

# 電力広域的運営推進機関 年次報告書

- 2019年度版 -

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、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关心をお持ちの皆さまのご参考となれば幸いである。

## 目次

### I. 電力需給

電力需給（2018 年度実績）

[http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokujyukyu\\_denryokukeitou\\_gaikyo.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokujyukyu_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/denryokujyukyu\\_denryokukeitou\\_gaikyo.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/denryokujyukyu_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\\_accessjiseki.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/190530_accessjiseki.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\\_kyokyuu\\_keikaku\\_190329.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2019/files/nenjihoukokusho_2019_kyokyuu_keikaku_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

[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。

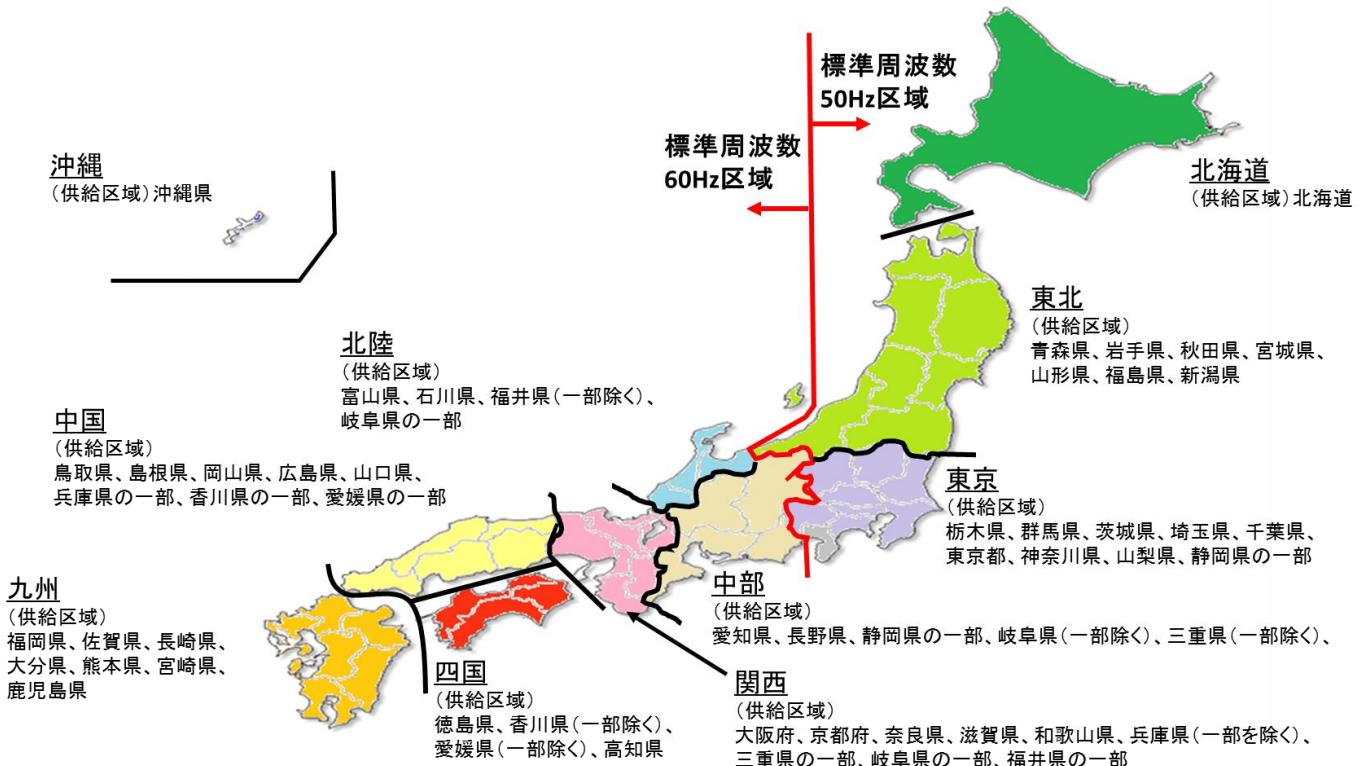


図1-1 供給区域の区分

### (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くたため、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°C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[°C]	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かった。特に、沖縄・奄美では冬の平均気温の平年差が+1.8°Cとなり、冬の平均気温として最も高くなかった。
- 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[°C]	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>

	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。)

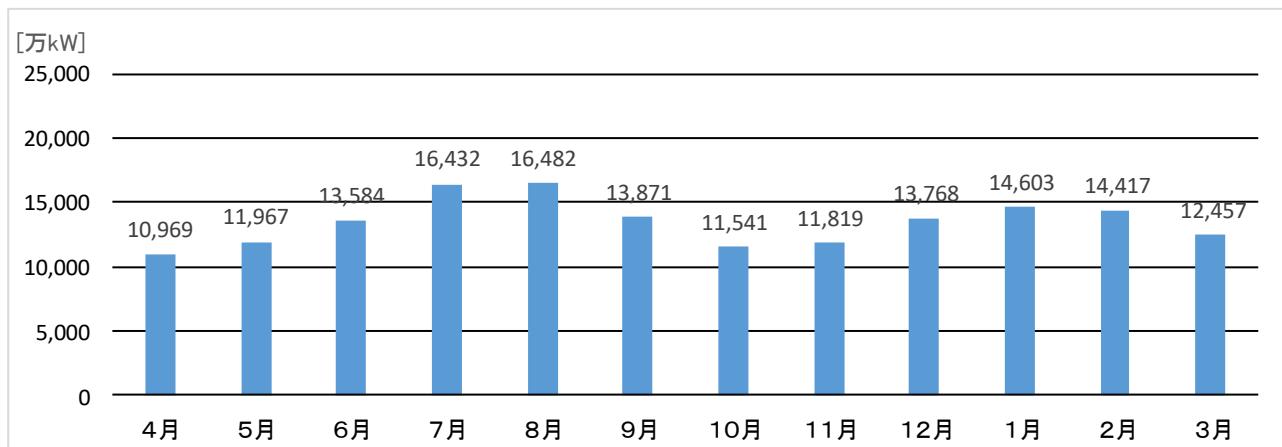


図 1-2 月別の全国最大需要電力

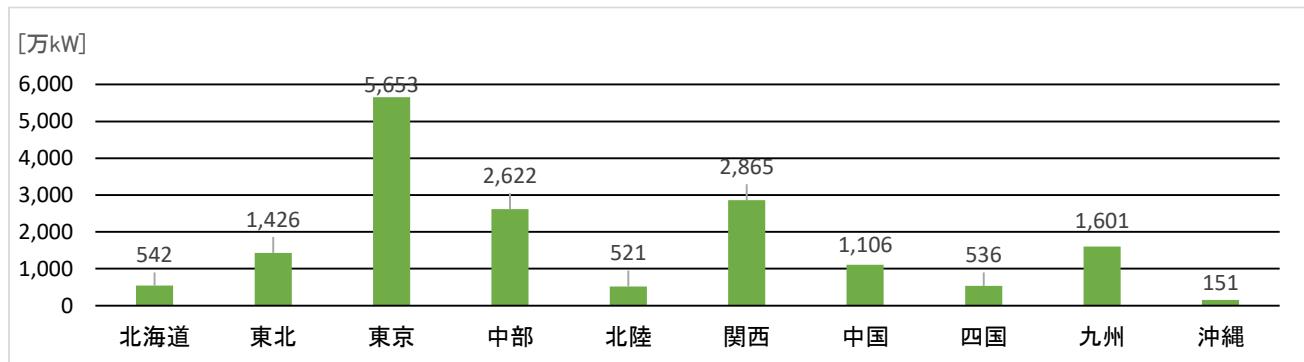


図 1-3 供給区域別の年度最大需要電力

## 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。

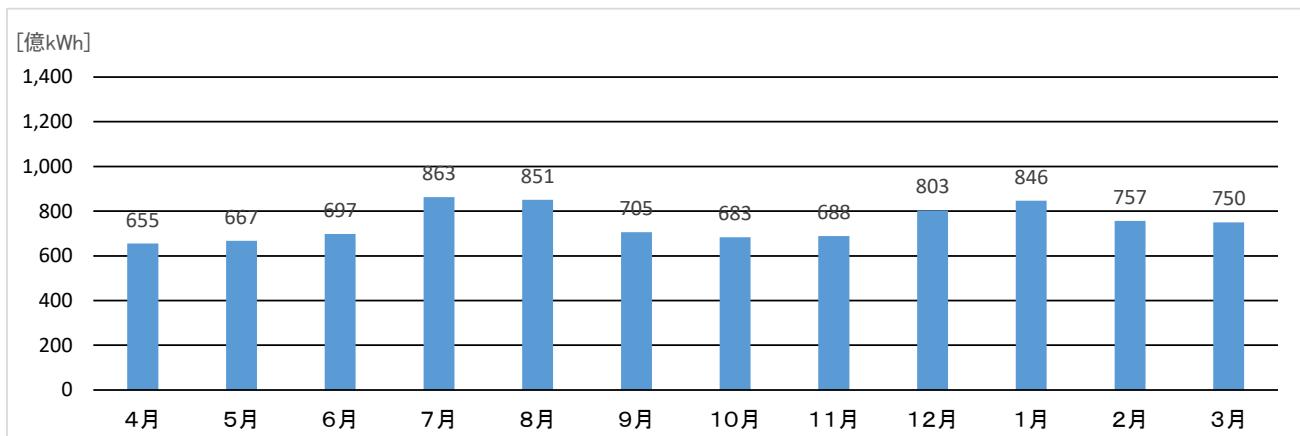


図 1-4 月別の全国需要電力量

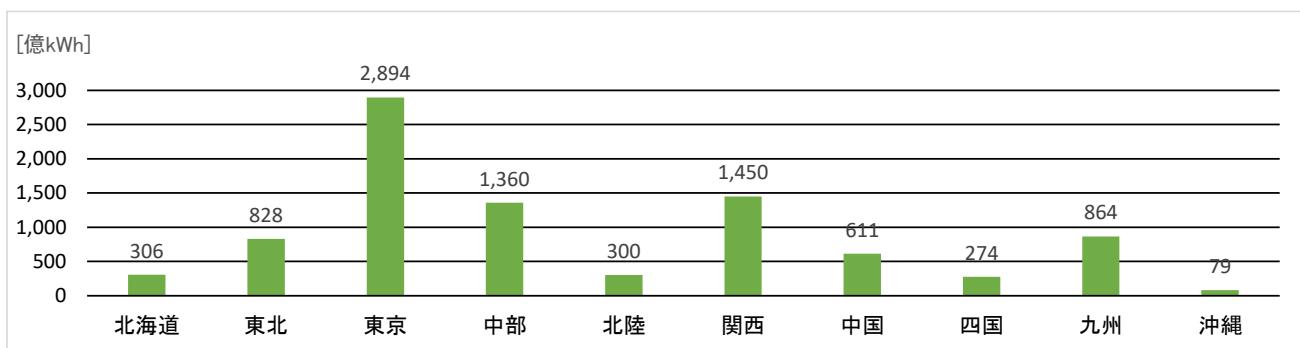


図 1-5 供給区域別の年度計需要電力量

## 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。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

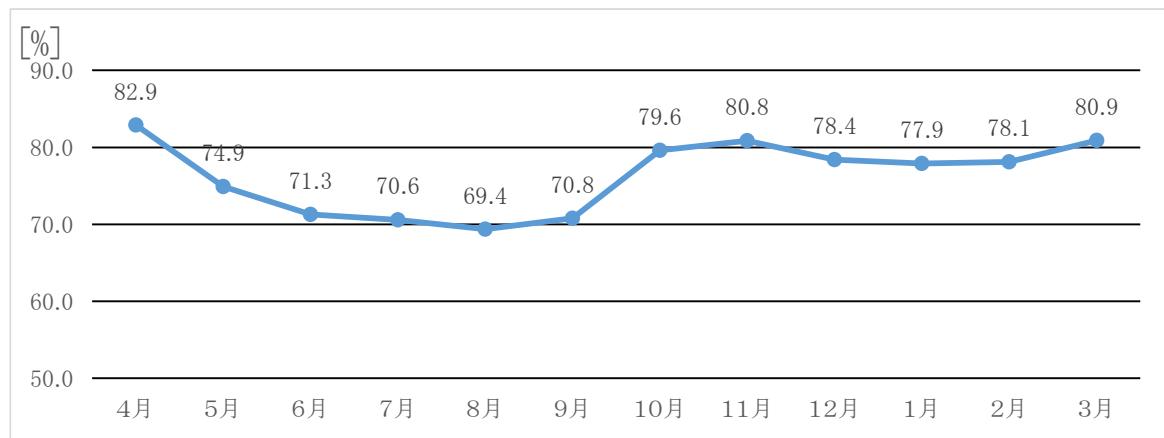


図 1-6 月別の全国負荷率

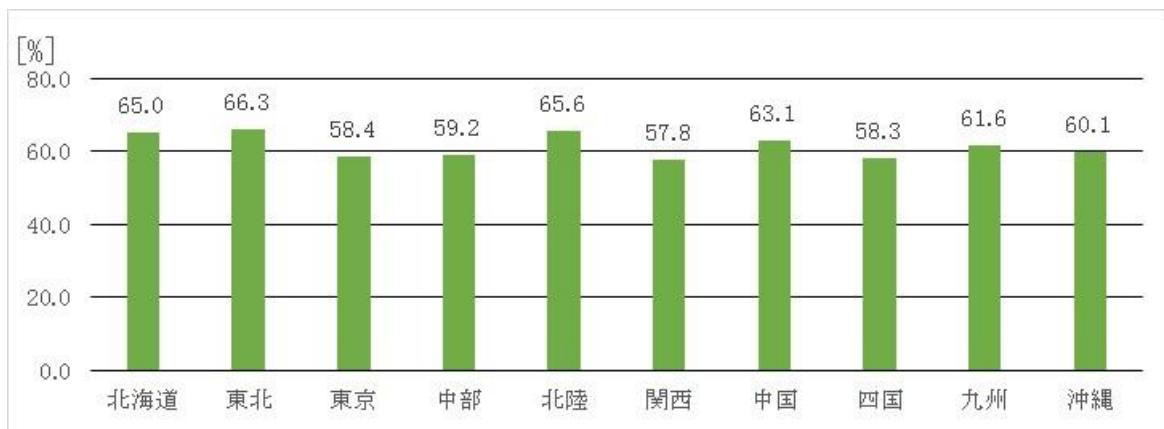


図 1-7 供給区域別の負荷率

## 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 [℃]	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。(ただし沖縄は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 [℃]	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>
②	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
	日時	9 月 7 日 4 時 44 分
②	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)

	日時	9月7日 19時54分
③	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
	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
④	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
	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
⑤	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
	日時	9月10日 22時20分
⑥	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
	日時	9月11日 19時45分
	指示 内容	・東北電力は、北海道電力に9月12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12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12日0時～24時の間、最大60万kWの電気の供給を受けること
⑦	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

	日時	9月11日 19時18分
⑧	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
	日時	9月12日 19時26分
⑨	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
	日時	9月13日 21時2分
⑩	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
	日時	9月14日 21時20分
⑪	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
	日時	9月15日 18時30分
⑫	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
	日時	

	日時	9月16日 19時7分
⑬	指示	・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 ・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
	内容	・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
	実施	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
	理由	供給力の増加をはかるため
	日時	9月17日 18時47分
⑭	指示	・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
	内容	・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
	実施	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
	理由	供給力の増加をはかるため
	日時	9月18日 19時52分
⑮	指示	・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
	内容	・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
	実施	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
	理由	供給力の増加をはかるため
	日時	9月19日 19時50分
⑯	指示	・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
	内容	・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
	実施	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
	理由	供給力の増加をはかるため
	日時	9月20日 18時49分
⑰	指示	・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
	内容	・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
	実施	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
	理由	供給力の増加をはかるため
	日時	10月17日 15時38分 及び 19時30分
⑱ 及び ⑲	指示	15時38分 ・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 ・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
	内容	19時30分 ・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 ・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
	実施	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
	理由	

	日時	10月17日 22時43分 及び 10月18日 10時39分
㉐ 及び ㉑	指示 内容	<p>22時43分</p> <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> <p>10時39分</p> <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
	日時	1月10日 8時41分
㉒	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
	日時	1月10日 12時50分 13時4分 及び 13時41分
㉓、 ㉔ 及び ㉕	指示 内容	<p>12時50分</p> <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> <p>13時4分</p> <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> <p>13時41分</p> <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、表中のー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。

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。

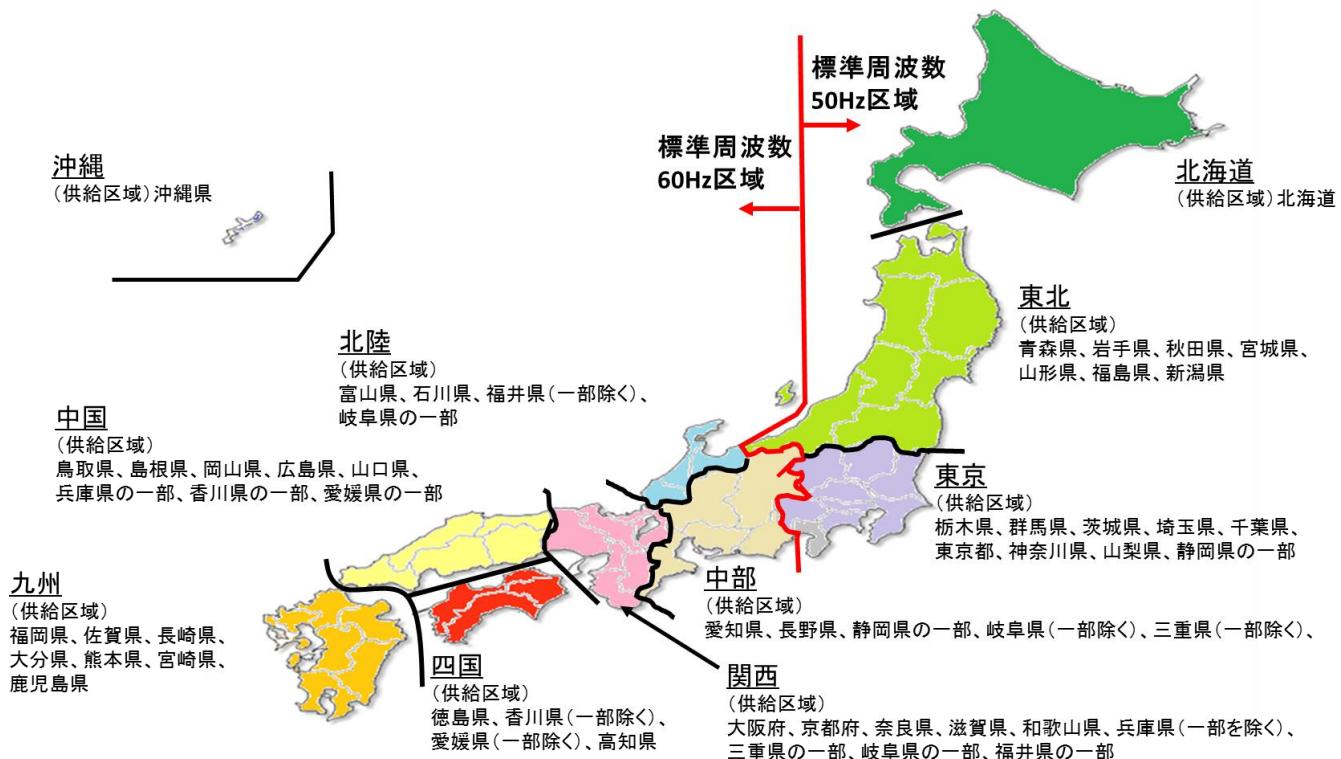


図1 供給区域と標準周波数

## 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

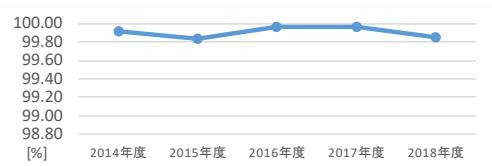


図2 (北海道、2014～2018年度)0.1Hz 以内周波数時間滞在率

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

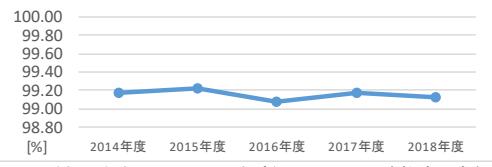


図4 (中西地域、2014～2018年度)0.1Hz 以内周波数時間滞在率

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

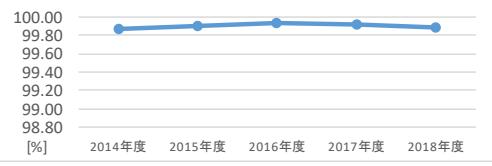


図5 (沖縄、2014～2018年度)0.1Hz 以内周波数時間滞在率

<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。

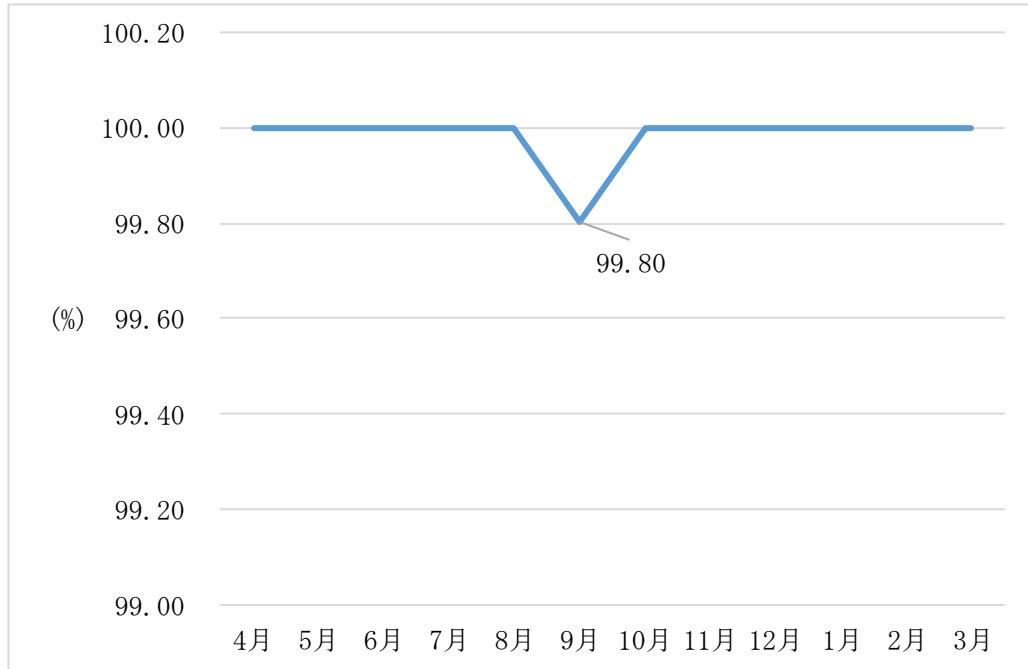


図6(北海道 2018年度月別) 調整目標範囲に対する周波数滯在率

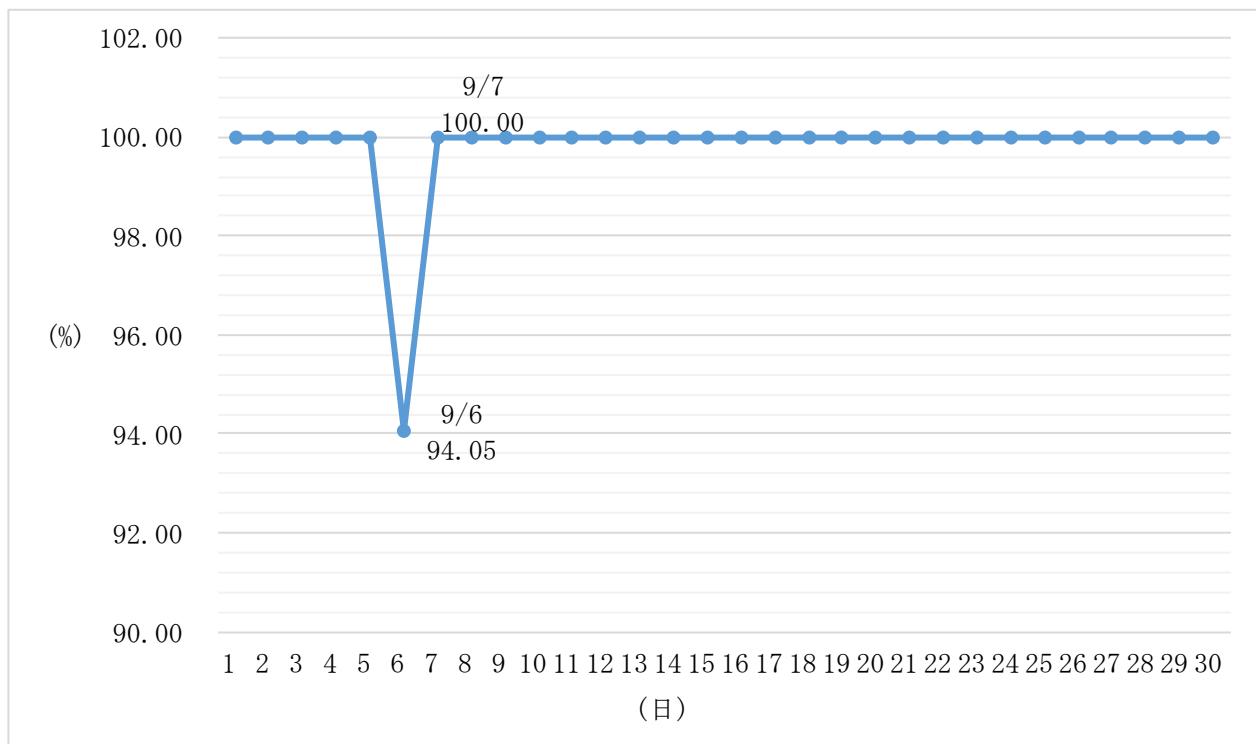


図7(北海道 2018年度9月日別) 調整目標範囲に対する周波数滯在率

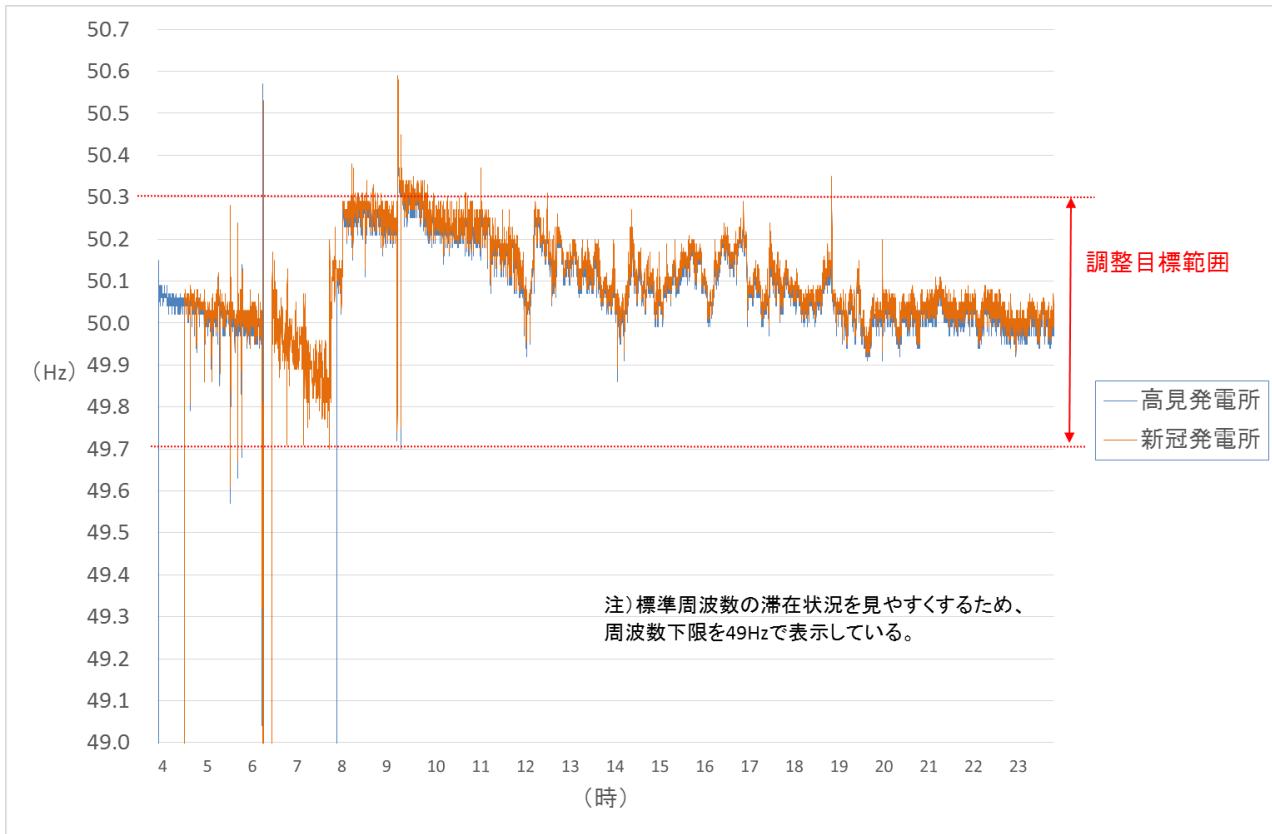


図8 2018年9月6日北海道電力高見発電所、新冠発電所 母線周波数(Hz, 3秒サンプリング、4:00~24:00)  
平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会から本機関作成

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 年以来 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	186	204	230	278	409	261.4
	架 空						
	地 中	9	13	9	14	10	11.0
	計	195	217	239	292	419	272.4
	高圧配電線路	11,532	10,370	10,235	12,679	20,729	13,109.0
	架 空						
	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
	地中	2				0.4
		計	17	20	24	30
	高压配電線路	架空	1,119	1,145	1,289	1,144
	地中	13	10	13	19	13
		計	1,132	1,155	1,302	1,163
	需 要 設 備				1,152	1,180.8
	その他設備における事故	34	24	28	17	12
	合 計	1,185	1,200	1,355	1,210	1,194
						1,228.8

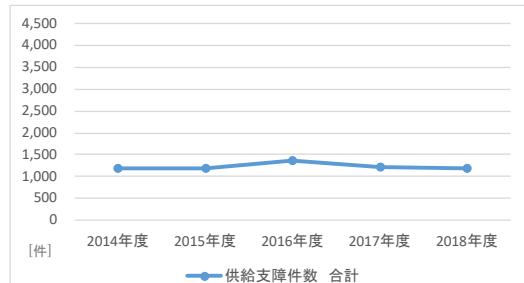


図10（北海道、2014～2018年度）事故発生箇所別供給支障件数

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
一般送配電事業者における事故	変電所	5	5	8	4	6.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	19	7	11	12.8
	地中				1	0.2
		計	19	7	11	13.0
	高压配電線路	架空	1,912	1,327	1,403	1,957
	地中	6	5	12	5	7.8
		計	1,918	1,332	1,415	1,962
	需 要 設 傷				1,489	1,623.2
	その他設備における事故	43	22	22	26	20
	合 計	1,985	1,366	1,456	2,009	1,529
						1,669.0

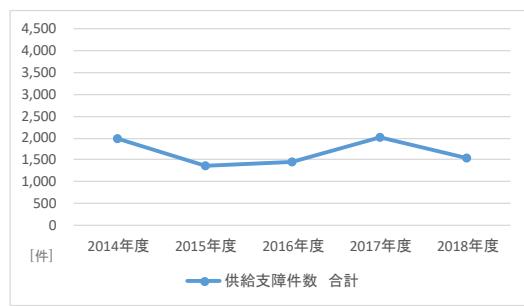


図11（東北、2014～2018年度）事故発生箇所別供給支障件数

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
一般送配電事業者における事故	変電所	10	10	14	17	16
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	26	30	16	24
	地中	2	5	2	4	2.6
		計	28	35	18	28
	高压配電線路	架空	1,854	1,755	2,204	2,311
	地中	67	74	75	65	76.2
		計	1,921	1,829	2,279	2,376
	需 要 設 傷				3,941	2,469.2
	その他設備における事故	118	125	93	96	107
	合 計	2,077	1,999	2,404	2,517	4,102
						2,619.8

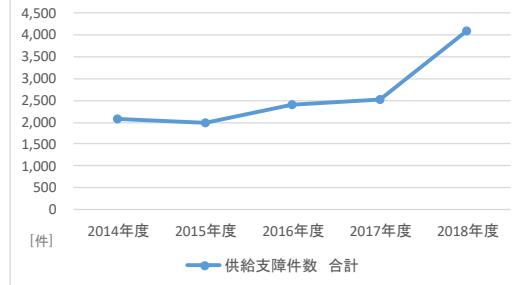


図12（東京、2014～2018年度）事故発生箇所別供給支障件数

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
一般送配電事業者における事故	変電所	10	10	14	17	16
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	26	30	16	24
	地中	2	5	2	4	2.6
		計	28	35	18	28
	高压配電線路	架空	1,854	1,755	2,204	2,311
	地中	67	74	75	65	76.2
		計	1,921	1,829	2,279	2,376
	需 要 設 傷				3,941	2,469.2
	その他設備における事故	86	38	40	49	66
	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

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
一般送配電事業者における事故	変電所	2	5	6	3	6
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	12	8	16	26
	地中	2	5	2	4	2.6
		計	12	8	16	26
	高压配電線路	架空	1,592	1,066	1,069	1,607
	地中	8	7	5	11	14.0
		計	1,600	1,073	1,074	1,618
	需 要 設 傷				4,092	1,891.4
	その他設備における事故	86	38	40	49	66
	合 計	1,700	1,124	1,136	1,679	4,190
						1,965.8

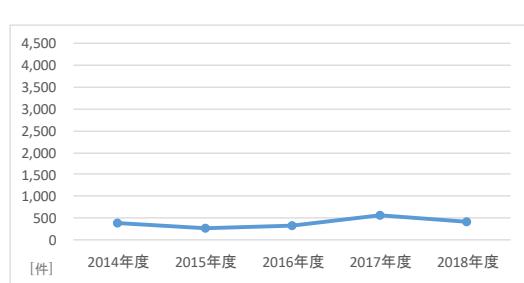


図14（北陸、2014～2018年度）事故発生箇所別供給支障件数

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 事例	変電所	2	7	13	9	8	7.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	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
	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 事例	変電所	11	10	7	2	8	7.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	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

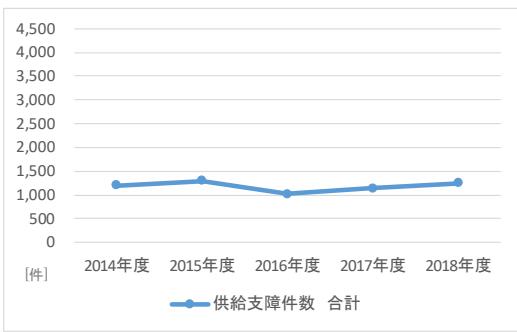


表16 (四国、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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		
設備における事故 一般送配電事業者の 事例	変電所	1	3		6	4	2.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	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		
設備における事故 一般送配電事業者の 事例	変電所	4	3	15	3	1	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	12	24	21	32	42	26.2	
	地中				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	

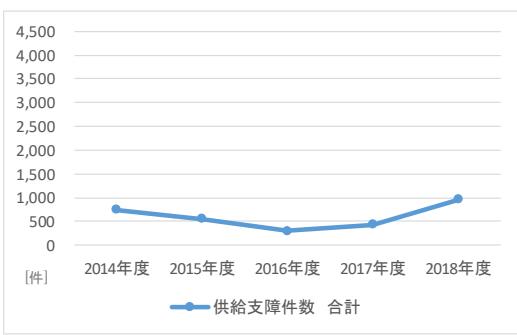
図18 (九州、2014~2018年度)事故発生箇所別供給支障件数



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		
設備における事故 一般送配電事業者の 事例	変電所	1	1	3		8	2.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	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。

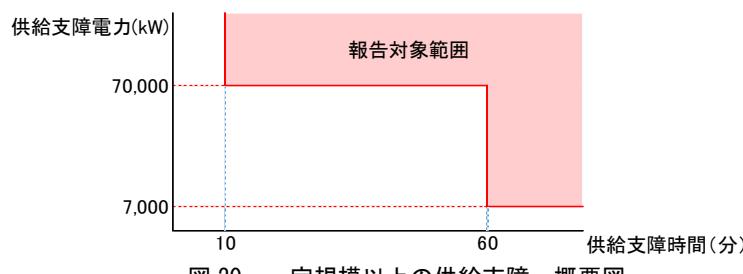


図 20 一定規模以上の供給支障 概要図

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

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
事故発生箇所	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	
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。	
腐しょく	直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しょくによるもの、又は化学作用による腐しょくによるもの。	
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いらないもの。	

### (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	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(作業者)	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
冰雪	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

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					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(作業者)						
計			1		3	0.8
自然現象						
雷						
風雨			2			0.4
冰雪				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						
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)				1		0.2
計			1			0.8
自然現象						
雷						
風雨						
冰雪				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	1.2

<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	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(作業者)						
計	1	3	2	2	2	2.0
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		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					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						
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、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					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(作業者)						
計				1	5	2.0
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	1					0.2
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)	1					0.2
計	2					0.4
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					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	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			1			0.2
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	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						
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						
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。

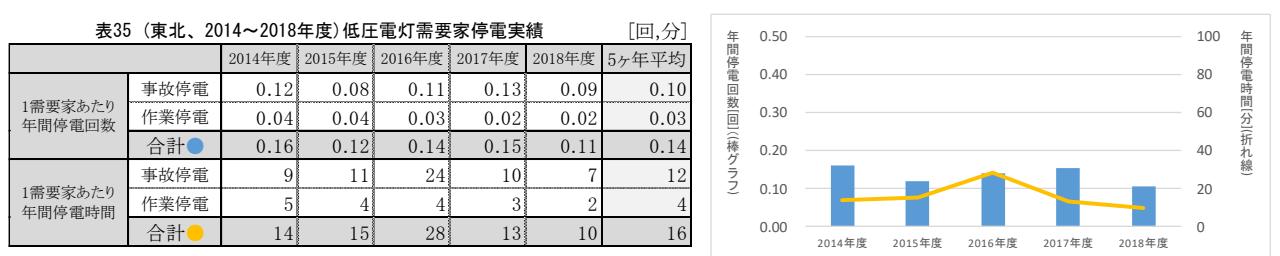
## (2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2014～2018年度)

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。



<sup>13</sup> データが表示単位に満たない場合は「 $\alpha$ 」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、 $\alpha$ 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、 $\alpha$ は $0 < \alpha < 0.5$ 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

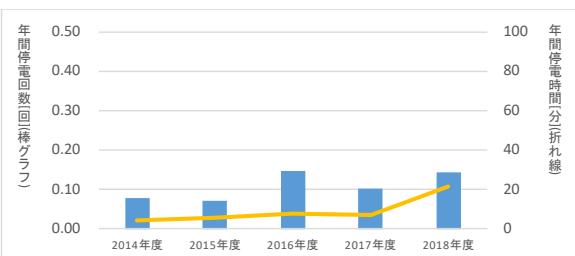


図25 (東京、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

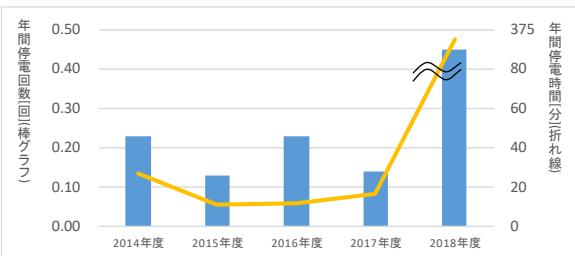


図26 (中部、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

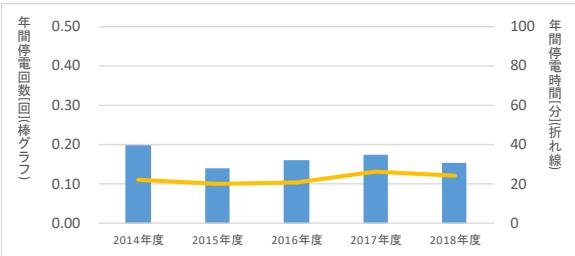


図27 (北陸、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

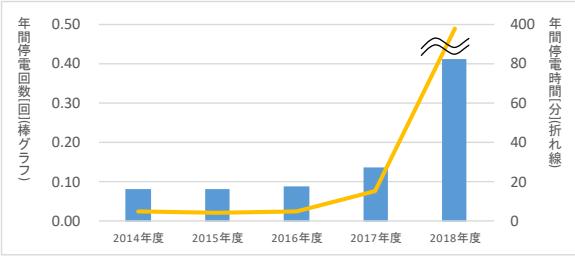


図28 (関西、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

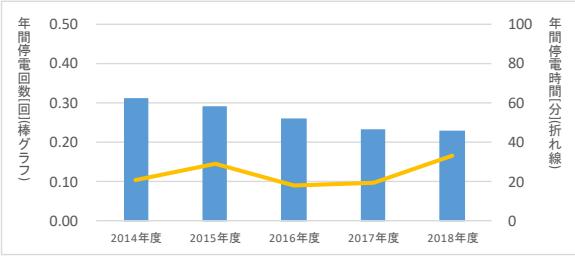


図29 (中国、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

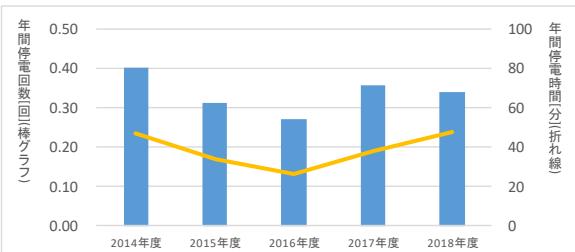


図30 (四国、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績

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
	作業停電	0.00	0.00	-	-	0.00
	合計	0.09	0.16	0.24	0.08	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	45	101	128	25	103
	作業停電	0	0	-	-	0
	合計	45	101	128	25	103

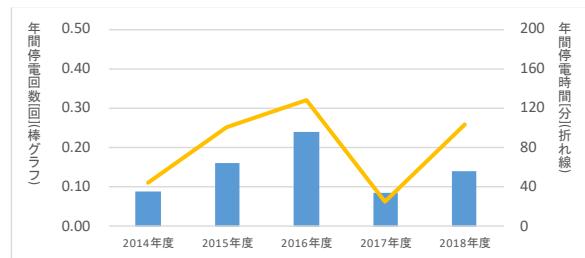
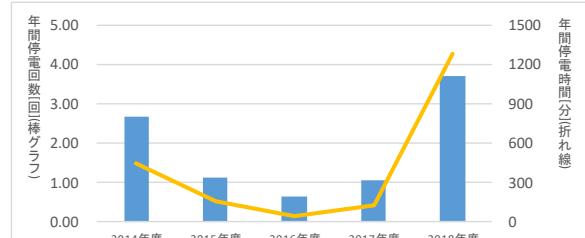


表43 (沖縄、2014~2018年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

	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
	作業停電	0.08	0.08	0.08	0.07	0.08
	合計	2.67	1.12	0.65	1.05	3.69
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	437	150	35	117	1,269
	作業停電	8	8	8	7	6
	合計	445	158	43	124	1,275

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
年間一停需要家数あたり回り	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	
		低压配電線	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	
		低压配電線	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	
		低压配電線	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
年間一停需要時間あたり分り	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	
		低压配電線	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	
		低压配電線	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	
		低压配電線	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という。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見まえ、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	自動再閉路は除く	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
		115	115	124	244	201			
		7	7	95	64	65			
	テキサス州	214	277	214	522	175			
		207	268	205	509	158			
		7	10	9	13	17			
	ニューヨーク州	162	130	137	270	409			
		—	—	—	—	—			
		—	—	—	—	—			
欧州	ドイツ	21	22	24	—	—	3分以上の停電	全電圧	含
		14	15	13	—	—			
		8	7	10	—	—			
	イタリア	153	196	144	—	—		全電圧	含
		94	129	65	—	—			
		60	67	79	—	—			
	フランス	67	74	71	—	—		全電圧	含
		52	58	53	—	—			
		16	16	18	—	—			
	スペイン	63	69	66	—	—		全電圧	含
		53	56	54	—	—			
		11	13	12	—	—			
	イギリス	104	61	55	—	—		全電圧	除
		93	51	47	—	—			
		11	10	8	—	—			
	スウェーデン	102	135	94	—	—		全電圧	含
		84	118	76	—	—			
		18	17	19	—	—			
	フィンランド	80	169	81	—	—		除く低圧	含
		67	158	68	—	—			
		13	12	13	—	—			
	ノルウェー	161	173	129	—	—		全電圧	含
		118	129	88	—	—			
		43	44	41	—	—			

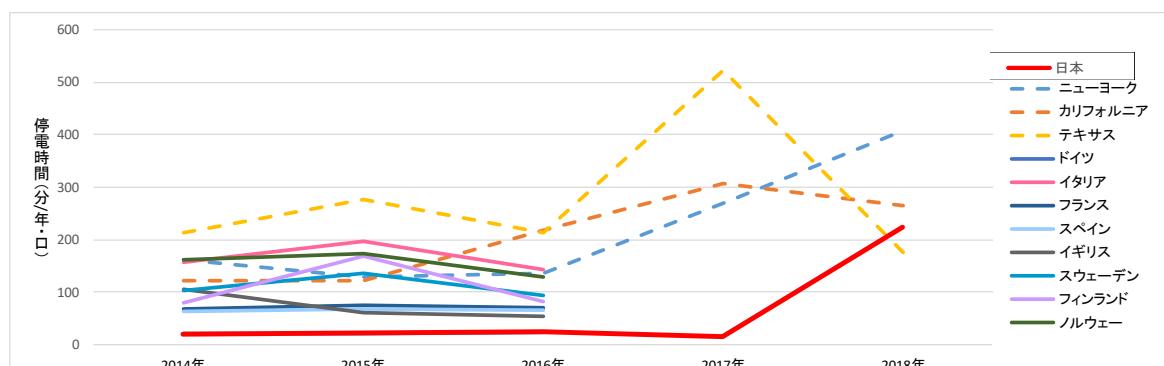


図33 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

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	事故停電	0.16	0.13	0.18	0.14	0.31	自動再閉路は 除く	低圧	含
	作業停電	0.13	0.10	0.14	0.11	0.28			
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			
欧州	ニューヨーク州	0.68	0.67	0.79	0.85	1.01	3分以上 の停電	全電圧	含
	事故停電	-	-	-	-	-			
	作業停電	-	-	-	-	-			
	ドイツ	0.45	0.91	0.59	-	-			
イタリア	事故停電	0.37	0.83	0.51	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.08	0.08	0.08	-	-			
	フランス	2.35	2.81	2.17	-	-			
スペイン	事故停電	1.99	2.43	1.76	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.36	0.37	0.41	-	-			
	フランス	0.20	0.22	0.22	-	-			
イギリス	事故停電	0.07	0.09	0.08	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.13	0.13	0.14	-	-			
	スペイン	1.29	1.31	1.18	-	-			
スウェーデン	事故停電	1.13	1.21	1.09	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.16	0.10	0.09	-	-			
	スウェーデン	0.76	0.60	0.57	-	-			
フィンランド	事故停電	0.72	0.56	0.53	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.04	0.04	0.04	-	-			
	ノルウェー	1.46	1.36	1.33	-	-			
ノルウェー	事故停電	1.30	1.22	1.17	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.16	0.14	0.16	-	-			
	ノルウェー	1.76	2.78	1.58	-	-			
ノルウェー	事故停電	1.60	2.64	1.42	-	-	3分以上 の停電	除く低圧	含
	作業停電	0.15	0.14	0.15	-	-			
	ノルウェー	2.44	2.17	1.89	-	-			
ノルウェー	事故停電	2.15	1.87	1.59	-	-	3分以上 の停電	全電圧	含
	作業停電	0.29	0.30	0.30	-	-			

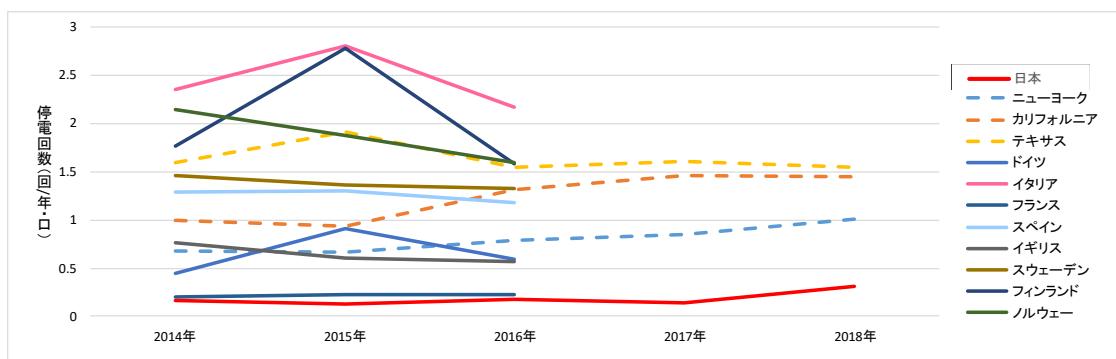


図34 (2014~2018年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

<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。

電力広域的運営推進機関

<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。

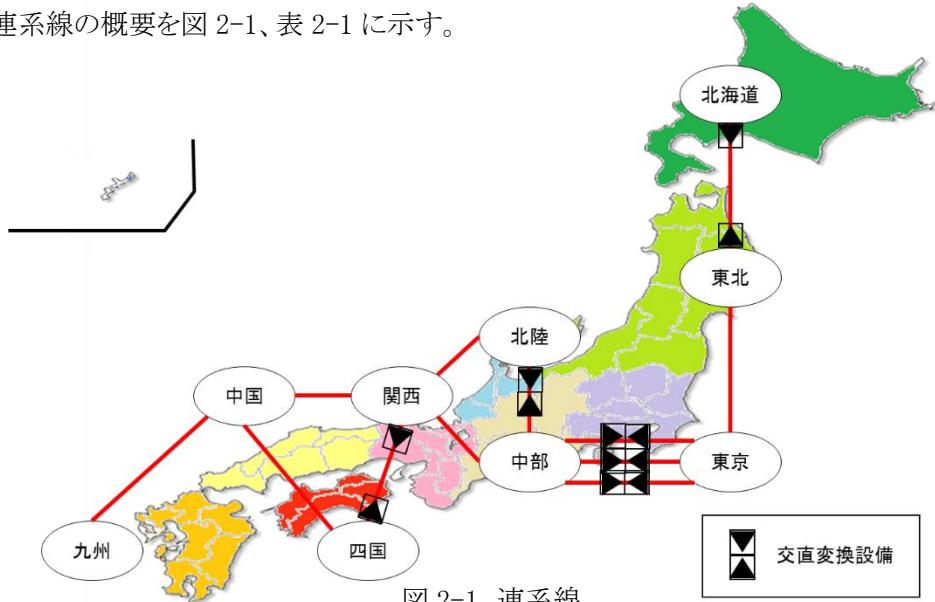


図 2-1 連系線

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。

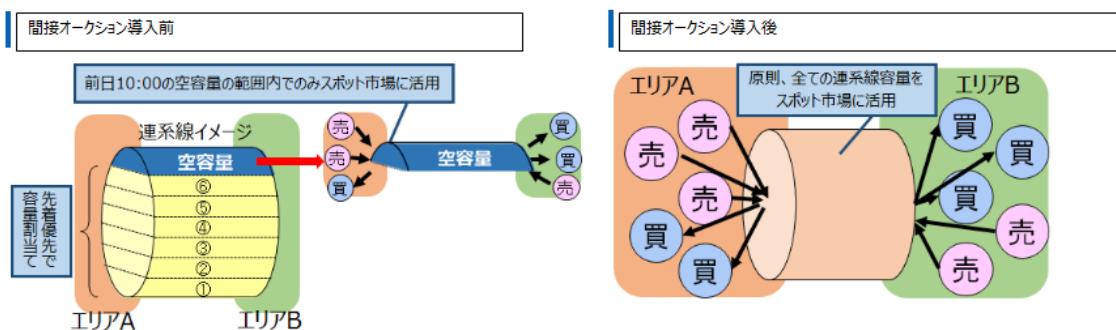


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

<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。

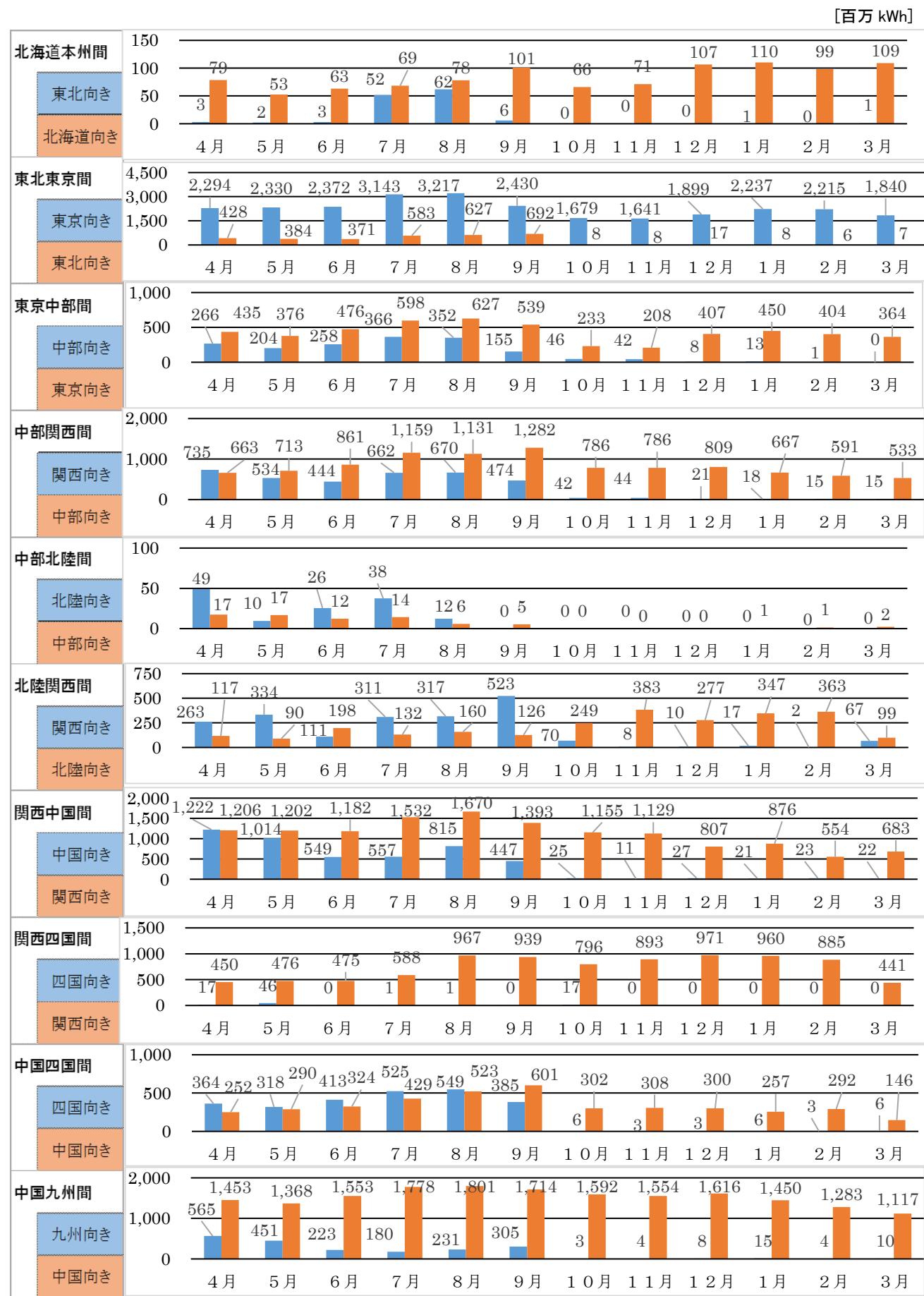


図 2-3 月別連系線利用状況

## (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。

[百万 kWh]

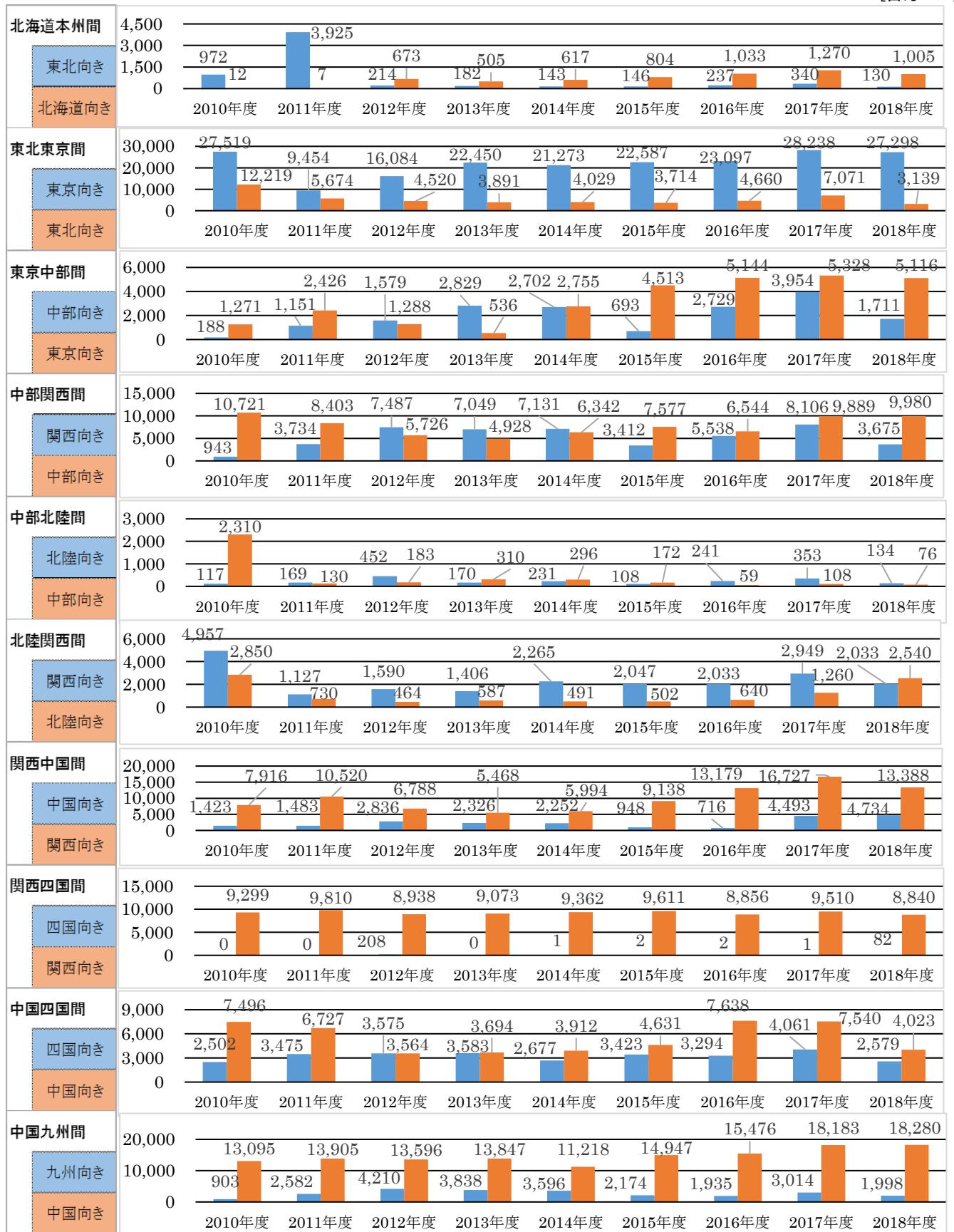


図 2-4 年度別連系線利用状況

### (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 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

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	[h]
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	0	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。

※ 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

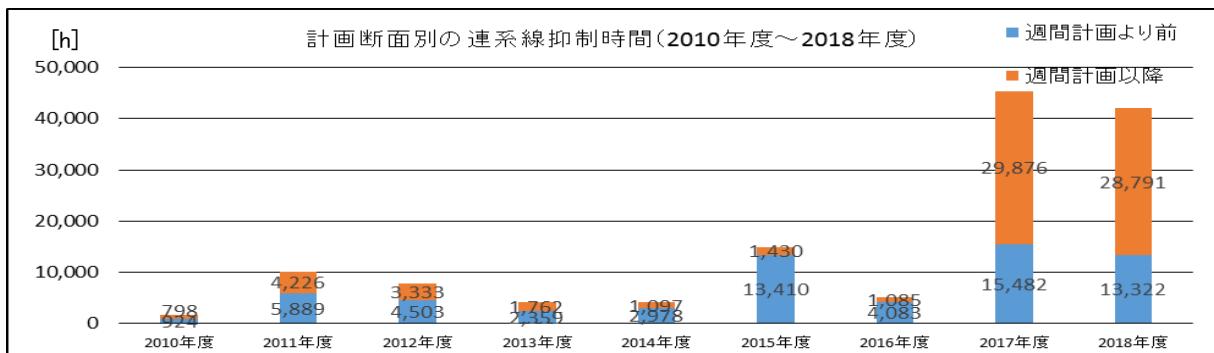


図 2-8 年度別・計画断面別の抑制時間

### (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		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。

※ 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	42,113
	容量超過	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	42,113
	最低潮流	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
	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
	最低潮流	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
	容量超過	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541
	最低潮流	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
	容量超過	1,175	2,437	1,293	761	791	863	1,233	854	946	774	723	1,275
	最低潮流	0	1,421	0	0	0	133	163	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
	容量超過	990	1,661	411	18	48	192	73	21	49	76	108	44
	最低潮流	142	160	0	0	0	58	28	0	0	0	0	387
2013年 度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16
	容量超過	928	853	134	3	19	94	324	0	10	474	205	16
	最低潮流	178	336	0	0	1	0	549	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
	容量超過	457	1,160	496	324	511	928	0	325	675	0	667	469
	最低潮流	1	77	6	296	217	97	299	715	120	1	0	0
2011年 度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622
	容量超過	114	613	144	9	10	143	124	36	496	434	2,069	1,621
	最低潮流	29	158	850	595	1,226	614	534	260	28	10	2	1
2010年 度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120
	容量超過	500	4	2	49	0	2	5	1	2	19	0	97
	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。

※ 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 日より間接オーケーション開始

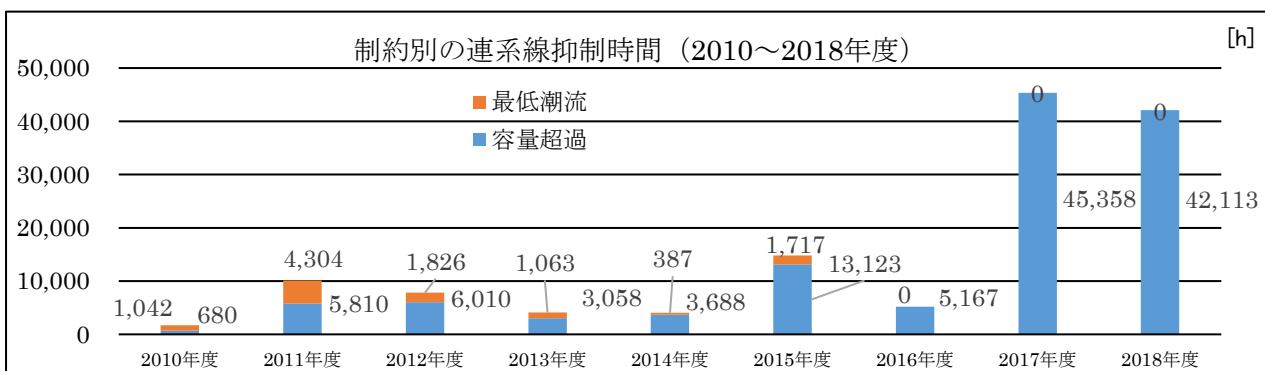


図 2-9 年度別・制約別の抑制時間

## 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	閑門連系線																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			

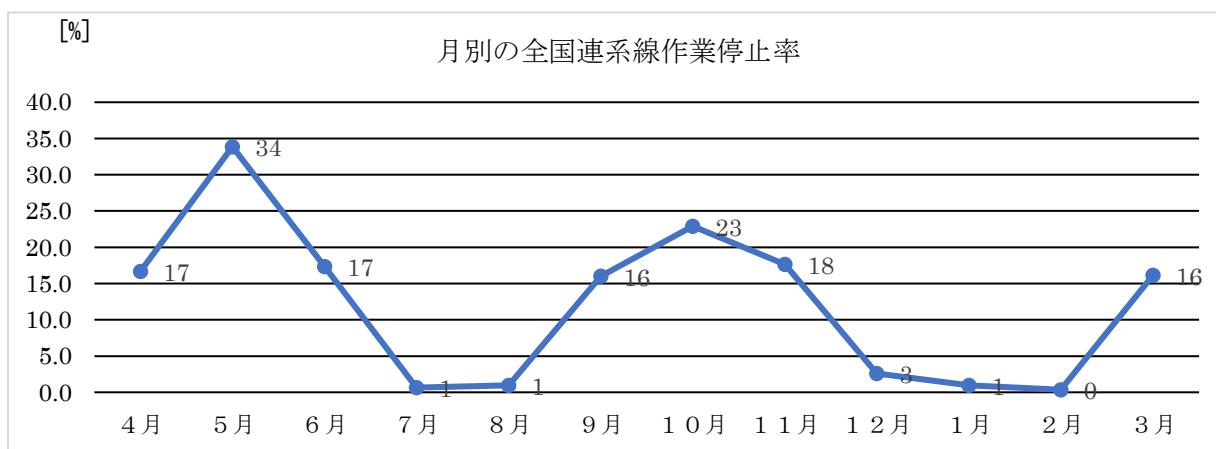


図 2-10 月別の連系線作業停止率

$$\text{※ 作業停止率} = \frac{\text{連系線作業停止延べ日数}}{10\text{連系線} \times \text{暦日数}}$$

## (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	[件]	9ヶ年平均
										件数	
2010年度	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、供給区域の需給ひつ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。

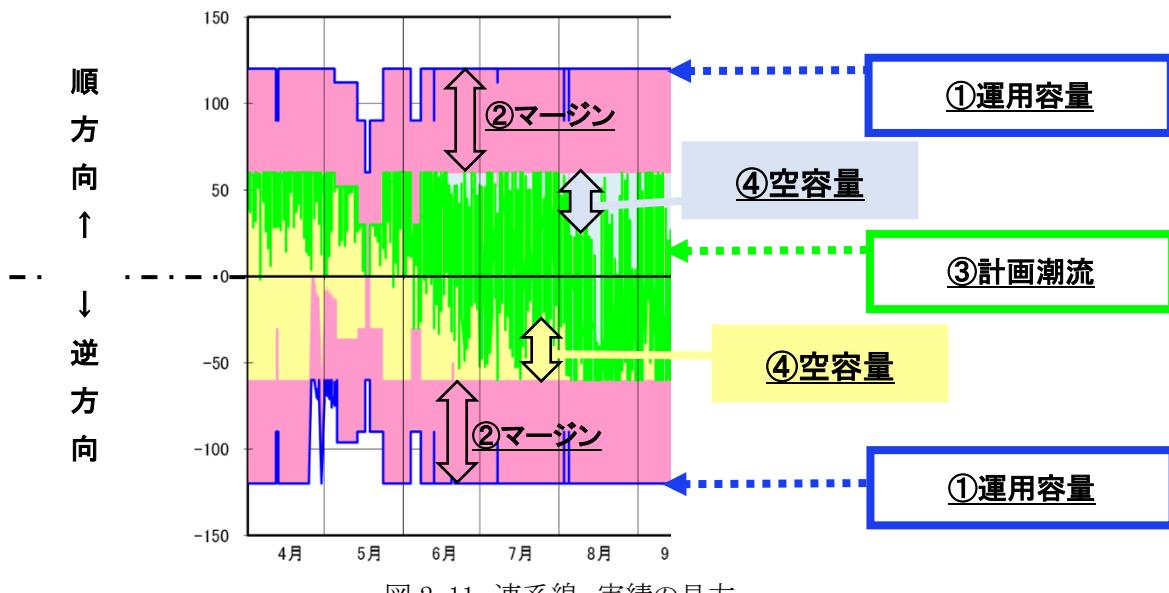


図 2-11 連系線 実績の見方

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つ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つ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。

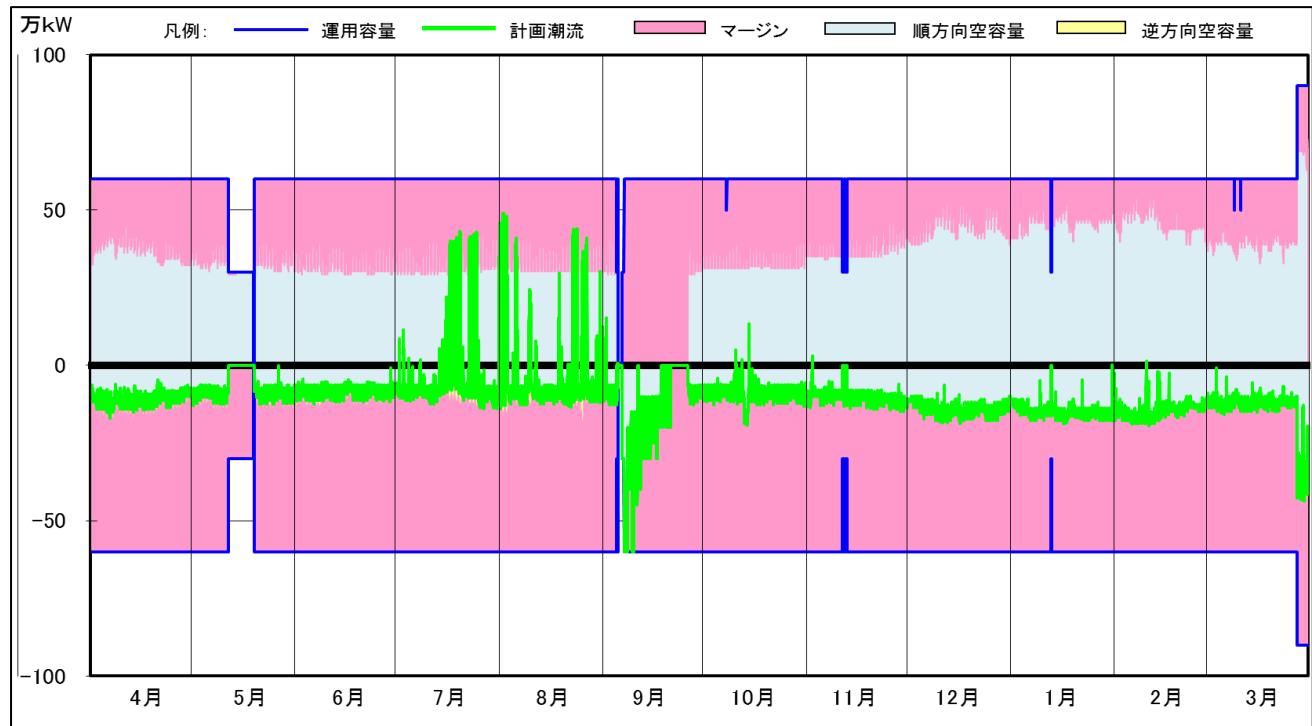
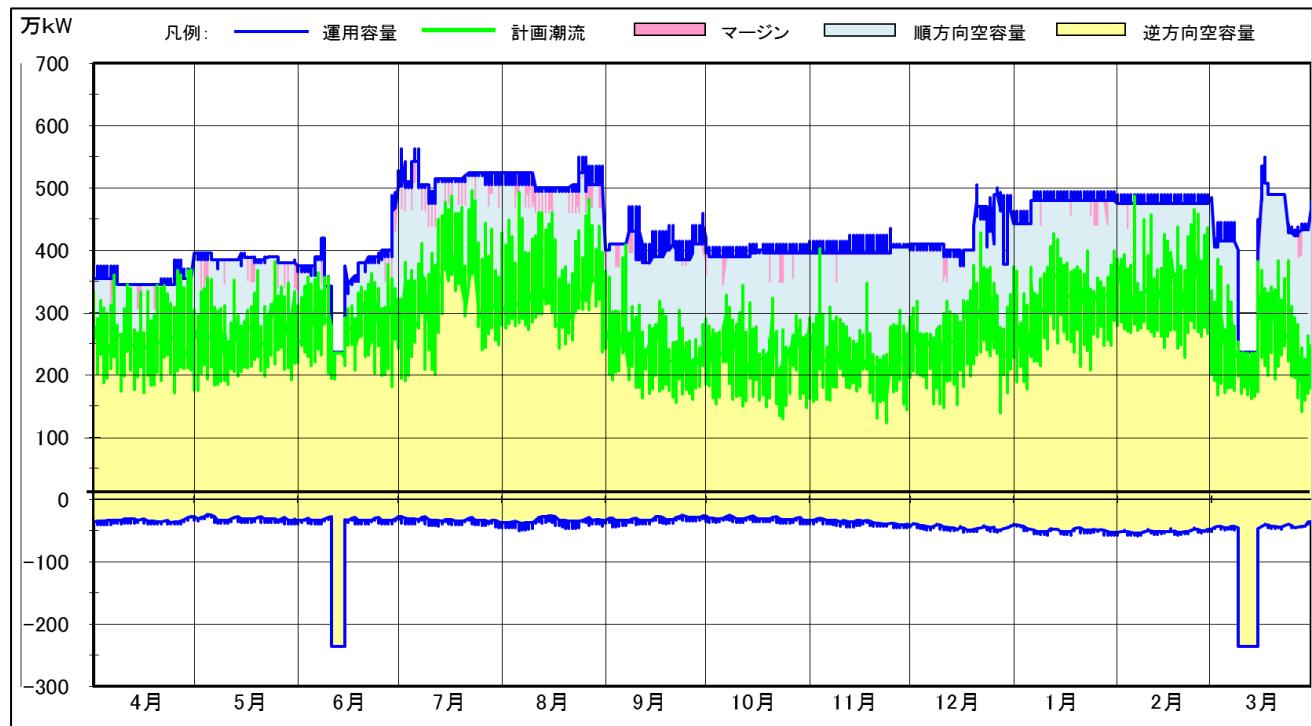
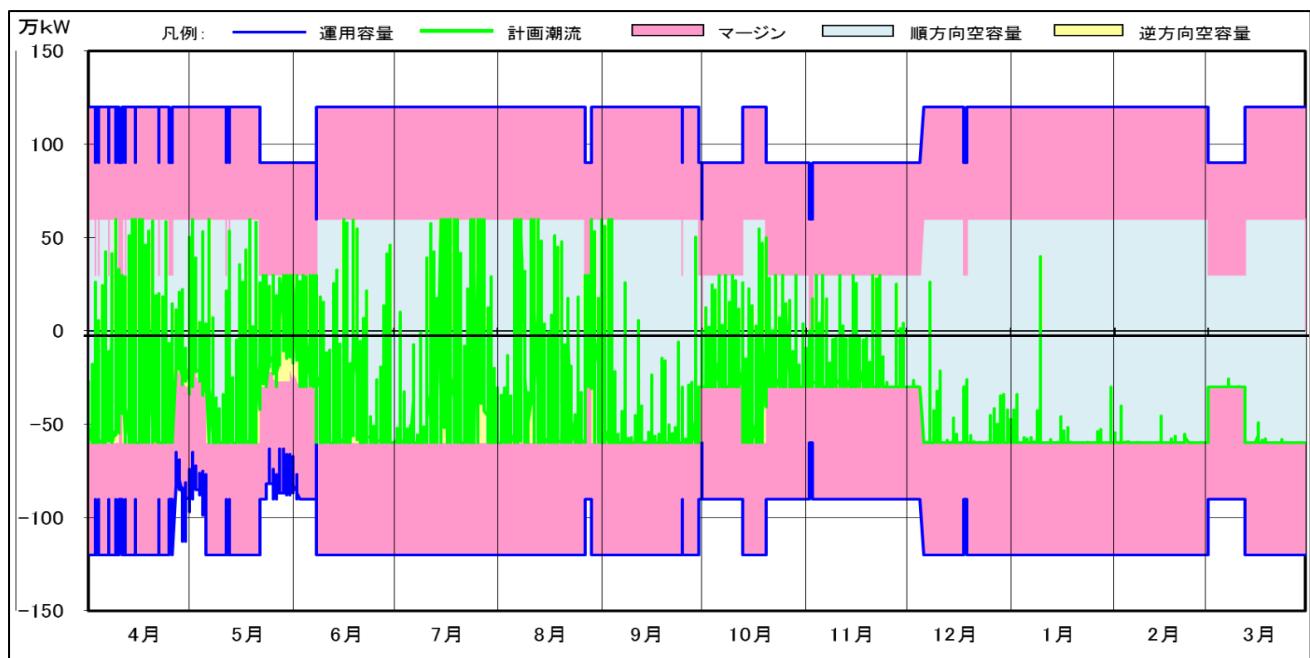


図 2-14 東北東京間連系線(相馬双葉幹線・いわき幹線)の空容量実績(2018 年度)



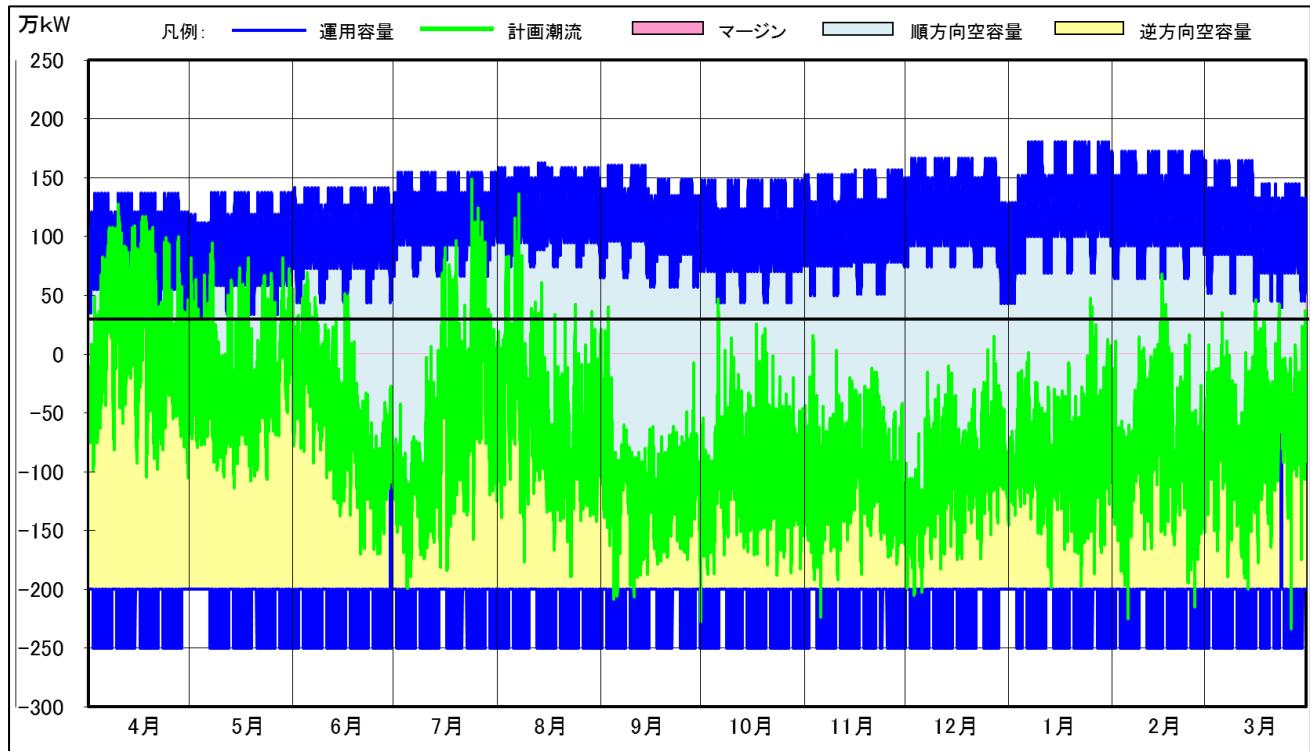
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

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)



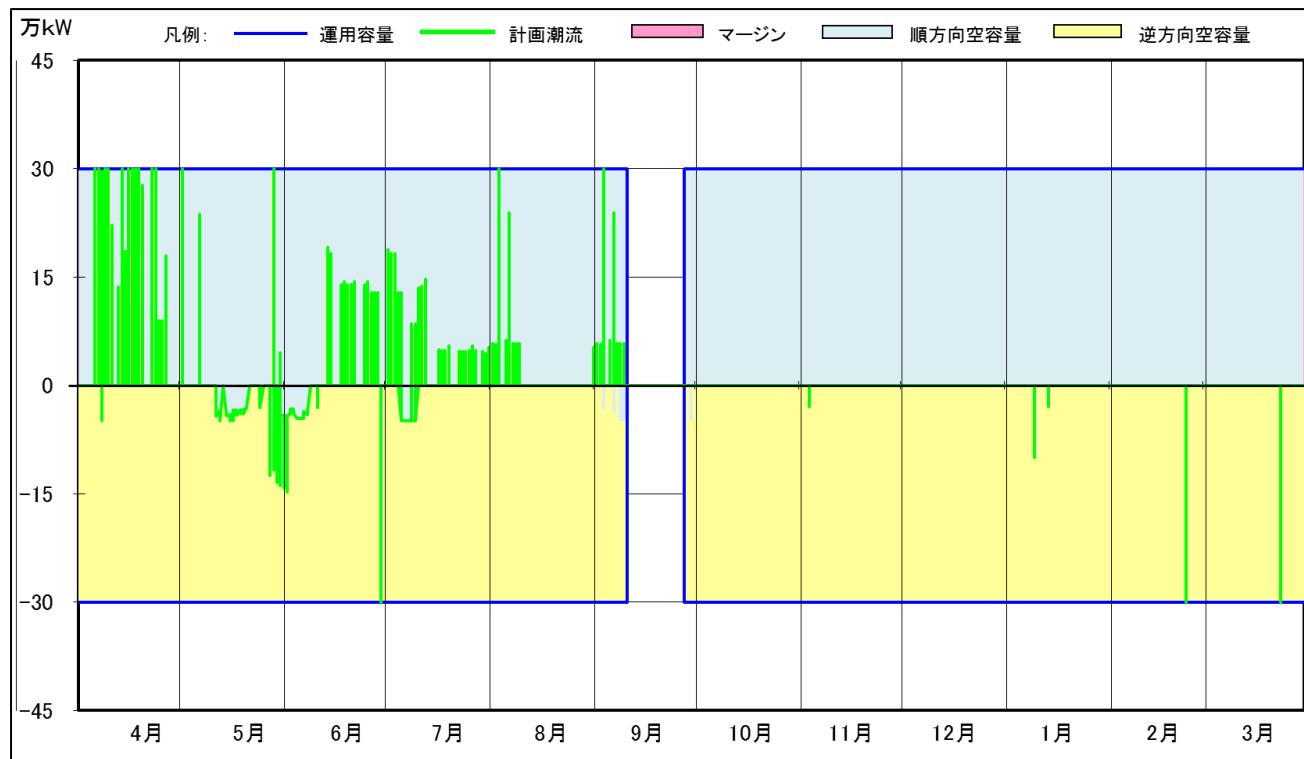
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

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)



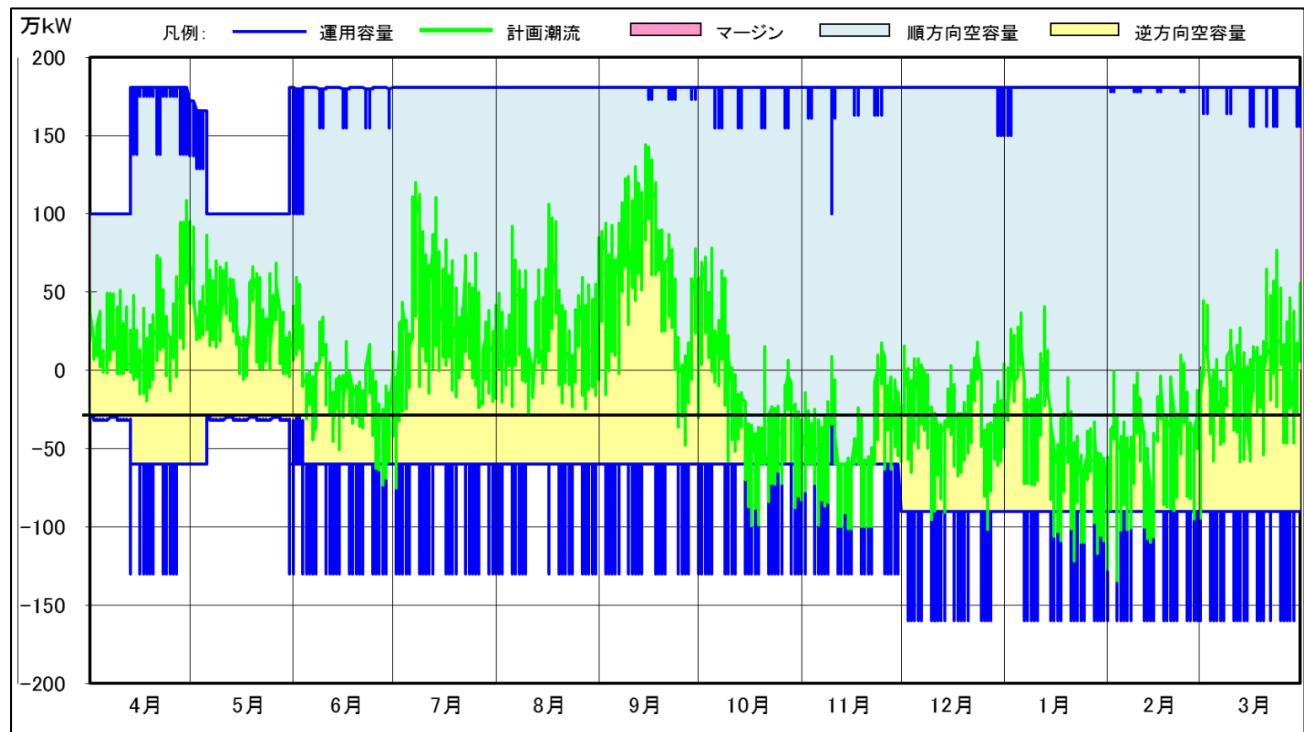
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

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)



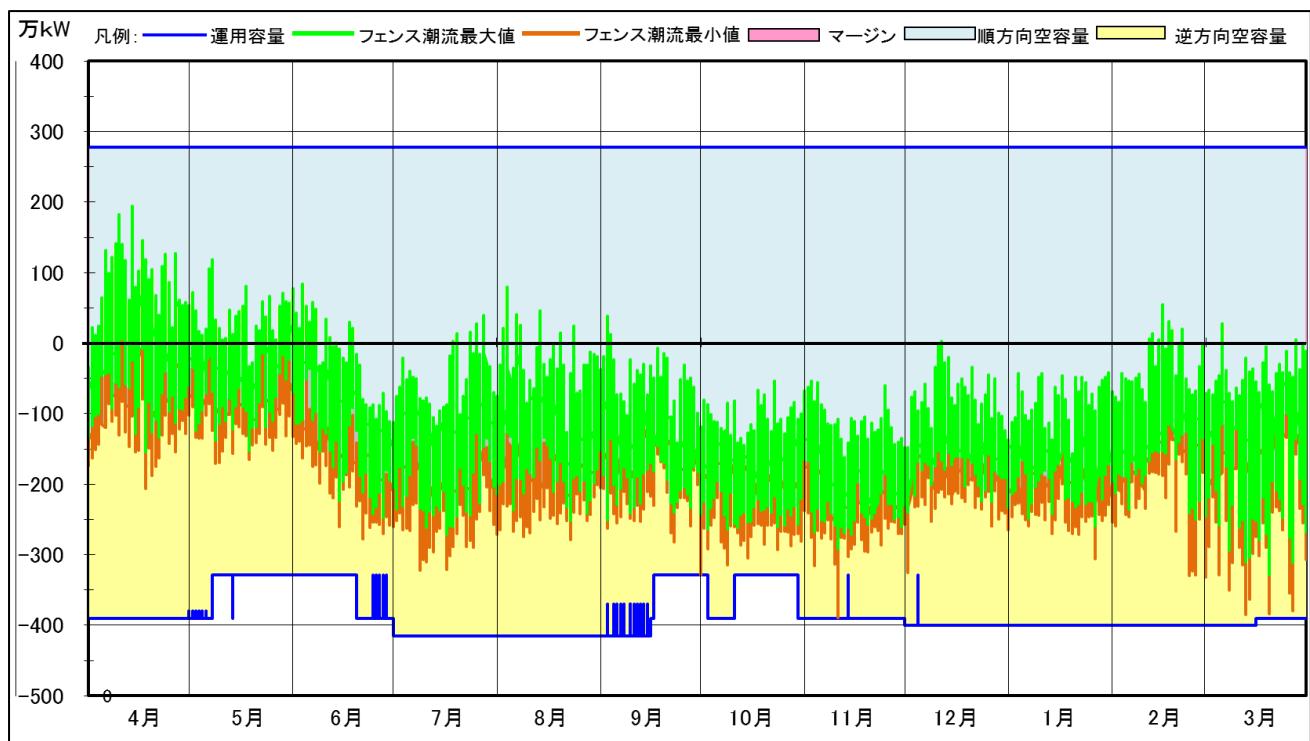
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

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)



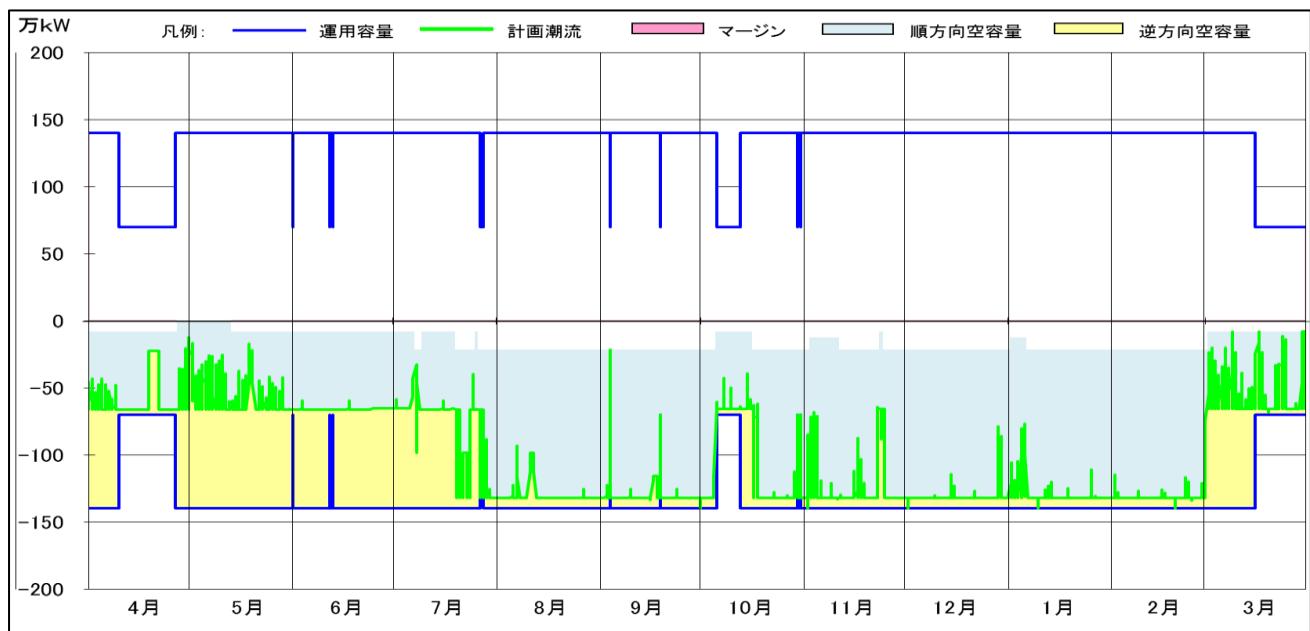
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

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)

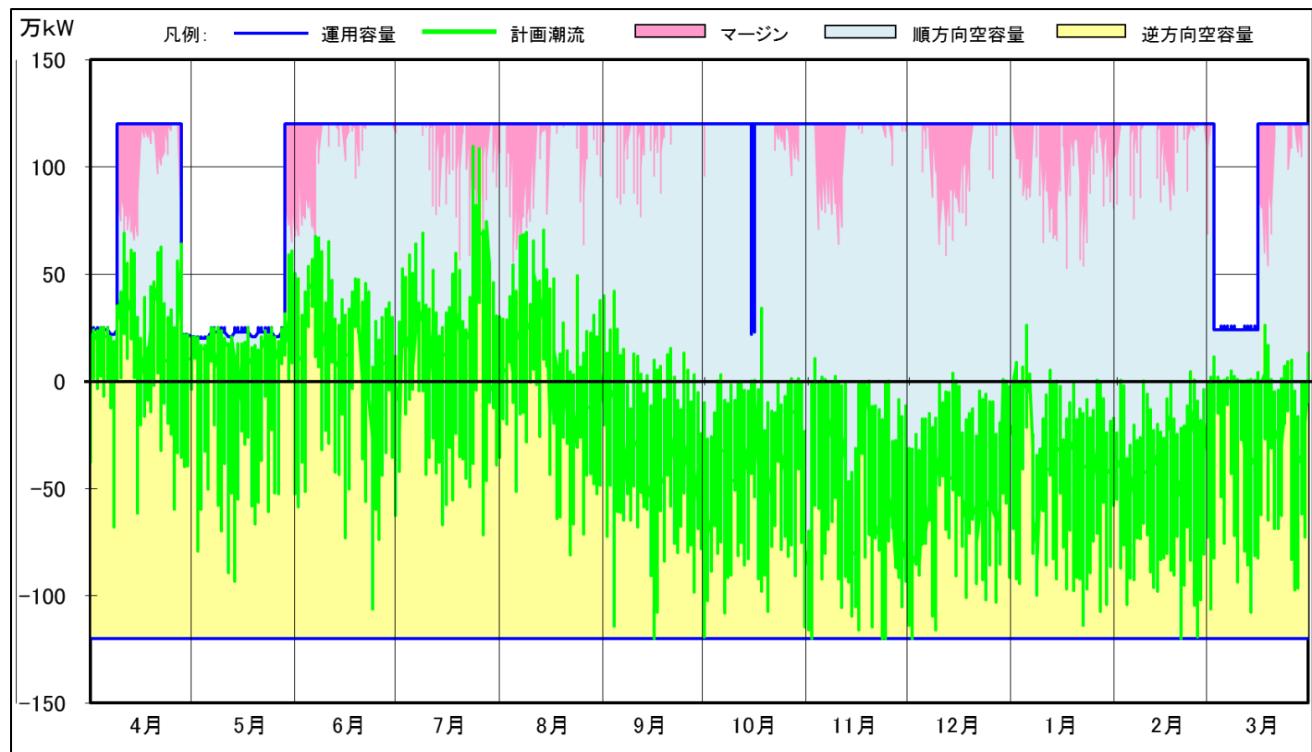


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は以下のうち小さい方で算出。

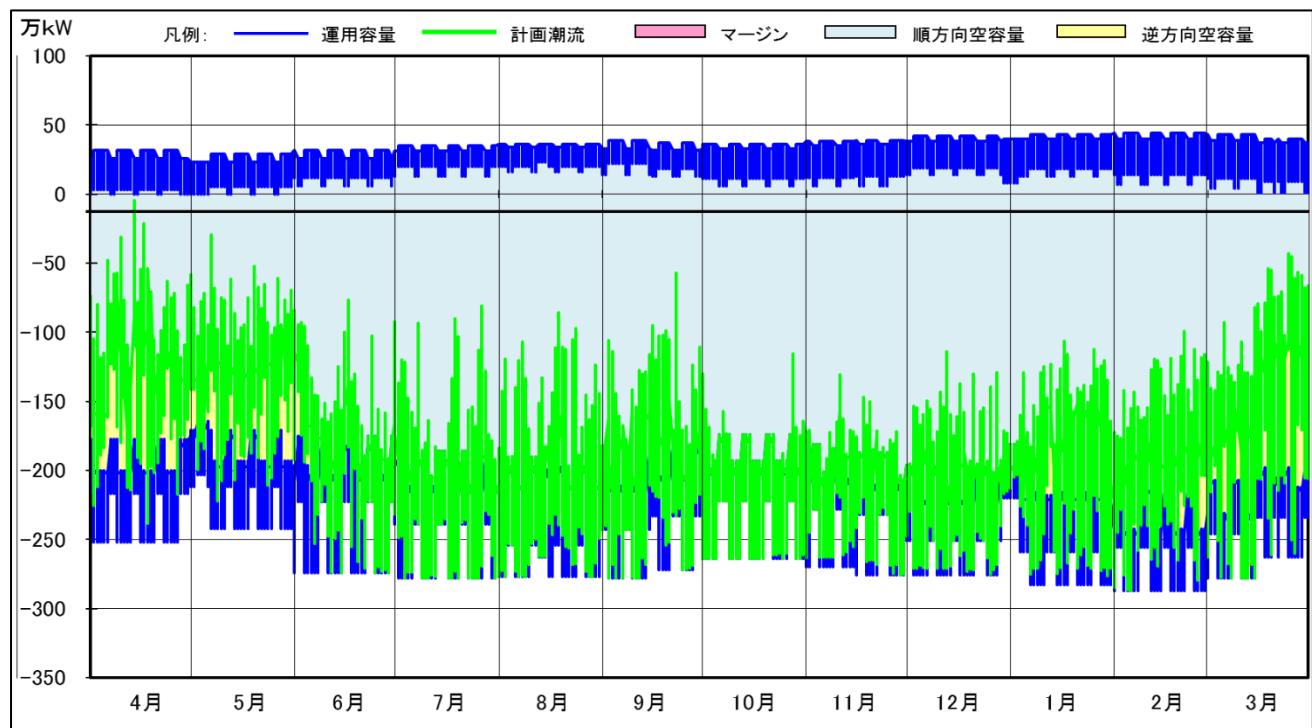
- ・運用容量-マージン-計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量-(橘湾火力発電所出力-阿南紀北直流幹線計画潮流)

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。

電力広域的運営推進機関  
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百七十号)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。

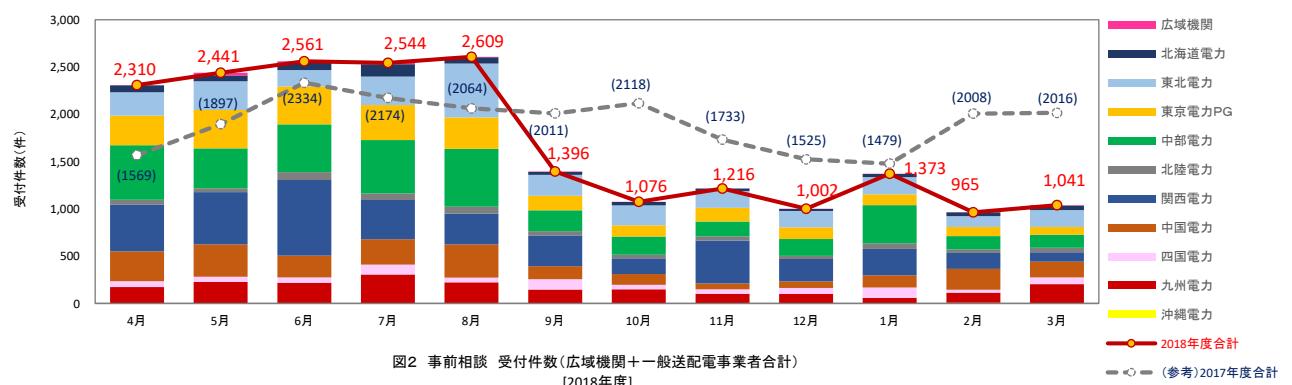
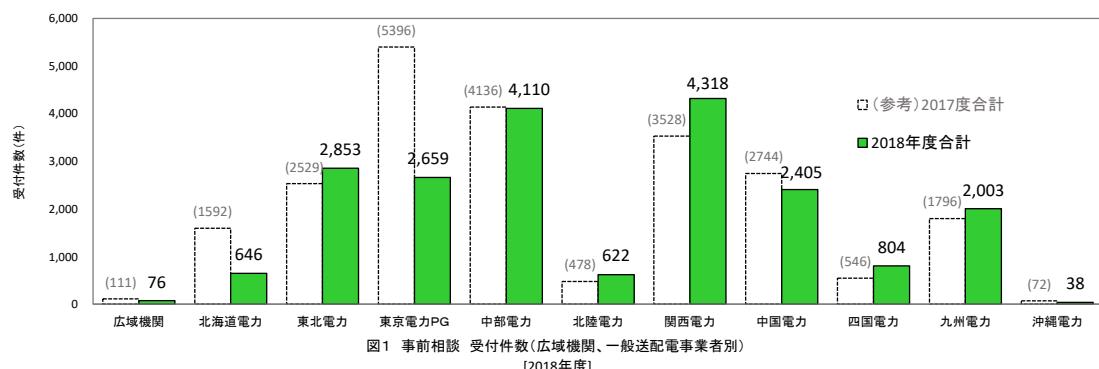
なお、広域機関及び各一般送配電事業者における受付件数の月別推移については、別紙1に示す。

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る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。



## 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]
	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る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。

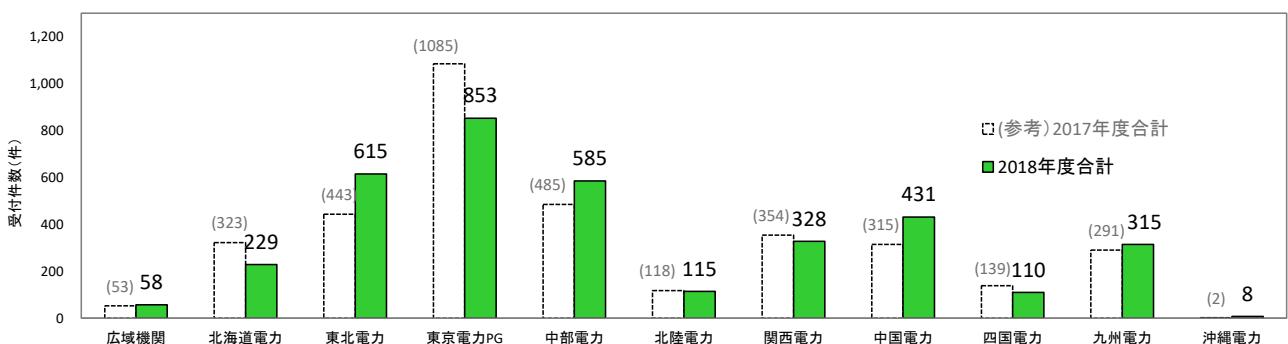
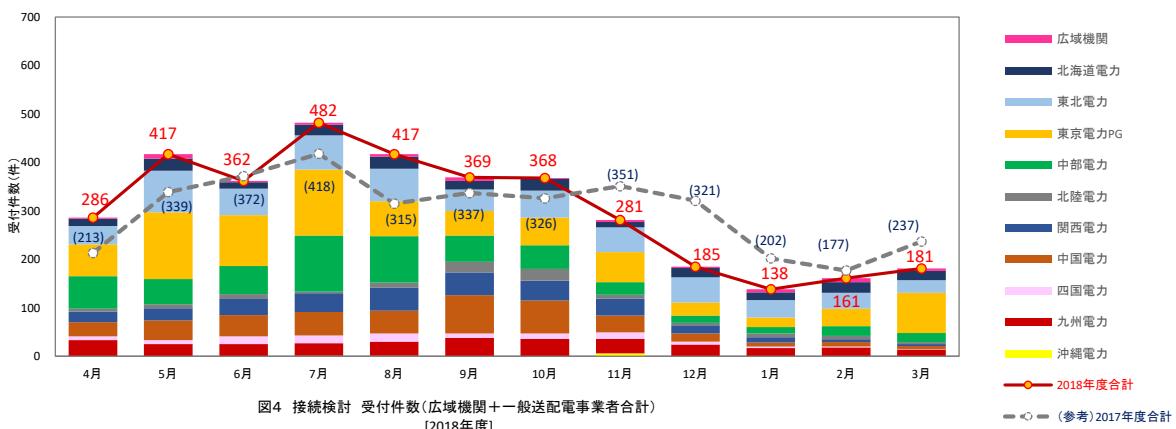


図3 接続検討 受付件数(広域機関・一般送配電事業者別)  
[2018年度]



## (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。

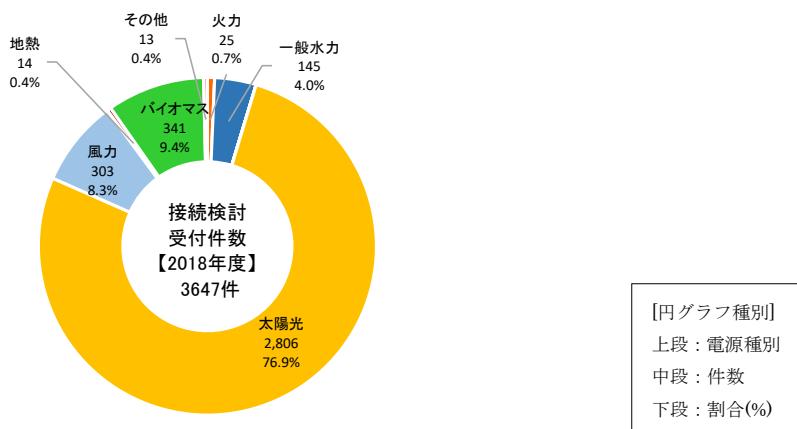
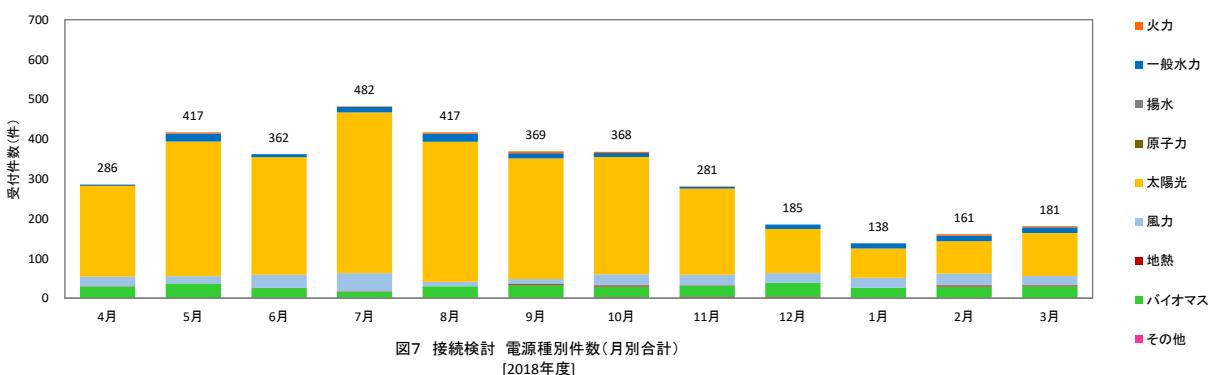
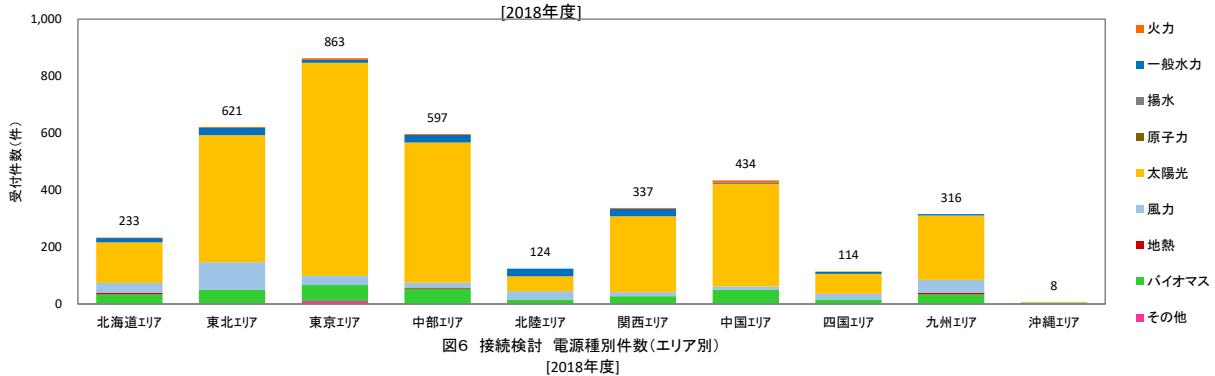


図5 接続検討 電源種別割合(全エリア合計)  
[2018年度]



### (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る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

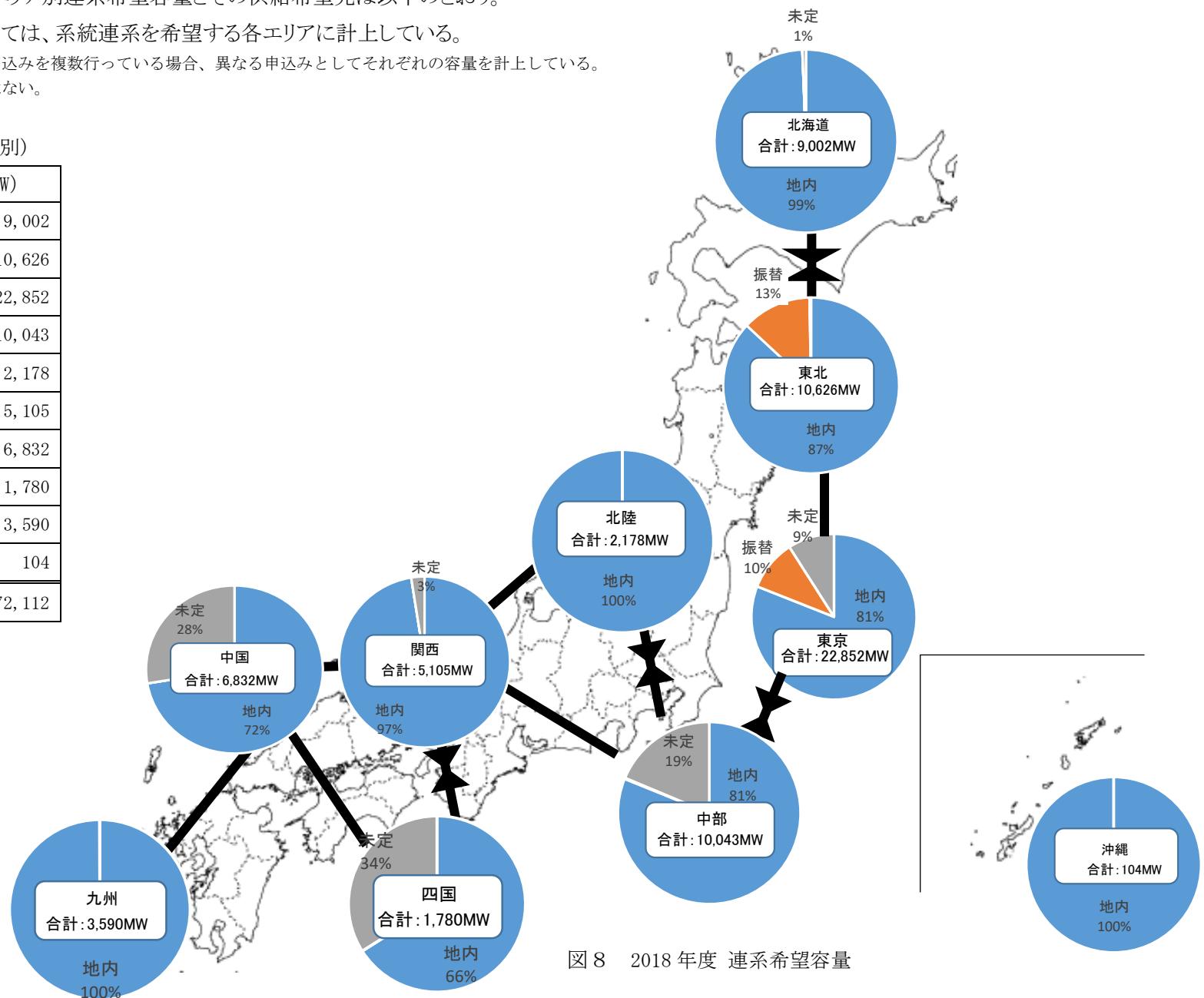


図8 2018年度 連系希望容量

#### (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

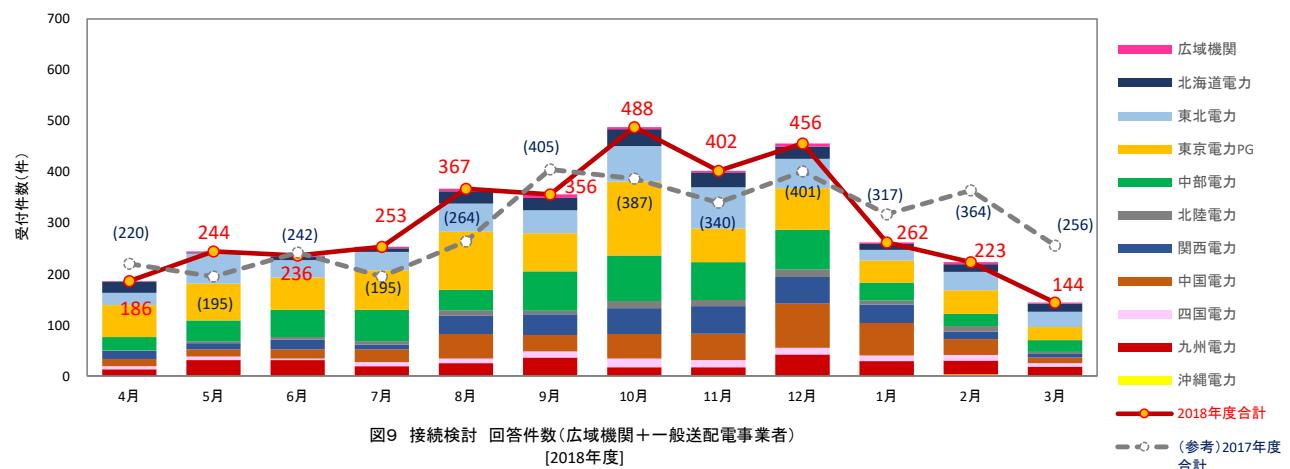


表5 接続検討 回答件数及び検討期間実績 [2018. 4～2019. 3]

			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

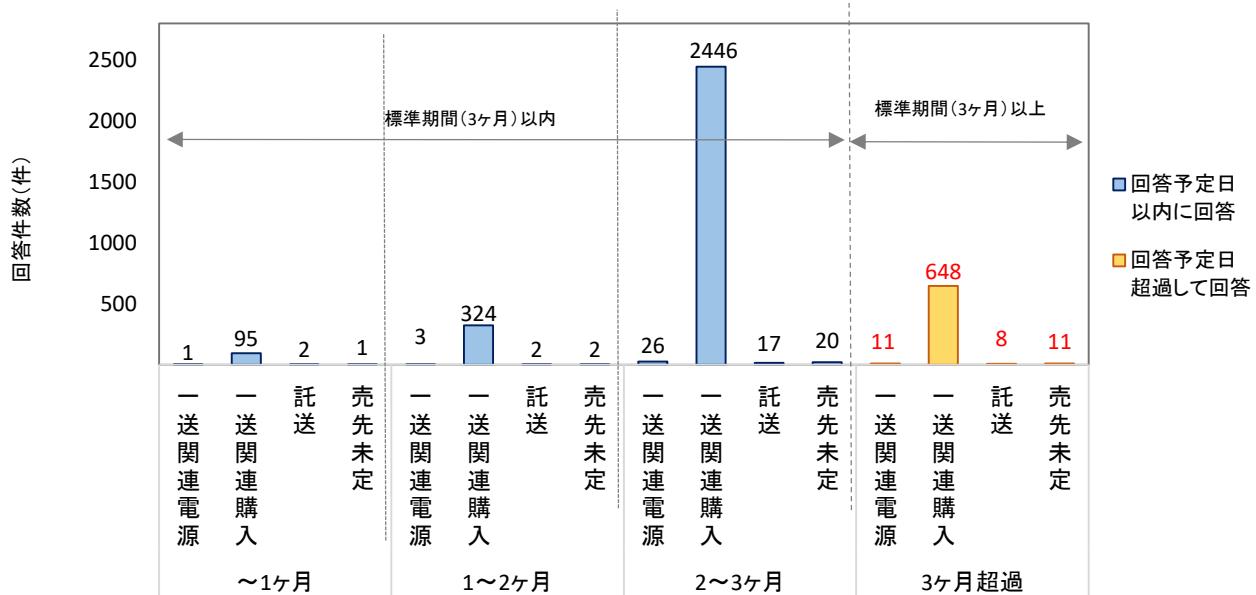


図10 接続検討 回答件数及び検討期間実績(広域機関+一般送配電事業者合計)  
[2018年度]

回答件数(件)

表6 接続検討 回答予定期間超過の理由 [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	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

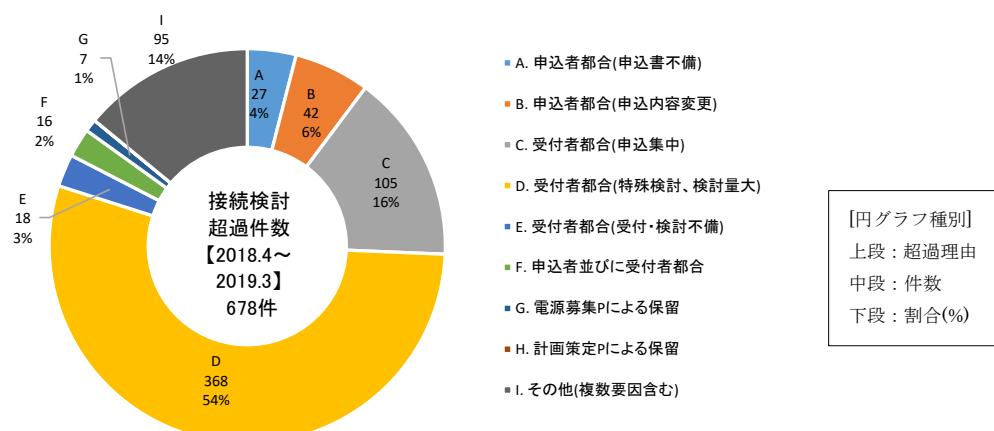


図11 接続検討 回答予定期間超過理由(広域機関+一般送配電事業者合計)  
[2018年度]

## (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<sup>\*1</sup> (検討継続中<sup>\*2</sup>)

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。

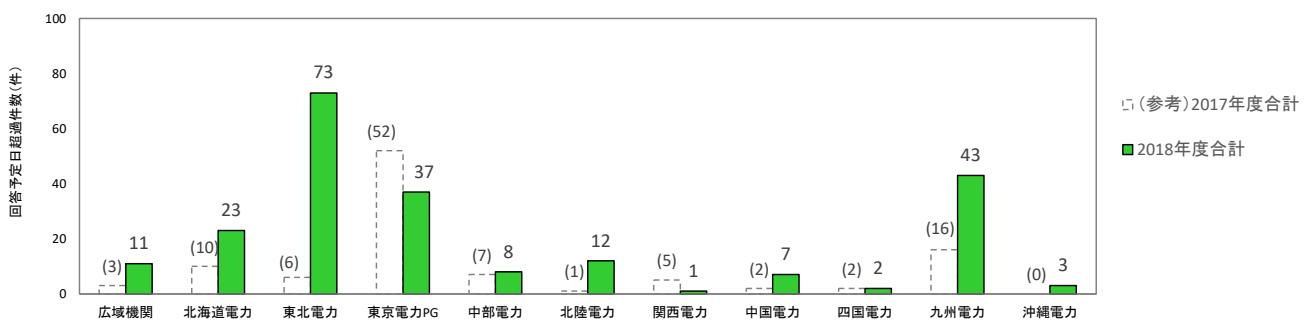


図12 接続検討 回答予定日超過(未回答)件数(2019年3月末時点)

## (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 <sup>※1</sup>	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・一つ瀬エリア	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PG	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PG	2015年10/27	2016年1/14	2017年10/10
		千葉県南部エリア	東京電力PG	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PG	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PG	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】

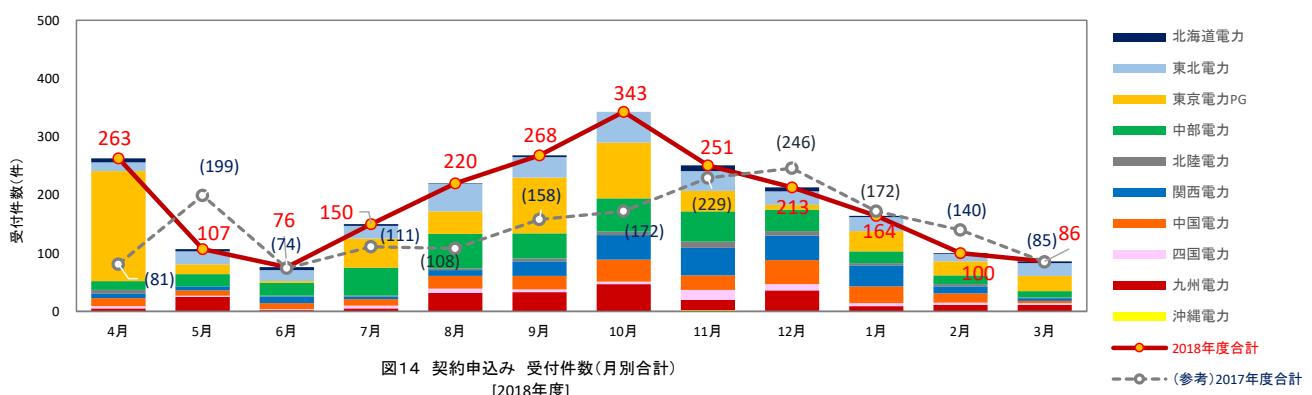
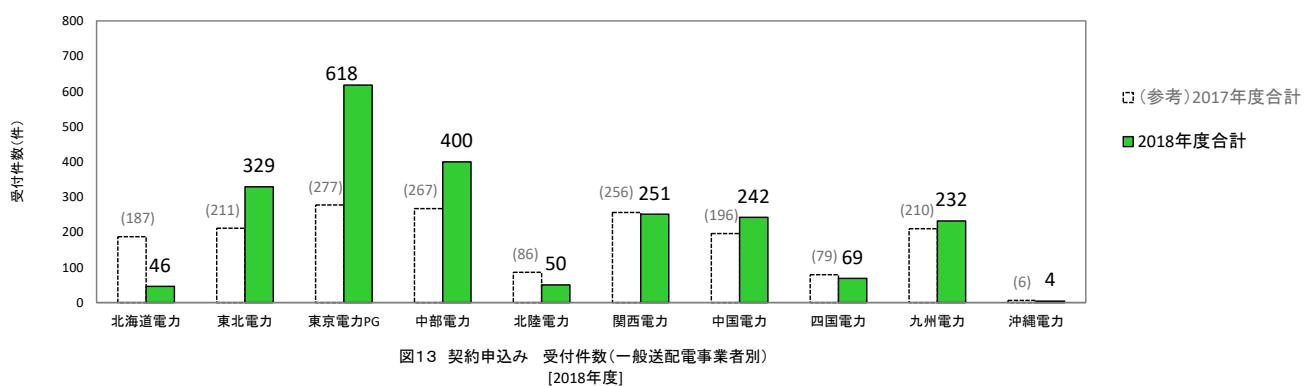
2018年度(2018年4月～2019年3月)に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。

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

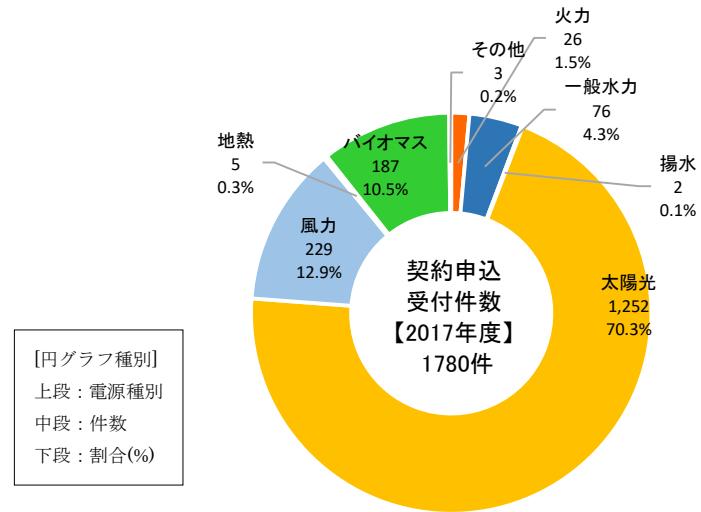
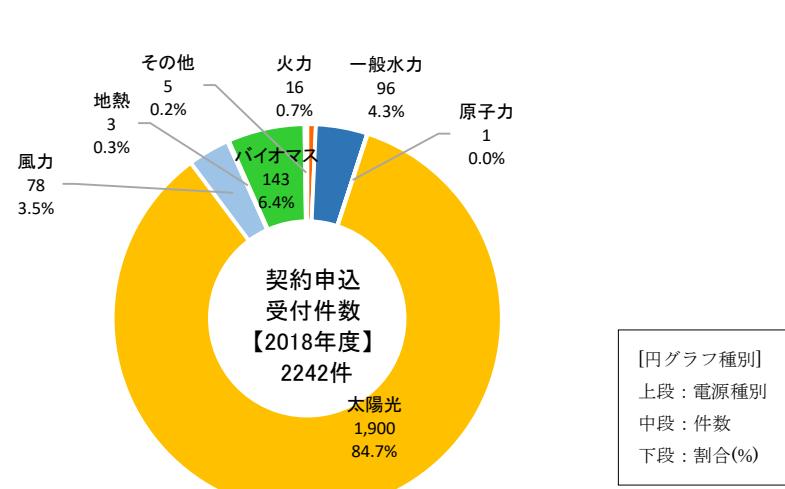
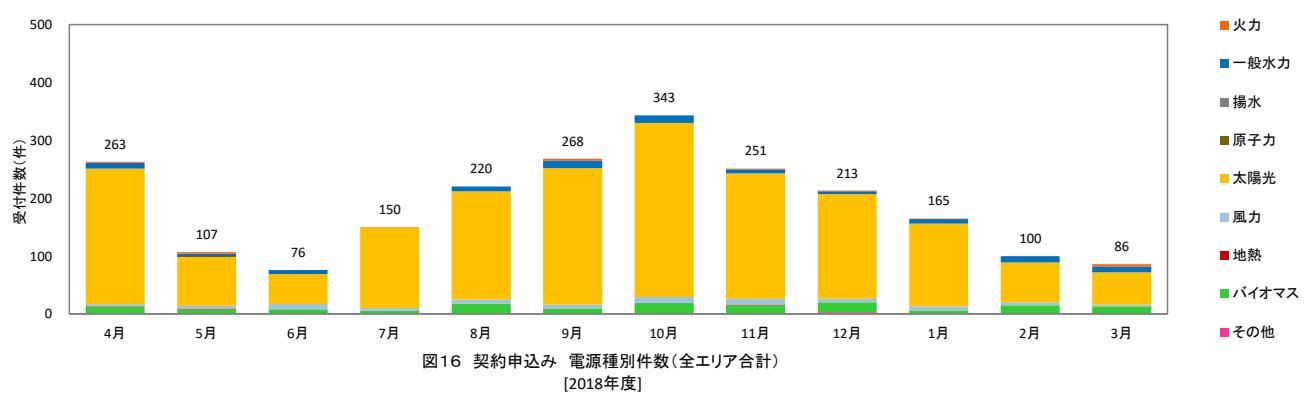
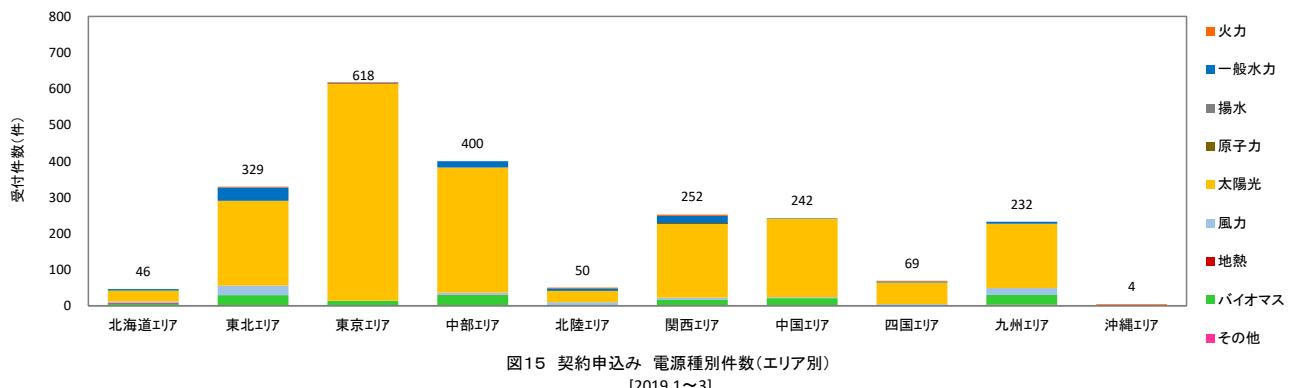


## (2)電源種別件数(エリア別)【契約申込み】

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。

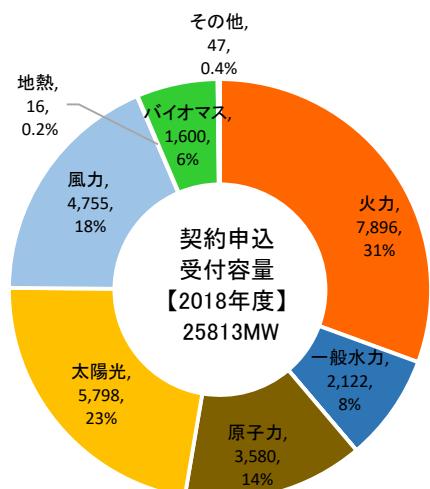
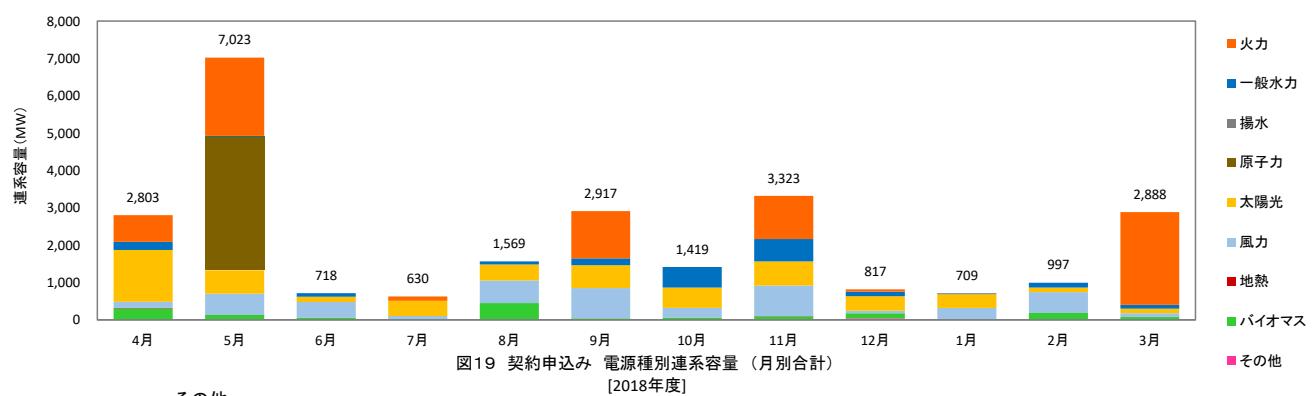
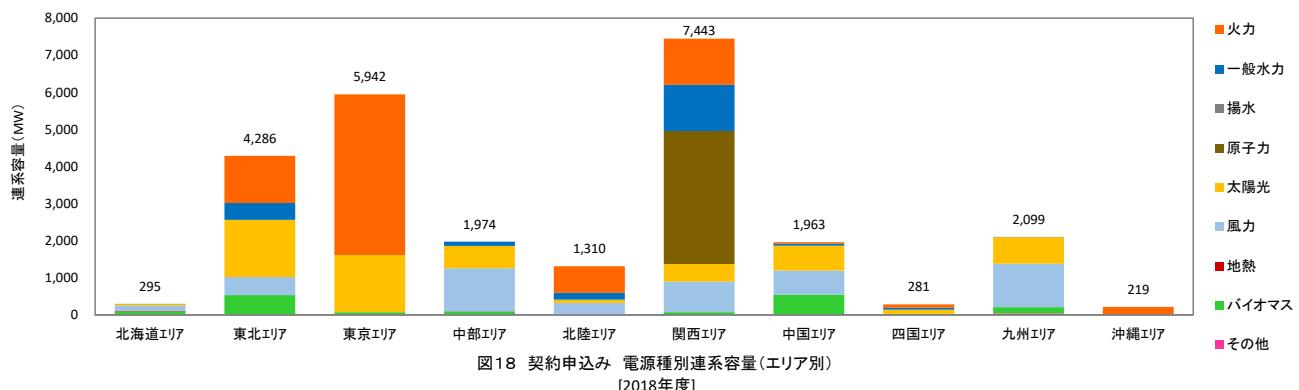
※契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、契約申込みの受付件数の合計値とは一致しない場合がある。



※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。



[円グラフ種別]  
上段：電源種別  
中段：連系容量(MW)  
下段：割合(%)

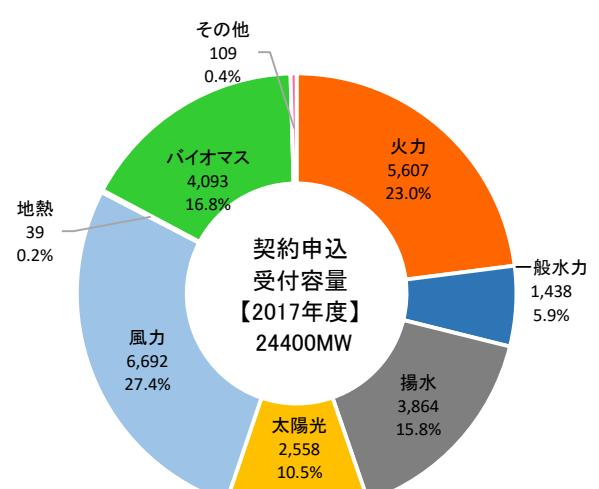


図20 契約申込み 連系容量 電源種別割合(全エリア合計)  
[2018年度]

(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]

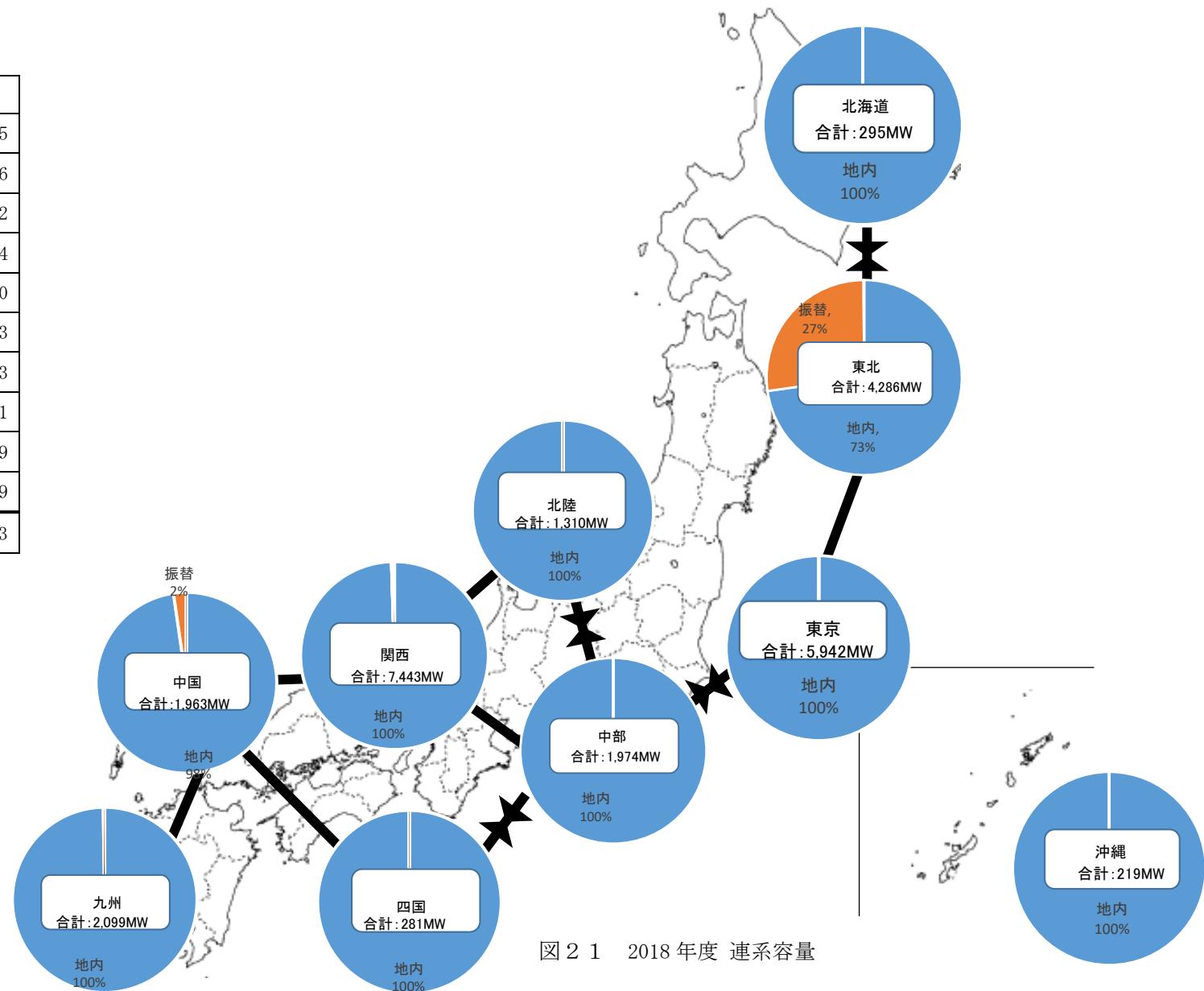
※発電容量の増加を伴わない改修等の契約申込みを含んでおり、新規連系電源の発電容量の合計を表すものではない。

#### (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



## (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、F I T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F I T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F I T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

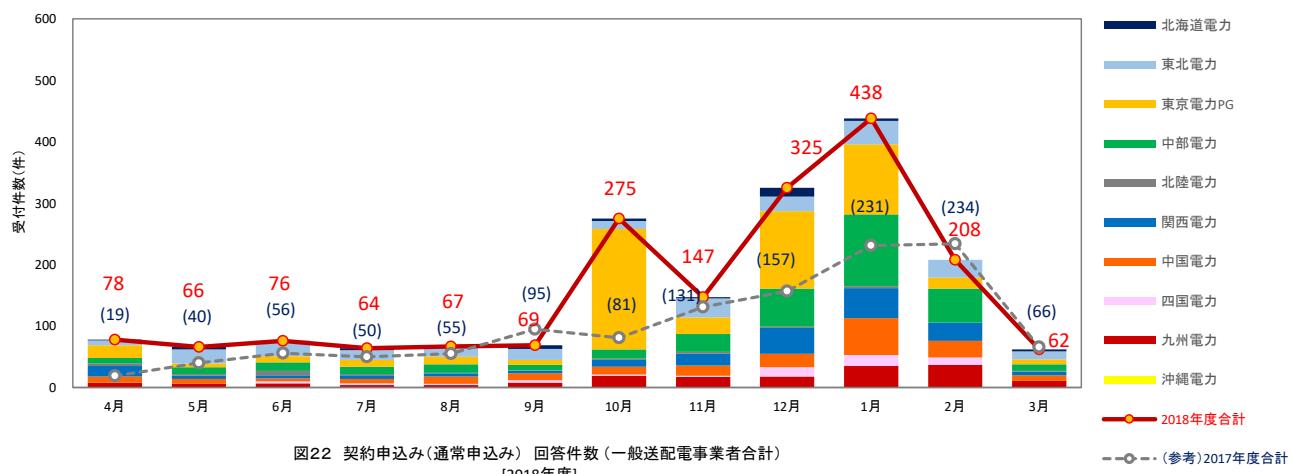


表12 契約申込み 検討期間実績(通常申込み) [2018.4~2019.3]

			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	3ヶ月以内	13	673	10	6	702<37.5%>
	標準期間以上	3ヶ月超~6ヶ月以内	8	960	7	4	979<52.2%>
検討期間	6ヶ月超	6ヶ月超	2	114	3	0	119<6.3%>
	合意期間※1	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。

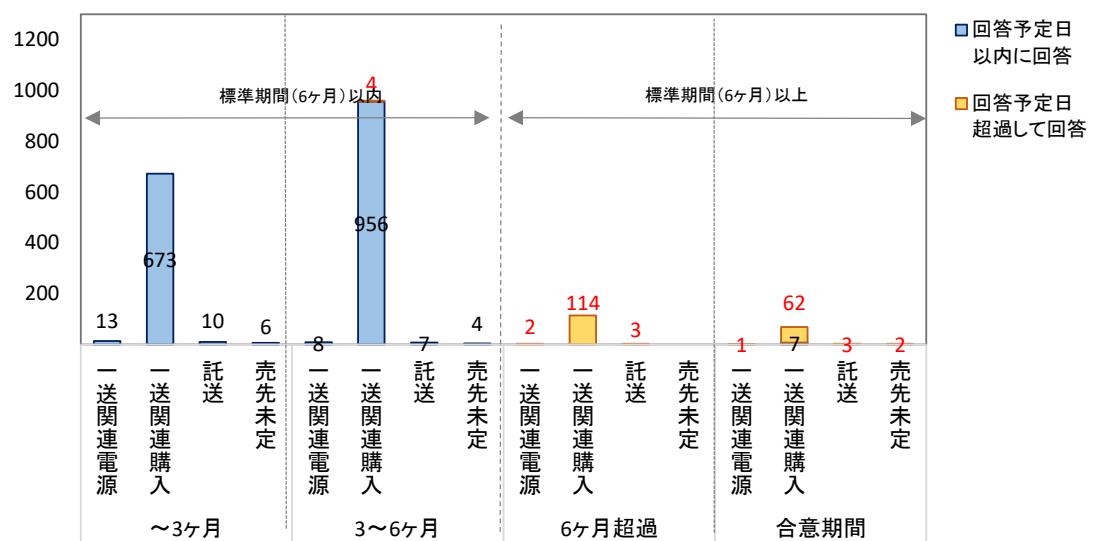


図23 契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(一般送配電事業者合計)  
[2018年度]

表13 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

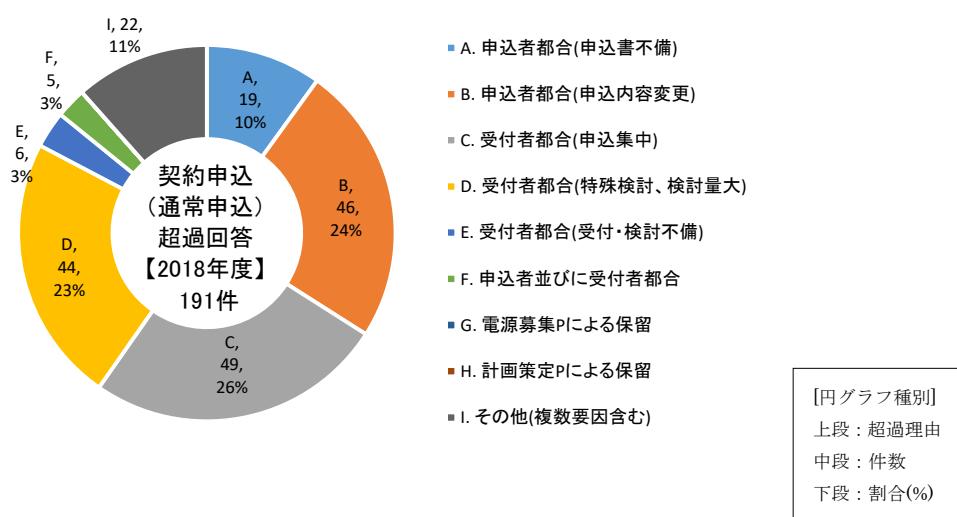


図24 契約申込み（通常申込み）回答予定日超過理由（一般送配電事業者合計）  
[2018年度]

### 【同時申込み】

表14 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

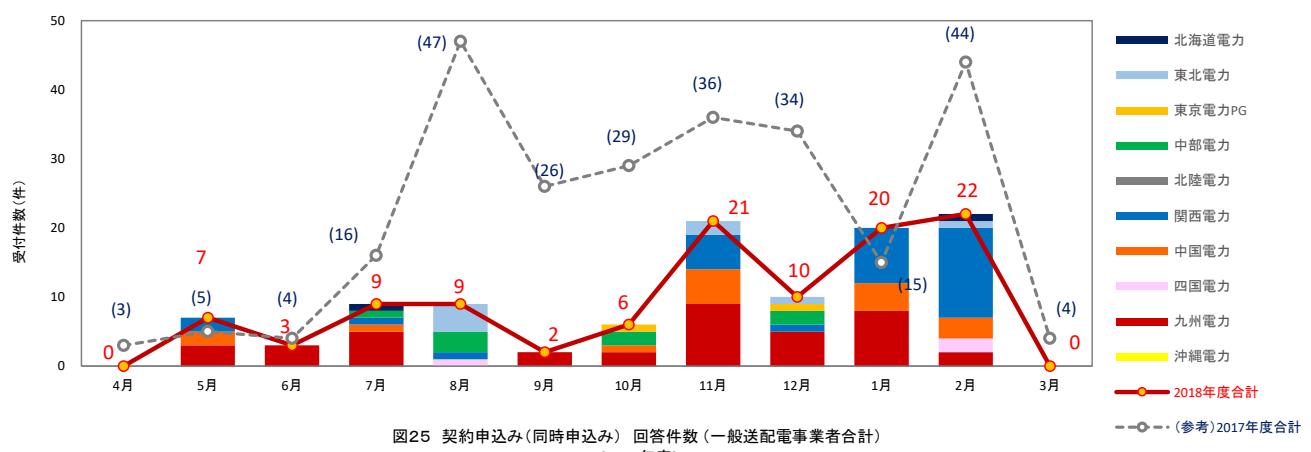


表15 契約申込み 検討期間実績(同時申込み) [2018.4~2019.3]

			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%
合計			0	108	0	1	109

※1 回答予定期を設定する際、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。

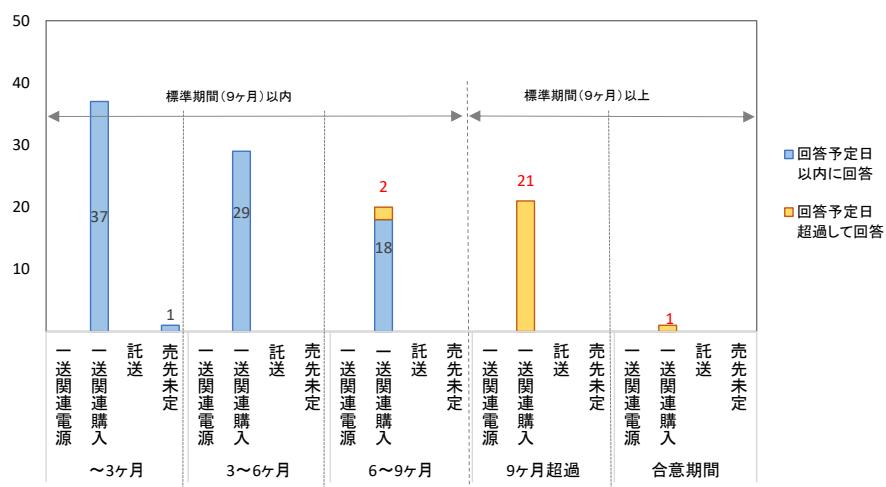


図26 契約申込み(同時申込み)回答件数及び検討期間実績(一般送配電事業者合計)  
[2018年度]

表16 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

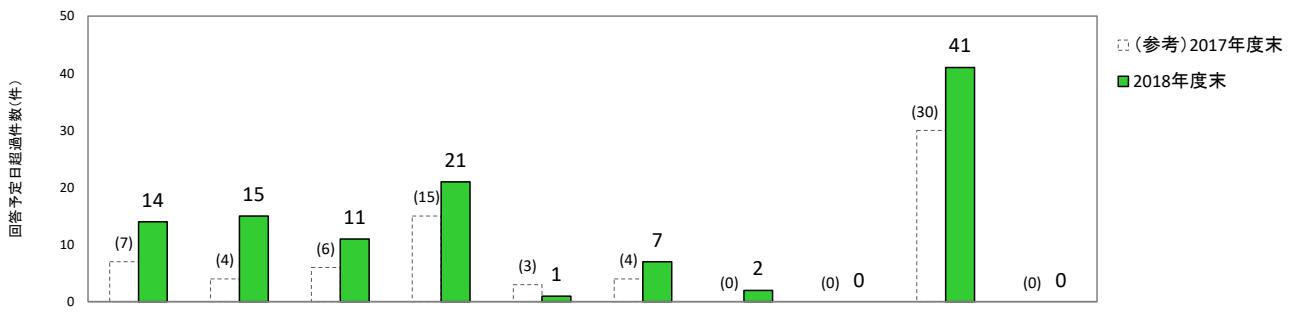


図28 契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過(未回答)件数

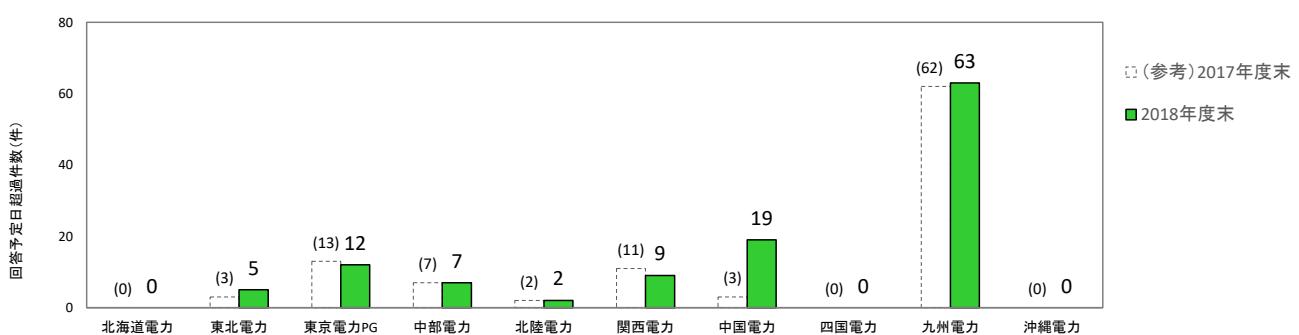


図29 契約申込み(同時申込み) 回答予定日超過(未回答)件数

表17 契約申込み 回答予定日超過件数 (検討継続中(未回答))<sup>※1)</sup>

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。

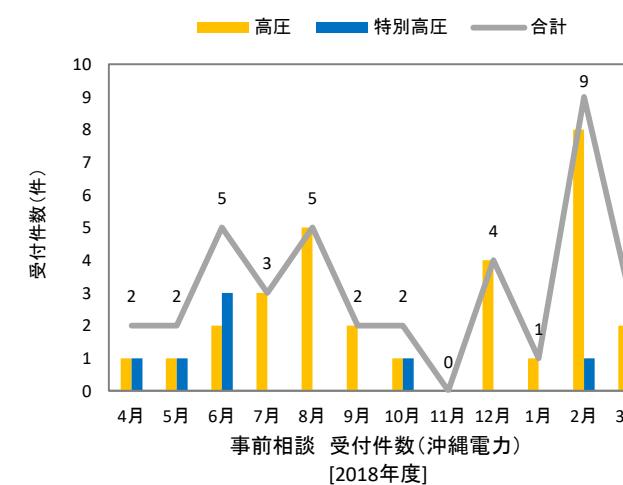
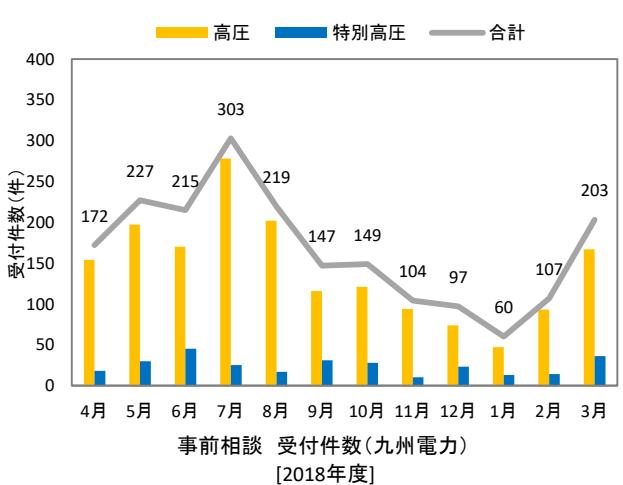
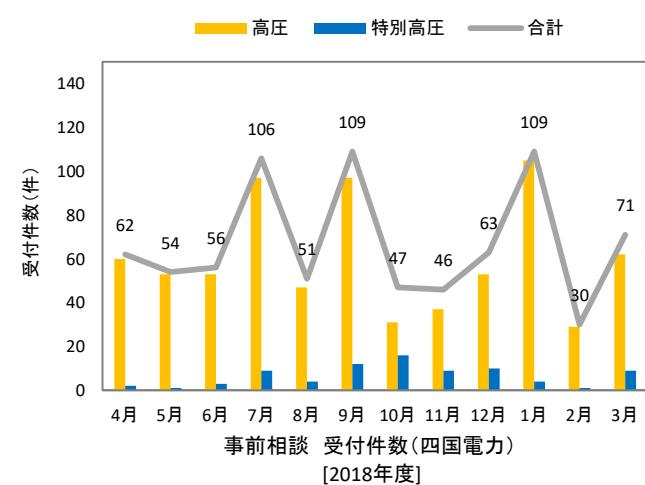
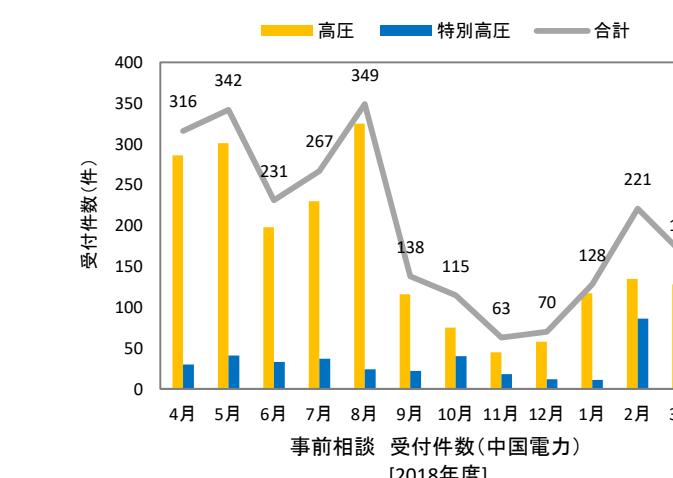
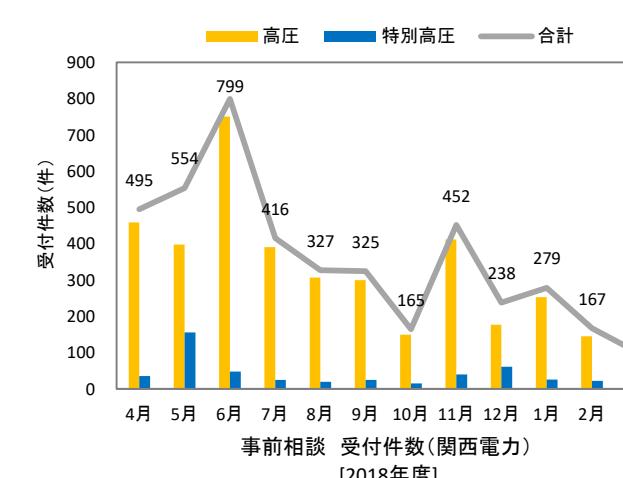
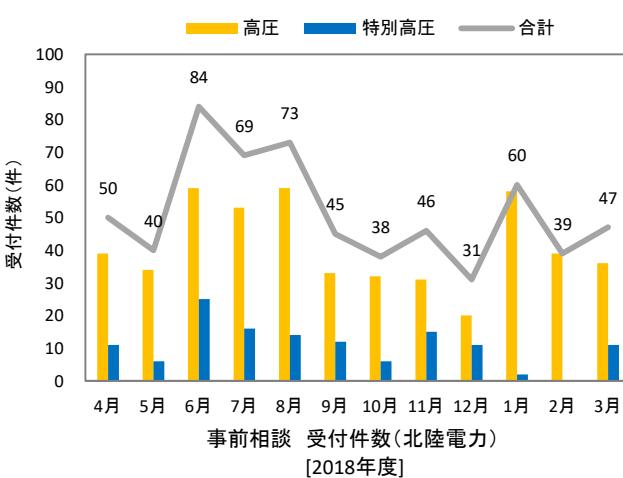
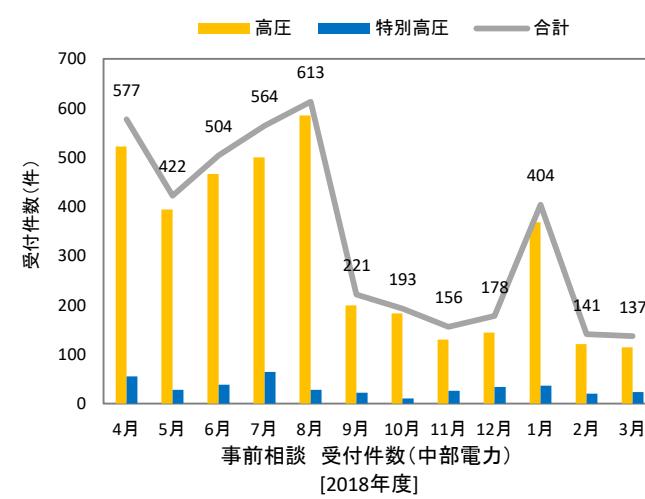
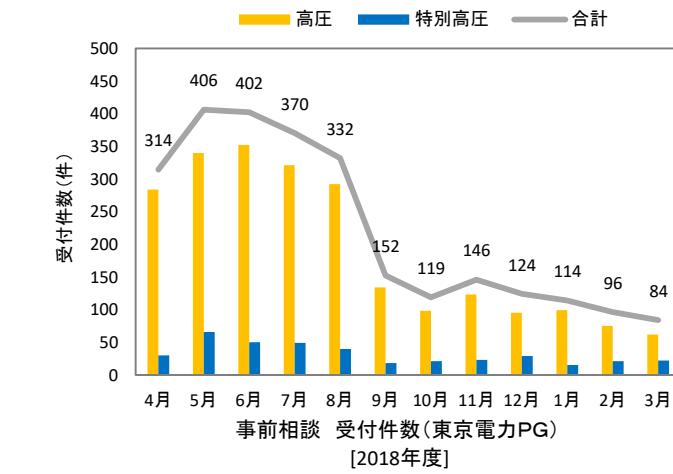
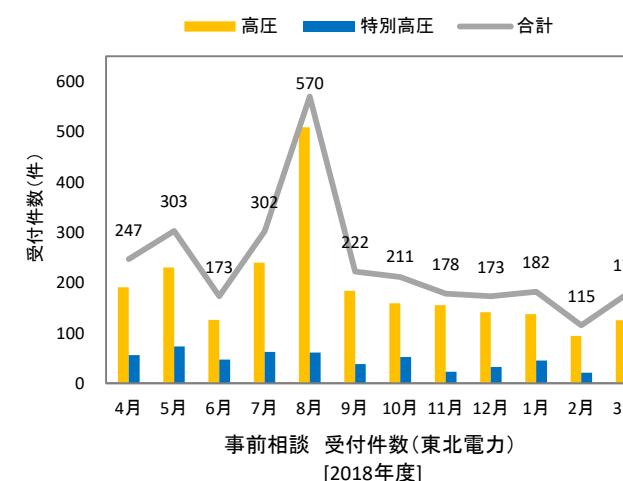
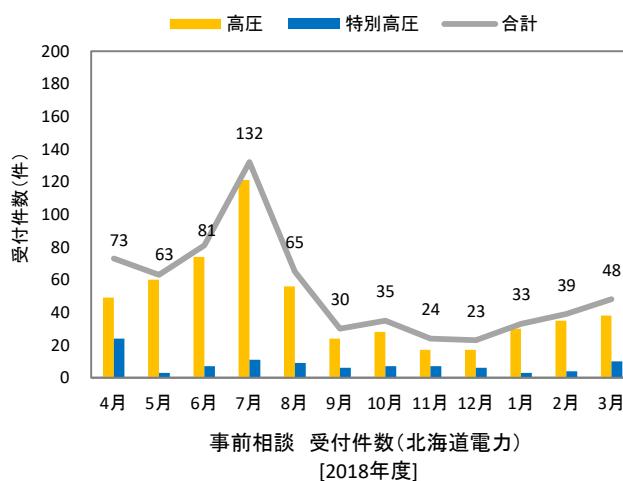
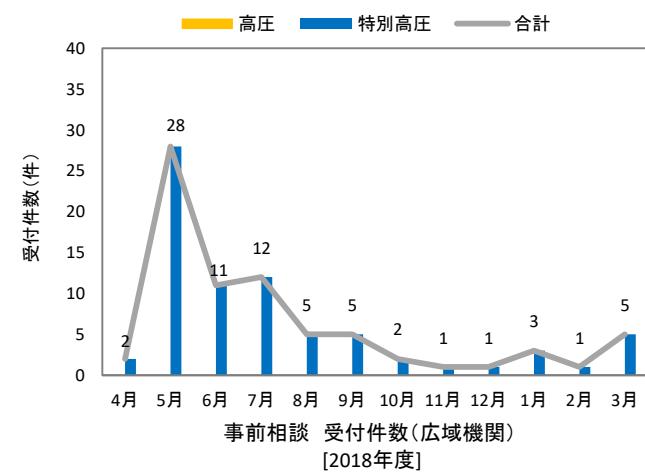
表20 実施中電源接続案件募集プロセス件数

	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

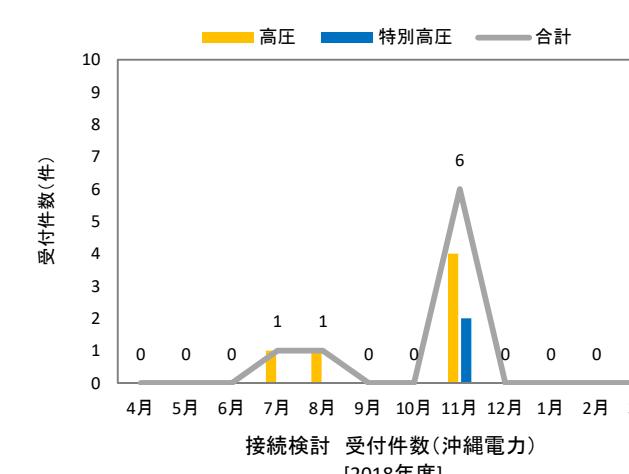
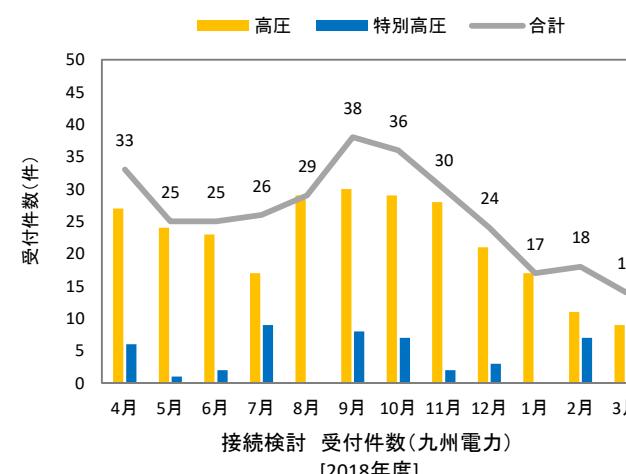
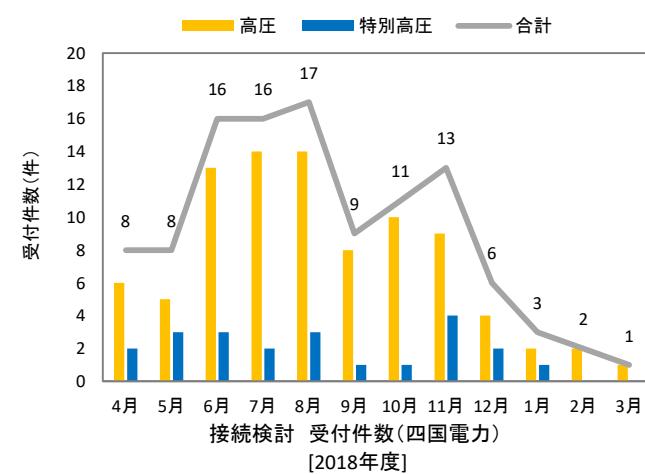
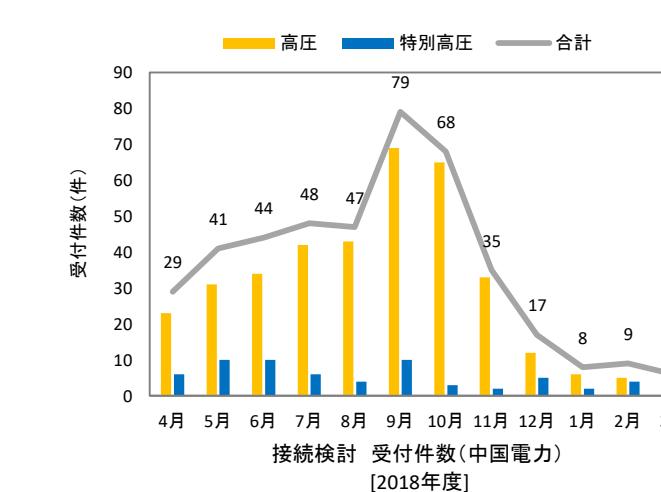
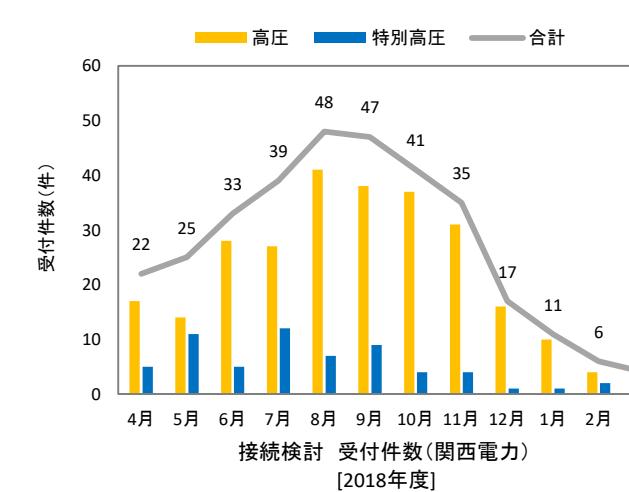
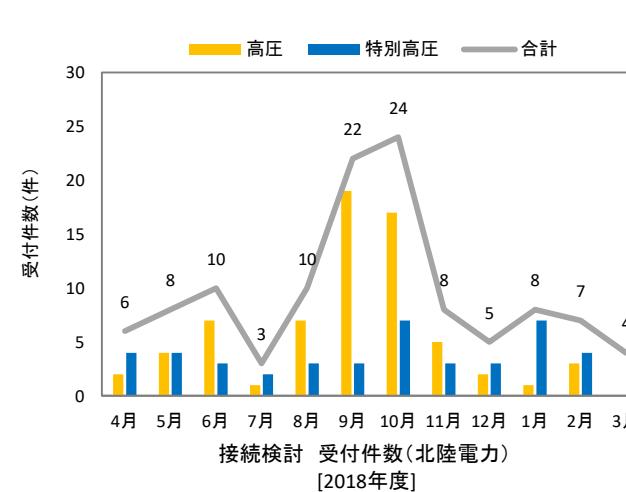
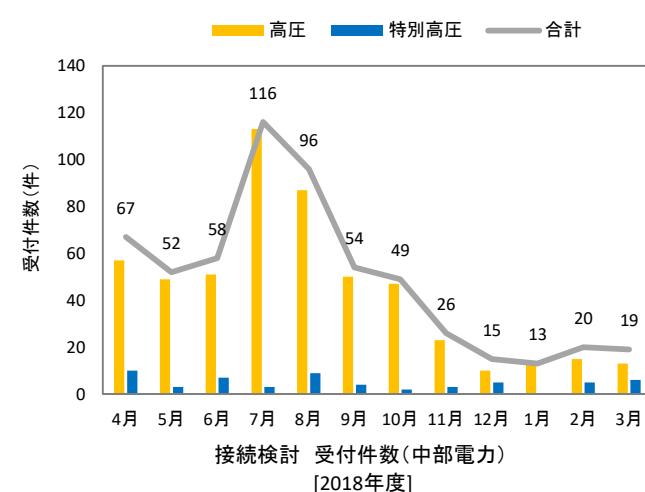
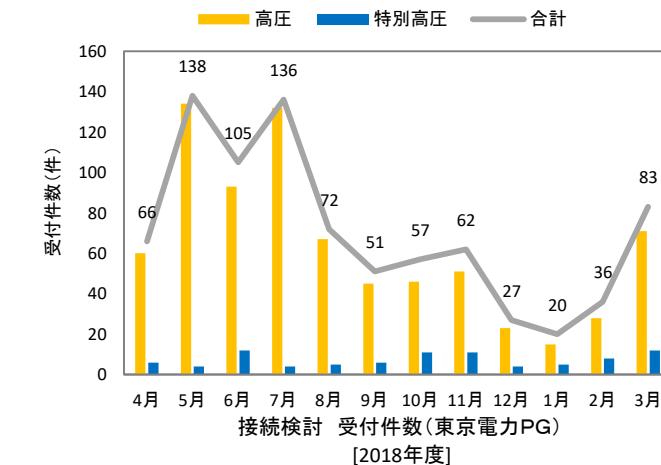
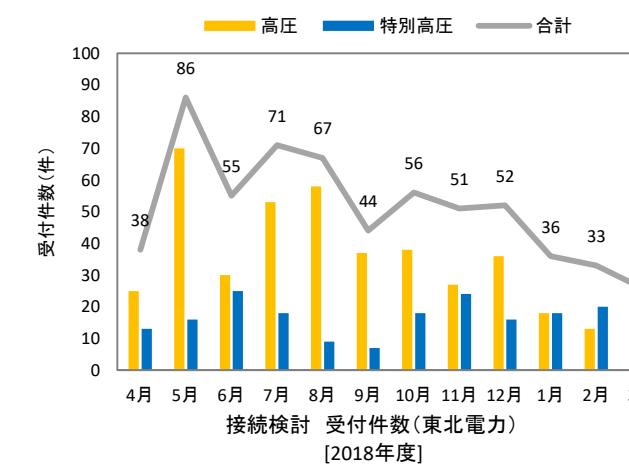
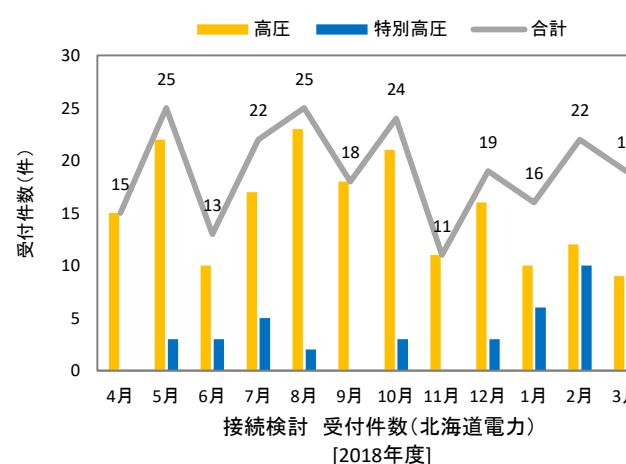
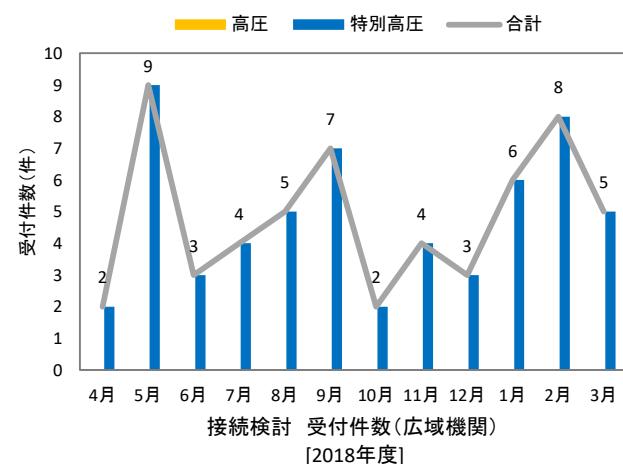
以上

別 紙

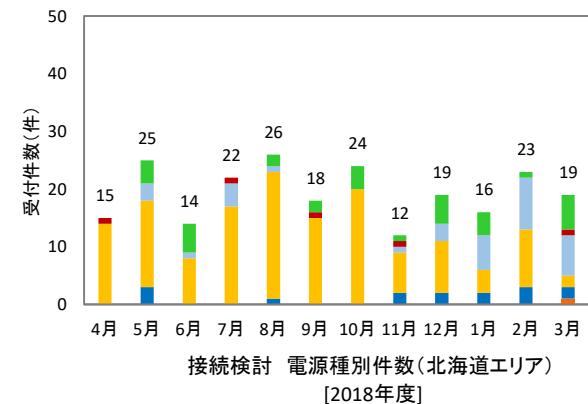
別紙1 事前相談 受付件数月別推移（広域機関、一般送配電事業者別）



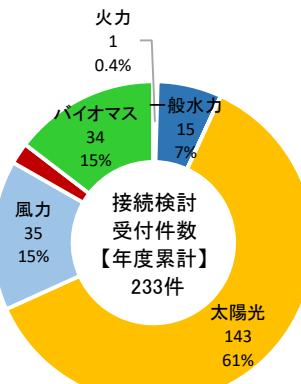
別紙2 接続検討 受付件数月別推移（広域機関、一般送配電事業者別）



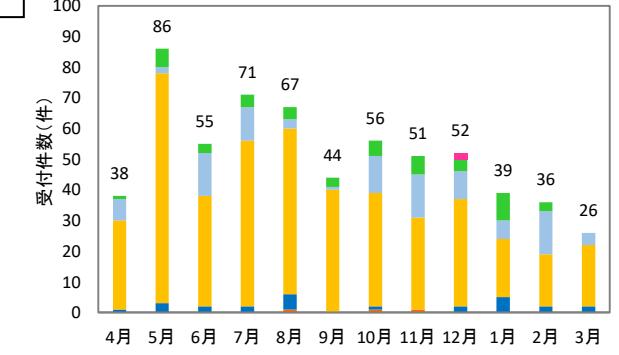
別紙3 接続検討 電源種別件数の月別推移および電源種別割合（エリア別）



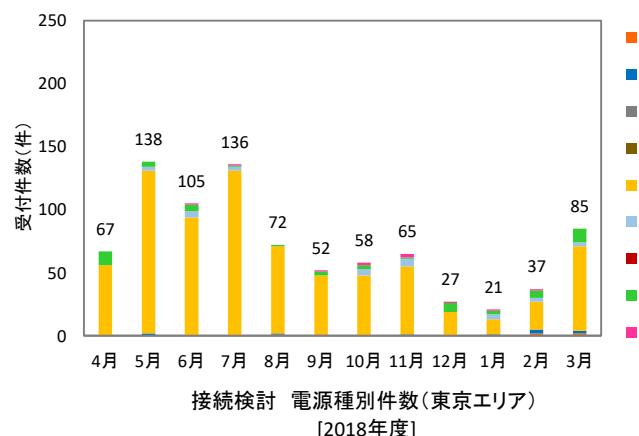
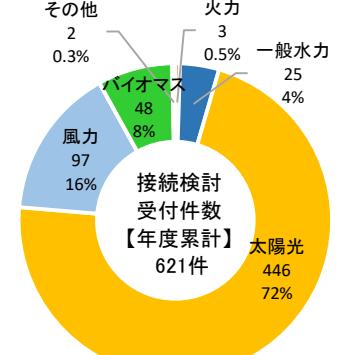
【年度累計】接続検討 電源種別割合(北海道エリア)  
[2018年度]



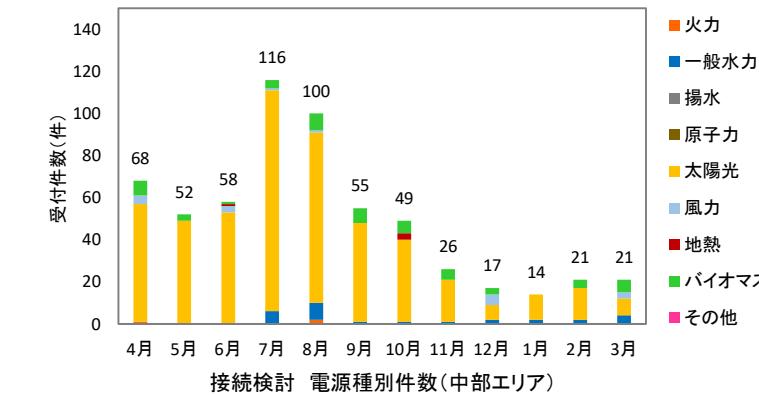
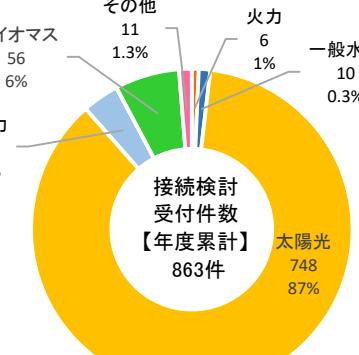
[円グラフ種別]  
上段：電源種別  
中段：件数  
下段：割合(%)



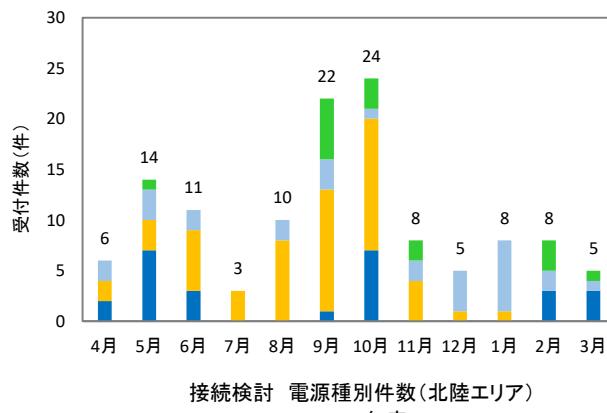
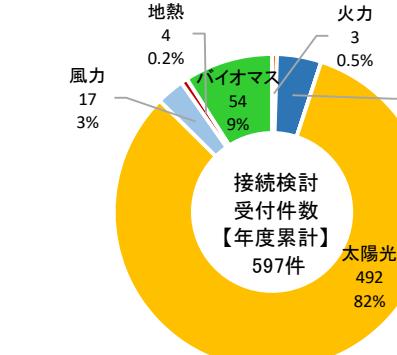
【年度累計】接続検討 電源種別割合(東北エリア)  
[2018年度]



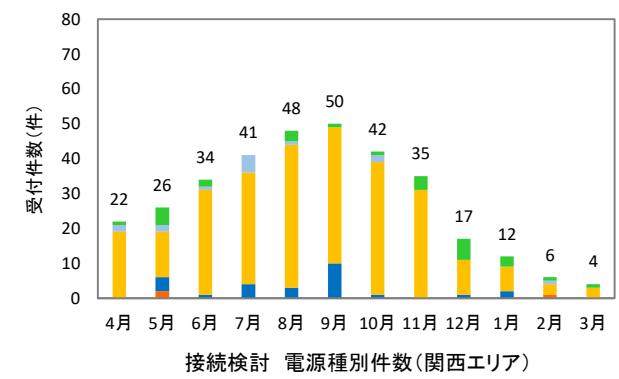
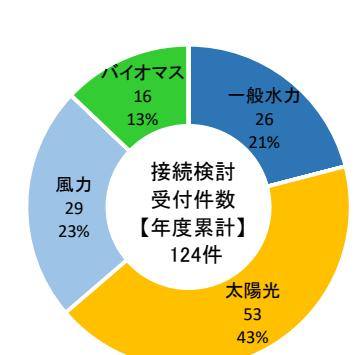
【年度累計】接続検討 電源種別割合(東京エリア)  
[2018年度]



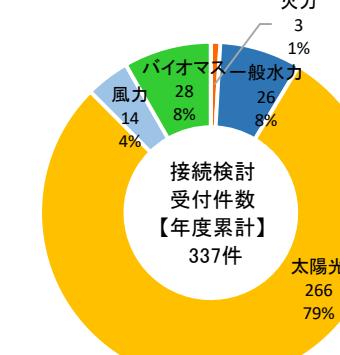
【年度累計】接続検討 電源種別割合(中部エリア)  
[2018年度]

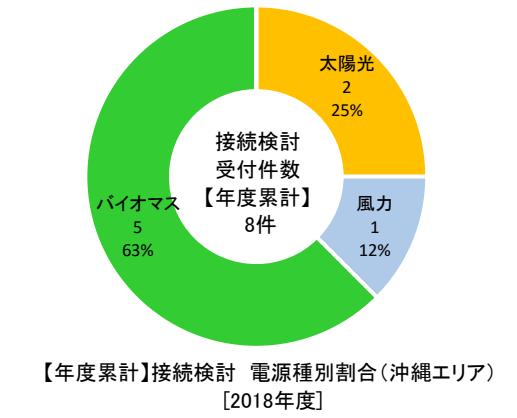
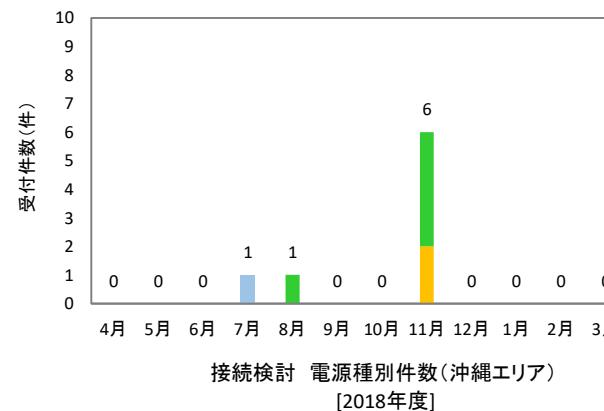
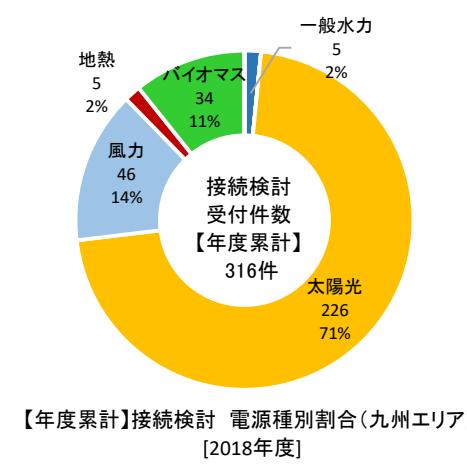
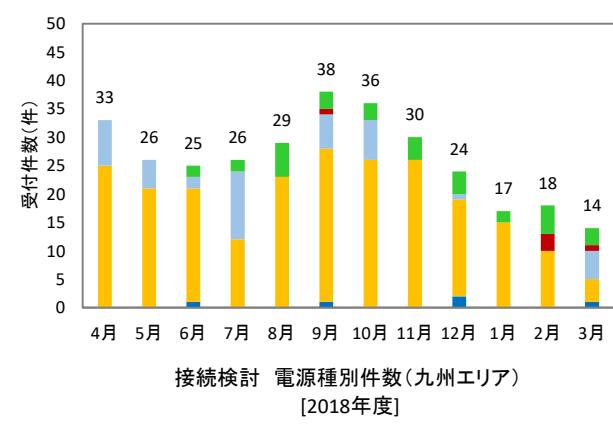
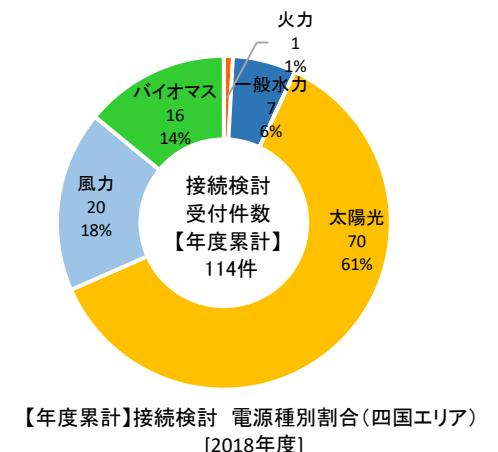
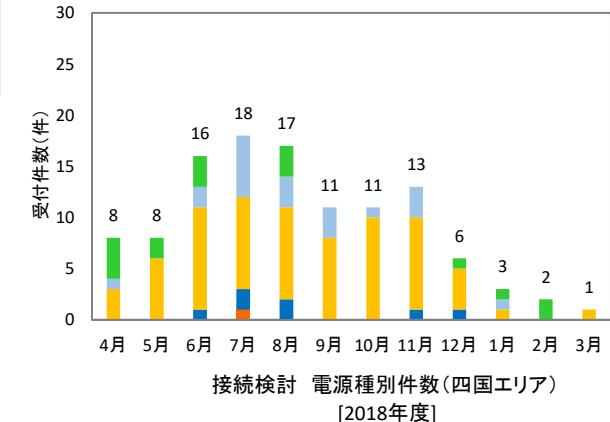
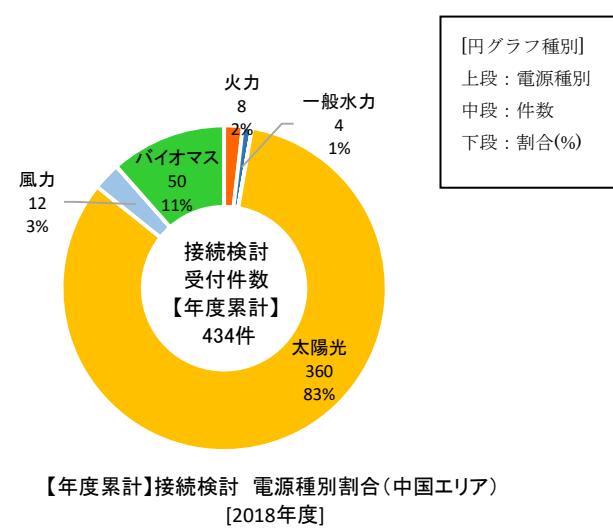
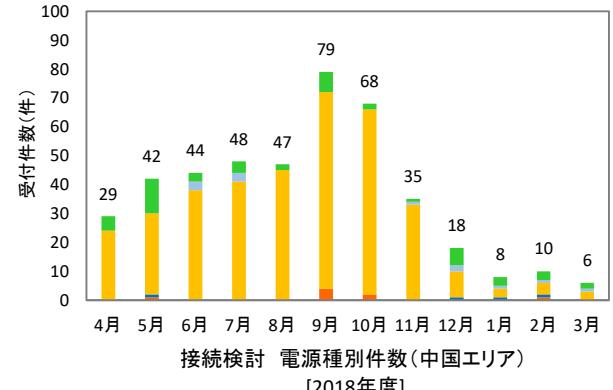


【年度累計】接続検討 電源種別割合(北陸エリア)  
[2018年度]

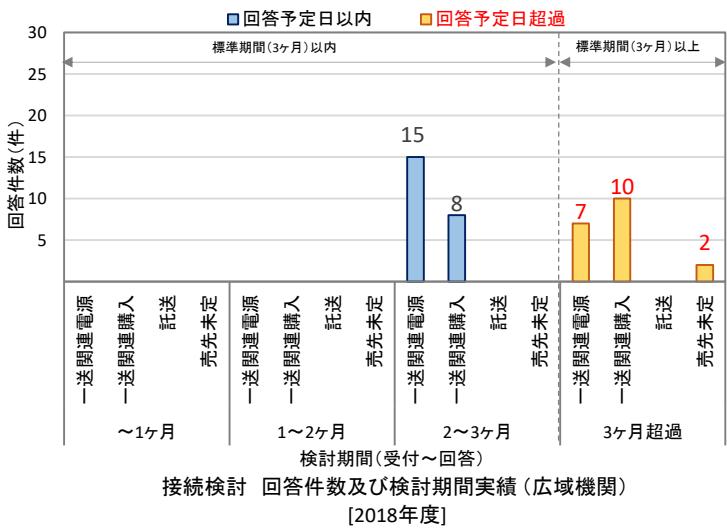


【年度累計】接続検討 電源種別割合(関西エリア)  
[2018年度]



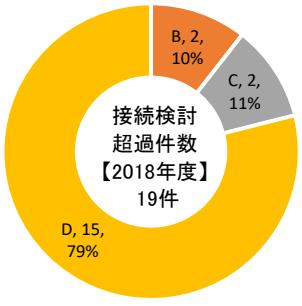


別紙4 接続検討 回答件数及び検討期間実績（広域機関、一般送配電事業者別）

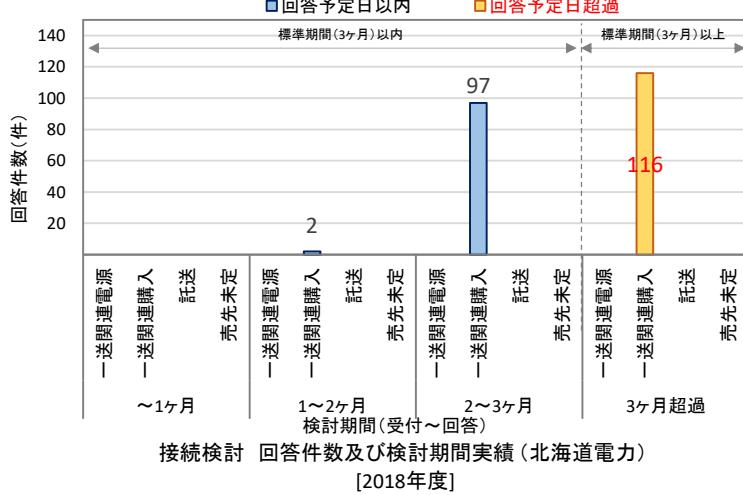


接続検討 回答件数及び検討期間実績（広域機関）  
[2018年度]

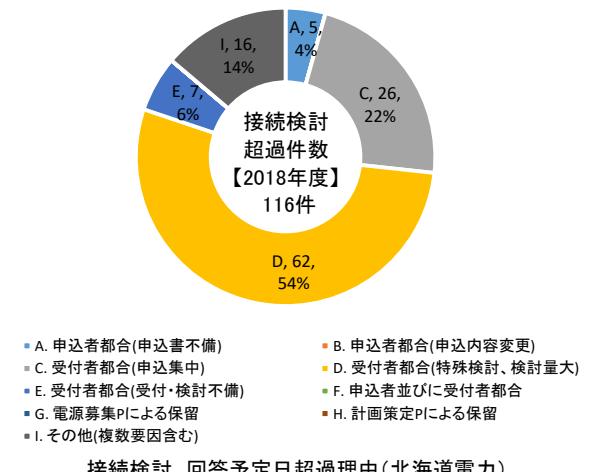
[円グラフ種別]  
上段左：超過理由、上段右：件数  
下段：割合(%)



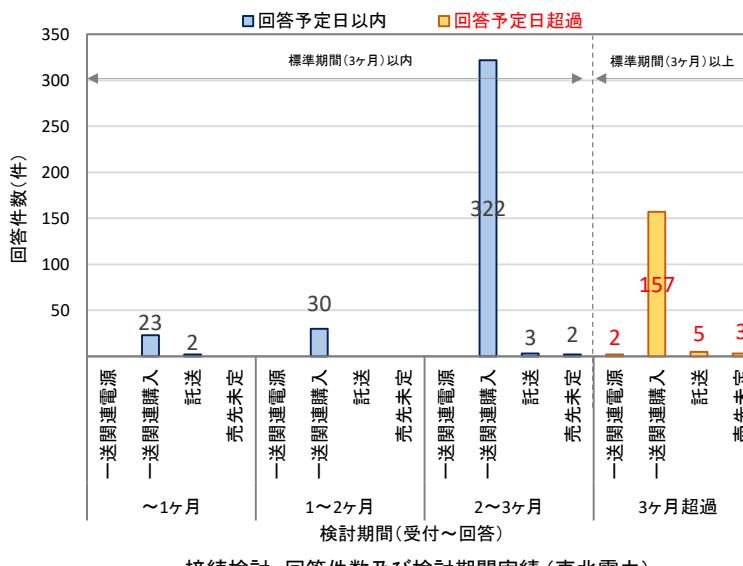
接続検討 回答予定日超過理由(広域機関)  
[2018年度]



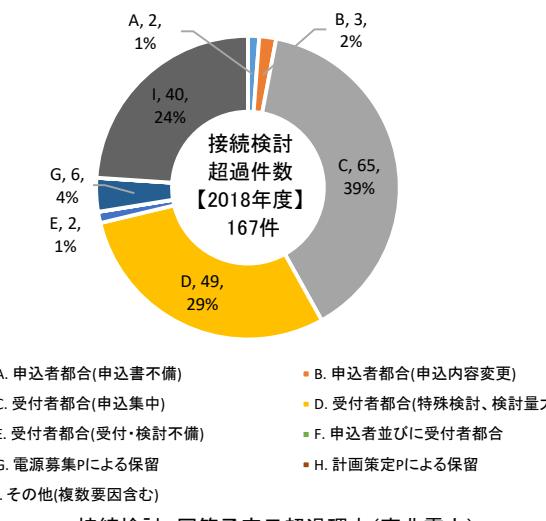
接続検討 回答件数及び検討期間実績（北海道電力）  
[2018年度]



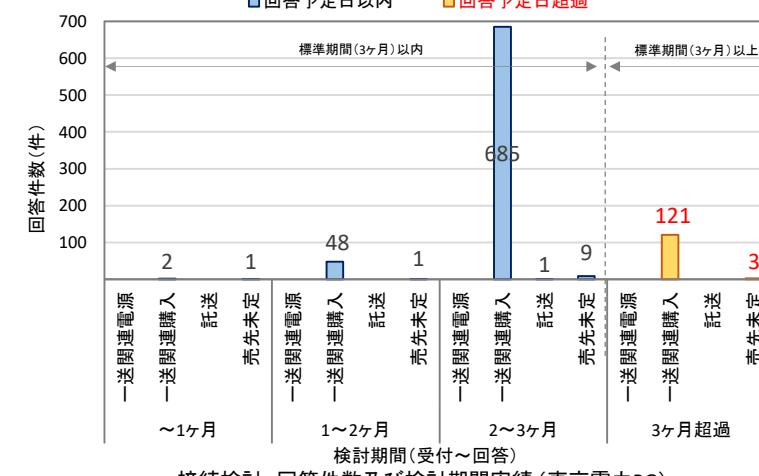
接続検討 回答予定日超過理由(東北電力)  
[2018年度]



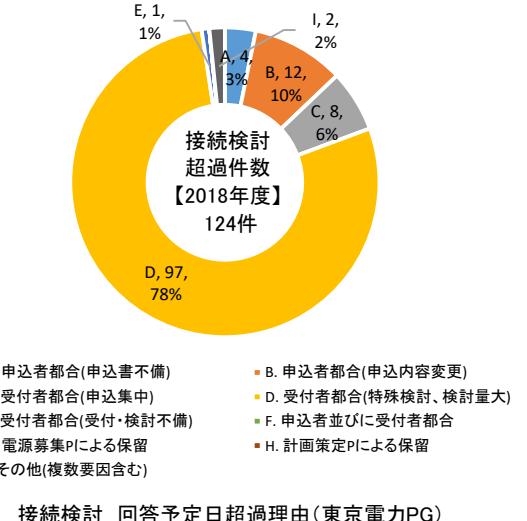
接続検討 回答件数及び検討期間実績（東北電力）  
[2018年度]



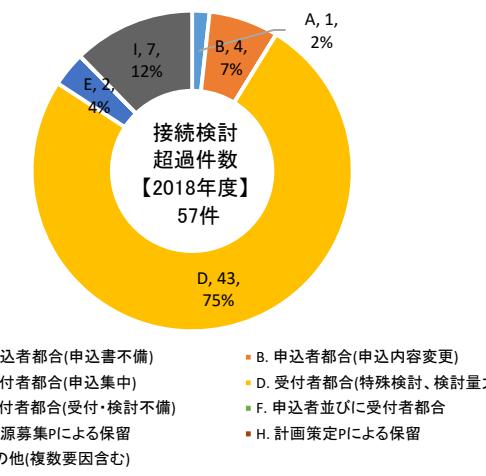
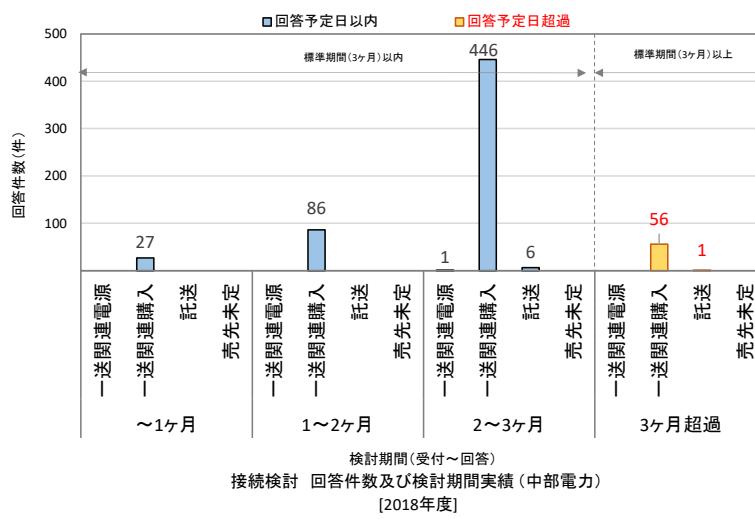
接続検討 回答予定日超過理由(東北電力)  
[2018年度]



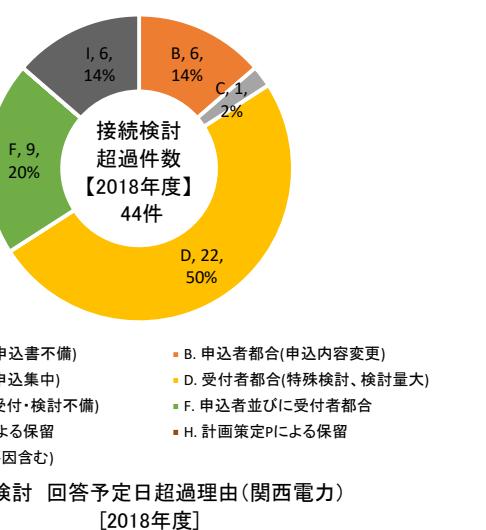
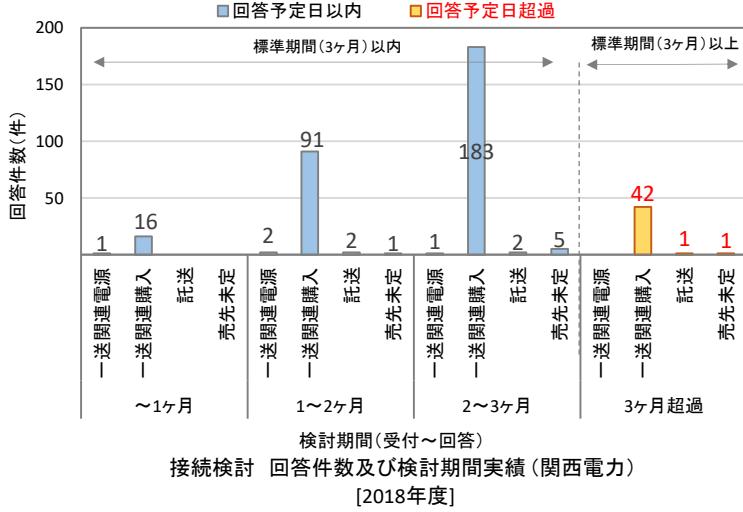
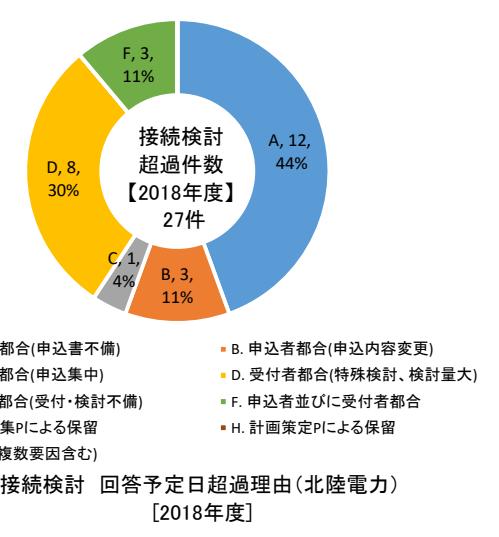
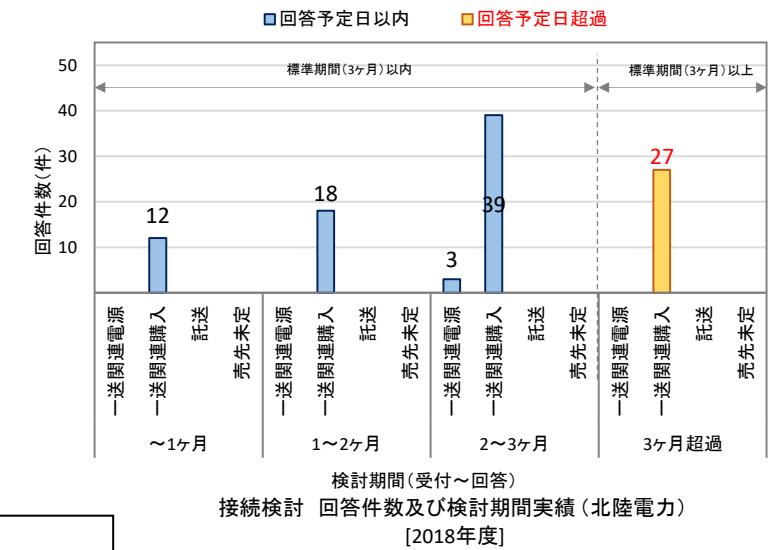
接続検討 回答件数及び検討期間実績（東京電力PG）  
[2018年度]



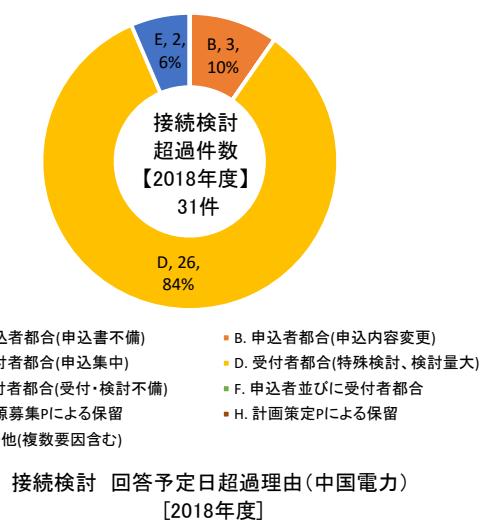
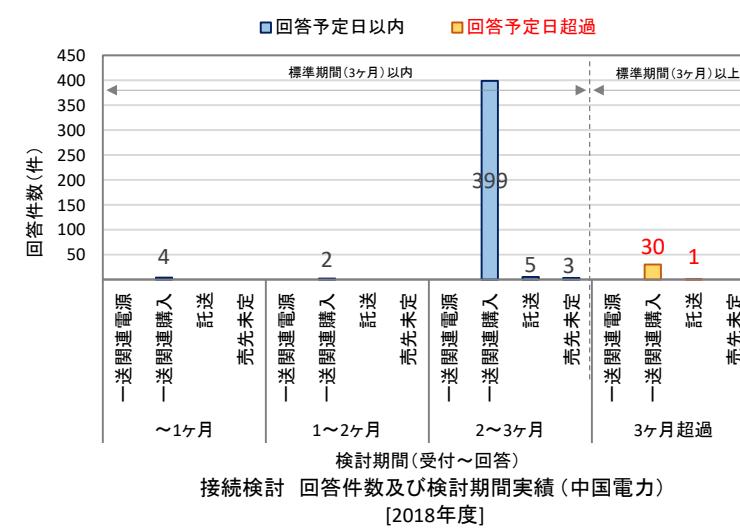
接続検討 回答予定日超過理由(東京電力PG)  
[2018年度]

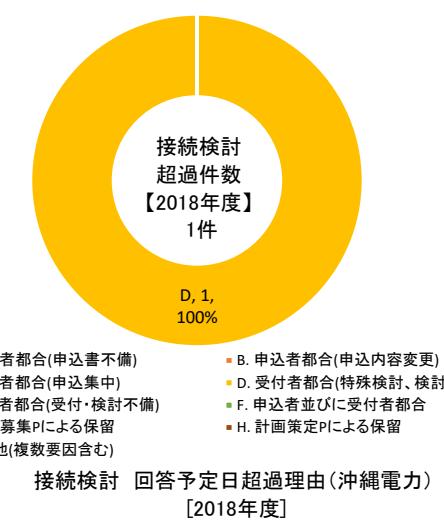
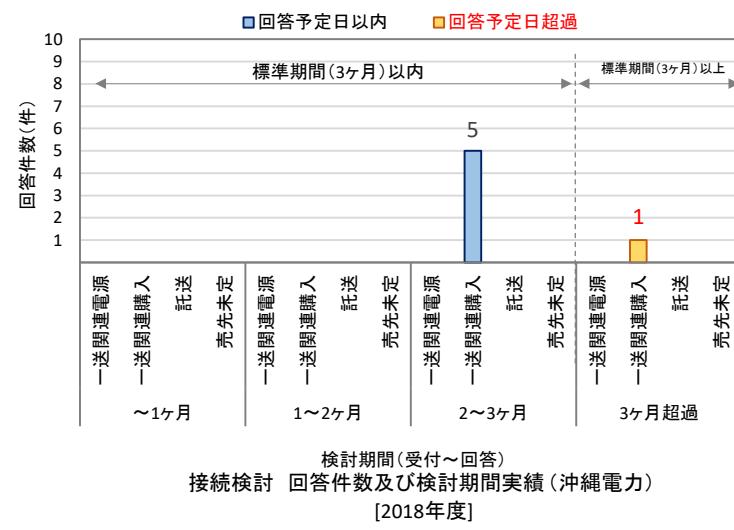
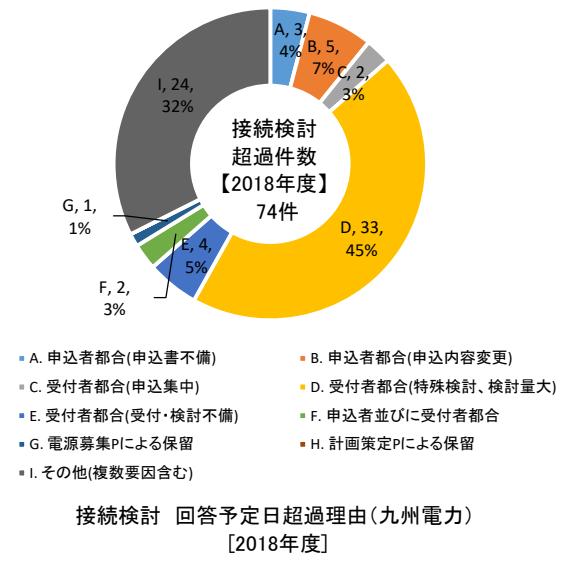
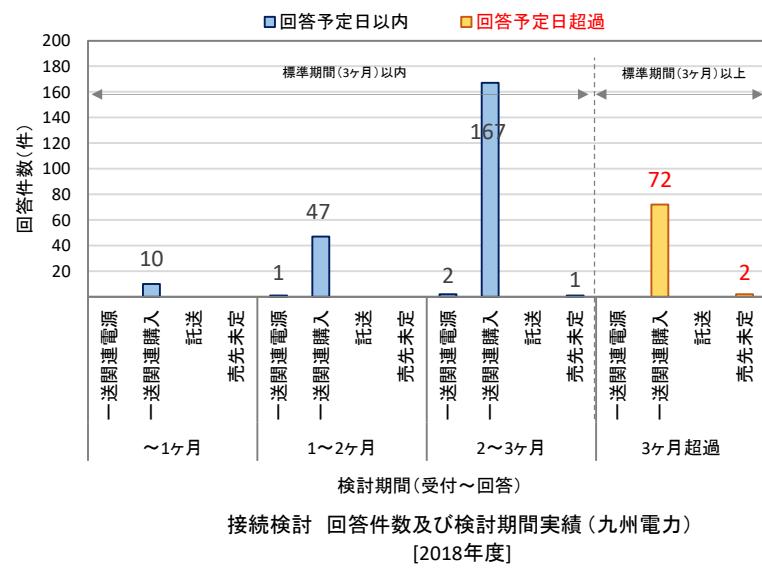
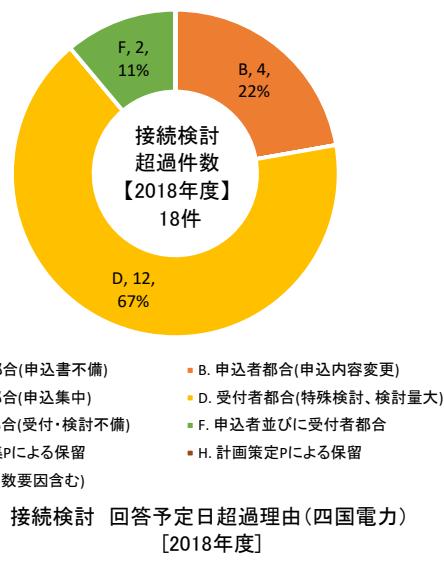
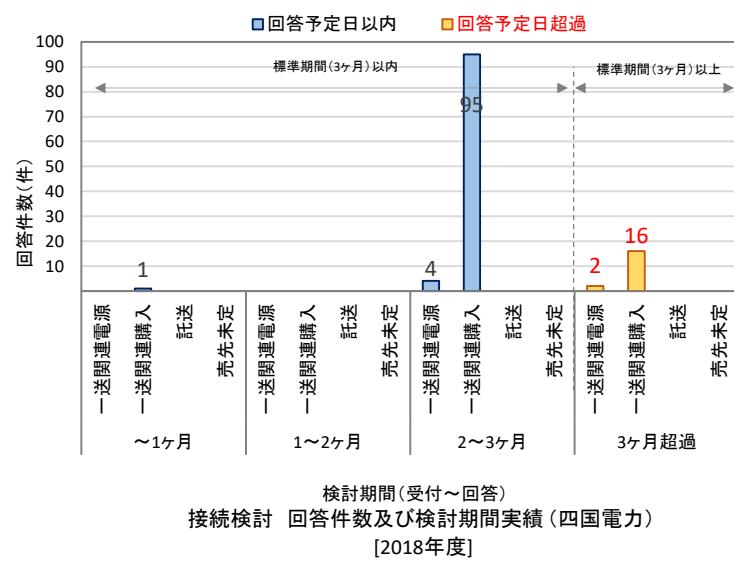


接続検討 回答予定日超過理由 (中部電力)  
[2018年度]



接続検討 回答予定日超過理由 (関西電力)  
[2018年度]

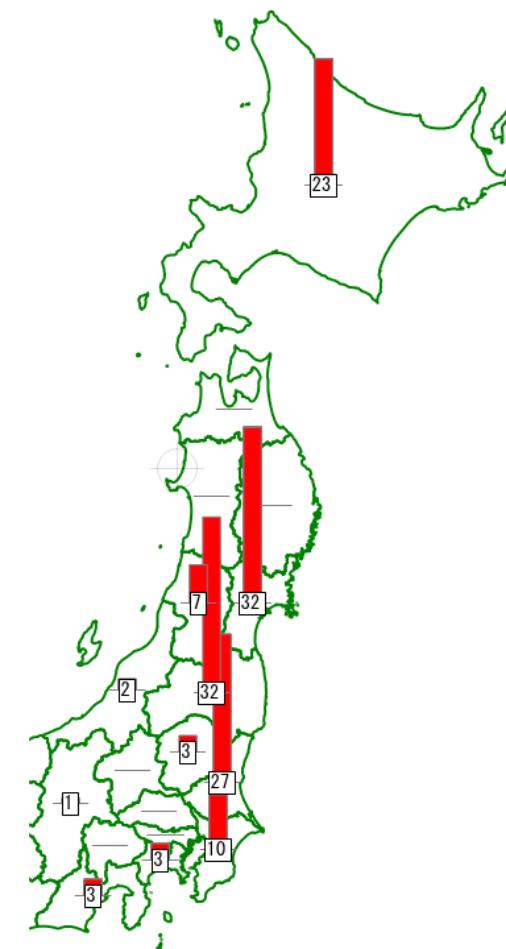




別紙5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）件数（2019年3月時点）

① 50 Hz エリア

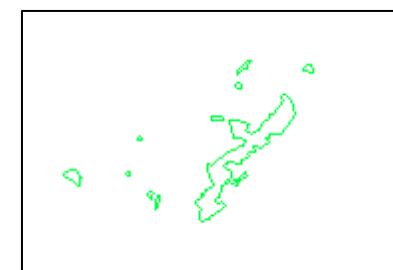
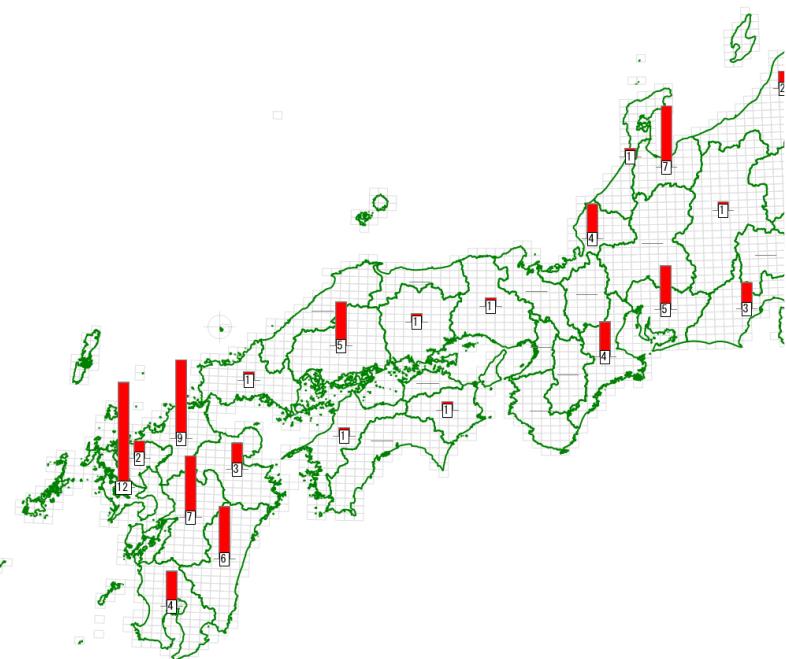
都道府県	検討継続中件数	主な要因
北海道	23	基幹系統増強や他接続検討の考慮が必要
青森	0	—
岩手	0	—
宮城	32	申込み輻輳による遅延 / 上位系統増強工事検討量大のため
秋田	0	—
山形	7	東北北部募集プロセスに係る増強工事分を加味した回答が必要となり、関係個所との調整が必要なため
福島	32	申込み輻輳による遅延
新潟	2	想定潮流の合理化およびN-1電制適用のため
茨城	27	申込み後に申込内容の変更等を行ったため
栃木	3	事業者による不足資料のため / 配電線容量超過のため検討規模大
群馬	0	—
埼玉	0	—
千葉	10	特殊検討による検討量大
東京	0	—
神奈川	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 60 Hz 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み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	



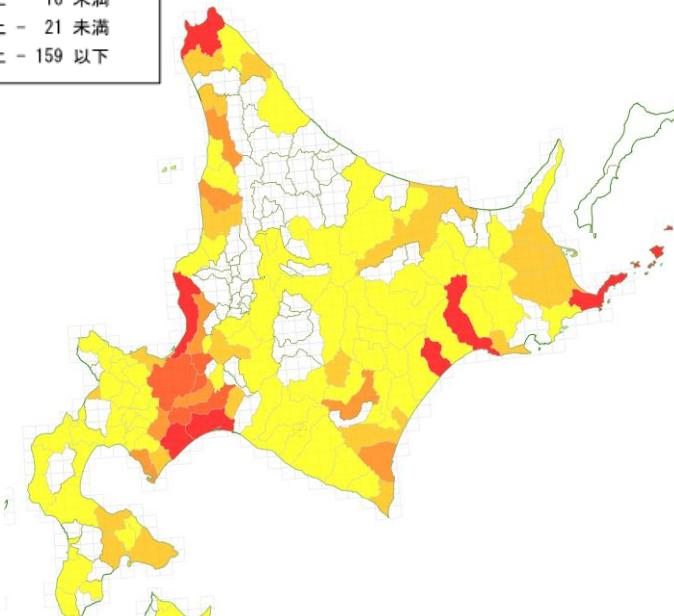
## 別紙6 電源接続案件募集プロセス エリア別市町村の状況

### 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。

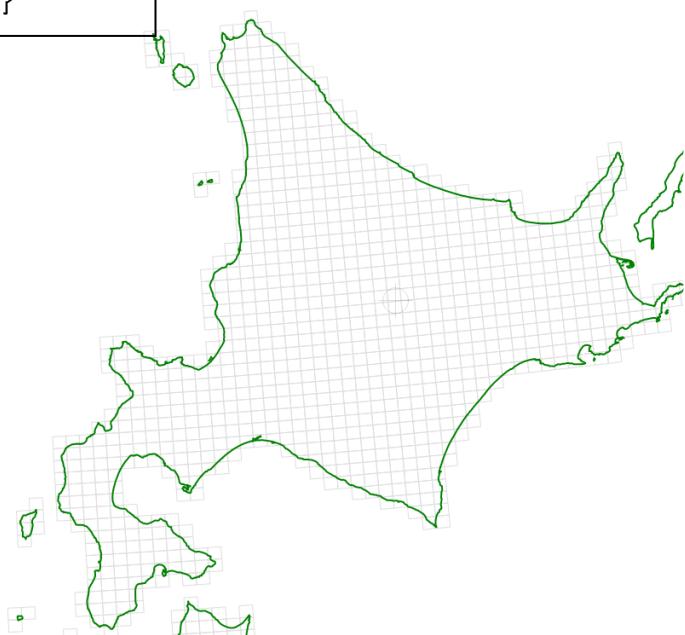


#### 【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

※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。

##### 電源募集プロセス実施状況

- 実施中
- 完了



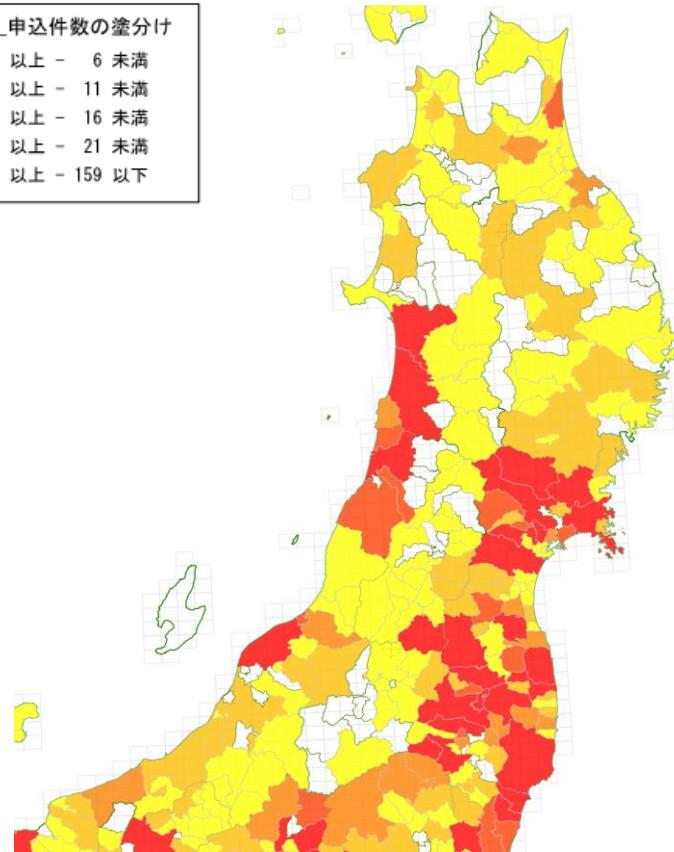
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

## ② 東北エリア

### 【接続検討の申込件数マップ】

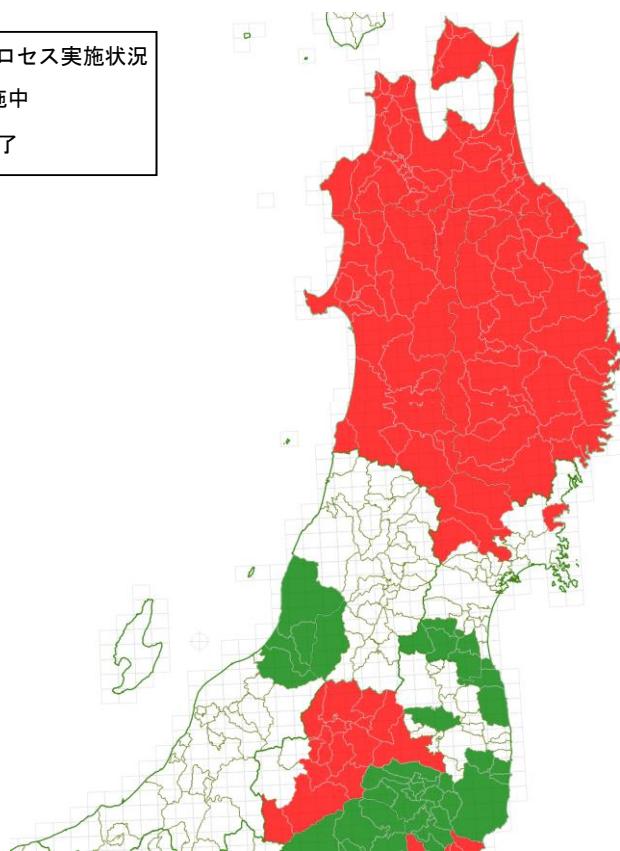
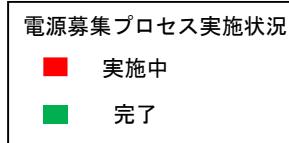
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



### 【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。



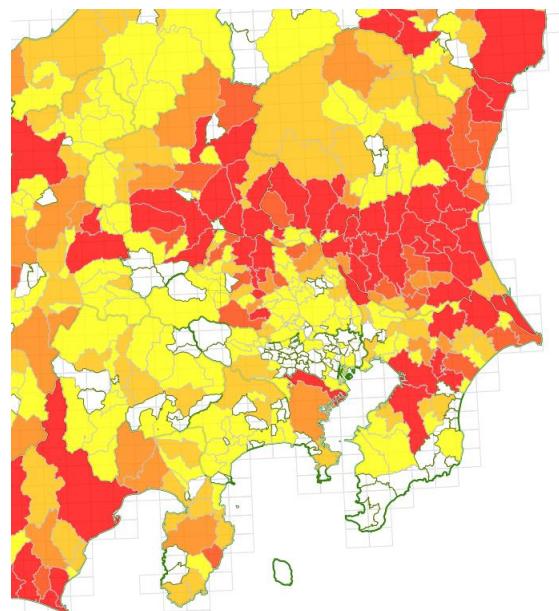
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

### ③東京エリア

#### 【接続検討の申込件数マップ】

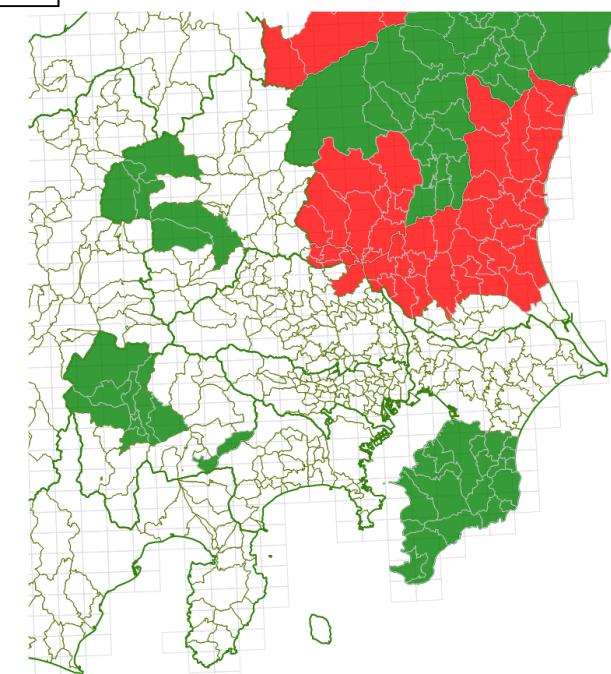
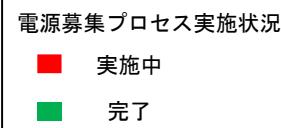
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



#### 【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。

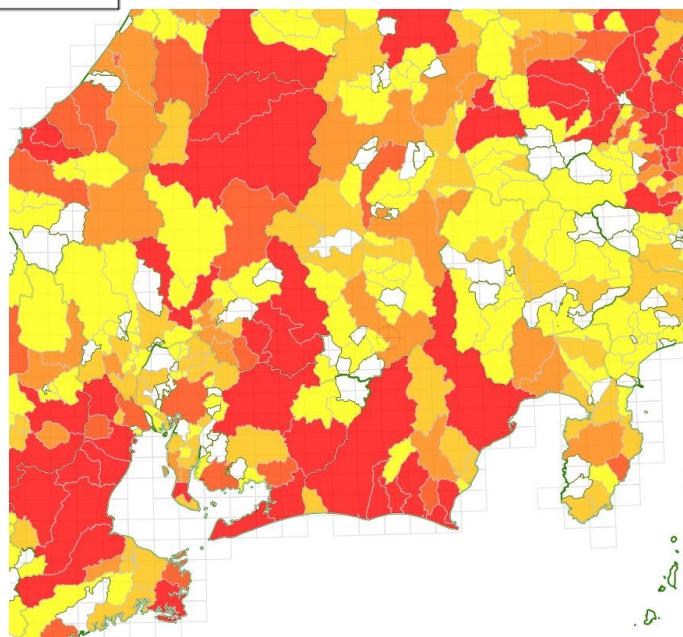
④中部エリア

【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。

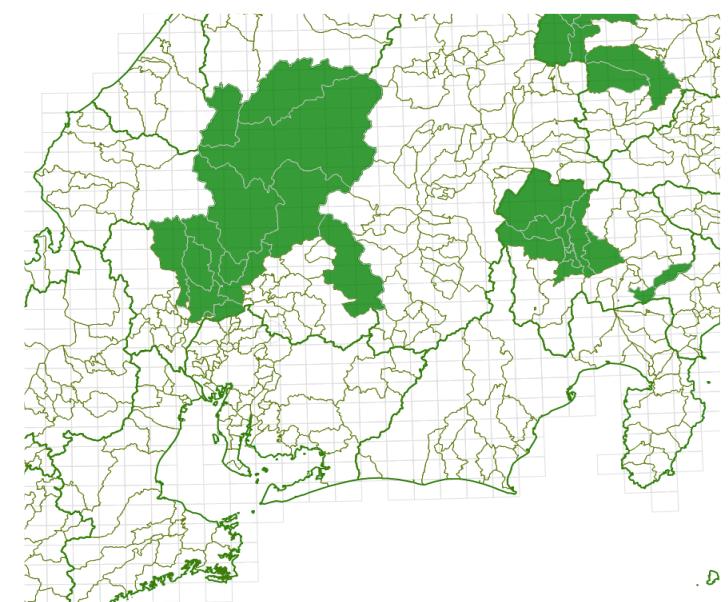
接続検討_申込件数の塗分け	
■	1 以上 - 6 未満
■	6 以上 - 11 未満
■	11 以上 - 16 未満
■	16 以上 - 21 未満
■	21 以上 - 159 以下



【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



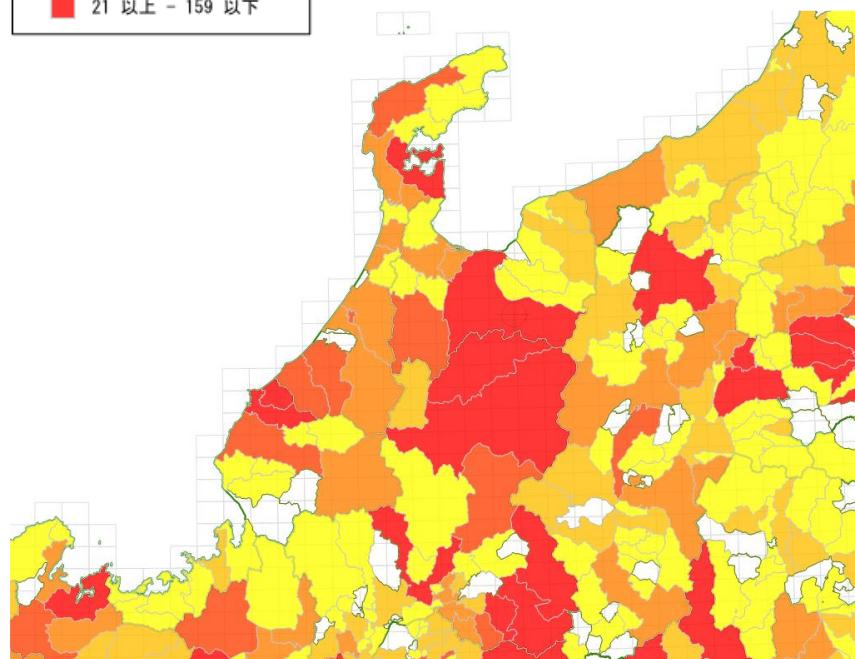
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

## ⑤北陸エリア

### 【接続検討の申込件数マップ】

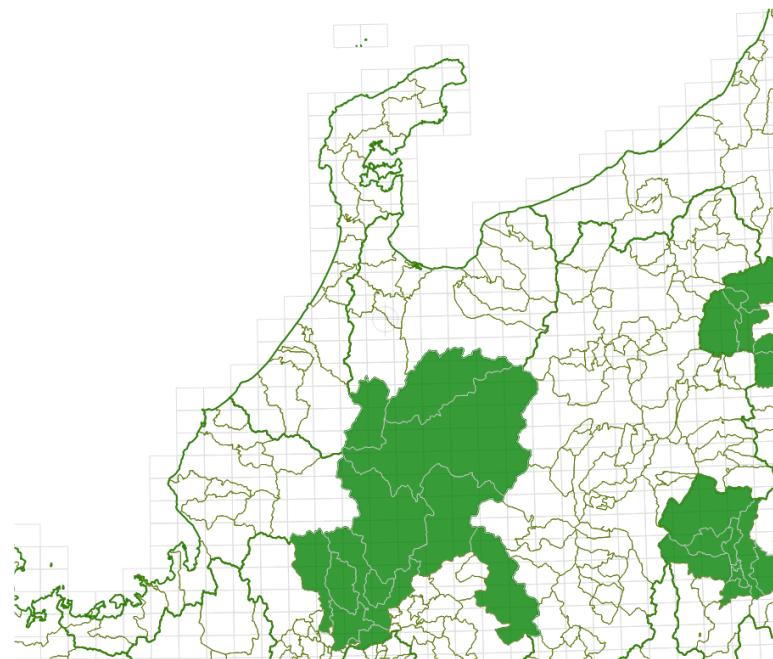
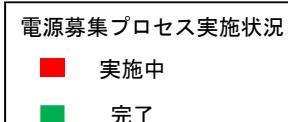
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※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。



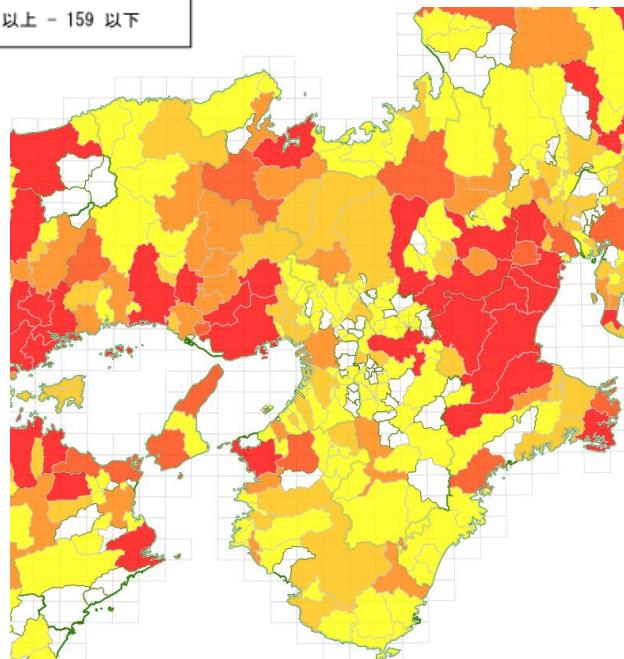
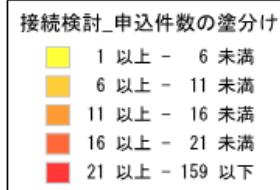
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

## ⑥関西エリア

### 【接続検討の申込件数マップ】

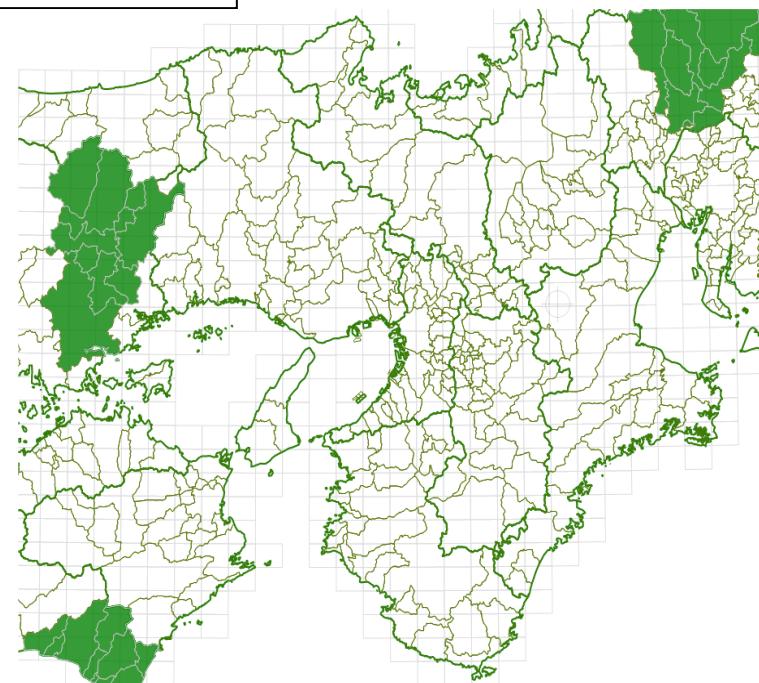
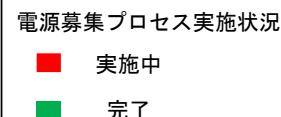
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



### 【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。



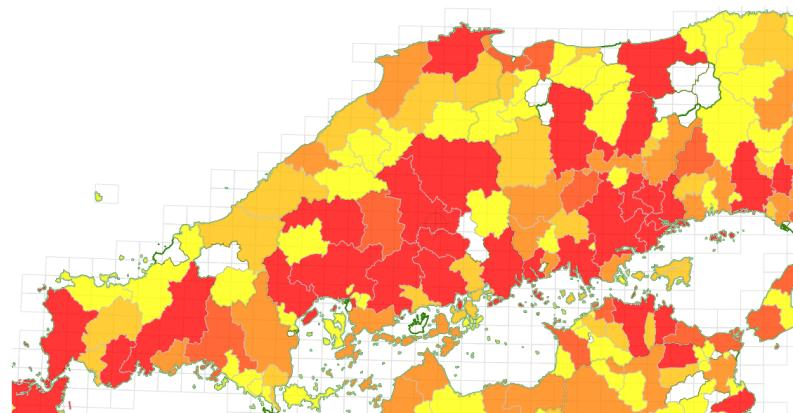
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

## ⑦中国エリア

### 【接続検討の申込件数マップ】

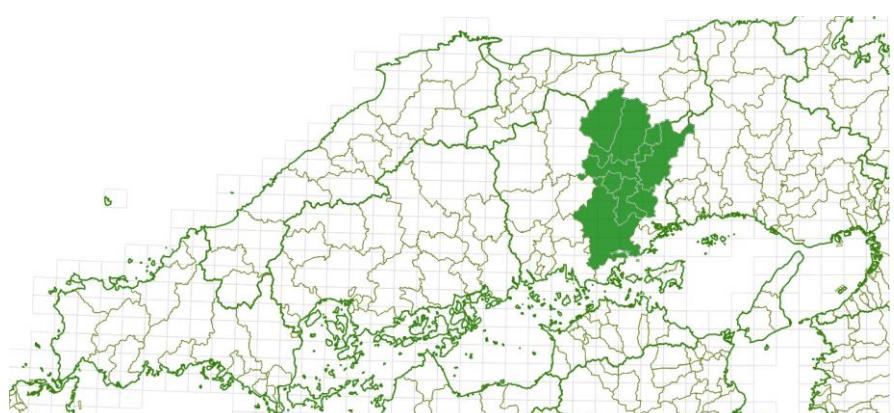
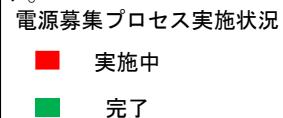
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



### 【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。



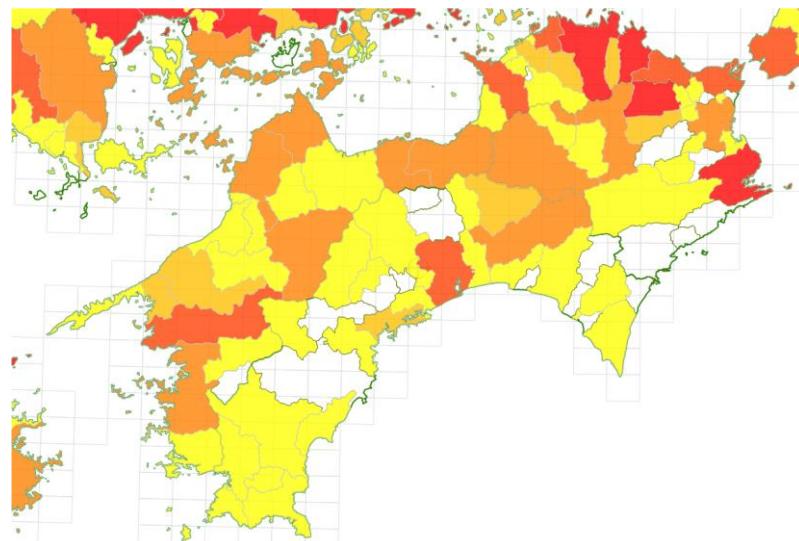
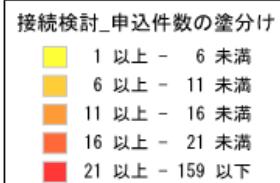
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

## ⑧四国エリア

### 【接続検討の申込件数マップ】

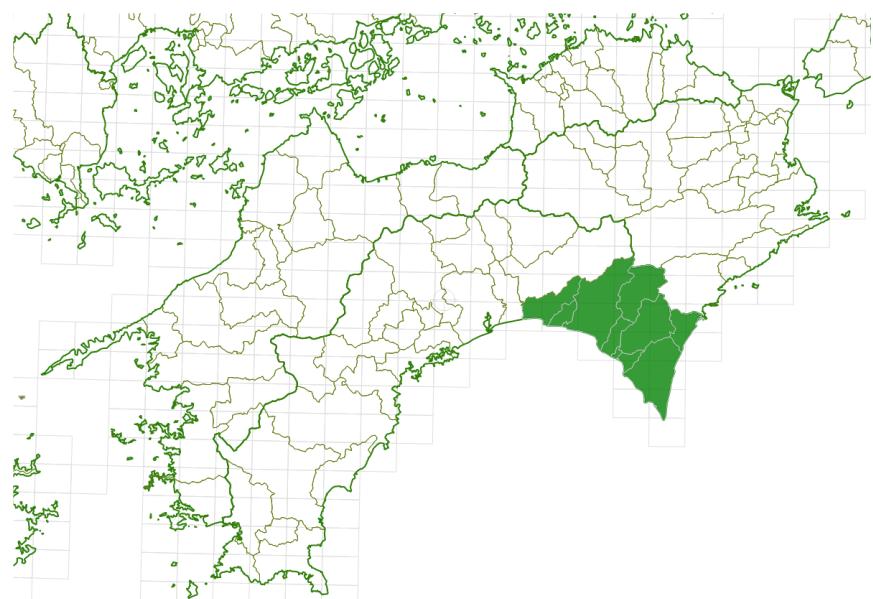
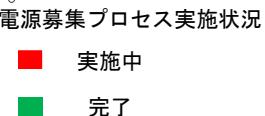
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



### 【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。



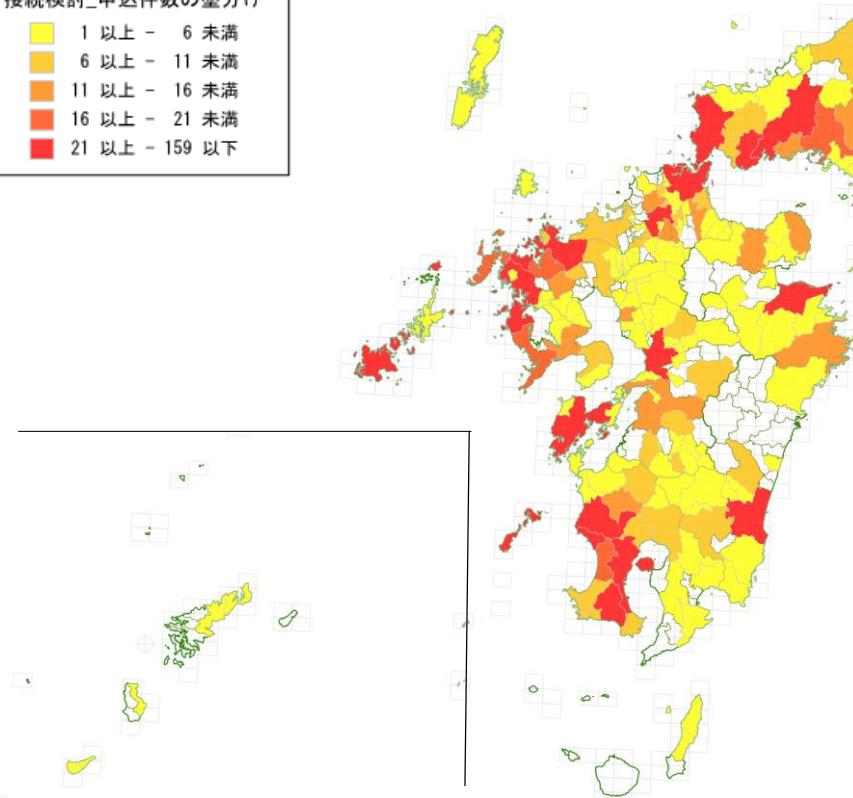
※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

## ⑨九州エリア

### 【接続検討の申込件数マップ】

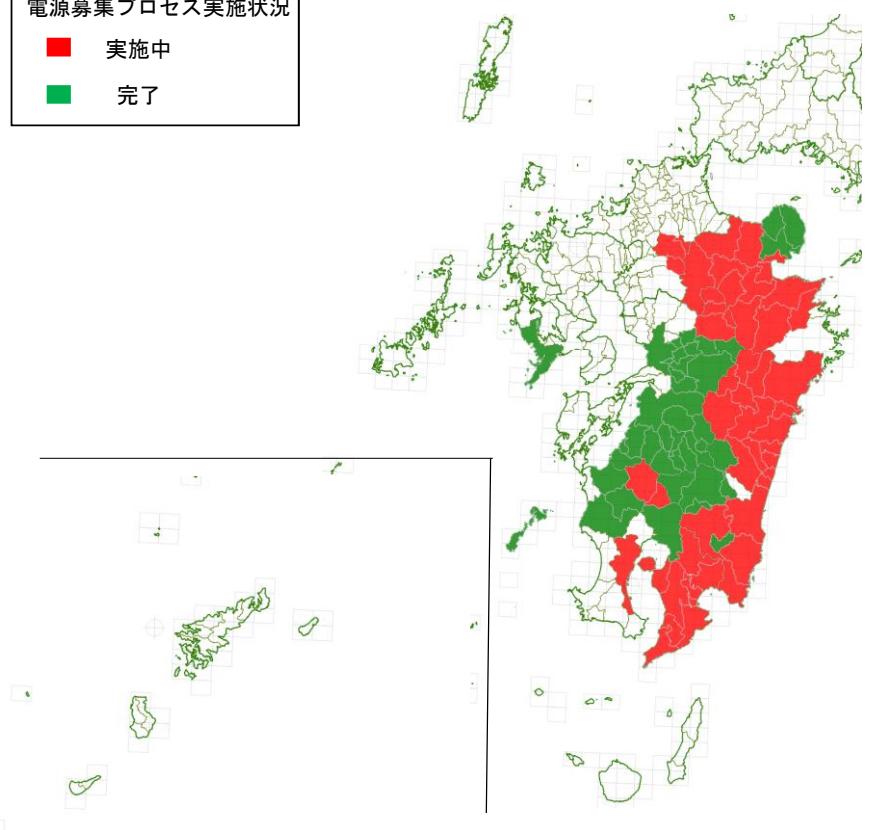
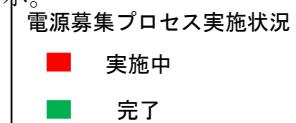
※接続検討における電源設置場所の市町村に件数を表示。

※申込件数は、2015年4月からの累計値。



### 【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。

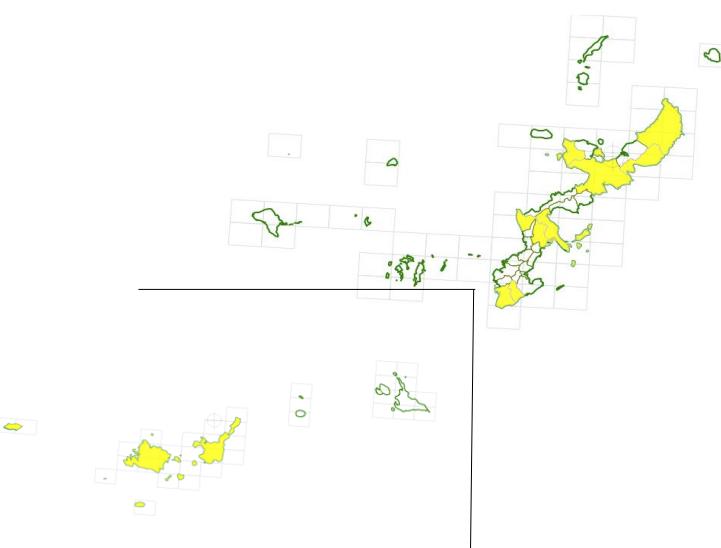
## ⑩沖縄エリア

### 【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。

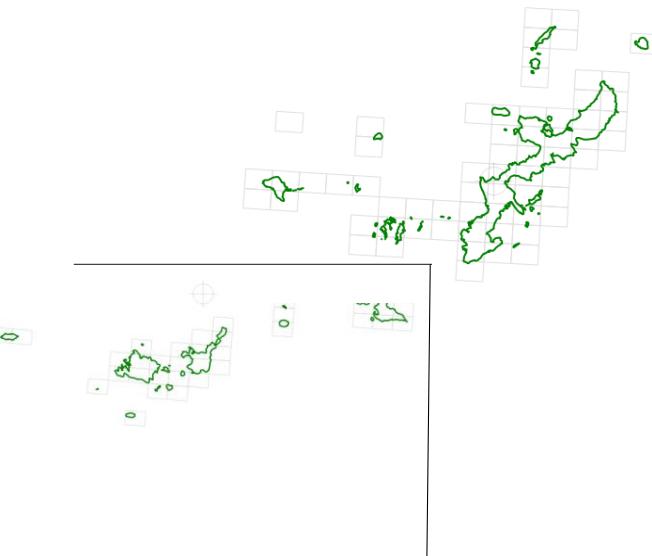
接続検討_申込件数の塗分け	
■	1 以上 - 6 未満
■	6 以上 - 11 未満
■	11 以上 - 16 未満
■	16 以上 - 21 未満
■	21 以上 - 159 以下



### 【電源接続案件募集プロセス実施中マップ】

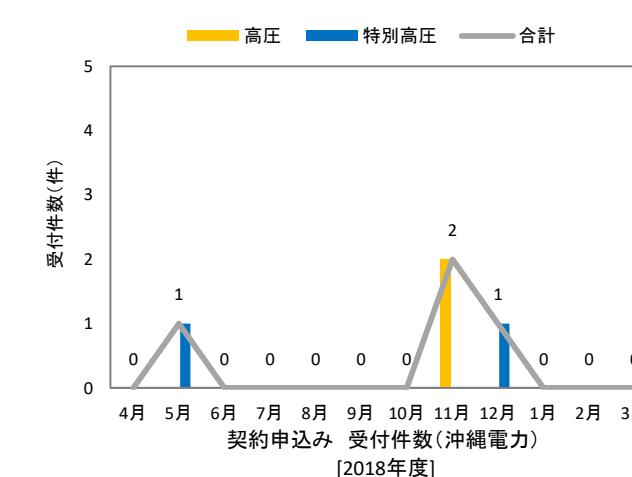
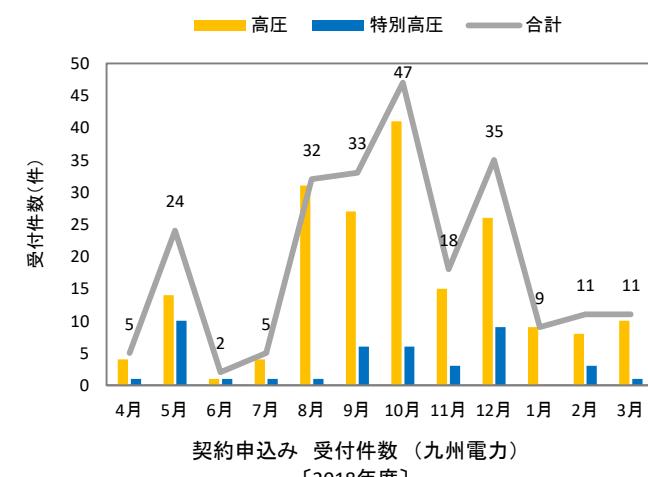
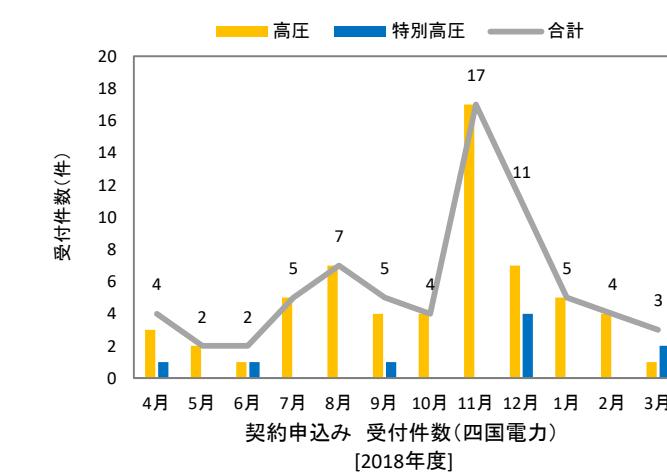
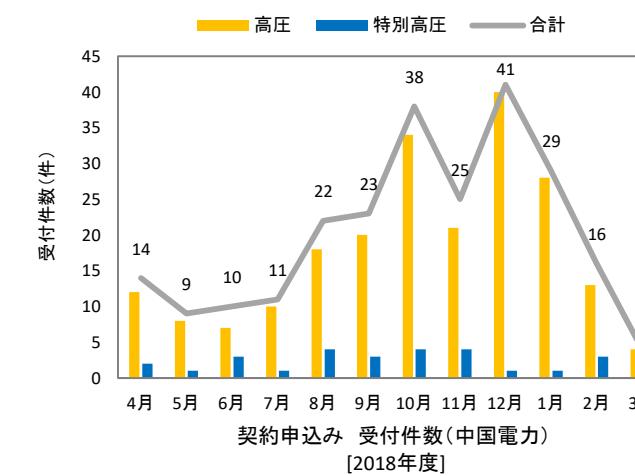
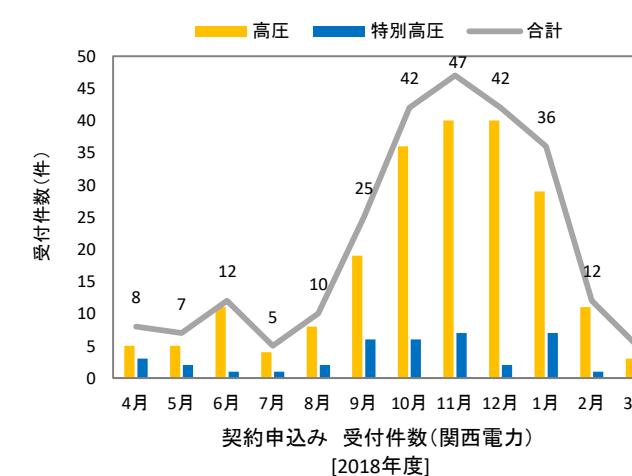
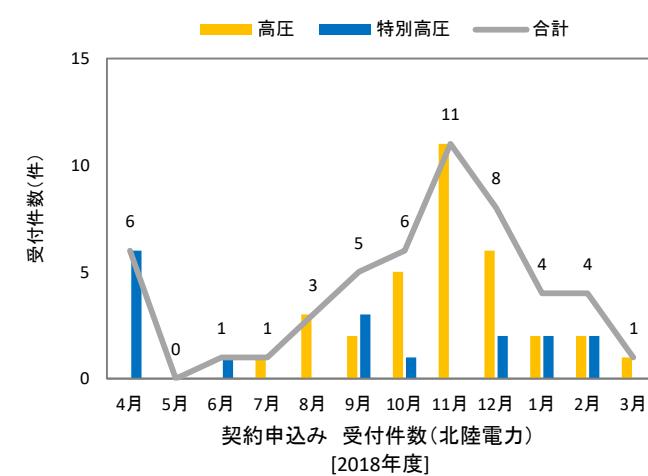
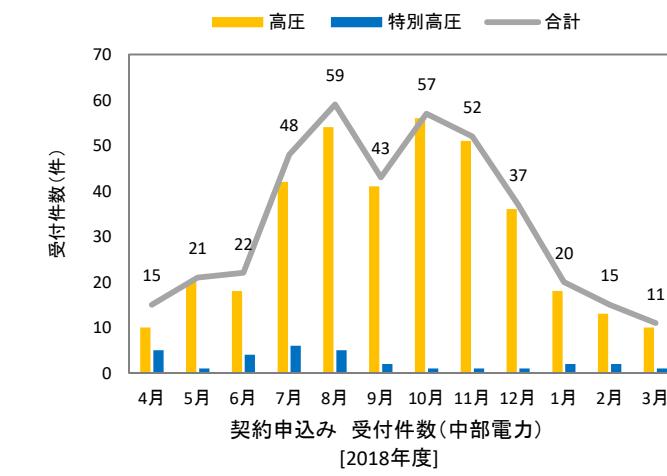
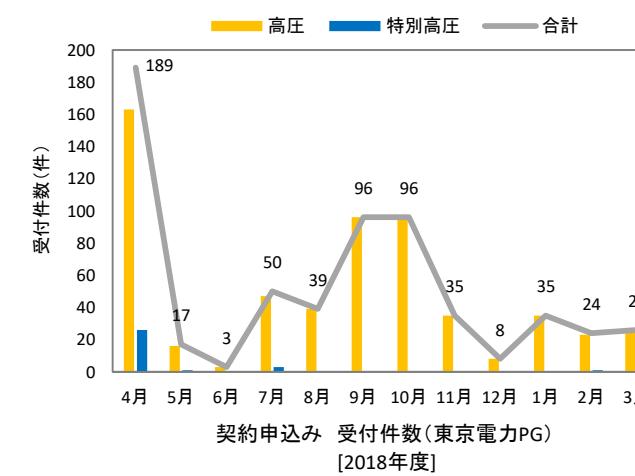
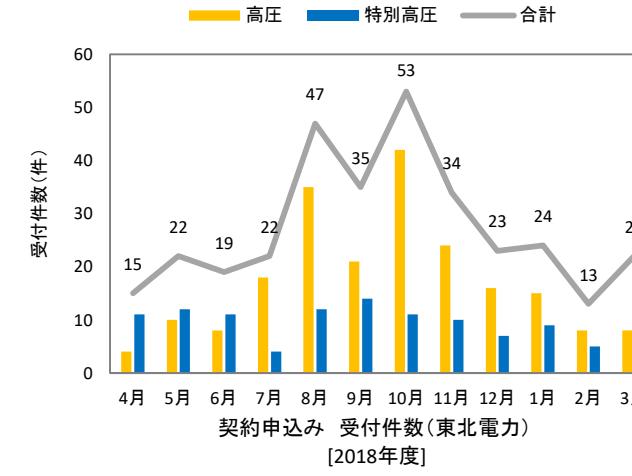
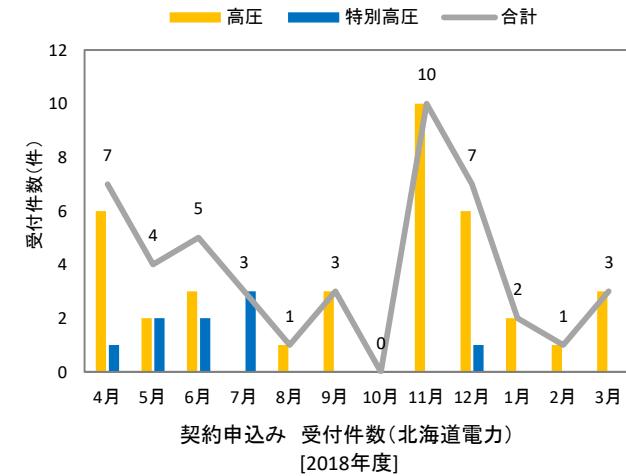
※募集要綱が決定され、現在、実施中の募集対象エリア（市町村）を表

電源募集プロセス実施状況	
■	実施中
■	完了

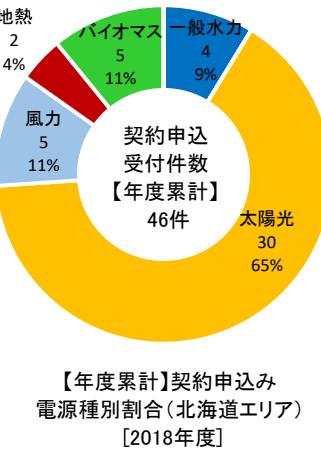
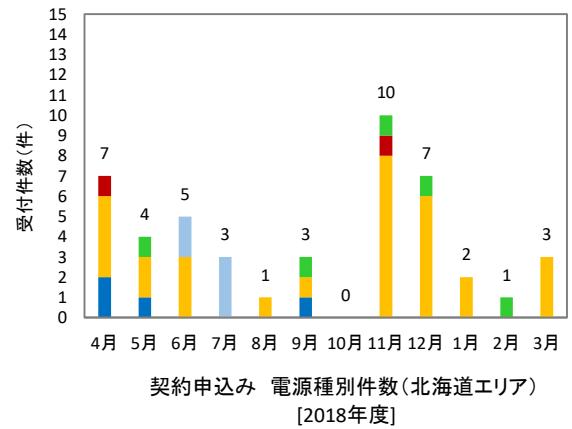


※ここでは、市町村単位でマッピングしているため、募集要綱における募集対象エリア図の表記と一部異なる場合がある。  
詳細については、各募集要綱を参照。

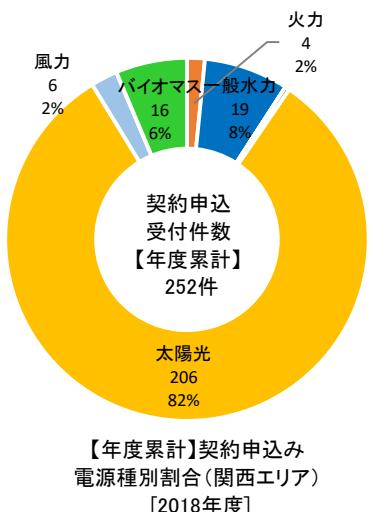
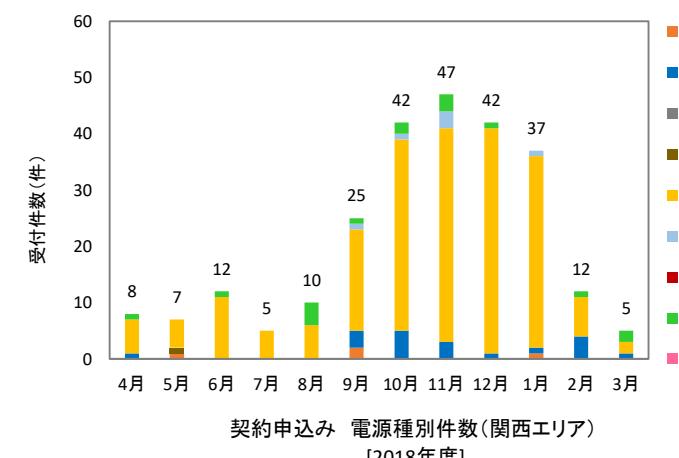
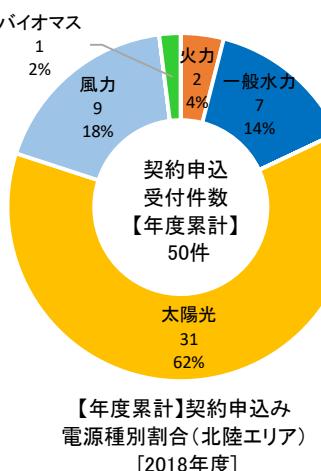
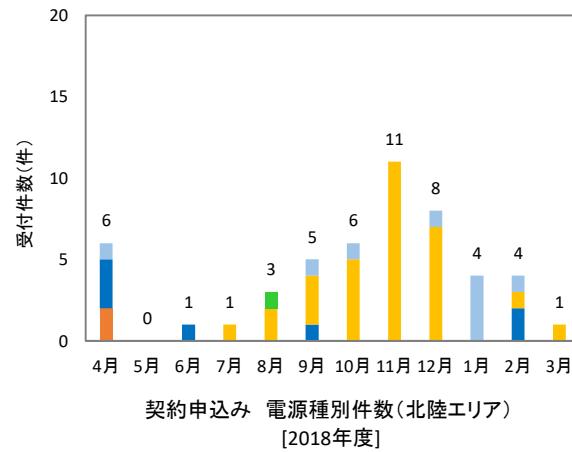
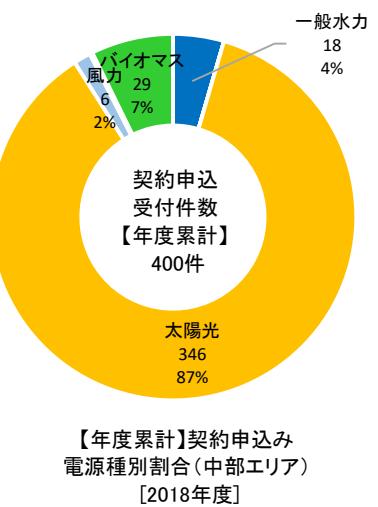
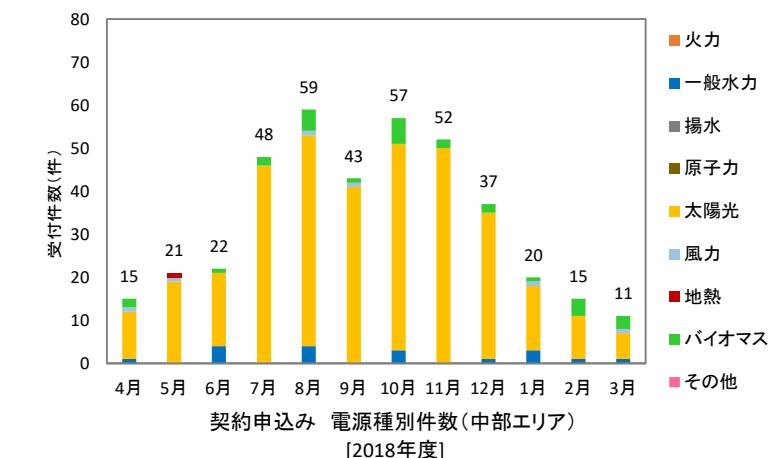
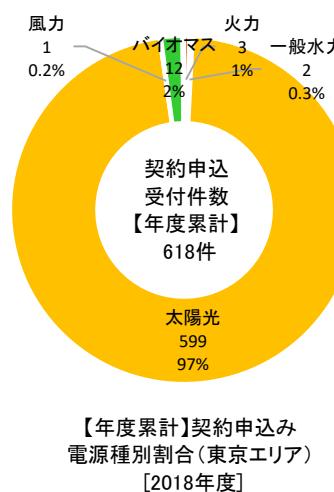
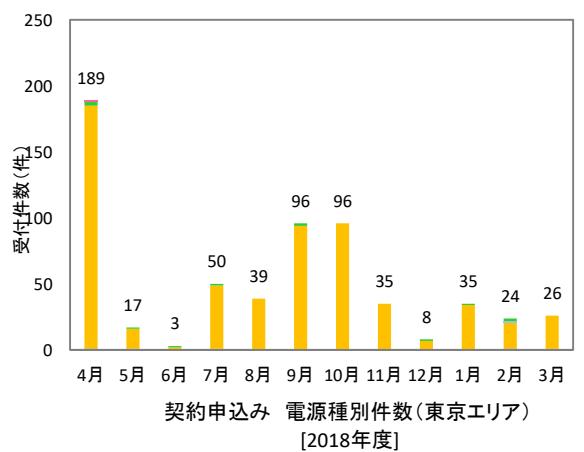
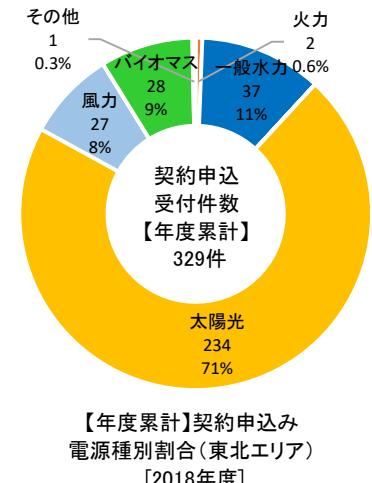
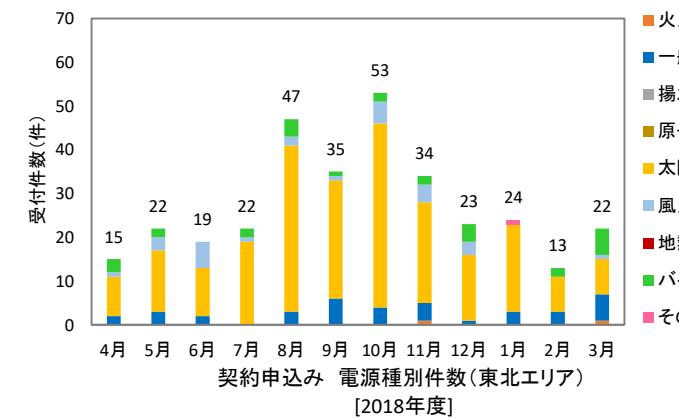
別紙7 契約申込み 受付件数月別推移（一般送配電事業者別）

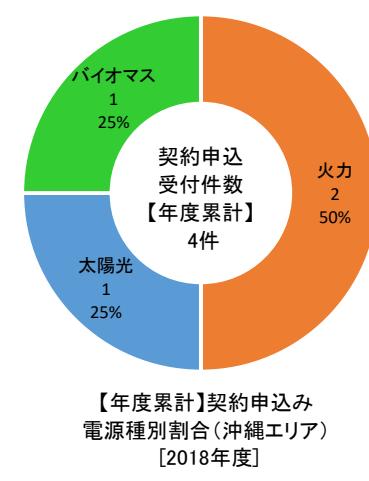
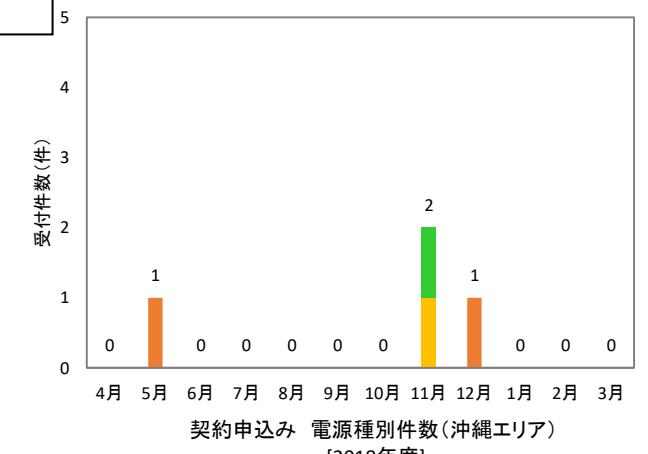
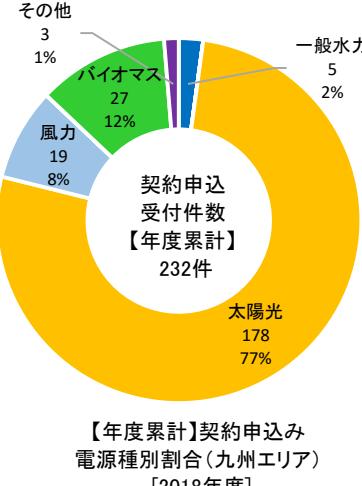
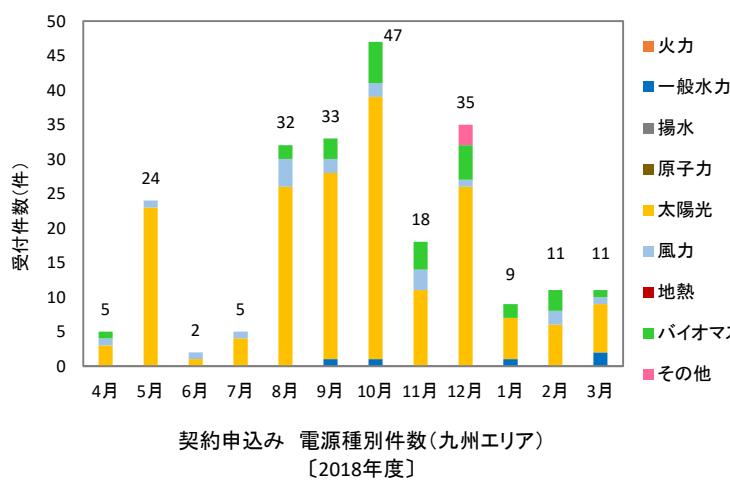
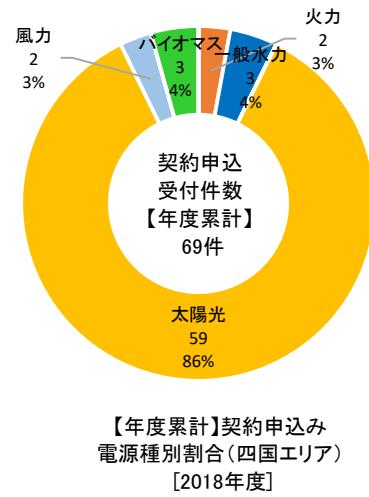
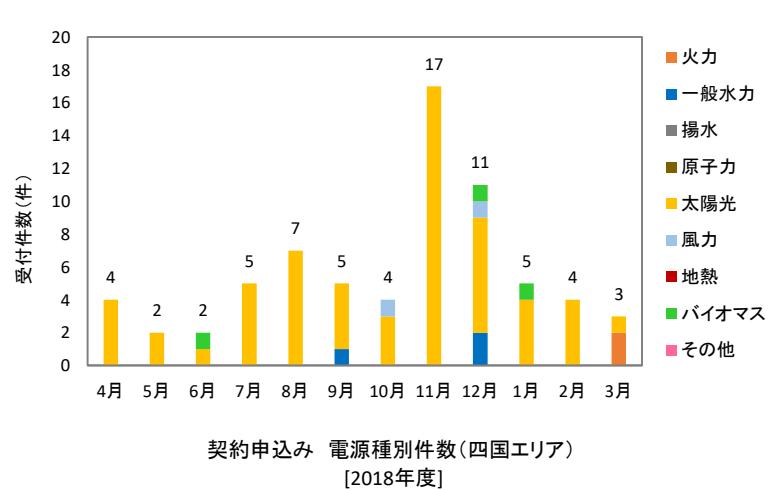
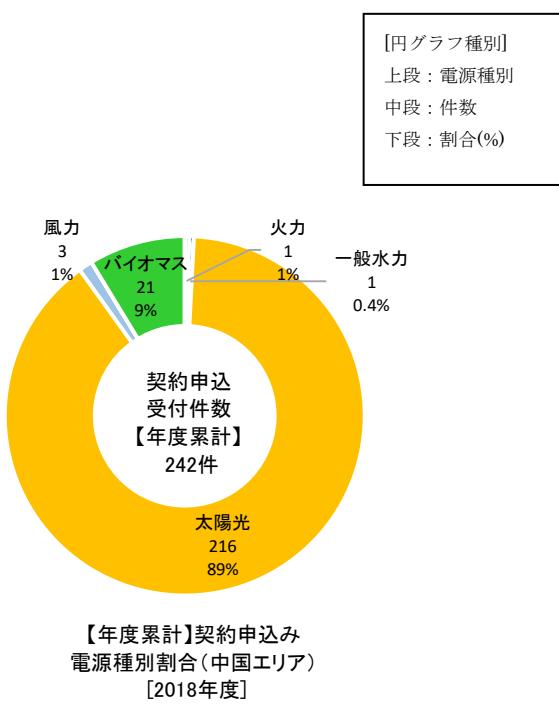
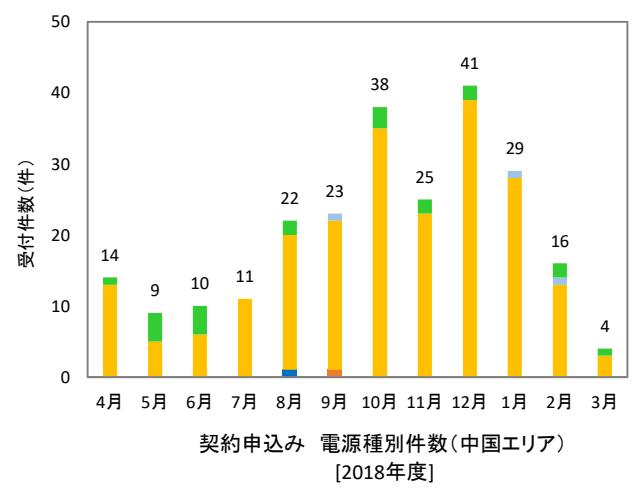


別紙8 契約申込み 電源種別件数の月別推移および電源種別割合（エリア別）

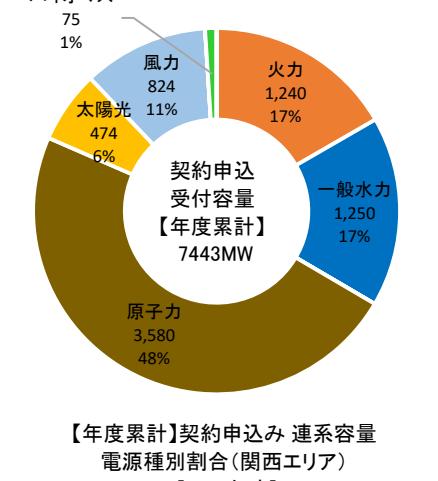
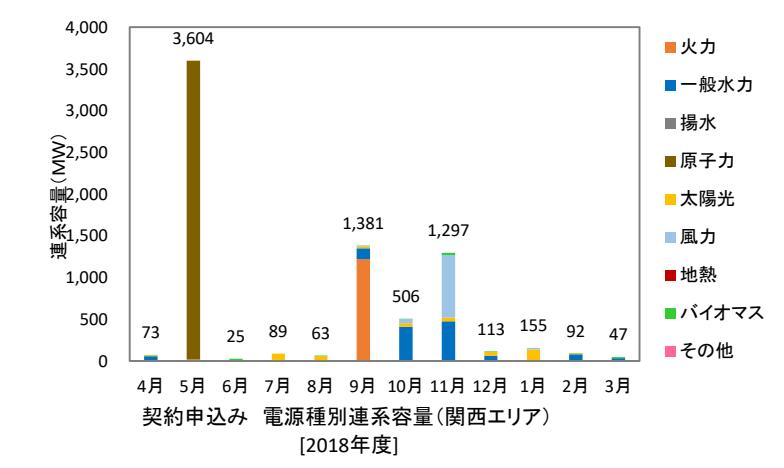
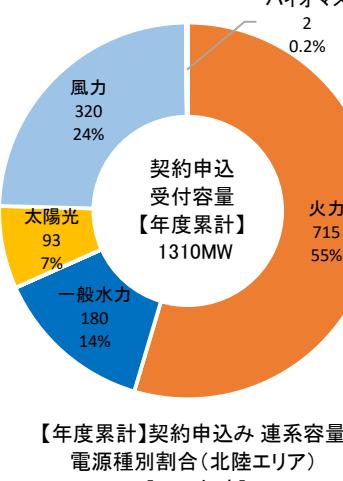
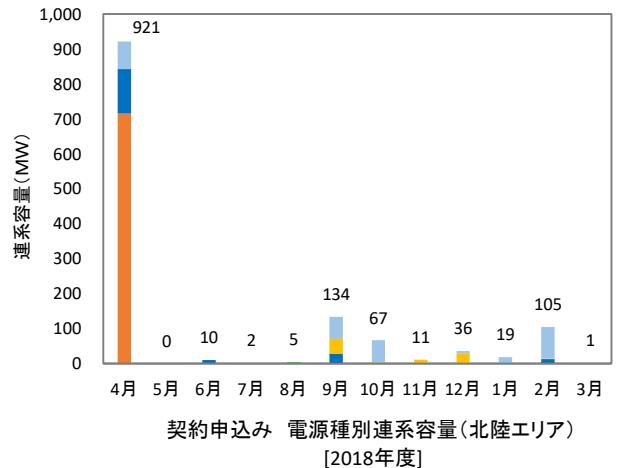
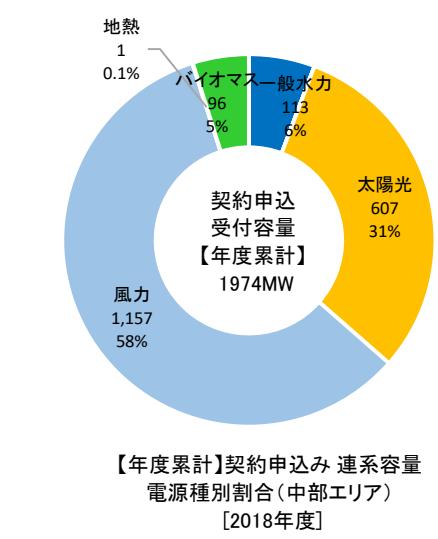
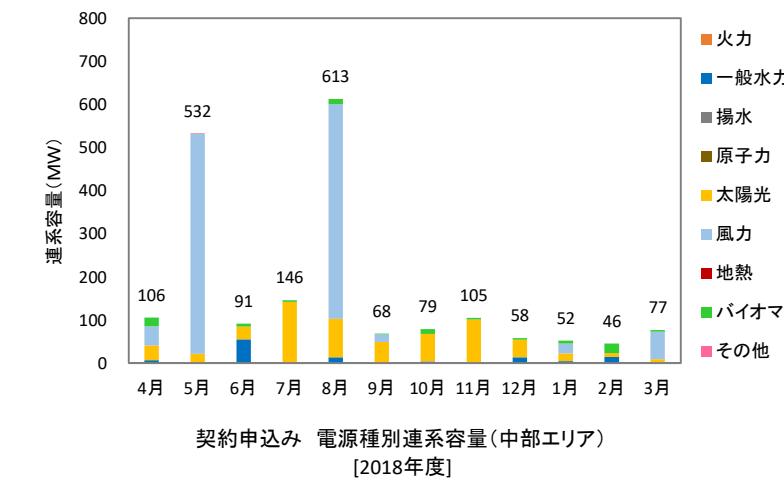
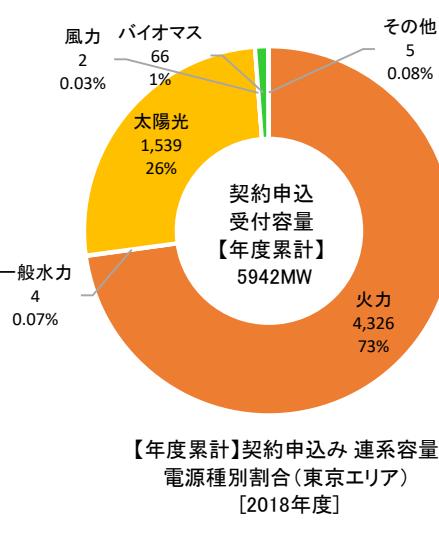
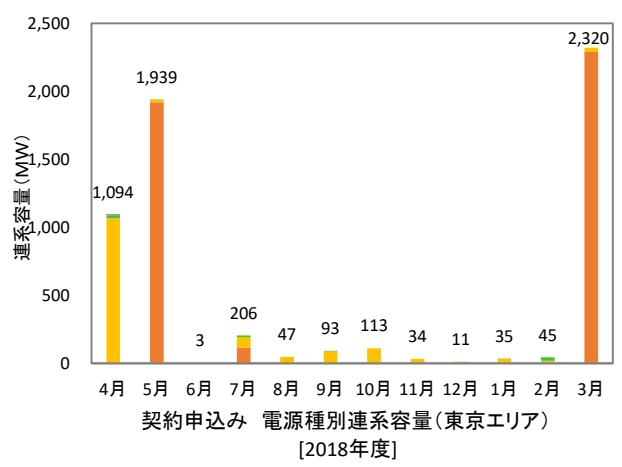
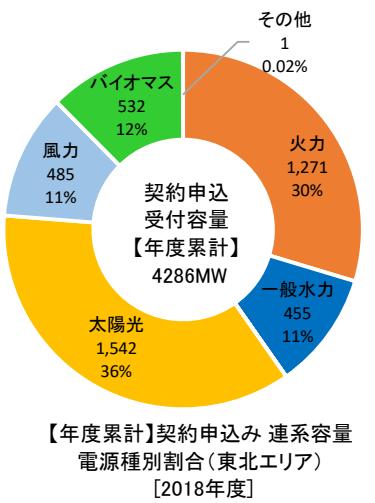
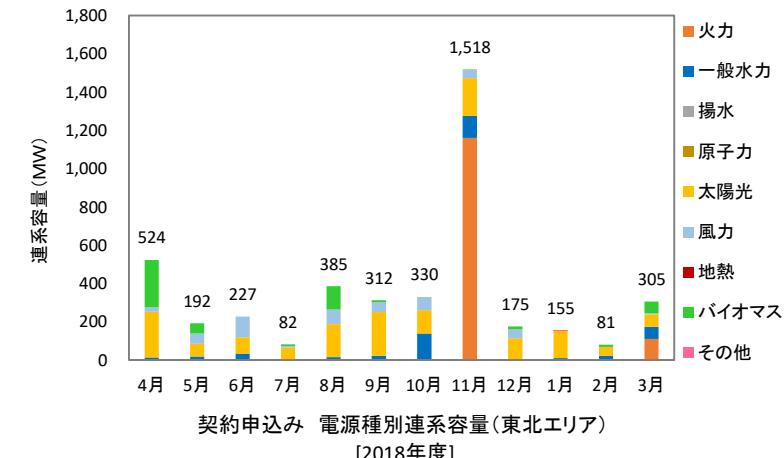
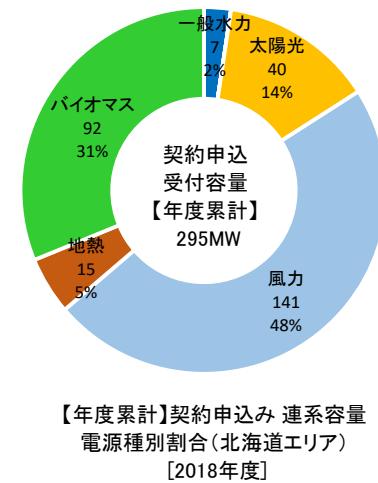
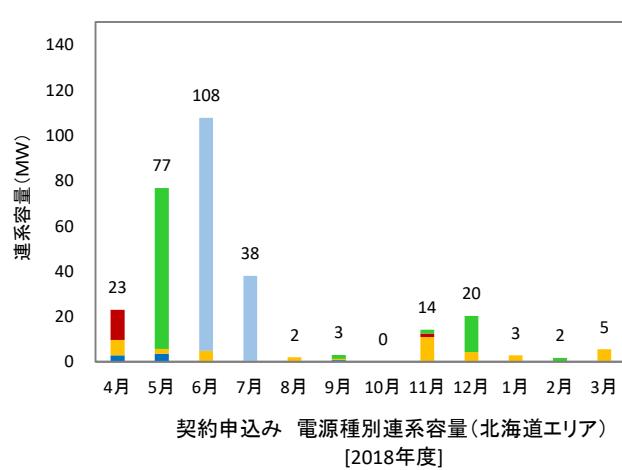


[円グラフ種別]  
上段：電源種別  
中段：件数  
下段：割合(%)



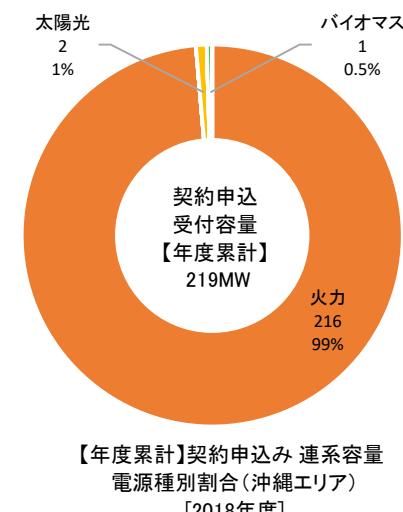
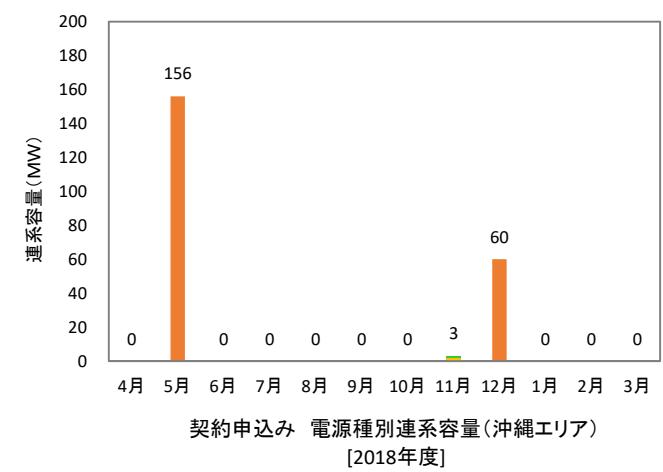
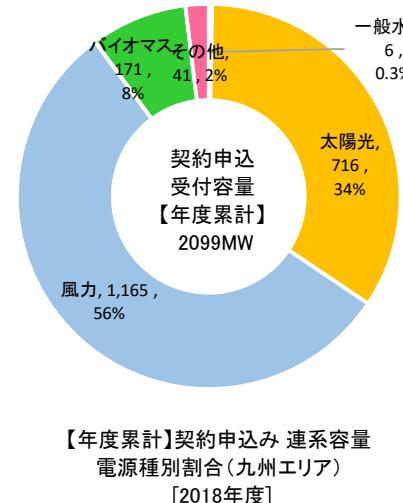
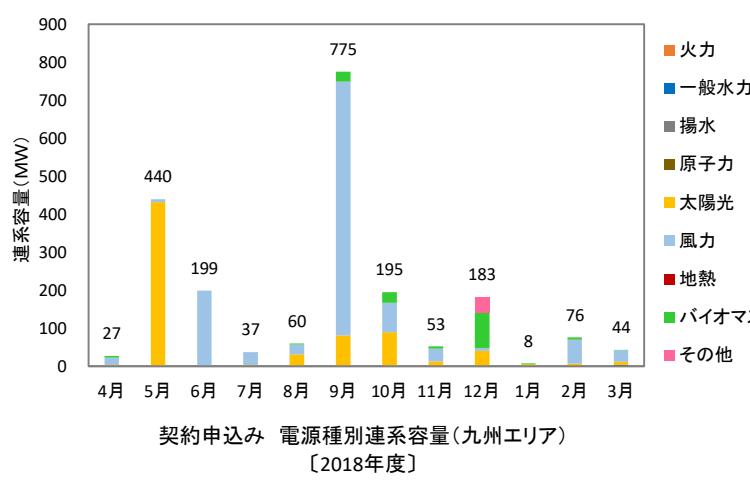
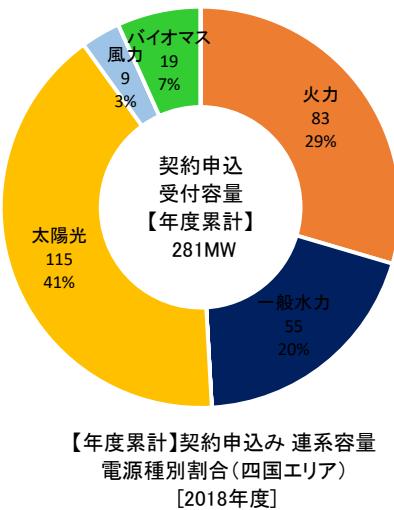
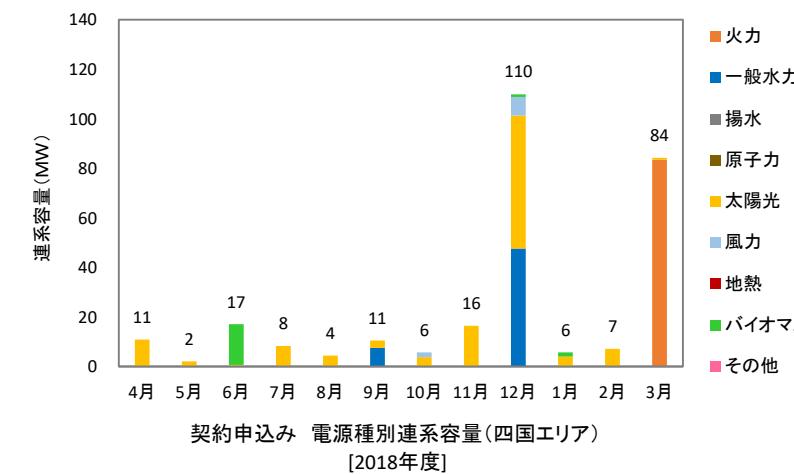
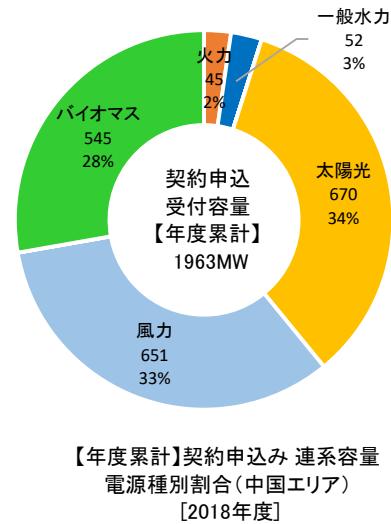
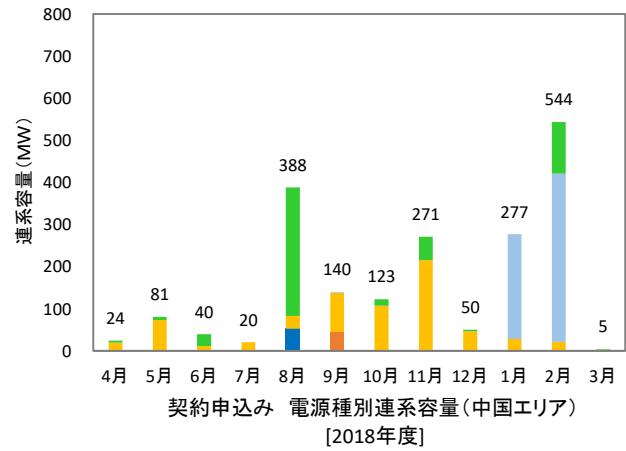


別紙9 契約申込み 電源種別連系容量の月別推移および電源種別割合（エリア別）



※ 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。

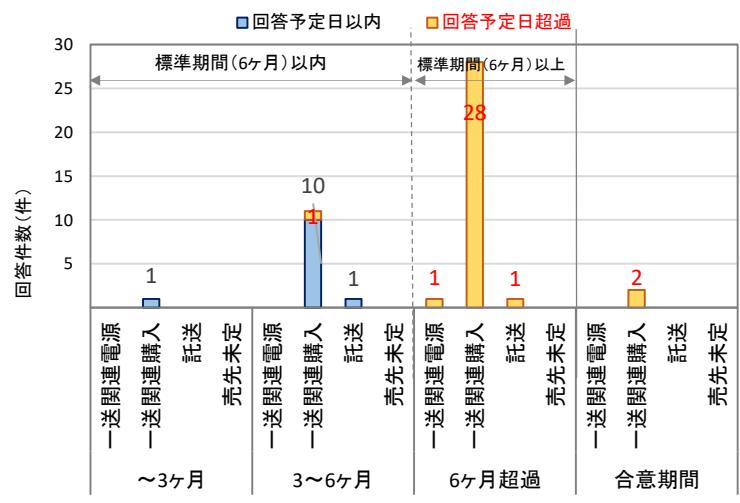
[円グラフ種別]  
上段：電源種別  
中段：連系容量(MW)  
下段：割合(%)



※ 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。

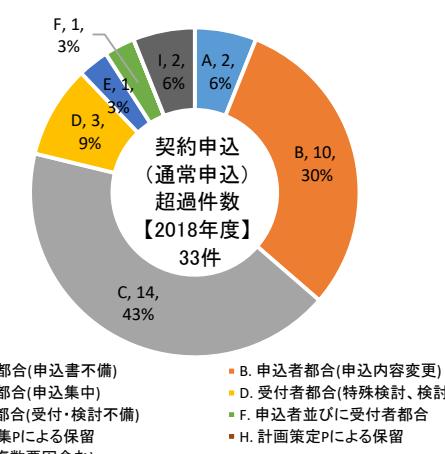
別紙10 契約申込み 回答件数及び検討期間実績（一般送配電事業者別）

① 通常申込み

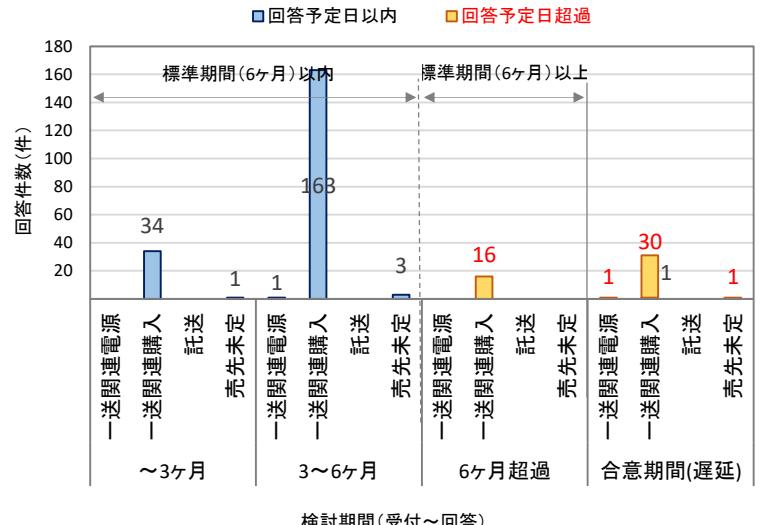


契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(北海道電力)  
[2018年度]

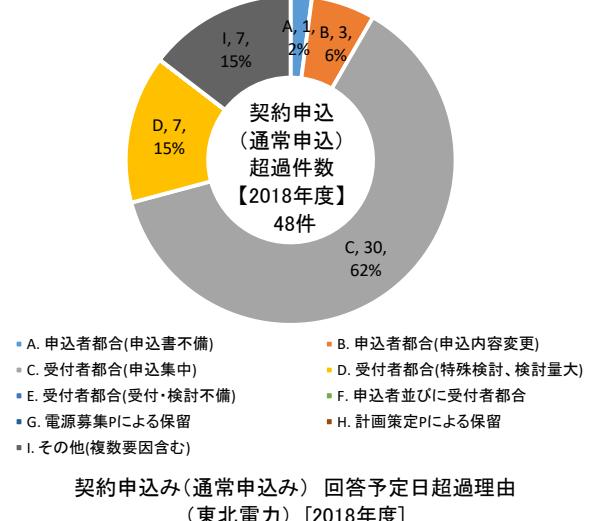
[円グラフ種別]  
上段左：超過理由、上段右：件数  
下段：割合(%)



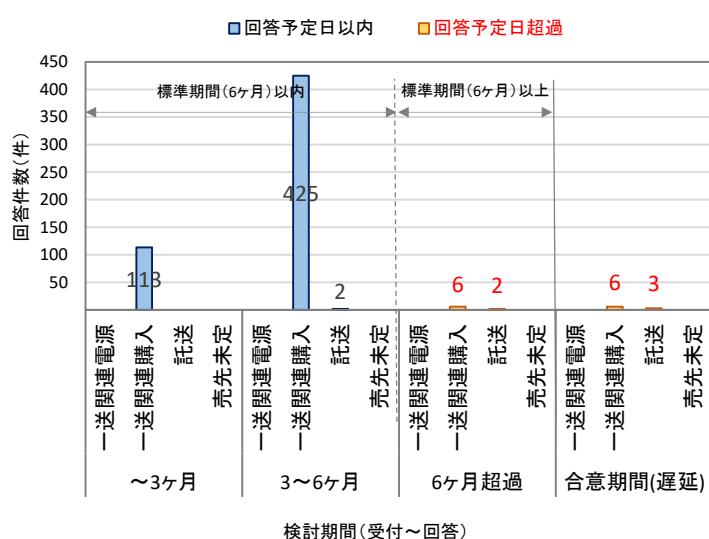
契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由  
(北海道電力) [2018年度]



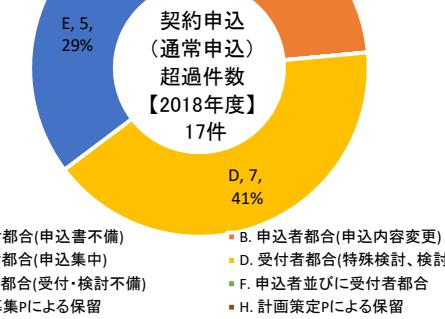
契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(東北電力)  
[2018年度]



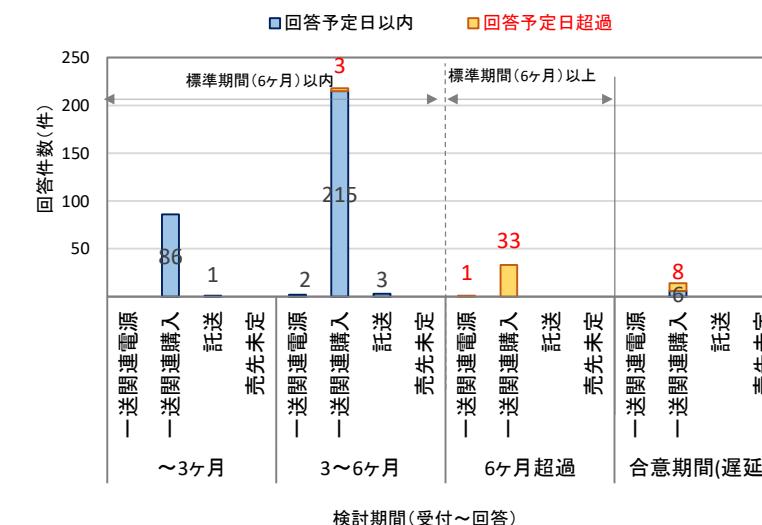
契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由  
(東北電力) [2018年度]



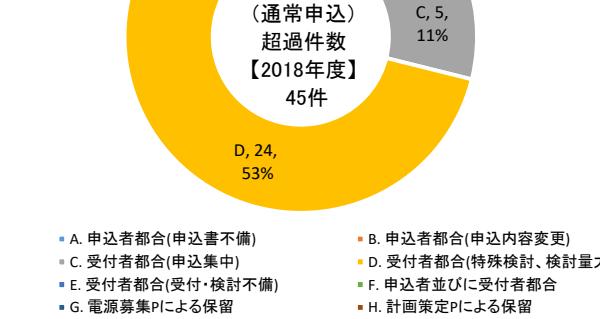
契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(東京電力PG)  
[2018年度]



契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由  
(東京電力PG) [2018年度]

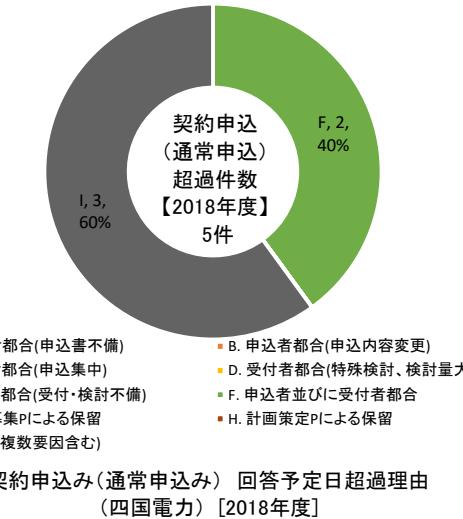
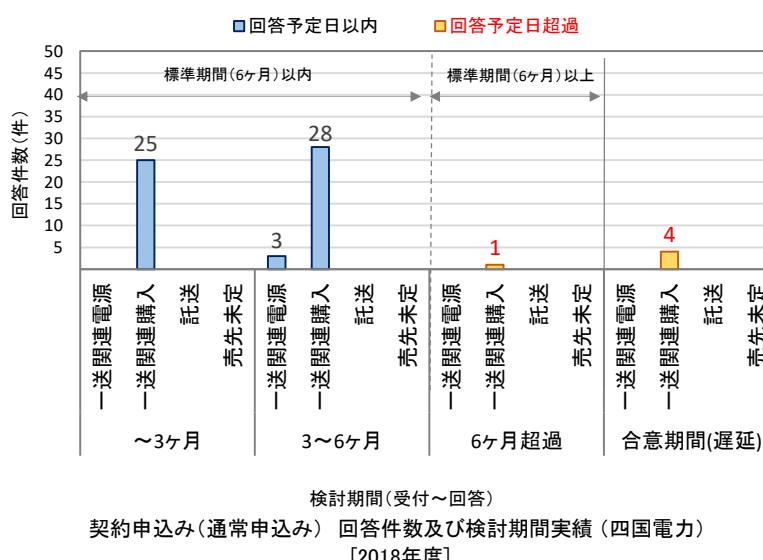
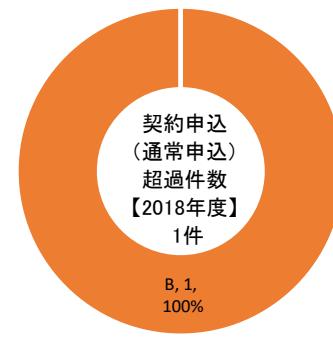
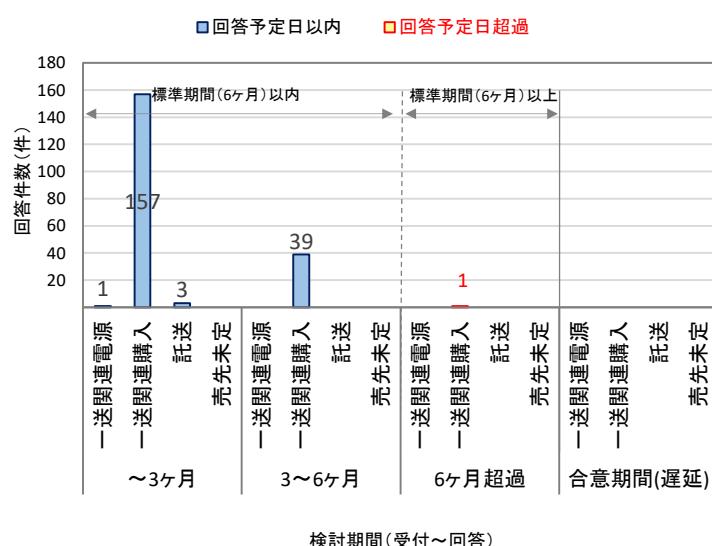
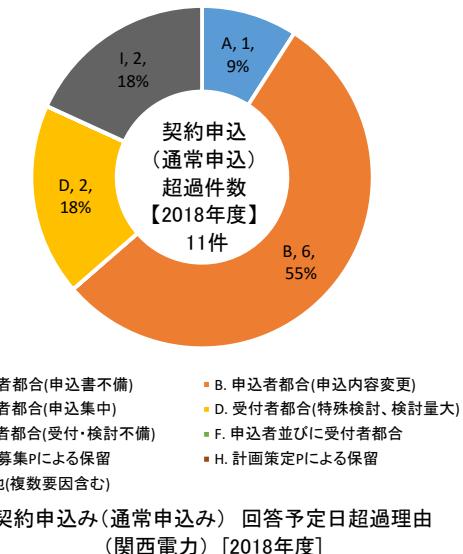
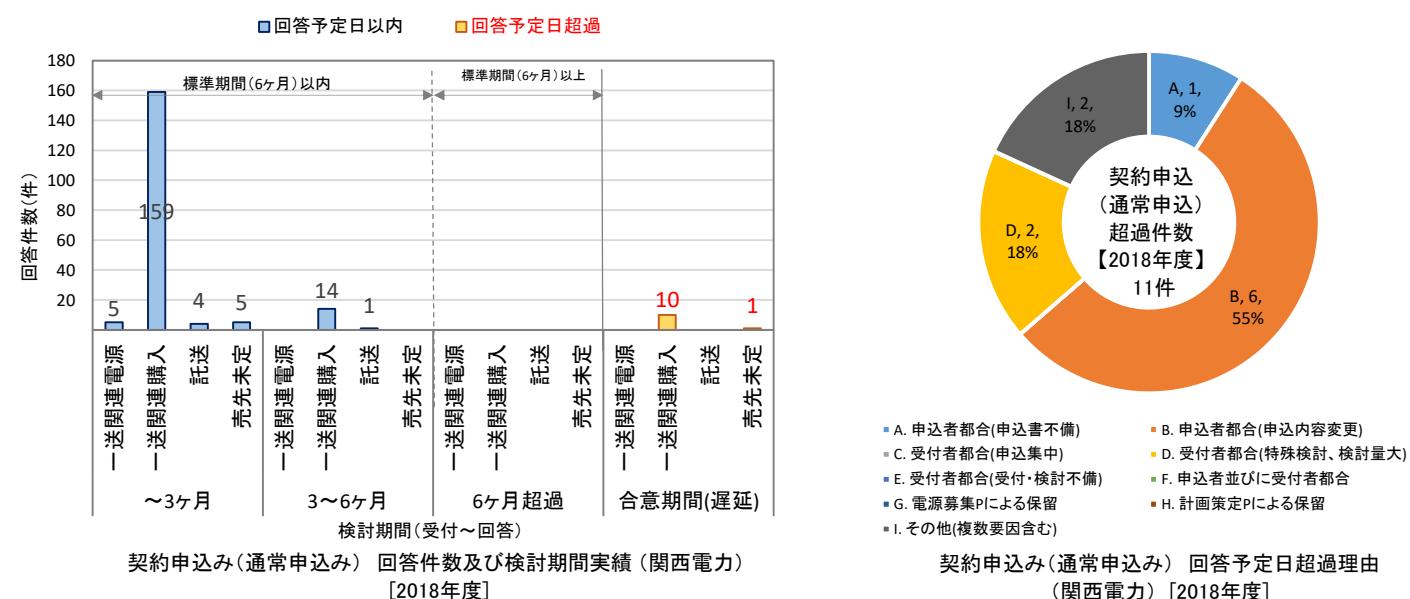
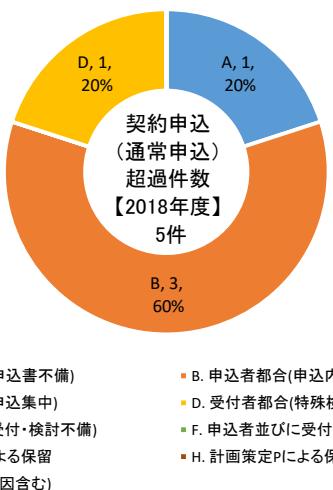
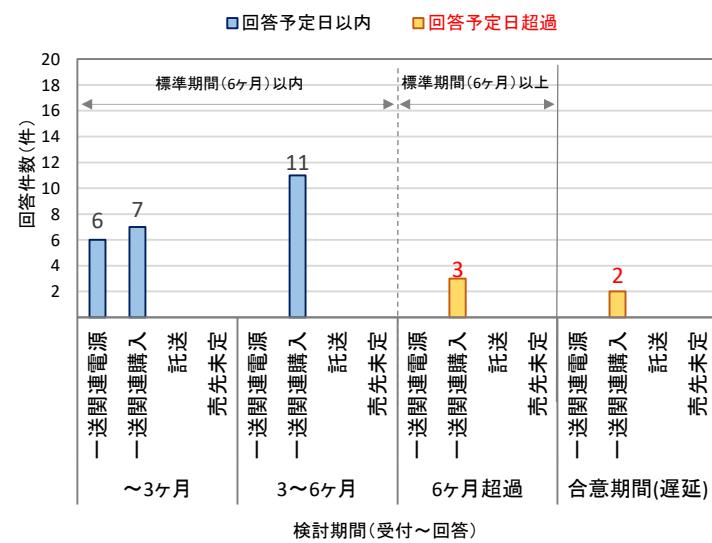


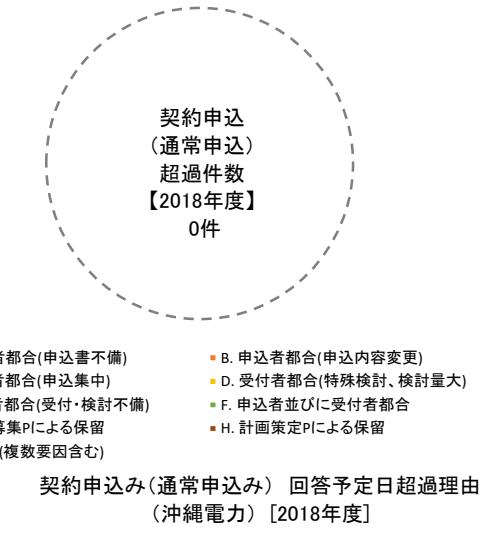
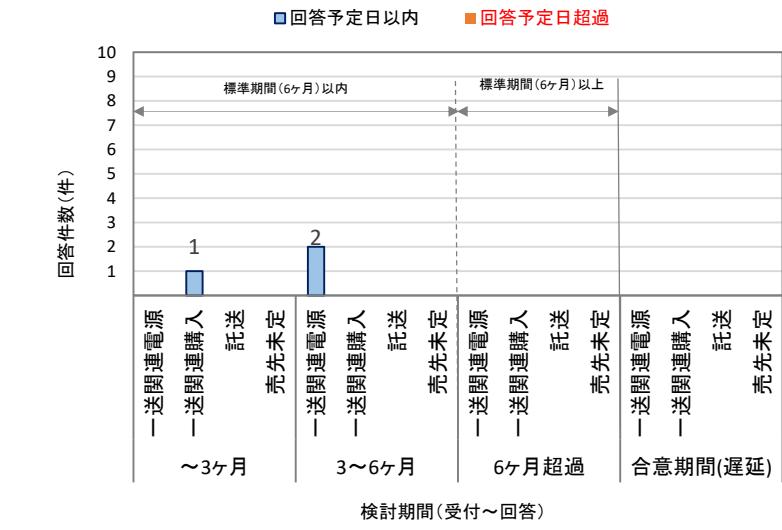
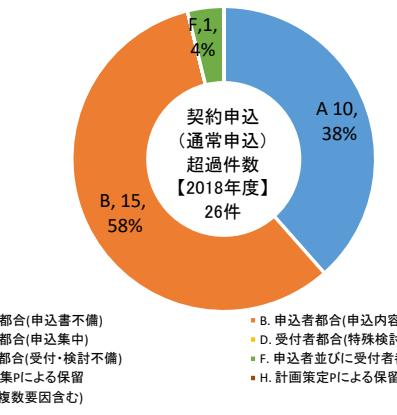
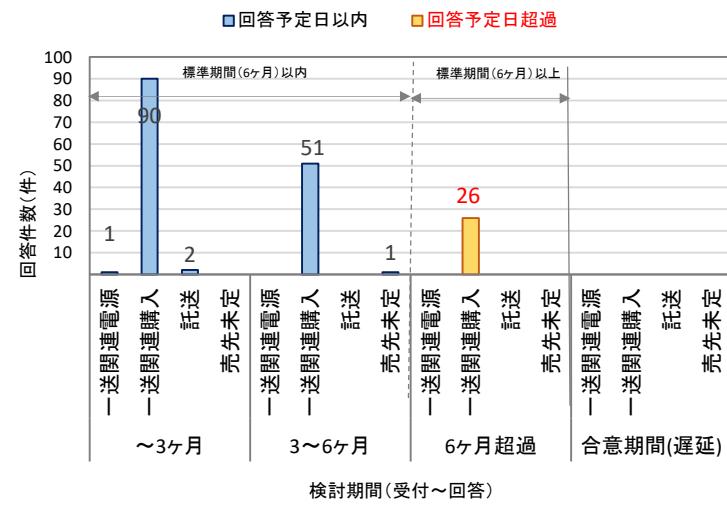
契約申込み(通常申込み) 回答件数及び検討期間実績(中部電力)  
[2018年度]



契約申込み(通常申込み) 回答予定日超過理由  
(中部電力) [2018年度]

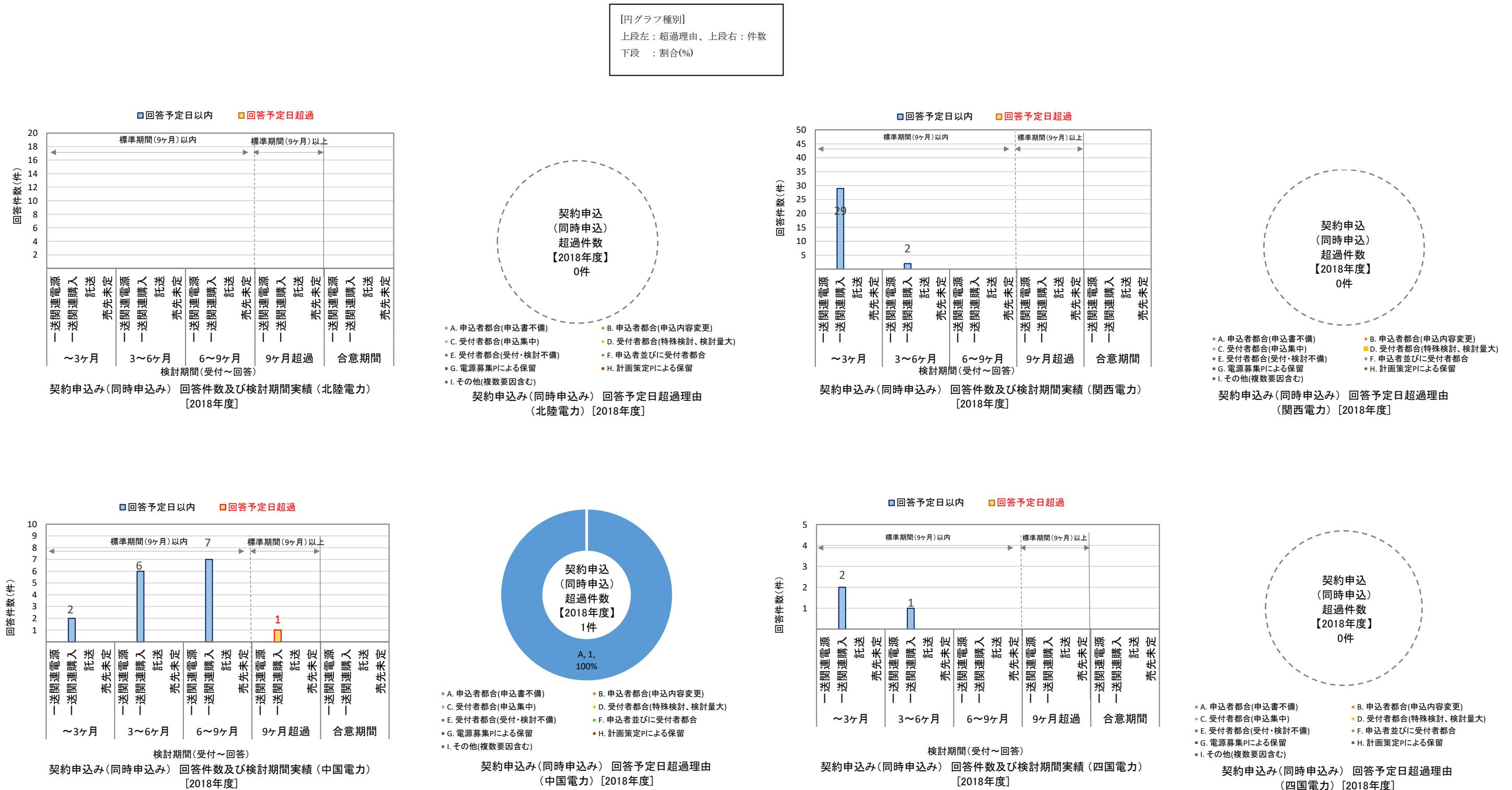
[円グラフ種別]  
上段左：超過理由、上段右：件数  
下段：割合(%)

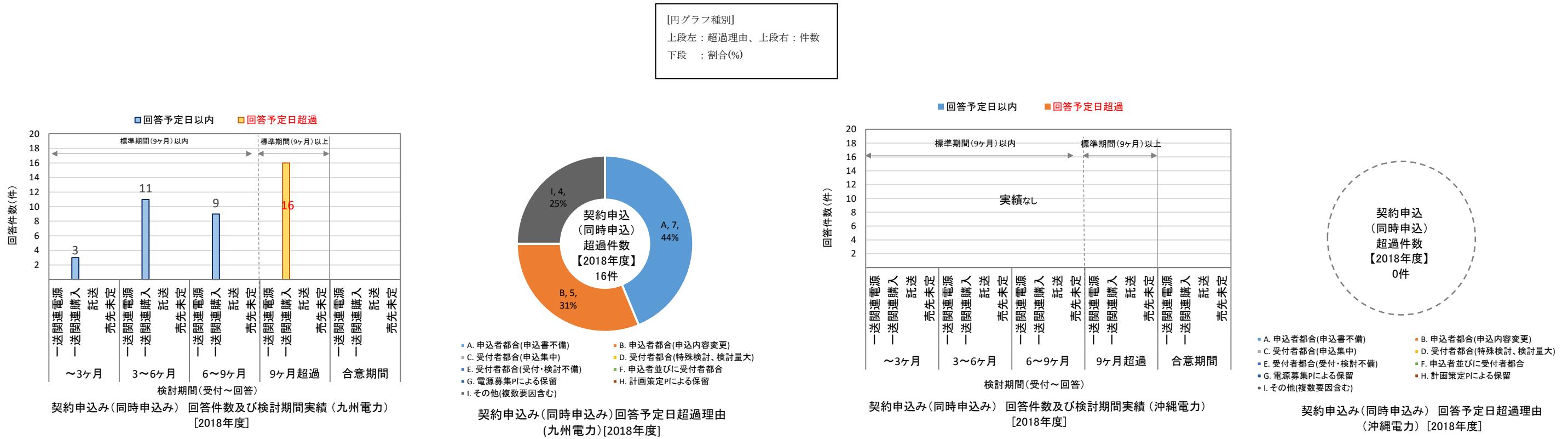




② 同時申込み

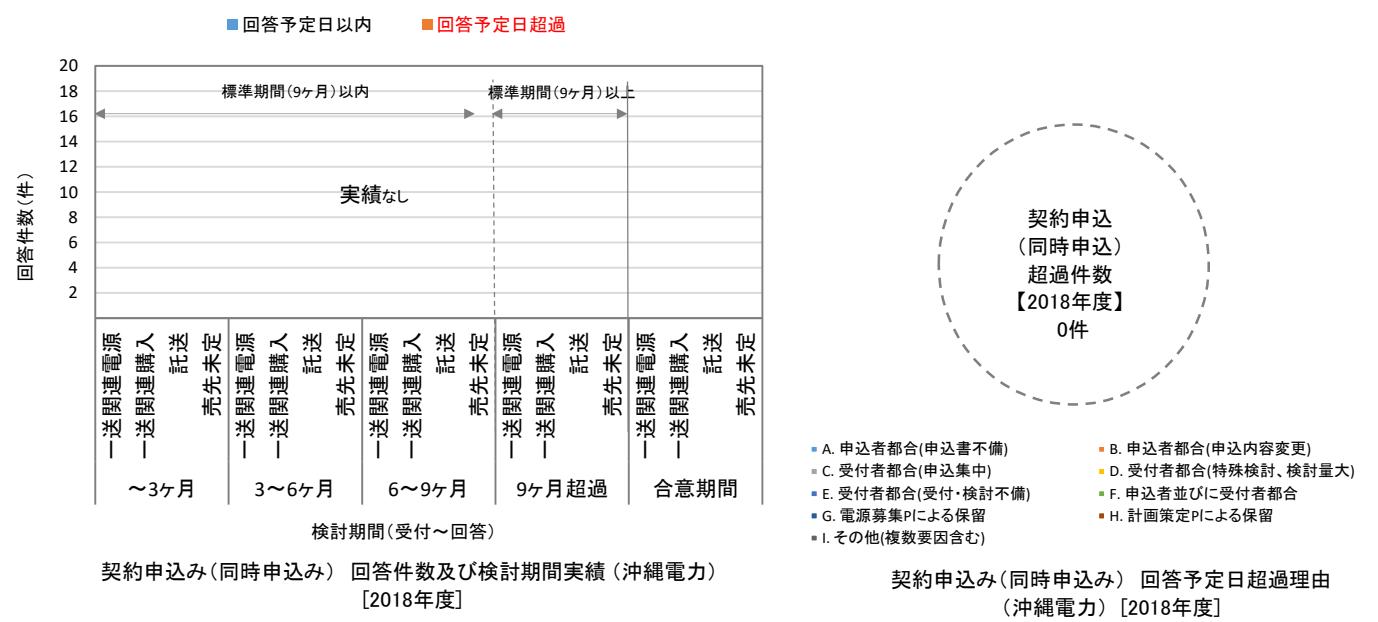






契約申込み(同時申込み) 回答件数及び検討期間実績 (九州電力)  
[2018年度]

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]

## 參 考 資 料

[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

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）

① 全電源種合計

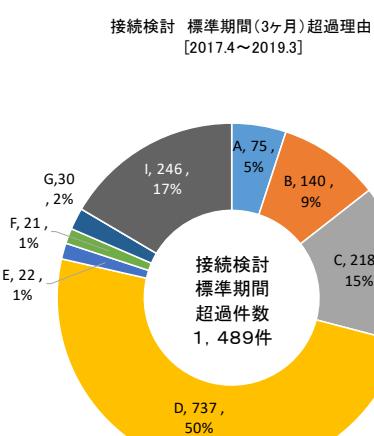
回答月 受付月/受付数	回答済件数																		換討継続中件数		合計(回答済+換討継続中)				期限内 回答率 (e)/(g)									
	2017年度									2018年度									標準期間 (3ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (3ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (d)	標準期間 (3ヶ月) 以内 (e)=(a)+(c)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (f)=(b)+(d)										
4月	213	1	6	63	98	11	17	0	7	2	2	4	0	1	0	0	0	0	0	168	44	0	1	168	45	213	78.9%							
2017年度	5月	338	1	18	54	103	10	132	9	5	1	3	1	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	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	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	229	84	0	2	229	86	315	72.7%							
	9月	336	0	18	80	177	17	18	9	11	0	1	0	0	0	1	0	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	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	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	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	0	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	0	0	0	0	230	54	0	2	230	56	286	80.4%								
	5月	417	20	18	89	229	16	18	11	6	4	2	0	0	0	0	0	0	356	57	0	4	356	61	417	85.4%								
	6月	362	3	9	70	192	12	35	12	10	2	0	1	0	274	72	0	16	274	88	362	75.7%												
	7月	482	5	11	88	299	14	26	21	3	4	3	0	403	71	0	8	403	79	482	83.6%													
	8月	417	4	16	93	217	30	38	5	2	3	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	20	299	39	7	23	306	62	368	83.2%																
	11月	281	3	24	56	130	16	9	213	24	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	—	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場合がある。

接続検討 標準期間(3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(%)

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

## ② 火力

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)			期間内回答率 (e)/(g)								
	2017年度										2018年度										標準期間 (3ヶ月) (a)	標準期間 (3ヶ月) (3ヶ月) (b)	標準期間 (3ヶ月) (c)	標準期間 (3ヶ月) (d)	合計 (e)=(a)+(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	4	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	3	1	4	75.0%			
	5月	3		0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	2	1	3	66.7%			
	6月	2			0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	2	100.0%			
	7月	3				0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	1	2	3	33.3%			
	8月	2					0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	2	100.0%			
	9月	3					0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3	0.0%			
	10月	2						0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	2	100.0%			
	11月	1							0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	100.0%			
	12月	4							0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	4	0	4	100.0%			
	1月	2								0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	2	50.0%			
	2月	7									0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0.0%			
	3月	5										0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	1	1	4	5	20.0%		
	4月	1										0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	100.0%			
	5月	3										0	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0	2	1	0	0	2	1	3	66.7%			
	6月	0										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
	7月	1										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0.0%			
	8月	4										0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	4	50.0%				
	9月	5										0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5	0	5	100.0%		
	10月	3										0	0	2	0	0	0	0	1	2	1	0	0	0	2	1	3	66.7%					
	11月	1										0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	100.0%				
	12月	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	-				
	2月	4										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	4	0	-			
	3月	3										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	0	3	0	-			
合計		63	0	0	2	3	2	1	2	1	4	3	4	0	0	1	1	2	5	1	3	7	0	1	3	32	16	7	8	39	24	63	61.9% ※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。

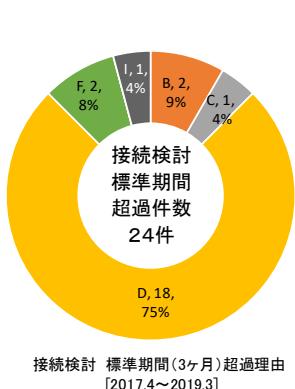
※2 接続検討1件に対し複数の電源種別が混在している案件は集計対象外。

※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場合がある。

[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

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)	0
B. 申込者都合(申込内容変更)	2
C. 受付者都合(申込集中)	1
D. 受付者都合(特殊検討・検討量大)	18
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	2
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)	1
合計	24

## ③ 太陽光

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)			期間内回答率 (e)/(g)
2017年度										2018年度										標準期間 (3ヶ月) (a)	標準期間 (3ヶ月) (3ヶ月) (b)	標準期間 (3ヶ月) (c)	標準期間 (3ヶ月) (d)	合計 (e)=(a)+(f)	
4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月																		

#### ④ 風力

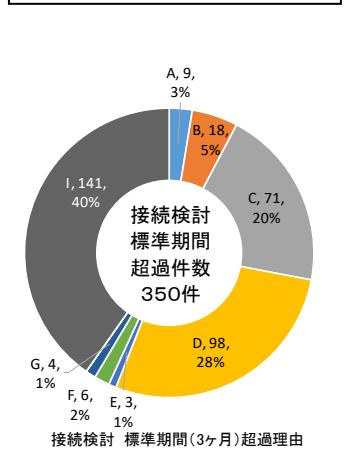
回答月 受付月/受付数	回答済件数																		検討継続中件数						合計(回答済+検討継続中)			期間内回答率 (e)/(g)						
	2017年度																		2018年度						標準期間 (3ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (3ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (d)	合計 (g)=(e)+(f)					
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月										
2017年度	4月	25	0	0	3	16	3	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	6	0	0	19	6	25	76.0%	
	5月	142	/	0	0	7	11	1	120	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	124	0	0	18	124	142	12.7%	
	6月	28	/	/	1	0	3	9	4	8	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	15	0	0	13	15	28	46.4%	
	7月	20	/	/	0	6	3	7	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	4	0	0	16	4	20	80.0%	
	8月	10	/	/	0	0	7	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	2	0	0	8	2	10	80.0%	
	9月	12	/	/	0	0	1	3	1	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	8	0	0	4	8	12	33.3%	
	10月	16	/	/	0	0	3	4	3	2	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	9	0	0	7	9	16	43.8%	
	11月	25	/	/	0	0	4	6	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	14	0	1	10	15	25	40.0%	
	12月	9	/	/	0	0	0	0	7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	2	0	0	7	2	9	77.8%
	1月	17	/	/	0	1	2	7	1	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	7	0	0	10	7	17	58.8%	
	2月	22	/	/	0	0	0	12	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	9	0	1	12	10	22	54.5%	
	3月	19	/	/	0	0	1	8	3	3	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0	9	10	0	0	9	10	19	47.4%						
	4月	24	/	/	0	0	5	6	2	1	1	3	2	2	1	0	0	0	11	12	0	1	11	13	24	45.8%								
	5月	18	/	/	0	0	3	11	0	3	0	1	0	0	0	0	0	14	4	0	0	14	4	18	77.8%									
	6月	33	/	/	0	0	1	11	2	8	2	1	1	0	1	0	1	12	15	0	6	12	21	33	36.4%									
	7月	46	/	/	0	0	0	7	11	6	5	5	2	3	0	18	21	0	7	18	28	46	39.1%											
	8月	11	/	/	0	0	0	3	0	5	0	0	0	1	3	6	0	2	3	8	11	27.3%												
	9月	13	/	/	0	0	0	0	1	2	2	6	0	0	1	10	0	2	1	12	13	7.7%												
	10月	28	/	/	0	0	1	5	3	6	2	0	9	8	0	11	9	19	28	32.1%														
	11月	27	/	/	0	0	0	7	5	0	0	7	5	0	0	15	7	20	27	25.9%														
	12月	24	/	/	0	0	0	6	4	6	4	5	0	9	11	13	24	45.8%																
	1月	25	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	—	—	25	—	—	—	—	—	—	—	—	—					
	2月	30	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	—	—	30	—	—	—		
	3月	24	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	—	—	24	—	—	—		
合計		648	0	0	4	26	22	136	27	9	8	12	17	24	8	19	21	16	14	27	31	14	21	17	23	13	214	295	84	55	298	350	648	46.0% ※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 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場合がある。

[円グラフ種別]	
上段左：申込理由、上段右：件数	下段：割合(%)



超過理由	件数
A. 申込者都合(申込書不備)	9
B. 申込者都合(申込内容変更)	18
C. 受付者都合(	

## ⑥ 一般水力

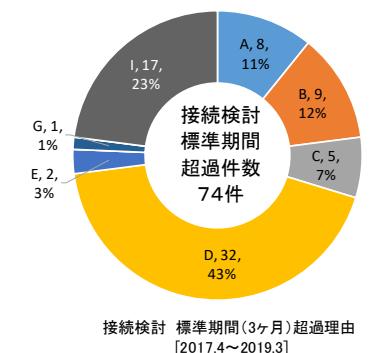
回答月 受付月/受付数	回答済件数																				検討継続中件数						期間内回答率 (e)/(g)							
	2017年度												2018年度												標準期間 (3ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (3ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (3ヶ月) 以上 (d)	合計 (g)=(e)+(f)					
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月										
2017年度	4月	7	0	1	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	7	100.0%				
	5月	14	0	2	4	2	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	6	0	8	57.1%				
	6月	17	0	1	2	9	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	4	0	1	17	70.6%			
	7月	11	0	1	2	5	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	3	0	0	8	72.7%			
	8月	8	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	100.0%				
	9月	9	0	2	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	9	100.0%				
	10月	8	0	1	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	100.0%				
	11月	13	0	1	2	7	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	3	0	10	3	76.9%			
	12月	10	0	0	3	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	2	0	1	7	70.0%			
	1月	10	0	1	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	1	5	50.0%			
	2月	8	0	0	0	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	5	3	62.5%			
	3月	18	0	1	4	6	2	0	0	3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	7	0	11	7	61.1%			
	4月	3	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	2	3	66.7%			
	5月	20	0	0	4	7	5	2	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	9	0	0	11	9	55.0%		
	6月	8	0	1	3	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	1	0	8	87.5%				
	7月	14	0	0	3	8	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	3	0	11	3	78.6%			
	8月	20	0	1	1	11	1	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	7	0	13	65.0%				
	9月	13	0	1	2	2	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7	0	6	13	46.2%			
	10月	10	0	0	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	0	5	10	50.0%			
	11月	5	0	0	1	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	3	5	60.0%			
	12月	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	1	11	63.6%				
	1月	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	—	—	13	—	—			
	2月	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	—	—	14	—	—			
	3月	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	—	—	14	—	—			
合計		278	0	1	5	8	5	14	20	8	9	5	11	10	5	11	8	8	20	11	17	18	10	10	8	11	166	67	38	7	204	74	278	73.4% ***

※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場合がある。

[円グラフ種別]	
上段左：申込理由、上段右：件数	
下段：割合(%)	



超過理由

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

[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																	

回答月 受付月/受付数	4月	回答件数																		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 (a)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (b)	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	1	0	0	43	13	0	6	43	19	62	69.4%
	5月	70	4	13	7	12	11	9	5	0	2	2	0	0	1	1	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	1	0	0	0	0	0	0	1	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	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	95	3	0	1	95	4	99	96.0%	
	9月	140	8	13	37	30	29	14	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	3	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	140	4	0	6	140	10	150	93.3%	
	11月	190	5	25	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	0	111	13	0	4	111	17	128	86.7%	
	2月	103	27	16	8	7	6	7	6	8	12	4	0	1	5	0	0	1	53	11	0	5	53	16	69	76.8%							
	3月	69	4	10	7	6	6	8	12	4	0	1	5	0	0	1	5	0	0	1	53	11	0	5	53	16	69	76.8%					
	4月	251	9	12	5	9	4	14	185	2	1	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	63	18	0	8	63	26	89	0	8	63	26	89	70.8%					
	6月	59	1	7	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	0	0	0	134	1	0	1	134	2	136	98.5%										
	8月	193	5	13	17	23	30	74	17	0	0	0	0	0	0	179	0	0	6	179	6	185	96.8%										
	9月	244	1	23	23	75	69	27	16	0	0	0	0	0	0	234	0	1	5	235	5	240	97.9%										
	10月	330	5	31	74	68	49	8	235	—	0	0	0	0	0	95	—	0	330	—	330	—	0	0	0	0	0	0	0				
	11月	228	4	29	61	27	5	126	—	0	0	0	0	0	0	102	—	0	228	—	228	—	0	0	0	0	0	0	0				
	12月	200	6	89	21	9	125	—	0	0	0	0	0	0	0	75	—	0	200	—	200	—	0	0	0	0	0	0	0				
	1月	144	21	37	4	62	—	0	0	0	0	0	0	0	0	82	—	0	144	—	144	—	0	0	0	0	0	0	0				
	2月	96	3	12	15	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	—	0	96	—	96	—	0	0	0	0	0	0	0				
	3月	81	3	3	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	—	0	81	—	81	—	0	0	0	0	0	0	0				
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	20	

## ② 火力

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)			期間内回答率 (e)/(g)			
	2017年度												2018年度												標準期間 (6ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (6ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (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	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	4		0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2	4	50.0%		
	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	-		
	7月	5			1	0	2	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	4	5	80.0%		
	8月	1			1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	100.0%			
	9月	1			0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	100.0%			
	10月	2			0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	100.0%			
	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	-			
	12月	3				1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3	3	100.0%				
	1月	1				0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	100.0%			
	2月	2					1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	2	100.0%				
	3月	2					0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	2	100.0%				
	4月	2						1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	100.0%			
	5月	3					0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	3	100.0%				
	6月	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-			
	7月	1						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0.0%			
	8月	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-				
	9月	3						0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	100.0%				
	10月	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-				
	11月	1							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	-				
	12月	1							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	-				
	1月	1							0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	-				
	2月	0								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-				
	3月	4								0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	-	4	4	-				
合計		37	0	0	1	1	3	1	1	3	2	2	1	2	2	4	0	0	0	2	1	1	0	26	3	7	1	33	4	37	89.2% ※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。

[凡例]

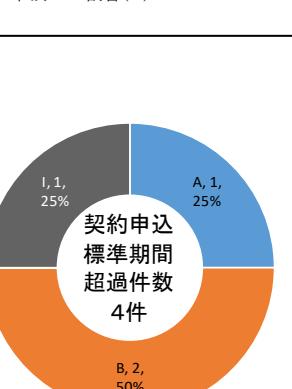
□: 標準期間(6ヶ月)超過

□□: 左側 標準期間(6ヶ月)以内、右側 標準期間(6ヶ月)超過

□: 今回対象の範囲

[円グラフ種別]

上段左：申込理由、上段右：件数  
下段：割合(%)



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]

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)	1
B. 申込者都合(申込内容変更)	2
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)	1
合計	4

## ③ 太陽光

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)			期間内回答率 (e)/(g)
2017年度												2018年度												標準期間 (6ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (6ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (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					

<tbl\_r cells="5" ix="

#### ④ 風力

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)			期間内回答率 (e)/(g)					
	2017年度												2018年度												標準期間 (6ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (6ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (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	7	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	1	1	6	7	14.3%
	5月	6	/	0	0	0	3	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	6	0	6	100.0%	
	6月	6	/	0	0	0	3	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	6	0	6	100.0%	
	7月	4	/	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	3	1	75.0%	
	8月	9	/	0	3	0	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	0	0	8	1	88.9%	
	9月	8	/	0	0	2	0	2	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	1	0	0	7	1	87.5%	
	10月	11	/	0	0	1	0	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	4	7	4	11.63%	
	11月	7	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	2	4	3	7	57.1%
	12月	6	/	0	0	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	6	0	6	100.0%	
	1月	2	/	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	2	100.0%	
	2月	4	/	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	4	0	4	100.0%
	3月	5	/	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	3	2	5	60.0%
	4月	3	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	2	1	3	66.7%	
	5月	3	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	2	1	3	66.7%	
	6月	4	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	4	50.0%	
	7月	5	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	4	1	5	80.0%
	8月	7	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	6	0	7	85.7%	
	9月	4	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	4	100.0%	
	10月	9	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	—	9	—	9	—	9	—
	11月	10	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	—	10	—	10	—	10	—
	12月	6	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	—	6	—	6	—	6	—
	1月	6	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	—	6	—	6	—	6	—
	2月	5	/	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	—	5	—
	3月	3	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	—	3	—	3	—	3	—
合計		140	0	0	0	1	3	7	7	3	14	5	3	6	1	3	3	4	1	7	5	10	5	1	85	14	31	10	116	24	140	82.9% <span style="font-size: small;">※1</span>	

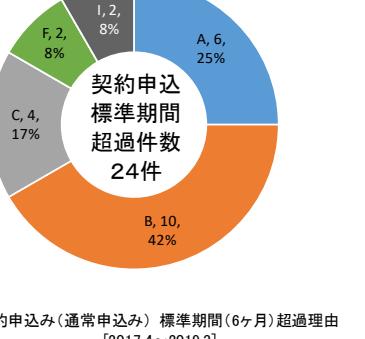
※1 標準検討期間内の回答件数が確定した月までを対象に期限内回答率を算出。

※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。

[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

[円グラフ別種] [上段左: 申込理由、上段右: 件数]  
下段 : 割合(%)



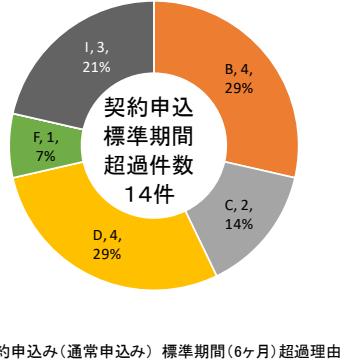
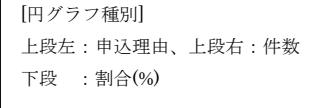
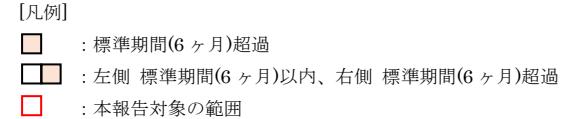
## ⑥ 一般水力

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)		期間内回答率 (e)/(g)										
	2017年度												2018年度						標準期間 (6ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (6ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (6ヶ月) 以上 (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	5	0	1	2	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	3	2	5	60.0%
	5月	6			1	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	5	1	6	83.3%
	6月	6				0	0	0	3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	5	1	6	83.3%
	7月	6					3	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6	0	6	100.0%
	8月	8					2	3	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8	0	8	100.0%
	9月	6					1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	5	1	6	83.3%
	10月	8					2	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8	0	8	100.0%
	11月	9					2	2	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	0	0	8	1	9	88.9%
	12月	6					2	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	5	1	0	0	5	1	6	83.3%
	1月	4					2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	4	0	4	100.0%
	2月	3					0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3	0	3	100.0%
	3月	7					0	0	0	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	1	4	2	0	0	1	4	3	7	57.1%	
	4月	10					4	0	0	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	0	1	8	2	10	80.0%	
	5月	4					0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	1	3	1	4	75.0%
	6月	7					1	0	0	1	2	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1	0	0	6	1	7	85.7%	
	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	-
2018年度	8月	8					0	1	1	1	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8	0	8	100.0%	
	9月	9					0	3	1	1	1	3	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	9	0	9	100.0%	
	10月	13					0	5	3	1	1	1	1	11	—	—	2	—	13	—	—	13	—	—	0	0	0	0	0	0	0	—	
	11月	5					1	0	0	1	1	3	—	—	2	—	5	—	5	—	5	—	5	—	5	—	5	—	5	—	5	—	
	12月	5					0	1	1	0	2	—	—	3	—	3	—	5	—	8	—	8	—	8	—	8	—	8	—	8	—		
	1月	8					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	11					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	—	11	—	11	—	11	—
	3月	9					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	—	9	—	9	—	9	—
	合計	163	0	2	4	3	4	7	10	9	6	5	3	3	6	3	5	3	3	7	7	9	10	6	8	11	123	11	26	3	149	14	163

※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]

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)	4
C. 受付者都合(申込集中)	2
D. 受付者都合(特殊検討、検討量大)	4
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	1
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)	3
合計	14

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)

[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

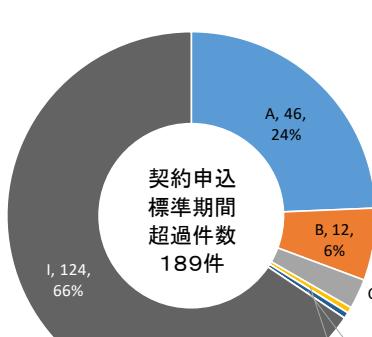
① 全電源種合計

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																			
	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	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	10	0	0	116	10	116	126	7.9%	
	6月 9	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	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	1	4	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1	0	0	6	1	7	85.7%	
	8月 7	0	1	1	0	2	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	6	1	0	0	6	1	7	85.7%	
	9月 9	0	0	0	0	6	0	1	0	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	1	6	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	9	1	0	2	9	3	12	75.0%	
	11月 15	0	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	5	10	5	15	66.7%	
	12月 20	0	0	5	1	0	0	2	2	0	0	0	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	5	0	5	10	10	20	50.0%		
	1月 22	0	14	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2	0	3	17	5	22	77.3%	
	2月 23	0	0	0	0	0	1	0	1	3	0	1	6	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	12	3	0	8	12	11	23	52.2%	
	3月 14	0	0	0	0	0	0	1	2	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	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	1	2	0	0	0	0	0	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	0	0	0	2	0	0	9	2	9	11	18.2%	
	6月 6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	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	1	0	0	1	1	0	0	0	3	—	2	—	5	—	5	—	
	8月 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	9	—	9	—	12	—	12	—	
	9月 15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	5	2	0	0	9	—	6	—	15	—	15	—	
	10月 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	3	—	7	—	10	—	10	—	
	11月 15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1	3	0	0	7	—	8	—	15	—	15	—		
	12月 10	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	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	2	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	5	—	5	—	5	—				
合計	396	0	0	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(%)

超過理由	件数
A. 申込者都合(申込書不	

## ② 太陽光

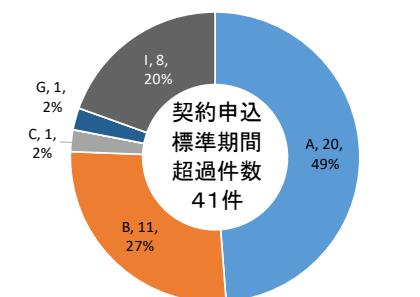
回答月 受付月/受付数	回答済件数																		検討継続中件数			合計(回答済+検討継続中)			期間内回答率 (e)/(g)								
	2017年度												2018年度						標準期間 (9ヶ月) 以内 (a)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (b)	標準期間 (9ヶ月) 以内 (c)	標準期間 (9ヶ月) 以上 (d)	合計 (g)=(e)+(f)										
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月									
2017年度	4月	6	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	33.3%							
	5月	3	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	100.0%							
	6月	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0.0%							
	7月	5	0	0	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	100.0%							
	8月	5	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	4	80.0%							
	9月	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	0	0	3	33.3%							
	10月	11	0	0	0	0	1	6	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	9	1	0	1	9	81.8%							
	11月	12	0	1	3	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	4	12	66.7%							
	12月	16	0	5	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	8	4	0	4	8	50.0%							
	1月	19	0	14	1	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	17	2	0	0	17	2	89.5%							
	2月	11	0	0	0	0	1	0	1	3	0	0	1	1	2	0	0	0	0	0	7	3	0	1	7	4	11	63.6%					
	3月	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2	0	0	0	0	5	0	0	1	5	1	6	83.3%					
	4月	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	1	3	66.7%						
	5月	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	5	2	7	28.6%						
	6月	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	50.0%						
	7月	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	3	0	2	5	5	—						
	8月	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	3	0	—	9	—	12	—	12	—					
	9月	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	7	0	3	—	10	—	10	—						
	10月	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	3	0	—	5	—	8	—	8	—					
	11月	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	3	0	5	0	8	—	13	—	13	—						
	12月	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	1	0	0	8	0	2	—	10	—	10	—						
	1月	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	12	0	0	14	0	6	—	20	—	20	—	—						
	2月	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	1	—	1	—	3	—	3	—	—					
	3月	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	—	3	—	3	—	3	—					
合計		199	0	0	0	0	0	0	2	6	10	29	3	0	6	2	8	5	1	4	13	8	20	20	0	119	18	39	23	158	41	199	79.4% ***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。

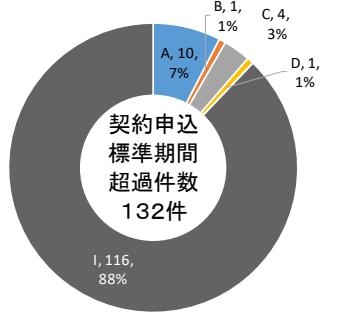
※3 回答予定日を発電設備等系統連系希望者と合意した日に設定した案件については集計対象外。

[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)	20
B. 申込者都合(申込内容変更)	11
C. 受付者都合(申込集中)	1
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	1
H. 計画策定PIによる保留	0
I. その他(複数要因含む)	8
合計	41



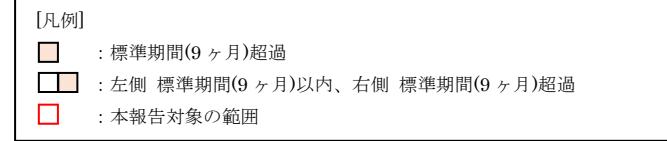
#### ④ バイオマス

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)			期間内回答率 (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	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%						
	5月	4	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	4	100.0%						
	6月	2	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	100.0%						
	7月	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	100.0%						
	8月	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	100.0%						
	9月	6	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	6	100.0%						
	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	-						
	11月	2	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	100.0%						
	12月	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	100.0%						
	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	-						
	2月	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	5	6	11	45.5%					
	3月	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	3	4	25.0%					
	4月	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	100.0%						
	5月	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	4	4	0.0%					
	6月	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	3	4	25.0%					
	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	-					
2018年度	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	-					
	9月	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-	1	-	1	-				
	10月	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-	2	-	2	-				
	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	-					
	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	-					
	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	-					
	2月	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-	1	-	1	-				
	3月	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-	1	-	1	-				
	合計	48	0	0	0	0	1	1	3	1	8	0	3	2	0	0	0	1	0	1	5	1	0	0	0	27	0	5	16	32	16	48

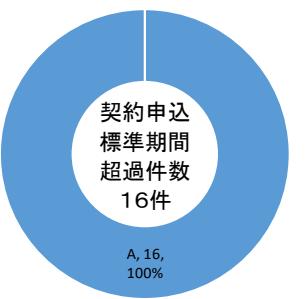
※1 標準検討期間内の回答件数が確定した月までを対象に期限内回答率を算出。

※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。

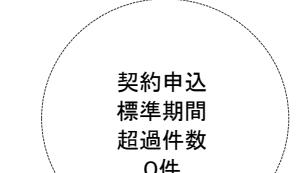


[円グラフ種別]  
上段左：申込理由、上段右：件数  
下段：割合(%)



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)	16
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	16



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	

## ⑥ 地熱

回答月 受付月/受付数	回答済件数																								検討継続中件数				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	-		
	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	-		
	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	-		
	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	-		
	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	-		
	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	-		
	10月	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	-			
	12月	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	-			
	2月	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	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	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	-			
	5月	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	-			
	7月	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	-			
	9月	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	-			
	11月	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	-			
	1月	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	-			
	3月	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	1	0	0	1	0	100.0% *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。

[凡例]	
<span style="background-color: #f0f0f0;">■</span>	: 標準期間(9ヶ月)超過
<span style="background-color: #d3d3d3;">■</span>	: 左側 標準期間(9ヶ月)以内、右側 標準期間(9ヶ月)超過
<span style="color: red;">□</span>	: 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(%)

契約申込  
標準期間  
超過件数  
0件

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Pによる保留	0
H. 計画策定Pによる保留	0
I. その他(複数要因含む)	0
合計	0

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
VII. その他	199
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
VIII. まとめ（2019年度供給計画の取りまとめ）	205
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的な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年度の見通しは、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%※)

※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%]*
鉱工業生産指数（IIP）	104.3	108.5 [+0.4%]*

\*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%]*	15,735万kW [+0.1%]*

\*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とした指標である。

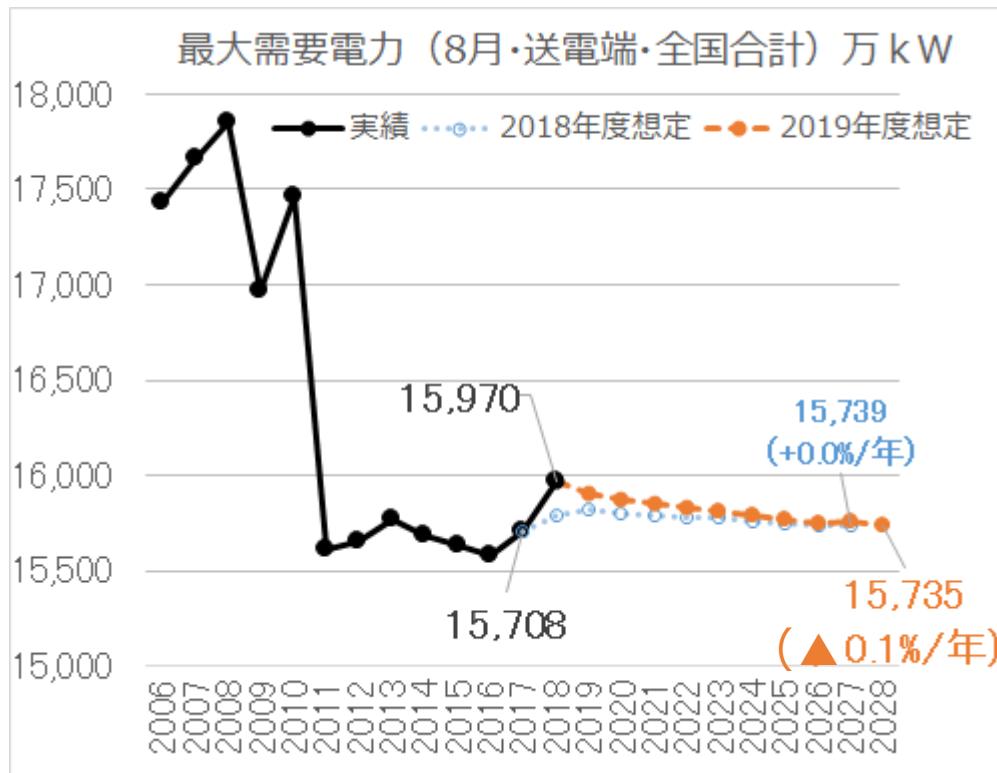


図1－1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

## 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%]*	8,821億kWh [▲0.1%]*

\*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、予備率最小时刻が最大3日平均電力発生時刻以外の場合は、予備率最小时刻でも予備率が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。

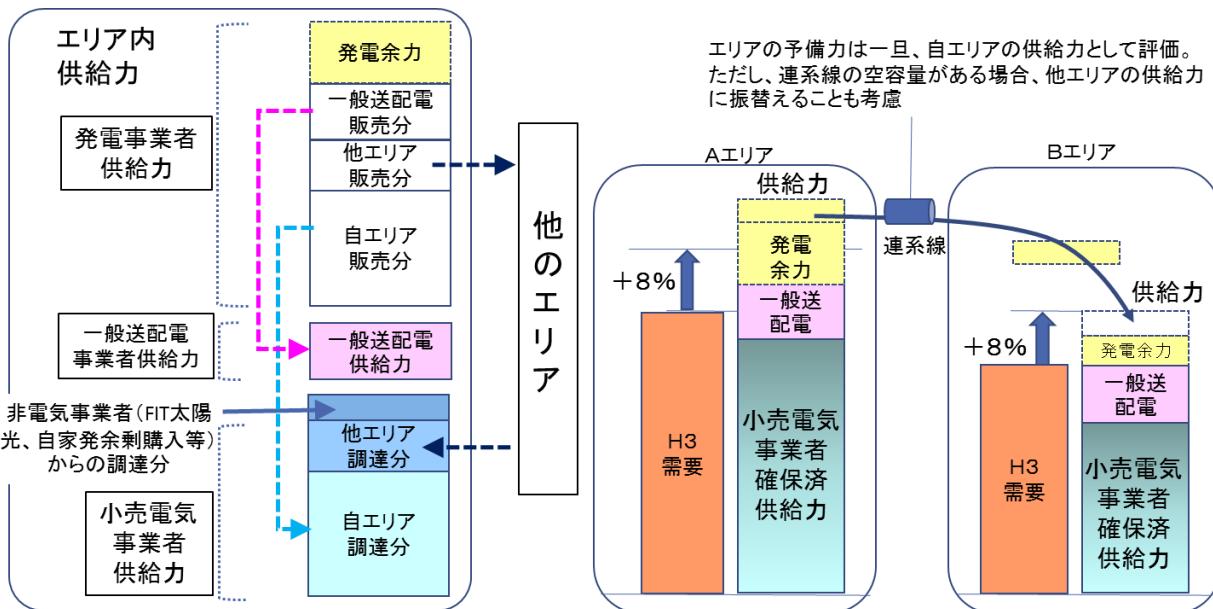


図2-1 需給バランス評価の概要

<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である。

<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（予備率最小时刻）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（予備率最小时刻 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%

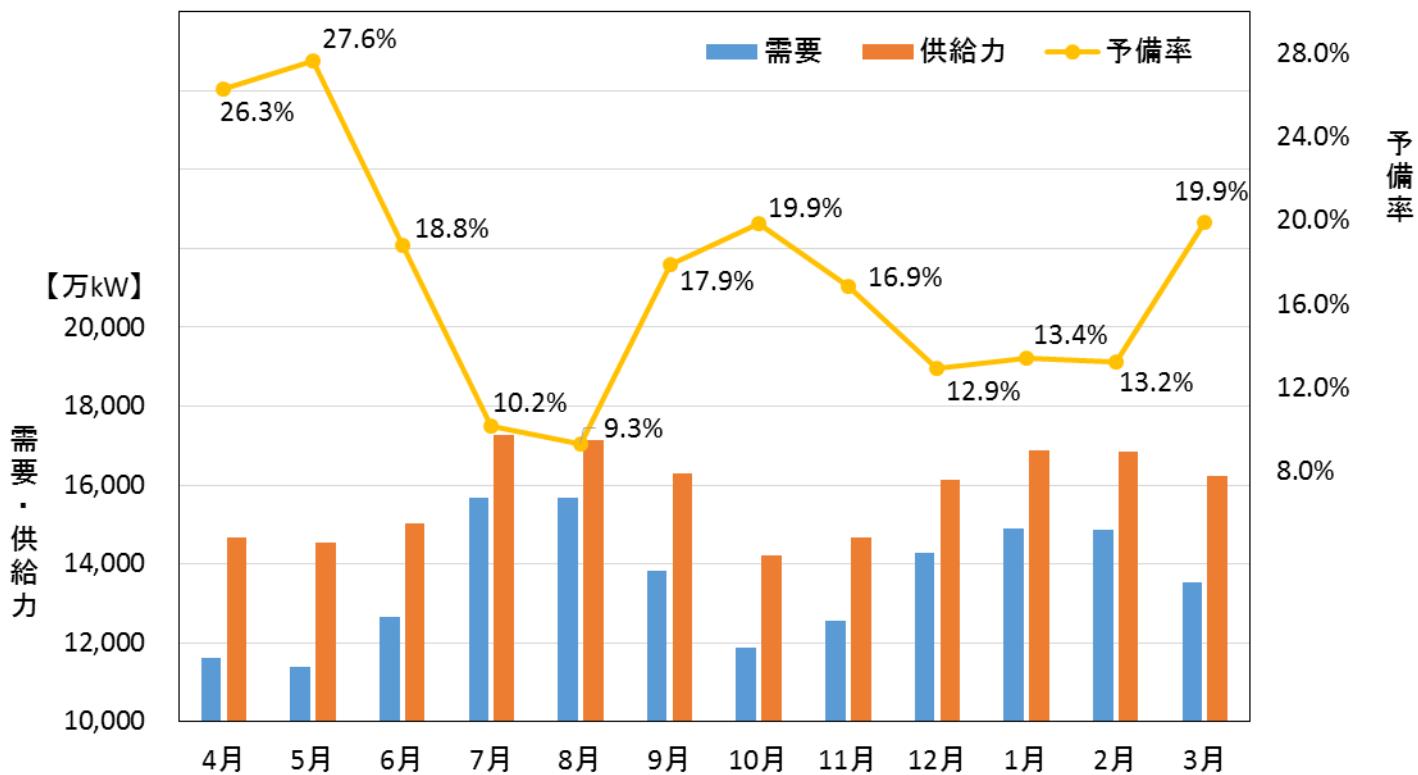


図2-2 各月別の需給バランス見通し（予備率最小时刻 全国合計、送電端）

エリア別の予備率見通し（予備率最小时刻）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、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（予備率最小时刻 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社合計	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社合計	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（予備率最小时刻）  
(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时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、「最大電源ユニット十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%

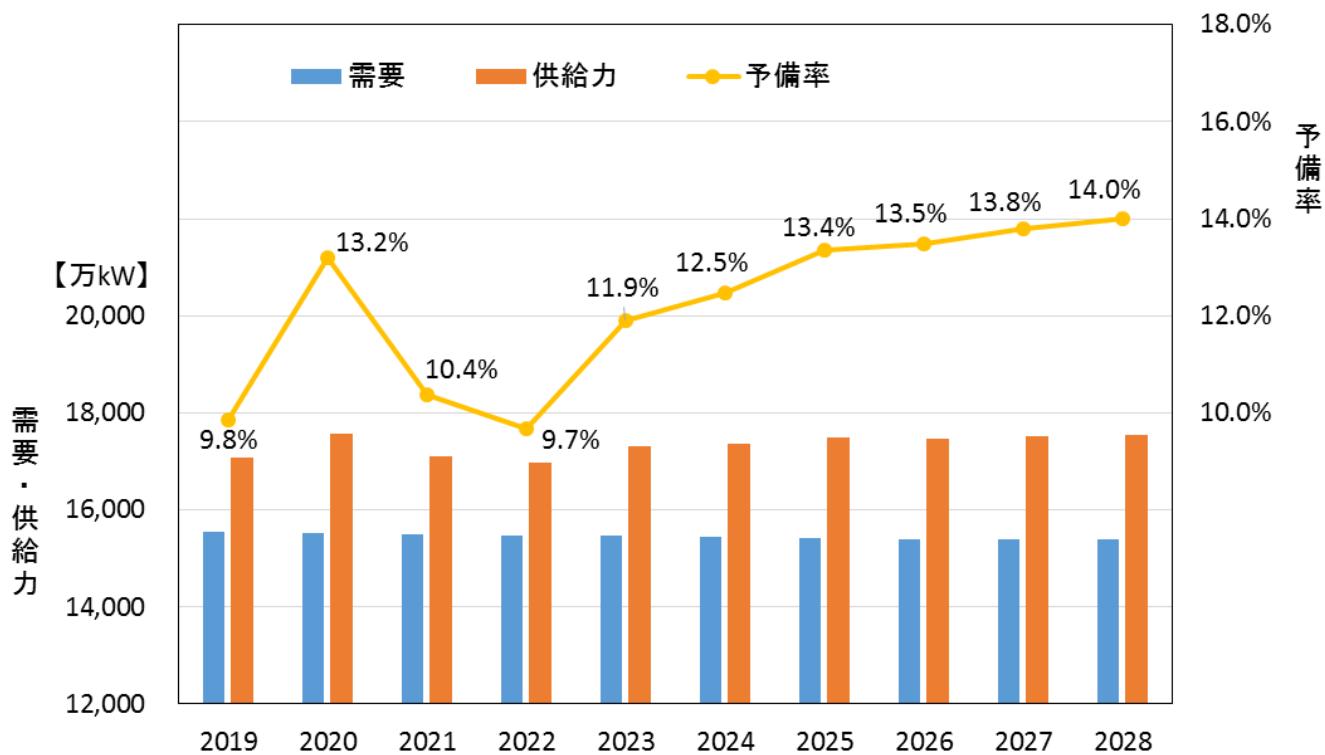


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月17時 全国合計、送電端）

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社合計	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社合計	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%

: 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）。

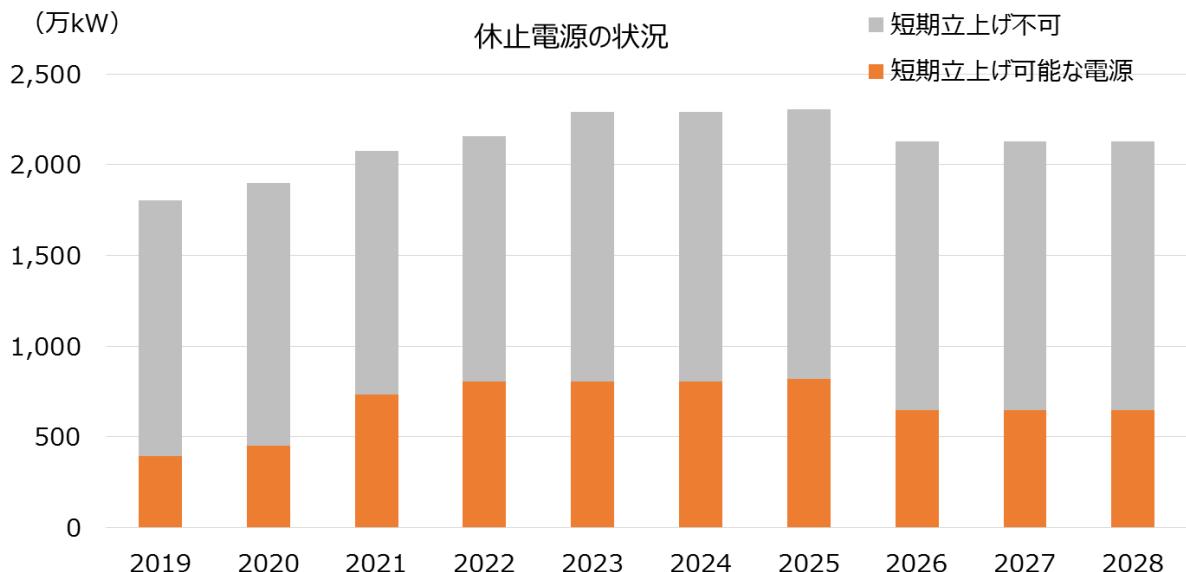


図2-4 休止電源の状況

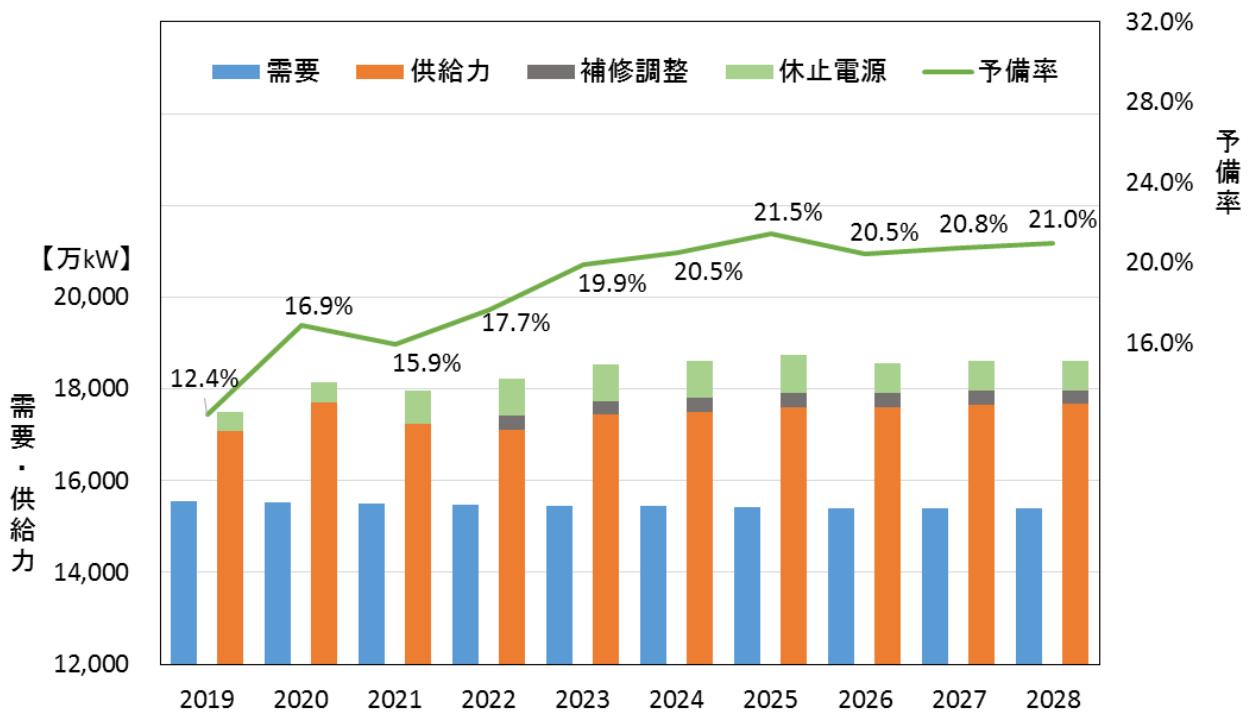


図2-5 中長期の予備率見通し（8月17時）  
(連系線活用、工事計画書提出電源及び今後見込まれる供給力の加算後、送電端)

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3 P. 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。

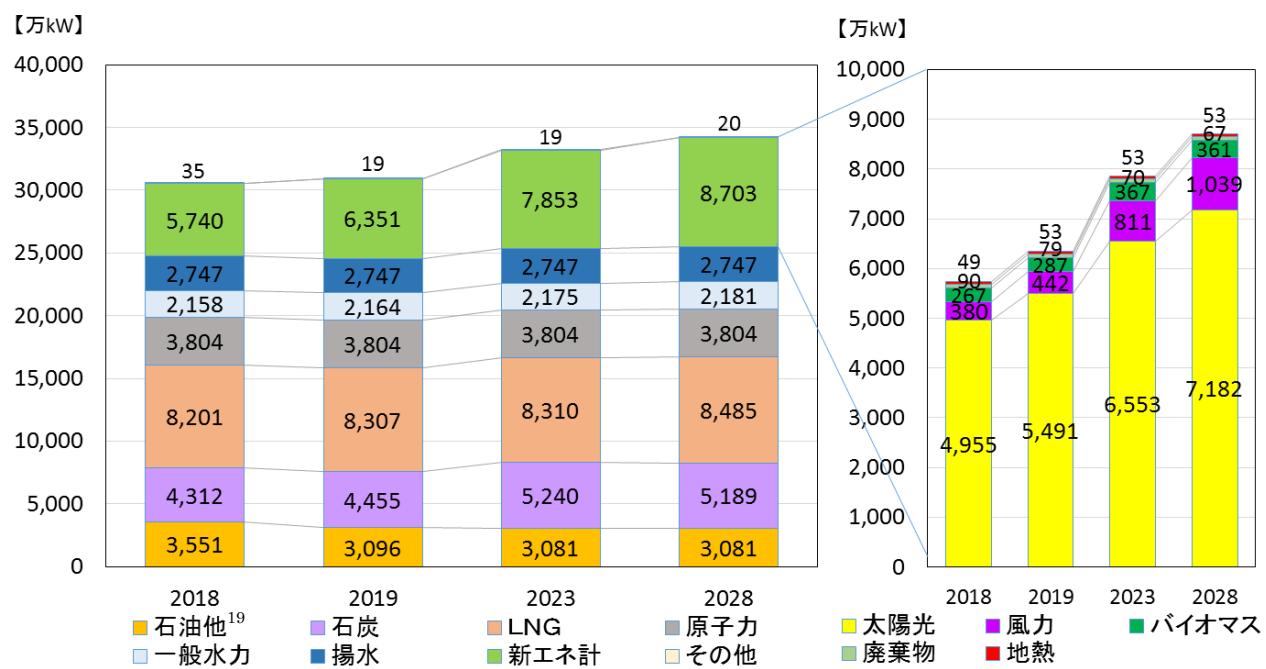


図3－1 電源構成の推移（全国合計）<sup>18</sup>

## 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と表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。

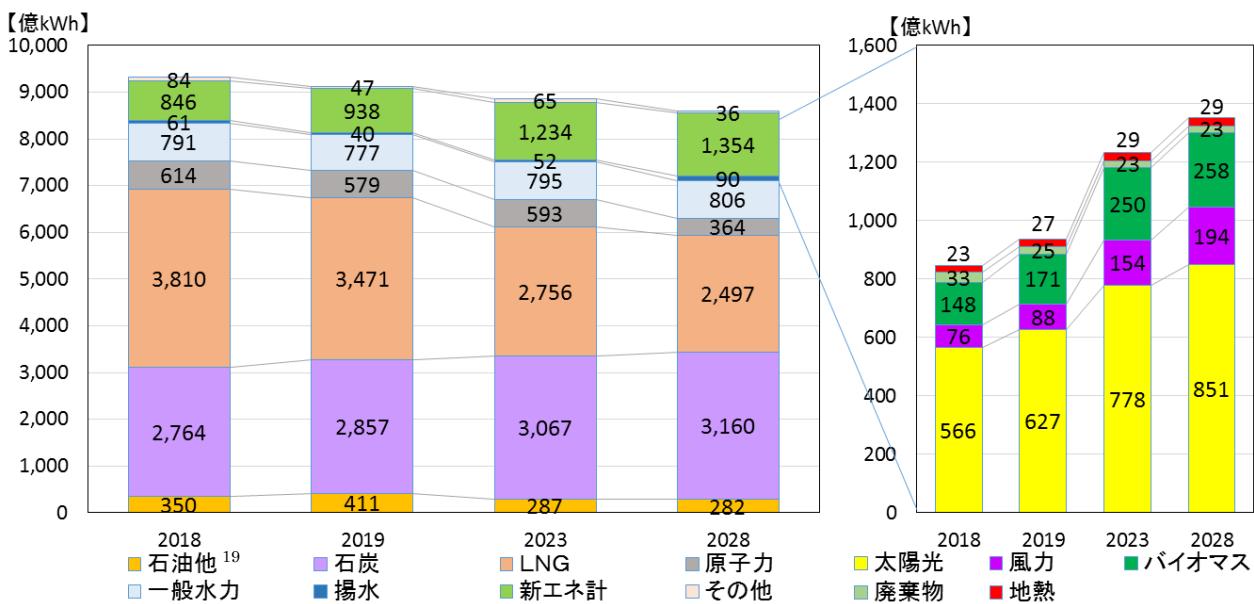


図3－2 電源別発電電力量の推移（全国合計）<sup>20</sup>

### 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。

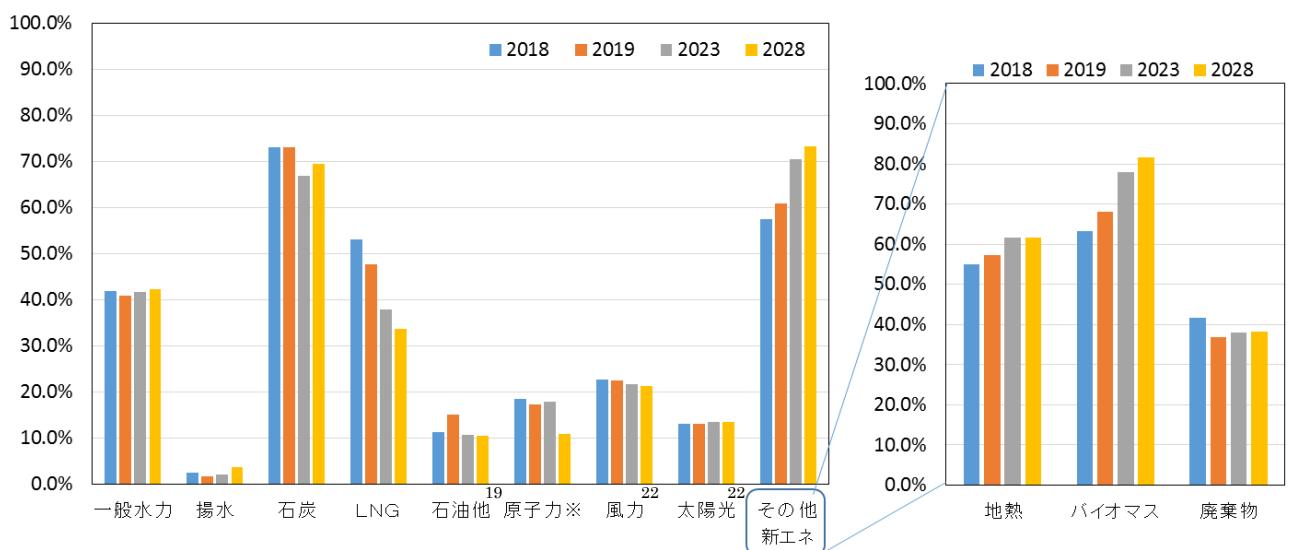


図 3－3 電源別設備利用率の推移（全国合計）<sup>21</sup>

#### 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。

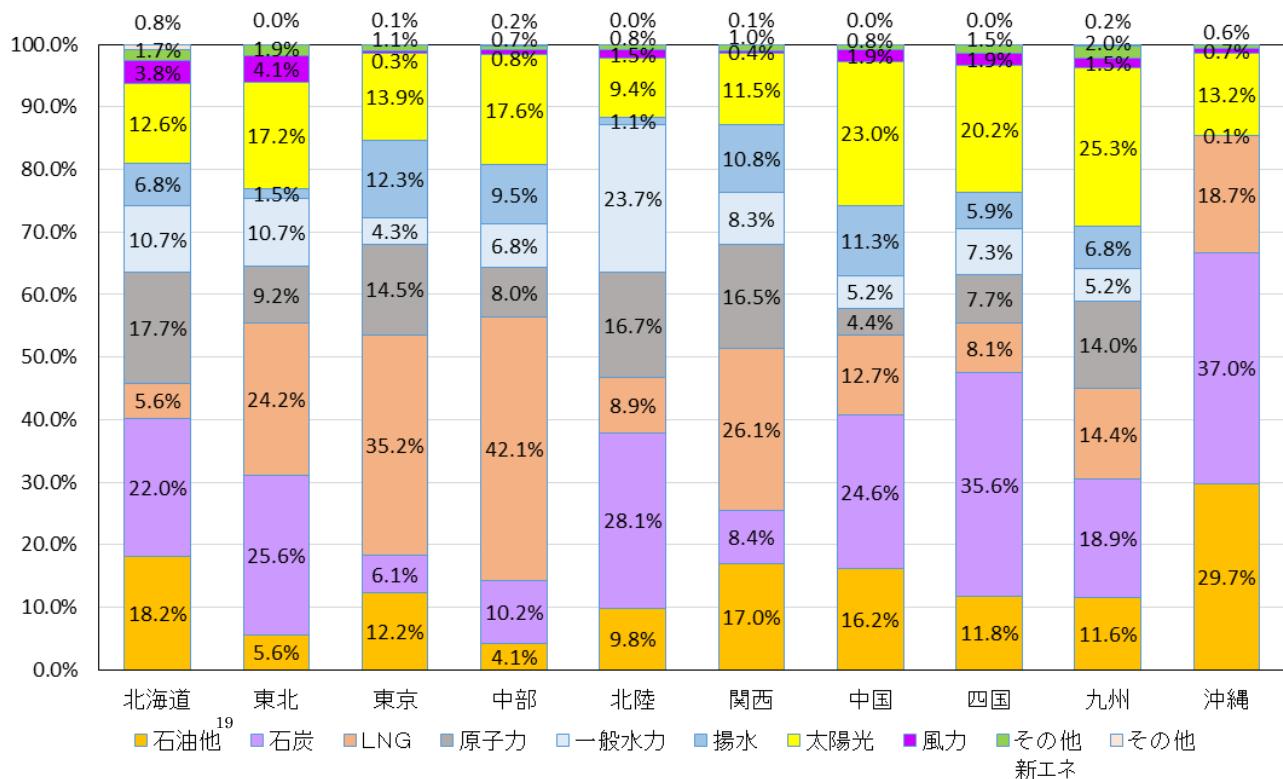


図3-4 2018度末のエリア別の電源(kW)構成比

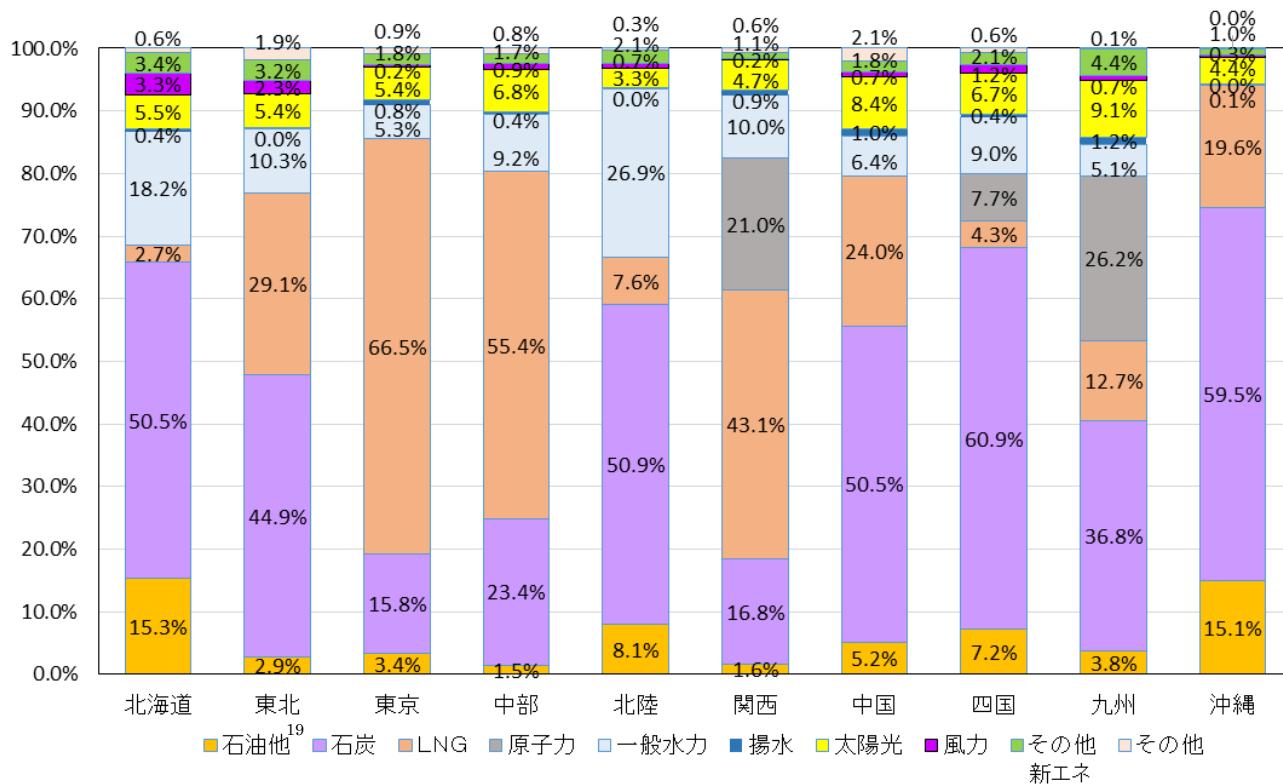


図3-5 2018年度のエリア別の発電電力量(kWh)構成比

## 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>・飛騨変換所:90万kW</li> </ul>
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・飛騨信濃直流幹線:89km</li> <li>・飛騨分岐線: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 →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>

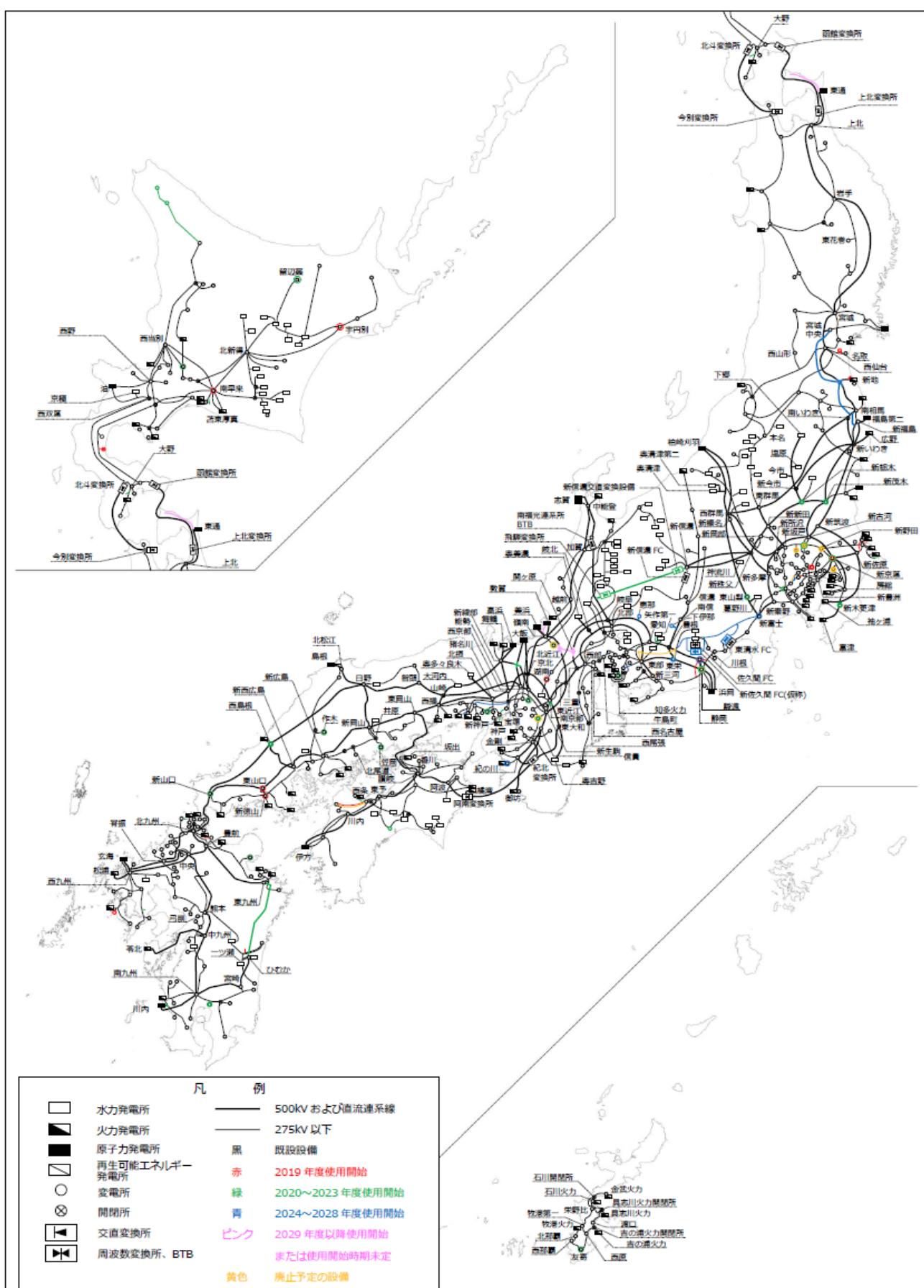


図 4-1 電力系統の状況

## 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D π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 東郷メガソーラー支線	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
	G7060005 アクセス線(仮称)	275kV	1km※1	1	2020年9月	2022年4月	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	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4－10 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4－11 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）。

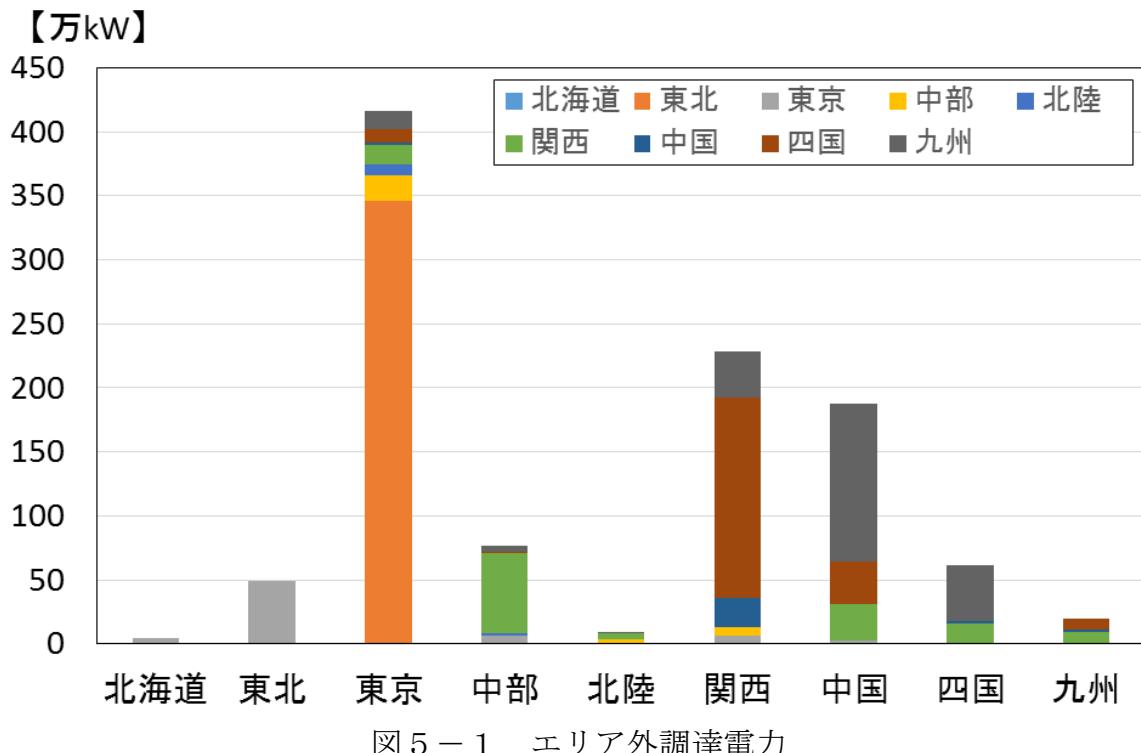


図5-1 エリア外調達電力

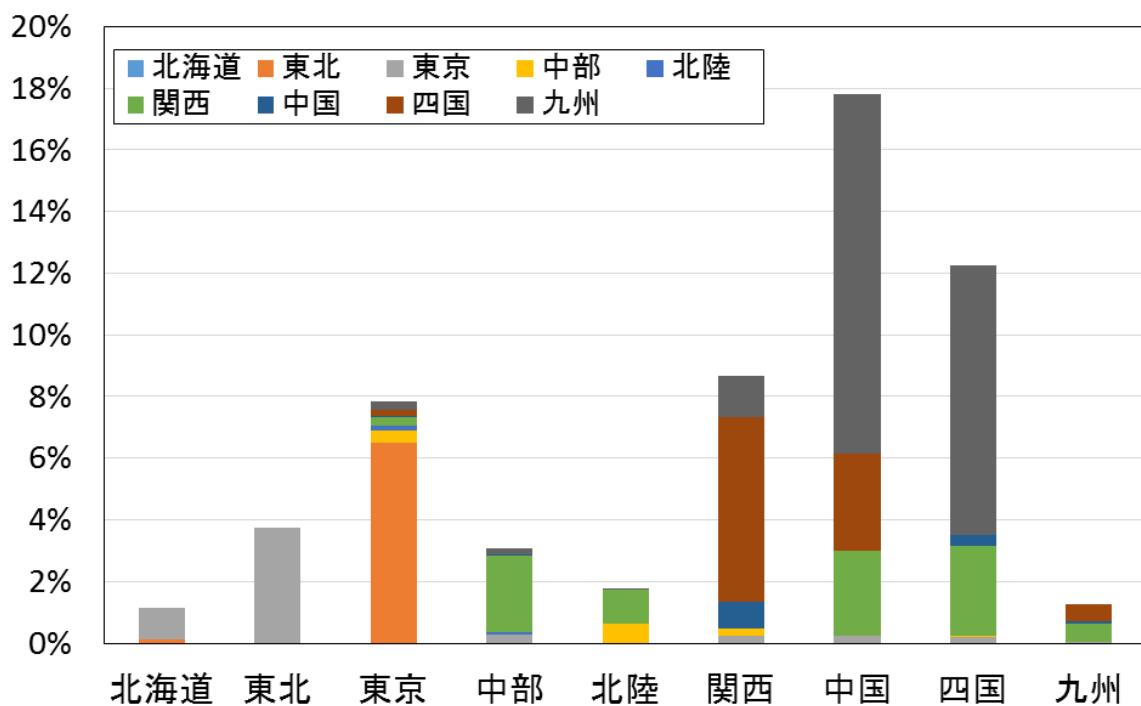


図5－2 エリア外調達電力比率

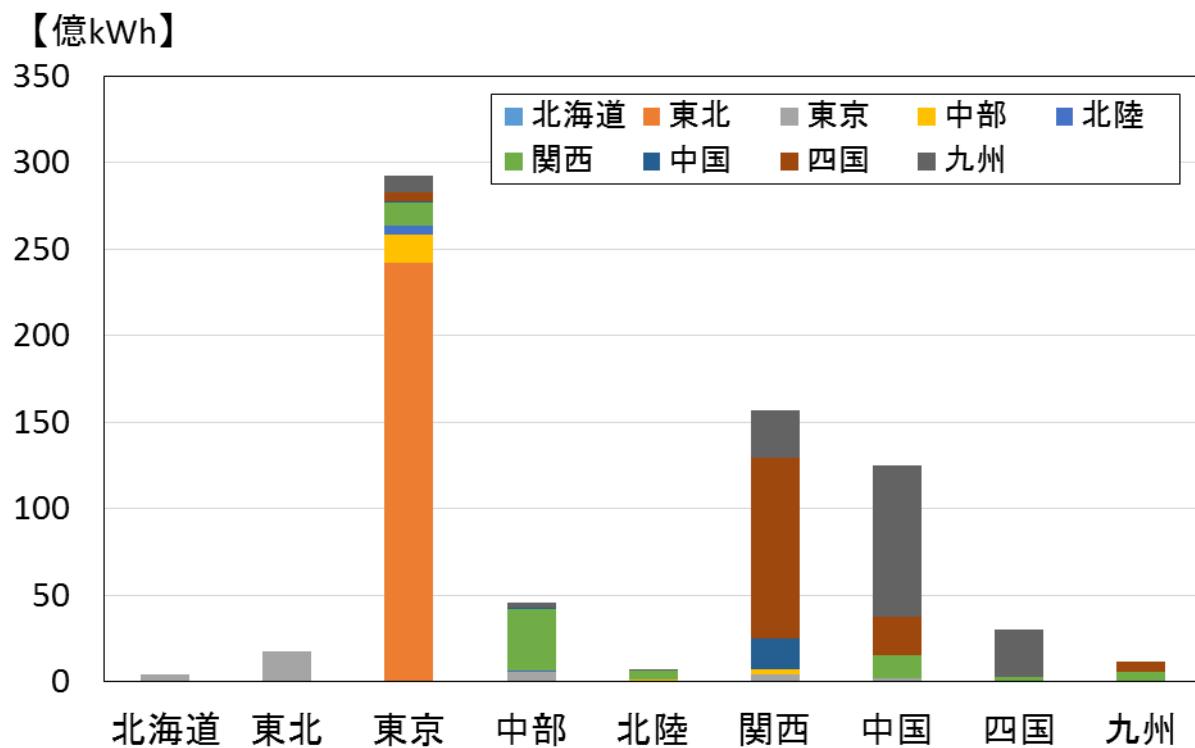


図5－3 エリア外調達電力量

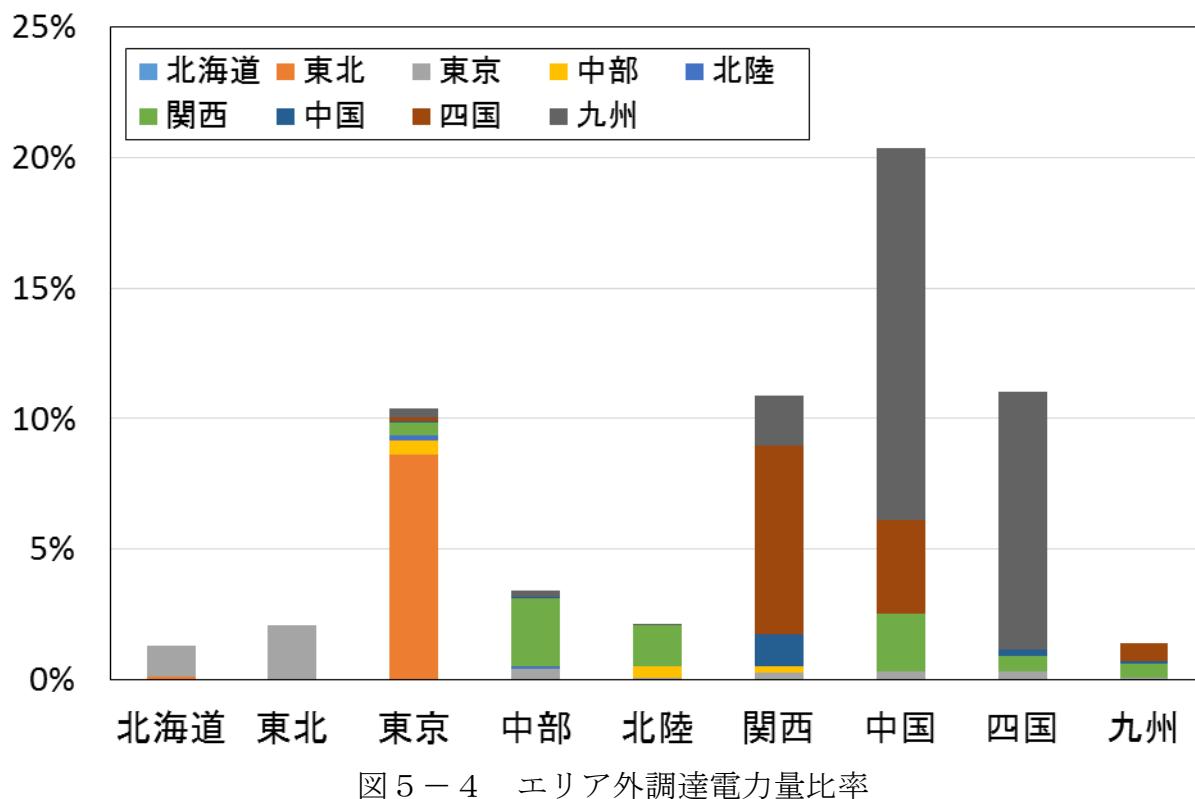


図5－4 エリア外調達電力量比率

## 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と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 6-1、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。

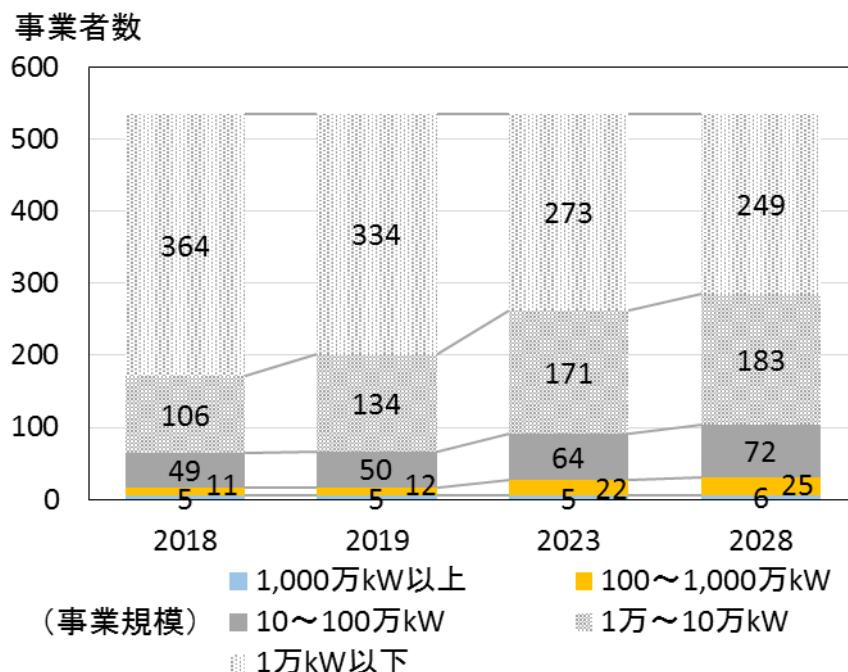


図 6-1 需要電力別の小売電気事業者数

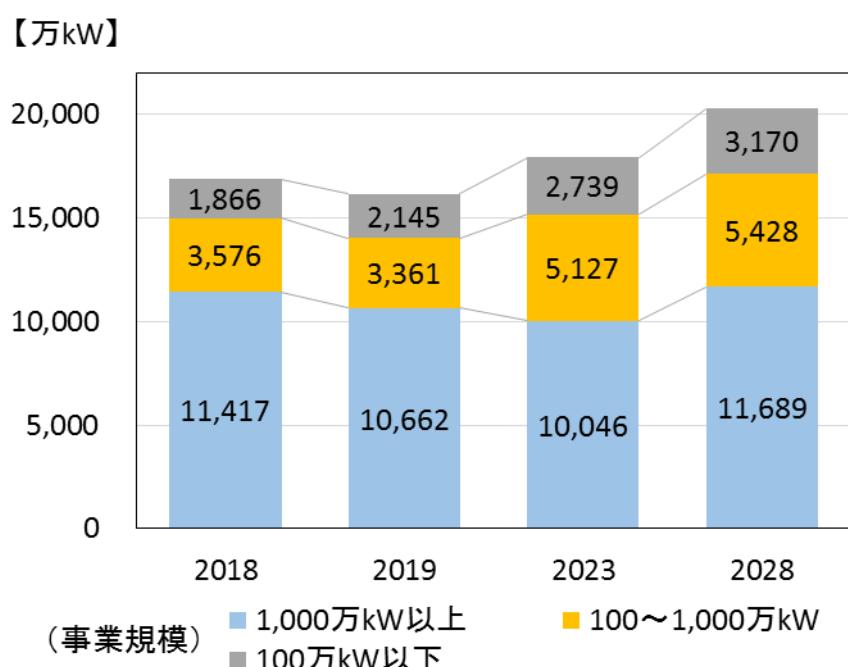


図 6-2 各規模別の需要電力（積算）

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と、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6-3、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。

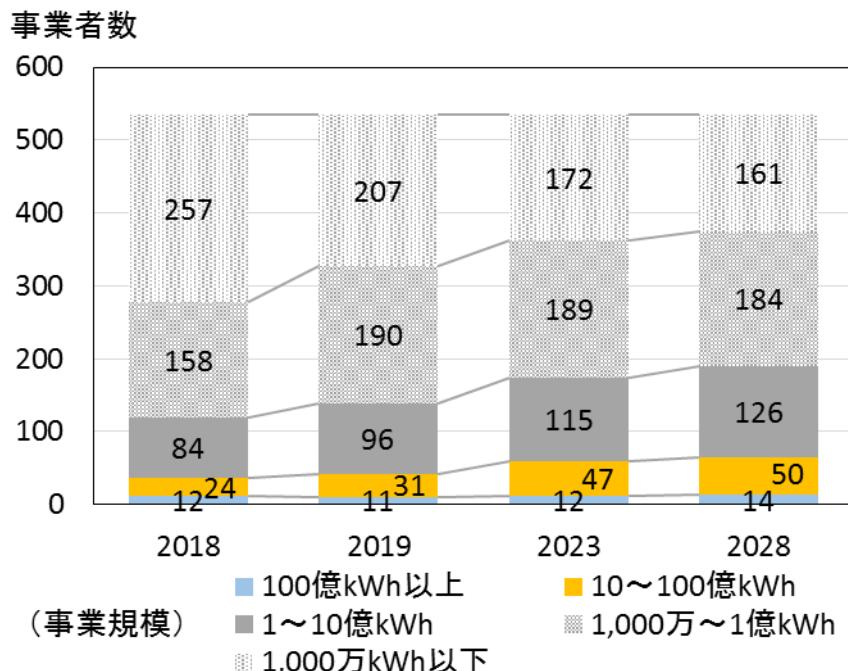


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

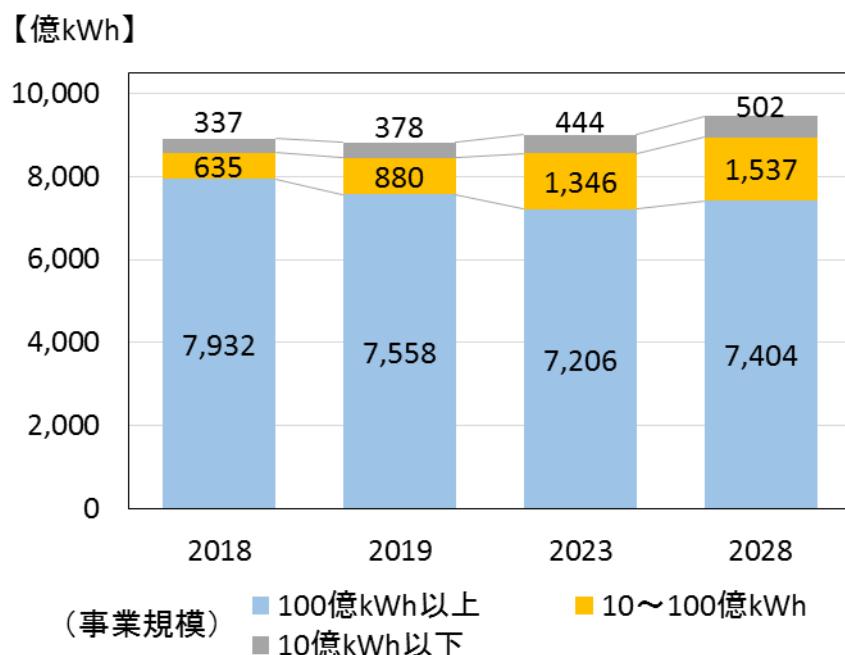


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

## 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。

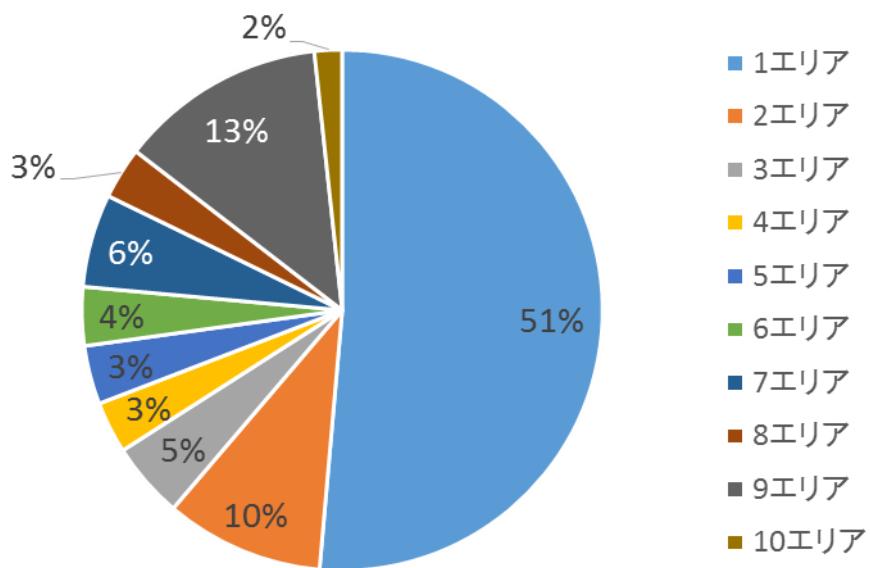


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

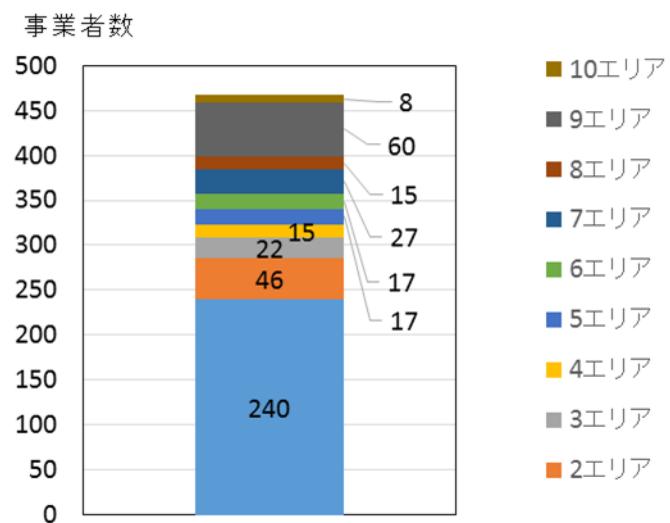


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

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。

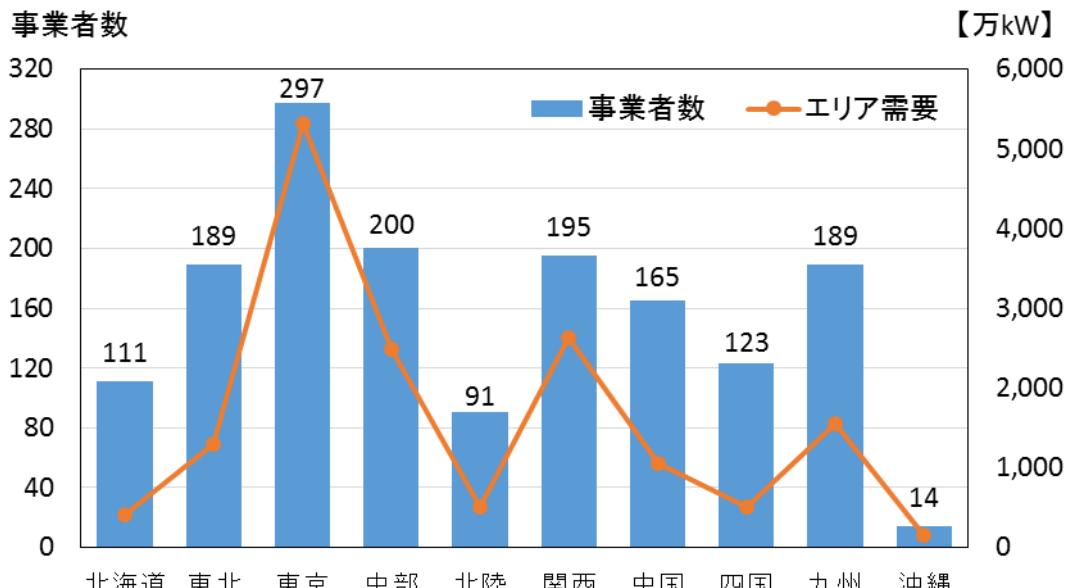


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

### 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。

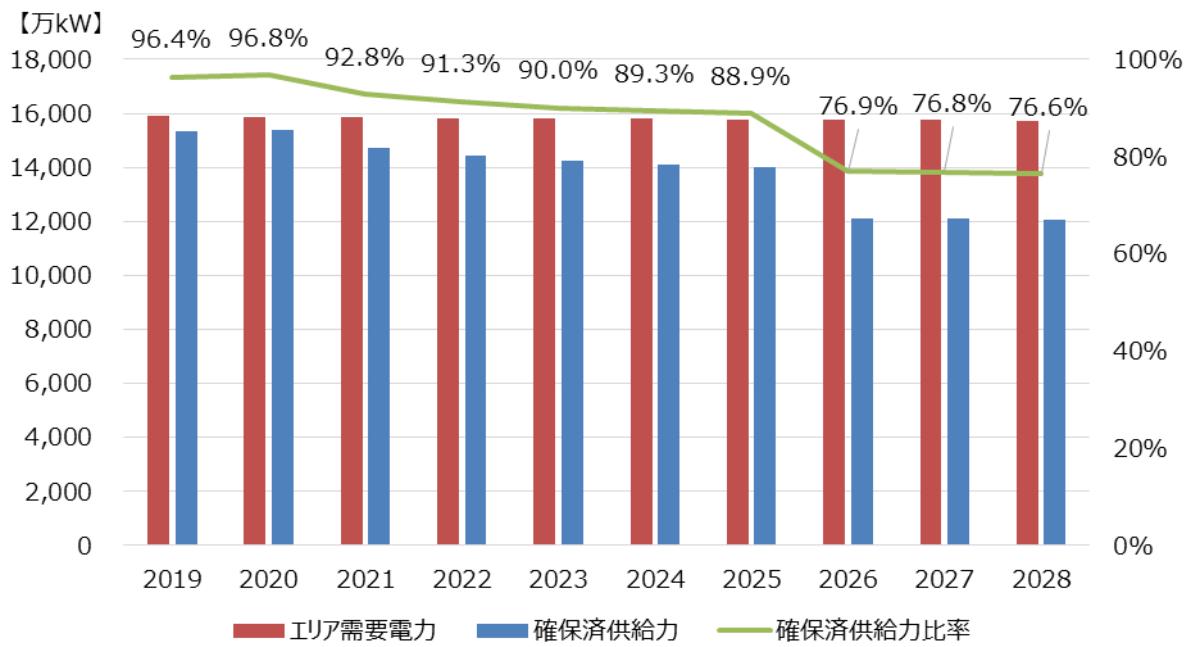


図 6-8 エリア需要に対する小売電気事業者の確保済供給力比率 (8月15時、送電端)

旧一般電気事業者的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。旧一般電気事業者的小売・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。

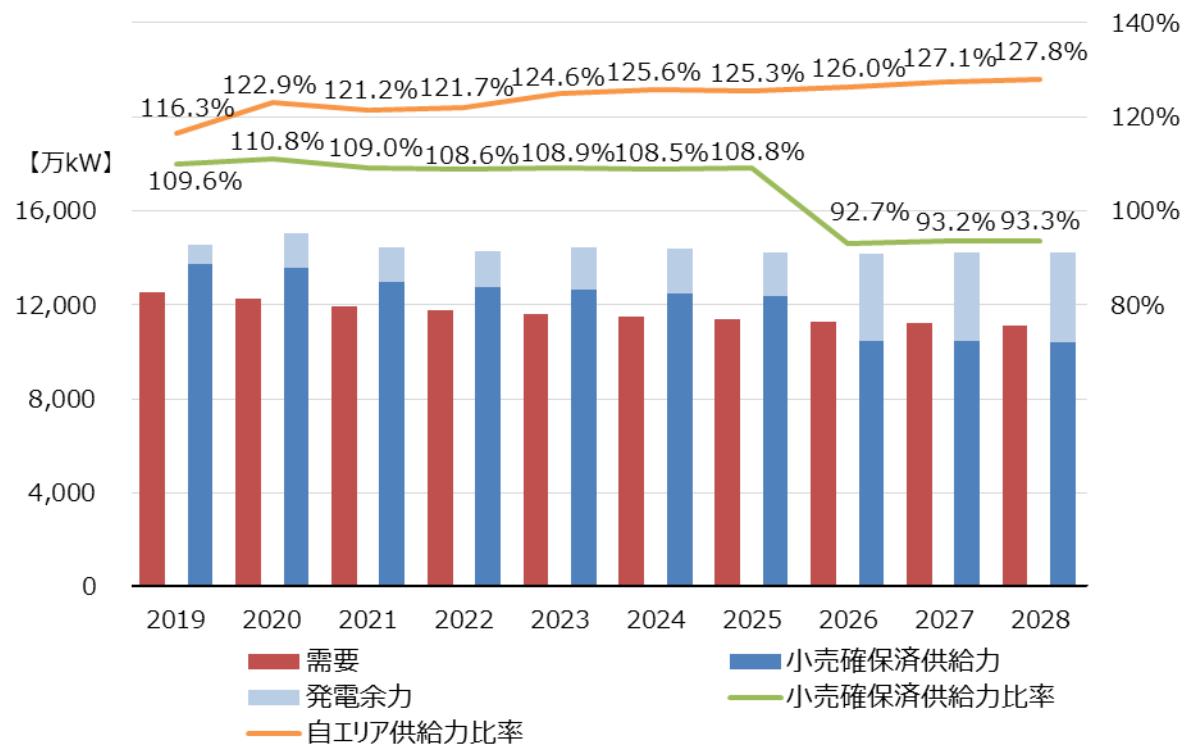


図 6-9 旧一般電気事業者 (小売・発電) の自エリア供給力比率<sup>41</sup> (8月15時、送電端)

<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。

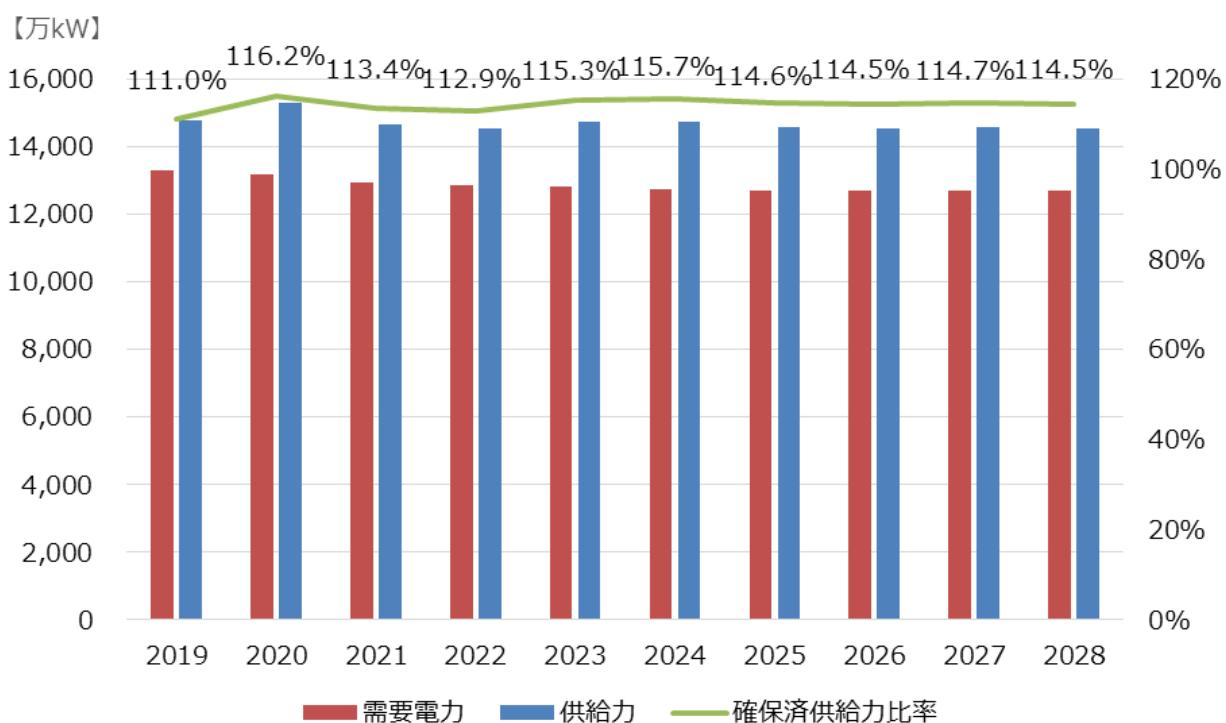


図6-11 旧一電および旧一電が過半の資本を占める事業者の確保済供給力比率  
(8月15時、送電端)

#### 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 6-1-2、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 6-1-3 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。

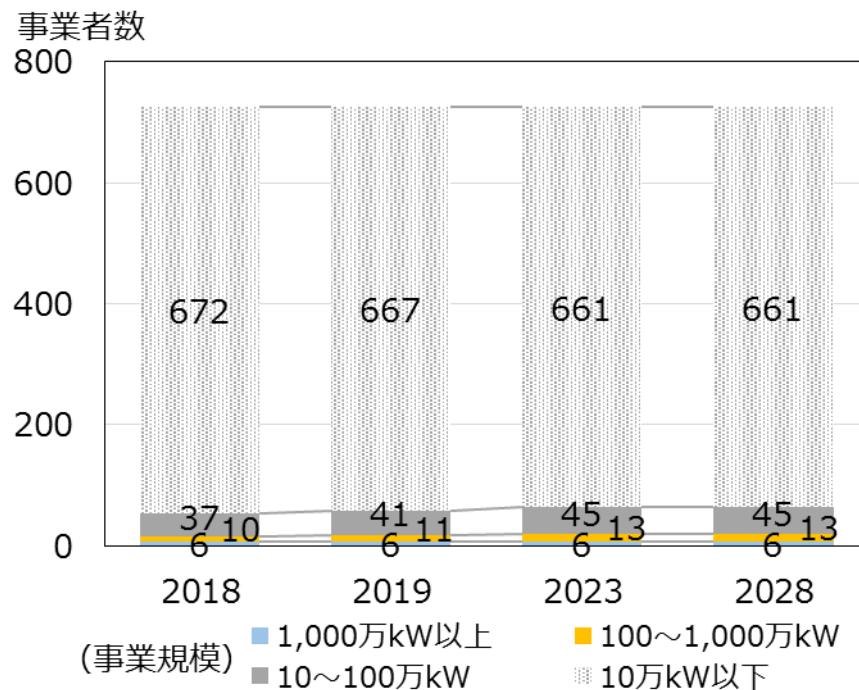


図 6-1-2 供給電力別の発電事業者数

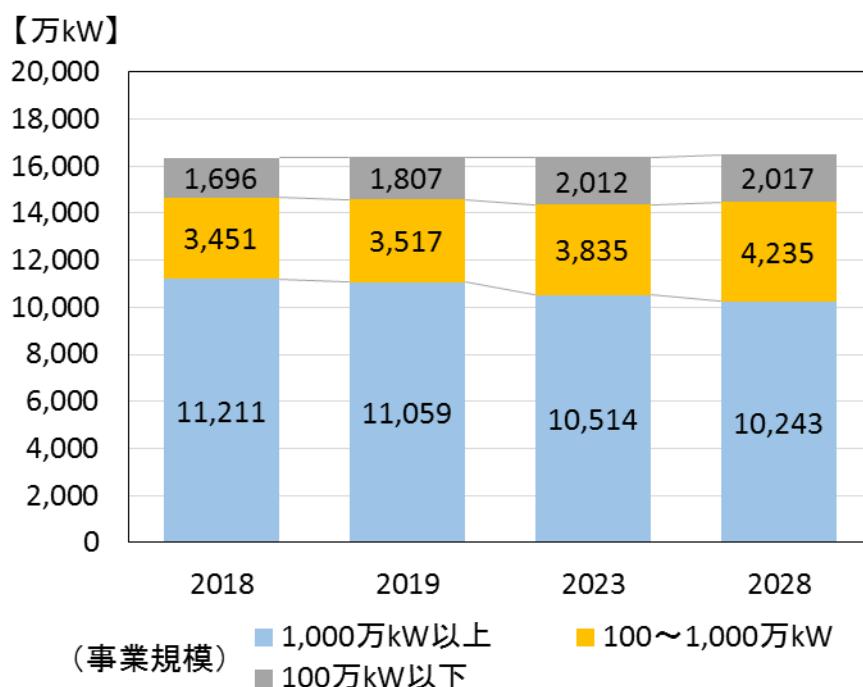


図 6-1-3 各規模別の供給電力（積算）

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と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6-14、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。

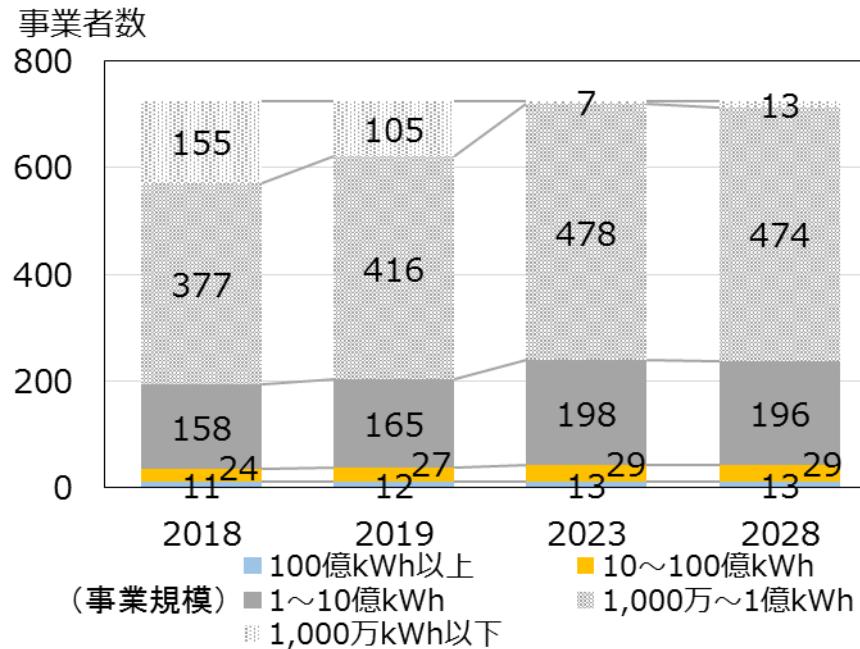


図6-14 供給電力量別の発電事業者数

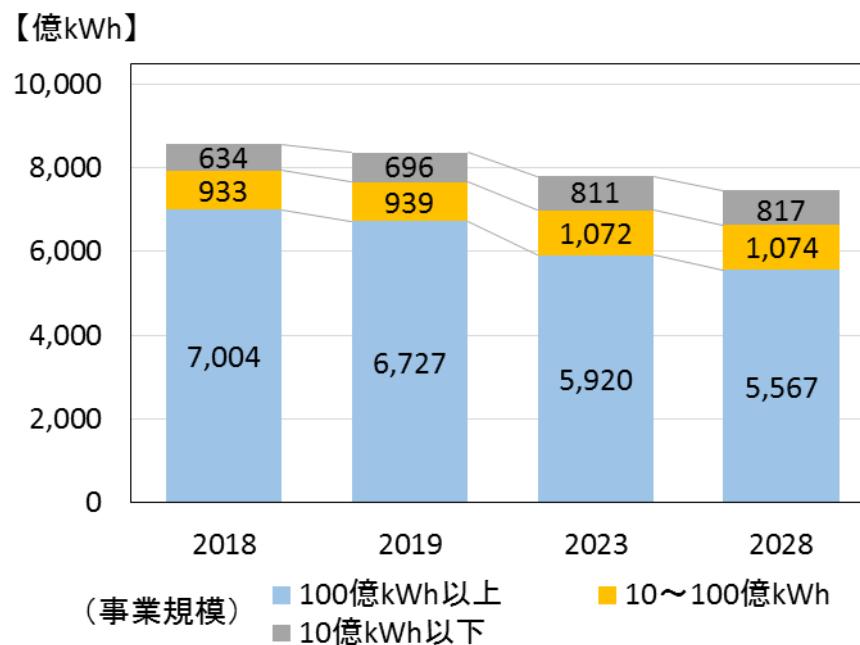


図6-15 各規模別の供給電力量（積算）

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。

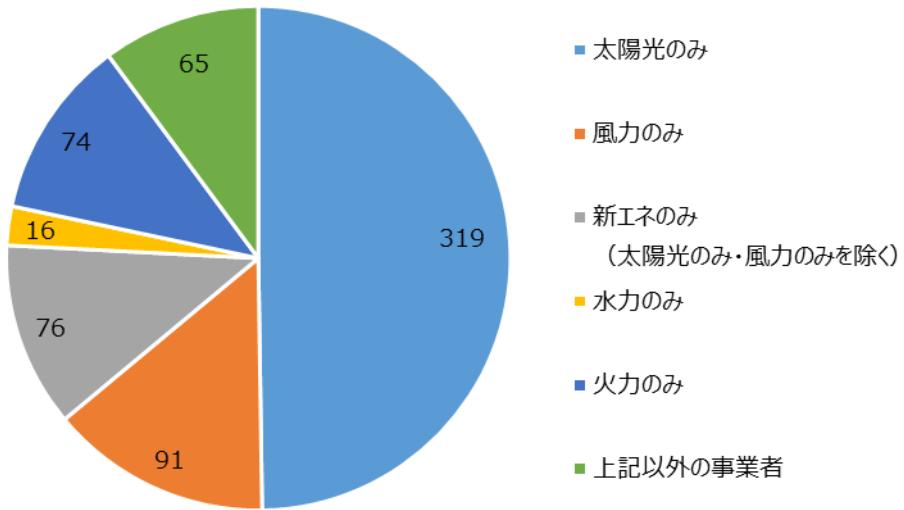


図6-16 発電種別毎の発電事業者数

## 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。

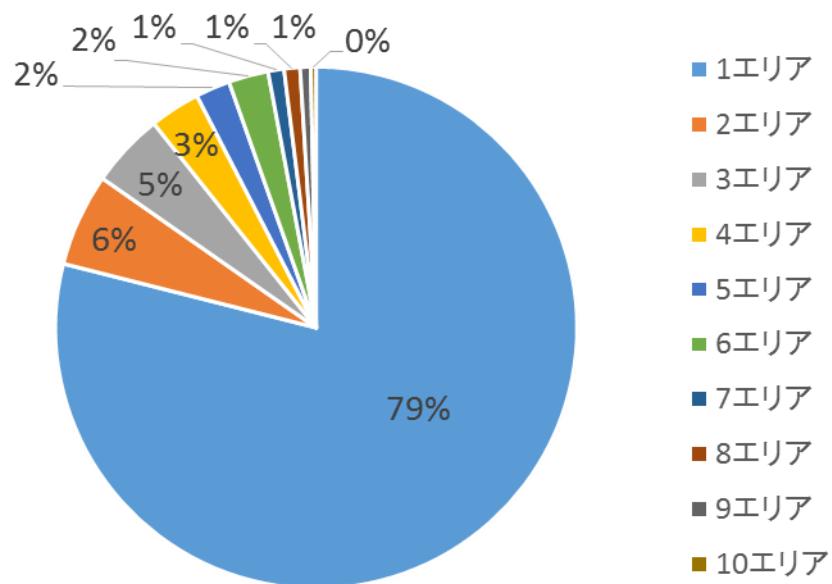


図6-17 事業エリア数毎の発電事業者比率

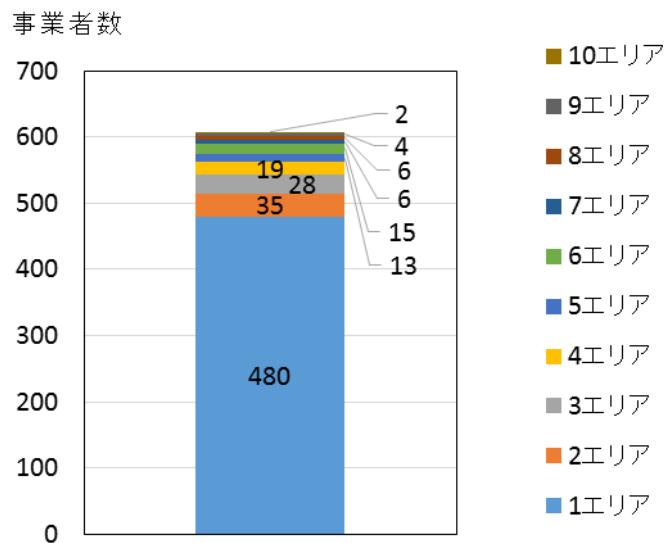


図6-18 事業エリア数毎の発電事業者数

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。

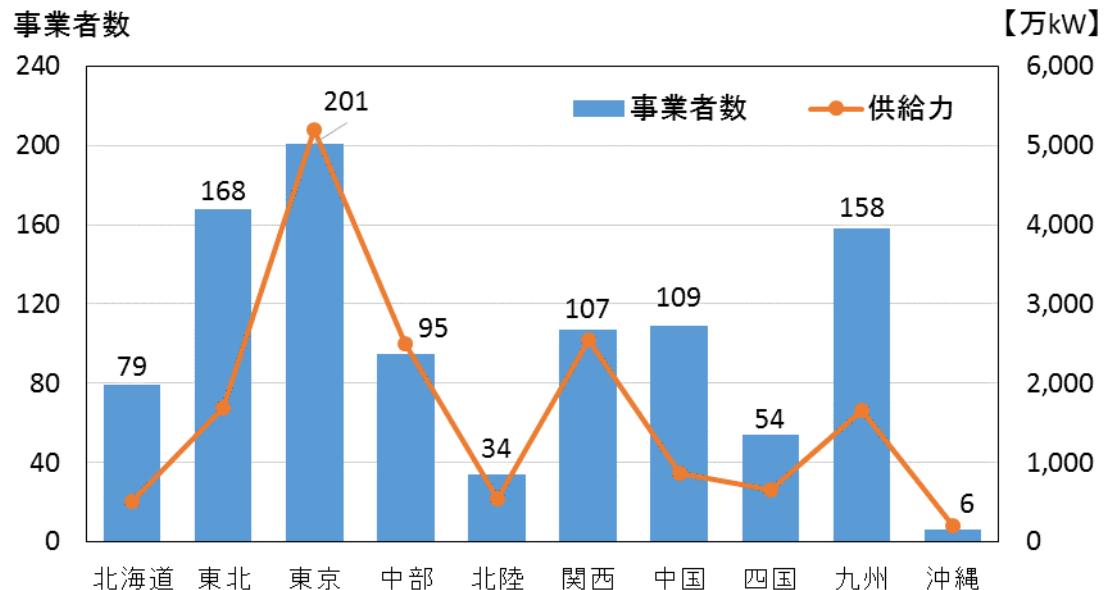


図6-19 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

## 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をしているとともに、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。

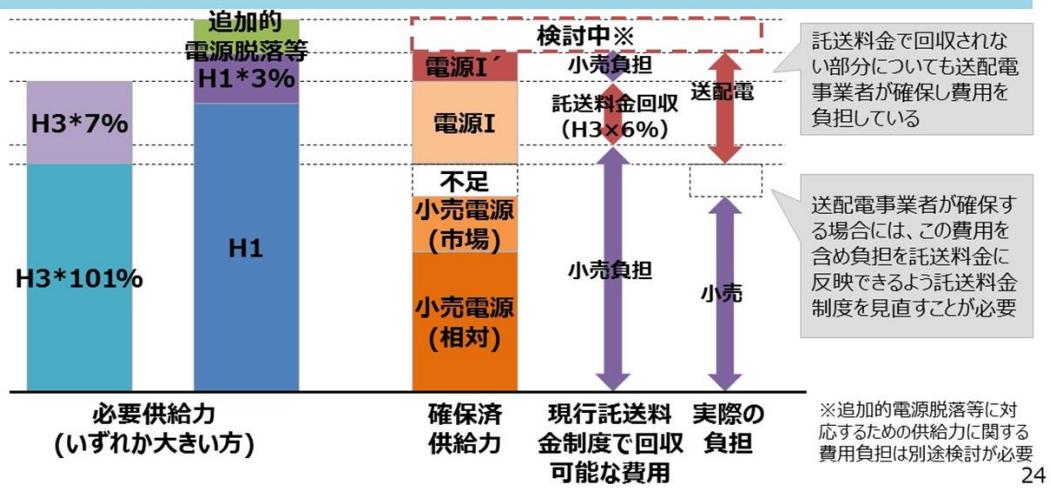
○こうした取組と並行して、今後は供給力確保状況をきめ細かく逐次把握していくことが重要となることから、本機関としては、電源の休廃止予定の事前把握などに注力するとともに、休廃止予定前の電源の有効活用に向けた「発電設備等の情報に関する掲示板」の活用などの取組を徹底していく。

#### <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

#### 送配電事業者が確保する場合の費用負担

- 送配電事業者は既に小売電気事業者が確保すべき予備率のうち一部を暫定的に確保している。今後もこのような暫定的な取扱いの対象を拡大することは、小売電気事業者が自ら必要な供給力を確保する原則を逸脱するものであり、電気事業の健全な発達を妨げるものと考えられる（送配電事業者の健全な事業運営に影響を及ぼすおそれもある）。
- そのため、送配電事業者が小売電気事業者が確保すべき予備率を確保することとする場合には、その費用を含め送配電事業者の負担を託送料金に反映できるように適切な場で託送料金制度を見直すことが必要。また、当該費用は毎年変動することが考えられるため、柔軟に反映できるように配慮する必要がある。



## 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

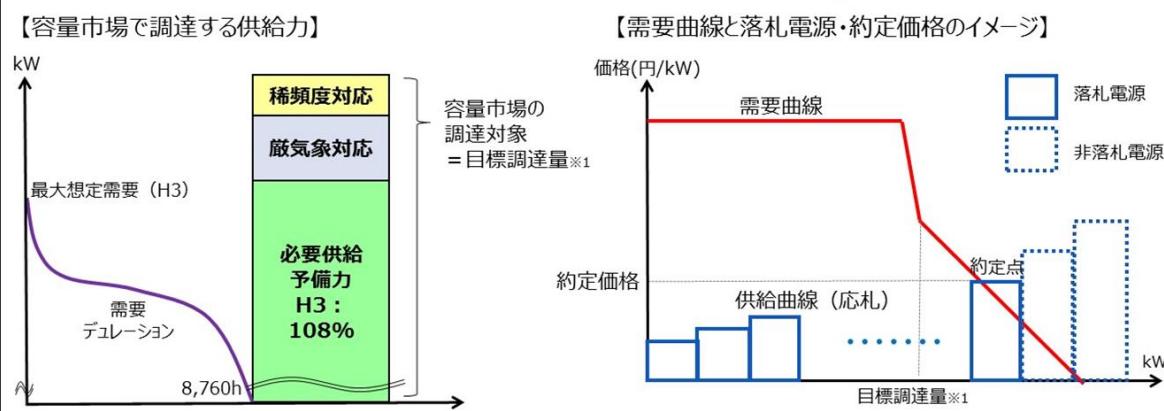
出典：「容量市場概要説明会（3月公表資料）」資料から抜粋

（ご参考：広域機関ホームページURL [http://www.occto.or.jp/kainin/oshirase/files/youryou\\_setsumei0311.pdf](http://www.occto.or.jp/kainin/oshirase/files/youryou_setsumei0311.pdf)）

#### 2-2 容量市場のオークションの仕組み

- 容量市場は、買い手は広域機関、売り手は発電事業者等となるオークションです。
  - ✓ 広域機関は、全国で必要な供給予備力等に基づき、需要曲線（買い入札曲線）を設定します※1。
  - ✓ 発電事業者等は、電源等毎（計量単位毎）に、応札量と応札価格（円/kW）を決めて、応札します。
- 落札電源は、応札価格が安価な順に並べ需要曲線との交点（約定点を含む応札）までとします※2。
- 約定価格は、シングルプライスオークションとして、約定点の価格とします。約定価格に応札量を掛けた額が容量確保契約金額となります※3。

※1 容量市場で確保する容量は、必要な供給予備力等からFIT分の容量を差し引きます。  
※2 DR等、発動回数に制約がある電源等は、別途、落札できる上限量を設定します。  
※3 リクワイアメントを満たせない場合、減額することがあります。



### 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<sup>1</sup>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 $\Delta kW$ 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。

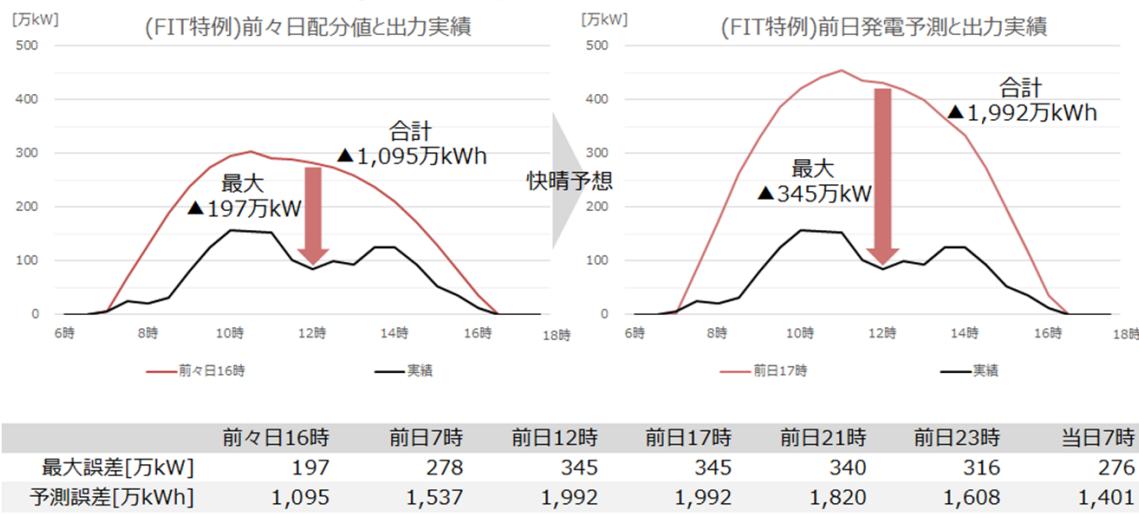
<参考3> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

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

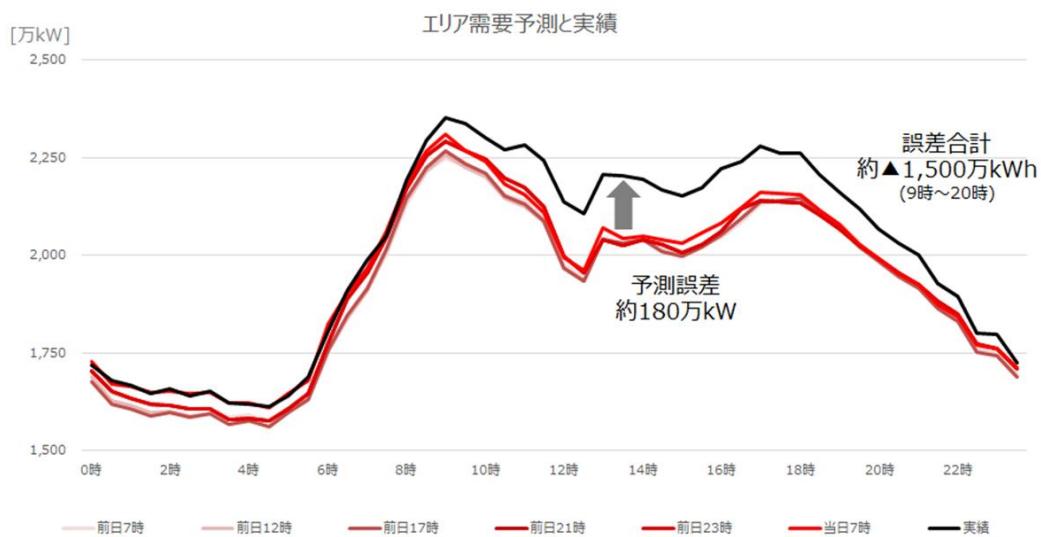


## <参考4> 2019年1月10日の中部エリア需給状況

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



<参考5>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

## 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る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年度を目指して具体化）】

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、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时刻の需要電力を表（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）

	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%

：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）

	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）

	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）

	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。

# 調整力の区分

- 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。

当機関にて検討した必要量の考え方をもとに  
一般送配電事業者にて公募を通して調達

	電源Ⅰ'	周波数制御機能なし（電源Ⅰ'）…簡易指令システム含むオンライン
	電源Ⅰ	周波数制御機能あり（電源Ⅰ-a）…専用線オンライン 周波数制御機能なし（電源Ⅰ-b）…専用線オンライン ※電源Ⅰ-a・Ⅰ-bの配分量については一般送配電事業者が検討
	電源Ⅱ	周波数制御機能あり（電源Ⅱ-a）…専用線オンライン 周波数制御機能なし（電源Ⅱ-b）…専用線オンライン 周波数制御機能なし（電源Ⅱ'）…簡易指令システム含むオンライン ※電源Ⅱは設備要件に応じて3区分に分けて一般送配電事業者が募集
	電源Ⅲ	
エリア供給力		

- 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。

＜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的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、夏季と冬季のそれについて、次式により算定する。

$$\text{電源 I}' = \text{厳気象 H 1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大 3 日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I' 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- 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。

- H 3 需要が最大となる季節の H 3 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。
- 評価した供給力が当該季節の H 3 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。
- 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。
  - 計画停止量の差
  - 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）の供給力の差
  - 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 2019 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 需要在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。
  - 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、H 3 需要を 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。
- 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>

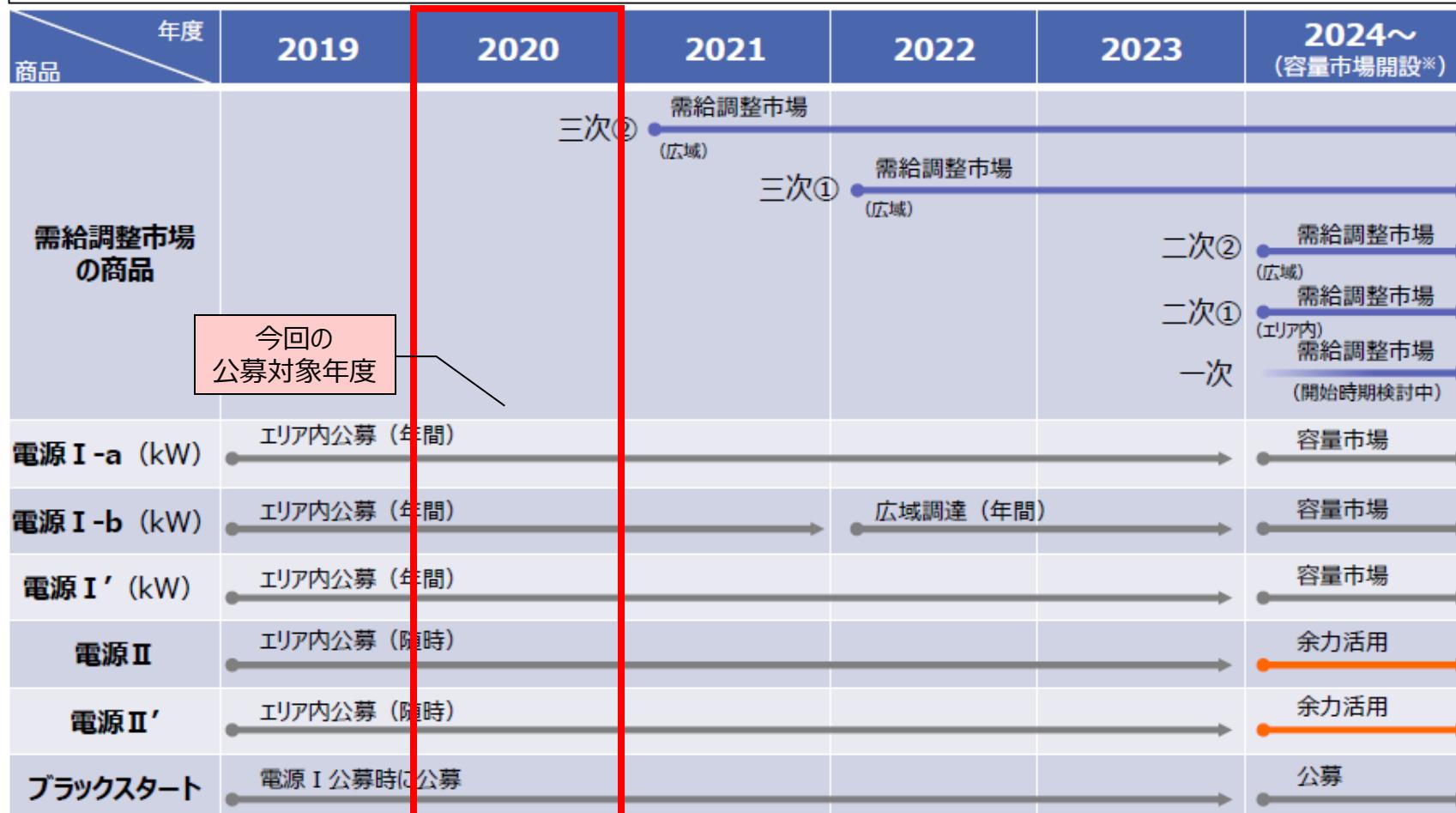
(余白)

## 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

17

- 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。



出所) 第8回需給調整市場検討小委員会（2019年1月24日） 資料5（赤枠等追記）

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018\\_jukyuchousei\\_08\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_08_haifu.html)

- 電源ⅠはkW価値と△kW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きた。
- 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いる、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はなく、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（詳細は後述）。

- 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。

- 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JR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	ヒーク <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	ヒーク <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	ヒーク <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	ヒーク <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

- 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とともに、運用への影響有無を確認していく必要ではないか。

### 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	ヒーク <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	ヒーク <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	ヒーク <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	ヒーク <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、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たとした。
- 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。
- 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、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H1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

$$\text{電源 I}' = \frac{(\text{厳気象H1需要} \times 103\%)}{\text{厳気象H1需要対応に必要な供給力}} - \left( \frac{\text{平年H3需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$

- 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。

- 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。

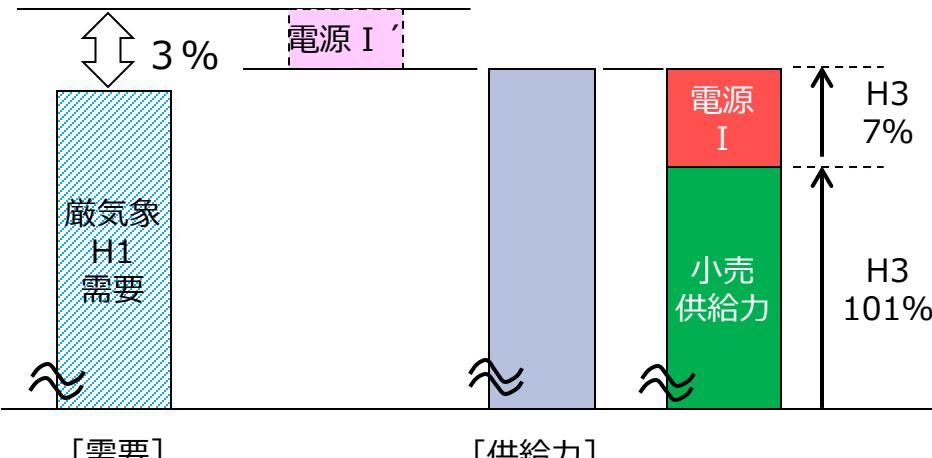
➤ 計画外停止率を考慮した電源I'必要量算定式

$$\text{電源I}' = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%)$$

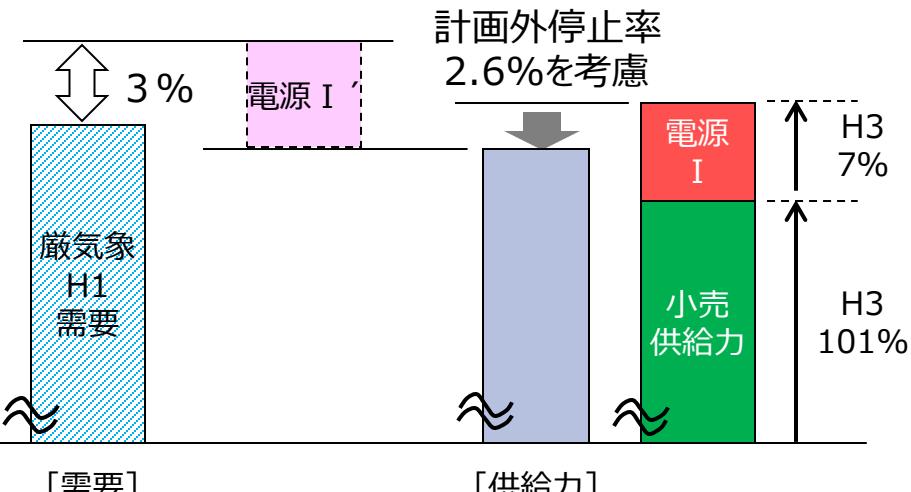
$$- (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源I必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率})$$

### 【計画外停止率の考慮イメージ】

(これまでのイメージ)

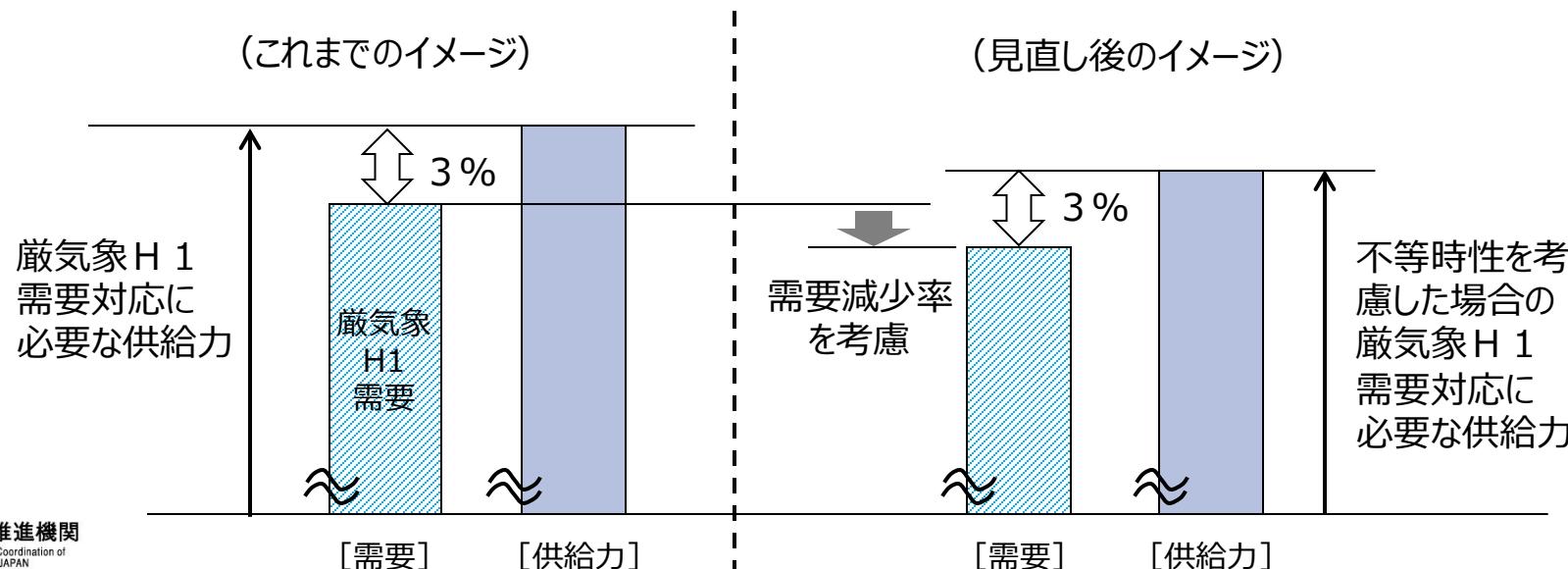


(見直し後のイメージ)



- 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方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 × (1 - 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】

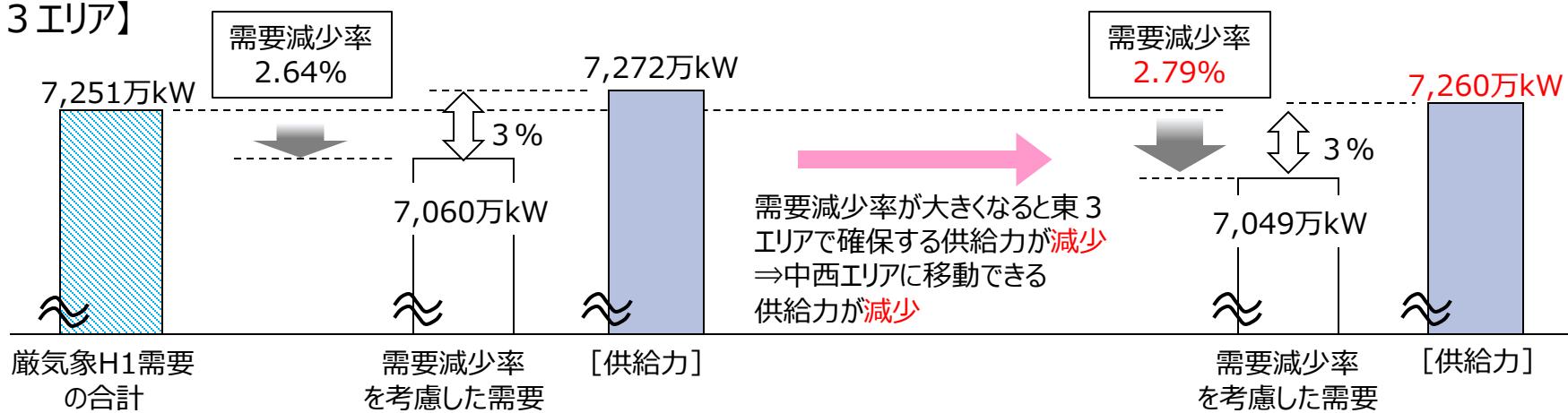


- ブロック分けを決定するにあたって、どのように連系線の空容量を考えるかが課題となる。
- 各エリアの需給状況や卸電力市場での取引状況によって、連系線の潮流とともに空容量は変わるものであるが、供給計画および需給検証においては、供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算定し、評価している。
- 電源 I ' 必要量の算定において、不等時性を考慮するブロック分けを決定するにあたっても、供給計画および需給検証と同様に、連系線の空容量は供給計画に計上されたエリア間取引により算定してはどうか。
- また、供給計画においては、マージン（A, B, C）分を除いた空容量を活用することとしており、需給検証においては、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と合わせることで、どうか。

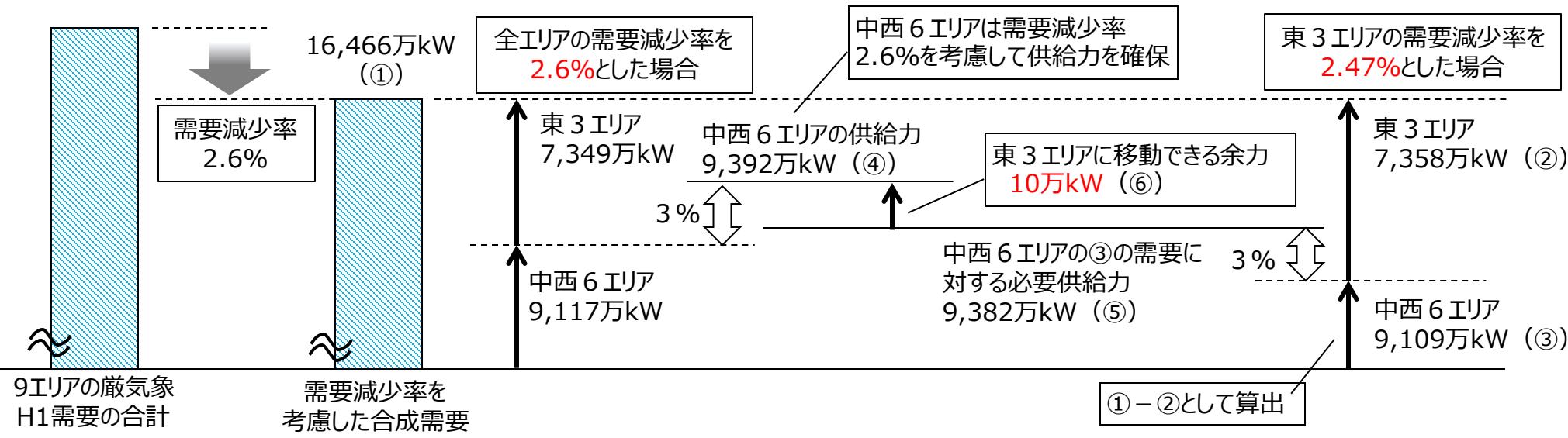
- 供給力を移動できるためには、連系線に空容量があるとともに、自エリアで必要な予備力を確保したうえで、他エリアに移動できるだけの余力があることが必要になる。
- 電源 I' の公募調達を通じて、少なくとも各エリアで需要減少率を考慮した需要に対して 3 %の予備力を確保できるだけの供給力を確保していることを前提として、エリアの供給力の過不足を計算することでどうか。
- 具体的には、以下のように各エリアの供給力の過不足を計算し、空容量の範囲内で移動できるかを評価することでどうか。
  - 1つのエリアが厳気象 H 1 需要になると想定する。
  - 不等時性を考慮するブロックの合成需要は「厳気象 H 1 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 H 1 需要になったエリア以外の需要を、厳気象 H 1 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 H 1 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。

- 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、全量は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 H1 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



## (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。  
 $9\text{エリアの厳気象H1需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) = 16,466\text{万kW}$
- 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。  
 $\text{東3エリアの厳気象H1需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) = 7,358\text{万kW}$
- 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。  
 $\text{①の値} - \text{②の値} = 9,109\text{万kW}$
- 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。  
 $\text{中西6エリアの厳気象H1需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\% = 9,392\text{万kW}$
- ⑤ ③の需要に対する中西6エリアの必要供給力を算出。  
 $\text{③の値} \times 103\% = 9,382\text{万kW}$
- 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。  
 $\text{④の値} - \text{⑤の値} = 10\text{万kW}$

■ 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。

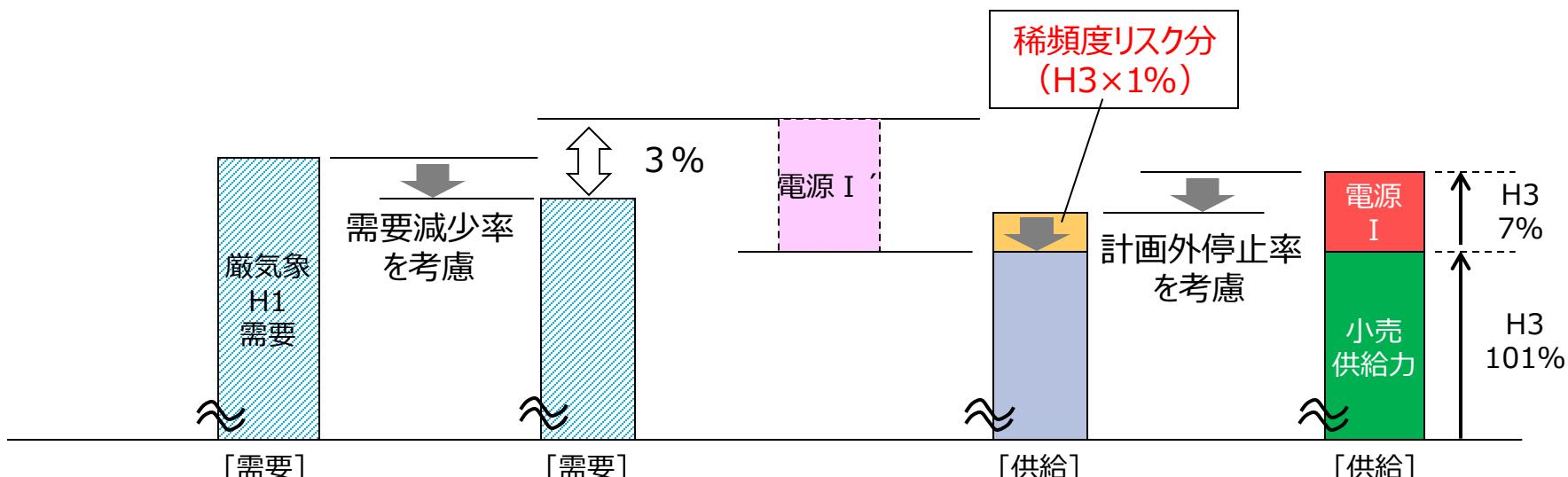
- 夏季の東3エリアの電源Ⅰ'必要量算定においては、中西エリアからの供給力移動に期待できる量として、10万kWを考慮することとし、厳気象H1需要の比率で按分した以下の量を電源Ⅰ'必要量から控除する。
  - 北海道0.5万kW、東北1.8万kW、東京7.5万kW

※ 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 の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 の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 の必要量
 
$$= \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

※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 需要在最大ではない季節であっても、厳気象 H 1 需要在と平年 H 3 需要在のかい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 需要在最大ではない季節において、H 3 需要在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考しつつ、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

第40回委員会 資料2

- 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									
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）

- 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、以下のようになる。
- 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				

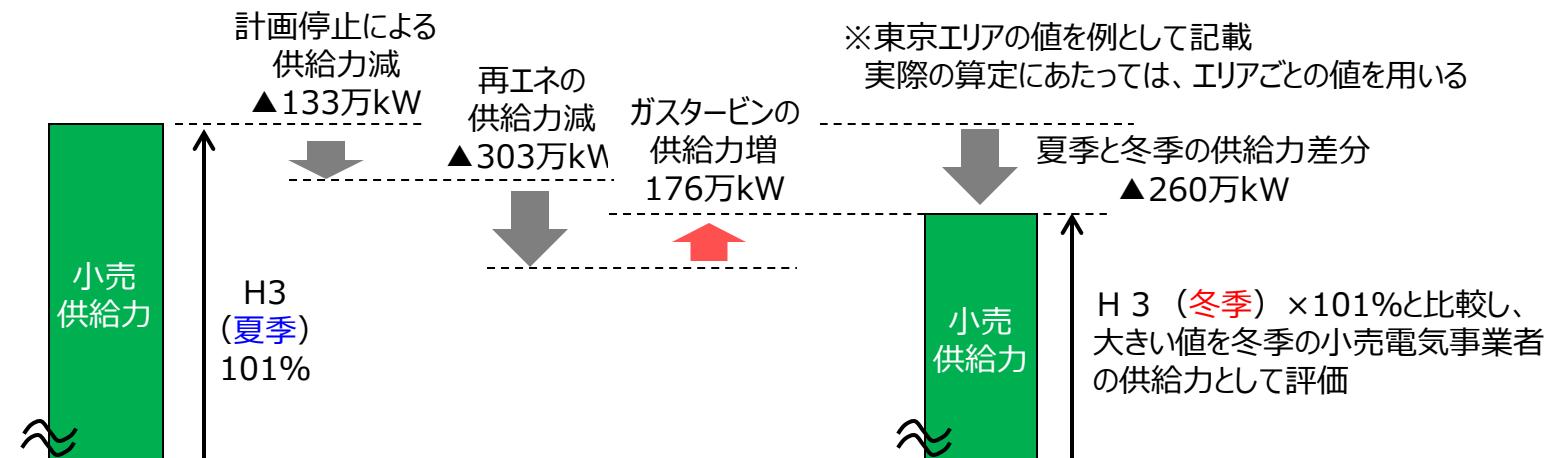
※ 夏季は8月、冬季は1月の値（新設・廃止時期を考慮して一部データを補正）

※ 1 旧一般電気事業者の火力発電設備

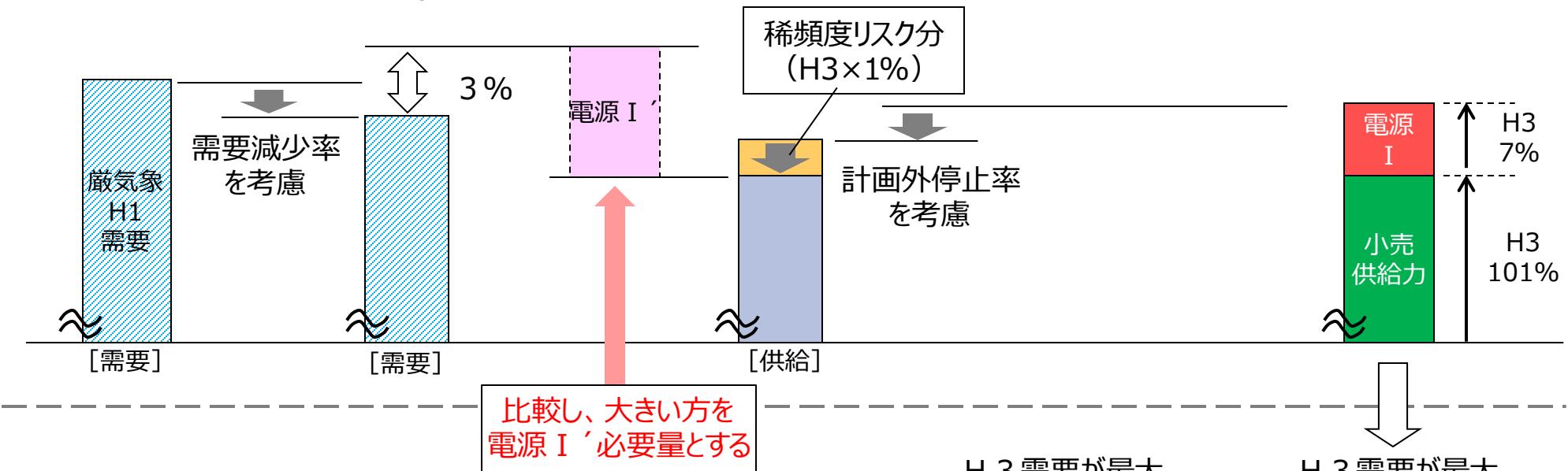
※ 2 安定して発電し得る最大の能力を示し、設備容量から、コンバインドサイクルなどでは、大気温の影響による能力減分を差し引いたもので示す。（電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインによる）

- 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はどうか。
  - 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。
  - 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、いざれか大きい方を、当該エリアの電源I'必要量とすることでどうか。

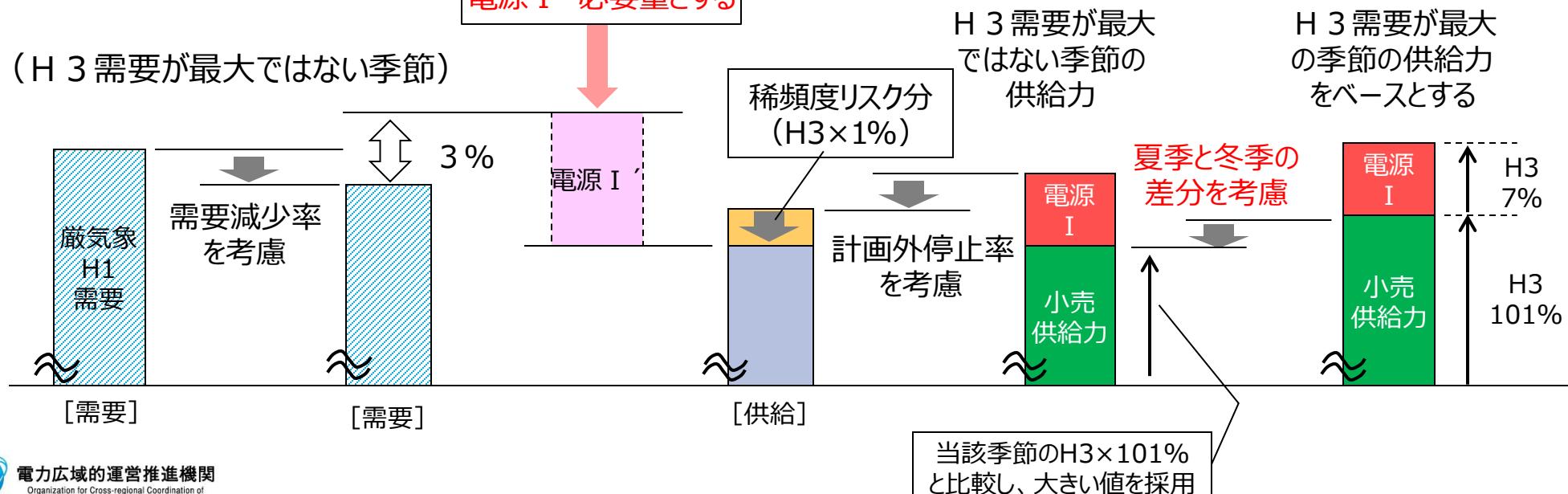
### ○夏季と冬季の供給力の差分



(H3 需要が最大となる季節)



(H3 需要が最大ではない季節)



## 電源Ⅰ'の活用

- 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つ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していくことでどうか。

### 【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】

『出来る限り年間で対応できる、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'で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うが、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つに決め打ちせずに、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)

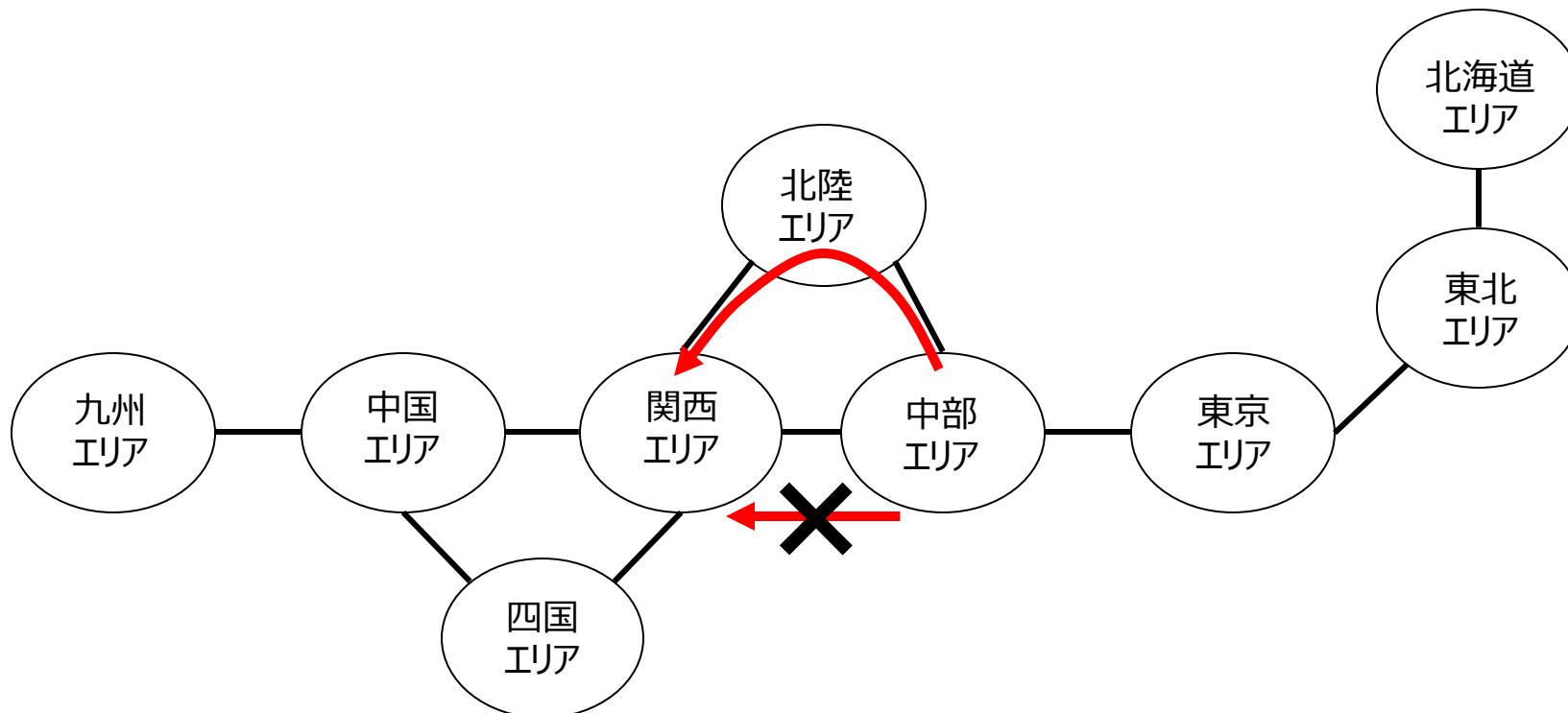
## 電源 I' のエリア外調達について

- 電源Ⅰ'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はどうか。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。

## 電源 I' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限値の見直し

- 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（公募未実施工アリ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ー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。

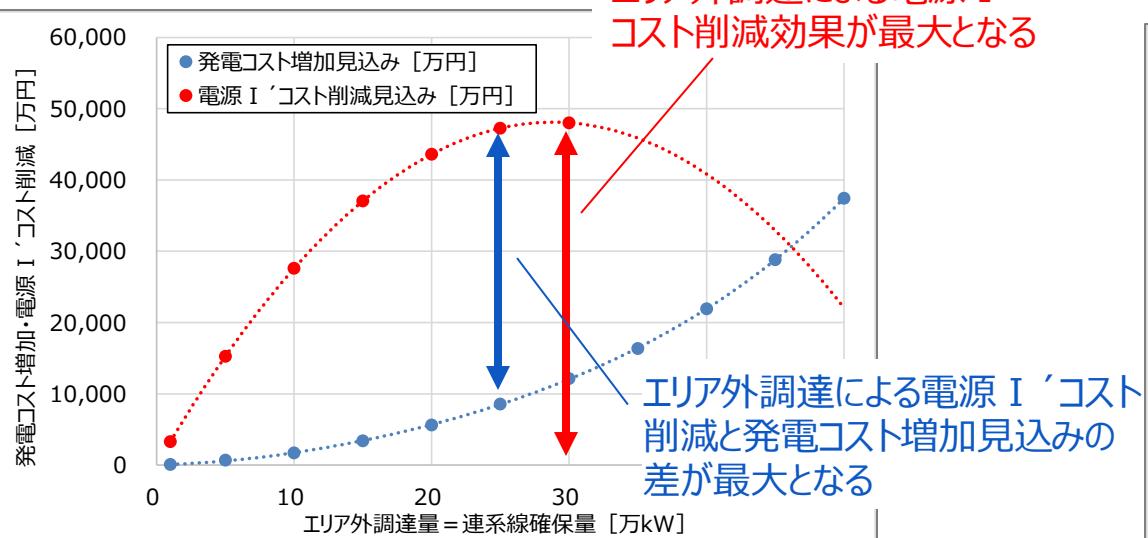
- 前回の本委員会では、個々の地域間連系線の空容量実績のみを示したが、電源 I' のエリア外調達による卸電力市場への影響という観点で考えた場合、例えば、中部関西間連系線（中部→関西向き）に電源 I' のエリア外調達のためのマージンを設定した結果として、仮に当該連系線が混雑したとしても、中部→北陸→関西のルートで電気を流すことにより市場分断には至らないことから、複数ルートがある場合には、フェンス潮流を考慮して検討を行う。



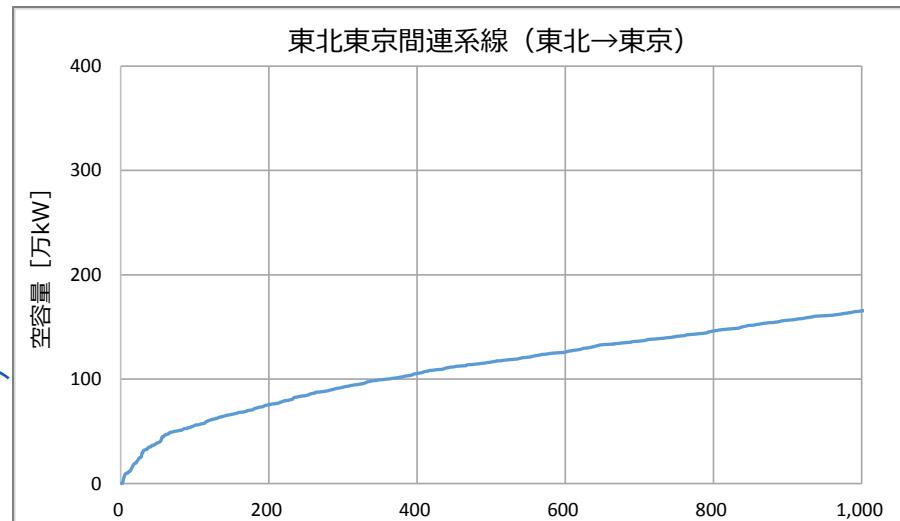
## 東北→東京向きに連系線容量を確保した場合の影響

- 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比較すると、下図のような関係になると試算となった。
- 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。

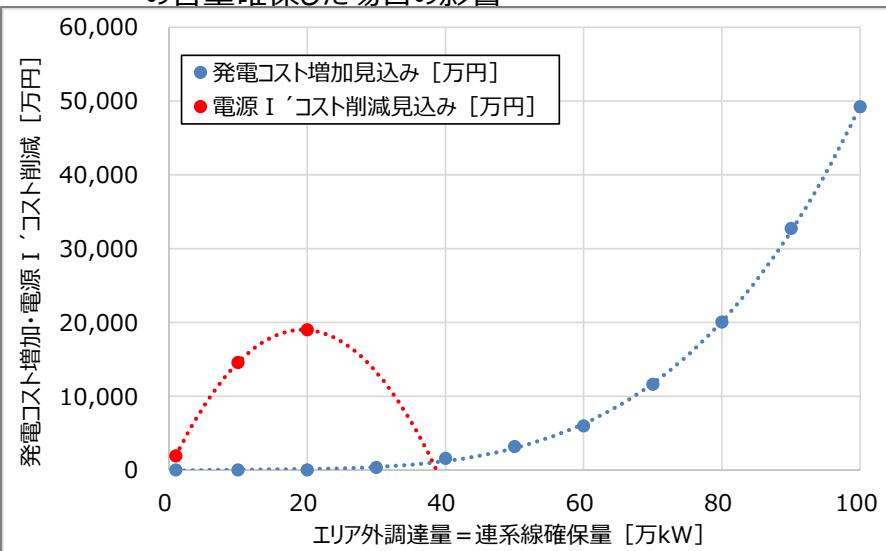
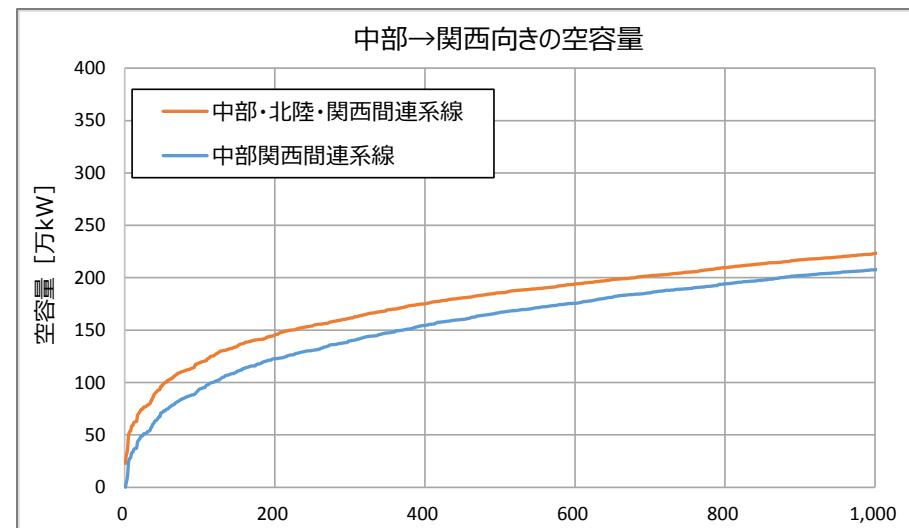
東北東京間連系線（東北→東京向き）  
の容量確保した場合の影響



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ではなく、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）

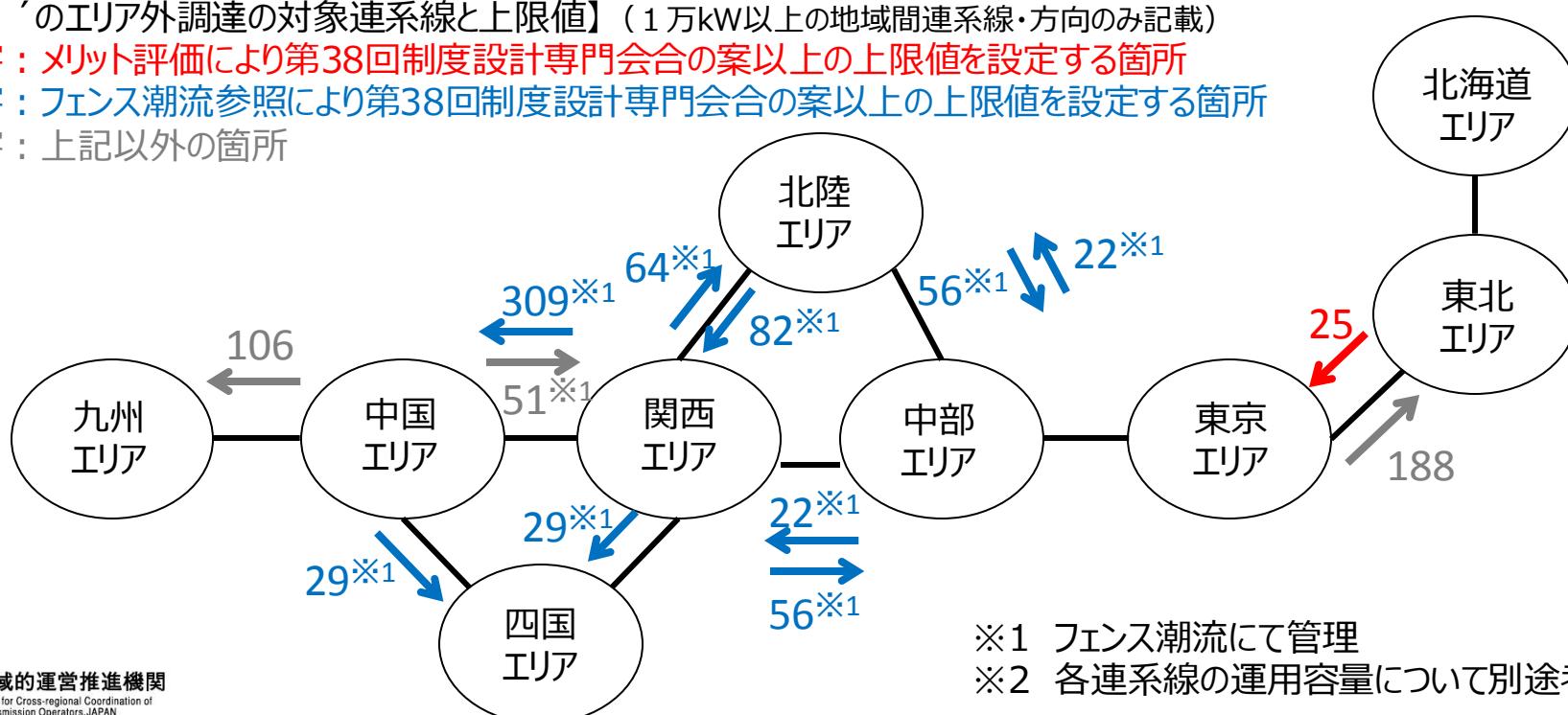
- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I' 公募状況）をもとに、電源 I' をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I' の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I' をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I' のエリア外調達に伴う電源 I' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量をエリア外調達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



- 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に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。
 

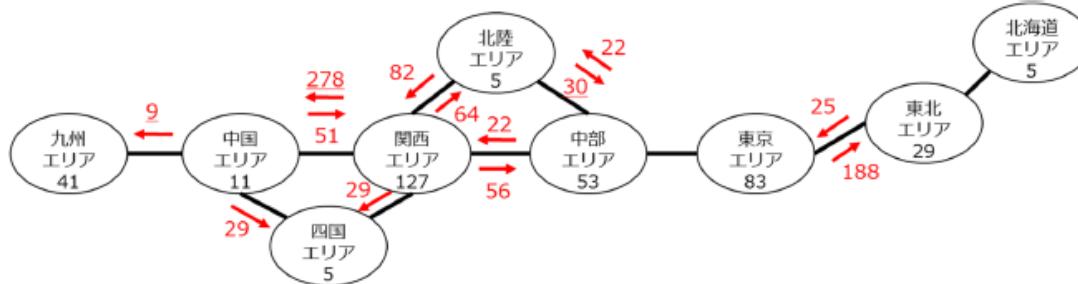
※市場分断がエリアの小売市場の競争に与える影響も考慮する必要がありうる。

### 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】

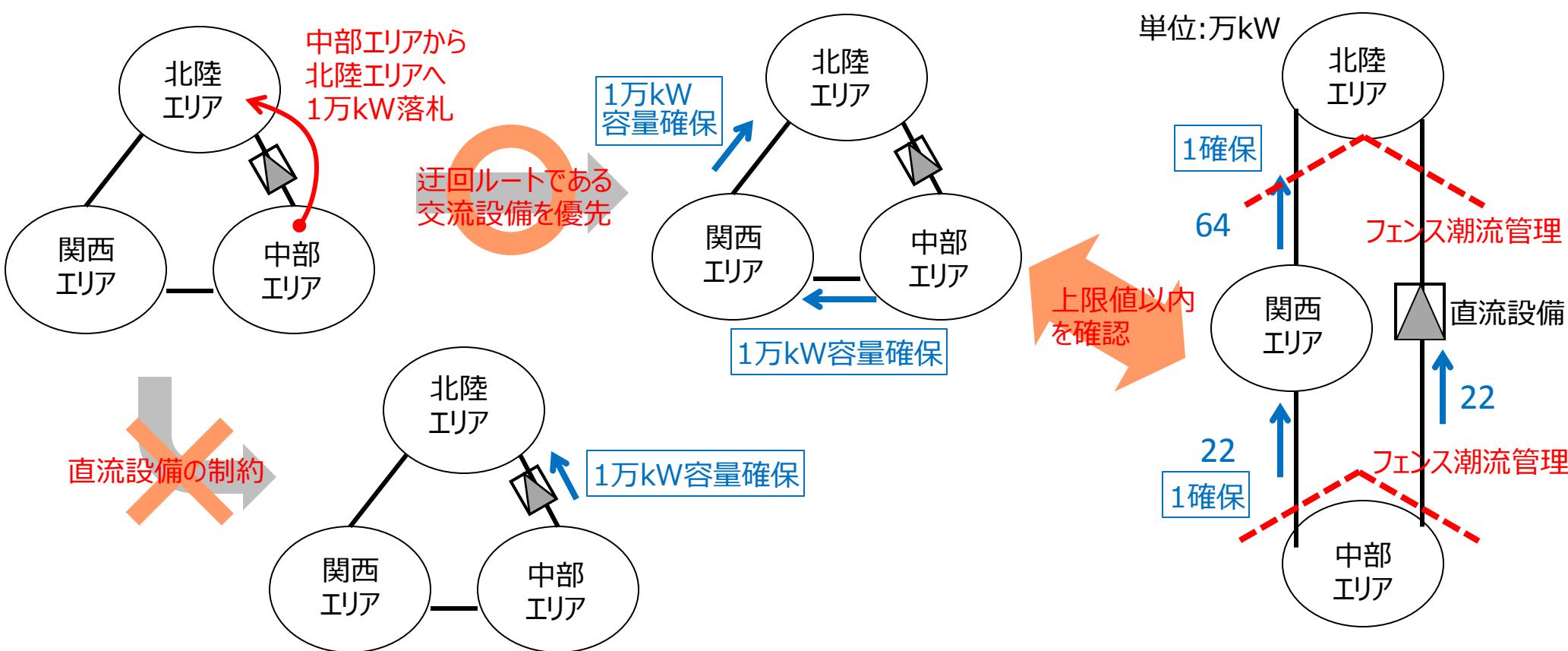
赤字：広域機関が示した連系線確保量の上限値：2020年度運用容量考慮後

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フェンス潮流管理する各連系線の上限値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。

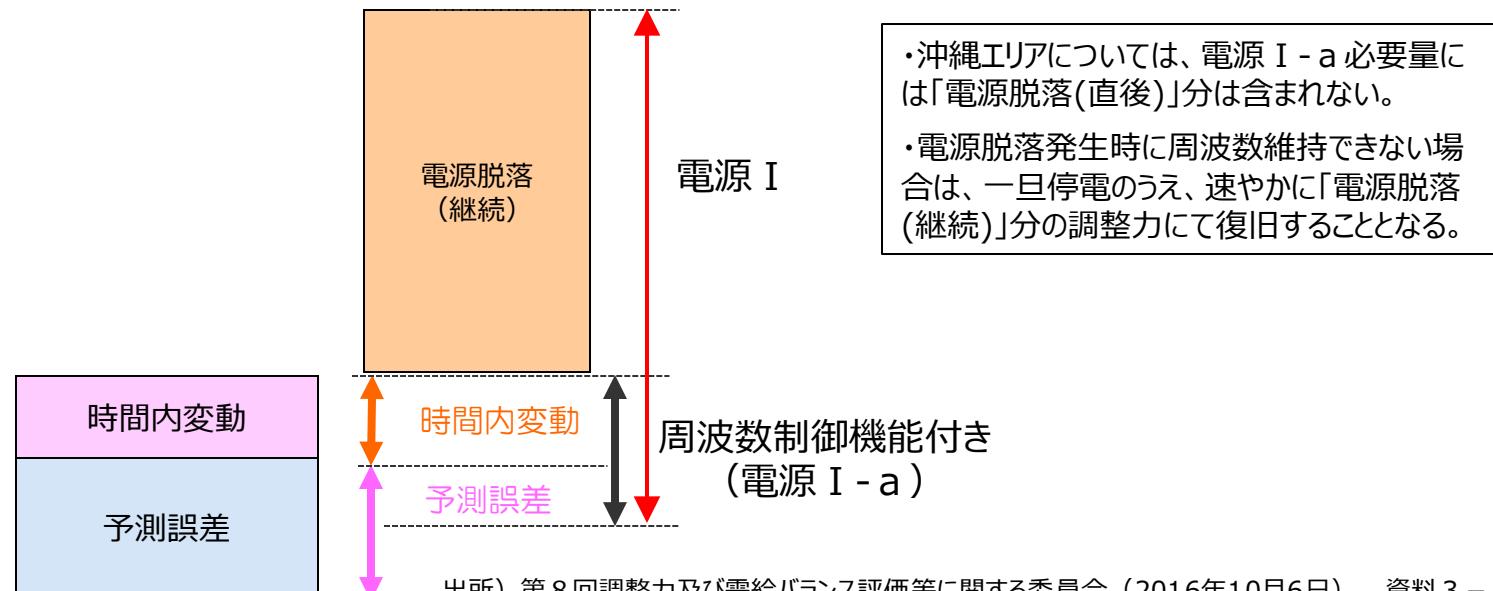


- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで考慮すべき状況の変化はなく、2020年度向けの調整力公募においても以下のとおりとすることでどうか。

**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

$$= \text{厳気象H1需要} \times 103\%$$

$$- \{ (\text{H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \underline{\text{計画外停止率}}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- 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\\_houkousyo.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkousyo.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)

