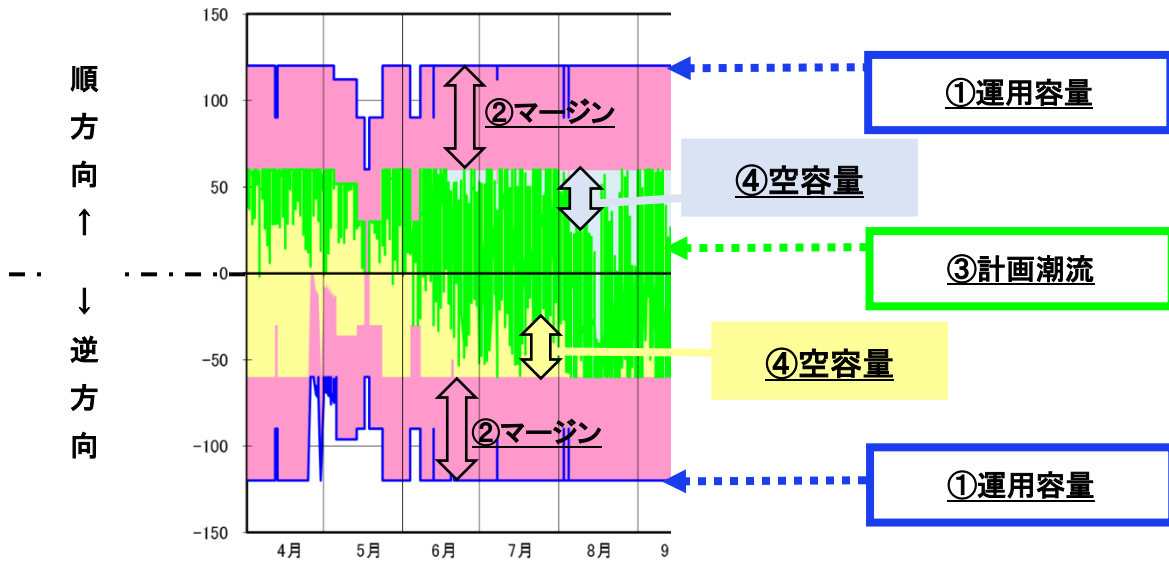


図 2-9 連系線 実績の見方

表 2-12 連系線 実績の見方

構成要素	2018年9月まで	2018年10月から(間接オークション導入後)
①運用容量	流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値。	同左
②マージン	マージンとは、電力系統の異常時又は受給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、または電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用した連系線利用計画及びマージンを使用した連系線利用計画の連系線利用量は控除。	マージンとは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用する計画潮流は控除。
③計画潮流	先着優先による連系線利用計画、前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合	前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。
④空容量	④ = ① - ② - ③ なお、広域周波数調整に必要となる容量については、その実施を決定した時点で、空容量から控除。	同左

(注: 計画潮流について)

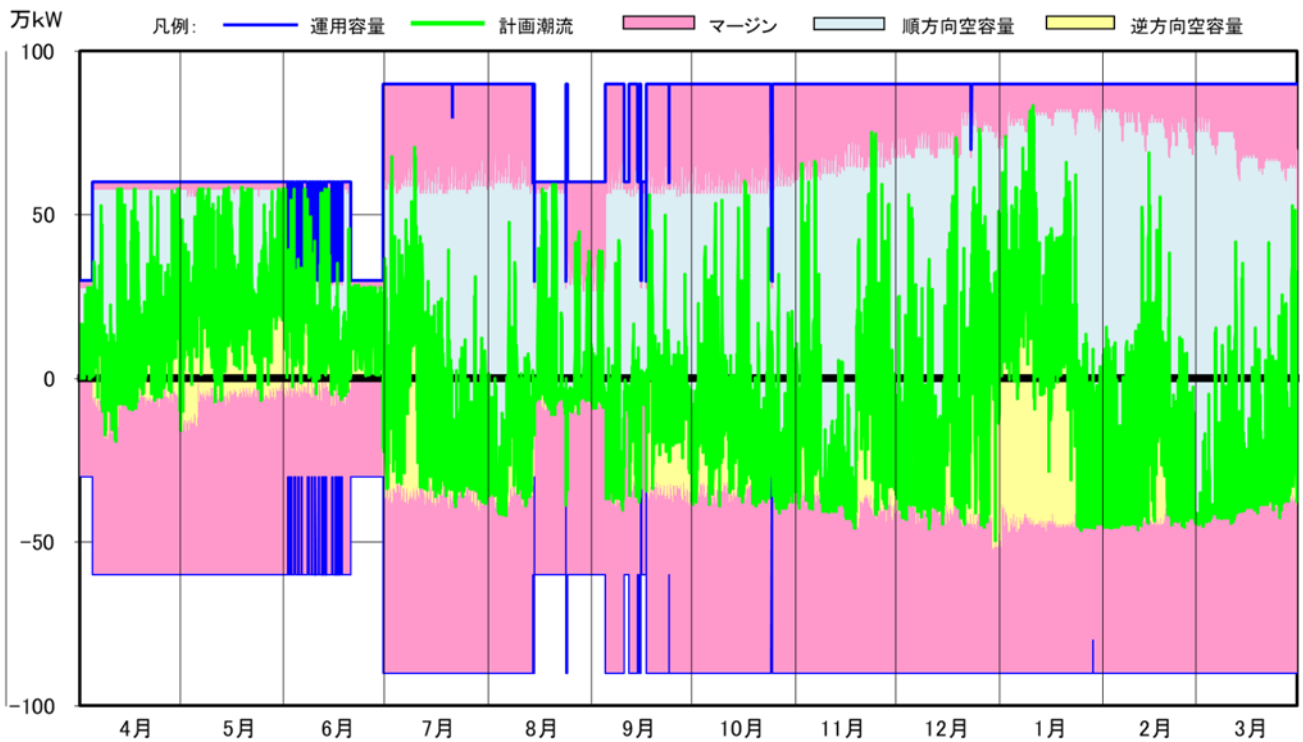
順方向と逆方向の利用計画は相殺される。そのため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値として記載する。

**【参考】空容量実績の公表について**

空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

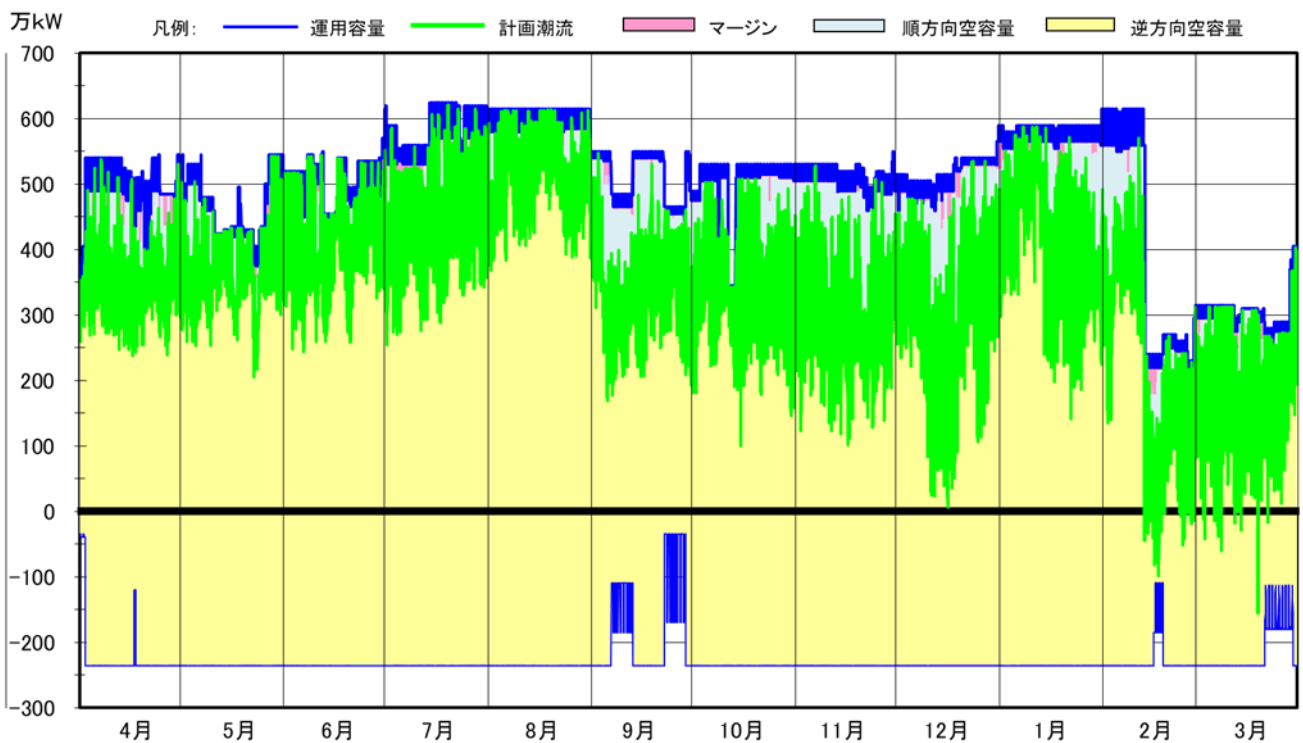
URL: [http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN\\_login#](http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#)





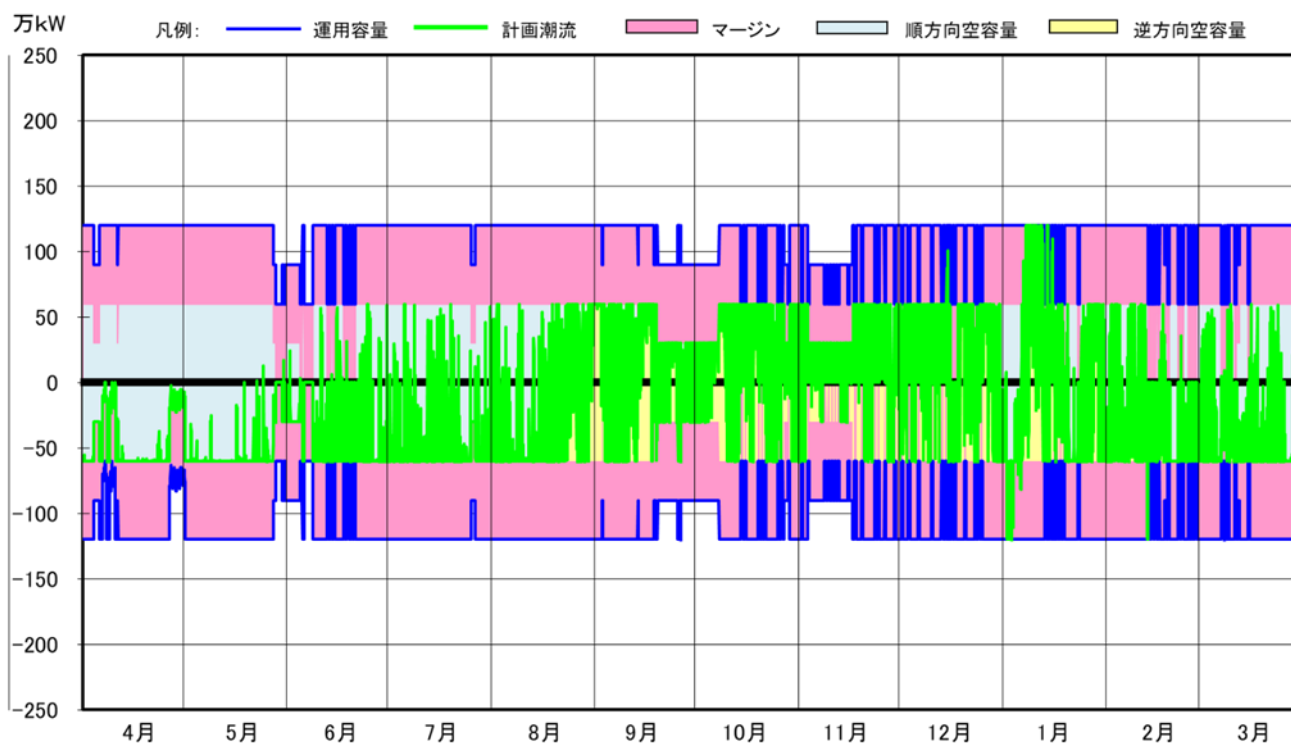
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図 2-10 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2020 年度)



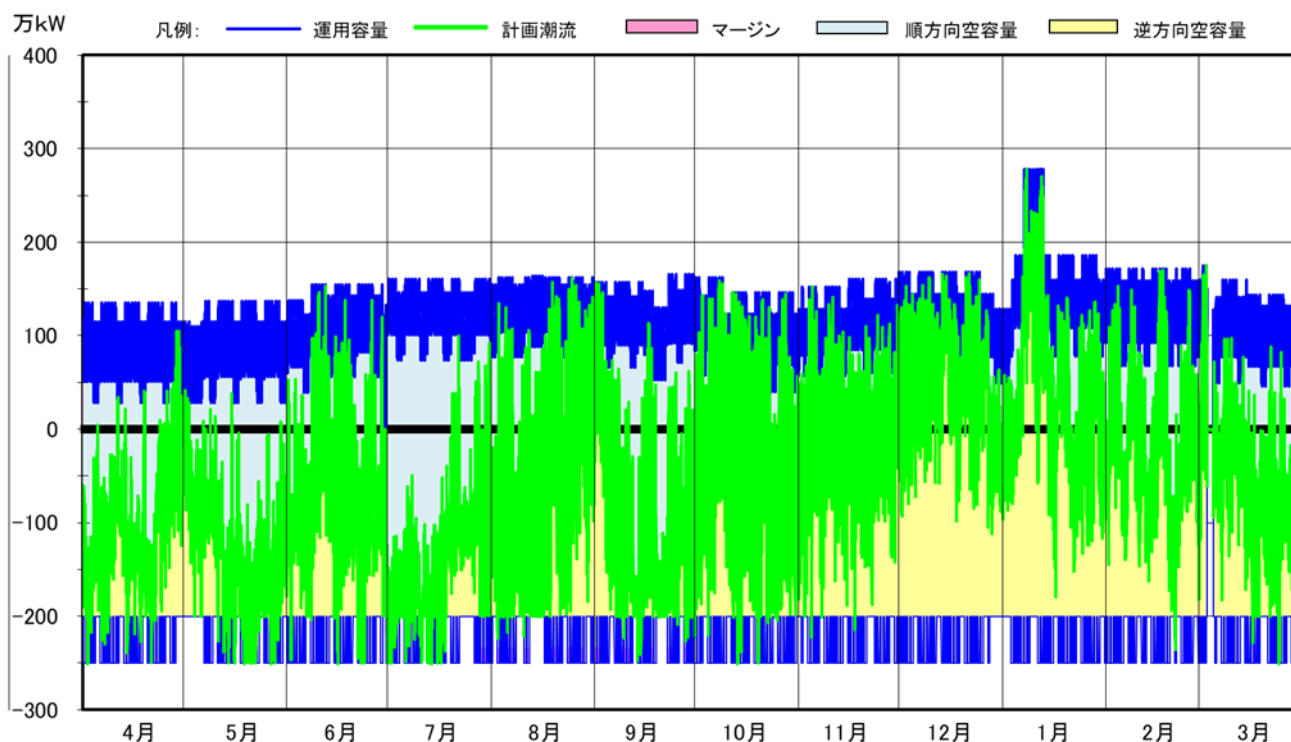
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図 2-11 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2020 年度)



※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図 2-12 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)の空容量実績(2020 年度)



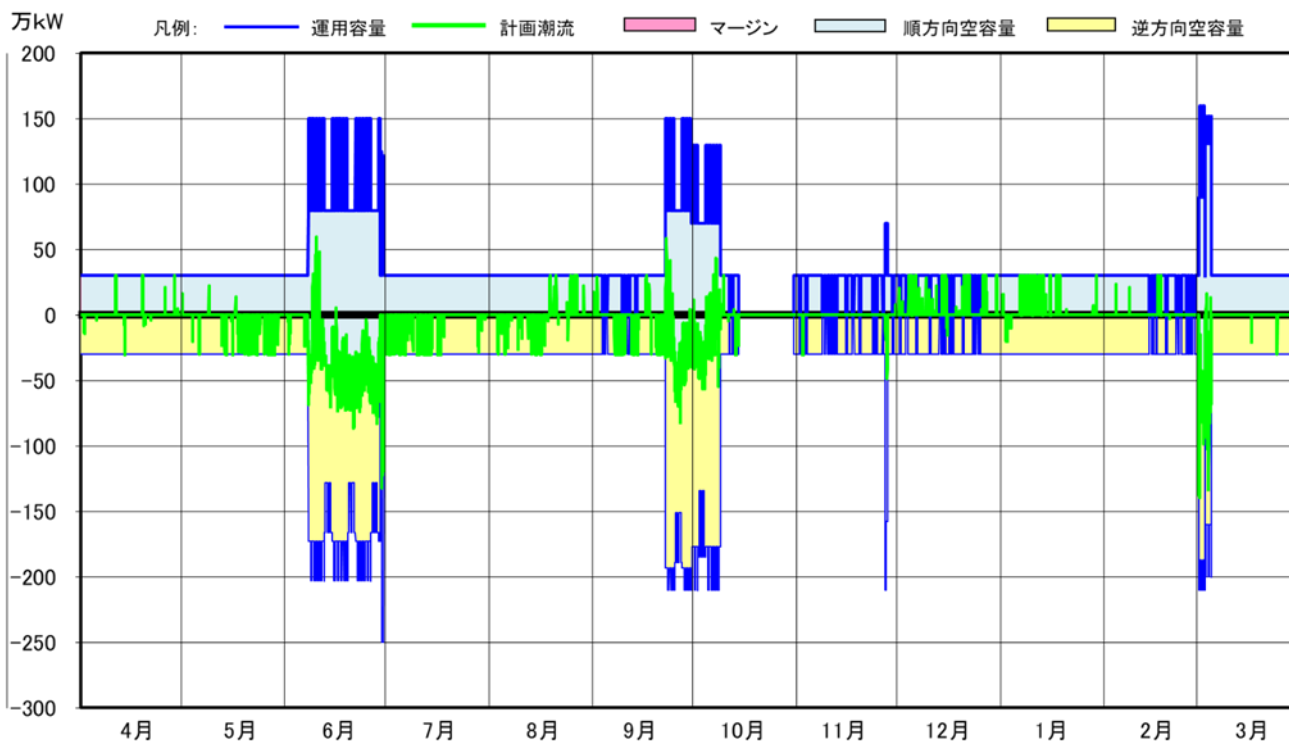
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2020 年度)

なお、2020 年度冬季の全国的な需給ひっ迫に際し、一般送配電事業者に対する融通指示を行うに当たり、中部関西間連系線（三重東近江線）の空容量が不足しており、当該連系線の運用容量を拡大しなければ電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため、業務規程第 153 条の規定に基づく緊急措置として、稀頻度の連系線事故に伴う停電発生リスクを許容しつつ、当該連系線の運用容量を拡大した。

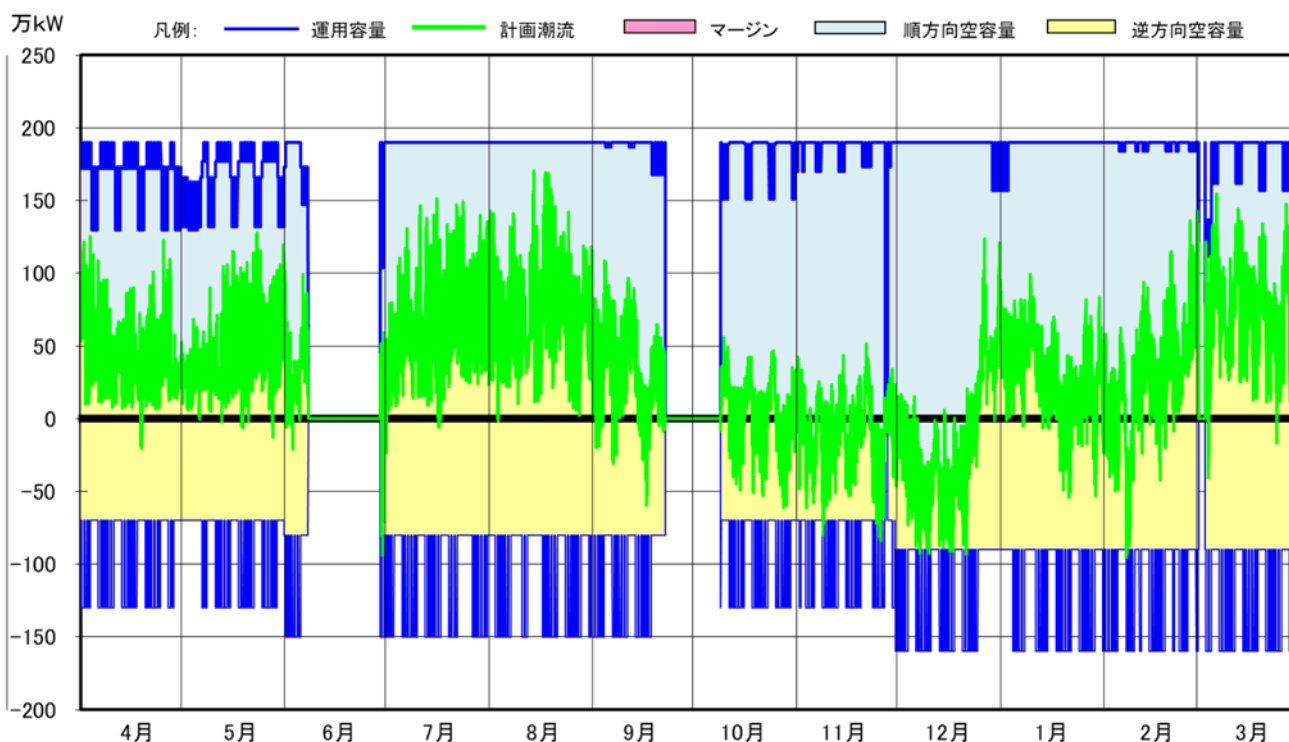
○中部関西間連系線（三重東近江線）（関西向き）

- 1) 1 月 8 日（金） 4:30～24:00 （最大 133 万 kW）
- 2) 1 月 9 日（土） 3:00～24:00 （平均 107 万 kW）
- 3) 1 月 10 日（日） 0:00～24:00 （平均 106 万 kW）
- 4) 1 月 11 日（月） 0:00～24:00 （平均 106 万 kW）
- 5) 1 月 12 日（火） 0:00～24:00 （平均 111 万 kW）
- 6) 1 月 13 日（水） 0:00～24:00 （平均 115 万 kW）



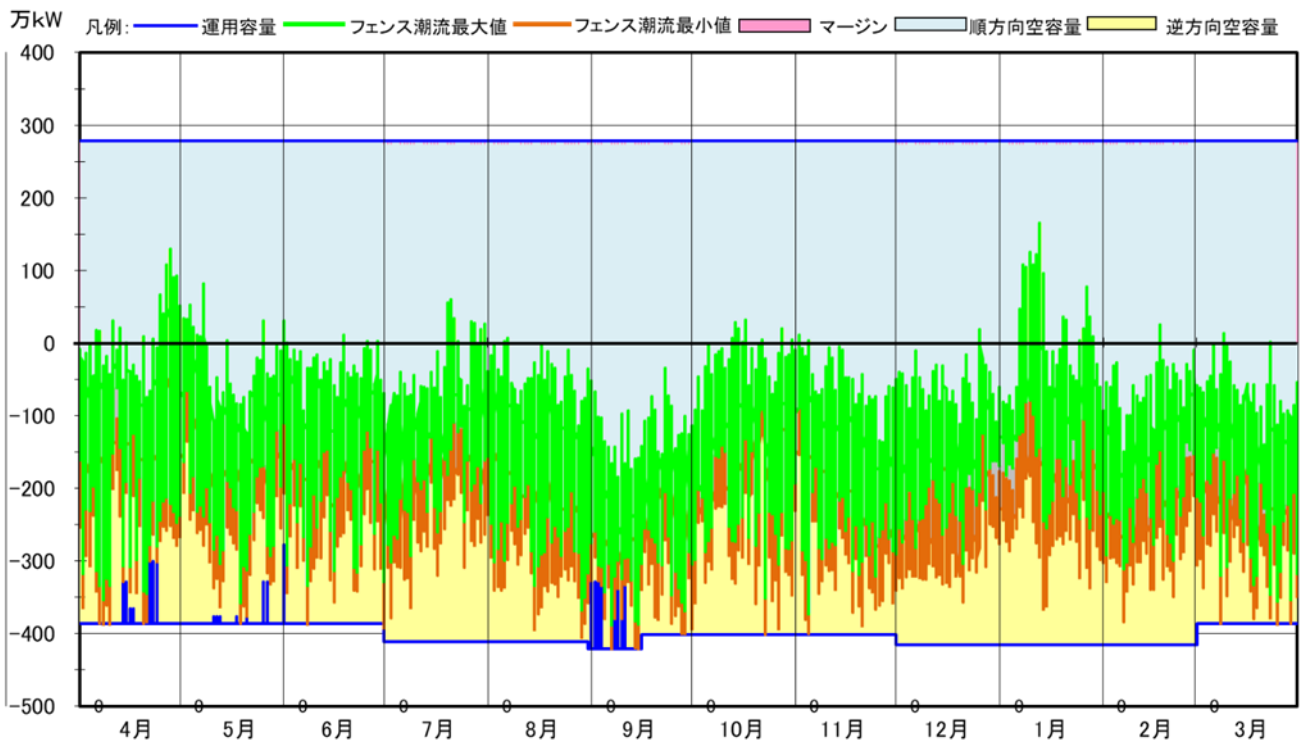
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-14 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2020 年度)



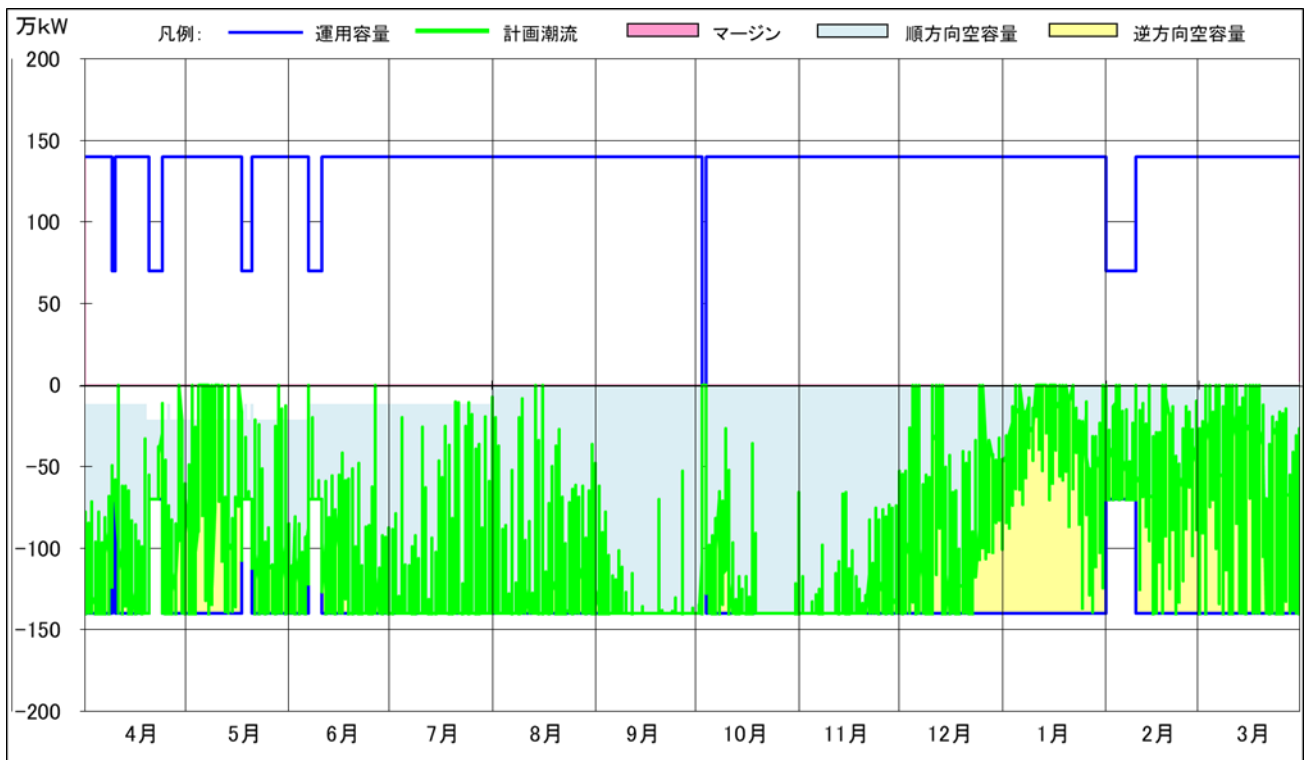
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図 2-15 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2020 年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図 2-16 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2020 年度)

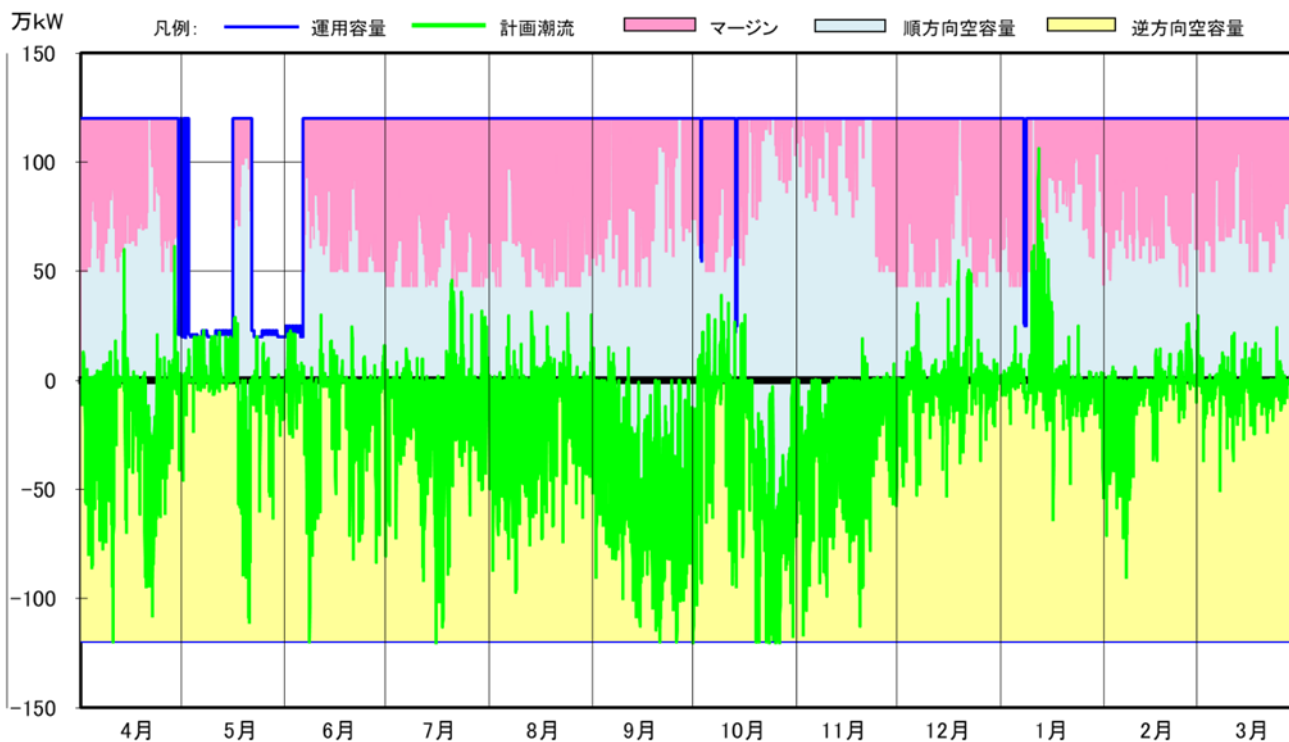


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

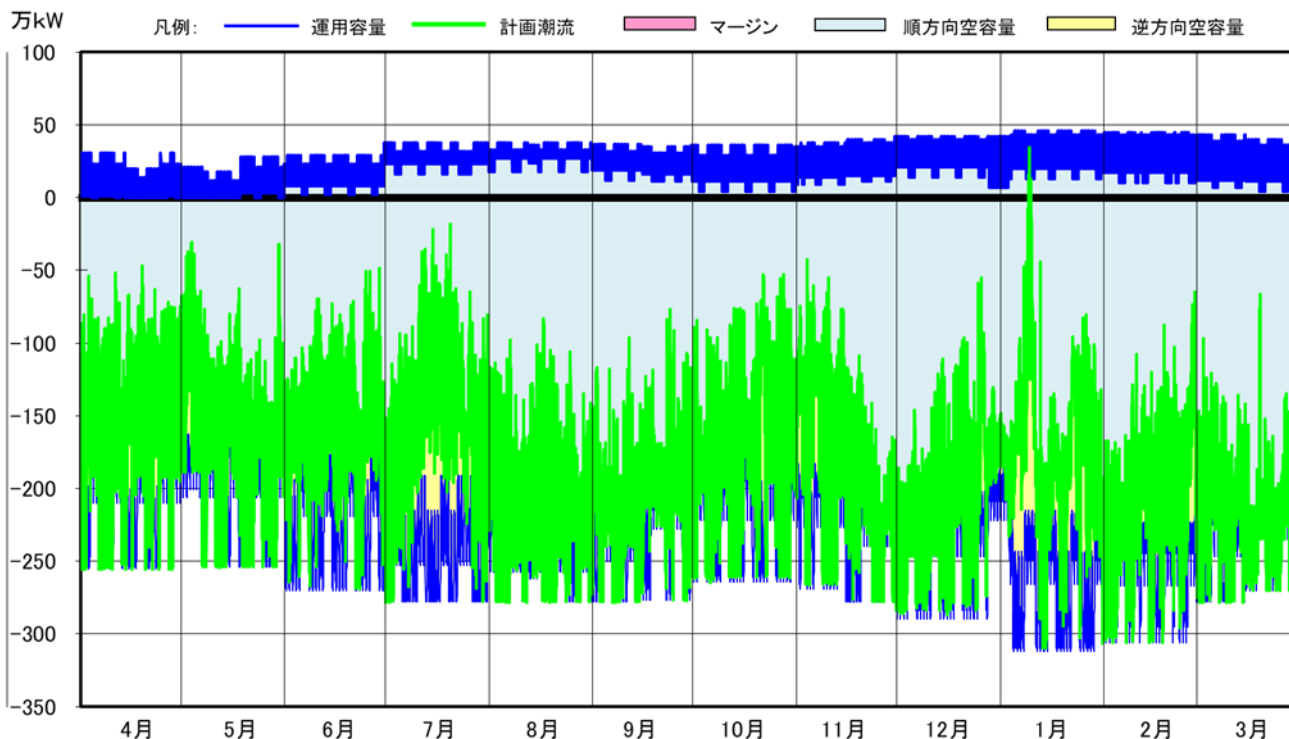
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図 2-17 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(2020 年度)



※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-18 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2020 年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-19 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2020 年度)

## 7. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況は各一般送配電事業者が公表しているとおりであり、以下 URL で参照されたい。

- 
- ・北海道電力ネットワーク株式会社 : [http://www.hepco.co.jp/network/con\\_service/public\\_document/bid\\_info.html](http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html)
  - ・東北電力ネットワーク株式会社 : <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>
  - ・東京電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
  - ・中部電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
  - ・北陸電力送配電株式会社 : [http://www.rikuden.co.jp/nw\\_notification/U\\_154seyaku.html#akiouryu](http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seyaku.html#akiouryu)
  - ・関西電力送配電株式会社 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
  - ・中国電力ネットワーク株式会社 : <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>
  - ・四国電力送配電株式会社 : <http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
  - ・九州電力送配電株式会社 : [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure)
  - ・沖縄電力株式会社 : <http://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

## まとめ

### 電力系統

電力系統の実績としては、地域間連系線の利用、作業停止、故障、マージン使用、空容量に係る状況を取りまとめた。



電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp>

## Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

### 発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ

(2020年度の受付・回答分)

2021年6月

電力広域的運営推進機関

## - はじめに -

電力広域的運営推進機関（以下、広域機関という。）は、業務規程第181条の規定に基づき、系統アクセス業務に関する前年度までの実績について公表している。

今回、2020年度（2020年4月～2021年3月）の系統アクセス業務に関する実績（受付及び回答状況）を取りまとめたので、公表する。

本資料は2020年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規定等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規定等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、2020年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

なお、本資料の取りまとめについては、前年度公表資料（2019年度受付及び回答状況の取りまとめ）から以下のとおり記載内容を変更している。

- ① 2021年1月13日から全国の空き容量の無い基幹系統に対してノンファーム型接続の適用が開始されたことを踏まえ、接続検討（回答件数）、契約申込み（受付・回答件数）にノンファーム型接続適用状況を追加した。なお、東京エリアについては東京電力パワーグリッド(株)の試行的な取り組みとしてノンファーム型接続を先行適用している。（新京葉線、新佐原線は、2019年9月17日に適用開始。鹿島系統は2020年1月24日に適用開始。）
- ② これまでの集計では、接続検討（回答件数）、契約申込み（回答件数）の超過状況を、全国計の数値で集計していたが、国の審議会（※）での審議を踏まえ、各一般送配電事業者毎の記載に変更した。

※ 第29回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2021年2月25日）

- 目次 -

1. 対象電源.....	104
2. 集計結果.....	105
2.1 事前相談.....	105
2.1.1 受付件数.....	105
2.2 接続検討.....	106
2.2.1 受付件数.....	106
2.2.2 電源種別毎の受付件数.....	107
2.2.3 回答件数.....	108
2.2.4 検討期間.....	109
2.2.5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況.....	111
2.3 契約申込み.....	112
2.3.1 受付件数.....	112
2.3.2 電源種別毎の受付件数.....	113
2.3.3 回答件数.....	114
2.3.4 検討期間.....	115
2.3.5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況.....	117
<参考>年度推移.....	118
(1) 事前相談.....	118
(2) 接続検討.....	119
(3) 契約申込み.....	120

## 1. 対象電源

2015年4月1日以降に広域機関及び一般送配電事業者において系統アクセス業務に係る受付または回答を行った最大受電電力500キロワット以上の発電設備等の案件を対象とする。なお、発電容量の増加を伴わない改修等も含む。

ただし、調査期限末日時点（2021年3月31日）において回答予定日を超過して継続検討中（未回答）である接続検討の案件の総数に限り、2015年3月以前に受付を行った案件も含め集計している。

また、本資料において、各事業者名称は下記の略称で記載する。

事業者名称	本資料における略称
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道NW
東北電力ネットワーク株式会社	東北NW
東京電力パワーグリッド株式会社	東京PG
中部電力パワーグリッド株式会社	中部PG
北陸電力送配電株式会社	北陸送配
関西電力送配電株式会社	関西送配
中国電力ネットワーク株式会社	中国NW
四国電力送配電株式会社	四国送配
九州電力送配電株式会社	九州送配
沖縄電力株式会社	沖縄電力

## 2. 集計結果

### 2.1. 事前相談

#### 2.1.1. 受付件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおり。

全国の事前相談受付件数は前年度と比較すると減少しているが、1月から増加傾向がみられる。

表1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	前年度（2019年度）			当年度（2020年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	41	—※1	41	27	—※1	27	▲ 14
北海道NW	85	152	237	142	425	567	330
東北PG	283	1,219	1,502	293	888	1,181	▲ 321
東京PG	167	1,020	1,187	190	874	1,064	▲ 123
中部PG	239	1,601	1,840	113	1,706	1,819	▲ 21
北陸送配	85	177	262	45	169	214	▲ 48
関西送配	263	1,865	2,128	146	1,296	1,442	▲ 686
中国NW	419	1,101	1,520	143	752	895	▲ 625
四国送配	51	206	257	30	296	326	69
九州送配	506	2,978	3,484	190	1,600	1,790	▲ 1,694
沖縄電力	6	15	21	1	43	44	23
合計	2,145	10,334	12,479	1,320	8,049	9,369	▲ 3,110

※1 広域機関は出力の合計値が1万キロワット以上の発電設備のみを受け付けており、電圧階級は特別高圧のみである。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

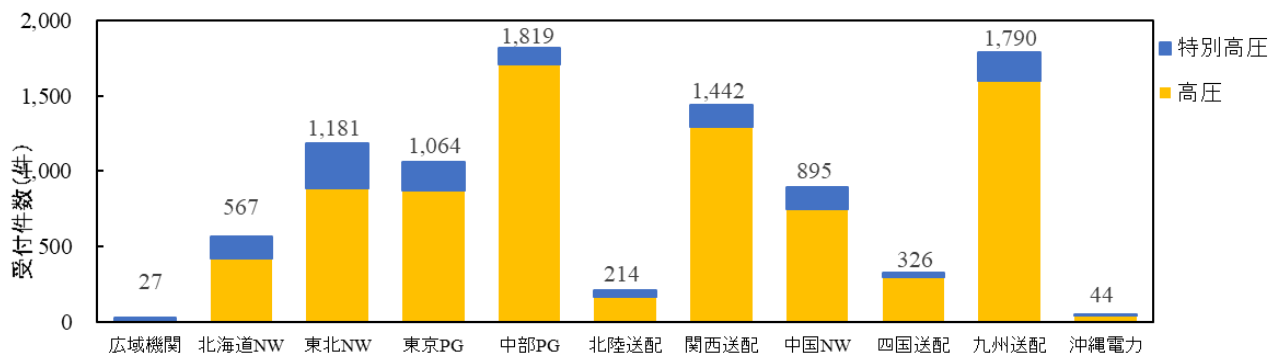


図1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

[2020年度]

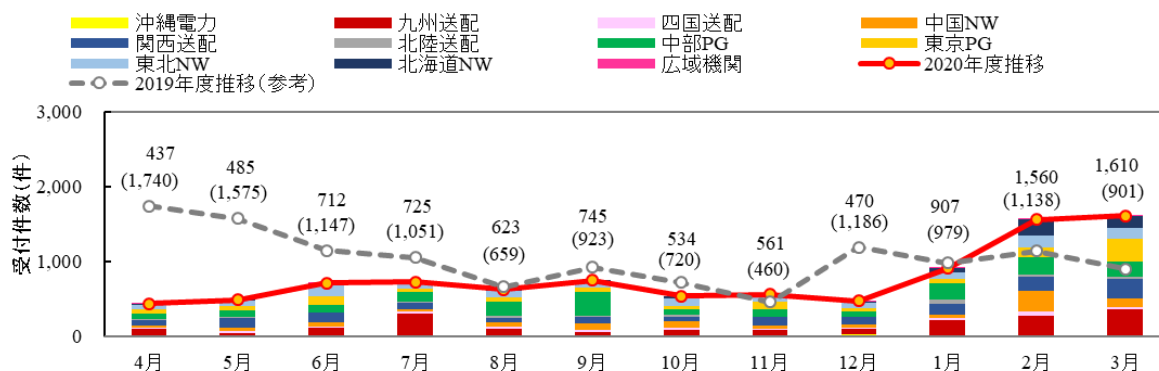


図2 事前相談 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2020年度]

## 2.2. 接続検討

### 2.2.1. 受付件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に受付を行った接続検討の件数は以下のとおり。

全国の接続検討受付件数は前年度と比較すると増加している。特に、東北NWおよび東京PGの受付件数が多く、事前相談受付件数と同様に1月から増加傾向がみられる。

表2 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	前年度（2019年度）			当年度（2020年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	83	0	83	74	2	76	▲ 7
北海道NW	35	30	65	50	39	89	24
東北NW	245	118	363	297	127	424	61
東京PG	87	200	287	89	354	443	156
中部PG	57	106	163	51	179	230	67
北陸送配	57	22	79	29	26	55	▲ 24
関西送配	43	48	91	58	79	137	46
中国NW	51	40	91	48	58	106	15
四国送配	24	18	42	8	21	29	▲ 13
九州送配	78	60	138	67	106	173	35
沖縄電力	1	4	5	1	5	6	1
合計	761	646	1,407	772	996	1,768	361

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

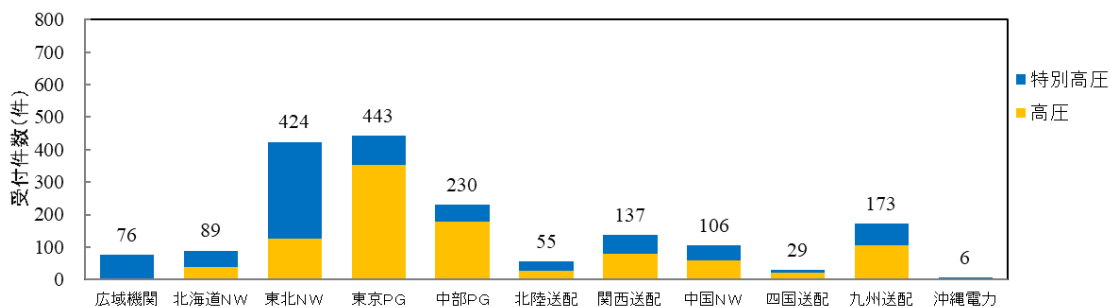


図3 接続検討 受付件数(広域機関及び一般送配電事業者別)

[2020年度]

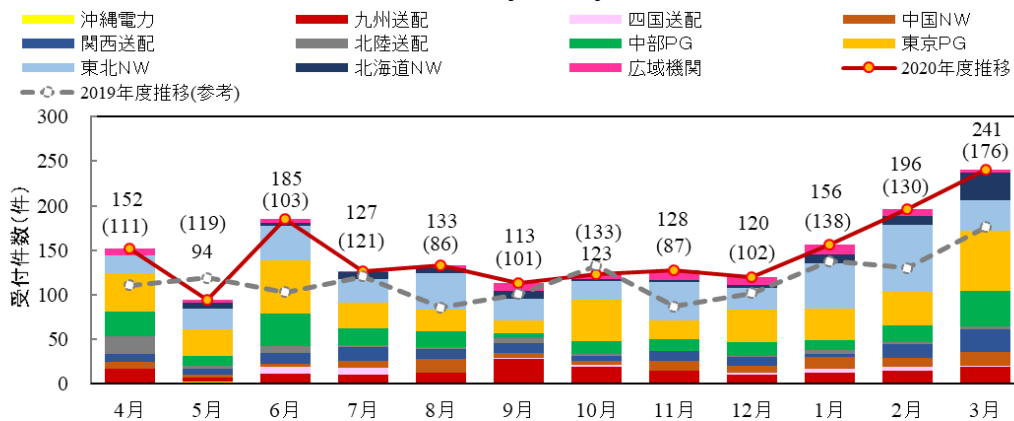


図4 接続検討 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2020年度]

## 2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおり。なお、広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。

受付件数の多い東北エリアでは風力比率が高く、東京エリアでは太陽光比率が高くなっている。また、昨年度と比較すると太陽光の受付件数が増加している。

※1 接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、接続検討の受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

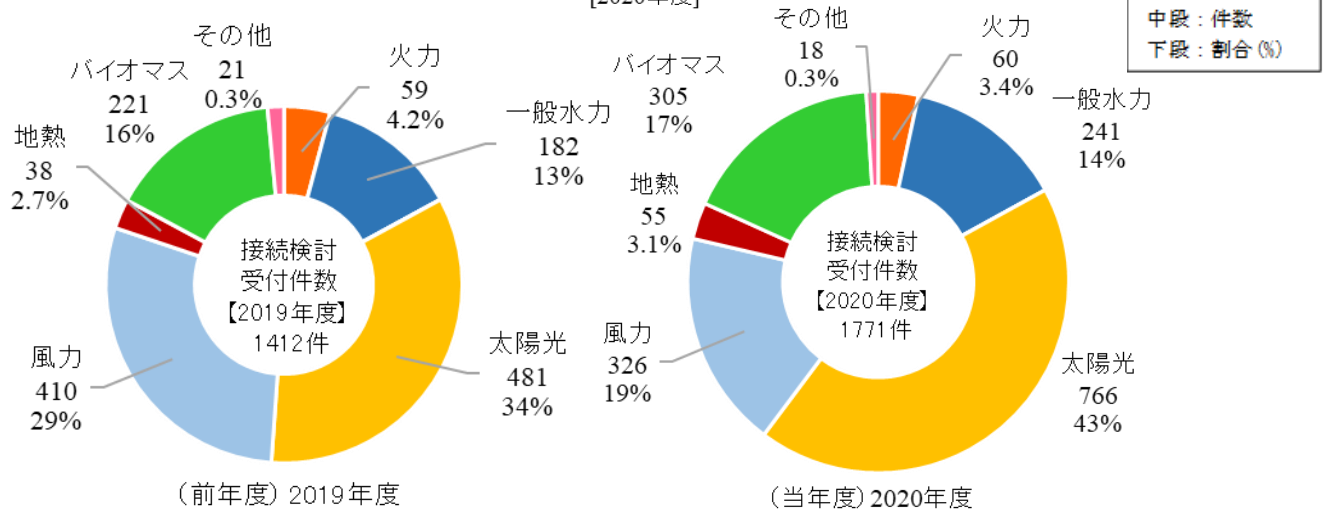
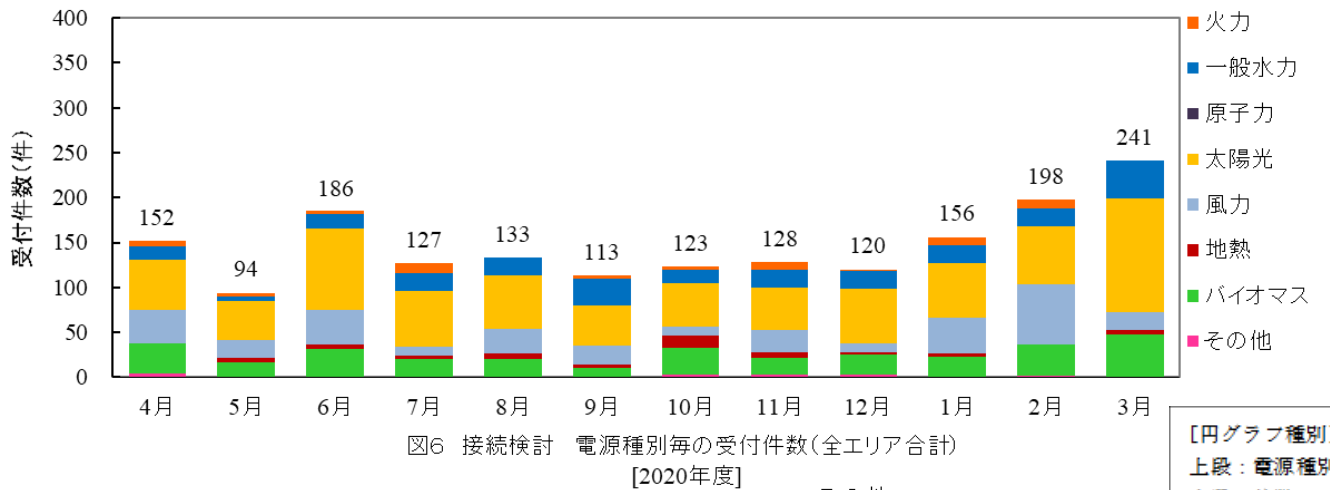
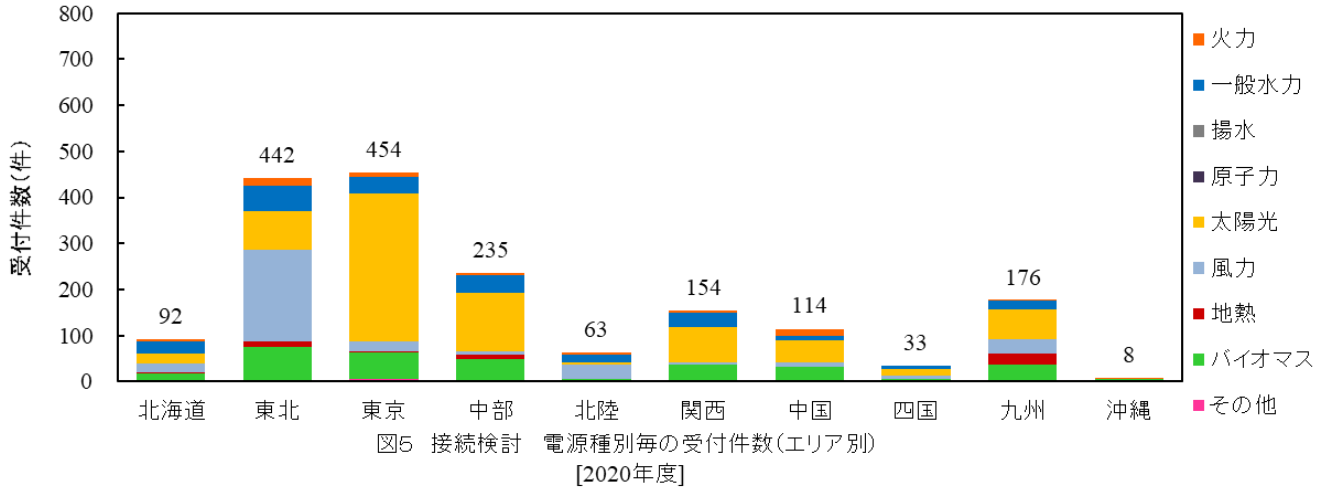


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合 (全エリア合計)



### 2.2.3. 回答件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に回答を行った接続検討の回答件数は以下のとおり。  
 全国の接続検討回答件数は前年度と比較すると増加している。  
 ノンファーム型接続の回答件数は、試行的な取り組みで先行している東京PGが多い。

表3 接続検討の回答件数(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	前年度（2019年度）			当年度（2020年度）						増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	70	0	70	81	(1)	0	(-)	81	(1)	11
北海道NW	21	63	84	29	(-)	19	(-)	48	(-)	▲ 36
東北NW	211	139	350	273	(3)	113	(1)	386	(4)	36
東京PG	86	163	249	65	(26)	247	(126)	312	(152)	63
中部PG	48	104	152	57	(-)	153	(-)	210	(-)	58
北陸送配	49	18	67	53	(-)	27	(-)	80	(-)	13
関西送配	41	51	92	45	(-)	57	(-)	102	(-)	10
中国NW	44	48	92	44	(-)	47	(-)	91	(-)	▲ 1
四国送配	24	23	47	16	(-)	16	(-)	32	(-)	▲ 15
九州送配	57	74	131	55	(10)	85	(2)	140	(12)	9
沖縄電力	0	4	4	1	(-)	7	(-)	8	(-)	4
合計	651	687	1,338	719	(40)	771	(129)	1,490	(169)	152

- ※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。
- ※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。
- ※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。
- ※4 ( )内はノンファーム型接続回答を再掲

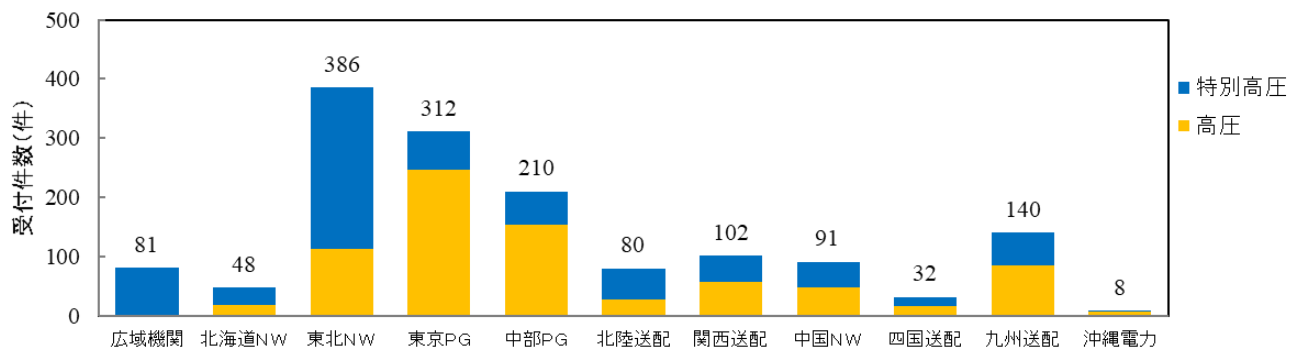


図8 接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別) [2020年度]

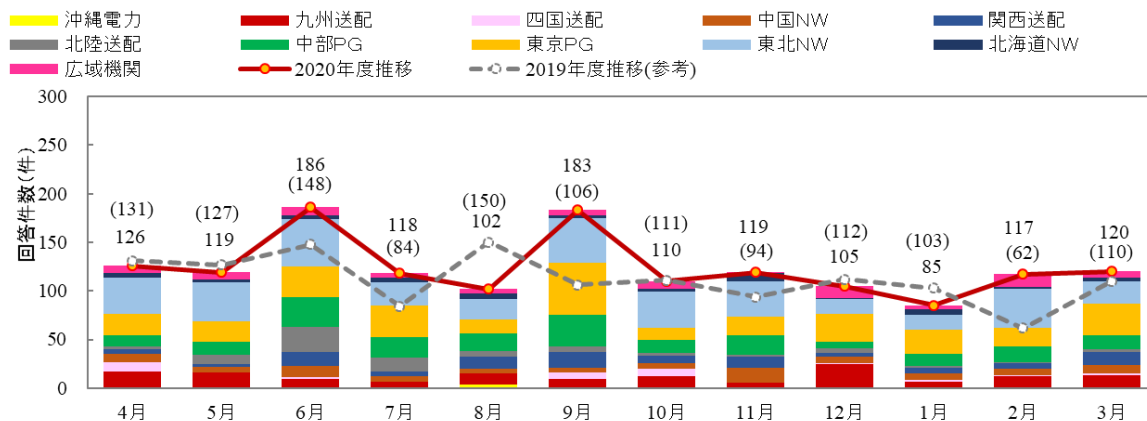


図9 接続検討 回答件数(広域機関+一般送配電事業者) [2020年度]

## 2.2.4. 検討期間

2020年度（2020年4月～2021年3月）に回答を行った接続検討の回答期間は以下のとおり。なお、検討期間は、送配電等業務指針第86条の規定を踏まえ、3ヶ月を標準期間として確認した。

検討期間3ヶ月を超過している件数は全体の25%程度であり、超過理由の主な理由は受付者都合だがその詳細は申込集中・特殊検討・検討量大が多い。

表4 接続検討の検討期間(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

	回答 件数	3ヶ月 以内	3ヶ月 超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
広域機関※1	81	40	41	0	3	6	29	2	0	0	0	1
北海道NW	48	30	18	0	0	14	1	2	1	0	0	0
東北NW	386	244	142	3	10	56	52	0	3	10	0	8
東京PG	312	262	50	1	3	5	34	7	0	0	0	0
中部PG	210	194	16	1	1	0	9	0	3	1	0	1
北陸送配	80	54	26	1	0	0	12	0	0	0	0	13
関西送配	102	97	5	0	3	0	1	0	1	0	0	0
中国NW	91	88	3	0	1	0	2	0	0	0	0	0
四国送配	32	31	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
九州送配	140	79	61	1	8	19	14	3	0	0	0	16
沖縄電力	8	6	2	0	0	0	0	1	0	0	0	1
合計	1,490	1,125	365	7	29	100	154	16	8	11	0	40

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

(接続検討の回答期間)

第86条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、接続検討の回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 系統連系希望者が高压の送電系統への発電設備等（但し、逆変換装置を使用し、容量が500キロワット未満のものに限る。）の連系等を希望する場合 接続検討の申込みの受付日から2か月
- 二 前号に該当しない場合 接続検討の申込みの受付日から3か月

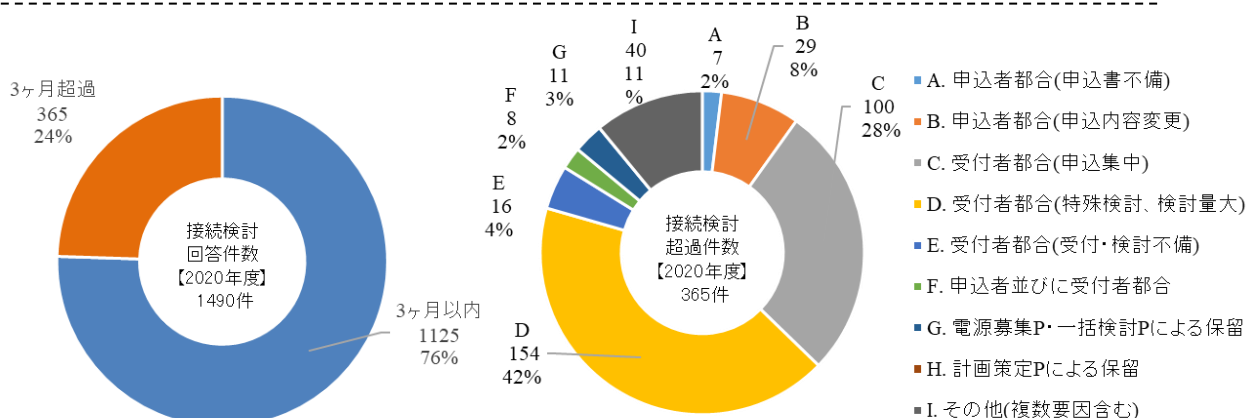


図10 接続検討の回答件数および検討期間実績 (広域機関と一般送配電事業者の合計) [2020年度]

図11 接続検討の回答予定日超過理由 (広域機関と一般送配電事業者の合計) [2020年度]

[円グラフ種別]  
上段：検討期間  
中段：件数  
下段：割合 (%)

[円グラフ種別]  
上段：超過理由  
中段：件数  
下段：割合 (%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A.申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B.申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C.受付者都合（申込集中）

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

D.受付者都合（特殊検討，検討量大）

特殊検討<sup>※1</sup>が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E.受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F.申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G.電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス<sup>※2</sup>および電源接続案件一括検討プロセス<sup>※2</sup>の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

H.計画策定Pによる保留

計画策定プロセス<sup>※3</sup>の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I.その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

- ・合理的な設備形成の検討に時間を要しているため  
（事業者提案にあたり複数案の工事が考えられる場合などにその決定までに時間を要す）
- ・上位系統増強工事が発生することで検討量が増加したため
- ・近隣で既に複数の先行事業者が連系しており、最適な配電線ルート選定に時間を要したため
- ・当該案件とは別の設備増強工事等が絡み、工事内容について多様な検討（精査）が必要となったため
- ・検討途中での大規模電源の連系申込みに伴い、対策内容の再検討が必要となったため

※2 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続きのこと

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

### 2.2.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2020年度第（2021年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。なお、ここでは2015年3月以前に受付を行った接続検討の案件を含め調査した。

表5 接続検討の回答予定日超過件数※1（検討継続中※2）

（広域機関および一般送配電事業者の合計） (件)

受付会社	2019年度末時点	2020年度末時点	増減
広域機関	12	1	▲ 11
北海道NW	31	35	4
東北NW	28	5	▲ 23
東京PG	28	91	63
中部PG	11	0	▲ 11
北陸送配	11	6	▲ 5
関西送配	3	3	0
中国NW	0	0	0
四国送配	0	0	0
九州送配	31	27	▲ 4
沖縄電力	0	0	0
合計	155	168	13

※1 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

※2 検討継続中案件：2015年3月以前受付及び2015年4月以降受付の案件のうち、調査時点で未回答となっている案件のこと

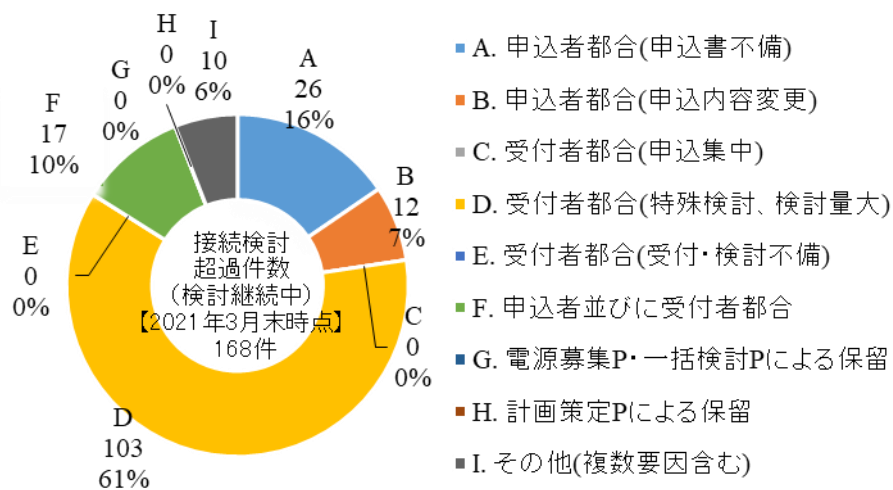


図12 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)  
（広域機関＋一般送配電事業者合計）  
【2021年3月末時点】

〔円グラフ種別〕  
上段：超過理由  
中段：件数  
下段：割合 (%)

## 2.3. 契約申込み

### 2.3.1. 受付件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。

全国の契約申込み受付件数は前年度と比較すると増加しており、特に東北NWの受付件数が多い。

なお、2020年度末時点で、ノンファーム型接続で契約申込みを受付しているのは、試行的な取り組みで先行している東京PGのみである。

表6 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2019年度）			当年度（2020年度）						増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	8	17	25	11	(-)	14	(-)	25	(-)	0
東北NW	153	79	232	228	(-)	104	(-)	332	(-)	100
東京PG	28	146	174	14	(4)	160	(90)	174	(94)	0
中部PG	29	65	94	26	(-)	70	(-)	96	(-)	2
北陸送配	18	8	26	22	(-)	11	(-)	33	(-)	7
関西送配	37	20	57	36	(-)	34	(-)	70	(-)	13
中国NW	22	23	45	13	(-)	24	(-)	37	(-)	▲ 8
四国送配	10	10	20	3	(-)	12	(-)	15	(-)	▲ 5
九州送配	49	61	110	26	(-)	43	(-)	69	(-)	▲ 41
沖縄電力	2	0	2	0	(-)	3	(-)	3	(-)	1
合計	356	429	785	379	(4)	475	(90)	854	(94)	69

※ ( )内はノンファーム型接続回答を再掲

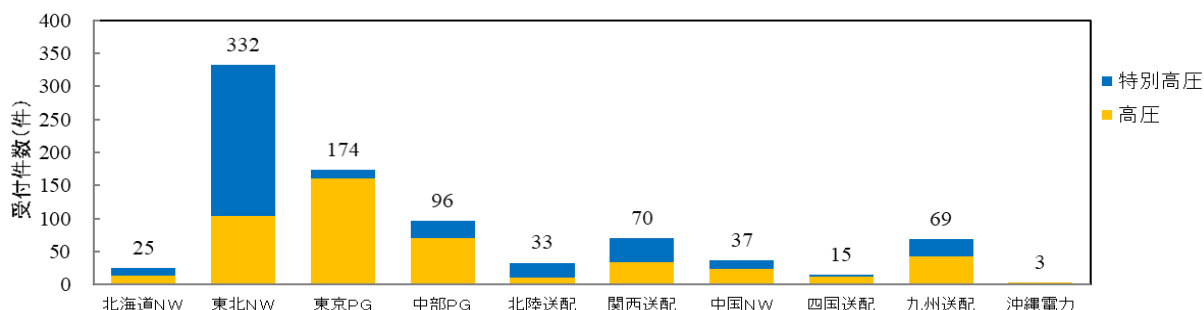


図13 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別) [2020年度]

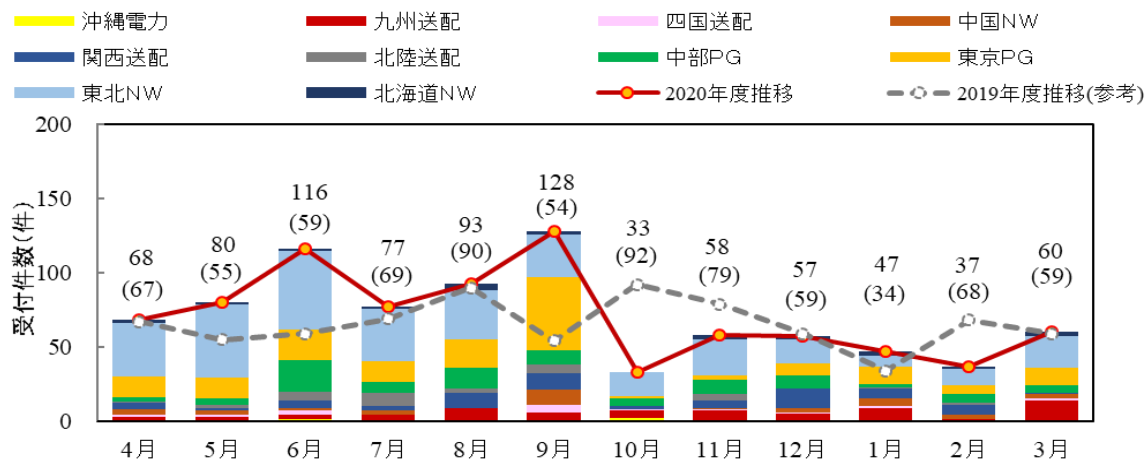


図14 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者合計) [2020年度]

### 2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおり。

電源種別毎の受付件数比率は前年度と同様に太陽光が高く半数を占めている。

※契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

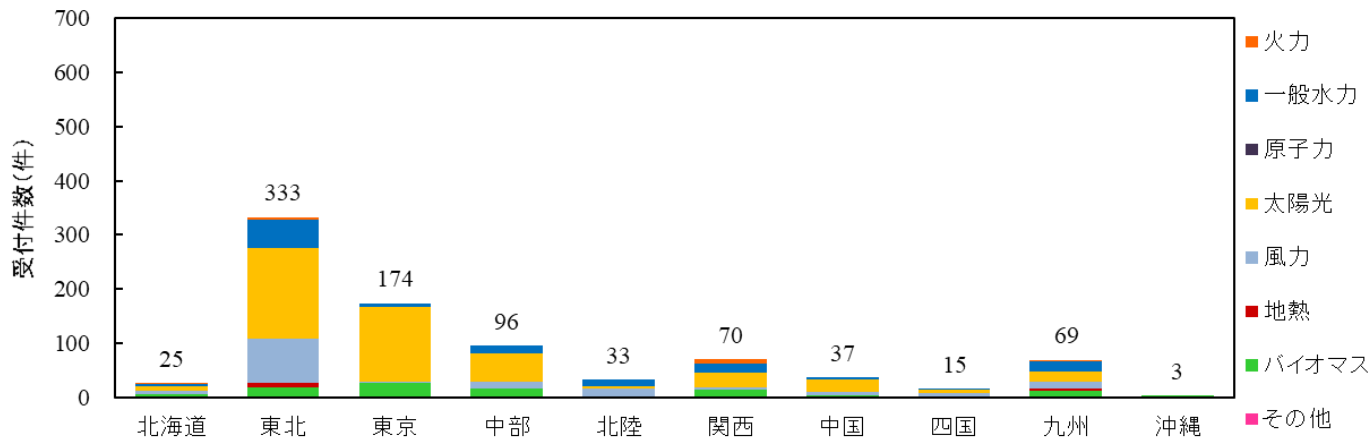


図15 契約申込み 電源種別毎の受付件数(エリア別) [2020年度]

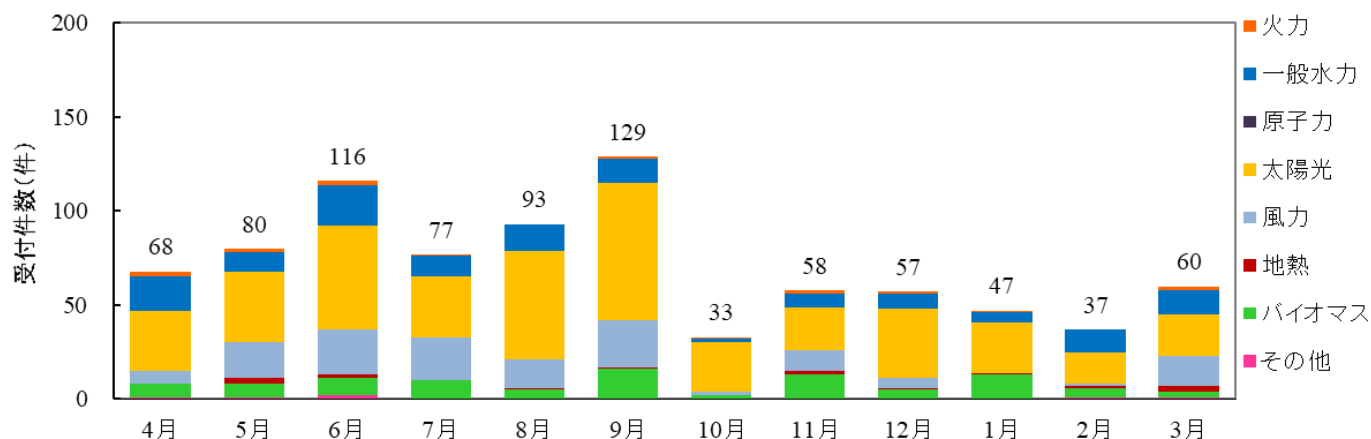


図16 契約申込み 電源種別毎の受付件数(全エリア合計) [2020年度]

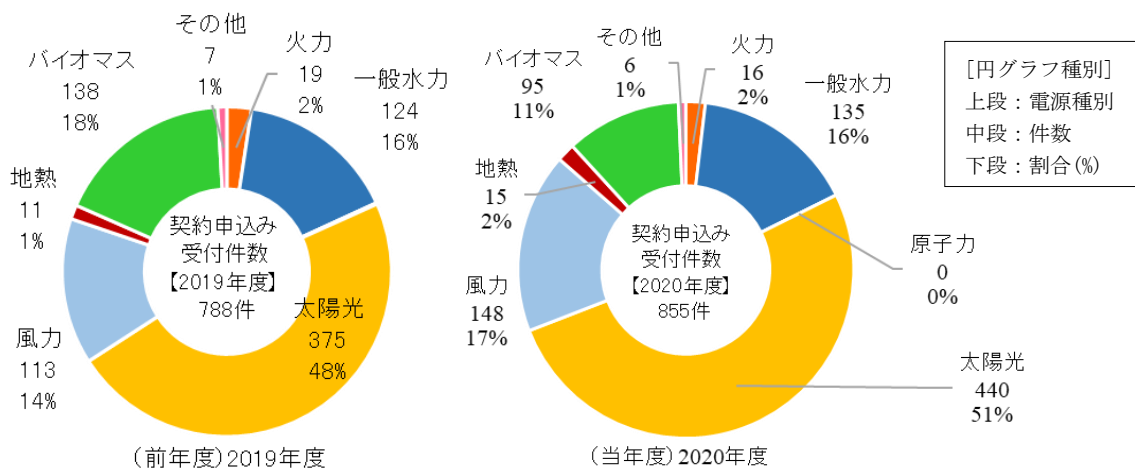


図17 契約申込みの電源種別毎の受付件数割合 (全エリア合計)

### 2.3.3. 回答件数

2020年度（2020年4月～2021年3月）に回答を行った契約申込みの件数は以下のとおり。

全国の接続検討回答件数は前年度と比較すると減少している。

なお、2020年度末時点で、ノンファーム型接続で契約申込みを回答しているのは、試行的な取り組みで先行している東京PGのみである。

表7 契約申込みの回答件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2019年度）			当年度（2020年度）						増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	9	37	46	7	(-)	13	(-)	20	(-)	▲ 26
東北NW	131	96	227	207	(-)	83	(-)	290	(-)	63
東京PG	2	181	183	18	(5)	99	(44)	117	(49)	▲ 66
中部PG	25	106	131	29	(-)	66	(-)	95	(-)	▲ 36
北陸送配	6	9	15	25	(-)	8	(-)	33	(-)	18
関西送配	38	32	70	36	(-)	35	(-)	71	(-)	1
中国NW	17	41	58	18	(-)	24	(-)	42	(-)	▲ 16
四国送配	13	8	21	5	(-)	11	(-)	16	(-)	▲ 5
九州送配	27	50	77	21	(-)	35	(-)	56	(-)	▲ 21
沖縄電力	2	1	3	1	(-)	3	(-)	4	(-)	1
合計	270	561	831	367	(5)	377	(44)	744	(49)	▲ 87

※ ( )内はノンファーム型接続回答を再掲

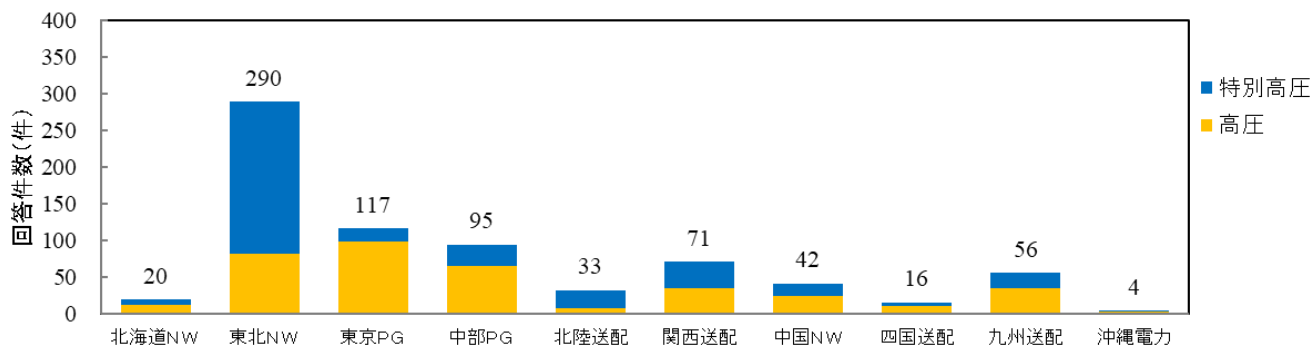


図18 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別)  
[2020年度]

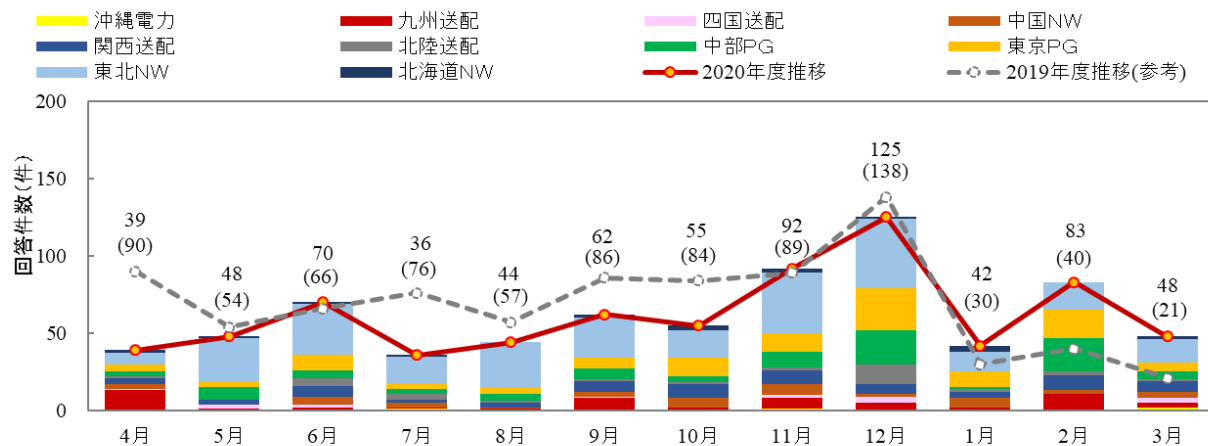


図19 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者合計)  
[2020年度]

### 2.3.4. 検討期間

2020年度（2020年4月～2021年3月）に回答を行った接続検討の回答期間は以下のとおり。なお、検討期間については、送配電等業務指針第98条に基づき、6ヶ月を標準検討期間として確認した。

検討期間6ヶ月を超過している件数は全体の10%程度であり、超過の主な理由は申込内容の変更と申込集中が多い。

表8 契約申込みの検討期間(一般送配電事業者別)

(件)

	回答 件数	6ヶ月 以内	6ヶ月 超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
北海道NW	20	10	10	1	2	3	1	0	0	0	0	3
東北NW	290	256	34	1	7	16	4	0	3	0	0	3
東京PG	117	84	33	5	10	4	8	1	3	0	0	2
中部PG	95	92	3	0	1	0	1	0	1	0	0	0
北陸送配	33	26	7	0	0	3	0	0	0	0	0	4
関西送配	71	70	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
中国NW	42	39	3	0	0	0	1	0	0	1	0	1
四国送配	16	14	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2
九州送配	56	50	6	2	2	0	1	1	0	0	0	0
沖縄電力	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	744	645	99	9	23	26	16	2	7	1	0	15

(発電設備等契約申込みの回答期間)

第98条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、発電設備等契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 発電設備等系統連系希望者が低圧の送電系統への連系等を希望する場合 発電設備等契約申込みの受付日から1か月
- 二 前号に該当しない場合 発電設備等契約申込みの受付日から6か月又は発電設備等系統連系希望者と合意した期間

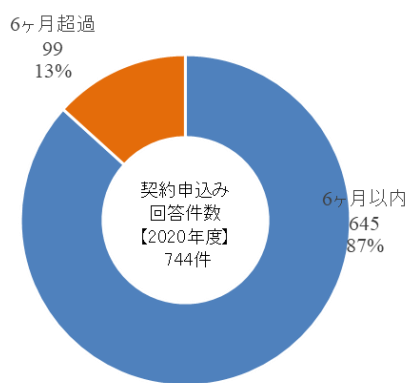


図20 契約申込みの回答件数および検討期間実績 (一般送配電事業者合計) [2020年度]

[円グラフ種別]  
上段: 検討期間  
中段: 件数  
下段: 割合(%)

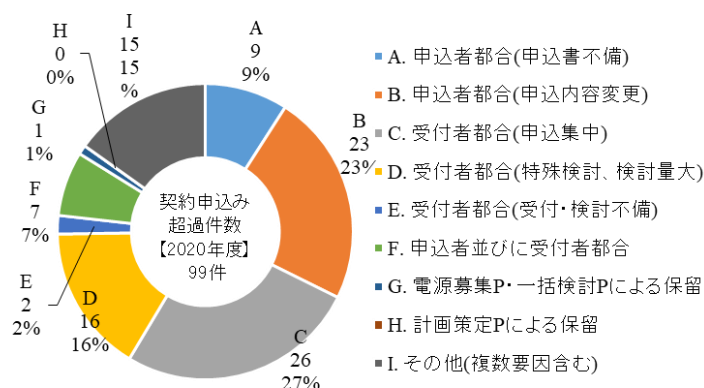


図21 契約申込みの回答予定日超過理由 (一般送配電事業者合計) [2020年度]

[円グラフ種別]  
上段: 超過理由  
中段: 件数  
下段: 割合(%)



回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

D. 受付者都合（特殊検討，検討量大）

特殊検討<sup>※1</sup>が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス<sup>※2</sup>および電源接続案件一括検討プロセス<sup>※2</sup>の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

H. 計画策定Pによる保留

計画策定プロセス<sup>※3</sup>の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

- ・合理的な設備形成の検討に時間を要しているため  
（事業者提案にあたり複数案の工事が考えられる場合などにその決定までに時間を要す）
- ・上位系統増強工事が発生することで検討量が増加したため
- ・近隣で既に複数の先行事業者が連系しており、最適な配電線ルート選定に時間を要したため
- ・当該案件とは別の設備増強工事等が絡み、工事内容について多様な検討（精査）が必要となったため
- ・検討途中での大規模電源の連系申込みに伴い、対策内容の再検討が必要となったため

※2 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続きのこと

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

### 2.3.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2020年度末（2021年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。

表9 契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)）<sup>※1</sup>

受付会社	2019年度末	2020年度末	増減
北海道NW	18	17	▲1
東北NW	17	10	▲7
東京PG	39	56	17
中部PG	19	4	▲15
北陸送配	8	6	▲2
関西送配	18	18	0
中国NW	26	26	0
四国送配	0	0	0
九州送配	104	106	2
沖縄電力	0	0	0
合計	249	243	▲6

※1 検討継続中案件：2015年4月以降受付の案件について調査時点で未回答となっている案件。

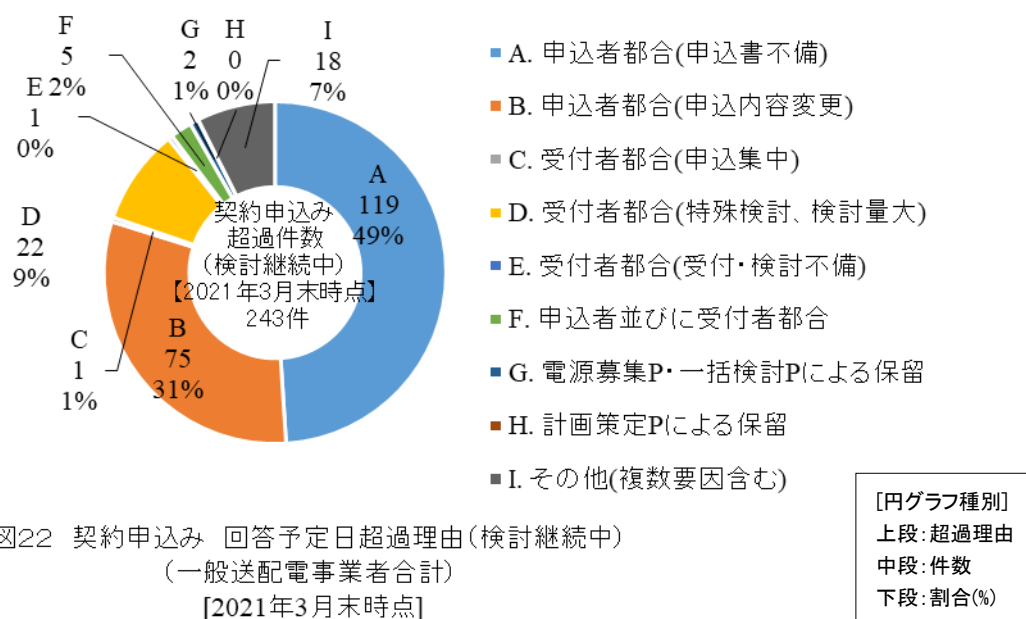


図22 契約申込み 回答予定日超過理由（検討継続中）  
（一般送配電事業者合計）  
【2021年3月末時点】

## <参考> 年度推移

広域機関発足（2015年4月）以降における広域機関並びに一般送配電事業者において実施した系統アクセス業務に関する実績（「事前相談」、「接続検討」、「契約申込み」の受付状況）の推移は以下のとおり。

事前相談の受付件数は2017年度をピークに減少している。接続検討・契約申込みの受付件数は2020年度から増加傾向に変化した。

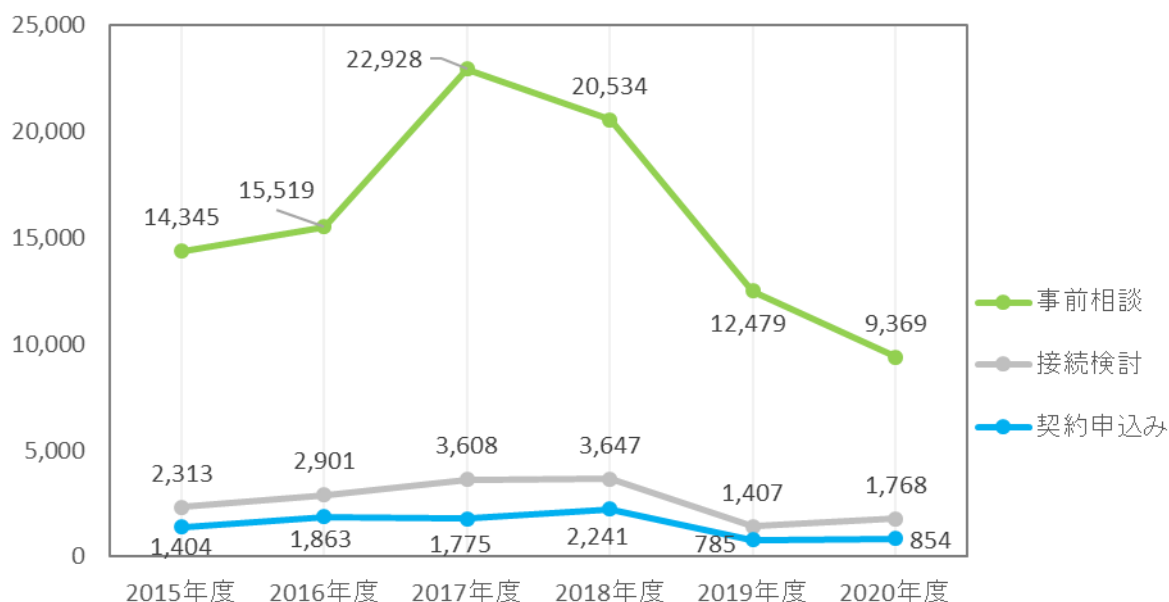


図23 年度別 事前相談・接続検討・契約申込みの受付件数の推移

### (1) 事前相談

表 10 事前相談の各社別受付件数の推移

(件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
広域機関	100	333	111	76	41	27
北海道NW	396	637	1,592	646	237	567
東北NW	2,300	1,705	2,529	2,853	1,502	1,181
東京PG	4,629	3,882	5,396	2,659	1,187	1,064
中部PG	2,059	3,472	4,136	4,110	1,840	1,819
北陸送配	332	425	478	622	262	214
関西送配	1,930	2,076	3,528	4,318	2,128	1,442
中国NW	1,123	1,256	2,744	2,405	1,520	895
四国送配	425	390	546	804	257	326
九州送配	1,038	1,256	1,796	2,003	3,484	1,790
沖縄電力	13	87	72	38	21	44
合計	14,345	15,519	22,928	20,534	12,479	9,369

## (2) 接続検討

表 11 接続検討の各社別受付件数の推移

(件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
広域機関	70	83	53	58	83	76
北海道NW	43	106	323	229	65	89
東北NW	369	415	443	615	363	424
東京PG	638	811	1,085	853	287	443
中部PG	290	453	485	585	163	230
北陸送配	56	102	118	115	79	55
関西送配	262	312	354	328	91	137
中国NW	191	243	315	431	91	106
四国送配	92	134	139	110	42	29
九州送配	300	238	291	315	138	173
沖縄電力	2	4	2	8	5	6
合計	2,313	2,901	3,608	3,647	1,407	1,768

表 12 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移

(件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
火力	118	66	41	25	59	60
一般水力	107	106	132	145	182	241
揚水	0	0	0	0	0	0
原子力	0	0	0	0	0	0
太陽光	1,731	2,005	2,602	2,806	481	766
風力	165	368	340	303	410	326
地熱	16	17	17	14	38	55
バイオマス	175	335	469	341	221	305
その他	6	7	11	13	21	18
合計	2,318	2,904	3,612	3,647	1,412	1,771

※接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

## (3) 契約申込み

表 13 契約申込みの各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
北海道NW	26	37	187	46	25	25
東北NW	217	215	211	329	232	285
東京PG	161	538	277	618	174	174
中部PG	209	357	267	400	94	168
北陸送配	38	83	86	50	26	33
関西送配	190	233	256	251	57	70
中国NW	64	147	196	242	45	37
四国送配	51	71	79	69	20	15
九州送配	447	177	210	232	110	68
沖縄電力	1	5	6	4	2	3
合計	1,404	1,863	1,775	2,241	785	854

表 14 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
火力	31	30	26	16	19	15
一般水力	58	70	76	96	124	130
揚水	0	0	2	0	0	0
原子力	0	0	0	1	1	0
太陽光	1,212	1,462	1,252	1,900	375	466
風力	44	168	229	78	113	139
地熱	7	8	5	3	11	16
バイオマス	56	123	187	143	138	107
その他	0	2	3	5	7	6
合計	1,408	1,863	1,780	2,242	788	854

※契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

# **IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく 翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に 関する見通し及び課題**

## **供給計画の取りまとめ**

2021年3月

電力広域的運営推進機関



<はじめに>

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2021年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針の規定に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、2021年度供給計画取りまとめでは、2020年11月30日までに電気事業者となった者（1,636者）と、2020年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（6者）の合計1,642者を対象に取りまとめを行った。

2021年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	935
小売電気事業者	660
登録特定送配電事業者	31
特定送配電事業者	3
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,642



(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないとき、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限	
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
②一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

( ) 内は本機関への供給計画(案)の提出期限

(参考) 取りまとめ項目

供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施。

電気事業法施行規則 (供給計画の取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	—
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一、二年度の電力需要の実績及び見通し
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	—
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一、二年度の電力需給バランスを評価
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発(廃止)計画等から全国大の電源構成の変化等を取りまとめ
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の状況を取りまとめ
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題など

# 目次

ページ

I. 電力需要想定	127
1. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し（短期）	127
2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）	129
II. 需給バランス	131
1. 供給信頼度基準について	131
2. 供給力（kW）の見通し（2021年度～2030年度）	133
3. 供給力（kW）の補完的確認（短期）	134
4. 電力量（kWh）の見通し	142
5. 需給バランス確認結果のまとめ	145
III. 電源構成の変化に関する分析	149
1. 設備容量（kW）	149
2. エリア別設備容量（kW）の比率	151
3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移	152
4. 電源開発計画	153
IV. 送配電設備の増強計画	159
1. 主要送電線路の整備計画	162
2. 主要変電所の整備計画	165
3. 送変電設備の整備計画（総括）	168
4. 既設設備の高経年化の課題	169
V. 広域的運営の状況	172
VI. 電気事業者の特性分析	174
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	174
2. 小売電気事業者のエリア展開	176
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	178

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	179
5. 発電事業者のエリア展開	182
<b>VII. その他</b>	184
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	184
<b>VIII. まとめ(2021年度供給計画の取りまとめ)</b>	187
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)	190
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し(長期)	195

訂正箇所 (2021年9月27日)

P16	表2-2	2021年度 各月別の予備率見通し	各エリア予備率の一部
P19	表2-9	2021年度供給計画における第1年度(2021年度)と、2020年度供給計画における第2年度(2021年度)との供給力比較	各エリア供給力の一部
P20	2.(3)⑥		文中の数値を表2-10の記載内容に変更
P21	表2-10	2021年度供給計画の電源休廃止状況	LNGの新規計上分、従来からの計上分、設備量
P31	図3-2	2020年度末のエリア別設備容量(kW)の比率	エリア別設備容量比率の一部
P36	図3-4	2020年度のエリア別発電電力量(送電端)の比率	エリア別発電電力量の一部
P37	表3-7	設備利用率の推移(全国合計)	2020年度設備利用率推移
P38	図3-5	設備利用率の推移(全国合計)	2020年度設備利用率推移
P42	表4-2	工事中地点	使用開始年月の一部
P43~44	表4-3	着工準備中地点	着工年月、こう長の一部
P45	表4-5	工事中地点	変圧器の電圧の一部 1件名を「表4-6 着工準備中地点」に変更 1件名を追加(表4-6より変更)
P46	表4-6	着工準備中地点	変圧器の電圧の一部 着工年月、使用開始年月の一部 1件名を追加(表4-5より変更) 1件名を「表4-5 工事中地点」に変更
P47	表4-7	廃止計画	廃止年月の一部
P49	表4-10	主要な変圧器の整備計画	増加台数、増加容量の一部
別4	表(別)1-11	エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率	各エリア予備率の一部

## I. 電力需要想定

### 1. 前年度の推定実績及び第1, 2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、2020年度の実績及び2021, 2022年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

2021年度の見通し15,903万kWは、2020年度の気象補正<sup>4</sup>後の実績15,916万kWに対して、0.1%の減少となった。

また、2022年度の見通し15,953万kWは、2020年度の気象補正<sup>4</sup>後の実績に対して、0.2%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）

2020年度 実績 (気象補正後)	2021年度 見通し	2022年度 見通し
15,916万kW	15,903万kW (▲0.1%*)	15,953万kW (+0.2%*)

※2020年度実績（気象補正後）に対する増加率

#### ② 2021年度及び2022年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2021年度及び2022年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2021年度）、表1-3（2022年度）に示す。

2021年度及び2022年度ともに夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を約1,000万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2021年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,541	11,334	12,543	15,860	15,903	13,917
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

<sup>1</sup> 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。

<sup>2</sup> 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送配電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項の規定に基づき公表したもの。

<sup>3</sup> 2021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、2020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。

<sup>4</sup> 気象補正とは、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。

表1-3 2022年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,593	11,381	12,596	15,909	15,953	13,960
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

③年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2020年度の推定実績<sup>5</sup>及び2021年度の見通しを、表1-4に示す。

2021年度の見通し8,667億kWhは、2020年度の気象閏補正後の推定実績8,508億kWhに対して、1.9%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2020年度 推定実績 (気象閏補正後)	2021年度 見通し
8,508 億 kWh	8,667 億 kWh (+1.9% <sup>※</sup> )

※2020年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては2020年4～10月の実績値及び2020年11月～2021年3月の推定値を合算している。

## 2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2020年11月25日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、2020年度は502.3兆円、2030年度は555.2兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、2020年度は88.2、2030年度は104.5となり、年平均1.7%の増加となった。一方、人口は、2020年度は1億2,572万人、2030年度は1億1,950万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2020年度	2030年度
国内総生産（実質GDP）	502.3兆円	555.2兆円 [+1.0%] <sup>※</sup>
鉱工業生産指数（IIP）	88.2	104.5 [+1.7%] <sup>※</sup>
人口	1億2,572万人	1億1,950万人 [▲0.5%] <sup>※</sup>

※2020年度見通しに対する年平均増加率

### ① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2021年度、2025年度及び2030年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2030年度までの見通しを図1-1に示す。

2025年度の見通しは15,872万kW、2030年度の見通しは15,695万kWとなり、2020年度から2030年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2020年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、短期的には経済の回復に伴い増加傾向となるものの、中長期的には、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2021年度 [再掲]	2025年度	2030年度
15,903万kW	15,872万kW [▲0.1%] <sup>※</sup>	15,695万kW [▲0.1%] <sup>※</sup>

※2020年度見通しに対する年平均増加率

<sup>6</sup> GDPは2011暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは2015暦年を100とした指数である。

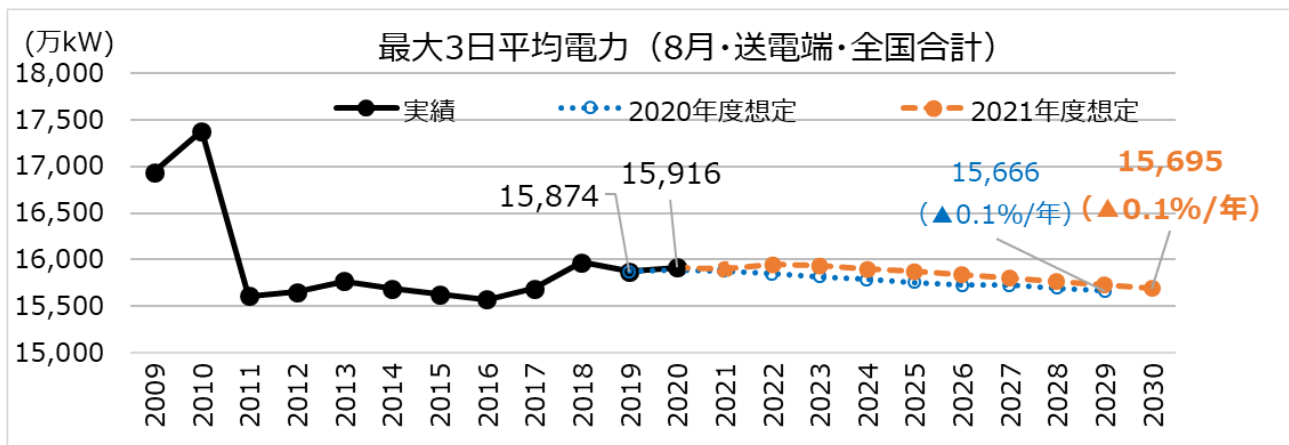


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2021年度、2025年度及び2030年度の見通しを、表1-7に示す。

2025年度の見通しは8,663億kWh、2030年度の見通しは8,579億kWhとなり、2020年度から2030年度まで年平均0.1%の増加となっている。

2020年度から若干であるが増加傾向の見通しとしている理由は、2020年度が新型コロナ影響による国内外の経済活動の停滞に伴い電力需要が大きく落ち込み、短期的にはこの影響が一部残る一方で、中長期的には経済規模や電化の拡大といった増加要因と、人口減少や省エネの進展といった減少要因が拮抗するものと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量 (全国の需要、送電端) の見通し

2021年度 [再掲]	2025年度	2030年度
8,667 億 kWh	8,663 億 kWh [+0.1%] <sup>※</sup>	8,579 億 kWh [+0.1%] <sup>※</sup>

※2020年度見通しに対する年平均増加率

## II. 需給バランス

### 1. 供給信頼度基準について

これまでの供給信頼度の検討を踏まえ新たな供給信頼度基準（EUE基準）を供給計画へ適用する準備を進めてきたところ、第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年3月3日）において、供給計画における供給信頼度基準として、年間EUE基準（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）を適用することとなった。年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価（kW評価）の概要を、図2-1に示す。

#### 年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価(kW評価)方法に係る論点

21

<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 以上のことから、今回、供給計画、需給検証における供給信頼度評価について、年間EUE評価（年間(8760時間)EUE:0.048 [kWh/kW・年]基準を踏まえた供給信頼度評価方法）を検討していくこととする。</li> <li>■ 具体的には、以下の供給信頼度評価方法の検討課題について検討したため、ご議論いただきたい。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 作業停止考慮後の供給計画の<b>短期</b>の需給見通し(第1～2年度の各月最大需要時) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 年間EUE評価への見直し</li> <li>✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法</li> </ul> </li> <li>・ 作業停止考慮前の供給計画の<b>長期</b>の需給見通し(第3～10年度の年間最大需要月の最大時) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 年間EUE評価への見直し</li> <li>✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法</li> <li>✓ 各月の需給バランス設定方法</li> </ul> </li> <li>・ 夏季・冬季の<b>需給検証</b>(夏季・冬季の重負荷期間の厳気象発生時) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 確率論的な評価手法との整合性</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>			
供給信頼度評価[再掲]	評価に用いるデータ[再掲]	評価内容(評価基準)[再掲]	検討課題
供給計画の <b>短期</b> の需給見通し(作業停止考慮後)	供給計画で届出される第1,2年度の各月最大時の供給力と各月のH3需要	各エリアにおいて各月H3需要の107%※の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 年間EUE評価への見直し</li> <li>✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法</li> </ul>
供給計画の <b>長期</b> の需給見通し(作業停止考慮前(作業量は理論想定値))	供給計画で届出される第3～10年度の年間最大需要月の最大時の供給力とH3需要	各エリアにおいて年間最大需要月H3需要の107%※の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 年間EUE評価への見直し</li> <li>✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法</li> <li>✓ 各月の需給バランス設定方法</li> </ul>
夏季・冬季の <b>需給検証</b>	夏季・冬季の厳気象発生時における供給力と厳気象H1需要	各エリアにおいて厳気象H1需要の103%の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 確率論的な評価手法との整合性</li> </ul>

※持続的需要変動対応を含めると8%

本日の論点

図2-1 年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価（kW評価）の概要

【出典】第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年3月3日）資料2

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei\\_58\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf)

供給信頼度評価の補完的な対応の概要を、図2-2に示す。

供給計画における供給信頼度基準としては、年間EUE基準を満たしているかを確認するが、一方でエリア特性（北海道の冬季等）や厳気象などを考慮すると、各月の供給力が偏らないようにすることも重要と考えられる。

そのため、短期断面（第1，2年度）については、年間EUE基準を満たしているかを確認するとともに、補完的に各エリア・各月の予備率についても確認する。



- 前述のとおり、年間EUE評価のみで供給信頼度評価を行う場合、仮に各月の間に供給予備力の偏り(例えば、4月7%・5月4%・11月10%など)があっても、その是非について評価することが難しい。
- 上記の対応として、下記の2案が考えられるものの、特定の月・エリアの供給信頼度低下を防止することを考慮すると、各エリアの年間EUE評価を行いつつ、補完的に各エリアの各月の予備率を確認すること(案②)としてはどうか。

※持続的需要変動対応を含めると8%

項目	案①(年間EUE基準で評価)	案②(年間EUE評価に加え、補完的に各エリア・各月の予備率確認)																																																		
概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EUE評価は年間EUEで評価のみ行う。</li> </ul> <p>年間EUE評価イメージ (kWh/kW・年)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エリア</th> <th>2021年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aエリア</td> <td>0.040</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>0.049</td> </tr> <tr> <td>⋮</td> <td>⋮</td> </tr> <tr> <td>Iエリア</td> <td>0.038</td> </tr> <tr> <td>全国</td> <td>0.041</td> </tr> </tbody> </table> <p>■ : 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア</p>	エリア	2021年度	Aエリア	0.040	Bエリア	0.049	⋮	⋮	Iエリア	0.038	全国	0.041	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EUE評価は各年度で年間EUEで評価を行い、補完的に各エリア・各月で予備率を確認する。</li> </ul> <p>年間EUE評価イメージ (kWh/kW・年)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エリア</th> <th>2021年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aエリア</td> <td>0.040</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>0.049</td> </tr> <tr> <td>⋮</td> <td>⋮</td> </tr> <tr> <td>Iエリア</td> <td>0.038</td> </tr> <tr> <td>全国</td> <td>0.041</td> </tr> </tbody> </table> <p>各エリア・各月の予備率を確認する</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>月</th> <th>予備率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>4月</td><td>7%</td></tr> <tr><td>5月</td><td>4%</td></tr> <tr><td>6月</td><td>5.5%</td></tr> <tr><td>7月</td><td>8%</td></tr> <tr><td>8月</td><td>8%</td></tr> <tr><td>9月</td><td>8%</td></tr> <tr><td>10月</td><td>10%</td></tr> <tr><td>11月</td><td>10%</td></tr> <tr><td>12月</td><td>8%</td></tr> <tr><td>1月</td><td>8%</td></tr> <tr><td>2月</td><td>8%</td></tr> <tr><td>3月</td><td>8%</td></tr> </tbody> </table> <p>■ : 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア</p>	エリア	2021年度	Aエリア	0.040	Bエリア	0.049	⋮	⋮	Iエリア	0.038	全国	0.041	月	予備率	4月	7%	5月	4%	6月	5.5%	7月	8%	8月	8%	9月	8%	10月	10%	11月	10%	12月	8%	1月	8%	2月	8%	3月	8%
エリア	2021年度																																																			
Aエリア	0.040																																																			
Bエリア	0.049																																																			
⋮	⋮																																																			
Iエリア	0.038																																																			
全国	0.041																																																			
エリア	2021年度																																																			
Aエリア	0.040																																																			
Bエリア	0.049																																																			
⋮	⋮																																																			
Iエリア	0.038																																																			
全国	0.041																																																			
月	予備率																																																			
4月	7%																																																			
5月	4%																																																			
6月	5.5%																																																			
7月	8%																																																			
8月	8%																																																			
9月	8%																																																			
10月	10%																																																			
11月	10%																																																			
12月	8%																																																			
1月	8%																																																			
2月	8%																																																			
3月	8%																																																			
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 年間EUE評価によって供給信頼度の確保を評価するため、評価内容がシンプルで分かりやすい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 年間EUE評価に加えて、各エリア各月の予備率を確認することで、電源等の停止計画による特定の月の供給信頼度低下を防止する。</li> </ul>																																																		
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 電源等の停止計画特定の月で供給信頼度が低下する可能性。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 特になし</li> </ul>																																																		

図 2 - 2 供給信頼度評価の補完的な対応の概要

【出典】第 58 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021 年 3 月 3 日） 資料 2  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei\\_58\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf)

(参考) 年間EUEの特性

年間EUEの特性を図 2 - 3 に示す。年間EUE基準値による評価では、エリア毎の停電予測量が 0.048 kWh/kW・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

ただし、年間EUE基準による評価のみでは、電源の停止計画等によって供給力に偏りが生じた際に、特定の断面で予備率が低くなることを把握することが難しいため、補完的に従来手法である各月の予備力を確認する。

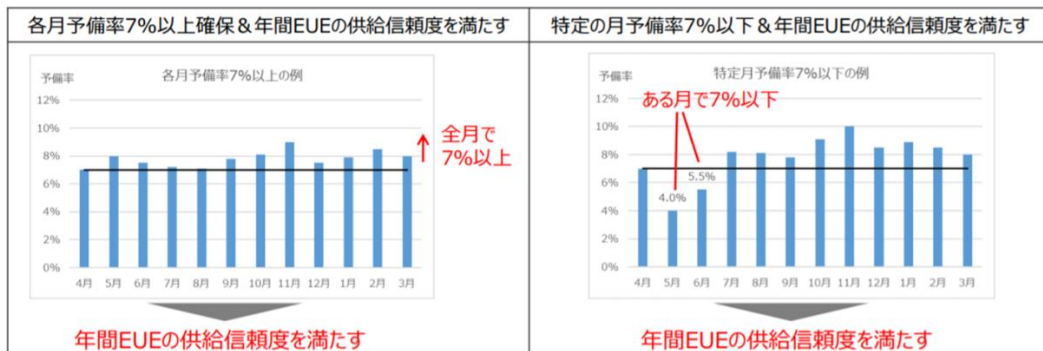


図 2 - 3 年間EUEの特性

## 2. 供給力（kW）の見通し（2021年度～2030年度）

年間EUEで評価した結果を表2-1に示す。短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。（最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.046kWh/kW・年）

長期断面は、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。これは2026年度から九州エリアの一部大型電源の供給力が現時点では見通せなくなることによるものである。

現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

表2-1 年間EUE結果

(単位：kWh/kW・年)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	0.000	0.000	0.004	0.008	0.005	0.012	0.008	0.007	0.008	0.000
東北	0.003	0.002	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東京	0.028	0.046	0.026	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中部	0.004	0.003	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
北陸	0.005	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.008	0.001	0.013	0.022	0.041	0.594	0.508	0.581	0.493	0.184
9エリア計	0.013	0.016	0.012	0.003	0.004	0.057	0.049	0.056	0.047	0.018
沖縄	0.035	0.031	0.034	0.023	0.292	0.058	0.061	0.069	0.080	0.087

### 3. 供給力（kW）の補完的確認（短期）

各エリアの供給力<sup>8</sup>とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランスの確認を行った。

なお、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率<sup>9</sup>が8%以上あることを基準として確認を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図2-4に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>10</sup>を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの<sup>11</sup>も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2021年度供給計画届出書の記載要領（2020年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が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。

そのため、2021年度供給計画では、提出時点（2021年3月1日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

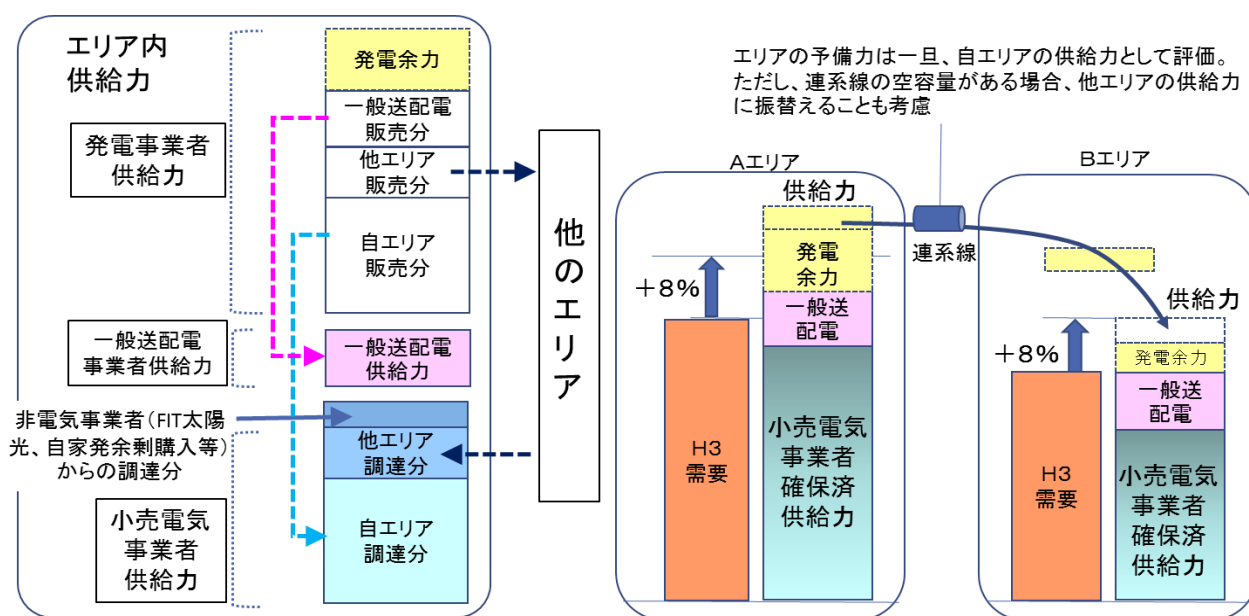


図2-4 需給バランス確認の概要

<sup>8</sup> 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

<sup>9</sup> 予備率とは、予備力（供給力-最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

<sup>10</sup> エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

<sup>11</sup> 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「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<sup>12</sup> (資源エネルギー庁、2020年12月)」及び「2021年度供給計画届出書の記載要領<sup>13</sup> (資源エネルギー庁、2020年12月)」に記載の方法による。

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

$$\text{○空容量} = \text{① (運用容量)} - \text{② (マージン)} \\ - \text{③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)}$$

(短期断面)

- ①: 「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年2月12日:本機関)<sup>14</sup>」による。
- ②: 「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年2月12日:本機関)<sup>15</sup>」による<sup>16</sup>。
- ③: 2021年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表)」に記載されている月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2021年度及び2022年度は、(短期断面) で設定した8月値、2023～2030年度は、「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年2月12日:本機関)<sup>14</sup>」による。
- ②: 2021年度及び2022年度は、(短期断面) で設定した8月値、2023～2030年度は、「2023～2030年度の連系線のマージン (長期計画) (2021年2月12日:本機関)<sup>15</sup>」による。
- ③: 2021年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

<sup>12</sup> 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

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/guideline.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf)

<sup>13</sup> 2021年度供給計画届出書の記載要領

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf)

<sup>14</sup> 参考: 第4回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2020/unyoyouryou\\_2020\\_4\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2020/unyoyouryou_2020_4_haifu.html)

<sup>15</sup> 参考: 第3回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2020/margin\\_kentoukai\\_2020\\_3.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2020/margin_kentoukai_2020_3.html)

<sup>16</sup> 2022年度のマージンは、「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年3月1日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

①短期の需給見通し

○2021年度

エリア別の予備率見通しを表2-2に示す。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替えた予備率<sup>17</sup>としている。

また、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件<sup>18</sup>）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

各エリアの予備率は、東京エリア（7月、1月）、東京～九州エリア（2月）で予備率8%を下回った。

表2-2 2021年度 各月別の予備率見通し  
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

また、沖縄エリア<sup>19</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力<sup>20</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-3に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

<sup>17</sup> 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替えできる量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積もられる評価）となっている。

<sup>18</sup> 参考：火力発電所環境アセスメント情報（METI ウェブサイト）

[http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html)

<sup>19</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

<sup>20</sup> 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

表2-3 2021年度 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	26.7%	29.1%	10.0%	9.4%	11.6%	18.0%	25.7%	29.3%	43.1%	36.6%	34.5%	53.7%

○2022年度

前年度と同様に予備率を算出した結果を表2-4に示す。各エリアの予備率は、東京エリア（7月、11月、1～3月）、中部～四国エリア（7月）で予備率8%を下回った。

表2-4 2022年度 各月別の予備率見通し  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

また、沖縄エリア<sup>21</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力<sup>22</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-5に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-5 2022年度 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	34.0%	26.5%	19.1%	19.7%	23.2%	24.6%	26.9%	26.4%	27.5%	28.8%	54.5%	60.6%

<sup>21</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

<sup>22</sup> 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

②供給力（kW）の補完的確認による予備率8%との差

○2021年度

表2-6において、2021年度における予備率8%との供給力差を示す。東京エリア（7月・27万kW、1月・12万kW）、東京～九州エリア（2月・284万kW）となった。

表2-6 2021年度 予備率8%との供給力差 [万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道												
東北												
東京				27						12	284	
中部												
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				27						12	284	

○2022年度

表2-7において、2022年度における予備率8%との供給力差を示す。東京エリア（7月・63万kW、11月・17万kW、1月・80万kW、2月・91万kW、3月・20万kW）、中部～四国エリア（7月・66万kW）となった。

表2-7 2022年度 予備率8%との供給力差 [万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道												
東北												
東京				63				17		80	91	20
中部				66								
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				129				17		80	91	20

③供給力（kW）の補完的確認による需要の差

表2-8において予備率8%との差が大きい2021年度について、予備率が8%を下回っている7月・1月・2月における前年度供給計画（2020年度供給計画）との需要の差異を示す。

（2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画に

における第2年度（2021年度）との比較）

需要については、7月は若干増加しているものの、1・2月は約100万kW程度減少している。

表2-8 2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、  
2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との需要比較 [万kW]

エリア	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	409	498	491	404	497	493	-5	-1	2
東北	1,265	1,366	1,351	1,265	1,350	1,335	0	-16	-16
東京	5,307	4,762	4,762	5,329	4,773	4,773	22	11	11
中部	2,473	2,305	2,305	2,453	2,285	2,285	-20	-20	-20
北陸	495	490	490	492	489	489	-3	-1	-1
関西	2,663	2,449	2,449	2,726	2,431	2,431	63	-18	-18
中国	1,046	1,036	1,036	1,032	1,025	1,025	-14	-11	-11
四国	496	457	457	492	453	453	-4	-4	-4
九州	1,538	1,492	1,492	1,521	1,451	1,451	-17	-41	-41
9社計	15,692	14,855	14,833	15,714	14,754	14,735	22	-101	-98

④ 供給力（kW）の補完的確認による供給力の差

表2-9において予備率8%との差が大きい2021年度について、予備率が8%を下回っている7月・1月・2月における前年度供給計画（2020年度供給計画）との供給力との差異を示す。

（2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との比較）

供給力については、いずれも大きく減少しており、7月で約300万kW、1月・2月でそれぞれ約400万kW、約550万kW減少している。

表2-9 2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、  
2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との供給力比較 [万kW]

エリア	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	541	639	636	576	578	578	35	-61	-58
東北	1,586	1,657	1,643	1,534	1,568	1,562	-52	-89	-81
東京	5,545	5,082	4,989	5,636	5,091	5,014	91	9	24
中部	2,632	2,453	2,397	2,571	2,503	2,446	-61	51	49
北陸	568	534	536	564	506	505	-4	-28	-31
関西	2,889	2,652	2,693	2,777	2,559	2,426	-112	-93	-267
中国	1,320	1,165	1,179	1,283	1,128	1,123	-37	-37	-56
四国	617	545	536	612	530	527	-5	-16	-9
九州	1,869	1,758	1,648	1,736	1,627	1,528	-134	-132	-119
9社計	17,568	16,485	16,257	17,290	16,089	15,708	-277	-396	-549



⑤ 供給力（kW）の補完的確認による2021年度電源補修量

図2-5において、2021年度供給計画（第1年度）の各月補修量を示す。

図2-6において、2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2020年度）との各月補修量の増減を示す。

本機関から「計画的な供給力確保に関する要請について」として夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた電源の補修停止について全事業者へ要請したものの、2020年度供給計画と比較した場合、特に2月の電源補修量が大きく増加している。

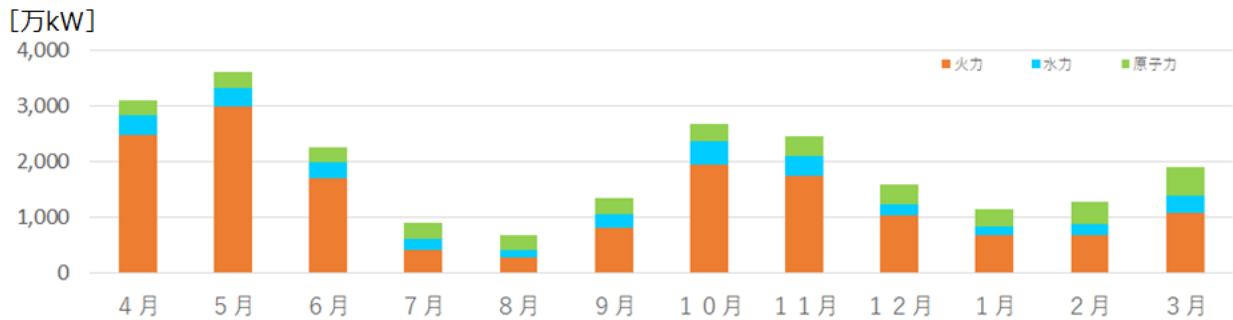


図2-5 2021年度供給計画（第1年度）の各月補修量

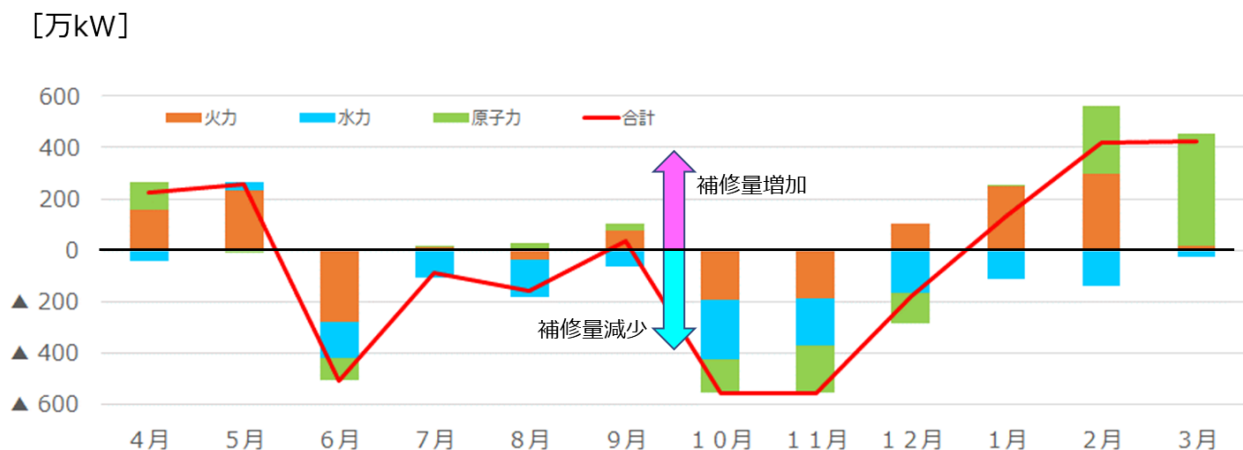


図2-6 2021供計（第1年度）と2020供計（第2年度）の各月補修量の増減

⑥ 供給力（kW）の補完的確認による2021年度休廃止計画

2021年度供給計画での電源休廃止の状況を表2-10に示す。新たに66万kWの休廃止が追加された。

また、新規計上ではないが従来から計上されているものとして、2021年度から休廃止する電源が549万kW存在する。

上記を合計すると、2021年度は615万kWの休廃止計画が計上されている。

表 2-10 2021年度供給計画の電源休廃止状況

燃種	新規計上分	従来から計上分	設備量 (万kW)
LNG	10	549	559
石油	20	—	20
石炭	36	—	36
<b>合計</b>	<b>66</b>	<b>549</b>	<b>615</b>

⑦ 供給力 (kW) の補完的確認による小売未確保分と発電余力

小売電気事業者の想定需要に対する未確保分\*と発電事業者の発電余力を比較したものを図 2-7 に示す。冬季の 1, 2 月において未確保分が発電余力を上回っている状況である。

※未確保分 =  $\Sigma$  (小売電気事業者の想定需要 - 調達済供給力)

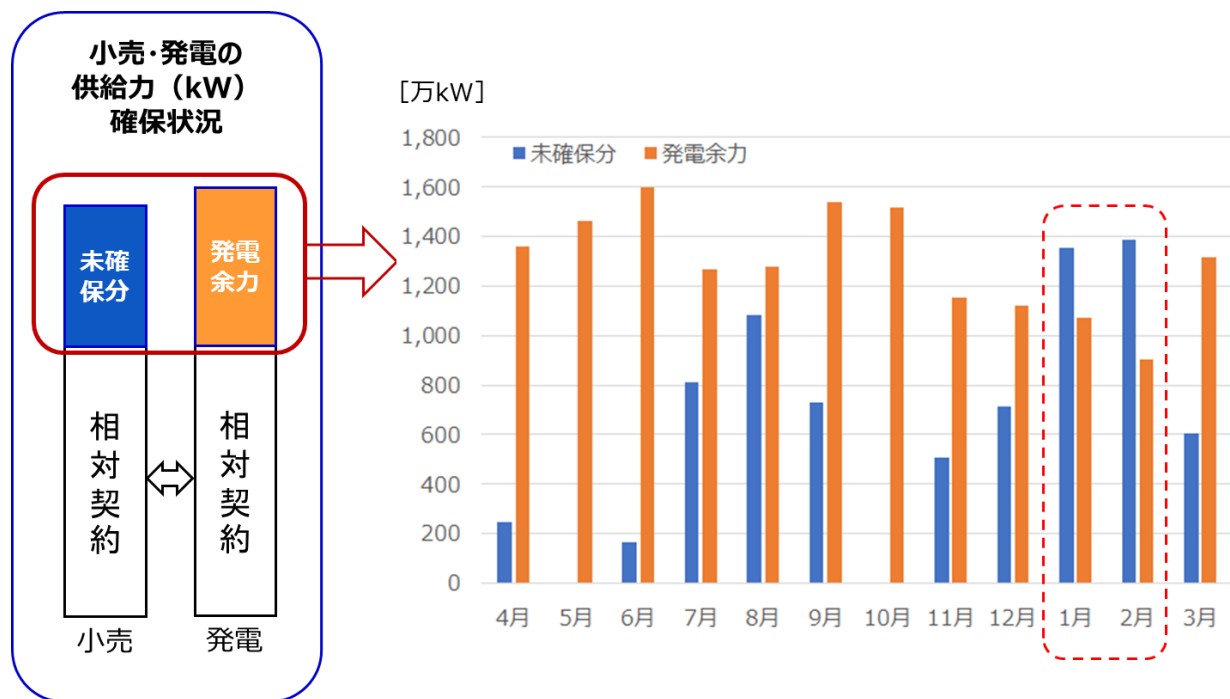


図 2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

⑧ 供給力 (kW) の補完的確認のまとめ

前述の通り、短期断面で年間 EUE 基準を満たしていても、電源の補修計画等によって各月の供給予備力に偏りが生じ、特に 2022 年 2 月においては広範囲に亘って予備率が 8% を下回ることを確認した。このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。

本機関としては、上記の取り組みを継続し、更なる予備率の改善につなげたいことから、現時点で電源入札等の検討を開始しないこととしたい。

#### 4. 電力量（kWh）の見通し

電力量（kWh）バランスについては、気象の見通しなど冬季の需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達などの対応もできるタイミングとして、毎年秋に実施している「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月2回程度のモニタリングとその結果の公表を行う予定である。

そのため、この「供給計画の取りまとめ」時点では、電力量（kWh）バランス評価までは行わないが、現時点での年間の電力量（kWh）バランスを確認し、事業者の対応につながる情報を公表する。

##### ① 電力量（kWh）に関する見通し

図2-8において、供給計画の第1年度（2021年度）における電力量（kWh）バランス（9エリア合計）の月別に示す。また表2-11において、2021年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量(※)は1～32億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

(※)小売事業者への相対卸売り契約量（非電気事業者の発電分を含む）、発電余力の合計

今後、この計画を起点に実需給段階に向けて、小売電気事業者については計画的な調達行動の遂行を、発電事業者については燃料の追加調達等による供給電力量の増加を期待する。

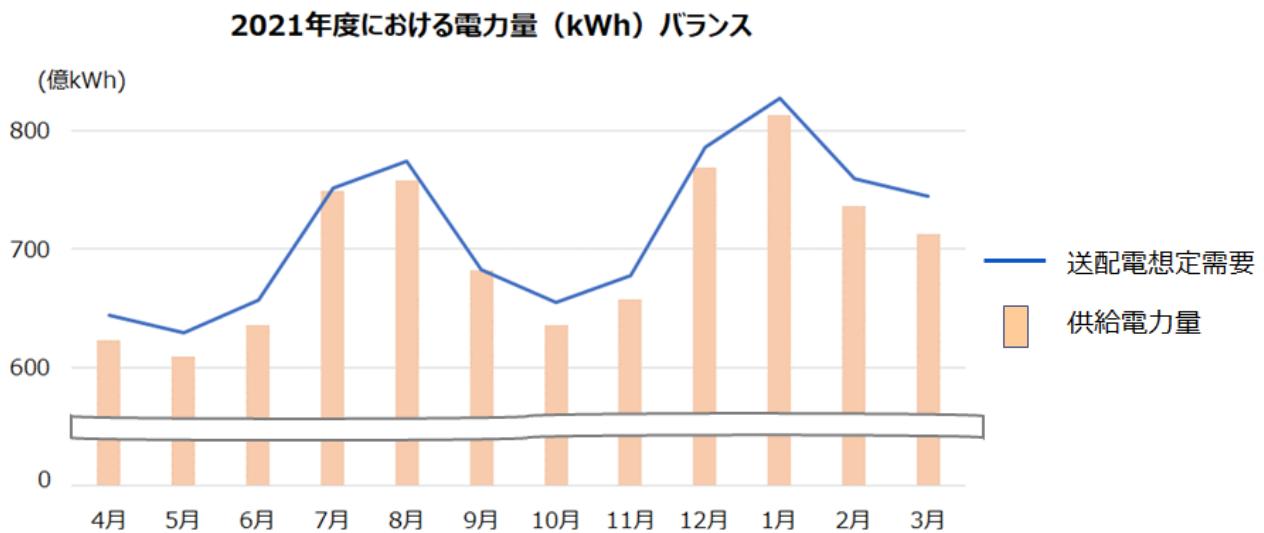


図2-8 第1年度（2021年度）における電力量（kWh）バランス

表2-11 2021年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

	〔億 kWh〕												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	644	629	657	751	774	683	655	678	786	827	759	745	8,588
想定需要を下回る量	-21	-20	-21	-2	-16	-1	-19	-21	-17	-14	-23	-32	-207
想定需要を下回る率	-3.4%	-3.2%	-3.2%	-0.4%	-2.0%	-0.1%	-2.8%	-3.1%	-2.0%	-1.8%	-3.0%	-4.3%	-2.4%

供給電力量の増加については、主に火力発電により、過去の供給計画においても計画値から7%程度の増加実績があること、および、今回の供給計画の取りまとめにおいても発電事業者へのヒアリングにより、燃料追加調達の意思を確認していることから、実需給段階に向けて各事業者により供給力の追加等が行われるものとする。特に冬季に向けては、秋の「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月2回程度のモニタリングとその結果の公表を行う

(参考) 過去の供給計画における電力量(kWh)の需給バランス 2020年度

図2-9において、2020年度供給計画における2020年度電力量(kWh)バランスを示す。表2-12において、過去の供給計画においても、発電側の供給電力量(kWh)が送配電想定需要を下回る断面は存在(2020年度供給計画では、送配電想定需要に対して0.7%~2.8%程度)。

しかし、実需給断面に近づくにつれ、必要に応じて小売事業者による供給力確保、それに伴う発電事業者による供給電力量(kWh)の追加がなされてきた。(需要の変動に対して、基本的には火力発電にて調整がなされている。)

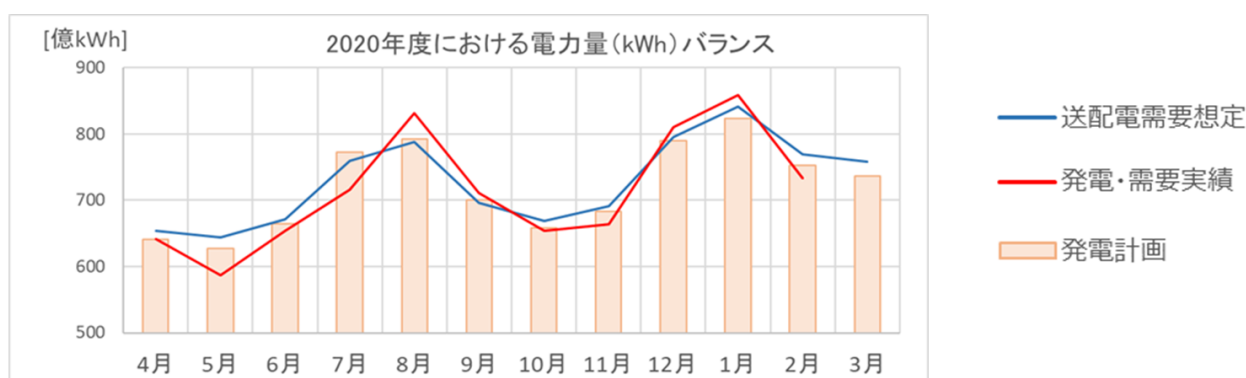


図2-9 2020年度供給計画における2020年度電力量(kWh)バランス

表2-12 2020年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
①送配電需要想定	655	645	671	760	788	696	668	692	795	841	769	758	8,738
②発電計画	640	627	665	772	792	701	658	683	790	823	752	737	8,640
③需要想定と計画の差異(②-①)	-14	-17	-7	12	4	5	-10	-8	-5	-19	-17	-21	-97
④需要想定と計画の差異率(③/①)	-2.2%	-2.7%	-1.0%	1.6%	0.5%	0.7%	-1.6%	-1.2%	-0.7%	-2.2%	-2.2%	-2.8%	-1.1%
⑤発電・需要実績	642	587	653	716	831	711	654	664	810	858	734		
⑥計画と実績の差異(⑤-②)	1	-40	-11	-56	39	10	-4	-19	20	36	-19		
⑦計画と実績の超過率(⑥/②)	0.2%	-6.3%	-1.7%	-7.2%	5.0%	1.4%	-0.6%	-2.8%	2.5%	4.3%	-2.5%		

## ② 電力量(kWh)の確認 【未確保分と発電余力】

図2-10において、小売電気事業者が市場調達として想定している量と、発電事業者が市場へ供出することが期待される発電余力を比較すると、小売電気事業者が市場調達を計画している量が多いのは4・6・8・2・3月。該当月においては、小売電気

事業者が期待するほど、卸電力市場にkWhが供出されないことも想定される。

これら情報を踏まえて、小売電気事業者の計画的な調達行動の遂行と、発電事業者による供給電力量の追加を期待するものである。

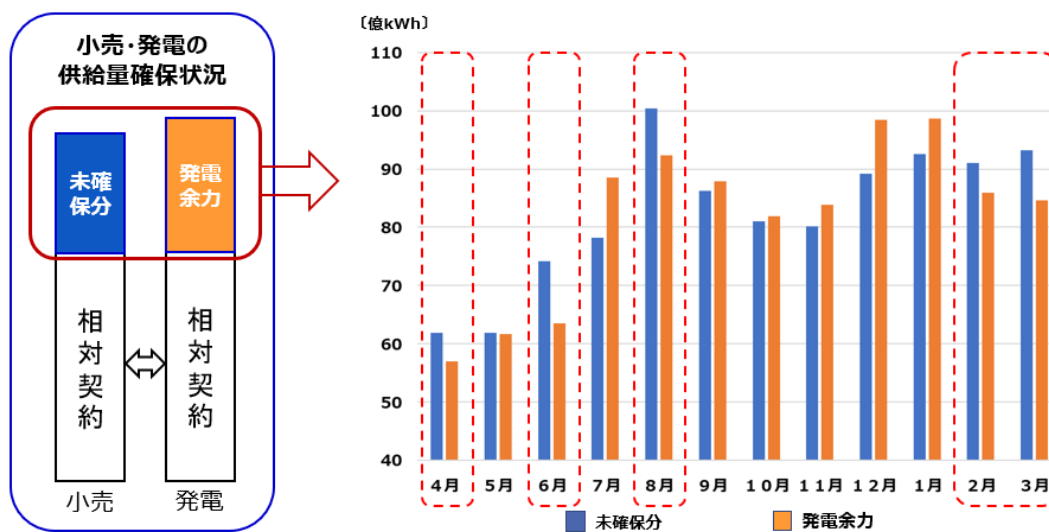


図 2-10 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

## 5. 需給バランス確認結果のまとめ

○供給力（kW）の見通し（年間EUE基準に基づく確認結果）

短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値以内となっている。  
長期断面では、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。

○供給力（kW）の補完的確認（短期）

第1年度（2021年度）、第2年度（2022年度）とも予備率が8%を下回る断面があることを確認した。

○電力量（kWh）の見通し

第1年度（2021年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は1億kWh/月～32億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

以上の結果を踏まえ、以下の通りの対応とする。また、図2-11に今後のスケジュールを示す。

短期断面（2021・2022年度）においては、年間EUE基準を満たしていても、予備率が8%を下回る断面があることを確認した。本機関は、このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

一方、この状況において直ちに電源入札等を実施すれば、本来、市場等取引を通じて適切に確保されるべき供給力があるなかで、必要以上の供給力やその調達資金が発生することもあり得ることから、合理性を欠くことになると考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者を確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができていないかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、4月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととした。

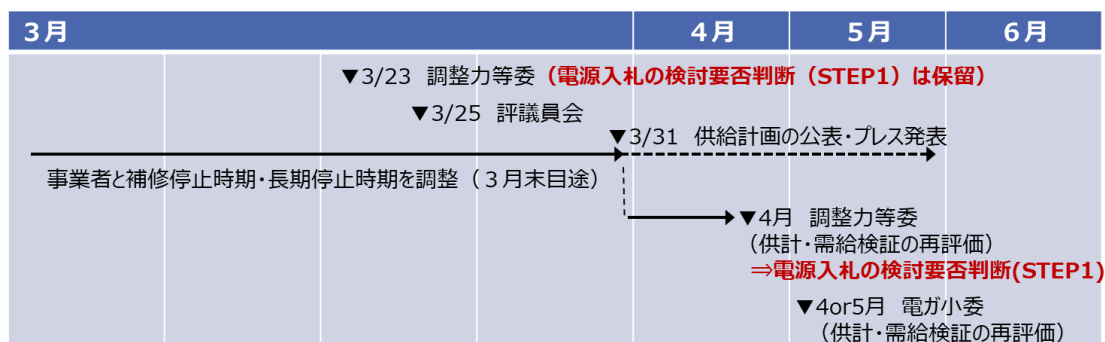


図2-11 今後のスケジュール

(参考) 電源入札とは

図2-12に電源入札等の業務フローを示す。

電源入札等は、毎年度末の供給計画の取りまとめ後に、電力需給検証の結果も踏まえて、まずは検討が必要かを判断し (STEP 1)、必要と判断されれば「入札委員会 (仮称)」を立上げて実施するかを判断する (STEP 2) 仕組みとなっている。

### 電源入札等の業務フロー (現状)

3

第25回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2018.3.5) 資料5 抜粋

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会 (仮称)」
実施時期	前年度3月末	(第1年度): 前年度3月末～4月上旬 (第2～10年度) 6月末	(第1年度): 4月まで (第2～10年度): 12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	・受領した供給計画 (需要想定及び供給力算定) の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 【需給バランス評価】 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	【需給バランス評価】 ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 【需給変動リスク分析】 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討 (追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 【需給バランス評価】 ・平年H3需要※3に対する基準	【需給バランス評価】 ・STEP0と同じ 【需給変動リスク分析】 ・酷暑気象H1需要※4に対する基準 (第1年度のみ※5)	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・酷暑気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる (第1年度のみ) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件 (酷暑、厳寒) における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

図2-12 電源入札等の業務フロー

【出典】第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019年2月19日) 資料3  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei\\_jukyuu\\_36\\_03.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei_jukyuu_36_03.pdf)

(参考) 取りまとめ結果の詳細

### ①電源別供給力の年度ごとの推移

2030年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時・全国計）の見通しを図2-13に示す。

新エネルギー等発電の供給力は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリプレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、2022・2023年度を底に、更新・新規案件により増加するトレンドとなっている。

これらにより、供給力全体として、直近年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

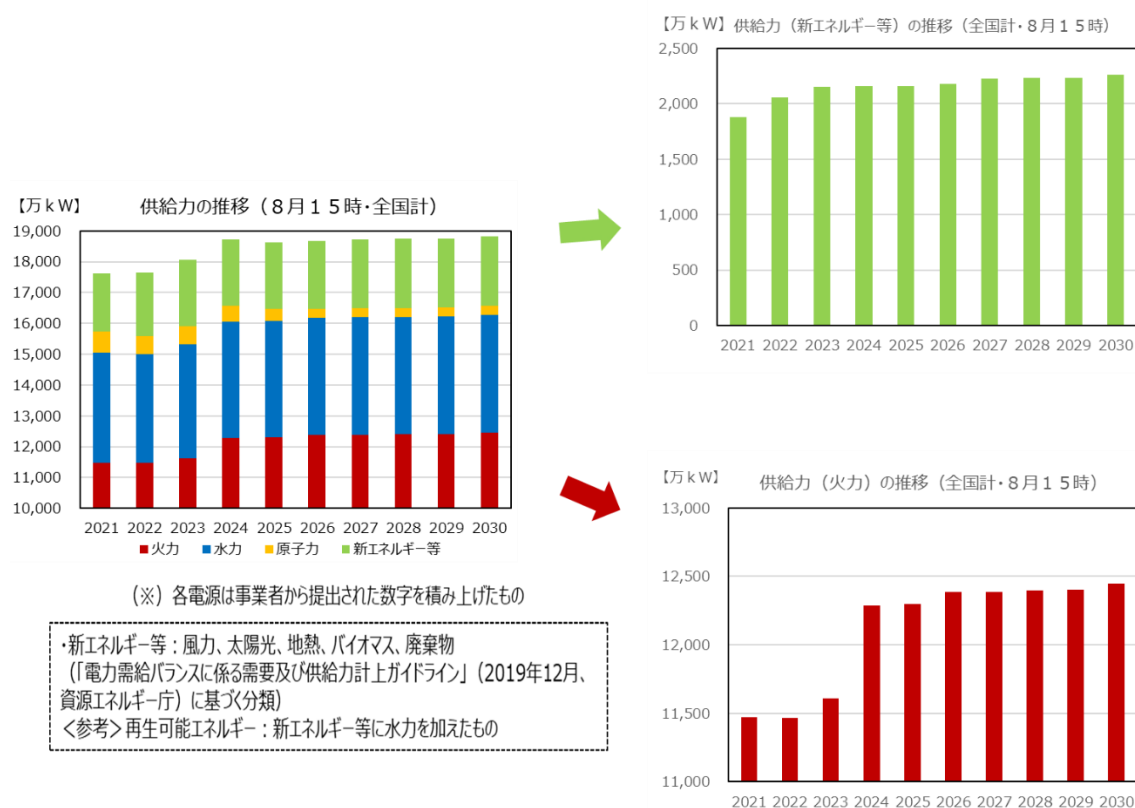


図2-13 電源別供給力の推移

### ②立上げ可能な休止電源の年度ごとの推移

今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源（約1,800～2,200万kW）を図2-14に示す。

そのうち、適切な時期に判断・準備すれば、休止の延期や1年程度での再立上げが可能な電源を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、約600～1,100万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があるとして想定できる。



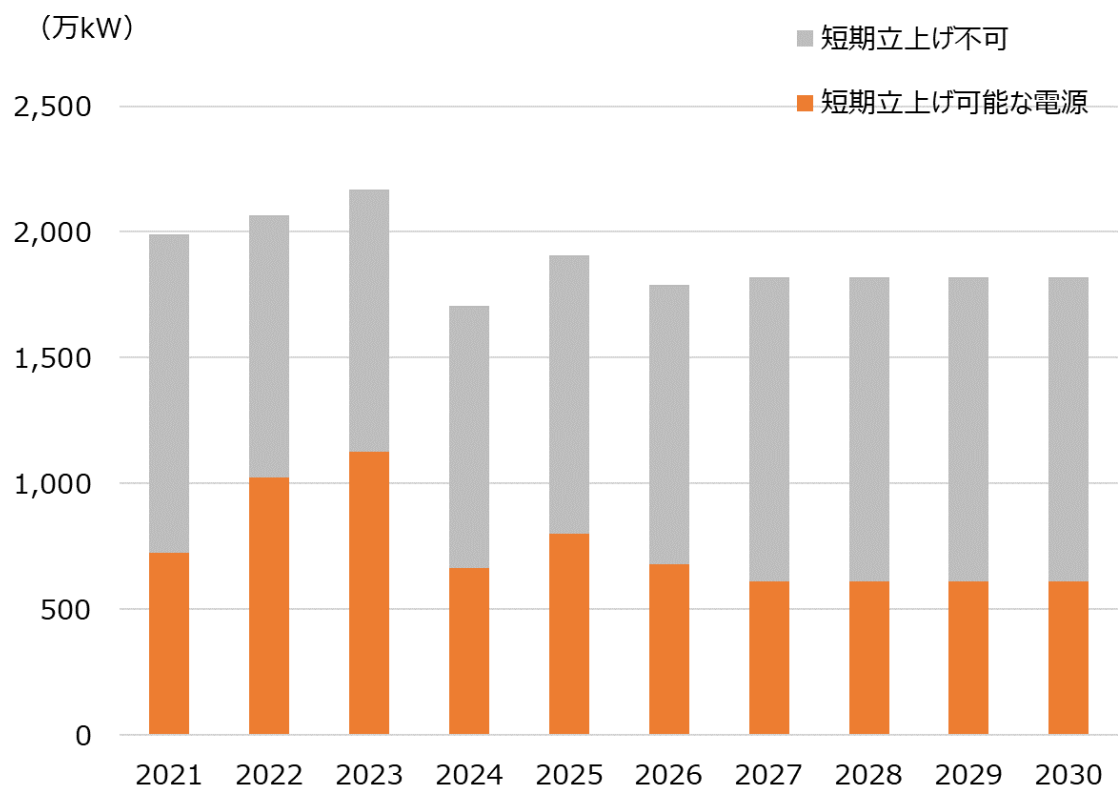


図 2 - 1 4 休止電源の状況

### Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

本分析は、事業者から提出された数字を機械的に計上したものであり、今後の発電所の稼働状況や政策的措置への対応状況次第で、実際の将来の数字とは異なるものとなることに留意が必要である。

#### 1. 設備容量 (kW)

各年度において、各発電事業者が一定の前提の下で保有していると予測する発電設備と、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備 (FIT 電源等) の設備容量の合計値を機械的に積み上げたものである。事業者の計画については、一定の蓋然性があるものだけを計上しているが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。

事業者から提出された電源種ごとの設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

##### ○水力・火力\*

発電事業者自らが保有する設備を積み上げ。新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していることや、対外的に運転することが公表されていること等を基準としている。

##### ○原子力

発電事業者自らが保有する設備のうち、過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基) を積み上げ。

##### ○太陽光・風力

一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に、設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

上記の考え方に基づいて、各事業者から提出された数字について各年度の設備容量を機械的に計上したものを表 3-1 及び図 3-1 に示す。

※ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

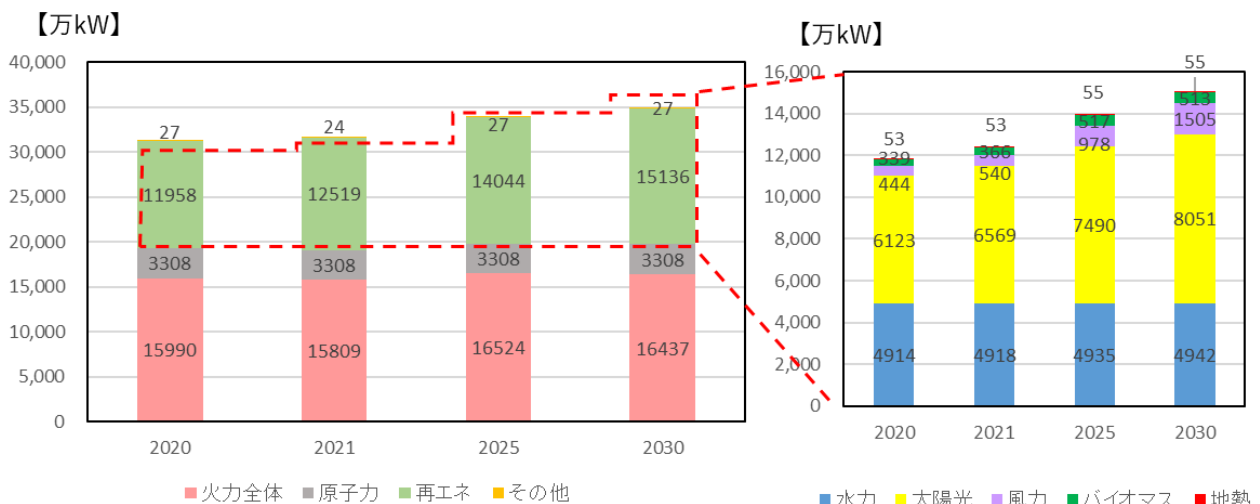
表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。  
 ※2 過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基)  
 ※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上

【万 kW】

種類	2020	2021	2025	2030
火力 <sup>※1</sup>	15,990	15,809	16,524	16,437
石炭	4,593	4,815	5,284	5,281
LNG	8,430	8,113	8,453	8,367
石油他 <sup>23</sup>	2,967	2,882	2,787	2,789
原子力 <sup>※2</sup>	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	11,958	12,519	14,044	15,136
一般水力	2,167	2,171	2,188	2,195
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力 <sup>※3</sup>	444	540	978	1,505
太陽光 <sup>※3</sup>	6,123	6,569	7,490	8,051
地熱 <sup>※1</sup>	53	53	55	55
バイオマス <sup>※1</sup>	339	366	517	513
廃棄物 <sup>※1</sup>	84	74	69	69
その他	27	24	27	27
合計	31,283	31,661	33,903	34,909

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。



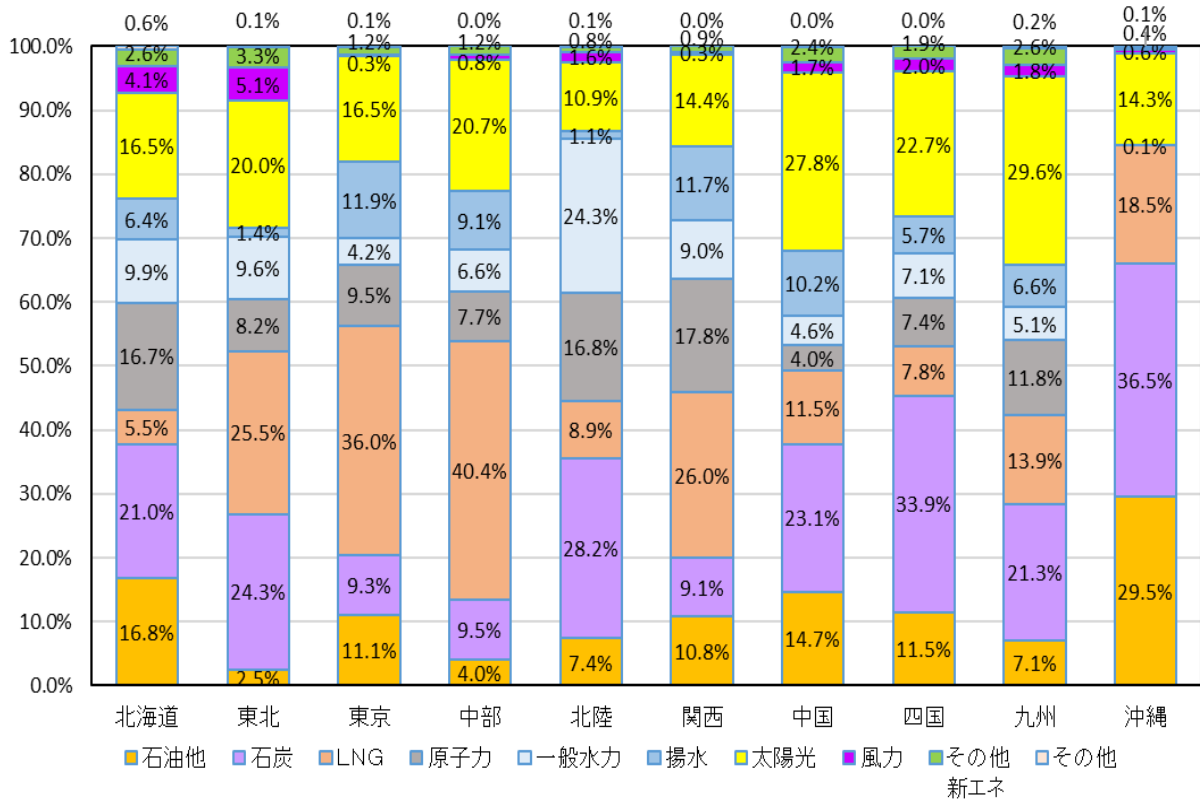
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

<sup>23</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

## 2. エリア別設備容量（kW）の比率

2020年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 2020年度末のエリア別設備容量（kW）の比率

### 3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し（年度末基準）<sup>24</sup>を図3-3に示す。

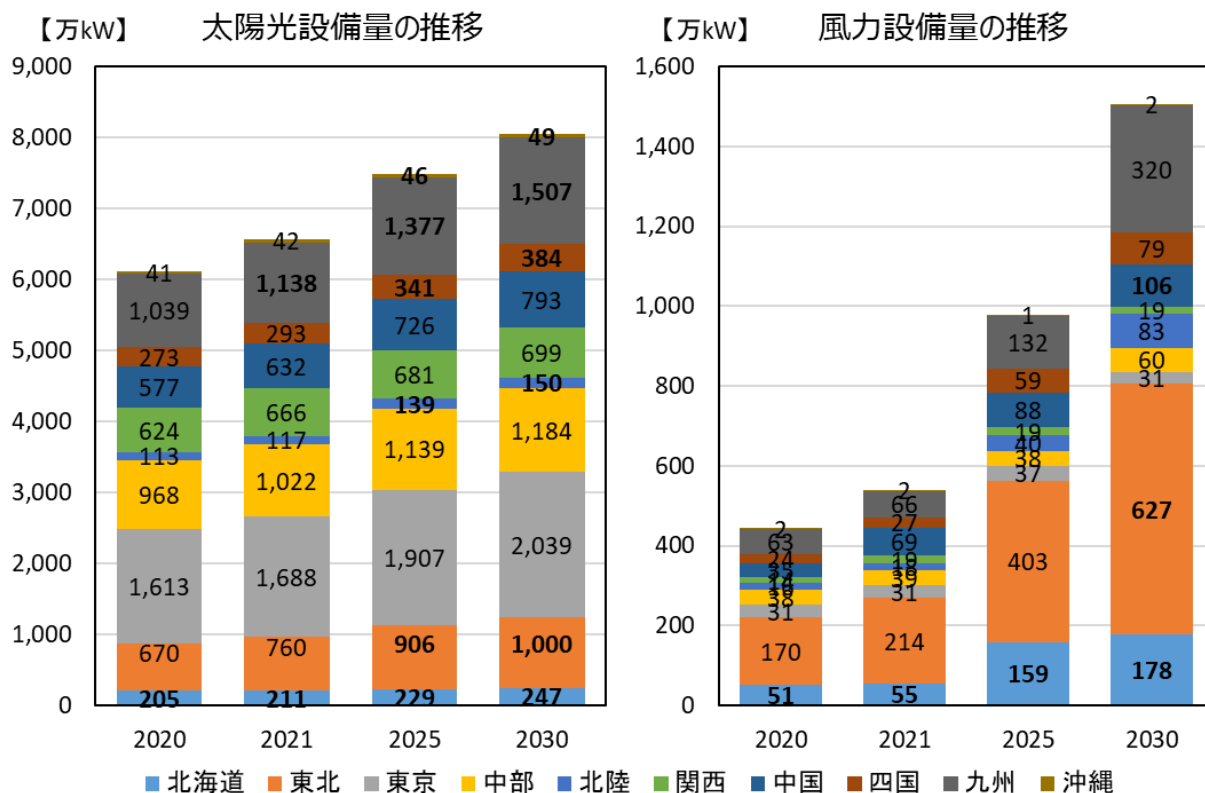


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

<sup>24</sup> エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

#### 4. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2030年度末までの電源開発計画<sup>25</sup>について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2030年度末までの電源開発計画<sup>25</sup>（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
一般水力	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
揚水	—	—	—	—	—	—
火力	1,163.8	30	0.0	0	△660.3	35
石炭	441.3	6	—	—	△51.8	3
LNG	717.4	15	—	—	△432.6	12
石油	5.1	9	—	—	△175.9	20
LPG	—	—	—	—	—	—
瀝青質	—	—	—	—	—	—
その他ガス	—	—	—	—	—	—
原子力	1,018.0	7	15.2	1	0.0	0
新エネルギー等	595.3	250	0.2	1	△64.7	66
風力	156.6	54	—	—	△47.4	52
太陽光	332.3	168	—	—	△0.2	1
地熱	4.4	3	—	—	△2.4	1
バイオマス	96.8	20	—	—	△7.5	5
廃棄物	5.2	5	0.2	1	△7.5	7
合計	2,816.2	348	21.4	38	△743.2	134

注) 小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

<sup>25</sup> 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)を合計した試算<sup>\*</sup>であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

各発電事業者は、将来の契約や過去の実績等から自らの将来の販売電力量を予想した上で、現時点で事業者がそれぞれの年度において稼働可能な状態にあると想定する電源について、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、運転コストが安いものから機械的に発電電力量を積み上げて、それらを計上している。

なお、原子力発電の今後の稼働状況、将来取引される電力に電源種が未確定なものが含まれていること、省エネ法に基づく発電効率に関する規制的措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていないといった要因があるため、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要であり、実際には、エネルギーミックスの目標に近づいていくことが想定される。

電源種ごとの送電端電力量(kWh)とその具体的な計算方法は以下のとおりである。

※発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

① 新エネルギー等（表 3 - 3）

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去実績（伸び率）を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し、それらを計上している。また、地熱、バイオマス及び廃棄物については、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3 - 3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2020	2021	2025	2030
新エネルギー等	1,023	1,123	1,448	1,574
風力	78	93	179	260
太陽光	706	756	870	919
地熱	24	26	30	32
バイオマス	189	223	345	339
廃棄物	26	25	24	24

② 水力・火力（表 3 - 4）

発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。火力については、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、事業者単位で運転コストが安いものから順に発電量を積み上げているため、運転コストが相対的に安価な石炭火力の発電電力量が多く見積もられている。

表 3 - 4 水力・火力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2020	2021	2025	2030
水力	826	846	857	901
一般水力	770	765	784	804
揚水	56	81	74	97
火力	6,378	6,206	6,023	5,792
石炭	2,638	2,899	3,033	3,022
LNG	3,548	3,090	2,779	2,565
石油他 <sup>23</sup>	193	217	211	204

③ 原子力（表 3 - 5）

2021年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。ただし、稼働年数が40年を超える設備の運転については、原子力規制委員会における認可が必要となるため、電力量をゼロとして算定している。また、今後の原子力発電所の再稼働の見込みについても加味されていない。

表 3 - 5 原子力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2020	2021	2025	2030
原子力	382	395	377	324

①～③の発電電力量に、電源種が特定できない設備の発電電力量を加えた送電端電力量の合計値を表 3 - 6 に示す。

表 3 - 6 送電端電力量（合計） 【億 kWh】

	2020	2021	2025	2030
合計	9,107	9,025	9,066	8,970



(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2020年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

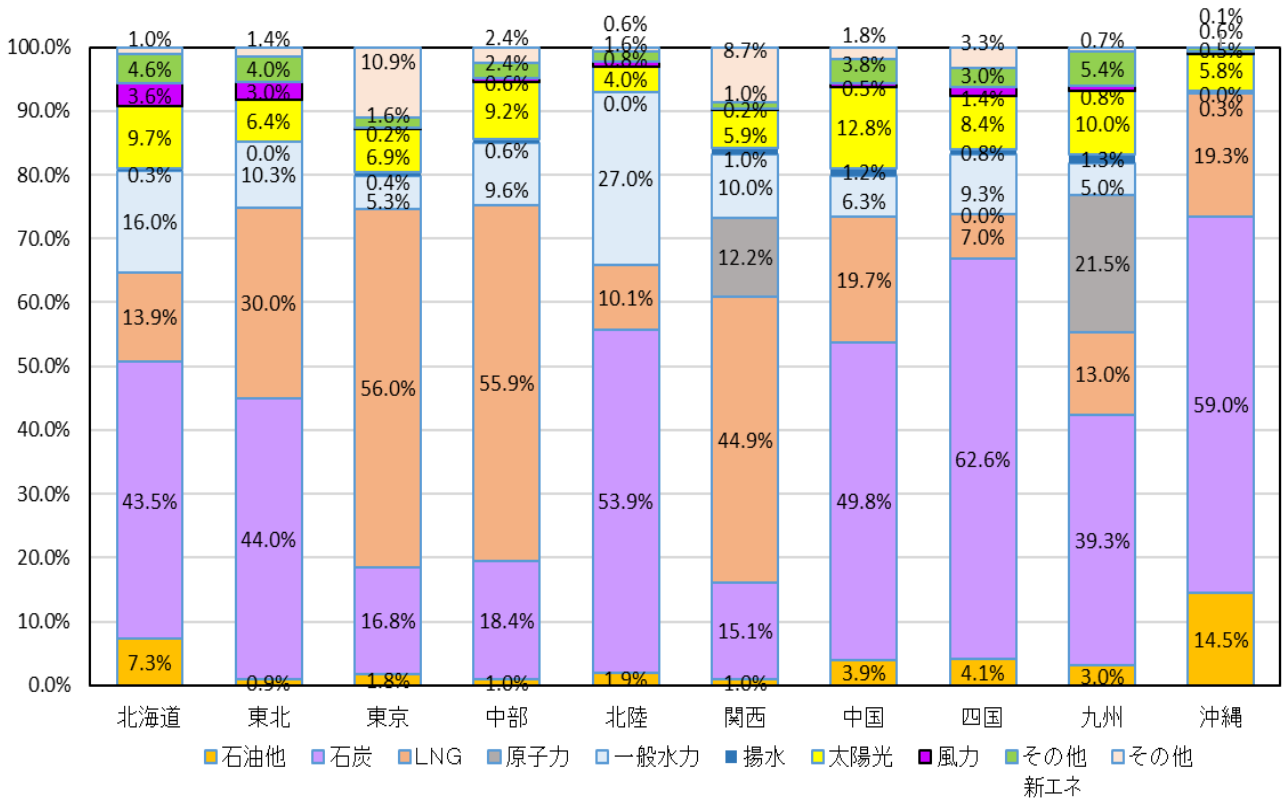


図3-4 2020年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-7及び図3-5に示す。この、電源別の設備利用率は、設備容量(kW)と送電端電力量(kWh)から機械的に算定したものである。

前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

種類	2020	2021	2025	2030
水力	19.2%	19.6%	19.8%	20.8%
一般水力	40.5%	40.2%	40.9%	41.8%
揚水	2.3%	3.4%	3.1%	4.0%
火力	45.5%	44.8%	41.6%	40.2%
石炭	65.6%	68.7%	65.5%	65.3%
LNG	48.0%	43.5%	37.5%	35.0%
石油他 <sup>23</sup>	7.4%	8.6%	8.6%	8.3%
原子力	13.2%	13.6%	13.0%	11.2%
新エネルギー等	16.6%	16.9%	18.1%	17.6%
風力 <sup>26</sup>	20.1%	19.6%	20.9%	19.7%
太陽光 <sup>26</sup>	13.2%	13.1%	13.3%	13.0%
地熱	52.2%	56.3%	62.6%	65.3%
バイオマス	63.6%	69.6%	76.2%	75.4%
廃棄物	35.7%	38.3%	39.1%	39.6%

<sup>26</sup> 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

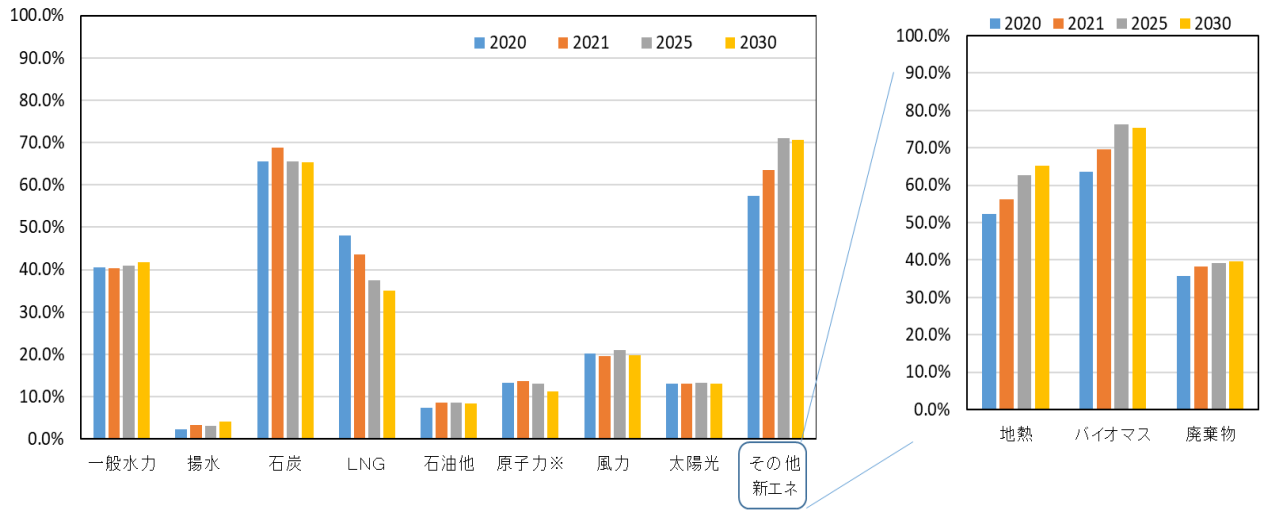


図 3 - 5 設備利用率の推移 (全国合計)

#### IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画<sup>27</sup>を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画<sup>28</sup>

送電線路の増加こう長 <sup>29</sup> ※ <sup>30</sup>	635 km (726 km)
架空送電線路※	597 km (687 km)
地中送電線路	39 km (39 km)
変圧器の増加容量	29,235 MVA (28,290 MVA)
交直変換所の増加容量 <sup>31</sup>	900 MW (1,800 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△61 km (△61 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△4,300 MVA (△2,700 MVA)

<sup>27</sup> 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>28</sup> （ ）内は昨年値を記載した。

<sup>29</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

<sup>30</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

<sup>31</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・(仮)広域連系北幹線:79km</li> <li>・(仮)広域連系南幹線:64km</li> <li>・相馬双葉幹線接続変更:16km</li> <li>・新地アクセス線(仮)広域連系開閉所引込:1km</li> <li>・常磐幹線(仮)広域連系開閉所D<math>\pi</math>引込:1km</li> </ul>
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（使用開始：2027年度）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新佐久間周波数変換所:30万kW</li> <li>・東清水変電所:30万kW→90万kW</li> </ul>
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東清水線:20km</li> <li>・佐久間東幹線FC分岐線:3km</li> <li>・佐久間東栄線FC分岐線:1km</li> <li>・新豊根東栄線:1km</li> <li>・佐久間東栄線:11km, 2km</li> <li>・佐久間東幹線:123km</li> </ul>
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新富士変電所： 750MVA×1</li> <li>・静岡変電所： 1,000MVA×1</li> <li>・東栄変電所： 800MVA×1 → 1,500MVA×2</li> </ul>

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン<sup>32</sup>にて検討

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原北近江線:2km</li> <li>・三岐幹線関ヶ原(開)<math>\pi</math>引込:1km</li> <li>・北近江線北近江(開)<math>\pi</math>引込:0.5km</li> </ul>
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原開閉所:6回線</li> <li>・北近江開閉所:6回線</li> </ul>

<sup>32</sup> 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

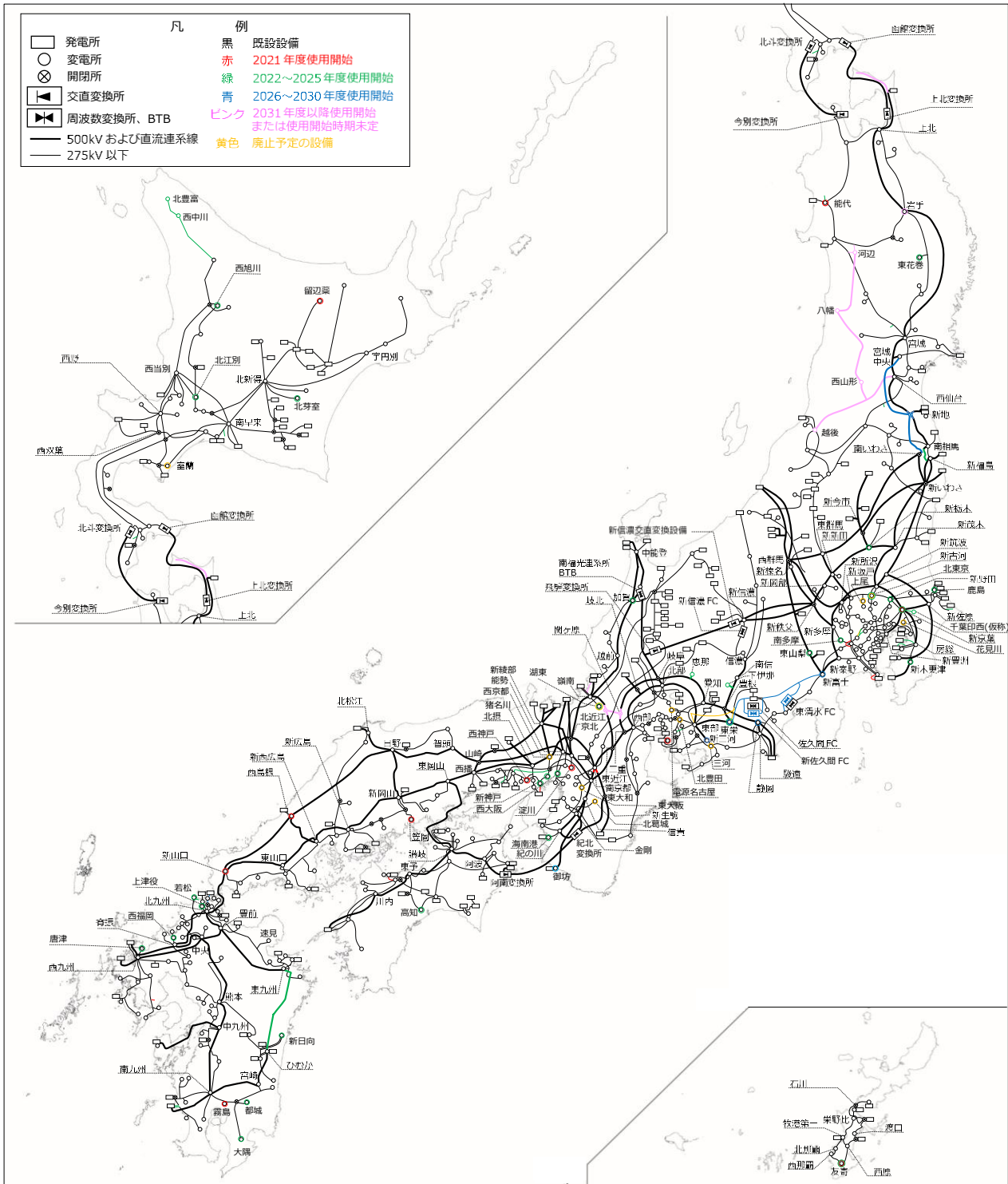


図4-1 電力系統の状況

## 1. 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>33</sup>	電圧	こう長 <sup>34, 35</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>36</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	鶴岡支線新設	187kV	0.1km	1	2020年9月	2022年8月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.2km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.2km (2,3番線) ※2※3	3	2019年8月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	千葉印西変電所 引込線	275kV	10.5km	2	2020年4月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年6月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	コベルコパワー 神戸第二 アクセス線※1	275kV	4.4km※2	3	2017年4月	2021年1月 (1号線) 2021年4月 (2号線) 2022年1月 (3号線)	電源対応
	姫路アクセス線(仮 称)※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
四国電力 送配電 株式会社	西条アクセス線※1	187kV	7km※3	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年5月	2022年1月	需要対策
	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電豊富 中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020年7月	2024年5月	電源対応

<sup>33</sup> 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別が入っているため、分からないように見直した。

<sup>34</sup> こう長欄に※2があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

<sup>35</sup> こう長欄に※3があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

<sup>36</sup> 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4があるものは、地域間連系線増強関連。※5があるものは、マスタープランにて検討するもの。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>33</sup>	電圧	こう長 <sup>34,35</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>36</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北幌延線一部昇圧	100kV→187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
	(仮称) 苫小牧アクセス線新設※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年4月	2022年12月	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km	2	2023年6月	2024年12月	電源対応
	(仮) 広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年7月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮) 広域連系 南幹線	500kV	64km	2	2024年7月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	相馬双葉幹 線接続変更	500kV	16km	2	2022年2月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮) 広域連系開 閉所引込※1	500kV	1km	2	2024年5月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮) 広域連系 開閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2023年11月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮) 広域連系 開閉所	500kV	-	10	2022年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	秋田幹線河辺変電 所DT引込	275kV	5km	2	2022年度以降	2029年度以降	電源対応
	秋盛幹線河辺変電 所DT引込	275kV	0.2km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV→500kV	139km→138km	2	2026年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV→500kV	23km→23km	2	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
	出羽幹線	500kV	96km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応
山形幹線昇圧延長	275kV→500kV	53km→103km	2	2025年度以降	2031年度以降	電源対応	
東京電力 パワーグリッド 株式会社	東新宿線引替	275kV	23.4km→5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→5.3km (3番線) ※2※3	2	2024年度	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	G7060005 アクセス 線 (仮称)	275kV	0.5km※2	1	2021年4月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アク セス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2024年6月	2025年6月	電源対応
	京浜線 1, 2号接続 変更	275kV	0.4km※3	2	2021年9月	2022年3月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年1月	安定供給対策※4



届出事業者	名称 <sup>33</sup>	電圧	こう長 <sup>34,35</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>36</sup>
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線： 0.1km※3 2号線： 0.1km※3	2→3	2022年5月	2022年11月	需要対策
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2021年10月	2023年10月	電源対応
	G5150013 アクセス 線(仮称)	275kV	0.5km	2	2021年5月	2022年5月 (1号線) 2022年6月 (2号線)	電源対応
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2021年12月	2024年10月	需要対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線 関ヶ原(開) π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力 送配電 株式会社	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km→ 0.2km	2	2021年6月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
	新加古川線	275kV	25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス 西支線※1	275kV	1.2km※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2023年3月	2025年7月	電源対応
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年4月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東幹線 FC分岐線	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC分岐線	275kV	1km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 <sup>36</sup>
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026年度	系統対策

## 2. 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>33,37</sup>	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>36</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年2月	2021年10月	高経年化対策
	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年4月	2022年7月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	能代変電所	275/66kV	100MVA	1	2019年10月	2021年6月	電源対応
東京電力 パワーステート 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018年8月	2019年9月(5B)済 2021年11月(6B)	高経年化対策
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月	電源対応
中部電力 パワーステート 株式会社	知多電源変電所 ※1	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多電源変電所 ※1	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月 (新1B)済 2021年8月 (新2B)	電源対応
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年12月	2027年度	安定供給対策※4
関西電力 送配電 株式会社	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年5月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2017年10月	2021年4月(1B) 2024年5月(2B)	高経年化対策
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

<sup>37</sup> 名称欄に※6があるものは、地点を新設する変電所又は変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>33,37</sup>	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>36</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年5月	2022年7月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年5月	2024年10月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所	500/154kV	750MVA	1	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV →500/154kV	300MVA×2 →450MVA×2	2→2	2024年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
東京電力 パワーステート 株式会社	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年7月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年6月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年10月	2027年3月	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年6月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年4月	2023年3月	需要対策
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年4月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2022年12月	2023年10月	高経年化対策
中部電力 パワーステート 株式会社	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※4
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027年7月	2030年8月	電源対応
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2024年8月	2027年11月	電源対応
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年1月	2022年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1、 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年9月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1、 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2022年8月	2024年1月	高経年化対策
	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年2月	2024年6月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9月	2024年3月	電源対応
	新日向変電所	220/110 /66kV	250/150 /200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年11月	2024年10月	電源対応

届出事業者	名称 <sup>33,37</sup>	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>36</sup>
	大隅変電所	110/66kV → 220/110 /66kV	60MVA → 250/100 /200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年5月	2023年4月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250 MVA	1→1	2022年7月	2023年11月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新佐久間周波数 変換所※6	—	300MW	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所 ※6	154/66/33kV	170MVA	1	2021年11月	2024年5月	電源対応

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由
北海道電力 ネットワーク 株式会社	室蘭変電所	187/66kV	100MVA	1	2023年6月	高経年化対策
東京電力 パワーグリッド 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年1月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2025年2月	系統対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023年度	高経年化対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025年4月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年11月	高経年化対策
電源開発送変電 ネットワーク株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

### 3. 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 <sup>38</sup>	こう長の総延長 <sup>39</sup>	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	646 km※	1,293 km※	646 km※	1,293 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△175 km	△354 km	△158 km	△317 km
		地中	17 km	37 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	120 km	240 km	120 km	240 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
合計	架空	597 km	1,189 km	635 km	1,248 km	
	地中	39 km	59 km			
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>40</sup>

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	227 km	476 km
220kV	19 km	38 km
187kV	7 km	14 km
合計	253 km	528 km

<sup>38</sup> こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>39</sup> 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

<sup>40</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4-10 主要な変圧器の整備計画

区分 <sup>41</sup>	電圧階級 <sup>42</sup>	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22,100MVA [1,000MVA]
	275kV	8 [2]	4,180MVA [600MVA]
	220kV	6 [0]	1,740MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	955MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	110kV	△1 [0]	△60MVA [0MVA]
	新增設計	41 [12]	29,235MVA [2,465MVA]
廃止	500kV	△1	△750 MVA
	275kV	△13	△3,450 MVA
	187kV	△1	△100 MVA
	廃止計	△15	△4,300 MVA

※ [ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4-11 主要な周波数変換所の整備計画

区分	地点数	容量
新增設	中部電力パワーグリッド株式会社 1	600MW
	電源開発送変電ネットワーク株式会社 1	300MW

#### 4. 既設設備の高経年化の課題

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した高経年設備の更新に対応する案件が今後増加傾向にあり、これらの設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針時にとりまとめた既設設備の建設年度毎の物量分布を図4-2～5に示す。

<sup>41</sup> 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

<sup>42</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。

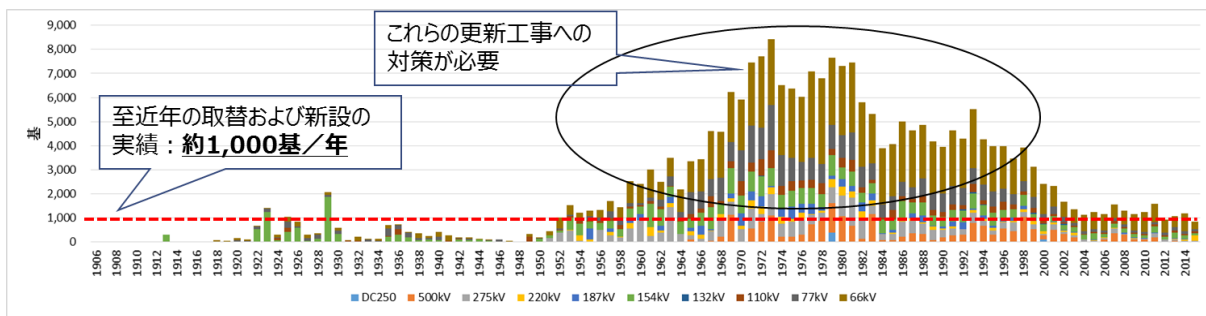


図 4 - 2 鉄塔の物量分布 (66kV~500kV)

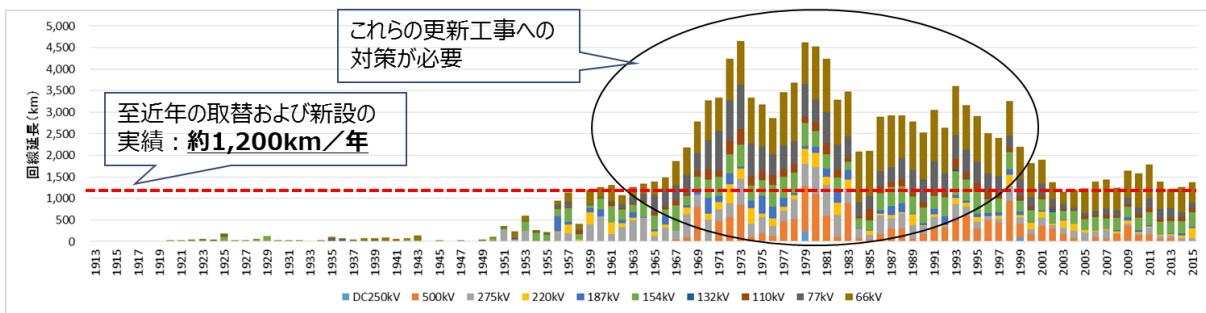


図 4 - 3 架空線回線延長の物量分布 (66kV~500kV)

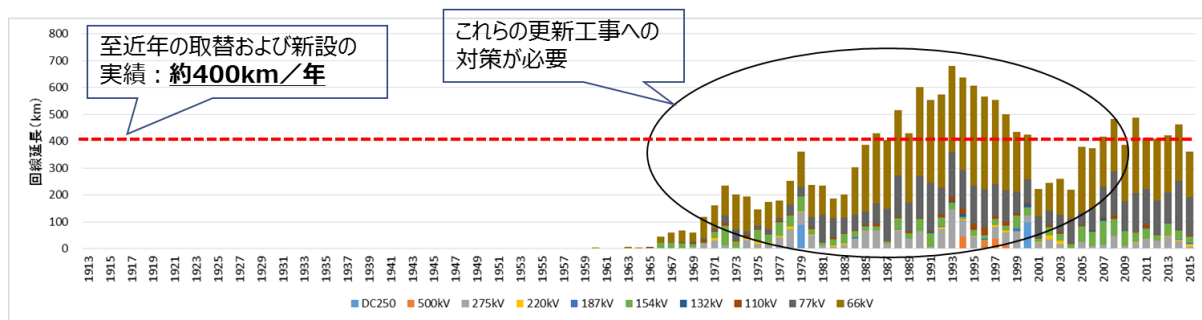


図 4 - 4 地中線の物量分布 (66kV~500kV)

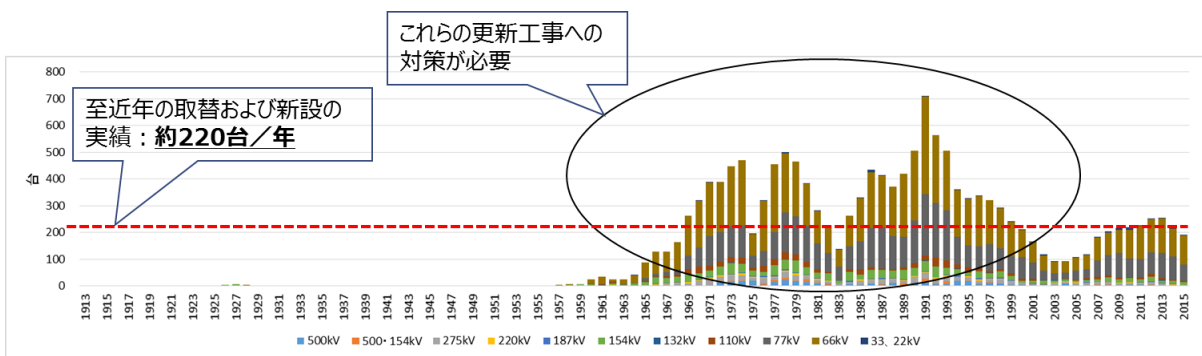


図 4 - 5 変圧器の物量分布 (66kV(一部 22kV)~500kV)

また、工事に従事する作業員数が近年減少傾向にあり、昨今は現場施工能力が不足傾向にある。参考に送電線工事に従事する高所作業員数の年度推移<sup>43</sup>を図4-6に示す。

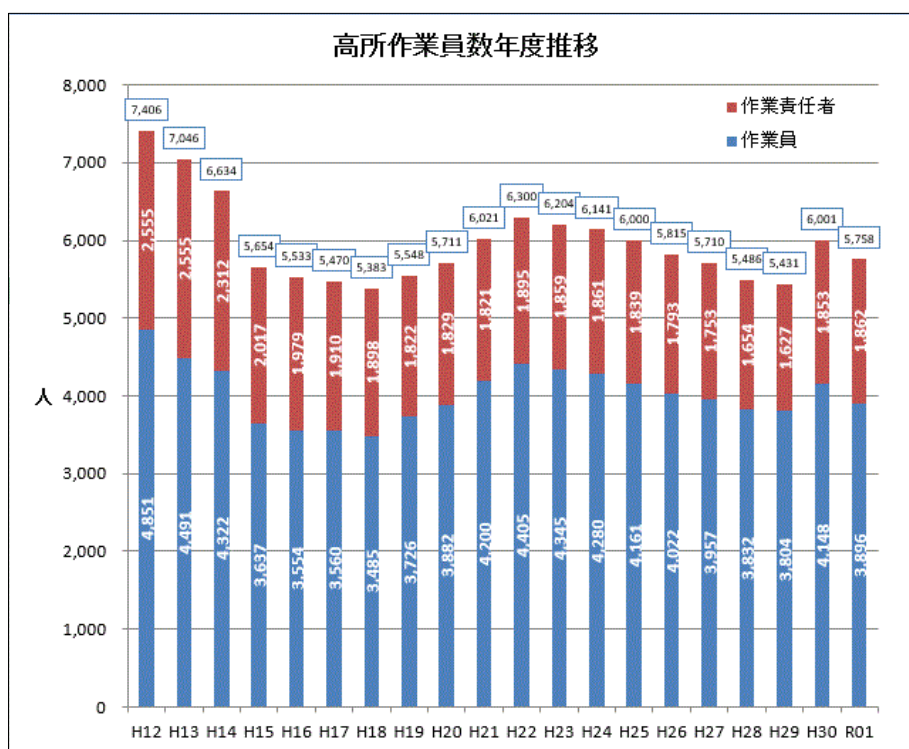


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移<sup>43</sup>

<sup>43</sup> 出典元：送電線建設技術研究会HP



## V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2021年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2021年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・四国・九州エリアが多い。

なお、主要な相対契約に変化が見られなかったため、例年と同様の傾向となっている。

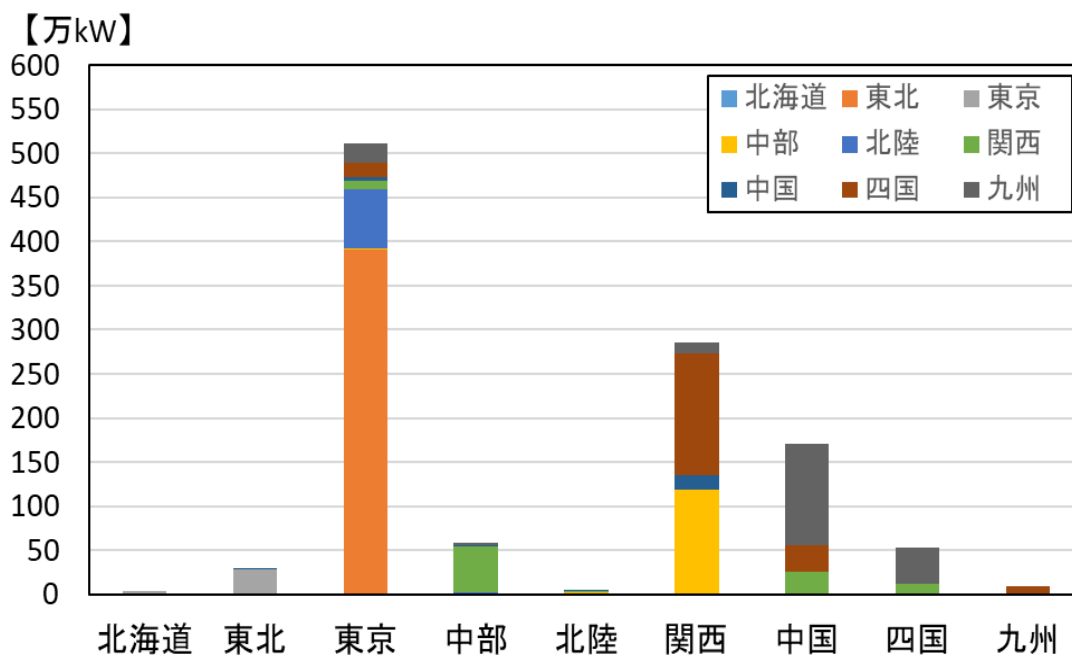


図5-1 エリア外調達電力

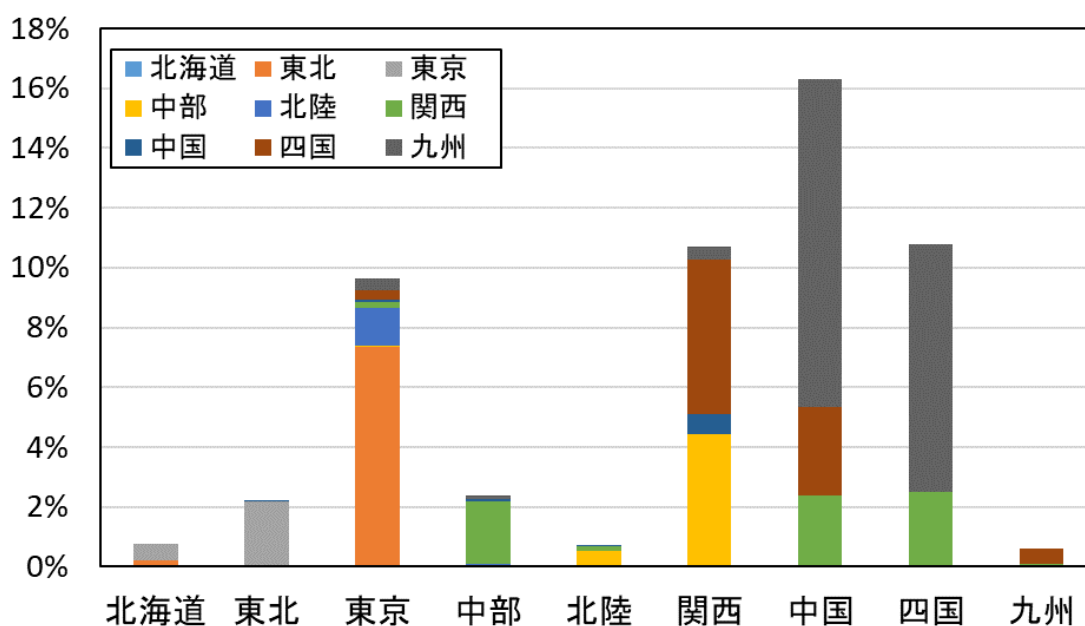


図5-2 エリア外調達電力比率

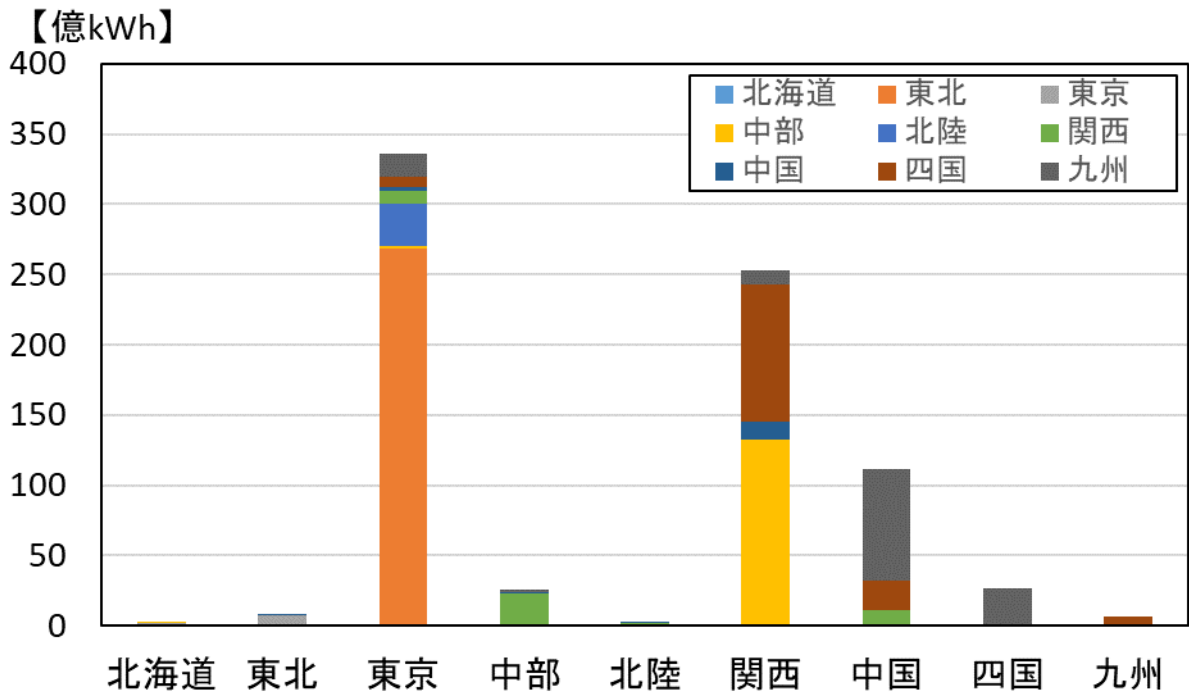


図5-3 エリア外調達電力量

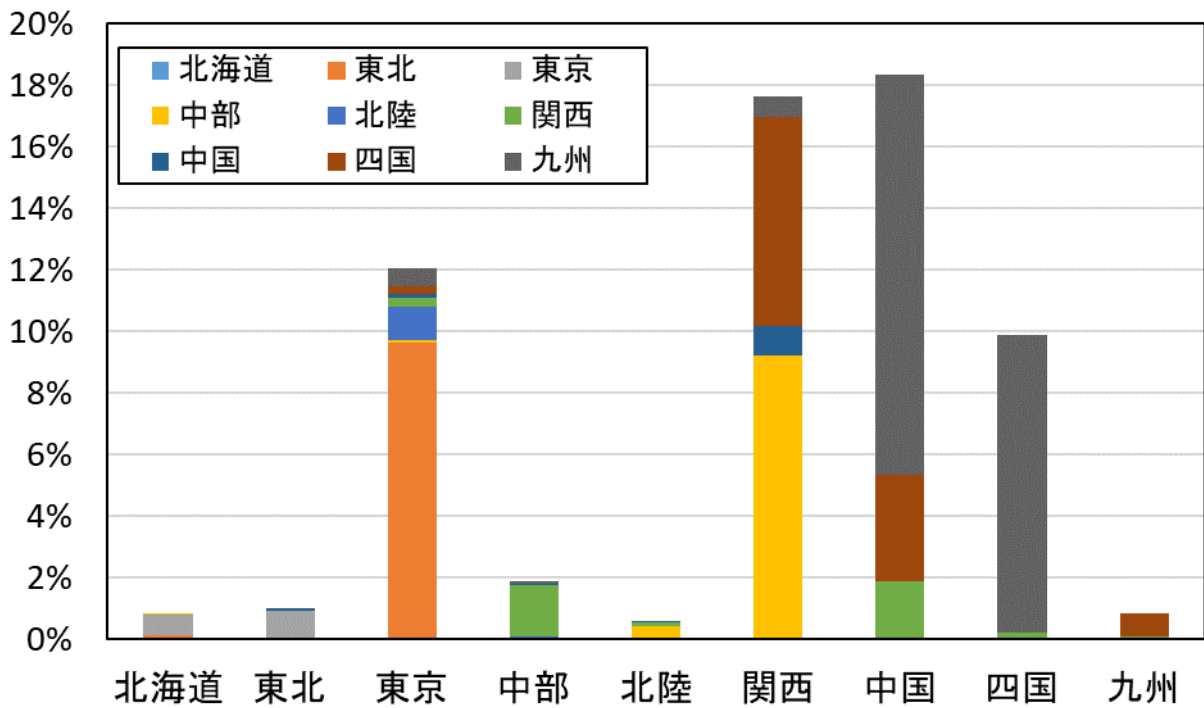


図5-4 エリア外調達電力量比率

## VI. 電気事業者の特性分析

### 1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者660者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

中小規模（1,000万kW未満）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

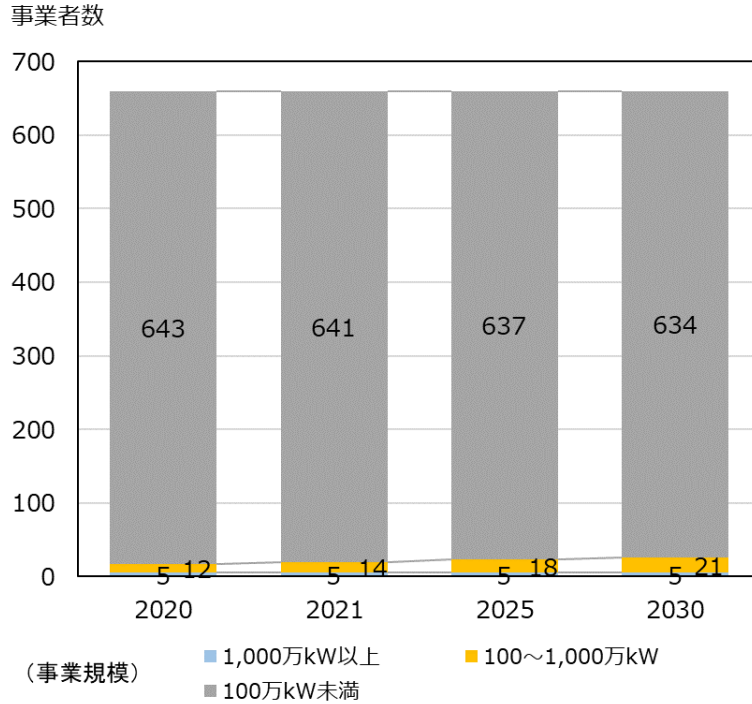


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

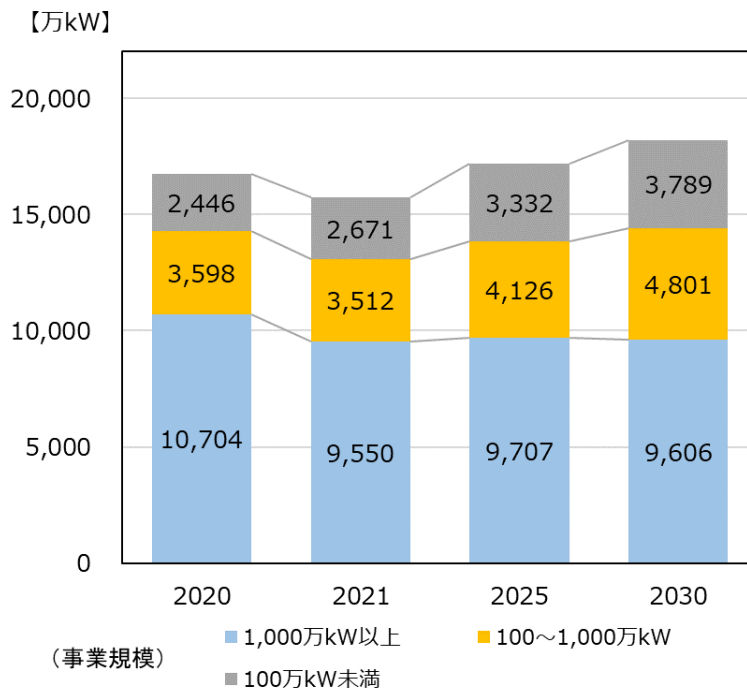


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

中小規模（100億kWh未満）の事業者が規模を拡大する計画としている。

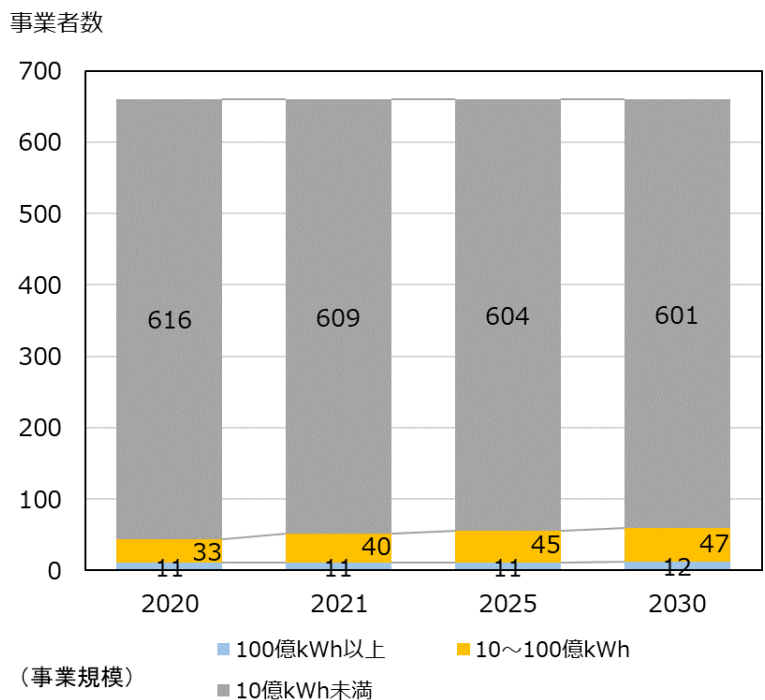


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

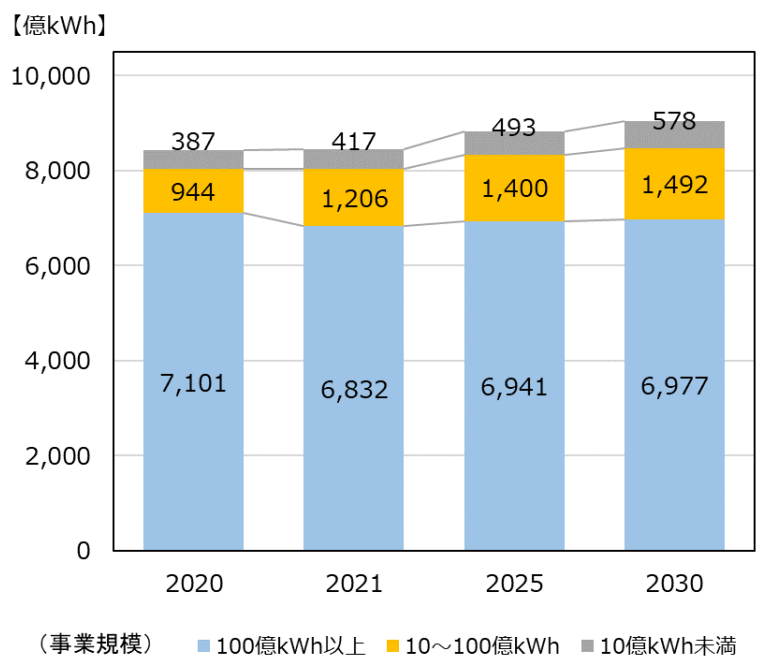


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

## 2. 小売電気事業者のエリア展開

2021年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2021年度時点で小売計画を計上していない事業者（86者）を除いて集計している。ほぼ半数の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

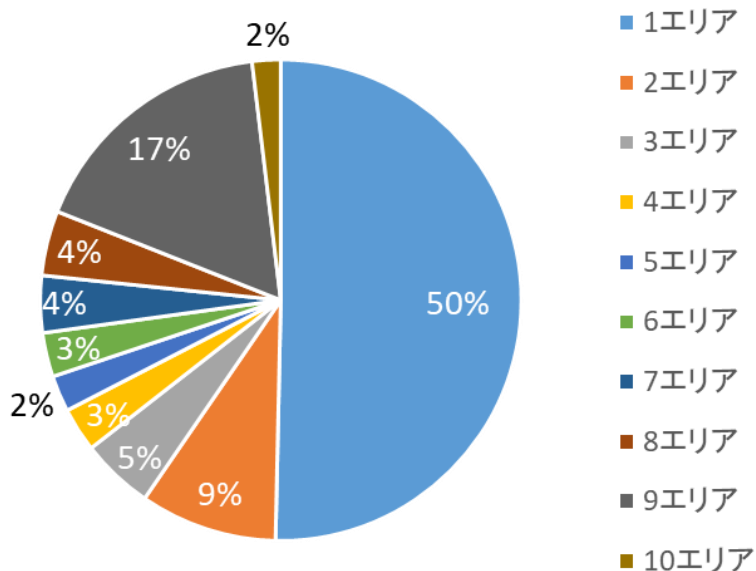


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

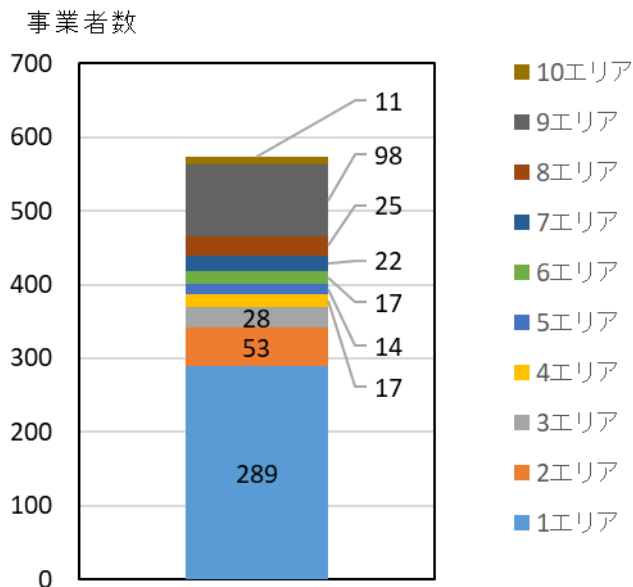
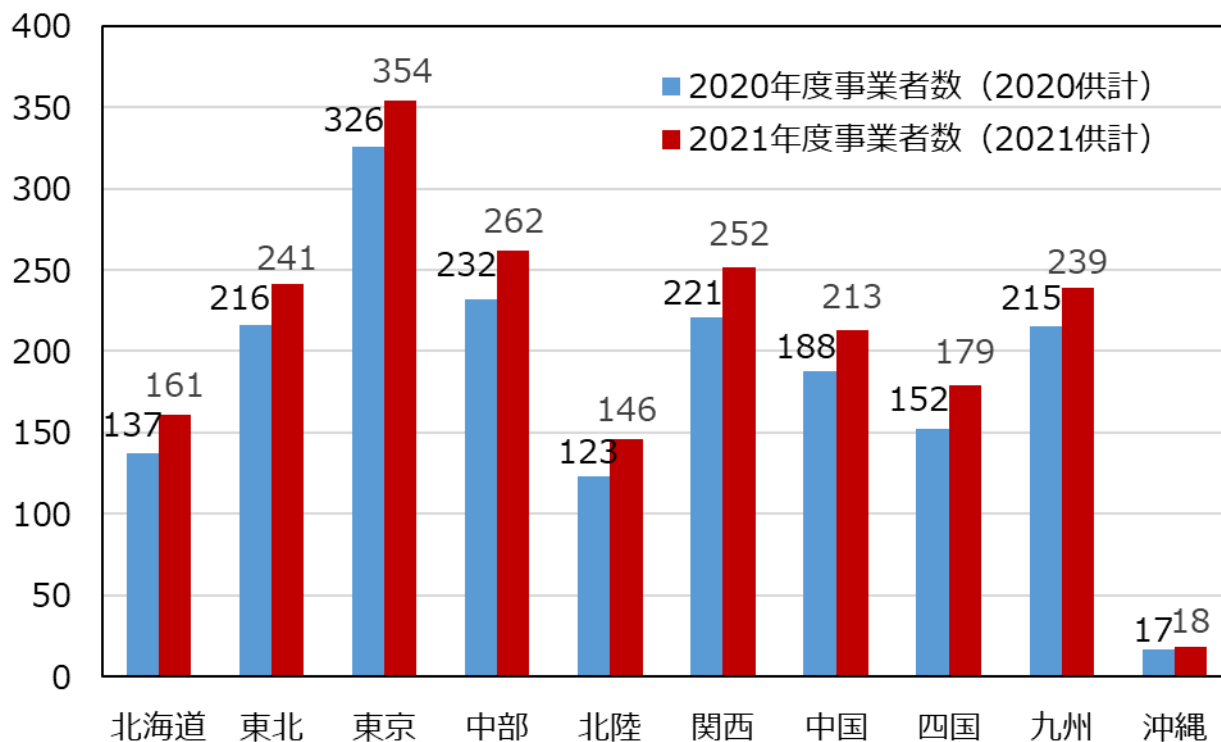


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2021年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

すべてのエリアで小売電気事業者数は増加しており、消費者の選択肢は拡大している。

事業者数



【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021年度エリア需要	415	1,293	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

### 3. 小売電気事業者の供給力確保状況

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-8に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

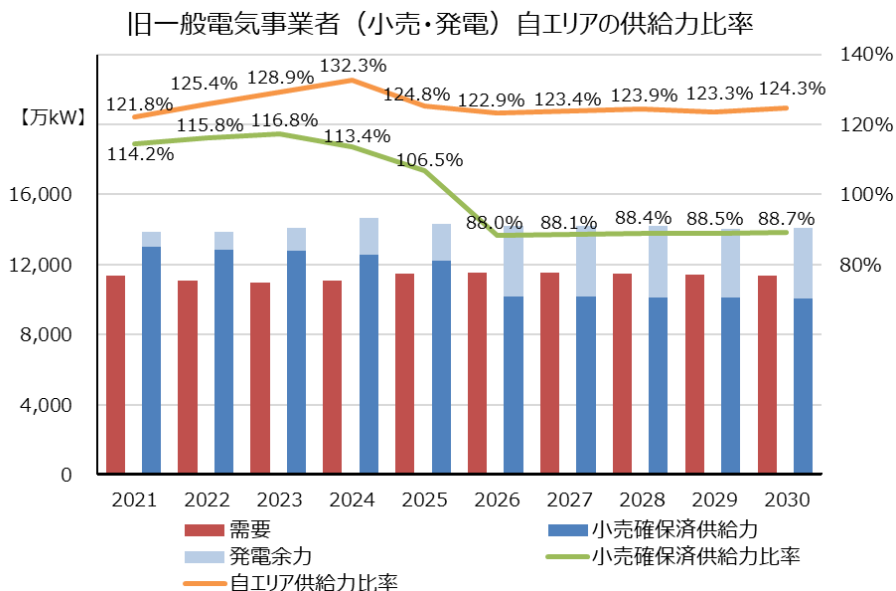


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率<sup>44</sup>（8月15時、送電端）

みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく。

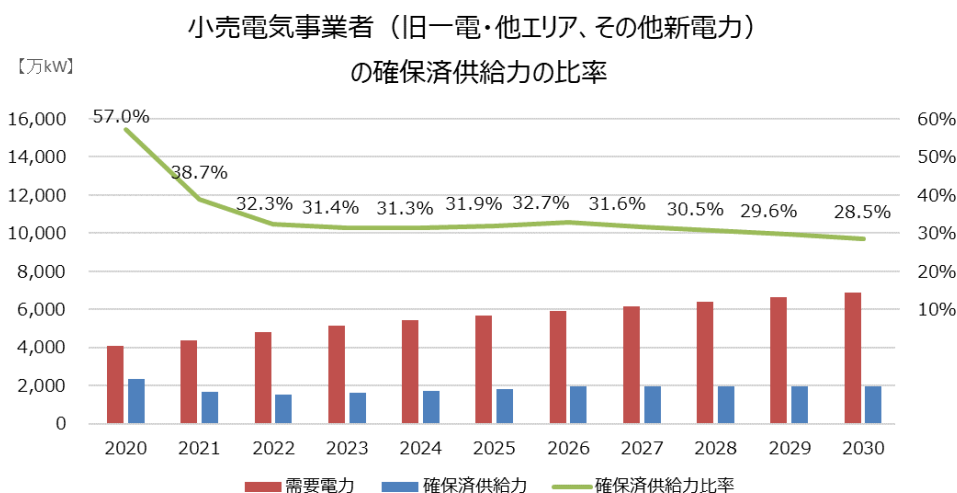


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

<sup>44</sup> 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。

#### 4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者935者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-10、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

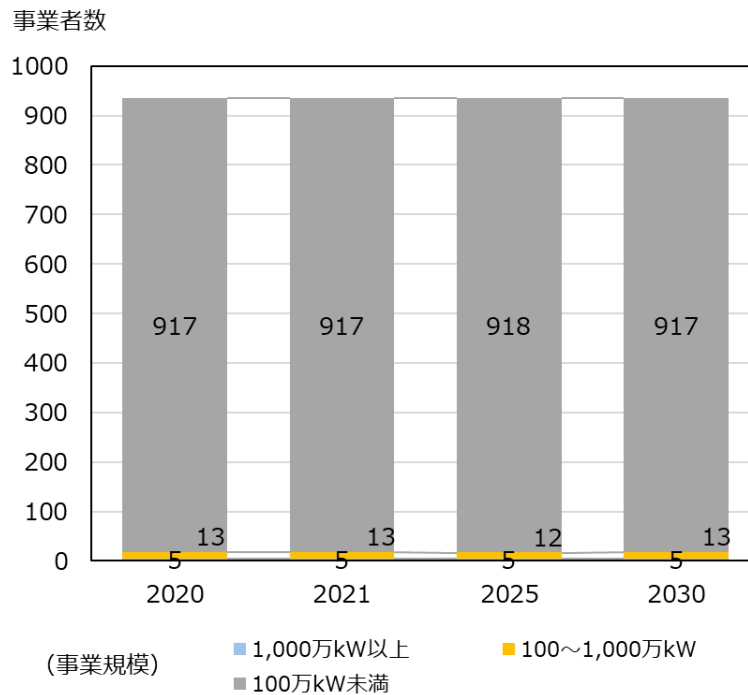


図6-10 供給電力別の発電事業者数

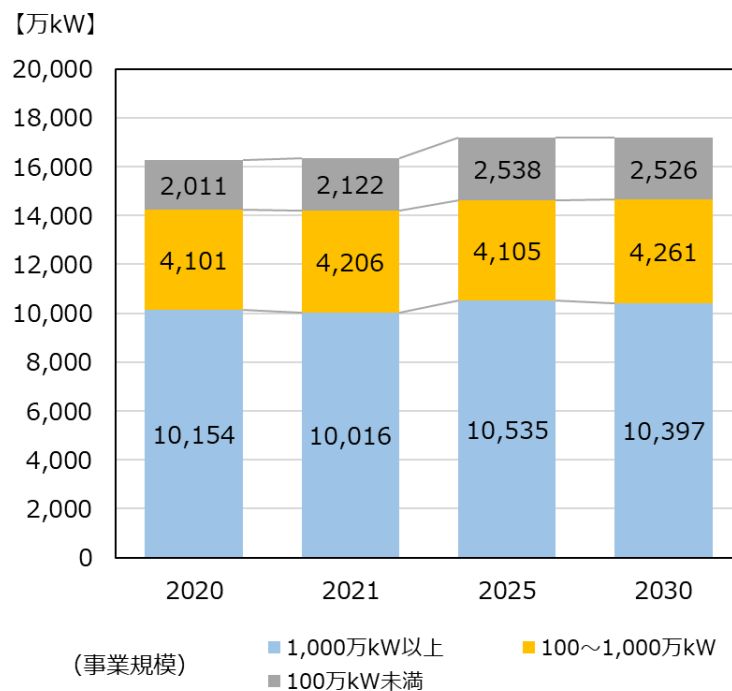


図6-11 各規模別の供給電力（積算）



同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-13に示す。

供給電力量が10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

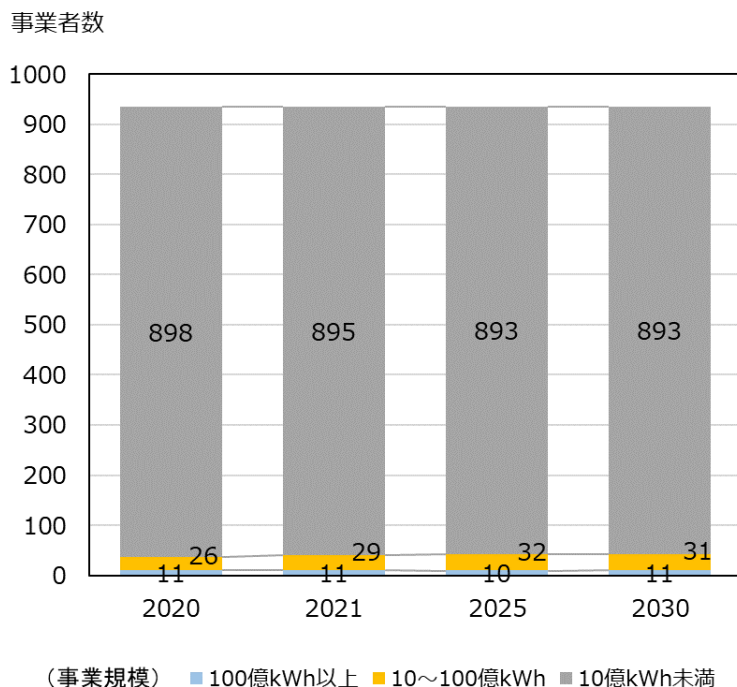


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

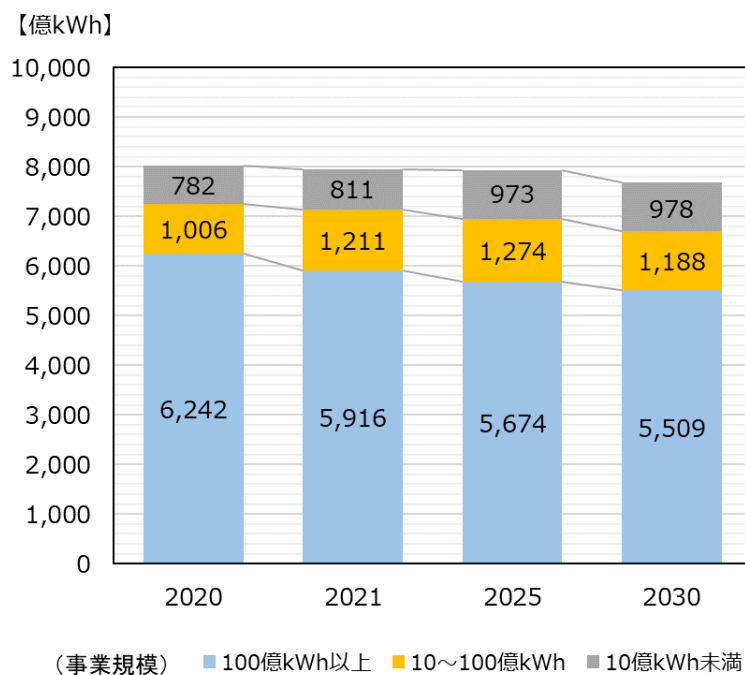


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2021年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2021年度内に発電設備を計上していない事業者（117者）を除いて集計している。

再生可能エネルギー（特に太陽光）発電事業者の増加が顕著であり、新規に参入する事業者による再生可能エネルギーの導入拡大の状況が伺える。

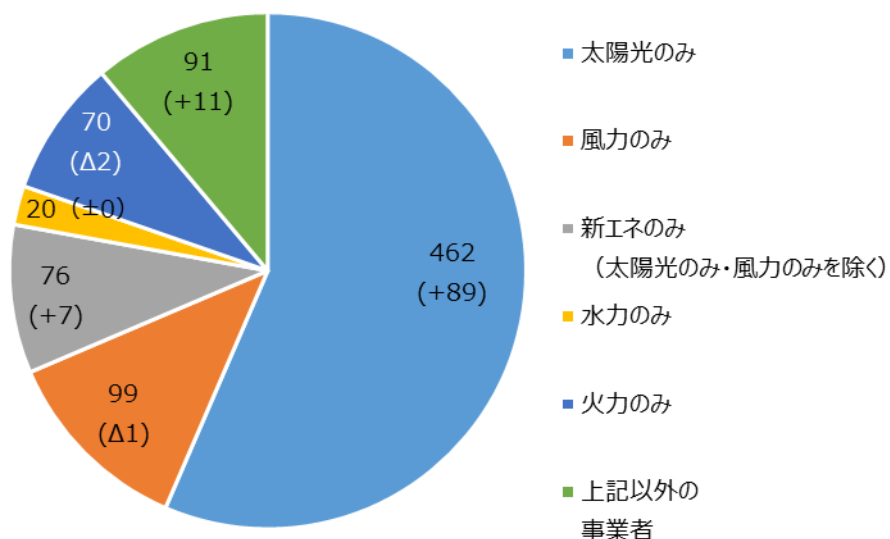


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

5. 発電事業者のエリア展開

2021年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2021年8月時点で保有設備を計上していない事業者（168者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

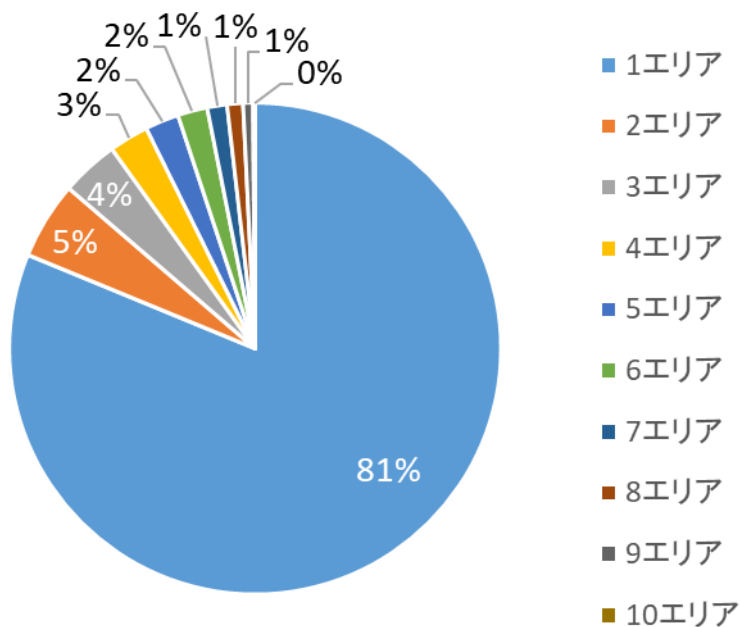


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

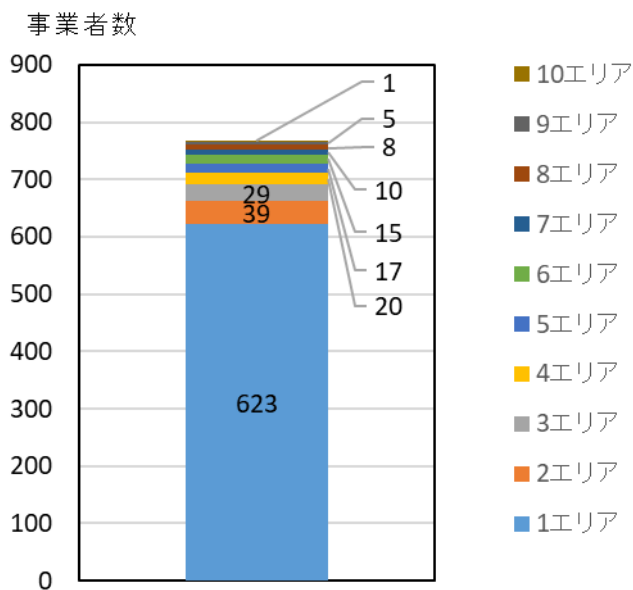
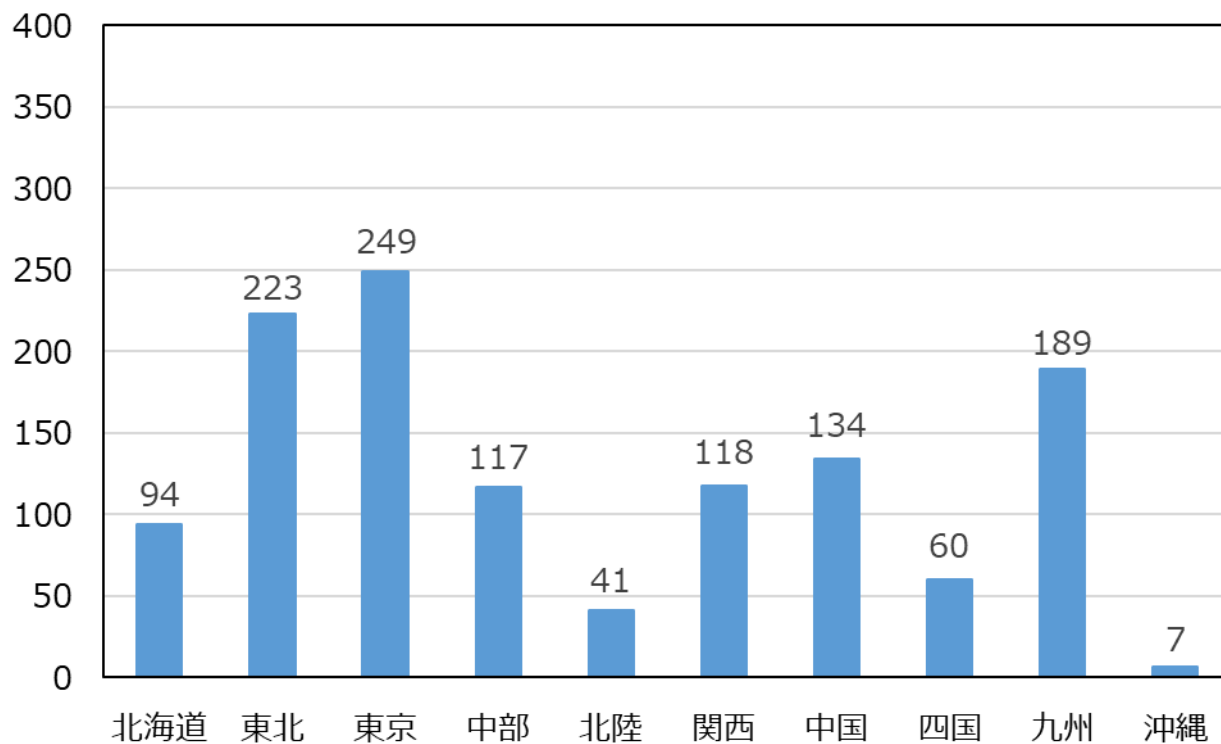


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2021年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。

事業者数



【万 kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
566	1,859	4,835	2,388	579	2,436	1,029	676	1,872	196

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

## Ⅶ. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### 1. 需要期における供給力（kW）不足の懸念

今回の取りまとめにおいて、短期断面（2021・2022年度）は供給信頼度基準（年間を通じた停電量の予測を用いた基準）を満たしているが、補完的確認として実施した月別の需給バランス評価（月別上位3日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2022年2月に東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%となり適正予備率である8.0%を下回る結果となっている。また、本機関が実施した2021年度冬季の需給変動リスク分析でも厳気象H1需要（過去10年間で最も猛暑・厳寒だった年度並みの気象条件で想定した需要）に対して、ほとんどのエリアで2022年2月は予備率3%を下回り、東京エリアは2022年1月及び2月ともに供給力が厳気象H1需要も下回る厳しい状況である。

このような結果となった主要因は、2022年2月に1,300万kW程度の補修停止が計上されるなど、高需要期の補修停止により供給力が減少したことにある。今冬の需給ひっ迫を踏まえれば、大規模な電源を保有する発電事業者は、個社の相对契約だけで補修停止を判断するのではなく、需給バランスを考え慎重に計画すべきであったと考える。

本機関としては、厳しい需給バランスの結果を公表することで需給ひっ迫に対する備えを広く呼びかけるとともに、特に需給の厳しいエリアでは、発電事業者に対する補修停止等の調整や小売電気事業者への高需要期に備えた計画的な調達を求めるなど、需給バランスの改善に最大限取り組む。また、これら対応を行ってもなお、安定的な供給力確保が難しい場合を想定し、電源入札等を実施することも含めた準備など対応に万全を期すこととしたい。

なお、2021年7月の需給バランスにおいても厳気象H1需要に対して全国的に予備率3.4%となっており、かろうじて適正予備率3.0%を確保した程度であり、予断を許さない状況である。国においても、需要家に対する節電などをどのように実施していくか、需給ひっ迫の備えについて検討が期待される。

## 2. 2021年度の需給バランス（kWh）と今冬の電力需給ひっ迫（kWh）を踏まえた対策

1. で述べた補修停止の増加要因として、小売電気事業者の調達先未定が増加していることが考えられる。この結果、2021年度の需給バランス（kWh）は、2020年度と比べても年間の電力量で1.3%悪化しており、現時点で昨年度の同時期より供給電力量（kWh）の確保が低い水準にあることが確認された。

本機関としては、これまでの供給力（kW）による評価に加え、2021年度の秋より電力需給検証において電力量（kWh）の需給バランスを燃料調達の状況も含めて評価するとともに、需給ひっ迫を未然に防ぐため、冬の高需要期までの期間に継続的なモニタリングを実施し、情報発信していくこととした。これにより、需給ひっ迫に備えた小売電気事業者の計画的な調達行動と、発電事業者による十分な供給電力量の確保を期待するとともに、相対取引や先渡取引などの調達が増えることで必要な供給力となりうる電源の休廃止が抑制されることも期待している。

国においても本機関が実施するモニタリングを具体的にどのように需給ひっ迫の対策につなげていくか検討が期待される。

### 3. 2030年度エネルギーミックス達成に向けた対策

2018年7月に決定された第5次エネルギー基本計画では、2030年の長期エネルギー需給見通し（2015年7月経済産業省決定。以下「エネルギーミックス」という。）の確実な実現に全力を挙げるとされている。

一方で、今回の取りまとめにおいて、2030年度の送電端電力量（kWh）では、石炭火力の比率が約36%、原子力の比率が約4%と、エネルギーミックスで示された構成比と比べて乖離が生じていることが明らかとなった。供給計画のとりまとめは、各事業者が一定の前提に基づき、現時点で安定供給上見込むことのできる発電計画を集計したものであるが、今後もこのままの傾向で推移することも考えられ、更なる政策的取組や事業環境変化等を踏まえて事業者が計画を見直すに至らなければ、2030年度のエネルギーミックスの達成は困難となる。

エネルギーミックスの達成に向けては、例えば規制的措置や誘導的措置の適切な実施など、各電源のおかれた環境に応じた取り組みを積み重ねていく必要がある。国においては、エネルギーミックスの着実な実現に向けた取り組みの適切な実施が期待される。

## Ⅷ. まとめ（2021年度供給計画の取りまとめ）

### 1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。年平均を減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたことが主な要因となる。

### 2. 需給バランス

向う10年における年間EUE基準に基づくエリア別の需給バランス評価は、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。しかし、長期断面では、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過していた。

また供給力の補完的確認（沖縄エリア以外は供給予備率8%以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ること）では、第1年度（2021年度）、第2年度（2022年度）とも予備率が8%を下回る断面があることを確認した。

電力量（kWh）の見通しについても、第1年度（2021年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は1億kWh/月～32億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

そのため、補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者を確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができていないかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、4月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととした。

### 3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における設備容量（kW）及び送電端電力量（kWh）の推移は、太陽光・風力など新エネルギーが増加する見通し。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

### 4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画として、新規電源の連系に伴う整備が多数計画されている。また、地域間連系線の整備計画として、広域的運営に必要な整備が計画されている。



## 5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

## 6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

## 7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された現状の課題について、3件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1	第1, 2年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・	190
別紙2	当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・	195

## 別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2021年度

エリア別の需給バランス(需要電力を表(別)1-1、供給力を表(別)1-2、供給予備力を表(別)1-3、供給予備率を表(別)1-4)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条(工事計画)の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表(別)1-5に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス(需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率)を表(別)1-6に示す。

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	393	356	355	404	415	388	396	454	481	497	493	454
東北	1,056	984	1,059	1,265	1,293	1,164	1,052	1,164	1,291	1,350	1,335	1,241
東京	3,819	3,671	4,077	5,329	5,329	4,516	3,758	4,042	4,427	4,773	4,773	4,366
東3社計	5,268	5,011	5,491	6,998	7,037	6,068	5,206	5,660	6,199	6,620	6,601	6,061
中部	1,829	1,868	2,017	2,453	2,453	2,316	1,958	1,935	2,108	2,285	2,285	2,082
北陸	387	354	397	492	492	436	369	404	456	489	489	446
関西	1,833	1,857	2,105	2,726	2,726	2,284	1,890	1,935	2,326	2,431	2,431	2,129
中国	748	739	811	1,032	1,032	922	772	835	1,014	1,025	1,025	901
四国	344	342	390	492	492	432	356	365	453	453	453	397
九州	1,028	1,044	1,188	1,521	1,521	1,312	1,118	1,141	1,433	1,451	1,451	1,228
中西6社計	6,169	6,204	6,908	8,716	8,716	7,702	6,463	6,615	7,790	8,134	8,134	7,183
9社合計	11,437	11,215	12,399	15,714	15,753	13,770	11,669	12,275	13,989	14,754	14,735	13,244
沖縄	104	119	144	144	146	145	130	112	97	101	100	93
10社合計	11,541	11,334	12,543	15,858	15,899	13,915	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	574	605	573	576	608	584	602	633	585	578	578	588
東北	1,260	1,304	1,305	1,534	1,566	1,434	1,240	1,290	1,472	1,568	1,562	1,413
東京	4,380	4,346	4,854	5,636	5,699	5,273	4,448	4,386	5,022	5,091	5,014	4,872
東3社計	6,214	6,255	6,732	7,746	7,874	7,291	6,291	6,310	7,080	7,237	7,154	6,874
中部	2,281	2,285	2,469	2,571	2,618	2,528	2,370	2,339	2,421	2,503	2,446	2,401
北陸	488	474	485	564	546	543	491	472	509	506	505	494
関西	2,105	2,135	2,475	2,777	2,773	2,510	2,380	2,350	2,511	2,559	2,426	2,326
中国	955	980	1,169	1,283	1,333	1,156	1,073	1,005	1,028	1,128	1,123	1,115
四国	473	510	556	612	616	584	495	489	525	530	527	505
九州	1,408	1,420	1,559	1,736	1,811	1,710	1,423	1,301	1,556	1,627	1,528	1,411
中西6社計	7,710	7,804	8,714	9,544	9,698	9,031	8,231	7,956	8,549	8,852	8,554	8,252
9社合計	13,924	14,059	15,447	17,290	17,572	16,322	14,522	14,266	15,629	16,089	15,708	15,126
沖縄	161	184	189	188	193	202	193	175	168	168	164	173
10社合計	14,086	14,243	15,635	17,478	17,764	16,524	14,715	14,440	15,797	16,257	15,872	15,300

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	181	249	218	172	193	196	206	179	104	81	85	134
東北	204	320	246	269	273	270	188	126	181	218	227	172
東京	561	675	777	307	370	757	690	344	595	318	241	506
東3社計	946	1,244	1,241	748	837	1,223	1,085	650	881	617	553	813
中部	452	417	452	118	165	212	412	403	313	218	161	319
北陸	101	121	88	72	54	107	122	69	54	17	16	49
関西	272	278	370	51	47	226	490	415	185	128	-5	197
中国	207	241	358	251	301	234	301	170	14	103	98	214
四国	129	168	166	120	124	152	139	124	72	77	74	108
九州	380	376	371	215	290	398	305	160	123	176	77	183
中西6社計	1,541	1,600	1,806	828	982	1,329	1,769	1,342	760	718	420	1,070
9社合計	2,487	2,844	3,048	1,576	1,819	2,552	2,854	1,991	1,640	1,335	973	1,883
沖縄	58	65	45	44	47	56	63	63	72	67	64	80
10社合計	2,545	2,909	3,092	1,620	1,866	2,608	2,917	2,054	1,712	1,402	1,038	1,963

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	46.0%	69.9%	61.4%	42.6%	46.6%	50.4%	52.1%	39.5%	21.7%	16.3%	17.2%	29.6%
東北	19.4%	32.5%	23.3%	21.3%	21.1%	23.2%	17.9%	10.8%	14.0%	16.1%	17.0%	13.9%
東京	14.7%	18.4%	19.1%	5.8%	6.9%	16.8%	18.4%	8.5%	13.4%	6.7%	5.0%	11.6%
東3社計	18.0%	24.8%	22.6%	10.7%	11.9%	20.1%	20.8%	11.5%	14.2%	9.3%	8.4%	13.4%
中部	24.7%	22.3%	22.4%	4.8%	6.7%	9.1%	21.0%	20.9%	14.8%	9.6%	7.0%	15.3%
北陸	26.1%	34.2%	22.3%	14.6%	10.9%	24.4%	33.2%	17.0%	11.7%	3.4%	3.3%	11.0%
関西	14.8%	15.0%	17.6%	1.9%	1.7%	9.9%	25.9%	21.5%	7.9%	5.3%	-0.2%	9.2%
中国	27.7%	32.6%	44.2%	24.4%	29.2%	25.4%	39.0%	20.4%	1.4%	10.0%	9.5%	23.7%
四国	37.6%	49.0%	42.7%	24.5%	25.3%	35.3%	38.9%	34.0%	15.8%	16.9%	16.3%	27.1%
九州	36.9%	36.0%	31.2%	14.1%	19.1%	30.3%	27.3%	14.0%	8.6%	12.1%	5.3%	14.9%
中西6社計	25.0%	25.8%	26.1%	9.5%	11.3%	17.3%	27.4%	20.3%	9.8%	8.8%	5.2%	14.9%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

8%未満

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率  
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

□ : 8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表(別) 1-6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	104	119	144	146	150	147	130	112	97	101	100	93
供給力	161	187	189	197	206	206	193	175	168	168	164	173
供給予備力	58	67	45	51	56	59	63	63	72	67	64	80
供給予備率	55.8%	56.5%	30.9%	35.3%	37.5%	39.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%

## ○2022年度

エリア別の需給バランス(需要電力を表(別)1-7、供給力を表(別)1-8、供給予備力を表(別)1-9、供給予備率を表(別)1-10)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条(工事計画)の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表(別)1-11に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス(需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率)を表(別)1-12に示す。

表(別) 1-7 各月別の需要電力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	394	357	356	405	416	389	397	455	482	498	494	455
東北	1,053	981	1,056	1,261	1,289	1,160	1,051	1,163	1,290	1,349	1,334	1,240
東京	3,842	3,690	4,096	5,337	5,337	4,522	3,759	4,037	4,419	4,761	4,761	4,353
東3社計	5,289	5,028	5,508	7,003	7,042	6,071	5,207	5,655	6,191	6,608	6,589	6,048
中部	1,843	1,882	2,033	2,472	2,472	2,334	1,974	1,950	2,124	2,302	2,302	2,098
北陸	389	355	399	494	494	438	370	406	458	491	491	448
関西	1,840	1,863	2,113	2,736	2,736	2,293	1,897	1,942	2,335	2,440	2,440	2,137
中国	750	741	814	1,035	1,035	924	774	837	1,017	1,028	1,028	904
四国	344	342	390	493	493	433	356	365	453	453	453	398
九州	1,033	1,049	1,194	1,529	1,529	1,318	1,124	1,147	1,440	1,459	1,459	1,235
中西6社計	6,199	6,232	6,943	8,759	8,759	7,740	6,495	6,647	7,827	8,173	8,173	7,220
9社合計	11,488	11,260	12,451	15,762	15,801	13,811	11,702	12,302	14,018	14,781	14,762	13,268
沖縄	105	121	146	146	147	147	131	113	98	102	101	94
10社合計	11,593	11,381	12,596	15,908	15,948	13,958	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

表(別) 1-8 各月別の供給力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	519	544	538	579	587	583	582	622	671	666	665	592
東北	1,283	1,352	1,410	1,612	1,672	1,494	1,403	1,453	1,624	1,664	1,680	1,576
東京	4,444	4,559	4,788	5,529	5,586	5,219	4,463	4,244	4,836	4,963	4,968	4,681
東3社計	6,245	6,455	6,736	7,719	7,845	7,295	6,448	6,319	7,131	7,293	7,313	6,849
中部	2,105	2,254	2,503	2,612	2,674	2,434	2,182	2,030	2,318	2,446	2,415	2,339
北陸	494	478	457	486	511	482	504	464	509	505	502	514
関西	2,224	2,327	2,394	2,697	2,754	2,563	2,195	2,262	2,637	2,669	2,734	2,533
中国	854	908	1,059	1,274	1,261	1,154	1,046	1,017	1,186	1,224	1,198	1,131
四国	461	496	544	589	622	589	546	489	505	516	509	525
九州	1,361	1,480	1,622	1,762	1,760	1,794	1,548	1,523	1,645	1,731	1,629	1,518
中西6社計	7,499	7,943	8,579	9,419	9,581	9,016	8,020	7,784	8,799	9,091	8,987	8,559
9社合計	13,745	14,398	15,314	17,139	17,426	16,311	14,468	14,103	15,930	16,383	16,300	15,409
沖縄	170	183	204	205	212	213	197	173	155	161	186	181
10社合計	13,915	14,581	15,518	17,344	17,638	16,524	14,665	14,277	16,085	16,545	16,486	15,590

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	125	187	182	174	171	194	185	167	189	168	171	137
東北	230	371	354	351	383	334	352	290	334	315	346	336
東京	602	869	692	192	249	697	704	207	417	202	207	328
東3社計	956	1,427	1,228	716	803	1,224	1,241	664	940	685	724	801
中部	262	372	470	140	202	100	208	80	194	144	113	241
北陸	105	123	58	-8	17	44	134	58	51	14	11	66
関西	384	464	281	-39	18	270	298	320	302	229	294	396
中国	104	167	245	239	226	230	272	180	169	196	170	227
四国	117	154	154	96	129	156	190	124	52	63	56	127
九州	328	431	428	233	231	476	424	376	205	272	170	283
中西6社計	1,300	1,711	1,636	660	822	1,276	1,526	1,138	973	918	814	1,340
9社合計	2,257	3,138	2,864	1,377	1,625	2,500	2,766	1,802	1,913	1,602	1,538	2,141
沖縄	66	62	58	59	64	66	65	60	57	59	85	87
10社合計	2,322	3,200	2,922	1,436	1,689	2,566	2,832	1,862	1,970	1,662	1,623	2,228

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.8%	52.5%	51.0%	42.8%	41.2%	49.8%	46.5%	36.7%	39.3%	33.7%	34.6%	30.2%
東北	21.8%	37.8%	33.5%	27.8%	29.7%	28.8%	33.5%	24.9%	25.9%	23.3%	25.9%	27.1%
東京	15.7%	23.5%	16.9%	3.6%	4.7%	15.4%	18.7%	5.1%	9.4%	4.2%	4.4%	7.5%
東3社計	18.1%	28.4%	22.3%	10.2%	11.4%	20.2%	23.8%	11.7%	15.2%	10.4%	11.0%	13.2%
中部	14.2%	19.8%	23.1%	5.7%	8.2%	4.3%	10.5%	4.1%	9.1%	6.3%	4.9%	11.5%
北陸	27.1%	34.6%	14.7%	-1.7%	3.4%	10.0%	36.3%	14.4%	11.2%	2.8%	2.2%	14.8%
関西	20.9%	24.9%	13.3%	-1.4%	0.7%	11.8%	15.7%	16.5%	12.9%	9.4%	12.1%	18.5%
中国	13.8%	22.5%	30.1%	23.1%	21.9%	24.9%	35.1%	21.5%	16.6%	19.1%	16.5%	25.1%
四国	33.9%	45.2%	39.4%	19.4%	26.1%	36.1%	53.5%	34.0%	11.4%	13.9%	12.3%	31.8%
九州	31.8%	41.1%	35.8%	15.2%	15.1%	36.1%	37.7%	32.8%	14.2%	18.6%	11.7%	22.9%
中西6社計	21.0%	27.5%	23.6%	7.5%	9.4%	16.5%	23.5%	17.1%	12.4%	11.2%	10.0%	18.6%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

8%未満

表（別） 1－11 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率  
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	105	121	146	147	152	149	131	113	98	102	101	94
供給力	170	185	204	214	226	217	197	173	155	161	186	181
供給予備力	66	65	58	67	74	69	65	60	57	59	85	87
供給予備率	62.8%	53.6%	39.7%	45.3%	48.6%	46.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%

## 別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2021 年度以降 10 年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4）を以下に示す。また、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第 48 条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）2-5 に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの 1 月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第 48 条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）2-10）を、沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）2-11 に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8月15時）

	【万kW】									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	415	416	416	416	415	415	415	415	414	414
東北	1,293	1,289	1,284	1,278	1,271	1,264	1,257	1,250	1,243	1,236
東京	5,329	5,337	5,333	5,328	5,323	5,316	5,309	5,302	5,294	5,286
東3社計	7,037	7,042	7,033	7,022	7,009	6,995	6,981	6,967	6,951	6,936
中部	2,453	2,472	2,464	2,456	2,448	2,440	2,432	2,425	2,418	2,411
北陸	492	494	496	497	496	494	493	491	490	488
関西	2,726	2,736	2,728	2,719	2,711	2,703	2,694	2,686	2,677	2,669
中国	1,032	1,035	1,036	1,036	1,035	1,035	1,035	1,035	1,034	1,034
四国	492	493	491	490	488	487	486	484	483	481
九州	1,521	1,529	1,534	1,532	1,529	1,526	1,524	1,521	1,519	1,516
中西6社計	8,716	8,759	8,749	8,730	8,707	8,685	8,664	8,642	8,621	8,599
9社合計	15,753	15,801	15,782	15,752	15,716	15,680	15,645	15,609	15,572	15,535
沖縄	146	147	149	150	151	152	153	153	154	155
10社合計	15,899	15,948	15,931	15,902	15,868	15,832	15,798	15,762	15,726	15,690

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

	【万kW】									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	608	587	621	644	644	642	643	643	646	646
東北	1,566	1,672	1,741	1,692	1,642	1,677	1,687	1,705	1,711	1,720
東京	5,699	5,586	5,718	6,048	6,269	6,268	6,275	6,352	6,357	6,364
東3社計	7,874	7,845	8,080	8,384	8,556	8,586	8,604	8,700	8,714	8,730
中部	2,618	2,674	2,534	2,902	2,818	2,821	2,837	2,834	2,824	2,821
北陸	546	511	515	532	515	510	508	500	498	497
関西	2,773	2,754	2,975	2,983	2,859	2,978	2,988	2,967	2,976	2,977
中国	1,333	1,261	1,320	1,296	1,300	1,308	1,307	1,289	1,291	1,293
四国	616	622	645	654	655	655	657	650	651	657
九州	1,811	1,760	1,768	1,739	1,698	1,575	1,580	1,566	1,570	1,620
中西6社計	9,698	9,581	9,758	10,107	9,844	9,847	9,878	9,805	9,809	9,865
9社合計	17,572	17,426	17,837	18,491	18,400	18,433	18,481	18,506	18,523	18,594
沖縄	193	212	215	219	202	214	214	214	214	214
10社合計	17,764	17,638	18,052	18,710	18,602	18,647	18,695	18,720	18,737	18,808



表（別） 2－3 長期の供給予備力見通し（8月15時）

[万kW]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	193	171	205	228	229	227	228	228	232	232
東北	273	383	457	414	371	413	430	455	468	484
東京	370	249	385	720	946	952	966	1,050	1,063	1,078
東3社計	837	803	1,047	1,362	1,547	1,591	1,623	1,733	1,763	1,794
中部	165	202	70	446	370	381	405	409	406	410
北陸	54	17	19	35	19	16	15	9	8	9
関西	47	18	247	264	148	275	294	281	299	308
中国	301	226	284	260	264	273	272	254	256	259
四国	124	129	154	164	167	168	171	166	168	176
九州	290	231	234	207	169	49	56	45	51	104
中西6社計	982	822	1,009	1,377	1,137	1,162	1,214	1,164	1,188	1,266
9社合計	1,819	1,625	2,055	2,740	2,683	2,753	2,836	2,897	2,951	3,059
沖縄	47	64	65	69	51	62	61	60	60	59
10社合計	1,866	1,689	2,121	2,808	2,734	2,815	2,897	2,958	3,010	3,118

表（別） 2－4 長期の供給予備率見通し（8月15時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	46.6%	41.2%	49.3%	54.9%	55.3%	54.7%	54.8%	55.1%	56.0%	56.0%
東北	21.1%	29.7%	35.6%	32.4%	29.2%	32.7%	34.2%	36.4%	37.7%	39.2%
東京	6.9%	4.7%	7.2%	13.5%	17.8%	17.9%	18.2%	19.8%	20.1%	20.4%
東3社計	11.9%	11.4%	14.9%	19.4%	22.1%	22.8%	23.2%	24.9%	25.4%	25.9%
中部	6.7%	8.2%	2.9%	18.2%	15.1%	15.6%	16.7%	16.9%	16.8%	17.0%
北陸	10.9%	3.4%	3.9%	7.1%	3.8%	3.2%	3.1%	1.8%	1.7%	1.9%
関西	1.7%	0.7%	9.0%	9.7%	5.5%	10.2%	10.9%	10.5%	11.2%	11.5%
中国	29.2%	21.9%	27.4%	25.1%	25.5%	26.4%	26.3%	24.6%	24.8%	25.0%
四国	25.3%	26.1%	31.3%	33.5%	34.1%	34.4%	35.2%	34.2%	34.8%	36.5%
九州	19.1%	15.1%	15.3%	13.5%	11.0%	3.2%	3.7%	2.9%	3.3%	6.9%
中西6社計	11.3%	9.4%	11.5%	15.8%	13.1%	13.4%	14.0%	13.5%	13.8%	14.7%
9社合計	11.5%	10.3%	13.0%	17.4%	17.1%	17.6%	18.1%	18.6%	18.9%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
10社合計	11.7%	10.6%	13.3%	17.7%	17.2%	17.8%	18.3%	18.8%	19.1%	19.9%

8%未満 - 5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月15時）  
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	37.7%	35.0%	38.9%	44.5%	44.8%	45.1%	45.2%	45.4%	46.3%	46.4%
東北	16.1%	18.4%	26.6%	23.3%	20.1%	20.8%	22.3%	18.6%	19.0%	19.5%
東京	8.9%	8.0%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
中部	10.3%	8.7%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
北陸	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
関西	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
中国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
四国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
九州	15.5%	11.7%	13.3%	16.1%	16.0%	14.7%	15.0%	14.8%	15.2%	18.3%
9社合計	11.5%	10.3%	13.1%	17.4%	17.1%	17.6%	18.2%	18.6%	19.0%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
10社合計	11.7%	10.6%	13.4%	17.7%	17.3%	17.8%	18.4%	18.8%	19.2%	19.9%

: 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	497	498	498	498	498	497	497	497	497	496
東北	1,350	1,349	1,347	1,342	1,337	1,332	1,327	1,322	1,317	1,311

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	578	666	673	656	661	659	660	663	663	714
東北	1,568	1,664	1,685	1,698	1,666	1,716	1,736	1,765	1,795	1,818

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	81	168	175	158	163	162	163	166	166	218
東北	218	315	338	356	329	384	409	443	478	507

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.3%	33.7%	35.0%	31.7%	32.7%	32.6%	32.8%	33.4%	33.4%	44.0%
東北	16.1%	23.3%	25.1%	26.5%	24.6%	28.9%	30.8%	33.5%	36.3%	38.7%

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）

（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.2%	28.1%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%
東北	16.2%	25.4%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
需要電力	150	152	154	155	156	157	157	158	159	160
供給力	206	226	229	234	217	229	229	229	230	230
供給予備力	56	74	75	79	61	72	72	71	71	70
供給予備率	37.5%	48.6%	49.0%	50.8%	39.2%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%	44.0%

(blank)

# **V. 各供給区域の予備力及び調整力の 適切な水準等の評価及び検証並びに 必要に応じた見直しの内容**

2022 年度向け調整力の公募にかかる  
必要量等の考え方について

2021年6月

電力広域的運営推進機関



# 2022年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2021年6月30日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及び透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2022年度を調整力の提供対象期間として、2021年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、「調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するもの」とされている。
- 本資料は、ここまでの調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、「調整力等委員会」）にて、議論されてきた内容をとりまとめ、審議いただいた後に、本機関の理事会の決議を経て、要件ごとの必要量の考え方等について、一般送配電事業者に通知するものである。

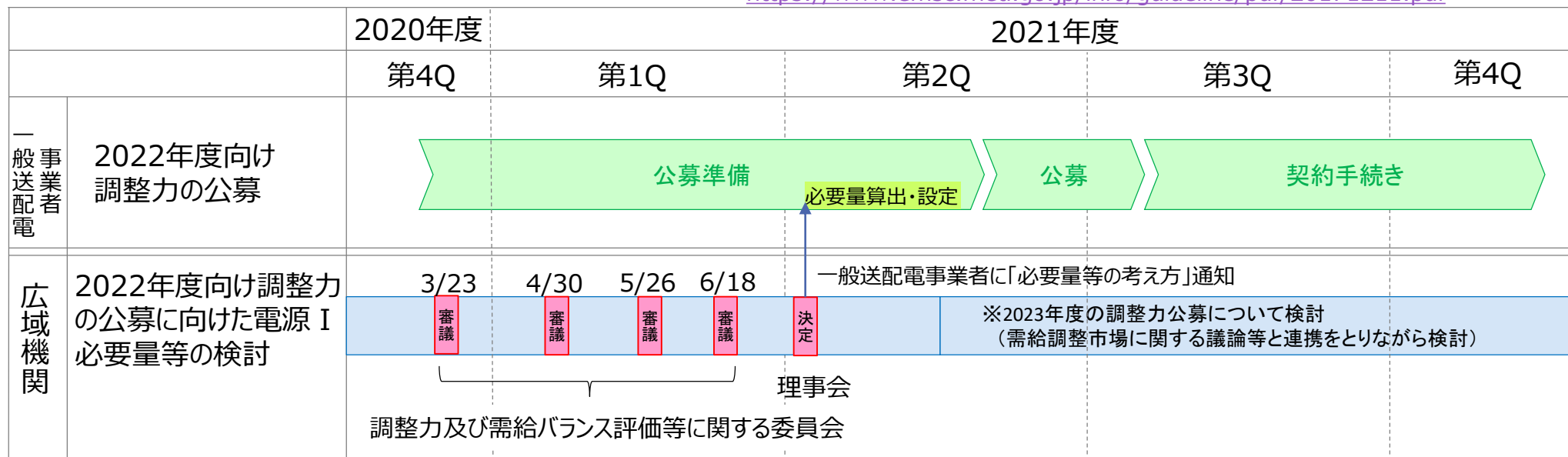
一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

4. 公募調達実施時

(2) 調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について

…（前略）…調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、一般送配電事業者が適切に設定するものである …（後略）…

出所)「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」  
[https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/202171211.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20171211.pdf)



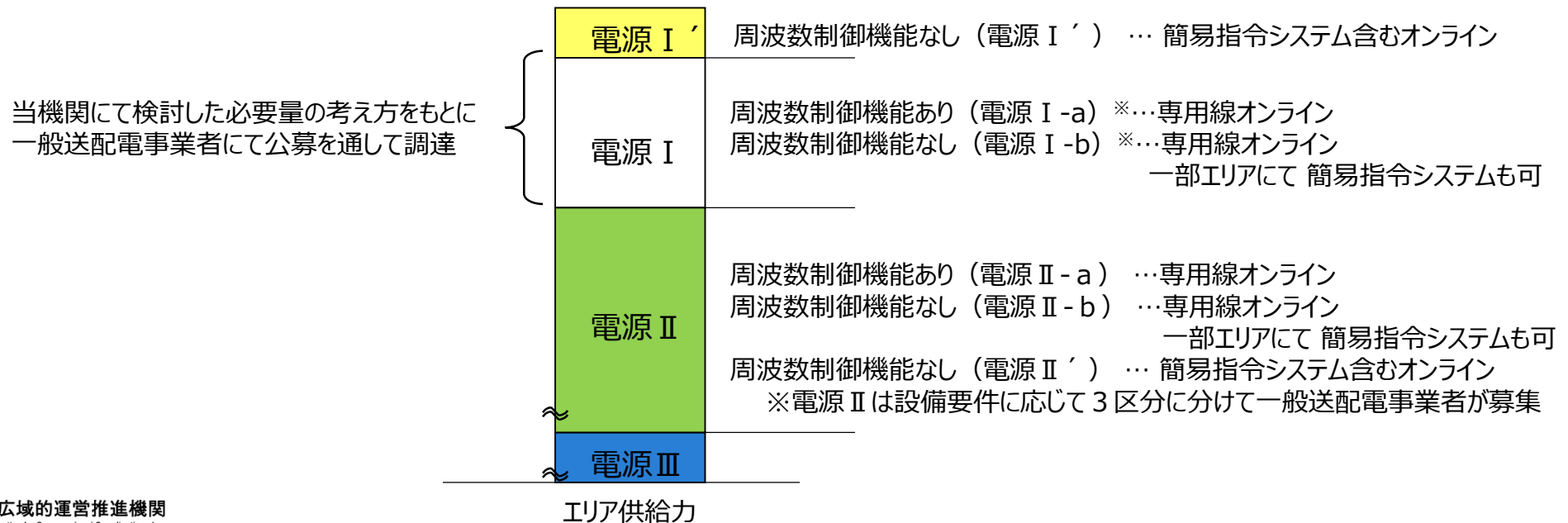
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、後述（p.4）のとおり、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

※ 電源Ⅰ'は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ'として区別して記載する。





■ 沖縄以外のエリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

$$\text{電源 I} = \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量} \\ + \text{周波数制御機能なし調整力 (電源 I - b) 必要量}$$

※電源 I -aと電源 I -bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、7%まで確保することし、優先的に電源 I -aを確保する。

※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

$$\text{電源 I -a} = \text{最大3日平均電力} \times \text{各エリア必要量算出値 (\%)}$$

※各エリア必要量算出値とは2020年度残余需要95%以上のコマにおける、「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σと事故時対応調整力の合計を2021年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力（離島除き）で除した値。

$$\text{電源 I -b} = \text{三次調整力①相当量} \times \text{調達不足率 (\%)}$$

※需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部の年間調達として、電源 I -bを調達する。

※三次調整力①相当量は2020年度データにおける「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の年間3σ相当値とする。

※調達不足率は、需給調整市場における三次調整力②の取引実績(入札開始至近までの実績)における調達不足率とし、「調達不足量」÷「募集量」にて算出する。

- 沖縄エリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源 I} &= \text{沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力} \\ &= 203\text{MW} \end{aligned}$$

※沖縄エリアの供給信頼度基準算出は発電機出力118MWを最大出力として算定した値とする。

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※<sup>1</sup>。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※<sup>1</sup> この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

- 各エリアの電源Ⅰ'必要量は次式による。

### <沖縄以外のエリア>

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{最大3日平均電力} \times 3\%$$

### <沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源Ⅰ'} &= \text{最大3日平均電力} \times 5.2\% \\ &= 70\text{MW} \end{aligned}$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
- ※ 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おいて、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

■ 昨冬(2020年度冬季)のkWh不足を踏まえ、電源 I および電源 I'において、その提供者に対し、長時間(24時間以上6日程度)の継続時間について可能な範囲で協力依頼を行うこととする。

実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I'の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I'の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I'公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I'の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I'-xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用が殆ど増加しない</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる</li> <li>これまで電源 I'に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い</li> <li>→kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい)</li> <li>評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する</li> <li>調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり)</li> <li>事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>

## 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議論資料

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配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

※今回追加分も含む

# 電源 I 必要量の考え方について

# 2022年度向け調整力公募に係る状況変化

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場において、**三次調整力②は2021年度から、三次調整力①は2022年度から広域調達・広域運用が行われる**予定である。
- したがって、2022年度においては、需給調整市場で調達される**三次調整力①②以外の調整力は、電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱを公募にて確保し、運用していく**必要がある。
- 今回、**2022年度向け調整力公募の検討の方向性について整理**したため、ご議論いただきたい。



出所)第16回需給調整市場検討小委員会 (2020年1月29日) 資料2 一部追記

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019\\_jukyuchousei\\_16\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html)



# 電源 I -aの必要量の考え方

- これまで、電源 I -aの必要量の考え方としては、周波数制御機能を有する調整力にて対応すべき、「事故時対応」、「時間内変動対応」、「30分内残余需要予測誤差対応」のそれぞれの調整力の必要量を算定し、その合計値を算定してきた。
- 2022年度向け調整力公募においても、これまでと同様に、電源 I -aの必要量を算定した。

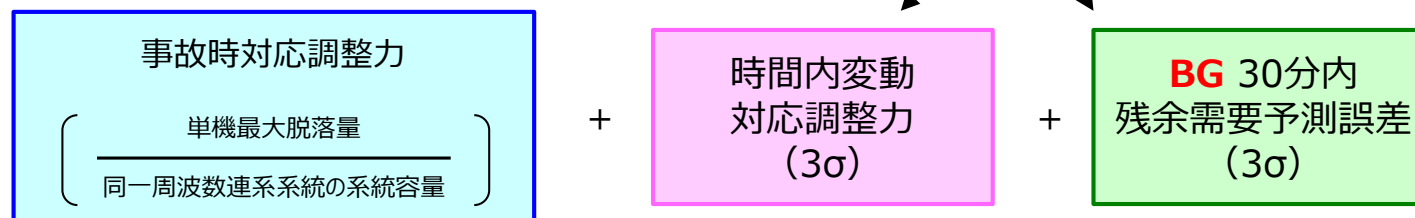
## (参考) 2019年度年間データに基づく必要量試算と2021年度募集量の考え方

- 2019年度データを用いて電源 I -a必要量を算出。なお、昨年度から計算方法は変更無し。
- 今年度より電源 I 必要量算出方法に合わせ、需要想定にBG計画を使用。

① 2019年度データ（需要想定・需要実績・再エネ想定・再エネ推定実績）に更新

### 電源 I -aの算出方法

(残余需要ピーク95%以上の30分コマを対象)



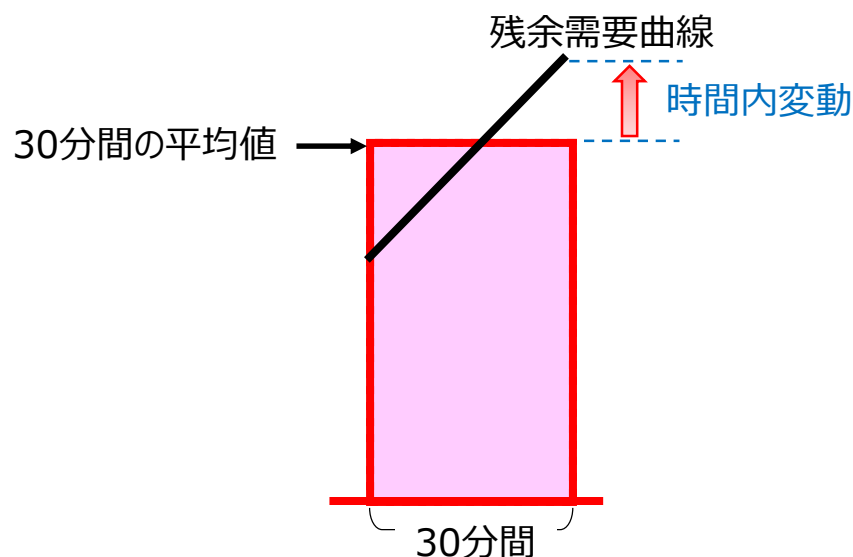
② 系統容量を2020年度供給計画の当該年度見通し（離島を除く）に更新

50Hz地域の電源脱落時の必要量を1.45%から**1.42%**に更新  
60Hz地域の電源脱落時の必要量を1.38%から**1.37%**に更新

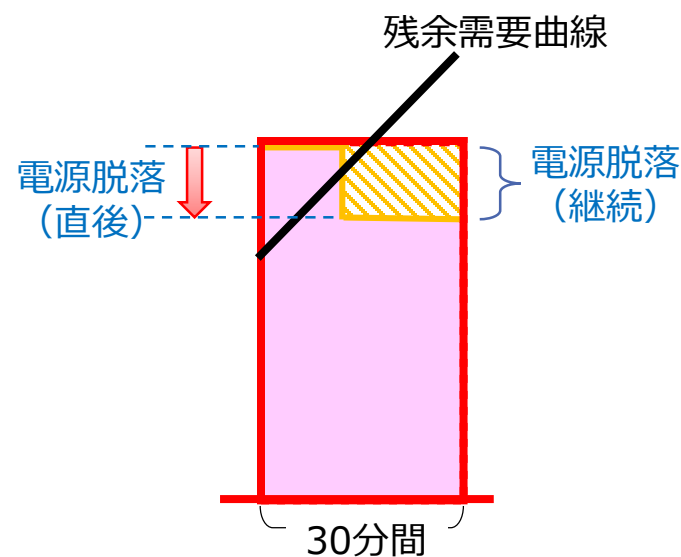
(参考) 電源 I-a 必要量の算定諸元  
 ～「時間内変動対応」、「事故時対応」の必要調整力算定イメージ～

- 「時間内変動対応」に必要な調整力は、計画値同時同量の単位となる30分の時間幅(30分コマ)において、残余需要曲線(1分値)と30分間の平均値との差分により算定する。
- 「事故時対応」に必要な調整力は、電源脱落が発生した直後とその後継続する供給力不足対応のため、最大単機の容量から算定する。
- なお、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として合成して分析する。

時間内変動  
 (残余需要の時間内変動)



事故時対応  
 (電源脱落直後・継続)

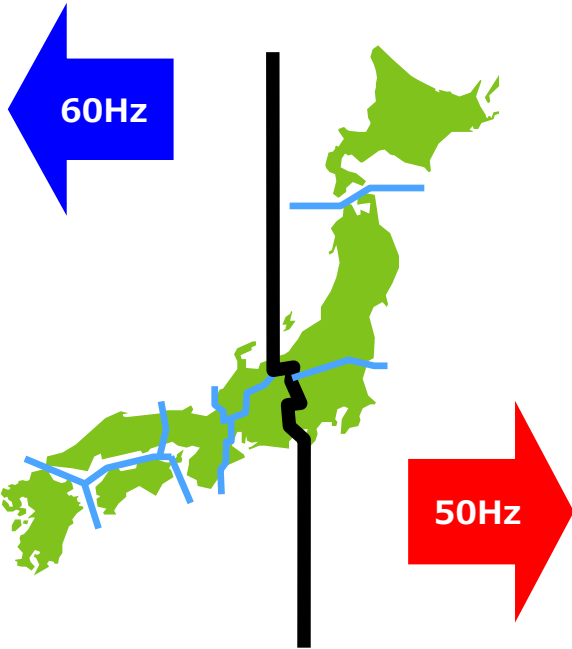


(参考) 電源 I-a必要量の算定諸元  
 ～「事故時対応」の必要調整力の算出～

■ 事故時における電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とする。

同一周波数系統における単機最大ユニット容量（2021年度供給計画（第2年度）で計上されたユニットでの試算例

**【60Hz地域】**  
 系統容量：8,738万kW  
 単機最大ユニット容量：118万8千kW  
 系統容量に占める割合：1.36 %



60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部エリア	118万8千kW
北陸エリア	70万kW
関西エリア	118万kW
中国エリア	100万kW
四国エリア	105万kW
九州エリア	118万kW

50Hz地域	単機最大ユニット容量
北海道エリア	70万kW
東北エリア	100万kW
東京エリア	100万kW

**【50Hz地域】** ※1  
 系統容量：7,098万9千kW  
 単機最大ユニット容量：100万kW  
 系統容量に占める割合：1.41 %

系統容量は2021年度供給計画における当該年度見通しより

電源脱落の試算においては  
 2021年度供給計画の当該年度見通しより

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

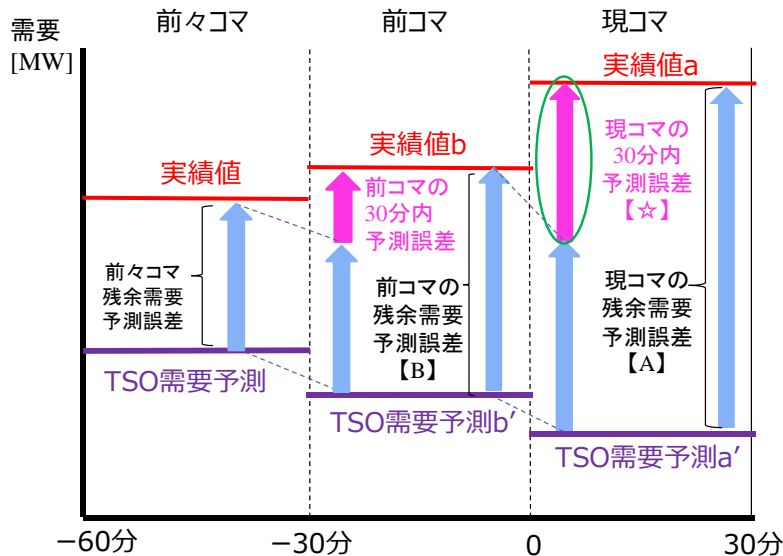
出所) 第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016.9.26） 資料2をもとに作成  
[http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei\\_jukyuu\\_07\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyuu_07_haifu.html)

- 30分コマ内で発生する予測誤差（30分内残余需要予測誤差）は、30分コマの中でいつどのように発生するか予測できないため、周波数制御機能を有する調整力で対応する。（30分内残余需要予測誤差対応）
- したがって、「30分内残余需要予測誤差対応」の調整力必要量は、該当の現30分コマの予測誤差からその前の30分コマにおける予測誤差を減算することを基本として算定する。なお、前の30分コマの予測誤差が負の値の場合は、減算せず、該当の現30分コマの予測誤差の値をそのまま30分内残余需要予測誤差として算定する。

【電源 I - a の30分内残余需要予測誤差算定イメージ】

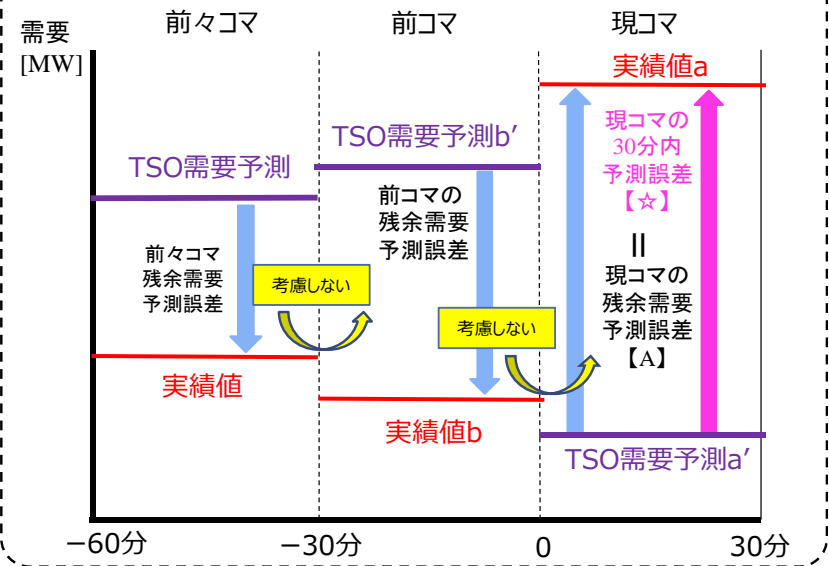
TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】

$$\begin{aligned}
 &= (\text{現コマ実績}a - \text{前コマ実績}b) - (\text{現コマ予測}a' - \text{前コマ予測}b') \\
 &= (\text{現コマ実績}a - \text{現コマ予測}a') - (\text{前コマ実績}b - \text{前コマ予測}b') \\
 &= (\text{現コマ予測誤差}A) - (\text{前コマ予測誤差}B)
 \end{aligned}$$



左記の計算式を基本として、  
**仮に前コマ予測誤差がマイナスの場合**  
**（下げ調整力を発動していた場合）**

$$\begin{aligned}
 \text{TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】} \\
 &= (\text{現コマ実績}a - \text{現コマ予測}a') \\
 &= (\text{現コマ予測誤差}A)
 \end{aligned}$$



# 2022年度向け調整力公募における電源 I -a必要量算定結果

- 前述のとおり、今年度の電源 I -aの必要量を算定した結果、各エリアの必要量は5.7%～9.5%の範囲となった。
- 多数のエリアにおいて、昨年度と比較し、数値(電源 I -a必要量)が大きくなっている。これは、冬季需給ひっ迫時における小売電気事業者の30分内残余需要予測誤差が大きかったことによるものと推定される。

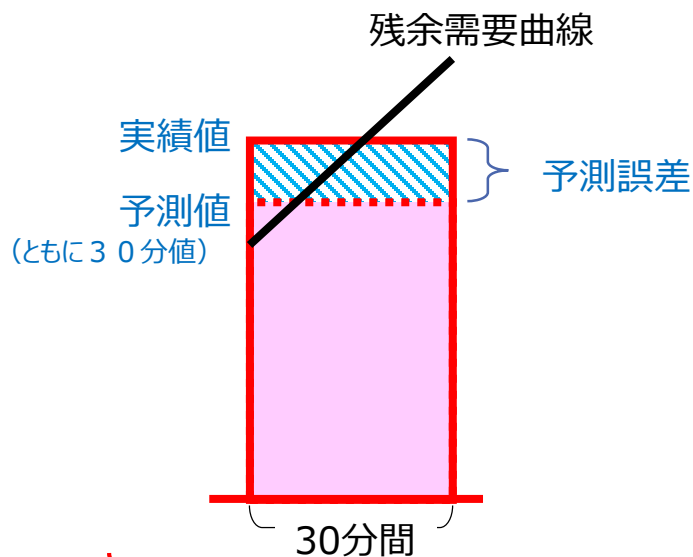
※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
内訳	事故時対応	1.41			1.36						—
	時間内変動 (3σ)	2.54	2.36	1.99	2.22	2.76	1.87	3.39	2.26	2.25	2.93
	30分内残余需要 予測誤差 (3σ)	4.43	3.99	3.58	3.99	3.80	2.46	4.74	5.58	3.70	6.35
合計		8.4	7.8	7.0	7.6	8.0	5.7	9.5	9.3	7.4	9.3

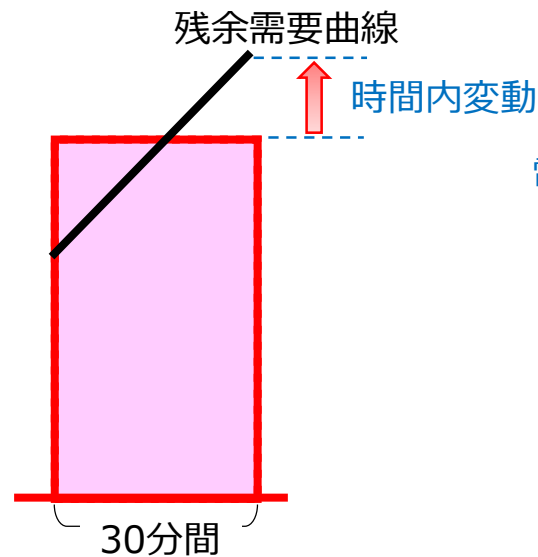
# 昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫が調整力必要量の検討へ与える影響について

- 調整力の必要量の算定における昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫の影響について整理を行った。
- 電源 I 必要量検討における各諸元データは、以下のとおり、需要予測値データ、需要実績データ、最大単機容量データをもとに算定している。
  - 30分内残余需要予測誤差データは、需要予測値と需要実績値をもとに算定
  - 時間内変動データは、需要実績値をもとに算定
  - 電源脱落データは、50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれの最大単機容量をもとに算定
- 昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫については、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主要因であり、これらの事象は、需要予測誤差データや時間内変動データとは直接的な関係がないため、昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫については調整力の必要量の算定に影響がないと考えられる。

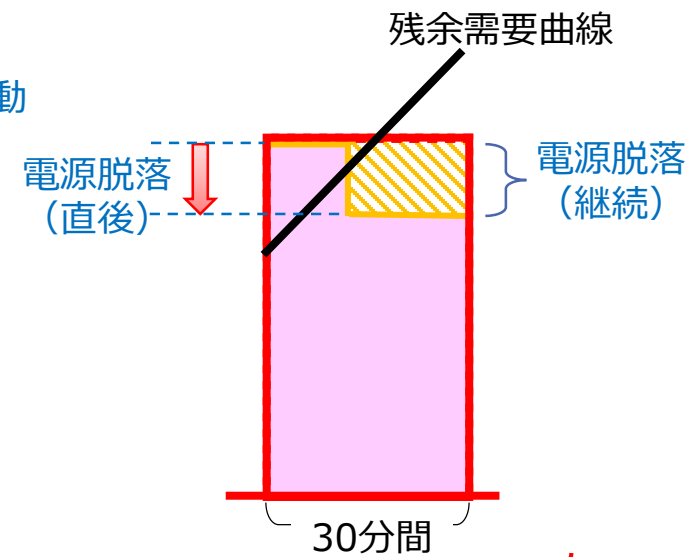
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動



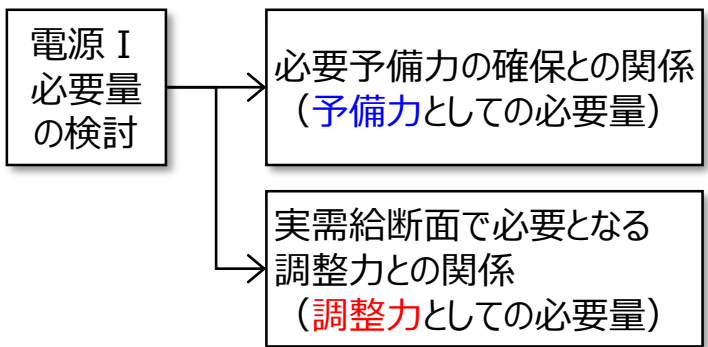
電源脱落 (直後・継続)



需給ひっ迫については調整力の必要量の算定に影響がないと考えられる

# 電源 I -bの扱いについて

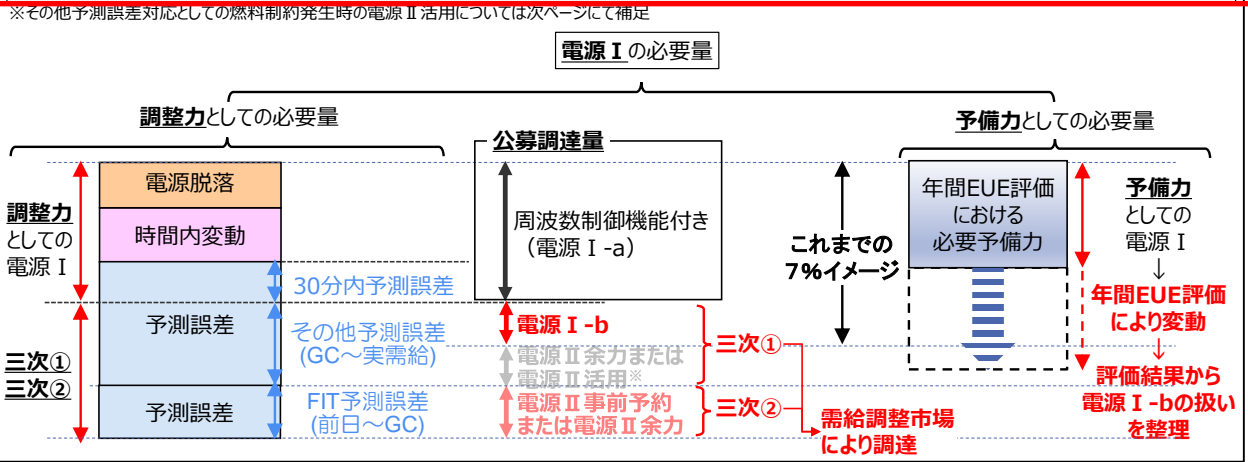
- 第59回本委員会(2021年3月23日)において、2022年度向け調整力公募において、電源 I -bの扱いは、供給信頼度評価結果において供給信頼度を満たさない場合に検討することとしていた。そして、前回本委員会(2021年4月30日)において、その後の需給バランスの変化を踏まえ、電源入札等の検討開始の可否を議論いただいた。また、今年度4月以降は需給調整市場の三次調整力②の取引が開始され、その取引結果が確認されているところ。
- 以上のことから、今回、その後の供給信頼度評価の状況および需給調整市場取引の状況を踏まえて、電源 I -bの扱いについて、あらためて、「予備力」の観点および「調整力」の観点それぞれから検討を行った。



出所) 第30回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年7月4日)資料3修正  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_30\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_30_haifu.html)

## 2022年度向け調整力公募に向けた電源 I -bの必要量の検討の方向性 13

- 電源 I -bの必要量について、予備力および調整力としての観点から、以下のとおり整理できると考えるがどうか。
  - **予備力としての観点から**は、供給信頼度評価が予備率(7%)評価から、年間EUE評価に変更となり、その評価結果において、仮に**供給信頼度を満たすのであれば**、これまでの**予備力としての電源 I (電源 I -aと電源 I -bの合計)7%を確保することは必ずしも必要ということにはならない**ということとなる。(供給信頼度を満たさない場合の扱いは別途検討する。)
  - **調整力としての観点から**は、2022年度より需給調整市場の三次調整力①の取引が開始されることから、これまで**電源 I -bおよび電源 II 活用により対応していた「予測誤差」は、三次調整力①の調達により対応することとなる。**
- **以上のことから、2022年度向けの調整力公募では電源 I -aを調達することを基本に検討を進めることとし、電源 I -bの扱いは、供給信頼度評価結果において供給信頼度を満たさない場合に検討することとしてはどうか。**



出所) 第59回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年3月23日) 資料6 赤枠追記  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020\\_chousei\\_jukyu\\_59\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020_chousei_jukyu_59_haifu.html)

- 仮に供給信頼度を満たさず供給力不足が生じていることに対して、電源 I -bにより、調整力(予備力)を確保した場合、一般送配電事業者の専有電源(調整力)として確保することとなる。
- この場合、調整力を含めた供給力は増加し、安定供給を維持できるものの、一般送配電事業者の専有電源である電源 I -bは、小売電気事業者の供給力として活用できず、結果として小売電気事業者の需給バランスは不足インバランスとなり、一般送配電事業者が電源 I -b等を活用して不足インバランスを補給することとなる可能性がある。
- これに対して、第60回本委員会(2021年4月30日)では、**2021年度冬季に向けた電源入札等の検討においては、今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、一般送配電事業者が専有する調整力の調達ではなく、卸市場等でkWhの取引可能となる供給力を調達する方向で検討を進める**こととしている。
- 同様な考え方から、2022年度の供給力不足への対応策においても、一般送配電事業者の専有電源となる「**電源 I -b**」の調整力の調達による対応ではなく、**電源入札等や公募(詳細は別途検討)の供給力の調達により対応することと考えられるかどうか。**

## 2021年度冬季を対象とした電源入札等の検討開始における「募集電源の使い方」について

### <募集電源の使い方>

- 応札する電源の種類・出力によっては、H1の調整力としてだけでなく、供給力として期待できる場合も想定される。供給力として期待できる電源を募集対象とする場合には、今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、**一般送配電事業者が占有するのではなく落札した電源が卸市場等でkWhの取引可能となる制度**としてはどうか。



- 三次調整力①の必要量は、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値と、事故時対応分の電源脱落分の合計値としている。（後述の参考スライドを参照）
- 前述の三次調整力①の調達不足リスクに対しては、2022年度は電源 I -aを確保していることから、事故時対応分の電源脱落分は電源 I -aにて対応可能であり、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値が調達不足リスクの対象と考えられる。
- そして、上記に**至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)を踏まえた、三次調整力①の調達不足リスク量としては、下表のとおり、各エリア0.1～2.6%程度となると推測される**がどうか。

三次調整力①相当量について（年間3σにて試算※1）

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
必要量[MW]	536	1,418	4,083	2,106	368	2,097	853	675	1,902
必要量[%]※2	10.8%	10.5%	7.7%	8.5%	7.4%	7.7%	8.3%	13.7%	12.6%

**市場調達不足リスク（=三次調整力①必要量×調達不足率）**

三次調整力①調達不足リスク量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率※3	3%	24%※4	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

※1 2020年度実績データより調達不足リスク量を算定するために今回試算したものであり、三次調整力①の需給調整市場の各月各時間帯の調達量については、引き続き需給調整市場検討小委員会にて議論いただく予定

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

※3 2021年4月1日～30日の三次調整力②の取引実績

※4 福島県沖地震(2/13)により、複数の電源が計画外停止したことも影響

- 前述のとおり、至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)から、各エリアの三次調整力①の調達不足リスク量を、0.1～2.6%程度と算出した。これに対して、需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部の年間調達として、電源 I -bを調達するということが考えられる\*。
- なお、このリスク量については、今後の三次調整力②の取引状況、調達量不足の改善策の実施状況等を踏まえて、分析を継続する必要があるものの、2022年度向け調整力公募のスケジュール(7月より募集要綱(案)の意見募集(RFC)を実施し、9月より公募の応札を開始する予定)を踏まえ、現時点で、一定程度の見通しを確認しておくこととする。

\* 電源 I -bは三次調整力①の調達不足リスク対応として調達するものであり、これまで第6回需給調整市場検討小委員会(2018年10月9日)等にて議論していた2022年度の電源 I -bの調達内容とは異なる。

### 三次調整力①調達不足リスク量について

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率	3%	24%	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]*	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

**電源 I -bの必要量 (= 調達不足リスク量)**

### 電源 I -b必要量について

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -b必要量[%]*	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

- 前述のとおり、今回、電源 I -aと電源 I -bの必要量をそれぞれ検討した。そして、その合計の電源 I の必要量は、関西エリア以外は、これまで一般送配電事業者が調整力公募により調達していた電源 I の量の7%を上回っている。
- **これに対して、一般送配電事業者が年間通して専有する電源 I の量をこれまでの7%よりも多く調達することは、小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性があり、慎重に考える必要があるのではないかと。**
- また、これまで電源 I の量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。そして、需給調整市場の調達不足発生時は、透明性・公平性の観点の課題はあるものの、電源 II 余力から追加調達しているところ。
- **したがって、2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量は、これまで同様に最大で7%とし、引き続き、三次調整力①・三次調整力②の売り応札量不足を解消できるように継続検討することとしてはどうか※1。**

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

## 電源 I 必要量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a必要量[%]※2	8.4%	7.8%	7.0%	7.6%	8.0%	5.7%	9.5%	9.3%	7.4%
電源 I -b必要量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%
電源 I 必要量[%]※2	8.7%	10.3%	7.2%	10.2%	9.6%	6.2%	10.1%	9.4%	7.5%

## 電源 I 募集量 最大7%

## 電源 I 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	5.7%	7.0%	7.0%	7.0%
電源 I -b募集量[%]※2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
電源 I 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	7.0%	7.0%	7.0%

## (参考) 電源 I -bと三次調整力①の主な要件項目について

- 電源 I -bと三次調整力①の主な要件は下表のとおり、応動時間がともに15分であることから、2022年度から取引開始となる週間の需給調整市場における三次調整力①の調達不足リスク対応として、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募する。

項目	三次調整力①	電源 I -b (関西エリアの例)
継続時間	3時間	8時間
発電機起動権	無	無 (電源 II 契約で有)
三次①応札	応札する	応札しない
停止調整	無 (落札後、計画外 停止時は代替拠出)	50日まで可 (代替電源供出対応可)
アセスメント	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ΔkW供出可否確認</li> <li>・指令応動実績確認</li> </ul>	TSOが求める場合実施。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・EDC機能</li> <li>・起動時間</li> <li>・給電情報自動伝送</li> </ul>
応動時間 (出力増加)	15分	15分
指令・制御	オンライン (簡易指令含む)	オンライン (簡易指令含む) ※簡易指令は一部エリアのみ

# 電源 I ' 必要量の考え方について

- 今回、第59回本委員会(2021年3月23日)において整理した論点②「電源 I ' の必要量の考え方」について、以下の2つの観点から検討したため、ご議論いただきたい。
  - 供給信頼度評価方法の見直しの観点から全体としての電源 I ' の必要量をどのように考えるか
  - 需給運用状況等から各エリアの電源 I ' の必要量をどのように考えるか
- なお、事業者の予見性への影響については、上記検討結果を踏まえて確認することとした。

供給信頼度評価との整合性を踏まえた電源 I ' の必要量の考え方

18

- 各エリアの電源 I ' は、厳気象H1需要において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするように必要量を算定している。具体的には、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定していた。  
**電源 I ' = 厳気象 H 1 需要 × ( 1 - 需要減少率 ) × 103%**  
 - { ( H3需要 × 101% + 電源 I 必要量 ) × ( 1 - 計画外停止率 ) - 稀頻度リスク分}
- 今後の供給信頼度評価(予備率評価から年間EUE評価への見直し)との整合性を踏まえると、電源 I ' の必要量は年間EUE評価において考慮されるものであることから、**電源 I ' の算定式を見直すことが必要**ではないか。
- また、上式により算定した結果、**電源 I ' の必要量は、各年度のH1需要想定・H3需要想定の変化の影響を受けるため、各年度の公募量が数万kW～数十万kW変動**している。このことは、電源 I ' に参入する**事業者の予見性に影響**を与えていると考えられないか。
- さらに、容量市場後においては、厳気象対応・稀頻度リスク分として発動指令電源を3%程度調達しているところ。
- 以上のことから、**調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方について再確認**することとしてはどうか。

検討の方向性

全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

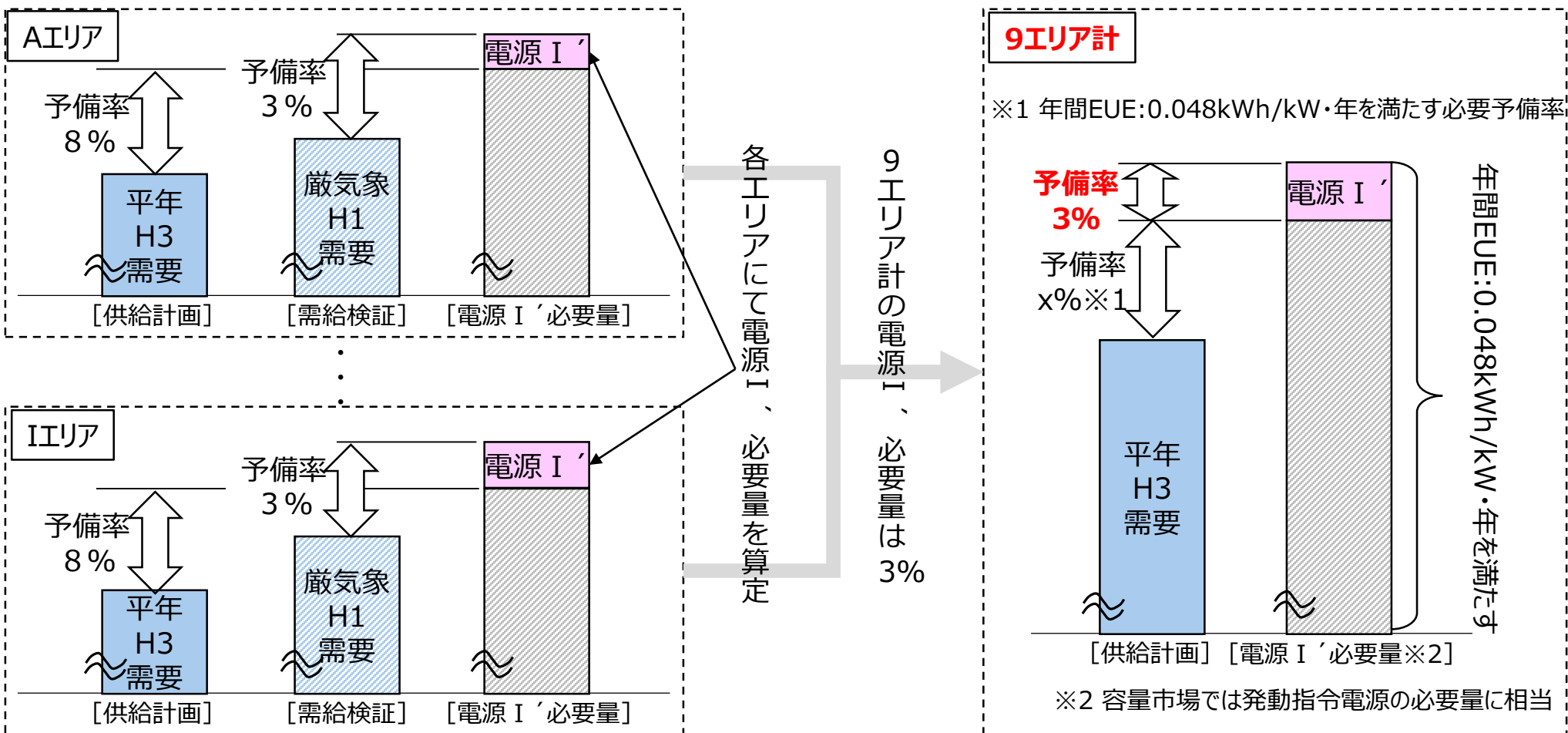
各エリア電源 I ' 公募量(電源 I ' 必要量からOP分などを控除)

(万kW)

年度\エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017	-	9.1	59.0	19.2	-	17.0	-	-	28.4	-
2018	-	8.2	34.0	31.2	-	27.0	-	-	31.8	-
2019	-	15.0	30.0	27.7	-	101.0	-	-	25.4	-
2020	77.0	26.2	70.4	44.9	5.0	122.6	10.6	12.2	49.7	10.1
2021	74.2	47.9	73.1	46.5	5.6	82.7	26.7	7.2	48.9	10.6

# 供給信頼度評価の見直しを踏まえた 全体としての電源 I' の必要量の考え方について

- これまでの調整力公募では、電源 I' の必要量については、各エリアのH3需要およびH1需要等を踏まえてエリア毎に算定していたところ。他方で、容量市場においては、電源 I' 相当の発動指令電源を3%として、年間EUE基準を踏まえた供給信頼度を満たす範囲で、必要供給力を全国(9エリア)で調達している。
- 供給信頼度評価方法を、各エリアのピーク時の予備率評価から、年間EUE基準を踏まえた評価に見直したことを踏まえ、**電源 I' の必要量としては、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる**と考えられるか。



# 今後の供給信頼度評価方法における 各エリアの電源 I' 量の設定について

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

## 【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

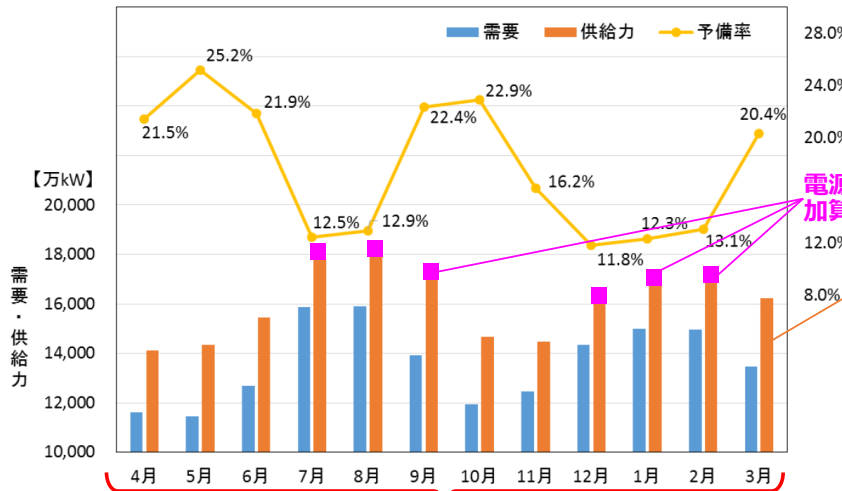
論点1 14

～作業停止調整後の供給計画の**短期**見通し(第1～2年度)～

- 今後の供給計画の**短期**需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源 I' ※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定**してはどうか。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I' 量※**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いる**こととし、**第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定**することとしてはどうか。

図 2-2 各月別の需給バランス見通し (全国合計<sup>17</sup>、送電端)

※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮



電源 I' ※  
 第1年度以降：各エリア契約(予定)容量  
 第2年度以降：各エリアH3需要の3%

供給計画に計上される電源等

各月・各エリア予備率(供給力)を設定し、各エリアの年間のEUEを算定  
 ⇒年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価

年間EUE評価イメージ

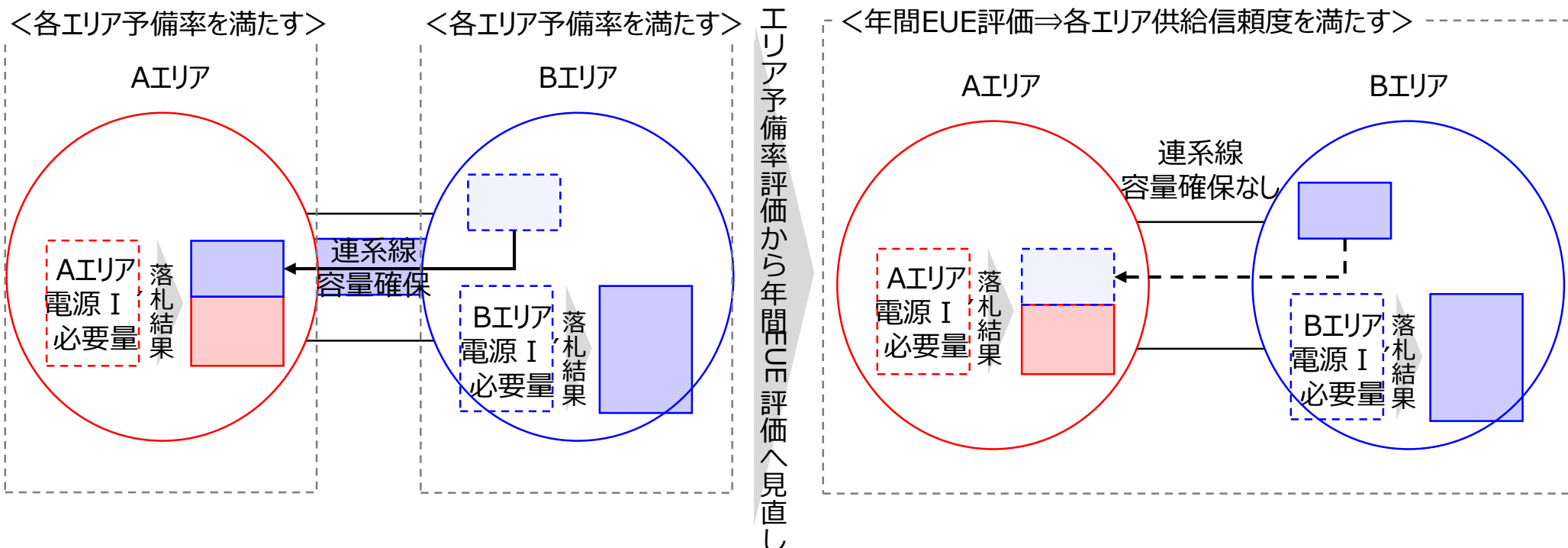
エリア	2021年度
A	0.040
B	0.049
⋮	⋮
I	0.038
全国	0.041

：年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア



# 電源 I 'のエリア外調達における連系線容量の確保について

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源 I 'をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マージン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。つまり、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源 I 'をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理※と同様に、連系線の容量(マージン)を確保する必要はない。**(右下図のイメージ)
- **したがって、9エリア計の電源 I 'の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。



※容量市場の約定処理については、第23回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年1月31日)資料5を参照  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou\\_kentoukai\\_haihu23.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu23.html)

## まとめ：電源 I ' の必要量の考え方について

- 前述のとおり、2022年度向け調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方を検討するにあたり、2022年度以降の電源 I ' の広域的な運用を前提に、供給信頼度評価内容およびひっ迫時の需給状況について整理した。
  - 全体としての電源 I ' の必要量をどのように考えるか
    - ・ 電源 I ' の必要量は、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる。
  - 各エリアの電源 I ' の必要量をどのように考えるか
    - ・ 調整力公募は各エリアの一般送配電事業者が実施することから、上記の9エリア計の電源 I ' の必要量3%を、各エリアにどのように配分するかについて整理することが必要となる。
    - ・ kWh不足時のBG不足インバランスによる需給ひっ迫に対しても、広域的に対応していくことが必要である。
    - ・ 各エリアの電源 I ' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる。
    - ・ 9エリア計の電源 I ' の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない。
- 以上のことから、供給信頼度評価内容および需給ひっ迫時における広域的な運用を踏まえて、2022年度向け調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方としては、全国(9エリア計)で3%の電源 I ' の必要量を、各エリアに均等に配分することとし、具体的には、**各エリアの電源 I ' の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とすることとしてはどうか。**
- なお、上記の電源 I ' の必要量の考え方の見直しにより、これまでの各エリアのH3需要とH1需要等を踏まえて電源 I ' の必要量を算定する方法と比べて、各年度の電源 I ' の必要量の変動は一定程度抑制されると想定されることから、事業者の予見性への影響も緩和されると考えられるか。(容量市場後の発動指令電源とも整合する。)

# 2020年度冬季の需給ひっ迫を受けてのkWh不足対応

## (1)電源 I による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場
	(1)電源 I	(2)電源 II	(3)電源 I'	(4)三次調整力①等
第60回委員会 資料4				

- 電源 I によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源 I のkW調達量を増やすのではなく、電源 I によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源 I に対して長時間の継続時間を依頼**することが考えられる。
- **具体的には、現状の電源 I 契約の運用要件において、継続時間は7～11時間である。そして、kWh不足に対応するために、24時間などの長時間の継続時間を依頼**することが考えられる。
- 本来、電源 I は、電源脱落時や時間内変動などの時々刻々の需給変動に対応すべく周波数制御機能を具備しているものであり、電源 I に対して長時間の継続時間を依頼するにあたっては、燃料枯渇等により周波数制御機能が無効とならないように留意することが必要である。他方で、電源 I として契約する火力等については、燃料状況によっては長時間の継続時間に協力いただける可能性があると期待される。
- したがって、電源 I に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

継続時間：7時間～11時間⇒長時間(例えば24時間)の継続時間を依頼

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスpek・高速発動	ローспек・低速発動	
電源 I	<b>【I-a】</b> ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	<b>【I-b】</b> ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	<b>【I'】</b> ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	<b>【II-a】</b> ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	<b>【II-b】</b> ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	<b>【II'】</b> ・発動時間：1時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

※電源 I -bは現在調達可否を信頼度の面から検討中のため、電源 I -aを対象として記載

## (3)電源 I'による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場
	(1)電源 I	(2)電源 II	(3)電源 I'	(4)三次調整力①等

- 電源 I'によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源 I'のkW調達量を増やすのではなく、電源 I'によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源 I'に対して長時間の継続時間を依頼することが考えられる。**
- **具体的には、現状の電源 I' 契約の運用要件において、継続時間は3時間である。そして、kWh不足に対応するために、24時間などの長時間の継続時間を依頼することが考えられる。**
- 今冬の需給ひっ迫対応として、自家発の焚き増しをお願いするにあたり、電源 I'のリソースとして活用する自家発に対しても、緊急的に長時間のkWh供出を求めて対応していたことを確認している。また、国の審議会(第32回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月26日))において、自家発ではなく、工場等の操業調整を行うDRについて、一週間であれば長時間の対応も可能と考えられるとの事業者の見解をいただいているところ。
- 他方で、DRの一部については、今冬の需給ひっ迫対応において、1日複数回及び連日発動があったが、継続的なkWh不足に対して応動し続けるのは難しい面があったことも確認している。
- したがって、電源 I'に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

## ● 緊急時確保自家発の稼働要請に対する運用・精算ルール

- 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発の中には、電源 I'のリソースと重複しているものもあり、電源 I'の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。

【出所】第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）資料6-1

[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/058\\_06\\_01.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/058_06_01.pdf)

まとめ：一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討の方向性

- 前述のとおり、一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力について、現状および将来の不足インバランス対応の調整力をもとに、その方向性を整理・検討した。
- 2022年度向け調整力公募としては、**電源Ⅰおよび電源Ⅰ'における長時間の継続時間の依頼について検討**することとしてはどうか。また、**電源Ⅱにおける燃料先使い運用の電源Ⅱ募集要綱への反映を検討**することとしてはどうか。そして、その他の調整力については、それぞれの課題について継続検討することとしてはどうか。
- なお、電源Ⅰおよび電源Ⅰ'において長時間の継続時間を依頼することの具体的な実施方法については次ページにて整理する。

<一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討>

2022年度向け調整力公募に向けて検討

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電増し等
kWh不足 対応策案	長時間の継続時間	調達量増加	長時間の継続時間	調達量増加	焚き増し量増加
課題	調整力公募として過度な要件となることから事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は電源Ⅱ余力が減少していた	自家発電提供事業者の受容性はあるものの、DR事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は需給調整市場の売り応札量が減少するリスクがある	一般送配電事業者が調整力としての調達量を増やすことは小売電気事業者の供給力確保の妨げとなる
対応の 方向性	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	燃料先使い運用の検討と2022年度電源Ⅱ募集要綱への反映。 なお、市場供出の妨げとならないように留意	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	市場応札量不足を解消する仕組みを継続検討	ひっ迫時に適切な卸電力市場価格のもと、自主的に焚き増しが実施されるような仕組みについて継続検討

# 電源 I 'における長時間の継続時間を依頼することの実施方法比較

- 電源 I 'において長時間の継続時間を依頼するにあたり、その具体的な実施方法について、下表の案A～Dの4案を検討し、需給ひっ迫リスク対応の蓋然性、調達費用、小売の供給力確保への影響などの観点から比較整理した。
- 今冬のkWh不足を踏まえ、今後、**kWhバランスのモニタリング等**について整備していくことから、その**新たな取り組みの効果等について確認しつつ、当面は案A(可能な範囲の協力依頼)にて対応することとし、抜本的な対策の必要性が生じた場合に、改めて各案を比較検討すること**としてはどうか。また、**来冬に向けても可能な範囲で協力依頼**することとしてはどうか。

実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I 'の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I 'の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I '公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I 'の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I '-xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用が殆ど増加しない</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる</li> <li>これまで電源 I 'に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い</li> <li>→kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい)</li> <li>評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する</li> <li>調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり)</li> <li>事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>

※電源 I も電源 I 'と同様に協力依頼とする

- 電源 I ' の運転継続時間の長時間化の検討については継続時間、24時間×6日間、年間1回（発動した場合は6日間発動ならば通常の発動回数の4回として評価）、応動時間は1週間程度といった形でどうか。

## 広域機関における電源 I ' の運転継続時間の長時間化の検討について

- 前頁の検討のうち、電源 I ' については、kWh不足に対応するための調整力確保にあたり、その運用要件として以下の案を一例として検討を行っている。

電力広域的運営推進機関  
2021年4月 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会  
資料4 一部修正

要件	電源 I '	電源 I ' における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	24時間×6日間（連続発動）
発動回数	年間12回	年間1回 (発動した場合は年間の発動回数の4回程度として評価)
応動時間	3時間	1週間程度(例;6日間)
その他	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3時間対応と長時間対応とでkWh価格は異なる。</li> <li>• 長時間発動は、kWh不足の需給ひっ迫対応であることから、そのkWh価格については需給ひっ迫時のインバランス料金とすることも考えられる。今後、kWh不足の需給ひっ迫時における電源 I ' の長時間発動の運用について検討し、その検討結果を踏まえて、整理することとする。</li> </ul>



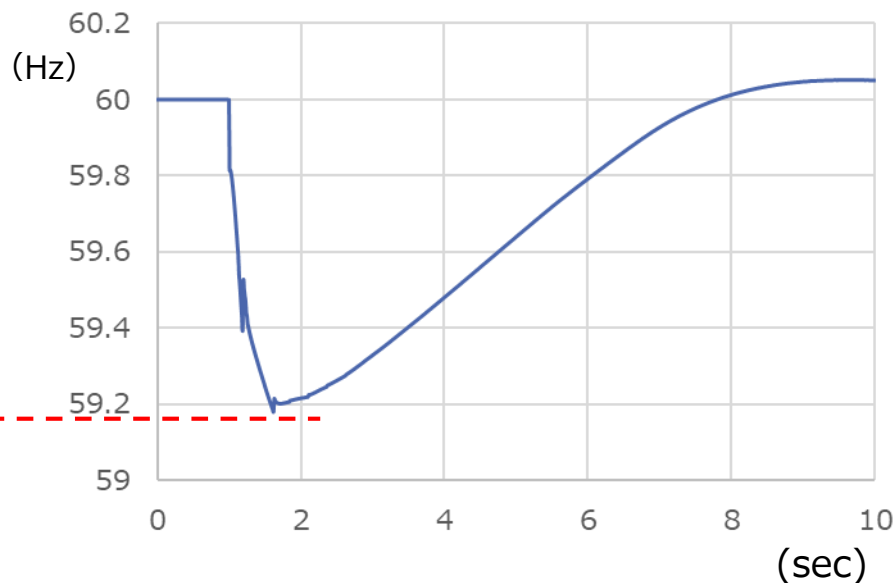
## 沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

# 沖縄エリアの必要調整力の検討の進め方について

- 前述のとおり、沖縄エリアの調整力については、独立系統であることから、必要量(最低限必要な量57MW)、調達方法(最低運転台数、調達期間)などに制約を設けているところ。
- 沖縄エリアの必要調整力の検討にあたっては、まず、上記制約を維持すべきかどうかについて再整理することが必要である。【論点1】
- そして、再整理した制約内容(論点1)を踏まえ、あらためて沖縄エリアの需給運用等について、その調整力の活用状況および供給信頼度の状況などから再確認することとしてはどうか。【論点2】
- 以上のことから、2022年度向け調整力公募における沖縄エリアの調整力の必要量の考え方について再検討することとしてはどうか。【論点3】

検討事項および進め方		具体的な検討内容
論点1 ↓	沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I-a必要量(最低限必要な57MW)の考え方・必要性</li> <li>• 最低運転台数(5台)の考え方・必要性</li> <li>• 年間一定の電源 I 調達の必要性(301MW=57MW+244MW)</li> </ul>
論点2 ↓	沖縄エリアの需給運用等について再確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調整力の活用状況(時間内変動、予測誤差など)</li> <li>• 供給信頼度の状況(需要変動影響、電源脱落影響、厳気象対応、稀頻度リスク対応)</li> </ul>
論点3	沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調整力必要量の考え方</li> <li>• 調整力の商品区分とその要件</li> <li>• 調整力の調達方法</li> </ul>

- 前述の中央制御方式UFR(SSC)を活用した場合の、沖縄エリアにおける電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)）の影響を確認するため、上げ調整力0MW・発電機運転台数4台にて、電源脱落時の周波数状況を試算することとした。
- 周波数シミュレーション結果として、**上げ調整力0MWかつ4台運転においても、中央制御方式UFR(SSC)により負荷遮断を行うことで、周波数を一定値以上に維持でき、発電機の連鎖脱落が発生しない**という試算結果が得られた<sup>※</sup>。  
※運転台数減少に伴う周波数変化率RoCoFの増加などについては、慣性力に係る対応策として別途検討
- このことから、上げ調整力確保という観点からは、**電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)）については考慮する必要はないと考えられる**がどうか。
- なお、5台未満(4台)運転については、これまで運用実績がないため、**今後、実運用での検証**を沖縄電力にて実施する予定である。



周波数最小値：約59.2Hz

検討条件

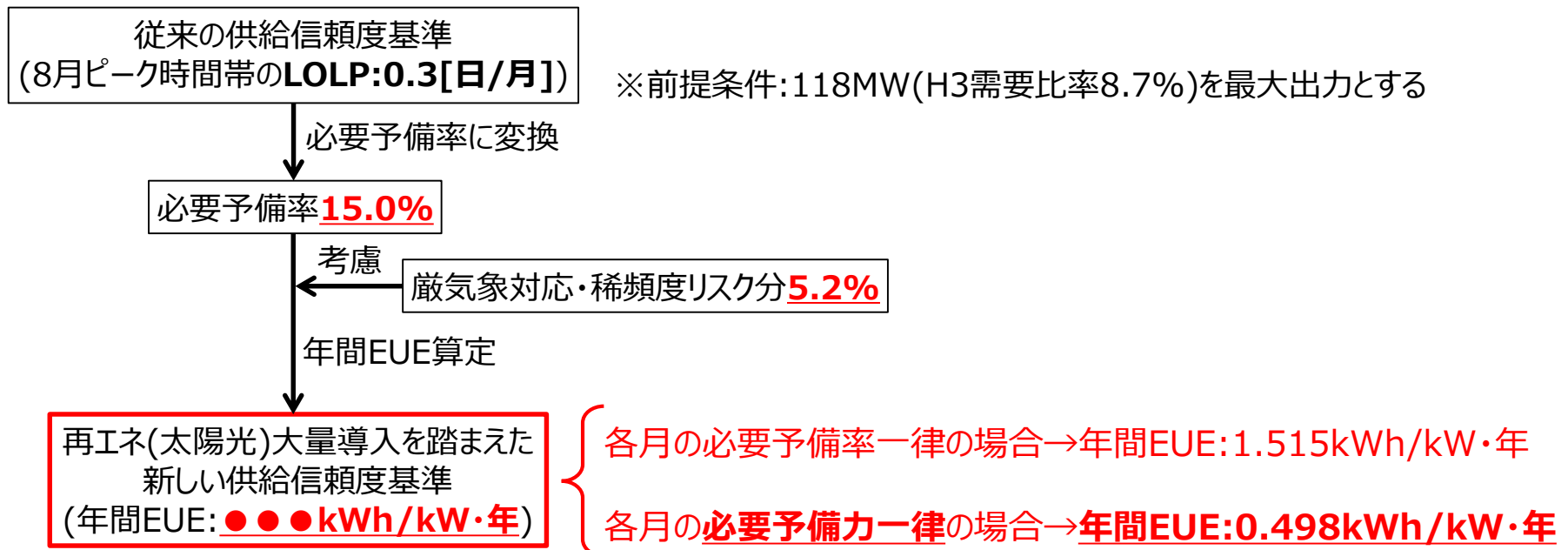
- 需要742MW
- 運転発電機
- 石川石炭1号 (最大出力)
- 具志川1・2号 (最大出力)
- 吉の浦1号 (脱落)
- 非FRT(55MW)

脱落量	脱落発電機	200MW
	PV不要解列	約50MW
遮断量	SSC遮断量	約255MW

# 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

- 以上のことから、沖縄エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法としてEUEを適用することとし、従来の供給信頼度基準(8月ピーク時間帯の**LOLP:0.3[日/月]**)に相当する**必要予備率15.0%**に対して、**厳気象対応・稀頻度リスク分の5.2%**を考慮して、**各月の必要予備率を一律とする場合、および各月の必要予備力を一律とする場合の年間EUEを算定することとする。**なお、この場合、発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算定することとする。
- 上記条件による算定の結果、各月の必要予備率を一律とする場合は年間EUE:1.515kWh/kW・年となり、各月の必要予備力を一律とする場合は年間EUE:0.498kWh/kW・年という算定結果が得られた。
- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度は**需要変動よりも電源脱落の影響が大きい**こと、また、現状の沖縄エリアの需給運用では予備力一律により管理していることを考慮すると、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は各月の必要予備力を一律とした「需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年」で定めること**でどうか。

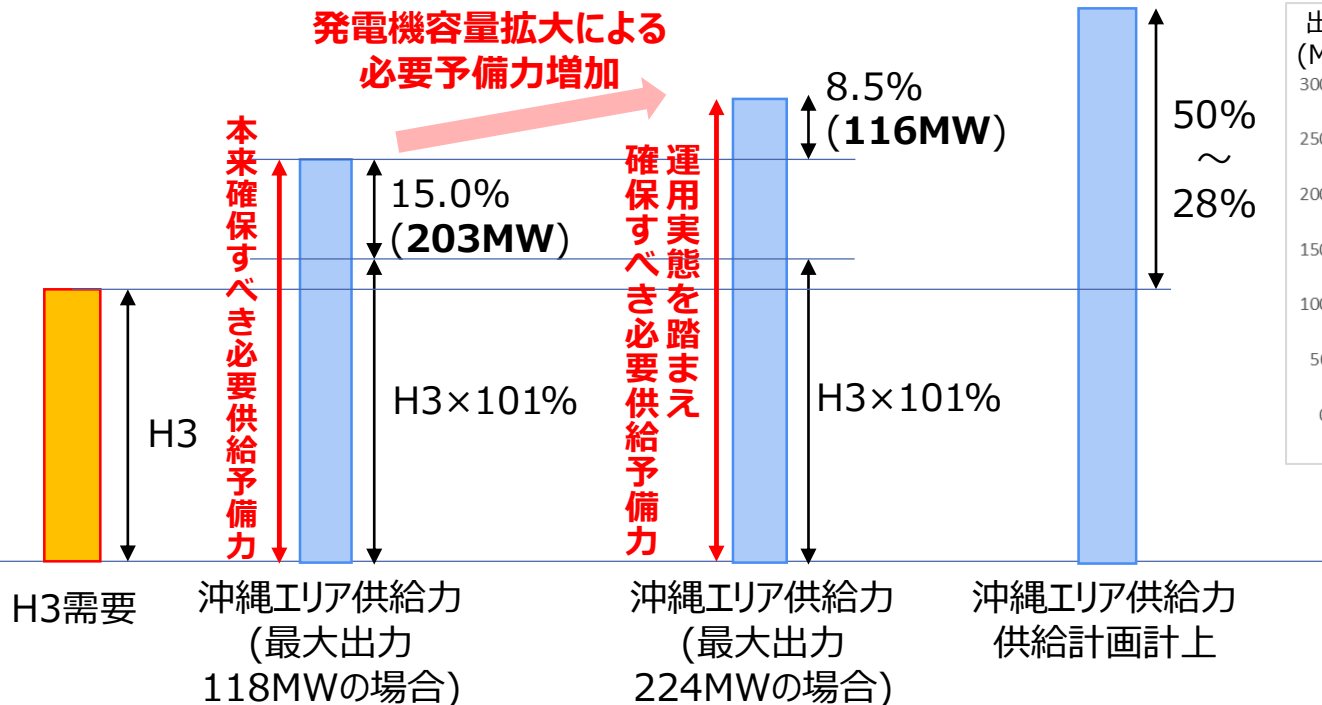
## 沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



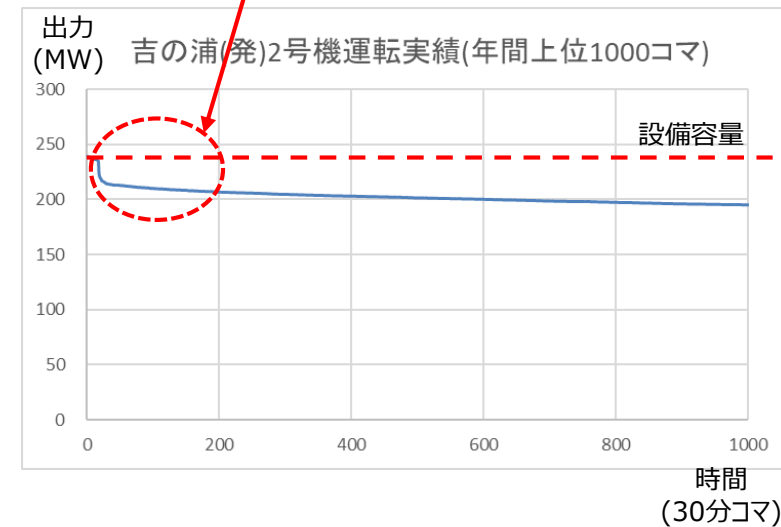
「本来確保すべき必要予備力」と「運用実態を踏まえた必要予備力」について

- 第58回本委員会(2021年3月3日)では、沖縄エリアにおける発電機の最大出力を118MWとすることを前提として、供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たす「**本来確保すべき必要予備力**」を**203MWと算定**した。
- 他方で、運用実態としては、吉の浦発電所の発電出力実績は118MWよりも大きい224MW(最大出力244MWに対してGF分控除)という実績があることから、これを最大出力とした場合の、供給信頼度基準を満たす「**運用実態を踏まえた必要予備力**」を**319MWと算定**し、上述の203MWとの**ギャップ(116MW)**を確認していたところ。
- 以上のことから、**運用実態を踏まえると、沖縄エリアとしては上記の319MWの必要予備力を確保すべき**と考えられるかどうか。なお、その場合のギャップ(116MW)分等の扱い(調達主体等)については後述する。

沖縄エリアの必要供給力イメージ  
 ※厳気象対応・稀頻度リスク分除く



吉の浦発電所は設備容量244MWに対してGF分確保のため、最大出力は224MW程度



# 必要予備力の扱いについて ～TSO調達とするかBG調達とするか～

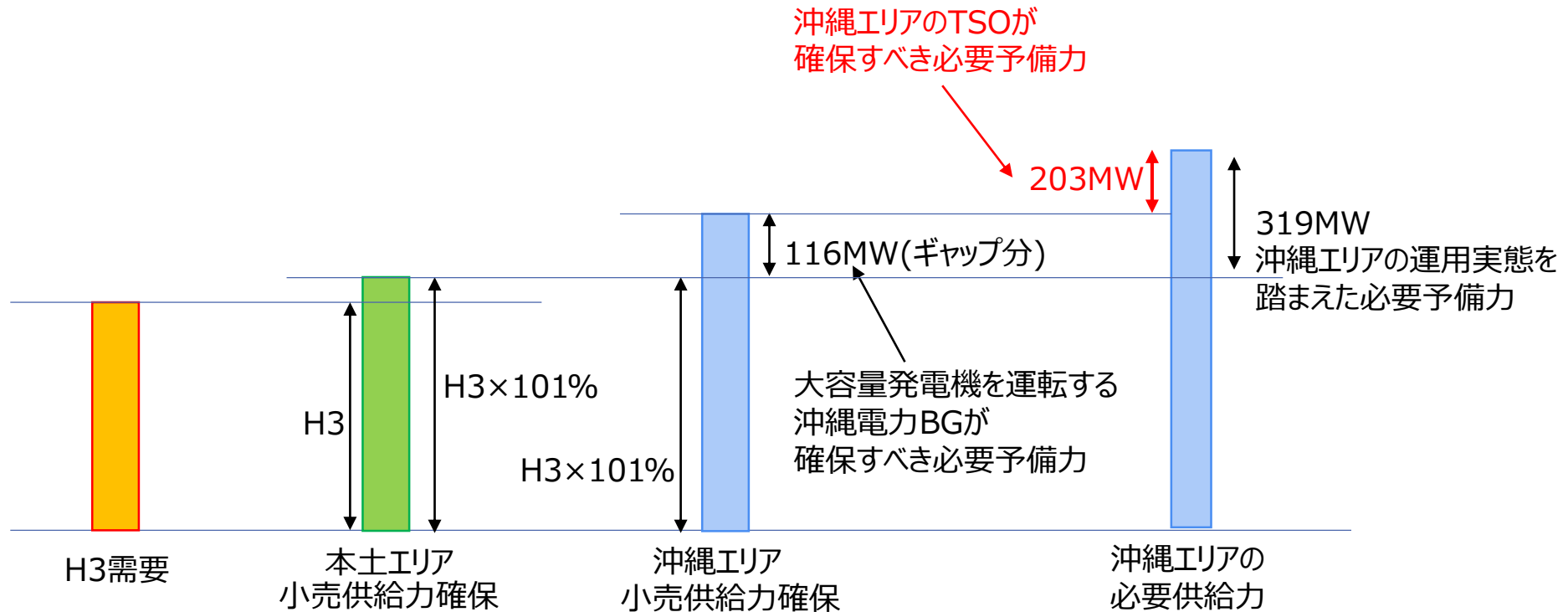
- 発電機最大出力118MWを前提として算出される必要予備力203MWは、沖縄エリアにおいて、本来確保すべき偶発的需給変動対応の予備力(本土エリアの7%に相当)である。したがって、これまで本土エリアで7%をTSOが電源 I として確保していたのと同様に、**沖縄エリアの必要予備力203MWはTSOが確保すべき**(託送料金として全ての需要家の負担とする)と考えられるがどうか。
- 他方で、運用実態としての発電機最大出力224MWを踏まえた必要予備力319MWにおける「本来確保すべき必要予備力203MW」との**ギャップ(116MW)分については、大容量発電機を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している事業者がいると考えられることから、受益者負担の考え方から調達主体を整理すべき**ではないか。
- 具体的には、224MW の(118MWを上回る)大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している**沖縄電力BGがギャップ(116MW)分を予備力として確保すべき**(沖縄電力BGの販売電力料金(沖縄電力BGからの卸契約を含む)としての契約需要家の負担とする)と考えられるがどうか。

全体として  
319MW

必要予備力	算定条件 (発電最大出力)	調達主体	費用回収	理由
203MW	118MW	TSO	託送料金	沖縄エリアにおいて本来確保すべき偶発的需給変動対応の必要予備力(本土エリアの7%に相当)であり、これまでの本土エリアで7%をTSOが電源 I を確保していたのと同様な考え方による
上記とのギャップ 116MW	224MW	沖縄電力BG	販売電力料金 (沖縄電力BG からの卸契約を 含む)	大容量発電機を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受していると考えられるため

## TSOが調達すべき必要予備力（電源 I 必要量）

- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たすために、発電機最大出力224MWを前提とした「運用実態を踏まえた必要予備力」の319MWについては、そのうちの「本来確保すべき必要予備力」の203MWを沖縄TSOにて確保することとし、残りの116MWを沖縄電力BGにて確保することとなる。
- したがって、沖縄エリアにおいて**TSOが確保する予備力としての電源 I 必要量は203MWとなる**。次ページ以降に、電源 I 必要量203MWのうち、電源 I -aおよび電源 I -bの必要量について整理した。



- 沖縄エリアにおける電源 I -a調整力の活用状況として、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」について確認を行った。具体的には、2018年度～2020年度における「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分けて、確認を行った。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって64MW～170MWと変化することが確認された。このことから、**沖縄エリアにおける「30分内残余需要予測誤差および時間内変動」として最低限必要な調整力は64MWと考えることができる。**
- 他方で、**これまで電源 I -aとして57MW確保**していたが、調整力不足によって周波数維持ができなくなったという事象は発生していない。このことは、**沖縄エリアにおいては電源 II が十分にあり、その電源 II 余力が活用できていることから、運用上支障がなかったものと推定される。**
- そのため、2022年度向け調整力公募においても、実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける**電源 I -aの必要量は57MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計値 (MW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	151	155	165	168	133	170	127	118	143	128	120	136	153
点灯帯:18時～22時	72	67	71	80	75	90	70	64	64	70	91	68	81
夜間帯:22時～9時	78	96	114	109	87	88	82	82	78	82	78	77	97

沖縄エリアにおける最低限必要な調整力 ; 64MW > これまで確保していた電源 I -aの量 ; 57MW



これまでの実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける電源 I -aは57MW



# 沖縄エリアの電源 I -b必要量の考え方について

- 沖縄エリアは独立系統であり、系統規模が小さいことから、電源脱落時には、負荷遮断によって系統を安定に維持している。そして、これまでの沖縄エリアの電源 I -b必要量の考え方としては、電源脱落後の停電負荷復旧のための待機予備力としている。今回、沖縄エリアにおける供給信頼度は、本来あるべき発電機出力の大きさを最大118 MWとして算出を行っていることから、**電源 I -bの必要量は118MWとすることが考えられる。**

(参考) 沖縄エリアの電源 I 必要量について

33

- 沖縄エリアは独立系統であることから、電源脱落事故等による停電が発生した場合に、供給支障を早期に復旧するため、常に最大単機容量の上げ調整力を確保できるように、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいる。 ※電源 I -bとして募集

## 【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

- ①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。  
発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
- ②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。
  - ・負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
  - ・LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
  - ・事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台。
- ③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について  
系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。  
下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。
- ④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のカスタム発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

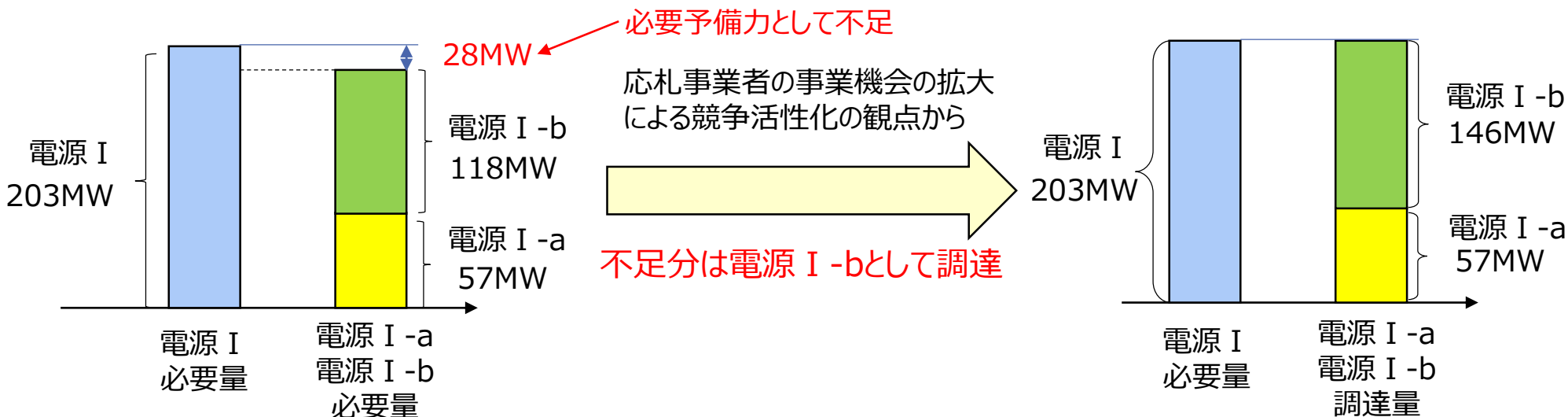
第18回系統ワーキンググループ(2018年11月12日)  
資料1-7  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoen/shinene/shin\\_energy/keito\\_wq/pdf/018\\_01\\_07.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoen/shinene/shin_energy/keito_wq/pdf/018_01_07.pdf)

# 電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応につ

- 前述のとおり、電源 I -aの必要量57MWと電源 I -bの必要量118MWの合計値は175MWであり、沖縄エリアにおいてTSOが確保する予備力としての電源 I 必要量203MWに対して、28MW満たない状況となる。そして、この残りの28MWは調整力として必要な量ではなく、予備力として必要な量となる。
- したがって、残りの28MWについては、周波数制御機能(GF,LFC)を求める電源 I -aとして調達するのではなく、周波数制御機能を有しない電源 I -bとして調達する方が、応札事業者の事業機会の拡大による競争活性化の観点から望ましいと考えるがどうか。
- その場合、電源 I -bは必要量118MWに28MWを加算して、146MWを調達することになる。

## 電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：5分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）あり</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：30分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> </ul>



- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、下記の式に基づき、現状の電源 I ' 必要量として算定される。
  - 電源 I ' 必要量
    - = 厳気象H1需要×103%
    - { (H3需要×101%+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 前述のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率の算定と同様に、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算出すると、**厳気象対応・稀頻度リスク分は70MW(H3需要比率5.2%)**と算定される。

## 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

132

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
  - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量
  - = 厳気象H1需要×103%
  - { (H3需要×101%+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。

## VI. 調査研究

### 欧米におけるグリッドコードに関する 調査委託—調査報告書—

[https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode\\_06\\_11.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_11.pdf)

[https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode\\_06\\_12.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_12.pdf)



(別紙9)

# 電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2022年度版 -

2022年11月



電力広域の運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN



## はじめに

本機関は、電気事業の広域的運営を推進するため、安定供給の確保や電力系統の公平、効率的な利用環境の整備等、幅広い業務を担っている。その一環として、本機関は業務規程第181条の規定に基づき、本機関が本年度公表してきた個別の報告書等の要点を取りまとめ、年次報告書として公表する。

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2021年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する報告、電力系統に関する概況を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、2021年度の系統アクセス業務に関する実績を掲載する。

中長期の安定供給の確保に関しては、2022～2031年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する2023年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

本報告書が、電気事業に携わる関係者の皆さま、加えて電気事業や電気の安定供給にご関心をお持ちの皆さまのご参考となれば幸いです。



## 目次

### I. 電力需給

電力需給及び電力系統に関する概況（2021 年度電力需給実績部分）

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/denryokujukyuu\\_2021\\_220907.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/denryokujukyuu_2021_220907.pdf)

電気の質に関する報告書（2021 年度実績；2023 年 11 月 29 日一部修正）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denki\\_no\\_shitsu\\_2021\\_231129.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denki_no_shitsu_2021_231129.pdf)

### II. 電力系統の状況

電力需給及び電力系統に関する概況（2021 年度系統に関する概況部分）

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/denryokujukyuu\\_2021\\_220907.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/denryokujukyuu_2021_220907.pdf)

### III. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ（2021 年度受付・回答分）

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/220622\\_access\\_toukei.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/220622_access_toukei.pdf)

### IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に関する見通し及び課題

2022 年度供給計画の取りまとめ

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/nenjihoukokusho\\_2022\\_kyoukyuukeikaku\\_220525.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/nenjihoukokusho_2022_kyoukyuukeikaku_220525.pdf)

### V. 各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等の評価及び検証並びに必要な応じた見直しの内容

2023 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/20220630\\_chousei\\_hitsuyoryo\\_kentoukekka.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/20220630_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf)

### VI. 調査研究

欧米における供給信頼度評価手法に関する調査委託実施報告－調査報告書

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/shinraidohyokashuhou\\_21itakuchousa.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/shinraidohyokashuhou_21itakuchousa.pdf)

欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査報告－調査報告書

[https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode\\_09\\_12.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf)

# I . 電力需給

## 電力需給

- 2021 年度実績 -

2022年9月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年1回、年次報告書として取りまとめ、公表することとしている。

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について 2021 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

## 目次

第1章 電力需給の実績	4
1. 供給区域と季節の定義	4
2. 気象概況	5
3. 最大需要電力	6
4. 需要電力量	8
5. 負荷率	10
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況	12
7. 最小需要電力の発生状況	15
8. 日最大需要電力量の発生状況	17
9. 広域機関による指示・要請・調整の実績	18
10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績	21
まとめ	24
<参考> 広域機関による指示・要請の実績の詳細	25

(備考)

第1章に掲載の数値は、2016 年度実績以降、「送電端値（発電所から送配電系統に送電される電力もしくは電力量）」である。2015 年度実績以前のデータについては、年次報告書(平成 27 年度版)を参照されたい。

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2015/files/nenjihoukokusho\\_h27\\_s\\_160803.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2015/files/nenjihoukokusho_h27_s_160803.pdf)

# 第1章 電力需給の実績

## 1. 供給区域と季節の定義

### (1) 供給区域

供給区域とは、一般送配電事業者が託送供給を行う区域のことをいう。全国に 10 の供給区域(北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電及び沖縄電力)があり、図 1-1 のように区分される。沖縄電力以外の供給区域は、地域間連系線で結ばれている。

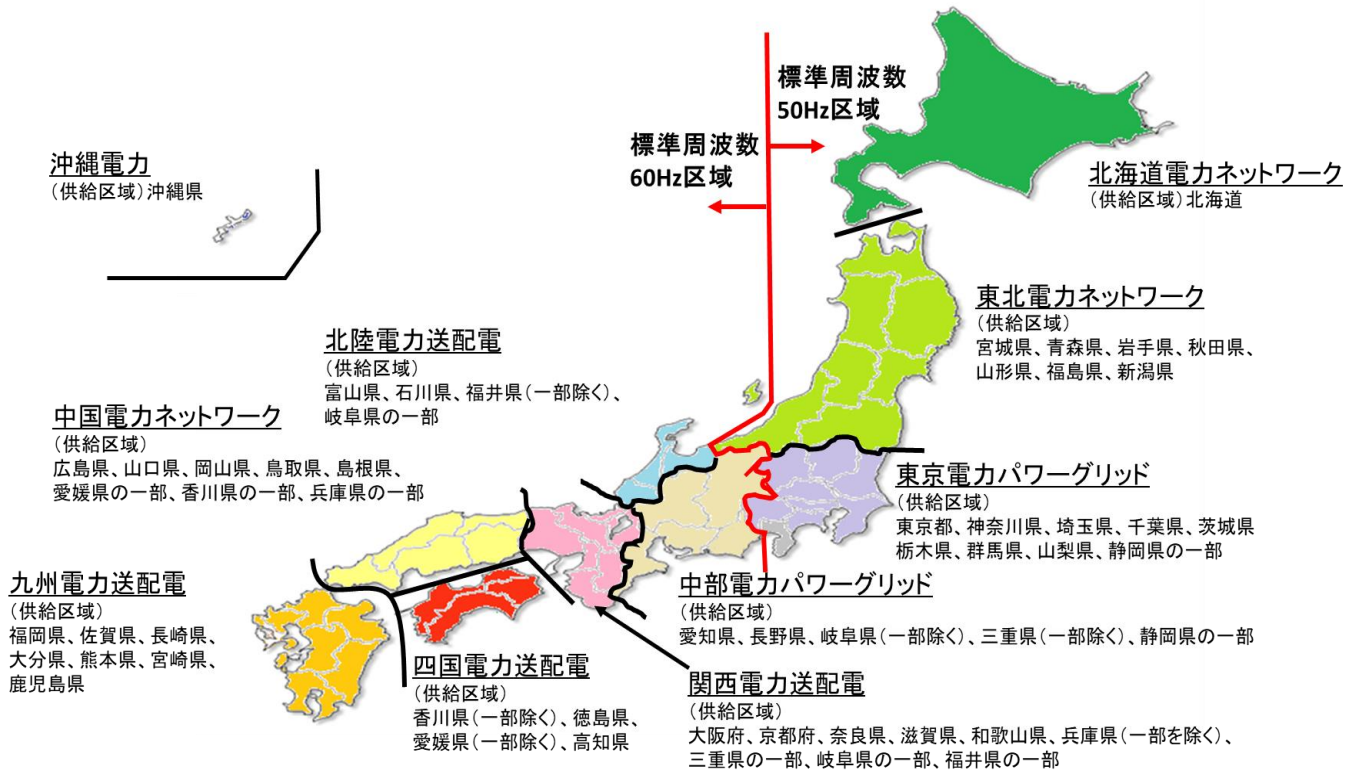


図 1-1 供給区域の区分

### (2) 季節の定義

本報告書では、季節の期間を以下のとおり定義して使用する。

夏季 : 7月～9月を指す。

冬季 : 12月～2月を指す。

なお、次頁で紹介する気象概況における季節の期間は、気象庁では夏季を6月～8月と定義しているため、電力の高需要期となる本報告書の夏季と一致しないことにご留意いただきたい。

## 2. 気象概況

### (1) 夏（6～8月）の天候

2021年6月～8月の天候の特徴は、以下のとおり。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比及び日照時間平年比を表1-1に示す。

- 東日本太平洋側の7月上旬の梅雨前線による大雨や、8月中旬を中心に本州付近に停滞した前線の大雨で、東日本太平洋側と西日本の夏の降水量はかなり多くなった。
- 7月後半を中心に太平洋高気圧に覆われ、その前後も高気圧に覆われやすかったため、北日本の夏の日照時間はかなり多く、気温はかなり高く、北日本日本海側の降水量はかなり少なくなった。
- 沖縄・奄美では、7月の終わりに台風第6号が沖縄付近をゆっくり進んだのをはじめ、熱帯低気圧や台風の影響をたびたび受けたため、夏の降水量は多く、日照時間は少なくなった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2021年6月～8月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+1.4	78	126
東日本	+0.4	140	104
西日本	+0.1	140	96
沖縄・奄美	+0.0	141	89

### (2) 冬（12月～2月）の天候

2021年12月～2022年2月の天候の特徴は、以下のとおり。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比、日照時間平年比及び降雪量平年比を表1-2に示す。

- 東・西日本では12月下旬以降に強い寒気の影響を受けたため、気温が低くなった。
- 北日本日本海側では、12月下旬以降の低気圧の通過や冬型の気圧配置の強まりのため、降水量がかなり多く、降雪量は多くなった。1月下旬から2月にかけて前線や低気圧の影響を受けやすかった沖縄・奄美でも降水量は多かった。一方、西日本では高気圧に覆われやすく、冬を通して低気圧の影響を受けにくかったことから、降水量はかなり少なくなった。
- 日照時間は、冬の間、断続的に冬型の気圧配置が解消する時期があった北日本と、低気圧の影響を受けにくかった西日本と東日本太平洋側で多かった。寒気や低気圧の影響を受けやすかった沖縄・奄美では少なかった。

表1-2 地域平均平年差(比)(2021年12月～2022年2月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	+0.1	110	106	107
東日本	-0.5	97	106	98
西日本	-0.5	57	112	67
沖縄・奄美	+0.0	113	86	-

出所:気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(2021年9月1日発表): <https://www.jma.go.jp/jma/press/2109/01b/tenko210608.html>

冬(12～2月)の天候(2022年3月1日発表): <https://www.jma.go.jp/jma/press/2203/01b/tenko221202.html>

### 3. 最大需要電力

最大需要電力とは、ある期間(日、月、年)に最も多く使用した電力のことをいう。なお、本報告書では1時間単位の電力量の最大値を最大需要電力としている。

2021年度の供給区域別の月間最大需要電力を表1-3に、全国の月間最大需要電力を図1-2に、2016年度～2021年度の全国の年間最大需要電力実績を表1-4および図1-3に示す。なお、各供給区域の名称は、単に「北海道」、「東北」、「東京」、「中部」、「北陸」、「関西」、「中国」、「四国」、「九州」、「沖縄」と記載している。また、表1-3につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の月間最大需要電力の最大値は2021年8月(16,460万kW)であり、送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最大を記録した前年度より低下し、一昨年実績とほぼ同等となった。

表1-3 供給区域別の月間最大需要電力<sup>1</sup>

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	398	361	369	449	469	362	389	435	490	501	495	463
東北	1,085	989	1,105	1,412	1,490	1,106	1,090	1,193	1,440	1,483	1,463	1,249
東京	3,525	3,737	4,152	5,407	5,665	4,265	4,121	4,130	4,621	5,374	5,278	4,534
中部	1,742	1,821	2,076	2,401	2,480	2,126	1,998	1,998	2,291	2,448	2,375	2,107
北陸	375	348	397	498	523	416	406	421	508	541	549	448
関西	1,752	1,813	2,158	2,639	2,826	2,424	2,092	1,965	2,369	2,540	2,526	2,196
中国	724	748	852	1,023	1,108	918	826	839	970	1,044	1,068	924
四国	331	348	388	477	503	472	393	370	437	470	495	420
九州	975	1,040	1,291	1,503	1,559	1,398	1,257	1,139	1,409	1,466	1,470	1,204
沖縄	104	146	149	153	149	160	145	107	98	102	104	102
全国	10,757	10,939	12,502	15,670	16,460	12,977	12,502	12,363	14,519	15,119	14,932	13,174

<sup>1</sup> 表中の「全国」は、全国の最大需要電力を表す(供給区域別の最大需要電力の合計ではない。)

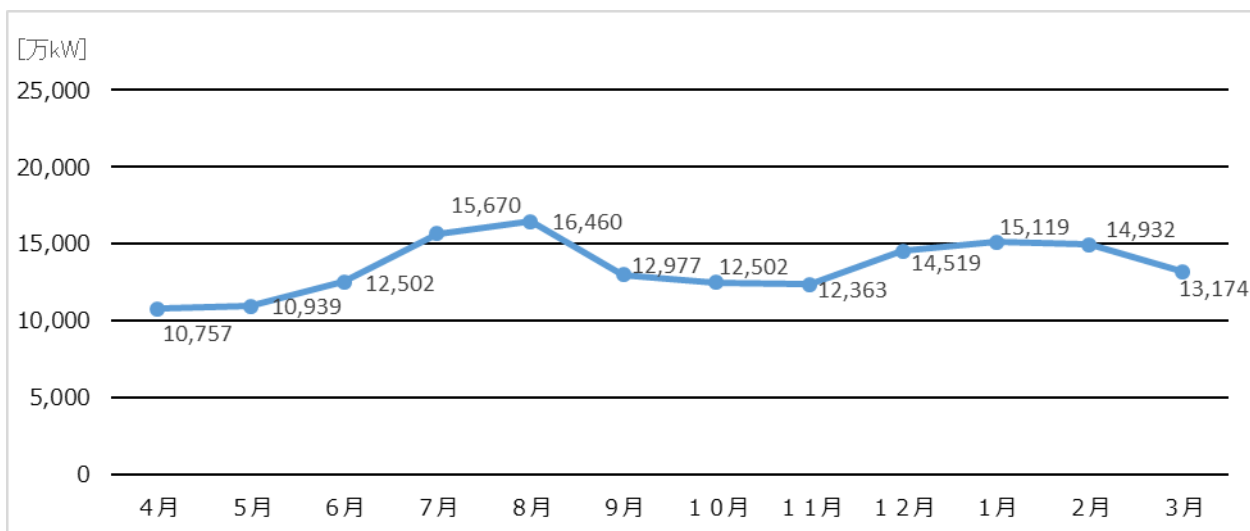


図 1-2 全国の月間最大需要電力の推移

表 1-4 年間最大需要電力実績(2016 年度～2021 年度)

[万 kW]

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
全国	15,589	15,577	16,482	16,461	16,645	16,460

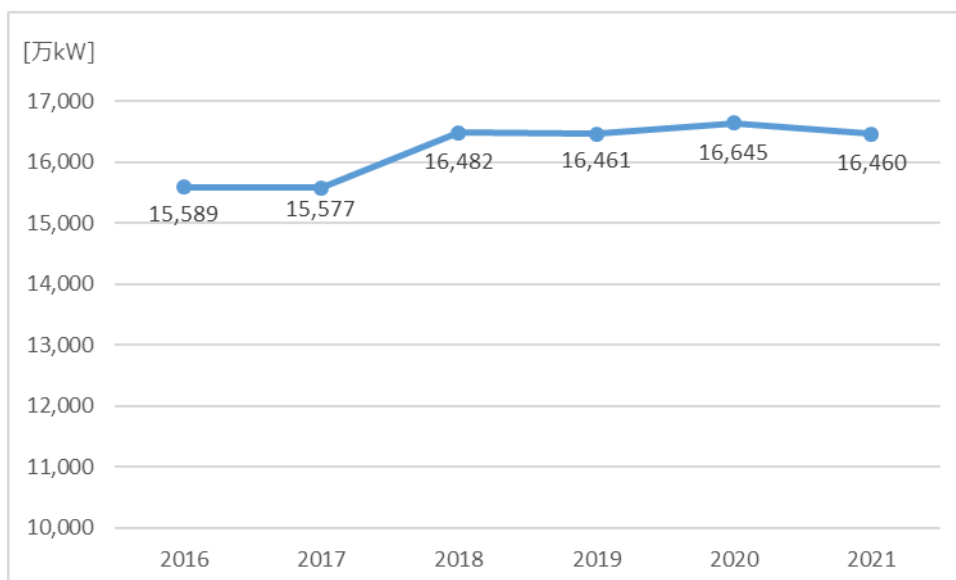


図 1-3 年間最大需要電力の推移(全国: 2016 年度～2021 年度)



#### 4. 需要電力量

2021年度の供給区域別の月間及び年間需要電力量を表1-5に、全国の月間需要電力量を図1-4に、2016年度～2021年度の全国の年間需要電力量実績を表1-6に示す。なお、表1-5につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年間需要電力量は885,171百万kWhであり、送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最小を記録した昨年度より増加した。

表1-5 供給区域別の月間及び年間需要電力量<sup>2</sup>

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,388	2,217	2,104	2,395	2,323	2,114	2,307	2,481	3,051	3,280	2,886	2,818	30,364
東北	6,240	5,955	6,095	7,005	6,958	6,066	6,313	6,649	8,058	8,786	7,938	7,491	83,554
東京	20,330	20,143	21,643	25,825	26,820	21,570	21,681	21,623	26,021	28,506	25,864	23,571	283,597
中部	9,971	9,623	10,505	12,271	11,801	10,605	10,352	10,479	12,117	12,956	12,043	11,387	134,109
北陸	2,217	2,073	2,179	2,550	2,460	2,211	2,231	2,342	2,802	3,051	2,839	2,621	29,577
関西	10,367	10,142	11,113	13,331	13,151	11,439	11,143	10,857	12,782	14,017	12,924	12,006	143,270
中国	4,415	4,339	4,564	5,329	5,247	4,729	4,652	4,788	5,549	5,905	5,551	5,137	60,207
四国	2,006	1,961	2,065	2,434	2,428	2,155	2,105	2,113	2,465	2,675	2,468	2,274	27,151
九州	6,039	6,077	6,737	8,010	7,738	7,066	6,635	6,520	7,790	8,185	7,622	6,876	85,295
沖縄	556	718	751	826	818	831	726	576	567	600	520	560	8,048
全国	64,529	63,248	67,757	79,977	79,744	68,785	68,145	68,428	81,200	87,962	80,655	74,741	885,171

<sup>2</sup> 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

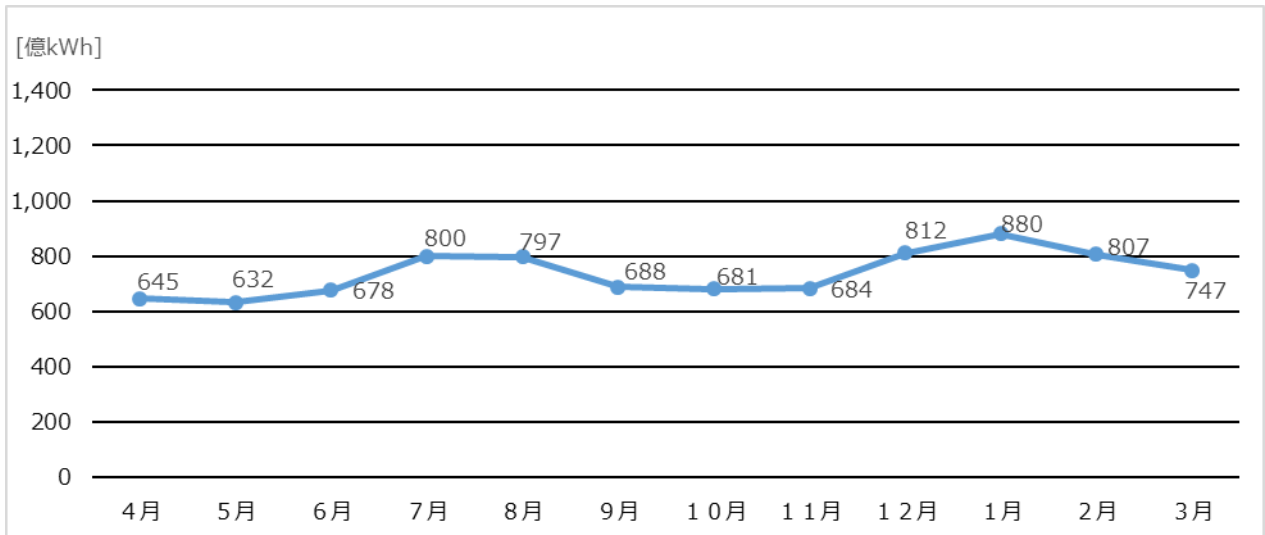


図 1-4 全国の月間需要電力量の推移

表 1-6 年間需要電力量実績(2016 年度～2021 年度)

[百万 kWh]

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
全国	890,451	900,902	896,473	878,383	867,842	885,171

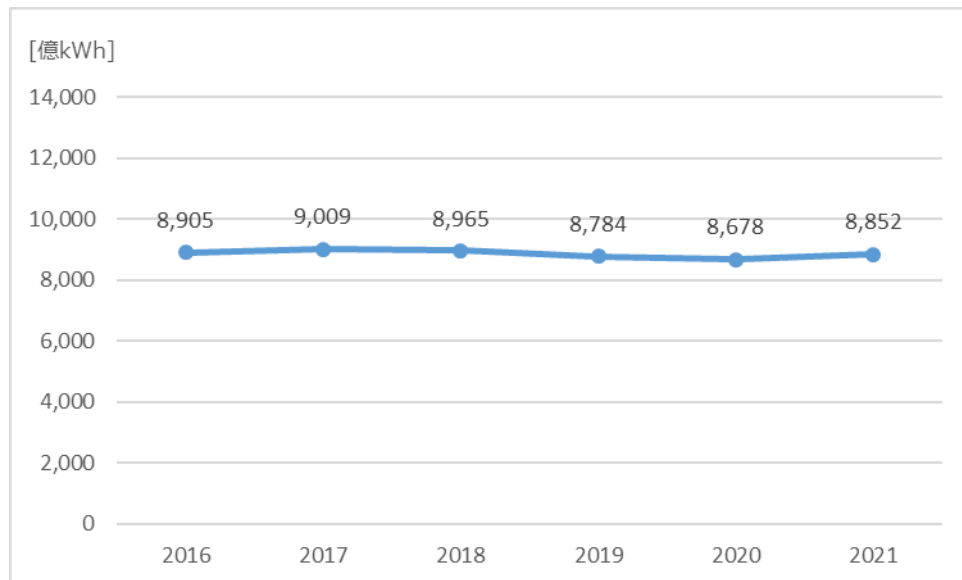


図 1-5 年間需要電力量の推移(全国: 2016 年度～2021 年度)

## 5. 負荷率

負荷率とは、一定期間の最大需要電力に対する、平均需要電力の比率のことをいう。

2021年度の供給区域別の月負荷率及び年負荷率を表1-7に、全国の月負荷率を図1-6に、2016年度～2021年度の全国の年負荷率実績を表1-8および図1-7に示す。なお、表1-7につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年負荷率は61.4%であり、送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最小を記録した昨年度より改善している。これは天候不順などにより最大電力が減少した一方、経済社会活動の回復による電力量の増加があったことなどによるものと推測される。

表1-7 供給区域別の月負荷率及び年負荷率<sup>3</sup>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	83.4	82.6	79.2	71.6	66.6	81.0	79.6	79.3	83.8	88.0	86.8	81.9	69.2
東北	79.9	80.9	76.6	66.7	62.8	76.2	77.8	77.4	75.2	79.6	80.8	80.6	64.0
東京	80.1	72.5	72.4	64.2	63.6	70.2	70.7	72.7	75.7	71.3	72.9	69.9	57.1
中部	79.5	71.0	70.3	68.7	64.0	69.3	69.7	72.8	71.1	71.1	75.5	72.6	61.7
北陸	82.2	80.1	76.2	68.8	63.3	73.8	73.8	77.3	74.2	75.8	77.0	78.6	61.5
関西	82.2	75.2	71.5	67.9	62.6	65.5	71.6	76.7	72.5	74.2	76.1	73.5	57.9
中国	84.7	78.0	74.4	70.1	63.7	71.6	75.7	79.3	76.9	76.0	77.3	74.7	62.1
四国	84.2	75.9	73.9	68.6	64.9	63.4	72.1	79.3	75.9	76.6	74.3	72.8	61.6
九州	86.0	78.5	72.5	71.6	66.7	70.2	71.0	79.5	74.3	75.1	77.1	76.7	62.4
沖縄	74.1	66.2	69.9	72.5	73.9	72.2	67.3	74.5	77.4	78.7	74.5	73.8	57.5
全国	83.3	77.7	75.3	68.6	65.1	73.6	73.3	76.9	75.2	78.2	80.4	76.3	61.4

<sup>3</sup> 表中の「全国」は、全国単位の負荷率を表す(供給区域別の数値の平均ではない。)

$$\text{月負荷率} = \frac{\text{月間電力量}}{\text{月間最大需要電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{月間日数})}$$

$$\text{年負荷率} = \frac{\text{年間電力量}}{\text{年間最大需要電力} \times \text{暦時間数}(24\text{h} \times \text{年間日数})}$$

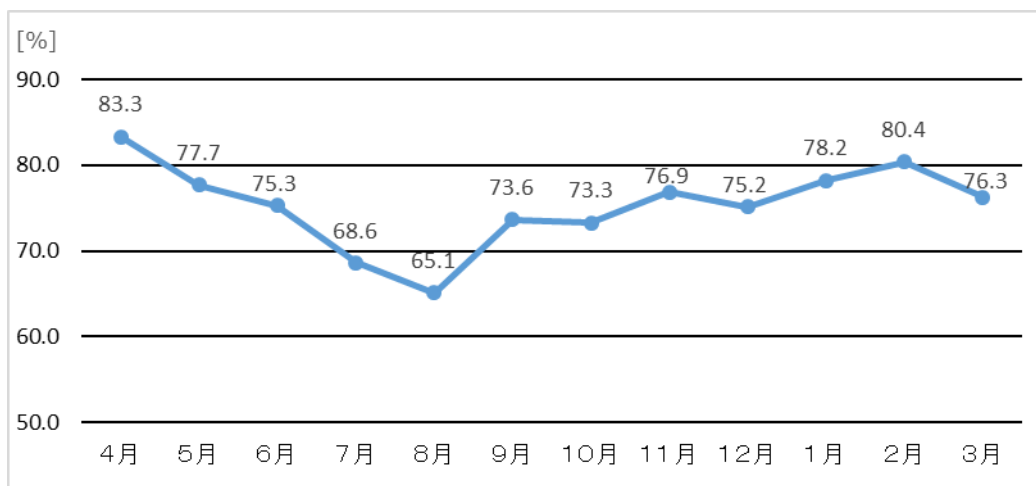


図 1-6 全国の月負荷率の推移

表 1-8 年負荷率実績(2016 年度～2021 年度)

[%]

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
全国	65.8	66.0	62.1	60.7	59.5	61.4

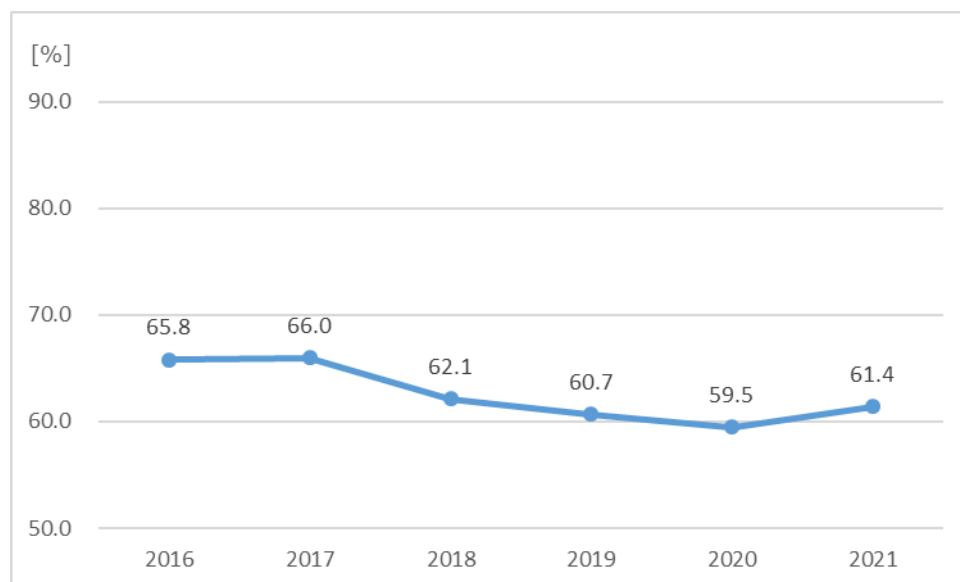


図 1-7 年負荷率の推移(全国: 2016 年度～2021 年度)

## 6. 最大需要電力発生時の電力需給状況

### (1) 夏季（7～9月）最大需要電力発生時の電力需給状況

2021年度夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-9に、2016年度～2021年度の夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-10に示す。

2021年度夏季の全国最大需要電力発生時(2021年8月5日13時～14時)における需給バランスは、最大需要電力16,460万kW、供給力18,804万kW、予備率は14.2%であり、予備率は送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最大を記録した。

なお、夏最大需要電力発生時における予備率が3%を下回ったエリアはなかった。

表1-9 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況<sup>4</sup>

	2021年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要 電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	469	8/6	金	11:00～12:00	35.0	547	79	16.8	9,243	82.2
東北	1,490	8/4	水	11:00～12:00	33.4	1,759	269	18.1	27,840	77.8
東京	5,665	8/26	木	13:00～14:00	35.7	6,248	583	10.3	103,835	76.4
中部	2,480	8/30	月	14:00～15:00	35.7	2,910	430	17.4	44,436	74.7
北陸	523	8/5	木	14:00～15:00	34.1	585	62	11.9	9,982	79.6
関西	2,826	8/5	木	14:00～15:00	38.9	3,191	365	12.9	51,705	76.2
中国	1,108	8/5	木	13:00～14:00	36.9	1,208	100	9.1	20,922	78.7
四国	503	8/5	木	13:00～14:00	37.0	622	119	23.6	9,480	78.6
九州	1,559	8/5	木	16:00～17:00	36.4	1,778	219	14.0	29,966	80.1
沖縄	160	9/10	金	13:00～14:00	33.5	232	72	45.1	3,066	79.9
全国	16,460	8/5	木	13:00～14:00	-	18,804	2,344	14.2	308,249	78.0

<sup>4</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]} \quad (\text{※日負荷率は、最大需要電力発生日における負荷率})$$

表中の「供給力」とは、最大需要電力発生時に発電できる最大電力であり、発電設備量の合計から、メンテナンスなどによる発電機停止、河川の水量減少などによる出力低下、その他発電機の計画外停止などを差し引いたものをいう。

表 1-10 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016 年度～2021 年度)

年度	最大需要 電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要 電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
2016	15,589	8/9	火	14:00～15:00	-	17,764	2,176	14.0	297,969	79.6
2017	15,550	8/24	木	14:00～15:00	-	17,716	2,165	13.9	300,493	80.5
2018	16,482	8/3	金	14:00～15:00	-	18,749	2,267	13.8	315,434	79.7
2019	16,461	8/2	金	14:00～15:00	-	18,584	2,122	12.9	314,988	79.7
2020	16,645	8/20	木	14:00～15:00	-	18,608	1,964	11.8	310,303	77.7
2021	16,460	8/5	木	13:00～14:00	-	18,804	2,344	14.2	308,249	78.0

(2) 冬季(12~2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2021年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表1-11に、2016年度~2021年度の冬季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-12に示す。

2021年度冬季の全国最大需要電力発生時(2022年1月14日9時~10時)における需給バランスは、最大需要電力15,119万kW、供給力16,783万kW、予備率は11.0%であった。

なお、冬季最大需要電力発生時における予備率が3%を下回ったエリアはなかった。

表1-11 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況<sup>5</sup>

	2021年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	501	1/11	火	13:00~14:00	-1.3	563	61	12.2	11,161	92.8
東北	1,483	1/18	火	09:00~10:00	-0.7	1,694	211	14.2	31,994	89.9
東京	5,374	1/6	木	16:00~17:00	0.7	5,606	232	4.3	107,790	83.6
中部	2,448	1/14	金	09:00~10:00	2.0	2,640	192	7.8	49,114	83.6
北陸	549	2/17	木	10:00~11:00	-0.4	592	43	7.9	11,690	88.7
関西	2,540	1/14	金	09:00~10:00	3.6	2,716	177	7.0	51,689	84.8
中国	1,068	2/17	木	09:00~10:00	0.4	1,189	120	11.3	22,361	87.2
四国	495	2/17	木	11:00~12:00	1.9	543	49	9.8	10,019	84.4
九州	1,470	2/17	木	18:00~19:00	1.7	1,546	76	5.1	30,522	86.5
沖縄	104	2/21	月	19:00~20:00	14.4	138	34	32.7	2,112	84.7
全国	15,119	1/14	金	09:00~10:00	-	16,783	1,665	11.0	317,617	87.5

<sup>5</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]} \quad (\text{※日負荷率は、最大需要電力発生日における負荷率})$$

表中の「供給力」とは、最大需要電力発生時に発電できる最大電力であり、発電設備量の合計から、メンテナンスなどによる発電機停止、河川の水量減少などによる出力低下、その他発電機の計画外停止などを差し引いたものをいう。

表 1-12 年間冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016 年度～2021 年度)

年度	最大需要 電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要 電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
2016	14,914	1/24	火	18:00~19:00	-	16,354	1,440	9.7	314,968	88.0
2017	15,577	1/25	木	18:00~19:00	-	16,915	1,339	8.6	330,605	88.4
2018	14,603	1/10	木	09:00~10:00	-	16,104	1,501	10.3	308,436	88.0
2019	14,619	2/7	金	09:00~10:00	-	16,808	2,189	15.0	303,347	86.5
2020	15,607	1/8	金	09:00~10:00	-	17,012	1,406	9.0	329,833	88.1
2021	15,119	1/14	金	09:00~10:00	-	16,783	1,665	11.0	317,617	87.5



## 7. 最小需要電力の発生状況

2021年度における最小需要電力の発生状況について表1-13に示す。また、2016年度～2021年度の全国の年間最小需要電力実績を表1-14および図1-8に示す。

表1-13 最小需要電力の発生状況<sup>6</sup>

	2021年度(送電端)					
	日最小需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	日需要電力量 [万kWh]
北海道	217	8/15	日	01:00～02:00	19.8	6,087
東北	594	8/15	日	01:00～02:00	18.4	16,633
東京	1,955	5/5	水	06:00～07:00	18.3	56,394
中部	858	5/5	水	01:00～02:00	17.1	24,335
北陸	198	8/15	日	01:00～02:00	23.2	5,548
関西	985	5/5	水	01:00～02:00	17.3	28,201
中国	451	5/6	木	00:00～01:00	17.4	13,349
四国	195	5/2	日	07:00～08:00	13.6	5,308
九州	626	5/2	日	08:00～09:00	13.9	17,077
沖縄	57	4/26	月	01:00～02:00	22.0	1,839
全国	6,332	5/5	水	01:00～02:00	-	171,847

表1-14 年間最小需要電力実績(2016年度～2021年度)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
全国	6,516	6,477	6,496	6,398	6,065	6,332

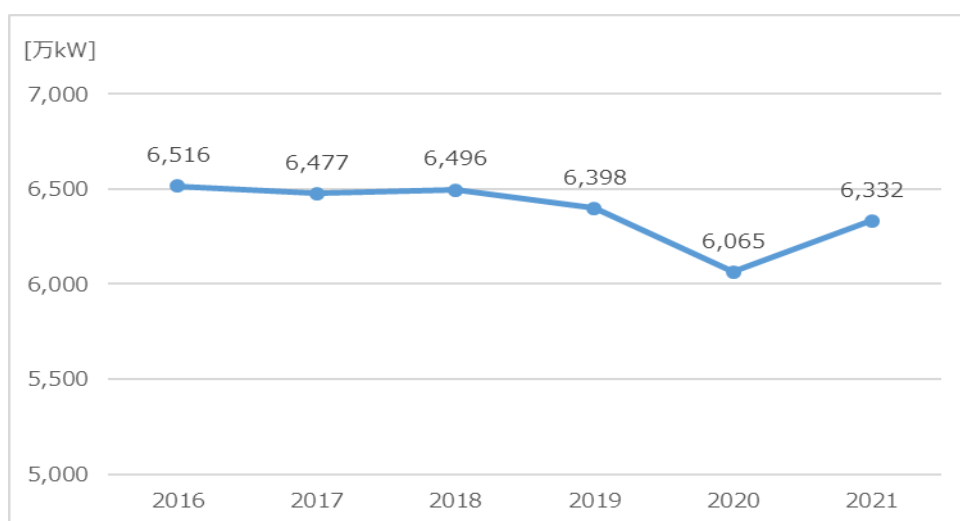


図1-8 年間最小需要電力の推移(全国: 2016年度～2021年度)

<sup>6</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地（ただし、沖縄は那覇市）における気象庁データによる。

## 8. 日最大需要電力量の発生状況

### (1) 夏季(7～9月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2021年度夏季(7～9月)における一日の需要電力量の最大値を夏季・日最大需要電力量として表1-15に示す。

表1-15 夏季・日最大需要電力量<sup>7</sup>

	2021年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均 気温[℃]
北海道	9,243	8/6	金	29.2
東北	27,840	8/4	水	28.5
東京	103,835	8/26	木	30.5
中部	46,221	8/5	木	30.4
北陸	9,982	8/5	木	34.1
関西	51,705	8/5	木	31.3
中国	20,922	8/5	木	31.2
四国	9,480	8/5	木	31.3
九州	29,966	8/5	木	31.7
沖縄	3,066	9/10	金	29.9
全国	308,249	8/5	木	-

### (2) 冬季(12～2月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2021年度冬季(12～2月)における一日の需要電力量の最大値を冬季・日最大需要電力量として表1-16に示す。

表1-16 冬季・日最大需要電力量<sup>7</sup>

	2021年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均 気温[℃]
北海道	11,480	1/31	月	-7.8
東北	31,994	1/18	火	-0.7
東京	107,790	1/6	木	0.7
中部	49,114	1/14	金	2.0
北陸	11,690	2/17	木	-0.4
関西	51,809	1/21	金	3.4
中国	22,361	2/17	木	0.4
四国	10,019	2/17	木	1.9
九州	30,522	2/17	木	1.7
沖縄	2,112	2/21	月	14.4
全国	318,052	1/21	金	-

<sup>7</sup> 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

## 9. 広域機関による指示・要請・調整の実績

### 指示・要請

本機関は、電気事業法(昭和39年法律第170号)第28条の44第1項の規定に基づき、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、会員(電気事業者)に対し、需給状況を改善するための指示を行うことができる。また、本機関は、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、業務規程第111条第2項の規定に基づき、会員以外の電気供給事業者に対し、需給状況を改善するための要請を行うことができる。

本機関は、2021年度冬季の需給ひっ迫対応などのため、業務規程第111条第1項の規定に基づき、表1-17のとおり、一般送配電事業者に対する電力融通の指示を21回実施した。また、2022年3月16日に発生した福島県沖地震により、火力発電所が6機合計335万kW停止し、更に降雪と真冬並みの気温により、東京電力パワーグリッドエリアでは、供給力不足と暖房需要の増加に見舞われたため、同項及び第2項の規定に基づき、一般送配電事業者に対する指示の他、本機関は昨年に引き続き、発電事業者に発電設備の焚き増し依頼を行った他、需要の抑制についても依頼を行った。(指示・要請の内容については巻末の<参考>広域機関による指示・要請の実績の詳細を参照のこと。)<sup>8</sup> 具体的には、以下のとおり。

#### (1)電力需給状況改善のための指示(2021年5月～7月及び2022年1月)

想定以上の太陽光出力減少や需要増加、電源脱落等に伴い当該エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電力需給の状況が悪化するおそれがあったため、一般送配電事業者に対し電力を受電する指示を行った。

##### ① 四国電力送配電

5月19日:最大50万kW(想定以上の太陽光出力減少) 指示回数1回

##### ② 北陸電力送配電

7月15日:20万kW(電源脱落) 指示回数1回

##### ③ 北陸電力送配電

1月11日:20万kW(電源トラブル) 指示回数1回

#### (2)2021年度冬季の電力需給状況改善のための指示等(2022年1月～2022年2月)

低気温により想定以上に需要が増加し、供給区域の需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため、電気事業法第28条の44第1項の規定に基づき、以下の供給区域の需給状況改善のため、累計6回に渡り下記のとおり指示を行った。

##### ○東京電力パワーグリッド株式会社 累計6回

1) 1月6日(木) 13:30～20:00(最大122万kW)

2) 1月6日(木) 15:30～20:00(最大132万kW)

3) 1月6日(木) 20:00～24:00(最大276万kW)

4) 1月7日(金) 0:00～9:00(最大274万kW)

<sup>8</sup> [https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/jukyu\\_taiou\\_2021.html](https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/jukyu_taiou_2021.html)

- 5) 2月10日(木) 10:00～13:00(最大 80万kW)
- 6) 2月10日(木) 13:30～17:00(最大 75.1万kW)

(3)福島県沖地震を起因とした電力需給状況のための指示等(2022年3月)

① 一般送配電事業者に対する指示

電気事業法第28条の44第1項第1号及び業務規程第111条の規定に基づき、3月17日～3月23日の間、東北電力ネットワーク及び東京電力パワーグリッド供給区域の需給状況改善のため、一般送配電事業者に対し、当該供給区域の一般送配電事業者に必要な電気の供給を行うよう、累計12回に渡り以下のとおり、融通指示を行った。

○東北電力ネットワーク株式会社 累計7回

- 1) 3月17日(木) 2:30～6:00(最大140万kW)
- 2) 3月17日(木) 6:00～11:00(最大100万kW)
- 3) 3月18日(金) 9:00～12:00(50万kW)
- 4) 3月18日(金) 12:00～16:00(60万kW)
- 5) 3月18日(金) 16:00～21:00(最大60万kW)
- 6) 3月22日(火) 10:30～16:00(最大61.36万kW)
- 7) 3月22日(火) 16:00～17:00(最大9.59万kW)

○東京電力パワーグリッド株式会社 累計5回

- 1) 3月18日(金) 16:00～24:00(最大94.36万kW)
- 2) 3月19日(土) 0:00～4:00(60万kW)
- 3) 3月22日(火) 7:00～16:00(最大141.78万kW)
- 4) 3月22日(火) 16:00～24:00(最大92.74万kW)
- 5) 3月23日(水) 0:00～11:00(最大100万kW)

② 需給状況改善のための発電設備焚き増し・電力需要削減へのご協力のお願い(依頼)について

本機関は、福島県沖を震源とする地震の影響により、東北電力ネットワーク及び東京電力パワーグリッド供給区域の火力発電所が一部停止している中で、東日本における気温の低下と悪天候により電力需給が極めて厳しい状況が見込まれたことを受け、本機関の会員に対し、電力需給状況の改善への協力を依頼した(3月21日～3月22日にかけて、累計4回)。

表 1-17 広域機関による一般送配電事業者に対する指示の年間実績

[回]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
全国	2	2	10	25	6	226	21

## 調整

2021年度、本機関は、業務規程第132条の規定に基づき、九州電力送配電及び四国電力送配電より下げ調整力<sup>9</sup>不足時の対応として長周期広域周波数調整<sup>10</sup>の要請を受け、対象連系線の未利用領域(空容量)を活用して、再生可能エネルギー発電設備の発生電力を他エリアへ送電するよう、長周期広域周波数調整を計72回実施した。

---

<sup>9</sup> 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

<sup>10</sup> 供給区域の下げ調整力が不足し又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整のこと。

## 10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績

再生可能エネルギー以外の電源を抑制してもなお電気の供給量が需要量を上回るが見込まれる場合には、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則(平成 24 年経済産業省令第 46 号)に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制の指令が行われることがある。

2021 年度の再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく最大抑制量及び抑制実績について、九州本土の実績を表 1-18 に、九州離島の実績を表 1-19 に示す。<sup>11</sup> 表 1-18 の最大抑制量とは前日に行われた出力抑制指令に基づく抑制量(オフライン抑制で確保する抑制量+オンライン抑制で当日対応する抑制量)であり、当日の抑制実績をカッコ書きで示した。また、表中の「-」は出力抑制の指令が無かったことを示す。表 1-19 の九州離島については抑制必要量を示す。抑制必要量は、供給力から需要を差し引いた値であり、オフライン抑制で確保される。

なお、出力抑制の理由は、下げ調整力不足の発生が想定されたためであった。また、抑制時間は九州本土離島とも一部の指令を除き 8 時から 16 時までであった。

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績は九州電力送配電管内のみであった。九州本土では、自然変動電源(太陽光・風力)の接続量が増加する中、最大抑制量(計画合計)の実績は 2020 年度 10,801.9 万 kW に対し 2021 年度は 25,283.4 万 kW に増加した。なお、当日抑制実績の合計は 11,698.0 万 kW であった。

本機関は、九州電力送配電が実施した再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、業務規程第 180 条の規定に基づき、実施された出力抑制指令が適切であったかどうかの検証を実施し、結果は全て適切であったと判断した。

---

<sup>11</sup> <http://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

表 1-18 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく最大抑制量及び抑制実績(九州本土; 万 kW)<sup>12</sup>

抑制年月日(曜日)	最大抑制量(抑制実績)	抑制年月日(曜日)	最大抑制量(抑制実績)
2021.4.1(木)	201.2(123.4)	2021.10.1(金)	87.9(0.0)
2021.4.2(金)	225.9(0.0)	2021.10.2(土)	237.2(165.1)
2021.4.5(月)	367.2(280.4)	2021.10.3(日)	282.0(222.6)
2021.4.6(火)	356.7(224.1)	2021.10.4(月)	8.1(0.0)
2021.4.7(水)	372.0(271.9)	2021.10.5(火)	77.3(0.0)
2021.4.8(木)	283.1(0.0)	2021.10.6(水)	111.3(0.0)
2021.4.9(金)	356.5(170.6)	2021.10.7(木)	38.9(0.0)
2021.4.10(土)	362.2(286.0)	2021.10.8(金)	51.3(0.0)
2021.4.11(日)	441.4(332.2)	2021.10.9(土)	122.6(0.0)
2021.4.14(水)	308.0(116.7)	2021.10.10(日)	240.4(35.6)
2021.4.15(木)	360.8(312.9)	2021.10.16(土)	163.1(0.0)
2021.4.17(土)	257.4(127.1)	2021.10.17(日)	274.8(95.6)
2021.4.18(日)	463.4(381.9)	2021.10.18(月)	86.9(0.0)
2021.4.19(月)	374.8(278.9)	2021.10.22(金)	185.8(0.0)
2021.4.20(火)	365.1(285.0)	2021.10.23(土)	378.0(168.7)
2021.4.21(水)	271.8(203.4)	2021.10.24(日)	372.4(47.2)
2021.4.22(木)	256.3(167.2)	2021.10.26(火)	303.9(101.5)
2021.4.23(金)	64.8(74.7)	2021.10.27(水)	149.1(41.1)
2021.4.24(土)	331.1(193.0)	2021.10.28(木)	201.4(39.2)
2021.4.25(日)	434.1(331.9)	2021.10.29(金)	128.1(66.7)
2021.4.26(月)	316.7(274.4)	2021.10.31(日)	242.3(66.9)
2021.4.27(火)	242.6(29.6)	2021.11.1(月)	112.4(0.0)
2021.4.30(金)	254.6(87.8)	2021.11.4(木)	186.5(13.4)
2021.5.1(土)	234.2(22.4)	2021.11.5(金)	130.3(23.0)
2021.5.2(日)	298.1(101.4)	2021.11.7(日)	309.9(213.3)
2021.5.3(月)	363.1(345.4)	2021.11.14(日)	134.4(0.0)
2021.5.4(火)	384.8(143.1)	2021.11.17(水)	89.2(32.5)
2021.5.5(水)	53.5(107.5)	2021.11.18(木)	205.8(0.0)
2021.5.6(木)	260.3(243.9)	2021.11.19(金)	154.2(36.0)
2021.5.8(土)	224.3(0.0)	2021.11.20(土)	151.9(90.7)
2021.5.9(日)	373.8(289.4)	2021.11.27(土)	35.9(0.0)
2021.5.10(月)	259.6(107.9)	2021.11.28(日)	103.6(114.6)
2021.5.19(水)	196.9(102.4)	2021.12.5(日)	185.8(0.0)
2021.5.22(土)	266.6(63.1)	2021.12.22(水)	66.3(0.0)
2021.5.23(日)	332.7(348.5)	2021.12.30(木)	104.8(0.0)
2021.5.25(火)	267.3(50.8)	2021.12.31(金)	178.7(149.5)
2021.5.28(金)	298.1(0.0)	2022.1.1(土)	251.4(218.3)
2021.5.29(土)	339.2(301.8)	2022.1.2(日)	177.6(45.5)
2021.5.30(日)	342.6(341.5)	2022.1.3(月)	230.6(183.0)
2021.5.31(月)	284.7(205.1)	2022.1.4(火)	190.7(0.0)
2021.6.1(火)	157.6(133.4)	2022.1.10(月)	207.6(35.6)
2021.6.6(日)	174.3(23.0)	2022.2.11(金)	167.5(0.0)
2021.6.7(月)	119.8(0.0)	2022.2.26(土)	135.2(24.7)
2021.6.19(土)	25.7(0.0)	2022.2.27(日)	218.9(174.1)
2021.6.20(日)	166.9(137.2)	2022.2.28(月)	75.6(0.0)
2021.6.23(水)	46.9(0.0)	2022.3.2(水)	208.0(24.2)
2021.7.11(日)	38.6(38.8)	2022.3.3(木)	225.4(34.8)
2021.8.29(日)	81.6(0.0)	2022.3.5(土)	353.5(117.6)
2021.9.18(土)	148.7(0.0)	2022.3.6(日)	420.3(236.9)
2021.9.19(日)	310.7(193.8)	2022.3.8(火)	252.8(59.9)
2021.9.20(月)	115.7(42.6)	2022.3.9(水)	234.4(29.0)
2021.9.23(木)	119.0(0.0)	2022.3.10(木)	230.8(41.7)
2021.9.24(金)	62.1(0.0)	2022.3.12(土)	287.2(73.3)
2021.9.25(土)	173.9(72.0)	2022.3.15(火)	266.8(133.4)
2021.9.26(日)	233.7(134.0)	2022.3.16(水)	287.3(128.9)
		2022.3.20(日)	226.1(13.1)
		2022.3.24(木)	227.4(0.0)
		2022.3.25(金)	172.7(11.1)
		2022.3.27(日)	320.4(287.6)

<sup>12</sup> 抑制指令の時間帯は、一部(5月19日～6月23日:8時～17時、7月11日:9時～12時)を除き、全日8時～16時。  
 青字:当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日

表 1-19 再生可能エネルギー発電設備の抑制必要量の実績(九州離島;kW)<sup>13</sup>

抑制年月日(曜日)	種子島	奄岐	徳之島	対馬	抑制年月日(曜日)	種子島	奄岐	徳之島	対馬
2021.4.6(火)		1,210			2021.11.2(火)	2,100	300		
2021.4.7(水)	390	1,700	1,000		2021.11.3(水)	2,340	520		
2021.4.8(木)		1,030			2021.11.4(木)	2,180	1,100		
2021.4.9(金)	4,050	810			2021.11.6(土)		870		
2021.4.10(土)	1,130	2,040			2021.11.7(日)	170	1,940		
2021.4.11(日)	680	2,190	550		2021.11.15(月)	1,500			
2021.4.14(水)	1,180	1,610			2021.11.16(火)	1,180			
2021.4.15(木)		1,050			2021.11.17(水)	390	260		
2021.4.16(金)	60				2021.11.18(木)		250		
2021.4.17(土)		2,300			2021.11.20(土)	990			
2021.4.18(日)	4,580	1,820	620		2021.11.26(金)	270			
2021.4.19(月)	5,170	1,820			2021.11.27(土)	1,530	300		
2021.4.20(火)	4,430	1,290			2021.11.28(日)		1,080		
2021.4.21(水)	3,180	140			2021.12.4(土)	1,280			
2021.4.24(土)	1,790	290			2021.12.7(火)	1,250			
2021.4.25(日)	4,910	2,510			2021.12.8(水)	1,180			
2021.4.26(月)	4,580	3,030			2021.12.15(水)	580			
2021.4.27(火)	740				2021.12.23(木)	320			
2021.4.30(金)	4,850	1,820			2022.1.3(月)	550			
2021.5.1(土)	3,770	1,090			2022.1.4(火)	120			
2021.5.2(日)	2,590	310	270		2022.1.10(月)	2,280			
2021.5.3(月)	4,660	1,910	260		2022.1.19(水)	970			
2021.5.4(火)	3,510				2022.1.31(月)	1,930			
2021.5.5(水)		740			2022.2.11(金)	2,720			
2021.5.6(木)	3,070				2022.2.24(木)	1,030			
2021.5.9(日)	2,420	800			2022.2.25(金)	2,070			
2021.5.10(月)	2,290				2022.2.26(土)	2,160			
2021.5.23(日)	3,110	610			2022.2.27(日)	4,870		990	
2021.5.25(火)	1,260	750			2022.2.28(月)	3,260			
2021.5.29(土)	810	1,390			2022.3.2(水)	630			
2021.5.30(日)	1,160	1,600			2022.3.3(木)	3,310			
2021.5.31(月)	1,730				2022.3.5(土)	3,130			
2021.6.1(火)	1,500				2022.3.6(日)	2,700			
2021.6.6(日)		1,190			2022.3.8(火)	3,090			
2021.9.19(日)		1,190			2022.3.9(水)	2,950			
2021.10.2(土)	620				2022.3.10(木)	2,850			
2021.10.22(金)	510				2022.3.12(土)	3,400	280		
2021.10.23(土)	400	380			2022.3.13(日)	270			
2021.10.26(火)	290	730			2022.3.14(月)	1,750			
2021.10.27(水)	580				2022.3.15(火)	3,030			
2021.10.28(木)	790	630			2022.3.16(水)	3,870	900		
2021.10.29(金)	780				2022.3.19(土)	970			
2021.10.31(日)		1,080			2022.3.20(日)	2,290			
					2022.3.24(木)	3,840			
					2022.3.25(金)	360			
					2022.3.27(日)	1,770	1,440		1,850
					2022.3.29(火)		1,230		
					2022.3.30(水)	260			
抑制指令の時間帯	8時～16時				抑制指令の時間帯	8時～16時			

<sup>13</sup> 奄岐の10月23日、26日、28日、および31日の抑制指令は9時～16時が対象。



## まとめ

### 電力需給

電力需給の実績に関しては、最大需要電力、需要電力量、負荷率、最大需要電力発生時の電力需給状況、最小需要電力の発生状況、日最大需要電力の発生状況といった項目に分けて取りまとめた。あわせて、電気事業法第28条の44第1項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための指示、業務規程第111条第2項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための要請や、一般送配電事業者が電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則に基づき実施した再生可能エネルギーの出力抑制指令の実施状況も取りまとめた。

なお、取りまとめに当たっては、2021年度冬季の需給ひっ迫における、本機関による指示・要請・調整などの対応について、重点的に記載した。

## <参考> 広域機関による指示・要請の実績の詳細

2021 年度冬季および3月の福島沖地震の電力需給状況改善のための指示等（2022年1月～2022年3月）を含む、2021年度の広域機関による指示・要請について、下記にその詳細を示す。

### 広域機関による電力需給状況改善のための指示の実施

1	日時	2021年5月19日 8時59分
	指示内容	・関西電力送配電は、四国電力送配電に5月19日の9:30から12:00の間、最大50万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、関西電力送配電から5月19日の9:30から12:00の間、最大50万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少及び需要増加が見込まれ、広域的な融通を行わなければ、電気の需給状況が悪化するおそれがあったため。
2	日時	2021年7月15日 8時33分
	指示内容	・関西電力送配電は、北陸電力送配電に7月15日の9:00から10:00の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電から7月15日の9:00から10:00の間、20万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	北陸電力管内の電源脱落に伴い、北陸電力送配電区域に対して、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため。
3	日時	2022年1月6日 13時2分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の13:30から20:00の間、最大25万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の13:30から20:00の間、最大90万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月6日の17:00から20:00の間、17万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから1月6日の13:30から20:00の間、最大122万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
4	日時	2022年1月6日 14時56分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から19:30の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から18:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から20:00の間、30万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から17:00の間、最大22万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から1月6日の15:30から20:00の間、最大132万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線のマージンを使用)
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
5	日時	2022年1月6日 19時17分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の23:30から24:00の間、5万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の20:00から24:00の間、最大100万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月6日の22:00からの24:00間、最大79万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに1月6日の21:00から24:00の間、最大92万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から1月6日の20:00から24:00の間、最大276万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

6	日時	2022年1月6日 21時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月7日の0:00から9:00の間、最大120万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月7日の0:00から9:00の間、最大150万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに1月7日の0:00から9:00の間、最大70万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から1月7日の0:00から9:00の間、最大274万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
7	日時	2022年1月11日 5時31分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力送配電は、北陸電力送配電に1月11日の6:00から8:00の間、20万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電から1月11日の6:00から8:00の間、20万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	北陸電力送配電管内の電源トラブルに伴い、北陸電力送配電区域に対して、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため
8	日時	2022年2月10日 9時07分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに2月10日の10:00から13:00の間、最大62.9万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに2月10日の10:00から13:00の間、17.1万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から2月10日の10:00から13:00の間、最大80万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。 なお今後、大幅な需要増加等により、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の上池水量が枯渇し、更なる需給ひっ迫に至ることが想定される場合は、引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。
9	日時	2022年2月10日 12時26分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに2月10日の13:00から17:00の間、最大62.9万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに2月10日の13:00から17:00の間、最大17.1万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から2月10日の13:00から17:00の間、最大75.1万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。 なお今後、大幅な需要増加等により、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の上池水量が枯渇し、更なる需給ひっ迫に至ることが想定される場合は、引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。
10	日時	2022年3月17日 2時02分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月17日の4:00から5:30の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月17日の2:30から6:00の間、最大120万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから3月17日の2:30から6:00の間、最大140万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

11	日時	2022年3月17日 4時45分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月17日の6:00から7:00の間、10万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月17日の6:00から11:00の間、最大90万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから3月17日の6:00から11:00の間、最大100万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
12	日時	2022年3月18日 7時58分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から9:30の間、2.46万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から12:00の間、25万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から12:00の間、最大25万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月18日の9:00から12:00の間、50万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
13	日時	2022年3月18日 11時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月18日の12:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の12:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月18日の12:00から16:00の間、60万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
14	日時	2022年3月18日 15時28分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から20:00の間、最大25万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から20:00の間、最大11.5万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から21:00の間、最大35万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から3月18日の16:00から21:00の間、最大60万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
15	日時	2022年3月18日 15時28分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月18日の21:00から24:00の間、最大35万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月18日の21:00から24:00の間、40万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:00から24:00の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:30から21:00の間、最大32万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から3月18日の16:00から24:00の間、最大94.36万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に伴い、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所を、計画以上に使用することにより上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の回復を図ったものです。 引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。

16	日時	2022年3月18日 23時03分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月19日の0:00から4:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月19日の0:00から4:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月19日の0:00から4:00の間、60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に伴い、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所を、計画以上に使用することにより上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の回復を図ったものです。 引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。
17	日時	2022年3月22日 5時59分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、最大81.78万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から9:00の間、最大30万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、最大26.94万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:00から15:00の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:30から15:00の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:30から10:00の間、最大10.33万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から3月22日の7:00から16:00の間、最大141.78万kWの電気の供給を受けること</li> </ul> (東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用するとともに、連系線運用容量上限値まで使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温による電力需要の増加が予想される中、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を、大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。 引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。
18	日時	2022年3月22日 9時39分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月22日の10:30から16:00の間、最大61.36万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワークから3月22日の10:30から16:00の間、最大61.36万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温により想定以上に需要が増加し、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
19	日時	2022年3月22日 14時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月22日の16:00から17:00の間、最大9.59万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワークから3月22日の16:00から17:00の間、最大9.59万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温により想定以上に需要が増加し、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

20	日時	2022年3月22日 14時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の17:00から24:00の間、最大32.74万kWの電気を供給すること</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、最大10万kWの電気を供給すること</li> <li>・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:30から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から3月22日の16:00から24:00の間、最大92.74万kWの電気の供給を受けること (東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用するとともに、連系線の空容量を最大限使用)</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温による電力需要の増加が予想される中、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。
21	日時	2022年3月22日 23時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から7:30の間、最大20万kWの電気を供給すること</li> <li>・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から9:30の間、最大20万kWの電気を供給すること (東北電力ネットワークからの電気の供給については、東北電力ネットワークエリアの安定需給の目安である予備率3%以上を確保した上で行っていきます)</li> <li>・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から11:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から11:00の間、30万kWの電気を供給すること</li> <li>・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月23日の0:00から11:00の間、最大100万kWの電気の供給を受けること (東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用するとともに、連系線の空容量を最大限使用)</li> </ul>
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温による電力需要の増加が予想される中、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。

広域機関による需給状況改善のための発電設備焼き増し・電力需要削減への協力依頼の実施

依頼	発出日	2022年3月21日
	依頼内容	<p>3月16日(水曜日)の福島県沖の地震の影響により、東北、東京エリアの火力発電所が一部停止している中で、連休明けの明日22日(火曜日)は東日本で気温が低く、悪天候が予想されており、特に東京電力パワーグリッド管内で電力需給が極めて厳しくなる見込みです。</p> <p>東京電力パワーグリッド管内においては、本機関による需給状況改善のための電力融通の指示や、一般送配電事業者による火力発電所の増出力等の供給力対策を実施してまいりますが、今後の供給力や気温、天候等の状況によっては、さらに電気の需給状況が悪化するおそれがあります。</p> <p>ついては、本機関会員の皆様におかれましては、下記の事項について、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いいたします。</p>
	対象日	2022年3月22日(火曜日)より(※ご協力いただく期間が終了しましたら、改めてご連絡いたします。)
	協力依頼事項	<p>(1) 今回のひっ迫エリア(3. 補足事項に示すエリア)において、各会員が所有している、又は他者から電力買取契約(DR 契約を含む。)により電力を調達している電源Ⅲ・自家発電設備等について、可能な範囲で出力を上げた焼き増し運転をすること。</p> <p>ただし、当該電源等が、他の小売電気事業者等と電力買取契約を締結している場合は、当該契約に従うことを優先し、その上で可能な範囲で出力を上げた焼き増し運転をすること。</p> <p>(2) 今回のひっ迫エリア(3. 補足事項に示すエリア)において、各小売電気事業者は、それぞれが締結した経済 DR 契約や需要家への節電依頼等により、可能な範囲で電力需要を削減すること。</p> <p>ただし、他の電気事業者等と相対契約等を締結している場合は、当該契約に従うことを優先し、その上で可能な範囲で電力需要を削減すること。</p> <p>(3) 焼き増しや電力需要の削減等によって生じた余剰電力は、卸電力市場(スポット市場・時間前市場)への供出を行うこと。</p> <p>小売電気事業者等との相対契約(経済 DR 契約を含む)を持つ場合には、当該契約に従い電力の受け渡し又は需要削減を行うこと。</p> <p>なお、精算については、卸電力市場での取引又は相対契約に基づき行うこと。</p>
補足事項	<ul style="list-style-type: none"> <li>・今回の対象となるひっ迫エリアは、東京電力パワーグリッド管内となります。</li> <li>・上記依頼への対応に当たっては、人命保護を最優先とし、保安確保、法令遵守を徹底するようお願いいたします。</li> <li>・なお、それが困難な場合には、上記依頼に基づく対応は実施しないようお願いいたします。</li> <li>・環境規制等の制限を受ける電源の稼働については、関連する行政の指示に従ってください。</li> <li>・上記依頼を実施したことにより発生した費用(インバランス精算費用を含む。)、損害等については、本機関は責任を負いかねますので、あらかじめご了承ください。</li> </ul>	
更新	日時	2022年3月22日
	内容	需給状況の変化に伴い、ひっ迫エリアに東北電力ネットワーク管内を追記して、改めて電気の需給状況の改善へのご協力を依頼しました。
	日時	2022年3月22日 14時30分
	内容	東京電力パワーグリッド管内において、本日15時から20時まで追加的に約5%(毎時200万kW)の節電が必要であることを踏まえ、改めて電気の需給状況の改善への再度のご協力を依頼しました。
	日時	2022年3月22日 23時30分
内容	東京電力パワーグリッド管内においては、明日23日(水曜日)も需給ひっ迫する可能性があることから、引き続き、電気の需給状況の改善へのご協力を依頼しました。	
日時	2022年3月23日 11時30分	
内容	<p>(電気の需給状況改善のご協力依頼を終了する連絡をしました。)</p> <p>3月16日(水曜日)の福島県沖の地震の影響により、東北、東京エリアの火力発電所が一部停止している中で、本日23日(水曜日)の需給状況についても、東京電力パワーグリッド管内においては需給が厳しくなる見通しであったことから、本機関の会員の皆様には、引き続き、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いしてまいりました。</p> <p>本日、東京電力パワーグリッド管内において、午後を中心に日射量が増加する見込みであり、需給が緩和されていることから、11時をもって同管内の需給ひっ迫警報が解除されましたことを踏まえ、この度の電気の需給状況改善のためのご協力依頼を終了いたします。</p> <p>ご協力いただきました本機関の会員の皆様には深く感謝申し上げます。また、ご協力いただいた会員以外の電気供給事業者の皆様におかれましても、深くお礼申し上げます。</p> <p>本機関といたしましては、今後も引き続き、国や各一般送配電事業者とも連携し、安定供給確保に万全を期してまいります。</p>	

# 電気の質に関する報告書

-2021 年度実績-

2022 年 11 月

電力広域的運営推進機関



- はじめに -

本機関は、安定供給の確保のために、電気の供給信頼度についての状況を把握することを業務の一つとしている。その一環として、本機関は業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績を継続的に取りまとめ、公表している。

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2021 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2021 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

本報告書にて集計した実績及び評価・分析を、電気事業等のご参考として役立てていただければ幸いである。

なお、本報告書に掲載しているデータは、送配電等業務指針第 268 条の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した実績を集約したものである。

- 目次 -

I. 周波数に関する実績	34
1. 標準周波数	34
2. 時間滞在率	34
3. 標準周波数に対する調整目標範囲	34
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2017～2021 年度)	35
II. 電圧に関する実績	36
1. 電圧の維持すべき値	36
2. 電圧の測定方法	36
3. 電圧測定実績(全国、2017～2021 年度)	36
III. 停電に関する実績	37
1. 事故発生箇所別供給支障件数	37
(1) 停電の状況に関する指標	37
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	37
2. 原因別供給支障件数	40
(1) 一定規模以上の供給支障の実績	40
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類	41
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	42
3. 低圧電灯需要家停電実績	44
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標	44
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	45
IV. まとめ(2021 年度 電気の質に関する評価)	48
(参考) 米国主要州との需要家停電実績の比較 (2017～2021 年)	49

(訂正箇所)

20231129	P5	表7 (全国、2017～2021 年度)電圧測定実績	2017～2021 年度の実績値を遡及修正
----------	----	----------------------------	-----------------------

# I. 周波数に関する実績

## 1. 標準周波数

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を、経済産業省令に定める値（標準周波数）に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この標準周波数を供給区域別に見ると図1のとおりとなっている。

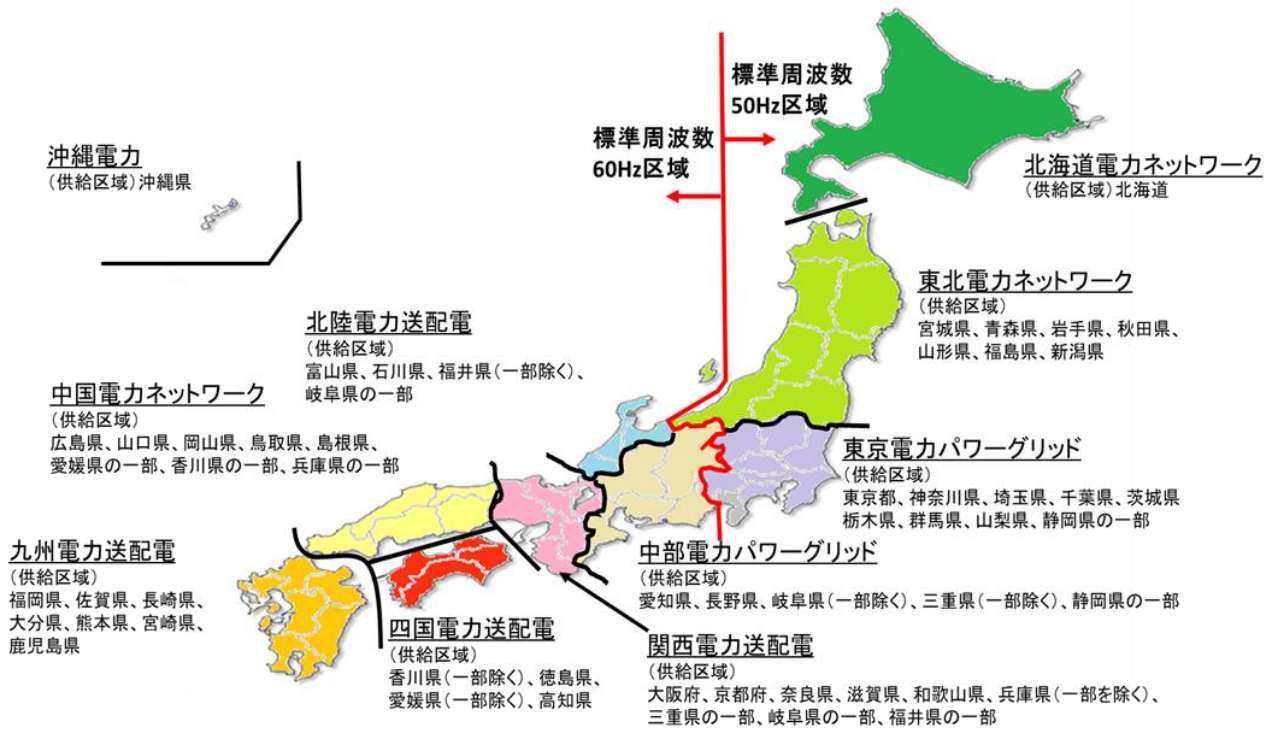


図1 供給区域と標準周波数

## 2. 時間滞在率

周波数維持の指標として、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いる。算出式は次のとおりである。

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

## 3. 標準周波数に対する調整目標範囲<sup>1</sup>

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz以内滞在率目標	—	—	95%以上	—

<sup>1</sup> 電気事業法施行規則第三十八条第二項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

#### 4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2017～2021年度)

2017～2021年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2021年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった(なお、直近3か年度において逸脱した実績はない)。また、中西エリアにおける0.1Hz以内の滞在率は、98.12%と前年度(98.50%)よりわずかに低下したが、滞在率目標95%は上回った。

##### 【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

(調整目標範囲)	… 100.00%
(±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.97	99.86	99.98	99.93	99.87
0.2Hz以内	100.00	99.95	100.00	100.00	99.99
0.3Hz以内	100.00	99.98	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00

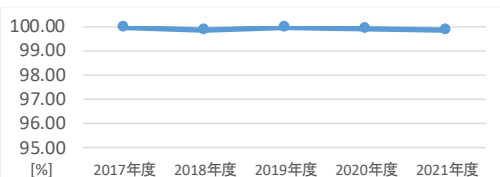


図2 (北海道、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域<sup>2</sup>、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.80	99.84	99.83	99.71	99.50
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

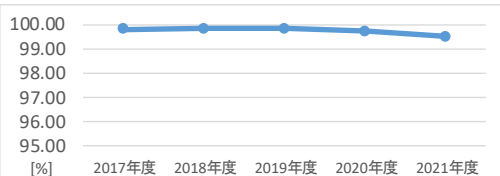


図3 (東地域、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域<sup>3</sup>、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.17	99.13	99.02	98.50	98.12
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

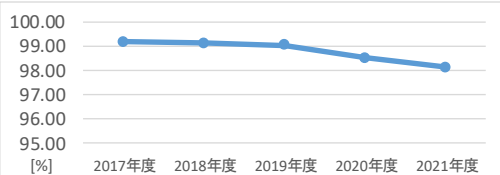


図4 (中西地域、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.92	99.89	99.89	99.92	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

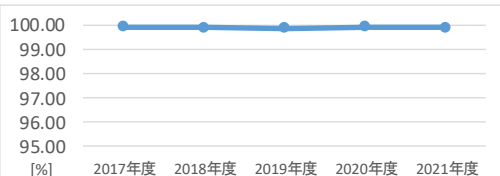


図5 (沖縄、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

<sup>2</sup> 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

<sup>3</sup> 中西地域とは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、6供給区域のうち関西エリアで集計された実績である。

## Ⅱ．電圧に関する実績

### 1. 電圧の維持すべき値

電気事業法第二十六条において、一般送配電事業者は供給する電気の電圧の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。この維持すべきと定められている値は表6のとおりである。

表6 標準電圧と維持すべき値

標準電圧	維持すべき値
100ボルト	101ボルトの上下6ボルトを超えない値
200ボルト	202ボルトの上下20ボルトを超えない値

### 2. 電圧の測定方法

電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づき、一般送配電事業者は、別に告示するところにより選定した測定箇所において、毎年、供給区域又は供給地点を管轄する経済産業局長（中部経済産業局電力・ガス事業北陸支局長を含む。）が指定する期間において一回連続して24時間測定を行うことと定められている。一般送配電事業者は、測定値から30分平均（最大値・最小値）を算出して、逸脱の有無を確認している。

### 3. 電圧測定実績（全国、2017～2021年度）

2017～2021年度全国の電圧測定実績について、電気事業法施行規則の規定に基づく測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2021年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績はなかった（なお、直近5か年度において逸脱した実績はない）。

表7（全国 2017～2021年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
100V	測定地点数	6,565	6,575	6,567	6,562	6,589
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,506	6,505	6,502	6,498	6,523
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

### Ⅲ. 停電に関する実績

#### 1. 事故発生箇所別供給支障件数

##### (1) 停電の状況に関する指標

停電の状況に関する指標として、事故発生箇所別供給支障件数を用いる。事故発生箇所別供給支障件数とは、供給支障が設備別にどの箇所で何件発生したかを示すものである。

なお、供給支障とは、電気工作物<sup>4</sup>の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、又は電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路<sup>5</sup>され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。<sup>6</sup>

##### (2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表8及び図6に、供給区域別の実績を表9～18及び図7～16に示す。

なお、表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

2021年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

全国の供給支障の合計件数（11,563件）は、前年度を下回る水準であり、3年連続で減少した。いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

表8 (全国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	45	65	56	48	65	55.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	278	409	246	274	260	293.4
		地中	14	10	13	9	17	12.6
	計	292	419	259	283	277	306.0	
	高圧配電線路	架空	12,679	20,729	13,958	13,539	10,775	14,336.0
		地中	216	265	227	201	201	222.0
	計	12,895	20,994	14,185	13,740	10,976	14,558.0	
	需要設備	1					0.2	
	その他設備における事故	343	359	372	277	245	319.2	
	合計	13,576	21,837	14,872	14,348	11,563	15,239.2	

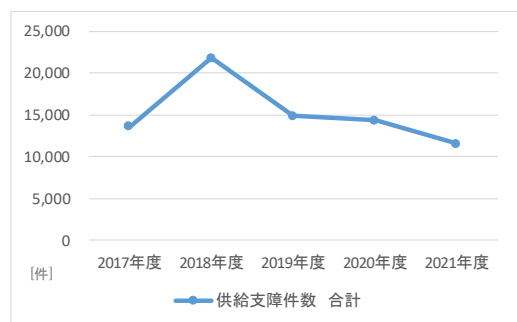


図6 (全国、2017～2021年度) 供給支障件数

<sup>4</sup> 発電、蓄電、変電、送電、配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第二条第一項第十八号の規定によって定義される。

<sup>5</sup> 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>6</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定に準じる。

「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者（当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。）に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く。

表9 (北海道、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		5	2	2	3	2.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	25	12	21	20	21.6
		地中			1	1		0.4
	計	30	25	13	22	20	22.0	
	高圧配電線路	架空	1,144	1,139	600	801	848	906.4
		地中	19	13	15	15	12	14.8
計	1,163	1,152	615	816	860	921.2		
需要設備								
その他設備における事故		17	12	11	10	14	12.8	
合計		1,210	1,194	641	850	897	958.4	

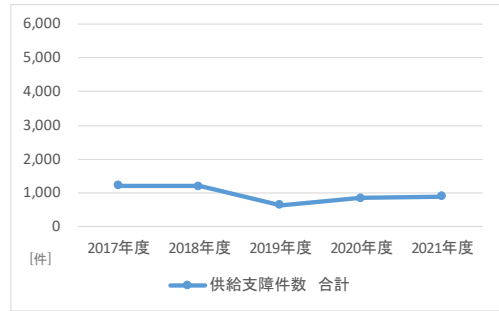


表10 (東北、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	4	9	8	9	9	7.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	11	16	31	31	21.0
		地中	1					0.2
	計	17	11	16	31	31	21.2	
	高圧配電線路	架空	1,957	1,478	1,646	2,528	1,686	1,859.0
		地中	5	11	7	13	7	8.6
計	1,962	1,489	1,653	2,541	1,693	1,867.6		
需要設備								
その他設備における事故		26	20	29	17	18	22.0	
合計		2,009	1,529	1,706	2,598	1,751	1,918.6	

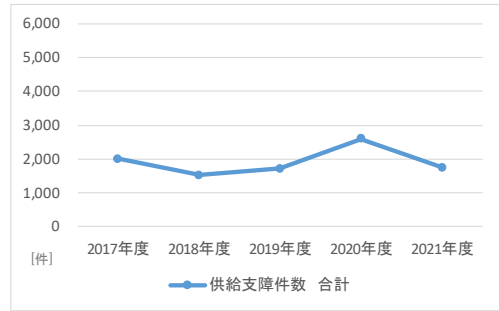


表11 (東京、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	17	16	17	5	10	13.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	38	21	10	10	20.6
		地中	4		4	3	5	3.2
	計	28	38	25	13	15	23.8	
	高圧配電線路	架空	2,311	3,841	5,186	2,472	2,316	3,225.2
		地中	65	100	97	75	87	84.8
計	2,376	3,941	5,283	2,547	2,403	3,310.0		
需要設備								
その他設備における事故		96	107	134	74		82.2	
合計		2,517	4,102	5,459	2,639	2,428	3,429.0	

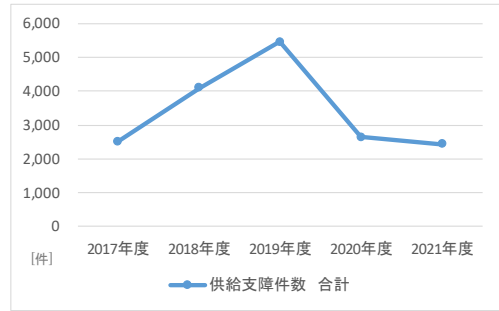


表12 (中部、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	3	6	10	4	7	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	9	26	19	15	9	15.6
		地中				1		0.2
	計	9	26	19	16	9	15.8	
	高圧配電線路	架空	1,607	4,053	1,570	1,359	1,338	1,985.4
		地中	11	39	6	4	10	14.0
計	1,618	4,092	1,576	1,363	1,348	1,999.4		
需要設備								
その他設備における事故		49	66	60	71	64	62.0	
合計		1,679	4,190	1,665	1,454	1,428	2,083.2	

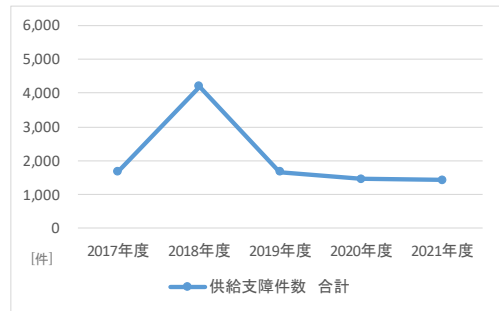


表13 (北陸、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1		2	3	4	2.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	4	7	2	3		3.2
		地中		2	2			0.8
	計	4	9	4	3	0	4.0	
	高圧配電線路	架空	542	385	199	444	215	357.0
		地中	5	3	1	4	1	2.8
計	547	388	200	448	216	359.8		
需要設備								
その他設備における事故		15	21	10	10	14	14.0	
合計		567	418	216	464	234	379.8	

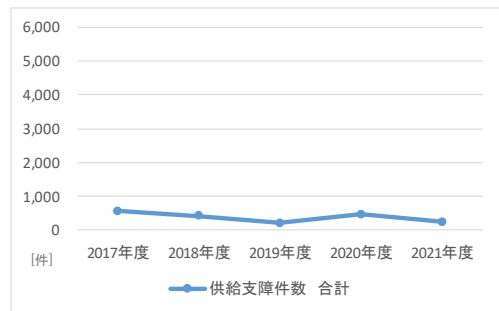


表14 (関西、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	9	8	3	6	10	7.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	102	190	82	84	86	108.8
		地中	7	6	3	4	8	5.6
		計	109	196	85	88	94	114.4
	高圧配電線路	架空	1,695	5,270	1,300	1,254	1,384	2,180.6
		地中	48	56	50	50	33	47.4
計		1,743	5,326	1,350	1,304	1,417	2,228.0	
需要設備								
その他設備における事故		65	70	64	44	56	59.8	
合計		1,926	5,600	1,502	1,442	1,577	2,409.4	

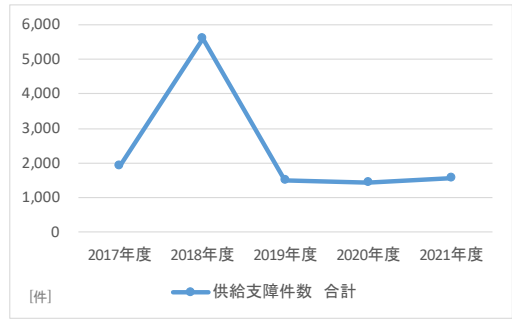


表15 (中国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	2	8	6	3	6	5.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	14	17	11	25	16.6
		地中	1	1	1		1	0.8
		計	17	15	18	11	26	17.4
	高圧配電線路	架空	1,066	1,172	1,015	1,163	1,193	1,121.8
		地中	24	20	16	12	15	17.4
計		1,090	1,192	1,031	1,175	1,208	1,139.2	
需要設備	1					0.2		
その他設備における事故		33	31	35	32	37	33.6	
合計		1,143	1,246	1,090	1,221	1,277	1,195.4	

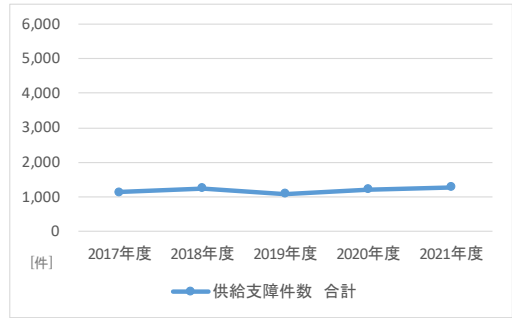


表16 (四国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	6	4	2	5	3	4.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3	4	4	1	10	4.4
		地中						
		計	3	4	4	1	10	4.4
	高圧配電線路	架空	630	616	439	447	393	505.0
		地中	9	8	6	6	10	7.8
計		639	624	445	453	403	512.8	
需要設備								
その他設備における事故		5	5	7	6	10	6.6	
合計		653	637	458	465	426	527.8	

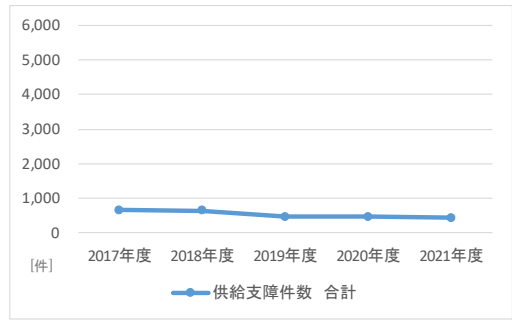


表17 (九州、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所	3	1	4	7	11	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	32	42	38	42	24	35.6
		地中		1			1	0.4
		計	32	43	38	42	25	36.0
	高圧配電線路	架空	1,349	1,888	1,547	2,614	1,088	1,697.2
		地中	30	15	22	17	22	21.2
計		1,379	1,903	1,569	2,631	1,110	1,718.4	
需要設備								
その他設備における事故		23	16	19	13	18	17.8	
合計		1,437	1,963	1,630	2,693	1,164	1,777.4	

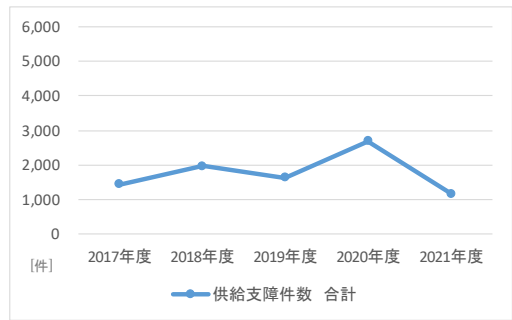
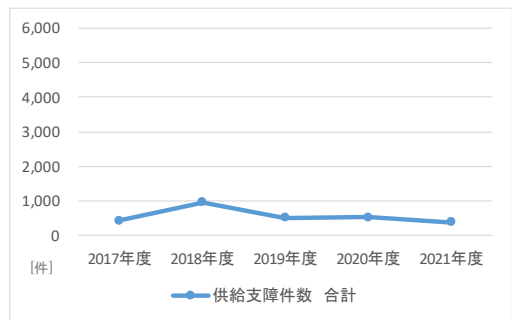


表18 (沖縄、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備における事故	変電所		8	2	4	2	3.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	52	35	56	45	46.0
		地中	1		2		2	1.0
		計	43	52	37	56	47	47.0
	高圧配電線路	架空	378	887	456	457	314	498.4
		地中			7	5	4	3.2
計		378	887	463	462	318	501.6	
需要設備								
その他設備における事故		14	11	3		14	8.4	
合計		435	958	505	522	381	560.2	





## 2. 原因別供給支障件数

### (1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。ここでは、その原因を取りまとめ分析を行う。

一定規模以上の供給支障の概要を図 17 に示し、件数を表 19 に示す。なお、値がゼロ或いは該当するデータが無い箇所は空白としている。

- ・ 供給支障電力が 7 千 kW 以上 7 万 kW 未満の供給支障事故であって、その支障時間が 1 時間以上のもの。
- ・ 供給支障電力が 7 万 kW 以上の供給支障事故であって、その支障時間が 10 分以上のもの。

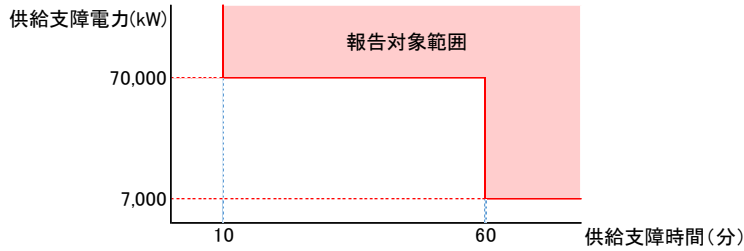


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2021 年度) 規模別・事故発生箇所別 一定規模以上の供給支障件数<sup>7</sup>

[件]

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総 件 数	
		70,000kW 以上	100,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上				
		100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満				
一般送配電事業者の設備における事故	変電所							5			3		1	9	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空		1					5	1	11				18
		地中													
		計		1					5	1	11				18
	高圧配電線路	架空													
		地中													
計															
需要設備															
その他設備における事故															
合計			1					10	1	14			1	27	

<sup>7</sup> 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は（七）供給支障電力が 7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、（八）供給支障電力が 10 万 kW 以上の供給支障事故であってその支障時間が 10 分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では 10 万 kW 以上の供給支障事故の件数を、7 万 kW 以上 10 万 kW 未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

原因の分類		内容
設備不備		製作不完全（電気工作物の設計、製作、材質等の欠陥）、又は施工不完全（建設、補修等の工事における施工上の欠陥）によるもの。
保守不備		保守不完全（巡視、点検、手入れ等の保守の不完全）、自然劣化（製作、施工及び保守に特に欠陥が無く、電気工作物の材質、機構等に生じた劣化）、又は過負荷（定格容量以上の過電流）によるもの。
故意・過失		作業者の過失、又は公衆の故意・過失（投石、電線路の盗取等）によるもの。ただし感電を伴うものは、「感電（公衆）」又は「感電（作業者）」に計上。
他物接触		樹木接触、鳥獣接触、又はその他（たこ、模型飛行機等）の他物接触によるもの。
腐しよく		直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しよくによるもの、又は化学作用による腐しよくによるもの。
震動		重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの。
他社事故波及		自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。
燃料不良		設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。
電気火災		設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。
感電(作業者)		作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。
感電(公衆)		電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。
	塩、ちり、ガス	塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明		調査しても原因が明らかでないもの。
その他		上記いずれの分類にも該当しないもの。

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。<sup>8 9</sup>

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計27件と、前年度より8件増加した。原因別では、自然現象によるものが17件と、前年度より12件増加した。大きな要因として、地震が挙げられ、地震による供給支障9件のうち8件が東北エリアにおける2022年3月の福島県沖地震によるものであった。一方、設備不備・保守不備等によるものは減少した。

表21 (全国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	3	1	1	2	1.6
	保守不備	4	1	1	1	1	1.6
	故意・過失	1	2	4	4	1	2.4
	他物接触	2	2	5	6	4	3.8
	他社事故波及		1	1			0.4
	感電(作業員)						
	感電(公衆)					1	0.2
	計	8	9	12	12	9	10.0
	雷	2	1	2	2	4	2.2
	風雨	3	17			2	4.4
自然現象	氷雪	2				2	0.8
	地震				3	9	3.0
	嵐、ちり、ガス						0.4
	計	7	20	5	5	17	10.8
	不明				1	1	0.6
	その他			1	1		0.8
	合計	15	31	18	19	27	22.0

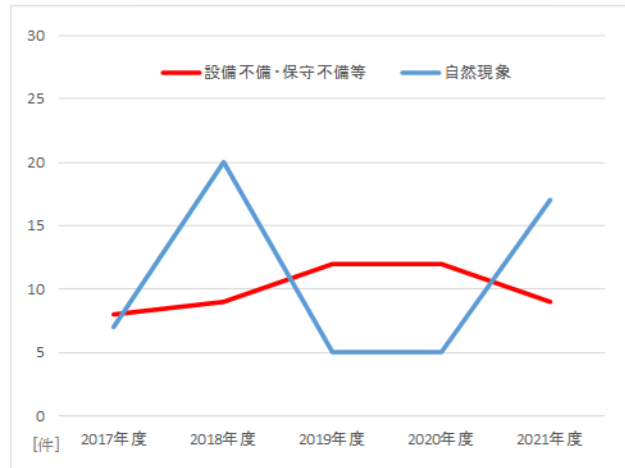


図18 (全国、2017～2021年度)供給支障の原因別件数

表22 (北海道、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備		1				0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
	感電(公衆)						
	計		1				0.2
	雷						
	風雨					1	0.2
自然現象	氷雪						
	地震						
	嵐、ちり、ガス						
	計	1		1		1	0.6
	不明					1	0.2
	その他						0.2
	合計	1	1	1		2	1.0

表23 (東北、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失					1	0.2
	他物接触					1	0.2
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
	感電(公衆)						
	計					2	0.4
	雷			1			0.2
	風雨						
自然現象	氷雪	1					0.2
	地震				3	8	2.2
	嵐、ちり、ガス						
	計	1		1	3	8	2.6
	不明						
	その他						
	合計	1		1	3	10	3.0

<sup>8</sup> 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

<sup>9</sup> 値が0の箇所、又は該当するデータがない箇所は空白としている。

表24 (東京、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1					0.2
	保守不備					1	0.2
	故意・過失		1	1	2		0.8
	他物接触	1	1	1	1	1	1.0
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)					1	0.2
計	2	2	2	3	3	2.4	
自然現象	雷	1	1	2		2	1.2
	風雨			3			0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計	1	1	5		2	1.8	
不明				1		0.2	
その他		1		1		0.4	
合計	3	4	7	5	5	4.8	

表25 (中部、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失				1		0.2
	他物接触			2		2	0.8
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計			2	1	2	1.0	
自然現象	雷				1		0.2
	風雨		1				0.2
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス			2			0.4
計		3		1		0.8	
不明							
その他			1			0.2	
合計		3	3	2	2	2.0	

表26 (北陸、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計							
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計							
不明							
その他							
合計							

表27 (関西、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備		3				2
	保守不備	3				1	0.8
	故意・過失	1			1		0.5
	他物接触	1		2	4		1.4
	他社事故波及		1				0.3
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計	5	4	2	6	2	3.8	
自然現象	雷			1	1	1	0.6
	風雨	3	10	1		1	3.0
	氷雪					1	0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計	3	10	2	1	3	3.8	
不明							
その他							
合計	8	14	4	7	5	7.6	

表28 (中国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計							
自然現象	雷	1				1	0.4
	風雨		2				0.4
	氷雪					1	0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス				1		0.2
計	1	2		1	2	1.2	
不明							
その他							
合計	1	2	1		2	1.2	

表29 (四国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備	1					0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計	1					0.2	
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計							
不明							
その他							
合計	1					0.2	

表30 (九州、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計							
自然現象	雷						
	風雨		2				0.4
	氷雪						
	地震					1	0.2
	塩、ちり、ガス						
計		2			1	0.6	
不明							
その他							
合計		2			1	0.6	

表31 (沖縄、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触				1		0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)						
計				1		0.2	
自然現象	雷						
	風雨		2	1			0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
計		2	1			0.6	
不明							
その他							
合計		2	1	1		0.8	

### 3. 低圧電灯需要家停電実績

#### (1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

低圧電灯需要家停電実績の指標として、事故停電及び作業停電が一需要家あたり年間どの程度発生したかを示す以下の2つの指標を用いる。

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電回数(回)} = \frac{\text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

$$1 \text{ 需要家あたり年間停電時間(分)} = \frac{\text{停電時間(分)} \times \text{停電低圧電灯需要家口数}}{\text{期首低圧電灯需要家口数}}$$

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 <sup>10</sup> され電気が再び供給された場合を除く。 <sup>11</sup>
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

<sup>10</sup> (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

<sup>11</sup> 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者(当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。)に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2021年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。<sup>12</sup>

2021年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

全国の1需要家あたりの年間停電回数(0.13回)と年間停電時間(10分)は、いずれも前年度実績より減少した(いずれも過去5か年度で最小となった)。風雨等の影響がみられた北海道を除き、いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

表33 (全国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.11	0.28	0.19	0.13	0.10	0.16
	作業停電	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03
	合計●	0.14	0.31	0.23	0.17	0.13	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	12	221	82	24	7	69
	作業停電	3	4	3	3	3	3
	合計●	16	225	86	27	10	73

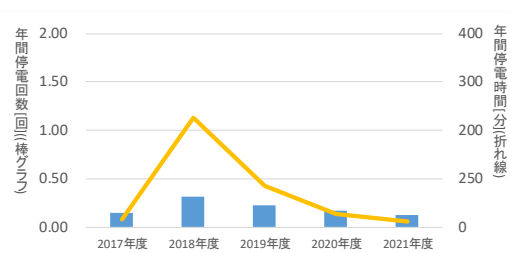


図19 (全国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	1.19	0.11	0.09	0.14	0.33
	作業停電	0.01	α	α	α	α	0.01
	合計●	0.14	1.19	1.19	0.09	0.14	0.55
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	2,154	4	5	12	437
	作業停電	0	α	α	α	α	0
	合計●	10	2,154	4	5	12	437

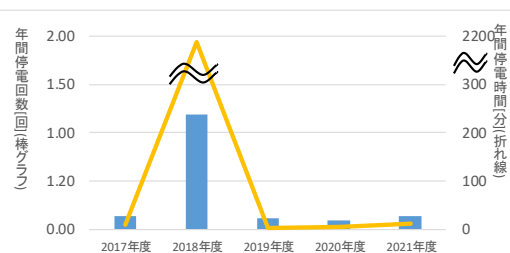


図20 (北海道、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.09	0.11	0.16	0.11	0.12
	作業停電	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.15	0.11	0.12	0.18	0.13	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	7	15	25	15	15
	作業停電	3	2	2	4	2	3
	合計●	13	10	17	29	18	17

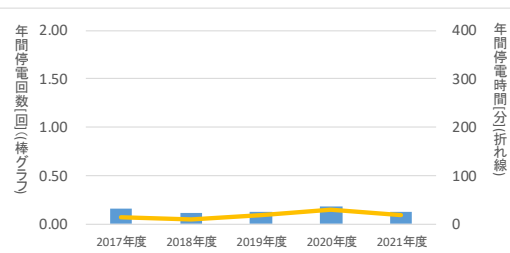


図21 (東北、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

<sup>12</sup> データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは $0 < \alpha < 0.005$ の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは $0 < \alpha < 0.5$ の値である。

表36 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.13	0.33	0.11	0.10	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.03	0.06	0.01	0.02
	合計●	0.10	0.14	0.36	0.17	0.11	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	19	200	7	6	48
	作業停電	1	3	1	1	1	1
	合計●	7	22	201	201	7	87

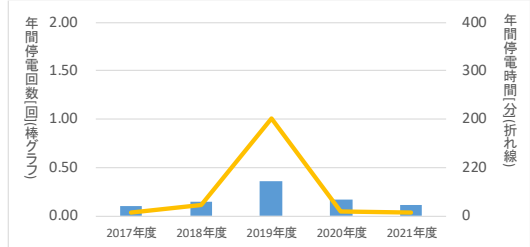


図22 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.39	0.11	0.07	0.09	0.15
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.06
	合計●	0.14	0.45	0.17	0.13	0.14	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	348	32	6	5	80
	作業停電	7	8	8	7	7	7
	合計●	17	356	40	12	12	87

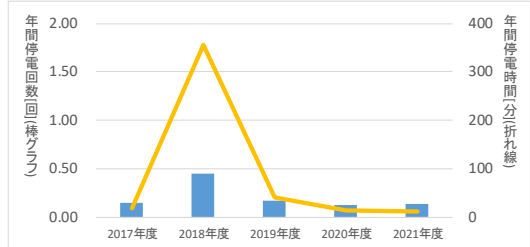


図23 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.06	0.03	0.06	0.04	0.05
	作業停電	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09
	合計●	0.17	0.15	0.13	0.14	0.12	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	11	9	3	7	3	7
	作業停電	15	15	16	15	14	15
	合計●	26	24	19	22	17	21

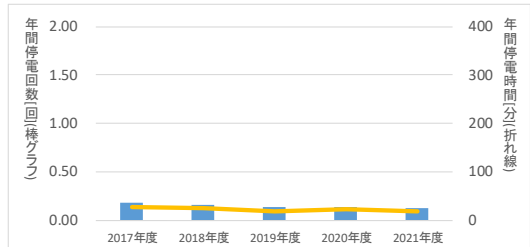


図24 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.40	0.10	0.09	0.08	0.16
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.13	0.41	0.11	0.10	0.10	0.17
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	14	396	5	7	6	85
	作業停電	1	1	1	1	2	1
	合計●	15	397	6	8	7	87

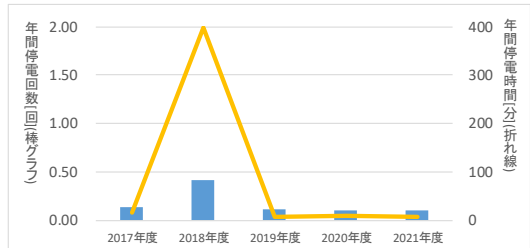


図25 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.14	0.13	0.15	0.15	0.14
	作業停電	0.11	0.09	0.09	0.10	0.08	0.09
	合計●	0.23	0.23	0.21	0.25	0.23	0.23
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	7	24	10	20	10	14
	作業停電	12	10	9	11	9	10
	合計●	19	33	19	31	19	24

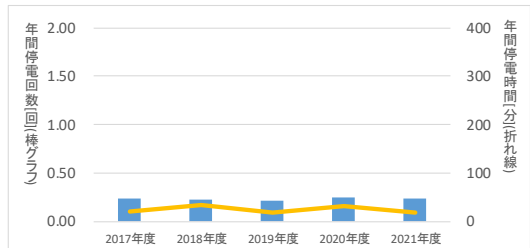


図26 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.19	0.20	0.13	0.14	0.12	0.16
	作業停電	0.16	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15
	合計●	0.36	0.34	0.27	0.28	0.26	0.30
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	21	32	8	10	7	16
	作業停電	17	15	15	15	15	15
	合計●	38	47	23	24	23	31

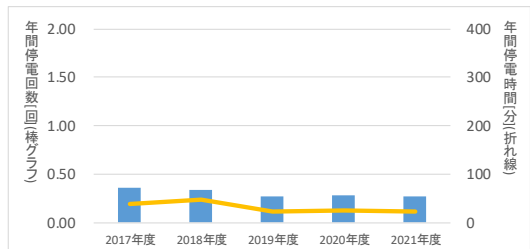


図27 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.14	0.08	0.21	0.07	0.12
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.08	0.14	0.08	0.21	0.07	0.12
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	25	103	15	139	3	57
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	25	103	15	139	3	57

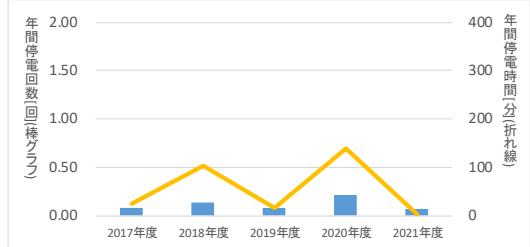


図28 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.98	3.62	1.11	1.12	0.57	1.48
	作業停電	0.07	0.07	0.05	0.06	0.05	0.06
	合計●	1.05	3.69	1.17	1.18	0.61	1.54
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	117	1,269	215	90	40	346
	作業停電	7	6	6	11	5	7
	合計●	124	1,275	221	101	45	353

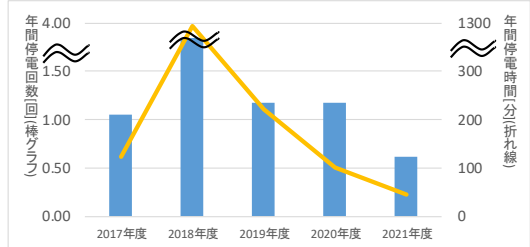


図29 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2021年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績<sup>13</sup>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国	
年間 1需要家あたり 回数「回」	事故停電	電源側	0.07	0.02	0.07	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.15	
		高圧配電線	0.07	0.08	0.04	0.05	0.03	0.06	0.11	0.10	0.04	0.40	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.14	0.11	0.10	0.09	0.04	0.08	0.15	0.12	0.07	0.56	0.10
	作業停電	電源側	0.00	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.01	0.01	0.04	0.07	0.01	0.06	0.08	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.02	0.01	0.02	0.06	0.00	0.03	
		計	α	0.02	0.01	0.05	0.08	0.01	0.08	0.14	0.00	0.05	0.03
	合計	電源側	0.07	0.02	0.07	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.15	
		高圧配電線	0.07	0.10	0.04	0.09	0.10	0.07	0.17	0.19	0.04	0.42	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.04	
		計	0.14	0.13	0.11	0.14	0.12	0.10	0.23	0.26	0.07	0.61	0.13
年間 1需要家あたり 時間「分」	事故停電	電源側	5	6	2	α	α	1	1	α	1	4	
		高圧配電線	7	8	3	4	2	4	8	6	2	32	
		低圧配電線	α	2	α	1	1	α	1	1	α	4	
		計	12	15	6	5	3	6	10	7	3	40	7
	作業停電	電源側	0	α	α	0	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	2	1	5	12	1	8	11	0	2	
		低圧配電線	α	1	α	2	2	α	1	4	0	3	
		計	α	2	1	7	14	2	9	15	0	5	3
	合計	電源側	5	6	2	α	α	1	1	α	1	4	
		高圧配電線	7	9	4	9	14	6	16	18	2	34	
		低圧配電線	α	2	α	3	3	1	2	5	α	7	
		計	12	18	7	12	17	7	19	23	3	45	10

※全国値の集約については、停電時間は各エリア毎に加重平均し、全国停電時間合計値で割った値としており、その値から、全国の一軒あたりの回数及び停電時間を算出している。

<sup>13</sup> 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。また、データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。



## IV. まとめ(2021 年度 電気の質に関する評価)

### 周波数

周波数維持の指標としては、標準周波数から実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率（時間滞在率）を用いた。同期エリアの周波数は、全エリアで各供給地域が設定している調整目標範囲内に対して 100%となった。

### 電圧

電圧維持の指標としては、電気事業法施行規則の規定に基づく電圧の測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。全ての供給区域において維持すべき値を逸脱した実績はなかった。

### 停電

停電に関する評価の指標としては、供給支障件数と低圧電灯需要家停電実績（1 需要家あたり年間停電回数・時間）を用いた。

全国の供給支障の合計件数（11,563 件）は、前年度を下回る水準であり、3 年連続で減少した。いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計 27 件と、前年度より 8 件増加した。原因別では、自然現象によるものが 17 件と、前年度より 12 件増加した。大きな要因として、地震が挙げられ、地震による供給支障 9 件のうち 8 件が東北エリアにおける 2022 年 3 月の福島県沖地震によるものであった。一方、設備不備・保守不備等によるものは減少した。

全国の 1 需要家あたりの年間停電回数（0.13 回）と年間停電時間（10 分）は、いずれも前年度実績より減少した（いずれも過去 5 か年度で最小となった）。風雨等の影響がみられた北海道を除き、いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

以上から、2021 年度において、周波数、電圧及び停電に関する電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し、年 1 回公表していく。

## (参考) 米国主要州との需要家停電実績の比較 (2017~2021 年)

2017~2021 年の日本及び米国主要州需要家停電時間の比較を表 45 と図 30、停電回数の比較を表 46 と図 31 に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会 (Council of European Energy Regulators: CEER) の公表資料<sup>14</sup>から作成していたが、近年公表を見送られているため今回は掲載しない。また、米国主要州のデータは各州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料<sup>15</sup>から作成した。<sup>16</sup>

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月<sup>17</sup> (1 月又は 4 月)、自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は米国主要州と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

<sup>14</sup> 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」  
別添資料より引用。当該報告書はおおむね 3 年に一度程度、過去 3 年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<参考>・欧州の需要家停電時間(事故及び作業停電合計 2016 年 [分/年・口]) : ドイツ 24 分、イタリア 144 分、  
フランス 71 分、スペイン 66 分、イギリス 55 分、スウェーデン 94 分、フィンランド 81 分、ノルウェー 129 分  
・欧州の需要家停電回数(事故及び作業停電合計 2016 年 [回/年・口]) : ドイツ 0.59 回、イタリア 2.17 回、  
フランス 0.22 回、スペイン 1.18 回、イギリス 0.57 回、スウェーデン 1.33 回、フィンランド 1.58 回、  
ノルウェー 1.89 回

<sup>15</sup> 以下の各資料より引用。

カリフォルニア州 : California Public Utilities Commission, 「Electric System Reliability Annual Reports」

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4529>

テキサス州 : Public Utility Commission of Texas

「Annual Service Quality Report pursuant to PUC substantive rule § 25.81」

<https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/sqr/default.aspx>

ニューヨーク州 : State of New York, Department of Public Service, 「ELECTRIC RELIABILITY PERFORMANCE REPORT」

<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=20-E-0045&submit=Search>

<sup>16</sup> カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社、PacifiCorp 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

<sup>17</sup> 日本は 4 月 1 日から翌年 3 月 31 日、欧米各国は 1 月 1 日から当年 12 月 31 日のデータを集計。

表 45 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域	年					集計条件				
	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		16	225	86	76	10	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	12	221	82	72	7				
	作業停電	4	4	3	3	3				
米国	カリフォルニア州		308	266	737	327	355	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	244	201	690	310	330			
		作業停電	64	65	48	18	25			
	テキサス州		522	175	335	356	1136			
		事故停電	509	158	319	343	1121			
		作業停電	13	17	15	13	15			
	ニューヨーク州		270	409	228	538	167			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			

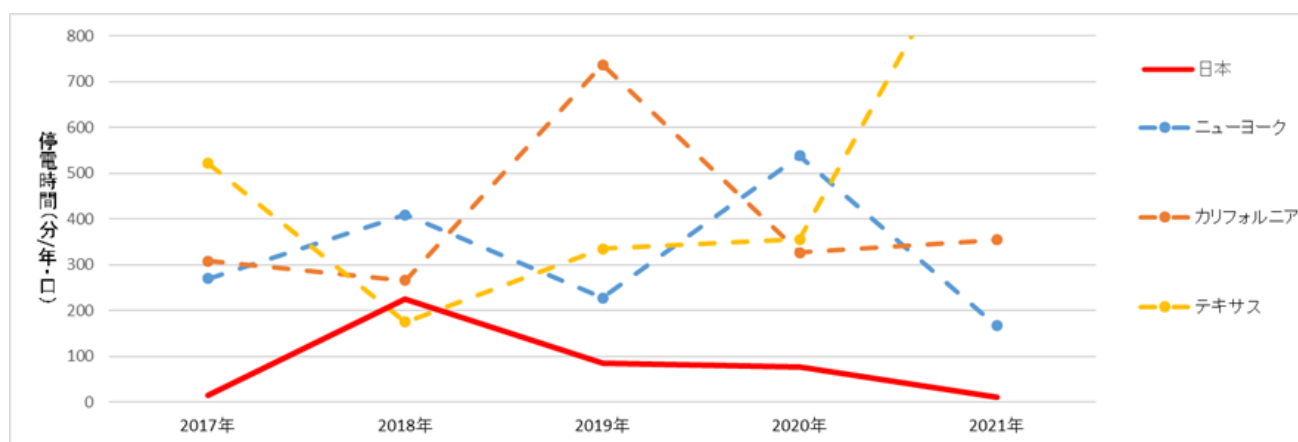


図 30 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電時間

表 46 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域	年					集計条件				
	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		0.14	0.31	0.23	0.21	0.13	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.11	0.28	0.19	0.17	0.10				
	作業停電	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03				
米国	カリフォルニア州		1.46	1.45	1.53	1.26	1.35	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	1.26	0.94	1.37	1.19	1.20			
		作業停電	0.20	0.50	0.16	0.07	0.14			
	テキサス州		1.61	1.54	1.82	1.69	3.01			
		事故停電	1.51	1.40	1.68	1.57	2.88			
		作業停電	0.15	0.13	0.14	0.12	0.13			
	ニューヨーク州		0.85	1.01	0.88	1.06	0.85			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			

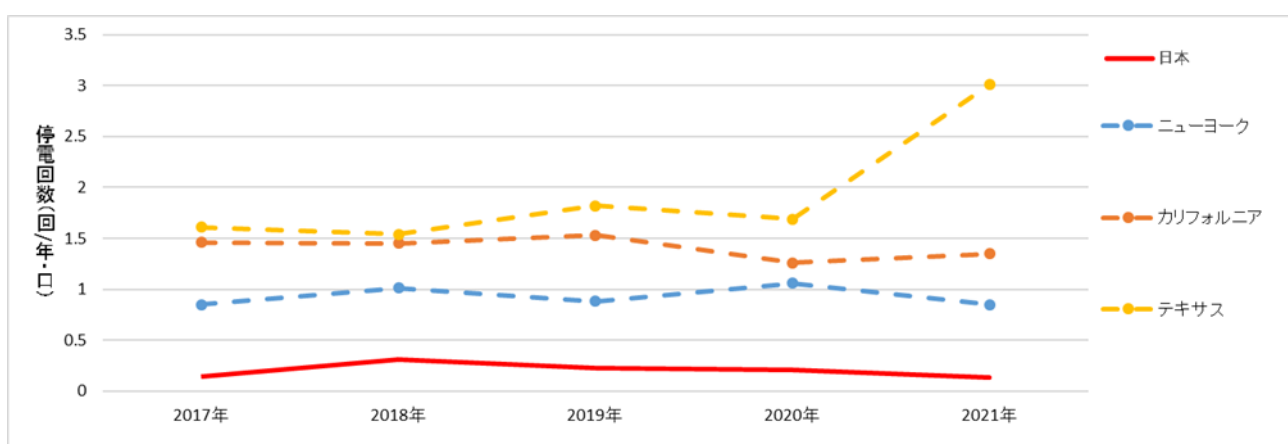


図 31 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電回数

(blank)

## Ⅱ．電力系統の状況

### 電力系統に関する概況

- 2021 年度実績 -

2022年9月

電力広域的運営推進機関

## はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年1回、年次報告書として取りまとめ、公表することとしている。

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について 2021 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

## 目次

1. 地域間連系線とその管理.....	56
2. 連系線の利用状況.....	58
3. 連系線の作業停止状況.....	63
4. 連系線の故障状況.....	65
5. マージン使用の実績.....	66
6. 連系線別の利用実績.....	67
7. 広域連系系統の空容量の状況.....	73
まとめ.....	74



## 第2章 電力系統の実績

### 1. 地域間連系線とその管理

#### (1) 地域間連系線とは

地域間連系線(以下「連系線」という。)とは、一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する250キロボルト以上の送電線及び交直変換設備のことをいう。これにより、供給区域を超えた電力の供給が可能となる。各供給区域内での供給力不足時等には、本機関の指示による連系線を利用した電力供給により、電力需給バランスの確保を図る。連系線の概要を図2-1、表2-1に示す。

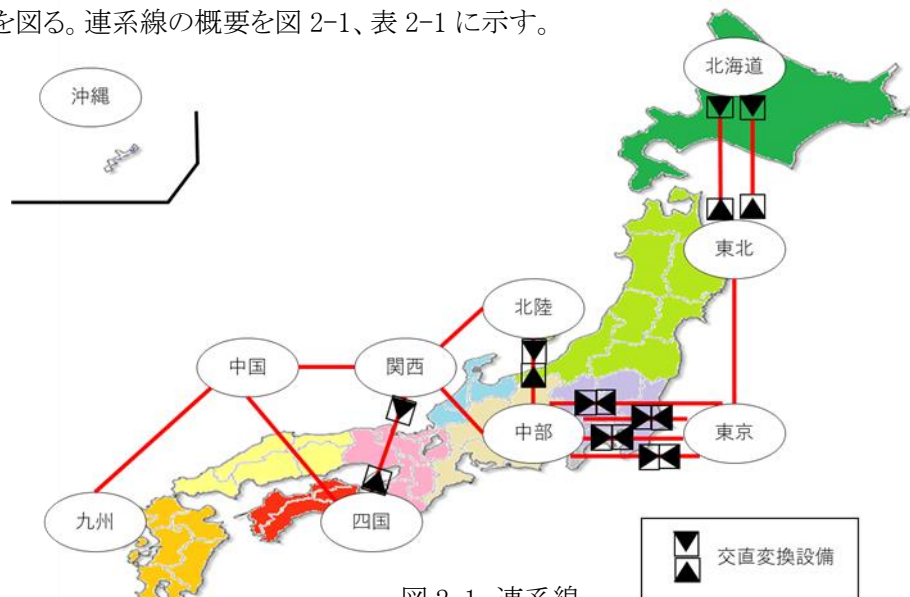


図2-1 連系線

表2-1 連系線の概要

連系線	区間・方向	対象設備	直流・交流
北海道本州間連系設備	順方向 北海道 → 東北	北海道・本州間電力連系設備 新北海道本州間電力連系設備	直流
	逆方向 東北 → 北海道		
東北東京間連系線	順方向 東北 → 東京	相馬双葉幹線 いわき幹線	交流
	逆方向 東京 → 東北		
東京中部間連系設備	順方向 東京 → 中部	佐久間周波数変換設備 新信濃周波数変換設備 東清水周波数変換設備 飛騨信濃周波数変換設備	直流
	逆方向 中部 → 東京		
中部関西間連系線	順方向 中部 → 関西	三重東近江線	交流
	逆方向 関西 → 中部		
中部北陸間連系設備	順方向 中部 → 北陸	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	直流
	逆方向 北陸 → 中部		
北陸関西間連系線	順方向 北陸 → 関西	越前嶺南線	交流
	逆方向 関西 → 北陸		
関西中国間連系線	順方向 関西 → 中国	西播東岡山線 山崎智頭線	交流
	逆方向 中国 → 関西		
関西四国間連系設備	順方向 関西 → 四国	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	直流
	逆方向 四国 → 関西		
中国四国間連系線	順方向 中国 → 四国	本四連系線	交流
	逆方向 四国 → 中国		
中国九州間連系線	順方向 中国 → 九州	関門連系線	交流
	逆方向 九州 → 中国		

※2022年3月末時点

## (2) 連系線の管理

本機関は、業務規程第 124 条から第 155 条までの規定に基づき、連系線の管理を行う。なお、本機関は 2018 年 10 月に連系線利用ルールを連系線の効率的利用、公平性・透明性の確保及び市場環境の整備の観点により、先着優先から間接オークションへ変更した。<sup>1</sup> 間接オークションとは、連系線を利用する地位又は権利をオークションにより直接的に割当てを行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場を介して行う仕組みである。連系線利用ルールを変更したことに伴う主な相違点は、以下のとおり。

### 連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

図 2-2 のとおり、間接オークション導入前は、先着優先で容量割当てを積み重ねた上で、前日 10 時の段階でなお空容量となっている部分を活用して、前日スポット取引を実施。対して、間接オークション導入後は、原則、全ての連系線容量(マージン分は控除)を前日スポット取引市場に割り当てて実施する。

これにより、連系線利用が「先着優先」から、卸電力取引を介して行う「間接オークション」へと変更することから、連系線の利用計画はなくなり、容量登録は前日スポット取引以降に実施される。

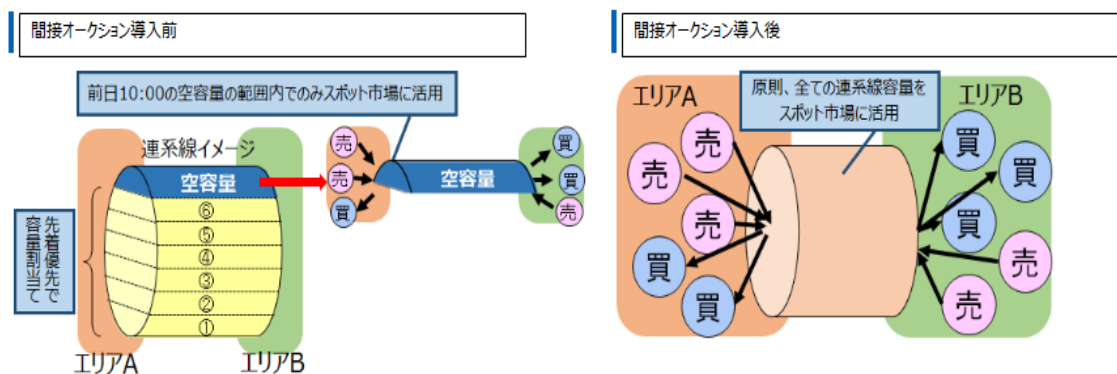


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

<sup>1</sup> [http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu\\_auction/kansetsu\\_auction\\_gaiyou.html](http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu_auction/kansetsu_auction_gaiyou.html)

## 2. 連系線の利用状況

業務規程第 124 条の規定に基づき、本機関が管理する連系線の利用状況を以下のとおり示す。

### (1) 月間連系線利用状況

2021 年度の月間及び年間連系線利用状況について表 2-2、図 2-3 に示す。

表 2-2 2021 年度の月間及び年間連系線利用状況<sup>2</sup>

		[百万 kWh]												年度計
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北海道 本州間	東北向き (順方向)	82	89	149	124	290	112	200	386	333	313	258	271	2,607
	北海道向き (逆方向)	86	63	52	67	19	23	13	10	9	9	7	24	382
東北 東京間	東京向き (順方向)	1,818	1,794	2,005	2,316	2,679	2,621	2,501	2,496	3,082	3,072	2,865	1,844	29,092
	東北向き (逆方向)	80	68	33	60	62	35	57	44	121	90	71	175	897
東京 中部間	中部向き (順方向)	194	413	764	778	303	652	707	607	722	507	280	274	6,200
	東京向き (逆方向)	442	329	87	181	500	162	138	123	103	252	317	409	3,043
中部 関西間	関西向き (順方向)	254	299	449	325	193	401	150	396	67	178	94	157	2,964
	中部向き (逆方向)	374	1,079	663	1,271	2,235	759	1,321	950	2,783	2,029	2,004	1,782	17,251
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	30	7	5	3	1	10	7	12	16	0	0	4	96
	中部向き (逆方向)	139	1	3	43	179	781	430	253	143	24	39	29	2,063
北陸 関西間	関西向き (順方向)	362	438	235	484	601	3	82	0	256	157	97	289	3,005
	北陸向き (逆方向)	23	16	22	46	31	0	1	0	16	46	98	77	376
関西 中国間	中国向き (順方向)	66	89	28	68	46	32	31	69	23	42	32	39	564
	関西向き (逆方向)	954	794	911	1,013	1,653	1,366	1,667	967	1,423	1,707	1,380	1,221	15,056
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	1	3	0	16	4	3	0	0	0	0	0	28
	関西向き (逆方向)	478	763	600	817	779	331	406	480	855	958	898	979	8,343
中国 四国間	四国向き (順方向)	14	9	7	11	14	19	11	4	6	7	6	5	113
	中国向き (逆方向)	78	49	81	103	218	57	252	184	157	184	183	210	1,756
中国 九州間	九州向き (順方向)	8	13	9	14	27	13	4	20	8	19	2	4	142
	中国向き (逆方向)	1,274	912	979	1,168	1,514	1,523	1,581	1,383	1,607	1,829	1,664	1,665	17,098

※ 連系線の計画潮流を基に作成。値は相殺前のものである。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第 1 位を四捨五入している。

<sup>2</sup> 表中の同じ数字の一部が最小値となっているのは、小数点第 1 位で四捨五入しているため。

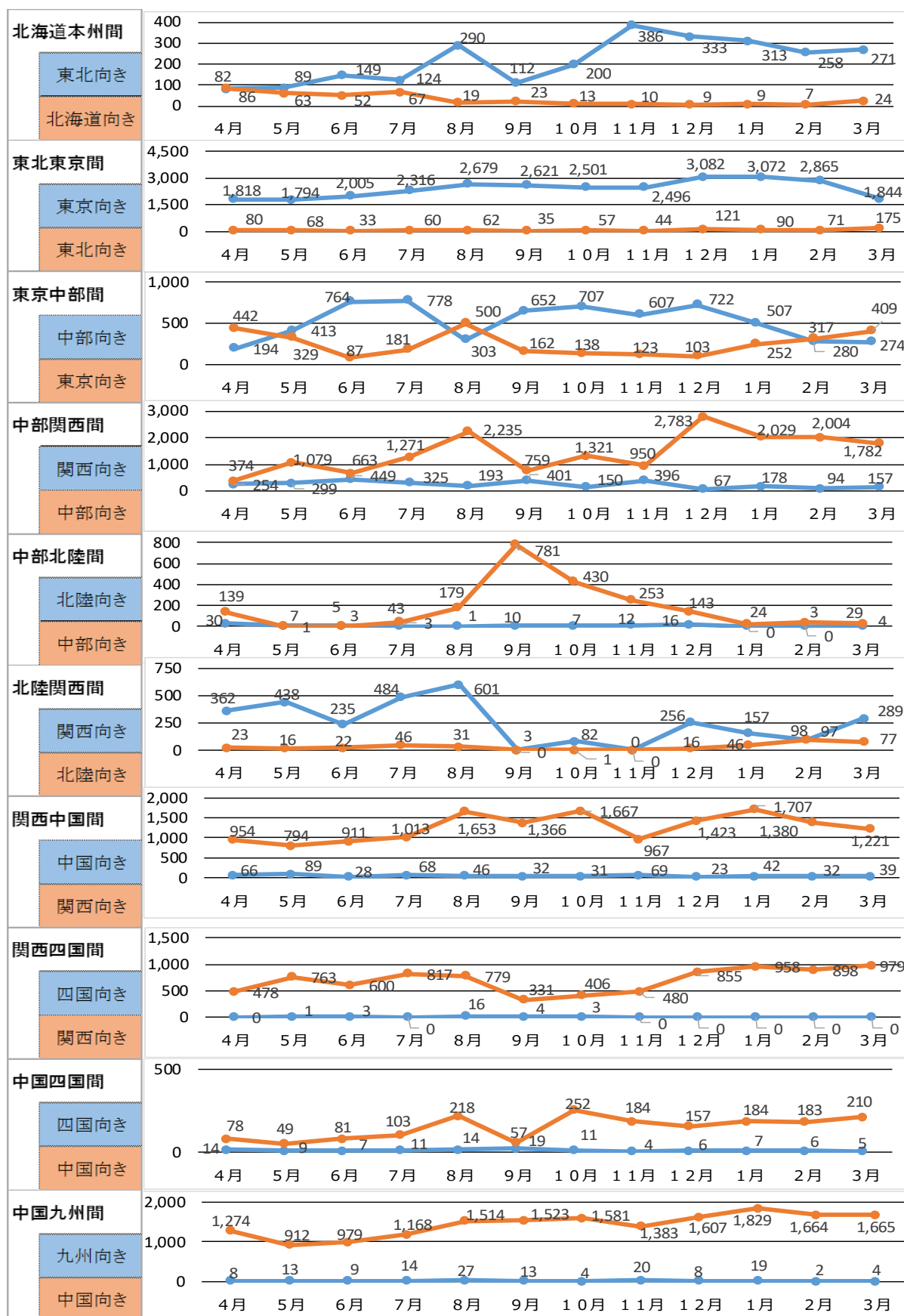


図 2-3 月間連系線利用状況

(2) 年間連系線利用状況

2012年度～2021年度の年間連系線利用状況を表2-3、図2-4に示す。

表2-3 年間連系線利用状況(2012年度～2021年度)

[百万 kWh]

		2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	214	182	143	146	237	340	130	279	947	2,607
	北海道向き (逆方向)	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154	382
東北 東京間	東京向き (順方向)	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396	29,092
	東北向き (逆方向)	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541	897
東京 中部間	中部向き (順方向)	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497	6,200
	東京向き (逆方向)	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016	3,043
中部 関西間	関西向き (順方向)	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413	2,964
	中部向き (逆方向)	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285	17,251
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	452	170	231	108	241	353	134	7	91	96
	中部向き (逆方向)	183	310	296	172	59	108	76	40	458	2,063
北陸 関西間	関西向き (順方向)	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223	3,005
	北陸向き (逆方向)	464	587	491	502	640	1,260	2,540	547	620	376
関西 中国間	中国向き (順方向)	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578	584	564
	関西向き (逆方向)	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416	15,056
関西 四国間	四国向き (順方向)	208	0	1	2	2	1	82	31	10	28
	関西向き (逆方向)	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623	8,343
中国 四国間	四国向き (順方向)	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245	113
	中国向き (逆方向)	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445	1,756
中国 九州間	九州向き (順方向)	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177	142
	中国向き (逆方向)	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864	17,098

※ 連系線の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の10ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第1位を四捨五入している。

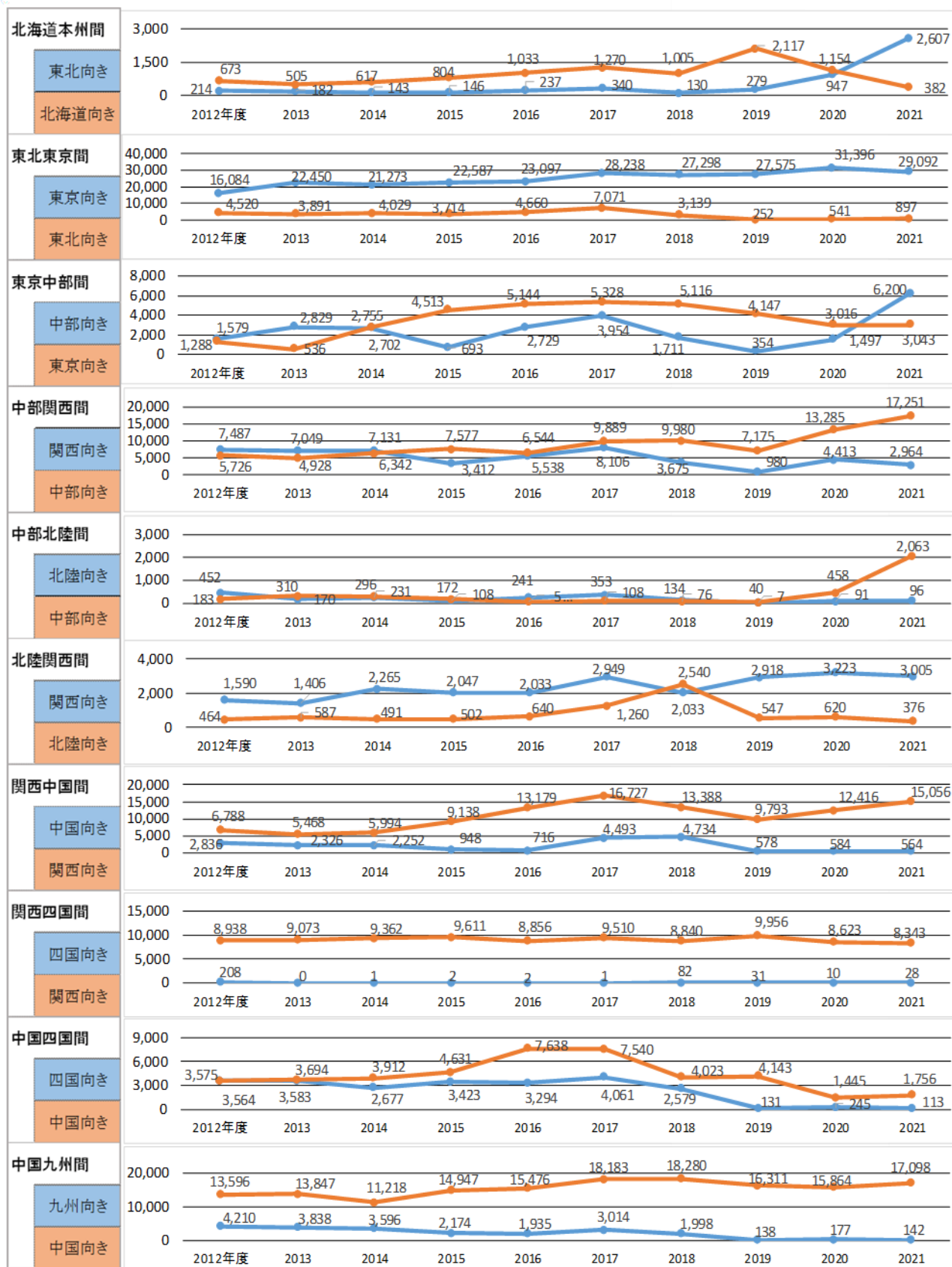


図 2-4 年間連系線利用状況(2012 年度～2021 年度)

### (3) 取引別の月間連系線利用状況

2021年度の取引別の月間連系線利用状況を表2-4に示す。2021年度に開始された需給調整市場の取引については、相対取引・その他に含まれる。

表2-4 2021年度の取引別の月間連系線利用状況

	[百万kWh]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
相対取引・その他	27	70	17	30	34	16	11	0	3	46	9	102
翌日市場取引	6,246	6,476	6,615	7,990	10,311	8,215	8,977	7,858	10,912	10,429	9,688	8,612
時間前取引	484	682	455	870	1,015	670	576	526	813	948	598	745

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

### (4) 取引別の年間連系線利用状況

2012年度～2021年度の取引別の年間連系線利用状況を表2-5及び図2-5～図2-7に示す。

2018年10月から間接オークションが導入され、原則全ての連系線容量をスポット市場に活用することになったことに加え、スポット市場取引の活性化により、2021年度は、翌日市場取引および時間前取引による連系線利用実績が過去10年間(2012年度～2021年度)で最大を記録した。

表2-5 取引別の年間連系線利用状況(2012年度～2021年度)

	[百万kWh]									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
相対取引・その他	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103	366
翌日市場取引	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229	102,328
時間前取引	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675	8,382

※ 「時間前取引」について、2010～2015年度までは4時間前取引である一方、2016年度以降は1時間前取引である。

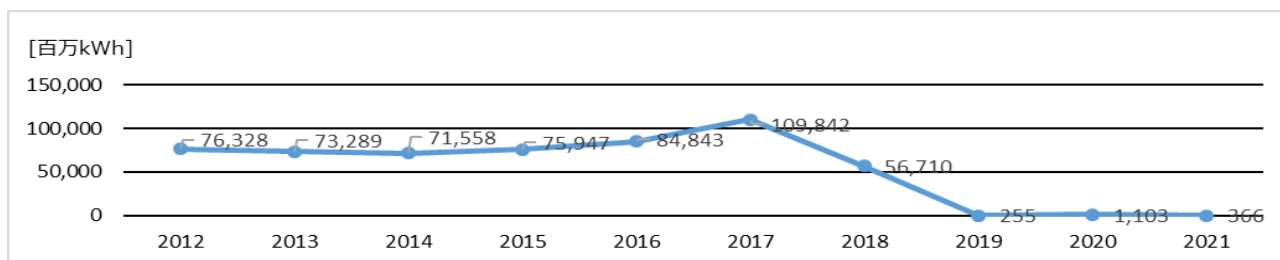


図2-5 取引別の年間連系線利用状況の推移(2012年度～2021年度/相対取引・その他)

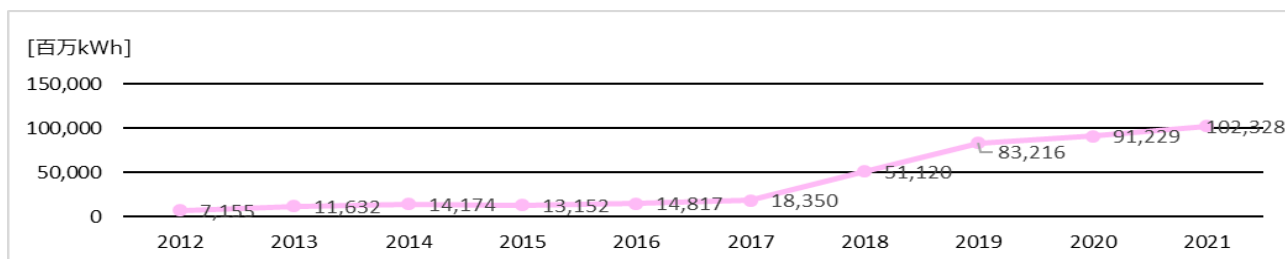


図2-6 取引別の年間連系線利用状況の推移(2012年度～2021年度/翌日市場取引)

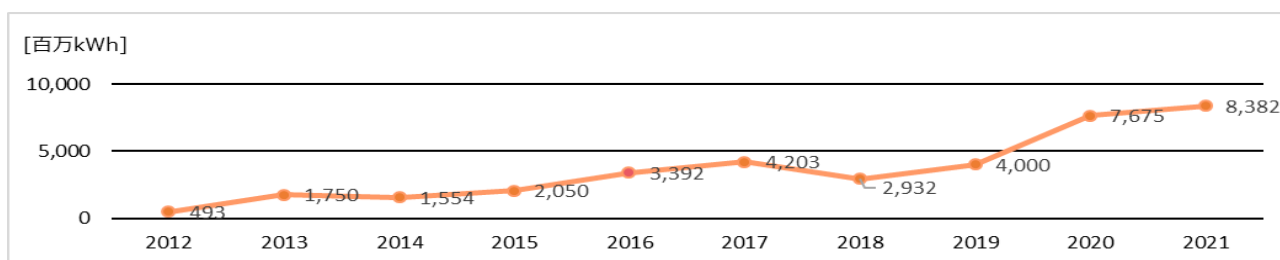


図2-7 取引別の年間連系線利用状況の推移(2012年度～2021年度/時間前取引)

### 3. 連系線の作業停止状況

業務規程第167条の規定に基づき、本機関が一般送配電事業者から報告を受けた連系線の作業停止の実績を以下のとおり示す。

#### (1) 月間連系線作業停止状況

2021年度の連系線別の月間及び年間連系線作業停止状況を表2-6に、2021年度の月間全国連系線作業停止率の推移を図2-8に示す。

表2-6 2021年度の月間及び年間連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計		
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	0	0	16	16	11	18	0	0	6	3	8	30	14	30	6	17	7	31	2	2	0	0	1	7	71	154	
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線	0	0	0	0	6	5	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	11
東京中部間	佐久間周波数変換設備	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	4	3	3	6	0	0	4	31	14	44	
	新信濃周波数変換設備	0	0	1	1	5	11	0	0	0	0	3	3	4	17	3	9	9	4	2	2	0	0	0	0	0	27	47
	東清水周波数変換設備	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	2	3	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	16
	飛騨信濃周波数変換設備	4	3	1	1	0	0	3	3	0	0	6	9	8	8	17	16	2	7	0	0	0	0	0	2	17	43	64
中部関西間	三重東近江線	9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	2
中部北陸間	南福光変電所、南福光変電所の連系設備	2	7	0	0	5	18	1	2	1	4	1	30	1	26	1	30	1	9	0	0	0	0	0	0	0	13	126
北陸関西間	越前嶺南線	1	5	0	0	0	0	2	2	4	4	27	30	12	26	3	30	6	9	0	0	0	0	0	0	0	55	106
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	4	15	0	0	5	15	1	1	0	0	10	25	3	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	31	27	116
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	7	10	1	1	11	10	0	0	1	11	10	6	3	23	1	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	86
中国四国間	本四連系線	8	16	8	31	5	30	10	13	0	0	0	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0	0	2	18	40	114
中国九州間	関門連系線	9	12	15	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	28	23
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		46	72	43	60	48	107	18	22	12	22	66	135	48	171	38	135	36	69	7	10	0	0	17	106	379	909	

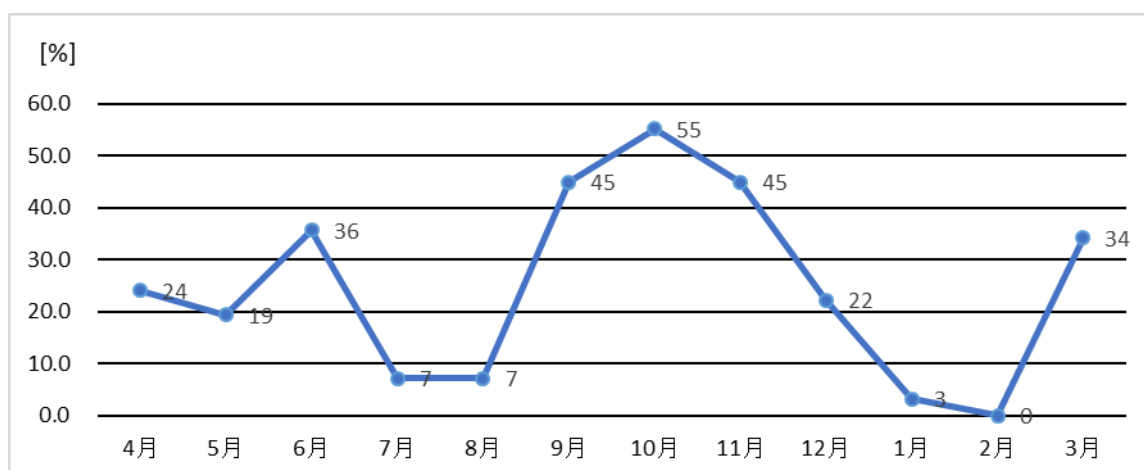


図2-8 連系線の2021年度月間作業停止率の推移

※ 作業停止率 =  $\frac{\text{連系線作業停止延べ日数}}{10 \times \text{連系線} \times \text{暦日数}}$



## (2)年間連系線作業停止状況

2012年度～2021年度の年間連系線作業停止状況を表2-7に示す。

越前嶺南線、本四連系線および関門連系線の作業停止合計日数が過去10年間(2012年度～2021年度)で最多を記録した。2021年度の連系線作業停止件数は379件であり、過去10年間で最多を記録した昨年度に引き続き、同等の件数となった。

表2-7 年間連系線作業停止状況(2012年度～2021年度)

年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	計	10ヶ年平均
件数	58	38	63	91	218	267	205	353	385	379	2,057	206

※ 2015年度から2016年度にかけて実績が大きく増加しているのは、2016年度から、広域機関システムが導入されたことにより詳細な実績管理が可能となったためである。

#### 4. 連系線の故障状況

##### (1) 連系線の故障状況

2021年度の連系線の故障状況を表2-8に示す。

表2-8 2021年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
7月20日	飛騨信濃FC	基盤不良
7月31日	新信濃2号FC	外部事故波及
8月23日	佐久間FC	他送電線事故波及と推定
9月1日	北本直流幹線	原因不明
9月7日	飛騨信濃FC	基盤不良
9月15日	新信濃2号FC	トリップ
9月17日	飛騨信濃FC	重故障
9月22日	東清水FC	他送電線事故波及と推定
12月1日	佐久間FC	他送電線事故波及と推定
1月8日	佐久間FC	トリップ
3月16日	相馬双葉幹線	発電機停止

※運用容量に影響のある連系線の故障実績を記載。

##### (2) 年間連系線故障件数

2012年度～2021年度の年間連系線の故障状況を表2-9に示す。

2021年度の連系線故障件数が11件であり、過去10年間(2011年度～2020年度)で最多を記録した。

表2-9 年間連系線故障状況

年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	計	10ヶ年平均
件数	6	9	1	3	3	3	6	9	8	11	59	6

## 5. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生、又は発生するおそれのある場合において、連系線に設定したマージンを使って電気を供給することをいう。

業務規程第 152 条(需給ひっ迫又は下げ代不足時のマージンの使用)の規定に基づき、ひっ迫エリアからの申し入れによる連系線のマージン使用の必要性を認め使用した実績について、2021 年度は表 2-10 のとおり。

2021 年度のマージン使用の実績は 7 日であり、全てが東京中部間連系設備（東京向き）であった。そのうち 5 日間は 2022 年 3 月 16 日に発生した福島県沖地震による需給ひっ迫対応のためであった。

表 2-10 2021 年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
1月6日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)が発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
2月10日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)が発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
3月18日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
3月18日、3月19日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	3月16日に発生した地震の影響により、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
3月22日、3月23日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため

表 2-11 マージン使用の年間実績

[日]

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
全国	1	0	3	15	1	16	7

## 6. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績の見方は、図 2-9 及び表 2-12 に示すとおりであり、利用実績は次頁以降の図 2-10～2-19 のとおり。

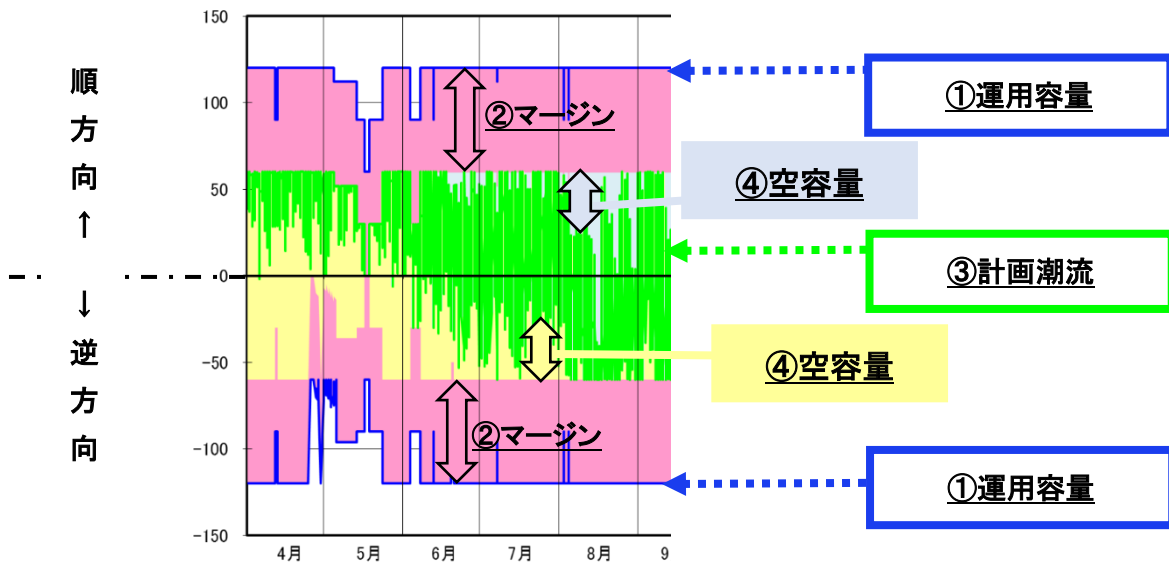


図 2-9 連系線 実績の見方

表 2-12 連系線 実績の見方

構成要素	2018年9月まで	2018年10月から(間接オークション導入後)
①運用容量	流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値。	同左
②マージン	マージンとは、電力系統の異常時又は受給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、または電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを利用した連系線利用計画及びマージンを使用した連系線利用計画の連系線利用量は控除。	マージンとは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用する計画潮流は控除。
③計画潮流	先着優先による連系線利用計画、前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合	前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。
④空容量	④＝①－②－③ なお、広域周波数調整に必要となる容量については、その実施を決定した時点で、空容量から控除。	同左

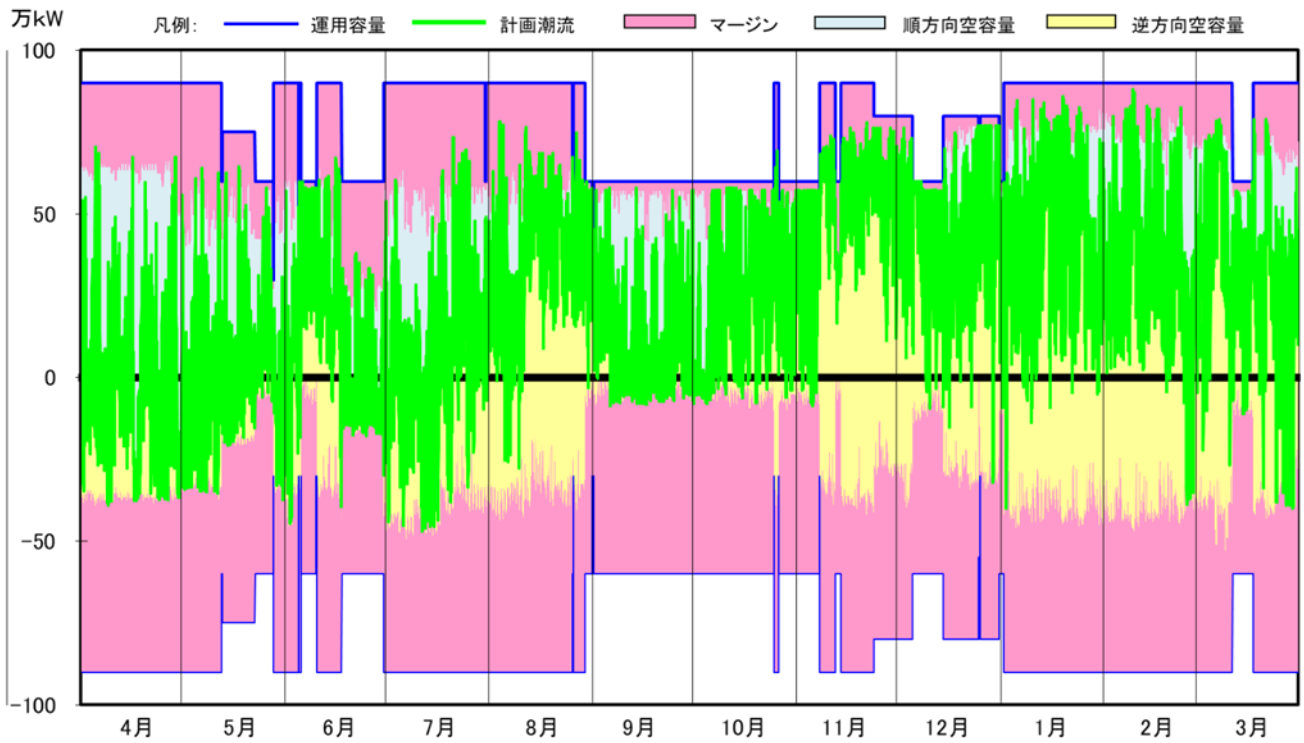
(注:計画潮流について)

順方向と逆方向の利用計画は相殺される。そのため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値として記載する。

### 【参考】空容量実績の公表について

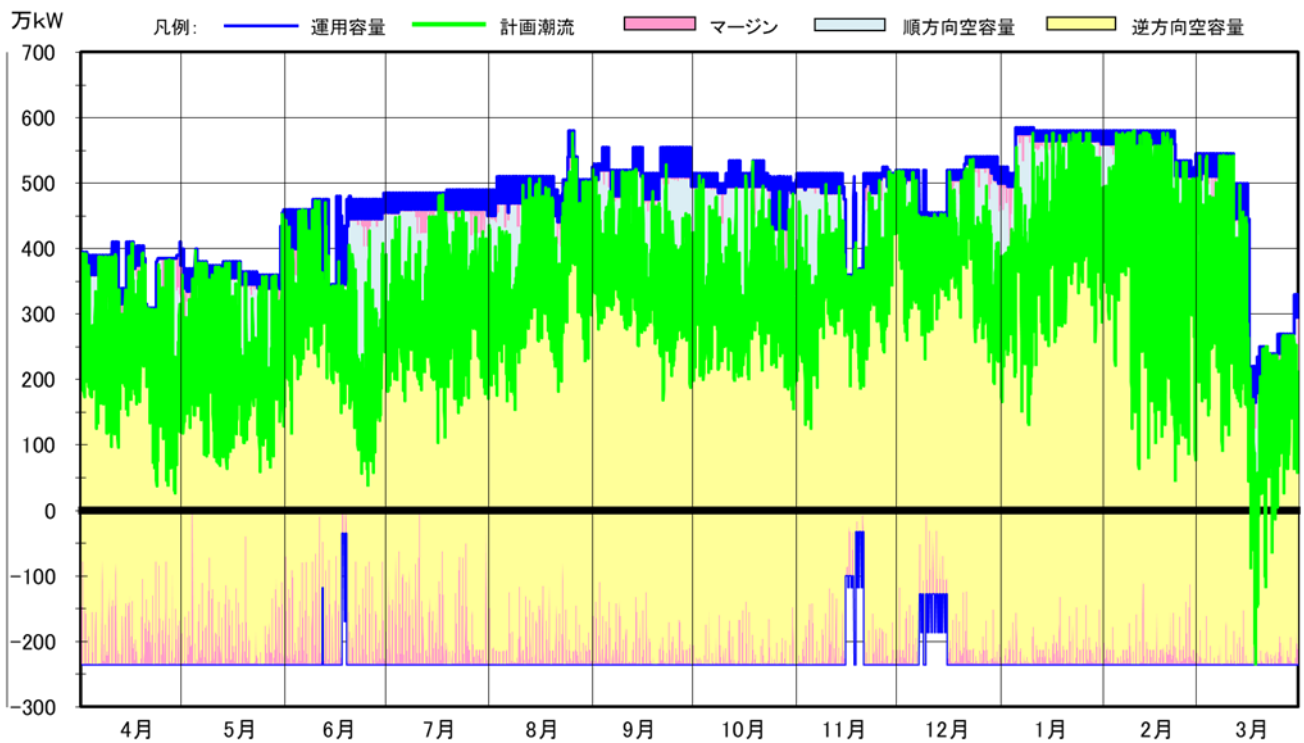
空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

URL: [http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN\\_login#](http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#)



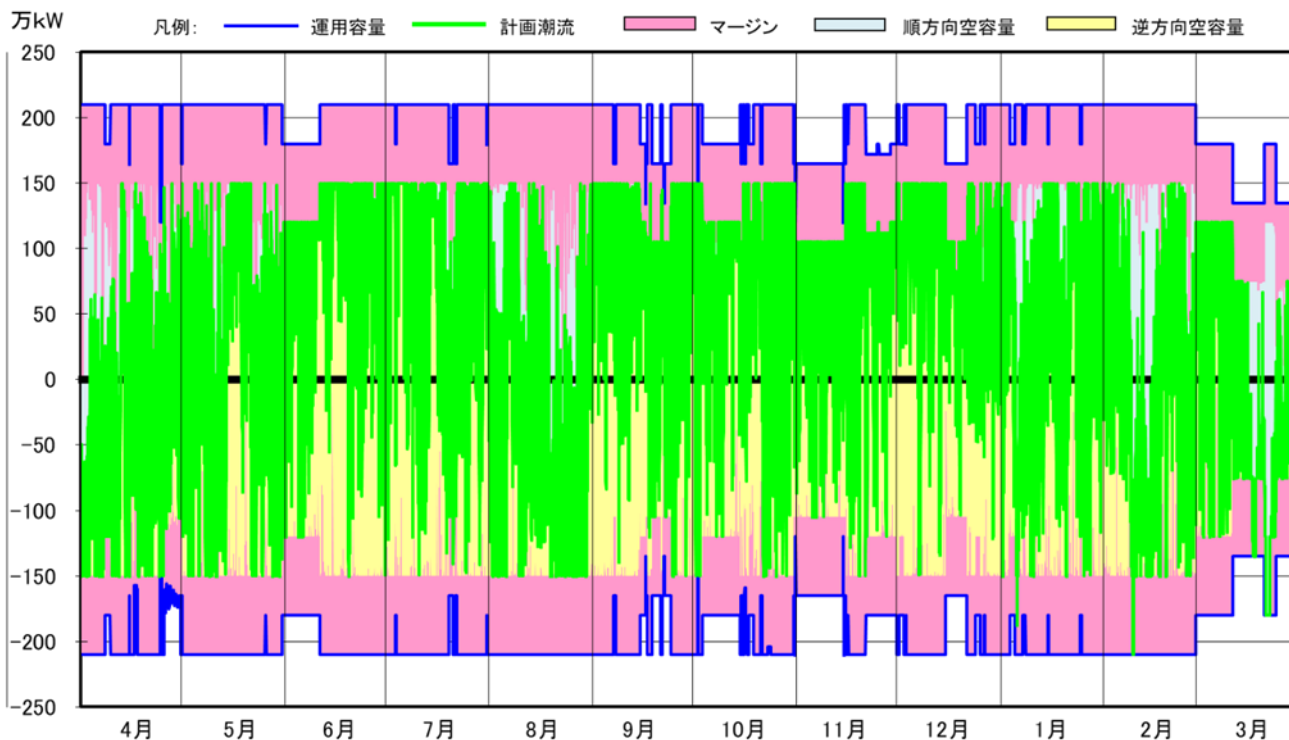
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図 2-10 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2021 年度)



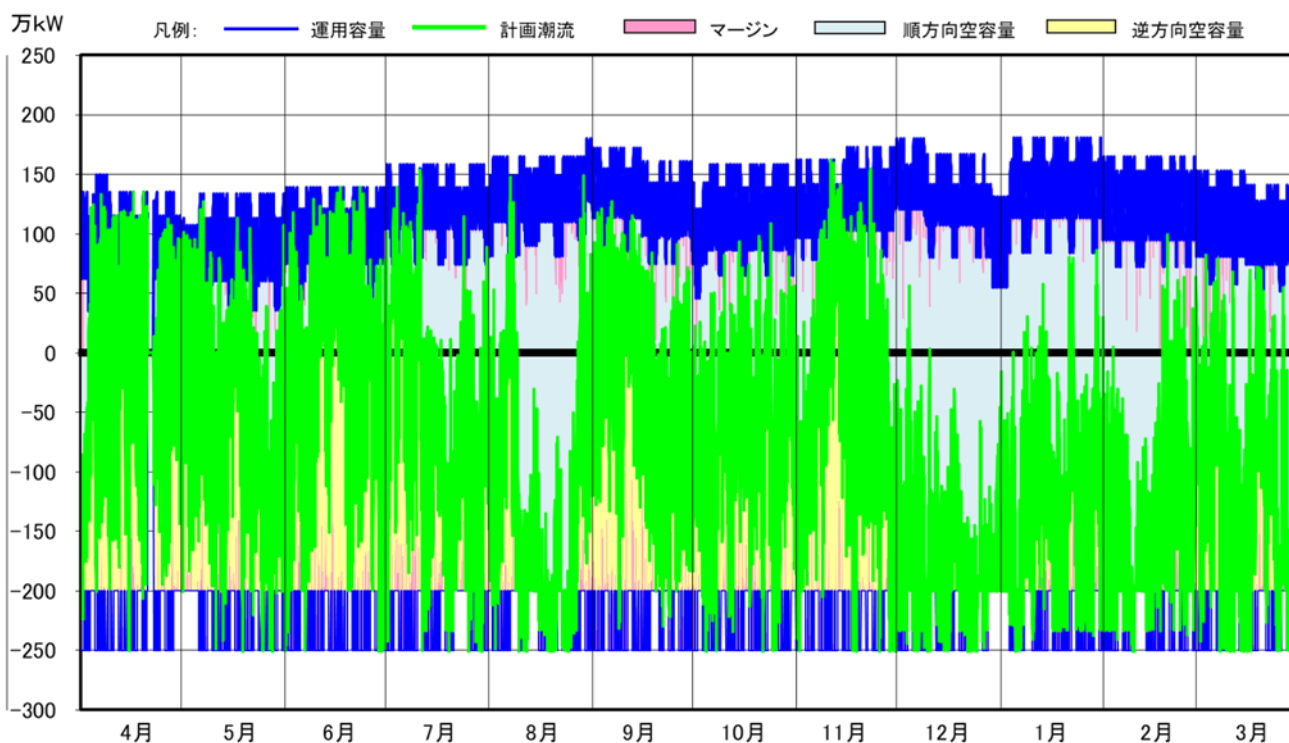
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図 2-11 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2021 年度)



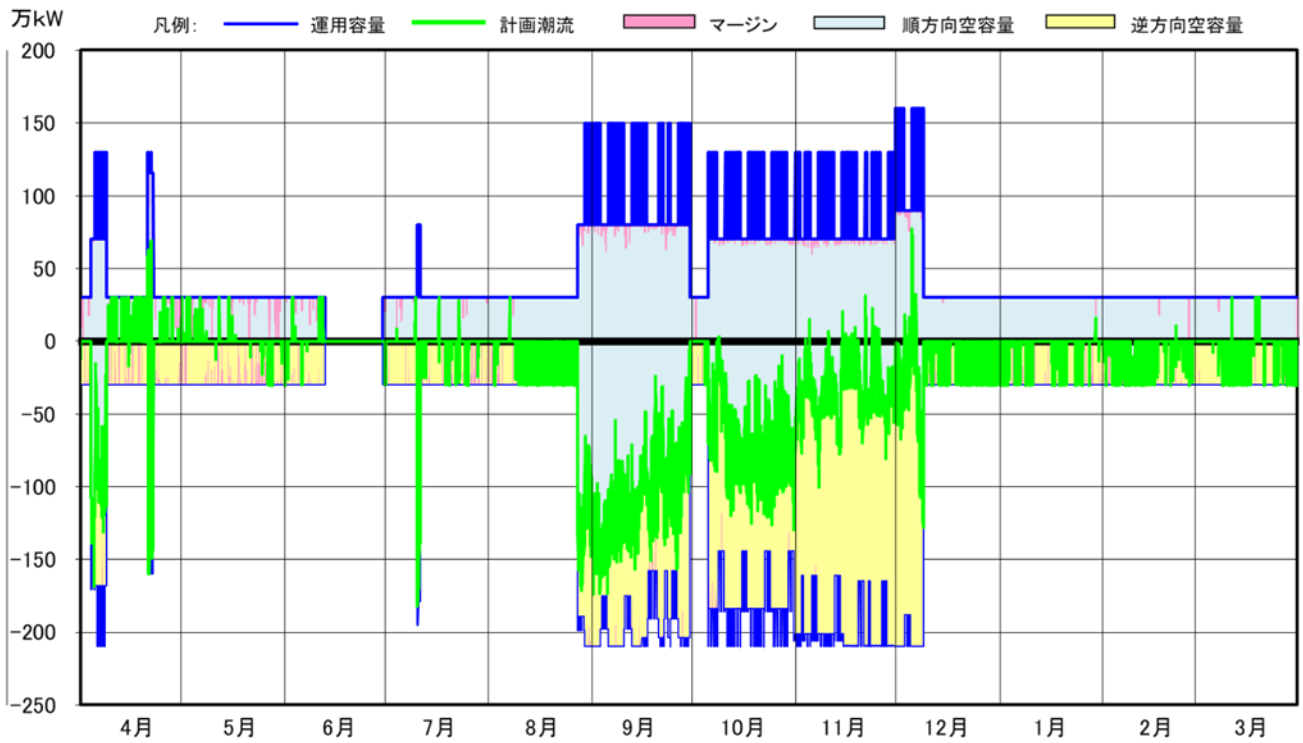
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図 2-12 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)の空容量実績(2021 年度)



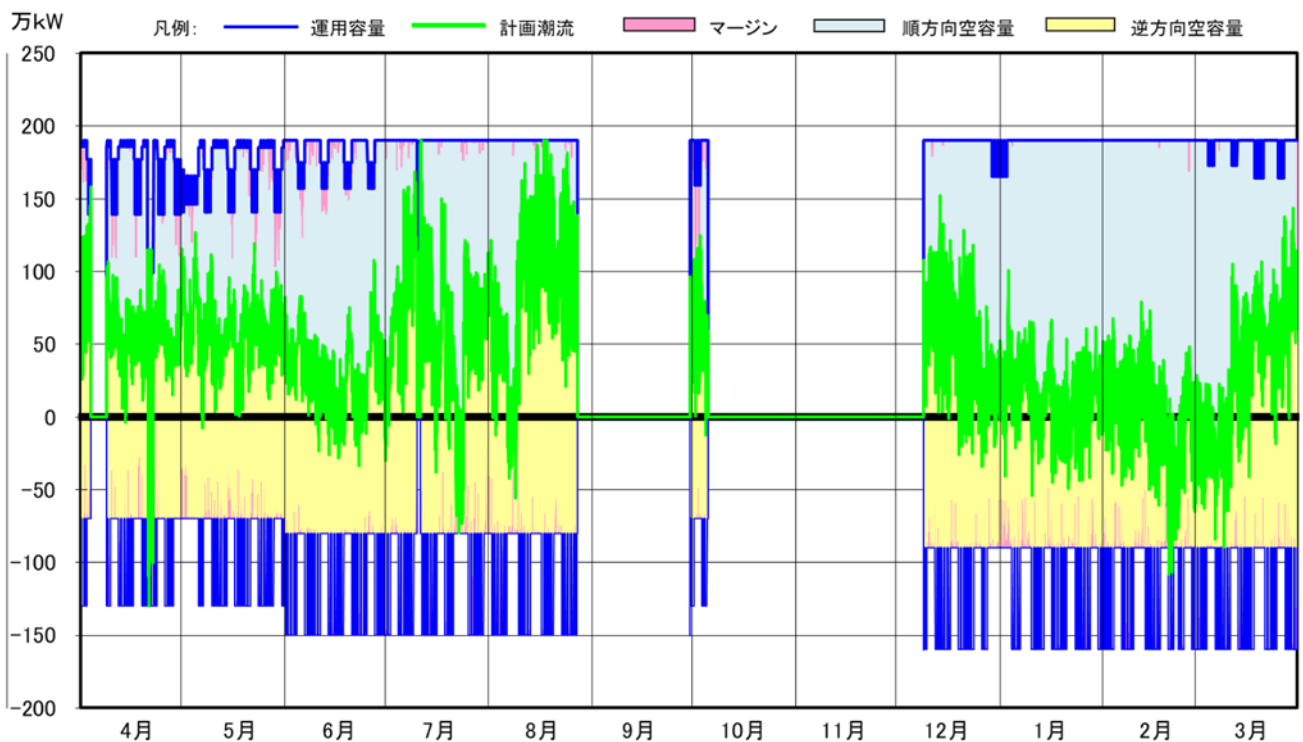
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2021 年度)



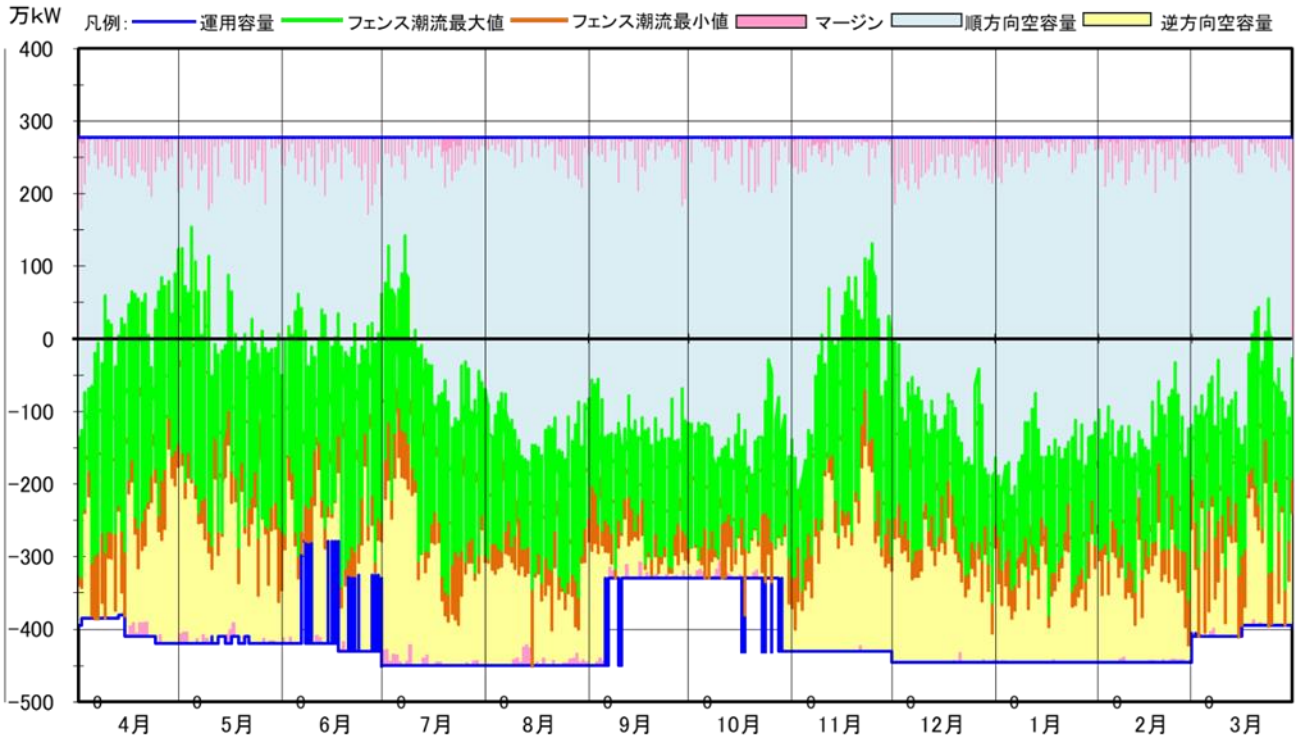
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-14 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2021 年度)



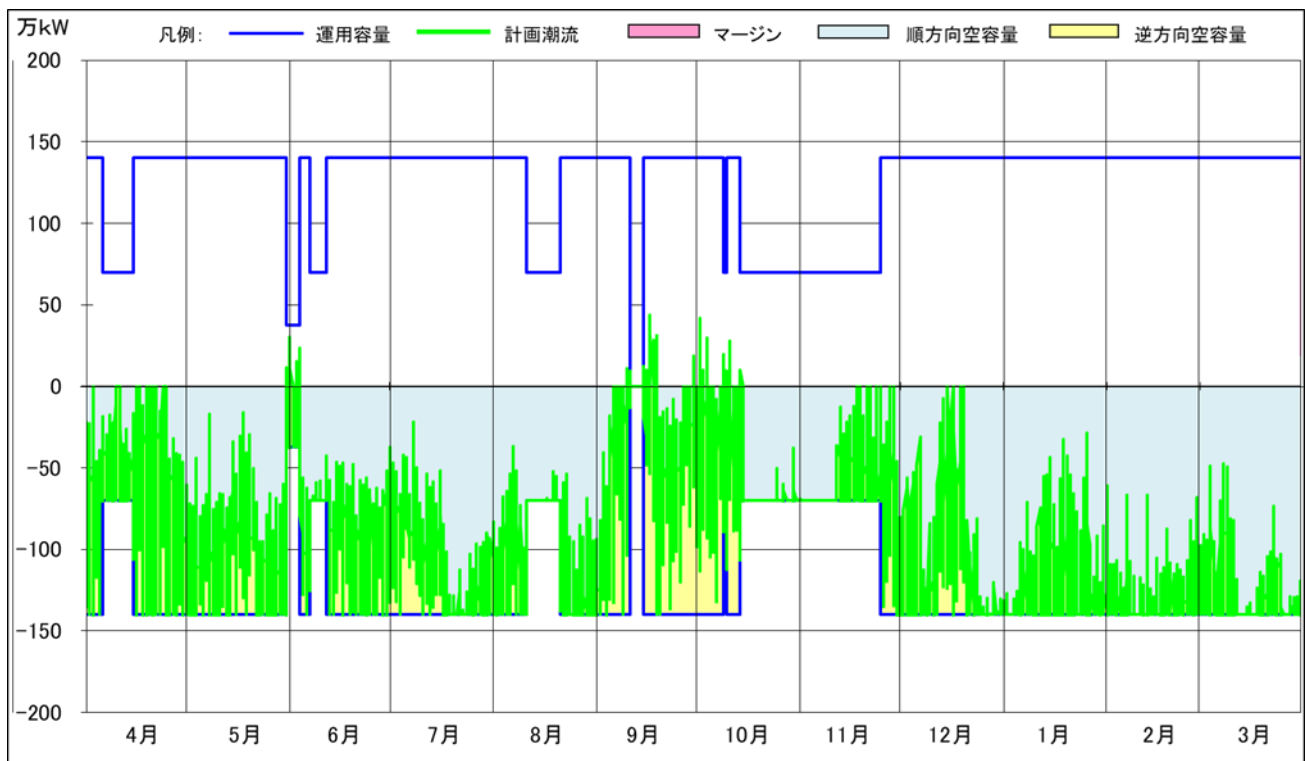
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図 2-15 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2021 年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図 2-16 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2021 年度)



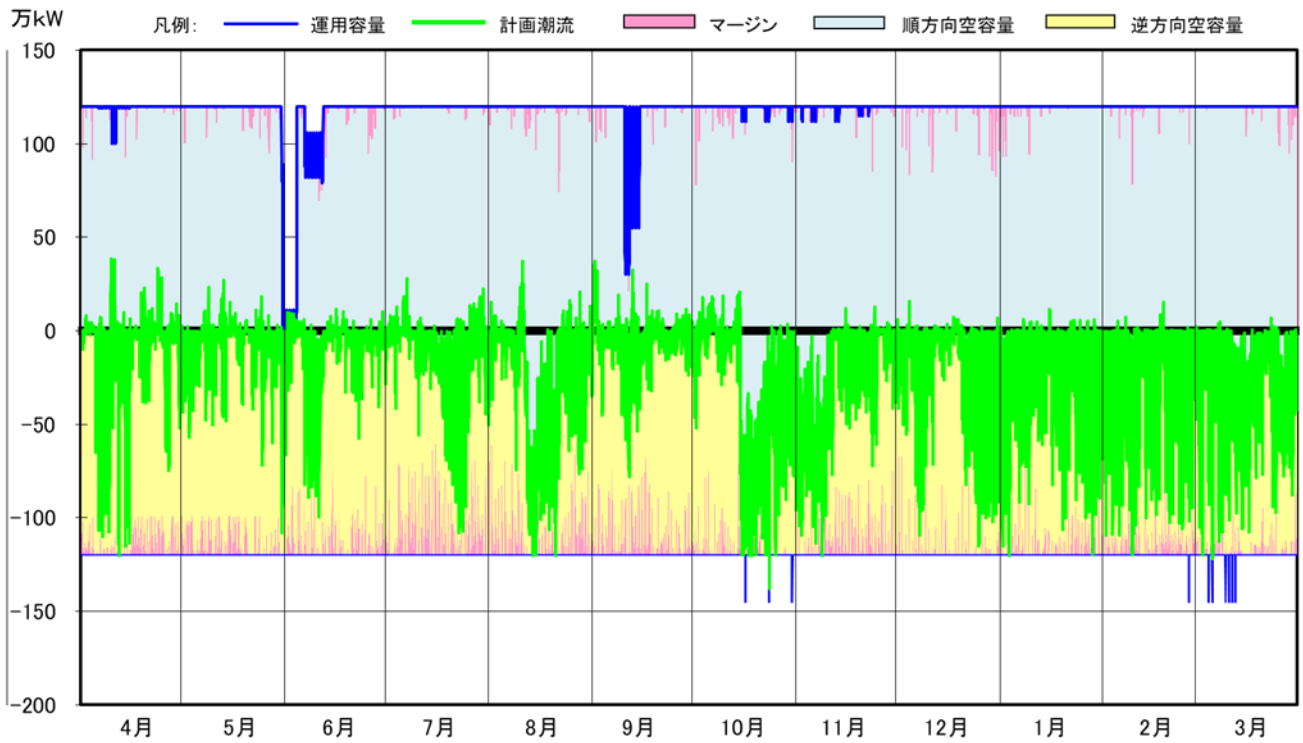
※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

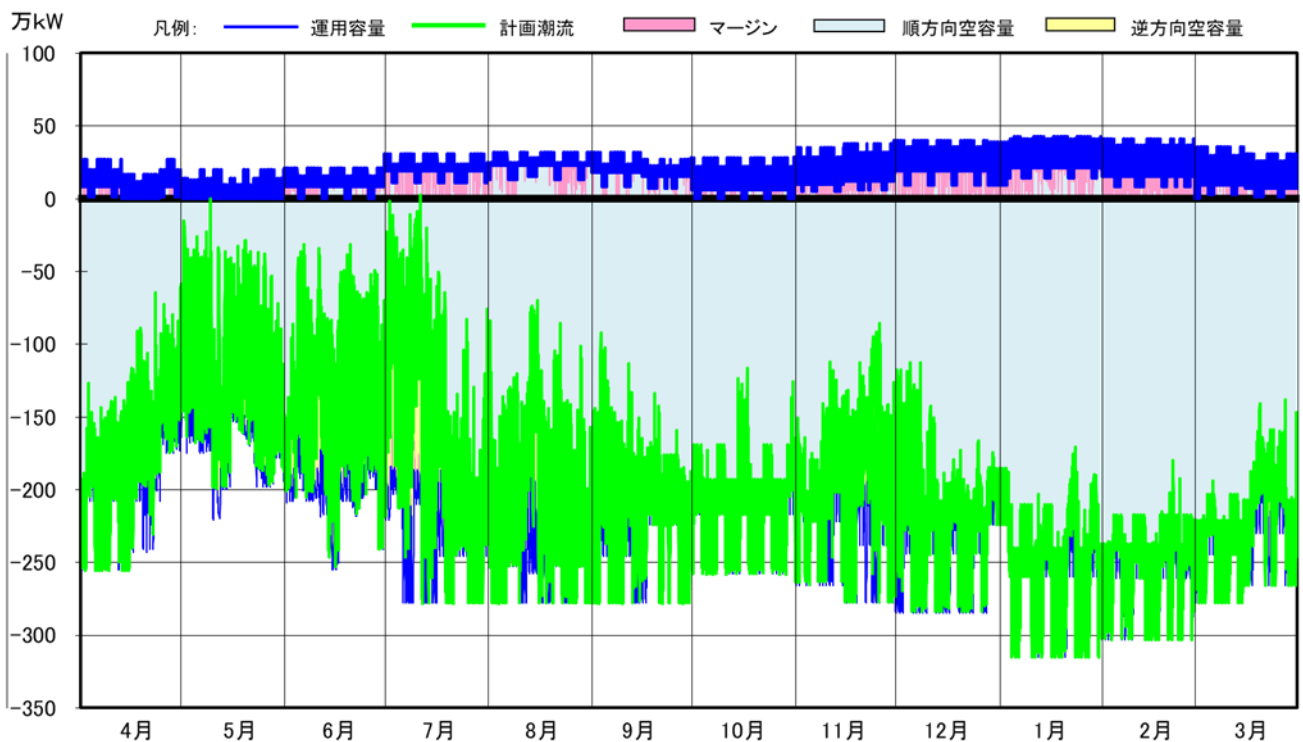
図 2-17 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(2021 年度)





※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-18 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2021 年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-19 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2021 年度)

## 7. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況は各一般送配電事業者が公表しているとおりであり、以下 URL で参照されたい。

- 
- ・北海道電力ネットワーク株式会社 : [http://www.hepco.co.jp/network/con\\_service/public\\_document/bid\\_info.html](http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html)
  - ・東北電力ネットワーク株式会社 : <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>
  - ・東京電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
  - ・中部電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
  - ・北陸電力送配電株式会社 : [http://www.rikuden.co.jp/nw\\_notification/U\\_154seiyaku.html#akiyouryu](http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html#akiyouryu)
  - ・関西電力送配電株式会社 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
  - ・中国電力ネットワーク株式会社 : <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>
  - ・四国電力送配電株式会社 : <http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
  - ・九州電力送配電株式会社 : [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure)
  - ・沖縄電力株式会社 : <http://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

## まとめ

### 電力系統

電力系統の実績としては、地域間連系線の利用、作業停止、故障、マージン使用、空容量に係る状況を取りまとめた。

### **Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績**

#### **発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ**

(2021 年度の受付・回答分)

2022年6月

電力広域的運営推進機関

## - はじめに -

電力広域的運営推進機関（以下、広域機関という。）は、業務規程第181条の規定に基づき、系統アクセス業務に関する前年度までの実績について公表している。

今回、2021年度（2021年4月～2022年3月）の系統アクセス業務に関する実績（受付及び回答状況）を取りまとめたので、公表する。

本資料は2021年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規定等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規定等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、同年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

なお、本資料の取りまとめについては、前年度公表資料（2020年度受付及び回答状況の取りまとめ）から以下のとおり記載内容を変更している。

- ① 2020年10月1日より電源接続案件一括検討プロセスが導入されたことを踏まえ、電源接続案件一括検討プロセスの実施状況を<参考2>に追加。

- 目次 -

1. 対象電源 .....	78
2. 集計結果 .....	79
2.1. 事前相談 .....	79
2.1.1. 受付件数 .....	79
2.2. 接続検討 .....	80
2.2.1. 受付件数 .....	80
2.2.2. 電源種別毎の受付件数 .....	81
2.2.3. 回答件数 .....	82
2.2.4. 検討期間 .....	83
2.2.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況 .....	85
2.3. 契約申込み .....	86
2.3.1. 受付件数 .....	86
2.3.2. 電源種別毎の受付件数 .....	87
2.3.3. 回答件数 .....	88
2.3.4. 検討期間 .....	89
2.3.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況 .....	91
<参考 1> 年度推移 .....	92
(1) 事前相談 .....	92
(2) 接続検討 .....	93
(3) 契約申込み .....	94
<参考 2> 電源接続案件一括検討プロセス実施状況 .....	95

## 1. 対象電源

2015年4月1日以降に広域機関及び一般送配電事業者において系統アクセス業務に係る受付または回答を行った最大受電電力500キロワット以上の発電設備等の案件を対象とする。なお、発電容量の増加を伴わない改修等も含む。

また、本資料において、各事業者名称は下記の略称で記載する。

事業者名称	本資料における略称
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道NW
東北電力ネットワーク株式会社	東北NW
東京電力パワーグリッド株式会社	東京PG
中部電力パワーグリッド株式会社	中部PG
北陸電力送配電株式会社	北陸送配
関西電力送配電株式会社	関西送配
中国電力ネットワーク株式会社	中国NW
四国電力送配電株式会社	四国送配
九州電力送配電株式会社	九州送配
沖縄電力株式会社	沖縄電力

## 2. 集計結果

### 2.1. 事前相談

#### 2.1.1. 受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおり。事前相談の受付件数は、前年度と比較して大半のエリアで増加。特に北海道NWと東京PGが大幅に増加。

表1 事前相談の受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）（件）

受付会社	前年度（2020年度）			当年度（2021年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	27	0	27	68	0	68	41
北海道NW	142	425	567	398	1,335	1,733	1,166
東北NW	293	888	1,181	597	1,313	1,910	729
東京PG	190	874	1,064	954	2,456	3,410	2,346
中部PG	113	1,706	1,819	337	1,708	2,045	226
北陸送配	45	169	214	87	252	339	125
関西送配	146	1,296	1,442	377	1,823	2,200	758
中国NW	143	752	895	301	1,199	1,500	605
四国送配	30	296	326	82	542	624	298
九州送配	190	1,600	1,790	451	1,518	1,969	179
沖縄電力	1	43	44	5	24	29	▲ 15
合計	1,320	8,049	9,369	3,657	12,170	15,827	6,458

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

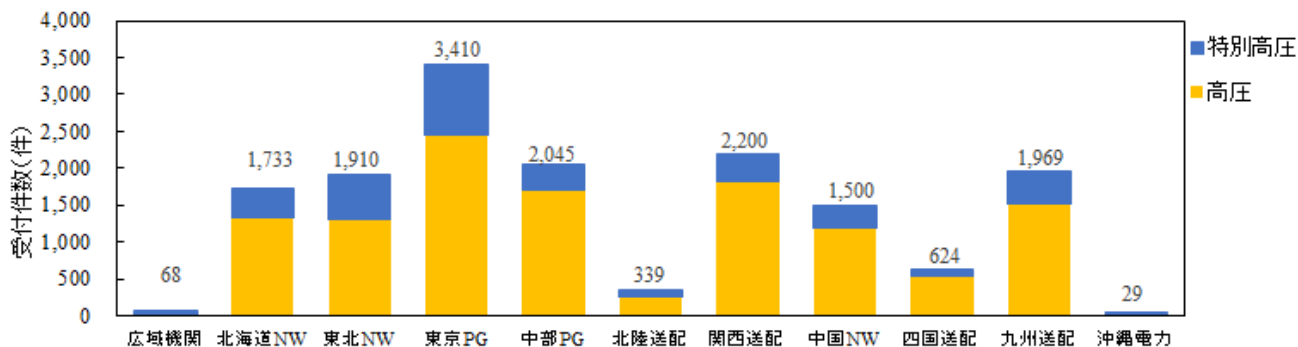


図1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

[2021年度]

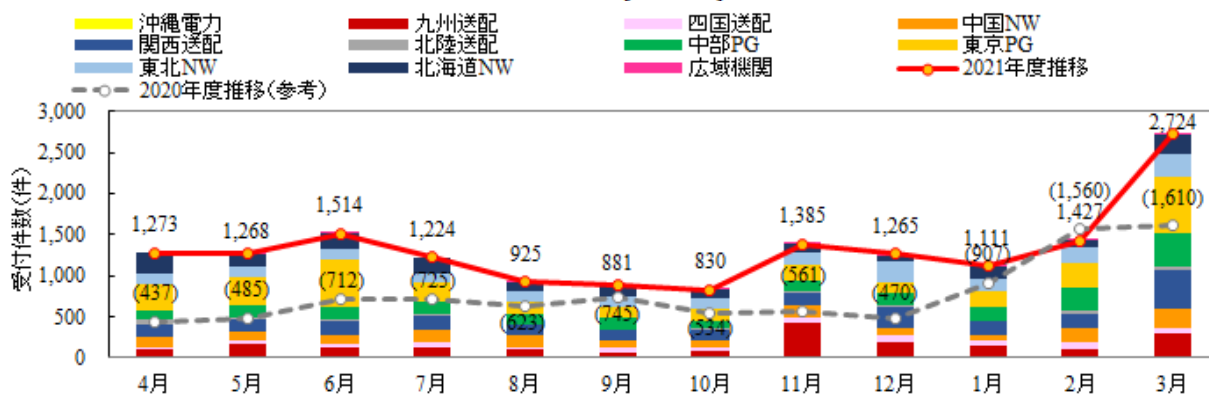


図2 事前相談 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2021年度]



## 2.2. 接続検討

### 2.2.1. 受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った接続検討の件数は以下のとおり。接続検討の受付件数は、前年度と比較して大半のエリアで増加。特に、北海道NW、東北NW及び東京PGが大幅に増加。

表2 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	前年度（2020年度）			当年度（2021年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	74	2	76	75	1	76	0
北海道NW	50	39	89	112	273	385	296
東北NW	297	127	424	309	370	679	255
東京PG	89	354	443	141	1,241	1,382	939
中部PG	51	179	230	79	312	391	161
北陸送配	29	26	55	24	30	54	▲ 1
関西送配	58	79	137	74	159	233	96
中国NW	48	58	106	84	122	206	100
四国送配	8	21	29	30	45	75	46
九州送配	67	106	173	87	98	185	12
沖縄電力	1	5	6	0	5	5	▲ 1
合計	772	996	1,768	1,015	2,656	3,671	1,903

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

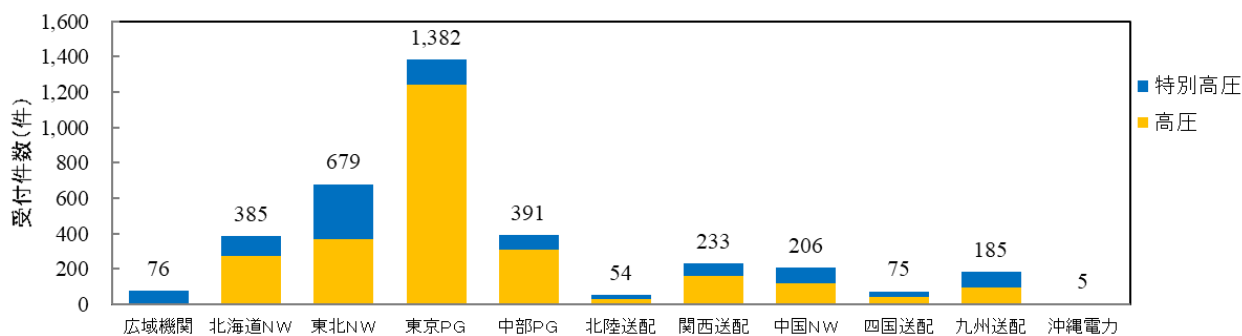


図3 接続検討 受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

[2021年度]

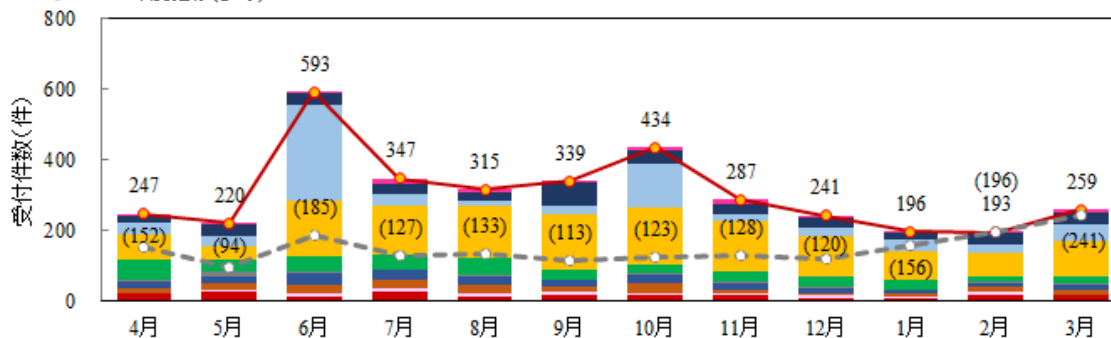
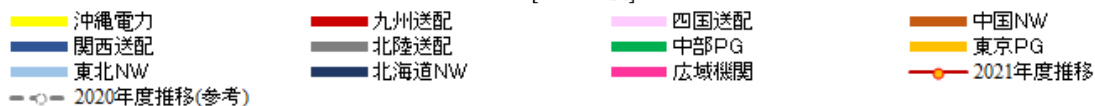


図4 接続検討 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2021年度]

## 2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおり。広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。また、接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

電源種別毎の受付件数は、東北エリアでは風力比率が高く、東京エリアでは太陽光比率が高い。また、前年度と比較すると太陽光の受付件数が大幅に増加。

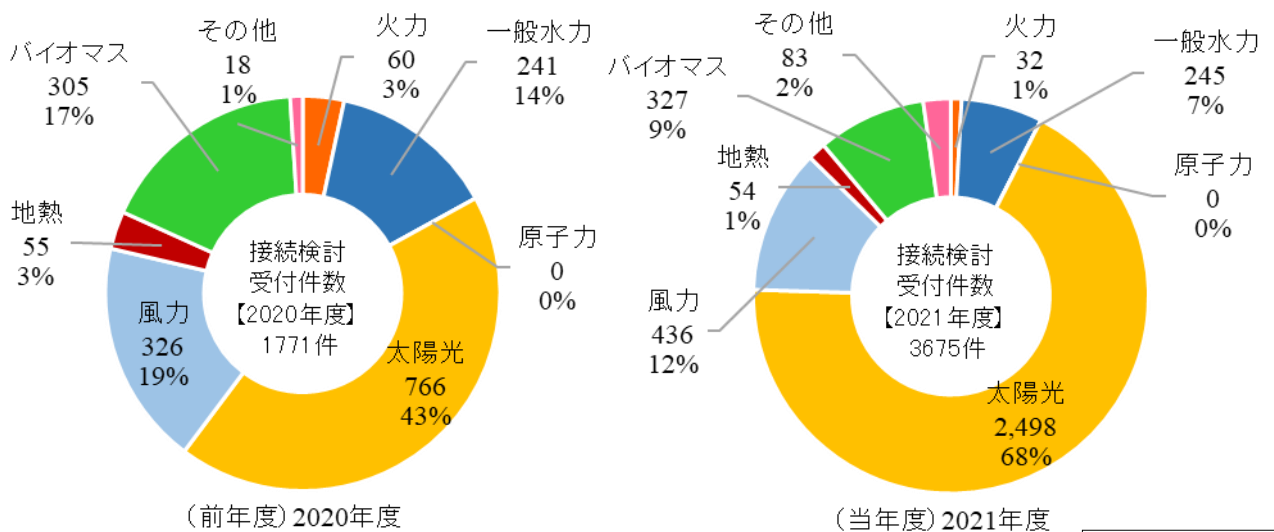
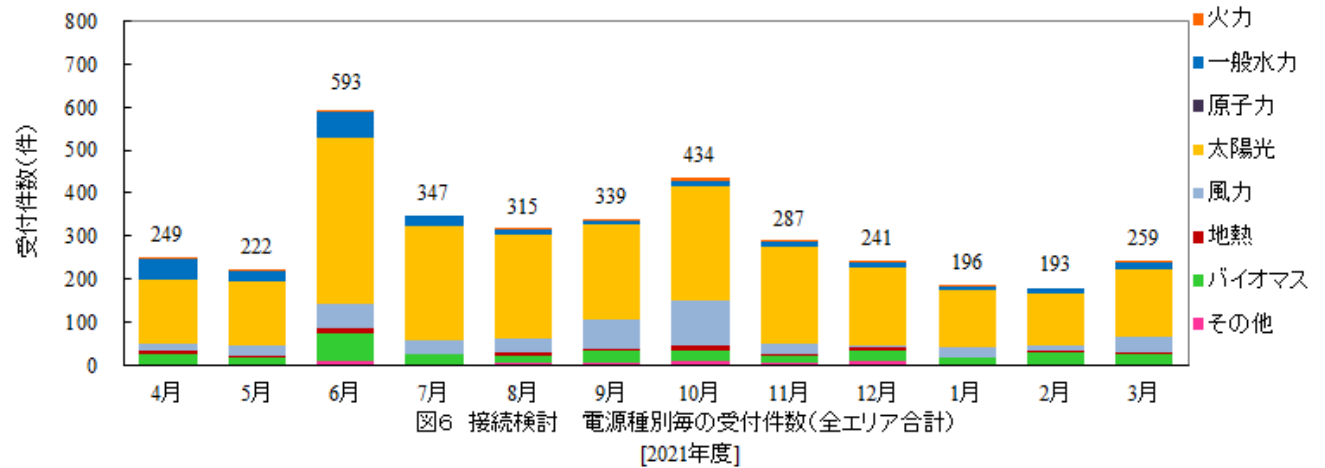
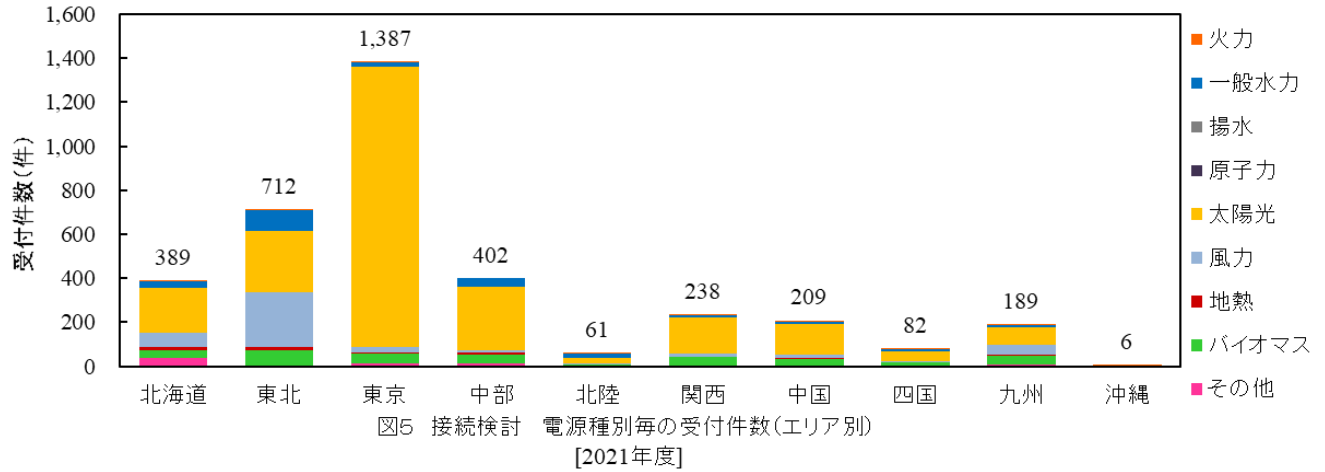


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

[2021年度]

[円グラフ種別]  
 上段:電源種別  
 中段:件数  
 下段:割合(%)

### 2.2.3. 回答件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った接続検討の回答件数は以下のとおり。接続検討の回答件数は、前年度と比較して増加。特に、北海道NW、東北NW及び東京PGが増加。また、大半のエリアにおいて、ノンファーム型接続を適用した回答が進んでいる。

表3 接続検討の回答件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	前年度（2020年度）						当年度（2021年度）						増減
	特別高圧		高圧		合計		特別高圧		高圧		合計		
広域機関※1	81	(1)	0	(-)	81	(1)	78	(25)	2	(-)	80	(25)	▲ 1
北海道NW	29	(-)	19	(-)	48	(-)	97	(61)	219	(167)	316	(228)	268
東北NW	273	(3)	113	(1)	386	(4)	353	(276)	345	(292)	698	(568)	312
東京PG	65	(26)	247	(126)	312	(152)	149	(108)	1,079	(764)	1,228	(872)	916
中部PG	57	(-)	153	(-)	210	(-)	74	(2)	333	(4)	407	(6)	197
北陸送配	53	(-)	27	(-)	80	(-)	21	(2)	26	(-)	47	(2)	▲ 33
関西送配	45	(-)	57	(-)	102	(-)	73	(3)	162	(2)	235	(5)	133
中国NW	44	(-)	47	(-)	91	(-)	76	(14)	119	(44)	195	(58)	104
四国送配	16	(-)	16	(-)	32	(-)	25	(6)	48	(6)	73	(12)	41
九州送配	55	(10)	85	(2)	140	(12)	84	(36)	108	(39)	192	(75)	52
沖縄電力	1	(-)	7	(-)	8	(-)	0	(-)	1	(-)	1	(-)	▲ 7
合計	719	(40)	771	(129)	1,490	(169)	1,030	(533)	2,442	(1,318)	3,472	(1,851)	1,982

- ※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。
- ※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。
- ※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。
- ※4 ( )内はノンファーム型接続を適用した回答を再掲。

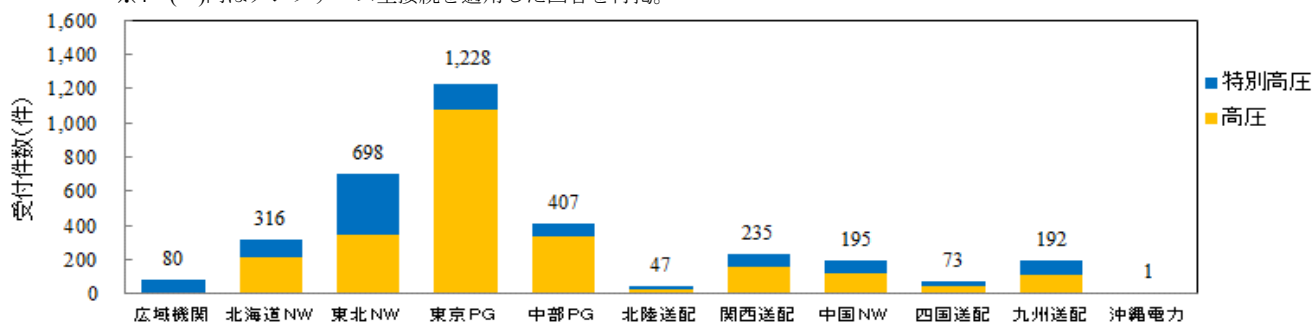


図8 接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別) [2021年度]

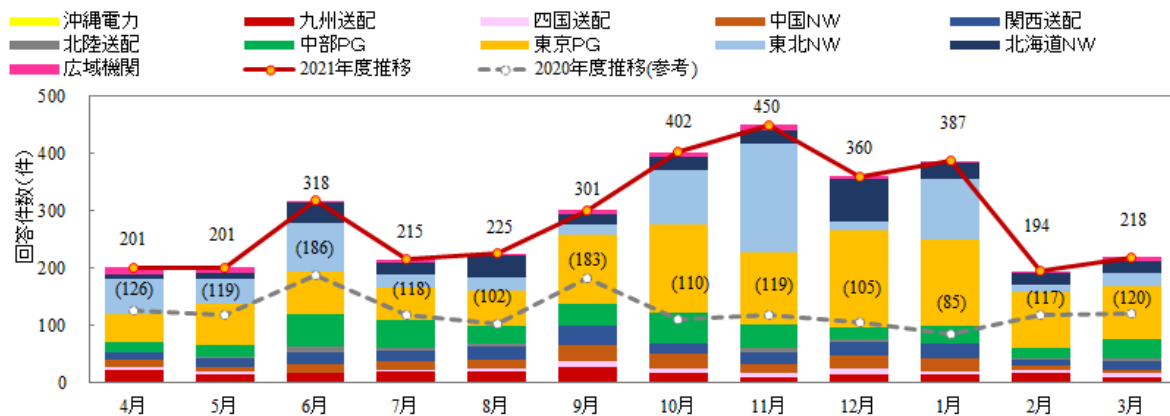


図9 接続検討 回答件数(広域機関+一般送配電事業者) [2021年度]

## 2.2.4. 検討期間

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った接続検討の検討期間は以下のとおり。なお、検討期間は、送配電等業務指針第86条の規定を踏まえ、3か月を標準期間として確認。

接続検討の検討期間（3か月）を超過している件数は、全体の26%。超過理由の主な内容は、受付者都合（申込集中・特殊検討・検討量大）が多い。

表4 接続検討の検討期間(広域機関および一般送配電事業者別)

受付会社	回答件数	3か月以内	3か月超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
広域機関※1	80	41	39	0	3	13	19	2	1	0	0	1
北海道NW	316	267	49	0	4	9	32	1	2	0	0	1
東北NW	698	383	315	3	2	64	6	0	228	0	0	12
東京PG	1,228	838	390	10	22	117	233	0	3	0	0	5
中部PG	407	389	18	1	4	0	12	0	0	0	0	1
北陸送配	47	43	4	1	1	0	0	0	0	0	0	2
関西送配	235	228	7	0	5	0	1	0	1	0	0	0
中国NW	195	184	11	0	4	0	7	0	0	0	0	0
四国送配	73	72	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	192	116	76	2	5	7	37	1	4	0	0	20
沖縄電力	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	3,472	2,562	910	17	51	210	347	4	239	0	0	42

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

(接続検討の回答期間)

第86条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、接続検討の回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 系統連系希望者が高圧の送電系統への発電設備等（但し、逆変換装置を使用し、容量が500キロワット未満のものに限る。）の連系等を希望する場合 接続検討の申込みの受付日から2か月
- 二 前号に該当しない場合 接続検討の申込みの受付日から3か月

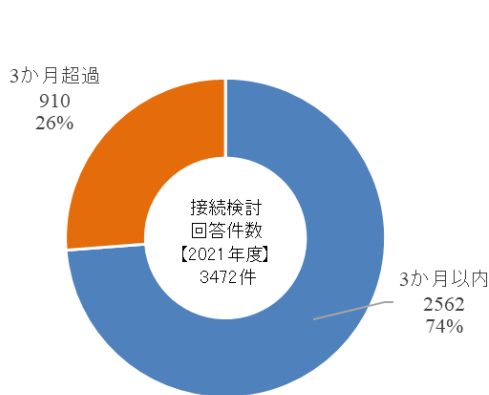


図10 接続検討の回答件数および検討期間実績 (広域機関と一般送配電事業者の合計)

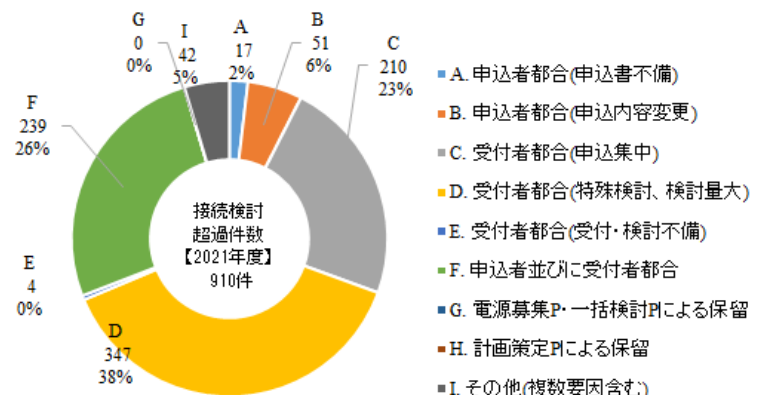


図11 接続検討の回答予定日超過理由 (広域機関と一般送配電事業者の合計) [2021年度]

[円グラフ種別]  
 上段: 超過理由  
 中段: 件数  
 下段: 割合(%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A.申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B.申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C.受付者都合（申込集中）

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

D.受付者都合（特殊検討，検討量大）

特殊検討<sup>※1</sup>が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E.受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F.申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G.電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス<sup>※2</sup>および電源接続案件一括検討プロセス<sup>※2</sup>の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

H.計画策定Pによる保留

計画策定プロセス<sup>※3</sup>の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I.その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

- ・合理的な設備形成の検討に時間を要しているため  
（事業者提案にあたり複数案の工事が考えられる場合などにその決定までに時間を要す）
- ・上位系統増強工事が発生することで検討量が増加したため
- ・近隣で既に複数の先行事業者が連系しており、最適な配電線ルート選定に時間を要したため
- ・当該案件とは別の設備増強工事等が絡み、工事内容について多様な検討（精査）が必要となったため
- ・検討途中での大規模電源の連系申込みに伴い、対策内容の再検討が必要となったため

※2 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続きのこと

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

## 2.2.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2021年度末（2022年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。

表5 接続検討の回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)）

（広域機関および一般送配電事業者の合計）

（件）

受付会社	2020年度末	2021年度末	増減
広域機関	1	5	4
北海道NW	35	55	20
東北NW	5	21	16
東京PG	91	82	▲ 9
中部PG	0	0	0
北陸送配	6	6	0
関西送配	3	0	▲ 3
中国NW	0	3	3
四国送配	0	0	0
九州送配	27	9	▲ 18
沖縄電力	0	3	3
合計	168	184	16

※1 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

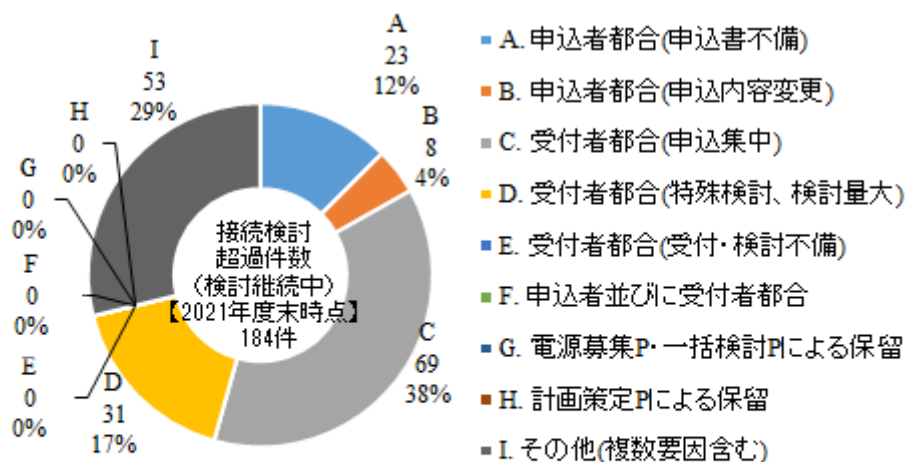


図12 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)

（広域機関＋一般送配電事業者合計）

【2021年度末時点】

[円グラフ種別]

上段：超過理由

中段：件数

下段：割合(%)

## 2.3. 契約申込み

### 2.3.1. 受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。契約申込みの受付件数は、前年度と比較して増加したエリアが多い。特に、東京PGで大幅に増加。

表6 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2020年度）			当年度（2021年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	11	14	25	24	61	85	60
東北NW	228	104	332	87	28	115	▲ 217
東京PG	14	160	174	22	391	413	239
中部PG	26	70	96	19	122	141	45
北陸送配	22	11	33	18	9	27	▲ 6
関西送配	36	34	70	43	69	112	42
中国NW	13	24	37	24	43	67	30
四国送配	3	12	15	16	26	42	27
九州送配	26	43	69	34	39	73	4
沖縄電力	0	3	3	2	0	2	▲ 1
合計	379	475	854	289	788	1,077	223

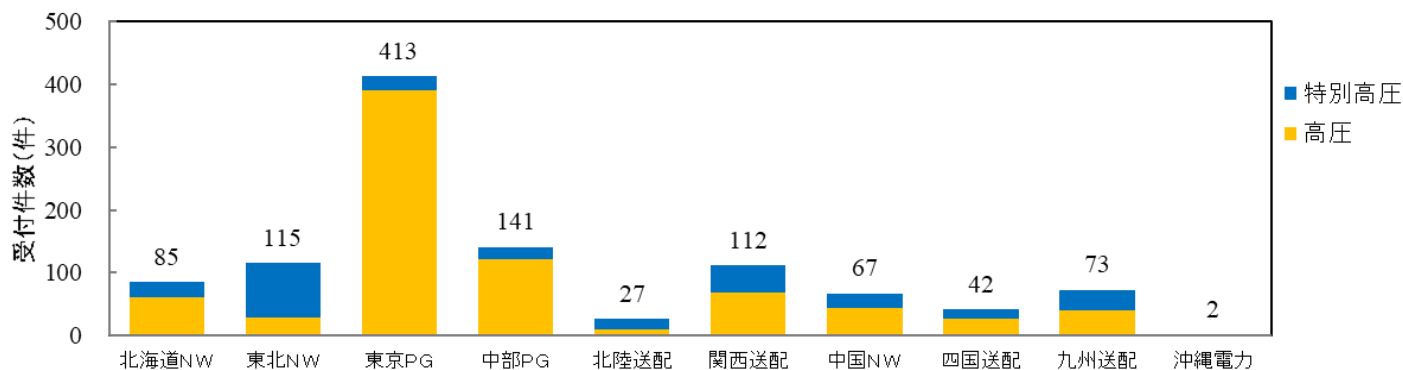


図13 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別)  
[2021年度]

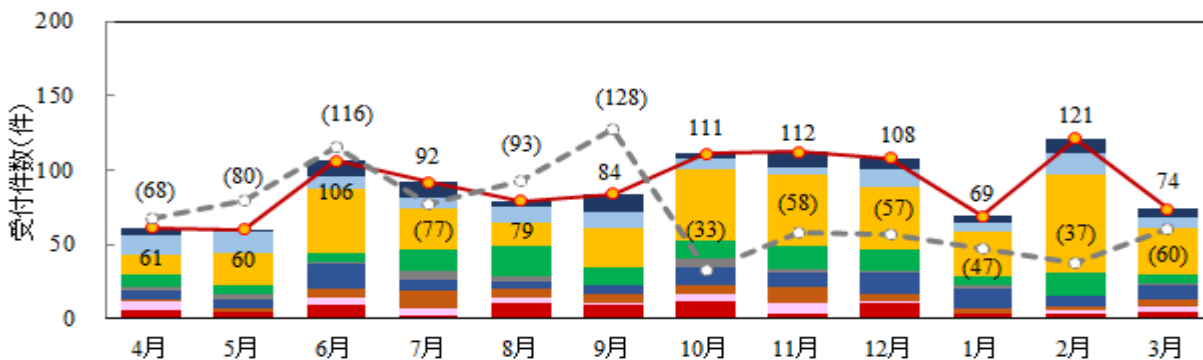


図14 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者合計)  
[2021年度]

### 2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおり。契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

電源種別毎の受付件数の比率は、前年度と同様に太陽光が高く半数を占めている。他方、風力の受付件数は、前年度と比較して減少。

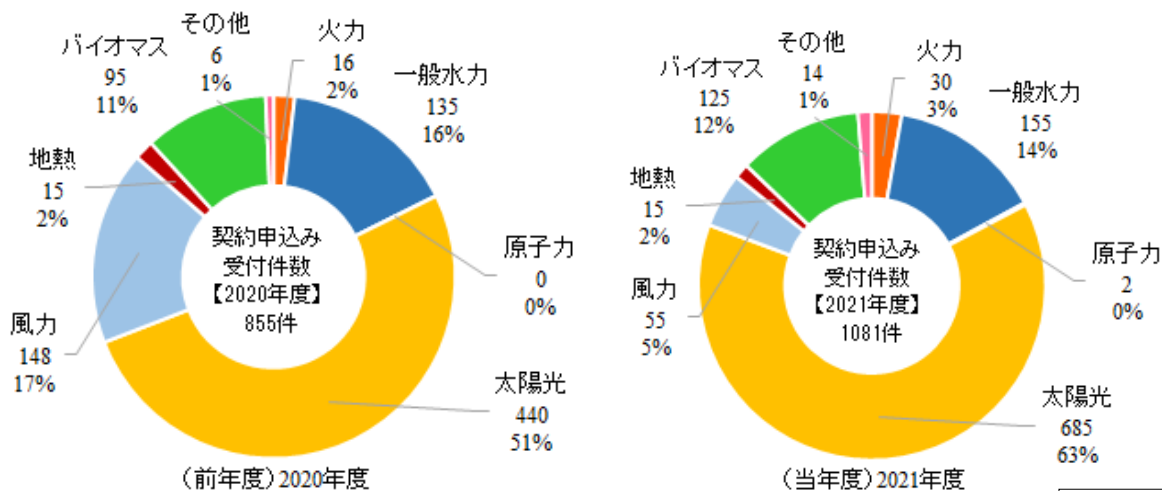
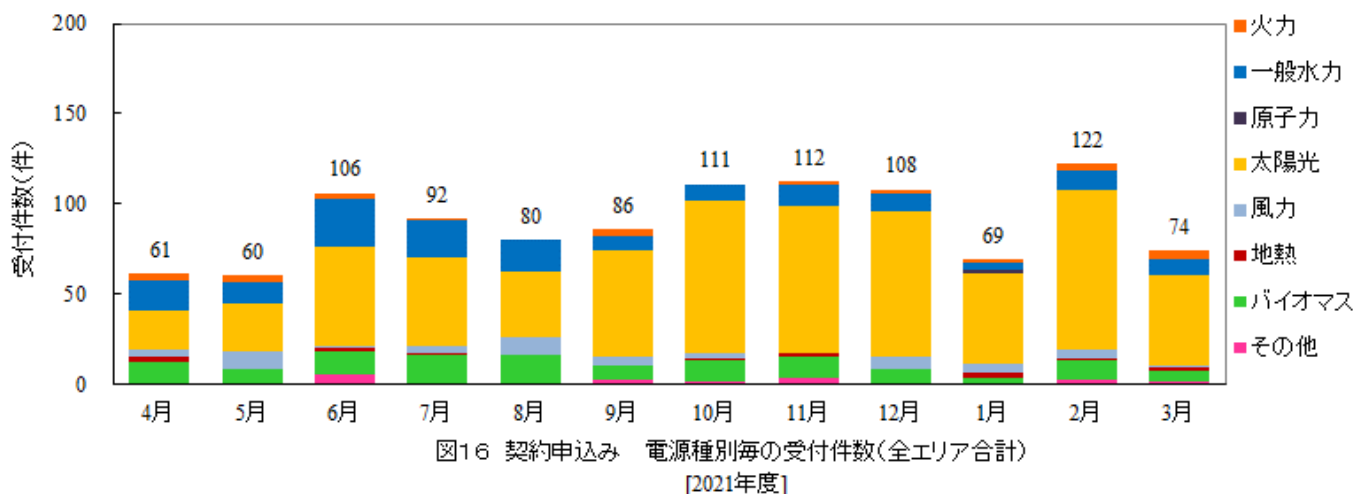
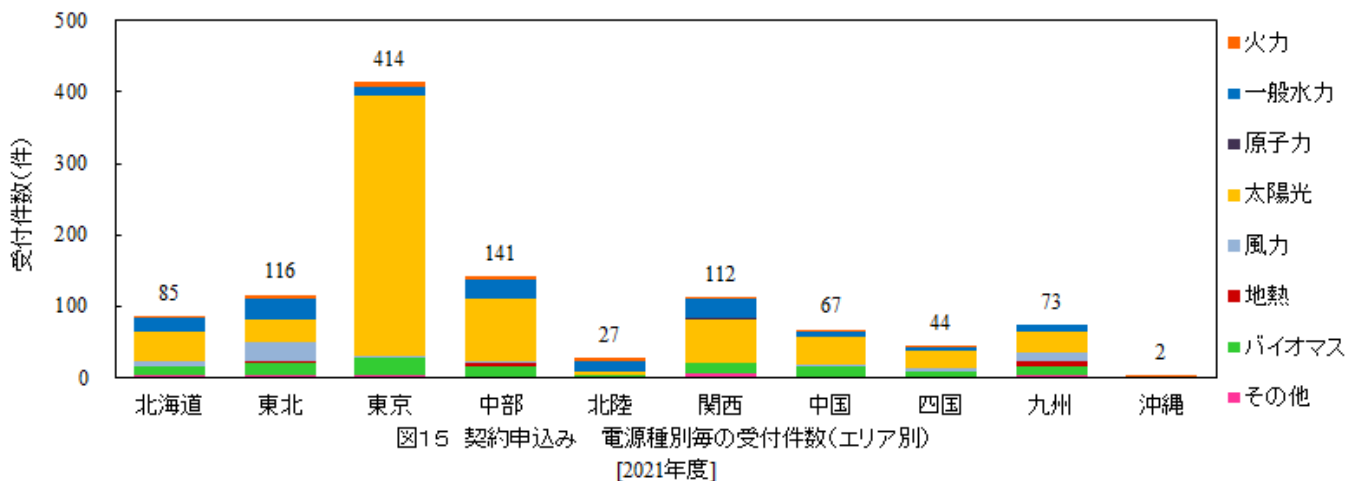


図17 契約申込み 電源種別毎の受付件数割合 (全エリア合計) [2021年度]

[円グラフ種別]  
 上段: 電源種別  
 中段: 件数  
 下段: 割合(%)



### 2.3.3. 回答件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った契約申込みの件数および検討期間は以下のとおり。契約申込みの回答件数は、前年度と比較して同程度。東京PGが増加した一方、東北NWは減少。またノンファーム型接続を適用した回答を行ったエリア及びその回答件数は、前年度より増加。

表7 契約申込みの回答件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2020年度）						当年度（2021年度）						増減
	特別高圧		高圧		合計		特別高圧		高圧		合計		
北海道NW	7	(-)	13	(-)	20	(-)	21	(7)	29	(10)	50	(17)	30
東北NW	207	(-)	83	(-)	290	(-)	112	(-)	22	(1)	134	(1)	▲ 156
東京PG	18	(5)	99	(44)	117	(49)	16	(5)	203	(130)	219	(135)	102
中部PG	29	(-)	66	(-)	95	(-)	14	(-)	92	(-)	106	(-)	11
北陸送配	25	(-)	8	(-)	33	(-)	11	(-)	11	(-)	22	(-)	▲ 11
関西送配	36	(-)	35	(-)	71	(-)	36	(-)	47	(1)	83	(1)	12
中国NW	18	(-)	24	(-)	42	(-)	18	(2)	37	(10)	55	(12)	13
四国送配	5	(-)	11	(-)	16	(-)	9	(-)	26	(-)	35	(-)	19
九州送配	21	(-)	35	(-)	56	(-)	27	(8)	43	(3)	70	(11)	14
沖縄電力	1	(-)	3	(-)	4	(-)	2	(-)	0	(-)	2	(-)	▲ 2
合計	367	(5)	377	(44)	744	(49)	266	(22)	510	(155)	776	(177)	32

※1 ( )内はノンファーム型接続を適用した回答を再掲

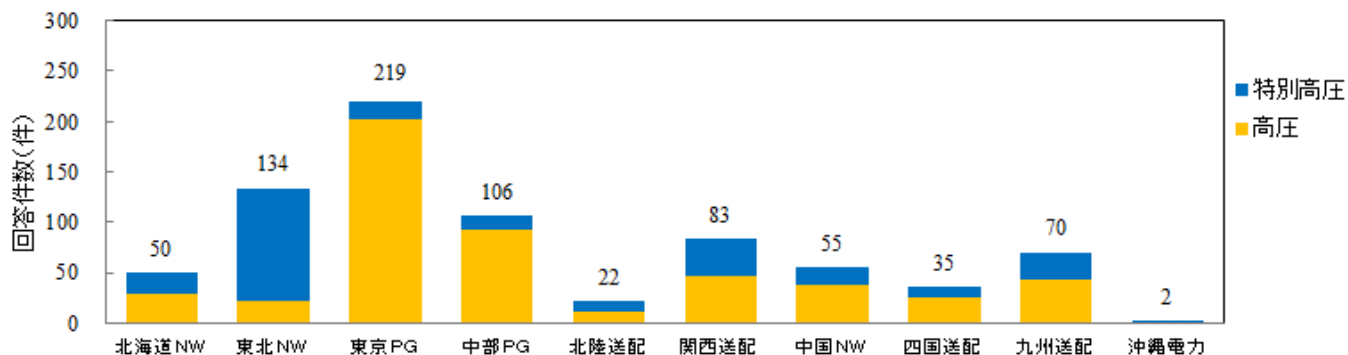


図18 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別)  
[2021年度]

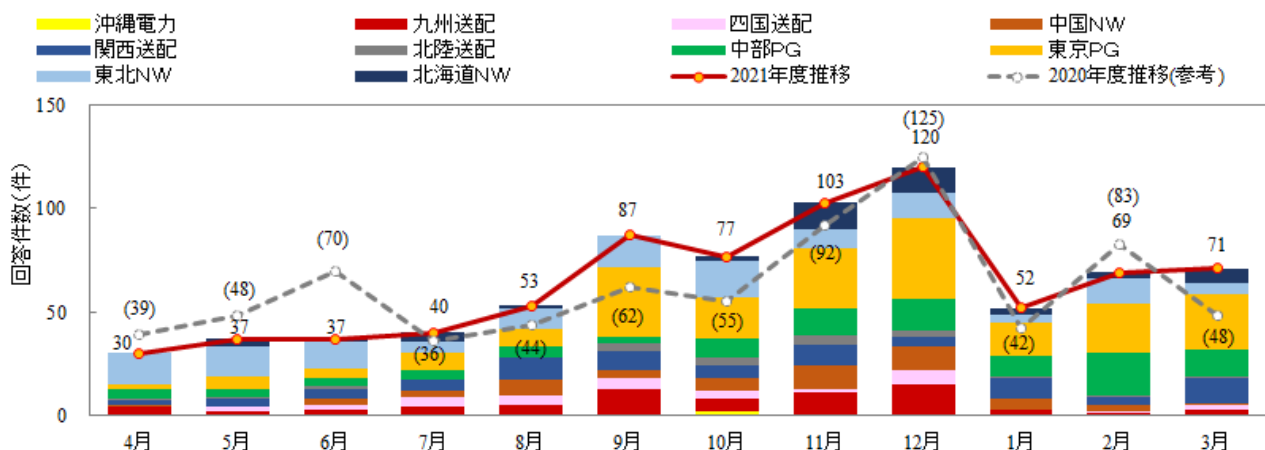


図19 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者合計)  
[2021年度]

### 2.3.4. 検討期間

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った契約申込みの検討期間は以下のとおり。なお、検討期間については、送配電等業務指針第98条に基づき、6か月を標準検討期間として確認した。

契約申込みの検討期間（6か月）を超過している件数は、全体の12%。超過理由の主な内容は、受付者都合（申込集中）のほか、申込者都合（申込内容の変更）が多い。

表8 契約申込みの検討期間(一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	回答 件数	6か月 以内	6か月 超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
北海道NW	50	39	11	0	2	4	4	0	0	0	0	1
東北NW	134	97	37	2	3	31	1	0	0	0	0	0
東京PG	219	191	28	6	14	0	5	0	3	0	0	0
中部PG	106	102	4	1	1	0	1	0	1	0	0	0
北陸送配	22	19	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	83	82	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
中国NW	55	54	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	70	59	11	1	1	0	5	2	0	0	0	2
沖縄電力	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	776	680	96	12	23	35	16	2	5	0	0	3

(発電設備等契約申込みの回答期間)

第98条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、発電設備等契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 発電設備等系統連系希望者が低圧の送電系統への連系等を希望する場合 発電設備等契約申込みの受付日から1か月
- 二 前号に該当しない場合 発電設備等契約申込みの受付日から6か月又は発電設備等系統連系希望者と合意した期間

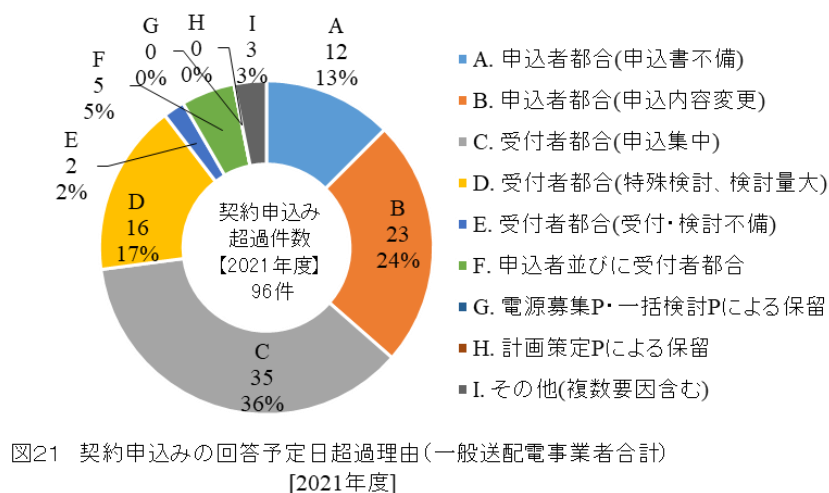
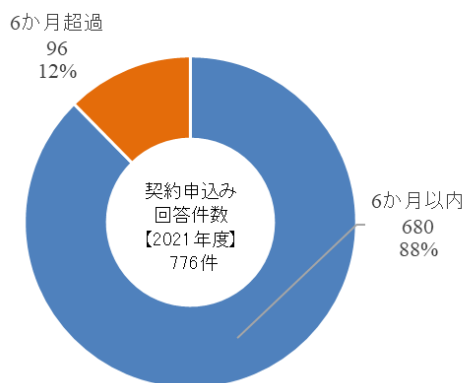


図20 契約申込みの回答件数および検討期間実績 (一般送配電事業者合計) [2021年度]

図21 契約申込みの回答予定日超過理由 (一般送配電事業者合計) [2021年度]

[円グラフ種別]  
上段:超過理由  
中段:件数  
下段:割合(%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

D. 受付者都合（特殊検討，検討量大）

特殊検討<sup>※1</sup>が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス<sup>※2</sup>および電源接続案件一括検討プロセス<sup>※2</sup>の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

H. 計画策定Pによる保留

計画策定プロセス<sup>※3</sup>の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

- ・合理的な設備形成の検討に時間を要しているため  
（事業者提案にあたり複数案の工事が考えられる場合などにその決定までに時間を要す）
- ・上位系統増強工事が発生することで検討量が増加したため
- ・近隣で既に複数の先行事業者が連系しており、最適な配電線ルート選定に時間を要したため
- ・当該案件とは別の設備増強工事等が絡み、工事内容について多様な検討（精査）が必要となったため
- ・検討途中での大規模電源の連系申込みに伴い、対策内容の再検討が必要となったため

※2 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続きのこと

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

### 2.3.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2021年度末（2022年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。なお、申込者による契約申込みの継続意思がない案件については、集計の対象から除外した。

表9 契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)）

（一般送配電事業者の合計）

（件）

受付会社	2020年度末	2021年度末	増減
北海道NW	17	10	▲ 7
東北NW	10	7	▲ 3
東京PG	56	54	▲ 2
中部PG	4	3	▲ 1
北陸送配	6	6	0
関西送配	18	10	▲ 8
中国NW	26	1	▲ 25
四国送配	0	0	0
九州送配	106	43	▲ 63
沖縄電力	0	0	0
合計	243	134	▲ 109

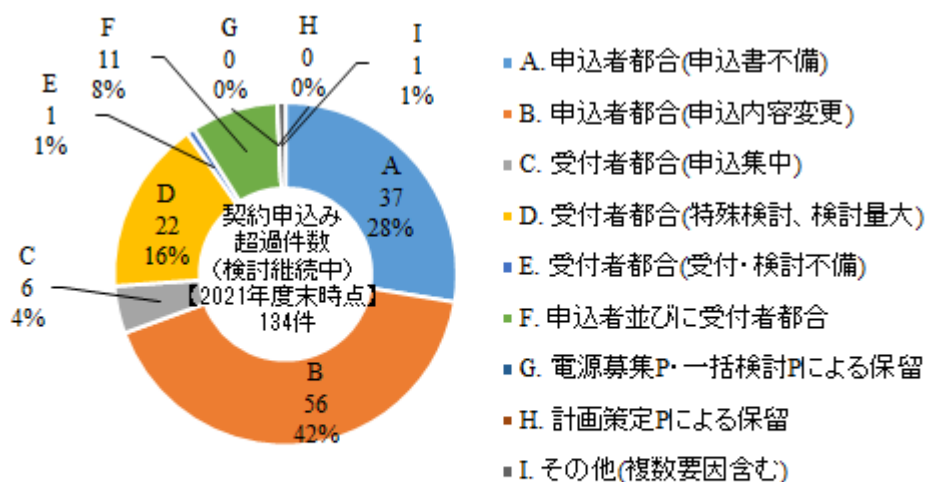


図22 契約申込み 回答予定日超過理由(検討継続中)

（一般送配電事業者合計）

[2021年度末時点]

[円グラフ種別]  
 上段: 超過理由  
 中段: 件数  
 下段: 割合(%)

## ＜参考 1＞ 年度推移

広域機関発足（2015年4月）以降における広域機関並びに一般送配電事業者において実施した系統アクセス業務に関する実績（「事前相談」、「接続検討」、「契約申込み」の受付状況）の推移は以下のとおり。

事前相談は2017年度をピークに減少していたが、2021年度から増加傾向に変化。一方、接続検討および契約申込みは2020年度から増加傾向に変化。

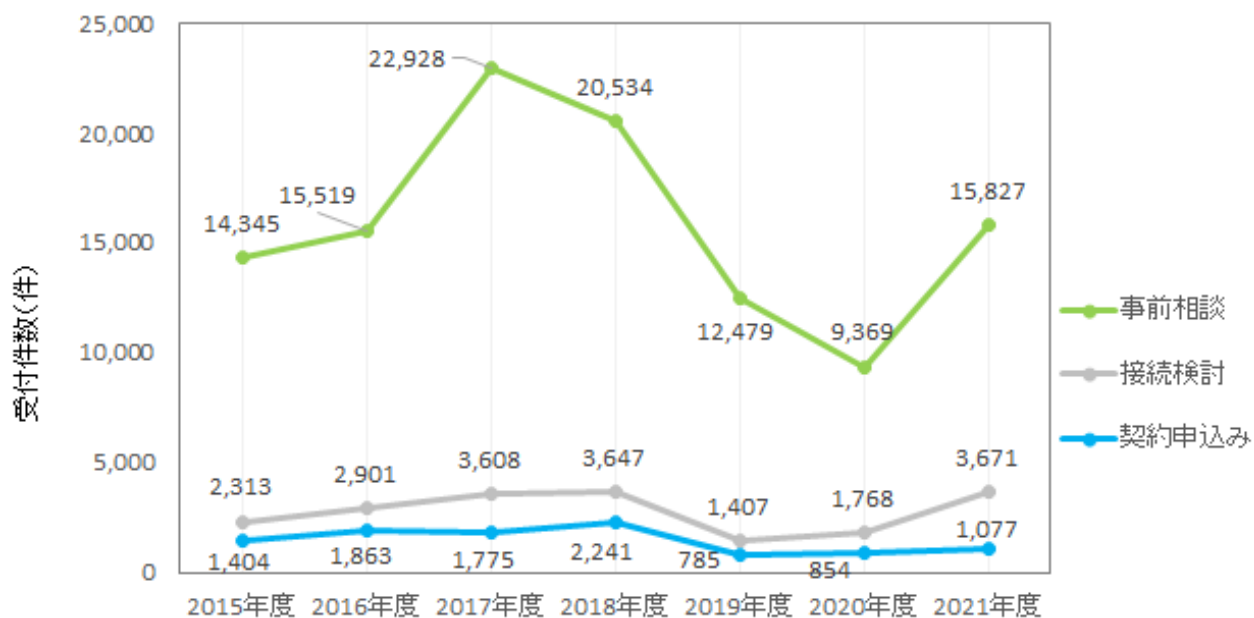


図23 年度別 事前相談・接続検討・契約申込みの受付件数の推移

### （1）事前相談

表 10 事前相談の各社別受付件数の推移

(件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
広域機関	100	333	111	76	41	27	68
北海道NW	396	637	1,592	646	237	567	1,733
東北NW	2,300	1,705	2,529	2,853	1,502	1,181	1,910
東京PG	4,629	3,882	5,396	2,659	1,187	1,064	3,410
中部PG	2,059	3,472	4,136	4,110	1,840	1,819	2,045
北陸送配	332	425	478	622	262	214	339
関西送配	1,930	2,076	3,528	4,318	2,128	1,442	2,200
中国NW	1,123	1,256	2,744	2,405	1,520	895	1,500
四国送配	425	390	546	804	257	326	624
九州送配	1,038	1,256	1,796	2,003	3,484	1,790	1,969
沖縄電力	13	87	72	38	21	44	29
合計	14,345	15,519	22,928	20,534	12,479	9,369	15,827

(2) 接続検討

表 11 接続検討の各社別受付件数の推移 (件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
広域機関	70	83	53	58	83	76	76
北海道NW	43	106	323	229	65	89	385
東北NW	369	415	443	615	363	424	679
東京PG	638	811	1,085	853	287	443	1,382
中部PG	290	453	485	585	163	230	391
北陸送配	56	102	118	115	79	55	54
関西送配	262	312	354	328	91	137	233
中国NW	191	243	315	431	91	106	206
四国送配	92	134	139	110	42	29	75
九州送配	300	238	291	315	138	173	185
沖縄電力	2	4	2	8	5	6	5
合計	2,313	2,901	3,608	3,647	1,407	1,768	3,671

表 12 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移 (件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
火力	118	66	41	25	59	60	32
一般水力	107	106	132	145	182	241	245
揚水	0	0	0	0	0	0	0
原子力	0	0	0	0	0	0	0
太陽光	1,731	2,005	2,602	2,806	481	766	2,498
風力	165	368	340	303	410	326	436
地熱	16	17	17	14	38	55	54
バイオマス	175	335	469	341	221	305	327
その他	6	7	11	13	21	18	83
合計	2,318	2,904	3,612	3,647	1,412	1,771	3,675

※接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

### (3) 契約申込み

表 13 契約申込みの各社別受付件数の推移

(件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
北海道NW	26	37	187	46	25	25	85
東北NW	217	215	211	329	232	332	115
東京PG	161	538	277	618	174	174	413
中部PG	209	357	267	400	94	96	141
北陸送配	38	83	86	50	26	33	27
関西送配	190	233	256	251	57	70	112
中国NW	64	147	196	242	45	37	67
四国送配	51	71	79	69	20	15	42
九州送配	447	177	210	232	110	69	73
沖縄電力	1	5	6	4	2	3	2
合計	1,404	1,863	1,775	2,241	785	854	1,077

表 14 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移

(件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
火力	31	30	26	16	19	16	30
一般水力	58	70	76	96	124	135	155
揚水	0	0	2	0	0	0	0
原子力	0	0	0	1	1	0	2
太陽光	1,212	1,462	1,252	1,900	375	440	685
風力	44	168	229	78	113	148	55
地熱	7	8	5	3	11	15	15
バイオマス	56	123	187	143	138	95	125
その他	0	2	3	5	7	6	14
合計	1,408	1,863	1,780	2,242	788	855	1,081

※契約申込み 1 件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

## <参考 2> 電源接続案件一括検討プロセス実施状況

2021年度末（2022年3月末）時点における電源接続案件一括検討プロセス（主宰者：一般送配電事業者）の実施状況※は以下のとおり。これまで18件開始し、2022年3月末時点で、うち6件が完了。

※2022年3月末時点の実施状況を記載しているため、本資料公表日の実施状況とは異なる場合がある。

表 15 電源接続案件一括検討プロセスの実施状況一覧

会社	件数	対象エリア	開始決定日	応募申込 受付開始日	プロセス 完了(予定)日
東北	8件	福島	2021/3/24	2021/4/26	2023/2 下旬頃
		山形・本荘由利	2021/3/26	2021/4/28	2023/2 月上旬頃
		青森県下北	2021/5/19	2021/6/16	2023/2 中旬頃
		岩手県北部	2021/8/12	2021/10/7	2023/4 月上旬頃
		宮城県北西	2021/8/13	2021/10/8	2023/4 月上旬頃
		新潟県村上	2021/12/14	2022/1/18	2023/7 中旬頃
		宮城県北東および東部大崎	2021/12/15	2022/1/21	2023/8 中旬頃
		青森県三戸	2021/12/16	2022/1/26	2023/8 月上旬頃
東京	1件	群馬東部	2021/7/13	2021/8/13	2023/3 月上旬頃
中部	1件	長野県北部小谷村	2021/9/3	2021/10/1	2023/4 下旬頃
北陸	2件	石川県白山市南部	2020/10/30	2020/11/30	2021/12/1 完了
		石川県能登	2020/11/25	2020/12/25	2022/7 下旬頃
中国	1件	広島県神石高原町、岡山県高梁市・吉備中央町および周辺	2021/2/5	2021/2/16	2021/10/21 完了
九州	5件	大分県西大分	2020/11/11	2021/1/29	2022/1/21 完了
		鹿児島県霧島	2021/1/29	2021/2/26	2021/12/22 完了
		鹿児島県大口市	2021/4/5	2021/5/10	2022/1/26 完了



		大分県日田	2021/7/29	2021/8/26	2023/5 下旬頃
		熊本県菊池	2021/8/4	2021/9/1	2022/3/24 完了

# IV. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく 翌年度・中長期の電力需給及び電力系統に 関する見通し及び課題

## 供給計画の取りまとめ

2022年3月

電力広域的運営推進機関

<はじめに>

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2022年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針の規定に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響については、各電気事業者において復旧見通しを検討している段階にあり、各電気事業者から提出された供給計画へ反映されていない。

また、2022年度供給計画取りまとめでは、2021年11月30日までに電気事業者となった者（1,767者）と、2021年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（1者）の合計1,768者を対象に取りまとめを行った。

2022年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	1,007
小売電気事業者	712
登録特定送配電事業者	30
特定送配電事業者	6
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,768

(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないとき、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限

①	電気事業者（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
②	一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③	本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

(参考) 取りまとめ項目

- 供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施。

電気事業法施行規則 (供給計画取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	—
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需要の実績及び見通し
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需給バランスを評価
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発(廃止)計画等から全国大の電源構成の変化等を取りまとめ
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の状況を取りまとめ
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題など

# 目次

	ページ
I. 電力需要想定	102
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	102
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	104
II. 需給バランス	106
(1) 供給信頼度基準について	106
(2) 供給力(kW)の見通し(2022年度~2031年度)	107
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	108
(4) 電力量(kWh)の見通し	114
(5) 需給バランス確認結果のまとめ	116
III. 電源構成の変化に関する分析	118
(1) 設備容量(kW)	118
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	120
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	121
(4) 電源開発計画	122
IV. 送配電設備の増強計画	127
(1) 主要送電線路の整備計画	130
(2) 主要変電所の整備計画	134
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	137
(4) 既設設備の高経年化の課題	139
V. 広域的運営の状況	141
VI. 電気事業者の特性分析	143
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	143
(2) 小売電気事業者のエリア展開	145
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	147

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	148
(5) 発電事業者のエリア展開	151
VII. その他	153
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	153
VIII. まとめ(2022年度供給計画の取りまとめ)	156
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	159
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	164

訂正箇所（2022年5月25日）

P22	図2-9	休止電源の状況	2023年度休止1年～3年以内の設備量
P24	表3-1	設備容量（全国合計）	設備容量の一部
P24	図3-1	設備容量（全国合計）	設備容量の一部、電源の分類方法
P25	図3-2	エリア別の電源種別の設備容量比率 （2021年度末）	設備容量比率の一部
P26	図3-3	エリア別太陽光・風力設備容量の推移	設備容量の一部
P28	表3-3	新エネルギー等発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P29	表3-4	水力・火力発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P29	表3-6	送電端電力量（合計）	送電端電力量の一部
P30	図3-4	2021年度エリア別発電電力量 （送電端）の比率	エリア別送電端比率の一部
P31	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P31	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P53	図6-11	各規模別の供給電力（積算）	供給電力の一部

## I. 電力需要想定

(1) 前年度の推定実績及び第1, 2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、2021年度の実績及び2022, 2023年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

2022年度の見通し16,051万kWは、2021年度の気象補正<sup>4</sup>後の実績16,230万kWに対して、1.1%の減少となった。

また、2023年度の見通し16,028万kWは、2021年度の気象補正<sup>4</sup>後の実績に対して、1.2%の減少となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

2021年度 実績 (気象補正後)	2022年度 見通し	2023年度 見通し
16,230万kW	16,051万kW(▲1.1%*)	16,028万kW(▲1.2%*)

※2021年度実績(気象補正後)に対する増加率

### ② 2022年度及び2023年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2022年度及び2023年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2022年度)、表1-3(2023年度)に示す。

2022年度及び2023年度ともに夏季最大3日平均電力(8月)が、冬季最大3日平均電力(1月)を約1,000万kW上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2022年度各月別の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,631	11,379	12,759	16,001	16,051	14,101
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,967	12,425	14,307	15,068	15,041	13,347

<sup>1</sup> 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。

<sup>2</sup> 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送配電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項の規定に基づき公表したもの。

<sup>3</sup> 2022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、2021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。

<sup>4</sup> 気象補正とは、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。

表1-3 2023年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,612	11,361	12,741	15,978	16,028	14,079
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,950	12,408	14,286	15,045	15,018	13,318

③年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2021年度の推定実績<sup>5</sup>及び2022年度の見通しを、表1-4に示す。

2022年度の見通し8,775億kWhは、2021年度の気象補正後の推定実績8,693億kWhに対して、0.9%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2021年度推定実績 （気象補正後）	2022年度見通し
8,693 億 kWh	8,775 億 kWh (+0.9% <sup>※</sup> )

※2021年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては2021年4～10月の実績値及び2021年11月～2022年3月の推定値を合算している。



(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2021年11月25日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、2021年度は541.4兆円、2031年度は596.1兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、2021年度は96.4、2031年度は104.2となり、年平均0.8%の増加となった。一方、人口は、2021年度は1億2,574万人、2031年度は1億1,923万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2021年度	2031年度
国内総生産（実質GDP）	541.4兆円	596.1兆円 [+1.0%] <sup>※</sup>
鉱工業生産指数（IIP）	96.4	104.2 [+0.8%] <sup>※</sup>
人口	1億2,574万人	1億1,923万人 [▲0.5%] <sup>※</sup>

※2021年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2022年度、2026年度及び2031年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2031年度までの見通しを図1-1に示す。

2026年度の見通しは15,926万kW、2031年度の見通しは15,746万kWとなり、2021年度から2031年度まで年平均0.3%の減少となっている。

2021年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2022年度 [再掲]	2026年度	2031年度
16,051万kW	15,926万kW [▲0.4%] <sup>※</sup>	15,746万kW [▲0.3%] <sup>※</sup>

※2021年度見通しに対する年平均増加率

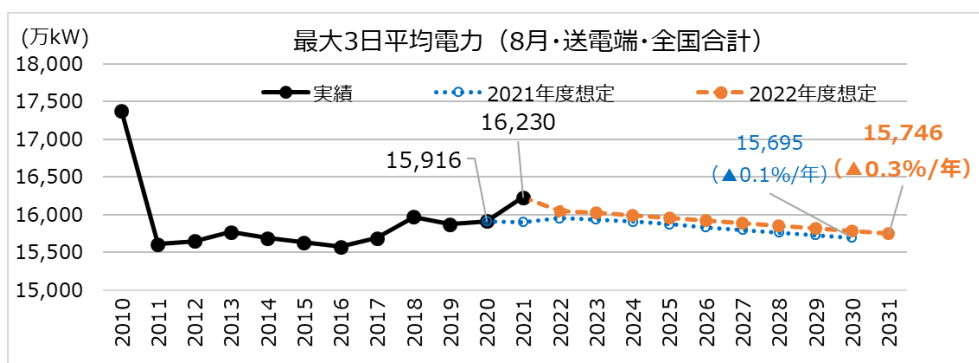


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

<sup>6</sup> GDPは2015暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは2015暦年を100とした指数である。

## ② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2022年度、2026年度及び2031年度の見通しを、表1-7に示す。

2026年度の見通しは8,707億kWh、2031年度の見通しは8,634億kWhとなり、2021年度から2031年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2021年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2022年度 [再掲]	2026年度	2031年度
8,775 億 kWh	8,707 億 kWh [+0.0%] <sup>※</sup>	8,634 億 kWh [▲0.1%] <sup>※</sup>

※2021年度見通しに対する年平均増加率

## II. 需給バランス

### (1) 供給信頼度基準について

供給計画における供給信頼度基準としては、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、2021年度より年間EUE基準(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年)を適用することとなった<sup>8</sup>。

また、エリア特性(北海道の冬季等)や厳気象などを考慮すると、各月の供給力が偏らないようにすることも重要と考えられることから、短期断面(第1, 2年度)については、年間EUE基準を満たしているかを確認するとともに、補完的に各エリア・各月の予備率についても確認することとなった<sup>8</sup>。

### (参考) 年間EUEの特性

年間EUEの特性を図2-1に示す。年間EUE基準値による評価では、エリア毎の停電予測量が0.048 kWh/kW・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

ただし、年間EUE基準による評価のみでは、電源の停止計画等によって供給力に偏りが生じた際に、特定の断面で予備率が低くなることを把握することが難しいため、補完的に従来手法である各月の予備率を確認する。

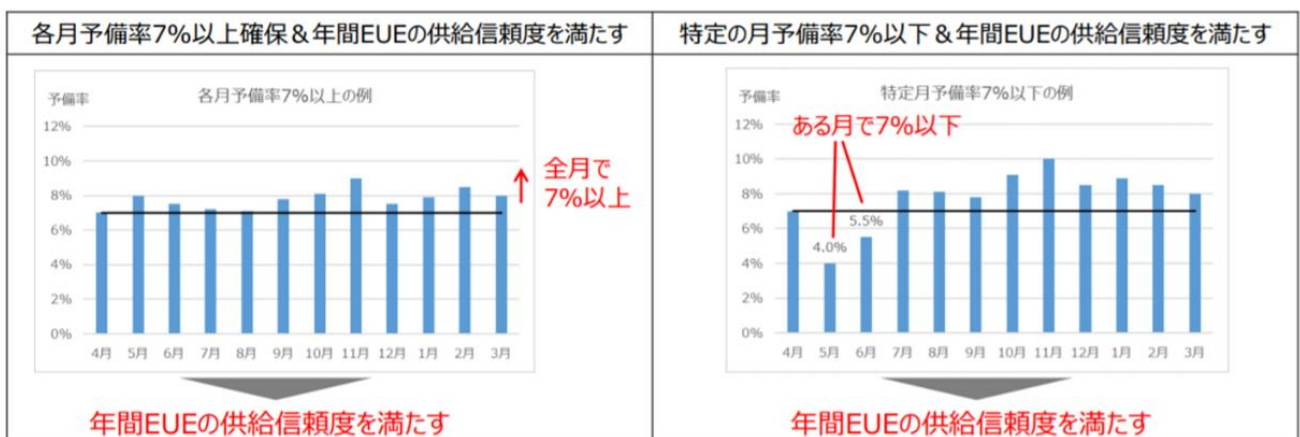


図2-1 年間EUEの特性

<sup>8</sup> 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(本機関ウェブサイト)  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei\\_58\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf)

(2) 供給力 (kW) の見通し (2022年度～2031年度)

年間EUEの算定結果を表2-1に示す。短期断面(第1・2年度目)は全てのエリア・年度で基準値(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年)以内となっている。(最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.038 kWh/kW・年)

長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。

現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	0.000	0.007	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.007	0.001	0.005	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
東京	0.038	0.011	0.042	0.008	0.003	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000
中部	0.003	0.001	0.000	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
北陸	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.001	0.001	0.210	0.130	0.119	0.113	0.107	0.096	0.031	0.027
9エリア計	0.014	0.004	0.035	0.016	0.013	0.011	0.010	0.009	0.003	0.003
沖縄	0.027	0.021	0.354	0.793	0.662	0.860	0.282	0.917	0.311	0.304

### (3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力<sup>9</sup>とエリア需要を基に、各エリア（沖縄を除く）及び全国の需給バランスについて、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率<sup>10</sup>が8%以上あることを基準として確認を行った。

また、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図2-2に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>11</sup>を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの<sup>12</sup>も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

なお、2022年度供給計画届出書の記載要領（2021年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が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。

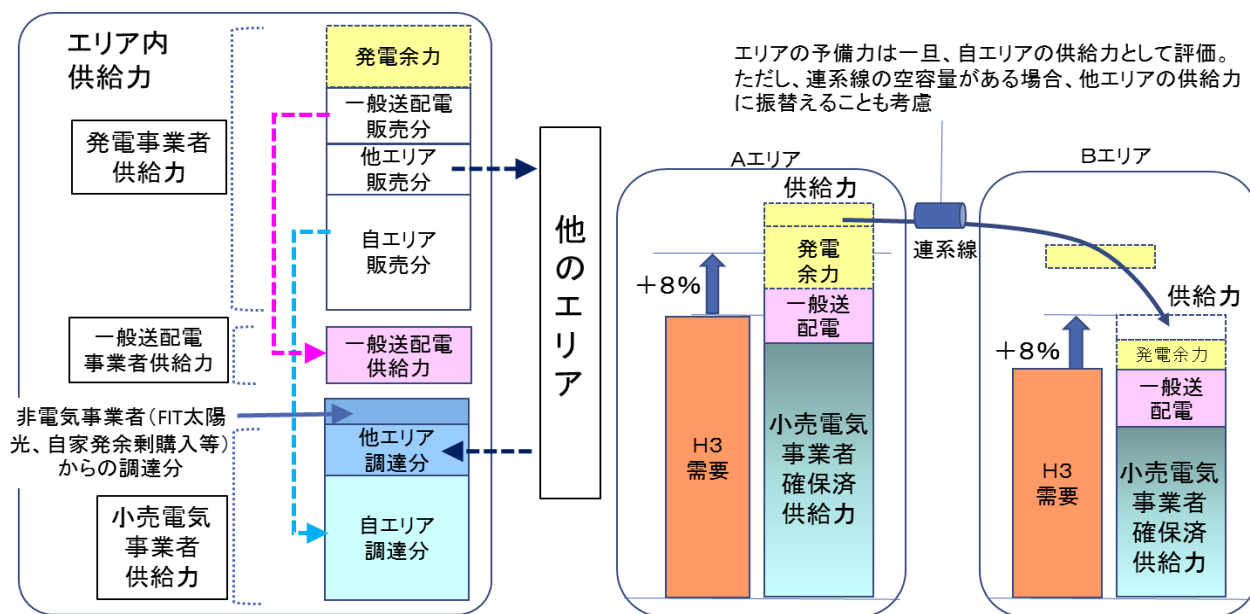


図2-2 需給バランス確認の概要

<sup>9</sup> 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

<sup>10</sup> 予備率とは、予備力（供給力－最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

<sup>11</sup> エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

<sup>12</sup> 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

#### (参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「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<sup>13</sup>（資源エネルギー庁、2021年12月）」及び「2022年度供給計画届出書の記載要領<sup>14</sup>（資源エネルギー庁、2021年12月）」に記載の方法による。

#### (参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

空容量 = ①運用容量 - ②マージン - ③8月15時断面の連系線計画潮流値

##### (短期断面)

- ①：「2022～2031年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2022年2月10日：本機関）」<sup>15</sup>による。
- ②：「2022・2023年度の連系線のマージン（年間計画）（2022年2月10日：本機関）」<sup>16</sup>の考え方及びエリア外期待分（系統容量3%相当）を考慮のうえ算出した値。
- ③：2022年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書（様式第36表）」に記載されている月毎の計画潮流値。

##### (長期断面)

- ①：2022年度及び2023年度は、（短期断面）で設定した8月値、2024～2031年度は、「2022～2031年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2022年2月10日：本機関）」<sup>15</sup>による。
- ②：2022年度及び2023年度は、（短期断面）で設定した8月値、2024～2031年度は、「2024～2031年度の連系線のマージン（長期計画）（2022年2月10日：本機関）」<sup>16</sup>の考え方及びエリア外期待分（系統容量3%相当）を考慮のうえ算出した値。
- ③：2022年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書（様式第32第8表）」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

<sup>13</sup> 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

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/guideline.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf)

<sup>14</sup> 2022年度供給計画届出書の記載要領

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/kisaiyouryo.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisaiyouryo.pdf)

<sup>15</sup> 参考：第4回運用容量検討会配布資料（本機関ウェブサイト）

[http://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2021/unyoyouryou\\_2021\\_4\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2021/unyoyouryou_2021_4_haifu.html)

<sup>16</sup> 参考：第3回マージン検討会配布資料（本機関ウェブサイト）

[http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin\\_kentoukai\\_2021\\_3.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin_kentoukai_2021_3.html)

① 短期の需給見通し

予備率の算定にあたっては、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、各エリアの予備率を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替えた予備率<sup>17</sup>としている。

また、7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した<sup>18</sup>。

更に、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件<sup>19</sup>）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

○2022年度

エリア別の予備率見通しを表2-2に示す。各エリアの予備率は、全てのエリア・月で予備率8%を上回った。

表2-2 2022年度 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

また、沖縄エリア<sup>20</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+電源I-a：合計30.1万kW」を除いた場合の供給力<sup>21</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-3に示す。全ての月で必要供給力を確保できる見通しとなった。

表2-3 2022年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	33.3%	11.2%	7.4%	14.5%	19.6%	11.0%	30.5%	33.9%	43.0%	27.6%	30.6%	54.2%

<sup>17</sup> 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替えできる量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積られる評価）となっている。

<sup>18</sup> 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（本機関ウェブサイト）

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei\\_69\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf)

<sup>19</sup> 参考：火力発電所環境アセスメント情報（経済産業省ウェブサイト）

[http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html)

<sup>20</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

<sup>21</sup> 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

○ 2023年度

エリア別の予備率見通しを表2-4に示す。各エリアの予備率は、全てのエリア・月で予備率8%を上回った。

表2-4 2023年度 各月別の予備率見通し  
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	30.0%	45.3%	47.6%	29.2%	30.9%	29.7%	26.1%	20.6%	23.7%	18.1%	20.8%	25.1%
東北	30.0%	29.9%	21.1%	19.7%	22.0%	29.7%	26.1%	20.6%	16.5%	15.4%	16.4%	25.1%
東京	11.4%	22.1%	21.1%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.4%	15.1%	14.6%	15.7%	19.6%
中部	28.9%	22.1%	22.5%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	19.6%
北陸	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	20.0%
関西	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
中国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
四国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	30.9%	25.2%	33.7%	28.6%	15.6%	22.0%	21.3%	41.5%
九州	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	31.0%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

また、沖縄エリア<sup>22</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+電源I-a：合計30.1万kW」を除いた場合の供給力<sup>23</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-5に示す。全ての月で必要供給力を確保できる見通しとなった。

表2-5 2023年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し (送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	36.3%	34.9%	19.6%	18.5%	16.7%	11.8%	14.1%	26.5%	33.6%	34.1%	39.0%	46.9%

③ 供給力 (kW) の補完的確認による2022年度電源補修量

図2-3において、2022年度供給計画(第1年度)の各月補修量(対象:出力10万kW以上の発電設備)を示す。

図2-4において、2022年度供給計画における第1年度(2022年度)と、2021年度供給計画における第2年度(2023年度)との各月補修量の増減(対象:出力10万kW以上の発電設備)を示す。

需給バランスが厳しい期間・エリアにおける既存補修計画の変更ならびに新規補修計画の回避について、本機関から全発電事業者へ協力を要請しており、2021年度供給計画との比較で、夏季・冬季の補修量が減少した。

<sup>22</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

<sup>23</sup> 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。



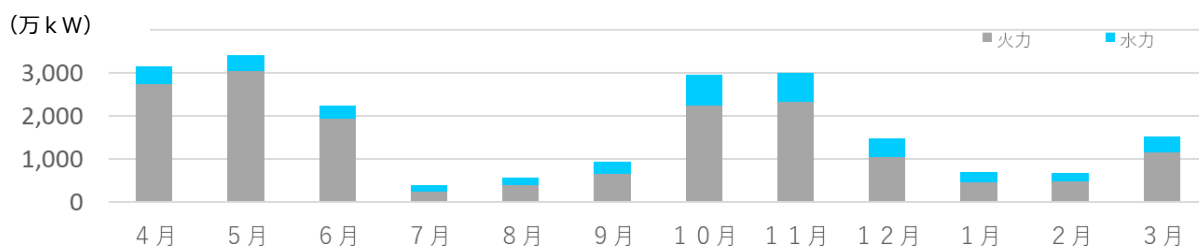


図2-3 2022年度供給計画（第1年度）の各月補修量

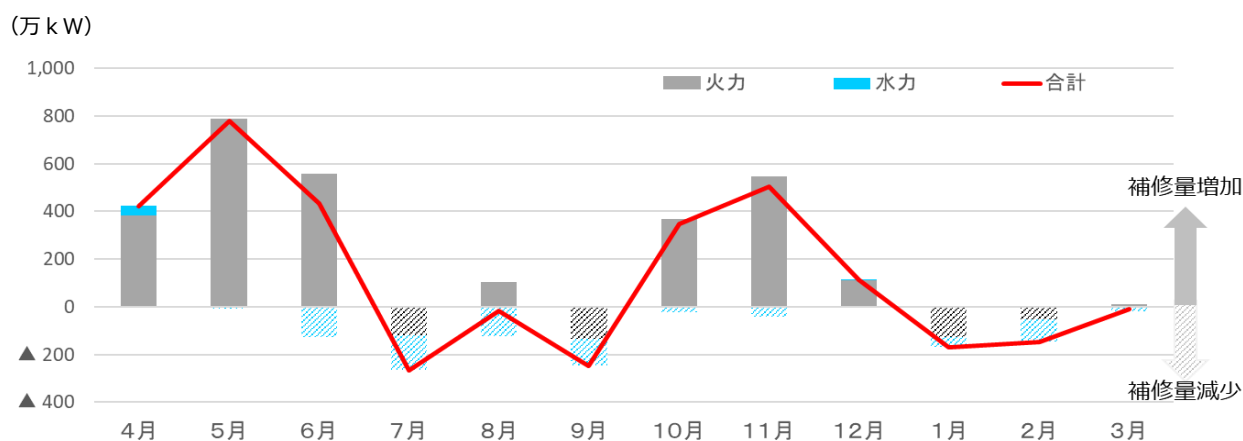


図2-4 2022供計（第1年度）と2021供計（第2年度）の各月補修量の増減

④ 供給力（kW）の補完的確認による2022年度休廃止計画

2022年度供給計画において、2022年度中に休廃止となる火力電源（出力1,000kW以上、離島設備を除く）を表2-6に示す。

2022年度中に休廃止となる火力電源は421万kWであり、このうち、従来から休廃止が計画されていたものが407万kW、2022年度供給計画で新規計上されたものが14万kWである。

表2-6 2022年度中に休廃止となる火力電源（単位：万kW）

燃種	新規計上分	従来から計上分	合計
LNG	—	311	311
石油	—	60	60
石炭	14	36	50
<b>合計</b>	<b>14</b>	<b>407</b>	<b>421</b>

⑤ 供給力（kW）の補完的確認による小売未確保分と発電余力

小売電気事業者の想定需要に対する未確保分<sup>24</sup>と発電事業者の発電余力を比較したものを図2-5に示す。夏季8月において未確保分が発電余力を上回っている状況である。

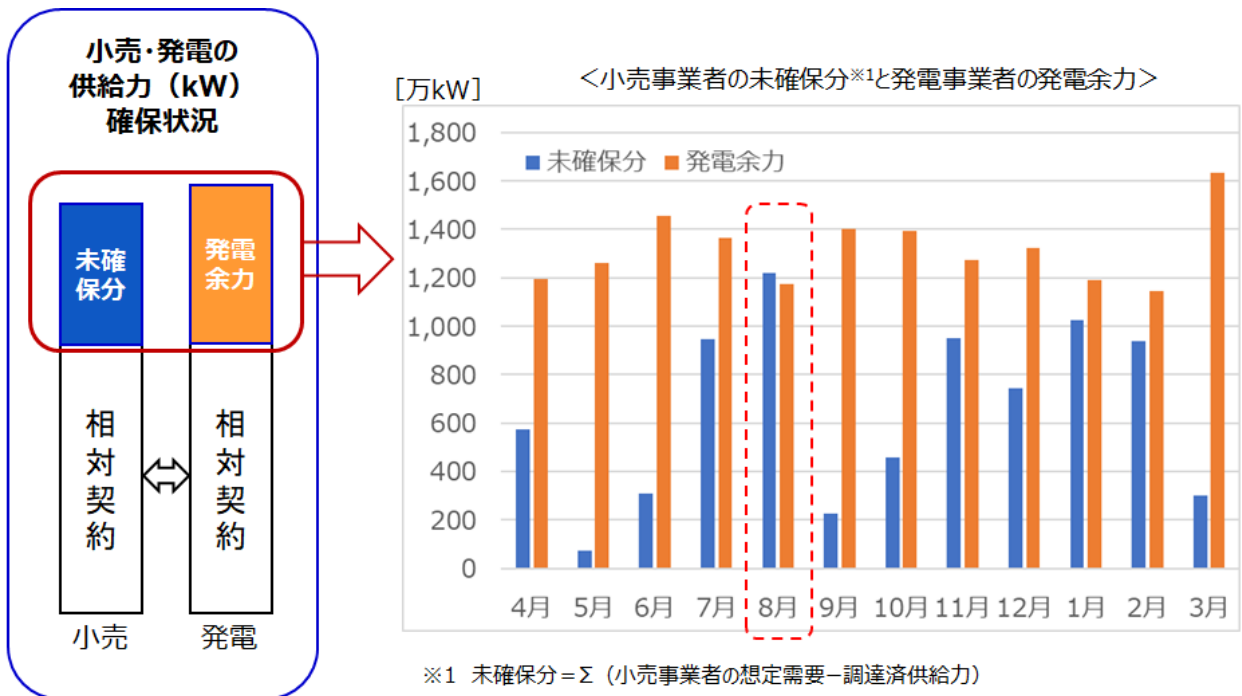


図2-5 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

<sup>24</sup> 未確保分：小売電気事業者の（小売電気事業者の想定需要－調達済供給力）の総計

#### (4) 電力量 (kWh) の見通し

電力量 (kWh) バランスについては、気象の見通しや需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達などの対応もできるタイミングとして、毎年春と秋に実施している「電力需給検証」において高需要期の評価を行うとともに、昨夏より実施している月2回程度のkWhモニタリングを継続し、その結果の公表を行う予定である。

そのため、この「供給計画の取りまとめ」時点では、電力量 (kWh) バランス評価までは行わないが、現時点での年間の電力量 (kWh) バランスを確認し、事業者の対応につながる情報を公表する。

#### ① 電力量 (kWh) に関する見通し

図2-6において、供給計画の第1年度(2022年度)における電力量 (kWh) バランス(9エリア合計)の月別に示す。また表2-7において、2022年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量<sup>25</sup>は2~24億kWh/月程度(想定需要に対して0.3%~3.2%程度)下回る断面が見受けられる。

今後、この計画を起点に実需給段階に向けて、小売電気事業者には計画的な調達、発電事業者には燃料の追加調達等による供給電力量の増加を期待するが、本機関においても、高需要期にあたりkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

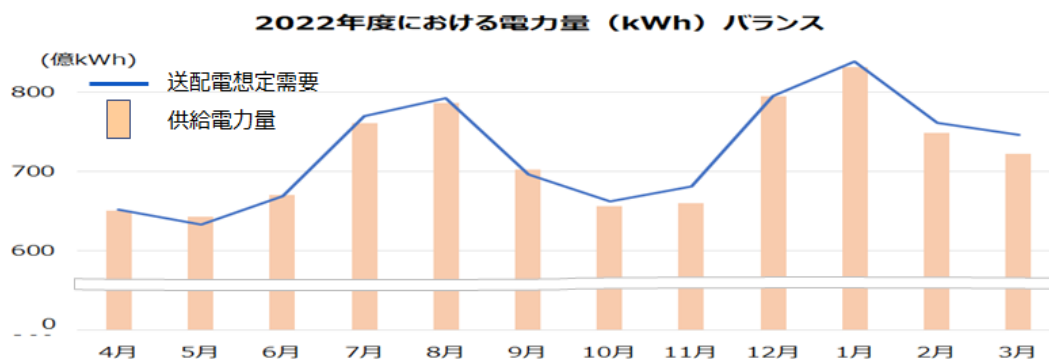


図2-6 第1年度(2022年度)における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2022年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

[億kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	652	633	669	770	792	696	662	681	795	838	761	746	8,695
想定需要を下回る量	-2	10	1	-9	-6	6	-6	-21	0	-7	-13	-24	-71
想定需要を下回る率	-0.3%	1.6%	0.1%	-1.2%	-0.8%	0.9%	-0.9%	-3.1%	0.0%	-0.8%	-1.7%	-3.2%	-0.8%

<sup>25</sup> 小売事業者への相対卸売り契約量(非電気事業者の発電分を含む)と発電余力の合計

② 電力量（kWh）の確認 【未確保分と発電余力】

図2-7において、小売電気事業者が市場調達として想定している量と、発電事業者が市場へ供出することが期待される発電余力を比較すると、すべての月において発電余力の方が多くなっている。

これは、小売電気事業者の計画的な調達行動や、発電事業者による供給電力量の追加が進んだことによるものであり、今後もこうした状況が継続するよう注視していく。

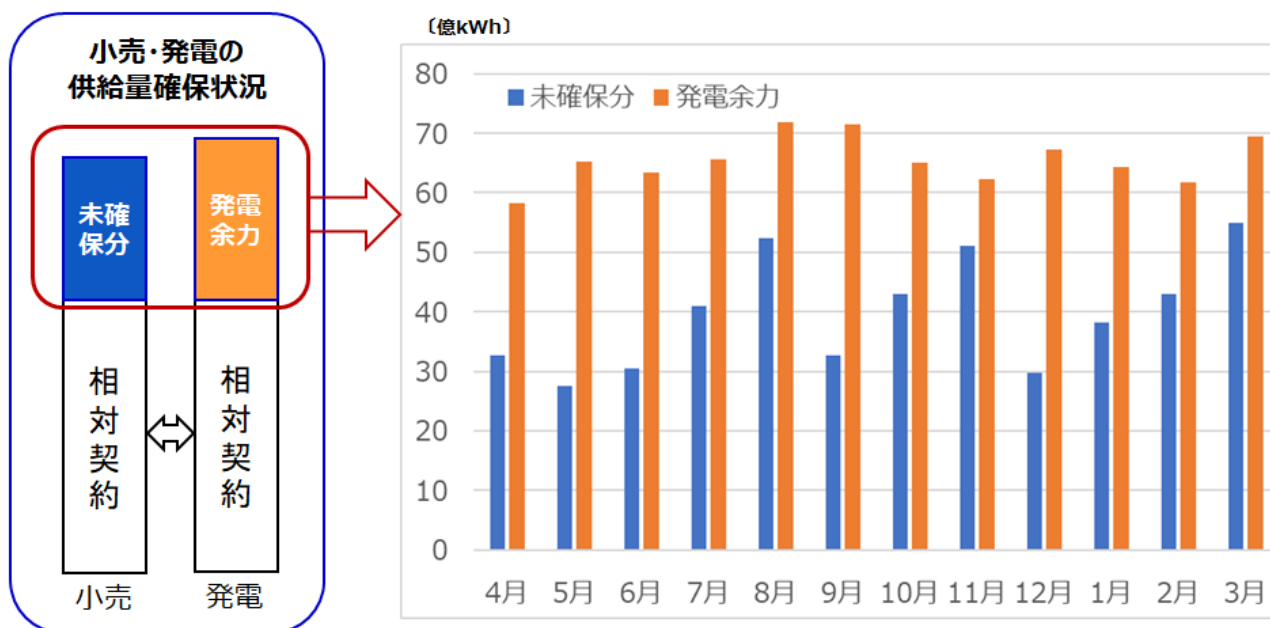


図2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (年間EUE基準に基づく確認結果)

短期断面 (第1・2年度目) は全てのエリア・年度で基準値以内となっている。長期断面では、九州エリアの2024～2029年度、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で基準値を超過している。

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

第1年度 (2022年度)、第2年度 (2023年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し

第1年度 (2022年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、2～24億kWh/月程度 (想定需要に対して0.3%～3.2%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 短期断面 (2022・2023年度) では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・期間や、予備率8%を下回るエリア・期間はなかったが、過去10年間で最も厳気象 (猛暑・厳寒) であった年度並みの気象条件での最大電力需要を踏まえた需給変動リスク分析結果を踏まえ、供給力対策に関する検討を進める。

○ 長期断面 (2024年度以降) では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・期間があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

① 電源別供給力の年度ごとの推移

2031年度までの電源種別ごとの供給力(8月15時・全国計)の見通しを図2-8に示す。

新エネルギー等の供給力は、2024年度以降年間の調整係数で計算されるため、2024年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力発電の供給力は新增設の計画等により2024年度まで増加し、以降横ばい傾向となる。

これらにより、供給力全体として2023年度まで増加し、以降横ばい傾向となる。

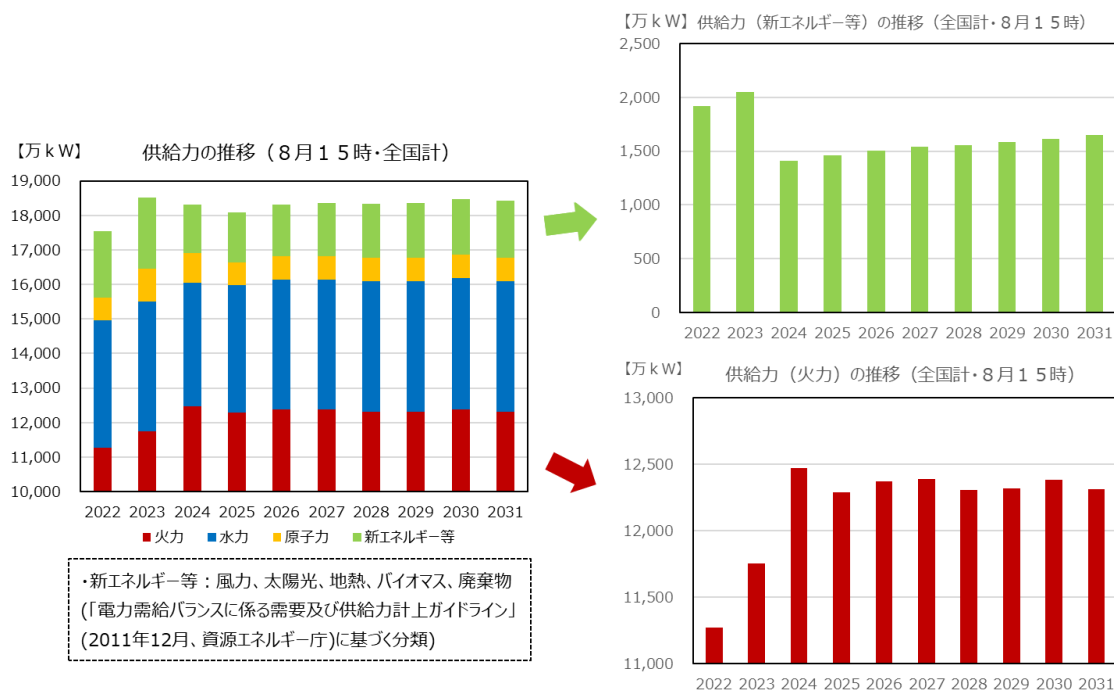


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度ごとの推移

今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源(約800~1,200万kW)を図2-9に示す。

2024年度に再稼働による減少がみられるものの、総量は約1,000万kW前後で推移する。経年ごとに3年以上長期休止する電源が増加する傾向がみられる。

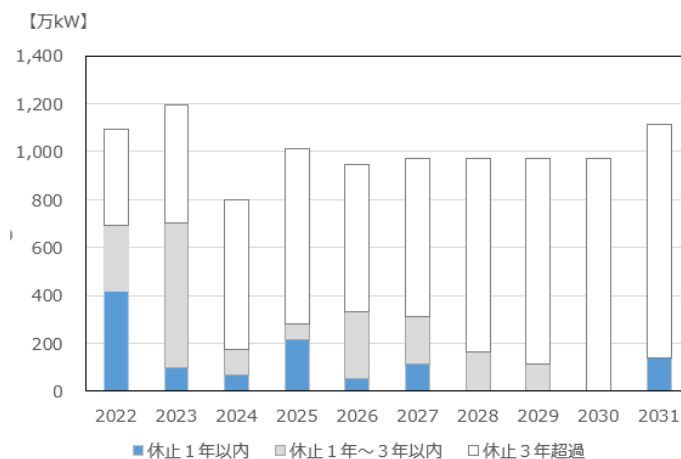


図2-9 休止電源の状況

### Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

本分析は、事業者から提出された数字を機械的に計上したものであり、今後の発電所の稼働状況や政策的措置への対応状況次第で、実際の将来の数字とは異なるものとなることに留意が必要である。

#### (1) 設備容量 (kW)

各年度において、各発電事業者が一定の前提の下で保有していると予測する発電設備と、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備 (FIT 電源等) の設備容量の合計値を機械的に積み上げたものである。事業者の計画については、一定の蓋然性があるものだけを計上しているが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。

事業者から提出された電源種ごとの設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

#### ○水力・火力<sup>26</sup>

発電事業者自らが保有する設備を積み上げ。新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していることや、対外的に運転することが公表されていること等を基準としている。

#### ○原子力

発電事業者自らが保有する設備のうち、過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基) を積み上げ。

#### ○太陽光・風力

一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に、設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

上記の考え方に基づいて、各事業者から提出された数字について各年度の設備容量を機械的に計上したものを表 3-1 及び図 3-1 に示す。

<sup>26</sup> 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万 kW】

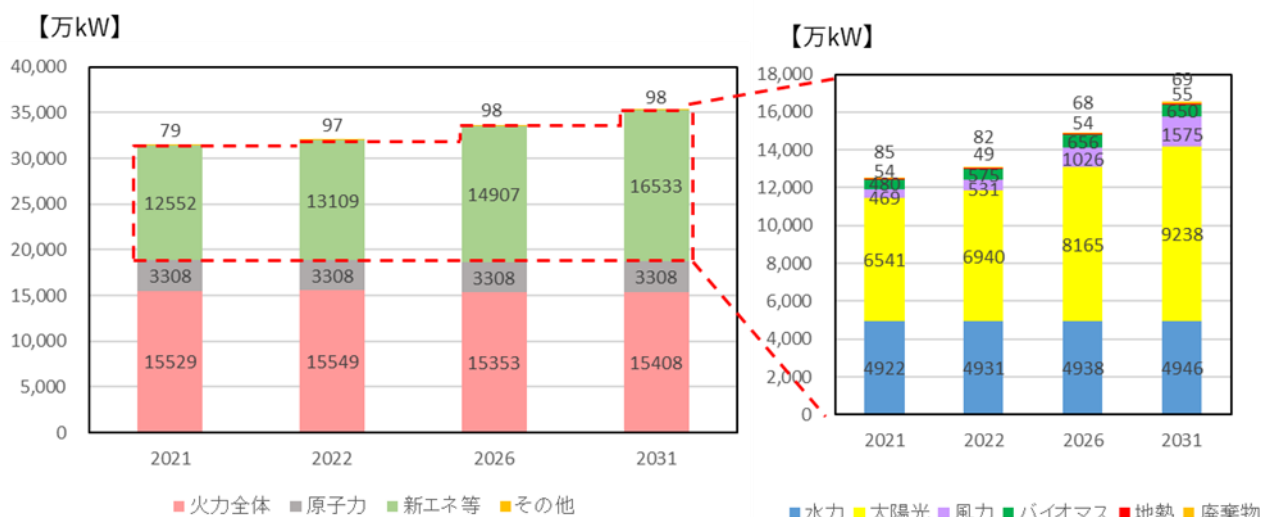
種類	2021	2022	2026	2031
火力 <sup>※1</sup>	15,529	15,549	15,353	15,408
石炭	4,836	5,079	5,234	5,233
LNG	7,804	7,814	8,244	8,301
石油他 <sup>27</sup>	2,888	2,657	1,875	1,874
原子力 <sup>※2</sup>	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	12,552	13,109	14,907	16,533
一般水力	2,175	2,184	2,191	2,199
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力 <sup>※3</sup>	469	531	1,026	1,575
太陽光 <sup>※3</sup>	6,541	6,940	8,165	9,238
地熱 <sup>※1</sup>	54	49	54	55
バイオマス <sup>※1</sup>	480	575	656	650
廃棄物 <sup>※1</sup>	85	82	68	69
その他	79	97	98	98
合計	31,469	32,063	33,666	35,348

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。

※2 過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基)

※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上



※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

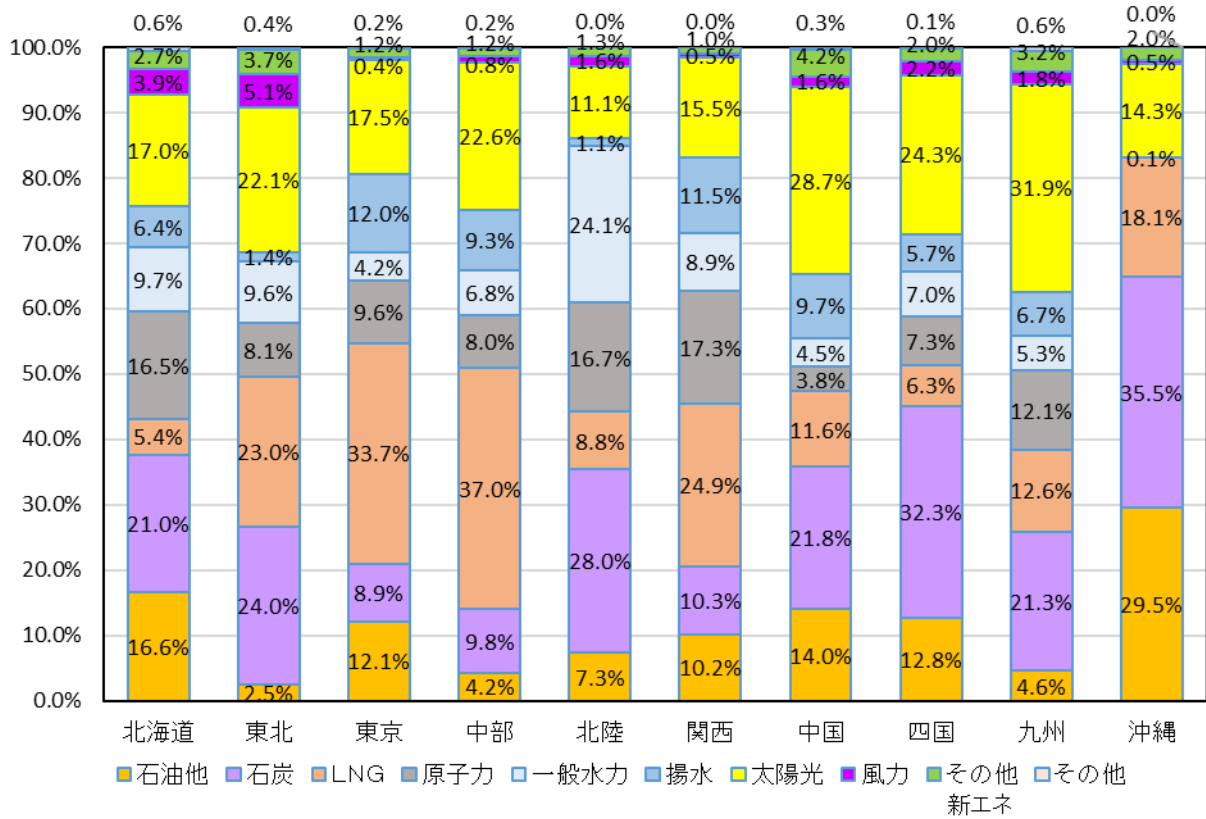
図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

<sup>27</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。



(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2021年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2021年度末)

(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し(年度末基準)<sup>28</sup>を図3-3に示す。

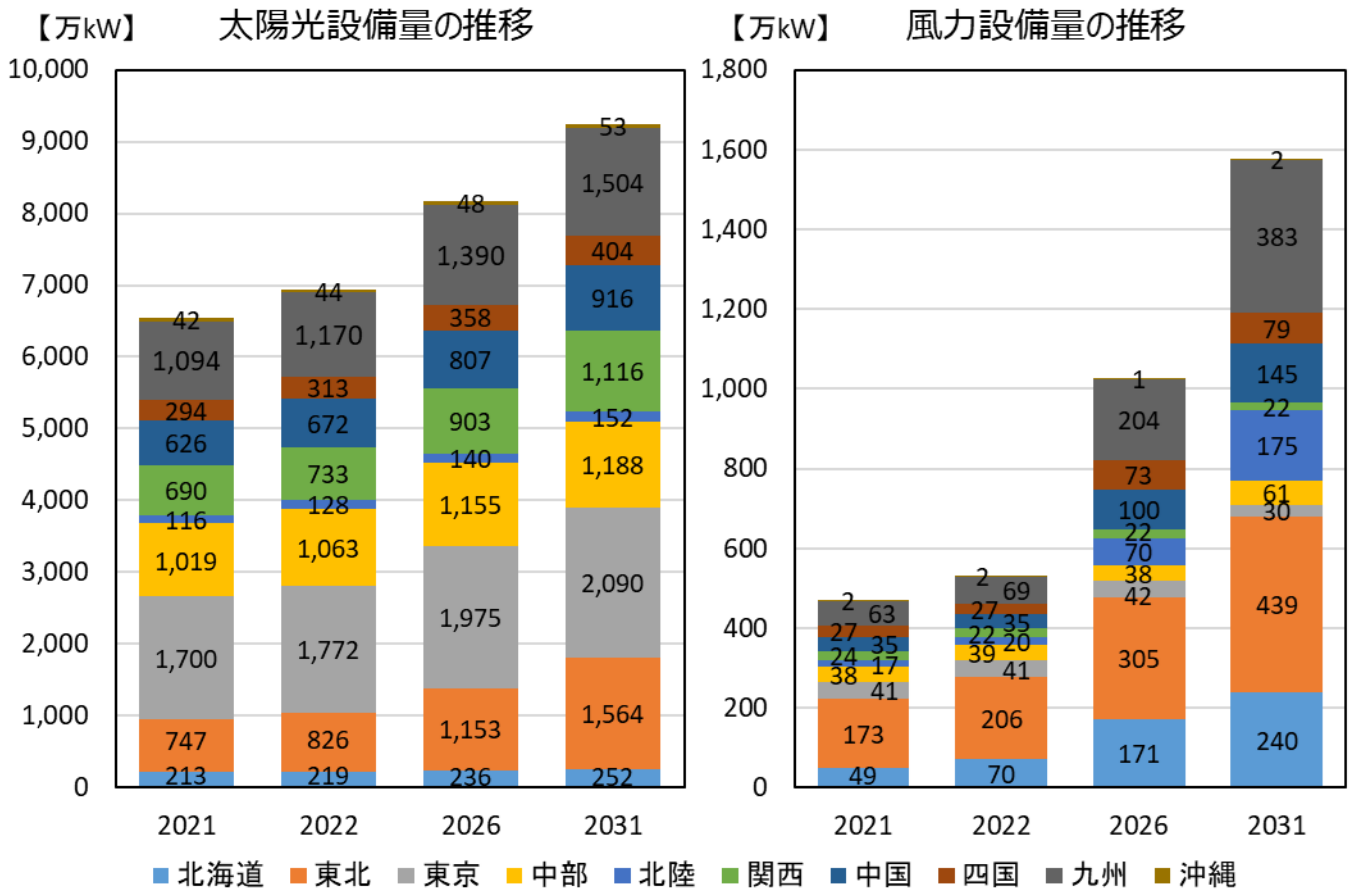


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

<sup>28</sup> エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2031年度末までの電源開発計画<sup>29</sup>について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2031年度末までの電源開発計画<sup>29</sup> (全国合計)

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	<b>44.6</b>	<b>68</b>	<b>6.0</b>	<b>43</b>	<b>△ 19.3</b>	<b>35</b>
一般水力	44.6	68	6.0	43	△ 19.3	35
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	<b>1,199.5</b>	<b>28</b>	<b>0.7</b>	<b>1</b>	<b>△ 1,172.9</b>	<b>37</b>
石炭	482.0	7	-	-	△ 28.8	2
LNG	714.9	15	0.7	1	△ 216.8	6
石油	2.6	6	-	-	△ 927.3	29
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	<b>1,018.0</b>	<b>7</b>	<b>15.2</b>	<b>1</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>
新エネルギー等	<b>1,045.7</b>	<b>376</b>	<b>△ 0.6</b>	<b>2</b>	<b>△ 81.3</b>	<b>64</b>
風力	363.6	89	-	-	△ 65.0	52
太陽光	510.2	241	-	-	△ 0.2	1
地熱	7.5	5	-	-	△ 5.0	1
バイオマス	158.3	37	-	-	△ 4.8	3
廃棄物	6.2	4	△ 0.6	2	△ 6.3	7
合計	<b>3,307.8</b>	<b>479</b>	<b>21.3</b>	<b>47</b>	<b>△ 1,273.4</b>	<b>136</b>

注) 小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

<sup>29</sup> 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

### (参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)を合計した試算<sup>30</sup>であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

各発電事業者は、将来の契約や過去の実績等から自らの将来の販売電力量を予想した上で、現時点で事業者がそれぞれの年度において稼働可能な状態にあると想定する電源について、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、運転コストが安いものから機械的に発電電力量を積み上げて、それらを計上している。

なお、原子力発電の今後の稼働状況、将来取引される電力に電源種が未確定なものが含まれていること、省エネ法に基づく発電効率に関する規制的措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていないといった要因があるため、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要であり、実際には、エネルギーミックスの目標に近づいていくことが想定される。

電源種ごとの具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

#### ① 新エネルギー等(表3-3)

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去実績(伸び率)を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し計上している。また、地熱、バイオマス及び廃棄物については、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
新エネルギー等	1,159	1,268	1,516	1,727
風力	83	95	179	274
太陽光	782	829	967	1,082
地熱	25	26	28	29
バイオマス	242	293	317	316
廃棄物	27	26	25	25

#### ② 水力・火力(表3-4)

発電事業者が自ら立てた計画に基づき算定した発電電力量を計上している。火力については、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、事業者単位で運転コストが安いものから順に発電量を積み上げているため、運転コストが相対的に安価な石炭火力の発電電力量が多く見積もられている。

<sup>30</sup> 発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

表 3 - 4 水力・火力発電所送電端電力量

【億 kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
水力	857	829	850	871
一般水力	774	764	790	801
揚水	83	65	60	69
火力	6,229	6,226	6,104	5,869
石炭	2,715	2,974	3,004	2,897
LNG	3,212	3,026	2,894	2,772
石油他 <sup>27</sup>	302	226	206	200

## ③ 原子力（表 3 - 5）

2022年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3 - 5 原子力発電所送電端電力量

【億 kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
原子力	675	599	551	552

## ④ 合計（表 3 - 6）

①～③の発電電力量に、電源種が特定できない設備の発電電力量を加えた送電端電力量の合計値を表 3 - 6に示す。

表 3 - 6 送電端電力量（合計）

【億 kWh】

	2021	2022	2026	2031
合計	9,038	8,978	9,072	9,065

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2021年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

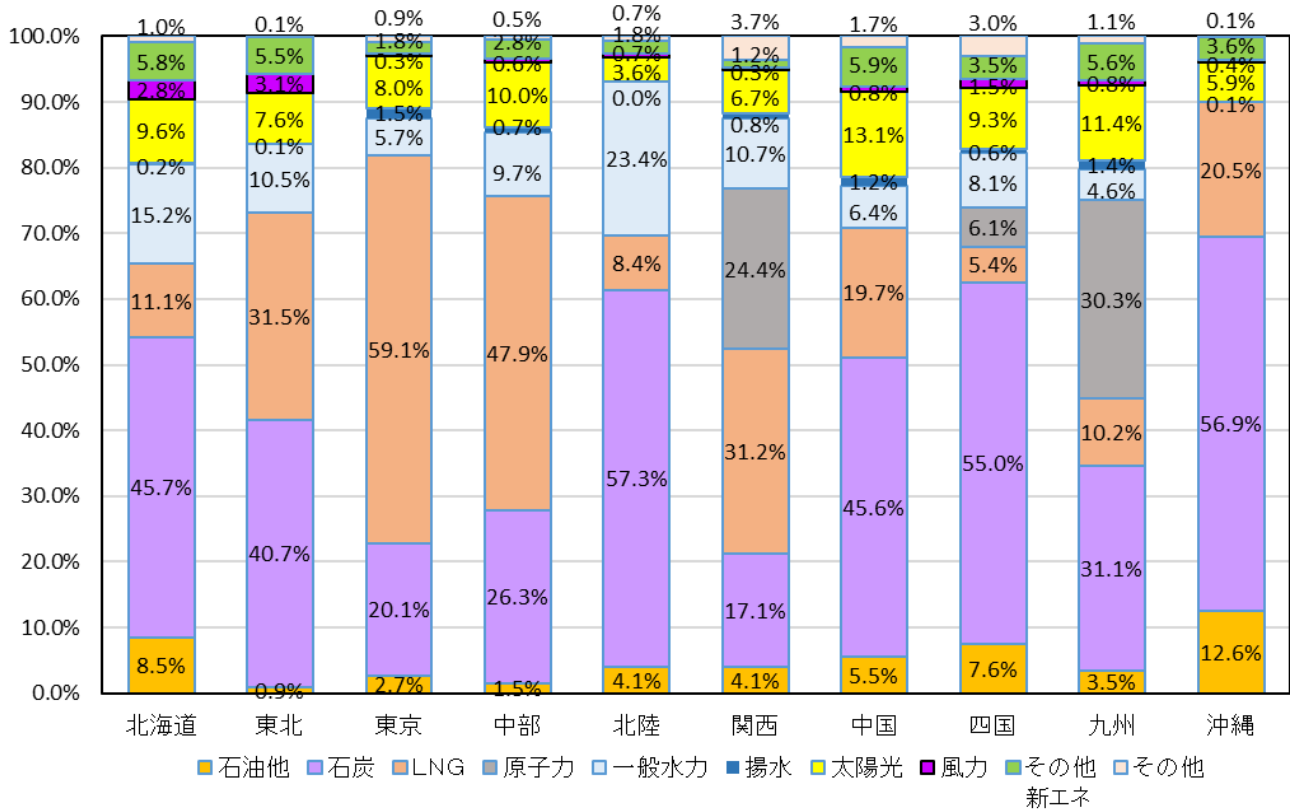


図3-4 2021年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-7及び図3-5に示す。この、電源別の設備利用率は、設備容量(kW)と送電端電力量(kWh)から機械的に算定したものである。

前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働する発電設備の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

種類	2021	2022	2026	2031
水力	19.9%	19.2%	19.6%	20.0%
一般水力	40.6%	39.9%	41.1%	41.5%
揚水	3.5%	2.7%	2.5%	2.9%
火力	45.8%	45.7%	45.4%	43.4%
石炭	64.1%	66.8%	65.5%	63.0%
LNG	47.0%	44.2%	40.1%	38.0%
石油他 <sup>27</sup>	11.9%	9.7%	12.6%	12.1%
原子力	23.3%	20.7%	19.0%	19.0%
新エネルギー等	17.3%	17.7%	17.4%	17.0%
風力 <sup>31</sup>	20.1%	20.3%	19.9%	19.8%
太陽光 <sup>31</sup>	13.6%	13.6%	13.5%	13.3%
地熱	52.3%	59.6%	59.2%	59.9%
バイオマス	57.5%	58.2%	55.1%	55.3%
廃棄物	36.6%	36.4%	41.8%	41.3%

※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

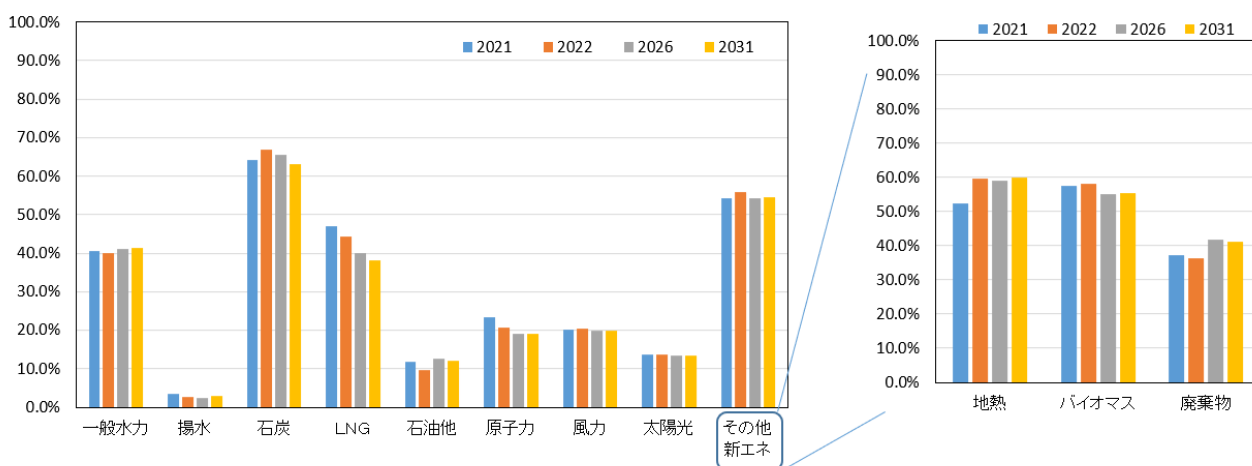


図3-5 設備利用率の推移(全国合計)

<sup>31</sup> 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

#### IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画<sup>32</sup>を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画<sup>33</sup>

送電線路の増加こう長 <sup>34</sup> ※ <sup>35</sup>	672 km (635 km)
架空送電線路※	616 km (597 km)
地中送電線路	56 km (39 km)
変圧器の増加容量	28,578 MVA (29,235 MVA)
交直変換所の増加容量 <sup>36</sup>	1,200 MW (900 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△101 km (△61 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△4,550MVA (△4,300 MVA)

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

○北海道本州間連系設備等概要：900MW→1,200MW（使用開始：2028年3月）

交直変換所増設	・北斗変換所:300MW→600MW ・今別変換所:300MW→600MW
直流送電線 275kV 送電線	・北斗今別直流幹線:122km ・今別幹線増強:50km

<sup>32</sup> 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあっては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>33</sup> （ ）内は昨年値を記載した。

<sup>34</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

<sup>35</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

<sup>36</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。



○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・(仮)広域連系北幹線:79km</li> <li>・(仮)広域連系南幹線:64km</li> <li>・相馬双葉幹線接続変更:16km</li> <li>・新地アクセス線(仮)広域連系開閉所引込:1km</li> <li>・常磐幹線(仮)広域連系開閉所D<math>\pi</math>引込:1km</li> <li>・福島幹線山線接続変更:1km</li> </ul>
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：2,100MW→3,000MW（使用開始：2027年度）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新佐久間周波数変換所:300MW</li> <li>・東清水変電所:300MW→900MW</li> </ul>
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東清水線:19km</li> <li>・佐久間東幹線 FC 分岐線:3km</li> <li>・佐久間東栄線 FC 分岐線:1km</li> <li>・新豊根東栄線:1km</li> <li>・佐久間東栄線:11km, 2km</li> <li>・佐久間東幹線:123km</li> </ul>
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新富士変電所： 750MVA×1</li> <li>・静岡変電所： 1,000MVA×1</li> <li>・東栄変電所： 800MVA×1 → 1,500MVA×2</li> </ul>
275kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新富士変電所： 200MVA×1 → 0MVA</li> </ul>

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原北近江線:2km</li> <li>・三岐幹線関ヶ原(開)<math>\pi</math>引込:1km</li> <li>・北近江線北近江(開)<math>\pi</math>引込:0.5km</li> </ul>
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関ヶ原開閉所:6回線</li> <li>・北近江開閉所:6回線</li> </ul>

※マスタープラン<sup>37</sup>にて検討

○中部北陸間連系設備等概要（使用開始：未定）

BTB 廃止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・南福光連系所:300MW→0MW</li> </ul>
--------	---

※マスタープランにおいて増強計画の一環として検討

<sup>37</sup> 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

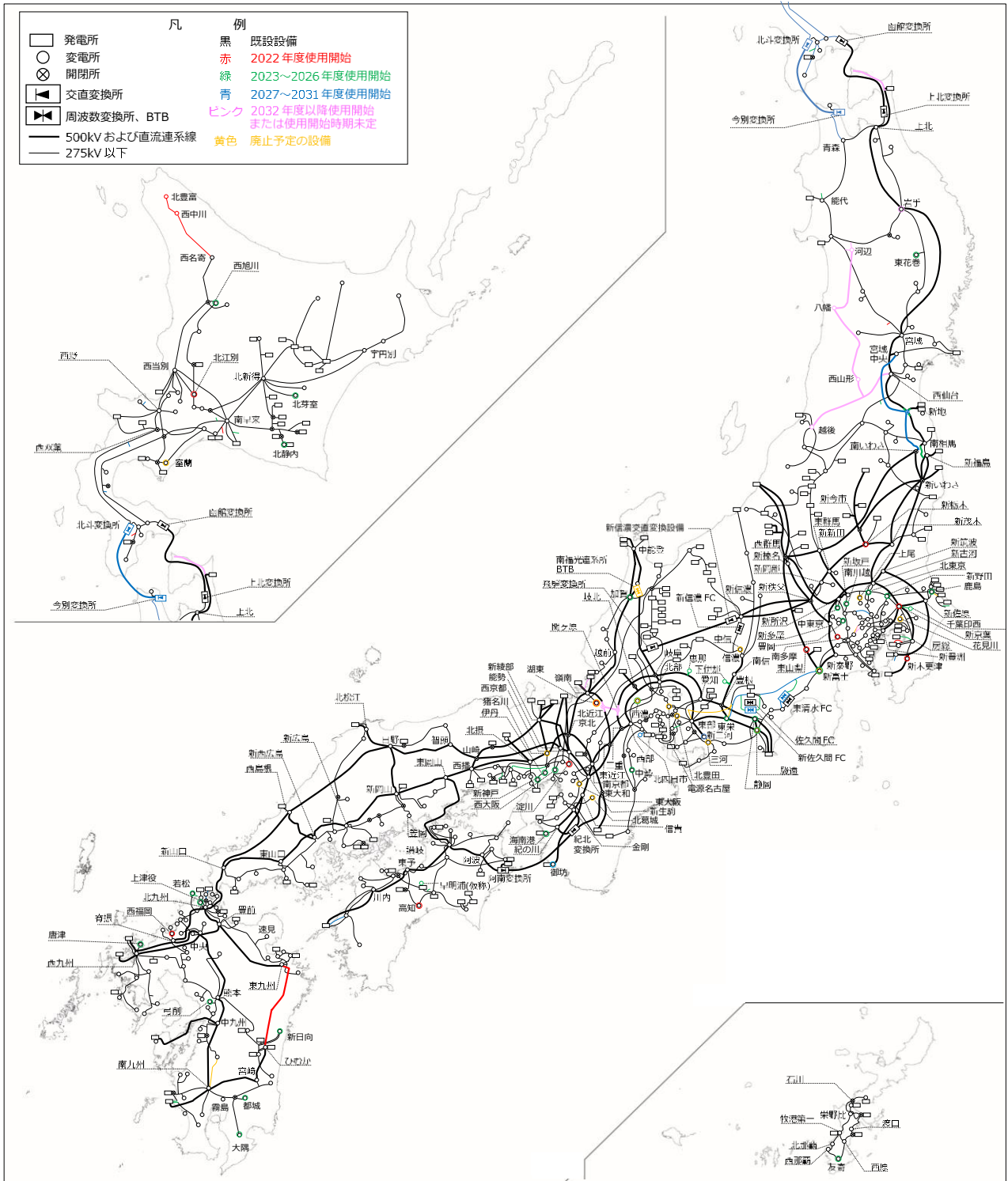


図4-1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	鶴岡支線	187kV	0.1km	1	2020年9月	2022年8月	電源対応
	北幌延線	100kV→ 187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
	B支線※1	187kV	0.1km	1	2021年5月	2022年8月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年4月	2022年12月	電源対応
	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	16km	2	2022年3月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
東京電力 パワートリット 株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.2km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.2km (2番線) ※2※3 19.8km→ 21.2km (3番線) ※2※3	3	2019年8月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	千葉印西線	275kV	10.5km※2	2	2020年4月	2024年4月	需要対策
	姉崎アクセス線※1	275kV	0.5km	2	2021年6月	2022年5月 (1号線) 2022年6月 (2号線)	電源対応
	城北線	275kV	20.9km※2	3	2021年12月	2030年2月	系統対策
中部電力 パワートリット 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2021年12月	2024年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年6月	2025年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年11月	高経年化対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	姫路アクセス線 (仮称) ※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	姫路アクセス西支線 ※1	275kV	1.2km※3	2	2021年9月	2024年2月	高経年化対策
	新加古川線	275kV	25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策

<sup>38</sup> 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別、需要家名称が入っているため、分からないように見直した。

<sup>39</sup> こう長欄に※2があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

<sup>40</sup> こう長欄に※3があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

<sup>41</sup> 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4があるものは、地域間連系線増強関連。※5があるものは、マスタープランにて検討するもの。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
九州電力 送配電 株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	新鹿児島線 川内電源(送)π引込 ※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年4月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送变电 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電 豊富中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	24km※2	1	2020年7月	2024年6月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	C発電所連系線※1	275kV	0.1km	1	2024年5月	2025年11月	電源対応
	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2023年6月	2025年2月	電源対応
	E支線※1	187kV	2.4km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	F支線※1	275kV	7.9km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	G支線※1	187kV	5.8km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	北斗今別直流幹線	DC-250kV	98km※3 24km※2,3	1→2	2024年3月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km※2	2	2023年5月	2024年12月	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	64km	2	2024年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系開閉 所引込※1	500kV	1km	2	2024年2月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系開閉 所Dπ引込	500kV	1km	2	2024年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系開閉 所新設	500kV	-	10	2022年9月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	今別幹線増強	275kV	50km※3	2	2023年4月	2027年度	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4
	秋田幹線河辺変電所 DT引込	275kV	5km	2	2023年度以降	2029年度以降	電源対応

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
東北電力 ネットワーク 株式会社	秋盛幹線河辺変電所 D T引込	275kV	0.3km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV→ 500kV	139km→ 138km	2	2027年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV→ 500kV	23km→ 23km	2	2030年度以降	2030年度以降	電源対応
	出羽幹線	500kV	96km	2	2022年4月	2031年度以降	電源対応
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→ 103km	2	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力 パワートリット 株式会社	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km (3番線) ※2※3	2	2024年度	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2024年6月	2025年1月	電源対応
	東清水線	275kV	12.4km 6.4km(既設流用)	2	2022年12月	2027年1月	安定供給対策※4
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km※3 2号線: 0.1km※3	2→3	2022年6月	2022年11月 (1号線) 2022年10月 (2号線)	需要対策
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2022年4月	2023年10月	電源対応
	G5100026 アクセス線 (仮称)	500kV	0.7km※2	2	2023年8月	2027年3月 (1番線) 2028年2月 (2番線)	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	0.1km	2	2026年5月	2027年3月 (1号線) 2028年2月 (2号線)	電源対応 安定供給対策
	福島幹線山線 接続変更	500kV	1.1km	2	2024年5月	2025年1月 (1号線) 2025年4月 (2号線)	電源対応 安定供給対策※4
	鹿島海浜線 接続変更	275kV	0.2km→ 0.3km※2	2	2023年7月	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
中部電力 パワートリット 株式会社	北四日市分岐線	275kV	3km※2 0.2km	2	2024年12月	2028年11月	需要対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線 関ヶ原(開) π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
関西電力 送配電 株式会社	北近江開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江(開) π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	伊方北幹線	187kV	19km※3	2	2024年2月	2028年9月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	ひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2023年3月	2025年4月	電源対応
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東幹線 FC 分 岐線	275kV	3km	2	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC 分 岐線	275kV	1km	2	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	11km→ 11km※3	2	2023年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	124km→ 123km※3	2	2022年5月	2027年度	安定供給対策※4
	奈半利幹線 嶺北国見山分岐線 (仮称)	187kV	0.1km	1	2025年度	2026年度	電源対応

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 <sup>41</sup>
東京電力 パワーグリッド 株式会社	鹿島火力線 1, 2号	275kV	△5.0km	2	2025年1月	系統対策
九州電力 送配電 株式会社	鹿児島幹線	220kV	△35km	2	2022年6月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△3km	1	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026年度	系統対策

## (2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年4月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年8月	2022年7月	高経年化対策
東京電力 パワートリット 株式会社	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月 (8B) 2022年6月 (5B)	電源対応
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年6月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年3月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワートリット 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年10月	需要対策
	東清水変電所	—	600MW	—	2020年12月	2028年3月	安定供給対策※4
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年9月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2021年1月	2022年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年7月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	新日向変電所	220/110/66kV	250/150/200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9月	2024年3月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年6月	2023年6月	高経年化対策
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2017年10月	2025年3月	高経年化対策
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

<sup>42</sup> 名称欄に※6があるものは、地点を新設する変電所又は変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66/11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2024年12月	2026年2月	高経年化対策
	北斗変換所	—	300MW	—	2023年3月	2028年3月	安定供給対策※4
	今別変換所	—	300MW	—	2023年8月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年1月	2025年10月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所※6	500/154kV	750MVA	1	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所※6	275/154kV →500/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2024年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5月	2027年2月	需要対策
東京電力 パワーカーリット 株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年5月	2027年2月	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年7月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年4月	2023年3月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年4月	2024年6月	電源対応
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2023年1月	2023年10月	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年9月	2026年6月	需要対策
	中東京変電所	275/154kV	200MVA→ 300MVA	2→2	2023年8月	2025年1月 (1B) 2025年6月 (2B)	高経年化対策
中部電力 パワーカーリット 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA×1→ 250MVA×1	1→1	2024年9月	2025年4月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×1	2→1	2024年12月	2025年6月	高経年化対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2025年10月	需要対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA×2→ 250MVA×1	2→1	2025年11月	2026年10月	高経年化対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年10月 (新2B) 2027年3月 (1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年12月	2027年3月	安定供給対策※4
	北四日市 変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2025年12月	2028年11月	需要対策 系統対策



届出事業者	名称 <sup>42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
中部電力 パワートリット 株式会社	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027年7月	2030年8月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2024年8月	2027年11月	電源対応
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年12月	2024年6月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2023年2月	2024年2月	高経年化対策
	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年2月	2024年6月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年11月	2024年10月	電源対応
	弓削変電所	220/110/66kV	300/100/250MVA	1	2024年3月	2025年6月	需要対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2022年7月	2023年11月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新佐久間周波数 変換所※6	—	300MW	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4
	南川越変電所	275/154kV	264MVA×3, 300MVA×1→ 300MVA×2, 450MVA×1	4→3	2023年度	2023年度 (6B) 2024年度 (2B) 2025年度 (1B)	高経年化対策
	早明浦 変電所(仮称)※6	187/13kV	25MVA	1	2024年度	2025年度	需要対策
福島送電 株式会社	阿武隈南 変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年10月	2024年6月	電源対応

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	室蘭変電所	187/66	100MVA	1	2023年4月	高経年化対策・需要対応
東京電力 パワートリット 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2027年3月	需要対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年6月	系統対策
	新富士変電所	275/154kV	200MVA	1	2025年4月	系統対策※4
中部電力 パワートリット 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023年12月	高経年化対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025年4月	高経年化対策
	中信変電所	275/154kV	300MVA	1	2026年10月	高経年化対策
	南福光連系所	—	300MW	—	2026年度	高経年化対策※4
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 <sup>41</sup>
関西電力 送配電 株式会社	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2025年4月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

### (3) 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 <sup>43</sup>	こう長の 総延長 <sup>44</sup>	こう長 (合計)	こう長の総 延長 (合計)
新增設	500kV	架空	648 km※	1,295 km※	648 km※	1,296 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△164 km	△333 km	△131 km	△235 km
		地中	33 km	97 km		
	220kV	架空	4 km	8 km	4 km	8 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	129 km	257 km	129 km	257 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
合計	架空	616 km	1,227 km	672 km	1,348 km	
	地中	56 km	121 km			
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	△35 km	△70 km	△35 km	△70 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△101 km	△199 km	△101 km	△199 km
地中	0 km	0 km				

<sup>43</sup> こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>44</sup> 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

表 4 - 9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>45</sup>

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	245 km※	511 km※
220kV	19 km	23 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	244 km
合計	414 km	835 km

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 <sup>46</sup>	電圧階級 <sup>47</sup>	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	21, 100MVA [10, 750MVA]
	275kV	8 [3]	4, 988MVA [1, 350MVA]
	220kV	4 [0]	1, 290MVA [0MVA]
	187kV	6 [6]	1, 015MVA [720MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75MVA [0MVA]
	110kV	△1 [0]	△60MVA [0MVA]
	新增設計	40 [21]	28, 578MVA [12, 990MVA]
廃止	500kV	△1	△750 MVA
	275kV	△14	△3, 700 MVA
	187kV	△1	△100 MVA
	廃止計	△16	△4, 550 MVA

※ [ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

<sup>45</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

<sup>46</sup> 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

<sup>47</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。

表4-11 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 <sup>48</sup>
新增設	北海道電力ネットワーク株式会社 2	各 300MW
	中部電力パワーグリッド株式会社 1	600MW
	電源開発送変電ネットワーク株式会社 1	300MW
廃止	中部電力パワーグリッド株式会社 1	△300MW

(4) 既設設備の高経年化の課題

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した高経年設備の更新に対応する案件が今後増加傾向にあり、これらの設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえ、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針時にとりまとめた既設設備の建設年度毎の物量分布を図4-2～5に示す。

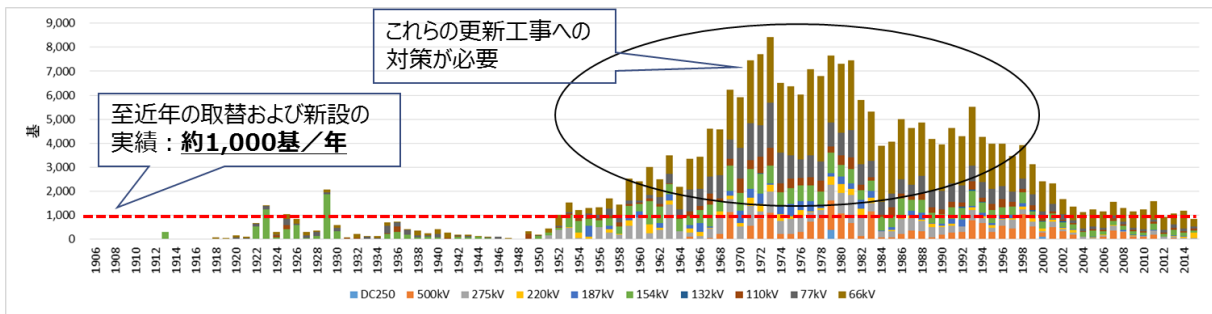


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

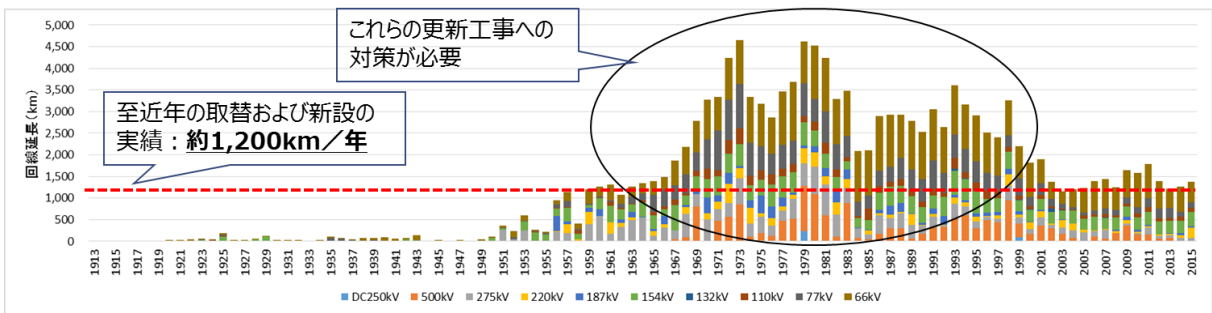
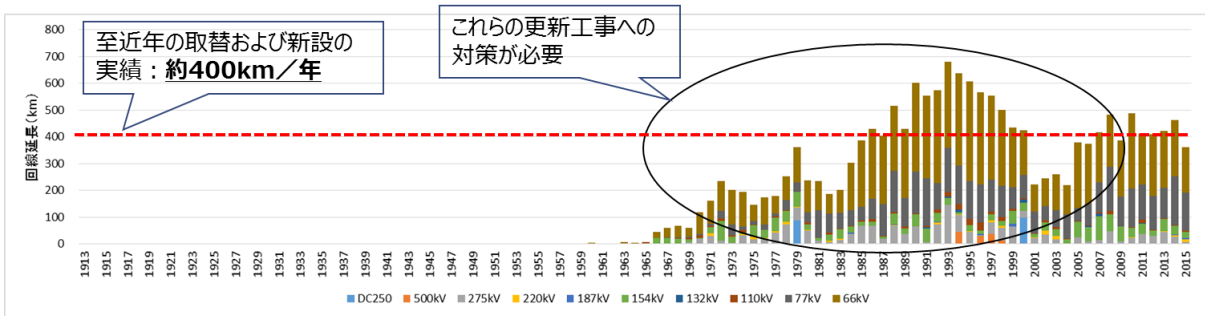


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)



<sup>48</sup> 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

図 4-4 地中線の物量分布 (66kV~500kV)

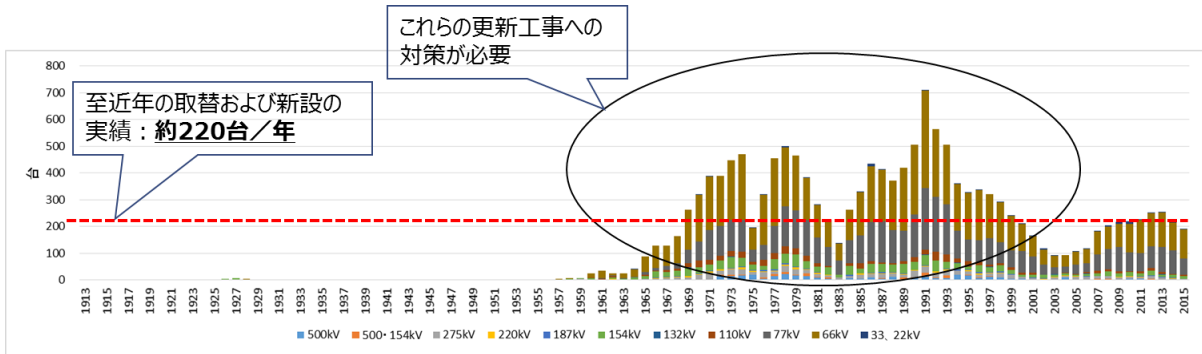


図 4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部 22kV)~500kV)

また、工事に従事する作業員数が近年減少傾向にあり、昨今は現場施工能力が不足傾向にある。参考に送電線工事に従事する高所作業員数の年度推移<sup>49</sup>を図 4-6 に示す。

高所作業員数年度推移

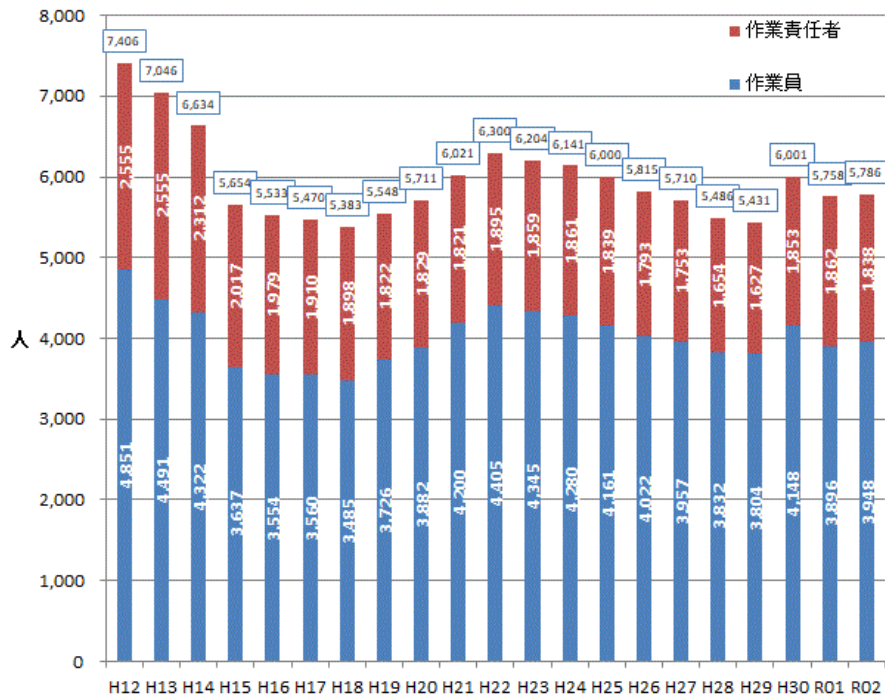


図 4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移<sup>49</sup>

<sup>49</sup> 出典元：送電線建設技術研究会HP

## V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2022年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2022年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・中部・四国・九州エリアが多い。

なお、主要な相対契約に変化が見られなかったため、例年と同様の傾向となっている。

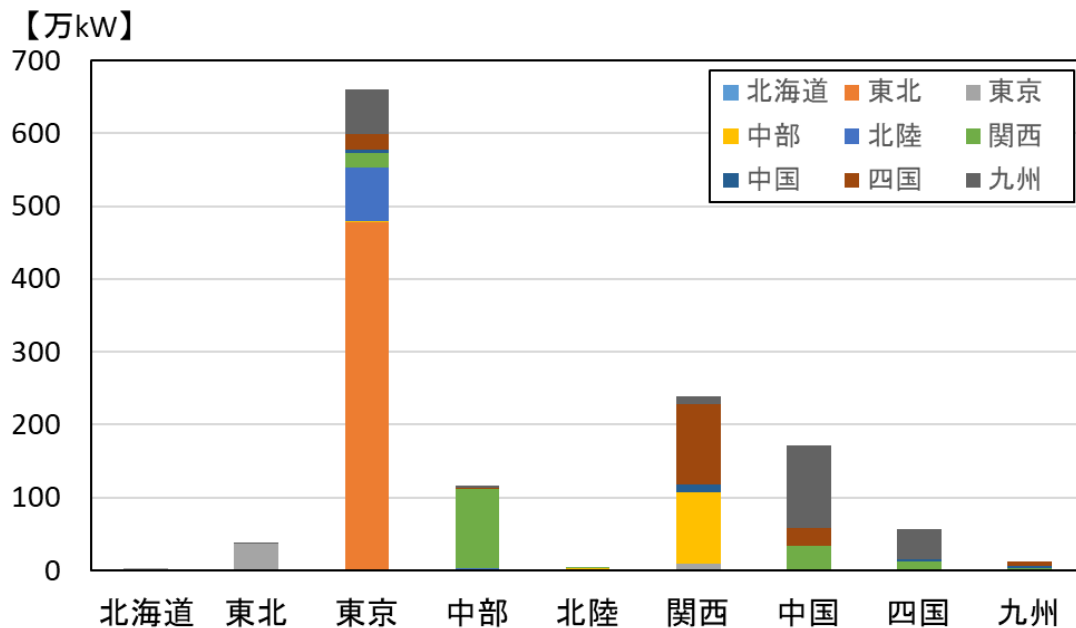


図5-1 エリア外調達電力

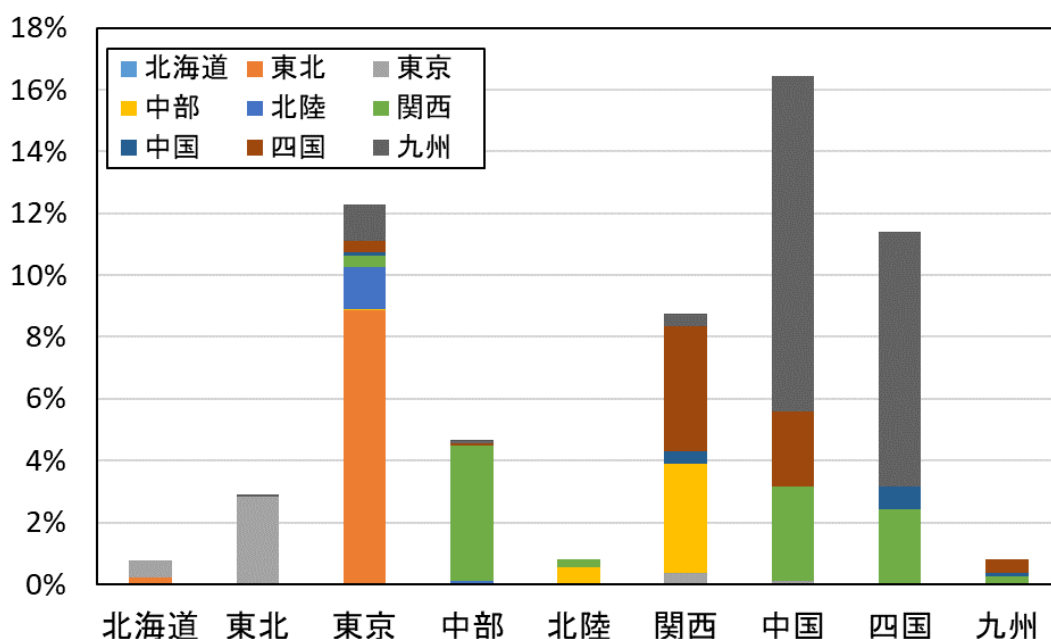


図5-2 エリア外調達電力比率

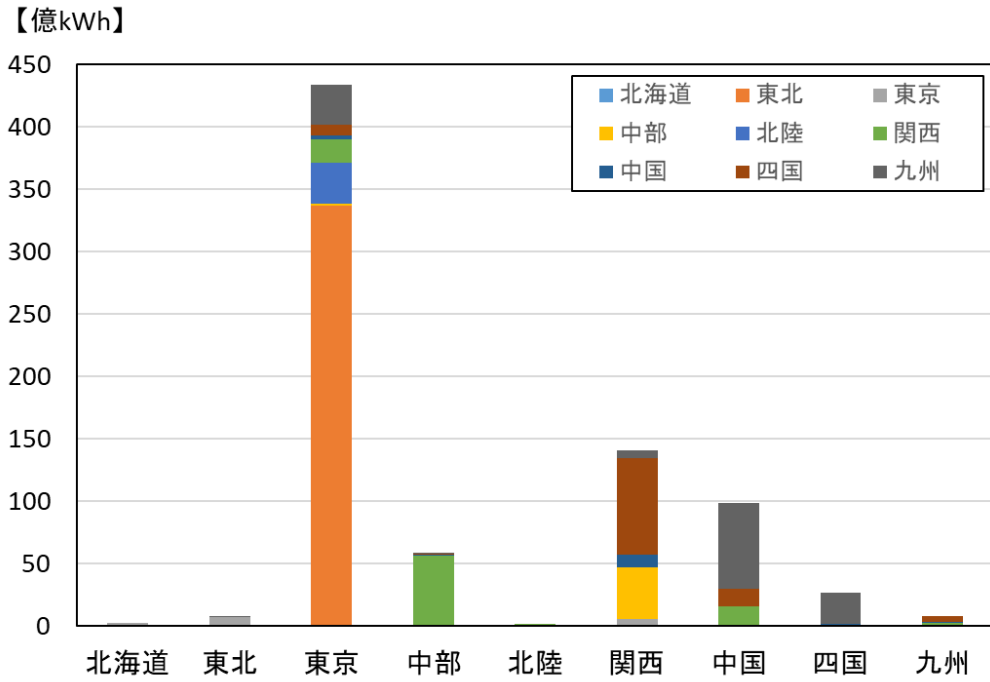


図5-3 エリア外調達電力量

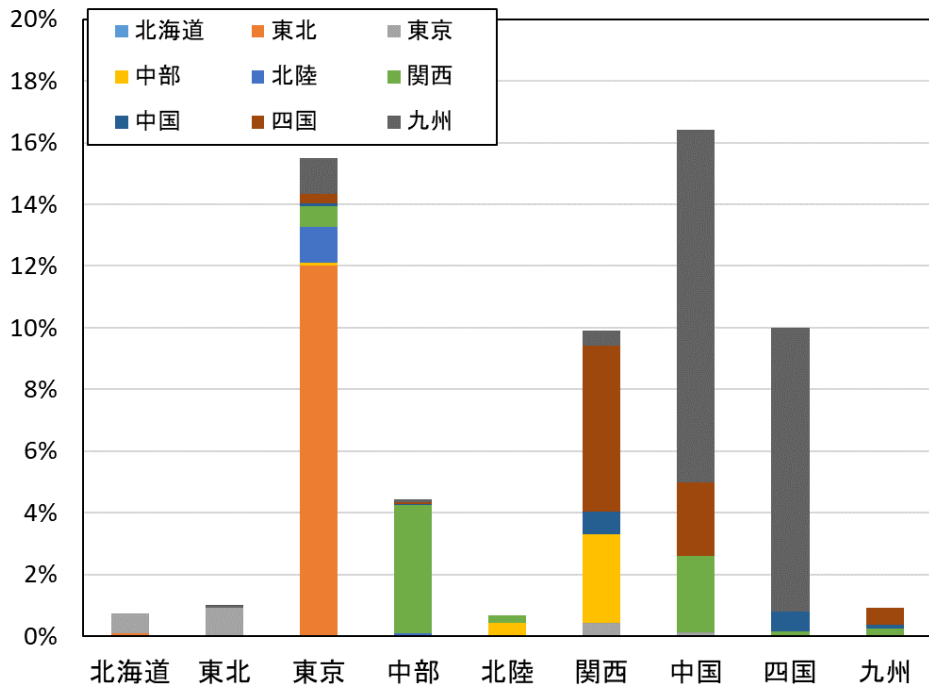


図5-4 エリア外調達電力比率

## VI. 電気事業者の特性分析

### (1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者 712 者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図 6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図 6-2 に示す。

中小規模（1,000 万 kW 未満）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

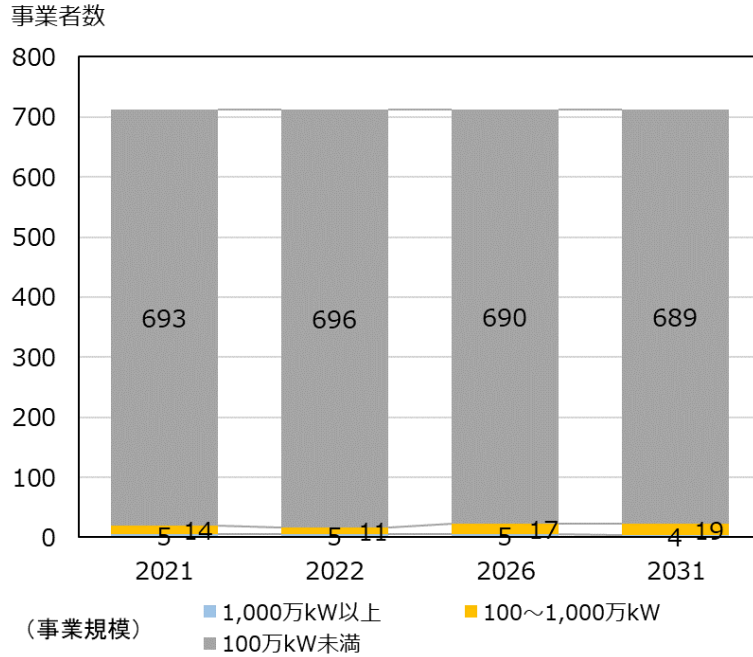


図 6-1 需要電力別の小売電気事業者数

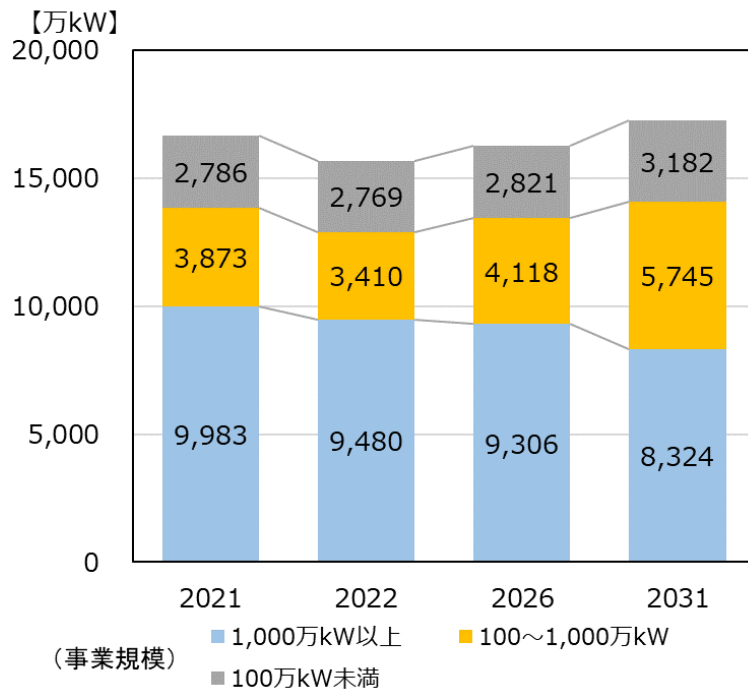


図 6-2 各規模別の需要電力（積算）



同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

事業規模によらず、各規模の事業者が必要規模を拡大する計画としている。

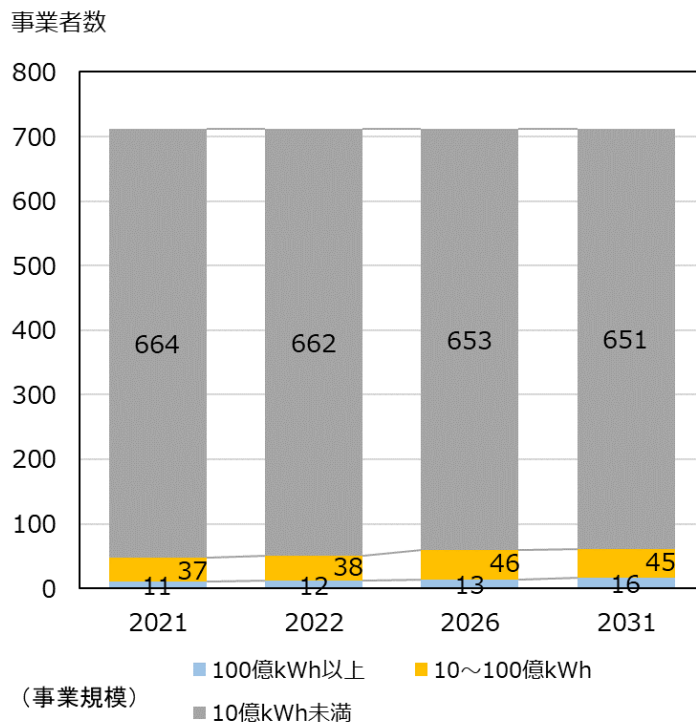


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

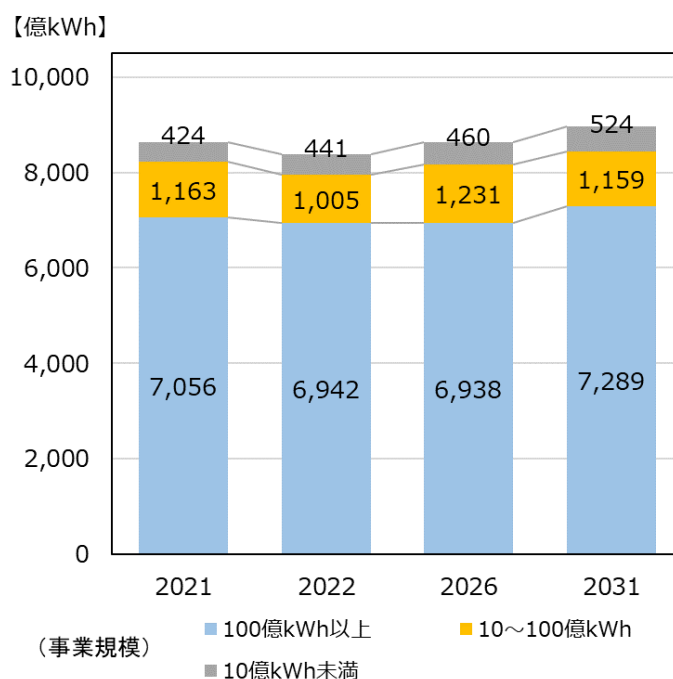


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2022年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2022年度時点で小売計画を計上していない事業者（103者）を除いて集計している。ほぼ半数の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

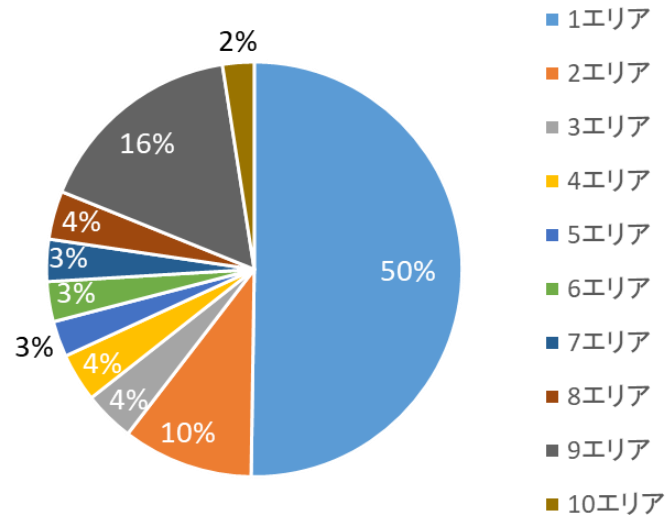


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

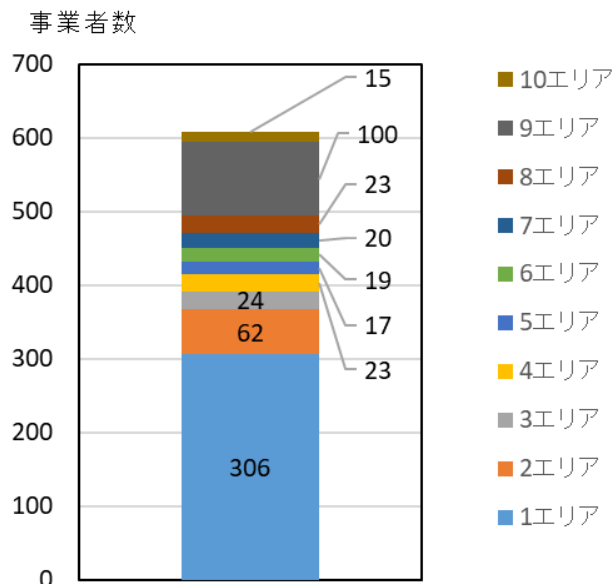
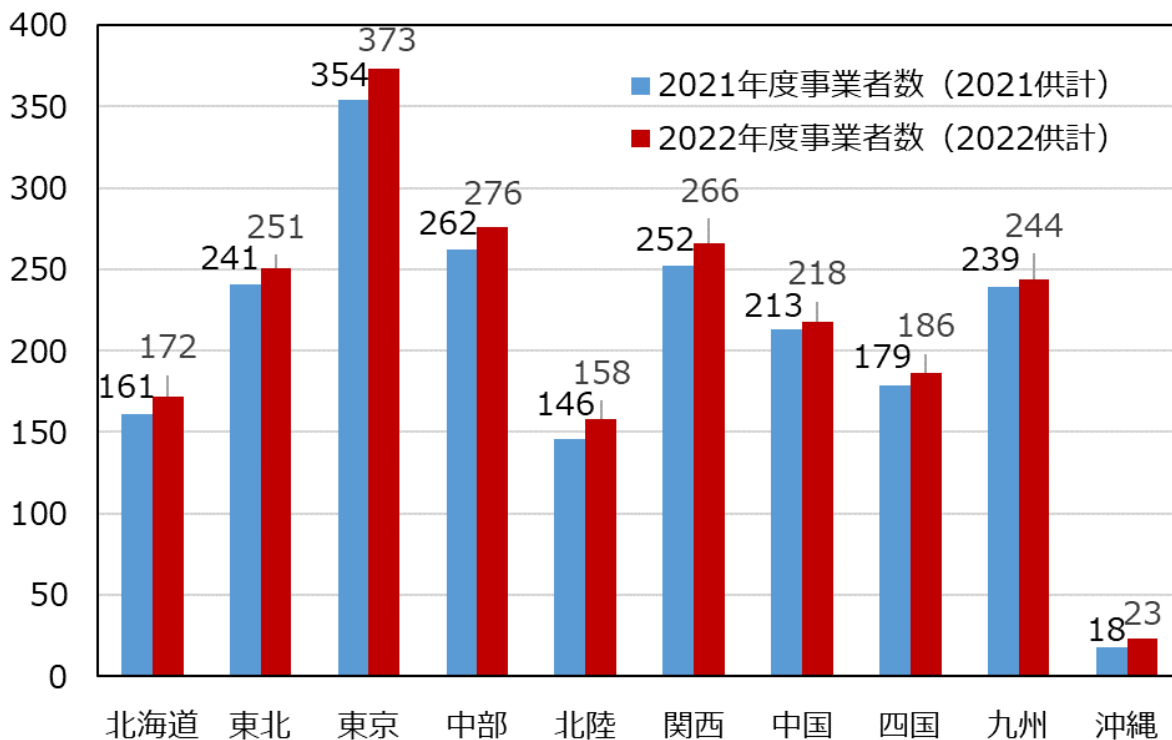


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2022年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

全てのエリアで小売電気事業者数は増加しており、消費者の選択肢は拡大している。

事業者数



【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2022年度エリア需要	417	1,306	5,379	2,485	495	2,739	1,047	494	1,535	154

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

### (3) 小売電気事業者の供給力確保状況

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-8に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の小売部門の需要に対しては十分な供給力を有している。

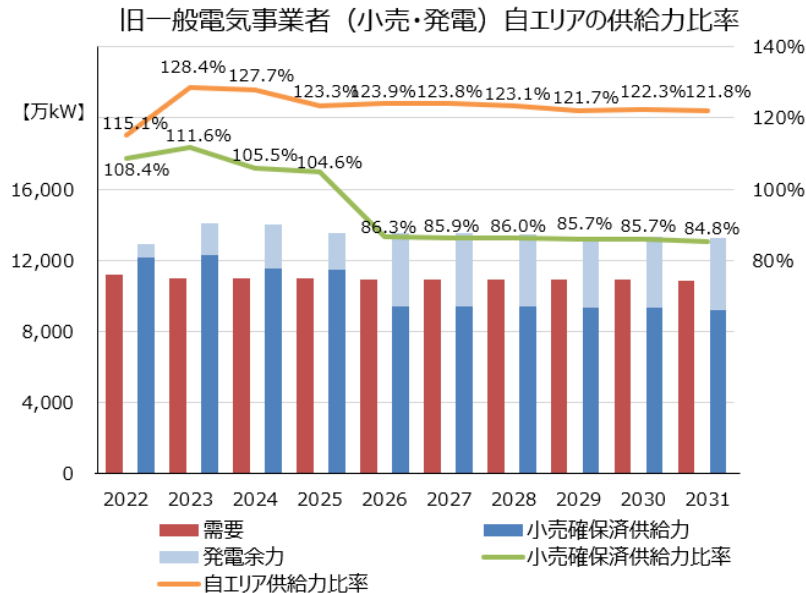


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率<sup>50</sup>（8月15時、送電端）

みなし小売電気事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく。

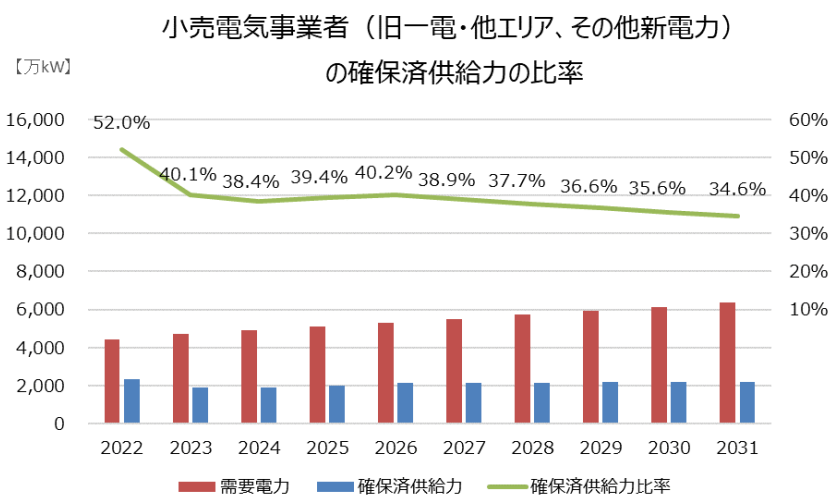


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

<sup>50</sup> 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,007者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-10、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

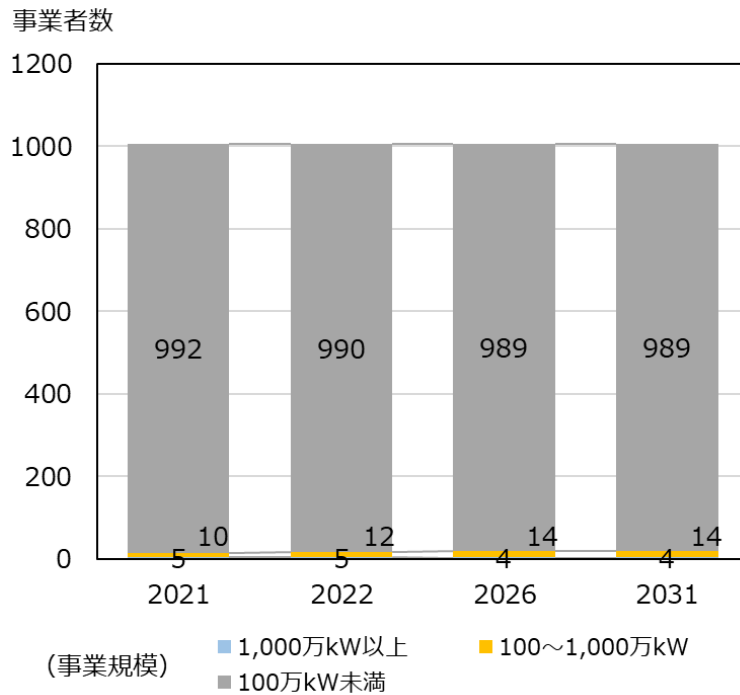


図6-10 供給電力別の発電事業者数

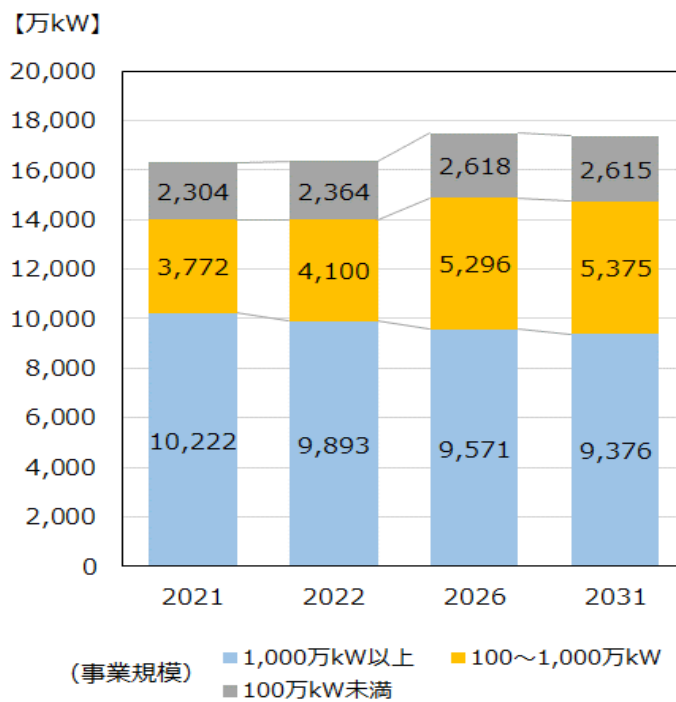


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-13に示す。

供給電力量が10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

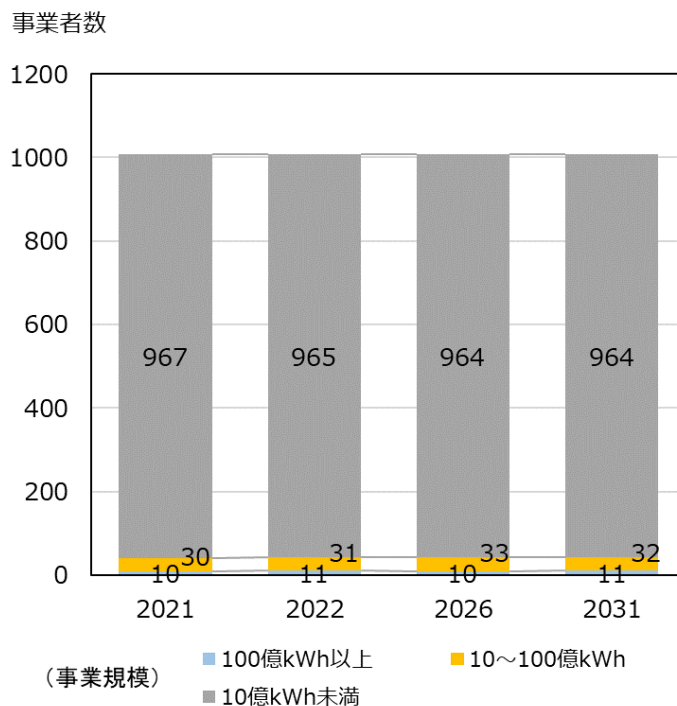


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

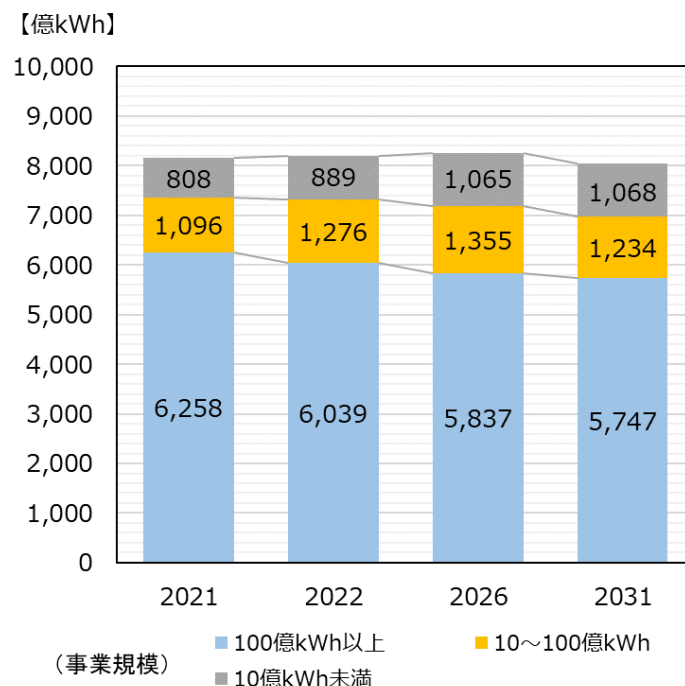


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2022年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2022年度内に発電設備を計上していない事業者（103者）を除いて集計している。

再生可能エネルギー（特に太陽光）発電事業者の増加が顕著であり、新規に参入する事業者による再生可能エネルギーの導入拡大の状況が伺える。

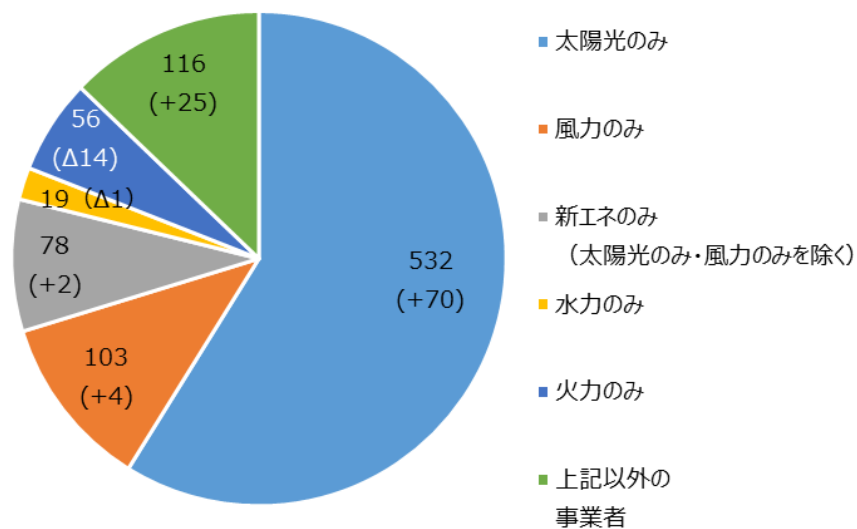


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2022年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2022年8月時点で保有設備を計上していない事業者（136者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

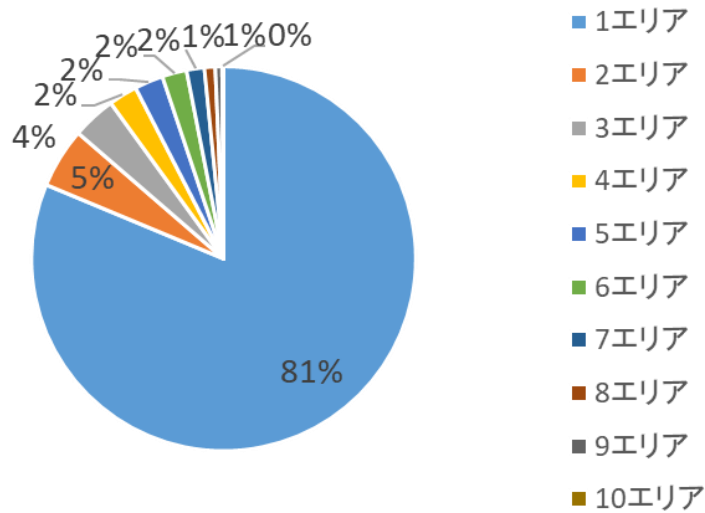


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

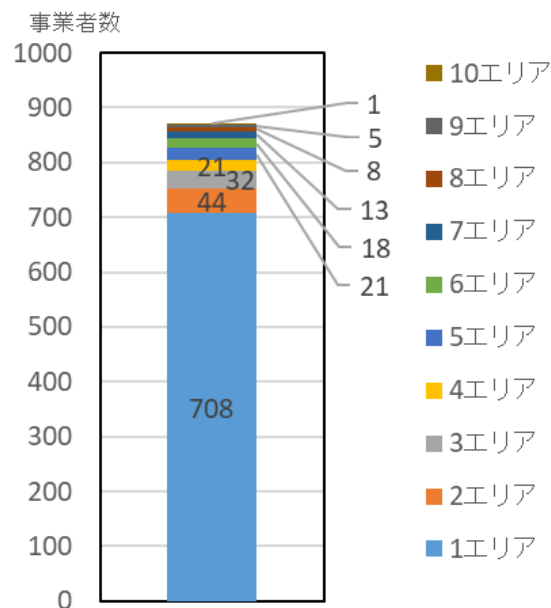
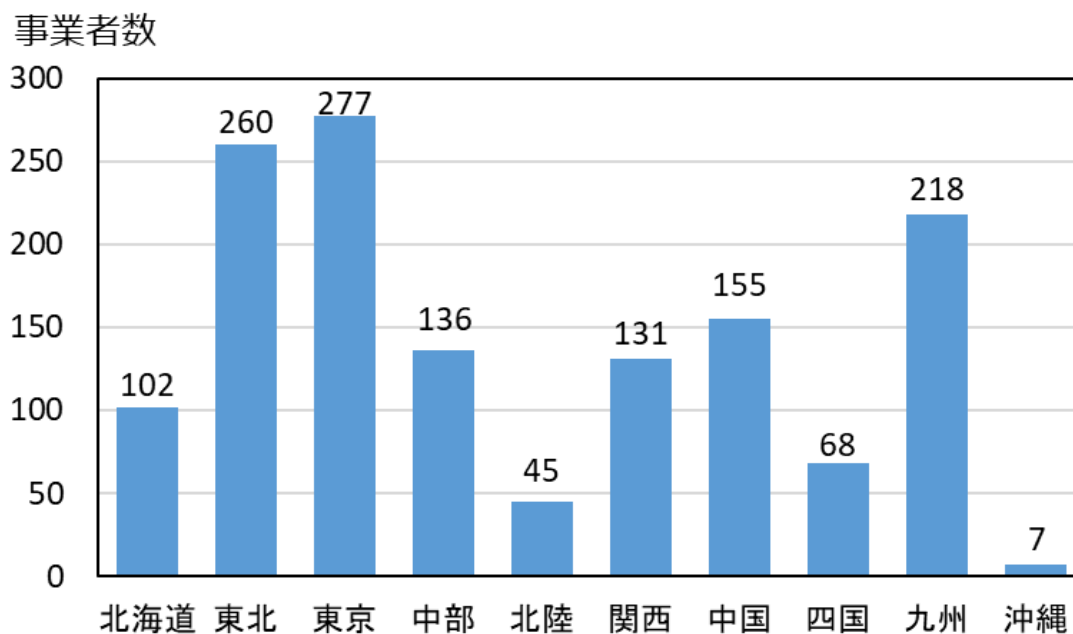


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数



また、2022年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。



供給力 (万 kW)

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
539	1,853	4,909	2,348	559	2,393	990	707	1,804	213

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

## Ⅶ. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### ○ 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

需給状況の管理においては、向こう10年を見据えた「供給計画の取りまとめ」と、厳気象による需要増を加味し高需要期前に実施する「需給検証」により、必要供給力の確保状況を確認しているが、2020・21年度冬季の需給ひっ迫の発生状況などを踏まえれば、至近の供給力の減少傾向や厳気象による需要増などによる厳しい電力需給の背景には、何らかの構造的な課題を内包している可能性もある。このため、より細やかに需給状況を管理していくことが求められるとの認識のもと、本機関としては、これまでの手法の見直しの必要性も含め、今後、国や関係事業者とも連携して検討を進め、需給状況の評価・管理について万全を期すこととしたい。

また、福島県沖地震の影響等により本年3月22日から23日にかけて発生した電力需給ひっ迫では、国民に対して停電の不安と節電による負担を与えたことを電力の安定供給を担う組織として重く受け止めなければならないと考える。

本機関としては、レジリエンスの向上にも資する送電網の整備計画を着実に推進するとともに、供給力や調整力の確保とこれら需給運用が今般の事象に照らして適切な仕組みとなっているか国と連携して機宜を得た検討を行ってまいりたい。国においては、電力需給ひっ迫警報発令など今般の一連の対応について検証し、突発的な需給ひっ迫も想定した対応の在り方について改めて検討いただきたい。

### ○ 至近の供給力不足の懸念

昨年度の供給計画の取りまとめ段階では、至近2年度の月別の需給バランス評価において一部エリアにて適正予備率を下回る厳しい状況にあったことから、本機関としては、今回の取りまとめ作業に先立ち、昨年9月にはその状況を公表し、関係事業者に発電設備や送変電設備の補修停止等の調整などを広く呼びかけ、需給バランスの改善に取り組んできたが、こうした調整が恒常的に続くことは健全な状況とは言い難い。

今回の取りまとめでの至近2年度(2022・23年度)の評価では、上記の調整の結果として、H3需要に対して一定の予備率を確保したものの、多様な事業者が管理運用する発電・送変電設備を効率的に活用して安定供給を確保するためには、至近2年度の補修停止調整が適切な時期に確実に行われることの重要性を再認識したところである。

2022年度からは容量市場での実需給年度(2024年度)も容量停止計画調整の対象期間となることから、本機関としては、これらの対応が有効に機能するように、関係事業者との連携、調整も含め確実に取り組んでいく予定である。

また、本機関では、2020年度冬季の需給ひっ迫の経験を踏まえ、今冬(2021年12月～2022年2月)には、発電事業者からの燃料調達のヒアリング確認も含め、供給力(kW)及び電力量(kWh)の需給状況についてモニタリングを行い、その結果を情報発信した。現下のウクライナ情勢などで燃料調達リスクも高くなる中、事業者の調

達判断や対策の実施に係る判断指標としてその重要性は増しており、2022年度も引き続き本取組を継続実施していく。また、我が国のLNGを中心とした燃料調達は主として長期契約であるが、スポット調達に依存する部分もあり、燃料調達に関する地政学的リスクが高まった場合には、個別の企業努力だけでは対応困難な状況となることも想定され、今後の情勢に応じた国の対応を期待する。

なお、2022年度の需給見通しとしては、現時点では、本年3月16日に発生した福島県沖の地震による供給力への影響が見通せないことや、東京エリアの降雪影響を踏まえて厳気象H1需要を見直したことによる冬季H1需給バランス（適正予備率：3%を下回る状況）などにも注視が必要であることから、本機関は、国や関係事業者と連携し具体的な供給力対策の検討を進め万全を期すこととしたい。

### ○ 長期的な電源確保に係る課題

2022年度供給計画の取りまとめにおける中長期的な供給力の動向としては、新設電源や既設電源のリプレース、更には原子力電源の再稼働など増加傾向も見える中、同時に、カーボンニュートラルも見据えた高経年火力電源の休廃止が増加する傾向も見受けられる。

このような状況の中、発電事業者において電源計画を立案するにあたり、一般論となるが、容量市場のオークションにおける落札・非落札の結果だけでなく、その約定価格の水準なども判断材料となり得るものであり、単年度で実施される同市場のオークション結果に応じて、電源の休廃止計画が変更される傾向にあり、昨年の2025年度向けオークション結果でも、一部にその傾向は見受けられた。

そのため、本機関としては、供給計画の取りまとめにおいて、同市場のオークション結果も踏まえつつ中長期的な観点からの電源の新増設、休廃止の推移や、事業者の動向分析を行うとともに、必要な対応策について、国とも連携して検討していく予定である。

その際、国においては、事業者による容量市場での落札電源の義務履行についての適切な監視と指導に加え、脱炭素に向けた新設や既設電源のリプレースの促進なども含め、必要な供給力が確保されるよう、供給力確保の制度面での手当や措置を期待するものである。

### ○ 中長期的な調整力等の確保に係る課題

需給調整市場では、2021年度より3次調整力②の商品の取引が開始され、本年4月には3次調整力①の取引も開始され、順次、商品が追加される予定である。また、現在、これら需給調整市場での取引と、一般送配電事業者による調整力公募（電源Ⅰ、電源Ⅱ）が並行して行われているが、2024年度以降には同公募を終了し、需給調整市場での調整力調達となる予定である。

すなわち、将来的には、容量市場において日本全体で必要な供給力の確保がなされることとなり、そのなかに需給調整市場で取引される調整力を有する供給力が含まれていることは安定供給を確保する意味においても重要な点であり、必要に応じて容量市場と需給調整市場（以下、「両市場」）の連携を図っていく必要がある。また、将来の再生可能エネルギー

ギーの導入促進のもと、新しい調整力としての同期化力、慣性力の重要性が高まると予想されており、それらの確保のあり方についても引き続き検討が必要である。

そのような認識のもと、特に既存設備の中では、火力電源や揚水式水力電源が調整力等を提供している状況ではあるが、2024年度より、調整力公募がなくなり、両市場から得られるkW価値、 $\Delta$  kW価値の収入になることから、発電事業者からのヒアリングの中では、これらの電源を維持できないのではないかと危惧する声も一部にあった。

このような声は、客観的な根拠をもって将来の事象発生を予見するものではないので、これをもってことさらに問題視するのは時期尚早と考えるが、本機関としては、両市場が有機的に連携することで、必要な調整力を有した供給力が容量市場を介して維持され、また必要な調整力が需給調整市場において調達できる状況を実現すべく、需給調整市場の運営者でもある一般送配電事業者はもとより、他の関係事業者とも鋭意連携して対応していく予定である。

国においては、軽負荷期の再生可能エネルギー電源の出力抑制を緩和する機能なども含め、調整力等を提供する電源の持つ機能とその経済価値をどのように市場設計に織り込むべきかについて、政策的な観点からの検討の深掘りを期待するものである。

## Ⅷ. まとめ（2022年度供給計画の取りまとめ）

### 1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）は、年平均0.3%の減少となる見通し。減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

### 2. 需給バランス

向う10年における年間EUEによるエリア別の需給バランス評価は、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。

また、供給力の補完的確認では、第1年度（2022年度）、第2年度（2023年度）とも、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回ることを確認した。

電力量（kWh）の見通しでは、第1年度（2022年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、2～24億kWh/月程度（想定需要に対して0.3%～3.2%程度）下回る断面が見受けられる。

上記より、短期断面（2022・2023年度）では、供給信頼度基準を満たしていないエリア・期間や、予備率8%を下回るエリア・期間はなかったが、過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要を踏まえた需給変動リスク分析結果を踏まえ、供給力対策に関する検討を進める。

### 3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における設備容量（kW）及び送電端電力量（kWh）の推移は、太陽光・風力など新エネルギーが増加し、火力が減少する見通し。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

### 4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画として、新規電源の連系に伴う整備が多数計画されている。また、地域間連系線の整備計画として、広域的運営に必要な整備が計画されている。

### 5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

### 6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の

事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

#### 7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された現状の課題について、4件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 第1, 2年度の需給見通し(短期)・・・・・・・・・・・・・・・・ 別1

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し(長期)・・・・・・・・ 別6

## 別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2022年度

エリア別の需給バランス(需要電力を表(別)1-1、供給力を表(別)1-2、供給予備力を表(別)1-3、供給予備率を表(別)1-4)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条(工事計画)の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表(別)1-5に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス(需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率)を表(別)1-6に示す。

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	395	359	357	406	417	391	393	450	484	499	495	452
東北	1,057	982	1,063	1,271	1,306	1,175	1,040	1,166	1,306	1,369	1,347	1,224
東京	3,858	3,681	4,204	5,379	5,379	4,569	3,857	4,016	4,436	4,765	4,765	4,340
東3社計	5,310	5,022	5,624	7,056	7,102	6,135	5,290	5,632	6,226	6,633	6,607	6,016
中部	1,850	1,869	2,045	2,485	2,485	2,342	1,984	1,946	2,207	2,342	2,342	2,074
北陸	390	364	402	495	495	441	378	414	473	511	511	457
関西	1,838	1,856	2,126	2,739	2,739	2,341	1,911	1,942	2,366	2,515	2,515	2,150
中国	759	750	823	1,047	1,047	935	783	856	1,029	1,040	1,040	914
四国	344	343	392	494	494	432	362	370	461	461	461	404
九州	1,037	1,053	1,199	1,535	1,535	1,324	1,128	1,152	1,446	1,464	1,464	1,239
中西6社計	6,218	6,235	6,987	8,795	8,795	7,815	6,545	6,679	7,982	8,333	8,333	7,238
9社合計	11,528	11,257	12,611	15,851	15,897	13,950	11,835	12,311	14,208	14,966	14,940	13,254
沖縄	103	122	146	147	147	152	132	114	99	102	101	94
10社合計	11,631	11,379	12,757	15,998	16,044	14,101	11,967	12,425	14,307	15,068	15,041	13,347

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	575	595	576	596	562	549	581	611	633	627	626	609
東北	1,247	1,159	1,175	1,505	1,549	1,379	1,250	1,270	1,429	1,528	1,503	1,468
東京	4,371	4,467	4,773	5,920	5,914	5,549	4,594	4,302	5,094	5,419	5,473	5,248
東3社計	6,192	6,221	6,524	8,021	8,025	7,477	6,425	6,184	7,156	7,574	7,602	7,325
中部	2,040	2,123	2,442	2,597	2,706	2,541	2,293	2,105	2,358	2,438	2,441	2,308
北陸	487	460	475	571	579	526	533	509	523	511	515	526
関西	2,061	2,095	2,403	2,806	2,730	2,403	1,805	1,973	2,496	2,644	2,755	2,561
中国	894	936	1,040	1,334	1,309	1,175	1,004	1,016	1,183	1,234	1,214	1,139
四国	541	575	630	695	703	655	604	566	590	594	504	520
九州	1,244	1,231	1,418	1,713	1,690	1,570	1,456	1,441	1,616	1,657	1,587	1,338
中西6社計	7,267	7,421	8,408	9,716	9,717	8,869	7,697	7,610	8,766	9,078	9,016	8,390
9社合計	13,459	13,641	14,932	17,738	17,742	16,346	14,122	13,793	15,921	16,652	16,619	15,715
沖縄	168	166	187	198	206	198	203	183	171	160	162	175
10社合計	13,626	13,807	15,119	17,936	17,948	16,545	14,325	13,976	16,093	16,813	16,780	15,890



表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	180	236	219	190	145	158	188	161	149	128	131	157
東北	190	177	112	234	243	204	210	104	123	159	156	244
東京	513	786	569	541	535	980	737	286	658	654	708	908
東3社計	882	1,199	900	965	923	1,342	1,135	552	930	941	995	1,309
中部	190	254	397	112	221	199	309	159	151	96	99	234
北陸	97	97	74	76	84	85	156	96	50	-0	4	69
関西	223	239	277	67	-9	62	-105	31	130	129	240	411
中国	135	186	217	287	262	240	221	160	154	194	174	225
四国	197	232	238	201	209	223	242	196	129	133	43	116
九州	207	178	219	178	155	246	328	289	170	193	123	99
中西6社計	1,049	1,186	1,421	921	922	1,055	1,152	931	783	745	683	1,152
9社合計	1,931	2,384	2,321	1,887	1,845	2,397	2,287	1,482	1,713	1,686	1,679	2,462
沖縄	65	44	41	51	59	47	70	69	73	58	61	81
10社合計	1,996	2,428	2,362	1,938	1,904	2,443	2,358	1,551	1,786	1,745	1,740	2,543

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	45.5%	65.6%	61.3%	46.9%	34.9%	40.5%	47.9%	35.8%	30.7%	25.6%	26.5%	34.7%
東北	17.9%	18.0%	10.6%	18.4%	18.6%	17.4%	20.2%	8.9%	9.4%	11.6%	11.6%	19.9%
東京	13.3%	21.4%	13.5%	10.1%	9.9%	21.4%	19.1%	7.1%	14.8%	13.7%	14.9%	20.9%
東3社計	16.6%	23.9%	16.0%	13.7%	13.0%	21.9%	21.5%	9.8%	14.9%	14.2%	15.1%	21.8%
中部	10.3%	13.6%	19.4%	4.5%	8.9%	8.5%	15.6%	8.1%	6.8%	4.1%	4.2%	11.3%
北陸	25.0%	26.7%	18.4%	15.3%	17.0%	19.2%	41.3%	23.1%	10.6%	0.0%	0.8%	15.1%
関西	12.1%	12.9%	13.0%	2.5%	-0.3%	2.7%	-5.5%	1.6%	5.5%	5.1%	9.5%	19.1%
中国	17.7%	24.7%	26.3%	27.4%	25.0%	25.6%	28.3%	18.7%	14.9%	18.7%	16.7%	24.6%
四国	57.2%	67.8%	60.6%	40.6%	42.3%	51.7%	67.0%	52.9%	27.9%	28.9%	9.4%	28.6%
九州	20.0%	16.9%	18.3%	11.6%	10.1%	18.6%	29.1%	25.1%	11.8%	13.2%	8.4%	8.0%
中西6社計	16.9%	19.0%	20.3%	10.5%	10.5%	13.5%	17.6%	13.9%	9.8%	8.9%	8.2%	15.9%
9社合計	16.8%	21.2%	18.4%	11.9%	11.6%	17.2%	19.3%	12.0%	12.1%	11.3%	11.2%	18.6%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%
10社合計	17.2%	21.3%	18.5%	12.1%	11.9%	17.3%	19.7%	12.5%	12.5%	11.6%	11.6%	19.1%

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率

(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

：8%以上に改善したエリア

表(別) 1-6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	103	122	148	150	154	152	132	114	99	102	101	94
供給力	168	166	190	208	220	209	203	183	171	160	162	175
供給予備力	65	44	42	58	67	58	70	69	73	58	61	81
供給予備率	62.5%	35.8%	28.0%	38.6%	43.5%	38.0%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

## ○2023年度

エリア別の需給バランス(需要電力を表(別)1-7、供給力を表(別)1-8、供給予備力を表(別)1-9、供給予備率を表(別)1-10)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条(工事計画)の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表(別)1-11に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス(需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率)を表(別)1-12に示す。

表(別) 1-7 各月別の需要電力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	395	359	357	406	417	391	393	450	484	499	495	452
東北	1,054	980	1,061	1,268	1,303	1,173	1,037	1,163	1,302	1,365	1,343	1,220
東京	3,846	3,669	4,192	5,364	5,364	4,555	3,846	4,004	4,423	4,751	4,751	4,318
東3社計	5,295	5,008	5,610	7,038	7,084	6,119	5,276	5,617	6,209	6,615	6,589	5,990
中部	1,849	1,868	2,045	2,484	2,484	2,341	1,983	1,945	2,206	2,341	2,341	2,074
北陸	390	364	402	495	495	441	379	415	475	513	513	459
関西	1,835	1,854	2,123	2,735	2,735	2,337	1,908	1,938	2,363	2,511	2,511	2,147
中国	758	749	822	1,046	1,046	934	782	856	1,028	1,039	1,039	913
四国	343	341	389	492	492	429	360	368	458	458	458	401
九州	1,038	1,054	1,200	1,536	1,536	1,324	1,129	1,153	1,447	1,465	1,465	1,240
中西6社計	6,213	6,229	6,980	8,788	8,788	7,806	6,541	6,675	7,977	8,327	8,327	7,233
9社合計	11,508	11,237	12,590	15,826	15,872	13,925	11,817	12,292	14,186	14,942	14,916	13,223
沖縄	105	124	150	149	149	154	134	116	100	103	102	95
10社合計	11,612	11,361	12,741	15,975	16,021	14,079	11,950	12,408	14,286	15,045	15,018	13,318

表(別) 1-8 各月別の供給力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	557	581	538	555	566	511	514	572	669	661	669	602
東北	1,326	1,363	1,368	1,637	1,693	1,536	1,288	1,373	1,528	1,596	1,624	1,515
東京	4,284	4,331	4,979	5,850	5,868	5,476	4,558	4,407	5,121	5,535	5,640	5,273
東3社計	6,167	6,275	6,886	8,042	8,128	7,523	6,360	6,353	7,318	7,791	7,934	7,390
中部	2,290	2,192	2,438	2,688	2,670	2,445	2,232	2,097	2,399	2,487	2,451	2,310
北陸	467	470	492	554	532	489	515	496	480	506	513	512
関西	2,411	2,471	2,795	3,047	3,125	2,950	2,421	2,588	2,868	2,866	2,827	2,601
中国	1,048	1,090	1,205	1,398	1,339	1,131	1,004	952	1,195	1,281	1,214	1,014
四国	479	622	669	763	735	649	584	545	580	664	668	675
九州	1,315	1,338	1,538	1,787	1,748	1,631	1,479	1,495	1,574	1,592	1,659	1,510
中西6社計	8,010	8,183	9,138	10,237	10,150	9,295	8,234	8,172	9,097	9,396	9,331	8,624
9社合計	14,177	14,458	16,024	18,279	18,277	16,818	14,595	14,525	16,414	17,186	17,265	16,014
沖縄	173	197	210	207	204	202	183	177	164	169	172	170
10社合計	14,350	14,655	16,234	18,486	18,482	17,020	14,778	14,701	16,578	17,355	17,437	16,183

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	162	222	181	149	149	120	121	122	185	162	174	150
東北	272	383	307	369	390	363	251	210	226	231	281	295
東京	438	662	787	486	504	921	712	403	698	784	889	955
東3社計	872	1,267	1,276	1,004	1,044	1,404	1,084	736	1,109	1,176	1,345	1,400
中部	441	324	393	204	186	104	249	152	193	146	110	236
北陸	77	107	91	59	37	48	136	81	5	-7	-0	54
関西	576	618	672	312	390	613	513	649	505	355	316	455
中国	290	341	383	352	293	197	222	96	167	242	175	101
四国	136	281	280	271	243	220	224	177	122	206	210	274
九州	277	284	338	251	212	307	350	342	127	127	194	270
中西6社計	1,797	1,954	2,158	1,449	1,362	1,489	1,694	1,497	1,120	1,069	1,004	1,390
9社合計	2,669	3,221	3,434	2,453	2,405	2,893	2,778	2,233	2,229	2,244	2,349	2,790
沖縄	68	73	60	58	55	48	49	61	64	65	70	75
10社合計	2,737	3,294	3,493	2,511	2,460	2,941	2,827	2,293	2,292	2,310	2,419	2,865

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.0%	61.7%	50.8%	36.7%	35.8%	30.8%	30.9%	27.2%	38.2%	32.4%	35.2%	33.2%
東北	25.8%	39.1%	29.0%	29.1%	30.0%	30.9%	24.2%	18.1%	17.3%	16.9%	21.0%	24.2%
東京	11.4%	18.0%	18.8%	9.1%	9.4%	20.2%	18.5%	10.1%	15.8%	16.5%	18.7%	22.1%
東3社計	16.5%	25.3%	22.7%	14.3%	14.7%	23.0%	20.6%	13.1%	17.9%	17.8%	20.4%	23.4%
中部	23.8%	17.3%	19.2%	8.2%	7.5%	4.5%	12.6%	7.8%	8.8%	6.3%	4.7%	11.4%
北陸	19.8%	29.3%	22.6%	11.9%	7.5%	10.9%	35.8%	19.4%	1.1%	-1.4%	0.0%	11.7%
関西	31.4%	33.3%	31.7%	11.4%	14.3%	26.2%	26.9%	33.5%	21.4%	14.1%	12.6%	21.2%
中国	38.3%	45.6%	46.6%	33.6%	28.0%	21.0%	28.4%	11.2%	16.3%	23.3%	16.8%	11.1%
四国	39.6%	82.3%	72.0%	55.2%	49.5%	51.3%	62.3%	48.2%	26.6%	44.9%	45.8%	68.3%
九州	26.7%	26.9%	28.2%	16.3%	13.8%	23.2%	31.0%	29.7%	8.8%	8.7%	13.3%	21.8%
中西6社計	28.9%	31.4%	30.9%	16.5%	15.5%	19.1%	25.9%	22.4%	14.0%	12.8%	12.1%	19.2%
9社合計	23.2%	28.7%	27.3%	15.5%	15.2%	20.8%	23.5%	18.2%	15.7%	15.0%	15.7%	21.1%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%
10社合計	23.6%	29.0%	27.4%	15.7%	15.4%	20.9%	23.7%	18.5%	16.0%	15.4%	16.1%	21.5%

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

表（別） 1－11 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率  
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	30.0%	45.3%	47.6%	29.2%	30.9%	29.7%	26.1%	20.6%	23.7%	18.1%	20.8%	25.1%
東北	30.0%	29.9%	21.1%	19.7%	22.0%	29.7%	26.1%	20.6%	16.5%	15.4%	16.4%	25.1%
東京	11.4%	22.1%	21.1%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.4%	15.1%	14.6%	15.7%	19.6%
中部	28.9%	22.1%	22.5%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	19.6%
北陸	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	20.0%
関西	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
中国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
四国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	30.9%	25.2%	33.7%	28.6%	15.6%	22.0%	21.3%	41.5%
九州	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	31.0%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	105	124	150	152	156	154	134	116	100	103	102	95
供給力	173	197	210	216	219	213	183	177	164	169	172	170
供給予備力	68	73	60	64	63	59	49	61	64	65	70	75
供給予備率	65.1%	59.2%	39.7%	42.3%	40.5%	38.7%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

## 別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2022 年度以降 10 年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2）を以下に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北・北陸エリアの 1 月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-3、供給力を表（別）2-4）を、沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力）を表（別）2-5 に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8 月 15 時）

【万 kW】

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	417	417	417	417	416	416	416	415	415	416
東北	1,306	1,303	1,298	1,293	1,288	1,284	1,279	1,273	1,268	1,263
東京	5,379	5,364	5,362	5,359	5,356	5,351	5,347	5,342	5,337	5,331
東 3 社計	7,102	7,084	7,077	7,069	7,060	7,051	7,042	7,030	7,020	7,010
中部	2,485	2,484	2,475	2,466	2,457	2,448	2,439	2,430	2,421	2,412
北陸	495	495	494	492	491	490	489	487	486	485
関西	2,739	2,735	2,726	2,720	2,709	2,700	2,692	2,683	2,675	2,666
中国	1,047	1,046	1,045	1,043	1,042	1,040	1,039	1,037	1,036	1,034
四国	494	492	489	486	483	481	478	475	473	470
九州	1,535	1,536	1,533	1,529	1,526	1,522	1,518	1,514	1,510	1,506
中西 6 社計	8,795	8,788	8,762	8,736	8,708	8,681	8,655	8,626	8,601	8,573
9 社合計	15,897	15,872	15,839	15,805	15,768	15,732	15,697	15,656	15,621	15,583
沖縄	147	149	156	157	158	159	160	161	162	163
10 社合計	16,044	16,021	15,995	15,962	15,926	15,891	15,857	15,817	15,782	15,746

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8 月 15 時）

【万 kW】

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	562	566	641	652	650	654	659	663	663	715
東北	1,549	1,693	1,637	1,594	1,587	1,603	1,623	1,638	1,650	1,666
東京	5,914	5,868	5,823	6,022	6,124	6,138	6,118	6,136	6,154	6,168
東 3 社計	8,025	8,128	8,101	8,268	8,361	8,395	8,400	8,436	8,467	8,550
中部	2,706	2,670	2,832	2,699	2,710	2,711	2,665	2,663	2,661	2,527
北陸	579	532	561	580	555	565	545	549	547	548
関西	2,730	3,125	3,075	2,824	2,953	2,958	2,997	3,004	3,010	3,018
中国	1,309	1,339	1,291	1,246	1,250	1,249	1,245	1,247	1,249	1,255
四国	703	735	660	678	689	690	682	683	687	687
九州	1,690	1,748	1,571	1,589	1,584	1,588	1,570	1,573	1,623	1,630
中西 6 社計	9,717	10,150	9,990	9,616	9,740	9,761	9,703	9,720	9,777	9,664
9 社合計	17,742	18,277	18,091	17,884	18,101	18,155	18,104	18,156	18,244	18,214
沖縄	206	204	215	208	210	208	220	209	220	221
10 社合計	17,948	18,482	18,306	18,092	18,311	18,363	18,324	18,364	18,464	18,435

※沖縄エリアの 2022 年度及び 2023 年度は、最小予備率断面を記載

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	499	499	498	498	498	498	497	497	497	498
東北	1,369	1,365	1,361	1,356	1,350	1,345	1,340	1,334	1,329	1,324
北陸	511	513	512	512	512	511	511	511	511	510

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	627	661	692	671	669	673	679	681	731	728
東北	1,544	1,596	1,684	1,641	1,635	1,649	1,670	1,685	1,695	1,712
北陸	511	506	584	590	570	580	561	564	563	564

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の電力需要と供給力

	【万kW】									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
需要電力	154	156	156	157	158	159	160	161	162	163
供給力	220	219	215	208	210	208	220	209	220	221
供給予備力	67	63	59	50	52	49	60	48	59	58
供給予備率	43.5%	40.5%	37.6%	32.1%	32.8%	30.8%	37.7%	29.6%	36.3%	35.5%

(blank)

# **V. 各供給区域の予備力及び調整力の 適切な水準等の評価及び検証並びに 必要に応じた見直しの内容**

2023 年度向け調整力の公募にかかる  
必要量等の考え方について

2022年7月

電力広域的運営推進機関



(blank)

## 2023年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2022年6月28日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性かつ透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2023年度を調整力の提供対象期間として、2022年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、「調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するもの」とされている。
- 本資料は、ここまでの調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、「調整力等委員会」）にて、議論されてきた内容をとりまとめ、審議いただいた後に、本機関の理事会の決議を経て、要件ごとの必要量の考え方等について、一般送配電事業者に通知するものである。

## 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

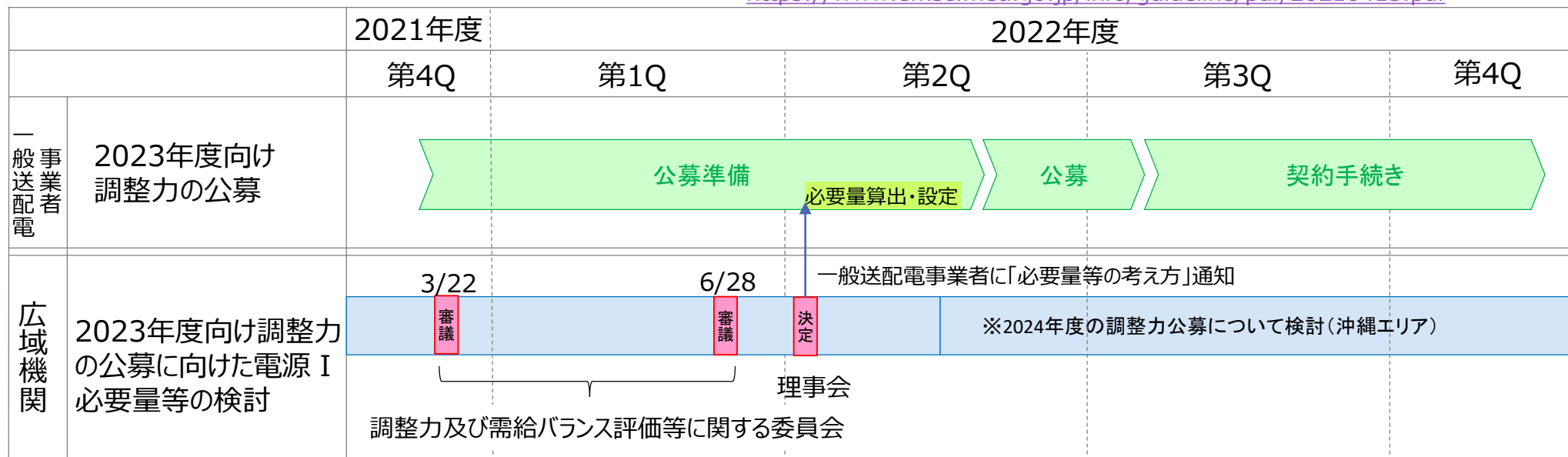
### 4. 公募調達実施時

#### (2) 調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について

…（前略）…調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、一般送配電事業者が適切に設定するものである …（後略）…

出所) 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>



- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

※ 電源Ⅰ'は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ'として区別して記載する。



※1：2023年4月以降には全エリアにて簡易指令システムでの参入が可能となる予定

- 沖縄以外のエリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

**電源 I = 周波数制御機能あり調整力（電源 I - a）必要量**

**+ 周波数制御機能なし調整力（電源 I - b）必要量**

※電源 I -aと電源 I -bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、最大7%を上限に確保することし、優先的に電源 I -aを確保する。

※「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※ 2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

**電源 I -a = 最大3日平均電力 × 各エリア必要量算出値（%）**

※各エリア必要量算出値とは2021年度残余需要ピーク95%以上のコマにおける、「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σと事故時対応調整力の合計を2022年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力(離島除き)で除した値。

**電源 I -b = 三次調整力①調達量×調達不足率（%）**

※需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部を年間調達として、電源 I -bを調達する。

※三次調整力①の調達不足率は、需給調整市場における2021年度の三次調整力②の取引実績から算出する。

- 沖縄エリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源 I} &= \text{沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力} \\ &= 203\text{MW} \end{aligned}$$

※沖縄エリアの供給信頼度基準算出は発電機出力118MWを最大出力として算定した値とする。

- 各エリアの電源 I ' 必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

$$\text{電源 I '} = \text{最大3日平均電力} \times 3\%$$

<沖縄エリア>

$$\text{電源 I '} = \text{最大3日平均電力} \times 5.2\%$$

※「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

※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おいて、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

電源 I ' の主な確保目的

6

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※1。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要



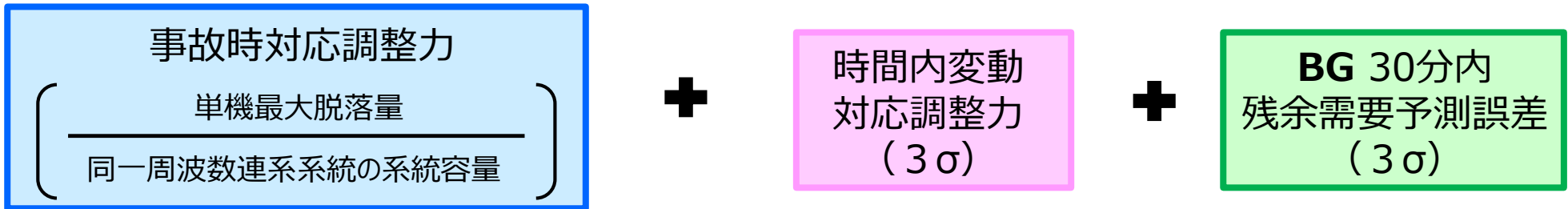
# 電源 I 必要量の考え方について

## 2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方について

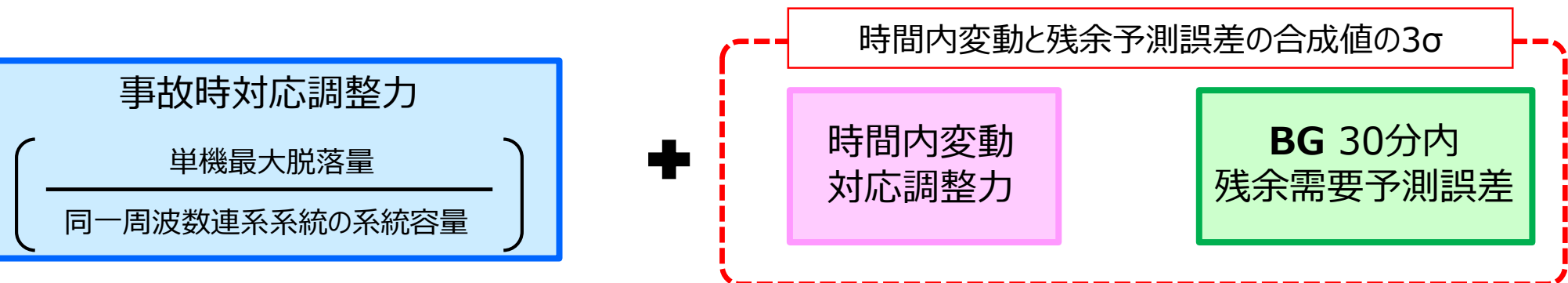
第71回委員会 資料4

- これまで、電源 I -aの必要量は、周波数制御機能を有する調整力にて対応すべき、「事故時対応」、「時間内変動対応」、「30分内残余需要予測誤差対応」のそれぞれの調整力の必要量を算定し、その合計値を算定してきた。
- 一方、需給調整市場では電源 I に相当する一次～三次調整力①において、各商品の不等時性を考慮した合成値として必要量を算定することで整理しているところ。
- 今後、需給調整市場に移行していくことも踏まえて、**電源 I -aの必要量についても「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差対応」の不等時性を考慮した合成値で算出することでどうか。**

## 【従来の電源 I -a必要量の考え方】



## 【2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方】



(参考) 電源 I -a必要量の算定諸元  
～「事故時対応」の必要調整力の算出～

第74回委員会 資料4

- 事故時における電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とする。

同一周波数系統における単機最大ユニット容量（2022年度供給計画（第2年度））で計上されたユニットでの試算例

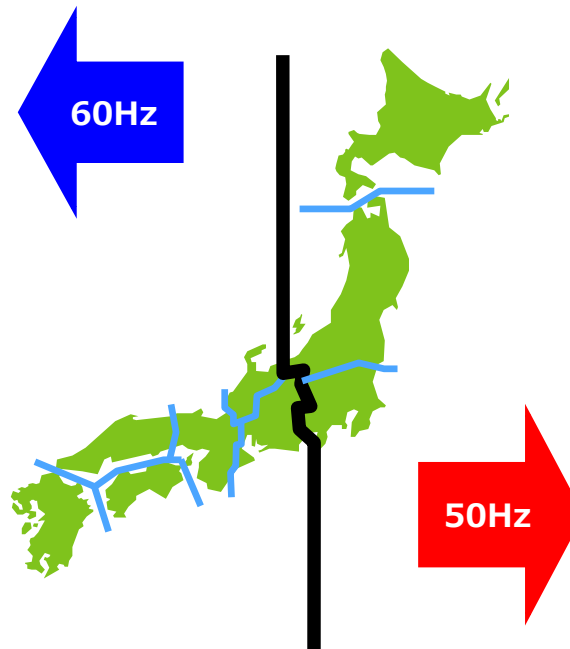
## 【60Hz地域】

系統容量：8,766万8千kW

単機最大ユニット容量：118万8千kW

系統容量に占める割合：1.36 %

60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部エリア	118万8千kW
北陸エリア	70万kW
関西エリア	118万kW
中国エリア	100万kW
四国エリア	105万kW
九州エリア	118万kW



## 50Hz地域

## 単機最大ユニット容量

北海道エリア	70万kW
東北エリア	100万kW
東京エリア	100万kW

## 【50Hz地域】※1

系統容量：7,142万3千kW

単機最大ユニット容量：100万kW

系統容量に占める割合：1.41 %

系統容量は2022年度供給計画における当該年度見通しより

電源脱落の試算においては  
2022年度供給計画の当該年度見通しより

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

## 2023年度向け調整力公募における電源 I -a必要量算定結果

第74回委員会 資料4

- 今年度の電源 I -aの必要量を算定した結果、各エリアの必要量は5.1%～8.1%となった。
- 不等時性を考慮した合成値での算定により、必要量が低減する結果となった。

## 【電源 I -a算出結果（合成値）】

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
内訳	事故時対応	1.41			1.36					
	時間内変動と残余予測誤差の合成値の3σ	6.66	4.91	4.16	5.09	4.72	3.98	5.03	5.09	3.65
合計		8.1	6.4	5.6	6.5	6.1	5.4	6.4	6.5	5.1

## 【参考\_電源 I -a算出結果（棒足し）】

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
内訳	事故時対応	1.41			1.36					
	時間内変動	3.12	2.47	1.76	2.38	2.58	1.91	3.52	2.24	2.20
	予測誤差	5.94	4.05	3.56	3.64	3.49	2.82	3.45	6.05	2.91
合計		10.5	8.0	6.8	7.4	7.5	6.1	8.4	9.7	6.5

※ 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

## 2023年度に向けた電源 I -b必要量の考え方について

第71回委員会 資料4

- 電源 I -bの必要量について、予備力としての観点と調整力としての観点から、それぞれ以下のとおり整理できると考えられるかどうか。

【予備力としての観点】

- 調整力公募においては、供給信頼度評価（年間EUE評価）において供給信頼度を満たすのであれば、予備力としての電源 I（電源 I -aと電源 I -bの合計）7%を確保することは必ずしも必要ということにはならないと整理された。
- 更に2022年度向け調整力公募において、供給力不足への対応策においても一般送配電事業者の専有電源となる電源 I -bの調整力の調達ではなく、電源入札等や公募の供給力の調達により対応する方針が整理された。
- 2023年度向け調整力公募についても、2022年度と同様に、**供給信頼度を満たしていない場合においても、電源入札等や公募の供給力の調達により対応することになると考えられるため、予備力の観点からは一般送配電事業者の占有電源となる電源 I -bは原則調達しない**こととしてはどうか。

【調整力としての観点】

- 2022年度向け調整力公募においては、需給調整市場での三次調整力①の調達不足リスク対応として、電源 I の量を7%上限に、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することとした。
- 2023年度向け調整力公募についても、2022年度と同様に、三次調整力①の調達不足リスク対応として**三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することとし、調達不足リスク量の算定については2022年4月より取引が開始される三次調整力①の市場の状況を踏まえて算定する**こととしてはどうか。
- また、市場の状況等において考慮すべき事項が発生した場合には、その対応についても検討していく。

# 調整力の観点からの電源 I -b 必要量検討 ～三次調整力①の調達不足リスクについて～

第74回委員会 資料4

- 三次調整力①については、取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生していることから、第71回本委員会（2022年3月22日）の方針どおり、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することによってどうか。
- 三次調整力①の調達不足リスク量の算定については、2022年4月より取引が開始される三次調整力①の市場の状況を踏まえて算定することとしていたが、4月、5月の取引実績をみると、両月とも募集量がないエリア、募集が4月分のみエリアがあり、三次調整力①の調達実績をもとに調達リスク量を算出するにはデータ数不足と考えられる。
- また、4月、5月の取引実績は取引開始当初の実績であり、調達不足の要因分析や対策について、現在検討している状況であるものの、検討・対策には一定の期間を要すると考えられることから、**三次調整力①の調達不足率の算定にあたっては、昨年度と同様に三次調整力②の調達不足率を代用**することによってどうか。
- 2022年度公募時は2021年4月分の三次調整力②取引実績から調達不足率を算出していたが、今回は1年間の取引実績があることから、**各月および各ブロック別に不足率を算出し、リスク量を決定**した。

## 三次調整力①調達不足リスク量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率	75.1%	58.0%	33.0%	46.6%	36.8%	15.0%	11.5%	4.7%	56.9%
調達不足リスク量[MW]	274	648	777	587	82	153	60	24	280
調達不足リスク量[%]*	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%

※ 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

**調達不足リスク量 [%] を電源 I -b として確保する。**

## (参考) 三次①募集量について (4月、5月実績)

第74回委員会 資料4

- 三次①募集量について、最新の補修計画等を反映し、設備量補正を実施している。補正した結果、5月においては北海道、九州エリアを除く、7エリアで募集量は0となった。

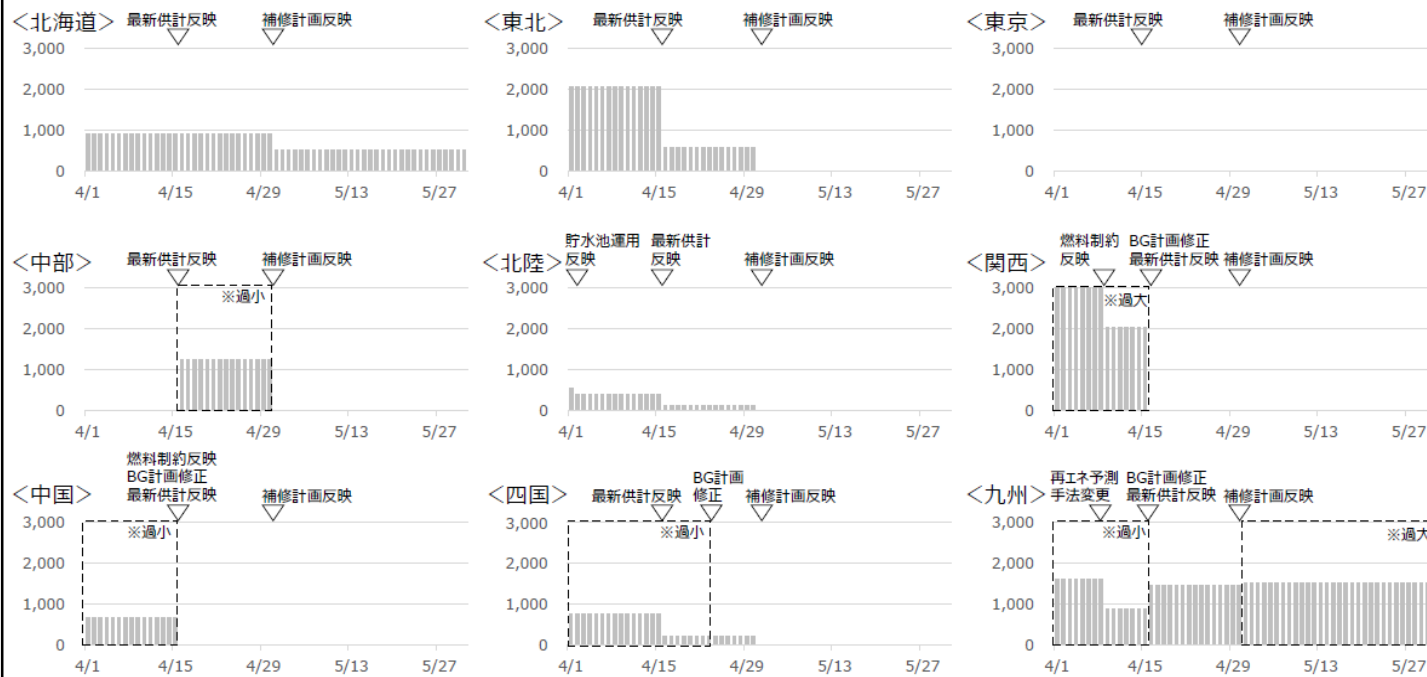
## 三次①募集量について (4/1~5/31)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成  
募集量：全8ブロック合計値[MW/日]

7

- 2022年度の三次①募集量は、一次~三次①の複合必要量から電源 I 調達量を控除したうえで、小売電気事業者が卸電力市場から供給力を調達することを考慮し、設備量を踏まえた補正を実施している。
- この設備量補正については、最新の補修計画や燃料制約による供給力の減少等を週単位で反映しており、東京では取引開始当初から、また、5月においては、北海道、九州を除く7エリアで、募集量は0となっている。

[ ] 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間



出所) 第29回 需給調整市場検討小委員会 (2022年6月24日) 資料2 抜粋

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyushijyo\\_29\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyushijyo_29_02.pdf)

- 取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生している。5月においては取引があった北海道、九州エリアにて調達不足が発生している。

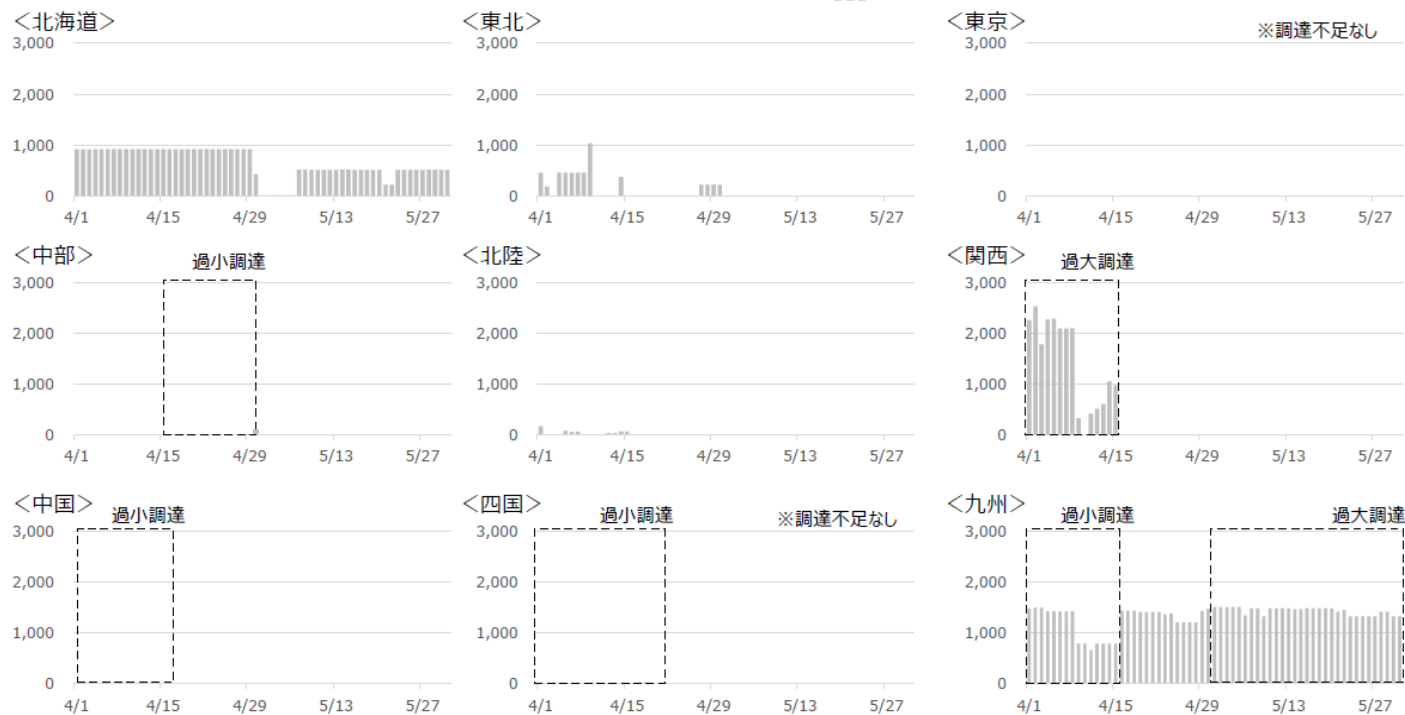
## 三次①調達不足量について (4/1~5/31)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成  
 調達不足量: 全8ブロック合計値[MW/日]

6

- 他方で、取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生している。
- 取引開始月である4月においては、主に、北海道、東北、関西、九州の4エリアで調達不足が発生していたが、5月については、北海道、九州の2エリアのみとなっている。

□ 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間





## (参考) 三次①調達量について (取引前試算結果)

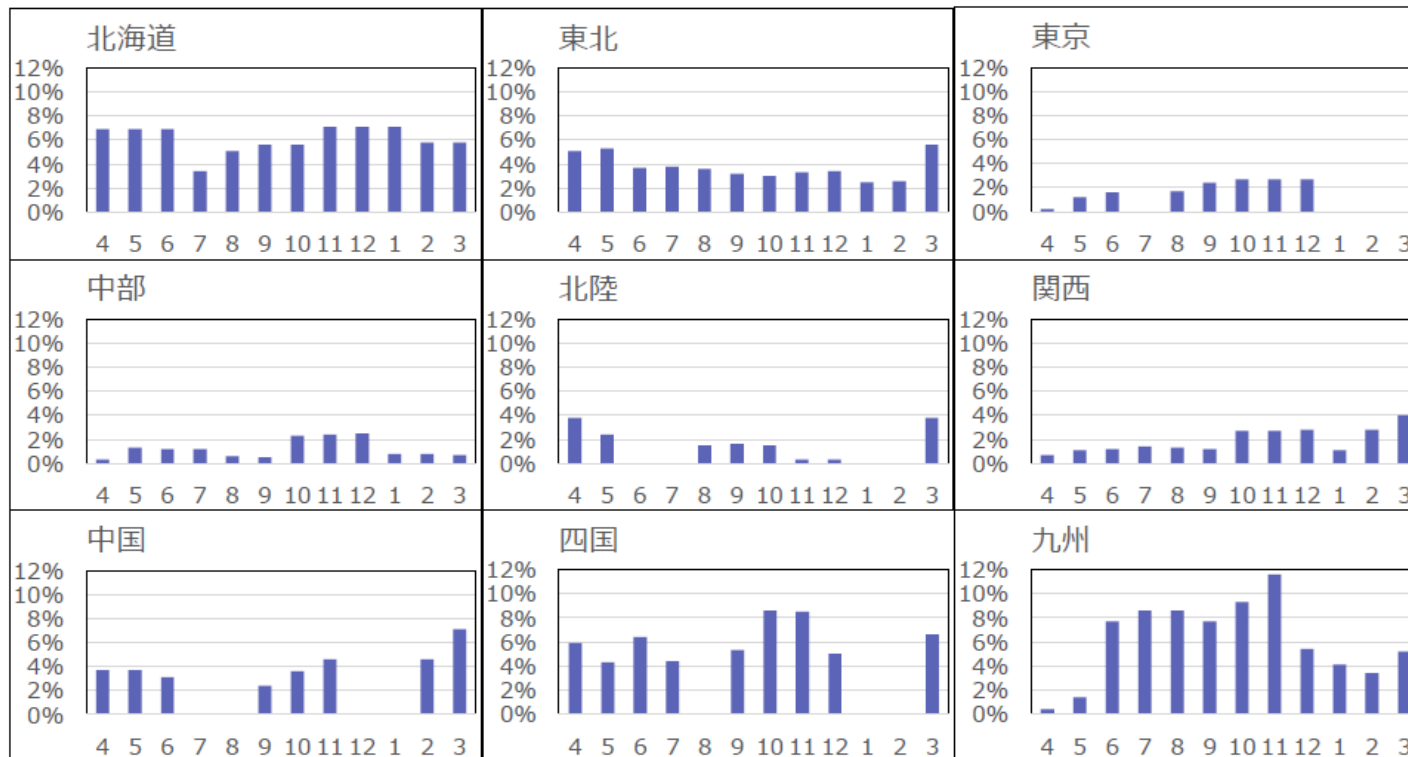
第74回委員会 資料4

- 取引開始前に試算した三次①調達量については、4月、5月ともに数値があり、三次調整力①を調達する予定となっていた。

(参考) 三次①調達量の試算値 (今回提案の補正実施後)  
～4 B (9～12時) について～

16

参考として4ブロックのみ抜粋

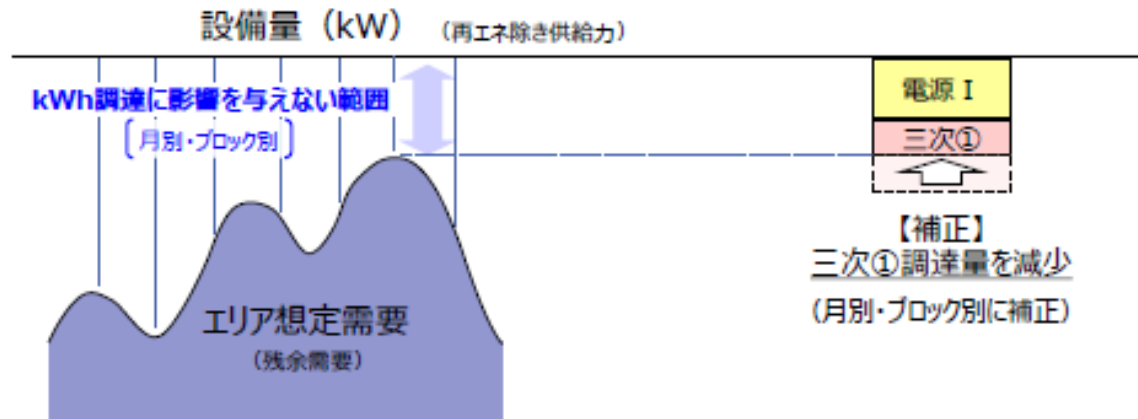


- 最新の作業停止内容等を踏まえて設備量の数値を見直し、三次調整力①調達量の補正を実施している。
- 補正した結果、5月においては北海道、九州エリアを除く、7エリアで募集量は0となった。

## (参考) 第27回本小員会で提案した三次①調達量について

3

- 2022年度における三次①調達量として、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源Ⅰ確保量を控除した量を調達する方法を採用したうえで、小売電気事業者の供給力確保を考慮した補正を施すことをご提案した。
- 具体的には、2022年度の供給可能設備量 (kW) からエリア想定需要を差し引いたものを、電源Ⅰ + 三次①調達量の上限とし、調達量の減少補正は三次①調達量で実施する案とした。



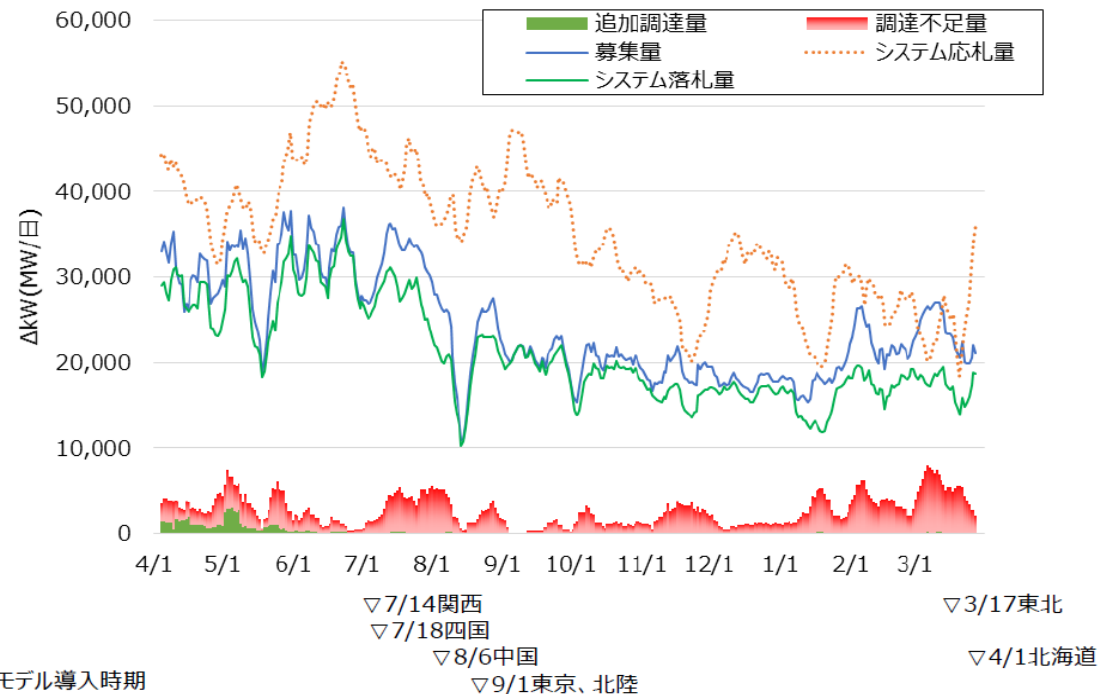
- 三次調整力②の調達不足については、1年を通じて調達不足が発生している。

## 2. 取引実績

### 2-3. 調達不足量

11

- 8月以降の募集量は減少傾向にあるが、応札量も減少しており、調達不足の発生は継続している。(年間調達不足率：12%※) ※追加調達後
- 2021年度においては、電源Ⅱ余力等を活用し、安定供給に支障はきたしていない。



## (参考) 2022年度公募における三次調整力①調達不足リスク量について

第74回委員会 資料4

- 2022年度公募時においても、調達不足率は三次調整力②の取引実績を代用し、三次調整力①の調達リスク量を算出していた。

## 調整力の観点からの電源 I -b必要量検討

【P.11】

～2022年度より取引開始となる三次調整力①の調達不足リスクについて～

第61回委員会 資料5

- 三次調整力①の必要量は、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値と、事故時対応分の電源脱落分の合計値としている。(後述の参考スライドを参照)
- 前述の三次調整力①の調達不足リスクに対しては、2022年度は電源 I -aを確保していることから、事故時対応分の電源脱落分は電源 I -aにて対応可能であり、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値が調達不足リスクの対象と考えられる。
- そして、上記に**至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)を踏まえた、三次調整力①の調達不足リスク量としては、下表のとおり、各エリア0.1～2.6%程度となると推測される**がどうか。

三次調整力①相当量について (年間3σにて試算※1)

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
必要量[MW]	536	1,418	4,083	2,106	368	2,097	853	675	1,902
必要量[%]※2	10.8%	10.5%	7.7%	8.5%	7.4%	7.7%	8.3%	13.7%	12.6%

市場調達不足リスク (=三次調整力①必要量×調達不足率)

三次調整力①調達不足リスク量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率※3	3%	24%※4	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

※1 2020年度実績データより調達不足リスク量を算定するために今回試算したものであり、三次調整力①の需給調整市場の各月各時間帯の調達量については、引き続き需給調整市場検討小委員会にて議論いただく予定

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

※3 2021年4月1日～30日の三次調整力②の取引実績 ※4 福島県沖地震(2/13)により、複数の電源が計画外停止したことも影響

## 2023年度向け調整力公募における電源Ⅰ 募集量について

第74回委員会 資料4

- 電源Ⅰ 必要量を算出した結果、7%を上回っているエリアもあるが、7%以上を確保することは**小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性もあることから、これまでどおり7%を上限として、調達すること**でどうか。
- これまでも電源Ⅰの量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足する状況には陥っていない。これは小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているためと考えられる。
- 2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力を需給調整市場から調達するとされており、その調達量は商品毎の必要量から算出されることとなる。需給調整市場における調達量の上限については、今後の市場の課題整理のなかで検討することとしたい。

## 電源Ⅰ 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a必要量[%]※2	8.1%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b必要量[%]※2	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ 必要量[%]※2	13.6%	11.2%	7.1%	8.9%	7.8%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

## 電源Ⅰ 募集量 最大7%

## 電源Ⅰ 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a募集量[%]※2	7.0%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b募集量[%]※2	0.0%	0.6%	1.4%	0.5%	0.9%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

## 2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量について

【P.13】

第61回委員会 資料5

- 前述のとおり、今回、電源 I -aと電源 I -bの必要量をそれぞれ検討した。そして、その合計の電源 I の必要量は、関西エリア以外は、これまで一般送配電事業者が調整力公募により調達していた電源 I の量の7%を上回っている。
- これに対して、**一般送配電事業者が年間通して専有する電源 I の量をこれまでの7%よりも多く調達することは、小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性があり、慎重に考える必要がある**のではないかと。
- また、これまで電源 I の量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。そして、需給調整市場の調達不足発生時は、透明性・公平性の観点の課題はあるものの、電源 II 余力から追加調達しているところ。
- したがって、**2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量は、これまで同様に最大で7%とし、引き続き、三次調整力①・三次調整力②の売応札量不足を解消できるように継続検討することとしてはどうか**※1。

## 電源 I 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a必要量[%]※2	8.4%	7.8%	7.0%	7.6%	8.0%	5.7%	9.5%	9.3%	7.4%
電源 I -b必要量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%
電源 I 必要量[%]※2	8.7%	10.3%	7.2%	10.2%	9.6%	6.2%	10.1%	9.4%	7.5%

## 電源 I 募集量 最大7%

## 電源 I 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	5.7%	7.0%	7.0%	7.0%
電源 I -b募集量[%]※2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
電源 I 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	7.0%	7.0%	7.0%

# 電源 I ' 必要量の考え方について

- 2022年度向けの調整力公募時は、H3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保できることから、各エリアの電源Ⅰ'の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とした。
- 2023年度についても、昨年度の整理と同様に、**各エリアの電源Ⅰ'の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とする**ことかどうか。



## (参考) 2022年度向け調整力公募における議論状況 (電源 I')

第74回委員会 資料4

- 供給計画の電源 I' 量の設定は各エリアH3需要の3%としており、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、電源 I' として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる。
- 上記を踏まえ、調整力公募における電源 I' の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能と整理した。

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

## 【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

論点1 14

～作業停止調整後の供給計画の短期見通し(第1～2年度)～

- 今後の供給計画の短期需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源 I' を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定してはどうか**。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I' 量**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いることとし、第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定することとしてはどうか**。



# 電源 I ' の長時間発動 (kWh不足対応) について

- kWh不足への対応として、2022年度については、電源 I ' の契約交渉において、長時間の発動について可能な範囲で協力依頼を行うとの方針が整理されている。
- 電力・ガス取引監視等委員会にて実施された調整力公募に関するアンケートにおいて、電源 I ' の長時間発動を別商品として公募してほしいという意見もあったものの、一般送配電事業者が公募により小売電気事業者に先んじて供給力を確保することについては、慎重な議論が必要と考えられる。
- 一方、電源 I ' については厳気象の期間において、一般送配電事業者の専有電源となることから、電源 I ' 長時間発動の協力依頼については、小売事業者の供給力確保を妨げるものではないと言える。
- 以上から、電源 I ' の仕組みが残る2023年度までについては、電源 I ' の契約交渉において、長時間発動についての可能な範囲での協力依頼を継続することとしてはどうか。

- 第62回本委員会（2021年6月18日）において、電源 I' の長時間発動については、電源 I' 提供者に対し、契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼することと整理した。

kWh不足による需給ひっ迫への対応について				
8				
<p>■ 昨冬(2020年度冬季)のkWh不足を踏まえ、電源 I および電源 I' において、その提供者に対し、長時間(24時間以上6日程度)の継続時間について可能な範囲で協力依頼を行うこととする。</p>				
実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I' の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I' の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I' 公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I' の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I' -xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用が殆ど増加しない</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる</li> <li>これまで電源 I' に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い</li> <li>→kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい)</li> <li>評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する</li> <li>調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' に参画する事業者に限定了商品(専占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり)</li> <li>事業者の受容性が不明(状況によっては専占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>

- 調整力の分野における新規参入促進に向けた方策を検討するため、電力・ガス取引監視等委員会にて、小売、発電、DR事業者を対象にアンケートを実施。

### アンケート結果概要（電源 I' の長時間発動）

- 2020年度冬季の継続的なkWh不足による需給ひっ迫を受けて、2021年度冬季の対策として、電源 I' の長時間発動が措置された。
- これは、既存の電源 I' 契約事業者に対し、長時間発動が可能か事前に任意で協力を求めるものであるが、実際に契約に応じたのは2社だけであった。
- 今回、一般送配電事業者から各審議会で整理された内容を踏まえた協力提案を受けた事業者に対し、協力に応じられなかった理由等を調査したところ、申し出の時期的な困難性、価格面・採算上での困難性、といった理由が大半を占めた。
- 電源 I' の長時間発動については、広域機関と連携のうえ一般送配電事業者において、実施に向けた準備等を進めているところ。今回のアンケート結果についても、今後の実施検討の参考に共有することとしたい。

主な意見概要	
①申し出の時期的な困難性	・送配電事業者からの提案（依頼）から回答までの期間が短期間（10日間以内）であり、回答期限までの需要家との契約交渉が困難であったため 等
②価格面・採算上での困難性	・送配電事業者から提示された価格が著しく低く、需要家の採算に見合わなかったため ・需要抑制で生産設備を停止する需要家について、長時間停止では採算上赤字になってしまうケースが多かったため ・発動対応換算日数のインセンティブについても、需要家にとってメリットが少ない条件であったため 等
③その他要望等	・電源 I' と電源 I'（長時間発動）を別商品として公募してほしい。工場の需要家の中には、バックアップ機として大型発動機をもつ需要家もいる。電源 I' と同様な3時間前予告では対応できないが、数日前予告であれば対応できるため 等

# 沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方について

# 沖縄エリアにおける電源 I -a必要量について

第74回委員会 資料3

- 電源 I -aの必要量として、昨年度と同様に3ヶ年（2019年度～2021年度）を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分け、時間内変動と残余予測誤差の合成値の3 $\sigma$ を算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって41MW～133MWと変化することが確認された。
- 他方で、GF4台運転時のGF確保量は49MWであることから、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言える。
- 常時GF4台運転と整合させ、4台運転時のGF量49MWは一般送配電事業者が確保することとし、2023年度向け調整力公募における**電源 I -aの必要量は49MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3 $\sigma$  (MW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	92	116	117	133	102	132	98	90	112	100	109	113	114
点灯帯:18時～22時	59	41	56	53	58	63	55	43	41	43	62	50	57
夜間帯:22時～9時	66	84	81	90	79	68	62	55	54	64	59	58	73

## (参考) 2022年度 調整力公募における沖縄エリアの電源 I -a必要量について

第74回委員会 資料3

- 2022年度においては、電源 I -a必要量を試算したところ64MWであったが、これまで57MWで運用してきたなかで、周波数維持ができなくなったという事象も発生していないことから、電源 I -aの必要量は57MWとすることで整理した。

## 2022年度向け調整力公募における電源 I -a必要量について

【P.34】

第62回委員会 資料4

- 沖縄エリアにおける電源 I -a調整力の活用状況として、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」について確認を行った。具体的には、2018年度～2020年度における「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分けて、確認を行った。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって64MW～170MWと変化することが確認された。このことから、**沖縄エリアにおける「30分内残余需要予測誤差および時間内変動」として最低限必要な調整力は64MWと考えることができる。**
- 他方で、**これまで電源 I -aとして57MWを確保**していたが、調整力不足によって周波数維持ができなくなったという事象は発生していない。このことは、**沖縄エリアにおいては電源 II が十分にあり、その電源 II 余力が活用できてい**  
**ることから、運用上支障がなかった**ものと推定される。
- そのため、2022年度向け調整力公募においても、実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける**電源 I -aの必要量は57MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計値 (MW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	151	155	165	168	133	170	127	118	143	128	120	136	153
点灯帯:18時～22時	72	67	71	80	75	90	70	64	64	70	91	68	81
夜間帯:22時～9時	78	96	114	109	87	88	82	82	78	82	78	77	97

沖縄エリアにおける最低限必要な調整力 ; 64MW > これまで確保していた電源 I -aの量 ; 57MW

これまでの実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける電源 I -aは57MW



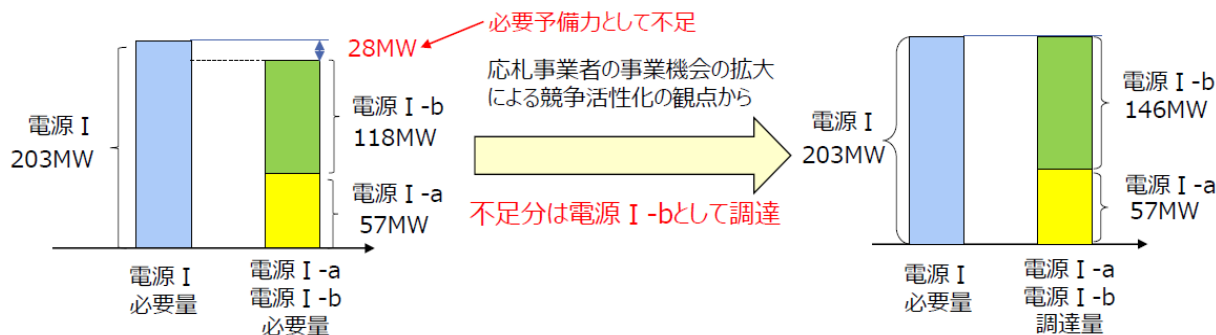
- 電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応については、第62回本委員会(2021年6月18日)にて、その差分は電源 I - bとして確保することで整理された。
- 沖縄エリアにおける電源 I -a必要量を49MWとすると、**電源 I 必要量203MWから49MWを差引いた、154MWを電源 I -bとして調達することになる。**

電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応について 19

- 前述のとおり、電源 I -aの必要量57MWと電源 I -bの必要量118MWの合計値は175MWであり、沖縄エリアにおいてTSOが確保する予備力としての電源 I 必要量203MWに対して、28MW満たない状況となる。そして、この残りの28MWは調整力として必要な量ではなく、予備力として必要な量となる。
- したがって、**残りの28MWについては、周波数制御機能(GF,LFC)を求める電源 I -aとして調達するのではなく、周波数制御機能を有しない電源 I -bとして調達する方が、応札事業者の事業機会の拡大による競争活性化の観点から望ましい**と考えるがどうか。
- その場合、電源 I -bは必要量118MWに28MWを加算して、146MWを調達することになる。

電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
・発動時間：5分以内	・発動時間：30分以内
・周波数制御機能（GF・LFC）あり	・周波数制御機能（GF・LFC）なし
・専用線オンラインで指令・制御可	・専用線オンラインで指令・制御可



【出典】第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021/6/18) 資料5

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei\\_jukyu\\_62\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_62_haifu.html)

# 沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

第74回委員会 資料3

- 昨年度算定した、2022年度の沖縄エリアの電源 I ' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）は、70MW、H3需要比率5.2%であった。
- 厳気象対応・稀頻度リスク分は猛暑・厳寒時の需要増加に対しての必要量であり、需要規模に応じて確保する必要があると考え、2023年度についても**H3需要比率の5.2%**を採用してはどうか。
- 上記の考え方に基づき算出した結果、**2023年度における電源 I ' 必要量については、73MWと算定**される。

## 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分の必要量について

【P.37】

第58回委員会 資料3

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、下記の式に基づき、現状の電源 I ' 必要量として算定される。
  - 電源 I ' 必要量
    - = 厳気象H1需要×103%
    - { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }
- 前述のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率の算定と同様に、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算出すると、**厳気象対応・稀頻度リスク分は70MW(H3需要比率5.2%)と算定**される。

### 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

132

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率\*を考慮すると、以下のとおりとなる。
  - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量
  - = 厳気象H1需要×103%
  - { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することどうか。

【出典】第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021/6/18) 資料5

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei\\_jukyuu\\_62\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyuu_62_haifu.html)

(blank)

## VI. 調査研究

- ・ 欧米における供給信頼度評価手法に関する調査委託実施報告－調査報告書

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/shinraidohyokashuhou\\_21itakuchousa.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/shinraidohyokashuhou_21itakuchousa.pdf)

- ・ 欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査報告－調査報告書

[https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode\\_09\\_12.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf)



電力広域の運営推進機関  
<http://www.occto.or.jp/>