

電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2020年度版 -

2020年12月



電力広域の運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

はじめに

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

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2019年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する報告、電力系統に関する概況を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、2019年度の系統アクセス業務に関する実績を掲載する。

中長期の安定供給の確保に関しては、2020～2029年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する2021年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

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

目次

I. 電力需給

電力需給（2019 年度実績）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denryokujyukyuu_2019_200805.pdf

電気の質に関する報告書（2019 年度実績；2023 年 11 月 29 日一部修正）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denki_no_shitsu_2019_231129.pdf

II. 電力系統の状況

電力系統に関する概況（2019 年度実績；電力需給及び電力系統に関する概況の後半部分）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/denryokujyukyuu_2019_200805.pdf

III. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ（2019 年度受付・回答分）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/200624_access_toukei.pdf

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

2020 年度供給計画の取りまとめ

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/nenjihoukokusho_2020_kyoukyuukeikaku_200331.pdf

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

2021 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/20200715_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf

VI. 調査研究

Capacity Market and its Evolution; SUMMARY OF DISCUSSIONS WITH OCCTO STAFF FOR DEVELOPING THE CAPACITY MARKET IN JAPAN (The Brattle Group, Inc.)

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/report_2020.pdf

I . 電力需給

電力需給

- 2019 年度実績 -

2020年8月

電力広域的運営推進機関

はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年次報告書に取りまとめ毎年公表することとしている。

今回、電力需給及び電力系統に関する概況について 2019 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を取りまとめ、年次報告書として公表する。

目次

第1章 電力需給の実績	4
1. 供給区域と季節の定義	4
2. 気象概況	5
3. 最大需要電力	6
4. 需要電力量	8
5. 負荷率	10
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況	12
7. 最小需要電力の発生状況	14
8. 日最大電力量の発生状況	15
9. 広域機関による指示・調整の実績	16
10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績	18
まとめ	23

(備考)

第1章に掲載の数値は、「送電端値(発電所から送配電系統に送電される電力量)」で表している。

第1章 電力需給の実績

1. 供給区域と季節の定義

(1) 供給区域

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

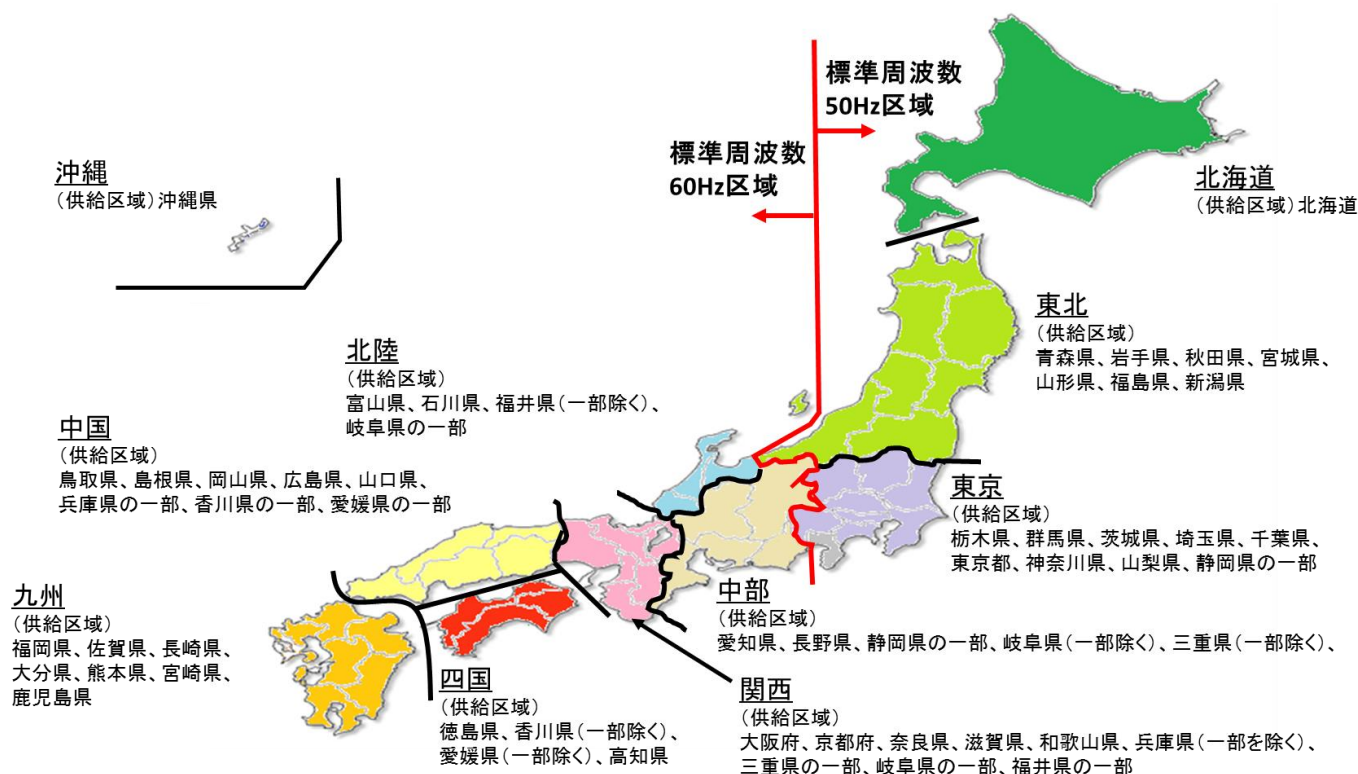


図 1-1 供給区域の区分

(2) 季節の定義

本報告書では、季節の期間を以下のとおり定義して使用する。

夏季：7月～9月を指す。

冬季：12月～2月を指す。

なお、次頁で紹介する気象概況における季節の期間は、気象庁では夏季を6月～8月と定義しているため、電力の高需要期となる本報告書の夏季と一致しないことにご留意いただきたい。

2. 気象概況

(1) 夏（6～8月）の天候

2019年6月～8月の気温平年差及び降水量平年比を表1-1に示す。

- 梅雨前線の北上が平年より遅かったため、梅雨明けは平年より遅れた地方が多くなった。また、8月後半は低気圧や前線の影響を受けやすくなった。西日本を中心にたびたび大雨となり、西日本太平洋側の夏の降水量はかなり多く、東日本太平洋側と西日本の日本海側の降水量は多くなった。また、東日本太平洋側と西日本の夏の日照時間は少なくなった。
- 暖かい空気に覆われる時期が多かった北日本および沖縄・奄美と、7月末から8月前半にかけて太平洋高気圧に覆われて晴れて厳しい暑さが続いた東日本では、夏の気温は高くなった。
- 梅雨前線や台風および湿った空気の影響を受けやすかったため、沖縄・奄美の夏の降水量はかなり多く、夏の日照時間はかなり少なくなった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2019年6月～8月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+0.8	104	99
東日本	+0.5	119	94
西日本	+0.0	128	89
沖縄・奄美	+0.2	152	81

(2) 冬（12月～2月）の天候

2019年12月～2020年2月の気温平年差、降水量平年比、及び降雪量平年比を表1-2に示す。

- 冬型の気圧配置が続かず、全国的に寒気の流入が弱かったため高温となる時期が多く、東日本以西の冬の気温はかなり高くなった。特に、東・西日本では最も高い記録を更新した。
- 寒気の影響を受けにくかったため、全国的に冬の降雪量はかなり少なく、北・東日本の日本海側では最も少ない記録を更新した。
- 低気圧や前線の影響を受けやすかったため、東日本太平洋側で日照時間がかなり少なく、西日本の日本海側で降水量がかなり多くなった。

表1-2 地域平均平年差(比)(2019年12月～2020年2月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	+1.2	95	104	44
東日本	+2.2	116	95	13
西日本	+2.0	139	96	6
沖縄・奄美	+1.3	73	133	-

出所: 気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(2019年9月2日発表): <http://www.jma.go.jp/jma/press/1909/02b/tenko190608.html>

冬(12～2月)の天候(2020年3月2日発表): <http://www.jma.go.jp/jma/press/2003/02b/tenko201202.html>

3. 最大需要電力

最大需要電力とは、ある期間(日、月、年)に最も多く使用した電力のことをいう。2019年度の月別・供給区域別の最大需要電力を表1-3に、月別の全国最大需要電力を図1-2に、供給区域別の年度最大需要電力を図1-3に示す。なお、本資料では1時間単位の電力量の最大値を最大需要電力としている。

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

表1-3 月別・供給区域別の最大需要電力²

	[万kW]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	409	365	356	433	446	417	378	468	485	488	516	461
東北	1,169	1,107	1,070	1,348	1,448	1,266	1,073	1,202	1,243	1,264	1,380	1,166
東京	4,313	4,229	4,186	5,340	5,543	5,390	4,219	4,291	4,482	5,042	4,852	4,162
中部	1,986	1,980	2,006	2,486	2,565	2,568	2,160	1,929	2,034	2,161	2,266	2,014
北陸	450	397	404	492	521	489	401	409	451	450	512	455
関西	2,032	1,995	2,136	2,666	2,816	2,725	2,326	1,960	2,090	2,254	2,414	2,097
中国	809	746	853	1,034	1,080	1,048	882	854	949	1,014	1,045	893
四国	364	348	398	486	501	500	411	377	399	431	439	392
九州	1,102	1,073	1,212	1,526	1,573	1,466	1,227	1,100	1,260	1,338	1,393	1,186
沖縄	117	115	145	145	151	151	137	112	98	97	101	95
全国	12,237	12,163	12,553	15,936	16,461	15,914	13,063	12,597	13,127	13,916	14,619	12,545

¹ 表中の同じ数字の一つが最大・最小値となっているのは、小数点第1位で四捨五入しているため。以降も同様。

² 表中の「全国」は、全国単位の最大需要電力を表す。(供給区域別の最大需要電力の合計ではない。)

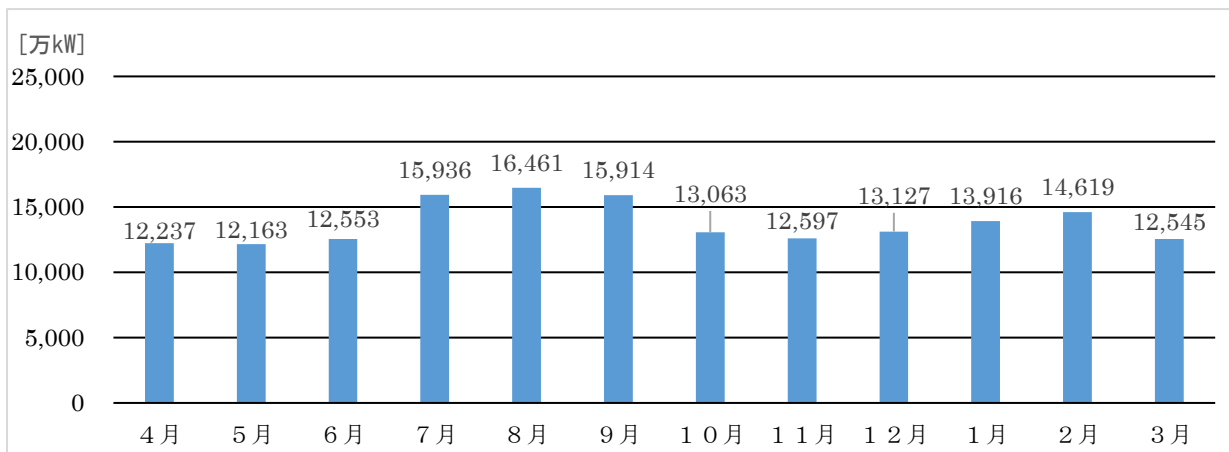


図 1-2 月別の全国最大需要電力

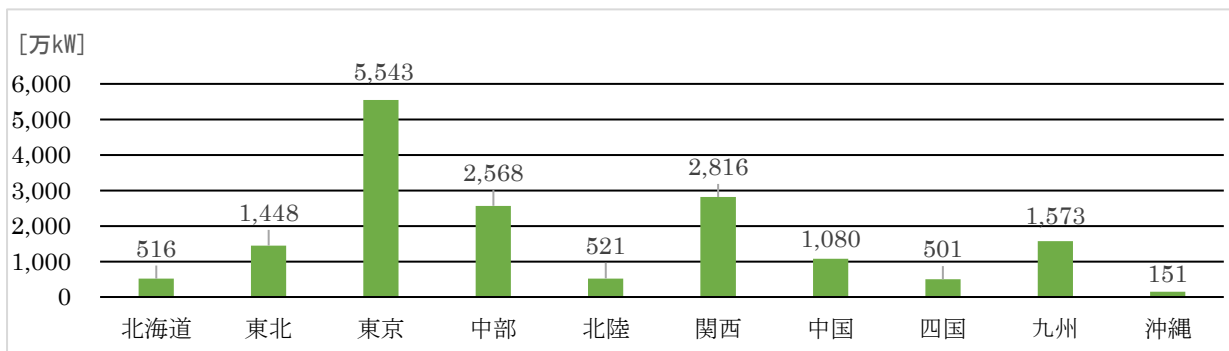


図 1-3 供給区域別の年度最大需要電力

4. 需要電力量

2019年度の月別・供給区域別の需要電力量を表1-4に、月別の全国需要電力量を図1-4に、供給区域別の年度計需要電力量を図1-5に示す。

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

表1-4 月別・供給区域別の需要電力量³

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,365	2,199	2,123	2,339	2,385	2,215	2,310	2,588	3,071	3,138	2,945	2,728	30,407
東北	6,432	6,036	5,972	6,652	7,156	6,179	6,106	6,540	7,543	7,760	7,402	7,072	80,849
東京	21,382	20,903	21,655	24,608	27,921	24,048	21,896	21,961	25,567	26,228	23,946	23,559	283,673
中部	10,278	10,007	10,469	11,838	12,422	11,595	10,456	10,278	11,456	11,746	11,485	11,211	133,241
北陸	2,318	2,133	2,169	2,474	2,596	2,314	2,193	2,287	2,595	2,653	2,619	2,541	28,891
関西	10,844	10,616	11,132	12,763	13,775	12,206	11,065	10,740	12,356	12,548	12,142	11,605	141,793
中国	4,560	4,367	4,636	5,241	5,536	5,022	4,727	4,801	5,514	5,506	5,251	4,976	60,138
四国	2,017	1,966	2,080	2,389	2,512	2,322	2,136	2,101	2,400	2,429	2,334	2,264	26,947
九州	6,306	6,337	6,641	7,728	7,990	7,293	6,572	6,369	7,468	7,610	7,141	6,929	84,383
沖縄	582	640	747	847	871	784	703	688	545	536	579	538	8,061
全国	67,084	65,203	67,624	76,879	83,165	73,977	68,164	68,353	78,515	80,155	75,843	73,424	878,383

³ 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

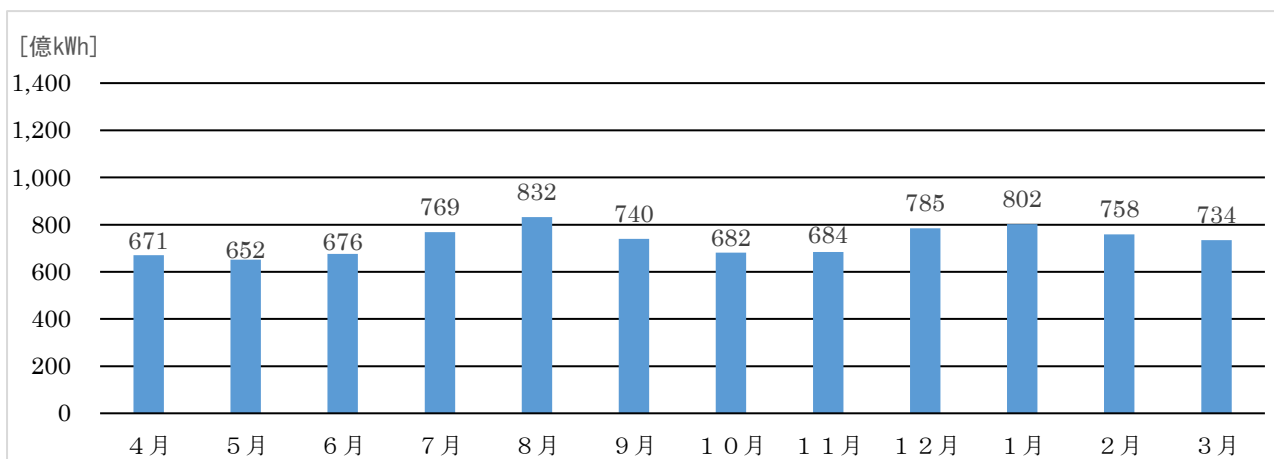


図 1-4 月別の全国需要電力量

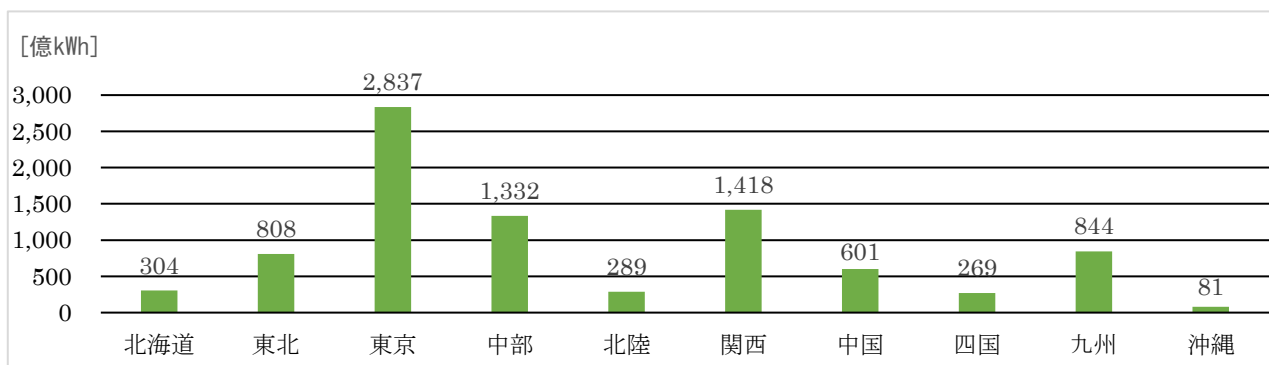


図 1-5 供給区域別の年度計需要電力量

5. 負荷率

負荷率とは、一定期間の最大需要電力に対する、平均需要電力の比率のことをいう。2019年度の供給区域別の月別負荷率を表1-5に、全国の月別負荷率を図1-6に、供給区域別の年負荷率を図1-7に示す。

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

表1-5 供給区域別の月別負荷率⁴

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	80.3	81.1	82.8	72.6	71.8	73.8	82.2	76.8	85.0	86.4	82.0	79.6	67.1
東北	76.4	73.3	77.5	66.3	66.4	67.8	76.5	75.6	81.6	82.5	77.0	81.5	63.6
東京	68.9	66.4	71.9	61.9	67.7	62.0	69.8	71.1	76.7	69.9	70.9	76.1	58.3
中部	71.9	67.9	72.5	64.0	65.1	62.7	65.1	74.0	75.7	73.1	72.8	74.8	59.1
北陸	71.5	72.2	74.5	67.6	67.0	65.7	73.4	77.6	77.3	79.2	73.6	75.1	63.1
関西	74.1	71.5	72.4	64.4	65.7	62.2	63.9	76.1	79.5	74.8	72.3	74.4	57.3
中国	78.3	78.7	75.5	68.1	68.9	66.6	72.0	78.1	78.1	73.0	72.2	74.9	63.4
四国	76.9	76.0	72.6	66.1	67.4	64.5	69.9	77.4	80.8	75.7	76.4	77.5	61.2
九州	79.5	79.4	76.1	68.1	68.3	69.1	72.0	80.4	79.7	76.4	73.7	78.5	61.1
沖縄	69.0	74.6	71.7	78.6	77.7	72.2	69.1	84.9	74.6	74.7	82.1	76.5	60.9
全国	76.1	72.0	74.8	64.8	67.9	64.6	70.1	75.4	80.4	77.4	74.5	78.7	60.7

⁴ 表中の「全国」は、全国単位の負荷率を表す。(供給区域別の数値の平均ではない。)

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

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

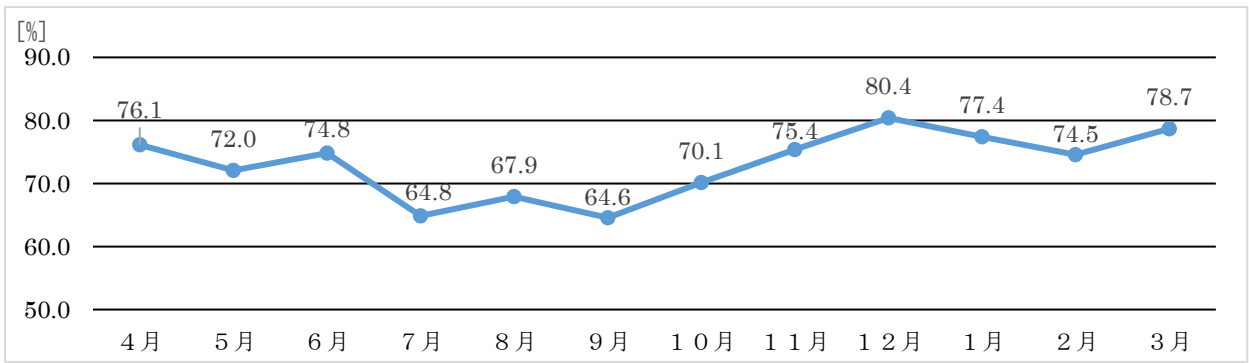


図 1-6 全国の月別負荷率

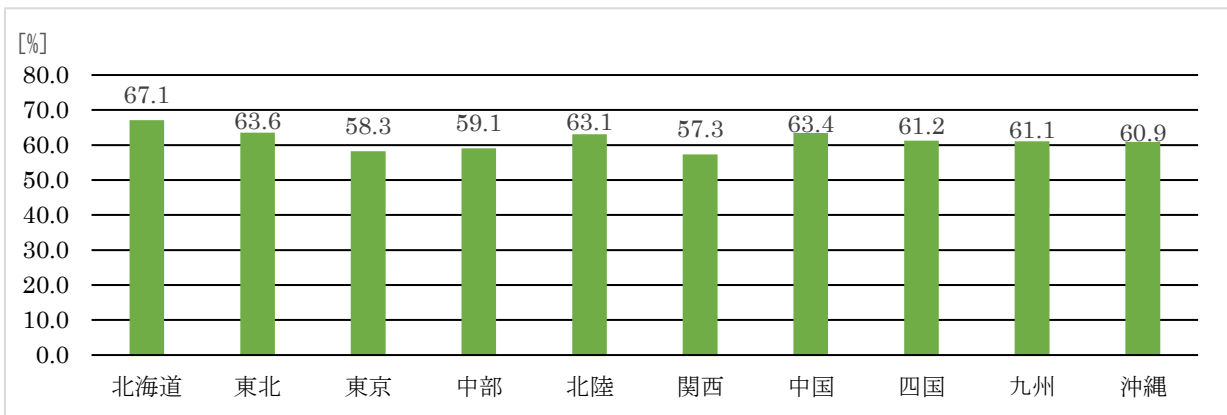


図 1-7 供給区域別の年負荷率

6. 最大需要電力発生時の電力需給状況

(1) 夏季（7～9月）最大需要電力発生時の電力需給状況

2019年度夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-6に示す。

表1-6 夏季最大需要電力⁵

	2019年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	446	8/1	木	12	33.0	534	87	19.6	8,999	84.1%
東北	1,448	8/8	木	14	32.5	1,749	301	20.8	26,891	77.4%
東京	5,543	8/7	水	15	35.6	6,126	582	10.5	103,938	78.1%
中部	2,568	9/10	火	15	36.6	2,804	236	9.2	48,437	78.6%
北陸	521	8/7	水	15	35.3	586	65	12.4	10,116	80.9%
関西	2,816	8/2	金	15	37.5	3,146	330	11.7	53,080	78.5%
中国	1,080	8/5	月	15	37.0	1,257	177	16.4	20,721	79.9%
四国	501	8/2	金	15	36.3	620	119	23.8	9,510	79.1%
九州	1,573	8/2	金	16	34.9	1,829	256	16.3	30,429	80.6%
沖縄	151	9/12	木	12	32.9	209	58	38.3	2,940	81.1%
全国	16,461	8/2	金	15	-	18,584	2,122	12.9	314,988	79.7%

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

$$\text{日負荷率} = \frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]} \quad (\text{※日負荷率は、最大需要電力発生日における負荷率})$$

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

(2) 冬季（12～2月）最大需要電力発生時の電力需給状況

2019年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表 1-7 に示す。

表 1-7 冬季最大需要電力

	2019年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [°C]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	516	2/6	木	7	-7.2	575	59	11.4	11,628	93.9%
東北	1,380	2/6	木	10	-1.7	1,638	257	18.6	30,211	91.2%
東京	5,042	1/28	火	10	4.4	5,749	707	14.0	100,472	83.0%
中部	2,266	2/7	金	10	2.8	2,515	248	10.9	45,652	83.9%
北陸	512	2/6	木	10	-1.6	565	54	10.5	11,087	90.2%
関西	2,414	2/7	金	10	3.4	2,669	255	10.5	48,869	84.3%
中国	1,045	2/7	金	10	5.1	1,145	101	9.6	21,128	84.2%
四国	439	2/7	金	10	3.8	484	45	10.3	9,193	87.3%
九州	1,393	2/18	火	10	4.8	1,483	90	6.4	29,101	87.0%
沖縄	101	2/18	火	20	13.2	137	36	35.4	2,030	83.7%
全国	14,619	2/7	金	10	-	16,808	2,189	15.0	303,347	86.5%

7. 最小需要電力の発生状況

最小需要電力の発生状況について表1-8に示す。

表1-8 最小需要電力⁶

	2019年度(送電端)					
	最小需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	日電力量 [万kWh]
北海道	228	5/5	日	8	16.8	6,153
東北	621	10/13	日	2	18.4	16,833
東京	1,984	5/4	土	6	18.4	56,185
中部	882	5/5	日	7	19.8	24,810
北陸	198	5/4	土	1	14.0	5,186
関西	1,017	5/5	日	2	19.8	28,390
中国	442	5/4	土	9	20.2	11,586
四国	183	5/5	日	8	19.4	5,169
九州	633	5/5	日	2	20.7	17,460
沖縄	57	4/1	月	2	16.6	1,747
全国	6,398	5/5	日	2	-	174,027

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

8. 日最大電力量の発生状況

2019年度夏季(7～9月)における、一日の需要電力量の最大値を夏季・日最大電力量として表1-9に、冬季(12～2月)について表1-10に示す。

表1-9 夏季・日最大電力量⁷

	2019年度(送電端)			
	日最大電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	8,999	8/1	木	28.7
東北	27,573	8/6	火	28.7
東京	104,831	8/2	金	30.2
中部	48,437	9/10	火	31.3
北陸	10,130	8/8	木	31.1
関西	53,080	8/2	金	31.4
中国	20,812	8/2	金	31.2
四国	9,510	8/2	金	31.1
九州	30,429	8/2	金	30.5
沖縄	3,049	8/28	水	29.6
全国	314,988	8/2	金	-

表1-10 冬季・日最大電力量

	2019年度(送電端)			
	日最大電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	11,628	2/6	木	-7.2
東北	30,211	2/6	木	-1.7
東京	100,472	1/28	火	4.4
中部	46,194	2/6	木	2.3
北陸	11,087	2/6	木	-1.6
関西	48,869	2/7	金	3.4
中国	21,380	2/6	木	4.0
四国	9,193	2/7	金	3.8
九州	29,101	2/18	火	4.8
沖縄	2,030	2/18	火	13.2
全国	304,091	2/6	木	-

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

9. 広域機関による指示・調整の実績

指示

本機関は、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項の規定に基づき、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、会員(電気事業者)に対し、需給状況を改善するための指示を行うことができる。2019 年度、業務規程第 111 条第 1 項第 1～3 号の規定に基づき、表 1-11 のとおり電力融通の指示を実施した。⁸ なお、本機関は他にも、同項第 4、5 号の規定に基づき電気工作物の貸し渡し等及びその他必要な措置について指示を行うことができるが実績は無かった。

調整

本機関は、業務規程第 132 条の規定に基づき、九州電力株式会社、中国電力株式会社、四国電力株式会社より下げ調整力⁹ 不足時の対応として長周期広域周波数調整¹⁰ の要請を受け、対象連系線の未利用領域(空容量)を活用して、再生可能エネルギー発電設備の発生電力を他エリアへ送電するため、長周期広域周波数調整を実施した。なお、2019 年度の長周期広域周波数調整は計 58 回であった。

表 1-11 広域機関による指示の実施

①	日時	7月9日 18時8分
	指示内容	・関西電力は、九州電力に18時30分～19時30分の間、50万kWの電気を供給すること ・九州電力は、関西電力から18時30分～19時30分の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	九州電力管内の電源脱落に伴い、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
②、③	日時	1回目:9月9日 15時7分、2回目:9月9日 15時39分
	指示内容	1回目 ・関西電力は、中国電力に9月9日15時30分～16時の間、20万kWの電気を供給すること ・中国電力は、関西電力から9月9日15時30分～16時の間、20万kWの電気の供給を受けること 2回目 ・中部電力は、中国電力に9月9日16時～17時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力は、中国電力に9月9日17時～20時の間、最大20万kWの電気を供給すること ・四国電力は、中国電力に9月9日16時～20時30分の間、最大20万kWの電気を供給すること ・中国電力は、中部電力、関西電力、四国電力から9月9日16時～20時30分の間、最大30万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

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

⁹ 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることをいいう。

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

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

④	日時	9月10日 14時27分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力は、東京電力パワーグリッドに16時～17時の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力は、東京電力パワーグリッドに16時～17時の間、60万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力、関西電力から16時～17時の間、70万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
⑤	日時	9月10日 16時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力は、中部電力に16時30分～18時30分の間、50万kWの電気を供給すること ・中部電力は、関西電力から16時30分～18時30分の間、50万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため
⑥	日時	9月10日 17時2分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力は、九州電力に17時30分～19時の間、最大30万kWの電気を供給すること ・中国電力は、九州電力に17時30分～19時の間、最大10万kWの電気を供給すること ・九州電力は、関西電力、中国電力から17時30分～19時の間、最大40万kWの電気の供給を受けること
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため

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

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

2019年度の再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(最大抑制量)を表1-12から表1-20に示す。¹¹ また、表中の「－」は出力抑制の指令が無かったことを示す。

なお、出力抑制の理由は、下げ調整力不足の発生が想定されたためであった。また、抑制時間は九州本土が8時から16時、九州離島は9時から16時であった。

本機関は、九州電力が実施した再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、業務規程第180条の規定に基づき、実施された出力抑制指令が適切であったかどうかの検証を実施し、結果は全て適切であったと判断する。

表1-12 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年4月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
4月1日	630	－	－	115.1
4月2日	－	－	－	128.9
4月3日	2,340	－	－	138.1
4月4日	3,970	－	－	168.9
4月6日	3,490	1,780	－	248.2
4月7日	3,860	－	－	253.3
4月8日	3,150	－	－	195.5
4月9日	2,340	－	－	128.6
4月12日	－	410	－	152.3
4月13日	－	－	－	68.7
4月15日	－	1,530	－	155.2
4月16日	－	－	－	73.3
4月18日	－	240	－	132.5
4月19日	－	－	－	154.7
4月20日	－	1,450	－	240.5
4月21日	－	1,370	－	250.3
4月22日	－	660	－	164.0
4月26日	1,340	－	－	30.3
4月27日	4,580	1,440	－	210.0
4月28日	610	－	－	97.1

¹¹ <http://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

表 1-13 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年5月)

単位 場所	kW			万kW
	種子島	壱岐	徳之島	九州本土
5月2日	3,620	1,630	—	226.3
5月3日	3,570	1,640	—	208.3
5月4日	3,300	1,350	—	207.6
5月5日	3,050	530	—	216.9
5月6日	—	1,660	—	143.5
5月7日	2,460	370	—	95.6
5月8日	150	—	—	66.4
5月10日	270	—	—	57.3
5月11日	310	1,290	—	122.3
5月12日	3,190	1,860	—	193.6
5月15日	—	510	—	—
5月21日	2,950	140	—	—
5月22日	1,990	—	—	—
5月23日	2,670	—	—	—
5月24日	2,570	—	—	—
5月25日	2,840	—	—	—
5月26日	990	—	—	—
5月30日	1,910	—	—	—

表 1-14 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年6月)

単位 場所	kW			万kW
	種子島	壱岐	徳之島	九州本土
6月5日	2,010	—	—	—
6月9日	—	630	—	—
6月10日	900	—	—	—
6月11日	1,310	—	—	—
6月12日	590	—	—	—
6月15日	190	—	—	—
6月16日	590	—	—	—
6月20日	990	—	—	—
6月23日	—	150	—	—
6月24日	1,120	—	—	—

表 1-15 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019 年 10 月)¹²

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
10月12日	230	—	—	—
10月13日	—	880	—	62.2
10月14日	—	1,150	—	29.3
10月20日	—	660	—	—
10月22日	—	450	—	—
10月27日	—	1,230	—	26.7
10月28日	—	—	—	53.0
10月30日	330	—	—	58.6
10月31日	10	490	—	24.9

表 1-16 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019 年 11 月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
11月1日	—	610	—	8.1
11月2日	—	430	—	115.3
11月4日	—	380	—	101.8
11月5日	—	—	—	12.8
11月6日	1,390	—	—	55.0
11月9日	1,170	450	—	110.5
11月10日	850	—	—	109.9
11月12日	1,130	—	—	86.1
11月14日	410	—	—	—
11月15日	430	—	—	90.1
11月16日	2,040	—	—	71.6
11月17日	1,830	—	—	123.0
11月21日	—	—	—	28.2
11月23日	—	890	—	80.1
11月29日	160	—	—	—
11月30日	—	—	—	107.3

¹² 10 月以降、再生可能エネルギー出力抑制の運用方法見直しによって、抑制量低減の観点から、実需給 2 時間前の状況に応じて柔軟な調整が可能なオンライン発電設備を効果的に活用できるようになった。

表 1-17 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2019年12月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
12月4日	220	—	—	—
12月15日	—	—	—	157.7
12月23日	280	—	—	—

表 1-18 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2020年1月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
1月1日	1,320	—	—	161.2
1月2日	—	—	—	125.6
1月3日	—	—	—	59.7
1月4日	500	—	—	178.0
1月5日	700	—	—	146.7
1月9日	—	—	—	111.7
1月10日	—	—	—	66.2
1月13日	—	—	—	45.0
1月21日	170	—	—	—

表 1-19 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2020年2月)

単位 場所	kW			万kW 九州本土
	種子島	壱岐	徳之島	
2月1日	170	—	—	51.2
2月2日	230	—	—	204.8
2月5日	1,420	—	—	106.6
2月6日	1,550	—	—	—
2月8日	970	—	—	46.1
2月9日	840	—	—	—
2月11日	—	—	—	186.7
2月13日	—	—	—	104.3
2月14日	—	—	—	41.9
2月19日	—	—	—	129.5
2月20日	—	—	—	146.3
2月21日	—	—	—	183.5
2月22日	—	—	—	175.1
2月23日	2,880	—	600	262.7
2月24日	3,830	—	—	224.0
2月26日	360	—	—	87.9
2月27日	2,300	—	—	53.3

表 1-20 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績(2020年3月)

単位	kW			万kW
場所	種子島	壱岐	徳之島	九州本土
3月2日	3,370	—	—	197.2
3月3日	—	—	—	97.9
3月5日	2,230	—	—	227.8
3月6日	—	—	—	243.1
3月8日	3,380	—	—	363.9
3月9日	—	—	—	140.4
3月11日	3,350	—	—	244.9
3月12日	—	—	—	254.8
3月14日	2,570	—	—	277.6
3月15日	—	680	—	355.7
3月16日	3,910	—	—	—
3月17日	590	—	—	96.0
3月18日	990	220	—	88.6
3月19日	410	590	—	115.6
3月20日	4,740	1,010	1,150	154.5
3月21日	4,590	1,640	710	164.7
3月23日	2,650	200	—	76.4
3月24日	4,820	500	—	78.6
3月25日	620	1,110	—	96.5
3月29日	—	—	—	257.3

まとめ

電力需給

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

(blank)

電気の質に関する報告書

-2019 年度実績-

2020 年 12 月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

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

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

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

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

- 目次 -

I. 周波数に関する実績.....	28
1. 標準周波数	28
2. 時間滞在率	28
3. 標準周波数に対する調整目標範囲.....	28
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2015～2019 年度)	29
II. 電圧に関する実績.....	30
1. 電圧の維持すべき値.....	30
2. 電圧の測定方法	30
3. 電圧測定実績(全国、2015～2019 年度)	30
III. 停電に関する実績.....	31
1. 事故発生箇所別供給支障件数	31
(1) 停電の状況に関する指標	31
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度)	32
2. 原因別供給支障件数	35
(1) 一定規模以上の供給支障の実績.....	35
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類	36
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度)	37
3. 低圧電灯需要家停電実績	39
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標.....	39
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度)	40
IV. まとめ(2019 年度 電気の質に関する評価).....	43
(参考1) 東京エリアにおける台風 15 号による停電に関する実績への影響	44
(参考2) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2015～2019 年)	45

(訂正箇所)

20231129	P5	表 7 (全国、2015～2019 年度) 電圧測定実績	2017～2019 年度の実績値を遡及修正
2021117	P7, P9	表 8・図 6(全国)および 表 14・図 12(関西) (2015～2019 年度)事故発生箇所別供給支障件数	2018 年度の実績値を遡及修正
	P15	表 34 (北海道、2015～2019 年度) 低圧電灯需要家停電実績	記載の適正化を実施

I. 周波数に関する実績

1. 標準周波数

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

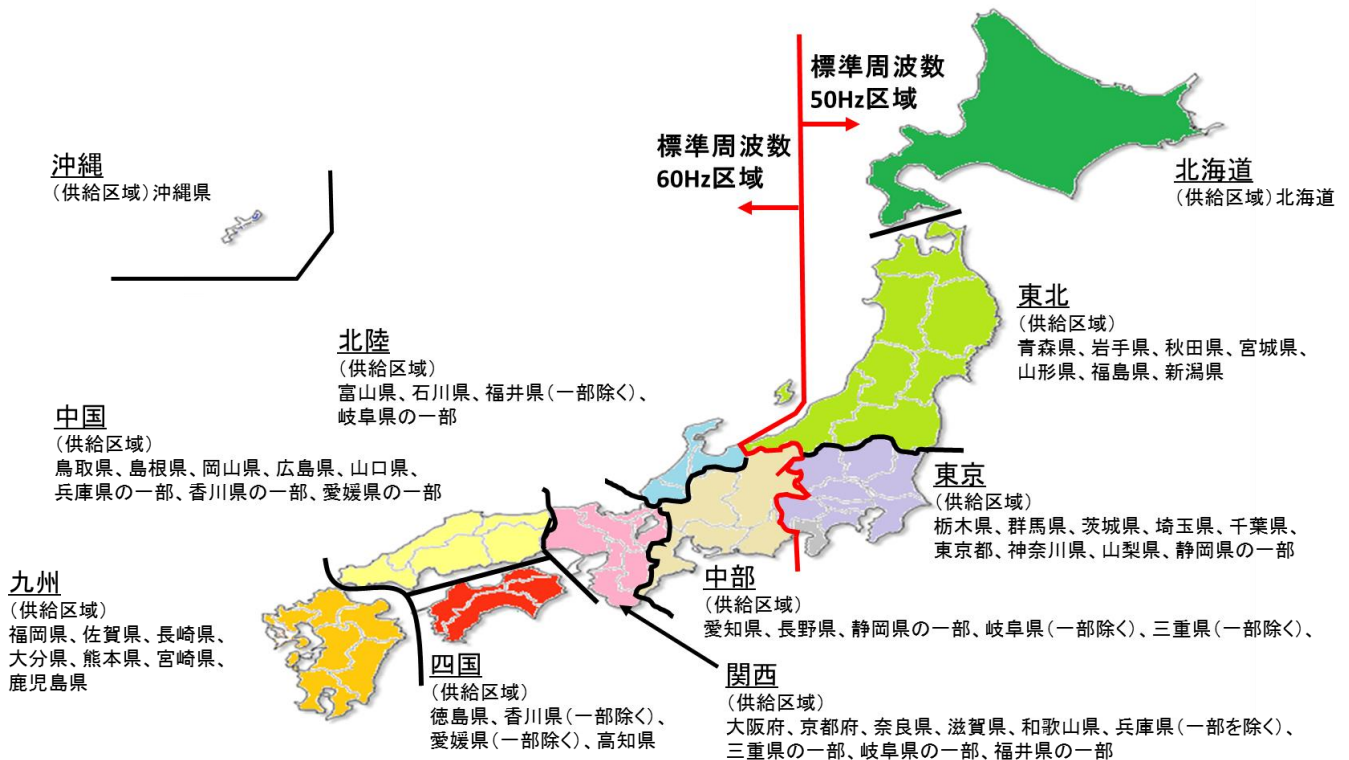


図1 供給区域と標準周波数

2. 時間滞在率

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

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

3. 標準周波数に対する調整目標範囲¹

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	—

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

4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2015～2019年度)

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

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

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

表2 (北海道、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

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

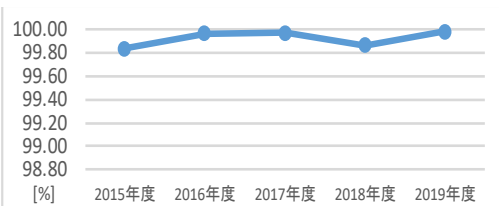


図2 (北海道、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域²、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

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

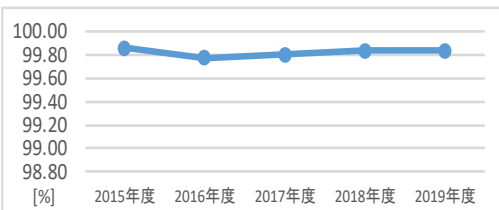


図3 (東地域、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域³、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

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

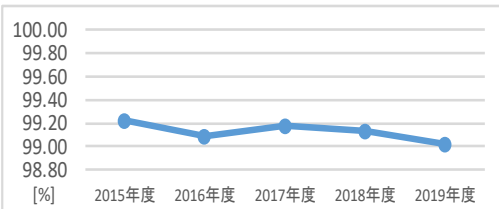


図4 (中西地域、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2015～2019年度)周波数時間滞在率 [%]

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

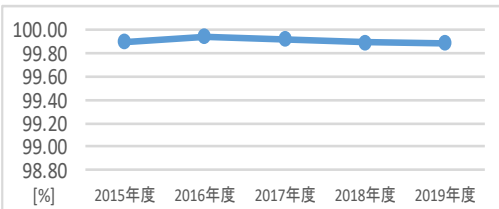


図5 (沖縄、2015～2019年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

² 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。

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

Ⅱ. 電圧に関する実績

1. 電圧の維持すべき値

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

表6 標準電圧と維持すべき値

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

2. 電圧の測定方法

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

3. 電圧測定実績（全国、2015～2019年度）

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

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

表7（全国 2015～2019年度）電圧測定実績

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

Ⅲ. 停電に関する実績

1. 事故発生箇所別供給支障件数

(1) 停電の状況に関する指標

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

なお、供給支障とは、電気工作物⁴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⁵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。⁶

⁴ 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。

⁵ 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。

⁶ 電気関係報告規則 第一条第二項第八号に準じる。

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

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2015～2019 年度)

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

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

2019 年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

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

表8 (全国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

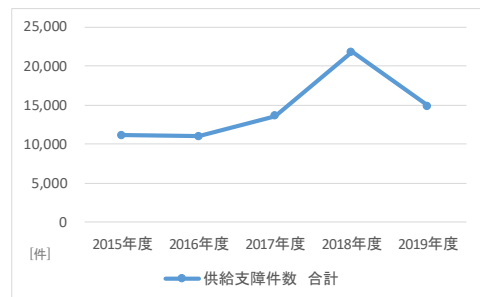


図6 (全国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

⁷ https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/pdf/021_01_00.pdf

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

表9 (北海道、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

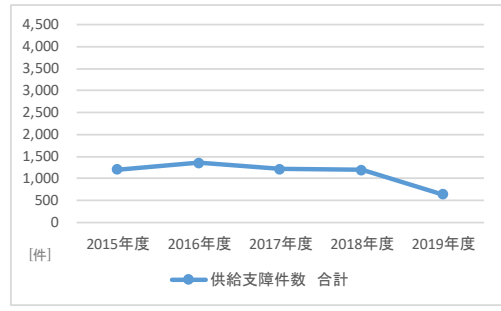


図7 (北海道、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表10 (東北、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

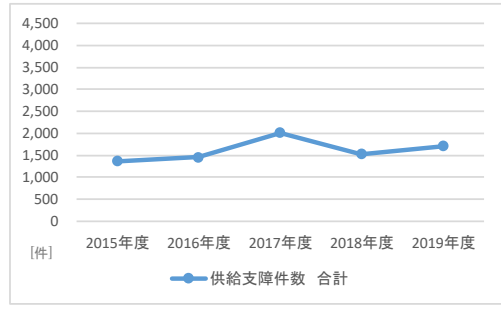


図8 (東北、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表11 (東京、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

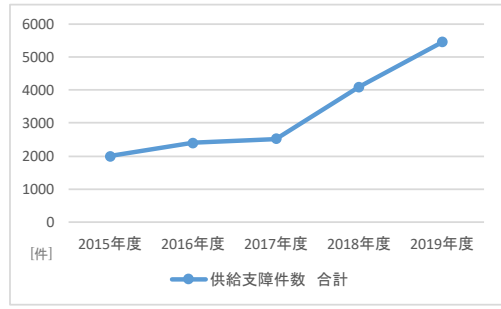


図9 (東京、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表12 (中部、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

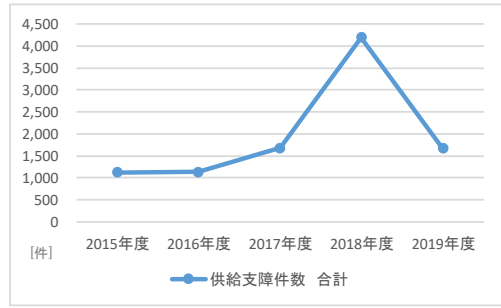


図10 (中部、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表13 (北陸、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

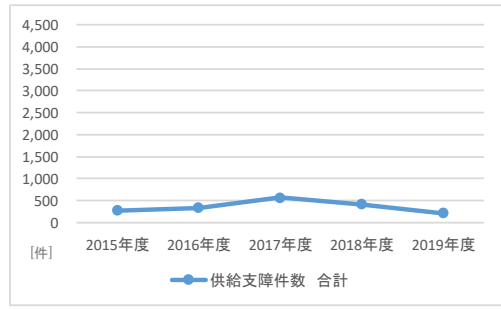


図11 (北陸、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表14 (関西、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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



図12 (関西、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表15 (中国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

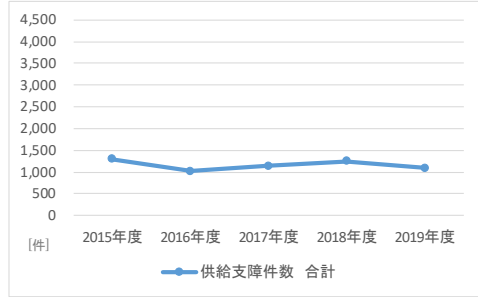


図13 (中国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表16 (四国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

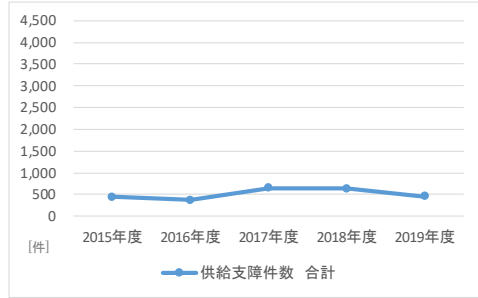


図14 (四国、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表17 (九州、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

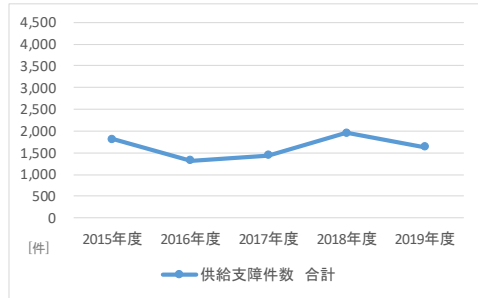


図15 (九州、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

表18 (沖縄、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

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

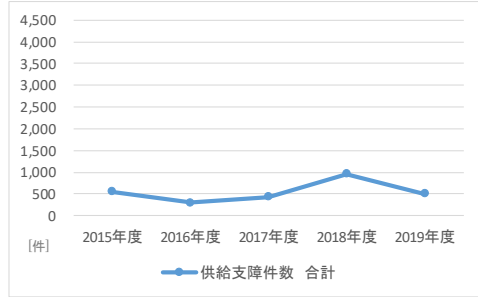


図16 (沖縄、2015～2019年度)事故発生箇所別供給支障件数

2. 原因別供給支障件数

(1) 一定規模以上の供給支障の実績

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

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

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

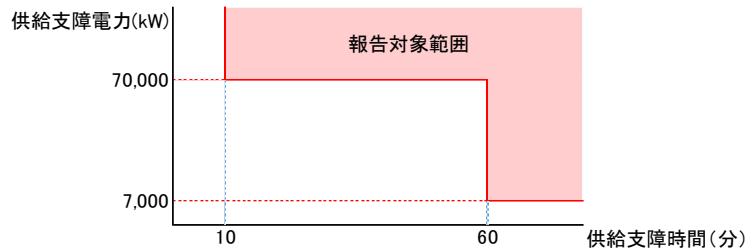


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

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

[件]

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

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

(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

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

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

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

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

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

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

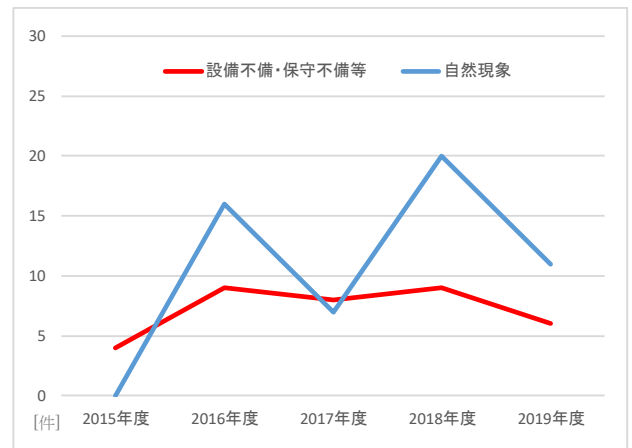


図18 (全国、2015～2019年度)供給支障原因

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

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

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

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

⁹ 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。

¹⁰ 値が 0 の箇所、または該当するデータがない箇所は空白としている。

表24 (東京、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	1			0.6
	保守不備	1					0.2
	故意・過失				1	1	0.4
	他物接触		1	1	1	1	0.8
	他社事故波及	1					0.2
	感電(作業者)						
	計	3	2	2	2	2	2.2
自然現象	雷		1	1	1	2	1.0
	風雨					3	0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1	1	1	1	5	1.6
	不明	1					0.2
	その他				1		0.2
	合計	4	3	3	4	7	4.2

表26 (北陸、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

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

表28 (中国、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計						
自然現象	雷			1			0.2
	風雨				2		0.4
	氷雪						
	地震		1				0.2
	塩、ちり、ガス					1	0.2
	計		1	1	2	1	1.0
	不明						
	その他						
	合計		1	1	2	1	1.0

表30 (九州、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備		1				0.2
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触		1				0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計		2				0.4
自然現象	雷						
	風雨				2		0.4
	氷雪						
	地震			5			1.0
	塩、ちり、ガス		2				0.4
	計		7		2		1.8
	不明						
	その他						
	合計		9		2		2.2

表25 (中部、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触					2	0.4
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計					2	0.4
自然現象	雷		1				0.2
	風雨				1		0.2
	氷雪		2				0.4
	地震						
	塩、ちり、ガス					2	0.4
	計		3		3		1.2
	不明						
	その他					1	0.2
	合計		3		3	3	1.8

表27 (関西、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備				3		0.6
	保守不備			3			0.6
	故意・過失			1			0.2
	他物接触			1		2	0.6
	他社事故波及		1		1		0.4
	感電(作業者)						
	計		1	5	4	2	2.4
自然現象	雷					1	0.2
	風雨		1	3	10	1	3.0
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計		1	3	10	2	3.2
	不明						
	その他						
	合計		2	8	14	4	5.6

表29 (四国、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

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

表31 (沖縄、2015～2019年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計						
自然現象	雷		1				0.2
	風雨				2	1	0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計		1		2	1	0.8
	不明						
	その他						
	合計		1		2	1	0.8

3. 低圧電灯需要家停電実績

(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

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

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

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

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 ¹¹ され電気が再び供給された場合を除く。 ¹²
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。

¹¹ (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。

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

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

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

2019年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

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

表33 (全国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

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

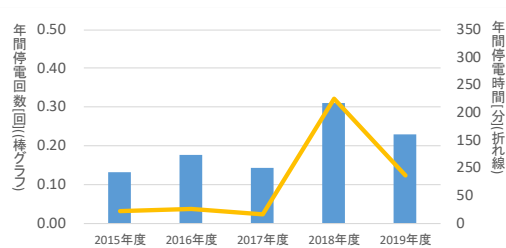


図19 (全国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

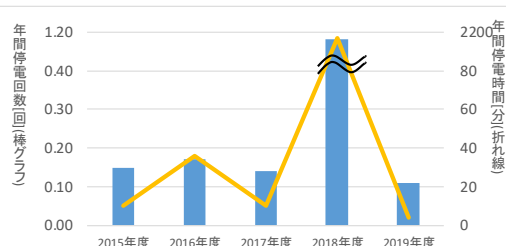


図20 (北海道、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

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

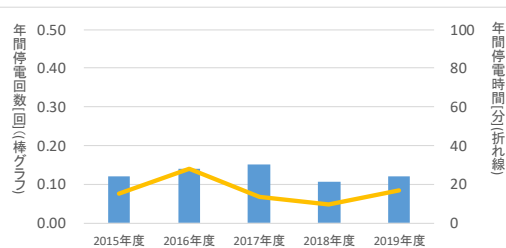


図21 (東北、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

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

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

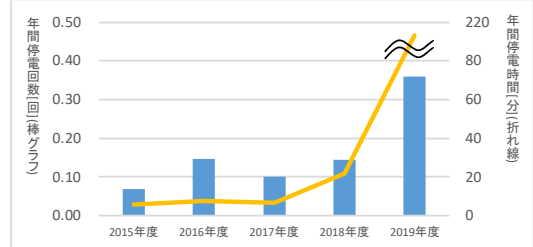


図22 (東京、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

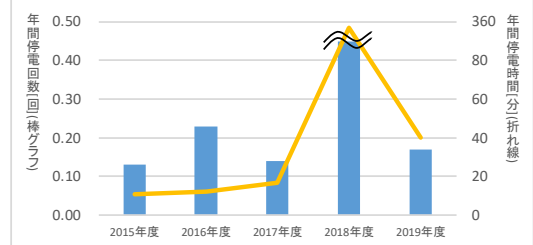


図23 (中部、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

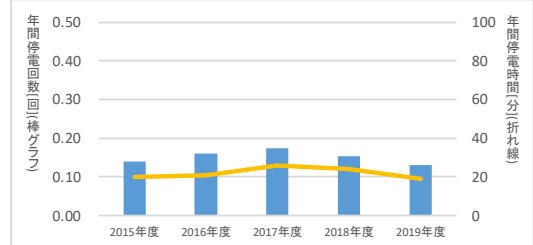


図24 (北陸、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

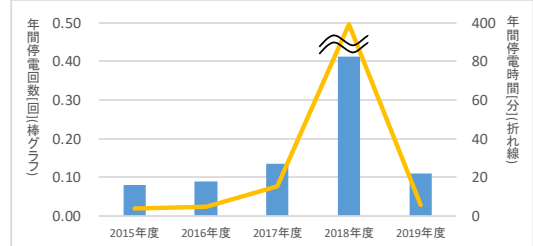


図25 (関西、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

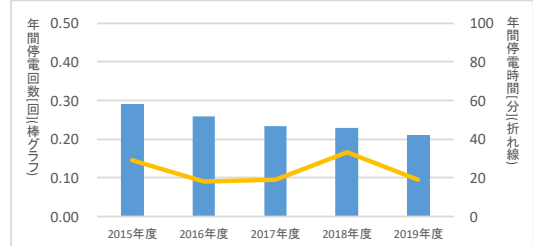


図26 (中国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

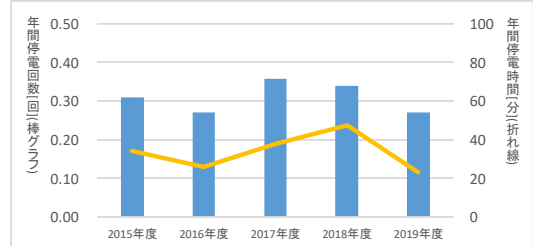


図27 (四国、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

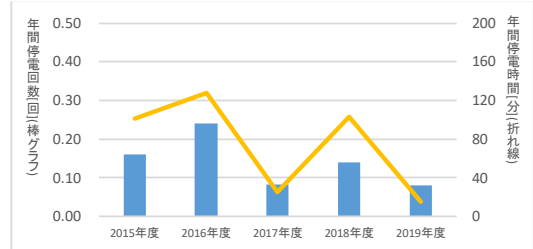


図28 (九州、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

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

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

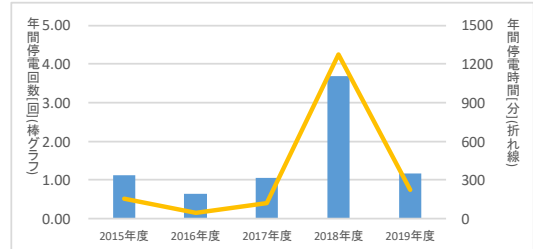


図29 (沖縄、2015～2019年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2019年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績¹⁵

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

※全国は各エリアの加重平均で算出

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

IV. まとめ(2019 年度 電気の質に関する評価)

周波数

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

電圧

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

停電

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

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

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

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

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

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

(参考1) 東京エリアにおける台風 15 号による停電に関する実績への影響

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

・事故発生個所別供給支障件数における影響の検証

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

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

[件]

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

・低圧電灯需要家停電実績における影響の検証

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

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

[回、分]

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

(参考2) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2015~2019年)

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

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

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

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

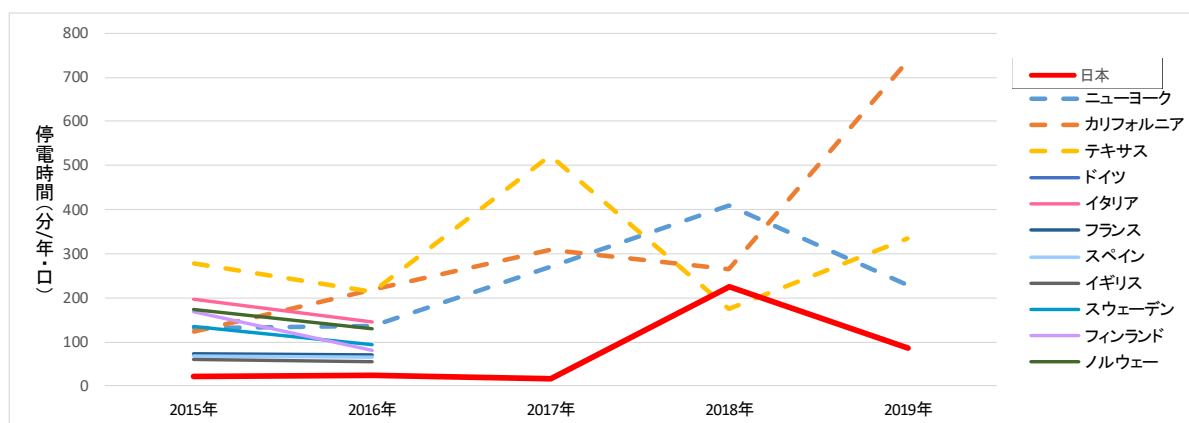


図30 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電時間

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

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

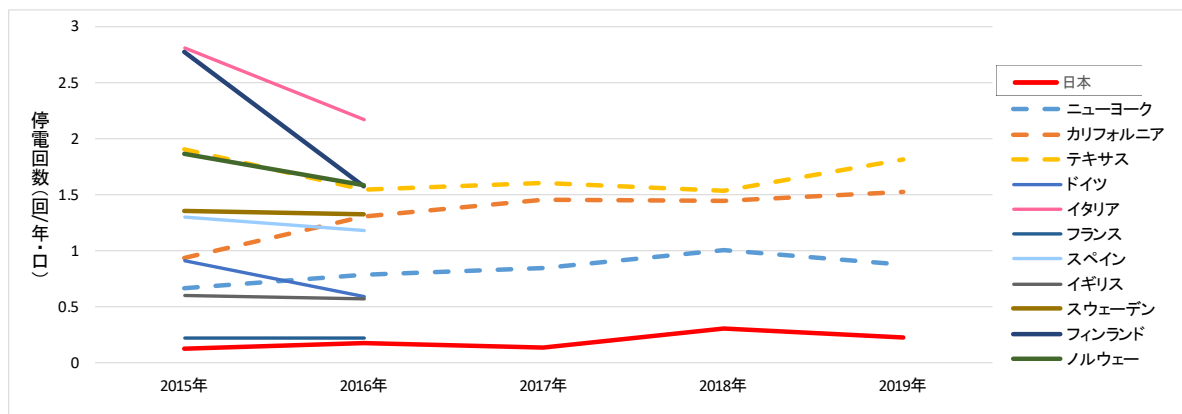


図31 (2015~2019年) 欧米諸国と日本における需要家停電回数

¹⁶ 「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>

¹⁷ 以下の各資料より引用。

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

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

テキサス州: Public Utility Commission of Texas

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

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

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

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

¹⁸ 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。

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

Ⅱ．電力系統の状況

電力系統に関する概況

- 2019 年度実績 -

2020年8月

電力広域的運営推進機関

はじめに

本機関は、業務規程第 181 条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年次報告書に取りまとめ毎年公表することとしている。

今回、電力需給及び電力系統に関する概況について 2019 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を取りまとめ、年次報告書として公表する。

目次

第2章 電力系統の実績	50
1. 地域間連系線とその管理	50
2. 連系線の利用状況	52
3. 連系線の混雑処理状況	57
4. 連系線の作業停止状況	60
5. 連系線の故障状況	62
6. マージン使用の実績	63
7. 連系線別の利用実績	64
8. 広域連系系統の空容量の状況	70
まとめ	71

第2章 電力系統の実績

1. 地域間連系線とその管理

(1) 地域間連系線とは

地域間連系線(以下連系線)とは、一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する 250 キロボルト以上の送電線及び交直変換設備のこと。これにより供給区域を超えた電力の供給が可能となる。各供給区域内での供給力不足時等には、本機関の指示による連系線を利用した電力供給により、電力需給バランスの確保を図る。連系線の概要を図 2-1、表 2-1 に示す。

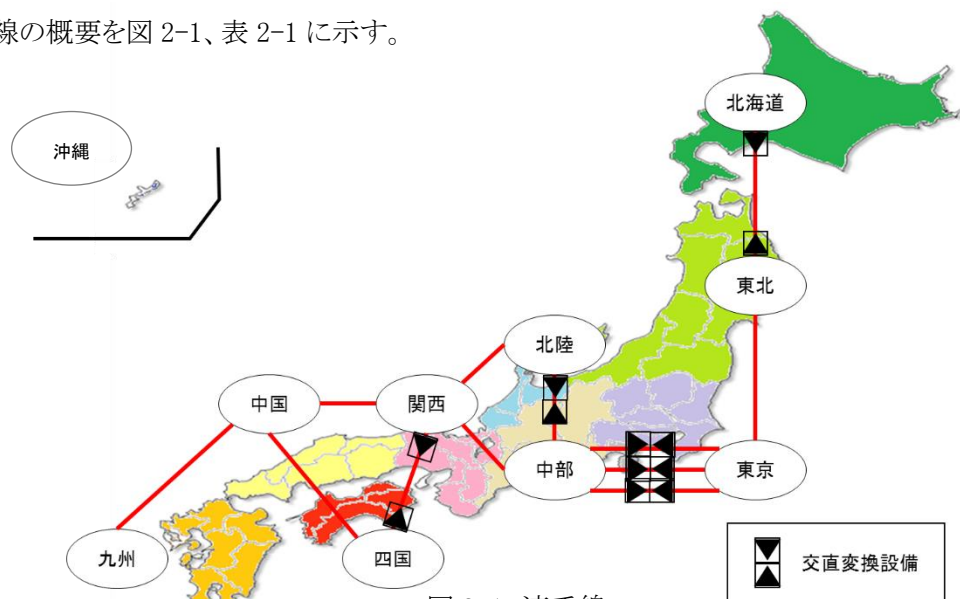


図 2-1 連系線

表 2-1 連系線の概要

連系線	区間・方向	対象設備	直流・交流
北海道本州間連系設備	順方向 北海道 → 東北	北海道・本州間電力連系設備 新北海道本州間電力連系設備	直流
	逆方向 東北 → 北海道		
東北東京間連系線	順方向 東北 → 東京	相馬双葉幹線 いわき幹線	交流
	逆方向 東京 → 東北		
東京中部間連系設備	順方向 東京 → 中部	佐久間周波数変換設備 新信濃周波数変換設備 東清水周波数変換設備	直流
	逆方向 中部 → 東京		
中部関西間連系線	順方向 中部 → 関西	三重東近江線	交流
	逆方向 関西 → 中部		
中部北陸間連系設備	順方向 中部 → 北陸	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	直流
	逆方向 北陸 → 中部		
北陸関西間連系線	順方向 北陸 → 関西	越前嶺南線	交流
	逆方向 関西 → 北陸		
関西中国間連系線	順方向 関西 → 中国	西播東岡山線 山崎智頭線	交流
	逆方向 中国 → 関西		
関西四国間連系設備	順方向 関西 → 四国	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	直流
	逆方向 四国 → 関西		
中国四国間連系線	順方向 中国 → 四国	本四連系線	交流
	逆方向 四国 → 中国		
中国九州間連系線	順方向 中国 → 九州	関門連系線	交流
	逆方向 九州 → 中国		

※2020年3月末時点

(2) 連系線の管理

本機関は、業務規程第 124 条から第 155 条の規定に基づき、連系線の管理を行う。なお、本機関は 2018 年 10 月に連系線利用ルールを連系線の効率的利用、公平性・透明性の確保及び市場環境の整備の観点により、先着優先から間接オークションへ変更した。¹ 間接オークションとは、連系線を利用する地位又は権利をオークションにより直接的に割当てを行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場を介して行う仕組みである。連系線利用ルールを変更したことに伴う主な相違点は以下のとおり。

連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

図 2-2 のとおり、間接オークション導入前は、先着優先で容量割当てを積み重ねた上で、前日 10 時の段階でなお空容量となっている部分を活用して、前日スポット取引を実施。対して、間接オークション導入後は、原則、全ての連系線容量(マージン分は控除)を前日スポット取引市場に割当てて実施する。

これにより、連系線利用が「先着優先」から、卸電力取引を介して行う「間接オークション」へと変更することから、連系線の利用計画はなくなり、容量登録は前日スポット取引以降に実施される。

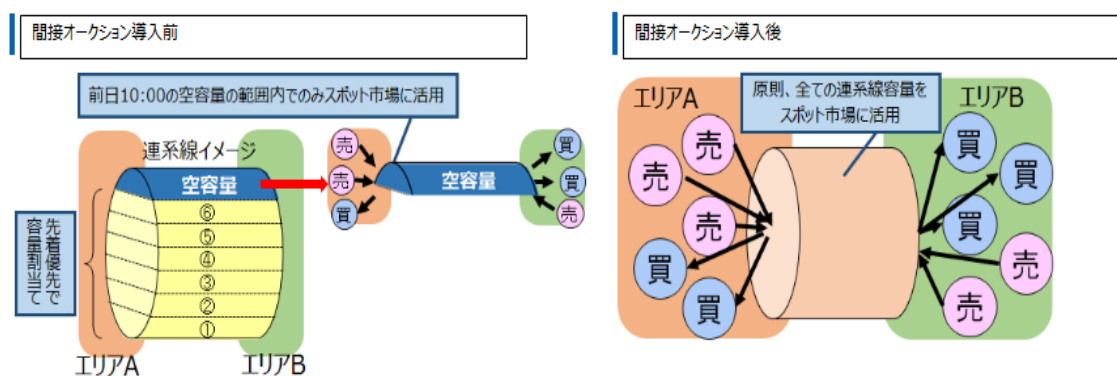


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

¹ http://www.occto.or.jp/occtosystem/kansetsu_auction/kansetsu_auction_gaiyou.html

2. 連系線の利用状況

業務規程第 124 条の規定に基づき、管理する連系線について利用状況を以下のとおり示す。

(1) 月別の連系線利用状況

2019 年度の月別連系線利用状況について表 2-2、図 2-3 に示す。

表 2-2 月別連系線利用状況

[百万 kWh]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道 本州間	東北向き (順方向)	35	69	82	23	25	3	5	10	8	2	1	17	279
	北海道向き (逆方向)	137	84	73	102	230	129	203	214	287	305	287	66	2,117
東北 東京間	東京向き (順方向)	1,842	2,156	1,998	2,877	2,800	2,186	1,717	2,086	2,482	2,360	2,573	2,498	27,575
	東北向き (逆方向)	29	9	10	16	31	13	54	19	20	27	17	7	252
東京 中部間	中部向き (順方向)	32	13	34	23	7	40	28	27	40	52	52	5	354
	東京向き (逆方向)	303	303	361	412	440	403	401	203	330	360	367	264	4,147
中部 関西間	関西向き (順方向)	41	39	68	74	144	164	77	72	125	68	64	43	980
	中部向き (逆方向)	638	625	724	803	414	350	669	596	276	527	786	768	7,175
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	0	1	0	0	1	4	1	0	0	0	0	0	7
	中部向き (逆方向)	0	12	12	2	0	2	6	2	0	0	2	2	40
北陸 関西間	関西向き (順方向)	139	172	312	153	165	164	208	197	307	569	282	249	2,918
	北陸向き (逆方向)	32	24	18	92	46	136	98	38	23	4	20	15	547
関西 中国間	中国向き (順方向)	62	30	68	35	32	62	45	30	67	47	47	52	578
	関西向き (逆方向)	754	1,106	572	1,091	1,054	784	936	949	731	707	559	549	9,793
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	0	11	0	0	0	0	20	0	0	0	0	31
	関西向き (逆方向)	448	501	861	1,025	1,040	998	1,029	596	859	914	867	819	9,956
中国 四国間	四国向き (順方向)	6	5	29	7	7	15	7	5	6	20	9	15	131
	中国向き (逆方向)	341	559	325	575	511	365	361	539	354	86	70	56	4,143
中国 九州間	九州向き (順方向)	4	7	15	23	22	17	16	3	5	3	19	2	138
	中国向き (逆方向)	1,088	1,087	851	1,306	1,441	1,278	1,380	1,485	1,598	1,703	1,599	1,497	16,311

※ 連系線の計画潮流を基に作成。値は相殺前のものである。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第 1 位を四捨五入している。

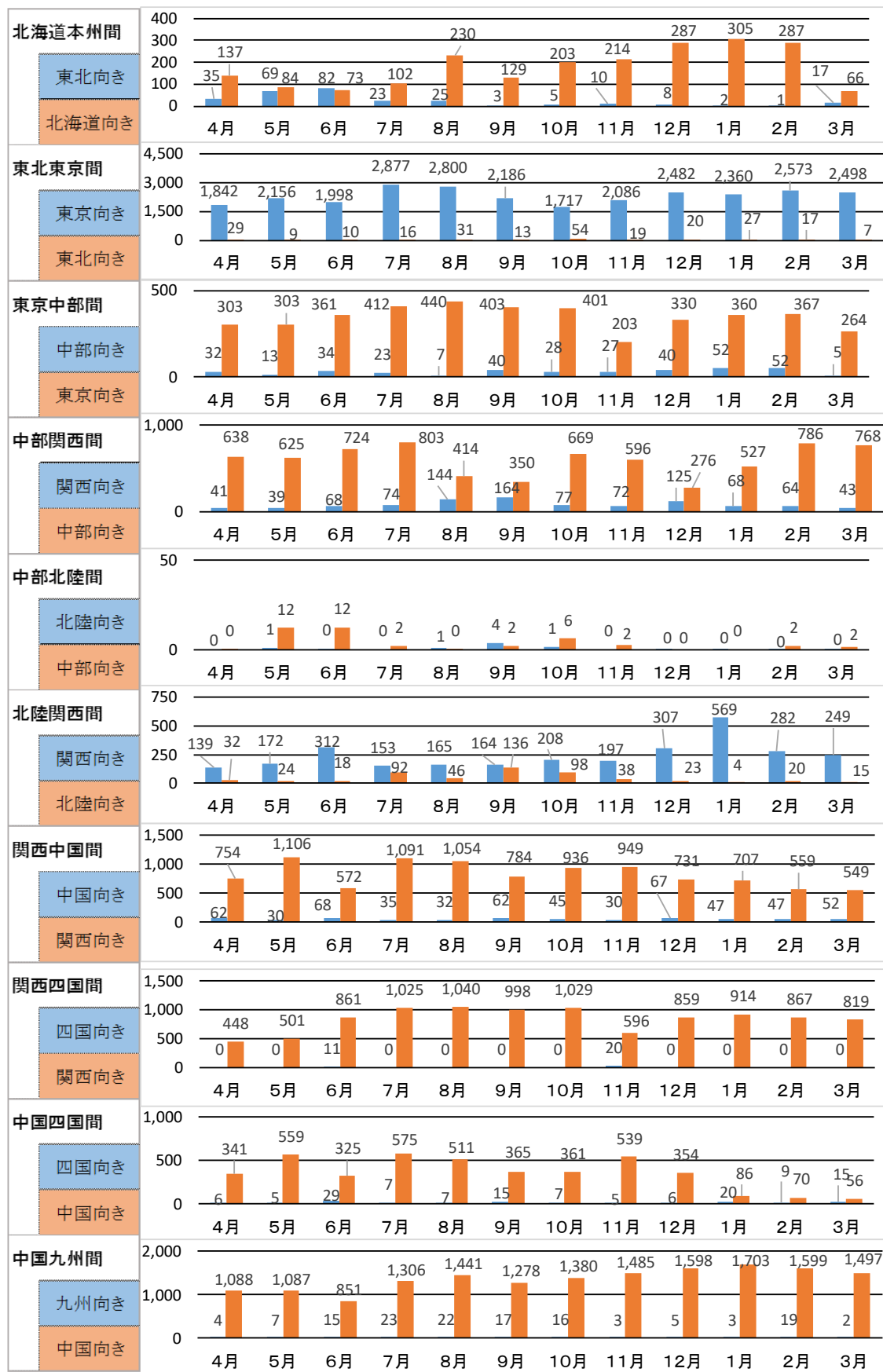


図 2-3 月別連系線利用状況

(2) 年度別の連系線利用状況

2010～2019年度の年度別連系線利用状況について表2-3、図2-4に示す。

表2-3 年度別連系線利用状況

[百万 kWh]

		2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	972	3,925	214	182	143	146	237	340	130	279
	北海道向き (逆方向)	12	7	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117
東北 東京間	東京向き (順方向)	27,519	9,454	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575
	東北向き (逆方向)	12,219	5,674	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252
東京 中部間	中部向き (順方向)	188	1,151	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354
	東京向き (逆方向)	1,271	2,426	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147
中部 関西間	関西向き (順方向)	943	3,734	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980
	中部向き (逆方向)	10,721	8,403	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	117	169	452	170	231	108	241	353	134	7
	中部向き (逆方向)	2,310	130	183	310	296	172	59	108	76	40
北陸 関西間	関西向き (順方向)	4,957	1,127	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918
	北陸向き (逆方向)	2,850	730	464	587	491	502	640	1,260	2,540	547
関西 中国間	中国向き (順方向)	1,423	1,483	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578
	関西向き (逆方向)	7,916	10,520	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	0	208	0	1	2	2	1	82	31
	関西向き (逆方向)	9,299	9,810	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956
中国 四国間	四国向き (順方向)	2,502	3,475	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131
	中国向き (逆方向)	7,496	6,727	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143
中国 九州間	九州向き (順方向)	903	2,582	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138
	中国向き (逆方向)	13,095	13,905	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311

※ 連系線の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の10ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第1位を四捨五入している。

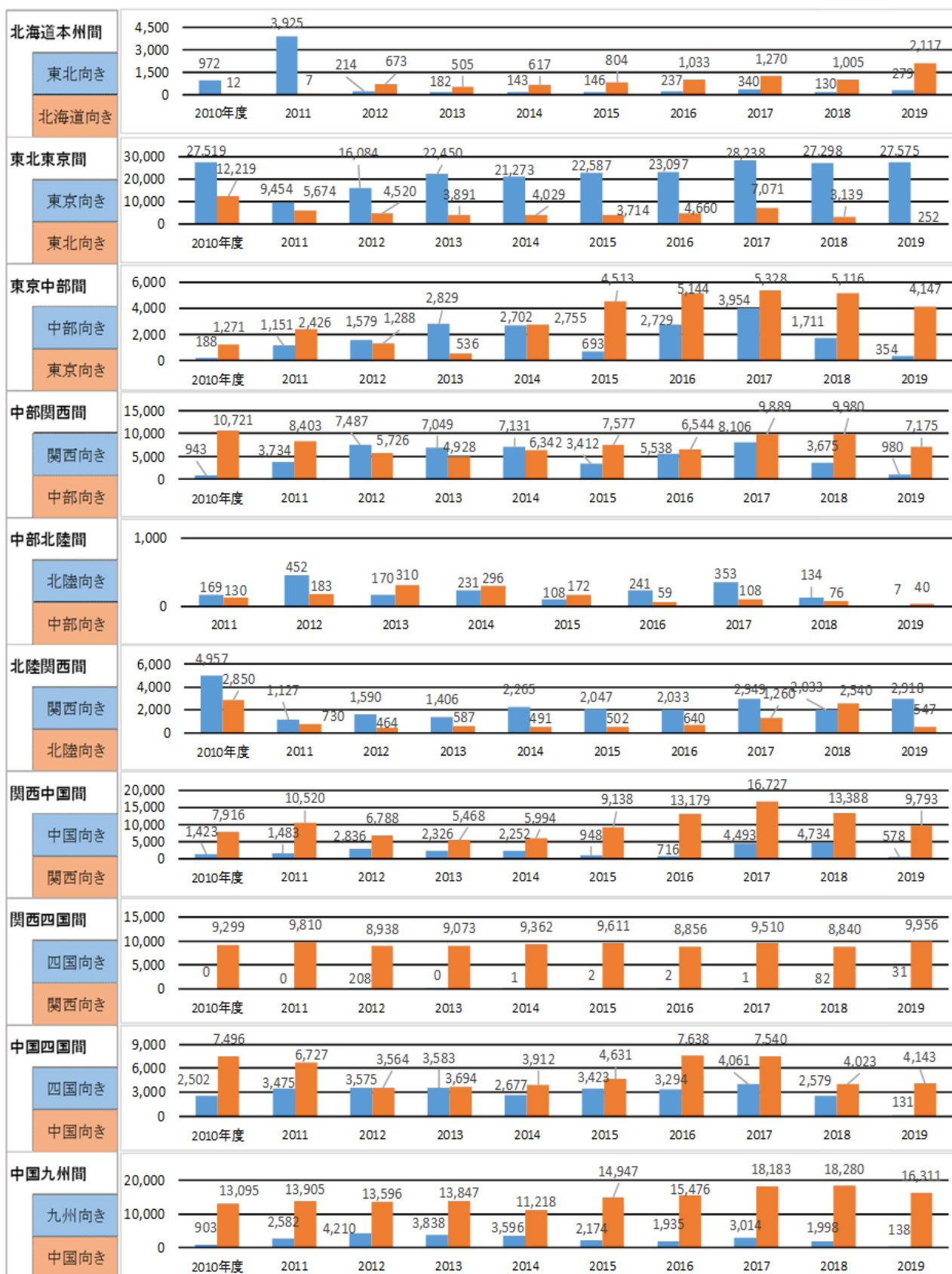


図 2-4 年度別連系線利用状況

(3) 月別・取引別の連系線利用状況

2019年度の月別・取引別の連系線利用状況について、表2-4に示す。

表2-4 月別・取引別の連系線利用状況

	[百万kWh]												年度計
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
相対取引・その他	99	55	14	10	2	4	6	32	7	1	4	20	255
前日スポット取引	5,624	6,535	6,060	8,322	8,036	6,706	6,844	6,706	7,181	7,400	7,211	6,592	83,216
時間前取引	209	213	351	308	371	402	390	353	330	354	405	314	4,000

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

(4) 年度別・取引別の連系線利用状況

2010～2019年度の年度別・取引別の連系線利用状況について、表2-5、及び図2-5から図2-7に示す。

表2-5 年度別・取引別の連系線利用状況

	[百万kWh]										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
相対取引	100,444	79,693	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	
前日スポット取引	6,251	5,718	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	
時間前取引	2	22	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	

※ 「時間前取引」について、2010～2015年度までは4時間前取引である一方、2016年度以降は1時間前取引である。

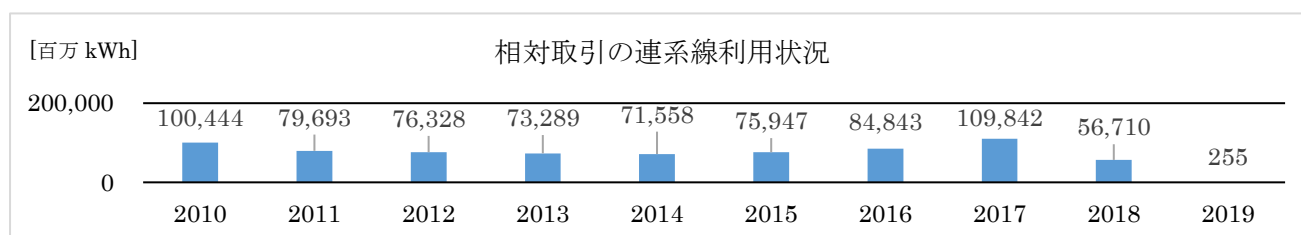


図2-5 年度別・取引別の連系線利用状況(相対取引・その他)

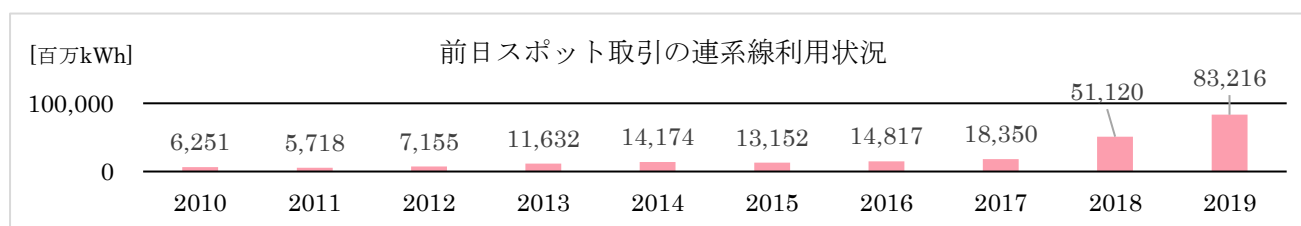


図2-6 年度別・取引別の連系線利用状況(前日スポット取引)

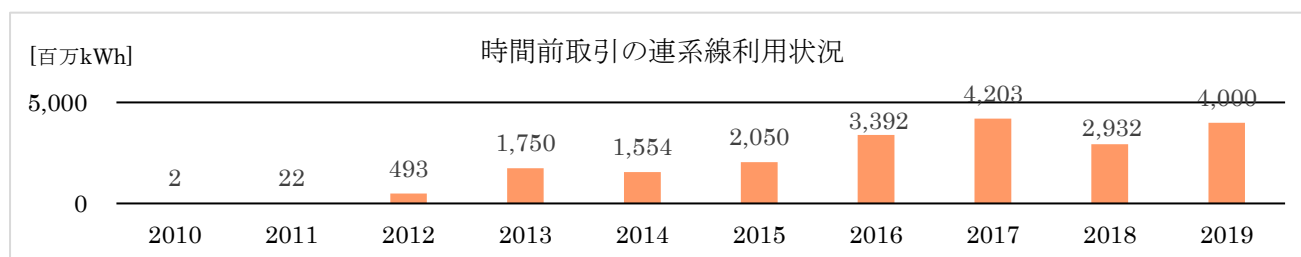


図2-7 年度別・取引別の連系線利用状況(時間前取引)

3. 連系線の混雑処理状況

業務規程第 143 条の規定に基づき実施した連系線の混雑処理について、以下のとおり実績を示す。

(1) 月別・計画断面別の抑制時間

2018 年 10 月 1 日から間接オークション導入により混雑処理は行われていないため、2019 度の月別・計画断面別の抑制実績はなかった。

(2) 年度別・計画断面別の抑制時間

2010～2019 年度の年度別・計画断面別の抑制時間について表 2-6、図 2-8 に示す。

表 2-6 月別・計画断面別の抑制時間

[h]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
2019年度	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画より前	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	週間計画以降	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018年度	合計	5,111	6,677	7,765	7,035	7,553	7,973	0	0	0	0	0	0	42,113
	週間計画より前	972	3,044	2,170	1,996	2,388	2,752	0	0	0	0	0	0	13,322
	週間計画以降	4,139	3,633	5,595	5,039	5,165	5,221	0	0	0	0	0	0	28,791
2017年度	合計	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	週間計画より前	1,000	1,694	1,288	1,764	1,758	1,222	1,798	1,124	762	1,714	636	722	15,482
	週間計画以降	1,210	2,064	1,501	1,221	924	1,629	1,226	3,309	4,426	3,549	3,883	4,937	29,876
2016年度	合計	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	週間計画より前	533	763	0	144	130	310	582	208	476	506	0	431	4,083
	週間計画以降	0	243	123	77	6	112	121	259	23	2	12	110	1,085
2015年度	合計	1,175	3,858	1,293	761	791	996	1,396	854	946	774	723	1,275	14,840
	週間計画より前	1,076	3,778	1,257	744	744	766	772	734	884	744	696	1,216	13,410
	週間計画以降	99	80	36	17	47	231	624	120	62	30	27	59	1,430
2014年度	合計	1,132	1,820	411	18	48	250	101	21	49	76	108	44	4,075
	週間計画より前	898	1,701	256	0	12	82	30	0	0	0	0	0	2,978
	週間計画以降	234	120	155	18	36	168	71	21	49	76	108	44	1,097
2013年度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16	4,121
	週間計画より前	736	476	100	0	0	32	814	0	5	196	0	0	2,359
	週間計画以降	370	713	34	3	19	62	59	0	5	278	205	16	1,762
2012年度	合計	458	1,237	502	620	727	1,025	299	1,039	795	1	667	469	7,836
	週間計画より前	234	1,032	0	0	0	447	198	808	698	0	667	420	4,503
	週間計画以降	224	205	502	620	727	578	101	231	97	1	0	49	3,333
2011年度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622	10,114
	週間計画より前	84	541	144	224	1,178	384	302	1	0	0	1,543	1,488	5,889
	週間計画以降	58	230	850	380	58	373	355	295	524	444	528	134	4,226
2010年度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120	1,721
	週間計画より前	420	0	0	0	0	0	0	0	0	504	0	0	924
	週間計画以降	133	13	277	52	144	2	5	1	4	48	0	120	798

※ 赤字部分は年度内最大値を表す。

※ 抑制時間は 30 分単位で集計し、1 時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 広域機関システムにおける連系線利用計画変更機能の運用開始時期は以下のとおり。

・週間計画における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2016 年 9 月

・月間変更における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2017 年 2 月

・2018 年 10 月 1 日より間接オークション開始

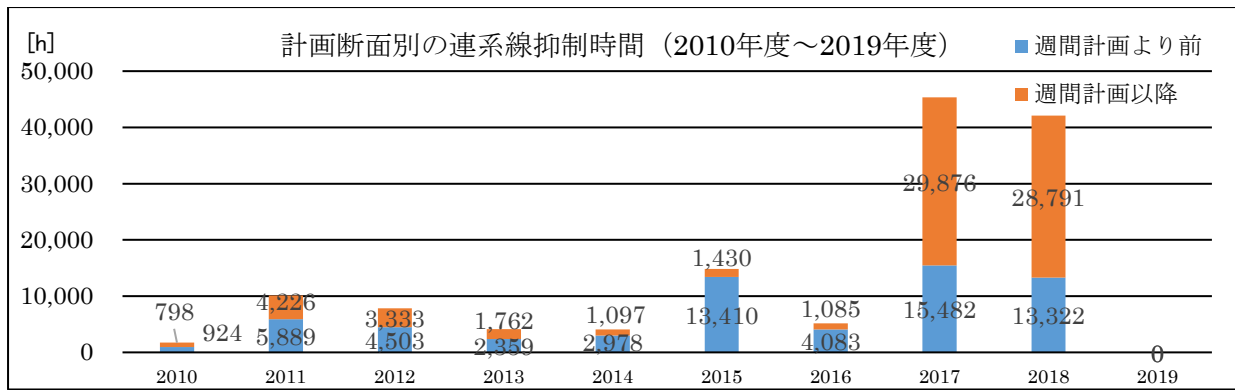


図 2-8 年度別・計画断面別の抑制時間

(3) 月別・制約別の抑制時間

2018年10月1日から間接オークション導入により混雑処理は行われていないため、2019年度の月別・制約別の抑制実績はなかった。

(4)年度別・制約別の抑制時間

2010～2019年度の年度別・制約別の抑制時間について表2-7、図2-9に示す。

表2-7 月別・制約別の抑制時間

[h]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
2019年度	合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	容量超過	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018年度	合計	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	容量超過	768	1,608	2,370	1,790	1,576	2,110	0	0	0	0	0	0	10,222
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017年度	合計	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	容量超過	2,210	3,758	2,789	2,985	2,682	2,851	3,024	4,433	5,188	5,263	4,519	5,659	45,358
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016年度	合計	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	容量超過	533	1,006	123	221	136	422	703	467	499	508	12	541	5,167
	最低潮流	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015年度	合計	1,175	3,858	1,293	761	791	996	1,396	854	946	774	723	1,275	14,840
	容量超過	1,175	2,437	1,293	761	791	863	1,233	854	946	774	723	1,275	13,123
	最低潮流	0	1,421	0	0	0	133	163	0	0	0	0	0	1,717
2014年度	合計	1,132	1,820	411	18	48	250	101	21	49	76	108	44	4,075
	容量超過	990	1,661	411	18	48	192	73	21	49	76	108	44	3,688
	最低潮流	142	160	0	0	0	58	28	0	0	0	0	0	387
2013年度	合計	1,106	1,189	134	3	19	94	873	0	10	474	205	16	4,121
	容量超過	928	853	134	3	19	94	324	0	10	474	205	16	3,058
	最低潮流	178	336	0	0	1	0	549	0	0	0	0	0	1,063
2012年度	合計	458	1,237	502	620	727	1,025	299	1,039	795	1	667	469	7,836
	容量超過	457	1,160	496	324	511	928	0	325	675	0	667	469	6,010
	最低潮流	1	77	6	296	217	97	299	715	120	1	0	0	1,826
2011年度	合計	142	771	994	604	1,236	757	657	296	524	444	2,071	1,622	10,114
	容量超過	114	613	144	9	10	143	124	36	496	434	2,069	1,621	5,810
	最低潮流	29	158	850	595	1,226	614	534	260	28	10	2	1	4,304
2010年度	合計	553	13	277	52	144	2	5	1	4	551	0	120	1,721
	容量超過	500	4	2	49	0	2	5	1	2	19	0	97	680
	最低潮流	53	9	276	3	144	0	0	0	2	532	0	24	1,042

※ 赤字部分は年度内最大値を表す。

※ 抑制時間は30分単位で集計し、1時間単位に切り上げて表示。

※ 各利用計画変更起因して抑制の影響を受けた混雑発生時間を積算している。

※ 広域機関システムにおける連系線利用計画変更機能の運用開始時期は以下のとおり。

・週間計画における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2016年9月

・月間変更における連系線利用計画変更(及び混雑処理)機能 運用開始 2017年2月

・2018年10月1日より間接オークション開始

[h]

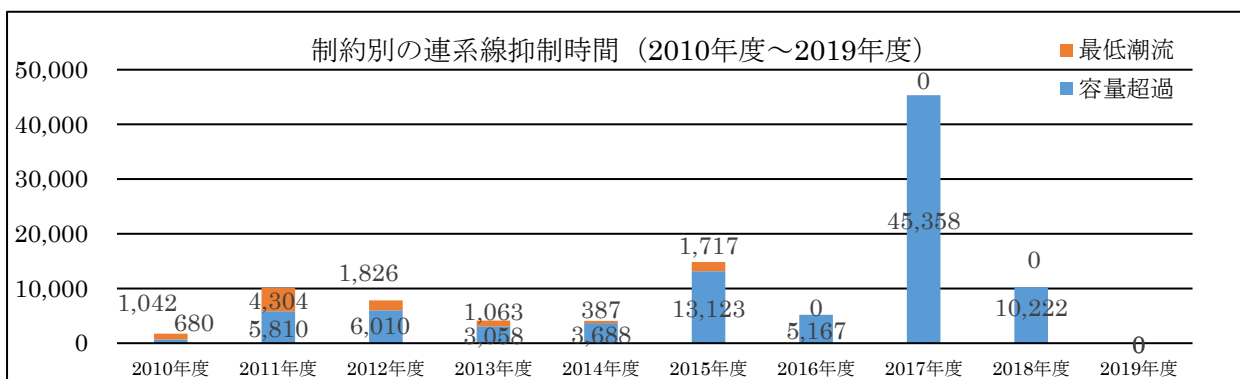


図2-9 年度別・制約別の抑制時間

4. 連系線の作業停止状況

業務規程第 167 条の規定に基づき一般送配電事業者から報告を受けた連系線の作業停止について、以下のとおり実績を示す。

(1) 月別の連系線作業停止状況

2019 年度の月別・連系線別の連系線作業停止状況について表 2-8 に、月別の全国連系線作業停止率について、図 2-10 に示す。

表 2-8 月別の連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計		
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	24	11	10	8	8	11	10	31	7	2	7	28	7	7	4	3	2	2						11	31	90	134
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線			3	12	5	7			3	20	6	30	1	4	4	30	6	31	2	31	2	27				32	192
東京中部間	佐久間周波数変換設備	5	4			1	1									9	6										15	11
	新信濃周波数変換設備	2	2	6	4	2	1			1	1			1	1	16	19	7	8						5	13	40	49
	東清水周波数変換設備	1	1			4	4																		5	12	10	17
中部関西間	三重東近江線			11	5	7	4					1	1	2	1												21	11
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備					1	1							13	16												14	17
北陸関西間	越前嶺南線			1	1	1	1							1	1												3	3
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	18	8									33	20	10	7	11	8										72	43
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	22	5			2	4					1	2			2	26	2	9								29	46
中国四国間	本四連系線	3	25	3	27									1	1												7	53
中国九州間	関門連系線	10	12	10	11																						20	23
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		85	68	44	68	31	34	10	31	11	23	48	81	36	38	46	92	17	50	2	31	2	27	21	56	353	599	

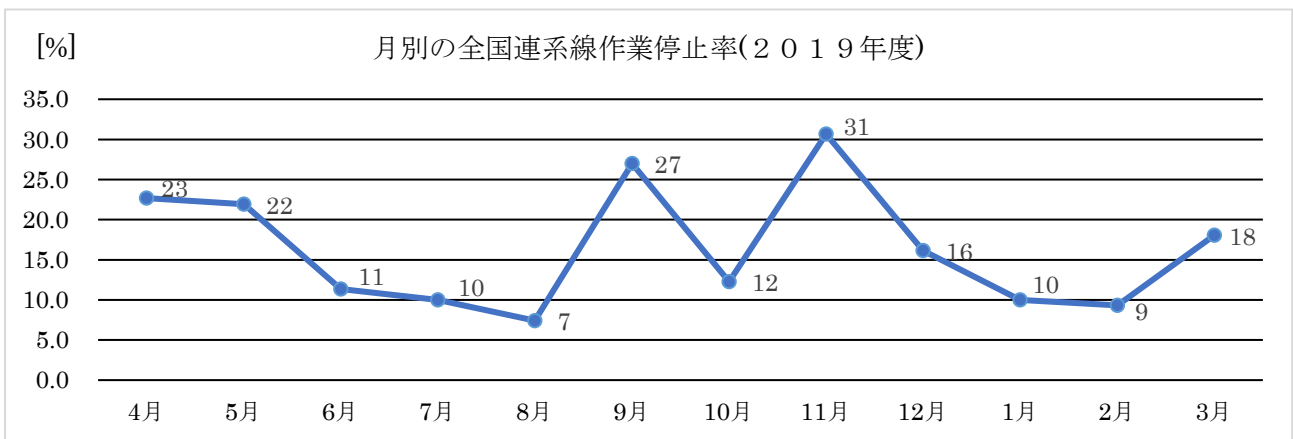


図 2-10 月別の連系線作業停止率

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

(2)年度別連系線作業停止状況

2010～2019年度の年度別の連系線作業停止状況について、表 2-9 に示す。

表 2-9 年度別連系線作業停止状況

[件]

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	計	10ヶ年平均
件数	64	56	58	38	63	91	218	267	205	353	1,413	141

※ 2015年度から2016年度にかけて実績が大きく増加しているのは、2016年度から、広域機関システムが導入されたことにより詳細な実績管理が可能となったためである。

5. 連系線の故障状況

(1) 連系線の故障状況

2019年度の連系線の故障状況について、表 2-10 に示す。

表 2-10 年度別連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
5月7日	北斗今別直流幹線	275kV今別幹線1・2号線事故波及 推定原因:雷撃
5月19日	北斗今別直流幹線	北斗変換所変換器冷却装置故障
6月9日	阿南紀北直流幹線	阿南変換所側 1群バルブ冷却系の漏水
6月11日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
8月20日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
9月10日	新信濃2号FC	他送電線事故波及
10月12日	新信濃1号FC/佐久間FC/北斗今別直流幹線	275kV北千葉線1,2号事故での千葉火力脱落に伴う周波数低下 推定原因:風雨(飛来物接触)
11月26日	北斗今別直流幹線	他社変電所事故波及
12月12日	北斗今別直流幹線	他社送電線事故波及

※運用容量に影響のある故障実績を記載。

(2) 年度別の連系線故障件数

2010～2019年度の年度別の連系線の故障状況について、表 2-11 に示す。

表 2-11 年度別連系線故障状況

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	計	10ヶ年平均
件数	9	5	6	9	1	3	3	3	6	9	54	5

[件]

6. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生、又は発生するおそれのある場合において、連系線に設定したマージンを使って電気を供給することをいう。業務規程第 152 条の規定に基づくマージンの使用について、2019 年度の実績は、表 2-12 のとおり。

表 2-12 マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
9 月 10 日	東京中部間連系設備 (逆方向)	東京電力パワーグリッド供給区域において、高気温により想定以上に需要が増加し、広域融通を行わなければ需給の状況の悪化が見込まれ、電気の需給悪化状況改善に伴う融通指示に際し、当該連系線の空き容量が不足していたため

7. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績の見方は、図 2-11 及び表 2-13 に示すとおりであり、利用実績は次ページ以降の図 2-12 から 2-21 のとおり。

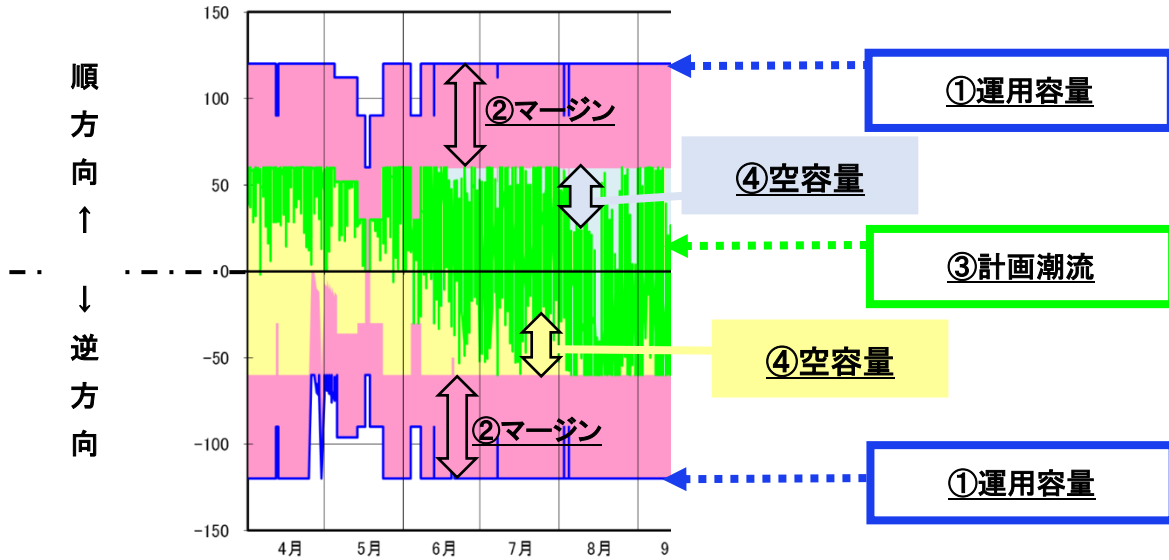


図 2-11 連系線 実績の見方

表 2-13 連系線 実績の見方

構成要素	2018年9月まで	2018年10月から(間接オークション導入後)
①運用容量	流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値。	同左
②マージン	マージンとは、電力系統の異常時又は受給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、または電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを利用した連系線利用計画及びマージンを使用した連系線利用計画の連系線利用量は控除。	マージンとは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用する計画潮流は控除。
③計画潮流	先着優先による連系線利用計画、前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合	前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。
④空容量	④＝①－②－③ なお、広域周波数調整に必要となる容量については、その実施を決定した時点で、空容量から控除。	同左

(注:計画潮流について)

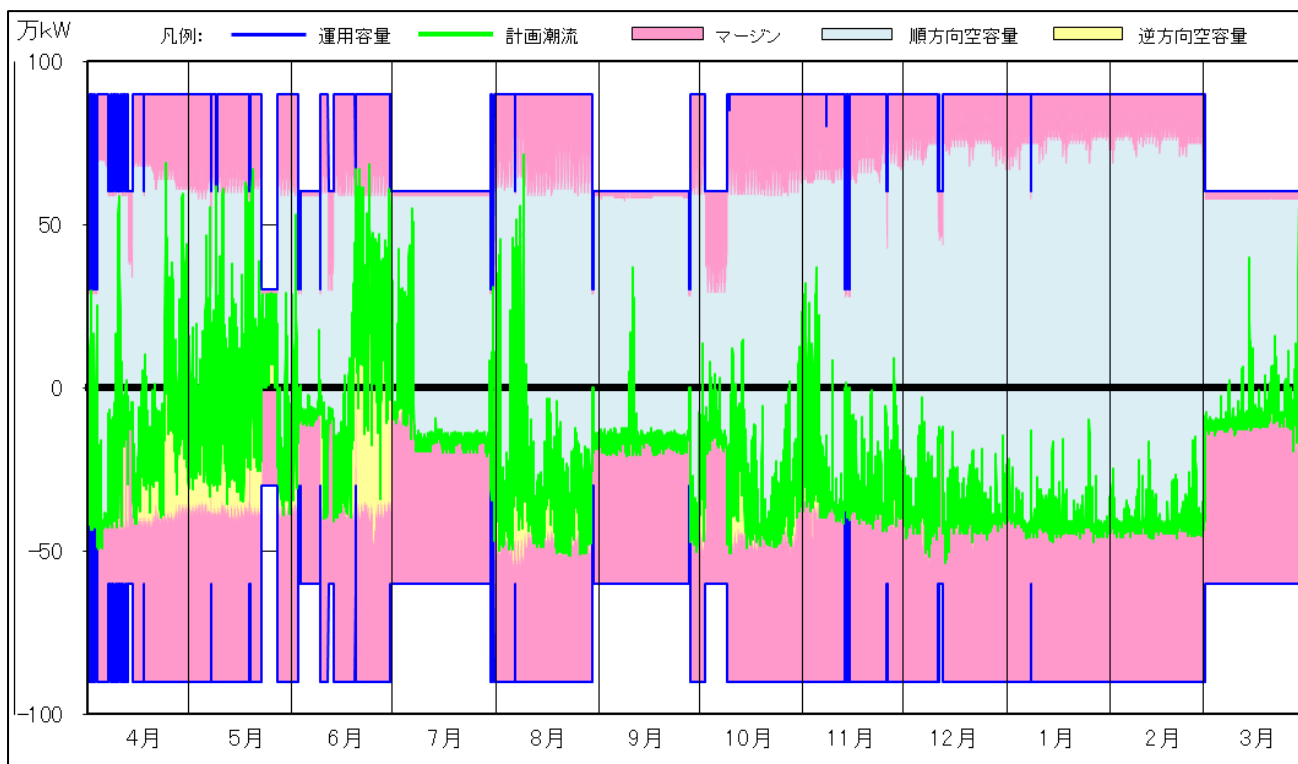
順方向と逆方向の利用計画は相殺される。そのため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値として記載する。

【参考】空容量実績の公表について

空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

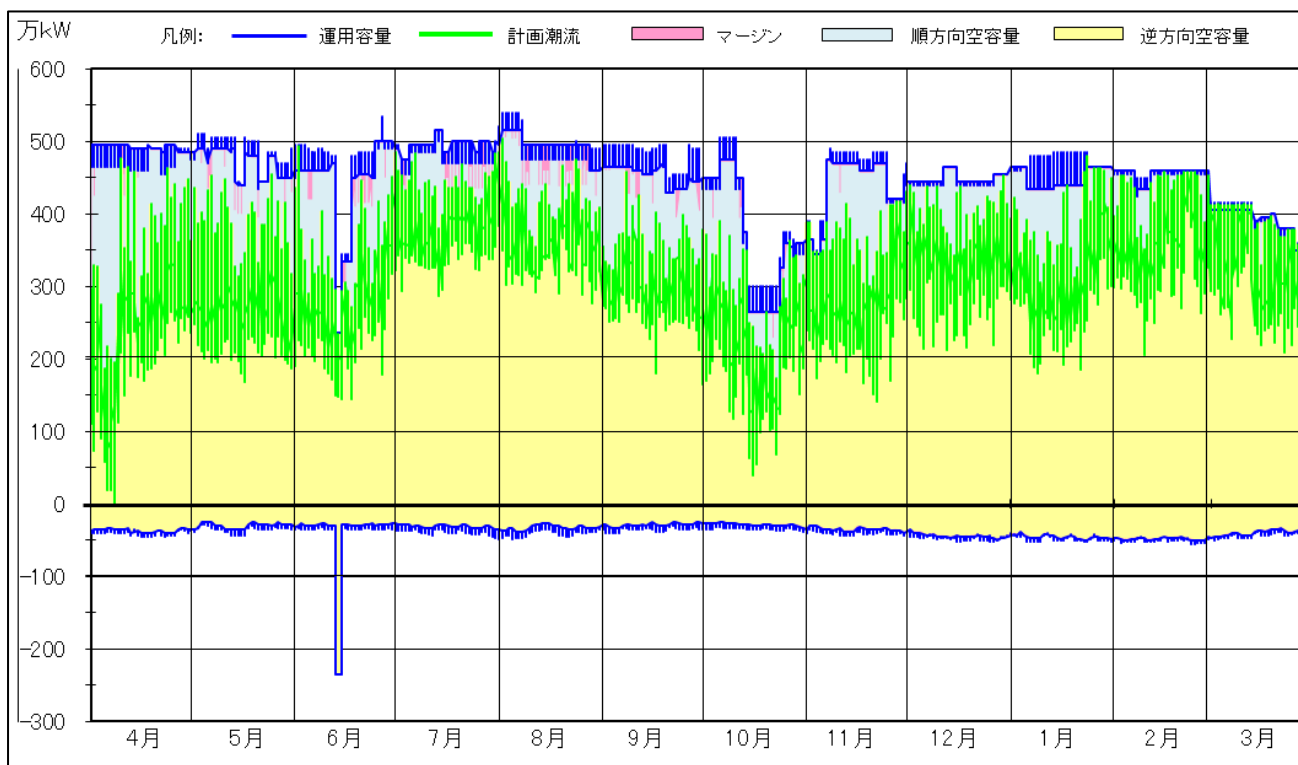
URL: http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#

図 2-12 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2019年度)



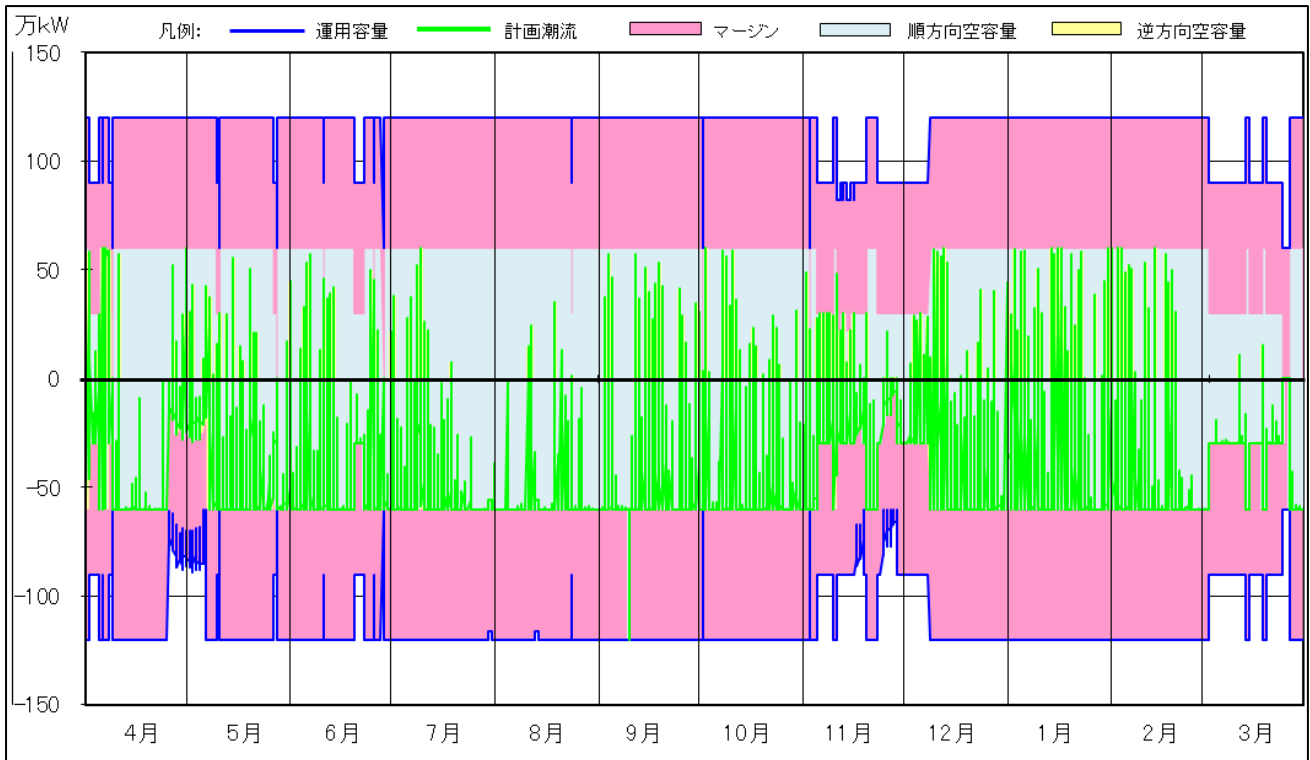
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図 2-13 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2019年度)



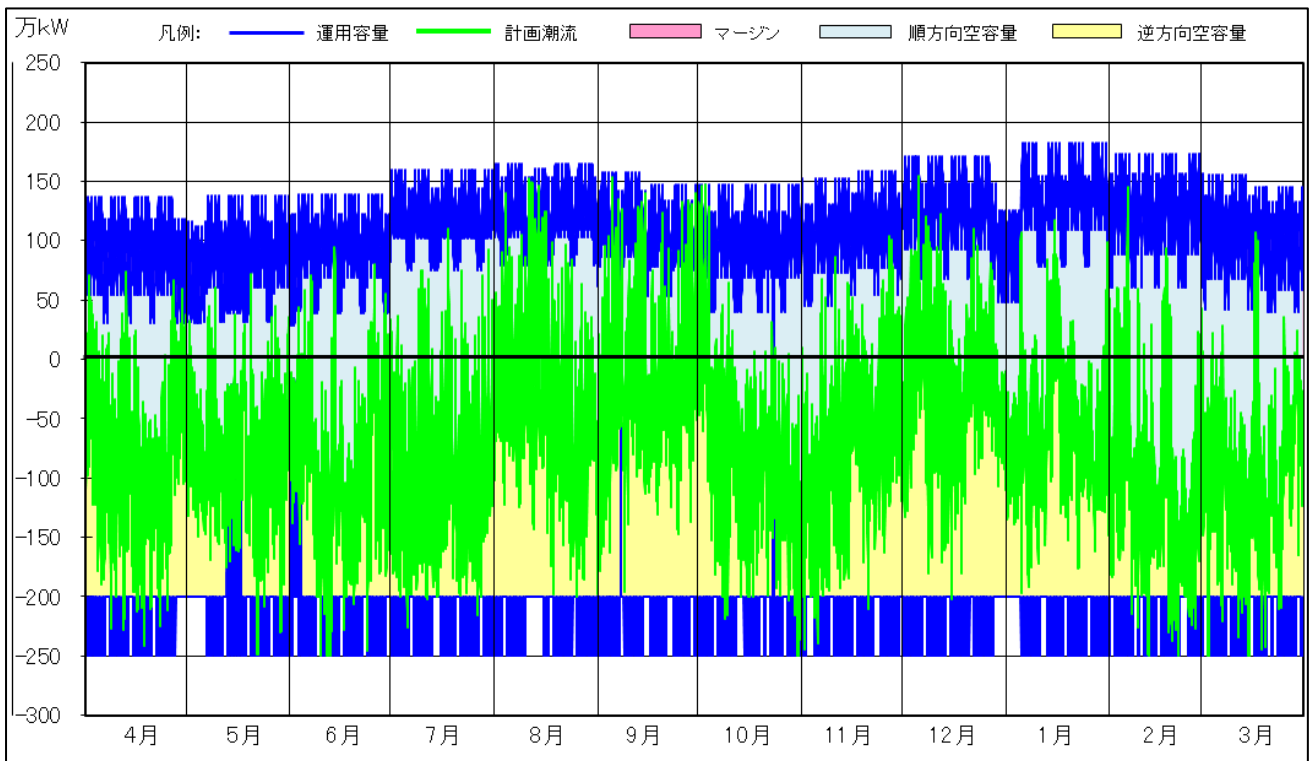
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図 2-14 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水周波数変換設備)の空容量実績(2019 年度)



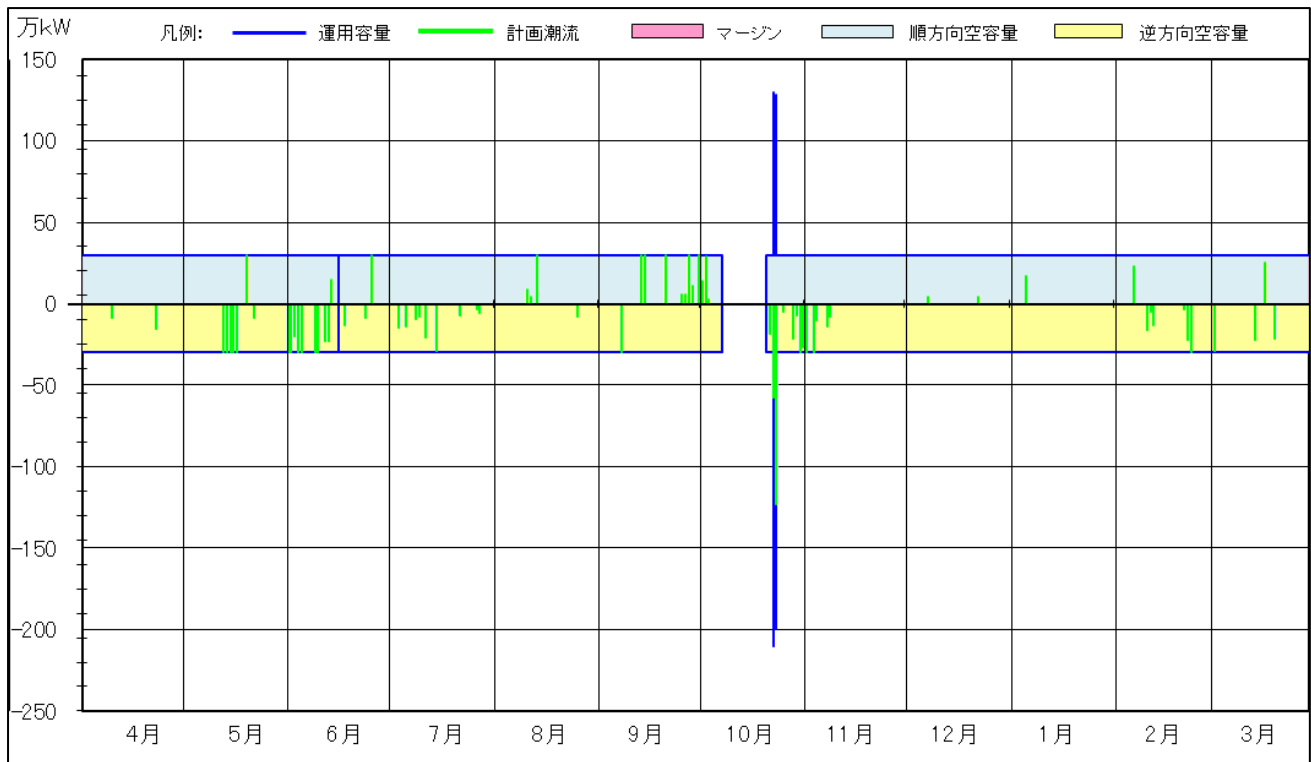
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図 2-15 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2019 年度)



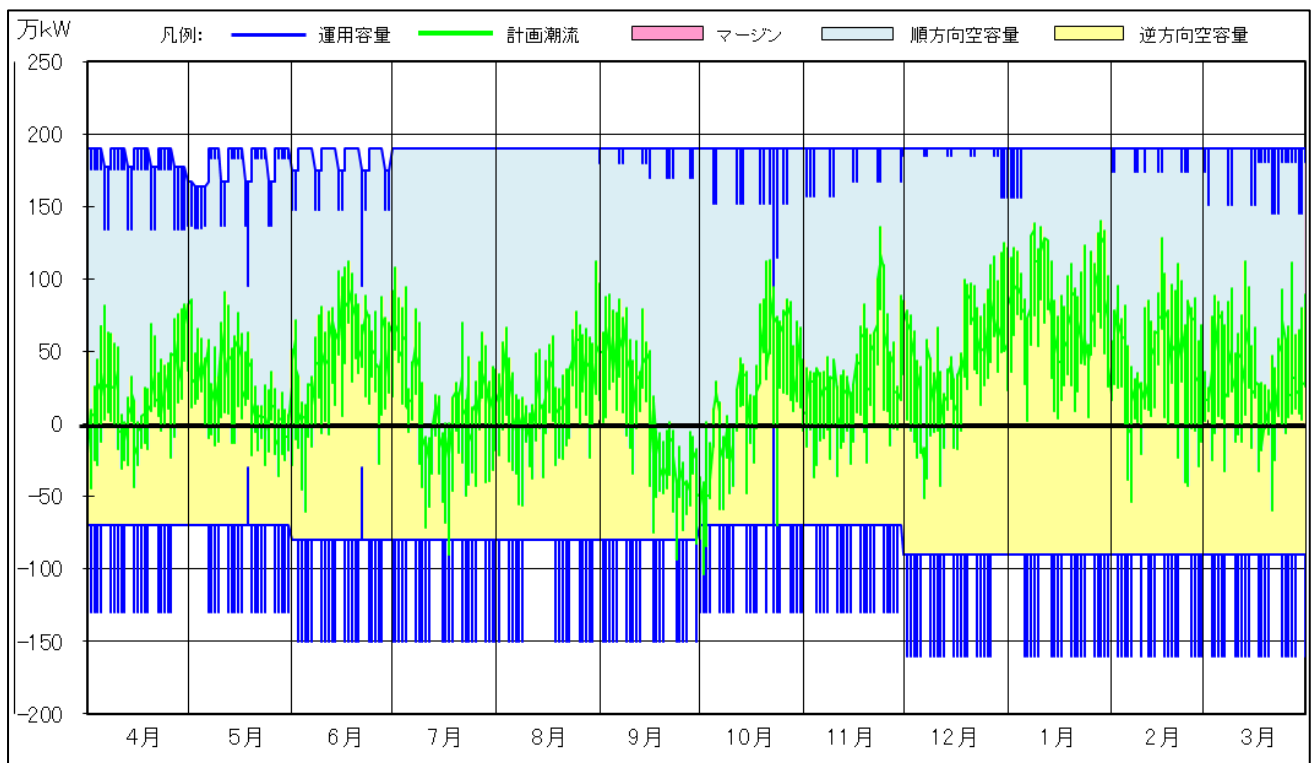
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-16 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2019 年度)



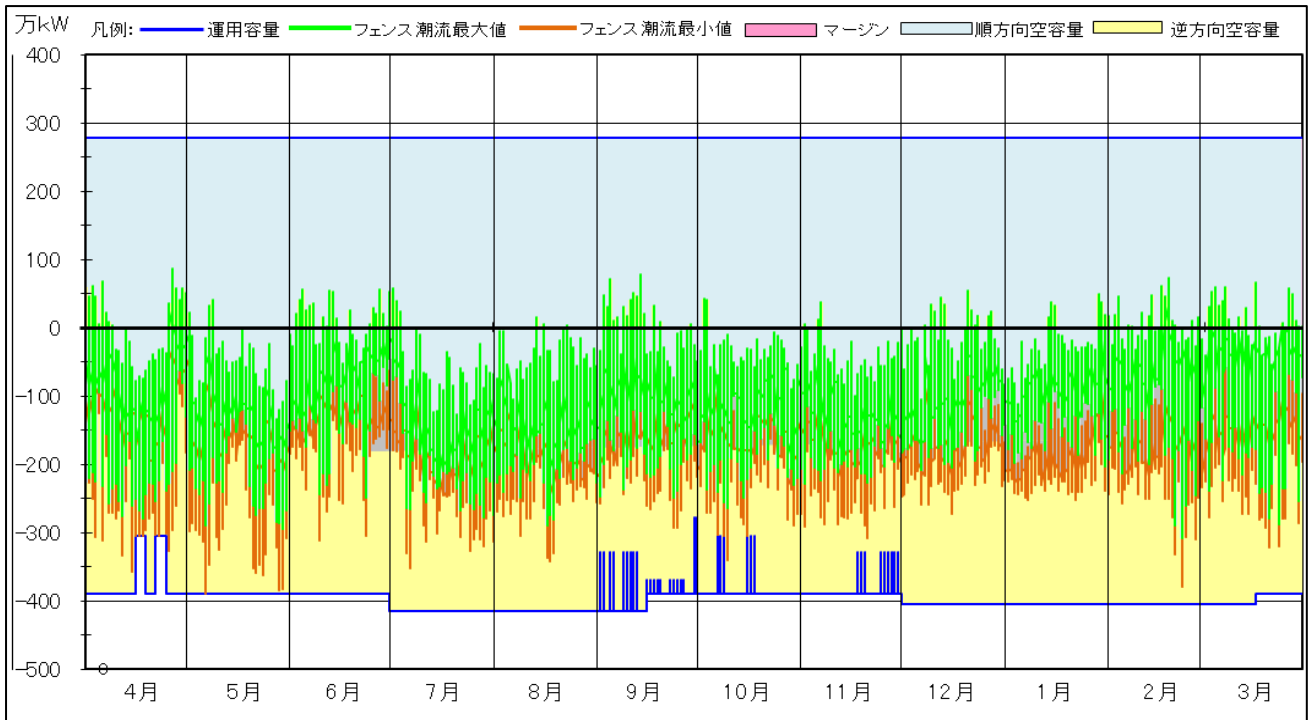
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-17 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2019 年度)



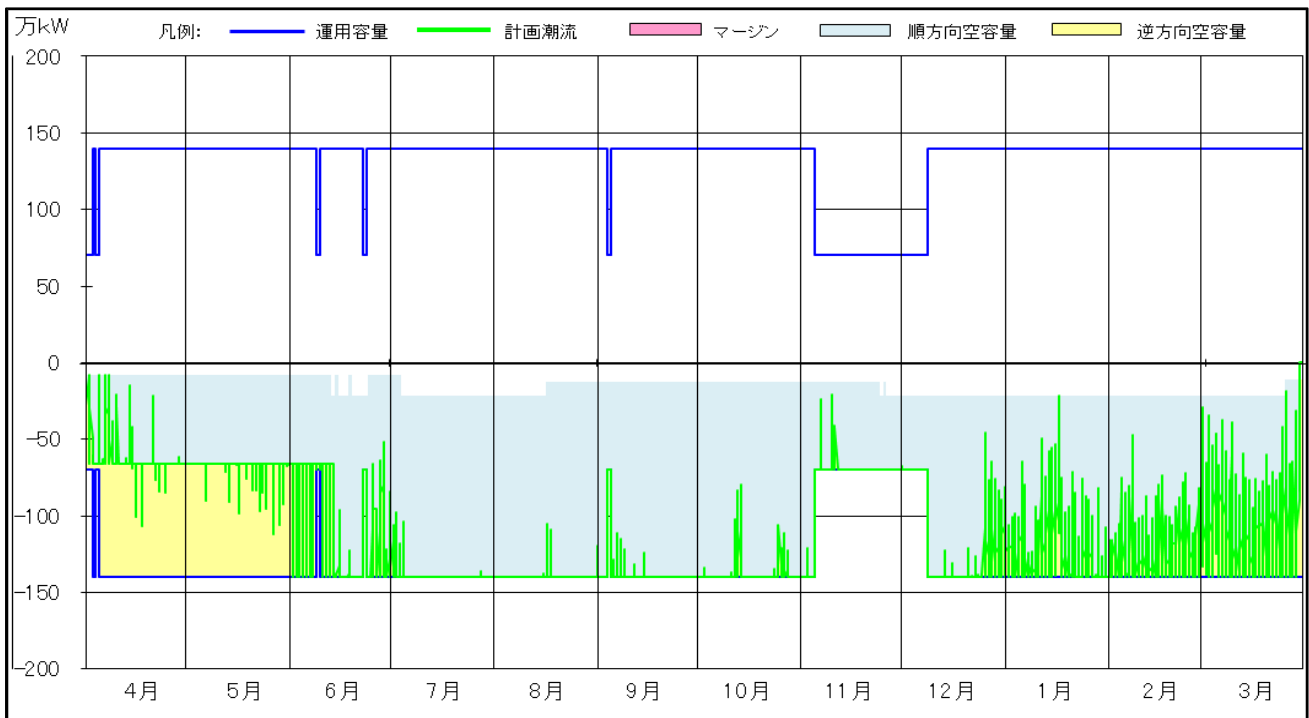
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図 2-18 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2019 年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図 2-19 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(2019 年度)

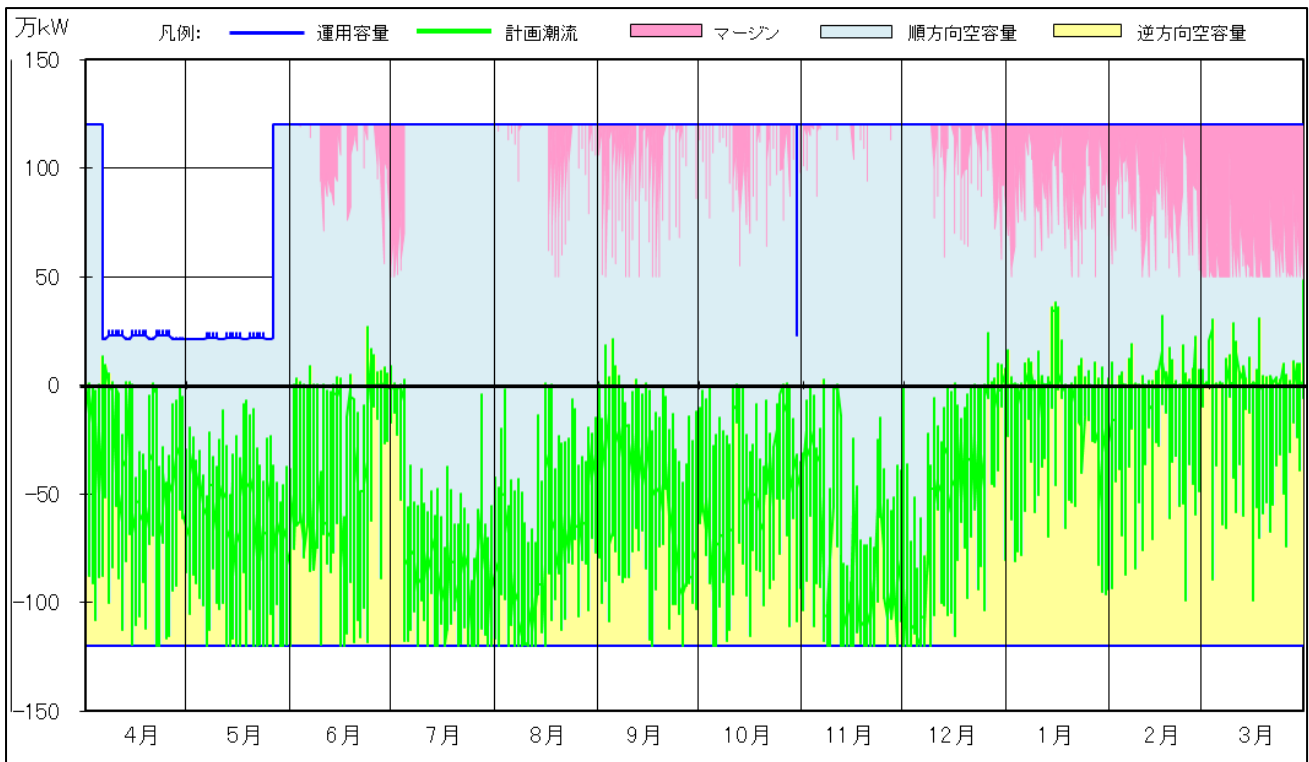


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は以下のうち小さい方で算出。

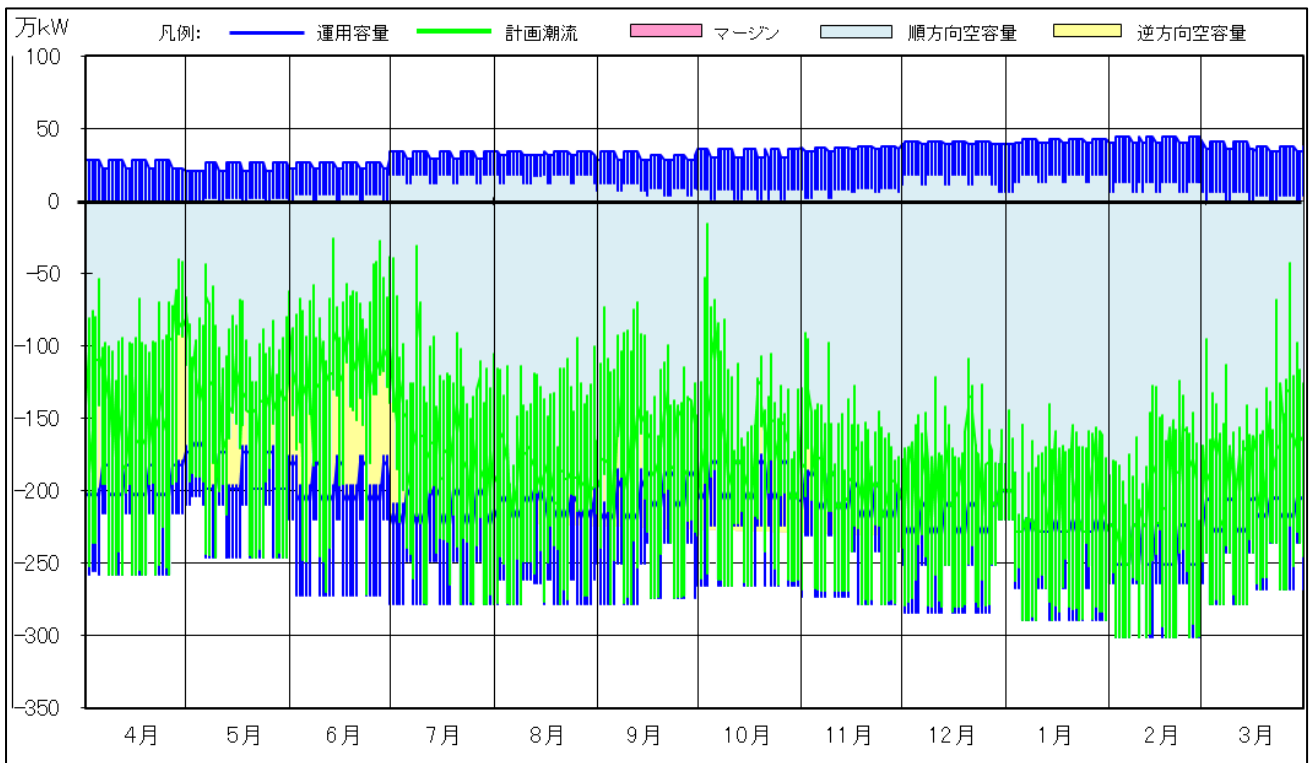
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図 2-20 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2019 年度)



※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-21 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2019 年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

8. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況について、各一般送配電事業者が公表している系統連系制約は以下 URL で参照されたい。

-
- ・北海道電力ネットワーク株式会社 : http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html
 - ・東北電力ネットワーク株式会社 : <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>
 - ・東京電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
 - ・中部電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
 - ・北陸電力送配電株式会社 : http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html#akiyouryu
 - ・関西電力送配電株式会社 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
 - ・中国電力ネットワーク株式会社 : <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>
 - ・四国電力送配電株式会社 : <http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
 - ・九州電力送配電株式会社 : https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure
 - ・沖縄電力株式会社 : <http://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

まとめ

電力系統

電力系統の実績としては、地域間連系線の利用、混雑処理、作業停止、故障、マージン使用、空容量に係る状況を取りまとめた。

電力広域の運営推進機関

総務部

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

Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ

(2019年度の受付・回答分)

2020年6月

電力広域的運営推進機関

目次

1. 対象電源.....	75
2. 集計結果.....	76

電力広域的運営推進機関（以下、広域機関という。）にて規定している業務規程第181条において、系統アクセス業務に関する前年度までの実績について公表することを定めている。

今回、2019年度（2019年4月～2020年3月）の系統アクセス業務に関する実績（受付及び回答状況）を取りまとめたので、公表する。

なお、本資料は2019年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規程等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規程等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、2019年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

また、本資料における「東京電力パワーグリッド株式会社」の事業者名称は、「東京電力PG」と記載する。

1. 対象電源

2015年4月1日以降に広域機関及び一般送配電事業者において系統アクセス業務に係る受付または回答を行った最大受電電力500キロワット以上の発電設備等の案件を対象とする。なお、発電容量の増加を伴わない改修等も含む。

ただし、調査期限末日時点（2020年3月31日）において回答予定日を超過して継続検討中（未回答）である接続検討の案件の総数に限り、2015年3月以前に受付を行った案件も含め集計している。

2. 集計結果

2.1. 事前相談

2.1.1. 受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおりである。

表1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	(前年度) 2018年度			(当年度) 2019年度			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関	76	—※1	76	41	—※1	41	▲ 35
北海道電力	97	549	646	85	152	237	▲ 409
東北電力	562	2,291	2,853	283	1,219	1,502	▲ 1,351
東京電力PG	384	2,275	2,659	167	1,020	1,187	▲ 1,472
中部電力	384	3,726	4,110	239	1,601	1,840	▲ 2,270
北陸電力	129	493	622	85	177	262	▲ 360
関西電力	503	3,815	4,318	263	1,865	2,128	▲ 2,190
中国電力	391	2,014	2,405	419	1,101	1,520	▲ 885
四国電力	80	724	804	51	206	257	▲ 547
九州電力	290	1,713	2,003	506	2,978	3,484	▲ 1,481
沖縄電力	8	30	38	6	15	21	▲ 17
	2,904	17,630	20,534	2,145	10,334	12,479	▲ 8,055

※1 広域機関は出力の合計値が1万キロワット以上の発電設備のみを受け付けており、電圧階級は特別高圧のみである。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

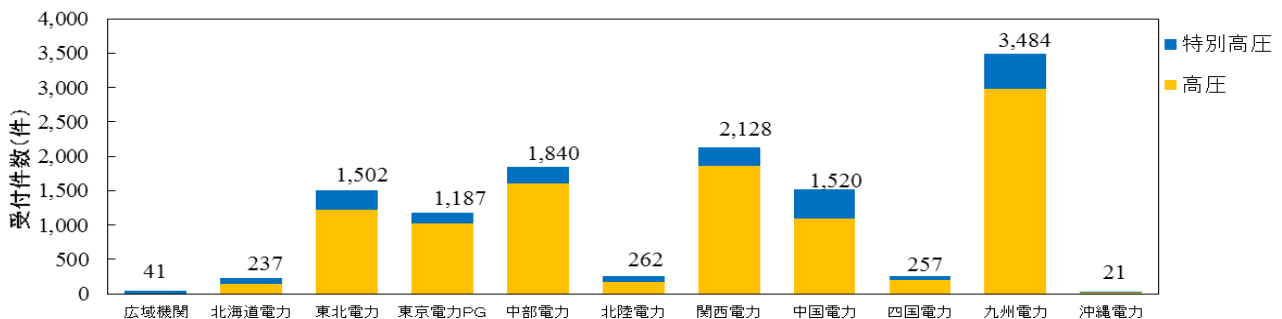


図1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) [2019年度]

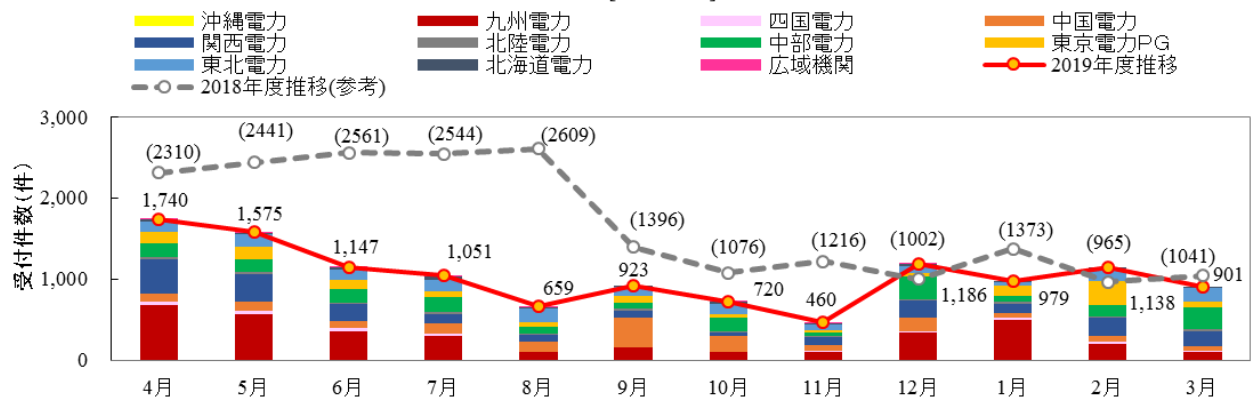


図2 事前相談の受付件数(広域機関と一般送配電事業者の合計) [2019年度]

2.2. 接続検討

2.2.1. 受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った接続検討の件数は以下のとおりである。

表2 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	(前年度) 2018年度			(当年度) 2019年度			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関	58	—※1	58	83	—※1	83	25
北海道電力	45	184	229	35	30	65	▲ 164
東北電力	192	423	615	245	118	363	▲ 252
東京電力PG	88	765	853	87	200	287	▲ 566
中部電力	57	528	585	57	106	163	▲ 422
北陸電力	47	68	115	57	22	79	▲ 36
関西電力	62	266	328	43	48	91	▲ 237
中国電力	64	367	431	51	40	91	▲ 340
四国電力	22	88	110	24	18	42	▲ 68
九州電力	50	265	315	78	60	138	▲ 177
沖縄電力	2	6	8	1	4	5	▲ 3
	687	2,960	3,647	761	646	1,407	▲ 2,240

※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。

※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。

※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

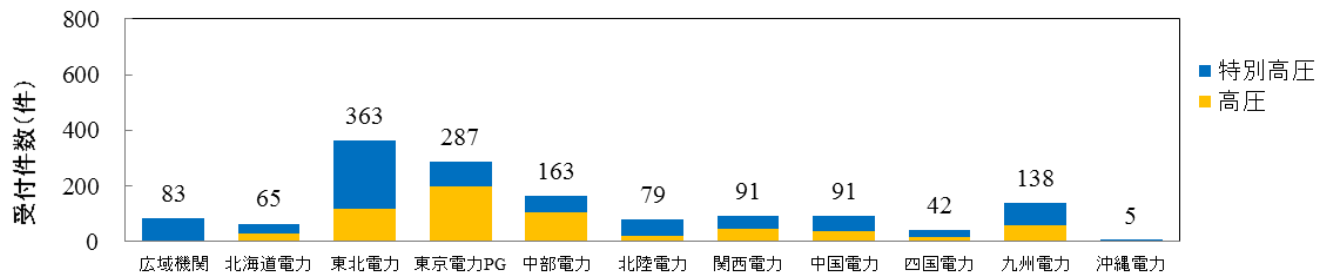


図3 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2019年度]

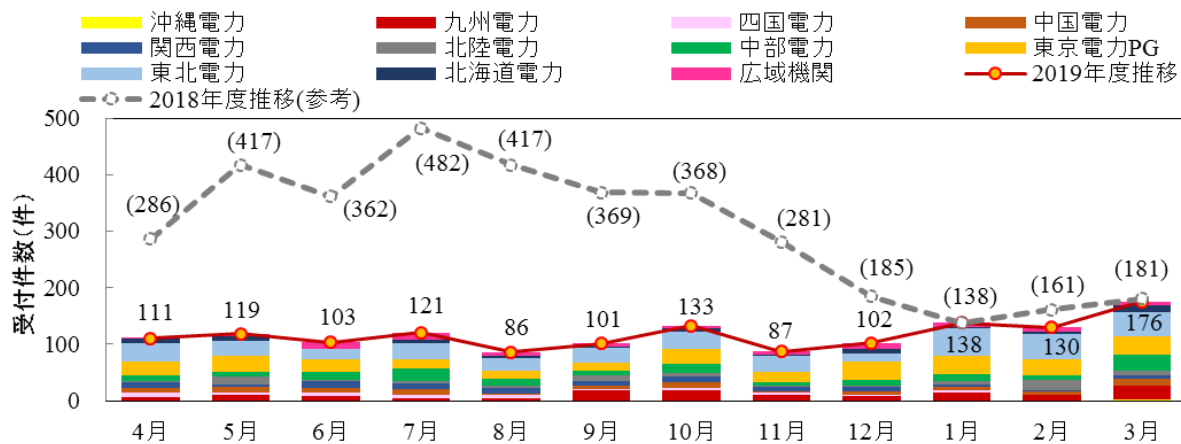


図4 接続検討の受付件数(広域機関と一般送配電事業者の合計)
[2019年度]

2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおりである。なお、広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。

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

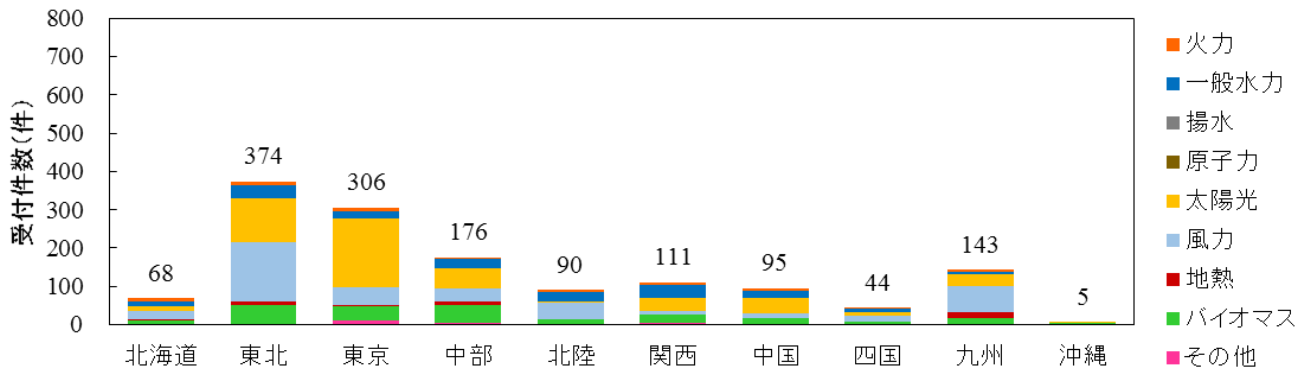


図5 接続検討の電源種別毎の受付件数(エリア別)
[2019年度]

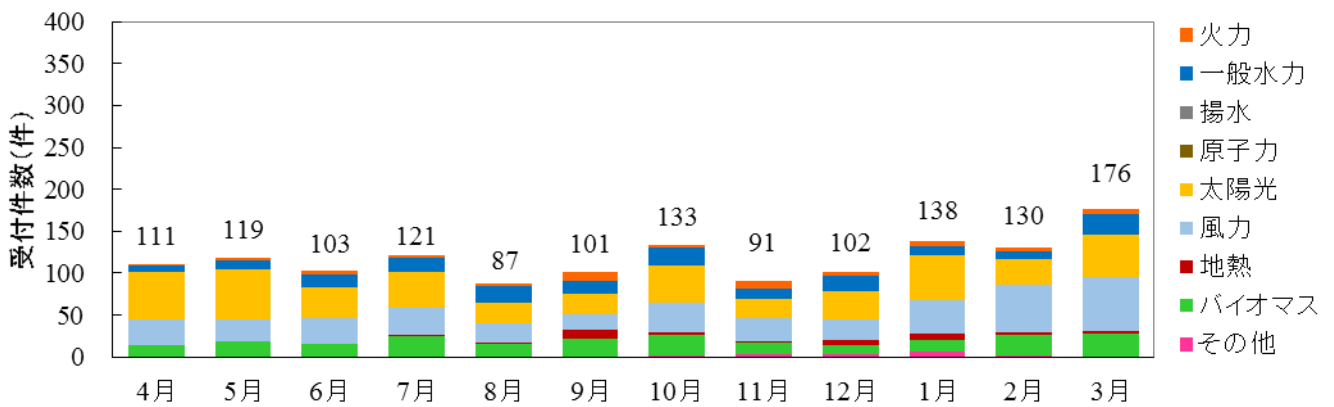


図6 接続検討の電源種別毎の受付件数(全エリア合計)
[2019年度]

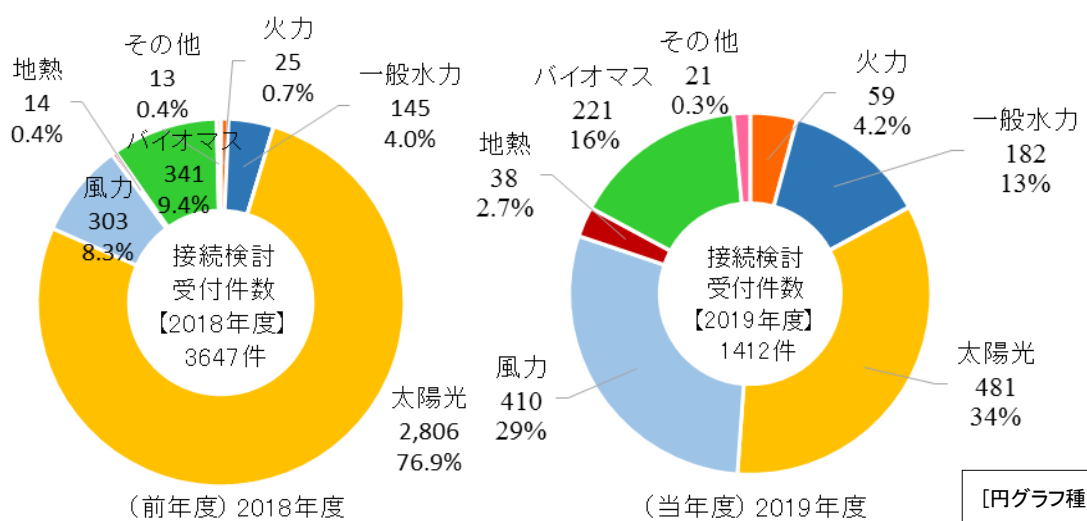


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

[円グラフ種別]
上段:電源種別
中段:件数
下段:割合(%)

2.2.3. 回答件数および検討期間

2019年度（2019年4月～2020年3月）に回答を行った接続検討の件数および検討期間は以下のとおりである。

※ 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

【用語の定義】

○検討期間は、送配電等業務指針第86条に基づき、3ヶ月を標準期間として調査した。

（接続検討の回答期間）

第86条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、接続検討の回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 系統連系希望者が高圧の送電系統への発電設備等（但し、逆変換装置を使用し、容量が500キロワット未満のものに限る。）の連系等を希望する場合 接続検討の申込みの受付日から2か月
- 二 前号に該当しない場合 接続検討の申込みの受付日から3か月

○回答期間超過理由の分類については、以下の区分ごとに集計した。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討が輻輳し、検討に時間を要した場合

D. 受付者都合（特殊検討、検討量大）

特殊検討が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源募集Pによる保留

電源接続案件募集プロセス^{※1}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^{※2}の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 近隣の電源接続の可能性を募り、複数の電気供給事業者により工事費負担金を共同負担して系統増強を行う手続きのこと

※2 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

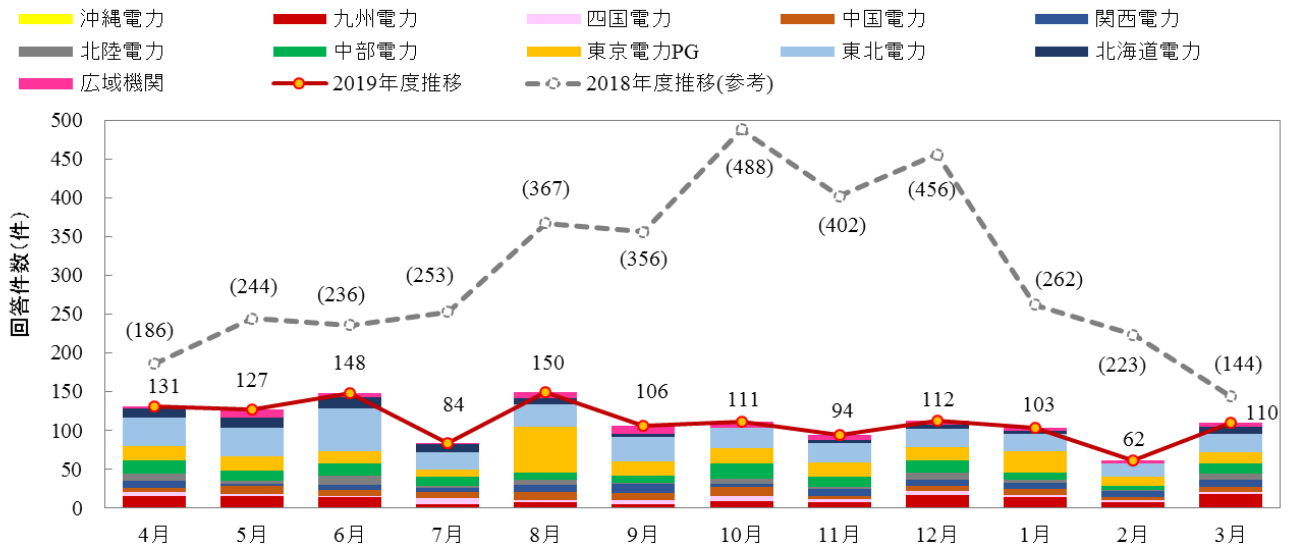


図8 接続検討の回答件数(広域機関と一般送配電事業者の合計)
[2019年度]

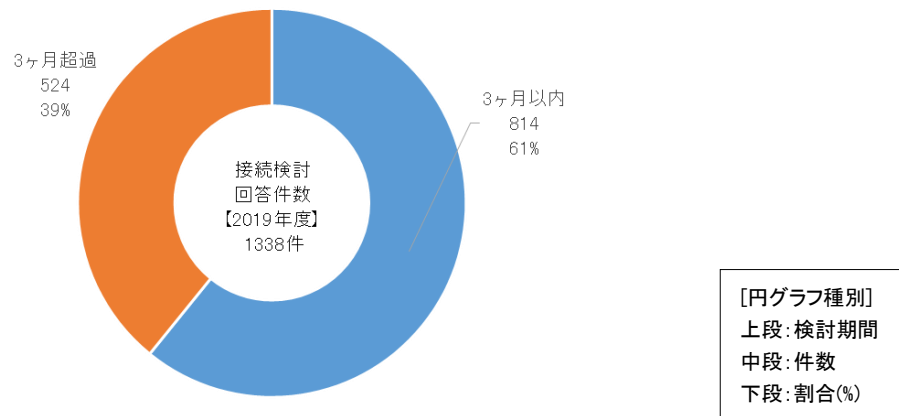


図9 接続検討の回答件数および検討期間実績
(広域機関と一般送配電事業者の合計)

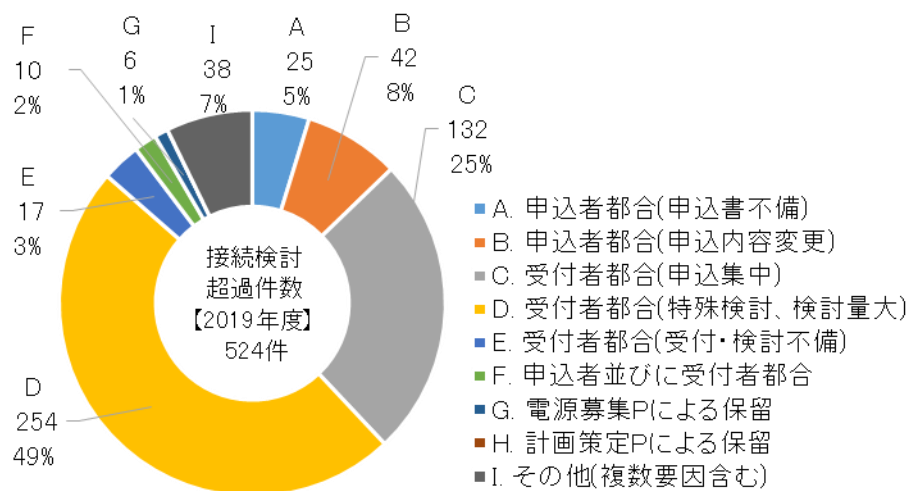


図10 接続検討の回答予定日超過理由
(広域機関と一般送配電事業者の合計)

2.2.4. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2019年度末（2020年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおりである。なお、ここでは2015年3月以前に受付を行った接続検討の案件を含め調査した。

表3 接続検討の回答予定日超過件数^{※1}（検討継続中^{※2}）（広域機関および一般送配電事業者の合計）

受付会社	2018年度末時点	2019年度末時点	増減
広域機関	11	12	1
北海道電力	23	31	8
東北電力	73	28	▲ 45
東京電力 PG	37	28	▲ 9
中部電力	8	11	3
北陸電力	12	11	▲ 1
関西電力	1	3	2
中国電力	7	0	▲ 7
四国電力	2	0	▲ 2
九州電力	43	31	▲ 12
沖縄電力	3	0	▲ 3
合計	220	155	▲ 65

※1 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。

※2 検討継続中案件：2015年3月以前受付及び2015年4月以降受付の案件のうち、調査時点で未回答となっている案件のこと

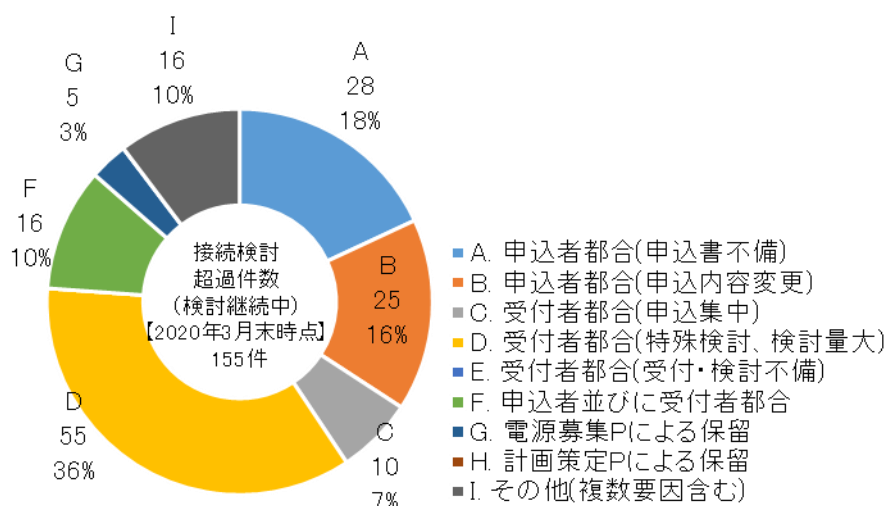


図11 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)
（広域機関＋一般送配電事業者合計）
【2020年3月末時点】

【円グラフ種別】
上段：超過理由
中段：件数
下段：割合(%)

2.3. 契約申込み

2.3.1. 受付件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおりである。

表4 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	(前年度) 2018年度			(当年度) 2019年度			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道電力	9	37	46	8	17	25	▲ 21
東北電力	120	209	329	153	79	232	▲ 97
東京電力PG	32	586	618	28	146	174	▲ 444
中部電力	31	369	400	29	65	94	▲ 306
北陸電力	17	33	50	18	8	26	▲ 24
関西電力	40	211	251	37	20	57	▲ 194
中国電力	27	215	242	22	23	45	▲ 197
四国電力	9	60	69	10	10	20	▲ 49
九州電力	42	190	232	49	61	110	▲ 122
沖縄電力	2	2	4	2	0	2	▲ 2
合計	329	1,912	2,241	356	429	785	▲ 1,456

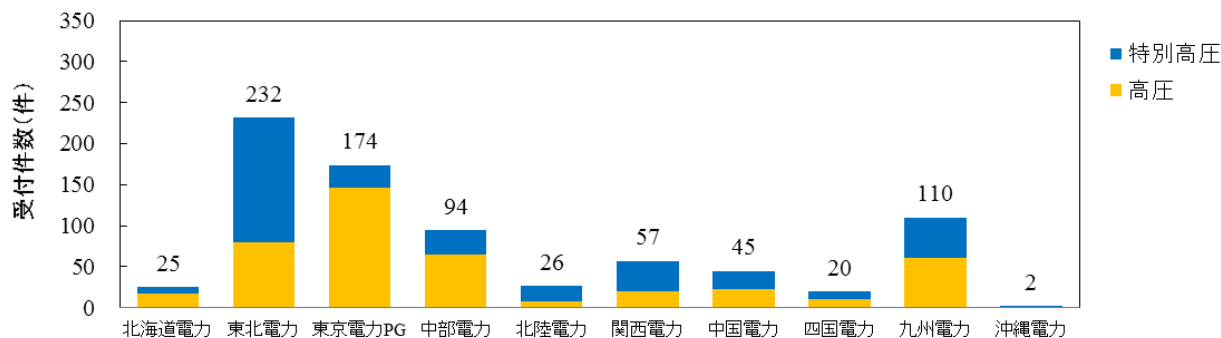


図12 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別)
[2019年度]

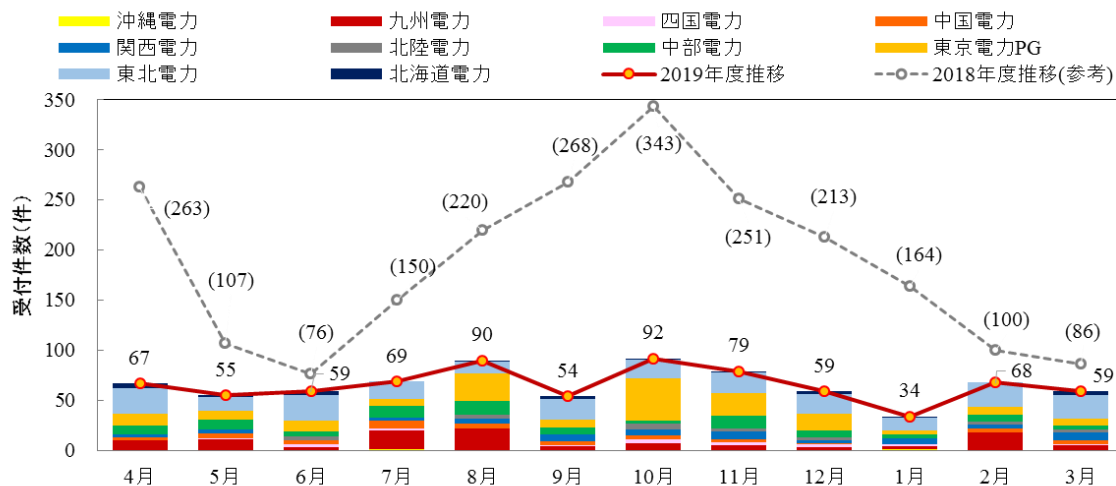


図13 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)
[2019年度]

2.3.2. 電源種別件数

2019年度（2019年4月～2020年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおりである。

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

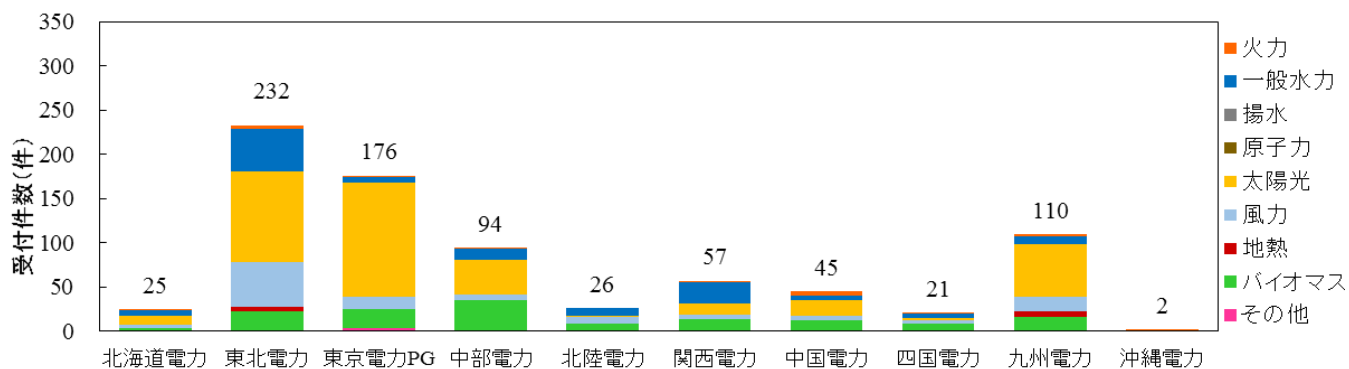


図14 契約申込み 電源種別毎の受付件数(エリア別)
[2019年度]

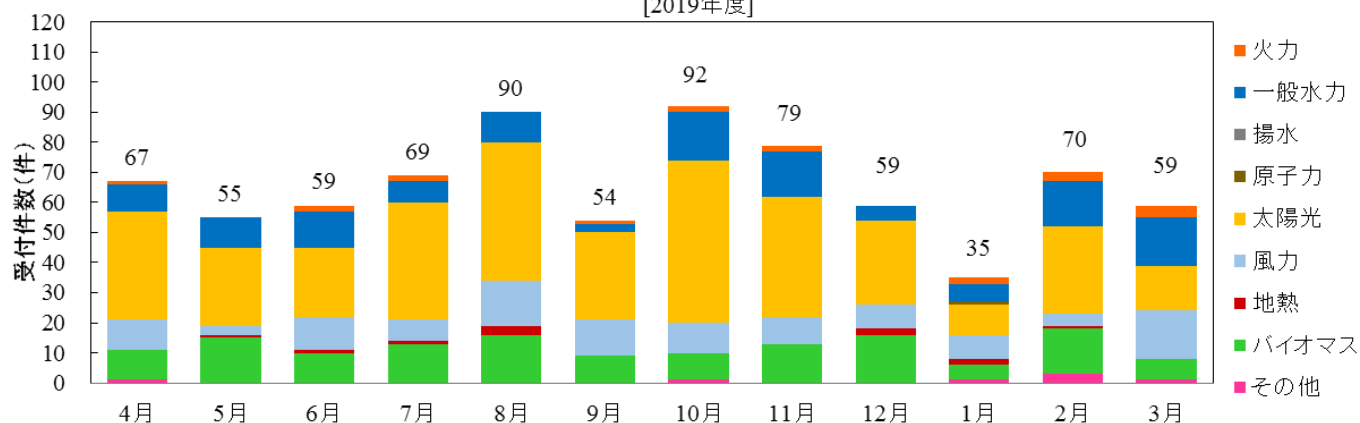


図15 契約申込みの電源種別毎の受付件数(全エリア合計)
[2019年度]

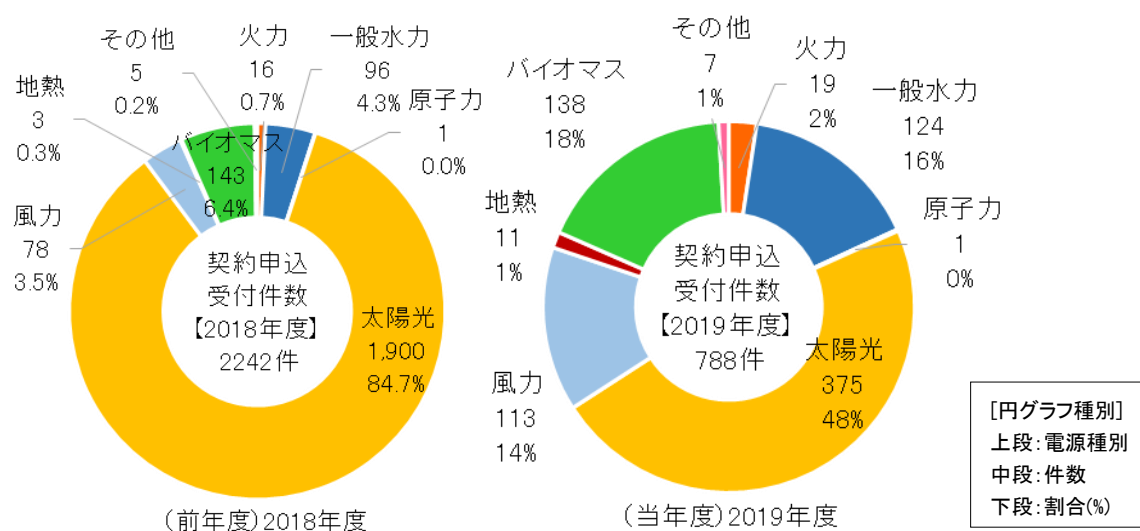


図16 契約申込みの電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

2.3.3. 回答件数および検討期間

2019年度(2019年4月～2020年3月)に回答を行った契約申込みの件数および検討期間は以下のとおりである。

【用語の定義】

- 契約申込みについては、FIT法に定める特定供給者に該当する場合において、接続検討の申込みと同時、あるいは接続検討の回答受領前に契約申込みを行うことができる「同時申込み」があり、通常の契約申込みとは標準回答期間が異なるが、両者を合算して集計した。
- 検討期間については、送配電等業務指針第98条並びに第100条に基づき、【通常申込み】の標準検討期間を6ヶ月、【同時申込み】の標準検討期間を9ヶ月として調査した。

(発電設備等契約申込みの回答期間)

第98条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、発電設備等契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

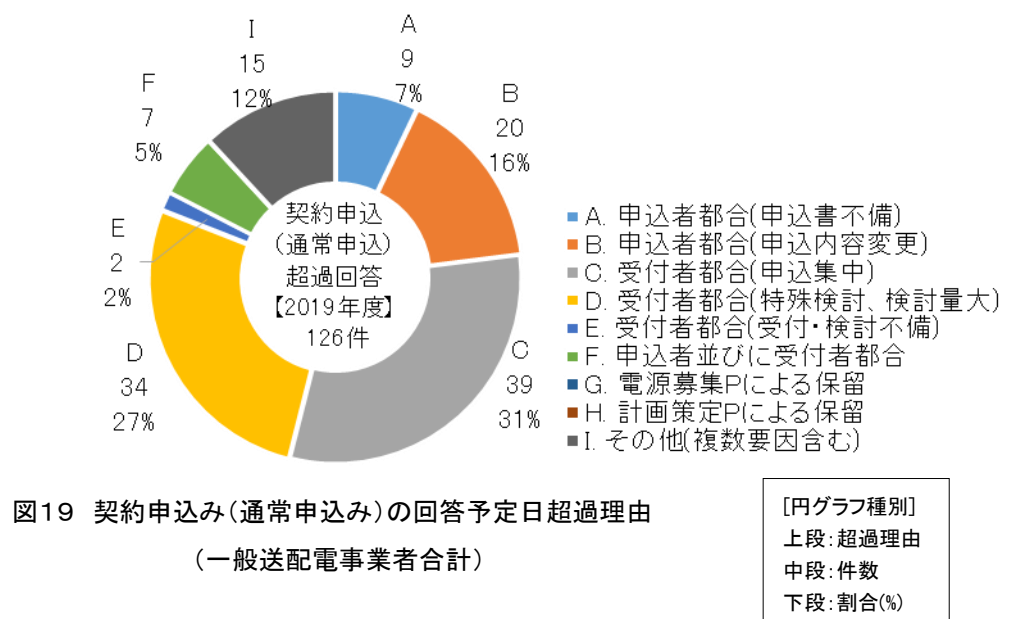
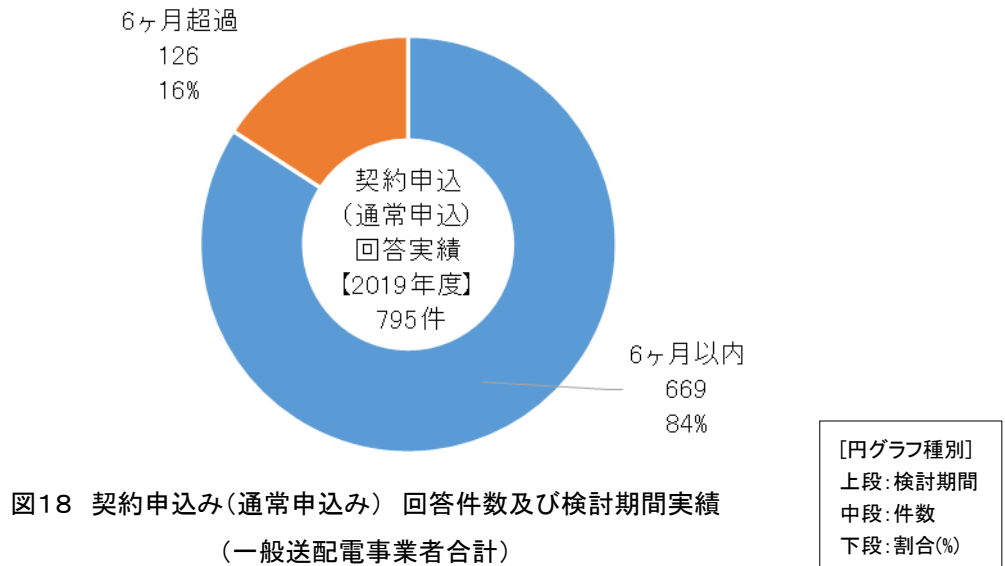
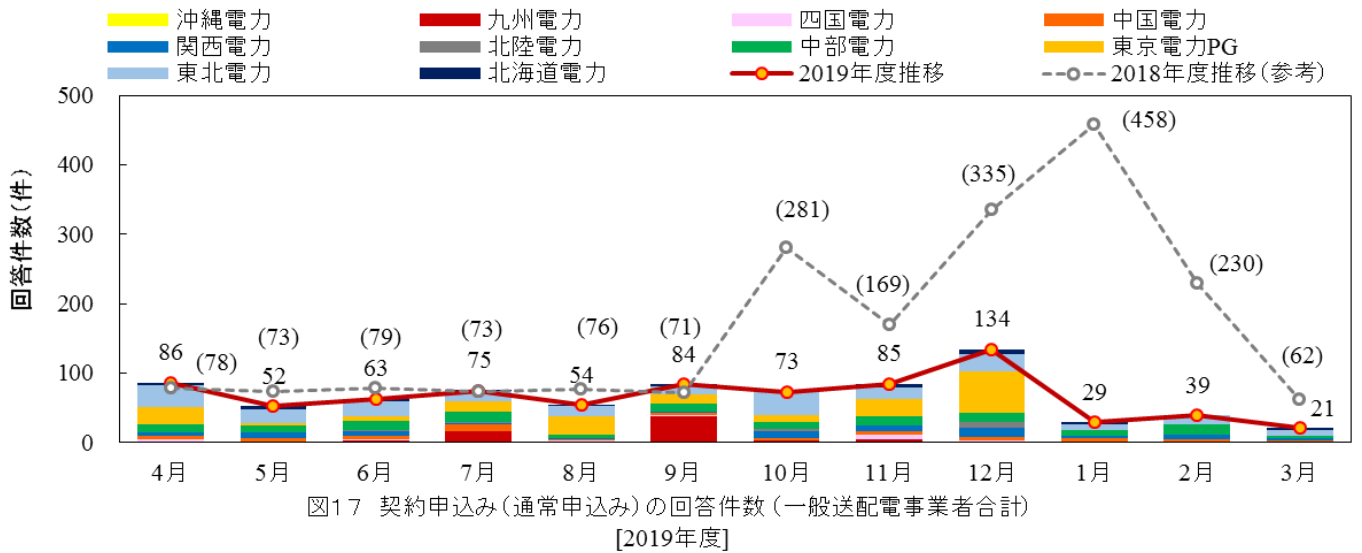
- 一 発電設備等系統連系希望者が低圧の送電系統への連系等を希望する場合 発電設備等契約申込みの受付日から1か月
- 二 前号に該当しない場合 発電設備等契約申込みの受付日から6か月又は発電設備等系統連系希望者と合意した期間

(同時申込み)

第100条 第89条第1項第1号にかかわらず、系統連系希望者がFIT法に定める特定供給者に該当する場合において、高圧又は特別高圧の送電系統とFIT電源との連系等を希望するときには、接続検討の申込みと同時に又は接続検討の回答受領前に、発電設備等に関する契約申込みを行うことができる(以下「同時申込み」という。)。但し、接続検討の申込みと発電設備等に関する契約申込みの申込内容は統一しなければならない。

- 2 一般送配電事業者は、系統連系希望者から同時申込みを受け付けた場合は、発電設備等に関する契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとし、回答期間内の日を回答予定日として、系統連系希望者に速やかに通知する。
 - 一 認定発電設備が太陽光発電設備の場合 発電設備等に関する契約申込みの受付日から9か月
 - 二 前号に掲げる以外の場合 発電設備等に関する契約申込みの受付日から9か月又は系統連系希望者と合意した期間
- 3 一般送配電事業者は、前項の回答予定日までに回答できない可能性が生じたときは、その事実が判明次第速やかに、系統連系希望者に対し、その理由、進捗状況、今後の見込み(延長後の回答予定日を含む。)を通知し、系統連系希望者の要請に応じ、個別の説明を行う。延長後の回答予定日までに回答できない可能性が生じたときも同様とする。
- 4 一般送配電事業者は、第2項に定める回答予定日及び回答期間にかかわらず、可能な限り早期に発電設備等に関する契約申込みの回答を行うよう努めなければならない。

- 回答期間超過理由の分類については、2.2.3. 回答件数および検討期間と同様である。



2.3.4. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2019年度末（2020年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおりである。

表5 契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)^{※1}） (件)

受付会社	2018年度末			2019年度末			増減
	通常申込	同時申込	合計	通常申込	同時申込	合計	
北海道電力	14	0	14	9	9	18	4
東北電力	15	5	20	14	3	17	▲3
東京電力P G	11	12	23	26	13	39	16
中部電力	21	7	28	12	7	19	▲9
北陸電力	1	2	3	8	0	8	5
関西電力	7	9	16	9	9	18	2
中国電力	2	19	21	2	24	26	5
四国電力	0	0	0	0	0	0	0
九州電力	41	63	104	45	59	104	0
沖縄電力	0	0	0	0	0	0	0
合計	112	117	229	125	124	249	20

※1 検討継続中案件：2015年4月以降受付の案件について調査時点で未回答となっている案件。

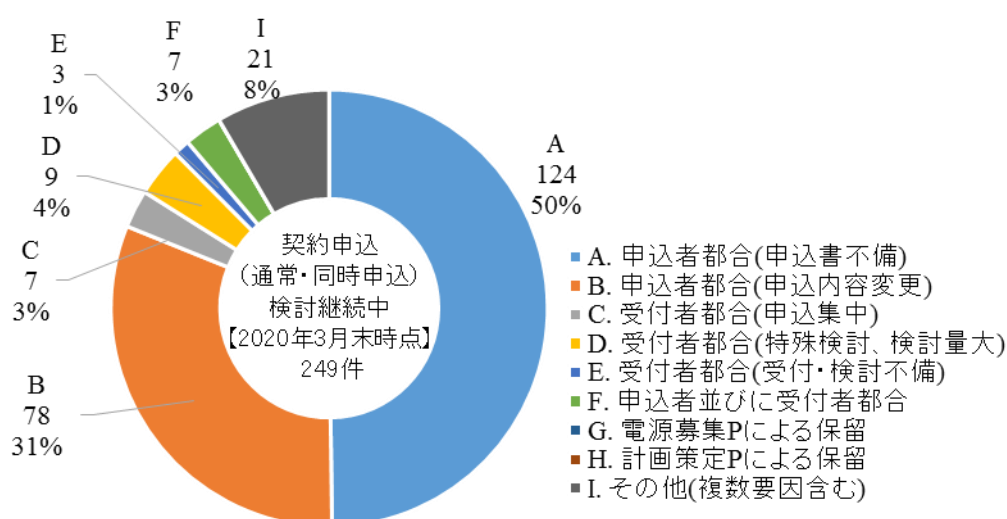


図20 契約申込み(通常・同時申込み) 回答予定日超過理由(検討継続中)
(一般送配電事業者合計)
[2020年3月末時点]

[円グラフ種別]
上段: 超過理由
中段: 件数
下段: 割合(%)

<参考> 年度推移

広域機関発足（2015年4月）以降における広域機関並びに一般送配電事業者において実施した系統アクセス業務に関する実績（「事前相談」、「接続検討」、「契約申込み」の受付状況）の推移は以下のとおりである。

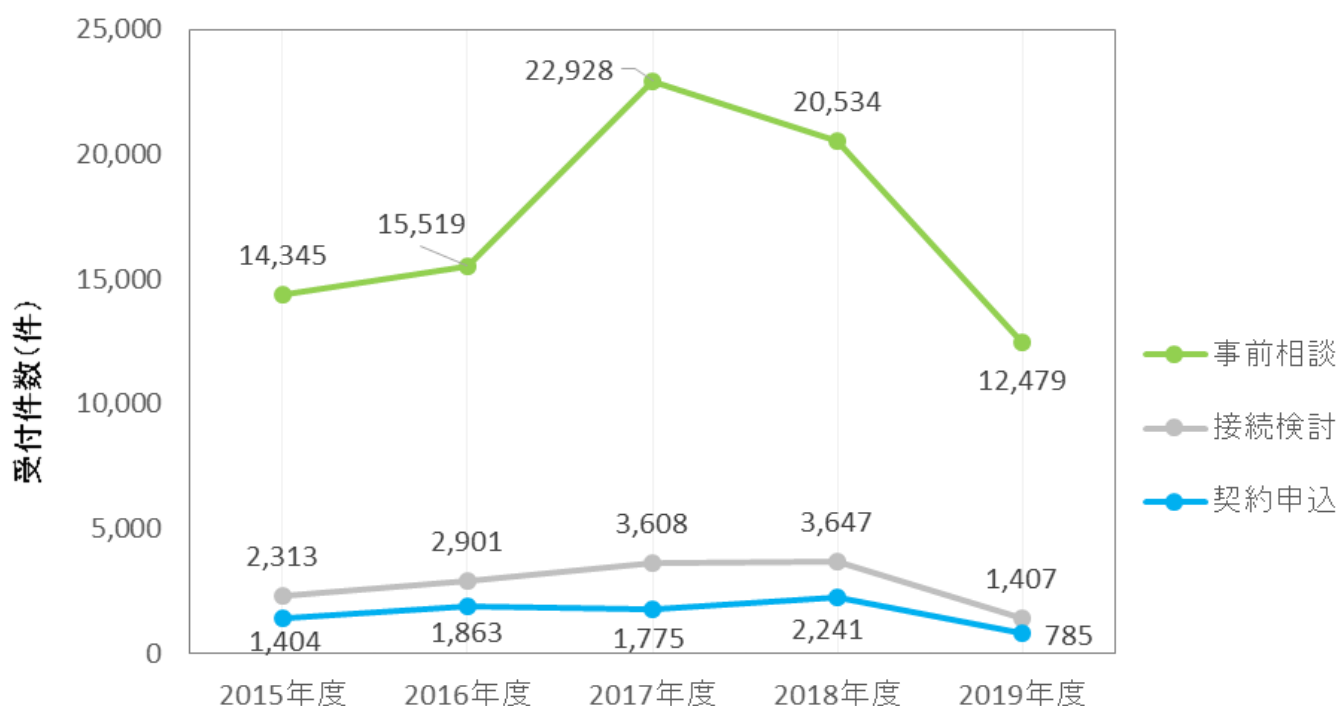


図21 年度別 事前相談・接続検討・契約申込の受付件数の推移

(1) 事前相談

表6 事前相談の各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
広域機関	100	333	111	76	41
北海道電力	396	637	1,592	646	237
東北電力	2,300	1,705	2,529	2,853	1,502
東京電力P G	4,629	3,882	5,396	2,659	1,187
中部電力	2,059	3,472	4,136	4,110	1,840
北陸電力	332	425	478	622	262
関西電力	1,930	2,076	3,528	4,318	2,128
中国電力	1,123	1,256	2,744	2,405	1,520
四国電力	425	390	546	804	257
九州電力	1,038	1,256	1,796	2,003	3,484
沖縄電力	13	87	72	38	21
合計	14,345	15,519	22,928	20,534	12,479

(2) 接続検討

表7 接続検討の各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
広域機関	70	83	53	58	83
北海道電力	43	106	323	229	65
東北電力	369	415	443	615	363
東京電力P G	638	811	1,085	853	287
中部電力	290	453	485	585	163
北陸電力	56	102	118	115	79
関西電力	262	312	354	328	91
中国電力	191	243	315	431	91
四国電力	92	134	139	110	42
九州電力	300	238	291	315	138
沖縄電力	2	4	2	8	5
合計	2,313	2,901	3,608	3,647	1,407

表8 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
火力	118	66	41	25	59
一般水力	107	106	132	145	182
揚水	0	0	0	0	0
原子力	0	0	0	0	0
太陽光	1,731	2,005	2,602	2,806	481
風力	165	368	340	303	410
地熱	16	17	17	14	38
バイオマス	175	335	469	341	221
その他	6	7	11	13	21
合計	2,318	2,904	3,612	3,647	1,412

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

(3) 契約申込み

表9 契約申込みの各社別受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
北海道電力	26	37	187	46	25
東北電力	217	215	211	329	232
東京電力P G	161	538	277	618	174
中部電力	209	357	267	400	94
北陸電力	38	83	86	50	26
関西電力	190	233	256	251	57
中国電力	64	147	196	242	45
四国電力	51	71	79	69	20
九州電力	447	177	210	232	110
沖縄電力	1	5	6	4	2
合計	1,404	1,863	1,775	2,241	785

表10 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移 (件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
火力	31	30	26	16	19
一般水力	58	70	76	96	124
揚水	0	0	2	0	0
原子力	0	0	0	1	1
太陽光	1,212	1,462	1,252	1,900	375
風力	44	168	229	78	113
地熱	7	8	5	3	11
バイオマス	56	123	187	143	138
その他	0	2	3	5	7
合計	1,408	1,863	1,780	2,242	788

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

(blank)

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

供給計画の取りまとめ

2020年3月

電力広域的運営推進機関

はじめに

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2020年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針の規定に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、2020年度供給計画取りまとめでは、2019年11月30日までに電気事業者となった者（1,483者）と、2019年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、2月28日までに供給計画を本機関へ提出した者（1者）の合計1,484者を対象に取りまとめを行った。

2020年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	821
小売電気事業者	620
登録特定送配電事業者	26
特定送配電事業者	4
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,484

(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないとき、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限	
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	2月28日 (2月10日)
②一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

() 内は本機関への供給計画(案)の提出期限

(参考) 取りまとめ項目

供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施。

電気事業法施行規則 (供給計画の取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一、二年度の電力需要の実績及び見通し
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一、二年度の電力需給バランスを評価
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発(廃止)計画等から全国大の電源構成の変化等を取りまとめ
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の状況を取りまとめ
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題など

目次

ページ

I. 電力需要想定	96
1. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	96
2. 当該年度以降10年間の見通し(長期)	98
II. 需給バランス	100
1. 需給バランス評価方法について	100
2. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	103
3. 当該年度以降10年間の見通し(長期)	110
(参考) 取りまとめ結果の詳細	115
III. 電源構成の変化に関する分析	117
1. 設備容量(kW)	117
2. エリア別設備容量(kW)の比率	119
3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移	120
4. 電源開発計画	121
(参考) 送電端電力量(kWh)	122
(参考) エリア別発電電力量(送電端)の比率	124
(参考) 電源別設備利用率の推移	125
IV. 送配電設備の増強計画	127
1. 主要送電線路の整備計画	130
2. 主要変電所の整備計画	133
3. 送変電設備の整備計画(総括)	137
4. 既設設備の高経年化の課題	139
V. 広域的運営の状況	141

VI. 電気事業者の特性分析	143
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	143
2. 小売電気事業者のエリア展開	145
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	146
4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	148
5. 発電事業者のエリア展開	151
VII. その他	153
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	153
VIII. まとめ（2020年度供給計画の取りまとめ）	157
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	159
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	165

I. 電力需要想定

1. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し（短期）

① 8月の最大3日平均電力¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2019年度の実績及び2020, 2021年度の見通し³を、表1-1に示す。

2020年度の見通し15,896万kWは、2019年度の気象補正⁴後の実績15,874万kWに対して、0.1%の増加となった。

また、2021年度の見通し15,880万kWは、2019年度の気象補正⁴後の実績に対して、若干（6万kW：0.0%）の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2019年度 実績 (気象補正後)	2020年度 見通し	2021年度 見通し
15,874万kW	15,896万kW (+0.1%*)	15,880万kW (+0.0%*)

※2019年度実績（気象補正後）に対する増加率

② 2020年度及び2021年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2020年度及び2021年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2020年度）、表1-3（2021年度）に示す。

2020年度及び2021年度ともに夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を約900万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2020年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,607	11,467	12,683	15,856	15,896	13,931
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

¹ 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力（1時間平均値）を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

² エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の送配電設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項の規定に基づき公表したもの。

³ 2020年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2019年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

⁴ 気象補正とは、冷夏・暖冬など気象条件による冷暖房機器などの稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

表1-3 2021年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,599	11,458	12,671	15,840	15,880	13,918
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

③ 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2019年度の推定実績⁵及び2020年度の見通しを、表1-4に示す。

2020年度の見通し8,818億kWhは、2019年度の気象閏補正後の推定実績8,799億kWhに対して、0.2%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2019年度 推定実績 (気象閏補正後)	2020年度 見通し
8,799 億 kWh	8,818 億 kWh (+0.2% [※])

※2019年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては2019年4～10月の実績値及び2019年12月～2020年3月の推定値を合算している。

2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2019年11月27日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2019年度は539.1兆円、2029年度は575.9兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2019年度は102.4、2029年度は109.8となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は2019年度は1億2,604万人、2029年度は1億2,010万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2019年度	2029年度
国内総生産（実質GDP）	539.1兆円	575.9兆円 [+0.7%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	102.4	109.8 [+0.7%] [※]
人口	1億2,604万人	1億2,010万人 [▲0.5%] [※]

※2019年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2029年度までの見通しを図1-1に示す。

2024年度の見通しは15,787万kW、2029年度の見通しは15,666万kWとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
15,896万kW	15,787万kW [▲0.1%] [※]	15,666万kW [▲0.1%] [※]

※2019年度見通しに対する年平均増加率

⁶ GDPは2011暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

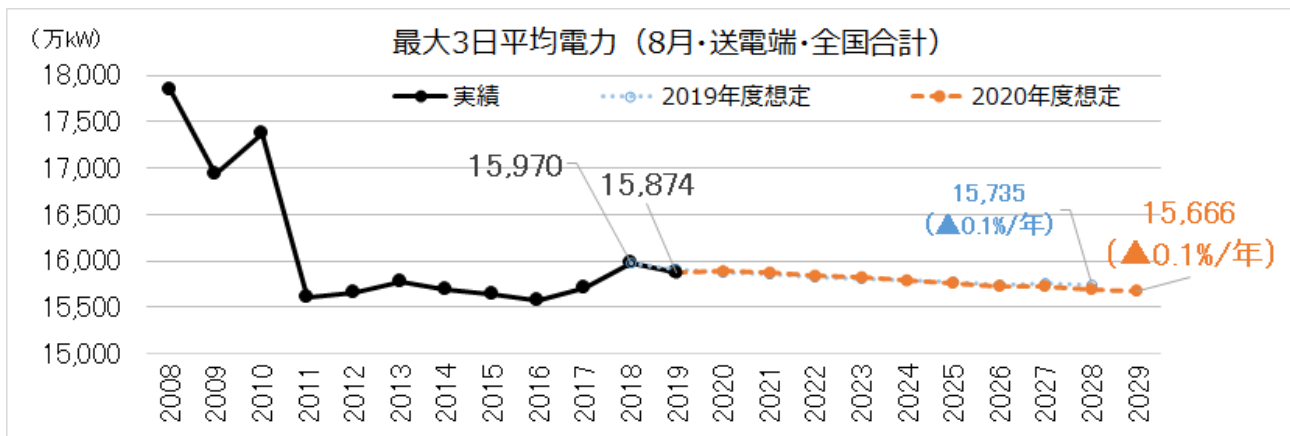


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-7に示す。

2024年度の見通しは8,769億kWh、2029年度の見通しは8,721億kWhとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
8,818 億 kWh	8,769 億 kWh [▲0.1%]*	8,721 億 kWh [▲0.1%]*

*2019年度見通しに対する年平均増加率

II. 需給バランス

1. 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力⁸とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。なお、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率⁹が8%以上あることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹⁰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¹¹も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2020年度供給計画届出書の記載要領（2019年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

そのため、2020年度供給計画では、提出時点（2020年2月28日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

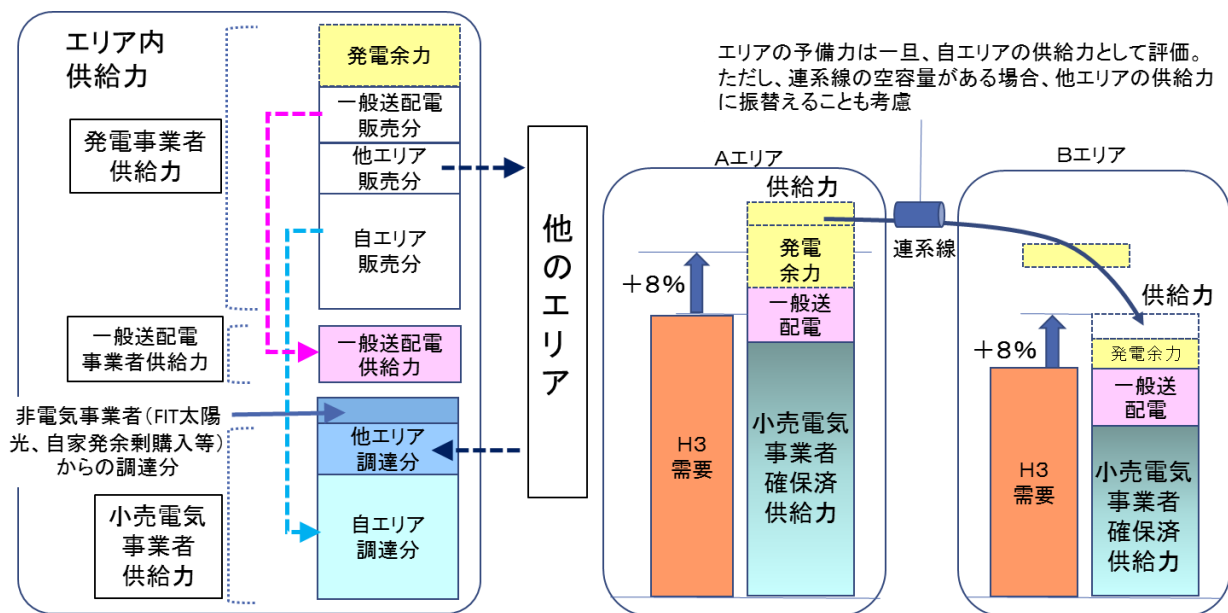


図2-1 需給バランス評価の概要

⁸ 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。

⁹ 予備率とは、予備力（供給力-最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

¹⁰ 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。

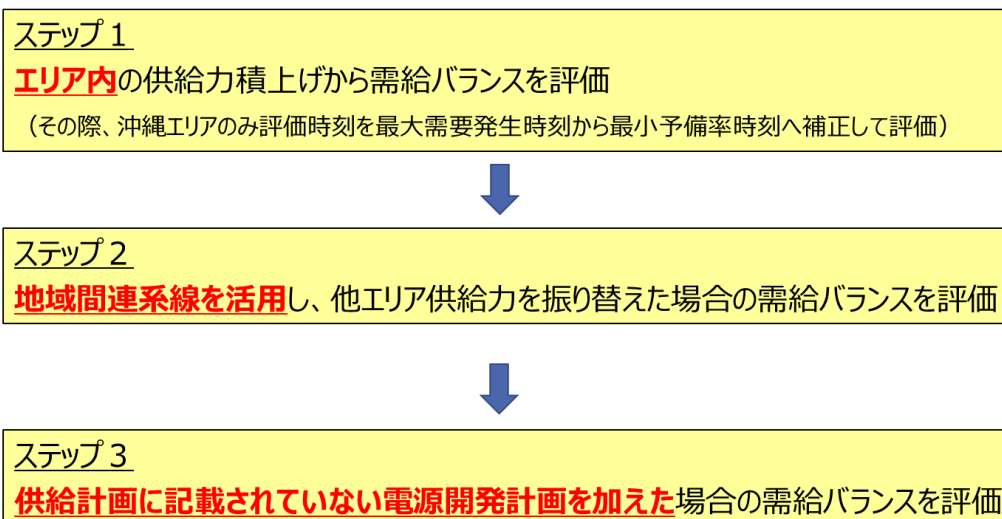
¹¹ 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン¹² (資源エネルギー庁、2019年12月)」及び「2020年度供給計画届出書の記載要領¹³ (資源エネルギー庁、2019年12月)」に記載の方法による。

(参考) 需給バランス評価の検討ステップ

短期及び長期の需給バランス評価の検討ステップは以下のとおり。



¹² 電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf

¹³ 2020年度供給計画届出書の記載要領 https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

$$\text{○空容量} = \text{① (運用容量)} - \text{② (マージン)} \\ - \text{③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)}$$

(短期断面)

- ①: 「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁵」による¹⁶。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表)」に記載されている月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2022～2029年度の連系線のマージン (長期計画) (2019年3月1日:本機関)」による。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹⁴ 参考: 第5回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2019/unyouyouryou_2019_5_haifu.html

¹⁵ 参考: 第4回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2019/margin_kentoukai_2019_4.html

¹⁶ 2021年度のマージンは、「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

2. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し（短期）

① 前年度の推定実績

供給計画の届出書に記載された各電気事業者の2019年8月の供給力（全国合計）と、最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。全国合計の需給バランス実績としては、安定供給できる目安である予備率8%を確保していた。

表2-1 2019年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気象補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,874 万 kW	17,835 万 kW	1,961 万 kW	12.4%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。関西エリアにて予備率3%を下回ったものの、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた結果、予備率8%以上を確保できていた。

表2-2 2019年8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	423	1,303	5,289	2,454	497	2,691	1,042	488	1,538	150
供給力	468	1,500	5,858	2,771	591	2,769	1,229	587	1,841	222
予備率	10.6%	15.1%	10.7%	12.9%	18.9%	2.9%	18.0%	20.4%	19.7%	47.8%
予備率 均平化後	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	16.6%	47.8%

（参考）実需給断面の需給バランス

実需給断面の需給バランス（表2-3）については、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-3 2019年8月の実需給断面の需給バランス

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	438	1,440	5,510	2,539	521	2,751	1,067	494	1,546	145
供給力	469	1,509	5,990	2,847	584	3,081	1,172	600	1,814	206
予備率	7.2%	4.8%	8.7%	12.1%	12.1%	12.0%	9.8%	21.6%	17.3%	42.4%

② 短期の需給見通し

○ 2020年度

2020年度各月別の全国合計¹⁷での需給バランス見通しを、表2-4及び図2-2に示す。

全国合計では、最も予備率が低い12月で11.8%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927
供給力	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047
予備率	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480
供給力	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226
予備率	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

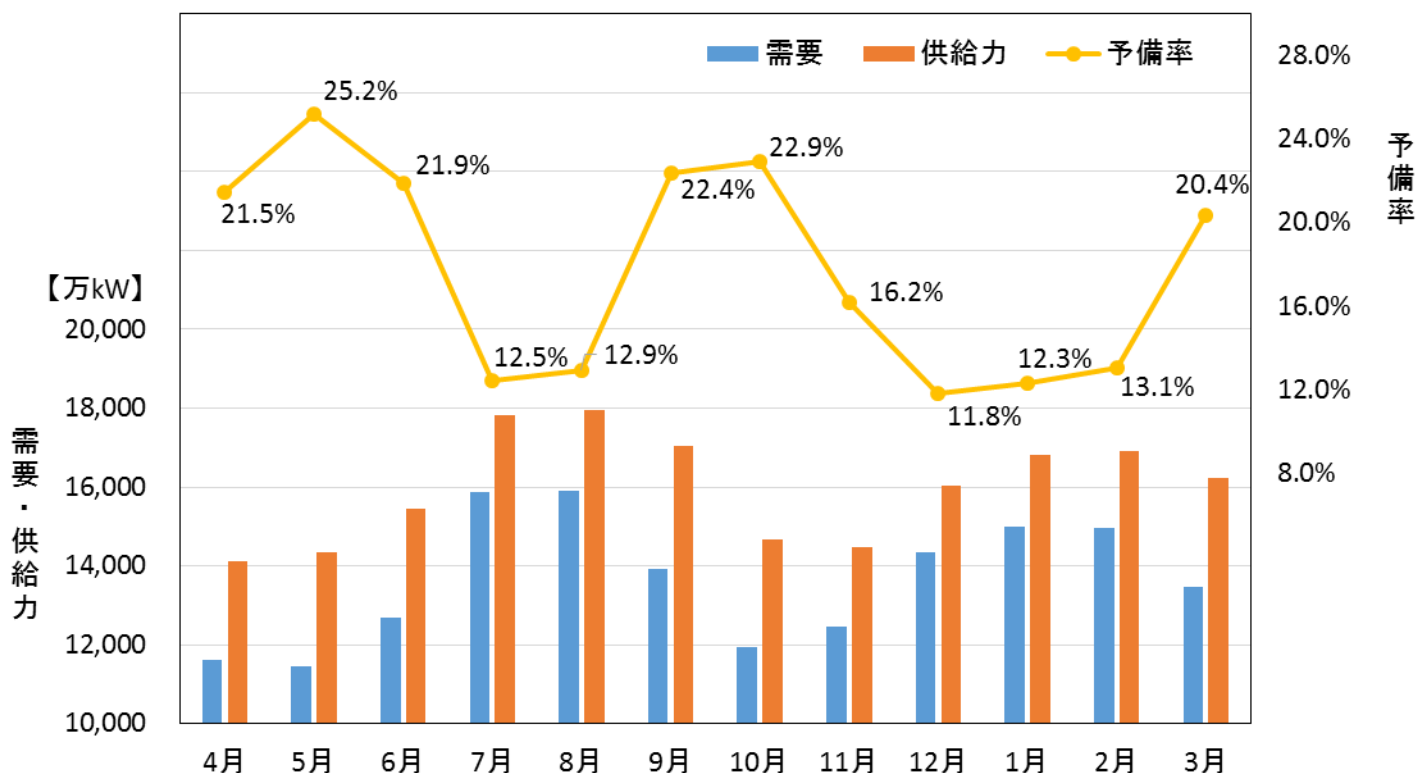


図2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

¹⁷ 各エリアの最小予備率断面の需要と供給力を全国合計したもの。

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-6に示す。

各エリアの予備率は、北陸エリア（12月）、関西エリア（12～2月）、九州エリア（12, 1月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である8%を確保できる見通しとなった。

表2-5 各月別の予備率見通し（エリア別、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表2-6 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	19.9%	23.1%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	17.4%	13.6%	11.2%	12.6%	21.3%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

：8%以上に改善したエリア

¹⁸ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替える量を算定しているため、振替える可能な量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積もられる評価）となっている。

なお、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件¹⁹）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

その結果、2020年度末時点では、全国で約25万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-7に示す。

表2-7 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

また、沖縄エリア²⁰については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-8に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-8 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	44.8%	30.8%	10.0%	8.1%	7.3%	10.4%	21.7%	22.4%	33.1%	28.4%	38.5%	54.0%

¹⁹ 参考：火力発電所環境アセスメント情報（METI ウェブサイト）

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

²⁰ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²¹ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

○2021年度²²

2021年度各月別の全国合計¹⁷での需給バランス見通しを、表2-9及び図2-3に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2月で9.9%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-9 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914
供給力	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814
予備率	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466
供給力	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355
予備率	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

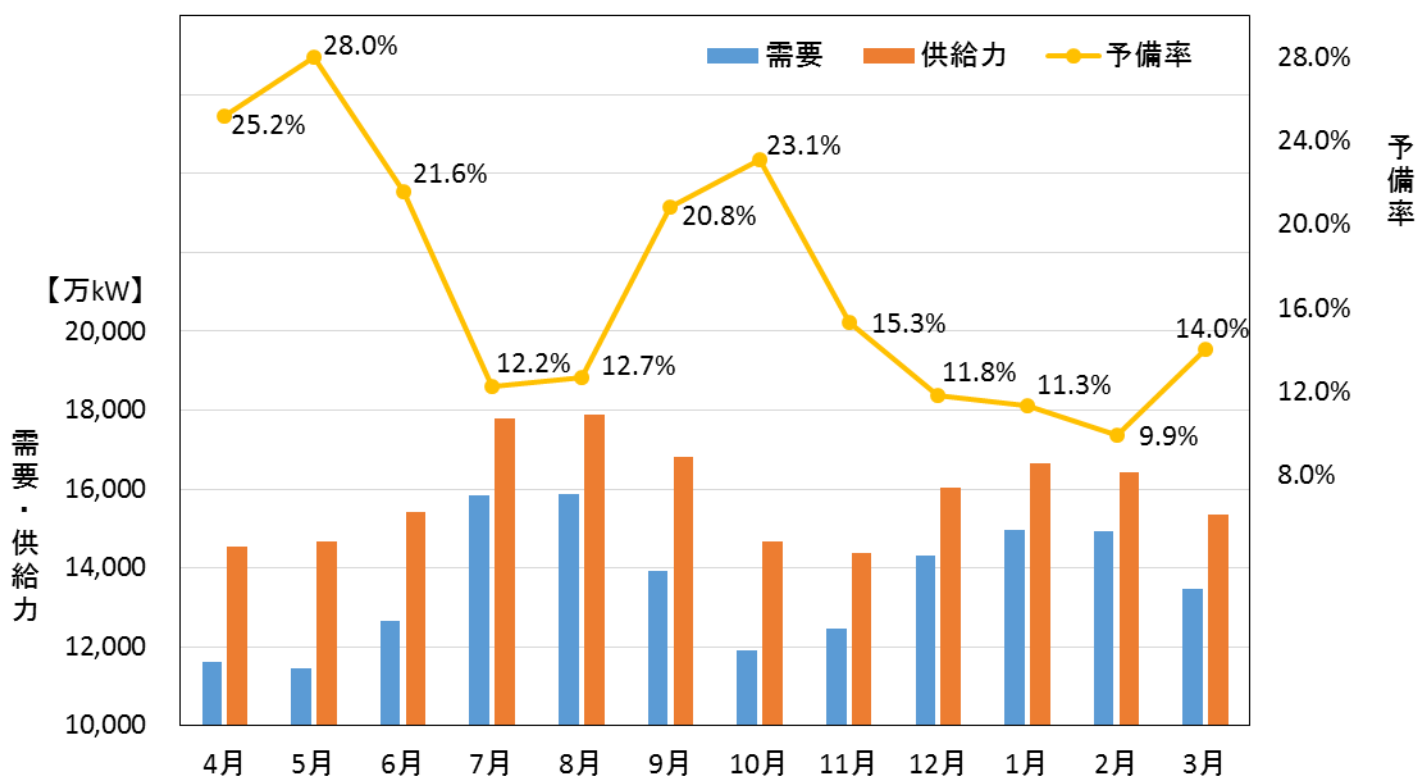


図2-3 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

²² 供給力が不足する場合に、休止中や休廃止予定の電源を供給力として公募・活用するための仕組み（特別調達電源）を構築した。これに伴い、電気事業施行規則の改正を行い、供給計画の届出内容についても月別の需給バランス評価期間を第2年度まで拡大するといった変更を行った。

エリア別の予備率見通しを表2-10に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-11に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（7，8，11，1～3月）、中部エリア（7，8，12～2月）、関西エリア（12月）、中国エリア（12月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-10 各月別の予備率見通し（エリア別、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表2-11 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	26.6%	41.2%	49.8%	22.9%	20.0%	36.9%	19.1%	19.5%	17.9%	14.1%	15.3%	13.5%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	13.5%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.2%	10.7%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.5%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
九州	41.3%	28.6%	22.5%	14.7%	20.2%	33.4%	29.5%	17.8%	11.2%	10.7%	9.5%	16.1%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

: 8%以上に改善したエリア

なお、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件¹⁹）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者が系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

その結果、2021年度末時点では、全国で約32万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-12に示す。

表2-12 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

また、沖縄エリア²⁰については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-13に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-13 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	31.1%	30.9%	27.0%	22.3%	24.5%	19.7%	26.7%	29.0%	38.4%	31.7%	29.8%	40.7%

3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

① 需給バランス

2020年度以降10年間の需給バランス見通し（8月15時²³）を表2-14及び図2-4に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2021年度で12.7%であり、各年度ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-14 長期の需給バランス見通し（8月15時²³全国合計、送電端）

【万kW】

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
需要電力	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783
供給力	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275
供給予備率	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%
	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
需要電力	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662
供給力	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440
供給予備率	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

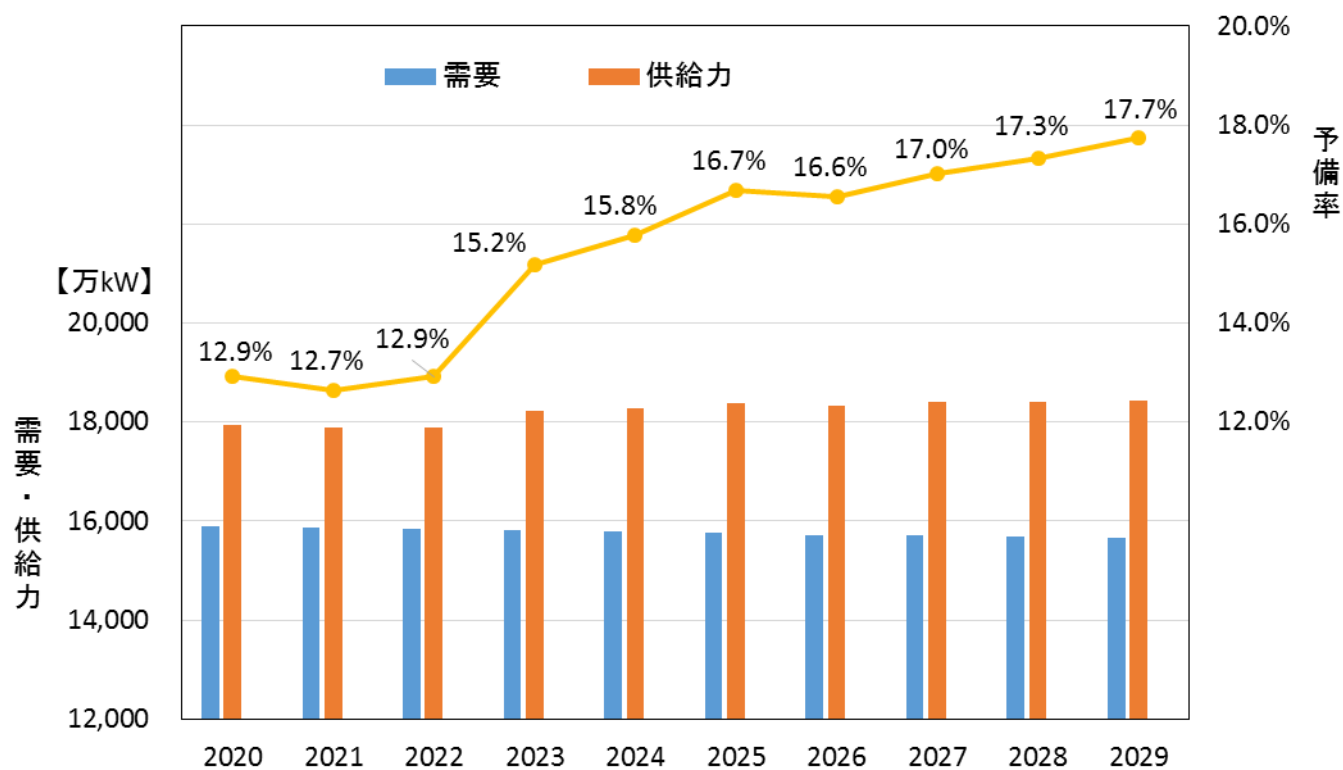


図2-4 長期の需給バランス見通し（8月15時²³全国合計、送電端）

²³ 沖縄エリアのみ20時。

エリア別の予備率見通しを表2-15に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-16に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2021、22年度）、中部エリア（2021年度）、関西エリア（2025～29年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-15 長期の予備率見通し（8月15時²³エリア別、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表2-16 長期の予備率見通し（8月15時²³）
（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	20.0%	17.4%	40.2%	40.0%	40.8%	40.4%	51.8%	51.7%	51.8%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.2%	16.6%
東京	11.6%	9.7%	8.9%	12.4%	12.9%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中部	13.1%	10.3%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
北陸	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
関西	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
四国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
九州	13.1%	20.2%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

□ : 8%以上に改善したエリア

なお、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件¹⁹⁾）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

その結果、2029年度末時点では、約39万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-17に示す。

表2-17 長期の予備率見通し（8月15時²³⁾
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

また、沖縄エリア²⁰⁾については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹⁾が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-18に示す。全ての年度で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-18 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
沖縄	7.3%	24.5%	14.1%	23.0%	25.3%	21.0%	20.2%	19.6%	19.1%	18.5%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-19に示す。全ての年度で安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。また、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率を表2-20に示す。

表2-19 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表2-20 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）
（連系線活用後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	15.3%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%
東北	16.0%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%

なお、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者へ系統アクセス契約申請がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源は全国で約39万kW存在。これら電源を供給力として計上した予備率を表2-21に示す。

表2-21 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2020年度については、公募によりエリア需要の7%程度²⁴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²⁵を、表2-22に示す。

表2-22 一般送配電事業者の確保済調整力²⁵

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.0%	7.0%	7.1%	7.3%	7.1%	30.1

③ 需給バランス評価のまとめ

○短期（2020，2021年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・月において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、需要ピーク期（特に冬季）において予備率に余裕のないエリア・月も存在しており、今後の突発的な電源トラブルや休廃止の追加等に注意が必要。

○長期（2022年度～2029年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・年度において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、特に直近3ヶ年（2020～2022年度）の需給バランスが厳しくなると想定される。今後とも、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

²⁴ 調整力公募は、前年度（2019年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

²⁵ エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

①電源別供給力の年度ごとの推移

2029年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時²⁶・全国計）の見通しを図2-5に示す。

新エネルギー等発電の供給力²⁷は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリブレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、2021・2022年度を底に、更新・新規案件により増加するトレンドとなっている。

これらにより、供給力全体として、直近年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

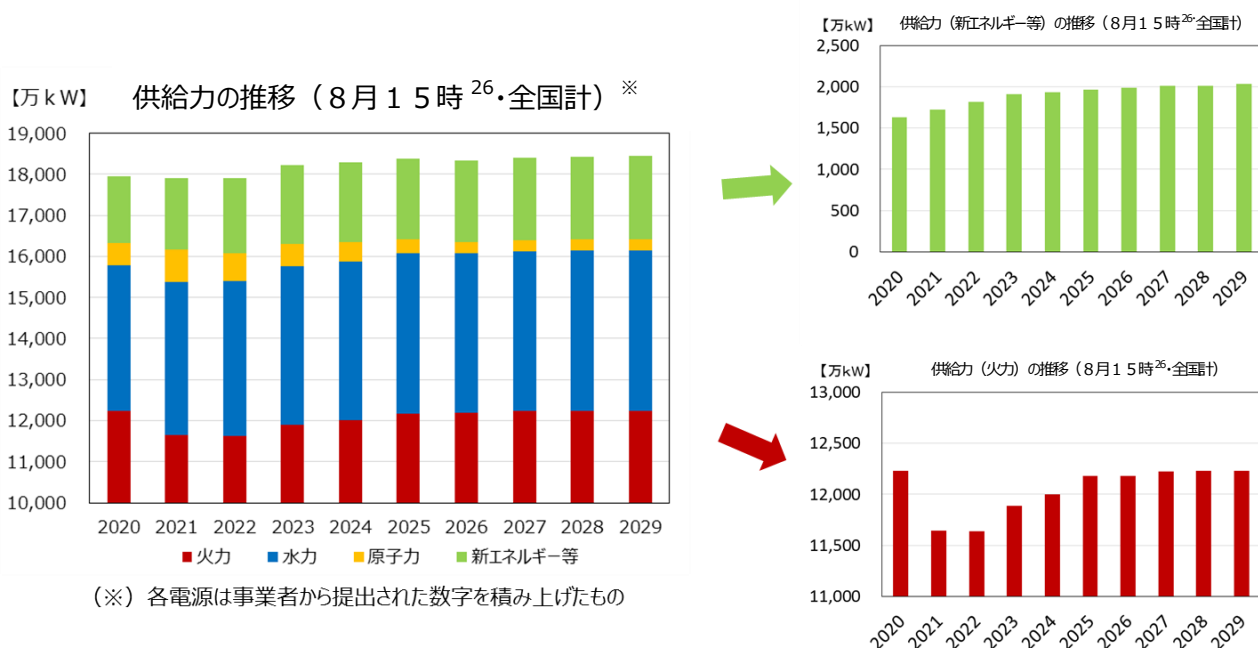


図2-5 電源別供給力の推移

²⁶ 沖縄エリアのみ12時。

²⁷ 沖縄エリアでは、新エネルギー等発電のうち太陽光・風力発電の供給力はL5算出値。

②立上げ可能な休止電源の年度ごとの推移

今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源（約1,900～2,300万kW）を図2-6に示す。

そのうち、適切な時期に判断・準備すれば、休止の延期や1年程度での再立上げが可能な電源を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、600～1,300万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があると想定できる。

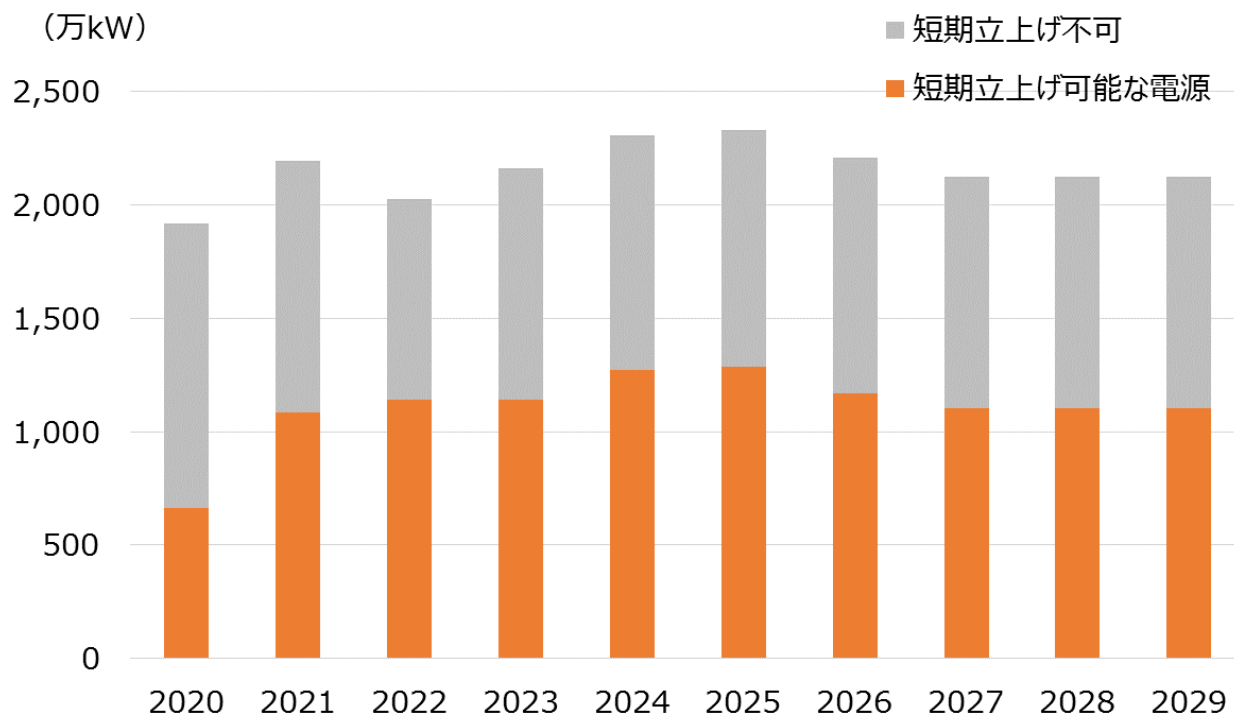


図2-6 休止電源の状況

Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

本分析は、事業者から提出された数字を機械的に計上したものであり、今後の発電所の稼働状況や政策的措置への対応状況次第で、実際の将来の数字とは異なるものとなることに留意が必要である。

1. 設備容量 (kW)

各年度において、各発電事業者が一定の前提の下で保有していると予測する発電設備と、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備 (FIT 電源等) の設備容量の合計値を機械的に積み上げたものである。事業者の計画については、一定の蓋然性があるものだけを計上しているが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。

事業者から提出された電源種ごとの設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

○水力・火力*

発電事業者自らが保有する設備を積み上げ。新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していることや、対外的に運転することが公表されていること等を基準としている。

○原子力

発電事業者自らが保有する設備のうち、過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基) を積み上げ。

○太陽光・風力

一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に、設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

上記の考え方に基づいて、各事業者から提出された数字について各年度の設備容量を機械的に計上したものを表 3-1 及び図 3-1 に示す。

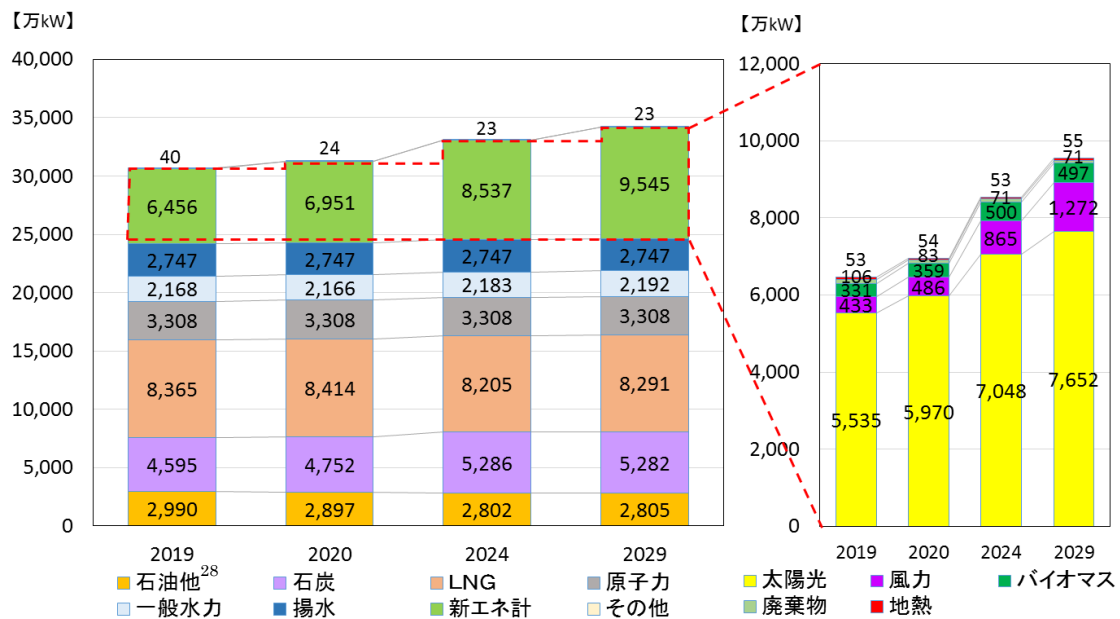
※ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。
 ※2 過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む 33 基)
 ※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上【万 kW】

種類	2019	2020	2024	2029
水力※1	4,915	4,913	4,930	4,940
一般水力	2,168	2,166	2,183	2,192
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力※1	15,950	16,062	16,293	16,378
石炭	4,595	4,752	5,286	5,282
LNG	8,365	8,414	8,205	8,291
石油他 ²⁸	2,990	2,897	2,802	2,805
原子力※2	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	6,456	6,951	8,537	9,545
風力※3	433	486	865	1,272
太陽光※3	5,535	5,970	7,048	7,652
地熱※1	53	54	53	55
バイオマス※1	331	359	500	497
廃棄物※1	106	83	71	71
その他	40	24	23	23
合計	30,671	31,259	33,092	34,194

注) 単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。



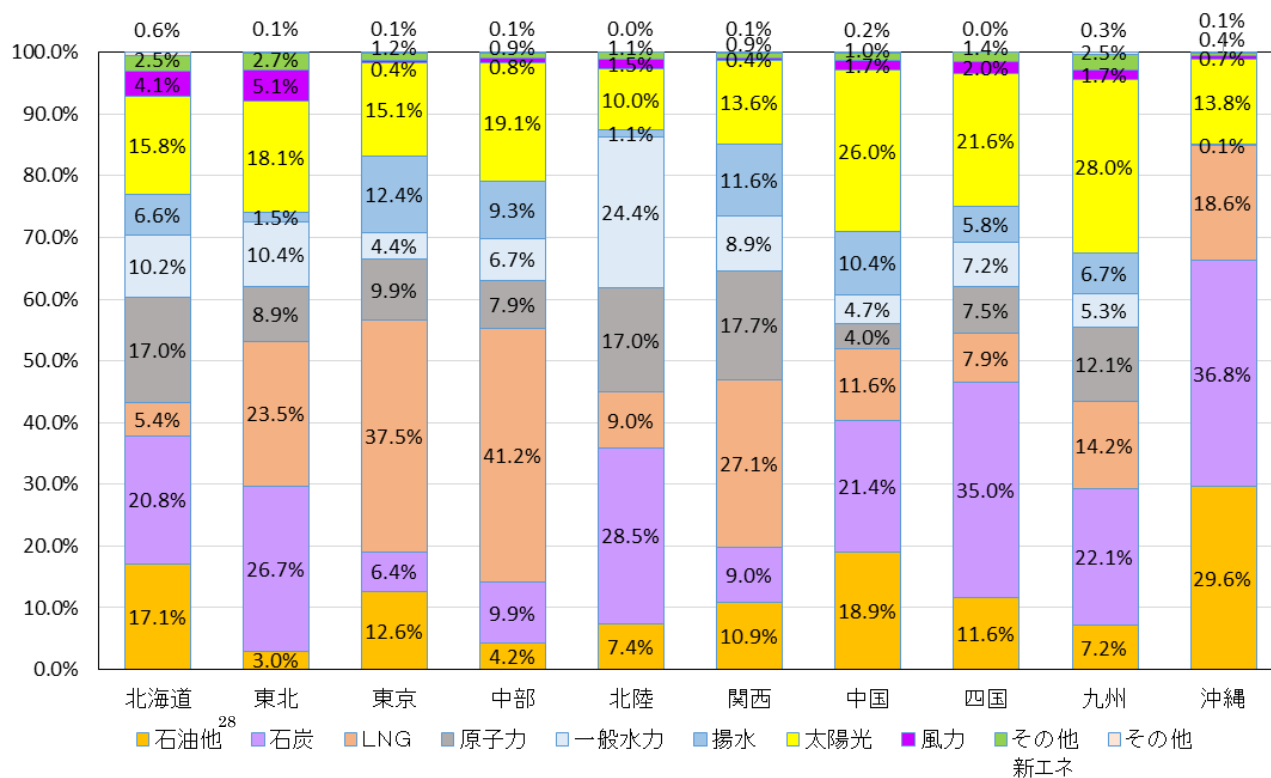
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²⁸ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

2. エリア別設備容量（kW）の比率

2019年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 2019年度末のエリア別設備容量（kW）の比率

3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し（年度末基準）²⁹を図3-3に示す。

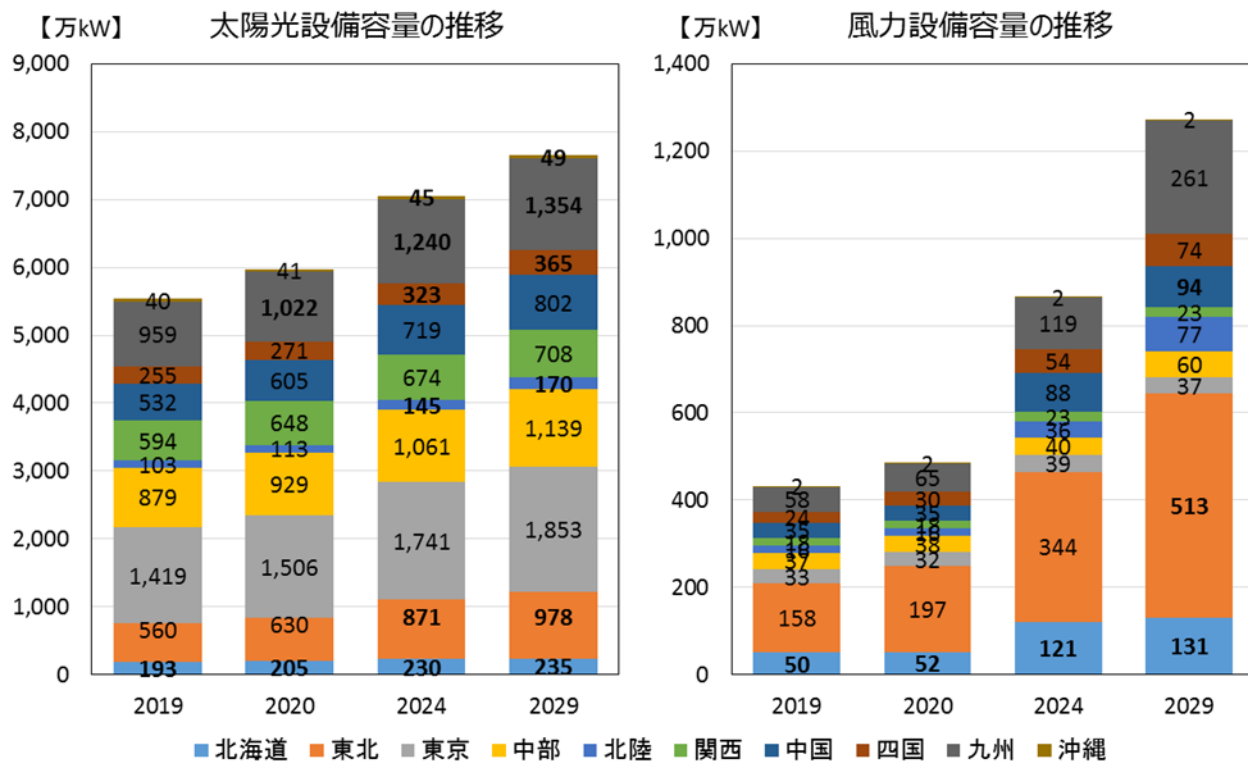


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁹ エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

4. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2029年度末までの電源開発計画³⁰について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2029年度末までの電源開発計画³⁰（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
一般水力	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,447.6	34	5.2	1	△ 958.6	42
石炭	685.1	10	-	-	△ 51.8	3
LNG	757.4	15	5.2	1	△ 763.5	16
石油	5.1	9	-	-	△ 143.3	23
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	735.3	345	0.8	3	△ 31.1	49
風力	179.2	54	-	-	△ 14.7	36
太陽光	404.0	253	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.4	3	0.6	2	△ 2.4	1
バイオマス	140.5	30	-	-	△ 8.4	6
廃棄物	7.2	5	0.2	1	△ 5.6	5
合計	3,238.7	437	28.0	51	△ 1,012.0	123

注) 小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

³⁰ 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)を合計した試算*であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

各発電事業者は、将来の契約や過去の実績等から自らの将来の販売電力量を予想した上で、現時点で事業者がそれぞれの年度において稼働可能な状態にあると想定する電源について、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、運転コストが安いものから機械的に発電量を積み上げて、それらを計上している。

なお、原子力発電の今後の稼働状況、将来取引される電力に電源種が未確定なものが含まれていること、省エネ法に基づく発電効率に関する規制的措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていないといった要因があるため、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要であり、実際には、エネルギーミックスの目標に近づいていくことが想定される。

電源種ごとの送電端電力量(kWh)とその具体的な計算方法は以下のとおりである。

※発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

①新エネルギー等（表3-3）

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去実績（伸び率）を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し、それらを計上している。また、地熱、バイオマス及び廃棄物については、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
新エネルギー等	937	1,023	1,362	1,504
風力	82	93	166	237
太陽光	634	684	842	912
地熱	25	25	28	29
バイオマス	167	197	305	305
廃棄物	28	23	22	21

②水力・火力（表3-4）

発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。火力については、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、事業者単位で運転コストが安いものから順に発電量を積み上げているため、運転コストが相対的に安価な石炭火力の発電電力量が多く見積もられている。

表3-4 水力・火力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
水力	822	819	839	875
一般水力	757	769	780	802
揚水	65	49	60	73
火力	6,553	6,539	5,890	5,782
石炭	2,681	2,884	3,070	3,128
LNG	3,594	3,370	2,563	2,403
石油他 ²⁸	278	284	256	251

③原子力（表3-5）

2020年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。ただし、稼働年数が40年を超える設備の運転については、原子力規制委員会における認可が必要となるため、電力量をゼロとして算定している。また、今後の原子力発電所の再稼働の見込みについても加味されていない。

表3-5 原子力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
原子力	604	419	475	303

①～③の発電電力量に、電源種が特定できない設備の発電電力量を加えた送電端電力量の合計値を表3-6に示す。

表3-6 送電端電力量（合計） 【億 kWh】

	2019	2020	2024	2029
合計	9,030	8,853	8,597	8,491

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2019年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

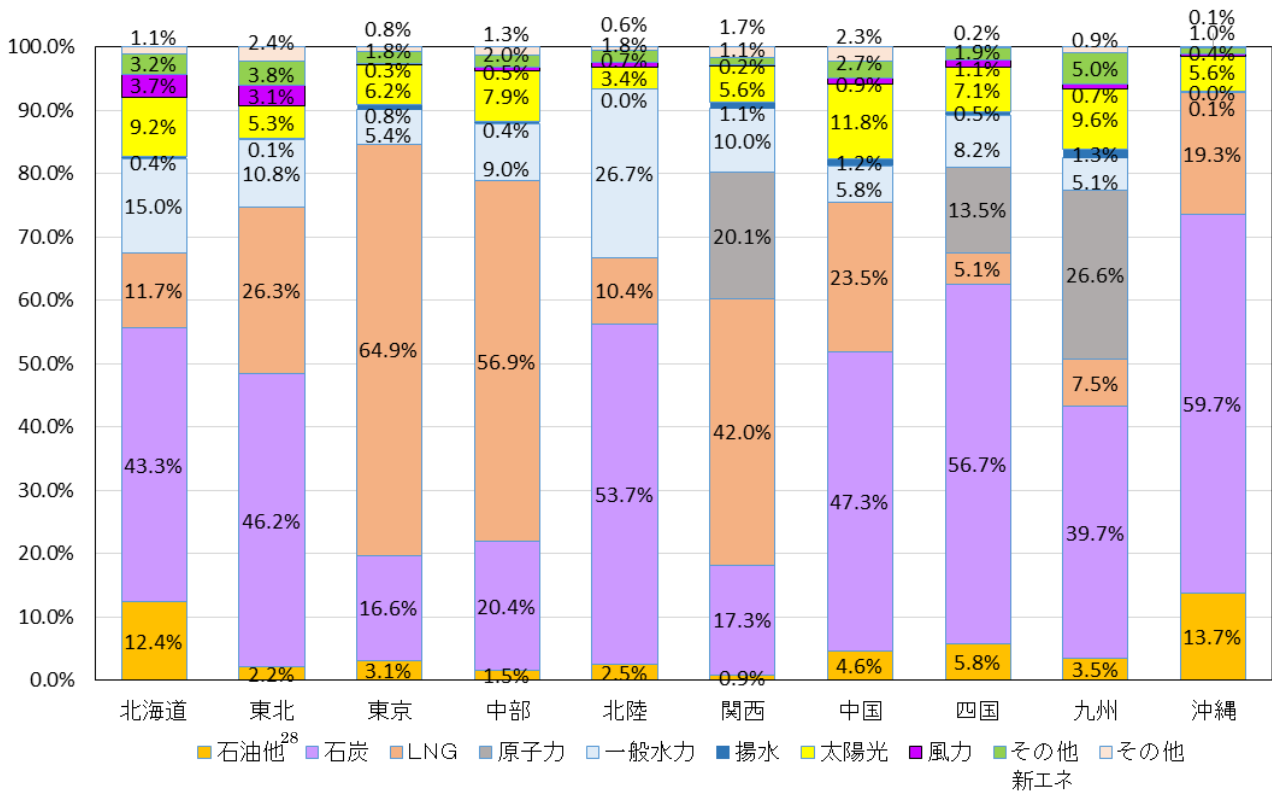


図3-4 2019年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-7及び図3-5に示す。この、電源別の設備利用率は、設備容量(kW)と送電端電力量(kWh)から機械的に算定したものである。

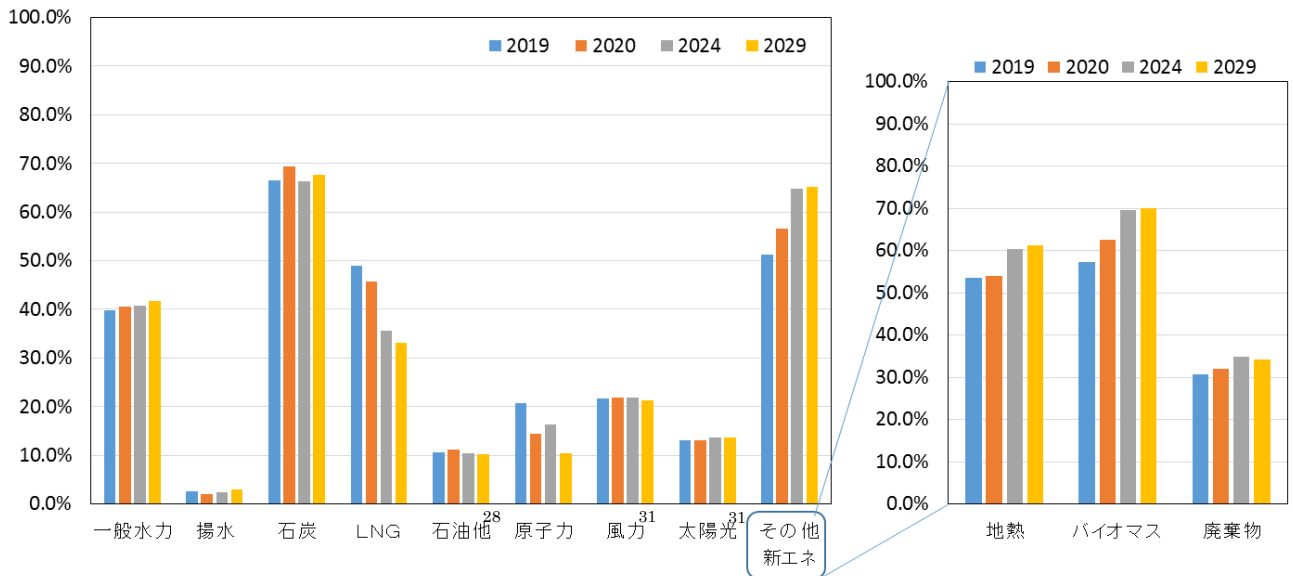
前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

種類	2019	2020	2024	2029
水力	19.0%	19.0%	19.4%	20.2%
一般水力	39.8%	40.6%	40.8%	41.8%
揚水	2.7%	2.0%	2.5%	3.0%
火力	46.8%	46.5%	41.3%	40.3%
石炭	66.4%	69.3%	66.3%	67.6%
LNG	48.9%	45.7%	35.7%	33.1%
石油他 ²⁸	10.6%	11.2%	10.4%	10.2%
原子力	20.8%	14.5%	16.4%	10.5%
新エネルギー等	16.5%	16.8%	18.2%	18.0%
風力 ³¹	21.6%	21.9%	21.9%	21.3%
太陽光 ³¹	13.0%	13.1%	13.6%	13.6%
地熱	53.6%	54.1%	60.3%	61.2%
バイオマス	57.4%	62.6%	69.5%	70.0%
廃棄物	30.7%	32.1%	34.8%	34.3%

³¹ 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。



※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

図 3 - 5 電源別設備利用率の推移 (全国合計)

IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画³²を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

再生可能エネルギーを中心とした新規電源は、需要の大消費地から遠く離れた地点に計画される傾向にあった。このため、新規で長距離送電線網の整備が計画されている。

地域間連系線は、広域的運営に必要な整備が計画されている。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画³³

送電線路の増加こう長 ³⁴ ※ ³⁵	726km (549km)
架空送電線路※	687km (542km)
地中送電線路	39km (6km)
変圧器の増加容量	28,290MVA (17,400MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁶	1,800MW (1,800MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 61km (△108km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 2,700MVA (△2,700MVA)

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

³² 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

³³ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁴ 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。

³⁵ ※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。

³⁶ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・(仮)広域連系北幹線:81km ・(仮)広域連系南幹線:62km ・相馬双葉幹線接続変更:15km ・新地アクセス線(仮)広域連系開閉所引込:1km ・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km
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"> ・新信濃交直変換所:90万kW ・飛驒変換所:90万kW
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:0.4km

○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"> ・新佐久間周波数変換所(仮称):30万kW ・東清水変電所:30万kW→90万kW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線:20km ・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km ・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所：750MVA×1 ・静岡変電所：1,000MVA×1 ・東栄変電所：800MVA×1 → 1,500MVA×2

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン³⁷にて検討

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開)π引込:1km ・北近江線北近江(開)π引込:1km
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原開閉所:6回線 ・北近江開閉所:6回線

³⁷ 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

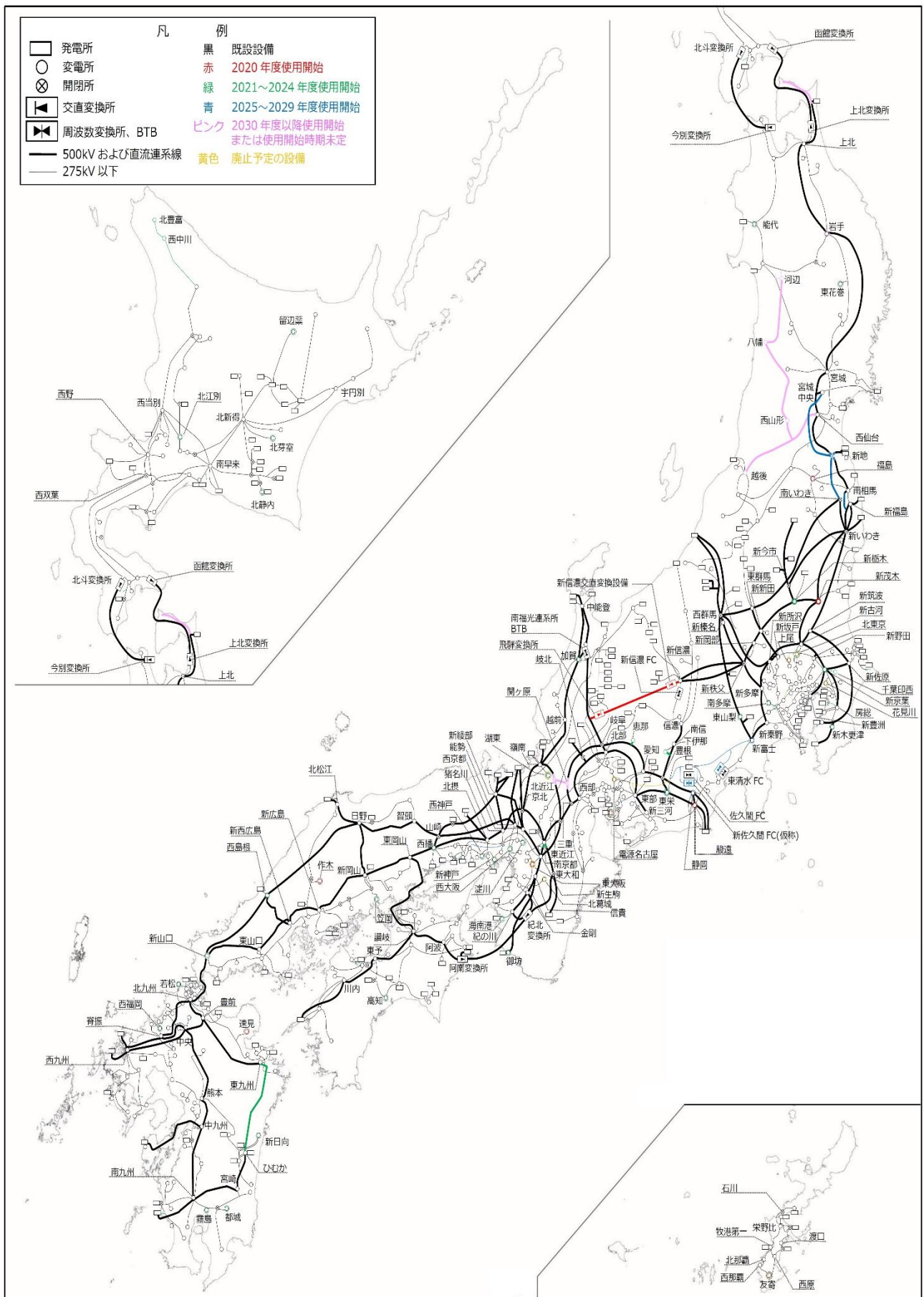


図4-1 電力系統の状況

1. 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39, 40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	飛驒信濃直流幹線	DC± 200kV	89km	双極 1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※4
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※2※3	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km (3番線) ※2※3	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※2※3	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力 株式会社	飛驒分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※4
	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年7月	2021年3月	高経年化対策 系統対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力 株式会社	コベルコパワー 神戸第二アクセス 線※1	275kV	4.4km※2	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2021年5月 (2号線) 2022年2月 (3号線)	電源対応
	新神戸線	275kV	20.2km→ 21.5km※3	2	2019年5月	2020年7月	電源対応 高経年化対策

³⁸ 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別が入っているため、分からないように見直した。

³⁹ こう長欄に※2があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

⁴⁰ こう長欄に※3があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4-1の計上対象外とした。

⁴¹ 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4があるものは、地域間連系線増強関連。※5があるものは、マスタープランにて検討するもの。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
四国電力株式会社	西条アクセス線 ※1	187kV	7km※3	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年5月	2021年4月	需要対策
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部風力送電株式会社	北部送電豊富 中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力株式会社	(仮称)苫小牧 アクセス線※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 アクセス線※1	187kV	0.1km	1	2021年1月	2021年7月	電源対応
	100kV北幌延線 一部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
東北電力株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年5月	2022年度	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2022年5月	2022年度	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系 開閉所引込※1	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系 開閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 開閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	秋田幹線河辺 変電所D T引込	275kV	5km	2	2022年度以降	2029年度以降	電源対応
	秋盛幹線河辺 変電所D T引込	275kV	0.2km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV → 500kV	139km→ 138km	2	2026年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV → 500kV	23km→23km	2	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
出羽幹線	500kV	97km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応	

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力株式会社	山形幹線昇圧延長	275kV → 500kV	53km→99km	2	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセス線 (仮称)	275kV	1km※2	1	2021年7月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2021年7月	2022年6月	電源対応
	京浜線1,2号 接続変更	275kV	22.7km→ 23.1km※3	2	2021年10月	2022年4月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年3月	安定供給対策※4
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km※3 2号線: 0.1km※3	2→3	2022年5月	2022年11月	需要対策
	五井アクセス線 ※1	275kV	11km	2	2021年8月	2024年2月	電源対応
	千葉印西変電所 (仮称)引込線	275kV	11km※2	2	2023年2月	2024年4月	需要対策
中部電力株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線関ヶ原 (開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力株式会社	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km→ 0.2km	2	2021年6月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
	姫路アクセス線 (仮称)※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	新加古川線	275kV	25.3km→ 25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス西 支線※1	275kV	1.2km→ 1.2km※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2022年3月	2024年7月	電源対応
	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線 新佐久間FC 分岐線 (仮称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
電源開発株式会社	佐久間西幹線 新佐久間FC 分岐線（仮称）	275kV	1km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
福島送電株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020年4月	2023年6月	電源対応

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴¹
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026年度	系統対策

2. 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力株式会社	能代変電所	275/66kV	100MVA	1	2019年10月	2021年6月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018年7月	2019年9月(5B) 2021年4月(6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換 設備※6	—	—	—	2016年3月	2021年3月	安定供給対策※4
	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019年5月	2021年3月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年4月	2022年12月	需要対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 →300MVA×1	1→1	2019年2月	2020年11月	高経年化対策
	飛騨変換所※6	—	—	—	2017年8月	2021年3月	安定供給対策※4
	知多電源 変電所※1	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多電源 変電所※1	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月 (新1B) 2021年8月 (新2B)	電源対応
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019年11月	2020年7月	高経年化対策

⁴² 名称欄に※6があるものは、地点を新設する変電所又は変換所（最上位電圧を上げる電気所を含む）。

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年5月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12月	電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2017年10月	2021年1月(1B) 2024年5月(2B)	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年5月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年3月	2022年7月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66kV /11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2021年12月	2023年2月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年2月	2023年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	福島変電所	275/66kV	100MVA	1	2020年4月	2021年1月	電源対応
	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年7月	2024年12月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度 以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度 以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所	500/154kV	750MVA	1	2027年度 以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025年度 以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV → 500/154kV	300MVA×2 →450MVA×2	2→2	2024年度 以降	2031年度以降	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年9月	2022年4月	電源対応
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2021年12月	2023年6月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2021年10月	2023年2月	需要対策

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西(仮称) 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年4月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年1月	2022年6月	需要対策
中部電力 株式会社	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2024年10月	需要対策
	下伊那 変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年10月	2027年度	安定供給対策※4
北陸電力 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2020年6月	2023年9月	安定供給対策
関西電力 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2021年7月	2024年7月	電源対応
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年1月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年8月	2024年6月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
	西播変電所	275/77kV	300MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2022年1月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2022年8月	2024年1月	高経年化対策
中国電力 株式会社	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年12月	2024年3月	電源対応
	新日向変電所	220/110 /66kV	250/150 /200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年5月	2024年4月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
電源開発 株式会社	新佐久間 周波数変換所 (仮称) ※6	—	—	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
福島送電株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66 /33kV	170MVA	1	2020年4月	2023年6月	電源対応

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年7月	系統対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策
電源開発株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

3. 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴³	こう長の総延長 ⁴⁴	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	643 km※	1,286 km※	643 km※	1,286 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△171 km	△350 km	△153 km	△312 km
		地中	17 km	38 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	120 km	240 km	120 km	240 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
	直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	687 km	1,275 km	726 km	1,335 km
		地中	39 km	60 km		
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴⁵

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	254 km	535 km
220kV	4 km	8 km
187kV	7 km	14 km
合計	265 km	557 km

⁴³ 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。

⁴⁴ 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。

⁴⁵ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁶	電圧階級 ⁴⁷	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22, 100MVA [1, 000MVA]
	275kV	7 [2]	3, 150MVA [600MVA]
	220kV	7 [0]	1, 790MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	930MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	42 [12]	28, 290MVA [2, 465MVA]
廃止	275kV	△11	△2, 700 MVA
	廃止計	△11	△2, 700 MVA

※[] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4 - 1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ⁴⁸
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

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁸ 直流送電線の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

4. 既設設備の高経年化の課題

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した高経年設備の更新に対応する案件が今後増加傾向にあり、これらの設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針時にとりまとめた既設設備の建設年度毎の物量分布を図4-2～5に示す。

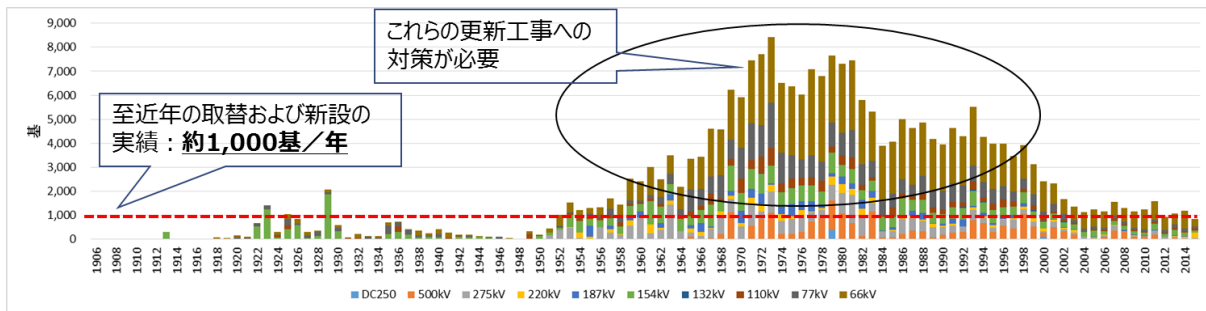


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

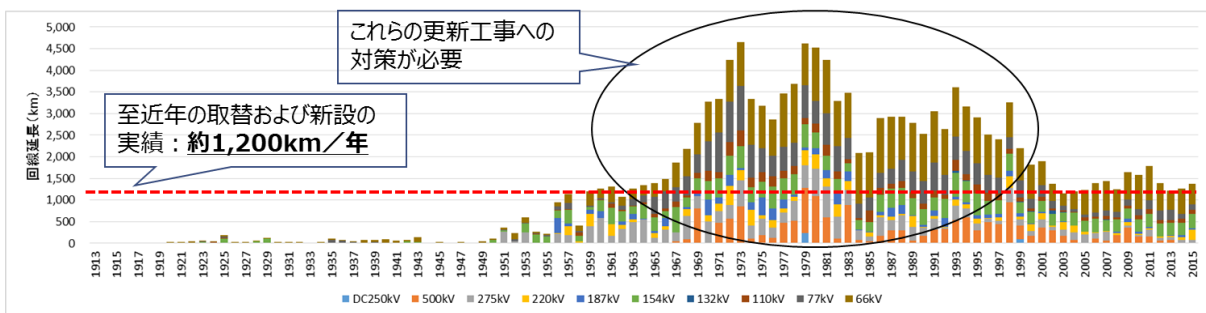


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)

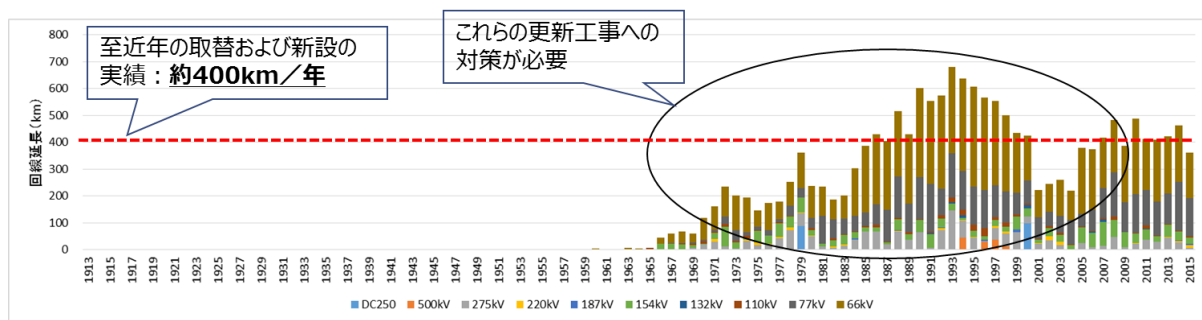


図4-4 地中線の物量分布 (66kV～500kV)

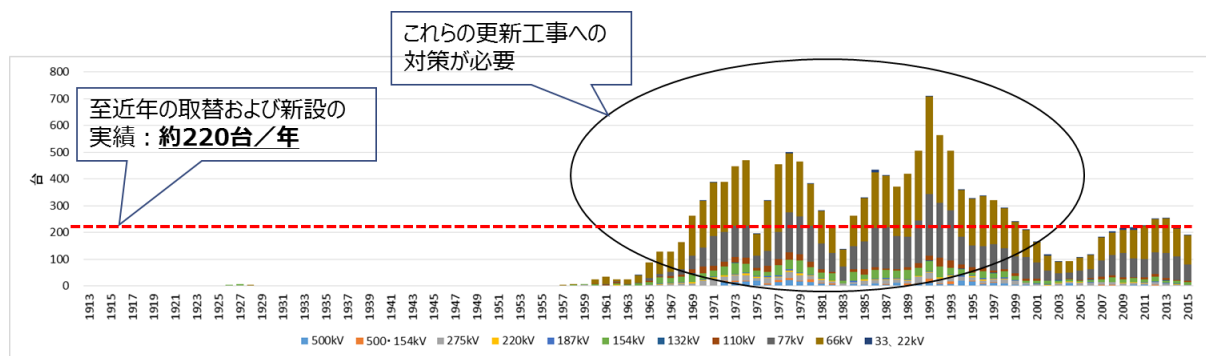


図4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部22kV)～500kV)

また、工事に従事する作業員数が近年減少傾向にあり、昨今は現場施工能力が不足傾向にある。参考に送電線工事に従事する高所作業員数の年度推移⁴⁹を図4-6に示す。

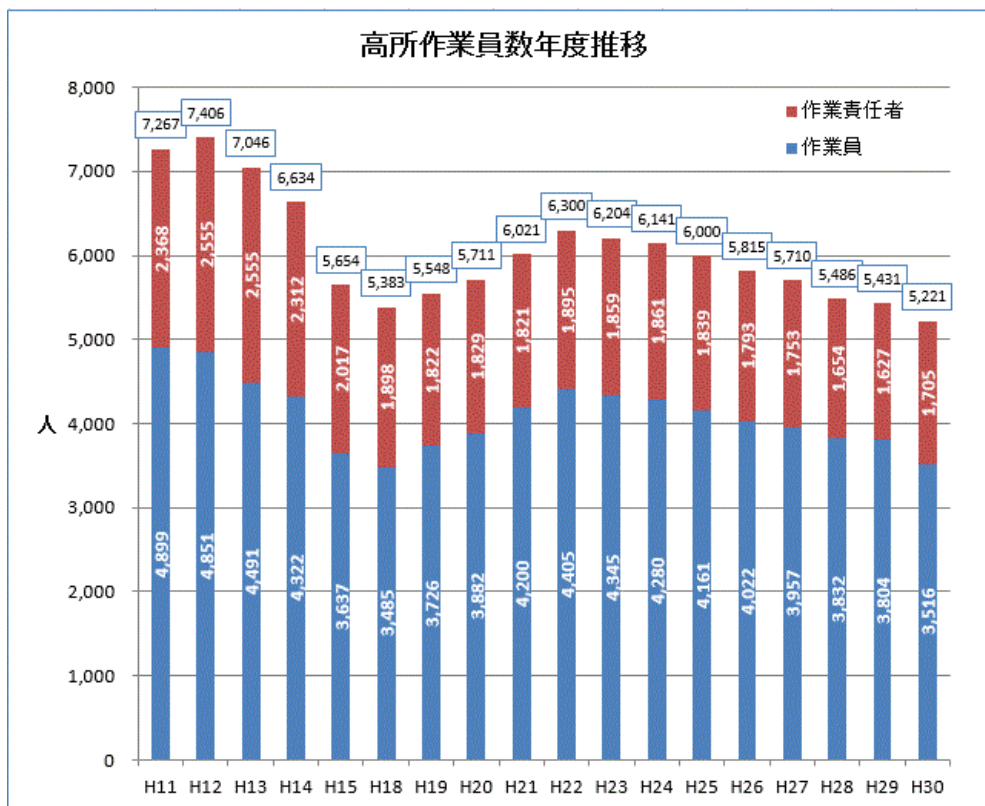


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移⁴⁹

⁴⁹ 出典元：送電線建設技術研究会HP

V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2020年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2020年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・四国・九州エリアが多い。

なお、主要な相対契約に変化が見られなかったため、例年と同様の傾向となっている。

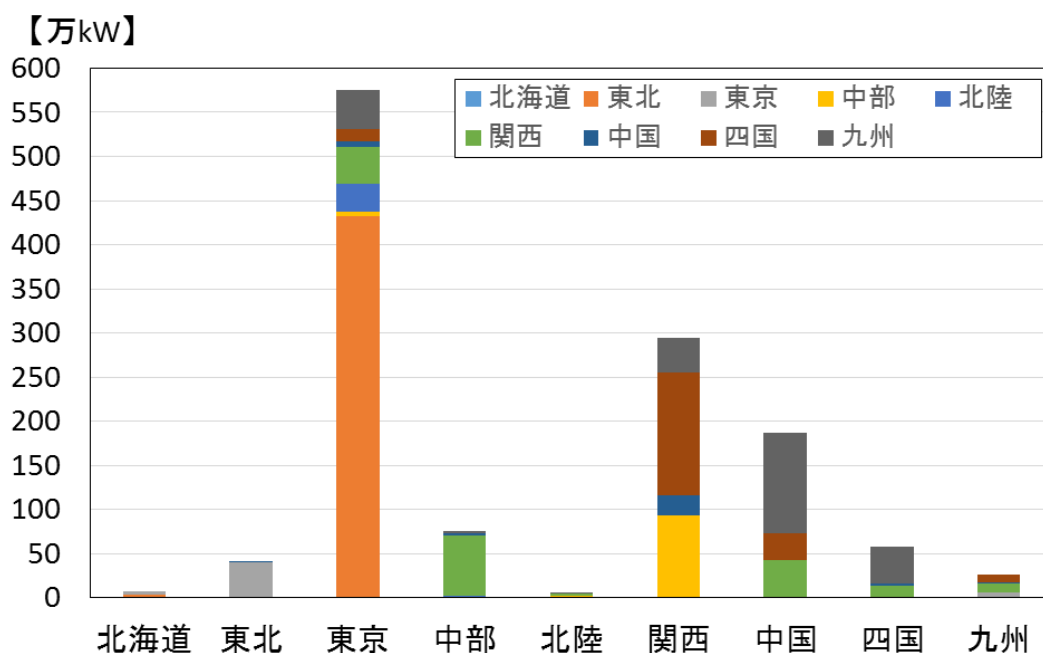


図5-1 エリア外調達電力

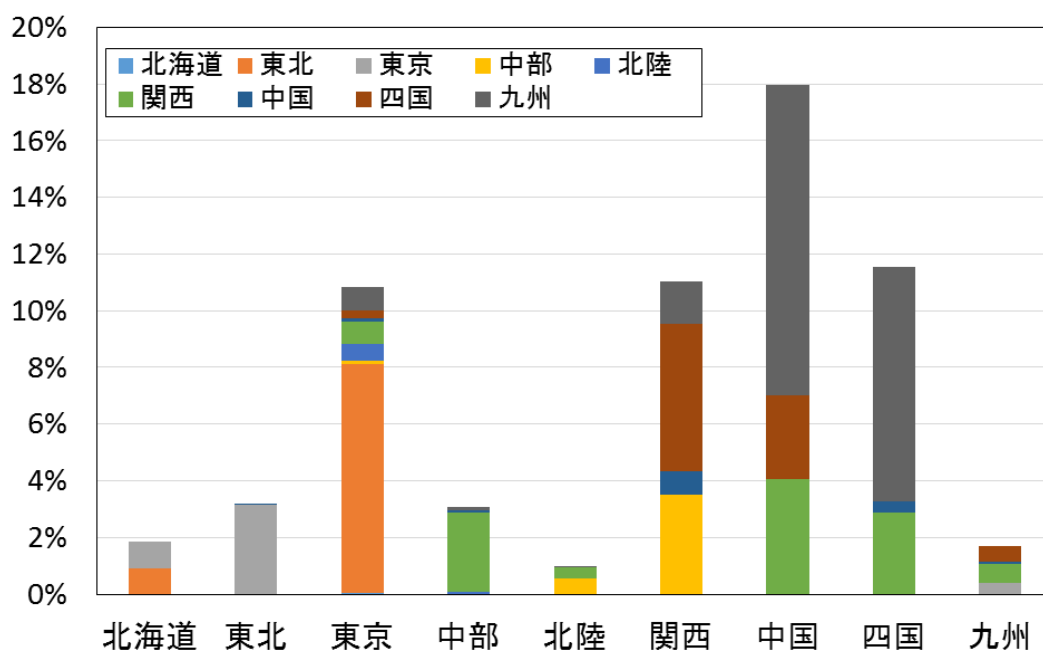


図5-2 エリア外調達電力比率

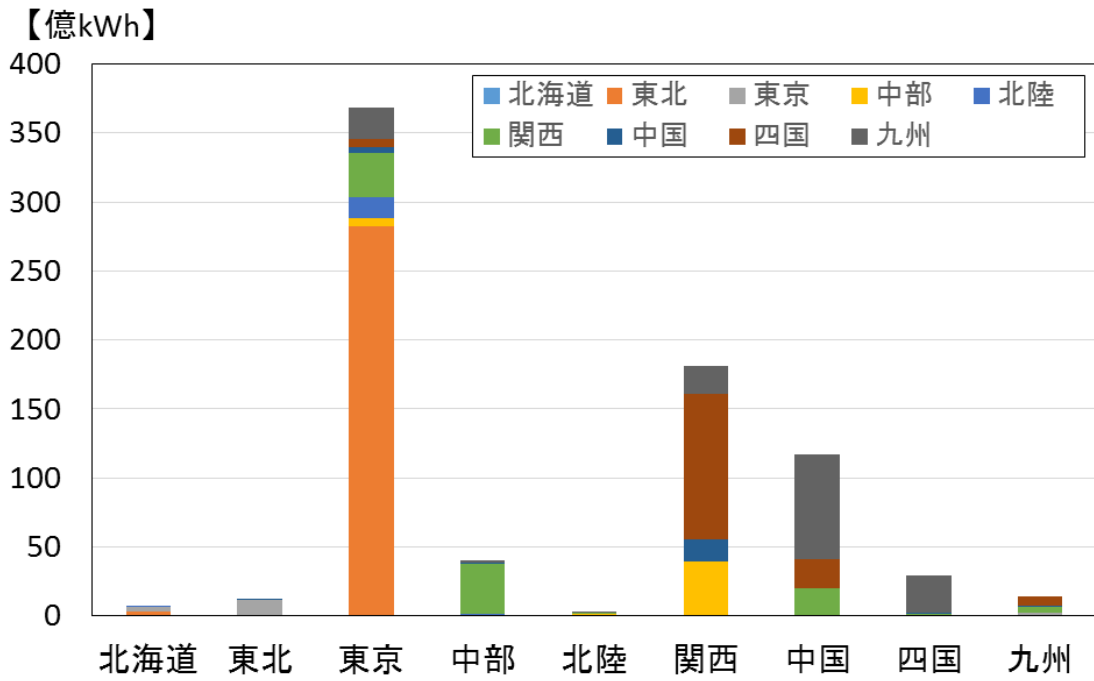


図5-3 エリア外調達電力量

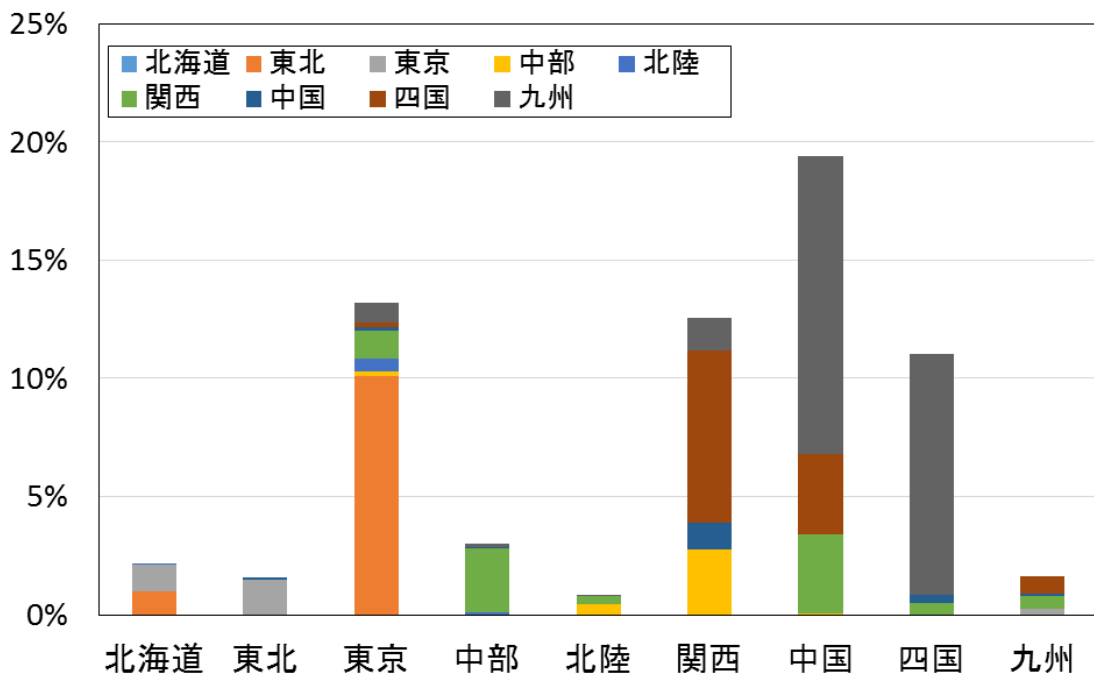


図5-4 エリア外調達電力量比率

VI. 電気事業者の特性分析

1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者620者を当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

中小規模（1,000万kW未満）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

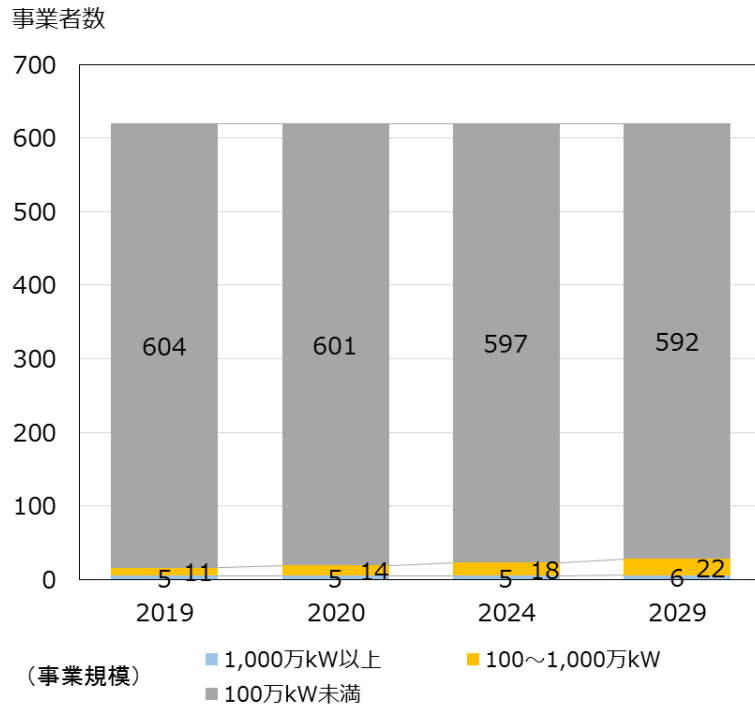


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

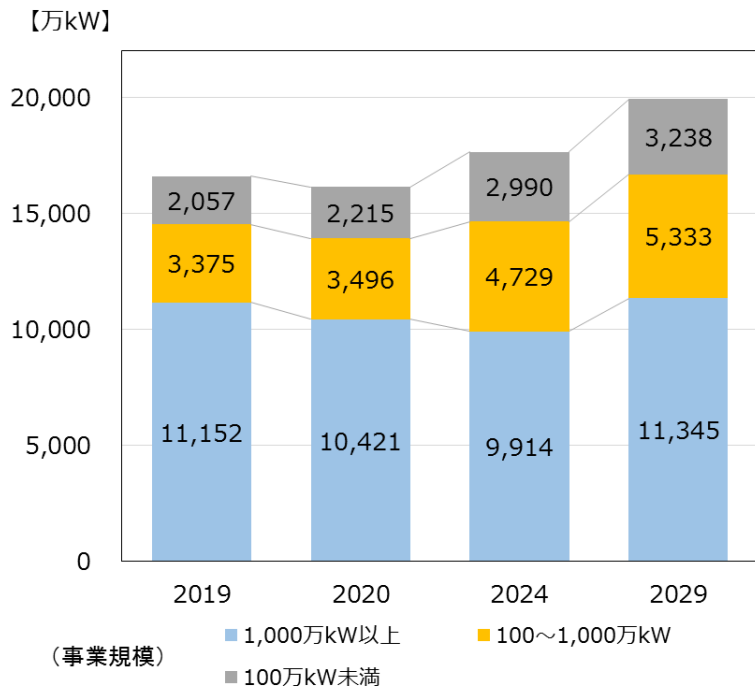


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。

中小規模（100億kWh未満）の事業者が規模を拡大する計画としている。

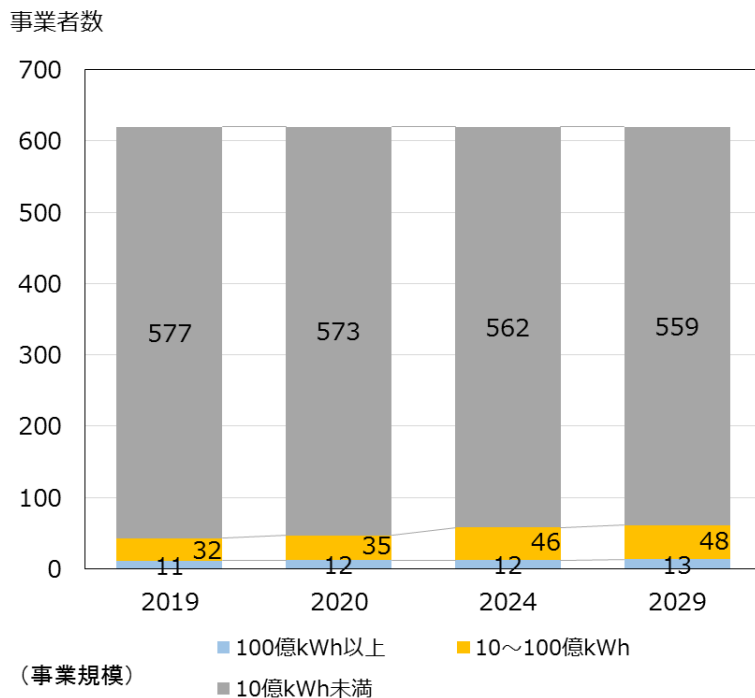


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

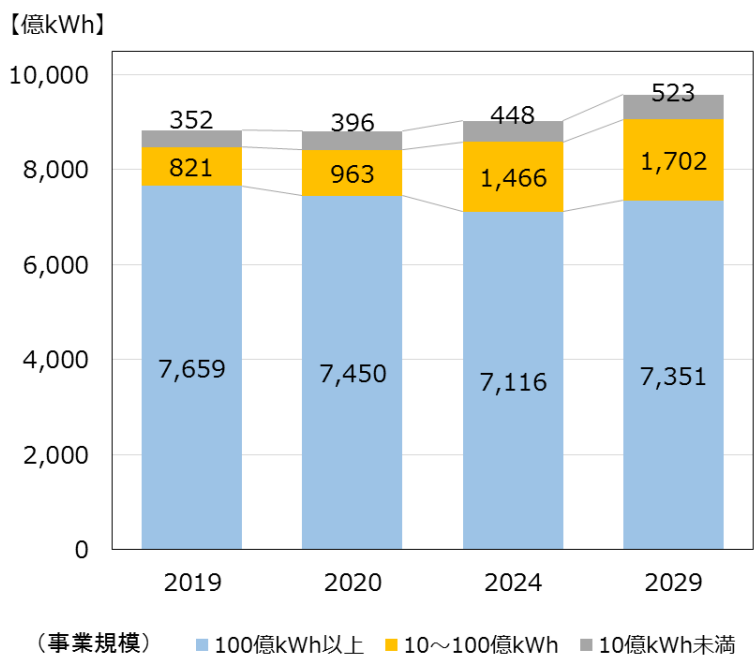


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

2. 小売電気事業者のエリア展開

2020年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2020年度時点で小売計画を計上していない事業者（96者）を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

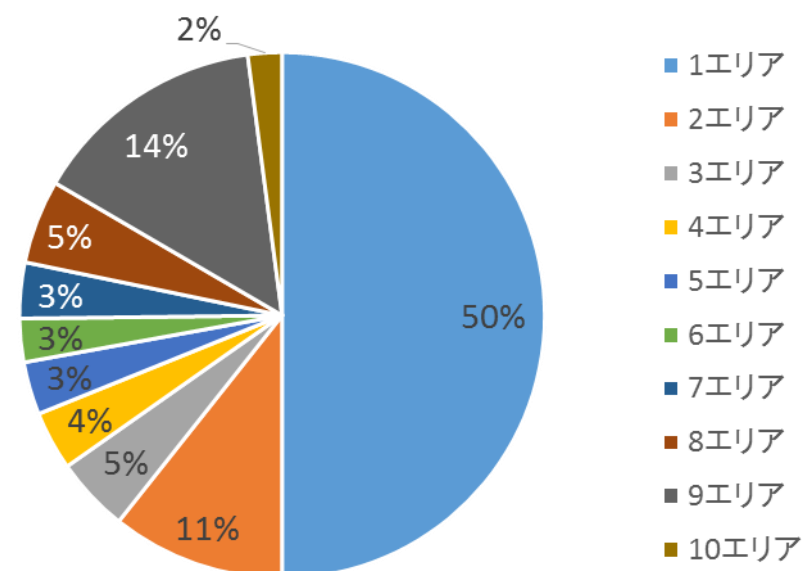


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

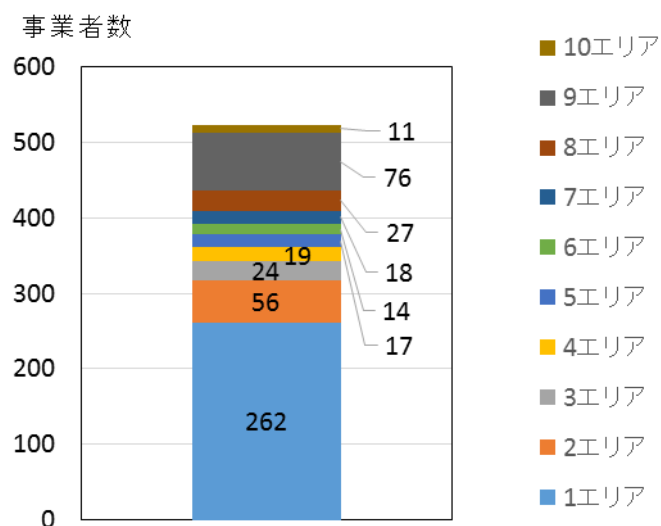


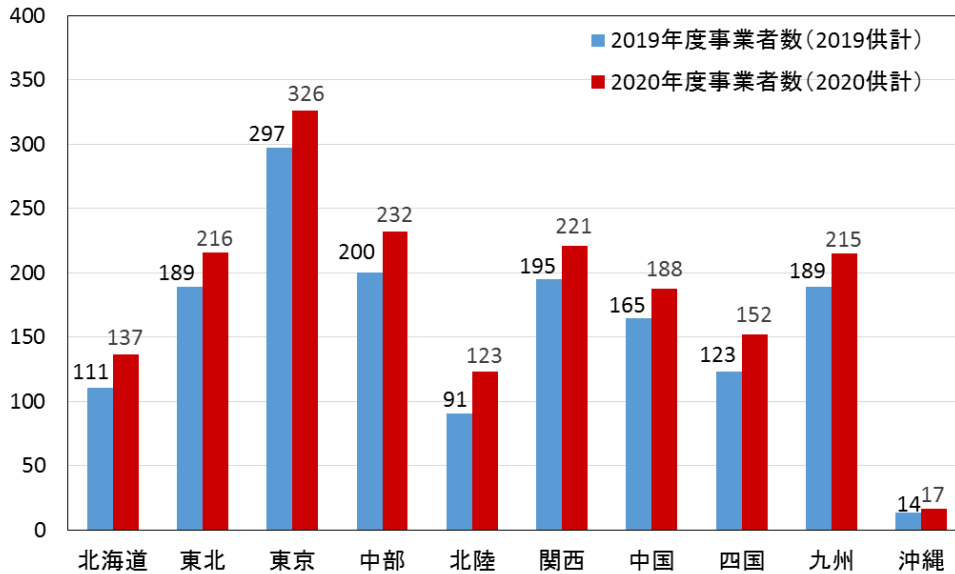
図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2020年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

すべてのエリアで小売電気事業者数は増加しており、消費者の選択肢は拡大している。

事業者数

【万kW】



2020年度のエリア需要

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
419	1,295	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

3. 小売電気事業者の供給力確保状況

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-8に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

旧一般電気事業者（小売・発電）自エリアの供給力比率

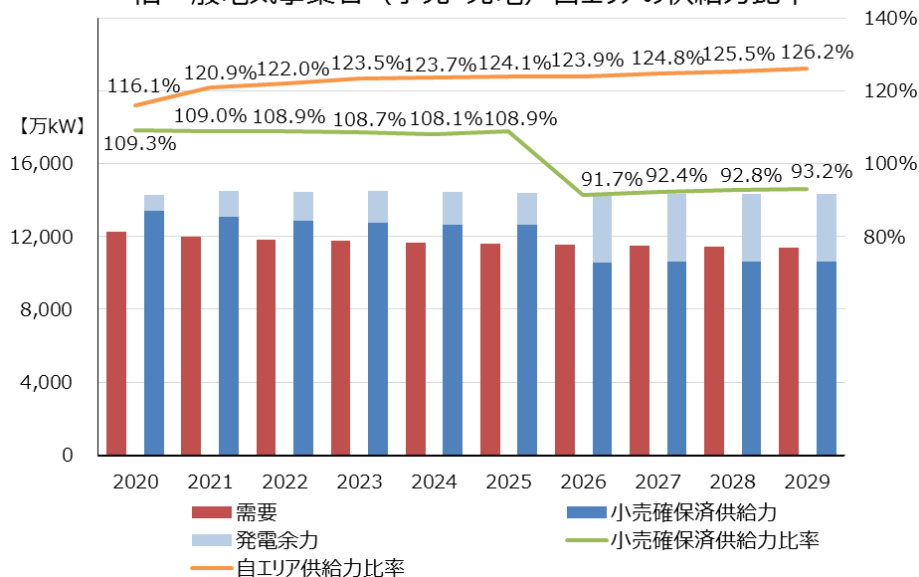


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁵⁰（8月15時²⁶、送電端）

⁵⁰ 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。

みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について以下に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく（図6-9）。

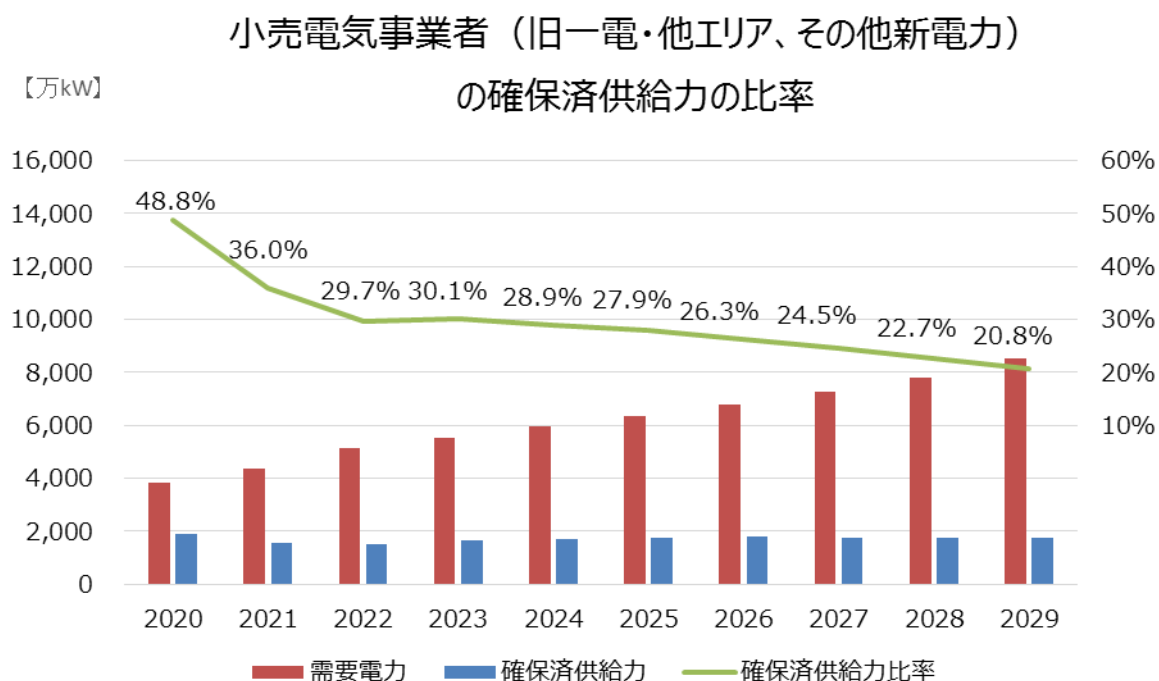


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時²⁶、送電端）

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者821者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-10、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

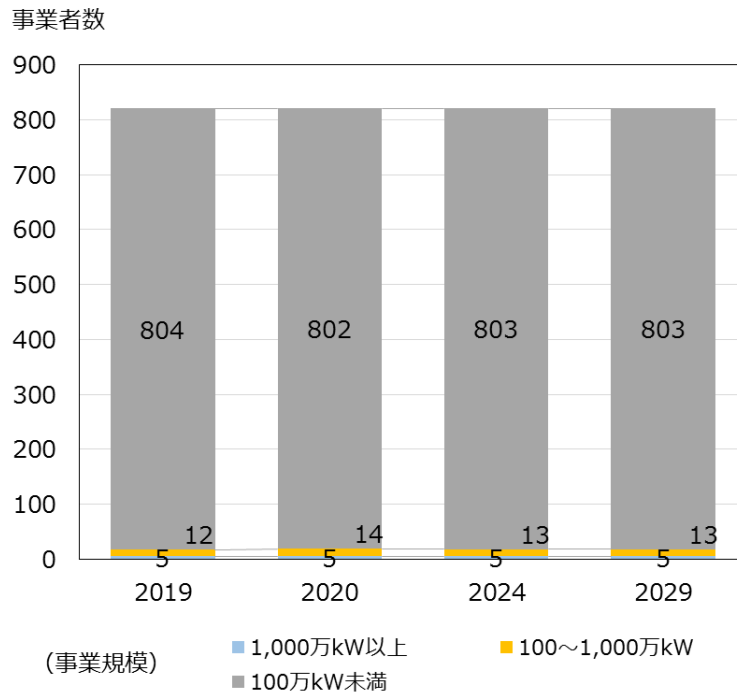


図6-10 供給電力別の発電事業者数

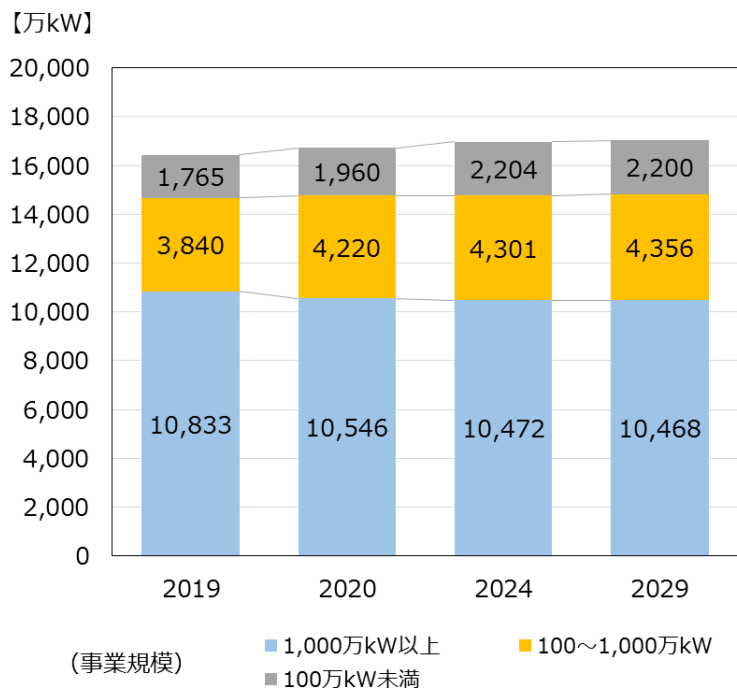


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

同様に当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-13に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

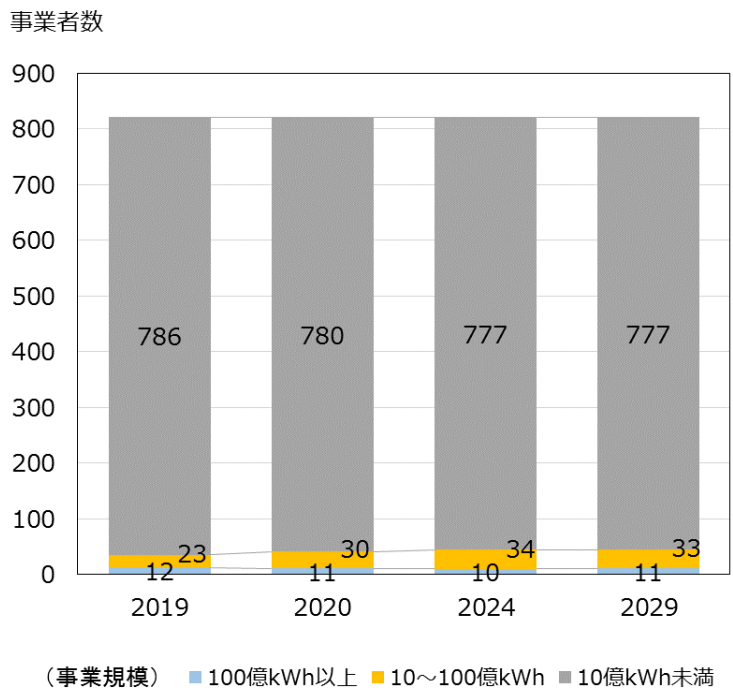


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

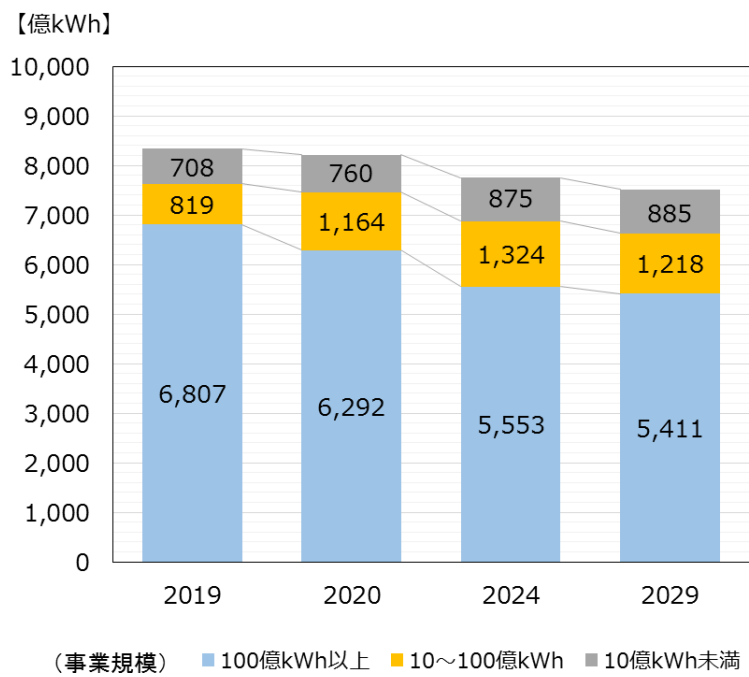


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2020年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2020年度内に発電設備を計上していない事業者（107者）を除いて集計している。

太陽光発電事業者の増加が顕著で、太陽光発電のみを保有する事業者だけで全体の過半数を占めている。

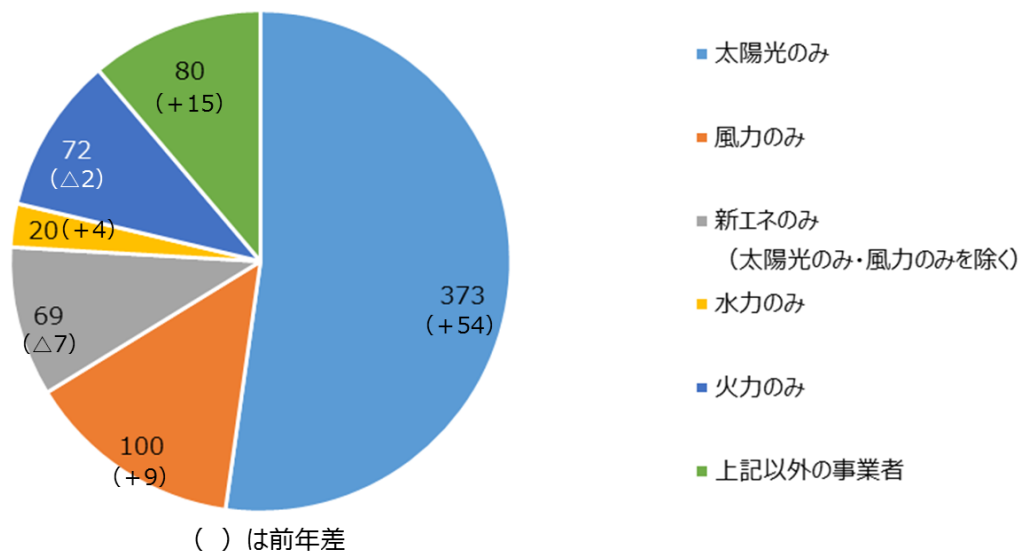


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

5. 発電事業者のエリア展開

2020年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2020年8月時点で保有設備を計上していない事業者（134者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

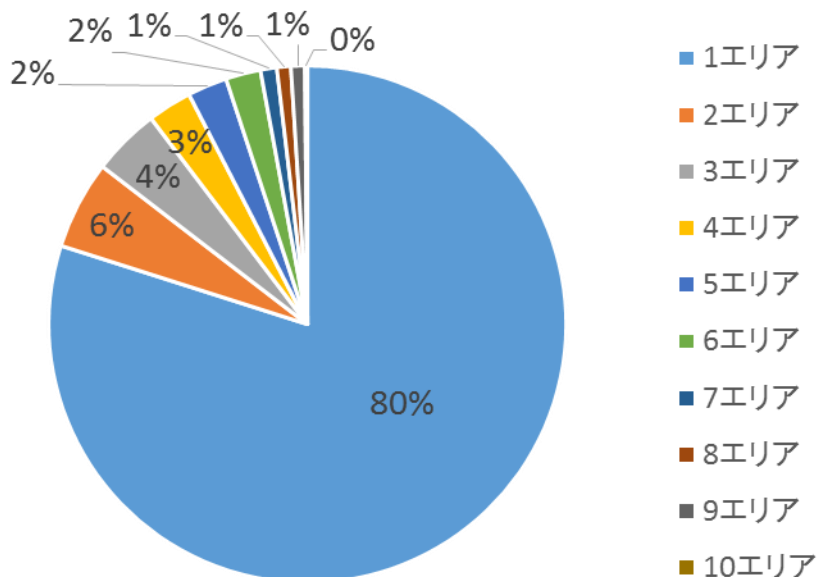


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

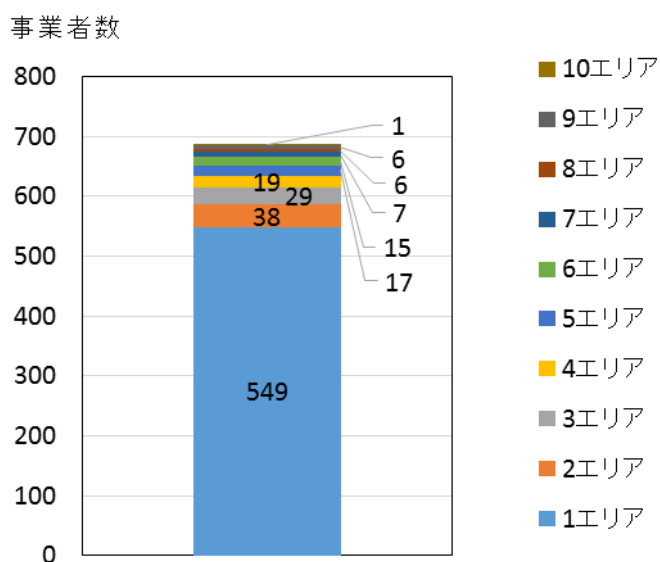
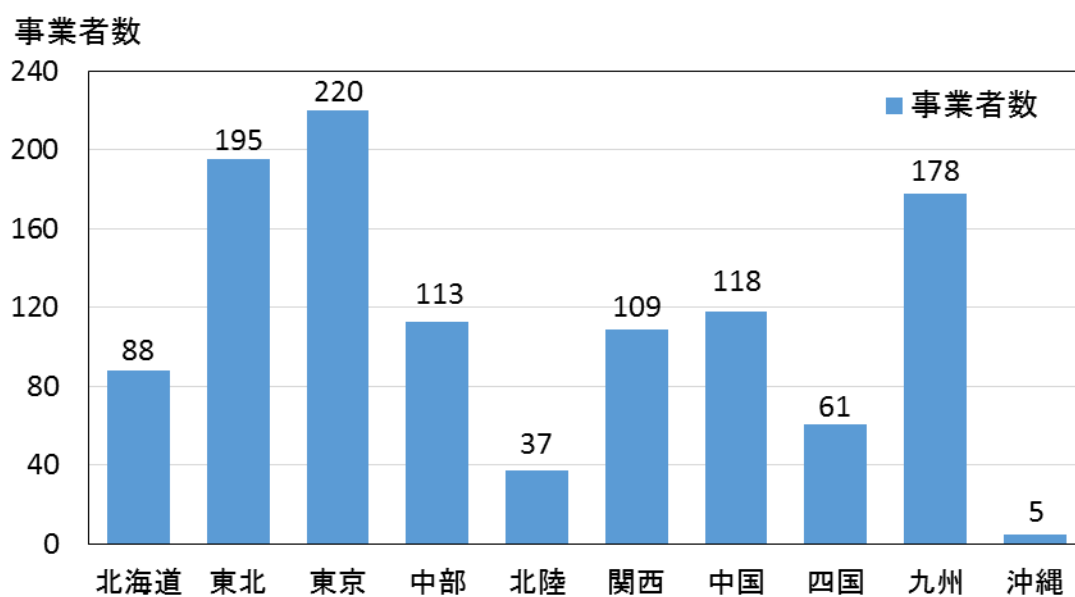


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2020年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。



2020年度の供給力

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
531	1,796	5,068	2,516	595	2,604	985	680	1,759	192

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

VII. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

1. 安定供給の確保へ向けた電源の補修停止調整の重要性

2020年度供給計画の取りまとめにおいては、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。その一方で、新たな休廃止計画の計上により火力発電の供給力が減少するため、特に直近3ヶ年(2020~2022年度)の需給バランスが厳しくなる見通しとなった。第1年度、第2年度については、月別需給バランス評価の結果としても適正予備率は確保できたが、第3年度である2022年度については、次回の取りまとめにおいて月別需給バランスを評価することになる。その際、電気の安定供給に必要な供給力を確保すべく、月別需給バランス評価において、需要ピーク期に補修停止が重なることのないよう適切に調整することが必要となる。

万一必要な供給力が確保できない場合には、本機関としては、容量市場における供給力確保がなされる前であることから、やむを得ず特別調達電源として供給力を公募調達する仕組みを活用し、関連する一般送配電事業者と連携して必要な供給力の確保に万全を期す所存である。

その際には「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)」に基づき、その費用負担と託送料金上の扱いについての整理が必要となることを改めて申し添える。

【参考/脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理) / P33 抜粋】

⑥個別論点(一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性)

現行の託送料金制度上、一般送配電事業者が確保する調整力にかかる固定費はH3需要*6%のみ原価算入することが認められている。

一方で、偶発的需給変動対応に必要な調整力7%のうちの1%と、電源I¹相当量は、現状では原価算入が認められていないが、一般送配電事業者が確保すべきとされてきた。

更に、今般のレジリエンス・供給力確保に係る議論の中で、容量市場創設までの間、H1需要と電源脱落が同時発生した際に備えるための予備力を一般送配電事業者が確保することや、小売電気事業者が本来確保すべき供給力(H3需要*101%)を確保せず供給力が不足する際には、やむを得ず不足分を一般送配電事業者が確保することとされている。

現状、一般送配電事業者が確保すべきとされる調整力及び予備力の範囲と託送料金上原価算入できる調整力及び予備力の範囲が乖離してきており、改めて、一般送配電事業者が確保すべき調整力及び予備力の範囲と、その託送料金上での扱いについて整理することの必要性が確認された。

＜再生可能エネルギーの更なる有効利用の観点＞

容量市場にて供給力確保がなされた後は、実需給の2年前に行う電源の「容量停止計画の調整」のメカニズム（調整に応じるリクワイアメント）の仕組みの中で、冬季を含めた需要ピーク期の補修停止の調整が円滑に、かつ効率的に行われることが期待されている。

そのような中、オフピーク期においては、CO₂低減に寄与する再生可能エネルギーの発電を抑制せず、より有効利用する観点から、揚水発電設備の補修停止を避けようとしている実態もある。その一方で、容量市場の調整メカニズムではオフピーク期の補修停止を促す仕組みとなり、結果的に再生可能エネルギーの出力が抑制されることで、当該発電電力の有効利用量が減少してしまうことがあり得るといふ点にも留意が必要である。

再生可能エネルギーの導入拡大が進展するなか、その有効利用のためにオフピーク期の補修停止を避ける電源の価値を評価する必要性についても検討が求められるものと考ええる。

2. 容量市場開設後の供給計画のあり方

供給計画は、電気事業法の規定に基づき、今後10年間の安定供給の確保状況や設備形成状況を確認するものであり、容量市場開設後であってもその基本的な目的・役割は変わらないと考える。また、容量市場開設後においては、毎年の供給計画の取りまとめ時に、今後10年間にわたって容量市場を通じて必要な供給力が調達され得るだけの発電設備（供給力）が存在しているかを確認することが重要となる。そのため、本機関としては一般送配電事業者と連携し、新規電源開発の動向や、既存の発電事業者による電源の休廃止計画、更には休止中電源の活用可能性の把握などに傾注することになると考える。

特に、電源の休廃止という観点では、供給計画の取りまとめ時に相当量の休廃止計画が計上された場合でも、送配電設備の送電能力も含め必要な供給力を確保することが求められる。そのような将来の見通しや必要な対策の検討に資するために、電源の休廃止に関する動向を事前に把握し、国や本機関、一般送配電事業者で連携をとって対応することがより一層重要となる。

他方、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者の供給力調達行動を見ると、卸取引市場などからの調達比率が高い傾向が継続している。今後、小売電気事業者の長期的に確保すべき供給力が容量市場を通じて確保される仕組みが整っていくが、それとともに、旧一般電気事業者の小売部門も含め、小売電気事業者が卸取引市場や短期の相対契約などから供給力を調達する傾向も、継続あるいは増加すると想定される。

このような小売電気事業者による供給力の確保手段の多様化や、インバランス料金制度の見直しといった環境変化も踏まえ、今後の供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況の確認のあり方について、あらためて精査する時期に来ていると考える。

3. 送配電設備の高経年化に対応する更新計画の立案について

本機関にて、今後10年間の送配電設備の新設や更新計画の適切性について確認した結果、将来にわたり設備が的確に更新されていくために、以下の4点に留意して検討を行っていく必要があると考える。

- ・更新時期の的確な見極め

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設された高経年設備の更新に対応する案件が今後増加する傾向にあるが、送配電設備を適切に維持管理していくためには、設備の更新時期を的確に見極める必要がある。

- ・工事施工力の確保

地域間連系線や再生可能エネルギー電源の接続に対応した工事が増加していく中でも、設備を更新するために必要となる工事施工力も確保する必要がある。

- ・作業停止調整の実施

更新するために必要な作業停止期間や停止頻度が増加することから、電力を安定的に供給しながら工事を行うために、計画的に作業停止調整を実施する必要がある。

- ・国民負担抑制と信頼度維持の両立

国民負担を抑制しつつ、電力系統の信頼度を維持するために必要な投資を行っていく必要がある。

本機関としては、これらの点を踏まえつつ、設備の劣化状況や故障時の影響度合いを適切に評価し、全国大での優先順位を見据えた的確な更新計画の立案が必要と考える。

これについては「電力系統に関するマスタープラン³⁷」の一環として、客観的な評価の下で適切に高経年設備の改修が行われる仕組みについて検討する予定である。

併せて、電力の安定供給を支える重要インフラ設備の更新を効率的に遂行すべく、託送料金改革においても必要な投資確保の措置が求められると考える。

Ⅷ. まとめ（2020年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）及び年間需要電力量（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。年平均を減少傾向の見通しとしている理由は、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などが主な要因となる。

2. 需給バランス

向う10年におけるエリア別の需給バランス評価は、連系線の空容量を使ってエリア間の供給力移動を考慮することにより、全てのエリア・年度において評価基準（沖縄エリア以外は供給予備率8%以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを満たす見通しとなった。今後も、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における設備容量（kW）及び送電端電力量（kWh）の推移は、太陽光・風力など新エネルギーが増加する見通し。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画は、新規で長距離送電線網の整備が計画された。地域間連系線の整備計画は、昨年から変更はなかった。

5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の事業者分布の状況をとりまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された現状の課題について、3件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 第1, 2年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 159

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・ 165

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2020年度

エリア別の需給バランス¹⁷(需要電力を表(別)1-1、供給力を表(別)1-2、供給予備力を表(別)1-3、供給予備率を表(別)1-4)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条(工事計画)の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表(別)1-5に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス(需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率)を表(別)1-6に示す。

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	400	362	364	410	419	394	437	455	490	500	493	455
東北	1,057	985	1,062	1,267	1,295	1,159	1,058	1,180	1,316	1,369	1,354	1,258
東京	3,852	3,728	4,120	5,319	5,319	4,552	3,781	4,019	4,454	4,775	4,775	4,335
東3社計	5,309	5,075	5,546	6,996	7,033	6,105	5,276	5,654	6,260	6,644	6,622	6,048
中部	1,868	1,887	2,034	2,464	2,464	2,258	1,967	1,945	2,190	2,297	2,297	2,098
北陸	386	367	403	497	497	442	374	412	468	492	492	456
関西	1,810	1,863	2,135	2,672	2,672	2,306	1,908	1,984	2,384	2,459	2,459	2,191
中国	745	750	823	1,043	1,043	912	781	836	1,009	1,033	1,033	912
四国	346	348	397	498	498	435	359	370	459	459	459	410
九州	1,040	1,056	1,202	1,539	1,539	1,327	1,131	1,154	1,473	1,493	1,493	1,270
中西6社計	6,195	6,271	6,994	8,713	8,713	7,680	6,520	6,701	7,983	8,233	8,233	7,337
9社合計	11,504	11,346	12,540	15,709	15,746	13,785	11,796	12,355	14,243	14,877	14,855	13,385
沖縄	103	120	138	145	146	142	130	112	98	103	101	95
10社合計	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	596	615	587	528	553	566	541	631	573	570	561	577
東北	1,300	1,310	1,307	1,452	1,504	1,366	1,244	1,369	1,529	1,595	1,573	1,541
東京	4,281	4,402	4,958	5,808	5,851	5,463	4,541	4,484	5,018	5,361	5,410	5,032
東3社計	6,176	6,327	6,852	7,787	7,909	7,395	6,326	6,484	7,119	7,526	7,544	7,150
中部	2,185	2,292	2,492	2,687	2,726	2,741	2,500	2,398	2,637	2,663	2,657	2,588
北陸	550	519	503	629	601	541	421	453	494	539	547	549
関西	2,199	2,147	2,323	2,903	2,909	2,781	2,170	2,152	2,437	2,586	2,624	2,486
中国	961	997	1,138	1,295	1,285	1,220	1,109	1,050	1,140	1,183	1,169	1,160
四国	467	450	508	610	614	557	551	464	539	555	542	516
九州	1,382	1,436	1,457	1,731	1,716	1,625	1,394	1,317	1,509	1,607	1,656	1,601
中西6社計	7,745	7,840	8,420	9,855	9,852	9,465	8,145	7,834	8,755	9,131	9,196	8,900
9社合計	13,921	14,167	15,272	17,642	17,761	16,860	14,471	14,318	15,875	16,657	16,740	16,049
沖縄	180	187	182	187	187	187	189	167	161	162	170	177
10社合計	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	196	253	223	118	134	172	104	176	83	70	68	122
東北	243	325	245	185	209	207	186	189	213	226	219	283
東京	429	674	838	489	532	911	760	465	564	586	635	697
東3社計	867	1,252	1,306	791	876	1,290	1,050	830	859	882	922	1,102
中部	317	405	458	223	262	483	533	453	447	366	360	490
北陸	164	152	100	132	104	99	48	41	26	47	55	94
関西	389	284	188	231	237	475	262	168	53	127	165	295
中国	216	247	315	252	242	308	328	214	131	150	136	248
四国	121	102	111	112	116	122	192	94	80	96	83	106
九州	342	380	255	192	177	298	263	163	36	114	163	331
中西6社計	1,550	1,569	1,426	1,142	1,139	1,785	1,625	1,133	773	898	963	1,563
9社合計	2,417	2,821	2,732	1,933	2,015	3,075	2,676	1,963	1,632	1,780	1,885	2,665
沖縄	76	67	44	42	41	45	58	55	63	59	69	82
10社合計	2,493	2,888	2,776	1,975	2,055	3,120	2,734	2,018	1,695	1,839	1,955	2,746

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

□ : 8%以上に改善したエリア

表（別） 1－6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	103	121	143	147	150	146	130	112	98	103	101	95
供給力	180	190	190	195	200	198	189	167	161	162	170	177
供給予備力	76	69	47	48	50	52	58	55	63	59	69	82
供給予備率	74.0%	56.6%	32.9%	32.5%	33.5%	35.6%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%

○2021年度

エリア別の需給バランス¹⁷（需要電力を表（別）1－7、供給力を表（別）1－8、供給予備力を表（別）1－9、供給予備率を表（別）1－10）を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）1－11に示す。

更に沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）1－12に示す。

表（別）1－7 各月別の需要電力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	399	361	363	409	418	393	436	453	488	498	491	453
東北	1,055	984	1,060	1,265	1,293	1,157	1,056	1,177	1,313	1,366	1,351	1,255
東京	3,845	3,720	4,112	5,307	5,307	4,542	3,774	4,010	4,443	4,762	4,762	4,326
東3社計	5,299	5,065	5,535	6,981	7,018	6,092	5,266	5,640	6,244	6,626	6,604	6,034
中部	1,875	1,894	2,041	2,473	2,473	2,266	1,974	1,952	2,198	2,305	2,305	2,106
北陸	385	366	402	495	495	440	372	411	466	490	490	454
関西	1,805	1,858	2,129	2,663	2,663	2,300	1,903	1,978	2,378	2,449	2,449	2,186
中国	747	752	825	1,046	1,046	914	783	839	1,011	1,036	1,036	914
四国	345	347	395	496	496	433	358	368	457	457	457	408
九州	1,040	1,055	1,201	1,538	1,538	1,326	1,130	1,154	1,472	1,492	1,492	1,269
中西6社計	6,197	6,272	6,993	8,711	8,711	7,679	6,520	6,702	7,982	8,229	8,229	7,337
9社合計	11,496	11,337	12,528	15,692	15,729	13,771	11,786	12,342	14,226	14,855	14,833	13,371
沖縄	104	121	141	146	147	143	131	112	99	103	102	96
10社合計	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

表（別）1－8 各月別の供給力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	573	558	570	541	533	547	535	607	647	639	636	556
東北	1,325	1,356	1,357	1,586	1,613	1,395	1,309	1,394	1,564	1,657	1,643	1,537
東京	4,491	4,549	4,663	5,545	5,584	5,283	4,410	4,327	4,910	5,082	4,989	4,623
東3社計	6,389	6,462	6,589	7,672	7,730	7,225	6,253	6,328	7,120	7,378	7,269	6,716
中部	2,261	2,272	2,439	2,632	2,637	2,533	2,310	2,230	2,367	2,453	2,397	2,320
北陸	475	488	495	568	542	511	481	475	535	534	536	528
関西	2,317	2,267	2,503	2,889	2,899	2,702	2,318	2,266	2,513	2,652	2,693	2,455
中国	945	1,017	1,078	1,320	1,328	1,212	1,046	973	1,072	1,165	1,179	1,109
四国	473	510	527	617	612	582	533	444	530	545	536	495
九州	1,497	1,462	1,562	1,869	1,924	1,848	1,531	1,468	1,712	1,758	1,648	1,567
中西6社計	7,967	8,016	8,605	9,896	9,941	9,388	8,218	7,857	8,730	9,108	8,989	8,473
9社合計	14,356	14,478	15,194	17,568	17,671	16,612	14,471	14,185	15,850	16,485	16,257	15,190
沖縄	166	188	209	209	213	202	196	175	167	166	162	165
10社合計	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	174	197	207	132	115	154	99	154	159	141	145	103
東北	270	372	297	321	320	238	253	217	251	291	292	282
東京	646	829	551	238	277	741	636	317	467	320	227	297
東3社計	1,090	1,397	1,054	691	712	1,133	987	688	876	752	665	682
中部	386	378	398	159	164	267	336	278	169	148	92	214
北陸	90	122	94	73	47	71	109	65	70	44	46	74
関西	512	409	374	226	236	402	415	288	135	203	244	269
中国	198	265	253	274	282	298	263	134	61	129	143	195
四国	128	163	132	121	116	149	175	76	73	88	79	87
九州	457	407	361	331	386	522	401	314	240	266	156	298
中西6社計	1,771	1,745	1,612	1,185	1,230	1,709	1,698	1,155	749	879	760	1,137
9社合計	2,860	3,142	2,666	1,876	1,942	2,841	2,685	1,843	1,625	1,630	1,424	1,819
沖縄	62	67	68	63	66	58	65	63	68	63	60	69
10社合計	2,923	3,209	2,734	1,938	2,008	2,900	2,750	1,906	1,693	1,693	1,485	1,888

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表（別） 1－11 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	104	122	144	148	151	147	131	112	99	103	102	96
供給力	166	191	214	217	227	212	196	175	167	166	162	165
供給予備力	62	69	70	69	76	66	65	63	68	63	60	69
供給予備率	60.1%	56.6%	49.0%	46.6%	50.2%	44.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%

別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2020 年度以降 10 年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4）を以下に示す。また、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第 48 条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）2-5 に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの 1 月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、電気事業法第 48 条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を計上した供給予備率を表（別）2-10）を、沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）2-11 に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8 月 15 時²³）

	【万 kW】									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	419	418	418	419	419	419	419	420	420	420
東北	1,295	1,293	1,289	1,283	1,277	1,271	1,265	1,258	1,251	1,244
東京	5,319	5,307	5,304	5,302	5,298	5,295	5,291	5,302	5,298	5,295
東 3 社計	7,033	7,018	7,011	7,004	6,994	6,985	6,975	6,980	6,969	6,959
中部	2,464	2,473	2,462	2,451	2,440	2,429	2,418	2,421	2,411	2,401
北陸	497	495	493	491	491	491	491	490	490	490
関西	2,672	2,663	2,653	2,643	2,634	2,626	2,617	2,608	2,600	2,591
中国	1,043	1,046	1,046	1,045	1,043	1,042	1,041	1,040	1,038	1,037
四国	498	496	494	492	491	490	488	487	485	484
九州	1,539	1,538	1,538	1,539	1,540	1,541	1,543	1,544	1,545	1,546
中西 6 社計	8,713	8,711	8,686	8,661	8,639	8,619	8,598	8,590	8,569	8,549
9 社合計	15,746	15,729	15,697	15,665	15,633	15,604	15,573	15,570	15,538	15,508
沖縄	146	147	148	149	150	151	152	152	153	154
10 社合計	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8 月 15 時²³）

	【万 kW】									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	553	533	533	629	629	632	627	676	676	676
東北	1,504	1,613	1,647	1,674	1,692	1,701	1,740	1,747	1,755	1,763
東京	5,851	5,584	5,595	5,784	5,805	6,018	5,998	6,003	6,046	6,050
東 3 社計	7,909	7,730	7,775	8,088	8,126	8,351	8,365	8,427	8,477	8,489
中部	2,726	2,637	2,732	2,739	2,824	2,815	2,814	2,821	2,821	2,824
北陸	601	542	552	564	565	559	563	564	562	564
関西	2,909	2,899	2,903	2,872	2,870	2,756	2,766	2,771	2,756	2,757
中国	1,285	1,328	1,346	1,299	1,306	1,311	1,312	1,309	1,302	1,305
四国	614	612	558	605	611	611	615	617	611	614
九州	1,716	1,924	1,826	1,834	1,755	1,766	1,682	1,678	1,669	1,673
中西 6 社計	9,852	9,941	9,917	9,914	9,931	9,819	9,751	9,760	9,722	9,738
9 社合計	17,761	17,671	17,692	18,002	18,057	18,170	18,116	18,187	18,199	18,227
沖縄	187	213	199	214	218	213	212	213	213	213
10 社合計	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440

表(別) 2-3 長期の供給予備力見通し(8月15時²³⁾)

[万kW]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	134	115	115	210	210	213	208	256	256	256
東北	209	320	358	391	415	430	475	489	504	519
東京	532	277	291	482	507	723	707	701	748	755
東3社計	876	712	764	1,084	1,132	1,366	1,390	1,447	1,508	1,530
中部	262	164	270	288	384	386	396	400	410	423
北陸	104	47	59	73	74	68	72	74	72	74
関西	237	236	250	229	236	130	149	163	156	166
中国	242	282	300	255	262	269	271	270	264	268
四国	116	116	64	113	120	121	127	130	126	130
九州	177	386	288	295	215	225	139	134	124	127
中西6社計	1,139	1,230	1,231	1,253	1,292	1,200	1,153	1,170	1,153	1,189
9社合計	2,015	1,942	1,995	2,337	2,424	2,566	2,543	2,617	2,660	2,719
沖縄	41	66	51	64	68	62	61	60	59	59
10社合計	2,055	2,008	2,046	2,402	2,492	2,628	2,604	2,677	2,720	2,777

表(別) 2-4 長期の供給予備率見通し(8月15時²³⁾【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月15時²³）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

 : 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	500	498	499	499	499	499	500	500	500	501
東北	1,369	1,366	1,362	1,358	1,354	1,350	1,346	1,342	1,338	1,334

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	570	639	665	640	643	644	693	693	693	693
東北	1,595	1,657	1,659	1,686	1,701	1,718	1,759	1,771	1,795	1,811

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	70	141	166	141	144	145	193	193	193	192
東北	226	291	297	328	347	368	413	429	457	477

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）
 （連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
需要電力	150	151	152	153	154	155	156	156	157	158
供給力	200	227	213	228	232	227	227	228	228	229
供給予備力	50	76	61	75	79	73	72	71	71	70
供給予備率	33.5%	50.2%	40.2%	48.9%	51.1%	46.9%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%

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

2021 年度向け調整力の公募にかかる
必要量等の考え方について

2020年7月

電力広域的運営推進機関

2021年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2020年7月15日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及び透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2021年度を調整力の提供対象期間として、2020年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

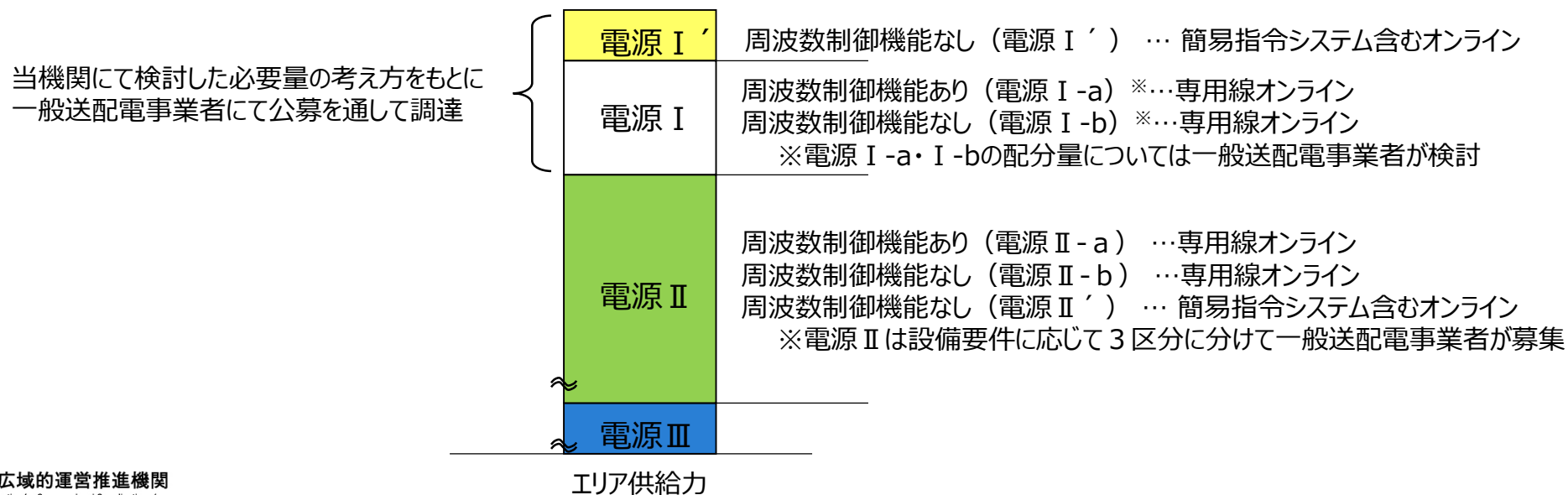
電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。

- さらに、後述（p.4）のとおり、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

※ 電源Ⅰ'は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ'として区別して記載する。



■ 電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア以外>

$$\text{電源 I} = \text{最大3日平均電力} \times 7\%$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2020年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2021年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2021年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

<沖縄エリア>

$$\text{電源 I} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量}$$

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域（エリア）内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は現在、見直しを検討中であることから、暫定的に昨年度の57MWとする。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※¹。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※¹ この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

- 電源 I ' 必要量は夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定し、いずれか大きい方を電源 I ' 必要量とする。

$$\text{電源 I ' 必要量} = \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

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

- ただし、最大 3 日平均電力 (以下、「H3 需要」という) が最大ではない季節 (夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季) については、以下のとおり算定する。
 - a. H3 需要が最大となる季節の H3 需要 $\times 101\%$ に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
 - b. 評価した供給力が当該季節の H3 需要 $\times 101\%$ を上回る場合は、上式の「最大 3 日平均電力 $\times 101\%$ 」をその値に置き換える。
 - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
 - (a) 計画停止量の差
 - (b) 再エネ (太陽光発電、風力発電、一般水力) および揚水の供給力の差
※調整係数を用いる (沖縄エリア以外)
 - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は 8 月、冬季は 1 月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

- 上式の各値は以下による。
 - a. 廠気象 H 1 需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - b. 最大需要発生の不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
 - 東京：夏季 2.43%、冬季 2.64%
 - 北海道・東北・中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
 - 東京エリアの夏季において、中西エリアからの供給力移動できる量として、10万kWを電源 I ' の募集量から控除する。
 - c. 廠気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3 %とする。
 - d. 最大 3 日平均電力 (H 3 需要) については、以下の需要を用いる。
 - H3需要については2020年度供給計画の第2年度の想定需要を用いることを原則とする。
 - 2021年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、H3需要を2021年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
 - e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
 - f. 稀頻度リスク分は、H3需要が最大となる季節のH3需要の1%とする。
※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは独立系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。
- b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁) に基づいて算定した厳気象 H 1 需要に対する供給力と H 3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I ' の募集量に反映させる。

参考資料

(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論資料)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

電源 I 必要量の考え方について

2021年度向け調整力公募に係る状況変化

4

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の開設に向けて準備が進められているところであり、開設以降、段階的に広域化が進められる予定である。
- 需給調整市場の商品において、三次調整力②は2021年度からの広域調達・広域運用が予定されている。
- 2021年度においては、需給調整市場で調達される三次調整力②以外の調整力は、電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱを公募にて確保し、運用していく必要がある。
- なお、三次調整力①相当の調整力については2021年度からの広域運用が予定されている。広域運用との関係性については、次回委員会にて整理することとする。

商品 \ 年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場			三次② 需給調整市場 (広域)	三次① 需給調整市場 (広域)	二次② 需給調整市場 (広域)	二次① 需給調整市場 (エリア内)
			一次 需給調整市場 (開始時期検討中)			
電源Ⅰ-a (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場
電源Ⅰ-b (kW)	エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源Ⅰ' (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場
電源Ⅱ	エリア内公募 (随時)					余力活用
電源Ⅱ'	エリア内公募 (随時)					余力活用

今回の
公募対象年度

出所)第16回需給調整市場検討小委員会 (2020年1月29日) 資料2 一部追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html

- 2020年度の取りまとめを踏まえると供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるため、昨年度と同様に、今回も、「当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)の必要供給予備力を電源 I として確保する必要がある」と考えられるか。

必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量 (1)

13

- 電源 I はkW価値とΔkW価値を同時に調達するものであることから、電源 I 必要量は「必要予備力確保の観点」と「実需給断面で必要となる調整力の観点」から、これまでご議論いただいた。
- 必要予備力確保の観点では、本年3月に取りまとめた供給計画では、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%※を確保できる見通しとなった。
※一般送配電事業者が確保した電源 I を含めた予備率
- しかし、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低い傾向は続いており、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できない。したがって、確実に供給力を確保していくことが重要であり、小売電気事業者の供給力が不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理したところ。
- そのため、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」(＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量) を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。
- ただし、電源 I で不足する分の調整力を電源 II の余力に期待するだけでなく、確実に確保できるよう電源 II 事前予約の仕組みがあることを踏まえつつ、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の検討を行うことかどうか。

上げ調整力必要量のうち電源 I に対応する量の考え方

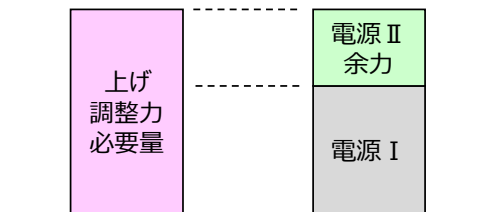
- 昨年度と同様、今回も、実需給断面では、一般送配電事業者は確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応することとなるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくいことから、一般送配電事業者が電源 II 余力に期待できないと考えられる残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を分析に用いることが適切と考えられる。
- したがって、これまで同様に今回も、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

上げ調整力必要量のうち電源 I に対応する量の考え方

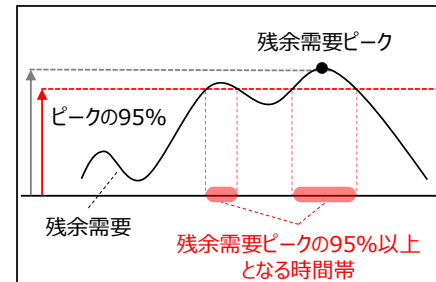
11

- 現在、こうした事象に対して、実需給断面においては、一般送配電事業者は年初段階で確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応している。
- 電源 II は小売電気事業者の供給力等と相乗りする電源等であり、残余需要の低い時間帯などには電源 II 余力が生じることがあるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくく、一般送配電事業者は電源 II 余力に期待できないと考えられる。そのため、一般送配電事業者は「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」を年間を通じて確保しておく必要がある。
- こうした必要な量を分析するためには、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を用いることが適切と整理してきた。
- そのため、今回もこれまで同様に、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

上げ調整力必要量のうち
電源 I と電源 II 余力に対応するイメージ



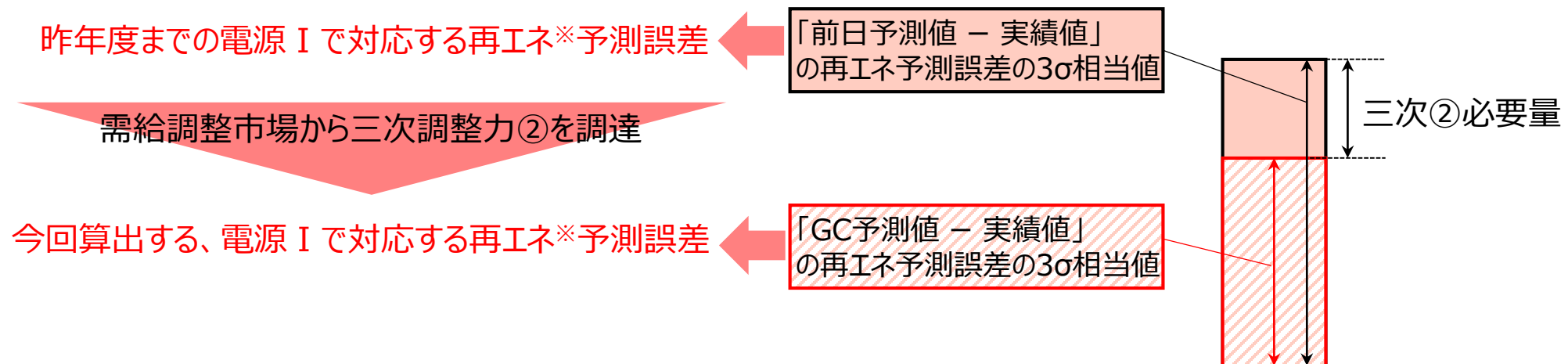
残余需要が残余需要ピークの95%以上
となる時間帯のイメージ



2021年度において電源 I に対応する再エネ予測誤差

- 昨年度までは、電源 I に対応する再エネ予測誤差は、FIT特例制度①③の予測誤差含む全ての再エネ予測誤差であり、具体的には「(前日予測値－実績値)の3σ」を上げ調整力必要量として算定してきた。
- 2021年度から需給調整市場が開設され、一般送配電事業者はFIT特例制度①③の予測誤差に対応する上げ調整力として三次調整力②を需給調整市場から調達する。
- 三次調整力②の必要量の算定式は「(前日予測値－実績値)の3σ－(GC予測値－実績値)の3σ」となる。
- 電源 I では、三次調整力②によって対応するFIT特例制度①③の予測誤差以外の再エネ*予測誤差に対応することとなる。
- したがって、今回算出する上げ調整力必要量における、2021年度における電源 I に対応する再エネ*予測誤差は、「(GC予測値－実績値)の3σ」となる。

※FIT特例制度①③とそれ以外の再エネすべてを示す



H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

- 実需給断面での調整力必要量のうち、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース等は昨年度と同様）。
 - ✓ 対象データ：2019年4月～2020年3月
 - ✓ 「時間内変動 + 3σ相当値」、「残余需要予測誤差 + 2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前(GC時点)計画値を使用
 - ✓ 昨年度までFIT特例制度①③太陽光・風力出力であったものを再エネ合算値とし、予測値は1時間前計画値を使用
 - ※昨年度まではFIT特例制度①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例制度③の予測値は前日予測値を使用
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
 - ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用
 - ※単機最大ユニット容量は昨年と同じだが、系統容量が変わったため60Hzエリアで1.37%、50Hzエリアで1.42%に変更

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	366日	366日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000～4,000	732	約300	72

- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力に対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。

H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2019年度のデータによる算定結果～

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- エリア別で見るとH3需要の7%を下回る結果も出ているが、大半はH3需要の7%を上回る結果となっている。
- 9エリア単純平均では、各ケースでH3需要の8～9%という算定結果となった。
- エリア別で見ると、北海道、中国、四国エリアは他エリアと比べると量が大きくなる傾向となっており、主に、北海道エリアは小売需要予測誤差による影響、中国、四国エリアは再エネ出力予測誤差による影響と考えられる。

	対象日	対象ワ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	366日	ピーク ^{※1} の95%以上	10.8	9.0	6.0	7.5	7.5	7.2	9.7	9.1	8.0	8.3
ケース2	366日	ピーク ^{※1} 2コマ	9.4	9.3	5.4	7.6	7.4	7.1	10.1	7.8	7.6	8.0
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	9.8	8.9	6.5	7.5	8.6	8.0	9.9	10.6	8.9	8.8
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	9.9	7.7	6.1	7.1	8.9	7.2	9.5	12.3	8.0	8.5
【参考】	366日	全時間帯	12.0	10.0	6.7	8.0	8.7	7.5	10.7	11.8	11.0	9.6

※1 残余需要ピーク

※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

実需給断面で必要となる調整力の観点からの電源Ⅰ必要量

- 今回算出した「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、三次調整力②にて対応する再エネ予測誤差分が控除され、必要量は減少するものの、H3需要の7%を超える値も見られた。
- 一方で、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できていると考えられる。
- したがって、昨年度と同様に、今回も、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。

実需給断面で必要となる調整力の観点からの電源Ⅰ必要量

28

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、H3需要の7%を超える値も見られ、前年度と比べると、上げ調整力必要量が増加する傾向が出ているエリアも見られる。
- しかし、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことを踏まえると、電源Ⅱ余力が生じにくい時間帯が対象となるように分析を行っているものの、この上げ調整力必要量の中には電源Ⅱ余力に期待できる量も含まれていると考えられる。
- つまり、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用し、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているのではないかと。
- したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、上げ調整力必要量が増加する傾向が見られるものの、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。

- 以上のことから、昨年度と同様に、今回も、**2021年度向けの調整力公募においても、必要予備力の観点から確保することが必要とした偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)を電源 I 必要量とすることでどうか。**
- 2020年度を取りまとめを踏まえると供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるため、昨年度と同様に、今回も、「当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)の必要供給予備力を電源 I として確保する必要がある」と考えられる。
 - 「実需給段面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、三次調整力②にて対応する再エネ予測誤差分が控除され、必要量は減少するものの、H3需要の7%を超える値も見られた。
 - 一方で、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。
 - したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、一般送配電事業者が確実に活用できる電源 I を、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えない。
 - なお、「電源 II の事前予約」の仕組みは、需給調整市場から三次調整力②を調達する2021年度以降は不要となると考えられる。

電源 I ' 必要量の考え方について

電源 I 'の主な確保目的

- 昨年度と同様に、今回も、電源 I 'の主な確保目的は、「過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすること」となると考えられるか。

電源 I 'の主な確保目的

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する^{※1}。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I 'は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

出所) 第40回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019年6月14日) 資料2 一部改変
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

最大需要発生時の不等時性の考慮

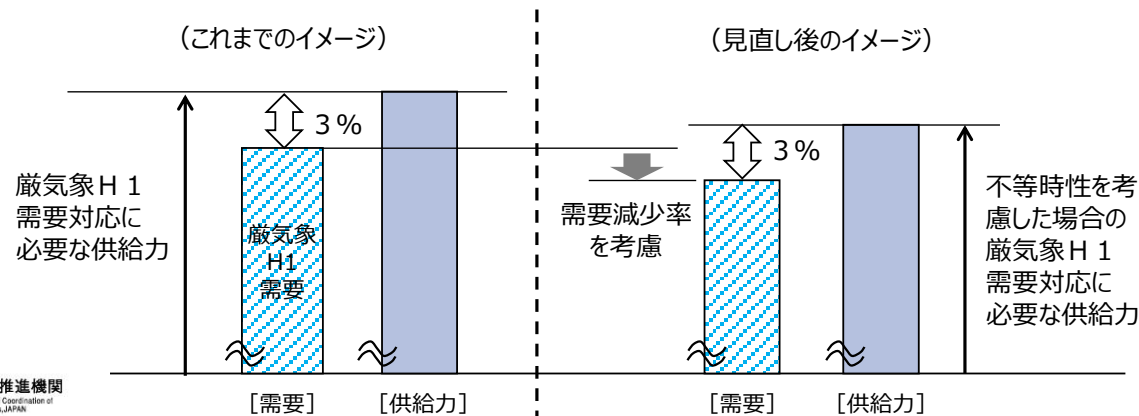
- 昨年度と同様に、今回も、最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価することとしてはどうか。

最大需要発生時の不等時性の考慮（1）

44

- 最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時間帯の需要を想定する必要があるが、需給検証においては、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から以下のような方法で不等時性を考慮している。
 - ✓ 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価。
- 電源 I' 必要量においても同様の考えで算出した需要減少率を考慮することとする。
 - 電源 I' = 厳気象H1需要 × $\frac{(1 - \text{需要減少率})}{103\%}$
 - (平年H3需要 × 101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率)

【不等時性の考慮イメージ】



不等時性を考慮するブロックの考え方

- 昨年度と同様に、今回も、一定の考え方により、断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価する。
- 具体的には、ある1つのエリアが厳気象H1需要となるときには、その他のエリア需要が不等時性によって厳気象H1需要よりも低くなるとする場合に、そのときの他エリアの供給余力を融通受電することができる連系線の空容量があるかどうかを確認する。

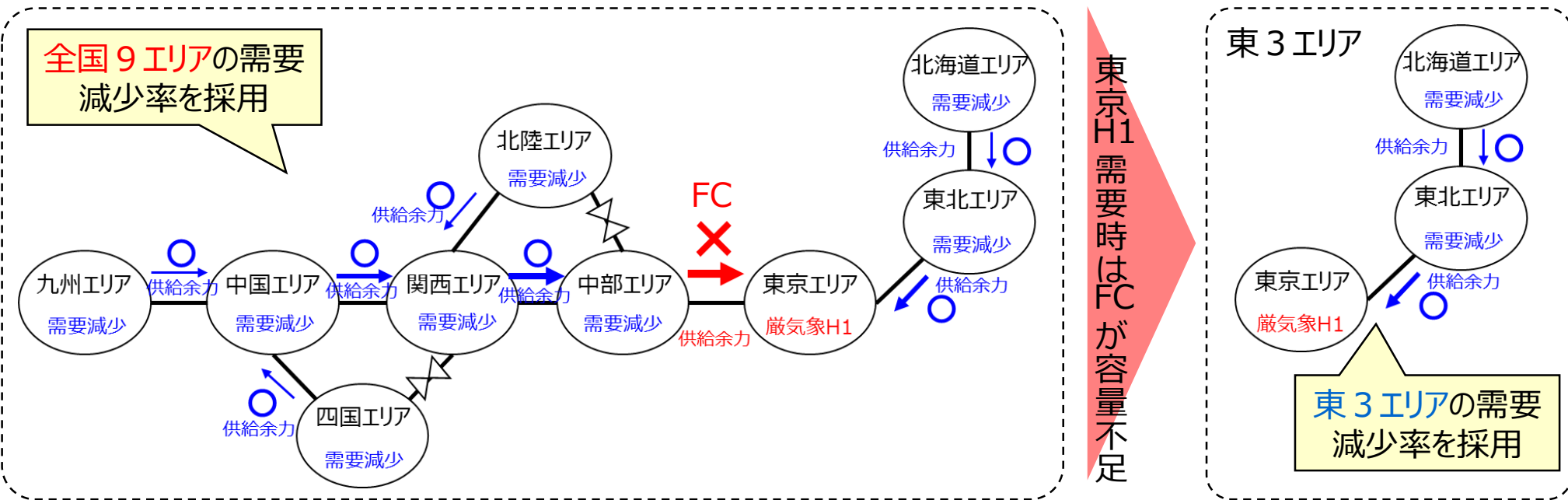
不等時性を考慮するブロックの考え方（1）

50

- 最大需要発生時の不等時性を考慮し、エリアごとに需要減少率を考慮した需要に対して予備率3%を確保する場合、エリアごとには厳気象H1需要に対して予備率3%を確保しないことになる。
- そのため、厳気象H1需要となったエリアは他エリアからの供給力の移動に期待することとなり、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があることが必要となる。したがって、連系線を活用できるかどうかで、どのようなブロックで不等時性を考慮するかが変わってくる。
- 容量市場開設後は、確率論的必要供給予備力算定手法において連系線制約を考慮した上で、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たすように全国にて安価な電源から約定処理を行い、電源を確保する方向で検討が進められていることから、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の評価においては全国9エリアブロックの需要減少率を採用した。
- しかし、現状では、各エリアにて必要供給力を確保することとしているから、一定の考え方により断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価することとしたい。

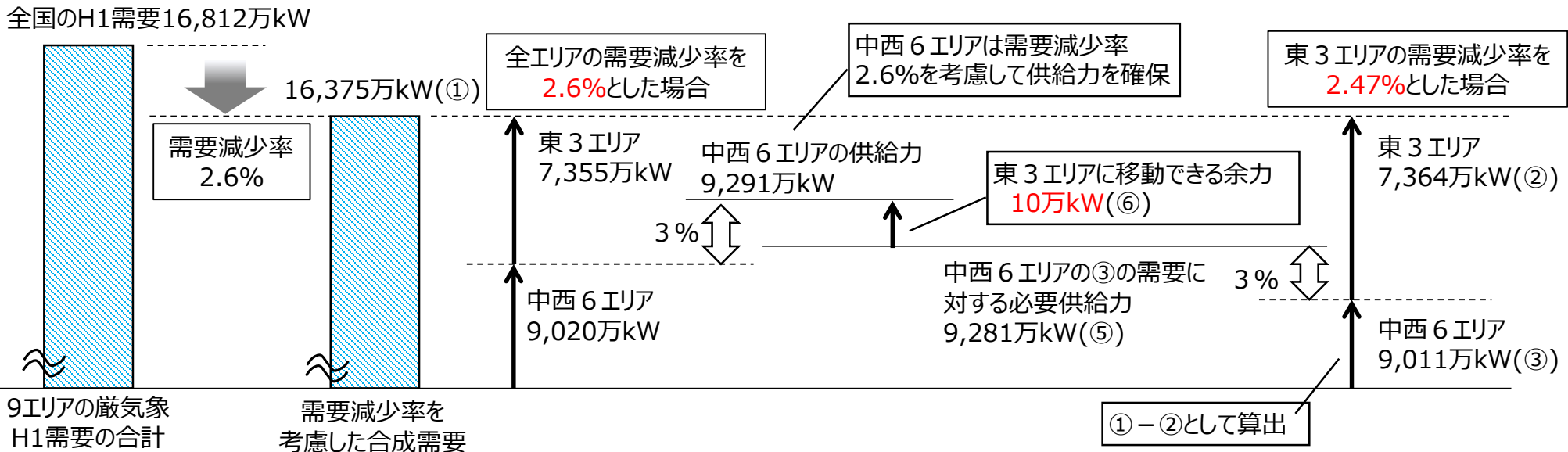
2021年度向け公募における各エリアのブロック分けと採用する需要減少率

- ブロック分けについて具体的に検討した結果、東京エリア以外のエリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、各連系線の空容量の範囲内で供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリア以外のエリアでは、全国9エリアの需要減少率(夏季2.6%、冬季2.64%)を採用してはどうか。
- 一方で、東京エリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、中西エリアの供給余力が東京中部間連系設備(FC)の空容量を超過していた。次に、東エリアの需要減少率を考慮した場合には、各連系線の空容量の範囲内で北海道エリア・東北エリアの供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリアは、東エリアの需要減少率(夏季2.47%、冬季2.79%)を考慮することとなるか。詳細には次ページ以降で検討する。



2021年度向け公募における東京エリアで採用する夏季の需要減少率

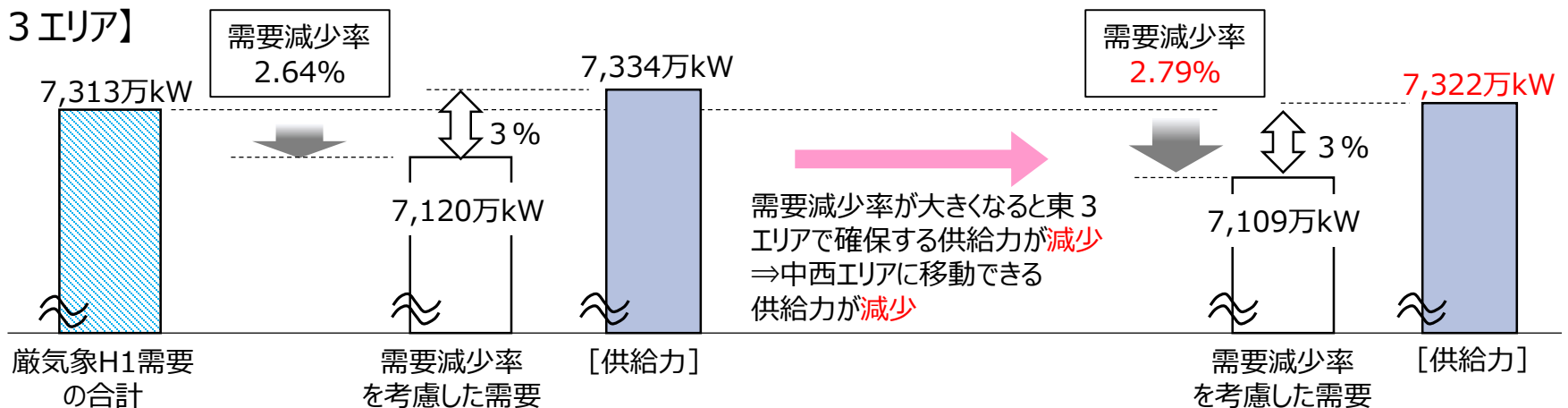
- 東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を東京エリアへ移動するためには、東京中部間連系設備(FC)の空容量が不足している。
- そのため、東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合は、中部→東京向けで分断とし、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用せず、東エリアの需要減少率(夏季:2.47%)を用いて検討を行うこととなるか。
- 一方で、FCについては、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を夏季の厳気象H1需要となる東京エリアへ移動することはできないが、空容量の範囲内での供給余力の移動が少なからず考慮可能である。
- 具体的には、東エリアの需要減少率(夏季:2.47%)を採用した場合、中西エリアから移動できる供給余力は10万kWと算出され、FCには10万kW以上の空容量があることから、東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合は、この中西エリアからの10万kWの供給余力の移動を考慮することとしてはどうか。



2021年度向け公募における東京エリアで採用する冬季の需要減少率

- 東京エリアを冬季の厳気象H1需要とする場合、全国の需要減少率(冬季:2.64%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を東京エリアへ移動するためには、東京中部間連系設備(FC)の空容量が不足している。
- そのため、東京エリアを冬季の厳気象H1需要とする場合は、中部→東京向けで分断とし、全国の需要減少率(冬季:2.64%)を採用せず、東エリアの需要減少率(冬季:2.79%)を用いて検討を行うこととなるか。
- 一方で、冬季は、東エリアの需要減少率(2.79%)の方が全国の需要減少率(2.64%)より大きい。通常、不等時性を考慮するブロックが小さくなると、不等時性の効果が小さくなり、需要減少率は小さくなると考えられるが、冬季については、全国9エリア→東3エリアにした場合、需要減少率が大きく(2.64%→2.79%)なることから、このままの値を採用して東3エリアが供給力を確保した場合、中西エリアのある1つのエリアで冬季の厳気象H1需要とする場合に、東3エリアから中西エリアへ移動できる供給余力が減少することとなり、中西エリアの必要供給力を確保することができなくなる。
- したがって、昨年度と同様に、今回も、東3エリアで考慮する冬季の需要減少率は全国9エリアの冬季の需要減少率2.64%と同じ値を採用する必要があるのではないか。

【冬季の東3エリア】



- 検討結果より、最大需要発生時の不等時性を、下記のとおり、東京エリア以外のエリアと東京エリアとで分けて評価することとしてはどうか。
 - 2021年度向け公募においては、**東京エリア以外のエリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.60%、冬季2.64%）**を採用する。※詳細計算は参考スライドによる
 - **東京エリアにおいては、個別検討結果、需要減少率 夏季※2.43%、冬季2.64%**を採用する。
なお、夏季の電源 I ' 必要量算定においては中西エリアからの供給力移動できる量として10万kWを考慮する。

計画外停止率の考慮

- 昨年度と同様に、今回も、計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」の供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。

計画外停止率の考慮（1）

- 電源 I ' 必要量はこれまで以下の式にて算定しており、「廠気象 H 1 需要対応に必要な供給力」から「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」を控除した量としている。
 - これまでの電源 I ' 必要量算定式

$$\text{電源 I '} = \frac{\text{廠気象 H 1 需要} \times 103\%}{\text{廠気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} - \left(\frac{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$
- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、需給検証においては、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価することとし、主要電源である火力発電の計画外停止率2.6%を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除している。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」が計画段階で確保される供給力に相当することから、**これらの供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。**

夏季と冬季の小売電気事業者の供給力確保見込みの考え方

- 昨年度と同様に、今回も、電源 I ' の必要量算定においては夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)とガスタービン発電設備などの供給力の差を考慮することとしてはどうか。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、昨年度と同様に、今回も、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、一般送配電事業者が算定することとしてはどうか。

夏季と冬季の小売電気事業者の供給力確保見込みの考え方

81

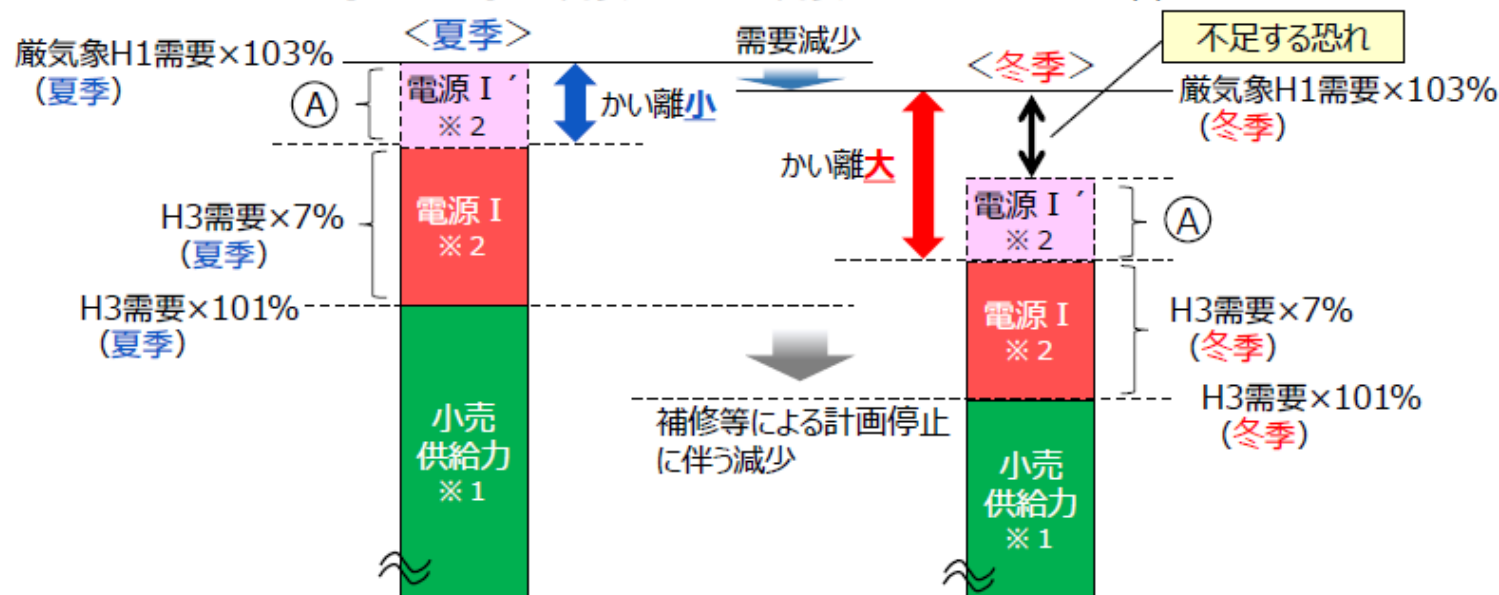
- 夏季と冬季のどちらの電源 I ' 必要量が多くなるかは、必要量算定において、小売電気事業者が確保する供給力を、どのように見込むかによって変わり得る。
- 具体的には、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の H 3 需要に応じて減少すると見込む場合には、厳気象 H 1 需要が最大ではない季節であっても、厳気象 H 1 需要と平年 H 3 需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、電源 I ' 必要量が多くなる。
- H 3 需要が最大ではない季節において、H 3 需要に基づいてのみ小売電気事業者の供給力を評価すると、電源 I ' 必要量が過大に評価される恐れもあるため、極力、実態に見合った評価となるように、**夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)とガスタービン発電設備の供給力の差を考慮**することとした。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、**一般送配電事業者が算定すること**でどうか。

厳気象に対応するための供給力確保における課題

34

- 現状、厳気象H1需要が最大となる月における需給バランスを保つことを目的に、一般送配電事業者が電源 I' を確保している。
- 一方で、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、どのように対応すべきかが課題となる。

【冬季の厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きい場合のイメージ】

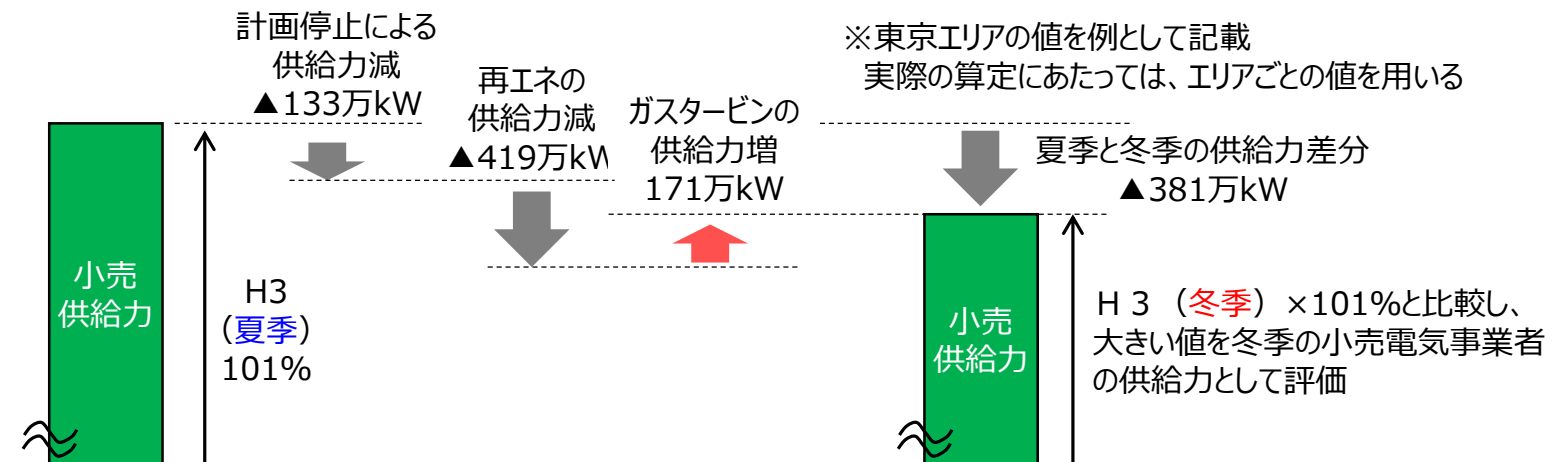


(参考) 夏季と冬季の供給力差分の考慮

- 夏季と冬季の供給力の差分を合算することで、H3需要が最大ではない月については、このような値を考慮して、小売電気事業者の供給力確保見込み分を評価することでどうか。
- ただし、H3需要が最大ではない月においても、小売電気事業者が、少なくともH3需要×101%の供給力を確保することを前提とし、H3需要×101%といずれか大きい方の値を採用することでどうか。
- 昨年度と同様に、今回も、このような方法により、**夏季と冬季の電源I'必要量を算定し、いずれか大きい方を、当該エリアの電源I'必要量とすることでどうか。**

○夏季と冬季の供給力の差分

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 98	▲ 75	▲ 381	▲ 14	▲ 5	▲ 82	▲ 100	▲ 5	▲ 74	▲ 28
	夏季 - 冬季			冬季 - 夏季						



電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

- 昨年度と同様に、今回も、厳気象時に、平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えるための供給力(稀頻度リスク対応分)として、H3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年4月26日)において整理されていることから、電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。
- なお、北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。

電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

50

- 容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の検討や需給検証に用いた火力発電の計画外停止率2.6%は2014～2016年度の8,760時間の計画外停止実績から算定した平均的な値※である。厳気象時に、こうした平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えたるための供給力(稀頻度リスク対応分)としてH3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年4月26日)において整理された。
※「第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年3月5日) 資料4 参考資料」参照
- また、容量市場開設前の供給力確保策として、特別調達電源の仕組みに加え、稀頻度リスク対応分を電源 I ' 公募にて調達することにより、「容量市場早期開設」を実施せず、安定供給を維持することが整理された。
- そのため、**電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。**
※必要供給力の費用負担については、引き続き、国の審議会にて議論いただくこととした。

電源 I ' のエリア外調達について

国での議論状況 ～電源 I ' エリア外調達時の連系線確保量上限値について

第51回委員会 資料2-1

- 第48回制度設計専門会合(2020年6月30日)において、2021年度向け調整力公募における電源 I ' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限値について示されたところ。
- 今後、上限値の範囲内で公募を行い、公募結果に基づき、エリア外で落札された電源 I ' の容量と同量の連系線容量を確保することとする。

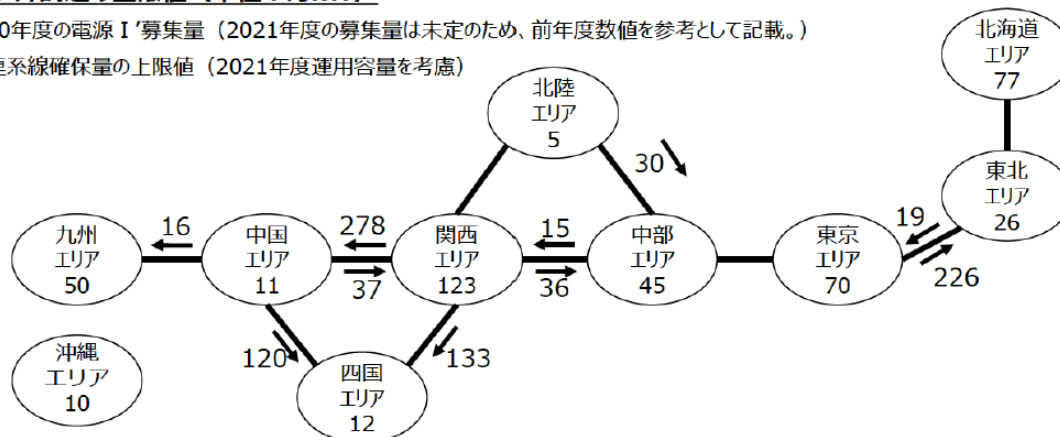
算出結果まとめ：2021年度の電源 I ' の連系線確保量の上限値

- 電源 I ' を広域的に調達することによるメリットとスポット・時間前のデメリットを考慮し、各連系線の、2021年度向け電源 I ' のエリア外調達上限値の算出結果は以下のとおり。2020年度の公募調達では、この値を上限値として公募を行うことでよいと考えるがどうか。
 - なお、昨年度の電源 I ' 募集量に対して上限値が大きくなっている連系線があるが、実際の連系線確保量は約定量となるため、約定した量以上に確保されることはない。
 - なお、公募後の落札者の選定においては、域外からの応札については、改めて価格差を考慮し、それを落札することによるメリットがスポット・時間前に与えるデメリットを上回ると評価されるケースのみ落札されることになる。

電源 I ' のエリア外調達の上限値 (単位：万kW)

円内数値：2020年度の電源 I ' 募集量 (2021年度の募集量は未定のため、前年度数値を参考として記載。)

黒字：電源 I ' 連系線確保量の上限値 (2021年度運用容量を考慮)



※域外からの応札の評価方法については、電力・ガス取引監視等委員会事務局から一般送配電事業者へに通知する。(昨年と同様)

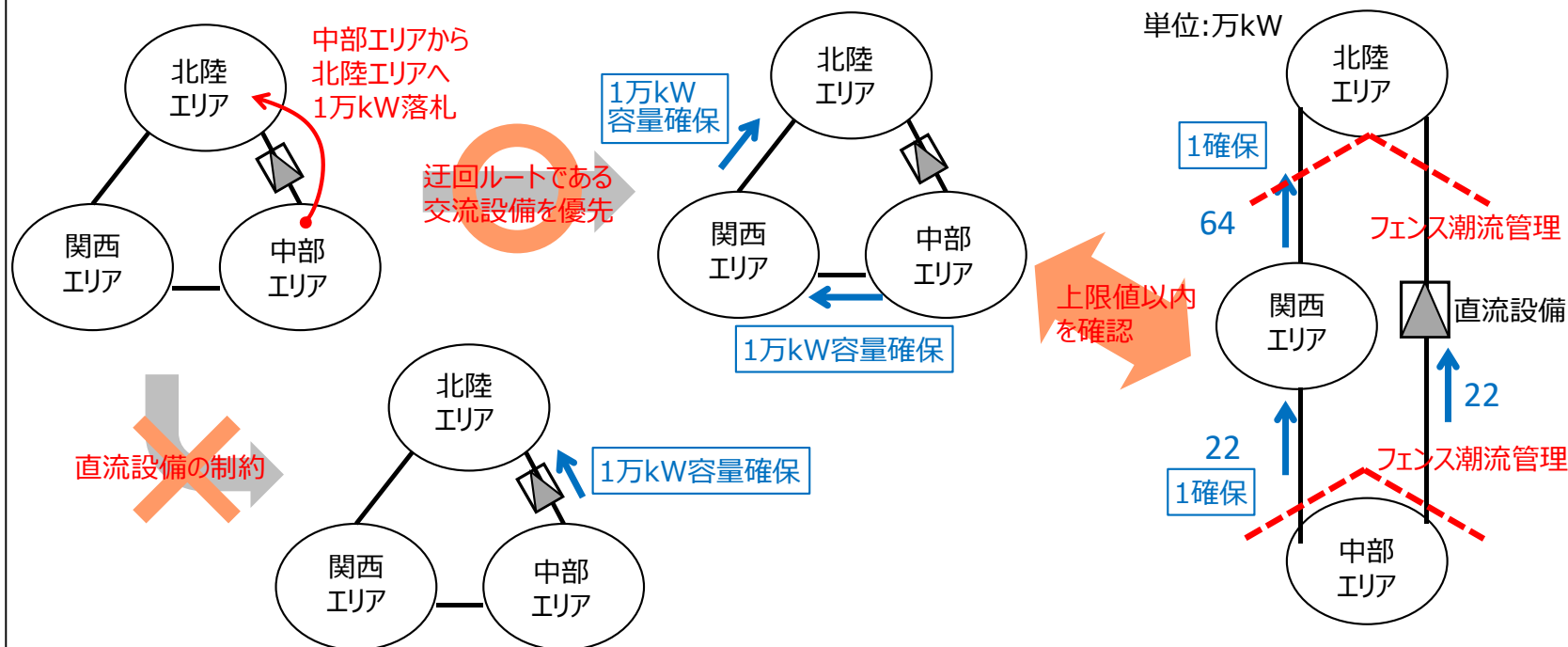
フェンス潮流で管理している連系線については、直流設備の制約を踏まえた上で落札者選定において、一般送配電事業者間で連系線利用量を確認し、合計値を超えないようにする。(昨年と同様)

14

直流連系設備における隣接エリア間の電源 I' エリア外調達方法

13

- 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。



直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達方法

14

- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限值を超えていないことを確認する。(迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。)
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定することとする。

沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

2020年度向け調整力公募までの沖縄エリアの電源 I、電源 I -a必要量の考

第51回委員会 資料2-1

- 2020年度向け調整力公募まで、沖縄エリアについては、独立系統であることを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に、単機最大ユニット相当量を加算した量を電源 I 必要量としている。
- 具体的には、電源 I -a必要量は、2017年度向け調整力公募より変わらず、57MWとしている。

沖縄エリアの電源 I の考え方（他エリア；各月最大3日平均電力（離島除く）×7%）

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量

沖縄の2020年度電源 I 確保量；301MW（年間一定）

沖縄エリアの電源 I -aの必要量・・・57MW

【沖縄エリアの考え方】

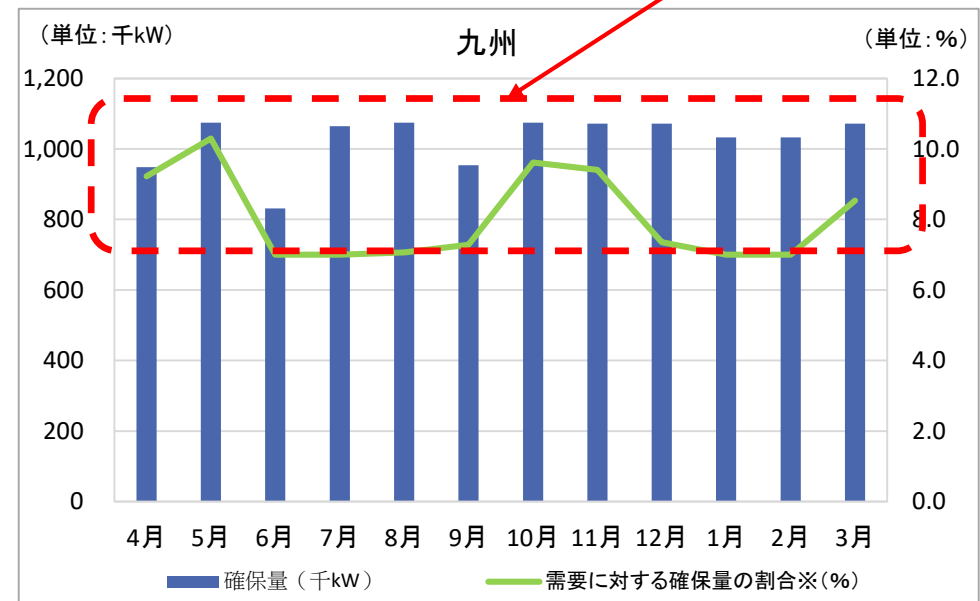
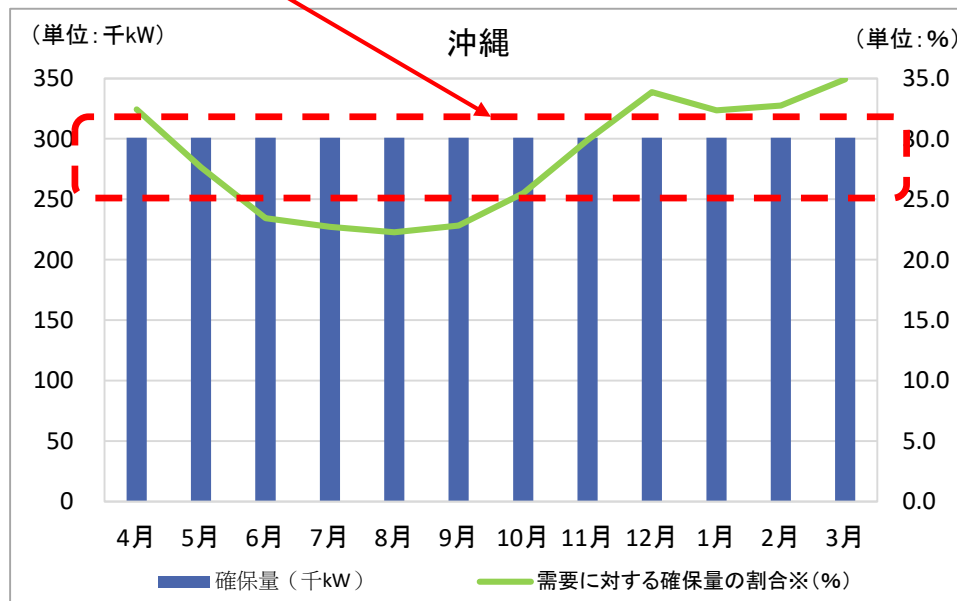
第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（資料3-2）において、「沖縄エリアは独立系統であるため、供給力（電源Ⅱの余力を含む）がエリア外に流出することはない、当面の間はGC前に見込んでいた電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できる。よって、実需給運用実績を踏まえ、年間をとおして最低限必要な調整力となる57MW（送電端）を募集する。」ことを示した。今年度の募集においてもこれまでの実需給運用実績を踏まえ、昨年と同様に57MWを募集量とする。（57MWは送電端値。発電端は60MW。）

- 前回本委員会における2020年度調整力確保計画の取りまとめ報告において、沖縄エリアの電源 I 確保量は年間一定となっていることを報告したところ。その理由としては、沖縄エリアでは、供給力(電源 II の余力を含む)がエリア外に流出することはなく、電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できるため、年間を通して最低限必要な調整力として年間一定の電源 I を確保していると確認している。
- 他方で、沖縄エリア以外の他エリアでは、各月の需要等に応じて必要量を変化させている状況である。
- また、前述の通り、沖縄エリアの電源 I の必要量は補正料金算定インデックスの参考値として用いられているところ。
- 以上のことから、沖縄エリアにおいても、電源 I 確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくことが必要ではないか。

沖縄は年間通じて確保量は一定

【2020年度調整力確保計画】

他エリアは需要(月)によって確保量は変動



沖縄エリアの電源 I の必要量の考え方について

第51回委員会 資料2-1

- 沖縄エリアにおいて、電源 I 確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくにあたり、「電源脱落時周波数低下対応の調整力」と「30分内残余需要予測誤差および時間内変動対応の調整力」の検討にあたっては、周波数シミュレーションなどにより詳細に確認することが必要であり、一定程度の時間を要することから、検討スケジュールとしては、今年度中に検討を実施し、その結果を本委員会に報告することとしてはどうか。
- 上記を踏まえ、2021年度向け調整力公募においては、暫定的に、昨年度と同様な考え方を継続することとし、電源 I -a必要量は57MWとし、電源 I 必要量は電源 I -aに単機最大発電機容量の244MWを加算した301MWとしてはどうか。

沖縄エリアの調整力必要量の再検討スケジュール (案)

	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
第51回本委員会	★本日の委員会								
電源脱落時周波数低下対応の調整力検討 (周波数シミュレーション)	ケース検討 (各月・需要・運転台数・UFR他) →データ設定→シミュレーション→結果分析								
30分残余需要誤差と時間内変動対応の調整力との突き合わせ									
条件再整理・追加検討									
公募方法の検討									
検討結果を本委員会へ報告									★

沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

- 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方については、昨年度と同様に、計画外停止率および稀頻度リスク分を考慮することとしてはどうか。
 - 電源 I ' 必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×101%+ 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}

沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでしょうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
 - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×101%+ 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでしょうか。

VI. 調査研究

Capacity Market and its Evolution
SUMMARY OF DISCUSSIONS WITH OCCTO
STAFF FOR DEVELOPING THE CAPACITY
MARKET IN JAPAN (The Brattle Group, Inc.)

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2020/files/report_2020.pdf

